

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

DISEÑO DE UN MANUAL PARA LA VALIDACION DE ESTUDIOS PVT DE FLUIDOS DE YACIMIENTOS EN VENEZUELA

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela

Por los Brs. López O. Liseth C.,

Loreto Pedro A.

Para optar al Título de

Ingeniero de Petróleo

Caracas, Noviembre 2013

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

DISEÑO DE UN MANUAL PARA LA VALIDACION DE ESTUDIOS PVT DE FLUIDOS DE YACIMIENTOS EN VENEZUELA

TUTOR ACADEMICO: Prof. Carlos J. Gil

TUTOR INDUSTRIAL: Ing. Hernán Pacheco

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela

Por los Brs. López O. Liseth C.,

Loreto Pedro A.

Para optar al Título de

Ingeniero de Petróleo

Caracas, Noviembre 2013

Caracas, Noviembre 2013

Los abajo firmantes, miembros del Jurado designado por el Consejo de Escuela de Ingeniería de Petróleo, para evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por los Bachilleres López O. Liseth C. y Loreto Pedro A., titulado:

**“DISEÑO DE UN MANUAL PARA LA VALIDACION DE ESTUDIOS PVT
DE FLUIDOS DE YACIMIENTOS EN VENEZUELA”**

Consideran que el mismo cumple con los requisitos exigidos por el plan de estudios conducente al Título de Ingeniero de Petróleo, y sin que ello signifique que se hacen solidarios con ideas expuestas por los autores, lo declaran APROBADO.



Profa. Alida Padrón

Jurado



Prof. Sandro Gasbarri

Jurado

Prof. Carlos Gil

Tutor Académico



AGRADECIMIENTOS

Primeramente queremos agradecer a Dios por darnos la salud, fuerzas y sabiduría para poder alcanzar nuestras metas.

A nuestros padres por darnos la vida y que han sido un apoyo incondicional e importante a lo largo de nuestras vidas, que han estado allí a lo largo de nuestro camino guiándonos y aconsejándonos para ser mejores personas y demostrándonos que todo es posible y este logro está dedicado exclusivamente para ustedes por su gran labor y esfuerzo. Gracias a mi mamá Carmen Ospino y papá Marcos López, y gracias a mi mamá Judith Loreto.

A nuestros hermanos que han sido un gran ejemplo a seguir, también por estar siempre presente en los momentos que más los necesitamos para darnos apoyo. Gracias Zulimar Cammara, Aldo Cammara, Eric López y Marcos López por ser ese gran apoyo.

A Toda nuestra familia en general muchas gracias por siempre estar allí a nuestras tías Matilde Ospino, María Ospino y Eduardo Loreto.

Gracias a nuestros compañeros de la U.C.V por ser tan buenos amigos y compañeros a lo largo de la carrera, a ustedes con los que hicimos un lazo de hermandad y pasamos muchas alegrías y tristezas juntos durante esta etapa que culmina con muchos éxitos para todos les agradecemos mucho. Gracias Thaismar Rodríguez, Dayre Carreño, Zandy Ferrigni, Fabiana Sánchez, Luis Briceño, Natasha Lemoine, Alexis Berthi, Carlos Cárdenas, Gloriana Castillo, Guillermo Ramírez, Leidy Sánchez, Eliamairy Irima, Jesús Amaro, Isbelis Romero y Fernanda Velásquez.

A nuestros profesores Ovidio Suarez, Rebeca Pradere y Orlando Méndez por su buena manera de enseñar, por su buena dedicación y trato especial que tuvieron.

A nuestro tutor y profesor Carlos Gil por todo su apoyo durante la ejecución de nuestro trabajo, por guiarnos y asesorarnos adecuadamente.

Queremos Agradecer al Personal del MENPET como a nuestro tutor Hernán Pacheco por dedicarnos su tiempo y toda la ayuda que nos prestó para la realización de nuestro

trabajo, también a Yorangel Tineo, Gabriel Díaz y Wanda Colmenares por todo el apoyo que nos dieron.

También queremos agradecer al personal de INTEVEP por toda la asesoría y guía que nos brindaron a lo largo del trabajo como a Jorge Giménez, María Camacho, José Hernández y Juan Hernández

Y por último queremos agradecer al Profesor Gonzalo Rojas que fue de mucha ayuda para nosotros, sin conocernos fue muy amable, nos guió, asesoró y nos facilitó información importante para nuestra tesis.

López O. Liseth C.

Loreto, Pedro A.

DISEÑO DE UN MANUAL PARA LA VALIDACION DE ESTUDIOS PVT DE FLUIDOS DE YACIMIENTOS EN VENEZUELA

Tutor académico: Prof. Carlos Gil. Tutor industrial: Ing. Hernán Pacheco.

**Tesis, Caracas. U.C.V. Facultad de Ingeniería. Escuela de Petróleo. Año 2013,
págs. 228.**

Palabras Claves: MANUAL, PRUEBAS Y VALIDACIÓN PVT, MUESTREO, CONSIPVT, PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS.

Resumen: Los estudios PVT se llevan a cabo con el propósito de caracterizar los fluidos que hay dentro del yacimiento, es una herramienta de gran ayuda para estimar el comportamiento que experimentan las propiedades físicas y químicas de los fluidos, consisten en simular en el laboratorio el agotamiento de presión y los tipos de separación gas-líquido que ocurren durante la producción desde el yacimiento hasta la superficie, para que el laboratorio simule correctamente las propiedades de los fluidos debe tomar una muestra que sea representativa del yacimiento. El objetivo principal de este trabajo consiste en el diseño de un manual de general de validación de estudios PVT que comprenda desde la toma de una muestra en campo hasta las pruebas que se realizan en el laboratorio para petróleo negro, petróleo volátil y gas condensado de Venezuela. Cabe destacar que puede aplicarse a otros yacimientos del mundo que contengan estos mismos fluidos ya que se aplican los mismos criterios de validación. Es un trabajo del tipo descriptivo-explicativo, el diseño de la investigación es documental-bibliográfica, el manual se realizó en 7 fases empezando desde los tópicos y esquematización del manual, pasando por la búsqueda, recopilación y análisis de la información para finalizar en la determinación de la metodología que mejor se ajusta a los fluidos de Venezuela. En esta investigación como primera conclusión se presenta la importancia que tiene una muestra representativa del fluido original del yacimiento debido a que el uso de los datos de las propiedades de fluidos obtenidos de las muestras no representativas pueden resultar en errores en la gestión de yacimientos como cálculos de reservas, análisis nodales, métodos de recobro mejorado entre otras, aun cuando sean consistentes los datos de las pruebas de laboratorio.

ÍNDICE DE CONTENIDO

INDICE DE FIGURAS.....	xviii
INDICE DE TABLAS	xxiii
INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO I.....	3
PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	3
OBJETIVO GENERAL	4
OBJETIVOS ESPECÍFICOS	4
ANTECEDENTES	5
CAPÍTULO II	7
METODOLOGÍA DE LA INVESTIGACIÓN	7
TIPO DE INVESTIGACIÓN.....	7
DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN.....	7
DESCRIPCIÓN DE LAS FASES DE LA INVESTIGACIÓN	7
Fase 1: Selección de tópicos y esquematización de la investigación	7
Fase 2: Búsqueda y recopilación del material bibliográfico.....	8
Fase 3: Selección y clasificación del material bibliográfico recopilado.....	9
Fase 4: Lectura, análisis y discusión del material bibliográfico recopilado	9
Fase 5: Realización del manual de estudios PVT	9
Fase 6: Terminación del trabajo especial de grado.....	10
Fase 7: Análisis de resultados.....	11
CAPÍTULO III	12
FUNDAMENTOS TEÓRICOS	12
TEMA I: CONCEPTOS BÁSICOS.....	12

Índice de Contenido

1.1 Definiciones.....	12
1.1.1 Presión de burbujeo	12
1.1.2 Presión de rocío	12
1.1.3 Punto crítico.....	12
1.1.4 Punto cricondentérmico	12
1.1.5 Punto cricondenbárico	13
1.2 Propiedades de los fluidos en el yacimiento	13
1.2.1 Factor volumétrico de formación del petróleo.....	13
1.2.2 Factor volumétrico de formación del gas	14
1.2.3 Factor volumétrico total o bifásico	14
1.2.4 Relación gas– petróleo en solución	15
1.2.5 Viscosidad del petróleo.....	16
1.2.6 Factor de compresibilidad del petróleo.....	17
1.2.7 Gravedad específica del petróleo	17
1.2.8 Gravedad API	18
1.2.9 Expansión térmica del petróleo.....	18
1.2.10 Viscosidad del gas	18
1.2.11 Factor de desviación del gas	18
1.2.12 Gravedad específica del gas.....	18
1.3 Fluidos de yacimientos de hidrocarburos	19
1.3.1 Introducción	19
1.3.2 Yacimientos de petróleo negro	20
1.3.3 Yacimientos de petróleo volátil	21
1.3.4 Yacimientos de gas condensado	22

Índice de Contenido

1.3.5 Yacimientos de gas húmedo	23
1.3.6 Yacimientos de gas seco	24
TEMA II: MUESTREO DE FLUIDOS DE YACIMIENTO	27
2.1 Introducción.....	27
2.2 Planificación del programa de muestreo	29
2.2.1 General.....	29
2.2.2 Factores que influyen en la planificación	31
2.2.2.1 Tipos de Fluidos de Yacimientos	31
2.2.2.2 Efecto del Tipo de Fluido de Yacimiento en la Planificación	31
2.2.2.3 Otras consideraciones.....	35
2.3 Métodos de muestreo.....	35
2.3.1 Muestreo de Fondo	36
2.3.1.1 Muestreadores de fondo de pozo.....	36
2.3.1.2 Probadores de Formación.....	36
2.3.2 Muestreo de Superficie	37
2.3.3 Muestreo de Cabezal.....	38
2.3.4 Las ventajas relativas del muestreo de fondo y de superficie.....	39
2.3.4.1 Ventajas de la toma de muestras de fondo	39
2.3.4.2 Ventajas de los probadores de formación	39
2.3.4.3 Ventajas del muestreo de superficie.....	40
2.4 Preparación del pozo para el muestreo	41
2.4.1 Generalidades.....	41
2.4.2 Pozos de petróleo	41
2.4.2.1 Métodos.....	42

Índice de Contenido

2.4.3 Bombeo en pozos de petróleo	45
2.4.3.1 Métodos	45
2.4.4 Pozos de Gas Condensado	46
2.4.4.1 Métodos	47
2.4.4.1.1 Método de flujo dividido o Iso-cinética	48
2.4.4.1.2 Método de muestreo de fondo	48
2.4.4.2 Muestreo de gas condensado	49
2.4.5 Pozos que producen fluido cuasi-crítico	50
2.4.6 Pozos de gas húmedo o seco	50
2.6 Duración del periodo de acondicionado del pozo	51
2.7 Mediciones de campo durante el acondicionamiento del pozo	52
2.7.1 Presión y Temperatura del cabezal de pozo	53
2.7.2 Tasa de Gas	53
2.7.2.1 Gravedad del Gas	54
2.7.2.2 Temperatura del Gas	55
2.7.3 Tasa de petróleo	55
2.7.3.1 Separador primario de la tasa de flujo de petróleo	56
2.7.3.1.1 Medidor de líquido	56
2.7.3.1.2 Método de separación de líquido de un Build Up	56
2.7.3.2 Tasa de producción de petróleo a condiciones tanque	57
2.7.3.2.1 Método de tasa de petróleo a condiciones de tanque	57
2.7.3.2.2 Método de cálculo a condiciones de tanque	58
2.7.4 Tasa de Producción de Agua	59
2.7.5 Presión del Separador	60

Índice de Contenido

2.7.6 Temperatura de separación	61
2.7.6.1 Separadores convencionales.....	61
2.7.6.2 Separadores de baja temperatura.....	62
2.7.6.3 Separadores de alta temperatura.....	62
2.7.7 Frecuencia de recolección de datos durante el acondicionamiento	63
2.8 Realización de la operación de muestreo	63
2.8.1 General.....	63
2.9 Formas de registro de datos para el acondicionamiento de pozo y el muestreo	64
2.10 Envío y limpieza de recipientes.....	64
2.10.1 Envío de muestras de fluidos del yacimiento	64
2.10.2 Limpiezas de contenedores de muestras	65
2.10.2.1 Procedimientos de limpieza para contenedores de muestras en superficie	65
2.10.2.2 Procedimientos de limpieza para contenedores de muestras del fondo	67
2.11 Seguridad.....	68
TEMA III: PRUEBAS Y VALIDACIÓN PVT DE PETRÓLEO NEGRO.....	69
3.1 Pruebas PVT	69
3.1.1 Composición del fluido de yacimiento	69
3.1.2 Prueba de expansión a composición constante	69
3.1.3 Prueba de liberación diferencial	73
3.1.4 Prueba de Separadores	74
3.1.5 Prueba de viscosidad.....	75
3.1.6 Liberación Diferencial vs Liberación Instantánea	76

Índice de Contenido

3.2 Limitaciones de las pruebas de laboratorio	76
3.3 Consistencia de los resultados de un análisis PVT.....	77
3.3.1 Prueba de condiciones de recombinación.....	77
3.3.2 Prueba de densidad	77
3.3.3 Prueba de linealidad de la función Y	78
3.3.4 Prueba de balance de materiales	78
3.3.5 Prueba de desigualdad	81
3.4 Validación de las pruebas PVT con información de campo	81
3.5 Presión óptima de separación	82
3.6 Contenido mínimo de un informe pvt de crudo negro	82
3.6.1 Datos de campo.....	82
1) Características del yacimiento	82
2) Características del pozo	83
3) Condiciones del muestreo	83
3.6.2 Composición de los fluidos del yacimiento.....	83
3.6.3 Prueba de expansión a composición constante	83
3.6.4 Estudio de la liberación diferencial del gas	84
TEMA IV: PRUEBAS Y VALIDACIÓN PVT DE GAS CONDENSADO.....	85
4.1 Introducción.....	85
4.2 Tipos de separacion gas-líquido	85
4.2.1 Separación Diferencial.....	85
4.2.2 Separación Instantánea	86
4.3 Procesos de separacion gas-liquido en el yacimiento y superficie.....	87
4.4 Pruebas PVT de laboratorio	87

Índice de Contenido

4.4.1 Recombinación	89
4.4.2 Composición	89
4.4.3 Prueba CCE.....	89
4.4.4 Prueba CVD	90
4.4.5 Prueba de Separador	91
4.5 Proceso simulado por las pruebas PVT de gas condensado	91
4.6 Información obtenible de las pruebas PVT	92
4.7 Limitaciones de las pruebas de laboratorio	93
4.8 Aplicaciones	93
4.9 Validación de las pruebas PVT	94
4.9.1 Representatividad de las Muestras.....	94
4.9.2 Consistencia de los Resultados	95
4.9.2.1 Recombinación Matemática.....	95
4.9.2.2 Balance Molar	98
4.9.2.3 Criterio de Hoffman, Crump y Hoccott	104
4.9.2.4 Criterio de las constantes de equilibrio K	108
4.9.2.5 Criterio en base a la composición del gas	109
4.9.2.6 Criterio en base a la composición del líquido retrogrado	109
TEMA V: PRUEBAS Y VALIDACIÓN PVT DE PETRÓLEO VOLÁTIL.....	110
5.1 Introducción.....	110
5.2 Pruebas PVT de petróleos volátiles.....	110
5.2.1 Composición del fluido del yacimiento	111
5.2.1.1 Muestra bifásica	111
5.2.1.2 Muestra monofásica	112

Índice de Contenido

5.2.2 Prueba CCE.....	112
5.2.3 Prueba CVD	113
5.2.4 Prueba de viscosidad.....	114
5.2.5 Prueba de separador	114
5.3 Validación de las pruebas PVT de petróleo volátil	115
5.3.1 Representatividad.....	116
5.3.2 Consistencia de los resultados	116
5.3.2.1 Linealidad de la Función Y	116
5.3.2.2 Recombinación matemática	117
5.3.2.3 Balance molar de la prueba CVD para un crudo volátil	117
5.3.2.4 Criterio de Hoffman y Cols Aplicado a crudos volátiles	120
TEMA VI: PREPARACIÓN DE LOS DATOS PVT PARA USO EN CÁLCULOS DE YACIMIENTOS	122
6.1 Introducción.....	122
6.2 Suavización de los datos de la prueba de expansión	122
6.3 Cálculo del PVT combinado	123
6.4 Extrapolación de los datos PVT	126
6.4.1 Corrección de los datos P-V	127
6.4.2 Extrapolación de Bod.....	130
6.4.3 Extrapolación de Rsd	131
6.4.4 Extrapolación de μ_o	134
6.4.5 Corrección de las pruebas de separador.....	137
TEMA VII: PROGRAMA COMPUTACIONAL DE VALIDACIÓN PVT	138
7.1 Introducción.....	138

Índice de Contenido

7.2 Inicialización del programa	138
7.2.1 Abrir Programa	138
7.2.2 Pantalla Inicial	139
7.3 Consistencia de las pruebas pvt.....	140
7.3.1 Gas Condensado/Petróleo Volátil.....	140
7.3.1.1 Recombinación Matemática.....	140
7.3.1.1.1 Propiedades del líquido de separador.....	142
7.3.1.1.1.1 Método de Standing y Katz	142
7.3.1.2 Cálculo de Xi.....	142
7.3.1.3 Constantes de equilibrio.....	142
7.3.1.4 Criterio de Hoffman, Crump y Hoccott	142
7.3.1.5 Producción de la celda	145
7.3.2 Petróleo Negro	145
7.3.2.1 Prueba de densidad.....	145
7.3.2.2 Función Y	146
7.3.2.3 Prueba de balance de materiales	147
7.3.2.4 Prueba de desigualdad.....	148
7.3.2.5 P.V.T. Combinado	149
7.4 Soluciones a problemas frecuentes.....	150
CAPITULO IV	152
RESULTADOS Y ANALISIS.....	152
VALIDACIÓN PVT DE PETRÓLEO NEGRO	152
Representatividad de la muestra	152
Prueba de densidad	152

Índice de Contenido

Linealidad de la Función Y	153
Prueba de Balance de Materiales	154
Prueba de Desigualdad.....	155
PVT Combinado	156
VALIDACIÓN PVT DE GAS CONDENSADO	157
Representatividad de la muestra	157
Recombinación matemática.....	158
Criterio de Hoffman, Crump y Hoccott	158
VALIDACIÓN PVT DE PETRÓLEO VOLÁTIL	164
Representatividad de la muestra	164
Linealidad de la Función Y	164
Recombinación matemática.....	165
Criterio de Hoffman, Crump y Hoccott	166
CONCLUSIONES.....	175
RECOMENDACIONES	178
BIBLIOGRAFÍAS	179
APÉNDICE A: TABLAS DE MUESTREO	181
APÉNDICE B: PVT DE PETRÓLEO NEGRO.....	190
APÉNDICE C: PVT DE GAS CONDENSADO.....	195
APÉNDICE D: PVT DE PETRÓLEO VOLÁTIL.....	199
ANEXO 1.....	207

ÍNDICE DE FIGURAS

Fig. III-1-1 Comportamiento de β_o con respecto a la presión	13
Fig. III-1-2 Comportamiento de β_g con respecto a la presión	14
Fig. III-1-3 Comportamiento de β_t con respecto a la presión	15
Fig. III-1-4 Comportamiento de R_s con respecto a la presión	16
Fig. III-1-5 Comportamiento de la viscosidad del petróleo con respecto a la presión	17
Fig. III-1-6 Comportamiento de fases de los diferentes tipos de yacimientos de hidrocarburos	20
Fig. III-1-7 Diagrama de fase típico de un yacimiento de petróleo negro	21
Fig. III-1-8 Diagrama de fase típico de un yacimiento de petróleo volátil	22
Fig. III-1-9 Diagrama de fase típico de un yacimiento de gas condensado	23
Fig. III-1-10 Diagrama de fase típico de un yacimiento de gas húmedo	24
Fig. III-1-11 Diagrama de fase típico de un yacimiento de gas seco	25
Fig. III-2-1 Sistema de separación típico de superficie	38
Fig. III-3-1 Expansión a composición constante para petróleo negro	70
Fig. III-3-2 Comportamiento del volumen en función de la presión	71
Fig. III-3-3 Función “Y” en función de la presión	72
Fig. III-3-4(a) Cuando la P_b ha sido subestimada, 3-4(b) Cuando la P_b ha sido sobreestimada	72
Fig. III-3-5 Liberación diferencial para petróleo negro	74
Fig. III-3-6 Prueba de separadores para petróleo negro	75
Fig. III-3-6 Variación de la viscosidad en función de presión	76
Fig. III-4-1 Proceso de separación diferencial de un gas condensado	86
Fig. III-4-2 Proceso de separación instantánea (flash) de un gas condensado	87

Índice de Figuras

Fig. III-4-3 Celda PVT con ventana de vidrio	88
Fig. III-4-4 Prueba CCE	90
Fig. III-4-5 Prueba CVD	91
Fig. III-4-6 Arreglo de Separador y Tanque de prueba.....	95
Fig. III-4-7 Expresiones molares en la celda PVT	100
Fig. III-4-8 Expresiones molares en la celda PVT al paso de presión k	101
Fig. III-4-9 Conceptualización de la prueba CVD en forma directa.....	101
Fig. III-4-10 Conceptualización de la prueba CVD en forma reversa	103
Fig. III-4-11 Revisión de consistencia en base al criterio de Hoffman.....	107
Fig. III-4-12 Aplicación del criterio de Hoffman a una prueba de separador.....	107
Fig. III-4-13 $\log (K)$ vs Presión.....	108
Fig. III-4-14 $\log (Y_i)$ vs Presión	109
Fig. III-5-1 Flujograma de trabajo en el laboratorio a partir de una muestra bifásica.....	111
Fig. III-5-2 Flujograma de trabajo en el laboratorio a partir de una muestra monofásica	112
Fig. III-5-3 Procedimiento de la prueba CCE para un crudo volátil	113
Fig. III-5-4 Procedimiento de la prueba CVD para un crudo volátil	114
Fig. III-5-5 Variación de presión de la composición del gas retirado prueba CVD .	119
Fig. III-5-6 Variación con presión de la composición del líquido retirado.....	119
Fig. III-5-7 Variación de las constantes de equilibrio con presión	120
Fig. III-6-1 Ajustes de datos de R_s diferencial a condiciones de separador	124
Fig. III-6-2 Ajuste de B_o diferencial a condiciones de separador.....	125
Fig. III-6-3 Extrapolación de una prueba CCE	129

Índice de Figuras

Fig. III-6-4 Extrapolación lineal de Bod	130
Fig. III-6-5 Extrapolación no lineal de Bod	131
Fig. III-6-6 Extrapolación lineal Rsd	132
Fig. III-6-7 Extrapolación no lineal Rsd	132
Fig. III-6-8 Extrapolación de Bod hasta un nuevo valor de P_b'	133
Fig. III-6-9 Extrapolación de Rsd hasta un nuevo valor P_b'	134
Fig. III-6-10 Extrapolación de μ_o	136
Fig. III-6-11 Extrapolación de μ_o hasta un nuevo valor de P_b'	136
Fig. III-7-1 Ventana inicial del programa	139
Fig. III-7-2 Gas condensado, Pruebas	140
Fig. III-7-3 Recombinación Matemática.....	141
Fig. III-7-4 Criterio de Hoffman, Crump y Hoccott	143
Fig. III-7-5 Ventana Prueba CCE.....	144
Fig. III-7-6 Criterio de Hoffman, Prueba CVD	145
Fig. III-7-7 Prueba de Densidad.....	146
Fig. III-7-8 Función Y	147
Fig. III-7-9 Prueba de Balance de Materiales	148
Fig. III-7.10 Prueba de Desigualdad	149
Fig. III-7-11 PVT Combinado.....	150
Fig. IV-1 Función Y de petróleo negro	154
Fig. IV-2 Comparativo de R_s y B_o de las pruebas de separador y diferencial de petróleo negro.....	157
Fig. IV-3 Criterio de Hoffman prueba CVD de gas condensado	161
Fig. IV-4 Criterio de Hoffman prueba de separador de gas condensado	162

Índice de Figuras

Fig. IV-5 Fracción molar de líquido con presión de gas condensado	163
Fig. IV-6 Constantes de equilibrio con presión de gas condensado	163
Fig. IV-7 Función Y de petróleo volátil.....	165
Fig. IV-8 Criterio de Hoffman prueba CVD de petróleo volátil.....	170
Fig. IV-9 Criterio de Hoffman prueba de separador de petróleo volátil.....	171
Fig. IV-10 Huella digital de petróleo volátil	172
Fig. IV-11 Fracción de gas versus presión de petróleo volátil.....	172
Fig. IV-12 Fracción de líquido versus presión de petróleo volátil.....	173
Fig. IV-13 Constantes de equilibrio versus presión de petróleo volátil.....	173

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla II-1 Diagrama de la estructura de elaboración del trabajo	12
Tabla III-1-1 Características principales de los yacimientos de hidrocarburos	26
Tabla III-3-1 Balance de Materiales	79
Tabla III-4-1 Valores de b_i y T_{bi}	105
Tabla III-5-1 Pruebas de validación de un análisis PVT de petróleo volátil	115
Tabla III-5-2 Propiedades físicas de componentes del gas natural y gas condensado	121
Tabla IV-1 Resultados de la prueba de densidad de petróleo negro.....	153
Tabla IV-2 Resultados de la función Y de petróleo negro.....	153
Tabla IV-3 Resultados del balance de materiales de petróleo negro	155
Tabla IV-4 Resultados de la prueba de desigualdad de petróleo negro	156
Tabla IV-5 Resultados del PVT combinado de petróleo negro	156
Tabla IV-6 Resultados de la recombinación matemática de gas condensado.....	158
Tabla IV-7 Fracción molar del líquido a los diferentes niveles de presión de gas condensado	158
Tabla IV-8 Constantes de equilibrio de gas condensado	160
Tabla IV-9 Criterio de Hoffman prueba CVD de gas condensado	160
Tabla IV-10 Criterio de Hoffman prueba de separador de gas condensado	161
Tabla IV-11 Resultados de la Función Y de petróleo volátil.....	164
Tabla IV-12 Resultados de la recombinación matemática de petróleo volátil.....	165
Tabla IV-13 Fracción molar de líquido a los diferentes niveles de presión de petróleo volátil	166
Tabla IV-14 Constantes de equilibrio de petróleo volátil	168

Índice de Tablas

Tabla IV-15 Criterio de Hoffman prueba CVD	169
Tabla IV-16 Criterio de Hoffman prueba de separador	170

INTRODUCCIÓN

Para que un diseño de esquema de explotación de un yacimiento sea eficiente es necesario realizar cálculos donde intervienen los parámetros denominados PVT. El análisis PVT consiste en simular en el laboratorio el agotamiento de presión (depleción) de un yacimiento volumétrico e isotérmico. Tres parámetros básicos: presión, volumen y temperatura son los que gobiernan fundamentalmente el comportamiento de producción de un yacimiento. Para que el análisis PVT simule correctamente su comportamiento es fundamental que la muestra sea representativa del fluido original en el yacimiento.

En este trabajo se presentan recomendaciones prácticas de muestreo y acondicionamiento de los pozos de prueba antes de tomar la muestra. También se presentan los métodos para validar los resultados de las pruebas PVT, ya que en algunos casos estos resultados pueden estar errados. Las pruebas de laboratorio que se realiza para obtener el comportamiento PVT, simula los tipos de separación gas-líquido que ocurren durante la producción desde el yacimiento hasta el separador. En gran parte, la caracterización adecuada de un yacimiento dependerá de los análisis PVT representativos disponibles para el mismo, teniendo en cuenta que la validación de un PVT comprende varias etapas, cada una de las cuales debe cumplirse cabalmente para que el mismo pueda ser considerado consistente, ya que de otra forma el resultado del análisis es poco confiable para ser empleado.

La información de estos estudios es de gran importancia en la identificación de los mecanismos de recobro, el comportamiento de flujo de los pozos y en la simulación de yacimientos, para realizar un adecuado desarrollo de un yacimiento es necesario, entre otras cosas, identificar el tipo de fluido que se encuentra presente y determinar el comportamiento termodinámico de este fluido (diagrama de fase).

En este trabajo se hará el uso de un programa computacional llamado ConsiPVT el cual servirá para facilitar los cálculos de validación PVT para petróleo negro, petróleo volátil y gas condensado de Venezuela.

Introducción

En Venezuela se puede encontrar los distintos tipos de hidrocarburo como petróleo negro, volátil y gas condensado es por ello que se realizó este trabajo en atención al interés mostrado de la elaboración de un manual de estudios PVT por la Dirección de Producción y Conservación de Petróleo del Ministerio para el Poder Popular de Petróleo y Minería, que de acuerdo a la Gaceta Oficial de la República Bolivariana de Venezuela, N°. 38.111 de fecha jueves 20 de enero de 2005, Artículo 19, el Ministerio Para el Poder Popular de Petróleo y Minería es competente de las siguientes funciones:

La regulación, formulación y seguimiento de políticas, la planificación, realización y fiscalización de las actividades del Ejecutivo Nacional en materia de hidrocarburos y energía en general.

El presente trabajo consta de cuatro capítulos, el primer capítulo es el planteamiento del problema en el cual se describe el objetivo principal y los objetivos específicos del trabajo, el segundo capítulo es la metodología de la investigación donde se describe detalladamente cómo se realizó el trabajo para cumplir los objetivos planteados, el tercer capítulo es el Fundamentos Teóricos donde esta descrito detalladamente el manual de validación de estudios PVT en 7 temas y por último el cuarto capítulo que es el análisis de los resultados.

CAPÍTULO I

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Actualmente la economía principal de Venezuela está sustentada principalmente por la industria petrolera. Es por ello que el Ministerio del Poder Popular para el Petróleo y Minería supervisa las actividades del ejecutivo nacional en materia de hidrocarburos y energía en general (según el art. 19 de la gaceta oficial), para así garantizar una economía estable en el país. En atención a esto La Dirección de Producción y Conservación de Petróleo del Ministerio necesita un manual que le sirva como guía metodológica para la validación de estudios PVT que comprenda desde la toma de muestras en campo hasta la realización de las pruebas en laboratorio para petróleo negro, petróleo volátil y gas condensado en Venezuela.

Este manual permitirá evaluar la representatividad y validez de los datos que caracterizan los fluidos de los yacimientos, para que posteriormente cuando ya se hayan realizado todos los estudios geológicos, geofísicos y petrofísicos necesarios para los cálculos de producción y reservas, se pueda contar con resultados de alta confiabilidad para comercializar el hidrocarburo.

Además también les permitirá llevar a cabo diseños de instalaciones de producción, análisis nodales, diversas actividades de la ingeniería de yacimientos que permiten obtener cálculos como el POES , predecir su vida productiva, definir los esquemas óptimos de producción, evaluar métodos de recuperación mejorada y demás propiedades que predicen el comportamiento de los pozos a medida que son explotados.

OBJETIVO GENERAL

- Diseñar un manual para la validación de estudios PVT que comprenda desde la toma de muestra en campo, hasta las pruebas realizadas en laboratorio para petróleo negro, petróleo volátil y gas condensado en Venezuela.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Revisar la información bibliográfica disponible sobre los métodos de muestreo y su validación, validación de las pruebas PVT realizadas en los laboratorios para petróleo negro, petróleo volátil y gas condensado, y las herramientas utilizadas por las empresas de servicio para este tipo de trabajo.
- Determinar la metodología de toma de muestras, pruebas PVT y sus validaciones, que mejor se ajusten al petróleo negro, petróleo volátil y gas condensado en Venezuela.
- Diseñar el Manual para la validación de estudios PVT de Fluidos de Yacimientos en Venezuela.
- Aplicar las metodologías determinadas a los fluidos de Yacimientos en Venezuela.
- Evaluar y Analizar los resultados obtenidos.

ANTECEDENTES

Los estudios PVT llevan años de investigación debido a lo importante que son ya que es la primera fase en la caracterización de un yacimiento, a continuación se presentan investigaciones previas realizadas que aportan información de suma importancia para la elaboración del manual de validación PVT.

En el manual de muestreo titulado *Sampling Petroleum Reservoir Fluids* publicado por la API segunda edición 2003 describe la práctica que recomienda para realizar un muestreo de fluido representativo del yacimiento de acuerdo al tipo de hidrocarburo presente y también las herramientas a ser utilizadas para realizar el muestreo.

En el libro *Ingeniería de yacimientos de gas condensado* autor Gonzalo Rojas primera edición publicado en octubre de 2003, se describen todos los procedimientos de cómo realizar apropiadamente el muestreo en yacimientos de gas condensado, también incluye todas las pruebas de laboratorio para la validez de que el fluido sea representativo. En la actualización del libro de la 3ra edición publicada en el 2011 agregan los yacimientos de petróleo volátil y describen los mismos procedimientos explicado anteriormente.

En el informe técnico de INTEVEP titulado *Validación de datos de informe PVT crudos livianos, medianos y pesados*, realizado por Jaime Almeida en marzo de 1988, este trabajo consistía en desarrollar una metodología que permita revisar la consistencia interna de los datos suministrados en un informe PVT de crudos livianos, medianos y pesados. Adicionalmente presenta una lista del contenido mínimo requerido en informes de estudios PVT de estos crudos, así como recomendaciones para el acondicionamiento de pozos y toma de muestras.

En el artículo SPE 10067 publicado en 1981 del autor Curtis Hays Whitson del Instituto de tecnología de Noruega titulado *Evaluating Constant Volume Depletion Data*. En este trabajo se presentan los resultados del análisis de los datos obtenidos experimentalmente por el agotamiento a volumen constante de gas condensado y petróleo volátil, las contribuciones de este trabajo son la presentación de ecuaciones de

Capítulo I: Planteamiento del Problema

balance de materiales utilizados para calcular las propiedades del fluido a partir de las mediciones de los datos mediante el agotamiento a volumen constante, un método sencillo de calcular los factores de volumen de formación y relación gas-petróleo en solución para sistemas volátiles utilizando los resultados de balance de materiales y una prueba de liberación instantánea, además una investigación de la ecuación de estado de Peng-Robinson como una herramienta para unificar los datos PVT medidos y estudiar el fenómeno de equilibrio del gas-líquido durante el agotamiento a volumen constante.

En el *artículo SPE 219-G* publicado en 1953 del autor A. E. Hoffmann, J. Crump y C. R. Hocott. En este trabajo se presentan constantes de equilibrio determinados experimentalmente para el petróleo y fases de gas inicialmente presente en el mismo yacimiento y para las fases gaseosas y condensados de gas a una serie de presiones por debajo de la presión inicial del yacimiento. También se presentan correlaciones obtenidas experimentalmente para determinar las constantes de equilibrio.

CAPÍTULO II

METODOLOGÍA DE LA INVESTIGACIÓN

TIPO DE INVESTIGACIÓN

La investigación realizada es del tipo descriptiva y explicativa debido a que se pretende conducir a un sentido de comprensión o entendimiento a través de la descripción de un manual de procedimientos.

DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN

El Trabajo Especial de Grado fue desarrollado mediante una metodología de carácter documental y bibliográfico, ya que la información utilizada en la elaboración del trabajo se basa en materiales impresos, libros, audiovisuales y electrónicos. De manera que los usuarios a los que va dirigido el mismo dispongan de toda la información necesaria para resolver el problema planteado en el capítulo I.

Se dividió en 7 fases. Las primeras dos fases abarcan en general el proceso de búsqueda de información; las siguientes dos fases tienen que ver con el análisis y selección del material recopilado, la 5ta fase validación de los PVT con la ayuda del programa consiPVT y la última fase corresponde al análisis y resultados de las validaciones PVT de acuerdo al tipo de hidrocarburo.

DESCRIPCIÓN DE LAS FASES DE LA INVESTIGACIÓN

Fase 1: Selección de tópicos y esquematización de la investigación:

Se definió la forma de desarrollar y estructurar cada tema del manual de validación de estudios PVT, empezando desde unos conceptos básicos para el mejor entendimiento del manual, pasando por el muestreo específico de cada hidrocarburo, la descripción detallada de cada prueba de laboratorio por tipo de hidrocarburo, luego la utilización de un programa para la validación de las mismas y finalizando con el análisis de esos resultados.

Fase 2: Búsqueda y recopilación del material bibliográfico:

Se realizó la búsqueda de información bibliográfica que cumpliera con los requerimientos del manual de estudios de validación PVT, esta búsqueda se dividió en dos etapas la primera abarca todo lo referente al muestreo de cada tipo de hidrocarburo (petróleo negro, volátil y gas condensado), la forma y procedimiento en cómo se toman las muestras y herramientas a utilizar en todo el proceso.

La segunda etapa consistió en investigar temas que apuntan hacia los análisis PVT, destacando los tipos de análisis de acuerdo al tipo de hidrocarburo a estudiar, tipos de pruebas realizadas en el laboratorio por cada hidrocarburo específicamente y métodos para la validación y consistencia de dichos análisis.

El manejo de términos, análisis y programas fue imprescindible para cumplir con los objetivos planteados, principalmente en el proceso de búsqueda de las ecuaciones para el cálculo de propiedades PVT, por lo que fue necesario entrevistar al personal capacitado en este ámbito, en este caso fueron los Ingenieros que trabajan en el laboratorio de PVT en INTEVEP, así como también el profesor de este TEG quien coordina el laboratorio PVT de la UCV y además de indagar bibliografía específica al tema.

Es por esto que en la recopilación de toda esta información teórica se buscaron bibliografías de diferentes fuentes (revistas técnicas, tesis de varias universidades, libros, páginas de internet especializadas en el tema, etc). Los cuales trataban uno o algunos aspectos que se relacionaban con la explicación teórica de estudios y análisis PVT. De igual manera para la sección matemática se buscó principalmente en artículos técnicos de la SPE, de libros de ingeniería de yacimiento y tesis que contenían información referente.

En esta bibliografía es más marcado cada parte del manual ya que se trata de manera específica cada aspecto desde la toma de muestra realizadas en campo hasta las pruebas de laboratorio en especial las partes técnicas, es por ello que el proceso de búsqueda resultó ser bastante extenso, hasta que se tuvo certeza y control de cómo funcionaba

cada aspecto de un estudio PVT tratado en este TEG que podía ser cubierto con la bibliografía recopilada.

Fase 3: Selección y clasificación del material bibliográfico recopilado:

La clasificación del material bibliográfico se realizó en dos etapas, la primera consistió en la clasificación de los tipos de muestreo que se realizan en campo según el tipo de hidrocarburo que contenga el yacimiento. La segunda etapa consistió en clasificar las pruebas que se realizan en laboratorio a cada tipo de hidrocarburo detalladamente, también en esta fase se fue descartando la información que no era tan relevante o no era tan necesaria ya que no explicaba o no contenía la información que se buscaba específicamente y así se fue organizando la información por orden de jerarquía e importancia para el TEG.

Fase 4: Lectura, análisis y discusión del material bibliográfico recopilado:

Luego de haber seleccionado y clasificado el material bibliográfico recopilado se procedió a leer éste, a medida que se fue leyendo se fue analizando y estudiando los aspectos en los que se encontraron dudas fueron discutidos con el tutor académico, el tutor industrial, profesores con experiencias como el profesor de la UDO Gonzalo Rojas que tiene varios trabajos enfocado a estudios PVT y los ingenieros de los laboratorio PVT de INTEVEP en esta investigación según el tipo de duda que se presentase. También, mientras se desarrollaba esta fase de lectura, análisis y discusión del material bibliográfico recopilado, se fueron tomando apuntes y haciendo resúmenes y esquemas de lo que se había analizado y estudiado.

Por último se determinó la metodología de validación PVT que mejor se ajusta al petróleo negro, petróleo volátil y gas condensado de Venezuela para cumplir con este objetivo planteado.

Fase 5: Realización del manual de estudios PVT:

En esta fase se redactó y se compiló toda la información que fue investigada y analizada anteriormente de manera ordenada, se determinó que la mejor manera de hacer el

Capítulo II: Metodología de la Investigación

manual era dividiéndolo en siete temas explicados específicamente cada uno y para facilitarle al lector la comprensión completa de los mismos, la estructura del manual está descrita de la siguiente manera:

- Tema 1: Conceptos básicos
- Tema 2: Muestreo de fluidos de yacimientos
- Tema 3: Pruebas y validación PVT de petróleo negro
- Tema 4: Pruebas y validación PVT de gas condensado
- Tema 5: Pruebas y validación PVT de petróleo volátil
- Tema 6: Preparación de los datos PVT para uso en cálculos de yacimientos
- Tema 7: Programa computacional de validación PVT (ConsiPVT1.4)

El manual es el capítulo III: Fundamentos Teóricos.

Fase 6: Aplicación de las metodologías.

Luego que se determinó la metodología que mejor se ajusta de acuerdo al tipo de hidrocarburo, se procedió a su aplicación con la ayuda de un programa computacional llamado consiPVT1.4 el cual es una herramienta que puede validar los diferentes hidrocarburos que se están estudiando en este trabajo (petróleo negro, petróleo volátil y gas condensado), primero se organizaron los PVT disponibles de acuerdo al tipo de hidrocarburo, algunos de manera digital y otros en físico, estos fueron cambiados a formatos digitales estándares. Se comenzó con la validación de los PVT de petróleo negro seguidamente los PVT de gas condensado y por último los de petróleo volátil.

Se realizó una carpeta para la validación que contenía los datos introducidos al programa en imágenes y los resultados que arrojaba el programa también en imágenes y en archivos de Excel que es el formato del programa para almacenar los resultados. Para esto se revisaba cada uno de los PVT y se leían de manera cuidadosa cada dato para cerciorarse que eran los indicados y tener la seguridad que el trabajo que se estaba llevando a cabo estaba bien realizado.

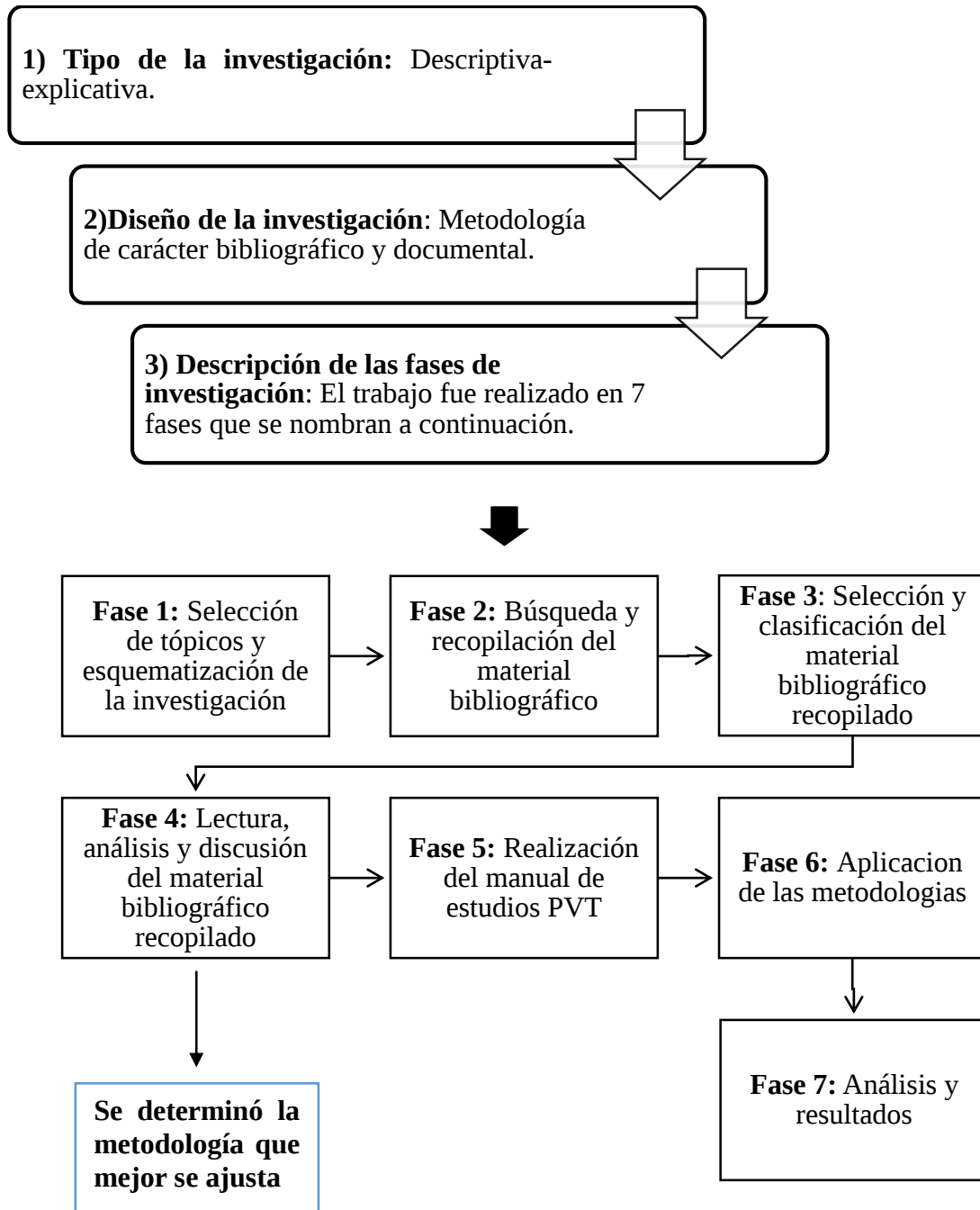
Capítulo II: Metodología de la Investigación

La explicación detallada de la utilización de este programa computacional se presenta en el capítulo III: Fundamentos Teóricos Tema 7 programa computacional de validación PVT (ConsiPVT1.4)

Fase 7: Análisis de resultados.

En esta fase se reporta únicamente los resultados arrojados por el programa de validación PVT consiPVT1.4 para los distintos hidrocarburos de Venezuela (petróleo negro, petróleo volátil y gas condensado), luego se realiza el análisis de los mismos para cumplir con el objetivo de aplicar y evaluar de la metodología determinada.

Tabla II-1 Diagrama de la estructura de elaboración del trabajo



CAPÍTULO III

FUNDAMENTOS TEÓRICOS

TEMA I: CONCEPTOS BÁSICOS

1.1 Definiciones

1.1.1 Presión de burbujeo (P_b):

Presión a la cual el fluido del yacimiento en estado líquido se encuentra en equilibrio con una cantidad infinitesimal de gas y al no admitir más gas disuelto pasa al estado de dos fases, dejando libre la primera burbuja de gas. Permite definir el estado en el que se encuentra el fluido en el yacimiento; es decir, si está subsaturado o saturado con gas natural, al ser comparada con la presión inicial del mismo. Esta presión también es denominada de saturación (P_s), debido a que la fase líquida está constituida por crudo saturado con gas natural.

1.1.2 Presión de rocío (P_{roc}):

Presión a la cual el fluido del yacimiento completamente en estado gaseoso está en equilibrio con una cantidad infinitesimal de líquido.

1.1.3 Punto crítico:

Es el punto en el cual las propiedades intensivas (P , T , ρ , etc.) de las fases líquida y gaseosa del yacimiento de hidrocarburos son iguales, es decir, la curva de rocío se une con la curva de burbujeo en un diagrama de fase.

1.1.4 Punto cricondentérmico:

Es el punto de temperatura máxima en la curva envolvente de la región de dos fases en el diagrama de presión-temperatura de fluidos de yacimientos, es la temperatura máxima a la cual dos fases pueden existir en equilibrio.

1.1.5 Punto cricondenbárico:

Es el punto de presión máxima en la curva envolvente de la región de dos fases en el diagrama de sistemas de hidrocarburos. Es la presión máxima en la cual existe el equilibrio entre vapor y líquido.

1.2 Propiedades de los fluidos en el yacimiento

1.2.1 Factor volumétrico de formación del petróleo (β_o):

Se define como el volumen de petróleo a condiciones de yacimiento que se requiere para producir un barril de petróleo en el tanque de almacenamiento. A su vez, este término incluye el gas disuelto en el petróleo. Las unidades que definen esta expresión son barriles de petróleo a condiciones de yacimiento por barril de petróleo en el tanque son BY/BN. El comportamiento de esta relación de volúmenes (β_o), expresada en BY/BN, se muestra en la Fig. III-1-1.

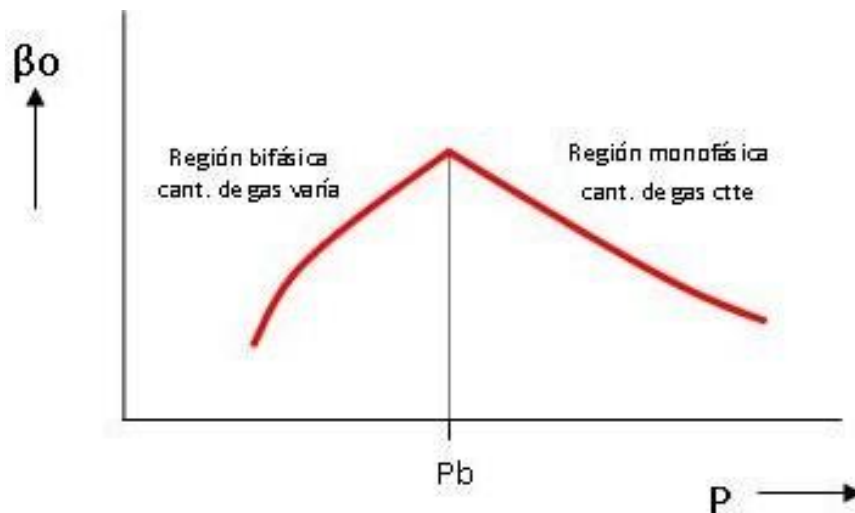


Fig. III-1-1 Comportamiento de β_o con respecto a la presión

Este gráfico explica claramente el comportamiento del petróleo a medida que se reduce la presión, se puede observar que inicialmente el petróleo va aumentando su volumen a medida que se disminuye la presión hasta la presión de burbuja, durante esta

disminución de presión el volumen de petróleo aumenta debido a la expansión del fluido. Este proceso ocurre hasta llegar a la presión de burbuja, a partir de este punto el gas disuelto en el petróleo comienza a liberarse.

$$\beta_o = \frac{\text{Volumen de (petróleo+gas disuelto)}@P \text{ y } T \text{ yac}}{\text{Volumen de petróleo}@CN} ; \frac{BY}{BN} \quad (1-1)$$

1.2.2 Factor volumétrico de formación del gas (β_g):

Es el volumen de gas a condiciones de yacimiento que se necesita para producir un pie cubico de gas a condiciones de superficie; se expresa en PCY/PCN; como se observa en la figura III-1-2, el β_g se incrementa con la disminución de presión, una vez que en el yacimiento se alcanza la Presión de Burbujeo. La figura muestra el comportamiento típico del β_g con la variación de presión.

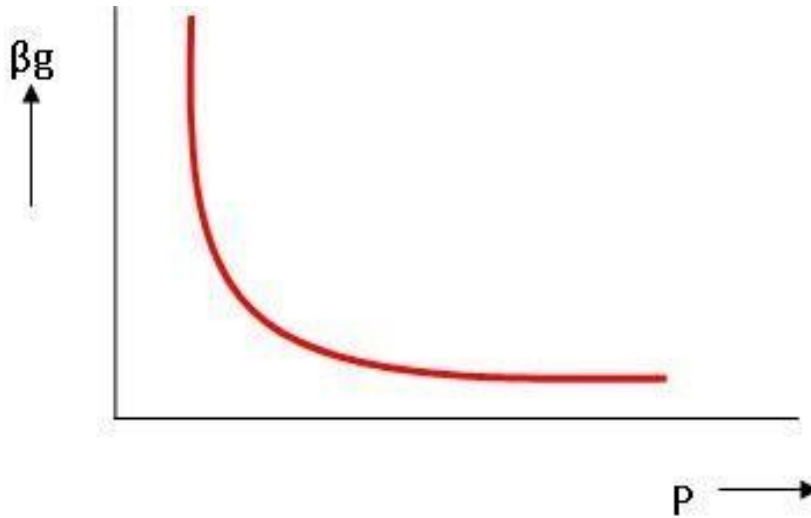


Fig. III-1-2 Comportamiento de β_g con respecto a la presión

$$\beta_g = \frac{\text{Volumen de gas } (T_{yac}, P_{yac})}{\text{Volumen de gas } (T_{sup}, P_{sup})} = \frac{\frac{Z_{yac} n R T_{yac}}{P_{yac}}}{\frac{Z_{sup} n R T_{sup}}{P_{sup}}} ; \frac{PCY}{PCN} \quad (1-2)$$

1.2.3 Factor volumétrico total o bifásico (β_t):

Representa la sumatoria entre el volumen de líquido (β_o) y la diferencia entre la razón gas-petróleo inicial (R_{si}) y la razón gas-petróleo a las condiciones actuales del yacimiento (R_s). Si el factor volumétrico del gas es expresado en BY/PCN, para el gas

en solución, el factor volumétrico total se expresa en BY/BN , y viene dada por la siguiente ecuación:

$$\beta_t = \frac{\text{Volumen (petróleo+gas disuelto+gas liberado de Pb)} @ P_y T_{yac}}{\text{Volumen de petróleo @ CN}} ; \frac{BY}{BN} \quad (1-3)$$

Este factor también puede ser determinado por esta ecuación:

$$\beta_t = \beta_o + (R_{si} - R_s) * \beta_g ; \frac{BY}{BN} \quad (1-4)$$

Debido a que a presiones por encima de la presión de burbujeo la relación de solubilidad del gas en el petróleo se mantiene constante y $\beta_t = \beta_o$, la curva que representa el β_t muestra una tendencia lineal con pendiente casi nula, al disminuir la presión desde la presión inicial a la presión de burbujeo. Una vez que se alcanza la P_b , el comportamiento de la curva muestra un ascenso, que indica que el gas liberado ocupa mayor volumen que el petróleo en el yacimiento, lo que genera un incremento en el β_t (Fig. III-1-3).

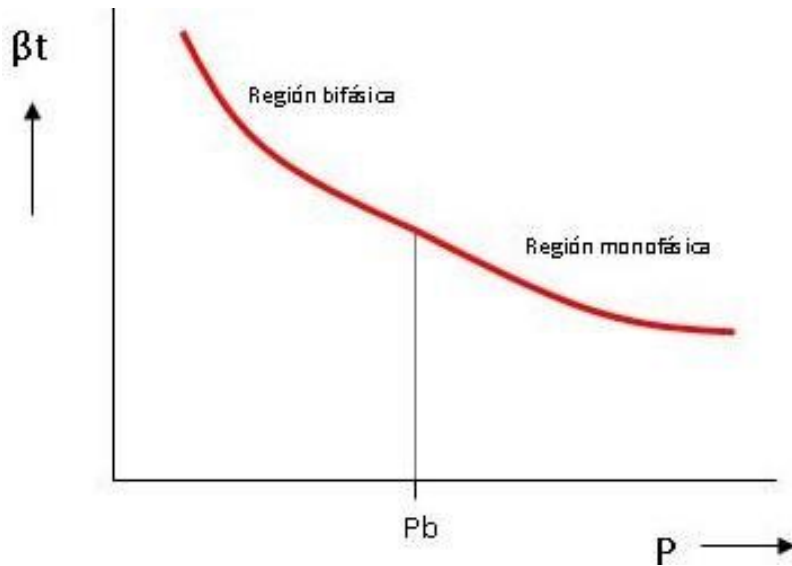


Fig. III-1-3 Comportamiento de β_t con respecto a la presión

1.2.4 Relación gas– petróleo en solución (R_s):

Se refiere a la cantidad de gas en solución que puede ser admitido por el petróleo a determinadas condiciones de presión y temperatura. Es expresado generalmente en

PCN de gas disuelto en un barril de petróleo a condiciones normales (BN). Esta relación viene dada por la ecuación:

$$R_s = \frac{\text{Volumen de gas a } P \text{ y } T @ CN}{\text{Volumen de petróleo @ CN}} ; \frac{PCN}{BN} \quad (1-5)$$

En la figura III-1-4 se muestra una gráfica del comportamiento de R_s a medida que varía la presión.

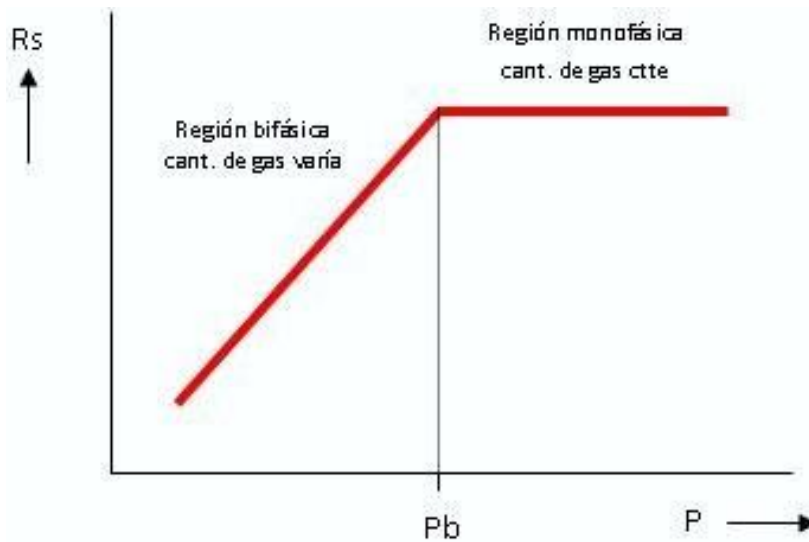


Fig. III-1-4 Comportamiento de R_s con respecto a la presión

1.2.5 Viscosidad del petróleo (μ_o):

En general la viscosidad de un fluido es una medida de la fricción interna o resistencia que ofrecen sus moléculas a fluir. La viscosidad del petróleo se ve influenciada tanto por la temperatura, como por la presión; en este caso si se observa la figura III-1-5, ésta muestra el comportamiento de la viscosidad con la declinación de presión, donde se observa que a presiones por encima de la presión de burbujeo, la viscosidad disminuye con el descenso de la presión, mientras que por debajo de la presión de burbujeo, el incremento de la viscosidad se produce por la liberación del gas disuelto en el petróleo.

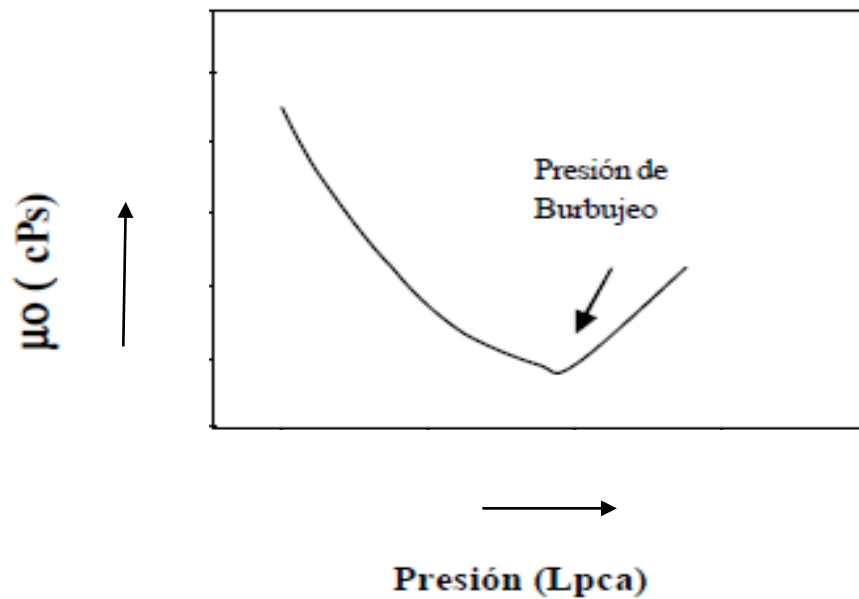


Fig. III-1-5 Comportamiento de la viscosidad del petróleo con respecto a la presión

1.2.6 Factor de compresibilidad del petróleo (C_o):

La compresibilidad de una sustancia es el cambio unitario de volumen con presión a temperatura constante y está representada por la siguiente ecuación:

$$C_o = - \frac{1}{V_o} \left(\frac{dV_o}{dP} \right)_T \quad (1-6)$$

Donde:

C_o = compresibilidad del petróleo (lpc^{-1}).

V_o = Volumen del petróleo.

P = Presión (Lpc).

1.2.7 Gravedad específica del petróleo (γ_o):

Se define como la relación de la densidad del petróleo a la densidad del agua dulce, medida a cierta temperatura y presión.

$$\gamma_o = \frac{\rho_o}{\rho_w} ; \text{adim} \quad (1-7)$$

Adim: adimensional

1.2.8 Gravedad API:

Define la relación de gravedad específica determinada por el “*American Petroleum Institute*” y es utilizada por la industria petrolera para definir la calidad del petróleo en función de su densidad.

$$^{\circ}API = \frac{141,5}{\gamma_o} - 131,5 ; ^{\circ}API \quad (1-8)$$

1.2.9 Expansión térmica del petróleo:

Es la relación de un volumen de petróleo a alta temperatura con un volumen del mismo petróleo a baja temperatura, con ambos volúmenes medidos a la misma presión.

$$expansion\ termica = \frac{volumen\ de\ petroleo\ @\ P1\ y\ alta\ T}{volumen\ de\ petroleo\ @\ P1\ y\ baja\ T} ;\ adim \quad (1-9)$$

1.2.10 Viscosidad del gas (μg):

Es una propiedad importante para determinar la resistencia al flujo que presenta el gas durante su producción y transporte. Generalmente, la viscosidad del gas aumenta con los incrementos de presión. A presiones bajas la viscosidad del gas (al contrario que los líquidos) se incrementa con la temperatura.

1.2.11 Factor de desviación del gas (Z):

Se define como la razón del volumen ocupado por un gas a determinadas presión y temperatura al volumen que ocuparía si tuviese un comportamiento ideal, es decir:

$$Z = \frac{V_r}{V_i} = \frac{Volumen\ real\ de\ n\ moles\ de\ gas\ a\ T\ y\ P}{Volumen\ ideal\ de\ n\ moles\ a\ las\ mismas\ T\ y\ P} ;\ adim \quad (1-10)$$

1.2.12 Gravedad específica del gas (γ_g):

El término "gravedad específica del gas " significa que el gas natural tiene cierto peso que se compara con el peso del volumen igual de aire. El aire pesa 77 libras por 1000 pies cúbicos y para dar valor al peso de los gases, simplemente se comparan con el aire y arbitrariamente se usa el peso del aire como índice. El metano es el único de los gases

hidrocarburos encontrados comúnmente en la mezcla que llamamos gas natural, el cual es "*más liviano*" que el aire, es decir, su "gravedad específica" es menor que 1, los hidrocarburos con mayor cantidad de metano en su composición tendrán menores valores de gravedad específica.

$$\gamma_g = \frac{\rho_g}{\rho_{air}} ; \text{ adim} \quad (1-11)$$

1.3 Fluidos de yacimientos de hidrocarburos

1.3.1 Introducción:

El comportamiento de estado de los hidrocarburos en el yacimiento es usualmente descrito con diagramas de fases, los cuales muestran el estado del fluido a la presión y temperatura del yacimiento. Las envolventes de fases que se presentan a continuación en la fig. III-1-6 representa los tipos de yacimientos de hidrocarburos; petróleo negro, petróleo volátil, gas condensado, gas seco y gas húmedo. El estado físico de los hidrocarburos al momento de descubrirlos depende de la presión y temperatura inicial del yacimiento.

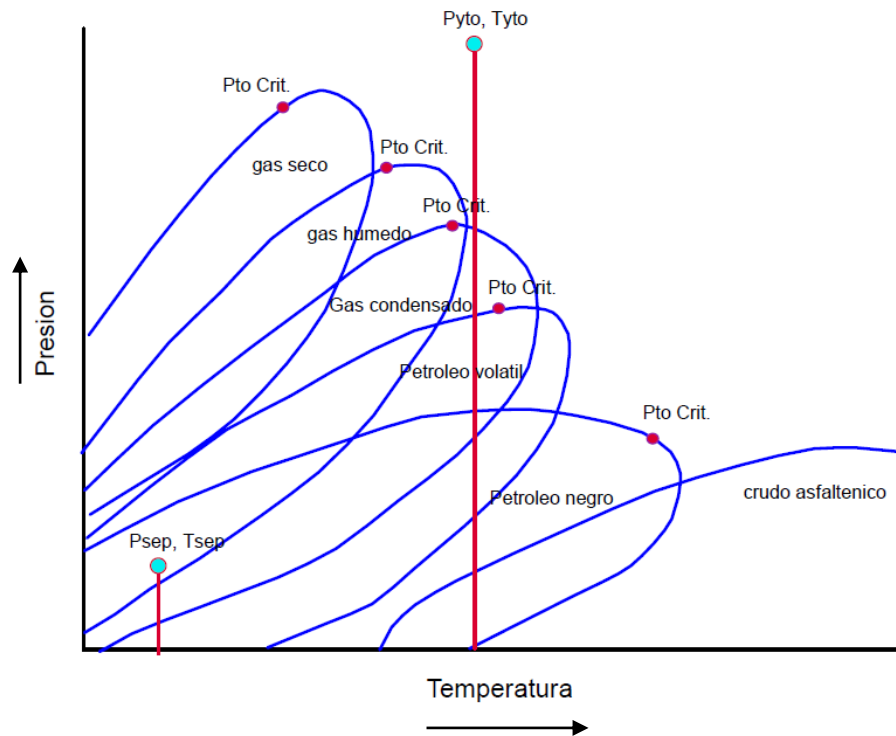


Fig. III-1-6 Comportamiento de fases de los diferentes tipos de yacimientos de hidrocarburos

1.3.2 Yacimientos de petróleo negro:

Se caracterizan por tener un alto contenido de C_7^+ mayor al 20 % y bajo contenido de metano menor al 50%. La temperatura de estos yacimientos es inferior a la temperatura crítica de la mezcla; poseen un RGP menor a 2000 PCN/BN, gravedad API menor de 45°, color negro o verde oscuro. Cuando la presión inicial es igual a la presión de burbujeo, el yacimiento puede tener una capa de gas buzamiento arriba de la zona de petróleo. En la figura III-1-7 cuando la presión del yacimiento se encuentra en cualquier lugar sobre la línea que va desde las condiciones iniciales a las de saturación (exceptuando la saturación como tal), el líquido se dice que se encuentra subsaturado. El termino subsaturado es usado para indicar que si hubiera más gas disponible éste se disolvería en el líquido. Si la presión está ubicada en la línea de presión de burbuja, se dice que el líquido se encuentra saturado. Cuando el yacimiento se encuentra a una

presión por debajo de la presión de burbujeo (línea por debajo de la presión de burbuja) el fluido ha liberado una parte del gas en solución.

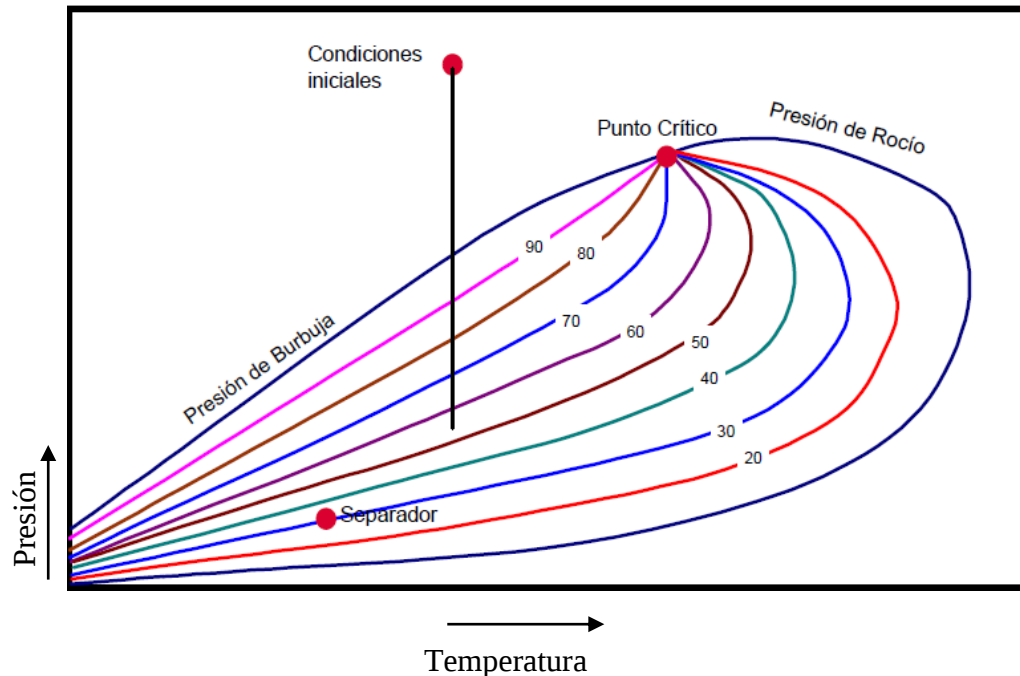


Fig. III-1-7 Diagrama de fase típico de un yacimiento de petróleo negro

1.3.3 Yacimientos de petróleo volátil:

Tienen una temperatura menor pero cercana a la temperatura crítica de la mezcla de hidrocarburos; además, la presión crítica es aproximadamente igual a la presión cricondenbárica. Su composición es: C_1 menor a 60% y C_7^+ mayor a 12,5%; de acuerdo a este contenido de C_7^+ el petróleo se encuentra en fase líquida en el yacimiento. La RGP está en el rango de 2000 a 3300 PCN/BN, la gravedad API del petróleo de tanque es mayor a 40°, de color amarillo oscuro a negro y el factor volumétrico mayor 1,5 BY/BN. En la figura III-1-8, la línea vertical muestra el comportamiento del fluido en el yacimiento durante el agotamiento; a las condiciones iniciales el petróleo esta subsaturado. Una pequeña reducción de la presión por debajo del punto de burbujeo, causa la liberación de una gran cantidad de gas en el yacimiento.

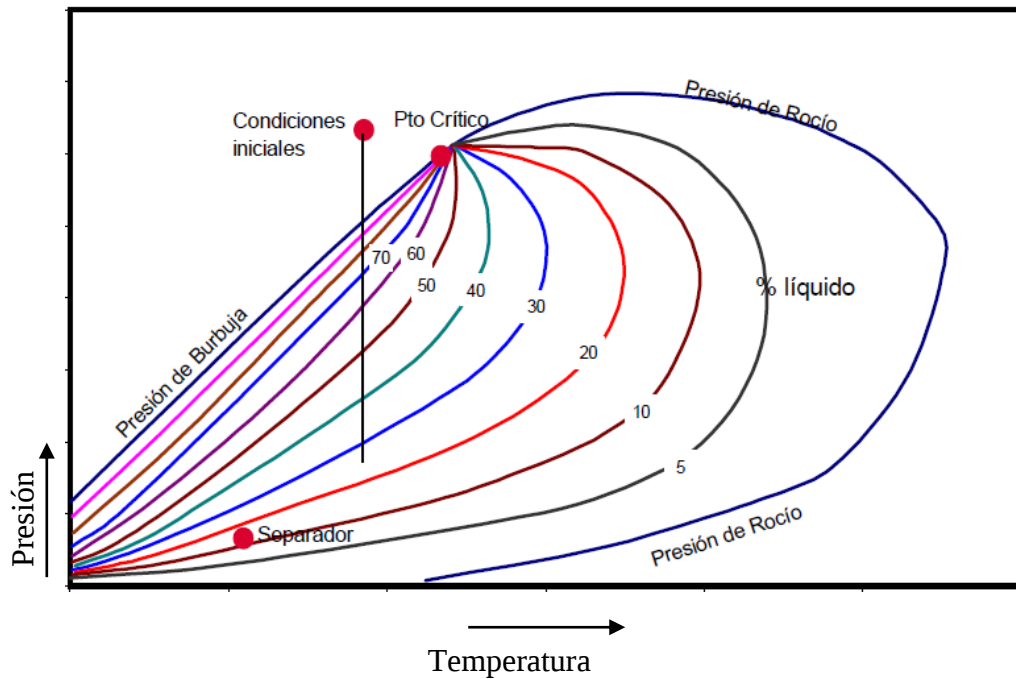


Fig. III-1-8 Diagrama de fase típico de un yacimiento de petróleo volátil

1.3.4 Yacimientos de gas condensado:

La composición de la mezcla de hidrocarburos de un yacimiento de gas condensado es todavía predominantemente en metano mayor al 60%. En la figura III-1-9, se observa que a condiciones iniciales de presión y temperatura, la mezcla se encuentra en fase gaseosa; su temperatura se encuentra entre la crítica y la cricondentérmica. Cuando la presión disminuye el gas alcanza el punto de rocío, al continuar disminuyendo la presión el gas se va condensando.

Presenta condensación retrograda isotérmica en un rango de temperatura desde la temperatura crítica a la temperatura cricondentérmica. La relación gas condensado RGC es mayor que 3300 PCN/Bn y la gravedad API del condensado es 40-60° API.

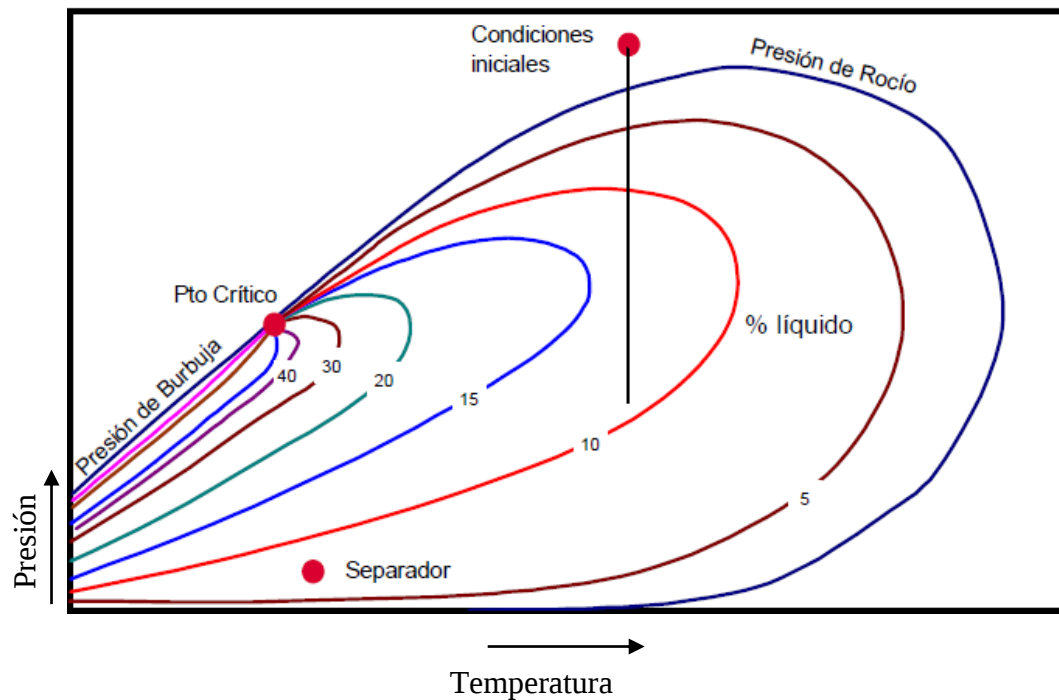


Fig. III-1-9 Diagrama de fase típico de un yacimiento de gas condensado

1.3.5 Yacimientos de gas húmedo:

Se caracterizan por tener un mayor contenido de componentes pesados e intermedios que los gases secos. Como se observa en la figura III-1-10, a condiciones iniciales de yacimiento el gas húmedo no condensa líquido por no entrar en la región de dos fases generando relaciones gas - líquido RGL mayores a 50000 PCN/BN. El líquido del tanque tiende a ser incoloro (similar a la gasolina natural) con gravedad API mayor de 60°.

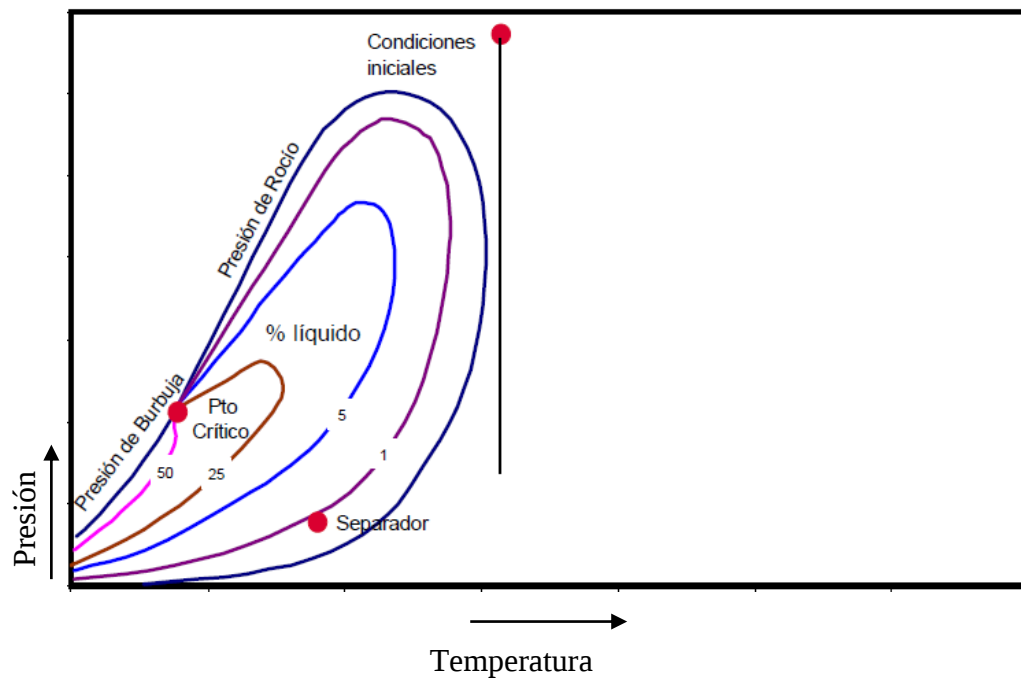


Fig. III-1-10 Diagrama de fase típico de un yacimiento de gas húmedo

1.3.6 Yacimientos de gas seco:

Contienen principalmente metano C_1 mayor al 90% con pequeñas cantidades de pentano y componentes más pesados C_5^+ menor al 1%. En la figura III-1-11 se observa que la temperatura de los yacimientos de gas seco es mayor que la temperatura cricondentérmica y ni a las condiciones de yacimientos ni a las de superficie se entra en la región de dos fases durante el agotamiento de presión del yacimiento, por lo que la mezcla de hidrocarburos se encuentra siempre en fase gaseosa.

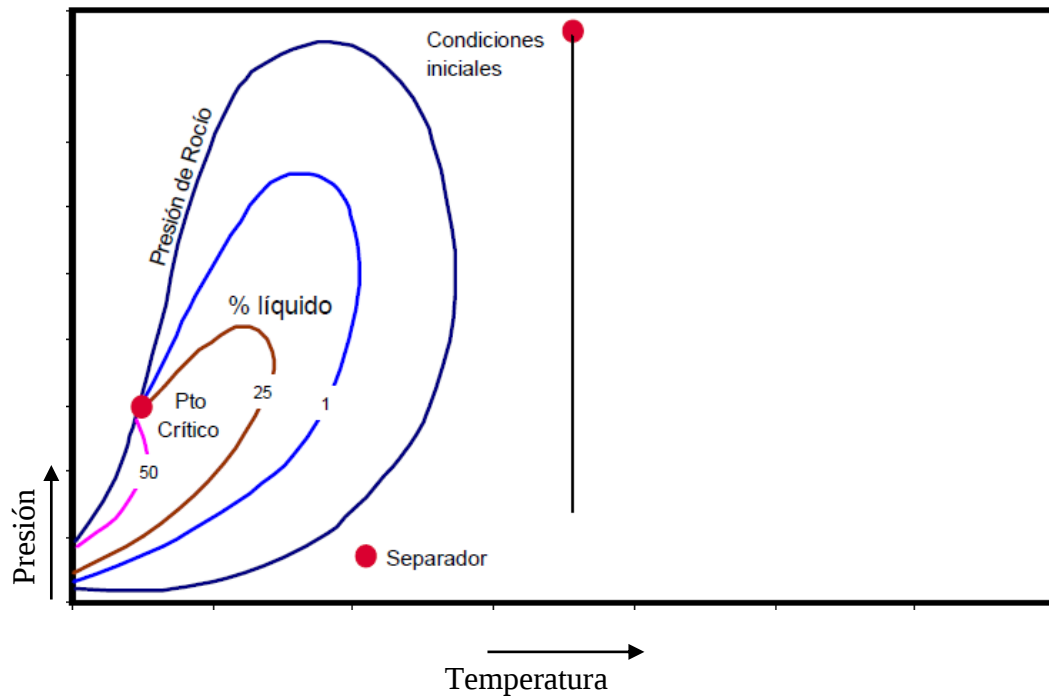


Fig. III-1-11 Diagrama de fase típico de un yacimiento de gas seco

Capítulo III: Fundamentos Teóricos

En la tabla III-1-1 se presenta un resumen de las características principales de los yacimientos de hidrocarburos.

Tabla III-1-1 Características principales de los yacimientos de hidrocarburos

Yacimientos Características ▼	Gas Seco	Gas Húmedo	Gas Condensado	Petróleo Volátil	Petróleo Negro
Relación Gas-Líquido (petro. o cond.), PCN/BN	—	> 50000	> 3300	2000 a 3300	< 2000
Gravedad API del Líquido de Tanque	—	> 60°	40 – 60°	> 40°	< 45°
Color del Líquido de Tanque	—	Incoloro	Amarillo Claro a Incoloro	Amarillo Oscuro a Negro	Negro o Verde Oscuro
Factor Volumétrico del Petróleo (o cond.), BY/BN	—	—	—	> 1,5	< 1,5
Composición del Fluido Original	C1 > 90% C7+ < 0,7%	C1 < 90% C7+ < 4%	C1 > 60% C7+ < 12,5%	C1 < 60% C7+ > 12,5%	C1 < 50% C7+ > 20%
Temperatura del Yac.	$T > T_{cdt}$	$T \approx T_{cdt}$ (por encima)	$T_c < T < T_{cdt}$	$T \approx T_c$ (por debajo)	$T < T_c$

T_{cdt} : Temperatura Cricondentérmica

T_c : Temperatura Crítica

TEMA II: MUESTREO DE FLUIDOS DE YACIMIENTO

2.1 Introducción

El objetivo del muestreo de fluidos de yacimiento es obtener una muestra que sea representativa del fluido presente en el yacimiento. Si el procedimiento de muestreo es incorrecto o si se recogen muestras de una forma incorrecta, las muestras resultantes pueden no ser representativas del fluido de yacimiento. Una muestra no representativa no presentara las mismas propiedades que el fluido de yacimiento. El uso de datos de propiedades de fluidos obtenidos de muestras no representativas, puede resultar en errores en la gestión del yacimiento, aunque precise los métodos de consistencia de laboratorio. La mala planificación también puede dar lugar a datos incompletos tomados durante el programa de muestreo. Datos incompletos pueden hacer difícil o imposible que el personal de laboratorio pueda realizar e interpretar pruebas que proporcionan información precisa y significativa sobre las propiedades del fluido. En algunos campos, el fluido está en estado gaseoso y en otros en estado líquido. Con frecuencia el gas y el líquido coexisten en un yacimiento dado.

Las rocas que contienen fluidos de yacimiento también varían considerablemente en composición, propiedades físicas y el flujo. En ciertos casos, esto complica el procedimiento de muestreo. Otros factores, como la zona de producción, la altura de la columna de fluido de hidrocarburo, fractura o falla, y la producción de agua también sirven para distinguir un yacimiento de otro. La combinación de todos estos factores afecta la elección de los métodos de muestreo y preparaciones para el muestreo.

Cuando un yacimiento es relativamente pequeño, una muestra tomada adecuadamente a partir de un solo pozo puede ser representativa del fluido a lo largo de todo el yacimiento. Para los yacimientos que son grandes o complejos, pueden ser requeridas las muestras de varios pozos y/o profundidades. Variaciones significativas en la composición de los fluidos a menudo ocurre en formaciones muy gruesas, en muy grandes yacimientos, o en yacimientos sometidos a perturbaciones tectónicas recientes. Un muestreo adicional durante la vida posterior de un yacimiento no es raro porque la

experiencia de producción puede demostrar que el yacimiento es más complejo que la información indicada inicialmente.

Descripciones detalladas de los métodos de muestreo se presentan en las secciones siguientes de este tema. Los factores que deben tenerse en cuenta en la elección de un método también se discuten. La elección de cualquier método de muestreo de superficie o de fondo no puede ser considerada una cuestión simple o de rutina. Cada yacimiento suele presentar ciertas limitaciones o circunstancia que le es propio. Por ejemplo, los requisitos de operación de campo puede imponer restricciones a la preparación y ejecución de un programa de muestreo, la producción de arena y equipo de fondo de pozo puede limitar el uso de algunos equipos normalmente utilizados. Los pozos que exhiben una rápida variación en la tasa de producción presentan problemas especiales en la toma de las medidas necesarias con una precisión aceptable, los cambios climáticos estacionales o diarios también pueden influir en la operación de toma de muestras.

El acondicionamiento de un pozo antes del muestreo es casi siempre necesario. Pruebas iniciales de pozos o de las operaciones normales de producción a menudo resultan en que el fluido cerca del pozo tiene una composición que ha sido alterada en comparación con la del fluido original del yacimiento (por las razones descritas más adelante). El objetivo de acondicionar el pozo es eliminar este fluido alterado (no representativo). Un buen acondicionado consiste en producir el pozo a una tasa tal que se mueva el fluido alterado en el pozo y permita que sea reemplazado por fluido inalterado (representativo) que fluye desde más lejos en el yacimiento.

Los formularios para el registro de los datos obtenidos durante el acondicionamiento y las operaciones de toma de muestras se incluyen en el anexo 1. Estos datos proporcionan una historia de la operación de muestreo, proporcionan la identificación completa de las muestras.

2.2 Planificación del programa de muestreo

2.2.1 General:

La situación óptima, cuando el objetivo es obtener una muestra del fluido original del yacimiento, es recoger muestras antes de que la presión de fondo fluyente haya caído por debajo de la presión de saturación del fluido del yacimiento. El fluido que entra en el pozo en esas condiciones será representativo del fluido original del yacimiento, puesto que no ha sido sometido a presiones por debajo de la presión de saturación en cualquier punto en la región vecina al pozo.

Cuando la presión en la región vecina al pozo es reducida por debajo de la presión de saturación, el fluido se separa en dos fases (gas y líquido) que tienen diferentes composiciones. Esto casi siempre da lugar a las tasas de flujo de gas y líquido que dan como resultado una composición líquida en el pozo que difiere de la del fluido original, al menos durante el período inicial después de que se estableció el flujo.

La ocurrencia más frecuente en las operaciones de toma de muestras es que la presión en el nivel de producción en el pozo (draw down) es reducida por debajo de la presión de saturación de los fluidos, mientras que la presión estática del yacimiento aún está por encima de la presión de saturación. Bajo tales circunstancias, todavía es posible recoger muestras representativas del fluido original del yacimiento, pero se requiere considerablemente más esfuerzo para el acondicionamiento del pozo antes del muestreo. Los métodos para hacer esto se describen a continuación. Si el muestreo se retrasa hasta que la presión estática del yacimiento cae por debajo de la presión de saturación del fluido original, ya no pueden ser obtenidas muestras representativas del fluido original. Esto proporciona un fuerte incentivo para que el muestreo sea en la vida temprana de un yacimiento, especialmente porque no se conocerá la presión de saturación real concluyente hasta que se hayan tomado y estudiado en el laboratorio las muestras. Si se sabe que el fluido de yacimiento es subsaturado la presión del yacimiento es predominante (basado en datos de pruebas de pozos y la aplicación de correlaciones de ingeniería para estimar la presión de saturación), el muestreo se puede

retrasar hasta que otros pozos hayan sido perforados. El alcance que puede tener este retraso depende del grado de subsaturación y la tasa de disminución de la presión del yacimiento.

El problema con esta estrategia es que la presión de saturación del fluido de yacimiento es rara vez conocida inicialmente. En situaciones en las que la presión de saturación del fluido es esencialmente idéntica a la presión original del yacimiento, se deben tomar muestras tan pronto como sea posible después de que el pozo se completó y limpió. Muchos de los problemas asociados con el acondicionamiento se pueden evitar tomando muestras antes de que la presión del yacimiento disminuya por debajo de la presión de saturación. Existe una paradoja en que los objetivos de las pruebas iniciales de pozos (para determinar la capacidad de flujo y los límites del yacimiento) a menudo dictan que la presión cerca del pozo se redujo significativamente por debajo de la presión de saturación del fluido. La toma de muestra de fluido se podría hacer antes de dicha prueba, sin embargo, con posterioridad, las pruebas de pozos podrían revelar que no se necesitan muestras porque el yacimiento es demasiado pequeño como para merecer el desarrollo. Típicamente, un descubrimiento de pozo en campo se somete a las más severas caídas de presión y agotamiento durante las pruebas de producción. Por lo tanto, el segundo pozo perforado en el campo puede ser mucho más adecuado para la recuperación de muestras de fluido representativas.

Las muestras de fluido todavía se recogen normalmente a partir del descubrimiento del pozo porque las propiedades de los fluidos necesarios para evaluar el yacimiento se necesitan tan pronto como sea posible. Ciertas circunstancias pueden hacer que sea necesario obtener muestras después de que la presión ha disminuido por debajo de la presión de saturación original. Por ejemplo, el programa anterior de muestreo podría haber sido insuficiente en su alcance, o propiedades del fluido de yacimiento en un momento posterior. Las muestras de los flujos de los pozos son a menudo útiles en la planificación de las ventas de contratos, en el diseño de plantas de procesamiento o en la planificación de operaciones de recuperación mejorada. Sin embargo, la toma de muestras de fluidos después de que se ha reducido la presión estática del yacimiento

por debajo de la presión original de saturación, es mala práctica, y no se recomienda a menos que no haya otra alternativa.

2.2.2 Factores que influyen en la planificación:

2.2.2.1 Tipos de Fluidos de Yacimientos

Los yacimientos se describen generalmente en términos del tipo de fluido que comprende la mayor parte de la acumulación de hidrocarburos. A base de estas descripciones los fluidos de yacimiento incluyen: yacimientos convencionales de petróleo negro (crudo de baja volatilidad), petróleo volátil, fluido cuasi-crítico, que puede ser un petróleo altamente volátil o muy rico de gas condensado; gas condensado; gas húmedo y gas seco. Las decisiones relativas y las estrategias para un óptimo acondicionamiento de pozo y toma de muestras pueden ser afectadas por el comportamiento del fluido tanto a condiciones de yacimiento como de superficie. Por lo tanto, una comprensión de los comportamientos cualitativos de los diferentes tipos de fluidos es esencial en el proceso de planificación.

2.2.2.2 Efecto del Tipo de Fluido de Yacimiento en la Planificación

Si el muestreo de un yacimiento se retrasa hasta que la presión haya caído muy por debajo de la presión de saturación del fluido original, es poco probable que el fluido original de yacimiento se pueda reproducir exactamente en el laboratorio. En tal situación, si son debidamente justificadas, algunas de las propiedades de los fluidos originales pueden a veces ser estimadas para los petróleos (pero no para condensados y con más dificultad para los petróleos volátiles) mediante la extrapolación de las propiedades de la muestra a presión inicial del yacimiento. Esta práctica, sin embargo, contiene incertidumbres inherentes y debe evitarse siempre que sea posible.

Cuando la toma de muestras de un yacimiento de gas condensado es retrasada hasta que la presión ha disminuido por debajo de la presión de rocío, la composición del flujo del pozo puede ser significativamente diferente de la del fluido original. A medida que la presión cae por debajo de la presión de rocío, la fase del fluido hidrocarburo (que contiene el peso molecular más alto constituyente) comienza a condensarse a partir del

gas y se deposita en la formación. A partir de allí, entonces, el flujo del pozo no tendrá la misma composición que el fluido inicial.

La predicción de composiciones del flujo de pozo en etapas posteriores de agotamiento será mucho más difícil si el muestreo se retrasa hasta que la presión del yacimiento ha descendido por debajo de la presión de rocío.

Cuando la presión en un fluido de yacimiento cuasi-crítico cae ligeramente por debajo de la presión de saturación original, la segunda fase de hidrocarburos se forma rápidamente y puede ocupar una apreciable parte del volumen total de hidrocarburos a sólo presiones ligeramente por debajo de la presión de saturación original. Ya sea que la segunda fase es un gas o un líquido depende de la composición del fluido y la temperatura del yacimiento. En cualquiera de los casos, la formación de la segunda fase provoca cambios sustanciales en la composición del flujo, y la obtención de una muestra se convierte en prácticamente imposible.

El fluido hidrocarburo en yacimientos de gas seco o gas húmedo mantiene una composición uniforme en todo el agotamiento del yacimiento ya que el fluido está siempre en estado de fase única en el yacimiento. Por lo tanto, una muestra representativa del fluido original puede obtenerse en cualquier momento. El gas seco no produce ningún fluido en las condiciones de separación típicas de campo, por lo que una muestra de una sola fase puede ser recogida en la cabeza del pozo u otro lugar conveniente. A la inversa, un gas húmedo hace condensar parcialmente gas en condiciones de separador de superficie, de modo que se emplea típicamente el muestreo de separador. Sin embargo, ya que la composición del flujo de pozo no cambia con el tiempo, las muestras del separador se pueden tomar en cualquier momento. Se debe tener cuidado, sin embargo, y distinguir entre un gas húmedo y un gas condensado aunque puede ser difícil, más no imposible, antes de una prueba del fluido en el laboratorio.

Para el condensado de gas, como se describe anteriormente, demorar en la toma de muestras puede tener consecuencias adversas. Una vez más, la mejor política es tomar

muestras tan pronto como sea posible en todos los casos. La ubicación del pozo seleccionado para el muestreo debe ser considerado cuidadosamente. La composición y las propiedades físicas de los fluidos en el yacimiento pueden variar significativamente a lo largo del área de un gran reservorio. En general, en yacimientos de petróleo la comparación de proporciones de gas-petróleo, densidades, temperaturas de fondo de pozo y presiones entre los pozos indicarán si existen variaciones significativas de las propiedades de los fluidos. Cuando las composiciones de muestras de diferentes pozos en la misma formación varían significativamente, el muestreo de múltiples pozos es aconsejable. Los pozos seleccionados para el muestreo deben reflejar los rangos de la relación gas-petróleo y la gravedad del petróleo en campo. La composición y las propiedades físicas del petróleo en yacimientos gruesos o con buzamiento, inusualmente también pueden variar significativamente con la profundidad.

Toma de muestras para determinar tal variación en las propiedades del fluido requiere técnicas especiales para aislar cuidadosamente la producción a intervalos seleccionados en la cara de formación. El número de intervalos para la toma de muestras dependerá del grado de detalle requerido en el yacimiento. En yacimientos fuertemente inclinados, se puede requerir muestreo de varios pozos para cubrir el rango deseado de profundidades. La condición del fluido de yacimiento en la proximidad del pozo debe ser tomada en consideración. Esto se puede hacer mediante el estudio de la historia de la relación gas-petróleo, ya que está relacionada con la tasa de producción.

Para los petróleos, las correlaciones de propiedades de fluido en el reservorio, pueden ser herramientas útiles para estimar si el fluido producido está saturado o subsaturado a temperatura y presión de yacimiento. Si un fluido es claramente indicado como subsaturado, el muestreo se simplifica en gran medida. Si un fluido es indicado como saturado o si parece que se está produciendo exceso de gas, la tarea de acondicionamiento del pozo se hace más complicada.

La producción de un pozo a altas tasas de flujo puede causar alteración de un volumen sustancial de fluido alrededor del pozo si la presión de fondo fluyente es significativamente menor que la presión de saturación.

Las discusiones anteriores ilustran que, si el fluido original en el yacimiento nunca ha sido sometido a presiones por debajo de la presión de saturación en cualquier punto en el yacimiento, el muestreo adecuado puede producir una muestra representativa del fluido original. Muy comúnmente, sin embargo, incluso cuando la presión estática en el yacimiento siempre ha estado por encima de la presión de saturación, la presión en condiciones de flujo de fondo de pozo puede ser sustancialmente más baja que la presión de saturación. En tales casos, una muestra aceptable (aunque no perfecta) del fluido original se puede obtener si el pozo es acondicionado correctamente. Si la presión estática del yacimiento está por encima de la presión de saturación, un acondicionamiento adecuado dará lugar a un estado casi en equilibrio (Estado pseudo-constante) condición en la que la composición del fluido que entra en el pozo está muy cerca de la del fluido original.

Una vez que la presión en todo el yacimiento está por debajo de la presión de saturación, ya no se pueden obtener muestras representativas del fluido original. Pueden surgir complicaciones adicionales si la producción de fluido viene a partir de dos o más zonas (que contienen fluidos de diferente composición). Estos fluidos, que son mezclados o combinados físicamente en el pozo, si no se identifica correctamente puede dar la apariencia de un fluido producido que presenta propiedades diferentes de cualquiera de los fluidos en las zonas individuales. Por ejemplo, la relación gas-petróleo de un pozo productor podría ser 12.000 PCN/BN (Típico de un gas condensado). Sin embargo, si la gravedad del petróleo es lo suficientemente baja como para ser típico de un petróleo convencional "negro", se podría sospechar de producción de zonas separadas o conificación de gas. Tenga en cuenta que la gravedad API no es un indicador absoluto del tipo de fluido, y es una función de las condiciones de separación. Problemas similares pueden ocurrir en pozos desviados si fluidos multifásicos fluyen de fondo de pozo, donde una herramienta de fondo de pozo de

muestreo se sentará en la parte baja del pozo y, por lo tanto, muestreará solamente la fase líquida pesada. Bajo estas condiciones de fases múltiples, no se deben utilizar muestreadores de fondo, las muestras deben ser recogidas en superficie. Esta situación señala la importancia del adecuado acondicionamiento y programación del muestreo. La revisión de la presión de saturación del fluido de yacimiento, de la producción y de los datos de relación gas-petróleo se estima que puede permitir la predicción de las condiciones de las fases múltiples. En caso de dudarse deben recoger tanto muestras de fondo como de superficie para efectos de comparación.

2.2.2.3 Otras consideraciones

Las características productoras de cada pozo también deben ser consideradas. Las características productoras deseables son: (1) no tener producción de agua, (2) la relación gas-petróleo y la gravedad del petróleo sean típicas de varios pozos; (3) índice de productividad relativamente alto; y (4) los flujos constantes sin "cabeceo". Un pozo que produce incluso pequeñas cantidades de agua puede ser problemático. Si es posible, debe ser eliminado un pozo de la consideración si la parte del yacimiento que penetra incluye un contacto con el agua. Si un pozo productor de agua debe ser considerado, se deben tomar las precauciones adecuadas. Considerar en primer lugar el pozo que tiene la columna de petróleo más gruesa y con sus perforaciones una distancia máxima desde el contacto agua-petróleo. En general, lo mejor es no tomar muestras de un pozo de petróleo cerca de un contacto gas-petróleo. Si el área tope de gas no se puede evitar, debe ser considerado un pozo con la columna más gruesa de petróleo y bajo perforación en la zona de petróleo.

2.3 Métodos de muestreo

Como se ha mencionado en la sección anterior, la elección del método de muestreo puede ser influenciada por un número de consideraciones importantes. Estos incluyen el volumen de muestra requerido por el laboratorio, el tipo de fluido de yacimiento a muestrear, el grado de agotamiento del yacimiento, el estado mecánico en boca de pozo, y el tipo de equipo de separación gas-petróleo disponible.

2.3.1 Muestreo de Fondo:

2.3.1.1 Muestreadores de fondo de pozo

El método de fondo convencional consiste en bajar un dispositivo de muestreo, por lo general denominado "muestreador de fondo de pozo", a una profundidad preseleccionada. Las muestras de fondo de pozo pueden ser tomadas en cualquier pozo abierto o entubado. Una muestra del fluido en el pozo a esa profundidad es atrapada en una sección de prueba de presión del sistema de muestreo. El muestreador es llevado a la superficie donde se represuriza la muestra y restaura a condiciones de fase única, entonces puede ser transferida a un recipiente de presión adecuado para el transporte al laboratorio.

Los muestreadores de fondo de pozo están disponibles en una variedad de configuraciones (detalles de diseño e instrucciones de uso se pueden obtener a partir de los proveedores de tales equipos). El método de muestreo de fondo se utiliza a menudo cuando la presión de fondo fluyente es mayor que la presión de saturación. Algunos tipos de muestras de fondo de pozo funcionan pobremente con petróleos muy viscosos y con formación de espuma. El operador debería estudiar el funcionamiento del muestreador y luego decidir si se puede recoger una muestra representativa con él.

Obstrucciones mecánicas como: un reductor de fondo de pozo, o un doblado o secciones derrumbadas pueden evitar que el muestreador llegase a la profundidad deseada. La arena producida también puede formar una obstrucción. Cuando se requiere un gran volumen importante de muestra, y esta es relativamente pequeña, se requiere la repetición de la operación. Sin embargo, diseños modernos de muestreadores de fondo incorporan mayor volumen y/o muestras múltiples.

2.3.1.2 Probadores de Formación (Wireline Formation Tester)

Los modernos muestreadores a hoyo abierto, consisten en una sola sarta de herramientas y el conjunto de sellos para lograr una trayectoria de flujo a prueba de presión entre la capa de yacimiento y la línea de flujo de la herramienta que lleva una o varias cámaras que pueden ser abiertas y cerradas selectivamente. Un medidor de

presión adecuado permite la medida exacta de la presión de la línea de flujo. Considerando que las muestras de fondo de pozo recogen una fracción de cualquier fluido que está dentro del pozo, los probadores de la formación recogen muestras de fluido directamente de la formación. Las modernas herramientas para tomar pruebas de formación pueden recoger una muestra no contaminada del fluido de yacimiento antes de bombear fluidos y terminar la perforación. Esta habilidad para bombear fluidos no deseados supera las serias desventajas de los diseños anteriores. Sin embargo, el aumento de la utilización de los lodos base aceite durante la perforación se ha traducido en comunes problemas de contaminación de los muestreadores de fluidos. Los procedimientos son idénticos a los utilizados para muestreadores convencionales de fondo de pozo. Sin embargo, para reducir al mínimo la manipulación de posibles incidencias que puedan afectar a su integridad, las muestras deben ser enviadas al laboratorio PVT en la cámara de muestreo siempre que sea posible.

2.3.2 Muestreo de Superficie:

El método de muestreo de superficie consiste en tomar muestras de petróleo y gas del separador (véase la figura III-2-1) con simultánea y precisas mediciones de las tasas de petróleo y de gas del flujo de separador. El fluido de yacimiento se reconstituye en el laboratorio mediante la recombinación de las muestras de gas y petróleo en la proporción adecuada, determinada de la relación gas-petróleo en producción. Grandes volúmenes de ambas muestras de petróleo y gas pueden ser fácilmente obtenidos con este método. Antes de que se tomen las muestras, el flujo de fluido en el pozo, en la línea de flujo, en los separadores, y a través de los puntos donde se miden las presiones de petróleo y gas deben ser estabilizados. Además, las determinaciones de velocidad de flujo de petróleo y gas deben ser precisas. Por lo tanto, las instalaciones para hacer estas determinaciones deben estar en excelentes condiciones y ser operadas por personas bien capacitadas.

Equipos de medida deben estar debidamente calibrados. La importancia de estas calibraciones no se pueden exagerar. Cualquier error en la medición de la relación gas-petróleo se refleja en los cálculos de recombinación y puede prevenir al personal del

laboratorio de reconstituir adecuadamente la relación gas-petróleo. Como un ejemplo, la medición incorrecta de un diámetro de orificio para un medidor de orificio de gas puede resultar en un error de 50% en la presión medida al punto de burbujeo en una muestra de petróleo recombinada. Esto es trivial y ayuda a ilustrar la importancia de la precisión en el flujo de datos de medición para el muestreo de superficie. Por otro lado, otros casos han demostrado excelente acuerdo en las propiedades de los fluidos medidos entre las muestras recombinadas de superficie y las muestras de fondo, lo que confirma que el método de muestreo de superficie puede dar buenos resultados, si se recogen las muestras de pozo y si los datos de medición de flujo son exactos y representativos.

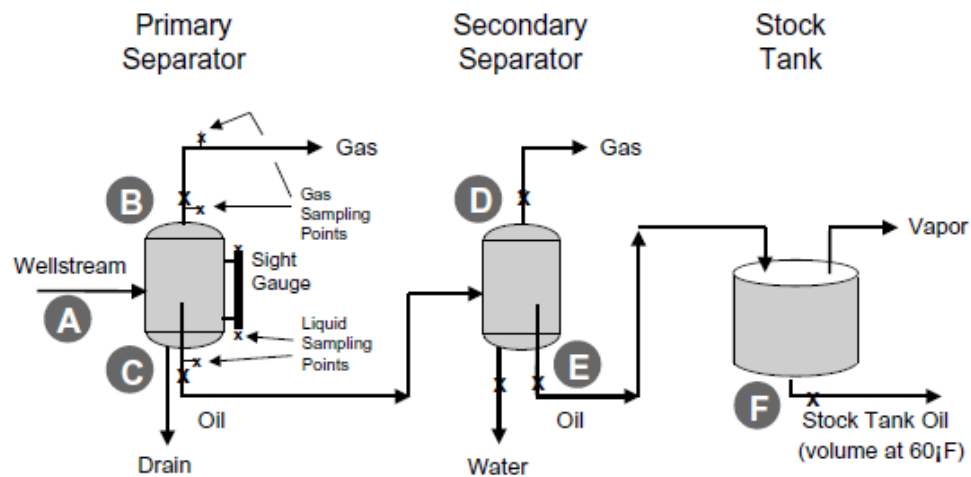


Fig. III-2-1 Sistema de separación típico de superficie

2.3.3 Muestreo de Cabezal:

Esta es una alternativa, pero potencialmente valiosa, a los enfoques mencionados anteriormente. Si se conoce un fluido está en estado monofásico en las condiciones de presión y temperatura de cabezal, esta técnica puede producir resultados más confiables. Por lo general, se emplea sólo para los petróleos que están altamente subsaturados en condiciones de boca de pozo o para gases secos. El problema en el uso

de este método es saber que el fluido está verdaderamente en una sola fase en el punto de muestreo.

2.3.4 Las ventajas relativas del muestreo de fondo y de superficie:

El siguiente resumen de las ventajas relativas de muestreo de fondo y de superficie debe ser considerado en la selección de la técnica de muestreo más apropiada para una aplicación dada.

2.3.4.1 Ventajas de la toma de muestras de fondo:

- 1) Recoge la muestra deseada directamente.
- 2) Se puede mantener la presión de la muestra (con herramienta especial de muestreo).
- 3) Evita el uso de separadores de superficie, y el dimensionamiento adecuado de los separadores.
- 4) Evita la necesidad de dispositivos de medición de velocidad de flujo, y su correcto dimensionamiento y calibración (para la determinación de la relación gas-petróleo de producción).
- 5) Requiere menos información de muestreo a ser transmitida a las pruebas de laboratorio.
- 6) Elimina los posibles errores en la recombinación de muestras de gas y de petróleo necesarias para las muestras de superficie.
- 7) Menos recipientes de las muestras necesitan ser llevado del campo, tres muestras de fondo pueden proporcionar una adecuada cantidad de muestras para los estudios rutinarios de laboratorio.

2.3.4.2 Ventajas de los probadores de formación:

- 1) Mismas ventajas como el muestreo de fondo anterior.
- 2) Recoge la muestra deseada directamente desde la formación.
- 3) Muestra representativa del fluido de yacimiento de un intervalo muy estrecho.
- 4) La muestra no se ve afectada por la segregación de fluido en el pozo.

- 5) Puede tomar el fluido de yacimiento, incluso si hay permanencia de agua en el pozo.
- 6) Puede tomar fluido de yacimiento en las condiciones originales (Antes de que se haya producido ningún fluido de yacimiento).
- 7) Presión controlada (draw-down) en la recolección de la muestra.

2.3.4.3 Ventajas del muestreo de superficie:

- 1) Relativamente fácil, conveniente y menos costoso en comparación al muestreo de fondo (por ejemplo, no requiere equipos en la ubicación de la perforación o una unidad de guaya fija).
- 2) Evita la pérdida de producción durante una parada necesaria en el período de muestreo de fondo (período de 1-4 días o más por pozos de baja capacidad de flujo).
- 3) Evita el potencial atascamiento de la herramienta de fondo para conseguir la toma de muestras o perdida si el tubo está dañado o desviado.
- 4) Aplicable a los casos en que se espera agua en la tubería a la profundidad de la formación productora, donde el muestreo de fondo no se puede utilizar.
- 5) El método preferido para yacimientos saturados de gas condensado.
- 6) El método preferido para yacimientos de gas condensado, gas húmedo y seco.
- 7) Aplicable a los petróleos viscosos y espumosos, donde la obtención de muestras satisfactorias de fondo pueden ser difíciles.
- 8) Los grandes volúmenes de muestras y muestras replicadas son más fácil de obtener que por muestreadores de fondo.

En general, las ventajas de muestreo de fondo identificaron las desventajas en el muestreo de superficie y viceversa.

2.4 Preparación del pozo para el muestreo (acondicionamiento)

2.4.1 Generalidades:

La preparación para el muestreo requiere consideraciones que incluyen una comprensión del tipo de fluido que se produce y de la situación actual de la operación de producción. Por ejemplo, las dificultades en la obtención de muestras de un pozo de petróleo altamente subsaturado y una producción de fluidos cuasi-críticos cerca de su presión de saturación son muy diferentes. Además, la historia de producción del pozo puede tener un impacto significativo en el acondicionamiento (es decir, las muestras tomadas durante la pre-producción, muestreo durante el proceso de perforación), las tomadas al término de un programa de pruebas de pozos, y las tomadas después de que en un pozo ha sido colocada una bomba puede implicar un acondicionamiento considerablemente diferente.

Todas las inyecciones químicas que pueden afectar a la calidad de la muestra deben ser suspendidas antes del muestreo (por ejemplo, inyección de glicol, antiespumantes, etc). Si esto no es posible, la inyección de productos químicos debería reducirse a un mínimo y obtener los detalles de la inyección una muestra de ese fluido. Los factores pertinentes para varias operaciones típicas se dan a continuación.

2.4.2 Pozos de petróleo:

Como se explicó en la sección anterior, en los pozos de petróleo, el yacimiento de petróleo, en lugar del yacimiento de gas o una mezcla de los dos, es la fase para la cual se desea una muestra. El acondicionamiento de un pozo de petróleo antes del muestreo es necesario porque los cambios ocurren generalmente en las propiedades del petróleo en el yacimiento como resultado de la producción. Cuando la presión de fondo fluyente es menor que la presión de saturación del petróleo original en el yacimiento, el gas sale de solución del petróleo alrededor del pozo y se produce. Puesto que el gas había sido una parte del petróleo en el yacimiento, su pérdida altera las propiedades del petróleo que queda atrás en la formación. Mientras mayor sea la caída de presión alrededor del pozo, mayor es el grado de liberación de gas y más lejos del pozo se extiende el petróleo

alterado. Por lo tanto, la composición de la mezcla de petróleo y el gas que fluye en el pozo es normalmente diferente a la del petróleo inalterado. La distancia que el petróleo alterado (no representativo) se extiende hacia fuera desde el pozo aumenta con la duración de la producción y con la cantidad de caída de presión de fondo de pozo por debajo.

2.4.2.1 Métodos

El pozo debe estar condicionado por la producción hasta que el petróleo no representativo ha sido completamente desplazado con petróleo inalterado fresco. Las propiedades de las rocas se pueden utilizar con correlaciones de las propiedades de los fluidos del yacimiento para hacer una estimación preliminar del volumen de petróleo no representativo en las proximidades del pozo. Un acondicionamiento apropiado debe consistir en una serie de velocidades de flujo sucesivamente más bajas en la producción del pozo, como sigue:

1) Si el pozo a muestrear ha estado fluyendo en su estado normal de tasa de producción por lo menos 24 horas, el acondicionado comienza por hacer mediciones precisas de la tasa de gas y petróleo, y la medición de la presión de fondo fluyente. Si las tasas de petróleo y de gas son constantes, se reduce la velocidad de flujo (por quizás 30% - 50%) y la relación gas-petróleo es medida periódicamente hasta que esté claramente estabilizada. Este procedimiento de reducción de la tasa y medida de la relación gas-petróleo se repite hasta que una tendencia en la relación gas-petróleo se establece con el flujo. La interpretación de la tendencia puede ser de ayuda en el seguimiento del progreso de acondicionado del pozo. La experiencia ha demostrado que, en la reducción de la tasa de producción de petróleo, la relación gas-petróleo puede permanecer constante, disminuir, o aumentar. Cada una de estas tendencias puede ser interpretada para orientar el esfuerzo de acondicionamiento, como se discute a continuación.

2) En los casos en que la relación gas-petróleo se mantiene constante después de la primera reducción en la tasa de producción, es indicativo del flujo de un petróleo

subsaturado. Esto significa que la condición de fase y la composición del petróleo que se mueve a través de la formación y en el pozo no han sido alteradas. En este caso, el pozo puede considerarse a acondicionado (para comprobar el punto de burbuja del yacimiento de petróleo se puede estimar a partir de los datos de producción y la aplicación adecuada de correlaciones de ingeniería para asegurar que la presión de burbujeo estimada está por debajo de la presión de fondo fluyente del pozo).

3) Cuando la relación gas-petróleo disminuye después de una reducción de la tasa, indica que hay la presencia de una saturación de gas libre en la formación alrededor del pozo.

Nota: El flujo aumenta la presión de fondo de pozo sobre la reducción de la tasa. La saturación de gas libre puede ser el resultado de: (1) la conicidad de un casquete de gas en la porción de petróleo que se produce de la formación alrededor del pozo, o (2) la presión de fondo fluyente del pozo es menor que la presión de saturación del petróleo del yacimiento. Cuando se observa el comportamiento de la relación gas-petróleo, el pozo se acondiciona reduciendo la tasa de producción por etapas. Después de cada reducción de la tasa, el flujo se continúa hasta que la relación gas-petróleo se estabilice. Estas reducciones de tasa de flujo por etapa se mantienen hasta que se alcanza un estabilizado (mínimo) de la relación gas-petróleo.

Cuando reducciones adicionales no afecta a la relación gas-petróleo, la indicación es que el petróleo no representativo alrededor del pozo se ha producido y se sustituye por petróleo representativo que fluye desde mayores distancias. Utilizar correlaciones con la temperatura y presión del yacimiento proporcionará un valor aproximado relación gas-petróleo. Si la conificación de gas es un factor, el acondicionado de pozo puede implicar tiempo relativamente corto si la tasa de flujo es reducida lo suficiente como para eliminar el cono de gas, como se evidencia por la estabilización de relación gas-petróleo con la reducción de la tasa. Si la anormal relación gas-petróleo es el resultado de que la presión de fondo de pozo en producción es sustancialmente menor que la presión estabilizada del yacimiento, puede ser necesario producir un volumen mucho

más grande de petróleo para acondicionar el pozo, que sería el caso con conificación de gas.

4) Un aumento en la relación gas-petróleo después de una reducción de la tasa es indicativo de simultánea producción mezclada de gas a partir de una zona de casquete-gas y el petróleo de una zona petrolífera. El aumento de la relación gas-petróleo podría ser causado por la subsidencia de la zona de petróleo. A pesar de que a menudo se puede obtener una muestra representativa del petróleo de yacimiento, es mejor utilizar un pozo que no indique esto, debido a que es difícil el acondicionamiento de estos pozos. El tiempo requerido para estabilizar la relación gas-petróleo, puede tardar más que el tiempo requerido para desplazar fluido no representativo que debe ser desplazado por el petróleo representativo. En tasas de flujo suficientemente bajas, a veces el flujo de los pozos de causa cabeceo y esto es lo que hace que sea muy difícil medir la relación gas-petróleo con la precisión requerida. Pozos que tienen un bajo índice de productividad son a menudo difíciles de acondicionar debido a que se produce una reducción relativamente grande de la presión del fondo del pozo incluso a moderadas velocidades de flujo. La reducción suficiente de la tasa de flujo, para un bajo índice de productividad, es reducir al mínimo la caída de presión, que puede conducir a requisitos de tiempo excesivo para acondicionar el pozo. En algunos casos, este problema puede ser eliminado mediante la instalación de tubería de diámetro más pequeño. Si el tubo es lo suficientemente pequeño, la velocidad de flujo en ella será lo suficientemente alta para eliminar el cabeceo, pero lo suficientemente baja para mantener una reducción baja de la presión del fondo del pozo.

Cuando el acondicionamiento adecuado es poco práctico, toda la información pertinente, datos registrados durante la operación de toma de muestras y la historia de producción del pozo deben ser analizados para formar una base para juzgar si las muestras son suficientemente representativas como para justificar análisis de laboratorio. Cuando el método de muestreo de fondo se va a utilizar, el pozo para un acondicionado adecuado se cierra o, a elección del operador, es producido a un ritmo muy bajo de flujo (normalmente choke pequeño). Cuando el método de muestreo de

superficie será utilizado, la velocidad de flujo del pozo acondicionado puede ser aumentada, si se desea, a un nivel que los datos de prueba han demostrado que no va a cambiar la relación gas-petróleo.

En resumen, el acondicionado de pozos de petróleo es el proceso para la eliminación de cualquier conificación de gas y para el lavado de las proximidades del pozo en cualquier yacimiento de petróleo que ha sido alterado en la composición al ser sometido a presiones menores de su presión de saturación. El petróleo no representativo se sustituye por el petróleo original desde más allá de la zona inmediata del pozo mediante la producción en una serie de pasos con reducciones de la tasa de flujo. La relación gas-petróleo se mide después de cada reducción de la tasa de flujo. El pozo se considera acondicionado cuando nuevas reducciones en tasa de flujo no tienen ningún efecto sobre la relación gas-petróleo estabilizada. Debe darse tiempo después de cada reducción del flujo para asegurarse que la relación gas-petróleo se ha estabilizado por completo.

2.4.3 Bombeo en pozos de petróleo:

Las razones para el acondicionamiento de un pozo de petróleo con bombeo son las mismas que las de un pozo de flujo natural. El tiempo requerido para el acondicionado se rige por los mismos factores que se aplican a esos pozos fluyentes. Pozos de bombeo son generalmente indeseables para el muestreo, pero en ciertas situaciones se presentan como la única opción disponible. La tasa de bombeo por lo general no se puede cambiar convenientemente, la bomba y las varillas deben ser extraídas si se utiliza el método de toma de muestras de fondo, y la medición de la presión de fondo de pozo en producción es a menudo poco práctico. Sin embargo, si el estudio preliminar ha indicado que el fluido de yacimiento alcanza la presión de saturación.

2.4.3.1 Métodos

1) Cuando se utiliza el método de muestreo de superficie, el pozo debe ser bombeado durante varios días después de que las tasas de petróleo y gas estén estabilizadas antes de tomar muestras. Los criterios para juzgar el progreso del esfuerzo de

acondicionamiento son los mismos que los utilizados con un pozo por flujo natural. (El pozo se considera acondicionado cuando la mayor reducción de la velocidad de bombeo no tiene ningún efecto sobre la relación gas-petróleo).

2) Si se utiliza el método de muestreo de fondo, el bombeo es detenido después de que el pozo está acondicionado y las varillas y la bomba (O bomba eléctrica sumergible) se retiran. Después de retirar la bomba, se limpia el pozo a una velocidad muy baja para eliminar cualquier petróleo no sea representativo del fondo del pozo. Él toma muestras de fondo se baja hasta el punto deseado y la muestra es recolectada. PRECAUCIÓN: Limpiando a una tasa demasiado alta puede afectar el proceso de acondicionamiento si la presión de fondo se baja demasiado rápido.

3) Hay un método alternativo si se cumplen ciertas condiciones. Si se sabe que de los datos de producción y las correlaciones arrojan que la presión de saturación del petróleo es inferior a la presión nominal baja, las muestras de petróleo se pueden recoger en boca de pozo. El operador puede aumentar la contrapresión en el cabezal del pozo a una presión por encima de la presión de saturación sin dejar de bombear el pozo, producir suficiente petróleo para desplazarlo completamente por la tubería , y recoger las muestras en el cabezal (el fluido debe ser monofásico).

Este es un método algo arriesgado, ya que la presión hasta la cabeza del pozo debe mantenerse por encima de la presión de saturación en todo momento. Para que este método funcione, se requiere que la bomba del pozo tendrá que estar en buena condición para desarrollar y mantener la presión más alta. Sin embargo, si se cumplen estas condiciones, este método permite recoger una muestra de cabeza de pozo y evita retirar la bomba. Nota: Este método no puede ser utilizado para cualquier fluido, solo para petróleos con una presión de saturación relativamente baja.

2.4.4 Pozos de Gas Condensado:

El procedimiento para el acondicionamiento de un pozo de gas condensado se basa en la interpretación de los cambios en la relación gas-petróleo que resultan de la reducción de la tasa de producción en una serie de pasos. Cuando la presión en un yacimiento de

gas condensado se reduce por debajo del punto de rocío, se forma una fase de fluido (condensado). Como resultado, la fase de vapor, que es la fase dominante, tendrá una concentración más baja de hidrocarburos condensables (en particular, los más pesados) y se dice que es "más liviana" que el fluido inicial del yacimiento. Esta pérdida de hidrocarburos condensables por lo general se traduce inicialmente en un incremento de la relación gas-petróleo de producción. Dado que la presión más baja del yacimiento se da en la cercanía del pozo, el fluido retrógrado (condensado) condensa inmediatamente en primer lugar alrededor del pozo. Con la continua producción, la saturación del fluido condensado en esa zona puede aumentar lo suficiente (pero no en todos los casos) para permitir que el fluido sea convertido en móvil. El desarrollo de este fluido móvil puede reducir la productividad del pozo y causar impredecibles pero significativos cambios a corto plazo en la relación gas-petróleo en respuesta a cambios en la tasa de producción.

2.4.4.1 Métodos

El pozo será acondicionado colocándolo en un programa de producción que consiste en una serie de tasas sucesivamente más bajas. Después de cada reducción de la tasa, el flujo continúa hasta que la relación gas-petróleo se estabiliza. En general, la tendencia de la relación gas-petróleo es a disminuir a medida que se reduce la tasa. A altas tasas, sin embargo, la relación gas-petróleo puede disminuir con el aumento de la frecuencia como un resultado de fuerzas de cizallamiento en el espacio poroso del fluido condensado en el yacimiento. Estas fuerzas son causadas por el flujo de gas, y pueden movilizar el condensado y aumentar la producción de fluido. Además, las altas tasas pueden provocar el arrastre de fluido al separador arrastrado en la corriente de salida de gas del separador de superficie (y no medido por el medidor de flujo de fluido). Como resultado de ello, se debe tener cuidado en diseñar y operar separadores adecuadamente para minimizar este problema. La tasa de producción debe mantenerse lo suficientemente alta para prevenir "cabeceo." Cuando un pozo fluye con "cabeceo", lograr la precisión requerida en las mediciones de la relación gas-petróleo es difícil. Además, las composiciones de las fases gaseosas y líquidas en el separador durante el

tiempo del "cabeceo" pueden ser diferentes. Obtención de muestras del condensado en el separador que sean representativos de condiciones de flujo constante se complica por el "cabeceo". Por lo tanto, el problema de equilibrar el beneficio de las altas tasas de evitar el cabeceo contra el beneficio de bajas tasas para minimizar la caída de presión se hace evidente. En algunos casos, se emplea un diámetro menor en el tubo del pozo para dar velocidades de gas más altas y una mejor capacidad de elevación de fluidos para una caída de presión dada.

2.4.4.1.1 Método de flujo dividido (Split-stream) o Iso-cinética

Se han desarrollado métodos para evitar algunos de estos problemas mediante el envío de sólo una parte (Split-stream) del flujo total de pozo a través de un separador de prueba. Esto permite que las líneas de flujo del pozo sean ajustadas para evitar problemas de "cabeceo" mientras la velocidad de flujo dividido se ha optimizado para el separador de prueba para lograr tiempo de residencia suficiente para el equilibrio, y para evitar fluido arrastrado en la salida de la corriente de gas. Teóricamente, tales velocidades de flujo optimizadas deben proporcionar más equilibrio así a las corrientes de gas y líquido del separador para el muestreo. Sin embargo, el flujo total de pozo debe estar perfectamente homogeneizado antes de la división de la corriente, y las dos corrientes de división deben tener la misma velocidad lineal (la situación "iso-cinética") para que las muestras del separador de gas y líquidos puedan ser representativas del flujo total de pozo. Si esto se puede lograr en todos los casos, desde luego muchos de los problemas se pueden superar mediante un dimensionamiento correcto de los separadores para aumentar la eficiencia en las velocidades de flujo probadas. El pozo se considera que está acondicionado si la relación gas-petróleo se mantiene estable y no varía cuando se cambia la tasa de producción.

2.4.4.1.2 Método de muestreo de fondo

En casos especiales de yacimientos de baja permeabilidad, puede ser prácticamente imposible conseguir una tasa de flujo suficiente para levantar los fluidos sin tener excesivas presiones (alto draw-down) y flujo correspondiente a las condiciones de

fondo de pozo. En tales casos, el operador puede considerar tomar muestras de fondo, mientras que el pozo está fluyendo a un ritmo muy bajo. La transferencia de las muestras de fluido no debe realizarse en el campo, pero las herramientas de toma de muestras deben enviarse al laboratorio y todo el contenido de cada muestreador debe transferirse a unas celdas PVT bajo condiciones de presión y temperatura estrechamente controlada. Los resultados de las pruebas de laboratorio a continuación, deben ser comparados con datos de relación gas-petróleo reales de campo para determinar si se recogieron muestras representativas. El peligro en este método es que algo de fluido puede ser de lodo en el pozo y la muestra recogida sería una mezcla no representativa. El uso de una herramienta probadora de formación debe evitar tales fluidos extraños, pero de nuevo, la cámara de muestras tendría que ser enviada al laboratorio para la transferencia de muestras a una celda PVT.

Nota: Tradicionalmente, no se recomiendan muestras del fondo para yacimiento de gas condensado debido a la posibilidad de recoger inadvertidamente condensado (e incluso fluidos de perforación y terminación) en el fondo del pozo, y la dificultad de obtener tales muestras en condiciones monofásicas antes de la transferencia de campo. Muestras de excelente calidad sin embargo se pueden conseguir con condiciones adecuadas y el manejo adecuado.

2.4.4.2 Muestreo de gas condensado

En contraste con yacimientos de petróleo, donde las técnicas están disponibles para aproximar el fluido original (por ejemplo, añadiendo gas producido adicional al fluido producido, para llevar el combinado a la presión original del punto de burbuja, si se conoce), no hay tales procedimientos para condensados. Si el muestreo de un gas condensado se retrasa hasta que baje la presión estática del yacimiento por debajo del punto de rocío del fluido original, la oportunidad para obtener una muestra que se aproxima o es cercano al fluido original se pierde. Se recomienda realizar un muestreo temprano para evitar complicaciones.

2.4.5 Pozos que producen fluido cuasi-crítico:

Un yacimiento que contiene un fluido casi crítico presenta dificultades especiales en el acondicionamiento. Como se describe anteriormente, cuando la presión en este tipo de fluido cae por debajo la presión de saturación, cantidades sustanciales de ambas fases se forman rápidamente. Ambas fases son por lo general móviles y, por lo tanto, hay flujo bifásico en el pozo. Las tasas de producción (movilidades relativas) de las dos fases, sin embargo, son por lo general de tal manera que la composición del fluido en el pozo no es la misma que la del fluido inicial de yacimiento. La corriente compuesta que fluye hacia el pozo puede contener ya sea demasiado o muy poco gas en combinación con la fase de fluido hidrocarburo. Cuando la información de producción temprana indica un fluido cuasi crítico, el muestreo se lleva a cabo tan pronto como sea posible después de que el pozo se ha completado (Esta es, de hecho, una buena práctica para cualquier tipo de fluido). Las muestras tomadas después de que la presión del yacimiento se ha reducido sólo una pequeña cantidad por debajo de la presión de saturación original son, en muchos casos, de dudoso valor para determinar el fluido original de yacimiento, las propiedades del fluido y para su uso en pruebas de laboratorio diseñadas para predecir las propiedades del fluido en las etapas posteriores de agotamiento del yacimiento. El acondicionamiento del pozo que fluye se lleva a cabo por lo general en una sucesión de tasas más lentas con el propósito de eliminar las fases de hidrocarburos no representativas. El problema radica en determinar cuando los fluidos no representativos han sido producidos. Con yacimientos de petróleo o gas condensado, una relación gas-petróleo estable con la disminución de velocidad de flujo se utiliza como una guía. La producción de un yacimiento cuasi crítico, sin embargo, a menudo mostrará un pequeño cambio en la relación gas-petróleo, aunque el fluido del pozo haya experimentado un cambio significativo en la composición.

2.4.6 Pozos de gas húmedo o seco:

Como se ha explicado anteriormente, la composición del fluido desde un yacimiento de gas húmedo o gas seco no cambiará a medida que el yacimiento se está agotando porque el fluido no forma dos fases en el yacimiento en cualquier punto en el proceso

de producción. Las muestras se pueden tomar, por lo tanto, en cualquier momento conveniente. Sin ser necesario acondicionamiento del pozo. Para un gas húmedo, pequeñas cantidades de fluidos hidrocarburos se condensan fuera de la corriente después de que alcance la superficie y es enfriado. Cuando se conocen los fluidos hidrocarburos a condensar, el flujo del pozo debe ser procesado a través de separadores convencionales, aunque se deben tomar precauciones especiales para maximizar la precisión de la medición de la tasa de flujo que será pequeña y puede fluctuar. Las muestras del separador de líquido y gas se deben tomar y la relación gas-petróleo se mide utilizando el mismo procedimiento general que se utiliza para pozos de gas condensado. En algunas circunstancias puede ser de gran ventaja ajustar las condiciones de separación de manera tal que la producción esté en condiciones de una sola fase, evitando de este modo el problema en la medición de las bajas tasas, y se obtendrán más muestras representativas. Este enfoque, sin embargo, no produce ninguna muestra líquida que podría ser utilizado para el análisis detallado de los hidrocarburos más pesados.

Para un gas seco, las muestras se pueden tomar en cualquier momento en la línea de flujo. Sin embargo, se debe confirmar que un gas es de hecho "seco" para que estas muestras sean significativas. En la práctica, no se puede identificar el fluido producido inequívocamente como un gas húmedo o seco hasta que las muestras han sido tomadas y analizadas, por lo que la práctica más segura es tratar tales fluidos como si fueran condensados de gas.

2.6 Duración del periodo de acondicionado del pozo

La duración del período de acondicionamiento depende de: (1) el volumen del fluido de yacimiento que ha sido alterado (ya sea desde contaminación por los fluidos de perforación o de producción del pozo en presiones de fondo fluyente inferior a la presión de saturación), y (2) las tasas a las que en el yacimiento se produce el petróleo alterado. Dado que estos volúmenes y tasas varían ampliamente, hay una regla general que para juzgar el tiempo requerido para el acondicionamiento. Un pozo que tiene un bajo índice de productividad podría requerir un flujo bajo tal que el tiempo del

condicionamiento se hace poco práctico. En este caso, decidir cuando las muestras obtenidas pueden ser válidas se convierte en una cuestión de juicio en el que la calidad de la muestra se equilibra con el compromiso de tiempo. La experiencia ha indicado que la mayoría de los pozos de petróleo pueden ser adecuadamente acondicionados en una semana. Algunos de gas condensado y fluidos cuasi críticos podrían requerir mucho tiempo.

2.7 Mediciones de campo durante el acondicionamiento del pozo

El acondicionamiento del pozo suele implicar mediciones de la presión y temperatura de fondo, del cabezal del pozo y del separador, también mediciones de la tasa de flujo de gas fuera del separador, la tasa de producción de petróleo y la tasa de producción de agua. (En algunos casos, se mide la tasa de petróleo en el primer separador de forma directa, en lugar de medirlo en el tanque de almacenamiento). La siguiente discusión se centra en los tipos de equipos generalmente utilizados para estas mediciones y las precauciones que se deben tomar para mejorar la exactitud. Información adicional de utilidad está publicada por el *American Petroleum Institute*. El cual dice que el muestreo normalmente se realiza al final del período de acondicionamiento, y se toman los datos, como resultado, estos datos deben ser de la más alta exactitud posible y las muestras deben ser de máximo valor. (Sin embargo, datos tomados antes, durante y después del periodo de muestreo son valiosos en la documentación de la estabilidad de las condiciones durante todo el proceso de muestreo). Las tablas 1 – 6 del apéndice A están diseñadas para proporcionar un formato conveniente para el registro de todos los datos necesarios tomados durante el acondicionamiento y períodos de muestreo. Las tablas 7 – 9 del apéndice A son ejemplos de formas más recientes utilizadas por empresas de servicios. Si estas formas han sido completadas, una historia completa del proceso de acondicionamiento estará disponible para el laboratorio y para el ingeniero de yacimientos. Una copia de cada uno de los cuadros completados (tablas similares) deben acompañar a las muestras.

Nota: Las formas discutidas en el párrafo anterior representan mayores tecnologías. Los cálculos modernos de campo y la forma de registro de datos en la hoja se pueden

hacer ahora a mano, a computadora o en block de notas en la computadora, y los resultados son transferidos por correo electrónico o en discos, además de los formularios en papel.

2.7.1 Presión y Temperatura del cabezal de pozo:

Tener un registro continuo de la presión en el cabezal del pozo más el período de prueba es generalmente deseable. En la tabla de registro de medición de la presión, utilizada para este propósito, se debe indicar con precisión la fecha, la hora de la medición, nombre e identificación del pozo. Si el registro continuo no puede ser realizado, se deberán realizar varias mediciones puntuales de presión en la tubería, las mismas se deben tomar con un medidor calibrado que tenga un rango adecuado de precisión. Por lo menos se deben realizar con tanta frecuencia como las mediciones de la tasa de flujo, que son normalmente tomadas en intervalos de una hora.

2.7.2 Tasa de Gas

El método más comúnmente utilizado para la medición de la tasa de gas es un medidor de orificio en línea. Otros tipos de dispositivos de medida son el medidor de tasa en el hoyo del pozo, medidor de desplazamiento positivo y probador de flujo crítico, se pueden utilizar cuando las instalaciones del medidor de orificio en línea no son las adecuadas. Para utilizar el medidor de orificio en línea (o medidor de masa de gas) las instalaciones deben ajustarse a la especificación de selección de tamaños de hoyo y cálculos de la tasa de gas deben hacerse de acuerdo a la recomendación del *American Gas Association*. La Tabla 2 del apéndice A proporciona espacio para registrar los valores de todos los factores que se utilizan en el gas.

El desarrollo moderno de la medición electrónica de caudales de flujo permite calcular en "tiempo real" el flujo, lo hace una vez por segundo. Los cálculos de campo y la forma de registro de los datos en la hoja de cálculo se pueden hacer ahora a mano, en computadoras o en libros tipo nota en computadoras, y los resultados son proporcionados al laboratorio por e-mail o discos, además de formularios en papel.

El tamaño de la placa orificio instalado en el medidor debe ser elegido de tal manera que la lectura diferencial caerá dentro de los dos tercios superiores de la carta. Esto reducirá al mínimo errores en la medición de la lectura diferencial. Cada tabla debe ser debidamente etiquetada para mostrar la identificación de la carta que se instaló y se retiró. La tabla debe ser cambiada antes de que una vuelta completa se haya ejecutado con el fin de evitar la superposición de la línea trazada por la pluma. Asimismo, la tabla de velocidad de rotación debe ser lo suficientemente rápida para permitir la separación de las líneas marcadas con pluma generadas por fluctuaciones de la tasa de gas. El registro de datos de forma computarizada es cada vez más común, eliminando la necesidad de gráficos que es el método preferido. Lo más recomendable es enviar copias de las cartas de la medición de gas y registros de temperatura (o datos detallados de archivos de computadora) al laboratorio junto con las tabulaciones de otros datos de campo. Compruebe de antemano con el laboratorio sobre las necesidades de datos o requerimiento de datos.

2.7.2.1 Gravedad del Gas

La gravedad del gas es un factor importante en la medición de la tasa de gas con todos los tipos de medidores de orificio. Si la medición de la gravedad del gas en el campo no es posible, se puede determinar en el laboratorio si las muestras de gases o muestras de fondo de pozo son enviadas. Cuando las medidas de gravedad de gas se hacen en el campo, se deben realizar cuando la temperatura o la relación gas-petróleo del separador están cerca de un máximo y un mínimo así como cuando está cerca de su valor medio. Cuando la gravedad del gas no se mide en el campo durante el muestreo, la gravedad del gas producido en el campo (o simplemente un estimado del valor en otros lugares) se puede utilizar para calcular una tasa preliminar del gas. El espacio se proporciona en la Tabla 2 del anexo 1 para registrar el valor utilizado en los cálculos de la tasa de gas, y esta gravedad, se pueden actualizar en un tiempo posterior, a medida que se dispone de datos de laboratorio.

2.7.2.2 Temperatura del Gas

Un registro continuo de la temperatura del gas debería ser obtenida con un registrador de temperatura o sistema de recopilación de datos computarizado. Es conveniente la instalación de un sensor termométrico en el pozo. Cuando un sensor termométrico es instalado en el pozo, las mediciones del sensor de temperatura atado a la parte inferior del tubo de ciclo de medición son aceptables. El sensor debe estar aislado de efectos atmosféricos envolviéndolo a él y al tubo adyacente con un material aislante como tela o papel. La temperatura del separador no debe ser utilizada para la medición de la temperatura experimental en los cálculos de tasa ya que pueden existir diferencias significativas entre estos puntos. Además, trate de evitar las condiciones de medición en las cuales el medidor se encuentra a una gran distancia del separador y está operando a temperaturas mucho más bajas que el mismo, ya que esto podría conducir a la condensación de fluido en la tubería de gas y mediciones de la tasa de gas inexactas.

2.7.3 Tasa de petróleo:

La tasa de petróleo puede ser medida ya sea en la salida del primer separador (punto "C" en la presión del separador completo en la figura III-2-1) o en el tanque de almacenamiento (el punto "F" en la figura III-2-1). Cualquiera puede ser utilizado como indicador en la operación de estabilización durante el proceso de acondicionamiento. Sin embargo, el valor de la tasa de petróleo en el primer separador es necesaria para la recombinación de las muestras si el muestreo se hace en superficie. La medición de la tasa de petróleo a condiciones de tanque es aceptable en el muestreo de superficie sólo si el factor de volumen relativo de petróleo (o contracción) aplicable en el separador se mide en la muestra de petróleo del laboratorio.

Hay tres métodos comunes para la medición de la tasa de flujo de petróleo que se describen a continuación.

2.7.3.1 Separador primario, tasa de flujo de petróleo

2.7.3.1.1 Medidor de líquido

Un medidor de líquido de desplazamiento positivo puede ser instalado en la línea de salida del líquido del separador. Cuando se utiliza un medidor, se debe tener cuidado y asegurarse que está funcionando correctamente, y que no haya gas intermitente fuera de solución a medida que pasa el fluido a través de él (la medida debe mantenerse a la presión del separador completo). Si el agua pasa a través del medidor con el petróleo, la tasa de agua debe ser determinada de forma independiente y su tasa se resta a partir de la tasa propuesta por el medidor de líquido para obtener la tasa de petróleo.

El medidor debe ser calibrado, según sea necesario, siguiendo los procedimientos dados en API Std 1101 *Measurement of Petroleum Liquid Hydrocarbons by Positive Displacement Meter*.

Si se utiliza un separador de tres fases (calentador-purificador), el agua debe salir a través de una línea separada y la tasa de agua no debe ser un factor "Problema".

2.7.3.1.2 Método de separación de líquido de un Build Up

Este método consiste en medir el tiempo requerido para que el nivel de líquido pase dos líneas índice colocadas en el cristal de calibre mientras que la válvula de descarga de líquido está cerrada. Cuando el volumen representado por la distancia entre las líneas de índice en el vidrio del indicador de nivel se conoce, la tasa de acumulación de líquido se puede medir.

Una calibración del volumen asociado con la distancia entre las líneas de índice en el indicador visual se debe hacer de la siguiente manera. Primero la válvula de descarga se lleva a una posición cerrada hasta que el nivel de líquido se eleva a la parte superior del indicador de vidrio; luego el pozo se cierra o se omite el paso por el separador. Con la válvula de descarga cerrada, el separador de gas se depura (se purga). Dos a cuatro horas por lo general se requieren para que el gas disuelto se escape, cuando el separador de líquido se estabiliza (más desprendimiento de gas y la formación de espuma se ha

detenido) en condiciones atmosféricas, las dos líneas índice, separadas además a una distancia conveniente, se dibujan en el indicador del vidrio. El separador de líquido se drena a continuación, en recipientes de volumen conocido y el volumen total de líquido retirado al tiempo que reduce el nivel de la línea de índice superior a la línea de índice inferior se registran para hacer la calibración.

Se puede utilizar agua en lugar de petróleo para hacer la calibración. En todos los casos, una determinación que debe hacer el flotador que opera el mecanismo de vertido o vaciado, descarga en el separador de líquido que esté dentro de los límites de desplazamiento, mientras que el nivel del líquido se reduce entre las marcas del vidrio. Si no se proporciona el movimiento normal del flotador se traducirá en un error significativo en la calibración. Después que el flujo a través del separador se ha reanudado y estabilizado la tasa de producción del separador de líquido se determina por la colocación de la válvula de descarga en una posición cerrada y a continuación, tomando nota del tiempo requerido para que el líquido del separador aumente entre las dos líneas de índice en el vaso medidor. Una medición de producción de tasa de líquido errónea se puede detectar si se hacen y comparan tres o más mediciones. La tasa de petróleo se halla restando la tasa medida independientemente de la acumulación de agua, (si hay), de la tasa total de líquido.

Para separadores trifásicos (calentador-purificador), el agua se incluirá en el aumento del nivel del líquido, y su acumulación debe restarse formando la acumulación total. En este caso, la válvula de descarga de agua tendrá que ser cerrada. La construcción y método de funcionamiento del separador debe entenderse claramente cuando se utiliza este método.

2.7.3.2 Tasa de producción de petróleo a condiciones tanque

2.7.3.2.1 Método de tasa de petróleo a condiciones de tanque

La medición de la tasa de petróleo en condiciones de tanque (punto "F" en la figura III-2-1) se puede utilizar para indicar la estabilización de las condiciones de operación durante el acondicionamiento así, Además, puede ser utilizado para efectos de la

recombinación de muestras en el separador primario. Sin embargo, es la tasa de petróleo del separador primario (punto "C" en la figura III-2-1) que se utiliza directamente en el proceso de recombinación. Si se mide la tasa de tanque, la determinación final de la (Primera) Tasa de petróleo no puede hacerse hasta que se determine un adecuado factor de volumen relativo (o factor de encogimiento) del separador de petróleo. La tasa de petróleo en el separador se determina multiplicando la tasa de petróleo del tanque por el factor de volumen relativo de petróleo del separador. Cuando los factores de volumen relativos válidos se encuentran disponibles en el momento de la prueba, la tasa de petróleo principal se puede calcular durante la prueba. Si los factores de volumen relativos válidos no están disponibles, deben ser determinados en el laboratorio (o calcularse fiablemente basándose en la composición del petróleo del separador primario) y la tasa de petróleo del separador debe ser calculada en ese momento.

El método de la tasa de petróleo a condiciones de tanque no debe ser usado cuando es impráctico duplicar el método y las condiciones de separación en el laboratorio, o cuando faltan los datos de campo necesarios para calcular los factores de volumen relativos. El método de cálculo de tanque requiere datos sobre las presiones y temperaturas de todas las etapas de separación, incluyendo el petróleo de tanque (condiciones de tanque de petróleo).

2.7.3.2.2 Método de cálculo a condiciones de tanque

La tasa de producción de petróleo en el tanque se puede medir con una línea de calibración o un indicador de nivel en un tanque calibrado. El método usual consiste en medir la distancia desde la superficie de petróleo a la placa de la cerradura del tanque con una cinta de metal. Otro método emplea un "indicador de oscilación o balanceo". Este método consiste en medir con una cinta de acero la distancia desde la superficie del petróleo a un punto en la parte superior del tanque, por lo general el borde de la compuerta o escotilla. Los volúmenes de líquido a continuación se encuentran con la línea de calibración del tanque (flejes) en tablas.

Cuando se utiliza más de un tanque durante una prueba, los medidores deben tenerse en todos los tanques con el fin de prevenir cualquier error de calibración provocado por accidentes de llenado de tanque o desbordamiento. El nivel de petróleo en las cintas debe leerse con una precisión de 1/8 pulgadas (o 3mm). La medición debe realizarse en intervalos regulares durante el periodo de prueba. La temperatura del petróleo en el tanque deben ser medidos y corregidos a 60 ° F (15 ° C u otra norma de temperatura aceptada de referencia), también los volúmenes usando las tablas de corrección apropiada. Todas estas mediciones también se pueden hacer utilizando transductores (transmisores) electrónicos modernos conectados a los ordenadores. Consultar los proveedores para las especificaciones de precisión global.

La precisión de la determinación de la tasa petróleo se puede mejorar mediante medición frecuente en los tanques (por ejemplo, aproximadamente a cada pie de aumento en el nivel), a continuación, se gráficán los niveles calibrados contra el tiempo. La pendiente de la línea resultante arroja el promedio total de la tasa de líquido. Mediciones independientes deben hacerse para determinar la tasa de producción de agua. En instalaciones donde el separador calibrado y un tanque de almacenamiento estén disponibles, la buena práctica sugiere determinar tasas de producción de petróleo tanto del separador como del tanque.

2.7.4 Tasa de Producción de Agua:

La tasa de producción de agua (véase la figura III-2-1) se puede determinar por: (1) la medición de su tasa de acumulación en el tanque de almacenamiento, (2) el uso de un medidor independiente en una línea de flujo de agua del separador, (3) el vaciamiento por la sección inferior del separador a intervalos de tiempo, midiendo el líquido en un recipiente y el volumen de agua por medios independientes, o (4) mediciones electrónicos del flujo. Cuando el agua producida se envía a los tanques de almacenamiento junto con el petróleo, la producción de agua se puede determinar mediante el uso de engrudo en la línea de agua. A veces puede ser una emulsión en la interfase agua-aceite, y algunos medios deben ser utilizados para romperla, cuando se rompe la emulsión se obtiene agua libre y puede medirla.

La ruptura momentánea de la emulsión puede ser lograda moviendo la línea de calibre lentamente a través de la interfase agua-petróleo varias veces antes de tomar una lectura. Alternativamente, una pequeña placa soldada a la parte inferior de la línea del calibrador de peso momentáneamente mostrará como elimina el efecto de la emulsión pasando a través de la interfaz petróleo-agua. Varios métodos están disponibles para determinar el volumen de agua en el petróleo.

El vapor de agua está contenido normalmente en la fase gaseosa de yacimientos de gas condensado y gas húmedo. Con frecuencia, algún vapor de agua se condensará en el separador, como resultado de la temperatura más baja en este dispositivo.

La tasa de acumulación de agua en el separador depende de las condiciones de separación y la temperatura y presión del yacimiento. Dado que la producción de agua es a menudo pequeña, las tasas precisas de acumulación de agua no se pueden obtener en intervalos de tiempo cortos. La medición en tanques, en varios momentos durante la prueba, puede ser necesaria para promediar la producción de agua.

2.7.5 Presión del Separador:

El control adecuado de la presión del separador generalmente puede ser mantenido con un regulador de presión en buen estado de funcionamiento. La variación de la presión de $\pm 3\%$ es un control adecuado. En los casos en que el separador "flota" en un sistema de recolección de gas, se puede necesitar la instalación de un regulador entre el separador y la línea de recolección para obtener control adecuado de la presión. Un manómetro debe ser instalado en el separador para confirmar que la medición se indica con precisión. Por lo general, la variación de la presión del separador será lo suficientemente pequeña y un medidor de registro es innecesario, pero si dicho instrumento está en uso, se debe tener cuidado para asegurar que las lecturas sean exactas y actualizadas correctamente, especialmente en las instalaciones de producción. Si el calibrador del registrador de presión en un ciclo de medición es usado para observar la presión del separador, se debe tener cuidado para determinar que no existe un regulador de presión entre éste y el separador. Deberá tener en cuenta que

para cualquier diferencia de presión entre la medición de la presión en un punto y el punto de muestreo, entonces se debe comprobar si las lecturas de presión son relativas o absolutas. Dichos factores pueden agregar errores que exceden la variación de presión por encima sobre todo para los separadores de baja presión.

2.7.6 Temperatura de separación:

La relación gas-petróleo del separador puede ser afectada significativamente mediante la temperatura del fluido en el punto donde el gas y el petróleo están separados de forma permanente. En el sistema de separación de "baja temperatura", las diferencias significativas en la temperatura se pueden encontrar entre el punto de separación de gas-petróleo permanente y otras secciones del sistema de separación de gas-petróleo.

En el sistema convencional (baja presión), se encuentran generalmente diferencias de temperatura sólo insignificantes. Se debe hacer un estudio del recipiente de separación antes de elegir el punto de medición de temperatura para garantizar que la medida en el punto de separación de gas-petróleo sea estable. En lugares donde las variaciones diarias de temperatura son grandes, es mejor hacer el muestreo en momentos en que la temperatura ambiente es más estable, como por ejemplo, temprano por la mañana.

Para cualquier tipo de separador, el uso de un termómetro de grabación (o registro computarizado) se prefiere a un simple instrumento tal como un termómetro de bulbo de mercurio. Un registro continuo de la temperatura puede ayudar en la toma de decisiones en el proceso del buen acondicionamiento y la interpretación de los datos de laboratorio.

2.7.6.1 Separadores convencionales (de baja presión)

Cuando la producción es generalmente conocida como "La producción de petróleo" y una línea del calentador no está en funcionamiento arriba del separador, la temperatura de separación se considera generalmente la temperatura en la línea de flujo de entrada, un punto inmediatamente antes del separador. La temperatura puede medirse con mayor precisión mediante la inserción de un termómetro en un tubo protector a ese punto. Si un tubo protector no ha sido instalado, el elemento de detección de

temperatura puede ser atado a la línea de flujo de entrada. El elemento debe ser envuelto con algún tipo de material de aislamiento temporal, como tela o papel para eliminar la influencia de las condiciones atmosféricas, tales como el sol, el viento o la lluvia sobre sus indicaciones de temperatura. Otra ubicación satisfactoria para la medición de la temperatura es en un tubo protector en la cubierta del separador ubicado a una corta distancia por debajo del contacto gas-petróleo. Cuando un calentador de línea está en funcionamiento, la temperatura de separación se debe medir en el separador en un punto por debajo del contacto gas-petróleo.

2.7.6.2 Separadores de baja temperatura

Cuando el pozo tiene una presión relativamente alta en el cabezal de pozo, la producción a menudo es procesada a través de un separador de "baja temperatura". En tales separadores, la corriente de entrada es "Estrangulada o Regulada" a través de una válvula en el separador, y la temperatura baja asociada con esta caída de presión en estrangulamiento puede producir condensación adicional de líquido en el separador. Como parte de este proceso, el fondo (líquido) del separador puede ser calentado para estabilizar el líquido y/o para fundir cualquier hidrato formado como resultado del estrangulamiento. En tales casos, el mejor lugar para la medición de la temperatura está en la sección de la fase de gas del separador. Cuando la sección de líquido no se calienta, la temperatura de la parte líquida se debe tomar.

2.7.6.3 Separadores de alta temperatura (calentador-purificador)

Los separadores de alta (Calentador-Purificador) varían mucho en función de su diseño de aplicación. Se utilizan en aplicaciones en las que existe una necesidad para romper emulsiones de petróleo y agua en los que el petróleo tienden a emulsionar. El separador incluirá una sección de calentamiento, pero puede también tener secciones para el filtrado, la separación por gravedad, lavado con agua, eliminación de gas y algunas veces separación por campos electrostáticos en un recipiente. En los separadores de tipo calentador-purificador, la atención debe ser tomada para medir la temperatura en

la sección de separación de gas-petróleo en vez de la sección de calentamiento de petróleo.

2.7.7 Frecuencia de recolección de datos durante el acondicionamiento:

Como se ha mencionado anteriormente, un criterio para el acondicionamiento del pozo adecuado es poder medir suficientemente en un flujo bajo la relación gas-petróleo independientemente del valor de su caudal. Este proceso, el cual requiere la producción del pozo a una serie de caudales progresivamente más bajos, lleva mucho tiempo y requiere paciencia por parte del operador. Variables tales como la historia de la producción anterior, la capacidad del pozo, etc, afectan el período de tiempo requerido. Esto impide el uso generalizado de las normas sobre la duración del periodo de acondicionamiento necesario. Independiente del tiempo requerido para el acondicionamiento del pozo, ciertos principios deben ser seguidos en cada velocidad de flujo durante el proceso de acondicionamiento, el tiempo suficiente se debe permitir para cada una de las variables pertinentes mencionadas anteriormente a estabilizar.

Asegurarse de que cada variable se haya estabilizado es lo mejor, realizando registros cuidadosamente del valor a intervalos frecuentes durante el período de acondicionamiento. La frecuencia requerida dependerá de los factores mencionados en el párrafo anterior sino un plan razonable es empezar por las lecturas de grabación cada 30 min. Hacer intervalos regulares hasta que las condiciones estables se observen, durante un período de al menos 12 - 24 horas el tiempo requerido para estabilizar la primera tasa, luego puede ser utilizado para guiar la duración y la frecuencia de las mediciones a velocidades de flujo posteriores.

2.8 Realización de la operación de muestreo

2.8.1 General:

La operación de muestreo incluye normalmente la recolección de muestras en superficie y/o las condiciones de fondo de pozo y, según sea necesario, la transferencia de estas muestras a recipientes para ser enviados a un laboratorio para su análisis. Históricamente estas operaciones se han basado en el uso de mercurio (el cual se separa

fácilmente, bajo compresión por medio de presión hidráulica) para la transferencia de muestras y el mercurio a menudo acompaña las muestras durante la transferencia y envío. El uso de mercurio proporciona una forma simple, de medio directo y fiable de la transferencia de muestras de fluidos del yacimiento. Sin embargo debido a consideraciones de medios ambientales, seguridad y transporte, el uso de mercurio para el uso de toma de muestras se ha eliminado de muchos lugares geográficos, principalmente a través de la utilización del pistón de accionamiento y contenedores de envío o transporte. Las descripciones de muestreo a base de mercurio y operación de transferencias no se incluyen aquí, pero pueden ser encontradas en la edición de API RP 44.

2.9 Formas de registro de datos para el acondicionamiento de pozo y el muestreo

Los resultados de los exámenes de las muestras en el laboratorio tendrán un valor máximo si todos los datos pertinentes tomados durante el trabajo de muestreo están disponibles para el personal del laboratorio. Esta data ayuda al personal del laboratorio en la realización del examen y ayuda a los ingenieros en la interpretación a fondo de los resultados de laboratorio.

Estas formas (véanse las Tablas 1-9 apéndice A) pueden ser utilizadas para registrar los datos pertinentes de el pozo que era muestreado a fin de reflejar las condiciones de flujo durante el acondicionamiento y describir el método y las condiciones de la producción utilizada al realizar la operación de toma de muestras.

El uso de estas formas promoverá la recolección y registro de los datos pertinentes. Las copias de los datos en formularios completados durante la operación de muestreo, deben acompañar las muestras al laboratorio.

2.10 Envío y limpieza de recipientes

2.10.1 Envío de muestras de fluidos del yacimiento:

Las consideraciones sobre el envío deben ser parte de cualquier programa de muestreo de fluidos. El incumplimiento del reglamento interno y/o internacional puede tener

significativas consecuencias negativas, incluyendo asalto y/o confiscación de las muestras, multas y otras acciones legales, así como las lesiones humanas. En algunos casos, una persona puede ser responsable, incluso al representar a una corporación. Debido a parte que a nivel mundial se enfatizan en la conciencia del medio ambiente, el envío legal de muestras de fluidos de yacimientos se ha vuelto cada vez más complicado en los últimos años. La mayoría, sino todos los fluidos del yacimiento se clasifican como materiales peligrosos para propósitos de envío.

La construcción y el transporte de los recipientes de las muestras en Estados Unidos están dentro del Título 49 del Código de Departamento de Transporte (DOT), Regulaciones Federales (CFR), Parte 173 (49 CFR 173), y son regulado por el DOT, la Guardia Costera de los EE.UU y la Federal Administración de Aviación. El paquete completo del documento es el Título 49 del Código de Regulaciones Federales Parte 1. Para obtener el Código, se contacta con el Superintendente de Documentos, EE.UU. *Government Printing Office, Washington, DC 20402* (teléfono: (202) 783-3238). El cumplimiento de las regulaciones del DOT no garantiza que se cumplan los reglamentos de los países extranjeros. En los últimos años, se ha producido un movimiento gradual hacia la estandarización de regulaciones en toda la comunidad internacional. En el ámbito internacional, los recipientes enviados requieren especificaciones de la ONU. Las Naciones Unidas quieren sustituir especificaciones de la reglamentación DOT en el país en los próximos años. Sin embargo, el personal involucrado en el muestreo debe ser consciente del cumplimiento adecuado con todas las normas nacionales e internacionales aplicables es necesario para envío, y esto puede requerir un tiempo significativo, esfuerzo y dinero.

2.10.2 Limpiezas de contenedores de muestras:

2.10.2.1 Procedimientos de limpieza para contenedores de muestras en superficie:

- 1) Abra cuidadosamente la válvula del fondo del recipiente y deseche el fluido contenido en un desagüe o en un recipiente adecuado. La despresurización de contenedores de muestras puede producir temperaturas bajas y altas velocidades de

fluidos que deben ser consideradas. Se recomienda el uso de equipos de protección respiratoria y gafas, según sea apropiado. Nota: Consulte aparte las precauciones en caso de H₂S.

2) Compruebe el reglamento (Comisión Interestatal de Comercio u otras autoridades regulatorias), fecha de la condición de las pruebas de presión de los contenedores de muestra. Si es necesario volver a probar, limpiar y enviar contenedores de empresas certificadas para volver a probar. Si califica, se reevalúa en el sitio por procedimiento de prueba hidrostática.

3) Retire las válvulas del contenedor. Desmonte completamente las válvulas, limpiar bien todas las piezas con un disolvente apropiado, e inspeccione todas las piezas. Entonces, reconstruir las válvulas que se utilizan, o deseche las válvulas que se utilizan y obtenga nuevas válvulas.

4) Conecte a un contenedor presurizado climatizado un sistema de disolvente circulante utilizando dos disolventes separados. Uno climatizado (como tricloroetano o tolueno) para enjuagar y limpiar el petróleo, y otro frío (como la acetona o metanol) para limpiar el agua. Nota: Al parecer, algunos operadores están utilizando agua caliente (190 ° F) y detergente en lugar del primer lavado con disolvente.

5) (Opcional) Si un limpiador de vapor está disponible, se puede utilizar después de la primera limpieza con solventes. Limpie con vapor verticalmente orientado durante aproximadamente una hora, o hasta que esté limpio. Luego invierta el recipiente y continúe la limpieza a vapor de otras dos horas, o hasta que esté limpio. Sin embargo, si el análisis de compuestos de azufres se anticipa a las muestras para ser recogida, la limpieza a vapor no deberá ser utilizado para limpiar contenedores de acero.

6) Secar con baja presión, aire filtrado seco o nitrógeno seco embotellado.

7) (Opcional) Con válvulas retiradas, inspeccione visualmente el interior del recipiente. Si es visible la acumulación de carbón duro u óxido, utilizar un cordón desintegrador de vidrio para restaurar el interior del contenedor a perfectas condiciones. A continuación, repita los pasos E y F.

8) Inspeccione las roscas del recipiente y reacondicionar si es necesario. Instale reconstruidas o nuevas válvulas con cinta de teflón para sellar los hilos (estirar la cinta en las roscas).

9) Realice pruebas de fugas del contenedor (con válvulas instaladas) a trabajo de presión de agua. Luego enjuagar con acetona o metanol, y secar con aire filtrado seco o nitrógeno.

10) (Opcional) Realice pruebas de fugas del recipiente mediante la inyección de nitrógeno seco, luego sumerja en agua para comprobar que no haya fugas. Ventile el nitrógeno y secar la superficie del recipiente.

11) Vacíe el recipiente, vacío total (dependiendo de los requisitos de muestreo).

12) Instale los tapones de las válvulas. En primer lugar usar cinta de Teflón en el tramo de las roscas del tapón y luego atornillar los tapones en el contenedor de las válvulas.

13) Etiquete el envase, y por otra parte prepararlo para su almacenamiento o tránsito.

2.10.2.2 Procedimientos de limpieza para contenedores de muestras del fondo:

Verifique con el proveedor de toma de muestras y/o fabricante de la herramienta. Las muestras del fondo, en particular las modernas tipo pistón y el tipo probador de formación cuentan con mecanismos complejos y juntas que requieren inspección y mantenimiento de expertos. Sólo asegurarse de que las cámaras de muestras de fluidos están libres de cualquier contaminante tales como residuos de las muestras anteriores, petróleo y solventes de limpieza. Además, consulte con el vendedor del muestreador y confirme que todos los sellos han sido reemplazados con los nuevos sellos y que van a soportar temperaturas y presiones del fondo del pozo esperadas. Además, los materiales de sellado deben ser capaz de soportar el contacto con el fluido de yacimiento (por ejemplo, una alta condensación de aromáticos).

2.11 Seguridad

Se deben tomar precauciones para asegurar que las prácticas de seguridad son empleadas. Todo proceso de Seguridad y Regulaciones de Salud Ocupacional de la Administración (OSHA) deben ser consultados. Los contenedores de muestras, toma de muestras de perforación y conexión de tubería debe ser capaz de soportar con seguridad la presión que se les impuso durante las operaciones de toma de muestras. Si no, el método debe ser modificado para evitar el exceso de presión sobre el equipo. Equipo de muestreo de superficie debe ser diseñado con un factor de seguridad de cuatro (ráfaga de presión de los equipos ≥ 4 veces la presión de separador). Las tuberías y accesorios de cobre pueden ser peligrosos. Tuberías de cobre se deben utilizar con precaución e inspeccionadas con frecuencia por las malas conexiones, aplastamiento, y torceduras. Los sistemas con presiones de más de 1.000 psig o gas que contiene sulfuro de hidrógeno (H_2S) deben conectarse con tubos de acero inoxidable.

Durante el muestreo, transferencia de la muestra, y especialmente durante la purga, un compromiso total con las medidas de seguridad es obligatorio. En la zona no está permitido fumar, llamas abiertas, los vehículos con motor de corriente, y el uso de fósforos. Todo dispositivo eléctrico debe ser diseñado a prueba de explosión. Se debe tener precaución durante la purga y toma de muestras para evitar la formación de una atmósfera peligrosa. Se recomienda el uso de equipos de protección respiratoria y gafas, según sea apropiado. Se deben tomar precauciones especiales si H_2S está presente. Los cilindros deberán estar protegidos contra los daños y comprobadas las fugas antes de conectar. No es seguro apretar demasiado las válvulas con llaves. Apretar a mano las válvulas es suficiente. Repare y reemplace las válvulas de prueba antes de su uso. La despresurización de los recipientes de las muestras pueden producir bajas temperaturas y altas velocidades del fluido que se deben considerar.

TEMA III: PRUEBAS Y VALIDACIÓN PVT DE PETRÓLEO NEGRO

3.1 Pruebas PVT

Una prueba PVT típica de crudos de baja volatilidad (livianos, medianos y pesados) incluye las siguientes pruebas:

- Composición de la muestra de fluido del yacimiento.
- Expansión a composición constante (Relación PV).
- Liberación diferencial isotérmica.
- Separación instantánea (pruebas de separadores).
- Variación de viscosidad de los fluidos con presión.

3.1.1 Composición del fluido de yacimiento:

Las técnicas usadas en la determinación de la composición de una mezcla de hidrocarburos incluyen cromatografía y destilación. Muestras gaseosas son analizadas únicamente por cromatografía desde el C_1 hasta el C_{11+} . Muchas veces el análisis solo alcanza hasta el C_6^+ o C_7^+ . La composición de una muestra de fondo o recombinada se puede obtener haciendo una liberación instantánea (flash) en el laboratorio y el gas liberado es analizado separadamente del líquido remanente. En este caso es necesario hacer recombinaciones para obtener la composición de la muestra de yacimiento. *Core Laboratories Inc* determina la composición de las muestras de yacimiento por medio de destilación fraccionada a baja temperatura. La fracción remanente de C_7^+ se caracteriza a través de su gravedad API y de su peso molecular. Otros métodos usados en la determinación de la composición son: destilación simulada por cromatografía y espectrometría de masa.

3.1.2 Prueba de expansión o composición constante:

Es una prueba de liberación instantánea donde la muestra original es sometida a un proceso de expansión a composición y temperatura constante (igual a la temperatura de la muestra en el yacimiento). El gas liberado se mantiene en contacto con el crudo.

Capítulo III: Fundamentos Teóricos

La prueba se realiza en una celda de acero con volumen del orden de ½ litro, la cual resiste alta presión (>10000 lpc) y temperatura ($>350^{\circ}\text{F}$).

La muestra representativa del crudo de yacimiento es llevada a la celda PVT la cual se mantienen a una temperatura constante igual a la del yacimiento. La presión de la muestra en la celda se controla introduciendo o retirando H_g de la celda por medio de un pistón accionado hidráulicamente.

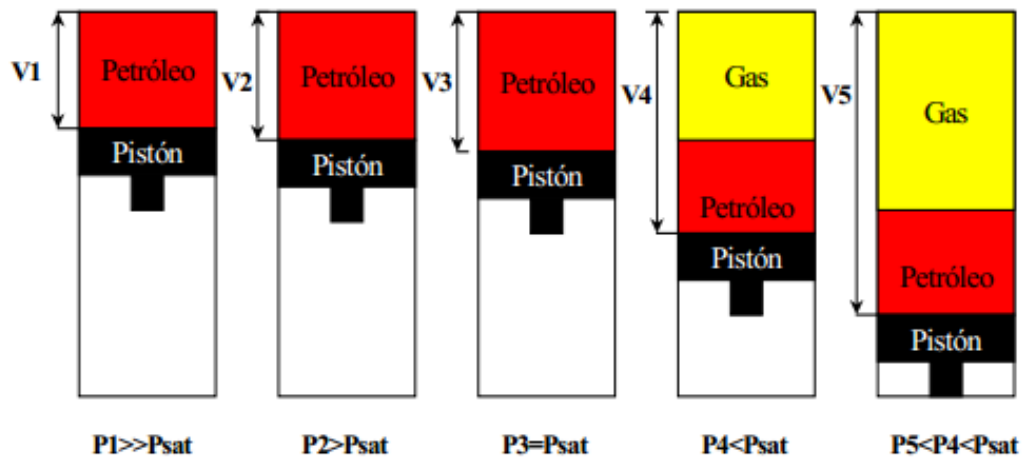


Fig. III-3-1 Expansión a composición constante para petróleo negro

La prueba se inicia aumentando la presión de la muestra a un valor superior a la presión de burbujeo y del yacimiento. Luego la presión es disminuida por etapas y en cada oportunidad del volumen total V del contenido del fluido (gas o líquido) es medido. Tan pronto se alcanza la P_b se libera gas del crudo y la compresibilidad total del sistema aumenta significativamente. A presiones inferiores a P_b , se necesita extraer mayor volumen de mercurio para alcanzar una determinada caída de presión, como se ilustra en la fig 3-2 la P_b corresponde al cambio de pendiente de la curva V vs P . A partir de esta prueba se obtienen las siguientes propiedades:

- Presión de burbujeo (P_b).
- Volumen relativo en función de presión ($V_r = V/V_b$).
- Función Y .
- Compresibilidad del petróleo (C_o).

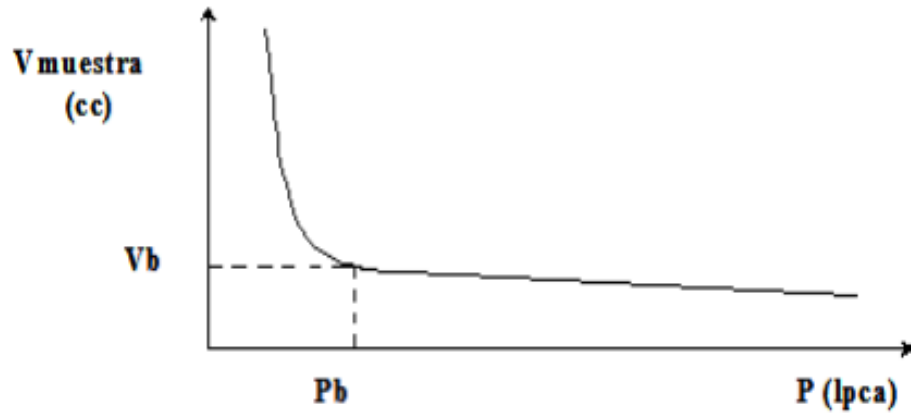


Fig. III-3-2 Comportamiento del volumen en función de la presión

Después de obtener en el laboratorio el comportamiento volumétrico de las muestras en función de la presión con las pruebas descritas anteriormente, se puede verificar si la presión de burbuja que reportó el equipo de análisis de PVT es correcto o no, esto se realiza mediante un artificio matemático llamado función “Y” que permite a su vez optimizar el punto de burbuja. La siguiente ecuación representa la función “Y”:

$$Y = \frac{P_b - P}{P\left(\frac{V}{V_b} - 1\right)} ; adim \quad (3-1)$$

Donde P_b es la presión de burbuja, V_b es el volumen correspondiente a la presión de burbuja, P es la presión por debajo de la presión de burbuja y V es el volumen correspondiente a la presión P . Cuando se grafican los valores de función “Y” vs los valores de presión, se obtendrá una recta similar a la figura III-3-3.

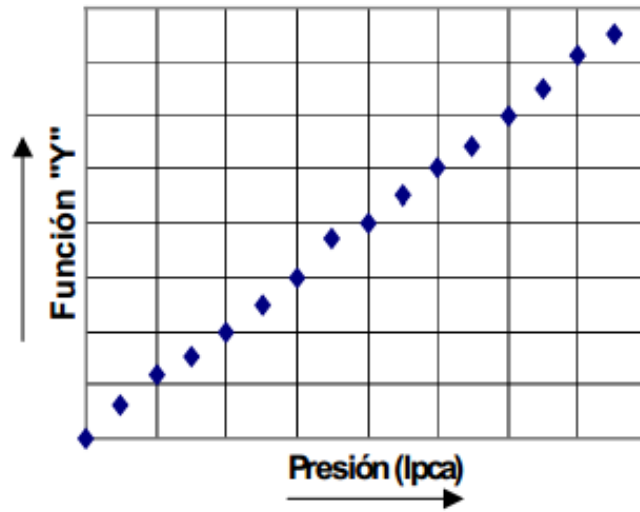


Fig. III-3-3 Función "Y" en función de la presión

Si la presión de burbuja encontrada en el laboratorio es menor que la real entonces los puntos se desviarán por debajo de la línea cuando se acerquen a la presión de burbuja, como se muestra en la figura III-3-4(a); y si la presión está por encima del valor real, entonces los puntos de la gráfica se desviarán por encima de la línea cuando se acerquen a la presión de burbuja como se muestra en la figura III-3-4(b).

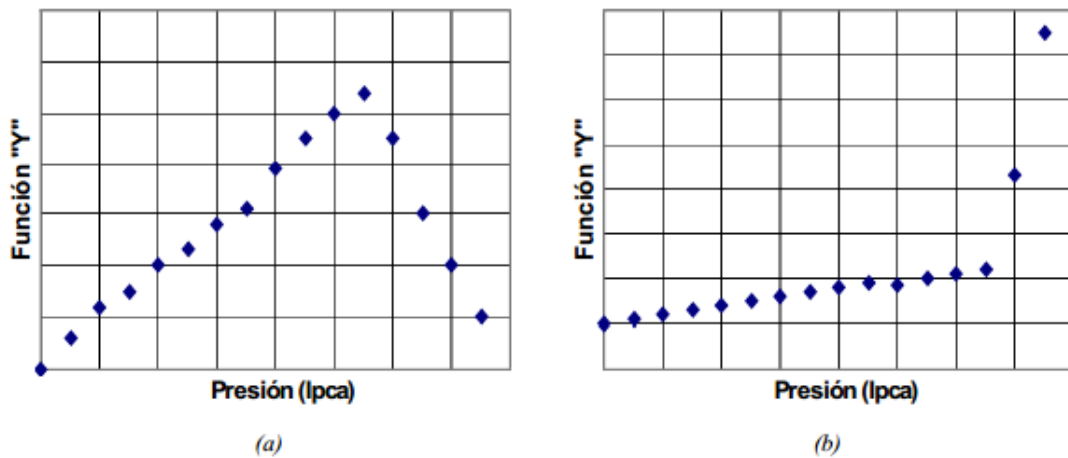


Fig. III-3-4(a) Cuando la P_b ha sido subestimada, III-3-4(b) Cuando la P_b ha sido sobreestimada

3.1.3 Prueba de liberación diferencial:

Es un estudio de expansión a composición variable, la cual se realiza en el laboratorio para simular el comportamiento de los fluidos en el yacimiento durante el agotamiento de presión. En el laboratorio se efectúa un proceso diferencial aproximado a través de una serie de diez pasos normalmente, de separaciones instantáneas a la temperatura del yacimiento.

Se comienza a una presión igual a la de burbujeo ya que a $P > P_b$ la liberación diferencial es igual a la liberación instantánea. Luego se expande la muestra hasta una presión inferior a la P_b . La celda es agitada hasta alcanzar equilibrio entre las fases. El gas liberado es desplazado de la celda a presión constante (Fig. III-3-5) y expandido a través de un separador hasta la presión atmosférica. Conocidos los volúmenes del gas a $P=14,7$ lpca y $T=60$ °F se calcula Z . En el separador se puede formar líquido si ocurre condensación retrograda. Esto ocurre cuando el gas desprendido es rico (gas condensado). La formación de grandes volúmenes de líquido en el separador indica que el crudo es del tipo cuasi crítico (alta volatilidad). Al gas separado se le debe medir su gravedad específica y composición. Se debe reportar la reducción (encogimiento) del volumen de líquido debido a la liberación diferencial del gas.

El líquido remanente en la celda, el cual es un líquido saturado con menor contenido de gas que el original, es expandido de nuevo a una menor presión. Este procedimiento se repite hasta alcanzar la presión de abandono deseada (≈ 100 - 200 lpc) a T_{yac} . Posteriormente a este líquido remanente se le realiza una liberación flash a P_{atm} y T_{yac} , luego se deja enfriar hasta una $T=60$ °F para obtener el líquido residual del proceso de liberación diferencial. De la prueba de liberación diferencial se pueden obtener las siguientes propiedades del petróleo y gas:

- Relación gas petróleo en solución, R_{sd} .
- Factor volumétrico del petróleo, B_{od} .
- Factor volumétrico total, B_{td} .
- Densidad del petróleo, ρ_{od} .

- Factor de compresibilidad (o Desviación) del gas, Z .
- Factor volumétrico del gas, β_g .
- Gravedad específica del gas, γ_g .
- Gravedad API del crudo residual, $^\circ\text{API}$.

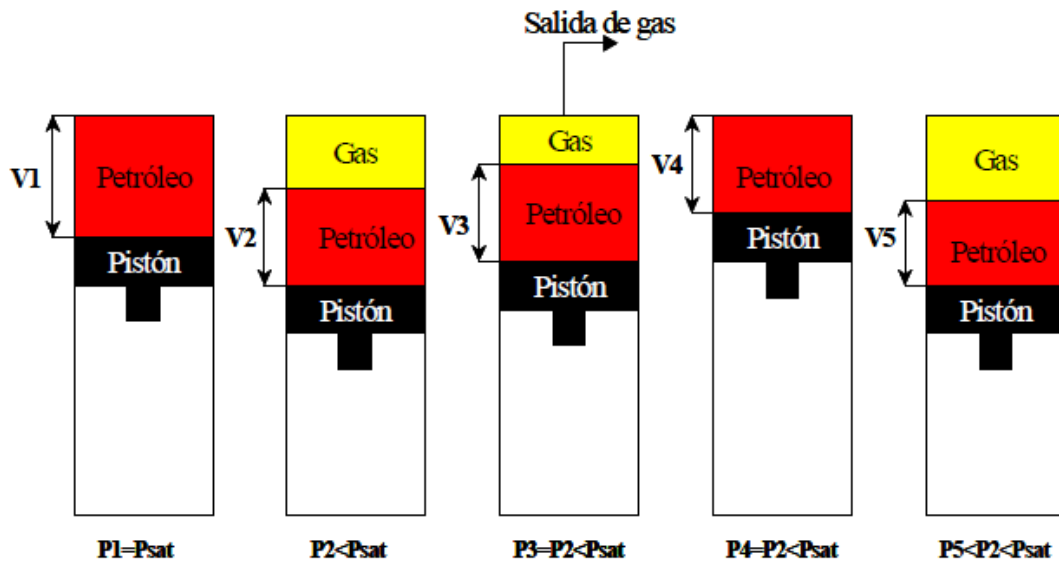


Fig. III-3-5 Liberación diferencial para petróleo negro

3.1.4 Prueba de Separadores:

La prueba de separadores, son separaciones instantáneas (flash) que se realizan en un separador en el laboratorio, con el objeto de cuantificar el efecto de las separaciones sobre las propiedades del crudo (β_o y R_s) cuando se cambian las condiciones de presión y temperatura en los separadores, la prueba se inicia a la presión de burbuja y a la temperatura de yacimiento, haciendo pasar la muestra a través de un separador y luego se expande hasta la presión atmosférica. Por medio de esta prueba se puede saber cuál es la presión óptima de separación que produzca la mayor cantidad de líquido y la menor cantidad de gas en el tanque.

De esta prueba se obtienen para cada una de las presiones del separador los siguientes parámetros:

- Factor volumétrico del petróleo a P_b , β_{ofb} .
- Relación Gas-Petróleo en solución a P_b , R_{sfb} .
- Gravedad API del petróleo de tanque.
- Composición del gas separado.

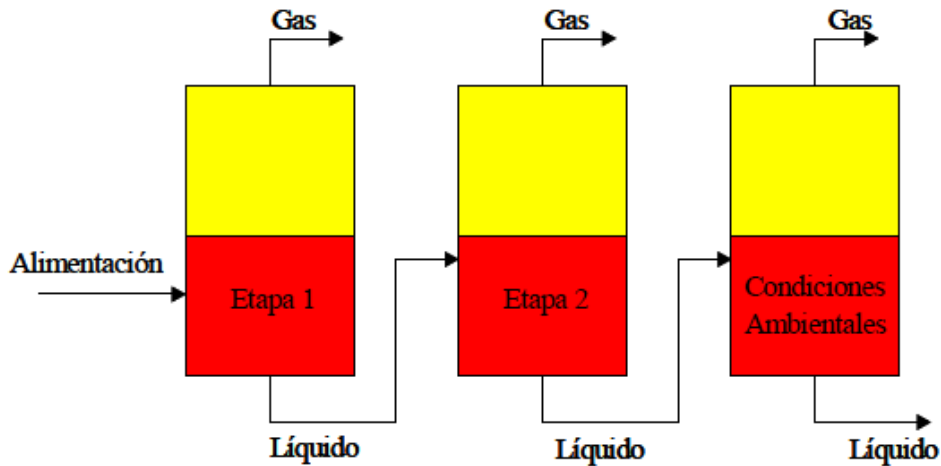


Fig. III-3-6 Prueba de separadores para petróleo negro

3.1.5 Prueba de viscosidad:

El estudio de viscosidad se realiza dentro del equipo para el análisis de PVT, ya algunos equipos contienen un viscosímetro capilar o electromagnético en su interior. La viscosidad de un fluido de yacimiento varía con el cambio de la temperatura y de presión, en los equipos PVT se puede medir la viscosidad con la variación de la presión y a temperatura constante de yacimiento obteniéndose una curva como se muestra en la figura III-3-7, donde la viscosidad disminuye hasta llegar al punto de burbuja, debido a que el gas se encuentra en solución, pero cuando se empieza a liberar gas la viscosidad comienza a aumentar por el desprendimiento del mismo.

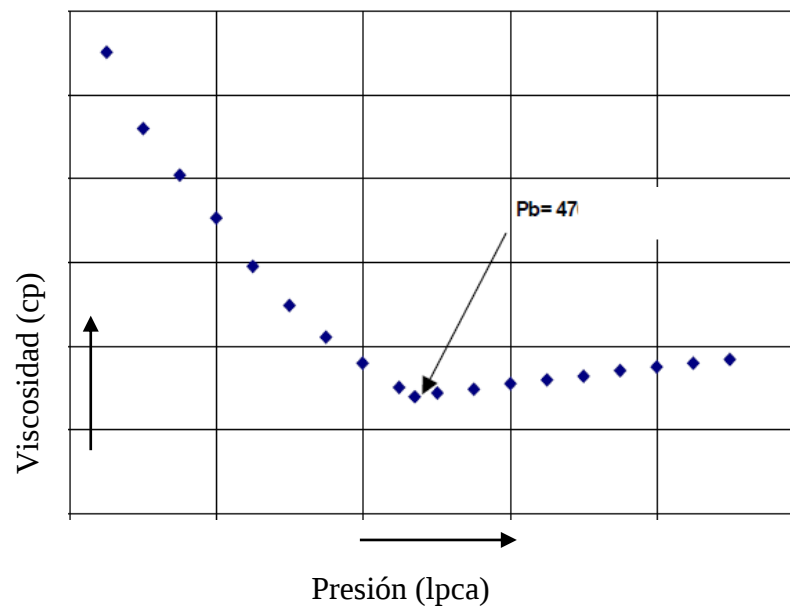


Fig. III-3-7 La variación de la viscosidad en función de presión

3.1.6 Liberación Diferencial vs Liberación Instantánea:

Los volúmenes de gas liberado durante los procesos de liberación instantánea y diferencial son muy diferentes en el caso de crudos livianos y volátiles, con alto contenido de hidrocarburos intermedios: C_{4+} y C_{5+} . Más gas se escapa de solución en la liberación instantánea (flash) que en la diferencial. Esto se debe a que las moléculas intermedias escapan más fácil cuando existe una zona (capa) de gas en contacto con el crudo (proceso flash) que cuando no existe esta zona (proceso diferencial). Por esta razón el gas remanente en la solución a una presión dada es menor en la liberación instantánea que en la diferencial y en general se cumple:

$$R_{S \text{ DIF}} > R_{S \text{ FLASH}}$$

$$B_{O \text{ DIF}} > B_{O \text{ FLASH}}$$

3.2 Limitaciones de las pruebas de laboratorio

La muestra de fluido tomada no representa adecuadamente la composición original de los fluidos del yacimiento. Esto ocurre cuando la muestra se toma a presiones de yacimientos menores que las de burbujeo, o el pozo produce agua y/o gas.

Los procesos de liberación del laboratorio no simulan exactamente el proceso combinado diferencial-instantáneo que ocurre en el yacimiento. La extrapolación de resultados de laboratorio al campo debe hacerse con mucho cuidado debido a que pequeños errores en la pruebas producen graves errores en los cálculos de balance de materiales, cotejo y predicción de yacimientos. En el muestreo de separador, pequeños errores (5%) en las tasas de petróleo y gas producen errores en la presión de burbujeo del orden de 150 lpc.

3.3 Consistencia de los resultados de un análisis PVT (Validación PVT)

Los datos reportados en un análisis PVT pueden estar sujetos a errores de medida en el laboratorio, y por esto es necesario chequear su consistencia antes de usarlo en estudios de yacimientos. El chequeo de consistencia se hace a través de las siguientes pruebas:

- Chequeo de temperatura de la prueba.
- Chequeo de condiciones de recombinación.
- Prueba de densidad.
- Prueba de linealidad de la función Y.
- Prueba de balance de materiales.
- Prueba de la desigualdad.

3.3.1 Prueba de condiciones de recombinación:

Para las muestras tomadas en el separador, se debe cumplir que las condiciones de presión y temperatura de recombinación en el laboratorio sean iguales a las del separador de alta presión. También se debe chequear que las condiciones de presión y temperatura del separador al momento de la toma de la muestra de gas sean iguales a las del momento de la toma de la muestra de líquido.

3.3.2 Prueba de densidad:

Se debe cumplir que la densidad del petróleo saturado con gas a la presión de burbujeo de la prueba de la liberación diferencial sea igual a la calculada a partir de los datos de las pruebas de separadores.

Capítulo III: Fundamentos Teóricos

Esta prueba se considera valida si la diferencia no es mayor al 5%.

La densidad recombinada matemáticamente a partir de las pruebas de separadores se calcula en la forma siguiente:

$$\rho_{ofb} = \frac{\text{Masa de petroleo de tan.} + \text{Masa de gas del sep.} + \text{Masa de gas del tan.}}{\text{Unidad de volumen de petroleo a } P_b \text{ y } T} \quad (3-2)$$

$$\text{Masa de petroleo} = \gamma_o \cdot \rho_w \left(\frac{Lb}{BN} \right) \times \frac{1}{\beta_{ofb}} \left(\frac{BN}{BY} \right) = \frac{\gamma_o \rho_w}{\beta_{ofb}} \quad (3-3)$$

$$\begin{aligned} \text{Masa de gas del separador} &= R_{s_{sep}} \left(\frac{PCN}{BN} \right) \times \frac{1}{\beta_{ofb}} \left(\frac{BN}{BY} \right) \times \gamma_{g_{sep}} \cdot \rho_{air} \left(\frac{lb}{PCN} \right) = \\ &0,0763277 \left(\frac{(\gamma_g R_s)_{sep}}{\beta_{ofb}} \right) \end{aligned} \quad (3-4)$$

$$\text{Masa de gas de Tanque} = 0,0763277 \left(\frac{(\gamma_g R_s)_{tan}}{\beta_{ofb}} \right) \quad (3-5)$$

$$\rho_{ofb} = \frac{\gamma_o \rho_w}{\beta_{ofb}} + \frac{0,0763277}{\beta_{ofb}} ((\gamma_g R_s)_{sep} + (\gamma_g R_s)_{tan}) \quad (3-6)$$

Si se tienen varias pruebas de separador se usa el valor de $(\gamma_g R_s)_{sep}$ correspondiente a la presión óptima.

3.3.3 Prueba de linealidad de la función Y:

Regularmente el informe de la prueba PVT incluye una tabla con la función Y calculada de los datos de expansión a composición constante, los valores de la función se grafican contra la presión y se debe obtener una línea recta cuando el crudo tiene poca cantidad de componentes no hidrocarburos y las mediciones en el laboratorio fueron hechas con precisión.

3.3.4 Prueba de balance de materiales:

Esta prueba consiste en chequear si la R_s experimental de la prueba de liberación diferencial es igual a la R_s calculada por balance de materiales. La diferencia entre los dos valores no debe exceder el 5%.

Capítulo III: Fundamentos Teóricos

Para realizar el balance de masas de la liberación diferencial se necesita la siguiente información, la cual es suministrada en los informes PVT de fluidos provenientes de yacimientos de crudos livianos, medianos y pesados:

- Temperatura del yacimiento.
- Gravedad API del crudo residual.
- Factor volumétrico de formación del petróleo en función de la presión ($B_o(p)$).
- Gravedad específica de los gases obtenidos en cada etapa de la liberación diferencial ($\gamma_g(p)$).
- Densidad del petróleo en función de la presión ($\rho_o(p)$).
- Relación gas-petróleo en solución ($R_s(p)$).

Se toma como base de cálculo un litro de petróleo residual a condiciones normales (60°F y 14,7 lpca) y se construye la siguiente tabla:

Tabla III-3-1 Balance de Materiales

Presión (lpca)	Temperatura (°F)	Masa de petróleo (gr)	Masa de gas (gr)	Volumen del gas (lts)	R_s (PCN/BN)

En la primera columna colocamos las presiones de las distintas etapas del diferencial comenzando con la presión más baja (crudo residual a condiciones normales) luego seguimos con las presiones a temperatura de yacimiento.

En la segunda columna colocamos la temperatura iniciando con la temperatura normal y luego la temperatura del yacimiento.

Capítulo III: Fundamentos Teóricos

En la tercera columna colocamos la masa del petróleo a las condiciones de presión y temperatura indicada que generarían un litro de crudo residual a condiciones normales.

Para las condiciones de tanque tenemos:

$$m_{o1} = (\gamma_o \cdot \rho_w) \frac{gr}{cc} \times 1000cc \quad (3-7)$$

$$\text{Despejando de la ec. (1-8) se tiene, } \gamma_o = \frac{141,5}{131,5 + ^\circ API} \quad (3-8)$$

$\rho_w = 0,999015 \frac{gr}{cc}$; Entonces, introduciendo (3-8) y ρ_w en (3-7) tenemos;

$$m_{o1} = \left(\frac{141,5}{131,5 + ^\circ API} \right) \cdot (0,999015) \cdot (1000) \quad (3-9)$$

Al elevar la temperatura la masa de petróleo no varía, luego $m_{o2} = m_{o1}$, para la línea 3 en adelante la masa de petróleo vendrá dada por:

$$m_{oi} = \rho_{odi} \beta_{odi} \times 1000 \quad (3-10)$$

Sub-índices:

d: diferencial; i: nivel de presión.

La cuarta columna es la masa de gas liberado en cada etapa posterior, esta vendrá dada por la diferencia en la masa de petróleo en dos etapas sucesivas.

$$m_{gi} = m_{oi} - m_{oi-1} \quad (3-11)$$

En la quinta columna colocamos el volumen que ocupa esta masa de gas a condiciones normales.

$$V_{gi} = \frac{379,4}{28,96 \times 454,7} \times \frac{m_{gi}}{\gamma_{gdi}} = 0,02881 \frac{m_{gi}}{\gamma_{gdi}} ; PCN \quad (3-12)$$

La sexta columna es el Rs calculado, el cual se obtiene de la siguiente ecuación:

$$R_{sdi} = R_{sdi-1} + 159 V_{gi} ; \frac{PCN}{BN} \quad (3-13)$$

3.3.5 Prueba de desigualdad:

Una restricción importante que deben cumplir los datos PVT para que sean consistentes es:

$$\frac{\partial Bod}{\partial p} < Bg \frac{\partial Rsd}{\partial p} \quad (3-14)$$

Si esta desigualdad es violada en datos suministrados a simuladores numéricos, los programas envían mensajes de error.

Aplicando la ec. (1-4) a una prueba de liberación diferencial se tiene:

$$Btd = Bod + Bg (Rsdi - Rsd) \quad (3-15)$$

Derivada parcial con respecto a p,

$$\frac{\partial Btd}{\partial p} = \frac{\partial Bod}{\partial p} + (Rsdi - Rsd) \frac{\partial Bg}{\partial p} + Bg \frac{\partial}{\partial p} (Rsdi - Rsd) \quad (3-16)$$

$$\text{Haciendo, } (Rsdi - Rsd) \frac{\partial Bg}{\partial p} \approx 0$$

$$Bg \frac{\partial}{\partial p} (Rsdi - Rsd) = -Bg \frac{\partial Rsd}{\partial p} \quad (3-17)$$

Se obtiene,

$$\frac{\partial Btd}{\partial p} = \frac{\partial Bod}{\partial p} - Bg \frac{\partial Rsd}{\partial p} \quad (3-18)$$

Como la pendiente de la curva de la gráfica de Btd vs P es negativa quiere decir que:

$$\frac{\partial Btd}{\partial p} < 0 \text{ lo cual se cumple si } \frac{\partial Bod}{\partial p} < Bg \frac{\partial Rsd}{\partial p}$$

3.4 Validación de las pruebas PVT con información de campo

Se debe chequear que los resultados de las pruebas PVT se correspondan con el comportamiento de producción del yacimiento de acuerdo al siguiente esquema:

Si las pruebas de producción muestran:	El análisis PVT debe indicar:
RGP estable y declinación rápida de la presión del yacimiento	$P_b < P_{yac}$ Yacimiento Subsaturado
Incremento rápido de la RGP y poca declinación de presión.	$P_b = P_{yac}$ Yacimiento Saturado

3.5 Presión óptima de separación

La presión optima de un separador es aquella que estabiliza en fase liquida el máximo número de moles de la mezcla. De acuerdo a la definición, a la presión óptima se debe tener:

- Máxima producción de petróleo.
- Máxima gravedad API del crudo.
- Mínima relación gas-petróleo.
- Mínimo factor volumétrico del petróleo.

De la prueba de separadores se obtiene la variación de °API, Bofb y Rsfb con presión.

3.6 Contenido mínimo de un informe PVT de crudo negro

3.6.1 Datos de campo:

1) Características del yacimiento

- Nombre de la formación
- Fecha de completación del primer pozo
- Presión original del yacimiento
- RGP original producido
- Tasa de producción original
- Gravedad del líquido a 60°F
- Capa de gas original

2) Características del pozo

- Elevación
- Profundidad total
- Intervalo produciendo
- Última presión del yacimiento
- Temperatura del yacimiento
- Estado del pozo
- RGP
- Porcentaje de agua producida

3) Condiciones del muestreo

- Fecha
- Estado del pozo
- Presión en el cabezal
- Presión del separador
- Temperatura del separador
- RGP durante el muestreo
- Muestras tomadas por

3.6.2 Composición de los fluidos del yacimiento:

Esta sección del informe debe contener la composición, como mínimo hasta C_{7+} , del gas, del líquido y del fluido recombinado.

Se debe incluir las propiedades del C_{7+} (Gravedad específica y peso molecular).

3.6.3 Prueba de expansión a composición constante:

Esta sección del informe debe contener la siguiente información:

- Volumen relativo en función de la presión.
- Densidad del petróleo por encima del punto de burbujeo en función de la presión.

- Compresibilidad del petróleo.
- Función Y.

3.6.4 Estudio de la liberación diferencial del gas:

De este estudio se deben indicar las siguientes propiedades en función de la presión:

- Gravedad específica del gas liberado.
- Factor de desviación del gas (Z).
- Factor volumétrico de formación del gas (B_g).
- Factor volumétrico de formación del petróleo (B_o).
- Relación gas-petróleo en solución (R_s).
- Factor volumétrico de formación total (B_t).
- Densidad del petróleo.
- Viscosidad del petróleo.

Adicionalmente se debe incluir la gravedad específica del crudo residual al final del diferencial.

TEMA IV: PRUEBAS Y VALIDACIÓN PVT DE GAS CONDENSADO

4.1 Introducción

Tres parámetros básicos: Presión, Volumen y Temperatura (PVT) son los que gobiernan fundamentalmente el comportamiento de producción de un yacimiento de gas condensado volumétrico.

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

Para que el análisis PVT simule correctamente el comportamiento de un yacimiento es fundamental que la muestra sea representativa del fluido (mezcla de hidrocarburos) original en el mismo. Anteriormente se presentaron recomendaciones prácticas de muestreo y acondicionamiento de los pozos de prueba antes de tomar muestras. En este tema se presentan los métodos para validar los resultados de las pruebas PVT de gas condensado, ya que en algunos casos estos resultados pueden estar errados.

La información de estudios PVT es de gran importancia en la identificación de mecanismos de recobro, el comportamiento de flujo de los pozos y la simulación composicional de los yacimientos.

4.2 Tipos de separación gas-líquido

Las técnicas de laboratorio usadas para obtener el comportamiento PVT 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 e Instantánea (Flash).

4.2.1 Separación Diferencial:

Por definición, separación diferencial es aquella donde la composición total del sistema varía durante el proceso. En este caso el gas separado es removido parcial o totalmente del contacto con el condensado retrogrado. La Fig. III-4-1 ilustra un proceso de separación diferencial isovolumétrico. Inicialmente la celda tiene una cierta cantidad

de gas condensado a una presión mayor o igual a la de rocío ($P_i \geq P_{roc}$) y a una temperatura T . Se expande el gas hasta alcanzar una presión P_2 ($P_2 < P_1$) y luego se retira gas por el tope a P_2 constante hasta lograr el volumen inicial. Al caer P_2 por debajo de la presión de rocío, ocurre condensación retrograda, el líquido formado se acumula en la parte inferior (Fig. III-4-1). La presión se sigue disminuyendo a volumen constante (gas + líquido) hasta alcanzar la presión de abandono.

4.2.2 Separación Instantánea:

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. La disminución de presión durante el proceso se obtiene retirando el pistón de la celda, como se observa en la Fig. III-4-2.

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 presión.

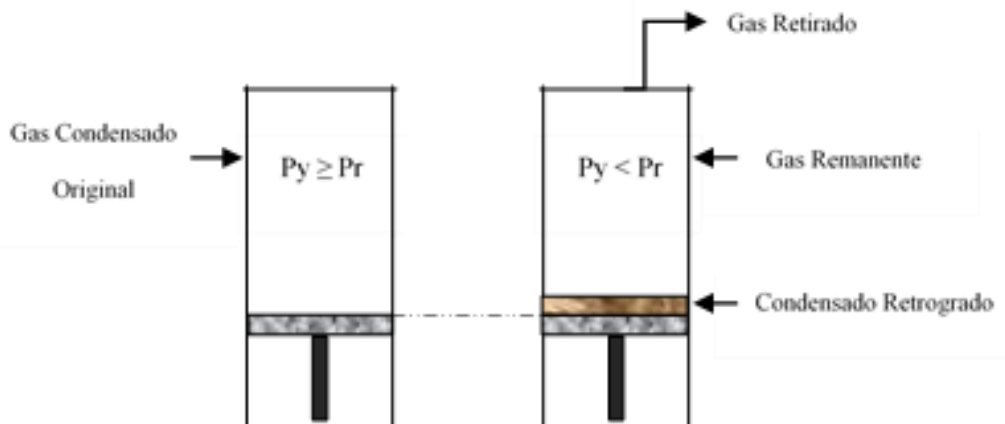


Fig. III-4-1 Proceso de separación diferencial de un gas condensado

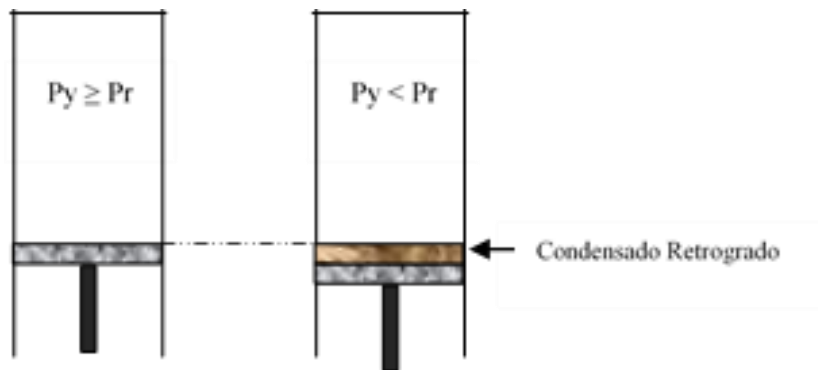


Fig. III-4-2 Proceso de separación instantánea (flash) de un gas condensado

4.3 Procesos de separación gas-líquido en el yacimiento y superficie

El proceso de separación gas-líquido en el yacimiento depende de la saturación de condensado retrogrado. 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. Bajo estas condiciones el PROCESO DE SEPARACION SERA TIPO DIFERENCIAL con la fase líquida inmóvil y la gaseosa moviéndose continuamente.

En las tuberías de producción, líneas de flujo y separadores las fases 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 SEPARACION ES TIPO INSTANTANEO (FLASH).

4.4 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 puede ser detectada 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.

Capítulo III: Fundamentos Teóricos

Una de las celdas más usadas en los estudios PVT de gas condensado es la de ventana de vidrio que permite visualizar el punto de rocío y la formación de líquido por disminución de presión.

La Fig. III-4-3 muestra un diagrama de una de las primeras celdas PVT de condensado diseñada en 1940. Las celdas actuales son similares a esta, lógicamente con equipos de medición más precisos.

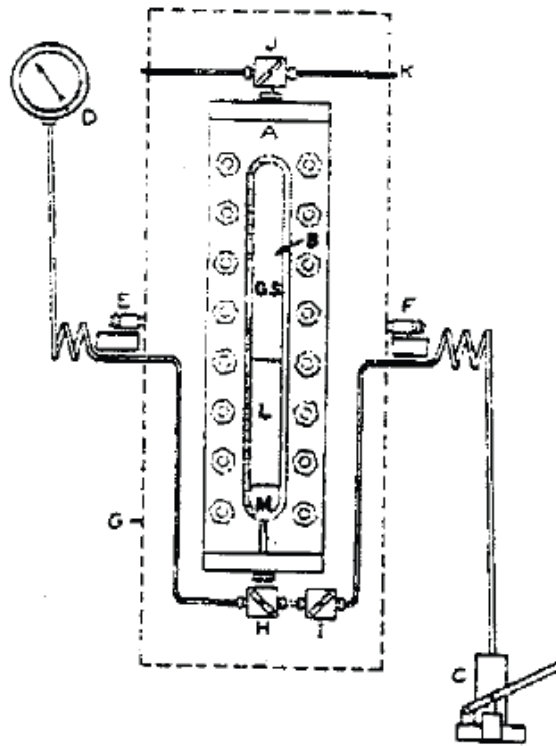


Fig. III-4-3 Celda PVT con ventana de vidrio

Donde,

A: Manómetro Jerguson.

B: Ventana de vidrio.

C: Bomba de Hg.

D: Manómetro Bourdon.

E-F: Eje.

G: Baño de aire.

GS: Gas separado.

H, I, J: Válvulas.

K: línea de carga.

M: mercurio.

L: líquido.

4.4.1 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 así obtener un fluido representativo del yacimiento. Las muestras de fluido tomadas a diferentes condiciones deben ser descartadas porque al recombinarlas no representarán el fluido original del yacimiento.

4.4.2 Composición:

En la determinación de las composiciones 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 recombinada en el laboratorio se le determina también su composición total. Esta debe ser comparada con la composición de la mezcla gas-líquido obtenida matemáticamente en base a los datos del separador y de acuerdo al procedimiento explicado en la sección 4.9.2.1 de este tema.

4.4.3 Prueba CCE (*Constant Composition Expansion*):

Después de estabilizar la celda a temperatura de yacimiento, se carga la celda con una muestra recombinada representativa de los fluidos del yacimiento, se comprime desplazando el pistón en la celda hasta alcanzar 500 a 1000 lpc por encima de la presión del yacimiento. El contenido de la celda es expandido a composición constante hasta una presión de 500 a 200 lpc por debajo de la presión inicial retirando el pistón. Se agita la celda y se permite un tiempo suficiente para que ocurra equilibrio. Luego se repite el procedimiento como se observa en la Fig. III-4-4.

La presión de rocío se determina visualizando el momento en que empieza a formarse la condensación retrograda. 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.

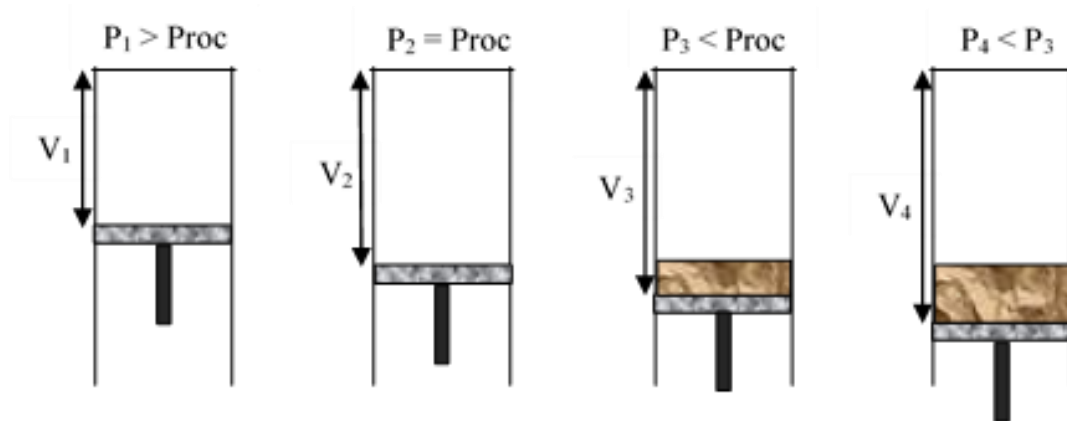


Fig. III-4-4 Prueba CCE

4.4.4 Prueba CVD (*Constant Volume Depletion*):

Generalmente consiste en una serie de expansiones y desplazamientos a presión constante de la mezcla recombina, de tal manera que el volumen de gas + líquido acumulado en la celda permanece constante al finalizar cada desplazamiento, como se observa en la figura III-4-5.

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 de 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 paso de presión.

Este proceso es continuado hasta alcanzar la presión de abandono, a ese momento se analizan las fases líquida y gaseosa remanentes 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 el pequeño volumen de la muestra recombina inicial, de tal manera que un error de medida en las muestras de gas y

líquido introduce errores muy grandes en la extrapolación de los resultados de laboratorio al campo.

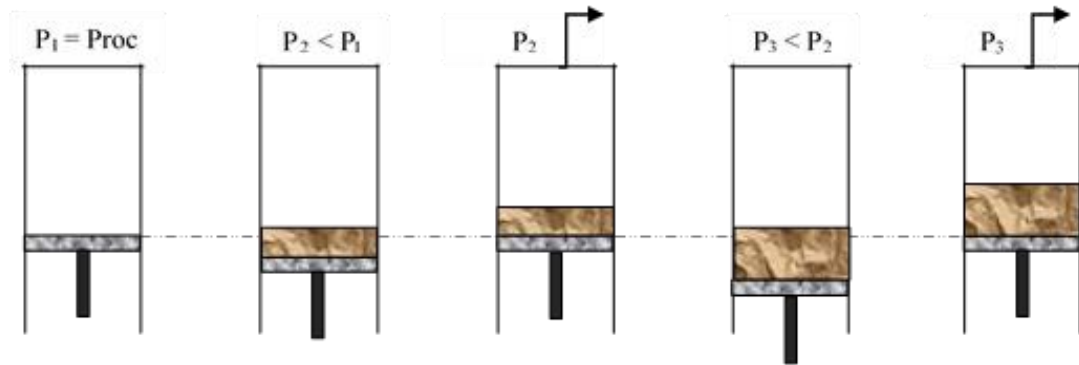


Fig. III-4-5 Prueba CVD

4.4.5 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, etc). 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, la menor RGC y mayor gravedad API del condensado, es decir, estabiliza la mayor cantidad de gas en fase líquida.

4.5 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 retrogrado) 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 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 retrogrado 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 retrograda solo alcanza 10-15 % y la saturación crítica de condensado para areniscas es del orden de 30 %.

Solo en los alrededores de los pozos 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 eso 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.

4.6 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 de GPM (riqueza del gas, gals. líq./MPCN) del gas producido a las presiones de agotamiento.
- Variación del porcentaje de condensado retrogrado con presión.
- Factores de compresibilidad del gas producido y de la mezcla remanente de la celda (Z_{2f}).
- Factores volumétricos del gas condensado.
- Optimización de presiones de separación instantánea gas-líquido de pruebas de separadores.

4.7 Limitaciones de las pruebas de laboratorio

El proceso de separación diferencial isovolumétrico de las pruebas de laboratorio no simulan la producción de condensado retrogrado del yacimiento, la cual puede ocurrir en yacimientos de gas condensado rico (alta condensación retrograda). Es bastante difícil tomar una muestra representativa del fluido original del yacimiento. La extrapolación de los resultados de laboratorio al campo debe hacerse con mucho cuidado debido a que pequeños errores en las pruebas producen graves errores en la predicción del comportamiento de yacimientos de gas condensado.

No siempre es posible determinar experimentalmente el efecto de 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 250 lpc ya que el volumen de líquido es tan pequeño que impide su medida adecuadamente, sobre todo en gases condensados pobres.

4.8 Aplicaciones

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

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

4.9 Validación de las pruebas PVT

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

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.

4.9.1 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:

- $T_{lab} = T_{yac}$ 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 muestra.
- La presión y la temperatura del separador debieron permanecer constantes durante las tomas de las muestras de gas y líquido.

4.9.2 Consistencia de los Resultados:

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

4.9.2.1 Recombinación Matemática

En esta prueba se recombina matemáticamente por medio de un balance molar de las muestras de gas y líquido tomadas en el separador a una presión P y temperatura T . Partiendo de la Fig. III-4-6 se tiene,

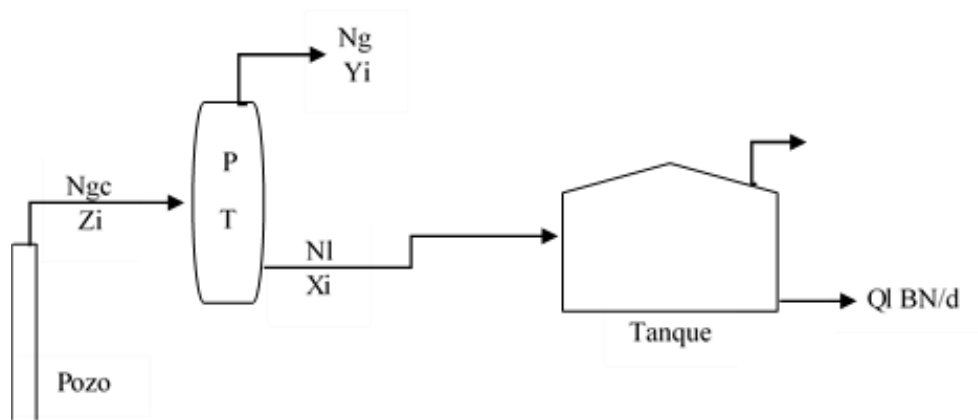


Fig. III-4-6 Arreglo de Separador y Tanque de prueba

Balance molar por fase:

$$N_{gc} = N_g + N_l \quad (4-1)$$

$$N_g = \frac{RGC_{sep}}{379,4} \quad (4-2)$$

$$N_l = \frac{\rho l_{sep}}{M_l} \quad (4-3)$$

Donde,

N_{gc} = moles de gas condensado, lbmol/Blsep.

N_l = moles de líquido, lbmol/Blsep.

N_g = moles de gas, lbmol/Blsep.

Capítulo III: Fundamentos Teóricos

RGC_{sep} = relación gas-condensado a condiciones del separador, PCN/Blsep. Se obtiene de la siguiente ecuación:

$$RGC_{sep} = \frac{RGC}{Bl} \quad (4-4)$$

Donde,

RGC = relación gas-condensado a condiciones normales, PCN/BN.

Bl = factor volumétrico del líquido a condiciones del separador, Bl_{sep}/BN . La RGC y Bl se obtienen en el campo durante la toma de las muestras.

ρ_{lsep} = densidad del líquido de separador a P y T_{sep} , lbm/Bl_{sep} . La cual se determina como sigue a continuación:

Método de Standing y Katz:

Standing y Katz presentaron un método para calcular la densidad de mezclas de hidrocarburos en estado líquido a P y T a partir de resultados experimentales obtenidos con 15 muestras de petróleo conteniendo hasta 60% molar de metano. De acuerdo a los autores, el método propuesto arrojó errores de 1,2% promedio y 4% máximo en el cálculo de la densidad líquida de las muestras usadas en la obtención de las correlaciones.

En la determinación de ρ_l a P y T , Standing y Katz usaron una extensión del comportamiento de soluciones ideales:

$$\rho_l = \rho_{lCN} + \Delta\rho_p - \Delta\rho_t \quad (4-5)$$

Donde,

ρ_l = densidad de la mezcla líquida a P y T , lbm/ft^3 .

ρ_{lCN} = densidad pseudolíquida de la mezcla a 14,7 $psia$ y $60^\circ F$, lbm/ft^3 .

$\Delta\rho_p$ = corrección por efecto de presión, lbm/ft^3 .

$\Delta\rho_t$ = corrección por efecto de temperatura, lbm/ft^3 .

Capítulo III: Fundamentos Teóricos

La seudodensidad de la mezcla a condiciones normales se calcula en base a mezclas de soluciones ideales, suponiendo que a 14,7 lpca y 60°F el metano se encuentra en fase líquida.

$$\rho_{3+} = \frac{\sum_3^n M_i X_i}{\sum_3^n \left(\frac{M_i X_i}{\rho_h}\right)} \quad (4-6)$$

$$\rho_{2+} = \rho_{3+}(1 - 0,01386 W_2 - 0,000082 W_2^2) + 0,379 W_2 + 0,0042 W_2^2 \quad (4-7)$$

$$\rho_{lCN} = \rho_{2+}(1 - 0,012 W_1 - 0,000158 W_1^2) + 0,0133 W_1 + 0,00058 W_1^2 \quad (4-8)$$

Donde,

ρ_{3+} = densidad de la mezcla de propano y componentes más pesado a CN, lbm/pie³.

ρ_{2+} = densidad de la mezcla de etano y componentes más pesado a CN, lbm/pie³.

M_i = peso molecular del componente i, lbm/lbmol.

X_i = fracción líquida del componente i en la mezcla.

ρ_h = densidad líquida del componente i a CN, lbm/pie³.

$W_2 = \frac{100 M_2 X_2}{\sum_1^n M_i X_i}$, Porcentaje en peso del C₂ en la mezcla.

$W_1 = \frac{100 M_1 X_1}{\sum_1^n M_i X_i}$, Porcentaje en peso del C₁ en la mezcla.

Las ecs. 4-7 y 4-8 dan buenos resultados cuando $40 < \rho_{3+} < 60$ lbm / pie³, $0 < W_2 < 10\%$ y $0 < W_1 < 16\%$

Las correcciones por presión y temperatura se pueden obtener de los siguientes ajustes:

$$\Delta\rho_p = 10^{-3}(0,167 + 16,181 \times 10^4)P - 10^{-8}(0,299 + 263 \times 10^6)P^2 \quad (4-9)$$

$$\Delta\rho_t = (0,0133 + 152,4(\rho_{lCN} + \Delta\rho_p)^{-2,45})(T - 60) - (8,1 \times 10^{-6} - 0,0622 \times 10^{-0,0764}(\rho_{lCN} + \Delta\rho_p))(T - 60)^2 \quad (4-10)$$

Donde,

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

$$B = -0,0603\rho_{ICN}$$

De acuerdo a pruebas realizadas por Standing, los errores de ajuste de Δp_p y Δp_t son menores de 3%.

Ml = peso molecular del líquido del separador, lbm/lbmol.

Balance molar por componente,

$$Z_i N_{gc} = Y_i N_g + X_i N_l \quad (4-11)$$

Introduciendo las ecs. 4-1 a 4-3 en la ec. 4-11 y despejando Z_i se obtiene,

$$Z_i = \frac{Y_i \frac{RGC_{sep}}{379,4} + X_i \frac{\rho_{lsep}}{Ml}}{\frac{RGC_{sep}}{379,4} + \frac{\rho_{lsep}}{Ml}} \quad (4-12)$$

Donde,

Z_i = composición del gas condensado del componente i, frac. Molar.

Y_i = composición del gas de separador del componente i, frac. Molar.

Luego de determinar los Z_{ical} por la ec. 4-12 se comparan con los valores experimentales (Z_{iexp}) y se debe cumplir:

$$\text{Metano: } \left| \frac{Z_{C1exp} - Z_{C1cal}}{Z_{C1exp}} \right| \times 100 \leq 2\%$$

$$C_{7+}: \left| \frac{Z_{C7+exp} - Z_{C7+cal}}{Z_{C7+exp}} \right| \times 100 \leq 5\%$$

4.9.2.2 Balance Molar

Consiste en determinar las fracciones molares del condensado retrogrado (X_i) haciendo un balance de molar de fluidos en los 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 $X_i > 0$.

Directa: partiendo de un volumen base (V_s) de muestra a una presión $P = P_{roc}$, se tiene:

$$Nt = \frac{P_{roc} V_s}{Z_{gc} R T} \quad (4-13)$$

Donde,

Nt = masa de gas condensado inicial, lbmol.

V_s = volumen de muestra, pie³.

Z_{gc} = factor de compresibilidad del gas condensado a P_{roc} y T , adim.

$R = 10,73 \text{ (lpca} \times \text{pie}^3) / (\text{lbmol} \times ^\circ\text{R})$.

T = temperatura de la prueba, $^\circ\text{R}$.

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 retrogrado (V_{l1}). A la presión P_1 se tiene,

$$\Delta N g c_1 = \frac{P_1 \Delta V_1}{Z g c_1 R T} \quad (4-14)$$

$$V g c_1 = V_s - V_{l1} \quad (4-15)$$

$$N g c_1 = \frac{P_1 V g c_1}{Z g c_1 R T} \quad (4-16)$$

$$N_{l1} = Nt - N g c_1 - \Delta N g c_1 \quad (4-17)$$

Estas expresiones se pueden observar en la fig. III-4-7.

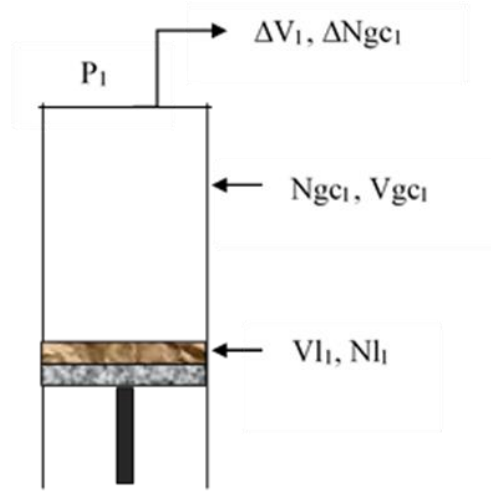


Fig. III-4-7 Expresiones molares en la celda PVT

Donde,

$\Delta V_1, \Delta N_{gc1}$ = volumen y masa de gas condensado retirado de la celda, pie³ y lbmol.

V_{gc1}, N_{gc1} = volumen y masa de gas condensado en la celda a P_1 , pie³ y lbmol.

V_{l1}, N_{l1} = volumen y masa de líquido retrogrado en la celda P_1 , pie³ y lbmol.

Usando un procedimiento similar, a una presión de agotamiento P_k las ecuaciones anteriores toman la forma siguiente,

$$\Delta N_{gc_k} = \frac{P_k \Delta V_k}{Z_{gc_k} R T} \quad (4-18)$$

$$V_{gc_k} = V_s - V_{l_k} \quad (4-19)$$

$$N_{gc_k} = \frac{P_k V_{gc_k}}{Z_{gc_k} R T} \quad (4-20)$$

$$N_{l_k} = N_t - N_{gc_k} - \sum_1^k \Delta N_{gc_i} \quad (4-21)$$

En la fig. III-4-8 se pueden apreciar el significado de las ecuaciones anteriores.

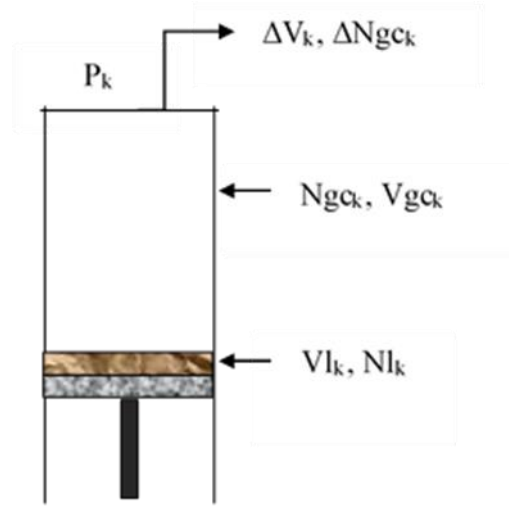


Fig. III-4-8 Expresiones molares en la celda PVT al paso de presión k

Donde,

$\sum_1^k \Delta N_{gci}$ = masa de gas condensado retirado de la celda, lbmol (desde Proc hasta P_k).

Cuando el informe PVT reporta el gas retirado en porcentaje molar de la masa de gas inicial en la celda los valores de ΔN_{gck} y N_{gck} se obtienen multiplicando los valores reportados por N_t y dividiendo por 100.

La composición del líquido retrogrado se determina haciendo un balance de masa global entre las presiones P_{k-1} y P_k como se observa en la Fig. III-4-9.

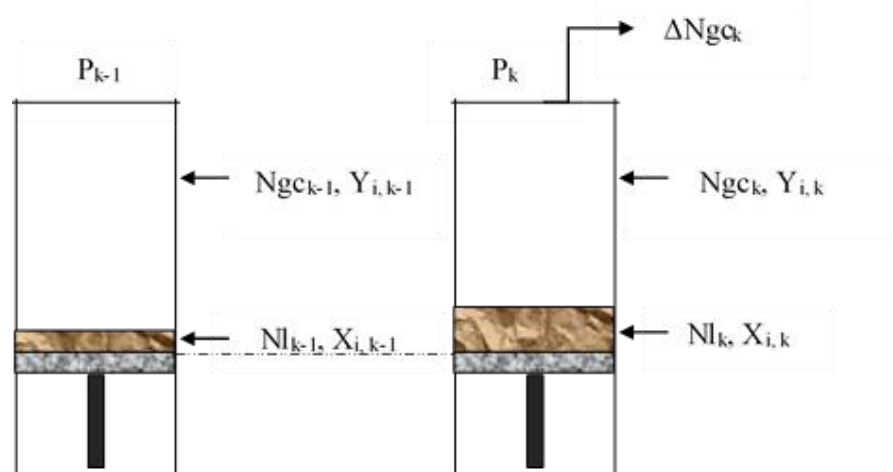


Fig. 4-9 Conceptualización de la prueba CVD entre las presiones P_{k-1} y P_k ($P_{k-1} > P_k$)

Balance molar del componente i:

Moles en fase gaseosa y líquida en la celda a P_{k-1} = moles en ambas fases a P_k + moles retirados

$$Ngc_{k-1} Y_{i,k-1} + Nl_{k-1} X_{i,k-1} = Ngc_k Y_{i,k} + Nl_k X_{i,k} + \Delta Ngc_k Y_{i,k} \quad (4-22)$$

De donde,

$$X_{i,k} = \frac{Ngc_{k-1} Y_{i,k-1} + Nl_{k-1} X_{i,k-1} - (Ngc_k + \Delta Ngc_k) Y_{i,k}}{Nl_k} \quad (4-23)$$

Aplicando la ec. 4-23 al primer decremento de presión $Proc \rightarrow P_1$ tenemos,

$$k = 1, k - 1 = 0, Ngc_0 = Nt, Nl_0 = 0, P_0 = Proc$$

$$X_{i,1} = \frac{Nt Y_{i,0} - (Ngc_1 + \Delta Ngc_1) Y_{i,1}}{Nl_1} \quad (4-24)$$

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

$$K_{i,k} = \frac{Y_{i,k}}{X_{i,k}} \quad (4-25)$$

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

Los cálculos se inician conociendo los volúmenes y composiciones del gas y líquido (retrogrado) 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 en la fig. III-4-10:

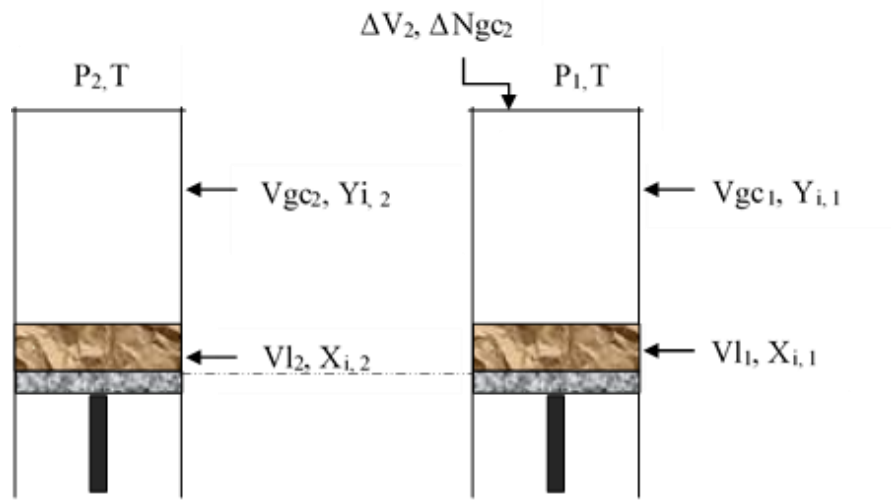


Fig. III-4-10 Conceptualización de la prueba CVD (en reversa) entre las presiones P_1 y P_2 ($P_2 > P_1$)

Balance molar por componente,

$$Ngc_2 Y_{i,2} + Nl_2 X_{i,2} = Ngc_1 Y_{i,1} + Nl_1 X_{i,1} + \Delta Ngc_2 Y_{i,2}$$

De donde,

$$X_{i,2} = \frac{Ngc_1 Y_{i,1} + Nl_1 X_{i,1} - (Ngc_2 - \Delta Ngc_2) Y_{i,2}}{Nl_2}$$

$$Ngc_1 = \frac{P_1 Vgc_1}{Zgc_1 R T}$$

$$Nl_1 = \frac{Vl_1 \rho_{l1}}{Ml_1} \quad (4-26)$$

$$Ngc_2 - \Delta Ngc_2 = \frac{(Vgc_2 - \Delta Vgc_2) P_2}{Zgc_2 R T} \quad (4-27)$$

$$Nl_2 = Ngc_1 + Nl_1 - (Ngc_2 - \Delta Ngc_2) \quad (4-28)$$

ρ_{l1} = densidad del líquido retrogrado a P_1 y T , lbm/pie³ (método de Standing y Katz).

Ml_1 = peso molecular del líquido retrogrado en la celda a P_1 , lbm/lbmol ($Ml_1 = \sum M_i X_{i,1}$).

$Y_{i,1}$ y $X_{i,1}$ = fracciones molares del gas y líquido en equilibrio a P_1 .

$X_{i,2}$ = fracción molar del componente i del líquido a P_2 .

El comentario hecho anteriormente en relación a ΔN_{gck} y N_{gck} es válido en este caso. Un balance similar se hace entre las presiones P_1 y P_2 para calcular $X_{i,3}$ y así se continua hasta alcanzar la presión de rocío, esta composición se compara con la reportada.

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 retrograda.

4.9.2.3 Criterio de Hoffman, Crump y Hoccott

Hoffman y Cols propusieron un método para correlacionar valores de K_i de mezclas de hidrocarburos que ha tenido gran uso en la validación de pruebas PVT. Consiste en graficar,

$\log(K_i P)$ vs F_i

Donde,

P = presión absoluta, lpca.

F_i = factor de caracterización del componente i.

$$F_i = b_i \left(\frac{1}{T_{bi}} - \frac{1}{T} \right) \quad (4-29)$$

$$b_i = \frac{\log(P_{ci}) - \log(14,7)}{\frac{1}{T_{bi}} - \frac{1}{T_{ci}}} \quad (4-30)$$

P_{ci} = presión crítica del componente i, lpca.

T_{ci} = temperatura crítica del componente i, °R.

T_{bi} = temperatura normal de ebullición del componente i, °R.

La tabla III-4-1 muestra los valores de b_i y T_{bi} usados en las ecs. 4-29 y 4-30.

Tabla III-4-1 Valores de b_i y T_{bi}

Componente	b_i	$T_{bi}, ^\circ R$
N ₂	555	140
CO ₂	1819	351
H ₂ S	1742	384
C ₁	805	201
C ₂	1412	332
C ₃	1799	416
iC ₄	2037	471
nC ₄	2153	491
iC ₅	2368	542
nC ₅	2480	557
C ₆	2780	616
C ₇	3068	669
C ₈	3335	718
C ₉	3590	763
C ₁₀	3828	805

Propiedades del seudocomponente pesado:

Las ecuaciones de Standing ajustan matemáticamente a las curvas de Mathews, Roland y Katz para calcular la temperatura seudocrítica y presión seudocrítica del seudocomponente pesado de la siguiente forma:

$$T_{sc_{C7+}} = 608 + 364 \log(M_{C7+} - 71,2) + (2,45 \log(M_{C7+}) - 3,8) \log(\gamma_{C7+}) \quad (4-31)$$

$$P_{sc_{C7+}} = 1,188 - 431 \log(M_{C7+} - 61,1) + (2,319 - 852 \log(M_{C7+} - 53,7))(\gamma_{C7+} - 0,8) \quad (4-32)$$

La ecuación de Whitson permite calcular la temperatura de ebullición del C_{7+} como sigue:

$$Tbc_{C_{7+}} = (4,5579 M_{C_{7+}}^{0,15178} \gamma_{C_{7+}}^{0,15427})^3 \quad (4-33)$$

Donde,

$Tsc_{C_{7+}}$ = temperatura pseudocrítica del C_{7+} , °R.

$Psc_{C_{7+}}$ = presión pseudocrítica del C_{7+} , lpca.

$Tbc_{C_{7+}}$ = temperatura de ebullición crítica del C_{7+} , °R.

A una presión dada los puntos ($\log (K_i P)$, 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 Ej. 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. La figura III-4-11 muestra los resultados del criterio de Hoffman y Cols aplicado a una prueba CVD cuando se tiene consistencia en los resultados.

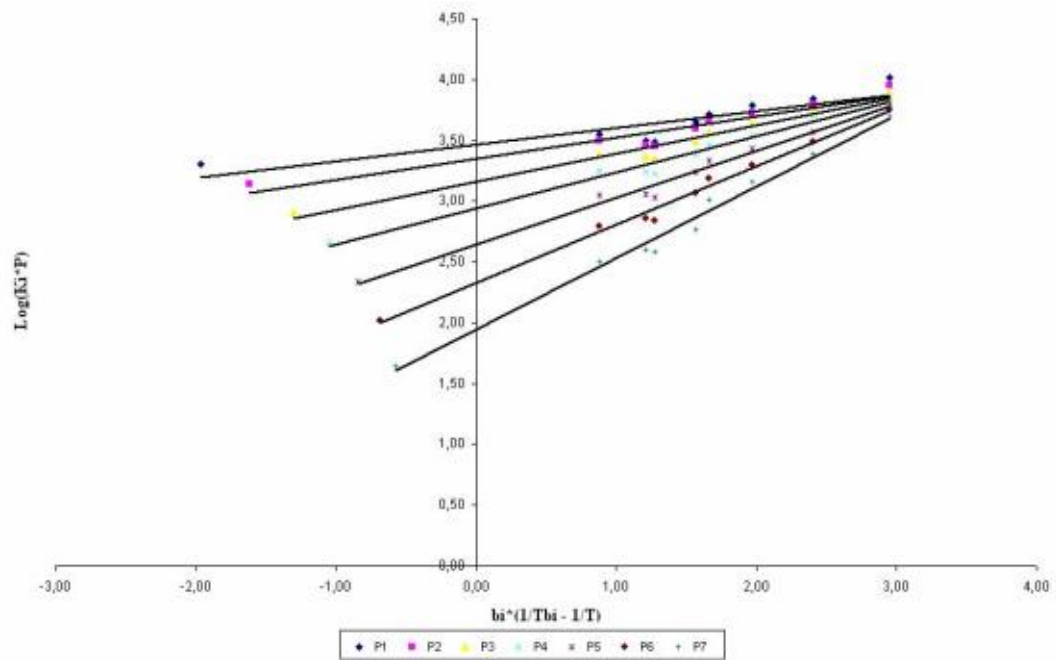


Fig. III-4-11 Revisión de consistencia en base al criterio de Hoffman Aplicado a una prueba CVD

La figura III-4-12 ilustra el resultado de aplicar el criterio de Hoffman a una prueba de separador.

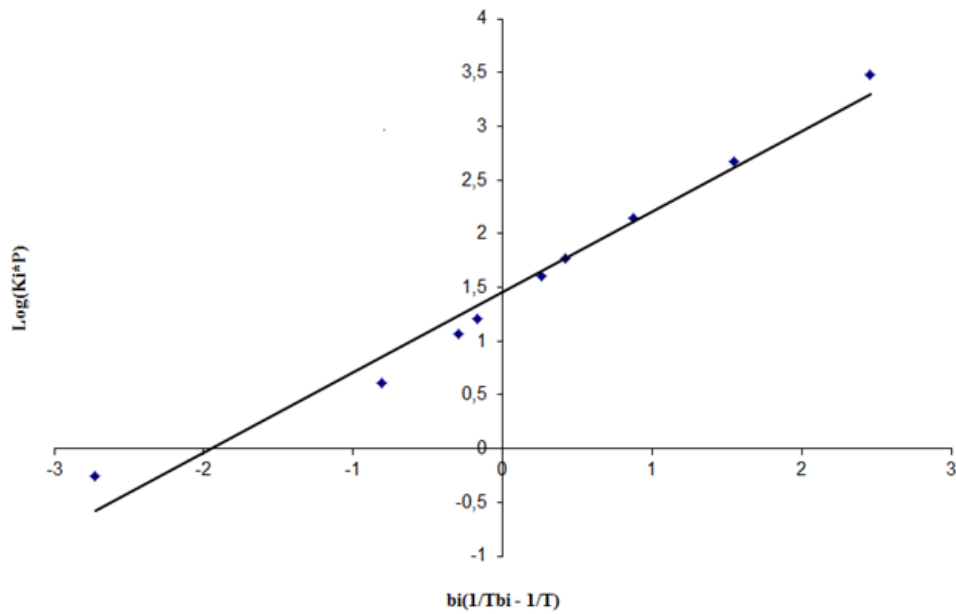


Fig. III-4-12 Aplicación del criterio de Hoffman a una prueba de separador

4.9.2.4 Criterio de las constantes de equilibrio (K_i)

Consiste en graficar los valores obtenidos de los logaritmos de las constantes de equilibrio K_i vs Presión. Es una de las pruebas más importantes para validar el estudio PVT. Las curvas obtenidas deben tener una tendencia a ser paralelas, no deben tener saltos notables ni cruzarse. La curva con los valores de K_i más altos, es la del nitrógeno, seguida por las curvas del metano y dióxido de carbono; más abajo, la curva del etano o del sulfuro de hidrógeno, dependiendo de la composición del fluido y la temperatura del yacimiento.

Luego, deben aparecer las curvas del resto de los componentes, ordenados según su peso molecular. Los valores de K_i del isobutano e isopentano deberían ser siempre más altos que los correspondientes al n-butano y n-pentano respectivamente. En la figura III-4-13 se observa el grafico $\log(K_i)$ vs Presión

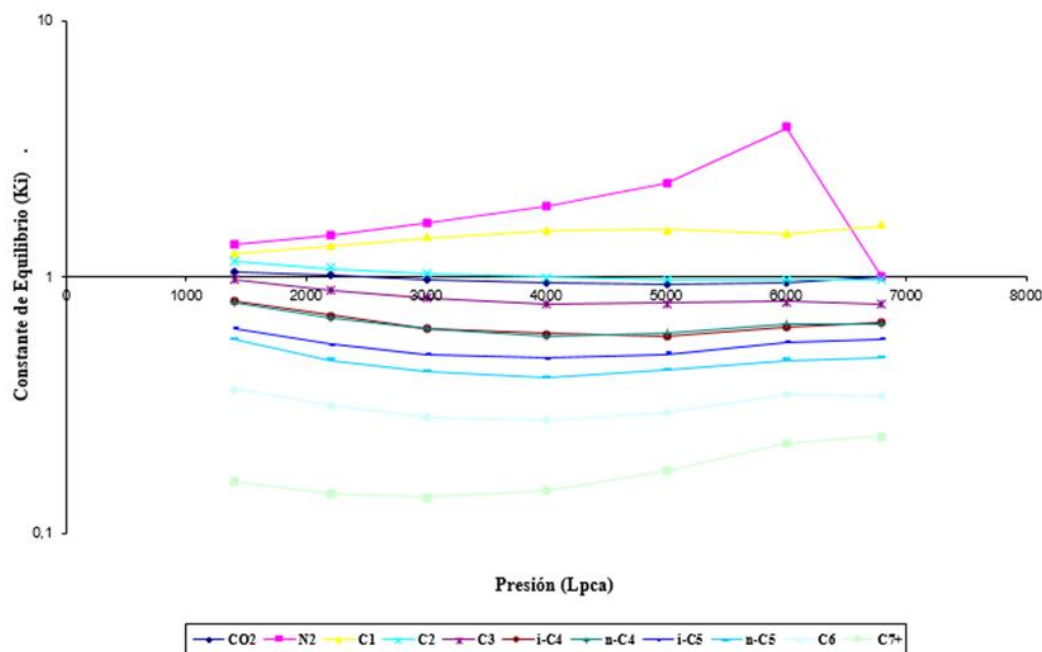


Fig. III-4-13 $\log(K_i)$ vs Presión

4.9.2.5 Criterio en base a la composición del gas

Este criterio puede servir como un primer chequeo fácil y rápido de la consistencia de los datos experimentales y consiste en graficar los logaritmos de las composiciones del gas producido vs presión. Si el análisis PVT es consistente, las curvas obtenidas deben ser suaves; además, la presencia de saltos en las curvas son indicativo de errores en las mediciones experimentales. En la figura III-4-14 se observa el logaritmo de la composición del gas vs la presión.

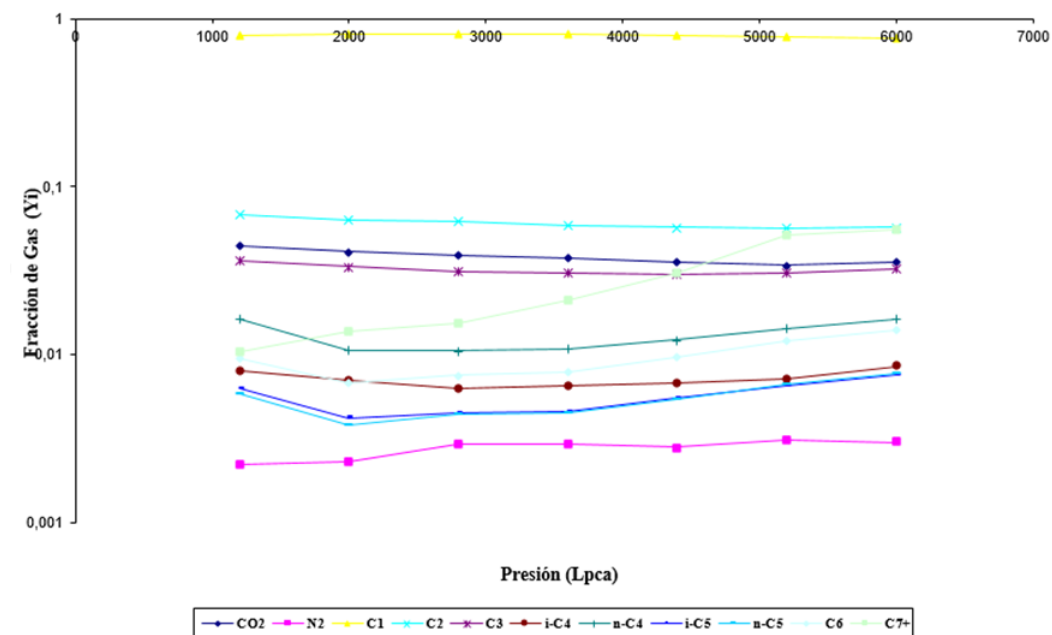


Fig. III-4-14 $\log(Y_i)$ vs Presión

4.9.2.6 Criterio en base a la composición del líquido retrogrado

Este criterio también puede resultar útil a la hora de la validación de estudios PVT; consiste en graficar el logaritmo de la composición del líquido retrogrado vs presión. Al igual que en el criterio basado en la composición del gas, los saltos en las curvas indican errores experimentales en el estudio PVT.

TEMA V: PRUEBAS Y VALIDACIÓN PVT DE PETRÓLEO VOLÁTIL

5.1 Introducción

Los petróleos volátiles tienen dos características que los diferencian claramente de los otros tipos de petróleo como se muestra a continuación:

- 1) Alta volatilidad y cercanía al punto crítico de la mezcla original. Al caer ligeramente la presión (50lpc) por debajo de la presión de burbujeo, ocurre una vaporización del líquido (del orden de 40%). Esto genera cambios importantes en la composición de las fases gaseosa y líquida que deben ser tenidos en cuenta en los cálculos de reservas de gas y líquido de estos yacimientos. A diferencia de los petróleos negros cuyos cambios composicionales con la disminución de presión impactan poco el cálculo de reservas.
- 2) El gas asociado (libre y en solución) a los petróleos volátiles son del tipo gas rico y condensado. Estos gases desprenden en la superficie grandes cantidades de líquido que deben ser tenidas en cuenta en los cálculos de balance de materiales. En el caso de petróleos negros, el gas asociado es pobre y no desprende líquido en superficie (sistema de separación).

5.2 Pruebas PVT de petróleos volátiles

Se usan celdas visuales similares a las utilizadas en las pruebas PVT de gas condensado. EL punto de burbujeo se observa visualmente en el momento en que empiezan a desprenderse burbujas de gas de la fase líquida.

Las pruebas de laboratorio incluyen:

- Composición del fluido del yacimiento.
- Prueba CCE.
- Prueba CVD.
- Prueba de viscosidad.
- Prueba de separadores.

5.2.1 Composición del fluido del yacimiento:

5.2.1.1 Muestra bifásica

Se llevan al laboratorio las muestras de gas y líquido tomadas en el separador de alta. A la muestra de gas se le determina la composición por cromatografía y a la de líquido se le hace una separación instantánea obteniéndose muestras de gas y líquido a presión atmosférica, a estas mezclas se les determina su composición (cromatografía, destilación simulada o espectrometría de masas) luego se hace una recombinación matemática obteniéndose la composición de la muestra líquida del separador.

Esta prueba se recombina matemáticamente por medio de un balance molar de las muestras de gas y líquido tomadas en el separador a una presión P y temperatura T , como se observa en la fig. III-5-1.

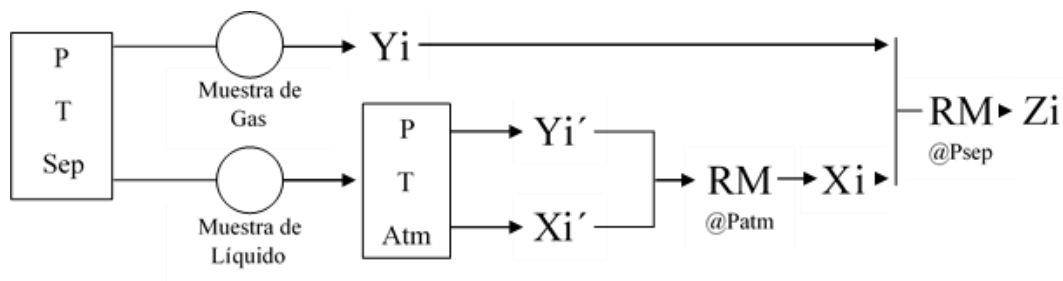


Fig. III-5-1 Flujograma de trabajo en el laboratorio para determinar la composición del fluido del yacimiento a partir de una muestra bifásica (Separador)

Donde,

Y_i', X_i' = Composición del gas y líquido obtenidos de la separación instantánea @ P y T atmosférica de la muestra de líquido del separador.

RM = Recombinación Matemática.

Como se observa en la figura III-5-1, las composiciones del gas y líquido del separador se recombinan matemáticamente para obtener finalmente la composición del fluido del yacimiento.

5.2.1.2 Muestra monofásica

A la muestra monofásica tomada en el fondo o en el cabezal del pozo se le hace una separación instantánea a presión atmosférica y luego se le determina las composiciones del gas (Y_i) y líquido (X_i), conocidas las composiciones se hace una recombinación matemática a partir de la relación gas-líquido medida en la separación instantánea, como se ilustra en la fig. III-5-2.

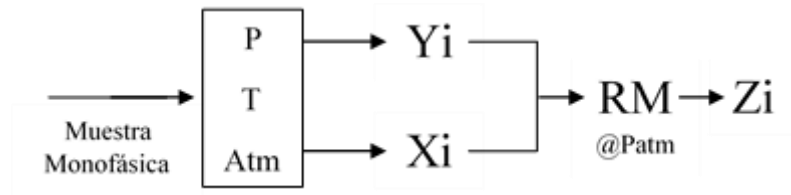


Fig. III-5-2 Flujograma de trabajo en el laboratorio para determinar la composición del fluido del yacimiento a partir de una muestra monofásica (Fondo o cabezal)

5.2.2 Prueba CCE:

Como se explicó en el tema 3 de petróleo negro en esta prueba se somete la muestra de fluido a un proceso de expansión a composición y temperatura constante (sin retirar fluido de la celda, a masa constante). Se determina la presión de burbuja (P_b) del petróleo volátil y la compresibilidad isotérmica del petróleo a presiones superiores a la de burbuja ($P > P_b$). En la fig. III-5-3 se ilustra el proceso de liberación instantánea.

Inicialmente se presuriza la muestra recombinada a una presión P_1 mayor que la inicial del yacimiento. Luego la muestra se expande a una presión mayor que la inicial del yacimiento. Luego la muestra se expande a través de varias etapas sin retirar gas de la celda ($P_1 > P_2 > P_3 \dots$ y $V_1 < V_2 < V_3 \dots$).

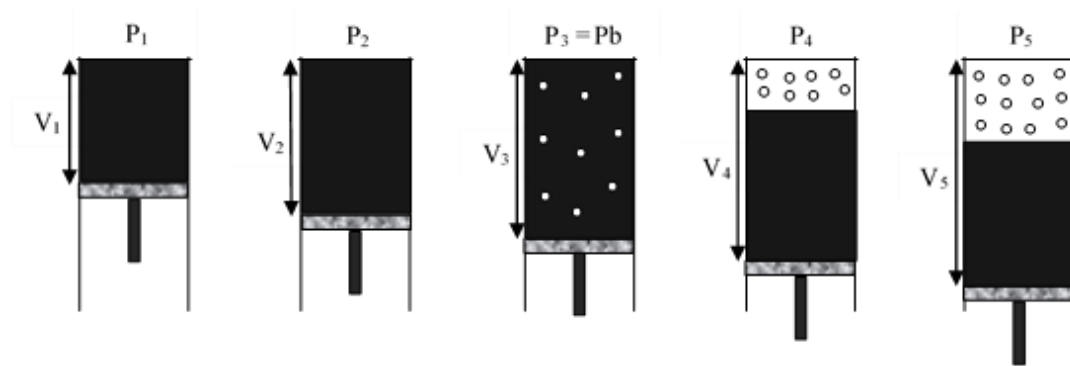


Fig. III-5-3 Procedimiento de la prueba CCE para un crudo volátil

La presión de burbujeo se determina visualmente y se corrobora mediante la función Y , además de la presión de burbujeo de esta prueba se determina la compresibilidad del petróleo (C_o) a $P > P_b$ y los volúmenes relativos:

$$Vr = \frac{V}{V_b}$$

$$V = V_1, V_2, V_3, V_4 \dots$$

$$V_3 = V_b$$

$$Vr < 1 \text{ a } P > P_b$$

$$Vr = 1 \text{ a } P = P_b$$

$$Vr > 1 \text{ a } P < P_b$$

5.2.3 Prueba CVD:

Es una prueba de agotamiento a volumen constante donde se agota la presión retirando gas de la celda y manteniendo el volumen constante. En este caso la composición de la muestra varía continuamente durante la prueba, como se observa en la figura III-5-4. A continuación se expande la muestra hasta una presión P_2 ($P_2 < P_b$), se espera a que ocurra equilibrio entre las fases (P_2 permanece constante) y se retira gas de la celda manteniendo la presión (P_2) constante hasta alcanzar el volumen original.

Este procedimiento se repite por etapas hasta alcanzar bajas presiones. Cada etapa de presión se determinan los volúmenes de gas y líquido, la masa de fluido retirado de la celda y propiedades de las fases gas y líquido.

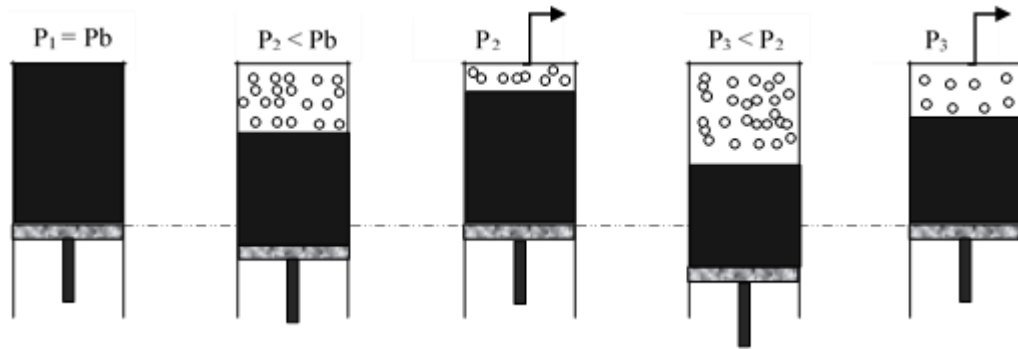


Fig. III-5-4 Procedimiento de la prueba CVD para un crudo volátil

5.2.4 Prueba de viscosidad:

La viscosidad de la fase líquida se determina a la temperatura del yacimiento y a diferentes presiones de saturación. A presiones por debajo de la presión de burbujeo se separa del líquido el gas liberado y se le mide la viscosidad al líquido (petróleo saturado) a P y T utilizando un viscosímetro de bola rodante, electromagnético, rotacional o capilar. Los dos primeros son los más usados en los estudios PVT.

5.2.5 Prueba de separador:

Se realizan en separadores múltiples a una muestra representativa del fluido del yacimiento para simular el proceso de separación instantánea (*Flash*) en superficie. La prueba se inicia colocando una cantidad conocida de petróleo saturado a presión de burbuja y temperatura de yacimiento (de prueba).

Los valores de P y T de la celda son ajustados a las condiciones de separación de la 1era etapa y la misma es agitada hasta alcanzar el equilibrio (presión constante). El gas separado es retirado de la celda a presión constante, luego se determina su volumen y composición. El líquido remanente es medido y sometido a un nuevo *flash* a condiciones de P y T de la 2da etapa de separación y se repite el procedimiento usado en la simulación de la primera etapa. Este procedimiento se repite con las siguientes

etapas hasta alcanzar la presión atmosférica (etapa tanque). Al líquido del tanque se le mide el volumen, gravedad API y composición (recomendable).

El anterior estudio de separadores se puede hacer teóricamente por medio de un cálculo de fases numéricas utilizando las K_i obtenidas de la prueba CVD. La prueba de separadores permite optimizar las presiones de las etapas para recuperar la mayor cantidad de líquido en el tanque (termodinámicamente significa estabilizar en fase líquida la mayor cantidad de moléculas de hidrocarburo de la mezcla bifásica) y obtener los factores volumétricos del petróleo y relación gas-petróleo en solución para corregir los resultados de la prueba de liberación diferencial por efecto de la separación *flash* en superficie.

5.3 Validación de las pruebas PVT de petróleo volátil

La validación de una prueba PVT incluye dos análisis: representatividad y consistencia de los resultados. La tabla III-5-1 ilustra un resumen de las pruebas que se deben realizar a los resultados de una prueba PVT de petróleo volátil.

Tabla III-5-1 Pruebas de validación de un análisis PVT de petróleo volátil

Representatividad:	Consistencia:
-$T_{yac} = T_{lab}$. -$RGL_i = RGL_{lab}$. -La prueba CCE debe mostrar punto de burbujeo, si muestra punto de rocío el yacimiento es de gas condensado o la muestra estaba contaminada con gas. -Pozo estabilizado. -P_{sep} y T_{sep} constantes durante la toma de muestras. -$P_{yac} \geq P_b$.	-Recombinación matemática. -Linealidad de la función Y. -Balance molar de la prueba CVD. -Criterio de Hoffman (Separador y prueba CVD).

5.3.1 Representatividad:

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 para conocer la variación de composición y propiedades del petróleo con profundidad.
- La relación gas-líquido de la muestra re combinada (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 burbujeo, si muestra punto de rocío el yacimiento es de gas condensado o la muestra estaba contaminada con gas y no es representativa. También puede ocurrir que el yacimiento presente variación de composición con profundidad y la zona donde se tomó la muestra corresponda a gas condensado.
- El pozo debió estar produciendo en forma estabilizada durante la toma de la muestra. Si el pozo no logra estabilizar su producción no se recomienda tomarle muestras para estudios PVT.
- En el caso de muestras de separador, su presión y temperatura debieron permanecer constantes durante la toma de muestras.

5.3.2 Consistencia de los resultados:

Tiene como objetivo determinar que la prueba PVT no tiene errores de medición que la invaliden.

5.3.2.1 Linealidad de la Función Y:

En este caso se procede de forma similar al procedimiento explicado en sección 3.3.3 de petróleo negro.

5.3.2.2 Recombinación matemática

Consiste en recombinar las corrientes de gas y líquido para obtener la composición de la mezcla. Como se explicó en el tema anterior la recombinación consiste en hacer un balance molar a la presión y temperatura del separador donde se realiza la separación instantánea (*flash*) que pueden ser las condiciones atmosféricas o del separador de alta fig. III-5-1 y III-5-2. La ecuación usada para determinar la composición de la mezcla es similar a la ec. 4-12 del tema 4 la cual se puede escribir para petróleo volátil en la siguiente forma:

$$Z_i = \frac{\frac{Y_i RGL}{379,4} + \frac{X_i \rho l}{Ml}}{\frac{RGL}{379,4} + \frac{\rho l}{Ml}} \quad (5-1)$$

Donde,

RGL = Relación gas-líquido (PCN/BN)_{sep}, pies cúbicos por barriles de líquido @ P y T de la separación instantánea (condiciones atmosféricas o de alta P y T).

ρl = Densidad del líquido a las condiciones de separación lbm./Bl_{sep}.

Ml = Peso molecular del líquido separado, lbm/lbmol.

Regularmente se conoce ρl y Ml entre los resultados de las pruebas PVT. Los Z_i calculados con la ec 5-1 ($Z_{i\text{calc}}$) se comparan con los del PVT ($Z_{i\text{exp}}$). Se recomienda que los porcentajes de diferencia para los componentes bandera sean: % Dif. $C_1 \leq 2\%$ y % Dif. $C_{7+} \leq 5\%$.

5.3.2.3 Balance molar de la prueba CVD para un crudo volátil

Se sigue un procedimiento similar al explicado en la sec 4.9.2.2 del tema anterior con la única diferencia en la ecuación del cálculo de N_t , ya que la prueba se inicia con la celda llena de crudo volátil a P_b . Ecuación usada:

$$N_t = \frac{V_s \rho l}{Ml} \quad (5-2)$$

Donde,

Capítulo III: Fundamentos Teóricos

N_t = masa de crudo volátil inicial en la celda, lbmol.

V_s = volumen de muestra, pie³.

ρ_l = densidad del crudo volátil a P_b , lbm/pie³ (se puede tomar un volumen base de 1 pie³ para facilitar los cálculos).

M_l = peso molecular del crudo volátil a P_b , lbm/lbmol.

Los valores de ρ_l y M_l se leen directamente del informe PVT.

Luego de calcular las composiciones del líquido (X_i) y las constantes de equilibrio ($K_i = Y_i/X_i$) a cada nivel de presión se debe chequear que se cumpla:

$$X_i > 0$$

$$\sum Y_i = 1 \text{ y } \sum X_i = 1$$

Los Log (Y_i) y Log (X_i) vs P son curvas con variaciones suaves (sin cambios bruscos o presencia de jorobas) como ilustra en la fig. III-5-5 y III-5-6.

Las K_i deben mostrar disminución con el aumento del peso molecular del hidrocarburo a una presión dada. Esto debido a que la constante de equilibrio es una medida de la volatilidad de una sustancia.

$$M_i \uparrow \downarrow K_i @ P \text{ constante.}$$

En el grafico del Log (K_i) vs P para cada componente, las curvas no se deben cruzar (muestran cierto grados de paralelismo) ni mostrar cambios bruscos, como se observa conceptualmente en la fig. III-5-7. Samaniego y Cols consideran que este chequeo es el más importante y sensible en la validación de los resultados de una prueba CVD.

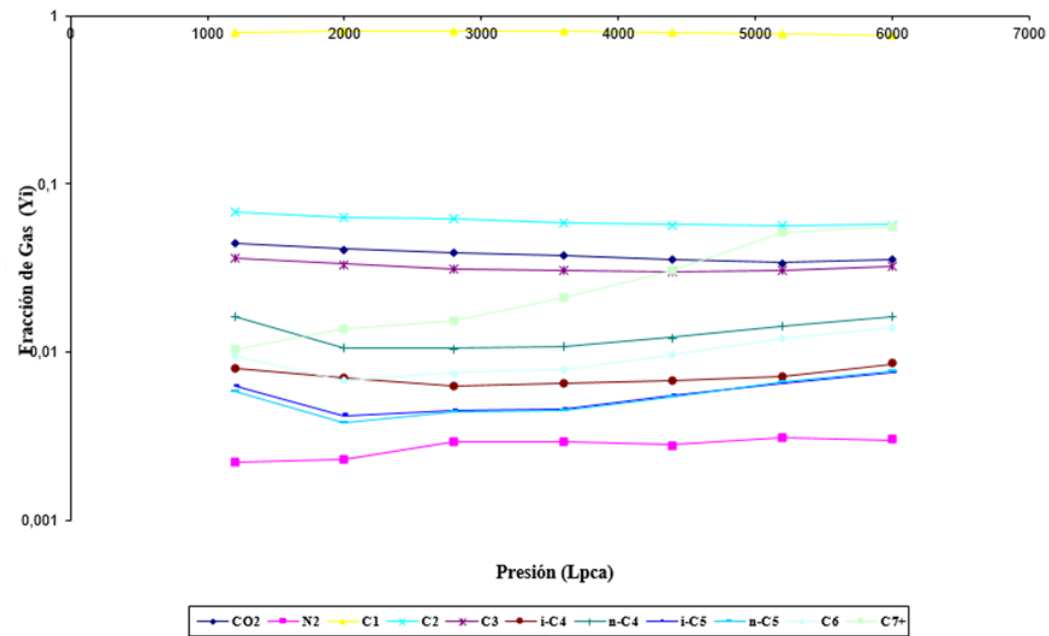


Fig. III-5-5 Variación de presión de la composición del gas retirado prueba CVD

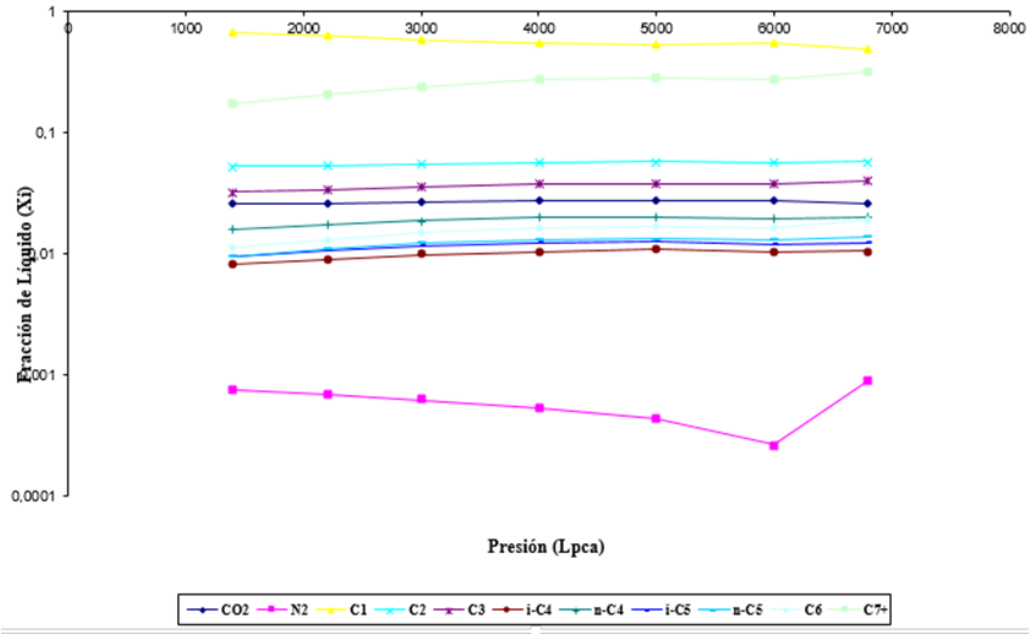


Fig. III-5-6 Variación con presión de la composición del líquido retirado de la prueba CVD

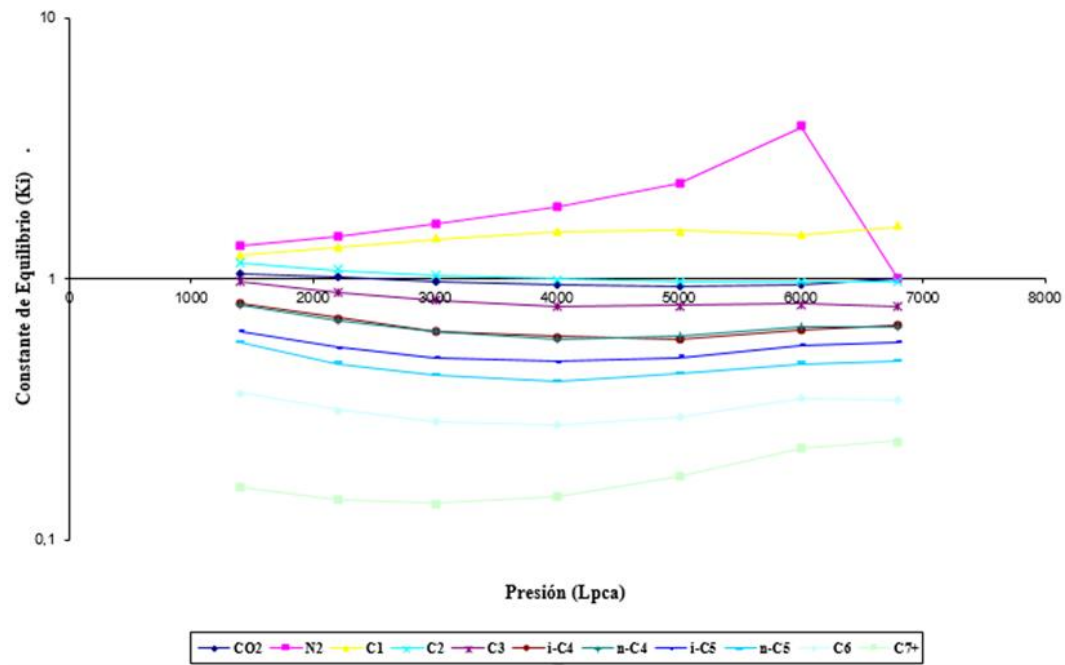


Fig. III-5-7 Variación de las constantes de equilibrio con presión

5.3.2.4 Criterio de Hoffman aplicado a crudos volátiles

Se sigue un procedimiento similar al aplicado en la validación PVT de gases condensados (sec. 4.9.2.3 tema 4).

En la aplicación de este criterio se necesita conocer P_c , T_c y P_b de los componentes de la mezclas. Las propiedades de los componentes puros se obtienen de la tabla III-5-8.

Capítulo III: Fundamentos Teóricos

Tabla III-5-2 Propiedades físicas de componentes del gas natural y gas condensado
(tomada de la GPSA)

Compuesto	Fórmula	Peso Molecular lbm/lbmol	T. crítica °R	P. crítica lpca	V. crítico pie ³ /lbm	Den. a 60°F Gas lbm/MPCN	Den. a 60°F Líqu. lbm/gal	T. normal de Ebull. °F	Factor Acéntrico
Metano	CH ₄	16.043	343.37	667.8	0.0991	42.28	2.5	-258.73	0.0104
Etano	C ₂ H ₆	30.07	550.09	707.8	0.0788	79.24	2.962	-127.49	0.0986
Propano	C ₃ H ₈	44.097	666.01	616.3	0.0737	116.2	4.223	-43.75	0.1524
n-Butano	nC ₄ H ₁₀	58.124	765.65	550.7	0.0702	153.16	4.865	31.08	0.2010
i-Butano	iC ₄ H ₁₀	58.124	734.98	529.1	0.0724	153.16	4.686	10.78	0.1848
n-Pentano	nC ₅ H ₁₂	72.151	845.7	488.6	0.0675	190.13	5.251	96.92	0.2539
i-Pentano	iC ₅ H ₁₂	72.151	829.1	490.4	0.0679	190.13	5.199	82.12	0.2223
n-Hexano	nC ₆ H ₁₄	86.178	913.7	436.9	0.0688	227.09	5.526	155.72	0.3007
n-Heptano	nC ₇ H ₁₆	100.205	972.8	396.8	0.0691	264.05	5.728	209.16	0.3498
n-Octano	nC ₈ H ₁₈	114.232	1024.22	360.6	0.069	301.01	5.883	258.21	0.4018
n-Nonano	nC ₉ H ₂₀	128.259	1070.68	332	0.0684	337.98	6.008	303.47	0.4455
n-Decano	nC ₁₀ H ₂₂	142.286	1112.10	304	0.0679	374.94	6.112	345.48	0.4885
Dióxido de Carbono	CO ₂	44.01	547.9	1071	0.0342	115.97	6.88	-109.26	0.225
Nitrógeno	N ₂	28.013	227.6	493	0.0514	89.77	6.58	-320.45	0.04
Sulfuro de Hidrógeno	H ₂ S	34.076	672.7	1300	0.0459	73.80	6.73	-76.50	0.095

TEMA VI: PREPARACIÓN DE LOS DATOS PVT PARA USO EN CÁLCULOS DE YACIMIENTOS

6.1 Introducción

Hay tres tipos de cálculos que deben ser hechos con anterioridad al uso de los datos PVT de laboratorio en estudios de ingeniería de yacimientos. Estos son:

- Suavización de los datos de la prueba de expansión.
- Cálculo del PVT combinado o corrección de los datos de liberación diferencial por efecto de la separación instantánea en superficie (separadores).
- Extrapolación de los datos PVT.

6.2 Suavización de los datos de la prueba de expansión

Los valores de la presión de burbujeo y volúmenes relativos totales (V/V_b) deben ser suavizados mediante el uso de la función Y (ec. 3-1) para corregir las inexactitudes de las mediciones de pequeños volúmenes. La variación de Y con presión (Y vs P) es una línea recta para crudos con poca cantidad de impurezas (no hidrocarburos) cuando las mediciones de volúmenes y presiones son exactas.

Procedimientos:

- Calcular los valores de Y a diferentes presiones (ecuación 3-1).
- Graficar Y vs P en papel normal.
- Ajustar a una línea recta del tipo $Y = a + bp$ utilizando la técnica de los mínimos cuadrados y en el rango de presiones: $(0,3 < P/P_b < 0,9)$.
- Recalcular los valores de Y a partir de la ecuación ajustada en el paso anterior y determinar nuevos valores de V/V_b .

$$\frac{V}{V_b} = 1 + \frac{P_b - P}{Y P} \quad (6-1)$$

6.3 Calculo del PVT combinado

Regularmente en los análisis PVT no se incluye la corrección que se debe hacer a Bod, Rsd y Btd de la prueba de liberación diferencial por efecto de las condiciones de separación. Se conoce que la liberación de gas en el yacimiento se aproxima más al tipo diferencial pero al llegar el petróleo a los separadores ocurre una liberación instantánea. De tal manera que desde el yacimiento hasta el tanque ocurren dos procesos de liberación, por esta razón es necesario corregir los datos de liberación diferencial por efecto de las condiciones de separación, es decir, construir un PVT combinado.

Moses y McCain recomiendan usar Rsfb y Bofb de la prueba de presión optima de separadores para calcular el PVT combinado por medio de las siguientes ecuaciones:

$$\underline{A \ P > Pb}$$

$$Rs = Rsfb \quad (6-2)$$

$$Bo = Bofb \times \frac{V}{v_b} \quad (6-3)$$

$$Bt = Bofb \quad (6-4)$$

$$\underline{A \ P < Pb}$$

$$Rs = Rsfb - (Rsdb - Rsd) \frac{Bofb}{Bodb} \quad (6-5)$$

$$Bo = Bod \times \frac{Bofb}{Bodb} \quad (6-6)$$

$$Bt = Btd \times \frac{Bofb}{Bodb} \quad (6-7)$$

Nota: Rsfb debe incluir gas Rs separado en el tanque.

Significado de los subíndices:

f = Liberación flash o instantánea.

d = Liberación diferencial.

Capítulo III: Fundamentos Teóricos

b = punto de burbujeo.

La tabla III-6-1 y las figuras III-6-1 y III-6-2 muestran un ejemplo de ajustes de datos PVT de la liberación diferencial a presión óptima (100 lpcm) de separación.

En algunos casos este procedimiento arroja valores negativos de R_s y menores que uno de B_o a bajas presiones (< 100 lpcm). Esta desventaja del método se compensa con la obtención de valores más cercanos a los de laboratorio a altas presiones que son los de interés.

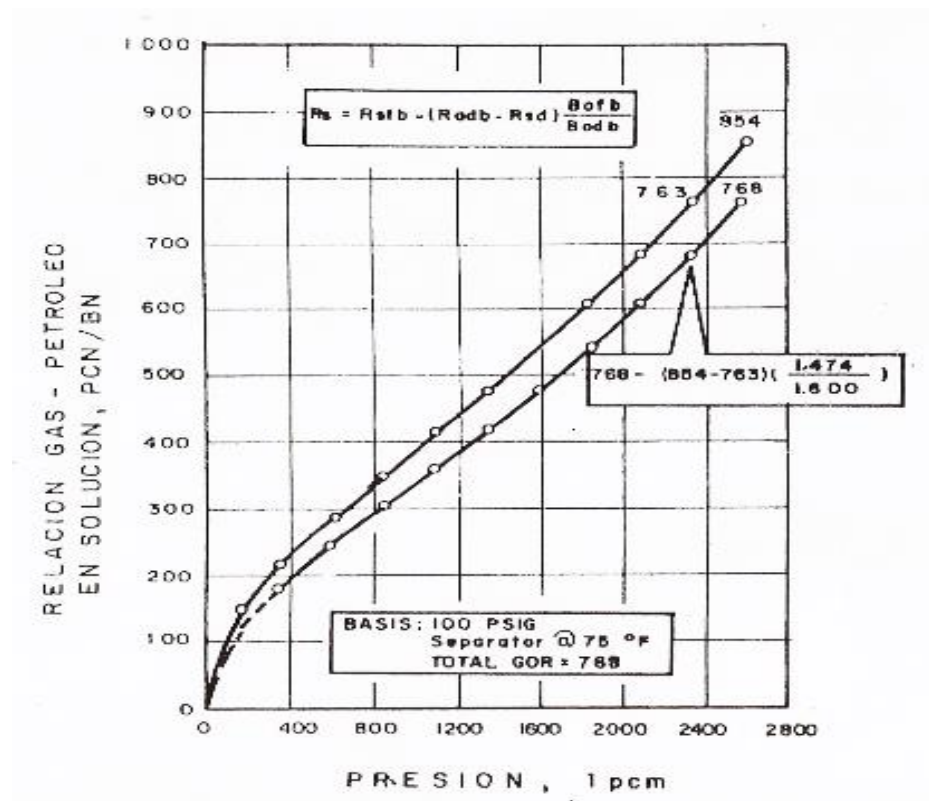


Fig. III-6-1 Ajustes de datos de R_s diferencial a condiciones de separador

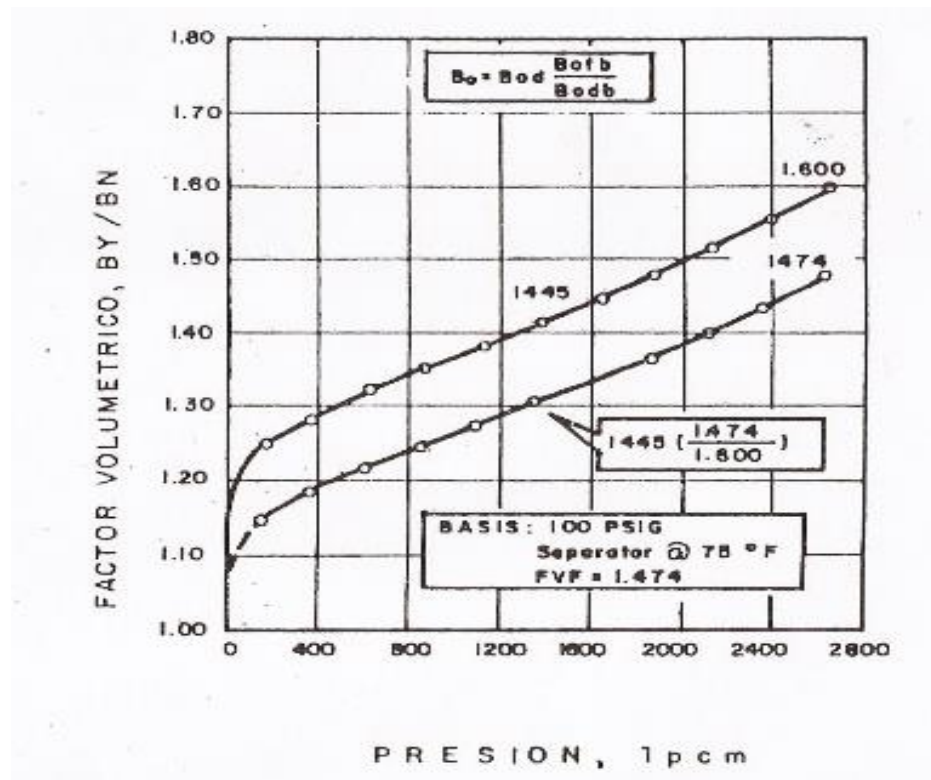


Fig. III-6-2 Ajuste de Bo diferencial a condiciones de separador

Ejemplo 6-1: de ajuste de datos PVT de liberación diferencial a condiciones de separador: Crudo: 40,7° API, Temperatura de Yac: 220°F

Resultados de la prueba PVT:

P, lpcm	Rsd, PCN/BN	Bod, BY/BN
2620	854	1,600
2350	763	1,554
2100	684	1,515
1850	612	1,479
1600	544	1,445
1350	479	1,412
1100	416	1,382
850	354	1,350
600	292	1,320
350	223	1,283
159	157	1,244
0	0	1,0075 (a 220°F), 1,0000 (a 60°F)

Ajuste a cond. de separador:

Rs*, PCN/BN	Bo*, BY/BN
768	1,474
684,2	1,432
611,4	1,396
545,1	1,363
482,4	1,331
422,5	1,301
364,5	1,273
307,4	1,244
250,3	1,216
186,7	1,182
125,9	1,146
-18,7	1,00

Resultados de la prueba de separador (100lpc, 75°F):

Bofb = 1,474 BY/BN, Rsfb = 768 PCN/BN

$Rs^* = 768 - (854 - Rsd) * 1,474/1,600$, $Bo^* = Bod * (1,474/1,600)$

6.4 Extrapolación de los datos PVT

Cuando se toman muestras de los pozos de petróleo, existe la posibilidad de obtener muestras con una presión de burbujeo (o de saturación) menor que la presión actual del crudo en el yacimiento ($P_b < P_y$). Esto puede ocurrir cuando:

- La muestra es tomada muy por debajo del contacto gas-petróleo. En el contacto, la muestra de crudo está saturada en su punto de burbujeo, por debajo del mismo se encuentra subsaturada. ($P_{sat} < P_{yac}$).
- Debido a la presencia de agua en el fondo del pozo, la muestra es tomada por encima de las perforaciones de la zona productora donde el crudo tiene menos gas en solución que el yacimiento ($P_{sat} < P_{yac}$).

Capítulo III: Fundamentos Teóricos

- La presión diferencial (*draw down*) alrededor del pozo es alta y la presión de fondo fluente es muy inferior a la presión del yacimiento.
- La presión del yacimiento haya declinado por debajo de la presión de burbujeo original del crudo de yacimiento.

En todos los casos anteriores es necesario extrapolar los datos de laboratorio a la presión original de saturación o burbujeo de los crudos antes de usarlos en los cálculos de ingeniería de yacimientos. Nota: La extrapolación no debe ser superior al 10-15 % de la presión de burbujeo medida en el laboratorio.

6.4.1 Corrección de los datos P-V:

Procedimiento:

- Extrapolar la recta Y vs P hasta la nueva presión de burbujeo P_b' .
- Leer nuevos valores de Y hasta P_b' . Línea A figura III-6-3.
- Determinar V/V_b' a partir de los Y leídos. Estos valores V/V_b' se usan en la construcción de una nueva tabla de relación presión-volumen.
- Para obtener los nuevos valores de V/V_b' vs $P > P_b'$ (línea B, Fig. III-6-3) a partir de la información de laboratorio. Luego se traza una paralela a la recta anterior por el punto $V/V_b' = 1$, $P = P_b$ obteniéndose la línea C, Fig. III-6-3. De esta recta se leen los nuevos valores de: V/V_b vs $P (> P_b')$.

Ejemplo 6-2:

Una prueba de presión-volumen de liberación instantánea arrojó los siguientes resultados:

P, lpcm	3500	3000	2500	2248	2201	1982	1570	1373	1189	1000	828
V/Vb a 147°F	0,9803	0,9883	0,9961	1,0	1,0069	1,0462	1,165	1,2563	1,3781	1,5617	1,8075

Extrapolar los datos de V/V_b para una nueva $P_b' = 2817$ lpcm.

Capítulo III: Fundamentos Teóricos

Solución: Calcular los valores de Y usando la ecuación 3-1 (la de función Y) con $P_b = 2248$ lpcm. Nota: los valores de presiones en los procedimientos se usan en lpca (absolutos), es decir que se transformó de lpcm a lpca sumando 14,7.

P,lpca	2215,7	1996,7	1584,7	1387,7	1203,7	1014,7	842,7
Y	3,07	2,88	2,58	2,46	2,32	2,19	2,08

En base a estos puntos se construyó la Fig. III-6-3. Se interpoló una línea recta y luego se extrapoló para leer los nuevos valores de Y, a partir de los cuales se recalcularon los V/V_b' siguientes:

P,lpca	2700	2600	2500	2400	2300	2200	2100	2000
Y	3,35	3,28	3,22	3,145	3,08	3,01	2,94	2,87
V/V_b'	1,0146	1,0272	1,0412	1,0572	1,0751	1,0954	1,1185	1,1449

Ecuación 6-1 es la usada en el cálculo de V/V_b' .

La línea B de la fig. III-6-3 muestra la variación de V/V_b vs P a $P > 2248$ lpcm.

La línea C de la fig. III-6-3 muestra la nueva variación de V/V_b' vs P a $P > 2817$ lpcm.

P,lpca	2831,7	3000	3200	3400	3500
V/V_b'	1	0,9975	0,994	0,991	0,9895

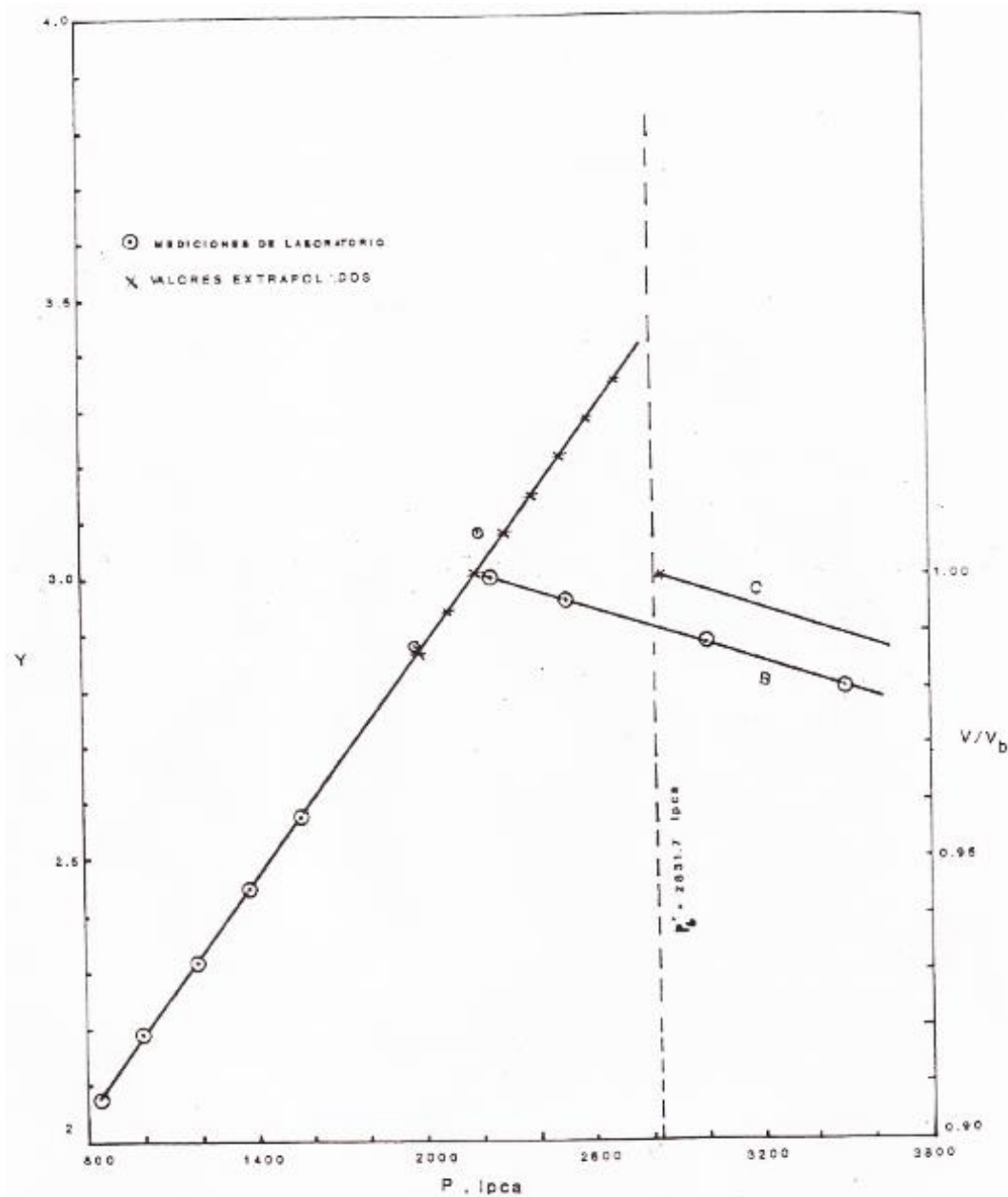


Fig. III-6-3 Extrapolación de una prueba p-v de liberación instantánea a una nueva P_b' (ejemplo 6-2)

6.4.2 Extrapolación de Bod:

Procedimiento:

- Graficar Bod vs P a partir de la prueba de liberación diferencial (análisis PVT).
- Si la variación es lineal entre $0,3 \leq P/P_b \leq 0,9$, interpolar una línea recta y luego extrapolarla hasta $P=P_b'$ como se ilustra en la figura III-6-4. Sobre la extrapolación, leer los nuevos valores de Bod.
- Si la gráfica de Bod vs P muestra cierta curvatura cerca de P_b , se debe tener en cuenta esta curvatura en la determinación de los nuevos Bod. El procedimiento recomendado por Core Lab, consiste en trazar una vertical a $P = P_b'$ y luego trazar una curva que pase por P_b' y tenga una curvatura similar a la original. Esto se consigue manteniendo la misma distancia entre la curva y la recta trazada por los puntos alejados de P_b . La fig. III-6-5 ilustra el procedimiento.

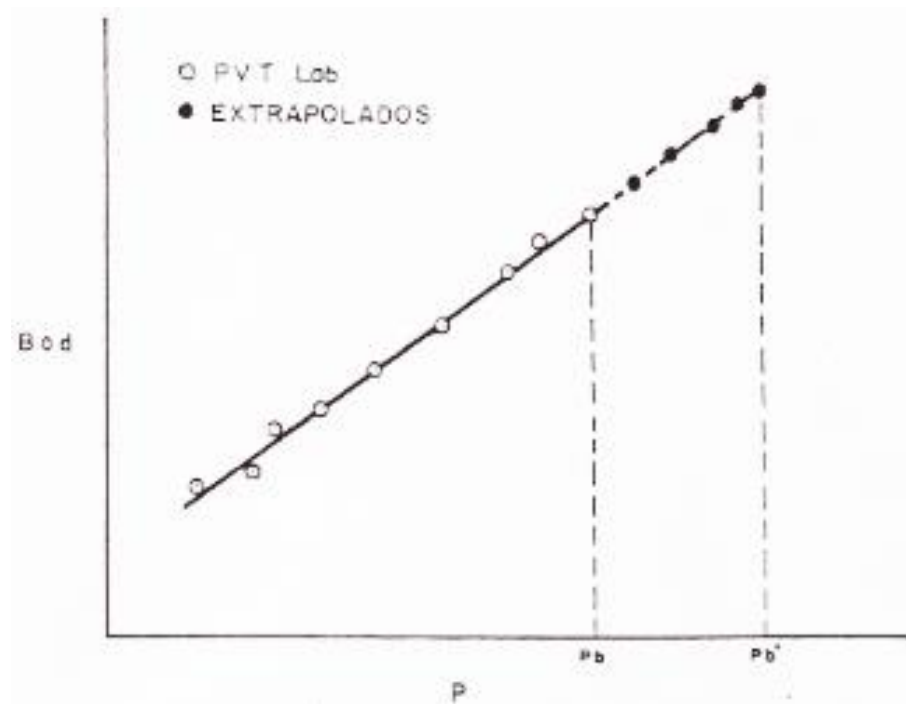


Fig. III-6-4 Extrapolación lineal de Bod

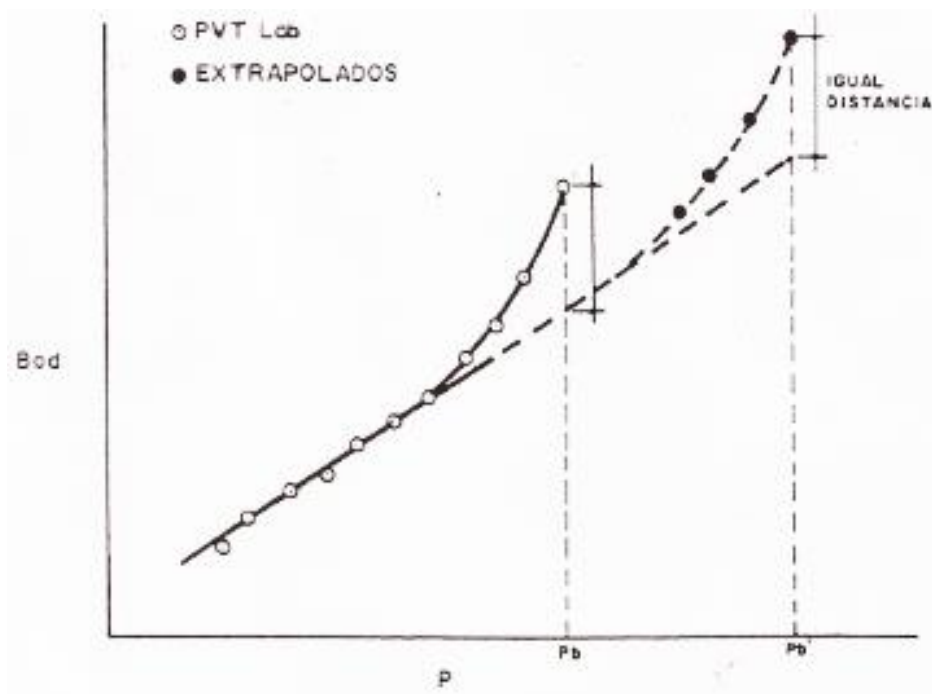


Fig. III-6-5 Extrapolación no lineal de Bod

6.4.3 Extrapolación de Rsd:

Se recomienda un procedimiento similar al anterior. Observar figura III-6-6 y III-6-7.

Ejemplo 6-3: Una prueba de liberación diferencia arrojó los siguientes resultados:

P, lpcm	2248	1955	1710	1455	1200	955	700	450	201
Bod, BY/BN	1,426	1,382	1,349	1,315	1,283	1,252	1,221	1,192	1,161
Rsd, PCN/BN	734	643	574	498	430	354	292	218	140

Extrapolar Bod y Rsd para una nueva $P_b = 2817$ lpcm.

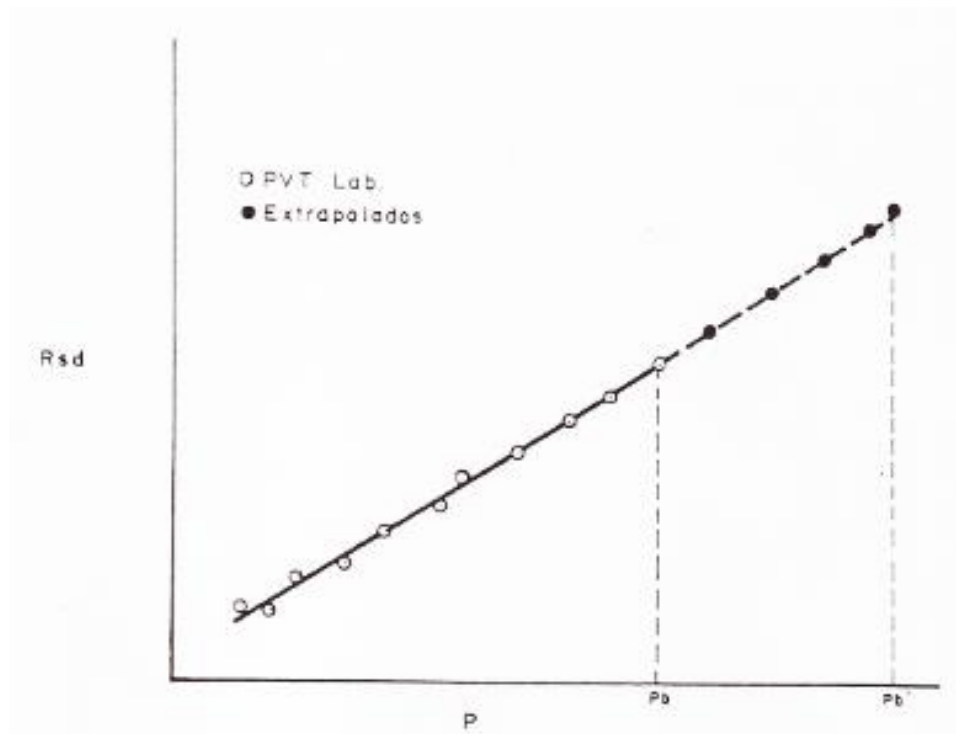


Fig. III-6-6 Extrapolación lineal R_{sd}

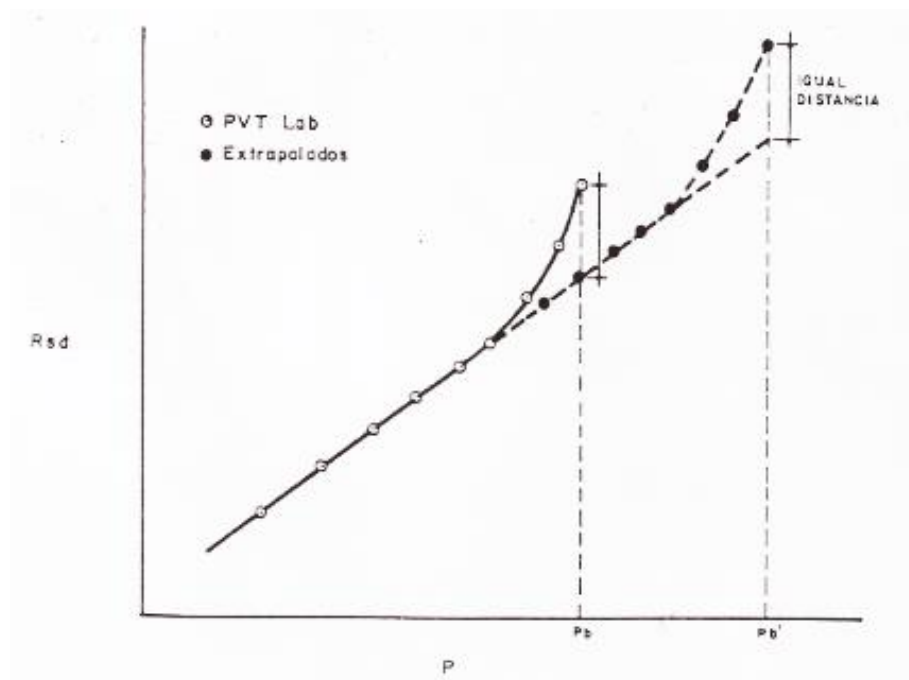


Fig. III-6-7 Extrapolación no lineal R_{sd}

Capítulo III: Fundamentos Teóricos

Solución: Graficar Bod vs P (Fig. III-6-8) y Rsd vs P (Fig. III-6-9).

La extrapolación de Bod se hizo en forma no lineal y la de Rsd en forma lineal.

Los nuevos valores de Bod y Rsd son los siguientes:

P, lpcm	2817	2520	2248	1955	1710	1455
Bod, BY/BN	1,50	1,448	1,408	1,37	1,34	1,315
Rsd, PCN/BN	885	808	734	643	574	408

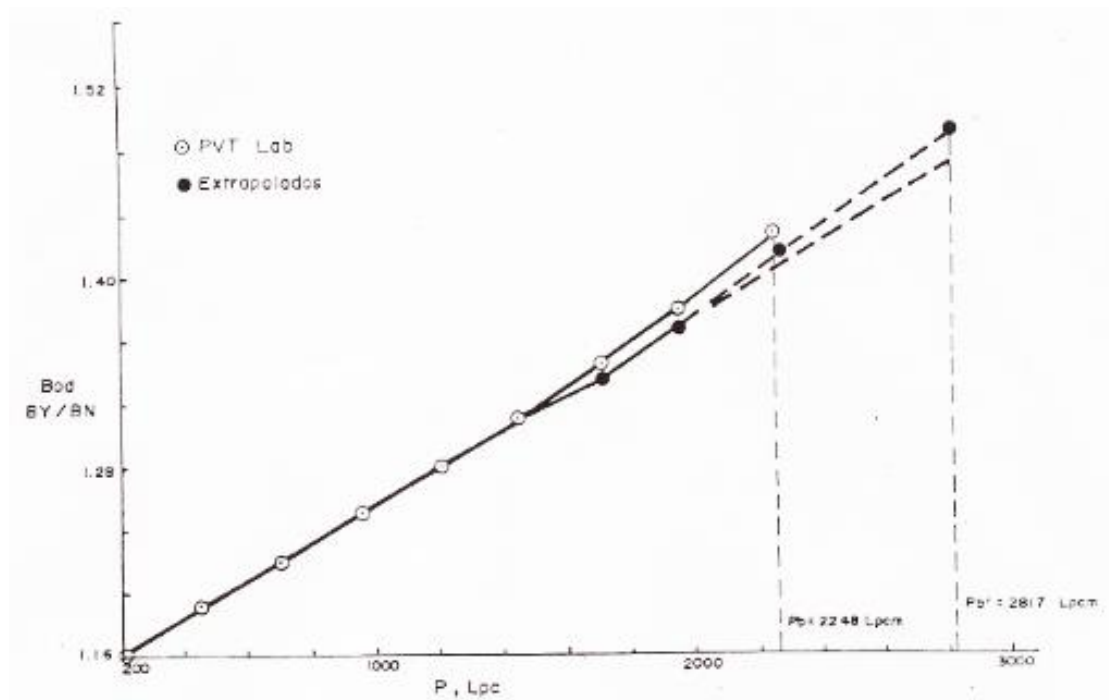


Fig. III-6-8 Extrapolación de Bod hasta un nuevo valor de P_b' (Ejemplo 6-3)

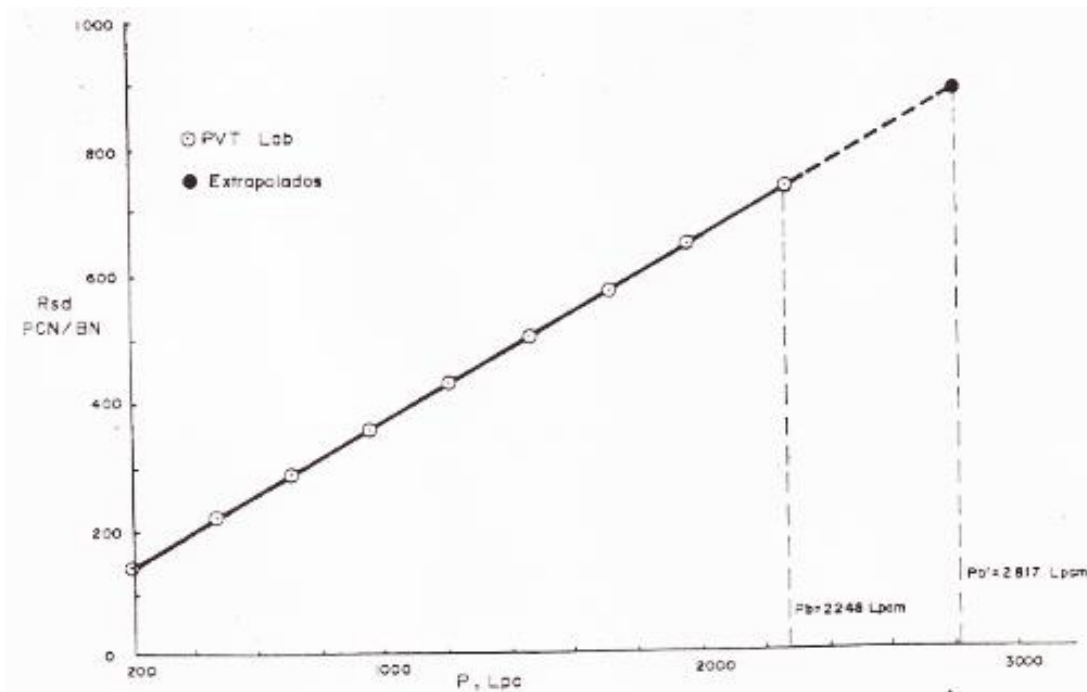


Fig. III-6-9 Extrapolación de R_{sd} hasta un nuevo valor P_b' (Ejemplo 6-3)

6.4.4 Extrapolación de μ_o :

Se fundamenta en la variación línea de $1/\mu_o$ (fluidez) con presión.

Procedimiento:

- Graficar $1/\mu_o$ vs P con la data de laboratorio.
- Interpolar una línea recta a través de dos puntos.
- Extrapolar la resta hasta P_b' .
- Leer nuevos valores de $1/\mu_o$ entre P_b y P_b' y calcular los correspondientes μ_o .
- Graficar μ_o vs P entre P_b y P_b' . Por ejemplo el punto (μ_o, P_b') trazar una paralela a la recta μ_o vs P ($P > P_b$) para obtener la variación de μ_o a $P > P_b'$ como se ilustra en la fig. III-6-10.

Capítulo III: Fundamentos Teóricos

Ejemplo 6-4: Una prueba de viscosidad arrojó los siguientes resultados:

P, lpcm	3500	3040	2480	2110	1570	1130	560
μ_o , cps	0,86	0,80	0,73	0,73	0,85	0,97	1,28
$1/\mu_o$	1,163	1,25	1,37	1,37	1,18	1,03	0,78

Extrapolar μ_o para una nueva $P_b' = 2817$ lpcm.

Solución: Graficar μ_o y $1/\mu_o$ vs P (Fig. III-6-11), de la línea extrapolada se obtiene:

P, lpcm	2817	2750	2625	2500	2375
$1/\mu_o$	1.63	1,615	1,565	1,52	1,475
μ_o , cps	0,614	0,619	0,639	0,658	0,678

Con estos valores se extrapola la curva B hasta P_b' (curva D), luego por el punto (0,614 cps, 2817 lpcm) se traza una paralela a la línea C obteniéndose la línea E. La curva D y la línea E muestran valores μ_o obtenidos por extrapolación para presiones inferiores y superiores a $P_b'=2817$ lpcm.

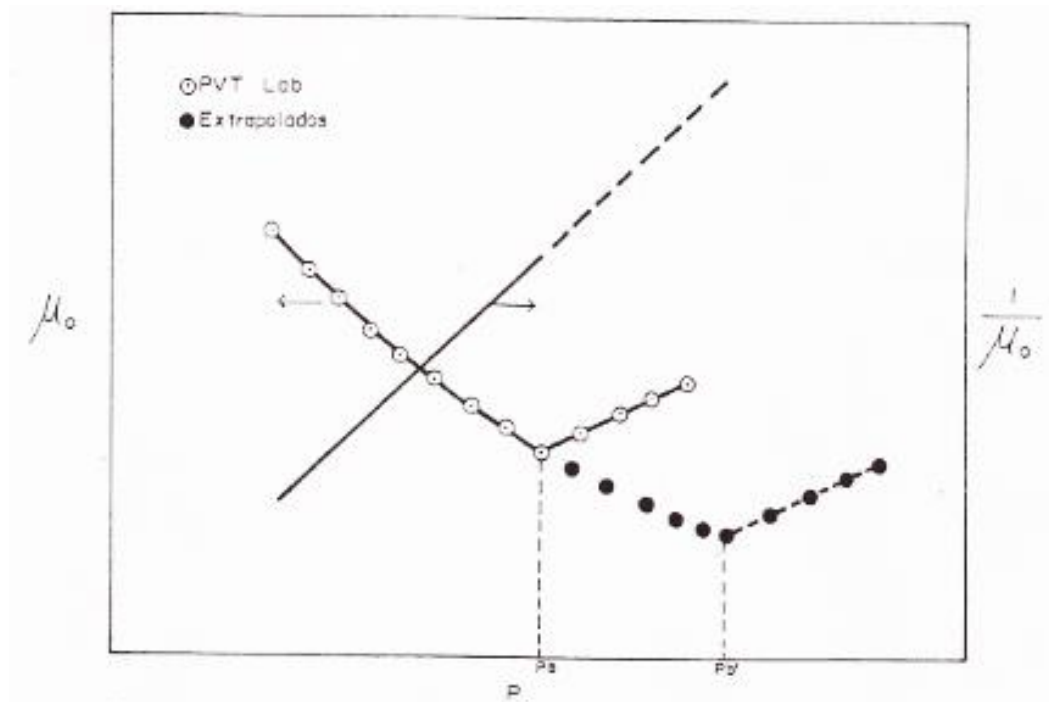


Fig. III-6-10 Extrapolación de μ_0

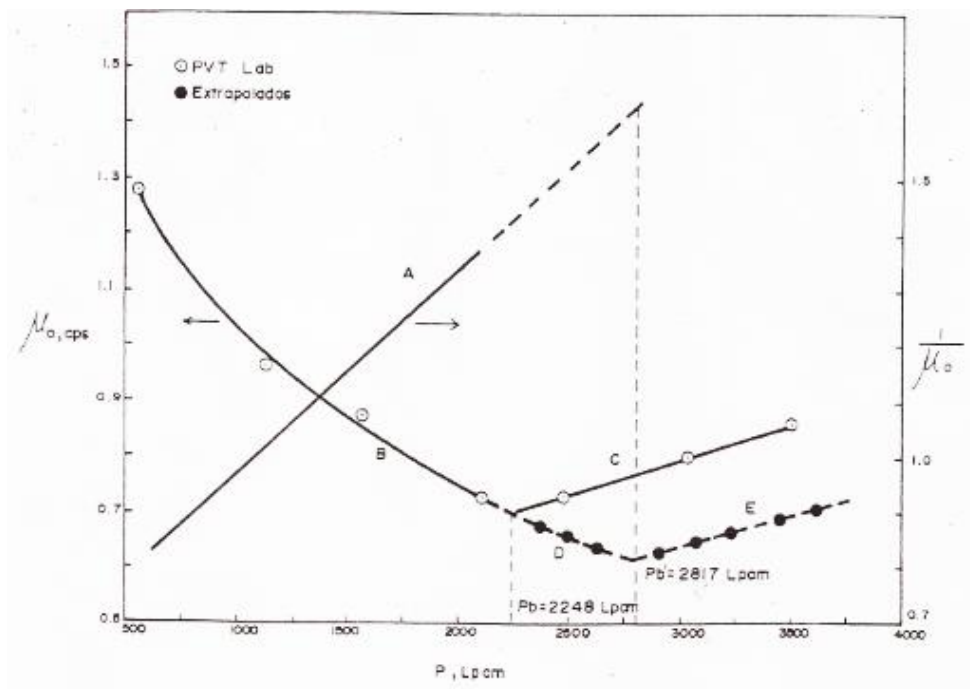


Fig. III-6-11 Extrapolación de μ_0 hasta un nuevo valor de $P_{s'}$ (Ejemplo 6-4)

6.4.5 Corrección de las pruebas de separador:

Cuando la presión de burbujeo real del crudo en el yacimiento (P_b') es mayor que la medida en el laboratorio (P_b) se deben corregir los valores de R_{sfb} y B_{ofb} medidos en las pruebas de separador por medio de las siguientes ecuaciones.

$$R_{sfb'} = R_{sfb} \times \frac{R_{sdb'}}{R_{sdb}} \quad (6-8)$$

$$B_{ofb'} = B_{ofb} \times \frac{B_{odb'}}{B_{odb}} \quad (6-9)$$

Donde,

R_{sfb} y $R_{sfb'}$ = R_s flash a P_b y P_b' .

R_{sdb} y $R_{sdb'}$ = R_s diferencial a P_b y P_b' .

B_{ofb} y $B_{ofb'}$ = B_o flash a P_b y P_b' .

B_{odb} y $B_{odb'}$ = B_o diferencial a P_b y P_b' .

Las ecuaciones anteriores corrigen a R_{sfb} y B_{ofb} en la misma proporción en que se corrigieron R_{sdb} y B_{odb} . La relación gas-petróleo de tanque y la gravedad específica del gas de tanque se consideran que no cambian.

TEMA VII: PROGRAMA COMPUTACIONAL DE VALIDACIÓN PVT (CONSIPVT1.4)

7.1 Introducción

Existen muchos programas computacionales ya sean hojas de cálculos diseñadas en Excel, programas diseñados en distintos lenguajes de programación como visual basic, C++, etc; que se encargan de validar los datos obtenidos de las pruebas PVT. Estas herramientas y programas en el fondo contienen los mismos criterios de consistencia (validación) que se explicaron en los temas anteriores, sin embargo, aunque se tenga un claro conocimiento de los criterios no significa que pueda utilizar correctamente las diversas herramientas y programas que existen para la validación PVT, por lo que es necesario entender adecuadamente cómo funcionan estos.

A continuación se explicará el funcionamiento del programa para la validación PVT (consistencia de las pruebas) que lleva por nombre: CONSIPVT1.4, elaborado por: Ing. German Desmoineaux Gallego, y dirigido por: PhD. Gonzalo Rojas. Versión 1.4. Agosto 2011.

7.2 Inicialización del programa

7.2.1 Abrir Programa:

El programa Validación de Pruebas PVT fue realizado en lenguaje Visual Basic el cual funciona a través de Macros. Un Macro es una serie de instrucciones que se almacenan para luego ser ejecutadas. Muchos Macros pueden contener virus, no debe habilitarlos si no conoce la procedencia del archivo. En este caso el programa funciona a partir de Macros, de modo que debe habilitarlos para poder correr.

Si el archivo "Validación de Pruebas PVT no abre al hacer doble clic, seleccione en el menú de Excel "Herramientas", luego "Opciones" y seleccione la pestaña "Seguridad", presione el botón "Seguridad en Macros", haga clic en el nivel de seguridad "Medio". Con este nivel usted podrá elegir ejecutar o no un Macro. Cierre el archivo "Validación de Pruebas PVT" y vuélvalo a abrir habilitando los Macros.

7.2.2 Pantalla Inicial:

La figura III-7-1 muestra la presentación inicial del programa

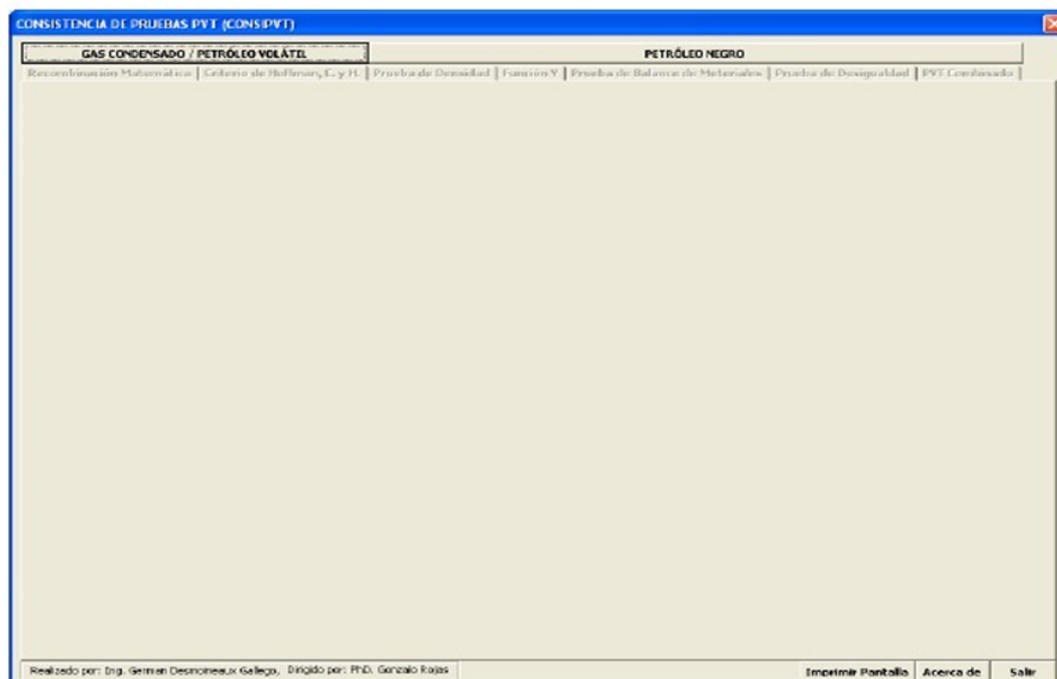


Fig. III-7-1 ventana inicial del programa

La pantalla contiene dos botones principales ubicados en la zona superior: “GAS CONDENSADO/PETRÓLEO VOLÁTIL” y “PETRÓLEO NEGRO”. Haciendo clic en cada uno de ellos, se habilitarán las pruebas de validación correspondientes, Figura III-7-2.

Para Gas Condensado y Petróleo Volátil: Recombinación Matemática y Criterio de Hoffman; para Petróleo Negro: Prueba de Densidad, Función Y, Prueba de Balance de Materiales, Prueba de Desigualdad y P.V.T Combinado. El Botón ubicado en la zona inferior derecha “Imp. Pantalla”, permite imprimir el formulario principal. Este proceso se realiza directamente a través del lenguaje Visual Basic de modo que debe configurar la impresora en “Panel de Control” con la opción “Orientación Horizontal” del papel

para que la impresión sea completa. Las demás impresiones de tablas de resultados no deben ser configuradas en panel de control puesto que se encuentran predeterminadas con hoja tipo carta e impresión vertical. Al imprimir alguna tabla de resultados, podrá elegir entre impresión normal o borrador, con esta última habrá ahorro de tinta.

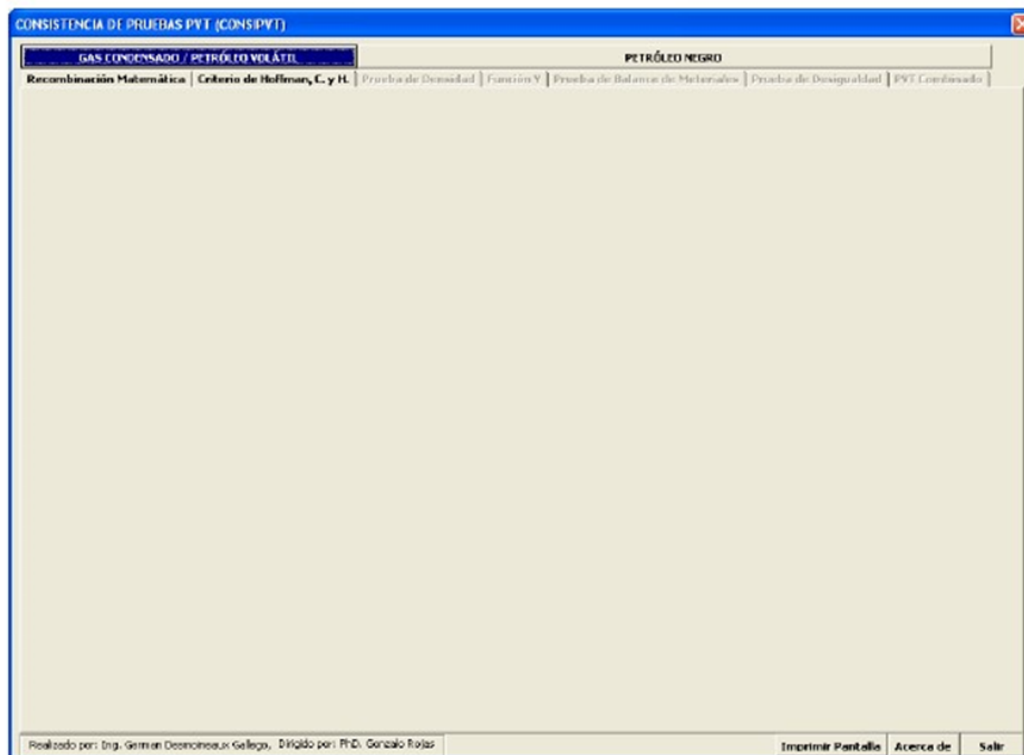


Fig. III-7-2 Gas condensado, Pruebas

7.3 Consistencia de las pruebas PVT

7.3.1 Gas Condensado/Petróleo Volátil:

7.3.1.1 Recombinación Matemática

Se realiza similarmente al procedimiento explicado en la sección 4.9.2.1 de este capítulo. La figura III-7-3 muestra la pantalla de la prueba “Recombinación Matemática”. Las tres columnas de celdas ubicada en la esquina superior izquierda de la vista, comprenden el porcentaje molar (del líquido, gas y fluido recombinado) de los diferentes componentes de la mezcla del separador de alta. Una vez introducidas las

Capítulo III: Fundamentos Teóricos

diferentes fracciones, se recomienda pulsar el botón “Sumatorias” para comprobar la totalidad del 100%. Utilice el punto (.) como símbolo decimal.

De igual manera se debe completar la información de Presión, Temperatura y RGL del Separador. Una vez introducido el Peso Molecular de las fracciones pesadas, se debe seleccionar el método para calcular la densidad líquida de los componentes pesados. Ésta se puede calcular a partir de la gravedad API, la gravedad específica o extrapolando a través del Peso Molecular. El cuadro inferior muestra el resultado de la densidad líquida del C₇₊ (gr/cc) a partir de cada método seleccionado.

CONSISTENCIA DE PRUEBAS PVT (CONSIPVT)

GAS CONDENSADO / PETRÓLEO VOLÁTIL

Recombinación Matemática | Criterio de Hoffman, C. y H. | Prueba de Densidad | Función Y | Prueba de Balance de Materiales | Prueba de Desigualdad | PVT Combinado

PETRÓLEO NEGRO

Componentes	1 X (% Mol. de Líquido)	2 Y (% Mol. de Gas)	3 Z (% Mol. Recombinado)
CO ₂			
N ₂			
Metano			
Etano			
Propano			
Isobutano			
Butano			
Isopentano			
Pentano			
Hexano			
Heptano Plus			

Sumatorias

Presión del Separador de Alta (psia):

Temperatura del Separador de alta (°F):

RGL del Separador de Alta (PCN/bl Sep.):

Propiedades el líquido de Separador (a P y T del Sep.):

M(lb/lbmol) Densidad (gr/cc)

Conocidas (Introducir)

Densidad Líquida Ajuste por Temperatura:

Ec. de Standing

Ec. de Will. T. Jr.

Aproximación de Standing y Katz

Método de Standing y Katz

Criterio de Hoffman, Crump y Ho

Presión del Separador

Resultados

Realizado por: Ing. German Desnoesaux Gallardo, Dirigido por: PhD. Gonzalo Rojas

Imprimir Pantalla | Acerca de | Salir

Fig. III-7-3 Recombinación Matemática

Las propiedades del líquido de separador pueden ser calculadas o simplemente introducidas si se conocen. Pueden ser calculadas a través del Método de Standing y Katz.

7.3.1.1.1 Propiedades del líquido de separador

7.3.1.1.1.1 Método de Standing y Katz

Se realiza de manera similar al procedimiento explicado en la sección 4.9.2.1 para calcular la densidad del líquido de separador.

7.3.1.2 Cálculo de X_i

Se procede similarmente a los procedimientos explicados en las secciones 4.9.2.2 y 5.3.2.2 para gas condensado y petróleo volátil respectivamente.

7.3.1.3 Constantes de equilibrio

Se calculan a través de la ec. (4-25). Las constantes de equilibrio son una medida de la volatilidad de una sustancia, de tal manera que los componentes livianos presentan mayores K_i que los pesados.

7.3.1.4 Criterio de Hoffman, Crump y Hoccott

Se aplica un procedimiento similar al explicado en la sección 4.9.2.3. La figura III-7-4 muestra la pantalla del Criterio de Hoffman, Crump y Hoccott la cual presenta una casilla de selección donde se especifica a qué tipo de fluido fue realizada la prueba CVD. Una vez seleccionado alguna opción (Gas Condensado o Petróleo Volátil), aparecerán las casillas correspondientes para la completación de los datos necesarios para su validación.

CONSISTENCIA DE PRUEBAS PVT (CONSPVT)

GAS CONDENSADO / PETRÓLEO VOLÁTIL **PETRÓLEO NEGRO**

Recombinación Matemática Criterio de Hoffman, C. y H. Prueba de Densidad Función Y Prueba de Balance de Materiales Prueba de Desigualdad PVT Combinado

Tipo de Fluido: ☒ Gas Condensado ☐ Petróleo Volátil

Estudio de Depleción: Composición Porcentual Molar del Gas a Diferentes Presiones (Prueba C.V.D.)

Temperatura (°F):

Nivel de Presión (Lpcm):

Presión de Rocío: $P_2 < P_{Rocío}$ $P_3 < P_2$ $P_4 < P_3$ $P_5 < P_4$ $P_6 < P_5$ $P_7 < P_6$ $P_8 < P_7$

Yi

	Yi	Yi	Yi	Yi	Yi	Yi	Yi	Yi
CO2								
N2								
Metano								
Etano								
Propano								
Iso-Butano								
Butano								
Iso-Pentano								
Pentano								
Hexano								
Heptano Plus								

Sumatorias

Peso Molecular del

Gravedad Espec. del

Zg

Producción de la Celda:

% Acum. Volumétrico

% Acum. Molar

Zzf (Calcular)

Realizado por: Ing. German Desmoineaux Gallego, Dirigido por: PhD. Gonzalo Rojas

Imprimir Pantalla Acerca de Salir

Fig. III-7-4 Criterio de Hoffman, Crump y Hoccott

Una vez completada la información requerida: temperatura de la prueba, niveles de presión, porcentaje molar de los componentes a cada nivel de presión, factor de compresibilidad del gas, peso molecular y gravedad específica de las fracciones pesadas; se recomienda pulsar el botón “Sumatorias” para comprobar que la agrupación de los componentes totaliza el 100%.

Existen dos opciones a introducir la producción de la celda: porcentaje acumulado volumétrico o porcentaje acumulado molar, seleccione una de las opciones e introduzca los datos. Si la Prueba fue realizada a un Gas Condensado, presione el botón “Zzf (Calcular)” y compare estos valores con los reportados en la Prueba CVD. De este modo puede confirmar que la producción acumulada (porcentaje volumétrico o molar) fue considerada de manera correcta.

Seguidamente introduzca el porcentaje de líquido en la celda a cada nivel de presión, para tal fin presione el botón “Líquido Retrógrado”, para Gas Condensado o “Líquido

Capítulo III: Fundamentos Teóricos

en la Celda”, para Petróleo Volátil. Aparecerá una nueva pantalla mostrada en la figura III-7-5. Presionando el botón “Gráficos” podrá observar los resultados obtenidos (figura III-7-6). Esta pantalla ofrece un panel de botones ubicados en la zona superior de la pantalla, con éstos podrá trazar tendencias lineales a través de los diferentes componente a cada nivel de presión (usando el método de mínimos cuadrados), borrar tendencias, imprimir el gráfico, mostrar la tabla de resultados, unir los puntos de los componentes de la mezcla para cada nivel de presión, observar la gráfica del criterio de Hoffman aplicado a la presión del Separador y volver al programa.

CONSISTENCIA DE PRUEBAS PVT (CONSIPVT)

GAS CONDENSADO / PETRÓLEO VOLÁTIL

PETRÓLEO NEGRO

Recombinación Matemática Criterio de Hoffman, C. y H. Prueba de Densidad Función Y Prueba de Balance de Materiales Prueba de Desigualdad PVT Combinado

Tipo de Fluido
☒ Gas Condensado ☐ Petróleo Volátil

Temperatura (°F)

Estudio de Depleción
 Composición Porcentual Molar del Gas a Diferentes Presiones (Prueba C.V.D.)

Líquido Retrógrado Gráficos

Nivel de Presión (Lpcm) Presión de Rocío P2 < P.Rocío

Yi Yi

CO2

N2

Metano

Etano

Propano

Iso-Butano

Butano

Iso-Pentano

Pentano

Hexano

Heptano Plus

Sumatorias

Peso Molecular del

Gravedad Espec. del

Zg

Producción de la Celda

% Acum. Volumétrico

% Acum. Molar

Zzf (Calcular)

Realizado por: Ing. German Desnoineaux Gallego, Dirigido por: PhD. Gonzalo Rojas

Imprimir Pantalla Acerca de Salir

Líquido en la Celda

Líquido en la Celda Durante el Agotamiento de Presión

Presión (Lpcm) Volumen del Líquido (%)

9500

8500

7500

6500

5500

4500

3500

2500

Aceptar

P6 < P5 P7 < P6 P8 < P7

4500 3500 2500

Yi Yi Yi

Fig. III-7-5 Ventana Prueba CCE

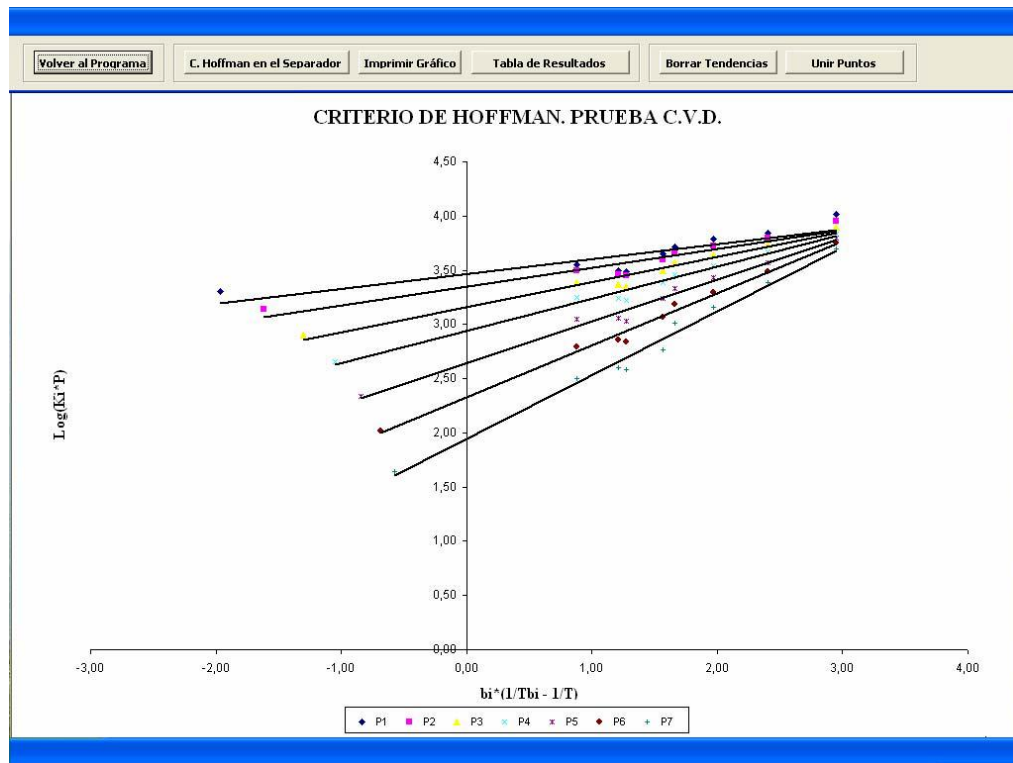


Fig. III-7-6 Criterio de Hoffman, Prueba CVD

7.3.1.5 Producción de la celda

Si selecciona la opción “Porcentaje Acumulativo Volumétrico”, la diferencia entre el volumen acumulado a una presión k y la anterior, será la utilizada como ΔV_{gk} .

Si selecciona la opción “Porcentaje Acumulativo Molar”, ΔN_{gk} será la diferencia entre el porcentaje molar acumulado a una presión k y la anterior multiplicado por los moles iniciales entre 100.

7.3.2 Petróleo Negro:

7.3.2.1 Prueba de densidad

Se procede de manera similar a la sección 3.3.2. La figura III-7-7 muestra la pantalla de la prueba de densidad. La casilla de selección ubicada en la zona superior izquierda, permite elegir el número de etapas de separación. El rango comprende de dos (un

separador + tanque de almacenamiento) a cuatro etapas (tres separadores + tanque de almacenamiento)

The screenshot shows the 'CONSISTENCIA DE PRUEBAS PVT (CONSPVT)' software window. The title bar is blue with the text 'CONSISTENCIA DE PRUEBAS PVT (CONSPVT)'. Below the title bar, there are two tabs: 'GAS CONDENSADO / PETRÓLEO VOLÁTIL' and 'PETRÓLEO NEGRO'. The 'PETRÓLEO NEGRO' tab is selected. Under this tab, there are several sub-tabs: 'Recombinación Matemática', 'Criterio de Hoffman, C. y H.', 'Prueba de Densidad', 'Función Y', 'Prueba de Balance de Materiales', 'Prueba de Desigualdad', and 'PVT Combinado'. The 'Prueba de Densidad' sub-tab is selected.

The main area is divided into two columns. The left column contains input fields for the test parameters:

- Número de Etapas:** Radio buttons for 'Dos', 'Tres', and 'Cuatro'.
- Densidad del Petróleo Saturado a Pb y T de la Prueba de Liberación Diferencial (gr/cc):** A text input field.
- Prueba de Separador:** A section containing:
 - Factor Volumétrico del Petróleo en la Prueba de Separador, BoFb (res. lb@Pb/BN):** A text input field.
 - Separador:** A dropdown menu with options 'Primario', 'Secundario', and 'Terciario'.
 - Tanque:** A section containing three text input fields:
 - Relación Gas-Petróleo en Solución, Rs (PCN/BN):**
 - Gravedad Específica del Gas (aire=1):**
 - °API (Crudo) de Tanque:**

The right column contains the results section:

- Resultados:** A section containing:
 - Calcular Densidad:** A button.
 - Densidad Calculada del petróleo Saturado (gr/cc):** A text input field.
 - Porcentaje de Error:** A text input field.
 - Conclusión:** A text input field.

At the bottom of the window, there is a status bar with the text 'Realizado por: Ing. German Desmoinesux Gallego, Dirigido por: PhD. Gonzalo Rojas'. On the right side of the status bar, there are three buttons: 'Imprimir Pantalla', 'Acerca de', and 'Salir'.

Fig. III-7-7 Prueba de Densidad

Una vez introducida la información requerida, presione el botón “Calcular Densidad”, se mostrará la densidad calculada del petróleo saturado en lb/BY así como también el porcentaje de error y la conclusión de la prueba (“Válida” si el porcentaje de error es menor o igual a 5, “No Válida” si es mayor).

7.3.2.2 Función Y

Se realiza un procedimiento similar al explicado en la sección 3.3.3. Sistemas compuestos básicamente por hidrocarburos de baja compresibilidad muestran una relación lineal de Y con presión. Si el crudo presenta alto contenido de componentes no hidrocarburos, la función Y se aleja del comportamiento lineal. La figura III-7-8 muestra la pantalla de la Función Y.

CONSISTENCIA DE PRUEBAS PVT (CONSPVT)

GAS CONDENSADO / PETRÓLEO VOLÁTIL PETRÓLEO NEGRO

Recombinación Matemática Criterio de Hoffman, C. y H. **Prueba de Densidad** **Función Y** Prueba de Balance de Materiales Prueba de Desigualdad PVT Combinado

Relación Presión Volumen

Nivel de Presión (Lpcm)

Presión de Burbuja

P2 (< Pb)

P3 (< P2)

P4 (< P3)

P5 (< P4)

P6 (< P5)

P7 (< P6)

P8 (< P7)

P9 (< P8)

P10 (< P9)

☐ Volumen Bifásico (cc)

☒ Volumen Relativo

Gráfico

Realizado por: Ing. German Desmoineaux Gallego, Dirigido por: PhD. Gonzalo Rojas

Imprimir Pantalla Acerca de Salir

Fig. III-7-8 Función Y

7.3.2.3 Prueba de balance de materiales

Se procede de manera similar a la sección 3.3.4. La figura III-7-9 muestra la pantalla de la prueba de Balance de Materiales. Una vez introducida la información requerida: temperatura de la prueba ($^{\circ}\text{F}$), gravedad API del crudo residual, R_s experimental (PCN/BN), factor volumétrico del petróleo (BY/BN), densidad del petróleo (lb/BY) y la gravedad específica del gas para cada nivel de presión; presione el botón “Calcular”. En la pantalla aparecerán los resultados: masa de petróleo (gr), masa de gas en solución (gr), volumen de gas en solución (PCN), R_s calculado (PCN/BN), porcentaje de error entre R_s experimental y R_s calculado, resultado de la prueba (“Válida” $E \leq 5\%$, “No Válida” $E > 5\%$); para cada nivel de presión.

CONSISTENCIA DE PRUEBAS PVT (CONSIPVT)

GAS CONDENSADO / PETRÓLEO VOLÁTIL | **PETRÓLEO NEGRO**

Recombinación Matemática | Criterio de Hoffman, C. y H. | **Prueba de Densidad** | Función Y | Prueba de Balance de Materiales | Prueba de Desigualdad | PVT Combinado

Temperatura de la Prueba (°F)

°API del Crudo residual

	Presión Atm.	P3 > P. Atm.	P4 > P3	P5 > P4	P6 > P5	P7 > P6	P8 > P7	P9 > P8	P10 > P9
Presión (Lpcm)	0								
Rs Exp. (PCN/BN)	0								
Factor Vol. del petróleo									
Densidad del Petróleo (gr/cc)									
Gravedad Específica del Gas									

Masa de Petróleo (gr)

Masa de Gas en solución (gr)

Volumen de Gas en Solución (PCN)

Rs Calculada (PCN/BN)

Error entre Rs Exp. y Rs Cal. (%)

Resultado

Realizado por: Ing. German Desmoineaux Gallego, Dirigido por: PhD. Gonzalo Rojas

Fig. III-7-9 Prueba de Balance de Materiales

7.3.2.4 Prueba de desigualdad

Se realiza similarmente al procedimiento explicado en la sección 3.3.5. La figura III-7-10 muestra la pantalla de la prueba de desigualdad. Introduzca los valores requeridos: factor volumétrico del petróleo (BY/BN), factor volumétrico del gas (PCY/PCN), Rs (PCN/BN): para cada nivel de presión. Luego presión “Calcular”, aparecerán en pantalla los valores de $\partial B_{od}/\partial P$ y $B_g \times \partial R_{sd}/\partial P$ para cada nivel de presión, así como también el resultado de la desigualdad.

CONSISTENCIA DE PRUEBAS PVT (CONSIPVT)

GAS CONDENSADO / PETRÓLEO VOLÁTIL | **PETRÓLEO NEGRO**

Recombinación Matemática | Criterio de Hoffman, C. y H. | Prueba de Densidad | Función Y | Prueba de Balance de Materiales | Prueba de Desigualdad | PVT Combinado

	Presión de Burbuja	P2 < Pb	P3 < P2	P4 < P3	P5 < P4	P6 < P5	P4 < P3	P5 < P4	P6 < P5
Presión (Lpcm)									
Factor Volumétrico del Petróleo (BY/BN)									
Factor Volumétrico del Gas (PCN/BN)	-								
Rel. Gas-Pet. en Sol. Rs (PCY/PCN)									
$\partial B_o / \partial P$									
$B_g^* \partial R_s / \partial P$									

Desigualdad $\partial B_o / \partial P < B_g^* \partial R_s / \partial P$

Realizado por: Ing. German Desmoineaux Gallego, Dirigido por: PhD. Gonzalo Rojas

Fig. III-7-10 Prueba de Desigualdad

7.3.2.5 P.V.T. Combinado

Se procede de manera similar a la sección 6.3. La figura III-7-11 muestra la pantalla del PVT combinado.

Fig. III-7-11 PVT Combinado

7.4 Soluciones a problemas frecuentes

- No se observa la totalidad del formulario. Solución: aumente la resolución de la pantalla en “Panel de Control”, “Pantalla”.
- Los gráficos presentan ventanas emergentes del menú de Excel las cuales no pueden cerrarse directamente: la aparición de estas ventanas depende de la configuración personal de Excel. Solución: abra un documento nuevo de Excel, seleccione en el menú “Ver” la opción “Pantalla Completa”. En esta configuración aparecerá la ventana emergente que se muestra en el programa, ciérrela y vuelva a seleccionar en el menú “Ver” la opción “Pantalla Completa”.
- Error 1004 en tiempo de ejecución, error que aparece al hacer clic en la opción guardar de algún gráfico o criterio de validación. Solución: antes de elegir la opción “Guardar” de alguna prueba de validación complete todos los datos,

cálculos y gráficos que se generan por cada tipo de fluido (gas condensado, petróleo volátil y petróleo negro), presione la opción “Guardar” de alguna de las pruebas, aparecerá el error y en esa ventana seleccione la opción finalizar, se cerrará el programa y se abrirán “Dos” hojas de Excel, una llamada “Libro1” y otra llamada “CONSIPVT1.4”; la hoja llamada “Libro1” contiene únicamente información de la prueba en la que seleccionó la opción guardar y la hoja llamada “CONSIPVT1.4” contiene toda la información generada de la última sesión del programa CONSIPVT 1.4, por lo tanto la hoja llamada “Libro1” no es de interés alguno, seleccione la opción cerrar (de esta hoja) y no guardar; para guardar la hoja “CONSIPVT1.4” seleccione minimizar, vuelva a abrir la hoja y aparecerá la opción “Guardar como”. Nota1: no modifique ninguna celda, pestaña o datos de esta hoja porque todas las pestañas están relacionadas entre sí, y al eliminar alguna o modificarla cambian todos los resultados. Nota2: se recomienda el uso del programa “CONSIPVT 1.4” en versiones de “Windows” inferiores a “Windows 8”, ya que en este presenta algunas incompatibilidades con “Microsoft Visual Basic” (donde está diseñado el programa), que afectan ampliamente el rendimiento del mismo.

CAPÍTULO IV

RESULTADOS Y ANÁLISIS

El **Capítulo III: Fundamentos Teóricos** es el resultado principal de este TEG, el cual representa el “MANUAL PARA LA VALIDACIÓN DE ESTUDIOS PVT DE FLUIDOS DE YACIMIENTOS EN VENEZUELA”.

Los resultados y análisis que se presentarán a continuación se obtuvieron del programa CONSIPVT1.4 aplicado a PVTs de Petróleo Negro, Gas Condensado y Petróleo Volátil de Yacimientos Venezolanos disponibles en los apéndices B, C y D respectivamente. Con estos se representa la culminación de los objetivos del TEG.

VALIDACIÓN PVT DE PETRÓLEO NEGRO

Representatividad de la muestra:

Para evaluar esta prueba se hizo una comparación entre las siguientes presiones de yacimiento:

Presión Original del Yacimiento (lpcm)	1476
Ultima Presión del Yacimiento (Pozo, lpcm)	1476

Donde se puede observar que las presiones son iguales, lo que significa que la zona del yacimiento donde se encuentra el pozo esta virgen y por lo tanto la muestra obtenida del mismo es “REPRESENTATIVA”.

Prueba de densidad:

En la tabla IV-1 se presentan los resultados de esta prueba.

Capítulo IV: Resultados y Análisis

Tabla IV-1 Resultados de la prueba de densidad de petróleo negro

	ρ_{odb}	0,9459	SEPARADORES		
	Bofb (res.bl a Pb/BN)	1,0641	PRIMARIO	SECUNDARIO	TERCIARIO
SEPARADOR	Rs (PCN/BN)		108	0	0
	Gravedad Específica del Gas (aire=1)		0,5622	0	0
TANQUE	Rs (PCN/BN)	108			
	Gravedad Específica del Gas (aire=1)	0,5622			
	°API(crudo) de Tanque	10,2			
	ρ_{ofb} (lb/BY)	337,1627367			
	ρ_{ofb} (gr/cc)	0,96328006			
	Porcentaje de error	1,804258			
	Condición de la Prueba	PRUEBA	VÁLIDA		

Se puede observar que la diferencia entre la densidad calculada a través de los datos de la prueba de separador con la densidad de la prueba de liberación diferencial es menor al 5%, lo que indica que los datos de la prueba de separador son correctos y correspondientes al fluido del yacimiento por lo que se considera esta prueba como VÁLIDA.

Linealidad de la Función Y:

Los resultados se presentan en la tabla IV-2 y Fig. IV-1.

Tabla IV-2 Resultados de la función Y de petróleo negro

	P. Burbuja								
Niveles de Presión (Lpcm)	1180	1000	840	720	640	580	470	380	0
Volumen Relativo	1	1,0272	1,065	1,1079	1,1474	1,1855	1,2842	1,4119	0
Volumen Bifásico a P. (cc)	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Función Y	0	6,5218	6,1200	5,8026	5,5957	5,4389	5,1542	4,9207	0

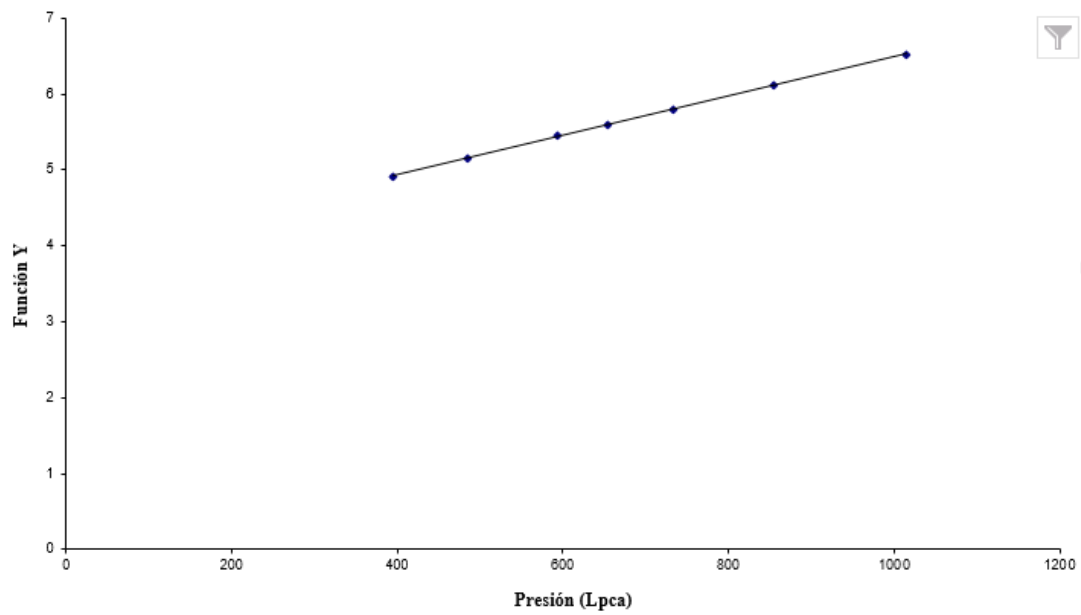


Fig. IV-1 Función Y de petróleo negro

Como podemos observar la gráfica de la función Y no muestra dispersión, lo que indica que la expansión a composición constante (CCE) es VÁLIDA (Pb correcta).

Prueba de Balance de Materiales:

Los resultados se presentan en la tabla IV-3.

Tabla IV-3 Resultados del balance de materiales de petróleo negro

T de la Prueba (°F)	158									
°API del crudo residual	9,3									
Volumen de Petróleo a 14,7 Lpca y 60 °F (cc)	1000									
P Lpcm	0*	0*	50	105	190	300	410	540	750	960
T a (°F)*	60*	158**	158	158	158	158	158	158	158	158
Rs Exp (PCN/BN)	0	0	19	33	47	56	64	72	85	99
Bo (BY/BN)	1	1,0256	1,0344	1,0396	1,045	1,05	1,0542	1,0581	1,0642	1,0705
ρ_a (gr/cc)	0	0,9789	0,9729	0,9697	0,9663	0,9628	0,9599	0,9572	0,9531	0,9492
γ_g	0	0,5757	0,5718	0,5688	0,5657	0,5627	0,5606	0,5592	0,558	0,5569
Mo (gr)	1004,97	1003,96	1006,36	1008,1	1009,78	1010,94	1011,92	1012,81	1014,28	1016,11
Mg (gr)	0	- 1,0118	2,4079	1,7324	1,6834	1,1565	0,9866	0,8867	1,4757	1,830
Vg (PCN)	0	0	0,121	0,0873	0,0853	0,0589	0,0505	0,0456	0,076	0,0945
Rs Cal (PCN/BN)	0	0	19,16	33,04	46,6	55,96	64	71,24	83,33	98,35
% de Error entre Rs Experimental y Rs Calculada			0,8330	0,1145	0,8696	0,0721	0,0139	1,0712	2,01	0,6661
Resultado			VÁLIDA (E<%5)	VÁLIDA (E<%5)	VÁLIDA (E<%5)	VÁLIDA (E<%5)	VÁLIDA (E<%5)	VÁLIDA (E<%5)	VÁLIDA (E<%5)	VÁLIDA (E<%5)

*Presión y Temperatura a condiciones Ambientales.

** Temperatura a condiciones de Yacimiento.

Como se puede observar, el balance de masa se cumple para todas las etapas de agotamiento de presión, por lo tanto la prueba es VÁLIDA.

Prueba de Desigualdad:

Los resultados se presentan en la tabla IV-4.

Capítulo IV: Resultados y Análisis

Tabla IV-4 Resultados de la prueba de desigualdad de petróleo negro

Presión (Lpcm)	1180	960	750	540	410	300	190	105	50
Factor Volumétrico del Petróleo (BY/BN)	1,0769	1,0705	1,0642	1,0581	1,0542	1,05	1,045	1,0396	1,0344
Factor Volumétrico de Gas (PCY/PCN)	0	0,0167	0,0216	0,0301	0,04	0,0541	0,0838	0,1441	0,2673
Relación Gas-Petróleo en Solución (PCY/PCN)	120	99	85	72	64	56	47	33	19
Diferencial de Bo/Diferencial de P		0,000029	0,000029	0,000029	0,00003	0,000038	0,000045	0,00006	0,00009
Bg*Diferencial de Rs/Diferencial de P		0,000283	0,000255	0,000332	0,000435	0,0007	0,0012	0,0042	0,0121
Desigualdad		Se Cumple	Se Cumple	Se Cumple	Se Cumple	Se Cumple	Se Cumple	Se Cumple	Se Cumple

Como se observa la desigualdad se cumple en todas las presiones de agotamiento, por lo tanto la prueba es VÁLIDA. Debido a que los datos PVT pasaron todas las pruebas de consistencia, se puede decir que el PVT es “VÁLIDO” y “REPRESENTATIVO”.

PVT Combinado:

Los resultados se presentan en la tabla IV-5 y Fig. IV-2

Tabla IV-5 Resultados del PVT combinado de petróleo negro

Gas en Solución a Pb. Medida en la Prueba de Separado, Rsb _f (PCN/BN)			108		
Volumen Relativo del Petróleo (Bob _f) a Pb. Medida en la Prueba de Separado (BY/BN)			1,0641		
Resultados de la Prueba P.V.T			P.V.T Combinado		
Prueba de Liberación Diferencia (d)				Ajuste a condiciones de Separador	
	Presión (Lpcm)	Rsd (PCNYBN)	Bod (BY/BN)	Rs (PCN/BN)	Bo (BY/BN)
Pb	1180	120	1,0769	108	1,0641
	960	99	1,0705	89,1	1,0577
	750	85	1,0642	76,5	1,0515
	540	72	1,0581	64,8	1,0455
	410	64	1,0542	57,6	1,0416
	300	56	1,05	50,4	1,0375
	190	47	1,045	42,3	1,0325
	105	33	1,0396	29,7	1,0272
	50	19	1,0344	17,1	1,0221
	0	0	1,0256	0	1,0134

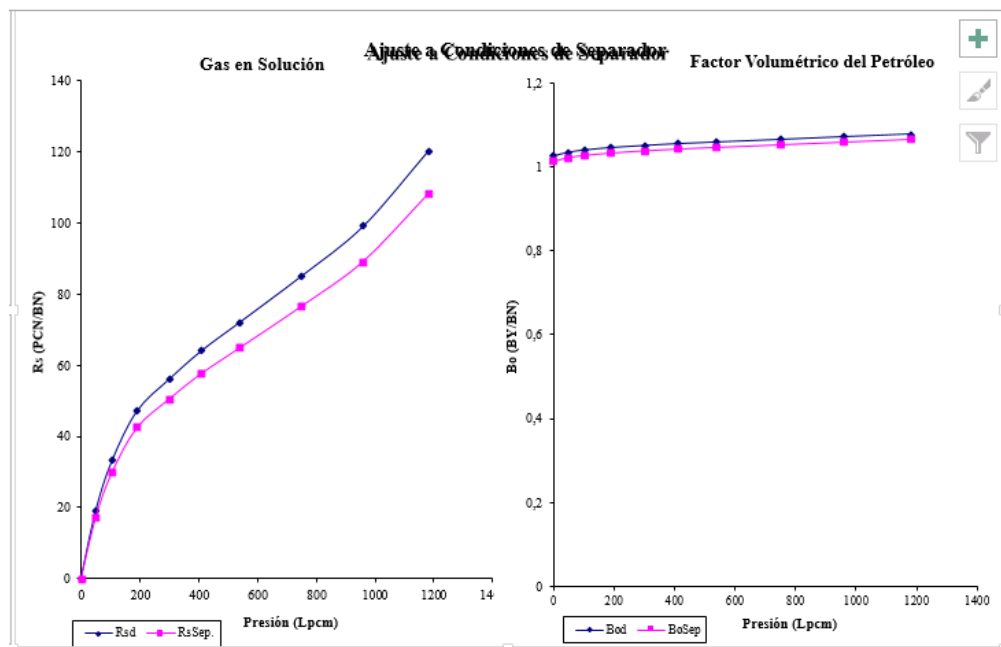


Fig. IV-2 Comparación de R_s y B_o de las pruebas de separador y diferencial de petróleo negro

La gráfica IV-2 muestra bastante semejanza en las condiciones de las pruebas, lo que indica que el PVT Combinado es suficientemente aproximado al verdadero comportamiento de estas propiedades en el yacimiento. Obtenido el PVT combinado, se pueden utilizar los datos del mismo para cálculos integrados de yacimientos.

VALIDACIÓN PVT DE GAS CONDENSADO

Representatividad de la muestra:

Se evalúa comparando las siguientes presiones de yacimiento:

Presión original del yacimiento (lpcm)	7806
Presión anterior del yacimiento (Pozo, lpcm)	7806

Como se observa las presiones son iguales, por lo tanto la muestra obtenida del pozo es “REPRESENTATIVA”.

Recombinación matemática:

Los resultados se presentan en la tabla IV-6.

Tabla IV-6 Resultados de la recombinación matemática de gas condensado

Componentes	Zi (Prueba)	Zi (Calculado)	% de Error	
CO ₂	2,60	2,5989	0,04	
N ₂	0,09	0,0923	2,5957	
C1	75,57	75,5432	0,0353	Error Aceptable (≤2%)
C2	5,53	5,5312	0,0228	
C3	3,10	3,0968	0,1013	
i-C4	0,71	0,7151	0,729	
n-C4	1,35	1,3523	0,1717	
i-C5	0,73	0,7316	0,2324	
n-C5	0,70	0,697	0,425	
C6	0,71	0,7096	0,0545	
C7 ⁺	8,91	8,9314	0,2408	Error Aceptable (≤5%)
Sumatoria	100	100		
Corrección Temp. P Liq. Sep Ecuación de Standing				
Densidad Líquida del C7 ⁺ (gr/cc)			0,8333	
Propiedades del Líquido del separado (a P y T del separador)				
	M(Lb/Lbmol)	134,3009		
	ρ (Lb/cc)	47,8012		
(Método de Standing y Katz)				
PRUEBA CONSISTENTE				

Como se puede observar, el factor de desviación o compresibilidad del gas (Z) experimental comparado al calculado a través del balance molar realizado con las fases líquida y gaseosa del análisis composicional para el metano y C₇₊ reflejan porcentajes de diferencias menores del 1% (resultados favorables), lo que indica que el análisis composicional se realizó adecuadamente y por lo tanto la prueba es VÁLIDA.

Criterio de Hoffman, Crump y Hoccott:

Los resultados se presentan en las tablas IV-7-10 y en las Figs. IV-3-6.

Capítulo IV: Resultados y Análisis

Tabla IV-7 Fracción molar del líquido a los diferentes niveles de presión (Xi) de gas condensado

Componentes	Presión (Lpcm)							Tc (1)	Pc (1)	Tb (1)
	6800	6000	5000	4000	3000	2200	1400	(°R)	Lpca	(°R)
CO2	0,026	0,0273	0,0274	0,0271	0,0264	0,0260	0,0256	547,9	1071	350,743
N2	0,0009	0,0003	0,0004	0,0005	0,0006	0,0007	0,0007	227,6	493	139,549
C1	0,4865	0,5356	0,5262	0,5392	0,5786	0,6202	0,6640	343,37	667,8	201,27
C2	0,0569	0,0566	0,0567	0,0555	0,0542	0,0530	0,0522	550,09	707,8	332,51
C3	0,0392	0,0376	0,0376	0,0374	0,0355	0,0337	0,0321	666,01	616,3	416,25
i-C4	0,0104	0,0104	0,0108	0,0103	0,0098	0,0089	0,0082	734,98	529,1	470,78
n-C4	0,0201	0,0194	0,02	0,0199	0,0186	0,0171	0,0156	765,65	550,7	491,08
i-C5	0,0122	0,0119	0,0124	0,0123	0,0115	0,0105	0,0094	829,1	490,4	542,12
n-C5	0,0136	0,0129	0,0131	0,013	0,012	0,0108	0,0094	845,7	488,6	556,92
C6	0,0186	0,0163	0,0169	0,0164	0,0148	0,013	0,0112	913,7	436,9	615,72
C7+	0,3157	0,2719	0,2785	0,2683	0,238	0,2062	0,1715			

(1) Datos tabulados, (2) Calculado

Psc, Tsc y Pb de los Componentes Pesados				Moles de Gas y Líquido	
Presión (Lpcm)	Psc (Lpca)	Tsc (°R)	Tb (°R)	Ng(2)	NL(2)
7475	322	1203,49	908,14	0,7456	0
6800	341	1196,82	888,29	0,6690	0,0428
6000	349,6	1168,45	854,06	0,5769	0,0965
5000	365	1146,44	823,63	0,4921	0,1253
4000	380,53	1125,09	795,63	0,4071	0,1511
3000	391,26	1109	776,15	0,3140	0,1861
2200	401,6	1095,33	760,07	0,2338	0,2257
1400	405,22	1088,86	753,13	0,1495	0,2834

Tsc y Psc Calculados a partir de la Ec. De Standing. Tb, Ec. De Whitson

Capítulo IV: Resultados y Análisis

Tabla IV-8 Constantes de equilibrio (K_i) de gas condensado

Presión (Lpcm)	CO ₂	N ₂	C ₁	C ₂	C ₃	i-C ₄	n-C ₄	i-C ₅	n-C ₅	C ₆	C ₇ ⁺
6800	1	1	1,59	0,97	0,78	0,66	0,65	0,57	0,49	0,34	0,24
6000	0,95	3,81	1,47	0,97	0,80	0,64	0,65	0,56	0,47	0,35	0,23
5000	0,94	2,32	1,53	0,97	0,79	0,58	0,60	0,50	0,44	0,30	0,17
4000	0,95	1,90	1,51	1	0,78	0,60	0,59	0,48	0,41	0,27	0,15
3000	0,98	1,62	1,42	1,03	0,83	0,63	0,63	0,50	0,43	0,28	0,14
2200	1,01	1,46	1,33	1,08	0,89	0,71	0,69	0,54	0,47	0,31	0,14
1400	1,05	1,34	1,23	1,15	0,98	0,81	0,79	0,63	0,57	0,37	0,16

Tabla IV-9 Criterio de Hoffman prueba CVD de gas condensado

Com pone nte	Presión (Lpcm)													
	6800		6000		5000		4000		3000		2200		1400	
	bi(1/ Ttbi - 1/T)	Log(Ki* P)	bi(1/ Ttbi - 1/T)	Log(Ki* P)	bi(1/ Ttbi - 1/T)	Log(Ki* P)	bi(1/ Ttbi - 1/T)	Log(Ki* P)	bi(1/ Ttbi - 1/T)	Log(Ki* P)	bi(1/ Ttbi - 1/T)	Log(Ki* P)	bi(1/ Ttbi - 1/T)	Log(Ki* P)
CO ₂	2,63	3,83	2,63	3,75	2,63	3,67	2,63	3,58	2,63	3,47	2,63	3,35	2,63	3,17
N ₂	3,17	3,83	3,17	4,36	3,17	4,06	3,17	3,88	3,17	3,68	3,17	3,51	3,17	3,27
C ₁	2,87	4,03	2,87	3,94	2,87	3,88	2,87	3,78	2,87	3,63	2,87	3,47	2,87	3,24
C ₂	2,27	3,82	2,27	3,76	2,27	3,7	2,27	3,6	2,27	3,5	2,27	3,37	2,27	3,21
C ₃	1,8	3,72	1,8	3,68	1,8	3,6	1,8	3,5	1,8	3,4	1,8	3,3	1,8	3,14
i-C ₄	1,47	3,66	1,47	3,58	1,47	3,47	1,47	3,38	1,47	3,27	1,47	3,2	1,47	3,06
n-C ₄	1,36	3,65	1,36	3,6	1,36	3,48	1,36	3,37	1,36	3,28	1,36	3,18	1,36	3,05
i-C ₅	1,05	3,6	1,05	3,52	1,05	3,4	1,05	3,28	1,05	3,17	1,05	3,08	1,05	2,95
n-C ₅	0,97	3,52	0,97	3,45	0,97	3,34	0,97	3,21	0,97	3,11	0,97	3,02	0,97	2,91
C ₆	0,62	3,37	0,62	3,32	0,62	3,17	0,62	3,04	0,62	2,93	0,62	2,84	0,62	2,71
C ₇ ⁺	-1,3	3,21	- 1,01	3,13	- 0,77	2,94	-0,6	2,76	- 0,42	2,62	- 0,31	2,5	-0,3	2,35

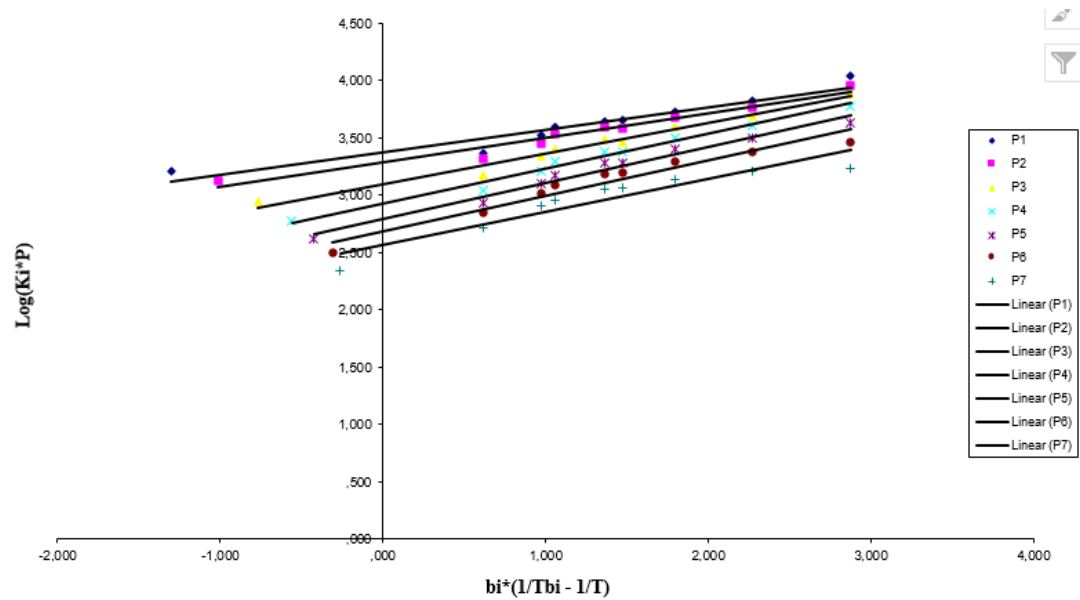


Fig. IV-3 Criterio de Hoffman prueba CVD de gas condensado

Tabla IV-10 Criterio de Hoffman prueba de separador de gas condensado

Temperatura del Separador (°F)		128			
	Presión (Lpcm)				
	430				
Componentes	bi(1/Ttbi-1/T)	Log(Ki*P)	(°R)	(Lpca)	(°F)
CO2	2,088	3,685	548	1071	-109,26
N2	3,007	3,046	227,6	493	-320,45
C1	2,634	3,618	343,37	667,8	-258,73
C2	1,848	2,984	550,1	707,8	-127,5
C3	1,264	2,56	666	616,3	-43,75
i-C4	0,863	2,223	735	529,1	10,78
n-C4	0,7232	2,085	765,65	550,7	31,08
i-C5	0,3433	1,7	829,1	490,4	82,12
n-C5	0,2355	1,615	845,7	488,6	96,92
C6	-0,213	1,485	913,7	437	155,72
C7+	-3,018	0,135	1206,6(2)	321,5(2)	451,7(2)

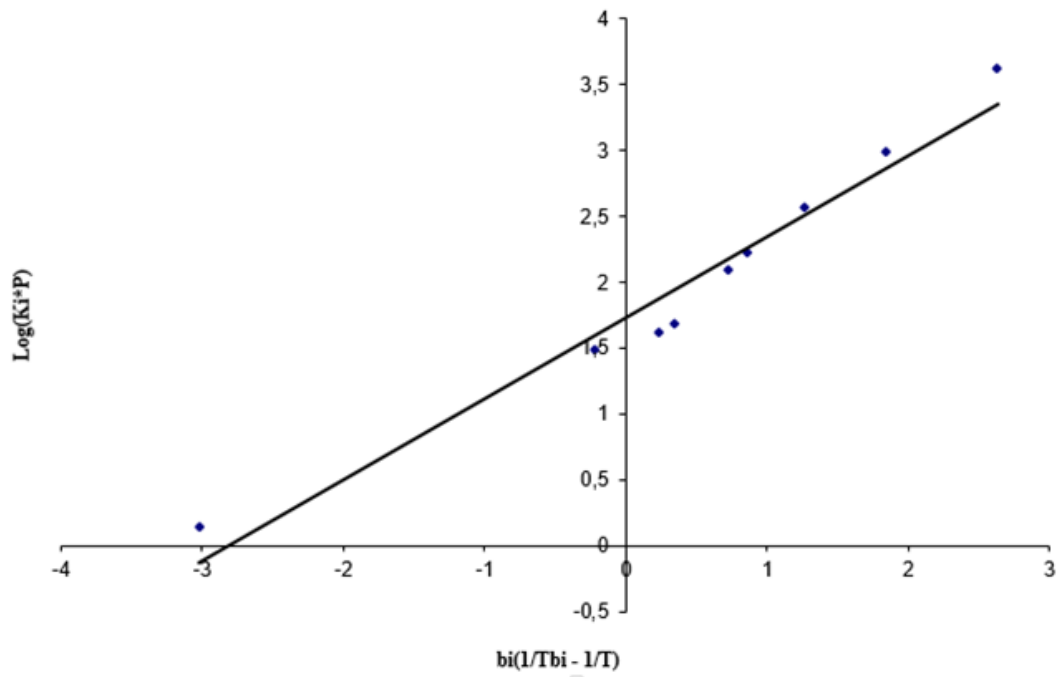


Fig. IV-4 Criterio de Hoffman prueba de separador de gas condensado

Si se observa detenidamente los gráficos IV-3 y 4, se puede notar que hay una pequeña dispersión entre los puntos y las líneas de tendencia, esto se puede deber a que se tomaron mediciones deficientes en los flujos de gas y líquido en el separador y/o no se permitió equilibrio termodinámico entre las fases gaseosa y líquida (el tiempo para establecer el equilibrio por cada agotamiento fue corto); Sin embargo, como la dispersión no fue de alto grado de magnitud, se considera que la prueba es VÁLIDA. Adicionalmente se puede corroborar también la consistencia de las pruebas a través de los gráficos del $\log(X_i)$, $\log(Y_i)$ y $\log(K_i)$ versus Presión, y de huella digital. Por algún motivo desconocido el programa no arrojó los gráficos del $\log(Y_i)$ vs P, ni la Huella Digital del gas (variación de la fracción gaseosa del fluido por componente), pero si arrojó los gráficos de $\log(K_i)$ y $\log(X_i)$ con presión como se nota en las fig. IV-5 y 6.

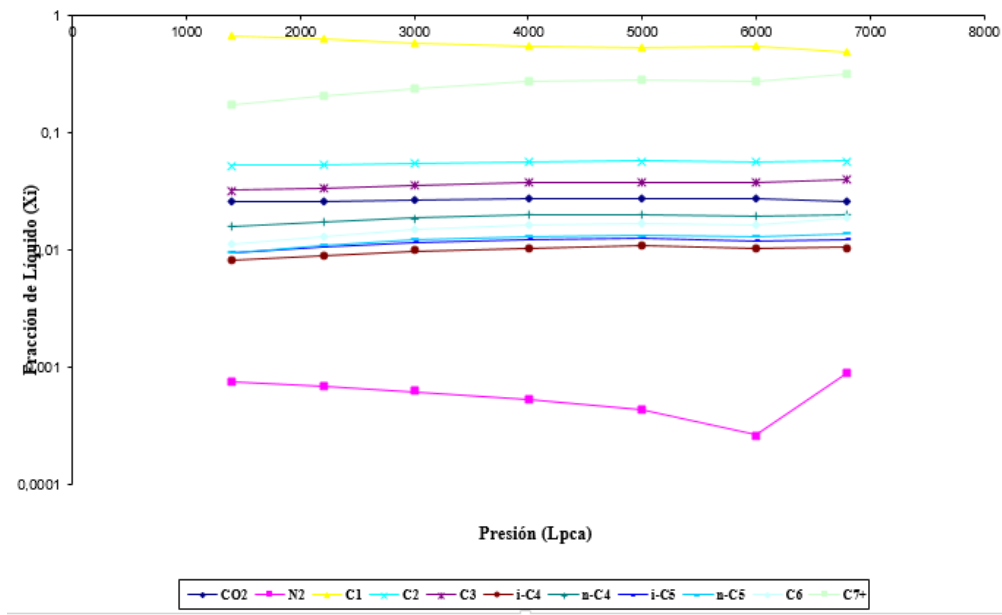


Fig. IV-5 Fracción molar de líquido con presión de gas condensado

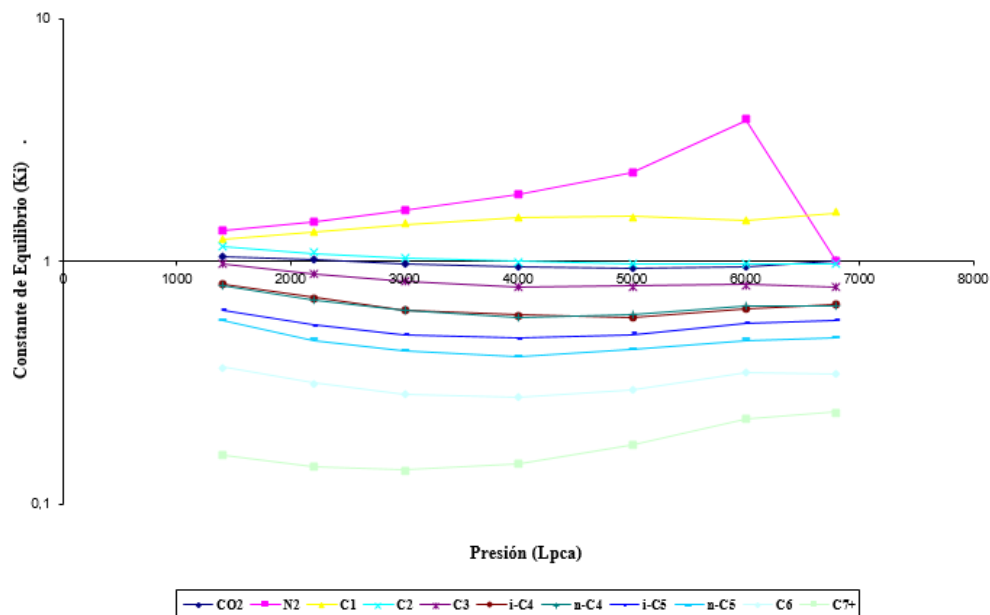


Fig. IV-6 Constantes de equilibrio con presión de gas condensado

Como se observa en las figuras anteriores las curvas tienden a ser paralelas, no se cruzan ni tienen saltos notables, lo que es indicativo de un comportamiento adecuado del fluido de yacimiento y sus fases líquida y gaseosa, por lo tanto queda confirmado

Capítulo IV: Resultados y Análisis

que los resultados de las pruebas PVT de gas condensado son “VÁLIDOS” y “REPRESENTATIVOS”, y se pueden usar los datos PVT de este pozo en cálculos integrados de yacimiento.

VALIDACIÓN PVT DE PETRÓLEO VOLÁTIL

Representatividad de la muestra:

Se evalúa la prueba realizando una comparación entre las siguientes presiones:

Presión original del yacimiento (lpcm)	7821
Última presión del yacimiento (Pozo, lpcm)	6568

Como se observa las presiones son diferentes, esto indica que la zona del yacimiento adyacente al pozo se encuentra agotada, por lo que aún no se puede concluir si la muestra es representativa, para ello es necesario comparar las RGP's como sigue:

RGP original del yacimiento (PCN/BN)	2700
RGP producida en campo (Muestreo, PCN/BN)	2716

Debido a que hay suficiente similitud entre las RGP's se puede concluir que la muestra es “REPRESENTATIVA”.

Linealidad de la Función Y:

Los resultados se presentan en la tabla IV-11 y Fig. IV-7.

Tabla IV-11 Resultados de la función Y

	P. Bur buja									
Niveles de Presión (Lpcm)	6568	6464	6382	6265	5807	5384	4716	3851	3135	2378
Vr	1	1,004	1,007	1,01	1,028	1,049	1,094	1,185	1,313	1,55
Volumen Bifásico a P. (cc)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Función Y	0	4,116	4,276	4,509	4,702	4,448	4,178	3,803	3,484	3,19

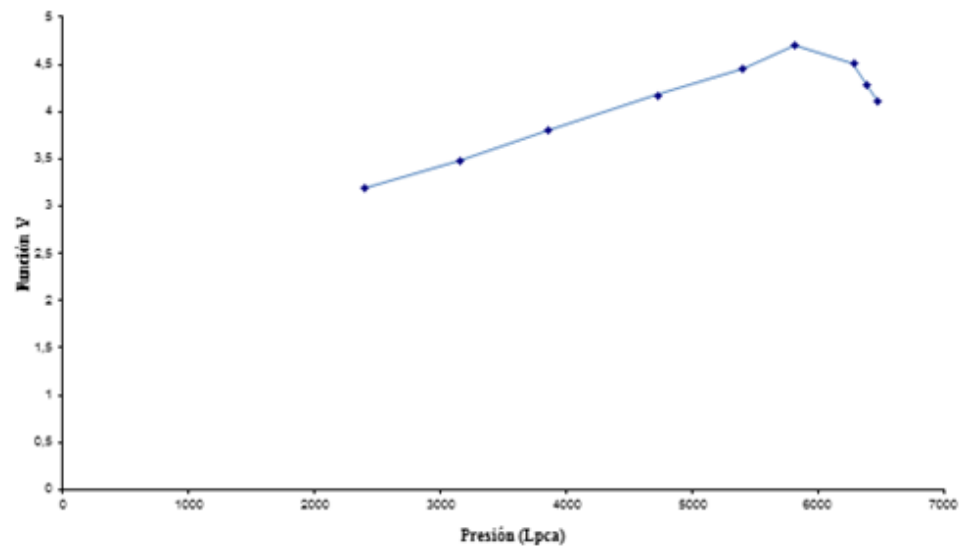


Fig. IV-7 Función Y de petróleo volátil

Como se observa en la gráfica de función Y los puntos de la curva cerca de la P_b tienden a disminuir, lo que es un indicativo de que la P_b está sub-estimada, por lo tanto debe realizarse de nuevo la prueba CCE hasta conseguir la linealidad deseada de la función Y para validar la misma.

Recombinación matemática:

Los resultados se presentan en la tabla IV-12.

Tabla IV-12 Resultados de la recombinación matemática de petróleo volátil

Componentes	Zi (Prueba)	Zi (Calculado)	% de Error	
CO ₂	3,16	3.1591	0,026	
N ₂	0,22	0,2187	0,59	
C1	66,96	66,9662	0,01	Error Aceptable (≤2%)
C2	5,52	5,5191	0,015	
C3	3,34	3,3384	0,047	
i-C4	0,80	0,7965	0,43	
n-C4	1,54	1,5356	0,28	
i-C5	0,79	0,7853	0,59	
n-C5	0,80	0,8015	0,20	
C6	1,69	1,6938	0,23	
C7 ⁺	15,18	15,1852	0,035	Error Aceptable (≤5%)
Sumatoria	100	100		
Corrección Temp. P Liq. Sep Ecuación de Standing				
Densidad Líquida del C7 ⁺ (gr/cc)			0	
Propiedades del Líquido del separado (a P y T del separador)				
	M(Lb/Lbmol)	172,04		
	ρ (Lb/cc)	50,39		
(Conocidas, Introducidas por el Usuario)				
PRUEBA CONSISTENTE				

Como se observa en los resultados, los Zi calculados comparados a los Zi experimentales poseen porcentajes de diferenciación menores al 1% para el metano y C₇₊, lo que indica que esta prueba es VÁLIDA y el análisis composicional del fluido de yacimiento se realizó adecuadamente.

Criterio de Hoffman, Crump y Hoccott:

Los resultados se presentan en las tablas IV-13-16 y Figs. IV-8-13.

Capítulo IV: Resultados y Análisis

Tabla IV-13 Fracción molar de líquido a los diferentes niveles de presión (Xi) de petróleo volátil

Componentes	Presión (Lpcm)							Tc (1)	Pc(1)	Tb (1)
	6000	5200	4400	3600	2800	2000	1200	(°R)	Lpca	(°R)
CO2	0,0330	0,0331	0,0253	-9,4773	0,0846	0,0859	0,1788	548	1071	351,74
N2	0,0016	0,0003	-0,0024	-2,9167	0,0130	0,0084	0,0166	227,6	493	139,55
C1	0,5759	0,3933	-0,2752	-585,325	2,8680	2,5168	4,8238	343,37	668,8	201,27
C2	0,0519	0,0481	0,0341	-15,9201	0,1384	0,1326	0,2724	550,1	707,8	332,51
C3	0,0342	0,0386	0,0524	10,0634	0,0001	0,0152	0,0125	666,01	616,3	416,25
i-C4	0,0080	0,0099	0,0152	5,0985	-0,0128	-0,0061	-0,0173	735	529,1	470,78
n-C4	0,0157	0,0185	0,0336	14,4175	-0,0417	-0,0325	-0,0519	765,65	550,7	491,08
i-C5	0,0087	0,0113	0,0227	11,0427	-0,0347	-0,0296	-0,0623	829,1	490,4	542,12
n-C5	0,0089	0,0117	0,0244	11,9629	-0,0380	-0,0339	-0,0729	846,7	488,6	556,92
C6	0,0209	0,0299	0,0657	33,3317	-0,1114	-0,0951	-0,2227	914,7	437	615,72
C7+	0,2412	0,0452	1,0041	528,7224	-1,8657	-1,5616	-3,8769			

Psc, Tsc y Pb de los Componentes Pesados				Moles de Gas y Líquido	
Presión (Lpcm)	Psc (Lpca)	Tsc (°R)	Tb (°R)	Ng (2)	Nl (2)
6568	372,11	1097,23	772,21	0	0,2929
6000	392,38	1093,91	761,68	0,0790	0,1922
5200	391,44	1095,85	763,78	0,1281	0,1041
4400	388,35	1099,80	768,54	0,1492	0,0428
3600	391,22	1095,62	763,65	0,1509	0,0001
2800	417,60	1057,53	722,63	0,1349	-0,0236
2000	429,74	1039,62	705,73	0,1075	-0,0283
1200	426,67	1044,20	709,91	0,0695	-0,0115

Como se observa en las tablas de Xi por presión hay valores negativos, esto indica (según la ecuación 4-23 del capítulo anterior) que la cantidad de gas liberado más el gas actual en la celda al paso de presión del valor negativo de Xi es mayor que la cantidad de gas y líquido en la celda al paso anterior de presión. Este comportamiento es típico de crudos volátiles, por lo que se debió realizar la prueba CVD a pasos más pequeños de presión para controlar estas consecuencias. El programa considera como cero estos valores negativos, los cuales influenciarían el comportamiento de las curvas del criterio de Hoffman aplicado a la prueba CVD, $\log(X_i)$ y $\log(K_i)$ con presión.

Capítulo IV: Resultados y Análisis

Tabla IV-14 Constantes de equilibrio (Ki) de petróleo volátil

Presión (Lpcm)	C02	N2	C1	C2	C3	i-C4	n-C4	i-C5	n-C5	C6	C7+
6000	1,074	1,84	1,32	1,1057	0,937 7	1,06	1,04	0,8769	0,8633	0,6647	0,2322
5200	1,03	10,08	1,98	1,1836	0,790 0	0,717 0	0,765 7	0,5735	0,5633	0,4015	0,1268
4400	1,40	- 1,1839	- 2,9231	1,6773	0,572 1	0,446 1	0,362 9	0,2424	0,2217	0,1476	0,0304
3600	-0,004	-0,001	- 0,0014	- 0,0037	0,003 1	0,001 3	0,000 7	0,0004 2	0,0003 8	0,0002 4	0,0000 4
2800	0,4634	0,2215	0,2845	0,4488	247,7 4	- 0,494 0	- 0,251 7	-0,1298	-0,1158	-0,0673	-0,0082
2000	0,4771	0,2727	0,3234	0,4788	2,19	- 1,141 7	- 0,325 8	-0,1417	-0,1121	-0,0715	-0,0088
1200	0,2489	0,1328	0,1643	0,2515	2,91	- 0,461 3	- 0,310 1	-0,1011	-0,0795	-0,0422	-0,0027

Los Ki negativos que se pueden observar son consecuencia de los Xi negativos (por la ecuación 4-25 del capítulo anterior).

Tabla IV-15 Criterio de Hoffman prueba CVD de petróleo volátil

Com pone nte	Presión (Lpcm)													
	6000		5200		4400		3600		2800		2000		1200	
	bi(1/ Ttbi - 1/T)	Log(Ki* P)	bi(1/ Ttbi - 1/T)	Log(Ki* P)	bi(1/ Ttbi - 1/T)	Log(Ki* P)	bi(1/ Ttbi - 1/T)	Log(Ki* P)	bi(1/ Ttbi - 1/T)	Log(Ki* P)	bi(1/ Ttbi - 1/T)	Log(Ki* P)	bi(1/ Ttbi - 1/T)	Log(Ki* P)
CO2	2,68	3,81	2,68	3,73	2,68	3,79	2,68	Div/ 0	2,68	3,12	2,68	3	2,68	2,48
N2	3,19	4,04	3,19	4,72	3,19	Div/ 0	3,19	Div/ 0	3,19	2,79	3,19	2,73	3,19	2,21
C1	2,90	3,9	2,90	4,01	2,90	Div/ 0	2,90	Div/ 0	2,90	2,90	2,90	2,81	2,90	2,30
C2	2,31	3,82	2,31	3,79	2,31	3,87	2,31	Div/ 0	2,31	3,10	2,31	3	2,31	2,48
C3	1,85	3,75	1,85	3,61	1,85	3,40	1,85	1,04	1,85	5,84	1,85	3,65	1,85	3,55
i-C4	1,53	3,8	1,53	3,57	1,53	3,29	1,53	0,66 35	1,53	Div/ 0	1,53	Div/ 0	1,53	Div/ 0
n-C4	1,42	3,79	1,42	3,60	1,42	3,20	1,42	0,43 26	1,42	Div/ 0	1,42	Div/ 0	1,42	Div/ 0
i-C5	1,12	3,72	1,12	3,48	1,12	3,03	1,12	0,17 78	1,12	Div/ 0	1,12	Div/ 0	1,12	Div/ 0
n-C5	1,04	3,71	1,04	3,47	1,04	3	1,04	0,13 34	1,04	Div/ 0	1,04	Div/ 0	1,04	Div/ 0
C6	0,69 14	3,60	0,69 14	3,32	0,69 14	2,81	0,69 14	- 0,06 71	0,69 14	Div/ 0	0,69 14	Div/ 0	0,69 14	Div/ 0
C7+	- 0,22 40	3,14	- 0,23 80	2,82	- 0,26 98	2,12	- 0,23 71	- 0,84 29	0,02 75	Div/ 0	0,13 35	Div/ 0	0,17 4	Div/ 0

Como se puede observar hay valores de Log(Ki*P) iguales a DIV/0, esto significa que como el Xi es negativo el programa lo considera como 0 y por lo tanto se obtiene una división por cero, lo que es una indeterminación la cual el programa no puede resolver.

Tabla IV-16 Criterio de Hoffman prueba de separador de petróleo volátil

Temperatura del Separador (°F)		85			
	Presión (Lpcm)				
	45		Tc (1)	Pc (1)	Tb(1)
Componentes	bi(1/Ttbi-1/T)	Log(Ki*P)	(°R)	(Lpca)	(°F)
CO2	1,84	3	548	1071	-109,26
N2	2,93	2,27	227,6	493	-320,45
C1	2,53	3,41	343,37	667,80	-259,73
C2	1,66	2,61	550,09	707,80	-128,49
C3	1,02	2,09	666,01	616,30	-43,75
i-C4	0,5896	1,72	735	529,10	10,78
n-C4	0,4341	1,56	766,65	551,70	31,08
i-C5	0,0233	1,16	829,10	490,40	82,12
n-C5	-0,0975	1,06	846,70	488,6	96,92
C6	-0,5861	0,6192	913,70	437	152,72
C7+	0	-0,4766	0(2)	0(2)	-460(2)

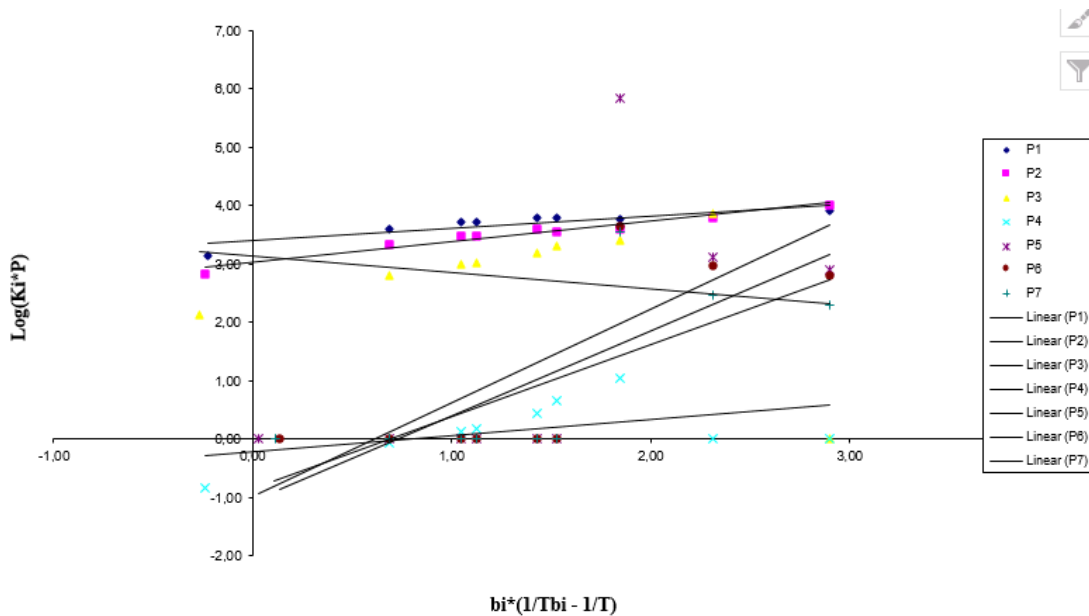


Fig. IV-8 Criterio de Hoffman prueba CVD de petróleo volátil

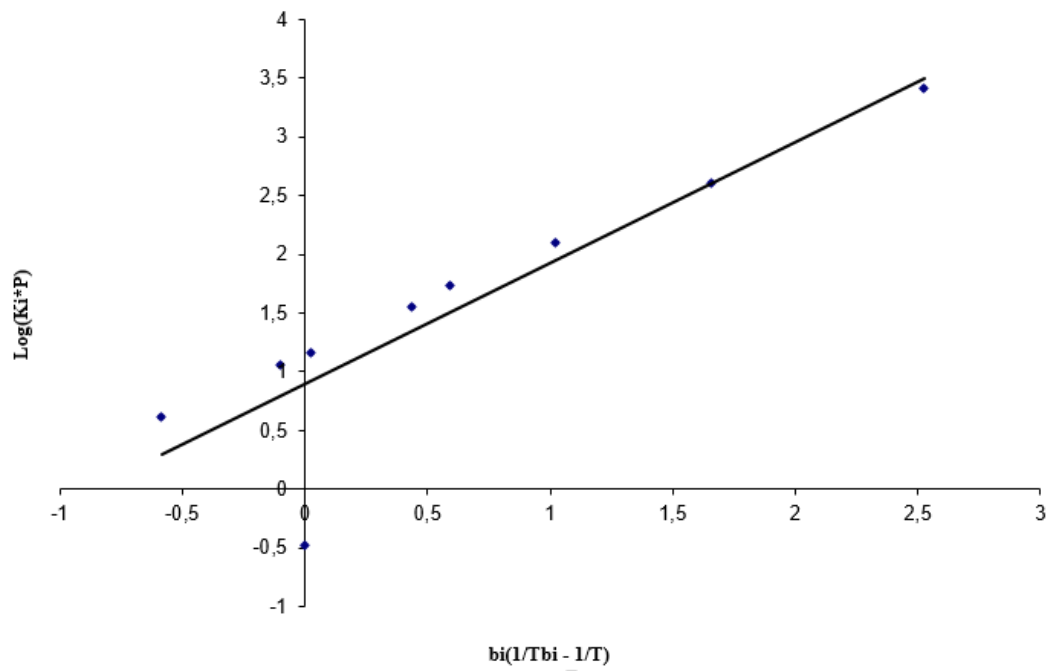


Fig. IV-9 Criterio de Hoffman prueba de separador de petróleo volátil

Como se observa en la fig. IV-8, el resultado de Hoffman para la prueba CVD indica que no hay consistencia en los resultados de la prueba, debido a los X_i negativos que traen como consecuencia divisiones por cero, y que en la gráfica no se obtenga la tendencia deseada para calificar los datos. Por otro lado, la fig. IV-9 de Hoffman para la prueba de separador indica una pequeña dispersión la cual se considera aceptable como para validar los datos de dicha prueba.

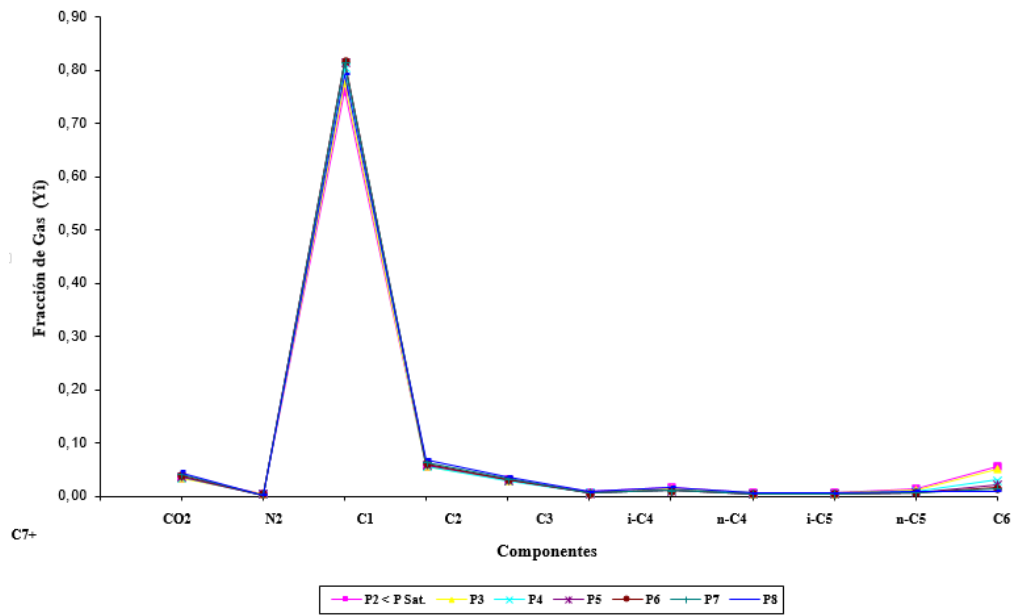


Fig. IV-10 Huella digital de petróleo volátil

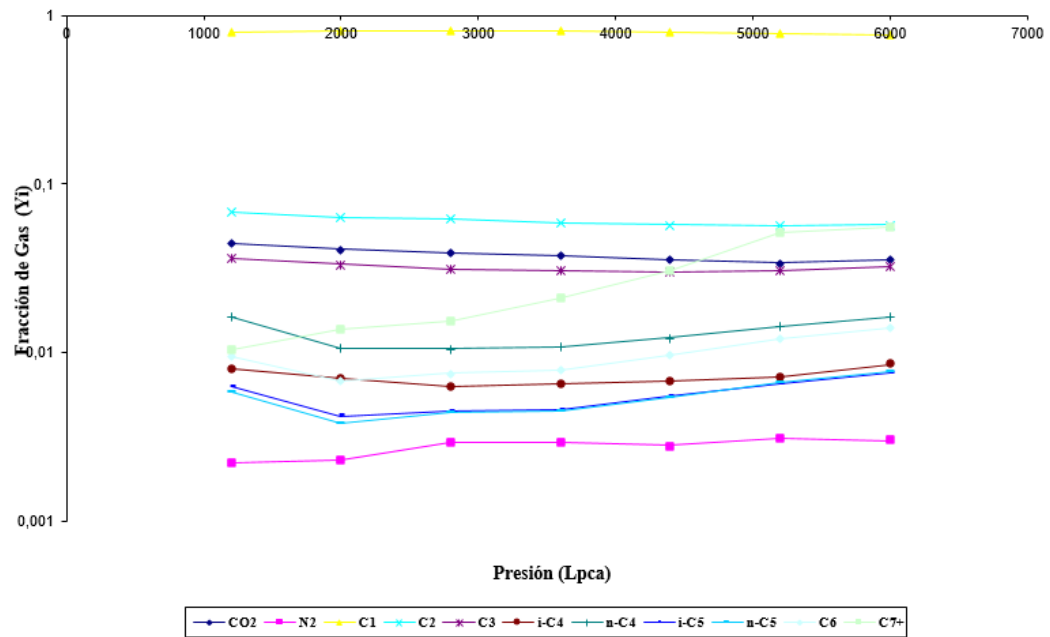


Fig. IV-11 Fracción de gas versus presión de petróleo volátil

En las figs. IV-10 y 11 se observa un comportamiento adecuado del gas, que indica que dichas composiciones se determinaron adecuadamente.

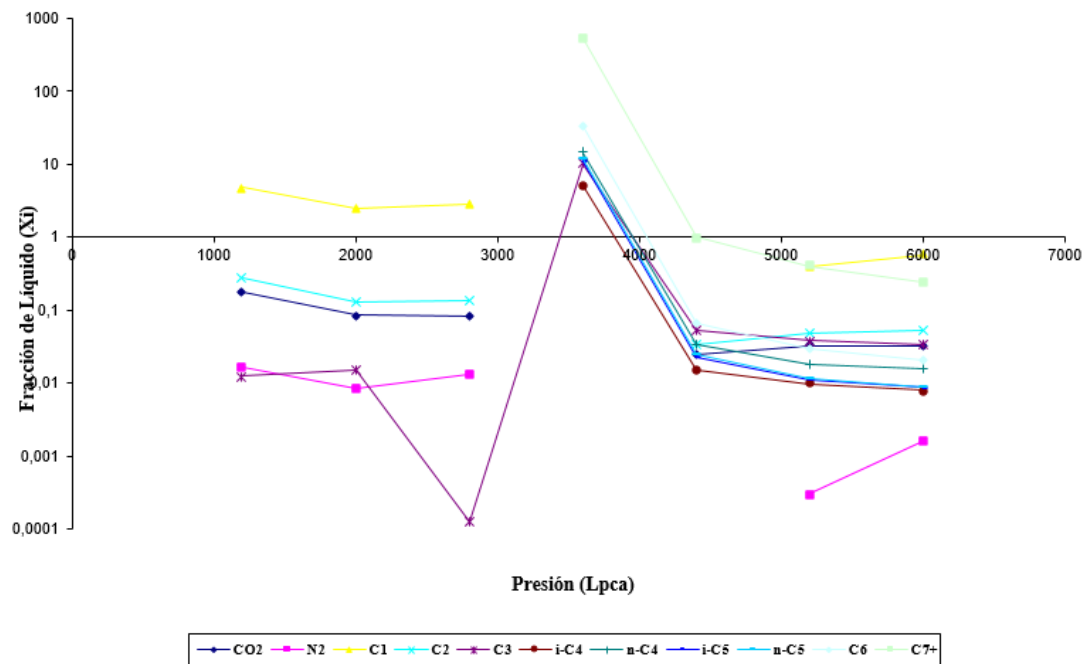


Fig. IV-12 Fracción de líquido versus presión de petróleo volátil

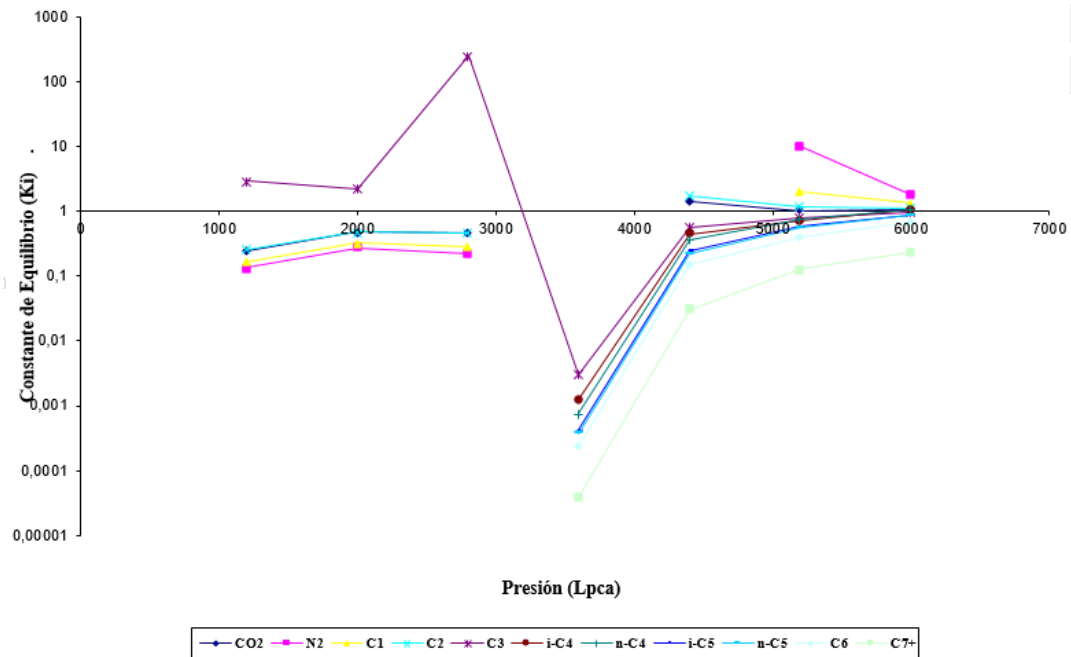


Fig. IV-13 Constantes de equilibrio versus presión de petróleo volátil

En las figs. IV-12 y 13 se puede observar que las curvas se cortan en determinadas presiones, estas son las presiones que poseen X_i negativos, por lo tanto también confirman que la prueba CVD no se realizó debidamente. Sin más que hacer referencia, se concluye que los datos obtenidos de la prueba CVD realizada al petróleo volátil se califican como “NO VÁLIDOS”, por lo que se sugiere que se realice nuevamente la prueba con los adecuados pasos de presión para poder contar con los datos completamente “VÁLIDOS” y “REPRESENTATIVOS” del PVT.

CONCLUSIONES

La amplia revisión bibliográfica pudo determinar que contar con una muestra de fluido debidamente identificada y tomada en la vida temprana del yacimiento, antes de que la presión estática del mismo caiga por debajo de la presión de saturación es uno de los procesos fundamentales e importantes para los estudios PVT y de ingeniería de yacimientos.

Posteriormente luego de que la muestras sean consideradas REPRESENTATIVAS, es de suma importancia también que todas las pruebas PVT que se hayan realizado a las muestras sean VÁLIDAS, para así saber que los datos que se poseen son de alto grado de representatividad y validez, lo que trae como consecuencia cálculos de reservas bastante certeros (por parte de información PVT), simulación composicional de yacimientos más ajustadas a la realidad, pronósticos de producción más certeros, mayor eficacia en los mecanismos de producción utilizados, entre muchas más consecuencias favorables que pueden ofrecer los resultados de un buen y robusto estudio PVT.

Las metodologías determinadas para el muestreo de fluidos de yacimiento y estudios PVT concluyeron que la comprensión del comportamiento del fluido que se pretende muestrear y realizársele pruebas PVT es una condición sin ecuanón, debido a que si se elige por ejemplo un tipo de muestreo que no es eficaz para obtener muestras representativas de dicho fluido, se pueden presentar muchos problemas posteriormente en las pruebas PVT, validez de las mismas, cálculos de reservas, producción, entre otros, que se deben tratar de evitar para así obtener mayor eficiencia en los cálculos realizados y posteriormente mayores ganancias para la industria.

Cuando de fluidos volátiles o cuasi críticos se trata, se prefiere que el personal encargado para realizar las pruebas, cálculos y validaciones sean de especial capacitación técnica, debido a que estos fluidos tienen un comportamiento de fases complejo, que requiere una preparación previa bastante amplia para poder realizar un adecuado muestreo, pruebas PVT y validación de las mismas.

Conclusiones

En cuanto a los criterios de consistencia de resultados (validación PVT), la experiencia en el área ha demostrado por ejemplo para el caso de petróleo negro, que las pruebas de densidad, desigualdad, balance de materiales y función Y son suficientes para validar los datos obtenidos de las pruebas de liberación instantánea, diferencial, separador y análisis composicional del fluido en estudio; mas sin embargo, para gases condensados es necesario de procedimientos como el análisis de las constantes de equilibrio con presión, el criterio de Hoffman, Crump y Hoccott, recombinación matemática, los gráficos de los logaritmos de las fracciones molares de las fases líquida y gaseosa con presión, para validar correctamente un gas condensado; y cuando se trata de petróleo volátil o fluido cuasi crítico, se debe tomar especial atención en que se cumpla el tiempo necesario para el equilibrio termodinámico en cada paso de presión de la prueba CVD y que los pasos de presión no sean lo suficientemente grandes como para provocar fracciones de líquido negativas, ya que con esto no se podrían validar dichos estudios PVT.

Los procedimientos encontrados para realizar las mejores aproximaciones al fluido de yacimiento concluyeron que antes de utilizar los datos validados y representativos de las pruebas PVT en estudios integrados de yacimientos, es necesario para el caso de petróleo negro obtener un PVT combinado que aproxime suficientemente las propiedades de relación gas petróleo en solución y factor volumétrico de formación del petróleo con las que se deberían obtener si el fluido estuviese en el yacimiento a altas presiones, para que los cálculos posteriores sean de alto grado de representatividad y validez.

Con los gases condensados y petróleos volátiles o fluidos cuasi críticos algo parecido al PVT combinado se realiza en la recombinación matemática, la cual verifica que las fracciones molares del fluido producido sean suficientemente parecidas a las fracciones molares del fluido producido calculadas a través de los datos de la prueba de separador, lo que trae como consecuencias que los datos PVT de dichos fluidos se puedan utilizar directamente en cálculos integrados de yacimientos una vez hayan aprobado todas las pruebas de validación PVT.

Conclusiones

Los resultados obtenidos de las validaciones PVT con el uso de programas computacionales determinó que debido a la frecuente validación de estudios PVT que se realizan en la industria petrolera, se crearon los programas computacionales para la validación PVT, estos programas en su núcleo tienen las mismas pruebas de validación anteriormente mencionadas, lo único que ya automatizadas y preparadas para un uso fácil al usuario. Esto indica, que para saber cómo funcionan dichos programas de validación es necesario una comprensión adecuada de los todos los criterios de validación para los distintos tipos de hidrocarburos estudiados. Adicionalmente también se requiere de cierta capacitación en el programa específico que se desee realizar dichas validaciones, para ahorrar tiempo y dinero a la empresa.

RECOMENDACIONES

- Utilizar las metodologías determinadas en este TEG para resolver los problemas de validación de estudios PVT del Ministerio del Poder Popular de Petróleo y Minería.
- Realizar una actualización del programa CONSIPVT1.4 para solucionar los problemas más frecuentes encontrados.
- Realizar un TEG dedicado al muestreo de fluidos de yacimientos y crear una materia en la escuela de petróleo de la UCV dedicada al mismo tema (si es posible incluir esta materia al pensum de la carrera).
- Añadir el contenido de pruebas y validación PVT de este TEG a la materia electiva Análisis PVT de la escuela de petróleo de la UCV (si es posible incluir esta materia al pensum de la carrera).

BIBLIOGRAFÍAS

1. Almeida, J. y Gil, C. (1988). Validación de Datos de Informes PVT Crudos Livianos, Medianos y Pesados. Los Teques Edo. Miranda, Venezuela: Informe Técnico de INTEVEP.
2. American Petroleum Institute (2003). Sampling Petroleum Reservoir Fluids: API Recommended Practice 44, 2da ed. Washington D.C.: API Publishing Services. 64 p.
3. Camacho, P.(2009). Parámetros PVT y Tipo de Yacimientos de Hidrocarburos.[En Línea] Disponible en: <http://actualidad-petrolera.blogspot.com/2009/10/parametros-pvt-y-tipos-de-yacimientos.html>
4. CIED PDVSA (1998). Ingeniería de Yacimientos, Nivel I. Maracaibo Edo. Zulia, Venezuela: Universidad Corporativa.
5. Craft, B.C., Hawkins, M.F. y Terry, R.(1991) Applied Petroleum Reservoir Engineering. (2ºed.). Englewood,N.J.: Prentice Hall PTR.
6. Escobar F. (2004). Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Neiva – Huila – Colombia: Universidad Surcolombiana. 331 p.
7. Fernández, M.(2010).Diagrama de Fases [En línea]. Disponible en: . <http://www.slideshare.net/mfernandez1/diagramas-de-fasee>
8. Martin, M.(2009).Factores Volumétricos de Formación [En línea] Disponible en: <http://ingenieria-de-yacimientos.lacomunidadpetrolera.com/2009/03/factores-volumetricos-de-formacion.html>
9. McCain W. (1990). The Properties of Petroleum Fluids, 2da ed. Tulsa, Oklahoma: PennWell Books. 584 p.
10. Méndez, V.(2008).Desarrollo de una herramienta computacional para la validación de estudios PVT de crudos negros, volátiles y gases con

Bibliografías

condensación retrógrada. Tesis de Licenciatura, Venezuela. Universidad Central de Venezuela.

11. López, L.(2005). Desarrollo de Correlaciones Para La Estimación de Propiedades PVT de los Fluidos de Los Yacimientos Pertenecientes a Los campos Areuna y Bare de Área de Hamaca de la Faja del Orinoco. Tesis de Licenciatura, Venezuela. Universidad Central de Venezuela.
12. Rojas, G.(2003).Ingeniería de yacimientos de gas condensado.p.p.389.
13. Rojas G. (2011). Ingeniería de Yacimientos de Gas Condensado (Incluye Yacimientos de Petróleo Volátil), 3era ed. Puerto la Cruz Edo. Anzoátegui, Venezuela. 476 p.
14. Tarek A. (2007). Equations of State and PVT Analysis: Applications for Improved Reservoir Modeling. Houston, Texas: Gulf Publishing Company. 562 p.

APÉNDICE A

TABLAS DE MUESTREO

INFORMACIÓN DEL YACIMIENTO Y EL POZO

Operator _____ Lease and Well No. _____

Location, Field, County, State, Country _____

_____ Sampling Date _____

Reservoir Information

Original Reservoir Pressure _____ (psig) at _____ (ft subsea) Date _____

Original Reservoir Temperature _____ (°F) at _____ (ft subsea)

Original Gas-oil Ratio _____ (cu ft/bbl)

Field Base Conditions _____ (psia) _____ (°F)

Source of this Reservoir Information _____

Well Information

Producing Formation Name _____ Completion Interval _____ (ft)

Reference point for all depth measurements _____

Elevation _____ (ft) Casing Set _____ (ft) Tubing Set _____ (ft) Tubing Diameter _____ (in.)

Completion Date _____ Initial Production _____ (B/D)

Cumulative Oil Production from Well _____ (bbl) Date _____

Cumulative Water Production from Well _____ (bbl) Date _____

Cumulative Gas Production from Well _____ (MMcf) Date _____

Well Information

	Date	Shut-in (hours)	Depth (ft)	Pressure (psig)	Temperature (°F)	Tank Oil Rate (B/D)
Orig. Shut-in Bottomhole Conditions	_____	_____	_____	_____	_____	_____
Current Shut-in Bottomhole Conditions	_____	_____	_____	_____	_____	_____
Current Flowing Conditions	_____	_____	_____	_____	_____	_____

INSPECCIONES DE MEDICIÓN DE GAS Y CÁLCULO DE VOLUMEN

Operator _____ Lease and Well No. _____

Field, County, State, Country _____

_____ Sampling Date _____

Meter Run Inspection

Meter Run: Proper Design (AGA) (Yes) _____ (No) _____ Thermometer Well (Yes) _____ (No) _____

Constant Back-pressure Control (Yes) _____ (No) _____

Meter Tap Connections: Flange _____ Pipe _____

Meter Inspection

Bourdon Tube: Rating _____ (psi) Date of Last Pressure Calibration _____ Differential Manometer: Range _____ (in.)

Date of Last Differential Calibration _____ Does meter now zero properly? _____

Test Number _____

Date _____

Time _____

Separation Stages	1st	2nd	1st	2nd	1st	2nd	1st	2nd	1st	2nd
Separator Pressure (psig)	_____	_____	_____	_____	_____	_____	_____	_____	_____	_____
Separator Temperature (°F)	_____	_____	_____	_____	_____	_____	_____	_____	_____	_____
Meter Run ID (in.)	_____	_____	_____	_____	_____	_____	_____	_____	_____	_____
Orifice Diameter (in.)	_____	_____	_____	_____	_____	_____	_____	_____	_____	_____
Average Static Pressure (psig)	_____	_____	_____	_____	_____	_____	_____	_____	_____	_____
Average Differential (in. of water)	_____	_____	_____	_____	_____	_____	_____	_____	_____	_____
Average Flowing Temperature (°F)	_____	_____	_____	_____	_____	_____	_____	_____	_____	_____
Measured Gas Gravity (Air = 1.00)	_____	_____	_____	_____	_____	_____	_____	_____	_____	_____
Assumed Gas Gravity (Air = 1.00)	_____	_____	_____	_____	_____	_____	_____	_____	_____	_____
Average Atmospheric Temperature (°F)	_____	_____	_____	_____	_____	_____	_____	_____	_____	_____
Barometric Pressure (psia)	_____	_____	_____	_____	_____	_____	_____	_____	_____	_____

Factors Used in Computing Coefficient C (AGA Report No. 3)

$$C = F_b \times F_{pb} \times F_{tb} \times F_g \times F_T \times F_r \times Y \times F_{pc} \times F_m$$

F_b (Basic Orifice Factor)	_____	_____	_____	_____	_____	_____	_____	_____
F_{pb} (Pressure Base Factor)	_____	_____	_____	_____	_____	_____	_____	_____
F_{tb} (Temperature Base Factor)	_____	_____	_____	_____	_____	_____	_____	_____
F_g (Gas Gravity Factor)	_____	_____	_____	_____	_____	_____	_____	_____
F_T (Flowing Temperature Factor)	_____	_____	_____	_____	_____	_____	_____	_____
F_r (Reynolds Number Factor)	_____	_____	_____	_____	_____	_____	_____	_____
Y (Expansion Factor)	_____	_____	_____	_____	_____	_____	_____	_____
F_{pc} (Supercompressibility Factor)	_____	_____	_____	_____	_____	_____	_____	_____
F_m (Manometer Factor)	_____	_____	_____	_____	_____	_____	_____	_____
C	_____	_____	_____	_____	_____	_____	_____	_____

Gas Volume

$$Q_b = C \sqrt{\frac{\text{Static Press.} \times (\text{Differential})}{(\text{psia}) (\text{in. of water})}}$$

Daily Gas Volume (McFD)

$$\left(\frac{24}{1,000} Q_b \right)$$

Remarks (Note deficiencies in the metering installation): _____

Data taken by _____ Data prepared by _____

Note: Attach meter charts (or copies) or explain why they cannot be attached.

DATOS DE VOLÚMENES DE PETRÓLEO Y GAS PARA EL PERÍODO DE ACONDICIONAMIENTO DEL POZO

Operator _____ Lease and Well No. _____
 Field, County, State, Country _____
 _____ Sampling Date _____
 Stock Tank No. _____ Tank Strapping _____ (bbl/in.)
 Volume of Calibrated Section of Separator _____ (bbl)
 Separator Liquid Metering (if used)
 Name and Type of Meter _____ Is water measured separately? _____ How? _____
 Temperature Compensated Meter: Yes _____ No _____ Date of Most Recent Meter Proving _____ Meter Factor _____

Wellhead Condition					Production in First-stage Separator							
Date	Time	Pressure			Separation Fill Rate Oil Plus Water				Metered Rate Oil Plus Water		Water	
		Choke Size (in.)	Tubing (psig)	Casing (psig)	Temp. (°F)	(Min and Sec)	(bbl)	(B/D) ^a	Reading	(bbl)	(B/D) ^a	Measured or Metered (bbl)

Oil and Water Production in Stock Tank or Through Meter												
Date	Time	Temperature (°F)	Oil Gravity (API)	Gage (ft)	(in.)	Volume in Tank or Meter Reading (bbl)	Water Gage (ft)	(in.)	Volume Water in Tank (bbl)	Oil Volume (bbl @ 60°F)	Oil (B/D) ^a	Water (B/D) ^a

Gas Production

Date	Time	Separator Gas Production (from Table 2)			Gas-oil Ratios			
		1st Stage (Mcf/D) ^b	2nd Stage (Mcf/D) ^b	Total (Mcf/D) ^b	1st Stage Separator Gas		2nd Stage Gas (cu ft/bbl tank oil at 60°F)	Total Gas (cu ft/bbl tank oil at 60°F)
					(cu ft per bbl 1st stage oil at separator temperature)	(cu ft bbl tank oil at 60°F)		

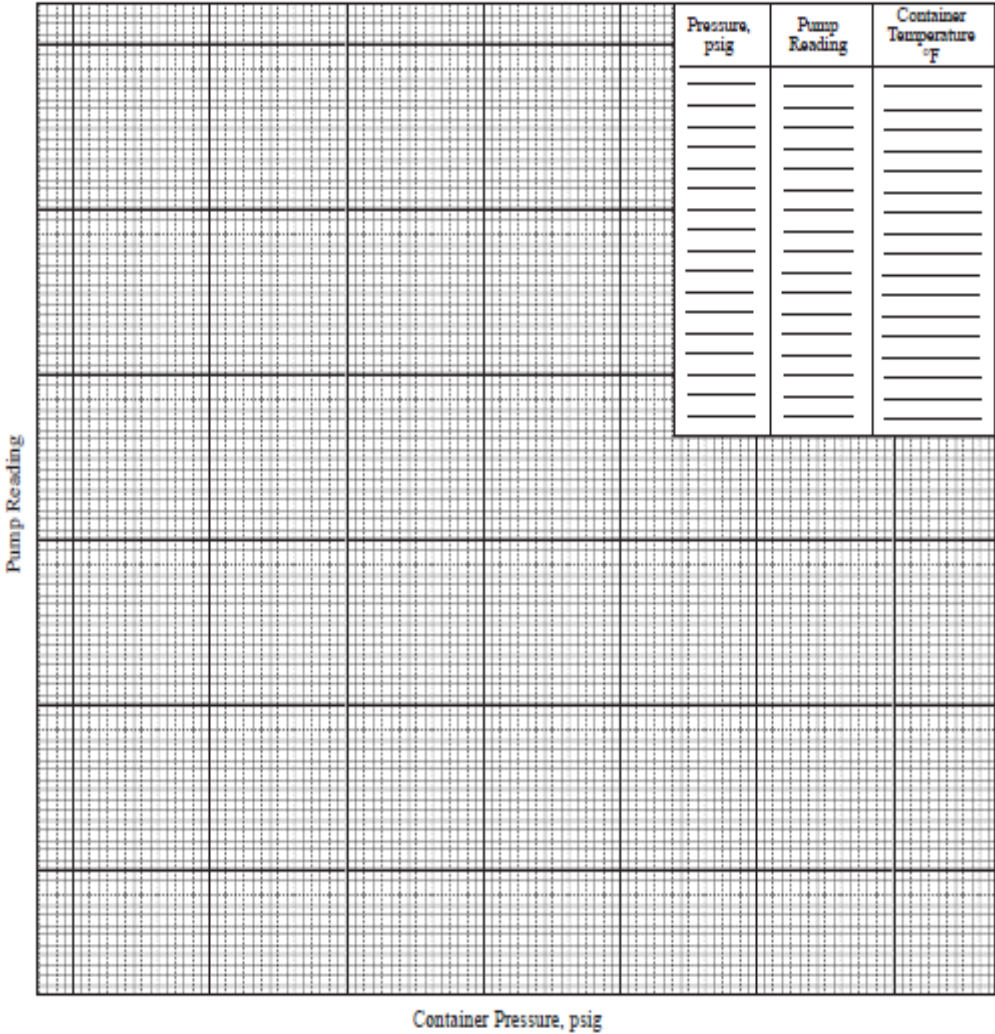
^a B/D indicates barrel per day.
^b Mcf/D is Mcf per day measured at _____ psia, _____ °F.
 Note: This form is intended for use with almost any liquid measuring system.
 Therefore, the system of measurement employed determines which columns are used.

Data taken by _____ Data prepared by _____

[illegible]

DETERMINACIÓN EN CAMPO DE LA PRESIÓN DE BURBUJEO DEL
MUESTREO DE FONDO

Operator _____ Lease and Well No. _____
Field, County, State, and Country _____
Sampling Date _____



DATOS DE MUESTREO

Operator _____ Lease and Well No. _____

Field, County, State, Country _____

(Complete this section when SURFACE SAMPLING method is used)

Separator Pressure _____ (psig) Separator Temperature _____ (°F)

Sample-container Data

	Liquid		Gas		
Container No.	_____	_____	_____	_____	_____
Date	_____	_____	_____	_____	_____
Time	_____	_____	_____	_____	_____
Atmospheric Temperature (°F)	_____	_____	_____	_____	_____
Drier used					
Yes	_____	_____	_____	_____	_____
No	_____	_____	_____	_____	_____

How was outage taken in Liquid samples? _____

Gas-sampling method _____

Liquid-sampling method _____

(Complete this section when SUBSURFACE SAMPLING method is used)

Sampling Data

	Sample No. 1	Sample No. 2
Container No.	_____	_____
Date Well Sampled	_____	_____
Time Well Sampled	_____	_____
Well Shut-in Time (hours)	_____	_____
Gas-oil Contact (ft)	_____	_____
Oil-water Contact (ft)	_____	_____
Sampling Depth (ft)	_____	_____
Sampling Depth Pressure (psig)	_____	_____
Tubing Pressure (psig)	_____	_____
Casing Pressure (psig)	_____	_____
Sampler Pressure after Valve Opening (psig)	_____	_____
Sample Transfer Temperature (°F)	_____	_____
Sample Transfer Pressure (psig)	_____	_____
Sample Shipping Pressure (psig)	_____	_____
Outage Taken in Sample Container (cc)	_____	_____
Container Volume (cc)	_____	_____

Remarks: _____

Sampled by _____ Data prepared by _____

DATOS DEL MUESTREO DE SUPERFICIE (FORMULARIO ALTERNATIVO)

General Information	Operator:		Lease & Well No.:	
	Location:		Field:	
	County:		State:	
	Country:			
	Sampling Company:		Sampling Date:	
	Sampled By:		Test No.:	

Reservoir Information	Producing Zone:		Top:		Bottom:	
	Initial Reservoir Pressure (Unit):		Initial Reservoir Temperature (Unit):		At (Depth Unit):	
	Initial Oil Production:		Date:		Choke:	
	Initial Gas Production:		FWP:		WHFP:	

Sample Information			Oil Sample		Associated Gas Sample No. 1	Associated Gas Sample No. 2
	Container & Sampling Information	Container No.		Container No.		
		Container Type		Container Type		
		Container Volume		Container Volume		
		Pressure & Temperature Rating		Pressure & Temperature Rating		
		Sampling Method		Sampling Method		
		Sampling Point		Sampling Point		
		Well Flowing & Separator Conditions	Choke Size			
	Sep. Press					
	Sep. Temp.					
	Flowing Time					
	Oil Meter Type			Gas Meter Type		
	Separator Oil Flow Rate			Gas Flow Rate @ Std. Cond.		
	Oil Gravity			Gas Gravity		
				Gas Z		
				F_{gh}		
				F_{th}		
				$F_g = 1/\sqrt{G}$		
				F_{gf}		
				F_g		
				Y		
				F_{gv}		
	BHP			F_m	1.00	1.00
	BHT @ Depth			$C =$		
				Gas Flow Rate @ Separator Conditions		
	Sample Information	Start Sampling				
		Finish Sampling				
		Container Temp.				
		Ambient Temp.				

DATOS DEL MUESTREO DE FONDO (FORMULARIO ALTERNATIVO)

General Information	Operator:		Lease & Well No.:	
	Location:		Field:	
	County:		State:	
	Sampling Company:		Sampling Date:	
	Sampled by:		Test No.:	

Well Information	All Depths Referenced to:		Elevation:		Open Hole	
	Casing Size:		Tubing Size:		Cased Hole	
	Casing Shoe:		Tubing Shoe:		Completion Date:	

Reservoir Information	Producing Zone:		Top:		Bottom:	
	Initial Reservoir Pressure (Unit):		Initial Reservoir Temperature:		At (Depth Unit):	
	Initial Oil Production:		Date:		Choke:	
	Initial Gas Production:		FWP:		WHFP:	

Sampling Information	Container & Sampler Information	Sample No. 1		Remarks
		Container No.		
		Container Type		
		Container Volume		
		Maximum Pressure & Temperature Rating		
		Sampler Type		
		Sampling Time		
	Well Flowing or Shut-in Condition	Choke Size		
		Oil Flow Rate		
		Gas Flow Rate		
		Flowing Time		
		Shut-in Time		
		BHP		
		BHT		
		@ Depth		
	Sample Surface Checks & Transfer	Opening Pressure		
		Sample Temperature		
		Bubble-point Pressure		
		Transfer Method		
		Transfer Pressure		
		Transferred Volume		
		Gas Cap Volume		

DATOS DEL MUESTREO A HOYO ABIERTO (FORMULARIO
ALTERNATIVO)

General Information	Operator:		Lease & Well No.:	
	Location:		Field:	
	County:		State:	
	Country:			
	Sampling Company:		Sampling Date:	
	Sampled By:			

Well Information	All Depths Referenced to:		Elevation:	
	Casing Size:		Bit Size:	
	Casing Shoe:			
	Drilling Fluid Type:			
	Density:		R_m @BHT:	
	Viscosity:		R_{mf} @BHT:	
	Fluid Loss:		Source of R_{mf} :	
	pH:			
	Time Circulation:			
Stopped:				

Reservoir Information	Sampling Depth:	
	TVD:	
	Initial Reservoir Pressure (Unit):	
	Drawdown Mobility:	
	Date:	

Sampling Information	Container & Sampler Information	Container No.	Sample No. 1:	Remarks
		Container Type		
		Container Volume		
		Maximum Pressure & Temperature Rating:		
		Tool Type		
		Sampling Time		
	Sampler Preparation & Fluid Identification Information	Form of Disposing Unwanted Fluid		
		Estimated Volume		
		Disposed		
		Estimated Dead Volume		
		Dead Volume Fluid		
		Displaced Fluid Type		
		Sampling Pressure		
		Sampling Temperature		
	Sample Surface Checks & Transfer	Sampled Fluid Resistivity		
		Fluid Identification Record		
		Opening Pressure		
		Sampling Temp.		
		Bubble-point Pressure		
		Transfer Method		
		Transfer Pressure		
	Transferred Volume			
	Gas Cap Volume			

APÉNDICE B

PVT DE PETRÓLEO NEGRO

INFORMACIÓN GENERAL DEL PVT DE PETRÓLEO NEGRO

Información del Pozo

Compañía: PDVSA-SAN TOME	Fecha de Muestreo: 03-02-2004
Pozo: MEL-212	Ciudad: SAN TOMÉ
Campo: MELONES	Estado: ANZOATEGUI

Características de la Formación

Formación/Yacimiento:	R4
Fecha de Completación:	
Presión Original del Yacimiento:	1476 Lpcm. @ 3923 Pies
Razón Gas-Petróleo Producido Original:	PCN/BN
Tasa de Producción (estrang. "):	BNPD
Gravedad del Petróleo @ 60 °F:	10.2 °API
Capa Original de Gas:	NO

Características del Pozo

Profundidad Total:	4309 Pies
Intervalo Productor:	3892-3930 Pies
Índice de Productividad:	BNPD/Lpc @ BNPD
Última Presión del Yacimiento:	1476 Lpcm. @ 3923 Pies
Fecha:	
Temperatura del Yacimiento:	158 °F @ 3923 Pies
Estado del Pozo:	SUSPENDIDO
Tipo de Prueba:	RCI (Reservoir Characterization Instrument)
Tasa de Producción Normal (estrang. "):	BNPD
Razón Gas-Petróleo:	PCN/BN
Presión Base:	15 Lpca.
Temperatura Base:	60 °F
Agua y Sedimento:	/ %

Condiciones Durante el Muestreo

Fecha de Muestreo:	03-02-2004
Muestreado a:	3923 Pies
Estado del Pozo:	
Razón Gas-Petróleo:	PCN/BN
Presión y Temperatura del Separador:	Lpcm. °F
Presión en el Cabezal:	Lpcm.
Temperatura en el Cabezal:	°F
Tipo de Muestra:	DE FONDO
Tipo de Muestreador:	RCI (Reservoir Characterization Instrument)

Comentarios: Los datos de la formación y las características del pozo presentados en esta página fueron aportados por PDVSA.

RESUMEN DE LOS RESULTADOS PVT DE PETRÓLEO NEGRO

Datos Volumétricos

Presión de saturación (presión de burbujeo):	1195 lpca. @ 158 °F
Expansión térmica del fluido de yacimiento:	3.656045E-04 1/°F
Medida a:	5000 lpcm.
De:	60 °F
A:	158 °F
Volúmen específico a la presión de saturación:	0.01694 pie ³ /lbs @ 158 °F

Datos de la Vaporización Diferencial

Relación Gas-Petróleo en Solución a 1195 lpca. y 158 °F = 120 pies cúbicos normales de gas a 15 lpca. y 60 °F por barril de petróleo residual @ 60 °F.

Volúmen Relativo del Petróleo a 1195 lpca. y 158 °F = 1.0769 barriles de petróleo por barril de petróleo residual @ 60 °F.

Densidad del Fluido de Yacimiento a 1195 lpca. y 158 °F = 0.9459 gm/cc.

Datos de la Viscosidad

Viscosidad del Fluido de Yacimiento a 1195 lpca. y 158 °F = 341 centipoises

Datos de la Prueba de Separador

(1)		(2)			
Presión del Separador lpcm.	Temperatura del Separador °F	Relación Gas-Petróleo $R_{g/b}$	Gravedad del Pet. de Tanque °API@ 60 °F	Factor Vol. de Formación B_{ob}	Gravedad Específica del Gas
0	90	108	10.2	1.0641	0.5622

(1) Relación Gas-Petróleo en pies cúbicos de gas a 15 lpca. y 60 °F por barril de petróleo a condiciones de tanque @ 60 °F

(2) Factor Volumétrico de Formación es los barriles de petróleo saturado a 1195 lpca. y 158 °F por barril de petróleo a condiciones de tanque @ 60 °F

PRUEBA DE EXPANSIÓN A COMPOSICIÓN CONSTANTE A 158 °F

	(1)	(2)	
Presión lpca.	Volumen Relativo	Función Y	Compresibilidad 1/lpca
5015	0.9797		
4515	0.9820		0.4638E-05
4015	0.9843		0.4830E-05
3515	0.9868		0.5021E-05
3015	0.9894		0.5211E-05
2515	0.9920		0.5399E-05
2015	0.9948		0.5585E-05
p _y = 1491	0.9978		0.5775E-05
1315	0.9989		0.6038E-05
p _b = 1195	1.0000		0.9172E-05
1015	1.0272	6.5294	
855	1.0650	6.1134	
735	1.1079	5.8014	
655	1.1474	5.5934	
595	1.1855	5.4374	
485	1.2842	5.1514	
395	1.4119	4.9174	

(1) Volúmen Relativo; V/V_{sat} son barriles a las presiones indicadas por barril a la presión de saturación.

(2) Función $Y = \frac{P_{sat} - P}{P_{abs} \left(\frac{V}{V_{sat}} - 1 \right)}$

VAPORIZACIÓN DIFERENCIAL A 158 °F FASE LÍQUIDA

	(1)		(2)	(3)	
Presión lpca.	Relación Gas-Petróleo Acumulada	Relación Gas-Petróleo en Solución	Volumen Relativo del Petróleo	Volumen Relativo Total del Petrónimo	Densidad del Petrónimo gm/cc
5015			1.0550		0.9660
4515			1.0575		0.9639
4015			1.0600		0.9616
3515			1.0627		0.9592
3015			1.0655		0.9568
2515			1.0683		0.9543
2015			1.0713		0.9515
$p_y = 1491$			1.0746		0.9483
1315			1.0757		0.9468
$p_b = 1195$	0	120	1.0769	1.0769	0.9459
975	21	99	1.0705	1.1329	0.9492
765	35	85	1.0642	1.1986	0.9531
555	48	72	1.0581	1.3159	0.9572
425	56	64	1.0542	1.4508	0.9599
315	64	56	1.0500	1.6668	0.9628
205	73	47	1.0450	2.1353	0.9663
120	87	33	1.0396	3.2748	0.9697
65	101	19	1.0344	5.8463	0.9729
15	120	0	1.0256	25.9043	0.9789

Gravedad del Petrónimo Residual = 8.3 °API @ 60 °F

- (1) Pies cúbicos de gas a 15 lpca. y 60 °F por barril de petrónimo residual @ 60 °F
 (2) Barriles de petrónimo a las presiones indicadas y 158 °F por barril de petrónimo residual @ 60 °F
 (3) Barriles de petrónimo más gas liberado a las presiones indicadas y 158 °F por barril de petrónimo residual @ 60 °F

VAPORIZACIÓN DIFERENCIAL A 158 °F FASE GASEOSA

(1)

Presión lpca.	Factor Volumétrico del Gas	Factor de Desviación z	Viscosidad del Gas cps.	Gravedad Específica del Gas
$p_b = 1195$				
975	0.01668	0.9311	0.0141	0.5569
765	0.02155	0.9436	0.0138	0.5580
555	0.03014	0.9575	0.0136	0.5592
425	0.03974	0.9668	0.0135	0.5606
315	0.05408	0.9750	0.0133	0.5627
205	0.08381	0.9834	0.0132	0.5657
120	0.14416	0.9902	0.0132	0.5688
65	0.26733	0.9946	0.0131	0.5718
15	1.16333	0.9988	0.0131	0.5757

(1) Pies cúbicos de gas a las presiones indicadas y 158 °F por pies cúbicos de gas a 15 lpca. y 60 °F

APÉNDICE C

PVT DE GAS CONDENSADO

INFORMACIÓN GENERAL DEL PVT DE GAS CONDENSADO

Compañía	LAGOVEN, S.A.	Fecha de Muestreo	10/11/85
Pozo	QRS-52, PRUEBA No. 2A	Estado	MONAGAS
Campo	OROCUAL	País	VENEZUELA

CARACTERÍSTICAS DE LA FORMACIÓN

Nombre de la Formación	SAN JUAN (YAC.: SAN JUAN-04)
Fecha de Completación del 1º Pozo	19
Presión Original del Yacimiento	7806 LPCM a 13713 Pies
R.G.P. Original Producida	PCS/Barril
Tasa de Producción Original	81s/Día
Gravedad del Líquido a 60°F	° API
Profundidad de Referencia	sobre nivel del mar

CARACTERÍSTICAS DEL POZO

Elevación	Pies
Profundidad Total	Pies
Intervalo Productor	13642 - 13785 Pies
Presión Anterior del Yacimiento	7806 LPCM a 13713 Pies
Fecha	19
Temperatura del Yacimiento	253 °F a 13713 Pies
Estado del Pozo	
Presión Manométrica	

CONDICIONES DURANTE EL MUESTREO

Presión en el Tubing Fluyendo	LPCM
Presión de Fondo Fluyendo	LPCM
Presión del Separador Primario	430 LPCM
Temperatura del Separador Primario	128 °F
Presión del Separador Secundario	LPCM
Temperatura del Separador Secundario	°F
Tasa de Producción de Gas en el Separador Primario	MPCS/Día
Presión Base	LPCA
Temperatura Base	°F
Factor de Compres. (Fpv)	
Gravedad del Gas (Lob)	
Factor de Grav. del Gas (Fg)	
Tasa de Prod. de Líquido en el	81/Día °F
Relación de Gas del Sep. Prim./Liq. en el Tanque	5825 PCS/B1

Muestra tomada por: CORE LABORATORIES INT., S.A.

OBSERVACIONES:

Reductor: 1/4"

ANÁLISIS COMPOSICIONAL DEL FLUIDO DE YACIMIENTO DE GAS CONDENSADO

Componentes	Líquido del Separador Mol %	Gas del Separador Mol %	Fluido Producido Mol %
Sulfuro de Hidrógeno	0.00	0.00	0.00
Óxido de Carbono	0.27	2.94	2.60
Nitrógeno	0.04	0.10	0.09
Metano	9.12	85.27	75.57
Etano	2.74	5.94	5.53
Propano	3.69	3.01	1.476
Iso-Butano	1.57	0.59	3.10
Normal Butano	3.69	0.193	0.852
Iso-Pentano	3.27	1.01	0.71
Normal Pentano	3.34	0.36	0.232
Hexanos	3.78	0.31	1.35
Heptanos +	68.49	0.112	0.425
		0.26	0.73
		0.101	0.267
		0.093	0.70
			0.253
			0.71
			0.275
			5.858
Propiedades de los Heptanos +	100.00	100.00	100.00
Gravedad API a 60°F.	38.3		9.638
Densidad a 60°F.	0.8325		
Peso Molecular	174	103 (asum.)	0.831
Gravedad del gas sep. calc. (aire= 1.000)		0.688	173
Valor Calorf. del gas del sep. calc.:		1145 BTU por pie	
cúbico de gas seco a 14.7 Lpca. a 60°F.			
Gas tomado en el separador primario a	430	Lpcm. y	128 °F.
Líquido tomado en el separador primario a	430	Lpcm. y	128 °F.
Relación de gas en el sep. primario/de líquido en el sep. primario, pccn/Bbl a 128 °F.			5178
Relación de líquido en el sep. primario/de líquido en el tanque, Bbls./a 128 °F./Bbls. a 60 °F.			1.125
Relación de gas en el sep. primario/del fluido producido, Mpcn/MMpcn.			872.51
Relación de líquido del tanque/del fluido producido, Bbl./MMpcn.			149.8

ESTUDIO DE DEPLECIÓN A 253 °F

		Presión de Yacimiento - LPCM													
Análisis de Hidrocarburos de los Fluidos Producidos - Porcentaje Molecular															
Componentes		7475	6800	6000	5000	4000	3000	2200	1400	700	700*				
Sulfuro de Hidrógeno	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Dióxido de Carbono	2.60	2.60	2.60	2.58	2.57	2.57	2.59	2.62	2.68	2.75	1.53	2.75	1.53	2.75	1.53
Nitrogeno	0.09	0.09	0.09	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.09	0.13	0.09	0.13	0.09	0.13
Metano	75.57	77.21	78.93	80.48	81.60	82.23	82.23	82.33	81.94	81.10	12.51	81.10	12.51	81.10	12.51
Etano	5.53	5.52	5.51	5.50	5.53	5.59	5.59	5.72	5.98	6.27	2.95	5.98	6.27	5.98	6.27
Propano	3.10	3.05	3.00	2.96	2.92	2.94	2.94	3.00	3.14	3.35	3.21	3.14	3.35	3.14	3.21
Iso-Butano	0.71	0.69	0.66	0.63	0.62	0.61	0.61	0.63	0.66	0.73	1.12	0.66	0.73	0.66	0.73
Normal-Butano	1.35	1.31	1.26	1.21	1.17	1.16	1.16	1.18	1.24	1.35	2.50	1.24	1.35	1.24	2.50
Iso-Pentano	0.73	0.70	0.66	0.62	0.59	0.57	0.57	0.57	0.59	0.64	1.97	0.59	0.64	0.59	1.97
Normal-Pentano	0.70	0.66	0.61	0.57	0.53	0.51	0.51	0.51	0.54	0.58	2.07	0.54	0.58	0.54	2.07
Hexanos	0.71	0.64	0.57	0.50	0.45	0.42	0.42	0.41	0.41	0.43	3.48	0.41	0.43	0.41	3.48
Heptanos mas	8.91	7.53	6.12	4.86	3.92	3.28	3.28	2.93	2.72	2.71	68.53	2.72	2.71	2.72	68.53
Propiedades de los Heptanos más	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00
Peso Molecular	173	164	154	144	135	129	129	124	122	122	200	124	122	122	200
Densidad	0.831	0.825	0.816	0.806	0.797	0.790	0.790	0.785	0.782	0.782	0.841	0.785	0.782	0.782	0.841
Factor de Desviación - Z															
Gas en equilibrio	1.313	1.213	1.112	1.019	0.959	0.930	0.930	0.925	0.940	0.964		0.925	0.940	0.964	
Dos fases	1.313	1.252	1.172	1.082	0.999	0.932	0.932	0.888	0.821	0.697		0.888	0.821	0.697	
Fluido del pozo producido															
←Porcentaje acumulativo del inicial	0.000	4.605	10.038	18.743	29.555	43.289	56.245	69.791	82.007			56.245	69.791	82.007	

*Composición de la Fase Líquida en Equilibrio.

CONDENSACIÓN RETROGRADA DURANTE LA DEPLECIÓN DE GAS A 253

°F

<u>Presión Lpcm</u>	<u>Volumen de Líquido Retrogrado Porcentaje de Hidrocarburos en Espacio Poroso</u>
<u>7475</u> Presión del	Traza
Punto de Rocío	
7450	0.1
7400	0.4
7300	1.1
7150	2.6
6950	5.7
<u>6800</u> Primer Nivel	8.9
de Depleción	
6000	18.4
5000	23.5
4000	25.6
3000	25.9
2200	25.3
1400	24.0
700	22.4
0	20.7

APÉNDICE D

PVT DE PETRÓLEO VOLÁTIL

INFORMACIÓN GENERAL DEL PVT DE PETRÓLEO VOLÁTIL

CARACTERISTICAS DEL CAMPO :

Nombre de Yacimiento	SAN JUAN - 08
Fecha de descubrimiento	Aug-58
Presión Original del Yacimiento (lpcm)	7821
@ profundidad (pie MR)	13462
Relación Original Gas-Petróleo (pcn/stbbl)	2700
Presión del Separador (lpcm)	65
Temperatura del Separador (°F)	80
Gravedad del Líquido del Tanque (°API @ 60 °F)	36.3

CARACTERISTICAS DEL POZO :

Nivel de Referencia de Profundidad	13600
Elevación por encima del Nivel del Mar (pies)	375
Profundidad Total (pies MR)	14771
Intervalo cañoneado (pies)	14234'-14663' * 14444
Tamaño de la Tubería de Producción (pulgada)	3-1/2"
Locación del Zapato de la Tubería (pies MR)	
Temperatura del Yacimiento (° F)	267° F
Última Presión del Yacimiento (lpcm)	6568
@ profundidad (pies MR)	
@ fecha	Feb-98
Estado del Pozo	FLUJO NATURAL

CONDICIONES DURANTE EL MUESTREO :

Fecha del Muestreo	15-Feb-98
Tamaño Reductor (pulgada)	1/4"
Presión en la Cabeza Fluyendo (lpcm)	3000
Temperatura en la Cabeza Fluyendo (° F)	110
Presión del Separador (lpcm)	64
Temperatura del Separador (°F)	80
Tasa de Producción de Líquido (Stbbl/Día)	572
Tasa de Producción de Agua (Stbbl/Día)	2
Gravedad del Líquido del Tanque (°API @ 60 °F)	36.3
Tasa de Producción de Gas (MMpcn/Día)	1548
Temperatura del Ambiente (° F)	80
Presión Base (lpsa)	14.7
Temperatura Base (° F)	80
Factor de Compresibilidad en el Campo (Fpv)	*
Factor de Gravedad de Gas en el Campo (Fg)	* 1.1064
Gravedad del Gas en el Laboratorio (aire=1.000)	0.737
Factor de Compresibilidad en el Lab (Fpv)	* 1.0042
Factor de Gravedad de Gas en el Lab (Fg)	* 1.1649
RGP Producido en el Campo (pcn/stbbl)	* 2716
RGP Corregida (pcn/stbbl)	* 2859
Cilindros de Gas de Separador Nos.	EE7988, EE8004, EE8619
Cilindros de Líquido de Separador Nos.	L018, L421, L404
Muestras tomadas por	Petrolab, S. A.

$$* 2859 = 2716 * (1.1649 * 1.0042) / (1.1064 * 1.0042)$$

ESTUDIO DE MASA CONSTANTE A 267 °F

Presión (psia)	Volumen Relativo (V/Vsat)	Compresibilidad del Fluido (x10 ⁻⁶) (psig ⁻¹)	Función Y	Expansión Térmica (x10 ⁻⁴) (°F ⁻¹)	Viscosidad del Fluido (Centipoise)
	(1)	(2)	(3)	(4)	
10000	0.9483	6.66		7.33	0.313
9500	0.9523	8.48		7.46	0.309
9000	0.9572	10.21		7.61	0.304
8500	0.9631	12.22		7.77	0.298
8000	0.9701	14.53		7.93	0.292
7500	0.9785	17.13		8.17	0.287
7000	0.9868	20.79		8.50	0.283
6568 *	1.0000	25.95		8.95	0.278
6464	1.0039		4.086		0.281
6382	1.0068		4.301		0.284
6265	1.0107		4.502		0.286
5807	1.0278		4.721		0.298
5384	1.0493		4.460		0.305
4716	1.0937		4.192		0.321
3851	1.1848		3.817		0.344
3135	1.3128		3.501		0.366
2378	1.5489		3.210		0.398
1645	2.0271		2.914		0.438
1033	2.9956		2.685		0.493
711	4.2220		2.557		0.536
0					0.678

* Presión de Yacimiento = Presión de Saturación

(1) Barriles a la Presión Indicada por Barril a la Presión de Saturación

(2) Compresibilidad del Petróleo = $-(1/V) * (dV/dP)$

(3) Función Y = $(P_{sat} - P) / (P) * (V/V_{sat} - 1)$

(4) Expansión Térmica = $-(1/V) * (dV/dT)$

ANÁLISIS COMPOSICIONAL DEL FLUIDO DE YACIMIENTO DE PETRÓLEO VOLÁTIL

Component	Líquido de Separador % Molar	Gas de Separador % Molar	Fluido de Yacimiento % Molar
Sulfuro de Hidrógeno	H2S 0.00	0.00	0.00
Dióxido de Carbono	CO2 0.23	3.82	3.16
Nitrógeno	N2 0.08	0.25	0.22
Metano	C1 1.88	81.65	68.95
Etano	C2 0.95	5.55	5.52
Propano	C3 1.78	3.69	3.34
Iso-Butano	iC4 0.87	0.78	0.80
N-Butano	nC4 2.27	1.37	1.54
Iso-Pentano	iC5 2.05	0.50	0.79
N-Pentano	nC5 2.36	0.45	0.80
Hexanos	C6 7.03	0.49	1.69
Heptanos	C7 6.07	0.27	1.34
Octanos	C8 8.20	0.08	1.58
Nonanos	C9 8.43	0.04	1.69
Decanos	C10 7.16	0.03	1.34
Undecanos	C11 4.95	0.02	0.93
Dodecanos más	C12+ 45.68	0.01	8.40
TOTAL	100.00	100.00	100.00
Relaciones			
Relación Molar	0.1842	0.8158	1.0000
Relación de Masa	0.6461	0.3539	1.0000
Relación de Líquidos (bbl/bbl)	1.0000	—	2.2095 @ PT**
Relación Gas Líquido	1.0000 @ PT*	2766 PCN***	—
Propiedades de los Flujos			
Peso Molecular	172.04	21.27	49.04
Densidad observada (gm/cc)	0.8075 @ PT*	—	0.5666 @ PT**
Gravedad (AIRE = 1.000)	43.5 API @ 60 °F	0.737	—
Valor Calorífico Bruto (BTU/lb)	—	1198	—
Propiedades de Hexanos más			
% Molar	67.53	0.94	16.87
Peso Molecular	189.1	94.9	184.8
Densidad (gm/cc @ 60 °F)	0.8427	0.6822	0.8381
Gravedad (*API @ 60 °F)	36.3	75.7	37.2
Propiedades de Heptanos más			
% Molar	80.90	0.45	15.18
Peso Molecular	197.8	106.7	195.6
Densidad (gm/cc @ 60 °F)	0.8501	0.6977	0.8476
Gravedad (*API @ 60 °F)	34.8	71.1	35.3
Propiedades de Decanos más			
% Molar	57.60	0.06	10.67
Peso Molecular	234.0	145.2	233.0
Densidad (gm/cc @ 60 °F)	0.8692	0.7384	0.8691
Gravedad (*API @ 60 °F)	31.1	60.0	31.2
Propiedades de Undecanos más			
% Molar	50.64	0.03	9.33
Peso Molecular	249.1	156.3	248.4
Densidad (gm/cc @ 60 °F)	0.8759	0.7482	0.8759
Gravedad (*API @ 60 °F)	29.9	57.4	29.9
Propiedades de Dodecanos más			
% Molar	45.68	0.01	8.40
Peso Molecular	260.6	175.0	260.5
Densidad (gm/cc @ 60 °F)	0.8811	0.7631	0.8810
Gravedad (*API @ 60 °F)	28.9	53.6	29.0

* (P)resión: 45 lpcn * (T)emperatura: 85 °F

** (P)resión: 6857 lpcn * (T)emperatura: 267 °F

*** 2766 PCN / SEP B8L @ P T = 2859 PCN / ST B8 L
2859 = 2716 * (1.1549 * 1.0042) / (1.1064 * 1.0042)

DEPLECIÓN A VOLUMEN CONSTANTE A 6568, 6000 Y 5200 LPCM

Presión (psia):	8568	6568	6000	5200
Componente	% Molar	% Molar	% Molar	% Molar
Sulfuro de Hidrógeno	H ₂ S	0.00	0.00	0.00
Dióxido de Carbono	CO ₂	3.38	3.54	3.40
Nitrógeno	N ₂	0.21	0.30	0.31
Metano	C ₁	63.99	78.21	77.77
Etano	C ₂	5.38	5.74	5.69
Propano	C ₃	3.35	3.21	3.05
Isobutano	iC ₄	0.82	0.85	0.71
N-Butano	nC ₄	1.59	1.63	1.42
Isopentano	iC ₅	0.83	0.76	0.65
N-Pentano	nC ₅	0.85	0.77	0.66
Hexanos	C ₆	1.85	1.39	1.20
Heptanos	C ₇	1.28	1.20	1.14
Octanos	C ₈	1.63	0.95	0.89
Nonanos	C ₉	1.77	1.00	0.84
Decanos	C ₁₀	1.52	0.78	0.65
Undecanos	C ₁₁	1.06	0.45	0.43
Dodecanos Más	C ₁₂₊	10.49	0.89	0.89
TOTAL		100.00	100.00	100.00
Propiedades de los Flujos				
Peso Molecular		57.60	27.78	26.79
Gravedad (AIRE = 1.000)		1.993	0.964	0.930
Valor Calorífico Bruto (BTU/lbs)		3141	1554	1503
Valor Calorífico Neto (BTU/lbs)		2695	1418	1371
Índice Wobbe		2225	1582	1559
Presión Crítica (psia)		597.5	654.4	656.4
Temperatura Crítica (°R)		563.7	438.2	430.2
Contenido GPM				
Etano Más		18.865	7.226	6.663
Propano Más		17.425	5.690	5.140
Butanos Más		15.501	4.805	4.299
Pentanos Más		15.731	4.013	3.619
Propiedades de Hexanos Más				
% Molar		19.60	6.99	6.34
Peso Molecular		123.9	117.3	116.4
Densidad (gm/cc @ 60 °F)		0.7595	0.7693	0.7705
Gravedad (°API @ 60 °F)		54.6	52.3	52.0
Propiedades de Heptanos Más				
% Molar		17.75	5.80	5.14
Peso Molecular		130.9	125.6	128.4
Densidad (gm/cc @ 60 °F)		0.7702	0.7787	0.7787
Gravedad (°API @ 60 °F)		52.0	50.0	49.6
Propiedades de Decanos Más				
% Molar		13.07	2.10	1.97
Peso Molecular		173.2	157.6	159.9
Densidad (gm/cc @ 60 °F)		0.8151	0.8111	0.8132
Gravedad (°API @ 60 °F)		41.9	42.8	42.3
Propiedades de Undecanos Más				
% Molar		11.55	1.34	1.32
Peso Molecular		190.5	170.8	172.7
Densidad (gm/cc @ 60 °F)		0.8241	0.8229	0.8248
Gravedad (°API @ 60 °F)		40.0	40.3	39.9
Propiedades de Dodecanos Más				
Peso Molecular		279.6	182.6	185.3
Densidad (gm/cc @ 60 °F)		0.8319	0.8328	0.8350
Gravedad (°API @ 60 °F)		38.4	38.2	37.8
Factor de Recuperación **				
** abandono a 500 psia		0.8925	0.8992	0.8934

* Fluido de Yacimiento Original

DEPLECIÓN A VOLUMEN CONSTANTE A 4400, 3600 Y 2800 LPCM

Presión (lpcm):		4400	3600	2800
Componente	% Molar	% Molar	% Molar	% Molar
Sulfuro de Hidrógeno	H ₂ S	0.00	0.00	0.00
Dióxido de Carbono	CO ₂	3.55	3.73	3.90
Nitrógeno	N ₂	0.28	0.29	0.29
Metano	C ₁	80.43	81.49	81.59
Etano	C ₂	5.72	5.89	6.21
Propano	C ₃	3.00	3.07	3.13
Iso-Butano	iC ₄	0.68	0.65	0.63
n-Butano	nC ₄	1.22	1.08	1.05
Iso-Pentano	iC ₅	0.55	0.45	0.45
n-Pentano	nC ₅	0.54	0.45	0.44
Hexanos	C ₆	0.97	0.79	0.75
Heptanos	C ₇	0.95	0.64	0.62
Octanos	C ₈	0.50	0.38	0.35
Nonanos	C ₉	0.50	0.34	0.28
Decanos	C ₁₀	0.33	0.26	0.13
Undecanos	C ₁₁	0.18	0.15	0.07
Dodecanos Más	C ₁₂₊	0.52	0.33	0.09
TOTAL		100.00	100.00	100.00
Propiedades de los Flujos				
Peso Molecular		24.19	22.91	22.16
Gravedad (APIE = 1.000)		0.839	0.794	0.768
Valor Calorífico Bruto (BTU/lps)		1360	1287	1242
Valor Calorífico Neto (BTU/lps)		1237	1169	1127
Índice Wobbe		1485	1444	1417
Presión Crítica (lpsa)		654.9	669.7	672.8
Temperatura Crítica (°R)		412.3	403.9	400.0
Contenido GPM				
Etano Más		5.344	4.716	4.419
Propano Más		3.813	3.140	2.757
Butanos Más		2.986	2.293	1.894
Pentanos Más		2.378	1.739	1.357
Propiedades de Hexanos Más				
% Molar		4.03	2.89	2.29
Peso Molecular		117.3	114.7	104.1
Densidad (gm/cc @ 60 °F)		0.7691	0.7662	0.7530
Gravedad (°API @ 60 °F)		52.3	53.0	56.2
Propiedades de Heptanos Más				
% Molar		3.06	2.10	1.54
Peso Molecular		127.7	125.2	113.9
Densidad (gm/cc @ 60 °F)		0.7811	0.7794	0.7662
Gravedad (°API @ 60 °F)		49.5	49.9	53.3
Propiedades de Decanos Más				
% Molar		1.03	0.74	0.29
Peso Molecular		172.3	164.0	152.1
Densidad (gm/cc @ 60 °F)		0.8243	0.8170	0.8056
Gravedad (°API @ 60 °F)		40.0	41.5	43.9
Propiedades de Undecanos Más				
% Molar		0.70	0.48	0.16
Peso Molecular		190.7	180.0	165.9
Densidad (gm/cc @ 60 °F)		0.8393	0.8307	0.8186
Gravedad (°API @ 60 °F)		36.9	38.7	41.2
Propiedades de Dodecanos Más				
Peso Molecular		206.1	194.5	179.1
Densidad (gm/cc @ 60 °F)		0.8511	0.8423	0.8300
Gravedad (°API @ 60 °F)		34.6	35.3	38.8
Factor de Recuperación **				
** abandono a 500 lpcm		0.8833	0.8638	0.8292

DEPLECIÓN A VOLUMEN CONSTANTE A 2000, 1200 Y 400 LPCM

Presión (psia)		2000	1200	400
Componente		% Molar	% Molar	% Molar
Sulfuro de Hidrógeno	H ₂ S	0.00	0.00	0.00
Dióxido de Carbono	CO ₂	4.10	4.45	4.36
Nitrógeno	N ₂	0.23	0.22	0.17
Metano	C ₁	81.38	79.25	71.71
Etano	C ₂	6.35	6.65	8.01
Propano	C ₃	3.33	3.63	6.20
Iso-Butano	iC ₄	0.70	0.80	1.16
N-Butano	nC ₄	1.06	1.61	2.32
Iso-Pentano	iC ₅	0.42	0.63	0.97
N-Pentano	nC ₅	0.38	0.58	0.92
Hexanos	C ₆	0.68	0.94	1.38
Heptanos	C ₇	0.65	0.53	1.51
Octanos	C ₈	0.30	0.22	0.62
Nonanos	C ₉	0.19	0.12	0.36
Decanos	C ₁₀	0.14	0.10	0.13
Undecanos	C ₁₁	0.07	0.03	0.05
Dodecanos Más	C ₁₂₊	0.02	0.06	0.13
TOTAL		100.00	100.00	100.00
Propiedades de los Flujos				
Peso Molecular		21.96	22.81	26.18
Gravedad (AIR) = 1.000		0.761	0.784	0.909
Valor Calorífico Bruto (BTU/lbs)		1228	1255	1451
Valor Calorífico Neto (BTU/lbs)		1114	1139	1322
Índice Wobbe		1407	1417	1522
Presión Crítica (psia)		874.4	874.8	885.1
Temperatura Crítica (°R)		399.3	406.3	428.4
Contenido GPM				
Etano Más		4.366	4.901	7.477
Propano Más		2.667	3.068	5.333
Butanos Más		1.749	2.087	3.623
Pentanos Más		1.185	1.297	2.511
Propiedades de Hexanos Más				
% Molar		2.06	1.98	4.18
Peso Molecular		100.7	97.8	100.2
Densidad (gm/cc @ 60 °F)		0.7485	0.7446	0.7479
Gravedad (°API @ 60 °F)		57.4	58.4	57.5
Propiedades de Heptanos Más				
% Molar		1.37	1.04	2.80
Peso Molecular		109.0	110.2	108.3
Densidad (gm/cc @ 60 °F)		0.7592	0.7607	0.7583
Gravedad (°API @ 60 °F)		54.7	54.3	54.9
Propiedades de Decanos Más				
% Molar		0.23	0.17	0.31
Peso Molecular		139.9	148.6	157.4
Densidad (gm/cc @ 60 °F)		0.7940	0.8006	0.8110
Gravedad (°API @ 60 °F)		46.5	44.6	42.8
Propiedades de Undecanos Más				
% Molar		0.09	0.07	0.18
Peso Molecular		150.2	166.8	175.3
Densidad (gm/cc @ 60 °F)		0.8042	0.8194	0.8268
Gravedad (°API @ 60 °F)		44.3	41.0	39.5
Propiedades de Dodecanos Más				
Peso Molecular		172.8	178.7	187.1
Densidad (gm/cc @ 60 °F)		0.8246	0.8296	0.8265
Gravedad (°API @ 60 °F)		39.9	38.9	37.5
Factor de Recuperación [™]				
[™] abandonó a 500 psia		0.7610	0.5908	—

DEPLECIÓN A VOLUMEN CONSTANTE A 267 °F FASE GASEOSA

Presión	Producción	Factor	Factor	Factor de	Gravedad	Viscosidad
(psia)	Acumulativa	Volumétrico	Expansión	Desviación	del Gas	del Gas
(1)	(2)	(Bg)	(E)	(Z)	(Air=1.00)	(Centipoise)
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)
6588	0.000			1.220	1.157	
6000	3.239	0.00392	254.78	1.149	0.962	0.0370
5200	9.391	0.00418	240.34	1.056	0.922	0.0326
4400	16.396	0.00459	217.92	0.986	0.841	0.0274
3600	24.762	0.00537	186.17	0.945	0.822	0.0237
2800	34.903	0.00674	148.42	0.923	0.773	0.0202
2000	46.389	0.00941	106.24	0.923	0.769	0.0177
1200	59.304	0.01600	62.50	0.946	0.794	0.0157
400	76.189	0.04855	20.60	0.980	0.894	0.0138
0				1.000	1.272	0.0119

* Presión de Yacimiento = Presión de Saturación

(1) Fase de Gas Producida: Porcentaje Molar acumulativo del Fluido del Yacimiento inicial

(5) Pies cúbicos de Gas a Presión y Temperatura indicada por pie cubico a 14.696 lpsca y 60 °F

(6) Pies cúbicos de Gas a 14.696 lpsca y 60 °F por pie cubico a Presión y Temperatura indicada

(4) Calculado de correlación de Lee, González y Eakin

DEPLECIÓN A VOLUMEN CONSTANTE A 267 °F FASE LÍQUIDA

Presión (lpcm)	Relación Gas - Petróleo (PCN/Bbl) (1)	Volumen Relativo del Petróleo (Bo) (2)	Volumen Relativo Total (Bt) (3)	(% Líquido) (4)	Densidad del Petróleo (gm/cc)
10000	2778	2.0311	2.0311	100.00	0.6639
9000	2775	2.0501	2.0501	100.00	0.6578
8000	2775	2.0778	2.0778	100.00	0.6490
7000	2776	2.1178	2.1178	100.00	0.6367
6568 *	2776	2.1418	2.1418	100.00	0.6296
6000	2315	1.8896	2.2119	88.23	0.6626
5200	1911	1.7083	2.3493	79.76	0.6872
4400	1600	1.5850	2.5482	74.00	0.7108
3600	1325	1.4825	2.8707	69.22	0.7286
2800	1065	1.4025	3.4557	65.48	0.7436
2000	796	1.3189	4.6350	61.58	0.7577
1200	522	1.2379	7.6617	57.80	0.7674
400	156	1.1550	23.8123	53.93	0.7782
0	0	1.0916		50.97	0.7839

* Presión de Yacimiento = Presión de Saturación

- (1) Pies cúbicos a 14.696 lpcm y 60 °F por Barril de Petróleo residual a 60 °F
(2) Barriles de líquido a Presión y Temperatura indicada por Barril de Petróleo residual a 60 °F
(3) Barriles de líquido más Gas Liberado a Presión y Temperatura indicada por Barril de Petróleo residual a 60 °F
(4) Porcentaje del Volumen de Hidrocarburos en el Yacimiento a la Presión de Saturación