



**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA**

**FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA**

**CARRERA DE INGENIERÍA EN PETRÓLEO**

**TEMA:**

**“DISEÑO DE UN SOFTWARE PARA EL ANÁLISIS  
DE PVT DE PETRÓLEO NEGRO”**

**TESIS DE GRADO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE  
INGENIERO EN PETRÓLEO**

**AUTOR:**

**JONATHAN JAVIER YAGUAL BACILIO**

**TUTOR:**

**ING. PAULO CÉSAR ESCANDÓN PANCHANA, Mgle.**

**LA LIBERTAD – ECUADOR**

**2019**

**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA**

**FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA**

**CARRERA DE INGENIERÍA EN PETRÓLEO**

**TEMA:**

**“DISEÑO DE UN SOFTWARE PARA EL ANÁLISIS  
DE PVT DE PETRÓLEO NEGRO”**

**TESIS DE GRADO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE  
INGENIERO EN PETRÓLEO.**

**AUTOR:**

**JONATHAN JAVIER YAGUAL BACILIO**

**TUTOR:**

**ING. PAULO CÉSAR ESCANDÓN PANCHANA, Mgle.**

**LA LIBERTAD – ECUADOR**

**2019**

**UPSE**

## DECLARACIÓN DE AUTORÍA DE TESIS

Yo, Yagual Bacilio Jonathan Javier, con cédula de ciudadanía 0927514687, declaro bajo juramento que el trabajo de titulación denominado **"DISEÑO DE UN SOFTWARE PARA EL ANÁLISIS DE PVT DE PETRÓLEO NEGRO"**, no tiene antecedentes de haber sido elaborado en la Facultad de Ciencias de la Ingeniería, Carrera Ingeniería en Petróleo, lo cual es un trabajo exclusivamente inédito y perteneciente a mi autoría.

Por este motivo, manifiesto la originalidad de la presente tesis, señalando aportes intelectuales y citas bibliográficas debidamente referenciadas y se autoriza a la Universidad Estatal Península de Santa Elena, para que realice el uso adecuado y pertinente de la presente tesis.

Jonathan Yagual.

Jonathan Javier Yagual Bacilio

C.I. 0927514687

## APROBACIÓN DEL TUTOR

En mi calidad de tutor del proyecto de investigación denominado **“DISEÑO DE UN SOFTWARE PARA EL ANÁLISIS DE PVT DE PETRÓLEO NEGRO”**, elaborado por el estudiante **YAGUAL BACILIO JONATHAN JAVIER**, egresado de la Carrera de Ingeniería en Petróleo, de la Facultad de Ciencias de la Ingeniería de la Universidad Estatal Península de Santa Elena, previo a la obtención del título de Ingeniero de Petróleos, me permito declarar que posterior a la orientación, estudio y revisión del proyecto de investigación, lo apruebo totalmente, debido a que reúne los requisitos y méritos suficientes para ser sometido a evaluación del tribunal de grado y autorizo al estudiante antes mencionado para que inicie los trámites legales pertinentes.

Atentamente,



Ing. Paulo César Escandón Panchana, Mgle

Docente Tutor

CI. 0921241006

La Libertad, 16 de Octubre del 2019

**SANDRA YANINA YAGUAL TUMBACO  
LICENCIADA EN CIENCIAS DE LA EDUCACIÓN  
MAGISTER EN DISEÑO CURRICULAR**

**CERTIFICADO DE GRAMATOLOGÍA**

A petición del interesado tengo a bien certificar que he realizado la revisión y el análisis del contenido del presente trabajo de titulación con el tema:

**“DISEÑO DE UN SOFTWARE PARA EL ANÁLISIS DE PVT DE PETRÓLEO NEGRO”**, del egresado **YAGUAL BACILIO JONATHAN JAVIER** con cédula N° **0927514687**, de la Carrera de **Ingeniería en Petróleo** de la Universidad Estatal Península de Santa Elena.

Que el mencionado trabajo, en el contexto general, cumple con los requisitos lingüísticos dados por la Real Academia Española, para fines académicos respectivos.

Certifica,



**Lic. Sandra Yanina Yagual Tumbaco, MSc**

C.I: 0914693353

Telf: 0986663270

Correo: s\_and\_tum@hotmail.com

Registro de Senescyt 1006-15-86055870



## CERTIFICADO ANTIPLAGIO

001-PCEP-2019

En mi calidad de tutor del trabajo de titulación denominado **“DISEÑO DE UN SOFTWARE PARA EL ANÁLISIS DE PVT DE PETRÓLEO NEGRO”**, elaborado por el estudiante **Yagual Bacilio Jonathan Javier**, egresado de la Carrera de Ingeniería en Petróleo, de la Facultad de Ciencias de la Ingeniería de la Universidad Estatal Península de Santa Elena, previo a la obtención del título de Ingeniero de Petróleos, me permito declarar que una vez analizado en el sistema antiplagio URKUND, luego de haber cumplido los requerimientos exigidos de valoración, el presente proyecto ejecutado, se encuentra con 2% de la valoración permitida, por consiguiente se procede a emitir el presente informe.

Atentamente,



Ing. Paulo César Escandón Panchana, Mgle

Docente Tutor

CI. 0921241006

## DEDICATORIA

El presente trabajo está dedicado a mis padres **Washington Yagual** y **Sandra Fernández** que fueron parte fundamental en todo el transcurso de mi carrera universitaria y estuvieron conmigo guiándome y dándome su amor incondicional.

A mi tía **Sandra Yagual** quien siempre me brinda su apoyo incondicional, confía en mí y nunca me abandona, además de ser mi fuente de inspiración y superación.

Jonathan Javier Yagual Bacilio

## AGRADECIMIENTO

En primer lugar agradecer a Dios por darme la vida y guiar mi camino en la búsqueda de este objetivo deseado.

A mi padre **Washington Yagual** quien siempre me dio lo necesario para poder formarme como profesional, a mi madre **Sandra Fernández** que me escucha y orienta de la mejor manera para seguir adelante.

A mis hermanas **Tatiana, Solange y Melanie** por los diferentes momentos su lado que de igual forma contribuyeron a la meta alcanzada.

A mis tíos **Luis Villón y Sandra Yagual** por brindarme siempre su apoyo en el transcurso de mi carrera universitaria.

A mi tutor y amigo **Ing. Paulo Escandón** que forma parte de este logro alcanzado por su apoyo académico, enseñanzas, guía y asesoramiento en la realización de este proyecto de investigación.

A la empresa **BestEnergy Services S.A.** por darme la oportunidad de realizar mis practicas pre-profesionales y posteriormente integrar su equipo de trabajo, además de facilitarme la información de campo respectiva para el desarrollo de mi tesis.

Al **Ing. Edwin Pineda** y al **Ing. Andrés Ríos** que compartieron sus conocimientos a lo largo de su experiencia en la industria petrolera e hicieron posible el desarrollo del proyecto de titulación.

A mis **amigos y compañeros de clases** por los diferentes momentos compartidos en los años de estudio de nuestra carrera universitaria.

A mis **amigos de barrio** que siempre me impulsaron a conseguir el título profesional.

Y por último a la **Universidad Estatal Península de Santa Elena** que permitió formarme como profesional, en especial a todos los docentes de la carrera de Ingeniería en Petróleo que con sus sabidurías y conocimientos motivaron desarrollar mis habilidades.

Jonathan Javier Yagual Bacilio




**TRIBUNAL DE GRADO**



---

Ing. Juan Garcés, MSc  
DECANO DE LA FACULTAD  
CIENCIAS DE LA INGENIERÍA




---

Ing. Marlelis Gutiérrez, PhD.  
DIRECTORA DE LA CARRERA  
INGENIERÍA EN PETRÓLEOS



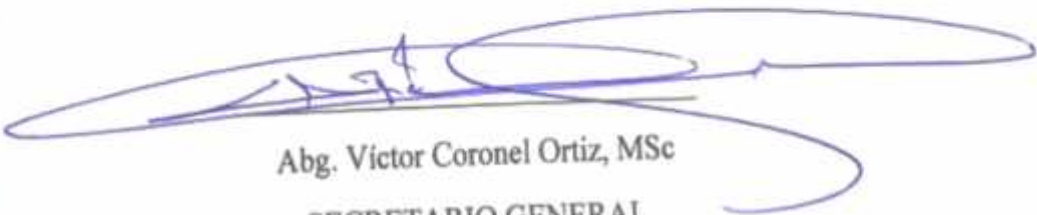
---

Ing. Sadi Iturralde, MSc  
PROFESOR DE ÁREA



---

Ing. Paulo Escandón, Mgle  
DOCENTE TUTOR



---

Abg. Víctor Coronel Ortiz, MSc  
SECRETARIO GENERAL

## ÍNDICE GENERAL

DECLARACIÓN DE AUTORÍA DE TESIS.....	iii
APROBACIÓN DEL TUTOR .....	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>
CERTIFICADO DE GRAMATOLOGÍA .....	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>
CERTIFICADO ANTIPLAGIO .....	v
DEDICATORIA .....	vii
AGRADECIMIENTO .....	viii
TRIBUNAL DE GRADO.....	ix
ÍNDICE GENERAL .....	x
ÍNDICE DE ANEXOS .....	xiii
ÍNDICE DE FIGURAS.....	xiii
ÍNDICE DE TABLAS .....	xv
GLOSARIO DE TÉRMINOS.....	xx
RESUMEN .....	xxii
ABSTRACT.....	xxiii
CAPÍTULO I .....	1
PROBLEMA DE LA INVESTIGACIÓN .....	1
1.1 Planteamiento del problema y descripción del tema.....	1
1.2 Justificación.....	3
1.3 Objetivo General .....	4
1.4 Objetivos Específicos .....	4
1.5 Hipótesis.....	4
1.6 Alcance.....	5
CAPÍTULO II.....	6
MARCO TEÓRICO.....	6
2.1 Análisis PVT .....	6
2.2 Tipos de Pruebas PVT de laboratorio .....	6
2.2.1 Composición de la muestra del fluido (CF).....	6
2.2.2 Prueba de expansión a composición constante (CCE).....	7
2.2.3 Prueba de liberación diferencial (LD).....	9
2.2.4 Prueba del separador (PS).....	11
2.2.5 Viscosidad.....	12
2.2.6 Ajuste de los valores de las pruebas de liberación diferencial a condiciones del separador.....	13
2.3 Propiedades de los fluidos.....	13

2.4	Correlaciones PVT .....	14
2.5	Correlaciones PVT del petróleo .....	14
2.5.1	Densidad del petróleo .....	15
2.5.1.1	Correlación de Standing, M. B.....	15
2.5.1.2	Correlación de Petrosky, G. E. y Farshad, F. F.....	16
2.5.2	Presión al punto de burbuja.....	16
2.5.2.1	Correlación de Standing, M. B.....	16
2.5.2.2	Correlación de Dokla, M. E. y Osman, M. E. ....	17
2.5.2.3	Correlación de Velarde, Blasingame y McCain.....	17
2.5.3	Solubilidad del gas en el petróleo (Relación Gas-Petróleo) .....	18
2.5.3.1	Correlación de Standing, M. B.....	18
2.5.3.2	Correlación de Glaso, O. ....	19
2.5.3.3	Correlación de Al-Marhoun, M. A.....	19
2.5.3.4	Correlación de Al-Marhoun, M. A. Modificada por Iza .....	20
2.5.4	Compresibilidad isotérmica del petróleo .....	20
2.5.4.1	Correlación de Standing, M. B.....	20
2.5.4.2	Correlación de Petrosky, G. E. y Farshad, F. F.....	21
2.5.4.3	Correlación de Vásquez, M. E. y Begg, H. D. ....	21
2.5.5	Factor volumétrico del petróleo .....	22
2.5.5.1	Correlación de Standing, M. B.....	22
2.5.5.2	Correlación de Glaso, O. ....	22
2.5.5.3	Correlación de Al-Marhoun, M. A.....	23
2.5.6	Viscosidad del petróleo .....	23
2.5.6.1	Viscosidad del Petróleo Muerto .....	23
2.5.6.1.1	Correlación de Begg, H. D. y Robinson, J. R.....	23
2.5.6.1.2	Correlación de Kartoatmodjo, T. y Schmindt, Z. ....	24
2.5.6.2	Viscosidad del Petróleo Saturado.....	24
2.5.6.2.1	Correlación de Chew, J. N. y Connally, C. A. Jr.....	24
2.5.6.2.2	Correlación de Kartoatmodjo, T. y Schmindt, Z. ....	25
2.5.6.3	Viscosidad del Petróleo Subsaturado .....	25
2.5.6.3.1	Correlación de Beal, C.....	25
2.5.6.3.2	Correlación de Vásquez, M. E. y Begg, H. D.....	26
2.5.7	Rangos de aplicación de las correlaciones.....	27
2.6	Correlaciones PVT del gas .....	29
2.6.1	Factor de Compresibilidad del gas z.....	29

2.6.1.1	Método de Papay, J. ....	29
2.6.1.2	Método de Hall, K. R. y Yarborough, L. ....	30
2.6.1.3	Método de Mahmoud, M. A. ....	32
2.6.2	Viscosidad del gas. ....	32
2.6.2.1	Correlación de Lee, A. L., Gonzales, M. H. y Eakin, B. E. ....	32
2.6.3	Factor volumétrico del gas. ....	33
2.6.3.1	Ecuación de estado para un gas real. ....	33
2.7	Petróleo Negro (Black Oil) ....	33
CAPÍTULO III. ....		35
DESCRIPCIÓN DEL SOFTWARE PVT TEST SYSTEM ....		35
3.1	Algoritmo PVT TEST SYSTEM ....	35
3.2	Diseño del software PVT TEST SYSTEM. ....	36
3.2.1	Plataforma de Registro e Inicio de Sesión ....	36
3.2.2	Módulo de Empresa y Campo. ....	39
3.2.3	Módulo de Datos Iniciales del Pozo ....	39
3.2.4	Módulo de Correlaciones ....	40
3.2.5	Módulos de Resultados PVT ....	41
3.2.6	Módulo de Reportes ....	52
3.2.7	Ayuda. ....	55
CAPÍTULO IV. ....		56
DISCUSIÓN DE RESULTADOS ....		56
CAPÍTULO V ....		89
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES ....		89
5.1	Conclusiones ....	89
5.2	Recomendaciones. ....	90
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS. ....		91
ANEXOS ....		93

## ÍNDICE DE ANEXOS

Anexo 1. Resultados comparativos entre pruebas de laboratorio y correlaciones matemáticas – Pozo Palo Azul-02, Arena Hollín Superior.....	94
Anexo 2. Resultados comparativos entre pruebas de laboratorio y correlaciones matemáticas – Pozo Palo Azul-02, Arena Hollín Inferior. ....	98
Anexo 3. Resultados comparativos entre pruebas de laboratorio y correlaciones matemáticas – Pozo Arazá-02D, Arena T Inferior. ....	102
Anexo 4. Resultados comparativos entre pruebas de laboratorio y correlaciones matemáticas – Pozo Tapi-09D, Arena T Inferior.....	106
Anexo 5. Resultados comparativos entre pruebas de laboratorio y correlaciones matemáticas – Pozo Yanaquincha-009, Arena U Inferior. ....	110
Anexo 6. Resultados comparativos entre pruebas de laboratorio y correlaciones matemáticas – Pozo Yuralpa-001, Arena Hollín. ....	114
Anexo 7. Resultados comparativos entre pruebas de laboratorio y correlaciones matemáticas – Pozo Parahuacu-07, Arena T Inferior. ....	118
Anexo 8. Resultados comparativos entre pruebas de laboratorio y correlaciones matemáticas – Pozo Shushufindi-051, Arena Basal Tena. ....	122
Anexo 9. Resultados comparativos entre pruebas de laboratorio y correlaciones matemáticas – Pozo Palmar Oeste-01, Arena T.....	126
Anexo 10. Resultados comparativos entre pruebas de laboratorio y correlaciones matemáticas – Pozo Sonia-01, Arena M-1. ....	129
Anexo 11. Resultados estadísticos de la evaluación de las propiedades PVT.....	133
Anexo 12. Datos Iniciales y Resultados Principales de las Pruebas PVT de Laboratorio.....	136

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1 Prueba de relación presión – volumen (CCE) – esquema .....	7
Figura 2 Prueba de liberación diferencial (DL) – esquema .....	9
Figura 3 Prueba del separador – esquema.....	11
Figura 4 Formulario de registro de sesión .....	37
Figura 5 Ventana de inicio de sesión .....	37
Figura 6 Pantalla principal del programa.....	38
Figura 7 Módulos de la aplicación.....	38
Figura 8 Ventana de Registro de empresa y datos generales del campo .....	39
Figura 9 Ventana de ingreso de los datos iniciales del pozo .....	40
Figura 10 Ventana de Correlaciones PVT .....	41
Figura 11 Ventana general de resultados principales PVT .....	42
Figura 12 Interfaz final de resultados principales PVT .....	43
Figura 13 Ventana de Resultados PVT .....	44

Figura 14 Estimación de la compresibilidad del petróleo.....	45
Figura 15 Estimación de la densidad del petróleo .....	45
Figura 16 Estimación del factor volumétrico del petróleo.....	46
Figura 17 Estimación del relación gas-petróleo.....	46
Figura 18 Estimación de la viscosidad del petróleo.....	47
Figura 19 Sumarios de resultados PVT del petróleo .....	47
Figura 20 Estimación de las pruebas del separador .....	48
Figura 21 Estimación de factor volumétrico del gas .....	49
Figura 22 Estimación del factor de compresibilidad Z.....	49
Figura 23 Estimación de la viscosidad del gas .....	50
Figura 24 Sumario de resultados PVT del gas .....	50
Figura 25 Formato de exportación de datos para cada propiedad estimada .....	51
Figura 26 Ventana de generación de reporte .....	52
Figura 27 Presentación del reporte general.....	53
Figura 28 Reporte general de los resultados principales de las propiedades PVT .....	54
Figura 29 Información general del software PVT TEST SYSTEM .....	55
Figura 30 Datos iniciales del Pozo Palo Azul-02, Arena Hollín Superior.....	136
Figura 31 Resultados PVT Principales del Pozo Palo Azul-02, Arena Hollín Superior. ....	137
Figura 32 Datos iniciales y resultados PVT principales del Pozo Palo Azul-02, Arena Hollín Inferior. ....	138
Figura 33 Datos Iniciales del pozo Arazá-02D, Arena T Inferior. ....	139
Figura 34 Resultados PVT principales del pozo Arazá-02D, Arena T Inferior.....	140
Figura 35 Datos Iniciales del pozo Tapi-09D, Arena T Inferior.....	140
Figura 36 Resultados PVT principales del Tapi-09D, Arena T Inferior.....	141
Figura 37 Datos iniciales del pozo Yanaquincha-009, Arena U Inferior. ....	141
Figura 38 Resultados PVT principales del pozo Yanaquincha-009, Arena U Inferior. ....	142
Figura 39 Datos Iniciales y Resultados PVT principales del pozo Yuralpa-001, Arena Hollín. ....	143
Figura 40 Datos Iniciales del pozo Parahuacu-07, Arena T Inferior. ....	144
Figura 41 Resultados PVT principales del pozo Parahuacu-07, Arena T Inferior. ....	145
Figura 42 Datos Iniciales del pozo Shushufindi-051, Arena Basal Tena. ....	146
Figura 43 Resultados PVT principales del pozo Shushufindi-051, Arena Basal Tena. ....	147
Figura 44 Datos Iniciales del pozo Palmar Oeste-01, Arena T.....	148
Figura 45 Resultados PVT principales del pozo Palmar Oeste-01, Arena T.....	149
Figura 46 Datos Iniciales del pozo Sonia-01, Arena M-1. ....	150
Figura 47 Resultados PVT principales del pozo Sonia-01, Arena M-1.....	151

## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1 Rangos de aplicabilidad de las correlaciones .....	27
Tabla 2 Resultados comparativos para la presión de burbuja – Pozo Palo Azul-02, Arena Hollín Superior.....	94
Tabla 3 Resultados comparativos para la relación gas-petróleo – Pozo Palo Azul-02, Arena Hollín Superior.....	94
Tabla 4 Resultados comparativos para el factor volumétrico del petróleo – Pozo Palo Azul-02, Arena Hollín Superior.....	95
Tabla 5 Resultados comparativos para la compresibilidad del petróleo – Pozo Palo Azul-02, Arena Hollín Superior.....	95
Tabla 6 Resultados comparativos para la viscosidad del petróleo muerto – Pozo Palo Azul-02, Arena Hollín Superior.....	95
Tabla 7 Resultados comparativos para la viscosidad del petróleo al punto de burbuja – Pozo Palo Azul-02, Arena Hollín Superior.....	96
Tabla 8 Resultados comparativos para la viscosidad del petróleo encima del punto de burbuja – Pozo Palo Azul-02, Arena Hollín Superior.....	96
Tabla 9 Resultados comparativos para la viscosidad del gas– Pozo Palo Azul-02, Arena Hollín Superior.....	96
Tabla 10 Resultados comparativos para factor volumétrico del gas– Pozo Palo Azul-02, Arena Hollín Superior.....	97
Tabla 11 Resultados comparativos para factor de compresibilidad del gas z– Pozo Palo Azul-02, Arena Hollín Superior.....	97
Tabla 12 Resultados comparativos para la presión de burbuja – Pozo Palo Azul-02, Arena Hollín Inferior.....	98
Tabla 13 Resultados comparativos para la relación gas-petróleo – Pozo Palo Azul-02, Arena Hollín Inferior.....	98
Tabla 14 Resultados comparativos para el factor volumétrico del petróleo – Pozo Palo Azul-02, Arena Hollín Inferior.....	99
Tabla 15 Resultados comparativos para la compresibilidad del petróleo – Pozo Palo Azul-02, Arena Hollín Inferior.....	99
Tabla 16 Resultados comparativos para la viscosidad del petróleo muerto – Pozo Palo Azul-02, Arena Hollín Inferior.....	99
Tabla 17 Resultados comparativos para la viscosidad del petróleo al punto de burbuja – Pozo Palo Azul-02, Arena Hollín Inferior.....	100
Tabla 18 Resultados comparativos para la viscosidad del petróleo encima del punto de burbuja – Pozo Palo Azul-02, Arena Hollín Inferior.....	100
Tabla 19 Resultados comparativos para el factor volumétrico del gas – Pozo Palo Azul-02, Arena Hollín Inferior.....	100
Tabla 20 Resultados comparativos para el factor de compresibilidad del gas z – Pozo Palo Azul-02, Arena Hollín Inferior.....	101
Tabla 21 Resultados comparativos para la presión de burbuja – Pozo Arazá-02D, Arena T Inferior.....	102
Tabla 22 Resultados comparativos para la relación gas-petróleo – Pozo Arazá-02D, Arena T Inferior.....	102
Tabla 23 Resultados comparativos para el factor volumétrico del petróleo – Pozo Arazá-02D, Arena T Inferior.....	103

Tabla 24 Resultados comparativos para la compresibilidad del petróleo – Pozo Arazá-02D, Arena T Inferior. ....	103
Tabla 25 Resultados comparativos para la viscosidad del petróleo muerto – Pozo Arazá-02D, Arena T Inferior. ....	103
Tabla 26 Resultados comparativos para la viscosidad del petróleo al punto de burbuja – Pozo Arazá-02D, Arena T Inferior. ....	104
Tabla 27 Resultados comparativos para la viscosidad del petróleo encima del punto de burbuja – Pozo Arazá-02D, Arena T Inferior. ....	104
Tabla 28 Resultados comparativos para la viscosidad del gas – Pozo Arazá-02D, Arena T Inferior. ....	104
Tabla 29 Resultados comparativos para el factor volumétrico del gas – Pozo Arazá-02D, Arena T Inferior. ....	105
Tabla 30 Resultados comparativos para el factor de compresibilidad del gas z – Pozo Arazá-02D, Arena T Inferior. ....	105
Tabla 31 Resultados comparativos para la presión de burbuja – Pozo Tapi-09D, Arena T Inferior. ....	106
Tabla 32 Resultados comparativos para la relación gas-petróleo – Pozo Tapi-09D, Arena T Inferior. ....	106
Tabla 33 Resultados comparativos para el factor volumétrico del petróleo – Pozo Tapi-09D, Arena T Inferior. ....	107
Tabla 34 Resultados comparativos para la compresibilidad del petróleo – Pozo Tapi-09D, Arena T Inferior. ....	107
Tabla 35 Resultados comparativos para la viscosidad del petróleo muerto – Pozo Tapi-09D, Arena T Inferior. ....	107
Tabla 36 Resultados comparativos para la viscosidad del petróleo al punto de burbuja – Pozo Tapi-09D, Arena T Inferior. ....	108
Tabla 37 Resultados comparativos para la viscosidad del petróleo encima del punto de burbuja – Pozo Tapi-09D, Arena T Inferior. ....	108
Tabla 38 Resultados comparativos para la viscosidad del gas – Pozo Tapi-09D, Arena T Inferior. ....	108
Tabla 39 Resultados comparativos para el factor volumétrico del gas – Pozo Tapi-09D, Arena T Inferior. ....	109
Tabla 40 Resultados comparativos para el factor de compresibilidad del gas z – Pozo Tapi-09D, Arena T Inferior. ....	109
Tabla 41 Resultados comparativos para la presión de burbuja – Pozo Yanaquincha-009, Arena U Inferior. ....	110
Tabla 42 Resultados comparativos para la relación gas-petróleo – Pozo Yanaquincha-009, Arena U Inferior. ....	110
Tabla 43 Resultados comparativos para el factor volumétrico del petróleo – Pozo Yanaquincha-009, Arena U Inferior. ....	111
Tabla 44 Resultados comparativos para la compresibilidad del petróleo – Pozo Yanaquincha-009, Arena U Inferior. ....	111
Tabla 45 Resultados comparativos para la viscosidad del petróleo muerto – Pozo Yanaquincha-009, Arena U Inferior. ....	111
Tabla 46 Resultados comparativos para la viscosidad del petróleo al punto de burbuja – Pozo Yanaquincha-009, Arena U Inferior. ....	112



Tabla 47 Resultados comparativos para la viscosidad del petróleo encima del punto de burbuja – Pozo Yanaquincha-009, Arena U Inferior. ....	112
Tabla 48 Resultados comparativos para la viscosidad del gas – Pozo Yanaquincha-009, Arena U Inferior. ....	112
Tabla 49 Resultados comparativos para el factor volumétrico del gas – Pozo Yanaquincha-009, Arena U Inferior. ....	113
Tabla 50 Resultados comparativos para el factor de compresibilidad del gas z – Pozo Yanaquincha-009, Arena U Inferior. ....	113
Tabla 51 Resultados comparativos para la presión de burbuja – Pozo Yuralpa-001, Arena Hollín. ....	114
Tabla 52 Resultados comparativos para la relación gas-petróleo – Pozo Yuralpa-001, Arena Hollín. ....	114
Tabla 53 Resultados comparativos para el factor volumétrico del petróleo – Pozo Yuralpa-001, Arena Hollín. ....	115
Tabla 54 Resultados comparativos para la compresibilidad del petróleo – Pozo Yuralpa-001, Arena Hollín. ....	115
Tabla 55 Resultados comparativos para la viscosidad del petróleo muerto – Pozo Yuralpa-001, Arena Hollín. ....	115
Tabla 56 Resultados comparativos para la viscosidad del petróleo al punto de burbuja – Pozo Yuralpa-001, Arena Hollín. ....	116
Tabla 57 Resultados comparativos para la viscosidad del petróleo encima del punto de burbuja – Pozo Yuralpa-001, Arena Hollín. ....	116
Tabla 58 Resultados comparativos para la viscosidad del gas – Pozo Yuralpa-001, Arena Hollín. ....	116
Tabla 59 Resultados comparativos para el factor volumétrico del gas – Pozo Yuralpa-001, Arena Hollín. ....	117
Tabla 60 Resultados comparativos para el factor de compresibilidad del gas z – Pozo Yuralpa-001, Arena Hollín. ....	117
Tabla 61 Resultados comparativos para la presión de burbuja – Pozo Parahuacu-07, Arena T Inferior. ....	118
Tabla 62 Resultados comparativos para la relación gas-petróleo – Pozo Parahuacu-07, Arena T Inferior. ....	118
Tabla 63 Resultados comparativos para el factor volumétrico del petróleo – Pozo Parahuacu-07, Arena T Inferior. ....	119
Tabla 64 Resultados comparativos para la compresibilidad del petróleo – Pozo Parahuacu-07, Arena T Inferior. ....	119
Tabla 65 Resultados comparativos para la viscosidad del petróleo muerto – Pozo Parahuacu-07, Arena T Inferior. ....	119
Tabla 66 Resultados comparativos para la viscosidad del petróleo al punto de burbuja – Pozo Parahuacu-07, Arena T Inferior. ....	120
Tabla 67 Resultados comparativos para la viscosidad del petróleo encima del punto de burbuja – Pozo Parahuacu-07, Arena T Inferior. ....	120
Tabla 68 Resultados comparativos para la viscosidad del gas – Pozo Parahuacu-07, Arena T Inferior. ....	120
Tabla 69 Resultados comparativos para el factor volumétrico del gas – Pozo Parahuacu-07, Arena T Inferior. ....	121

Tabla 70 Resultados comparativos para el factor de compresibilidad del gas z – Pozo Parahuacu-07, Arena T Inferior. ....	121
Tabla 71 Resultados comparativos para la presión de burbuja – Pozo Shushufindi-051, Arena Basal Tena. ....	122
Tabla 72 Resultados comparativos para la relación gas-petróleo – Pozo Shushufindi-051, Arena Basal Tena. ....	122
Tabla 73 Resultados comparativos para el factor volumétrico del petróleo – Pozo Shushufindi-051, Arena Basal Tena. ....	123
Tabla 74 Resultados comparativos para la compresibilidad del petróleo – Pozo Shushufindi-051, Arena Basal Tena. ....	123
Tabla 75 Resultados comparativos para la viscosidad del petróleo muerto – Pozo Shushufindi-051, Arena Basal Tena. ....	123
Tabla 76 Resultados comparativos para la viscosidad del petróleo al punto de burbuja – Pozo Shushufindi-051, Arena Basal Tena. ....	124
Tabla 77 Resultados comparativos para la viscosidad del petróleo encima del punto de burbuja – Pozo Shushufindi-051, Arena Basal Tena. ....	124
Tabla 78 Resultados comparativos para la viscosidad del gas – Pozo Shushufindi-051, Arena Basal Tena. ....	124
Tabla 79 Resultados comparativos para el factor volumétrico del gas – Pozo Shushufindi-051, Arena Basal Tena. ....	125
Tabla 80 Resultados comparativos para el factor volumétrico del gas z – Pozo Shushufindi-051, Arena Basal Tena. ....	125
Tabla 81 Resultados comparativos para la presión de burbuja – Pozo Palmar Oeste-01, Arena T. ....	126
Tabla 82 Resultados comparativos para la relación gas-petróleo – Pozo Palmar Oeste-01, Arena T. ....	126
Tabla 83 Resultados comparativos para el factor volumétrico del petróleo – Pozo Palmar Oeste-01, Arena T. ....	127
Tabla 84 Resultados comparativos para la compresibilidad del petróleo – Pozo Palmar Oeste-01, Arena T. ....	127
Tabla 85 Resultados comparativos para el factor volumétrico del gas – Pozo Palmar Oeste-01, Arena T. ....	127
Tabla 86 Resultados comparativos para el factor de compresibilidad del gas z – Pozo Palmar Oeste-01, Arena T. ....	128
Tabla 87 Resultados comparativos para la presión de burbuja – Pozo Sonia-01, Arena M-1 .....	129
Tabla 88 Resultados comparativos para la relación gas-petróleo – Pozo Sonia-01, Arena M-1 .....	129
Tabla 89 Resultados comparativos para factor volumétrico del petróleo – Pozo Sonia-01, Arena M-1. ....	130
Tabla 90 Resultados comparativos para la compresibilidad del petróleo – Pozo Sonia-01, Arena M-1. ....	130
Tabla 91 Resultados comparativos para la viscosidad del petróleo muerto – Pozo Sonia-01, Arena M-1. ....	130
Tabla 92 Resultados comparativos para la viscosidad del petróleo al punto de burbuja – Pozo Sonia-01, Arena M-1. ....	131

Tabla 93 Resultados comparativos para la viscosidad del petróleo encima del punto de burbuja – Pozo Sonia-01, Arena M-1. ....	131
Tabla 94 Resultados comparativos para la viscosidad del gas – Pozo Sonia-01, Arena M-1. ....	131
Tabla 95 Resultados comparativos para el factor volumétrico del gas – Pozo Sonia-01, Arena M-1. ....	132
Tabla 96 Resultados comparativos para el factor de compresibilidad del gas z – Pozo Sonia-01, Arena M-1. ....	132
Tabla 97 Resultados estadísticos para la presión de burbuja. ....	133
Tabla 98 Resultados estadísticos para la relación gas-petróleo. ....	133
Tabla 99 Resultados estadísticos para el factor volumétrico del petróleo. ....	133
Tabla 100 Resultados estadísticos para la compresibilidad del petróleo. ....	134
Tabla 101 Resultados estadísticos para la viscosidad del petróleo muerto. ....	134
Tabla 102 Resultados estadísticos para la viscosidad del petróleo al punto de burbuja. ....	134
Tabla 103 Resultados estadísticos para la viscosidad del petróleo encima del punto de burbuja. ....	135
Tabla 104 Resultados estadísticos para la viscosidad del gas. ....	135
Tabla 105 Resultados estadísticos para el factor volumétrico del gas. ....	135
Tabla 106 Resultados estadísticos para el factor de compresibilidad z. ....	135

## GLOSARIO DE TÉRMINOS

PVT: Presión, Volumen y Temperatura.

CF: Composición de la muestra del fluido.

CCE: Prueba de expansión a composición constante.

LD: Prueba de liberación diferencial.

PS: Prueba del separador.

°F: Grados Fahrenheit.

°R: Grados Rankie.

Pres: Presión.

Temp: Temperatura.

Sep: Separador.

PV: Variación de la viscosidad de los fluidos con la presión

Vrel: Volumen relativo.

Vsat: Volumen a la presión de burbuja.

Vo: Volumen del petróleo.

Vg: Volumen del gas.

Vm: Volumen de la muestra.

STB: Stock tand barril o barriles a condiciones estándar.

SCF: Standard Cubic Feet o Pies cúbicos estándar.

Vg: Volumen del gas

o: Densidad del petróleo.

g: Densidad del gas.

Std: Condiciones normales 14.7 psia y 60 °F.

POES: Petróleo original en sitio.

Total C.P.F.: Correlación de la compañía Francesa de petróleo.

API: Gravedad API del petróleo.

Yo: Gravedad específica de petróleo.

Yg: Gravedad específica del gas.

Pb: Presión de Burbuja.

Rs: Solubilidad del gas en el petróleo o Relación gas-petróleo.

Rsd: Solubilidad del gas en petróleo de la prueba de liberación diferencial.

Rsb: Solubilidad del gas en petróleo a la presión de burbuja.

Rsb: Solubilidad del gas en petróleo a la prueba del separador.

GOR: Relación gas-petróleo.

Bo: Factor Volumétrico del petróleo.

Bod: Factor volumétrico del petróleo de la prueba de liberación diferencial.

Bob: Factor volumétrico del petróleo a la presión de burbuja.

Bob: Factor volumétrico del petróleo a la prueba del separador.

Bt: Factor volumétrico total de formación.

Co: Compresibilidad del petróleo.

$\mu_o$ : Viscosidad del petróleo muerto

$\mu_{ob}$ : Viscosidad del petróleo a la presión de burbuja.

$\mu_o$ : Viscosidad del petróleo encima de la presión de burbuja.

$\mu_g$ : Viscosidad el gas.

Bg: Factor volumétrico del gas.

z: Factor de compresibilidad del gas.

**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA**

**FACULTAD DE CIENCIA DE LA INGENIERÍA**

**CARRERA DE INGENIERÍA EN PETRÓLEO**

**“DISEÑO DE UN SOFTWARE PARA EL ANÁLISIS DE PVT  
DE PETRÓLEO NEGRO”**

Autor: Jonathan Javier Yagual Bacilio

Tutor: Ing. Paulo César Escandón Panchana, Mgle.

**RESUMEN**

El presente trabajo de investigación cumple el objetivo de diseñar un programa con una interfaz amigable con el usuario que permita conocer las diferentes propiedades del fluido de yacimiento a partir de las condiciones iniciales o información básica del pozo, proporcionando una solución cuando no se tiene pruebas PVT de laboratorio disponibles para caracterizar el comportamiento de los fluido. El software genera un PVT sintético para petróleo negro que estima las propiedades del petróleo y gas en base a correlaciones (Standing, Glasco, Al-Marhoun, Vásquez y Begg, Beal, entre otros), desarrollado en Visual Studio 2015 cuenta con 5 módulos principales (Empresa/Campo, Datos Iniciales, Correlaciones, Resultados PVT y Reportes) y varios sub-módulos de acuerdo al requerimiento específico, además cuenta con una base de datos SQL que permite al usuario guardar los resultados obtenidos y presentar un reporte en varios formatos para usos posteriores en otros procesos de la ingeniería en petróleo. Finalmente los resultados obtenidos por correlaciones son comparados con los valores de las diferentes propiedades del petróleo y gas que se reflejan en una prueba real de laboratorio de distintos pozos de la cuenca oriente del Ecuador determinando el porcentaje de error de cada una de las formulaciones evaluadas.

**Palabras Claves:** Correlación, pozos petroleros yacimiento, reservas de petróleo, yacimientos de hidrocarburos.

**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA**

**FACULTAD DE CIENCIA DE LA INGENIERÍA**

**CARRERA DE INGENIERÍA EN PETRÓLEO**

**“DESIGN OF A SOFTWARE FOR BLACK OIL PVT ANALYSIS”**

Author: Jonathan Javier Yagual Bacilio

Tutor: Ing. Paulo César Escandón Panchana, Mgle.

### **ABSTRACT**

The present research work meet the objective of designing a program with a user friendly interface that allow to know the different properties of the reservoir fluid from the initial conditions or basic information of the well, providing a solution when there are not laboratory PVT test available to characterize the fluid behavior. The software generates a synthetic PVT for black oil to estimate the properties of oil and gas based on correlations (Standing, Glasco, Al-Marhoun, Vásquez y Begg, Beal, among others), developed in Visual Studio 2015, it has five main modules (Company/Field, Initial Data, Correlations, PVT Result and Reports) and several sub-modules according to the specific requirement, it also has an SQL that allows the user to save the results obtained and generate a report in various formats for later use in other petroleum engineering processes. Finally with the result obtained by correlations the are compared with the values of the different properties of oil and gas that are reflected in a real laboratory test of different wells in the eastern basin of Ecuador, determining the percentage of error of each of the formulations evaluated.

**Keyword:** Correlation, oil well, oil reserves, hydrocarbons reservoirs.

# CAPÍTULO I

## PROBLEMA DE LA INVESTIGACIÓN

### 1.1 Planteamiento del problema y descripción del tema

Las pruebas PVT que se realizan a los pozos de petróleo para conocer las diferentes propiedades del fluido se efectúan por lo general en laboratorios, sin embargo cuando no están disponibles para el análisis respectivo, se convierten en un problema al momento de caracterizar el comportamiento del yacimiento.

La simulación de yacimientos en general que se encarga de construir modelos estáticos, dinámicos, estimaciones de reservas, etc., es la que presenta mayores inconvenientes cuando carecen de datos PVT disponibles, ya que estos necesitan exclusivamente de las propiedades como las solubilidades, factores volumétricos, viscosidades en función de la presión y temperatura para poder simular el comportamiento del yacimiento en el subsuelo. Habitualmente los simuladores de yacimientos experimentan inestabilidades numéricas originadas por inconsistencias de datos

Habitualmente los simuladores de yacimientos experimentan inestabilidad numérica originados por inconsistencias de datos, lo ratifican Singh, Fevang y Whitson (2017).

No se puede dejar de considerar otros procesos de la ingeniería en petróleo que también necesitan de la descripción del fluido de yacimiento para la toma de decisiones técnicas y económicas en una determinada operación por ejemplo el diseño y análisis de sistemas de producción, pruebas de presión, estimulación matricial, etc.

Por otro lado se considera la situación geográfica de los campos petroleros, campos alejados de centros de investigaciones de tal manera que no se pueda conocer las propiedades físicas de los fluidos a través de pruebas de laboratorio, además Escobar (2008) indica que un análisis PVT tiene un costo elevado y en ocasiones se desea conocer las propiedades del petróleo de yacimientos viejos o al contrario de campos nuevos donde no se realizado ninguna evaluación lo que imposibilita el conocimiento de las propiedades antes mencionadas.

En los últimos años se proyecta un aumento del uso de correlaciones matemáticas para estimar de mejor manera las propiedades del fluido del yacimiento. Sin embargo actualmente se dispone de una amplia variedad de correlaciones PVT que varían en complejidad, exactitud y



origen de manera que representaría un efecto negativo en la generación de resultados sino se tiene en cuenta estas variables, además de considerar el tiempo de cálculo que conlleva obtener las diferentes propiedades del petróleo a partir de correlaciones.

Las principales propiedades PVT que se estiman son las siguientes:

- ) Densidad del petróleo
- ) Presión de burbuja
- ) Relación Gas – Petróleo
- ) Factor volumétrico del petróleo
- ) Compresibilidad del petróleo
- ) Viscosidad del petróleo
- ) Factor de compresibilidad del gas
- ) Factor volumétrico del gas
- ) Viscosidad del gas

Estas propiedades mencionadas anteriormente se obtienen de las condiciones iniciales del pozo petrolero y mediante el análisis de las correlaciones empíricas se seleccionan las que se ajustan al comportamiento real del yacimiento para un modelo de petróleo negro comúnmente llamado petróleo ordinario y que se caracteriza principalmente por la relación gas-petróleo de 2 PCN/BN (Pies cúbicos normales/Barriles normales), gravedades de hasta 45° API y factores volumétricos por debajo de los 2 BY/BN (Barriles de yacimiento/Barriles normales).

Entonces con lo antes mencionado el software para el análisis PVT se desarrollará en el lenguaje de programación Visual Basic.Net 2015. Este software integra de forma práctica las diferentes fórmulas de las correlaciones matemáticas, calcula y grafica las diferentes propiedades de los fluidos, de tal manera que genera una base de datos de cada correlación utilizada que en un futuro podrá alimentar otras aplicaciones informáticas.

Finalmente con los resultados obtenidos del software se realiza una comparación con pruebas de laboratorio reales realizadas en pozos petroleros de diferentes campos del oriente ecuatoriano de tal forma que se determine el grado de exactitud del software al predecir las propiedades del petróleo.

## 1.2 Justificación

Ferrer (2009), determina que para realizar estudios de yacimiento y para planificar adecuadamente el desarrollo de los mismos, el ingeniero en petróleo necesita conocer cómo se comporta volumétricamente los fluidos dentro del yacimiento. Por ello es necesario conocer las propiedades físicas del fluido actuante en el yacimiento y el análisis de estas propiedades se realizan con las diferentes pruebas PVT que se hacen a los pozos petroleros. Sin embargo actualmente cuando no se disponen de datos de laboratorio se hace uso de diferentes correlaciones empíricas, lo afirma Iza (2017) mediante el incremento del uso constante de correlaciones no solo por parte de ingeniería en reservorios sino también el ámbito académico.

De igual forma Khabibullin, Khasanov, Brusilovsky, Odegov, Serebryakova y Krasnov (2014) manifiestan la importancia que conllevan el conocimiento de las propiedades PVT para los diferentes cálculos de ingeniería y toma de decisiones en las etapas de la vida productiva del yacimiento, pero debido a la inexistencia en ocasiones de las pruebas PVT para toda la serie de datos de presión y temperatura o inconsistencia para condiciones específicas se pone en práctica las diferentes correlaciones de las propiedades básicas del petróleo teniendo en cuenta el ajuste en campos petroleros específicos.

Por tal razón se requiere una herramienta automatizada que permita de manera fácil y en una interfaz amigable poder determinar las propiedades del petróleo a partir de las condiciones iniciales del pozo y que muestre una mayor confiabilidad en los resultados contribuyendo a una mejor caracterización del fluido de yacimiento.

A su vez la herramienta que comprende la inserción de las correlaciones empíricas requiere también que los resultados se ajusten al comportamiento real de yacimiento y al ser comparados con las pruebas de laboratorio reales no genere un grado de incertidumbre para ser utilizadas en las diferentes áreas de interés en la industria petrolera y/o académicas.

### **1.3 Objetivo General**

Desarrollar un software que verifique las pruebas PVT de petróleo negro mediante correlaciones matemáticas para conocer las propiedades del fluido del yacimiento.

### **1.4 Objetivos Específicos**

- ) Recopilar información de las correlaciones existentes en la industria petrolera utilizadas para la estimación de propiedades del petróleo.
- ) Construir diferentes algoritmos que determinen las distintas propiedades del fluido de yacimiento a partir de condiciones iniciales o información básica del pozo petrolero.
- ) Comparar los resultados obtenidos en base a las correlaciones empíricas con respecto a pruebas reales de laboratorio.

### **1.5 Hipótesis**

- ) A falta de pruebas de laboratorio en los diferentes procesos de la industria petrolera para caracterizar el comportamiento del fluido de yacimiento, el análisis PVT es posible realizarlo mediante el cálculo de propiedades del fluido de yacimiento a partir de correlaciones empíricas.
- ) El análisis PVT del petróleo se puede realizar utilizando una herramienta automatizada, reduciendo largos periodos de tiempo de cálculos de ecuaciones y sus variables correspondientes, cálculos a base de información básica del pozo.
- ) La estimación de las propiedades físicas del petróleo a partir de correlaciones matemáticas han originado un margen de error obtenido debido al uso de fórmulas y/o ecuaciones y la confiabilidad de resultados con respecto a las pruebas de laboratorio.
- ) Existen variables de las diferentes correlaciones que no impactan en gran medida en los resultados por lo cual dichas variables pueden ser asumidas o relacionadas de información que se obtiene de las condiciones iniciales del pozo.

## **1.6 Alcance**

Este proyecto tiene como objetivo la creación de un software que analice y verifique las pruebas PVT de petróleo negro a partir de correlaciones matemáticas existentes según datos específicos de condiciones iniciales del pozo petrolero.

Las diferentes correlaciones serán analizadas de manera exhaustiva debido a las diferentes variables con las que cuenta estas ecuaciones, de esta forma se logrará la construcción del programa con una interfaz amigable con el usuario y a la vez disminuir el tiempo de cálculo que se toma cuando se las realiza manualmente, posteriormente se cotejarán los resultados obtenidos por la aplicación con pruebas de laboratorio reales realizadas a pozos petroleros del oriente ecuatoriano.

Finalmente se logrará contribuir con una mejor estimación de las propiedades de los fluidos y reducir de manera sustancial el tiempo requerido para un buen análisis de las pruebas PVT.

Adicionalmente el software será proporcionado a la carrera de petróleos de la UPSE para uso de los estudiantes, contribuyendo en el aprendizaje de las diferentes asignaturas como yacimientos, producción, etc. Además de utilizar esta aplicación como complemento significativo para futuras investigaciones académicas referentes a la industria hidrocarburífera.

## CAPÍTULO II

### MARCO TEÓRICO

#### 2.1 Análisis PVT

Un análisis PVT se fundamenta en la determinación de las propiedades físicas del fluido en el yacimiento (petróleo, agua o gas) mediante las variaciones de presión, volumen y temperatura. Propiedades importantes para predecir el comportamiento volumétrico del fluido del reservorio hasta las instalaciones en superficie. Un buen análisis PVT permite de efectuar diseños de instalaciones de producción, análisis nodales, cálculos de petróleo original en sitio (POES), evaluación de métodos de recuperación mejorada, etc. (Escobar, 2008).

#### 2.2 Tipos de Pruebas PVT de laboratorio

Los estudios de laboratorio sobre el comportamiento PVT y el equilibrio de fase de los fluidos del reservorio son necesarios para la caracterización del yacimiento y evaluación del desempeño volumétrico en varios niveles de presión y temperatura.

Los tipos de pruebas de laboratorio son los siguientes:

- ) Composición de la muestra del fluido (CF)
- ) Prueba de expansión a composición constante (CCE)
- ) Prueba de liberación diferencial (LD)
- ) Prueba del separador (PS)
- ) Variación de la viscosidad de los fluidos con la presión (PV)

##### 2.2.1 Composición de la muestra del fluido (CF)

Las propiedades PVT que se determinan en laboratorio generalmente utilizan una muestra de fluido de yacimiento, la cual puede ser de dos formas:

- ) Muestra de fondo de pozo a condiciones de yacimiento
- ) Muestra de gas y petróleo en superficie y combinadas en proporciones adecuadas de acuerdo a la relación gas-petróleo

Indiferentemente del muestreo que se utilice, es recomendable obtener la muestra al comienzo de la vida productiva del pozo debido a la proximidad de las características de la composición original del fluido (Ferrer, 2009).

Por lo tanto el resultado de esta prueba es determinar la composición del fluido de yacimiento, en otras palabras es conocer los componente livianos y pesados (C1, C2,..C30), peso molecular y la densidad de la muestra.

### 2.2.2 Prueba de expansión a composición constante (CCE)

En esta prueba (CCE - Constant Composition Expansion por sus siglas en inglés) se carga el fluido (muestra) a una celda de presión y se disminuye la presión en varias etapas (desde por ejemplo 5.000 psia hasta la presión atmosférica) registrando para cada presión el volumen relativo (Vrel), es decir el volumen actual total del fluido (gas + petróleo → Vti) en relación con el volumen del fluido a la presión de burbuja (Vsat) (BestEnergy Sevices S.A., 2018). (Ver Figura 1 )

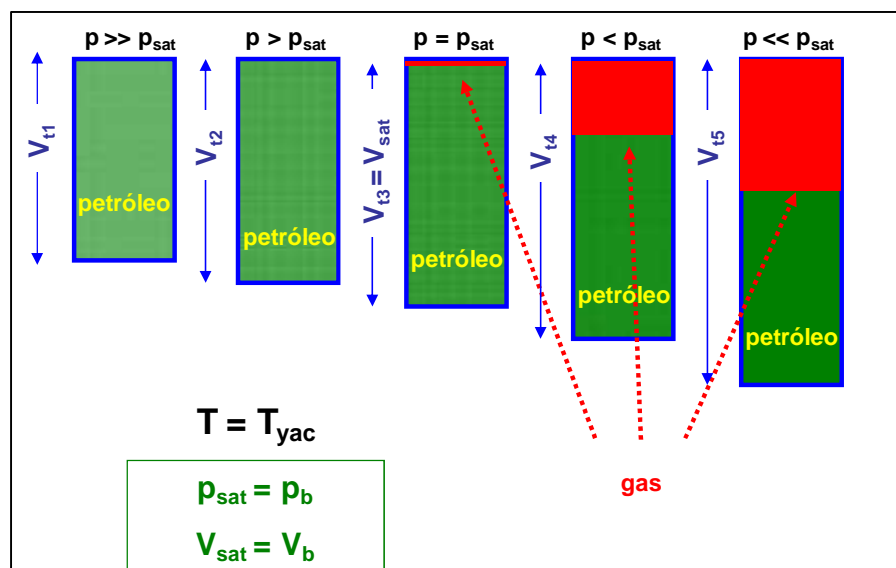


Figura 1 Prueba de relación presión – volumen (CCE) – esquema  
Fuente: BestEnergy Services S.A., 2018

El resultado de esta prueba es principalmente:

- ) La presión de burbuja ( $P_b$ )
- ) La compresibilidad isotérmica del fluido encima del  $P_b$

$$c_{\text{O}} = -\frac{1}{V} \cdot \left( \frac{\partial V}{\partial P} \right)_T$$

- ) La densidad del fluido encima del  $P_b \rightarrow (c_{\text{O}})_T$
- ) La función Y

Para la determinación precisa de los volúmenes relativos en la cercanía del punto de burbuja (cambios rápidos y grandes de los valores  $V_{\text{rel}}$ ) se realiza una corrección mediante la denominada función Y que permite suavizar y extrapolar los puntos hacia la presión de burbuja. Este proceso se presenta a continuación:

- ) Cálculo de los volúmenes relativos ( $< P_b$ )

$$V_{\text{rel}}(P) = V_m(P) / V_m(P_b)$$

$V_m(P)$ : Volumen total de la muestra en función de la presión

$V_m(P_b)$ : Volumen total de la muestra al punto de burbuja

P: Presión a una etapa específica

$P_b$ : Punto de burbuja

- ) Cálculo de la función Y ( $< P_b$ )

$$Y = (P_b - P) / (P (V_{\text{rel}} - 1))$$

- ) Graficar Y / recta de regresión

Se grafican los valores Y y se determinan la pendiente b y la intersección a de la recta de regresión.

- ) Cálculo de los valores  $V_{\text{rel}}$  corregidos

$$V_{\text{rel corr}} = 1 + (P_b - P) / (P (a + b_p))$$

### 2.2.3 Prueba de liberación diferencial (LD)

La liberación diferencial es una prueba PVT donde se carga la muestra del fluido a la presión de saturación ( $P_b$ ) a una celda de presión. Se mide el volumen  $V_1 = V_{sat}(P_b)$  y luego se disminuye la presión en etapas. En cada etapa se retira el gas liberado por completo y se registra de nuevo el volumen del petróleo restante ( $V_2$ ). El proceso continúa hasta llegar a la presión atmosférica y como parte final se mide también el volumen restante del petróleo a una temperatura de 60°F y presión atmosférica (14,7 psia) lo que representan condiciones normales (BestEnergy Services S.A, 2018). (Ver Figura 2)

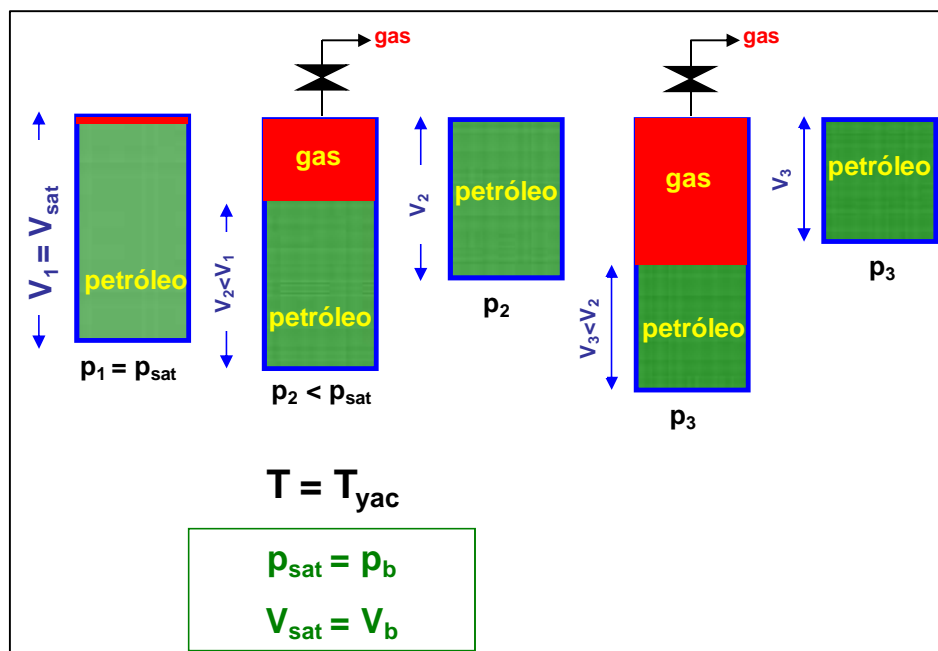


Figura 2 Prueba de liberación diferencial (DL) – esquema  
Fuente: BestEnergy Services S.A., 2018

El resultado de esta prueba es principalmente:

) Factor volumétrico del petróleo  $B_o(P)$ ;  $P < P_b$

$$B_o = \frac{V_o(P)}{V_{o\ std}}$$

$V_o(P)$ : Volumen del petróleo (luego del retiro del gas) a una presión  $P$

$V_{o\ std}$ : Volumen del petróleo (luego del retiro del gas) a condiciones normales 14,7 psia, 60 °F

) Gas en solución en función de la presión  $R_{sd}(P)$



$$R_s(N) = \frac{\sum_{n=N+1}^N V_{s,n}^g}{V_s^o}$$

N: Número de la etapa

NST: Número total de etapas hasta llegar a condiciones normales

$V_{std,n}^{gas}$ : Volumen del gas liberado a condiciones normales

$V_{std}^{oil}$ : Volumen del petróleo residual a condiciones normales

Para determinar el gas en solución a una presión específica (etapa N) se suman todos los volúmenes de gas (bajo condiciones normales) a partir de esta etapa (excluyendo el gas liberado en la etapa actual) hasta llegar a condiciones normales y se relaciona este volumen con el volumen residual del petróleo bajo condiciones normales.

) Densidad del petróleo restante en cada etapa  $\rho_o(P)$

) Factor volumétrico del gas liberado en función de la presión  $B_g(P)$

$$B_g(P) = \frac{V_g(P)}{V_{gsi}}$$

$V_g$ : Volumen del gas retirado en una etapa específica a presiones actuales

$V_{g std}$ : Volumen del gas retirado en la etapa específica a condiciones normales  $P = 14,7$  lpc,  $T = 60$  °F

) Factor Z del gas retirado en cada etapa

) Gravedad específica del gas retirado de cada etapa  $\gamma_g$

$$\gamma_g = \frac{\rho_{gs}}{\rho_{as}}$$

$\rho_{g std}$ : Densidad del gas retirado a condiciones normales

$\rho_{air std}$ : Densidad del aire a condiciones normales

## 2.2.4 Prueba del separador (PS)

Se carga la celda de presión con el fluido del yacimiento y se disminuye la presión desde el punto de burbuja hasta la presión del separador y la temperatura del separador. Se retira el gas del separador y el petróleo restante va a una segunda etapa (tanque) llegando a condiciones normales ( $p = 14.7$  psia,  $T = 60$  °F) en la cual se retira de nuevo el gas generado (BestEnergy Services S.A., 2018). (Ver Figura 3)

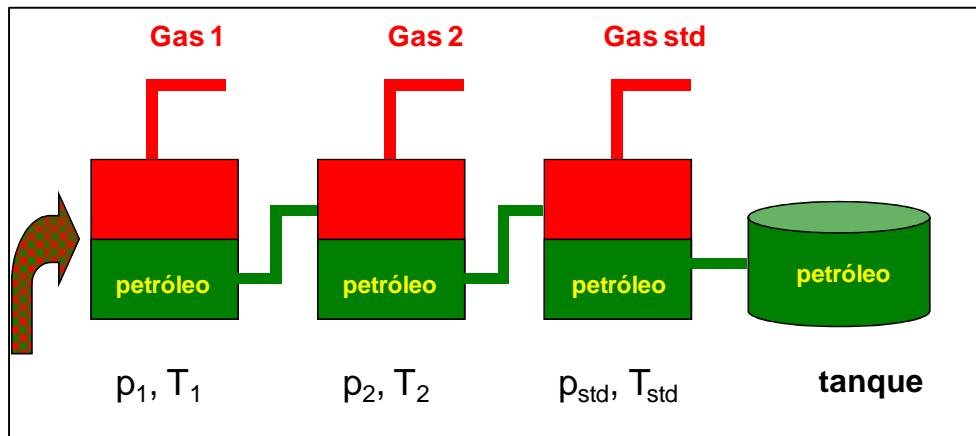


Figura 3 Prueba del separador – esquema  
Fuente: BestEnergy Services S.A., 2018

El resultado de esta prueba es principalmente:

- ) El gas en solución en función de la presión  $R_{sf}(P)$  con  $P < P_b$

$$R_{s \bar{s}} = \frac{V_{N,s}^g}{V_s^o}$$

$R_{s \text{ sep}}$ : Gas en solución del petróleo restante de la etapa 1 (primer separador)

$V_{N,\text{std}}^{\text{gas}}$ : Volumen del gas liberado desde la etapa siguiente hasta la última etapa (condiciones normales)

$V_{\text{std}}^{\text{oil}}$ : Volumen del petróleo residual bajo condiciones normales (tanque)

La suma de los volúmenes de gas liberado en cada etapa bajo condiciones normales se relaciona con el volumen residual del petróleo en el tanque y resulta en la (constante) solubilidad de gas en petróleo  $R_{sf}$  encima del punto de burbuja  $P_b$ .

) Factor volumétrico del petróleo  $B_{of\ sep}$

$$B_{o\ sep} = V_{o\ sep} / V_{o\ std}$$

$V_{o\ sep}$ : Volumen del petróleo restante en la primera etapa (primer separador) luego de retirar el gas

$V_{o\ std}$ : Volumen del petróleo residual en el tanque (condiciones normales)

) Gravedad específica del gas retirado del separador  $g_{\ sep}$

$$g_{\ sep} = g_{\ std} / \text{aire std}$$

$g_{\ std}$ : Densidad del gas retirado en una etapa específica a condiciones normales

aire std: Densidad del aire a condiciones normales

) Composición del gas retirado en cada etapa  $y_{i\ g\ sep}$

La prueba del separador se utiliza para la optimización del tren de separadores (número y condiciones de los separadores) con el fin de maximizar los volúmenes residuales de petróleo en el tanque (maximizar la gravedad API, minimizar el factor volumétrico  $B_{of}$ ).

En segundo lugar los resultados de la prueba del separador sirven para las correcciones de los factores volumétricos del petróleo ( $B_{od}$ ) y la solubilidad del gas ( $R_{sd}$ ) registrado en las pruebas de liberación diferencial a las condiciones del separador.

### 2.2.5 Viscosidad

Las viscosidades del petróleo en función de la presión se miden en el laboratorio con el viscosímetro partiendo de presiones altas (encima del punto de burbuja) pasando por la presión de burbuja hasta llegar a presiones atmosféricas. Se debe considerar que las medidas de viscosidad debajo del punto de burbuja se generen en modo diferencial para simular la naturaleza del fluido en estas condiciones (Reservoir Engineering, 2011).

## 2.2.6 Ajuste de los valores de las pruebas de liberación diferencial a condiciones del separador

Las combinaciones adecuadas de resultados obtenidos a partir de las pruebas de liberación diferencial y pruebas de separador permiten conocer las propiedades  $R_s$ ,  $B_o$ ,  $B_t$ ,  $Y_g$ ,  $Y_o$  para cálculos de diferentes procesos de la ingeniería en petróleo por ejemplo balance de materiales, interpretación de pruebas de presión, análisis nodal, diseño de superficies y equipos de levantamiento artificial (Ahmed, 2007).

Debido a esta motivo la información proveniente de las pruebas de liberación diferencial necesitan ajustarlas al separador, con el objetivo de que estos valores se aproximen a la condiciones de yacimiento (Iza, 2017).

Moses y McCain recomiendan usar  $R_{sb}$  y  $B_{ob}$  de la presión óptima de separación y usar las siguientes ecuaciones:

$$R_s = R_{sb} - (R_{sb} - R_s) * \frac{B_o}{B_{ob}}$$

$$B_o = B_{ob} * \frac{B_o}{B_{ob}}$$

Donde:

$R_{sb}$  = Solubilidad del gas en el petróleo de la prueba de liberación diferencial, SCF/STB

$B_{ob}$  = Factor volumétrico del petróleo de la prueba de liberación diferencial, Rb/STB

$R_s$  = Solubilidad del gas en el petróleo a la presión de burbuja, SCF/STB

$B_o$  = Factor volumétrico del petróleo a la presión de burbuja, Rb/STB

$R_{sb}$  = Solubilidad del gas en a la prueba del separador, SCF/STB

$B_{ob}$  = Factor volumétrico del petróleo a la prueba del separador, Rb/STB

## 2.3 Propiedades de los fluidos

El fluido contenido en el yacimiento se puede presentar como líquido, gas o sólido las cuales dependerán exclusivamente de la presión, temperatura y composición. En consecuencia los fluidos de interés en el área petrolífera son el petróleo, gas natural y agua.

El petróleo y gas representan una mezcla compleja en su mayoría hidrocarburos parafínicos o alcanos, por lo regular el petróleo crudo contiene hidrocarburos más pesados y otros elementos

además del hidrogeno y carbono, mientras que el gas natural está compuesto principalmente por metano y cantidades no tan representativas de etano, propano y demás. Por lo tanto la composición del petróleo y gas son importantes para determinar si la producción será más líquida o gaseosa en fondo del pozo y en toda la facilidad de superficie obteniendo una proyección de la producción a recuperar. Otro punto a considerar es el agua que prácticamente está inmerso en el petróleo y gas repercutiendo en la producción de hidrocarburos.

Entonces para una evaluación del yacimiento a explotar es necesario conocer y determinar las propiedades físicas del petróleo, gas y agua en condiciones estáticas y dinámicas en la fondo del pozo y en superficie, ya sea por métodos de pruebas experimentales en laboratorio o el uso de correlaciones empíricas a partir de datos principales del campo (Ferrer, 2009).

## **2.4 Correlaciones PVT**

Las correlaciones PVT son las diferentes ecuaciones que se han obtenido de regresiones estadísticas a partir de datos de laboratorio y/o de campo, formuladas principalmente para estimar las propiedades del fluido en el yacimiento (Banzer, 1996).

Los principales datos que utilizan para la predicción de las propiedades PVT en base a correlaciones son las siguientes:

Propiedades de los fluidos:

- ) Gravedad específica del petróleo,  $\gamma_o$
- ) Gravedad específica del gas,  $\gamma_g$
- ) Relación Gas-Petróleo,  $R_s$

Propiedades del yacimiento:

- ) Presión,  $P$
- ) Temperatura,  $T$

## **2.5 Correlaciones PVT del petróleo**

Actualmente se dispone de una amplia variedad de correlaciones del petróleo que se han generado a través de los años a partir de formulaciones lineales a complejas (Iza, 2017). Una descripción concisa de las propiedades físicas de los crudos es de mucha importancia en los

campos de la ciencia aplicada y teórica para solución de problemas en la ingeniería de reservorios (Ahmed, 2007). Las principales características del petróleo de interés principal en un análisis PVT son las siguientes:

- ) Densidad del petróleo
- ) Presión al punto de burbuja
- ) Solubilidad del gas en el petróleo (Relación Gas-Petróleo)
- ) Compresibilidad isotérmica del petróleo
- ) Factor volumétrico del petróleo
- ) Viscosidad del petróleo

## 2.5.1 Densidad del petróleo

### 2.5.1.1 Correlación de Standing, M. B.

Standing en 1981 propuso una correlación empírica para estimar el la densidad del petróleo en función de las solubilidad del gas, gravedad específica del petróleo y gas, a presión y temperatura específica (Ahmed, 2007).

$$\rho_o = \frac{62,4 \gamma_o + 0,0136 R_s \gamma_g}{0,972 + 0,000147 * \left( R_s \frac{\gamma_g^{0,5}}{\gamma_c} + 1,25 T - 460 \right)^{1,1}}$$

Donde:

$\rho_o$  = Densidad del petróleo, lb/ft<sup>3</sup>

$\gamma_o$  = Gravedad específica del petróleo, 60/60°

$\gamma_g$  : Gravedad específica del gas, (aire = 1)

$R_s$  = Solubilidad del gas en el petróleo, SCF/STB

T = Temperatura, °R

### 2.5.1.2 Correlación de Petrosky, G. E. y Farshad, F. F.

En 1993 se utilizaron 81 análisis PVT del crudo del golfo de México para obtener la correlación de la densidad del petróleo por encima de la presión del punto de burbuja (Menjura, Serrano, Espinosa y Gutiérrez, 2014).

$$\rho_u = \rho_o e^{(A * (p^{0.4} - p_b^{0.4}))}$$

$$A = 4,1646 * 10^{-7} R_s^{0.1} \gamma_g^{0.3} (API)^{0.3} (T - 460)^{0.6}$$

Donde:

$\rho_o$  = Densidad del petróleo a  $P_b$ , gr/cm<sup>3</sup>

$P_b$  = Presión al punto de burbuja, psia

$R_s$  = Solubilidad del gas en el petróleo a  $P_b$  (SCF/STB)

$\gamma_g$  : Gravedad específica del gas, (aire = 1)

API = Gravedad del petróleo, °API

T = Temperatura, °R

P = Presión, psia

## 2.5.2 Presión al punto de burbuja

### 2.5.2.1 Correlación de Standing, M. B.

Standing en 1947 desarrolló la primera correlación gráfica del punto de burbuja precisa, que está basada en 105 puntos de presiones de burbuja de datos experimentales en 22 diferentes sistemas de hidrocarburos de California, los resultados mostraron un error promedio de 4.8%, pero fue en 1981 que expresó su correlación gráfica en forma matemática (Ukwu y Ikiensikimama, 2014).

$$P_b = 18,2(F - 1,4)$$

$$F = \left( \frac{R_s}{\gamma_g} \right)^{0,8} 10^{(0,0001(T-60) - 0,0001A)}$$

Donde:

P<sub>b</sub> = Presión al punto de burbuja, psia

R<sub>g</sub> = Solubilidad del gas en el petróleo a P<sub>b</sub> (SCF/STB)

γ<sub>g</sub> : Gravedad específica del gas, (aire = 1)

T = Temperatura °F

API = Gravedad del petróleo, °API

### 2.5.2.2 Correlación de Dokla, M. E. y Osman, M. E.

La correlación está basada en 51 análisis PVT de crudos de los Emiratos Árabes Unidos para la formulación matemática del punto de burbuja. La cual entre una comparación entre pruebas mediadas y calculadas reporto un error promedio de 0.45% y desviación estándar de 10.38% (Bánzer, 1996).

$$p_b = 0.836386 * 10^4 R_g^{0.7} \gamma_g^{-1.0} \gamma_o^{0.1} (T + 460)^{-0.9}$$

Donde:

P<sub>b</sub> = Presión al punto de burbuja, psia

R<sub>g</sub> = Solubilidad del gas en el petróleo a P<sub>b</sub> (SCF/STB)

γ<sub>o</sub> = Gravedad específica del petróleo, 60/60°

γ<sub>g</sub> : Gravedad específica del gas, (aire = 1)

T = Temperatura, °F

### 2.5.2.3 Correlación de Velarde, Blasingame y McCain

En 1997 propusieron correlaciones para predecir propiedades del petróleo negro en especial la presión en el punto de burbuja, en la que usaron 2097 prueba de laboratorio para la generación de la correlación empírica. El error relativo promedio es de -47.65% (Godefroy, Hiang y Emms, 2012).



$$p_b = 1091.47 \left[ R_s^{0.0} \gamma_g^{-0.1} \left( 10^x - 0.740152 \right)^{5.3} \right]$$

$$x = 0.013098 T^{0.2} - 8.2 * 10^{-6} \gamma_o^{2.1}$$

Donde:

$p_b$  = Presión al punto de burbuja, psia

$R_s$  = Solubilidad del gas en el petróleo a  $p_b$  (SCF/STB)

$\gamma_o$  = Gravedad específica del petróleo, 60/60°

$T$  = Temperatura, °F

### 2.5.3 Solubilidad del gas en el petróleo (Relación Gas-Petróleo)

#### 2.5.3.1 Correlación de Standing, M. B.

Con las 22 mezclas de hidrocarburos y gas natural del crudo de California en 1947 Standing planteó la correlación matemática para el cálculo de la solubilidad del gas en el petróleo, posteriormente obtuvo resultados que mostraron 10% de error con respecto a los valores de las pruebas de laboratorio (Bánzer, 1996).

$$R_s = \gamma_g \left[ \left( \frac{P}{18.2} + 1.4 \right) 10^{(0.00457 - 0.000147 T)} \right]^{1.2}$$

Donde:

$R_s$  : Razón gas disuelto – petróleo a  $p < p_b$ , SCF/STB

$T$  = Temperatura , °F

$P$  = Presión, psia

$\gamma_g$  : Gravedad específica del gas, (aire = 1)

API = Gravedad del petróleo, °API

### 2.5.3.2 Correlación de Glaso, O.

La correlación que fue propuesta en 1980 se basó en un estudio de 45 muestras de crudo en la región del mar del norte, en donde los resultados mostraron un error del 1.28% con una desviación estándar de 6.98% (Ahmed, 2007).

$$R_s = \gamma_g \left\{ \left[ \frac{A^{0.9}}{(T - 460)^{0.1}} \right] (A) \right\}^{1.2}$$

El parámetro A es un coeficiente dependiente de la presión definido por la siguiente expresión:

$$A = 10^X$$

$$X = 2.8869 - [14.1811 - 3.3093 \log(P)]^{0.5}$$

Donde:

$R_s$  : Razón gas disuelto – petróleo a  $p < p_b$ , SCF/STB

P = Presión, psia

$\gamma_g$  : Gravedad específica del gas, (aire = 1)

API = Gravedad del petróleo, °API

T = Temperatura, °R

### 2.5.3.3 Correlación de Al-Marhoun, M. A.

Ecuación desarrollada en 1988 para el cálculo de la relación gas-petróleo en base a 160 datos de presión al punto de burbuja con muestras de crudo del medio oriente (Godefroy, Hiang y Emms, 2012).

$$R_s = [a \gamma_g^b \gamma_o^c T^d P]^e$$

Donde:

$\gamma_g$  : Gravedad específica del gas, (aire = 1)

$\gamma_o$  = Gravedad específica del petróleo, 60/60°

T = Temperatura, °R

P = Presión, psia

$a - e$  : Coeficientes de la ecuacion anterior que tienen estos valores

$a$  : 185.843208

$b$  : 1.877840

$c$  : -3.1437

$d$  : -1.32657

$e$  : 1.39844

#### **2.5.3.4 Correlación de Al-Marhoun, M. A. Modificada por Iza**

En 2017 Iza modificó los coeficientes de la correlación original de Al-Marhoun en base a 100 pruebas de laboratorio del bloque 15 del oriente ecuatoriano donde empleo el método de mínimos cuadrados y análisis estadísticos (Iza, 2017).

Coeficientes modificados:

$a$  : 189.28

$b$  : 0.18

$c$  : -4.5641

$d$  : -1.3314

$e$  : 1.2963

### **2.5.4 Compresibilidad isotérmica del petróleo**

#### **2.5.4.1 Correlación de Standing, M. B.**

En 1974 propuso una correlación grafica para el cálculo de la compresibilidad del petróleo a presiones encima del punto de burbuja, sin embargo Whitson y Brule expresaron la ecuación matemática a partir de la gráfica (Ahmed, 2007).

$$c_g = 10^{-6} \exp \left[ \frac{\rho_o + 0.004347(p - p_b) - 79.1}{0.0007141(p - p_b) - 12.938} \right]$$

Donde:

$c_g$  = compresibilidad del petroleo,  $p^{-1}$

$\rho_o$  = densidad del petroleo a la presión del punto de burbuja, lb/ft<sup>3</sup>

P = presión por encima de la presión del punto de burbuja, psia

#### 2.5.4.2 Correlación de Petrosky, G. E. y Farshad, F. F.

La ecuación fue generada en 1993 para la estimación de la compresibilidad del petróleo reportando un error de 0.17% y una desviación estándar de 11.32% (Bánzer, 1996).

$$c_g = 1.705 \times 10^{-7} R_s^{0.6} \gamma_g^{0.1} A^{0.3} (T - 460)^{0.6} p^{-0.5}$$

Donde:

T = Temperatura °R

$R_s$  = solubilidad del gas en el punto de burbuja

P = presión por encima de la presión del punto de burbuja, psia

#### 2.5.4.3 Correlación de Vásquez, M. E. y Begg, H. D.

Formulación empírica desarrollada en 1980 a partir de 4036 puntos de datos experimentales en un modelo de regresión lineal (Ahmed, 2007).

$$c_g = \frac{-1433 + 5R_s + 17.2(T - 460) - 1180 \gamma_g + 12.61^\circ A}{10^5 p}$$

Donde:

T = Temperatura, °R

P = presión por encima de la presión del punto de burbuja, psia

## 2.5.5 Factor volumétrico del petróleo

### 2.5.5.1 Correlación de Standing, M. B.

En 1947 a partir del desarrollo una correlación grafica se obtuvo la ecuación para el cálculo del factor volumétrico del petróleo para presiones por debajo del punto de burbuja, para la formulación de la correlación se estudiaron 105 datos experimentales mostrando un error del 1.2% (Ahmed, 2007).

$$B_o = 0.9759 + 0.000120 \left[ R_s \left( \frac{Y_g}{Y_{cf}} \right)^{0.5} + 1.25(T - 460) \right]^{1.2}$$

Donde:

$B_o$  = Factor volumétrico del petróleo a  $P > P_b, R_b/STB$

T = Temperatura, °F

Para petróleos subsaturados, el factor volumétrico está en función de la compresibilidad isotérmica y de la presión. (Escobar, 2008).

$$B_o = B_{ob} e^{C_o(P - P)}$$

Donde:

$B_o$  = Factor volumétrico del petróleo a  $P > P_b, R_b/STB$

### 2.5.5.2 Correlación de Glaso, O.

Formulada en 1980 en base al estudio de 45 muestras pruebas PVT de laboratorio, reportando un error del -0.43% y una desviación estándar de 3.18%. Según Sutton y Farshad esta ecuación estima el factor volumétrico con una mayor exactitud (Ferrer, 2009).

$$B_o = 1.0 + 10^A$$

$$A = -6.58511 + 2.91329 \log B_o^* - 0.27683(\log B_o^*)^2$$

$$B_o^* = R_s \left( \frac{Y_g}{Y_{cf}} \right)^{0.5} + 0.968(T - 460)$$

Donde:

T = Temperatura, °R

R<sub>s</sub> : Razón gas disuelto – petróleo a p < p<sub>b</sub>, SCF/STB

### 2.5.5.3 Correlación de Al-Marhoun, M. A.

Desarrollada en 1980 mediante el estudio de 69 de muestras del crudo del medio Oriente y una regresión lineal de 160 puntos experimentales, reportando un error promedio relativo del 0.01% y una desviación estándar del 1.18% (Bánzer, 1996).

$$B_0 = 0.497069 + 0.000862963 T + 0.00182594 F + 0.00000318099 F^2$$

$$F = R_s^a \gamma_g^b \gamma_o^c$$

$$a = 0.742390$$

$$b = 0.323294$$

$$c = -1.202040$$

Donde:

T = Temperatura, °R

## 2.5.6 Viscosidad del petróleo

### 2.5.6.1 Viscosidad del Petróleo Muerto

#### 2.5.6.1.1 Correlación de Begg, H. D. y Robinson, J. R.

Originada en 1975 con el estudio de 460 mediciones de viscosidades de crudo sin gas en solución de 600 muestras de diferentes crudos, la cual represento un error promedio de -064% y una desviación estándar de 13.53% (Ahmed, 2007)

$$\mu_0 = 10^x - 1$$

Donde:

$$x = yT^{-1.1}$$

$$y = 10^z$$

$$z = 3.0324 - 0.02023 \gamma_A$$

$\mu_o$  = Viscosidad del petróleo libre de gas a 1 atm. y T, cp.

$\gamma_A$  = Gravedad del petróleo, ° API

T = Temperatura del yacimiento, °F

### 2.5.6.1.2 Correlación de Kartoatmodjo, T. y Schindt, Z.

Formulada a partir de 661 muestras de crudo de diferentes campos, mostrando resultados con un error promedio de -13.16% (Bánzer, 1996).

$$\mu_o = 16.0 \times 10^8 T^{-2.8} (\log \gamma_A)^{(5.7 - 1.1(T-2.9))}$$

Donde:

T = Temperatura del yacimiento, °F

### 2.5.6.2 Viscosidad del Petróleo Saturado

#### 2.5.6.2.1 Correlación de Chew, J. N. y Connally, C. A. Jr.

Chew y Connally en 1959 mediante el análisis de 457 muestras de viscosidades al punto de burbuja de crudos de Canadá, Estados Unidos y Sur América, reprodujeron una correlación gráfica para la estimación de la propiedad en mención. Sin embargo fue en 1981 expreso que Standing representó la ecuación matemática a partir de la gráfica (Ferrer, 2009).

$$\mu_o = (10)^a (\mu_o)^b$$

$$a = R_s [2.2(10^{-7})R_s - 7.4(10^{-4})]$$

$$b = 0.68(10)^c + 0.25(10)^d + 0.062(10)^e$$

$$c = -0.0000862 R_s$$

$$d = -0.0011 R_s$$

$$e = -0.00374 R_s$$

Donde:

$\mu_a$  = Viscosidad del petróleo a  $P \leq P_b$ , cp

$\mu_a$  = Viscosidad del petróleo muerto, cp

### 2.5.6.2.2 Correlación de Kartoatmodjo, T. y Schmindt, Z.

Un total de 5321 datos de viscosidades, fueron necesarios para determinar la ecuación de viscosidad igual y por debajo al punto de burbuja. Error promedio de resultados de 0.8034% entre datos de laboratorio y calculados (Bánzer, 1996).

$$\mu_a = -0.06821 + 0.9824 A + 40.34 \times 10^{-5} A^2 \dots$$

$$A = (0.2001 + 0.82428 \times 10^{-0.0 R_s}) \mu_a^{(0.4 + 0.5 b)}$$

$$b = 10^{-0.0 R_s}$$

### 2.5.6.3 Viscosidad del Petróleo Subsaturado

#### 2.5.6.3.1 Correlación de Beal, C.

Desarrollada en 1946 y presentada gráficamente para estimar las viscosidades a presiones mayores al punto de burbuja. En 1981 Standing fue el que presentó la ecuación derivada de la gráfica desarrollada por Beal. Los resultados mostraron un error de 2.7%. (Ahmed, 2007)

$$\mu_u = \mu_a + 0.001(p - p_b) [0.024 \mu_a^1 + 0.038 \mu_a^{0.5}]$$



Donde:

$\mu_{\text{a}}$  = Viscosidad del petróleo al  $P_b$ , cp

$\mu_{\text{a}}$  = Viscosidad del petróleo a  $P > P_b$ , cp

### 2.5.6.3.2 Correlación de Vásquez, M. E. y Begg, H. D.

Postulada en 1980 mediante el análisis de 3593 de muestras de diferentes crudos se dedujo una simple ecuación matemática para la estimación de la viscosidad encima del punto de burbuja con un error promedio de -7.54%. (Ahmed, 2007)

$$\mu_{\text{a}} = \mu_{\text{a}} \left( \frac{p}{p_b} \right)^m$$

$$m = 2.6p^{1.1} 10^A$$

$$A = -3.9(10^{-5})p - 5$$

### 2.5.7 Rangos de aplicación de las correlaciones

En la siguiente tabla se muestran los rangos de aplicabilidad de las diferentes correlaciones utilizadas para el cálculo de las distintas propiedades del petróleo.

Tabla 1 Rangos de aplicabilidad de las correlaciones

<b>Correlación</b>	<b>Pb (psia)</b>	<b>T (°F)</b>	<b>Rsb (SCF/STB)</b>	<b>Bo (Rb/STB)</b>	<b>API</b>	<b>Yg</b>	<b>Pres. Sep (psia)</b>	<b>Temp. Sep. (°F)</b>
<b>Standing, M. B.</b>	130-7000	100-258	20-1425	1.024-2.15	16.5-63.8	0.59-0.95	265- 465	100
<b>Glaso, O.</b>	165-7142	80-280	90-2637	1.025-2.588	22.3-2637	0.65-1.276	415	125
<b>Dokla, M. E. y Osman, M. E.</b>	590-4640	190-275	81-2266	1.216-2.493	NA	0.789-1.290	NA	NA
<b>Velarde, Blasingame y McCain</b>	70-6700	74-327	10-1870	NA	12-55	0.556-1.367	NA	NA
<b>Al-Marhoun, M. A.</b>	20-3573	74-240	26-1602	1.032-1.997	19.4-44.6	0.725-1.367	NA	NA
<b>Petrosky, G. E. y Farshad, F. F.</b>	1574-6523	114-288	217-1406	1.118-1.623	16.3-45	0.578-0.851	NA	NA
<b>Vásquez, M. E. y Begg, H. D.</b>	15-6055	162- 180	0-2199	1.028-2.226	5.3- 59.5	0.511-1.351	60-565	76-150

<b>Begg, H. D. y Robinson, J. R.</b>	NA	70-295	20-2070	NA	16-58	NA	NA	NA
<b>Kartoatmodjo, T. y Schmindt, Z.</b>	14.7-6054	75-320	0-2890	1.001-2,144	14.4-58.9	0.379-1.709	NA	NA
<b>Chew, J. N. y Connally, C. A. Jr.</b>	132-5645	72-292	51-3544	NA	NA	NA	NA	NA
<b>Beal, C.</b>	NA	98-250	NA	NA	10-52.5	NA	NA	NA

Elaborado por: Yagual Bacilio Jonathan Javier

## 2.6 Correlaciones PVT del gas

El gas natural puede aparecer dentro de los yacimientos de petróleo como gas asociados motivo por el cual es necesario conocer las propiedades implícitas en el comportamiento del fluido del yacimiento (Banzer, 1996).

El gas comúnmente se encuentra en el petróleo como gas en solución que se va liberando conforme va decayendo la presión en el yacimiento, las principales propiedades PVT del gas son:

- ) Factor de compresibilidad  $z$
- ) Viscosidad del gas
- ) Factor volumétrico del gas

### 2.6.1 Factor de Compresibilidad del gas $z$

La correlación con frecuencia usada es la desarrollada por Standing y Katz, que consiste en una correlación grafica en función de las temperaturas y presiones seudoreducidas. El porcentaje de error es de 3% con respecto a valores de laboratorio. (Menjura, Serrano, Espinosa y Gutiérrez, 2014).

Sin embargo a través de los años se ha utilizado las correlación de Standing y Katz, para varios ajustes por métodos numéricos para obtener una ecuación y calcular los valores de  $z$  (Bánzer, 1996).

#### 2.6.1.1 Método de Papay, J.

Se determinó que el error promedio del método en mención es de con respecto a los valores determinados por la curva de Standing y Katz es de -4.873% (Bánzer, 1996). El rango de aplicación de las presiones y temperaturas seudoreducidas es de:

$$0.2 \leq p_s \leq 15$$

$$1.2 \leq T_s \leq 3$$

$$z = 1 - \frac{3.52 p_s}{10^{0.9} T_s} + \frac{0.274 p_s^2}{10^{0.8} T_s}$$

Donde:

$z$  = Factor de compresibilidad

$p_s$  = Presión Seudoreducida

$T_s$  = Temperatura Seudoreducida

Ecuaciones para el calcular las presiones Seudoreducidas.

$$P_s = \frac{P}{(677 + 15\gamma_g - 37.7 \gamma_g^2)}$$

$$T_s = \frac{T}{(168 + 325\gamma_g - 12.5 \gamma_g^2)}$$

Donde:

$T$  = Temperatura, °R

$P$  = presión, psia

### 2.6.1.2 Método de Hall, K. R. y Yarborough, L.

Presentada en 1973 y basada en la ecuación de estado de Starling Carnahan se desarrolló la ecuación para el factor  $z$  (Ahmed, 2007).

$$z = \frac{0.06125 P_s t e^{-1.2(1-t)^2}}{y}$$

Donde:

$t$  : Recíproco de la temperatura seudorreducida,  $t = T_s / T$

$y$  : Densidad reducida, la cual se obtiene a partir de la solución:

$$-A_s + \frac{y + y^2 + y^3 + y^4}{(1-y)^3} - By^2 + Cy^D = 0$$

$$A = 0.06125 t e^{-1.2(1-t)^2}$$

$$B = 14.76 t - 9.76 t^2 + 4.58 t^3$$

$$C = 90.7 t - 242.2 t^2 + 42.4 t^3$$

$$D = 2.18 + 2.82 t$$

Considerando la ecuación para el cálculo de  $y$  necesaria para encontrar el valor de  $z$  y debido a que no es una ecuación lineal, se requiere un método de ensayo y error de Newton-Raphson con el siguiente procedimiento:

) El primer valor “ $y$ ” se puede asumir utilizando la fórmula:

$$y = 0,0125 p_s t e^{-1.2 * (1 - t)^2}$$

) Si  $F(y_1) \neq 0$  y se encuentra dentro de una tolerancia de  $(\pm 10^{-4})$  se puede atribuir que  $y_1$  es la solución. Caso contrario se utiliza la serie de Taylor:

$$y_2 = y_1 - \frac{F(y_1)}{d(y_1)}$$

Donde:

$$\frac{d}{dy} = \frac{1 + 4y + y^4 - 4y^3 + y^4}{(1 - y)^4} - 2B + C y^{(D-1)}$$

) Comprobar que  $y_1 = y_2$  y repetir el paso anterior hasta obtener la solución.

) Una vez obtenido  $y$  sustituir en  $Z$ .

Tacacs calculo el error promedio para  $z$  siendo este de -0.518% con respecto a valores medidos en la gráfica de Standing y Katz (Bánzer, 1996). El mismo comprobó que para buenos resultados de debe considerar las limitantes:

$$0.1 \leq p_s \leq 24$$

$$1.2 \leq T_s \leq 3$$

### 2.6.1.3 Método de Mahmoud, M. A.

Desarrollada en el 2013 y presentada en el Norte de África, basada en el estudio de 300 datos medidos de publicaciones previas y mediante técnicas de regresión en el programa Matlab se dedujo la ecuación mostrando un buen ajuste a la gráfica de Standing y Katz (Moreno, 2017).

$$z = aP_p^{-2} + bP_p + c$$

Donde:

$$a = 0,702 e^{-2,5 T_p}$$

$$b = -5,524 e^{-2,5 T_p}$$

$$c = 0,044 T_p^{-2} - 0,164 T_p + 1,15$$

## 2.6.2 Viscosidad del gas

### 2.6.2.1 Correlación de Lee, A. L., Gonzales, M. H. y Eakin, B. E.

La formulación de la ecuación para el cálculo de la viscosidad del gas se realizó midiendo varias muestras de viscosidades de gases naturales con impurezas a temperaturas desde 100 hasta 340 °F. y presiones desde 200 hasta 8000psis (Ferrer, 2009).

$$\mu_g = \frac{K e. (X\rho_g^Y)}{10^4}$$

Donde:

$$K = \frac{(9.4 + 0.02M)T^{1.5}}{209 + 19M + T}$$

$$X = 2.4 - 0.2 X$$

$$\rho_g = 1.4935 \times 10^{-3} \frac{pM}{zT}$$

$\mu_g$  : Viscosidad del gas a p y T, cp.

$\rho_g$  : Densidad del gas, grs/cc.

M : Peso molecular del gas ( $= 28.96 \gamma_g$ ), lbs/lb – mol

z : Factor de compresibilidad del gas, adim.

p : Presión, lpca.

T : Temperatura, °R

### 2.6.3 Factor volumétrico del gas

#### 2.6.3.1 Ecuación de estado para un gas real

Aplicando la ecuación de estado para un gas real ( $PV=nRT$ ) al factor volumétrico del gas que es la relación del gas en el yacimiento con el mismo gas en superficie se obtiene (Bánzer, 1996):

$$B_g = \frac{V_g}{V_{g1}} = \frac{n RT/P}{nz_1RT_1/P_1}$$

Por lo tanto para una misma masa de gas nR se eliminan y P1 y T1 son las propiedades a condiciones superficie ( 14.7 psia y 60 °F) y z1 = 1 la ecuación anterior se reduce:

$$B_g = \frac{zp_1T}{z_1pT_1} = \frac{(14.7)zT}{(1.0)(60 + 460)p} = 0.02827 \frac{zT}{p}, \text{ RCF}$$

Si se desea en unidades de campo Rb/SCF:

$$B_g = 0.00503 \frac{zT}{p}, \text{ Rb/SCF}$$

## 2.7 Petróleo Negro (Black Oil)

El petróleo negro (black oil) o comúnmente llamado petróleo ordinario representa un modelo simplificado de los fluidos donde el petróleo, agua y gas representan las fases del sistema. La fase agua contienen como único componente el agua, la fase petróleo contiene 2 pseudo-componentes el gas y petróleo, la fase gas contienen como único componente el gas. Los



cambios de composición en el gas al cambiar la presión y la temperatura se ignoran. (Reservoir Engineering, 2011)

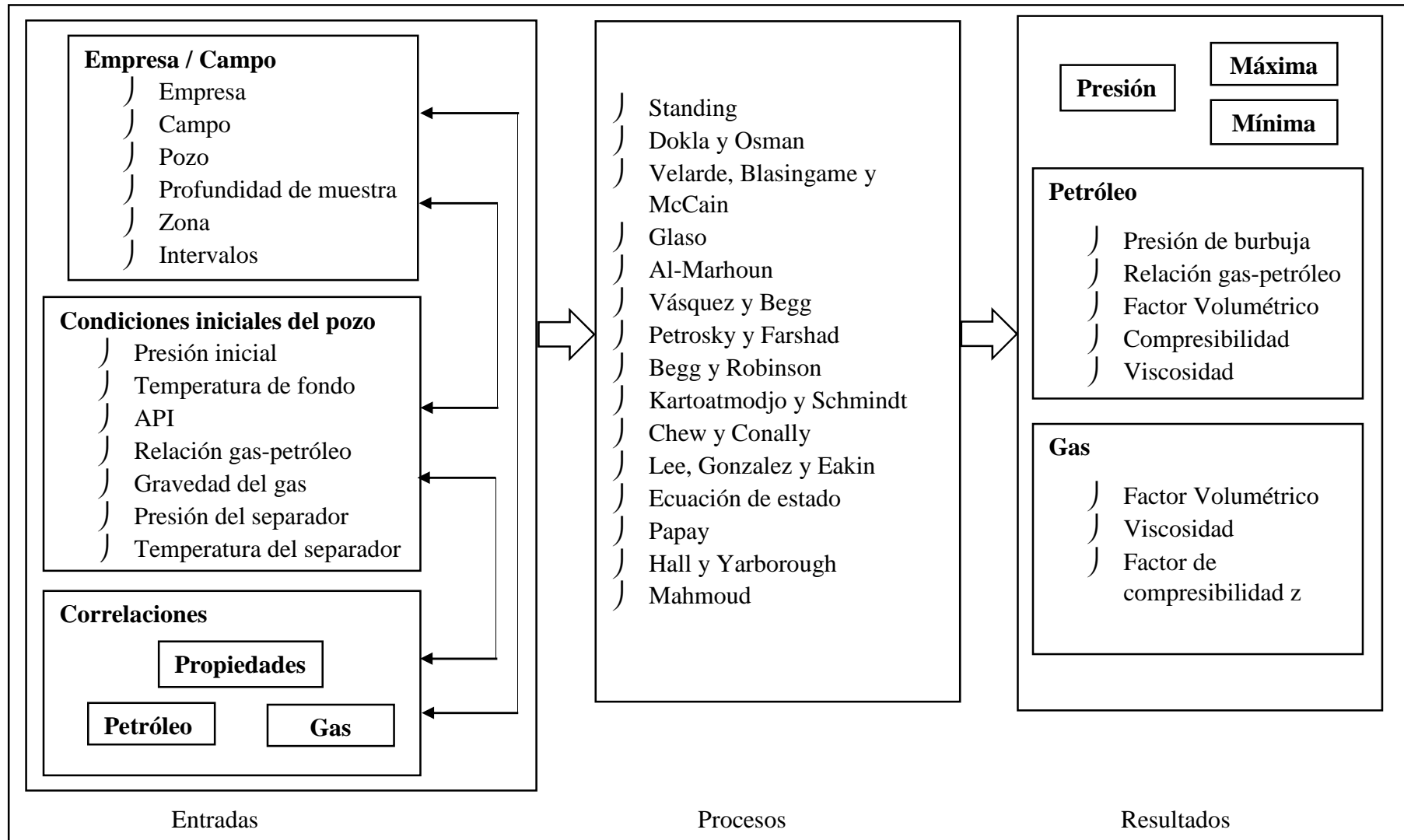
Por consiguiente el modelo de petróleo negro es el núcleo de muchos cálculos de ingeniería en petróleo y de procedimientos asociados. Las características del petróleo negro son las siguientes:

- ) Alto porcentaje de líquido
- ) Alta proporción de hidrocarburos pesados
- )  $GOR < 500 \text{ SCF/STB}$
- )  $Bo < 2 \text{ STB/RB}$
- ) Amplia envolvente de Fase
- ) Gravedades API de 30° o más pesadas

## CAPÍTULO III

### DESCRIPCIÓN DEL SOFTWARE PVT TEST SYSTEM

#### 3.1 Algoritmo PVT TEST SYSTEM



## **3.2 Diseño del software PVT TEST SYSTEM**

El programa PVT TEST SYSTEM está diseñado con el lenguaje de programación Visual Studio 2015, el cual permitió crear las diferentes interfaces interactivas para el usuario y desarrollar los distintos algoritmos en base a las correlaciones facilitando el cálculo de las diferentes propiedades del petróleo y gas a partir de las condiciones iniciales o información básica del pozo.

Las correlaciones que se detallan en el capítulo II e integran la aplicación, fueron seleccionadas conforme a la evaluación exhaustiva de cada propiedad cumpliendo el propósito de que se ajusten al comportamiento real de yacimiento. (Ver Anexos 1-10)

Por lo tanto el software para el análisis PVT de petróleo negro cuenta con una plataforma de registro e inicio de sesión y 5 módulos importantes que permiten insertar los datos de la compañía y campo, ingresar los datos iniciales del pozo, seleccionar las correlaciones, calcular propiedades PVT y generar un reporte. Cabe recalcar que debido a las exigencias del inglés en la industria petrolera la mayor parte del programa se encuentra en este idioma, además está conectado directamente a una base de datos SQL versión 2008 R2 permitiendo al usuario guardar los cálculos generados.

A continuación se detallan las diferentes funciones y características del software

### **3.2.1 Plataforma de Registro e Inicio de Sesión**

El usuario para el manejo de la aplicación deberá registrarse llenando los datos que se muestran en el formulario desplegado.

Figura 4 Formulario de registro de sesión

Consecuente al registro se podrá acceder iniciando sesión con su usuario creado y contraseña.

Figura 5 Ventana de inicio de sesión

Posteriormente iniciada la sesión ingresara a la interfaz principal del PVT TEST SYSTEM, el cual muestra los módulos principales y opciones de la aplicación. ( Ver Figura 5 y 6)



Figura 6 Pantalla principal del programa

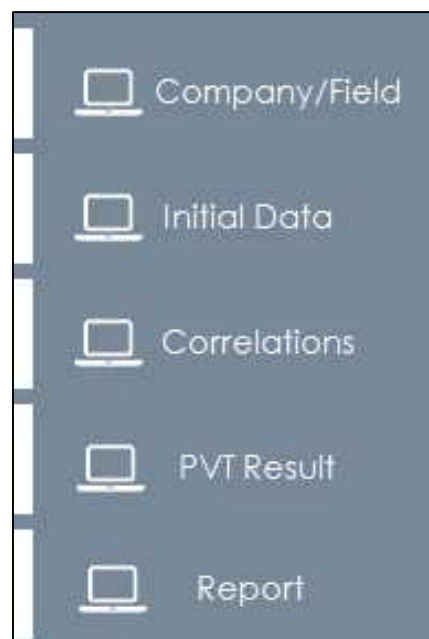


Figura 7 Módulos de la aplicación

### 3.2.2 Módulo de Empresa y Campo



Abre la ventana que permite ingresar los datos generales de la empresa y del campo a quien se les atribuirán los cálculos de las propiedades PVT que realice en la aplicación. (Ver Figura 8)

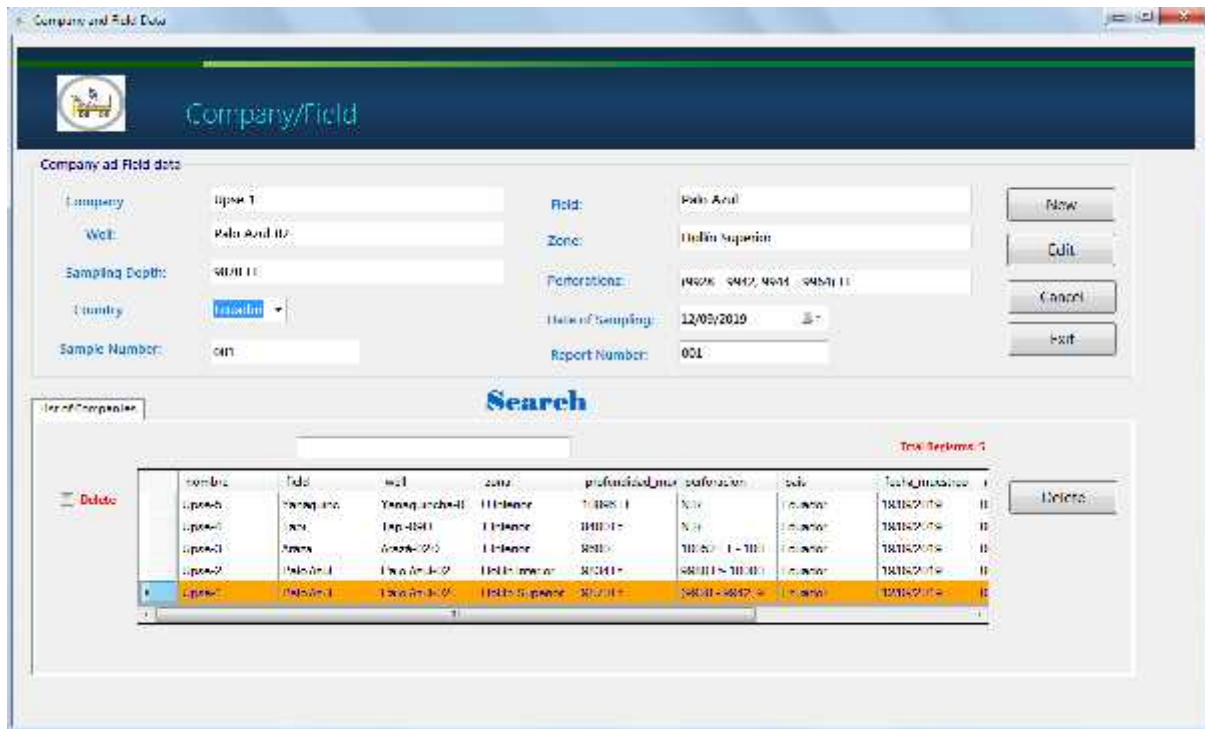


Figura 8 Ventana de Registro de empresa y datos generales del campo

### 3.2.3 Módulo de Datos Iniciales del Pozo



En este módulo despliega la ventana donde el usuario ingresará los datos iniciales del fluido del pozo a las diferentes condiciones. (Ver Figura 9)

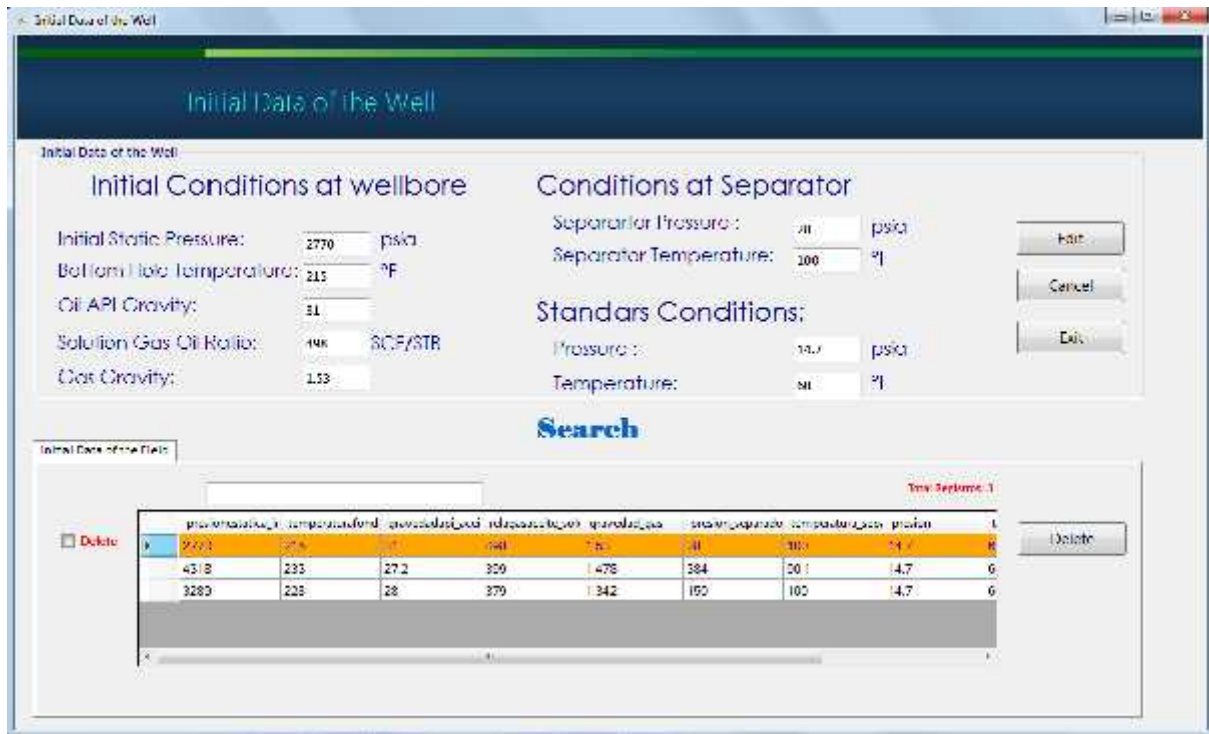


Figura 9 Ventana de ingreso de los datos iniciales del pozo

### 3.2.4 Módulo de Correlaciones

Los cálculos de las propiedades PVT del petróleo y gas dependerán exclusivamente de la elección de las correlaciones para cada una de los propiedades. Pulsado el botón el usuario elegirá la correlación más adecuada. ( Ver Figura 10)



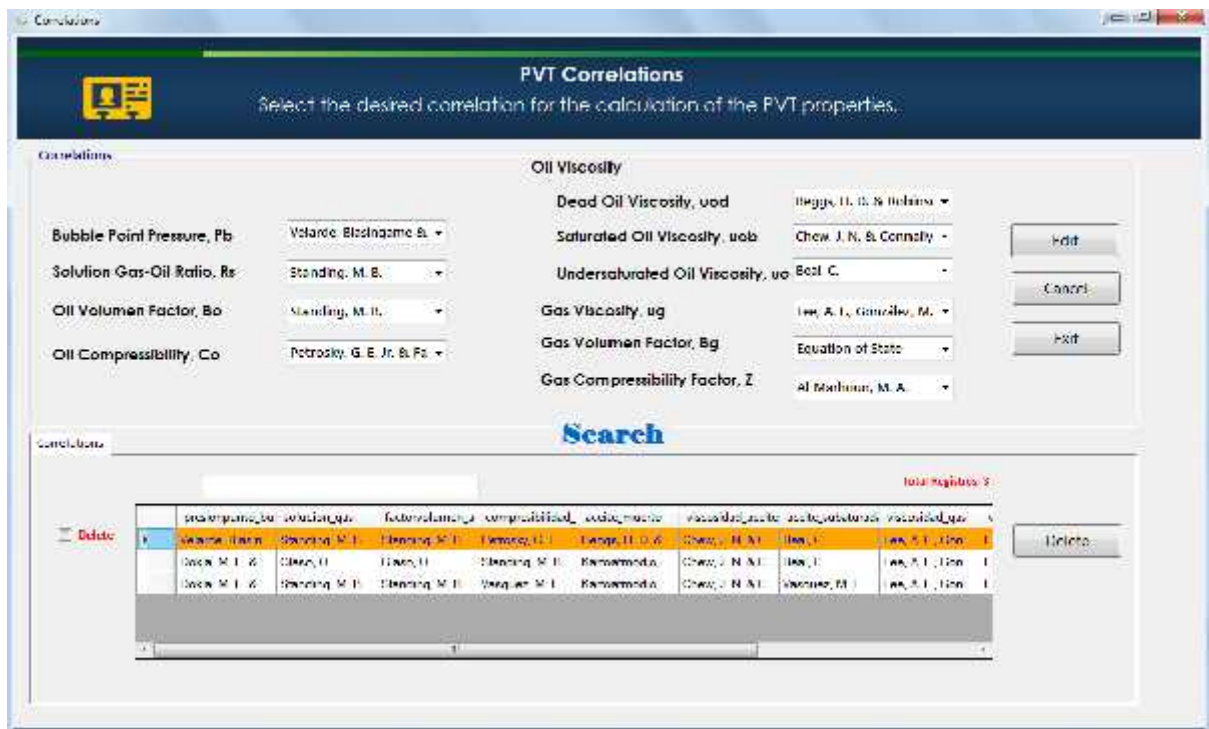


Figura 10 Ventana de Correlaciones PVT

### 3.2.5 Módulos de Resultados PVT



Este módulo permitirá presentar los resultados principales del cálculo de las propiedades del petróleo y gas a la presión inicial del yacimiento y al punto de burbuja, incluyendo las del separador. (Ver Figura 11)



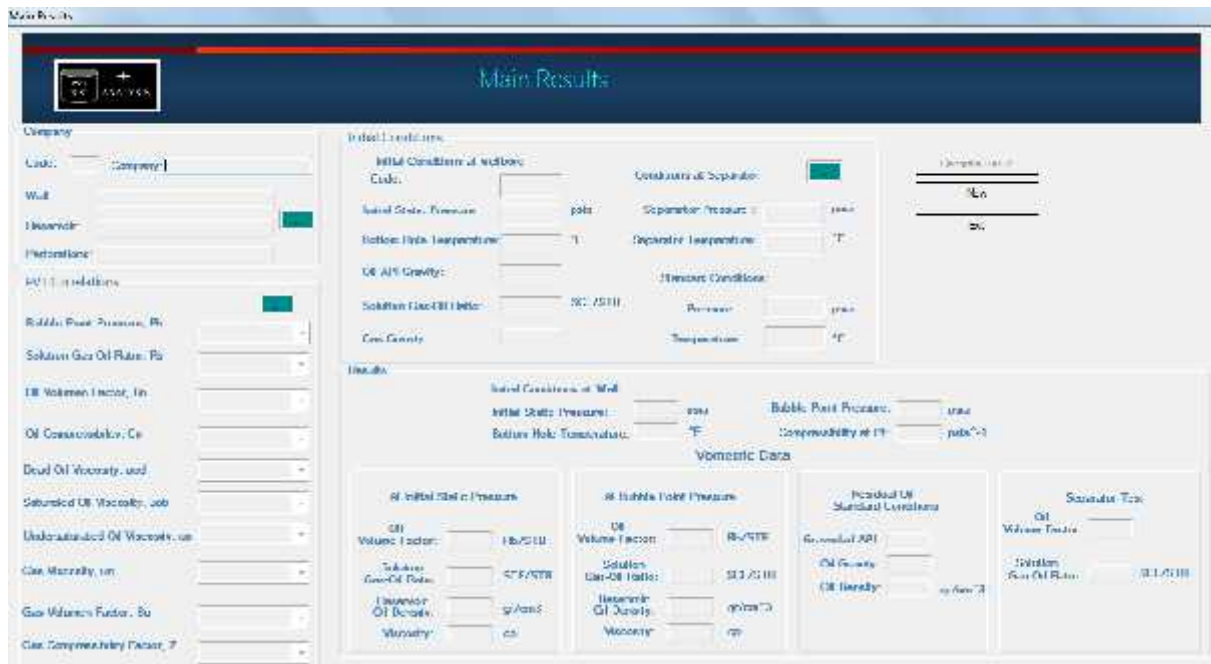


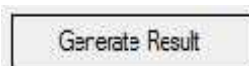
Figura 11 Ventana general de resultados principales PVT



Permite crear nuevos cálculos de las propiedades del petróleo y gas.



El botón permitirá llamar los datos generales del campo, datos iniciales del pozo y las correlaciones elegidas anteriormente, guardados en la base datos.



Después de llenar los datos necesarios, el usuario podrá generar los datos principales pulsando el botón.

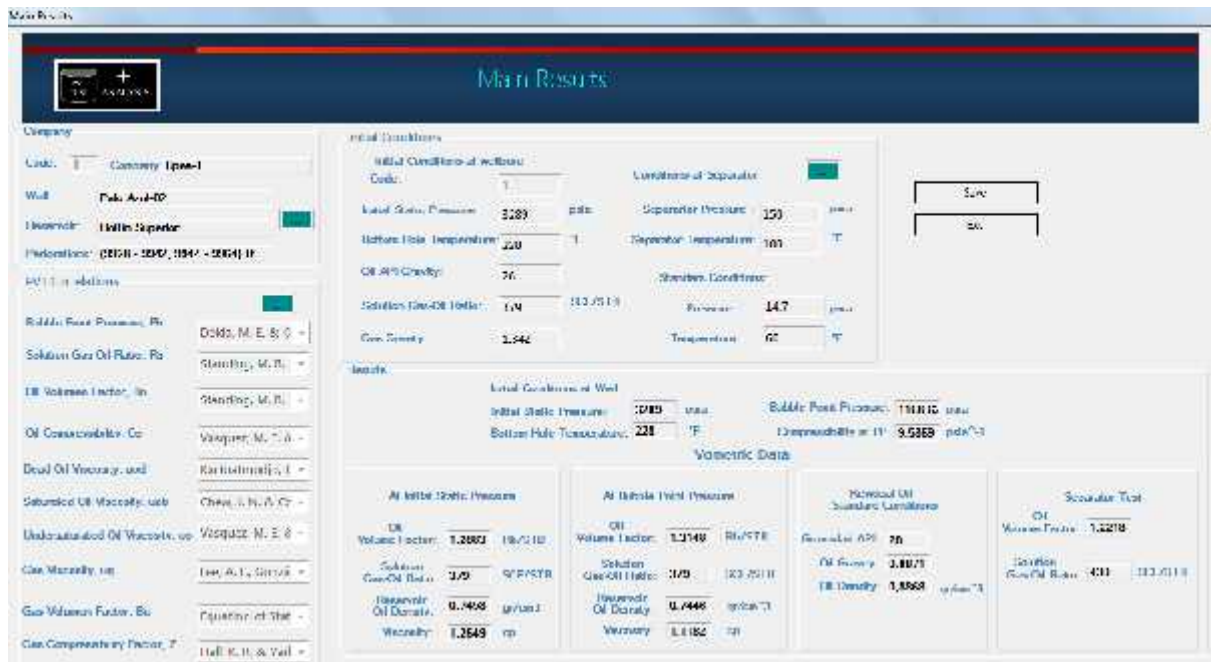


Figura 12 Interfaz final de resultados principales PVT



Permite guardar los resultados principales generados y presenta la ventana de resultados PVT si se requiere una análisis más detallados de cada propiedad del petróleo y gas. (Ver Figura 13 )



Permite salir de esta ventana de resultados y volver al menú principal.

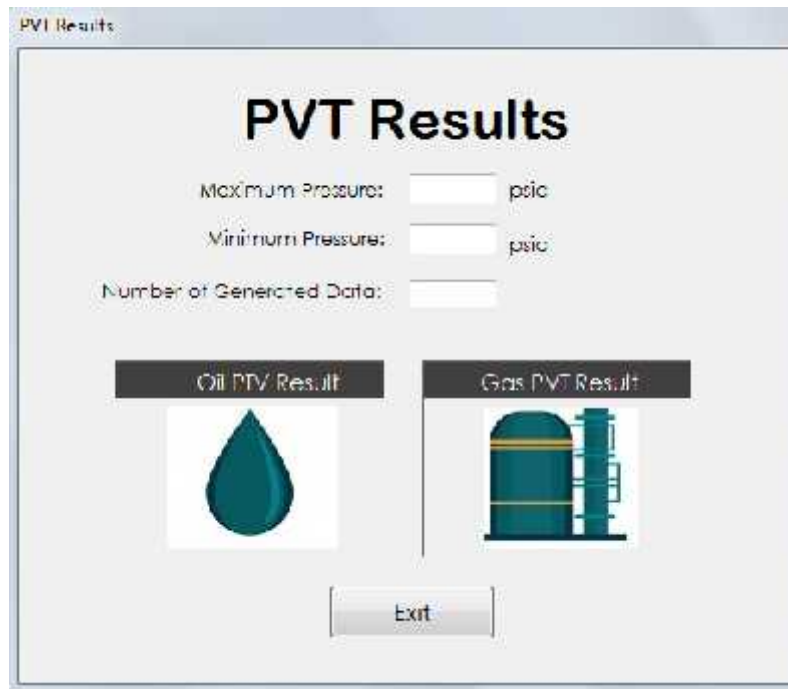


Figura 13 Ventana de Resultados PVT

Los resultados PVT dependerán exclusivamente de la presión máxima y mínima que el usuario convenientemente desee proponer para los diferentes cálculos de las propiedades del petróleo y gas, de igual manera el número de datos generados que serán presentados en el análisis de cada propiedad.



Este sub-módulo consecuentemente al ingreso de los datos descritos anteriormente visualizarán los respectivos cálculos de las propiedades del petróleo. (Ver Figura 14, Figura 15, Figura 16, Figura 17, Figura 18, Figura 19 y Figura 20)

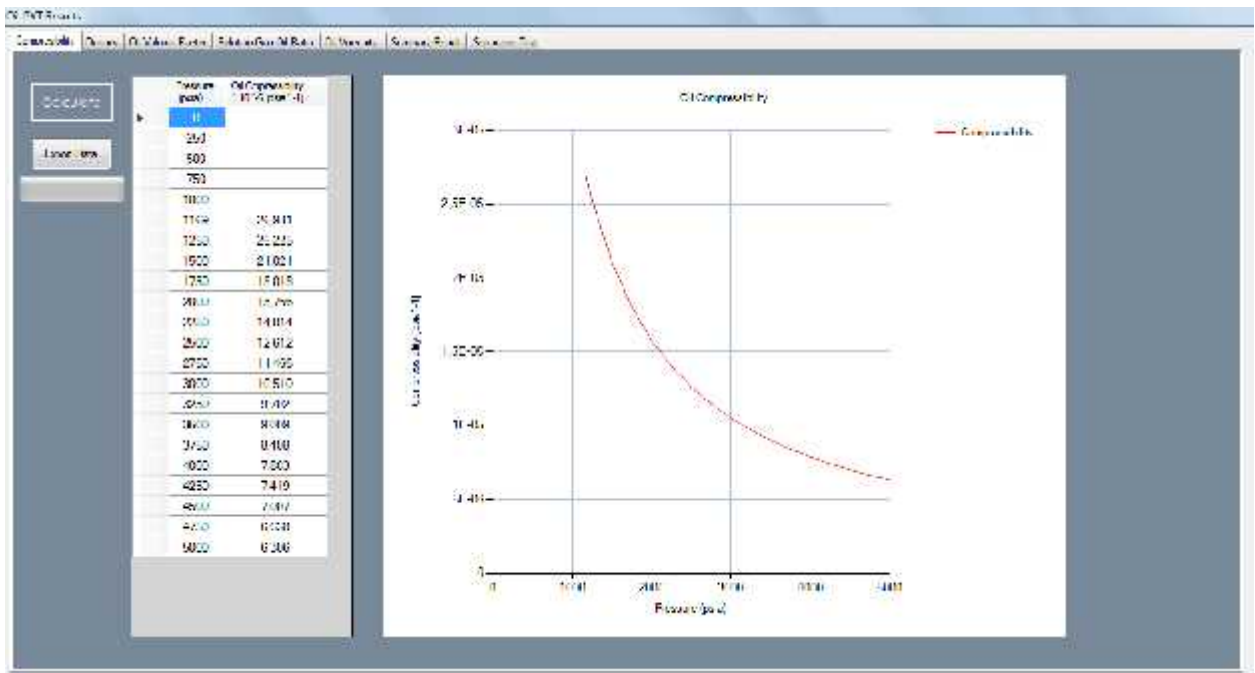


Figura 14 Estimación de la compresibilidad del petróleo

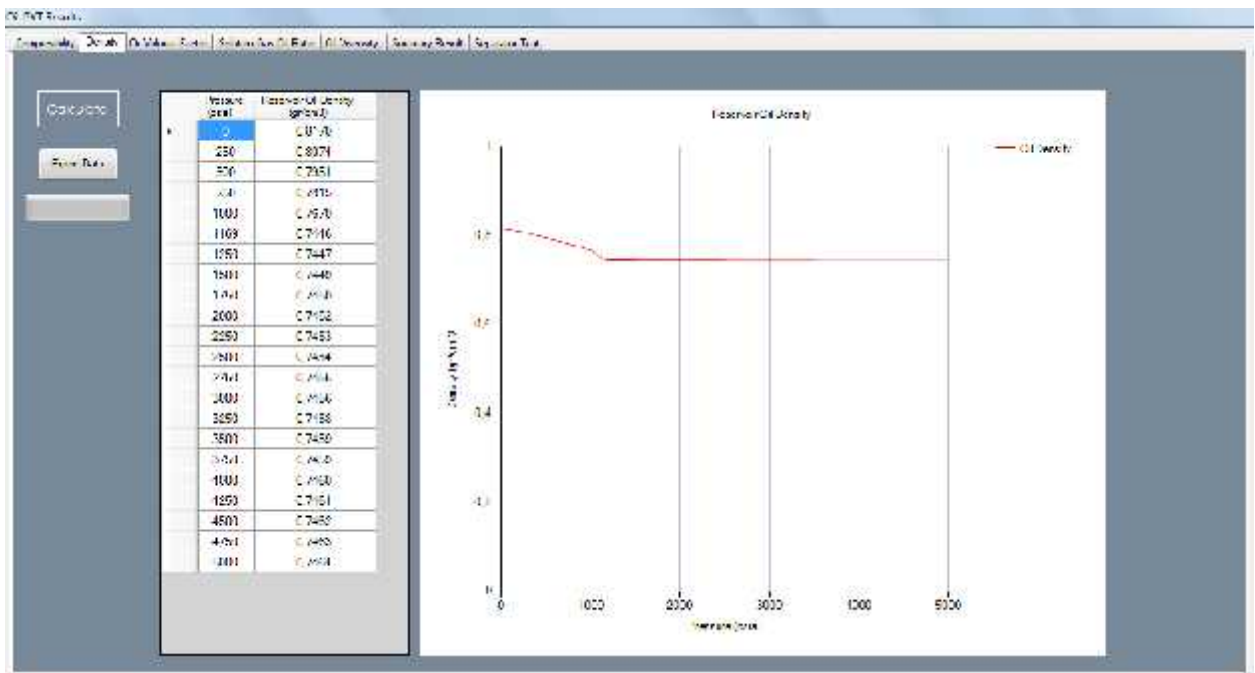


Figura 15 Estimación de la densidad del petróleo

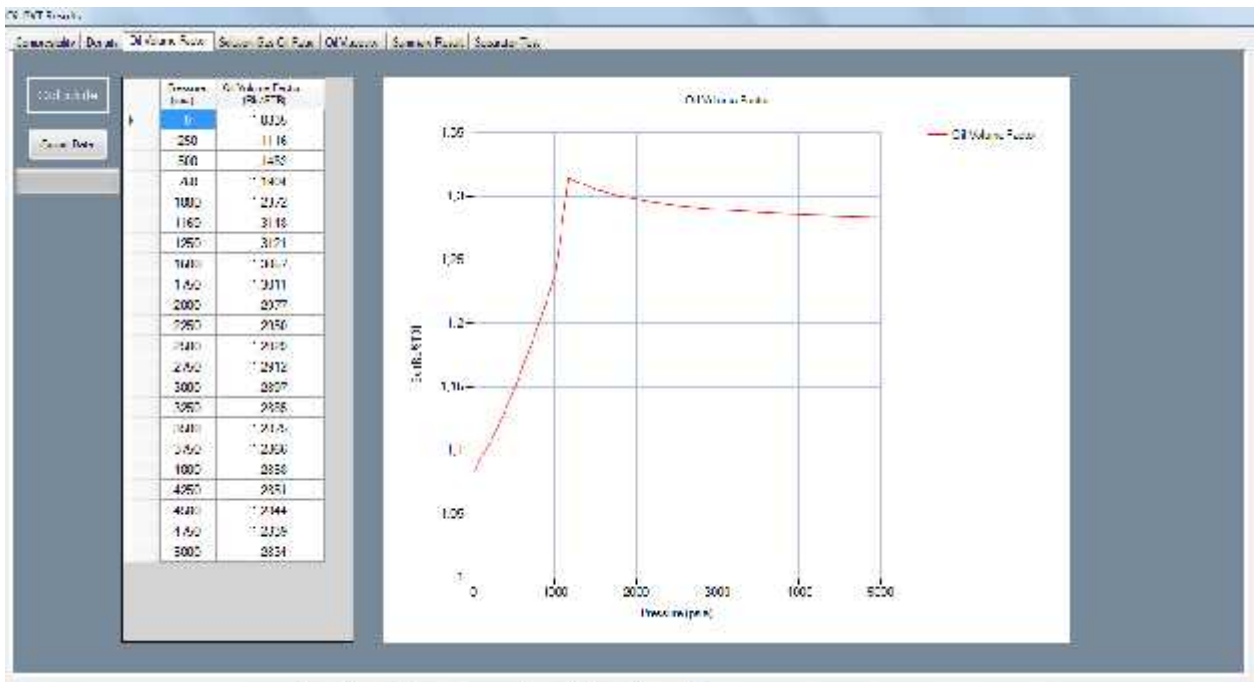


Figura 16 Estimación del factor volumétrico del petróleo

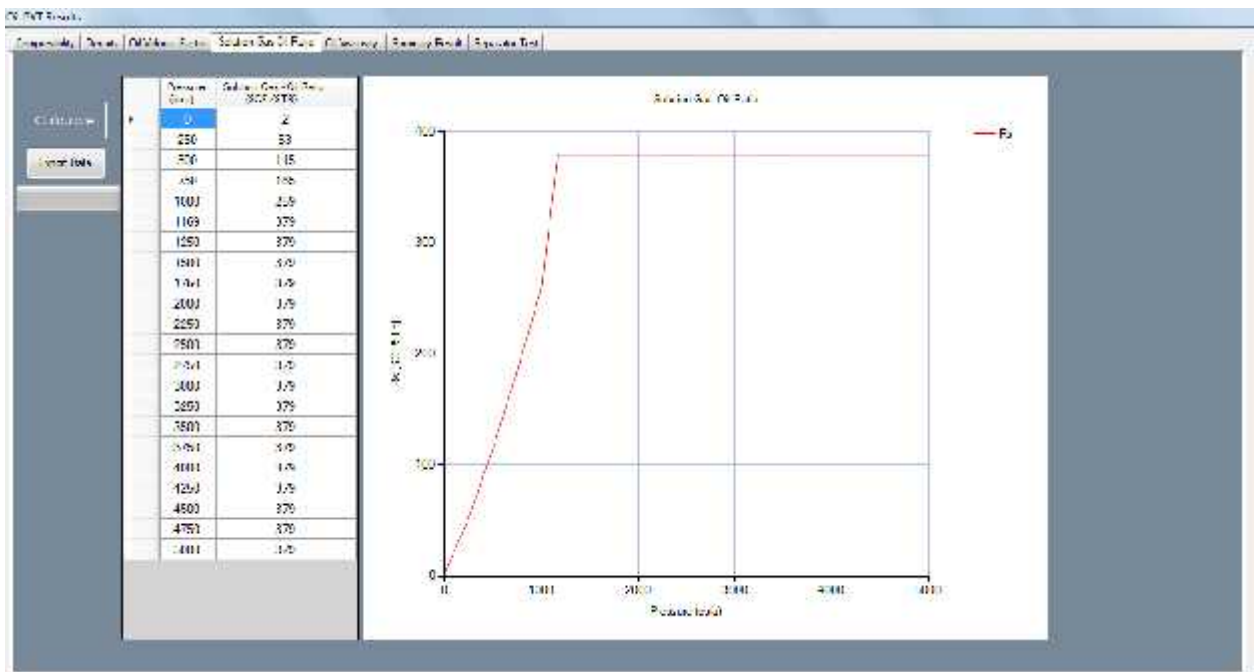


Figura 17 Estimación del relación gas-petróleo

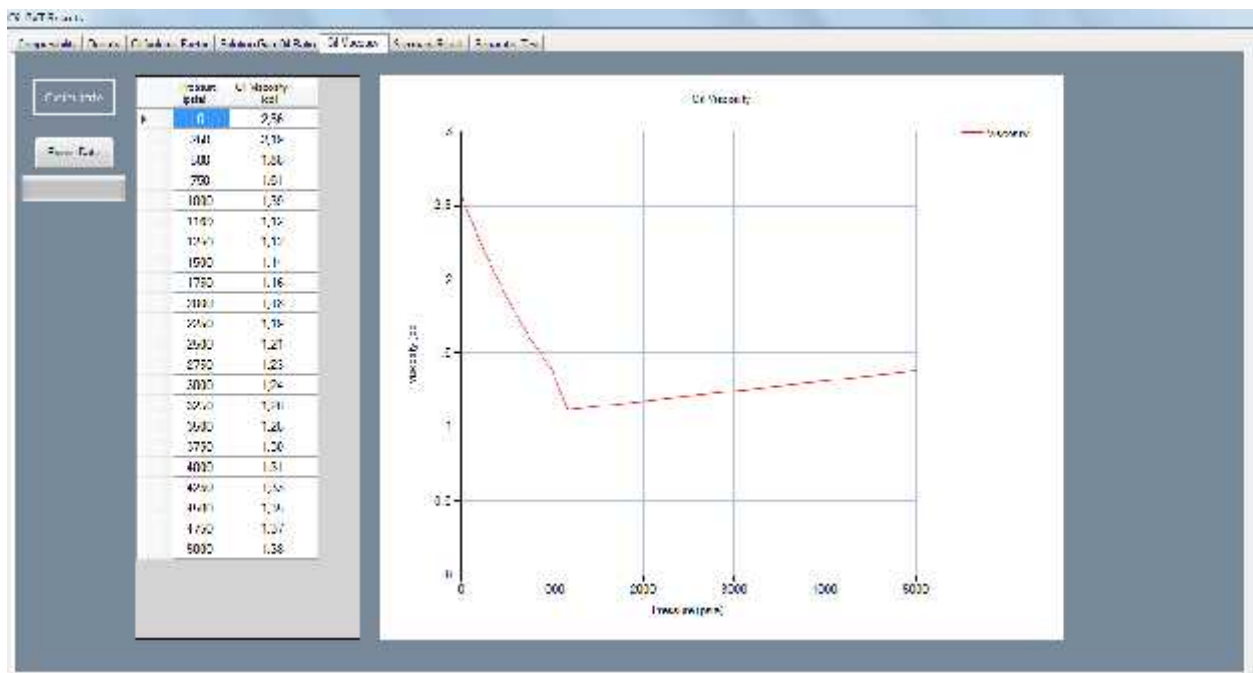


Figura 18 Estimación de la viscosidad del petróleo

Pressure (psia)	Oil Compressibility (1/cp)(sec <sup>-1</sup> )	Formation Volume Factor (v/v)(0.01)	Oil Viscosity (cp)(0.01)	Solution Gas-Oil Ratio (SCF/STB)	Separator Gas-Oil Ratio
0		0.8170	1.0635	2	2.56
250		0.8074	1.1110	53	2.19
500		0.7987	1.1482	115	1.80
750		0.7915	1.1904	185	1.51
1000		0.7870	1.2372	259	1.39
1169	26.861	0.7446	1.3148	323	1.39
1250	26.225	0.7417	1.3121	379	1.12
1500	21.021	0.7419	1.3057	379	1.11
1750	18.013	0.7400	1.3011	373	1.16
2000	16.766	0.7452	1.2977	379	1.18
2250	14.014	0.7401	1.2940	379	1.19
2500	12.612	0.7464	1.2920	373	1.21
2750	11.705	0.7405	1.2912	379	1.23
3000	10.431	0.7416	1.2947	379	1.24
3250	9.702	0.7458	1.2885	373	1.26
3500	9.009	0.7409	1.2870	379	1.20
3750	8.408	0.7400	1.2866	373	1.30
4000	7.883	0.7160	1.2858	379	1.31
4250	7.419	0.7401	1.2851	379	1.31
4500	7.007	0.7402	1.2844	373	1.35
4750	6.538	0.7163	1.2839	379	1.37
5000	6.106	0.7414	1.2814	379	1.38

Figura 19 Sumarios de resultados PVT del petróleo

Oil PVT Results

Compressibility Density Oil Volume Factor Solution Gas Oil Ratio Oil Viscosity Summary Result Separator Test

Pressure (psia)	Temperature (°F)	Oil Volume Factor (Rs/STB)	Solution Gas Oil Ratio (SCF/STB)
0	100	1.0068	161
50	100	1.0110	176
100	100	1.0159	194
150	100	1.0212	213

Calculate

Print Data

Exit

Figura 20 Estimación de las pruebas del separador



El sub-módulo de Gas PVT Result permitirá estimar las propiedades del gas partir de opciones detalladas en los módulos anteriores. (Ver Figura 21, Figura 22, Figura 23 y Figura 24)

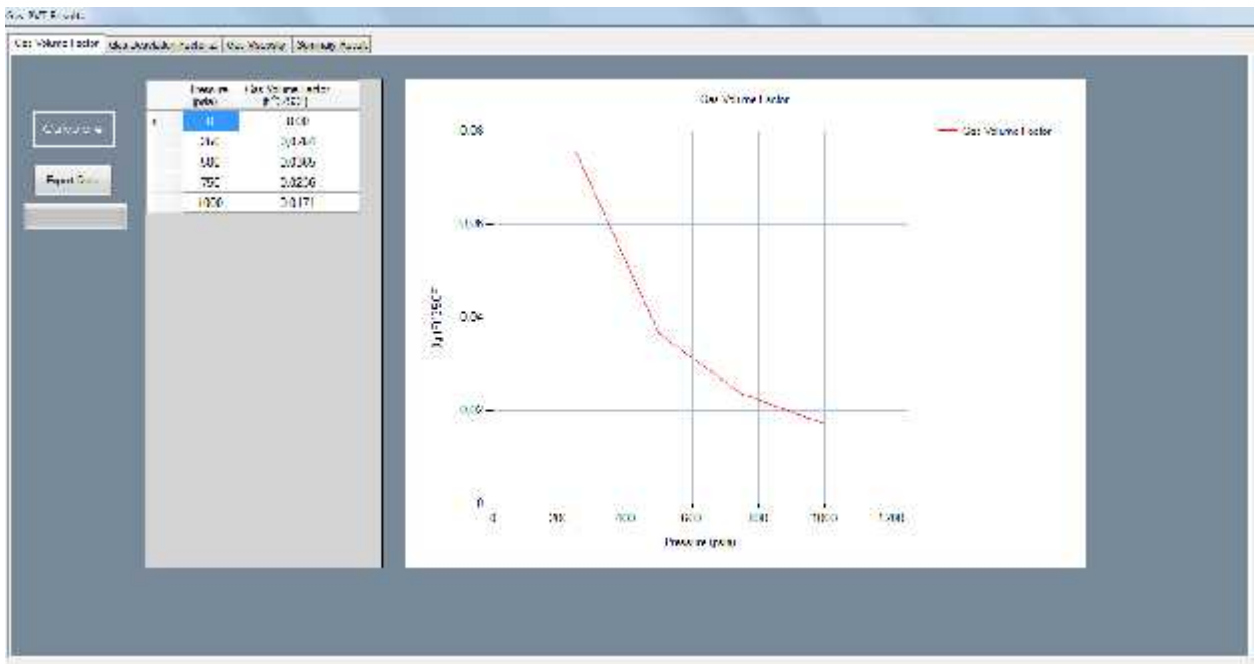


Figura 21 Estimación de factor volumétrico del gas

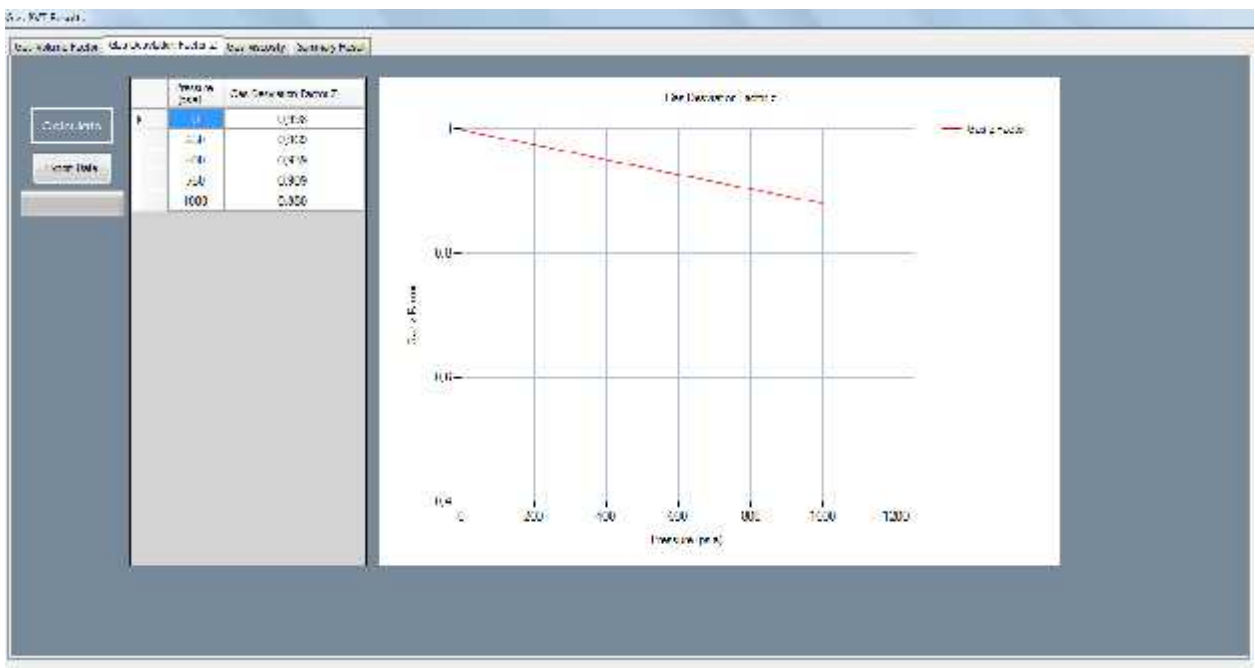


Figura 22 Estimación del factor de compresibilidad Z



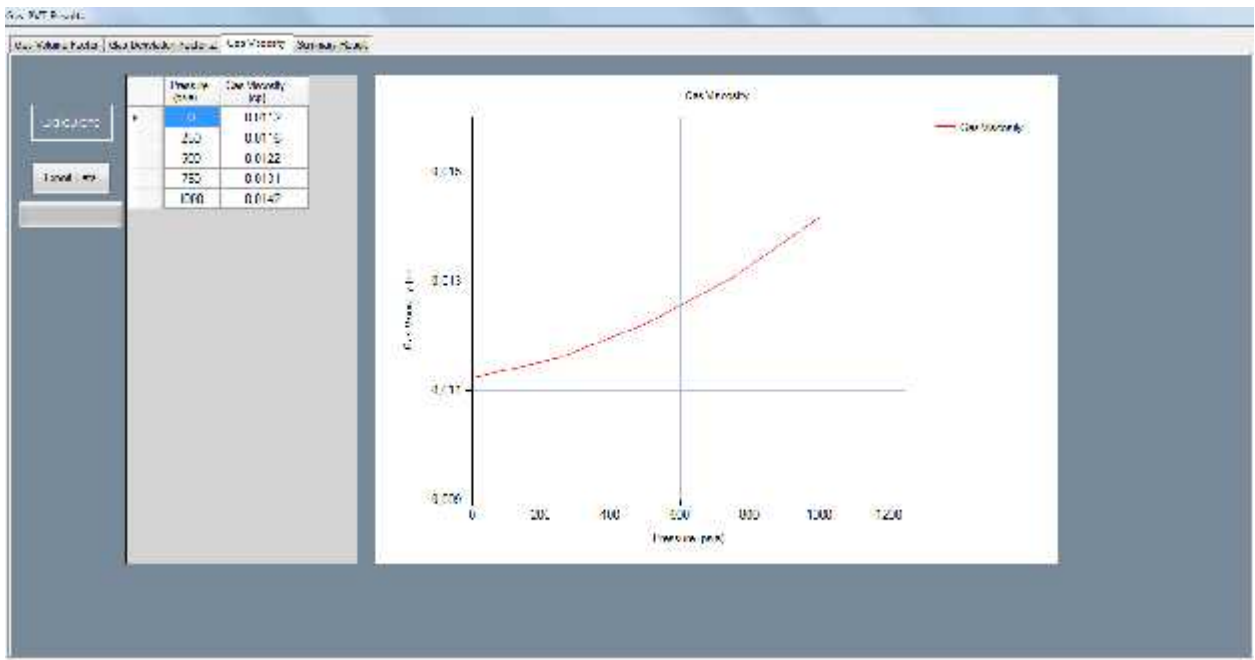


Figura 23 Estimación de la viscosidad del gas

The screenshot shows the 'Summary Result' tab of the 'Gas PVT Results' software. A table summarizes the calculated properties:

Pressure (psia)	Gas Volume Factor (b <sub>g</sub> /b <sub>sc</sub> )	Gas Deviation Factor Z	Gas Viscosity (cp)
0	---	0.998	0.0171
250	0.0174	0.999	0.0174
500	0.0266	0.999	0.0266
750	0.0296	0.999	0.0296
1000	0.0171	0.998	0.0171

Figura 24 Sumario de resultados PVT del gas

Calculate

Ejecutará el cálculo respectivo de la propiedad deseada.



Exporta los datos generados de la propiedad estimada en el formato que el usuario requiera (Pdf, Word, Excel). (Ver Figura 25)



Permite salir de los resultados PVT

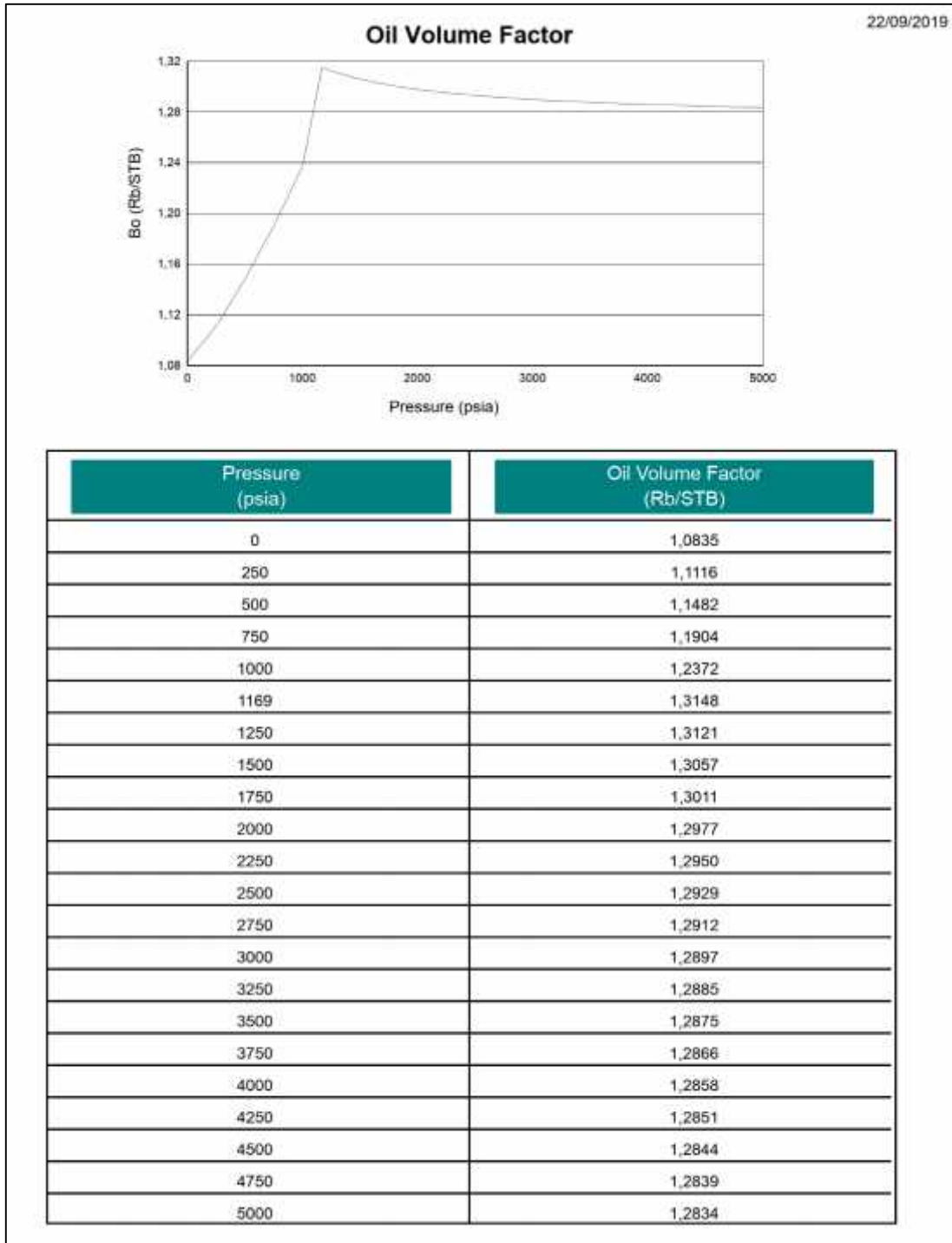


Figura 25 Formato de exportación de datos para cada propiedad estimada

### 3.2.6 Módulo de Reportes



El siguiente módulo permite al usuario generar un reporte de los datos ingresados y las estimaciones principales de las propiedades del petróleo y gas.



Pulsando el botón podrá acceder a la ventana de generación de reporte. ( Ver Figura 26)



Figura 26 Ventana de generación de reporte

## **PVT STUDY REPORT**



Company	Upse-1
Field	Palo Azul
Well	Palo Azul-02
Zone	Hollin Superior
Samplig Depth	9870 Ft
Country	Ecuador
Date of Sample	2019-09-12
Report Number	001

## **STANDART CONDITIONS**

Pressure	14.7	Psia
Temperatute	60	°F

Figura 27 Presentación del reporte general



**COMPANY:** Upse-1

**WELL:** Palo Azul-02

**ZONE:** Hollin Superior

**NUMBER REPORT**

**PERFORATIONS:** (9928 - 9942, 9944 - 9964) Ft

001

**MAINT RESULT**

**Initial conditions at well**

Initial static pressure:	3289	Psia
	228	°F
<b>Bubble point pressure:</b>	1168,62	Psia

**At initial static pressure**

Oil volume factor:	1,2883	Rb/STB
Solution gas-oil ratio:	379	SCF/STB
Reservoir oil density:	3	gr/cm <sup>3</sup>
Reservoir oil density:	1,2649	cp

**At bubble point pressure**

Oil volume factor:	1,3148	Rb/STB
Solution gas-oil ratio:	379	SCF/STB
Reservoir oil density:	379	gr/cm <sup>3</sup>
Viscosity	1,1182	cp

**Residual Oil at Standard Conditions**

API gravity:	28	
Oil gravity:	0,8871	
Oil density:	0,8868	gr/cm <sup>3</sup>

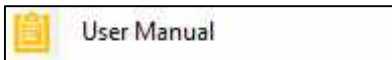
**Separator tests**

Solution gas-oil ratio:	1,2218	Rb/STB
Oil volume factor:	430	SCF/STB

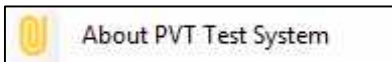
**Note:** PVT TEST SYSTEM does not assume any responsibility and does not provide any warranty or representation to analysis subsequent to the results calculate through the use of the program.

Figura 28 Reporte general de los resultados principales de las propiedades PVT

### 3.2.7 Ayuda



Visualiza el manual de usuario donde se muestra detalladamente el uso de la aplicación.



Muestra la información y características generales del software PVT TEST SYSTEM. ( Ver Figura 29)

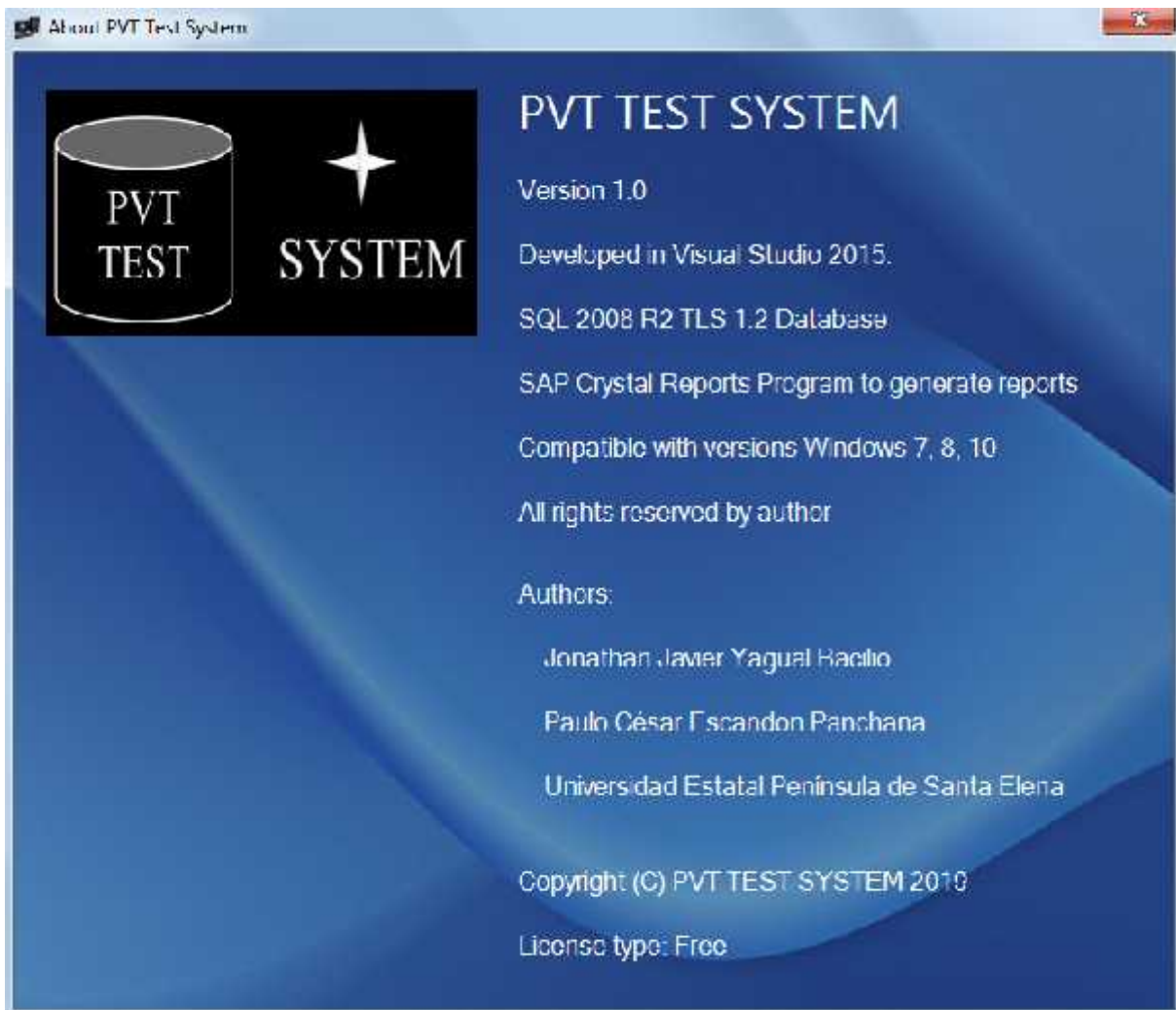


Figura 29 Información general del software PVT TEST SYSTEM

## CAPÍTULO IV

### DISCUSIÓN DE RESULTADOS

Las correlaciones matemáticas analizadas se soportan en las diferentes ecuaciones creadas a través de los años para las distintas propiedades PVT del petróleo y gas, por lo tanto los resultados obtenidos a través de las ecuaciones se cotejaron con pruebas PVT de campos de la cuenca Oriente del Ecuador los cuales fueron corroboradas por el software PVT TEST SYSTEM y los diferentes cálculos matemáticos (Ver Anexos 1-10).

Los campos que se consideran son:

- ) Palo Azul
- ) Araza
- ) Tapi
- ) Yanaquincha
- ) Yuralpa
- ) Parahuacu
- ) Shushufindi
- ) Palmar Oeste
- ) Sonia

Las pruebas PVT de laboratorio realizadas a las arenas productoras pertenecientes a los campos en análisis son:

- ) Pozo Palo Azul-02, arena Hollín Superior
- ) Pozo Palo Azul-02, arena Hollín Inferior
- ) Pozo Arazá-02D, arena T Inferior
- ) Pozo Tapi-09D, arena T Inferior
- ) Pozo Yanaquincha-009, arena U Inferior
- ) Pozo Yuralpa-001, arena Hollín
- ) Pozo Parahuacu-07, arena T Inferior
- ) Pozo Shushufindi-051, arena Basal Tena
- ) Pozo Palmar Oeste-01, arena T
- ) Pozo Sonia-01, arena M-1

El uso de las pruebas PVT de los pozos de diferentes campos petroleros del oriente detallados anteriormente comprendió en el enfoque de los datos iniciales de la formación y resultados principales para posteriormente proceder a la comparación de las propiedades del petróleo y gas obtenidas mediante correlaciones, resultados que se detallan a continuación. (Ver Anexo 12).

### J **Correlaciones para el pozo Palo Azul-02 en la arena Hollín Superior:**

**Presión de Burbuja:** La prueba de laboratorio reporta el valor de 1170 psia comparada con la correlación de Standing muestra un valor de 1165.69 psia que corresponde a un porcentaje de error de 0.37%, mientras que con la ecuación de Dokla y Osman el resultado que se obtiene es de 1168.62 psia mostrando un error de 0.12%, en tanto que con su ecuación matemática Velarde, Blasingame y McCain presenta 1310.53 psia con error de -12.01%. Valores obtenidos del software PVT TEST SYSTEM.

Por otro lado la evaluación de las demás correlaciones según la formulación de Standing modificada por Iza muestra el valor de 1873.26 psia con error de -60.11%, con la ecuación de Lasater se obtiene 8837.69 psia con margen de error de 655.36%, mientras que Glaso se refleja el valor de 1513.06 psia con un error de -29.32%, Total C.F.P. presenta el valor de 1392.34 psia con un error de -19%, la ecuación de Petrosky y Farshad muestra el valor de 2430 psia con error alto de -107.72% y por último la correlación de Dokla y Osman modificada por Iza muestra el resultado de 1438 psia y un error de -22.98%. Valores obtenidos de los diferentes cálculos matemáticos. (Ver Anexo 1 - Tabla 2)

**Relación Gas-Petróleo:** Conforme al valor reportado en la prueba de laboratorio de 323 SCF/STB comparada con la correlación de Standing que refleja el resultado de 259.99 SCF/STB representa un error del 19.51%, mientras la ecuación de Glaso determina el valor de 248.44 SCF/STB con un error porcentual de 23.08%, en tanto que la ecuación de Al-Marhoun modificada por Iza resulta en 190.91 SCF/STB con un error de 40.90%. Valores corroborados por el software PVT TEST SYSTEM.

La evaluación de las demás correlaciones muestra que la formulación Al-Marhoun evidencia el resultado 466.23 SCF/STB con un error de -44.34%, la correlación de Petrosky y Farshad resulta en 368.47 SCF/STB con un error de -14.08% y la misma ecuación modificada por Iza muestra el resultado de 198.35 SCF/STB con un error de 38.59%. Valores determinados de los diferentes cálculos matemáticos. (Ver Anexo 1 - Tabla 3)



**Factor volumétrico del petróleo a la presión de burbuja:** El valor reportado de la prueba de laboratorio muestra 1.313 Rb/STB comparada con la correlación de Standing que refleja el resultado 1.315 Rb/STB manifiesta el error de -0.12%, en tanto que la formulación de Glaso expone el valor de 1.286 Rb/STB con un error de 2.10%, mientras que Al-Marhoun con su ecuación presenta el resultado de 1.316 Rb/STB con un error de -0.20%. Valores corroborados por el software PVT TEST SYSTEM.

Por otra parte la correlación de Petrosky y Farshad muestra el resultado de 1.348 Rb/STB con un error de -2.66%, en tanto que la ecuación de Balance de Materiales refleja el valor de 1.125 Rb/STB con un error de 14.33%. Valores justificados de los diferentes cálculos matemáticos. (Ver Anexo 1 - Tabla 4)

**Compresibilidad del petróleo encima de la presión de Burbuja:** La prueba de laboratorio para esta propiedad reporta el valor de  $7.063 \cdot 10^{-6}$  psia<sup>-1</sup> comparado con la correlación de Vásquez y Beggs que evidencia el resultado de  $6.306 \cdot 10^{-6}$  psia<sup>-1</sup> representa el error de 10.71%, en tanto que la ecuación de Petrosky y Farshad muestra el valor de  $8.314 \cdot 10^{-6}$  psia<sup>-1</sup> con un error de -17.72%, mientras que la ecuación de Standing aporta el resultado de  $4.089 \cdot 10^{-6}$  psia<sup>-1</sup> con el error de 42.11%. Valores reflejados por el software PVT TEST SYSTEM.

Por otro lado la evaluación de la correlación de Ahmed revela el resultado de  $13.158 \cdot 10^{-6}$  psia<sup>-1</sup> con un error de -86.30%, mientras que la ecuación de Kartoatmodjo y Schmidt presenta el valor de  $0.387 \cdot 10^{-6}$  psia<sup>-1</sup> con error de 94.51%. Valores obtenidos de los diferentes cálculos matemáticos. (Ver Anexo 1 – Tabla 5)

**Viscosidad del petróleo muerto:** El valor reportado de la prueba de laboratorio es de 2.548 cp que con respecto al valor obtenido de la correlación de Kartoatmodjo y Schmidt de 2.5588 cp representa un error de -0.43%, mientras que la ecuación de Beggs y Robinson muestra el valor de 2.4410 cp con un error de 4.20%. Valores afirmados por el software PVT TEST SYSTEM.

En tanto que la evaluación de las demás correlaciones según la ecuación de Beal que evidencia el resultado de 20.6231 cp corresponde a un error alto de -709%, mientras la ecuación de Beal modificada por Iza presenta el valor 1.094 cp con un error de 57.06%, la correlación de Beggs y Robinson modificada por Iza muestra el resultado de 1.2599 cp con un error del 50.55%, la formulación de Glaso aporta el resultado de 0.0834 cp con error de 96.72% y por último la ecuación de Kartoatmodjo y Schmidt modificada por Iza refleja el valor de 1.2022 cp con un

error de 52.81%. Valores evidenciados de los diferentes cálculos matemáticos. (Ver Anexo 1 – Tabla 6)

**Viscosidad del petróleo a la presión de burbuja:** La prueba de laboratorio afirma el valor de 1.338 cp comparado con la correlación de Kartoatmodjo y Schmidt que muestra el valor de 1.0600 cp representa un error de 20.78%, mientras la correlación de Chew y Connally evidencia el valor 1.1182 cp con un error de 16.43%. Valores corroborados por el software PVT TEST SYSTEM.

Por otra parte el uso de la correlación de Beggs y Robinson refleja el resultado de 0.8244 cp con un error de 38.38%, en tanto que la misma ecuación modificada por Iza muestra el valor de 0.5932 cp con un error de 55.66%. Valores justificados de los diferentes cálculos matemáticos. (Ver Anexo 1 - Tabla 7)

**Viscosidad del petróleo a la presión encima del punto de burbuja:** El valor reportado por la prueba de laboratorio es de 2.414 cp comparado con la correlación de Beal que muestra el resultado de 1.6557 cp representa un error de 31.41%, mientras que la fórmula de Vásquez y Begg revela el valor de 2.4199 cp con error porcentual de -0.25%. Valores afirmados por el software PVT TEST SYSTEM.

Sin embargo el uso de la correlación de Khan muestra el resultado de 1.3881 cp con un error de 42.49%. Valor obtenido de los diferentes cálculos matemáticos. (Ver Anexo 1 – Tabla 8)

**Viscosidad del Gas:** La prueba de laboratorio refleja el valor de 0.0141 cp comparado con la correlación de Lee, González y Eakin que muestra el resultado de 0.01411 cp representa un error de -0.10%. Valor certificado por el software PVT TEST SYSTEM. (Ver Anexo 1 - Tabla 9)

**Factor Volumétrico del gas:** Valor de 0.01732 ft<sup>3</sup>/SCF reportado por la prueba de laboratorio que comparado con la ecuación de estado que muestra un valor de 0.01731 Rcf/SCF representa un error porcentual de 0.06%. Valor afirmado por el software PVT TEST SYSTEM. (Ver Anexo 1 - Tabla 10)

**Factor de compresibilidad del gas z:** La prueba de laboratorio reporta el valor adimensional de 0.89 comparado con el método de Papay muestra el resultado de 0.7524 representando un error de 15.46%, mientras que la formulación de Hall y Yarborough revela el valor de 0.9091

con un error de -2.16%, en tanto que la ecuación de Mahmoud refleja el resultado de 0.7272 con un error de 18.29%. Valores evidenciados por el software PVT TEST SYSTEM.

La evaluación del método de Begg y Brill presenta el resultado de 1.0916 con un error de -22.66% mientras que la ecuación de Al-Anazy y Al-Quraishi manifiesta el resultado de 1.3532 con el error porcentual de -52.05%. Valores justificados de los diferentes cálculos matemáticos. (Ver Anexo 1 – Tabla 11)

### J **Correlaciones para el pozo Palo Azul-02 en la arena Hollín Inferior:**

**Presión de Burbuja:** La prueba de laboratorio reporta el valor de 1256 psia comparada con la correlación de Standing muestra un valor de 1162.48 psia que corresponde a un porcentaje de error de 7.45%, mientras que con la ecuación de Dokla y Osman el resultado que se obtiene es de 1193.52 psia mostrando un error de 4.97%, en tanto que con su ecuación matemática Velarde, Blasingame y McCain presenta 1188.94 psia con error de 5.34%. Valores obtenidos del software PVT TEST SYSTEM.

Por otro lado la evaluación de las demás correlaciones según la formulación de Standing modificada por Iza muestra el valor de 1862.12 psia con error de -48.26%, con la ecuación de Lasater se obtiene 10305.49 psia con margen de error de -720.50%, mientras que Glaso se refleja el valor de 1505.37 psia con un error de -19.85%, Total C.F.P. presenta el valor de 1386.86 psia con un error de -10.42%, la ecuación de Petrosky y Farshad muestra el valor de 2353.48 psia con error alto de -87.38%, y por ultimo correlación de Dokla y Osman modificada por Iza muestra el resultado de 1456.80 psia y un error de -15.99%. Valores obtenidos de los diferentes cálculos matemáticos. (Ver Anexo 2 - Tabla 12)

**Relación Gas-Petróleo:** Conforme al valor reportado en la prueba de laboratorio de 322 SCF/STB comparada con la correlación de Standing que refleja el resultado de 268.51 SCF/STB representa un error del 16.61%, mientras la ecuación de Glaso determina el valor de 257.81 SCF/STB con un error porcentual de 19.94%, en tanto que la ecuación de Al-Marhoun modificada por Iza resulta en 182.34 SCF/STB con un error de 43.37%. Valores corroborados por el software PVT TEST SYSTEM.

La evaluación de las demás correlaciones muestra que la formulación Al-Marhoun evidencia el resultado 563.62 SCF/STB con un error de -75.04%, la correlación de Petrosky y Farshad resulta en 404.17 SCF/STB con un error de -25.52% y la misma ecuación modificada por Iza

muestra el resultado de 194.83 SCF/STB con un error de 39.49%. Valores determinados de los diferentes cálculos matemáticos. (Ver Anexo 2 - Tabla 13)

**Factor volumétrico del petróleo a la presión de burbuja:** El valor reportado de la prueba de laboratorio muestra 1.276 Rb/STB comparada con la correlación de Standing que refleja el resultado 1.344 Rb/STB manifiesta el error de -5.34%, en tanto que la formulación de Glaso expone el valor de 1.316 Rb/STB con un error de -3.12%, mientras que Al-Marhoun con su ecuación presenta el resultado de 1.337 Rb/STB con un error de -4.80%. Valores corroborados por el software PVT TEST SYSTEM.

Por otra parte la correlación de Petrosky y Farshad muestra el resultado de 1.386 Rb/STB con un error de -8.64%, en tanto que la ecuación de Balance de Materiales refleja el valor de 1.144 Rb/STB con un error de 10.33%. Valores justificados de los diferentes cálculos matemáticos. (Ver Anexo 2 – Tabla 14)

**Compresibilidad del petróleo encima de la presión de Burbuja:** La prueba de laboratorio para esta propiedad reporta el valor de  $2.960 \cdot 10^{-6} \text{ psia}^{-1}$  comparado con la correlación de Vásquez y Beggs que evidencia el resultado de  $5.281 \cdot 10^{-6} \text{ psia}^{-1}$  representa el error de -78.41%, en tanto que la ecuación de Petrosky y Farshad muestra el valor de  $7.919 \cdot 10^{-6} \text{ psia}^{-1}$  con un error de -167.54%, mientras que la ecuación de Standing aporta el resultado de  $2.259 \cdot 10^{-6} \text{ psia}^{-1}$  con el error de 23.65%. Valores reflejados por el software PVT TEST SYSTEM.

Por otro lado la evaluación de la correlación de Ahmed revela el resultado de  $10.838 \cdot 10^{-6} \text{ psia}^{-1}$  con un error de -266.15%, mientras que la ecuación de Kartoatmodjo y Schmidt presenta el valor de  $0.331 \cdot 10^{-6} \text{ psia}^{-1}$  con error de 88.80%. Valores obtenidos de los diferentes cálculos matemáticos. (Ver Anexo 2 – Tabla 15)

**Viscosidad del petróleo muerto:** El valor reportado de la prueba de laboratorio es de 3.4000 cp que con respecto al valor obtenido de la correlación de Kartoatmodjo y Schmidt de 2.7597 cp representa un error de 18.83%, mientras que la ecuación de Beggs y Robinson muestra el valor de 2.4911 cp con un error de 26.73%. Valores afirmados por el software PVT TEST SYSTEM.

En tanto que la evaluación de las demás correlaciones según la ecuación de Beal que evidencia el resultado de 21.6876 cp corresponde a un error alto de -537.87%, mientras la ecuación de Beal modificada por Iza presenta el valor 1.1774 cp con un error de 65.37%, la correlación de Beggs y Robinson modificada por Iza muestra el resultado de 0.8382 cp con un error del

75.35%, la formulación de Glaso aporta el resultado de 0.0892 cp con error de 97.38% y por último la ecuación de Kartoatmodjo y Schmidt modificada por Iza refleja el valor de 1.1338 cp con un error de 66.65%. Valores evidenciados de los diferentes cálculos matemáticos. (Ver Anexo 2 – Tabla 16)

**Viscosidad del petróleo a la presión de burbuja:** La prueba de laboratorio afirma el valor de 1.2900 cp comparado con la correlación de Kartoatmodjo y Schmidt que muestra el valor de 1.0787 cp representa un error de 16.38%, mientras la correlación de Chew y Connally evidencia el valor 1.1422 cp con un error de 11.46%. Valores corroborados por el software PVT TEST SYSTEM.

Por otra parte el uso de la correlación de Beggs y Robinson refleja el resultado de 0.8411 cp con un error de 34.80%, en tanto que la misma ecuación modificada por Iza muestra el valor de 0.6413 cp con un error de 50.28%. Valores justificados de los diferentes cálculos matemáticos. (Ver Anexo 2 - Tabla 17)

**Viscosidad del petróleo a la presión encima del punto de burbuja:** El valor reportado por la prueba de laboratorio es de 1.5400 cp comparado con la correlación de Beal que muestra el resultado de 1.4772 cp representa un error de 4.08%, mientras que la fórmula de Vásquez y Begg revela el valor de 1.3231 cp con error porcentual de 14.09%. Valores afirmados por el software PVT TEST SYSTEM.

Sin embargo el uso de la correlación de Khan muestra el resultado de 1.3501 cp con un error de 12.33%. Valor obtenido de los diferentes cálculos matemáticos. (Ver Anexo 2 – Tabla 18)

**Factor Volumétrico del gas:** Valor de 0.016700 ft<sup>3</sup>/SCF reportado por la prueba de laboratorio que comparado con la ecuación de estado que muestra un valor de 0.016692 Rcf/SCF representa un error porcentual de 0.05%. Valor afirmado por el software PVT TEST SYSTEM. (Ver Anexo 2 - Tabla 19)

**Factor de compresibilidad del gas z:** La prueba de laboratorio reporta el valor adimensional de 0.8350 comparado con el método de Papay muestra el resultado de 0.8350 representando un error de 23.87%, mientras que la formulación de Hall y Yarborough revela el valor de 0.8582 con un error de -2.78%, en tanto que la ecuación de Mahmoud refleja el resultado de 0.5914 con un error de 29.17%. Valores evidenciados por el software PVT TEST SYSTEM.

La evaluación del método de Begg y Brill presenta el resultado de 1.1092 con un error de -32.84% mientras que la ecuación de Al-Anazy y Al-Quraishi manifiesta el resultado de 1.4636 con el error porcentual de -75.28%. Valores justificados de los diferentes cálculos matemáticos. (Ver Anexo 2 - Tabla 20)

### J **Correlaciones para el pozo Arazá-02D en la arena T Inferior:**

**Presión de Burbuja:** La prueba de laboratorio reporta el valor de 1300 psia comparada con la correlación de Standing muestra un valor de 1166.02 psia que corresponde a un porcentaje de error de 10.31%, mientras que con la ecuación de Dokla y Osman el resultado que se obtiene es de 1428.15 psia mostrando un error de -9.86%, en tanto que con su ecuación matemática Velarde, Blasingame y McCain presenta 1294.67 psia con error de 0.41%. Valores obtenidos del software PVT TEST SYSTEM.

Por otro lado la evaluación de las demás correlaciones según la formulación de Standing modificada por Iza muestra el valor de 1909.44 psia con error de -46.88%, con la ecuación de Lasater se obtiene 13502.84 psia con margen de error de -938.68%, mientras que Glaso se refleja el valor de 1521.95 psia con un error de -17.07%, Total C.F.P. presenta el valor de 1399.50 psia con un error de -7.65%, la ecuación de Petrosky y Farshad muestra el valor de 2379.20 psia con error alto de -83.02% y por último la correlación de Dokla y Osman modificada por Iza muestra el resultado de 1685.74 psia y un error de -29.67%. Valores obtenidos de los diferentes cálculos matemáticos. (Ver Anexo 3 - Tabla 21)

**Relación Gas-Petróleo:** Conforme al valor reportado en la prueba de laboratorio de 363 SCF/STB comparada con la correlación de Standing que refleja el resultado de 340.00 SCF/STB representa un error del 6.34%, mientras la ecuación de Glaso determina el valor de 324.43 SCF/STB con un error porcentual de 10.63%, en tanto que la ecuación de Al-Marhoun modificada por Iza resulta en 227.14 SCF/STB con un error de 37.43%. Valores corroborados por el software PVT TEST SYSTEM.

La evaluación de las demás correlaciones muestra que la formulación Al-Marhoun evidencia el resultado 739.73 SCF/STB con un error de -103.78%, la correlación de Petrosky y Farshad resulta en 502.31 SCF/STB con un error de -38.38% y la misma ecuación modificada por Iza muestra el resultado de 244.96 SCF/STB con un error de 32.52%. Valores determinados de los diferentes cálculos matemáticos. (Ver Anexo 3 - Tabla 22)

**Factor volumétrico del petróleo a la presión de burbuja:** El valor reportado de la prueba de laboratorio muestra 1.4420 Rb/STB comparada con la correlación de Standing que refleja el resultado 1.4131 Rb/STB manifiesta el error de 2.00%, en tanto que la formulación de Glaso expone el valor de 1.3905 Rb/STB con un error de 3.57%, mientras que Al-Marhoun con su ecuación presenta el resultado de 1.3874 Rb/STB con un error de 3.79%. Valores corroborados por el software PVT TEST SYSTEM.

Por otra parte la correlación de Petrosky y Farshad muestra el resultado de 1.4717 Rb/STB con un error de -2.06%, en tanto que la ecuación de Balance de Materiales refleja el valor de 1.1907 Rb/STB con un error de 17.43%. Valores justificados de los diferentes cálculos matemáticos. (Ver Anexo 3 – Tabla 23)

**Compresibilidad del petróleo encima de la presión de Burbuja:** La prueba de laboratorio para esta propiedad reporta el valor de  $9.669 \cdot 10^{-6}$  psia<sup>-1</sup> comparado con la correlación de Vásquez y Beggs que evidencia el resultado de  $6.681 \cdot 10^{-6}$  psia<sup>-1</sup> representa el error de 30.90%, en tanto que la ecuación de Petrosky y Farshad muestra el valor de  $10.236 \cdot 10^{-6}$  psia<sup>-1</sup> con un error de -5.86%, mientras que la ecuación de Standing aporta el resultado de  $3.843 \cdot 10^{-6}$  psia<sup>-1</sup> con el error de 60.25%. Valores reflejados por el software PVT TEST SYSTEM.

Por otro lado la evaluación de la correlación de Ahmed revela el resultado de  $12.467 \cdot 10^{-6}$  psia<sup>-1</sup> con un error de -28.94%, mientras que la ecuación de Kartoatmodjo y Schmidt presenta el valor de  $0.491 \cdot 10^{-6}$  psia<sup>-1</sup> con error de 94.92%. Valores obtenidos de los diferentes cálculos matemáticos. (Ver Anexo 3 - Tabla 24)

**Viscosidad del petróleo muerto:** El valor reportado de la prueba de laboratorio es de 2.0674 cp que con respecto al valor obtenido de la correlación de Kartoatmodjo y Schmidt de 1.9021 cp representa un error de 8.00%, mientras que la ecuación de Beggs y Robinson muestra el valor de 2.1657 cp con un error de -4.75%. Valores afirmados por el software PVT TEST SYSTEM.

En tanto que la evaluación de las demás correlaciones según la ecuación de Beal que evidencia el resultado de 16.0919 cp corresponde a un error alto de -678.36%, mientras la ecuación de Beal modificada por Iza presenta el valor 0.8264 cp con un error de 60.03%, la correlación de Beggs y Robinson modificada por Iza muestra el resultado de 0.8382 cp con un error del 59.46%, la formulación de Glaso aporta el resultado de 0.0642 cp con error de 96.90% y por último la ecuación de Kartoatmodjo y Schmidt modificada por Iza refleja el valor de 1.3346 cp

con un error de 35.45%. Valores evidenciados de los diferentes cálculos matemáticos. (Ver Anexo 3 - Tabla 25)

**Viscosidad del petróleo a la presión de burbuja:** La prueba de laboratorio afirma el valor de 0.6258 cp comparado con la correlación de Kartoatmodjo y Schmidt que muestra el valor de 0.7658 cp representa un error de -22.37%, mientras la correlación de Chew y Connally evidencia el valor 0.7552 cp con un error de -20.68%. Valores corroborados por el software PVT TEST SYSTEM.

Por otra parte el uso de la correlación de Beggs y Robinson refleja el resultado de 0.5893 cp con un error de 5.84%, en tanto que la misma ecuación modificada por Iza muestra el valor de 0.4401 cp con un error de 29.68%. Valores justificados de los diferentes cálculos matemáticos. (Ver Anexo 3 - Tabla 26)

**Viscosidad del petróleo a la presión encima del punto de burbuja:** El valor reportado por la prueba de laboratorio es de 1.0843 cp comparado con la correlación de Beal que muestra el resultado de 0.9320 cp representa un error de 14.05%, mientras que la fórmula de Vásquez y Begg revela el valor de 0.7624 cp con error porcentual de 29.68%. Valores afirmados por el software PVT TEST SYSTEM.

Sin embargo el uso de la correlación de Khan muestra el resultado de 0.4560 cp con un error de 57.95%. Valor obtenido de los diferentes cálculos matemáticos. (Ver Anexo 3 - Tabla 27)

**Viscosidad del Gas:** La prueba de laboratorio refleja el valor de 0.038500 cp comparado con la correlación de Lee, González y Eakin que muestra el resultado de 0.034250 cp representa un error de 11.04%. Valor certificado por el software PVT TEST SYSTEM. (Ver Anexo 3 - Tabla 28)

**Factor Volumétrico del gas:** Valor de 0.015800 ft<sup>3</sup>/SCF reportado por la prueba de laboratorio que comparado con la ecuación de estado que muestra un valor de 0.005898 Rcf/SCF representa un error porcentual de 62.67%. Valor afirmado por el software PVT TEST SYSTEM. (Ver Anexo 3 - Tabla 29)

**Factor de compresibilidad del gas z:** La prueba de laboratorio reporta el valor adimensional de 0.3091 comparado con el método de Papay muestra el resultado de 0.5767 representando un error de -86.59%, mientras que la formulación de Hall y Yarborough revela el valor de 0.8321



con un error de -169.19%, en tanto que la ecuación de Mahmoud refleja el resultado de 0.5217 con un error de -68.79%. Valores evidenciados por el software PVT TEST SYSTEM.

La evaluación del método de Begg y Brill presenta el resultado de 1.0977 con un error de -255.12% mientras que la ecuación de Al-Anazy y Al-Quraishi manifiesta el resultado de 1.5145 con el error porcentual de -389.98%. Valores justificados de los diferentes cálculos matemáticos. (Ver Anexo 3 - Tabla 30)

### J **Correlaciones para el pozo Tapi-09D en la arena T Inferior:**

**Presión de Burbuja:** La prueba de laboratorio reporta el valor de 400 psia comparada con la correlación de Standing muestra un valor de 357.96 psia que corresponde a un porcentaje de error de 10.51%, mientras que con la ecuación de Dokla y Osman el resultado que se obtiene es de 450.54 psia mostrando un error de -12.63%, en tanto que con su ecuación matemática Velarde, Blasingame y McCain presenta 463.20 psia con error de -15.80%. Valores obtenidos del software PVT TEST SYSTEM.

Por otro lado la evaluación de las demás correlaciones según la formulación de Standing modificada por Iza muestra el valor de 683.73 psia con error de 70.93%, con la ecuación de Lasater se obtiene 4871.95 psia con margen de error de -1117.99%, mientras que Glaso se refleja el valor de 336.96 psia con un error de 15.76%, Total C.F.P. presenta el valor de 474.61 psia con un error de -18.65%, la ecuación de Petrosky y Farshad muestra el valor de 1085.69 psia con error alto de -171.42% y por último la correlación de Dokla y Osman modificada por Iza muestra el resultado de 657.34 psia y un error de -64.34%. Valores obtenidos de los diferentes cálculos matemáticos. (Ver Anexo 4 - Tabla 31)

**Relación Gas-Petróleo:** Conforme al valor reportado en la prueba de laboratorio de 57.3 SCF/STB comparada con la correlación de Standing que refleja el resultado de 45.00 SCF/STB representa un error del 21.47%, mientras la ecuación de Glaso determina el valor de 64.98 SCF/STB con un error porcentual de -13.40%, en tanto que la ecuación de Al-Marhoun modificada por Iza resulta en 25.89 SCF/STB con un error de 54.81%. Valores corroborados por el software PVT TEST SYSTEM.

La evaluación de las demás correlaciones muestra que la formulación Al-Marhoun evidencia el resultado 51.41 SCF/STB con un error de 10.28%, la correlación de Petrosky y Farshad resulta en 192.68 SCF/STB con un error de -236.27% y la misma ecuación modificada por Iza

muestra el resultado de 218.06 SCF/STB con un error de -280.56%. Valores determinados de los diferentes cálculos matemáticos. (Ver Anexo 4 - Tabla 32)

**Factor volumétrico del petróleo a la presión de burbuja:** El valor reportado de la prueba de laboratorio muestra 1.1700 Rb/STB comparada con la correlación de Standing que refleja el resultado 1.1317 Rb/STB manifiesta el error de 3.28%, en tanto que la formulación de Glaso expone el valor de 1.1006 Rb/STB con un error de 5.93%, mientras que Al-Marhoun con su ecuación presenta el resultado de 1.1570 Rb/STB con un error de 1.11%. Valores corroborados por el software PVT TEST SYSTEM.

Por otra parte la correlación de Petrosky y Farshad muestra el resultado de 1.1313 Rb/STB con un error de 3.31%, en tanto que la ecuación de Balance de Materiales refleja el valor de 1.0327 Rb/STB con un error de 11.73%. Valores justificados de los diferentes cálculos matemáticos. (Ver Anexo 4 – Tabla 33)

**Compresibilidad del petróleo encima de la presión de Burbuja:** La prueba de laboratorio para esta propiedad reporta el valor de  $1.936 \cdot 10^{-6}$  psia<sup>-1</sup> comparado con la correlación de Vásquez y Beggs que evidencia el resultado de  $3.202 \cdot 10^{-6}$  psia<sup>-1</sup> representa el error de -65.40%, en tanto que la ecuación de Petrosky y Farshad muestra el valor de  $3.230 \cdot 10^{-6}$  psia<sup>-1</sup> con un error de -66.85%, mientras que la ecuación de Standing aporta el resultado de  $3.017 \cdot 10^{-6}$  psia<sup>-1</sup> con el error de -55.84%. Valores reflejados por el software PVT TEST SYSTEM.

Por otro lado la evaluación de la correlación de Ahmed revela el resultado de  $15.132 \cdot 10^{-6}$  psia<sup>-1</sup> con un error de -681.62%, mientras que la ecuación de Kartoatmodjo y Schmidt presenta el valor de  $0.212 \cdot 10^{-6}$  psia<sup>-1</sup> con error de 89.03%. Valores obtenidos de los diferentes cálculos matemáticos. (Ver Anexo 4 - Tabla 34)

**Viscosidad del petróleo muerto:** El valor reportado de la prueba de laboratorio es de 1.8400 cp que con respecto al valor obtenido de la correlación de Kartoatmodjo y Schmidt de 2.2223 cp representa un error de -20.78%, mientras que la ecuación de Beggs y Robinson muestra el valor de 2.3612 cp con un error de -28.33%. Valores afirmados por el software PVT TEST SYSTEM.

En tanto que la evaluación de las demás correlaciones según la ecuación de Beal que evidencia el resultado de 18.7269 cp corresponde a un error alto de -917.77%, mientras la ecuación de Beal modificada por Iza presenta el valor 0.9556 cp con un error de 48.07%, la correlación de

Beggs y Robinson modificada por Iza muestra el resultado de 1.0208 cp con un error del 44.52%, la formulación de Glaso aporta el resultado de 0.0755 cp con error de 95.89% y por último la ecuación de Kartoatmodjo y Schmidt modificada por Iza refleja el valor de 1.5051 cp con un error de 18.20%. Valores evidenciados de los diferentes cálculos matemáticos. (Ver Anexo 4 - Tabla 35)

**Viscosidad del petróleo a la presión de burbuja:** La prueba de laboratorio afirma el valor de 1.5800 cp comparado con la correlación de Kartoatmodjo y Schmidt que muestra el valor de 1.6785 cp representa un error de -6.23%, mientras la correlación de Chew y Connally evidencia el valor 1.7233 cp con un error de -9.07%. Valores corroborados por el software PVT TEST SYSTEM.

Por otra parte el uso de la correlación de Beggs y Robinson refleja el resultado de 1.3732 cp con un error de 13.09%, en tanto que la misma ecuación modificada por Iza muestra el valor de 0.5085 cp con un error de 67.82%. Valores justificados de los diferentes cálculos matemáticos. (Ver Anexo 4 - Tabla 36)

**Viscosidad del petróleo a la presión encima del punto de burbuja:** El valor reportado por la prueba de laboratorio es de 2.3300 cp comparado con la correlación de Beal que muestra el resultado de 2.2241 cp representa un error de 4.54%, mientras que la fórmula de Vásquez y Begg revela el valor de 1.4249 cp con error porcentual de 38.84%. Valores afirmados por el software PVT TEST SYSTEM.

Sin embargo el uso de la correlación de Khan muestra el resultado de 0.5314 cp con un error de 77.19%. Valor obtenido de los diferentes cálculos matemáticos. (Ver Anexo 4 - Tabla 37)

**Viscosidad del Gas:** La prueba de laboratorio refleja el valor de 0.012000 cp comparado con la correlación de Lee, González y Eakin que muestra el resultado de 0.011423 cp representa un error de 4.81%. Valor certificado por el software PVT TEST SYSTEM. (Ver Anexo 4 - Tabla 38)

**Factor Volumétrico del gas:** Valor de 0.041000 ft<sup>3</sup>/SCF reportado por la prueba de laboratorio que comparado con la ecuación de estado que muestra un valor de 0.0078530 Rcf/SCF representa un error porcentual de -91.54%. Valor afirmado por el software PVT TEST SYSTEM. (Ver Anexo 4 – Tabla 39)

**Factor de compresibilidad del gas z:** La prueba de laboratorio reporta el valor adimensional de 0.8210 comparado con el método de Papay muestra el resultado de 0.9242 representando un error de -12.57%, mientras que la formulación de Hall y Yarborough revela el valor de 0.9746 con un error de -18.71%, en tanto que la ecuación de Mahmoud refleja el resultado de 0.9286 con un error de -13.10%. Valores evidenciados por el software PVT TEST SYSTEM.

La evaluación del método de Begg y Brill presenta el resultado de 1.0266 con un error de -25.04% mientras que la ecuación de Al-Anazy y Al-Quraishi manifiesta el resultado de 1.0503 con el error porcentual de -27.93%. Valores justificados de los diferentes cálculos matemáticos. (Ver Anexo 4 - Tabla 40)

### J **Correlaciones para el pozo Yanaquincha-009 en la arena U Inferior:**

**Presión de Burbuja:** La prueba de laboratorio reporta el valor de 937 psia comparada con la correlación de Standing muestra un valor de 1354.56 psia que corresponde a un porcentaje de error de -44.56%, mientras que con la ecuación de Dokla y Osman el resultado que se obtiene es de 790.30 psia mostrando un error de 15.66%, en tanto que con su ecuación matemática Velarde, Blasingame y McCain presenta 1833.14 psia con error de -95.64%. Valores obtenidos del software PVT TEST SYSTEM.

Por otro lado la evaluación de las demás correlaciones según la formulación de Standing modificada por Iza muestra el valor de 1929.86 psia con error de -105.96%, con la ecuación de Lasater se obtiene 4035.23 psia con margen de error de -330.65%, mientras que Glaso se refleja el valor de 2058.61 psia con un error de -119.70%, Total C.F.P. presenta el valor de 1584.12 psia con un error de -69.06%, la ecuación de Petrosky y Farshad muestra el valor de 3027.12 psia con error alto de -223.07% y por último la correlación de Dokla y Osman modificada por Iza muestra el resultado de 1075.27 psia y un error de -14.76%. Valores obtenidos de los diferentes cálculos matemáticos. (Ver Anexo 5 - Tabla 41)

**Relación Gas-Petróleo:** Conforme al valor reportado en la prueba de laboratorio de 122.7 SCF/STB comparada con la correlación de Standing que refleja el resultado de 52.27 SCF/STB representa un error del 57.40%, mientras la ecuación de Glaso determina el valor de 49.55 SCF/STB con un error porcentual de 59.62%, en tanto que la ecuación de Al-Marhoun modificada por Iza resulta en 53.15 SCF/STB con un error de 56.69%. Valores corroborados por el software PVT TEST SYSTEM.

La evaluación de las demás correlaciones muestra que la formulación Al-Marhoun evidencia el resultado 33.45 SCF/STB con un error de 72.74%, la correlación de Petrosky y Farshad resulta en 88.29 SCF/STB con un error de 28.05% y la misma ecuación modificada por Iza muestra el resultado de 112.36 SCF/STB con un error de 8.43%. Valores determinados de los diferentes cálculos matemáticos. (Ver Anexo 5 - Tabla 42)

**Factor volumétrico del petróleo a la presión de burbuja:** El valor reportado de la prueba de laboratorio muestra 1.1380 Rb/STB comparada con la correlación de Standing que refleja el resultado 1.1563 Rb/STB manifiesta el error de -1.61%, en tanto que la formulación de Glaso expone el valor de 1.1239 Rb/STB con un error de 1.24%, mientras que Al-Marhoun con su ecuación presenta el resultado de 1.1777 Rb/STB con un error de -3.49%. Valores corroborados por el software PVT TEST SYSTEM.

Por otra parte la correlación de Petrosky y Farshad muestra el resultado de 1.1422 Rb/STB con un error de -0.37%, en tanto que la ecuación de Balance de Materiales refleja el valor de 1.0346 Rb/STB con un error de 9.09%. Valores justificados de los diferentes cálculos matemáticos. (Ver Anexo 5 – Tabla 43)

**Compresibilidad del petróleo encima de la presión de Burbuja:** La prueba de laboratorio para esta propiedad reporta el valor de  $5.740 \cdot 10^{-6}$  psia<sup>-1</sup> comparado con la correlación de Vásquez y Beggs que evidencia el resultado de  $3.687 \cdot 10^{-6}$  psia<sup>-1</sup> representa el error de 35.77%, en tanto que la ecuación de Petrosky y Farshad muestra el valor de  $3,306 \cdot 10^{-6}$  psia<sup>-1</sup> con un error de 42.41%, mientras que la ecuación de Standing aporta el resultado de  $0.896 \cdot 10^{-6}$  psia<sup>-1</sup> con el error de 84.39%. Valores reflejados por el software PVT TEST SYSTEM.

Por otro lado la evaluación de la correlación de Ahmed revela el resultado de  $9.912 \cdot 10^{-6}$  psia<sup>-1</sup> con un error de -72.68%, mientras que la ecuación de Kartoatmodjo y Schmidt presenta el valor de  $0.135 \cdot 10^{-6}$  psia<sup>-1</sup> con error de 97.66%. Valores obtenidos de los diferentes cálculos matemáticos. (Ver Anexo 5 - Tabla 44)

**Viscosidad del petróleo muerto:** El valor reportado de la prueba de laboratorio es de 16.3000 cp que con respecto al valor obtenido de la correlación de Kartoatmodjo y Schmidt de 13.4021 cp representa un error de 17.78%, mientras que la ecuación de Beggs y Robinson muestra el valor de 6.0894 cp con un error de 62.64%. Valores afirmados por el software PVT TEST SYSTEM.

En tanto que la evaluación de las demás correlaciones según la ecuación de Beal que evidencia el resultado de 95.0666 cp corresponde a un error alto de -483.23%, mientras la ecuación de Beal modificada por Iza presenta el valor 8.5418 cp con un error de 47.60%, la correlación de Beggs y Robinson modificada por Iza muestra el resultado de 9.3103 cp con un error del 42.88%, la formulación de Glaso aporta el resultado de 0.7884 cp con error de 95.16% y por último la ecuación de Kartoatmodjo y Schmidt modificada por Iza refleja el valor de 14.0379 cp con un error de 13.88%. Valores evidenciados de los diferentes cálculos matemáticos. (Ver Anexo 5 - Tabla 45)

**Viscosidad del petróleo a la presión de burbuja:** La prueba de laboratorio afirma el valor de 7.2400 cp comparado con la correlación de Kartoatmodjo y Schmidt que muestra el valor de 5.8295 cp representa un error de 19.48%, mientras la correlación de Chew y Connally evidencia el valor 6.0835 cp con un error de 15.97%. Valores corroborados por el software PVT TEST SYSTEM.

Por otra parte el uso de la correlación de Beggs y Robinson refleja el resultado de 4.0373 cp con un error de 44.24%, en tanto que la misma ecuación modificada por Iza muestra el valor de 2.5704 cp con un error de 64.50%. Valores justificados de los diferentes cálculos matemáticos. (Ver Anexo 5 - Tabla 46)

**Viscosidad del petróleo a la presión encima del punto de burbuja:** El valor reportado por la prueba de laboratorio es de 11.3000 cp comparado con la correlación de Beal que muestra el resultado de 9.3402 cp representa un error de 17.34%, mientras que la fórmula de Vásquez y Begg revela el valor de 7.1601 cp con error porcentual de 36.64%. Valores afirmados por el software PVT TEST SYSTEM.

Sin embargo el uso de la correlación de Khan muestra el resultado de 2.7248 cp con un error de 75.89%. Valor obtenido de los diferentes cálculos matemáticos. (Ver Anexo 5 – Tabla 47)

**Viscosidad del Gas:** La prueba de laboratorio refleja el valor de 0.010000 cp comparado con la correlación de Lee, González y Eakin que muestra el resultado de 0.013771 cp representa un error de -37.71%. Valor certificado por el software PVT TEST SYSTEM. (Ver Anexo 5 - Tabla 48)

**Factor Volumétrico del gas:** Valor de 0.034000 ft<sup>3</sup>/SCF reportado por la prueba de laboratorio que comparado con la ecuación de estado que muestra un valor de 0.033705 Rcf/SCF

representa un error porcentual de 0.87%. Valor afirmado por el software PVT TEST SYSTEM. (Ver Anexo 5 – Tabla 49)

**Factor de compresibilidad del gas z:** La prueba de laboratorio reporta el valor adimensional de 0.9110 comparado con el método de Papay muestra el resultado de 0.9431 representando un error de -3.52%, mientras que la formulación de Hall y Yarborough revela el valor de 0.9801 con un error de -7.59%, en tanto que la ecuación de Mahmoud refleja el resultado de 0.9381 con un error de -2.97%. Valores evidenciados por el software PVT TEST SYSTEM.

La evaluación del método de Begg y Brill presenta el resultado de 1.0515 con un error de -15.42% mientras que la ecuación de Al-Anazy y Al-Quraishi manifiesta el resultado de 1.0040 con el error porcentual de -10.21%. Valores justificados de los diferentes cálculos matemáticos. (Ver Anexo 5 - Tabla 50)

#### )] **Correlaciones para el pozo Yuralpa Centro A-001 en la arena Hollín:**

**Presión de Burbuja:** La prueba de laboratorio reporta el valor de 198 psia comparada con la correlación de Standing muestra un valor de 162.42 psia que corresponde a un porcentaje de error de 17.97%, mientras que con la ecuación de Dokla y Osman el resultado que se obtiene es de 161.83 psia mostrando un error de 18.27%, en tanto que con su ecuación matemática Velarde, Blasingame y McCain presenta 195.79 psia con error de 1.12%. Valores obtenidos del software PVT TEST SYSTEM.

Por otro lado la evaluación de las demás correlaciones según la formulación de Standing modificada por Iza muestra el valor de 296.93 psia con error de -49.96%, con la ecuación de Lasater se obtiene 16249.12 psia con margen de error de -8106.63%, mientras que Glaso se refleja el valor de 157.33 psia con un error de 20.54%, Total C.F.P. presenta el valor de 236.95 psia con un error de -19.67%, la ecuación de Petrosky y Farshad muestra el valor de 669.64 psia con error alto de -238.20% y por último la correlación de Dokla y Osman modificada por Iza muestra el resultado de 288.61 psia y un error de -45.76%. Valores obtenidos de los diferentes cálculos matemáticos. (Ver Anexo 6 - Tabla 51)

**Relación Gas-Petróleo:** Conforme al valor reportado en la prueba de laboratorio de 15 SCF/STB comparada con la correlación de Standing que refleja el resultado de 22.11 SCF/STB representa un error del -47.37%, mientras la ecuación de Glaso determina el valor de 24.23 SCF/STB con un error porcentual de -61.53%, en tanto que la ecuación de Al-Marhoun

modificada por Iza resulta en 15.41 SCF/STB con un error de -2.71%. Valores corroborados por el software PVT TEST SYSTEM.

La evaluación de las demás correlaciones muestra que la formulación Al-Marhoun evidencia el resultado 16.22 SCF/STB con un error de -8.15%, la correlación de Petrosky y Farshad resulta en 92.88 SCF/STB con un error de -519.17% y la misma ecuación modificada por Iza muestra el resultado de 109.31 SCF/STB con un error de -628.76%. Valores determinados de los diferentes cálculos matemáticos. (Ver Anexo 6 - Tabla 52)

**Factor volumétrico del petróleo a la presión de burbuja:** El valor reportado de la prueba de laboratorio muestra 1.0640 Rb/STB comparada con la correlación de Standing que refleja el resultado 1.0620 Rb/STB manifiesta el error de 0.18%, en tanto que la formulación de Glaso expone el valor de 1.0415 Rb/STB con un error de 2.11%, mientras que Al-Marhoun con su ecuación presenta el resultado de 1.0637 Rb/STB con un error de 0.03%. Valores corroborados por el software PVT TEST SYSTEM.

Por otra parte la correlación de Petrosky y Farshad muestra el resultado de 1.0427 Rb/STB con un error de 2.00%, en tanto que la ecuación de Balance de Materiales refleja el valor de 1.0046 Rb/STB con un error de 5.58%. Valores justificados de los diferentes cálculos matemáticos. (Ver Anexo 6 – Tabla 53)

**Compresibilidad del petróleo encima de la presión de Burbuja:** La prueba de laboratorio para esta propiedad reporta el valor de  $1.160 \cdot 10^{-6}$  psia<sup>-1</sup> comparado con la correlación de Vásquez y Beggs que evidencia el resultado de  $1.518 \cdot 10^{-6}$  psia<sup>-1</sup> representa el error de -30.85%, en tanto que la ecuación de Petrosky y Farshad muestra el valor de  $0.748 \cdot 10^{-6}$  psia<sup>-1</sup> con un error de 35.50%, mientras que la ecuación de Standing aporta el resultado de  $1.231 \cdot 10^{-6}$  psia<sup>-1</sup> con el error de -6.14%. Valores reflejados por el software PVT TEST SYSTEM.

Por otro lado la evaluación de la correlación de Ahmed revela el resultado de  $15.796 \cdot 10^{-6}$  psia<sup>-1</sup> con un error de -1261.75%, mientras que la ecuación de Kartoatmodjo y Schmidt presenta el valor de  $0.064 \cdot 10^{-6}$  psia<sup>-1</sup> con error de 94.49%. Valores obtenidos de los diferentes cálculos matemáticos. (Ver Anexo 6 - Tabla 54)

**Viscosidad del petróleo muerto:** El valor reportado de la prueba de laboratorio es de 69.2200 cp que con respecto al valor obtenido de la correlación de Kartoatmodjo y Schmidt de 40.1992 cp representa un error de 41.93%, mientras que la ecuación de Beggs y Robinson muestra el



valor de 15.0694 cp con un error de 78.23%. Valores afirmados por el software PVT TEST SYSTEM.

En tanto que la evaluación de las demás correlaciones según la ecuación de Beal que evidencia el resultado de 336.5550 cp corresponde a un error alto de -386.21%, mientras la ecuación de Beal modificada por Iza presenta el valor 47.5533 cp con un error de 31.30%, la correlación de Beggs y Robinson modificada por Iza muestra el resultado de 45.8023 cp con un error del 33.83%, la formulación de Glaso aporta el resultado de 4.1060 cp con error de 94.07% y por último la ecuación de Kartoatmodjo y Schmidt modificada por Iza refleja el valor de 97.0279 cp con un error de -40.17%. Valores evidenciados de los diferentes cálculos matemáticos. (Ver Anexo 6 - Tabla 55)

**Viscosidad del petróleo a la presión de burbuja:** La prueba de laboratorio afirma el valor de 37.0400 cp comparado con la correlación de Kartoatmodjo y Schmidt que muestra el valor de 30.7137 cp representa un error de 17.08%, mientras la correlación de Chew y Connally evidencia el valor 34.2116 cp con un error de 7.64 %. Valores corroborados por el software PVT TEST SYSTEM.

Por otra parte el uso de la correlación de Beggs y Robinson refleja el resultado de 31.7137 cp con un error de 16.11%, en tanto que la misma ecuación modificada por Iza muestra el valor de 8.2643 cp con un error de 77.69%. Valores justificados de los diferentes cálculos matemáticos. (Ver Anexo 6 - Tabla 56)

**Viscosidad del petróleo a la presión encima del punto de burbuja:** El valor reportado por la prueba de laboratorio es de 57.9800 cp comparado con la correlación de Beal que muestra el resultado de 68.3640 cp representa un error de -1791%, mientras que la fórmula de Vásquez y Begg revela el valor de 30.8557 cp con error porcentual de 46.78%. Valores afirmados por el software PVT TEST SYSTEM.

Sin embargo el uso de la correlación de Khan muestra el resultado de 8.6542 cp con un error de 85.07%. Valor obtenido de los diferentes cálculos matemáticos. (Ver Anexo 6 - Tabla 57)

**Viscosidad del Gas:** La prueba de laboratorio refleja el valor de 0.014160 cp comparado con la correlación de Lee, González y Eakin que muestra el resultado de 0.011772 cp representa un error de 16.86%. Valor certificado por el software PVT TEST SYSTEM. (Ver Anexo 6 - Tabla 58)

**Factor Volumétrico del gas:** Valor de 0.142600 ft<sup>3</sup>/SCF reportado por la prueba de laboratorio que comparado con la ecuación de estado que muestra un valor de 0.093556 Rcf/SCF representa un error porcentual de 34.39%. Valor afirmado por el software PVT TEST SYSTEM. (Ver Anexo 6 - Tabla 59)

**Factor de compresibilidad del gas z:** La prueba de laboratorio reporta el valor adimensional de 0.9850 comparado con el método de Papay muestra el resultado de 0.9539 representando un error de 3.15%, mientras que la formulación de Hall y Yarborough revela el valor de 0.9850 con un error de 0.00%, en tanto que la ecuación de Mahmoud refleja el resultado de 0.9564 con un error de 2.90%. Valores evidenciados por el software PVT TEST SYSTEM.

La evaluación del método de Begg y Brill presenta el resultado de 1.0240 con un error de -3.95% mientras que la ecuación de Al-Anazy y Al-Quraishi manifiesta el resultado de 0.9433 con el error porcentual de 4.24%. Valores justificados de los diferentes cálculos matemáticos. (Ver Anexo 6 - Tabla 60)

#### )] **Correlaciones para el pozo Parahuacu-07 en la arena T Inferior:**

**Presión de Burbuja:** La prueba de laboratorio reporta el valor de 1050 psia comparada con la correlación de Standing muestra un valor de 1309.50 psia que corresponde a un porcentaje de error de -24.71%, mientras que con la ecuación de Dokla y Osman el resultado que se obtiene es de 1240.76 psia mostrando un error de -18.17%, en tanto que con su ecuación matemática Velarde, Blasingame y McCain presenta 2427.46 psia con error de -131.19%. Valores obtenidos del software PVT TEST SYSTEM.

Por otro lado la evaluación de las demás correlaciones según la formulación de Standing modificada por Iza muestra el valor de 2150.74 psia con error de -104.83%, con la ecuación de Lasater se obtiene 5867.35 psia con margen de error de -458.80%, mientras que Glaso se refleja el valor de 1771.01 psia con un error de -68.67%, Total C.F.P. presenta el valor de 1567.80 psia con un error de -49.31%, la ecuación de Petrosky y Farshad muestra el valor de 3073.75 psia con error alto de -192.74% y por último la correlación de Dokla y Osman modificada por Iza muestra el resultado de 1548.34 psia y un error de -47.48%. Valores obtenidos de los diferentes cálculos matemáticos. (Ver Anexo 7 - Tabla 61)

**Relación Gas-Petróleo:** Conforme al valor reportado en la prueba de laboratorio de 323 SCF/STB comparada con la correlación de Standing que refleja el resultado de 190.58

SCF/STB representa un error del 41.00%, mientras la ecuación de Glaso determina el valor de 182.74 SCF/STB con un error porcentual de 43.42%, en tanto que la ecuación de Al-Marhoun modificada por Iza resulta en 201.18 SCF/STB con un error de 37.72%. Valores corroborados por el software PVT TEST SYSTEM.

La evaluación de las demás correlaciones muestra que la formulación Al-Marhoun evidencia el resultado 147.83 SCF/STB con un error de 54.23%, la correlación de Petrosky y Farshad resulta en 220.01 SCF/STB con un error de 31-89% y la misma ecuación modificada por Iza muestra el resultado de 253.24 SCF/STB con un error de 21.60%. Valores determinados de los diferentes cálculos matemáticos. (Ver Anexo 7 - Tabla 62)

**Factor volumétrico del petróleo a la presión de burbuja:** El valor reportado de la prueba de laboratorio muestra 1.3589 Rb/STB comparada con la correlación de Standing que refleja el resultado 1.2401 Rb/STB manifiesta el error de 8.74%, en tanto que la formulación de Glaso expone el valor de 1.2109 Rb/STB con un error de 10.89%, mientras que Al-Marhoun con su ecuación presenta el resultado de 1.2588 Rb/STB con un error de 7.37%. Valores corroborados por el software PVT TEST SYSTEM.

Por otra parte la correlación de Petrosky y Farshad muestra el resultado de 1.2501 Rb/STB con un error de 8.01%, en tanto que la ecuación de Balance de Materiales refleja el valor de 1.0779 Rb/STB con un error de 20.68%. Valores justificados de los diferentes cálculos matemáticos. (Ver Anexo 7 – Tabla 63)

**Compresibilidad del petróleo encima de la presión de Burbuja:** La prueba de laboratorio para esta propiedad reporta el valor de  $10.240 \cdot 10^{-6} \text{ psia}^{-1}$  comparado con la correlación de Vásquez y Beggs que evidencia el resultado de  $6.534 \cdot 10^{-6} \text{ psia}^{-1}$  representa el error de 36.19%, en tanto que la ecuación de Petrosky y Farshad muestra el valor de  $7.229 \cdot 10^{-6} \text{ psia}^{-1}$  con un error de 29.41%, mientras que la ecuación de Standing aporta el resultado de  $6.266 \cdot 10^{-6} \text{ psia}^{-1}$  con el error de 38.81%. Valores reflejados por el software PVT TEST SYSTEM.

Por otro lado la evaluación de la correlación de Ahmed revela el resultado de  $13.239 \cdot 10^{-6} \text{ psia}^{-1}$  con un error de -29.29%, mientras que la ecuación de Kartoatmodjo y Schmidt presenta el valor de  $0.400 \cdot 10^{-6} \text{ psia}^{-1}$  con error de 96.09%. Valores obtenidos de los diferentes cálculos matemáticos. (Ver Anexo 7 - Tabla 64)

**Viscosidad del petróleo muerto:** El valor reportado de la prueba de laboratorio es de 3.6400 cp que con respecto al valor obtenido de la correlación de Kartoatmodjo y Schmidt de 1.4857 cp representa un error de 59.18%, mientras que la ecuación de Beggs y Robinson muestra el valor de 1.9685 cp con un error de 45.92%. Valores afirmados por el software PVT TEST SYSTEM.

En tanto que la evaluación de las demás correlaciones según la ecuación de Beal que evidencia el resultado de 12.9170 cp corresponde a un error alto de -254.86%, mientras la ecuación de Beal modificada por Iza presenta el valor 0.6682 cp con un error de 81.64%, la correlación de Beggs y Robinson modificada por Iza muestra el resultado de 0.5724 cp con un error del 84.28%, la formulación de Glaso aporta el resultado de 0.0558 cp con error de 98.47% y por último la ecuación de Kartoatmodjo y Schmidt modificada por Iza refleja el valor de 2.0746 cp con un error de 43.01%. Valores evidenciados de los diferentes cálculos matemáticos. (Ver Anexo 7 - Tabla 65)

**Viscosidad del petróleo a la presión de burbuja:** La prueba de laboratorio afirma el valor de 0.7500 cp comparado con la correlación de Kartoatmodjo y Schmidt que muestra el valor de 0.7245 cp representa un error de 3.40%, mientras la correlación de Chew y Connally evidencia el valor 0.7670 cp con un error de -2.27%. Valores corroborados por el software PVT TEST SYSTEM.

Por otra parte el uso de la correlación de Beggs y Robinson refleja el resultado de 0.5875 cp con un error de 21.66%, en tanto que la misma ecuación modificada por Iza muestra el valor de 0.3327 cp con un error de 55.64%. Valores justificados de los diferentes cálculos matemáticos. (Ver Anexo 7 - Tabla 66)

**Viscosidad del petróleo a la presión encima del punto de burbuja:** El valor reportado por la prueba de laboratorio es de 2.2400 cp comparado con la correlación de Beal que muestra el resultado de 0.9584 cp representa un error de 57.21%, mientras que la fórmula de Vásquez y Begg revela el valor de 0.6289 cp con error porcentual de 71.92%. Valores afirmados por el software PVT TEST SYSTEM.

Sin embargo el uso de la correlación de Khan muestra el resultado de 0.3456 cp con un error de 84.57%. Valor obtenido de los diferentes cálculos matemáticos. (Ver Anexo 7 - Tabla 67)

**Viscosidad del Gas:** La prueba de laboratorio refleja el valor de 0.014000 cp comparado con la correlación de Lee, González y Eakin que muestra el resultado de 0.013985 cp representa un error de 0.11%. Valor certificado por el software PVT TEST SYSTEM. (Ver Anexo 7 - Tabla 68)

**Factor Volumétrico del gas:** Valor de 0.018460 ft<sup>3</sup>/SCF reportado por la prueba de laboratorio que comparado con la ecuación de estado que muestra un valor de 0.087827 Rcf/SCF representa un error porcentual de -375.77%. Valor afirmado por el software PVT TEST SYSTEM. (Ver Anexo 7 – Tabla 69)

**Factor de compresibilidad del gas z:** La prueba de laboratorio reporta el valor adimensional de 0.8910 comparado con el método de Papay muestra el resultado de 0.9697 representando un error de -8.84%, mientras que la formulación de Hall y Yarborough revela el valor de 0.9731 con un error de -9.22%, en tanto que la ecuación de Mahmoud refleja el resultado de 0.9690 con un error de -8.76%. Valores evidenciados por el software PVT TEST SYSTEM.

La evaluación del método de Begg y Brill presenta el resultado de 1.0214 con un error de -14.63% mientras que la ecuación de Al-Anazy y Al-Quraishi manifiesta el resultado de 0.8683 con el error porcentual de 2.55%. Valores justificados de los diferentes cálculos matemáticos. (Ver Anexo 7 - Tabla 70)

### J Correlaciones para el pozo Shushundi-051 en la arena Basal Tena:

**Presión de Burbuja:** La prueba de laboratorio reporta el valor de 870 psia comparada con la correlación de Standing muestra un valor de 1095.48 psia que corresponde a un porcentaje de error de -25.92%, mientras que con la ecuación de Dokla y Osman el resultado que se obtiene es de 793.96 psia mostrando un error de 8.74%, en tanto que con su ecuación matemática Velarde, Blasingame y McCain presenta 1741.14 psia con error de -100.13%. Valores obtenidos del software PVT TEST SYSTEM.

Por otro lado la evaluación de las demás correlaciones según la formulación de Standing modificada por Iza muestra el valor de 1633.78 psia con error de -87.79%, con la ecuación de Lasater se obtiene 3544.54 psia con margen de error de -307.42%, mientras que Glaso se refleja el valor de 1562.68 psia con un error de -79.62%, Total C.F.P. presenta el valor de 1309.57 psia con un error de -50.53%, la ecuación de Petrosky y Farshad muestra el valor de 2717.44 psia con error alto de -212.35% y por último la correlación de Dokla y Osman modificada por

Iza muestra el resultado de 1081.05 psia y un error de -24.26%. Valores obtenidos de los diferentes cálculos matemáticos. (Ver Anexo 8 - Tabla 71)

**Relación Gas-Petróleo:** Conforme al valor reportado en la prueba de laboratorio de 159 SCF/STB comparada con la correlación de Standing que refleja el resultado de 91.32 SCF/STB representa un error del 42.57%, mientras la ecuación de Glaso determina el valor de 84.25 SCF/STB con un error porcentual de 47.02%, en tanto que la ecuación de Al-Marhoun modificada por Iza resulta en 100.59 SCF/STB con un error de 36.74%. Valores corroborados por el software PVT TEST SYSTEM.

La evaluación de las demás correlaciones muestra que la formulación Al-Marhoun evidencia el resultado 59.36 SCF/STB con un error de 62.67%, la correlación de Petrosky y Farshad resulta en 118.79 SCF/STB con un error de 25.29% y la misma ecuación modificada por Iza muestra el resultado de 137.24 SCF/STB con un error de 13.69%. Valores determinados de los diferentes cálculos matemáticos. (Ver Anexo 8 - Tabla 72)

**Factor volumétrico del petróleo a la presión de burbuja:** El valor reportado de la prueba de laboratorio muestra 1.1749 Rb/STB comparada con la correlación de Standing que refleja el resultado 1.1348 Rb/STB manifiesta el error de 3.41%, en tanto que la formulación de Glaso expone el valor de 1.1067 Rb/STB con un error de 5.80%, mientras que Al-Marhoun con su ecuación presenta el resultado de 1.1515 Rb/STB con un error de 1.99%. Valores corroborados por el software PVT TEST SYSTEM.

Por otra parte la correlación de Petrosky y Farshad muestra el resultado de 1.1289 Rb/STB con un error de 3.92%, en tanto que la ecuación de Balance de Materiales refleja el valor de 1.0331 Rb/STB con un error de 12.07%. Valores justificados de los diferentes cálculos matemáticos. (Ver Anexo 8 – Tabla 73)

**Compresibilidad del petróleo encima de la presión de Burbuja:** La prueba de laboratorio para esta propiedad reporta el valor de  $5.409 \cdot 10^{-6}$  psia<sup>-1</sup> comparado con la correlación de Vásquez y Beggs que evidencia el resultado de  $4.232 \cdot 10^{-6}$  psia<sup>-1</sup> representa el error de 21.77%, en tanto que la ecuación de Petrosky y Farshad muestra el valor de  $3.759 \cdot 10^{-6}$  psia<sup>-1</sup> con un error de 30.50%, mientras que la ecuación de Standing aporta el resultado de  $2.879 \cdot 10^{-6}$  psia<sup>-1</sup> con el error de 46.78%. Valores reflejados por el software PVT TEST SYSTEM.

Por otro lado la evaluación de la correlación de Ahmed revela el resultado de  $14.453 \cdot 10^{-6} \text{ psia}^{-1}$  con un error de -167.20%, mientras que la ecuación de Kartoatmodjo y Schmidt presenta el valor de  $0.212 \cdot 10^{-6} \text{ psia}^{-1}$  con error de 96.09%. Valores obtenidos de los diferentes cálculos matemáticos. (Ver Anexo 8 – Tabla 74)

**Viscosidad del petróleo muerto:** El valor reportado de la prueba de laboratorio es de 6.5710 cp que con respecto al valor obtenido de la correlación de Kartoatmodjo y Schmidt de 7.3539 cp representa un error de -11.91%, mientras que la ecuación de Beggs y Robinson muestra el valor de 5.6492 cp con un error de 14.03%. Valores afirmados por el software PVT TEST SYSTEM.

En tanto que la evaluación de las demás correlaciones según la ecuación de Beal que evidencia el resultado de 68.2980 cp corresponde a un error alto de -939.39%, mientras la ecuación de Beal modificada por Iza presenta el valor 3.9698 cp con un error de 39.59%, la correlación de Beggs y Robinson modificada por Iza muestra el resultado de 4.0315 cp con un error del 38.65%, la formulación de Glaso aporta el resultado de 0.3805 cp con error de 94.21% y por último la ecuación de Kartoatmodjo y Schmidt modificada por Iza refleja el valor de 17.6266 cp con un error de -168.25%. Valores evidenciados de los diferentes cálculos matemáticos. (Ver Anexo 8 – Tabla 75)

**Viscosidad del petróleo a la presión de burbuja:** La prueba de laboratorio afirma el valor de 3.9560 cp comparado con la correlación de Kartoatmodjo y Schmidt que muestra el valor de 3.7048 cp representa un error de 6.35%, mientras la correlación de Chew y Connally evidencia el valor 3.8257 cp con un error de 3.29%. Valores corroborados por el software PVT TEST SYSTEM.

Por otra parte el uso de la correlación de Beggs y Robinson refleja el resultado de 2.6510 cp con un error de 32.99%, en tanto que la misma ecuación modificada por Iza muestra el valor de 1.3917 cp con un error de 6482%. Valores justificados de los diferentes cálculos matemáticos. (Ver Anexo 8 - Tabla 76)

**Viscosidad del petróleo a la presión encima del punto de burbuja:** El valor reportado por la prueba de laboratorio es de 5.8950 cp comparado con la correlación de Beal que muestra el resultado de 5.0066 cp representa un error de 15.07%, mientras que la fórmula de Vásquez y Begg revela el valor de 2.8405 cp con error porcentual de 51.82%. Valores afirmados por el software PVT TEST SYSTEM.

Sin embargo el uso de la correlación de Khan muestra el resultado de 1.4480 cp con un error de 75.44%. Valor obtenido de los diferentes cálculos matemáticos. (Ver Anexo 8 - Tabla 77)

**Viscosidad del Gas:** La prueba de laboratorio refleja el valor de 0.013600 cp comparado con la correlación de Lee, González y Eakin que muestra el resultado de 0.013595 cp representa un error de 0.03%. Valor certificado por el software PVT TEST SYSTEM. (Ver Anexo 8 - Tabla 78)

**Factor Volumétrico del gas:** Valor de 0.024020 ft<sup>3</sup>/SCF reportado por la prueba de laboratorio que comparado con la ecuación de estado que muestra un valor de 0.023991 Rcf/SCF representa un error porcentual de 0.12%. Valor afirmado por el software PVT TEST SYSTEM. (Ver Anexo 8 - Tabla 79)

**Factor de compresibilidad del gas z:** La prueba de laboratorio reporta el valor adimensional de 0.9210 comparado con el método de Papay muestra el resultado de 0.9172 representando un error de 0.12%, mientras que la formulación de Hall y Yarborough revela el valor de 0.9211 con un error de -0.02%, en tanto que la ecuación de Mahmoud refleja el resultado de 0.9100 con un error de 1.20%. Valores evidenciados por el software PVT TEST SYSTEM.

La evaluación del método de Begg y Brill presenta el resultado de 1.0723 con un error de -16.43% mientras que la ecuación de Al-Anazy y Al-Quraishi manifiesta el resultado de 1.0931 con el error porcentual de -18.69%. Valores justificados de los diferentes cálculos matemáticos. (Ver Anexo 8 - Tabla 80)

### J Correlaciones para el pozo Palmar Oeste-01 en la arena T:

**Presión de Burbuja:** La prueba de laboratorio reporta el valor de 400 psia comparada con la correlación de Standing muestra un valor de 421.26 psia que corresponde a un porcentaje de error de -5.32%, mientras que con la ecuación de Dokla y Osman el resultado que se obtiene es de 652.52 psia mostrando un error de -63.13%, en tanto que con su ecuación matemática Velarde, Blasingame y McCain presenta 465.44 psia con error de -16.36%. Valores obtenidos del software PVT TEST SYSTEM.

Por otro lado la evaluación de las demás correlaciones según la formulación de Standing modificada por Iza muestra el valor de 782.24 psia con error de -95.56%, con la ecuación de Lasater se obtiene 3544.57 psia con margen de error de -786.14%, mientras que Glaso se refleja el valor de 432.14 psia con un error de -8.03%, Total C.F.P. presenta el valor de 550.31 psia



con un error de -37.58%, la ecuación de Petrosky y Farshad muestra el valor de 1148.69 psia con error alto de -187.17% y por último la correlación de Dokla y Osman modificada por Iza muestra el resultado de 881.33 psia y un error de -120.33%. Valores obtenidos de los diferentes cálculos matemáticos. (Ver Anexo 9 - Tabla 81)

**Relación Gas-Petróleo:** Conforme al valor reportado en la prueba de laboratorio de 151 SCF/STB comparada con la correlación de Standing que refleja el resultado de 96.49 SCF/STB representa un error del 36.10%, mientras la ecuación de Glaso determina el valor de 121.84 SCF/STB con un error porcentual de 19.31%, en tanto que la ecuación de Al-Marhoun modificada por Iza resulta en 50.48 SCF/STB con un error de 66.57%. Valores corroborados por el software PVT TEST SYSTEM.

La evaluación de las demás correlaciones muestra que la formulación Al-Marhoun evidencia el resultado 182.01 SCF/STB con un error de -20.54%, la correlación de Petrosky y Farshad resulta en 324.32 SCF/STB con un error de -114.78% y la misma ecuación modificada por Iza muestra el resultado de 250.38 SCF/STB con un error de -65.82%. Valores determinados de los diferentes cálculos matemáticos. (Ver Anexo 9 - Tabla 82)

**Factor volumétrico del petróleo a la presión de burbuja:** El valor reportado de la prueba de laboratorio muestra 1.1317 Rb/STB comparada con la correlación de Standing que refleja el resultado 1.1741 Rb/STB manifiesta el error de -3.75%, en tanto que la formulación de Glaso expone el valor de 1.1459 Rb/STB con un error de -1.25%, mientras que Al-Marhoun con su ecuación presenta el resultado de 1.1922 Rb/STB con un error de -5.34%. Valores corroborados por el software PVT TEST SYSTEM.

Por otra parte la correlación de Petrosky y Farshad muestra el resultado de 1.2034 Rb/STB con un error de -6.34%, en tanto que la ecuación de Balance de Materiales refleja el valor de 1.0697 Rb/STB con un error de 5.48%. Valores justificados de los diferentes cálculos matemáticos. (Ver Anexo 9 – Tabla 83)

**Compresibilidad del petróleo encima de la presión de Burbuja:** La prueba de laboratorio para esta propiedad reporta el valor de  $27.087 \cdot 10^{-6}$  psia<sup>-1</sup> comparado con la correlación de Vásquez y Beggs que evidencia el resultado de  $2.493 \cdot 10^{-6}$  psia<sup>-1</sup> representa el error de 90.80%, en tanto que la ecuación de Petrosky y Farshad muestra el valor de  $4.626 \cdot 10^{-6}$  psia<sup>-1</sup> con un error de 82.92%, mientras que la ecuación de Standing aporta el resultado de  $2.593 \cdot 10^{-6}$  psia<sup>-1</sup> con el error de 90.43%. Valores reflejados por el software PVT TEST SYSTEM.

Por otro lado la evaluación de la correlación de Ahmed revela el resultado de  $14.610 \cdot 10^{-6}$  psia<sup>-1</sup> con un error de 46.06%, mientras que la ecuación de Kartoatmodjo y Schmidt presenta el valor de  $0.288 \cdot 10^{-6}$  psia<sup>-1</sup> con error de 98.94%. Valores obtenidos de los diferentes cálculos matemáticos. (Ver Anexo 9 - Tabla 84)

**Factor Volumétrico del gas:** Valor de 0.033230 ft<sup>3</sup>/SCF reportado por la prueba de laboratorio que comparado con la ecuación de estado que muestra un valor de 0.049626 Rcf/SCF representa un error porcentual de -49.34%. Valor afirmado por el software PVT TEST SYSTEM. . (Ver Anexo 9 - Tabla 85).

**Factor de compresibilidad del gas z:** La prueba de laboratorio reporta el valor adimensional de 0.7979 comparado con el método de Papay muestra el resultado de 0.8147 representando un error de -2.10%, mientras que la formulación de Hall y Yarborough revela el valor de 0.9330 con un error de -16.93%, en tanto que la ecuación de Mahmoud refleja el resultado de 0.8036 con un error de -0.72%. Valores evidenciados por el software PVT TEST SYSTEM.

La evaluación del método de Begg y Brill presenta el resultado de 1.0281 con un error de -28.84% mientras que la ecuación de Al-Anazy y Al-Quraishi manifiesta el resultado de 1.2994 con el error porcentual de -62.85%. Valores justificados de los diferentes cálculos matemáticos. (Ver Anexo 9 - Tabla 86).

### J Correlaciones para el pozo Sonia-01 en la arena M-1:

**Presión de Burbuja:** La prueba de laboratorio reporta el valor de 400 psia comparada con la correlación de Standing muestra un valor de 525,29 psia que corresponde a un porcentaje de error de -31.32%, mientras que con la ecuación de Dokla y Osman el resultado que se obtiene es de 450.11 psia mostrando un error de -12.53%, en tanto que con su ecuación matemática Velarde, Blasingame y McCain presenta 760.04 psia con error de -90.01%. Valores obtenidos del software PVT TEST SYSTEM.

Por otro lado la evaluación de las demás correlaciones según la formulación de Standing modificada por Iza muestra el valor de 858.84 psia con error de -114.71%, con la ecuación de Lasater se obtiene 4591.44 psia con margen de error de -1047.86%, mientras que Glaso se refleja el valor de 642.24 psia con un error de -60.56%, Total C.F.P. presenta el valor de 664.68 psia con un error de -66.17%, la ecuación de Petrosky y Farshad muestra el valor de 1541.73 psia con error alto de -285.43% y por último la correlación de Dokla y Osman modificada por

Iza muestra el resultado de 671.73 psia y un error de -67.93%. Valores obtenidos de los diferentes cálculos matemáticos. (Ver Anexo 10 - Tabla 87)

**Relación Gas-Petróleo:** Conforme al valor reportado en la prueba de laboratorio de 75 SCF/STB comparada con la correlación de Standing que refleja el resultado de 39.73 SCF/STB representa un error del 47.03%, mientras la ecuación de Glaso determina el valor de 45.36 SCF/STB con un error porcentual de 39.51%, en tanto que la ecuación de Al-Marhoun modificada por Iza resulta en 33.38 SCF/STB con un error de 55.49 %. Valores corroborados por el software PVT TEST SYSTEM.

La evaluación de las demás correlaciones muestra que la formulación Al-Marhoun evidencia el resultado 27.94 SCF/STB con un error de 62.75%, la correlación de Petrosky y Farshad resulta en 103.28 SCF/STB con un error de -37.71% y la misma ecuación modificada por Iza muestra el resultado de 137.27 SCF/STB con un error de -83.03%. Valores determinados de los diferentes cálculos matemáticos. (Ver Anexo 10 - Tabla 88)

**Factor volumétrico del petróleo a la presión de burbuja:** El valor reportado de la prueba de laboratorio muestra 1.1210 Rb/STB comparada con la correlación de Standing que refleja el resultado 1.0982 Rb/STB manifiesta el error de 2.03%, en tanto que la formulación de Glaso expone el valor de 1.0720 Rb/STB con un error de 4.37%, mientras que Al-Marhoun con su ecuación presenta el resultado de 1.1132 Rb/STB con un error de 0.70%. Valores corroborados por el software PVT TEST SYSTEM.

Por otra parte la correlación de Petrosky y Farshad muestra el resultado de 1.0883 Rb/STB con un error de 2.91%, en tanto que la ecuación de Balance de Materiales refleja el valor de 1.0185 Rb/STB con un error de 9.15%. Valores justificados de los diferentes cálculos matemáticos. (Ver Anexo 10 – Tabla 89)

**Compresibilidad del petróleo encima de la presión de Burbuja:** La prueba de laboratorio para esta propiedad reporta el valor de  $5.625 \cdot 10^{-6}$  psia<sup>-1</sup> comparado con la correlación de Vásquez y Beggs que evidencia el resultado de  $2.979 \cdot 10^{-6}$  psia<sup>-1</sup> representa el error de 47.03%, en tanto que la ecuación de Petrosky y Farshad muestra el valor de  $2.298 \cdot 10^{-6}$  psia<sup>-1</sup> con un error de 59.15%, mientras que la ecuación de Standing aporta el resultado de  $2.040 \cdot 10^{-6}$  psia<sup>-1</sup> con el error de 63.73%. Valores reflejados por el software PVT TEST SYSTEM.

Por otro lado la evaluación de la correlación de Ahmed revela el resultado de  $15.225 \cdot 10^{-6} \text{ psia}^{-1}$  con un error de -170.67%, mientras que la ecuación de Kartoatmodjo y Schmidt presenta el valor de  $0.138 \cdot 10^{-6} \text{ psia}^{-1}$  con error de 97.55%. Valores obtenidos de los diferentes cálculos matemáticos. (Ver Anexo 10 - Tabla 90)

**Viscosidad del petróleo muerto:** El valor reportado de la prueba de laboratorio es de 10.3120 cp que con respecto al valor obtenido de la correlación de Kartoatmodjo y Schmidt de 8.5858 cp representa un error de 16.74%, mientras que la ecuación de Beggs y Robinson muestra el valor de 6.0078 cp con un error de 41.74%. Valores afirmados por el software PVT TEST SYSTEM.

En tanto que la evaluación de las demás correlaciones según la ecuación de Beal que evidencia el resultado de 77.8829 cp corresponde a un error alto de -655.26%, mientras la ecuación de Beal modificada por Iza presenta el valor 4.8930 cp con un error de 52.55%, la correlación de Beggs y Robinson modificada por Iza muestra el resultado de 4.9735 cp con un error del 51,77%, la formulación de Glaso aporta el resultado de 0.4579 cp con error de 51.77% y por último la ecuación de Kartoatmodjo y Schmidt modificada por Iza refleja el valor de 18.1387 cp con un error de -75.90%. Valores evidenciados de los diferentes cálculos matemáticos. (Ver Anexo 10 - Tabla 91)

**Viscosidad del petróleo a la presión de burbuja:** La prueba de laboratorio afirma el valor de 7.2080 cp comparado con la correlación de Kartoatmodjo y Schmidt que muestra el valor de 5.7305 cp representa un error de 20.50%, mientras la correlación de Chew y Connally evidencia el valor 5.9497 cp con un error de 17.46%. Valores corroborados por el software PVT TEST SYSTEM.

Por otra parte el uso de la correlación de Beggs y Robinson refleja el resultado de 4.5481 cp con un error de 36.90%, en tanto que la misma ecuación modificada por Iza muestra el valor de 1.6233 cp con un error de 77.48%. Valores justificados de los diferentes cálculos matemáticos. (Ver Anexo 10 - Tabla 92)

**Viscosidad del petróleo a la presión encima del punto de burbuja:** El valor reportado por la prueba de laboratorio es de 12.0650 cp comparado con la correlación de Beal que muestra el resultado de 8.3392 cp representa un error de 30.88%, mientras que la fórmula de Vásquez y Begg revela el valor de 4.5490 cp con error porcentual de 62.30%. Valores afirmados por el software PVT TEST SYSTEM.

Sin embargo el uso de la correlación de Khan muestra el resultado de 1.6966 cp con un error de 85.94%. Valor obtenido de los diferentes cálculos matemáticos. (Ver Anexo 10 - Tabla 93)

**Viscosidad del Gas:** La prueba de laboratorio refleja el valor de 0.012500 cp comparado con la correlación de Lee, González y Eakin que muestra el resultado de 0.012473 cp representa un error de 0.22%. Valor certificado por el software PVT TEST SYSTEM. (Ver Anexo 10 - Tabla 94)

**Factor Volumétrico del gas:** Valor de 0.050960 ft<sup>3</sup>/SCF reportado por la prueba de laboratorio que comparado con la ecuación de estado que muestra un valor de 0.059781 Rcf/SCF representa un error porcentual de -17.31%. Valor afirmado por el software PVT TEST SYSTEM. (Ver Anexo 10 - Tabla 95)

**Factor de compresibilidad del gas z:** La prueba de laboratorio reporta el valor adimensional de 0.9790 comparado con el método de Papay muestra el resultado de 0.9442 representando un error de 3.56%, mientras que la formulación de Hall y Yarborough revela el valor de 0.9815 con un error de -0.26%, en tanto que la ecuación de Mahmoud refleja el resultado de 0.9425 con un error de 3.73%. Valores evidenciados por el software PVT TEST SYSTEM.

La evaluación del método de Begg y Brill presenta el resultado de 1.0352 con un error de -5.74% mientras que la ecuación de Al-Anazy y Al-Quraishi manifiesta el resultado de 0.9755 con el error porcentual de 0.35%. Valores justificados de los diferentes cálculos matemáticos. (Ver Anexo 10 - Tabla 96)

Por lo tanto la comparación de resultados entre pruebas de laboratorio y las diferentes correlaciones evaluadas en este estudio muestran los siguientes resultados estadísticos de error relativo promedio (%ARE) y error relativo absoluto promedio (%AARE):

**Presión de burbuja:** El uso de la correlación de Standing refleja -8.52 %ARE y 17.84 %AARE, en tanto que la misma ecuación modificada por Iza muestra -78.50 %ARE y un alto %AARE de 78.50. Mientras que la correlación de Glaso evidencia -36.65 %ARE y 43.91 %AARE, Lasater con su ecuación presenta -1447 %ARE y 1447 %AARE, Total C.F.P. revela -34.80 %ARE y 34.80 %AARE, la formulación de Al-Marhoun presenta -16.95 %ARE y 48.39 %AARE, Petrosky y Farshad señala -178.85 %ARE y -178.85 %AARE, la correlación de Dokla y Osman expone -6.86 %ARE y 16.41 %AARE en tanto misma ecuación modificada

por Iza presenta -45.35 %ARE y 45.35 %AARE, finalmente Velarde, Blasingame y McCain presenta -45.33 %ARE y 46.80 %AARE. (Ver Anexo 11- Tabla 97).

**Relación gas-petróleo:** La utilización de la correlación de Standing representa 24.06 %ARE y 33.54 %AARE, mientras que la formulación de Glaso refleja 18.76 %ARE y 33.75 %AARE, Al-Morhoun revela 1.08 %ARE y 51.45 %AARE y la misma ecuación modificada por Iza presenta 42.70 %ARE y 43.24 %AARE, en tanto que Petrosky y Farshad muestra -90.07 %ARE y 107.11 %AARE y la misma formulación modificada por Iza refleja -90.38 %ARE y 121.25 %AARE. (Ver Anexo 11 - Tabla 98)

**Factor volumétrico del petróleo:** El uso de la ecuación de Standing revela 0.88 %ARE y 3.05 %AARE, en tanto que la ecuación de Glaso muestra 3.16 %ARE y 4.04 %AARE, mientras que Al-Morhoun presenta 0.12 %ARE y 2.88 %AARE, Petrosky y Farshad con su ecuación refleja 0.01 %ARE y 4.02 %AARE, finalmente la ecuación de balance de materiales expone 11.59 %ARE y 11.59 %AARE. ( Ver Anexo 11 - Tabla 99)

**Compresibilidad del petróleo:** La utilización de la ecuación de Vásquez y Begg presenta 9.85 %ARE y 44.78 %AARE, mientras la correlación de Petrosky y Farshad revela 2.19 %ARE y 53.79 %AARE, en tanto que la formulación de Standing refleja 38.82 %ARE y 51.21 %AARE, finalmente Kartoatmodjo y Schmindt presenta 94.81 %ARE y 94.81 %AARE. (Ver Anexo 11 - Tabla 100)

**Viscosidad del petróleo muerto:** El uso de la correlación de Beal representa -618.04 %ARE y 556.23 %AARE y la misma ecuación modificada por Iza revela 53.69 %ARE y 48.32 %AARE, en tanto que la formulación de Begg y Robinson refleja 26.71 %ARE y 30.66 %AARE y la misma correlación modificada por Iza presenta 53.48 %ARE y 48.13 %AARE, Glaso con su ecuación muestra 96.04 %ARE y 86.44 %AARE, finalmente Kartoatmodjo y Schmindt revela 14.37 %ARE y 19.56 %AARE y la misma ecuación modificada por Iza refleja -6.04 %ARE y 51.43 %AARE. (Ver Anexo 11 - Tabla 101)

**Viscosidad del petróleo a la presión de burbuja:** La utilización de la correlación de Kartoatmodjo y Schmindt revela 8.37 %ARE y 13.26 %AARE, la formulación de Begg y Robinson refleja 27.11 %ARE y 24.40 %AARE y la misma ecuación modificada por Iza muestra 60.40 %ARE y 54.36 %AARE, mientras que Chew y Conally presenta 4.47 %ARE y 10.43 %AARE. (Ver Anexo 11 – Tabla 102)

**Viscosidad del petróleo subsaturado:** El uso de la ecuación de Beal muestra 17.41 %ARE y 19.25 %AARE, en tanto que la correlación de Vásquez y Begg revela 39.09 %ARE y 35.23 %AARE, mientras que la formulación de Khan refleja 66.32 %ARE y 59.69 %AARE. (Ver Anexo 11 - Tabla 103)

**Viscosidad del gas:** La utilización de la correlación de Lee, Gonzales y Eakin revela -0.59 %ARE y 7.09 %AARE. (Ver Anexo 11 - Tabla 104)

**Factor volumétrico del gas:** El uso de la ecuación de estado muestra -43.58 %ARE y 63.21 %AARE. (Ver Anexo 11 - Tabla 105)

**Factor de compresibilidad del gas z:** La uso del método de Papay muestra -6.72 %ARE y 16.01 %AARE, Hall y Yarborough con su ecuación presenta -22.68 %ARE y 22.68 %AARE, en tanto que la formulación de Begg y Brill revela -42.07 %ARE y 42.07 %AARE, mientras que Al-Anazi y Al-Quraishi refleja -62.99 %ARE y 64.41 %AARE, finalmente la ecuación de Mahmoud presenta -3.91 %ARE y 14.96 %AARE. (Ver Anexo 11 - Tabla 106)

## CAPÍTULO V

### CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

#### 5.1 Conclusiones

El software PVT TEST SYSTEM incorpora de forma práctica las correlaciones para la estimación de propiedades PVT del petróleo negro, las mismas que fueron comprobadas mediante la comparación de resultados con pruebas reales de laboratorio realizadas a diferentes muestras de crudo de la cuenca oriente del Ecuador.

El estudio PVT se basó en las propiedades presión de burbuja, relación gas-petróleo, factor volumétrico del petróleo y gas, compresibilidad del petróleo, viscosidades del petróleo y gas, factor de compresibilidad  $z$ ; propiedades principales que se reflejan en una prueba real de los campos del oriente Ecuatoriano, motivo por el cual propiedades del agua no se incluyen en el software.

Las correlaciones de Standing (Pb, Rs, Bo, Co), Dokla, y Osman (Pb), Velarde, Blasingame y McCain (Pb), Glaso (Rs, Bo), Al-Marhoun (Bo), Al-Marhoun modificada por Iza (Rs), Vásquez y Begg (Co,  $\mu_o$ ), Petrosky y Farshad (Co), Begg y Robinson ( $\mu_{od}$ ), Kartoatmodjo y Schmindt ( $\mu_{od}$ ,  $\mu_{ob}$ ), Chew y Connally ( $\mu_{ob}$ ), Beal ( $\mu_o$ ), Lee, Gonzales y Eakin ( $\mu_g$ ), Ecuación de estado (Bg), Papay ( $z$ ), Hall y Yarborough ( $z$ ), Mahmoud ( $z$ ) reportadas por el software PVT TEST SYSTEM, se adoptaron en base a resultados del estudio estadístico y responden a un porcentaje de error absoluto menor que las otras correlaciones.

El programa permite crear un PVT sintético a partir de datos iniciales del pozo o información previa disponible, concediendo al usuario escoger la correlación que considere más adecuada para una mejor estimación de las propiedades del hidrocarburo y consecuentemente los datos obtenidos pueden ser exportados en formatos PDF, Word y Excel para usos posteriores en otros procesos de la ingeniería en petróleo.

El software presenta un módulo de resultados interactivo en donde permite una comparación gráfica entre variables dependientes e independientes de cada una de las propiedades del petróleo y gas que el usuario desea analizar.



## 5.2 Recomendaciones

Considerar la extensión del número de ecuaciones en el módulo de correlaciones del software, profundizando aún más la investigación de correlaciones existentes y otras generadas o modificadas en la actualidad.

Crear un módulo en el PVT TEST SYSTEM de tal manera que realice la comparación estadística de los resultados reportados por las pruebas de laboratorio y los generados por la simulación del software, de tal forma que los errores porcentuales los muestre el software.

Añadir un módulo en la aplicación que permita verificar la consistencia de los resultados de una prueba PVT, analizando los diferentes métodos de validación como la prueba de densidad, balance de materiales, de desigualdad entre otras.

Se recomienda realizar un estudio detallado de las correlaciones para cada bloque petrolero de la cuenca oriente de forma independiente, debido a que los campos de los diferentes bloques cuentan con propiedades diferentes, y su vez la creación de correlaciones para cada propiedad del hidrocarburo a partir del análisis de diferentes pruebas PVT que se han realizado a lo largo de la vida productiva de los pozos para poder predecir de mejor manera las propiedades del petróleo y gas.

A partir del análisis actual, ampliar y agregar al software la predicción de las propiedades PVT para petróleo composicional que representa un modelo completo de los fluidos de yacimiento considerando las fracciones del hidrocarburo ( $C_1, C_2 \dots C_n$ ) e impurezas del petróleo  $H_2S$ ,  $CO_2$ .

Obtener pruebas PVT en superficies a condiciones estables de flujo para observar la diferencia de resultados con una prueba de una muestra de fondo, de igual manera adquirir datos PVT del agua para enfocar un estudio completo de propiedades del fluido de yacimiento agua, petróleo y gas.

## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Ahmed, T. (2007). Equations of State and PVT Analysis. Houston, Estados Unidos: Gulf Publishing Company.

Ferrer, M. (2009). Fundamentos de la Ingeniería en Yacimientos. Maracaibo, Venezuela: Astro Dato S.A.

Iza, A. (2017). Análisis y generación de correlaciones PVT del Petróleo y su aplicabilidad en el Ecuador (Tesis de pregrado). Quito, Ecuador: Escuela Politécnica Nacional.

Danesh, A. (1998). PVT and Phase Behaviour of Petroleum Reservoir Fluids. Edimburgo, Escocia: Elsevier Science & Technology Books.

Bánzer, C. (1996). Correlaciones Numéricas PVT. Instituto de investigaciones petroleras. Universidad de Zulia. Maracaibo, Venezuela.

Escobar, F. (2008). Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Colombia: Universidad Surcolombiana.

McCain, W. (2011). The properties of Petroleum Fluids. Oklahoma, Estados Unidos: PennWell Books.

Menjura, G., Serrano, A., Espinoza, D., y Gutiérrez, M. (2014). Propiedades de los fluidos de yacimiento – Correlaciones. Bucaramanga, Colombia: Universidad Industrial de Santander.

Farías, L., Merola, V. (2014). Propiedades de los Fluidos de Yacimiento. Barcelona, España: Reverté.

Erazo, M. (2008). Desarrollo de programas computacionales para analizar sistemas básicos de producción en pozos de petróleo (Tesis de pregrado). Guayaquil, Ecuador: Escuela Superior Politécnica del Litoral.

Roque, G. (2015). Sistema de validación de Datos Experimentales de Análisis PVT. México D.F., México: Instituto Politécnico Nacional.

Heriot Watt University. (2011). Reservoir Engineering. Edimburgo, Escocia.

Ahmed, T. (2001). Reservoir Engineering Handbook. Houston, Estados Unidos: Gulf Publishing Company.

Moreno, R. (2017). Evaluación de correlaciones empíricas en el cálculo de factor de desviación  $z$  para gas natural asociado del oriente Ecuatoriano (Tesis de pregrado). Quito, Ecuador: Escuela Politécnica Nacional.

Ukwu, A., Ikiensikimama, S., y University of Por Harcourt. (2014). Globalizations of Black Oil PVT Correlations. *Society Of Petroleum Engineer*, SPE-172494-MS, 2-12.

Godefroy, S., Hiang, S., y Emms, D. (2012). Comparison and Validations of Theoretical and Empirical Correlations for Black Oil Reservoir Fluid Properties. *Society of Petroleum Engineer*, OTC 22972, 10-14.

Khabibullin, R., Khasanov, M., Brusilovsky, A., Odegov, A., Serebryakova, D., Gazpromneft NTC, Krasnov V., Rosneft. (2014). New Approach to PVT Correlations Selection. *Society of Petroleum Engineer*, SPE-171241-MS, 1-7.

Izurieta, A., Petroamazonas EP, Iza, A, Escuela Politécnica Nacional . (2017). The PVT Properties of the Ecuadorian Crude Oils. *Society of Petroleum Engineers*, SPE- 185483-MS, 2-20.

Cundar, C., Osorio, R., Saavedra, M., Ecopetrol S. A., Rueda, L., Rodríguez, C., Occidental de Colombia, (2013). Un Modelo de gradiente de propiedades PVT para un yacimiento maduro. Campo La Cira (Arenas C), Colombia. *ACIPET*, 1 – 19.

Ahmed, A., Ahmed, E., y Mohamed, H. (2012). Guidelines for Selecting Appropriate PVT Correlations for Black Oils. *Society of Petroleum Engineers*, SPE 150650, 1-5.

McCain, W., y Texas A&M University. (2002). Analysis of Black Oil PVT Reports Revisited. *Society of Petroleum Engineers*, SPE 77386, 1-5.

# **ANEXOS**

**Anexo 1. Resultados comparativos entre pruebas de laboratorio y correlaciones matemáticas – Pozo Palo Azul-02, Arena Hollín Superior.**

Tabla 2 Resultados comparativos para la presión de burbuja – Pozo Palo Azul-02, Arena Hollín Superior.

<b>Correlación</b>	<b>Resultado Correlación (psia)</b>	<b>PVT Laboratorio (psia)</b>	<b>% Error</b>
Standing, M. B.	1165.69	1170	0.37
Standing, M. B. modificada por Iza	1873.26	1170	-60.11
Lasater, J. A.	8837.69	1170	-655.36
Glasso, O.	1513.06	1170	-29.32
TOTAL, C. F. P.	1392.34	1170	-19.00
Al-Marhoun, M. A.	861.91	1170	26.33
Petrosky, G. E. y Farshad, F. F.	2430.28	1170	-107.72
Dokla, M. E. y Osman, M. E.	1168.62	1170	0.12
Dokla, M. E. y Osman, M. E. modificada por Iza	1438.81	1170	-22.98
Velarde, Blasingame y McCain	1310.53	1170	-12.01

Elaborado por: Yagual Bacilio Jonathan Javier

Tabla 3 Resultados comparativos para la relación gas-petróleo – Pozo Palo Azul-02, Arena Hollín Superior.

<b>Correlación</b>	<b>Resultado Correlación (SCF/STB)</b>	<b>PVT Laboratorio (SCF/STB)</b>	<b>% Error</b>
Standing, M. B.	259.99	323	19.51
Glasso, O.	248.44	323	23.08
Al-Marhoun, M. A.	466.23	323	-44.34
Al-Marhoun, M. A. modificada por Iza	190.91	323	40.90
Petrosky, G. E. y Farshad, F. F.	368.47	323	-14.08
Petrosky, G. E. y Farshad, F. F. modificada por Iza	198.35	323	38.59

Elaborado por: Yagual Bacilio Jonathan Javier

Tabla 4 Resultados comparativos para el factor volumétrico del petróleo – Pozo Palo Azul-02, Arena Hollín Superior.

<b>Correlación</b>	<b>Resultado Correlación (Rb/STB)</b>	<b>PVT Laboratorio (Rb/STB)</b>	<b>% Error</b>
Standing, M. B.	1.3148	1.3132	-0.12
Glasso, O.	1.2857	1.3132	2.10
Al-Marhoun, M. A.	1.3158	1.3132	-0.20
Petrosky, G. E. y Farshad, F. F.	1.3481	1.3132	-2.66
Ecuación de Balance de Materiales	1.1250	1.3132	14.33

Elaborado por: Yagual Bacilio Jonathan Javier

Tabla 5 Resultados comparativos para la compresibilidad del petróleo – Pozo Palo Azul-02, Arena Hollín Superior.

<b>Correlación</b>	<b>Resultado Correlación (psia<sup>-1</sup>)</b>	<b>PVT Laboratorio (psia<sup>-1</sup>)</b>	<b>% Error</b>
Vásquez, M. E. y Begg, H. D.	6.3062E-06	7.0630E-06	10.71
Petrosky, G. E. y Farshad, F. F.	8.3143E-06	7.0630E-06	-17.72
Standing, M. B.	4.0890E-06	7.0630E-06	42.11
Ahmed	1.3159E-05	7.0630E-06	-86.30
Kartoatmodjo, T. y Schmindt, Z.	3.8747E-07	7.0630E-06	94.51

Elaborado por: Yagual Bacilio Jonathan Javier

Tabla 6 Resultados comparativos para la viscosidad del petróleo muerto – Pozo Palo Azul-02, Arena Hollín Superior.

<b>Correlación</b>	<b>Resultado Correlación (cp)</b>	<b>PVT Laboratorio (cp)</b>	<b>% Error</b>
Beal, C.	20.6231	2.5480	-709.39
Beal, C. modificada por Iza	1.0940	2.5480	57.06
Begg, H. D. y Robinson, J. R.	2.4410	2.5480	4.20
Begg, H. D. y Robinson, J. R. modificada por Iza	1.2599	2.5480	50.55
Glasso, O.	0.0835	2.5480	96.72
Kartoatmodjo, T. y Schmindt, Z.	2.5588	2.5480	-0.43
Kartoatmodjo, T. y Schmindt, Z. modificada por Iza	1.2023	2.5480	52.81

Elaborado por: Yagual Bacilio Jonathan Javier

Tabla 7 Resultados comparativos para la viscosidad del petróleo al punto de burbuja – Pozo Palo Azul-02, Arena Hollín Superior.

<b>Correlación</b>	<b>Resultado Correlación (cp)</b>	<b>PVT Laboratorio (cp)</b>	<b>% Error</b>
Kartoatmodjo, T. y Schmindt, Z.	1.0600	1.3380	20.78
Begg, H. D. y Robinson, J. R.	0.8245	1.3380	38.38
Begg, H. D. y Robinson, J. R. modificada por Iza	0.5933	1.3380	55.66
Chew, J. N. y Connally, C. A. Jr.	1.1182	1.3380	16.43
Almehaideb, R. A.	115.5502	1.3380	-8536.04

Elaborado por: Yagual Bacilio Jonathan Javier

Tabla 8 Resultados comparativos para la viscosidad del petróleo encima del punto de burbuja – Pozo Palo Azul-02, Arena Hollín Superior.

<b>Correlación</b>	<b>Resultado Correlación (cp)</b>	<b>PVT Laboratorio (cp)</b>	<b>% Error</b>
Beal, C.	1.6558	2.4140	31.41
Vásquez, M. E. y Begg, H. D.	2.4200	2.4140	-0.25
Khan, Al-Marhoun, Duffuaa y Abu-Khamsin	1.3882	2.4140	42.49

Elaborado por: Yagual Bacilio Jonathan Javier

Tabla 9 Resultados comparativos para la viscosidad del gas– Pozo Palo Azul-02, Arena Hollín Superior.

<b>Correlación</b>	<b>Resultado Correlación (cp)</b>	<b>PVT Laboratorio (cp)</b>	<b>% Error</b>
Lee, A. L., Gonzales, M. H. y Eakin, B. E.	0.014114	0.014100	-0.10

Elaborado por: Yagual Bacilio Jonathan Javier

Tabla 10 Resultados comparativos para factor volumétrico del gas– Pozo Palo Azul-02, Arena Hollín Superior.

<b>Correlación</b>	<b>Resultado Correlación (ft<sup>3</sup>/SCF)</b>	<b>PVT Laboratorio (ft<sup>3</sup>/SCF)</b>	<b>% Error</b>
Ecuación de estado	0.017310	0.017320	0.06

Elaborado por: Yagual Bacilio Jonathan Javier

Tabla 11 Resultados comparativos para factor de compresibilidad del gas z– Pozo Palo Azul-02, Arena Hollín Superior.

<b>Correlación</b>	<b>Resultado Correlación (Adim)</b>	<b>PVT Laboratorio (Adim)</b>	<b>% Error</b>
Papay, J.	0.7524	0.8900	15.46
Hall, K. R. & Yarborough, L.	0.9092	0.8900	-2.16
Brill, J. P. & Begg, H. D.	1.0917	0.8900	-22.66
AL-Anazi y Al-Quraishi	1.3533	0.8900	-52.05
Mahmoud, M. A.	0.7272	0.8900	18.29

Elaborado por: Yagual Bacilio Jonathan Javier



**Anexo 2. Resultados comparativos entre pruebas de laboratorio y correlaciones matemáticas – Pozo Palo Azul-02, Arena Hollín Inferior.**

Tabla 12 Resultados comparativos para la presión de burbuja – Pozo Palo Azul-02, Arena Hollín Inferior.

<b>Correlación</b>	<b>Resultado Correlación (psia)</b>	<b>PVT Laboratorio (psia)</b>	<b>% Error</b>
Standing, M. B.	1162.48	1256	7.45
Standing, M. B. modificada por Iza	1862.12	1256	-48.26
Lasater, J. A.	10305.49	1256	-720.50
Glasso, O.	1505.37	1256	-19.85
TOTAL, C. F. P.	1386.86	1256	-10.42
Al-Marhoun, M. A.	765.14	1256	39.08
Petrosky, G. E. y Farshad, F. F.	2353.48	1256	-87.38
Dokla, M. E. y Osman, M. E.	1193.52	1256	4.97
Dokla, M. E. y Osman, M. E. modificada por Iza	1456.80	1256	-15.99
Velarde, Blasingame y McCain	1188.94	1256	5.34

Elaborado por: Yagual Bacilio Jonathan Javier

Tabla 13 Resultados comparativos para la relación gas-petróleo – Pozo Palo Azul-02, Arena Hollín Inferior.

<b>Correlación</b>	<b>Resultado Correlación (SCF/STB)</b>	<b>PVT Laboratorio (SCF/STB)</b>	<b>% Error</b>
Standing, M. B.	268.51	322	16.61
Glasso, O.	257.81	322	19.94
Al-Marhoun, M. A.	563.62	322	-75.04
Al-Marhoun, M. A. modificada por Iza	182.34	322	43.37
Petrosky, G. E. y Farshad, F. F.	404.17	322	-25.52
Petrosky, G. E. y Farshad, F. F. modificada por Iza	194.83	322	39.49

Elaborado por: Yagual Bacilio Jonathan Javier

Tabla 14 Resultados comparativos para el factor volumétrico del petróleo – Pozo Palo Azul-02, Arena Hollín Inferior.

<b>Correlación</b>	<b>Resultado Correlación (Rb/STB)</b>	<b>PVT Laboratorio (Rb/STB)</b>	<b>% Error</b>
Standing, M. B.	1.3441	1.2760	-5.34
Glasso, O.	1.3158	1.2760	-3.12
Al-Marhoun, M. A.	1.3372	1.2760	-4.80
Petrosky, G. E. y Farshad, F. F.	1.3863	1.2760	-8.64
Ecuación de Balance de Materiales	1.1442	1.2760	10.33

Elaborado por: Yagual Bacilio Jonathan Javier

Tabla 15 Resultados comparativos para la compresibilidad del petróleo – Pozo Palo Azul-02, Arena Hollín Inferior.

<b>Correlación</b>	<b>Resultado Correlación (psia<sup>-1</sup>)</b>	<b>PVT Laboratorio (psia<sup>-1</sup>)</b>	<b>% Error</b>
Vásquez, M. E. y Begg, H. D.	5.2809E-06	2.9600E-06	-78.41
Petrosky, G. E. y Farshad, F. F.	7.9191E-06	2.9600E-06	-167.54
Standing, M. B.	2.2598E-06	2.9600E-06	23.65
Ahmed	1.0838E-05	2.9600E-06	-266.15
Kartoatmodjo, T. y Schmindt, Z.	3.3154E-07	2.9600E-06	88.80

Elaborado por: Yagual Bacilio Jonathan Javier

Tabla 16 Resultados comparativos para la viscosidad del petróleo muerto – Pozo Palo Azul-02, Arena Hollín Inferior.

<b>Correlación</b>	<b>Resultado Correlación (cp)</b>	<b>PVT Laboratorio (cp)</b>	<b>% Error</b>
Beal, C.	21.6876	3.4000	-537.87
Beal, C. modificada por Iza	1.1774	3.4000	65.37
Begg, H. D. y Robinson, J. R.	2.4911	3.4000	26.73
Begg, H. D. y Robinson, J. R. modificada por Iza	0.8382	3.4000	75.35
Glasso, O.	0.0892	3.4000	97.38
Kartoatmodjo, T. y Schmindt, Z.	2.7597	3.4000	18.83
Kartoatmodjo, T. y Schmindt, Z. modificada por Iza	1.1338	3.4000	66.65

Elaborado por: Yagual Bacilio Jonathan Javier

Tabla 17 Resultados comparativos para la viscosidad del petróleo al punto de burbuja – Pozo Palo Azul-02, Arena Hollín Inferior.

<b>Correlación</b>	<b>Resultado Correlación (cp)</b>	<b>PVT Laboratorio (cp)</b>	<b>% Error</b>
Kartoatmodjo, T. y Schmindt, Z.	1.0787	1.2900	16.38
Begg, H. D. y Robinson, J. R.	0.8411	1.2900	34.80
Begg, H. D. y Robinson, J. R. modificada por Iza	0.6413	1.2900	50.28
Chew, J. N. y Connally, C. A. Jr.	1.1422	1.2900	11.46
Almehaideb, R. A.	103.2825	1.2900	-7906.39

Elaborado por: Yagual Bacilio Jonathan Javier

Tabla 18 Resultados comparativos para la viscosidad del petróleo encima del punto de burbuja – Pozo Palo Azul-02, Arena Hollín Inferior.

<b>Correlación</b>	<b>Resultado Correlación (cp)</b>	<b>PVT Laboratorio (cp)</b>	<b>% Error</b>
Beal, C.	1.4772	1.5400	4.08
Vásquez, M. E. y Begg, H. D.	1.3231	1.5400	14.09
Khan, Al-Marhoun, Duffuaa y Abu-Khamsin	1.3501	1.5400	12.33

Elaborado por: Yagual Bacilio Jonathan Javier

Tabla 19 Resultados comparativos para el factor volumétrico del gas – Pozo Palo Azul-02, Arena Hollín Inferior.

<b>Correlación</b>	<b>Resultado Correlación (ft<sup>3</sup>/SCF)</b>	<b>PVT Laboratorio (ft<sup>3</sup>/SCF)</b>	<b>% Error</b>
Ecuación de estado	0.016692	0.016700	0.05

Elaborado por: Yagual Bacilio Jonathan Javier

Tabla 20 Resultados comparativos para el factor de compresibilidad del gas z – Pozo Palo Azul-02, Arena Hollín Inferior.

<b>Correlación</b>	<b>Resultado Correlación (Adim)</b>	<b>PVT Laboratorio (Adim)</b>	<b>% Error</b>
Papay, J.	0.6357	0.8350	23.87
Hall, K. R. & Yarborough, L.	0.8582	0.8350	-2.78
Brill, J. P. & Begg, H. D.	1.1092	0.8350	-32.84
AL-Anazi y Al-Quraishi	1.4636	0.8350	-75.28
Mahmoud, M. A.	0.5914	0.8350	29.17

Elaborado por: Yagual Bacilio Jonathan Javier

**Anexo 3. Resultados comparativos entre pruebas de laboratorio y correlaciones matemáticas – Pozo Arazá-02D, Arena T Inferior.**

Tabla 21 Resultados comparativos para la presión de burbuja – Pozo Arazá-02D, Arena T Inferior.

<b>Correlación</b>	<b>Resultado Correlación (psia)</b>	<b>PVT Laboratorio (psia)</b>	<b>% Error</b>
Standing, M. B.	1166.02	1300	10.31
Standing, M. B. modificada por Iza	1909.44	1300	-46.88
Lasater, J. A.	13502.84	1300	-938.68
Glasso, O.	1521.95	1300	-17.07
TOTAL, C. F. P.	1399.50	1300	-7.65
Al-Marhoun, M. A.	753.18	1300	42.06
Petrosky, G. E. y Farshad, F. F.	2379.20	1300	-83.02
Dokla, M. E. y Osman, M. E.	1428.15	1300	-9.86
Dokla, M. E. y Osman, M. E. modificada por Iza	1685.74	1300	-29.67
Velarde, Blasingame y McCain	1294.67	1300	0.41

Elaborado por: Yagual Bacilio Jonathan Javier

Tabla 22 Resultados comparativos para la relación gas-petróleo – Pozo Arazá-02D, Arena T Inferior.

<b>Correlación</b>	<b>Resultado Correlación (SCF/STB)</b>	<b>PVT Laboratorio (SCF/STB)</b>	<b>% Error</b>
Standing, M. B.	340.00	363	6.34
Glasso, O.	324.43	363	10.63
Al-Marhoun, M. A.	739.73	363	-103.78
Al-Marhoun, M. A. modificada por Iza	227.14	363	37.43
Petrosky, G. E. y Farshad, F. F.	502.31	363	-38.38
Petrosky, G. E. y Farshad, F. F. modificada por Iza	244.96	363	32.52

Elaborado por: Yagual Bacilio Jonathan Javier

Tabla 23 Resultados comparativos para el factor volumétrico del petróleo – Pozo Arazá-02D, Arena T Inferior.

<b>Correlación</b>	<b>Resultado Correlación (Rb/STB)</b>	<b>PVT Laboratorio (Rb/STB)</b>	<b>% Error</b>
Standing, M. B.	1.4131	1.4420	2.00
Glasso, O.	1.3905	1.4420	3.57
Al-Marhoun, M. A.	1.3874	1.4420	3.79
Petrosky, G. E. y Farshad, F. F.	1.4717	1.4420	-2.06
Ecuacion de Balance de Materiales	1.1907	1.4420	17.43

Elaborado por: Yagual Bacilio Jonathan Javier

Tabla 24 Resultados comparativos para la compresibilidad del petróleo – Pozo Arazá-02D, Arena T Inferior.

<b>Correlación</b>	<b>Resultado Correlación (psia<sup>-1</sup>)</b>	<b>PVT Laboratorio (psia<sup>-1</sup>)</b>	<b>% Error</b>
Vásquez, M. E. y Begg, H. D.	6.6810E-06	9.6686E-06	30.90
Petrosky, G. E. y Farshad, F. F.	1.0236E-05	9.6686E-06	-5.86
Standing, M. B.	3.8428E-06	9.6686E-06	60.25
Ahmed	1.2467E-05	9.6686E-06	-28.94
Kartoatmodjo, T. y Schmindt, Z.	4.9132E-07	9.6686E-06	94.92

Elaborado por: Yagual Bacilio Jonathan Javier

Tabla 25 Resultados comparativos para la viscosidad del petróleo muerto – Pozo Arazá-02D, Arena T Inferior.

<b>Correlación</b>	<b>Resultado Correlación (cp)</b>	<b>PVT Laboratorio (cp)</b>	<b>% Error</b>
Beal, C.	16.0919	2.0674	-678.36
Beal, C. modificada por Iza	0.8264	2.0674	60.03
Begg, H. D. y Robinson, J. R.	2.1657	2.0674	-4.75
Begg, H. D. y Robinson, J. R. modificada por Iza	0.8382	2.0674	59.46
Glasso, O.	0.0642	2.0674	96.90
Kartoatmodjo, T. y Schmindt, Z.	1.9021	2.0674	8.00
Kartoatmodjo, T. y Schmindt, Z. modificada por Iza	1.3346	2.0674	35.45

Elaborado por: Yagual Bacilio Jonathan Javier

Tabla 26 Resultados comparativos para la viscosidad del petróleo al punto de burbuja – Pozo Arazá-02D, Arena T Inferior.

<b>Correlación</b>	<b>Resultado Correlación (cp)</b>	<b>PVT Laboratorio (cp)</b>	<b>% Error</b>
Kartoatmodjo, T. y Schmindt, Z.	0.7658	0.6258	-22.37
Begg, H. D. y Robinson, J. R.	0.5893	0.6258	5.84
Begg, H. D. y Robinson, J. R. modificada por Iza	0.4401	0.6258	29.68
Chew, J. N. y Connally, C. A. Jr.	0.7552	0.6258	-20.68
Almehaideb, R. A.	99.1526	0.6258	-15744.14

Elaborado por: Yagual Bacilio Jonathan Javier

Tabla 27 Resultados comparativos para la viscosidad del petróleo encima del punto de burbuja – Pozo Arazá-02D, Arena T Inferior.

<b>Correlación</b>	<b>Resultado Correlación (cp)</b>	<b>PVT Laboratorio (cp)</b>	<b>% Error</b>
Beal, C.	0.9320	1.0843	14.05
Vásquez, M. E. y Begg, H. D.	0.7624	1.0843	29.68
Khan, Al-Marhoun, Duffuaa y Abu-Khamsin	0.4560	1.0843	57.95

Elaborado por: Yagual Bacilio Jonathan Javier

Tabla 28 Resultados comparativos para la viscosidad del gas – Pozo Arazá-02D, Arena T Inferior.

<b>Correlación</b>	<b>Resultado Correlación (cp)</b>	<b>PVT Laboratorio (cp)</b>	<b>% Error</b>
Lee, A. L., Gonzales, M. H. y Eakin, B. E.	0.034250	0.038500	11.04

Elaborado por: Yagual Bacilio Jonathan Javier

Tabla 29 Resultados comparativos para el factor volumétrico del gas – Pozo Arazá-02D, Arena T Inferior.

<b>Correlación</b>	<b>Resultado Correlación (ft<sup>3</sup>/SCF)</b>	<b>PVT Laboratorio (ft<sup>3</sup>/SCF)</b>	<b>% Error</b>
Ecuación de estado	0.005898	0.015800	62.67

Elaborado por: Yagual Bacilio Jonathan Javier

Tabla 30 Resultados comparativos para el factor de compresibilidad del gas z – Pozo Arazá-02D, Arena T Inferior.

<b>Correlación</b>	<b>Resultado Correlación (Adim)</b>	<b>PVT Laboratorio (Adim)</b>	<b>% Error</b>
Papay, J.	0.5767	0.3091	-86.59
Hall, K. R. & Yarborough, L.	0.8321	0.3091	-169.19
Brill, J. P. & Begg, H. D.	1.0977	0.3091	-255.12
AL-Anazi y Al-Quraishi	1.5145	0.3091	-389.98
Mahmoud, M. A.	0.5217	0.3091	-68.79

Elaborado por: Yagual Bacilio Jonathan Javier



**Anexo 4. Resultados comparativos entre pruebas de laboratorio y correlaciones matemáticas – Pozo Tapi-09D, Arena T Inferior.**

Tabla 31 Resultados comparativos para la presión de burbuja – Pozo Tapi-09D, Arena T Inferior.

<b>Correlación</b>	<b>Resultado Correlación (psia)</b>	<b>PVT Laboratorio (psia)</b>	<b>% Error</b>
Standing, M. B.	357.96	400	10.51
Standing, M. B. modificada por Iza	683.73	400	-70.93
Lasater, J. A.	4871.95	400	-1117.99
Glasso, O.	336.96	400	15.76
TOTAL, C. F. P.	474.61	400	-18.65
Al-Marhoun, M. A.	320.35	400	19.91
Petrosky, G. E. y Farshad, F. F.	1085.69	400	-171.42
Dokla, M. E. y Osman, M. E.	450.54	400	-12.63
Dokla, M. E. y Osman, M. E. modificada por Iza	657.34	400	-64.34
Velarde, Blasingame y McCain	463.20	400	-15.80

Elaborado por: Yagual Bacilio Jonathan Javier

Tabla 32 Resultados comparativos para la relación gas-petróleo – Pozo Tapi-09D, Arena T Inferior.

<b>Correlación</b>	<b>Resultado Correlación (SCF/STB)</b>	<b>PVT Laboratorio (SCF/STB)</b>	<b>% Error</b>
Standing, M. B.	45.00	57.3	21.47
Glasso, O.	64.98	57.3	-13.40
Al-Marhoun, M. A.	51.41	57.3	10.28
Al-Marhoun, M. A. modificada por Iza	25.89	57.3	54.81
Petrosky, G. E. y Farshad, F. F.	192.68	57.3	-236.27
Petrosky, G. E. y Farshad, F. F. modificada por Iza	218.06	57.3	-280.56

Elaborado por: Yagual Bacilio Jonathan Javier

Tabla 33 Resultados comparativos para el factor volumétrico del petróleo – Pozo Tapi-09D, Arena T Inferior.

<b>Correlación</b>	<b>Resultado Correlación (Rb/STB)</b>	<b>PVT Laboratorio (Rb/STB)</b>	<b>% Error</b>
Standing, M. B.	1.1317	1.1700	3.28
Glasso, O.	1.1006	1.1700	5.93
Al-Marhoun, M. A.	1.1570	1.1700	1.11
Petrosky, G. E. y Farshad, F. F.	1.1313	1.1700	3.31
Ecuacion de Balance de Materiales	1.0327	1.1700	11.73

Elaborado por: Yagual Bacilio Jonathan Javier

Tabla 34 Resultados comparativos para la compresibilidad del petróleo – Pozo Tapi-09D, Arena T Inferior.

<b>Correlación</b>	<b>Resultado Correlación (psia<sup>-1</sup>)</b>	<b>PVT Laboratorio (psia<sup>-1</sup>)</b>	<b>% Error</b>
Vásquez, M. E. y Begg, H. D.	3.2022E-06	1.9360E-06	-65.40
Petrosky, G. E. y Farshad, F. F.	3.2302E-06	1.9360E-06	-66.85
Standing, M. B.	3.0170E-06	1.9360E-06	-55.84
Ahmed	1.5132E-05	1.9360E-06	-681.62
Kartoatmodjo, T. y Schmindt, Z.	2.1235E-07	1.9360E-06	89.03

Elaborado por: Yagual Bacilio Jonathan Javier

Tabla 35 Resultados comparativos para la viscosidad del petróleo muerto – Pozo Tapi-09D, Arena T Inferior.

<b>Correlación</b>	<b>Resultado Correlación (cp)</b>	<b>PVT Laboratorio (cp)</b>	<b>% Error</b>
Beal, C.	18.7269	1.8400	-917.77
Beal, C. modificada por Iza	0.9556	1.8400	48.07
Begg, H. D. y Robinson, J. R.	2.3612	1.8400	-28.33
Begg, H. D. y Robinson, J. R. modificada por Iza	1.0208	1.8400	44.52
Glasso, O.	0.0755	1.8400	95.89
Kartoatmodjo, T. y Schmindt, Z.	2.2223	1.8400	-20.78
Kartoatmodjo, T. y Schmindt, Z. modificada por Iza	1.5051	1.8400	18.20

Elaborado por: Yagual Bacilio Jonathan Javier

Tabla 36 Resultados comparativos para la viscosidad del petróleo al punto de burbuja – Pozo Tapi-09D, Arena T Inferior.

<b>Correlación</b>	<b>Resultado Correlación (cp)</b>	<b>PVT Laboratorio (cp)</b>	<b>% Error</b>
Kartoatmodjo, T. y Schmindt, Z.	1.6785	1.5800	-6.23
Begg, H. D. y Robinson, J. R.	1.3732	1.5800	13.09
Begg, H. D. y Robinson, J. R. modificada por Iza	0.5085	1.5800	67.82
Chew, J. N. y Connally, C. A. Jr.	1.7233	1.5800	-9.07
Almehaideb, R. A.	275.9899	1.5800	-17367.71

Elaborado por: Yagual Bacilio Jonathan Javier

Tabla 37 Resultados comparativos para la viscosidad del petróleo encima del punto de burbuja – Pozo Tapi-09D, Arena T Inferior.

<b>Correlación</b>	<b>Resultado Correlación (cp)</b>	<b>PVT Laboratorio (cp)</b>	<b>% Error</b>
Beal, C.	2.2241	2.3300	4.54
Vásquez, M. E. y Begg, H. D.	1.4249	2.3300	38.84
Khan, Al-Marhoun, Duffuaa y Abu-Khamsin	0.5314	2.3300	77.19

Elaborado por: Yagual Bacilio Jonathan Javier

Tabla 38 Resultados comparativos para la viscosidad del gas – Pozo Tapi-09D, Arena T Inferior.

<b>Correlación</b>	<b>Resultado Correlación (cp)</b>	<b>PVT Laboratorio (cp)</b>	<b>% Error</b>
Lee, A. L., Gonzales, M. H. y Eakin, B. E.	0.011423	0.012000	4.81

Elaborado por: Yagual Bacilio Jonathan Javier

Tabla 39 Resultados comparativos para el factor volumétrico del gas – Pozo Tapi-09D, Arena T Inferior.

<b>Correlación</b>	<b>Resultado Correlación (ft<sup>3</sup>/SCF)</b>	<b>PVT Laboratorio (ft<sup>3</sup>/SCF)</b>	<b>% Error</b>
Ecuación de estado	0.078530	0.041000	-91.54

Elaborado por: Yagual Bacilio Jonathan Javier

Tabla 40 Resultados comparativos para el factor de compresibilidad del gas z – Pozo Tapi-09D, Arena T Inferior.

<b>Correlación</b>	<b>Resultado Correlación (Adim)</b>	<b>PVT Laboratorio (Adim)</b>	<b>% Error</b>
Papay, J.	0.9242	0.8210	-12.57
Hall, K. R. & Yarborough, L.	0.9746	0.8210	-18.71
Brill, J. P. & Begg, H. D.	1.0266	0.8210	-25.04
AL-Anazi y Al-Quraishi	1.0503	0.8210	-27.93
Mahmoud, M. A.	0.9286	0.8210	-13.10

Elaborado por: Yagual Bacilio Jonathan Javier

**Anexo 5. Resultados comparativos entre pruebas de laboratorio y correlaciones matemáticas – Pozo Yanaquincha-009, Arena U Inferior.**

Tabla 41 Resultados comparativos para la presión de burbuja – Pozo Yanaquincha-009, Arena U Inferior.

<b>Correlación</b>	<b>Resultado Correlación (psia)</b>	<b>PVT Laboratorio (psia)</b>	<b>% Error</b>
Standing, M. B.	1354.56	937	-44.56
Standing, M. B. modificada por Iza	1929.86	937	-105.96
Lasater, J. A.	4035.23	937	-330.65
Glasso, O.	2058.61	937	-119.70
TOTAL, C. F. P.	1584.12	937	-69.06
Al-Marhoun, M. A.	1827.42	937	-95.03
Petrosky, G. E. y Farshad, F. F.	3027.12	937	-223.07
Dokla, M. E. y Osman, M. E.	790.30	937	15.66
Dokla, M. E. y Osman, M. E. modificada por Iza	1075.27	937	-14.76
Velarde, Blasingame y McCain	1833.13	937	-95.64

Elaborado por: Yagual Bacilio Jonathan Javier

Tabla 42 Resultados comparativos para la relación gas-petróleo – Pozo Yanaquincha-009, Arena U Inferior.

<b>Correlación</b>	<b>Resultado Correlación (psia)</b>	<b>PVT Laboratorio (psia)</b>	<b>% Error</b>
Standing, M. B.	52.27	122.7	57.40
Glasso, O.	49.55	122.7	59.62
Al-Marhoun, M. A.	33.45	122.7	72.74
Al-Marhoun, M. A. modificada por Iza	53.15	122.7	56.69
Petrosky, G. E. y Farshad, F. F.	88.29	122.7	28.05
Petrosky, G. E. y Farshad, F. F. modificada por Iza	112.36	122.7	8.43

Elaborado por: Yagual Bacilio Jonathan Javier

Tabla 43 Resultados comparativos para el factor volumétrico del petróleo – Pozo Yanaquincha-009, Arena U Inferior.

<b>Correlación</b>	<b>Resultado Correlación (Rb/STB)</b>	<b>PVT Laboratorio (Rb/STB)</b>	<b>% Error</b>
Standing, M. B.	1.1563	1.1380	-1.61
Glasso, O.	1.1239	1.1380	1.24
Al-Marhoun, M. A.	1.1777	1.1380	-3.49
Petrosky, G. E. y Farshad, F. F.	1.1422	1.1380	-0.37
Ecuacion de Balance de Materiales	1.0346	1.1380	9.09

Elaborado por: Yagual Bacilio Jonathan Javier

Tabla 44 Resultados comparativos para la compresibilidad del petróleo – Pozo Yanaquincha-009, Arena U Inferior.

<b>Correlación</b>	<b>Resultado Correlación (psia<sup>-1</sup>)</b>	<b>PVT Laboratorio (psia<sup>-1</sup>)</b>	<b>% Error</b>
Vásquez, M. E. y Begg, H. D.	3.6869E-06	5.7400E-06	35.77
Petrosky, G. E. y Farshad, F. F.	3.3055E-06	5.7400E-06	42.41
Standing, M. B.	8.9573E-07	5.7400E-06	84.39
Ahmed	9.9117E-06	5.7400E-06	-72.68
Kartoatmodjo, T. y Schmindt, Z.	1.3452E-07	5.7400E-06	97.66

Elaborado por: Yagual Bacilio Jonathan Javier

Tabla 45 Resultados comparativos para la viscosidad del petróleo muerto – Pozo Yanaquincha-009, Arena U Inferior.

<b>Correlación</b>	<b>Resultado Correlación (cp)</b>	<b>PVT Laboratorio (cp)</b>	<b>% Error</b>
Beal, C.	95.0666	16.3000	-483.23
Beal, C. modificada por Iza	8.5418	16.3000	47.60
Begg, H. D. y Robinson, J. R.	6.0894	16.3000	62.64
Begg, H. D. y Robinson, J. R. modificada por Iza	9.3103	16.3000	42.88
Glasso, O.	0.7884	16.3000	95.16
Kartoatmodjo, T. y Schmindt, Z.	13.4021	16.3000	17.78
Kartoatmodjo, T. y Schmindt, Z. modificada por Iza	14.0379	16.3000	13.88

Elaborado por: Yagual Bacilio Jonathan Javier

Tabla 46 Resultados comparativos para la viscosidad del petróleo al punto de burbuja – Pozo Yanaquincha-009, Arena U Inferior.

<b>Correlación</b>	<b>Resultado Correlación (cp)</b>	<b>PVT Laboratorio (cp)</b>	<b>% Error</b>
Kartoatmodjo, T. y Schmindt, Z.	5.8295	7.2400	19.48
Begg, H. D. y Robinson, J. R.	4.0373	7.2400	44.24
Begg, H. D. y Robinson, J. R. modificada por Iza	2.5704	7.2400	64.50
Chew, J. N. y Connally, C. A. Jr.	6.0835	7.2400	15.97
Almehaideb, R. A.	230.3621	7.2400	-3081.80

Elaborado por: Yagual Bacilio Jonathan Javier

Tabla 47 Resultados comparativos para la viscosidad del petróleo encima del punto de burbuja – Pozo Yanaquincha-009, Arena U Inferior.

<b>Correlación</b>	<b>Resultado Correlación (cp)</b>	<b>PVT Laboratorio (cp)</b>	<b>% Error</b>
Beal, C.	9.3402	11.3000	17.34
Vásquez, M. E. y Begg, H. D.	7.1601	11.3000	36.64
Khan, Al-Marhoun, Duffuaa y Abu-Khamsin	2.7248	11.3000	75.89

Elaborado por: Yagual Bacilio Jonathan Javier

Tabla 48 Resultados comparativos para la viscosidad del gas – Pozo Yanaquincha-009, Arena U Inferior.

<b>Correlación</b>	<b>Resultado Correlación (cp)</b>	<b>PVT Laboratorio (cp)</b>	<b>% Error</b>
Lee, A. L., Gonzales, M. H. y Eakin, B. E.	0.013771	0.010000	-37.71

Elaborado por: Yagual Bacilio Jonathan Javier

Tabla 49 Resultados comparativos para el factor volumétrico del gas – Pozo Yanaquincha-009, Arena U Inferior.

<b>Correlación</b>	<b>Resultado Correlación (ft<sup>3</sup>/SCF)</b>	<b>PVT Laboratorio (ft<sup>3</sup>/SCF)</b>	<b>% Error</b>
Ecuación de estado	0.033705	0.034000	0.87

Elaborado por: Yagual Bacilio Jonathan Javier

Tabla 50 Resultados comparativos para el factor de compresibilidad del gas z – Pozo Yanaquincha-009, Arena U Inferior.

<b>Correlación</b>	<b>Resultado Correlación (Adim)</b>	<b>PVT Laboratorio (Adim)</b>	<b>% Error</b>
Papay, J.	0.9431	0.9110	-3.52
Hall, K. R. & Yarborough, L.	0.9801	0.9110	-7.59
Brill, J. P. & Begg, H. D.	1.0515	0.9110	-15.42
AL-Anazi y Al-Quraishi	1.0040	0.9110	-10.21
Mahmoud, M. A.	0.9381	0.9110	-2.97

Elaborado por: Yagual Bacilio Jonathan Javier



**Anexo 6. Resultados comparativos entre pruebas de laboratorio y correlaciones matemáticas – Pozo Yuralpa-001, Arena Hollín.**

Tabla 51 Resultados comparativos para la presión de burbuja – Pozo Yuralpa-001, Arena Hollín.

<b>Correlación</b>	<b>Resultado Correlación (psia)</b>	<b>PVT Laboratorio (psia)</b>	<b>% Error</b>
Standing, M. B.	162.42	198	17.97
Standing, M. B. modificada por Iza	296.93	198	-49.96
Lasater, J. A.	16249.12	198	-8106.63
Glasso, O.	157.33	198	20.54
TOTAL, C. F. P.	236.95	198	-19.67
Al-Marhoun, M. A.	227.26	198	-14.78
Petrosky, G. E. y Farshad, F. F.	669.64	198	-238.20
Dokla, M. E. y Osman, M. E.	161.83	198	18.27
Dokla, M. E. y Osman, M. E. modificada por Iza	288.61	198	-45.76
Velarde, Blasingame y McCain	195.79	198	1.12

Elaborado por: Yagual Bacilio Jonathan Javier

Tabla 52 Resultados comparativos para la relación gas-petróleo – Pozo Yuralpa-001, Arena Hollín.

<b>Correlación</b>	<b>Resultado Correlación (SCF/STB)</b>	<b>PVT Laboratorio (SCF/STB)</b>	<b>% Error</b>
Standing, M. B.	22.11	15	-47.37
Glasso, O.	24.23	15	-61.53
Al-Marhoun, M. A.	16.22	15	-8.15
Al-Marhoun, M. A. modificada por Iza	15.41	15	-2.71
Petrosky, G. E. y Farshad, F. F.	92.88	15	-519.17
Petrosky, G. E. y Farshad, F. F. modificada por Iza	109.31	15	-628.76

Elaborado por: Yagual Bacilio Jonathan Javier

Tabla 53 Resultados comparativos para el factor volumétrico del petróleo – Pozo Yuralpa-001, Arena Hollín.

<b>Correlación</b>	<b>Resultado Correlación (Rb/STB)</b>	<b>PVT Laboratorio (Rb/STB)</b>	<b>% Error</b>
Standing, M. B.	1.0620	1.0640	0.18
Glasso, O.	1.0415	1.0640	2.11
Al-Marhoun, M. A.	1.0637	1.0640	0.03
Petrosky, G. E. y Farshad, F. F.	1.0427	1.0640	2.00
Ecuacion de Balance de Materiales	1.0046	1.0640	5.58

Elaborado por: Yagual Bacilio Jonathan Javier

Tabla 54 Resultados comparativos para la compresibilidad del petróleo – Pozo Yuralpa-001, Arena Hollín.

<b>Correlación</b>	<b>Resultado Correlación (psia<sup>-1</sup>)</b>	<b>PVT Laboratorio (psia<sup>-1</sup>)</b>	<b>% Error</b>
Vásquez, M. E. y Begg, H. D.	1.5179E-06	1.1600E-06	-30.85
Petrosky, G. E. y Farshad, F. F.	7.4821E-07	1.1600E-06	35.50
Standing, M. B.	1.2312E-06	1.1600E-06	-6.14
Ahmed	1.5796E-05	1.1600E-06	-1261.75
Kartoatmodjo, T. y Schmindt, Z.	6.3924E-08	1.1600E-06	94.49

Elaborado por: Yagual Bacilio Jonathan Javier

Tabla 55 Resultados comparativos para la viscosidad del petróleo muerto – Pozo Yuralpa-001, Arena Hollín.

<b>Correlación</b>	<b>Resultado Correlación (cp)</b>	<b>PVT Laboratorio (cp)</b>	<b>% Error</b>
Beal, C.	336.5550	69.2200	-386.21
Beal, C. modificada por Iza	47.5533	69.2200	31.30
Begg, H. D. y Robinson, J. R.	15.0694	69.2200	78.23
Begg, H. D. y Robinson, J. R. modificada por Iza	45.8023	69.2200	33.83
Glasso, O.	4.1060	69.2200	94.07
Kartoatmodjo, T. y Schmindt, Z.	40.1992	69.2200	41.93
Kartoatmodjo, T. y Schmindt, Z. modificada por Iza	97.0279	69.2200	-40.17

Elaborado por: Yagual Bacilio Jonathan Javier

Tabla 56 Resultados comparativos para la viscosidad del petróleo al punto de burbuja – Pozo Yuralpa-001, Arena Hollín.

<b>Correlación</b>	<b>Resultado Correlación (cp)</b>	<b>PVT Laboratorio (cp)</b>	<b>% Error</b>
Kartoatmodjo, T. y Schmindt, Z.	30.7137	37.0400	17.08
Begg, H. D. y Robinson, J. R.	31.0714	37.0400	16.11
Begg, H. D. y Robinson, J. R. modificada por Iza	8.2643	37.0400	77.69
Chew, J. N. y Connally, C. A. Jr.	34.2116	37.0400	7.64
Almehaideb, R. A.	903.8980	37.0400	-2340.33

Elaborado por: Yagual Bacilio Jonathan Javier

Tabla 57 Resultados comparativos para la viscosidad del petróleo encima del punto de burbuja – Pozo Yuralpa-001, Arena Hollín.

<b>Correlación</b>	<b>Resultado Correlación (cp)</b>	<b>PVT Laboratorio (cp)</b>	<b>% Error</b>
Beal, C.	68.3640	57.9800	-17.91
Vásquez, M. E. y Begg, H. D.	30.8557	57.9800	46.78
Khan, Al-Marhoun, Duffuaa y Abu-Khamsin	8.6542	57.9800	85.07

Elaborado por: Yagual Bacilio Jonathan Javier

Tabla 58 Resultados comparativos para la viscosidad del gas – Pozo Yuralpa-001, Arena Hollín.

<b>Correlación</b>	<b>Resultado Correlación (cp)</b>	<b>PVT Laboratorio (cp)</b>	<b>% Error</b>
Lee, A. L., Gonzales, M. H. y Eakin, B. E.	0.011772	0.014160	16.86

Elaborado por: Yagual Bacilio Jonathan Javier

Tabla 59 Resultados comparativos para el factor volumétrico del gas – Pozo Yuralpa-001, Arena Hollín.

<b>Correlación</b>	<b>Resultado Correlación (ft<sup>3</sup>/SCF)</b>	<b>PVT Laboratorio (ft<sup>3</sup>/SCF)</b>	<b>% Error</b>
Ecuación de estado	0.093556	0.142600	34.39

Elaborado por: Yagual Bacilio Jonathan Javier

Tabla 60 Resultados comparativos para el factor de compresibilidad del gas z – Pozo Yuralpa-001, Arena Hollín.

<b>Correlación</b>	<b>Resultado Correlación (Adim)</b>	<b>PVT Laboratorio (Adim)</b>	<b>% Error</b>
Papay, J.	0.9539	0.9850	3.15
Hall, K. R. & Yarborough, L.	0.9850	0.9850	0.00
Brill, J. P. & Begg, H. D.	1.0240	0.9850	-3.95
AL-Anazi y Al-Quraishi	0.9433	0.9850	4.24
Mahmoud, M. A.	0.9564	0.9850	2.90

Elaborado por: Yagual Bacilio Jonathan Javier

**Anexo 7. Resultados comparativos entre pruebas de laboratorio y correlaciones matemáticas – Pozo Parahuacu-07, Arena T Inferior.**

Tabla 61 Resultados comparativos para la presión de burbuja – Pozo Parahuacu-07, Arena T Inferior.

<b>Correlación</b>	<b>Resultado Correlación (psia)</b>	<b>PVT Laboratorio (psia)</b>	<b>% Error</b>
Standing, M. B.	1309.50	1050	-24.71
Standing, M. B. modificada por Iza	2150.74	1050	-104.83
Lasater, J. A.	5867.35	1050	-458.80
Glasso, O.	1771.01	1050	-68.67
TOTAL, C. F. P.	1567.80	1050	-49.31
Al-Marhoun, M. A.	1720.22	1050	-63.83
Petrosky, G. E. y Farshad, F. F.	3073.75	1050	-192.74
Dokla, M. E. y Osman, M. E.	1240.76	1050	-18.17
Dokla, M. E. y Osman, M. E. modificada por Iza	1548.34	1050	-47.46
Velarde, Blasingame y McCain	2427.46	1050	-131.19

Elaborado por: Yagual Bacilio Jonathan Javier

Tabla 62 Resultados comparativos para la relación gas-petróleo – Pozo Parahuacu-07, Arena T Inferior.

<b>Correlación</b>	<b>Resultado Correlación (SCF/STB)</b>	<b>PVT Laboratorio (SCF/STB)</b>	<b>% Error</b>
Standing, M. B.	190.58	323	41.00
Glasso, O.	182.74	323	43.42
Al-Marhoun, M. A.	147.83	323	54.23
Al-Marhoun, M. A. modificada por Iza	201.18	323	37.72
Petrosky, G. E. y Farshad, F. F.	220.01	323	31.89
Petrosky, G. E. y Farshad, F. F. modificada por Iza	253.24	323	21.60

Elaborado por: Yagual Bacilio Jonathan Javier

Tabla 63 Resultados comparativos para el factor volumétrico del petróleo – Pozo Parahuacu-07, Arena T Inferior.

<b>Correlación</b>	<b>Resultado Correlación (Rb/STB)</b>	<b>PVT Laboratorio (Rb/STB)</b>	<b>% Error</b>
Standing, M. B.	1.2401	1.3589	8.74
Glasso, O.	1.2109	1.3589	10.89
Al-Marhoun, M. A.	1.2588	1.3589	7.37
Petrosky, G. E. y Farshad, F. F.	1.2501	1.3589	8.01
Ecuacion de Balance de Materiales	1.0779	1.3589	20.68

Elaborado por: Yagual Bacilio Jonathan Javier

Tabla 64 Resultados comparativos para la compresibilidad del petróleo – Pozo Parahuacu-07, Arena T Inferior.

<b>Correlación</b>	<b>Resultado Correlación (psia<sup>-1</sup>)</b>	<b>PVT Laboratorio (psia<sup>-1</sup>)</b>	<b>% Error</b>
Vásquez, M. E. y Begg, H. D.	6.5336E-06	1.0240E-05	36.19
Petrosky, G. E. y Farshad, F. F.	7.2285E-06	1.0240E-05	29.41
Standing, M. B.	6.2661E-06	1.0240E-05	38.81
Ahmed	1.3239E-05	1.0240E-05	-29.29
Kartoatmodjo, T. y Schmindt, Z.	4.0026E-07	1.0240E-05	96.09

Elaborado por: Yagual Bacilio Jonathan Javier

Tabla 65 Resultados comparativos para la viscosidad del petróleo muerto – Pozo Parahuacu-07, Arena T Inferior.

<b>Correlación</b>	<b>Resultado Correlación (cp)</b>	<b>PVT Laboratorio (cp)</b>	<b>% Error</b>
Beal, C.	12.9170	3.6400	-254.86
Beal, C. modificada por Iza	0.6682	3.6400	81.64
Begg, H. D. y Robinson, J. R.	1.9685	3.6400	45.92
Begg, H. D. y Robinson, J. R. modificada por Iza	0.5724	3.6400	84.28
Glasso, O.	0.0558	3.6400	98.47
Kartoatmodjo, T. y Schmindt, Z.	1.4857	3.6400	59.18
Kartoatmodjo, T. y Schmindt, Z. modificada por Iza	2.0746	3.6400	43.01

Elaborado por: Yagual Bacilio Jonathan Javier

Tabla 66 Resultados comparativos para la viscosidad del petróleo al punto de burbuja – Pozo Parahuacu-07, Arena T Inferior.

<b>Correlación</b>	<b>Resultado Correlación (cp)</b>	<b>PVT Laboratorio (cp)</b>	<b>% Error</b>
Kartoatmodjo, T. y Schmindt, Z.	0.7245	0.7500	3.40
Begg, H. D. y Robinson, J. R.	0.5875	0.7500	21.66
Begg, H. D. y Robinson, J. R. modificada por Iza	0.3327	0.7500	55.64
Chew, J. N. y Connally, C. A. Jr.	0.7670	0.7500	-2.27
Almehaideb, R. A.	184.8180	0.7500	-24542.40

Elaborado por: Yagual Bacilio Jonathan Javier

Tabla 67 Resultados comparativos para la viscosidad del petróleo encima del punto de burbuja – Pozo Parahuacu-07, Arena T Inferior.

<b>Correlación</b>	<b>Resultado Correlación (cp)</b>	<b>PVT Laboratorio (cp)</b>	<b>% Error</b>
Beal, C.	0.9584	2.2400	57.21
Vásquez, M. E. y Begg, H. D.	0.6289	2.2400	71.92
Khan, Al-Marhoun, Duffuaa y Abu-Khamsin	0.3456	2.2400	84.57

Elaborado por: Yagual Bacilio Jonathan Javier

Tabla 68 Resultados comparativos para la viscosidad del gas – Pozo Parahuacu-07, Arena T Inferior.

<b>Correlación</b>	<b>Resultado Correlación (cp)</b>	<b>PVT Laboratorio (cp)</b>	<b>% Error</b>
Lee, A. L., Gonzales, M. H. y Eakin, B. E.	0.013985	0.014000	0.11

Elaborado por: Yagual Bacilio Jonathan Javier

Tabla 69 Resultados comparativos para el factor volumétrico del gas – Pozo Parahuacu-07, Arena T Inferior.

<b>Correlación</b>	<b>Resultado Correlación (ft<sup>3</sup>/SCF)</b>	<b>PVT Laboratorio (ft<sup>3</sup>/SCF)</b>	<b>% Error</b>
Ecuación de estado	0.087827	0.018460	-375.77

Elaborado por: Yagual Bacilio Jonathan Javier

Tabla 70 Resultados comparativos para el factor de compresibilidad del gas z – Pozo Parahuacu-07, Arena T Inferior.

<b>Correlación</b>	<b>Resultado Correlación (Adim)</b>	<b>PVT Laboratorio (Adim)</b>	<b>% Error</b>
Papay, J.	0.9697	0.8910	-8.84
Hall, K. R. & Yarborough, L.	0.9731	0.8910	-9.22
Brill, J. P. & Begg, H. D.	1.0214	0.8910	-14.63
AL-Anazi y Al-Quraishi	0.8683	0.8910	2.55
Mahmoud, M. A.	0.9690	0.8910	-8.76

Elaborado por: Yagual Bacilio Jonathan Javier



**Anexo 8. Resultados comparativos entre pruebas de laboratorio y correlaciones matemáticas – Pozo Shushufindi-051, Arena Basal Tena.**

Tabla 71 Resultados comparativos para la presión de burbuja – Pozo Shushufindi-051, Arena Basal Tena.

<b>Correlación</b>	<b>Resultado Correlación (psia)</b>	<b>PVT Laboratorio (psia)</b>	<b>% Error</b>
Standing, M. B.	1095.48	870	-25.92
Standing, M. B. modificada por Iza	1633.78	870	-87.79
Lasater, J. A.	3544.54	870	-307.42
Glasso, O.	1562.68	870	-79.62
TOTAL, C. F. P.	1309.57	870	-50.53
Al-Marhoun, M. A.	1589.50	870	-82.70
Petrosky, G. E. y Farshad, F. F.	2717.44	870	-212.35
Dokla, M. E. y Osman, M. E.	793.96	870	8.74
Dokla, M. E. y Osman, M. E. modificada por Iza	1081.05	870	-24.26
Velarde, Blasingame y McCain	1741.14	870	-100.13

Elaborado por: Yagual Bacilio Jonathan Javier

Tabla 72 Resultados comparativos para la relación gas-petróleo – Pozo Shushufindi-051, Arena Basal Tena.

<b>Correlación</b>	<b>Resultado Correlación (SCF/STB)</b>	<b>PVT Laboratorio (SCF/STB)</b>	<b>% Error</b>
Standing, M. B.	91.32	159	42.57
Glasso, O.	84.25	159	47.02
Al-Marhoun, M. A.	59.36	159	62.67
Al-Marhoun, M. A. modificada por Iza	100.59	159	36.74
Petrosky, G. E. y Farshad, F. F.	118.79	159	25.29
Petrosky, G. E. y Farshad, F. F. modificada por Iza	137.24	159	13.69

Elaborado por: Yagual Bacilio Jonathan Javier

Tabla 73 Resultados comparativos para el factor volumétrico del petróleo – Pozo Shushufindi-051, Arena Basal Tena.

<b>Correlación</b>	<b>Resultado Correlación (Rb/STB)</b>	<b>PVT Laboratorio (Rb/STB)</b>	<b>% Error</b>
Standing, M. B.	1.1348	1.1749	3.41
Glasso, O.	1.1067	1.1749	5.80
Al-Marhoun, M. A.	1.1515	1.1749	1.99
Petrosky, G. E. y Farshad, F. F.	1.1289	1.1749	3.92
Ecuacion de Balance de Materiales	1.0331	1.1749	12.07

Elaborado por: Yagual Bacilio Jonathan Javier

Tabla 74 Resultados comparativos para la compresibilidad del petróleo – Pozo Shushufindi-051, Arena Basal Tena.

<b>Correlación</b>	<b>Resultado Correlación (psia<sup>-1</sup>)</b>	<b>PVT Laboratorio (psia<sup>-1</sup>)</b>	<b>% Error</b>
Vásquez, M. E. y Begg, H. D.	4.2316E-06	5.4090E-06	21.77
Petrosky, G. E. y Farshad, F. F.	3.7593E-06	5.4090E-06	30.50
Standing, M. B.	2.8787E-06	5.4090E-06	46.78
Ahmed	1.4453E-05	5.4090E-06	-167.20
Kartoatmodjo, T. y Schmindt, Z.	2.1164E-07	5.4090E-06	96.09

Elaborado por: Yagual Bacilio Jonathan Javier

Tabla 75 Resultados comparativos para la viscosidad del petróleo muerto – Pozo Shushufindi-051, Arena Basal Tena.

<b>Correlación</b>	<b>Resultado Correlación (cp)</b>	<b>PVT Laboratorio (cp)</b>	<b>% Error</b>
Beal, C.	68.2980	6.5710	-939.39
Beal, C. modificada por Iza	3.9698	6.5710	39.59
Begg, H. D. y Robinson, J. R.	5.6492	6.5710	14.03
Begg, H. D. y Robinson, J. R. modificada por Iza	4.0315	6.5710	38.65
Glasso, O.	0.3805	6.5710	94.21
Kartoatmodjo, T. y Schmindt, Z.	7.3539	6.5710	-11.91
Kartoatmodjo, T. y Schmindt, Z. modificada por Iza	17.6266	6.5710	-168.25

Elaborado por: Yagual Bacilio Jonathan Javier

Tabla 76 Resultados comparativos para la viscosidad del petróleo al punto de burbuja – Pozo Shushufindi-051, Arena Basal Tena.

<b>Correlación</b>	<b>Resultado Correlación (cp)</b>	<b>PVT Laboratorio (cp)</b>	<b>% Error</b>
Kartoatmodjo, T. y Schmindt, Z.	3.7048	3.9560	6.35
Begg, H. D. y Robinson, J. R.	2.6510	3.9560	32.99
Begg, H. D. y Robinson, J. R. modificada por Iza	1.3917	3.9560	64.82
Chew, J. N. y Connally, C. A. Jr.	3.8257	3.9560	3.29
Almehaideb, R. A.	288.0473	3.9560	-7181.28

Elaborado por: Yagual Bacilio Jonathan Javier

Tabla 77 Resultados comparativos para la viscosidad del petróleo encima del punto de burbuja – Pozo Shushufindi-051, Arena Basal Tena.

<b>Correlación</b>	<b>Resultado Correlación (cp)</b>	<b>PVT Laboratorio (cp)</b>	<b>% Error</b>
Beal, C.	5.0066	5.8950	15.07
Vásquez, M. E. y Begg, H. D.	2.8405	5.8950	51.82
Khan, Al-Marhoun, Duffuaa y Abu-Khamsin	1.4480	5.8950	75.44

Elaborado por: Yagual Bacilio Jonathan Javier

Tabla 78 Resultados comparativos para la viscosidad del gas – Pozo Shushufindi-051, Arena Basal Tena.

<b>Correlación</b>	<b>Resultado Correlación (cp)</b>	<b>PVT Laboratorio (cp)</b>	<b>% Error</b>
Lee, A. L., Gonzales, M. H. y Eakin, B. E.	0.013595	0.013600	0.03

Elaborado por: Yagual Bacilio Jonathan Javier

Tabla 79 Resultados comparativos para el factor volumétrico del gas – Pozo Shushufindi-051, Arena Basal Tena.

<b>Correlación</b>	<b>Resultado Correlación (ft<sup>3</sup>/SCF)</b>	<b>PVT Laboratorio (ft<sup>3</sup>/SCF)</b>	<b>% Error</b>
Ecuación de estado	0.023991	0.024020	0.12

Elaborado por: Yagual Bacilio Jonathan Javier

Tabla 80 Resultados comparativos para el factor volumétrico del gas z – Pozo Shushufindi-051, Arena Basal Tena.

<b>Correlación</b>	<b>Resultado Correlación (Adim)</b>	<b>PVT Laboratorio (Adim)</b>	<b>% Error</b>
Papay, J.	0.9172	0.9210	0.41
Hall, K. R. & Yarborough, L.	0.9211	0.9210	-0.02
Brill, J. P. & Begg, H. D.	1.0723	0.9210	-16.43
AL-Anazi y Al-Quraishi	1.0931	0.9210	-18.69
Mahmoud, M. A.	0.9100	0.9210	1.20

Elaborado por: Yagual Bacilio Jonathan Javier

**Anexo 9. Resultados comparativos entre pruebas de laboratorio y correlaciones matemáticas – Pozo Palmar Oeste-01, Arena T.**

Tabla 81 Resultados comparativos para la presión de burbuja – Pozo Palmar Oeste-01, Arena T.

<b>Correlación</b>	<b>Resultado Correlación (psia)</b>	<b>PVT Laboratorio (psia)</b>	<b>% Error</b>
Standing, M. B.	421.26	400	-5.32
Standing, M. B. modificada por Iza	782.24	400	-95.56
Lasater, J. A.	3544.57	400	-786.14
Glasso, O.	432.14	400	-8.03
TOTAL, C. F. P.	550.31	400	-37.58
Al-Marhoun, M. A.	280.77	400	29.81
Petrosky, G. E. y Farshad, F. F.	1148.69	400	-187.17
Dokla, M. E. y Osman, M. E.	652.52	400	-63.13
Dokla, M. E. y Osman, M. E. modificada por Iza	881.33	400	-120.33
Velarde, Blasingame y McCain	465.44	400	-16.36

Elaborado por: Yagual Bacilio Jonathan Javier

Tabla 82 Resultados comparativos para la relación gas-petróleo – Pozo Palmar Oeste-01, Arena T.

<b>Correlación</b>	<b>Resultado Correlación (SCF/STB)</b>	<b>PVT Laboratorio (SCF/STB)</b>	<b>% Error</b>
Standing, M. B.	96.49	151	36.10
Glasso, O.	121.84	151	19.31
Al-Marhoun, M. A.	182.01	151	-20.54
Al-Marhoun, M. A. modificada por Iza	50.48	151	66.57
Petrosky, G. E. y Farshad, F. F.	324.32	151	-114.78
Petrosky, G. E. y Farshad, F. F. modificada por Iza	250.38	151	-65.82

Elaborado por: Yagual Bacilio Jonathan Javier

Tabla 83 Resultados comparativos para el factor volumétrico del petróleo – Pozo Palmar Oeste-01, Arena T.

<b>Correlación</b>	<b>Resultado Correlación (Rb/STB)</b>	<b>PVT Laboratorio (Rb/STB)</b>	<b>% Error</b>
Standing, M. B.	1.1741	1.1317	-3.75
Glasso, O.	1.1459	1.1317	-1.25
Al-Marhoun, M. A.	1.1922	1.1317	-5.34
Petrosky, G. E. y Farshad, F. F.	1.2034	1.1317	-6.34
Ecuacion de Balance de Materiales	1.0697	1.1317	5.48

Elaborado por: Yagual Bacilio Jonathan Javier

Tabla 84 Resultados comparativos para la compresibilidad del petróleo – Pozo Palmar Oeste-01, Arena T.

<b>Correlación</b>	<b>Resultado Correlación (psia<sup>-1</sup>)</b>	<b>PVT Laboratorio (psia<sup>-1</sup>)</b>	<b>% Error</b>
Vásquez, M. E. y Begg, H. D.	2.4932E-06	2.7087E-05	90.80
Petrosky, G. E. y Farshad, F. F.	4.6256E-06	2.7087E-05	82.92
Standing, M. B.	2.5933E-06	2.7087E-05	90.43
Ahmed	1.4610E-05	2.7087E-05	46.06
Kartoatmodjo, T. y Schmndt, Z.	2.8817E-07	2.7087E-05	98.94

Elaborado por: Yagual Bacilio Jonathan Javier

Tabla 85 Resultados comparativos para el factor volumétrico del gas – Pozo Palmar Oeste-01, Arena T.

<b>Correlación</b>	<b>Resultado Correlación (ft<sup>3</sup>/SCF)</b>	<b>PVT Laboratorio (ft<sup>3</sup>/SCF)</b>	<b>% Error</b>
Ecuación de estado	0.049626	0.033230	-49.34

Elaborado por: Yagual Bacilio Jonathan Javier

Tabla 86 Resultados comparativos para el factor de compresibilidad del gas  $z$  – Pozo Palmar Oeste-01, Arena T.

<b>Correlación</b>	<b>Resultado Correlación (Adim)</b>	<b>PVT Laboratorio (Adim)</b>	<b>% Error</b>
Papay, J.	0.8147	0.7979	-2.10
Hall, K. R. & Yarborough, L.	0.9330	0.7979	-16.93
Brill, J. P. & Begg, H. D.	1.0281	0.7979	-28.84
AL-Anazi y Al-Quraishi	1.2994	0.7979	-62.85
Mahmoud, M. A.	0.8036	0.7979	-0.72

Elaborado por: Yagual Bacilio Jonathan Javier

**Anexo 10. Resultados comparativos entre pruebas de laboratorio y correlaciones matemáticas – Pozo Sonia-01, Arena M-1.**

Tabla 87 Resultados comparativos para la presión de burbuja – Pozo Sonia-01, Arena M-1.

<b>Correlación</b>	<b>Resultado Correlación (psia)</b>	<b>PVT Laboratorio (psia)</b>	<b>% Error</b>
Standing, M. B.	525.29	400	-31.32
Standing, M. B. modificada por Iza	858.84	400	-114.71
Lasater, J. A.	4591.44	400	-1047.86
Glasso, O.	642.24	400	-60.56
TOTAL, C. F. P.	664.68	400	-66.17
Al-Marhoun, M. A.	681.26	400	-70.32
Petrosky, G. E. y Farshad, F. F.	1541.73	400	-285.43
Dokla, M. E. y Osman, M. E.	450.11	400	-12.53
Dokla, M. E. y Osman, M. E. modificada por Iza	671.73	400	-67.93
Velarde, Blasingame y McCain	760.04	400	-90.01

Elaborado por: Yagual Bacilio Jonathan Javier

Tabla 88 Resultados comparativos para la relación gas-petróleo – Pozo Sonia-01, Arena M-1.

<b>Correlación</b>	<b>Resultado Correlación (SCF/STB)</b>	<b>PVT Laboratorio (SCF/STB)</b>	<b>% Error</b>
Standing, M. B.	39.73	75	47.03
Glasso, O.	45.36	75	39.51
Al-Marhoun, M. A.	27.94	75	62.75
Al-Marhoun, M. A. modificada por Iza	33.38	75	55.49
Petrosky, G. E. y Farshad, F. F.	103.28	75	-37.71
Petrosky, G. E. y Farshad, F. F. modificada por Iza	137.27	75	-83.03

Elaborado por: Yagual Bacilio Jonathan Javier



Tabla 89 Resultados comparativos para factor volumétrico del petróleo – Pozo Sonia-01, Arena M-1.

<b>Correlación</b>	<b>Resultado Correlación (Rb/STB)</b>	<b>PVT Laboratorio (Rb/STB)</b>	<b>% Error</b>
Standing, M. B.	1.0982	1.1210	2.03
Glasso, O.	1.0720	1.1210	4.37
Al-Marhoun, M. A.	1.1132	1.1210	0.70
Petrosky, G. E. y Farshad, F. F.	1.0883	1.1210	2.91
Ecuacion de Balance de Materiales	1.0185	1.1210	9.15

Elaborado por: Yagual Bacilio Jonathan Javier

Tabla 90 Resultados comparativos para la compresibilidad del petróleo – Pozo Sonia-01, Arena M-1.

<b>Correlación</b>	<b>Resultado Correlación (psia<sup>-1</sup>)</b>	<b>PVT Laboratorio (psia<sup>-1</sup>)</b>	<b>% Error</b>
Vásquez, M. E. y Begg, H. D.	2.9797E-06	5.6250E-06	47.03
Petrosky, G. E. y Farshad, F. F.	2.2978E-06	5.6250E-06	59.15
Standing, M. B.	2.0401E-06	5.6250E-06	63.73
Ahmed	1.5225E-05	5.6250E-06	-170.67
Kartoatmodjo, T. y Schmindt, Z.	1.3781E-07	5.6250E-06	97.55

Elaborado por: Yagual Bacilio Jonathan Javier

Tabla 91 Resultados comparativos para la viscosidad del petróleo muerto – Pozo Sonia-01, Arena M-1.

<b>Correlación</b>	<b>Resultado Correlación (cp)</b>	<b>PVT Laboratorio (cp)</b>	<b>% Error</b>
Beal, C.	77.8829	10.3120	-655.26
Beal, C. modificada por Iza	4.8930	10.3120	52.55
Begg, H. D. y Robinson, J. R.	6.0078	10.3120	41.74
Begg, H. D. y Robinson, J. R. modificada por Iza	4.9735	10.3120	51.77
Glasso, O.	0.4579	10.3120	95.56
Kartoatmodjo, T. y Schmindt, Z.	8.5858	10.3120	16.74
Kartoatmodjo, T. y Schmindt, Z. modificada por Iza	18.1387	10.3120	-75.90

Elaborado por: Yagual Bacilio Jonathan Javier

Tabla 92 Resultados comparativos para la viscosidad del petróleo al punto de burbuja – Pozo Sonia-01, Arena M-1.

<b>Correlación</b>	<b>Resultado Correlación (cp)</b>	<b>PVT Laboratorio (cp)</b>	<b>% Error</b>
Kartoatmodjo, T. y Schmindt, Z.	5.7305	7.2080	20.50
Begg, H. D. y Robinson, J. R.	4.5481	7.2080	36.90
Begg, H. D. y Robinson, J. R. modificada por Iza	1.6233	7.2080	77.48
Chew, J. N. y Connally, C. A. Jr.	5.9497	7.2080	17.46
Almehaideb, R. A.	399.4969	7.2080	-5442.41

Elaborado por: Yagual Bacilio Jonathan Javier

Tabla 93 Resultados comparativos para la viscosidad del petróleo encima del punto de burbuja – Pozo Sonia-01, Arena M-1.

<b>Correlación</b>	<b>Resultado Correlación (cp)</b>	<b>PVT Laboratorio (cp)</b>	<b>% Error</b>
Beal, C.	8.3392	12.0650	30.88
Vásquez, M. E. y Begg, H. D.	4.5490	12.0650	62.30
Khan, Al-Marhoun, Duffuaa y Abu-Khamsin	1.6966	12.0650	85.94

Elaborado por: Yagual Bacilio Jonathan Javier

Tabla 94 Resultados comparativos para la viscosidad del gas – Pozo Sonia-01, Arena M-1.

<b>Correlación</b>	<b>Resultado Correlación (cp)</b>	<b>PVT Laboratorio (cp)</b>	<b>% Error</b>
Lee, A. L., Gonzales, M. H. y Eakin, B. E.	0.012473	0.012500	0.22

Elaborado por: Yagual Bacilio Jonathan Javier

Tabla 95 Resultados comparativos para el factor volumétrico del gas – Pozo Sonia-01, Arena M-1.

<b>Correlación</b>	<b>Resultado Correlación (ft<sup>3</sup>/SCF)</b>	<b>PVT Laboratorio (ft<sup>3</sup>/SCF)</b>	<b>% Error</b>
Ecuación de estado	0.059781	0.050960	-17.31

Elaborado por: Yagual Bacilio Jonathan Javier

Tabla 96 Resultados comparativos para el factor de compresibilidad del gas z – Pozo Sonia-01, Arena M-1.

<b>Correlación</b>	<b>Resultado Correlación (Adim)</b>	<b>PVT Laboratorio (Adim)</b>	<b>% Error</b>
Papay, J.	0.9442	0.9790	3.56
Hall, K. R. & Yarborough, L.	0.9815	0.9790	-0.26
Brill, J. P. & Begg, H. D.	1.0352	0.9790	-5.74
AL-Anazi y Al-Quraishi	0.9755	0.9790	0.35
Mahmoud, M. A.	0.9425	0.9790	3.73

Elaborado por: Yagual Bacilio Jonathan Javier

## Anexo 11. Resultados estadísticos de la evaluación de las propiedades PVT

Tabla 97 Resultados estadísticos para la presión de burbuja.

<b>Correlación</b>	<b>%ARE</b>	<b>%AARE</b>
Standing, M. B.	-8.52	17.84
Standing, M. B. modificada por Iza	-78.50	78.50
Lasater, J. A.	-1447.00	1447.00
Glasso, O.	-36.65	43.91
TOTAL, C. F. P.	-34.80	34.80
Al-Marhoun, M. A.	-16.95	48.39
Petrosky, G. E. y Farshad, F. F.	-178.85	178.85
Dokla, M. E. y Osman, M. E.	-6.86	16.41
Dokla, M. E. y Osman, M. E. modificada por Iza	-45.35	45.35
Velarde, Blasingame y McCain	-45.43	46.80

Elaborado por: Yagual Bacilio Jonathan Javier

Tabla 98 Resultados estadísticos para la relación gas-petróleo.

<b>Correlación</b>	<b>%ARE</b>	<b>%AARE</b>
Standing, M. B.	24.06	33.54
Glasso, O.	18.76	33.75
Al-Marhoun, M. A.	1.08	51.45
Al-Marhoun, M. A. modificada por Iza	42.70	43.24
Petrosky, G. E. y Farshad, F. F.	-90.07	107.11
Petrosky, G. E. y Farshad, F. F. modificada por Iza	-90.38	121.25

Elaborado por: Yagual Bacilio Jonathan Javier

Tabla 99 Resultados estadísticos para el factor volumétrico del petróleo.

<b>Correlación</b>	<b>%ARE</b>	<b>%AARE</b>
Standing, M. B.	0.88	3.05
Glasso, O.	3.16	4.04
Al-Marhoun, M. A.	0.12	2.88
Petrosky, G. E. y Farshad, F. F.	0.01	4.02
Ecuacion de Balance de Materiales	11.59	11.59

Elaborado por: Yagual Bacilio Jonathan Javier

Tabla 100 Resultados estadísticos para la compresibilidad del petróleo.

<b>Correlación</b>	<b>%ARE</b>	<b>%AARE</b>
Vásquez, M. E. y Begg, H. D.	9.85	44.78
Petrosky, G. E. y Farshad, F. F.	2.19	53.79
Standing, M. B.	38.82	51.21
Ahmed	-271.85	281.07
Kartoatmodjo, T. y Schmndt, Z.	94.81	94.81

Elaborado por: Yagual Bacilio Jonathan Javier

Tabla 101 Resultados estadísticos para la viscosidad del petróleo muerto.

<b>Correlación</b>	<b>%ARE</b>	<b>%AARE</b>
Beal, C.	-618.04	556.23
Beal, C. modificada por Iza	53.69	48.32
Begg, H. D. y Robinson, J. R.	26.71	30.66
Begg, H. D. y Robinson, J. R. modificada por Iza	53.48	48.13
Glasso, O.	96.04	86.44
Kartoatmodjo, T. y Schmndt, Z.	14.37	19.56
Kartoatmodjo, T. y Schmndt, Z. modificada por Iza	-6.04	51.43

Elaborado por: Yagual Bacilio Jonathan Javier

Tabla 102 Resultados estadísticos para la viscosidad del petróleo al punto de burbuja.

<b>Correlación</b>	<b>%ARE</b>	<b>%AARE</b>
Kartoatmodjo, T. y Schmndt, Z.	8.37	13.26
Begg, H. D. y Robinson, J. R.	27.11	24.40
Begg, H. D. y Robinson, J. R. modificada por Iza	60.40	54.36
Chew, J. N. y Connally, C. A. Jr.	4.47	10.43
Almehaideb, R. A.	-10238.06	9214.25

Elaborado por: Yagual Bacilio Jonathan Javier

Tabla 103 Resultados estadísticos para la viscosidad del petróleo encima del punto de burbuja.

<b>Correlación</b>	<b>%ARE</b>	<b>%AARE</b>
Beal, C.	17.41	19.25
Vásquez, M. E. y Begg, H. D.	39.09	35.23
Khan, Al-Marhoun, Duffuaa y Abu-Khamsin	66.32	59.69

Elaborado por: Yagual Bacilio Jonathan Javier

Tabla 104 Resultados estadísticos para la viscosidad del gas.

<b>Correlación</b>	<b>%ARE</b>	<b>%AARE</b>
Lee, A. L., Gonzales, M. H. y Eakin, B. E.	-0.59	7.09

Elaborado por: Yagual Bacilio Jonathan Javier

Tabla 105 Resultados estadísticos para el factor volumétrico del gas.

<b>Correlación</b>	<b>%ARE</b>	<b>%AARE</b>
Ecuación de estado	-43.58	63.21

Elaborado por: Yagual Bacilio Jonathan Javier

Tabla 106 Resultados estadísticos para el factor de compresibilidad z.

<b>Correlación</b>	<b>%ARE</b>	<b>%AARE</b>
Papay, J.	-6.72	16.01
Hall, K. R. & Yarborough, L.	-22.68	22.68
Brill, J. P. & Begg, H. D.	-42.07	42.07
AL-Anazi y Al-Quraishi	-62.99	64.41
Mahmoud, M. A.	-3.91	14.96

Elaborado por: Yagual Bacilio Jonathan Javier

## Anexo 12. Datos Iniciales y Resultados Principales de las Pruebas PVT de Laboratorio

<b>Client</b>	Petroproducción-Cayman	<b>Field</b>	Palo Azul
<b>Date</b>	23-24/04/2000	<b>Well</b>	Palo Azul -2
<b>Job no:</b>	VEO/001	<b>Installation</b>	Perforec 47

### Bottomhole Sample Data Sheet

<b>Identification</b>			
<b>Bottle No:</b>	04-PE	<b>Sample Nature:</b>	Monophasic B. S
<b>Sample No:</b>	1.03	<b>Test No:</b>	4
<b>Sampling Date:</b>	29/04/00	<b>Formation:</b>	Hollin 4
<b>Sampling Time:</b>	05:30	<b>Sampler Type:</b>	Oil S-phase R.S
<b>Sampling Point:</b>	9870 ft	<b>Sample Serial No:</b>	061
<b>Perforations:</b>	(9928-9942,9944-9964) Ft		

<b>Shipping Conditions</b>			
<b>Sample Bottle Type:</b>	Petroproducción	<b>Gas Cap Created:</b>	N/A
<b>Sample Bottle Volume</b>	600cc	<b>Fluid Remaining:</b>	N/A
<b>Sample Volume</b>	500cc	<b>Final Pressure:</b>	6900 psig @ 80 Deg°F

<b>Transfer Conditions</b>			
<b>Initial Pressure:</b>	5900 psig	<b>Transfer Duration:</b>	10 minutes
<b>Transfer Pressure:</b>	7000 psig	<b>Aparent Bubble Point:</b>	N/A

<b>Production Conditions During Sampling</b>					
<b>BHP:</b>	3289psia	<b>Sep pressure:</b>	N/A	<b>Oil rate (std cond):</b>	N/A
<b>BHT:</b>	235Deg f	<b>Sep temp:</b>	N/A	<b>Corrected by:</b>	N/A
<b>At depth:</b>	9854 ft	<b>Gas rate (std cond):</b>	N/A	<b>Oil rate (sep cond):</b>	N/A
<b>WHP:</b>	140 psig	<b>Gas gravity (air=1):</b>	N/A	<b>Oil graviti 60/60:</b>	N/A
<b>WHT:</b>	95 Deg F	<b>Gas diff pressure:</b>	N/A	<b>Oil Line temp:</b>	N/A
<b>Choke size:</b>	None	<b>Gas pressure:</b>	N/A	<b>Water rate:</b>	N/A
<b>Stable since:</b>	N/A	<b>Gas temp:</b>	N/A	<b>GOR (total):</b>	N/A
<b>H<sub>2</sub>S:</b>	N/A	<b>FB factor:</b>	N/A	<b>WOR:</b>	N/A
<b>CO<sub>2</sub>:</b>	N/A	<b>FPV factor:</b>	N/A	<b>BSW (choke):</b>	N/A

<b>Remarks</b>
Bottomhole data taken from Shclumberger Gauges

Figura 30 Datos iniciales del Pozo Palo Azul-02, Arena Hollín Superior.

Fuente: BestEnergy Services S.A.

**DATOS VOLUMETRICOS**

Presión de Saturación a 228 °F 1170 lpcm

**Expansión Térmica del Petróleo Saturado**

De 72 °F, hasta 228 °F, a 5000 lpcm. % °F 0.0605348  
 Volumen a 228 °F, y 5000 lpcm 1.0944  
 Volumen a 72 °F, y 5000 lpcm

Petróleo Saturado a 1170 lpcm y 228 °F  
 GOR en Solución 379 (pc/bbl)  
 Factor Volumétrico 1.3132 (by/bn)  
 Densidad 269.9628 (lbs/bbl)  
 Volumen Específico 0.7702 (gr/cc)  
 Viscosidad 0.0208 (pc/lb)  
 1.338 (cp)

**Petróleo Residual**

Gravedad a 60° F ° API 28.0 ° API  
 Densidad 228 ° F 0.8291 gr/cc  
 Viscosidad a 228 ° F 2.548 cp

Figura 31 Resultados PVT Principales del Pozo Palo Azul-02, Arena Hollín Superior.  
 Fuente: BestEnergy Services S.A.



	<b>CAYMAN INTERNATIONAL OIL. EXP COM.</b>		<b>Page 1</b>	
	<b>PALO AZUL / PALO AZUL 2 / LOWER HOLLIN</b>		<b>2000SPL040</b>	
	<b>PERFORATIONS: 9980'-10000'</b>			
<b>Main results</b>				
<b>Reservoir fluid : BHS01</b>				
<b>Initial conditions at well bore</b>				
Initial static pressure	4318	psia	29.77	MPa
Bottom hole temperature	233.0	°F	384.8	K
<b>Flash separation to ambient conditions</b>				
Flash GLR	388	ft <sup>3</sup> /bbl	69.9	m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup>
Flashed liquid density	0.890	g/cm <sup>3</sup>	890	kg/m <sup>3</sup>
API	27.5			
Flashed gas relative density	1.592			
Flashed gas density	0.001946	g/cm <sup>3</sup>	1.924	kg/m <sup>3</sup>
<b>Constant mass study at 233.0 °F (384.8 K)</b>				
Bubble point pressure	1256	psia	8.66	MPa
Compressibility at pi	0.00000407	psia <sup>-1</sup>	0.000590	MPa <sup>-1</sup>
<b>Differential vaporization at 233.0 °F (384.8 K)</b>				
At initial static pressure				
Oil volume factor	1.254		1.255	
Solution gas oil ratio	399	ft <sup>3</sup> /bbl	71.9	m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup>
Reservoir oil density	0.826	g/cm <sup>3</sup>	826	kg/m <sup>3</sup>
At bubble point pressure				
Oil volume factor	1.276		1.277	
Solution gas oil ratio	399	ft <sup>3</sup> /bbl	71.9	m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup>
Reservoir oil density	0.812	g/cm <sup>3</sup>	812	kg/m <sup>3</sup>
Residual oil relative density	0.893			
API gravity	27.2			
<b>Viscosity study at 233.0 °F (384.8 K)</b>				
At initial static pressure	1.45	cp	1.45	mPa.s
At bubble point pressure	1.29	cp	1.29	mPa.s
<b>Separation tests</b>				
Separator temperature	90.1	°F	305.4	K
Optimum separator pressure(*)	123	psia	0.85	MPa
Oil volume factor	1.190		1.191	
Total gas liquid ratio	291	ft <sup>3</sup> /bbl	52.4	m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup>
(*) Obtained from computer calculations.				

Figura 32 Datos iniciales y resultados PVT principales del Pozo Palo Azul-02, Arena Hollín Inferior.

Fuente: BestEnergy Services S.A.

<b>Compañía:</b>	<b>Petroproducción</b>	<b>Revestimiento / Tubing:</b>	<b>7"</b>
<b>Pozo:</b>	<b>Araza-02D</b>	<b>Tipo de muestra:</b>	<b>Crudo</b>
<b>Campo:</b>	<b>Araza</b>	<b>Prueba No:</b>	
<b>Formación:</b>		<b>Muestra No:</b>	
<b>Intervalos:</b>	<b>10052 - 10064 ft</b>	<b>Operador:</b>	<b>MP, SL</b>

Presión de Fondo (psi):	2720	Presión de Abertura (psig):	5500
Temperatura de Fondo (°F):	215	Presión de Transferencia (psig):	6000
Profundidad (ft):	9600 (MD)	Temperatura Transferencia (°F):	86
Fecha de Muestreo:	29/08/2008	Presión de Punto de Burbuja (psig):	-
Hora de Muestreo:	5:09	Presión final de la Muestra (psig):	5500
Profundidad de Muestreador (ft):	9600 (MD)	Temperatura final de la Muestra (°F):	86
Muestreador No.:	SPS-15 / 490	Volumen de la Muestra (ml):	560
Volumen de Muestreador (ml) :	600	Volumen de Gas cap (ml):	-
Cilindro tipo/No:	6 / 819706		
Volumen del Cilindro (ml):	700		

Presión de Cabeza (psig):	40	Oil S.G. @ 60°F:	31 API
Temperatura Cabeza (°F):	80		-
Choke (/64ths):	0		-
Presión en el Separador (psig):		Temperatura en línea de Gas (°C):	-
Temperatura en el Separador (°F):			
BS&W (%):	6		

Figura 33 Datos Iniciales del pozo Arazá-02D, Arena T Inferior.  
Fuente: BestEnergy Services S.A.

<b>PETROPRODUCCION</b>	
Presión de saturación a 215°F (psi)	<b>1300</b>
<b>Expansión térmica del Petróleo Saturado</b>	
Volumen (%) diferencial de 67°F hasta 215 °F, a 5000 lpcm (%)	
Volumen (cc) a 215 °F, a 5000 lpcm	<b>97.77</b>
Volumen (cc) a 67,5 °F, a 5000 lpcm	
<b>Petróleo Saturado a 1300 lpcm y 215 °F</b>	
GOR en Solución (PC/BBL)	<b>498</b>
Factor Volumétrico (BY/BN)	<b>1.442</b>
Densidad (lbs/BBL)	
(g/cc)	<b>0.7874</b>
Volumen específico (PC/LB)	
<b>Petróleo Residual</b>	
Gravedad API a 60°F	<b>31</b>
Densidad (g/cc) a 215 °F	

Figura 34 Resultados PVT principales del pozo Arazá-02D, Arena T Inferior.  
Fuente: BestEnergy Services S.A.

<b>EMPRESA:</b>	<b>Petroamazonas EP</b>
<b>ACTIVO / CAMPO:</b>	<b>Libertador / Tapi</b>
<b>BLOQUE:</b>	<b>Bloque 57</b>
<b>POZO:</b>	<b>Tapi 09D</b>
<b>COORDENADAS DEL POZO:</b>	<b>Lon. 328547.31 - Lat. 10022929.13</b>
<b>ZONA PRODUCTORA:</b>	<b>Arenisca T Inferior</b>
<b>INTERVALO DE PRODUCCIÓN:</b>	<b>N.R.</b>
<b>PRESIÓN DE RESERVORIO:</b>	<b>3624 psi</b>
<b>TEMPERATURA DE RESERVORIO:</b>	<b>217 °F</b>

Figura 35 Datos Iniciales del pozo Tapi-09D, Arena T Inferior.  
Fuente: BestEnergy Services S.A.

<b>Presión de burbuja (<math>P_b</math>)</b>	400	psig @ 216.7 °F
<b>Relación de gas disuelto en el petróleo (<math>R_{gub}</math>)</b>	99.4	pies cúbicos estándar de gas por barril de petróleo residual @ 60 °F
<b>Factor volumétrico de petróleo (<math>B_{oPb}</math>)</b>	1.17	barriles de petróleo saturado por barril de petróleo residual @ 60 °F
<b>Gravedad específica de petróleo residual (<math>\gamma_{oil\ res.}</math>)</b>	29.7	°API @ 60 °F [Lib. Diferencial]
<b>Viscosidad de petróleo (<math>V_o</math>)</b>	1.58	cp @ $P_b$ y 216.7 °F

Figura 36 Resultados PVT principales del Tapi-09D, Arena T Inferior.  
Fuente: BestEnergy Services S.A.

Sample ID	Cylinder ID	Sample Type	Sampling Date and Time	Reservoir Name	Reservoir Conditions		
					Pressure	Temperature	Depth
101	SSR 23345 IB	SRI Bottomhole	06 Feb 2015 05:44 PM	Lower U	psia 2576	°F 214.0	ft 10896.3

Figura 37 Datos iniciales del pozo Yanaquincha-009, Arena U Inferior.  
Fuente: BestEnergy Services S.A.

**Table 15: Fluid Properties at Reservoir Conditions of SRL Bottomhole Sample SSB 23347-IB, 10811.9 ft (1.02)**

Density	0.871	g/cc
Viscosity <sup>1</sup>	8.71	cP
Formation Volume Factor (Bof) <sup>2</sup>	1.108	vol/vol
Oil Compressibility (Co)	7.95	10 <sup>6</sup> /psia

**Table 16: Fluid Properties at Saturation Conditions of SRL Bottomhole Sample SSB 23347-IB, 10811.9 ft (1.02)**

Bubble Point Pressure	937	psia
Density	0.859	g/cc
Viscosity <sup>1</sup>	7.24	cp <sup>2</sup>
Formation Volume Factor (Bof) <sup>2</sup>	1.123	vol/vol
Oil Compressibility (Co)	8.94	10 <sup>6</sup> /psia
Solution GOR <sup>1</sup>	196.7	SCF/STB

**Table 17: Stock Tank Fluid Properties of SRL Bottomhole Sample SSB 23347-IB, 10811.9 ft (1.02)**

Density <sup>5</sup>	0.936	g/cc
API Gravity	19.6	API

Figura 38 Resultados PVT principales del pozo Yanaquincha-009, Arena U Inferior.  
Fuente: BestEnergy Services S.A.

	<b>ORIX ECUADOR ENERGY Co.</b>		<b>Page 1</b>	
	<b>YURALPA / YURALPA CENTRO 1-A</b>		<b>98SPL002</b>	
<b>Main results</b>				
<b>Reservoir fluid : BHS01</b>				
<b>Initial conditions at well bore</b>				
Initial static pressure	3297	psia	22.73	MPa
Bottom hole temperature	175.0	°F	352.6	K
<b>Flash separation to ambient conditions</b>				
Flash GLR	20	ft <sup>3</sup> /bbl	3.8	m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup>
Flashed liquid density	0.947	g/cm <sup>3</sup>	948	kg/m <sup>3</sup>
API	17.8			
<b>Constant mass study at 175.0 °F (352.6 K)</b>				
Bubble point pressure	198	psia	1.37	MPa
Compressibility at pi	0.00000122	psia <sup>-1</sup>	0.000177	MPa <sup>-1</sup>
<b>Differential vaporization at 175.0 °F (352.6 K)</b>				
<b>At initial static pressure</b>				
Oil volume factor	1.060		1.060	
Solution gas oil ratio	21	ft <sup>3</sup> /bbl	3.8	m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup>
Reservoir oil density	0.905	g/cm <sup>3</sup>	905	kg/m <sup>3</sup>
<b>At bubble point pressure</b>				
Oil volume factor	1.064		1.064	
Solution gas oil ratio	21	ft <sup>3</sup> /bbl	3.8	m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup>
Reservoir oil density	0.901	g/cm <sup>3</sup>	901	kg/m <sup>3</sup>
Residual oil relative density	0.953			
API gravity	17.1			
<b>Viscosity study at 175.0 °F (352.6 K)</b>				
At initial static pressure	50.56	cp	50.56	mPa.s
At bubble point pressure	37.04	cp	37.04	mPa.s

Figura 39 Datos Iniciales y Resultados PVT principales del pozo Yuralpa-001, Arena Hollín.  
Fuente: BestEnergy Services S.A.

**CARACTERISTICAS DE LA FORMACION**

Nombre de la Formación NAPO

Zona : ARENISCA "T" Inf.

Presión Original	2153	lpcm, a - 9700	bnm
		pies	
Rata de Producción Original	864		barril/día
GOR Original	N.R.		pc/barril
Presencia de una Capa de gas		NO	

**CARACTERISTICAS DEL POZO**

Intervalos Producción	De 9674	pies, hasta 9704	pies
	De 9709	pies, hasta 9720	pies
	De	pies, hasta	pies
	De	pies, hasta	pies

Temperatura del Yacimiento	199	° F, a 9709	pies
Ultima Presión del Yacimiento	2150	lpcm, a 9709	pies
Estado del Pozo	Produciendo (pps)		
Fecha	Julio - 1998		
Rata de Producción	864		barril/día
Porcentaje de agua	0.6		%
GOR Ultimamente	NR		pcn/barril
° API del Petróleo	NR		° API
Gravedad del gas (Aire=1.000)	N.R.		Adim.

**CONDICIONES DURANTE EL MUESTREO**

Muestras Tomadas	De Fondo	a 8520	pies
Fecha	Julio - 1998		
Estado del Pozo	Produciendo (pps)		
Presión del Cabezal	50		lpcm.
Presión del Separador	N.R.		lpcm.
Temperatura del Separador	N.R.		° F
GOR durante el muestreo	N.R.		pcn/barril
Muestras tomadas por	CIGQ.		

**OBSERVACIONES**

N.R. = NO REPORTADAS

Figura 40 Datos Iniciales del pozo Parahuacu-07, Arena T Inferior.  
 Fuente: BestEnergy Services S.A.

**DATOS VOLUMETRICOS**

Presión de Saturación a	199	° F	1050	lpcm		
<b>Expansión Térmica del Petróleo Saturado</b>						
De 74	° F, hasta	199	° F, a	5000	lpcm. % °F	0.0676534
Volumen a	199	°F, y	5000	lpcm		1.0846
Volumen a	74	°F, y	5000	lpcm	!	
Petróleo Saturado a	1050	lpcm y	199	° F		
GOR en Solución						366 (pc/bbl)
Factor Volumétrico						1.3589 (by/bn)
Densidad						243.464 (lbs/bbl)
						0.6946 (gr/cc)
Volumen Específico						0.0231 (pc/lb)
Viscosidad						0.75 (cp)
<b>Petróleo Residual</b>						
Gravedad a 60° F	° API					34.2 ° API
Densidad	199	° F				0.8074 gr/cc
Viscosidad a	199	° F				3.64 cp

Figura 41 Resultados PVT principales del pozo Parahuacu-07, Arena T Inferior.  
Fuente: BestEnergy Services S.A.



COMPañIA	PETROPRODUCCION	Trabajo No. 6		
POZO	SHUSHUFINDI -51	Página No. 4 DE 25		
<b>CARACTERISTICAS DE LA FORMACION</b>				
Nombre de la Formación	NAPO			
	Zona : "Basal Tena"			
Presión Original	2940	lpcm, a -	8405	bnm
			pies	
Rata de Producción Original	695			barril/día
GOR Original	161			pc/barril
Presencia de una Capa de gas		NO		
<b>CARACTERISTICAS DEL POZO</b>				
Intervalos Producción	De 8402	pies, hasta	8410	pies
	De	pies, hasta		pies
	De	pies, hasta		pies
	De	pies, hasta		pies
Temperatura del Yacimiento	185	° F, a	8405	pies
Ultima Presión del Yacimiento	2937	lpcm, a	8405	pies
Estado del Pozo	Produciendo			
Fecha	Julio - 1998			
Rata de Producción	564			barril/día
Porcentaje de agua	4.0			%
GOR Ultimamente	256.(reporte producción)			pcn/barril
* API del Petróleo	25.0			° API
Gravedad del gas (Aire=1.000)	N.R.			Adim.
<b>CONDICIONES DURANTE EL MUESTREO</b>				
Muestras Tomadas	De Fondo	a	8100	pies
Fecha	Julio - 1998			
Estado del Pozo	Produciendo (PPS)			
Presión del Cabezal	160			lpcm.
Presión del Separador	N.R.			lpcm.
Temperatura del Separador	N.R.			° F
GOR durante el muestreo	N.R.			pcn/barril
Muestras tomadas por	CIGQ (Area de Yacimientos)			
<b>OBSERVACIONES</b>				
N.R. = NO REPORTADAS				
bnm = BAJO NIVEL DEL MAR				

Figura 42 Datos Iniciales del pozo Shushufindi-051, Arena Basal Tena.  
Fuente: BestEnergy Services S.A.

**DATOS VOLUMETRICOS**

Presión de Saturación a 185 ° F 870 lpcm

**Expansión Térmica del Petróleo Saturado**

De 82 ° F, hasta 185 ° F, a 5000 lpcm. % °F	0.0566749
Volumen a 185 °F, y 5000 lpcm	1.0584
Volumen a 82 °F, y 5000 lpcm	

Petróleo Saturado a 870 lpcm y 185 ° F		
GOR en Solución	187	(pc/bbl)
Factor Volumétrico	1.1749	(by/bn)
Densidad	284.018	(lbs/bbl)
	0.8103	(gr/cc)
Volumen Especifico	0.0198	(pc/lb)
Viscosidad	3.956	(cp)

**Petróleo Residual**

Gravedad a 60° F ° API	24.0	° API
Densidad 185 ° F	0.8652	gr/cc
Viscosidad a 185 ° F	6.571	cp

Figura 43 Resultados PVT principales del pozo Shushufindi-051, Arena Basal Tena.  
 Fuente: BestEnergy Services S.A.

COMPañIA POZO	PETROAMAZONAS PALMAR OESTE-01	Trabajo No. Página No.		
<b>CARACTERISTICAS DE LA FORMACION</b>				
Nombre de la Formación	la NAPO			
	Zona : ARENISCA T			
Presión BHP	2606	lpcm, a -	9529	bnm
Rata de Producción Original	N.R.		pies	barril/día
GOR Original	N.R.			sc/barril
<b>CARACTERISTICAS DEL POZO</b>				
Intervalos Producción	De 10007	pies, hasta	10013	pies
	De	pies, hasta		pies
	De	pies, hasta		pies
Temperatura del Yacimiento	199	° F, a	9529	pies
Ultima Presión del Yacimiento	N.R.	lpcm, a		pies
Estado del Pozo	Produciendo			
Fecha	Septiembre – 2008			
Rata de Producción	790			barril/día
Porcentaje de agua	0.4			%
GOR Ultimamente	NR			pcn/barril
° API del Petróleo	31.5			° API
Gravedad del gas (Aire=1.000)	N.R.			Adim.
<b>CONDICIONES DURANTE EL MUESTREO</b>				
Muestras Tomadas	De Fondo	A	9529	pies
Fecha	Septiembre – 2008			
Estado del Pozo	Produciendo			
Presión del Cabezal	130			lpcm.
Presión del Separador	N.R.			lpcm.
Temperatura del Separador	N.R.			° F
GOR durante el muestreo	N.R.			pcn/barril
Muestras tomadas por	SLB			

Figura 44 Datos Iniciales del pozo Palmar Oeste-01, Arena T.  
Fuente: BestEnergy Services S.A.

IV.- DATOS VOLUMETRICOS				
Presión de Saturación a	200	° F	535	lpcm
<b>Expansión Térmica del Petróleo Saturado</b>				
De	81.9	° F,	200	° F, a 5000
	hasta			lpcm. %
Volumen a	200	° F, y	5000	lpcm
Volumen a	81.9	° F, y	5000	lpcm
				0,0649131
				1.0846
				1.0639
Petróleo Saturado a	535	lpc y	200	° F
		m		
GOR en Solución			166	(pc/bbl)
Factor Volumétrico			1.1517	(by/bn)
Densidad			282.7258	(lbs/bbl)
			0.7968	(gr/cc)
Volumen Especifico			0.0216	(pc/lb)
Viscosidad				(cp)
<b>Petróleo Residual</b>				
Gravedad a 60° F	° API		30.9	° API
Densidad	200	° F	0.8129	gr/cc
Viscosidad a		° F	N.R.	cp

Figura 45 Resultados PVT principales del pozo Palmar Oeste-01, Arena T.  
Fuente: BestEnergy Services S.A.

**CARACTERISTICAS DE LA FORMACION**

Nombre de la Formación	Zona : " M - 1"		
Presión Inicial	2207	psi, a	7886.9'
Rata de Producción Original	NR		barril/día
GOR Original	NR		pc/barril
Presencia de una Capa de gas		NO	

**CARACTERISTICAS DEL POZO**

Intervalos Producción	De NR	pies, hasta NR	pies
	De	pies, hasta	pies
	De	pies, hasta	pies
	De	pies, hasta	pies
Temperatura del Yacimiento	188	° F, a NR	pies
Presión de Fondo Fluyente	NR	lpcm, a	pies
Estado del Pozo	Cerrado		
Fecha	31-Octubre-2001		
Rata de Producción	NR		barril/día
Porcentaje de agua	NR		%
GOR Ultimamente	NR		pcn/barril
° API del Petróleo	NR		° API
Gravedad del gas (Aire=1.000)	N.R.		Adim.

**CONDICIONES DURANTE EL MUESTREO**

Muestras Tomadas	De Fondo	a 7886.9	pies
Fecha	NR		
Estado del Pozo	Cerrado		
Presión del Cabezal	NR		lpcm.
Presión del Separador	N.R.		lpcm.
Temperatura del Separador	N.R.		° F
GOR durante el muestreo	N.R.		pcn/barril
Muestras tomadas por	OIL PHASE		

**OBSERVACIONES**

N.R. = NO REPORTADAS

Figura 46 Datos Iniciales del pozo Sonia-01, Arena M-1.  
 Fuente: BestEnergy Services S.A.

**DATOS VOLUMETRICOS**

Presión de Saturación a 188 °F 400 lpcm

**Expansión Térmica del Petróleo Saturado**

De 68 °F, hasta 188 °F, a 5000 lpcm. % °F	0.0280269
Volumen a 188 °F, y 5000 lpcm	1.0336
Volumen a 68 °F, y 5000 lpcm	

Petróleo Saturado a 400 lpcm y 188 °F	88	(pc/bbl)
GOR en Solución	1.1213	by/bn
Factor Volumétrico	293.202	(lbs/bbl)
Densidad	0.8365	(gr/cc)
Volumen Específico	0.01915	(pc/lb)
Viscosidad	7.208	(cp)

**Petróleo Residual**

Gravedad a 60° F ° API	23.0	° API
Densidad 188 °F	0.8696	gr/cc
Viscosidad a 188 °F	10.312	cp

Figura 47 Resultados PVT principales del pozo Sonia-01, Arena M-1.  
 Fuente: BestEnergy Services S.A.