

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

ESCUELA DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA Y PETRÓLEOS

RECOPIACIÓN DE LOS ANÁLISIS P.V.T. Y ANÁLISIS CONVENCIONAL DE NÚCLEOS PARA LA GENERACIÓN Y ESTANDARIZACIÓN DE CORRELACIONES PARA LOS CAMPOS DEL ÁREA AUCA

**PROYECTO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIEROS EN
PETRÓLEOS**

JULIO CESAR MURILLO SILVA
julio.murillo03@gmail.com

CARLA FERNANDA YÉPEZ RUÍZ
lpcarlayepeza@hotmail.com

DIRECTOR: ING. ÁLVARO JAVIER IZURIETA BALLESTEROS
alvaro_izurieta@petroamazonas.ec

Quito, Octubre 2013

DECLARACIÓN

Nosotros, Murillo Silva Julio César, Yépez Ruiz Carla Fernanda, declaramos bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de nuestra autoría; que no ha sido previamente presentada para ningún grado o calificación profesional; y, que hemos consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración cedemos nuestros derechos de propiedad intelectual correspondientes a este trabajo, a la Escuela Politécnica Nacional, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normatividad institucional vigente.

Murillo Silva Julio César

Yépez Ruiz Carla Fernanda

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Murillo Silva Julio César y Yépez Ruiz Carla Fernanda, bajo mi supervisión.

Ing. Izurieta Álvaro
DIRECTOR DEL PROYECTO

AGRADECIMIENTOS

Agradezco a Dios por darme la oportunidad de dar un paso más en mi vida como profesional y como persona. A mi madre que me ha dado su apoyo incondicional a cada instante de mi vida. También a mi abuelita Clorinda, quién me supo brindar los consejos, cariño y sobre todo, jamás perdió la confianza en mí.

A mi abuelito César, que me supo inculcar a ser una persona perseverante y jamás darme por vencido y pelear por lo que uno desea en la vida. Que el sacrificio de hoy es el éxito de mañana.

También a mis tíos en general que me supieron apoyar cuando más lo necesitaba.

A mis Hermanos, amigos y compañeros de clase, que juntos supimos salir adelante para cumplir este sueño.

A mis amigas Carla, Mónica, Raquel, Alicia y Mayra por acolitar. También a “los perforadores” que de una u otra manera ayudaron en este proyecto.

Al resto de compañeros que me acompañaron en estos 5 años. ¡¡Gracias!!

Julio Murillo

Al Ingeniero Gerardo Barros por el apoyo y la guía, por sus múltiples enseñanzas y consejos.

A mis hermanos, para con quienes siempre sentí la responsabilidad de ser alguien a quien pudieran referirse, para evitar los errores que pude haber cometido y mejorar los aciertos.

A mis falsos, Mony, Ali, Mayri y Julio porque han sido compañeros y hermanos en esta etapa universitaria, gracias por cada experiencia compartida, cada risa y cada tristeza que pasamos como grupo.

A Geovis quien tuvo las palabras adecuadas en el momento perfecto, gracias amigo.

Carlis

DEDICATORIA (1)

La vida es un sendero en el cual se presentan muchos obstáculos, pero siempre existen esas personas que te dan la mano y te ayudan a sobrellevarlos.

La vida solo te pide lo que puedes dar.

Dedico este proyecto a mi abuelita que está en el cielo, madre querida que me diste tu amor, cariño, comprensión, y confianza. Gracias mamita!!!!

A todos mis seres queridos que hicieron posible esto.

Julio Murillo

DEDICATORIA (2)

A Dios, por darme todo lo necesario para poder ser feliz cada día.

A mis hermanos Pablin, Andy y Diany quienes son mi vida y mi razón de ser.

Carlis

CONTENIDO

CAPÍTULO I	1
GENERALIDADES DEL ÁREA AUCA, CORRELACIONES P.V.T Y MODELOS DE SATURACIÓN DE AGUA	1
1.1 GENERALIDADES DEL ÁREA AUCA	1
1.1.1 CAMPO AUCA – AUCA SUR.....	1
1.1.1.1 Breve reseña histórica.....	1
1.1.1.2 Estructura Auca y su edad	1
1.1.1.3 Características litológicas de los reservorios.....	3
1.1.1.4 Características de los crudos	4
1.1.2 CAMPO CONONACO	5
1.1.2.1 Breve reseña histórica.....	5
1.1.2.2 La estructura Cononaco y su evolución.....	5
1.1.2.3 Litología y ambientes sedimentarios de los reservorios	5
1.1.2.4 Características de los crudos	7
1.1.3 CAMPO CULEBRA-YULEBRA-ANACONDA.....	8
1.1.3.1 Breve reseña histórica.....	8
1.1.3.2 La estructura y su evolución.....	8
1.1.3.3 Características litológicas de los reservorios.....	10
1.1.3.4 Características de los crudos	11
1.1.4 CAMPO YUCA	11
1.1.4.1 Breve reseña histórica.....	11
1.1.4.2 La estructura de yuca y su evolución	11
1.1.4.3 Litología de los reservorios.....	12
1.1.4.4 Características de los crudos	13
1.2 CORRELACIONES P.V.T DEL PETRÓLEO	14
1.2.1 GRAVEDAD ESPECÍFICA DEL PETRÓLEO.....	15
1.2.2 GRAVEDAD ESPECÍFICA DEL GAS EN SOLUCIÓN	16
1.2.3 DENSIDAD DEL PETRÓLEO	17

1.2.3.1	Correlación de densidad basada en la composición del petróleo.....	18
1.2.3.1.1	Método de Standing-Katz	18
1.2.3.1.2	Método de Alani - Kennedy	25
1.2.3.2	Correlaciones de densidad basados en datos P.V.T limitados.....	29
1.2.3.2.1	Método de Katz	29
1.2.3.2.2	Método de Standing	33
1.2.4	SOLUBILIDAD DEL GAS	35
1.2.4.1	Correlación de Standing	36
1.2.4.2	Correlación de Vasquez-Beggs	37
1.2.4.3	Correlación de Glaso.....	39
1.2.4.4	Correlación de Marhoun	39
1.2.4.5	Correlación de Petrosky y Farshad	40
1.2.5	PRESIÓN DE BURBUJA	41
1.2.5.1	Correlación de Standing	42
1.2.5.2	Correlación de Vasquez-Beggs	44
1.2.5.3	Correlación de Glaso.....	45
1.2.5.4	Correlación de Marhoun	46
1.2.5.5	Correlación de Petrosky-Farshad	46
1.2.6	FACTOR VOLUMÉTRICO DE FORMACIÓN DEL PETRÓLEO	47
1.2.6.1	Correlación de Standing	49
1.2.6.2	Correlación de Vasquez y Beggs	50
1.2.6.3	Correlación de Glaso.....	51
1.2.6.4	Correlación de Marhoun	52
1.2.6.5	Correlación de Petrosky y Farshad	53
1.2.6.6	Ecuación de Balance de Materiales	53
1.2.7	COEFICIENTE DE COMPRESIBILIDAD ISOTÉRMICA DEL PETRÓLEO	55
1.2.7.1	Coeficiente de compresibilidad isotérmica para un reservorio subsaturado	56
1.2.7.1.1	Correlación de Trube.....	58
1.2.7.1.2	Correlación de Vasquez-Beggs.....	64

1.2.7.1.3	Correlación de Petrosky-Farshad	64
1.2.7.1.4	Correlación de Standing	65
1.2.8	PROPIEDADES DEL PETRÓLEO SUBSATURADO	68
1.2.8.1	Factor volumétrico de formación del petróleo subsaturado	69
1.2.8.2	Densidad del petróleo subsaturado	71
1.2.9	FACTOR VOLUMÉTRICO DE FORMACIÓN TOTAL	73
1.2.9.1	Correlación de Standing	77
1.2.9.2	Correlación de Glaso	78
1.2.9.3	Correlación de Marhoun	78
1.2.10	VISCOSIDAD DEL PETRÓLEO	79
1.2.10.1	Correlación de Viscosidad basada en datos P.V.T.	81
1.2.10.1.1	Correlación de petróleo muerto	81
1.2.10.1.1.1	Correlación de Beal	81
1.2.10.1.1.2	Correlación de Beggs-Robinson	82
1.2.10.1.1.3	Correlación de Glaso	82
1.2.10.1.2	Métodos para calcular la viscosidad del petróleo saturado	83
1.2.10.1.2.1	Correlación de Chew-Connally	83
1.2.10.1.2.2	Correlación de Beggs-Robinson	84
1.2.10.1.3	Métodos para calcular la viscosidad del petróleo Subsaturado ...	85
1.2.10.1.3.1	Correlación de Beal	85
1.2.10.1.3.2	Correlación de Khan	86
1.2.10.1.3.3	Correlación de Vasquez-Beggs	86
1.2.10.2	Correlación de viscosidad a partir de la composición del petróleo.	87
1.2.10.2.1	Correlación de Lohrenz-Bray-Clark	87
1.2.10.2.2	Correlación de Little-Kennedy	90
1.3	MODELOS DE SATURACIÓN DE AGUA	93
1.3.1	SATURACIÓN DE AGUA POR EL MÉTODO DE SIMANDOUX	93
1.3.2	SATURACIÓN DE AGUA POR EL MÉTODO DE WAXMAN- SMITS (CEC)	96
1.3.3	SATURACIÓN DE AGUA POR EL MODELO FÍSICO DE DOBLE AGUA	98

1.3.4	SATURACIÓN DE AGUA MÉTODO INDONESIO.....	98
1.3.5	SATURACIÓN DE AGUA MÉTODO BÁSICO – ECUACIÓN DE ARCHIE.....	101
1.3.5.1.1	Exponente de saturación, n.....	102
1.4	CÁLCULO DEL ERROR RELATIVO.....	103
1.4.1.	ERROR ABSOLUTO.....	103
1.4.2.	ERROR RELATIVO.....	104
CAPÍTULO II.....		105
RECOPIACIÓN, CLASIFICACIÓN Y ANÁLISIS DE LOS DATOS EXISTENTES DE LOS CAMPOS DEL ÁREA AUCA.....		105
2.1	RECOPIACIÓN Y CLASIFICACIÓN DE DATOS PRESIÓN, VOLUMEN, TEMPERATURA.....	105
2.2	PASOS PARA REALIZAR LA VALIDACIÓN DE DATOS PRESIÓN, VOLUMEN, TEMPERATURA.....	106
2.2.1	CORRECCIÓN DE LA PRESIÓN DE BURBUJA (PB).....	106
2.2.2	ANÁLISIS DE LOS REPORTES PRESIÓN, VOLUMENE, TEMPERATURA.....	108
2.2.2.1	Cálculo del Factor Volumétrico del Petróleo.....	109
2.2.2.2	Cálculo de la relación Gas-Petróleo (GOR).....	110
2.2.3	PRUEBA DE LINEALIDAD DE LA FUNCIÓN “Y”.....	115
2.2.4	BALANCE DE MASAS DE PRUEBAS DE PRESIÓN, VOLUMEN, TEMPERATURA.....	119
2.3	RESULTADOS DE LAS CORRECCIONES.....	124
2.4	SELECCIÓN DE LA DATA DURA DE CADA ARENA.....	125
2.4.1	SELECCIÓN POR PRESIÓN DE BURBUJA.....	125
2.4.2	SELECCIÓN POR DENSIDAD.....	127
2.5	RECOPIACIÓN DE DATOS DEL ÁREA AUCA.....	128
2.6	SELECCIÓN DE P.V.T. POR ARENA.....	130
2.6.1	CAMPO AUCA – AUCA SUR.....	130
2.6.2	CAMPO CONONACO.....	131
2.6.3	CAMPO YUCA.....	132

2.6.4	CAMPO CULEBRA - YULEBRA - ANACONDA	132
2.7	RECOPIACIÓN Y CLASIFICACIÓN DE LOS ANÁLISIS CONVENCIONAL DE NUCLEOS	133
2.7.1	RECOPIACIÓN E INVENTARIO DE LA INFORMACIÓN DISPONIBLE	133
2.7.2	CONTROL DE CALIDAD DE LA DATA DISPONIBLE	134
CAPÍTULO III		141
COMPARACIÓN Y GENERACIÓN DE LAS CORRELACIONES P.V.T EN BASE A LA DATA ANALIZADA		141
3.1	COMPARACIÓN DE DATOS P.V.T. CON LAS CORRELACIONES EXISTENTES	141
3.1.1	APLICACIÓN Y SELECCIÓN DE CORRELACIONES PARA DETERMINAR EL FACTOR VOLUMÉTRICO DEL PETRÓLEO	142
3.1.1.1	Resultados de la aplicación con la correlación de Petrosky y Farshad	142
3.1.1.2	Resultados de la aplicación con la correlación de Marhoun	143
3.1.1.3	Resultados de la aplicación con la correlación de Standing	144
3.1.1.4	Resultados de la aplicación con la correlación de Glaso	145
3.1.1.5	Resultados de la aplicación con la correlación de Vasquez y Beggs	146
3.1.1.6	Resultados gráficos de la aplicación de las correlaciones	147
3.1.1.7	Selección de las correlaciones más adecuadas para los pozos del Área Auca.	149
3.1.2	GENERACIÓN DE CORRELACIONES PARA DETERMINAR EL FACTOR VOLUMÉTRICO DEL PETRÓLEO, β_o	150
3.1.2.1	Correlaciones generadas para el Factor Volumétrico del Petróleo, β_o	150
3.1.2.2	Resultados de las correlaciones generadas	152
3.1.2.3	Resumen de las correlaciones generadas en los pozos del Área Auca.	152
3.1.3	APLICACIÓN Y SELECCIÓN DE CORRELACIONES PARA DETERMINAR LA DENSIDAD DEL PETRÓLEO	155

3.1.3.1	Generación de correlaciones para determinar la Densidad del Petróleo.	155
3.1.4	APLICACIÓN Y ANÁLISIS DE CORRELACIONES PARA DETERMINAR R_s DEL PETRÓLEO	160
3.1.5	APLICACIÓN Y ANÁLISIS DE CORRELACIONES PARA DETERMINAR LA VISCOSIDAD DEL PETRÓLEO.	171
CAPÍTULO IV.....		180
COMPARACIÓN Y GENERACIÓN DE MODELOS DE SATURACIÓN DE AGUA EN BASE A LOS DATOS DE ANÁLISIS CONVENCIONAL DE NÚCLEOS EXISTENTES.....		180
4.1	CORRECCIONES DE LOS REGISTROS ELECTRICOS DEBIDO A LAS CONDICIONES DEL POZO.....	180
4.1.2	PROPIEDADES DEL LODO, FILTRADO DE LODO Y COSTRA DE LODO.....	184
4.1.2.1	Tipo de lodo.....	186
4.1.2.2	Densidad.....	187
4.1.2.3	Viscosidad.....	187
4.1.2.4	Potencial Hidrógeno.....	187
4.1.2.5	Pérdida de fluido.....	188
4.1.3	RESISTIVIDADES DEL LODO, FILTRADO DE LODO Y DE LA COSTRA DE LODO.....	188
4.1.3.1	Correlación de resistividades de filtrado de lodo y costra de lodo con la resistividad del lodo.....	189
4.1.3.2	Efectos de la temperatura en la resistividad del lodo, filtrado de lodo y costra de lodo.....	191
4.1.3.3	Variación de resistividades del lodo de perforación.....	193
4.1.4	VARIACIÓN RADIAL DE LAS PROPIEDADES DE LA FORMACIÓN.....	193
4.1.4.1	Perfil de invasión.....	195
4.1.4.2	Perfil de Transición.....	197
4.1.4.3	Perfil anular.....	198
4.1.4.4	Profundidad de invasión.....	200
4.2	GRADIENTE DE TEMPERATURA.....	202

4.2.1	CÁLCULO DEL GRADIENTE GEOTÉRMICO G_G Y TEMPERATURA DE FORMACIÓN	202
4.3	CÁLCULO DE R_W	203
4.3.1	R_W DE CATÁLOGOS DE AGUA	203
4.3.2	R_W DE ANÁLISIS QUÍMICOS	204
4.3.3	R_W DEL SP.....	204
4.4	CÁLCULO DEL VOLUMEN DE ARCILLA	204
4.4.1	REGISTRO DE RAYOS GAMMA.....	205
4.4.2	REGISTRO DE PERFIL NEUTRÓNICO	205
4.5	POROSIDAD EFECTIVA.....	206
4.6	PASOS PARA LA INTERPRETACIÓN PETRÓFISICA.....	207
4.7	ANÁLISIS DE PERMEABILIDAD Y COMPARACIÓN	214
4.8	SELECCIÓN DEL MÉTODO DE SATURACIÓN DE AGUA.....	216
4.9	COMPROBACIÓN DE LAS ZONAS DE INTERÉS	220
4.10	COMPARACIÓN DE LA DATA CALCULADA VS DATA MEDIDA	222
4.11	RESULTADOS LUEGO DE LA APLICACIÓN DE CUTOFFS	223
	CAPITULO V.....	226
	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	226
5.1	CONCLUSIONES DEL ANÁLISIS PVT.....	226
5.2	CONCLUSIONES DEL ANÁLISIS CONVENCIONAL DE NÚCLEOS	227
5.3	RECOMENDACIONE PARA EL ANÁLISIS DE P.V.T.....	228
5.4	RECOMENDACIONES PARA EL ANÁLISIS DE NUCLEOS	229
	SIMBOLOGÍA	231
	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICA	235
	ANEXOS	236
	ANEXO 1.1: TABLA DE VALORES DE DENSIDAD PARA COMPONENTES PUROS TABULADOS	236
	ANEXO 1.2: COEFICIENTES DE ALANI Y KENNEDY	242
	ANEXO No. 3.1: SELECCIÓN DE LAS CORRELACIONES MÁS ADECUADAS PARA LOS POZOS DEL ÁREA AUCA.	243

TABLA A-3.1 CÁLCULOS PARA LA SELECCIÓN DE LA CORRELACIÓN MÁS ADECUADA DEL FACTOR VOLUMÉTRICO PARA EL POZO CONONACO 01 “HOLLÍN”	244
TABLA A-3.2 CÁLCULOS PARA LA SELECCIÓN DE LA CORRELACIÓN MÁS ADECUADA DEL FACTOR VOLUMÉTRICO PARA EL POZO AUCA 02 “BASAL TENA”	253
TABLA A-3.3 CÁLCULOS PARA LA SELECCIÓN DE LA CORRELACIÓN MÁS ADECUADA DEL FACTOR VOLUMÉTRICO PARA EL POZO AUCA 24 “NAPO U”	262
TABLA A-3.4 CÁLCULOS PARA LA SELECCIÓN DE LA CORRELACIÓN MÁS ADECUADA DEL FACTOR VOLUMÉTRICO PARA EL POZO AUCA 40 “T”	270
TABLA A-3.5 CÁLCULOS PARA LA SELECCIÓN DE LA CORRELACIÓN MÁS ADECUADA DEL FACTOR VOLUMÉTRICO PARA EL POZO AUCA 32 “HOLLÍN”	279
TABLA A-3.6 CÁLCULOS PARA LA SELECCIÓN DE LA CORRELACIÓN MÁS ADECUADA DEL FACTOR VOLUMÉTRICO PARA EL POZO CONONACO 01 “NAPO U”	287
TABLA A-3.7 CÁLCULOS PARA LA SELECCIÓN DE LA CORRELACIÓN MÁS ADECUADA DEL FACTOR VOLUMÉTRICO PARA EL POZO CONONACO 22 ARENA “T”	296
TABLA A-3.8 CÁLCULOS PARA LA SELECCIÓN DE LA CORRELACIÓN MÁS ADECUADA DEL FACTOR VOLUMÉTRICO PARA EL POZO CULEBRA 06 “NAPO U”	304
TABLA A-3.9 CÁLCULOS PARA LA SELECCIÓN DE LA CORRELACIÓN MÁS ADECUADA DEL FACTOR VOLUMÉTRICO PARA EL POZO YUCA 01 “HOLLÍN”	313
ANEXO 3.2: GENERACIÓN DE LAS CORRELACIONES PARA LOS POZOS DEL ÁREA AUCA.	321
TABLA B-3.1 CORRELACIÓN GENERADA DEL FACTOR VOLUMÉTRICO PARA EL POZO CONONACO 01 “HOLLÍN”	322
TABLA B-3.2 CORRELACIÓN GENERADA DEL FACTOR VOLUMÉTRICO PARA EL POZO AUCA 02 “BASAL TENA”	324
TABLA B-3.3 CORRELACIÓN GENERADA DEL FACTOR VOLUMÉTRICO PARA EL POZO AUCA 24 “NAPO U”	326

TABLA B-3.4 CORRELACIÓN GENERADA DEL FACTOR VOLUMÉTRICO PARA EL POZO AUCA 40 “T”	328
TABLA B-3.5 CORRELACIÓN GENERADA DEL FACTOR VOLUMÉTRICO PARA EL POZO AUCA 32 “HOLLÍN”	331
TABLA B-3.6 CORRELACIÓN GENERADA DEL FACTOR VOLUMÉTRICO PARA EL POZO CONONACO 01 “NAPO U”	333
TABLA B-3.7 CORRELACIÓN GENERADA DEL FACTOR VOLUMÉTRICO PARA EL POZO CONONACO 22 “T”	335
TABLA B-3.8 CORRELACIÓN GENERADA DEL FACTOR VOLUMÉTRICO PARA EL POZO CULEBRA 06 “NAPO U”	337
TABLA B-3.9 CORRELACIÓN GENERADA DEL FACTOR VOLUMÉTRICO PARA EL POZO YUCA 01 “HOLLÍN”	340
ANEXOS 4.1: DATA DE LOS CORES	343

INDICE DE FIGURAS

FIGURA 1.1: CAMPO AUCA: MAPA ESTRUCTURAL AL TOPE DE “U” PRINCIPAL	2
FIGURA 1.2: CAMPO AUCA: SECCIÓN SÍSMICA 83-314.....	2
FIGURA 1.3: CAMPO CONONACO: MAPA ESTRUCTURAL	6
FIGURA 1.4: CAMPO CONONACO: SECCIÓN SÍSMICA PE-91-2356.....	7
FIGURA 1.5: CAMPO CULEBRA-YULEBRA-ANACONDA: MAPA ESTRUCTURAL AL TOPE DE “U” PRINCIPAL.....	9
FIGURA 1.6: CAMPO CULEBRA-YULEBRA-ANACONDA: SECCIÓN SÍSMICA 78-276	10
FIGURA 1.7: CAMPO YUCA: MAPA ESTRUCTURAL	12
FIGURA 1.8: CAMPO YUCA: SECCIÓN SÍSMICA YUCA (PE-91-2234)	13
FIGURA 1.9: STANDING Y KATZ: CORRELACIÓN DE DENSIDAD	22
FIGURA 1.10: CORRECCIÓN DE LA DENSIDAD PARA LA COMPRESIBILIDAD DEL PETRÓLEO.....	23
FIGURA 1.11: CORRECCIÓN DE LA DENSIDAD POR EXPANSIÓN ISOTERMAL DEL PETRÓLEO.....	24

FIGURA 1.12: ILUSTRACIÓN ESQUEMÁTICA DEL MODELO DE DENSIDAD DE KATZ BAJO CONDICIONES ESTÁNDAR.	30
FIGURA 1.13: DENSIDAD APARENTE DE GASES NATURALES LICUADOS	32
FIGURA 1.14: RELACIÓN TÍPICA ENTRE LA SOLUBILIDAD DEL GAS Y LA PRESIÓN	36
FIGURA 1.15: TÍPICO FACTOR VOLUMÉTRICO DE FORMACIÓN DEL PETRÓLEO.....	49
FIGURA 1.16: COMPRESIBILIDAD PSEUDO-REDUCIDA DE UN PETRÓLEO SUBSATURADO.....	61
FIGURA 1.17: CORRELACIÓN DE TURBE PARA LA TEMPERATURA PSEUDO-CRÍTICA.....	62
FIGURA 1.18: CORRELACIÓN DE TURBE PARA LAS PROPIEDADES PSEUDO-CRÍTICAS.	63
FIGURA 1.19: PROPIEDADES DEL FLUIDO SUBSATURADO VS PRESIÓN	69
FIGURA 1.20: β_o y β_t vs PRESION	75
FIGURA 1.21: CONCEPTO DEL FACTOR VOLUMÉTRICO DE FORMACIÓN DE DOS FASES.....	76
FIGURA 1.22: CROSSPLOT DE RESULTADOS CALCULADOS DE MUESTRA UNA CLARA TENDENCIA VERTICAL EN VCL.	100
FIGURA 1.23: DETERMINACIÓN DEL EXPONENTE DE SATURACIÓN N	103
FIGURA 2.1: CORRECCIÓN DE PRESIÓN DE BURBUJA.....	107
FIGURA 2.2: CORRECCIÓN DEL β_o CULEBRA 06, NAPO “U INFERIOR”	113
FIGURA 2.3: CORRECCIÓN DEL RS CULEBRA 06, NAPO “U INFERIOR”.....	114
FIGURA 2.4: FUNCIÓN “Y” VS PRESIÓN.....	116
FIGURA 2.5: FUNCIÓN “Y” VS PRESIÓN (PB SOBRESTIMADA)	117
FIGURA 2.6: FUNCIÓN “Y” VS PRESIÓN (PB SUBESTIMADA)	118
FIGURA 2.7: FUNCIÓN “Y” VS PRESIÓN CORRIGIENDO PB.....	118
FIGURA 2.8: DENSIDAD VS PRESIÓN	123
FIGURA 2.9: PUNTOS DENTRO DEL +/- 5% CULEBRA 06, NAPO “U INFERIOR”	126
FIGURA 2.10: PUNTOS DENTRO DEL +/- 5% DE DENSIDAD CULEBRA 06, NAPO “U INFERIOR”	127

FIGURA 3.1: RESULTADOS GRÁFICOS DE LAS CORRELACIONES	148
FIGURA 3.2: CORRELACIÓN DE STANDING (β_o).....	148
FIGURA 3.3: COMPARACIÓN DE CORRELACIONES PARA EL POZO CONONACO 01 EN LA ARENA HOLLÍN.....	151
FIGURA 3.4: CORRELACIÓN MAS CERCANA A LA RELACIÓN GAS-PETRÓLEO, R_s , PARA EL POZO AUCA 40, ARENA "T"	162
FIGURA 3.5: CORRELACIÓN MAS CERCANA A LA RELACIÓN GAS-PETRÓLEO, R_s , PARA EL POZO AUCA 02, BASAL TENA.....	163
FIGURA 3.6: CORRELACIÓN MAS CERCANA A LA RELACIÓN GAS-PETRÓLEO, R_s , PARA EL POZO AUCA 24, NAPO "U"	164
FIGURA 3.7: CORRELACIÓN MAS CERCANA A LA RELACIÓN GAS-PETRÓLEO, R_s , PARA EL POZO AUCA 32, HOLLÍN.....	165
FIGURA 3.8: CORRELACIÓN MAS CERCANA A LA RELACIÓN GAS-PETRÓLEO, R_s , PARA EL POZO CONONACO 01, NAPO "U"	166
FIGURA 3.9: CORRELACIÓN MAS CERCANA A LA RELACIÓN GAS-PETRÓLEO, R_s , PARA EL POZO CONONACO 22, NAPO "T"	167
FIGURA 3.10: CORRELACIÓN MAS CERCANA A LA RELACIÓN GAS-PETRÓLEO, R_s , PARA EL POZO CONONACO 01, HOLLÍN.....	168
FIGURA 3.11: CORRELACIÓN MAS CERCANA A LA RELACIÓN GAS-PETRÓLEO, R_s , PARA EL POZO CULEBRA 06, NAPO "U"	169
FIGURA 3.12: CORRELACIÓN MAS CERCANA A LA RELACIÓN GAS-PETRÓLEO, R_s , PARA EL POZO YUCA 01, HOLLÍN.....	170
FIGURA 3.13: COMPARACIÓN DE CORRELACIONES GENERADAS PARA LA VISCOSIDAD DEL PETRÓLEO, μ_o , POZO AUCA 40, ARENA "T" ...	175
FIGURA 3.14: COMPARACIÓN DE CORRELACIONES GENERADAS PARA LA VISCOSIDAD DEL PETRÓLEO, μ_o , POZO AUCA 02, ARENA "T" ...	176
FIGURA 3.15: COMPARACIÓN DE CORRELACIONES GENERADAS PARA LA VISCOSIDAD DEL PETRÓLEO, μ_o , POZO AUCA 24, NAPO "U"	176
FIGURA 3.16: COMPARACIÓN DE CORRELACIONES GENERADAS PARA LA VISCOSIDAD DEL PETRÓLEO, μ_o , POZO AUCA 32, "HOLLÍN"	177
FIGURA 3.17: COMPARACIÓN DE CORRELACIONES GENERADAS PARA LA VISCOSIDAD DEL PETRÓLEO, μ_o , POZO CONONACO 01, NAPO "U"	177

FIGURA 3.18: COMPARACIÓN DE CORRELACIONES GENERADAS PARA LA VISCOSIDAD DEL PETRÓLEO, μ_o , POZO CONONACO 22, NAPO "T"	178
FIGURA 3.19: COMPARACIÓN DE CORRELACIONES GENERADAS PARA LA VISCOSIDAD DEL PETRÓLEO, μ_o , POZO CONONACO 01, "HOLLÍN"	178
FIGURA 3.20: COMPARACIÓN DE CORRELACIONES GENERADAS PARA LA VISCOSIDAD DEL PETRÓLEO, μ_o , POZO CULEBRA 06, NAPO "U"	179
FIGURA 3.21: COMPARACIÓN DE CORRELACIONES GENERADAS PARA LA VISCOSIDAD DEL PETRÓLEO, μ_o , POZO YUCA 01, HOLLÍN	179
FIGURA 4.1: REGISTRO EN EL QUE EL DIÁMETRO REAL DEL HUECO DIFIEREN EN GRAN MEDIDA DEL DIÁMETRO DE LA BROCA UTILIZADA PARA LA PERFORACIÓN DEL HUECO.	182
FIGURA 4.2 Patín apretando a la costra de lodo en una zona donde no se ha producido derrumbe	184
FIGURA 4.3 Patín apretando a la costra de lodo en una zona donde se ha producido derrumbe.	184
FIGURA 4.4: ESQUEMA DE LAS DIFERENTES ZONAS, QUE SON RESPUESTA DEL REGISTRO	186
FIGURA 4.5: GRÁFICA PARA OBTENER LA SALINIDAD DE LA SOLUCIÓN DE CLORURO DE SODIO NACL	192
FIGURA 4.6: EFECTO DE LA VARIACIÓN DE LAS PROPIEDADES DEL FLUIDO	194
FIGURA 4.7: TIPOS DE PERFILES EN FUNCIÓN DE LA RESISTIVIDAD Y LA DISTANCIA.	195
FIGURA 4.8: PERFIL DE RESISTIVIDAD PARA $R_{mf} > R_w$ CON LA ASUNCIÓN DE UNA GRADIENTE LINEAL.	198
FIGURA 4.9: GRÁFICA QUE REPRESENTA EL PERFIL ANULAR EN FUNCIÓN DE LA RESISTIVIDAD Y DISTANCIA.	199
FIGURA 4.10: EL LODO INVADIR LA FORMACIÓN SOLO EL LÍQUIDO PENETRA EN ELLA Y UNA COSTRA DE LODO SE ACUMULA EN LOS BORDES DEL POZO.	201
FIGURA 4.11: MENÚ INPUT/OUTPUT	208
FUGURA 4.12: DATOS DEL POZO.	209

FIGURA 4.13: ENCABEZADO DEL REGISTRO.....	210
FIGURA 4.14: GRADIENTE DE TEMPERATURA.....	210
FIGURA 4.15: BROWSER (EXPLORADOR)	211
FIGURA 4.16: TOPES Y BASES	212
FIGURA 4.17: SELECCIÓN DE SHADING.....	212
FIGURA 4.18: CÁLCULO DEL VOLUMEN DE ARCILLA	213
FIGURA 4.19: CÁLCULO DE LA POROSIDAD Y SATURACIÓN DE AGUA	213
FIGURA 4.20: CÁLCULO DE LOS CUTOFF	214
FIGURA 4.21: CÁLCULO DE LA LINEA DE TENDENCIA AUCA_25.....	215
FIGURA 4.22: COMPARACIÓN DATA CALCULADA VS DATA DE LOS ANÁLISIS CONVENCIONAL DE NUCLEOS	219
FIGURA 4.23: COMPARACIÓN DE DISPAROS Y ZONAS ANALIZADAS (BASAL TENA)	220
FIGURA 4.24: COMPARACIÓN DE DISPAROS Y ZONAS ANALIZADAS (ARENA "UI")	221
FIGURA 4.25: COMPARACIÓN DE DISPAROS Y ZONAS ANALIZADAS (ARENA "TI")	221
FIGURA 4.26: COMPARACIÓN DE DISPAROS Y ZONAS ANALIZADAS (HOLLÍN SUPERIOR)	222

CONTENIDO DE TABLAS

TABLA 1.1: CARACTERÍSTICAS DEL CRUDO DEL CAMPO AUCA-AUCA SUR.....	4
TABLA 1.2: CARACTERÍSTICAS DEL CRUDO DEL CAMPO CONONACO	7
TABLA 1.3: CARACTERÍSTICAS DEL CRUDO DE LOS CAMPOS CULEBRA- YULEBRA-ANACONDA	11
TABLA 1.4: CARACTERÍSTICAS DEL CRUDO DEL CAMPO YUCA	13
TABLA 1.5: COEFICIENTES PARA LA CORRELACIÓN (EC. 1.53).....	38
TABLA 1.6: COEFICIENTES PARA EC. 1.70.....	44
TABLA 1.7: COEFICIENTES PARA EC. 1.79.....	51

TABLA 2.1: DATOS P.V.T. DEL ÁREA AUCA	105
TABLA 2.2: LIBERACIÓN DIFERENCIAL VS PRUEBA DEL SEPARADOR.....	115
TABLA 2.3: DATOS P.V.T. VALIDADOS	120
TABLA 2.4: RESULTADOS FINALES DEL POZO CULEBRA 06	124
TABLA 2.5: DATOS DE SELECCIÓN POR PB AL POZO CULEBRA 06, NAPO “U”	125
TABLA 2.6: POZOS CLASIFICADOS POR CAMPO Y ARENA.....	128
TABLA 2.7: POZOS CAMPO AUCA - AUCA SUR.....	130
TABLA 2.8: POZOS SELECCIONADOS CAMPO AUCA - AUCA SUR	131
TABLA 2.9: POZOS CAMPO CONONACO	131
TABLA 2.10: POZOS SELECCIONADOS CAMPO CONONACO.....	132
TABLA 2.11: POZOS SELECCIONADOS CAMPO YUCA.....	132
TABLA 2.12: POZOS SELECCIONADOS CAMPO YUCA.....	133
TABLA 2.13: DATOS RECOPIADOS DE LOS REGISTROS ELÉCTRICOS	134
TABLA 2.14: CONTROL DE CALIDAD DE LA DATA	136
TABLA 2.15: DATOS DE NÚCLEOS DEL AUCA 16.....	137
TABLA 2.16: DATOS DE NÚCLEOS DEL AUCA 25.....	138
TABLA 2.17: DATOS DE NÚCLEOS DEL AUCA 39.....	140
TABLA 3.1: RESULTADOS DE LA CORRELACIÓN DE PETROSKY Y FARSHAD	142
TABLA 3.2: RESULTADOS DE LA CORRELACIÓN DE MARHOUN.....	144
TABLA 3.3: RESULTADOS DE LA CORRELACIÓN DE STANDING.....	145
TABLA 3.4: RESULTADOS DE LA CORRELACIÓN DE GLASO	146
TABLA 3.5: RESULTADOS DE LA CORRELACIÓN DE VASQUEZ Y BEGGS	147
TABLA 3.6: CORRELACIONES SELECCIONADAS EN EL CAMPO AUCA.....	149
TABLA 3.7: CORRELACIONES SELECCIONADAS EN EL CAMPO CONONACO	149
TABLA 3.8: CORRELACIONES SELECCIONADAS EN EL CAMPO CULEBRA – YULEBRA – ANACONDA	150
TABLA 3.9: CORRELACIONES SELECCIONADAS EN EL CAMPO YUCA.....	150
TABLA 3.10: CORRELACIONES GENERADAS PARA EL POZO CONONACO 01	151

TABLA 3.11: RESULTADOS OBTENIDOS PARA EL POZO CONONACO 01, ARENA HOLLÍN.....	152
TABLA 3.12: CORRELACIONES GENERADAS PARA EL FACTOR VOLUMÉTRICO DEL PETRÓLEO, β_o , POZO AUCA 40, ARENA “T”.....	153
TABLA 3.13: CORRELACIONES GENERADAS PARA EL FACTOR VOLUMÉTRICO DEL PETRÓLEO, β_o , POZO AUCA 02, BASAL TENA.....	153
TABLA 3.14: CORRELACIONES GENERADAS PARA EL FACTOR VOLUMÉTRICO DEL PETRÓLEO, β_o , POZO AUCA 32, HOLLÍN.....	153
TABLA 3.15: CORRELACIONES GENERADAS PARA EL FACTOR VOLUMÉTRICO DEL PETRÓLEO, β_o , POZO AUCA 24, NAPO “U”.....	154
TABLA 3.16: CORRELACIONES GENERADAS PARA EL FACTOR VOLUMÉTRICO DEL PETRÓLEO, β_o , POZO YUCA 01, HOLLÍN.....	154
TABLA 3.17: CORRELACIONES GENERADAS PARA EL FACTOR VOLUMÉTRICO DEL PETRÓLEO, β_o , POZO CULEBRA 06, NAPO “U”.....	154
TABLA 3.18: CORRELACIONES GENERADAS PARA EL FACTOR VOLUMÉTRICO DEL PETRÓLEO, β_o , POZO CONONACO 22, NAPO “T”.....	155
TABLA 3.19: CORRELACIONES GENERADAS PARA EL FACTOR VOLUMÉTRICO DEL PETRÓLEO, β_o , POZO CONONACO 01, NAPO “U”.....	155
TABLA 3.20: CORRELACIONES APLICADAS AL CAMPO AUCA.....	156
TABLA 3.21: CORRELACIONES APLICADAS AL CAMPO CONONACO	156
TABLA 3.22: CORRELACIONES APLICADAS AL CAMPO CULEBRA YULEBRA ANACONDA.....	156
TABLA 3.23: CORRELACIONES APLICADAS AL CAMPO YUCA.....	157
TABLA 3.24: CORRELACIONES GENERADAS PARA LA DENSIDAD DEL PETRÓLEO, ρ_o , POZO AUCA 40, ARENA “T”	157
TABLA 3.25: CORRELACIONES GENERADAS PARA LA DENSIDAD DEL PETRÓLEO, ρ_o , POZO AUCA 02, BASAL TENA	157
TABLA 3.26: CORRELACIONES GENERADAS PARA LA DENSIDAD DEL PETRÓLEO, ρ_o , POZO AUCA 32, HOLLÍN	158
TABLA 3.27: CORRELACIONES GENERADAS PARA LA DENSIDAD DEL PETRÓLEO, ρ_o , POZO AUCA 24, NAPO “U”	158
TABLA 3.28: CORRELACIONES GENERADAS PARA LA DENSIDAD DEL PETRÓLEO, ρ_o , POZO YUCA 01, HOLLÍN	158

TABLA 3.29: CORRELACIONES GENERADAS PARA LA DENSIDAD DEL PETRÓLEO, ρ_o , POZO CULEBRA 06, NAPO "U"	159
TABLA 3.30: CORRELACIONES GENERADAS PARA LA DENSIDAD DEL PETRÓLEO, ρ_o , POZO CONONACO 22, NAPO "T".....	159
TABLA 3.31: CORRELACIONES GENERADAS PARA LA DENSIDAD DEL PETRÓLEO, ρ_o , POZO CONONACO 01, NAPO "U"	159
TABLA 3.32: CORRELACIONES GENERADAS PARA LA DENSIDAD DEL PETRÓLEO, ρ_o , POZO CONONACO 01, HOLLÍN	160
TABLA 3.33: CORRELACIONES QUE MAS SE AJUSTAN A LA RELACIÓN GAS-PETRÓLEO, R_s , DEL CAMPO AUCA	160
TABLA 3.34: CORRELACIONES QUE MAS SE AJUSTAN A LA RELACIÓN GAS-PETRÓLEO, R_s , DEL CAMPO CONONACO	161
TABLA 3.35: CORRELACIONES QUE MAS SE AJUSTAN A LA RELACIÓN GAS-PETRÓLEO, R_s , DEL CAMPO CULEBRA YULEBRA ANACONDA..	161
TABLA 3.36: CORRELACIONES QUE MAS SE AJUSTAN A LA RELACIÓN GAS-PETRÓLEO, R_s , DEL CAMPO YUCA	161
TABLA 3.37: CORRELACIÓN RECOMENDADA PARA LA RELACIÓN GAS-PETRÓLEO, R_s , POZO AUCA 40, ARENA "T"	162
TABLA 3.38: CORRELACIÓN RECOMENDADA PARA LA RELACIÓN GAS-PETRÓLEO, R_s , POZO AUCA 02, BASAL TENA	163
TABLA 3.39: CORRELACIÓN RECOMENDADA PARA LA RELACIÓN GAS-PETRÓLEO, R_s , POZO AUCA 24, NAPO "U".	164
TABLA 3.40: CORRELACIÓN RECOMENDADA PARA LA RELACIÓN GAS-PETRÓLEO, R_s , POZO AUCA 32, HOLLÍN	165
TABLA 3.41: CORRELACIÓN RECOMENDADA PARA LA RELACIÓN GAS-PETRÓLEO, R_s , POZO CONONACO 01, NAPO "U"	166
TABLA 3.42: CORRELACIÓN RECOMENDADA PARA LA RELACIÓN GAS-PETRÓLEO, R_s , POZO CONONACO 22, NAPO "T".....	167
TABLA 3.43: CORRELACIÓN RECOMENDADA PARA LA RELACIÓN GAS-PETRÓLEO, R_s , POZO CONONACO 01, HOLLÍN.	168
TABLA 3.44: CORRELACIÓN RECOMENDADA PARA LA RELACIÓN GAS-PETRÓLEO, R_s , POZO CULEBRA 06, NAPO "U"	169
TABLA 3.45: CORRELACION RECOMENDADA PARA LA RELACIÓN GAS-PETRÓLEO, R_s , POZO YUCA 01, HOLLÍN	170

TABLA 3.46: CORRELACIONES QUE MÁS SE AJUSTAN A LA VISCOSIDAD DEL PETRÓLEO, μ_o , DEL CAMPO AUCA	171
TABLA 3.47: CORRELACIONES QUE MÁS SE AJUSTAN A LA VISCOSIDAD DEL PETRÓLEO, μ_o , DEL CAMPO CONONACO	171
TABLA 3.48: CORRELACIONES QUE MÁS SE AJUSTAN A LA VISCOSIDAD DEL PETRÓLEO, μ_o , DEL CAMPO CULEBRA YULEBRA ANACONDA ..	171
TABLA 3.49: CORRELACIONES QUE MÁS SE AJUSTAN A LA VISCOSIDAD DEL PETRÓLEO, μ_o , DEL CAMPO YUCA	172
TABLA 3.50: CORRELACIONES GENERADAS PARA LA VISCOSIDAD DEL PETRÓLEO, μ_o , POZO AUCA 40, ARENA "T"	172
TABLA 3.51: CORRELACIONES GENERADAS PARA LA VISCOSIDAD DEL PETRÓLEO, μ_o , POZO AUCA 02, BASAL TENA	172
TABLA 3.52: CORRELACIONES GENERADAS PARA LA VISCOSIDAD DEL PETRÓLEO, μ_o , POZO AUCA 32, HOLLÍN	173
TABLA 3.53: CORRELACIONES GENERADAS PARA LA VISCOSIDAD DEL PETRÓLEO, μ_o , POZO AUCA 24, NAPO "U"	173
TABLA 3.54: CORRELACIONES GENERADAS PARA LA VISCOSIDAD DEL PETRÓLEO, μ_o , POZO YUCA 01, HOLLÍN	173
TABLA 3.55: CORRELACIONES GENERADAS PARA LA VISCOSIDAD DEL PETRÓLEO, μ_o , POZO CULEBRA 06, NAPO "U"	174
TABLA 3.56: CORRELACIONES GENERADAS PARA LA VISCOSIDAD DEL PETRÓLEO, μ_o , POZO CONONACO 22, NAPO "T"	174
TABLA 3.57: CORRELACIONES GENERADAS PARA LA VISCOSIDAD DEL PETRÓLEO, μ_o , POZO CONONACO 01, NAPO "U"	174
TABLA 3.58: CORRELACIONES GENERADAS PARA LA VISCOSIDAD DEL PETRÓLEO, μ_o , POZO CONONACO 01, HOLLÍN	175
TABLA 4.1: COEFICIENTE CON VARIACIÓN DEL PESO DEL LODO KM	190
TABLA 4.2: DATOS DE PHIE VS K AUCA_25	216
TABLA 4.3: COMPARACIÓN DATA DE LOS ANÁLISIS CONVENCIONAL DE NUCLEOS VS DATA IP AUCA_16	222
TABLA 4.4: COMPARACIÓN DATA DE LOS ANÁLISIS CONVENCIONAL DE NUCLEOS VS DATA IP AUCA_25	223
TABLA 4.5: COMPARACIÓN DATA DE LOS ANÁLISIS CONVENCIONAL DE NUCLEOS VS DATA IP AUCA_39	223

RESUMEN

El presente proyecto de titulación tiene dos objetivos principales, de los cuales, el primero, con respecto a los Análisis de Presión, Volumen y Temperatura, es analizar los PVT del Área Auca y comparar las propiedades como son Presión de Burbuja, Densidad del Petróleo, Solubilidad del Gas, Viscosidad del Petróleo y Factor Volumétrico de formación con las correlaciones más importantes existentes en la actualidad y que han servido de gran ayuda al momento de calcular alguna de las propiedades antes dicha tan solo teniendo propiedades en superficie. Ahora, al existir una variedad de autores y de correlaciones, es difícil determinar cuál de estas correlaciones se ajusta más a la data de los pozos del área Auca. Es así que el primer objetivo de éste proyecto de titulación es buscar cuál de todas las correlaciones que serán mencionadas más adelante, es la que se ajusta a la data real del campo, y además, para disminuir el error, se ajustará cada relación para una mayor exactitud y menor error entre lo calculado y lo medido. Este análisis permitirá ya no realizar necesariamente pruebas de laboratorios, ni tomas en tiempo real de muestras de petróleo. Tan solo serán necesarias las propiedades en superficie y calcularemos las propiedades del petróleo a presión y temperatura del Yacimiento.

Como segundo objetivo, algo similar al primero, volvemos a analizar la data real con la calculada. En este caso son los Análisis convencionales de Núcleos los que son comparados, y sus respectivas propiedades como son, Porosidad, Permeabilidad, Saturación de Agua y Densidad del fluido. Cada núcleo es único, tomado del pozo, y mantiene las propiedades hasta llegar al laboratorio donde es analizado para determinar las respectivas propiedades anteriormente dichas. Para el cálculo de estas propiedades hacemos uso de dos herramientas utilizadas para la determinación de propiedades petrofísicas: los registros eléctricos y un software para analizarlos. Los registros eléctricos ayudan a determinar las zonas de interés y conjuntamente con el software, analizamos estas zonas y determinamos las propiedades. El IP o Interactive Petrophysics V3.5 nos ayudó a este análisis y a determinar los respectivos valores cuantitativos de cada una de las propiedades. Según esto, se realizaron correcciones al modelo de saturación, que para un primer análisis fue el de Archie, uno de los principales modelos de saturación de agua. Este método fue aplicado ya que es uno de los más básicos y fundamentales, y lo podemos extender a los demás con gran facilidad una vez hecho el análisis. Estos datos que arrojó el software, son comparados con los datos de los nucleos. Y

finalmente determinaremos la diferencia que existe entre la data del análisis convencional de nucleos y el modelo de Archie.

Básicamente es un análisis de las propiedades del petróleo del Yacimiento para que éstas sean determinadas mediante correlaciones y modelos, ajustados a las condiciones de los Pozos del Área Auca y que se calcule con el menor error posible.

PRESENTACIÓN

El conocimiento de las propiedades de los yacimientos es de gran ayuda al momento de predecir el comportamiento del mismo. Cada arena productora tiene comportamientos independientes, y por ende propiedades diferentes.

Esto ha hecho pensar que necesitamos tratarlos como arenas independientes, cada una con propiedades bien marcadas, con características muy diferentes e inclusive con producciones distintas.

Esta diferencia hace difícil el análisis de las arenas con tan solo un pozo, ya que compararlas es un error. Esto hizo pensar en este proyecto de titulación que, mediante la correlación de las arenas de pozos que compartan una misma área de producción con características geológicas semejantes, nos diera la posibilidad de aplicar correlaciones y modelos de saturación de agua para compararla con la data real pertinente.

El conocimiento petrofísico de pozos ya en desarrollo es importante para procesos de recuperación mejorada o levantamiento artificial, ya teniendo los resultados de éste análisis, únicamente se aplican las correlaciones con sus ajustes o los modelos de saturación de agua, y se obtendrían los resultados petrofísicos para los pozos nuevos. Esta información sería de gran ayuda y serviría de soporte teórico para pruebas en laboratorio o toma de data en tiempo real.

CAPÍTULO I

GENERALIDADES DEL ÁREA AUCA, CORRELACIONES P.V.T Y MODELOS DE SATURACIÓN DE AGUA

1.1 GENERALIDADES DEL ÁREA AUCA

1.1.1 CAMPO AUCA – AUCA SUR

1.1.1.1 Breve reseña histórica

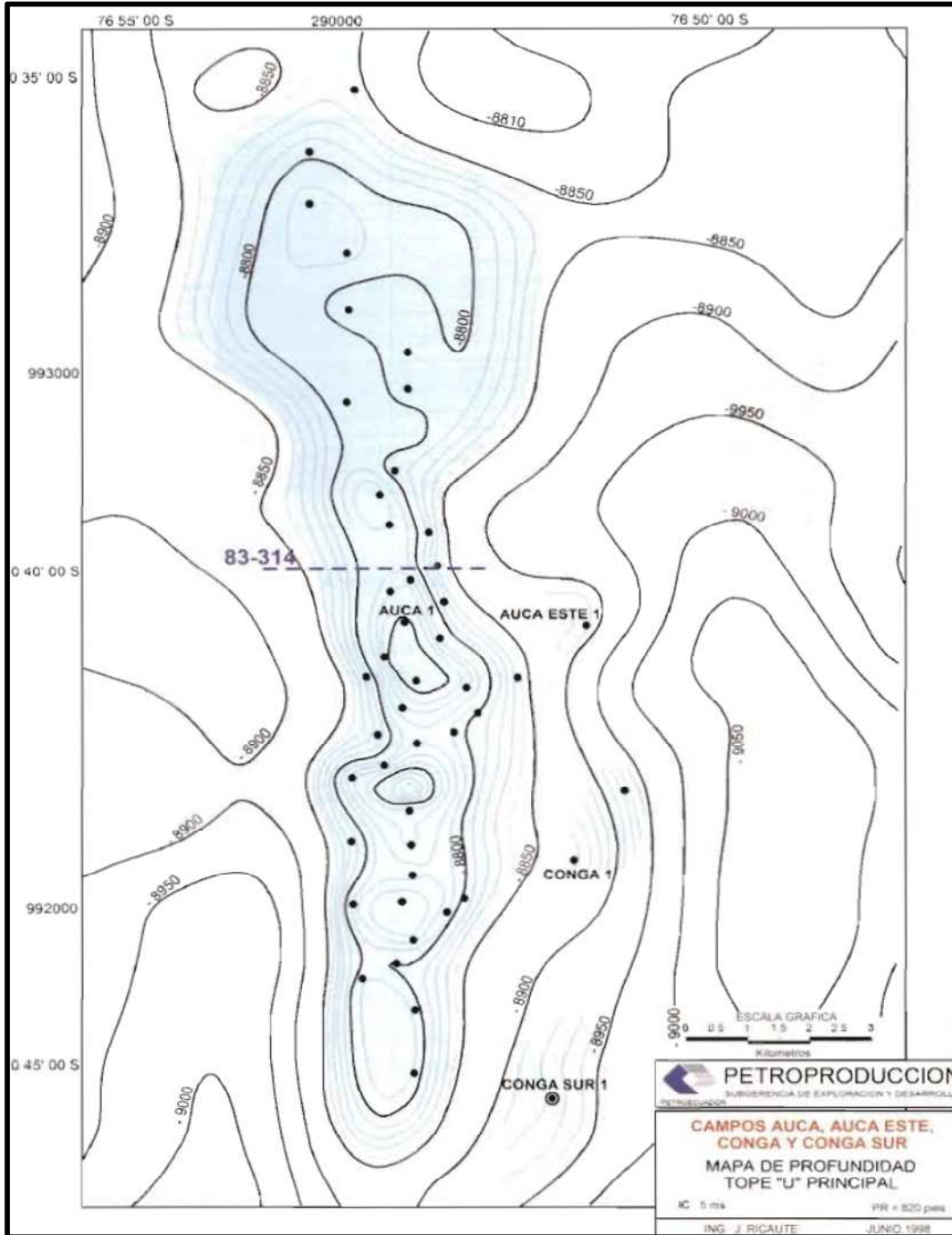
Este campo fue descubierto con la perforación del pozo Auca 1, que se inició el 16 de febrero y fue completado el 30 de marzo de 1970, alcanzando una profundidad de 10578'. Su producción fue de 3072 BPPD de los reservorios Hollín (31° API) y "T"(27°API).

En abril de 1975, este campo comenzó a producir 6.752 BPPD. Posteriormente, con altibajos, mantiene un incremento de producción hasta que en julio de 1994, alcanza su máxima producción histórica promedio de 24.367 BPPD.

1.1.1.2 Estructura Auca y su edad

Es un anticlinal bastante simétrico, elongado en dirección NNO-S, de aproximadamente 23 km de longitud, que se ensancha en dirección norte (figura. 1.1) con muy poca alteración tectónica al techo de la arenisca U principal. Las fallas observadas en las secciones sísmicas alcanzan solamente Hollín y Napo Basal (figura. 1.2).

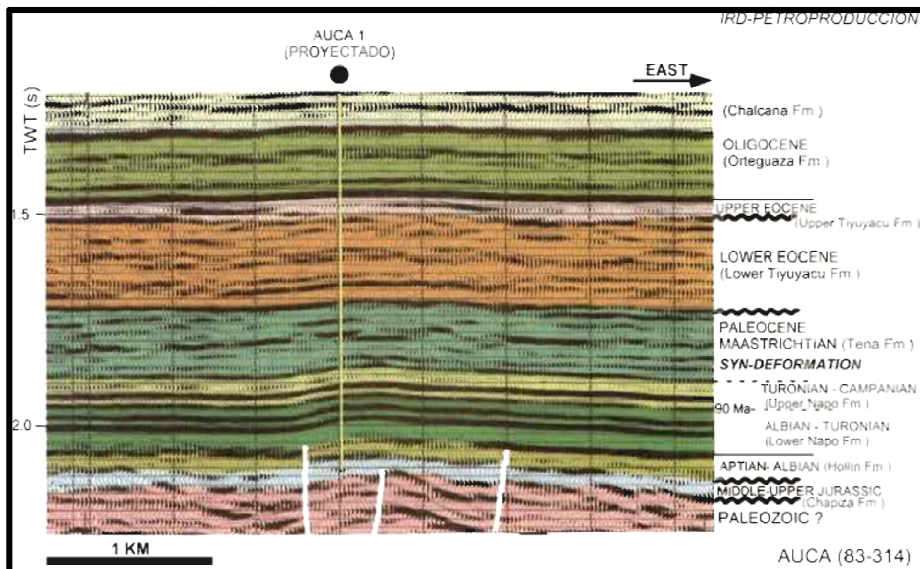
FIGURA 1.1: CAMPO AUCA: MAPA ESTRUCTURAL AL TOPE DE "U" PRINCIPAL



Fuente: Subgerencia de Exploración y Desarrollo, Coordinación de Desarrollo, Activo Auca, Petroamazonas EP.

Elaborado: Julio Murillo / Carla Yépez

FIGURA 1.2: CAMPO AUCA: SECCIÓN SÍSMICA 83-314



Fuente: Patrice Baby, La Cuenca Oriente, Geología y Petróleos, Octubre 2004

Elaborado: Julio Murillo / Carla Yépez

1.1.1.3 Características litológicas de los reservorios

Hollín Principal. Es una arenisca masiva de cuarzo, no pudiéndose realizar una descripción más detallada por carecer de núcleos.

Hollín Superior. Se trata de una arenisca cuarzosa de grano fino, con contenido alto a medio de glauconita, e importante presencia de material carbonáceo. La porosidad promedio es de 14 %.

Arenisca "T". Consiste en una arenisca cuarzosa, limpia de grano fino, con esporádicas capas de arcilla. Los poros en algunas muestras se encuentran rellenos con illita y caolinita. Su porosidad es del 12 % en promedio.

Hacia arriba ("T" Superior), se desarrolla una arenisca cuarzosa-glauconítica de grano fino, en partes con fuerte bioturbación.

Arenisca "U". Arenisca cuarzosa limpia, masiva. Hacia el techo del cuerpo "U" principal (el más limpio y desarrollado, ubicado en la parte inferior), se encuentran limolitas en estratos delgados. La arenisca "T" Superior (y Media), es una arenisca cuarzosa-glaucónica de grano fino, dispuesta en capas delgadas. En promedio, presenta una porosidad del 13 %.

Arenisca Tena Basal. Se trata de una arenisca cuarzosa redondeada, de grano medio a grueso, con un promedio de porosidad del 19 %.

Étienne Jaillard (1997), por su parte, considera que las areniscas son de origen deltaico dominado por mareas, definiendo para "U" ambientes fluviales, de playa y de plataforma marina somera.

1.1.1.4 Características de los crudos

TABLA 1.1: CARACTERÍSTICAS DEL CRUDO DEL CAMPO AUCA-AUCA SUR

Arena	°API	% De Azufre en Peso
Hollín Superior	27-30	1.13
Hollín Inferior	27-32	1.13
Arena "U"	24-29	1.17-1.38
Arena "T"	24-29	1.57
Basal Tena	20-22	1.07

Fuente: Subgerencia de Exploración y Desarrollo, Coordinación de Desarrollo, Activo Auca, Petroamazonas EP.

Elaborado: Julio Murillo / Carla Yépez

Esto puede indicar que los crudos de las formaciones Hollín y Napo provienen de rocas generadoras formadas en condiciones marino-marginales, mientras que el crudo Tena Basal tiene un mayor aporte terrestre. Cabe destacar el alto contenido de azufre en el crudo "U", que podría deberse a una roca madre con importante contenido calcáreo.

1.1.2 CAMPO CONONACO

1.1.2.1 Breve reseña histórica

El campo fue descubierto por el consorcio Texaco-Gulf con el pozo Cononaco 1, cuya perforación arrancó el 26 de octubre y fue completada el 19 de diciembre de 1972. Alcanzó una profundidad de 11233 fts y dio una producción de 1.341 BPPD a flujo natural de las areniscas Hollín principal y secundaria, con una gravedad de 34 °API. Adicionalmente, se recuperaron por pistoneo y reversa 21 barriles de petróleo de 13 °API del reservorio "T" y 110 barriles de 17 °API del reservorio "U". Este campo fue puesto en producción en octubre de 1983, con un promedio de 930 BPPD, el mismo que se incrementa aceleradamente.

1.1.2.2 La estructura Cononaco y su evolución

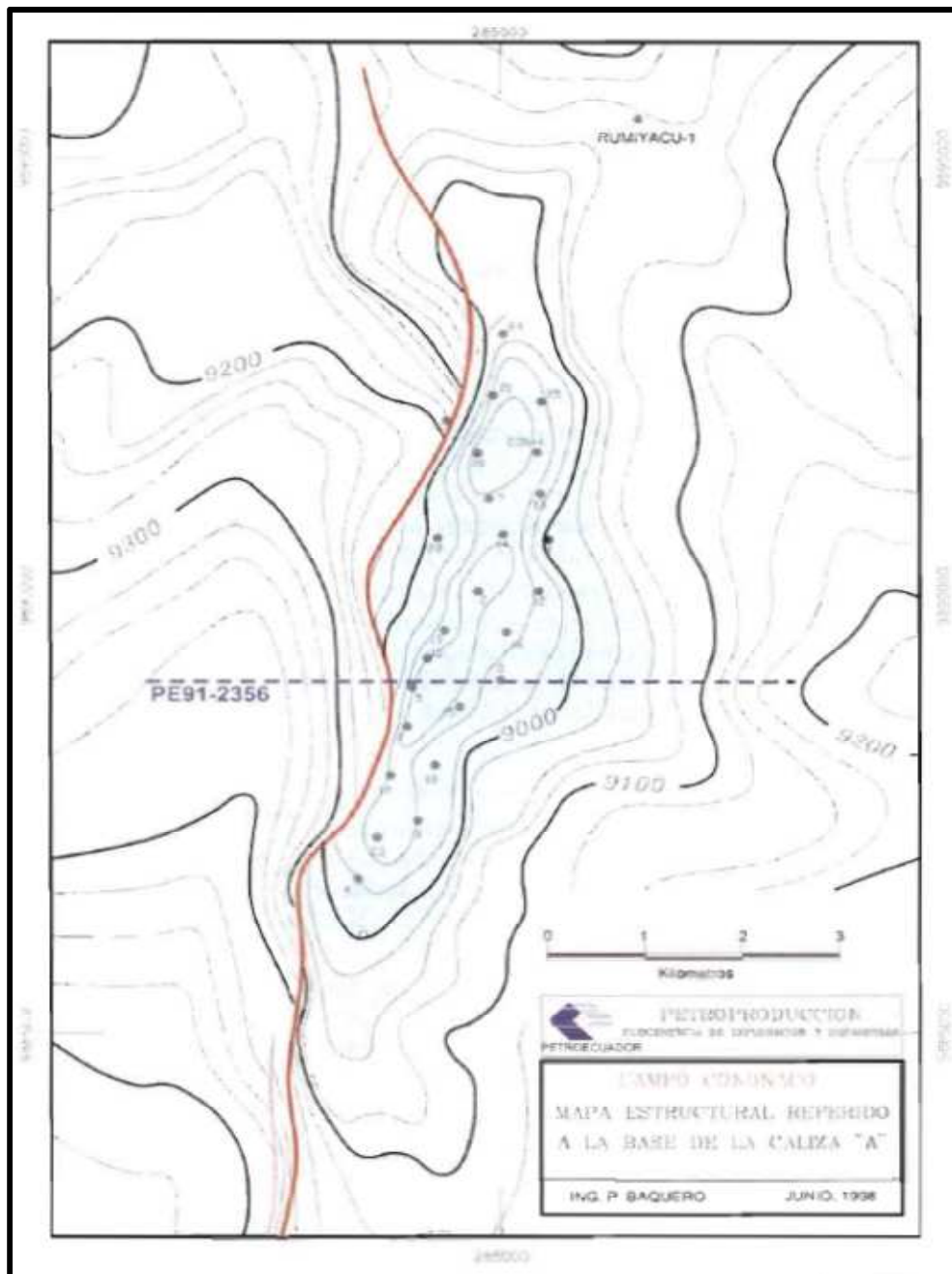
A la base de la caliza "A", el flanco oeste del anticlinal Cononaco está cortado por una falla transpresional. Tiene una orientación N-S (ligeramente NNE-SSO), a lo largo de 10,5 km aproximadamente. Su parte más ancha se ubica en la zona central con 3 km, adelgazándose en dirección norte y sur (Figura 1.3).

La estructura se formó en las dos etapas de reactivación reconocidas en la cuenca: en el *Turoniano-Tardío-Paleoceno* y en el *Eoceno Inferior*, como muestra la deformación sin-tectónica de los sedimentos de Napo Superior, Tena y Tiyuyacu Inferior (Figura 1.4), experimentando deformación adicional con la última reactivación tectónica del Mio-Plioceno, evidenciada por un flexuramiento que alcanza niveles cercanos a la superficie.

1.1.2.3 Litología y ambientes sedimentarios de los reservorios

Hollín. Se dispone únicamente del análisis de un núcleo de Hollín (pozo Cononaco 20), que presenta una secuencia de arenisca cuarzosa.

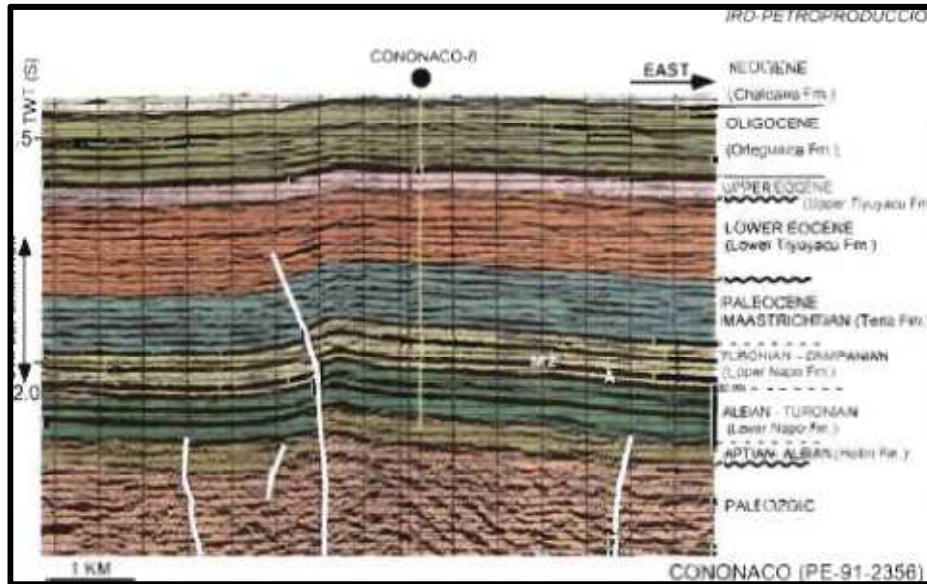
FIGURA 1.3: CAMPO CONONACO: MAPA ESTRUCTURAL



Fuente: Subgerencia de Exploración y Desarrollo, Coordinación de Desarrollo, Activo Auca, Petroamazonas EP.

Elaborado: Julio Murillo / Carla Yépez

FIGURA 1.4: CAMPO CONONACO: SECCIÓN SÍSMICA PE-91-2356



Fuente: Patrice Baby, La Cuenca Oriente, Geología y Petróleos, Octubre 2004

Elaborado: Julio Murillo / Carla Yépez

En general y por correlación con datos de otros campos y afloramientos, podemos asimilar para Hollín un ambiente fluvial que evoluciona a deltaico y/o estuarino, con influencia mareal, culminando con una plataforma marina somera.

1.1.2.4 Características de los crudos

TABLA 1.2: CARACTERÍSTICAS DEL CRUDO DEL CAMPO CONONACO

Arena	° API	% De Azufre en Peso
Hollín	30-34	1.03
Arena "T"	19-23	2.0
Arena "U"	20	-----

Fuente: Subgerencia de Exploración y Desarrollo, Coordinación de Desarrollo, Activo Auca, Petroamazonas EP.

Elaborado: Julio Murillo / Carla Yépez

1.1.3 CAMPO CULEBRA-YULEBRA-ANACONDA

1.1.3.1 Breve reseña histórica

Se consideraba como tres campos independientes. Texaco perforó el pozo Culebra 1 el 8 de noviembre, siendo completado el 17 de diciembre de 1973, alcanzó los 10.625' de profundidad y produjo durante las pruebas por pistoneo 60 Bls de crudo de Hollín, cerca de 100 Bls de 26 °API de "T" y alrededor de 360 BPPD de 19 °API del reservorio "U".

En 1980 Texaco perforó Yulebra 1, el que alcanzó 10.345' de profundidad, arrojando 1.803 BPPD de los reservorios Tena Basal (1.614 BPPD, 23 °API) y Hollín (189 BPPD, 27 °API), obteniéndose adicionalmente por pistoneo alrededor de 252 BLS de 20 °API de "U" y 63 BLS de 22 °API de una caliza situada sobre la caliza "M2".

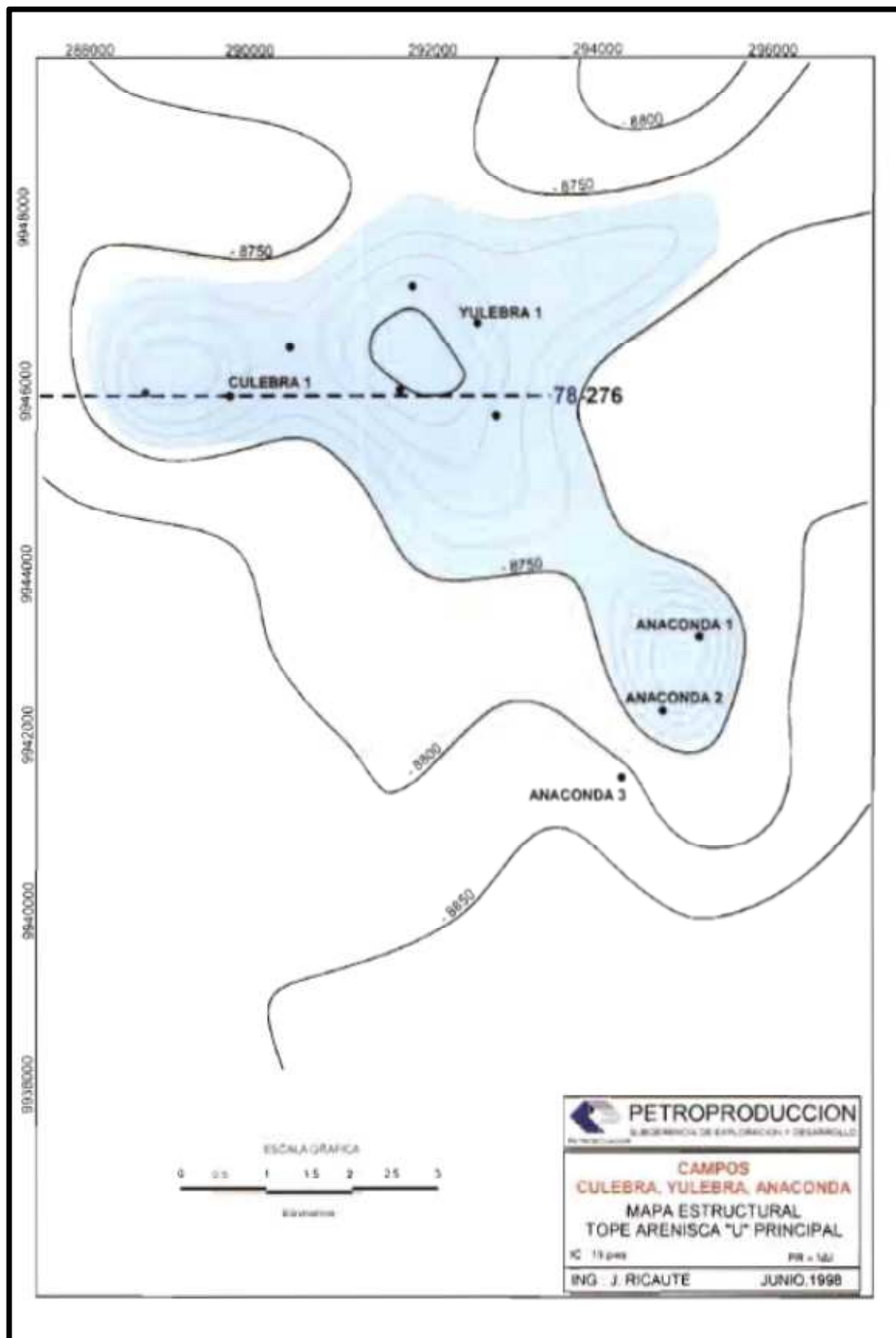
En 1991, Petroamazonas perforó el pozo Anaconda 1 que alcanzó los 10.404' de profundidad y dio una producción de 1488 BPPD provenientes de los reservorios Hollín principal (423 BPPD, 24 °API), Hollín secundaria (451 BPPD, 26 °API) y "U" (614 BPPD, 20 °API).

1.1.3.2 La estructura y su evolución

Es una de las pocas estructuras de orientación O-E-SE (Figura 1.5), lo que constituye una anomalía estructural en la cuenca, por cuanto la absoluta mayoría de estructuras productivas y no productivas tienen orientación andina. Está compuesta por tres altos conocidos como Culebra, Yulebra y Anaconda. El cierre en los altos varía entre 30 y 40'.

En la Figura 1.6, sobre la base de la deformación sin-sedimentaria de los depósitos Tena, se define una edad maastrichtiana para este anticlinal. En esta sección, se confirma la presencia (observada en otros campos) de una fase extensiva albiana, La falla oriental de la estructura Culebra no está completamente invertida y presenta todavía un juego normal.

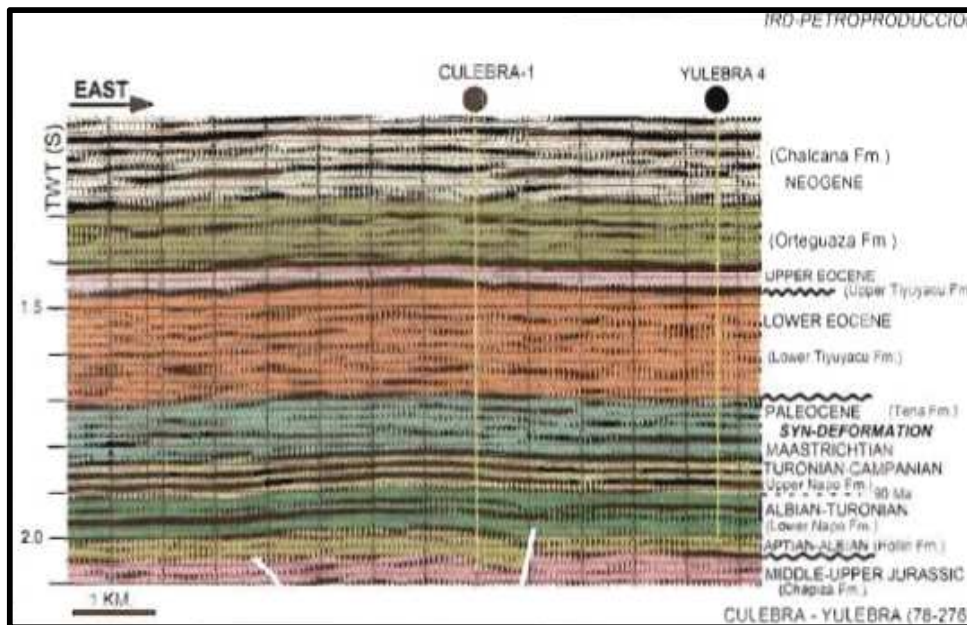
FIGURA 1.5: CAMPO CULEBRA-YULEBRA-ANACONDA: MAPA ESTRUCTURAL AL TOPE DE "U" PRINCIPAL.



Fuente: Subgerencia de Exploración y Desarrollo, Coordinación de Desarrollo, Activo Auca, Petroamazonas EP.

Elaborado: Julio Murillo / Carla Yépez

FIGURA 1.6: CAMPO CULEBRA-YULEBRA-ANACONDA: SECCIÓN SÍSMICA 78-276



Fuente: Patrice Baby, La Cuenca Oriente, Geología y Petróleos, Octubre 2004

Elaborado: Julio Murillo / Carla Yépez

1.1.3.3 Características litológicas de los reservorios

No se cuenta con descripciones de los reservorios Hollín, "U" y Basal Tena, por carecer de núcleos.

Arenisca "T". Sobre la base de unos pocos pedazos de núcleo, se describe una arenisca cuarzosa, con estratificación cruzada a la base, sobre la que se desarrollan areniscas de grano fino con estratificación tipo "flaser", grano-decreciente hasta un cambio abrupto a una lodolita laminada.

1.1.3.4 Características de los crudos

TABLA 1.3: CARACTERÍSTICAS DEL CRUDO DE LOS CAMPOS CULEBRA-YULEBRA-ANACONDA

Arena	°API	% De Azufre en Peso
Hollín	24-29	0.99
Arena "T"	20	-----
Arena "U"	19-21	1.95-2.15
Basal Tena	17-23	1.59

Fuente: Subgerencia de Exploración y Desarrollo, Coordinación de Desarrollo, Activo Auca, Petroamazonas EP.

Elaborado: Julio Murillo / Carla Yépez

El alto contenido de azufre y el perfil del cromatograma de los crudos "U" muestran una pérdida de las partes livianas. Lo que indica que estos crudos se encuentran biodegradados.

1.1.4 CAMPO YUCA

1.1.4.1 Breve reseña histórica

Este campo fue descubierto en 1970 con la perforación del pozo Yuca 1, que se inició el 31 de octubre y fue completado el 12 de diciembre de 1970, alcanzando 10426'. Produjo 1044 bpd de los reservorios Hollín Superior (340 bpd, 23° API), "T" (520 bpd, 30 °API) y "U" (184 bpd, 27 °API).

1.1.4.2 La estructura de yuca y su evolución

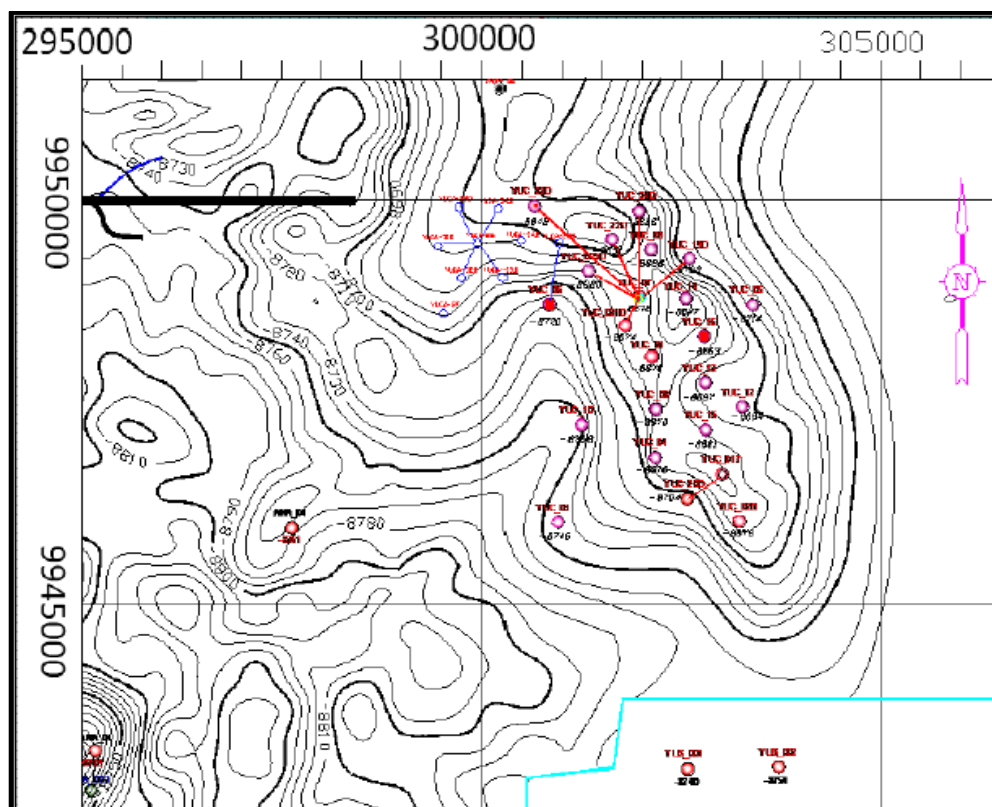
Se trata de una estructura de orientación N-S integrada por dos altos, el mayor de ellos ubicado al norte con un cierre estructural cercano a los 70' y el del sur con un cierre de alrededor de 30' (Figura 1.7).

1.1.4.3 Litología de los reservorios

Lamentablemente, en este campo la información de las características de las rocas reservorio "T" y "U" es muy escasa, por cuanto de los pocos núcleos tomados se ha conservado solo una pequeña parte.

Arenisca "T", En el remanente del núcleo del Yuca 10, se describe una arenisca de 10' de espesor de grano fino a medio con laminación plana. Hay abundantes detritos carbonáceos. En el Yuca 12, se presenta una arenisca glauconítica y un complejo laminado de lodolita/limolita.

FIGURA 1.7: CAMPO YUCA: MAPA ESTRUCTURAL



Fuente: Subgerencia de Exploración y Desarrollo, Coordinación de Desarrollo, Activo Auca, Petroamazonas EP.

Elaborado: Julio Murillo / Carla Yépez

1.1.4.4 Características de los crudos

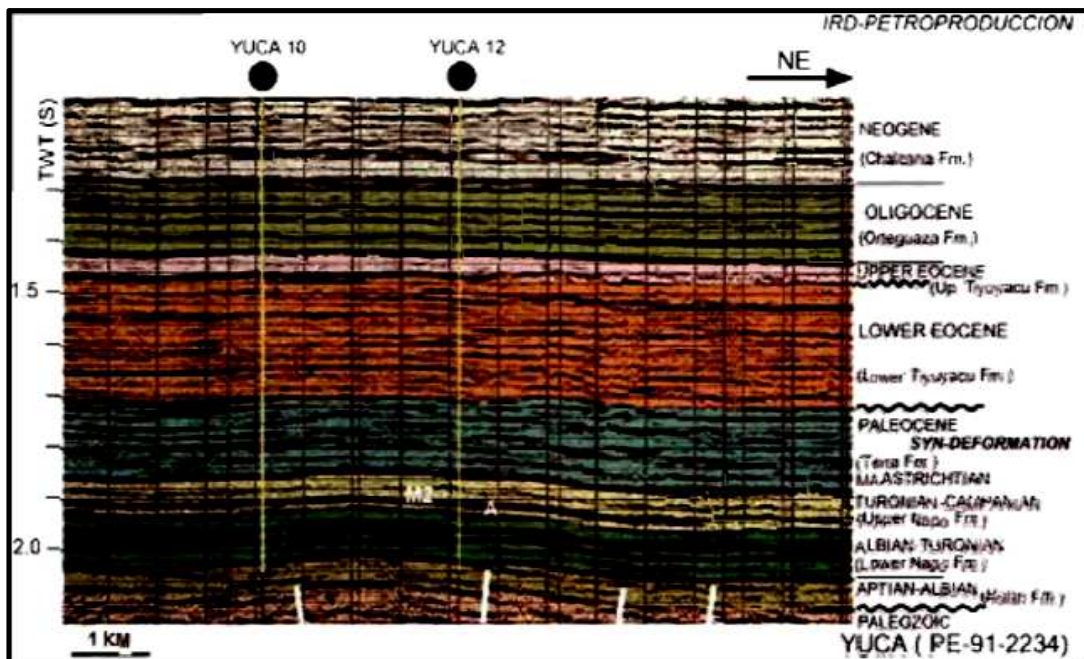
TABLA 1.4: CARACTERÍSTICAS DEL CRUDO DEL CAMPO YUCA

Arena	° API	% De Azufre en Peso
Hollín	28	1.45
Arena "T"	29	1.05
Arena "U"	19	-----

Fuente: Subgerencia de Exploración y Desarrollo, Coordinación de Desarrollo, Activo Auca, Petroamazonas EP.

Elaborado: Julio Murillo / Carla Yépez

FIGURA 1.8: CAMPO YUCA: SECCIÓN SÍSMICA YUCA (PE-91-2234)



Fuente: Patrice Baby, La Cuenca Oriente, hollía y Petróleos, Octubre 2004

Elaborado: Julio Murillo / Carla Yépez

1.2 CORRELACIONES P.V.T DEL PETRÓLEO

Es de gran importancia conocer las propiedades de los diferentes fluidos, y no solo a presión y temperatura del yacimiento, sino también su variación para cualquier presión, temperatura y solubilidad del gas.

Es evidente que todas las propiedades se pueden medir en el laboratorio si se dispone de muestras representativas, equipo de medición apropiado y recursos de tiempo y dinero. También se debe indicar que aunque algunas propiedades se pueden medir, el esfuerzo requerido para lograr una medición precisa puede ser significativo.

Al irse desarrollando la industria de los hidrocarburos se ha tratado de generar en el laboratorio, correlaciones empíricas para las propiedades P.V.T de los fluidos de los yacimientos en función de otros parámetros de fácil estimación y/o medición.

Este esfuerzo se ha hecho para cubrir aquellas situaciones en que se requiere propiedades (aunque sean estimadas) y no se disponen de muestras representativas, o del equipo de medición, o finalmente no se dispone del tiempo requerido para efectuar las mediciones.

Una descripción exacta de las propiedades físicas del petróleo es de considerable importancia tanto, en el campo aplicado, como en la teoría y en especial en la solución de problemas de ingeniería en reservorios. Propiedades físicas de primer interés en la ingeniería en petróleos incluyen estudios de:

- Gravedad específica del petróleo
- Gravedad específica del gas en solución
- Densidad del petróleo.
- Solubilidad del gas.
- Presión de Burbuja.
- Factor volumétrico de formación del petróleo.

- Coeficiente de compresibilidad isotérmico de petróleo Subsaturado.
- Propiedades del petróleo Subsaturado.
- Factor volumétrico de formación total.
- Viscosidad del petróleo.

Los datos de la mayoría de estas propiedades de líquido son usualmente determinadas por experimentos de laboratorio, realizadas con muestras de líquidos actuales de reservorio. Esto es necesario para el ingeniero petrolero, para determinar propiedades a partir de correlaciones derivadas empíricas.

1.2.1 GRAVEDAD ESPECÍFICA DEL PETRÓLEO

La densidad del petróleo es definida como la cantidad de masa por unidad de volumen a una presión y temperatura determinadas, usualmente expresada en libras sobre pie cúbico (lb/ft³). La gravedad específica del petróleo es definida entonces como al relación entre la densidad del petróleo y la del agua, ambas densidades son medidas a 60 °F y a presión atmosférica:

$$\gamma_o = \frac{\rho_o}{\rho_w} \quad (\text{Ec. 1.1})$$

Donde:

- γ_o : Gravedad específica del petróleo.
- ρ_o : Densidad del petróleo (lbs/ft³).
- ρ_w : Densidad del agua (lbs/ft³).

Debe señalarse que la gravedad específica del líquido es adimensional pero tradicionalmente se da énfasis en que ambas densidades son medidas a condiciones estándar. La densidad del agua es aproximadamente 62.4 lbs/ft³ a condiciones estandar, entonces:

$$\gamma_o = \frac{\rho_o}{62.4} \quad (\text{Ec. 1.2})$$

A pesar de que la densidad y la gravedad específica son usadas extensivamente en la industria petrolera, la gravedad API es la escala preferida. Esta escala de gravedad precisamente se relaciona a la gravedad específica como en la siguiente expresión:

$$API = \frac{141.5}{\gamma_o} - 131.5 \quad (\text{Ec. 1.3})$$

Esta ecuación puede ser también reorganizada para expresar la gravedad específica del petróleo en términos de grados API.

$$\gamma_o = \frac{141.5}{131.5 + ^\circ API} \quad (\text{Ec. 1.4})$$

Las gravedades API del petróleo, usualmente tienen rangos desde 47 °API para crudos livianos y de 10 °API para crudos pesados as falticos.

1.2.2 GRAVEDAD ESPECÍFICA DEL GAS EN SOLUCIÓN

La gravedad específica del gas en solución, γ_g , es descrita como el promedio pesado de la gravedad específica del gas separado de cada separador. Esta aproximación del promedio pesado es basada sobre la relación gas petróleo del separador, pero también se tomo en cuenta el gas del petróleo del tanque de reposo que a pesar de ser un pequeña parte, también es considerada.

$$\gamma_g = \frac{\sum_{i=1}^n (R_{sep})_i (\gamma_{sep})_i + R_{st} \gamma_{st}}{\sum_{i=1}^n (R_{sep})_i + R_{st}} \quad (\text{Ec. 1.5})$$

Donde:

- n : Numero de Separadores.
- R_{sep} : Relación Gas/petróleo del separador, scf/STB.
- γ_{sep} : Gravedad específica del gas medido en el separador.
- R_{st} : Relación gas/petróleo del tanque de reposo, scf/STB.
- γ_{st} : Gravedad específica del gas medido en el tanque de almacenamiento.

1.2.3 DENSIDAD DEL PETRÓLEO

La densidad del petróleo es definida como la masa de una unidad de volumen de petróleo a una presión y temperatura específica, relación masa/volumen. La densidad usualmente es expresada en libras por pie cúbico y esto varía desde 30 lb/ft³ para crudos livianos volátiles hasta 60 lb/ft³ para crudos pesados con poco o nada de gas en solución. Esta es una de las propiedades más importantes del petróleo, porque sus valores afectan sustancialmente a los cálculos de volumen del petróleo. Esta propiedad vital es medida en el laboratorio como parte de la rutina de pruebas P.V.T. Cuando la densidad del petróleo medida en el laboratorio no es válida, pueden ser usadas correlaciones para generar el dato de densidad requerido bajo presión y temperatura del reservorio. Numerosas correlaciones empíricas para cálculos de la densidad han sido propuestas a través de los años, las correlaciones pueden ser divididas dentro de las siguientes dos categorías:

- Correlaciones que usen la composición del petróleo para determinar la densidad, prevaleciendo la presión y temperatura.
- Correlaciones que usen datos limitados P.V.T, como gravedad del gas, gravedad del petróleo, y relación gas/petróleo, relacionando estos parámetros.

1.2.3.1 Correlación de densidad basada en la composición del petróleo

Varios métodos confiables son disponibles para determinar la densidad de petróleos saturados mixtos a partir de su composición. Los más conocidos y los métodos más ampliamente usados son los dos siguientes: Standing-Katz (1942) y Alani-Kennedy (1960). Estos dos métodos, presentados a continuación, calculan la densidad del petróleo a partir de su composición o por debajo de la presión de burbuja.

1.2.3.1.1 Método de Standing-Katz

Standing y Katz (1942) propusieron una correlación gráfica para determinar la densidad de los hidrocarburos líquidos mezclados. Los autores desarrollaron la correlación desde evaluaciones experimentales, composicionales y datos de densidad con 15 muestras de crudos que contenían sobre el 60 % de metano. El método propuesto produjo un error de 1.2% y un error máximo de 4% para los datos en estos crudos. La correlación original no tenía el procedimiento para manejar cantidades significativas de mono hidrocarburos.

Los autores expresaron la densidad de los hidrocarburos líquidos mezclados como una función de la presión y la temperatura de la siguiente relación:

$$\rho_o = \rho_{sc} + \Delta\rho_p - \Delta\rho_T \quad (\text{Ec. 1.6})$$

Donde:

- ρ_o : Densidad del petróleo a P y T, lbs/ft³.
- ρ_{sc} : Densidad del petróleo (con todo el gas en solución disuelto) para condiciones estándar, que son 14.7 psi y 60°F, lbs/ft³.
- $\Delta\rho_p$: Corrección de la densidad por compresibilidad del petróleo, lbs/ft³.
- $\Delta\rho_T$: Corrección de densidad por expansión térmica del petróleo, lbs/ft³.

Standing y Katz correlacionaron gráficamente la densidad del líquido para condiciones estándar ρ_{sc} con la densidad de la fracción del propano+, $\rho_{C_{3+}}$, el porcentaje en peso del metano en el sistema completo, $(m_{C_1})_{C_{1+}}$, y el porcentaje en peso del etano dentro del etano+, $(m_{C_2})_{C_{2+}}$. Esta correlación gráfica es mostrada en la figura 1.9. El procedimiento del cálculo propuesto es llevado sobre las bases de 1 lb-mol, que es, $n_t = 1$, del sistema de hidrocarburo. Los siguientes pasos específicos en el procedimiento de Standing y Katz son para calcular la densidad del líquido para una presión y temperatura dados.

Paso 1: Calcular el peso total y el peso de cada componente en 1 lb-mol de la mezcla de hidrocarburo para aplicar las siguientes relaciones:

$$m_i = x_i M_i \quad (\text{Ec. 1.7})$$

$$m_t = \sum x_i M_i \quad (\text{Ec. 1.8})$$

Donde:

- m_i : Peso del componente i en la mezcla, lbs/lbs-mole.
- x_i : Fracción molar del componente i en la mezcla.
- M_i : Peso molecular del componente i .
- m_t : Peso total de 1 lb-mole de la mezcla, lb/lb-mol.

Paso 2: Calcular el porcentaje en peso del metano en el interior del sistema y el porcentaje en peso del etano+ de las siguientes expresiones:

$$(m_{C_1})_{C_{1+}} = \left[\frac{x_{C_1} M_{C_1}}{\sum_{i=1}^n x_i M_i} \right] 100 = \left[\frac{m_{C_1}}{m_t} \right] 100 \quad (\text{Ec. 1.9})$$

y

$$(m_{C_2})_{C_{2+}} = \left[\frac{x_{C_2} M_{C_2}}{m_{C_{2+}}} \right] 100 = \left[\frac{m_{C_2}}{m_t - m_{C_1}} \right] 100 \quad (\text{Ec. 1.10})$$

Donde:

- $(m_{C_1})_{C_{1+}}$: Porcentaje en peso del metano en el interior del sistema.
- m_{C_1} : Peso del metano en 1 lb-mole de la mezcla, que es, $x_{C_1} M_{C_1}$.
- $(m_{C_2})_{C_{2+}}$: Porcentaje en peso de etano dentro del etano+.
- m_{C_2} : Peso del etano en 1 lb-mole de la mezcla, que es, $x_{C_2} M_{C_2}$.
- M_{C_1} : Peso molecular del metano.
- M_{C_2} : Peso molecular del etano.

Paso 3: Calcular la densidad de la fracción de propano+ para condiciones estándar usando las siguientes ecuaciones:

$$\rho_{C_{3+}} = \frac{m_{C_{3+}}}{V_{C_{3+}}} = \frac{\sum_{i=C_3}^n x_i M_i}{\sum_{i=C_3}^n \frac{x_i M_i}{\rho_{oi}}} = \frac{m_t - m_{C_1} - m_{C_2}}{\sum_{i=C_3}^n \frac{x_i M_i}{\rho_{oi}}} \quad (\text{Ec. 1.11})$$

con:

$$m_{C_{3+}} = \sum_{i=C_3} x_i M_i \quad (\text{Ec. 1.12})$$

$$V_{C_{3+}} = \sum_{i=C_3} V_i = \sum_{i=C_3} \frac{m_i}{\rho_{oi}} \quad (\text{Ec. 1.13})$$

Donde:

- $\rho_{C_{3+}}$: Densidad del propano y componentes más pesados, lbs/ft³.
- $m_{C_{3+}}$: Peso del propano y componentes pesados, lbs.
- $V_{C_{3+}}$: Volumen de la fracción del propano+, ft³ en 1lb-mole.
- V_i : Volumen del componente i en 1 lb-mole de la mezcla.
- m_i : Peso del componente i , que es, $x_i M_i$, lb/lb-mole.
- ρ_{oi} : Densidad del componente i para condiciones estándar, lb/ft³ (valores de densidad para componentes puros tabulados en el Anexo 1.1, pero la densidad de la fracción + puede ser medida)

Paso 4: Usando la figura 1.9, introducir la $\rho_{C_{3+}}$ valor en la ordenada izquierda de la figura y mover horizontalmente a la línea representando $(\% m_{C_2})_{C_{2+}}$, luego bajar verticalmente a la línea representando $(\% m_{C_1})_{C_{1+}}$. La densidad del petróleo a condiciones estándar es leída en el lado derecho de la figura 1.9. Standing (1977) expresó una correlación gráfica en la siguiente forma matemática:

$$\rho_{sc} = \rho_{C_{2+}} \left[1 - 0.012(m_{C_1})_{C_{1+}} - 0.000158(m_{C_1})_{C_{1+}}^2 \right] + 0.0133(m_{C_1})_{C_{1+}} + 0.00058(m_{C_1})_{C_{2+}}^2 \quad (\text{Ec. 1.14})$$

con:

$$\rho_{C_{2+}} = \rho_{C_{3+}} \left[1 - 0.01386(m_{C_2})_{C_{2+}} - 0.000082(m_{C_2})_{C_{2+}}^2 \right] + 0.379(m_{C_2})_{C_{2+}} + 0.0042(m_{C_2})_{C_{2+}}^2 \quad (\text{Ec. 1.15})$$

Donde $\rho_{C_{2+}}$ = Densidad de la fracción de etano+.

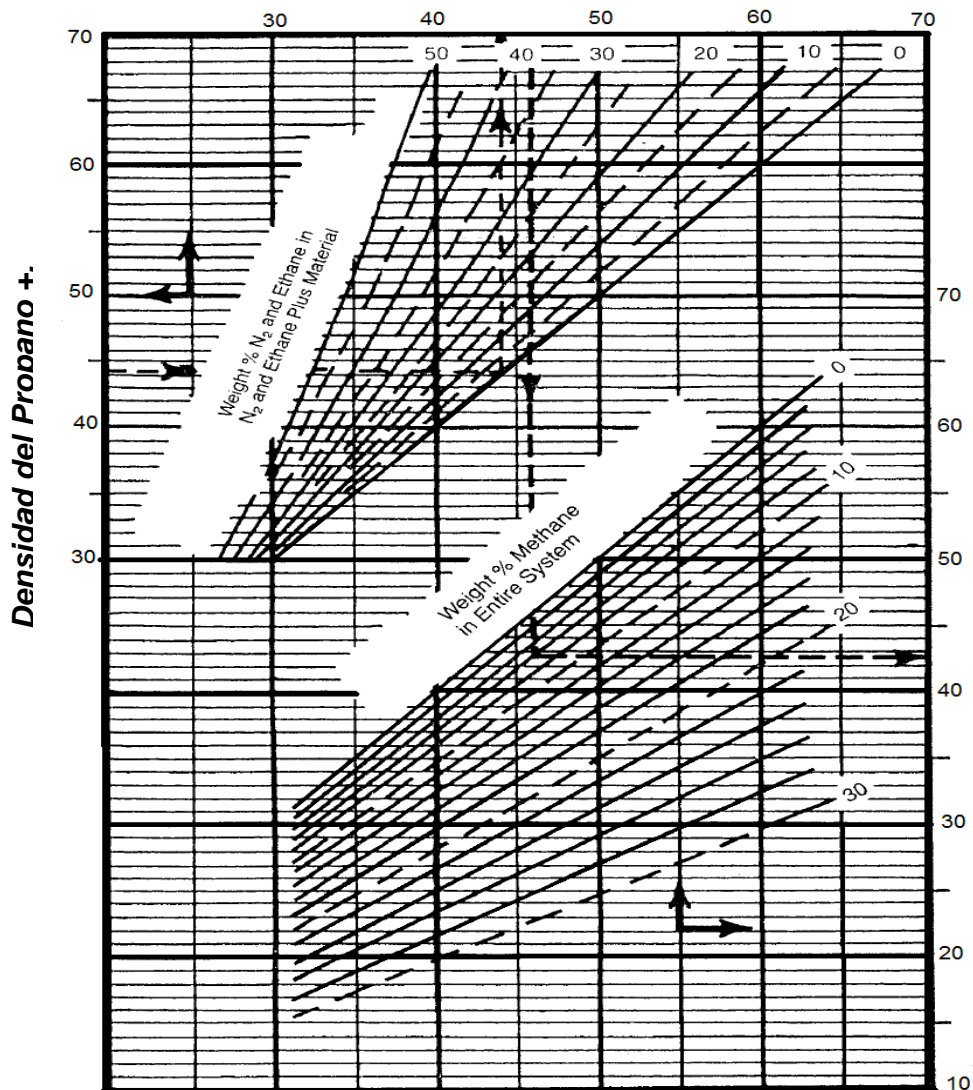
Paso 5: Corregir la densidad para las condiciones estándar a la presión actual para leer el factor de corrección adicional de presión, $\Delta\rho_p$, desde la figura 1.10:

$$\rho_{P,60°F} = \rho_{sc} + \Delta\rho_p \quad (\text{Ec. 1.16})$$

El término de corrección de la densidad por efecto de la presión $\Delta\rho_p$ puede ser expresado matemáticamente por:

$$\Delta\rho_p = \left[0.000167 + (0.01618)10^{-0.0425\rho_{sc}} \right] P - (10^{-8}) \left[0.299 + (263)10^{-0.0603\rho_{sc}} \right] P^2 \quad (\text{Ec. 1.17})$$

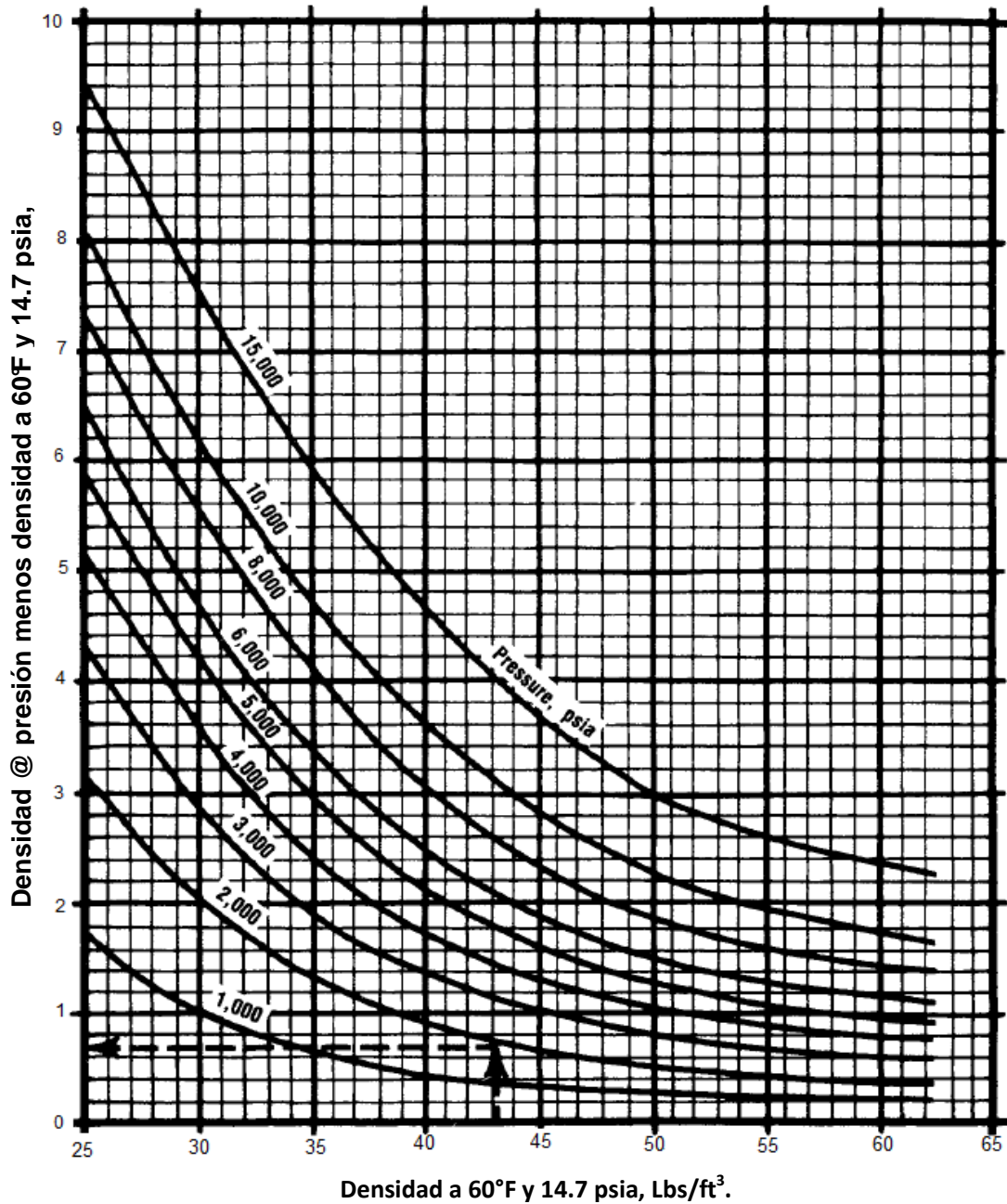
FIGURA 1.9: STANDING Y KATZ: CORRELACIÓN DE DENSIDAD



Fuente: Gas Processors Suppliers Association, Engineering Data Book, 10^{ma} edición.

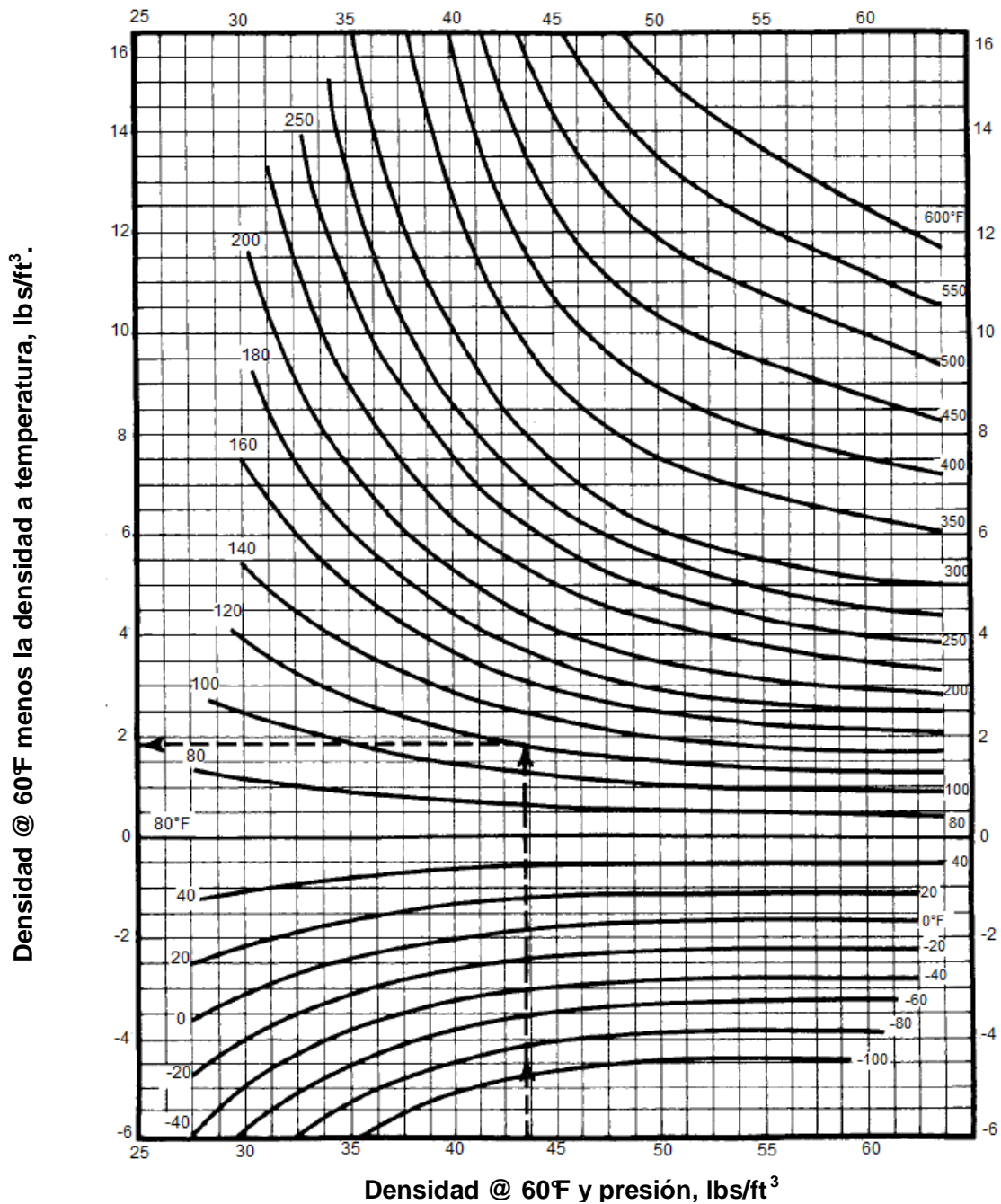
Tulsa, Oklahoma 2004

FIGURA 1.10: CORRECCIÓN DE LA DENSIDAD PARA LA COMPRESIBILIDAD DEL PETRÓLEO.



Fuente: Gas Processors Suppliers Association, Engineering Data Book, 10^{ma} edición.
Tulsa, Oklahoma 2004

FIGURA 1.11: CORRECCIÓN DE LA DENSIDAD POR EXPANSIÓN ISOTERMAL DEL PETRÓLEO



Fuente: Gas Processors Suppliers Association, Engineering Data Book, 10^{ma} edición.
Tulsa, Oklahoma 2004

Paso 6: Corregir la densidad a 60°F y la presión a la temperatura actual para leer el término de corrección de la densidad por expansión termal, $\Delta\rho_T$, desde la figura 1.11:

$$\rho_o = \rho_{P,60^\circ F} - \Delta\rho_T \quad (\text{Ec. 1.18})$$

El término de corrección por expansión termal, $\Delta\rho_T$, puede ser expresado matemáticamente por:

$$\Delta\rho_T = (T - 520) \left[0.0133 + 152.4(\rho_{sc} + \Delta\rho_p)^{-2.45} \right] - (T - 520)^2 \left[8.1(10^{-6}) - (0.0622)10^{-0.0764(\rho_{sc} + \Delta\rho_p)} \right] \quad (\text{Ec. 1.19})$$

Donde T es la temperatura del sistema en \mathcal{R} .

1.2.3.1.2 Método de Alani - Kennedy

Alani y Kennedy (1960) desarrollaron una ecuación para determinar el volumen molar del líquido, V_m , de hidrocarburos puros sobre un amplio rango de temperaturas y presiones. La ecuación luego fue adoptada para aplicarla a petróleos con hidrocarburos pesados, expresados como una fracción de heptano+, que es, C_{7+} .

La ecuación de Alani-Kennedy es similar en su forma a la ecuación de Van der Waals, la cual toma la siguiente forma:

$$V_m^3 - \left[\frac{RT}{P} + b \right] V_m^2 + \frac{aV_m}{P} - \frac{ab}{P} = 0 \quad (\text{Ec. 1.20})$$

Donde

- R = Constante del gas, 10.73 psia ft³/lb-mole, \mathcal{R} .
- T = Temperatura, \mathcal{R} .

- P = Presión, psia.
- V_m = Volumen molar, ft^3 en 1 lb-mole.
- a, b = Constantes para sustancia puras.

Alani y Kennedy consideraron las constantes a y b funciones de la temperatura y propusieron expresiones para calcular los dos parámetros:

$$a = Ke^{n/T} \quad (\text{Ec. 1.21})$$

$$b = mT + c \quad (\text{Ec. 1.22})$$

Donde k , n , m y c son constantes para cada componente puro en la mezcla y tabulados en el Anexo 1.2.

El anexo 1.2 no contiene constantes de las cuales el valor del parámetro a y b para el heptano+, pueden ser calculados. Por lo tanto, Alani y Kennedy propusieron la siguiente ecuación para determinar a y b del C_7 :

$$\ln(a_{C_{7+}}) = 3.8405985(10^{-3})(M)_{C_{7+}} - 9.5638281(10^{-4})\left(\frac{M}{\gamma}\right)_{C_{7+}} + \frac{261.80818}{T} + 7.3104464(10^{-6})(M)_{C_{7+}}^2 + 10.753517 \quad (\text{Ec. 1.23})$$

$$b_{C_{7+}} = 0.03499274(M)_{C_{7+}} - 7.2725403(\gamma)_{C_{7+}} + 2.232395(10^{-4})T - 0.016322572\left(\frac{M}{\gamma}\right)_{C_{7+}} + 6.2256545 \quad (\text{Ec. 1.24})$$

Donde:

- $M_{C_{7+}}$: Peso molecular de C_{7+} .
- $\gamma_{C_{7+}}$: Gravedad específica de C_{7+} .
- $a_{C_{7+}}, b_{C_{7+}}$: Constantes de la fracción del heptano+.
- T : Temperatura en $^{\circ}\text{R}$.

Para mezcla de hidrocarburos, el valor de a y b de la mezcla son calculados usando la siguiente regla para la mezcla:

$$a_m = \sum_{i=1}^{C_{T+}} a_i x_i \quad (\text{Ec. 1.25})$$

$$b_m = \sum_{i=1}^{C_{T+}} b_i x_i \quad (\text{Ec. 1.26})$$

Donde los coeficientes a_i y b_i se refiere a los valores de hidrocarburos puros, i , calculado de las ecuaciones 1.21 y 1.22, para la temperatura existente. x_i es la fracción molar del componente i en la fase líquida. Los valores a_m y b_m son luego usados en la ecuación 1.20 para resolver el volumen molar V_m . La densidad de la mezcla a la presión y temperatura de interés es determinado con la siguiente relación:

$$\rho_o = \frac{M_a}{V_m} \quad (\text{Ec. 1.27})$$

Donde:

- ρ_o : Densidad del petróleo, lbs/ft³.
- M_a : Peso molecular aparente; que es, $M_a = \sum x_i M_i$
- V_m : Volumen molar, ft³ en 1lb-mole.

El método de Alani y Kennedy para calcular la densidad de líquidos es resumido en los siguientes pasos.

Paso 1: Calcular las constantes a y b para cada componente puro a partir de las ecuaciones 1.21 y 1.22:

$$a = K e^{n/T} \quad (\text{Ec. 1.28})$$

$$b = mT + c \quad (\text{Ec. 1.29})$$

Paso 2: Determinar los parámetros $a_{C_{7+}}$ y $b_{C_{7+}}$ para el C_{7+} .

Paso 3: Calcular valores de los coeficientes de la mezcla a_m y b_m desde las ecuaciones 1.25 y 1.26.

Paso 4: Calcular el volumen molar V_m resolviendo la ecuación 1.20 para la más pequeña raíz real. La ecuación puede ser resuelta iterativamente, usando el método iterativo de Newton-Raphson. Aplicando esta técnica, se asume un valor inicial de $V_m = 2$ y evaluar la ecuación 1.20 usando valores asumidos:

$$f(V_m) = V_m^3 - \left[\frac{RT}{P} + b_m \right] V_m^2 + \frac{a_m V_m}{P} - \frac{a_m b_m}{P} \quad (\text{Ec. 1.30})$$

Si el valor absoluto de esta función es más pequeño que la presente tolerancia, es decir, 10^{-10} , el valor asumido es el volumen deseado. Si no, un nuevo valor asumido de $(V_m)_{new}$ es usado para la función. El nuevo valor puede ser calculado a partir de la siguiente expresión:

$$(V_m)_{new} = (V_m)_{old} - \frac{f(V_m)_{old}}{f'(V_m)_{old}} \quad (\text{Ec. 1.31})$$

Donde la derivada $f'(V_m)$ es dado por

$$f'(V_m) = 3V_m^2 - 2 \left[\frac{RT}{P} + b_m \right] V_m + \frac{a_m}{P} \quad (\text{Ec. 1.32})$$

Paso 5: Computar el peso molecular aparente de M_a desde:

$$M_a = \sum x_i M_i \quad (\text{Ec. 1.33})$$

Paso 6: Determinar la densidad del petróleo a partir de:

$$\rho_o = \frac{M_a}{V_m} \quad (\text{Ec. 1.34})$$

1.2.3.2 Correlaciones de densidad basados en datos P.V.T limitados

Algunas correlaciones empíricas para calcular la densidad de líquidos de composición desconocida han sido propuestas. El empleo de correlaciones, limitó los datos P.V.T, como la gravedad del gas, gravedad del petróleo, y solubilidad del gas como parámetros correlacionados para estimar la densidad del líquido, prevaleciendo la presión y temperatura del reservorio. Dos métodos han sido presentados como representantes de esta categoría: Método de Katz y Método de Standing.

1.2.3.2.1 Método de Katz

La densidad, en general, puede ser definida como la masa de una unidad de volumen de material a una temperatura y presión específicas. Por lo tanto, la densidad de un petróleo sobresaturado (con gas en solución), para condiciones estándar puede ser definida matemáticamente por la siguiente relación:

$$\rho_{sc} = \frac{\text{Peso del tan que de almacenamiento de petróleo} + \text{peso del gas en solución}}{\text{volumen del tan que de almacenamiento de petróleo} + \text{Incremento del volumen debido al gas en solución}}$$

o

$$\rho_{sc} = \frac{m_o + m_g}{(V_o)_{sc} + (\Delta V_o)_{sc}} \quad (\text{Ec. 1.35})$$

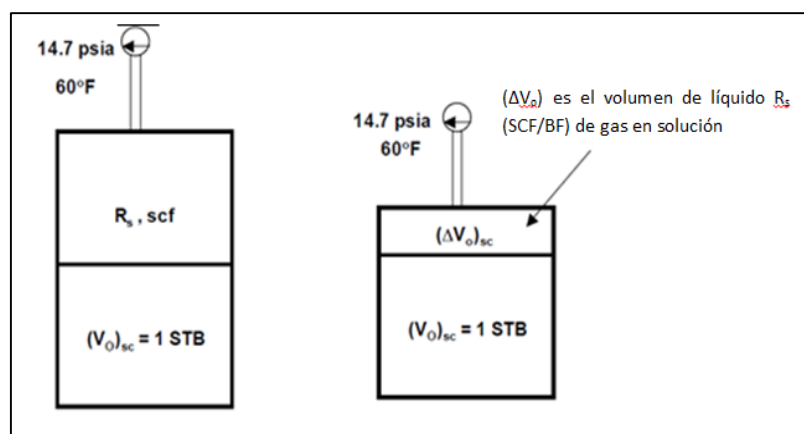
Donde:

- ρ_{sc} : Densidad del petróleo a condiciones estándar, lbs/ft³.
- $(V_o)_{sc}$: Volumen del petróleo a condiciones estándar, ft³.
- m_o : Peso total de un barril de petróleo del tanque de almacenamiento, lbs de petróleo.
- m_g : Peso del gas en solución, lb de gas en solución.
- $(\Delta V_o)_{sc}$: Incremento del volumen de petróleo del tanque de reposo debido al gas en solución, ft³.

El procedimiento para calcular la densidad a condiciones estándar es ilustrado esquemáticamente en la figura 1.12. Katz (1942) expresó el incremento de volumen de petróleo, $(\Delta V_o)_{sc}$, relativo al gas en solución, introduciendo la densidad aparente del líquido a la densidad de gas disuelto, ρ_{ga} , para predecir la expansión:

$$(\Delta V_o)_{sc} = \frac{m_g}{\rho_{ga}} \quad (\text{Ec. 1.36})$$

FIGURA 1.12: ILUSTRACIÓN ESQUEMÁTICA DEL MODELO DE DENSIDAD DE KATZ BAJO CONDICIONES ESTÁNDAR.



Fuente: Gas Processors Suppliers Association, Engineering Data Book, 10^{ma} edición. Tulsa, Oklahoma 2004.

Combinando las dos anteriores expresiones tenemos

$$\rho_{sc} = \frac{m_o + m_g}{(V_o)_{sc} + \frac{m_g}{\rho_{ga}}} \quad (\text{Ec. 1.37})$$

Donde ρ_{ga} , introducido por Katz, es llamado la densidad aparente del gas licuado disuelto a 60°F y 14.7 psia. Katz correlaciono la densidad aparente del gas, en lbs/ft³, gráficamente con la gravedad específica del gas, γ_g , solubilidad del gas (Relación Gas/Petróleo), R_s , gravedad específica del petróleo (o la gravedad API) tomado del tanque de almacenamiento, γ_o . Esta correlación gráfica es presentada en la figura 1.13. El método propuesto no requiere la composición del petróleo.

Refiriendo a la ecuación anterior, el peso del gas en solución y del tanque de reposo pueden ser determinados en términos de las anteriores propiedades del petróleo para la siguiente relación:

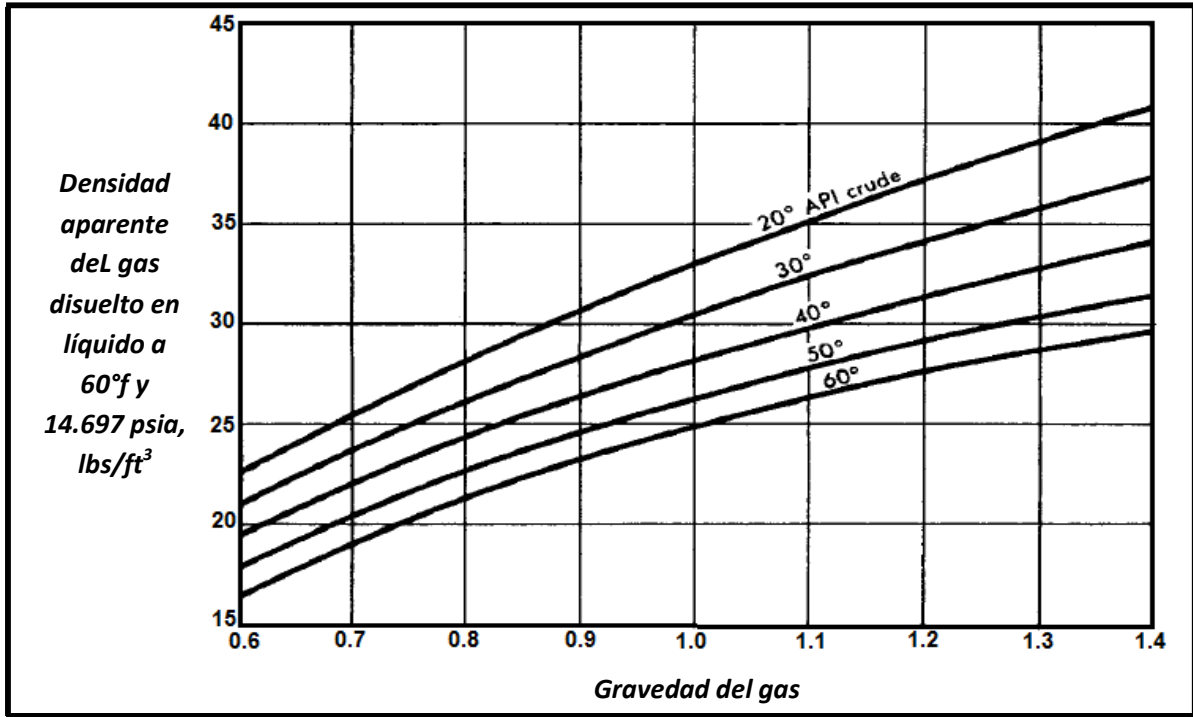
$$m_g = \frac{R_s}{379.4} (28.96)(\gamma_g), \text{ lbs de gas en solución/STB} \quad (\text{Ec. 1.38})$$

$$m_o = (5.615)(62.4)(\gamma_o), \text{ lbs de petróleo/STB} \quad (\text{Ec. 1.39})$$

Sustituyendo estos términos dentro de la ecuación de Katz se obtiene:

$$\rho_{sc} = \frac{(5.615)(62.4)(\gamma_o) + \left(\frac{R_s}{379.4}\right)(28.96)(\gamma_g)}{5.615 + \left(\frac{R_s}{379.4}\right)(28.96)(\gamma_g / \rho_{ga})} \quad (\text{Ec. 1.40})$$

FIGURA 1.1: DENSIDAD APARENTE DE GASES NATURALES LICUADOS



Fuente: Gas Processors Suppliers Association, Engineering Data Book, 10^{ma} edición.
Tulsa, Oklahoma 2004

o

$$\rho_{sc} = \frac{350.376\gamma_o + \left(\frac{R_s\gamma_g}{13.1}\right)}{5.615 + \left(\frac{R_s\gamma_g}{13.1\rho_{ga}}\right)} \quad (\text{Ec. 1.41})$$

El ajuste de corrección de presión, $\Delta\rho_p$, y el ajuste por expansión termal, $\Delta\rho_T$, para el cálculo de ρ_{sc} puede ser realizado usando las figuras 1.10 y 1.11 respectivamente. Standing (1981) mostro que la densidad aparente del gas disuelto en líquido, como represento Katz en su gráfica, puede ser estrechamente aproximada a la siguiente relación:

$$\rho_{ga} = (38.52)10^{-0.00326 API} + [94.75 - 33.93 \log(API)] \log(\gamma_g) \quad (\text{Ec. 1.42})$$

1.2.3.2.2 Método de Standing

Standing (1981) propuso una correlación empírica para estimar el factor volumétrico de formación del petróleo como una función de la solubilidad del gas, R_s , la gravedad específica del petróleo del tanque de almacenamiento, γ_o , gravedad específica del gas en solución, γ_g , y la temperatura del sistema, T . Acoplando la definición matemática del factor volumétrico de formación del petróleo (que se discutirá más adelante) con la correlación de Standing, la densidad del petróleo a presión y temperatura específica puede ser calculada con la siguiente expresión:

$$\rho_o = \frac{62.4\gamma_o + 0.0136R_s\gamma_g}{0.972 + 0.000147 \left[R_s \left(\frac{\gamma_g}{\gamma_o} \right)^{0.5} + 1.25(T - 460) \right]^{1.175}} \quad (\text{Ec. 1.43})$$

Donde:

- T : Temperatura del sistema, \mathcal{R} .
- γ_o : Gravedad específica del petróleo tomado del tanque de reposo a condiciones estándar.
- γ_g : Gravedad específica del gas.
- R_s : Solubilidad del gas, scf/STB.
- ρ_o : Densidad del petróleo, lbs/ft³.

La ventaja obvia del uso de la correlación de Standing es que la densidad del petróleo es dada a temperatura y presión a la cual la solubilidad del gas es medida, y por lo tanto, no necesita correcciones de $\Delta\rho_P$ y $\Delta\rho_T$. Ahmed (1988) propuso otra aproximación para estimar la densidad del petróleo a condiciones estándar basada

en el peso molecular aparente del petróleo del tanque de almacenamiento. La correlación calcula el peso molecular aparente del petróleo a partir de datos disponibles PVT. Ahmed expreso el peso molecular aparente del petróleo con su gas en solución disuelto con la siguiente relación:

$$M_a = \frac{0.0763R_s \gamma_g M_{st} + 350.376\gamma_o M_{st}}{0.0026537R_s M_{st} + 350.376\gamma_o} \quad (\text{Ec. 1.44})$$

Donde:

- M_a : Peso molecular aparente del petróleo.
- M_{st} : Peso molecular del petróleo del tanque de almacenamiento y también puede ser tomado como el peso molecular de la fracción de heptano+.
- γ_o : Gravedad específica del petróleo del tanque de almacenamiento o de la fracción de C_{7+} , 60°F60°.

La densidad del petróleo a condiciones estándar puede luego ser determinada desde la siguiente expresión.

$$\rho_{sc} = \frac{0.0763R_s \gamma_g + 350.376\gamma_o}{0.0026537R_s + \gamma_o \left(5.615 + \frac{199.71432}{M_{st}} \right)} \quad (\text{Ec. 1.45})$$

Si el peso molecular del petróleo del tanque de almacenamiento no es válido, la densidad del petróleo con su gas disuelto en solución a condiciones estándar, puede ser estimada a partir de la siguiente ecuación:

$$\rho_{sc} = \frac{0.0763 R_s \gamma_g + 350.4\gamma_o}{0.0027 R_s + 2.4893 \gamma_o + 3.491} \quad (\text{Ec. 1.46})$$

La aproximación propuesta requiere los dos pasos adicionales para contabilizar los efectos de presión y temperatura del reservorio.

La densidad del petróleo puede ser calculada rigurosamente a partir de mediciones experimentales con datos P.V.T para alguna presión y temperatura. La siguiente expresión relaciona la densidad del petróleo, ρ_o , la solubilidad del gas, R_s , gravedad específica del petróleo, gravedad del gas, y el factor volumétrico de formación:

$$\rho_o = \frac{62.4\gamma_o + 0.0136R_s\gamma_g}{B_o} \quad (\text{Ec. 1.47})$$

Donde:

- γ_o : Gravedad específica del petróleo del tanque de reposo, 60°/60°.
- R_s : Solubilidad del gas, scf/STB
- ρ_o : Densidad del petróleo a presión y temperatura, lb/ft³.
- γ_g : Gravedad específica del gas.
- B_o : Factor Volumetrico del petróleo (Bls/BF).

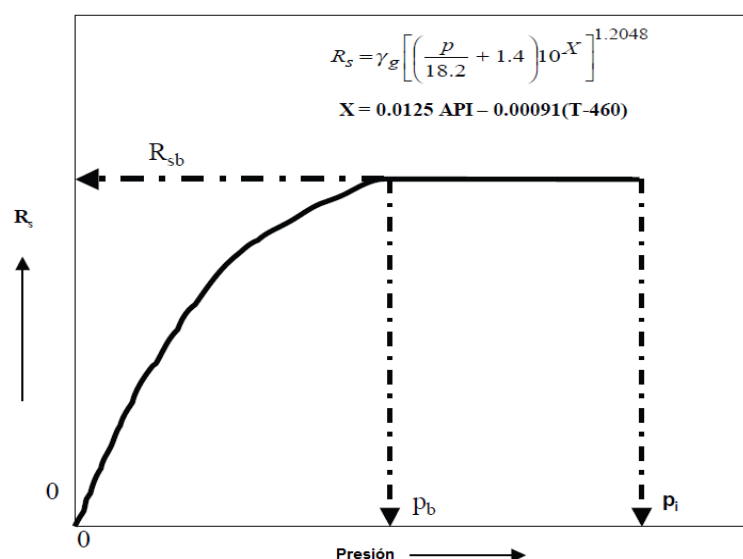
1.2.4 SOLUBILIDAD DEL GAS

La solubilidad del gas, R_s , es definido como el número de pies cúbicos estándar de gas que se disuelve en un barril de petróleo para cierta presión y temperatura. La solubilidad de un gas natural en un petróleo es una fuerte función de la presión, la temperatura, la gravedad API, y la gravedad del gas.

Para un petróleo y gas en particular, a una temperatura constante, la solubilidad del gas incrementa con la presión hasta alcanzar la presión de saturación. Para la presión de saturación (presión de burbuja), todo el gas disponible es disuelto en el petróleo y la solubilidad alcanza su máximo valor. Una curva típica de solubilidad de gas, como una función de la presión para un petróleo saturado, es mostrada en la figura 1.14.

En la ausencia de mediciones experimentales de la solubilidad del gas en un sistema de petróleo, para determinar las propiedades es necesario determinarlas a partir de correlaciones empíricas deducidas. Cinco correlaciones empíricas para determinar la solubilidad del gas son discutidas aquí: Correlación de Standing, Correlación de Vasquez-Beggs, Correlación de Glaso, Correlación de Marhoun, y correlación de Petrosky-Farshad.

FIGURA 1.14: RELACIÓN TÍPICA ENTRE LA SOLUBILIDAD DEL GAS Y LA PRESIÓN



Fuente: Tarek Ahmed, Equations of state and P.V.T Analysis, Houston, Texas 2007

1.2.4.1 Correlación de Standing

Standing (1947) propuso una correlación gráfica para determinar la solubilidad del gas como función de la presión, gravedad específica del gas, gravedad API, y temperatura del sistema. La correlación fue desarrollada a partir de un total de 105 experimentos que determinaron 22 puntos sobre hidrocarburos mezclados de California, petróleo y gas natural. La correlación propuso tener un error de 4.8%. En una forma matemática, Standing (1981) expresó su correlación gráfica en la siguiente forma matemática más conveniente:

$$R_s = \gamma_g \left[\left(\frac{P}{18.2} + 1.4 \right) 10^x \right]^{1.2048} \quad (\text{Ec. 1.48})$$

con

$$x = 0.0125 API - 0.00091(T - 460) \quad (\text{Ec. 1.49})$$

Donde:

- R_s : Solubilidad del gas, scf/STB.
- T : Temperatura. $^{\circ}\text{R}$.
- P : Presión del sistema, psia.
- γ_g : Gravedad específica del gas.
- API : Gravedad del petróleo, $^{\circ}\text{API}$.

Debe notarse que la ecuación de Standing es válida para aplicarla bajo la presión del punto de burbuja del petróleo.

1.2.4.2 Correlación de Vazquez-Beggs

Vasquez y Beggs (1980) presentaron una correlación empírica mejorada para estimar R_s . La correlación fue obtenida para un análisis de regresión usando 5008 datos medidos de solubilidad del gas. Basados en la gravedad del petróleo, los datos medidos son divididos dentro de dos grupos. Esta división fue hecha para un valor de gravedad de 30 $^{\circ}\text{API}$. La ecuación propuesta tenía la siguiente forma:

$$R_s = C_1 \gamma_{gs} P^{C_2} \exp \left[C_3 \left(\frac{API}{T} \right) \right] \quad (\text{Ec.1.50})$$

Comprendiendo que el valor de la gravedad específica de los gases depende de las condiciones, bajo los cuales este se separa del petróleo, Vasquez y Beggs propusieron que el valor de la gravedad específica es obtenido a partir de una

presión de separador, que puede ser usada en esta ecuación.. Los autores propusieron la siguiente relación para ajustar la gravedad del gas, γ_g , a la presión de referencia del separador:

$$\gamma_{gs} = \gamma_g \left[1 + 5.912(10^{-5})(API)(T_{sep} - 460) \log \left(\frac{P_{sep}}{114.7} \right) \right] \quad (\text{Ec. 1.51})$$

Donde:

- γ_{gs} : Gravedad del gas a la presión de referencia del separador P_{sep} y T_{sep} .
- γ_g : Gravedad del gas a las condiciones actuales del separador de P_{sep} y T_{sep} .
- P_{sep} : Presión actual del separador, psia.
- T_{sep} : Temperatura actual del separador, °R

Los valores para los coeficientes son los siguientes:

TABLA 1.5: COEFICIENTES PARA LA CORRELACIÓN (EC. 1.53)

COEFICIENTES	%API ≤ 30	%API > 30
C ₁	0.362	0.0178
C ₂	1.0937	1.1870
C ₃	25.7240	23.931

Fuente: Tarek Ahmed, Equations of state and P.V.T Analysis, Houston, Texas 2007

Elaborado: Julio Murillo, Carla Yépez.

La gravedad del gas usada en el desarrollo de todas las correlaciones informó a los autores qué sería el resultado de una separación de dos-fases. La presión de la primera fase fue escogida a 100 psig y la segunda fase fue la del tanque de

almacenamiento. Si las condiciones del separador son desconocidas, la gravedad del gas sin ajustar podría ser usada en la ecuación 1.50.

Una evaluación independiente de estas correlaciones hecha por Sutton y Farashad (1984), mostró que la correlación es capaz de predecir las solubilidades del gas con un error promedio absoluto de 12.7%.

1.2.4.3 Correlación de Glaso

Glaso (1980) propuso una correlación para estimar la solubilidad del gas como una función de la gravedad API, la presión, la temperatura, y la gravedad específica del gas. La correlación fue desarrollada estudiando 45 muestras de petróleo del Mar Norte. Glaso reporto un error promedio de 1.28% con una desviación estándar de 6.98%. La relación propuesta fue de la siguiente forma:

$$R_s = \gamma_g \left\{ \left[\frac{API^{0.989}}{(T - 460)^{0.172}} \right] (A) \right\}^{1.2255} \quad (\text{Ec. 1.52})$$

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

$$A = 10^X \quad (\text{Ec. 1.53})$$

y el exponente X está dado por:

$$X = 2.8869 - [14.1811 - 3.3093 \log(P)]^{0.5} \quad (\text{Ec. 1.54})$$

1.2.4.4 Correlación de Marhoun

Marhoun (1988) desarrollo una expresión para estimar la presión de saturación de un crudo del Medio Oriente. La correlación se originó a partir de 160 datos de presión de saturación experimentales. La correlación propuesta puede ser reestructurada y resuelta para dar la solubilidad del gas:

$$R_s = [a\gamma_g^b\gamma_o^c T^d P]^e \quad (\text{Ec. 1.55})$$

Donde:

- γ_g : Gravedad específica del gas.
- γ_o : Gravedad del petróleo del tanque de almacenamiento.
- T : Temperatura, \mathcal{R} .
- $a-e$: Coeficientes de la ecuación anterior teniendo estos valores.

$$a = 185.843208$$

$$b = 1.877840$$

$$c = -3.1437$$

$$d = -1.32657$$

$$e = 1.39844$$

1.2.4.5 Correlación de Petrosky y Farshad

Petrosky y Farshad (1993), usaron un software de regresión múltiple no lineal para desarrollar una correlación para la solubilidad del gas. Los autores construyeron una base de datos PVT a partir 81 análisis de laboratorio de petróleo del Golfo de México.

$$R_s = \left[\left(\frac{P}{112.727} + 12.340 \right) \gamma_g^{0.8439} 10^x \right]^{1.73184} \quad (\text{Ec. 1.56})$$

con

$$x = 7.916(10^{-4})(API)^{1.5410} - 4.561(10^{-5})(T - 460)^{1.3911} \quad (\text{Ec. 1.57})$$

Donde:

- R_s : Solubilidad del gas, scf/STB.
- T : Temperatura, \mathcal{R} .

- P : Presión del sistema, psia.
- γ_g : Gravedad específica del gas en solución.
- API : Gravedad del petróleo, °API.

Más adelante derivando, desde un balance de materiales aproximado, la solubilidad del gas puede ser calculada rigurosamente a partir de experimentos, datos P.V.T a una presión y temperatura específica. La siguiente expresión relaciona la solubilidad del gas, R_s , para la densidad del petróleo, gravedad específica del petróleo, gravedad del gas, y el factor volumétrico de formación del petróleo:

$$R_s = \frac{\beta_o \rho_o - 62.4 \gamma_o}{0.0136 \gamma_g} \quad (\text{Ec. 1.58})$$

Donde:

- ρ_o : Densidad del petróleo a presión y temperatura, lb/ft³.
- β_o : Factor volumétrico de formación del petróleo, bbl/STB.
- γ_o : Gravedad específica del petróleo tomado del tanque de almacenamiento.
- γ_g : Gravedad específica del gas en solución.

1.2.5 PRESIÓN DE BURBUJA

La presión de Burbuja, P_b , de un sistema de hidrocarburos es definido como la más alta presión a la cual se libera la primera burbuja de gas en el petróleo. Esta importante propiedad puede ser medida experimentalmente para un sistema de petróleo, dirigiendo una prueba de expansión a composición constante.

Algunas correlaciones gráficas y matemáticas para determinar P_b han sido propuestas durante las últimas cuatro décadas. Estas correlaciones están

esencialmente basadas sobre la asunción que la presión de burbuja es una fuerte función de la solubilidad del gas, R_s ; gravedad del gas, γ_g ; gravedad del petróleo, API ; y temperatura, T :

$$P_b = f(R_s, \gamma_g, API, T) \quad (\text{Ec. 1.59})$$

La manera de combinar estos parámetros en una forma gráfica o una expresión matemática fueron propuestos por algunos autores, incluyendo Standing, Vasquez y Beggs, Glaso, Marhoun, y Petrosky y Farshad. Las correlaciones empíricas propuestas por los autores para estimar la presión en el punto de burbuja son las siguientes:

1.2.5.1 Correlación de Standing

Basados en 105 mediciones experimentales de presión de burbuja a 22 hidrocarburos del sistema de campos de petróleo de California, Standing (1947) propuso una correlación gráfica para determinar la presión de burbuja del petróleo en un sistema. Los parámetros puestos en correlación son la solubilidad del gas, R_s , gravedad de gas, γ_g , gravedad API de petróleo, y la temperatura del sistema. El error promedio reportado es 4.8%.

En una forma matemática, Standing (1981) expresó la correlación gráfica de la siguiente manera:

$$P_b = 18.2 \left[\left(R_s / \gamma_g \right)^{0.83} (10)^a - 1.4 \right] \quad (\text{Ec. 1.60})$$

con

$$a = 0.00091(T - 460) - 0.0125(API) \quad (\text{Ec. 1.61})$$

Donde:

- R_s : Solubilidad del gas. scf/STB.
- P_b : Presión de burbuja. psia
- T : Temperatura del sistema, $^{\circ}\text{R}$.

La correlación de Standing podría ser usada con precaución si componentes no hidrocarburos llegan a estar presentes en el sistema.

Lasater (1958) uso una aproximación diferente en la predicción de presión de burbuja, introduciendo y usando la fracción molar del gas en solución definido como,

γ_{gas} :

$$\gamma_{gas} = \frac{M_o R_s}{M_o R_s + 133000 \gamma_o} \quad (\text{Ec 1.62})$$

Donde M_o : peso molecular del petróleo del tanque de almacenamiento y γ_o : gravedad específica del petróleo en el tanque de almacenamiento, 60 $^{\circ}$ /60 $^{\circ}$.

Si no es disponible el peso molecular, este puede ser estimado a partir de la Ecuación de Cragoe (1997):

$$M_o = \frac{6084}{API - 5.9} \quad (\text{Ec. 1.63})$$

La presión de burbuja propuesta por Lasater está dada en la siguiente relación:

$$P_b = \left(\frac{T}{\gamma_g} \right) A \quad (\text{Ec. 1.64})$$

Donde T es la temperatura en $^{\circ}\text{R}$ y A es un parámetro puesto en correlación gráfica que es función de la fracción molar del gas en solución γ_{gas} . Whitson y Brule (2000) describe este parámetro puesto en correlación:

$$A = 0.83918 \left[10^{1.17664 \gamma_{gas}} \gamma_{gas}^{0.57246} \right], \text{ cuando } \gamma_{gas} \leq 0.6 \quad (\text{Ec. 1.65})$$

$$A = 0.83918 \left[10^{1.08000 \gamma_{gas}} \gamma_{gas}^{0.31109} \right], \text{ cuando } \gamma_{gas} > 0.6 \quad (\text{Ec. 1.66})$$

1.2.5.2 Correlación de Vasquez-Beggs

La correlación de solubilidad del gas de Vasquez y Beggs presentada en la ecuación 1.53, puede ser resuelta para calcular la presión de burbuja P_b de la siguiente manera:

$$P_b = \left[\left(C_1 \frac{R_s}{\gamma_{gs}} \right) (10)^a \right]^{C_2} \quad (\text{Ec. 1.67})$$

con el exponente a dado por:

$$a = C_3 \left(\frac{API}{T} \right) \quad (\text{Ec. 1.68})$$

la temperatura, T , está en $^{\circ}\text{R}$.

El coeficiente C_1 , C_2 , y C_3 de la ecuación 1.70 son los siguientes valores:

TABLA 1.6: COEFICIENTES PARA EC. 1.70

COEFICIENTE	API ≤ 30	API > 30
C₁	27.624	56.18
C₂	10.914328	0.84246
C₃	-11.172	-10.393

Fuente: Tarek Ahmed, Equations of state and P.V.T Analysis, Houston, Texas 2007

Elaborado: Julio Murillo, Carla Yépez.

La gravedad específica del gas γ_{gs} a la presión de referencia del separador es definida por la ecuación 1.54 de la siguiente manera:

$$\gamma_{gs} = \gamma_g \left[1 + 5.912(10^{-5})(API)(T_{sep} - 460) \log \left(\frac{P_{sep}}{114.7} \right) \right]$$

1.2.5.3 Correlación de Glaso

Glaso (1980) uso 45 muestras de petróleo, principalmente del sistema de hidrocarburos del Mar del Norte, para desarrollar una correlación exacta para predecir la presión de burbuja. Glaso propuso la siguiente expresión:

$$\log(P_b) = 1.7669 + 1.7447 \log(A) - 0.30218[\log(A)]^2 \quad (\text{Ec. 1.69})$$

Los parámetros correlacionados de A en la ecuación son definidos por la siguiente expresión:

$$A = \left(\frac{R_s}{\gamma_g} \right)^{0.816} \frac{(T - 460)^{0.172}}{(API)^{0.989}} \quad (\text{Ec. 1.70})$$

Donde:

- R_s : Solubilidad del gas, scf/STB.
- T : Temperatura del sistema, $^{\circ}\text{R}$.
- γ_g : Gravedad específica promedio total de gases en superficie.

Para petróleos volátiles, Glaso recomienda que el exponente de temperatura de la ecuación 1.70 pueda cambiarse ligeramente de 0.172 al valor de 0.130, esto da:

$$A = \left(\frac{R_s}{\gamma_g} \right)^{0.816} \frac{(T - 460)^{0.1302}}{(API)^{0.989}} \quad (\text{Ec. 1.71})$$

1.2.5.4 Correlación de Marhoun

Marhoun (1988) uso 160 muestra experimentales para determinar la presión de burbuja a partir de 69 análisis P.V.T de un hidrocarburo mezclado de Medio Oriente para desarrollar una correlación para estimar P_b . El autor correlaciono la presión de burbuja con la solubilidad del gas, R_s , la temperatura, T , y la gravedad específica del petróleo y del gas. Marhoun propuso la siguiente expresión:

$$P_b = aR_s^b \gamma_g^c \gamma_o^d T^e \quad (\text{Ec. 1.72})$$

Donde:

- T : Temperatura, \mathcal{R} .
- R_s : Solubilidad del gas, scf/STB.
- γ_o : Gravedad específica del petróleo del tanque de almacenamiento.
- γ_g : Gravedad específica del gas.
- $a-e$: Coeficientes de la correlación tienen los siguientes valores.

$$a = 5.38088 \times 10^{-3}$$

$$b = 0.715082$$

$$c = -1.87784$$

$$d = 3.1437$$

$$e = 1.32657$$

El error promedio absoluto relativo reportado de la correlación es 3.66% cuando se comparó con datos experimentales usados en el desarrollo de la correlación.

1.2.5.5 Correlación de Petrosky-Farshad

La correlación de solubilidad del gas de Petrosky y Farshad, ecuación 1.56, puede ser resuelta para la presión de burbuja de la siguiente manera:

$$P_b = \left[\frac{112.727 R_s^{0.577421}}{\gamma_g^{0.8439} (10)^x} \right] - 1391.051 \quad (\text{Ec. 1.73})$$

Donde el parámetro x , esta previamente definido en la siguiente expresión:

$$x = 7.916(10^{-4})(API)^{1.5410} - 4.561(10^{-5})(T - 460)^{1.3911} \quad (\text{Ec. 1.74})$$

Donde:

- R_s : Solubilidad del gas, scf/STB.
- T : Temperatura. $^{\circ}\text{R}$.
- γ_g : Gravedad específica del gas en solución.
- API : Gravedad del petróleo, $^{\circ}\text{API}$.

Los autores determinaron que la correlación de presión de burbuja tiene un error promedio absoluto de 3.28%.

Usando la aproximación de la red neutral, Al-Shammasi (1999) propuso la siguiente expresión que estimo un error absoluto promedio de la presión de burbuja de 18%:

$$P_b = \gamma_o^{5.527215} e^{-1.841408|\gamma_o\gamma_g|} [R_s T \gamma_g]^{0.783716} \quad (\text{Ec. 1.75})$$

Donde T es la temperatura en $^{\circ}\text{R}$.

1.2.6 FACTOR VOLUMÉTRICO DE FORMACIÓN DEL PETRÓLEO

El Factor volumétrico de formación del petróleo, β_o , es definido como la relación del volumen de petróleo (más el gas en solución) a la temperatura y presión prevalecientes en el reservorio para el volumen de petróleo a condiciones estándar. Evidentemente, β_o siempre es mayor o igual que la unidad. El factor volumétrico de formación del petróleo puede ser expresado matemáticamente como:

$$\beta_o = \frac{(V_o)_{P,T}}{(V_o)_{sc}} \quad (\text{Ec. 1.76})$$

Donde:

- β_o : Factor volumétrico de formación del petróleo, bbl/STB.
- $(V_o)_{P,T}$: Volumen del petróleo bajo presión del reservorio, P , y temperatura, i , bbl.
- $(V_o)_{sc}$: Volumen del petróleo medido bajo condiciones estándar, STB.

Una típica curva de factor de formación, como función de la presión para un petróleo subsaturado ($P_i > P_b$), se muestra en la figura 1.15. Como la presión es reducida debajo de la presión de reservorio inicial, P_i , el volumen del petróleo incrementa debido a la expansión del petróleo. Este comportamiento resulta en un incremento del factor volumétrico de formación y continúa hasta alcanzar la presión de burbuja.

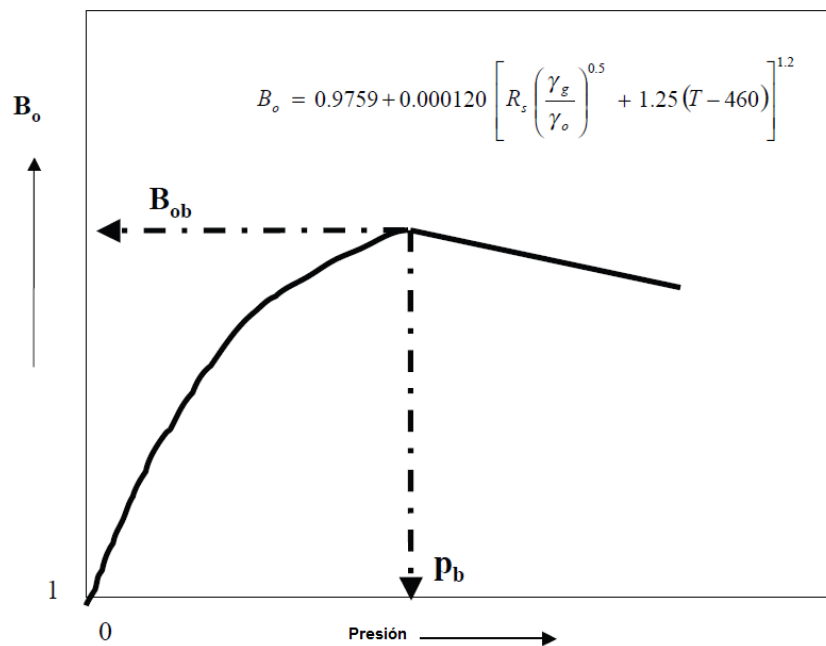
Para P_b , el petróleo alcanza su máxima expansión y consecuentemente obtiene el máximo valor de β_{ob} para el factor volumétrico de formación. Como la presión es reducida por debajo de P_b , el volumen del petróleo y β_o disminuyen a medida que el gas se libera. Cuando la presión es reducida a la presión atmosférica y a 60° F de temperatura, el valor de β_o es igual a 1. La mayoría de las publicaciones de correlaciones empíricas β_o utilizan la siguiente relación generalizada:

$$\beta_o = f(R_s, \gamma_g, \gamma_o, T) \quad (\text{Ec. 1.77})$$

Seis métodos de predicción del factor volumétrico de formación del petróleo son presentados aquí: Correlación de Standing, Correlación de Vasquez y Beggs, Correlación de Glaso, Correlación de Marhoun, Correlación de Petrosky y Farshad, ecuación de balance de materiales. Debe notarse que todas las correlaciones

pueden ser usadas para cualquier presión igual o por debajo de la presión de burbuja.

FIGURA 1.15: TÍPICO FACTOR VOLUMÉTRICO DE FORMACIÓN DEL PETRÓLEO.



Fuente: Tarek Ahmed, Equations of state and P.V.T Analysis, Houston, Texas 2007

Elaborado: Julio Murillo, Carla Yépez.

1.2.6.1 Correlación de Standing

Standing (1947) presentó una correlación gráfica para estimar el factor volumétrico de formación con el gas en solución, gravedad del gas, y temperatura del reservorio como parámetros correlacionados. Esta correlación gráfica originada a partir de 105 datos experimentales de 22 lugares de un sistema de hidrocarburos de California. Un error promedio de 1.2% fue reportado para la correlación.

Standing (1981) mostró que el factor volumétrico de formación del petróleo puede ser expresado más convenientemente en una forma matemática con la siguiente ecuación:

$$\beta_o = 0.9759 + 0.000120 \left[R_s \left(\frac{\gamma_g}{\gamma_o} \right)^{0.5} + 1.25(T - 460) \right]^{1.2} \quad (\text{Ec. 1.78})$$

Donde:

- T : Temperatura, $^{\circ}\text{R}$.
- γ_o : Gravedad específica del petróleo tomado del tanque de almacenamiento, 60°F
- γ_g : Gravedad específica del gas en solución.

1.2.6.2 Correlación de Vasquez y Beggs

Vasquez y Beggs (1980) desarrollaron una relación para determinar β_o como una función de R_s , γ_o , γ_g , y T . La correlación propuesta fue basada en 60000 mediciones de β_o a varias presiones. Usando la técnica de análisis de regresión, Vasquez y Beggs encontraron la siguiente ecuación para ser la mejor forma de reproducir la medición de datos:

$$\beta_o = 1.0 + C_1 R_s + (T - 520) \left(\frac{API}{\gamma_{gs}} \right) [C_2 + C_3 R_s] \quad (\text{Ec. 1.79})$$

Donde:

- R : Solubilidad del gas. scf/STB.
- T : Temperatura, $^{\circ}\text{R}$.
- γ_{gs} : Gravedad específica del gas definida en la ecuación 1.54

$$\gamma_{gs} = \gamma_g \left[1 + 5.912(10^{-5})(API)(T_{sep} - 460) \log \left(\frac{P_{sep}}{114.7} \right) \right]$$

Los valores de los coeficientes C_1 , C_2 , y C_3 de la ecuación 1.82 son los siguientes:

TABLA 1.7: COEFICIENTES PARA EC. 1.79

COEFICIENTE	API ≤ 30	API > 30
C_1	4.677×10^{-4}	4.670×10^{-4}
C_2	1.751×10^{-5}	1.100×10^{-5}
C_3	-1.811×10^{-8}	1.337×10^{-9}

Fuente: Tarek Ahmed, Equations of state and P.V.T Analysis, Houston, Texas 2007

Elaborado: Julio Murillo, Carla Yépez.

Vasquez y Beggs reportaron un error promedio de 4.7% para propósito de la correlación.

1.2.6.3 Correlación de Glaso

Glaso (1980) propuso la siguiente expresión para calcular el factor volumétrico de formación del petróleo.

$$\beta_o = 1.0 + 10^A \quad (\text{Ec. 1.80})$$

Donde:

$$A = -6.58511 + 2.91329 \log \beta_{ob}^* - 0.27683 (\log \beta_{ob}^*)^2 \quad (\text{Ec. 1.81})$$

β_{ob}^* es una "numero de correlación" definido por la siguiente ecuación:

$$\beta_{ob}^* = R_s \left(\frac{\gamma_g}{\gamma_o} \right)^{0.526} + 0.968(T - 460) \quad (\text{Ec. 1.82})$$

Donde T: temperatura, R_s , y γ_o : gravedad específica del petróleo en el tanque de almacenamiento. Estas correlaciones se originaron a partir del estudio de datos P.V.T de 45 muestras de petróleo. El error promedio reportado de esta correlación fue de -0.43% con una desviación estándar de 2.18%.

Sutton y Farshad (1984) concluyeron que la correlación de Glaso ofrece la mejor exactitud cuando se compara con las correlaciones de Standing y Vasquez-Beggs. En general, La correlación de Glaso subestima el factor volumétrico de formación, la expresión de Standing tiende a sobre estimar el factor volumétrico del petróleo, mientras que la correlación de Vasquez-Beggs típicamente sobre estima el factor volumétrico de formación del petróleo

1.2.6.4 Correlación de Marhoun

Marhoun (1988) desarrollo una correlación para determinar el factor volumétrico de formación del petróleo como una función de la solubilidad del gas, gravedad específica del petróleo del tanque de almacenamiento, gravedad específica del gas, y la temperatura. La ecuación empírica fue desarrollada para análisis de regresión múltiples no lineales en 160 puntos de datos experimentales. La información experimental fue obtenida a partir de 69 muestras de petróleo del Medio Oriente. El autor propuso la siguiente expresión:

$$\beta_0 = 0.497069 + 0.000862963T + 0.00182594F + 0.00000318099F^2 \quad (\text{Ec. 1.83})$$

Donde F es equivalente:

$$F = R_s^a \gamma_g^b \gamma_o^c \quad (\text{Ec. 1.84})$$

Donde T es la temperatura del sistema en \mathcal{R} y los coeficientes a , b y c tienen los siguientes valores:

$$\begin{aligned} a &= 0.742390 \\ b &= 0.323294 \\ c &= -1.202040 \end{aligned}$$

1.2.6.5 Correlación de Petrosky y Farshad

Petrosky y Farshad (1993) propusieron una nueva expresión para la estimación de β_o . La relación propuesta es similar al desarrollo de la ecuación hecha por Standing; sin embargo, la ecuación introduce tres parámetros propios para incrementar la exactitud de la correlación. Los autores usaron un modelo de regresión no lineal para unir experimentalmente, a partir de un petróleo del Golfo de México. Sus correlaciones tienen las siguientes formas:

$$\beta_o = 1.0113 + 7.2046(10^{-5})A \quad (\text{Ec. 1.85})$$

El término A está dado por:

$$A = \left[R_s^{0.3738} \left(\frac{\gamma_g^{0.2914}}{\gamma_o^{0.6265}} \right) + 0.24626(T - 460)^{0.5371} \right]^{3.0936} \quad (\text{Ec. 1.86})$$

Donde T: temperatura, \mathcal{R} y γ_o : gravedad específica del petróleo del tanque de almacenamiento, 60%60°.

1.2.6.6 Ecuación de Balance de Materiales

A partir de la definición de β_o expresada matemáticamente por la ecuación 1.76.

$$\beta_o = \frac{(V_o)_{P,T}}{(V_o)_{sc}} \quad (\text{Ec. 1.87})$$

El volumen de petróleo bajo P y T puede ser remplazado por el peso total del sistema de hidrocarburo dividido para densidad a la presión y temperatura prevaleciente:

$$\beta_o = \frac{\left[\frac{m_t}{\rho_o} \right]}{(V_o)_{sc}} \quad (\text{Ec. 1.88})$$

Donde el peso total del sistema de hidrocarburo es igual a la suma del petróleo en el tanque de almacenamiento más el peso del gas en solución:

$$m_t = m_o + m_g \quad (\text{Ec. 1.89})$$

o

$$\beta_o = \frac{m_o + m_g}{\rho_o (V_o)_{sc}} \quad (\text{Ec. 1.90})$$

Dada la solubilidad del gas, R_s , y la gravedad específica del gas, el peso del gas es calculado como:

$$m_g = \frac{R_s}{379.4} (28.96) (\gamma_g) \quad (\text{Ec. 1.91})$$

Donde m_g = peso del gas en solución, lbs de gas en solución/STB.

La masa del petróleo se toma del tanque de almacenamiento y es calculado a partir de su gravedad específica por la siguiente relación:

$$m_o = (5.615) (62.4) (\gamma_o) \quad (\text{Ec. 1.92})$$

Sustituyendo m_o y m_g ,

$$\beta_o = \frac{(5.615)(62.4)\gamma_o + \frac{R_s}{379.4}(28.96)\gamma_g}{5.615\rho_o} \quad (\text{Ec. 1.93})$$

o

$$\beta_o = \frac{62.4\gamma_o + 0.0136R_s\gamma_g}{\rho_o} \quad (\text{Ec. 1.94})$$

Donde ρ_o = densidad del petróleo a una presión y temperatura específica, lb/ft³.

El error calculado de β_o usando la ecuación 1.96 depende de la exactitud de las variables de entrada ($R_s, \gamma_g, y \gamma_o$) y el método de cálculo de ρ_o .

Al-Shammasi (1999) uso una red neuronal aproximada para generar una expresión para expresar β_o . La relación, dada abajo, da un error promedio absoluto de 1.81%:

$$\beta_o = 1 + \left[5.53(10^{-7})(T - 520)R_s \right] + 0.000181(R_s / \gamma_o) + \left[0.000449(T - 520) / \gamma_o \right] + \left[0.000206R_s\gamma_g / \gamma_o \right] \quad (\text{Ec. 1.95})$$

Donde T es la temperatura en $^{\circ}\text{R}$.

1.2.7 COEFICIENTE DE COMPRESIBILIDAD ISOTÉRMICA DEL PETRÓLEO

El coeficiente de compresibilidad isotérmico es definido como la proporción de cambio en el volumen con respecto al incremento de presión por unidad de volumen, todas las variables están siendo constantes incluyendo la temperatura. Matemáticamente, la compresibilidad isothermal, c , de una sustancia es definida por la siguiente expresión:

$$c = -\frac{1}{V} \left(\frac{\partial V}{\partial P} \right)_T \quad (\text{Ec. 1.96})$$

Los coeficientes de compresibilidad isotérmica son requeridos en la solución de muchos problemas de ingeniería en reservorios, incluyendo problemas de flujo de fluido transitorio; también estos son requeridos en la determinación de propiedades físicas de petróleos subsaturados.

Para un sistema de petróleo, el coeficiente de compresibilidad isothermal de la fase de petróleo, c_o , es categorizado dentro de los dos siguientes tipos basados en la presión del reservorio:

1. Para presiones de reservorio que son mayores o iguales a la presión de burbuja ($P \geq P_b$), el petróleo se encuentra como una sola fase con todo su gas todavía en solución. El coeficiente de compresibilidad isotérmica de la fase, c_o , sobre el punto de burbuja, refleja los cambios de volumen dentro del volumen asociado con la expansión de petróleo o la compresión de la misma fase de petróleo con cambios de presión en el reservorio. La compresibilidad de petróleo en este caso es el término Subsaturado, el coeficiente de compresibilidad isothermal.

2. Bajo el punto de burbuja, el gas en solución es liberado con decrecimiento de la presión de reservorio o se disuelve con el aumento de presión. Los cambios del volumen del petróleo, como el resultado de los cambios de la solubilidad del gas, pueden ser considerados cuando se determine el coeficiente de compresibilidad isothermal.

1.2.7.1 Coeficiente de compresibilidad isotérmica para un reservorio subsaturado

Generalmente, los coeficientes de compresibilidad isothermal de un petróleo subsaturado son determinados a partir de un estudio de laboratorio P.V.T. Una muestra del petróleo es colocada en una celda P.V.T a la temperatura del reservorio

y a una presión mayor que la presión de burbuja. Para estas condiciones iniciales, el fluido del reservorio se encuentra en una sola fase líquida. El volumen del petróleo se permite expandirse a medida que su presión declina. Este volumen es registrado y graficado como una función de la presión. Si el diagrama de presión/volumen experimental del petróleo es disponible, el coeficiente de compresibilidad instantáneo, c_o , para una presión, puede ser calculado gráficamente determinando el volumen, V , y la correspondiente pendiente, $(\partial V/\partial P)_T$, para esa presión. Para presiones por encima de punto de burbuja, algunas de las siguientes expresiones equivalentes son válidas para definir c_o :

$$\begin{aligned} c_o &= -\frac{1}{V} \left(\frac{\partial V}{\partial P} \right)_T \\ c_o &= -\frac{1}{\beta_o} \left(\frac{\partial \beta_o}{\partial P} \right)_T \\ c_o &= \frac{1}{\rho_o} \left(\frac{\partial \rho_o}{\partial P} \right)_T \end{aligned} \quad (\text{Ec. 1.97})$$

Donde:

- c_o : Compresibilidad isothermal del petróleo, psi^{-1} .
- $\left(\frac{\partial V}{\partial P} \right)_T$: Pendiente de la curva isothermal presión/volumen para P.
- ρ_o : Densidad del petróleo, lb/ft^3 .
- β_o : Factor volumétrico de formación de petróleo, bbl/STB .

Craft y Hawkins (1959) introdujeron el acumulado o el promedio del coeficiente de compresibilidad isotérmico, el cual define la compresibilidad desde la presión inicial de reservorio a la presión actual. La compresibilidad promedio de Craft y Hawkins, como se define aquí, es usada en la ecuación de balance de materiales:

$$\bar{c}_o = \frac{V \int_P^{P_i} c_o dp}{V[P_i - P]} = \frac{V - V_i}{V[P_i - P]} \quad (\text{Ec. 1.98})$$

Donde el subíndice i representa las condiciones iniciales. Equivalentemente, la compresibilidad promedio puede ser expresada en términos de β_o y ρ_o para las expresiones:

$$\bar{c}_o = \frac{\beta_o - \beta_{oi}}{\beta_o [P_i - P]} \quad (\text{Ec. 1.99})$$

$$\bar{c}_o = \frac{\rho_{oi} - \rho_o}{\rho_o [P_i - P]} \quad (\text{Ec. 1.100})$$

Algunas correlaciones fueron desarrolladas para estimar la compresibilidad del petróleo para presiones mayores del punto de burbuja, eso es, un sistema subsaturado de petróleo. Cuatro de estas correlaciones son las siguientes: Correlación de Trube, Correlación de Vasquez-Beggs, Correlación de Petrosky-Farshad, y correlación de Standing.

1.2.7.1.1 Correlación de Trube

Trube (1957) introdujo el concepto de la compresibilidad isothermal pseudo-reducida, c_r , de crudos subsaturados como se define en la siguiente relación:

$$c_r = c_o P_{pc} \quad (\text{Ec. 1.101})$$

Trube correlacionó esta propiedad gráfica con la presión pseudo-reducida y temperatura, P_{pr} , y T_{pr} , como muestra la figura 1.16.

Adicionalmente, Trube presento 2 correlaciones gráficas, una mostrada en la figura 1.17 y figura 1.18, para estimar las propiedades pseudo-criticas del petróleo. El procedimiento del cálculo del método propuesto es resumido en los siguientes pasos.

Paso 1: A partir de la presión de fondo medida y el dato de gradiente de presión, calcular la densidad promedio del reservorio subsaturado de petróleo, en gr/cm^3 , a partir de la siguiente expresión:

$$(\rho_o)_T = \frac{dp / dh}{0.433} \quad (\text{Ec. 1.102})$$

Donde $(\rho_o)_T$: densidad del petróleo a presión y temperatura del reservorio T , gr/cm^3 , y (dp / dh) = gradiente de presión obtenido a partir de una prueba build-up.

Paso 2: Ajustar el cálculo de la densidad del petróleo subsaturado para sus valores de 60°F usando la siguiente ecuación:

$$(\rho_o)_{60} = (\rho_o)_T = 0.00046(T - 520) \quad (\text{Ec. 1.103})$$

Donde $(\rho_o)_{60}$: densidad ajustada del petróleo subsaturado a 60°F, gr/cm^3 , y T = temperatura del reservorio, °R.

Paso 3: Determine la presión de burbuja, P_b , del petróleo a la temperatura del reservorio. Si la Presion de burbuja no es conocida, se puede calcular con la ecuacion de Standing (Ec. 1.60):

$$P_b = 18.2 \left[\left(R_s / \gamma_g \right)^{0.83} (10)^a - 1.4 \right]$$

Paso 4: Corregir la presión de burbuja, P_b , de la temperatura de reservorio a su valor de 60°F usando la siguiente ecuación que pro puso Standing (1942):

$$(P_b)_{60} = \frac{1.134 P_b}{10^{0.00091(T - 460)}} \quad (\text{Ec. 1.104})$$

Donde:

- $(P_b)_{60}$: Presión de burbuja a 60°F, psi.
- P_b : Presión de burbuja a temperatura de reservorio, psia.
- T : Temperatura del reservorio, °R.

Paso 5: Entrar en la figura 1.17 con los valores de $(P_b)_{60}$ y $(\rho_o)_{60}$ y determine la temperatura pseudo-crítica, T_{pc} , del crudo.

Paso 6: Introducir el valor de T_{pc} en la figura 1.18 y determine la presión pseudo-crítica, P_{pc} , del crudo.

Paso 7: Calcular la presión pseudo-reducida, P_{pr} , y temperatura, T_{pr} , a partir de las siguientes relaciones:

$$T_{pr} = \frac{T}{T_{pc}} \quad (\text{Ec. 1.105})$$

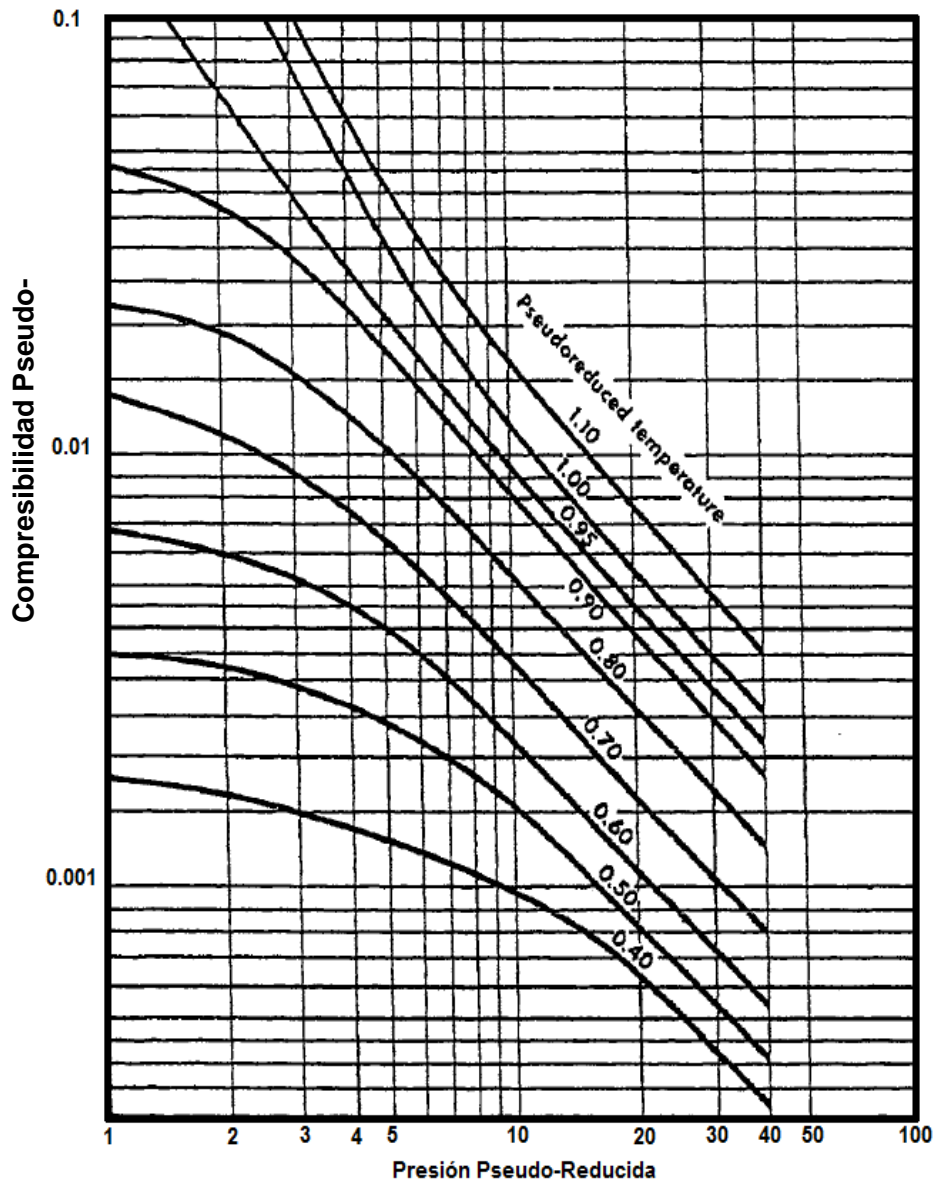
$$P_{pr} = \frac{P}{P_{pc}} \quad (\text{Ec. 1.106})$$

Paso 8: Determinar c_r para entrando a la figura 1.16, calcule los valores de T_{pr} y P_{pr} .

Paso 9: Calcule c_r a partir de la ecuación 1.104:

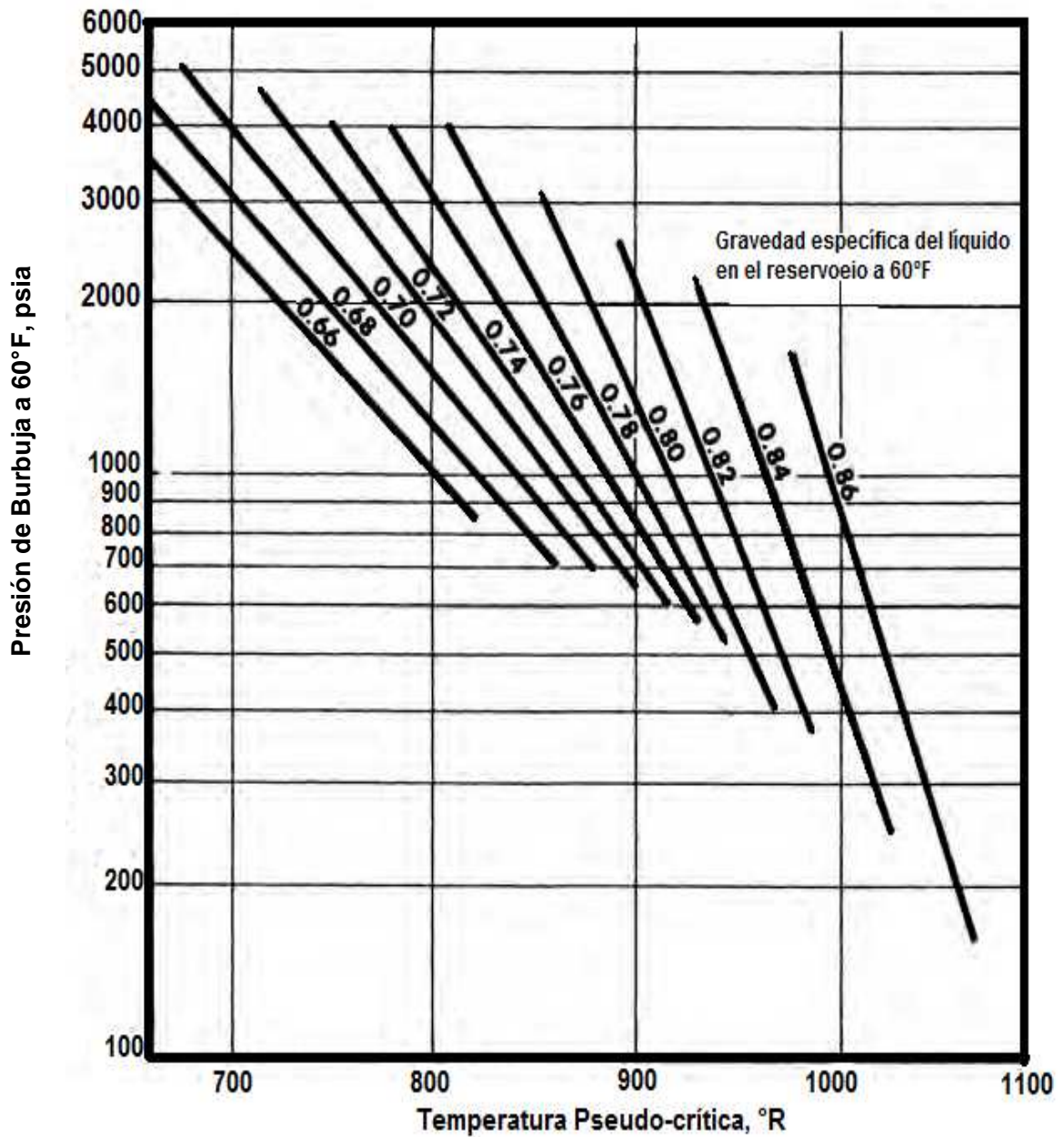
$$c_o = \frac{c_r}{P_{pc}} \quad (\text{Ec. 1.107})$$

FIGURA 1.2: COMPRESIBILIDAD PSEUDO-REDUCIDA DE UN PETRÓLEO SUBSATURADO.



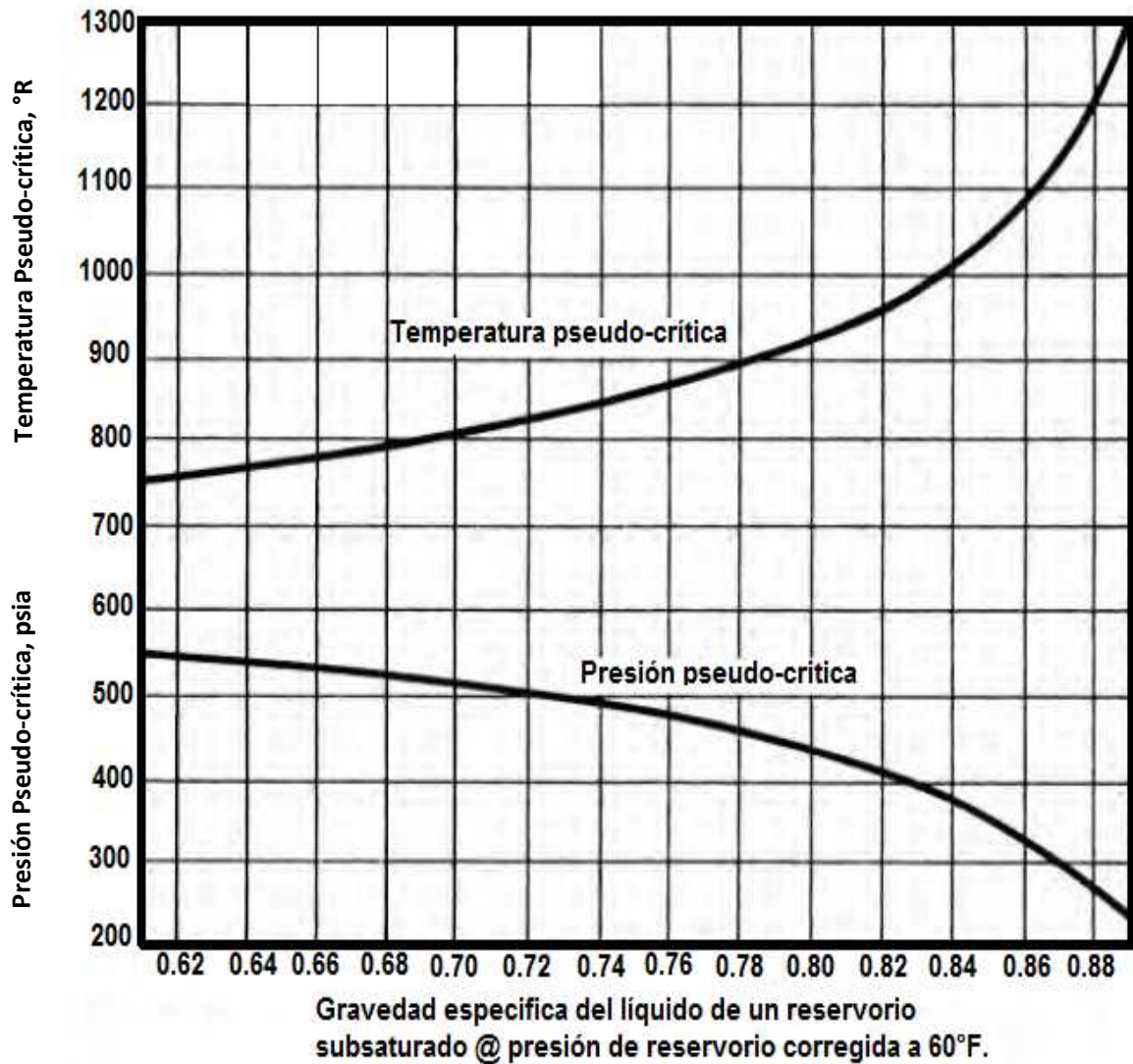
Fuente: A.S. Trube, "Compressibility of Undersaturated Hydrocarbon Reservoir Fluids", Transactions of the AIME 210 (1957):341-344.

FIGURA 1.17: CORRELACIÓN DE TURBE PARA LA TEMPERATURA PSEUDO-CRÍTICA.



Fuente: A.S. Trube, "Compressibility of Undersaturated Hydrocarbon Reservoir Fluids", Transactions of the AIME 210 (1957):341-344.

FIGURA 1.18: CORRELACIÓN DE TURBE PARA LAS PROPIEDADES PSEUDO-CRÍTICAS.



Fuente: A.S. Trube, "Compressibility of Undersaturated Hydrocarbon Reservoir Fluids", Transactions of the AIME 210 (1957):341-344.

Trube murió no especificando que datos uso para el desarrollo de la correlación ni él aludió para su corrección, aunque las muestra presentadas en su documento, muestran un error promedio absoluto de 7.9% entre los datos calculados y los medidos.

1.2.7.1.2 Correlación de Vasquez-Beggs

De un total de 4036 puntos de datos experimentales usados en un modelo de la regresión lineal, Vasquez y Beggs (1980) correlacionaron el coeficiente de compresibilidad isoterma con R_s , T , API , γ_g , y P . Ellos expresaron la siguiente ecuación:

$$c_o = \frac{-1433 + 5R_{sb} + 17.2(T - 460) - 1180 \gamma_g + 12.61 API}{10^5 P} \quad (\text{Ec. 1.108})$$

Donde:

- T : Temperatura, $^{\circ}\text{R}$.
- P : Presión sobre el punto de burbuja, psia.
- R_{sb} : Solubilidad del gas a la presión de burbuja.
- γ_g : Gravedad del gas corregida como se definió con la ecuación 1.5

1.2.7.1.3 Correlación de Petrosky-Farshad

Petrosky y Farshad (1993) propusieron una relación para determinar la compresibilidad del petróleo en un sistema de hidrocarburo subsaturado. La ecuación tenía la siguiente forma:

$$c_o = 1.705 \times 10^{-7} R_{sb}^{0.69357} \gamma_g^{0.1885} API^{0.3272} (T - 460)^{0.6729} P^{-0.5906} \quad (\text{Ec. 1.109})$$

Donde T = temperatura, $^{\circ}\text{R}$, y R_{sb} = Solubilidad del gas a la presión de burbuja, scf/STB.

1.2.7.1.4 Correlación de Standing

Standing (1974) propuso una correlación gráfica para determinar la compresibilidad del petróleo para sistemas de hidrocarburos subsaturados. Whitson y Brule expresó su relación de la siguiente forma matemática:

$$c_o = 10^{-6} \exp \left[\frac{\rho_{ob} + 0.004347(P - P_p) - 79.1}{0.0007141(P - P_b) - 12.938} \right] \quad (\text{Ec. 1.110})$$

Donde:

- ρ_{ob} : Densidad del petróleo a la presión de burbuja, lb/ft³.
- P_b : Presión de burbuja, psia.
- c_o : Compresibilidad del petróleo, psia⁻¹.

Coefficiente de compresibilidad isotérmico para un reservorio Saturado

Para presiones por debajo de la presión de burbuja, el coeficiente de compresibilidad isoterma podría ser modificado a causa de la reducción asociada con la liberación del gas en solución con el decrecimiento de la presión de reservorio o aumento del petróleo mediante la presurización del reservorio con la redisolución del gas. Estos cambios en el volumen del petróleo, como resultado de los cambios de solubilidad del gas, pueden ser considerados cuando se determina el coeficiente de compresibilidad isoterma para la compresibilidad del petróleo. Por debajo de la presión de burbuja, c_o , es definida la siguiente expresión:

$$c_o = \frac{-1\partial\beta_o}{\beta_o\partial P} + \frac{\beta_g\partial R_s}{\beta_o\partial P} \quad (\text{Ec. 1.111})$$

Donde β_g : factor volumétrico de formación del gas, Bls/scf.

Analíticamente, La correlación de Standing para R_s (ecuación 1.51) y β_o (ecuación 1.78) puede ser diferenciado con respecto a la presión, P , para dar:

$$\frac{\partial R_s}{\partial P} = \frac{R_s}{0.83P + 21.75} \quad (\text{Ec. 1.112})$$

$$\frac{\partial \beta_o}{\partial P} = \left[\frac{0.000144 R_s}{0.83P + 21.75} \right] \left(\frac{\gamma_g}{\gamma_o} \right)^{0.5} \left[R_s \left(\frac{\gamma_g}{\gamma_o} \right)^{0.5} + 1.25(T - 460) \right]^{0.2} \quad (\text{Ec. 1.113})$$

Estas dos expresiones pueden ser sustituidas dentro de la ecuación 1.111 para dar la siguiente relación:

$$c_o = \frac{-R_s}{\beta_o(0.83P + 21.75)} \left\{ 0.000144 \sqrt{\frac{\gamma_g}{\gamma_o}} \left[R_s \sqrt{\frac{\gamma_g}{\gamma_o}} + 1.25(T - 460) \right]^{0.2} - \beta_g \right\} \quad (\text{Ec. 1.114})$$

Donde:

- P : Presión, psia.
- T : Temperatura, $^{\circ}\text{R}$
- β_g : Factor volumétrico de formación a una presión P , Bls/scf.
- R_s : Solubilidad del gas a presión P , scf/STB.
- β_o : Factor Volumétrico de formación para P , bbl/STB.
- γ_o : Gravedad específica del petróleo del tanque de reposo.
- γ_g : Gravedad específica del gas en solución.

McCain y coautores (1988) correlacionaron la compresibilidad del petróleo con la presión, P psia, gravedad API, solubilidad del gas al punto de burbuja, R_{sb} , en scf/STB, y temperatura T , en $^{\circ}\text{R}$. Ellos propusieron una relación que tenía la siguiente forma:

$$c_o = \exp(A) \quad (\text{Ec. 1.115})$$

Donde el parámetro A es dado en la siguiente expresión:

$$A = -7.633 - 1.497 \ln(P) + 1.115 \ln(T) + 0.533 \ln(API) + 0.184 \ln(R_{sp}) \quad (\text{Ec. 1.116})$$

Los autores sugirieron que la exactitud de la ecuación 1.115 puede ser mejorada sustancialmente si la presión de burbuja es conocida. Ellos mejoraron el parámetro A, incluyendo el punto de burbuja, P_b , como uno de los parámetros en la predicción de la ecuación dada:

$$A = -7.573 - 1.45 \ln(P) - 0.383 \ln(P_b) + 1.402 \ln(T) + 0.256 \ln(API) + 0.449 \ln(R_{sb}) \quad (\text{Ec. 1.117})$$

Debería apuntarse fuera de esto, cuando es necesario para establecer relaciones P.V.T para sistemas de hidrocarburos junto a las correlaciones o por extrapolación debajo del punto de burbuja, se debe tener cuidado al ejercerse, para ver que las funciones PVT son consistentes. Esta consistencia es confiable si el incremento del volumen de petróleo con el incremento de la presión es menos que la disminución del volumen asociada con la ida del gas en solución. Ya que el coeficiente de compresibilidad de petróleo, c_o , expresado en la ecuación 1.108 puede ser positivo, que lleva a la siguiente consistencia crítica:

$$\frac{\partial \beta_o}{\partial P} < \beta_g \frac{\partial R_s}{\partial P} \quad (\text{Ec. 1.118})$$

Esta consideración puede fácilmente ser revisada en los formularios al tabular los datos P.V.T. congruentemente el error más frecuente ocurre a altas presiones, donde el factor volumétrico de formación, β_g , asume pequeños valores relativos.

1.2.8 PROPIEDADES DEL PETRÓLEO SUBSATURADO

La figura 1.19 muestra la conducta volumétrica de la solubilidad del gas, R_s , factor volumétrico de formación del petróleo, β_o , y la densidad, ρ_o , como una función de la presión. Como previamente se definió, la solubilidad del gas, R_s , mide la tendencia del gas para disolverse en el petróleo cuando la presión y la temperatura incrementan. Esta tendencia de la solubilidad, medida en pies cúbicos estándar de gas por un barril de petróleo, incrementa con la presión hasta alcanzar la presión de burbuja. Con el aumento de la solubilidad del gas en el petróleo, el petróleo se hincha resultando en el incremento del factor volumétrico de formación y una disminución asociada a su densidad y viscosidad, como se muestra en la figura 1.19. Incrementando la presión por encima de la presión de burbuja, P_b , la solubilidad del gas es constante con un máximo valor denotado por R_{sb} (solubilidad del gas a la presión de burbuja). Sin embargo, con el aumento de la presión por encima de P_b , el sistema de petróleo experimenta una reducción en su volumen $(V_o)_{P,T}$ durante la compresión isotermal. A partir de la definición matemática de β_o y ρ_o ,

$$\beta_o = \frac{(V_o)_{P,T}}{(V_o)_{sc}} \quad (\text{Ec. 1.119a})$$

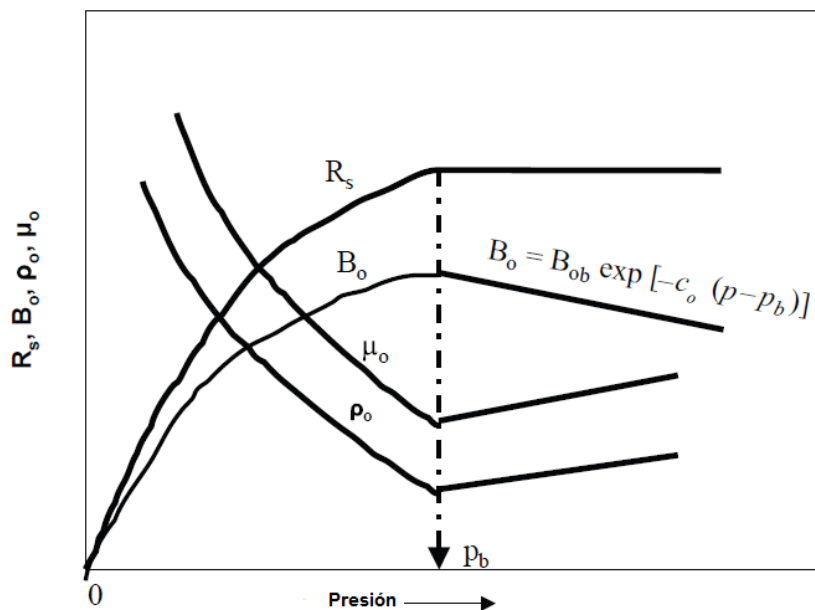
$$\rho_o = \frac{\text{masa}}{(V_o)_{P,T}} \quad (\text{Ec. 1.119b})$$

Estas 2 expresiones indican que, el incremento de la presión por encima de P_b , está asociada a la reducción en el volumen del petróleo $(V_o)_{P,T}$ y resulta en un decremento de β_o e incremento en la ρ_o .

La magnitud de los cambios en el volumen de petróleo por encima de la presión de burbuja es una función del coeficiente de compresibilidad isotérmico c_o . A causa de

los efectos de compresión del petróleo sobre el factor volumétrico de formación y la densidad del gas, estas dos propiedades son las primeras calculadas a la presión de burbuja, $(\beta_{ob}$ y ρ_{ob}), usando alguno de los métodos previamente descritos, para reflejar el incremento en P sobre P_b .

FIGURA 1.19: PROPIEDADES DEL FLUIDO SUBSATURADO VS PRESIÓN



Fuente: Tarek Ahmed, Equations of state and P.V.T Analysis, Houston, Texas 2007

Elaborado: Julio Murillo, Carla Yépez.

1.2.8.1 Factor volumétrico de formación del petróleo subsaturado.

El coeficiente de compresibilidad isotérmica (como lo expresado matemática por la ecuación 1.95) puede ser equivalente, escribiendo en términos del factor volumétrico de formación del petróleo:

$$c_o = \frac{-1 \partial V_o}{V_o \partial P} \quad (\text{Ec. 1.120})$$

Esta relación puede ser expresada equivalentemente en términos de β_o como:

$$c_o = \frac{-1}{V_o/(V_o)_{sc}} \frac{\partial[V_o/(V_o)_{sc}]}{\partial P} = \frac{-1\partial\beta_o}{\beta_o\partial P} \quad (\text{Ec. 1.121})$$

Esta relación puede ser integrada y reorganizada para producir:

$$\int_{P_b}^P -c_o dp = \int_{\beta_{ob}}^{\beta_o} \frac{1}{\beta_o} d\beta_o \quad (\text{Ec. 1.122})$$

Evaluando c_o para una presión promedio aritmética y concluyendo el proceso de integración para dar:

$$\beta_o = \beta_{ob} \exp[-c_o(P - P_b)] \quad (\text{Ec. 1.123})$$

Donde:

- β_o : Factor volumétrico de formación del petróleo a la presión de interés, bbl/STB.
- β_{ob} : Factor volumétrico de formación a la presión de burbuja, bbl/STB.
- P : Presión de interés, psia.
- P_b : Presión de burbuja, psia.

Remplazando el coeficiente de compresibilidad isothermal en la ecuación 1.118 con la expresión de Vasquez y Beggs c_o , ecuación 1.105, e integrando el resultado de la ecuación es:

$$\beta_o = \beta_{ob} \exp\left[-A \ln\left(\frac{P}{P_b}\right)\right] \quad (\text{Ec. 1.124})$$

Donde:

- $A = 10^{-5} [-1433 + 5R_{sb} + 17.2(T - 460) - 1180\gamma_{gs} + 12.61API]$

Similarmente, reemplazando c_o en la ecuación 1.118 con la expresión de Petrosky y Farshad (Ec. 1.106) e integrando obtenemos:

$$\beta_o = \beta_{ob} \exp[-A(P^{0.4094} - P_b^{0.4094})] \quad (\text{Ec. 1.125})$$

Donde el parámetro A es definido como:

$$A = 4.1646(10^{-7})R_{sb}^{0.69357} \gamma_g^{0.1885} (API)^{0.3272} (T - 460)^{0.6729} \quad (\text{Ec. 1.126})$$

Donde:

- T : Temperatura, \mathcal{R} .
- P : Presión, psia.
- R_{sb} : Solubilidad del gas a la presión de burbuja.

1.2.8.2 Densidad del petróleo subsaturado

La densidad del petróleo ρ_o es definida como la masa, m , sobre, V_o , para una presión y temperatura específica, y puede ser expresado como:

$$V_o = \frac{m}{\rho_o} \quad (\text{Ec. 1.127})$$

Diferenciando la densidad con respecto a la presión dada:

$$\left(\frac{\partial V_o}{\partial P}\right)_T = \frac{-m}{\rho_o^2} \frac{\partial \rho_o}{\partial P} \quad (\text{Ec. 1.128})$$

Sustituyendo estas dos relaciones dentro de la ecuación 1.95 se obtiene:

$$c_o = \frac{-1}{V_o} \frac{\partial V_o}{\partial P} = \frac{-1}{(m/\rho_o)} \left[\frac{-m}{\rho_o^2} \frac{\partial \rho_o}{\partial P} \right] \quad (\text{Ec. 1.129})$$

o en términos de densidad:

$$c_o = \frac{1}{\rho_o} \frac{\partial \rho_o}{\partial P} \quad (\text{Ec. 1.130})$$

Reestructurando e integrando los productos

$$\int_{P_b}^P c_o dp = \int_{P_b}^P \frac{d\rho_o}{\rho_o} \quad (\text{Ec. 1.131})$$

$$c_o (P - P_b) = \ln \left(\frac{\rho_o}{\rho_{ob}} \right)$$

Resolviendo para la densidad del petróleo para una presión por encima de la presión de burbuja,

$$\rho_o = \rho_{ob} \exp[c_o (P - P_b)] \quad (\text{Ec. 1.132})$$

Donde:

- ρ_o : Densidad del petróleo a una presión P , lb/ft³.
- ρ_{ob} : Densidad del petróleo a la presión de burbuja, lb/ft³.
- c_o : Coeficiente de compresibilidad isoterma a la presión promedio, lb/ft³.

La correlación de compresibilidad de Vasquez-Beggs y Petrosky-Farshad c_o son ecuaciones que pueden ser incorporadas dentro de la ecuación 1.135 dando la siguiente expresión:

Para la ecuación de Vasquez-Beggs:

$$\rho_o = \rho_{ob} \exp \left[A \ln \left(\frac{P}{P_b} \right) \right] \quad (\text{Ec. 1.133})$$

Donde:

- $A = 10^{-5} [-1433 + 5R_{sb} + 17.2(T - 460) - 1180\gamma_{gs} + 12.61^\circ API]$

Para la correlación de Petrosky-Farshad:

$$\rho_o = \rho_{ob} \exp[A(P^{0.4094} - P_b^{0.4094})] \quad (\text{Ec. 1.134})$$

Con el parámetro A dado en la siguiente ecuación:

- $A = 4.1646 (10^{-7}) R_{sb}^{0.69357} \gamma_g^{0.1885} (API)^{0.3272} (T - 460)^{0.6729}$

1.2.9 FACTOR VOLUMÉTRICO DE FORMACIÓN TOTAL

Para describir la relación entre presión/volumen de un sistema de hidrocarburo por debajo de su presión de burbuja, es conveniente expresar esta relación en términos del factor volumétrico de formación total como una función de la presión. Esta propiedad define el volumen total de un sistema indiferente de número de fases presentes. El factor volumétrico de formación total, denotada β_t , es definido como la relación del volumen total de hidrocarburos mezclados, eso es, gas y petróleo, si está presente, para la presión y temperaturas prevalecientes por unidad de volumen del tanque de almacenamiento. Porque naturalmente está ocurriendo en sistemas de hidrocarburos donde usualmente existen una o dos fases, el término, factor volumétrico bifásico, se ha puesto como sinónimo con el factor volumétrico total.

Matemáticamente, β_t es definido por la siguiente relación:

$$\beta_t = \frac{(V_o)_{p,T} + (V_g)_{p,T}}{(V_o)_{sc}} \quad (\text{Ec. 1.135})$$

Donde:

- β_t : Factor volumétrico de formación total, Bls/STB.
- $(V_o)_{P,T}$: Volumen del petróleo a P y T, Bls.
- $(V_g)_{P,T}$: Volumen del gas liberado para P y T, Bls.
- $(V_o)_{sc}$: Volumen del petróleo a condiciones estándar, STB.

Note que, cuando la presión de reservorio es mayor o igual a la presión de burbuja, P_b , no puede existir gas libre en el reservorio y, aunque, $(V_g)_{P,T} = 0$. Para estas condiciones, la ecuación 1.135 es reducida a la ecuación que describe el factor volumétrico de formación del petróleo:

$$\beta_t = \frac{(V_o)_{P,T} + 0}{(V_o)_{sc}} = \frac{(V_o)_{P,T}}{(V_o)_{sc}} = \beta_o \quad (\text{Ec. 1.136})$$

Un típico gráfico de β_t como una función de la presión por un crudo subsaturado es mostrado en la figura 1.20. La curva del factor volumétrico de formación del petróleo es también incluido en la ilustración. Como la línea punteada lo indica, β_o y β_t es identificado para una presión igual o mayor al punto de burbuja para una sola fase, fase de petróleo. También debe notarse que la presión por debajo de la presión de burbuja, diferencia los valores de las dos propiedades que representa el volumen del gas en solución desplegado como medida para las condiciones del sistema por barril de petróleo.

Considerar una muestra de petróleo puesta en una celda P.V.T para su presión de burbuja, P_b , y temperatura de reservorio, como lo muestra la esquematización de la figura 1.21. El volumen del gas libre a las condiciones de la celda es esta:

$$(V_g)_{P,T} = (R_{sb} - R_s)\beta_g \quad (\text{Ec. 1.137})$$

Donde $(V_g)_{P,T}$ = volumen del gas libre a P y T , bbl de gas/STB de petróleo, y β_g = factor volumétrico de formación del gas, PCS/PC.

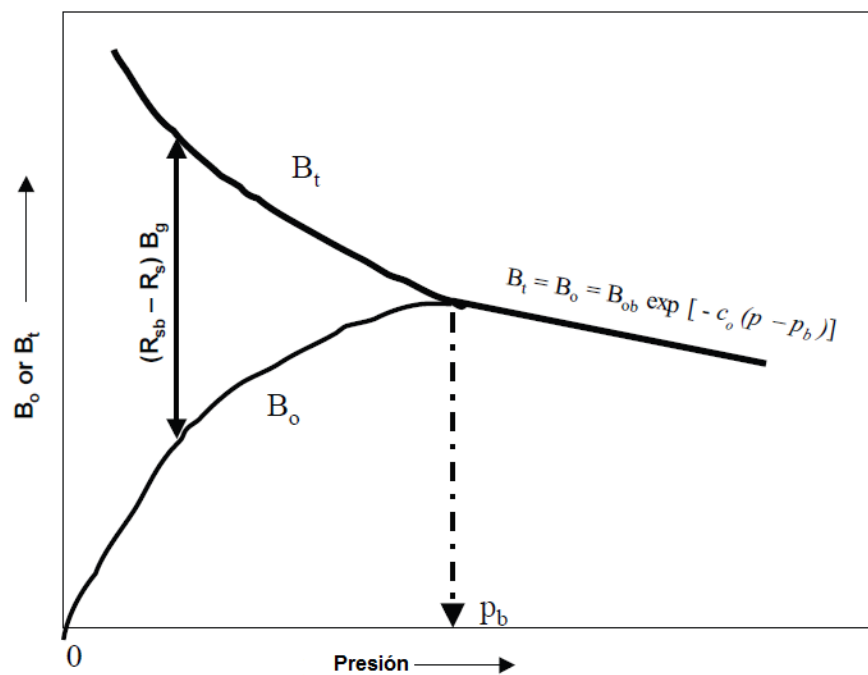
El volumen del petróleo en la celda a condiciones es:

$$(V)_{P,T} = \beta_o \quad (\text{Ec. 1.138})$$

A partir de la definición de factor volumétrico de formación tenemos:

$$\beta_t = \beta_o + (R_{sb} - R_s)\beta_g \quad (\text{Ec. 1.139})$$

FIGURA 1.20: β_o y β_t vs PRESION



Fuente: Tarek Ahmed, Equations of state and P.V.T Analysis, Houston, Texas 2007

Elaborado: Julio Murillo, Carla Yépez.

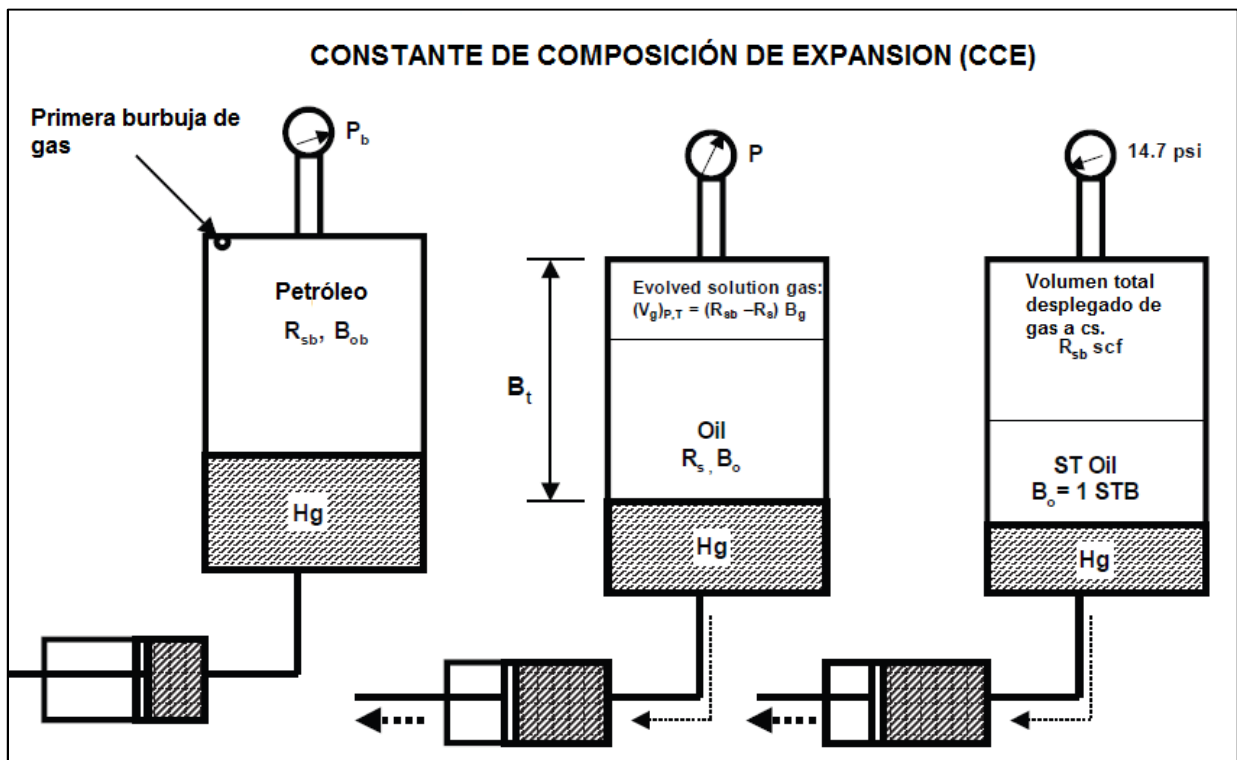
Donde:

- R_{sb} : Solubilidad del gas a presión de burbuja, scf/Bls.

- R_s : Solubilidad del gas para alguna presión, scf/Bls.
- β_o : Factor volumétrico de formación para alguna presión, Bls/BF.
- β_g : Factor volumétrico de formación, Bls/scf.

Es importante notar del procedimiento de laboratorio previamente descrito, que ningún gas o petróleo ha sido removido de la celda P.V.T con la declinación de presión, eso es, ningún cambio en la composición total la mezcla de hidrocarburos.

FIGURA 1.21: CONCEPTO DEL FACTOR VOLUMÉTRICO DE FORMACIÓN DE DOS FASES



Fuente: Tarek Ahmed, Equations of state and P.V.T Analysis, Houston, Texas 2007

Elaborado: Julio Murillo, Carla Yépez.

Como se describe más adelante en este capítulo, esta es una propiedad determinada a partir de la prueba de *expansión de composición constante*. Debe señalarse que la exactitud estimada de β_t por la ecuación 1.131 depende ampliamente de la exactitud de otros parámetros P.V.T usados en la ecuación: β_o , R_{sb} , R_s , y β_g .

Algunas correlaciones pueden ser usadas para estimar el factor volumétrico de formación de dos fases cuando los datos experimentales no son disponibles; tres de estos métodos son los siguientes: Correlación de Standing, correlación de Glaso, correlación de Marhoun.

1.2.9.1 Correlación de Standing

Standing (1947) usó 387 datos de lugares experimentales para desarrollar una correlación gráfica para predecir el factor volumétrico de formación bifásico con un error promedio reportado de 5%. La correlación propuesta usa los siguientes parámetros para estimar el factor volumétrico bifásico:

- La solubilidad del gas a la presión de interés, R_s .
- Gravedad del gas en solución, γ_g .
- Gravedad del petróleo, γ_o , $60^\circ/60^\circ$.
- Temperatura del reservorio, T .
- Presión de interés, P .

Desarrollando su correlación gráfica, Standing uso una combinación de un parámetro correlacionado que está dado por:

$$\log(A^*) = \log \left[R_s \frac{(T - 460)^{0.5} (\gamma_o)^C}{(\gamma_g)^{0.3}} \right] - \left(10.1 - \frac{96.8}{6.604 + \log(P)} \right) \quad (\text{Ec. 1.140})$$

Donde el exponente C está dado por:

$$C = (2.9)10^{-0.00027R_s} \quad (\text{Ec. 1.141})$$

Whitson y Brule (2000) expreso la correlación gráfica de Standing de la siguiente forma matemática:

$$\log(\beta_t) = -5.223 - \frac{47.4}{\log(A^*) - 12.22} \quad (\text{Ec. 1.142})$$

1.2.9.2 Correlación de Glaso

Datos experimentales de 45 muestras de petróleo del Mar del Norte fueron usados por Glaso (1980) para desarrollar una correlación generalizada para estimar β_t . Glaso modifico el parámetro de la correlación de Standing A^* dada en la ecuación 1.140 y lo usó en un modelo de análisis de regresión para desarrollar la siguiente expresión para β_t :

$$\log(\beta_t) = 0.080135 + 0.47257 \log(A^*) + 0.17351 [\log(A^*)]^2 \quad (\text{Ec. 1.143})$$

El autor incluyo la presión dentro del parámetro A^* de Standing para obtener:

$$A^* = \left[\frac{R_s (T - 460)^{0.5} (\gamma_o)^C}{(\gamma_g^{0.3})} \right] P^{-1.1089} \quad (\text{Ec. 1.144})$$

1.2.9.3 Correlación de Marhoun

Basado experimentalmente en 1556 se determinó el factor volumétrico de formación, Marhoun (1988) uso un modelo no lineal de regresión para desarrollar matemáticamente una expresión para β_t . La ecuación empírica tenía la siguiente forma:

$$\beta_t = 0.314693 + 0.106253 \times 10^{-4} F + 0.18883 \times 10^{-10} F^2 \quad (\text{Ec. 1.145})$$

Donde el parámetro F está dado por:

$$F = R_s^a \gamma_g^b \gamma_o^c T^d P^e \quad (\text{Ec. 1.146})$$

Donde T es la temperatura en \mathcal{R} y el coeficiente a - e están dados por:

$$a = 0.644516$$

$$b = -1.079340$$

$$c = 0.724874$$

$$d = 2.006210$$

$$e = -0.761910$$

Marhoun reportó un error promedio absoluto de 4.11% con una desviación estándar de 4.94%.

1.2.10 VISCOSIDAD DEL PETRÓLEO

La viscosidad del petróleo es una importante propiedad física que controla el flujo de petróleo a través del medio poroso y tuberías. La viscosidad, en general, está definida como la resistencia interna del flujo a fluir. Este rango va a partir de 0.1 cp para valores críticos a sobre los 100 cp para petróleos pesados. Esta es considerada como la más difícil propiedad del petróleo para calcular con una razonable exactitud a partir de correlaciones.

La viscosidad del petróleo es una fuerte relación de la temperatura, presión, gravedad del gas, gravedad del petróleo, solubilidad del gas, y composición del petróleo. Siempre que sea posible, la viscosidad del petróleo podría ser determinada por mediciones de laboratorio a presión y temperatura de reservorio.

Basados en los datos disponibles de la mezcla de petróleo, las correlaciones pueden dividirse dentro de los siguientes tipos: correlaciones basadas en otros datos medidos P.V.T, como el API o R_s , y correlaciones basadas en la composición del

petróleo. Dependiendo de la presión P , la viscosidad del petróleo puede ser clasificada dentro de tres categorías.

- *Viscosidad del petróleo Muerto, μ_{od}* . La viscosidad del petróleo muerto (petróleo sin gas en solución) es definido como la viscosidad del petróleo a presión atmosférica y temperatura del sistema, T .
- *Viscosidad del Petróleo Saturado, μ_{ob}* . La viscosidad del petróleo saturado (Punto de burbuja) es definida como la viscosidad del petróleo para alguna presión menor o igual que le punto de burbuja.
- *Viscosidad del Petróleo Subsaturado, μ_o* . La viscosidad del petróleo subsaturado es definida como la viscosidad del petróleo por encima de la presión de burbuja y a temperatura del reservorio.

La definición de estas tres categorías de la viscosidad del petróleo está ilustrada conceptualmente en la figura 1.22. A presión atmosférica y temperatura de reservorio, no hay gas disuelto en el petróleo ($R_s = 0$) y por lo tanto el valor de la viscosidad del petróleo μ_{od} es alto. Como la presión incrementa, la solubilidad incrementa acorde a la presión, resultando en la disminución de la viscosidad del petróleo.

Basadas en estas tres categorías, predecir la viscosidad del petróleo siguiendo un procedimiento de tres pasos.

Paso 1: Calcular la viscosidad del petróleo muerto, μ_{od} , una temperatura específica de reservorio y presión atmosférica sin gas disuelto: $R_s = 0$.

Paso 2: Ajustar la viscosidad del petróleo muerto para una presión específica de reservorio ($P \leq P_b$) conforme a la solubilidad del gas a P .

Paso 3: Para presiones por encima de la presión de burbuja, un extenso ajuste es echo para μ_{ob} para considerar la compresión del petróleo por encima de P_b .

1.2.10.1 Correlación de Viscosidad basada en datos P.V.T.

1.2.10.1.1 Correlación de petróleo muerto

Algunos métodos empíricos son propuestos para estimar la viscosidad del petróleo muerto, incluyendo la correlación de Beal, correlación de Beggs-Robinson, y la correlación de Glaso. Discutimos estos tres métodos a continuación:

1.2.10.1.1.1 Correlación de Beal

A partir de un total de 753 valores de viscosidad de petróleo muerto y a una temperatura por encima de 100°F, Beal (1946) desarrollo una correlación gráfica para determinar la viscosidad del petróleo muerto como función de la temperatura y de la gravedad API del petróleo. Standing (1981) expreso la propuesta de una correlación gráfica en una relación matemática como la siguiente:

$$\mu_{od} = 0.32 + \frac{18(10^7)}{API^{4.53}} \left(\frac{360}{T - 260} \right)^A \quad (\text{Ec. 1.147})$$

con

$$A = 10^{0.42 + \left(\frac{8.33}{API} \right)} \quad (\text{Ec. 1.148})$$

Donde

- μ_{od} : viscosidad del petróleo muerto medido a 14.7 psia y a temperatura de reservorio, cp.
- T : Temperatura, \mathcal{R}

1.2.10.1.1.2 Correlación de Beggs-Robinson

Beggs y Robinson (1975) desarrollo una correlación empírica para determinar la viscosidad del petróleo muerto. La correlación se originó analizando 460 mediciones de viscosidad de petróleo muerto. La relación propuesta es expresada matemáticamente de la siguiente manera:

$$\mu_{od} = 10^{A(T-460)^{-1.163}} - 1.0 \quad (\text{Ec. 1.149})$$

Donde:

- $A = 10^{3.0324 - 0.02023 API}$
- T : Temperatura in \mathcal{R}

Un erro promedio de -0.64% con una desviación estándar de 13.53% fue reportado para la correlación cuando probo contra los datos usados por su desarrollo. Sin embargo, Sutton y Farshad (1984) reporto un error de 114.3% cuando la correlación fue probada con 93 casos de literatura.

1.2.10.1.1.3 Correlación de Glaso

Glaso (1980) propuso una relación matemática generalizada para computar la viscosidad del petróleo muerto. La relación fue desarrollada a partir de mediciones experimentales de 26 muestras de petróleo. La correlación tenía la siguiente forma:

$$\mu_{od} = [3.141(10^{10})](T - 460)^{-3.444} [\log(API)]^A \quad (\text{Ec. 1.150})$$

La temperatura T es expresada en \mathcal{R} y el coeficiente A está dado por:

$$A = 10.313[\log(T - 460)] - 36.447 \quad (\text{Ec. 1.151})$$

Esta expresión puede ser usada en un rango amplio de 50-300°F de temperatura del sistema y 20-48° API gravedad del petróleo. Sutton y Farshad (1984) concluyó que la

correlación de Glaso mostraba la mejor aproximación de las tres previas correlaciones.

1.2.10.1.2 Métodos para calcular la viscosidad del petróleo saturado

Algunos métodos empíricos son propuestos para estimar la viscosidad del petróleo saturado, incluyendo la correlación de Chew-Connally y Beggs-Robinson, las cuales son discutidas a continuación.

1.2.10.1.2.1 Correlación de Chew-Connally

Chew y Connally (1959) propusieron una correlación gráfica para calcular la reducción de la viscosidad del petróleo muerto debido a la solubilidad del gas. La correlación propuesta fue desarrollada a partir de 457 muestra de petróleo. Standing (1981) expuso la correlación en una forma matemática de la siguiente manera:

$$\mu_{ob} = (10)^a (\mu_{od})^b \quad (\text{Ec. 1.152})$$

con

$$\begin{aligned} a &= R_s [2.2(10^{-7})R_s - 7.4(10^{-4})] \\ b &= 0.68(10)^c + 0.25(10)^d + 0.062(10)^e \\ c &= -0.0000862R_s \\ d &= -0.0011R \\ e &= -0.00374R_s \end{aligned} \quad (\text{Ec. 1.153})$$

Donde:

- μ_{ob} : Viscosidad el petróleo a la presión de burbuja, cp.
- μ_{od} : Viscosidad del petróleo muerto a 14.7 psia y a temperatura de reservorio, cp.

La data experimental usada por Chew y Connally para desarrollar su correlación abarco los siguientes rangos de valores para variables independientes:

- Presión: 132-5645 psia
- Temperatura: 72-292 F
- Solubilidad del gas: 51-3544 scf/STB
- Viscosidad del petróleo muerto: 0.377-50 cp

1.2.10.1.2.2 Correlación de Beggs-Robinson

A partir de 2073 mediciones de viscosidad de petróleo saturado, Beggs y Robinson (1975) propuso una correlación empírica para estimar la viscosidad del petróleo saturado. La expresión matemática propuesta tenía la siguiente forma:

$$\mu_{ob} = a(\mu_{od})^b \quad (\text{Ec. 1.154})$$

Donde:

$$\begin{aligned} a &= 10.715(R_s + 100)^{-0.515} \\ b &= 5.44(R_s + 150)^{-0.338} \end{aligned} \quad (\text{Ec. 1.155})$$

La exactitud reportada de la correlación es de -1.83% con una desviación estándar de 27.25%. Los rangos de los datos usados para desarrollar la ecuación de Beggs y Robinson son:

- Presión: 132-5265 psia
- Temperatura: 70-295 F
- Gravedad API: 16-58
- Solubilidad del gas: 20-2.070 scf/STB

Una observación hecha por Abu-Khamsim y Al-Marhoun (1991) sugirieron que la viscosidad del petróleo saturado, μ_{ob} , correlaciona muy bien con la densidad del petróleo saturado, ρ_{ob} , como se muestra a continuación:

$$\ln(\mu_{ob}) = 8.484462\rho_{ob}^4 - 2.652294 \quad (\text{Ec. 1.156})$$

Donde la densidad del petróleo saturado, ρ_{ob} , es expresado en gr/cm^3 , eso es, $\rho_{ob} / 62.4$

1.2.10.1.3 Métodos para calcular la viscosidad del petróleo Subsaturado

La viscosidad del petróleo para presiones por encima del punto de burbuja se estima primero la viscosidad del petróleo para su presión de burbuja y ajustar la viscosidad para presiones más altas. Tres métodos para estimar la viscosidad del petróleo para presiones por encima de la presión de saturación son los siguientes:

1.2.10.1.3.1 Correlación de Beal

Basadas sobre 52 mediciones de viscosidad, Beal (1946) presentó una correlación gráfica para la variación de viscosidad del petróleo subsaturado con presiones donde ha sido una curva apropiada por Standing (1981).

$$\mu_o = \mu_{ob} + 0.001(P - P_b) [0.024\mu_{ob}^{1.6} + 0.038\mu_{ob}^{0.56}] \quad (\text{Ec. 1.157})$$

Donde μ_o = Viscosidad del petróleo subsaturado para presión P y μ_{ob} = viscosidad del petróleo a la presión de burbuja, cp.

El error promedio reportado para la expresión de Beal es 2.7%.

1.2.10.1.3.2 Correlación de Khan

A partir de 1500 datos experimentales de viscosidad de un crudo de Arabia Saudita, Khan (1987) desarrollo la siguiente ecuación con un error promedio absoluto reportado de 2%:

$$\mu_o = \mu_{ob} \exp[9.6(10^{-6})(P - P_b)] \quad (\text{Ec. 1.158})$$

1.2.10.1.3.3 Correlación de Vasquez-Beggs

Vasquez y Beggs propuso una simple expresión matemática para estimar la viscosidad del petróleo por encima de la presión de burbuja. A partir de 3593 datos, Vasquez y Beggs (1980) propuso la siguiente expresión para estimar la viscosidad del petróleo subsaturado:

$$\mu_o = \mu_{ob} \left(\frac{P}{P_b} \right)^m \quad (\text{Ec. 1.159})$$

Donde:

- $m = 2.6P^{1.187} 10^A$
- $A = -3.9(10^{-5})P - 5$

Los datos usados en desarrollo de la correlación tienen los siguientes rangos:

- Presión: 141-9151 psia
- Solubilidad del gas: 9.3-2199 scf/STB
- Viscosidad: 0.117-148 cp
- Gravedad API: 15.3-59.5

El error promedio de la correlación de viscosidad es de -7.54%.

1.2.10.2 Correlación de viscosidad a partir de la composición del petróleo.

Como toda propiedad intensiva, la viscosidad es una fuerte función de la presión, temperatura y composición del petróleo, x_i . En general, esta relación puede ser expresada matemáticamente por la siguiente función:

$$\mu_o = f(P, T, x_1, \dots, x_n) \quad (\text{Ec. 1.160})$$

En la simulación composicional del reservorio de inyección de gas miscible, las composiciones de gases del reservorio y petróleo son calculadas basadas en la aproximación de la ecuación de estado y observar el comportamiento volumétrico del reservorio.

El cálculo de la viscosidad de estos fluidos a partir de la composición es requerida un completo y verdadero balance de materiales.

Dos correlaciones empíricas para el cálculo de la viscosidad de petróleo a partir de su composición son ampliamente usadas: La correlación de Lohrenz-Bray-Clark y la correlación de Little-Kennedy.

1.2.10.2.1 Correlación de Lohrenz-Bray-Clark

Lohrenz, Bray, y Clark (1964) (LBC) desarrollaron una correlación empírica para determinar la viscosidad del petróleo saturado a partir de su composición. La correlación propuesta ha sido de gran aceptación y aplicación para ingenieros en la industria petrolera. Los autores propusieron la siguiente generalización de la ecuación:

$$\mu_{ob} = \mu_o + \frac{[a_1 + a_2\rho_r + a_3\rho_r^2 + a_4\rho_r^3 + a_5\rho_r^4]^4 - 0.0001}{\xi_m} \quad (\text{Ec. 1.161})$$

Los coeficientes de la a_1 hasta a_5 son los siguientes:

$$\begin{aligned}
 a_1 &= 0.1023 \\
 a_2 &= 0.023364 \\
 a_3 &= 0.058533 \\
 a_4 &= -0.040758 \\
 a_5 &= 0.0093324
 \end{aligned}$$

Donde el parámetro de viscosidad mixta, ξ_m , el parámetro de viscosidad, μ_o , y la densidad reducida, ρ_r , son dadas matemáticamente a continuación:

$$\xi_m = \frac{5.4402(T_{pc})^{1/6}}{\sqrt{M_a(P_{pc})^{2/3}}} \quad (\text{Ec. 1.162})$$

$$\mu_o = \frac{\sum_{i=1}^n (x_i \mu_i \sqrt{M_i})}{\sum_{i=1}^n (x_i \sqrt{M_i})} \quad (\text{Ec. 1.163})$$

$$\rho_r = \frac{\left(\sum_{\substack{i=1 \\ i \notin C_{7+}}}^n [(x_i M_i V_{ci})] + x_{C_{7+}} V_{C_{7+}} \right) \rho_o}{M_a} \quad (\text{Ec. 1.164})$$

Donde:

- μ_o : Parámetro de la viscosidad del petróleo, cp.
- μ_i : Viscosidad del componente i, cp.
- T_{pc} : Temperatura pseudo-crítica del petróleo, \mathcal{R} .
- P_{pc} : Presión pseudo-crítica del petróleo, psia.
- M_a : Peso molecular aparente de la mezcla.
- ρ_o : Densidad del petróleo a las condiciones prevalecientes del sistema, lb/ft³.

- x_i : Fracción molar del componente i.
- M_i : Peso molecular del componente i.
- V_{ci} : Volumen crítico del componente i, ft³/lb.
- $x_{C_{7+}}$: Fracción molar de C_{7+} .
- $V_{C_{7+}}$: Volumen crítico de C_{7+} , ft³/lb-mole.
- n : Número de componentes en la mezcla.

El parámetro de viscosidad del petróleo, μ_o , esencialmente representa la viscosidad del petróleo a la temperatura de reservorio y presión atmosférica. La viscosidad del componente individual, μ_i , en la mezcla es calculada a partir de la siguiente relación:

$$\text{cuando } T_{ri} \leq 1.5: \mu_i = \frac{34(10^{-5})(T_{ri})^{0.94}}{\xi_i} \quad (\text{Ec. 1.165})$$

$$\text{cuando } T_{ri} > 1.5: \mu_i = \frac{17.78(10^{-5})[4.58T_{ri} - 1.67]^{0.625}}{\xi_i} \quad (\text{Ec. 1.166})$$

Donde:

- T_{ri} : Temperatura reducida del componente i; T/T_{ci}
- ξ_i : Parámetro de viscosidad del componente i, $\xi_i = \frac{5.440(T_{ci})^{1/6}}{\sqrt{M_i}(P_{ci})^{2/3}}$ (Ec. 1.167)

Debe notarse que, cuando aplicamos la ecuación (1.166) la viscosidad el compuesto n, C_{7+} podría ser calculada por alguna de las correlaciones de viscosidad de petróleo muerto discutidas antes.

Lohrenz y compañeros de trabajo propusieron la siguiente expresión para calcular $V_{C_{7+}}$.

$$V_{C_{7+}} = a_1 + a_2 M_{C_{7+}} + a_3 \gamma_{C_{7+}} + a_4 M_{C_{7+}} \gamma_{C_{7+}} \quad (\text{Ec. 1.168})$$

Donde:

- $M_{C_{7+}}$: Peso molecular de C_{7+}
- $\gamma_{C_{7+}}$: Gravedad específica de C_{7+}
- $a_1 = 21.572$
- $a_2 = 0.015122$
- $a_3 = -27.656$
- $a_4 = 0.070615$

Experiencias con la ecuación de Lohrenz han mostrado que la correlación es extremadamente sensible a la densidad del petróleo y al volumen crítico de C_{7+} . Cuando observamos que los datos de viscosidad son disponibles, valores de la ecuación $a_1 - a_5$ en la ecuación 1.155 y el volumen crítico de C_{7+} usualmente los parámetros son ajustados y puestos a punto hasta emparejar con los datos experimentales que se logran.

1.2.10.2.2 Correlación de Little-Kennedy

Little y Kennedy (1968) propusieron una ecuación empírica para predecir la viscosidad el petróleo saturado. La correlación fue originada a partir del estudio del comportamiento de 828 distintos sistemas de petróleos que representan 3349 mediciones de viscosidad.

La ecuación es similar en la forma a la ecuación de estado de Van Der Waals. Los autores expresaron la ecuación en la siguiente forma:

$$\mu_{ob}^3 - \left(b_m + \frac{P}{T}\right) \mu_{ob}^2 + \left(\frac{a_m}{T}\right) \mu_{ob} - \left(\frac{a_m b_m}{T}\right) = 0 \quad (\text{Ec. 1.169})$$

Donde:

- μ_{ob} : Viscosidad del petróleo saturado, cp.
- P : Presión del sistema, psia.
- T : Temperatura del sistema, \mathcal{R} .
- a_m, b_m : Parámetros de coeficientes de mezcla.

Little y Kennedy propusieron la siguiente relación para calcular dichos parámetros de mezcla:

$$a_m = \exp(A) \quad (\text{Ec. 1.170})$$

$$b_m = \exp(B) \quad (\text{Ec. 1.171})$$

Los autores correlacionaron los coeficientes A y B con:

- Temperatura, T
- Peso molecular de C_{7+} .
- Gravedad específica de C_{7+} .
- Peso molecular aparente del petróleo, M_a .
- Densidad del petróleo, ρ_o , para P y T.

Los coeficientes están dados por las siguientes ecuaciones:

$$A = A_0 + \frac{A_1}{T} + A_2 M_{C_{7+}} + \frac{A_3 M_{C_{7+}}}{\gamma_{C_{7+}}} + \frac{A_4 \rho_o}{T} + \frac{A_5 \rho_o^2}{T^2} + A_6 M_a + A_7 M_a^3 + A_8 M_a \rho_o + A_9 (M_a \rho_o)^3 + A_{10} E_o^2 \quad (\text{Ec. 1.172})$$

$$B = B_0 + \frac{B_1}{T} + \frac{B_2}{T^4} + B_3 \gamma_{C_{7+}}^3 + B_4 \gamma_{C_{7+}}^4 + \frac{B_5 M_{C_{7+}}^4}{\gamma_{C_{7+}}^4} + \frac{B_6 \rho_o^4}{T_4} + B_7 M_a + B_8 M_a \rho_o + B_9 (M_a \rho_o)^4 + B_{10} \rho_o^3 + B_{11} \rho_o^4 \quad (\text{Ec. 1.173})$$

Donde:

- $M_{C_{7+}}$: Peso molecular de C_{7+} .
- $\gamma_{C_{7+}}$: Gravedad específica de C_{7+} .
- ρ_o : Densidad el petróleo saturado, lb/ft³.
- T : Temperatura, \mathcal{R} .
- M_a : Peso molecular aparente del petróleo.
- $A_0 - A_{10}, B_0 - B_{11}$: Coeficientes de la ecuación 1.166 y 1.167 son tabulados a continuación:

$A_0 = 21.918581$	$B_0 = -2.6941621$
$A_1 = -16815.621$	$B_1 = 3757.4919$
$A_2 = 0.0233159830$	$B_2 = -0.31409829(10^{12})$
$A_3 = -0.0192189510$	$B_3 = -33.744827$
$A_4 = 479.783669$	$B_4 = 31.333913$
$A_5 = -719.808848$	$B_5 = 0.24400196(10^{-10})$
$A_6 = -0.0968584490$	$B_6 = 4.632634$
$A_7 = 0.543245500(10^{-6})$	$B_7 = -0.0370221950$
$A_8 = 0.0021040196$	$B_8 = 0.0011348044$
$A_9 = -0.4332274341(10^{-11})$	$B_9 = -0.0547665355(10^{-15})$
$A_{10} = -0.0081362043$	$B_{10} = 0.0893548761(10^{-3})$
	$B_{11} = -2.0501808400(10^{-6})$

La ecuación 1.172 puede resolverse para la viscosidad del petróleo saturado y la presión y la temperatura de interés extrayendo la raíz real de la ecuación. Una técnica iterativa, como el método iterativo de Newton-Raphson, puede ser empleado para resolver la ecuación propuesta.

1.3 MODELOS DE SATURACIÓN DE AGUA

La saturación del agua se define como la fracción de volumen del espacio poroso ocupado por el agua. Para determinar la saturación de agua de formación se utilizan diferentes modelos dependiendo de las condiciones en el reservorio y los datos de formación con los que se cuenten.

Se han desarrollado algunos modelos para determinar la saturación del agua de reservorio, entre los más importantes están:

1.3.1 SATURACIÓN DE AGUA POR EL MÉTODO DE SIMANDOUX

La respuesta a la ecuación para el registro de resistividad es una forma clásica, pero debe ser linealizada para utilizar los resultados que a menudo no muestran similitud en la respuesta usual de la ecuación. Para linealizar esto, la porosidad es remplazada por $(1-V_{sh})^* S_w/F$, y la ecuación es establecida en términos de conductividad en lugar de resistividad.

Esto garantiza la respuesta al recurrir a la ecuación de Archie cuando $V_{sh} = 0.0$. Así:

$$\begin{aligned}
 CON &= \frac{S_w}{F} S_w COND_w (1 - V_{sh}) && \text{(Término de agua)} \\
 &+ \frac{S_w}{F} (1 - S_w) COND_h (1 - V_{sh}) && \text{(Término de hidrocarburo)} \\
 &+ \frac{S_w}{F_{sh}} COND_{sh} && \text{(Término de arcilla)} \\
 &+ (1 - V_{sh} - PHI_e) Sum(V_i COND_i) && \text{(Término de la matriz)} \quad \text{(Ec. 1.174)}
 \end{aligned}$$

Donde:

- $COND_h$: Lectura del registro en 100% hidrocarburo.
- $COND_i$: Lectura del registro en 100% del íésimo componente de la roca matriz.
- $COND$: Lectura de registro.
- $COND_{sh}$: Lectura de registro en 100% arcilla.
- $COND_w$: Lectura de registros en 100% agua.
- F : Factor de formación de roca limpia (%).
- F_{sh} : Factor de formación de arcilla (%).
- S_w : Saturación de agua en zona no invadida (%).
- V_i : Volumen del íésimocomponente de la roca matriz.
- V_{sh} : Volumen de arcilla (%).

$COND_h$ y $COND_i$ son ambos igual a 0.0, entonces los dos términos desaparecen. Tenemos entonces:

$$\frac{1}{F} = \frac{(PHIe^M)}{A}$$

$$COND_{sh} = \frac{1}{RSH}$$

$$COND_w = \frac{1}{R_w} @ \text{ft}$$

Para la ecuación de Simandoux:

$$\frac{1}{F_{sh}} = \frac{V_{sh}}{2}$$

Varios autores han propuesto otras asunciones para el término $1/F_{sh}$, por eso muchas formas de esta ecuación están en uso.

Está dado:

$$\frac{1}{RESD} = \frac{(PHIe^M)}{AR_w @ ft} (1 - Vsh) S_w^N + \frac{Vsh}{2RSH} S_w \text{ (Ec. 1.175)}$$

Cuando $N = 2.0$, esto puede ser resuelto para S_w usando la solución de la ecuación cuadrática.

El primer término es el estándar de la ecuación para la porción de matriz que no tiene arcilla y el segundo término es un factor de corrección para la fracción de arcilla. La ecuación de Simandoux es una de la más populares y exitosa ecuación usada ya que incluye una correlación de arcilla para el cálculo de la saturación.

Nombre: S_{ws} – Saturación de agua por el método de Simandoux

1: Si $PHIe > 0.0$

2: Entonces $C = \frac{(1 - Vsh)A(R_w @ ft)}{PHIe^M}$

3: $D = C \frac{Vsh}{2RSH}$

4: $E = \frac{C}{RESD}$

5: $S_{ws} = \left((D^2 + E)^{0.5} - D \right)^{\left(\frac{2}{N} \right)}$

6: Caso contrario $S_{ws} = 1.0$

Donde:

- A : Exponente de tortuosidad (%)
- C : Término intermedio de la ecuación de Simandoux
- D : Término intermedio de la ecuación de Simandoux
- E : Término intermedio de la ecuación de Simandoux
- M : Exponente de cementación (%)
- N : Exponente de saturación (%)
- $PHIe$: Porosidad efectiva de cualquier método (%)

- *RES*D: Lectura del registro de resistividad del fondo (Ohm-m)
- *RSH*: Resistividad de la arcilla (Ohm-m)
- *R_w@ft*: Resistividad del agua a temperatura de formación (Ohm-m)
- *Vsh*: Contenido de arcilla (%)
- *S_{ws}*: Saturación de agua por el método de Simandoux (%)

Consideraciones:

1.3.2 SATURACIÓN DE AGUA POR EL MÉTODO DE WAXMAN- SMITS (CEC)

Otro método popular basado en valores de medida de laboratorio de la capacidad de intercambio catiónico vs el contenido de arcilla, fue desarrollado por Waxman y Smits. Esta usa la misma ecuación que la del método de Archie, pero encuentra valores de $1/Fsh$ diferentes. El método requiere una fórmula para el valor de la capacidad de intercambio catiónico, tal como se muestra en la ecuación 1.176.

1: Si $PHI_e > 0.0$

2: Entonces $CEC = 10^{(1.9832 * Vsh - 2.4473)}$ (Ec. 1.176)

La relación de arriba debe ser derivada para cada área en particular por la curva adecuada de los datos de laboratorio. Algunos autores han relacionado el CEC a la porosidad en ciertas áreas, pero no hay una razón física del porque esto debería ser verdad ya que el valor específico del CEC depende del volumen de arcilla y no de la porosidad. Solo está trabajando cuando la porosidad es estrictamente una función del volumen de arcilla y no hay variación de otro mineral. Otros han probado la relación CEC para otros datos de registros, tal como el SP (el cual por supuesto es un indicador de arcilla), con éxitos limitados. El balance de la ecuación no necesita más modificación.

3: $C = 6.8 + 14.7 * (Ifunidadesdeprofundidad = métricas)$ (Ec. 1.177)

4: $Rw_2 = \frac{(Rw@FT)*(FT+C)}{(83.3-37.3*(Ifunidadesdeprofundidad=métricos))}$ (Ec. 1.178)

$$5: B = 4.6 * (1 - 0.6 * e^{\left(\frac{-0.77}{Rw_2}\right)}) \quad (\text{Ec. 1.179})$$

$$6: F = \frac{A}{PHIe^M} \quad (\text{Ec. 1.180})$$

$$7: Qv = \frac{CEC * (1 - PHIe) * \frac{DENSMA}{(1 + 999 * (\text{unidades de profundidad} = \text{métrico}))}}{PHIe} \quad (\text{Ec. 1.181})$$

$$8: Swc = 0.5 * ((-B * Qv * Rw_2) + \left((B * Qv * Rw_2)^2 + 4 * F * \frac{RW@FT}{RES D} \right)^{0.5})^{\frac{2}{N}} \quad (\text{Ec. 1.182})$$

$$9: \text{Caso contrario } Swc = 1.0$$

Donde:

- A : Exponente de tortuosidad
- B : Equivalente de conductancia del catión de arcilla (mS/m)
- C : Temperatura fuera ($^{\circ}F - ^{\circ}C$)
- CEC : Capacidad de intercambio catiónico de la arcilla (meq/gm)
- $DESMA$: Densidad de la matriz (gm/cc – Kg/m³)
- F : Factor de formación
- FT : Temperatura de formación ($^{\circ}F - ^{\circ}C$)
- M : Exponente de cementación
- N : Exponente de saturación
- $PHIe$: Porosidad efectiva (%)
- Qv : Concentración de iones (meq/gm)
- $RES D$: Lectura de la resistividad más profunda del registro
- Swc : Saturación de agua por el método CEC
- Vsh : Volumen de arcilla

Consideraciones:

Este procedimiento no permite una solución gráfica. Revise la referencia sobre este método antes de tratar para su uso.

1.3.3 SATURACIÓN DE AGUA POR EL MODELO FÍSICO DE DOBLE AGUA

Este método debería ser usado en conjunto con el método de porosidad. Este usa una respuesta ligeramente diferente que en el método de Archie y también el valor de $1/Fsh$ es encontrado de otra manera.

$$\begin{aligned}
 COND &= \frac{Sw}{F} * Sw * CONDw * (1 - Vsh) (\text{término del agua}) \\
 &+ \frac{Sw}{F} * (1 - Sw) * CON Dh * (1 - Vsh) (\text{término de hidricarburo}) \\
 &\quad + \frac{Sw}{F} * CONDwsh (\text{término de arcilla}) \\
 &+ (1 - Vsh - PHIE) * Sum(Vi * CON Di) (\text{término de matriz})
 \end{aligned}$$

(Ec. 1.183)

Donde:

- $CONDh$: Lectura del registro en 100% hidrocarburo
- $CON Di$: Lectura en 100% del iésimocomponente de la matriz roca.
- $COND$: Lectura de registro.
- $CONDwsh$: Lectura de registro en el borde del agua con fracción de arcilla.
- $CONDw$: Lectura del registro en 100% agua
- F : Factor de formación de la roca limpia (%)
- Fsh : Factor de formación de arcilla (%)
- Sw : Saturación de agua en la zona no invadida
- Vi : Volumen del iésimocomponente de la roca matriz
- Vsh : Volumen de arcilla (%)

1.3.4 SATURACIÓN DE AGUA MÉTODO INDONESIO.

Este modelo de saturación no se limita a Indonesia, pero adquirió el nombre por la localización geográfica en donde se tomó la primera base de datos. En ese

momento, los resultados de S_w a menudo eran sobreestimados en depósitos de arenas arcillosas.

Se reconoció que la resistividad verdadera (R_t) se veía afectada por varios parámetros; porosidad efectiva (Φ_e), resistividad de agua connata (R_w), saturación de agua (S_w), contenido de arcilla (V_{cl}), y resistividad de la arcilla (R_{cl}). Pruebas anteriores de laboratorio de varios investigadores habían demostrado que las relaciones de $R_t - S_w$ se vieron afectadas principalmente por la contribución de la arcilla. La influencia conductora de la arcilla afectaba no sólo V_{cl} y R_{cl} sino también S_w .

Varias ecuaciones de $R_t - S_w$ fueron investigadas realizando crossplots de frecuencia de valores V_{cl} estimados y los valores calculados de S_w . La calidad de los resultados obtenidos de S_w se asumieron satisfactorios si el contenido de agua en las formaciones exhibían una concentración de S_w cerca a 100% (permite la dispersión ligera, estadística por encima y por debajo del valor del 100%) en toda la variedad de valores de V_{cl} . Los puntos correspondientes a las formaciones que contienen agua deben delinear una clara tendencia vertical, centrado en la S_w del 100% (Figura 1.22), y los horizontes que contienen hidrocarburos debe presentar los valores sustancialmente más bajos que el 100% S_w .

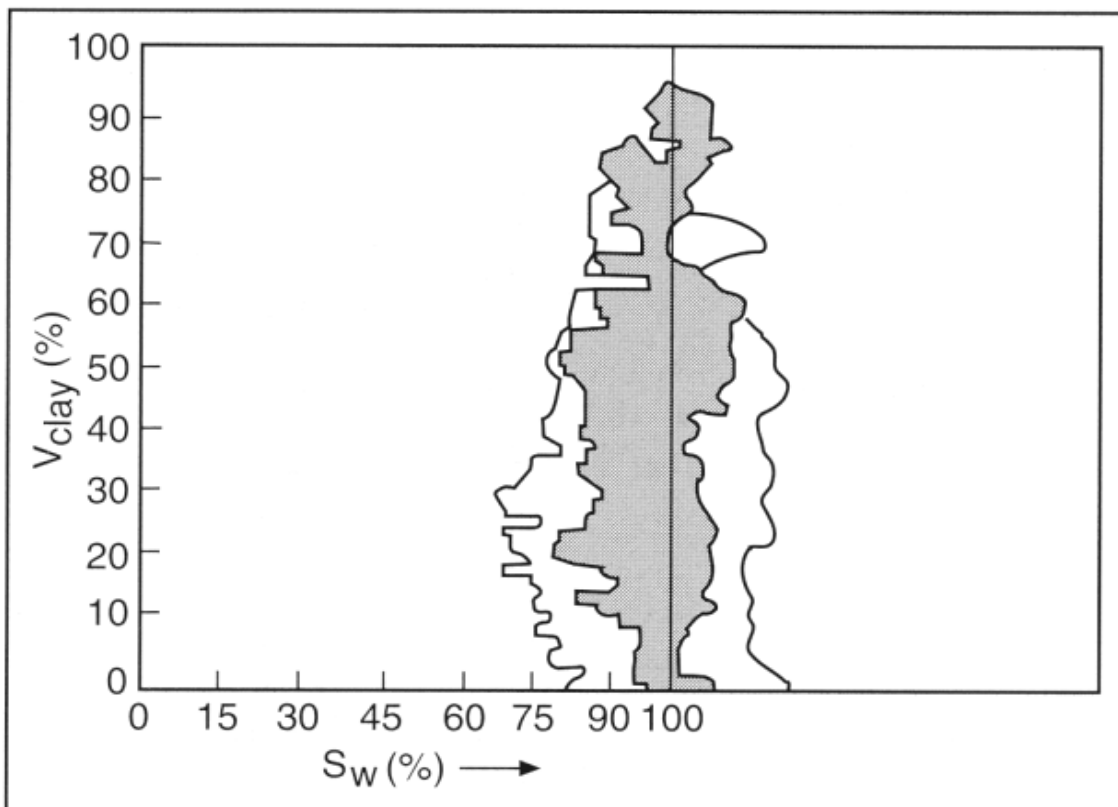
Los mejores resultados se obtuvieron con una ecuación complicada:

$$Ct = \frac{C_w}{F} S_w^2 + \left[2 \sqrt{\frac{C_w V_{sh}^{2-V_{sh}} C_{sh}}{F}} \right] S_w^2 + V_{sh}^{2-V_{sh}} C_{sh} S_w^2 \quad (\text{Ec. 1.184})$$

La idea expresada en la ecuación es que la conductividad de las formaciones arcillosas depende de tres términos, dos de los cuales son datos convencionales de las interrelaciones de las propiedades de las arcillas ($V_{cl} - R_{cl}$) y la interrelación entre la cantidad de agua por la porosidad de la formación ($R_t - R_w$). El tercer término representa la conductividad adicional resultante de la interrelación de los dos

términos. Generalmente una versión simplificada proporciona resultados adecuados de la S_w si los valores de V_{cl} no exceden el 50%:

FIGURA 1.22: CROSSPLOT DE RESULTADOS CALCULADOS DEMUESTRA UNA CLARA TENDENCIA VERTICAL EN VCL.



Fuente: Baker. Saturation Determination

$$Ct = \frac{C_w}{F} S_w^2 + \left[2 \sqrt{\frac{C_w V_{sh} C_{sh}}{F}} \right] S_w^2 + V_{sh} C_{sh} S_w^2 \quad (\text{Ec. 1.185})$$

Como con cualquier ecuación de saturación, la exactitud de los valores de Φ , V_{cl} , R_{cl} , R_t , R_w , a , m debe estar dentro de un cierto rango de tolerancia.

1.3.5 SATURACIÓN DE AGUA MÉTODO BÁSICO – ECUACIÓN DE ARCHIE.

La combinación de Archie incluye varias observaciones en una ecuación. Al saturar una muestra de roca con soluciones de sal de diferentes salinidades se encontró que la resistividad de la parte húmeda de la roca (R_o) estaba relacionada con la resistividad del agua (R_w) por la relación:

$$R_o = FR_w \quad (\text{Ec. 1.186})$$

En donde F es el factor de formación. Se encontró que este factor variaba de forma predecible de acuerdo al cambio en la porosidad de la roca, de acuerdo con:

$$F = \frac{a}{\phi^m} \quad (\text{Ec. 1.187})$$

En donde a es una constante y m es el exponente de cementación. Por último, Archie encontró que las rocas con una saturación de agua menor al 100% con resistividad R_t , obedecen a la regla:

$$S_w^n = \frac{R_o}{R_t} \quad (\text{Ec. 1.188})$$

En donde n es el exponente de saturación. Una combinación de las relaciones encontradas dio como resultado la Ecuación de Archie:

$$S_w^n = \frac{aR_w}{\phi^m R_t} \quad (\text{Ec. 1.189})$$

Cuando los valores de a , m , y n , son desconocidos, pueden ser considerados como valores aceptados generalmente (sin embargo, para análisis petrofísicos estos deben ser determinados por un análisis de núcleos):

$$\text{Areniscas: } a = 0,81 \quad m = 2 \quad n = 2 \quad \left. \vphantom{a = 0,81} \right\} \text{ o mayores}$$

$$o \quad a = 0,62 \quad m = 2,15 \quad n = 2$$

$$\text{Carbonatos: } a = 1 \quad m = 2 \quad n = 2 \quad o \text{ menores}$$

Por lo tanto, tres versiones comunes de uso de la ecuación de Archie son:

$$\text{Arenisca: } S_w = \left(\frac{0.81R_w}{\phi^2 R_t} \right)^{1/2} \quad (\text{Ec. 1.190})$$

$$o \quad S_w = \left(\frac{0.62R_w}{\phi^{2.15} R_t} \right)^{1/2} \quad (\text{Ec. 1.191})$$

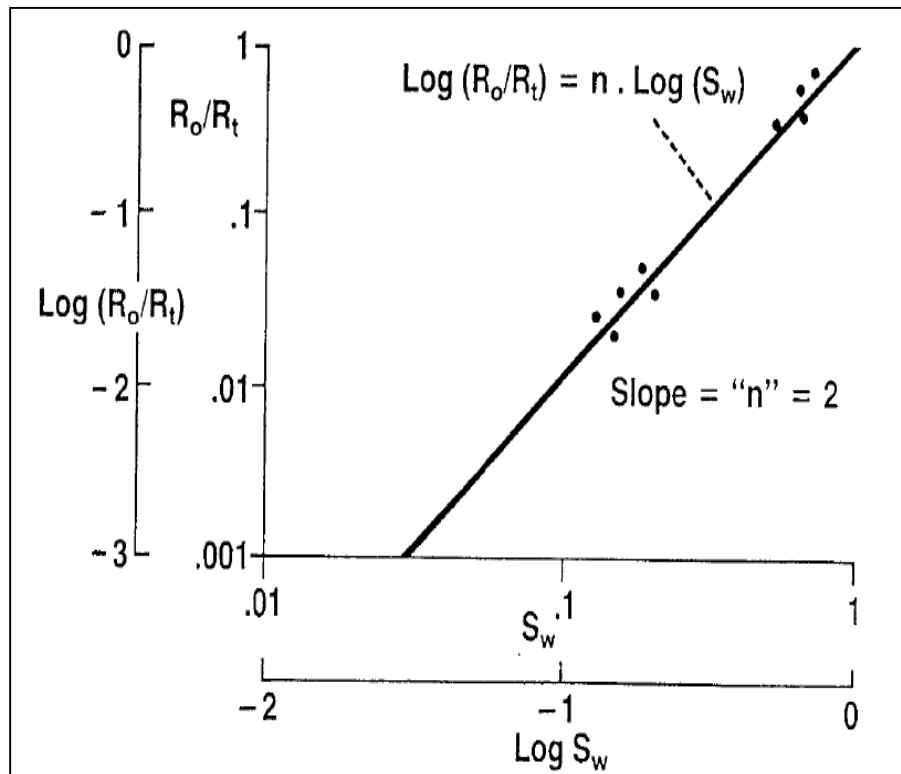
$$\text{Carbonatos: } S_w = \left(\frac{R_w}{\phi^2 R_t} \right)^{1/2} \quad (\text{Ec. 1.192})$$

Se deben evitar actitudes que encierren los valores convencionales para a , m , y n , en las evaluaciones de registros. Algunos métodos de relaciones en graficas permiten deducir uno u otro de estos parámetros, pero no hay un método sustituto para el análisis básico riguroso de definir los valores exactos necesarios para cada unidad de reservorio.

1.3.5.1.1 Exponente de saturación, n

Mientras n es asumido con un valor de 2, su valor exacto puede variar dependiendo de la mojabilidad de la roca. Sistemas mojantes al petróleo generalmente exhiben valores mayores a 2. Algunos sistemas mojantes al agua exhiben valores menores a 2. Para encontrar el valor de n , se obtiene una gráfica de saturación de agua versus resistividades, obteniendo estos valores de un núcleo de muestra a diferentes valores de saturación de agua:

FIGURA 1.23: DETERMINACIÓN DEL EXPONENTE DE SATURACIÓN n .



Fuente: Bateman R. Open-Hole Log Analysis and Formation Evaluation. Boston, 1985.

1.4 CÁLCULO DEL ERROR RELATIVO

Bien sea una medida directa (la que da el aparato) o indirecta (utilizando una fórmula) existe un tratamiento de los errores de medida. Podemos distinguir dos tipos de errores que se utilizan en los cálculos:

1.4.1. ERROR ABSOLUTO

Es la diferencia entre el valor de la medida y el valor tomado como exacto. Puede ser positivo o negativo, según si la medida es superior al valor real o inferior (la resta sale positiva o negativa). Tiene las mismas unidades, que las de la medida.

1.4.2. ERROR RELATIVO

Es el cociente (la división) entre el error absoluto y el valor exacto. Si se multiplica por 100 se obtiene el tanto por ciento (%) de error. Al igual que el error absoluto puede ser positivo o negativo (según lo sea el error absoluto) porque puede ser por exceso o por defecto. No tiene unidades.

Ejemplo. Medidas de tiempo de un recorrido efectuadas por diferentes alumnos: 3,01 s; 3,11 s; 3,20 s; 3,15 s

Valor que se considera exacto:

$$x_i = \frac{3,01+3,11+3,20+3,15}{4} = \frac{12,47}{4} = 3,1175 = 3,12 \text{ s}$$

Errores absoluto y relativo de cada medida:

Medidas	Errores absolutos	Errores relativos
3,01 s	3,01 - 3,12 = - 0,11 s	-0,11 / 3,12 = - 0,036 (- 3,6%)
3,11 s	3,11 - 3,12 = - 0,01 s	-0,01 / 3,12 = - 0,003 (- 0,3%)
3,20 s	3,20 - 3,12 = + 0,08 s	+0,08 / 3,12 = + 0,026 (+ 2,6%)
3,15 s	3,15 - 3,12 = + 0,03 s	+0,03 / 3,12 = + 0,010 (+ 1,0%)

Fuente: Página web www.educamix.com

CAPÍTULO II

RECOPIACIÓN, CLASIFICACIÓN Y ANÁLISIS DE LOS DATOS EXISTENTES DE LOS CAMPOS DEL ÁREA AUCA

2.1 RECOPIACIÓN Y CLASIFICACIÓN DE DATOS PRESIÓN, VOLUMEN, TEMPERATURA.

A continuación se tiene la lista de pozos y las respectivas arenas disponibles.

TABLA 2.1: DATOS P.V.T. DEL ÁREA AUCA

CAMPO	ARENA	POZO	TEMPERATURA (°F)	°API	Y _g
AUCA / AUCA SUR	Basal Tena	AUCA ESTE 01	198	15.5	0.914
	Basal Tena	AUCA 02	180	18	1.145
	Napo "U"	AUCA 08	228	18.2	1.172
	Napo "U"	AUCA 24	185	26.7	1.005
	"T" Superior	AUCA 04	226	26.8	1.192
	"T" Inferior	AUCA 12	200	25.6	1.315
	"T" Inferior	AUCA 22	200	28	1.051
	"T" Superior	AUCA 40	233	27.4	1.393
	Hollín Superior	AUCA 11	204	33.2	0.738
	Hollín Superior	AUCA 32	236	32	1.321
	Hollín "S+I"	AUCA 01	204	31.1	1.069
	Hollín Inferior	AUCA 34	236	31.5	0.809
CONONACO	Napo "U"	CONONACO01	194	22.4	1.136
	"T" Superior	CONONACO 22	220	15.8	1.033
	Hollín	CONONACO 01	198.5	32.4	1.509
	Hollín	CONONACO 04	230	33.3	1.154
	Hollín "I"	CONONACO 21	230	33.1	2.186

**CONTINUACIÓN DE LA TABLA 2.1: DATOS PRESIÓN, VOLUMEN,
TEMPERATURA DEL ÁREA AUCA**

CAMPO	ARENA	POZO	TEMPERATURA (°F)	°API	Y_g
YUCA	Napo "U"	YUCA 07	221	18.5	0.944
	Hollín	YUCA 01	139	27.6	1.498
C.Y.A	Napo "U+T"	CULEBRA 01	190	18.5	1.027
	Napo "U"	CULEBRA 06	220	18.5	0.998

Fuente: Subgerencia de Exploración y Desarrollo, Coordinación de Desarrollo,
Activo Auca, Petroamazonas EP.

Elaborado: Julio Murillo / Carla Yépez

2.2 PASOS PARA REALIZAR LA VALIDACIÓN DE DATOS PRESIÓN, VOLUMEN, TEMPERATURA.

Antes de utilizar los datos P.V.T y compararlos con cada una de las correlaciones mencionadas en el capítulo anterior, se debe realizar algunas consideraciones las cuales son muy importantes y de gran ayuda.

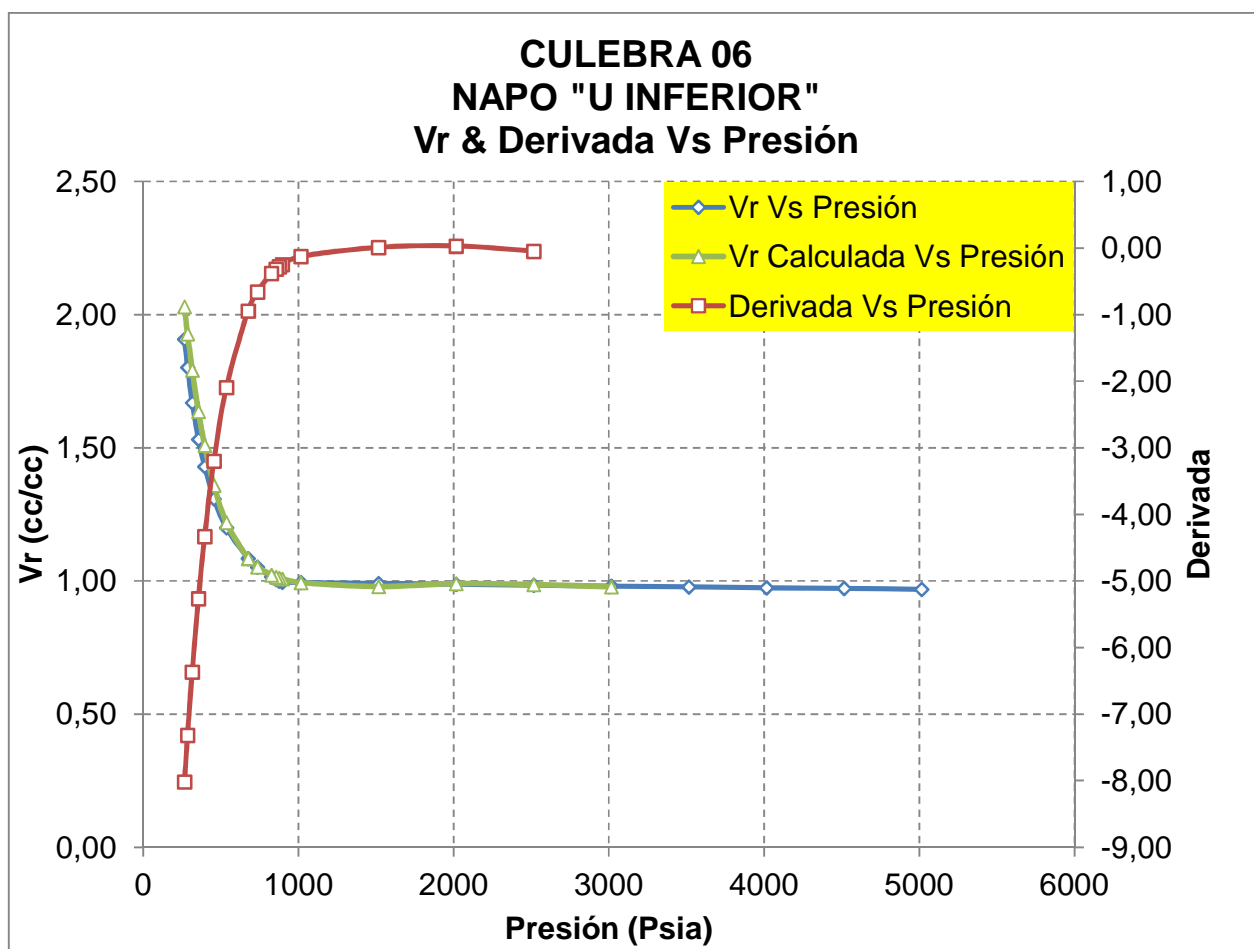
2.2.1 CORRECCIÓN DE LA PRESIÓN DE BURBUJA (PB)

Esta consideración fue tomada muy en cuenta ya que muchos de los P.V.T, especialmente aquellos que son muy antiguos, se determinaba la Pb al graficar Vr vs P. Como se puede ver en la Figura 2.1, la Pb asumida es el punto de inflexión de la gráfica visto a simple vista. Este método puede ser muy eficaz en ciertos P.V.T en los que la relación gas-petróleo es muy baja. En estos es donde se observa claramente como después del Pb el Volumen Relativo (Vr) se incrementa rápidamente. Mientras que en los P.V.T que tienen altas relaciones gas-petróleo, tiende a realizar una curva en donde a simple vista no se puede dar un valor preciso de la Presión de Burbuja.

Para estos P.V.T se realizó un cálculo matemático el cuál es más exacto y nos brinda la confianza de que la Presión de Burbuja (P_b) es la correcta. La nueva P_b se calcula mediante la derivada de la gráfica V_r vs Presión y se determina el punto máximo de esta curva, punto el cual es fácil de determinar en una serie de datos.

En el P.V.T del pozo Culebra 06, la Presión de burbuja reportada es 860 psig y la nueva P_b es 840 psig que se puede ver claramente en la figura 2.1 que es la presión de burbuja correcta. Más adelante se observara que la nueva Función "Y" tiene un ajuste más exacto que el anterior.

FIGURA 2.1: CORRECCIÓN DE PRESIÓN DE BURBUJA



Elaborado por: Julio Murillo / Carla Yépez

2.2.2 ANÁLISIS DE LOS REPORTES PRESIÓN, VOLUMENE, TEMPERATURA.

Las combinaciones de dos procedimientos de laboratorio, liberación diferencial y la prueba de separador, se utilizan para determinar valores de los factores volumétricos de formación de petróleo y de las relaciones de gas – petróleo, para presiones por debajo de la presión de burbuja en el reservorio. La ecuación comúnmente utilizada para calcular la relación gas – petróleo en solución no considera algunas condiciones en estas pruebas y no lo exacta. Ahora también podemos decir que la ecuación utilizada para calcular los factores volumétricos del petróleo es correcta, sin embargo, una derivación que ilustra las suposiciones subyacentes no ha sido publicada. Esta derivada también es revisada a continuación.

La ecuación (2.1) utilizada en la industria del petróleo para calcular una solución de las relaciones gas-petróleo de los Reportes P.V.T. está incorrectamente formulada:

$$R_s = R_{sSb} - (R_{sDb} - R_{sD}) \frac{B_{oSb}}{B_{oDb}} \quad (\text{Ec. 2.1})$$

Donde:

- R_s = Relación Gas/Petróleo a presiones inferiores a la presión de burbuja (scf/BF).
- R_{sSb} = Relación Gas/Petróleo a la presión de burbuja medido en una prueba de separador (scf del separador/BF).
- R_{sDb} = Relación Gas/Petróleo a la presión de burbuja medido en la liberación diferencial (scf/BF).
- R_{sD} = Relación Gas/Petróleo a presiones inferiores que la presión de burbuja medida en la liberación diferencial (scf de la liberación/BIs).
- B_{oSb} = Factor Volumetrico del Petróleo a la presión de burbuja medido en una prueba de separador (BIs/BF).
- B_{oDb} = Factor Volumétrico del Petróleo a la presión de burbuja medido en la liberación diferencial (BIs/BF).

La buena noticia es que los errores a altas presiones, en donde la solución de las relaciones gas-petróleo se utiliza con mayor frecuencia, no son graves. Una correcta formulación de la ecuación mejorará las estimaciones de la relación gas-petróleo en solución a lo largo de todo el rango de presiones de depletación.

Otra buena noticia es que las ecuaciones 2.2 y 2.3 usadas para calcular los factores volumétricos de formación del petróleo de los reportes P.V.T. del petróleo, son correctos.

$$B_o = (B_{oE})(B_{oSb}) \text{ para } P > P_b \quad (\text{Ec. 2.2})$$

$$B_o = (B_{oD}) \frac{B_{oSb}}{B_{oDb}} \text{ para } P < P_b \quad (\text{Ec. 2.3})$$

Donde:

- B_{oE} = Volumen relativo medido a presiones superiores que la presión de burbuja (Adimensional).
- B_{oD} = Factor Volumetrico del petróleo a presiones inferiores que la presión de burbuja medido en la liberación de burbuja (BlS/BF).

Este artículo presenta un breve análisis de los procedimientos de laboratorio, lo que permitirá las derivaciones de la Ec 2.2 y un reemplazo correcto para la Ec 2.1

2.2.2.1 Cálculo del Factor Volumétrico del Petróleo

La relación:

$$\frac{1}{B_{oDb}} \frac{\text{residual bbl}}{\text{res. bbl @ } P_b} = \frac{B_{oSb}}{B_{oDb}} \frac{\text{residual bbl}}{\text{STB}} \quad (\text{Ec. 2.4})$$

Ofrece una relación conveniente entre barriles residuales de la liberación diferencial y de barriles del tanque de almacenamiento a partir de la prueba del separador. El

término del barril en el reservorio a la presión de burbuja (a la temperatura del yacimiento), que aparece dos veces en el lado izquierdo de la ecuación 2.4, puede ser eliminado, ya que ambos procedimientos del laboratorio empiezan con el petróleo del reservorio en la celda de laboratorio a su presión de burbuja a la temperatura del yacimiento.

El cambio en el volumen de petróleo en el reservorio durante la depletación de presión puede ser escrito como:

$$B_{oSb} - B_o = (B_{oDb} - B_{oD}) \frac{B_{oSb}}{B_{oDb}} \quad (\text{Ec. 2.5})$$

Así la ecuación 2.5 puede ser escrita de la siguiente manera:

$$B_o = B_{oD} \frac{B_{oSb}}{B_{oDb}} \quad (\text{Ec. 2.3})$$

Esta es la ecuación generalmente utilizada en la industria del petróleo para calcular los factores volumétricos de formación del petróleo de los datos de liberación diferencial y de la prueba de separador.

Nótese que el uso de la ecuación. 2.3 requiere que la relación de volúmenes de petróleo residual al petróleo del tanque de almacenamiento se mantiene constante (para una muestra de petróleo en particular), independientemente de la presión inicial.

Los escasos datos experimentales que están disponibles muestran que esto es verdad.

2.2.2.2 Cálculo de la relación Gas-Petróleo (GOR)

La ecuación. 2.1 se utiliza comúnmente en la industria del petróleo para combinar datos de liberaciones diferenciales y pruebas de separador para calcular una

solución de las relaciones de gas - petróleo. La validez de esta ecuación puede ser examinada fácilmente por reorganización:

$$R_{sSb} - R_s = (R_{sDb} - R_{sD}) \frac{B_{oSb}}{B_{oDb}} \quad (\text{Ec. 2.6})$$

La ecuación 2.6 muestra que el volumen de gas liberado durante la prueba de separador se ha fijado igual al volumen de gas liberado durante la liberación diferencial. Si las fuentes de los datos no son tomados en cuenta, las unidades, scf / STB, parecen ser correctas. Sin embargo, la Tabla 2.2 muestra que el gas liberado durante una prueba de separador es muy diferente en cantidad y calidad a partir del gas liberado durante una liberación diferencial. La relación B_{oSb}/B_{oDb} en la ecuación 2.6 tiene en cuenta las diferencias en los petróleos de la prueba de separador y la liberación diferencial, pero las diferencias en los gases son ignoradas.

Por lo tanto, el balance de materiales que se expresa en la ecuación 2.6 es incorrecto. De ello se deduce que los valores de la relación gas-petróleo en solución calculado con la ecuación 2.1 debe ser un error. De hecho, esto se muestra cada vez que se utiliza la ecuación, porque los valores calculados de la relación gas-petróleo son generalmente negativos a bajas presiones.

La formulación correcta es la siguiente. La ecuación debe calcular el gas que permanece en solución en el petróleo de reservorio a una presión después de la presión de depletación a partir de P_b hasta cierta P , R_s , B_{Is}/BF . Además, R_s debe ser la cantidad de gas a ser liberado a través de una secuencia separador / tanque de almacenamiento.

R_{sSb} es el gas originalmente en solución en el petróleo de reservorio a su presión de burbuja medido en una prueba de separador, PCS del gas desde la prueba de separador/ BF. $R_{sDb}-R_{sD}$ es el volumen de gas liberado en el reservorio durante una

liberación diferencial de la Pb a P, PCS del gas de la liberación diferencial / bbl residual.

La relación:

$$\frac{R_{sSb}}{R_{sDb}} \frac{\frac{PCS \text{ de gas del separador}}{STB}}{\frac{PCS \text{ de gas de la Liberación dif.}}{Bls}}$$

Toma en cuenta tanto la diferencia en los dos petróleos, bbl residual / STB, y la diferencia en los dos gases, PCS de gas de la prueba de separador / PCS de gas a partir de la liberación diferencial.

Por lo tanto

$$(R_{sDb} - R_{sD}) \frac{R_{sSb}}{R_{sDb}}$$

Es el gas liberado de manera diferencial convertido a PCS del gas de separador / STB. La diferencia entre el gas originalmente en solución y el gas liberado durante la depletación desde Pb a P es el gas restante en solución en P.

$$R_s = R_{sSb} - (R_{sDb} - R_{sD}) \frac{R_{sSb}}{R_{sDb}} \quad (\text{Ec. 2.7})$$

De nuevo, existe la suposición de que la liberación diferencial imita la depletación en un reservorio de petróleo, es decir, el gas restante en solución es aquel que queda después de que el gas ha sido eliminado por liberación diferencial.

La ecuación 2.7 se puede reorganizar en una forma más simple

$$R_s = R_{sD} \frac{R_{sSb}}{R_{sDb}} \quad (\text{Ec. 2.8})$$

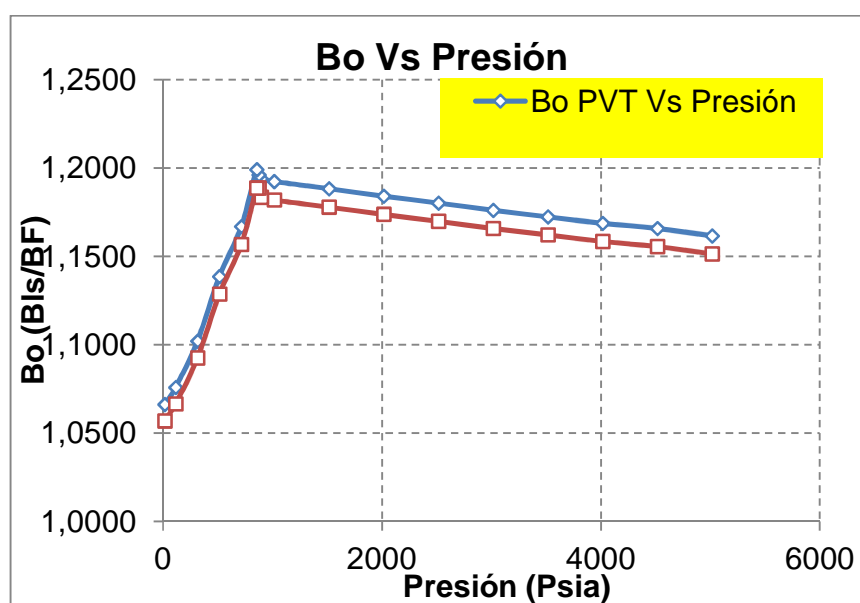
El uso de la ecuación. 2.8 implica que la relación del gas liberado mediante la prueba de separador para el gas liberado por la liberación diferencial es constante (para una muestra de petróleo en particular), independientemente de la presión de inicio. Los datos disponibles limitados de Dodson, *et col.* muestran que esto es cierto.

Las ecuaciones. 2.2, 2.3, y 2.8 son las ecuaciones correctas para el cálculo de los factores volumétricos de formación y las relaciones de gas-petróleo a presiones de reservorio por debajo de la presión de burbuja, cuando se combinan los datos de liberación diferencial con los datos de la prueba de separador.

El uso de los datos de la liberación diferencial para estos cálculos es casi tan exacto como los datos más costosos de la liberación de compuesto y es sin duda adecuado para los cálculos de ingeniería de yacimientos.

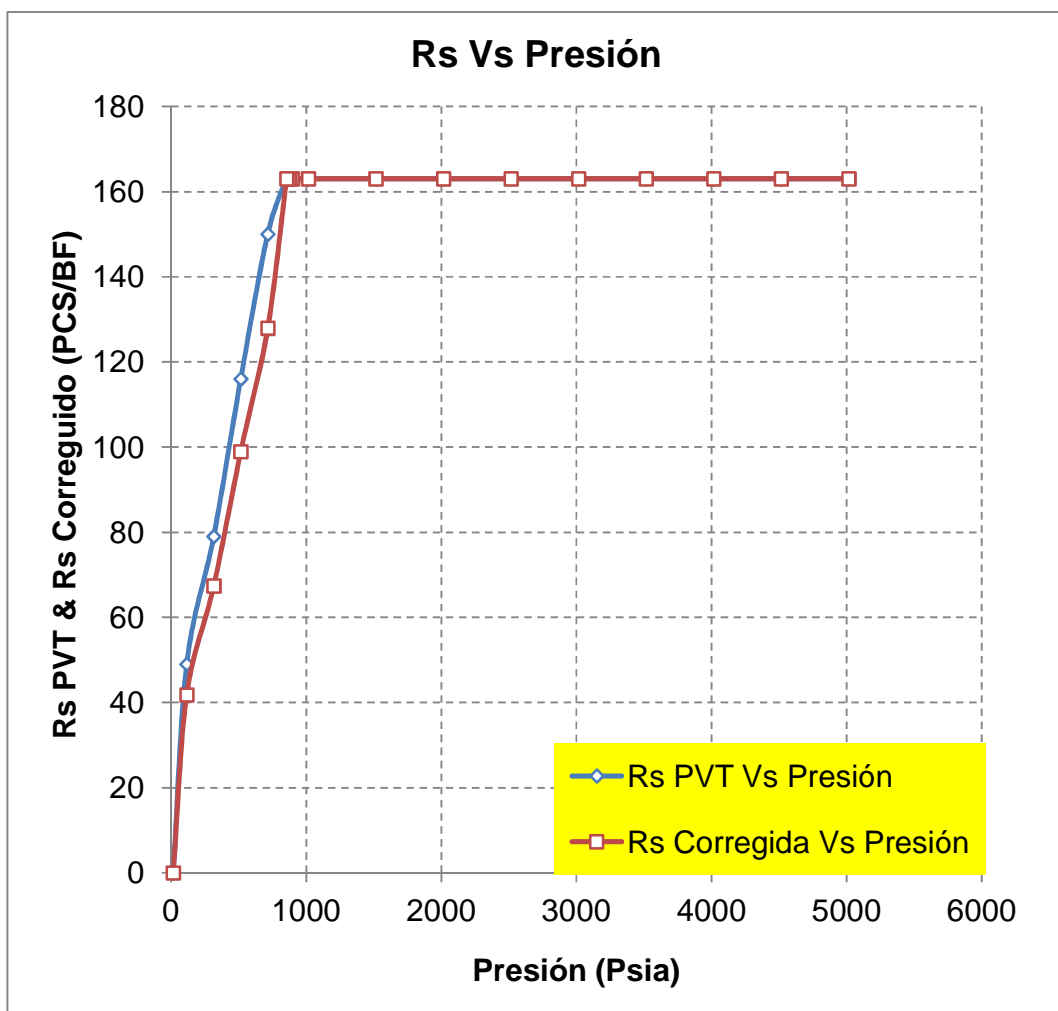
En la figura 2.2 se ilustra gráficamente la corrección del factor volumétrico y en la figura 2.3 se muestra gráficamente la corrección de la relación gas petróleo, para dichas correcciones se utilizaron las ecuaciones antes mencionadas.

FIGURA 2.2: CORRECCIÓN DEL β_o CULEBRA 06, NAPO “U INFERIOR”



Elaborado por: Julio Murillo / Carla Yépez

FIGURA 2.3: CORRECCIÓN DEL R_s CULEBRA 06,NAPO “U INFERIOR”



Elaborado por: Julio Murillo / Carla Yépez.

En la tabla 2.2 se ilustra la liberación diferencial comparada con la prueba de separador realizada para encontrar el factor de volumétrico del petróleo.

TABLA 2.2: LIBERACIÓN DIFERENCIAL VS PRUEBA DEL SEPARADOR

	<i>Liberación Diferencial</i>	<i>Prueba del Separador</i>
Factor Volumétrico del Petróleo al final del proceso.	1.199 Bls/BF	1.1886 Bls/BF
Gravedad °API del petróleo al termino del proceso.	18.5 °API	19 °API
Peso promedio de la gravedad específica del gas a condiciones estándar al final del proceso. (γ_g)	1.594	0.998

Elaborado por: Julio Murillo / Carla Yépez

2.2.3 PRUEBA DE LINEALIDAD DE LA FUNCIÓN “Y”

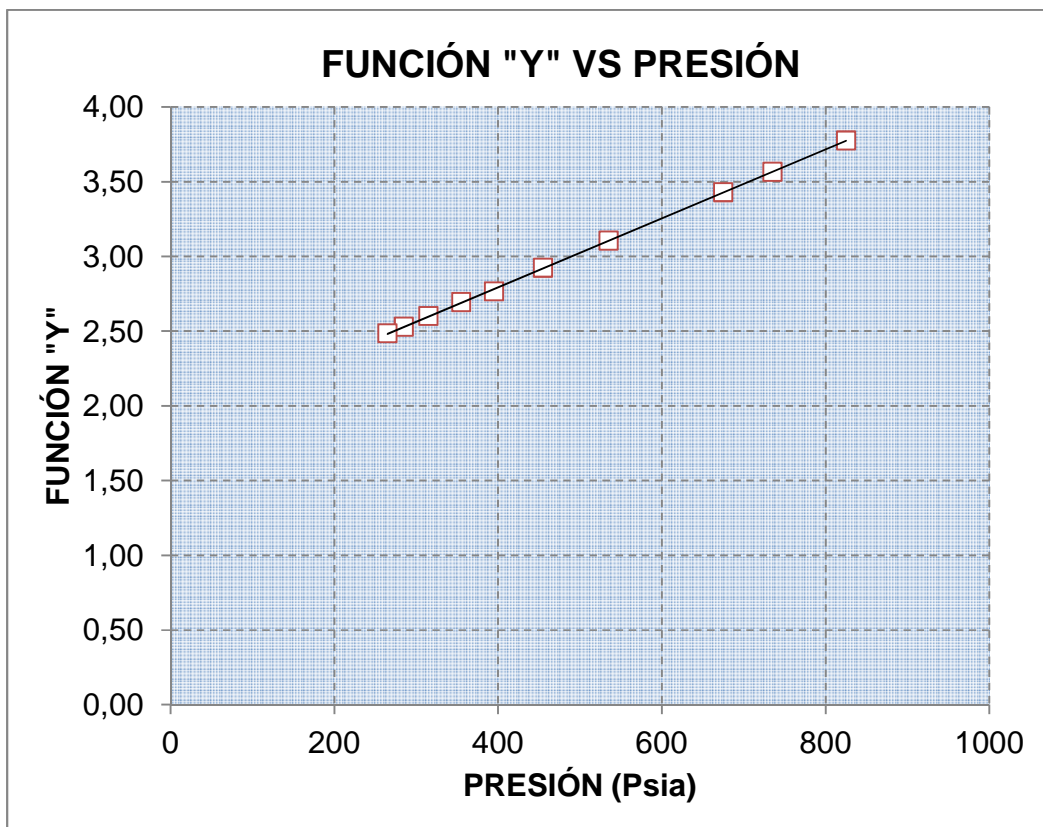
Frecuentemente los datos de volumen relativo obtenidos en las pruebas de laboratorio requieren generalmente una normalización debido a las inexactitudes en la medición del volumen total de hidrocarburo cuando este se encuentra por debajo de la presión de saturación y bajas presiones. Una función de compresibilidad adimensional, comúnmente llamada Función Y es usada para suavizar los valores de volumen relativo. La forma matemática de esta función se utiliza solamente por debajo de la presión de saturación y viene dada por la siguiente ecuación:

$$Y = \frac{P_b - P}{P^*(Vr - 1)} \quad (\text{Ec. 2.9})$$

Donde:

- P_b = Presión de Burbuja, Psia.
- P = Presión, Psia.
- Vr = Volumen relativo a la Presión P.

FIGURA 2.4: FUNCIÓN "Y" VS PRESIÓN

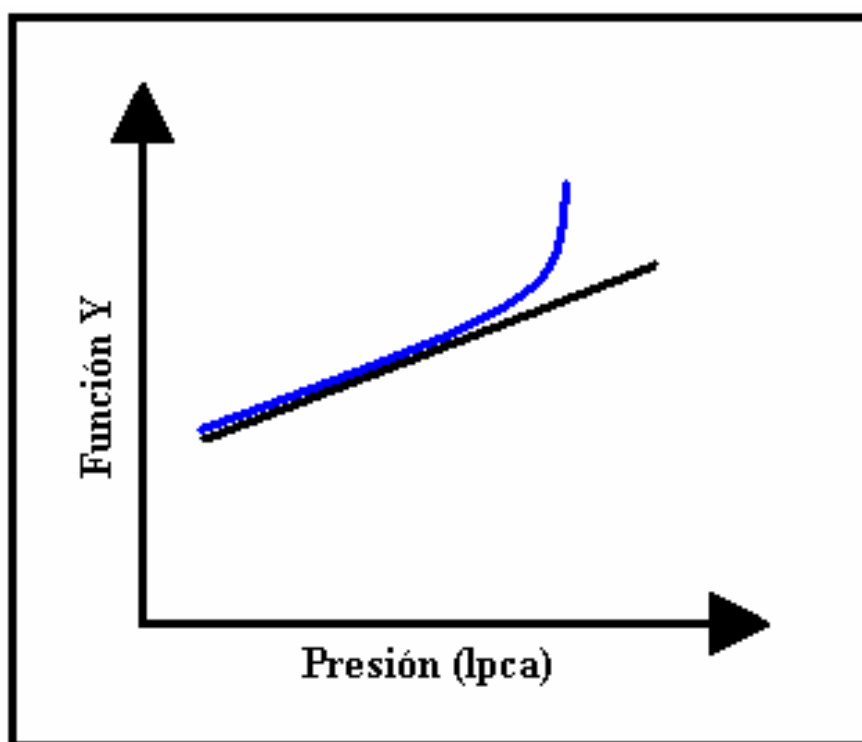


Elaborado por: Julio Murillo / Carla Yépez

Observando el comportamiento de la función Y cerca del punto de burbujeo, se puede determinar si la presión de burbujeo en el laboratorio ha sido subestimada o sobrestimada con respecto a la presión de burbujeo real del crudo en el yacimiento. Si la función Y representa una línea recta, entonces se dice que existe consistencia en la presión de burbujeo experimental y la real (Figura 2.4).

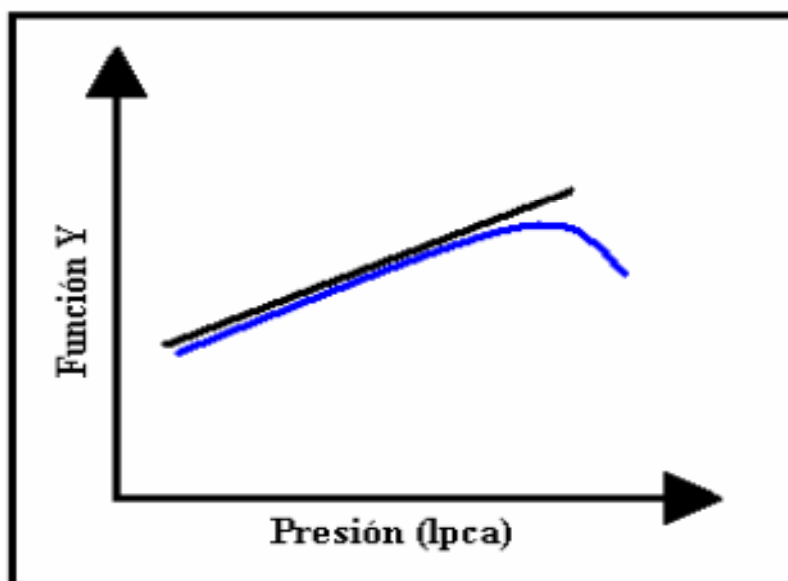
Si la presión de burbujeo en el laboratorio es superior a la real, los puntos de la función Y se alejan por encima de la línea recta, se dice entonces que está sobrestimada (Figura 2.5). Si por el contrario, la presión es menor, los puntos de la función Y se alejan por debajo de la línea entonces se habla de una presión subestimada (Figura 2.6).

FIGURA 2.5: FUNCIÓN “Y” VS PRESIÓN (PB SOBRESTIMADA)



Elaborado por: Julio Murillo / Carla Yépez.

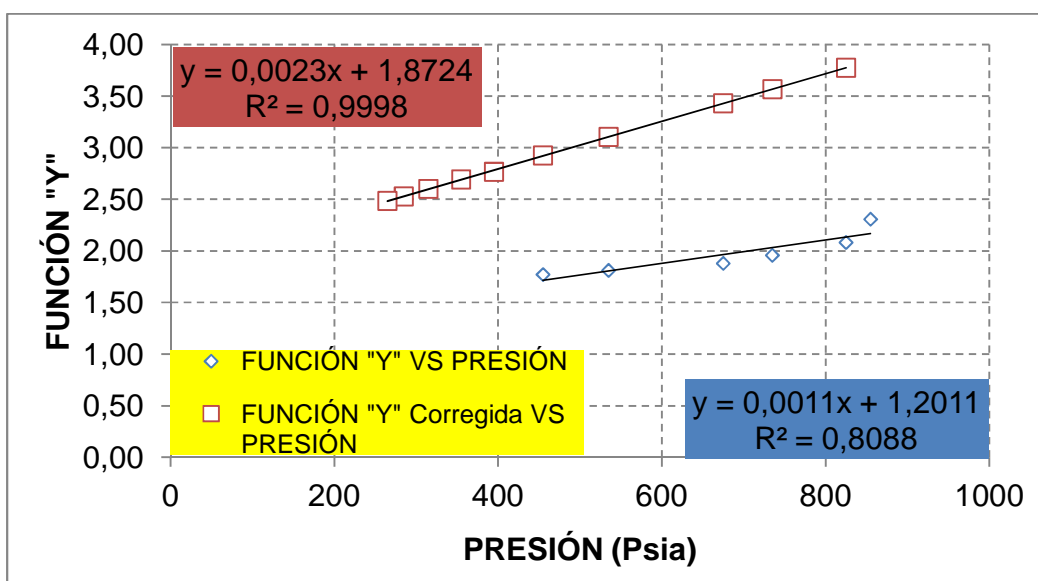
FIGURA 2.6: FUNCIÓN "Y" VS PRESIÓN (PB SUBESTIMADA)



Elaborado por: Julio Murillo / Carla Yépez

A continuación en la figura 2.7 se observa como la Presión de Burbuja del pozo Culebra 6 está subestimada y que luego de la respectiva corrección que ya se habló anteriormente, el fit da la recta de Función "Y" vs Presión es mucho mejor.

FIGURA 2.7: FUNCIÓN "Y" VS PRESIÓN CORRIGIENDO PB



Elaborado por: Julio Murillo / Carla Yépez

2.2.4 BALANCE DE MASAS DE PRUEBAS DE PRESIÓN, VOLUMEN, TEMPERATURA.

Todos los análisis P.V.T. obtenidos en el estudio de simulación se validaron por la técnica de balance de masa la cual se describe a continuación tomando como ejemplo el P.V.T. realizado al fluido de la arenisca U en el pozo Culebra 06.

En la Tabla 2.3 se muestran los datos P.V.T. necesarios para esta validación así como los cálculos que ella se utilizaron. Tenemos de los análisis los datos:

$$^{\circ}API = 18.5$$

$$Y_g = 0.998$$

La validación de los PVT's consiste en calcular la densidad del fluido (petróleo más gas en solución) a cada presión por debajo de la presión de burbujeo tomando como base un litro de petróleo (1000 cm^3) a condiciones de tanque y los datos PVT de: factor volumétrico del petróleo (B_{od}) relación gas/petróleo en solución (R_{sd}) y gravedad del gas. Para cada presión, comenzando por la presión atmosférica, se calcula la masa de gas más petróleo. A presión atmosférica sólo se tiene petróleo cuya masa se calcula de la siguiente forma:

$$M_o = \rho_o V_o \quad (\text{Ec. 2.10})$$

$$\rho_o = \frac{141.5}{131.5 + ^{\circ}API}$$

$$V_o = 1000 \text{ cm}^3$$

$$M_o = \frac{141.5}{131.5 + 18.5} 1000$$

$$M_o = 943.333 \text{ g}$$

Donde:

M_o : Masa de petróleo (g).

ρ_o : Densidad del petróleo a condiciones de superficie (g/cm^3).

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

TABLA 2.3: DATOS P.V.T. VALIDADOS

Presión (psia)	Bod (BIs/BF)	Rs Corregido (PCS/BF)	ΔV_g (cc)	Mg (gr)	Mg+Mo (gr)	ρ_o corregido (gr/cc)	ρ_o PVT (gr/cc)
5014.7	1.1514	163.00	0.0000	0.000	943.333	0.81930	0.8401
4514.7	1.1556	163.00	0.0000	0.000	943.333	0.81635	0.8371
4014.7	1.1584	163.00	0.0000	0.000	943.333	0.81432	0.8350
3514.7	1.1621	163.00	0.0000	0.000	943.333	0.81172	0.8323
3014.7	1.1658	163.00	0.0000	0.000	943.333	0.80921	0.8298
2514.7	1.1698	163.00	0.0000	0.000	943.333	0.80639	0.8269
2014.7	1.1738	163.00	0.0000	0.000	943.333	0.80368	0.8240
1514.7	1.1779	163.00	0.0000	0.000	943.333	0.80089	0.8212
1014.7	1.1819	163.00	0.0000	0.000	943.333	0.79815	0.8184
894.7	1.1834	163.00	0.0000	0.000	943.333	0.79713	0.8150
874.7	1.1886	163.00	0.0000	0.000	943.333	0.79364	0.8138
854.7	1.1886	163.00	0.0000	0.000	943.333	0.79364	0.8150
714.7	1.1567	127.91	6.2486	7.628	950.961	0.82213	0.8332
514.7	1.1286	98.92	5.1636	6.304	957.265	0.84816	0.8502
314.7	1.0925	67.37	5.6193	6.860	964.125	0.88253	0.8650
114.7	1.0665	41.79	4.5562	5.562	969.687	0.90923	0.8765
14.7	1.0569	0.00	7.4417	9.085	978.771	0.92610	0.8791

Elaborado por: Julio Murillo / Carla Yépez

Seguidamente se vuelve a calcular la densidad del petróleo con los datos del PVT de la forma siguiente:

$$\rho_o = \frac{M_o}{(\beta_{od} \times 1000 \text{ cm}^3)} \quad (\text{Ec. 2.11})$$

Donde:

β_{od} : Factor volumetrico del petróleo (RB/STB = cm^3 yac/ cm^3 sup).

Por lo que la densidad del petróleo está a las mismas condiciones a que fue calculado el factor volumétrico del petróleo que son las mismas a las que fue medida la densidad en el laboratorio.

Para las siguientes presiones (por encima de la presión atmosférica) se debe incluir en el cálculo de la densidad del petróleo la masa del gas liberado en esa etapa, el cual a la presión mayor está en solución en el petróleo, de la siguiente forma:

Gas liberado entre 200 psia y 0 psia:

$$\Delta V_g = R_{sd(200)} - R_{sd(0)}$$

$$\Delta V_g = 83.3673 \text{ SCF/STB}$$

Para obtener el gas liberado en SCF/SCF de petróleo se divide por 5.614 CF/BBL por lo que:

$$\Delta V_g = \frac{(R_{sd(200)} - R_{sd(0)}) \text{ SCF/STB}}{5.614 \text{ CF/BBL}}$$

$$\Delta V_g = \frac{41.79 \text{ SCF/STB}}{5.614 \text{ CF/BBL}}$$

$$\Delta V_g = 7.4417 \text{ cm}^3 \text{ gas} / \text{cm}^3 \text{ petróleo}$$

La masa de este gas liberado en el paso de presión es igual a:

$$M_g = \gamma_g \rho_a \Delta V_g \quad (\text{Ec. 2.12})$$

Donde:

M_g : Masa de gas liberado en el paso de presión (igual masa del gas en solución a 200 psig).

γ_g : Gravedad del gas (aire = 1).

ρ_a : Densidad del aire = $1.2232 \times 10^{-3} \text{ g/cm}^3$.

ΔV_g : Volumen de gas liberado en la etapa de presión (SCF gas/SCF pet).

En el ejemplo la masa del gas sería:

$$M_g = 0.998 \times 1.2231 \times 10^{-3} \times 7.4417 \times 1000$$

$$M_g = 9.085g$$

La masa del fluido a 200 psia es igual a la masa de petróleo más la masa del gas en solución a 200 psia:

$$M_{(pet+gas)} = M_o + M_g \quad (\text{Ec. 2.13})$$

$$M_{(pet+gas)} = 943.333 + 9.085$$

$$M_{(pet+gas)} = 952.418g$$

Como paso final se calcula la densidad del petróleo con su gas en solución a 200 psia como:

$$\rho_{o(P)} = \frac{M_{(pet+gas)(P)}}{(\beta_{od(P)} \times 1000 \text{ cm}^3)} \quad (\text{Ec. 2.14})$$

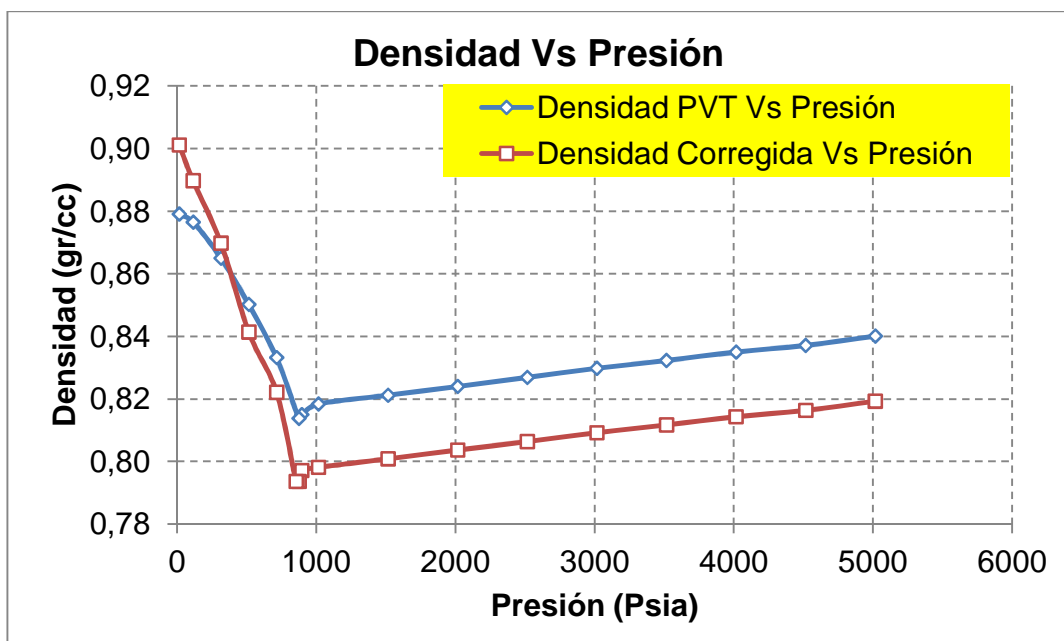
Que para el ejemplo sería:

$$\rho_{o(P)} = \frac{952.418 \text{ g}}{(1.0569 \times 1000 \text{ cm}^3)}$$

$$\rho_{o(P)} = 0.90117 \text{ g/cm}^3$$

El cálculo se repite para cada paso de presión sumándole a la masa de petróleo y gas anterior la masa del gas liberado en la siguiente etapa y dividiéndola entre el factor volumétrico del petróleo a la nueva presión hasta llegar a la primera presión bajo burbujeo. Luego se grafica la densidad del fluido calculada versus la densidad del fluido medida en el laboratorio, si el PVT está bien hecho las dos deberían cotejar muy bien. En el caso de este ejemplo se obtiene un cotejo moderado como se muestra en la figura 2.8:

FIGURA 2.8: DENSIDAD VS PRESIÓN



Elaborado por: Julio Murillo / Carla Yépez

2.3 RESULTADOS DE LAS CORRECCIONES

A continuación en la tabla 2.4 ilustramos los resultados de los datos del Pozo Culebra 06, arena Napo"U", tomando en cuenta todos los puntos de vista anteriormente discutidos.

TABLA 2.4: RESULTADOS FINALES DEL POZO CULEBRA 06

Presión (psig)	Presión (psia)	Bo _{Corregido} (Bls/BF)	Rs _{Corregido} (PCS/BF)	ρ _o Corregido (gr/cc)	μ _o Corregido (cp)	Z	Bg (Bls/BF)	γ _g
5000	5014.7	1.1514	163.00	0.81930	16.825	0.000	0.0000	
4500	4514.7	1.1556	163.00	0.81635	15.975	0.000	0.0000	
4000	4014.7	1.1584	163.00	0.81432	15.125	0.000	0.0000	
3500	3514.7	1.1621	163.00	0.81172	14.275	0.000	0.0000	
3000	3014.7	1.1658	163.00	0.80921	13.425	0.000	0.0000	
3253	2514.7	1.1698	163.00	0.80639	12.575	0.000	0.0000	
2000	2014.7	1.1738	163.00	0.80368	11.725	0.000	0.0000	
1500	1514.7	1.1779	163.00	0.80089	10.875	0.000	0.0000	
1000	1014.7	1.1819	163.00	0.79815	10.025	0.000	0.0000	
880	894.7	1.1834	163.00	0.79713	9.821	0.000	0.0000	
860	874.7	1.1886	163.00	0.79364	9.787	0.000	0.0000	
840	854.7	1.1886	163.00	0.79364	10.003	0.000	0.0000	
700	714.7	1.1567	127.91	0.82213	10.461	0.951	0.026	
500	514.7	1.1286	98.92	0.84816	10.803	0.955	0.037	
300	314.7	1.0925	67.37	0.88253	11.386	0.958	0.061	
100	114.7	1.0665	41.79	0.90923	12.208	0.975	0.188	
0	14.7	1.0569	0.00	0.92610	12.709	0.993	0.000	0.998

Elaborado por: Julio Murillo / Carla Yépez

2.4 SELECCIÓN DE LA DATA DURA DE CADA ARENA

Una vez echa las correlaciones a cada una de las propiedades del petróleo, pues procedemos a seleccionar cuál de los pozos contiene la data más apropiada, es decir la data más dura, para realizar la comparación con las correlaciones. Esta selección se la hace calificando rangos tanto en Presión de Burbuja como en densidad. A continuación presentamos cada una de ellas.

2.4.1 SELECCIÓN POR PRESIÓN DE BURBUJA.

Siendo la P_b una de las propiedades más importantes del Petróleo, sabemos que la función “Y” está en función de esta. Además como se realizó anteriormente la corrección de la nueva P_b , Pues es obvio que se tiene también una nueva función “Y”. Despejando de la ecuación 2.9 la P_b y con los nuevos valores de Y obtenemos la nueva P_b calculada.

Esta P_b calculada debe estar en el rango de +/- 5% de la P_b original. La tabla 2.5 muestra en detalle lo obtenido en el pozo Culebra 06.

TABLA 2.5: DATOS DE SELECCIÓN POR PB AL POZO CULEBRA 06, NAPO “U”

Presión (Psia)	Vr (cc/cc)	Pb Calculada (Psia)	Pb + 5%(Psia)	Pb - 5%(Psia)	Pb _{Reportada} (Psia)
854.7	1.00000				
824.7	1.00963	854.644	897.435	811.965	854.7
734.7	1.04578	854.511	897.435	811.965	854.7
674.7	1.07776	854.349	897.435	811.965	854.7
534.7	1.19265	854.258	897.435	811.965	854.7
454.7	1.30072	853.728	897.435	811.965	854.7
394.7	1.42119	856.889	897.435	811.965	854.7
354.7	1.52313	853.512	897.435	811.965	854.7

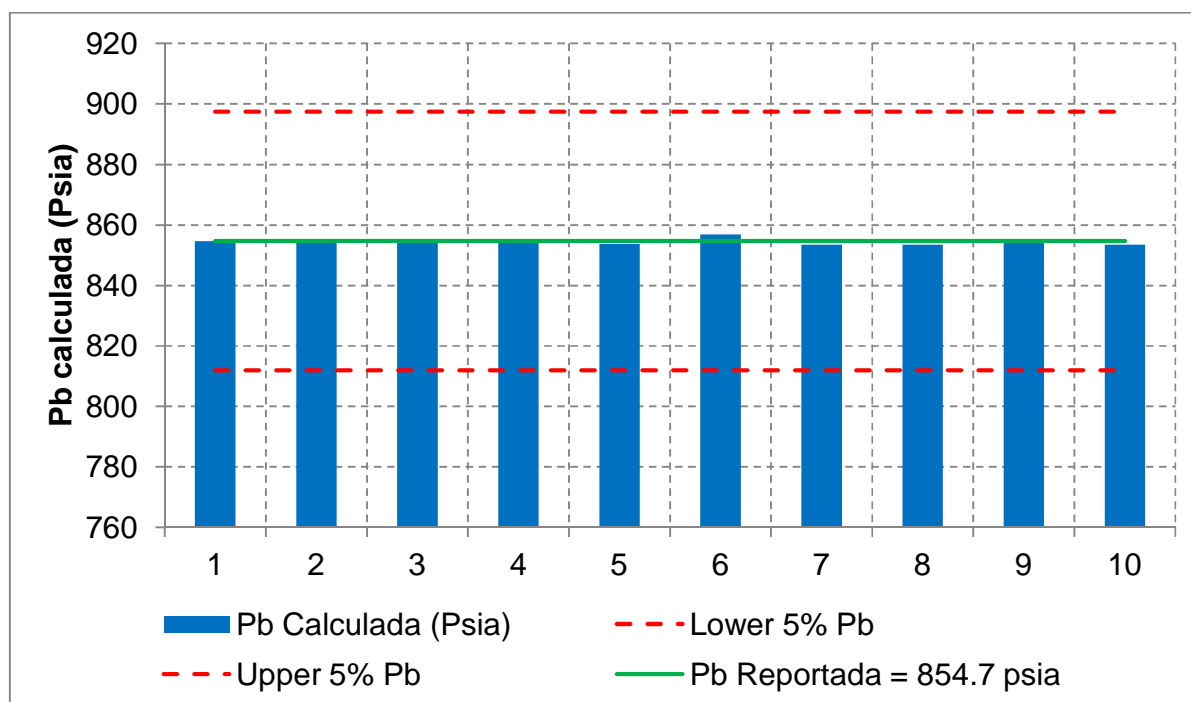
CONTINUACIÓN DE LA TABLA 0.5: DATOS DE SELECCIÓN POR PB AL POZO CULEBRA 06, NAPO "U"

Presión (Psia)	Vr (cc/cc)	Pb Calculada (Psia)	Pb + 5%(Psia)	Pb - 5%(Psia)	Pb _{Reportada} (Psia)
314.7	1.65943	853.469	897.435	811.965	854.7
284.7	1.79142	854.127	897.435	811.965	854.7
264.7	1.89644	853.463	897.435	811.965	854.7

Elaborado por: Julio Murillo / Carla Yépez

Como podemos observar; la nueva Pb calculada tiene varios valores dependiendo de la presión. Para una mejor apreciación, la figura 2.9 muestra los puntos dentro del +/- 5%.

FIGURA 2.9: PUNTOS DENTRO DEL +/- 5% CULEBRA 06, NAPO "U INFERIOR"



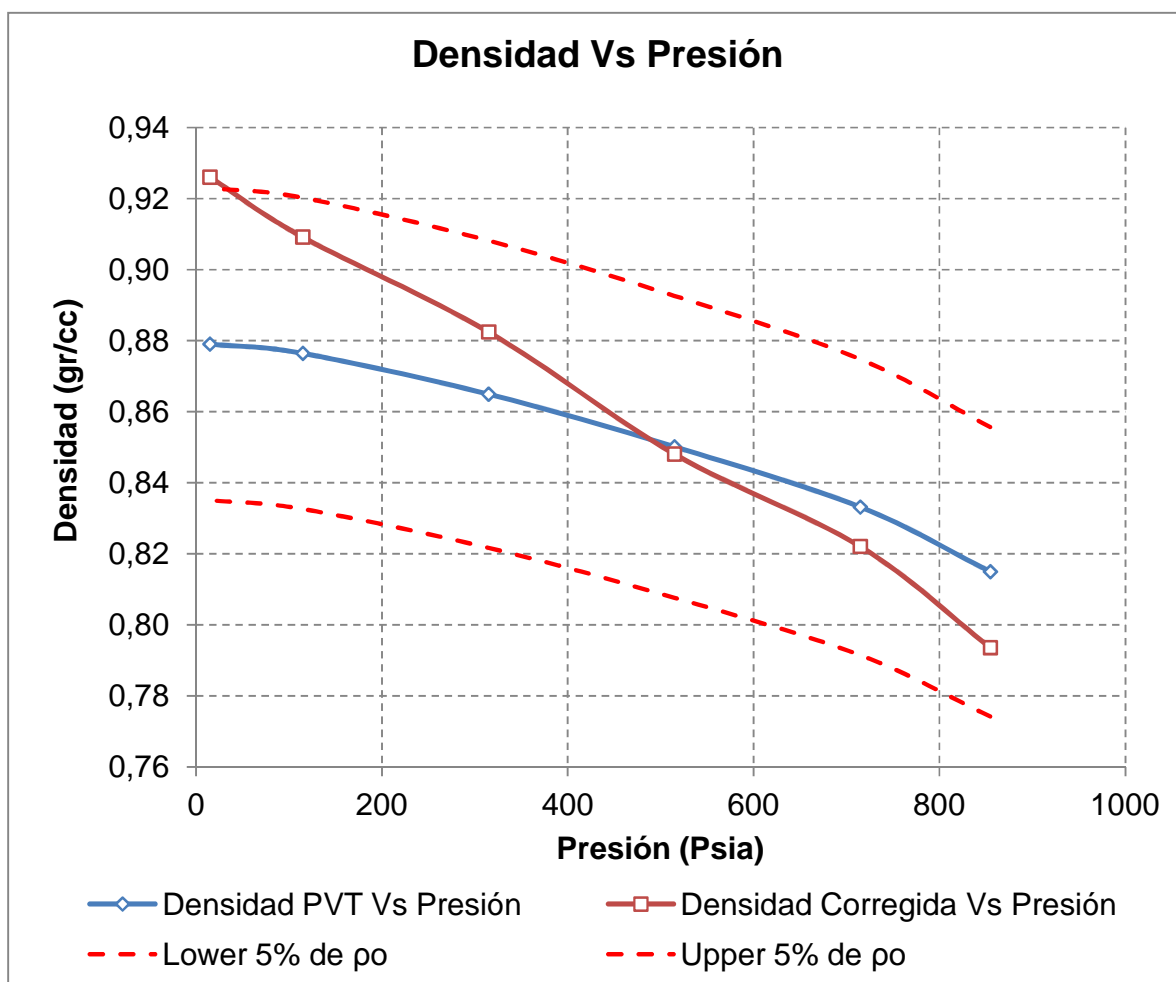
Elaborado por: Julio Murillo / Carla Yépez

En este caso de los 10 puntos por debajo de la Pb. Todos están dentro del rango de aceptación. En este caso este tiene una calificación de 1/1.

2.4.2 SELECCIÓN POR DENSIDAD.

Ahora se realiza de igual manera la comparación pero únicamente comprando los datos medidos con los datos corregidos. La figura 2.10 muestra de mejor manera este análisis.

FIGURA 2.10: PUNTOS DENTRO DEL +/- 5% DE DENSIDAD CULEBRA 06, NAPO "U INFERIOR"



Elaborado por: Julio Murillo / Carla Yépez

Como se observa, el análisis se lo hace solo con los puntos por debajo de la Pb. Estos puntos son más sensibles a las correcciones y sobre todo con la densidad es que más se afecta por debajo de la Pb.

En este caso, la figura 2.10, tiene un punto fuera del rango de la densidad real con un rango de +/- 5%. Entonces de los 6 puntos uno no está dentro del rango. Por lo que tiene una calificación de 6/5 que es igual a 0.83/1.

Finalmente teniendo en cuenta estos dos análisis se suman y se selecciona un pozo para cada arena productora y con esto nos aseguramos de que seleccionamos una data dura y más exacta para poder realizar la comparación con las correlaciones pertinentes.

2.5 RECOPIACIÓN DE DATOS DEL ÁREA AUCA

La Tabla 2.6 muestra la clasificación de los pozos por Campo y por arena, mostrando también los puntos que cada análisis P.V.T. ha alcanzado como calificación.

TABLA 2.6: POZOS CLASIFICADOS POR CAMPO Y ARENA

CAMPO	ARENA	POZO	T (°F)	°API	Y _g	Puntos Pb	Puntos Densidad	TOTAL
AUCA / AUCA SUR	Basal Tena	AUCA ESTE 01	198	15.5	0.914	0.7100	0.000	0.71
	Basal Tena	AUCA 02	180	18.0	1.145	0.7270	0.750	1.48
	Napo "U"	AUCA 08	228	18.2	1.172	0.6250	0.833	1.46
	Napo "U"	AUCA 24	185	26.7	1.005	1.0000	0.714	1.71
	"T" Superior	AUCA 04	226	26.8	1.192	1.0000	0.500	1.50
	"T" Inferior	AUCA 12	200	25.6	1.315	0.1875	0.000	0.19
	"T" Inferior	AUCA 22	200	28.0	1.051	1.0000	0.867	1.87
	"T" Superior	AUCA 40	233	27.4	1.393	1.0000	1.000	2.00

**CONTINUACIÓN DE LATABLEA 2.6: POZOS CLASIFICADOS POR CAMPO Y
ARENA**

CAMPO	ARENA	POZO	T (°F)	°API	Y _g	Puntos Pb	Puntos Densidad	TOTAL
AUCA / AUCA SUR	Hollín Superior	AUCA 11	204	33.2	0.738	0.2500	1.000	1.25
	Hollín Superior	AUCA 32	236	32.0	1.321	1.0000	1.000	2.00
	Hollín "S+I"	AUCA 01	204	31.1	1.069	Sin datos	Sin datos	Sin datos
	Hollín Inferior	AUCA 34	236	31.5	0.809	0.7500	1.000	
CONONACO	Napo "U"	CONONA CO01	194	22.4	1.136	0.5556	1.000	1.56
	"T" Superior	CONONA CO22	220	15.8	1.033	1.0000	1.000	2.00
	Hollín	CONONA CO01	198.5	32.4	1.509	0.8750	1.000	1.88
	Hollín	CONONA CO04	230	33.3	1.154	1.0000	1.000	2.00
	Hollín "I"	CONONA CO21	230	33.1	2.186	1.0000	0.600	1.60
YUCA	Napo "U"	YUCA 07	221	18.5	0.944	0.8750	1.000	1.88
	Hollín	YUCA 01	139	27.6	1.498	1.0000	1.000	2.00
C.Y.A	Napo "U+T"	CULEBR A 01	190	18.5	1.027	1.0000	0.833	1.83
	Napo "U"	CULEBR A 06	220	18.5	0.998	1.0000	0.833	1.83

Elaborado por: Julio Murillo / Carla Yépez

2.6 SELECCIÓN DE P.V.T. POR ARENA

2.6.1 CAMPO AUCA – AUCA SUR

La siguiente tabla 2.7 muestra el listado de pozos de los cuales se elegirán los más adecuados para determinar las correlaciones para el campo Auca – Auca Sur.

TABLA 2.7: POZOS CAMPO AUCA - AUCA SUR

CAMPO AUCA - AUCA SUR		
ARENA	POZO	SELECCIÓN
<i>Basal Tena</i>		
Basal Tena	AUCA ESTE 01	0.71
Basal Tena	AUCA 02	1.48
<i>Napo "U"</i>		
ARENA	POZO	SELECCIÓN
Napo "U"	AUCA 08	1.46
Napo "U"	AUCA 24	1.71
<i>Arena "T"</i>		
"T" Superior	AUCA 04	1.50
"T" Inferior	AUCA 12	0.19
"T" Inferior	AUCA 22	1.87
"T" Superior	AUCA 40	2.00
<i>Hollín / Hollín "S+I"</i>		
Hollín	AUCA 11	1.25
Hollín "S"	AUCA 32	2.0
Hollín "S+I"	AUCA 01	Sin datos
Hollín "I"	AUCA 34	1.75

Elaborado por: Julio Murillo / Carla Yépez

La siguiente tabla 2.8 muestra los pozos seleccionados.

TABLA 2.8: POZOS SELECCIONADOS CAMPO AUCA - AUCA SUR

CAMPO AUCA - AUCA SUR				
POZO	ARENA	T ºF	API	Y_g
AUCA 02	Basal Tena	180	18	1.145
AUCA 24	Napo "U"	185	26.7	1.005
AUCA 40	Arena "T"	233	27.4	1.393
AUCA 32	Hollín "S"	236	32	1.321

Elaborado por: Julio Murillo / Carla Yépez

2.6.2 CAMPO CONONACO

La siguiente tabla 2.9 muestra el listado de pozos de los cuales se elegirán los más adecuados para determinar las correlaciones para el campo Cononaco.

TABLA 2.9: POZOS CAMPO CONONACO

CAMPO CONONACO		
ARENA	POZO	SELECCIÓN
<i>Napo "U"</i>		
Napo "U"	CONONACO-01	1.56
<i>Arena "T"</i>		
Arena "T"	CONONACO-22	2
<i>Hollín / Hollín "I"</i>		
Hollín	CONONACO-01	2
Hollín	CONONACO-04	1.88
Hollín "I"	CONONACO-21	1.6

Elaborado por: Julio Murillo / Carla Yépez

La siguiente tabla 2.10 muestra los pozos seleccionados.

TABLA 2.10: POZOS SELECCIONADOS CAMPO CONONACO

CAMPO CONONACO				
POZO	ARENA	T ºF	API	Y_g
CONONACO-01	Napo "U"	194	22.4	1.136
CONONACO-22	Arena "T"	220	15.8	1.033
CONONACO-01	Hollín	230	33.3	1.154

Elaborado por: Julio Murillo / Carla Yépez.

2.6.3 CAMPO YUCA

La tabla 2.11 muestra el pozo que se tiene para el Campo Yuca que será base para las correlaciones debido a la falta de los mismos.

TABLA 2.11: POZOS SELECCIONADOS CAMPO YUCA

CAMPO YUCA				
POZO	ARENA	T ºF	API	Y_g
YUCA-01	Hollín	139	27.6	1.498

Elaborado por: Julio Murillo / Carla Yépez

2.6.4 CAMPO CULEBRA - YULEBRA - ANACONDA

La siguiente tabla 2.12 contiene el pozo perteneciente al Campo Culebra – Yulebra – Anaconda que será la base para la generación de las correlaciones.

TABLA 2.12: POZOS SELECCIONADOS CAMPO YUCA

CAMPO CULEBRA - YULEBRA – ANACONDA				
POZO	ARENA	T °F	API	Y_g
CULEBRA-06	Napo "U"	220	18.5	1.498

Elaborado por: Julio Murillo / Carla Yépez

2.7 RECOPIACIÓN Y CLASIFICACIÓN DE LOS ANÁLISIS CONVENCIONAL DE NUCLEOS

2.7.1 RECOPIACIÓN E INVENTARIO DE LA INFORMACIÓN DISPONIBLE

Esta etapa comprende la recolección, inventario, control de calidad y evaluación de la información suministrada por Petroamazonas EP, integrada por los perfiles, datos del ambiente de perforación consignados en los encabezados de los registros originales, análisis petrofísicos básicos, datos de ingeniería y producción, así como diferentes estudios realizados en el yacimiento.

El conjunto de curvas de los pozos del Campo AUCA, en general permite realizar una buena interpretación petrofísica ya que se tiene disponibilidad en todo el intervalo de interés de curvas de litología, resistividad y dos o tres curvas para obtener porosidad.

TABLA 2.13: DATOS RECOPIADOS DE LOS REGISTROS ELÉCTRICOS

POZO	Resistividades Laterales			Resisitividades Inductivas			Microresistivos			Porosidad			Adicionales				
	LLD	LLM	LLS	ILD	ILM	ILS	MSFL	PROX	SN	RHOB	NPHI	DT	CAL	MINV	MNOR	GR	SP
AUCA16	X	-	X	X	-	-	-	X	X	X	-	-	X	X	X	X	X
AUCA19	-	-	-	X	-	-	-	-	X	X	-	-	X	X	X	X	X
AUCA20	-	-	-	X	-	-	-	X	-	X	-	-	X	X	X	X	X
AUCA23	-	-	-	X	-	-	-	X	X	X	-	-	X	X	X	X	X
AUCA25	X	-	X	-	-	-	X	-	-	X	X	-	X	-	-	X	-
AUCA31	X	X	X	-	-	-	X	-	-	X	X	-	X	X	X	X	X
AUCA39	X	-	X	X	X	-	X	-	-	X	X	X	X	X	X	X	X
AUCA55	X	-	-	-	-	-	-	-	-	X	-	X	X	-	-	X	X

Fuente: Subgerencia de Exploración y Desarrollo, Coordinación de Desarrollo, Activo Auca, Petroamazonas EP.

Elaborado: Julio Murillo / Carla Yépez

Los datos recolectados son tanto como digitales como en físico ya que necesitamos datos de los encabezados de los registros. Los encabezados básicamente sirven para realizar las respectivas correcciones ambienteles del hueco que más adelante se explicaran con más detalle.

2.7.2 CONTROL DE CALIDAD DE LA DATA DISPONIBLE

El control de calidad se realizó en base a la data disponible que se puede sacar de los registro en digital. Esto es primordial ya que dependiendo del tipo y número de curvas que cada registro disponga podremos realizar una interpretación más a fondo

de cada pozo y por ende, obtener mejores resultados al final, cuando se compara la data real con la data medida.

A continuación presentamos la Tabla 2.14 con una puntuación de 1 si tiene una curva determinada y 0 si no la tiene. Al final la calificación es sobre 4 puntos. Se los dividió a las curvas en 4 grupos ya que cada tipo busca un dato diferente del otro.

Primero están las curvas eléctricas resistivas, las cuales tienen tres distintas herramientas que miden la resistividad.

Los Registros inductivos que nos sirven para zonas de alta resistividad o lodos no conductivos.

Los Registros laterales, que son herramientas que sirven para zonas de alta conductividad.

Y las microresistivas que miden la resistividad de la zona lavada. Cada una de estas herramientas nos da curvas a distintas profundidades de investigación. Además se colocó también las curvas de porosidad.

La data al final tiene una calificación sobre 4 puntos, es decir 4 puntos equivale al 100% de las curvas que necesitamos. Entonces con esta relación podemos decir que los pozos AUCA 16 / AUCA 31 / AUCA 39 tienen más del 50% de las curvas necesarias para el análisis y por ende van a ser una data dura por su disponibilidad de curvas para realizar el análisis.

Ahora el AUCA 23 y AUCA 25 si bien no tienen sobre el 50% de la data, pues también puede ser tomada en cuenta para los análisis, aunque con sus respectivas limitaciones.

TABLA 2.14: CONTROL DE CALIDAD DE LA DATA

POZO	R.E. LATERALES			R.E. INDUCTIVOS			MICRORESISTIVOS			POROSIDAD			TOTAL PUNTOS / 4
	LLD	LLM	LLS	ILD	ILM	ILS	MSFL	PROX	SN	RHOB	NPHI	DT	
AUCA16	1	0	1	1	0	0	0	1	1	1	0	0	2,000
AUCA19	0	0	0	1	0	0	0	0	1	1	0	0	1,000
AUCA20	0	0	0	1	0	0	0	1	0	1	0	0	1,000
AUCA23	0	0	0	1	0	0	0	1	1	1	0	0	1,333
AUCA25	1	0	1	0	0	0	1	0	0	1	1	0	1,667
AUCA31	1	1	1	0	0	0	1	0	0	1	1	0	2,000
AUCA39	1	0	1	1	1	0	1	0	0	1	1	1	2,667
AUCA55	1	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	1,000

Fuente: Subgerencia de Exploración y Desarrollo, Coordinación de Desarrollo, Activo Auca, Petroamazonas EP.

Elaborado: Julio Murillo / Carla Yépez

Una vez hecho el control de calidad de cada pozo y de haber seleccionado la data dura, pues procedemos a realizar las respectivas correcciones por condiciones del pozo, las cuales damos a conocer a continuación.

La data que se dispone a continuación será introducida en Interactive Petrophysics, para su análisis. En el capítulo 4 daremos a conocer el análisis de la data y sus resultados de cada uno de los pozos ya seleccionados.

TABLA 2.15: DATOS DE NÚCLEOS DEL AUCA16

Profundidad (ft)		Densidad (Gr/cc)	Porosidad (%)	Permeabilidad (md)	Saturación de agua (%)
TOPE	BASE				
ZONA "U"					
9701.5	9702.5	N/D	21.00	1190.00	74.00
9703.5	9704.5	N/D	19.40	507.00	75.30
9707.5	9708.5	N/D	21.50	948.00	85.50
9709.5	9710.5	N/D	17.10	442.00	88.70
ZONA "T"					
9955.5	9956.5	N/D	16.00	171.00	100.00
9959.5	9960.5	N/D	14.20	131.00	100.00
9964.5	9965.5	N/D	13.50	94.00	100.00
9968.5	9969.5	N/D	16.40	272.00	96.20
9975.5	9976.5	N/D	18.80	665.00	87.80
ZONA HOLLÍN					
10150.5	10151.5	N/D	9.70	22.00	92.10
10182.5	10183.5	N/D	15.20	407.00	59.00
10185.5	10186.5	N/D	13.80	319.00	64.90
10207.5	10208.5	N/D	22.10	1360.00	33.30
10213.5	10214.5	N/D	14.90	63.00	95.60
10219.5	10220.5	N/D	19.70	730.00	53.40

Fuente: Subgerencia de Exploración y Desarrollo, Coordinación de Desarrollo,
Activo Auca, Petroamazonas EP.

Elaborado: Julio Murillo / Carla Yépez

TABLA 2.16: DATOS DE NÚCLEOS DEL AUCA 25

Profundidad (ft)		Densidad (Gr/cc)	Porosidad (%)	Permeabilidad (md)	Saturación de agua (%)
TOPE	BASE				
BASAL TENA					
8948.15	8949.15	N/D	7.37	3722.58	14.45
8954.2	8955.2	N/D	14.23	537.43	26.5
8955.25	8956.25	N/D	18.4	4310.00	7.89
8956	8957	N/D	16.06	2110.71	11.94
ARENA "US"					
9685	9685.5	2.63	18.51	871	39.92
9686	9686.5	2.63	16.26	405	12.18
9687	9687.5	2.62	16.33	419	9.89
9688	9688.5	2.63	19.12	943	12.24
9689	9689.5	2.65	13.97	159	9.79
9690	9690.5	2.6	18.65	923	27.83
9696	9696.5	2.65	24.37	2085	11.56
9697	9697.5	2.6	19.6	1587	15.78
9698	9698.5	2.62	20.17	1824	12.11
9699	9699.5	2.73	18.96	903	18.86
9700	9700.5	2.61	18.11	1040	11.38
9701	9701.5	2.62	15.51	408	13.37
9702	9702.5	2.63	19.01	1334	14.59
9703	9703.5	2.63	20.5	1457	23.32
9707	9707.5	2.62	19.8	1391	13.35
9708	9708.5	2.62	10.53	105	28.47
9709	9709.5	2.68	24.46	2531	12.28
9710	9710.5	2.63	23.59	3350	22.11

Fuente: Subgerencia de Exploración y Desarrollo, Coordinación de Desarrollo,
Activo Auca, Petroamazonas EP.

Elaborado: Julio Murillo / Carla Yépez

TABLA 2.16: CONTINUACIÓN DATOS DE NÚCLEOS DEL AUCA25

Profundidad (ft)		Densidad (Gr/cc)	Porosidad (%)	Permeabilidad (md)	Saturación de agua (%)
TOPE	BASE				
ARENA "UI"					
9899	9899.5	2.67	20.10	438	2.67
9900	9900.5	2.65	19.37	305	2.65
9901	9901.5	2.65	5.06	0.02	2.65
9902	9902.5	2.68	16.90	40.9	2.68
9903	9903.5	2.66	13.25	2.28	2.66
9904	9904.5	2.8	16.99	17.8	2.8
9905	9905.5	2.87	14.03	7.03	2.87
9906	9906.5	2.62	9.59	0.09	2.62
9907	9907.5	2.67	8.76	0.15	2.67
9910	9910.5	2.8	12.29	138	2.8
9911	9911.5	2.66	18.22	653	2.66
9912	9912.5	2.63	24.53	106	2.63
9913	9913.5	2.77	5.9	0.1	2.77
9914	9914.5	2.68	18.42	641	2.68
9915	9915.5	2.62	17.9	335	2.62
9916	9916.5	2.71	16.74	230	2.71
9917	9917.5	2.64	7.74	1.69	2.64
9918	9918.5	2.67	17.84	211	2.67
9928	9928.5	2.68	13.08	35.9	2.68
9929	9929.5	2.65	10.58	0.41	2.65
9930	9930.5	2.69	8.27	0.04	2.69
9931	9931.5	2.63	8.65	0.74	2.63
9932	9932.5	2.65	9.84	0.53	2.65
9933	9933.5	2.64	7.53	0.73	2.64

Fuente: Subgerencia de Exploración y Desarrollo, Coordinación de Desarrollo,
Activo Auca, Petroamazonas EP.

Elaborado: Julio Murillo / Carla Yépez

TABLA 2.17: DATOS DE NÚCLEOS DEL AUCA39

Profundidad (ft)		Densidad (Gr/cc)	Porosidad (%)	Permeabilidad (md)	Saturación de agua (%)
TOPE	BASE				
ZONA HOLLÍN					
10266	10267	2.65	15.61	247	21.52
10271	10272	2.64	15.22	417	36.36
10275	10276	2.63	13.72	211	37.42
10284	10285	2.63	17.53	925	23.66
10292	10293	2.74	11.63	949	52.78
10298	10299	2.65	18.04	982	36.33
10302	10303	2.64	19.36	931	40.15
10306	10307	2.63	16.72	1576	34.86
10310	10311	2.64	18.04	1328	34.02
10314	10315	2.64	18.97	1159	33.84
10318	10319	2.63	18.86	3806	38.59
10322	10323	2.64	13.26	726	51.09

Fuente: Subgerencia de Exploración y Desarrollo, Coordinación de Desarrollo,
Activo Auca, Petroamazonas EP.

Elaborado: Julio Murillo / Carla Yépez

CAPÍTULO III

COMPARACIÓN Y GENERACIÓN DE LAS CORRELACIONES P.V.T EN BASE A LA DATA ANALIZADA

3.1 COMPARACIÓN DE DATOS P.V.T. CON LAS CORRELACIONES EXISTENTES

Los pozos seleccionados como más opcionados para cada arena en el capítulo anterior serán sometidos a la aplicación de cada una de las correlaciones existentes.

Los resultados se referenciarán o validarán cuantitativamente con un error numérico, conocido como *Coefficiente de Correlación Múltiple* y se usa como base para saber el ajuste de la ecuación a los datos.

El *Coefficiente de Correlación Múltiple* indica la relación entre una de las variables independientes y la variable dependiente, manteniendo las otras variables independientes estadísticamente constantes.

La correlación también hace posible el cálculo del *Coefficiente de Determinación*, R^2 , que se utiliza como *Bondad de Ajuste de un Modelo de Regresión*. Se tiene entonces que $-1 \leq R \leq 1$.

Se calcula mediante la siguiente ecuación:

$$R = \frac{\sum_{i=1}^n (X_i - \bar{X})(Y_i - \bar{Y})}{\sqrt{\sum_{i=1}^n (X_i - \bar{X})^2 (Y_i - \bar{Y})^2}} \quad (\text{Ec. 3.1})$$

Donde:

R : Coeficiente de Determinación.

X_i : Dato medido experimentalmente a la presión P_i

\bar{X} : Valor promedio de los datos medidos experimentalmente.

Y_i : Dato calculado con la ecuación generada a la presión P_i

\bar{Y} : Valor promedio de los datos calculados con la ecuación generada.

3.1.1 APLICACIÓN Y SELECCIÓN DE CORRELACIONES PARA DETERMINAR EL FACTOR VOLUMÉTRICO DEL PETRÓLEO

A continuación se detalla un ejemplo práctico para determinar el Factor Volumétrico del petróleo aplicando todas las correlaciones para esta propiedad en el Pozo Cononaco 01 en la arena "Hollín".

3.1.1.1 Resultados de la aplicación con la correlación de Petrosky y Farshad

En la tabla 3.1 se muestran los resultados de la aplicación de la correlación de Petrosky y Farshad, además de su coeficiente de correlación.

TABLA 3.1: RESULTADOS DE LA CORRELACIÓN DE PETROSKY Y FARSHAD

CONONACO 01 ARENA HOLLÍN			
PRESIÓN (Psia)	β_o Medido (Bls/BF)	C. PETROSKY Y FARSHAD	COEFICIENTE DE CORRELACIÓN
		β_o Calculado (Bls/BF)	
5014.7	1.1056	0.9476	

**CONTINUACIÓN TABLA 3.1: RESULTADOS DE LA CORRELACIÓN DE
PETROSKY Y FARSHAD**

CONONACO 01 ARENA HOLLÍN			
PRESIÓN (Psia)	β_o Medido (Bls/BF)	C. PETROSKY Y FARSHAD	COEFICIENTE DE CORRELACIÓN
		β_o Calculado (Bls/BF)	
4514.7	1.1080	0.9563	0.837068
4014.7	1.1106	0.9658	
3514.7	1.1135	0.9760	
3014.7	1.1163	0.9873	
2514.7	1.1194	0.9999	
2014.7	1.1227	1.0142	
1514.7	1.1255	1.0312	
1014.7	1.1294	1.0522	
714.7	1.1314	1.0683	
634.7	1.1347	1.0733	
564.7	1.1372	1.0780	
414.7	1.1262	1.0666	
214.7	1.1152	1.0526	
114.7	1.1114	1.0431	

Elaborado por: Julio Murillo / Carla Yépez

3.1.1.2 Resultados de la aplicación con la correlación de Marhoun

Los resultados para la aplicación de la correlación de Marhoun y su coeficiente de correlación se ilustran en la tabla 3.2:

TABLA 3.2: RESULTADOS DE LA CORRELACIÓN DE MARHOUN

CONONACO 01 ARENA HOLLÍN			
PRESIÓN (Psia)	β_o Medido (Bls/BF)	C. MARHOUN	COEFICIENTE DE CORRELACIÓN
		β_o Calculado (Bls/BF)	
5014.7	1.1056	1.0841	0.700919
4514.7	1.1080	1.0834	
4014.7	1.1106	1.0827	
3514.7	1.1135	1.0819	
3014.7	1.1163	1.0810	
2514.7	1.1194	1.0802	
2014.7	1.1227	1.0796	
1514.7	1.1255	1.0798	
1014.7	1.1294	1.0836	
714.7	1.1314	1.0931	
634.7	1.1347	1.0983	
564.7	1.1372	1.1049	
414.7	1.1262	1.0958	
214.7	1.1152	1.0846	
114.7	1.1114	1.0772	

Elaborado por: Julio Murillo / Carla Yépez

3.1.1.3 Resultados de la aplicación con la correlación de Standing

En la tabla 3.3 se detallan los resultados para la aplicación de la correlación de Standing y su coeficiente de correlación.

TABLA 3.3: RESULTADOS DE LA CORRELACIÓN DE STANDING

CONONACO 01 ARENA HOLLÍN			
PRESIÓN (Psia)	β_o Medido (BIs/BF)	C. STANDING	COEFICIENTE DE CORRELACIÓN
		β_o Calculado (BIs/BF)	
5014.7	1.1056	1.0824	0.756597
4514.7	1.1080	1.0818	
4014.7	1.1106	1.0813	
3514.7	1.1135	1.0812	
3014.7	1.1163	1.0814	
2514.7	1.1194	1.0821	
2014.7	1.1227	1.0834	
1514.7	1.1255	1.0852	
1014.7	1.1294	1.0877	
714.7	1.1314	1.0896	
634.7	1.1347	1.0902	
564.7	1.1372	1.0907	
414.7	1.1262	1.0833	
214.7	1.1152	1.0751	
114.7	1.1114	1.0703	

Elaborado por: Julio Murillo / Carla Yépez

3.1.1.4 Resultados de la aplicación con la correlación de Glaso

Los resultados para la aplicación de la correlación de Glaso y su valor de coeficiente de correlación se indican en la tabla 3.4.

TABLA 3.4: RESULTADOS DE LA CORRELACIÓN DE GLASO

CONONACO 01 ARENA HOLLÍN			
PRESIÓN (Psia)	β_o Medido (BIs/BF)	C. GLASO	COEFICIENTE DE CORRELACIÓN
		β_o Calculado (BIs/BF)	
5014.7	1.1056	1.0446	0.622906
4514.7	1.1080	1.0439	
4014.7	1.1106	1.0432	
3514.7	1.1135	1.0424	
3014.7	1.1163	1.0416	
2514.7	1.1194	1.0408	
2014.7	1.1227	1.0402	
1514.7	1.1255	1.0404	
1014.7	1.1294	1.0440	
714.7	1.1314	1.0531	
634.7	1.1347	1.0582	
564.7	1.1372	1.0646	
414.7	1.1262	1.0579	
214.7	1.1152	1.0507	
114.7	1.1114	1.0465	

Elaborado por: Julio Murillo / Carla Yépez

3.1.1.5 Resultados de la aplicación con la correlación de Vasquez y Beggs

Los resultados para la aplicación de la correlación de Vasquez y Beggs, además de su valor de coeficiente de correlación se ilustran en la tabla 3.5.

TABLA 3.5: RESULTADOS DE LA CORRELACIÓN DE VASQUEZ Y BEGGS

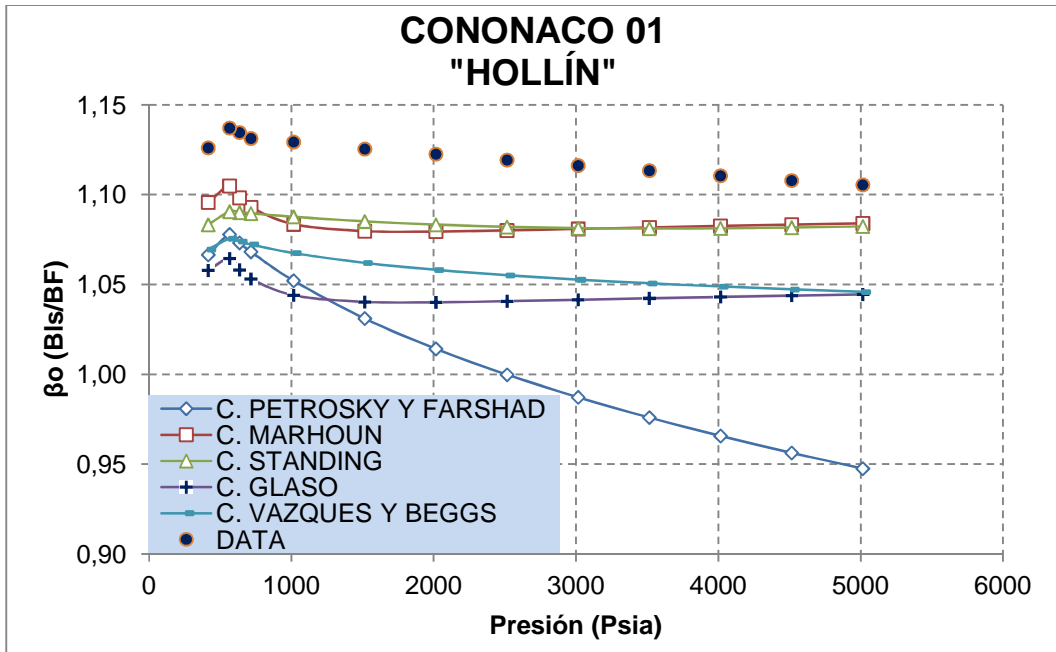
CONONACO 01 ARENA HOLLÍN			
PRESIÓN (Psia)	β_o Medido (Bls/BF)	C. VASQUEZ Y BEGGS	COEFICIENTE DE CORRELACIÓN
		β_o Calculado (Bls/BF)	
5014.7	1.1056	1.0459	0.929344
4514.7	1.1080	1.0473	
4014.7	1.1106	1.0489	
3514.7	1.1135	1.0507	
3014.7	1.1163	1.0527	
2514.7	1.1194	1.0552	
2014.7	1.1227	1.0582	
1514.7	1.1255	1.0621	
1014.7	1.1294	1.0676	
714.7	1.1314	1.0724	
634.7	1.1347	1.0740	
564.7	1.1372	1.0756	
414.7	1.1262	1.0695	
214.7	1.1152	1.0626	
114.7	1.1114	1.0586	

Elaborado por: Julio Murillo / Carla Yépez.

3.1.1.6 Resultados gráficos de la aplicación de las correlaciones

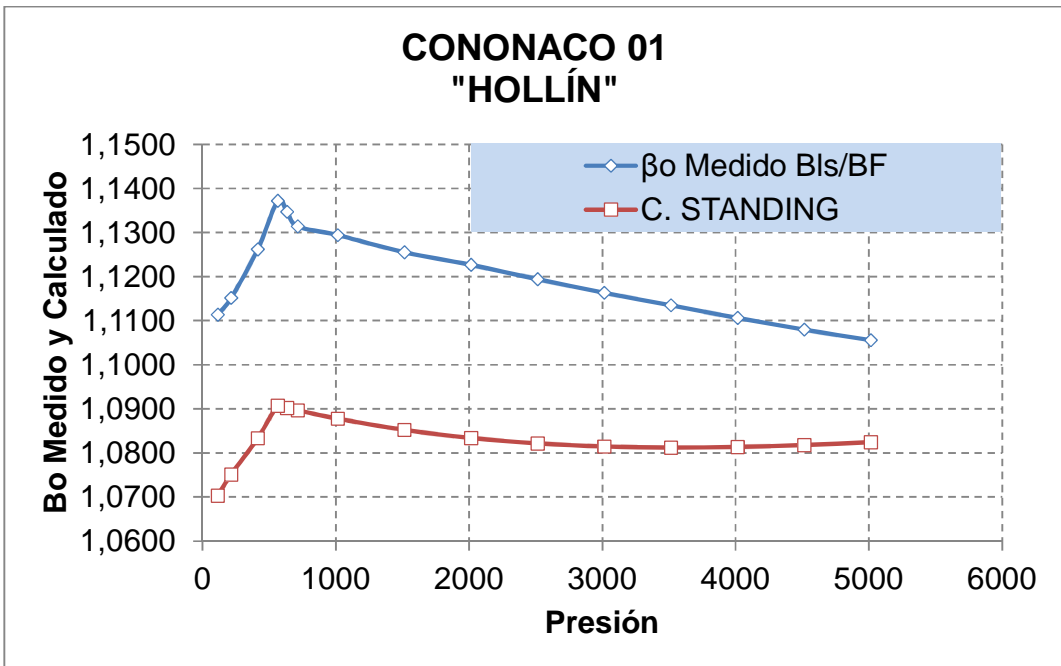
La figura 3.5 ilustra gráficamente los resultados obtenidos al aplicar cada una de las correlaciones para determinar el factor volumétrico del petróleo en el pozo Cononaco 01 en la arena Hollín. La correlación que más se ajusta y la que presenta un coeficiente de correlación mas cercano a 1 de todas las aplicadas en el pozo Cononaco 01 arena Hollín es la correlación de Vasquez y Beggs, en el cuál se obtiene un coeficiente de correlación de 0.929344, demostrando que su tendencia es la mas ajustada a la tendencia de la data medida. Se debe considerar también que la correlación de Standing es la que presenta valores más cercanos, numéricamente hablando, a los experimentales. En la figura 3.2 se ilustra gráficamente esta correlación de Standing para el factor volumétrico del petróleo.

FIGURA 3.1: RESULTADOS GRÁFICOS DE LAS CORRELACIONES



Elaborado por: Julio Murillo / Carla Yépez

FIGURA 3.2: CORRELACIÓN DE STANDING (β_o)



Elaborado por: Julio Murillo / Carla Yépez

3.1.1.7 Selección de las correlaciones más adecuadas para los pozos del Área Auca.

Aplicando este procedimiento para los pozos seleccionados en cada uno de los campos en el Área Auca, en el Anexo 3.1 se presenta en detalle todas las tablas realizadas para seleccionar la correlación que más se ajusta al factor volumétrico del petróleo medido y en las tablas 3.6, 3.7, 3.8, 3.9 se resume estos resultados.

TABLA 3.6: CORRELACIONES SELECCIONADAS EN EL CAMPO AUCA

CORRELACIONES QUE MAS SE AJUSTAN AL CAMPO AUCA			
POZO	ARENA	CORRELACIÓN	Coefficiente de Correlación
AUCA 02	BASAL TENA	Standing	0.569043
AUCA 24	NAPO "U"	Vasquez y Beggs	0.968014
AUCA 40	ARENA "T"	Standing	0.952554
AUCA 32	HOLLÍN	Standing	0.646497

Elaborado por: Julio Murillo / Carla Yépez

TABLA 3.7: CORRELACIONES SELECCIONADAS EN EL CAMPO CONONACO

CORRELACIONES QUE MAS SE AJUSTAN AL CAMPO CONONACO			
POZO	ARENA	CORRELACIÓN	Coefficiente de Correlación
CONONACO 01	NAPO "U"	Standing	0.756597
CONONACO 22	ARENA "T"	Marhoun	0.859485
CONONACO 01	HOLLÍN	Standing	0.776890

Elaborado por: Julio Murillo / Carla Yépez

TABLA 3.8: CORRELACIONES SELECCIONADAS EN EL CAMPO CULEBRA – YULEBRA – ANACONDA

CORRELACIONES QUE MAS SE AJUSTAN AL CAMPO CULEBRA YULEBRA ANACONDA			
POZO	ARENA	CORRELACIÓN	Coefficiente de Correlación
CULEBRA 06	NAPO "U"	Vasquez y Beggs	0.962098

Elaborado por: Julio Murillo / Carla Yépez

TABLA 3.9: CORRELACIONES SELECCIONADAS EN EL CAMPO YUCA

CORRELACIONES QUE MAS SE AJUSTAN AL CAMPO YUCA			
POZO	ARENA	CORRELACIÓN	Coefficiente de Correlación
YUCA 01	HOLLÍN	Standing	0.738759

Elaborado por: Julio Murillo / Carla Yépez

3.1.2 GENERACIÓN DE CORRELACIONES PARA DETERMINAR EL FACTOR VOLUMÉTRICO DEL PETRÓLEO, β_o .

3.1.2.1 Correlaciones generadas para el Factor Volumétrico del Petróleo, β_o .

Seleccionado la correlación que más se ajusta para cada uno de los pozos, en este caso el pozo Cononaco 01 arena "Hollín", es necesario trabajar con dos correlaciones debido a la tendencia de esta propiedad sobre y bajo el punto de burbuja en la curva del factor volumétrico como se mostró anteriormente en la figura 2.2. En la tabla 3.10 se ilustra las correlaciones generadas a partir de la corrección de correlación de standing. En el Anexo 3.2 presentamos a detalle las generaciones realizadas.

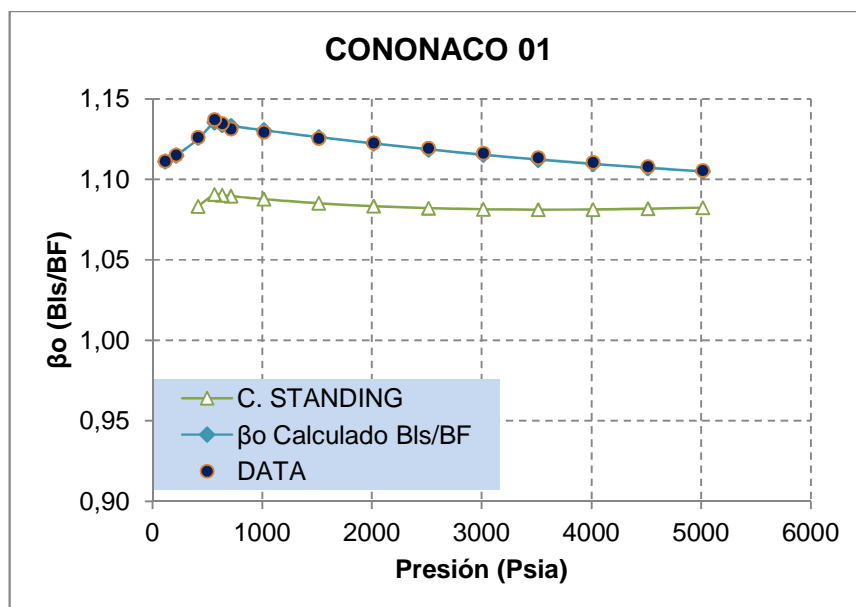
TABLA 3.10: CORRELACIONES GENERADAS PARA EL POZO CONONACO 01

CONONACO 01		
HOLLÍN		
Presión	Correlación	Coefficiente de Correlación
$P \leq P_b$	$\beta_o = 5 \times 10^{-8} P^2 + 2 \times 10^{-5} P + 1,1082$	0.996009
$P > P_b$	$\beta_o = 6 \times 10^{-10} P^2 - 1 \times 10^{-5} P + 1,14$	

Elaborado por: Julio Murillo / Carla Yépez

En la figura 3.3 se ilustra gráficamente la comparación entre los valores del factor volumétrico medido en el laboratorio, la correlación de Standing y la correlación calculada para el pozo Cononaco 01 donde se observa que esta última posee mayor precisión.

FIGURA 3.3: COMPARACIÓN DE CORRELACIONES PARA EL POZO CONONACO 01 EN LA ARENA HOLLÍN



Elaborado por: Julio Murillo / Carla Yépez.

3.1.2.2 Resultados de las correlaciones generadas.

En la tabla 3.11 se muestra los resultados obtenidos con la nueva correlación generada, y lo cual verifica que para obtener cálculos más precisos es recomendable utilizar las correlaciones anteriormente generadas.

TABLA 3.11: RESULTADOS OBTENIDOS PARA EL POZO CONONACO 01, ARENA HOLLÍN

β_o Medido (BIs/BF)	C. STANDING		C. GENERADA	
	β_o Calculado (BIs/BF)	Coefficiente de Correlación	β_o Calculado (BIs/BF)	Coefficiente de Correlación
1.1056	1.0824	0.776890	1.1049	0.996009
1.1080	1.0818		1.1071	
1.1106	1.0813		1.1095	
1.1135	1.0812		1.1123	
1.1163	1.0814		1.1153	
1.1194	1.0821		1.1186	
1.1227	1.0834		1.1223	
1.1255	1.0852		1.1262	
1.1294	1.0877		1.1305	
1.1314	1.0896		1.1332	
1.1347	1.0902		1.1339	
1.1372	1.0907		1.1354	
1.1262	1.0833		1.1251	
1.1152	1.0751		1.1148	
1.1114	1.0703		1.1112	

Elaborado por: Julio Murillo / Carla Yépez.

3.1.2.3 Resumen de las correlaciones generadas en los pozos del Área Auca.

En las tablas 3.12, 3.13, 3.14, 3.15, 3.16, 3.17, se resume las correlaciones generadas para cada pozo de los campos en el Área Auca:

TABLA 3.12: CORRELACIONES GENERADAS PARA EL FACTOR VOLUMÉTRICO DEL PETRÓLEO, β_o , POZO AUCA 40, ARENA "T"

AUCA 40 ARENA "T"		
Presión	Correlación	Coefficiente de Correlación
$P \leq Pb$	$\beta_o = 4 \times 10^{-8} P^2 + 7 \times 10^{-5} P + 1,0723$	0.990111
$P > Pb$	$\beta_o = 5 \times 10^{-10} P^2 - 1 \times 10^{-5} P + 1,1738$	

Elaborado por: Julio Murillo / Carla Yépez

TABLA 3.13: CORRELACIONES GENERADAS PARA EL FACTOR VOLUMÉTRICO DEL PETRÓLEO, β_o , POZO AUCA 02, BASAL TENA

AUCA 02 BASAL TENA		
Presión	Correlación	Coefficiente de Correlación
$P < Pb$	$\beta_o = -3 \times 10^{-8} P^2 + 8 \times 10^{-5} P + 1,117$	0.9979393
$P \geq Pb$	$\beta_o = 4 \times 10^{-10} P^2 - 9 \times 10^{-6} P + 1,1591$	

Elaborado por: Julio Murillo / Carla Yépez.

TABLA 3.14: CORRELACIONES GENERADAS PARA EL FACTOR VOLUMÉTRICO DEL PETRÓLEO, β_o , POZO AUCA 32, HOLLÍN

AUCA 32 HOLLÍN		
Presión	Correlación	Coefficiente de Correlación
$P < Pb$	$\beta_o = -1 \times 10^{-6} P^2 + 8 \times 10^{-4} P + 1,0616$	0.9950664
$P \geq Pb$	$\beta_o = -4 \times 10^{-10} P^2 - 9 \times 10^{-6} P + 1,1501$	

Elaborado por: Julio Murillo / Carla Yépez.

TABLA 3.15: CORRELACIONES GENERADAS PARA EL FACTOR VOLUMÉTRICO DEL PETRÓLEO, β_o , POZO AUCA 24, NAPO "U"

AUCA 24 NAPO "U"		
Presión	Correlación	Coefficiente de Correlación
$P < P_b$	$\beta_o = -7 \times 10^{-9} P^2 + 6 \times 10^{-5} P + 1,057$	0.9996796
$P \geq P_b$	$\beta_o = 3 \times 10^{-10} P^2 - 8 \times 10^{-6} P + 1,1097$	

Elaborado por: Julio Murillo / Carla Yépez

TABLA 3.16: CORRELACIONES GENERADAS PARA EL FACTOR VOLUMÉTRICO DEL PETRÓLEO, β_o , POZO YUCA 01, HOLLÍN

YUCA 01 HOLLÍN		
Presión	Correlación	Coefficiente de Correlación
$P \leq P_b$	$\beta_o = 8 \times 10^{-8} P^2 + 6 \times 10^{-5} P + 1,0894$	0.998553
$P > P_b$	$\beta_o = 4 \times 10^{-10} P^2 - 8 \times 10^{-6} P + 1,1029$	

Elaborado por: Julio Murillo / Carla Yépez.

TABLA 3.17: CORRELACIONES GENERADAS PARA EL FACTOR VOLUMÉTRICO DEL PETRÓLEO, β_o , POZO CULEBRA 06, NAPO "U"

CULEBRA 06 NAPO "U"		
Presión	Correlación	Coefficiente de Correlación
$P \leq P_b$	$\beta_o = 1 \times 10^{-8} P^2 + 5 \times 10^{-5} P + 1,0881$	0.980417
$P > P_b$	$\beta_o = -4 \times 10^{-13} P^3 + 4 \times 10^{-9} P^2 - 2 \times 10^{-5} P + 1,1482$	

Elaborado por: Julio Murillo / Carla Yépez.

TABLA 3.18: CORRELACIONES GENERADAS PARA EL FACTOR VOLUMÉTRICO DEL PETRÓLEO, β_o , POZO CONONACO 22, NAPO "T"

CONONACO 22 NAPO "T"		
Presión	Correlación	Coefficiente de Correlación
$P \leq P_b$	$\beta_o = 6 \times 10^{-8} P^2 + 3 \times 10^{-5} P + 1,1412$	0.992448
$P > P_b$	$\beta_o = -1 \times 10^{-12} P^3 + 1 \times 10^{-8} P^2 - 4 \times 10^{-5} P + 1,2334$	

Elaborado por: Julio Murillo / Carla Yépez.

TABLA 3.19: CORRELACIONES GENERADAS PARA EL FACTOR VOLUMÉTRICO DEL PETRÓLEO, β_o , POZO CONONACO 01, NAPO "U"

CONONACO 01 NAPO "U"		
Presión	Correlación	Coefficiente de Correlación
$P \leq P_b$	$\beta_o = 5 \times 10^{-8} P^2 + 2 \times 10^{-5} P + 1,1082$	0.996009
$P > P_b$	$\beta_o = 6 \times 10^{-10} P^2 - 1 \times 10^{-5} P + 1,1400$	

Elaborado por: Julio Murillo / Carla Yépez.

3.1.3 APLICACIÓN Y SELECCIÓN DE CORRELACIONES PARA DETERMINAR LA DENSIDAD DEL PETRÓLEO

3.1.3.1 Generación de correlaciones para determinar la Densidad del Petróleo.

De similar manera se ha procedido para el análisis y obtención de las correlaciones para la densidad. Se aplicó las correlaciones de Petrosky y Farshad & Standing, al igual que la Correlación Vasquez y Beggs & Katz, los coeficientes de correlación se muestran a continuación:

TABLA 3.20: CORRELACIONES APLICADAS AL CAMPO AUCA

POZO	ARENA	CORRELACIÓN	Coefficiente de Correlación
AUCA 02	BASAL TENA	Petrosky y Farshad & Standing	0.778198
		Vasquez y Beggs & Katz	0.700366
AUCA 24	NAPO "U"	Petrosky y Farshad & Standing	0.867508
		Vasquez y Beggs& Katz	0.902976
AUCA 40	ARENA "T"	Petrosky y Farshad & Standing	0.900753
		Vasquez y Beggs& Katz	0.731103
AUCA 32	HOLLÍN	Petrosky y Farshad & Standing	0.304827
		Vasquez y Beggs& Katz	0.404635

Elaborado por: Julio Murillo / Carla Yépez

TABLA 3.21: CORRELACIONES APLICADAS AL CAMPO CONONACO

POZO	ARENA	CORRELACIÓN	Coefficiente de Correlación
CONONACO 01	NAPO "U"	Petrosky y Farshad & Standing	0.6821580
		Vasquez y Beggs& Katz	0.8351990
CONONACO 22	ARENA "T"	Petrosky y Farshad & Standing	0.7258732
		Vasquez y Beggs& Katz	0.4222163
CONONACO 01	HOLLÍN	Petrosky y Farshad & Standing	0.5222620
		Vasquez y Beggs& Katz	0.5091290

Elaborado por: Julio Murillo / Carla Yépez

TABLA 3.22: CORRELACIONES APLICADAS AL CAMPO CULEBRA YULEBRA ANACONDA

POZO	ARENA	CORRELACIÓN	Coefficiente de Correlación
CULEBRA 06	NAPO "U"	Petrosky y Farshad & Standing	0.740548
		Vasquez y Beggs& Katz	0.747738

Elaborado por: Julio Murillo / Carla Yépez

TABLA 3.23: CORRELACIONES APLICADAS AL CAMPOYUCA

POZO	ARENA	CORRELACIÓN	Coefficiente de Correlación
YUCA 01	HOLLÍN	Petrosky y Farshad & Standing	0.866256
		Vasquez y Beggs& Katz	0.514056

Elaborado por: Julio Murillo / Carla Yépez

Luego del análisis respectivo se planteo las ecuaciones siguientes para acercar el coeficiente de correlación a 1, obteniendo los siguientes resultados:

TABLA 3.24: CORRELACIONES GENERADAS PARA LA DENSIDAD DEL PETRÓLEO, ρ_o , POZO AUCA 40, ARENA "T"

AUCA 40 ARENA "T"		
Presión	Correlación	Coefficiente de Correlación
$P < P_b$	$\rho_o = -2 \times 10^{-6} P^2 - 0,0039P + 52,494$	0.998934
$P \geq P_b$	$\rho_o = -2 \times 10^{-8} P^2 + 0,0005P + 47,354$	

Elaborado por: Julio Murillo / Carla Yépez.

TABLA 3.25: CORRELACIONES GENERADAS PARA LA DENSIDAD DEL PETRÓLEO, ρ_o , POZO AUCA 02, BASAL TENA

AUCA 02 BASAL TENA		
Presión	Correlación	Coefficiente de Correlación
$P < P_b$	$\rho_o = -1.754 \ln(P) + 62,716$	0.998085
$P \geq P_b$	$\rho_o = -1 \times 10^{-8} P^2 + 0,0004P + 51,015$	

Elaborado por: Julio Murillo / Carla Yépez.

TABLA 3.26: CORRELACIONES GENERADAS PARA LA DENSIDAD DEL PETRÓLEO, ρ_o , POZO AUCA 32, HOLLÍN

AUCA 32 HOLLÍN		
Presión	Correlación	Coefficiente de Correlación
$P < P_b$	$\rho_o = 1 \times 10^{-4} P^2 - 0,0406P + 51,143$	0.994701
$P \geq P_b$	$\rho_o = 0,0004P + 46,985$	

Elaborado por: Julio Murillo / Carla Yépez

TABLA 3.27: CORRELACIONES GENERADAS PARA LA DENSIDAD DEL PETRÓLEO, ρ_o , POZO AUCA 24, NAPO "U"

AUCA 24 NAPO "U"		
Presión	Correlación	Coefficiente de Correlación
$P < P_b$	$\rho_o = 4 \times 10^{-7} P^2 - 0,0032P + 53,173$	0.997771
$P \geq P_b$	$\rho_o = 0,0003P + 50,364$	

Elaborado por: Julio Murillo / Carla Yépez.

TABLA 3.28: CORRELACIONES GENERADAS PARA LA DENSIDAD DEL PETRÓLEO, ρ_o , POZO YUCA 01, HOLLÍN

YUCA 01 HOLLÍN		
Presión	Correlación	Coefficiente de Correlación
$P < P_b$	$\rho_o = -4 \times 10^{-5} P^2 + 0,0036P + 50,868$	0.995956
$P \geq P_b$	$\rho_o = 0,0003P + 50,392$	

Elaborado por: Julio Murillo / Carla Yépez.

TABLA 3.29: CORRELACIONES GENERADAS PARA LA DENSIDAD DEL PETRÓLEO, ρ_o , POZO CULEBRA 06, NAPO "U"

CULEBRA 06 NAPO "U"		
Presión	Correlación	Coefficiente de Correlación
$P < P_b$	$\rho_o = -3 \times 10^{-6} P^2 - 0,0052P + 56,166$	0.996019
$P \geq P_b$	$\rho_o = 0,0003P + 49,494$	

Elaborado por: Julio Murillo / Carla Yépez.

TABLA 3.30: CORRELACIONES GENERADAS PARA LA DENSIDAD DEL PETRÓLEO, ρ_o , POZO CONONACO 22, NAPO "T"

CONONACO 22 NAPO "T"		
Presión	Correlación	Coefficiente de Correlación
$P < P_b$	$\rho_o = 4 \times 10^{-6} P^2 - 0,0052P + 53$	0.997809
$P \geq P_b$	$\rho_o = 0,0003P + 51,114$	

Elaborado por: Julio Murillo / Carla Yépez.

TABLA 3.31: CORRELACIONES GENERADAS PARA LA DENSIDAD DEL PETRÓLEO, ρ_o , POZO CONONACO 01, NAPO "U"

CONONACO 01 NAPO "U"		
Presión	Correlación	Coefficiente de Correlación
$P < P_b$	$\rho_o = -6 \times 10^{-6} P^2 + 0,0012P + 51,725$	0.989084
$P \geq P_b$	$\rho_o = 0,0003P + 50,561$	

Elaborado por: Julio Murillo / Carla Yépez.

TABLA 3.32: CORRELACIONES GENERADAS PARA LA DENSIDAD DEL PETRÓLEO, ρ_o , POZO CONONACO 01, HOLLÍN

CONONACO 01 HOLLÍN		
Presión	Correlación	Coefficiente de Correlación
$P \leq P_b$	$\rho_o = 2 \times 10^{-5} P^2 - 0,0049P + 48,855$	0.998816
$P > P_b$	$\rho_o = 0,0003P + 48,908$	

Elaborado por: Julio Murillo / Carla Yépez.

3.1.4 APLICACIÓN Y ANÁLISIS DE CORRELACIONES PARA DETERMINAR R_s DEL PETRÓLEO

Debido a los valores que se tienen de los pozos analizados en cuanto a R_s , luego de realizar las correcciones respectivas y publicadas en el capítulo 2, se considera que no es un valor que modifique las propiedades de los fluidos de manera considerable, en algunos casos, las correlaciones existentes se ajustaron de manera acertada en comparación a la data de laboratorio.

A continuación las tablas del análisis de correlaciones para cada pozo:

TABLA 3.33: CORRELACIONES QUE MAS SE AJUSTAN A LA RELACIÓN GAS-PETRÓLEO, R_s , DEL CAMPO AUCA

POZO	ARENA	CORRELACIÓN	Coefficiente de Correlación
AUCA 02	BASAL TENA	Standing	0.994895
AUCA 24	NAPO "U"	Vasquez y Beggs	0.996678
AUCA 40	ARENA "T"	Vasquez y Beggs	0.997875
AUCA 32	HOLLÍN	Vasquez y Beggs	0.983678

Elaborado por: Julio Murillo / Carla Yépez

TABLA 3.34: CORRELACIONES QUE MAS SE AJUSTAN A LA RELACIÓN GAS-PETRÓLEO, R_s , DEL CAMPO CONONACO

POZO	ARENA	CORRELACIÓN	Coefficiente de Correlación
CONONACO 01	NAPO "U"	Vasquez y Beggs	0.996661
CONONACO 22	ARENA "T"	Marhoun	0.996290
CONONACO 01	HOLLÍN	Vasquez y Beggs	0.942007

Elaborado por: Julio Murillo / Carla Yépez

TABLA 3.35: CORRELACIONES QUE MAS SE AJUSTAN A LA RELACIÓN GAS-PETRÓLEO, R_s , DEL CAMPO CULEBRA YULEBRA ANACONDA

POZO	ARENA	CORRELACIÓN	Coefficiente de Correlación
CULEBRA 06	NAPO "U"	Petrosky y Farshad	0.994727

Elaborado por: Julio Murillo / Carla Yépez.

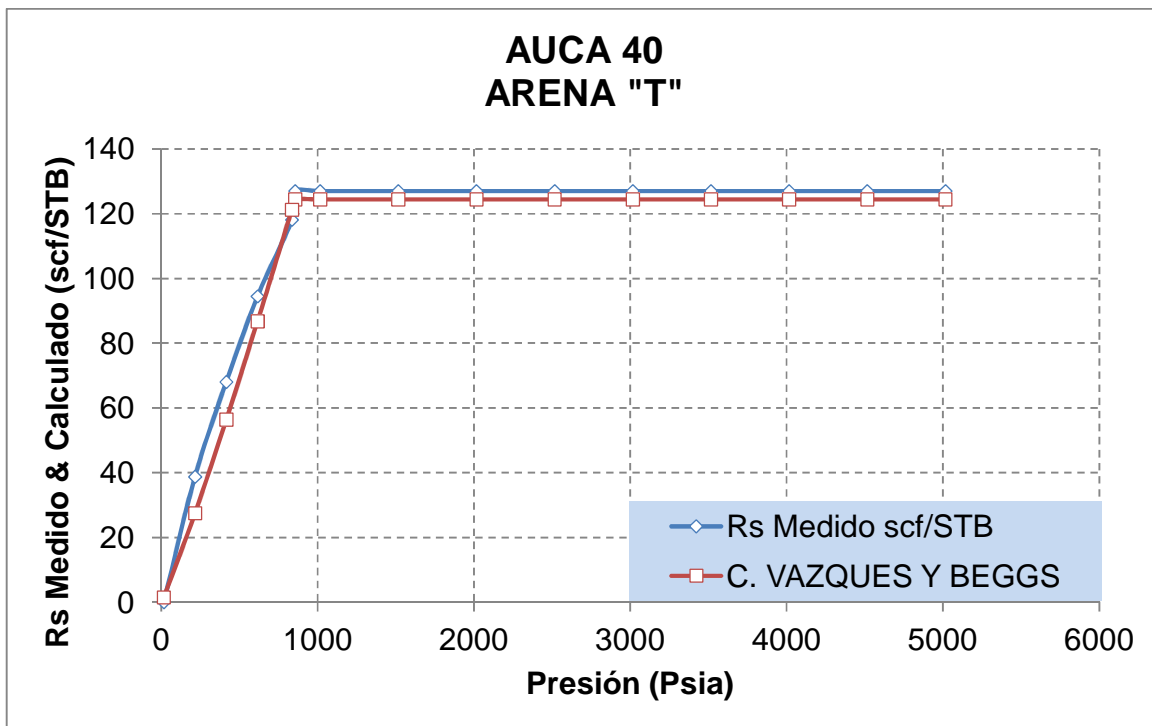
TABLA 3.36: CORRELACIONES QUE MAS SE AJUSTAN A LA RELACIÓN GAS-PETRÓLEO, R_s , DEL CAMPO YUCA

POZO	ARENA	CORRELACIÓN	Coefficiente de Correlación
YUCA 01	HOLLÍN	Standing	0.999558

Elaborado por: Julio Murillo / Carla Yépez

A continuación se presentan las gráficas de la data medida comparada con la calculada por las correlaciones más cercanas, se puede apreciar claramente los pozos en los que se ajustan de manera casi perfecta, y los otros en los que se hace necesario replantear nuevas ecuaciones:

FIGURA 3.4: CORRELACIÓN MAS CERCANA A LA RELACIÓN GAS-PETRÓLEO, R_s , PARA EL POZO AUCA 40, ARENA "T"



Elaborado por: Julio Murillo / Carla Yépez

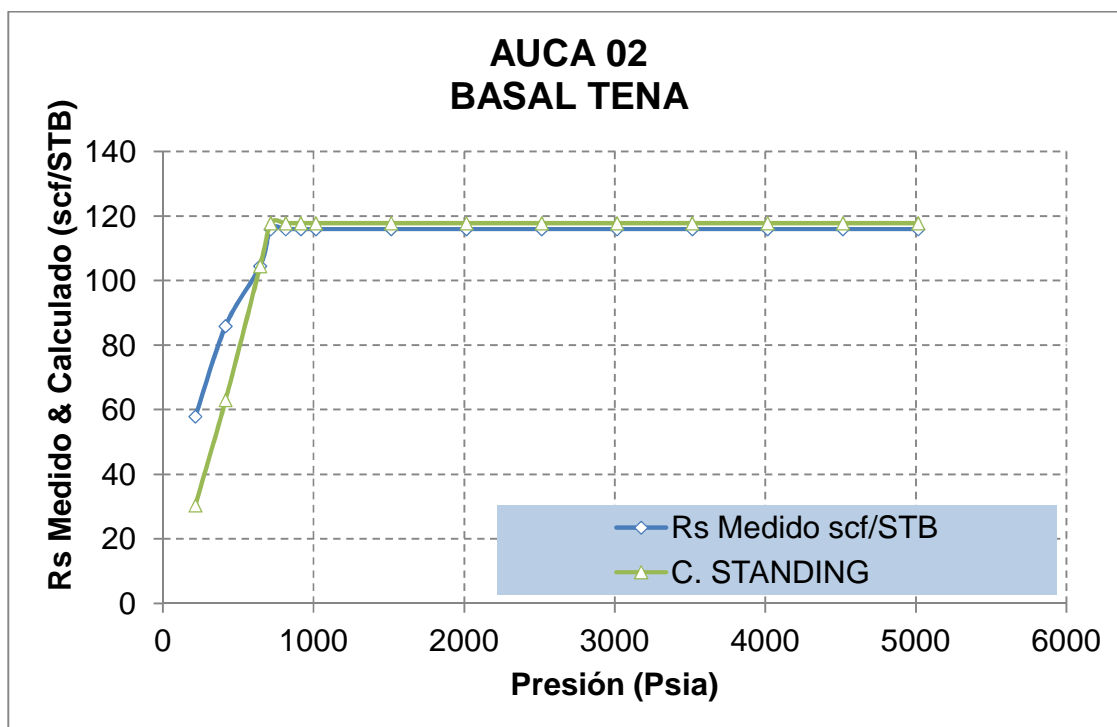
Para el Pozo Auca 40, Arena "T", se tiene que la correlación más cercana es la Correlación de Vazques y Beggs. El análisis con esta correlación nos da como resultado lo siguiente:

TABLA 3.37: CORRELACIÓN RECOMENDADA PARA LA RELACIÓN GAS-PETRÓLEO, R_s , POZO AUCA 40, ARENA "T"

AUCA 40 ARENA "T"		
Presión	Correlación	Coefficiente de Correlación
P	Vasquez y Beggs	0.997875

Elaborado por: Julio Murillo / Carla Yépez.

FIGURA 3.5: CORRELACIÓN MAS CERCANA A LA RELACIÓN GAS-PETRÓLEO, R_s , PARA EL POZO AUCA 02, BASAL TENA



Elaborado por: Julio Murillo / Carla Yépez

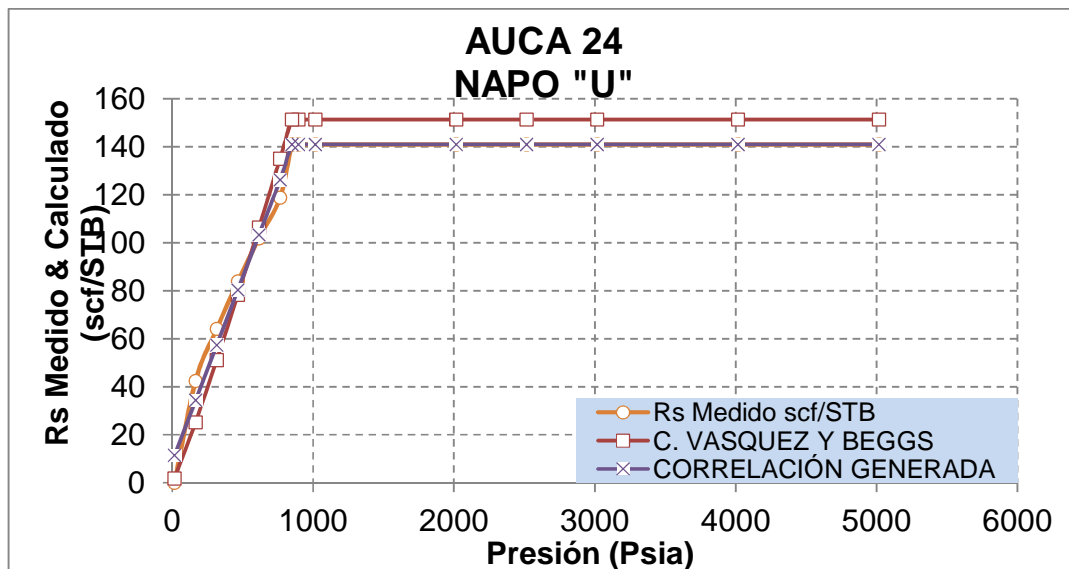
Para el Pozo Auca 02, Arena Basal Tena, se tiene que la correlación más cercana es la Correlación de Standing. El análisis con esta correlación nos da como resultado lo siguiente:

TABLA 3.38: CORRELACIÓN RECOMENDADA PARA LA RELACIÓN GAS-PETRÓLEO, R_s , POZO AUCA 02, BASAL TENA

AUCA 02 BASAL TENA		
Presión	Correlación	Coefficiente de Correlación
P	Standing	0.994895

Elaborado por: Julio Murillo / Carla Yépez

FIGURA 3.6: CORRELACIÓN MAS CERCANA A LA RELACIÓN GAS-PETRÓLEO, R_s , PARA EL POZOAUCA 24, NAPO "U"



Elaborado por: Julio Murillo / Carla Yépez

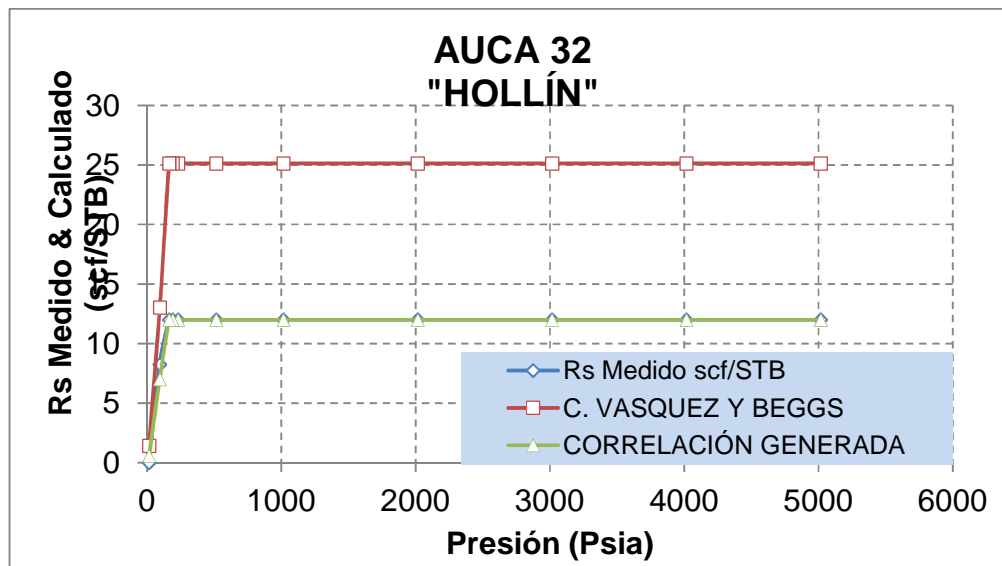
Para el Pozo Auca 24, Arena Napo "U", se tiene que la correlación más cercana es la Correlación de Vasquez y Beggs. El análisis con esta correlación nos da como resultado lo siguiente:

TABLA 3.39: CORRELACIÓN RECOMENDADA PARA LA RELACIÓN GAS-PETRÓLEO, R_s , POZO AUCA 24, NAPO "U".

AUCA 24 NAPO "U"		
Presión	Correlación	Coefficiente de Correlación
P	Vasquez Y Beggs	0.996678
Presión	Correlación	Coefficiente de Correlación
$P \geq P$	$R_s = 3 \times 10^{-17} P + 141$	0.997243
$P < P$	$R_s = 0.1531 P + 9.1915$	

Elaborado por: Julio Murillo / Carla Yépez.

FIGURA 3.7: CORRELACIÓN MAS CERCANA A LA RELACIÓN GAS-PETRÓLEO, R_s , PARA EL POZO AUCA 32, HOLLÍN



Elaborado por: Julio Murillo / Carla Yépez

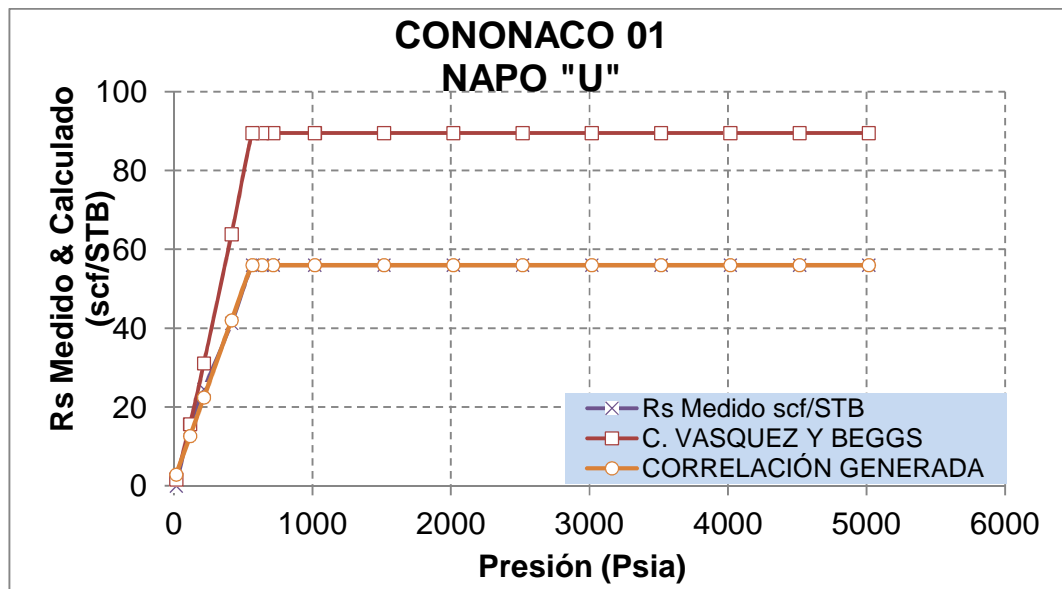
Para el Pozo Auca 32, Arena Hollín, se tiene que la correlación más acertada es la Correlación de Vasquez y Beggs, se ha replanteado dos ecuaciones para acercarnos más a los valores de laboratorio. El análisis con esta correlación nos da como resultado lo siguiente:

TABLA 3.40: CORRELACIÓN RECOMENDADA PARA LA RELACIÓN GAS-PETRÓLEO, R_s , POZO AUCA 32, HOLLÍN

AUCA 32 HOLLÍN		
Presión	Correlación	Coefficiente de Correlación
P	Vasquez y Beggs	0.983678
Presión	Correlación	Coefficiente de Correlación
$P \geq P$	$R_s = -4 \times 10^{-18} P + 12$	0.993326
$P < P$	$R_s = 0.0805 P - 0.6093$	

Elaborado por: Julio Murillo / Carla Yépez.

FIGURA 3.8: CORRELACIÓN MAS CERCANA A LA RELACIÓN GAS-PETRÓLEO, R_s , PARA EL POZO CONONACO 01, NAPO "U"



Elaborado por: Julio Murillo / Carla Yépez

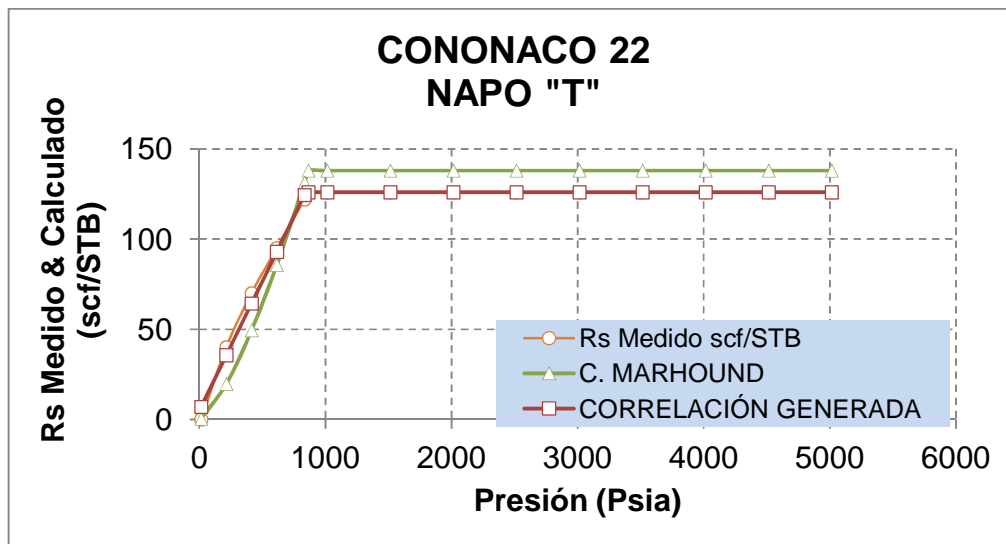
Para el Pozo Cononaco 01, Arena Napo "U", se tiene que la correlación más acertada es la Correlación de Vasquez y Beggs, se ha replanteado dos ecuaciones para acercarnos más a los valores de laboratorio. El análisis con esta correlación nos da como resultado lo siguiente:

TABLA 3.41: CORRELACIÓN RECOMENDADA PARA LA RELACIÓN GAS-PETRÓLEO, R_s , POZO CONONACO 01, NAPO "U"

CONONACO 01 NAPO "U"		
Presión	Correlación	Coefficiente de Correlación
P	Vasquez y Beggs	0.996661
Presión	Correlación	Coefficiente de Correlación
$P \geq P$	$R_s = -2 \times 10^{-17} P + 56$	0.999541
$P < P$	$R_s = 0.0978 P + 1.4327$	

Elaborado por: Julio Murillo / Carla Yépez.

FIGURA 3.9: CORRELACIÓN MAS CERCANA A LA RELACIÓN GAS-PETRÓLEO, R_s , PARA EL POZO CONONACO 22, NAPO "T"



Elaborado por: Julio Murillo / Carla Yépez

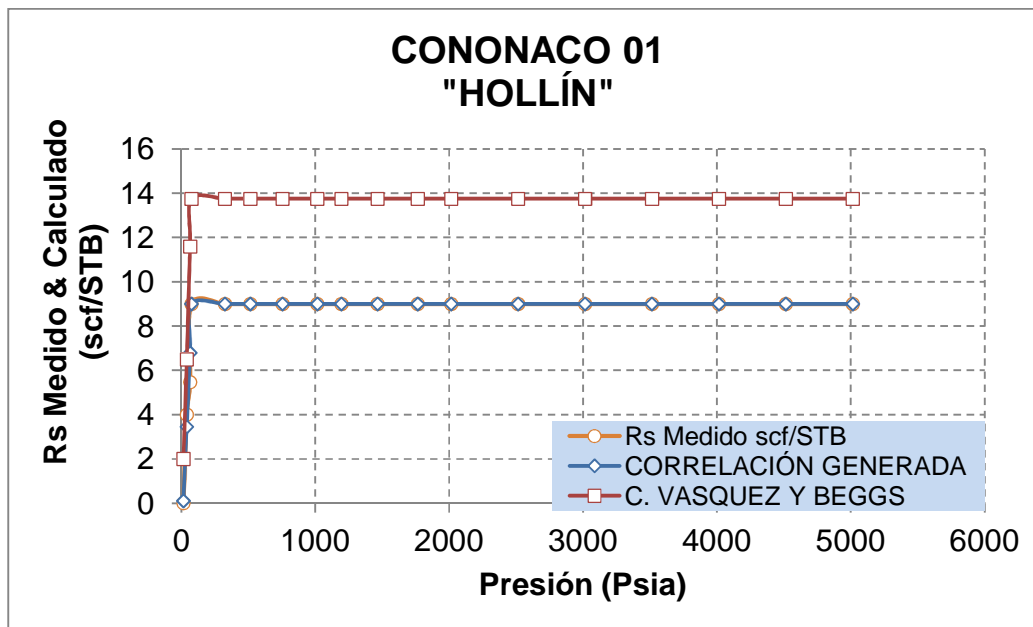
Para el Pozo Cononaco 22, Arena Napo "T", se tiene que la correlación más acertada es la Correlación de Marhoun, se ha replanteado dos ecuaciones para acercarnos más a los valores de laboratorio. El análisis con esta correlación nos da como resultado lo siguiente:

TABLA 3.42: CORRELACIÓN RECOMENDADA PARA LA RELACIÓN GAS-PETRÓLEO, R_s , POZO CONONACO 22, NAPO "T"

CONONACO 22 NAPO "T"		
Presión	Correlación	Coefficiente de Correlación
P	Marhoun	0.99629
Presión	Correlación	Coefficiente de Correlación
$P \geq P$	$R_s = -2 \times 10^{-17} P + 126$	0.999382
$P < P$	$R_s = 0.1434 P + 4.8124$	

Elaborado por: Julio Murillo / Carla Yépez.

FIGURA 3.10: CORRELACIÓN MAS CERCANA A LA RELACIÓN GAS-PETRÓLEO, R_s , PARA EL POZO CONONACO 01, HOLLÍN



Elaborado por: Julio Murillo / Carla Yépez.

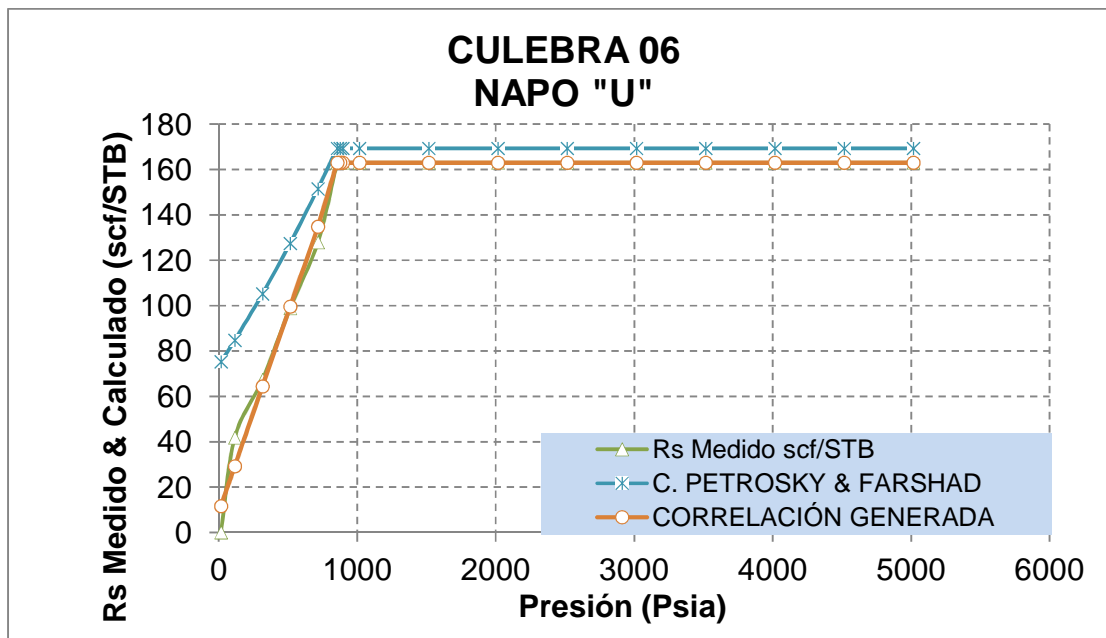
Para el Pozo Cononaco 01, Arena Hollín, se tiene que la correlación más acertada es la Correlación de Vazques y Beggs, se ha replanteado dos ecuaciones para acercarnos más a los valores de laboratorio. El análisis con esta correlación nos da como resultado lo siguiente:

TABLA 3.43: CORRELACIÓN RECOMENDADA PARA LA RELACIÓN GAS-PETRÓLEO, R_s , POZO CONONACO 01, HOLLÍN.

CONONACO 01 HOLLÍN		
Presión	Correlación	Coefficiente de Correlación
P	Vasquez y Beggs	0.942007
Presión	Correlación	Coefficiente de Correlación
$P \geq P$	$R_s = -5 \times 10^{-18} P + 9$	0.969083
$P < P$	$R_s = y = 0.1338 P - 1.8638$	

Elaborado por: Julio Murillo / Carla Yépez.

FIGURA 3.11: CORRELACIÓN MAS CERCANA A LA RELACIÓN GAS-PETRÓLEO, R_s , PARA EL POZO CULEBRA 06, NAPO "U".



Elaborado por: Julio Murillo / Carla Yépez.

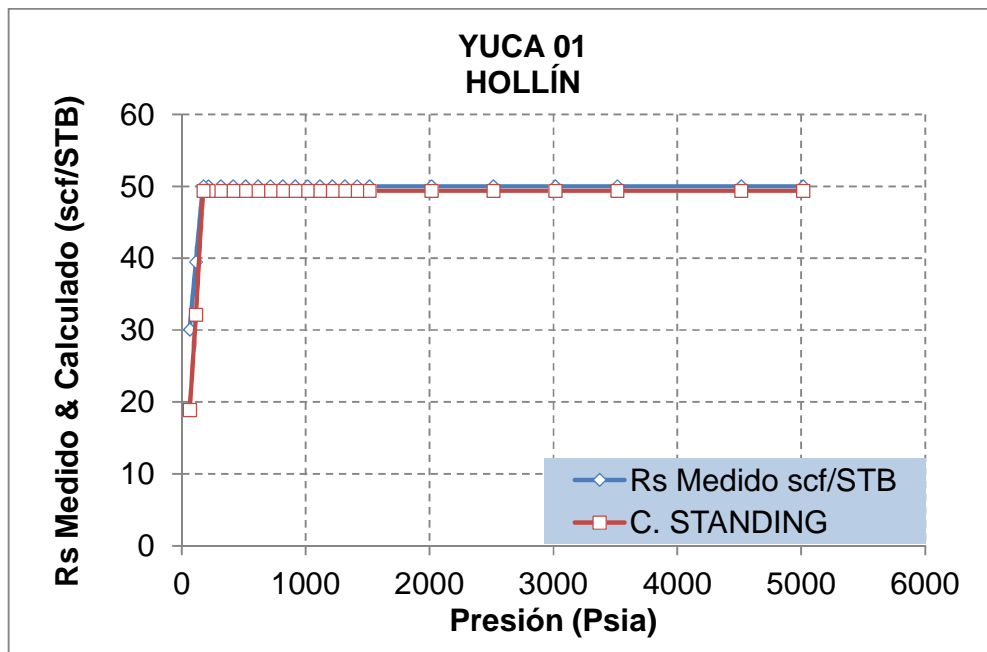
Para el Pozo Culebra 06, Arena Napo "U", se tiene que la correlación más acertada es la Correlación de Petrosky y Farshad, se ha replanteado dos ecuaciones para acercarnos más a los valores de laboratorio. El análisis con esta correlación nos da como resultado lo siguiente:

TABLA 3.44: CORRELACIÓN RECOMENDADA PARA LA RELACIÓN GAS-PETRÓLEO, R_s , POZO CULEBRA 06, NAPO "U"

CULEBRA 06 NAPO "U"		
Presión	Correlación	Coefficiente de Correlación
P	Petrosky y Farshad	0.994727
Presión	Correlación	Coefficiente de Correlación
$P \geq P$	$R_s = -1 \times 10^{-16} P + 163$	0.995865
$P < P$	$R_s = 0.176 P + 9.0036$	

Elaborado por: Julio Murillo / Carla Yépez.

FIGURA 3.12: CORRELACIÓN MAS CERCANA A LA RELACIÓN GAS-PETRÓLEO, R_s , PARA EL POZO YUCA 01, HOLLÍN



Elaborado por: Julio Murillo / Carla Yépez.

Para el Pozo Yuca 01, Arena Hollín, se tiene que la correlación más cercana es la Correlación de Standing. El análisis con esta correlación nos da como resultado lo siguiente:

TABLA 3.45: CORRELACION RECOMENDADA PARA LA RELACIÓN GAS-PETRÓLEO, R_s , POZO YUCA 01, HOLLÍN

YUCA 01 HOLLÍN		
Presión	Correlación	Coefficiente de Correlación
P	Standing	0.999558

Elaborado por: Julio Murillo / Carla Yépez.

3.1.5 APLICACIÓN Y ANÁLISIS DE CORRELACIONES PARA DETERMINAR LA VISCOSIDAD DEL PETRÓLEO.

Se realizó el análisis de la Viscosidad del Petróleo, luego de realizar las correcciones respectivas y publicadas en el Capítulo 2.

A continuación las tablas del análisis de correlaciones para cada pozo:

TABLA 3.46: CORRELACIONES QUE MÁS SE AJUSTAN A LA VISCOSIDAD DEL PETRÓLEO, μ_o , DEL CAMPO AUCA

POZO	ARENA	CORRELACIÓN	Coefficiente de Correlación
AUCA 02	BASAL TENA	Beal	0.799223
AUCA 24	NAPO "U"	Beal	0.770263
AUCA 40	ARENA "T"	Vasquez y Beggs	0.966106
AUCA 32	HOLLÍN	Vasquez y Beggs	0.622678

Elaborado por: Julio Murillo / Carla Yépez.

TABLA 3.47: CORRELACIONES QUE MÁS SE AJUSTAN A LA VISCOSIDAD DEL PETRÓLEO, μ_o , DEL CAMPO CONONACO

POZO	ARENA	CORRELACIÓN	Coefficiente de Correlación
CONONACO 01	NAPO "U"	Khan	0.584370
CONONACO 22	ARENA "T"	Beal	0.798674
CONONACO 01	HOLLÍN	Khan	0.954889

Elaborado por: Julio Murillo / Carla Yépez.

TABLA 3.48: CORRELACIONES QUE MÁS SE AJUSTAN A LA VISCOSIDAD DEL PETRÓLEO, μ_o , DEL CAMPO CULEBRA YULEBRA ANACONDA

POZO	ARENA	CORRELACIÓN	Coefficiente de Correlación
CULEBRA 06	NAPO "U"	Beal	0.654776

Elaborado por: Julio Murillo / Carla Yépez

TABLA 3.49: CORRELACIONES QUE MÁS SE AJUSTAN A LA VISCOSIDAD DEL PETRÓLEO, μ_o , DEL CAMPO YUCA

POZO	ARENA	CORRELACIÓN	Coefficiente de Correlación
YUCA 01	HOLLÍN	Khan	0.996524

Elaborado por: Julio Murillo / Carla Yépez.

A continuación se presentan las correlaciones generadas para la viscosidad del petróleo, μ_o :

TABLA 3.50: CORRELACIONES GENERADAS PARA LA VISCOSIDAD DEL PETRÓLEO, μ_o , POZO AUCA 40, ARENA "T"

AUCA 40 ARENA "T"		
Presión	Correlación	Coefficiente de Correlación
$P \leq P_b$	$\mu_o = -0.2 \ln(P) + 2.178$	0.997018
$P > P_b$	No se dispone de datos de laboratorio	

Elaborado por: Julio Murillo / Carla Yépez

TABLA 3.51: CORRELACIONES GENERADAS PARA LA VISCOSIDAD DEL PETRÓLEO, μ_o , POZO AUCA 02, BASAL TENA

AUCA 02 BASAL TENA		
Presión	Correlación	Coefficiente de Correlación
$P < P_b$	$\mu_o = 56.76P^{-0.21}$	0.99996055
$P \geq P_b$	$\mu_o = 0.0021P + 12.843$	

Elaborado por: Julio Murillo / Carla Yépez.

TABLA 3.52: CORRELACIONES GENERADAS PARA LA VISCOSIDAD DEL PETRÓLEO, μ_o , POZO AUCA 32, HOLLÍN

AUCA 32 HOLLÍN		
Presión	Correlación	Coefficiente de Correlación
$P \leq P_b$	$\mu_o = -0.0089P + 4.69$	0.991181
$P > P_b$	$\mu_o = 0.0002P + 3.2$	

Elaborado por: Julio Murillo / Carla Yépez.

TABLA 3.53: CORRELACIONES GENERADAS PARA LA VISCOSIDAD DEL PETRÓLEO, μ_o , POZO AUCA 24, NAPO "U"

AUCA 24 NAPO "U"		
Presión	Correlación	Coefficiente de Correlación
$P \leq P_b$	$\mu_o = -1.251 \ln(P) + 17.094$	0.998073
$P > P_b$	$\mu_o = 1 \times 10^{-7} P^2 + 0.0009P + 7.5377$	

Elaborado por: Julio Murillo / Carla Yépez.

TABLA 3.54: CORRELACIONES GENERADAS PARA LA VISCOSIDAD DEL PETRÓLEO, μ_o , POZO YUCA 01, HOLLÍN

YUCA 01 HOLLÍN		
Presión	Correlación	Coefficiente de Correlación
$P \leq P_b$	$\mu_o = -2 \times 10^{-6} P^3 + 0.0011P^2 - 0.1814P + 14.304$	0.999077
$P > P_b$	$\mu_o = 0.0005P + 4.22$	

Elaborado por: Julio Murillo / Carla Yépez.

TABLA 3.55: CORRELACIONES GENERADAS PARA LA VISCOSIDAD DEL PETRÓLEO, μ_o , POZO CULEBRA 06, NAPO "U"

CULEBRA 06 NAPO "U"		
Presión	Correlación	Coefficiente de Correlación
$P \leq P_b$	$\mu_o = 1 \times 10^{-6} P^2 - 0.0044P + 12.718$	0.998974
$P > P_b$	$\mu_o = 0.0017P + 8.2998$	

Elaborado por: Julio Murillo / Carla Yépez.

TABLA 3.56: CORRELACIONES GENERADAS PARA LA VISCOSIDAD DEL PETRÓLEO, μ_o , POZO CONONACO 22, NAPO "T"

CONONACO 22 NAPO "T"		
Presión	Correlación	Coefficiente de Correlación
$P < P_b$	$\mu_o = 8 \times 10^{-6} P^2 - 0.0129P + 14.67$	0.99955
$P \geq P_b$	$\mu_o = 0.0016P + 7.9905$	

Elaborado por: Julio Murillo / Carla Yépez.

TABLA 3.57: CORRELACIONES GENERADAS PARA LA VISCOSIDAD DEL PETRÓLEO, μ_o , POZO CONONACO 01, NAPO "U"

CONONACO 01 NAPO "U"		
Presión	Correlación	Coefficiente de Correlación
$P \leq P_b$	$\mu_o = -1.0211(P) + 11.994$	0.999527
$P > P_b$	$\mu_o = 0.0007P + 5.0584$	

Elaborado por: Julio Murillo / Carla Yépez.

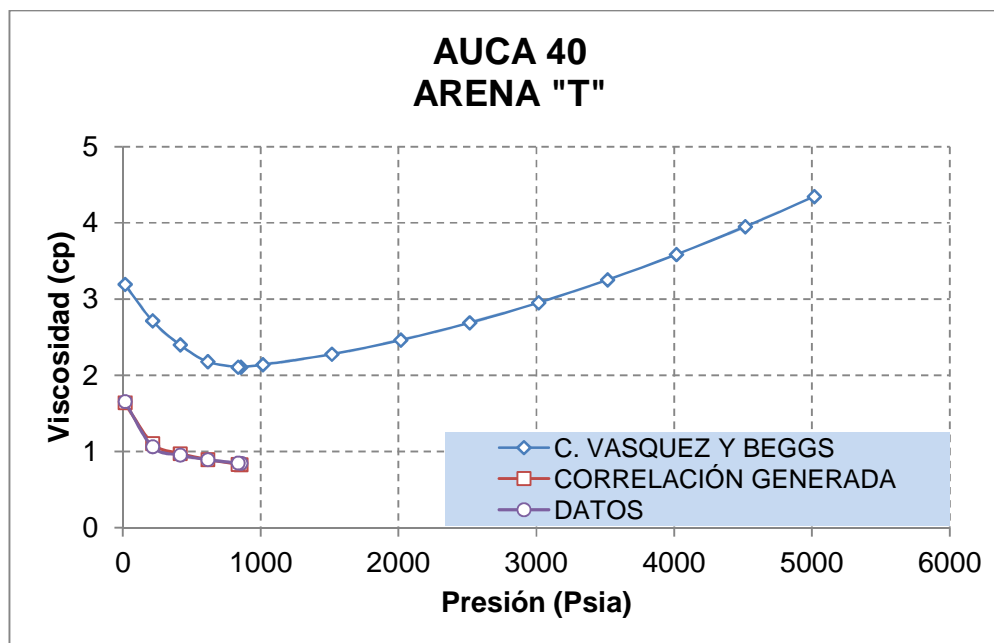
TABLA 3.58: CORRELACIONES GENERADAS PARA LA VISCOSIDAD DEL PETRÓLEO, μ_o , POZO CONONACO 01, HOLLÍN

CONONACO 01 HOLLÍN		
Presión	Correlación	Coefficiente de Correlación
$P \leq P_b$	$\mu_o = 3 \times 10^{-5} P^2 - 0.0049P + 1.5751$	0.999006
$P > P_b$	$\mu_o = 1 \times 10^{-04} P + 1.4246$	

Elaborado por: Julio Murillo / Carla Yépez.

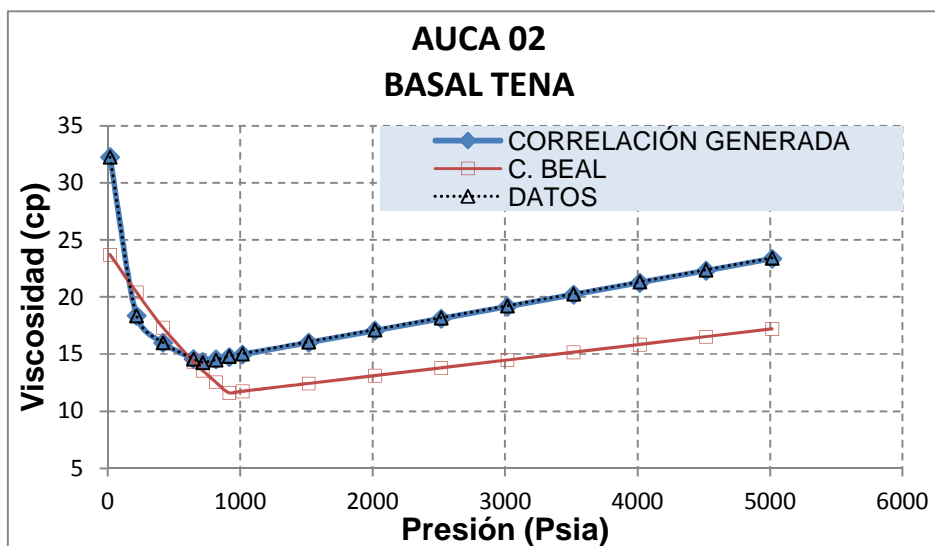
Luego del análisis respectivo se tiene las siguientes graficas comparativas, en donde podemos apreciar la correlación más cercana y las ecuaciones generadas con la finalidad de mejorar el coeficiente de correlación y aproximarse a los datos reales:

FIGURA 3.13: COMPARACIÓN DE CORRELACIONES GENERADAS PARA LA VISCOSIDAD DEL PETRÓLEO, μ_o , POZO AUCA 40, ARENA "T"



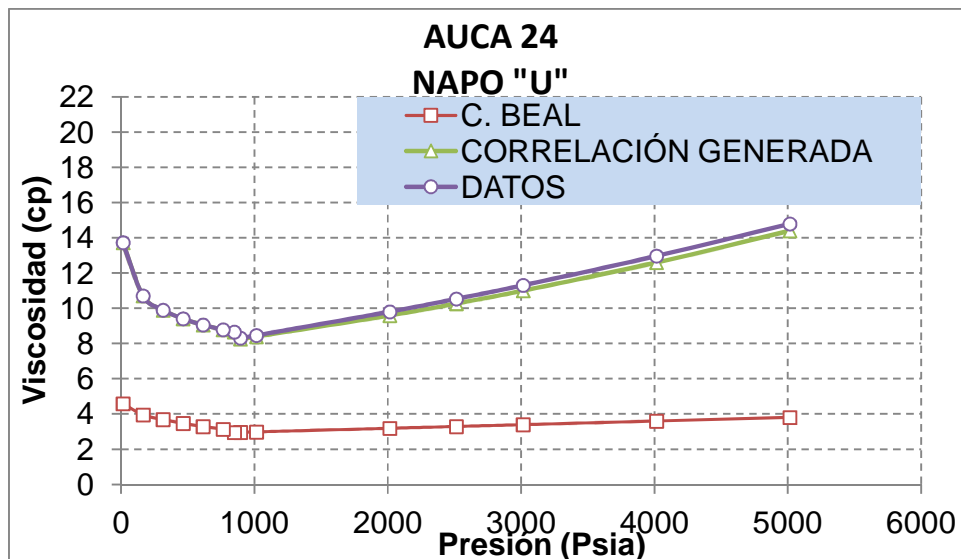
Elaborado por: Julio Murillo / Carla Yépez

FIGURA 3.14: COMPARACIÓN DE CORRELACIONES GENERADAS PARA LA VISCOSIDAD DEL PETRÓLEO, μ_o , POZO AUCA 02, ARENA "T"



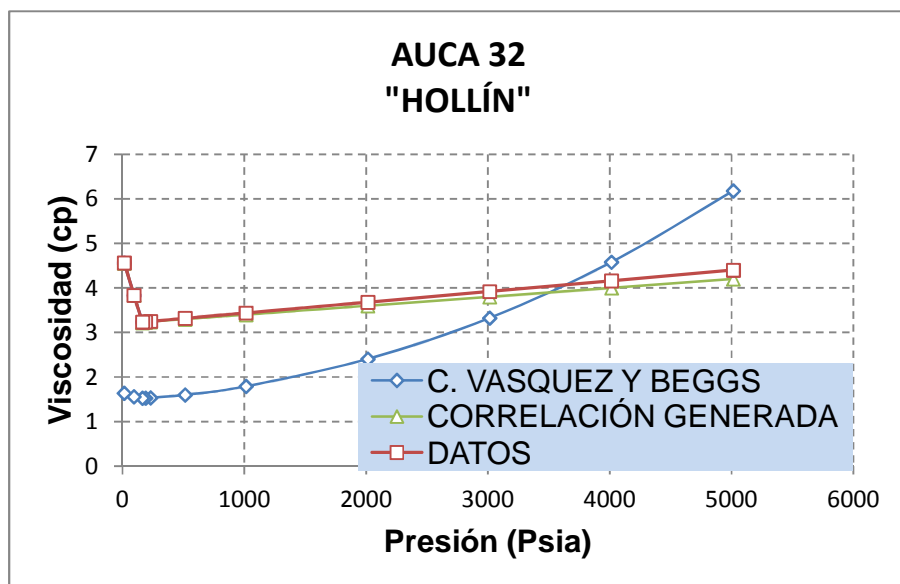
Elaborado por: Julio Murillo / Carla Yépez

FIGURA 3.15: COMPARACIÓN DE CORRELACIONES GENERADAS PARA LA VISCOSIDAD DEL PETRÓLEO, μ_o , POZO AUCA 24, NAPO "U"



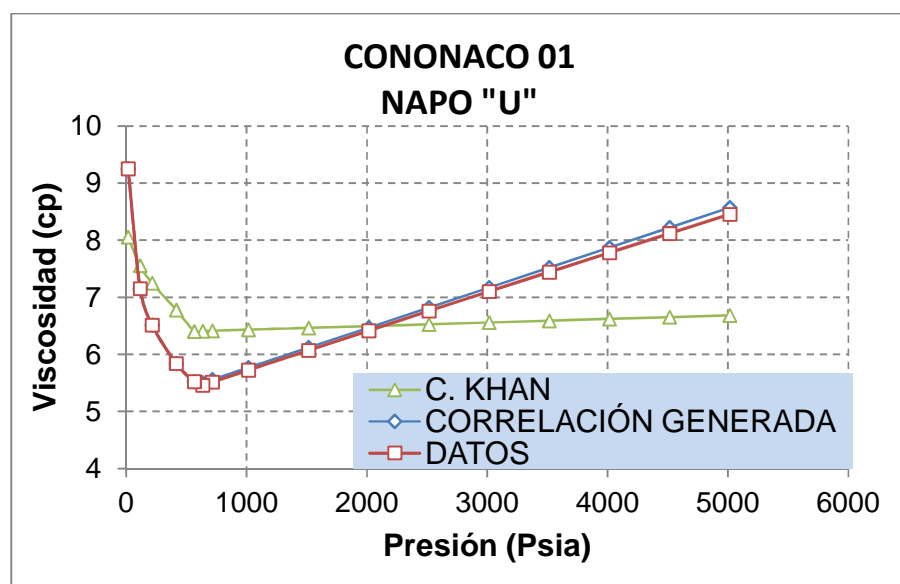
Elaborado por: Julio Murillo / Carla Yépez

FIGURA 3.16: COMPARACIÓN DE CORRELACIONES GENERADAS PARA LA VISCOSIDAD DEL PETRÓLEO, μ_o , POZO AUCA 32, "HOLLÍN"



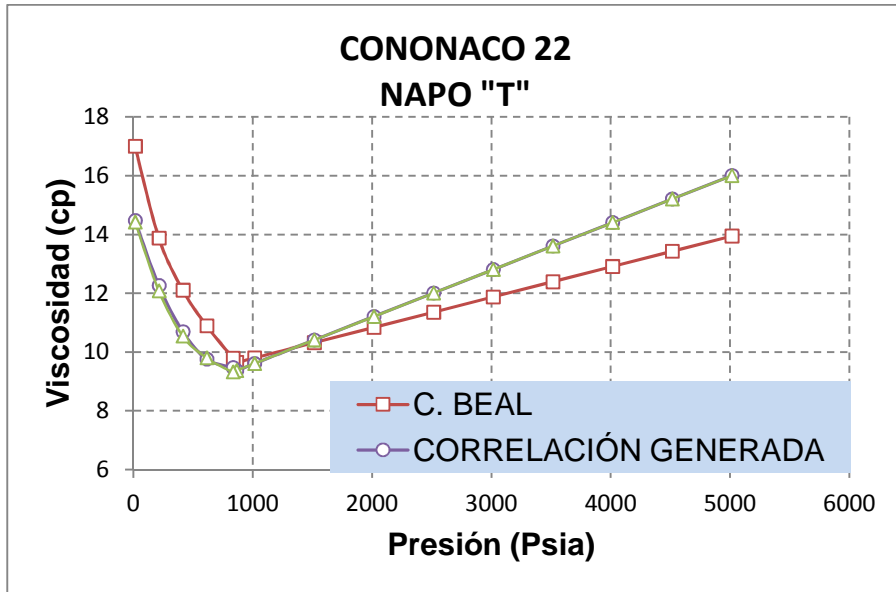
Elaborado por: Julio Murillo / Carla Yépez

FIGURA 3.17: COMPARACIÓN DE CORRELACIONES GENERADAS PARA LA VISCOSIDAD DEL PETRÓLEO, μ_o , POZO CONONACO 01, NAPO "U"



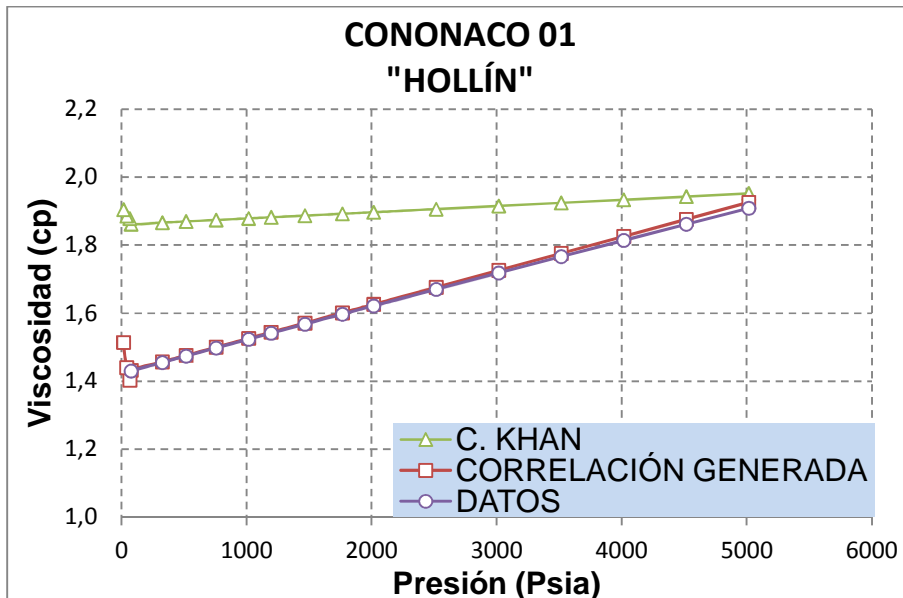
Elaborado por: Julio Murillo / Carla Yépez

FIGURA 3.18: COMPARACIÓN DE CORRELACIONES GENERADAS PARA LA VISCOSIDAD DEL PETRÓLEO, μ_o , POZO CONONACO 22, NAPO "T"



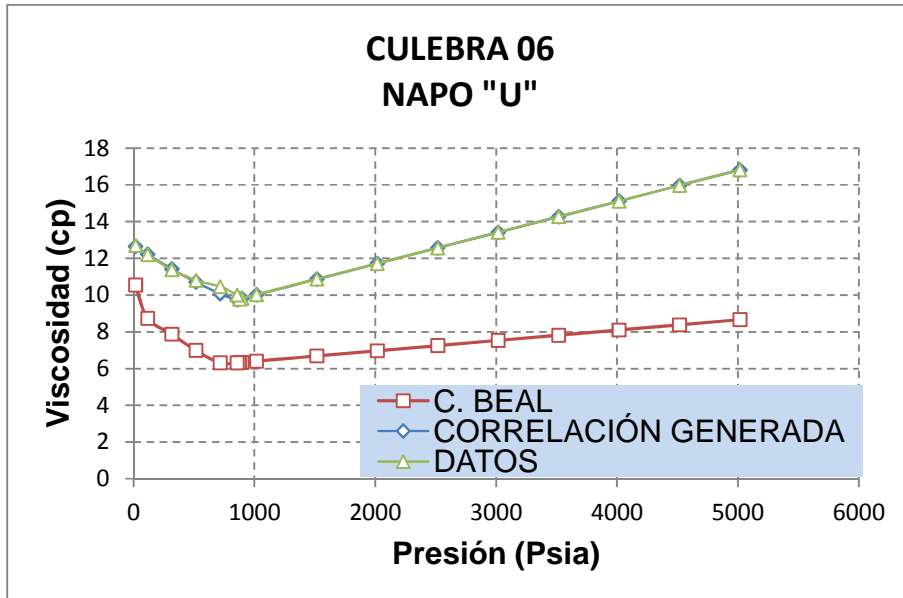
Elaborado por: Julio Murillo / Carla Yépez

FIGURA 3.19: COMPARACIÓN DE CORRELACIONES GENERADAS PARA LA VISCOSIDAD DEL PETRÓLEO, μ_o , POZO CONONACO 01, "HOLLÍN"



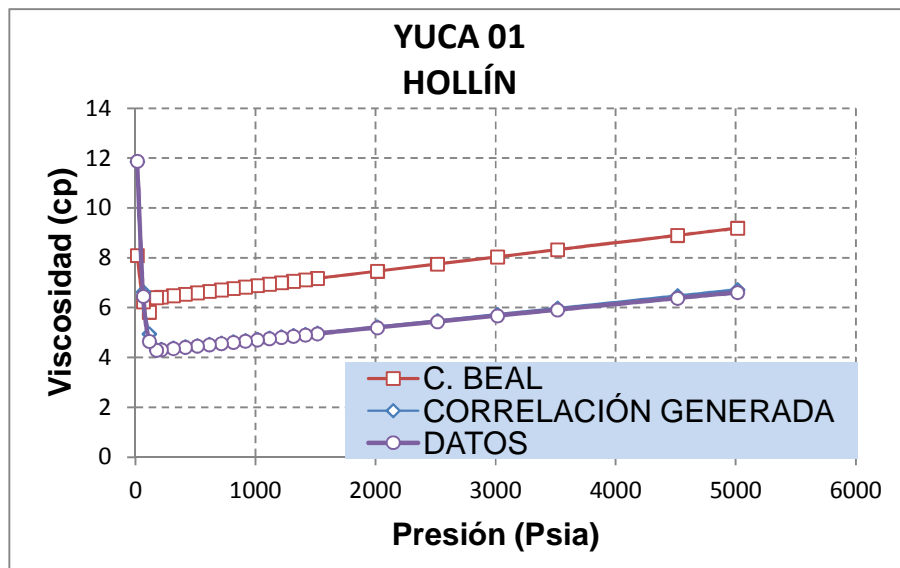
Elaborado por: Julio Murillo / Carla Yépez

FIGURA 3.20: COMPARACIÓN DE CORRELACIONES GENERADAS PARA LA VISCOSIDAD DEL PETRÓLEO, μ_o , POZO CULEBRA 06, NAPO "U"



Elaborado por: Julio Murillo / Carla Yépez

FIGURA 3.21: COMPARACIÓN DE CORRELACIONES GENERADAS PARA LA VISCOSIDAD DEL PETRÓLEO, μ_o , POZO YUCA 01, HOLLÍN



Elaborado por: Julio Murillo / Carla Yépez.

CAPÍTULO IV

COMPARACIÓN Y GENERACIÓN DE MODELOS DE SATURACIÓN DE AGUA EN BASE A LOS DATOS DE ANÁLISIS CONVENCIONAL DE NÚCLEOS EXISTENTES

4.1 CORRECCIONES DE LOS REGISTROS ELECTRICOS DEBIDO A LAS CONDICIONES DEL POZO.

La mayoría de los conceptos teóricos se desarrollaron asumiendo un *medio ideal* en el cual se toma en cuenta los siguientes aspectos:

- a) La formación es un medio infinito, homogéneo e isotrópico.
- b) El pozo es un cilíndrico regular, de diámetro conocido lleno de un fluido homogéneo de propiedades conocidas.
- c) Capas que atraviesan el pozo son homogéneas e isotrópicas.

Estas asunciones de un medio ideal también se extienden al desarrollo de ecuaciones para la interpretación cuantitativa de registros, por consiguiente se hace necesario corregir los datos obtenidos en un ambiente real antes del uso de estas ecuaciones. Estas correcciones consisten en quitar esa parte de la señal causada por la desviación del ambiente real del ideal.

Ciertas herramientas de registros normalmente se diseñan para funcionar mejor en ciertos ambientes, por consiguiente el uso de las herramientas en ambientes diferentes producirá un registro de calidad baja y no representativo.

La selección de la herramienta para correr en ciertos pozos, estará en función de la calidad del registro y la cantidad de información que se necesita extraer. Para esto se requiere conocer cierta información del ambiente real del pozo tal como:

- Diámetro y forma del hueco.
- Propiedades de los fluidos de perforación que llenan el pozo.
- Temperaturas de la formación y del pozo
- La variación radial de las propiedades de la formación.

4.1.1. DIÁMETRO Y FORMA DEL HUECO

Para una determinación del diámetro y forma del hueco se necesita una herramienta llamada caliper. Este registro indica claramente que el diámetro real del hueco difiere en gran medida del diámetro de la broca utilizada para la perforación del hueco. La diferencia es considerable en algunos casos, como se observa en la **Figura 4.1** que muestra el perfil real de un hueco perforado con una broca de 12 pulgadas. La sección registrada se puede utilizar para determinar el volumen del hueco. Se puede observar en la figura que el hueco está muy lejos de ser un cilindro regular con diámetro uniforme.

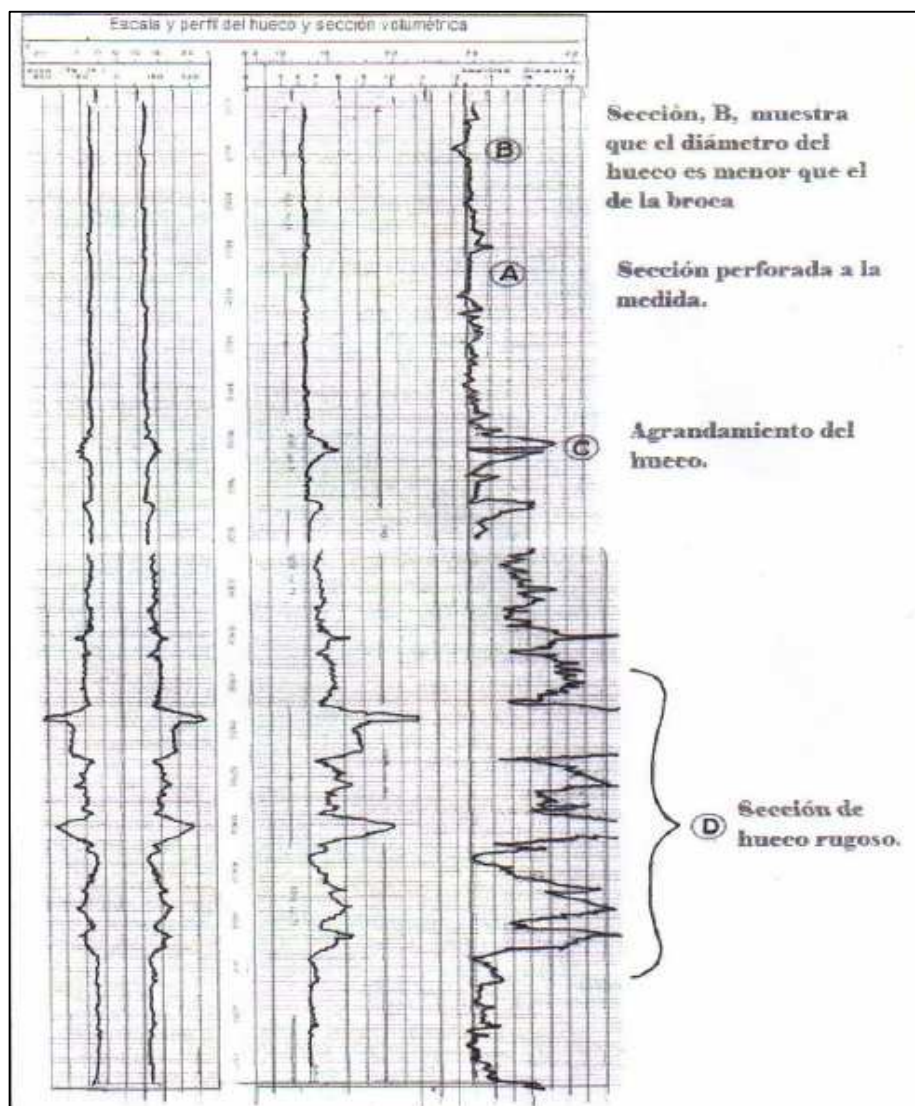
El diámetro real y forma del hueco depende de las formaciones perforadas. En la parte superior del hueco parece ser lisa, con el diámetro igual al de la broca.

En la sección **A** se muestra para el caso de formaciones duras, consolidadas e impermeables. El diámetro de la sección **B** es realmente más pequeño que el diámetro de la broca. Esto normalmente ocurre en el caso de formaciones permeables perforado con un lodo que contiene sólidos. El espesor de la costra del lodo depende de las propiedades del lodo. En formaciones permeables el diámetro del hueco es reducido por el espesor de la costra de lodo. Las propiedades de costra de lodo como: resistividad, densidad, difieren considerablemente de la formación circundante.

En la sección **C** de la **Figura 4.1** el diámetro real del hueco perforado es de 8 ½ pulgadas. Tal agrandamiento ocurre en formaciones no consolidadas, suaves, debido al efecto de fricción de los lodos de perforación. Este agrandamiento también ocurre en formaciones solubles en agua y en formaciones naturalmente fracturadas. Los agrandamientos del hueco perforado normalmente son más observados en

formaciones que contienen lutitas, debido a sus propiedades electroquímicas, los minerales de la arcilla absorben agua causando en la formación un hinchamiento. Este hinchamiento debilita la formación y produce derrumbes en la formación el cual produce que se formen cavidades.

FIGURA 4.1: REGISTRO EN EL QUE EL DIÁMETRO REAL DEL HUECO DIFIEREN EN GRAN MEDIDA DEL DIÁMETRO DE LA BROCA UTILIZADA PARA LA PERFORACIÓN DEL HUECO.



Fuente: Zaki Bassiouni, Theory, Measurement, and Interpretation of well logs, Estados Unidos de America, 1994.

Elaborado: Julio Murillo / Carla Yépez.

La intensidad del derrumbe da como resultado el agrandamiento del hueco perforado ya que este depende de las propiedades físicas de la arcilla y del fluido de perforación. El lodo base agua fresca causa mayores cavidades que el lodo base agua salada, estas cavidades normalmente no se presentan cuando se utiliza un lodo base aceite.

La rugosidad del hueco perforado se lo puede observar en la sección **D** de la

Figura 4.1.

El alargamiento del hueco en las herramientas, centradas mecánicamente causa que se sitúe en lo más alejado de la formación investigada. El espacio entre la herramienta y la formación es ocupado por el lodo de perforación, que exhibe propiedades físicas muy diferentes a las de la formación. Las herramientas de registros se diseñan para investigar un volumen prescrito; ello causa generalmente que una pequeña fracción del volumen sea ocupada por el lodo.

Cuando esta fracción aumenta con el diámetro del hueco, la respuesta de la herramienta no puede atribuirse completamente a la formación. En alargamientos extremos la respuesta de la herramienta corresponde completamente al fluido de perforación utilizado.

Cuando el patín de la herramienta es presionado contra la cara de la formación, los sensores son separados de la formación por la costra de lodo y/o baches de fluido de perforación. **(Figuras 4.2 y 4.3).**

Las herramientas con patín (por ejemplo, herramienta de microresistividad, densidad), tiene un pequeño radio de investigación. Consecuentemente la zona de la costra de lodo y de los baches puede afectar considerablemente a la respuesta de la herramienta.

Un análisis adecuado de las mediciones del registro requiere el conocimiento del diámetro y forma del hueco. Para determinar la geometría del hueco, un registro caliper por lo general se puede combinar con registros:

FIGURA 4.2 Patín apretando a la costra de lodo en una zona donde no se ha producido derrumbe

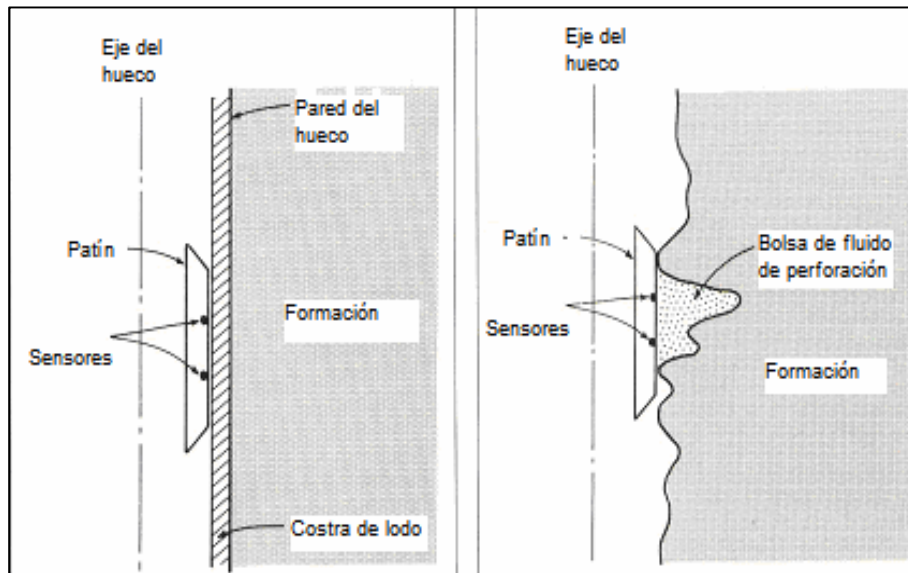
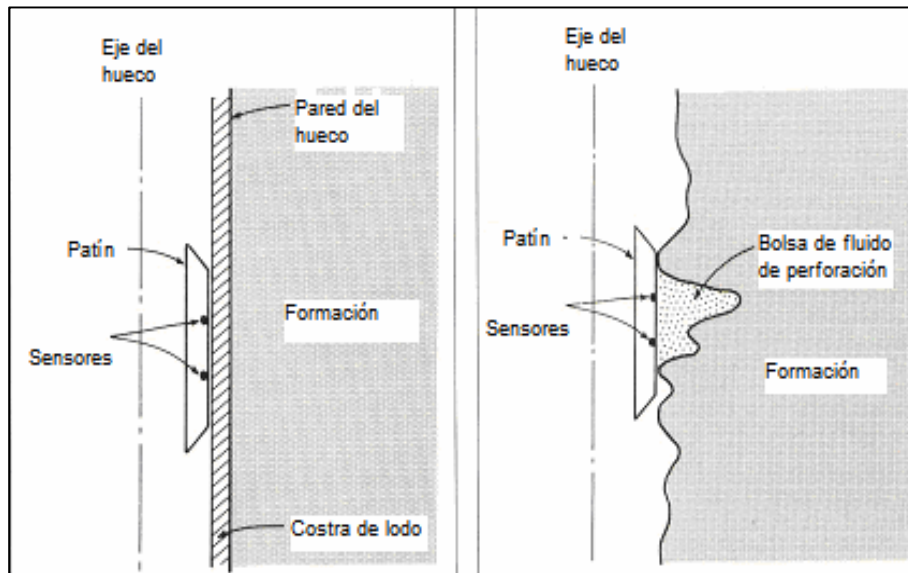


FIGURA 4.3 Patín apretando a la costra de lodo en una zona donde se ha producido derrumbe



Fuente: Zaki Bassiouni, Theory, Measurement, and Interpretation of well logs, Estados Unidos de America, 1994.

Elaborado: Julio Murillo / Carla Yépez

- Microresistividad
- Densidad
- Neutrón
- Sónico, etc.

4.1.2 PROPIEDADES DEL LODO, FILTRADO DE LODO Y COSTRA DE LODO

Las herramientas de registro son por lo general corridas en pozos llenos con fluido de perforación. Como posibles fluidos de perforación tenemos: aire, agua, o lodos preparados con fases líquidas y sólidas.

Las principales funciones del fluido de perforación son para mover los sólidos perforados, impedir que los fluidos de la formación fluyan hacia el hueco perforado, mantener la estabilidad de las paredes del pozo, y enfriar y lubricar la broca. Los fluidos de perforación también juegan un papel importante en las operaciones de registros, especialmente en los registros eléctricos. En consecuencia un lodo de perforación conductivo es necesario para proporcionar corriente continua entre los electrodos de la herramienta y la formación. Los fluidos de perforación afectan, generalmente a la respuesta de la herramienta, dependiendo de sus tipos y propiedades. El lodo base agua es el tipo más común.

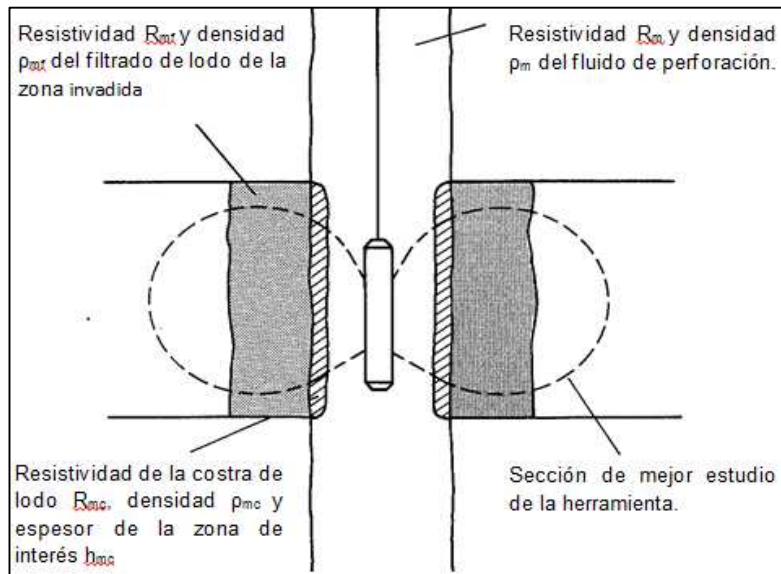
Las partículas más grandes al tamaño de los poros cubren la cara de la formación y forman la **costra de lodo**. El lodo de perforación fluye a través de la formación permeable debido a la presión diferencial entre el hueco y la formación. La fase líquida que invade la formación se llama **filtrado de lodo**. En la **Figura 4.4** se puede apreciar el lodo, la costra de lodo, la zona de la formación invadida por el filtrado de lodo y la zona de la formación no invadida, que contribuya a la medida de la herramienta.

Adicionalmente a las propiedades de la formación de interés, la respuesta de la herramienta es afectada por las propiedades del lodo, la costra de lodo, y el filtrado del lodo.

El grado de estos efectos depende de:

- Diseño de la herramienta
- Propiedades físicas de la zona involucrada
- Tamaño del hueco
- Espesor de la costra de lodo
- Profundidad de invasión

FIGURA 4.4: ESQUEMA DE LAS DIFERENTES ZONAS, QUE SON RESPUESTA DEL REGISTRO



Fuente: Zaki Bassiouni, Theory, Measurement, and Interpretation of well logs, Estados Unidos de America, 1994.

Elaborado: Julio Murillo / Carla Yépez

Los datos del lodo de perforación que permiten a las operaciones de registros son:

- Tipo de lodo
- Densidad
- Viscosidad
- PH
- Pérdida de fluido
- Resistividades del lodo, costra de lodo y filtrado de lodo.

4.1.2.1 Tipo de lodo

Los lodos base agua son usualmente químicos tratados y son clasificados de acuerdo al tipo de tratamiento. Comúnmente los lodos pueden clasificarse en:

- Lodos naturales.
- Lodos fosfatados.
- Lodos tratados orgánicamente (lignito, como lignosulfatos).
- Lodos tratados con calcio (limo, cloruro de calcio, yeso).
- Lodos agua sal (agua de mar y lodos sulfatados de agua sal).
- Lodos con emulsión de aceite (hidrocarburo en el agua).

4.1.2.2 Densidad

La densidad del lodo afecta al proceso de filtración porque este refleja los sólidos contenidos en el lodo. Este también determina la magnitud de la diferencia de presión entre el lodo y la formación que en si determina la gravedad de la invasión del filtrado del lodo. La respuesta de los aparatos de rayos gamma (rayos gamma, densidad) dependen de la densidad del lodo porque la alternación de los rayos gamma dependen en gran medida de la densidad del medio circundante.

4.1.2.3 Viscosidad

Es un indicador de la calidad del lodo o contenido de sólidos. Sin embargo no existe una relación entre la viscosidad y otros parámetros del lodo, como la filtración, que sean pertinentes a las operaciones de registros. Pueden ser medidos mediante el uso del embudo Marsh, obteniendo el tiempo que tarda el fluido en salir por el embudo en segundos.

4.1.2.4 Potencial Hidrógeno

Refleja la relativa acidez o alcalinidad de lodo, es evaluado en el rango de 0 hasta 14. El agua pura que es neutra (ni ácida ni alcalina) tienen un PH de 7. El PH menor a 7 implica acidez y si el PH es mayor a 7 indica alcalinidad.

Los PH reflejan la calidad química de lodo y se utiliza para controlar la calidad del mismo. En la interpretación de registros éste se utiliza para indicar cualitativamente la presencia de ciertos iones, por ejemplo: el lodo alcalino usualmente resulta de la presencia de bicarbonatos (HCO_3), carbonatos (CO_3) e hidróxidos (OH). El conocimiento de la composición iónica es importante en algunos análisis de registros como el de registro potencial (SP).

4.1.2.5 Pérdida de fluido

Al filtrado se define como la cantidad relativa del fluido (filtrado) perdido, a través de formaciones permeables cuando el fluido o lodo de perforación es sometido a presiones diferenciales. Se usa una muestra, obtenida de la línea de flujo, esta es vertida dentro de una celda con un filtro estándar, y es sometido a una presión diferencial de 100 PSI que es aplicada por 30 minutos. La cantidad de fluido perdido es medido en una pipeta graduada en centímetros cúbicos, la cantidad de fluido perdido es muy útil para acondicionamiento de lodo, pero no podría esto representar con precisión la filtración bajo condiciones dinámicas.

Una muestra del lodo, filtrado del lodo y costra del lodo depositado en el filtro se retiene para medir las resistividades.

Cuando se produce la invasión, el contraste de resistividades es bastante grande o la desviación en cuanto a sus valores, lo que determina la calidad del registro.

4.1.3 RESISTIVIDADES DEL LODO, FILTRADO DE LODO Y DE LA COSTRA DE LODO

Las resistividades de lodo, filtrado de lodo y de la costra de lodo. R_m , R_{mf} , y R_{mc} , respectivamente son las propiedades más representativas en el análisis de los registros, primariamente porque las propiedades eléctricas del lodo difieren drásticamente de la formación y de los fluidos de la formación, que causan un contraste de resistividad considerable. Este contraste controla la calidad del registro.

El valores de R_m , es necesario para remover la señal del hueco de la respuesta total de la herramienta. Las propiedades nucleares y acústicas también difieren de las propiedades de la formación.

Las muestras del lodo, el filtrado de lodo y la costra de lodo, se colocan en conjunto en el filtro de presión y luego son puestos sucesivamente en el resistivímetro, el cuál proporciona una lectura de la resistividad. La temperatura de la muestra tiene que ser medida porque la resistividad depende de la temperatura.

Los valores de R_m y R_{mf} , proporcionados por el resistivímetro son normalmente representativos, sobre todo si el procedimiento de la medida recomendada por el API se siguió correctamente. El valor de R_{mc} es usualmente inexacto, porque la manera en que la costra de lodo es colocada en la celda del aparato, dicta el valor de la resistividad indicado por el resistivímetro.

4.1.3.1 Correlación de resistividades de filtrado de lodo y costra de lodo con la resistividad del lodo.

El valor de R_m se lo obtiene por medio del sistema MWD (Measurement WhileDrilling), éste sistema proporciona los parámetros del hueco que está siendo perforado a un tiempo real. Conocido R_m se puede obtener R_{mf} mediante una correlación empírica. Debido a la dificultad asociada con la medida de R_{mc} , aun cuando el valor está disponible, este por lo general se lo estima a partir de correlaciones empíricas.

Se prefieren medidas directas de filtrado y costra. Cuando no están disponibles, R_{mf} y R_{mc} , pueden estimarse por uno de los siguientes métodos:

a) Método 1. Lowe y Dunlap

Para lodos de agua fresca con: $0.1 \leq R_m \leq 0.2$ (Ω -m) @ 75°F, y R_m y ρ_m (ppg) conocidos se tiene:

$$\log\left(\frac{R_{mf}}{R_m}\right) = 0.396 - 0.0475\rho_m \quad (\text{Ec. 4.1})$$

b) Método 2. Oderton y Lipson

Para lodos de perforación con: $0.1 \leq R_m \leq 10$ ($\Omega\text{-m}$) @ 75°F, se lo obtuvo empíricamente con 94 muestras:

$$R_{mf} = K_m (R_m)^{1.07} \quad (\text{Ec. 4.2})$$

Donde:

- K_m está dado como una función del peso del lodo en la **tabla 4.1**

$$R_{mc} = 0,69R_{mf} \left(\frac{R_m}{R_{mf}}\right)^{2,65} \quad (\text{Ec. 4.3})$$

TABLA 4.1: COEFICIENTE CON VARIACIÓN DEL PESO DEL LODO KM

Peso del lodo		Km
Lb/gal	Kg/m ²	
10	1200	0,847
11	1320	0,708
12	1440	0,548
13	1560	0,448
14	1680	0,412
16	1920	0,380
18	2160	0,350

Fuente: Zaki Bassiouni, Theory, Measurement, and Interpretation of well logs, Estados Unidos de America, 1994.

Elaborado: Julio Murillo / Carla Yépez

Esta correlación fue restringida para lodos no lignosulfatados que no se usó en el momento en que la correlación fue desarrollada. Las correlaciones empíricas se emplean para tipos de lodo específico como la cal, el yeso, lignito de calcio y lodo lignosulfatado de calcio.

Estas correlaciones se extienden a lodos lignosulfatados, incluso a lodos a base agua dulce.

c) Método 3.

Otra correlación estadística, válida solamente para lodos de bajo peso, lodos con predominio de NaCl son:

$$R_{mf} = 0.75R_m \quad (\text{Ec. 4.4})$$

$$R_{mc} = 1.5R_m \quad (\text{Ec. 4.5})$$

4.1.3.2 Efectos de la temperatura en la resistividad del lodo, filtrado de lodo y costra de lodo.

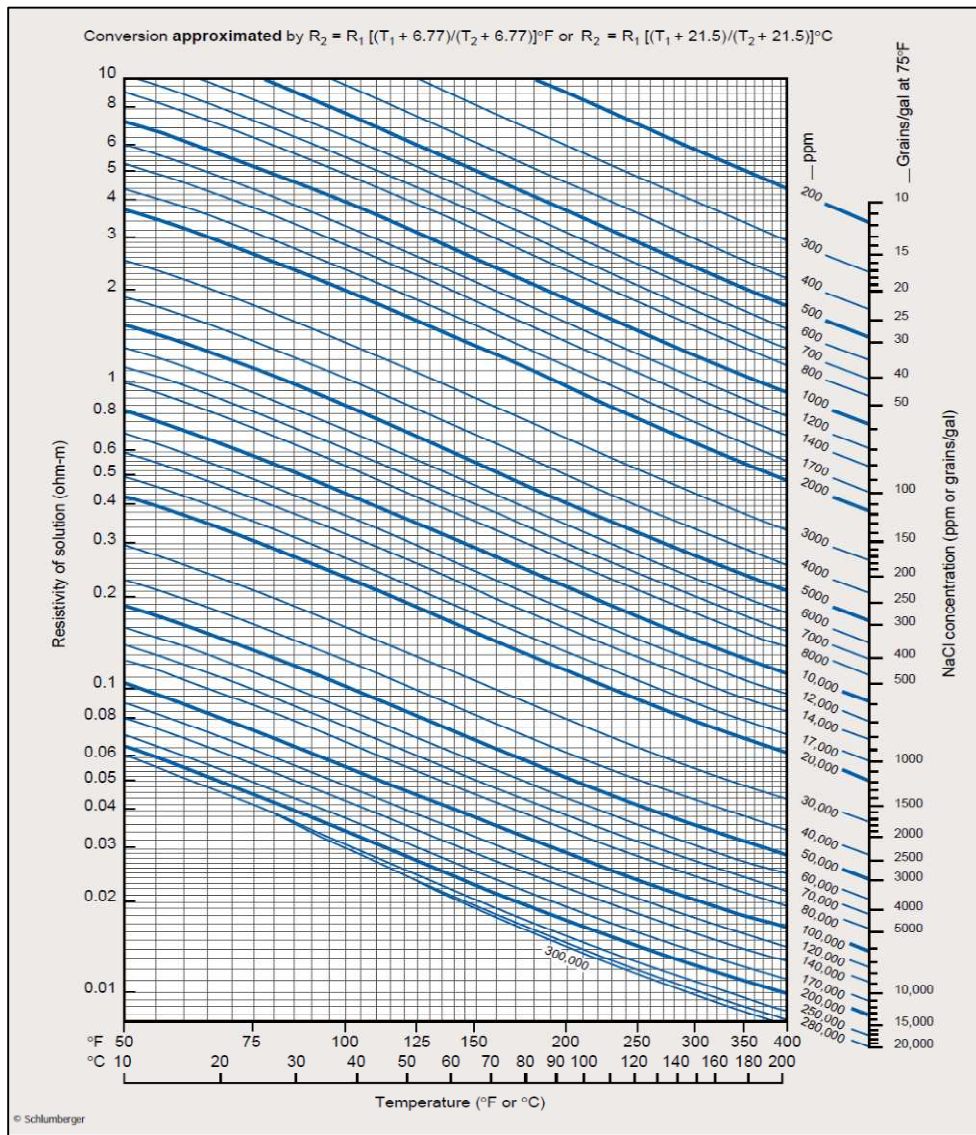
La resistividad del lodo, del filtrado del lodo y la costra del lodo son usualmente medidos en superficie. La interpretación cuantitativa de registros requiere los valores de R_m , R_{mf} , R_{mc} bajo las condiciones del pozo.

Como en el caso de las rocas, la conductividad del lodo resulta principalmente de la fase líquida. La conductividad de los fluidos de perforación sea éste que este filtrado o formando una costra se incrementa con la temperatura. Debido a la predominación de NaCl en los lodos, las ecuaciones 4.6 y 4.7, pueden ser usadas para convertir los valores de la resistividad de superficie a una temperatura dada del hueco.

$$R_2 = R_1 \left(\frac{T_1 + 6.77}{T_2 + 6.77} \right) [^{\circ}F] \tag{Ec. 4.6}$$

$$R_2 = R_1 \left(\frac{T_1 + 21.5}{T_2 + 21.5} \right) [^{\circ}C] \tag{Ec. 4.7}$$

FIGURA 4.5: GRÁFICA PARA OBTENER LA SALINIDAD DE LA SOLUCIÓN DE CLORURO DE SODIO NACL



Fuente: Cartas Schlumberger, GEN 9, 2002

Elaborado: Julio Murillo / Carla Yépez.

El monograma **Gen-9** de Schlumberger, presenta la resistividad de una solución de NaCl vs temperatura. La salinidad obtenida de la **Figura 4.5** es aproximada y no la verdadera porque los gráficos son para soluciones de NaCl libre de sólidos.

Varios estudios muestran que los efectos de la temperatura sobre los fluidos de perforación, no son los mismos en la solución de NaCl. Sobre el rango de temperatura de 75 a 225°F, la diferencia puede ser tan grande como el 10% para R_m y R_{mf} y un 25% para R_{mc} .

Se puede medir el valor de R_m in situ en el fondo del hueco con el registro microlog. El registro del lodo puede detectar el posible cambio de sistema del lodo debido al flujo de agua que puede ocurrir en el fondo del pozo.

4.1.3.3 Variación de resistividades del lodo de perforación.

Las propiedades de los fluidos de perforación son registradas a hueco abierto a varios miles de pies obteniendo resistividades R_{m1} , R_{mf1} , ocurridos a pocas horas de la perforación; pero cuando el objetivo de la operación se alarga por días o semanas se registra otro tipo de resistividades R_{m2} , R_{mf2} , obteniendo así diferentes tipos de resistividades, en el tope de la formación y en el fondo de esta.

La **Figura 4.6** muestra los efectos de la variación de las propiedades de los fluidos a medida que progresa la perforación del hueco.

4.1.4 VARIACIÓN RADIAL DE LAS PROPIEDADES DE LA FORMACIÓN

Como el filtrado de lodo invade una formación permeable, éste desplaza los fluidos de formación y se mezcla con agua de formación. La invasión altera la distribución de los fluidos alrededor del pozo perforado y subsecuentemente crea zonas de resistividad que difieren considerablemente de la resistividad verdadera de la

formación. Conocer que perfil de la invasión se espera en las diferentes formaciones es de gran ayuda en la interpretación de los registros, especialmente los registros de resistividad.

El volumen del filtrado de lodo que invade una formación permeable es determinado por la pérdida de fluido del lodo, diferencia de presión entre el agujero perforado y la formación, la permeabilidad de la costra de lodo y el tiempo que la formación estuvo expuesto al lodo.

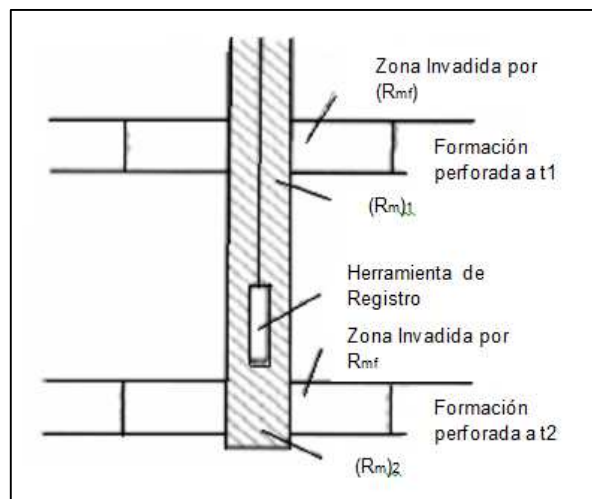
El volumen de filtrado que invade una formación aumenta cuando estos parámetros se incrementan. Note, sin embargo que la mayoría de las invasiones ocurren dentro de unas pocas horas después de la perforación debido a que la filtración es acompañada por un aumento en la costra de lodo.

La costra de baja permeabilidad alcanza un espesor tal que la caída de presión disponible a través de ella no puede sostener un caudal significativo de flujo.

La porosidad de la formación normalmente determina la profundidad de la invasión.

Para una pérdida dada de fluido, presión diferencial, permeabilidad de la costra de lodo y el tiempo de exposición, la invasión en una formación con una baja porosidad es más profunda que en una formación de alta porosidad.

FIGURA 4.6: EFECTO DE LA VARIACIÓN DE LAS PROPIEDADES DEL FLUIDO



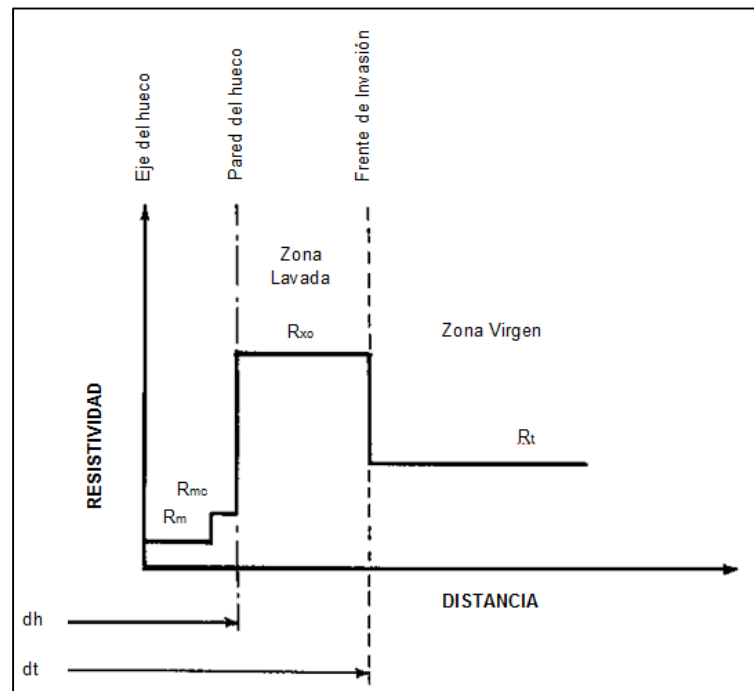
Fuente: Ing. Raúl Valencia, Evaluación de Formaciones I, Quito agosto 2007

Elaborado: Julio Murillo / Carla Yépez

4.1.4.1 Perfil de invasión

Asumiendo desplazamiento de un pistón (es decir, solamente el filtrado se mueve tras del frente de invasión), resulta un perfil de invasión ideal de resistividad mostrada en la **Figura 4.7**.

FIGURA 4.7: TIPOS DE PERFILES EN FUNCIÓN DE LA RESISTIVIDAD Y LA DISTANCIA.



Fuente: Ing. Raúl Valencia, Evaluación de Formaciones I, Quito agosto 2007

Elaborado: Julio Murillo / Carla Yépez

Muy cerca del hueco, el filtrado desplaza la mayor parte del agua de formación y parte de los hidrocarburos. Esta zona se conoce como zona "Lavada". Contiene, si la limpieza es completa sólo filtrado de lodo; si la zona contenía originalmente hidrocarburos, sólo tendrá hidrocarburos residuales.

Para obtener la saturación de hidrocarburo en la zona lavada, hacemos la siguiente equiparación:

$$R_{xo} \rightarrow R_t$$

$$R_{mf} \rightarrow R_w$$

$$S_{xo} \rightarrow S_w$$

Y utilizando la ecuación de Archie se tiene:

$$S_{xo} = \sqrt{\frac{FR_{mf}}{R_{xo}}} \quad (\text{Ec. 4.8})$$

R_{xo} y R_t son las resistividades de la zona lavada y de la formación virgen, respectivamente. R_t y R_{xo} pueden ser expresadas como:

$$R_t = \frac{FR_w}{S_w^n} \quad (\text{Ec. 4.9})$$

$$R_{xo} = \frac{FR_{mf}}{S_{xo}^n} \quad (\text{Ec. 4.10})$$

Donde S_{xo} es la saturación del filtrado de lodo en la zona lavada. Debido a que el filtrado de lodo y el agua de formación son miscibles, S_{xo} en una formación productora de agua es única y en una formación productora de petróleo es $(1 - S_{or})$, con S_{or} siendo la saturación residual de petróleo. En una zona productora de agua y en el caso de $R_{mf} > R_w$, R_{xo} es siempre mayor que R_t . En una formación productora de petróleo, la relación de R_{xo} a R_t depende del contraste de R_{mf}/R_w ; y de los valores de la saturación de petróleo, S_o , en una zona no invadida y la saturación residual del petróleo, S_{or} , en la zona lavada.

Dividiendo la ecuación 4.10 para la ecuación 4.9:

$$\frac{R_{x_o}}{R_t} = \frac{(FR_{mf} / S_{x_o}^n)}{(FR_w / S_w^n)}$$

$$\frac{R_{x_o}}{R_t} = \left(\frac{R_{mf}}{R_w} \right) \left(\frac{S_w}{S_{x_o}} \right)^n \quad (\text{Ec. 4.11})$$

Remplazando S_w y S_{x_o} por $(1 - S_o)$ y $(1 - S_{or})$ respectivamente, tenemos:

$$\frac{R_{x_o}}{R_t} = \left(\frac{R_{mf}}{R_w} \right) \left[\frac{(1 - S_o)}{(1 - S_{or})} \right]^n \quad (\text{Ec. 4.12})$$

Dado que $R_{mf} > R_w$, $R_{mf}/R_w > 1$, y por qué $S_o > S_{or}$, $S_{x_o} > S_w$ y $S_w/S_{x_o} < 1$.

El valor de la proporción R_{x_o}/R_t relativo a la unidad no se puede determinar.

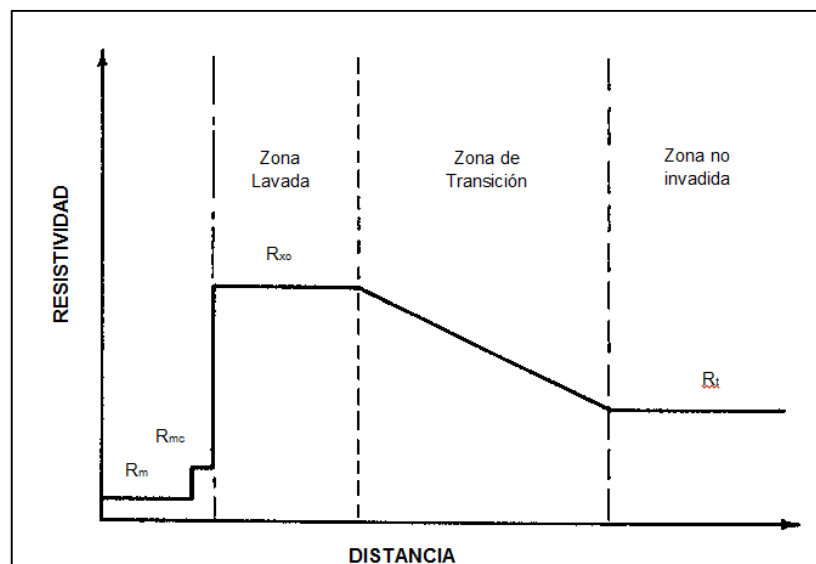
En el mayor de los casos, sin embargo, R_{mf}/R_w es bastante alto aún para compensar la contribución de S_w/S_{x_o} y R_{x_o}/R_t .

4.1.4.2 Perfil de Transición

A mayor distancia del pozo, el desplazamiento de los líquidos de formación por medio del filtrado de lodo es cada vez menos completo; lo que resulta en la transición del filtrado de lodo a la saturación original de agua de formación. Agua de formación y filtrado de lodo se mezclan por difusión. Existe un gradiente de salinidad entre la zona no invadida, donde la salinidad corresponde al agua de formación, y la zona lavada. La gradiente de salinidad genera, en efecto, un gradiente de resistividad. La **Figura 4.9** muestra el perfil de resistividad para $R_{mf} > R_w$ con la asunción de una gradiente lineal. La zona sobre la cual se dan gradualmente los cambios en la gradiente de resistividad desde R_{x_o} a R_t se conoce como llamada la zona de transición o invadida.

En una zona productora de petróleo donde la saturación del agua de formación es irreductible, un perfil similar de resistividad se muestra en la **Figura 4.8**. La zona inalterada después de la zona de transición se conoce como “Zona No Invasada, Virgen o No Contaminada”.

FIGURA 4.8: PERFIL DE RESISTIVIDAD PARA $R_{mf} > R_w$ CON LA ASUNCIÓN DE UNA GRADIENTE LINEAL.



Fuente: Ing. Raúl Valencia, Evaluación de Formaciones I, Quito agosto 2007

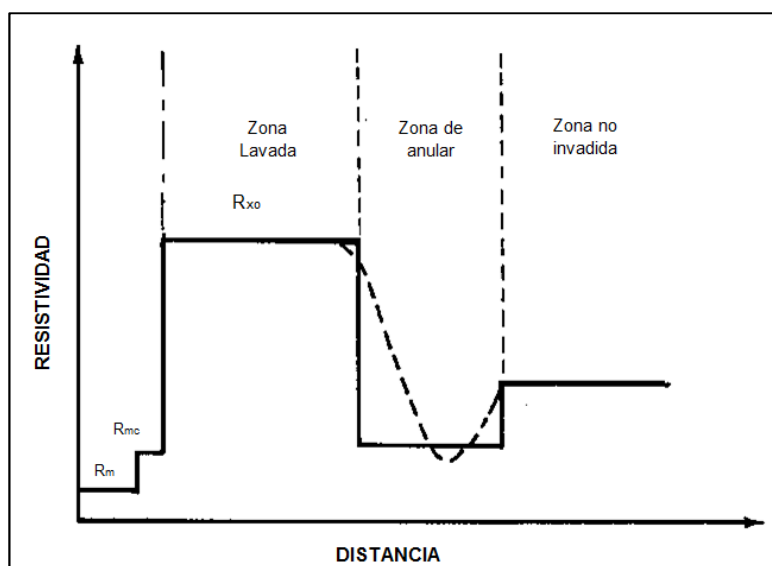
Elaborado: Julio Murillo / Carla Yépez

4.1.4.3 Perfil anular

Algunas veces en formaciones que contienen petróleo o gas, y en donde la movilidad de los hidrocarburos es mayor a la del agua debido a diferencias en la permeabilidad relativa, el petróleo o el gas se alejan más rápido que el agua irreductible. En este caso quizá se forma entre la zona Lavada y la zona Virgen una “Zona Anular” con un alta saturación de agua de formación. **Figura 4.9.**

Es probable que hasta cierto grado, se presenten anillos en la mayoría de las formaciones con contenido de petróleo. Su influencia en las mediciones de registros depende de la ubicación radial del anillo y su severidad (esto es, la magnitud de la saturación de agua de formación en los anillos con respecto a la saturación de agua de formación en la zona no invadida).

FIGURA 4.9: GRÁFICA QUE REPRESENTA EL PERFIL ANULAR EN FUNCIÓN DE LA RESISTIVIDAD Y DISTANCIA



Fuente: Ing. Raúl Valencia, Evaluación de Formaciones I, Quito agosto 2007

Elaborado: Julio Murillo / Carla Yépez.

La presencia de ánulos en el registro de resistividad se confirma al correr herramientas de resistividad con diferente radio de investigación. Sin embargo un anular no se puede formar en toda la zona de petróleo porque esta formación requiere condiciones favorables como: saturación de agua, de los fluidos y características de la permeabilidad relativa. El anular puede formarse y desaparecer con el tiempo por medio de la dispersión. Si un anular es detectado por la herramienta de resistividad, esto indica la presencia de petróleo, también indica que el agua es

móvil. Consecuentemente, una completación en la zona que muestra cuando se perfora un pozo, se acostumbra a mantener el peso del lodo de manera que exceda la presión de los fluidos que pueda haber en las formaciones que se perforan, de esta manera los fluidos de las formaciones no penetrarían en el pozo y no se produciría un reventón. Esta práctica tiene la desventaja de alterar el contenido de fluido de la formación cerca de la cara del pozo; ocasionando una invasión.

Cuando el lodo invade la formación solo el líquido penetra en ella y una costra de lodo se acumula en los bordes de la cara del pozo; que puede ser gruesa o delgada y resistente o frágil dependiendo del tipo de lodo. La extensión o profundidad de la zona lavada y de transición depende de muchos parámetros.

En las formaciones fracturadas, el filtrado de lodo invade con facilidad las fracturas, pero quizá penetre muy poco en los bloques no fracturados de la roca matriz de baja permeabilidad. Por lo tanto, el filtrado sólo desplaza una pequeña porción de los líquidos de formación originales (agua de formación y, en caso de estar presentes, hidrocarburos), inclusive a corta distancia del pozo. En este caso existe en realidad una zona lavada.

4.1.4.4 Profundidad de invasión

a) Pérdida de agua del Lodo

A mayor pérdida de agua, mayor será la invasión, siempre y cuando todos los otros factores sean iguales y la roca sea permeable.

b) Diferencia de presión

La diferencia de presión entre las columnas de lodo y de la formación tiene cierto efecto en la profundidad de invasión. Sin embargo, la pérdida de agua de algunos lodos es prácticamente independiente de la diferencia de presión y en estos casos tal diferencia no afecta la invasión.

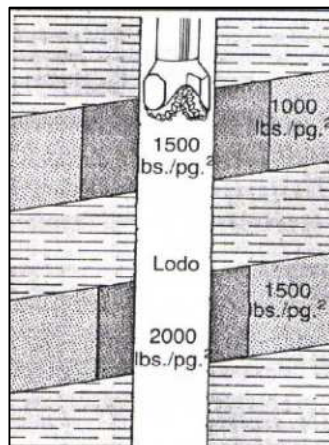
c) Permeabilidad de la costra

La permeabilidad de la costra de lodo es tan baja (10^{-2} a 10^{-4} md) que controla en forma efectiva el flujo de filtrado en la formación, en otros casos la permeabilidad de la roca es tan baja que es ésta la que controla el flujo de filtrado y no la costra de lodo.

d) Tiempo

El tiempo total en que la formación esté en contacto con el lodo es un factor importante, ya que a mayor tiempo, mayor invasión.

FIGURA 4.10: EL LODO INVADE LA FORMACIÓN SOLO EL LÍQUIDO PENETRA EN ELLA Y UNA COSTRA DE LODO SE ACUMULA EN LOS BORDES DEL POZO.



Fuente: Ing. Raúl Valencia, Evaluacion de Formaciones I, Quito agosto 2007

Elaborado: Julio Murillo / Carla Yépez.

e) Porosidad de la formación

En igualdad de condiciones, a mayor porosidad menor invasión.

Los factores antes mencionados indican claramente que aún dentro del mismo pozo el diámetro de la invasión varía entre una y otra formación.

4.2 GRADIENTE DE TEMPERATURA

La temperatura prevaleciente en un hueco determina el valor de la resistividad del lodo y sus derivados en la región alrededor de la herramienta. La temperatura también afecta la mayoría de las propiedades de la formación. La distribución de la temperatura en un hueco se debe conocer para el análisis apropiado del registro.

Los sensores electrónicos de la herramienta son sensibles a la temperatura, así la temperatura máxima encontrada en el hueco depende del diseño, y selección de la herramienta. El incremento en la temperatura de la tierra con la profundidad es debido a que el centro es extremadamente caliente.

4.2.1 CÁLCULO DEL GRADIENTE GEOTÉRMICO g_G Y TEMPERATURA DE FORMACIÓN

La máxima temperatura registrada, es utilizada para calcular el gradiente geotérmico, g_G ; de ecuación (3.21) se tiene:

$$g_G = \frac{BHT - ST}{TD} \quad (\text{Ec. 4.13})$$

En la mayoría de casos la temperatura cerca de la superficie, sufre caídas entre los 60 y 80 °F. Se puede asumir un valor promedio de 75 °F. La temperatura de formación, FT a cualquier profundidad TD , es calculado con la ecuación 3.21, la cual se expresa:

$$FT = ST + g_G * FD \quad (\text{Ec. 4.14})$$

Donde:

- FD = Profundidad de la formación
- TD = Profundidad Total (TVD)
- BHT = Temperatura del fondo del hueco
- ST = Temperatura de la superficie
- FT = Temperatura de la formación

4.3 CÁLCULO DE R_w

La resistividad del agua de formación, R_w es un parámetro importante para la interpretación, ya que se requiere para el cálculo de saturaciones (de agua o hidrocarburos) a partir de los registros básicos de resistividad. Existen varias fuentes de información sobre la resistividad del agua de formación. Estas incluyen catálogos de agua, análisis químicos, la curva de potencial espontáneo (SP) y diferentes cálculos y diagramas de resistividad – porosidad.

4.3.1 R_w DE CATÁLOGOS DE AGUA

En muchas regiones productoras de petróleo, se han publicado catálogos de agua que enumeran los datos de resistividad para muchas aguas de formación, que se obtuvieron de diferentes campos y horizontes productores de la región. La fuente de los valores R_w puede ser la medición de una muestra de agua obtenida de la producción, de una prueba de producción, y en algunos casos, de los registros geofísicos de pozos. Sociedades geológicas locales u otras sociedades profesionales y compañías productoras de petróleo. Entidades de gobierno y grupos Educativos compilan y publican estos catálogos, en los que se puede verificar los valores de R_w obtenidos de la curva SP o de las comparaciones resistividad – porosidad.

4.3.2 R_w DE ANÁLISIS QUÍMICOS

Aunque siempre es preferible la medición directa de la resistividad del agua de formación de una muestra de agua producida, algunas veces sólo se dispone de un análisis químico de la muestra de agua, incluso en las listas de catálogo. Existen métodos para derivar la resistividad eléctrica de una solución a partir de su análisis químico. La carta Gen – 8 de Schlumberger describe uno de estos métodos que utiliza coeficientes de ponderación para convertir las concentraciones de iones individuales en concentraciones equivalentes de cloruro de sodio (NaCl). Este método se basa en los trabajos de Dunlap, Desai y Moore y otros. A partir de la concentración equivalente de NaCl derivada, se puede obtener de la Carta Gen - 9 la R_w a cualquier temperatura deseada.

4.3.3 R_w DEL SP

En muchos casos, se puede determinar fácilmente un buen valor de R_w a partir de la curva del SP registrada en formaciones limpias (sin arcillas). El valor del SP estático (SSP) en una formación limpia se relaciona con las actividades químicas (a_w y a_{mf}) del agua de formación y del filtrado de lodo.

$$SSP = -K \log \left(\frac{R_{mfe}}{R_{we}} \right) \quad (\text{Ec. 4.15})$$

4.4 CÁLCULO DEL VOLUMEN DE ARCILLA

Uno de los aspectos fundamentales que debe considerarse cuando se realiza una evaluación de formaciones, es aquel que permite determinar el porcentaje neto de arcillas presente en una formación (V_{sh}). Los indicadores de arcillosidad, tienen el objeto de indicar si la formación es limpia o arcillosa, y cuál sería el procedimiento de

interpretación a seguir; además su utilidad es mayor cuando pueden proporcionar un estimado cuantitativo de la fracción de arcilla en una formación ya que harían posible la corrección por efecto de arcillosidad de las diferentes lecturas de los registros. La determinación de la proporción de arcilla existente en una formación (V_{sh}) es realizada mediante el uso de registros de pozos o combinación de ellos y a los cuales se denominan “INDICADORES DE ARCILLA”. Dentro de ellos tenemos:

4.4.1 REGISTRO DE RAYOS GAMMA

Este registro permite estimarla fracción de arcilla (V_{sh}) en arenas que no contienen materiales radioactivos, mediante la siguiente ecuación:

$$V_{sh} = \frac{GR - GR_{limpia}}{GR_{arcilla} - GR_{limpia}} \quad (\text{Ec. 4.16})$$

Donde:

- GR : Lectura del perfil frente al nivel o arena en estudio
- GR_{limpia} : Lectura del perfil frente a una formación considerada limpia.
- $GR_{arcilla}$: Lectura del perfil frente a una arcilla o lutita vecina.

Todas estas lecturas deben corregirse.

Aunque la presencia de minerales radioactivos hace que el perfil de Rayos Gamma sea menos adecuado como indicador confiable de arcillosidad, generalmente puede suministrar un límite superior de arcillosidad.

4.4.2 REGISTRO DE PERFIL NEUTRÓNICO

Este perfil es de gran utilidad como Indicador de “arcilla” en niveles o zonas arcillosas de baja porosidad y alto contenido de gas. Se hace uso de la siguiente relación

$$V_{sh} \leq \frac{\phi N}{N_{sh}} \quad (\text{Ec. 4.17})$$

Donde:

- ϕN : Porosidad derivada del perfil frente al nivel en estudio. .
- ϕN_{sh} : Porosidad derivada del perfil frente a una lutita vecina.

La calidad de este indicador de arcilla es excelente cuando el índice de porosidad ϕ es alto. En la determinación de V_{sh} a partir de este perfil, el efecto de matriz (Litología) usualmente no es tomado en cuenta ya que es pequeño y puede despreciarse.

4.5 POROSIDAD EFECTIVA

La porosidad efectiva de las formaciones arcillosas puede ser calculada, a partir de la respuesta de una herramienta de porosidad. Estos cálculos, sin embargo requiere conocimientos de V_{sh} . V_{sh} es estimado como se mostró en la sección 4.4, mediante la ayuda de un herramienta Gamma ray o Neutrónica. Experimentos han mostrado que, la herramienta de densidad es la mejor usada para calcular la porosidad Φ . Porque la $(\Phi_D)_{sh}$ es mucho más pequeña que $(\Phi_N)_{sh}$ y la $(\Phi_S)_{sh}$. Para evitar malas interpretaciones causadas por valores V_{sh} no representativos estimados a partir del registro gamma ray, una evaluación independiente de V_{sh} es necesaria. Esto se puede hacer con dos herramientas de porosidad. La porosidad verdadera Φ que representa la porosidad efectiva de las formaciones arcillosas puede estimarse a partir de cualquiera de las herramientas de porosidad por:

$$\phi = \phi_a - V_{sh} (\phi_a)_{sh} \quad (\text{Ec. 4.18})$$

Donde:

- ϕ_a = Es la porosidad aparente mostrada por la herramienta o la calculada a partir de la data cruda, asumiendo que la formación están limpias y llenas de líquido.
- $(\phi_a)_{sh}$ = Es la porosidad aparente mostrada por la herramienta o calculada a partir de la data cruda en lutitas adyacentes.

Esta ecuación puede adaptarse tanto para los datos obtenidos de una herramienta de Neutrones como de una de densidad. Entonces tendríamos dos ecuaciones para comparar la porosidad efectiva.

$$\phi_N = \phi_{aN} - V_{sh} (\phi_{aN})_{sh} \quad (\text{Ec. 4.19})$$

$$\phi_D = \phi_{aD} - V_{sh} (\phi_{aD})_{sh} \quad (\text{Ec. 4.20})$$

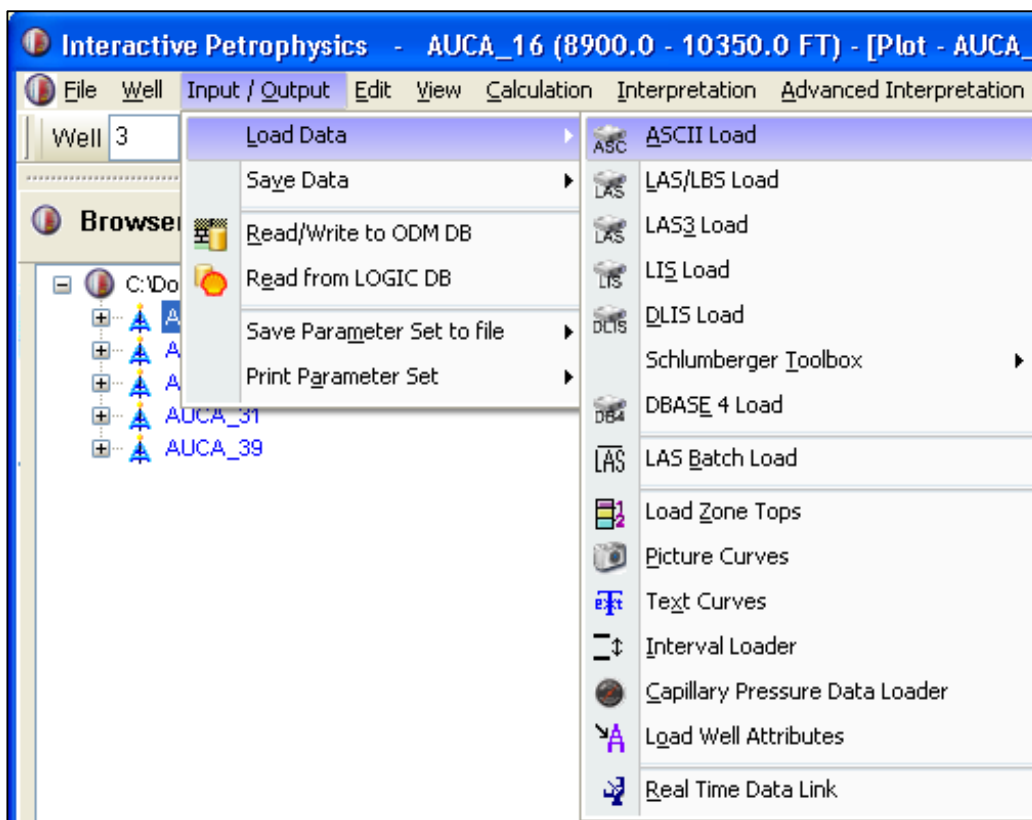
4.6 PASOS PARA LA INTERPRETACIÓN PETRÓFISICA

Para la interpretación petrofísica, se utilizó el programa Interactive Petrophysics (IP) de Schlumberger, el mismo que daremos a conocer a continuación los pasos para realizar el respectivo análisis.

Paso 1: Se hace clic en el menú en la opción Input/Output, se escoge Load Data y posteriormente ASCII Load (Figura 4.11).

Paso 2: De la Base de datos, se selecciona un archivo ASCII, el mismo que contiene la data tomada en el registro de cada pozo. Esta data está en bruto y se debe analizar.

FIGURA 4.11: MENÚ INPUT/OUTPUT



Fuente: Ip (Interactive Petrophysics)

Elaborado: Julio Murillo / Carla Yépez.

Paso 3: Al pozo seleccionado le cambiamos algunos datos (Figura 4.12), como por ejemplo:

- En well Name, se escribe el nombre del pozo para su posterior identificación.
- En top depth y botton se coloca el tope y la base respectivamente.

Así mismo se llena información correspondiente a: Data starts at line, stop at line, read curve names from line, read curve units from line. Toda esta información se encuentra en la parte inferior.

FIGURA 4.12: DATOS DEL POZO

ASCII Load - (1) - cono033.asc

Well Name: CONONACO-033

Null Value: -999

IP Well Step: 0.5 Units: Feet

Top depth: 9400 ft Bottom: 10860 ft

Data starts at line: 5 stop at line: 2925

Read curve names from line: 3

Read curve units from line: 4

Multi-line data: Number of lines per depth: 1

Fill data gaps: Maximum gap width: 5

Data Formatting: Spaces (selected), Tabs, Commas, Other

Default Load Set: Default

Reference Depth Curve: DEPTH

Add to curve names: Prefix, Suffix: 1

Curve Name	DEPTH	CALI	GR	LLD	LLS	MINV	MNOR	MSFL	SP	NPHI	PEF
Curve Units	FEET	IN	GAPI	OHMM	OHMM	OHMM	OHMM	OHMM	MV	%	G/C3
Curve Type		Caliper	GammaRay	DeepRes	MedRes			MicroRes	SP	Neutron	PEF
Load into Set	Default	Default	Default	Default	Default	Default	Default	Default	Default	Default	Default
Array Size											
Array Index											
1st Data line	9400.	10.715	123.293	2.756	2.508	1.165	1.196	1.425	113.32	34.373	3.68

```

1 POZO : 01CON033A1 REF : DEPT TOPE : 9400.0 BASE : 10860.0 CURVAS : 15 CONONACO 33 BASZ
2 FECHA : 19/07/05 PARAMS : DATUM EMR = 1162 F BHT = 214 RM = 1.6 RMT = 78 RMF = 1.5 RMFT = 70
3 DEPT CALI GR LLD LLS MINV MNOR MSFL SP
4 F IN GAPI OHMM OHMM OHMM OHMM OHMM OHMM
5 9400.000 10.715 123.293 2.756 2.508 1.165 1.196 1.425 11
6 9400.500 10.635 126.557 2.708 2.466 1.159 1.216 1.409 11

```

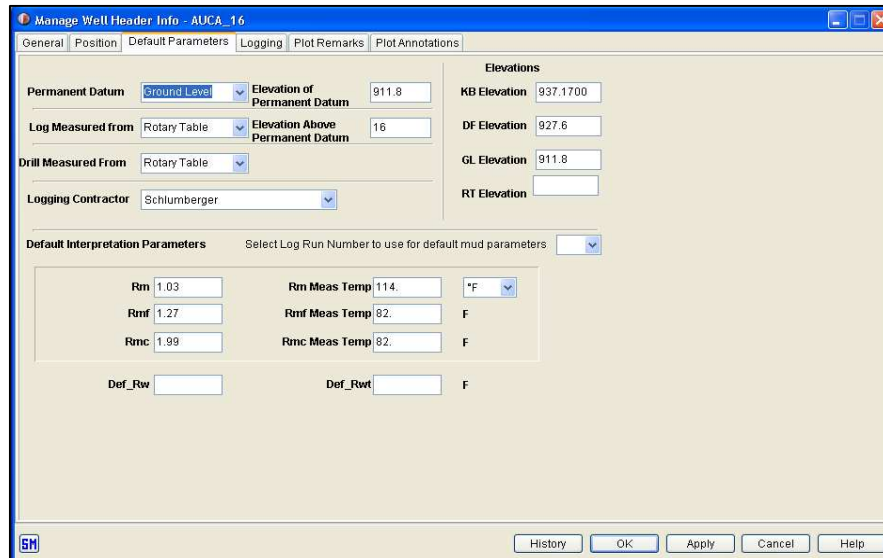
Buttons: Load, New File, Save Format, Load Format, Create New Well, Set Well, Close, Help

Fuente: Ip (Interactive Petrophysics)

Elaborado: Julio Murillo / Carla Yépez.

Paso 4: Una vez cargadas las curvas lo primero a realizar es cargar el encabezado (Figura 4.13), con datos como resistividad del lodo, profundidad máxima alcanzada, diámetro de la Broca, peso del lodo. Las correcciones se aplican dependiendo de la empresa que haya echo los registros. En este caso todos los pozos a analizar son hechos por la compañía Schlumberger.

FIGURA 4.13: ENCABEZADO DEL REGISTRO

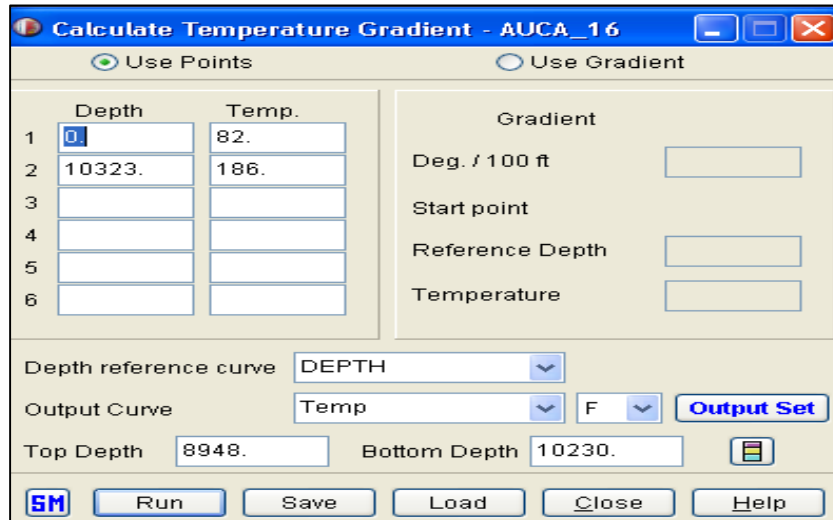


Fuente: Ip (Interactive Petrophysics)

Elaborado: Julio Murillo / Carla Yépez.

Paso 5: Se calcula el gradiente geotérmico (Figura 4.14)

FIGURA 4.14: GRADIENTE DE TEMPERATURA



Fuente: Ip (Interactive Petrophysics)

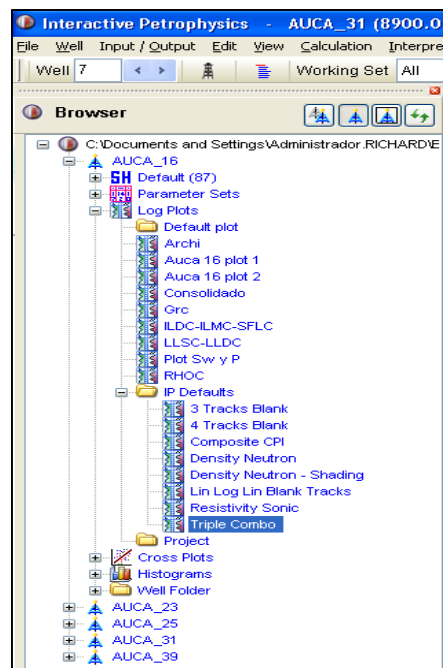
Elaborado: Julio Murillo / Carla Yépez.

Paso 6: En la parte izquierda de la pantalla, existe un explorador de la base de datos (Figura 4.15) que nos permite visualizar los pozos que carguemos en nuestra base de datos y que vamos a interpretar.

En este explorador se encuentran los plots predeterminados así como los plots que se realicen como producto de la evaluación de cada pozo.

Para iniciar el análisis se escoge, dentro de la subcarpeta IP Defaults, el plot llamado Triple Combo.

FIGURA 4.15: BROWSER (EXPLORADOR)

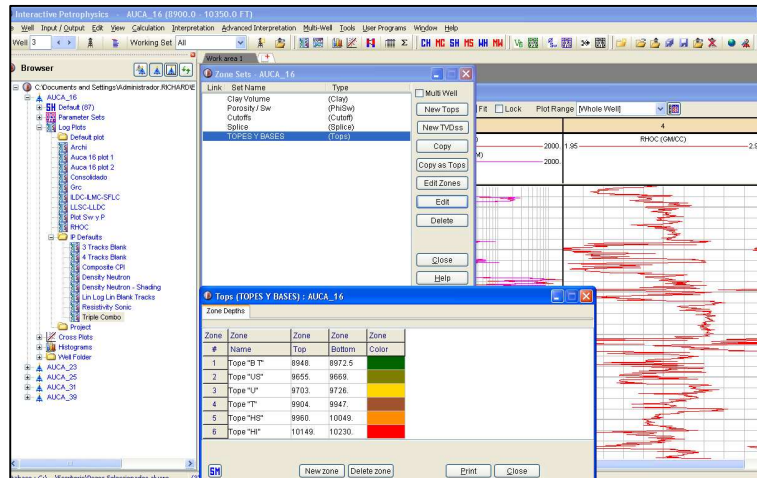


Fuente: Ip (Interactive Petrophysics)

Elaborado: Julio Murillo / Carla Yépez.

Paso 7: Una vez cargada las curvas procedemos a cargar los topes y bases respectivos de cada registro (Figura 4.16). Además las diferentes curvas se dan los colores especificados y los respectivos Shading (Figura 4.17).

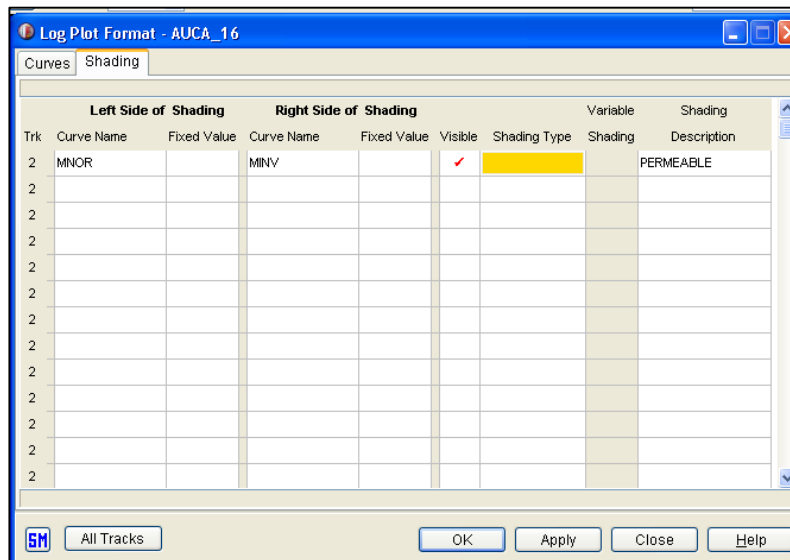
FIGURA 4.16: TOPES Y BASES



Fuente: Ip (Interactive Petrophysics)

Elaborado: Julio Murillo / Carla Yépez.

FIGURA 4.17: SELECCIÓN DE SHADING

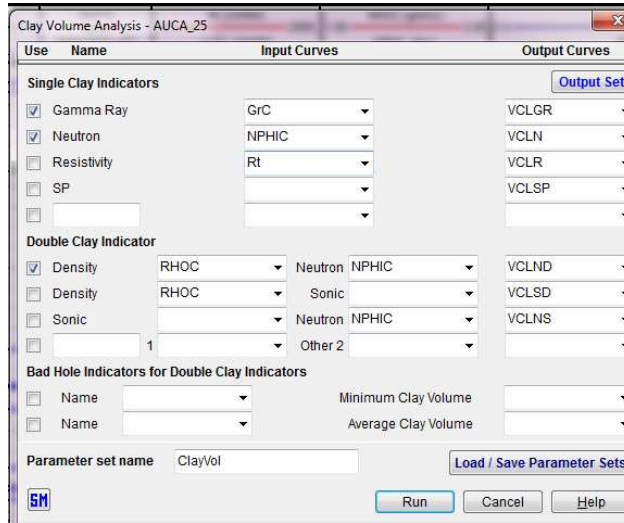


Fuente: Ip (Interactive Petrophysics)

Elaborado: Julio Murillo / Carla Yépez.

Paso 8: Cálculo del Volumen de Arcilla (Figura 4.18). Seleccionamos dentro de las opciones las curvas, (Gamma Ray, Neutro, Sp), necesarias para calcular el volumen de arcilla.

FIGURA 4.18: CÁLCULO DEL VOLUMEN DE ARCILLA

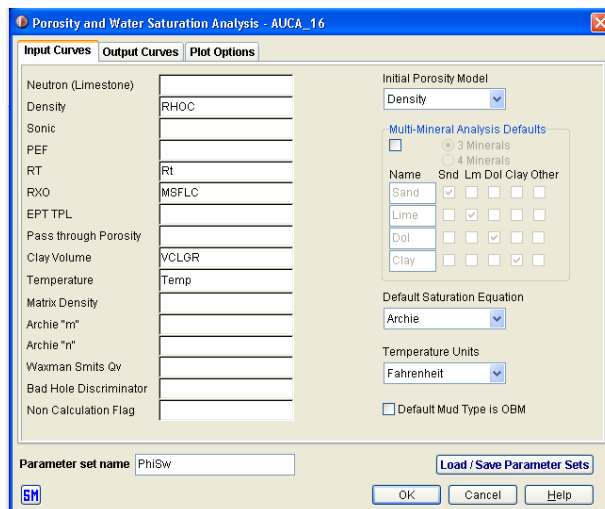


Fuente: Ip (Interactive Petrophysics)

Elaborado: Julio Murillo / Carla Yépez.

Paso 9: Calcular la Porosidad y saturación de agua. Aquí se selecciona el modelo de saturación de agua que se va a calcular y el modelo de porosidad (Figura 4.19).

FIGURA 4.19: CÁLCULO DE LA POROSIDAD Y SATURACIÓN DE AGUA

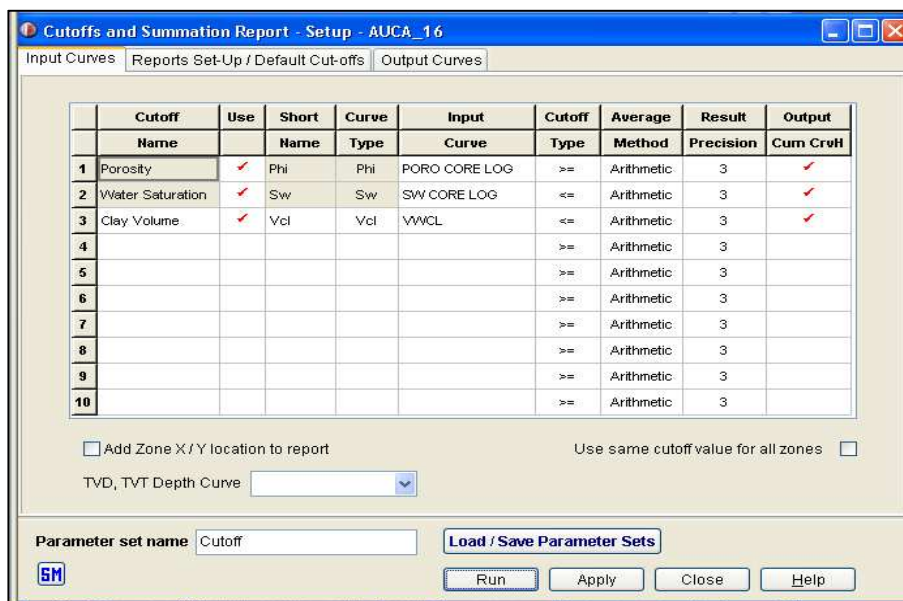


Fuente: Ip (Interactive Petrophysics)

Elaborado: Julio Murillo / Carla Yépez.

Paso 10: Calcular los Cutoff una vez realizado todas las correcciones respectivas a las curvas anteriores. Tanto las saturaciones, permeabilidades y porosidades fueron medidas pero también fueron comparadas con la data original. Al tener una referencia de la diferencia se realizó una tercera curva de cada propiedad. Esta es la generación de los respectivos Cutoff (Figura 4.20).

FIGURA 4.20: CÁLCULO DE LOS CUTOFF



Fuente: Ip (Interactive Petrophysics)

Elaborado: Julio Murillo / Carla Yépez.

Esta es una manera general de explicar lo que el software nos proporciona, pero las comparaciones y los cálculos adicionales lo ponemos a continuación.

4.7 ANÁLISIS DE PERMEABILIDAD Y COMPARACIÓN

El análisis de permeabilidad se lo realizó en base a los datos corregidos de los cores tomados de cada pozo que ya fue seleccionado anteriormente por su data dura. Como es el caso de AUCA_39 y AUCA_25. Se ha seleccionado estos dos pozos ya que a más de tener todas las curvas disponibles para ingresarlos al software, también

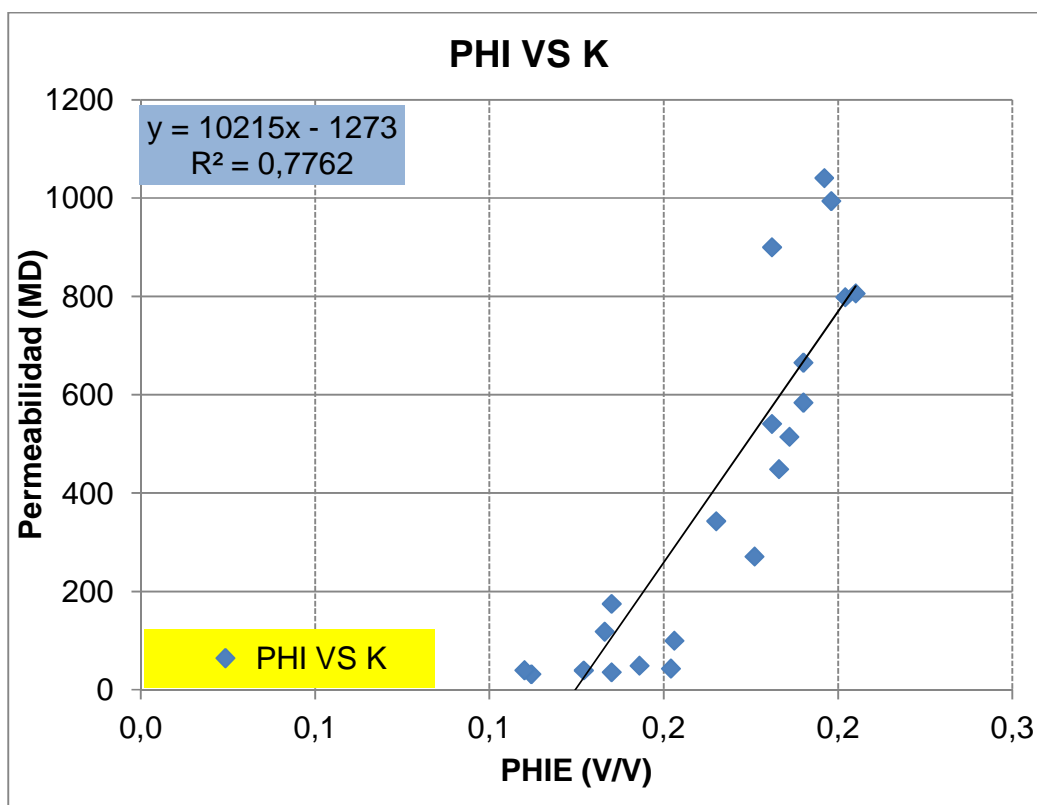
dispone del análisis convencional de núcleos. Lo cual nos permitirá comprar la data obtenida por los registros eléctricos con la data obtenida de una muestra en laboratorio.

Estos datos obtenidos en laboratorio, podemos graficar en una escala lineal PHIE Vs Permeabilidad, lo que nos dará un grupo de puntos.

A estos datos se añade una línea de tendencia lineal, que nos servirá para posteriormente ingresar dicha ecuación en el IP para comprarla con la permeabilidad arrojada por el software.

La tabla 4.2, muestra la data que obtuvimos del laboratorio PHIE vs K, y la (Figura 4.21) muestra cómo se realiza la línea de tendencia y su respectiva ecuación del AUCA_25.

FIGURA 4.21: CÁLCULO DE LA LINEA DE TENDENCIA AUCA_25



Elaborado: Julio Murillo / Carla Yépez.

TABLA 4.2: DATOS DE PHIE VS K AUCA_25

Phie (V/V)	K (md)
0.112	31.764
0.165	343.03
0.11	39.757
0.186	514.376
0.183	448.654
0.19	584.009
0.202	798.387
0.19	665.379
0.181	900.099
0.181	540.977
0.198	993.987
0.196	1040.931
0.143	48.961
0.176	271.049
0.205	806.211
0.135	174.814
0.133	118.481
0.127	39.413
0.152	43.04
0.135	35.697
0.153	99.704

Fuente: Petroamazonas EP

Elaborado: Julio Murillo / Carla Yépez.

4.8 SELECCIÓN DEL MÉTODO DE SATURACIÓN DE AGUA.

Existen varios modelos de saturación de agua, los mismos que dimos a conocer en el capítulo 2. Para el análisis inicial, se utilizara el modelo de saturación de agua más básico, Archí, el cual nos permitirá comparar con las data de los núcleos y observar que tan lejos de los datos reales estamos aplicando este modelo de saturación de Agua.

Es importante aclarar que solo se utilizara los pozos seleccionados en la primera parte ya que estos son los que disponen de la data más dura para poder obtener resultados más exactos al interpretar los registros en el software.

Podemos decir que según la primera parte de este capítulo los pozos seleccionados son:

- AUCA 16
- AUCA 23
- AUCA 25
- AUCA 31
- AUCA 39

Cada uno de estos pozos tiene sus respectivos registros eléctricos, pero no sus respectivos núcleos. Debido a la poca disponibilidad de datos que se ha dado para este proyecto de titulación, pues se pudo encontrar data de núcleos de los pozos AUCA 16, AUCA 25 y AUCA 39, los mismos datos que se dieron a conocer en el capítulo 2 en lastablas 2.15, 2.16 y 2.17 respectivamente.

Para los Pozos AUCA 23 y AUCA 31 se realizó una correlación, de acuerdo a los ajustes de cada arena y de cada pozo que se obtuvo de los tres pozos que si disponían la data.

Es entonces para el pozo Auca 23 se obtuvo la expresión para la permeabilidad:

- **Basal Tena:**

$$K = 23445 * (PHIT) - 2181.1 \quad (\text{Ec. 4.21})$$

- **"U" Superior:**

$$K = 6053 * (PHIT) - 200 \quad (\text{Ec. 4.22})$$

- **"U" Inferior:**

$$K = 8565.1 * (PHIT) - 100 \quad (\text{Ec. 4.23})$$

- **Arena "T":**

$$K = 565.9 * (PHIT) + 100 \quad (\text{Ec. 4.24})$$

- **Hollín superior:**

$$K = 10660 * (PHIT) - 750 \quad (\text{Ec. 4.25})$$

Para el cálculo de la porosidad tenemos las siguientes ecuaciones:

- **Basal Tena:**

$$PORO \text{ CORE} = PHIT + 0.035 \quad (\text{Ec. 4.26})$$

- **"U" Superior:**

$$PORO \text{ CORE} = PHIT + 0.025 \quad (\text{Ec. 4.27})$$

- **"U" Inferior:**

$$PORO \text{ CORE} = PHIT - 0.05 \quad (\text{Ec. 4.28})$$

- **Arena "T":**

$$PORO \text{ CORE} = PHIT + 0.011 \quad (\text{Ec. 4.29})$$

- **Hollín superior:**

$$PORO \text{ CORE} = PHIT + 0.022 \quad (\text{Ec. 4.30})$$

Para el cálculo de la saturación tenemos las siguientes ecuaciones:

- **Basal Tena:**

$$SW \text{ CORE} = SWU - 0.2 \quad (\text{Ec. 4.31})$$

- **"U" Superior:**

$$SW \text{ CORE} = SWU * 0.3 + 0.1 \quad (\text{Ec. 4.32})$$

- **"U" Inferior:**

$$SW \text{ CORE} = SWU - 0.25 \quad (\text{Ec. 4.33})$$

- **Arena "T":**

$$SW \text{ CORE} = SWU * 0.4 \quad (\text{Ec. 4.34})$$

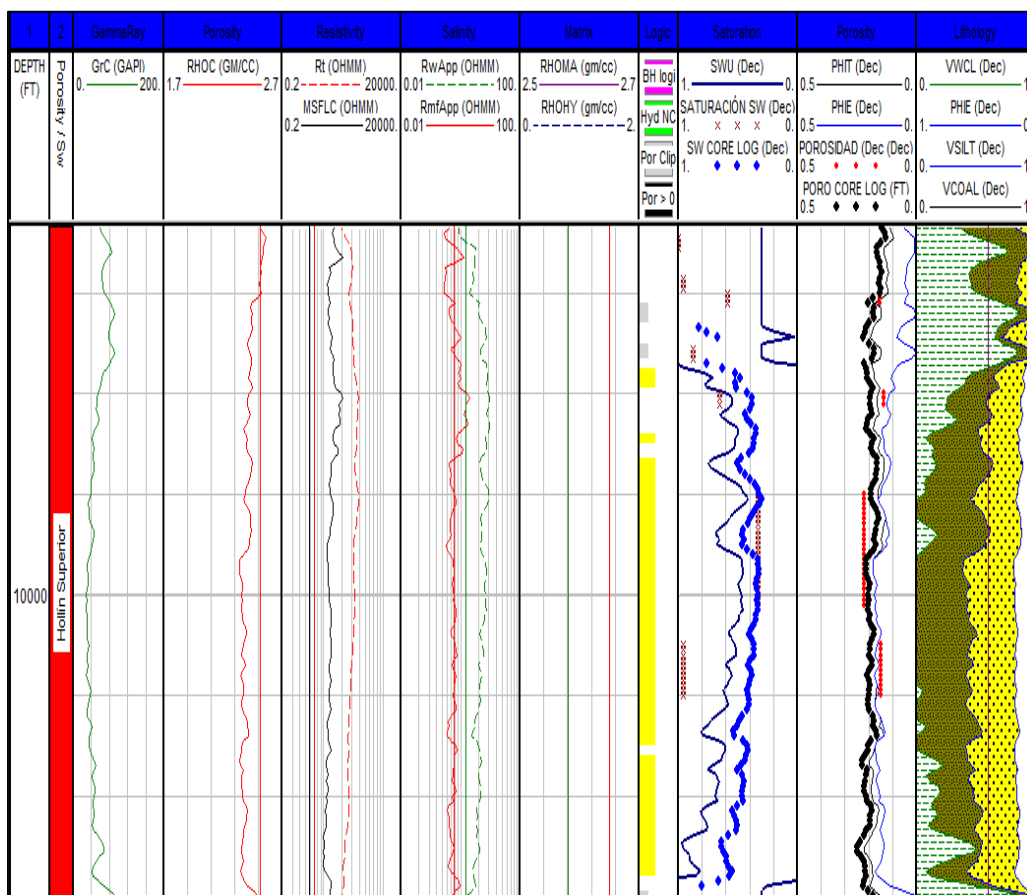
- **Hollín superior:**

$$SW \text{ CORE} = SWU * 0.9 - 0.5 \quad (\text{Ec. 4.35})$$

Estos cálculos los realiza el programa y nos da como resultado la (Figura 4.22) que sería la Porosidad y la saturación de la data real vs la data calculada.

Esta forma de comparar la data, nos permite ver claramente cuál es la diferencia entre la data real, y la data calculada, aun esta sea obtenida mediante una correlación de arenas y de porosidades.

FIGURA 4.22: COMPARACIÓN DATA CALCULADA VS DATA DE LOS ANÁLISIS CONVENCIONAL DE NUCLEOS



Fuente: Ip (Interactive Petrophysics)

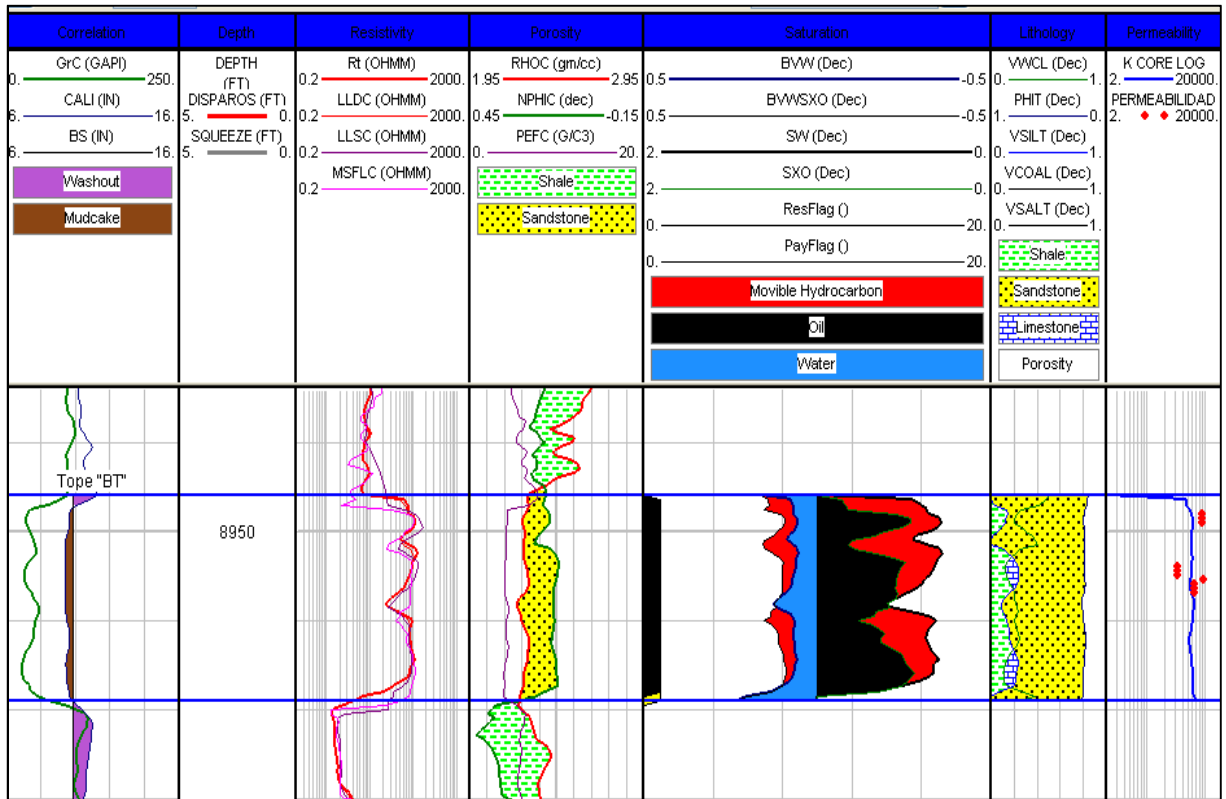
Elaborado: Julio Murillo / Carla Yépez.

Aquí tenemos claramente la diferencia, y mediante esto determinamos, cuán lejos está una correlación de la data de los análisis convencionales de nucleos y de las calculadas.

4.9 COMPROBACIÓN DE LAS ZONAS DE INTERÉS

Para comparar que las zonas analizadas son las correctas, se pudo conseguir la data de los disparos que se realizaron en cada uno de los pozos y que están produciendo actualmente. Damos a conocer las figuras 4.23, 4.24, 4.25, 4.26 que muestra los disparos y las zonas seleccionadas correspondientes a las zonas de Arena "U superior", Arena "T Inferior", Hollín Superior, Hollín Inferior, respectivamente.

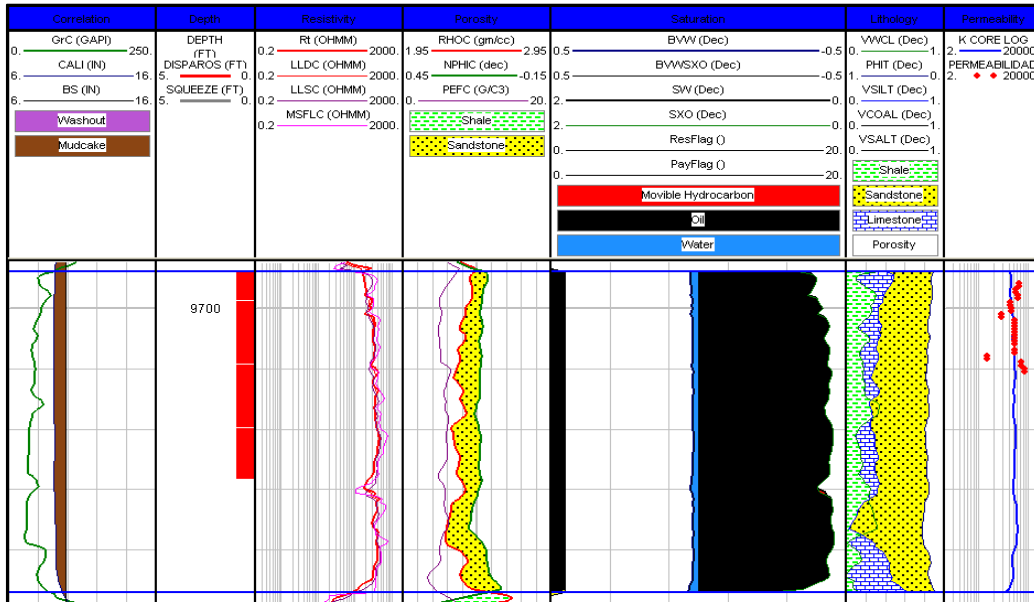
FIGURA 4.23: COMPARACIÓN DE DISPAROS Y ZONAS ANALIZADAS (BASAL TENA)



Fuente: Ip (Interactive Petrophysics)

Elaborado: Julio Murillo / Carla Yépez.

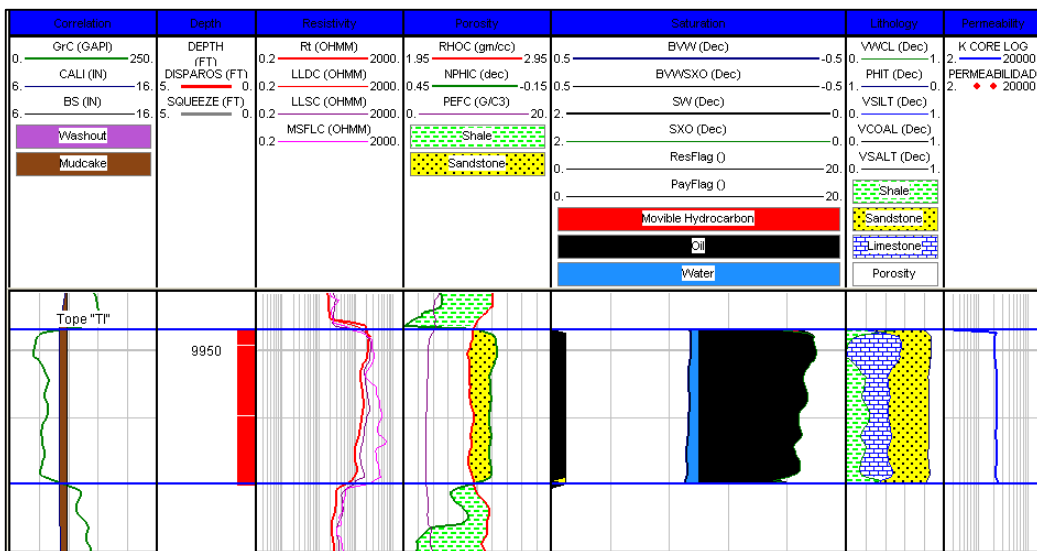
FIGURA 4.24: COMPARACIÓN DE DISPAROS Y ZONAS ANALIZADAS (ARENA "UI")



Fuente: Ip (Interactive Petrophysics)

Elaborado: Julio Murillo / Carla Yépez.

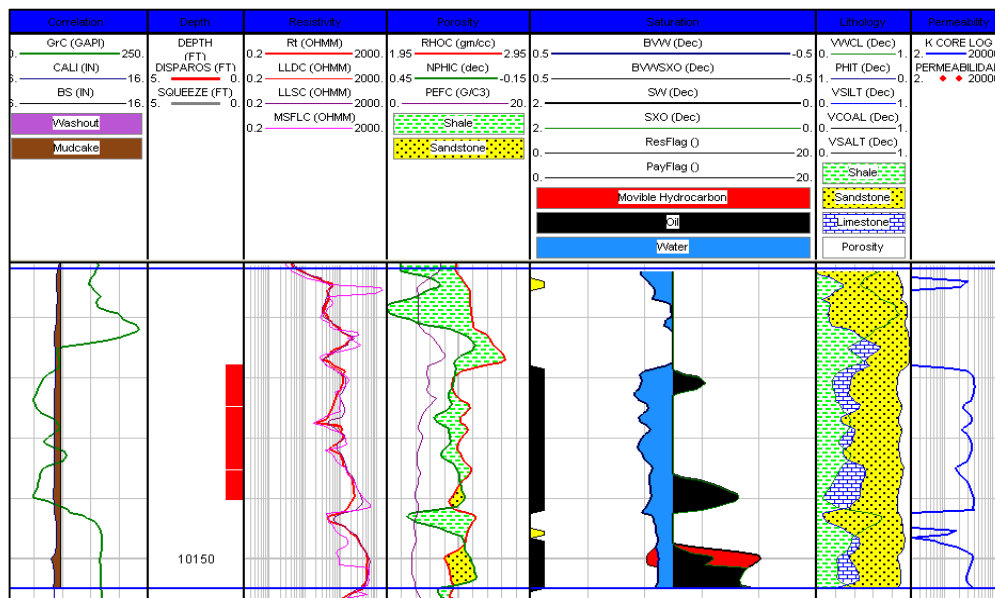
FIGURA 4.25: COMPARACIÓN DE DISPAROS Y ZONAS ANALIZADAS (ARENA "TI")



Fuente: Ip (Interactive Petrophysics)

Elaborado: Julio Murillo / Carla Yépez.

**FIGURA 4.26: COMPARACIÓN DE DISPAROS Y ZONAS ANALIZADAS
(HOLLÍN SUPERIOR)**



Fuente: Ip (Interactive Petrophysics)

Elaborado: Julio Murillo / Carla Yépez.

4.10 COMPARACIÓN DE LA DATA CALCULADA VS DATA MEDIDA

A continuación damos a conocer en las tablas 4.3, 4.4 y 4. los valores que obtuvimos en el Interactive Petrophysics y comparamos con los datos de los núcleos. Los datos completos de los cores se encuentran en el Anexo 4.1.

**TABLA 4.3: COMPARACIÓN DATA DE LOS ANÁLISIS CONVENCIONAL DE
NUCLEOS VS DATA IP AUCA_16**

AUCA_16			
ARENA	SW CORE (Deg)	SW IP (Deg)	ERROR RELATIVO (ADI)
Basal Tena	N/D	0,419	N/D
"U" Superior	0,3244	0,302	6,905
Arena "T"	0,3826	0,393	2,718
Hollín Superior	0,399	0,395	1,003
Hollín Inferior	N/D	0,309	N/D

Elaborado: Julio Murillo / Carla Yépez.

TABLA 4.4: COMPARACIÓN DATA DE LOS ANÁLISIS CONVENCIONAL DE NUCLEOS VS DATA IP AUCA_25

AUCA_25			
ARENA	SW CORE (Deg)	SW IP (Deg)	ERROR RELATIVO (ADI)
Basal Tena	0,1307	0,134	2,525
"U" Superior	0,1228	0,115	6,352
"U" Inferior	0,0269	0,028	4,089
Arena "T"	N/D	0,166	N/D
Hollín Superior	N/D	0,300	N/D
Hollín Inferior	N/D	0,147	N/D

Elaborado: Julio Murillo / Carla Yépez.

TABLA 4.5: COMPARACIÓN DATA DE LOS ANÁLISIS CONVENCIONAL DE NUCLEOS VS DATA IP AUCA_39

AUCA_39			
ARENA	SW CORE (Deg)	SW IP (Deg)	ERROR RELATIVO (ADI)
Basal Tena	N/D	0,344	N/D
"U" Superior	N/D	0,288	N/D
"U" Inferior	N/D	0,323	N/D
Arena "T"	N/D	0,322	N/D
Hollín Superior	0,3434	0,351	2,2132
Hollín Inferior	0,3841	0,38	1,0674

Elaborado: Julio Murillo / Carla Yépez.

4.11 RESULTADOS LUEGO DE LA APLICACIÓN DE CUTOFFS

El resultado final del análisis en las zonas de pago con sus respectivos espesores, zonas netas de producción, porosidad total y volúmenes de agua.

TABLA 4.6: RESULTADOS DE LA INTERPRETACIÓN PETROFÍSICA AUCA_16.

#	Nombre de la zona	Tope (fts)	Base (fts)	Espezor (fts)	Neta (fts)	N/G	Av Phi (adi)	Av Sw (adi)	Av Vcl (adi)	K (md)
1	Basal Tena	8948.00	8972.50	24.50	14.00	0.571	0.178	0.419	0.019	650.87
2	"U" Superior	9655.00	9669.00	14.00	0.00	0.000	---	---	---	----
3	"U" Inferior	9703.00	9726.00	23.00	9.00	0.391	0.216	0.302	0.098	771.75
4	Arena "T"	9904.00	9947.00	43.00	14.00	0.326	0.153	0.393	0.208	266.6
5	Hollín Superior	9960.00	10049.00	89.00	39.00	0.438	0.193	0.395	0.079	350.25
6	Hollín Inferior	10150.00	10230.00	80.00	21.50	0.269	0.130	0.309	0.073	483.50

Elaborado: Julio Murillo / Carla Yépez.

TABLA 4.7: RESULTADOS DE LA INTERPRETACIÓN PETROFÍSICA AUCA_23

#	Nombre de la zona	Tope (fts)	Base (fts)	Espezor (fts)	Neta (fts)	N/G	Av Phi (adi)	Av Sw (adi)	Av Vcl (adi)	K (md)
1	Basal Tena	9133.50	9163.00	29.50	7.00	0.237	0.211	0.461	0.261	644.99
2	"U" Superior	9628.00	9660.50	32.50	6.75	0.208	0.223	0.412	0.136	465.98
3	"U" Inferior	9714.50	9740.50	26.00	2.50	0.096	0.203	0.391	0.277	748.43
4	Arena "T"	10003.50	10025.50	22.00	2.50	0.114	0.330	0.427	0.261	379.5
5	Hollín Superior	10176.50	10200.00	23.50	1.50	0.064	0.189	0.363	0.373	112.98

Elaborado: Julio Murillo / Carla Yépez.

TABLA 4.8: RESULTADOS DE LA INTERPRETACIÓN PETROFÍSICA AUCA_25

#	Nombre de la zona	Tope (fts)	Base (fts)	Espezor (fts)	Neta (fts)	N/G	Av Phi (adi)	Av Sw (adi)	Av Vcl (adi)	K (md)
1	Basal Tena	8945	8969	24	22.00	0.917	0.163	0.134	0.215	-----
2	"U" Superior	9600	9688	88	9.25	0.105	0.188	0.115	0.225	1207.50
3	"U" Inferior	9694	9747	53	52.75	0.995	0.23	0.028	0.181	1023.88
4	"T" Superior	9891	9936	45	11.00	0.244	0.179	0.166	0.308	1197.21
5	"T" Inferior	9947	9970	23	22.25	0.967	0.215	0.3	0.151	1104.75
6	Hollín Superior	10102	10155	53	32.25	0.608	0.15	0.147	0.248	1034.25

Elaborado: Julio Murillo / Carla Yépez.

TABLA 4.9: RESULTADOS DE LA INTERPRETACIÓN PETROFÍSICA AUCA_31

#	Nombre de la zona	Tope (fts)	Base (fts)	Espezor (fts)	Neta (fts)	N/G	Av Phi (adi)	Av Sw (adi)	Av Vcl (adi)	K (md)
1	Basal Tena	8972.5	8989.5	17	0.00	0	---	---	---	-----
2	Arena "U"	9672	9710	38	11.5	0.303	0.184	0.155	0.374	755.23
3	Arena "TS"	9888	9900	12	4.25	0.354	0.176	0.195	0.458	305.66
4	Arena "TI"	9912	9925	13	5	0.385	0.123	0.177	0.366	255.63
5	Hollín Superior	10105	10140	35	3	0.086	0.121	0.113	0.41	230.22
6	Hollín Inferior	10150	10160	10	3	0.3	0.155	0.243	0.446	320.11

Elaborado: Julio Murillo / Carla Yépez.

TABLA 4.10: RESULTADOS DE LA INTERPRETACIÓN PETROFÍSICA AUCA_39

#	Nombre de la zona	Tope (fts)	Base (fts)	Espezor (fts)	Neta (fts)	N/G	Av Phi (adi)	Av Sw (adi)	Av Vcl (adi)	K (md)
1	Basal Tena	9074.00	9086.00	12.00	0.25	0.021	0.214	0.344	0.326	932.76
2	Arena "US"	9318.5	9340	21.50	12.00	0.558	0.307	0.288	0.001	974.32
3	Arena "UI"	9829.00	9861.00	32.00	31.00	0.969	0.185	0.323	0.137	608.36
4	Arena "T"	9976.00	9989.00	13.00	1.25	0.096	0.114	0.322	0.43	703.65
5	Hollín Superior	10200	10290	90	30.75	0.342	0.216	0.351	0.274	1104.75
6	Hollín Inferior	10290	10330	40	40	1	0	0.38	0.138	1202.25

Elaborado: Julio Murillo / Carla Yépez.

CAPITULO V

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 CONCLUSIONES DEL ANÁLISIS PVT

- Del estudio realizado a los PVT, tenemos como primer punto, la poca información del Área Auca se recomienda la toma de más PVT. Ésta información, se la tuvo que clasificar y calificar para así tener la data más confiable, que pueda ser útil para el estudio realizado.
- La presión de Burbuja P_b , de todos los PVT se los volvió a calcular de forma matemática y se encontró que a altas relaciones de Gas/Petróleo, el punto de burbuja obtenido en laboratorio varia en una escala mucho mayor que aquellos que tenían poca relación Gas/Petróleo (R_s). Esto da a pensar que en petróleos con un alto valor de R_s , el Volumen relativo de dicho petróleo (V_r), incrementa exponencialmente, sin haber dado un punto específico de la presión en el cual el V_r se incrementa y se pueda determinar visualmente la Presión de Burbuja.
- La corrección de la nueva Presión de Burbuja (P_b), arrojó también nuevos valores de V_r , y por consiguiente la Función Y se vio mejor representada como se logra apreciar en los Pozos Auca 02, Auca 24, Auca 32, Culebra 06, Cononaco 22, Cononaco 01 y Yuca 01.
- Para los valores bajos de Solubilidad del Gas R_s , fue fácil determinar el R_s , este es el caso del pozo Auca 40, para el cual se obtuvo la presión de burbuja tan solo realizando la gráfica V_r Vs P y viendo el punto de inflexión de dicha curva.
- Al final de todas las correcciones se seleccionó los pozos con la más alta calificación como lo muestra la tabla 2.8. Esto nos permitió concluir que si fuese el caso de tener acceso a más información, es de vital importancia realizar primero estas correcciones y calificaciones de data. Ya que esto, certifica que la información a ser analizada pasó primero por un filtro y que fue cuidadosamente seleccionada para su análisis y comparación con correlaciones. Si bien tenemos

tan solo 11 pozos del Área Auca, son pozos que aportan mucho más que pozos con data incompleta o mal obtenida.

5.2 CONCLUSIONES DEL ANÁLISIS CONVENCIONAL DE NÚCLEOS

- Los datos de los núcleos, al igual que los del PVT, también se seleccionó la data más adecuada para que el análisis arroje resultados más satisfactorios y confiables.
- Las correcciones de los registros por condiciones del pozo y de herramientas se realizaron dependiendo de la empresa la cual realizó los registros eléctricos. En estos pozos, se encontró mediante la base de datos, que los registros eléctricos pertenecían mayormente a Schlumberger, y las correcciones realizadas se las realizaron en base a sus herramientas.
- Cada zona de interés, tiene características muy diferentes y es importante determinar correctamente la zona en la que se encuentra, ya que el software, analiza el registro en su totalidad, y no diferencia las zonas, esto lo debe hacer el intérprete con la ayuda de la información que el geólogo proporciona.
- Mediante la Gráfica Phie Vs K, se logró tener una referencia de la distribución de la permeabilidad en función de la porosidad, esto nos permitió determinar una ecuación lineal, para calcular la permeabilidad de función de la porosidad.
- El Modelo de saturación de Archie, arrojó valores muy semejantes a los medidos en el análisis convencional de núcleos, esto se debe a la corrección que se realizó en el análisis petrofísico. Esta corrección es en base a la data de los análisis convencionales de núcleos y a la ecuación de permeabilidad que se determinó al graficar Phie Vs K. Entonces se sobrepuso las curvas tanto de saturación de agua como de porosidad y permeabilidad del análisis de núcleos y los resultados del análisis según Archie, comparando ambos datos. Luego se corrigió saturación, llevando lo más cerca posible a la data de los análisis convencionales. Para la porosidad el mismo procedimiento, y finalmente para la permeabilidad, se calcula en base a la ecuación lineal que se generó al graficar Phie vs K.
- Al analizar la data de los registros eléctricos, y comparar los resultados arrojados de un modelo de saturación seleccionado, en este caso Archie, podemos llevar

este modelo en base a cálculos matemáticos, a ser semejante a la data de los análisis convencionales de núcleos, y conociendo las correcciones matemáticas, pues es fácil determinar con el mismo modelo las propiedades del pozo sin ni siquiera compararlo con la data de los núcleos.

- Se generó un modelo nuevo, con las mismas bases teóricas de Archie, pero con los ajustes que necesita debido a que las condiciones en la que se generó el modelo no son las mismas para cada pozo.
- No se utilizó los modelos de Doble agua y Waxman- Smits (CEC) debido a que estos necesitan un factor llamado (Coeficiente de Intercambio Catiónico) que únicamente es calculado en laboratorio. Se consideró no aplicar a este proyecto de titulación debido a lo complicado que es obtener este factor y que uno de los objetivos es no utilizar data de laboratorio, si no únicamente de campo.

5.3 RECOMENDACIONE PARA EL ANÁLISIS DE P.V.T.

- El recálculo de la Presión de Burbuja (P_b), es muy necesario, ya que nos brinda una base matemática del cálculo y estamos seguros de que estamos obteniendo correctamente el valor. Además, se comprueba esto con la ayuda de la Función "Y". Partiendo de aquí, podremos realizar el resto de correcciones.
- Revisar cuidadosamente la data PVT, en muchos casos, se encontró PVTs del mismo pozo a diferentes fechas, esto debido a que el PVT viejo no tenía la data suficiente o ya no se la podía observar claramente por el deterioro físico que estos documentos han presentado el momento de digitalizarlos. Se debe observar cuidadosamente y seleccionar el que tenga la data suficiente para el análisis.
- Para el caso de las correlaciones, para la viscosidad, es muy importante calcular la viscosidad del petróleo, primero como petróleo muerto o como petróleo sin gas, luego con estos datos, calcular la viscosidad el petróleo saturado, y finalmente con estos dos cálculos obtenemos cada una de las correlaciones. Esto se hace porque la viscosidad del petróleo cambia con la presencia de gas.
- Las ecuaciones generadas para el factor volumétrico presentan un mejor ajuste debido a que incluyen correcciones que encajan con las propiedades de cada

arena analizada, reduciendo de manera considerable los errores en comparación a las correlaciones teóricas existentes.

- En este proyecto de titulación se generó correlaciones de Presión, Volumen y Temperatura para calcular las propiedades petrófísicas, pero durante la adquisición de la data, no pudimos tener acceso a todos los datos P.V.T por lo que se recomienda realizar el mismo análisis pero con toda la data de modo que las correlaciones generadas sean aun mas confiables y los márgenes de error sean mas pequeños.

5.4 RECOMENDACIONES PARA EL ANÁLISIS DE NUCLEOS

- Revisar si se dispone de la información de Saturación, porosidad, permeabilidad y densidad del fluido de cada núcleo, con sus respectivas profundidades, ya que si no disponen de esta información no podremos comparar la data calculada a partir de los registros eléctricos.
- Revisar en que unidades se encuentra toda la data y estandarizar. Es decir, permeabilidad en milidarcis (MD), porosidad en decimales (Dec), saturación de agua en decimales (Dec) y saturación del fluido en gramos/centímetro cubico Gr/CC.
- Realizar las respectivas correcciones de los registros eléctricos por condiciones del pozo y por diámetro de Hoyo, y aplicar las respectivas cartas para correcciones por diámetro de invasión. Para esto es importante conocer que herramientas se utilizaron y por ende que empresa tomó el registro. Dependiendo de estos datos, se realizan las correcciones a las curvas de resistividad y densidad.
- Una vez cargado los registro y corregidos, pues es importante seleccionar el tipo de modelo a de saturación vamos a usar. Se recomienda seleccionar Archie, ya que es el más simple y más básico de los modelos a seguir. Para futuros proyectos, recomendamos realizar el mismo análisis pero seleccionando otro modelo diferente como los Modelos Físicos por ejemplo Doble Agua, Waxman Smiths, el de Indonesia o Simandoux.

- Se recomienda utilizar las correlaciones generadas en el capítulo 3 para los pozos aledaños a los que se han utilizado como base para cada una de las ecuaciones presentadas, pues se tendrá valores mucho más acertados.

SIMBOLOGÍA

ABREVIATURA	SIGNIFICADO	UNIDADES
API:	Gravedad del petróleo	Grados API
B_o:	Factor Volumétrico de formación del Petróleo	BLS/STB
B_g:	Factor Volumétrico de formación del Gas	BLS/SCF
B_T:	Factor Volumétrico de formación Total	BLS/STB
B_{ob}:	Factor Volumétrico a la presión de burbuja	BLS/STB
B_{oSb}:	Factor Volumétrico de formación a Pb medido en el Separador	BLS/STB
B_{oDb}:	Volumen relativo del Petróleo a Pb medido en la liberación Diferencial	BLS/STB
COND_h:	Lectura del Registro en 100% hidrocarburo	UN
COND:	Lectura del Registro	UN
COND_{sh}:	Lectura de Registro en 100% Arcilla	UN
COND_w:	Lectura de Registro en 100% Agua	UN
CEC:	Capacidad de Intercambio Catiónico de la arcilla	meg/gm
Co:	Compresibilidad Isotérmica de Petróleo	psi ⁻¹
DESMA:	Densidad de la Matriz	gm/cc-Kg/m ³
F:	Factor de formación de roca limpia	%
Fsh:	Factor de formación de Arcilla	%
K:	Permeabilidad	MD
Mi:	Peso molecular del Componente i	lbs/mol
Ma:	Peso molecular Aparente	lbs/mol

ABREVIATURA	SIGNIFICADO	UNIDADES
Mc₁:	Peso molecular del Metano	lbs/mol
Mc₂:	Peso molecular del Etano	lbs/mol
m_o:	Peso del petróleo del tanque de reposo	lbs/STB
m_g:	Peso del Gas en solución	lbs/STB
(mc₁)_{c1+}:	Porcentaje en peso del metano en el interior del sistema	%
(mc₂)_{c2+}:	Porcentaje en peso del etano dentro del etano+	%
m_t:	Peso total de 1lb-mol de la mezcla	1lb/lb-mol
m_i:	Peso del componente i	lb/lb-mol
P:	Presión	Psia
P_R:	Presión del Reservorio	Psia
P_i:	Presión Inicial	Psia
\bar{P}:	Presión Promedio	Psia
P_{sep}:	Presión actual del Separador	Psia
P_b:	Presión de Burbuja	Psia
P_{Pc}:	Presión Pseudo-Crítica del Petróleo	Psia
PH_{fe}:	Porosidad Efectiva	%
ρ_o:	Densidad del Petróleo	lbs/ftc
ρ_w:	Densidad del Agua	lbs/ftc
ρ_{sc}:	Densidad del Petróleo a condiciones estándar	lbs/ftc
$\Delta\rho_p$:	Corrección de la Densidad por Compresibilidad del Petróleo	lbs/ftc
$\Delta\rho_T$:	Corrección de la Densidad por Expansión térmica del Petróleo	lbs/ftc

ABREVIATURA	SIGNIFICADO	UNIDADES
ρ_{C3+}	Densidad del Propano y componentes más pesados	lbs/ftc
ρ_{ob}	Densidad del Petróleo a la Presión de Burbuja	lbs/ftc
Qv:	Concentración de Iones	meg/gm
R:	Constante del Gas	Psia-ftc/lb-mol-°R
RESD:	Lectura del registro de resistividad del fondo	ohm-m
Rs:	Solubilidad del Gas	scf/STB
R_{sD}:	Relación Gas-Petróleo a P menor a Pb medida en la liberación diferencial	scf/STB
R_{sDB}:	Relación Gas-Petróleo a Pb medido en la liberación diferencial	scf/STB
R_{sSb}:	Relación Gas-Petróleo a Pb medido en la liberación Diferencial en el Separador	scf/STB
Rsep:	Relación Gas – Petróleo del Separador	scf/STB
Rsh:	Resistividad de la Arcilla	ohm-m
Rst:	Relación Gas – Petróleo del Tanque de reposo	scf/STB
Rw:	Resistividad del Agua	ohm-m
γ_o	Gravedad específica del Petróleo	UN
γ_g	Gravedad específica del Gas	UN
γ_{gi}	Gravedad específica del Gas inicial	UN
γ_{sep}	Gravedad específica del Petróleo del Separador	UN
γ_{st}	Gravedad específica del Petróleo en el Tanque de Reposo	UN
Sw:	Saturación de agua en zona no invadida	%
T:	Temperatura	°R
T_{Pc}:	Temperatura Pseudo-Crítica del Petróleo	°R
Tsep:	Temperatura actual del Separador	°R
μ_o	Viscosidad del Petróleo subsaturado	cp

ABREVIATURA	SIGNIFICADO	UNIDADES
μ_{ob} :	Viscosidad del Petróleo saturado	cp
μ_{od} :	Viscosidad del Petróleo muerto	cp
μ_w :	Viscosidad del Agua	cp
V_{C3+} :	Volumen de la fracción del Propano+	ftc/lb-mol
Vi :	Volumen del componente i en 1 libra-mol de mezcla	ftc/1lb-mol
Vm :	Volumen Molar	ftc/lb-mol
Vr :	Volumen Relativo	UN
Vsh :	Volumen de Arcilla	UN
Xi :	Fracción Molar del componente i	UN
σ_{w-b} :	Tensión Interfacial	dinas/cm
$(V_o)_{sc}$:	Volumen del Petróleo medido bajo condiciones estándar	STB
$\left(\frac{\partial V}{\partial P}\right)_T$:	Pendiente de la curva isothermal Presión-Volumen para P	UN

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICA

- **ING CARLOS BENCER S.**; “Correlaciones Numéricas P.V.T.”. Universidad del Zulia, Instituto de Investigaciones Petroleras, Fundación Laboratorio de Servicios Técnicos Petroleros, Maracaibo. 1996.
- **TAREK AHMED, PH.D., P.E.**; “Equations of State and PVT Analysis: Applications for Improved Reservoir Modeling”, Gulf Publishing Company, Houston, Texas, 2007.
- **ZAKI BASSIOUNI / JOHN KULHA / E.C. THOMAS**; “Shaly and Sand Analysis”. Publicado por la Sociedad de Ingenieros en Petróleos (SPE) edición 2003.
- **SCHLUMBERGER.**; “Principios / Aplicaciones de la Interpretación de Registros
- **MANUAL INTERACTIVE PETROPHYSICS V3.5.** SCHLUMBERGER
- **ANALYSIS OF BLACK OIL PVT REPORTS REVISITED**; “William D. McCain, Jr. Texas A&M University”. Propiedad SPE77386.
- **BALANCE DE MASAS DE FLUIDOS.** Halliburton / Landmark.
- **TECNICAS Y MÉTODOS DE INTERPRETACIÓN**; “Evaluación de Formaciones II”, Ing. Héctor R. Coello.
- Gas Processors Suppliers Association. Engineering Data Book, 10th edition. Tulsa.

ANEXOS

ANEXO 1.1: TABLA DE VALORES DE DENSIDAD PARA
COMPONENTES PUROS TABULADOS

Número	Ve la nota →	Componente	Fórmula	A Masa Molar (Peso Molecular)	B T @ Punto de Burbuja, F @ 14,696 psia	C Presión de Vapor, psia @ 100 F	D Punto de congelación, F @ 14,696 psia	E Índice de refracción, η_D @ 60F	Contantes Críticas			Número
									Presión, psia	Temperatura, F	Volumen, ft ³ /lbm	
1		Metano	CH ₄	16.043	-258.7	5000	-296.44	1.0004	666.4	-116.67	0.0988	1
2		Etano	C ₂ H ₆	30.07	-127.5	800	-297.04	1.2097	706.5	89.92	0.0783	2
3		Propano	C ₃ H ₈	44.097	-43.75	188.64	-305.73	1.2948	616.0	206.06	0.0727	3
4		Isobutano	C ₄ H ₁₀	58.123	10.78	72.581	-255.28	1.3245	527.9	274.46	0.0714	4
5		n-Butano	C ₄ H ₁₀	58.123	31.08	51.706	-217.05	1.3359	550.6	305.62	0.0703	5
6		Isopentano	C ₅ H ₁₂	72.150	82.12	20.445	-255.82	1.3563	490.4	369.1	0.0679	6
7		n-Pentano	C ₅ H ₁₂	72.150	96.92	15.574	201.51	1.3599	488.6	385.8	0.0675	7
8		Neopentano	C ₅ H ₁₂	72.150	49.10	36.68	2.17	1.342	464.0	321.13	0.0673	8
9		n-Hexano	C ₆ H ₁₂	86.177	155.72	4.9597	-139.58	1.3563	436.9	453.6	0.0688	9
10		2-Metilpentano	C ₆ H ₁₂	86.177	141.47	6.769	-244.62	1.3739	436.6	435.83	0.0682	10
11		3-Metilpentano	C ₆ H ₁₂	86.177	145.89	6.103	-----	1.3789	453.1	448.4	0.0682	11
12		Neohexano	C ₆ H ₁₂	86.177	121.52	9.859	-147.72	1.3713	446.8	420.13	0.0667	12
13		2, 3-Dimetilbutano	C ₆ H ₁₂	86.177	136.36	7.406	-199.38	1.37730	453.5	440.29	0.0665	13
14		n-Heptano	C ₇ H ₁₆	100.204	209.16	1.62	-131.05	1.3899	396.8	512.7	0.0691	14
15		2-Metilhexano	C ₇ H ₁₆	100.204	194.09	2.272	-180.89	1.3871	396.5	495.00	0.0673	15
16		3-Metilhexano	C ₇ H ₁₆	100.204	197.33	2.131	-----	1.3909	408.1	503.8	0.0646	16
17		3-Etilpentano	C ₇ H ₁₆	100.204	200.25	2.013	-181.48	1.3957	419.3	513.39	0.0665	17
18		2, 2 Dimetilpentano	C ₇ H ₁₆	100.204	174.54	3.494	-190.86	1.3845	402.2	477.23	0.0665	18
19		2, 4-Dimetilpentano	C ₇ H ₁₆	100.204	176.89	3.293	-182.63	1.3838	396.9	475.95	0.008	19
20		3, 3-Dimetilpentano	C ₇ H ₁₆	100.204	186.91	2.774	-210.01	1.3856	427.2	505.87	0.0662	20
21		triptano	C ₇ H ₁₆	100.204	177.58	3.375	-12.81	1.3917	428.4	496.44	0.0636	21
22		n-Octano	C ₈ H ₁₆	114.231	258.21	0.5369	-70.18	1.3996	360.7	564.22	0.069	22
23		Di Isobutil	C ₈ H ₁₆	114.231	228.39	1.102	-131.11	1.3946	360.6	530.22	0.0676	23
24		Iso Octano	C ₈ H ₁₆	114.231	210.63	1.709	-161.27	1.3862	372.4	519.46	0.0656	24
25		n- Nonano	C ₉ H ₂₀	128.258	303.47	0.1795	-64.28	1.4075	331.8	610.68	0.0684	25
26		n-Decano	C ₁₀ H ₂₂	142.285	345.48	0.0609	-21.36	1.4139	305.2	652.0	0.0679	26
27		Ciclopentano	C ₅ H ₁₀	70.134	120.65	9.915	-136.91	1.409	653.8	641.20	0.0594	27

Fuente: Tarek Ahmed, Equations of state and P.V.T Analysis, Houston, Texas 2007.

Número	Ve la nota → Componente	Fórmula	A Masa Molar (Peso Molecular)	B T @ Punto de Burbuja, F @ 14,696 psia	C Presión de Vapor, psia @ 100 F	D Punto de congelación, F @ 14,696 psia	E Indice de refracción, η_D @ 60 F	Contantes Criticas			Número
								Presión, psia	Temperatura, F	Volumen, ft ³ /lbm	
28	Metilciclopentano	C ₆ H ₁₂	84.161	161.25	4.503	-224.4	1.4121	548.9	499.35	0.0607	28
29	Ciclohexano	C ₆ H ₁₂	84.161	177.29	3.266	43.77	1.4286	590.8	536.6	0.0566	29
30	Metilciclohexano	C ₇ H ₁₄	98.188	213.68	1.609	-195.87	1.4254	503.5	570.27	0.06	30
31	Eteno (Etileno)	C ₂ H ₄	28.054	-154.7	1400	-272.47	-1.228	731.0	48.54	0.0746	31
32	Propeno (Propileno)	C ₃ H ₆	42.081	-53.84	227.7	-301.45	1.313	668.6	197.17	0.0689	32
33	1-Buteno(Butileno)	C ₄ H ₈	56.108	20.79	62.1	-301.63	1.3494	583.5	295.48	0.0685	33
34	Cis-2-Buteno	C ₄ H ₈	56.108	38.69	45.95	-218.06	1.3665	612.1	324.37	0.0668	34
35	Trans-2-Buteno	C ₄ H ₈	56.108	33.58	49.87	-157.96	1.3563	587.4	311.86	0.0679	35
36	Isobuteno	C ₄ H ₈	56.108	19.59	63.02	-220.65	1.3512	580.2	292.55	0.0682	36
37	1-Penteno	C ₅ H ₁₀	70.134	85.93	19.12	-265.39	1.3743	511.8	376.93	0.0676	37
38	1, 2-Butadieno	C ₄ H ₆	54.092	51.53	36.53	-213.16	-----	653.0	340	0.065	38
39	1, 3-Butadieno	C ₄ H ₆	54.092	24.06	59.46	-164.02	1.3975	627.0	305	0.0654	39
40	Isopropeno	C ₅ H ₈	68.119	93.31	16.68	-230.73	1.425	558	412	0.065	40
41	Acetileno	C ₂ H ₂	26.038	-120.5	-----	-114.5	-----	890.4	95.34	0.0695	41
42	Benceno	C ₆ H ₆	78.114	176.18	3.225	41.95	1.504	710.4	552.22	0.0531	42
43	Tolueno	C ₇ H ₈	92.141	231.13	1.033	-139	1.4994	595.5	605.57	0.055	43
44	Etilbenzeno	C ₈ H ₁₀	106.167	277.16	0.3716	-138.97	1.4983	523.0	651.29	0.0565	44
45	o-Xileno	C ₈ H ₁₀	106.167	291.97	0.2643	-13.59	1.5077	541.6	674.92	0.0557	45
46	m-Xileno	C ₈ H ₁₀	106.167	282.41	0.3265	-54.18	1.4995	512.9	651.02	0.0567	46
47	p-Xileno	C ₈ H ₁₀	106.167	281.07	0.3424	55.83	1.4981	509.2	649.54	0.057	47
48	Stireno	C ₈ H ₈	104.152	293.25	0.2582	-23.1	1.5494	587.8	703	0.0534	48
49	Isopropil Benzeno	C ₉ H ₁₂	120.194	306.34	0.1884	-140.81	1.4937	465.4	676.3	0.0572	49
50	Metil Alcohol	CH ₄ O	32.042	148.44	4.629	-143.79	1.3303	1174	463.08	0.059	50
51	Etil Alcohol	C ₂ H ₆ O	46.069	172.9	2.312	-173.4	1.3635	890.1	465.39	0.0581	51
52	Carbon Monoxido	CO	28.010	-312.7	-----	-337	1.0004	507.5	-220.43	0.0532	52

Fuente: Tarek Ahmed, Equations of state and P.V.T Analysis, Houston, Texas 2007

Elaborado por: Julio Murillo / Carla Yépez.

Número	Ve la nota → Componente	Fórmula	A Masa Molar (Peso Molecular)	B T @ Punto de Burbuja, F @ 14,696 psia	C Presión de Vapor, psia @ 100 F	D Punto de congelación, F @ 14,696 psia	E Índice de refracción, η_D @ 60 F	Contantes Criticas			Número
								Presión, psia	Temperatura, F	Volumen, ft ³ /lbm	
53	Carbon Dioxido	CO ₂	44.010	-109.3	-----	-69.83	1.0005	1071	87.91	0.0344	53
54	Sulfuro de hidrogeno	H ₂ S	34.080	-76.5	394.59	-121.88	1.0006	1300	212.45	0.0461	54
55	Di Oxido de azufre	SO ₂	64.060	14.11	84.46	-103.86	1.0006	1143	315.8	0.0305	55
56	Amoniaco	NH ₃	17.031	-27.99	211.9	-107.88	1.0004	1646	270.2	0.0681	56
57	Aire	N ₂ +O ₂	28.963	-317.8	-----	-----	1.0003	546.9	-221.31	0.0517	57
58	Hidrógeno	H ₂	2.016	-423	-----	-435.26	1.0001	188.1	-399.9	0.5165	58
59	Oxígeno	O ₂	31.999	-297.3	-----	-361.82	1.0003	731.4	-181.43	0.0367	59
60	Nitrógeno	N ₂	28.013	-320.5	-----	-346	1.0003	493.1	-232.51	0.051	60
61	Cloruro	Cl ₂	70.906	-29.13	157.3	-149.73	1.3878	1157	290.75	0.028	61
62	Agua	H ₂ O	18.015	212	0.9501	32.00	1.3334	3198.8	705.16	0.04975	62
63	Helio	He	4.002	-452.1	-----	-----	1	32.99	-450.31	0.2300	63
64	Cloruro de Hidrógeno	HCl	36.461	-121.3	906.71	-173.52	1.0004	1205	124.77	0.0356	64

Fuente: Tarek Ahmed, Equations of state and P.V.T Analysis, Houston, Texas 2007

Elaborado por: Julio Murillo / Carla Yépez.

Número	Ve la nota →	Componente	Fórmula	E			F	G	H	Número
				Densidad del líquido @ 14,696 psia, 60°F			Coeficiente de temperatura de Densidad, 1/T(K)	factor acentrico, ω	Factor de adición, psia ⁻¹ 60°F	
				Densidad relativa (gravedad específica) 60°F/60°F	lb/gal (wt. en vacío)	gal/lb mol				
1	Metano	CH ₄	(0,3)*	(2,5)*	6.4172	----	0.0115	0.0116	1	
2	Etano	C ₂ H ₆	0.35643	2.9716	10.119	----	0.0994	0.0238	2	
3	Propano	C ₃ H ₈	0.50738	4.2301	10.424	-0.00156	0.1529	0.0349	3	
4	Isobutano	C ₄ H ₁₀	0.56295	4.6934	12.384	-0.0012	0.1865	0.0444	4	
5	n-Butano	C ₄ H ₁₀	0.58408	0.8696	11.936	-0.00108	0.2003	0.0471	5	
6	Isopentano	C ₅ H ₁₂	0.6246	5.2074	13.855	-0.00089	0.2284	0.0572	6	
7	n-Pentano	C ₅ H ₁₂	0.63113	5.2618	13.712	-0.00086	0.2515	0.0603	7	
8	Neopentano	C ₅ H ₁₂	0.59624	4.971	14.514	-0.00104	0.2966	0.0516	8	
9	n-Hexano	C ₆ H ₁₂	0.66404	5.5363	15.566	-0.00075	0.2993	0.0792	9	
10	2-Metilpentano	C ₆ H ₁₂	0.65794	5.4853	15.71	-0.00078	0.2777	0.0743	10	
11	3-Metilpentano	C ₆ H ₁₂	0.66902	5.5777	15.45	-0.00075	0.2726	0.0718	11	
12	Neohexano	C ₆ H ₁₂	0.65371	5.4501	15.812	-0.00077	0.2331	0.0673	12	
13	2, 3-Dimetilbutano	C ₆ H ₁₂	0.66603	5.5528	15.519	-0.00073	0.2481	0.0685	13	
14	n-Heptano	C ₇ H ₁₆	0.68819	5.7375	17.464	-0.00068	0.3483	0.0953	14	
15	2-Metilhexano	C ₇ H ₁₆	0.68327	0.6966	17.59	-0.0007	0.3312	0.0899	15	
16	3-Metilhexano	C ₇ H ₁₆	0.6917	0.7668	17.376	-0.00069	0.3231	0.0899	16	
17	3-Etilpentano	C ₇ H ₁₆	0.70291	5.8603	17.099	-0.00069	0.3111	0.0898	17	
18	2, 2 Dimetilpentano	C ₇ H ₁₆	0.67828	5.655	17.719	-0.00070	0.287	0.0832	18	
19	2, 4-Dimetilpentano	C ₇ H ₁₆	0.67714	0.6455	17.749	-0.00072	0.3035	0.0844	19	
20	3, 3-Dimetilpentano	C ₇ H ₁₆	0.6972	5.8127	17.239	-0.00059	0.2687	0.0846	20	
21	triptano	C ₇ H ₁₆	0.69433	5.7887	17.31	-0.00068	0.2501	0.0817	21	
22	n-Octano	C ₈ H ₁₆	0.70698	5.8942	19.38	-0.00063	0.3977	0.1214	22	
23	Di Isobutil	C ₈ H ₁₆	0.69806	5.8199	19.627	-0.00066	0.3571	0.1041	23	
24	Iso Octano	C ₈ H ₁₆	0.69628	5.805	19.678	-0.00065	0.3043	0.096	24	
25	n- Nonano	C ₉ H ₂₀	0.72186	6.0183	21.311	-0.0006	0.4421	0.135	25	
26	n-Decano	C ₁₀ H ₂₂	0.73406	6.12	23.249	-0.00058	0.4875	0.1516	26	
27	Ciclopentano	C ₅ H ₁₀	0.74985	6.2516	11.218	-0.00073	0.195	0.0589	27	

Fuente: Tarek Ahmed, Equations of state and P.V.T Analysis, Houston, Texas 2007

Elaborado por: Julio Murillo / Carla Yépez.

Número	Ve la nota →	Componente	Fórmula	E			F	G	H	Número
				Densidad del líquido @ 14,696 psia, 60°F			Coeficiente de temperatura de Densidad, 1/T(K)	factor acentrico, ω	Factor de adición, psia ⁻¹ 60°F	
				Densidad relativa (gravedad específica) 60°F/60°F	lb/gal (wt. en vacío)	gal/lb mol				
28	Metilciclopentano	C ₆ H ₁₂	0.75353	6.2823	13.396	-0.00069	0.2267	0.0712	28	
29	Ciclohexano	C ₆ H ₁₂	0.78349	6.5321	12.884	-0.00066	0.2105	0.0729	29	
30	Metilciclohexano	C ₇ H ₁₄	0.77394	6.4525	15.217	-0.00062	0.2352	0.0866	30	
31	Eteno (Etileno)	C ₂ H ₄	----	----	----	----	0.0865	0.0208	31	
32	Propeno (Propileno)	C ₃ H ₆	0.52265	4.3574	9.657	-0.00169	0.0208	0.0324	32	
33	1-Buteno(Butileno)	C ₄ H ₈	0.60046	0.50062	11.207	-0.00112	0.0324	0.0442	33	
34	Cis-2-Buteno	C ₄ H ₈	0.62754	5.2319	10.7724	-0.00102	0.0442	0.0461	34	
35	Trans-2-Buteno	C ₄ H ₈	0.61017	5.0871	11.029	-0.00106	0.0461	0.0464	35	
36	Isobuteno	C ₄ H ₈	0.60066	5.0078	11.204	-0.00113	0.1995	0.0442	36	
37	1-Penteno	C ₅ H ₁₀	0.646	5.3859	13.022	-0.00092	0.2314	0.0575	37	
38	1, 2-Butadieno	C ₄ H ₆	0.65773	5.4836	9.864	-0.00094	0.1715	0.0468	38	
39	1, 3-Butadieno	C ₄ H ₆	0.62718	5.2289	10.345	-0.00109	0.1887	0.0438	39	
40	Isopropeno	C ₅ H ₈	0.68606	5.7199	11.909	-0.00083	0.2149	0.0563	40	
41	Acetileno	C ₂ H ₂	----	----	----	----	0.1976	0.0218	41	
42	Benceno	C ₆ H ₆	0.88458	7.3749	7.3749	-0.00067	0.2092	0.0685	42	
43	Tolueno	C ₇ H ₈	0.87182	7.2686	7.2686	-0.00059	0.2637	0.0883	43	
44	Etilbenzeno	C ₈ H ₁₀	0.87169	7.2674	7.2674	-0.00056	0.3026	0.1084	44	
45	o-Xileno	C ₈ H ₁₀	0.88453	7.3745	7.3745	-0.00052	0.3118	0.1135	45	
46	m-Xileno	C ₈ H ₁₀	0.86882	7.2435	7.2435	-0.00055	0.3255	0.1121	46	
47	p-Xileno	C ₈ H ₁₀	0.86557	7.2164	7.2164	-0.00055	0.3211	0.1116	47	
48	Stireno	C ₈ H ₈	0.91088	7.5942	13.714	-0.00056	0.2453	0.1071	48	
49	Isopropil Benzeno	C ₉ H ₁₂	0.86655	7.2246	16.636	-0.00055	0.3256	0.1247	49	
50	Metil Alcohol	CH ₄ O	0.79626	6.6386	4.8266	-0.00066	0.5649	0.0807	50	
51	Etil Alcohol	C ₂ H ₆ O	0.79402	6.6199	6.959	-0.00060	0.6446	0.1	51	
52	Carbon Monoxido	CO	0.79265	6.6085	4.2385	----	0.051	0.0052	52	

Fuente: Tarek Ahmed, Equations of state and P.V.T Analysis, Houston, Texas 2007

Elaborado por: Julio Murillo / Carla Yépez.

Número	Ve la nota →	Componente	Fórmula	E			F	G	H	Número
				Densidad del líquido @ 14,696 psia, 60°F			Coeficiente de temperatura de Densidad, 1/T(K)	factor acentrico, ω	Factor de adición, psia ⁻¹ 60°F	
				Densidad relativa (gravedad específica) 60°F/60°F	lb/gal (wt. en vacío)	gal/lb mol				
53	Carbon Dioxido	CO ₂	0.82203	6.8534	6.4216	-0.00801	0.2239	0.0195	53	
54	Sulfuro de hidrogeno	H ₂ S	0.80269	6.6922	5.0928	-0.00170	0.101	0.0242	54	
55	Di Oxido de azufre	SO ₂	1.39241	11.609	5.5186	-0.00110	0.257	0.0358	55	
56	Amoniaco	NH ₃	0.61730	5.1466	3.3091	-0.00132	0.256	0.0284	56	
57	Aire	N ₂ +O ₂	0.87603	7.3036	3.9649	----	----	0.00523	57	
58	Hidrógeno	H ₂	0.07089	0.5908	3.412	----	-0.214	----	58	
59	Oxígeno	O ₂	1.14230	9.5236	3.3599	----	0.0222	0.0072	59	
60	Nitrógeno	N ₂	0.80687	6.727	4.1643	----	0.0372	0.00442	60	
61	Cloruro	Cl ₂	1.4241	11.873	5.972	----	0.0722	0.0300	61	
62	Agua	H ₂ O	1.0000	8.3372	2.1608	-0.00009	0.3443	0.05557	62	
63	Helio	He	0.12486	1.0409	3.8452	----	-0.382	----	63	
64	Cloruro de Hidrógeno	HCl	0.8512	7.097	5.1375	-0.00169	0.1269	0.0202	64	

Fuente: Tarek Ahmed, Equations of state and P.V.T Analysis, Houston, Texas 2007

Elaborado por: Julio Murillo / Carla Yépez.

ANEXO 1.2: COEFICIENTES DE ALANI Y KENNEDY

COMPONENTES	K	n	$m \times 10^{-4}$	c
C ₁ 70-300°F	9160,641	61,89322	3,32E-04	0,508743
C ₁ 301-460°F	47,47333	3247,453	3,32E-04	1,832666
C ₂ 100-249°F	46709,57	-404,488	3,32E-04	0,522397
C ₂ 250-460°F	17495,34	34,16355	3,32E-04	0,623099
C ₃	20247,76	190,2442	3,32E-04	0,908325
i-C ₄	32204,42	131,6317	3,32E-04	1,101383
n-C ₄	33016,21	146,1545	3,32E-04	1,116814
i-C ₅	37046,23	299,6263	3,32E-04	1,436429
n-C ₅	37046,23	299,6263	3,32E-04	1,436429
n-C ₆	52093,01	254,561	3,32E-04	1,592941
H ₂ H*	13200	0	3,32E-04	0,3945
N ₂ *	4300	2,293	3,32E-04	0,3853
CO ₂ *	8166	126	3,32E-04	0,3872

Fuente: Tarek Ahmed, Equations of state and P.V.T Analysis, Houston, Texas 2007

Elaborado por: Julio Murillo / Carla Yépez.

**ANEXO No. 3.1: SELECCIÓN DE LAS CORRELACIONES MÁS
ADECUADAS PARA LOS POZOS DEL ÁREA AUCA.**

**TABLA A-3.1 CÁLCULOS PARA LA SELECCIÓN DE LA CORRELACIÓN
MÁS ADECUADA DEL FACTOR VOLUMÉTRICO PARA EL POZO
CONONACO 01 "HOLLÍN"**

DATOS							
ARENA	P _R (Psia)	R _s (scf/STB)	T (°F)	γ _g	°API	T _{sep} (°F)	P _{sep} (Psia)
ARENA "U"	5014.7	56	194	1.136	22.4	100	14.7
	4514.7	56	194	1.136	22.4	100	14.7
	4014.7	56	194	1.136	22.4	100	14.7
	3514.7	56	194	1.136	22.4	100	14.7
	3014.7	56	194	1.136	22.4	100	14.7
	2514.7	56	194	1.136	22.4	100	14.7
	2014.7	56	194	1.136	22.4	100	14.7
	1514.7	56	194	1.136	22.4	100	14.7
	1014.7	56.00	194	1.136	22.4	100	14.7
	714.7	56.00	194	1.136	22.4	100	14.7
	634.7	56.00	194	1.136	22.4	100	14.7
	564.7	56.00	194	1.136	22.4	100	14.7
	414.7	41.25	194	1.136	22.4	100	14.7
	214.7	24.55	194	1.136	22.4	100	14.7
114.7	14.73	194	1.136	22.4	100	14.7	

COEFICIENTES C. VASQUEZ Y BEGGS

COEFICIENTES	API > 30
C ₁	4.67E-04
C ₂	1.10E-05
C ₃	1.34E-09

COEFICIENTES PARA CÁLCULO DE "F" PARA LA CORRELACIÓN MARHOUN

COEFICIENTES	
a	0.74239
b	0.323294
c	-1.20204

Elaborado por: Julio Murillo / Carla Yépez

CONSTANTES UTILIZADAS

CONSTANTES									
γ_o	γ_{gs}	β_{ob} (BIs/BF)	A	F	A	A _{general}	Co _{standing}	Co _{general}	β_o Medido (BIs/BF)
0.9194	1.002	250.382	0.0067	22.89	0.0128	-12.3651	0.000002	0.000004	1.1056
0.9194	1.002	250.382	0.0067	22.89	0.0128	-12.2128	0.000002	0.000005	1.1080
0.9194	1.002	250.382	0.0067	22.89	0.0128	-12.0427	0.000002	0.000006	1.1106
0.9194	1.002	250.382	0.0067	22.89	0.0128	-11.8498	0.000003	0.000007	1.1135
0.9194	1.002	250.382	0.0067	22.89	0.0128	-11.6273	0.000003	0.000009	1.1163
0.9194	1.002	250.382	0.0067	22.89	0.0128	-11.3643	0.000004	0.000012	1.1194
0.9194	1.002	250.382	0.0067	22.89	0.0128	-11.0429	0.000005	0.000016	1.1227
0.9194	1.002	250.382	0.0067	22.89	0.0128	-10.6293	0.000005	0.000024	1.1255
0.9194	1.002	250.382	0.0067	22.89	0.0128	-10.0484	0.000006	0.000043	1.1294
0.9194	1.002	250.382	0.0067	22.89	0.0128	-9.5402	0.000006	0.000072	1.1314
0.9194	1.002	250.382	0.0067	22.89	0.0128	-9.3680	0.000007	0.000085	1.1347
0.9194	1.002	250.382	-1.1900	22.89	925.344				1.1372
0.9194	1.002	233.896	-1.2371	18.24	767.979				1.1262
0.9194	1.002	215.235	-1.2953	12.41	572.783				1.1152
0.9194	1.002	204.258	-1.3323	8.49	441.418				1.1114

Elaborado por: Julio Murillo / Carla Yépez

CÁLCULOS DEL ERROR PARA CADA CORRELACIÓN

C. PETROSKY Y FARSHAD		C. MARHOUN		C. STANDING		C. GLASO		C. VASQUEZ Y BEGGS	
β_o Calculado(BIs/ BF)	% Error	β_o Calculado(BIs/ BF)	% Error	β_o Calculado(BIs/ BF)	% Error	β_o Calculado(BIs/ BF)	% Error	β_o Calculado(BIs/ BF)	% Error
0.9476	14.288 4	1.0841	1.939 2	1.0824	2.094 7	1.0446	5.518 8	1.046	5.3997 8
0.9563	13.685 8	1.0834	2.214 6	1.0818	2.366 6	1.0439	5.784 2	1.047	5.4777 5
0.9658	13.044 0	1.0827	2.516 2	1.0813	2.638 7	1.0432	6.074 8	1.049	5.5614 7
0.9760	12.347 2	1.0819	2.839 5	1.0812	2.900 4	1.0424	6.386 3	1.051	5.6429 5
0.9873	11.560 3	1.0810	3.162 9	1.0814	3.125 3	1.0416	6.697 9	1.053	5.6970 6
0.9999	10.678 6	1.0802	3.503 4	1.0821	3.329 3	1.0408	7.025 9	1.055	5.7368 4
1.0142	9.6591	1.0796	3.839 8	1.0834	3.501 3	1.0402	7.350 0	1.058	5.7432 6
1.0312	8.3840	1.0798	4.062 6	1.0852	3.581 9	1.0404	7.564 7	1.062	5.6367 2
1.0522	6.8359	1.0836	4.055 9	1.0877	3.689 4	1.0440	7.558 3	1.068	5.4768 2
1.0683	5.5791	1.0931	3.389	1.0896	3.691	1.0531	6.916	1.072	5.2170

			4		3		1		5
1.0733	5.4141	1.0983	3.206 4	1.0902	3.922 7	1.0582	6.739 7	1.074	5.3486 8
1.0780	5.2090	1.1049	2.840 4	1.0907	4.090 2	1.0646	6.387 1	1.076	5.4153 2
1.0666	5.2881	1.0958	2.697 0	1.0833	3.806 0	1.0579	6.060 7	1.070	5.0311 7
1.0526	5.6131	1.0846	2.740 9	1.0751	3.594 4	1.0507	5.783 7	1.063	4.7115 9
1.0431	6.1414	1.0772	3.074 7	1.0703	3.695 7	1.0465	5.833 4	1.059	4.7505 2

Elaborado por: Julio Murillo / Carla Yépez

RESULTADOS DE LA CORRELACIÓN DE PETROSKY Y FARSHAD

CONONACO 01 ARENA HOLLÍN			
PRESIÓN (Psia)	β_o Medido (BIs/BF)	C. PETROSKY Y FARSHAD	COEFICIENTE DE CORRELACIÓN
		β_o Calculado(BIs/BF)	
5014.7	1.1056	0.9476	0.837068
4514.7	1.1080	0.9563	
4014.7	1.1106	0.9658	
3514.7	1.1135	0.9760	
3014.7	1.1163	0.9873	
2514.7	1.1194	0.9999	
2014.7	1.1227	1.0142	
1514.7	1.1255	1.0312	
1014.7	1.1294	1.0522	
714.7	1.1314	1.0683	
634.7	1.1347	1.0733	
564.7	1.1372	1.0780	
414.7	1.1262	1.0666	
214.7	1.1152	1.0526	
114.7	1.1114	1.0431	

Elaborado por: Julio Murillo / Carla Yépez

RESULTADOS DE LA CORRELACIÓN DE MARHOUN

CONONACO 01 ARENA HOLLÍN			
PRESIÓN (Psia)	β_o Medido (BIs/BF)	C. MARHOUN	COEFICIENTE DE CORRELACIÓN
		β_o Calculado(BIs/BF)	
5014.7	1.1056	1.0841	0.700919
4514.7	1.1080	1.0834	
4014.7	1.1106	1.0827	
3514.7	1.1135	1.0819	
3014.7	1.1163	1.0810	
2514.7	1.1194	1.0802	
2014.7	1.1227	1.0796	
1514.7	1.1255	1.0798	
1014.7	1.1294	1.0836	

CONTINUACIÓN: RESULTADOS DE LA CORRELACIÓN DE MARHOUN

PRESIÓN (Psia)	β_o Medido (Bls/BF)	C. MARHOUN	COEFICIENTE DE CORRELACIÓN
		β_o Calculado(Bls/BF)	
714.7	1.1314	1.0931	0.700919
634.7	1.1347	1.0983	
564.7	1.1372	1.1049	
414.7	1.1262	1.0958	
214.7	1.1152	1.0846	
114.7	1.1114	1.0772	

Elaborado por: Julio Murillo / Carla Yépez

RESULTADOS DE LA CORRELACIÓN DE STANDING

CONONACO 01 ARENA HOLLÍN			
PRESIÓN (Psia)	β_o Medido (Bls/BF)	C. STANDING	COEFICIENTE DE CORRELACIÓN
		β_o Calculado(Bls/BF)	
5014.7	1.1056	1.0824	0.756597
4514.7	1.1080	1.0818	
4014.7	1.1106	1.0813	
3514.7	1.1135	1.0812	
3014.7	1.1163	1.0814	
2514.7	1.1194	1.0821	
2014.7	1.1227	1.0834	
1514.7	1.1255	1.0852	
1014.7	1.1294	1.0877	
714.7	1.1314	1.0896	
634.7	1.1347	1.0902	
564.7	1.1372	1.0907	
414.7	1.1262	1.0833	
214.7	1.1152	1.0751	
114.7	1.1114	1.0703	

Elaborado por: Julio Murillo / Carla Yépez

RESULTADOS DE LA CORRELACIÓN DE GLASO

CONONACO 01 ARENA HOLLÍN			
PRESIÓN (Psia)	β_o Medido (Bls/BF)	C. GLASO	COEFICIENTE DE CORRELACIÓN
		β_o Calculado(Bls/BF)	
5014.7	1.1056	1.0446	0.622906
4514.7	1.1080	1.0439	
4014.7	1.1106	1.0432	
3514.7	1.1135	1.0424	
3014.7	1.1163	1.0416	
2514.7	1.1194	1.0408	
2014.7	1.1227	1.0402	
1514.7	1.1255	1.0404	
1014.7	1.1294	1.0440	
714.7	1.1314	1.0531	
634.7	1.1347	1.0582	
564.7	1.1372	1.0646	
414.7	1.1262	1.0579	
214.7	1.1152	1.0507	
114.7	1.1114	1.0465	

Elaborado por: Julio Murillo / Carla Yépez

RESULTADOS DE LA CORRELACIÓN DE VASQUEZ Y BEGGS

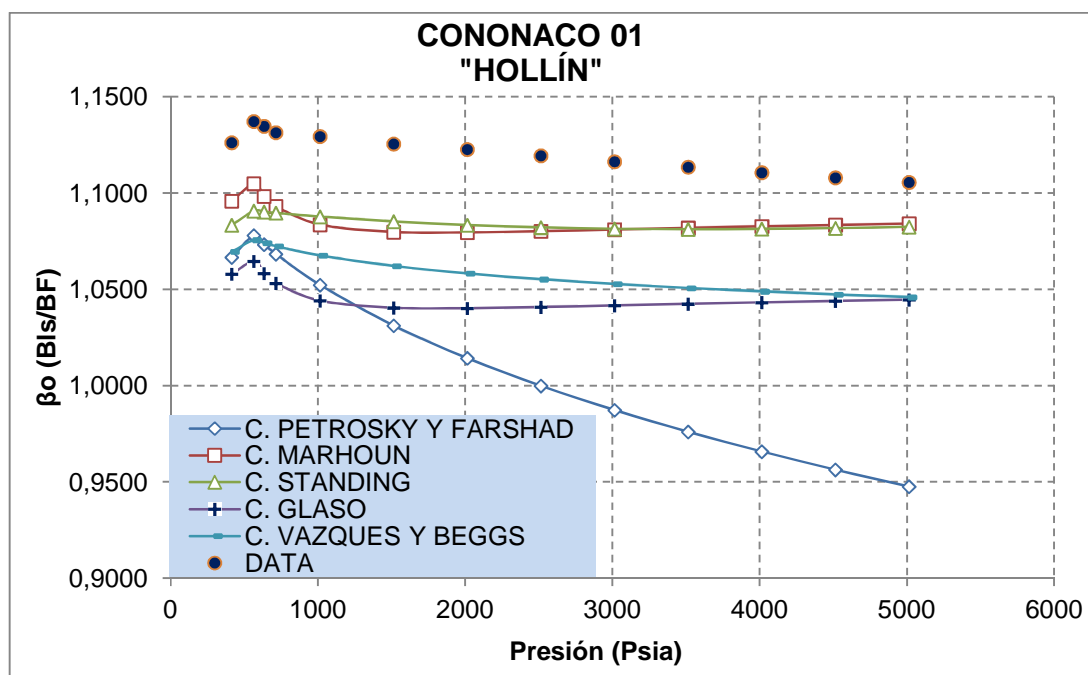
CONONACO 01 ARENA HOLLÍN			
PRESIÓN (Psia)	β_o Medido (Bls/BF)	C. VASQUEZ Y BEGGS	COEFICIENTE DE CORRELACIÓN
		β_o Calculado(Bls/BF)	
5014.7	1.1056	1.0459	0.929344
4514.7	1.1080	1.0473	
4014.7	1.1106	1.0489	
3514.7	1.1135	1.0507	
3014.7	1.1163	1.0527	
2514.7	1.1194	1.0552	
2014.7	1.1227	1.0582	
1514.7	1.1255	1.0621	
1014.7	1.1294	1.0676	

CONTINUACIÓN: RESULTADOS DE LA CORRELACIÓN DE VASQUEZ Y BEGGS

PRESIÓN (Psia)	β_o Medido (Bls/BF)	C. VASQUEZ Y BEGGS	COEFICIENTE DE CORRELACIÓN
		β_o Calculado(Bls/BF)	
714.7	1.1314	1.0724	0.929344
634.7	1.1347	1.0740	
564.7	1.1372	1.0756	
414.7	1.1262	1.0695	
214.7	1.1152	1.0626	
114.7	1.1114	1.0586	

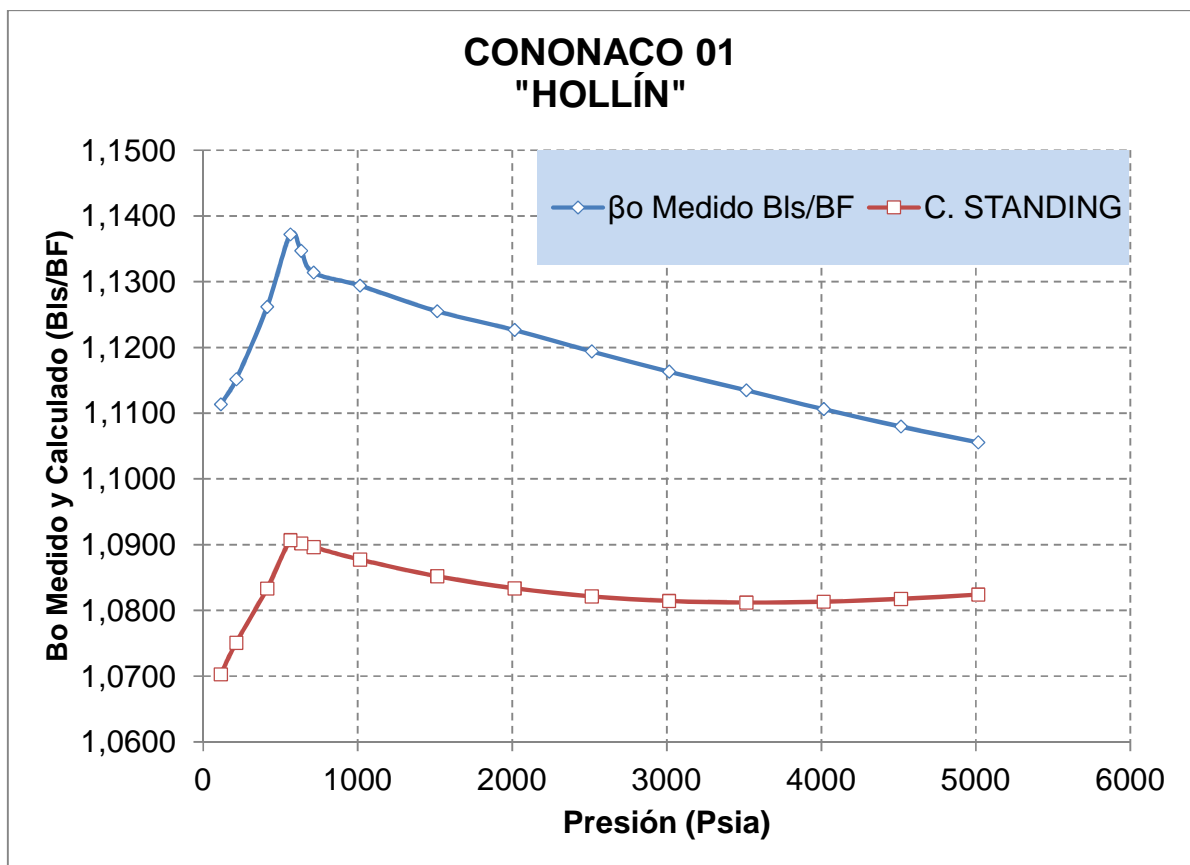
Elaborado por: Julio Murillo / Carla Yépez

RESULTADOS GRÁFICOS DE LAS CORRELACIONES



Elaborado por: Julio Murillo / Carla Yépez

CORRELACIÓN SELECCIONADA: STANDING (β_o)



Elaborado por: Julio Murillo / Carla Yépez

**TABLA A-3.2 CÁLCULOS PARA LA SELECCIÓN DE LA CORRELACIÓN
MÁS ADECUADA DEL FACTOR VOLUMÉTRICO PARA EL POZO AUCA 02
“BASAL TENA”**

DATOS							
ARENA	P _R (Psia)	R _s (scf/STB)	T (°F)	γ _g	°API	T _{sep} (°F)	P _{sep} (Psia)
BASAL TENA	5014.7	116	180	1.145	18	100	14.7
	4514.7	116	180	1.145	18	100	14.7
	4014.7	116	180	1.145	18	100	14.7
	3514.7	116	180	1.145	18	100	14.7
	3014.7	116	180	1.145	18	100	14.7
	2514.7	116	180	1.145	18	100	14.7
	2014.7	116	180	1.145	18	100	14.7
	1514.7	116	180	1.145	18	100	14.7
	1014.7	116	180	1.145	18	100	14.7
	914.7	116	180	1.145	18	100	14.7
	814.7	116	180	1.145	18	100	14.7
	714.7	116	180	1.145	18	100	14.7
	644.7	104.52	180	1.145	18	100	14.7
	414.7	85.93	180	1.145	18	100	14.7
	214.7	57.93	180	1.145	18	100	14.7

COEFICIENTES C. VASQUEZ Y BEGGS

COEFICIENTES	API ≤ 30	API > 30
C ₁	4.68E-04	4.67E-04
C ₂	1.75E-05	1.10E-05
C ₃	-1.81E-08	1.34E-09

COEFICIENTES PARA CÁLCULO DE “F” PARA LA CORRELACIÓN MARHOUN

COEFICIENTES	
a	0.74239
b	0.323294
c	-1.20204

Elaborado por: Julio Murillo / Carla Yépez

CONSTANTES UTILIZADAS

CONSTANTES									
Y_o	Y_{gs}	β_{ob} (BIs/BF)	A	F	A	A general	Co standing	Co general	β_o Medido (BIs/BF)
0.9465	1.036	302.459	0.0098	38.05	0.0125	-12.2894	0.000002	0.000005	0.9465
0.9465	1.036	302.459	0.0098	38.05	0.0125	-12.1371	0.000002	0.000005	0.9465
0.9465	1.036	302.459	0.0098	38.05	0.0125	-11.9669	0.000003	0.000006	0.9465
0.9465	1.036	302.459	0.0098	38.05	0.0125	-11.7740	0.000003	0.000008	0.9465
0.9465	1.036	302.459	0.0098	38.05	0.0125	-11.5515	0.000004	0.000010	0.9465
0.9465	1.036	302.459	0.0098	38.05	0.0125	-11.2886	0.000004	0.000013	0.9465
0.9465	1.036	302.459	0.0098	38.05	0.0125	-10.9671	0.000005	0.000017	0.9465
0.9465	1.036	302.459	0.0098	38.05	0.0125	-10.5535	0.000006	0.000026	0.9465
0.9465	1.036	302.459	0.0098	38.05	0.0125	-9.9726	0.000006	0.000047	0.9465
0.9465	1.036	302.459	0.0098	38.05	0.0125	-9.8222	0.000006	0.000054	0.9465
0.9465	1.036	302.459	0.0098	38.05	0.0125	-9.6543	0.000007	0.000064	0.9465
0.9465	1.036	302.459	-1.0617	38.05	1388.4248				0.9465
0.9465	1.036	289.767	-1.0905	35.22	1290.1376				0.9465
0.9465	1.036	269.223	-1.1403	30.45	1127.3541				0.9465
0.9465	1.036	238.273	-1.2242	22.72	869.8062				0.9465

Elaborado por: Julio Murillo / Carla Yépez

CÁLCULOS DEL ERROR PARA CADA CORRELACIÓN

C. PETROSKY Y FARSHAD		C. MARHOUN		C. STANDING		C. GLASO		C. VASQUEZ Y BEGGS	
β_o Calculado(BIs/ BF)	% Error	β_o Calculado(BIs/ BF)	% Error	β_o Calculado(BIs/ BF)	% Error	β_o Calculado(BIs/ BF)	% Error	β_o Calculado(BIs/ BF)	% Error
0.9319	17.120 3	1.1014	2.041 7	1.1040	1.816 5	1.0655	5.241 7	1.060	5.7013 2
0.9446	16.196 3	1.1008	2.332 6	1.1034	2.105 6	1.0648	5.523 1	1.062	5.8038 9
0.9583	15.199 0	1.1001	2.641 9	1.1030	2.388 2	1.0642	5.822 2	1.063	5.9079 9
0.9732	14.193 1	1.0995	3.061 3	1.1030	2.752 1	1.0636	6.227 9	1.065	6.1007 7
0.9898	12.864 1	1.0989	3.260 9	1.1034	2.864 3	1.0630	6.421 0	1.067	6.0616 9
1.0084	11.476 3	1.0984	3.571 0	1.1042	3.061 3	1.0625	6.721 1	1.069	6.1134 7
1.0297	9.8866	1.0985	3.866 2	1.1057	3.241 4	1.0626	7.006 6	1.072	6.1501 2
1.0551	7.9750	1.1002	4.035 6	1.1077	3.380 4	1.0643	7.170 4	1.076	6.1278
1.0869	5.5644	1.1078	3.742 2	1.1106	3.504 9	1.0716	6.886 6	1.082	6.0182 6
1.0944	4.9657	1.1113	3.497	1.1112	3.506	1.0750	6.649	1.083	5.9537

			1		3		5		6
1.1025	4.3106	1.1163	3.118 9	1.1119	3.496 4	1.0798	6.283 7	1.085	5.8669 1
1.1113	3.6224	1.1234	2.571 5	1.1126	3.508 7	1.0867	5.754 2	1.086	5.7866 2
1.1042	4.3692	1.1176	3.211 8	1.1068	4.149 6	1.0812	6.366 3	1.081	6.3447 3
1.0925	4.5082	1.1079	3.162 4	1.0974	4.082 0	1.0724	6.267 4	1.073	6.1755
1.0740	5.1518	1.0925	3.514 9	1.0835	4.311 2	1.0597	6.414 1	1.061	6.2609 5

Elaborado por: Julio Murillo / Carla Yépez

RESULTADOS DE LA CORRELACIÓN DE PETROSKY Y FARSHAD

PRESIÓN (Psia)	β_o Medido (Bls/BF)	C. PETROSKY Y FARSHAD	COEFICIENTE DE CORRELACIÓN
		β_o Calculado(Bls/BF)	
5014.7	1.1244	0.9319	0.896333
4514.7	1.1271	0.9446	
4014.7	1.1300	0.9583	
3514.7	1.1342	0.9732	
3014.7	1.1359	0.9898	
2514.7	1.1391	1.0084	
2014.7	1.1427	1.0297	
1514.7	1.1465	1.0551	
1014.7	1.1509	1.0869	
914.7	1.1516	1.0944	
814.7	1.1522	1.1025	
714.7	1.1531	1.1113	
644.7	1.1547	1.1042	
414.7	1.1441	1.0925	
214.7	1.1323	1.0740	

Elaborado por: Julio Murillo / Carla Yépez

RESULTADOS DE LA CORRELACIÓN DE MARHOUN

PRESIÓN (Psia)	β_o Medido (Bls/BF)	C. MARHOUN	COEFICIENTE DE CORRELACIÓN
		β_o Calculado(Bls/BF)	
5014.7	1.1244	1.1014	0.762177
4514.7	1.1271	1.1008	
4014.7	1.1300	1.1001	
3514.7	1.1342	1.0995	
3014.7	1.1359	1.0989	
2514.7	1.1391	1.0984	
2014.7	1.1427	1.0985	
1514.7	1.1465	1.1002	
1014.7	1.1509	1.1078	
914.7	1.1516	1.1113	

CONTINUACIÓN: RESULTADOS DE LA CORRELACIÓN DE MARHOUN

PRESIÓN (Psia)	β_o Medido (BIs/BF)	C. MARHOUN	COEFICIENTE DE CORRELACIÓN
		β_o Calculado(BIs/BF)	
914.7	1.1516	1.1113	0.762177
814.7	1.1522	1.1163	
714.7	1.1531	1.1234	
644.7	1.1547	1.1176	
414.7	1.1441	1.1079	
214.7	1.1323	1.0925	

Elaborado por: Julio Murillo / Carla Yépez

RESULTADOS DE LA CORRELACIÓN DE STANDING

PRESIÓN (Psia)	β_o Medido (BIs/BF)	C. STANDING	COEFICIENTE DE CORRELACIÓN
		β_o Calculado(BIs/BF)	
5014.7	1.1244	1.1040	0.569043
4514.7	1.1271	1.1034	
4014.7	1.1300	1.1030	
3514.7	1.1342	1.1030	
3014.7	1.1359	1.1034	
2514.7	1.1391	1.1042	
2014.7	1.1427	1.1057	
1514.7	1.1465	1.1077	
1014.7	1.1509	1.1106	
914.7	1.1516	1.1112	
814.7	1.1522	1.1119	
714.7	1.1531	1.1126	
644.7	1.1547	1.1068	
414.7	1.1441	1.0974	
214.7	1.1323	1.0835	

Elaborado por: Julio Murillo / Carla Yépez

RESULTADOS DE LA CORRELACIÓN DE GLASO

PRESIÓN (Psia)	β_o Medido (Bls/BF)	C. GLASO	COEFICIENTE DE CORRELACIÓN
		β_o Calculado(Bls/BF)	
5014.7	1.1244	1.0655	0.764971
4514.7	1.1271	1.0648	
4014.7	1.1300	1.0642	
3514.7	1.1342	1.0636	
3014.7	1.1359	1.0630	
2514.7	1.1391	1.0625	
2014.7	1.1427	1.0626	
1514.7	1.1465	1.0643	
1014.7	1.1509	1.0716	
914.7	1.1516	1.0750	
814.7	1.1522	1.0798	
714.7	1.1531	1.0867	
644.7	1.1547	1.0812	
414.7	1.1441	1.0724	
214.7	1.1323	1.0597	

Elaborado por: Julio Murillo / Carla Yépez

RESULTADOS DE LA CORRELACIÓN DE VASQUEZ Y BEGGS

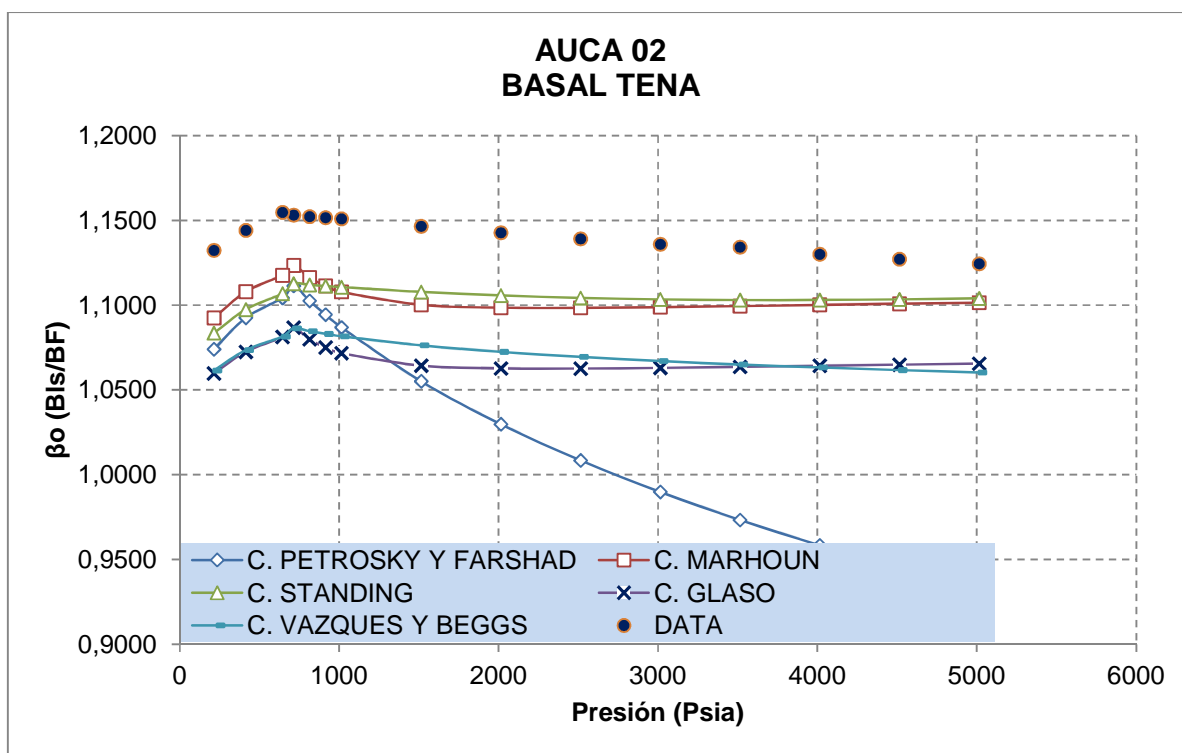
PRESIÓN (Psia)	β_o Medido (Bls/BF)	C. VASQUEZ Y BEGGS	COEFICIENTE DE CORRELACIÓN
		β_o Calculado(Bls/BF)	
5014.7	1.1244	1.0603	0.975647
4514.7	1.1271	1.0617	
4014.7	1.1300	1.0632	
3514.7	1.1342	1.0650	
3014.7	1.1359	1.0670	
2514.7	1.1391	1.0695	
2014.7	1.1427	1.0724	
1514.7	1.1465	1.0762	
1014.7	1.1509	1.0816	
914.7	1.1516	1.0830	

CONTINUACIÓN: RESULTADOS DE LA CORRELACIÓN DE VASQUEZ Y BEGGS

PRESIÓN (Psia)	β_o Medido (Bls/BF)	C. VASQUEZ Y BEGGS	COEFICIENTE DE CORRELACIÓN
		β_o Calculado(Bls/BF)	
914.7	1.1516	1.0830	0.975647
814.7	1.1522	1.0846	
714.7	1.1531	1.0864	
644.7	1.1547	1.0814	
414.7	1.1441	1.0734	
214.7	1.1323	1.0614	

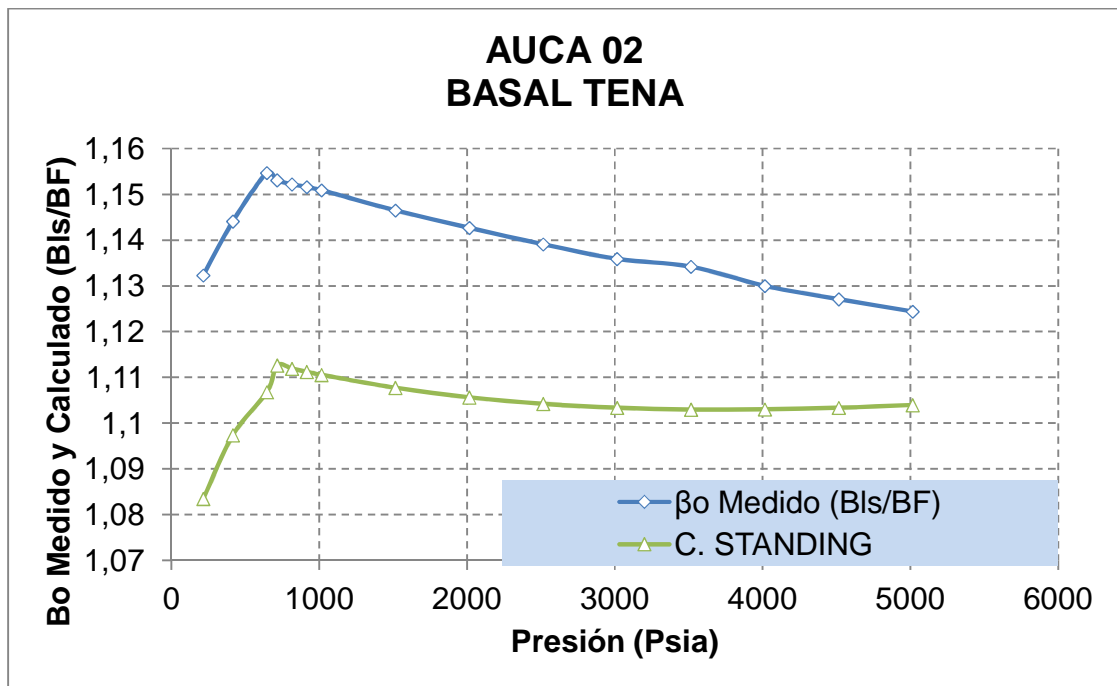
Elaborado por: Julio Murillo / Carla Yépez

RESULTADOS GRÁFICOS DE LAS CORRELACIONES



Elaborado por: Julio Murillo / Carla Yépez

CORRELACIÓN SELECCIONADA: STANDING (β_o)



Elaborado por: Julio Murillo / Carla Yépez

TABLA A-3.3 CÁLCULOS PARA LA SELECCIÓN DE LA CORRELACIÓN MÁS ADECUADA DEL FACTOR VOLUMÉTRICO PARA EL POZOAUCA 24 "NAPO U"

DATOS							
ARENA	P _R (Psia)	R _s (scf/STB)	T (°F)	γ _g	°API	T _{sep} (°F)	P _{sep} (Psia)
ARENA "U"	5014.7	141	185	1.005	26.7	72	14.7
	4014.7	141	185	1.005	26.7	72	14.7
	3014.7	141	185	1.005	26.7	72	14.7
	2513.7	141	185	1.005	26.7	72	14.7
	2014.7	141	185	1.005	26.7	72	14.7
	1014.7	141	185	1.005	26.7	72	14.7
	894.7	141	185	1.005	26.7	72	14.7
	848.7	141	185	1.005	26.7	72	14.7
	764.7	118.85	185	1.005	26.7	72	14.7
	614.7	101.87	185	1.005	26.7	72	14.7
	464.7	83.95	185	1.005	26.7	72	14.7
	314.7	64.14	185	1.005	26.7	72	14.7
	164.7	42.45	185	1.005	26.7	72	14.7

COEFICIENTES C. VASQUEZ Y BEGGS

COEFICIENTES	API ≤ 30	API > 30
C₁	4.68E-04	4.67E-04
C₂	1.75E-05	1.10E-05
C₃	-1.81E-08	1.34E-09

COEFICIENTES PARA CÁLCULO DE "F" PARA LA CORRELACIÓN MARHOUN

COEFICIENTES	
a	0.74239
b	0.323294
c	-1.20204

Elaborado por: Julio Murillo / Carla Yépez

CONSTANTES UTILIZADAS

CONSTANTES									
γ_o	γ_{gs}	β_{ob} (BIs/BF)	A	F	A	$A_{general}$	$Co_{standing}$	$Co_{general}$	β_o Medido (BIs/BF)
0.8944	0.903	328.994	0.0127	45.13	0.0173	-11.7483	0.000002	0.000008	1.0770
0.8944	0.903	328.994	0.0127	45.13	0.0173	-11.4258	0.000002	0.000011	1.0824
0.8944	0.903	328.994	0.0127	45.13	0.0173	-11.0104	0.000003	0.000017	1.0882
0.8944	0.903	328.994	0.0127	45.13	0.0173	-10.7469	0.000004	0.000022	1.0913
0.8944	0.903	328.994	0.0127	45.13	0.0173	-10.4260	0.000004	0.000030	1.0946
0.8944	0.903	328.994	0.0127	45.13	0.0173	-9.4315	0.000006	0.000080	1.1019
0.8944	0.903	328.994	0.0127	45.13	0.0173	-9.2490	0.000006	0.000096	1.1028
0.8944	0.903	328.994	-1.0059	45.13	1616.929				1.1030
0.8944	0.903	305.445	-1.0552	39.76	1430.665				1.0980
0.8944	0.903	287.393	-1.0960	35.46	1284.421				1.0909
0.8944	0.903	268.338	-1.1425	30.71	1125.754				1.0838
0.8944	0.903	247.277	-1.1986	25.15	943.290				1.0747
0.8944	0.903	224.210	-1.2666	18.51	730.078				1.0667

Elaborado por: Julio Murillo / Carla Yépez

CÁLCULOS DEL ERROR PARA CADA CORRELACIÓN

C. PETROSKY Y FARSHAD		C. MARHOUN		C. STANDING		C. GLASO		C. VASQUEZ Y BEGGS	
β_o Calculado(BIs/ BF)	% Error	β_o Calculado(BIs/ BF)	% Error	β_o Calculado(BIs/ BF)	% Error	β_o Calculado(BIs/ BF)	% Error	β_o Calculado(BIs/ BF)	% Error
0.8944	0.903	328.994	0.0127	45.13	0.0173	-11.7483	0.000002	0.000008	1.0770
0.8944	0.903	328.994	0.0127	45.13	0.0173	-11.4258	0.000002	0.000011	1.0824
0.8944	0.903	328.994	0.0127	45.13	0.0173	-11.0104	0.000003	0.000017	1.0882
0.8944	0.903	328.994	0.0127	45.13	0.0173	-10.7469	0.000004	0.000022	1.0913
0.8944	0.903	328.994	0.0127	45.13	0.0173	-10.4260	0.000004	0.000030	1.0946
0.8944	0.903	328.994	0.0127	45.13	0.0173	-9.4315	0.000006	0.000080	1.1019
0.8944	0.903	328.994	0.0127	45.13	0.0173	-9.2490	0.000006	0.000096	1.1028
0.8944	0.903	328.994	- 1.0059	45.13	1616.929				1.1030
0.8944	0.903	305.445	- 1.0552	39.76	1430.665				1.0980
0.8944	0.903	287.393	- 1.0960	35.46	1284.421				1.0909

0.8944	0.90 3	268.338	- 1.142 5	30.71	1125.7 54				1.083 8
0.8944	0.90 3	247.277	- 1.198 6	25.15	943.29 0				1.074 7
0.8944	0.90 3	224.210	- 1.266 6	18.51	730.07 8				1.066 7

Elaborado por: Julio Murillo / Carla Yépez

RESULTADOS DE LA CORRELACIÓN DE PETROSKY Y FARSHAD

PRESIÓN (Psia)	β_o Medido (Bls/BF)	C. PETROSKY Y FARSHAD	COEFICIENTE DE CORRELACIÓN
		β_o Calculado(Bls/BF)	
5014.7	1.0770	0.9102	0.49127
4014.7	1.0824	0.9437	
3014.7	1.0882	0.9840	
2513.7	1.0913	1.0081	
2014.7	1.0946	1.0358	
1014.7	1.1019	1.1108	
894.7	1.1028	1.1229	
848.7	1.1030	1.1278	
764.7	1.0980	1.1144	
614.7	1.0909	1.1038	
464.7	1.0838	1.0924	
314.7	1.0747	1.0793	
164.7	1.0667	1.0639	

Elaborado por: Julio Murillo / Carla Yépez

RESULTADOS DE LA CORRELACIÓN DE MARHOUN

PRESIÓN (Psia)	β_o Medido (Bls/BF)	C. MARHOUN	COEFICIENTE DE CORRELACIÓN
		β_o Calculado(Bls/BF)	
5014.7	1.0770	1.1056	0.838474
4014.7	1.0824	1.1038	
3014.7	1.0882	1.1024	
2513.7	1.0913	1.1024	
2014.7	1.0946	1.1037	
1014.7	1.1019	1.1275	
894.7	1.1028	1.1375	
848.7	1.1030	1.1426	
764.7	1.0980	1.1313	
614.7	1.0909	1.1224	
464.7	1.0838	1.1128	
314.7	1.0747	1.1016	
164.7	1.0667	1.0886	

Elaborado por: Julio Murillo / Carla Yépez

RESULTADOS DE LA CORRELACIÓN DE STANDING

PRESIÓN (Psia)	β_o Medido (Bls/BF)	C. STANDING	COEFICIENTE DE CORRELACIÓN
		β_o Calculado(Bls/BF)	
5014.7	1.0770	1.1186	0.802294
4014.7	1.0824	1.1177	
3014.7	1.0882	1.1180	
2513.7	1.0913	1.1188	
2014.7	1.0946	1.1202	
1014.7	1.1019	1.1248	
894.7	1.1028	1.1255	
848.7	1.1030	1.1258	
764.7	1.0980	1.1148	
614.7	1.0909	1.1065	
464.7	1.0838	1.0977	
314.7	1.0747	1.0882	
164.7	1.0667	1.0779	

Elaborado por: Julio Murillo / Carla Yépez

RESULTADOS DE LA CORRELACIÓN DE GLASO

PRESIÓN (Psia)	β_o Medido (Bls/BF)	C. GLASO	COEFICIENTE DE CORRELACIÓN
		β_o Calculado(Bls/BF)	
5014.7	1.0770	1.0631	0.786018
4014.7	1.0824	1.0614	
3014.7	1.0882	1.0600	
2513.7	1.0913	1.0600	
2014.7	1.0946	1.0613	
1014.7	1.1019	1.0841	
894.7	1.1028	1.0938	
848.7	1.1030	1.0987	
764.7	1.0980	1.0881	
614.7	1.0909	1.0802	
464.7	1.0838	1.0720	
314.7	1.0747	1.0633	
164.7	1.0667	1.0541	

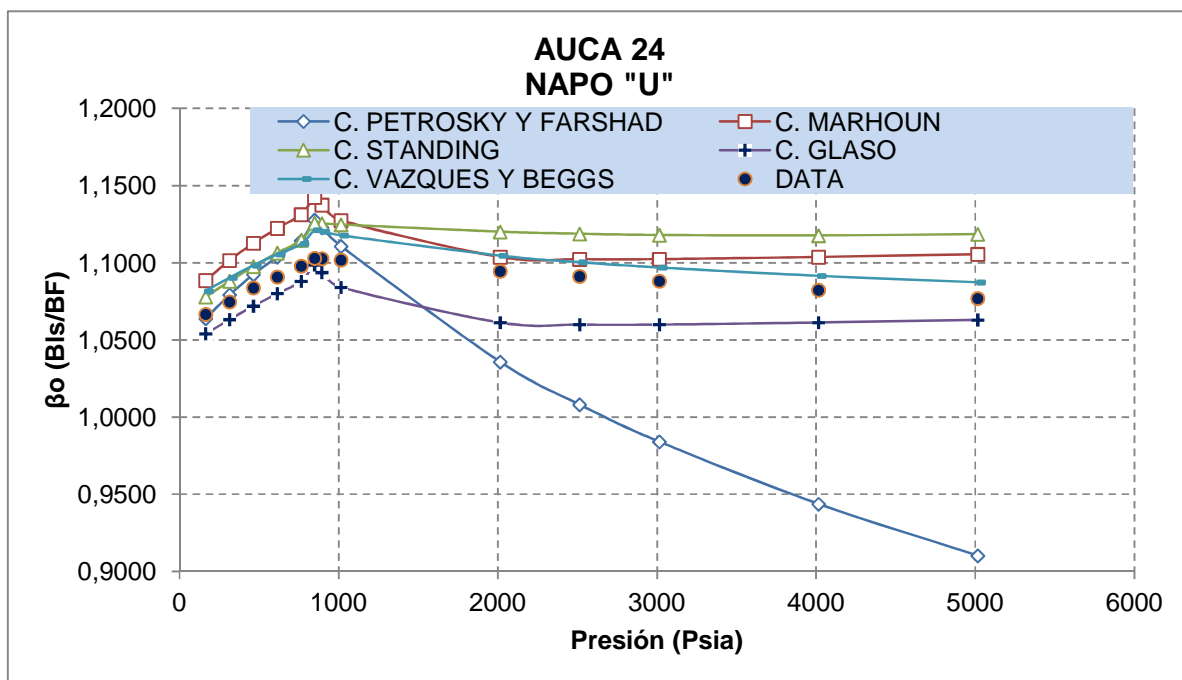
Elaborado por: Julio Murillo / Carla Yépez

RESULTADOS DE LA CORRELACIÓN DE VASQUEZ Y BEGGS

PRESIÓN (Psia)	β_o Medido (BIs/BF)	C. VASQUEZ Y BEGGS	COEFICIENTE DE CORRELACIÓN
		β_o Calculado(BIs/BF)	
5014.7	1.0770	1.087	0.968014
4014.7	1.0824	1.092	
3014.7	1.0882	1.097	
2513.7	1.0913	1.100	
2014.7	1.0946	1.105	
1014.7	1.1019	1.118	
894.7	1.1028	1.120	
848.7	1.1030	1.121	
764.7	1.0980	1.112	
614.7	1.0909	1.106	
464.7	1.0838	1.098	
314.7	1.0747	1.090	
164.7	1.0667	1.082	

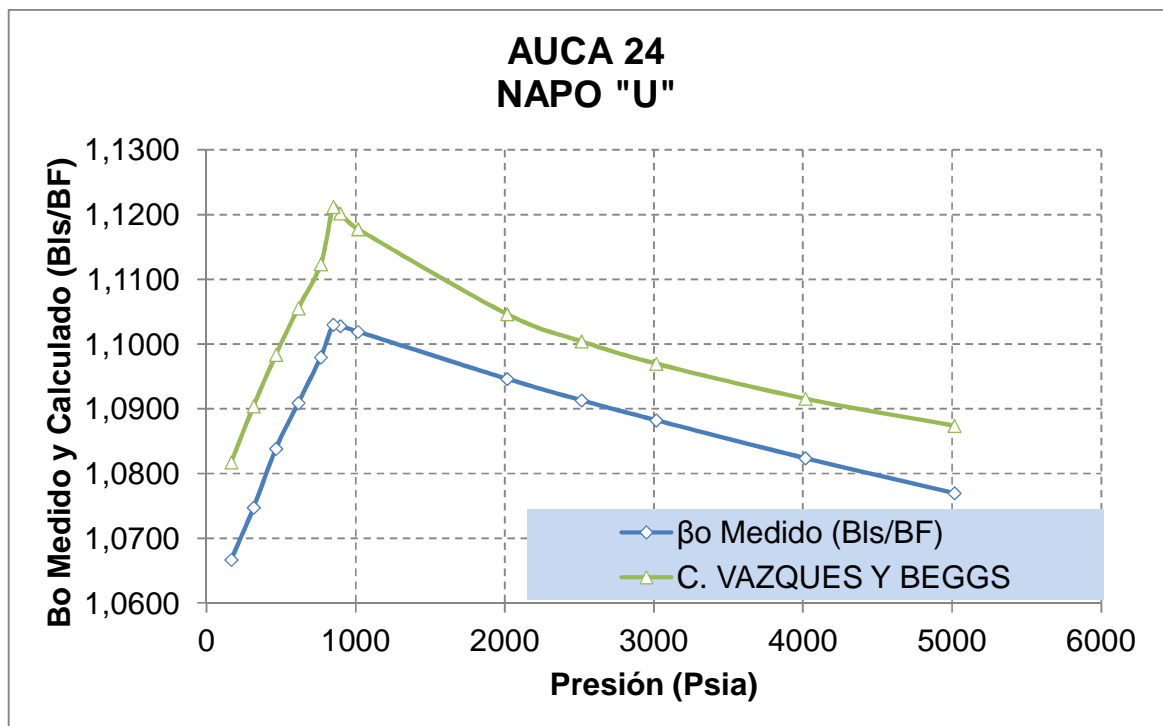
Elaborado por: Julio Murillo / Carla Yépez

RESULTADOS GRÁFICOS DE LAS CORRELACIONES



Elaborado por: Julio Murillo / Carla Yépez

CORRELACIÓN SELECCIONADA: VASQUEZ Y BEGGS (β_o)



Elaborado por: Julio Murillo / Carla Yépez

TABLA A-3.4 CÁLCULOS PARA LA SELECCIÓN DE LA CORRELACIÓN MÁS ADECUADA DEL FACTOR VOLUMÉTRICO PARA EL POZOAUCA 40 "T"

DATOS							
ARENA	P _R (Psia)	R _s (scf/STB)	T (°F)	γ _g	°API	T _{sep} (°F)	P _{sep} (Psia)
ARENA "T"	5014.7	127	233	1.393	27.4	100	14.7
	4514.7	127	233	1.393	27.4	100	14.7
	4014.7	127	233	1.393	27.4	100	14.7
	3514.7	127	233	1.393	27.4	100	14.7
	3014.7	127	233	1.393	27.4	100	14.7
	2514.7	127	233	1.393	27.4	100	14.7
	2014.7	127	233	1.393	27.4	100	14.7
	1514.7	127	233	1.393	27.4	100	14.7
	1014.7	127.00	233	1.393	27.4	100	14.7
	854.7	127.00	233	1.393	27.4	100	14.7
	834.7	118.11	233	1.393	27.4	100	14.7
	614.7	94.49	233	1.393	27.4	100	14.7
	414.7	68.03	233	1.393	27.4	100	14.7
	214.7	38.74	233	1.393	27.4	100	14.7
	14.7	0.00	233	1.393	27.4	100	14.7

COEFICIENTES C. VASQUEZ Y BEGGS

COEFICIENTES	API ≤ 30	API > 30
C₁	4.68E-04	4.67E-04
C₂	1.75E-05	1.10E-05
C₃	-1.81E-08	1.34E-09

COEFICIENTES PARA CÁLCULO DE "F" PARA LA CORRELACIÓN MARHOUN

COEFICIENTES	
a	0.74239
b	0.323294
c	-1.20204

Elaborado por: Julio Murillo / Carla Yépez

CONSTANTES UTILIZADAS

CONSTANTES									
Y_o	Y_{gs}	β_{ob} (BIs/BF)	A	F	A	$A_{general}$	$Co_{standing}$	$Co_{general}$	β_o Medido (BIs/BF)
0.8905	1.192	386.244	0.0148	46.66	0.0215	-11.8478	0.000002	0.000007	1.1303
0.8905	1.192	386.244	0.0148	46.66	0.0215	-11.6955	0.000002	0.000008	1.1329
0.8905	1.192	386.244	0.0148	46.66	0.0215	-11.5253	0.000003	0.000010	1.1363
0.8905	1.192	386.244	0.0148	46.66	0.0215	-11.3325	0.000003	0.000012	1.1400
0.8905	1.192	386.244	0.0148	46.66	0.0215	-11.1100	0.000004	0.000015	1.1442
0.8905	1.192	386.244	0.0148	46.66	0.0215	-10.8470	0.000004	0.000019	1.1486
0.8905	1.192	386.244	0.0148	46.66	0.0215	-10.5256	0.000005	0.000027	1.1533
0.8905	1.192	386.244	0.0148	46.66	0.0215	-10.1120	0.000006	0.000041	1.1578
0.8905	1.192	386.244	0.0148	46.66	0.0215	-9.5310	0.000006	0.000073	1.1623
0.8905	1.192	386.244	-0.9013	46.66	2094.143				1.1645
0.8905	1.192	374.995	-0.9204	44.21	1989.931				1.1641
0.8905	1.192	345.105	-0.9744	37.46	1706.701				1.1352
0.8905	1.192	311.628	-1.0418	29.35	1374.453				1.1097
0.8905	1.192	274.564	-1.1269	19.32	974.129				1.0893
0.8905	1.192	225.544	-1.2625	0.00	112.396				1.0740

Elaborado por: Julio Murillo / Carla Yépez

CÁLCULOS DEL ERROR PARA CADA CORRELACIÓN

C. PETROSKY Y FARSHAD		C. MARHOUN		C. STANDING		C. GLASO		C. VASQUEZ Y BEGGS	
β_o Calculado(BIs/ BF)	% Error	β_o Calculado(BIs/ BF)	% Error	β_o Calculado(BIs/ BF)	% Error	β_o Calculado(BIs/ BF)	% Error	β_o Calculado(BIs/ BF)	% Error
0.9060	19.848 1	1.1524	1.954 6	1.1500	1.738 2	1.0925	3.345 4	1.078	4.6176 1
0.9246	18.385 3	1.1516	1.650 9	1.1494	1.459 2	1.0917	3.633 3	1.081	4.6172
0.9449	16.847 3	1.1507	1.268 8	1.1491	1.125 7	1.0909	3.995 5	1.083	4.6672 4
0.9672	15.152 2	1.1500	0.879 5	1.1492	0.809 7	1.0902	4.364 6	1.086	4.6999 3
0.9922	13.286 6	1.1495	0.461 9	1.1497	0.484 5	1.0897	4.760 5	1.090	4.7372 8
1.0204	11.161 2	1.1495	0.076 1	1.1508	0.189 6	1.0897	5.126 3	1.094	4.7336 1
1.0532	8.6834	1.1508	0.216 1	1.1525	0.074 9	1.0910	5.403 3	1.099	4.6699 6
1.0925	5.6425	1.1558	0.172 5	1.1548	0.259 6	1.0958	5.361 9	1.106	4.4579 4
1.1425	1.7020	1.1735	0.963 6	1.1580	0.371 7	1.1125	4.284 9	1.116	4.0033 9
1.1622	0.2006	1.1872	1.950 2	1.1592	0.456 8	1.1255	3.349 5	1.120	3.8302 2
1.1547	0.8112	1.1820	1.540	1.1538	0.888	1.1201	3.779	1.116	4.0992

			7		1		1		6
1.1343	0.0869	1.1680	2.882 2	1.1395	0.374 9	1.1061	2.570 8	1.107	2.4844 1
1.1103	0.0569	1.1514	3.762 2	1.1238	1.268 4	1.0908	1.700 6	1.097	1.1820 7
1.0815	0.7222	1.1316	3.876 4	1.1067	1.589 8	1.0747	1.348 8	1.085	0.4005 3
1.0194	5.0854	1.0951	1.963 3	1.0846	0.987 1	1.0546	1.803 8	1.070	0.4058 2

Elaborado por: Julio Murillo / Carla Yépez

RESULTADOS DE LA CORRELACIÓN DE PETROSKY Y FARSHAD

PRESIÓN (Psia)	β_o Medido (Bls/BF)	C. PETROSKY Y FARSHAD	COEFICIENTE DE CORRELACIÓN
		β_o Calculado (Bls/BF)	
5014.7	1.1303	0.9060	0.256705
4514.7	1.1329	0.9246	
4014.7	1.1363	0.9449	
3514.7	1.1400	0.9672	
3014.7	1.1442	0.9922	
2514.7	1.1486	1.0204	
2014.7	1.1533	1.0532	
1514.7	1.1578	1.0925	
1014.7	1.1623	1.1425	
854.7	1.1645	1.1622	
834.7	1.1641	1.1547	
614.7	1.1352	1.1343	
414.7	1.1097	1.1103	
214.7	1.0893	1.0815	
14.7	1.0740	1.0194	

Elaborado por: Julio Murillo / Carla Yépez

RESULTADOS DE LA CORRELACIÓN DE MARHOUN

PRESIÓN (Psia)	β_o Medido (Bls/BF)	C. MARHOUN	COEFICIENTE DE CORRELACIÓN
		β_o Calculado (Bls/BF)	
5014.7	1.1303	1.1524	0.850717
4514.7	1.1329	1.1516	
4014.7	1.1363	1.1507	
3514.7	1.1400	1.1500	
3014.7	1.1442	1.1495	
2514.7	1.1486	1.1495	
2014.7	1.1533	1.1508	
1514.7	1.1578	1.1558	
1014.7	1.1623	1.1735	
854.7	1.1645	1.1872	
834.7	1.1641	1.1820	
614.7	1.1352	1.1680	

CONTINUACIÓN: RESULTADOS DE LA CORRELACIÓN DE MARHOUN

PRESIÓN (Psia)	β_o Medido (Bls/BF)	C. MARHOUN	COEFICIENTE DE CORRELACIÓN
		β_o Calculado (Bls/BF)	
614.7	1.1352	1.1680	0.850717
414.7	1.1097	1.1514	
214.7	1.0893	1.1316	
14.7	1.0740	1.0951	

Elaborado por: Julio Murillo / Carla Yépez

RESULTADOS DE LA CORRELACIÓN DE STANDING

PRESIÓN (Psia)	β_o Medido (Bls/BF)	C. STANDING	COEFICIENTE DE CORRELACIÓN
		β_o Calculado (Bls/BF)	
5014.7	1.1303	1.1500	0.952554
4514.7	1.1329	1.1494	
4014.7	1.1363	1.1491	
3514.7	1.1400	1.1492	
3014.7	1.1442	1.1497	
2514.7	1.1486	1.1508	
2014.7	1.1533	1.1525	
1514.7	1.1578	1.1548	
1014.7	1.1623	1.1580	
854.7	1.1645	1.1592	
834.7	1.1641	1.1538	
614.7	1.1352	1.1395	
414.7	1.1097	1.1238	
214.7	1.0893	1.1067	
14.7	1.0740	1.0846	

Elaborado por: Julio Murillo / Carla Yépez

RESULTADOS DE LA CORRELACIÓN DE GLASO

PRESIÓN (Psia)	β_o Medido (Bls/BF)	C. GLASO	COEFICIENTE DE CORRELACIÓN
		β_o Calculado (Bls/BF)	
5014.7	1.1303	1.0925	0.838014
4514.7	1.1329	1.0917	
4014.7	1.1363	1.0909	
3514.7	1.1400	1.0902	
3014.7	1.1442	1.0897	
2514.7	1.1486	1.0897	
2014.7	1.1533	1.0910	
1514.7	1.1578	1.0958	
1014.7	1.1623	1.1125	
854.7	1.1645	1.1255	
834.7	1.1641	1.1201	
614.7	1.1352	1.1061	
414.7	1.1097	1.0908	
214.7	1.0893	1.0747	
14.7	1.0740	1.0546	

Elaborado por: Julio Murillo / Carla Yépez

RESULTADOS DE LA CORRELACIÓN DE VASQUEZ Y BEGGS

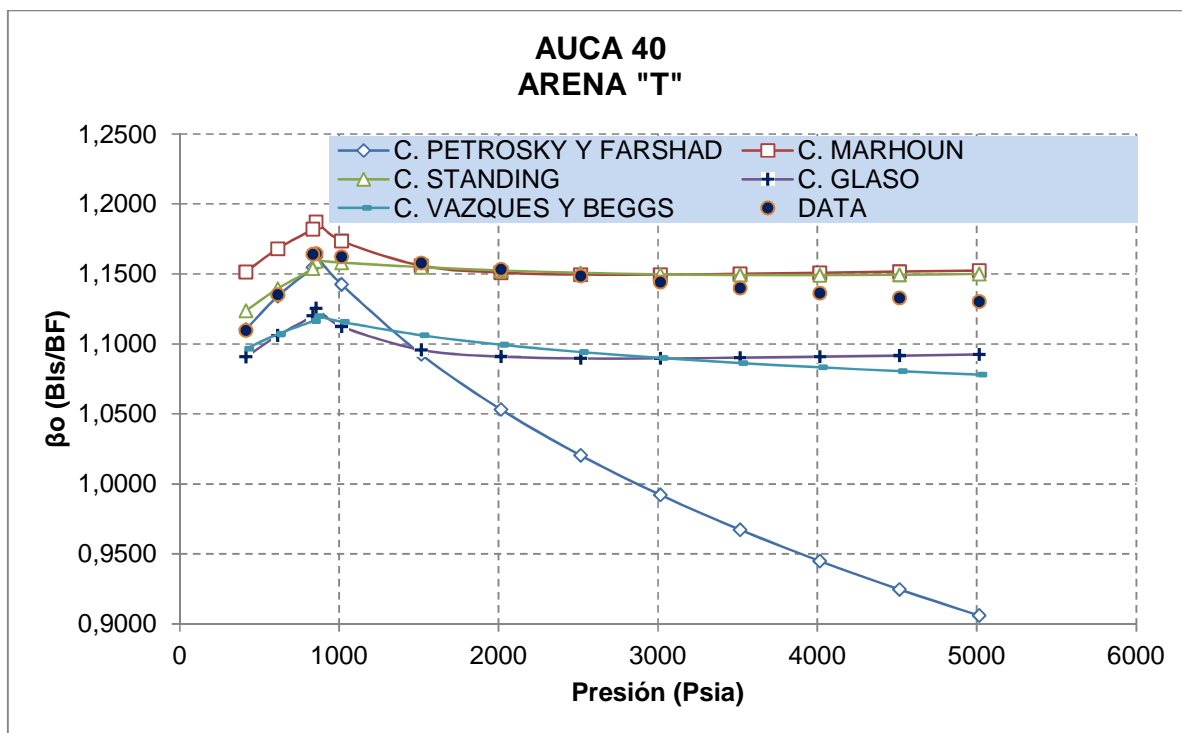
PRESIÓN (Psia)	β_o Medido (Bls/BF)	C. VASQUEZ Y BEGGS	COEFICIENTE DE CORRELACIÓN
		β_o Calculado (Bls/BF)	
5014.7	1.1303	1.0781	0.734917
4514.7	1.1329	1.0806	
4014.7	1.1363	1.0833	
3514.7	1.1400	1.0864	
3014.7	1.1442	1.0900	
2514.7	1.1486	1.0942	
2014.7	1.1533	1.0995	
1514.7	1.1578	1.1062	
1014.7	1.1623	1.1158	
854.7	1.1645	1.1199	
834.7	1.1641	1.1164	

CONTINUACIÓN: RESULTADOS DE LA CORRELACIÓN DE VASQUEZ Y BEGGS

PRESIÓN (Psia)	β_o Medido (Bls/BF)	C. VASQUEZ Y BEGGS	COEFICIENTE DE CORRELACIÓN
		β_o Calculado (Bls/BF)	
614.7	1.1352	1.1070	0.734917
414.7	1.1097	1.0966	
214.7	1.0893	1.0850	
14.7	1.0740	1.0697	

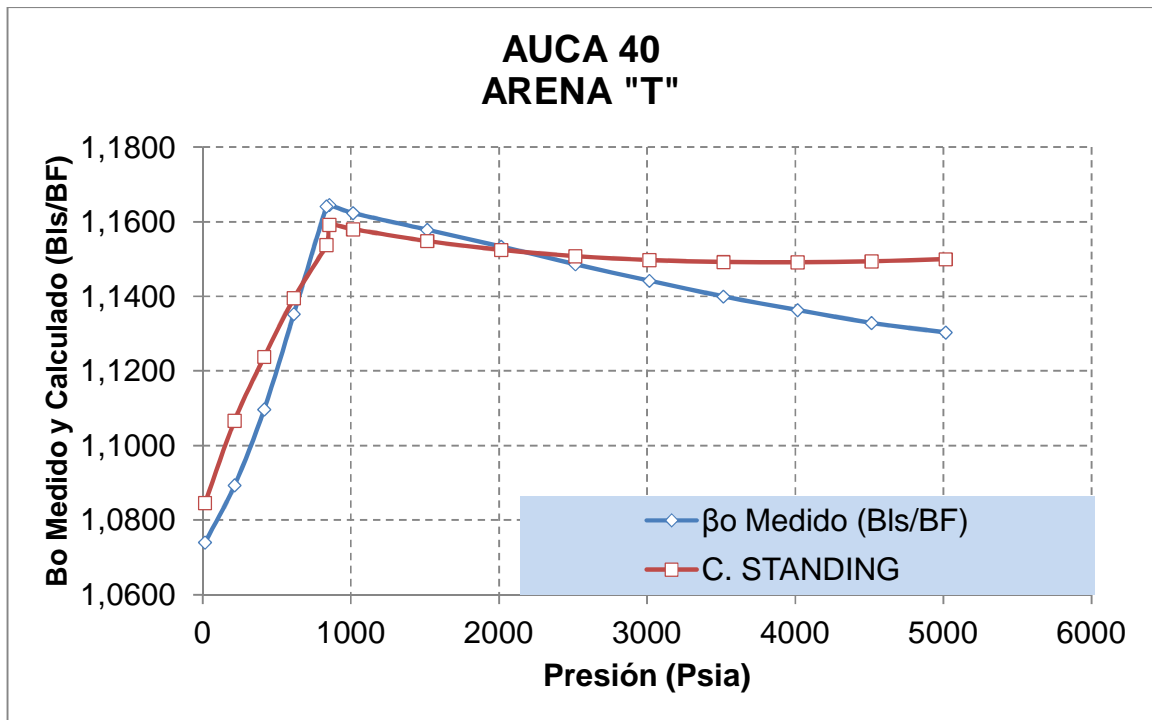
Elaborado por: Julio Murillo / Carla Yépez

RESULTADOS GRÁFICOS DE LAS CORRELACIONES



Elaborado por: Julio Murillo / Carla Yépez

CORRELACIÓN SELECCIONADA: STANDING (β_o)



Elaborado por: Julio Murillo / Carla Yépez

TABLA A-3.5 CÁLCULOS PARA LA SELECCIÓN DE LA CORRELACIÓN MÁS ADECUADA DEL FACTOR VOLUMÉTRICO PARA EL POZOAUCA 32 “HOLLÍN”

DATOS							
ARENA	P _R (Psia)	R _s (scf/STB)	T (°F)	γ _g	°API	T _{sep} (°F)	P _{sep} (Psia)
HOLLÍN	5014.7	12	236	1.321	32	100	14.7
	4014.7	12	236	1.321	32	100	14.7
	3014.7	12	236	1.321	32	100	14.7
	2014.7	12	236	1.321	32	100	14.7
	1014.7	12	236	1.321	32	100	14.7
	514.7	12	236	1.321	32	100	14.7
	230.7	12	236	1.321	32	100	14.7
	189.7	12	236	1.321	32	100	14.7
	164.7	12.00	236	1.321	32	100	14.7
	94.7	8.25	236	1.321	32	100	14.7
14.7	0.00	236	1.321	32	100	14.7	

COEFICIENTES C. VASQUEZ Y BEGGS

COEFICIENTES	API ≤ 30	API > 30
C₁	4.68E-04	4.67E-04
C₂	1.75E-05	1.10E-05
C₃	-1.81E-08	1.34E-09

COEFICIENTES PARA CÁLCULO DE “F” PARA LA CORRELACIÓN MARHOUN

COEFICIENTES	
a	0.74239
b	0.323294
c	-1.20204

Elaborado por: Julio Murillo / Carla Yépez

CONSTANTES UTILIZADAS

CONSTANTES									
γ_o	γ_{gs}	β_{ob} (BIs/BF)	A	F	A	A _{general}	Co _{standing}	Co _{general}	β_o Medido (BIs/BF)
0.8654	1.098	243.438	0.0030	8.24	0.0179	-12.2188	0.000001	0.000005	1.0979
0.8654	1.098	243.438	0.0030	8.24	0.0179	-11.8963	0.000002	0.000007	1.1091
0.8654	1.098	243.438	0.0030	8.24	0.0179	-11.4810	0.000003	0.000010	1.1205
0.8654	1.098	243.438	0.0030	8.24	0.0179	-10.8966	0.000004	0.000019	1.1325
0.8654	1.098	243.438	0.0030	8.24	0.0179	-9.9020	0.000005	0.000050	1.1405
0.8654	1.098	243.438	0.0030	8.24	0.0179	-8.9178	0.000006	0.000134	1.1443
0.8654	1.098	243.438	0.0030	8.24	0.0179	-7.7543	0.000007	0.000429	1.1470
0.8654	1.098	243.438	0.0030	8.24	0.0179	-7.4705	0.000007	0.000570	1.1487
0.8654	1.098	243.438	-1.2094	8.24	539.207				1.1505
0.8654	1.098	238.753	-1.2228	6.24	457.957				1.1222
0.8654	1.098	228.448	-1.2535	0.00	114.810				1.0727

Elaborado por: Julio Murillo / Carla Yépez

CÁLCULOS DEL ERROR PARA CADA CORRELACIÓN

C. PETROSKY Y FARSHAD		C. MARHOUN		C. STANDING		C. GLASO		C. VASQUEZ Y BEGGS	
β_o Calculado(BIs/ BF)	% Error	β_o Calculado(BIs/ BF)	% Error	β_o Calculado(BIs/ BF)	% Error	β_o Calculado(BIs/ BF)	% Error	β_o Calculado(BIs/ BF)	% Error
0.9748	11.213 9	1.0866	1.031 8	1.0853	1.147 8	1.0366	5.5844	0.999	9.0142 2
0.9832	11.350 2	1.0841	2.254 8	1.0839	2.272 1	1.0343	6.7512	1.003	9.5718 6
0.9931	11.365 6	1.0807	3.550 7	1.0835	3.299 1	1.0310	7.9875	1.008	10.024 7
1.0053	11.233 6	1.0755	5.039 7	1.0846	4.230 7	1.0260	9.4080	1.015	10.338
1.0222	10.375 2	1.0666	6.484 5	1.0879	4.610 5	1.0175	10.786 3	1.028	9.8642 1
1.0350	9.5487	1.0620	7.194 3	1.0906	4.688 4	1.0131	11.463 5	1.041	9.0592 9
1.0464	8.7725	1.0819	5.675 7	1.0925	4.748 6	1.0321	10.014 7	1.056	7.9573 4
1.0486	8.7157	1.0972	4.486 2	1.0928	4.869 2	1.0467	8.8800	1.059	7.7753 8
1.0501	8.7202	1.1129	3.261 9	1.0930	4.996 3	1.0617	7.7119	1.062	7.6801 4
1.0443	6.9429	1.1092	1.159	1.0909	2.790	1.0599	5.5554	1.060	5.5133

			0		5				2
1.0196	4.9546	1.0977	2.327 8	1.0863	1.265 8	1.0558	1.5793	1.056	1.5188 6

Elaborado por: Julio Murillo / Carla Yépez

RESULTADOS DE LA CORRELACIÓN DE PETROSKY Y FARSHAD

PRESIÓN (P _{sia})	β_o Medido (Bls/BF)	C. PETROSKY Y FARSHAD	COEFICIENTE DE CORRELACIÓN
		β_o Calculado (Bls/BF)	
5014.7	1.098	0.975	0.606097
4014.7	1.109	0.983	
3014.7	1.120	0.993	
2014.7	1.133	1.005	
1014.7	1.141	1.022	
514.7	1.144	1.035	
230.7	1.147	1.046	
189.7	1.149	1.049	
164.7	1.150	1.050	
94.7	1.122	1.044	
14.7	1.073	1.020	

Elaborado por: Julio Murillo / Carla Yépez

RESULTADOS DE LA CORRELACIÓN DE MARHOUN

PRESIÓN (P _{sia})	β_o Medido (Bls/BF)	C. MARHOUN	COEFICIENTE DE CORRELACIÓN
		β_o Calculado (Bls/BF)	
5014.7	1.098	1.087	-0.15704
4014.7	1.109	1.084	
3014.7	1.120	1.081	
2014.7	1.133	1.075	
1014.7	1.141	1.067	
514.7	1.144	1.062	
230.7	1.147	1.082	
189.7	1.149	1.097	
164.7	1.150	1.113	
94.7	1.122	1.109	
14.7	1.073	1.098	

Elaborado por: Julio Murillo / Carla Yépez

RESULTADOS DE LA CORRELACIÓN DE STANDING

PRESIÓN (Psia)	β_o Medido (Bls/BF)	C. STANDING	COEFICIENTE DE CORRELACIÓN
		β_o Calculado (Bls/BF)	
5014.7	1.098	1.085	0.646497
4014.7	1.109	1.084	
3014.7	1.120	1.083	
2014.7	1.133	1.085	
1014.7	1.141	1.088	
514.7	1.144	1.091	
230.7	1.147	1.093	
189.7	1.149	1.093	
164.7	1.150	1.093	
94.7	1.122	1.091	
14.7	1.073	1.086	

Elaborado por: Julio Murillo / Carla Yépez

RESULTADOS DE LA CORRELACIÓN DE GLASO

PRESIÓN (Psia)	β_o Medido (Bls/BF)	C. GLASO	COEFICIENTE DE CORRELACIÓN
		β_o Calculado (Bls/BF)	
5014.7	1.098	1.037	-0.26144
4014.7	1.109	1.034	
3014.7	1.120	1.031	
2014.7	1.133	1.026	
1014.7	1.141	1.018	
514.7	1.144	1.013	
230.7	1.147	1.032	
189.7	1.149	1.047	
164.7	1.150	1.062	
94.7	1.122	1.060	
14.7	1.073	1.056	

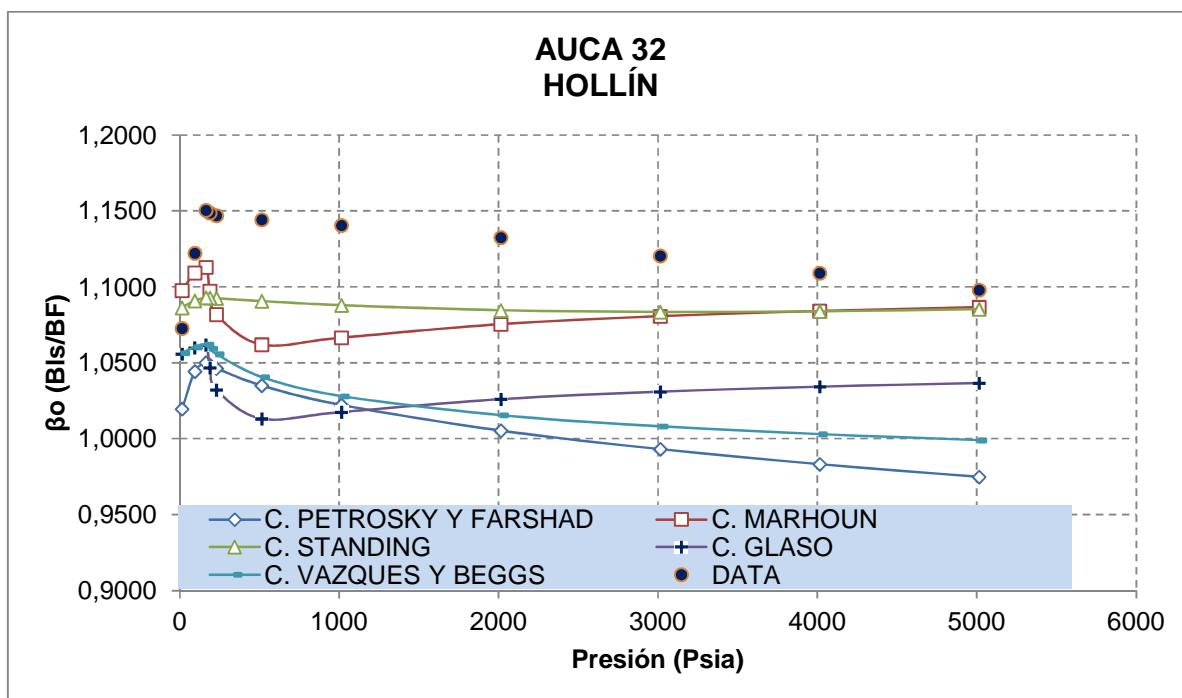
Elaborado por: Julio Murillo / Carla Yépez

RESULTADOS DE LA CORRELACIÓN DE VASQUEZ Y BEGGS

PRESIÓN (Psia)	β_o Medido (Bls/BF)	C. VASQUEZ Y BEGGS	COEFICIENTE DE CORRELACIÓN
		β_o Calculado (Bls/BF)	
5014.7	1.098	0.999	0.319213
4014.7	1.109	1.003	
3014.7	1.120	1.008	
2014.7	1.133	1.015	
1014.7	1.141	1.028	
514.7	1.144	1.041	
230.7	1.147	1.056	
189.7	1.149	1.059	
164.7	1.150	1.062	
94.7	1.122	1.060	
14.7	1.073	1.056	

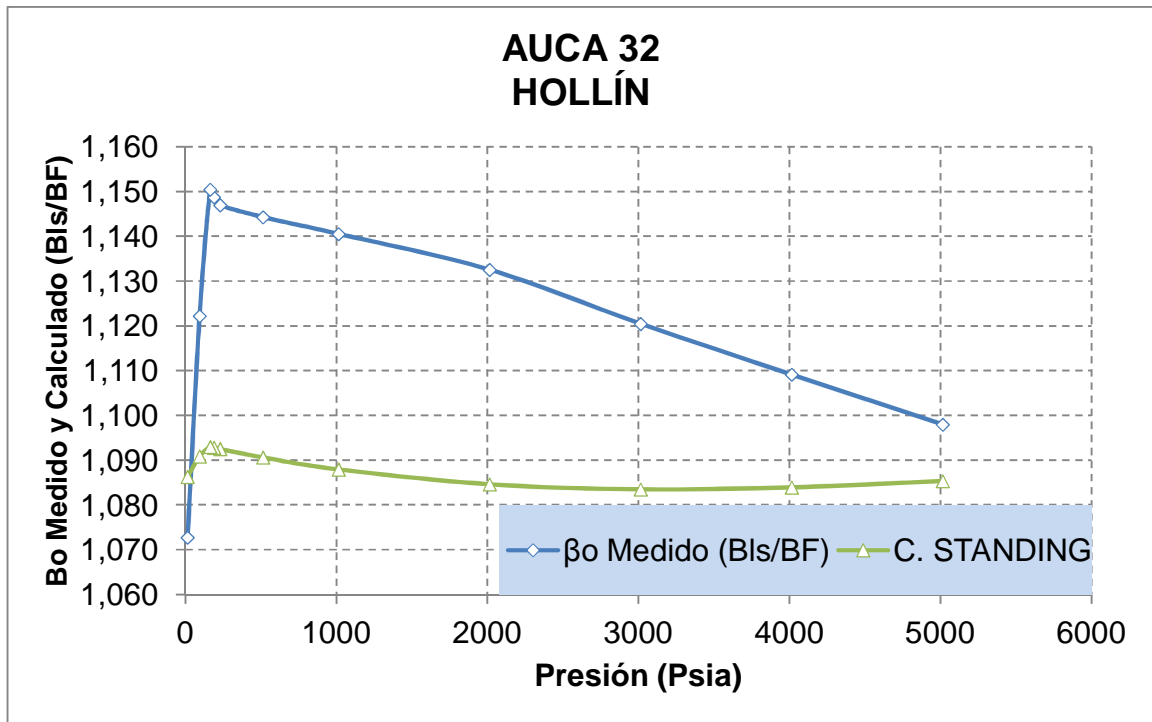
Elaborado por: Julio Murillo / Carla Yépez

RESULTADOS GRÁFICOS DE LAS CORRELACIONES



Elaborado por: Julio Murillo / Carla Yépez

CORRELACIÓN SELECCIONADA: STANDING (β_o)



Elaborado por: Julio Murillo / Carla Yépez

**TABLA A-3.6 CÁLCULOS PARA LA SELECCIÓN DE LA CORRELACIÓN
MÁS ADECUADA DEL FACTOR VOLUMÉTRICO PARA EL POZO
CONONACO 01 "NAPO U"**

DATOS							
ARENA	P _R (Psia)	R _s (scf/STB)	T (°F)	γ _g	°API	T _{sep} (°F)	P _{sep} (Psia)
ARENA "U"	5014.7	56	194	1.136	22.4	100	14.7
	4514.7	56	194	1.136	22.4	100	14.7
	4014.7	56	194	1.136	22.4	100	14.7
	3514.7	56	194	1.136	22.4	100	14.7
	3014.7	56	194	1.136	22.4	100	14.7
	2514.7	56	194	1.136	22.4	100	14.7
	2014.7	56	194	1.136	22.4	100	14.7
	1514.7	56	194	1.136	22.4	100	14.7
	1014.7	56.00	194	1.136	22.4	100	14.7
	714.7	56.00	194	1.136	22.4	100	14.7
	634.7	56.00	194	1.136	22.4	100	14.7
	564.7	56.00	194	1.136	22.4	100	14.7
	414.7	41.25	194	1.136	22.4	100	14.7
	214.7	24.55	194	1.136	22.4	100	14.7
	114.7	14.73	194	1.136	22.4	100	14.7

COEFICIENTES C. VASQUEZ Y BEGGS

COEFICIENTES	API > 30
C₁	4.67E-04
C₂	1.10E-05
C₃	1.34E-09

COEFICIENTES PARA CÁLCULO DE "F" PARA LA CORRELACIÓN MARHOUN

COEFICIENTES	
a	0.74239
b	0.323294
c	-1.20204

Elaborado por: Julio Murillo / Carla Yépez

CONSTANTES UTILIZADAS

CONSTANTES									
Y_o	Y_{gs}	β_{ob} (BIs/BF)	A	F	A	A general	Co standing	Co general	β_o Medido (BIs/BF)
0.9194	1.002	250.382	0.0067	22.89	0.0128	-12.3651	0.000002	0.000004	1.1056
0.9194	1.002	250.382	0.0067	22.89	0.0128	-12.2128	0.000002	0.000005	1.1080
0.9194	1.002	250.382	0.0067	22.89	0.0128	-12.0427	0.000002	0.000006	1.1106
0.9194	1.002	250.382	0.0067	22.89	0.0128	-11.8498	0.000003	0.000007	1.1135
0.9194	1.002	250.382	0.0067	22.89	0.0128	-11.6273	0.000003	0.000009	1.1163
0.9194	1.002	250.382	0.0067	22.89	0.0128	-11.3643	0.000004	0.000012	1.1194
0.9194	1.002	250.382	0.0067	22.89	0.0128	-11.0429	0.000005	0.000016	1.1227
0.9194	1.002	250.382	0.0067	22.89	0.0128	-10.6293	0.000005	0.000024	1.1255
0.9194	1.002	250.382	0.0067	22.89	0.0128	-10.0484	0.000006	0.000043	1.1294
0.9194	1.002	250.382	0.0067	22.89	0.0128	-9.5402	0.000006	0.000072	1.1314
0.9194	1.002	250.382	0.0067	22.89	0.0128	-9.3680	0.000007	0.000085	1.1347
0.9194	1.002	250.382	-1.1900	22.89	925.344				1.1372
0.9194	1.002	233.896	-1.2371	18.24	767.979				1.1262
0.9194	1.002	215.235	-1.2953	12.41	572.783				1.1152
0.9194	1.002	204.258	-1.3323	8.49	441.418				1.1114

Elaborado por: Julio Murillo / Carla Yépez

CÁLCULOS DEL ERROR PARA CADA CORRELACIÓN

C. PETROSKY Y FARSHAD		C. MARHOUN		C. STANDING		C. GLASO		C. VASQUEZ Y BEGGS	
β_o Calculado(BIs/ BF)	% Error	β_o Calculado(BIs/ BF)	% Error	β_o Calculado(BIs/ BF)	% Error	β_o Calculado(BIs/ BF)	% Error	β_o Calculado(BIs/ BF)	% Error
0.9476	14.288 4	1.0841	1.939 2	1.0824	2.094 7	1.0446	5.518 8	1.046	5.3997 8
0.9563	13.685 8	1.0834	2.214 6	1.0818	2.366 6	1.0439	5.784 2	1.047	5.4777 5
0.9658	13.044 0	1.0827	2.516 2	1.0813	2.638 7	1.0432	6.074 8	1.049	5.5614 7
0.9760	12.347 2	1.0819	2.839 5	1.0812	2.900 4	1.0424	6.386 3	1.051	5.6429 5
0.9873	11.560 3	1.0810	3.162 9	1.0814	3.125 3	1.0416	6.697 9	1.053	5.6970 6
0.9999	10.678 6	1.0802	3.503 4	1.0821	3.329 3	1.0408	7.025 9	1.055	5.7368 4
1.0142	9.6591	1.0796	3.839 8	1.0834	3.501 3	1.0402	7.350 0	1.058	5.7432 6
1.0312	8.3840	1.0798	4.062 6	1.0852	3.581 9	1.0404	7.564 7	1.062	5.6367 2
1.0522	6.8359	1.0836	4.055 9	1.0877	3.689 4	1.0440	7.558 3	1.068	5.4768 2
1.0683	5.5791	1.0931	3.389 4	1.0896	3.691 3	1.0531	6.916 1	1.072	5.2170 5
1.0733	5.4141	1.0983	3.206	1.0902	3.922	1.0582	6.739	1.074	5.3486

			4		7		7		8
1.0780	5.2090	1.1049	2.840 4	1.0907	4.090 2	1.0646	6.387 1	1.076	5.4153 2
1.0666	5.2881	1.0958	2.697 0	1.0833	3.806 0	1.0579	6.060 7	1.070	5.0311 7
1.0526	5.6131	1.0846	2.740 9	1.0751	3.594 4	1.0507	5.783 7	1.063	4.7115 9
1.0431	6.1414	1.0772	3.074 7	1.0703	3.695 7	1.0465	5.833 4	1.059	4.7505 2

Elaborado por: Julio Murillo / Carla Yépez

RESULTADOS DE LA CORRELACIÓN DE PETROSKY Y FARSHAD

PRESIÓN (Psia)	β_o Medido (Bls/BF)	C. PETROSKY Y FARSHAD	COEFICIENTE DE CORRELACIÓN
		β_o Calculado (Bls/BF)	
5014.7	1.1056	0.9476	0.837068
4514.7	1.1080	0.9563	
4014.7	1.1106	0.9658	
3514.7	1.1135	0.9760	
3014.7	1.1163	0.9873	
2514.7	1.1194	0.9999	
2014.7	1.1227	1.0142	
1514.7	1.1255	1.0312	
1014.7	1.1294	1.0522	
714.7	1.1314	1.0683	
634.7	1.1347	1.0733	
564.7	1.1372	1.0780	
414.7	1.1262	1.0666	
214.7	1.1152	1.0526	
114.7	1.1114	1.0431	

Elaborado por: Julio Murillo / Carla Yépez

RESULTADOS DE LA CORRELACIÓN DE MARHOUN

PRESIÓN (Psia)	β_o Medido (Bls/BF)	C. MARHOUN	COEFICIENTE DE CORRELACIÓN
		β_o Calculado (Bls/BF)	
5014.7	1.1056	1.0841	0.700919
4514.7	1.1080	1.0834	
4014.7	1.1106	1.0827	
3514.7	1.1135	1.0819	
3014.7	1.1163	1.0810	
2514.7	1.1194	1.0802	
2014.7	1.1227	1.0796	
1514.7	1.1255	1.0798	
1014.7	1.1294	1.0836	

CONTINUACIÓN: RESULTADOS DE LA CORRELACIÓN DE MARHOUN

PRESIÓN (Psia)	β_o Medido (BIs/BF)	C. MARHOUN	COEFICIENTE DE CORRELACIÓN
		β_o Calculado (BIs/BF)	
714.7	1.1314	1.0931	0.700919
634.7	1.1347	1.0983	
564.7	1.1372	1.1049	
414.7	1.1262	1.0958	
214.7	1.1152	1.0846	
114.7	1.1114	1.0772	

Elaborado por: Julio Murillo / Carla Yépez

RESULTADOS DE LA CORRELACIÓN DE STANDING

PRESIÓN (Psia)	β_o Medido (BIs/BF)	C. STANDING	COEFICIENTE DE CORRELACIÓN
		β_o Calculado (BIs/BF)	
5014.7	1.1056	1.0824	0.756597
4514.7	1.1080	1.0818	
4014.7	1.1106	1.0813	
3514.7	1.1135	1.0812	
3014.7	1.1163	1.0814	
2514.7	1.1194	1.0821	
2014.7	1.1227	1.0834	
1514.7	1.1255	1.0852	
1014.7	1.1294	1.0877	
714.7	1.1314	1.0896	
634.7	1.1347	1.0902	
564.7	1.1372	1.0907	
414.7	1.1262	1.0833	
214.7	1.1152	1.0751	
114.7	1.1114	1.0703	

Elaborado por: Julio Murillo / Carla Yépez

RESULTADOS DE LA CORRELACIÓN DE GLASO

PRESIÓN (Psia)	β_o Medido (BIs/BF)	C. GLASO	COEFICIENTE DE CORRELACIÓN
		β_o Calculado (BIs/BF)	
5014.7	1.1056	1.0446	0.622906
4514.7	1.1080	1.0439	
4014.7	1.1106	1.0432	
3514.7	1.1135	1.0424	
3014.7	1.1163	1.0416	
2514.7	1.1194	1.0408	
2014.7	1.1227	1.0402	
1514.7	1.1255	1.0404	
1014.7	1.1294	1.0440	
714.7	1.1314	1.0531	
634.7	1.1347	1.0582	
564.7	1.1372	1.0646	
414.7	1.1262	1.0579	
214.7	1.1152	1.0507	
114.7	1.1114	1.0465	

Elaborado por: Julio Murillo / Carla Yépez

RESULTADOS DE LA CORRELACIÓN DE VASQUEZ Y BEGGS

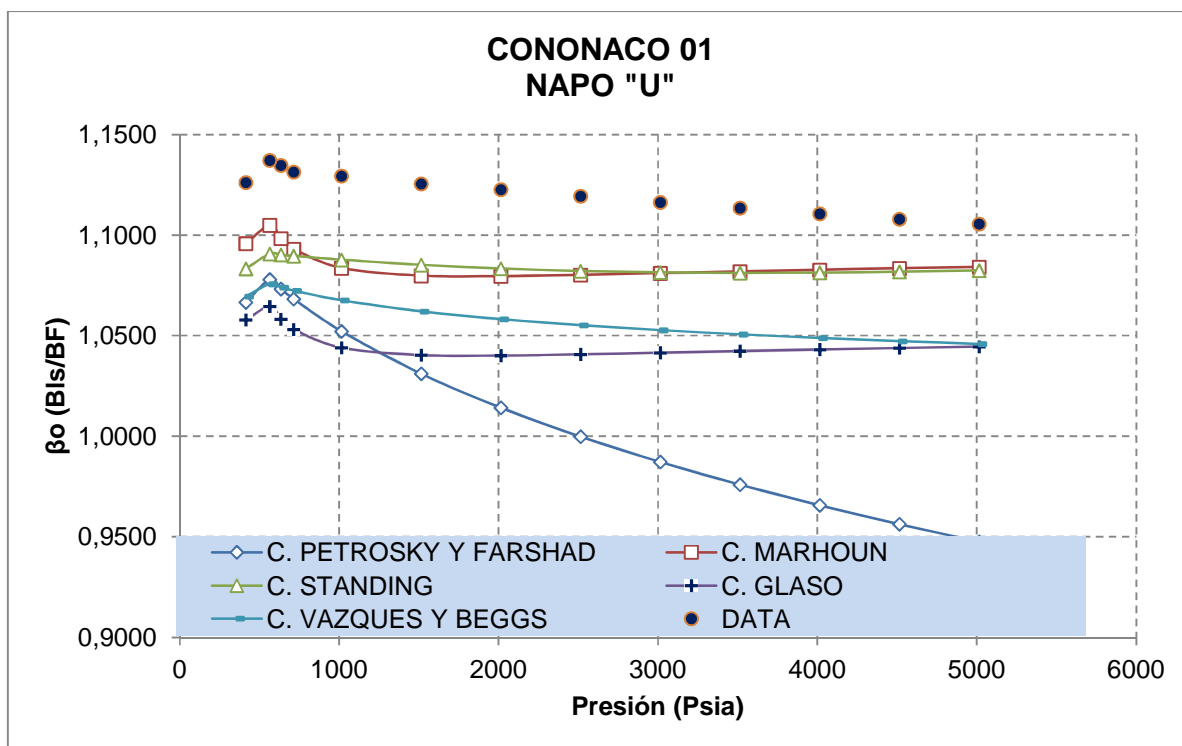
PRESIÓN (Psia)	β_o Medido (BIs/BF)	C. VASQUEZ Y BEGGS	COEFICIENTE DE CORRELACIÓN
		β_o Calculado (BIs/BF)	
5014.7	1.1056	1.0459	0.929344
4514.7	1.1080	1.0473	
4014.7	1.1106	1.0489	
3514.7	1.1135	1.0507	
3014.7	1.1163	1.0527	
2514.7	1.1194	1.0552	
2014.7	1.1227	1.0582	
1514.7	1.1255	1.0621	
1014.7	1.1294	1.0676	

CONTINUACIÓN: RESULTADOS DE LA CORRELACIÓN DE VASQUEZ Y BEGGS

PRESIÓN (Psia)	β_o Medido (Bls/BF)	C. VASQUEZ Y BEGGS	COEFICIENTE DE CORRELACIÓN
		β_o Calculado (Bls/BF)	
714.7	1.1314	1.0724	0.929344
634.7	1.1347	1.0740	
564.7	1.1372	1.0756	
414.7	1.1262	1.0695	
214.7	1.1152	1.0626	
114.7	1.1114	1.0586	

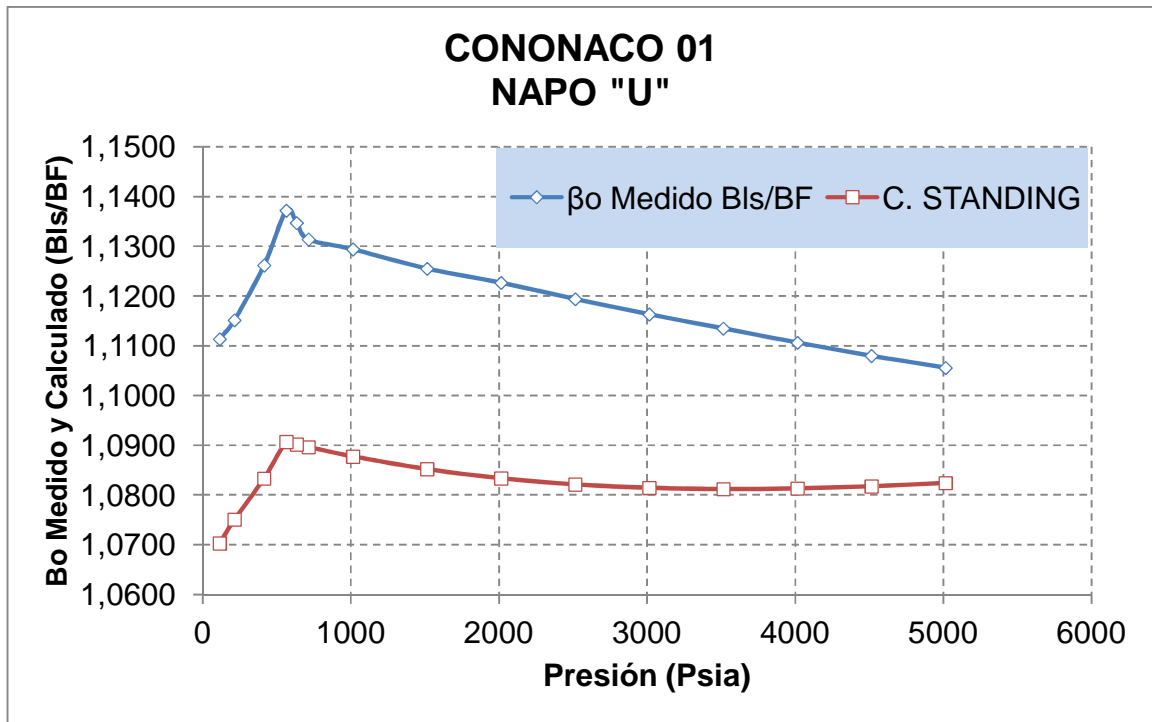
Elaborado por: Julio Murillo / Carla Yépez

RESULTADOS GRÁFICOS DE LAS CORRELACIONES



Elaborado por: Julio Murillo / Carla Yépez

CORRELACIÓN SELECCIONADA: STANDING (β_o)



Elaborado por: Julio Murillo / Carla Yépez

**TABLA A-3.7 CÁLCULOS PARA LA SELECCIÓN DE LA CORRELACIÓN
MÁS ADECUADA DEL FACTOR VOLUMÉTRICO PARA EL POZO
CONONACO 22 ARENA "T"**

DATOS							
ARENA	P _R (Psia)	R _s (scf/STB)	T (°F)	γ _g	°API	T _{sep} (°F)	P _{sep} (Psia)
ARENA "T"	5014.7	126	220	1.034	15.8	100	14.7
	4514.7	126	220	1.034	15.8	100	14.7
	4014.7	126	220	1.034	15.8	100	14.7
	3514.7	126	220	1.034	15.8	100	14.7
	3014.7	126	220	1.034	15.8	100	14.7
	2514.7	126	220	1.034	15.8	100	14.7
	2014.7	126	220	1.034	15.8	100	14.7
	1514.7	126	220	1.034	15.8	100	14.7
	1014.7	126.00	220	1.034	15.8	100	14.7
	864.7	126.00	220	1.034	15.8	100	14.7
	834.7	121.03	220	1.034	15.8	100	14.7
	614.7	100.20	220	1.034	15.8	100	14.7
	414.7	75.40	220	1.034	15.8	100	14.7
214.7	47.62	220	1.034	15.8	100	14.7	

COEFICIENTES C. VASQUEZ Y BEGGS

COEFICIENTES	API > 30
C ₁	4.67E-04
C ₂	1.10E-05
C ₃	1.34E-09

COEFICIENTES PARA CÁLCULO DE "F" PARA LA CORRELACIÓN MARHOUN

COEFICIENTES	
a	0.74239
b	0.323294
c	-1.20204

Elaborado por: Julio Murillo / Carla Yépez

CONSTANTES UTILIZADAS

CONSTANTES									
γ_o	γ_{gs}	β_{ob}^* BIs/BF	A	F	A	A general	Co standing	Co general	β_o Medido (BIs/BF)
0.9606	0.947	343.907	0.0112	38.45	0.0206	-12.0773	0.000002	0.000006	1.1627
0.9606	0.947	343.907	0.0112	38.45	0.0206	-11.9250	0.000002	0.000007	1.1667
0.9606	0.947	343.907	0.0112	38.45	0.0206	-11.7548	0.000003	0.000008	1.1699
0.9606	0.947	343.907	0.0112	38.45	0.0206	-11.5619	0.000003	0.000010	1.1724
0.9606	0.947	343.907	0.0112	38.45	0.0206	-11.3394	0.000004	0.000012	1.1767
0.9606	0.947	343.907	0.0112	38.45	0.0206	-11.0764	0.000004	0.000015	1.1815
0.9606	0.947	343.907	0.0112	38.45	0.0206	-10.7550	0.000005	0.000021	1.1842
0.9606	0.947	343.907	0.0112	38.45	0.0206	-10.3414	0.000006	0.000032	1.1888
0.9606	0.947	343.907	0.0112	38.45	0.0206	-9.7605	0.000006	0.000058	1.1950
0.9606	0.947	343.907	-0.9767	38.45	1562.612				1.2095
0.9606	0.947	338.744	-0.9866	37.32	1520.725				1.2063
0.9606	0.947	317.093	-1.0303	32.44	1341.626				1.1794
0.9606	0.947	291.317	-1.0869	26.26	1118.955				1.1639
0.9606	0.947	262.449	-1.1577	18.67	850.026				1.1494

Elaborado por: Julio Murillo / Carla Yépez

CÁLCULOS DEL ERROR PARA CADA CORRELACIÓN

C. PETROSKY Y FARSHAD		C. MARHOUN		C. STANDING		C. GLASO		C. VASQUEZ Y BEGGS	
β_o Calculado(BIs/ BF)	% Error	β_o Calculado(BIs/ BF)	% Error	β_o Calculado(BIs/ BF)	% Error	β_o Calculado(BIs/ BF)	% Error	β_o Calculado(BIs/ BF)	% Error
0.9319	19.847 2	1.1318	2.660 0	1.1286	2.928 1	1.0797	7.136 2	1.060	8.7961 8
0.9464	18.887 2	1.1311	3.051 4	1.1281	3.310 5	1.0791	7.509 6	1.063	8.9139 3
0.9620	17.773 1	1.1305	3.373 1	1.1278	3.600 5	1.0785	7.816 5	1.065	8.9452 1
0.9792	16.481 5	1.1299	3.621 6	1.1279	3.792 9	1.0780	8.053 7	1.068	8.8844 4
0.9982	15.170 8	1.1295	4.005 1	1.1284	4.098 1	1.0776	8.419 4	1.072	8.9282 3
1.0195	13.703 8	1.1296	4.390 0	1.1295	4.398 1	1.0776	8.786 7	1.076	8.9575 8
1.0442	11.825 5	1.1307	4.519 1	1.1311	4.482 0	1.0787	8.909 8	1.081	8.7543 2
1.0735	9.6995	1.1347	4.548 6	1.1335	4.653 9	1.0826	8.938 0	1.087	8.5708 1
1.1104	7.0779	1.1488	3.866 9	1.1366	4.887 5	1.0960	8.287 7	1.096	8.2909 4
1.1239	7.0790	1.1588	4.192 2	1.1377	5.934 9	1.1055	8.598 0	1.100	9.0892 8
1.1209	7.0833	1.1565	4.132	1.1353	5.890	1.1031	8.553	1.097	9.0214

			6		3		8		8
1.1080	6.0558	1.1465	2.791 5	1.1250	4.611 4	1.0933	7.301 3	1.089	7.6850 1
1.0919	6.1864	1.1340	2.567 9	1.1129	4.380 9	1.0819	7.050 1	1.078	7.3525 4
1.0725	6.6836	1.1191	2.633 9	1.0996	4.326 8	1.0696	6.943 5	1.067	7.1923 5

Elaborado por: Julio Murillo / Carla Yépez

RESULTADOS DE LA CORRELACIÓN DE PETROSKY Y FARSHAD

PRESIÓN (Psia)	β_o Medido (BIs/BF)	C. PETROSKY Y FARSHAD	COEFICIENTE DE CORRELACIÓN
		β_o Calculado (BIs/BF)	
5014.7	1.1627	0.9319	0.573427
4514.7	1.1667	0.9464	
4014.7	1.1699	0.9620	
3514.7	1.1724	0.9792	
3014.7	1.1767	0.9982	
2514.7	1.1815	1.0195	
2014.7	1.1842	1.0442	
1514.7	1.1888	1.0735	
1014.7	1.1950	1.1104	
864.7	1.2095	1.1239	
834.7	1.2063	1.1209	
614.7	1.1794	1.1080	
414.7	1.1639	1.0919	
214.7	1.1494	1.0725	

Elaborado por: Julio Murillo / Carla Yépez

RESULTADOS DE LA CORRELACIÓN DE MARHOUN

PRESIÓN (Psia)	β_o Medido (BIs/BF)	C. MARHOUN	COEFICIENTE DE CORRELACIÓN
		β_o Calculado (BIs/BF)	
5014.7	1.1627	1.1318	0.859485
4514.7	1.1667	1.1311	
4014.7	1.1699	1.1305	
3514.7	1.1724	1.1299	
3014.7	1.1767	1.1295	
2514.7	1.1815	1.1296	
2014.7	1.1842	1.1307	
1514.7	1.1888	1.1347	
1014.7	1.1950	1.1488	
864.7	1.2095	1.1588	
834.7	1.2063	1.1565	
614.7	1.1794	1.1465	
414.7	1.1639	1.1340	
214.7	1.1494	1.1191	

Elaborado por: Julio Murillo / Carla Yépez

RESULTADOS DE LA CORRELACIÓN DE STANDING

PRESIÓN (Psia)	β_o Medido (Bls/BF)	C. STANDING	COEFICIENTE DE CORRELACIÓN
		β_o Calculado (Bls/BF)	
5014.7	1.1627	1.1286	0.802678
4514.7	1.1667	1.1281	
4014.7	1.1699	1.1278	
3514.7	1.1724	1.1279	
3014.7	1.1767	1.1284	
2514.7	1.1815	1.1295	
2014.7	1.1842	1.1311	
1514.7	1.1888	1.1335	
1014.7	1.1950	1.1366	
864.7	1.2095	1.1377	
834.7	1.2063	1.1353	
614.7	1.1794	1.1250	
414.7	1.1639	1.1129	
214.7	1.1494	1.0996	

Elaborado por: Julio Murillo / Carla Yépez

RESULTADOS DE LA CORRELACIÓN DE GLASO

PRESIÓN (Psia)	β_o Medido (Bls/BF)	C. GLASO	COEFICIENTE DE CORRELACIÓN
		β_o Calculado (Bls/BF)	
5014.7	1.1627	1.0797	0.854796
4514.7	1.1667	1.0791	
4014.7	1.1699	1.0785	
3514.7	1.1724	1.0780	
3014.7	1.1767	1.0776	
2514.7	1.1815	1.0776	
2014.7	1.1842	1.0787	
1514.7	1.1888	1.0826	
1014.7	1.1950	1.0960	
864.7	1.2095	1.1055	
834.7	1.2063	1.1031	
614.7	1.1794	1.0933	
414.7	1.1639	1.0819	
214.7	1.1494	1.0696	

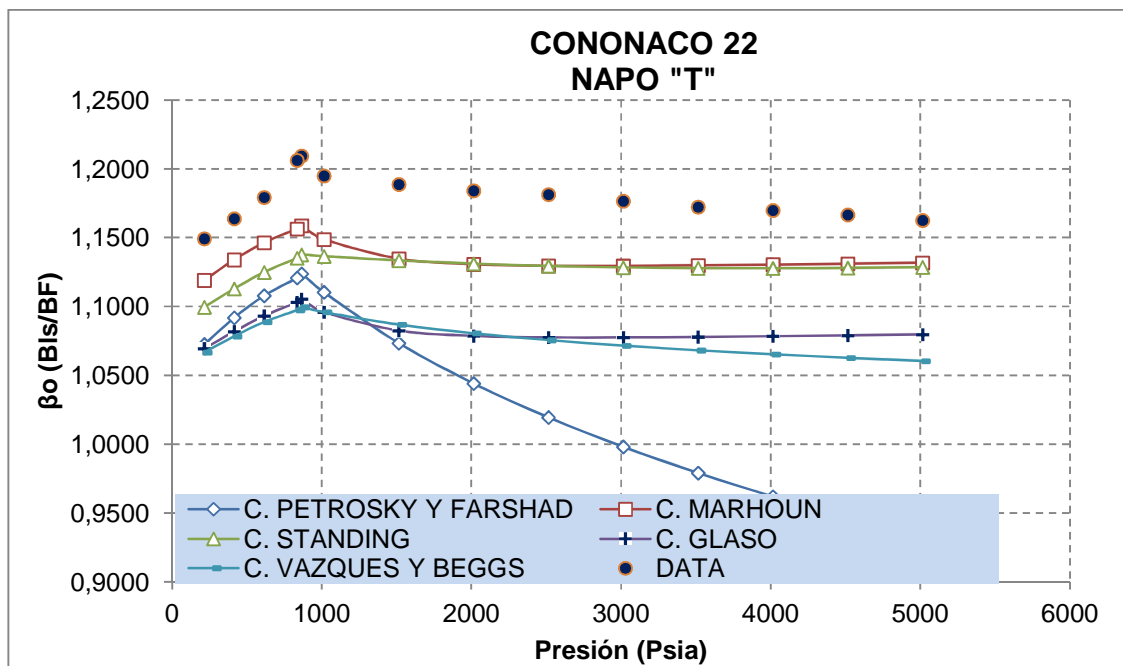
Elaborado por: Julio Murillo / Carla Yépez

RESULTADOS DE LA CORRELACIÓN DE VASQUEZ Y BEGGS

PRESIÓN (Psia)	β_o Medido (BIs/BF)	C. VASQUEZ Y BEGGS	COEFICIENTE DE CORRELACIÓN
		β_o Calculado (BIs/BF)	
5014.7	1.1627	1.0604	0.873351
4514.7	1.1667	1.0627	
4014.7	1.1699	1.0653	
3514.7	1.1724	1.0682	
3014.7	1.1767	1.0716	
2514.7	1.1815	1.0756	
2014.7	1.1842	1.0806	
1514.7	1.1888	1.0869	
1014.7	1.1950	1.0959	
864.7	1.2095	1.0996	
834.7	1.2063	1.0975	
614.7	1.1794	1.0887	
414.7	1.1639	1.0783	
214.7	1.1494	1.0667	

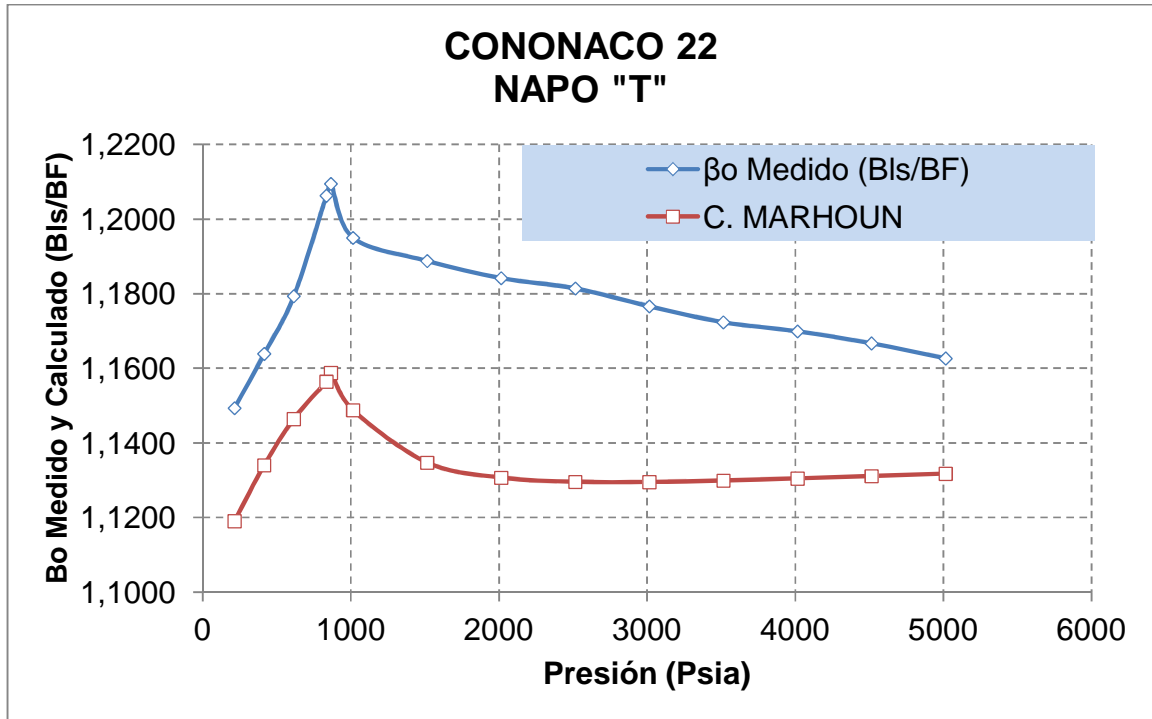
Elaborado por: Julio Murillo / Carla Yépez

RESULTADOS GRÁFICOS DE LAS CORRELACIONES



Elaborado por: Julio Murillo / Carla Yépez

CORRELACIÓN SELECCIONADA: MARHOUN (β_o)



Elaborado por: Julio Murillo / Carla Yépez

**TABLA A-3.8 CÁLCULOS PARA LA SELECCIÓN DE LA CORRELACIÓN
MÁS ADECUADA DEL FACTOR VOLUMÉTRICO PARA EL POZO CULEBRA
06 "NAPO U"**

DATOS							
ARENA	P _R (Psia)	R _s (scf/STB)	T (°F)	γ _g	°API	T _{sep} (°F)	P _{sep} (Psia)
ARENA "U"	5014.7	163	220	0.998	18.5	100	14.7
	4514.7	163	220	0.998	18.5	100	14.7
	4014.7	163	220	0.998	18.5	100	14.7
	3514.7	163	220	0.998	18.5	100	14.7
	3014.7	163	220	0.998	18.5	100	14.7
	2514.7	163	220	0.998	18.5	100	14.7
	2014.7	163	220	0.998	18.5	100	14.7
	1514.7	163	220	0.998	18.5	100	14.7
	1014.7	163	220	0.998	18.5	100	14.7
	894.7	163	220	0.998	18.5	100	14.7
	874.7	163	220	0.998	18.5	100	14.7
	854.7	163	220	0.998	18.5	100	14.7
	714.7	127.91	220	0.998	18.5	100	14.7
	514.7	98.92	220	0.998	18.5	100	14.7
	314.7	67.37	220	0.998	18.5	100	14.7
114.7	41.79	220	0.998	18.5	100	14.7	

COEFICIENTES C. VASQUEZ Y BEGGS

COEFICIENTES	API > 30
C₁	4.67E-04
C₂	1.10E-05
C₃	1.34E-09

COEFICIENTES PARA CÁLCULO DE "F" PARA LA CORRELACIÓN MARHOUN

COEFICIENTES	
a	0.74239
b	0.323294
c	-1.20204

Elaborado por: Julio Murillo / Carla Yépez

CONSTANTES UTILIZADAS

CONSTANTES									
V_o	V_{gs}	β_{ob}^* BIs/BF	A	F	A	A general	Co standing	Co general	β_o Medido (BIs/BF)
0.9433	0.901	380.862	0.0139	47.04	0.0234	-11.9168	0.000002	0.000007	1.1056
0.9433	0.901	380.862	0.0139	47.04	0.0234	-11.7645	0.000002	0.000008	1.1080
0.9433	0.901	380.862	0.0139	47.04	0.0234	-11.5943	0.000003	0.000009	1.1106
0.9433	0.901	380.862	0.0139	47.04	0.0234	-11.4015	0.000003	0.000011	1.1135
0.9433	0.901	380.862	0.0139	47.04	0.0234	-11.1789	0.000004	0.000014	1.1163
0.9433	0.901	380.862	0.0139	47.04	0.0234	-10.9160	0.000004	0.000018	1.1194
0.9433	0.901	380.862	0.0139	47.04	0.0234	-10.5946	0.000005	0.000025	1.1227
0.9433	0.901	380.862	0.0139	47.04	0.0234	-10.1809	0.000006	0.000038	1.1255
0.9433	0.901	380.862	0.0139	47.04	0.0234	-9.6000	0.000006	0.000068	1.1294
0.9433	0.901	380.862	0.0139	47.04	0.0234	-9.4175	0.000007	0.000081	1.1314
0.9433	0.901	380.862	0.0139	47.04	0.0234	-9.3848	0.000007	0.000084	1.1347
0.9433	0.901	380.862	-0.9104	47.04	1870.965				1.1372
0.9433	0.901	344.721	-0.9752	39.29	1582.024				1.1262
0.9433	0.901	314.855	-1.0350	32.47	1333.141				1.1152
0.9433	0.901	282.354	-1.1080	24.41	1045.865				1.1041
0.9433	0.901	256.002	-1.1747	17.12	790.765				1.0931

Elaborado por: Julio Murillo / Carla Yépez

CÁLCULOS DEL ERROR PARA CADA CORRELACIÓN

C. PETROSKY Y FARSHAD		C. MARHOUN		C. STANDING		C. GLASO		C. VASQUEZ Y BEGGS	
β_o Calculado(BIs/ BF)	% Error	β_o Calculado(BIs/ BF)	% Error	β_o Calculado(BIs/ BF)	% Error	β_o Calculado(BIs/ BF)	% Error	β_o Calculado(BIs/ BF)	% Error
0.9058	18.066 8	1.1446	3.528 1	1.1464	3.689 8	1.0922	1.213 2	1.079	2.4431 9
0.9234	16.658 7	1.1438	3.233 0	1.1458	3.413 6	1.0914	1.494 9	1.081	2.4157 9
0.9425	15.134 6	1.1430	2.917 1	1.1455	3.141 1	1.0907	1.796 3	1.084	2.3817 2
0.9636	13.462 1	1.1423	2.590 5	1.1456	2.883 6	1.0900	2.107 9	1.088	2.3293 3
0.9870	11.582 5	1.1418	2.286 0	1.1461	2.669 3	1.0896	2.398 5	1.091	2.2275 7
1.0136	9.4556	1.1419	2.006 1	1.1472	2.481 4	1.0896	2.665 6	1.096	2.0821 2
1.0443	6.9831	1.1431	1.820 5	1.1488	2.331 6	1.0908	2.842 7	1.102	1.8601
1.0811	3.9484	1.1478	1.975 6	1.1512	2.283 0	1.0952	2.694 7	1.109	1.4537 9
1.1278	0.1436	1.1641	3.074 3	1.1544	2.210 1	1.1108	1.646 3	1.120	0.8697 5
1.1413	0.8764	1.1730	3.676	1.1553	2.108	1.1193	1.071	1.123	0.7522

			8		9		4		8
1.1437	0.7919	1.1748	3.537 7	1.1554	1.825 2	1.1210	1.204 2	1.123	0.9888 1
1.1461	0.7818	1.1768	3.483 3	1.1556	1.614 4	1.1229	1.256 0	1.124	1.1534 8
1.1253	0.0804	1.1605	3.051 1	1.1381	1.061 1	1.1059	1.802 5	1.110	1.4578 2
1.1073	0.7008	1.1465	2.812 1	1.1240	0.789 0	1.0923	2.053 2	1.098	1.5451 9
1.0867	1.5841	1.1304	2.374 1	1.1088	0.421 1	1.0780	2.368 8	1.085	1.7288 7
1.0683	2.2731	1.1161	2.100 8	1.0967	0.327 4	1.0669	2.400 5	1.075	1.6933 6

Elaborado por: Julio Murillo / Carla Yépez

RESULTADOS DE LA CORRELACIÓN DE PETROSKY Y FARSHAD

PRESIÓN (Psia)	β_o Medido (BIs/BF)	C. PETROSKY Y FARSHAD	COEFICIENTE DE CORRELACIÓN
		β_o Calculado (BIs/BF)	
5014.7	1.1056	0.9058	0.617785
4514.7	1.1080	0.9234	
4014.7	1.1106	0.9425	
3514.7	1.1135	0.9636	
3014.7	1.1163	0.9870	
2514.7	1.1194	1.0136	
2014.7	1.1227	1.0443	
1514.7	1.1255	1.0811	
1014.7	1.1294	1.1278	
894.7	1.1314	1.1413	
874.7	1.1347	1.1437	
854.7	1.1372	1.1461	
714.7	1.1262	1.1253	
514.7	1.1152	1.1073	
314.7	1.1041	1.0867	
114.7	1.0931	1.0683	

Elaborado por: Julio Murillo / Carla Yépez

RESULTADOS DE LA CORRELACIÓN DE MARHOUN

PRESIÓN (Psia)	β_o Medido (BIs/BF)	C. MARHOUN	COEFICIENTE DE CORRELACIÓN
		β_o Calculado (BIs/BF)	
5014.7	1.1056	1.1446	0.917649
4514.7	1.1080	1.1438	
4014.7	1.1106	1.1430	
3514.7	1.1135	1.1423	
3014.7	1.1163	1.1418	
2514.7	1.1194	1.1419	
2014.7	1.1227	1.1431	
1514.7	1.1255	1.1478	
1014.7	1.1294	1.1641	
894.7	1.1314	1.1730	
874.7	1.1347	1.1748	

CONTINUACIÓN: RESULTADOS DE LA CORRELACIÓN DE MARHOUN

PRESIÓN (Psia)	β_o Medido (BIs/BF)	C. MARHOUN	COEFICIENTE DE CORRELACIÓN
		β_o Calculado (BIs/BF)	
854.7	1.1372	1.1768	0.917649
714.7	1.1262	1.1605	
514.7	1.1152	1.1465	
314.7	1.1041	1.1304	
114.7	1.0931	1.1161	

Elaborado por: Julio Murillo / Carla Yépez

RESULTADOS DE LA CORRELACIÓN DE STANDING

PRESIÓN (Psia)	β_o Medido (BIs/BF)	C. STANDING	COEFICIENTE DE CORRELACIÓN
		β_o Calculado (BIs/BF)	
5014.7	1.1056	1.1464	0.753833
4514.7	1.1080	1.1458	
4014.7	1.1106	1.1455	
3514.7	1.1135	1.1456	
3014.7	1.1163	1.1461	
2514.7	1.1194	1.1472	
2014.7	1.1227	1.1488	
1514.7	1.1255	1.1512	
1014.7	1.1294	1.1544	
894.7	1.1314	1.1553	
874.7	1.1347	1.1554	
854.7	1.1372	1.1556	
714.7	1.1262	1.1381	
514.7	1.1152	1.1240	
314.7	1.1041	1.1088	
114.7	1.0931	1.0967	

Elaborado por: Julio Murillo / Carla Yépez

RESULTADOS DE LA CORRELACIÓN DE GLASO

PRESIÓN (Psia)	β_o Medido (BIs/BF)	C. GLASO	COEFICIENTE DE CORRELACIÓN
		β_o Calculado (BIs/BF)	
5014.7	1.1056	1.0922	0.915790
4514.7	1.1080	1.0914	
4014.7	1.1106	1.0907	
3514.7	1.1135	1.0900	
3014.7	1.1163	1.0896	
2514.7	1.1194	1.0896	
2014.7	1.1227	1.0908	
1514.7	1.1255	1.0952	
1014.7	1.1294	1.1108	
894.7	1.1314	1.1193	
874.7	1.1347	1.1210	
854.7	1.1372	1.1229	
714.7	1.1262	1.1059	
514.7	1.1152	1.0923	
314.7	1.1041	1.0780	
114.7	1.0931	1.0669	

Elaborado por: Julio Murillo / Carla Yépez

RESULTADOS DE LA CORRELACIÓN DE VASQUEZ Y BEGGS

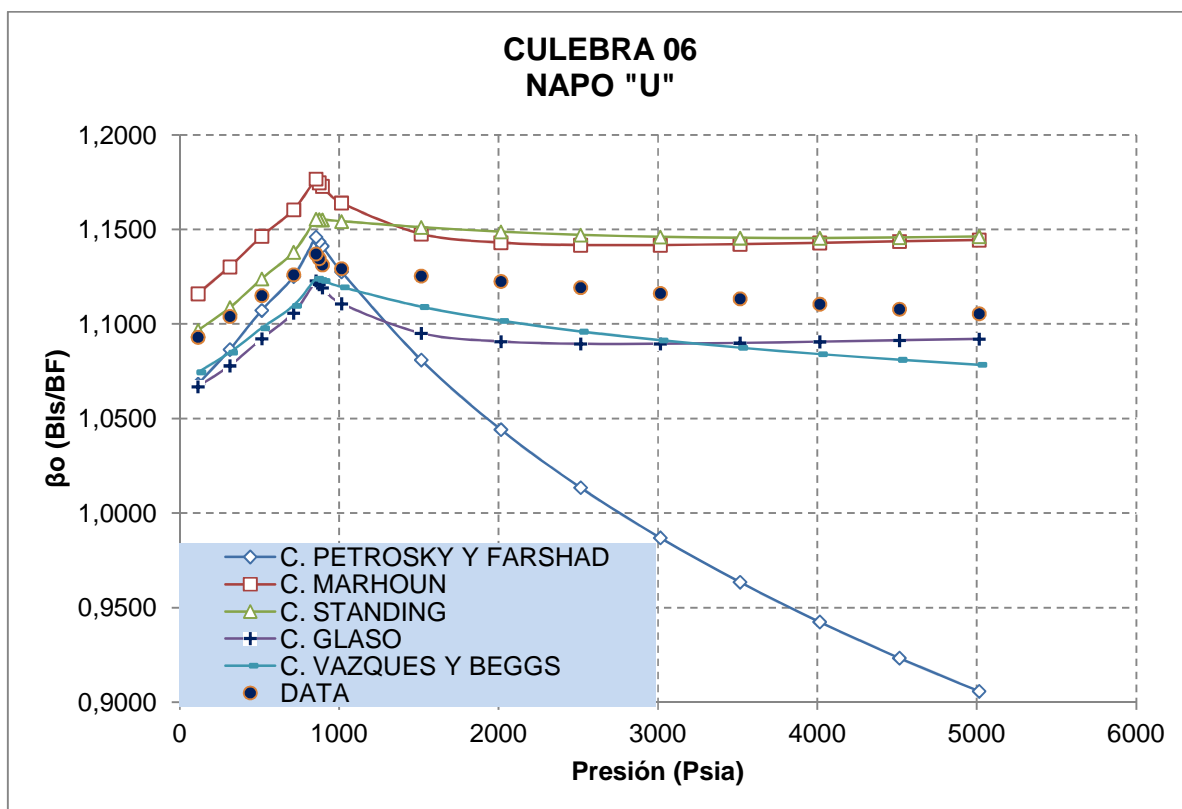
PRESIÓN (Psia)	β_o Medido (BIs/BF)	C. VASQUEZ Y BEGGS	COEFICIENTE DE CORRELACIÓN
		β_o Calculado (BIs/BF)	
5014.7	1.1056	1.0786	0.962098
4514.7	1.1080	1.0812	
4014.7	1.1106	1.0842	
3514.7	1.1135	1.0876	
3014.7	1.1163	1.0915	
2514.7	1.1194	1.0961	
2014.7	1.1227	1.1018	
1514.7	1.1255	1.1092	
1014.7	1.1294	1.1196	
894.7	1.1314	1.1229	
874.7	1.1347	1.1235	
854.7	1.1372	1.1241	

CONTINUACIÓN: RESULTADOS DE LA CORRELACIÓN DE VASQUEZ Y BEGGS

PRESIÓN (Psia)	β_o Medido (Bls/BF)	C. VASQUEZ Y BEGGS	COEFICIENTE DE CORRELACIÓN
		β_o Calculado (Bls/BF)	
714.7	1.1262	1.1098	0.962098
514.7	1.1152	1.0979	
314.7	1.1041	1.0851	
114.7	1.0931	1.0746	

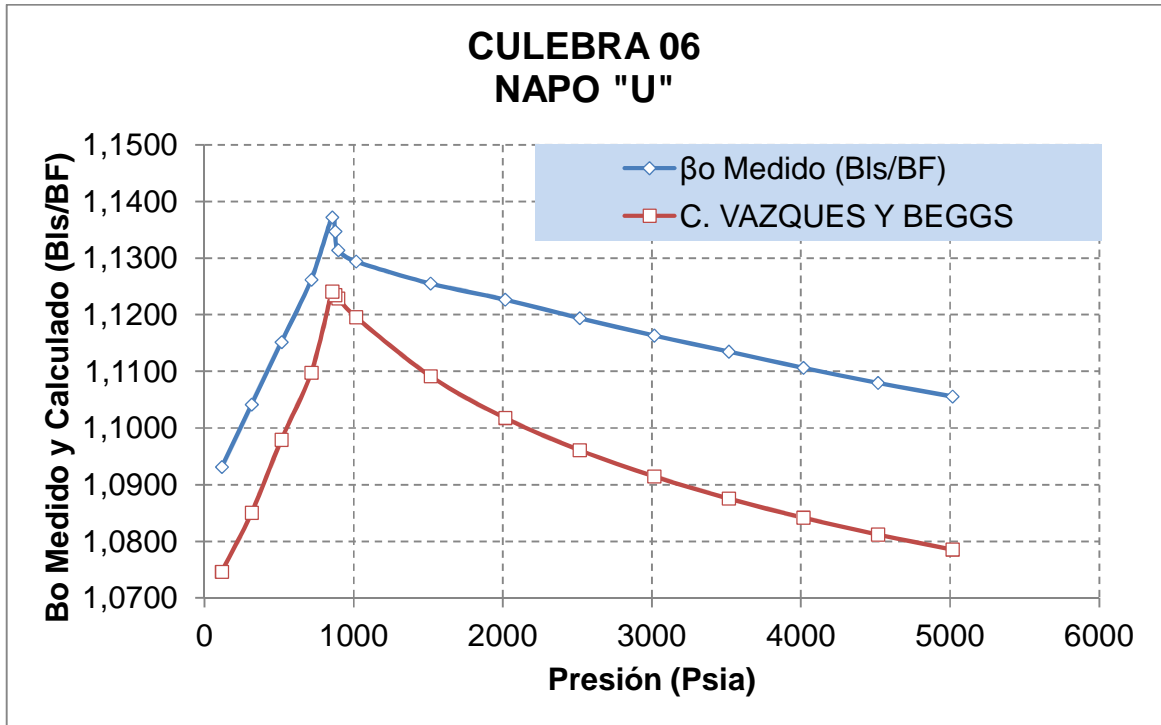
Elaborado por: Julio Murillo / Carla Yépez

RESULTADOS GRÁFICOS DE LAS CORRELACIONES



Elaborado por: Julio Murillo / Carla Yépez

CORRELACIÓN SELECCIONADA: VASQUEZ Y BEGGS (β_o)



Elaborado por: Julio Murillo / Carla Yépez

**TABLA A-3.9 CÁLCULOS PARA LA SELECCIÓN DE LA CORRELACIÓN
MÁS ADECUADA DEL FACTOR VOLUMÉTRICO PARA EL POZOYUCA 01
“HOLLÍN”**

DATOS							
ARENA	P _R (Psia)	R _s (scf/STB)	T (°F)	γ _g	°API	T _{sep} (°F)	P _{sep} (Psia)
HOLLIN	5014.7	50.00	139	1.498	27.6	100	14.7
	4514.7	50.00	139	1.498	27.6	100	14.7
	3514.7	50.00	139	1.498	27.6	100	14.7
	3014.7	50.00	139	1.498	27.6	100	14.7
	2514.7	50.00	139	1.498	27.6	100	14.7
	2014.7	50.00	139	1.498	27.6	100	14.7
	1514.7	50.00	139	1.498	27.6	100	14.7
	1414.7	50.00	139	1.498	27.6	100	14.7
	1314.7	50.00	139	1.498	27.6	100	14.7
	1214.7	50.00	139	1.498	27.6	100	14.7
	1114.7	50.00	139	1.498	27.6	100	14.7
	1014.7	50.00	139	1.498	27.6	100	14.7
	914.7	50.00	139	1.498	27.6	100	14.7
	814.7	50.00	139	1.498	27.6	100	14.7
	714.7	50.00	139	1.498	27.6	100	14.7
	614.7	50.00	139	1.498	27.6	100	14.7
	514.7	50.00	139	1.498	27.6	100	14.7
	414.7	50.00	139	1.498	27.6	100	14.7
	314.7	50.00	139	1.498	27.6	100	14.7
	214.7	50.00	139	1.498	27.6	100	14.7
	174.7	50.00	139	1.498	27.6	100	14.7
114.7	39.48	139	1.498	27.6	100	14.7	
64.7	30.08	139	1.498	27.6	100	14.7	

**COEFICIENTES C. VASQUEZ Y
BEGGS**

COEFICIENTES	API > 30
C ₁	4.67E-04
C ₂	1.10E-05
C ₃	1.34E-09

**COEFICIENTES PARA CÁLCULO DE
“F” PARA LA CORRELACIÓN
MARHOUN**

COEFICIENTES	
a	0.74239
b	0.323294
c	-1.20204

Elaborado por: Julio Murillo / Carla Yépez

CONSTANTES UTILIZADAS

CONSTANTES								
Y _o	Y _{gs}	β_{ob}^* (Bis/BF)	A	F	A	A general	Co standing	Co general
0.8894	1.280	200.328	0.0056	23.95	0.0005	-12.3807	0.000001	0.000004
0.8894	1.280	200.328	0.0056	23.95	0.0005	-12.2284	0.000002	0.000005
0.8894	1.280	200.328	0.0056	23.95	0.0005	-11.8653	0.000003	0.000007
0.8894	1.280	200.328	0.0056	23.95	0.0005	-11.6428	0.000003	0.000009
0.8894	1.280	200.328	0.0056	23.95	0.0005	-11.3798	0.000004	0.000011
0.8894	1.280	200.328	0.0056	23.95	0.0005	-11.0584	0.000004	0.000016
0.8894	1.280	200.328	0.0056	23.95	0.0005	-10.6448	0.000005	0.000024
0.8894	1.280	200.328	0.0056	23.95	0.0005	-10.5457	0.000005	0.000026
0.8894	1.280	200.328	0.0056	23.95	0.0005	-10.4394	0.000005	0.000029
0.8894	1.280	200.328	0.0056	23.95	0.0005	-10.3247	0.000005	0.000033
0.8894	1.280	200.328	0.0056	23.95	0.0005	-10.2002	0.000005	0.000037
0.8894	1.280	200.328	0.0056	23.95	0.0005	-10.0639	0.000005	0.000043
0.8894	1.280	200.328	0.0056	23.95	0.0005	-9.9134	0.000006	0.000050
0.8894	1.280	200.328	0.0056	23.95	0.0005	-9.7456	0.000006	0.000059
0.8894	1.280	200.328	0.0056	23.95	0.0005	-9.5557	0.000006	0.000071
0.8894	1.280	200.328	0.0056	23.95	0.0005	-9.3371	0.000006	0.000088
0.8894	1.280	200.328	0.0056	23.95	0.0005	-9.0797	0.000006	0.000114
0.8894	1.280	200.328	0.0056	23.95	0.0005	-8.7664	0.000006	0.000156
0.8894	1.280	200.328	0.0056	23.95	0.0005	-8.3663	0.000006	0.000233
0.8894	1.280	200.328	0.0056	23.95	0.0005	-7.8119	0.000007	0.000405
0.8894	1.280	200.328	-1.3461	23.95	809.747			
0.8894	1.280	186.489	-1.3973	20.09	689.376			
0.8894	1.280	174.123	-1.4469	16.42	576.984			

Elaborado por: Julio Murillo / Carla Yépez

CÁLCULOS DEL ERROR PARA CADA CORRELACIÓN

C. PETROSKY Y FARSHAD		C. MARHOUN		C. STANDING		C. GLASO		C. VASQUEZ Y BEGGS	
β_o Calculado (BIs/BF)	% Error	β_o Calculado(BIs/BF)	% Error	β_o Calculado(BIs/BF)	% Error	β_o Calculado(BIs/BF)	% Error	β_o Calculado(BIs/BF)	% Error
0.9339	12.7487	1.0382	2.9993	1.0541	1.5197	1.0240	4.3234	1.050	1.89251
0.9410	12.2731	1.0373	3.3006	1.0533	1.8087	1.0231	4.6206	1.050	2.10456
0.9571	11.1906	1.0349	3.9707	1.0523	2.3574	1.0208	5.2815	1.050	2.55197
0.9663	10.5628	1.0334	4.3525	1.0523	2.6083	1.0193	5.6581	1.050	2.7907
0.9766	9.8536	1.0316	4.7770	1.0526	2.8367	1.0175	6.0769	1.050	3.04082
0.9883	9.0590	1.0293	5.2866	1.0534	3.0661	1.0152	6.5795	1.051	3.33196
1.0020	8.1930	1.0262	5.9707	1.0547	3.3622	1.0122	7.2542	1.051	3.73532
1.0051	7.9963	1.0255	6.1230	1.0550	3.4212	1.0115	7.4045	1.051	3.82168
1.0083	7.7721	1.0248	6.2637	1.0554	3.4623	1.0108	7.5432	1.051	3.89215
1.0117	7.5113	1.0240	6.3852	1.0558	3.4776	1.0100	7.6631	1.051	3.93904
1.0152	7.2231	1.0232	6.4987	1.0562	3.4787	1.0092	7.7750	1.051	3.97398
1.0190	6.9330	1.0223	6.6319	1.0566	3.4949	1.0083	7.9064	1.051	4.02593
1.0230	6.6136	1.0214	6.7589	1.0571	3.5008	1.0075	8.0317	1.051	4.06967
1.0273	6.2836	1.0206	6.8991	1.0576	3.5195	1.0066	8.1700	1.051	4.12826
1.0319	5.9283	1.0198	7.0368	1.0581	3.5415	1.0059	8.3058	1.051	4.19189
1.0370	5.5300	1.0192	7.1486	1.0587	3.5558	1.0053	8.4160	1.051	4.24975
1.0426	5.0848	1.0193	7.2115	1.0593	3.5693	1.0054	8.4781	1.051	4.30829
1.0490	4.5752	1.0206	7.1527	1.0599	3.5809	1.0067	8.4201	1.051	4.36602
1.0563	3.9823	1.0256	6.7760	1.0605	3.5992	1.0116	8.0485	1.051	4.43063
1.0653	3.1629	1.0425	5.2360	1.0612	3.5354	1.0283	6.5296	1.052	4.41202
1.0696	2.9577	1.0595	3.8746	1.0615	3.6961	1.0451	5.1868	1.052	4.58752
1.0610	3.3070	1.0520	4.1279	1.0557	3.7909	1.0401	5.2128	1.047	4.5727
1.0529	3.7212	1.0448	4.4567	1.0505	3.9381	1.0357	5.2882	1.043	4.62617

Elaborado por: Julio Murillo / Carla Yépez

RESULTADOS DE LA CORRELACIÓN DE PETROSKY Y FARSHAD

PRESIÓN (Psia)	β_o Medido (BIs/BF)	C. PETROSKY Y FARSHAD	COEFICIENTE DE CORRELACIÓN
		β_o Calculado (BIs/BF)	
5014.7	1.0703	0.9339	0.956065
4514.7	1.0727	0.9410	
3514.7	1.0777	0.9571	
3014.7	1.0805	0.9663	
2514.7	1.0833	0.9766	
2014.7	1.0867	0.9883	
1514.7	1.0914	1.0020	
1414.7	1.0924	1.0051	
1314.7	1.0933	1.0083	
1214.7	1.0938	1.0117	
1114.7	1.0943	1.0152	
1014.7	1.0949	1.0190	
914.7	1.0955	1.0230	
814.7	1.0962	1.0273	
714.7	1.0970	1.0319	
614.7	1.0977	1.0370	
514.7	1.0985	1.0426	
414.7	1.0993	1.0490	
314.7	1.1001	1.0563	
214.7	1.1001	1.0653	
174.7	1.1022	1.0696	
114.7	1.0973	1.0610	
64.7	1.0936	1.0529	

Elaborado por: Julio Murillo / Carla Yépez

RESULTADOS DE LA CORRELACIÓN DE MARHOUN

PRESIÓN (Psia)	β_o Medido (BIs/BF)	C. MARHOUN	COEFICIENTE DE CORRELACIÓN
		β_o Calculado (BIs/BF)	
5014.7	1.0703	1.0382	-0.14028
4514.7	1.0727	1.0373	
3514.7	1.0777	1.0349	
3014.7	1.0805	1.0334	
2514.7	1.0833	1.0316	
2014.7	1.0867	1.0293	
1514.7	1.0914	1.0262	

CONTINUACIÓN: RESULTADOS DE LA CORRELACIÓN DE MARHOUN

PRESIÓN (Psia)	β_o Medido (BIs/BF)	C. MARHOUN	COEFICIENTE DE CORRELACIÓN
		β_o Calculado (BIs/BF)	
1414.7	1.0924	1.0255	-0.14028
1314.7	1.0933	1.0248	
1214.7	1.0938	1.0240	
1114.7	1.0943	1.0232	
1014.7	1.0949	1.0223	
914.7	1.0955	1.0214	
814.7	1.0962	1.0206	
714.7	1.0970	1.0198	
614.7	1.0977	1.0192	
514.7	1.0985	1.0193	
414.7	1.0993	1.0206	
314.7	1.1001	1.0256	
214.7	1.1001	1.0425	
174.7	1.1022	1.0595	
114.7	1.0973	1.0520	
64.7	1.0936	1.0448	

Elaborado por: Julio Murillo / Carla Yépez

RESULTADOS DE LA CORRELACIÓN DE STANDING

PRESIÓN (Psia)	β_o Medido (BIs/BF)	C. STANDING	COEFICIENTE DE CORRELACIÓN
		β_o Calculado (BIs/BF)	
5014.7	1.0703	1.0541	0.738759
4514.7	1.0727	1.0533	
3514.7	1.0777	1.0523	
3014.7	1.0805	1.0523	
2514.7	1.0833	1.0526	
2014.7	1.0867	1.0534	
1514.7	1.0914	1.0547	
1414.7	1.0924	1.0550	
1314.7	1.0933	1.0554	
1214.7	1.0938	1.0558	
1114.7	1.0943	1.0562	
1014.7	1.0949	1.0566	

CONTINUACIÓN: RESULTADOS DE LA CORRELACIÓN DE STANDING

PRESIÓN (Psia)	β_o Medido (BIs/BF)	C. STANDING	COEFICIENTE DE CORRELACIÓN
		β_o Calculado (BIs/BF)	
914.7	1.0955	1.0571	0.738759
814.7	1.0962	1.0576	
714.7	1.0970	1.0581	
614.7	1.0977	1.0587	
514.7	1.0985	1.0593	
414.7	1.0993	1.0599	
314.7	1.1001	1.0605	
214.7	1.1001	1.0612	
174.7	1.1022	1.0615	
114.7	1.0973	1.0557	
64.7	1.0936	1.0505	

Elaborado por: Julio Murillo / Carla Yépez

RESULTADOS DE LA CORRELACIÓN DE GLASO

PRESIÓN (Psia)	β_o Medido (BIs/BF)	C. GLASO	COEFICIENTE DE CORRELACIÓN
		β_o Calculado (BIs/BF)	
5014.7	1.0703	1.0240	-0.12289
4514.7	1.0727	1.0231	
3514.7	1.0777	1.0208	
3014.7	1.0805	1.0193	
2514.7	1.0833	1.0175	
2014.7	1.0867	1.0152	
1514.7	1.0914	1.0122	
1414.7	1.0924	1.0115	
1314.7	1.0933	1.0108	
1214.7	1.0938	1.0100	
1114.7	1.0943	1.0092	
1014.7	1.0949	1.0083	
914.7	1.0955	1.0075	
814.7	1.0962	1.0066	
714.7	1.0970	1.0059	
614.7	1.0977	1.0053	
514.7	1.0985	1.0054	
414.7	1.0993	1.0067	

CONTINUACIÓN: RESULTADOS DE LA CORRELACIÓN DE GLASO

PRESIÓN (Psia)	β_o Medido (BIs/BF)	C. GLASO	COEFICIENTE DE CORRELACIÓN
		β_o Calculado (BIs/BF)	
314.7	1.1001	1.0116	-0.12289
214.7	1.1001	1.0283	
174.7	1.1022	1.0451	
114.7	1.0973	1.0401	
64.7	1.0936	1.0357	

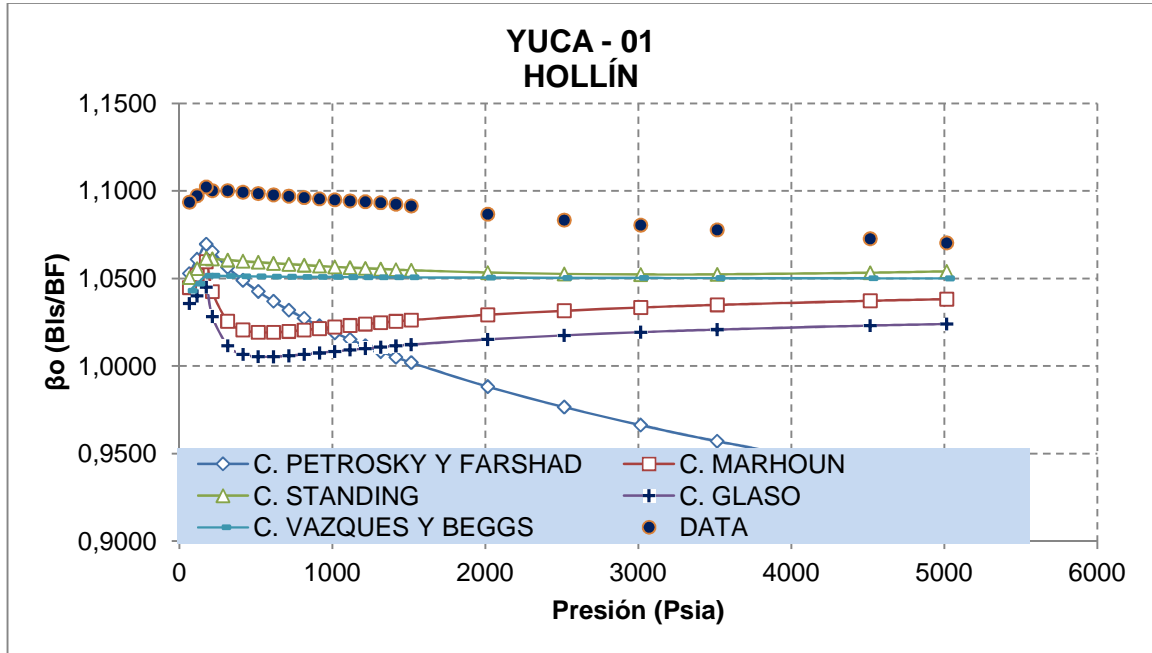
Elaborado por: Julio Murillo / Carla Yépez

RESULTADOS DE LA CORRELACIÓN DE VASQUEZ Y BEGGS

PRESIÓN (Psia)	β_o Medido (BIs/BF)	C. VASQUEZ Y BEGGS	COEFICIENTE DE CORRELACIÓN
		β_o Calculado (BIs/BF)	
5014.7	1.0703	1.0501	0.116182
4514.7	1.0727	1.0501	
3514.7	1.0777	1.0502	
3014.7	1.0805	1.0503	
2514.7	1.0833	1.0504	
2014.7	1.0867	1.0505	
1514.7	1.0914	1.0506	
1414.7	1.0924	1.0507	
1314.7	1.0933	1.0507	
1214.7	1.0938	1.0507	
1114.7	1.0943	1.0508	
1014.7	1.0949	1.0508	
914.7	1.0955	1.0509	
814.7	1.0962	1.0509	
714.7	1.0970	1.0510	
614.7	1.0977	1.0511	
514.7	1.0985	1.0512	
414.7	1.0993	1.0513	
314.7	1.1001	1.0514	
214.7	1.1001	1.0516	
174.7	1.1022	1.0517	
114.7	1.0973	1.0471	
64.7	1.0936	1.0430	

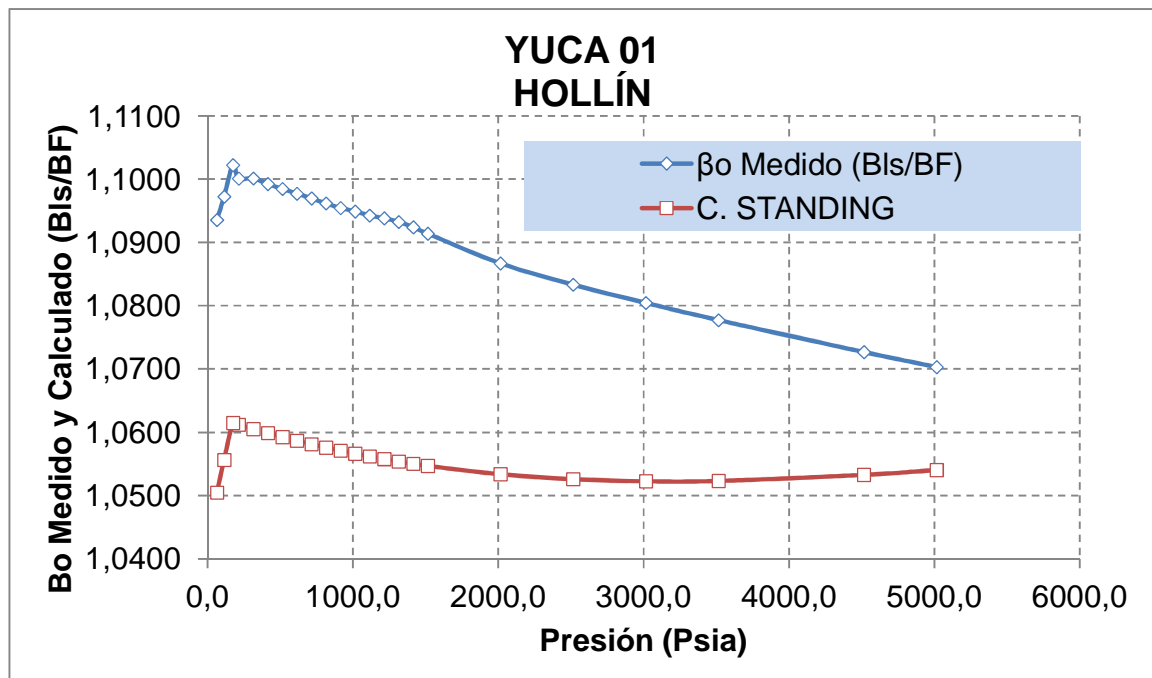
Elaborado por: Julio Murillo / Carla Yépez

RESULTADOS GRÁFICOS DE LAS CORRELACIONES



Elaborado por: Julio Murillo / Carla Yépez

CORRELACIÓN SELECCIONADA: MARHOUN (β_o)



Elaborado por: Julio Murillo / Carla Yépez

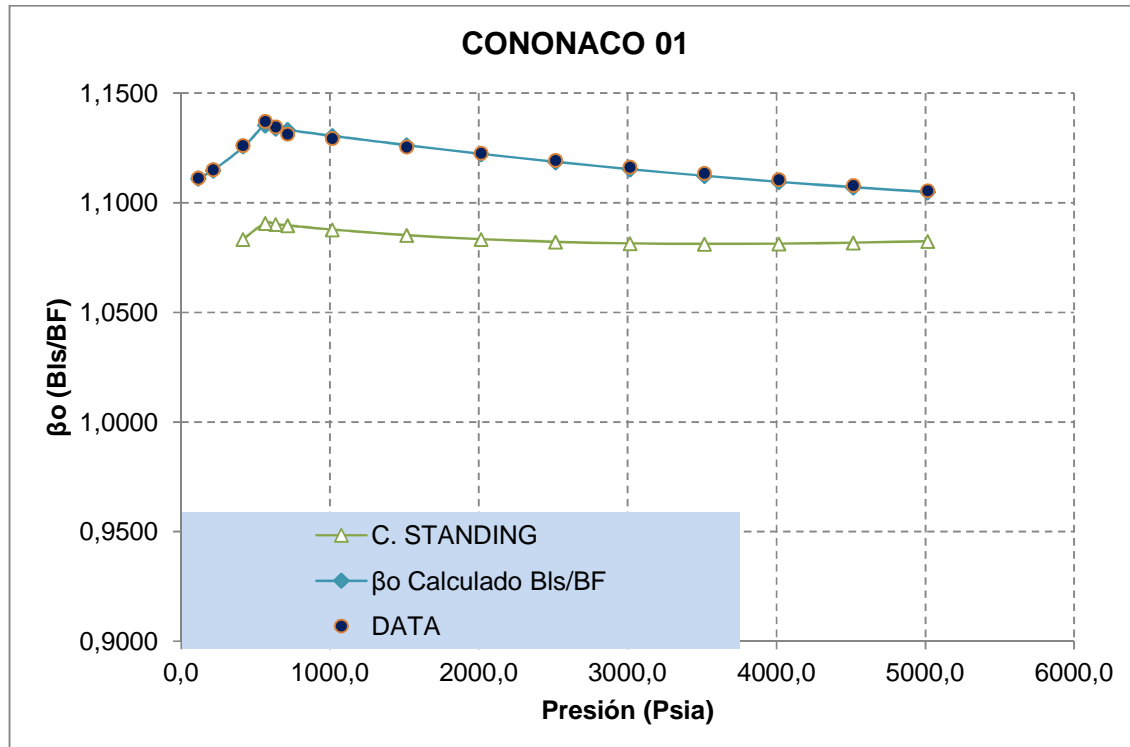
**ANEXO No. 3.2: GENERACIÓN DE LAS CORRELACIONES
PARA LOS POZOS DEL ÁREA AUCA.**

**TABLA B-3.1 CORRELACIÓN GENERADA DEL FACTOR VOLUMÉTRICO
PARA EL POZO CONONACO 01 “HOLLÍN”**

CONONACO 01 HOLLÍN		
Presión	Correlación	Coefficiente de Correlación
$P \leq P_b$	$\beta_o = 5 \times 10^{-8} P^2 + 2 \times 10^{-5} P + 1,1082$	0.996009
$P > P_b$	$\beta_o = 6 \times 10^{-10} P^2 - 1 \times 10^{-5} P + 1,14$	

Elaborado por: Julio Murillo / Carla Yépez

**COMPARACIÓN GRÁFICA DE CORRELACIONES PARA EL POZO CONONACO
01 “HOLLÍN”**



Elaborado por: Julio Murillo / Carla Yépez

RESULTADOS OBTENIDOS PARA EL POZO CONONACO 01 "HOLLÍN"

β_o Medido (BIs/BF)	C. STANDING			C. GENERADA		
	β_o Calculado (BIs/BF)	% Error	Diferencia de cuadrados	β_o Calculado (BIs/BF)	% Error	Diferencia de cuadrados
1.1056	1.0824	2.0947	0.0507	1.1049	0.0571	0.0014
1.1080	1.0818	2.3666	0.0574	1.1071	0.0808	0.0020
1.1106	1.0813	2.6387	0.0642	1.1095	0.0999	0.0025
1.1135	1.0812	2.9004	0.0709	1.1123	0.1102	0.0027
1.1163	1.0814	3.1253	0.0767	1.1153	0.0917	0.0023
1.1194	1.0821	3.3293	0.0820	1.1186	0.0676	0.0017
1.1227	1.0834	3.5013	0.0867	1.1223	0.0342	0.0009
1.1255	1.0852	3.5819	0.0891	1.1262	0.0630	0.0016
1.1294	1.0877	3.6894	0.0924	1.1305	0.0937	0.0024
1.1314	1.0896	3.6913	0.0928	1.1332	0.1557	0.0040
1.1347	1.0902	3.9227	0.0990	1.1339	0.0710	0.0018
1.1372	1.0907	4.0902	0.1036	1.1354	0.1553	0.0040
1.1262	1.0833	3.8060	0.0947	1.1251	0.0968	0.0025
1.1152	1.0751	3.5944	0.0878	1.1148	0.0326	0.0008
1.1114	1.0703	3.6957	0.0896	1.1112	0.0183	0.0005
		50.0280	1.2377		1.2279	0.0309

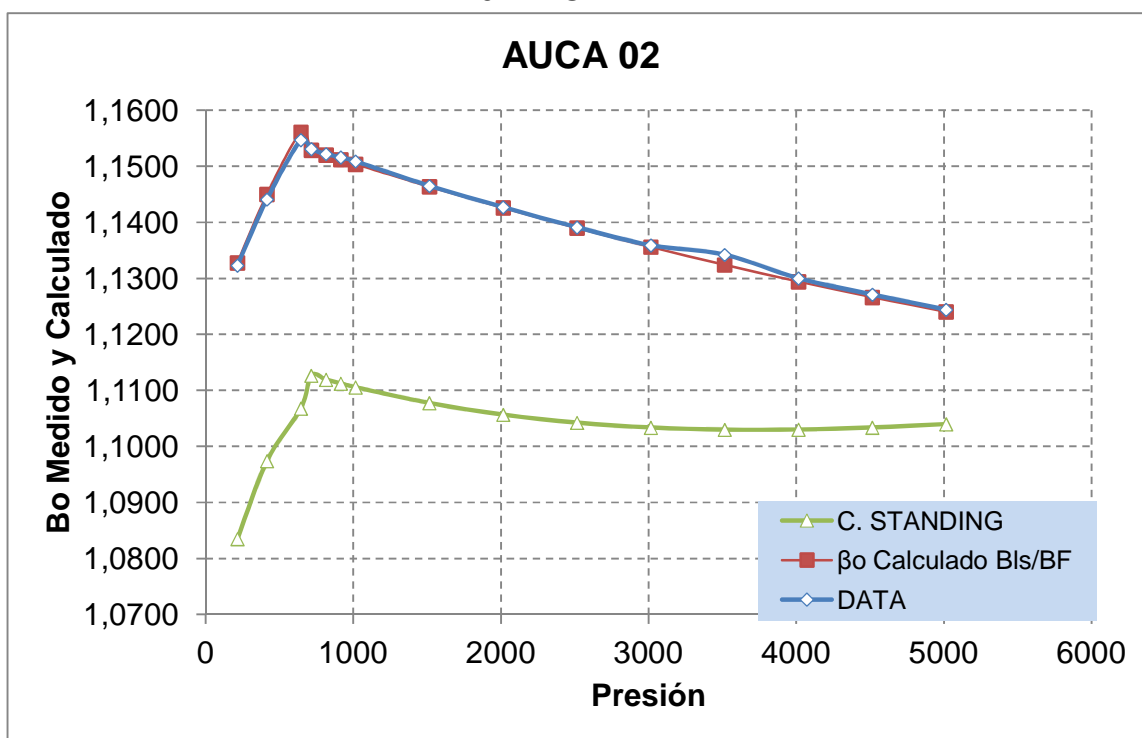
Elaborado por: Julio Murillo / Carla Yépez

**TABLA B-3.2 CORRELACIÓN GENERADA DEL FACTOR VOLUMÉTRICO
PARA EL POZO AUCA 02 “BASAL TENA”**

AUCA 02 BASAL TENA		
Presión	Correlación	Coefficiente de Correlación
$P < P_b$	$\beta_o = -3 \times 10^{-8} P^2 + 8 \times 10^{-5} P + 1,117$	0.9979393
$P \geq P_b$	$\beta_o = 4 \times 10^{-10} P^2 - 9 \times 10^{-6} P + 1,1591$	

Elaborado por: Julio Murillo / Carla Yépez

**COMPARACIÓN GRÁFICA DE CORRELACIONES PARA EL POZO CONONACO
01 “HOLLÍN”**



Elaborado por: Julio Murillo / Carla Yépez

RESULTADOS OBTENIDOS PARA EL POZO CONONACO 01

β_o Medido (BIs/BF)	C. STANDING			C. GENERADA		
	β_o Calculado (BIs/BF)	% Error	Diferencia de cuadrado s	β_o Calculado (BIs/BF)	% Error	Diferencia de cuadrado s
1.1244	1.1040	1.816 5	0.0455	1.1240	0.033 2	0.0008
1.1271	1.1034	2.105 6	0.0529	1.1266	0.042 5	0.0011
1.1300	1.1030	2.388 2	0.0603	1.1294	0.051 8	0.0013
1.1342	1.1030	2.752 1	0.0698	1.1324	0.157 9	0.0041
1.1359	1.1034	2.864 3	0.0729	1.1356	0.026 1	0.0007
1.1391	1.1042	3.061 3	0.0782	1.1390	0.009 0	0.0002
1.1427	1.1057	3.241 4	0.0833	1.1426	0.009 5	0.0002
1.1465	1.1077	3.380 4	0.0874	1.1464	0.010 0	0.0003
1.1509	1.1106	3.504 9	0.0912	1.1504	0.045 2	0.0012
1.1522	1.1119	3.496 4	0.0912	1.1520	0.014 5	0.0004

1.1531	1.1126	3.508 7	0.0917	1.1529	0.019 8	0.0005
1.1547	1.1068	4.149 6	0.1084	1.15610 7	0.121 8	0.0033
1.1441	1.0974	4.082 0	0.1047	1.14501 7	0.080 1	0.0021
1.1323	1.0835	4.311 2	0.1082	1.13279 3	0.043 6	0.0011
		3.211 3	1.2369		0.046 6	0.0182

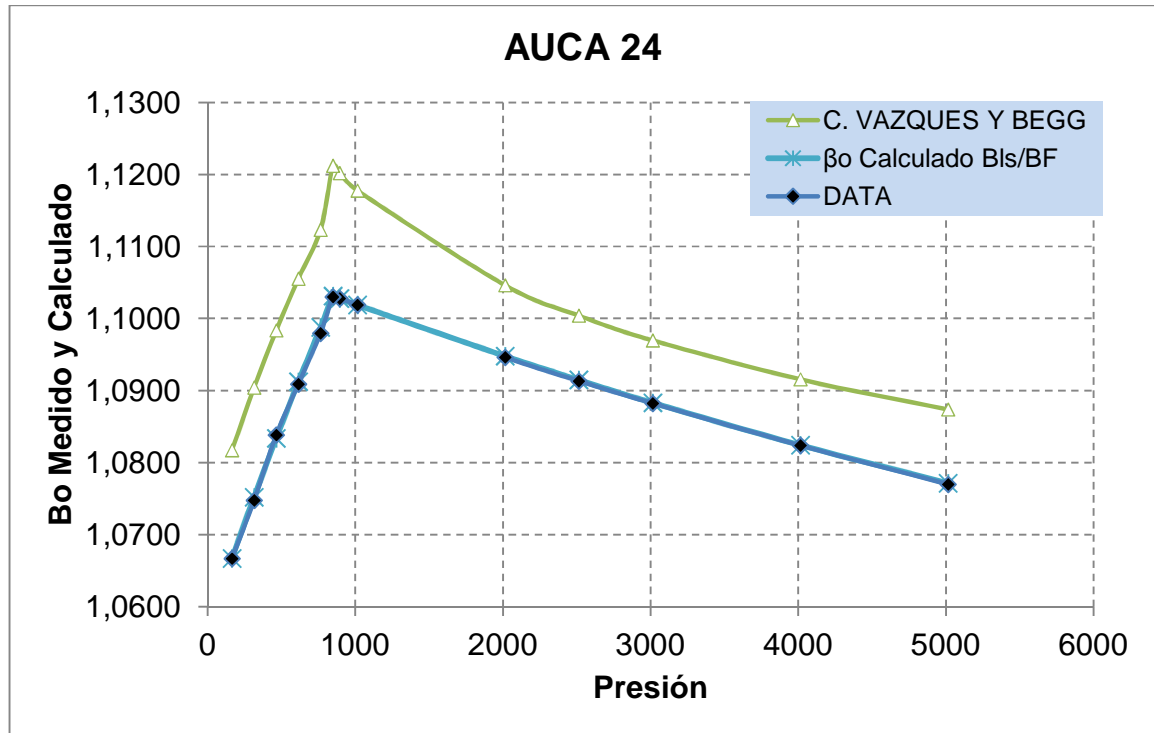
Elaborado por: Julio Murillo / Carla Yépez

**TABLA B-3.3 CORRELACIÓN GENERADA DEL FACTOR VOLUMÉTRICO
PARA EL POZO AUCA 24 “NAPO U”**

AUCA 24 NAPO "U"		
Presión	Correlación	Coefficiente de Correlación
$P < Pb$	$\beta_o = -7 \times 10^{-9} P^2 + 6 \times 10^{-5} P + 1,057$	0.9996796
$P \geq Pb$	$\beta_o = 3 \times 10^{-10} P^2 - 8 \times 10^{-6} P + 1,1097$	

Elaborado por: Julio Murillo / Carla Yépez

**COMPARACIÓN GRÁFICA DE CORRELACIONES PARA EL POZO AUCA 24
“NAPO U”**



Elaborado por: Julio Murillo / Carla Yépez

RESULTADOS OBTENIDOS PARA EL POZO AUCA 24 "NAPO U"

	C. VASQUEZ Y BEGG			C. GENERADA		
	β _o Medido (Bls/BF)	β _o Calculado (Bls/BF)	% Error	β _o Calculado (Bls/BF)	% Error	Diferencia de cuadrados

1.0770	1.0874	0.9672 3	0.0225	1.0771	0.014 6	0.0003
1.0824	1.0916	0.8492 7	0.0200	1.0824	0.004 1	0.0001
1.0882	1.0970	0.8044 3	0.0191	1.0883	0.008 2	0.0002
1.0913	1.1004	0.8348	0.0200	1.0915	0.016 3	0.0004
1.0946	1.1046	0.9144 8	0.0220	1.0948	0.016 7	0.0004
1.1019	1.1178	1.4409 7	0.0352	1.1019	0.000 5	0.0000
1.1028	1.1202	1.5801 1	0.0387	1.1028	0.000 3	0.0000
1.1030	1.1212	1.6523 1	0.0405	1.1031	0.011 5	0.0003
1.0980	1.1123	1.3109 7	0.0318	1.0988	0.076 0	0.0018
1.0909	1.1055	1.3432 2	0.0322	1.0912	0.031 8	0.0008
1.0838	1.0984	1.3410 2	0.0317	1.0834	0.042 1	0.0010
1.0747	1.0904	1.4587 4	0.0339	1.0752	0.041 4	0.0010
1.0667	1.0817	1.4114 9	0.0323	1.0667	0.002 0	0.0000
		1.2237 7	0.2025		0.020 4	0.0063

Elaborado por: Julio Murillo / Carla Yépez

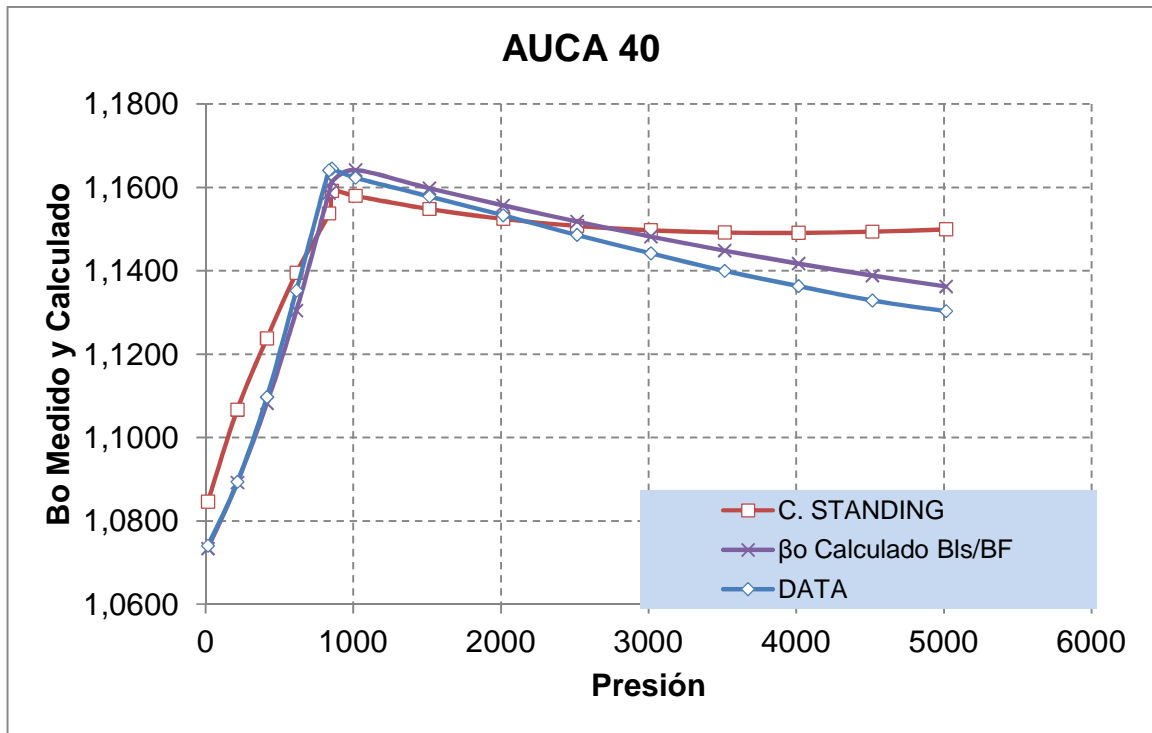
**TABLA B-3.4 CORRELACIÓN GENERADA DEL FACTOR VOLUMÉTRICO
PARA EL POZO AUCA 40 "T"**

AUCA 40 ARENA "T"		
Presión	Correlación	Coefficiente de Correlación
$P \leq P_b$	$\beta_o = 4 \times 10^{-8} P^2 + 7 \times 10^{-5} P + 1,0723$	0.990111

$P > P_b$	$\beta_o = 5 \times 10^{-10} P^2 - 1 \times 10^{-5} P + 1,1738$	
-----------	---	--

Elaborado por: Julio Murillo / Carla Yépez

COMPARACIÓN GRÁFICA DE CORRELACIONES PARA EL POZO AUCA 40 "T"



Elaborado por: Julio Murillo / Carla Yépez

RESULTADOS OBTENIDOS PARA EL POZO AUCA 40 "T"

β_o Medido (Bis/BF)	C. STANDING			C. GENERADA		
	β_o Calculado (Bis/BF)	% Error	Diferencia de cuadrado s	β_o Calculado (Bis/BF)	% Error	Diferencia de cuadrado s
1.1303	1.1500	1.738 2	0.0448	1.1362	0.522 9	0.0134
1.1329	1.1494	1.459 2	0.0377	1.1388	0.527 8	0.0136
1.1363	1.1491	1.125 7	0.0292	1.1417	0.474 3	0.0123
1.1400	1.1492	0.809 7	0.0211	1.1448	0.426 6	0.0111
1.1442	1.1497	0.484 5	0.0127	1.1482	0.351 1	0.0092
1.1486	1.1508	0.189 6	0.0050	1.1518	0.279 5	0.0074
1.1533	1.1525	0.074 9	0.0020	1.1557	0.205 0	0.0055
1.1578	1.1548	0.259 6	0.0070	1.1598	0.169 7	0.0046
1.1623	1.1580	0.371 7	0.0100	1.1642	0.159 2	0.0043
1.1645	1.1592	0.456 8	0.0124	1.1613	0.271 5	0.0074
1.1641	1.1538	0.888 1	0.0240	1.1586	0.473 5	0.0128
1.1352	1.1395	0.374 9	0.0097	1.1304	0.423 2	0.0109
1.1097	1.1238	1.268 4	0.0314	1.1082	0.133 8	0.0033
1.0893	1.1067	1.589 8	0.0380	1.0892	0.016 2	0.0004
1.0740	1.0846	0.987 1	0.0229	1.0733	0.063 1	0.0015
		0.805	0.3080		0.299	0.1175

2

8

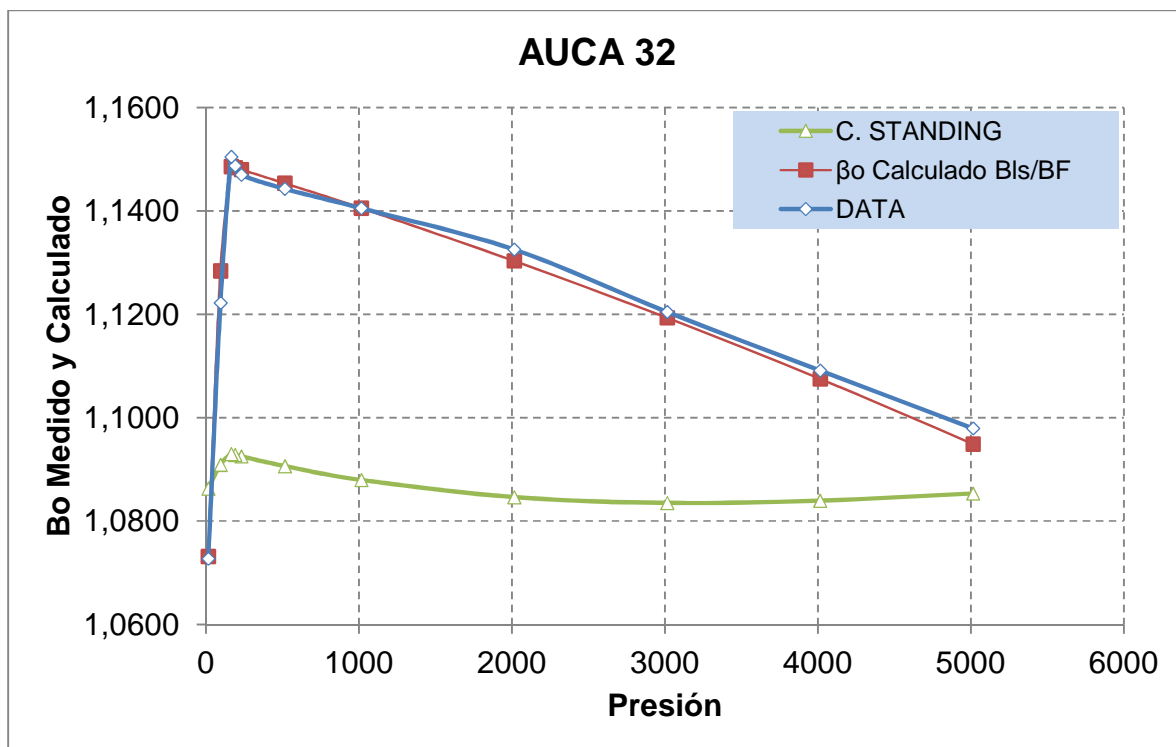
Elaborado por: Julio Murillo / Carla Yépez

**TABLA B-3.5 CORRELACIÓN GENERADA DEL FACTOR VOLUMÉTRICO
PARA EL POZO AUCA 32 “HOLLÍN”**

AUCA 32 HOLLÍN		
Presión	Correlación	Coefficiente de Correlación
$P < P_b$	$\beta_o = -1 \times 10^{-6} P^2 + 8 \times 10^{-4} P + 1,0616$	0.9950664
$P \geq P_b$	$\beta_o = -4 \times 10^{-10} P^2 - 9 \times 10^{-6} P + 1,1501$	

Elaborado por: Julio Murillo / Carla Yépez

COMPARACIÓN GRÁFICA DE CORRELACIONES EL POZO AUCA 32 “HOLLÍN”



Elaborado por: Julio Murillo / Carla Yépez

RESULTADOS OBTENIDOS PARA EL POZO AUCA 32 "HOLLÍN"

β_o Medido (BIs /BF)	C. STANDING			C. GENERADA		
	β_o Calculado (BIs /BF)	% Error	Diferencia de cuadrados	β_o Calculado (BIs/BF)	% Error	Diferencia de cuadrados
1.0979	1.0853	1.1478	0.0275	1.0949	0.2763	0.0067
1.1091	1.0839	2.2721	0.0553	1.1075	0.1452	0.0036
1.1205	1.0835	3.2991	0.0815	1.1193	0.1004	0.0025

1.1325	1.0846	4.2307	0.1062	1.1303	0.1932	0.0050
1.1405	1.0879	4.6105	0.1172	1.1406	0.0024	0.0001
1.1443	1.0906	4.6884	0.1199	1.1454	0.0942	0.0025
1.1470	1.0925	4.7486	0.1220	1.1480	0.0891	0.0023
1.1487	1.0928	4.8692	0.1254	1.1484	0.0318	0.0008
1.1505	1.0930	4.9963	0.1290	1.1486	0.1621	0.0043
1.1222	1.0909	2.7905	0.0693	1.1284	0.5511	0.0139
1.0727	1.0863	1.2658	0.0293	1.0731	0.0395	0.0009
		3.5381	0.9825		0.1532	0.0425

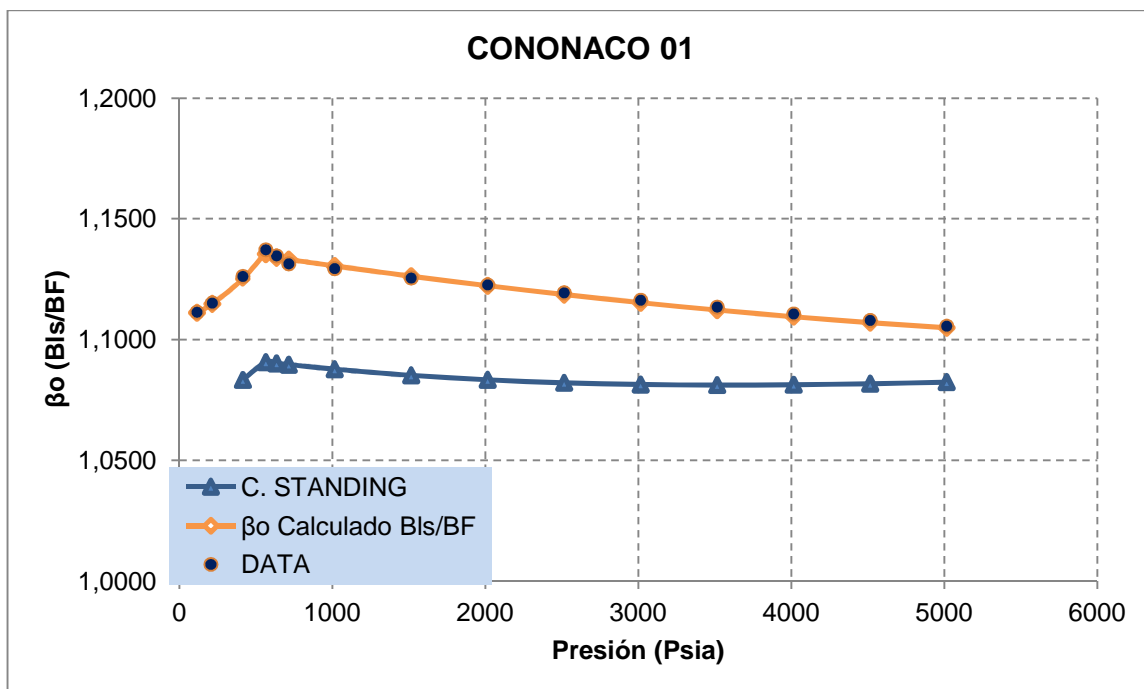
Elaborado por: Julio Murillo / Carla Yépez

**TABLA B-3.6 CORRELACIÓN GENERADA DEL FACTOR VOLUMÉTRICO
PARA EL POZO CONONACO 01 "NAPO U"**

CONONACO 01		
NAPO "U"		
Presión	Correlación	Coefficiente de Correlación
$P \leq P_b$	$\beta_o = 5 \times 10^{-8} P^2 + 2 \times 10^{-5} P + 1,1082$	0.996009
$P > P_b$	$\beta_o = 6 \times 10^{-10} P^2 - 1 \times 10^{-5} P + 1,1400$	

Elaborado por: Julio Murillo / Carla Yépez

**COMPARACIÓN GRÁFICA DE CORRELACIONES PARA EL POZO CONONACO
"NAPO U"**



Elaborado por: Julio Murillo / Carla Yépez

RESULTADOS OBTENIDOS PARA EL POZO CONONACO 01 "NAPO U"

β_o Medido (Bls/B F)	C. STANDING			C. GENERADA		
	β_o Calculado (Bls/B F)	% Error	Diferenci a de cuadrad os	β_o Calculado (Bls/B F)	% Error	Diferenci a de cuadrad os

1.1056	1.0824	2.094 7	0.0507	1.1049	0.057 1	0.0014
1.1080	1.0818	2.366 6	0.0574	1.1071	0.080 8	0.0020
1.1106	1.0813	2.638 7	0.0642	1.1095	0.099 9	0.0025
1.1135	1.0812	2.900 4	0.0709	1.1123	0.110 2	0.0027
1.1163	1.0814	3.125 3	0.0767	1.1153	0.091 7	0.0023
1.1194	1.0821	3.329 3	0.0820	1.1186	0.067 6	0.0017
1.1227	1.0834	3.501 3	0.0867	1.1223	0.034 2	0.0009
1.1255	1.0852	3.581 9	0.0891	1.1262	0.063 0	0.0016
1.1294	1.0877	3.689 4	0.0924	1.1305	0.093 7	0.0024
1.1314	1.0896	3.691 3	0.0928	1.1332	0.155 7	0.0040
1.1347	1.0902	3.922 7	0.0990	1.1339	0.071 0	0.0018
1.1372	1.0907	4.090 2	0.1036	1.1354	0.155 3	0.0040
1.1262	1.0833	3.806 0	0.0947	1.1251	0.096 8	0.0025
1.1152	1.0751	3.594 4	0.0878	1.1148	0.032 6	0.0008
1.1114	1.0703	3.695 7	0.0896	1.1112	0.018 3	0.0005
		3.335 2	1.2377		0.081 9	0.0309

Elaborado por: Julio Murillo / Carla Yépez.

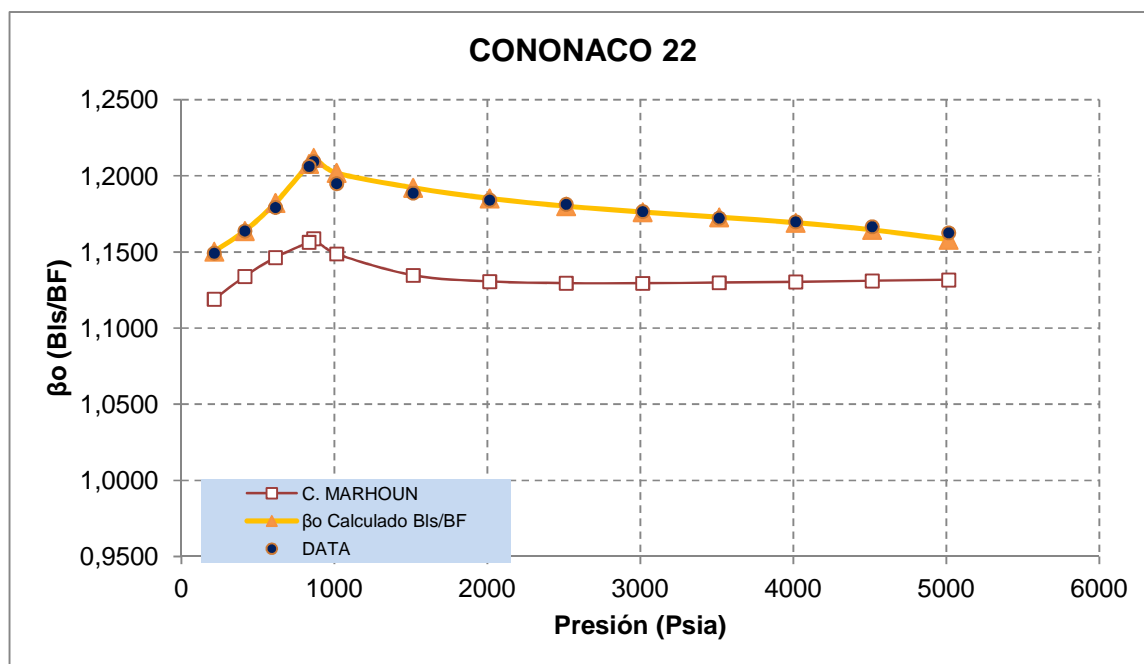
**TABLA B-3.7 CORRELACIÓN GENERADA DEL FACTOR VOLUMÉTRICO
PARA EL POZO CONONACO 22 "T"**

CONONACO 22
NAPO "T"

Presión	Correlación	Coefficiente de Correlación
$P \leq P_b$	$\beta_o = 6 \times 10^{-8} P^2 + 3 \times 10^{-5} P + 1,1412$	0.992448
$P > P_b$	$\beta_o = -1 \times 10^{-12} P^3 + 1 \times 10^{-8} P^2 - 4 \times 10^{-5} P + 1,2334$	

Elaborado por: Julio Murillo / Carla Yépez

COMPARACIÓN GRÁFICA DE CORRELACIONES PARA EL POZO CONONACO22 "T"



Elaborado por: Julio Murillo / Carla Yépez

RESULTADOS OBTENIDOS PARA EL POZO CONONACO22 "T"

β_o Medido (BIs/BF)	C. MARHOUN			C. GENERADA		
	β_o Calculado (BIs/BF)	% Error	Diferencia de cuadrados	β_o Calculado (BIs/BF)	% Error	Diferencia de cuadrados
1.1627	1.1318	2.6600	0.0710	1.1582	0.3882	0.0105
1.1667	1.1311	3.0514	0.0818	1.1646	0.1803	0.0049
1.1699	1.1305	3.3731	0.0908	1.1693	0.0570	0.0016
1.1724	1.1299	3.6216	0.0978	1.1729	0.0465	0.0013
1.1767	1.1295	4.0051	0.1087	1.1763	0.0310	0.0009
1.1815	1.1296	4.3900	0.1199	1.1801	0.1104	0.0031
1.1842	1.1307	4.5191	0.1239	1.1852	0.0847	0.0024
1.1888	1.1347	4.5486	0.1256	1.1923	0.2912	0.0082
1.1950	1.1488	3.8669	0.1083	1.2021	0.5892	0.0169
1.2095	1.1588	4.1922	0.1201	1.2120	0.2070	0.0061
1.2063	1.1565	4.1326	0.1178	1.2080	0.1439	0.0042
1.1794	1.1465	2.7915	0.0766	1.1823	0.2487	0.0069
1.1639	1.1340	2.5679	0.0687	1.1640	0.0033	0.0001
1.1494	1.1191	2.6339	0.0687	1.1504	0.0912	0.0024
		3.5967	1.3795		0.1766	0.0693

Elaborado por: Julio Murillo / Carla Yépez

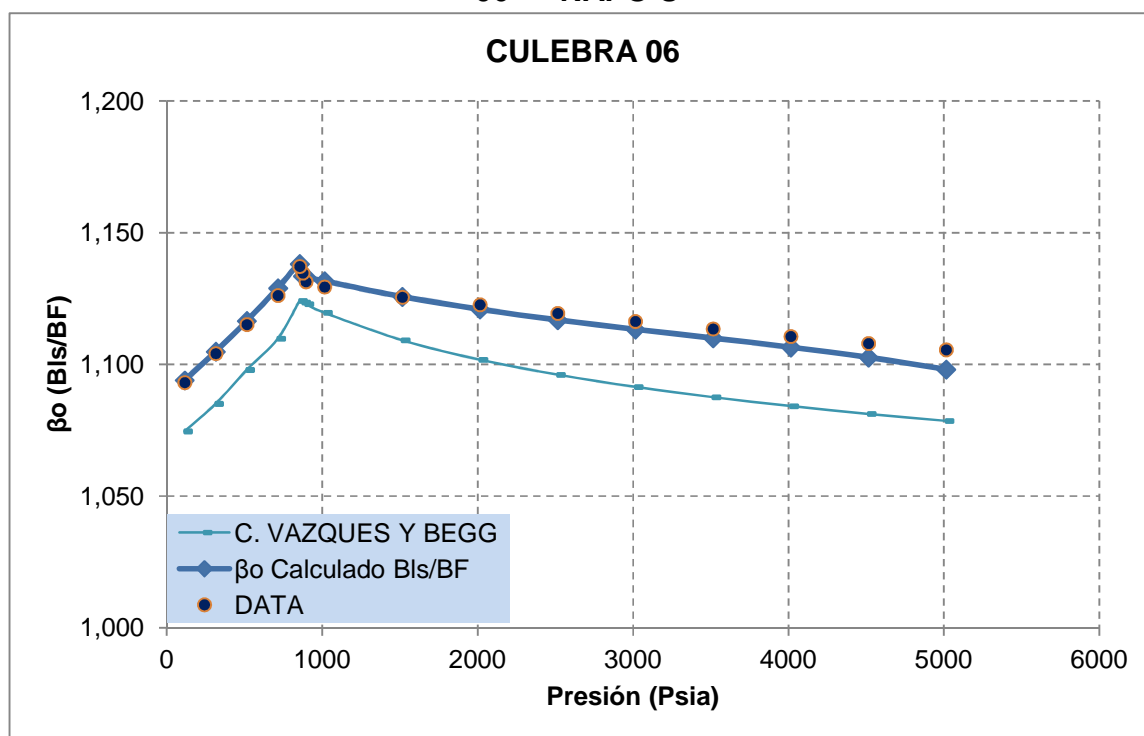
**TABLA B-3.8 CORRELACIÓN GENERADA DEL FACTOR VOLUMÉTRICO
PARA EL POZO CULEBRA 06 "NAPO U"**

<p>CULEBRA 06</p> <p>NAPO "U"</p>

Presión	Correlación	Coefficiente de Correlación
$P \leq P_b$	$\beta_o = 1 \times 10^{-8} P^2 + 5 \times 10^{-5} P + 1,0881$	0.980417
$P > P_b$	$\beta_o = -4 \times 10^{-13} P^3 + 4 \times 10^{-9} P^2 - 2 \times 10^{-5} P + 1,1482$	

Elaborado por: Julio Murillo / Carla Yépez

COMPARACIÓN GRÁFICA DE CORRELACIONES PARA ELPOZO CULEBRA 06 "NAPO U"



Elaborado por: Julio Murillo / Carla Yépez

RESULTADOS OBTENIDOS PARA EL POZO CULEBRA 06 “NAPO U”

β_o Medido (BIs/BF)	C. VASQUEZ Y BEGG			C. GENERADA		
	β_o Calculado (BIs/BF)	% Error	Diferencia de cuadrados	β_o Calculado (BIs/BF)	% Error	Diferencia de cuadrados
1.1056	1.079	2.44319	0.0590	1.0981	0.6802	0.0166
1.1080	1.081	2.41579	0.0586	1.1026	0.4829	0.0118
1.1106	1.084	2.38172	0.0581	1.1065	0.3727	0.0092
1.1135	1.088	2.32933	0.0571	1.1100	0.3180	0.0079
1.1163	1.091	2.22757	0.0549	1.1133	0.2713	0.0068
1.1194	1.096	2.08212	0.0516	1.1168	0.2291	0.0057
1.1227	1.102	1.8601	0.0465	1.1209	0.1604	0.0040
1.1255	1.109	1.45379	0.0366	1.1257	0.0154	0.0004
1.1294	1.120	0.86975	0.0221	1.1316	0.1943	0.0050
1.1314	1.123	0.75228	0.0192	1.1332	0.1612	0.0041
1.1347	1.123	0.98881	0.0253	1.1335	0.1059	0.0027
1.1372	1.124	1.15348	0.0297	1.1381	0.0822	0.0021
1.1262	1.110	1.45782	0.0367	1.1289	0.2450	0.0062
1.1152	1.098	1.54519	0.0381	1.1165	0.1186	0.0030
1.1041	1.085	1.72887	0.0418	1.1048	0.0620	0.0015
1.0931	1.075	1.69336	0.0401	1.0940	0.0775	0.0019
		1.7114	0.675333		0.2235	0.0888

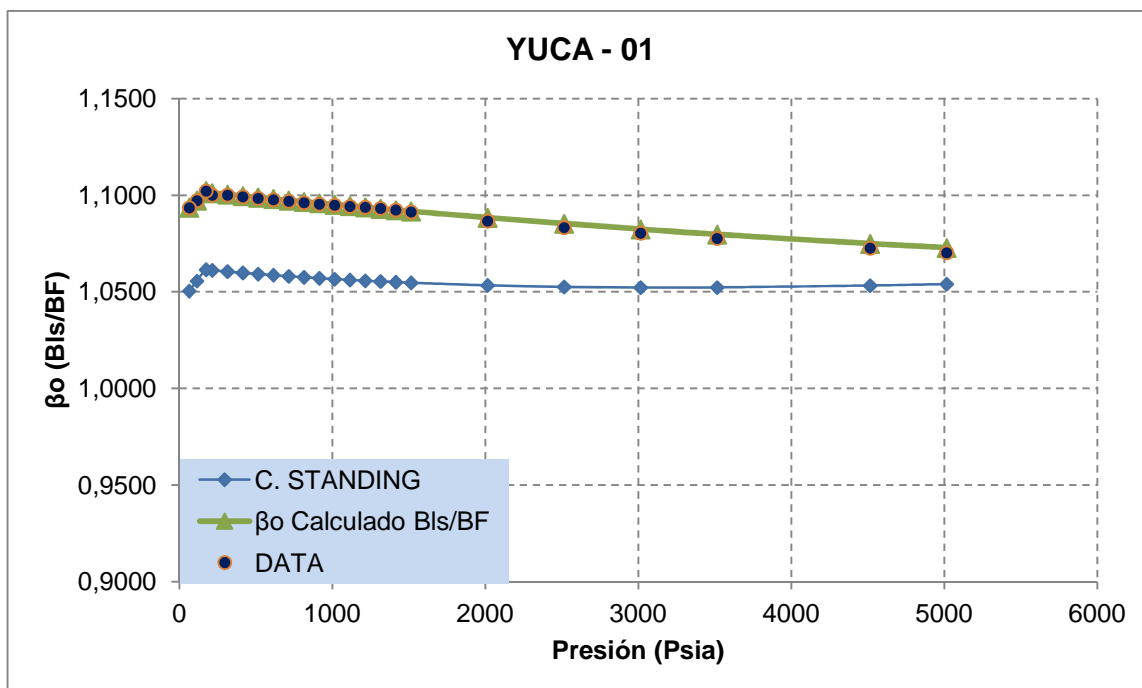
Elaborado por: Julio Murillo / Carla Yépez

**TABLA B-3.9 CORRELACIÓN GENERADA DEL FACTOR VOLUMÉTRICO
PARA EL POZO YUCA 01 “HOLLÍN”**

YUCA 01 HOLLÍN		
Presión	Correlación	Coefficiente de Correlación
$P \leq P_b$	$\beta_o = 8 \times 10^{-8} P^2 + 6 \times 10^{-5} P + 1,0894$	0.998553
$P > P_b$	$\beta_o = 4 \times 10^{-10} P^2 - 8 \times 10^{-6} P + 1,1029$	

Elaborado por: Julio Murillo / Carla Yépez

**COMPARACIÓN GRÁFICA DE CORRELACIONES PARA EL POZO YUCA 01
“HOLLÍN”**



Elaborado por: Julio Murillo / Carla Yépez

RESULTADOS OBTENIDOS PARA EL POZO YUCA 01

β_o Medido (BIs/BF)	C. STANDING			C. GENERADA		
	β_o Calculado (BIs/BF)	% Error	Diferencia de cuadrado s	β_o Calculado (BIs/BF)	% Error	Diferencia de cuadrado s
1.0703	1.0541	1.519 7	0.0346	1.0728	0.235 6	0.0054
1.0727	1.0533	1.808 7	0.0412	1.0749	0.209 4	0.0048
1.0777	1.0523	2.357 4	0.0541	1.0797	0.184 3	0.0043
1.0805	1.0523	2.608 3	0.0601	1.0824	0.181 2	0.0042
1.0833	1.0526	2.836 7	0.0656	1.0853	0.182 3	0.0043
1.0867	1.0534	3.066 1	0.0713	1.0884	0.156 1	0.0037
1.0914	1.0547	3.362 2	0.0788	1.0917	0.027 0	0.0006
1.0924	1.0550	3.421 2	0.0803	1.0924	0.003 3	0.0001
1.0933	1.0554	3.462 3	0.0813	1.0931	0.016 7	0.0004
1.0938	1.0558	3.477 6	0.0818	1.0938	0.005 2	0.0001
1.0943	1.0562	3.478	0.0819	1.0945	0.019	0.0005

		7			1	
1.0949	1.0566	3.494 9	0.0823	1.0952	0.026 0	0.0006
1.0955	1.0571	3.500 8	0.0826	1.0959	0.041 6	0.0010
1.0962	1.0576	3.519 5	0.0831	1.0966	0.041 9	0.0010
1.0970	1.0581	3.541 5	0.0837	1.0974	0.036 9	0.0009
1.0977	1.0587	3.555 8	0.0842	1.0981	0.037 6	0.0009
1.0985	1.0593	3.569 3	0.0846	1.0989	0.037 1	0.0009
1.0993	1.0599	3.580 9	0.0850	1.0997	0.036 2	0.0009
1.1001	1.0605	3.599 2	0.0856	1.1004	0.026 1	0.0006
1.1001	1.0612	3.535 4	0.0841	1.1012	0.098 9	0.0024
1.1022	1.0615	3.696 1	0.0882	1.1023	0.007 6	0.0002
1.0973	1.0557	3.790 9	0.0896	1.0973	0.007 4	0.0002
1.0936	1.0505	3.938 1	0.0923	1.0936	0.005 0	0.0001
		3.248 8	1.7561		0.070 6	0.0381

Elaborado por: Julio Murillo / Carla Yépez

ANEXOS 4.1: DATA DE LOS CORES

PHIT VS K AUCA_16

Phie (V/V)	K (md)	DEPTH	ARENAS
------------	--------	-------	--------

		(fts)	
0.193	655.208	9704.5	UI
0.183	360.243	9712.5	UI
0.169	116.916	9964.5	HS
0.157	175.596	9974.5	HS
0.168	75.527	10150.5	HS
0.197	257.75	10172.5	HI
0.138	358.68	10182.5	HI
0.130	311.73	10186.5	HI
0.222	509.68	10207.5	HI
0.163	469.00	10211.5	HI
0.151	189.68	10213.5	HI
0.149	330.44	10228.5	HI

Elaborado: Julio Murillo / Carla Yépez

PHIT VS K AUCA_23

Phie (V/V)	K (md)	DEPTH (fts)	ARENAS
0.079	2.132	9995.5	NO DEF
0.06	0.766	9996	NO DEF
0.048	1.478	9998.2	T
0.099	4.32	10003.5	T
0.044	0.774	10006.5	T
0.061	0.613	10008.1	T
0.076	0.131	10011.4	T
0.079	5.41	10022.2	T

Elaborado: Julio Murillo / Carla Yépez

PHIT VS K AUCA_25

Phie (V/V)	K (md)	DEPTH (fts)	ARENAS
0.211	2605.731	8943.3	BT
0.234	3873.219	8945.5	BT
0.237	2715.267	8947.3	BT
0.203	3098.643	8949.4	BT
0.203	1015.523	8951.2	BT
0.206	1494.723	8953.2	BT
0.227	1228.707	8954.2	BT
0.203	1228.707	8955.5	BT
0.198	2770.035	8956.7	BT
0.112	31.764	9683.5	US
0.165	343.03	9685.5	US
0.156	345.03	9687.5	US
0.11	39.757	9689.1	US
0.186	514.376	9689.1	US
0.183	448.654	9689.5	US
0.19	584.009	9692.5	UI
0.202	798.387	9695.5	UI
0.19	665.379	9697.5	UI
0.181	900.099	9699.3	UI
0.181	540.977	9701.3	UI
0.198	993.987	9706	UI
0.196	1040.931	9708.5	UI

Elaborado: Julio Murillo / Carla Yépez

PHIT VS K AUCA_25

Phie (V/V)	K (md)	DEPTH (fts)	ARENAS
0.143	48.961	9897.8	TS
0.087	0.178	9901.5	TS
0.125	1.653	9902.5	TS
0.14	9.808	9904.5	TS
0.101	0.226	9906.1	TS
0.087	1.128	9910.6	TS
0.135	174.814	9911.8	TS
0.077	0.092	9912.8	TS
0.076	0.149	9913.1	TS
0.133	118.481	9914.8	TS
0.127	39.413	9915.8	TS
0.039	0.12	9916.2	TS
0.152	43.04	9919.1	TS
0.126	17.32	9920.3	TS
0.135	35.697	9921.9	TS
0.153	99.704	9923.9	TS
0.175	18.028	9925.5	TS
0.099	0.388	9926.7	TS
0.068	18.107	9927.4	TS
0.087	1.807	9929.1	TS
0.034	0.051	9930.1	TS
0.029	0.099	9931.8	TS

Elaborado: Julio Murillo / Carla Yépez

PHIT VS K AUCA_31

Phie (V/V)	K(md)	DEPTH (fts)	ARENAS
0.17	341.465	9705.8	UI
0.211	1072.227	9707.3	UI
0.216	621.564	9709.5	UI
0.21	845.331	9710.5	UI
0.004	0.02	9733.8	TI
0.079	0.293	9950.3	TI
0.142	0.665	9966.6	TI
0.117	0.478	9968.5	TI
0.166	5.499	9970.6	TI
0.19	4.92	9972.6	TI
0.145	1.849	9973.5	TI
0.129	1.762	9975.4	TI
0.111	2.305	9976.3	TI
0.083	0.066	9977.6	TI
0.15	0.296	9980.4	TI
0.077	2.463	10089.5	TI

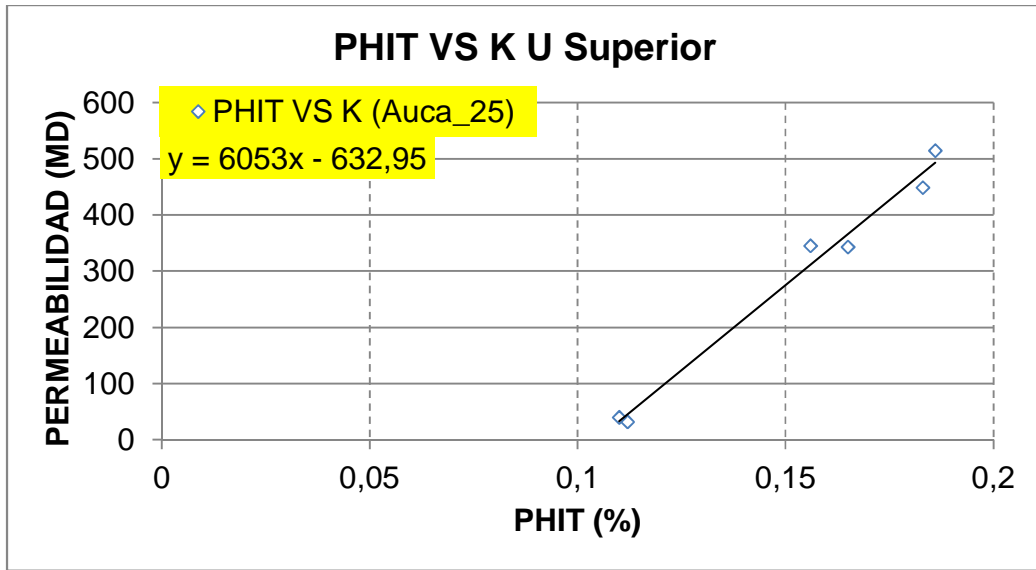
Elaborado: Julio Murillo / Carla Yépez

PHIT VS K AUCA_39

Phie (V/V)	K (md)	DEPTH (fts)	ARENAS
0.142	127.088	10266.7	Hi
0.166	530.024	10268.8	Hi
0.134	181.856	10271.9	Hi
0.137	262.443	10273.9	Hi
0.13	79.361	10276.1	Hi
0.124	54.676	10278.5	Hi
0.181	630.171	10279.8	Hi
0.149	717.8	10282.4	Hi
0.172	476.038	10284.2	Hi
0.158	619.217	10285.5	Hi
0.157	479.95	10287.6	Hi
0.126	156.819	10289.1	Hi
0.111	72.945	10290.6	Hi
0.178	474.473	10291.8	Hi
0.152	425.4	10292.8	Hi
0.153	424.4	10295.1	Hi
0.22	1635.555	10299.5	Hi
0.203	733.448	10301	Hi
0.187	1565.139	10304.5	Hi
0.185	1260.003	10305.9	Hi
0.192	667.726	10307.5	Hi
0.192	1150.467	10309.9	Hi
0.183	954.867	10312	Hi
0.158	325.817	10315.5	Hi
0.168	546.454	10318	Hi
0.181	1463.427	10324.9	Hi

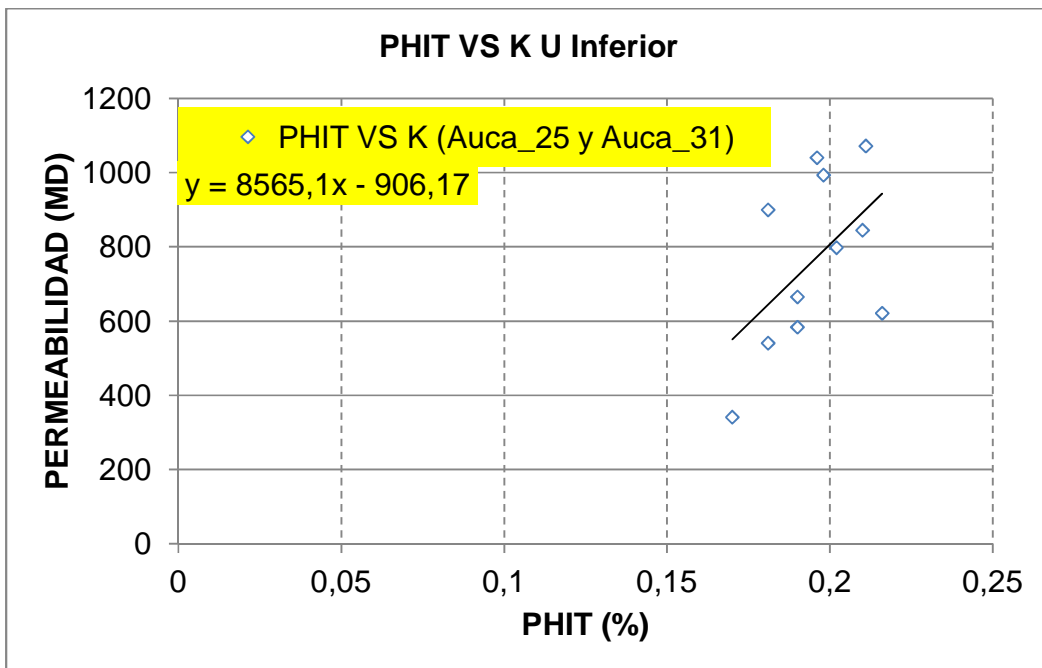
Elaborado: Julio Murillo / Carla Yépez.

PHIT VS K POR ARENA: ARENA "US"



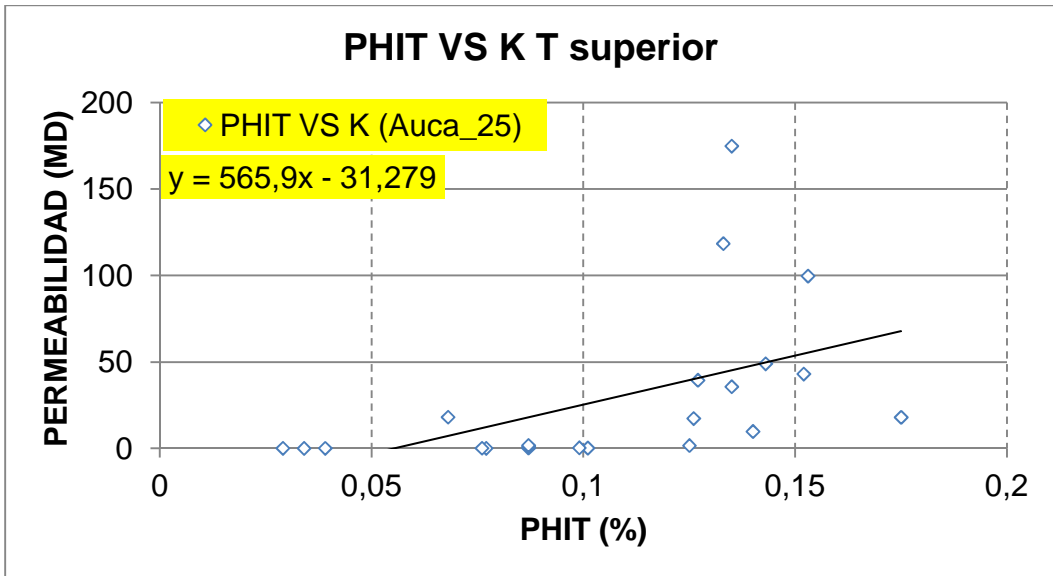
Elaborado: Julio Murillo / Carla Yépez.

PHIT VS K POR ARENA: ARENA "UI"



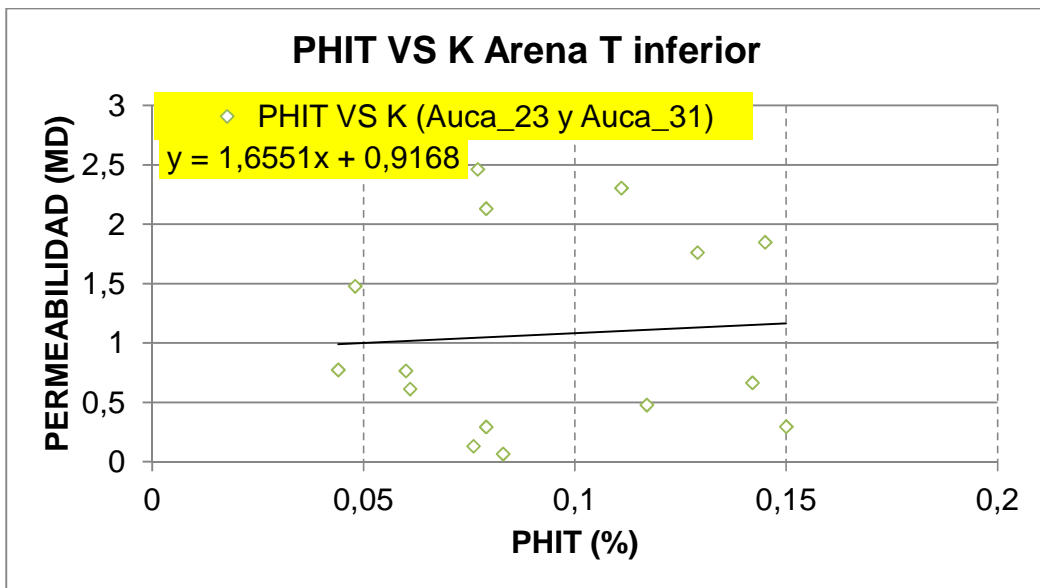
Elaborado: Julio Murillo / Carla Yépez.

PHIT VS K POR ARENA: ARENA "TS"



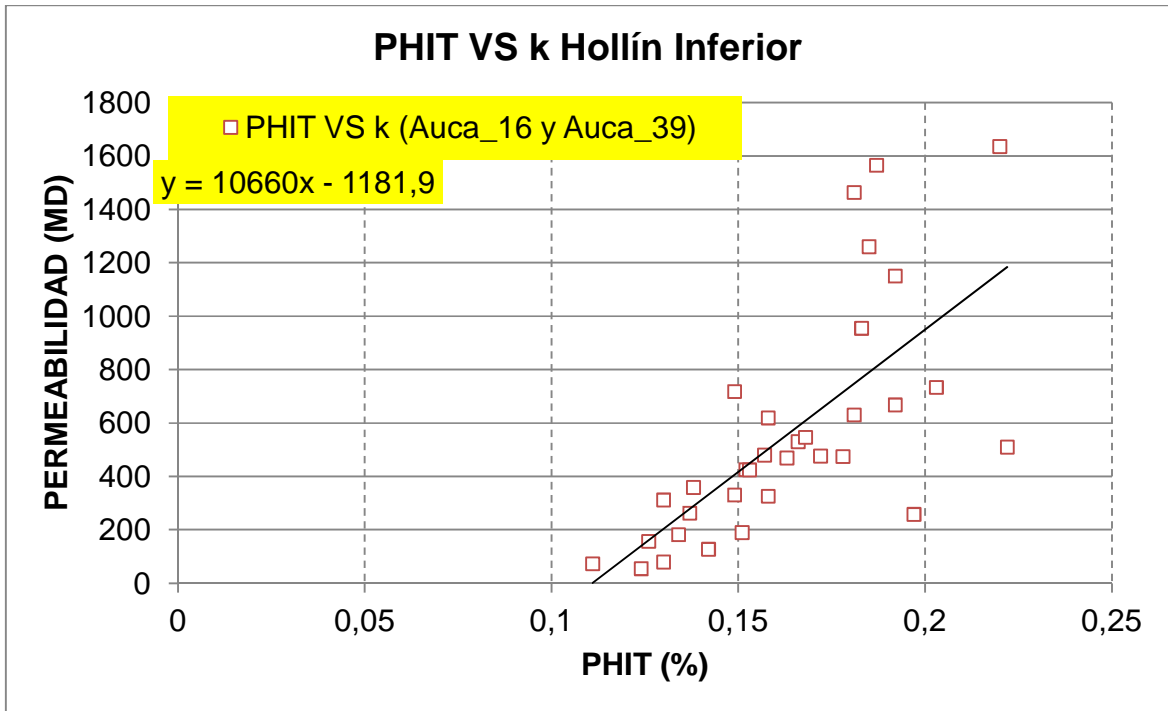
Elaborado: Julio Murillo / Carla Yépez.

PHIT VS K POR ARENA: ARENA "TI"



Elaborado: Julio Murillo / Carla Yépez.

PHIT VS K POR ARENA: HOLLÍN INFERIOR



Elaborado: Julio Murillo / Carla Yépez