

UNIVERSIDAD CENTRAL DE VENEZUELA
FACULTAD DE INGENIERIA
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEO
TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

**ESTIMACIÓN DE LA VISCOSIDAD DEL CRUDO EXTRA PESADO
UTILIZANDO EL TIEMPO DE RELAJACION (T2) CON HERRAMIENTAS DE
RESONANCIA MAGNETICA NUCLEAR.**

Br Reinefeld S., Jenuel R.
C.I.: 15.992.157

Caracas, Mayo de 2018.

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

**ESTIMACIÓN DE LA VISCOSIDAD DEL CRUDO EXTRA PESADO
UTILIZANDO EL TIEMPO DE RELAJACION (T2) CON HERRAMIENTAS DE
RESONANCIA MAGNETICA NUCLEAR.**

Tutor Académico: Prof. Miguel Exposito.

Tutor Industrial: Ing. Eduin Guevara.

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por el Br. Reinefeld S., Jenuel R.
Para optar al Título
de Ingeniero de Petróleo

Caracas, Mayo de 2018.

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

**ESTIMACIÓN DE LA VISCOSIDAD DEL CRUDO EXTRA PESADO
UTILIZANDO EL TIEMPO DE RELAJACION (T2) CON HERRAMIENTAS DE
RESONANCIA MAGNETICA NUCLEAR.**

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por el Br. Reinefeld S., Jenuel R.
Para optar al Título
de Ingeniero de Petróleo

Caracas, Mayo de 2018.

Dedicatoria

Primeramente, a DIOS, por darme salud, vida y fortaleza, por ser mi guía en todo momento hasta alcanzar mis objetivos, por mostrarme la ventana abierta cuando estaba en frente de una puerta cerrada y por seguir protegiéndome en este camino que comienza con nuevos retos que cumplir.

A mis padres, quienes han sido mi apoyo, que han sabido guiarme por el sendero del bien. A ustedes, Julio y Morelia, dedico este y todos mis logros, para retribuirles, aunque sea una pequeña parte de toda la dedicación, tiempo y esfuerzo que han invertido en mí, porque este logro es por y para ustedes. Agradezco su dedicación, constancia y entrega, sus cuidados, desvelos y esfuerzos, dándome siempre una mano para superar los obstáculos que se me presentaron en el camino, gracias por estar presentes en cada instante de mi vida. De igual forma, a mis hermanas Heidy y Yesenia, por formar parte de mi vida, ayudarme en todo lo que fue posible y brindarme su apoyo cuando lo necesite. Todos ustedes son mi fortaleza y posesión más valiosa, esta es mi manera de honrar todo el amor que me han regalado, y la mejor forma de decirles que los amo con todo mi corazón. Que Dios Bendiga siempre esta familia. Mis Abuelos, tíos, primos y demás familiares por confiar en mí y alentarme a seguir siempre adelante a pesar de las adversidades.

Mis compañeros de estudios y amigos, a todos aquellos que de una u otra manera formaron parte de mi desarrollo universitario. Chicos ustedes también son parte fundamental de este proyecto, los momentos compartidos en las aulas de clases, noches de desvelo y fines de semana de estudio no fueron en vano.

Y, por último, pero no menos importante a mi esposa que ha sido mi apoyo, ayuda y palabra de aliento en estos últimos 10 años, y ahora con nuestra familia creciendo con nuestro hijo Rafael Enrique seguiremos labrando nuestro camino, los amos, esto es por y para Uds.

Agradecimiento

Al petrofísico Eduin Guevara, por introducirme en interesante mundo de la Resonancia Magnética Nuclear. Gracias por los conocimientos invaluable que me ha transmitido, por la motivación y orientación que siempre me brindó, gracias por sus consejos, su paciencia y la confianza depositada en mí.

Al Ing. Miguel Exposito, asesor académico de este proyecto. Gracias por su apoyo incondicional, sus consejos, comentarios acertados, paciencia y ante todo por confiar en mis capacidades.

A la empresa mixta Petromonagas por permitirme desarrollar mi trabajo de grado en tal prestigiosa empresa. A todos los integrantes del Departamento de Estudios Integrados, por su colaboración y por hacerme sentir en todo momento un miembro del equipo.

A Universidad Central de Venezuela, por ofrecerme la oportunidad de formarme dentro de sus aulas, y a todos sus profesores miembros, por sus enseñanzas, aprendizajes y conocimientos transmitidos durante mis estudios de Pregrado.

Contenido

Tabla de contenido

Dedicatoria	4
Agradecimiento	5
Contenido	6
Lista de Figuras	9
Lista de Graficas.....	12
Lista de Tablas.....	13
RESUMEN	¡Error! Marcador no definido.
INTRODUCCIÓN.....	17
CAPITULO I.....	18
1.1 OBJETIVOS	18
1.1.1 OBJETIVO GENERAL:	18
1.1.2 OBJETIVOS ESPECIFICOS:.....	18
1.2 ALCANCE:	18
1.3 JUSTIFICACION:.....	19
1.4 METODOLOGIA:.....	20
CAPITULO II.....	21
MARCO TEORICO	21
2.1. Descripción del Área de Estudio	21
2.1.1 Ubicación Geográfica del Área en Estudio.....	21
2.1.2 Modelo Estático.	22
2.1.2.1 Modelo Estratigráfico.....	23
2.1.2.2 Estratigrafía Regional.....	23
2.1.2.3 Nuevo Modelo Estratigráfico	25
2.1.3 Análisis Sedimentológico.....	35
2.2 Resonancia Magnética Nuclear	36
2.2.1 Historia de RMN	36
2.2.2 Escuchando el Eco	40
2.3 Principio Físico de la Resonancia Magnética Nuclear	43
2.3.1 Polarización.....	44
2.3.2 Inclinação de pulsación y decaimientos de inducción libre.....	48
2.3.3 Detección de ecos de momentos rotacionales.....	51
2.3.4 Sincronización del tiempo en las mediciones (RMN).....	54
2.3.5 Estimación de Propiedades Petrofísicas a Partir del Perfilaje de RMN.....	56
2.3.6 Mecanismo de Relajamiento de RMN para Fluidos en un Medio.....	57
2.3.6.1 Relajamiento en bruto.	59
2.3.6.2 Relajamiento por superficie.	61
2.3.6.3 Relajamiento inducido por difusión.....	62
2.3.7 Estimación de Porosidad a Partir de Mecanismos de Relajamiento de RMN.	66
2.3.8 Modelo de decaimiento multiexponencial.	67
2.3.9 Respuesta de porosidad teórica RMN.....	68
2.3.10 Transformación de ecos a la distribución de T_2	72
2.3.11 Distribución de Tamaño Poral.	74

2.3.12 Estimación del Volumen Bruto de Agua Irreducible con RMN.....	78
2.3.12.1 Método del umbral CBVI.....	78
2.3.12.2 Método espectral SBVI.....	81
2.3.13 Estimación de Permeabilidad con RMN.....	85
2.3.13.1 Modelo de permeabilidad del fluido libre o de Coates.....	87
2.3.13.2 Modelo de permeabilidad del T_2 geométrico medio o De SDR.....	89
2.3.14 Modelo de Porosidad RMN.....	89
2.4 Adquisición.....	92
2.4.1 La técnica del espectro diferencial.....	92
2.4.2 La Técnica de Difusión Asistida.....	92
2.4.3 Edición de la Difusión.....	94
2.4.4 Activación Estándar.....	95
2.4.5 Activación, Total Porosidad.....	95
2.5. Aplicaciones de RMN.....	95
2.5.1. Cantidad de Fluido.....	95
2.5.2 Propiedades de RMN de los fluidos de yacimiento.....	96
2.5.2.1 Identificación de Hidrocarburos con RMN.....	97
2.5.2.2 Tamaño Poral y Porosidad.....	98
2.5.2.3. Permeabilidad.....	98
2.5.2.4. Propiedades de los Fluidos.....	98
2.5.2.5. Índice de Hidrógeno (HI).....	99
2.5.2.6. Difusión.....	100
2.6. Principio y Funcionamiento de las Imágenes Resistivas.....	103
2.7. Aplicaciones.....	105
2.7.1. Análisis Estructural.....	105
2.7.2. Análisis Estratigráfico.....	106
2.7.3. Análisis Sedimentológico.....	106
2.7.4. Análisis de Núcleo.....	106
2.7.5. Petrofísica.....	106
CAPITULO III.....	107
METODOLOGÍA.....	107
Procedimiento Metodológico.....	107
3.1 Etapa I: Recopilación de Información.....	109
3.1.1. Revisión Bibliográfica.....	109
3.1.2. Registros de Pozos (Base de Datos).....	109
3.2 Etapa II: Comprensión de la RMN.....	109
3.2.1 Caracterización de los fluidos.....	110
3.2.2 Propiedades petrofísicas.....	111
3.3 Etapa III: Evaluación de los Modos de Adquisición de Datos de RMN.....	113
3.3.1 Selección de Parámetros en Base al Crudo Presente.....	114
3.4 Procesamiento de Datos de RMN.....	114
3.4.1 Calculo de T_{2LM}	117
3.5 Etapa V: Validación de los datos PVT.....	118
3.5.1 Representatividad de los datos PVT.....	118
3.5.2 Consistencia de los datos PVT.....	120
3.5.2.1 Linealidad de la Función "Y".....	120
3.5.2.2 Balance de masa.....	122

3.5.2.3 Prueba de Desigualdad.....	124
3.5.3 Calculo de la Viscosidad de Hidrocarburo en Base a pruebas PVT	124
3.6 Etapa VI: Correlación de las Arenas.....	128
3.6.1 Selección de Zona Prospectiva.....	132
3.6.2 Estimación de viscosidad de los Hidrocarburos con la Herramienta de RMN ..	135
3.7 Comparacion de Resultados.....	137
CAPITULO IV	139
ANÁLISIS DE RESULTADOS.....	139
4.1 Etapa I: Recopilación de Información	139
4.2 Etapa II: Comprensión de la RMN	139
4.2.1 Caracterización de los fluidos	139
4.2.2 Propiedades petrofisicas.....	140
4.3. Etapa III: Evaluación de los Modos de Adquisición de Datos de RMN.....	141
4.3.1 Selección de Parametros en Base al Crudo Presente	144
4.4 Etapa IV: Procesamiento de Datos de RMN	144
4.4.1 Calculo de T2LM	145
4.5 Etapa V: Valdidación de los PVT.....	145
4.5.1 Representatividad de los PVT	145
4.5.2 Consistencia de los PVT	146
4.5.2.1 Linealidad de la Función "Y"	146
4.5.2.2 Balance de masa.....	146
4.5.2.3 Prueba de Desigualdad.....	147
4.5.3 Calculo de la Viscosidad de Hidrocarburo en Base a Pruebas PVT	148
4.6 Etapa VI: Correlación de las Arenas.....	160
4.6.1 Selección de Zona Prospectiva.....	165
4.6.2 Estimación de viscosidad de los Hidrocarburos con la Herramienta de RMN ..	178
4.7 Comparacion de Resultados.....	182
4.7.1 Ajuste de los Coeficiente de las Ecuaciones Empirica	228
Conclusiones.....	230
Recomendaciones	232
BIBLIOGRAFIA.....	233

Lista de Figuras

1FIGURA 2.1 UBICACIÓN GEOGRÁFICA DEL ÁREA ASIGNADA A PETROMONAGAS, S.A. [6]	21
2FIGURA 2.2 UBICACIÓN DEL ÁREA ASIGNADA A PETROMONAGAS DENTRO DEL DISTRITO CARABOBO.....	22
3FIGURA 2.3 CUADRO CRONO-ESTRATIGRÁFICO DE LA FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO.....	25
4FIGURA N° 2.4 MODELO ESTRATIGRÁFICO SECUENCIAL PLANTEADO PARA PETROMONAGAS E INTEGRADO CON PDVSA EXPLORACIÓN. EN LA FIGURA SE MUESTRA EL POZO TIPO PARA PETROMONAGAS Y EL POZO AMARRE CON EL MODELO DE PDVSA EXPLORACIÓN. [6]	27
5FIGURA 2.5 BASAMENTO CRISTALINO OBSERVADO EN LOS NÚCLEOS CH63ST1 Y CNX17. [6].....	28
6FIGURA 2.6 BASAMENTO METEORIZADO OBSERVADO EN LOS NÚCLEOS CH63ST1, CNX17 Y CG9ST1. [6]	29
7FIGURA 2.7 EL TOPE DE LA UNIDAD MORICHAL INFERIOR SE UBICÓ EN LA SECUENCIA M2B2 DONDE SE OBSERVA CLARAMENTE EL QUIEBRE AMBIENTAL REFLEJADO EN EL CONTEO DE LOS PALINOMORFOS. [6].....	30
8FIGURA 2.8 ESTUDIO BIOESTRATIGRÁFICO DE LOS POZOS CG1 Y CH38 QUE RESALTA, LA PRIMERA.....	31
9FIGURA 2.9 DATOS DE BIOESTRATIGRAFÍA POZO CH63ST1. [6]	32
10FIGURA 2.10 EL MIEMBRO YABO SE UBICA (DE BASE A TOPE) DONDE SE MUESTRA LA SEGUNDA	33
11FIGURA 2.11 PRESENCIA DE DUROS SOBRE EL TOPE DEL MIEMBRO JOBO. [6]	34
12FIGURA 2.12 COLUMNA ESTRATIGRÁFICA TIPO DEL CAMPO CERRO NEGRO EN EL ÁREA ASIGNADA A PETROMONAGAS, POZO CH63ST1. [6].....	35
13FIGURA 2.13 REPRESENTACIÓN DEL MOMENTO MAGNÉTICO POR RABI. [7]	37
14FIGURA 2.14 DEBIDO A SU MAGNETISMO NUCLEAR INHERENTE, LOS NÚCLEOS DE HIDROGENO (A LA IZQUIERDA) SE COMPORTAN COMO SI FUERAN PEQUEÑAS BARRAS IMANTADAS ALINEADAS CON EL EJE DE LOS MOMENTOS ROTACIONALES DE LOS NÚCLEOS. EN AUSENCIA DE UN CAMPO MAGNÉTICO EXTERNO, LOS EJES MAGNÉTICOS NUCLEARES (A LA DERECHA) QUEDAN ALINEADOS AL AZAR. [3]	44
15FIGURA 2.15 FRECUENCIA PRECESIONAL. [3]	45
16FIGURA 2.16 MAGNETIZACIÓN NETA (M0). [3]	47
17FIGURA 2.17 LAS CURVAS DE RELAJAMIENTO LONGITUDINAL (POLARIZACIÓN) T1. [3]	48
18FIGURA 2.18 INTERACCIÓN DE LOS PROTONES Y EL CAMPO MAGNÉTICO. [3]	49
19FIGURA 2.19 EL ÁNGULO DE INCLINACIÓN Θ DEPENDE DE LA INTENSIDAD DEL CAMPO OSCILATORIO B_1 Y DEL TIEMPO T DURANTE EL CUAL SE APLICA EL CAMPO. [3]	50

20	FIGURA 2.20 SEÑAL DE DECAIMIENTO DE INDUCCIÓN LIBRE (FID). ^[3]	51
21	FIGURA 2.21 ECO DE MOMENTO ROTACIONAL. ^[3]	52
22	FIGURA 2.22 SECUENCIA DE PULSOS DE CPMG. ^[3]	53
23	FIGURA 2.23 LA AMPLITUD DE LOS ECOS DEL MOMENTO ROTACIONAL EN EL DECAIMIENTO PRODUCE UNA CURVA DE DECAIMIENTO EXPONENCIAL CON UNA CONSTANTE DE TIEMPO T ₂ . ^[3]	54
24	FIGURA 2.24 DIAGRAMA DE SINCRONIZACIÓN EN LA MEDICIÓN. ^[3]	55
25	FIGURA 2.25. MECANISMOS DE RELAJAMIENTO BÁSICOS PARA FLUIDOS EN LOS POROS DE UNA ROCA. EL RELAJAMIENTO DE FLUIDOS PORALES SE DEBE A MECANISMOS EN BRUTO, POR SUPERFICIE Y POR DIFUSIÓN. ^[3]	65
26	FIGURA 2.26. MODELO DE DECAIMIENTO MULTIEXPONENCIAL EN UN MEDIO POROSO. ^[5]	68
27	FIGURA 2.27. TRANSFORMACIÓN DEL TREN DE ECOS DE MOMENTOS ROTACIONALES A LA CURVA DE.....	74
28	FIGURA 2.28. DISTRIBUCIÓN DEL TAMAÑO PORAL POR GRUPOS EN CÓDIGOS DE COLOR. ^[5]	76
29	FIGURA 2.29. DISTRIBUCIÓN DEL TAMAÑO PORAL POR GRUPOS EN CÓDIGOS DE COLOR EN FORMA DE PERFIL CONTRA PROFUNDIDAD. ^[5]	77
30	FIGURA 2.30. CURVA DE DISTRIBUCIÓN DE T ₂ DE UNA ROCA CON FLUIDOS. ^[8]	77
31	FIGURA 2.31. MODELO DE CBVI PARA INTERPRETACIÓN DE PERFILES RMN. ^[3]	79
32	FIGURA 2.32. MÉTODO GRAFICO PARA DETERMINAR T ₂ CUTOFF EN EL MODELO CBVI. ^[3]	80
33	FIGURA 2.33. MODELO DE UN PORO MOJADO POR AGUA. ^[3]	81
34	FIGURA 2.34. LA RELACIÓN DE T ₂ CON EL RADIO PORAL (IZQUIERDA) Y LA PERMEABILIDAD Y EL T ₂ (DERECHA). ^[5]	86
35	FIGURA 2.35. EL MODELO DE PERMEABILIDAD DE COATES Y EL MODELO DE PERMEABILIDAD SDR. ^[3]	87
36	FIGURA 2.36. MÉTODO PARA DETERMINAR LA CONSTANTE C EN EL MODELO DE PERMEABILIDAD DE COATES. ^[3]	88
37	FIGURA 2.37. MODELO DE POROSIDAD RMN PARA UNA FORMACIÓN HUMECTADA CON AGUA. ^[3]	91
38	FIGURA 2.38 CAMBIO DE TW ^[3]	92
39	FIGURA 2.39 CAMBIO DE TE ^[3]	93
40	FIGURA 2.40 VARIACIÓN DE LA DIFUSIÓN DE LOS FLUIDOS SEGÚN LA VISCOSIDAD. ^[5]	94
41	FIGURA 2.41 EFECTOS DEL PETRÓLEO SOBRE LAS DISTRIBUCIONES DE T ₂ . ^[3]	96
42	FIGURA 2.42 LOS VALORES CUALITATIVOS TÍPICOS DE T ₁ , T ₂ , Y D. ^[3]	97
43	FIGURA 2.43 COMO SE DIFERENCIAN LOS FLUIDOS. ^[3]	98
44	FIGURA 2.44 TREN DE ECOS PARA CAMPO MAGNÉTICO UNIFORME Y CAMPO MAGNÉTICO CON GRADIENTE. ^[5]	100
45	FIGURA 2.45 MOVIMIENTO DE UNA MOLÉCULA GENERADO POR LA DIFUSIÓN. ^[5]	101

46FIGURA N° 2.46. GRÁFICO DE DIFUSIÓN, MOSTRANDO CAMBIOS DE LA CONSTANTE DE DIFUSIÓN Y T2 PARA LA SEÑAL DE HIDROCARBURO Y AGUA. ^[10]	102
47FIGURA 2.47 IMAGEN RESISTIVA "STAR". A LA DERECHA DETALLE DE UNO DE LOS PATINES. ^[12]	103
48FIGURA 2.48 PRINCIPIO MEDICIÓN DE LAS IMÁGENES RESISTIVAS STAR. ^[12]	104
49FIGURA 2.49 REGISTRO DE IMÁGENES RESISTIVAS MOSTRANDO INTERPRETACIÓN Y DESCRIPCIÓN DE FRACTURAS. ^[8]	105
50FIGURA N° 3.1 PROCEDIMIENTO METODOLOGICO.	108
51FIGURA 3.2 CUADRO DE PARÁMETROS DE PROCESAMIENTO	115
52FIGURA 3.3 MAPA DE LAS CORRELACIONES REALIZADAS.....	129
53FIGURA 3.4 CORRELACION ESTRUCTURAL DE LOS POZOS CON ANALISIS PVT Y RMN	130
54FIGURA 3.5 CORRELACION ESTRATIGRAFICA DE LOS POZOS CON ANALISIS PVT Y RMN.....	131
55FIGURA 3.6 REGITROS DE POZO 16	133
56FIGURA 4.1 PRESENTACIÓN HALLIBURTON.....	140
57FIGURA 4.2 DISTRIBUCION DE T2 DEL POZO 75	144
58FIGURA 4.3 CORRELACIÓN ESTRUCTURAL B	161
59FIGURA 4.4 CORRELACIÓN ESTRATIGRÁFICA B	162
60FIGURA 4.5 CORRELACIÓN ESTRUCTURAL A	163
61FIGURA 4.6 CORRELACIÓN ESTRATIGRÁFICA A.....	164
62FIGURA 4.7 POZO 20.....	166
63FIGURA 4.8 POZO 16.....	167
64FIGURA 4.9 POZO 71	167
65FIGURA 4.12 POZO 64.....	170
66FIGURA 4.13 POZO 19.....	171
67FIGURA 4.14 POZO 78.....	174
68FIGURA 4.15 POZO 72.....	174
69FIGURA 4.16 POZO 75.....	176

Lista de Graficas

1GRAFICA 3.1 SEÑAL DE T2 DE ARENA TIPO 1 POZO 75 MORICHAL INFERIOR.	118
2GRAFICA 3.2 DE FUNCIÓN Y POZO 0312	121
3GRAFICA 3.3 CALCULO DE VISCOSIDAD DEL POZO 0312	126
4HISTOGRAMAS 3.1 DE PROPIEDADES DE POZOS	134
5GRAFICA 4.1 LINEALIDAD DE LA FUNCIÓN Y, POZO 0314	146
6GRAFICA 4.1 CALCULO DE VISCOSIDAD A TYAC DE LOS POZOS 0312, 0314, 0315, 0802	159
7HISTOGRAMAS 4.1 POZO 16	168
8HISTOGRAMAS 4.2 POZO 71	169
9HISTOGRAMAS 4.3 POZO 64	172
10HISTOGRAMAS 4.4 POZO 19	173
11HISTOGRAMAS 4.5 POZO 72	175
12HISTOGRAMAS 4.6 POZO 72	177
13GRAFICA 4.2 EC 1 VISCOSIDA VS HI POZO 71	178
14GRAFICA 4.3 VISCOSIDA VS HI EC 2 POZO 71	179
15GRAFICA 4.4 VISCOSIDA VS HI EC 3 POZO 71	179
16GRAFICA 4.5VISCOSIDA VS T2LM EC 2 POZO 71	180
17GRAFICA4.6 VISCOSIDA VS T2LM EC 3 POZO 71	180
18GRAFICA 4.7 VISCOSIDA VS HI EC 2 POZO 20	181
19GRAFICA4.8 VISCOSIDA VS HI EC 3 POZO 20	181
20HISTOGRAMA 4.7 PVT POZO 71	183
21HISTOGRAMA 4.8 EC 1 POZO 71	183
22HISTIGRAMA 4.9 EC 2 POZO 71	184
23HISTOGRAMA 4.10 EC 3 POZO 71	184
24HISTOGRAMA 4.11 PVT POZO 16	190
25HISTOGRAMA 4.12 EC 1 POZO 16	191
26HISTOGRAMA 4.13 EC 2 POZO 16	191
27HISTOGRAMA 4.14 EC 3 POZO 16	192
28HISTOGRAMA 4.15 PVT POZO 75 SUPERIOR	194
29HISTOGRAMA 4.16 EC 1 POZO 75 SUPERIOR	194
30HISTOGRAMA 4.17 EC 2 POZO 75 SUPERIOR	195
31HISTOGRAMA 4.18 EC 3 POZO 75 SUPERIOR	196
32HISTOGRAMA 4.19 PVT POZO 75 UMM	198
33HISTOGRAMA 4.20 EC 1 POZO 75 UMM	199
34HISTOGRAMA 4.21 EC 2 POZO 75 UMM	199
35HISTOGRAMA 4.22 EC 3 POZO 75 UMM	200
36HISTOGRAMA 4.23 PVT POZO 75 INF	203
37HISTOGRAMA 4.24 EC 1 POZO 75 INF	204
38HISTOGRAMA 4.25 EC 2 POZO 75 INF	204
39HISTOGRAMA 4.26 EC 3 POZO 75 INF	205
40HISTOGRAMA 4.27 PVT POZO 72 SUP	208
41HISTOGRAMA 4.28 EC 1 POZO 72 SUP	208

42HISTOGRAMA 4.29 EC 2 POZO 72 SUP.....	209
43HISTOGRAMA 4.30 EC 3 POZO 72 SUP.....	210
44HISTOGRAMA 4.31 PVT POZO 72 MED.....	213
45HISTOGRAMA 4.32 EC 1 POZO 72 MED	214
46HISTOGRAMA 4.33 EC 2 POZO 72 MED	214
47HISTOGRAMA 4.34 EC 3 POZO 72 MED	215
48HISTOGRAMA 4.35 PVT POZO 72 INF	218
49HISTOGRAMA 4.36 EC 1 POZO 72 INF	219
50HISTOGRAMA 4.37 EC 2 POZO 72 INF	219
51HISTOGRAMA 4.38 EC 3 POZO 72 INF	220
52HISTOGRAM 4.39 PVT POZO20	222
53HISTOGRAM 4.40 EC 1 POZO20.....	222
54HISTOGRAM 4.41 EC 2 POZO20.....	223
55HISTOGRAM 4.42 EC 3 POZO20.....	223
56HISTOGRAM 4.43 PVT POZO19	225
57HISTOGRAMA 4.44 EC 1 POZO19	226
58HISTOGRAMA 4.45 EC 2 POZO19.....	226
59HISTOGRAMA 4.46 EC 3 POZO19.....	227

Lista de Tablas

1TABLA 3.1 MODELO DE TIPOS DE ROCA DE LA FORMACIÓN OFICINA. ^[6]	113
2TABLA 3.2 ADQUISICIÓN POZOS 16 Y 71	114
3TABLA 3.3 LINEALIDAD DE FUNCIÓN Y	121
4TABLA 3.4 BALANCE DE MASA POZO 0312.....	122
5TABLA 3.5 PRUEBA DE DESIGUALDAD POZO 0312.....	124
6TABLA 3.6 VISCOSIDAD A DISTINTAS TEMPERATURAS POZO 0312	125
7TABLA 3.7 RANGO DE VALORES DE LAS PROPIEDADES PETROFÍSICA PARA ESTABLECER LOS TIPOS DE ROCA DE LAS ARENAS DEL MIEMBRO MORICHAL.....	132
8TABLA 4.1 PROMEDIO DE PROPIEDADES PETROFÍSICAS POR UNIDAD SEDIMENTARIA ^[6]	141
9TABLA 4.2 MODO DE ADQUISICIÓN POZOS 16 Y 71.....	142
10TABLA 4.3 MODO DE ADQUISICIÓN POZO 75 PETROMONAGAS.....	142
11TABLA 4.4 MODO DE ADQUISICIÓN POZO 78.....	143
12TABLA 4.5 MODO DE ADQUISICIÓN POZO 20.....	143
13TABLA 4.6 MODO DE ADQUISICIÓN POZO 64.....	143
14TABLA 4.7 MODO DE ADQUISICIÓN POZO 72.....	143
15TABLA 4.8 VERIFICACIÓN DE LA REPRESENTATIVIDAD DE LAS CONDICIONES DE YACIMIENTO	145
16TABLA 4.9 VERIFICACIÓN DE LA PRUEBA DE BALANCE DE MASA POZO 0314.....	147
17TABLA 4.10 VERIFICACIÓN DE LA PRUEBA DE DESIGUALDAD POZO 0314	148
18TABLA 4.11 VISCOSIDAD A TYAC DE LOS POZOS 0312 Y 0314	148
19TABLA 4.12 VISCOSIDAD A TYAC DEL POZO 0315	149
20TABLA 4.13 VISCOSIDAD A TYAC DEL POZO 0802.....	149
21TABLA 4.14 VISCOSIDAD POZO 71	149
22TABLA 4.15 VISCOSIDAD POZO 16	151
23 TABLA 4.16 VISCOSIDAD POZO 72 MORICHAL INFERIOR	152
24TABLA 4.17 VISCOSIDAD POZO 75 MORICHAL INFERIOR	156
25TABLA 4.18 VISCOSIDAD POZO 20	159
26TABLA 4.19 VISCOSIDADES DEL POZO 71 ECUACIONES 1,2,3 Y PVT	182
27TABLA 4.20 VISCOSIDADES DEL POZO 16 ECUACIONES 1,2,3 Y PVT	185
28TABLA 4.21 VISCOSIDADES DEL POZO 75 YACIMIENTO MORICHAL SUPERIOR ARENA TIPO 2 ECUACIONES 1,2,3 Y PVT	193
29TABLA 4.22 VISCOSIDADES DEL POZO 75 YACIMIENTO MORICHAL MEDIO ECUACIONES 1,2,3 Y PVT	197
30TABLA 4.23 VISCOSIDADES DEL POZO 75 YACIMIENTO MORICHAL INFERIOR ECUACIONES 1,2,3 Y PVT.....	201
31TABLA 4.24 VISCOSIDADES DEL POZO 72 YACIMIENTO MORICHAL SUPERIOR ECUACIONES 1,2,3 Y PVT.....	206
32TABLA 4.25 VISCOSIDADES DEL POZO 72 YACIMIENTO MORICHAL MEDIO ECUACIONES 1,2,3 Y PVT	211

33	TABLA 4.26 VISCOSIDADES DEL POZO 72 YACIMIENTO MORICHAL INFERIOR ECUACIONES 1,2,3 Y PVT.....	216
34	TABLA 4.27 VISCOSIDADES DEL POZO 20 YACIMIENTO MORICHAL INFERIOR ECUACIONES 1,2,3 Y PVT.....	221
35	TABLA 4.28 VISCOSIDADES DEL POZO 19 YACIMIENTO MORICHAL INFERIOR ECUACIONES 1,2,3 Y PVT.....	224
36	TABLA 4.29 COMPARATIVO DE LOS RESULTADOS DE LAS 3 ECUACIONES Y LOS PVT, DE LAS 3 HERRAMIENTAS UTILIZADAS.....	228

Reinefeld S., Jenuel R.

**ESTIMACIÓN DE LA VISCOSIDAD DEL CRUDO EXTRA PESADO
UTILIZANDO EL TIEMPO DE RELAJACION (T2) CON HERRAMIENTAS DE
RESONANCIA MAGNETICA NUCLEAR.**

**Tutor Académico: Ing. Miguel Exposito. Trabajo Especial de Grado. Caracas. U.C.V.
Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería de Petróleo. Año 2018.**

Palabras clave: Pozos Petroleros, Faja petrolífera del Orinoco, Resonancia Magnética Nuclear, Petromonagas.

Resumen. La Resonancia Magnética Nuclear como herramienta de perfilaje, ha sido útil en la identificación de hidrocarburos almacenados tanto en potentes secciones de arenas como en zonas lutíticas que poseen lentes o laminas impregnadas de crudo. Así mismo, su importancia se acentúa en el área de producción, debido a que está siendo empleada como herramienta en la escogencia de las secciones con mayor potencial para la toma de muestras de fluidos y/o producción en esta misma área, basándose en la determinación del intervalo con mejor calidad de roca y mejores movibilidades de los fluidos identificadas cualitativamente con los tiempos de relajación.

Se estudiaron diez pozos perfilados por Resonancia Magnética Nuclear en la empresa mixta Petromonagas, los cuales fueron empleados para estudiar el Modo de Adquisición que mejor se ajustará a las condiciones de la zona, evaluando cada uno de los modos empleados para perfilar la zona de estudio. Adicionalmente, se emplearon resultados de análisis PVT de muestras de fluidos tomadas de ocho pozos para determinar una ecuación que relaciona la viscosidad en función del promedio logarítmico $T2_{LM}$, permitiendo obtener valores de viscosidad del crudo pesado a través de registros de RMN.

Finalmente se elaboró una metodología de evaluación petrofísica diseñada especialmente para ser empleada en futuros pozos a perfilar en la empresa mixta Petromonagas, aplicando como modo de adquisición el modo de diferencial de difusión y además de una ecuación de viscosidad con un ajuste de correlación de 0,99 que permite estimar valores de viscosidad a través de las señales de RMN.

INTRODUCCIÓN

Debido al interés de las empresas petroleras a nivel mundial en producir yacimientos de crudos pesado y extra pesado, les lleva a determinar los factores principales que pueden dificultar la producción de ellos, siendo uno de los más importantes la viscosidad del petróleo, esta propiedad puede sufrir variaciones dentro del mismo yacimiento.

En principio el propósito de la resonancia magnética no tenía como fin estimar la viscosidad, sin embargo; las personas han desarrollado correlaciones que permiten estimar una aproximación a la misma, la Resonancia Magnética Nuclear ha sido utilizada comúnmente en estudios de viscosidades de petróleos liviano, siendo estos métodos o correlaciones pocos efectivos en la presencia de petróleos pesado, debido a los pequeños tiempos de relajación que poseen este tipo de crudo.

En el caso de petróleo pesado y extra pesado las mediciones de la herramienta de Resonancia Magnética Nuclear para la obtención de T2lm y T2gm no dependen solo de las propiedades del crudo, sino también de las características de la herramienta, los parámetros de adquisición, el procesamiento de los datos y del tipo de formación.

Las técnicas que se plantearán en este trabajo de investigación permitirán estimar la viscosidad del petróleo extra pesado característico del bloque Carabobo perteneciente a la Faja Petrolífera del Orinoco, Mediante el ajuste de aquella correlación de viscosidad que muestre mayor aproximación a los resultados de los análisis de laboratorio de las pruebas PVT.

CAPITULO I

1.1 OBJETIVOS

1.1.1 OBJETIVO GENERAL:

Calcular la viscosidad del crudo a lo largo de la sección vertical de los pozos estratigráficos, utilizando el tiempo de relajación (T2) a partir de la adquisición y procesamiento de los registros de Resonancia Magnética Nuclear.

1.1.2 OBJETIVOS ESPECIFICOS:

- Comprender el principio fundamental que rige las medidas de resonancia magnética nuclear y los factores que la afectan en el caso de crudo extra pesado.
- Aprender los tipos de adquisición para crudo extra pesados y revisar los parámetros de adquisición de los registros de resonancia magnética nuclear a partir de los tipos de fluidos presentes en el yacimiento.
- Calcular utilizando los arreglos y trenes de relajación, la mejor forma de representar el promedio del tiempo de relajación (T2GM y T2LM)
- Comparar las magnitudes de la distribución de T2GM y T2LM en función de las compañías de servicios.
- Validar la representatividad y consistencia de los análisis PVT del campo Petromonagas.
- Determinar la viscosidad del crudo extra pesado a partir de ecuaciones empíricas mediante el uso del tiempo de relajación (T2GM y T2LM).
- Ajustar los coeficientes de las ecuaciones empíricas en función del grado de desviación con respecto a las mediciones resultantes de los análisis PVT.

1.2 ALCANCE:

El alcance del trabajo está fundamentado en el ajuste de los coeficientes de aquellas ecuaciones cuyos resultados presenten el mayor grado de aproximación a las mediciones de viscosidad obtenidas de los análisis PVT del campo Petromonagas.

1.3 JUSTIFICACION:

La certificación de las grandes reservas petrolíferas de crudo pesado y extra pesado junto con el consecuente agotamiento de los yacimientos de hidrocarburo mediano y liviano ha provocado un cambio de rumbo en las compañías petroleras a nivel mundial; obligando a las mismas a enfocar o dirigir la punta de lanza de su desarrollo tecnológico a la caracterización y explotación de aquellos campos que presentan elevadas acumulaciones de este petróleo de alta viscosidad; el cual anteriormente fue denominado de forma errónea como crudo bituminoso por las empresas transnacionales que ocupaban los bloques que conforman la faja petrolífera del Orinoco.

Las dificultades en la producción de los yacimientos de crudos pesado y extra pesado está relacionada intrínsecamente a la viscosidad del petróleo a producir; esta importante propiedad es inversamente proporcional al potencial del pozo teniendo en consideración que pequeños cambios en la misma generan grandes alteraciones en la tasas de producción; Razón por la cual surge la necesidad de las empresas petroleras a nivel mundial de identificar aquellas zonas con mejores propiedades petrofísicas y menores viscosidades, para poder seleccionar las unidades de flujo de mayor potencialidad y así lograr optimizar los métodos de producción.

Motivado a las diferentes complejidades de índole estratigráfico y estructural que tiene la Faja Petrolífera del Orinoco, en la cual se encuentra ubicado el campo en estudio perteneciente a la empresa mixta Petromonagas, se buscará identificar como los parámetros de adquisición y procesamiento de la Resonancia Magnética Nuclear pueden influir en el alcance de tiempos de relajación óptimos (T_{2lm} y T_{2gm}), a fin de diferenciar los fluidos presentes y saturaciones de los mismos, que permitirán correlacionar la viscosidad mediante el uso de RMN y los análisis PVT. El tiempo de relajación T_2 conjuntamente con el índice de hidrogeno permitirán la aplicación de un conjunto de ecuaciones empíricas desarrolladas para crudos pesados y extra pesados.

Estas variaciones en los promedios de los tiempos de relajación T_2 son indicativos de cambios de la viscosidad del petróleo dentro de una misma unidad geológica; el tiempo de relajación T_2 se ve frecuentemente afectado por los parámetros de adquisición y el procesamiento de los datos. Por todo lo anteriormente expuesto, en este trabajo de investigación se buscará ajustar una correlación para la estimación de la viscosidad con respecto al T_2 o al índice de hidrogeno, considerando las características estáticas y dinámicas del yacimiento en estudio.

Las distintas correlaciones de viscosidades para crudo pesado y extrapesado se han desarrollado en campo distantes al área asignada a la empresa mixta Petromonagas o generan valores asociados a crudo muerto. Razón por la cual se realizará un ajuste de los coeficientes de la

correlación de viscosidad que muestre mayor aproximación a los resultados de los análisis PVT a fin de amoldarla a las características tipo de crudo presente en el área de estudio.

1.4 METODOLOGIA:

1. Copilar información de papers, enciclopedias y revistas para la comprensión del funcionamiento de la Resonancia Magnética Nuclear.
2. Analizar las dificultades que puede presentar la herramienta con el crudo en estudio.
3. Aprender los métodos de adquisición para este tipo de crudo y como procesar los datos de la RMN, todo esto mediante el ajuste de algunos parámetros como el tiempo entre ecos y el tiempo entre los trenes de eco.
4. Calcular la mejor forma de representar los promedios de los tiempos de relajación T2lm y T2gm.
5. Validar la representatividad y consistencia de las pruebas PVT presentes en la empresa Petromonagas.
6. Estimar la correlación de viscosidad de la herramienta de RMN para el campo en estudio, mediante ajustes de los coeficientes de dicha correlación con respecto a la desviación de los análisis PVT.

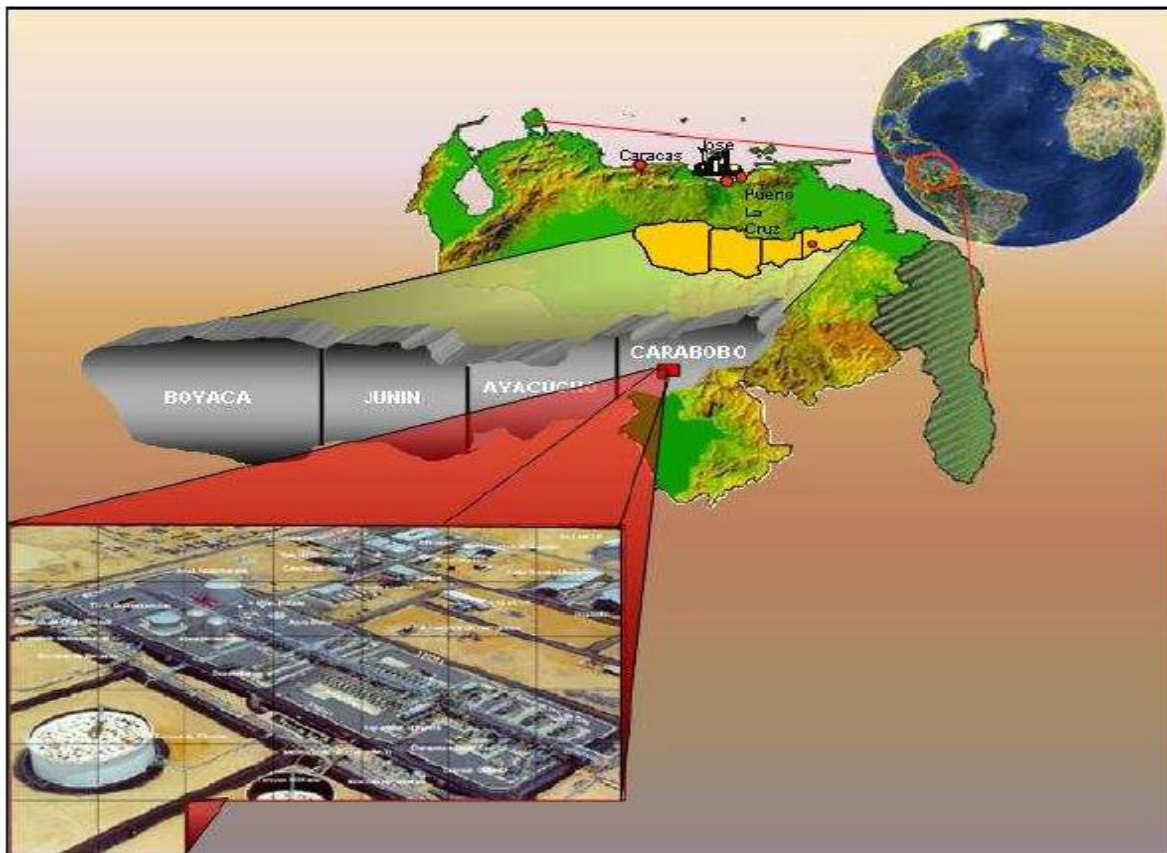
CAPITULO II

MARCO TEORICO

2.1. Descripción del Área de Estudio

2.1.1 Ubicación Geográfica del Área en Estudio.

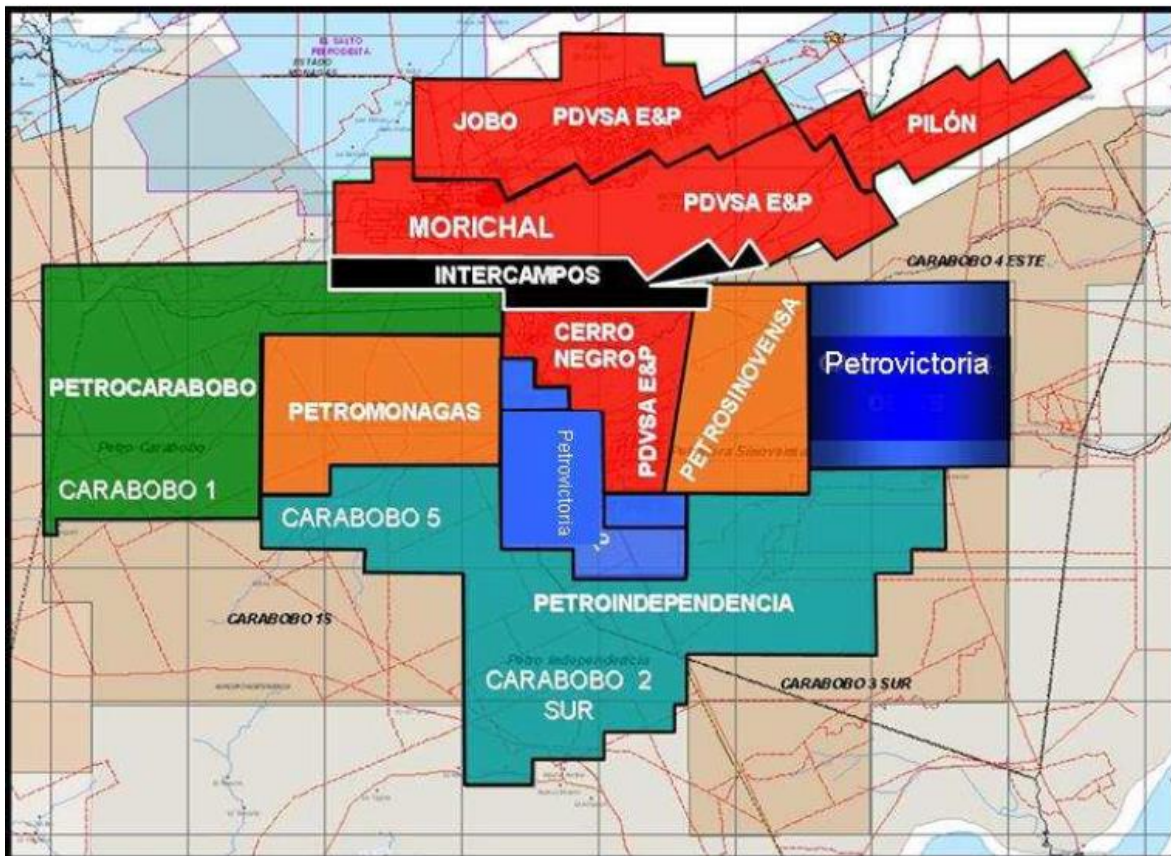
El área asignada a Petromonagas se encuentra en el Bloque Carabobo, el cual conjuntamente con los distritos Ayacucho, Junín y Boyacá conforman la Faja Petrolífera del Orinoco "Hugo Chávez". Petromonagas está limitada al Norte y Oeste por el área asignada a Petrocarabobo, al sur limita con Petroindependencia y al Este con el área de Petrovictoria y parte de PDVSA E&P Cerro Negro.



1Figura 2.1 Ubicación geográfica del área asignada a Petromonagas, S.A. [6]

Geográficamente el área se ubica en el distrito Independencia del estado Anzoátegui, cercana al límite con el estado Monagas; y posee una superficie total de 184,86 Km2 (**Figura 2.1**).

En la figura siguiente se muestra la ubicación relativa del área asignada a Petromonagas dentro del Bloque Carabobo, indicando las empresas mixtas, áreas y operadoras vecinas (**Figura 2.2**).



2Figura 2.2 Ubicación del área asignada a Petromonagas dentro del Distrito Carabobo (Mostrando las Empresas Mixtas, áreas y las operadoras vecinas) ^[6]

2.1.2 Modelo Estático.

El modelo estático de yacimientos comprende la caracterización geológica dentro del área asignada a Petromonagas. El objetivo principal es definir en detalle los rasgos geológicos del yacimiento utilizando la información disponible del intervalo de roca asociado a la Formación Oficina, haciendo especial énfasis en el Miembro Morichal. Para la realización de este se cuenta con registros básicos de pozo, evaluaciones petrofísicas,

descripción de núcleos, datos bioestratigráficos, información de producción, sísmica 3D e informes técnicos del área, representados por estudios internos realizados por PDVSA y estudios técnicos realizados por terceros.

2.1.2.1 Modelo Estratigráfico

Con la realización de este estudio estratigráfico se pretende actualizar el modelo anterior, así como también, establecer un modelo de continuidad de las arenas para cada uno de los ciclos determinados en el área, que permita reflejar los procesos sedimentarios, la distribución, orientación y geometría de los cuerpos de areniscas existentes, con el objetivo de validar las correlaciones estratigráficas y, por ende, predecir las áreas donde haya mayor espesor de los cuerpos arenosos. Es de resaltar, que el modelo estratigráfico, junto con el modelo sedimentológico, servirá como base para las simulaciones geo estadísticas y la construcción del geo modelo 3D. Dentro de las premisas que se tienen para la realización del estudio estratigráfico es importante mencionar las siguientes:

- Correlación a nivel regional amarrado con PDVSA Exploración y Producción, (para los ciclos de 1er y 2do orden).
- Correlación a nivel de ciclos (3er y 4to orden) basado en los estudios de INTEVEP.
- Comparación con el Proyecto Orinoco Magna Reserva para la asignación de nomenclatura lito-estratigráfica y unificación en el Bloque Carabobo, aun cuando el área de Petromonagas no fue incluida oficialmente en su momento en dicho proyecto.

2.1.2.2 Estratigrafía Regional

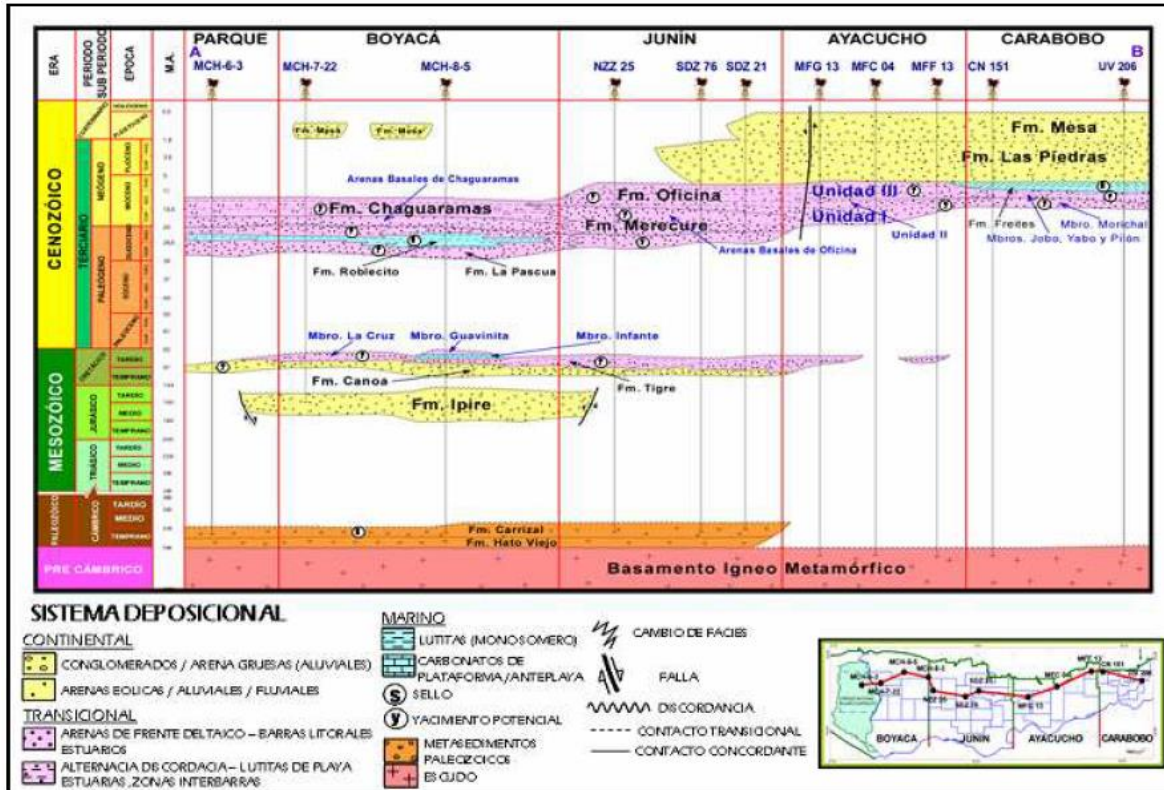
La columna estratigráfica del área de estudio está conformada, de base a tope, por un complejo ígneo-metamórfico de edad precámbrico que constituye el basamento fresco o cristalino, sobre este yace discordantemente sedimentos de edad pre-mioceno conformada por arcillas blanquecinas de tipo Caolinita, que constituye el basamento meteorizado. Luego, en contacto discordante se encuentran los sedimentos de edad mioceno inferior a medio, correspondiente a la Formación Oficina, miembros Morichal inferior, medio y superior, miembro Yabo, miembro Jobo y miembro Pilón. Por último, se encuentran los sedimentos correspondientes a la Formación Freites, las Piedras y Mesa de edad Plioceno-Pleistoceno. Durante el Mioceno medio, al centro y este de la F.P.O., ocurre la

sedimentación del miembro Morichal de la Formación Oficina. Esta secuencia se hace granodecreciente de forma paulatina hasta ser sellada por el miembro Yabo, el cual separa los miembros Jobo y Morichal. Esta secuencia abarca principalmente Ayacucho y Carabobo.

A finales del Mioceno medio, al oeste de la FPO, tiene lugar la orogénesis Andina Venezolana y la placa Caribe subduce por debajo del continente en convergencia oblicua contra la placa suramericana justo al norte de la región que sería la FPO. Sin embargo, esta tectónica convergente al norte y al noroeste, no afecta compresivamente la región de la FPO; por el contrario, existen evidencias de reactivación del movimiento de las fallas normales preexistentes. En esta época, la cuenca experimenta un basculamiento al este, donde ocurren las acumulaciones de arena, migrando paulatinamente de oeste a este a medida que la cuenca cambia su inclinación. Posteriormente, durante el Mioceno Medio se deposita transicionalmente el miembro Yabo que es un intervalo predominantemente lutítico, supra yace concordantemente al miembro Morichal y pasa transicionalmente al miembro Jobo; que verticalmente pasa de forma transicional al Miembro Pilón. Las secuencias depositadas durante el Mioceno medio a tardío están presentes esencialmente en Ayacucho y Carabobo, con un remanente hacia el límite oeste de Junín donde la secuencia está parcialmente erosionada.

Aunque las evidencias no son concluyentes, en la zona norte del área Carabobo se reportan rocas de la Formación Freites que yacen en contacto transicional concordante sobre el miembro Pilón, que es el tope de la Formación Oficina. Esta secuencia arcillosa reduce su espesor al sur hasta desaparecer bajo la erosión de principios del Plioceno. A finales del Mioceno y principios del Plioceno ocurre un cambio isostático marino importante y esta parte de la cuenca queda expuesta para que una erosión de proporciones regionales actúe en toda el área (Edad aproximada).

Luego de este período se deposita en forma discordante la Formación Las Piedras que pasa de forma transicional a la Formación Mesa en el Pleistoceno. Los sedimentos de la Formación Mesa constituyen la unidad sedimentaria más joven preservada en el área de la Faja Petrolífera del Orinoco. (**Figura 2.3**)



3Figura 2.3 Cuadro Crono-estratigráfico de la Faja Petrolífera del Orinoco.

(Fuente:POMR) [6]

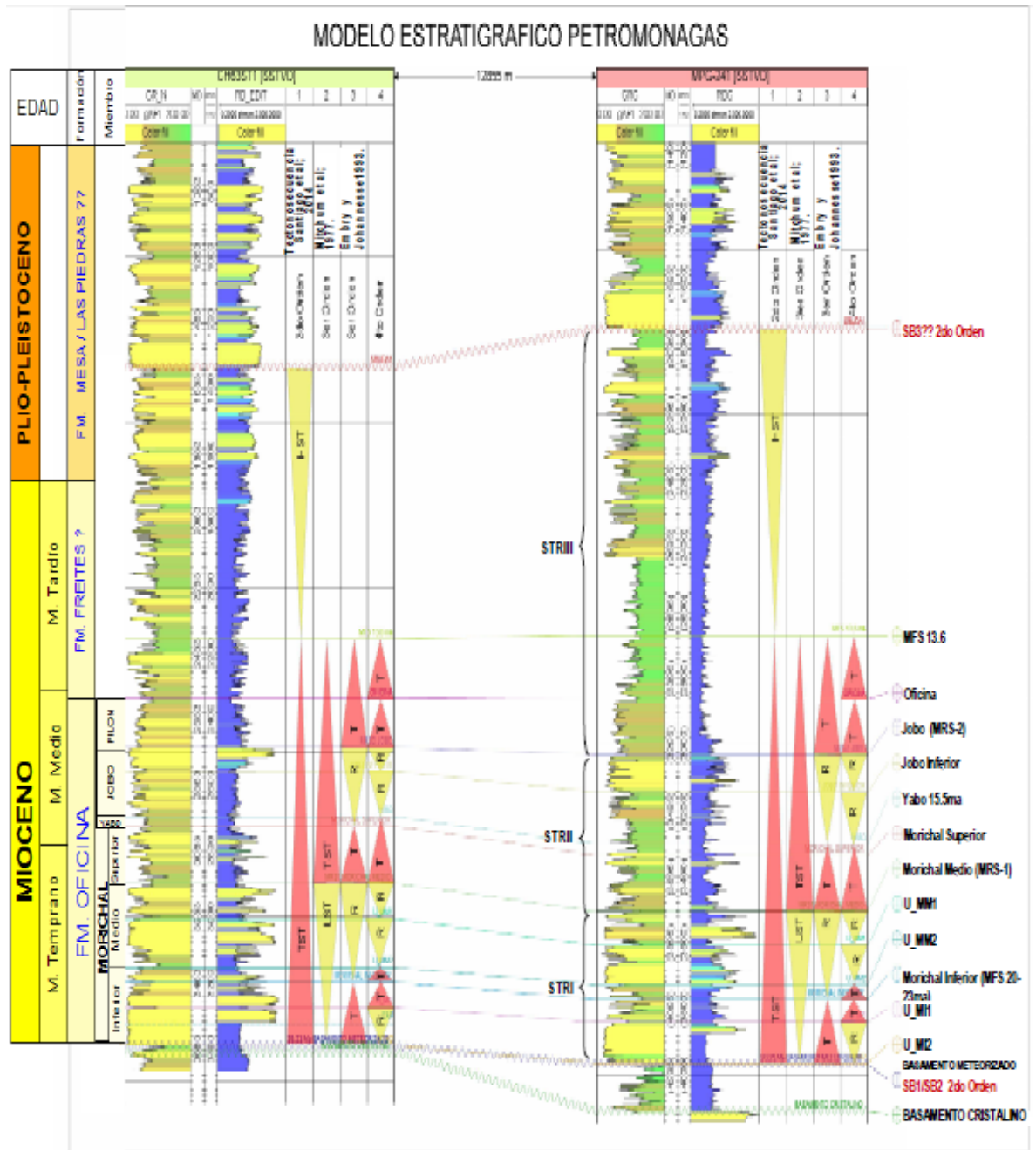
2.1.2.3 Nuevo Modelo Estratigráfico

El análisis Estratigráfico de Petromonagas, incorpora la metodología de estratigrafía secuencial, definiendo las frecuencias de alto nivel 1er y 2do orden a nivel regional, hasta llegar a las de bajo orden 3er y 4to orden para el área local.

Se estudiaron las unidades internas del Miembro Morichal en los siete pozos con núcleos del área (CH63ST1, CNX17, CG9ST1, CG1, CH38, CG0301P y CH44) y tres pozos vecinos (CNX1, CCB17E y MPG241), determinando los principales marcadores estratigráficos que pueden ser cartográficos en toda el área de estudio; de manera de incorporar una subdivisión de ciclos o para secuencias, considerando toda la información disponible (bioestratigrafía, datos de núcleos, sísmica, fotografías, entre otros). Esto permitirá tener una mayor caracterización de los yacimientos y una mejor correlación de los diferentes cuerpos de arena.

Luego de revisar los 3 modelos ó enfoques principales para la aplicación del análisis estratigráfico secuencial (Modelo Secuencial Depositacional, Modelo Secuencial Genético

y Modelos de secuencias Transgresiva-Regresiva) y sostener reuniones con Equipos que emplean esta metodología, se tomó como referencia el pozo MPG-241 el cual fue utilizado por el equipo de Exploración Oriente en los transectos realizados a lo largo de la subcuena de Maturín; está ubicado en el Distrito Morichal a 12.8 km al norte del CH63ST1 (pozo con núcleo de Petromonagas), y se pudo constatar que la interpretación propuesta a nivel regional para el MPG-241 (secuencias de 2do y 3er orden), coteja en gran parte con la interpretación planteada para Petromonagas y se siguen fácilmente hacia el área de estudio los límites de secuencias, superficies máximas regresivas y transgresivas, y varias superficies de inundación importantes que en ciertos casos están datadas por bioestratigrafía; de igual forma, se pudo realizar una subdivisión en unidades de flujo de acuerdo a los patrones de apilamiento de los registros (secuencias de 4to Orden); de esta manera se pudo ir de una subdivisión de 2do Orden a nivel regional hasta llegar a una subdivisión de 4to Orden (parasecuencias ó ciclos) a nivel local (**Figura 2.4**).

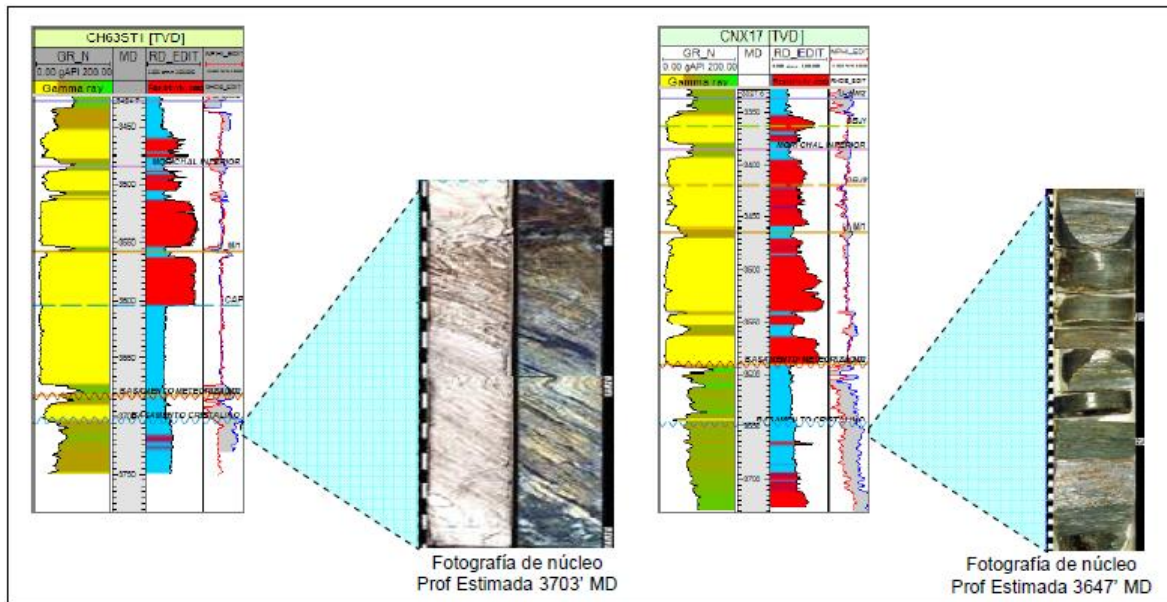


4Figura N° 2.4 Modelo Estratigráfico secuencial planteado para Petromonagas e integrado con PDVSA Exploración. En la figura se muestra el pozo tipo para Petromonagas y el pozo amarre con el modelo de PDVSA Exploración. [6]

La columna estratigráfica queda definida de la siguiente manera, de base a tope tenemos:

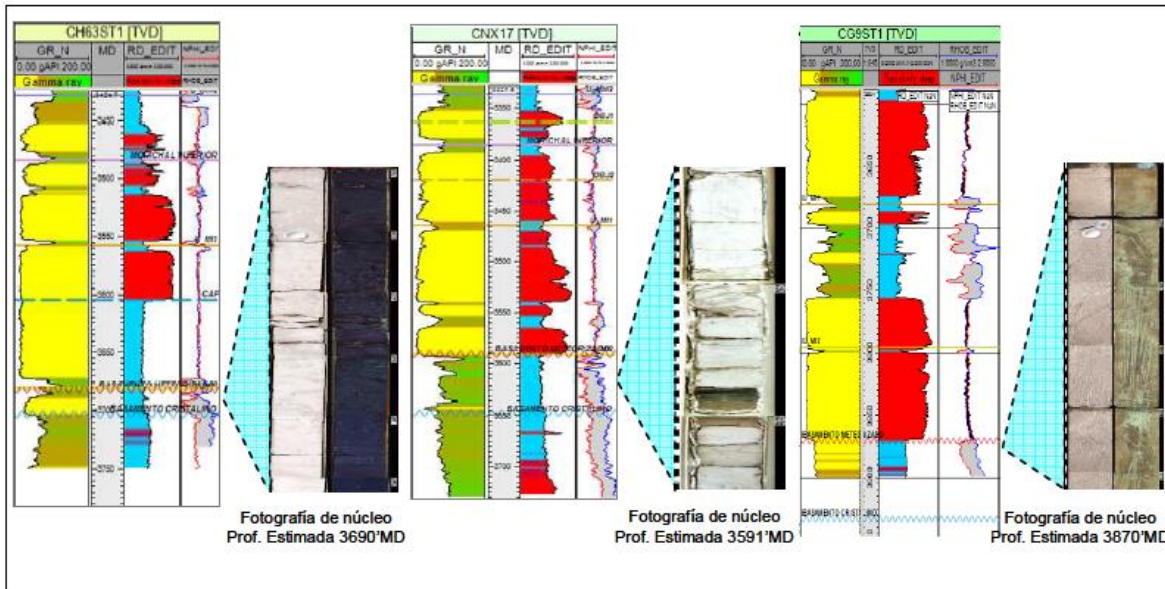
Basamento Cristalino: El basamento encontrado en el área es granítico ó en algunos casos ígneo metamórfico. Se muestra en las respuestas eléctricas un aumento considerable

en la curva de densidad y sónico. El basamento cristalino representa un límite de secuencia (SB) relacionado a una discordancia litológica con el basamento meteorizado o en ciertos casos la unidad terciaria (Miembro Morichal). En la **Figura 2.5**, se muestran fotos del basamento cristalino en los pozos CH63ST1 y CNX17.



5Figura 2.5 Basamento cristalino observado en los núcleos CH63ST1 y CNX17. [6]

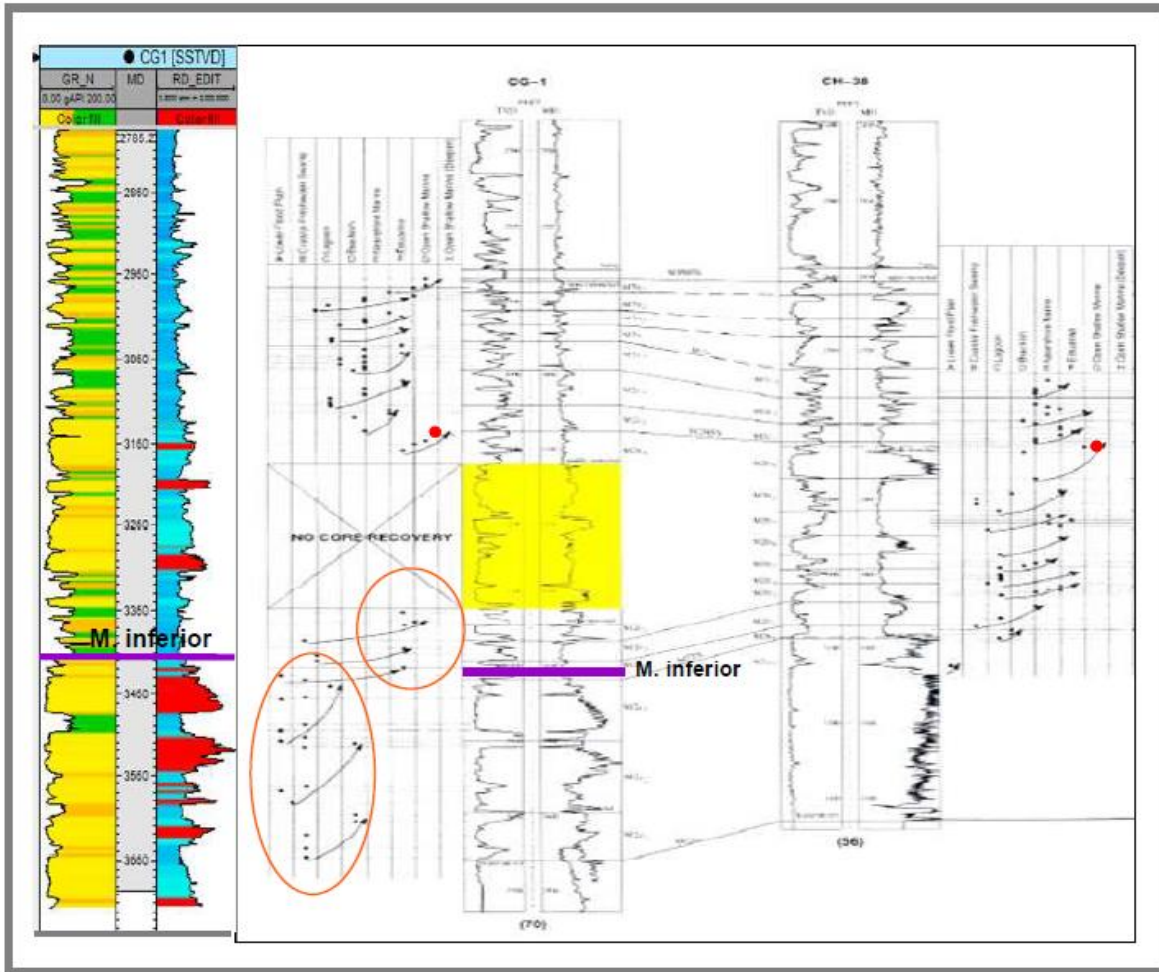
Basamento Meteorizado: Representa un límite de secuencia (SB) entre una Lutita masiva de color gris claro y los sedimentos del terciario (Miembro Morichal). En algunos casos, este basamento se presenta como lutitas verdes-gris ó como un paleo-suelo producto de posible exposición subaérea. El espesor de esta unidad es variable aumentado considerablemente hacia donde profundiza la cuenca. Por otro lado, de acuerdo a la correlación realizada con pozos más profundos ubicados al norte del área de estudio, podría inferirse que este basamento se trata de restos o remantes de la unidad cretácica. En la **Figura 2.6** se muestra como luce el basamento meteorizado en tres pozos con núcleos.



6Figura 2.6 Basamento meteorizado observado en los núcleos CH63ST1, CNX17 y CG9ST1. [6]

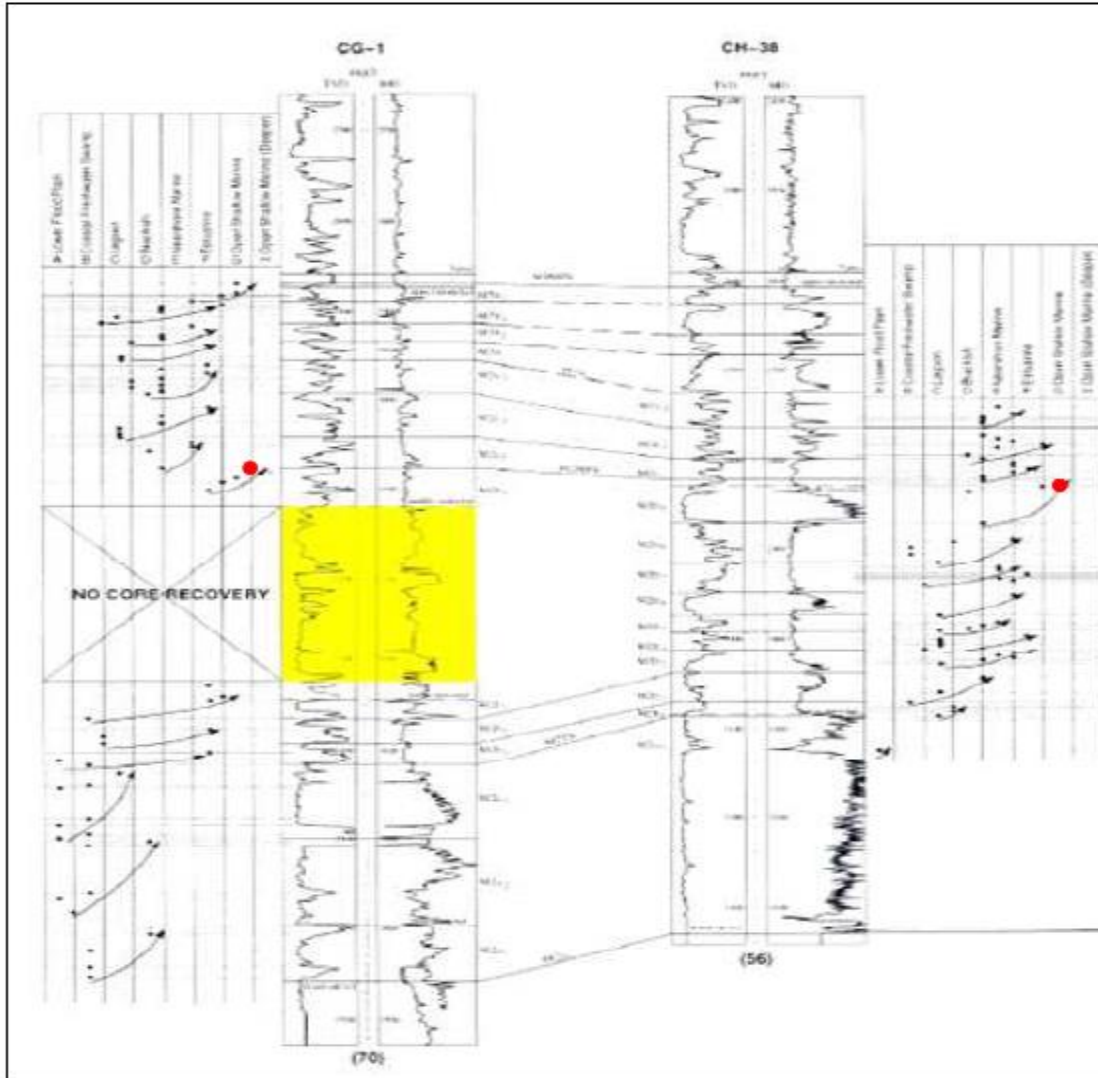
Miembro Morichal: Se ha dividido de manera operacional (no oficial), en 3 Unidades litoestratigráficas de base a tope tenemos Morichal Inferior, Morichal Medio y Morichal Superior, en éste estudio ésta subdivisión corresponde a los quiebres ambientales observados en los núcleos, hojas sedimentológicas, fotografías y la información recopilada de bioestratigrafía, petrografía entre otras.

Morichal Inferior: Representa un intervalo predominantemente arenoso limitado en la base por un límite de secuencia ó superficie erosiva identificada en los núcleos (Basamento meteorizado ó cristalino), y al tope por lo general se encuentra una superficie de máxima inundación (MFS); de base a tope se interpretaron tres para secuencias o ciclos (U_MI2, U_MI1 y U Morichal Inferior). Esta superficie máxima inundación corresponden a las llanuras de inundación fluviales, que anuncian el cambio de ambiente correspondiente a la unidad Morichal Medio. El equipo de Exploración Guaraguo dató por bioestratigrafía una latita ubicada cercana al tope asignado a esta unidad, arrojando una edad aproximada de 20ma aproximadamente. En nuestro caso, no tenemos datación a este nivel, pero si es posible observar el incremento en la influencia marina hacia el tope por el incremento de especies características de zonas de inundación. (Figura 2.7).



7Figura 2.7 El tope de la unidad Morichal Inferior se ubicó en la secuencia M2b2 donde se observa claramente el quiebre ambiental reflejado en el conteo de los palinomorfos. [6]

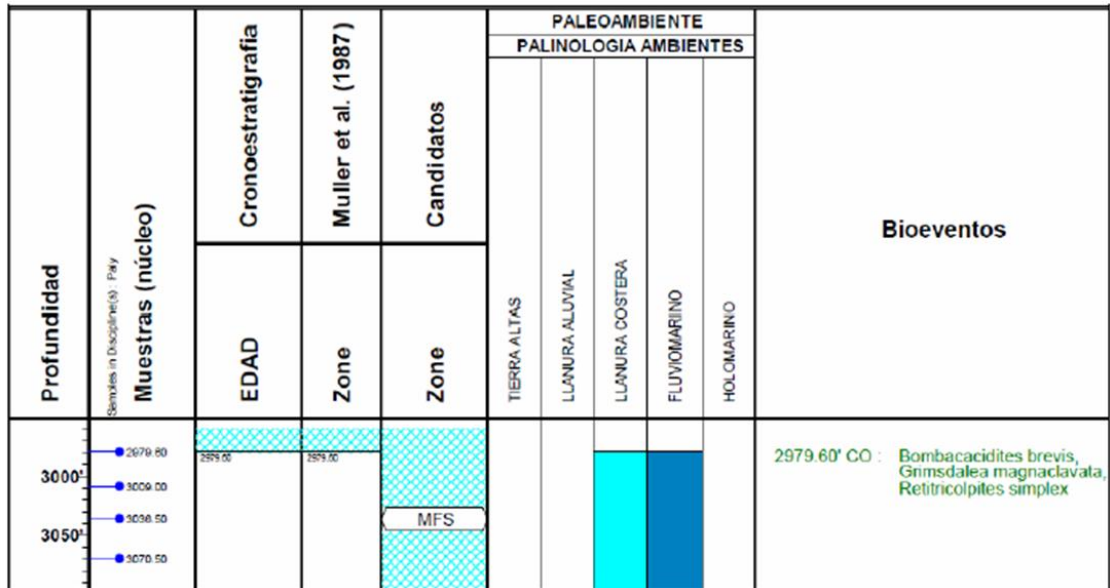
Morichal Medio: Representado por intercalaciones de arenas-latitas con tendencias estuarinas o transicionales; se dividió en tres ciclos o para secuencias de base a tope (UMM_2, UMM1 y Morichal Medio), este miembro está delimitado en la base por la llanuras de inundación fluviales de Morichal Inferior y su tope se encuentra cercano a una Superficie Máxima Regresiva (MRS), definida con el método de Embry y Johannesse 1992, que indican el punto de máxima progradación para ésta secuencia. Es importante acotar, que la latita encontrada luego de la (MRS) en el tope de morichal medio, fue analizada en el estudio palinológico realizado por Yow-Yuh Chen 2001, coincidiendo con la primera entrada marina relevante la cual denominó M2MFS, y está corroborado por el aumento considerable de dinoflagelados y abundancia de phytocuticles (**Figura 2.8**).



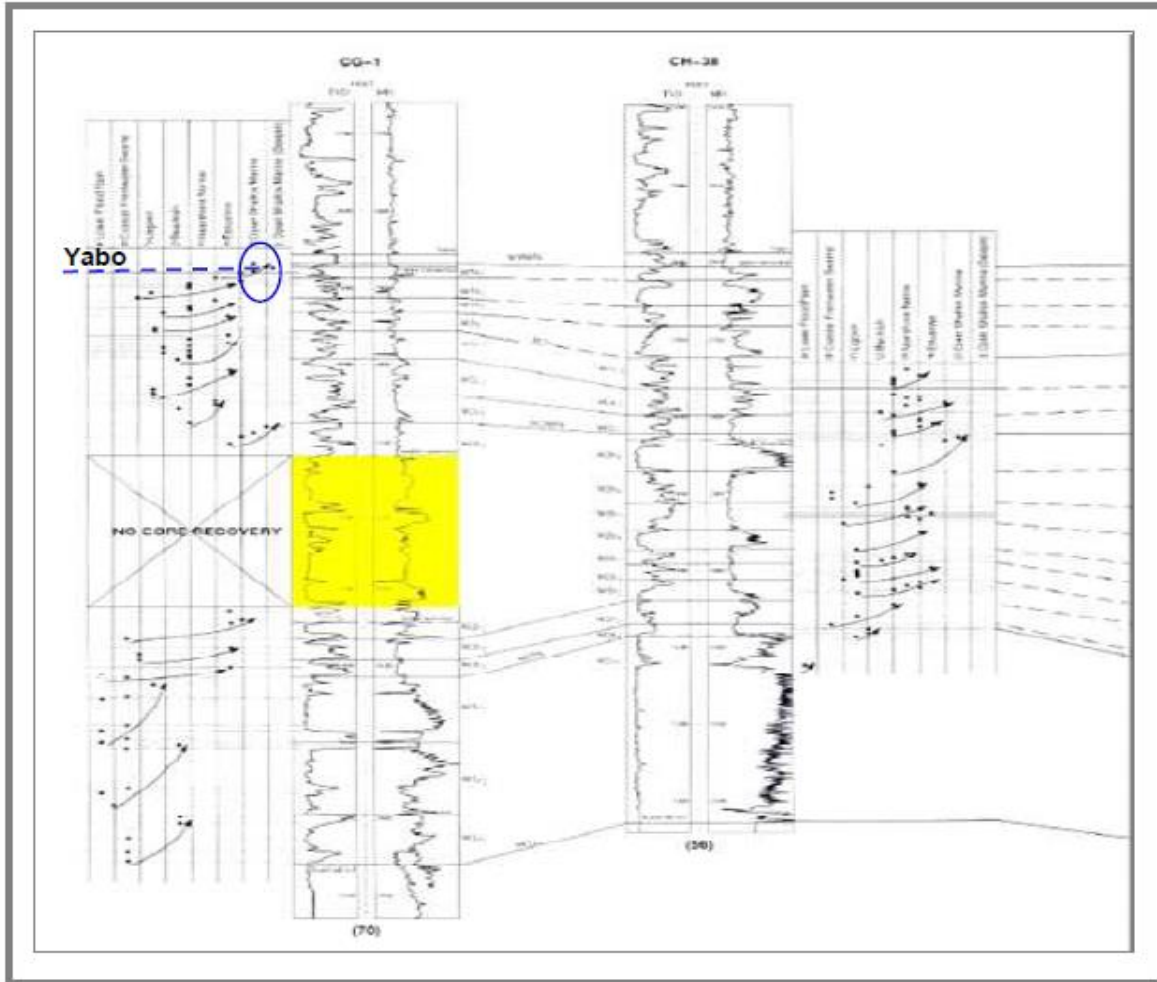
8Figura 2.8 Estudio bioestratigráfico de los pozos CG1 y CH38 que resalta, la primera entrada marina relevante M2MFS (puntos rojos), la cual es considerada para este estudio el tope de la Unidad Morichal Medio.^[6]

Morichal Superior: Presenta una tendencia más marina que la unidad Morichal Medio, lo cual da indicio de una mayor profundización marina de la cuenca, ésta unidad presenta menos extensión lateral en el área, teniendo mayor desarrollo o mayor pulso progradante hacia el sur del área de estudio. Está limitada en su base por la superficie de máxima regresión correspondiente al tope de Morichal Medio descrita anteriormente, y al tope por la zona de máxima inundación Marina (MFS) que anuncian los depósitos neríticos correspondientes al Miembro Yabo.

Miembro Yabo: Es una latita marina que representa la zona de máxima inundación marina (MFS), datada por bioestratigrafía arrojando una edad de ± 15.5 ma. En el pozo CH63ST1 analizado por Antever 2013, se encontraron Bioeventos indicativos de profundización marina como: *Bombacacidites brevis*, *Grimsdalea magnaclavata*, *retitricolpites simplex*. (**Figura 2.9**). Este miembro también fue interpretado como una MFS en el estudio palinológico realizado por Yow-Yuh Chen 2001, coincidiendo con la segunda entrada marina relevante (de base a tope) la cual denominó M3MFS, y está corroborado por el aumento considerable de dinoflagelados y abundancia de phytocuticles (**Figura 2.10**).

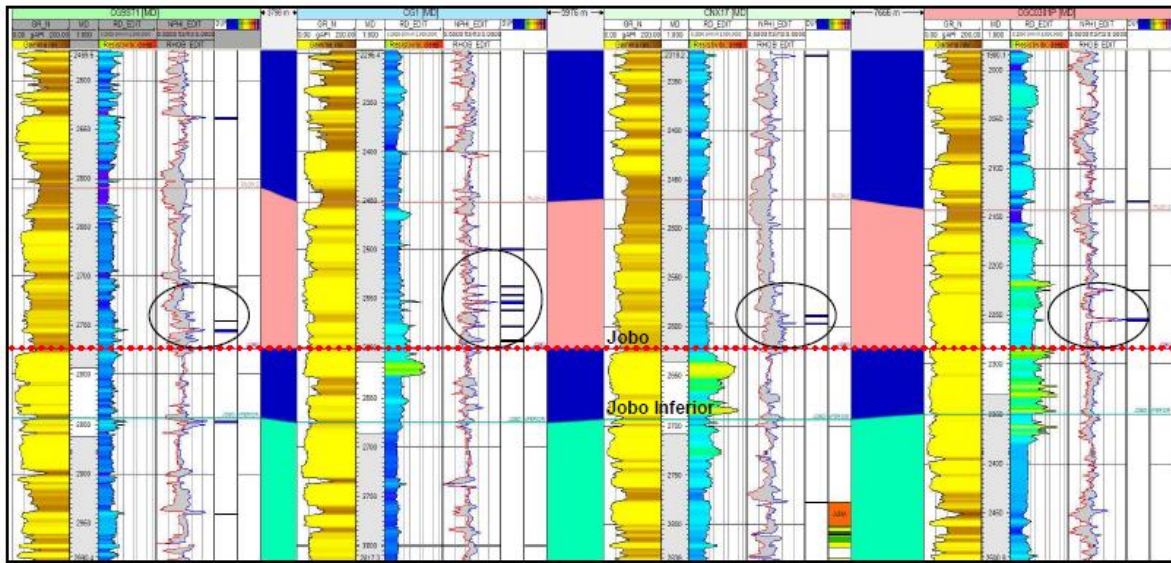


9Figura 2.9 Datos de Bioestratigrafía pozo CH63ST1. [6]



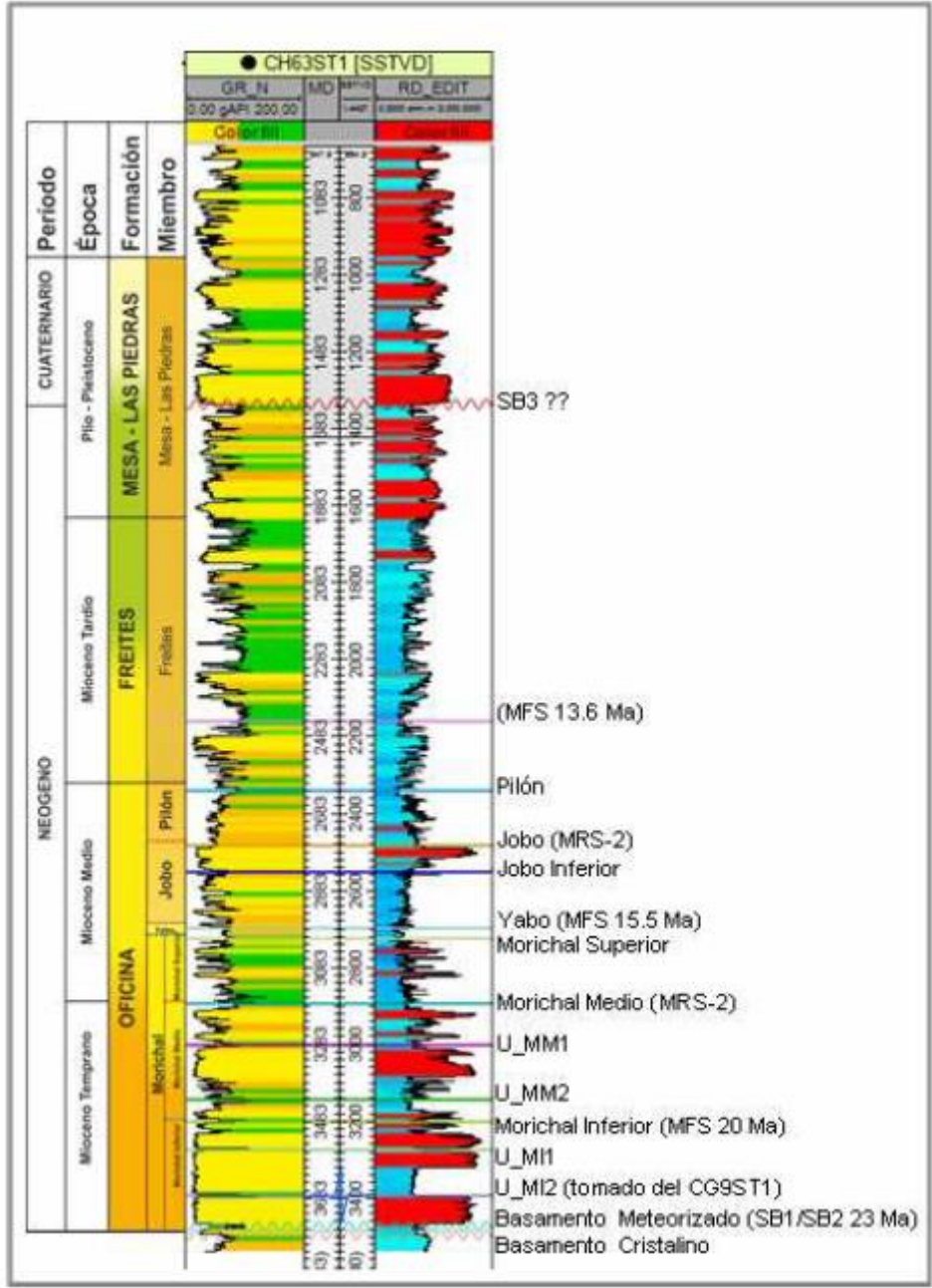
10 Figura 2.10 El miembro Yabo se ubica (de base a tope) donde se muestra la segunda superficie de máxima inundación M3MFS evidenciado por el incremento de dinoflagelados, (color azul) característicos de ambiente marino somero. [6]

Miembro Jobo: Los depósitos de arenas del Miembro Jobo, en general tiene una tendencia progradante, estos depósitos de arena parecen erosionar la secuencia infrayacente en algunas áreas y en otras ser concordante; se dividió en dos ciclos Jobo inferior y Jobo. Este miembro está limitado en la base por la superficie de máxima inundación (Miembro Yabo) y en el tope por una superficie de inundación. Hasta la fecha no se tienen muchos estudios de este miembro, sin embargo, se puede acotar que el reflector sísmico presenta buen contraste por lo tanto se sigue fácilmente. Otro indicativo para ubicar el tope litológicamente es luego de unas rocas con mayor densidad, carbonatos, que se observan claramente en el registro de densidad/neutrón. (Figura 2.11).



// Figura 2.11 Presencia de duros sobre el tope del Miembro Jobo. [6]

Miembro Pilón: Presenta una tendencia transgresiva en la mayor parte del campo. En la **Figura 2.12**, se muestra el registro tipo compuesto CH63ST1, donde se observa la columna estratigráfica con los marcadores estratigráficos interpretados, topes principales y para secuencias definidas.



12Figura 2.12 Columna Estratigráfica Tipo del Campo Cerro Negro en el área asignada a Petromonagas, Pozo CH63ST1. [6]

2.1.3 Análisis Sedimentológico.

El análisis sedimentológico del área se basó inicialmente en la recopilación y creación de una base de datos robusta con la información existente en el Campo Cerro Negro en el área asignada a la Empresa Mixta Petromonagas, la cual forma parte del Bloque Carabobo y cuenta con un área aproximada de 184,86 Km², que fuese de interés

para generar un modelo sedimentológico confiable que represente las heterogeneidades, la geometría, espesores y distribución de cada uno de los cuerpos sedimentarios presentes en las unidades comprendidas entre el Mioceno temprano a Mioceno medio en el campo, lo que a su vez permitirá caracterizar los yacimientos estática y dinámicamente para evaluar los planes de explotación actuales y futuros, así como los posibles proyectos de recuperación mejorada que pudieran ejecutarse en el área, y así validar y normalizar dicha información para la secuencia productora Miembro Morichal de la Formación Oficina.

2.2 Resonancia Magnética Nuclear

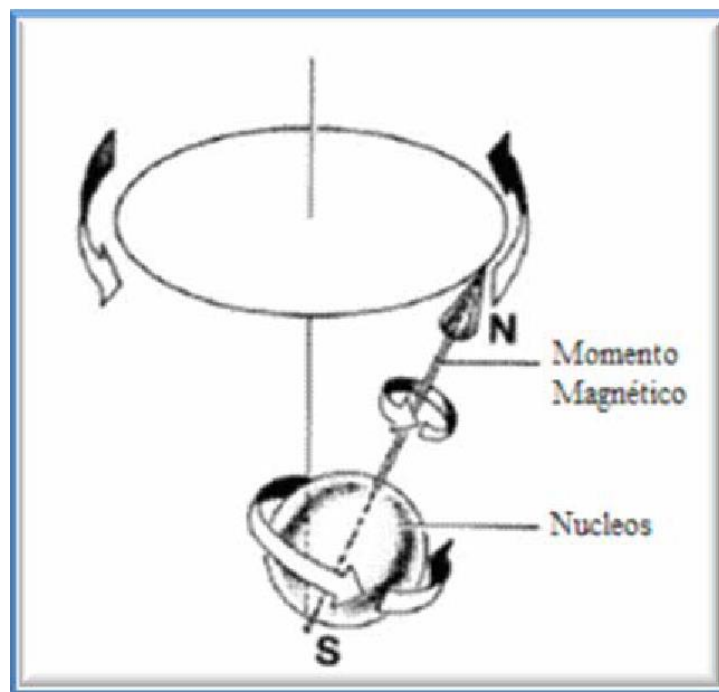
2.2.1 Historia de RMN

La historia básica de la Resonancia Magnética Nuclear se remonta en 1924 cuando la teoría básica fue presentada por W. Pauli, quien propuso que los núcleos parecen tener espín, características y propiedades magnéticas momento. Esas características permiten la división de los niveles de energía cuando se coloca dentro de un campo magnético de fuerza suficiente. Esta teoría inició la experimentación que llevó a lo que se conoce como RMN hoy en día.

El fenómeno de la RMN fue observado por el Dr. Isidor Isaac Rabi, quien, en 1929, comenzó a impartir clases de mecánica cuántica en la Universidad de Colombia. Durante la década siguiente, su equipo de investigación utilizó una técnica denominada resonancia de haces moleculares para estudiar las propiedades magnéticas de los átomos y las moléculas. En la época en la que Rabi realizó estos experimentos, los físicos sabían que los núcleos atómicos estaban compuestos por dos tipos de partículas: protones con carga positiva y partículas neutras denominadas neutrones. Alrededor de este núcleo formando como una especie de nube se encontraban los electrones, cuya carga era negativa. Los físicos también habían descubierto que los electrones, los protones, los neutrones y, en muchos casos, los núcleos en sí, se comportaban como si giraran sobre su eje, al igual que los planetas. Esto llevó al descubrimiento de una propiedad denominada momento angular de espín, que cuenta con magnitud y dirección. Una partícula giratoria de este tipo genera un campo magnético y un "momento magnético" asociado y actúa como una pequeña barra magnética

con polos positivo y negativo. Si se coloca en un campo magnético externo potente, el "momento magnético" de un núcleo tiende a alinearse con (en paralelo) o contra (en sentido antiparalelo) del campo externo. La alineación paralela corresponde a un estado de energía inferior a la alineación antiparalela.

Los experimentos de Rabi consistían en hacer pasar un haz de moléculas de Cloruro de Litio a través de una cámara de vacío y manipular el haz con distintos campos magnéticos. Al estudiar cómo afectaba el campo magnético a la trayectoria de las moléculas, Rabi pudo adquirir nuevos conocimientos acerca de las magnitudes del momento magnético del núcleo (**Figura 2.13**). Rabi previó que, con el estímulo apropiado, los momentos magnéticos de los núcleos podían invertirse o cambiar su orientación en relación al campo magnético. En 1937, siguiendo los consejos del físico holandés Cornelius J. Gorter, Rabi y su equipo añadieron un nuevo elemento a sus experimentos: sometieron un haz molecular a ondas de radio (señales electromagnéticas dentro del intervalo de la radiofrecuencia o la radiodifusión) mientras variaban la potencia del campo magnético.



13Figura 2.13 Representación del Momento Magnético por Rabi. ^[7]

La resonancia magnética utiliza algunas propiedades fundamentales de los núcleos atómicos, en particular los "momentos magnéticos", ya que se parecen a diminutas barras magnéticas con polos positivos y negativos. Cuando se colocan en un campo magnético externo potente, la dirección del momento magnético "oscila" o cambia según la dirección del campo con una frecuencia proporcional a la fuerza del campo externo. La resonancia magnética se produce cuando la fuerza del campo magnético se manipula hasta que la frecuencia de precesión de la partícula coincide con la de la frecuencia de radio aplicada. Esto hace que el momento magnético de la partícula cambie de orientación en relación al campo magnético externo, una señal detectable que revela la estructura interna y la actividad de cualquier cosa, desde elementos químicos, el cerebro humano hasta formaciones rocosas.

Rabi y su equipo ajustaron la potencia del campo magnético hasta hacer que los momentos magnéticos de los núcleos se invirtieran, lo que sucede cuando la frecuencia de la señal de radio coincide con la frecuencia precesional característica de los núcleos. Cuando se produce esta coincidencia (la frecuencia de resonancia), un núcleo absorbe energía de la señal de radio igual a la diferencia entre sus dos estados de energía y, por tanto, salta al estado superior. También se produce una inversión cuando un núcleo emite dicha energía al pasar de nuevo del estado superior de energía al inferior. Rabi podía detectar la transición tanto si el núcleo saltaba al estado de energía superior como si descendía al inferior. Esta técnica se denomina en la actualidad resonancia magnética o, de forma más precisa, resonancia magnética de haces moleculares.

El equipo de Rabi empleó esta nueva técnica para deducir detalles hasta ahora desconocidos acerca de las interacciones internas de las moléculas. Descubrieron una serie de resonancias dentro de una molécula simple que les permitió "ver" cómo los átomos individuales están unidos entre sí y cómo sus núcleos se ven afectados por los átomos vecinos. Estos extraordinarios experimentos y el desarrollo de la resonancia magnética de haces moleculares como técnica de estudio de las propiedades magnéticas y la estructura interna de moléculas, átomos y núcleos le valieron a Rabi el premio Nobel de física en 1944.

Varios meses después de realizar estos experimentos, el equipo de Rabi intentó una variación: manipular la frecuencia de radio en lugar de la potencia del campo magnético.

Este método, que amplía el espectro de las señales resultantes al igual que se amplía el espectro de la luz visible al pasar por un prisma, es la base de la espectroscopia de radiofrecuencias, que revolucionaría el análisis químico y resultaría ser un componente esencial en el desarrollo de las exploraciones mediante resonancia magnética como herramienta de diagnóstico médico y más adelante como herramienta para la evaluación de formaciones hidrocarburíferas y/o rocosas.

Aunque el comienzo de la Segunda Guerra Mundial interrumpió las investigaciones sobre Resonancia Magnética Nuclear, en los años posteriores a la guerra se produjo un gran número de avances. En Estados Unidos, en 1945 dos grupos de físicos se propusieron por separado desarrollar un método más simple para observar la resonancia magnética en los núcleos de moléculas de líquidos y sólidos en lugar de en moléculas aisladas como en los experimentos de Rabi.

Edward Purcell, de cuyo equipo formaban parte Henry Torrey y Robert Pound, fue el encargado de dirigir la investigación de la Universidad de Harvard y Felix Bloch, de cuyo equipo formaban parte William Hansen y Martin Packard, fue el encargado de dirigir la investigación de la Universidad de Stanford.

Tanto Purcell como Bloch decidieron estudiar el protón, el núcleo del átomo de hidrógeno (H). Al estar compuesto por un único protón, el núcleo del hidrógeno posee un momento magnético considerable. El hidrógeno se convertiría en el elemento más importante para la resonancia magnética debido a sus propiedades nucleares favorables, su presencia casi universal y su abundancia como parte del agua (H₂O). El equipo de Purcell utilizó un bloque de 90 g de parafina como fuente de Hidrógeno, mientras que el equipo de Bloch empleó unas gotas de agua contenidas en una esfera de cristal. Los dos equipos de investigación colocaron las muestras en un campo magnético y esperaron a que los núcleos alcanzaran un equilibrio magnético y térmico, un estado magnetizado en el que los núcleos se alinean ligeramente más en paralelo al campo externo que en sentido antiparalelo. A continuación, al igual que hizo el equipo de Rabi, los equipos de investigación aplicaron ondas de radio para provocar que los momentos magnéticos de los núcleos de las muestras se invirtieran. Purcell y Bloch esperaban detectar resonancia magnética al observar la energía que los núcleos en precesión absorbían o cedían al campo de frecuencia de radio cuando se propiciaban las condiciones de resonancia.

En 1945, ambos grupos lograron crear, con tres semanas de diferencia, las condiciones necesarias para observar el fenómeno. Sus experimentos demostraron lo que técnicamente se conoce como Resonancia Magnética Nuclear en materia condensada (actualmente abreviado como RMN), para distinguirlo del descubrimiento de Rabi, la resonancia magnética de haces moleculares. En 1952, Bloch y Purcell compartieron el premio Nobel de física por estos experimentos.

Las investigaciones en Resonancia Magnética Nuclear siguieron avanzando. Los científicos que formaban parte de los laboratorios de Purcell y Bloch pronto comenzaron a utilizar la espectroscopia de la resonancia magnética nuclear de la RMN para investigar la composición química y la estructura física de la materia. Uno de los primeros avances en este sentido fue la medición de las cantidades denominadas tiempos de relajación, T_1 y T_2 .

Uno de los primeros alumnos de Purcell en graduarse, Nicolaas Bloembergen, que había llegado a Harvard desde Holanda en 1946, jugó un papel decisivo junto a Bloch y Purcell en esta investigación. Bloembergen fue el primer investigador en medir los tiempos de relajación de forma precisa y, junto a Purcell y Bloch, también midió el modo en que estos tiempos cambiaban en gran variedad de líquidos y sólidos. Afortunadamente para futuras investigaciones y aplicaciones, los tiempos de relajación pueden medirse en segundos o fracciones de segundo, convirtiendo a la Resonancia Magnética Nuclear en una herramienta de investigación enormemente práctica.

Bloembergen, Purcell y Bloch publicaron un artículo en 1948 que ejerció una gran influencia en varias ramas de la física. La manipulación de los tiempos de relajación ha proporcionado un método de gran eficacia en química, biología y otras ramas de la ciencia, para analizar la estructura de las moléculas.^[7]

2.2.2 Escuchando el Eco

A finales de la década de 1940, Henry Torrey de la Universidad de Rutgers y, de forma independiente, Erwin Hahn de la Universidad de Illinois, llevaron a cabo un nuevo avance en el campo de la Resonancia Magnética Nuclear al aplicar a la muestra impulsos de ondas de radio potentes en lugar de una única onda continua. Primero observaron señales de RMN transitorias durante la aplicación de impulsos largos. Gracias a las observaciones posteriores de Hahn acerca de que las señales de resonancia magnética

transitorias podían medirse después de la aplicación de impulsos cortos, la técnica de impulsos se convirtió en la opción ideal para físicos y químicos que investigaban átomos y moléculas.

Además, Hahn descubrió un fenómeno conocido como "eco de espín", que resultó ser de gran importancia para la medición de los tiempos de relajación. En un principio, Hahn atribuyó estas señales aparentemente falsas a un fallo en su equipo electrónico. Tras un estudio más profundo, reconoció que estaban causadas por la aceleración y desaceleración de los núcleos giratorios debido a las variaciones en los campos magnéticos locales. Al aplicar dos o tres impulsos de radio cortos y, a continuación, escuchar el eco, Hahn descubrió que podía obtener información aún más detallada sobre la relajación del espín nuclear de lo que era posible con un único impulso.

La Resonancia Magnética Nuclear con impulsos y los ecos de espín jugarían un papel esencial en el desarrollo de la resonancia magnética dos décadas después. En aquel momento, sin embargo, la idea de utilizar la Resonancia Magnética Nuclear para la obtención de imágenes simplemente no se le ocurrió a ninguno de los científicos que utilizaban el espectro de resonancia magnética en física o química. En cualquier caso, antes de que la RMN se pudiera convertir en una herramienta práctica para la obtención de imágenes, era necesario realizar algunos avances. A finales de la década de 1950, Russell Varian, de Varian Associates, propuso un nuevo método de impulsos denominado Resonancia Magnética Nuclear con transformada de Fourier. Prácticamente al mismo tiempo, Irving Lowe y Richard E. Norberg, de la Universidad de Washington en St. Louis, demostraron experimental y teóricamente cómo era posible obtener todos los resultados disponibles de los experimentos con onda continua mediante la manipulación matemática de las señales producidas en un experimento con impulsos. Sin embargo, en aquel momento este proceso matemático necesario para analizar los datos de los impulsos (una técnica denominada transformación de Fourier) no resultaba práctico debido a las limitaciones de los equipos informáticos de la época.

En 1956 Brown & Fatt demostraron que la RMN fue una herramienta útil para estimar las propiedades del medio poroso. Estos esfuerzos se convirtieron en la base para estimar la permeabilidad y condujo la investigación para utilizar el fenómeno en los registros de pozos.

A finales de la década de 1960, Richard Ernst y Weston Anderson, que por entonces trabajaban para Varian Associates, estaban estudiando el complejo espectro de Resonancia Magnética Nuclear, de gran interés para los químicos. El hecho de buscar las frecuencias que producen la gran cantidad de líneas del espectro mediante el método de aproximaciones sucesivas hacía que el proceso fuera extremadamente lento. Estos investigadores se dieron cuenta de que, si emitían de forma simultánea un intervalo de frecuencias de radio a los átomos de la muestra y, a continuación, realizaban el análisis de Fourier a la señal de impulso resultante, podían obtener todos los resultados del método de onda continua. Esta técnica resultaba mucho más rápida que la anterior, y permitía a los investigadores observar señales hasta diez veces más débiles. Para entonces, los avances realizados en el campo de la informática hacían que la transformación de Fourier resultara práctica. Hoy es posible emplear la Resonancia Magnética Nuclear para analizar muestras muy pequeñas de un material o identificar átomos poco comunes en muestras más grandes. En 1991, Ernst obtuvo el premio Nobel de química por sus contribuciones al desarrollo de la espectroscopia de la Resonancia Magnética Nuclear de alta resolución.

En la actualidad, lo que Rabi comenzó se ha convertido en una industria multimillonaria. La espectroscopia y las exploraciones por resonancia magnética son tecnologías de diagnóstico ampliamente utilizadas en medicina, así mismo se emplea en la actualidad como una valiosa herramienta en el perfilaje de pozos y, con el surgimiento en los últimos años de nuevas técnicas y máquinas aún más potentes, la velocidad y precisión de la Resonancia Magnética funcional ha aumentado de manera extraordinaria.

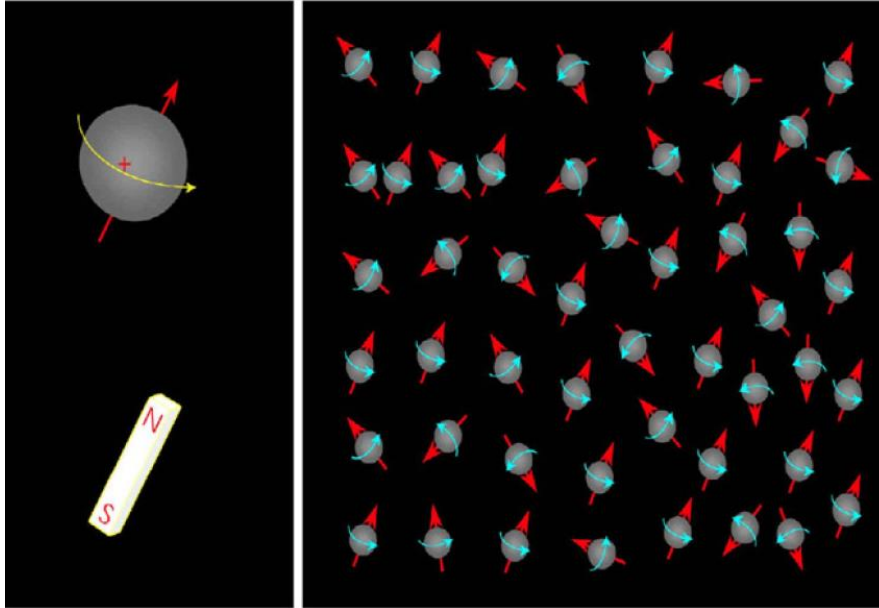
Nada de esto hubiera sido posible sin las casi cuatro décadas de investigación básica que siguieron al descubrimiento de Rabi de la Resonancia Magnética Nuclear. En esas décadas, físicos y químicos interesados por el estudio de las propiedades magnéticas de los átomos y las moléculas, su interacción y sus estructuras básicas realizaron descubrimientos cruciales. Como dijo en 1993 George Pake, el segundo alumno de Purcell en graduarse: "Sin la investigación básica, la obtención de imágenes por Resonancia Magnética hubiera sido inimaginable".^[8]

2.3 Principio Físico de la Resonancia Magnética Nuclear

La Resonancia Magnética Nuclear (RMN) se refiere a la respuesta de los núcleos atómicos a los campos magnéticos. Muchos núcleos tienen un momento magnético neto y un momento angular o rotacional. Frente a un campo magnético externo, un núcleo atómico hace precesión alrededor de la dirección del campo externo de manera muy similar a un giroscopio haciendo precesión alrededor del campo gravitacional terrestre. Cuando estos núcleos magnéticos giratorios interactúan con los campos magnéticos externos, se pueden producir señales medibles.

Se pueden efectuar mediciones de cualquier núcleo que tenga un número impar de protones o neutrones o ambos, tales como el núcleo de hidrógeno (H^{+1}), carbono (C^{+13}), y sodio (Na^{+23}). Para la mayoría de los núcleos encontrados en las formaciones del subsuelo, la señal magnética nuclear inducida por campos magnéticos externos es demasiado pequeña para ser detectada por un instrumento magnético de registro RMN de pozos. Sin embargo, el hidrógeno, que tiene un solo protón y ningún neutrón, es abundante tanto en agua como en hidrocarburos, tiene un momento magnético relativamente amplio, y genera una señal potente. Hasta hoy, casi todos los registros y los estudios de rocas hechos con RMN se basan en la respuesta del núcleo del átomo de hidrógeno.

El núcleo de un átomo de hidrógeno es un protón, que es una partícula pequeña, positivamente cargada con un momento angular asociado o rotacional. El protón giratorio representa una espira de corriente que genera un campo magnético (o momento magnético) con dos polos (norte y sur) alineados con el eje del momento rotacional. Por lo tanto, el núcleo de hidrógeno se puede considerar como una barra imantada cuyo eje magnético está alineado con el eje del momento rotacional del núcleo (**Figura 2.14**). Cuando hay muchos átomos de hidrógeno presentes y no existe ningún campo magnético externo, los ejes de los momentos rotacionales nucleares del hidrógeno están alineados al azar (**Figura 2.14**).



14Figura 2.14 Debido a su magnetismo nuclear inherente, los núcleos de hidrogeno (a la izquierda) se comportan como si fueran pequeñas barras imantadas alineadas con el eje de los momentos rotacionales de los núcleos. En ausencia de un campo magnético externo, los ejes magnéticos nucleares (a la derecha) quedan alineados al azar.^[3]

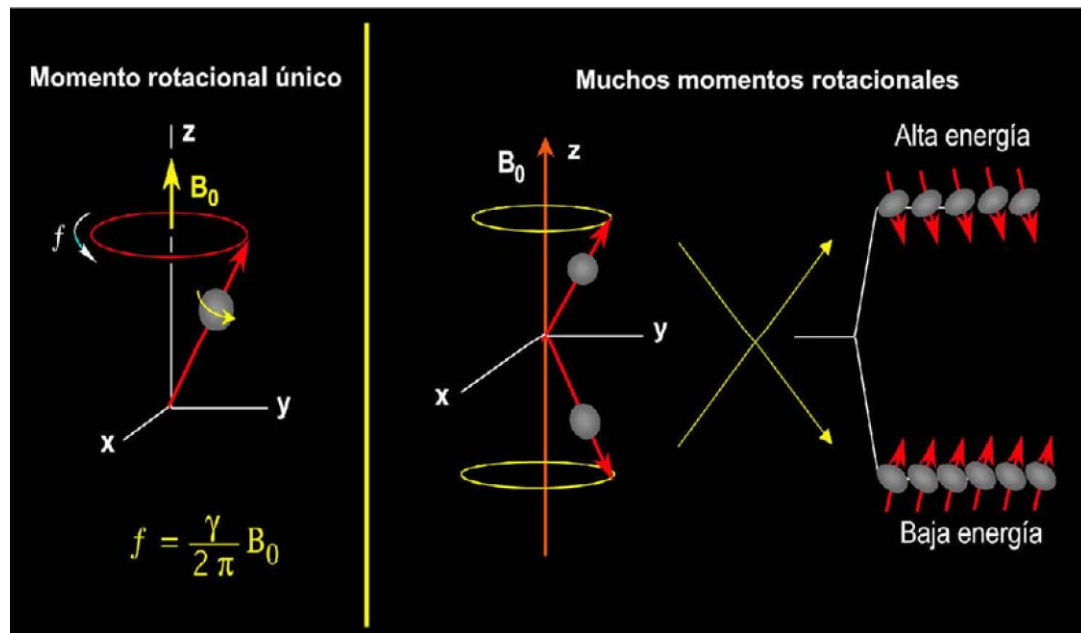
2.3.1 Polarización

El primer paso para hacer una medición RMN es alinear núcleos magnéticos con un campo magnético estático, \mathbf{B}_0 . Cuando \mathbf{B}_0 se aplica a un núcleo magnético, \mathbf{B}_0 ejerce un momento de torsión sobre el núcleo que actúa para alinear el eje del momento rotacional nuclear con \mathbf{B}_0 .

Cuando se aplica un momento torsional a un objeto giratorio, el eje del objeto se mueve perpendicular al momento torsional en un movimiento llamado precesión (Figura 2.15 izq.). Entonces, cuando \mathbf{B}_0 se aplica a un núcleo magnético, el núcleo hará precesión alrededor de \mathbf{B}_0 . La frecuencia procesional (f), llamada la frecuencia de Lamor, está dada por:

$$f = \frac{\gamma}{2\pi} B_0 \quad \text{Ecuacion 2.1}$$

siendo γ la relación giro magnética, que es una medida de la intensidad del magnetismo nuclear. Para el hidrógeno, $\gamma/2\pi=42.58\text{MHz/tesla}$. Otros núcleos tienen otros valores de γ .



15Figura 2.15 Frecuencia precesional. [3]

La ecuación 2.1, muestra que la frecuencia de Larmor de un núcleo dado es proporcional a la magnitud del campo magnético estático y a la relación giromagnética del núcleo. Para un campo magnético B_0 , especies nucleares diferentes tienen frecuencias de Larmor diferentes (por sus diferentes relaciones giromagnéticas); por lo tanto, cada especie se puede diferenciar en base a esas frecuencias.

Alternativamente, para una especie nuclear dada tal como el hidrógeno, la relación giromagnética tiene un valor fijo, la frecuencia de Larmor es función de la intensidad del campo magnético estático; si esta depende de la posición, entonces la frecuencia de Larmor asociada con el núcleo es función de la posición del núcleo.

Tanto en el MRI médico como en el MRI en el campo petrolero, se aplica un campo magnético de gradiente. Como la intensidad de ese tipo de campo depende de la posición, la frecuencia de Larmor de un núcleo está en función de la misma. En el MRI médico, los campos de gradiente lineales (en su mayor parte pulsantes) se usan para hacer un mapa

completo de la población de hidrogeno en espacios tridimensionales (3D). En el campo petrolero, el instrumento MRI produce un campo de gradiente estático primario cuya intensidad está en función de la distancia radial a partir de la superficie del instrumento. Por lo tanto, la ubicación de la región del espacio investigada por el instrumento se determina por la frecuencia de Lamor a la que se responde el instrumento MRI.

Según la mecánica cuántica, cuando un protón está sujeto a un campo magnético externo, el protón es forzado hacia uno de dos estados energéticos. La **(Figura 2.15 derecha)**, muestra el estado energético de un protón, en particular depende de la orientación del eje precesional del protón con respecto a la dirección del campo externo. Cuando el eje precesional es paralelo a \mathbf{B}_0 , el protón está en el estado de baja energía, que es el estado preferido.

Cuando el eje precesional está en posición antiparalela a \mathbf{B}_0 , el protón está en estado de alta energía. A la dirección de \mathbf{B}_0 se designa como dirección longitudinal.

Cuando un gran número de protones giratorios están haciendo precesión alrededor de \mathbf{B}_0 **(Figura 2.16)** hay más momentos rotacionales haciendo precesión paralelos a \mathbf{B}_0 que antiparalelo. La diferencia entre el número de protones alineados paralela y antiparalelamente al campo \mathbf{B}_0 forma la magnetización bruta de \mathbf{M}_0 que prevee la señal medida por los dispositivos RMN y MRI.

La magnetización microscópica \mathbf{M}_0 se define como el momento magnético neto por unidad de volumen. Para el caso N núcleos, la magnetización está dada por la ley de Curie de esta forma:

$$M_0 = N \frac{\gamma^2 \hbar^2 I(I+1)}{3(4\pi^2)kT} B_0 \quad \text{Ecuación 2.2}$$

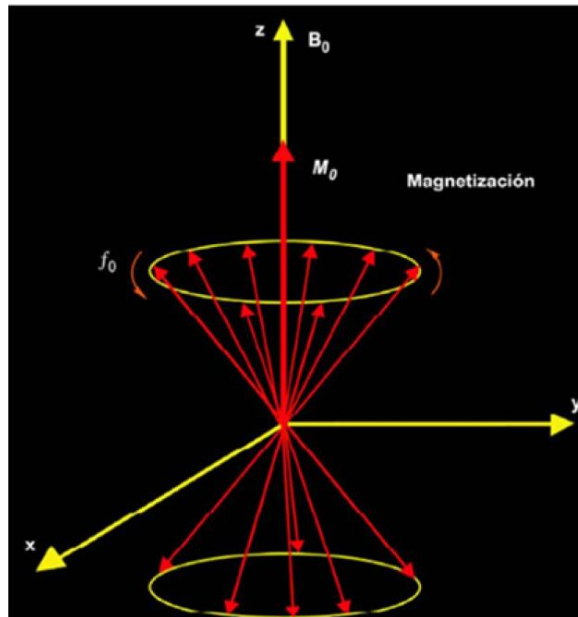
siendo

k= constante de Boltzman.

T= temperatura absoluta (Kelvin).

h= constante de Planck.

I= el numero cuántico de momentos rotacionales del núcleo.



16Figura 2.16 Magnetización neta (M_0).^[3]

M_0 es observable y, según la Ec 2.2 es proporcional al número de protones, a la magnitud B_0 del campo magnético aplicado, e inversa a la temperatura absoluta.

Una vez que los protones se alinean con el campo magnético estático, se dice que están polarizados. La polarización no ocurre inmediatamente, sino que crece en una constante de tiempo, que es el tiempo de relajamiento longitudinal, T_1 :

$$M_Z(t) = M_0 (1 - e^{-t/T_1}) \quad \text{Ecuación 2.3}$$

siendo

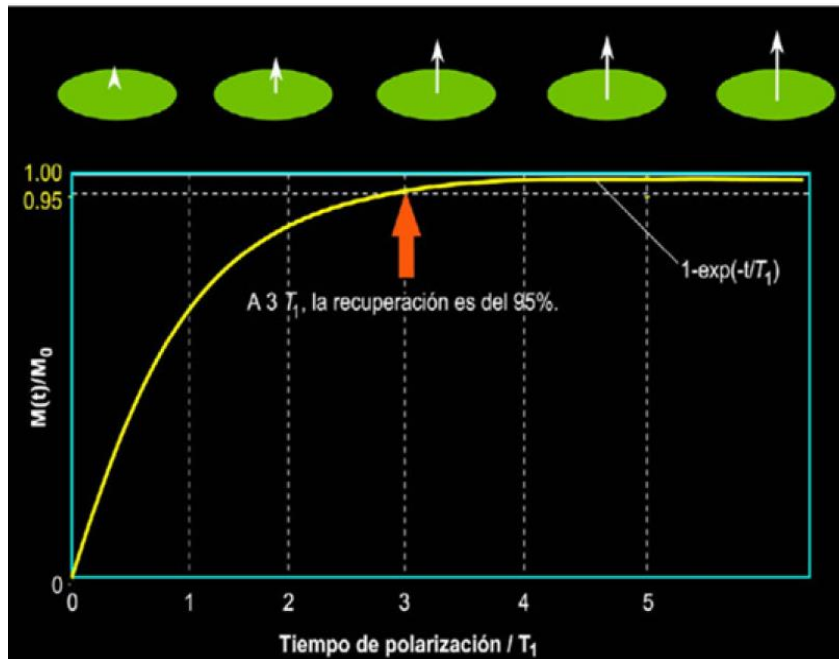
t = Tiempo durante el cual los protones se exponen al campo B_0 .

$M_Z(t)$ = Magnitud de la magnetización en el tiempo t , cuando se toma la dirección de B_0 a lo largo del eje z .

M_0 = Magnetización final y máxima en un campo magnético dado.

T_1 es el tiempo en el que la magnetización alcanza 63% de su valor final, y tres veces T_1 es el tiempo en el que se logra el 95% de la polarización. La **Figura 2.17** ilustra la curva

de relajamiento o polarización T_1 . Fluidos diferentes, como agua, petróleo y gas, tienen tiempos de relajamiento T_1 diferentes.

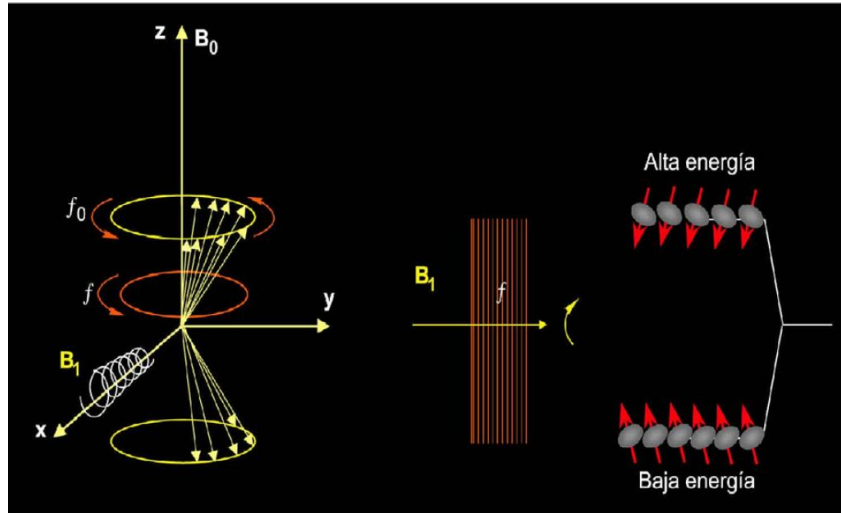


17Figura 2.17 Las curvas de relajamiento longitudinal (Polarización) T_1 . [3]

2.3.2 Inclinación de pulsación y decaimientos de inducción libre

El segundo paso en el ciclo de mediciones RMN es el de inclinar la magnetización desde la dirección longitudinal hasta un plano transversal. Esta inclinación se logra aplicando un campo magnético oscilatorio (\mathbf{B}_1) perpendicular a \mathbf{B}_0 , el campo magnético estático. Para una inclinación eficaz, la frecuencia de \mathbf{B}_1 debe igualar la frecuencia de Lamor de los protones en relación a \mathbf{B}_0 .

En la **Figura 2.18**, se ilustra un campo magnético oscilatorio interactuando con protones. Desde el punto de vista de mecánica cuántica, si un protón está en un estado de baja energía absorbe energía positiva por \mathbf{B}_1 y salta a un estado de alta energía. La aplicación \mathbf{B}_1 hace que los protones hagan precesión en fase entre sí. Este cambio en el estado energético y en la precesión en fase causada por \mathbf{B}_1 se llama resonancia magnética nuclear.



18Figura 2.18 Interacción de los protones y el campo magnético. [3]

Aun nivel macroscópico, la resonancia causa la inclinación de la magnetización, la cual hace precesión alrededor de \mathbf{B}_0 a la frecuencia de Lamor. El ángulo al cual se inclina la magnetización está dado por:

$$\theta = \gamma B_1 t \quad \text{Ecuación 2.4}$$

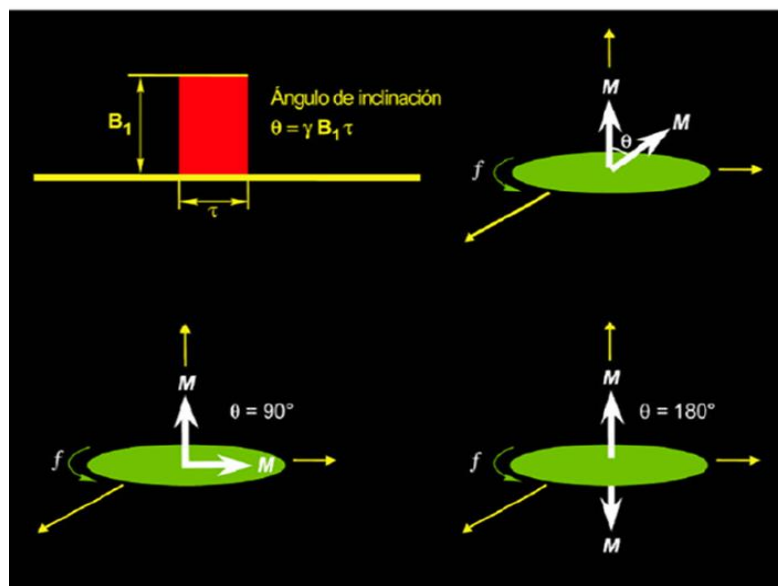
Donde

θ = Angulo de inclinación (grados).

B_1 = Amplitud del campo oscilatorio.

t = Tiempo durante el que se aplica el campo oscilatorio.

El ángulo de inclinación es entonces proporcional al producto $\mathbf{B}_1 t$, que refleja la energía que \mathbf{B}_1 suministra al sistema de momentos rotacionales de los protones. Incrementando la potencia del campo oscilatorio o el tiempo durante el cual se aplica este, se aumenta el ángulo de inclinación. La relación entre inclinación y ángulo de la Ec. 2.4 se ve en la **Figura 2.19**.



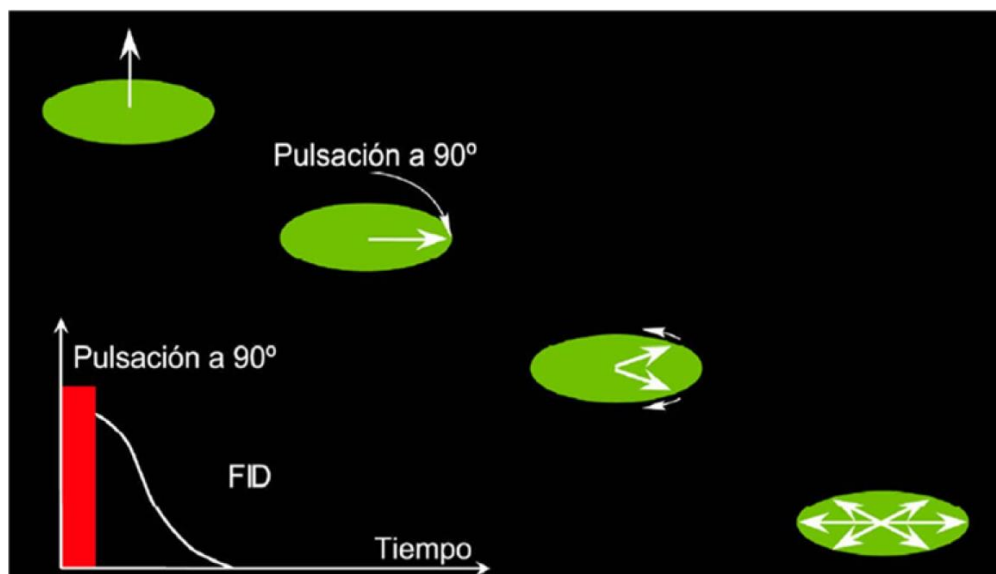
19Figura 2.19 El ángulo de inclinación θ depende de la intensidad del campo oscilatorio B_1 y del tiempo t durante el cual se aplica el campo.^[3]

El campo B_1 utilizado en el registro RMN es un campo magnético oscilatorio pulsante. Los términos de pulsación angular, tales como una pulsación π (o pulsación a 180°) y una pulsación $\pi/2$ (o pulsación de 90°), se refiere al ángulo en el cual B_1 inclina la magnetización.

Cuando el sistema RMN aplica una pulsación B_1 de 90° en los protones polarizados por el sistema, los protones hacen precesión en fase en los planos transversales (con relación a B_0), macroscópicamente, la magnetización a 90° y la precesión en un plano transversal.

Cuando el campo B_1 se elimina, la población de protones inicia un desfaseamiento, o falta de coherencia de fase-es decir que las precesiones de los protones ya no están en fase entre sí. Por lo tanto, a medida que el desfaseamiento progresa, la magnetización disminuye. En esta situación, una bobina receptora que mide la magnetización en dirección transversal detecta una señal en decaimiento (**Figura 2.20**). Este decaimiento es exponencial y se llama decaimiento de inducción libre. La constante de tiempo FID (T_2) es corta- de decenas de microsegundos. El FID está causado por heterogeneidad en el campo magnético que se debe al gradiente de este y a ciertos procesos moleculares que ocurren en el material que se está midiendo. Debido a las heterogeneidades en el campo de B_0 , protones en ubicaciones

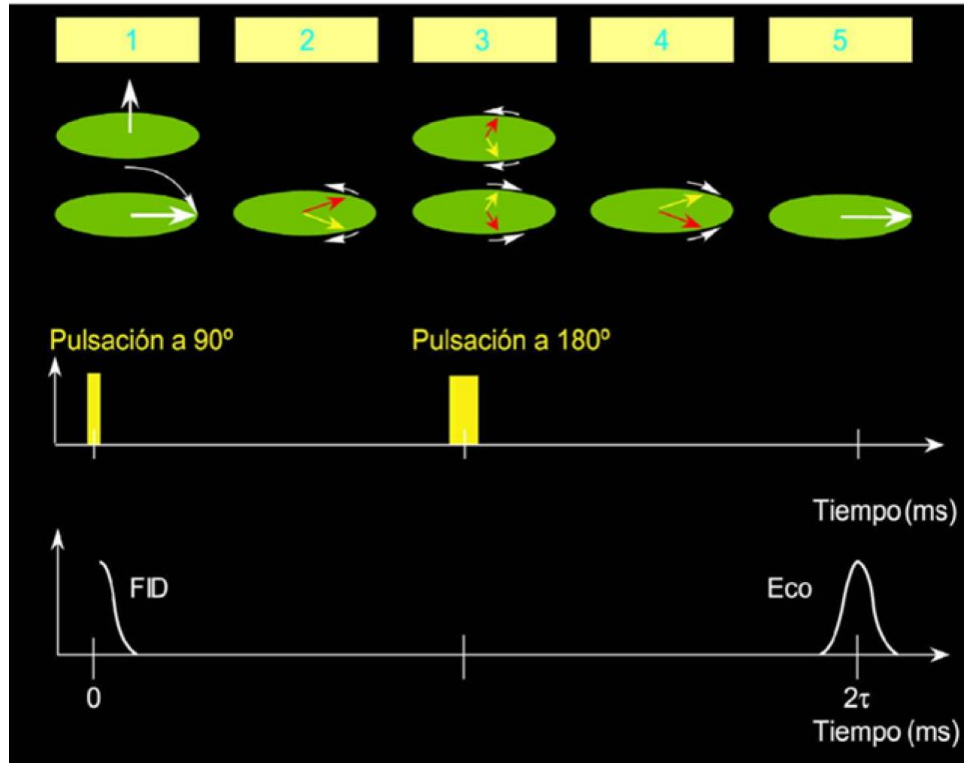
diferentes harán precesión con frecuencias de Lamor diferentes, produciendo así un rápido decaimiento.



20 Figura 2.20 Señal de decaimiento de inducción libre (FID). [3]

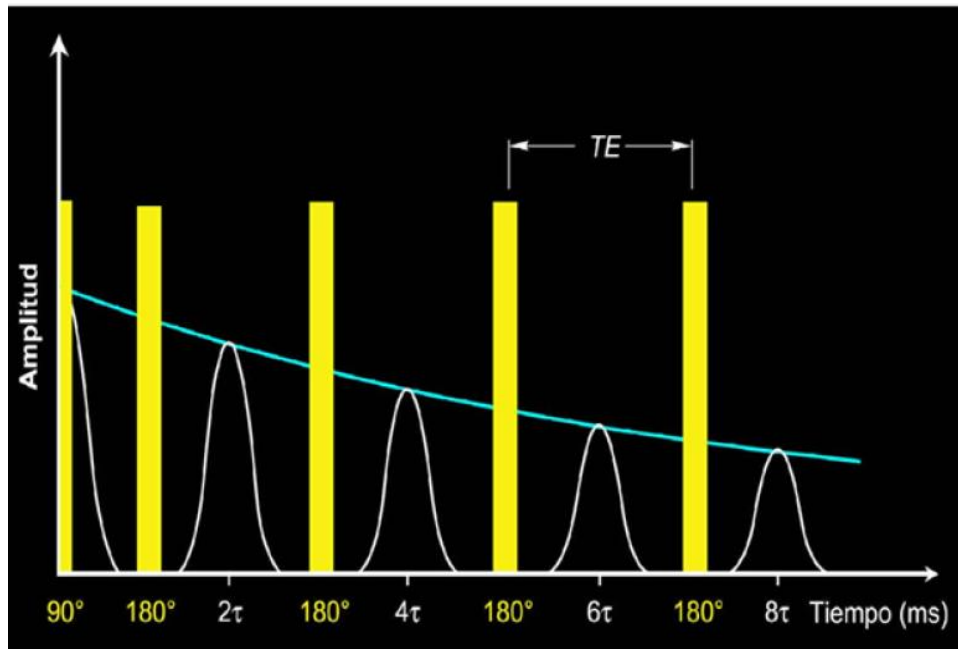
2.3.3 Detección de ecos de momentos rotacionales.

El desfase causado por la heterogeneidad del campo magnético estático \mathbf{B}_0 es reversible. Los vectores de magnetización de protones en planos transversales vuelven su fase cuando se le aplica una pulsación \mathbf{B}_1 a 180° . Si un vector de magnetización transversal tiene un ángulo de fase α , entonces la aplicación de una pulsación \mathbf{B}_1 a 180° cambia el ángulo de fase ($-\alpha$). En efecto, los órdenes de fase de los vectores de magnetización transversales se revierten, de modo que los vectores más lentos (desde el punto de vista de fase) están adelante de los vectores rápidos. Los vectores más rápidos alcanzan a los más lentos, se produce un refasaje, y se genera una señal detectable en la bobina receptora. Esta señal se llama eco del momento rotacional. Si transcurre un tiempo t (no el mismo tiempo que en la Ec #) entre la aplicación de la pulsación \mathbf{B}_1 a 90° y la \mathbf{B}_1 a 180° , entonces el mismo tiempo t va a transcurrir entre la aplicación de la pulsación \mathbf{B}_1 a 180° y el pico del eco de momento rotacional. Es decir, el tiempo de refasaje es igual al tiempo de desfase, y el pico de ecos de momentos rotacionales ocurre a $2t$, que se define como TE. En la **Figura 2.21**, se ilustra la generación de ecos de momentos rotacionales.



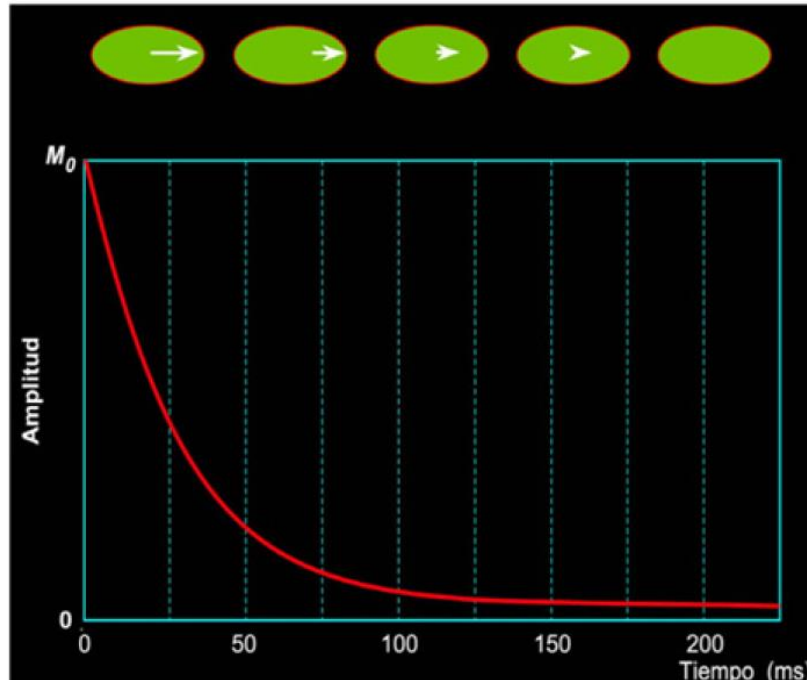
21Figura 2.21 Eco de momento rotacional. [3]

Aunque un eco de un momento rotacional decae rápidamente, se aplican pulsaciones a 180° en forma continua para refasar los componentes de magnetización y generar una serie de ecos de momentos rotacionales. Entonces se registra un tren de ecos, **Figura 2.22**. Un eco de momentos rotacionales se forma a mitad del camino entre par de pulsaciones a 180° . El espaciamiento entre ecos (TE) es el tiempo entre los picos de ecos adyacentes. El número de pulsaciones en el tren es NE. La secuencia completa, es decir, una pulsación a 90° seguida por una larga serie de pulsaciones a 180° se llama secuencia de CPMG (sigla que proviene de las iniciales de los apellidos de sus inventores, Carr, Purcell, Meiboom, y Gill).



22Figura 2.22Secuencia de pulsos de CPMG. ^[3]

En la medida que la difusión se ignora, la secuencia de pulsaciones CPMG anula el desfase causado por la heterogeneidad del campo B_0 ; sin embargo, el desfase que resulta como consecuencia de interacciones moleculares y difusión es irreversible. Una vez que este ocurre, los protones no se alinean completamente, y el tren de ecos de momentos rotacionales decae. La **Figura 2.23** es un sistema de registros RMN mide la amplitud de los ecos de momentos rotacionales en la secuencia CPMG al monitorear el decaimiento de magnetización transversal y por lo tanto el desfase irreversible.



23Figura 2.23 La amplitud de los ecos del momento rotacional en el decaimiento produce una curva de decaimiento exponencial con una constante de tiempo T2. ^[3]

La constante de tiempo del decaimiento de magnetización transversal se llama tiempo de relajación transversal, o también T2. La amplitud del tren de ecos de momentos rotacionales en el tiempo t, es la amplitud de magnetización transversal $M_X(t)$ dada por:

$$M_X(t) = M_{ox} e^{(-t/T_2)} \quad \text{Ecuación 2.5}$$

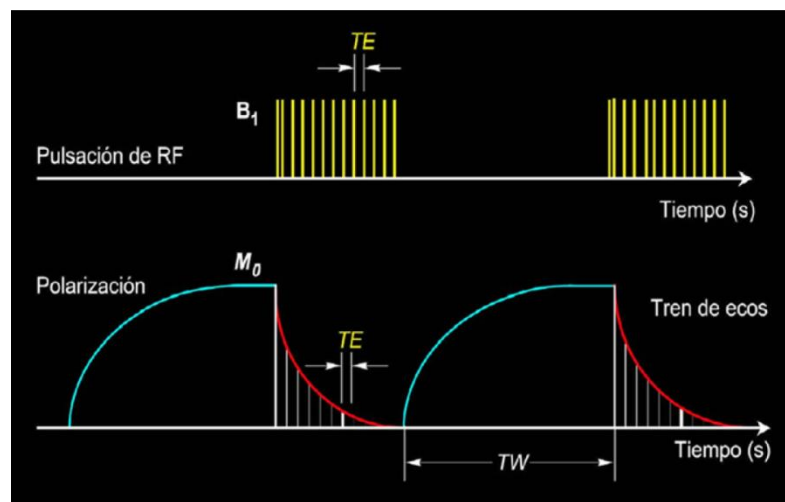
Siendo M_{ox} la magnetización transversal en $t=0$ (el tiempo en el que cesa la pulsación de 90°). El decaimiento T2 en la formación contiene la información petrofísica que se obtiene de un registro RMN, por lo tanto, es el objetivo de la medición. Los datos sin procesar por el sistema RMN son el tren de los ecos de los momentos rotacionales.

2.3.4 Sincronización del tiempo en las mediciones (RMN)

Después de un periodo igual a varias veces T2, el decaimiento de la magnetización transversal está completo, y no es posible hacer más refasaje. Durante una secuencia CMPG, la pulsación a 90° reorienta la polarización de modo que no se tenga polarización longitudinal en los protones, y las pulsaciones a 180° suprimen la acumulación de más

polarización longitudinal. Por lo tanto, al final de la secuencia CPMG los protones quedan de manera aleatoria. Para comenzar la siguiente secuencia, los protones se polarizan otra vez. Entonces, es necesario un tiempo de espera (TW) entre el final de una secuencia CPMG y el inicio de la siguiente, durante el cual tiene lugar la repolarización.

Un típico diagrama de sincronización de tiempos para la medición RMN se ilustra en la **Figura 2.24**. La sección superior de la figura describe dos secuencias CPMG, cada una de las cuales consiste en una pulsación B_1 a 90° , seguida por una serie de pulsaciones a 180° . La sección inferior representa eventos de polarización (curvas de relajamiento T1), e ilustra el tren de ecos de momentos rotacionales (curvas de relajamiento T2) asociados con las dos secuencias CPMG. El tiempo de polarización (TW), el espaciamiento entre ecos (TE), y el número de ecos (NE) se controla manualmente.



24Figura 2.24 Diagrama de sincronización en la medición. [3]

La determinación de la magnitud M_0 , se efectúa una estimación de la amplitud del tren de ecos de momentos rotacionales en $t=0$, a partir de la medición de los trenes de ecos de momentos rotacionales. Para evitar una subestimación en M_0 , se requiere una polarización total o casi total (95%) de polarización, TW debe ser igual a tres veces T_1 .

A medida que se disminuye TE , los ecos de momentos rotacionales se generan y detectan más rápidamente, y la relación señal-ruido efectiva se incrementa debido a la densidad alta de los puntos de datos. A medida que aumenta NE , se generan y detectan ecos de momentos rotacionales por más tiempo, pero se requiere una intensidad mayor en B_1 .

Las mediciones CPMG se capturan siempre en pares. Luego de adquirir el primer conjunto, el segundo es con la fase de pulsación del transmisor cambiada en el eco de los momentos rotacionales de amplitud negativa. El segundo conjunto se sustrae del primero para producir un par de fase alterna (PAP). Este procedimiento conserva la señal y elimina compensaciones electrónicas de baja frecuencia.

2.3.5 Estimación de Propiedades Petrofísicas a Partir del Perfilaje de RMN.

Para analizar las propiedades Petrofísicas de los yacimientos usualmente se requieren métodos convencionales, los cuales involucran análisis de núcleos y la colección de algunos registros de pozos. Las propiedades Petrofísicas más investigadas son porosidad, permeabilidad y saturación de agua irreducible, estos parámetros proporcionan un estimativo de la cantidad de hidrocarburos existentes en los yacimientos y que tan fácil pueden ser recuperados. Para obtener estos parámetros a través de métodos convencionales de muestras de núcleos. El núcleo muestreado primero debe ser corazonado y posteriormente lavado para su análisis, dadas las múltiples opciones para medir la porosidad y la necesidad de medir la permeabilidad en estado seco, estos análisis resultan ser tediosos, caros y a la vez con un alto consumo de tiempo el cual en nuestra industria representa dinero.

Para determinar estos parámetros a través de registros convencionales es necesario correr varios registros y si tenemos en cuenta la limitada resolución vertical que estos poseen es muy difícil obtener datos confiables en algunos yacimientos tales como carbonatos, los cuales presentan porosidad vugular, además es necesario tener datos litológicos para obtener estos parámetros a partir de registros convencionales, los cuales en el caso de los carbonatos es demasiado complejo.

La aplicación de registros de Resonancia Magnética Nuclear (**RMN**) ha tenido una amplia aceptación en la evaluación de formaciones, estos registros permiten estimar la información de los parámetros petrofísicos ya antes mencionados y además estimar una distribución del tamaño de poro a partir de las mediciones de relajamiento de Resonancia Magnética Nuclear (**RMN**). El entendimiento de la naturaleza del relajamiento **RMN** de los fluidos en los poros de las rocas es crítico para una aplicación adecuada **RMN** en evaluación de formaciones⁷.

2.3.6 Mecanismo de Relajamiento de RMN para Fluidos en un Medio.

Los relajamientos longitudinales ($T1$) y transversal ($T2$) están causados por interacciones magnéticas entre protones. Desde un punto de vista atómico, el relajamiento $T1$ ocurre cuando un sistema de protones haciendo precesión transfiere energía a sus alrededores. El protón donante se relaja a su estado de baja energía, en el cual el protón hace precesión a lo largo de la dirección de $B0$. La misma transferencia también contribuye al relajamiento de $T2$. Además, el desfase contribuye al relajamiento de $T2$ sin involucrar una transferencia de energía a los alrededores. Por lo tanto, el relajamiento transversal es siempre más rápido que el relajamiento longitudinal; en consecuencia, $T2$ es siempre menor o igual a $T1$.

En general:

- Para protones en sólidos, $T2$ es mucho menor que $T1$.

- Para protones en fluidos de yacimiento:
 - Cuando el fluido está en un campo magnético estático homogéneo, $T2$ es aproximadamente igual a $T1$.

 - Cuando el fluido está en un campo magnético de gradiente y se utiliza un proceso de mediciones con CPMG, $T2$ es menor que $T1$. La diferencia está controlada en gran parte por el gradiente de campo, el espaciamiento entre ecos, y la difusividad del fluido.

- Cuando un fluido humectante ocupa un medio poroso, tal como el de una roca, tanto $T2$ como $T1$ decrecen dramáticamente, y los mecanismos de relajamiento son diferentes a los de los protones tanto en sólidos como en fluidos.

Para fluidos en los poros de una roca, hay tres mecanismos de relajamiento independientes asociados con esto:

- proceso del fluido en bruto, que afecta el relajamiento tanto de **T1** como de **T2**.
- proceso de relajamiento por superficie, que afecta el relajamiento tanto de **T1** como de **T2**.
- proceso de difusión en presencia de gradientes de campo magnético, que sólo afecta el relajamiento **T2**.

Todos estos tres procesos trabajan en paralelo; por lo tanto, los tiempos **T1** y **T2** de fluidos encontrados en un medio poroso están dados por:

$$1/T2 = 1/T2Bruto + 1/T2Superficie + 1/T2Difusion \quad \text{Ecuación 2.6}$$

$$1/T1 = 1/T1Bruto + 1/T2Superficie \quad \text{Ecuación 2.7}$$

Donde:

T2 = tiempo de relajamiento transversal del fluido poral según la medición hecha por una secuencia **CPMG**.

T2Bruto = tiempo de relajamiento **T2** del fluido poral si estuviera medido en un recipiente tan amplio que los efectos del recipiente serían despreciables.

T2Superficie = tiempo de relajamiento **T2** del fluido poral que proviene del relajamiento de superficie.

T2Difusion = tiempo de relajamiento **T2** del fluido poral según es inducido por difusión en el gradiente de campo magnético.

T1 = el tiempo de relajamiento longitudinal medido del fluido poral.

$T1_{Bruto}$ = tiempo de relajamiento **$T1$** del fluido poral si estuviera medido en un recipiente tan amplio que los efectos del recipiente serían despreciables.

$T2_{Superficie}$ = tiempo de relajamiento **$T1$** del fluido poral que proviene del relajamiento por superficie.

Las importancias relativas de los tres mecanismos de relajamiento dependen del tipo de fluido que hay en los poros (agua, petróleo, o gas), los tamaños porales, la potencia del relajamiento por superficie, y la humectabilidad de la superficie de la roca. En general, para una roca humectada con agua³:

- Para salmuera, **$T2$** está dominado por **$T2_{superficie}$** .
- Para petróleo pesado, **$T2$** tiene a **$T2_{Bruto}$** como su principal contribuyente.
- Para petróleo de viscosidad mediana y liviano, **$T2$** es una combinación de **$T2_{bruto}$** y **$T2_{difusion}$** y es dependiente de la viscosidad.
- Para gas, **$T2$** está dominado por **$T2_{difusion}$** .

2.3.6.1 Relajamiento en bruto.

El relajamiento en Bruto es una propiedad intrínseca de fluido, el cual es causado por la difusión local de las moléculas del fluido. Este relajamiento se puede medir poniendo el fluido en un recipiente grande (eliminando así el relajamiento por superficie) y sometiendo luego al fluido a un campo magnético homogéneo y a una secuencia de pulsación **CPMG**.

Este mecanismo está controlado por las propiedades físicas del fluido, tales como viscosidad y composición química. Otras condiciones ambientales, tales como temperatura y presión, afectan el relajamiento bruto de un fluido⁸.

Los tiempos de relajamiento (en segundos) para agua, gas, y petróleo están dados por:

Agua9:

$$T_{1\text{bruto}} \approx \frac{3 T_k}{298\eta} \quad \text{Ecuación 2.8}$$

$$T_{2\text{bruto}} \approx T_{1\text{bruto}} \quad \text{Ecuación 2.9}$$

Gas10:

$$T_{1\text{bruto}} \approx \frac{2.5 \cdot 10^4 \rho_g}{T_k^{1.17}} \quad \text{Ecuación 2.10}$$

$$T_{2\text{bruto}} \approx T_{1\text{bruto}} \quad \text{Ecuación 2.11}$$

Petróleo inerte 9:

$$T_{1\text{bruto}} \approx \frac{0.00713 T_k}{\eta} \quad \text{Ecuación 2.12}$$

$$T_{2\text{bruto}} \approx T_{1\text{bruto}} \quad \text{Ecuación 2.13}$$

Donde:

T_k = temperatura (°K).

η = viscosidad del fluido (cp).

ρ_g = densidad del gas (gm/cm³).

2.3.6.2 Relajamiento por superficie.

El relajamiento por superficie tiene lugar en la interfase fluido-sólido, es decir, en la superficie del grano de las rocas. Un análisis teórico muestra que en el límite de difusión rápido (*El límite de difusión rápido esencialmente está diciendo que los poros son suficientemente pequeños y que los mecanismos de relajamiento por superficie son suficientemente lentos como para que una molécula típica cruce el poro varias veces antes de relajarse*), el factor dominante en los tiempos de relajamiento **T2** y **T1** está dado por:

$$\frac{1}{T_{2\text{Superficie}}} = \rho_2 \left(\frac{S}{V} \right)_{\text{poro}} \quad \text{Ecuación 2.14}$$

$$\frac{1}{T_{1\text{Superficie}}} = \rho_1 \left(\frac{S}{V} \right)_{\text{poro}} \quad \text{Ecuación 2.15}$$

Donde:

ρ_2 = relaxividad por superficie para **T2** (poder de relajamiento **T2** de las superficies de los granos).

ρ_1 = relaxividad por superficie para **T1** (poder de relajamiento **T1** de las superficies de los granos).

$(S/V)_{\text{Poros}}$ = relación entre superficie del poro y volumen de fluido.

Para formas simples, S/V es una medida del tamaño poral. Por ejemplo, para una esfera, la relación entre superficie y volumen es $3/r$, siendo r el radio de la esfera.

La relaxividad de la superficie está influenciada por la composición de la superficie (iones paramagnéticos y absorción de compuestos hidrofóbicos e hidrofílicos), además varía con la mineralogía. Por ejemplo, las superficies de los carbonatos muestran una relaxividad por superficie más débil que las superficies de cuarzo. Estimaciones de relaxividad por superficie se pueden determinar en el laboratorio. Los fluidos controlados

por relajamiento por superficie muestran tiempos T_2 los cuales no son dependientes de la temperatura y la presión. Por esta razón, las mediciones **RMN** hechas en condiciones de medio ambiente se usan comúnmente para calibrar fórmulas utilizadas para estimar parámetros petrofísicos tales como permeabilidad y agua irreducible. Como el proceso de adquisición de mediciones utilizado en laboratorio es idéntico al proceso de adquisición de mediciones utilizado durante el perfilaje, los modelos determinados a partir de mediciones de laboratorio se pueden transferir directamente a la interpretación de datos de perfiles **RMN**, simplificando así el proceso de interpretación 3.

2.3.6.3 Relajamiento inducido por difusión.

El gas, el petróleo liviano, el agua, y algunos petróleos de mediana viscosidad muestran un relajamiento inducido por difusión considerable cuando están en un campo magnético de gradiente y están sometidos a una secuencia **CPMG** con tiempos entre ecos largos.

Para estos fluidos la constante de tiempo de relajamiento $T_{2\text{difusion}}$, asociada con el mecanismo de difusión, se convierte en una importante herramienta para su detección.

Cuando existe un gradiente considerable en el campo magnético estático, la difusión molecular provoca desfasaje adicional y, por lo tanto, incrementa el índice de relajamiento de T_2 ($1/T_2$). Este desfasaje se produce porque la molécula se mueve a una región en la que la intensidad del campo magnético es diferente, y en la que entonces el índice de precesión es diferente. La difusión no tiene influencia sobre el índice de relajamiento de T_1 ($1/T_1$).

El índice de relajamiento inducido por difusión ($1/T_{2\text{difusion}}$) está dado por:

$$\frac{1}{T_{2\text{difusion}}} = \frac{D(\gamma * G * TE)^2}{12} \quad \text{Ecuación 2.16}$$

Donde:

D = coeficiente de difusión molecular.

g = relación giromagnética de un protón.

G = gradiente del campo magnético (G/cm).

TE = espaciamiento entre ecos utilizado en la secuencia **CPMG**.

Al igual que con el relajamiento en bruto, las propiedades físicas tales como la viscosidad y la composición molecular controlan el coeficiente de difusión. Nuevamente, las condiciones ambientales, temperatura y presión, afectan la difusión. El agua a temperatura ambiente tiene un coeficiente de difusión de aproximadamente $2 \cdot 10^{-5}$ cm²/s.

Los coeficientes de difusión del gas, petróleo, y agua están dados (cm²/s) por:

Gas:
$$D_g \approx 8.5 \cdot 10^{-7} \left(\frac{T_K^{0.9}}{\rho_g} \right)$$
 Ecuación 2.17

Petroleo:

$$D_o \approx 1.3 \cdot 10^{-5} \left(\frac{T_K}{298\eta} \right)$$
 Ecuación 2.18

Agua:

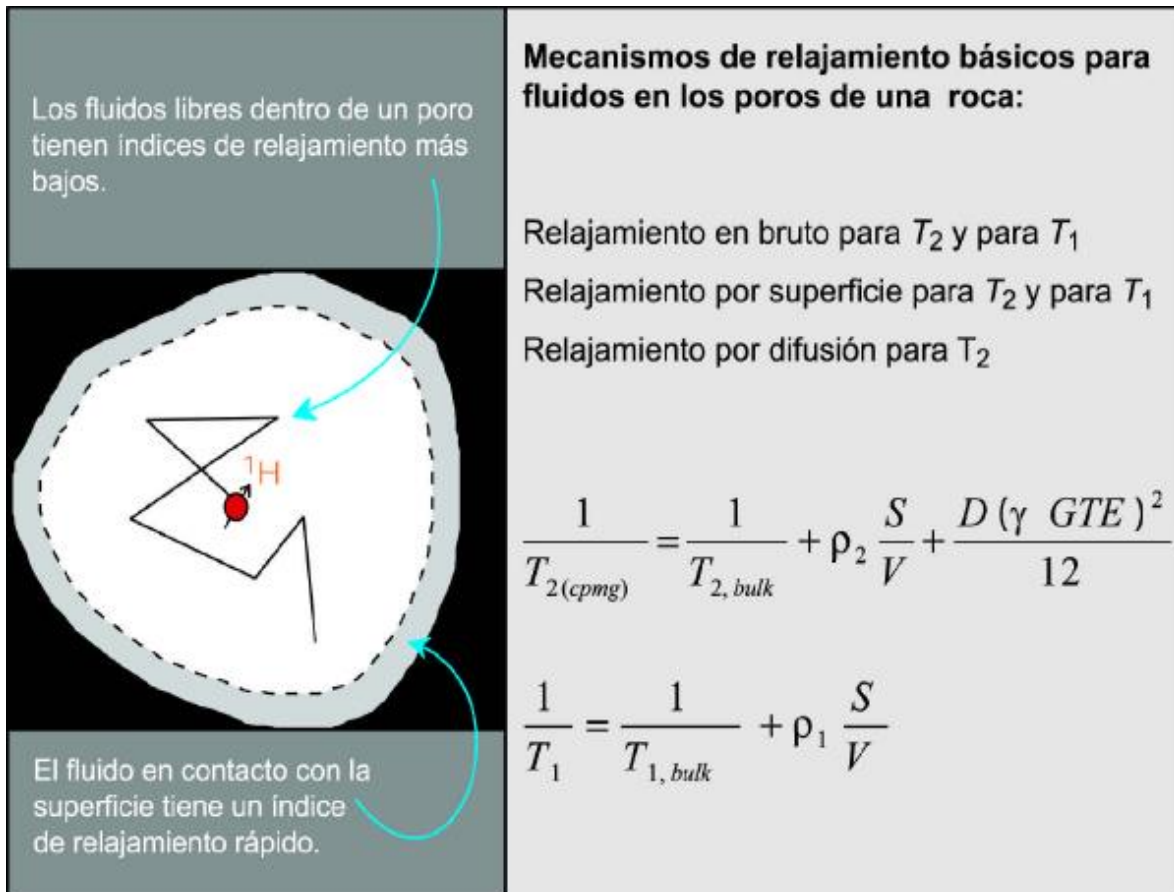
$$D_w \approx 1.2 \cdot 10^{-5} \left(\frac{T_K}{298\eta} \right)$$
 Ecuación 2.19

Como se muestra en las **Ecuaciones 2.17 a 2.19**, los coeficientes de difusión para gas, petróleo y agua aumentan con la temperatura (la viscosidad η disminuye con la temperatura). El coeficiente de difusión para el gas disminuye con un aumento de la presión

porque la densidad del gas aumenta con la presión. El coeficiente de difusión de los petróleos varía considerablemente porque diferentes petróleos muestran un amplio rango de composiciones moleculares, lo cual genera un amplio rango de viscosidades.

Tres factores controlan la magnitud del gradiente de campo magnético G en una formación cuando ésta es perfilada con el instrumento **RMN**. El primer factor es función del diseño y configuración del instrumento (es decir, tamaño y frecuencia del instrumento). El segundo factor da cuenta de las condiciones ambientales, tales como temperatura de la formación. Estos primeros dos factores son tenidos en cuenta en los gráficos de gradiente publicados para cada tipo de herramienta de **RMN**. El alto grado de caracterización que se le ha podido dar al gradiente de campo ha hecho posible la aplicación de la difusión para la identificación de hidrocarburos. El tercer factor se ocupa de los gradientes inducidos por el **B₀** aplicado. Estos gradientes aparecen cuando existe una diferencia entre la susceptibilidad magnética de los granos de las rocas y los fluidos porales. Estos gradientes son conocidos como gradientes internos y pueden causar más reducción en tiempos de relajamiento.

El movimiento molecular en fluidos humectantes está frecuentemente restringido por la interfase entre granos de rocas y fluidos y/o por la tensión interfacial entre fluidos. Debido a esta restricción, el coeficiente de difusión para un fluido en una roca difiere del coeficiente de difusión del fluido en bruto a la misma presión y temperatura. **Los efectos de la difusión se vuelven irrelevantes a espaciamientos cortos entre ecos para la mayoría de los fluidos, con la excepción de los gases, que muestran características considerables de difusión aún a espaciamientos pequeños entre ecos.** El espaciamiento entre ecos en la secuencia **CPMG** es un parámetro que puede seleccionar el ingeniero de perfilajes durante su preparación para el trabajo **RMN**. Si es necesario, los efectos de la difusión se pueden realzar o reducir al mínimo seleccionando el espaciamiento entre ecos adecuado para la aplicación deseada³.



25Figura 2.25. Mecanismos de relajamiento básicos para fluidos en los poros de una roca. El relajamiento de fluidos porales se debe a mecanismos en bruto, por superficie y por difusión. [3]

La integración de las Ecuaciones. 2.14, 2.15, y 2.16 en las Ecuaciones. 2.6 y 2.7 producen:

$$\frac{1}{T_2} = \frac{1}{T_{2Bruto}} + \rho_2 \left[\frac{S}{V} \right]_{\text{poro}} + \frac{D(\gamma * G * TE)^2}{12} \quad \text{Ecuación 2.20}$$

$$\frac{1}{T_1} = \frac{1}{T_{1Bruto}} + \rho_1 \left[\frac{S}{V} \right]_{\text{poro}} \quad \text{Ecuación 2.21}$$

La Figura 2.25 ilustra los mecanismos básicos de relajamiento.

2.3.7 Estimación de Porosidad a Partir de Mecanismos de Relajamiento de RMN.

La porosidad y la saturación de fluidos son las medidas cuantitativas básicas para describir la cantidad de fluidos en las diferentes fases presentes en un medio poroso y son esenciales para describir el almacenamiento y movimiento de fluidos en un medio poroso. Métodos convencionales proveen medidas promediadas de las propiedades de la roca, en contraste a partir de la técnica de **RMN** es posible obtener valores de regiones específicas en un medio poroso.

Existen un sin número de aplicaciones **RMN** para observar la distribución de fluidos en un medio poroso. Muchos de estos estudios proveen medidas cualitativas o semicuantitativas de la cantidad de fluido observado en una región del medio poroso.

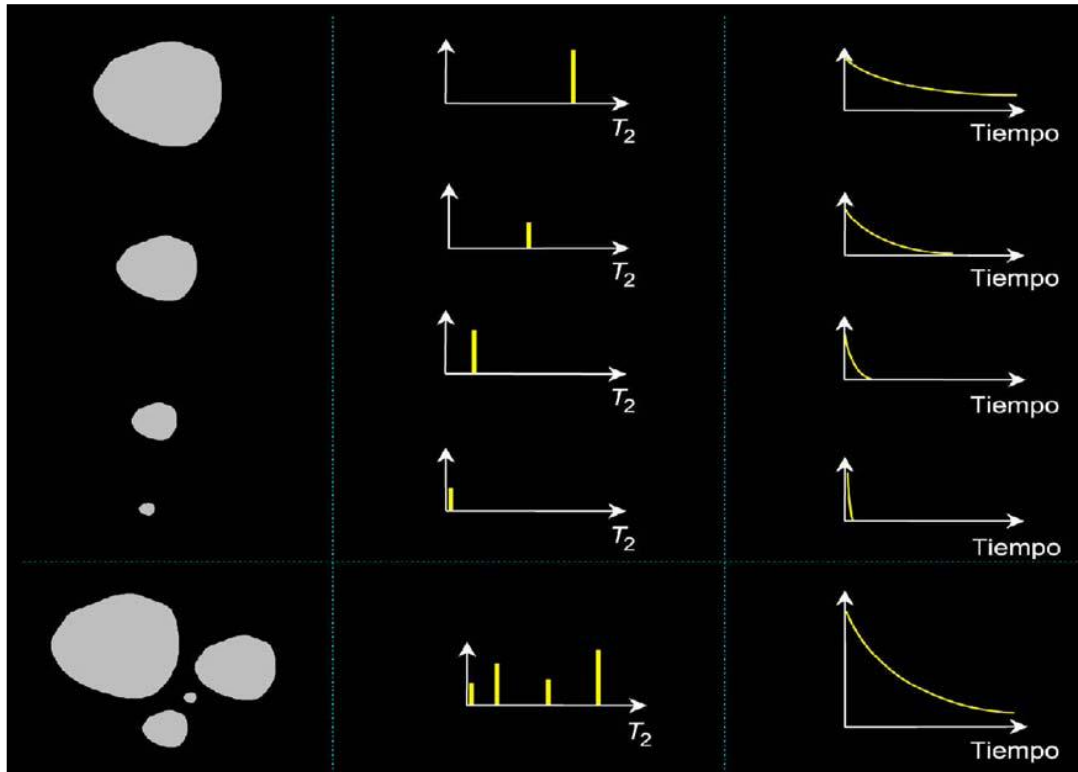
La dificultad de las medidas **RMN**, es que los tiempos de relajamiento transversal asociados con los fluidos en un medio poroso son muy cortos. Esta característica es el resultado de la cercana proximidad de las moléculas de fluidos a la superficie sólida, de la susceptibilidad magnética y efectos químicos, adquiriendo tiempos de relajamiento transversales, donde resulta que la intensidad de la magnetización observada es diferente de la intensidad de la magnetización intrínseca, la cual es proporcional al número de núcleos observados y es deseada para calcular la porosidad y la saturación de fluidos.

Estimativos exactos de la intensidad de la magnetización intrínseca y por ende de la saturación y de la porosidad, se pueden obtener si los efectos debidos a la relajación transversal son modelados teniendo en cuenta la intensidad de la magnetización observada. Existen muchas dificultades asociadas con el modelamiento de los tiempos de relajamiento transversales, dado que el decaimiento de los tiempos de relajación de los fluidos en un medio poroso, no puede ser modelado usando un modelo exponencial simple, debido a que la variación en la estructura y superficie de los poros de la roca, produce variaciones en los tiempos de relajamiento transversales. Por estas razones para obtener porosidad y saturación se usa un modelo de decaimiento multiexponencial¹².

2.3.8 Modelo de decaimiento multiexponencial.

Las rocas de un yacimiento muestran comúnmente una distribución de tamaños porales y frecuentemente contienen más de un tipo de fluido. La **Figura 2.26** ilustra el carácter de decaimiento multiexponencial de un medio poroso que contiene poros de tamaños diferentes y una sola fase humectante³. Además, se pueden observar los dos diferentes dominios de tiempo con los cuales trabaja el **RMN**; el **tiempo cronológico o real donde se inducen y miden los ecos** (Parte derecha de la figura) y el **tiempo de relajación o velocidad de decaimiento exponencial T_2** de los ecos (centro de la figura).

El relajamiento por superficie se vuelve dominante cuando se usa un corto espaciamiento entre ecos y la formación sólo está saturada con salmuera. Bajo esta condición, T_2 es directamente proporcional al tamaño peral. Cuando se supone que todos los poros tienen la forma geométrica similar, los poros más grandes (columna izquierda de la **Figura 2.26**) tienen la más baja relación de S/V y por lo tanto una tasa de decaimiento lenta, es decir el valor más largo de T_2 . Los poros de tamaño mediano tienen más alta la relación de S/V , y su tasa de decaimiento es más rápida, dando valores más cortos de T_2 . Los poros más pequeños tienen la relación más alta de S/V y las tasas de decaimiento más rápidas dando valores más cortos de T_2 ³.



26Figura 2.26. Modelo de decaimiento multiexponencial en un medio poroso. [5]

2.3.9 Respuesta de porosidad teórica RMN.

Las señales **RMN** registradas responden por todos los fluidos que contienen átomos de hidrógeno y están ubicadas dentro del volumen sensible, la amplitud de la señal (*o porosidad aparente*) medida a un tiempo de polarización **TW** dado, es la suma de la porosidad aparente del agua $\Phi_{w,ap}$, del petróleo $\Phi_{oil,ap}$, y del gas $\Phi_{gas,ap}$. La porosidad aparente para cada fluido individual es producto de la porosidad total Φ , la saturación del fluido **S**, el índice de hidrógeno **HI** del fluido (*El índice de hidrogeno es la relación entre el número de átomos de hidrógeno por unidad de volumen de un material y el número de átomos de hidrógeno por unidad de volumen del agua pura a igual temperatura y presión. El HI del gas es una función de la temperatura y de la presión*), y la fracción de los núcleos de hidrógeno del fluido que están polarizados durante el tiempo **TW** entre secuencias **CPMG**. Por lo tanto, el tren de ecos de momentos magnéticos (mediciones de magnetización transversal) registrado con secuencia **CPMG** no decae con un solo valor

de $T2$ sino con una distribución de valores de $T2$ que se puede describir con la **Ecuación 2.22**.

$$\Phi_{RMN} = M(t) = \sum M_{w,i}(0) * \left(1 - e^{-\frac{t}{T1,w,i}}\right) * e^{-\frac{t}{T2,w,i}} + \sum M_{oil,i}(0) * \left(1 - e^{-\frac{TW}{T1,oil,i}}\right) * e^{-\frac{t}{T2,oil,i}} + \sum M_{gas,i}(0) * \left(1 - e^{-\frac{TW}{T1,gas,i}}\right) * e^{-\frac{t}{T2,gas,i}}$$

Ecuación 2.22

Donde:

$M(t)$ = magnetización medida en un tiempo $t = n * TE$ (n es el numero de ecos que se multiplica por el espaciamiento entre ecos TE).

$M_{w,i}(0)$ = magnetización inicial desde el *imo* componente del relajamiento para el agua.

$$M_{w,i} = \sum HI_{w,i} * \phi_i * S_{w,i}$$

Ecuación 2.23

$M_{oil,i}(0)$ = magnetización inicial desde el *imo* componente del relajamiento para el aceite.

$$M_{oil,i} = \sum HI_{oil,i} * \phi_i * S_{oil,i}$$

Ecuación 2.24

$M_{gas,i}(0)$ = magnetización inicial desde el *imo* componente del relajamiento para el gas.

$$M_{oil,i} = \sum HI_{gas,i} * \phi_i * S_{gas,i}$$

Ecuación 2.25

$T2i$ = constante de decaimiento del *imo* componente del relajamiento transversal para agua, aceite o gas respectivamente, donde el decaimiento total observado para cada fluido proviene de tres fenómenos físicos simultáneos que son la Relajación por efecto de superficie (contacto del fluido con la superficie del grano de la roca), la Relajación por efecto del Fluido en Bruto (cuando el fluido no está en contacto con la roca o cuando las dimensiones porales son muy grandes aunque el fluido sea *mojante*) y la Relajación por efecto de Difusión (movilidad molecular)³.

La suma es sobre la muestra completa; es decir, todos los poros y todos los diferentes tipos de fluidos.

Para un solo poro mojado por agua, la magnetización decae exponencialmente, y la amplitud de la señal está dado por:

$$M(t) = M_w(0) * \left(1 - e^{-\frac{TW}{T1,w}}\right) * e^{-\rho_2 \left(\frac{s}{v}\right) t} + M_{oil,i}(0) * \left(1 - e^{-\frac{TW}{T1,oil,i}}\right) * e^{-\frac{t}{T2,oil,i}} +$$

$$M_{gas,i}(0) * \left(1 - e^{-\frac{TW}{T1,gas,i}}\right) * e^{-\frac{t}{T2,gas,i}} \quad \text{Ecuación 2.26}$$

$M_w(0)$, $M_{oil}(0)$, $M_{gas}(0)$ es proporcional al volumen de cada fluido en el poro. Cuando se toma en consideración la distribución completa de los poros saturados 100%, mojados por agua, esos poros presentan unos valores de distribución de $T2$, los cuales contribuyen parcialmente a la porosidad total. La amplitud de la señal asociada es la suma de las amplitudes de las señales provenientes del fluido en los poros individuales, dando un decaimiento compuesto, donde la amplitud de la señal está dada por:

$$\Phi_{RMN} = M(t) = \sum M_{w,i}(0) * \left(1 - e^{-\frac{TW}{T1,w,i}}\right) * e^{-\rho_2 \left(\frac{s}{v}\right) t} + M_{oil,i}(0) * \left(1 - e^{-\frac{TW}{T1,oil,i}}\right) * e^{-\frac{t}{T2,oil,i}} +$$

$$M_{gas,i}(0) * \left(1 - e^{-\frac{TW}{T1,gas,i}}\right) * e^{-\frac{t}{T2,gas,i}} \quad \text{Ecuación 2.27}$$

Si se conoce $M_{100\%}(0)$ (la magnetización medida para 100% en bruto con el mismo volumen sensible), entonces $M(0)$ y $M_{100\%}$ se pueden calibrar con la porosidad:

$$\varphi = \frac{M(0)}{M_{100\%}} = \frac{\sum (M_{w,i} + M_{oil,i} + M_{gas,i})}{M_{100\%}} = \sum \left(\frac{(M_{w,i} + M_{oil,i} + M_{gas,i})}{M_{100\%}} \right) = \sum \varphi_i$$

Ecuacion 2.28

Donde:

$$M(0) = \sum M_{w,i} + \sum M_{oil,i} + \sum M_{gas,i}$$

Φ = porosidad calibrada de la formación.

Φ_i = porosidad calibrada asociada con todos los poros del imo tamaño poral.

(También conocida como porosidad incremental)

Por lo tanto, la distribución de **T2** (en la forma de las amplitudes $M(0)$, para agua, aceite y gas asociadas con las constantes de tiempo **T2i** para agua, aceite y gas) se calibra con la distribución de porosidades (los poros individuales Φ_i con las constantes de tiempo asociadas **T2i** para agua, aceite y gas)3.

Si los poros están parcialmente saturados, es decir, si los poros contienen petróleo y/o gas además de agua, el petróleo y el gas contribuyen a la magnetización medida como se encuentra en la **ecuación 2.22**, ahora si suponemos que la roca está humectada con agua y que los decaimientos de ecos de momentos magnéticos tanto del petróleo como del gas se pueden caracterizar usando una sola expresión exponencial que representa las propiedades de relajamiento en bruto y de difusión de los fluidos no humectantes. Como se muestra en la **ecuación 2.29** que por simplicidad utilizan los modelos de interpretación computarizada disponibles para el análisis automático de datos **RMN**, la cual se utilizara en el resto del texto3.

$$M(t) = \sum M_{w,i} * e^{-\rho \left(\frac{S}{V} \right)} + \sum M_{oil,i} * e^{-\frac{1}{T_{2oil}}} + \sum M_{gas,i} * e^{-\frac{1}{T_{2gas}}}$$

Ecuación 2.2

Donde:

M_{oil} = magnetización producida por protones del petróleo en los poros.

M_{gas} = magnetización producida por protones del gas en los poros.

$T2_{oil}$ = $T2$ del petróleo medido con una secuencia CPMG.

$T2_{gas}$ = $T2$ del gas medido con una secuencia CPMG.

Las múltiples clases de hidrocarburos poseen complejos espectros de decaimiento que se deben representar mediante sumatorias multiexponenciales. Además, si parte del poro está ocupado por petróleo o gas, entonces el volumen de agua en el poro se reduce. Como el volumen de agua disminuye mientras la superficie específica del poro permanece igual, la relación V/S se reduce. Como el correspondiente $T2$ del agua en el poro es proporcional a V/S , se concluye que $T2$ también se reduce. Por lo tanto, cuando hay presente un fluido no humectante, el espectro de $T2$ no representa una distribución de tamaño poral porque contiene una respuesta en bruto del fluido no humectante. Los poros que contienen el fluido no humectante o aparecen en el espectro a un tiempo de decaimiento que es más rápido que el normalmente asociado con los poros, o no aparecen para nada si la capa superficial es demasiado delgada. La porosidad en esos poros está considerada en la respuesta del fluido en bruto no humectante; por lo tanto, aunque la distribución está distorsionada, no se afecta la porosidad³.

Como en la práctica es difícil considerar a cada poro individualmente, todos los poros con relaciones de superficie a volumen similares y fluidos no humectantes que tengan valores de $T2$ similares se agrupan juntos. Con este agrupamiento, las sumatorias en las ecuaciones de magnetización tienen un número manejable de factores los cuales se usa en la transformación de ecos a la distribución de $T2$.

2.3.10 Transformación de ecos a la distribución de $T2$.

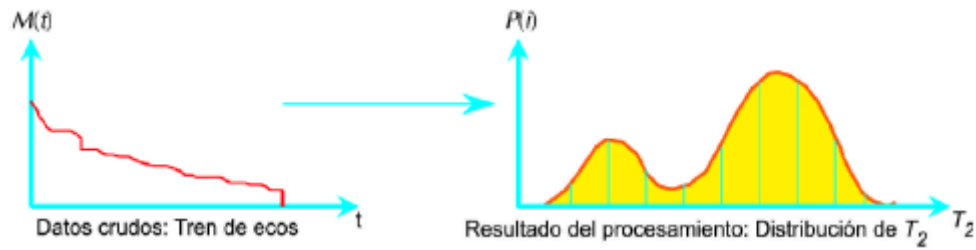
Uno de los pasos más importantes en el procesamiento de datos **RMN** es el de determinar la distribución de $T2$ que produce la magnetización observada, es decir transforma los dominios de tiempos reales “las amplitudes de los ecos” en un espectro de porosidades parciales en función del tiempo de relajamiento $T2$ la cual representa la curva

de distribución de $T2$. Este pasó, es llamado **transformación de ecos** que es un proceso de inversión matemática La **Figura 32**. Ilustra las entradas (tren de ecos) y salidas (distribución de $T2$) del proceso de correlación. **La Ecuación 2.30** muestra el sistema de ecuaciones que representan los ecos individuales. Normalmente, la distribución de $T2$ de las rocas es una función continua. Sin embargo, para simplificar el ajuste del tren de ecos, el proceso de correlación utiliza un modelo multiexponencial que supone que la distribución de $T2$ consiste en m tiempos de relajamiento discretos que tiene m , $T2i$ con sus correspondientes componentes de porosidad Φ_i . Los valores de $T2i$ son seleccionados previamente (por ejemplo, 0.5, 1, 2, 4, 8, 16, 32, 64, 128, 256, 512, 1024 ms ...), y el proceso de correlación se concentra en determinar los componentes de porosidad de cada distribución3.

$$\begin{aligned}
 ecc(1) &= \phi_1 * e^{-\left[\frac{t(1)}{T_{2,1}}\right]} + \phi_2 * e^{-\left[\frac{t(1)}{T_{2,2}}\right]} + \phi_3 * e^{-\left[\frac{t(1)}{T_{2,3}}\right]} + \dots + \phi_m * e^{-\left[\frac{t(1)}{T_{2,m}}\right]} + ruido \\
 ecc(2) &= \phi_1 * e^{-\left[\frac{t(2)}{T_{2,1}}\right]} + \phi_2 * e^{-\left[\frac{t(2)}{T_{2,2}}\right]} + \phi_3 * e^{-\left[\frac{t(2)}{T_{2,3}}\right]} + \dots + \phi_m * e^{-\left[\frac{t(2)}{T_{2,m}}\right]} + ruido \\
 &\dots \\
 &\dots \\
 &\dots \\
 ecc(n) &= \phi_1 * e^{-\left[\frac{t(n)}{T_{2,1}}\right]} + \phi_2 * e^{-\left[\frac{t(n)}{T_{2,2}}\right]} + \phi_3 * e^{-\left[\frac{t(n)}{T_{2,3}}\right]} + \dots + \phi_m * e^{-\left[\frac{t(n)}{T_{2,m}}\right]} + ruido
 \end{aligned}$$

Ecuación 2.30

Donde $t(i) = i * TE$, e $i = 1, \dots, n$, es el tiempo al que se obtuvo el *imo* eco.



27Figura 2.27. Transformación del tren de ecos de momentos rotacionales a la curva de distribución T_2 .^[3]

La **Ecuación 2.28** es un sistema de n (*numero de ecos*) ecuaciones lineales con m incógnitas, Φ_1, Φ_2, Φ_m , en el que n es mucho más grande que m . Típicamente m , el número de valores de T_2 o celdas, puede estar entre 2 en algunos datos de perfilajes, y 50 en datos de laboratorio de alta calidad. El número de ecos n está entre 10 en mediciones de polarización parcial para agua irreducible de la arcilla, a varios miles en algunos datos de laboratorio. Hay numerosos métodos para invertir tal ecuación establecida para el "mejor" conjunto de Φ_i . La solución de la Ecuación 3.23 es complicada por el hecho de que Φ_i debe estar restringido a ser mayor o igual a cero y por el hecho de que la correlación de una suma de exponentes múltiples es inestable. Como consecuencia, el conjunto de Φ_i no es único (es decir, distribuciones con formas diferentes pueden aparecer como buenos ajustes a la curva de decaimiento); entonces, se debe tener cuidado en la interpretación de los pequeños detalles de la distribución³.

2.3.11 Distribución de Tamaño Poral.

Cuando una roca humectada con agua está totalmente saturada con agua, el valor de T_2 de un solo poro es proporcional a la relación entre superficie y volumen del poro, lo cual es una medida del tamaño del poro. Entonces, la distribución de T_2 observada de todos los poros en la roca representa la distribución de tamaños porales de la roca. Es decir, la porosidad total está representada por la suma de las porosidades parciales asociadas a cada tamaño de poro. Esto no es otra cosa que el área bajo la curva (o la integral del espectro T_2). También se ve clara una separación de las "distintas aguas" presentes en la roca: **a)** las **aguas móviles** vienen asociadas con los poros grandes (T_2 largos), **b)** a medida que los

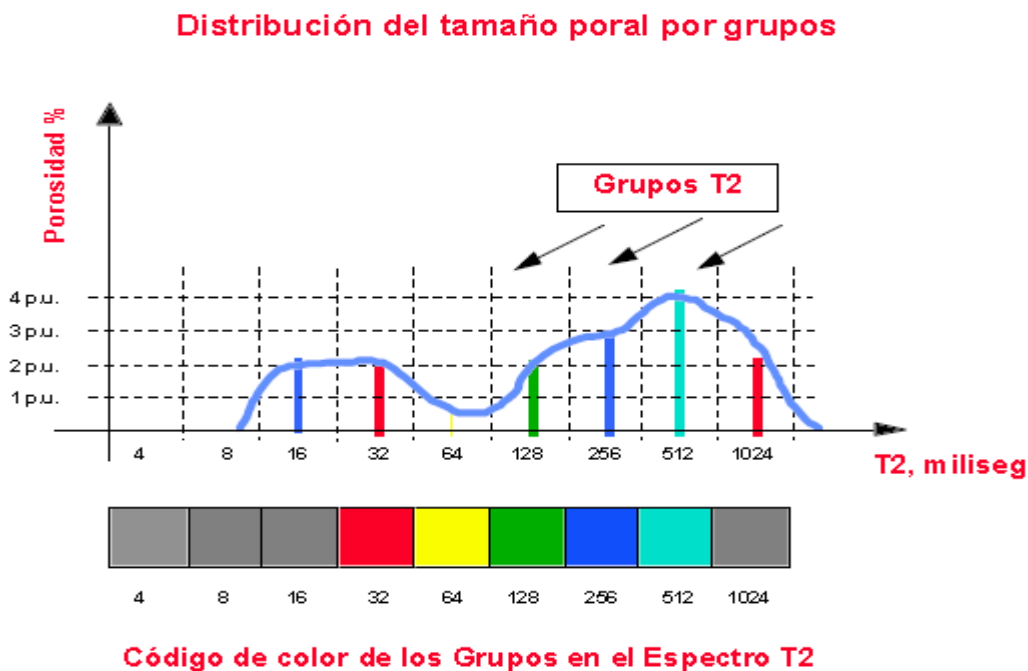
poros se hacen más pequeños entran en acción las fuerzas capilares y el agua queda retenida, denominándose **agua irreducible**, y c) cuando nos acercamos a la escala microporosa se desarrollan las fuerzas electro-químicas y el agua se asocia a las arcillas por intercambio catiónico, denominándose **agua-en-arcilla**. También se observa que resulta simple separar estas aguas aplicando simples umbrales en el espectro **T2**. Por ejemplo, los estudios de Laboratorio revelan que por debajo de $T2 = 4.0$ msec se encuentran las porosidades asociadas con arcillas y limos. Por encima de 33 msec (para areniscas) se encuentran las porosidades ocupadas por aguas movibles y entre estos dos límites se encuentra las porosidades que retienen las aguas capilares. En resumen, la representación de la medida de resonancia magnética como una distribución en el dominio del tiempo **T2**, no solamente nos permite la representación de la porosidad, sino que también nos deja calcular la porción de la misma (saturación) asociada con cada tipo de agua.

Para obtener una representación más visual desde el punto de vista del tamaño de los poros, el espectro total se divide arbitrariamente en 9-10 ventanas de tiempo **T2**, llamadas “Grupos” con centros en 4-8-16-32-64-128-257-512-1024-2048 mili-segundos. Esto se muestra en la **figura 2.28 “Distribución del tamaño poral por grupos”**. Cada ventana o grupo tiene asignado un código de color, según se ilustra en la parte inferior de la **figura 2.28**. Esto quiere decir que estamos codificando con color la presencia de porosidad por tamaño de poro. Para cubrir un rango amplio de tamaños porosos, el tiempo de los grupos crece en forma logarítmica. En la **figura 2.29** se ilustra esta codificación en forma de perfil contra profundidad. Cada banda de color declara la existencia de porosidad en ese rango de tamaños porosos y su espesor es proporcional a la fracción actualmente contribuida por esos tamaños porosos a la porosidad total. En el perfil simulado (bandas del lado izquierdo **figura 2.29**) se observa cómo las bandas de color blanco, azul claro y azul oscuro ocupan la mayor parte de la porosidad mientras que las bandas de tamaños porosos menores están muy delgadas.

Esto caracteriza una roca de muy buena calidad (poros grandes y muy seguramente buena permeabilidad). Para completar el ejemplo, en la **figura 2.29**. Las bandas de la derecha invierten el espectro para mostrar un caso donde predominan los poros pequeños. Aquí predominan las bandas con colores rojo, amarillo y verde que representan una roca más pobre en calidad. Aunque la porosidad es la misma, la roca de la izquierda fluiría con

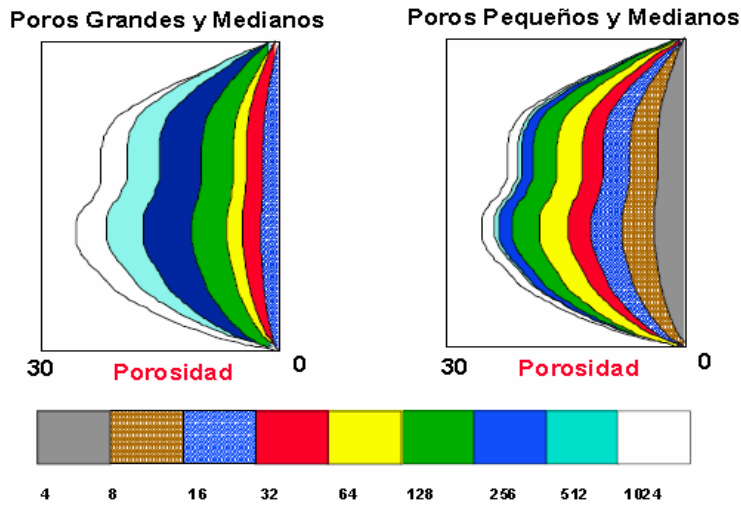
mayor facilidad en tanto que la roca de la derecha probablemente necesitaría ayuda de Estimulación por ácido o fracturamiento para producir los fluidos.

La **figura 2.30 “Curva de distribución de T2 de una roca con fluidos”** ilustra la forma general de una roca con agua e hidrocarburos. La forma se extiende de 0 a 3000 mseg cubriendo desde los microporos hasta los macroporos (cavidades), pasando por las porosidades inter-granulares encontradas comúnmente en los campos petrolíferos. En general, el agua aparece a lo largo de todo el espectro desde cero hasta por encima de 750 mseg. Los hidrocarburos también pueden tener componentes en todo el espectro en forma inversamente proporcional a su viscosidad. Usualmente presentan un pico dominante y una cola que se extiende hacia los T2 cortos asociado con componentes pesados C_nH_{2n} en su estructura química⁵.

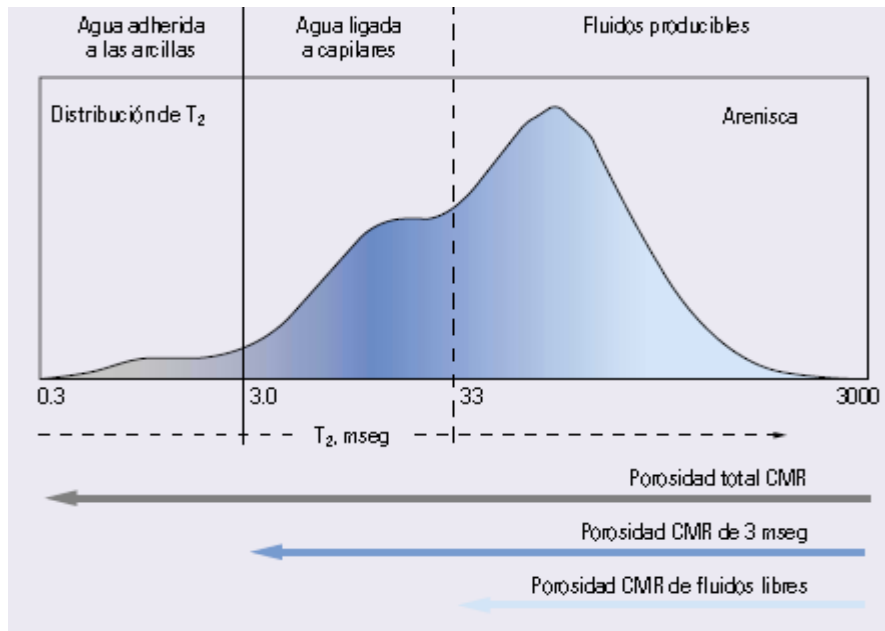


28Figura 2.28. Distribución del tamaño poral por grupos en códigos de color. ^[5]

Distribución Del Espacio Poral En Grupos



29 Figura 2.29. Distribución del tamaño poral por grupos en códigos de color en forma de perfil contra profundidad. [5]



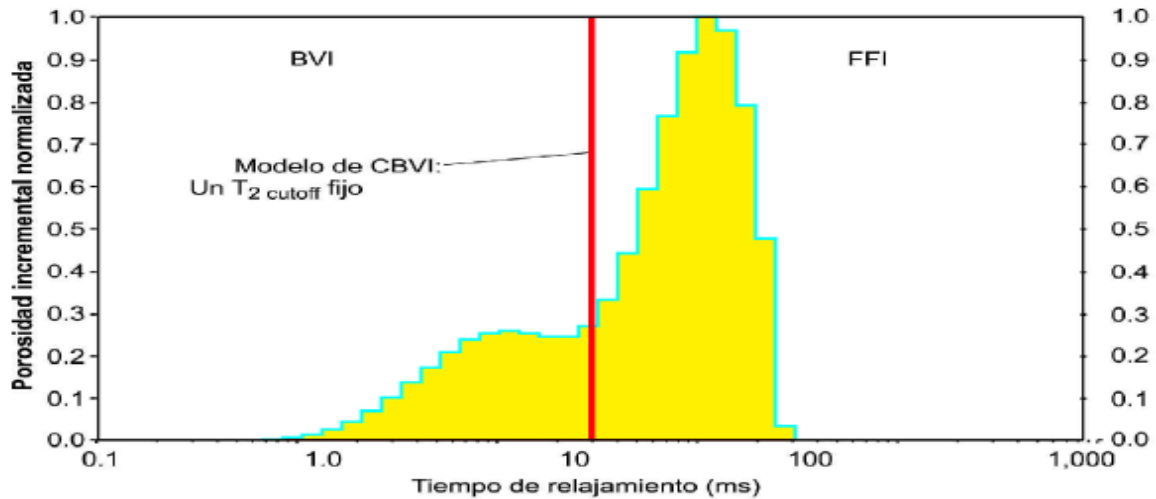
30 Figura 2.30. Curva de distribución de T2 de una roca con fluidos. [8]

2.3.12 Estimación del Volumen Bruto de Agua Irreducible con RMN.

La estimación del volumen bruto de agua irreducible (*BVI* o *BFV*) en una formación, es una de las primeras y más utilizadas aplicaciones del perfilaje de **RMN**. Actualmente hay dos métodos disponibles para la determinación del *BVI*. El primer método, *BVI* de umbral (*CBVI*), se basa en un valor fijo de *T2* (*T2cutoff*) que divide la distribución de *T2* en dos componentes, uno consiste en tamaños porales que contienen agua asociada y otro consiste en tamaños porales que contienen fluidos libres. El segundo método para la determinación del *BVI*, llamado *BVI* espectral (*SBVI*), se basa en el reconocimiento de que un poro dado puede contener tanto fluidos libres como asociados³.

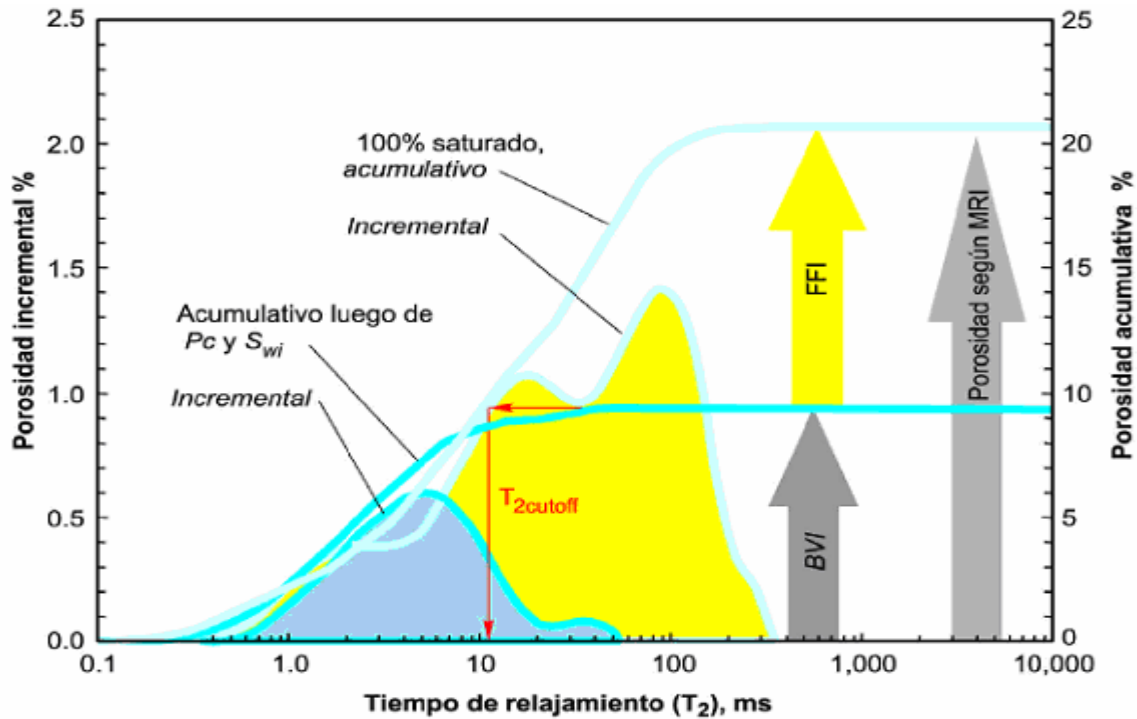
2.3.12.1 Método del umbral CBVI.

La **Figura 2.31** muestra el concepto del método **CBVI** para calcular el volumen de agua irreducible. La estimación del *BVI* con **RMN** se basa en suponer que los fluidos irreducibles residen en poros pequeños y que fluidos producibles residen en poros grandes. Esta suposición se basa en el hecho de que el tamaño de la garganta poral y el tamaño del cuerpo del poro están a menudo relacionados. Como los valores de *T2* se pueden relacionar con el tamaño del cuerpo del poro, se puede elegir un valor de *T2* por debajo del cual se espera que los fluidos correspondientes residan en poros pequeños y sean por lo tanto inmóviles, y por encima del cual se espera que los fluidos correspondientes residan en poros grandes y por lo tanto se puedan mover libremente. Este valor de *T2* se llama el umbral de *T2* (*T2cutoff*). Mediante su partición de la distribución de *T2*, el *T2cutoff* divide la porosidad efectiva en dos partes, *BVI* y volumen de fluidos móviles (*FFI*), como se muestra en la **Figura 2.31**. La porción del *BVI* se denomina el *BVI* de umbral (*CBVI*).



31 Figura 2.31. Modelo de CBVI para interpretación de perfiles RMN. [3]

En vez de suponer un umbral de tiempo de relajamiento, el **T2cutoff** se puede determinar en el laboratorio con mediciones **RMN** en muestras de núcleos. Las muestras de núcleos se analizan para determinación de características **RMN** en dos condiciones de saturación, $S_w = 100\%$ y (luego de establecer el valor apropiado de saturación con una curva de presión capilar, o directamente disminuyendo la saturación de la muestra hasta la presión capilar apropiada) $S_w = \text{irreducible}$. Para lograr esta última condición se usa una técnica de centrifugado a la presión capilar especificada. Las distribuciones de **T2** se comparan como se ilustra en la **Figura 2.32**. Las dos distribuciones de **T2** se representan de dos maneras: porosidad incremental y porosidad acumulativa. (La porosidad acumulativa en un **T2** particular, por ejemplo $T_{2,U}$, es la integral de la porosidad incremental para todos los valores de **T2** menores o iguales a $T_{2,U}$.) Las curvas acumulativas se usan para determinar **T2cutoff**. Para determinar **T2cutoff** en una curva de **T2** vs. Porosidad acumulativa, entrar a la curva desde el eje de la porosidad acumulativa a la porosidad a la cual la muestra está en condición irreducible. Proyectar horizontalmente hacia la curva de porosidad acumulativa para $S_w = 100\%$. Una vez intersectada esta curva, proyectar hacia abajo hasta el eje de **T2**. El valor de **T2** de la intersección de esta proyección con el eje de **T2** es el **T2cutoff** 3.



32Figura 2.32. Método gráfico para determinar $T_{2cutoff}$ en el modelo CBVI.^[3]

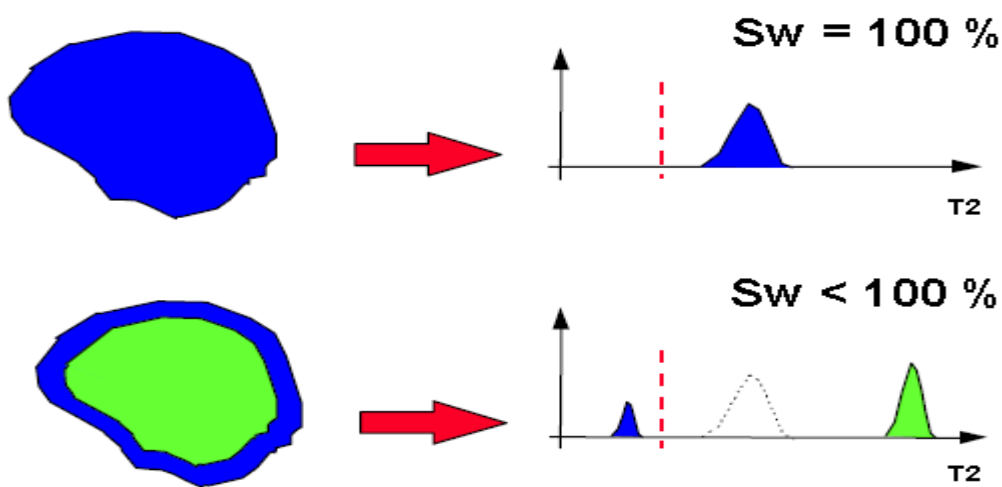
A falta de datos de laboratorio, se usan valores por defecto para $T_{2cutoff}$ basados en litología. Se usa un $T_{2cutoff}$ de 33 ms para areniscas y 92 ms para carbonatos (para carbonatos se usa otro método el cual se explica posteriormente). Sin embargo, los valores de $T_{2cutoff}$ están afectados no sólo por la litología sino también por otros varios factores, tales como la química de la pared del poro, componentes menores paramagnéticos o ferromagnéticos, textura, relaciones entre garganta poral y cuerpo del poro, y otros factores no del todo comprendidos. Estos factores pueden hacer que $T_{2cutoff}$ varíe entre varias muestras dentro de una sola litología.

Teniendo en cuenta que T_2 es directamente proporcional al tamaño poral, un T_2 de umbral representa un umbral de tamaño poral o un umbral de presión capilar. Entonces, los valores de $T_{2cutoff}$ son función de la presión capilar de acuerdo con la relaxividad por superficie. Las pruebas de laboratorio de muestras de núcleos para determinar $T_{2cutoff}$ por el método ilustrado en la **Figura 2.32**, depende de la presión capilar elegida para crear la condición irreductible.

2.3.12.2 Método espectral SBVI.

La aplicación de un umbral fijo a los espectros de 100% de saturación con agua dará a veces un valor de **BVI** considerablemente incorrecto. Este error ocurre porque los poros no son formas geométricas simples tales como cilindros o esferas. Las paredes de los poros pueden ser ásperas y el poro puede contener muchas pequeñas irregularidades. La medida **RMN** percibe como un solo poro todo el espacio poral a través del cual las moléculas de agua del fluido poral se difunden antes de relajarse interactuando con las paredes del poro. Entonces, la microporosidad contenida en la superficie áspera y en las irregularidades quedará a menudo incluida en las mediciones **RMN** como parte del volumen total del poro grande. Sin embargo, cuando el agua de formación es desplazada por hidrocarburos o cuando un fluido fluye a través de la roca, el agua que hay en esos microporos usualmente permanece en su lugar, y entonces debería estar incluida en el **BVI**. Además, durante la reducción en la saturación de una roca humectada con agua, siempre permanece una capa muy delgada de agua cubriendo el poro. Esta agua también debe estar incluida en el **BVI**. En el modelo de umbral fijo, estos efectos se tienen parcialmente en cuenta usando un umbral ligeramente mayor en efecto, pero a menudo se pueden obtener mejores resultados utilizando el umbral espectral gradual en lugar de un umbral de corte fijo³.

Modelo de un Poro mojado por Agua



33Figura 2.33. Modelo de un poro mojado por agua. ^[3]

El modelo del umbral normal parece fallar más dramáticamente cuando la respuesta **RMN** a 100% de saturación de agua de formación tiene un espectro muy estrecho que se puede correlacionar bastante bien con un decaimiento de exponente único, como se observa en la **figura 2.33**. Existen aquí dos mecanismos de relajación: a) el efecto de superficie para el agua en íntimo contacto con la pared del poro y b) el efecto de fluido en bruto para el agua libre en el centro del poro. Además, existe también difusión entre las dos aguas y esto hace que se observe un solo pico predominante encima del Umbral **T2** de agua irreductible. Así pues, por debajo del Umbral leeríamos cero irreductible. En la parte inferior de la misma figura se modela un poro único conteniendo agua irreductible y aceite libre (no hay agua libre). Cuando el agua libre se reemplaza por aceite en el poro, no hay difusión entre aceite y agua capilar y, como el aceite no toca la superficie, el efecto predominante en su relajación es la relajación en bruto. Para el agua que permanece en contacto con la pared del poro, predomina el efecto de relajación superficial. Además, para el agua disminuye el volumen, aumentando la relación **S/V**, reduciendo aún más los tiempos **T2** observados. Como se ilustra en la parte inferior de la **figura 2.33**, esto permite una separación inequívoca de las señales del aceite y del agua, donde aparecen pequeños poros en el espectro **RMN** resultante que no aparecen en el espectro 100% saturado con agua. Este efecto es menos obvio cuando el espectro original 100% saturado con agua es amplio y entonces contiene poros del mismo rango de tamaños que los pequeños poros que se vuelven visibles durante la disminución de la saturación³.

Esta falla se ha observado en areniscas de grano grueso de alta permeabilidad, y también en carbonatos con poros relativamente pequeños, cuyas paredes porales son uniformemente ásperas.

Para enfrentar los problemas que se encuentran con un **BVI** de umbral fijo, se desarrolló el método del **BVI** espectral (**SBVI**). Este método tiene su aplicación principal en la cuantificación del agua movable, pero también se ha utilizado para determinar permeabilidad. En este método, se supone que cada tamaño poral observado en el espectro 100% saturado con salmuera contiene algo de agua irreductible y no es solamente en los más pequeños, como se asume en el método del Umbral **T2**.

Para implementar el método, el espectro completo se subdivide en Grupos **T2** predeterminados de la misma manera que se hizo para caracterizar la porosidad por

tamaños porales en bandas de color. Cada grupo representa un subconjunto de tamaños porales y lo caracterizamos por un valor geométrico medio de **T2 para cada grupo** (precisamente llamado **T2GM_grupo**) que es el tiempo que divide el área bajo la curva de distribución de **T2** de cada grupo representativo en dos áreas iguales (análogo a buscar el centroide de masa). Si tenemos *i* grupos predefinidos, podemos decir entonces que cada uno está representado por **T2GM_i**. Por otra parte, igualando las dos formas fundamentales para calcular permeabilidad **figura 8**, obtenemos:

$$k = a \varphi^4 T_{2GM}^2$$

$$k = b \varphi^4 \left(\frac{FFI}{BVI} \right)^2$$

$$a \varphi^4 T_{2GM}^2 = b \varphi^4 \left(\frac{FFI}{BVI} \right)^2 \quad \text{Ecuación 2.30}$$

. Ahora si definimos los volúmenes de agua irreducible (BVI) y de fluido libre (FFI) como:

$$FFI = \varphi (1 - S_{wi})$$

$$BVI = \varphi S_{wi} \quad \text{Ecuación 2.31}$$

Despejando T2GM y reemplazando 3.27 en 3.26 tenemos:

$$T_{2GM} = \frac{b}{a} * \frac{1 - S_{wi}}{S_{wi}} = \frac{b}{a} * \left(\frac{1}{S_{wi}} - 1 \right) \quad \text{Ecuación 2.32}$$

Y despejando Saturación de agua irreducible tenemos:

$$S_{wi} = \frac{1}{(\alpha * T_{2GM} + 1)} \quad \text{Ecuación 2.33}$$

Asignando a cada grupo de tamaños porales representados por un valor de T_{2GMi} un valor de $(S_{wi})_i$ se determina la correlación de acuerdo a la fórmula genérica como:

$$(S_{wi})_i = \frac{1}{(\alpha * T_{2GMi} + 1)} \quad \text{Ecuación 2.34}$$

Los subíndices i indican que cada grupo poral, representado por su tiempo geométrico medio T_{2GMi} , contribuye con una fracción $(S_{wi})_i$ al valor total de saturación irreductible. Si multiplicamos cada fracción $(S_{wi})_i$ por la porosidad parcial de cada grupo Φ_i , tendremos el volumen parcial de agua irreductible $(BVI)_i = \Phi_i * (S_{wi})_i$ de cada grupo. Así pues, el volumen total de agua irreductible vendrá dado por la suma de todos los volúmenes irreductibles parciales aplicada sobre toda la distribución de la curva de T_2 . Esta suma se denomina **Volumen de Agua Irreductible Espectral**, expresado como:

$$SBVI = \sum_{i=1}^{i=n} (BVI)_i = \sum_{i=1}^{i=n} \phi_i * (S_{wi})_i$$

Ecuación 2.35

Este resultado corrobora la hipótesis de que todos los poros contribuyen a la saturación de agua irreducible, pero, siendo una función decreciente del tamaño poral, los poros más pequeños contribuyen mayormente. La constante α es característica de cada roca y para mayor precisión debe calibrarse en el laboratorio RMN. Existen ya valores genéricos como $\alpha = 0.04$ para areniscas y $\alpha = 0.01$ para carbonatos.

En el Laboratorio se mide la saturación de agua irreducible por métodos convencionales de petrofísica y también el tiempo $T2GMi$ correspondiente a una serie de muestras de un reservorio. Si las muestras son tomadas dentro del mismo ambiente depositacional usualmente exhiben suficiente variación de $T2$ para poder determinar con precisión el coeficiente de correlación α entre agua irreducible y $T2$ medido de cada roca³.

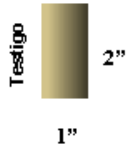
2.3.13 Estimación de Permeabilidad con RMN.

La estimación de permeabilidad con RMN se basa en una combinación de modelos y relaciones experimentales y teóricas. Tradicionalmente, los perfiles eléctricos se han usado para estimar Permeabilidad en cuanto ésta se relaciona con la porosidad y, en algunos casos, en su relación con el factor de formación. Intuitivamente, la correlación entre Permeabilidad y Porosidad es clara. Sin embargo, el eslabón faltante para una mejor estimación de la Permeabilidad, hasta la llegada de la resonancia magnética moderna, era aquel factor que asociara la Permeabilidad con la conexión entre los poros.

Esto es fundamental pues puede existir porosidad sin permeabilidad cuando los poros no están conectados. Ejemplos notables son la porosidad secundaria en forma de microporosidad y las cavidades. El caso contrario de permeabilidad sin porosidad queda ejemplificado con la existencia de fisuras naturales o inducidas en rocas con muy baja porosidad intergranular. La experiencia de Laboratorio con inyección de mercurio demuestra que la permeabilidad tiene dimensiones de longitud al cuadrado. Es decir, micrones al cuadrado equivalen a milidarcies. La medida $T2$, siendo sensible al radio poral trae por lo tanto la sensibilidad a la permeabilidad en forma natural. La figura 2.34 ilustra esta relación⁵.

La relación de T2 con el radio poral

$$T_2 \cong \frac{1}{\rho} \cdot \left[\frac{V}{S} \right] \cong \frac{r_{poro}}{\rho}$$



Dimensión T2 \iff Dimensión poral

La Permeabilidad y el T2

$$\rho T \approx r_{poro}$$

$$(\rho T_2)^2 \approx (r_{poro})^2 \approx (longitud)^2$$

$$\Rightarrow k \approx (\rho T_2)^2$$

Dimensión T2 al cuadrado \iff Dimensión de Permeabilidad

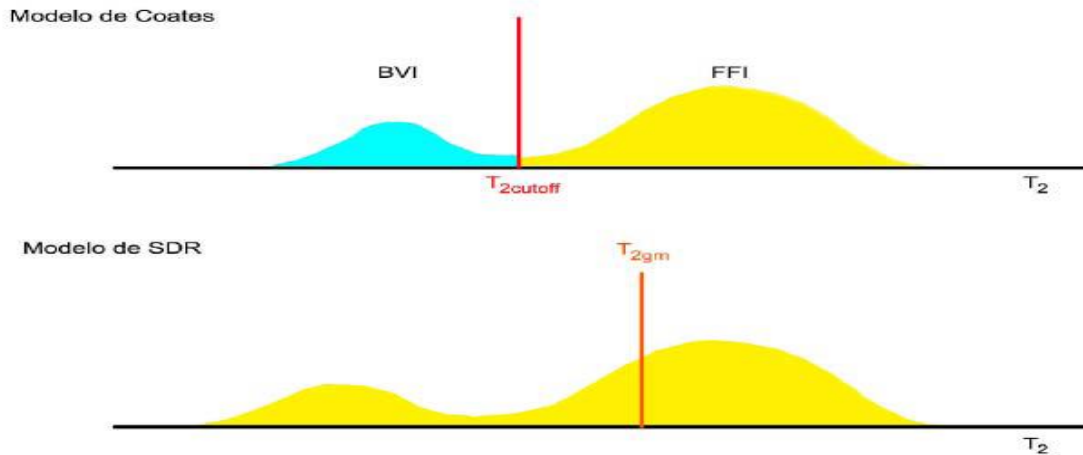
34Figura 2.34. La relación de T2 con el radio poral (izquierda) y La Permeabilidad y el T2 (derecha).
[5]

La figura 2.34 “La relación de T2 con el radio poral” parte izquierda de la figura, enseña la relación que el Laboratorio respalda para una roca saturada con agua. El tiempo T_2 es directamente proporcional al radio del poro. Esto significa que la dimensión T_2 en milisegundos es una dimensión de longitud. Por lo tanto, como se muestra a la derecha en la figura “La Permeabilidad y el T2”, el término $(\rho T_2)^2$ tiene dimensiones de longitud al cuadrado. Ahora bien, como la permeabilidad tiene también dimensiones de longitud al cuadrado, midiendo T_2 hemos hallado una conexión con la permeabilidad que es dimensionalmente correcta y lo único que resta para completar la medida es juntar el factor de porosidad con el factor de radio poral y aplicar un factor de escala.

Las dos expresiones más comúnmente usadas para permeabilidad varían con la cuarta potencia de porosidad Φ^4 . Esta potencia de Φ es algo arbitraria, pero está vagamente derivada de la Ley de Archie, la relación entre permeabilidad y resistividad, y con un factor

adicional para tener en cuenta que **RMN** mide el tamaño del cuerpo del poro, no el tamaño de la garganta poral. En una expresión, el modelo del Fluido Libre (o de Coates), el parámetro de tamaño ingresa implícitamente a través de $T_2cutoff$, que determina la relación entre FFI y BVI , siendo FFI el volumen de fluido libre y $FFI = \Phi - BVI$ de la ecuación 2.31. En la otra expresión, el modelo del **T2 Medio** (o de **SDR**), el parámetro de tamaño ingresa a través de la media geométrica de los espectros de relajamiento, T_2gm . El uso de estos parámetros particulares de tamaños en las expresiones respectivas se basa en consideraciones empíricas. Se usaron también otras medidas del tamaño. La **Figura 40**

ilustra ambos modelos. Ambos modelos concuerdan muy bien con permeabilidades a partir de datos de laboratorio en muestras 100% saturadas con salmuera. El modelo del **T2 Medio**, sin embargo, falla cuando el poro contiene hidrocarburos porque entonces **T2gm** no está exclusivamente controlado por el tamaño poral³.



35Figura 2.35. El modelo de permeabilidad de Coates y El modelo de permeabilidad SDR. ^[3]

2.3.13.1 Modelo de permeabilidad del fluido libre o de Coates.

En el modelo de Fluido Libre (o de Coates) en su forma más simple, la permeabilidad k está dada por:

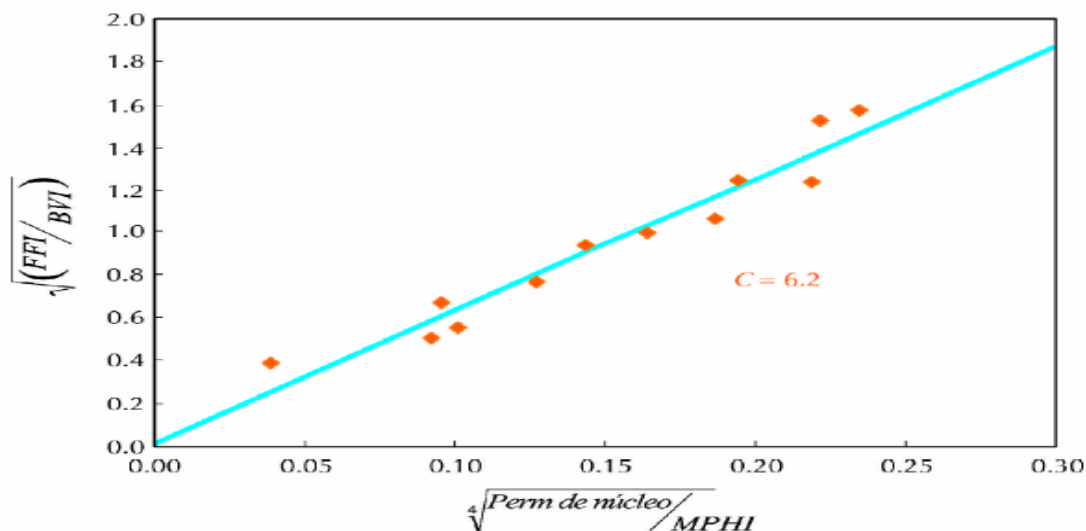
$$k = \left(\left[\frac{\phi}{C} \right]^2 \left[\frac{FFI}{BVI} \right]^2 \right) \quad \text{Ecuación 2.35}$$

Esta variante usa la relación **FFI/BVI** (relación de lo **movible** a lo **no-movible**). La precisión en la permeabilidad depende de qué tan precisa sea la determinación de **FFI/BVI**, que se obtiene mediante el método de **CBVI** o **SBVI**. La Φ es la porosidad efectiva (**MPHI**) medida con **RMN** y El coeficiente C es una variable que depende de los procesos que crearon la formación y pueden ser diferentes para cada formación. La **Figura 2.36**

muestra cómo el modelo de Coates se puede calibrar con datos de núcleos en laboratorio para determinar **C**.

La experiencia ha demostrado que el modelo de Coates es más flexible que el modelo del **T2 Medio**. Mediante una cuidadosa calibración de núcleos, el modelo de Coates se ha adaptado especialmente para uso exitoso en diferentes formaciones y yacimientos. Mientras el **BVI** no incluya ninguna contribución de hidrocarburos, no estará afectado por ninguna fase de líquido adicional tal como el petróleo o filtrados de aceite, lo cual es muy importante al analizar formaciones que contienen hidrocarburos³.

En zonas de gas no invadidas, la porosidad efectiva (**MPHI**) utilizada para porosidad en la fórmula de Coates puede ser demasiado baja debido al bajo índice de hidrógeno en esas zonas. Entonces, la medida de **MPHI** se debe corregir, o se debe utilizar una fuente alternativa de porosidad. Las zonas que mantienen alta saturación de gas residual a suficiente presión de yacimiento tendrán valores de **SBVI** y **CBVI** demasiado altos y entonces, en cierta medida, darán valores de permeabilidad que son demasiado bajos. Petróleos más pesados, que normalmente tienen cortos valores de **T2**, pueden ser computados como **BVI**, haciendo entonces que la permeabilidad sea subestimada³.



36Figura 2.36. Método para determinar la constante C en el modelo de permeabilidad de Coates. ^[3]

2.3.13.2 Modelo de permeabilidad del T_2 geométrico medio o De SDR.

En este método se representa todo el Espectro T_2 por un único valor, llamado el Tiempo Geométrico Medio, y que es el tiempo que divide el área bajo la curva en dos áreas iguales (análogo a buscar el centroide de masa)⁵.

El modelo del T_2 Medio (o de SDR) está dado por:

$$k = a \phi^4 T_{2GM}^2 \quad \text{Ecuación 2.36}$$

En la **Ecuación 2.36**, la porosidad efectiva **RMN (MPHI)** sustituye a Φ . Como antes, T_{2gm} es la media geométrica de la distribución de T_2 . Como con el modelo de Coates, el valor a es un coeficiente que depende del tipo de formación que varía en areniscas alrededor de 4.5.

La experiencia ha demostrado que el modelo del **T_2 Medio** funciona bien en zonas que contengan sólo agua. Sin embargo, si hay presentes petróleo o filtrados de aceite, el **T_2 Medio** está desviado hacia el T_2 de líquido en bruto, y las estimaciones de permeabilidad resultan erróneas. En zonas de gas no lavadas, los valores del **T_2 medio** son demasiado bajos con relación a la zona de gas lavada, y en consecuencia la permeabilidad resulta subestimada. Como los efectos de los hidrocarburos sobre T_{2gm} no son corregibles, el modelo del **T_2 Medio** falla para las formaciones que contienen hidrocarburos.

En formaciones fracturadas, las estimaciones de permeabilidad tanto en el modelo de **Coates** como en el de **SDR** son demasiado bajas porque estos modelos pueden representar solamente permeabilidad de matriz³.

2.3.14 Modelo de Porosidad RMN.

La amplitud inicial del tren de ecos de momentos magnéticos **RMN**, o el área bajo la curva de distribución de T_2 , es proporcional al número de protones de hidrógeno contenidos en los fluidos porales dentro del volumen sensible. Entonces, esta amplitud se puede calibrar para dar un valor de porosidad. La **Figura 2.37** muestra el modelo de

porosidad **RMN** para una formación humectada con agua. La parte superior de la figura es un modelo volumétrico típico de la zona virgen, que consiste en matriz y arcilla seca, agua asociada con la arcilla (**MCBW**), agua irreductible por capilaridad (**BVI**), agua movable, petróleo, y gas. La parte del medio de la figura es el modelo volumétrico correspondiente para la zona invadida, que es la zona en que se hacen las mediciones **RMN**; todos los elementos del modelo permanecen igual como en la zona virgen excepto que el filtrado de lodo desplaza ahora parte del agua movable, petróleo, y gas. La parte del fondo de la figura ilustra la respuesta **RMN** a los elementos de porosidad. Vale notar que **MFFI** se aplica a la misma cantidad que **FFI**, y que la porosidad efectiva (**MPHI**) no incluye la contribución de parte del agua asociada con porosidad de arcilla y tal vez con otros materiales con poros del tamaño de los de la arcilla.

La **Figura 2.37**, muestra marcadas divisiones entre los elementos de porosidad asociados con **MFFI**, **BVI**, y **MCBW**. Estas marcadas divisiones en elementos de porosidad no corresponden necesariamente a marcadas divisiones en los espectros de **T2**. Esto ya fue discutido en detalle para **BVI**. En el caso de arcillas, el agua asociada con arcillas tiene un rango de tiempos de decaimiento que se puede superponer a los tiempos de decaimiento para el agua irreductible por capilaridad; entonces, puede no existir una división tan marcada entre **MCBW** y **BVI** en los espectros de **T2**.

Tanto los minerales de la matriz como la arcilla seca pueden contener átomos de hidrógeno en forma de grupos hidroxilo (OH). Como los tiempos de relajamiento **T1** de estos núcleos son demasiado largos para ser polarizados por una herramienta de **RMN** en movimiento, y sus tiempos de relajamiento **T2** son demasiado cortos para ser registrados en un perfil, el hidrógeno en grupos OH y en el agua de hidratación es invisible a la herramienta de **RMN**. Los núcleos de hidrógeno del agua asociada con la arcilla son absorbidos sobre la superficie de los granos de arcilla. Estos protones de hidrógeno en agua asociada con la arcilla pueden ser polarizados por la herramienta **RMN** y pueden ser registrados siempre que se utilice un **TE** suficientemente corto. El agua asociada con la arcilla se mide con una secuencia **CPMG**, con **TE** = 0.6 ms y con un tiempo de polarización **TW** ajustado para recuperación parcial o total. La medición produce un componente de la porosidad llamado **MCBW** agua asociada con la arcilla, que provee una estimación del agua asociada con la arcilla. Similarmente, hay protones de hidrógeno en

agua irreductible por capilaridad y en fluidos movibles, tales como el agua, el filtrado de lodo, petróleo y gas movibles. Estos protones de hidrógeno se miden utilizando una secuencia normal **CPMG** de perfilaje de **T2** con **TE** = 1.2 ms y con **TW** dispuesto para polarización total. Esta medición produce la porosidad efectiva (**MPHI**).



37Figura 2.37. Modelo de porosidad RMN para una formación humectada con agua. ^[3]

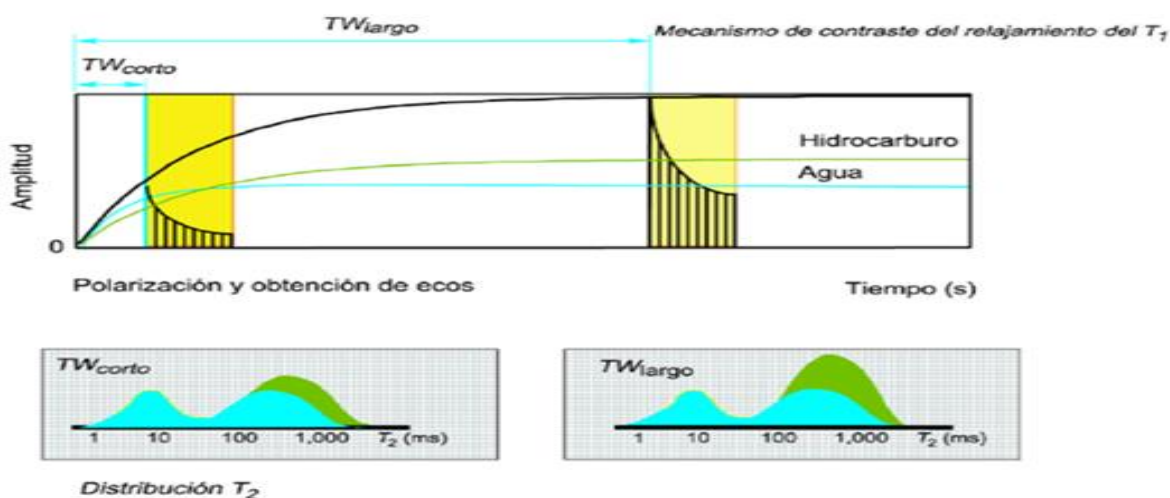
La amplitud medida del tren de ecos, y por consiguiente el **MPHI**, está afectada por el índice de hidrógeno **HI** de los fluidos. *El MPHI* se calibra como para un número de protones de un agua que tiene un índice de hidrógeno de 1. Si el índice de hidrógeno de cualquiera de los fluidos en el espacio poral es considerablemente diferente de 1, entonces es preciso una corrección de **MPHI**.

Tanto la porosidad efectiva **MPHI** como el agua asociada con la arcilla **MCBW** están afectadas por el tiempo de polarización **TW**. Tanto el petróleo liviano como el gas tienen tiempos de relajamiento **T1** muy largos. Si el tiempo de polarización es demasiado corto, es posible subestimar la porosidad efectiva.

2.4 Adquisición

2.4.1 La técnica del espectro diferencial

Esta técnica combina las mediciones con dos tiempos de espera diferentes. Los tiempos WT cortos polarizan insuficientemente los fluidos de las formaciones, tales como el gas y el petróleo liviano, que poseen tiempos de incremento y decaimiento largos. Las mediciones de los fluidos con tiempos de relajación cortos no son afectadas por los cambios en el tiempo WT. Las diferencias existentes entre las pasadas secuenciales de adquisición de registros identifican la presencia de hidrocarburos livianos, lo cual hace que la técnica del espectro diferencial sea más efectiva en los ambientes de gas o condensado. Además, se han desarrollado secuencias de grabación que registran los datos en una sola pasada. En la siguiente figura se puede observar la influencia de TW en la distribución de los fluidos.



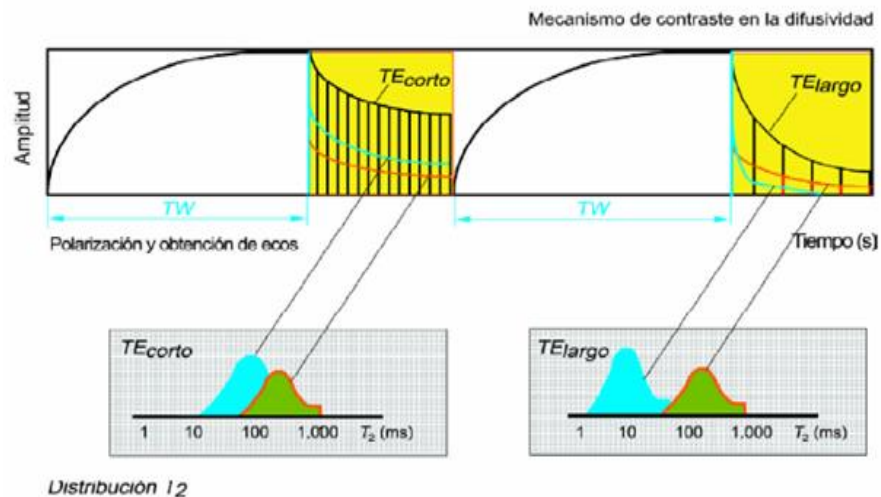
38Figura 2.38 Cambio de TW [3]

2.4.2 La Técnica de Difusión Asistida

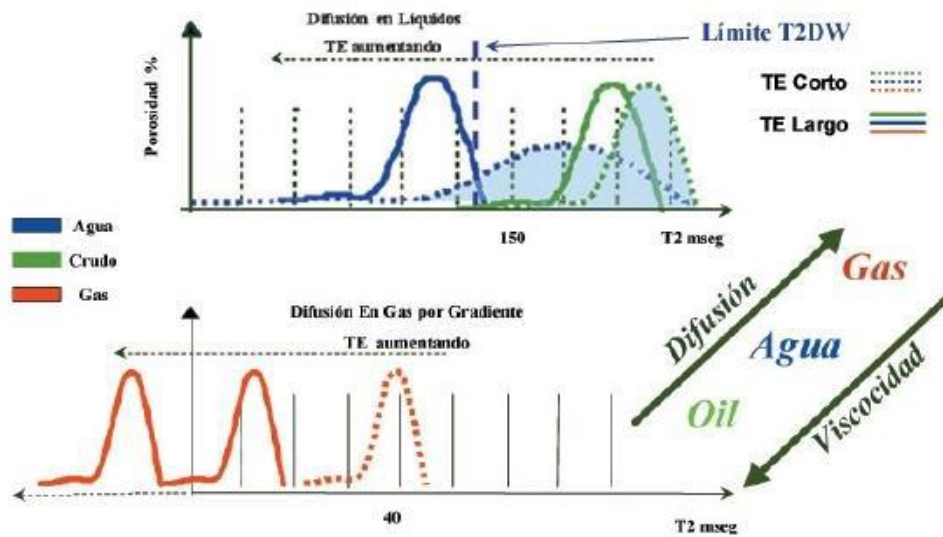
Esta explota los cambios producidos en la respuesta del fluido cuando se utilizan espaciamientos entre ecos, o TE, diferentes. El agua y el petróleo generalmente poseen tiempos de relajación similares cuando las mediciones se obtienen utilizando espaciamientos TE cortos; sin embargo, el agua a menudo se relaja más rápido que el petróleo cuando se utilizan espaciamientos TE más largos. Para aislar la señal indicadora de petróleo, se compara una medición con un espaciamiento TE corto con un tren de ecos con

un espaciamiento TE más largo, escogido para mejorar las diferencias de difusión de los fluidos presentes en la formación. La señal indicadora de agua se reduce con los espaciamientos TE más largos, dejando principalmente la señal indicadora de petróleo. Esta sensibilidad de la difusión provee una indicación cualitativa de la presencia de petróleo, si bien a veces la medición también puede ser cuantitativa.

Tanto la técnica de espectro diferencial como la de difusión asistida, se basan en las mediciones tradicionales de los tiempos de relajación T2 para identificar la presencia de hidrocarburos. Esto limita los resultados a un aspecto unidimensional de los fluidos, y el tipo de fluido sólo puede ser inferido, no cuantificado directamente. Además, es necesario el conocimiento previo de los fluidos previstos para elegir los parámetros de adquisición correctos. La limitación principal de la relajación es la dificultad asociada con la diferenciación del agua respecto del petróleo. Pero el hecho de que las señales indicadoras de petróleo y gas se incluyan con la señal indicadora de agua en la distribución total, introduce una dimensión explotable en las distribuciones de los tiempos de relajación. Si se remueve la contribución del agua, sólo queda la señal indicadora de hidrocarburo. Las figuras muestra la influencia de TE para poder diferenciar el crudo del agua según su difusividad.



³⁹ Figura 2.39 Cambio de TE^[3]



40Figura 2.40 Variación de la difusión de los fluidos según la viscosidad. [5]

2.4.3 Edición de la Difusión

Esta técnica es la clave para revelar las propiedades de los fluidos derivadas de los datos RMN. El gas y el agua poseen velocidades de difusión características que pueden ser calculadas para determinadas condiciones de fondo de pozo. El petróleo posee un rango de valores de difusión basados en su estructura molecular. Este rango también puede ser pronosticado utilizando datos empíricos obtenidos de muestras de petróleo muerto.

La medición de los tiempos T2 provee el volumen total de fluido; ligado y libre. El agregado de la difusión permite discriminar el tipo de fluido presente. Una presentación gráfica—el mapa de difusión-T2, o *D-T2*—despliega estos datos en un espacio 2D formado por la difusión y la relajación. La señal indicadora de agua puede separarse de la de los hidrocarburos. La intensidad de los componentes en el mapa *D-T2*, provee las saturaciones de los fluidos. También pueden generarse mapas utilizando los datos de los tiempos de relajación T1.

Esta cuantificación de la difusión es posible gracias a una nueva técnica de adquisición, la edición de la difusión (DE) que reduce las limitaciones de los métodos previos, tales como la difusión asistida y el espectro diferencial. La diferenciación del agua y los hidrocarburos por sus diferencias de difusividad no sólo permite el cálculo de las saturaciones de los

fluidos, sino que ayuda a inferir la viscosidad del fluido a partir de la contribución de T2 del fluido.

2.4.4 Activación Estándar

Una activación que permite la adquisición de tren de ecos CPMG con un TW con el cual los fluidos de la formación pueden ser totalmente polarizados, y con un TE con el cual los efectos de difusión en T2 pueden ser eliminados valores típicos para esta activación son TE=1,2ms, $3 \leq TW \leq 6$ s y NE=300. Esta activación es mayormente usada para determinar la porosidad y permeabilidad efectiva.

2.4.5 Activación, Total Porosidad

Una activación que permite adquisición de dos trenes de ecos CPMG con diferentes TE y diferente TW. Un CPMG con TE=0,6 ms y TW= 20ms (solo polarización parcial es lograda) y es usada para cuantificar los poros pequeños, los cuales al menos están asociados con el agua no producible de arcilla. El otro eco es adquirido con TE= 0,9 0 1,2 ms y con TW lo suficientemente largo, es por eso que la polarización total es lograda. Este CPMG es usada para determinar la porosidad efectiva y la suma de las porosidades nos da la porosidad total.

2.5. Aplicaciones de RMN

El espectro de T2 en principio está relacionado a la distribución de tamaños porales y en función de esta distribución se obtienen importantes datos como la saturación de agua irreducible y la permeabilidad.

Las herramientas de RMN pueden suministrar tres tipos de información: cantidades de los fluidos en la roca, propiedades de estos fluidos, tamaños de los poros que contienen estos fluidos.^[6]

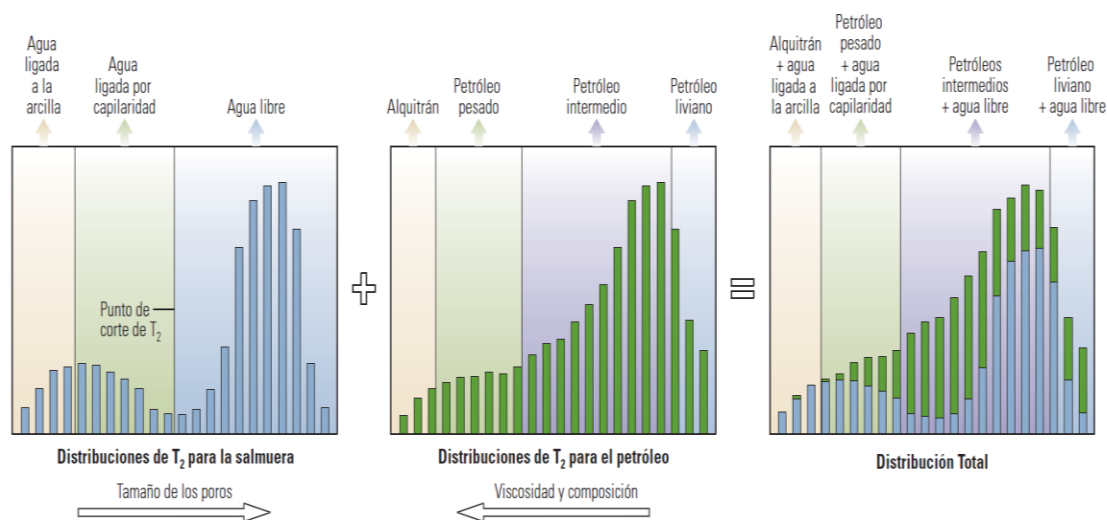
2.5.1. Cantidad de Fluido

Ya que la herramienta puede medir directamente la densidad de núcleos de hidrógeno en fluidos de yacimiento y como la densidad del núcleo de hidrógeno presente en el agua es conocida, los datos capturados por la herramienta se pueden convertir directamente a una

porosidad aparente llena de agua o haciendo una transformación a porosidad llena de hidrocarburos.

2.5.2 Propiedades de RMN de los fluidos de yacimiento.

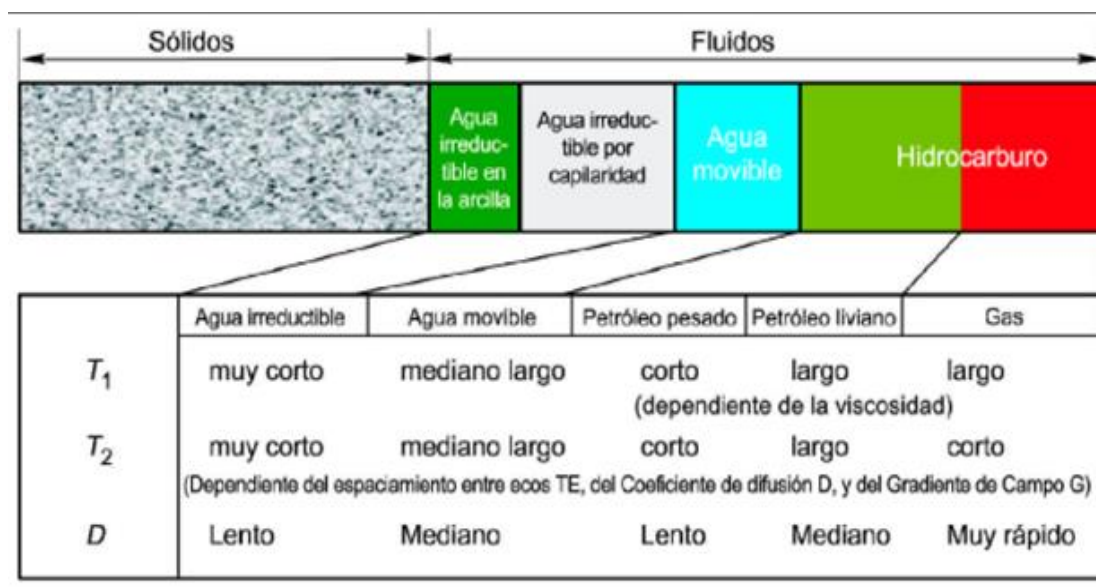
El agua asociada con la arcilla, el agua irreductible por capilaridad, y el agua móvil ocupan tamaños porales y ubicaciones diferentes. Los fluidos de hidrocarburos difieren de las salmueras en cuanto al sitio que ocupan en el espacio poral, ocupando usualmente los poros más grandes. En la siguiente figura se puede observar como las señales de hidrocarburo y agua pueden solaparse según la movilidad que posea cada uno. El agua irreductible se solapa con el crudo pesado y extra pesado y el agua móvil con el crudo ligero.



41Figura 2.41 Efectos del petróleo sobre las distribuciones de T2.[3]

Los hidrocarburos también difieren entre sí y de las salmueras en viscosidad y difusividad. El perfilaje de RMN utiliza estas diferencias para caracterizar los fluidos en el espacio poral. La **Figura 2.42** indica cualitativamente las propiedades RMN de diferentes fluidos que se encuentran en los poros de las rocas. En general, los fluidos irreductibles tienen tiempos T1 y T2 muy cortos, y también difusión lenta (D pequeña) que se debe a la restricción del movimiento de las moléculas en poros pequeños. El agua libre exhibe comúnmente valores de T1, T2, y D medianos. Los hidrocarburos, tales como gas natural,

petróleo liviano, petróleo de viscosidad mediana, y petróleo pesado, también tienen características RMN muy diferentes. El gas natural exhibe tiempos de T1 muy largos pero tiempos de T2 cortos y un decaimiento por relajamiento de tipo uni-exponencial. Las características RMN de los petróleos son bastante variables y muy dependientes de las viscosidades de los mismos. Los petróleos livianos son altamente difusivos, tienen tiempos de T1 y T2 largos, y a menudo exhiben decaimiento uni-exponencial. A medida que la viscosidad aumenta y la mezcla de hidrocarburos se vuelve más compleja, la difusión disminuye, como también disminuyen los tiempos T1 y T2, y los eventos van acompañados por decaimientos uniexponenciales cada vez más complejos. En base a las singulares características RMN de las señales de los fluidos porales, se han desarrollado aplicaciones para identificar, y en algunos casos, cuantificar el tipo de hidrocarburo presente.

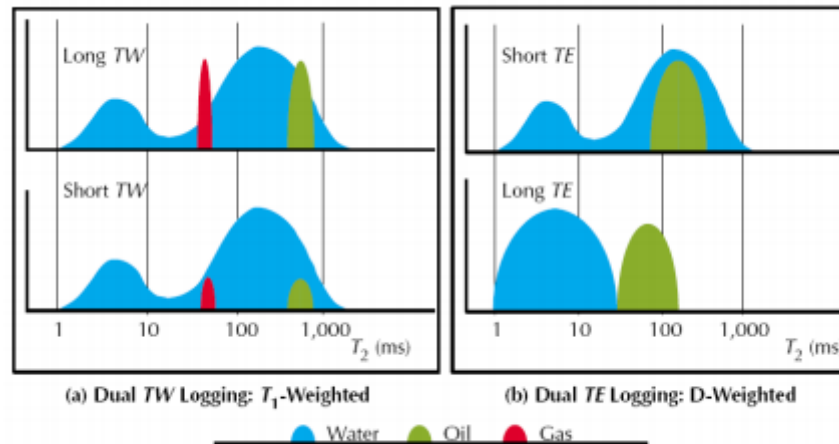


42Figura 2.42 Los valores cualitativos típicos de T1, T2, y D. [3]

2.5.2.1 Identificación de Hidrocarburos con RMN.

A pesar de la variabilidad de las propiedades RMN de los fluidos, a menudo se puede predecir la ubicación de las señales de fluidos de diferentes tipos en la distribución de T2, o, si hay datos medidos disponibles, se puede identificar. Esta capacidad provee importante información para la interpretación de datos de RMN y hace que muchas aplicaciones sean prácticas. La **Figura 2.43** muestra dos métodos para diferenciar fluidos. En un método, se utilizan diferentes valores de TW con un mecanismo ponderado según T1

para diferenciar hidrocarburos livianos (petróleo liviano, o gas, o ambos) y agua. En el segundo método, se usan valores diferentes de TE con un mecanismo ponderado según difusividad en un campo magnético de gradiente muy bien definido para diferenciar petróleo viscoso de agua, o gas de líquido.



43Figura 2.43 Como se diferencian los fluidos. [3]

2.5.2.2 Tamaño Poral y Porosidad

La información sobre tamaño poral proporcionada por la herramienta de RMN se usa para calcular la porosidad efectiva. Conceptualmente, los fluidos porales se pueden subdividir en agua asociada con la arcilla, agua irreductible por capilaridad, agua movable, gas, petróleo liviano, petróleo de viscosidad mediana, y petróleo pesado. [6]

2.5.2.3. Permeabilidad

La estimación con RMN de la permeabilidad está basada en modelos teóricos que muestran que la permeabilidad aumenta con un aumento de la porosidad y con un aumento en el tamaño poral. Uno de estos modelos es el modelo de fluido libre, o modelo de Coates, se puede aplicar en formaciones que contengan agua y/o hidrocarburos.

2.5.2.4. Propiedades de los Fluidos

Existen características especiales que son esenciales conocer de los fluidos, dado estos están constituidos por H, que son de donde obtiene toda la información de las herramientas de RMN.

2.5.2.5. Índice de Hidrógeno (HI)

Representa la concentración de hidrógeno que se halla en los fluidos, de esta va a depender el valor de la magnetización y de esta la amplitud de la señal obtenida, es decir, la porosidad. Las herramientas se calibran para que midiendo en agua el valor de la amplitud inicial de los trenes de ecos obtenidos sea igual a una porosidad de 1. El índice de hidrógeno del agua está fijado en uno y el de los demás fluidos se refiere a este.^[9]

Basados en la molécula de agua, se definió la siguiente relación que expresa la concentración de átomos de hidrógenos por unidad de volumen:

$$HI = \rho nH / (A * 0,111) \quad \text{Ecuación 2.37}$$

Siendo;

HI: Índice de hidrogeno.

ρ : Densidad en gr/cm^3 .

nH: Numero de hidrogeno en la molécula.

0,111: Constante para que el HI del agua sea igual a 1.

A: Peso molecular.

Una relación para caracterizar los hidrocarburos es el cociente entre el número de hidrógenos sobre el número de carbonos de la molécula. Sea $R = nH/nC$, la relación nH/A se puede expresar en función de R quedando el índice de hidrógeno para los hidrocarburos como la ecuación mostrada a continuación:

$$HI = R\rho / 0,111(12 + R) \quad \text{Ecuación. 2.38}$$

Siendo:

0,111: Constante para referir el HI al agua.

12 = Peso atómico del carbono.

La porosidad obtenida en consecuencia del índice de hidrógeno se debe corregir para obtener la verdadera porosidad (Ecuación 2.20). El índice de hidrógeno de los petróleos con densidades entre 0,7 y 0,9 gr/cm^3 es muy próximo a 1, pero tanto los más pesados como los más livianos tienen índices menores que 1. El índice de hidrógeno para aguas saladas disminuye con la concentración de sales, tanto el agua dulce como salada disminuyen el HI con la temperatura.^[9]

$$\varphi_{Verdadera} = \varphi_{Aparente} / HI$$

Ecuación 2.39

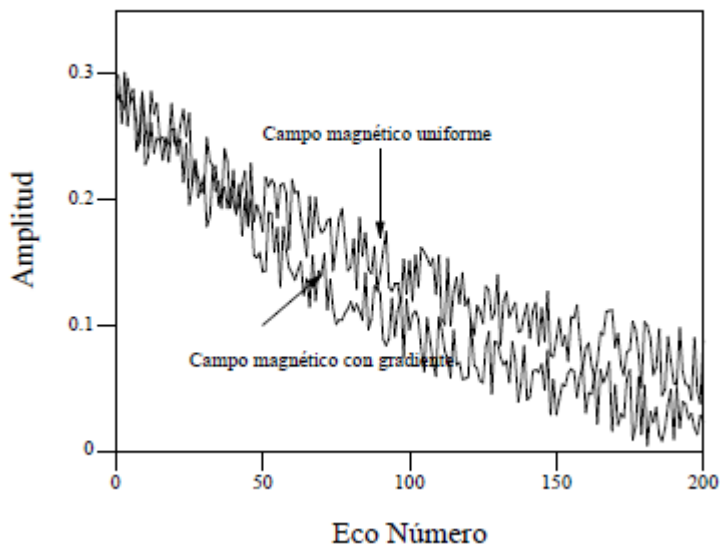
Donde:

$\varphi_{verdadera}$: Porosidad verdadera.

$\varphi_{aparente}$: Porosidad aparente.

2.5.2.6. Difusión

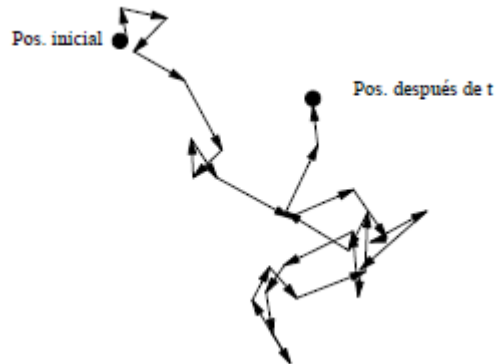
Cuando el campo magnético externo aplicado no es uniforme, sino que tiene cierto gradiente se genera un decaimiento de los ecos adicional como se ve en la **Figura 2.44**. La existencia de gradiente del campo magnético hace que la frecuencia de Larmor cambie espacialmente también acorde el campo cambia. Esto provoca en la secuencia de pulsos un defasaje adicional de los H que en su movimiento desordenado se van del lugar donde fueron excitados cambiando su frecuencia de Larmor, este proceso es llamado difusión y se presenta mayormente en fluidos de baja viscosidad afectando solamente a T_2 y no a T_1 , lo cual se aprovecha en varios modos de adquisición para la detección de hidrocarburos.



44Figura 2.44 Tren de ecos para campo magnético uniforme y campo magnético con gradiente. [5]

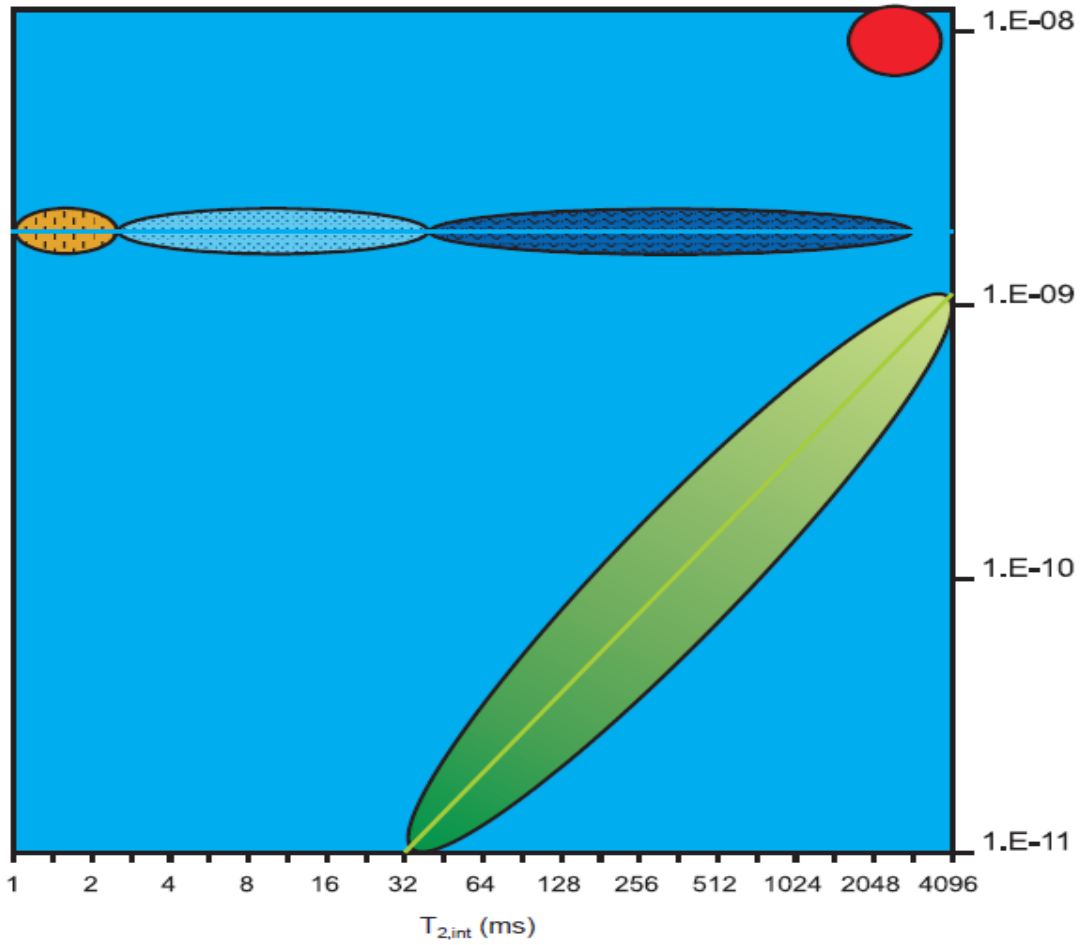
La constante de difusión es un parámetro que está relacionado al movimiento desordenado de las moléculas de los fluidos que hace que una molécula ubicada en una cierta posición,

al cabo de un tiempo t va a encontrarse en otra posición habiendo recorrido un camino totalmente aleatorio (**Figura 2.45**).



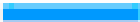







45Figura 2.45 Movimiento de una molécula generado por la difusión. ^[5]

Las constantes de difusión son distintas para el agua y para el petróleo debido fundamentalmente a las diferencias de viscosidad, esta propiedad es usada para diferenciar señales provenientes de agua de las provenientes de petróleo (**Figura 2.46**). Para utilizar las propiedades de difusión en los registros es necesario realizar la medición en presencia de un gradiente de campo magnético y realizar dos adquisiciones con distintos tiempos entre ecos TE .



46Figura N° 2.46. Gráfico de difusión, mostrando cambios de la constante de difusión y T2 para la señal de hidrocarburo y agua. [10]

Donde,

-  Línea de agua
-  Línea de petróleo
-  Agua ligada a las arcillas
-  Agua irreducible
-  Agua móvil
-  Petróleo liviano mediano/filtrado de a lodo base de a
-  Petróleo viscoso
-  Gas

2.6. Principio y Funcionamiento de las Imágenes Resistivas

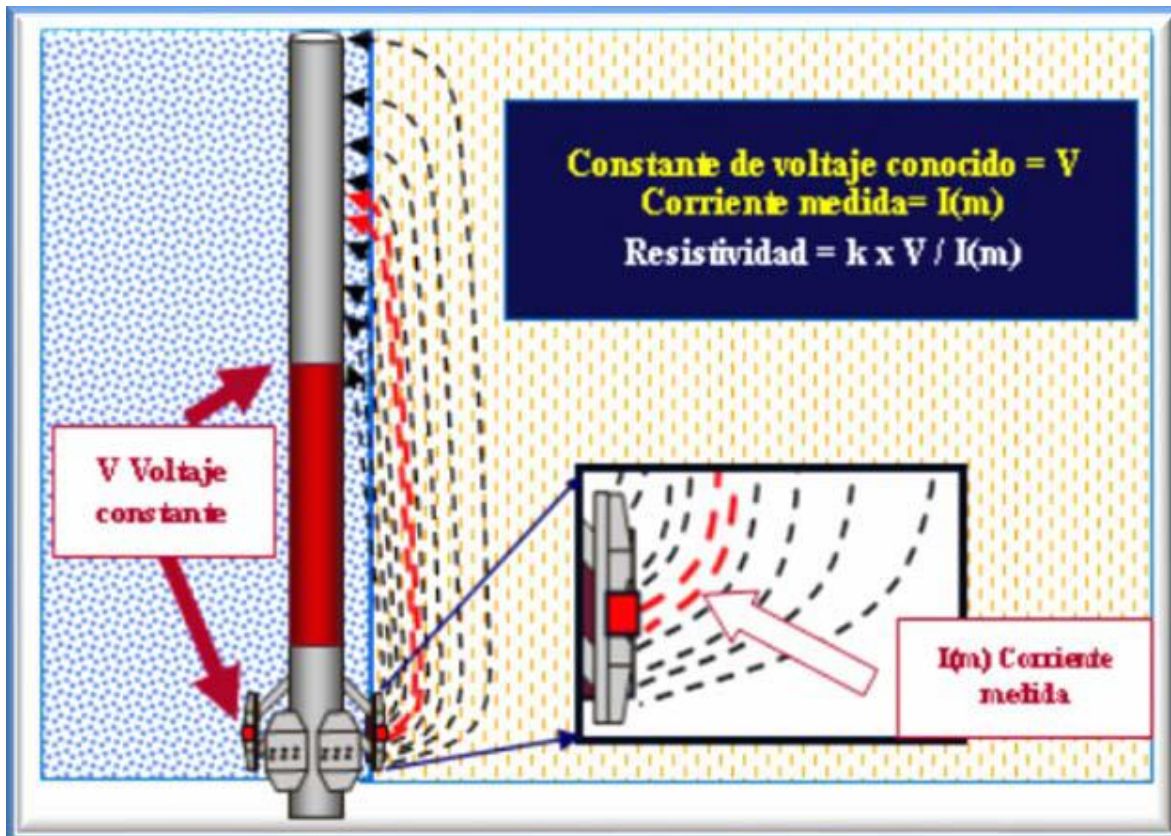
Las imágenes micro resistivas funcionan como aparatos de resistividad, cuyas lecturas están condicionadas a parámetros tales como: Litología de la formación, tipo de fluidos en el yacimiento, composición de lodo, contenido de arcillosidad, invasión en la zona lavada, etc.

La herramienta posee 6 brazos independientes, cada uno de los cuales contiene una almohadilla con superficie conductiva (patines) en las cuales se encuentran un conjunto de electrodos. Al desplegarse los brazos, a consecuencia de su diseño, los patines quedan en contacto directo contra las paredes del pozo lo cual asegura un óptimo contacto con la formación, incluso en pozos desviados.



47Figura 2.47 Imagen resistiva "STAR". A la derecha detalle de uno de los patines. ^[12]

Cada patín posee 24 sensores, resultando un total de 144 mediciones de micro resistividad con una resolución vertical y azimutal de 0,2 Pulgadas (**Figura 2.47**, derecha). Se utiliza una diferencia constante del voltaje entre el electrodo de vuelta y los patines, para crear una corriente alterna de baja frecuencia que atraviesa la formación; mientras que los micro electrodos simultáneamente registran una medición de la densidad de la corriente de la formación, estas medidas son una función de la conductividad de la formación y del voltaje aplicado.



48Figura 2.48 Principio medición de las imágenes resistivas STAR. ^[12]

Las curvas adquiridas se corrigen por variaciones de velocidad y las lecturas se orientan con respecto al norte magnético. Luego cada señal obtenida por sensor, se integra con la señal de los 23 botones restantes para generar así la imagen de cada patín. La imagen resistiva es presentada por colores claros en formaciones de resistividad alta y colores oscuros para formaciones de baja resistividad.

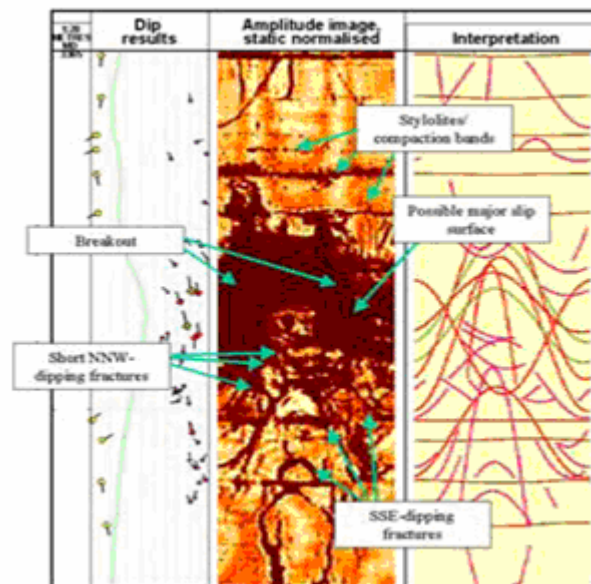
El ancho de la imagen corresponde al despliegue planimétrico de las distintas lecturas capturadas por los patines en el hoyo en forma circunferencial o elíptica dependiendo de las condiciones del hoyo.

2.7. Aplicaciones

Las aplicaciones de estos registros son variadas fundamentalmente porque proporcionan un conjunto de datos orientados de alta resolución que permiten una descripción geológica detallada, entre estas se incluyen:

2.7.1. Análisis Estructural

El uso más común de estos registros es en la determinación del buzamiento estructural de los estratos (identificación y visualización). Además, es empleado en la clasificación de los eventos estructurales, determinación de facturas, fallas locales, disconformidades, uniconformidades, integración con sísmica. En la identificación tipos de fracturas proporciona diferencias entre fracturas naturales o inducidas por la perforación, fracturas conductivas y resistivas, fracturas parcialmente abiertas o parcialmente cerradas. Además, permite la descripción de la morfología, análisis de frecuencia, densidad y extensión de las mismas.



49Figura 2.49 Registro de imágenes resistivas mostrando interpretación y descripción de fracturas. [8]

2.7.2. Análisis Estratigráfico

Permite la identificación litológica general a través de los contrastes resistivos, determinación de textura de rocas (masivas, laminadas, bioturbadas, etc.), definir espesores y forma de los estratos. ^[15]

2.7.3. Análisis Sedimentológico

La alta resolución de las imágenes permite la identificación de estructuras sedimentaria (estratificación cruzada, laminación horizontal, ripples etc), analisis de ichnofabricas, estimación de dirección de paleocorrientes, definición de litofacies. Estas interpretaciones deben estar basadas en la integración núcleo- imagen, integración de otros registros e información geológica local. ^[15]

2.7.4. Análisis de Núcleo

Contribuye en la puesta en profundidad, orientación y cobertura de intervalos de núcleo no recuperado, ya que son adquiridas durante largos y continuos intervalos donde se lleva un control preciso de profundidad y orientación.

2.7.5. Petrofísica

Permite determinar los espesores de arena neta petrolífera, identificar barreras de flujo, determinar heterogeneidades y permeabilidad.

Ayuda en la mejor definición de los intervalos a tomar muestra, presión, prueba de fluido etc. Además, es empleada en la correlación de pozos y construcción de cortes geológicos.

Estas imágenes al ser usadas en conjunto con otros registros reducen la incertidumbre de las interpretaciones; sin embargo, hay que tomar en cuenta que los registros de imagen no son fotografías, poseen resolución limitada, están afectadas por condiciones del pozo, tipo de lodo y modo de adquisición; por lo tanto, no pueden reemplazar totalmente a los núcleos.

CAPITULO III

METODOLOGÍA

Procedimiento Metodológico

Se diseñó un procedimiento metodológico que permitiese estructurar de manera ordenada y consecuente todos los pasos ejecutados en el contexto de la investigación entre los cuales se incluye básicamente los siguientes tópicos: Recopilación de información y de datos de perfiles de pozos, procesamiento de registro y análisis de viscosidades de crudos, como se muestra en la Figura 3.1

Cada secuencia fue desarrollada en principio de forma independiente y luego sus resultados fueron agrupados e integrados para realizar el análisis e interpretaciones y determinar las relaciones que hubiera lugar, permitiendo así obtener las conclusiones y recomendaciones pertinentes.



50Figura N° 3.1 Procedimiento Metodologico.

3.1 Etapa I: Recopilación de Información

3.1.1. Revisión Bibliográfica

Esta primera etapa cubrió la revisión de recursos bibliográficos accesibles, tales como textos, trabajos especiales, tesis de grado, revistas, manuales, normas, informes técnicos y publicaciones en Internet referentes al tema de investigación, haciendo énfasis en información referente a los registros de RMN con el propósito de tener conocimientos generales del principio de funcionamiento, aplicaciones de la herramientas para la obtención de propiedades petrofísicas de la zona y caracterización dinámica de los fluidos presentes, modos de adquisición e interpretación de los datos; todo esto con la finalidad de tener un amplio conocimiento que permita un mejor dominio de los términos, procedimientos y el área de estudio durante el desarrollo de los objetivos planteados en la investigación.

3.1.2. Registros de Pozos (Base de Datos)

Se realizó la revisión de todos los pozos perfilados con Resonancia Magnética Nuclear en el bloque de la empresa mixta Petromonagas, a fin de ubicar los datos requeridos para el procesamiento de los mismos, como también de los registros básicos usados en la presente investigación, los cuales conforman la base de datos del proyecto.

Esta información fue obtenida del departamento de estudios integrados de la empresa y otros fueron solicitados a las empresas de servicios las cuales realizaron estas corridas. Los datos PVT se obtuvieron de informes realizados y presentados en la empresa mixta Petromonagas, dando así una mayor comprensión del campo en estudio y el tipo de fluido a ser analizado.

3.2 Etapa II: Comprensión de la RMN

La ejecución de esta etapa se basó en estudios realizados en distintos trabajos y bibliografías, ayudando a comprender conceptos básicos fundamentales para el entendimiento del funcionamiento de la herramienta de RMN, tales como: campo magnético, polarización, precesión, T1, T2, TE, TW, eco spin, adquisición, mecanismo de relajación.

3.2.1 Caracterización de los fluidos

Como ya es de saber los tiempos de relajación T1 y T2 son los datos adquiridos de la herramienta de RMN, los cuales en función de la variación de estos tiempos se van a poder obtener las propiedades petrofísicas como también caracterizar los fluidos. Dichos tiempos están regidos por distintos mecanismos, como lo indican las siguientes ecuaciones:

$$\frac{1}{T_2} = \frac{1}{T_{2Bulk}} + \frac{1}{T_{2Surface}} + \frac{1}{T_{2Diffusion}} \quad \text{Ecuación 3.1}$$

$$\frac{1}{T} = \frac{1}{T_{Bulk}} + \frac{1}{T_{Surface}} \quad \text{Ecuación 3.2}$$

La magnitud de T1 y T2 en los crudo pesado esta fundamentado en el T_{BULK} pero para poder diferenciar los fluidos no es una diferencia de magnitud notoria, mas no asi la difusión, que si nos muestra una diferencia considerable de las magnitudes de T2, esta difusión es inversamente proporcional a la viscosidad del fluido por sus coeficientes de difusión y a su vez esta directamente atada a los cambios del tiempo de eco (TE) y el gradiente del campo magnetico (G). Como podemos observar el T1 no presenta un mecanismo de difusión, es por ello que el presente trabajo es basado en los tiempos de relajación T2. Estas distribuciones de T2 son bastantes compleja, los que nos lleva a realizarle un promedio logaritmico (T2_{LM}) a esta distribución para así lograr una magnitud mas simple.

Esta distribución de T2 puede presentar dificultades por las profundidades de investigación de la herramienta, ya que ella pueden ser erroneas debido a la invasión del lodo y la rugosidad del hoyo, todo estos siendo mejorado con la obtención de distintas profundidades de investigación y un tiempo de eco (TE) lo suficientemente amplio para

mejorar el ruido ocasionado por la debilidad del campo magnetico a medida que se aumenta la profundidad.

Siendo todo esto util para determinar las zonas lavada con mejor apreciación de crudo y poder estimar la viscosidad del mismo, que es una de las propiedades del crudo fundamental para poder optimizar la producción del pozo.

3.2.2 Propiedades petrofisicas

Para el cumplimiento de este objetivo, se tomaron registros convencionales tales como porosidad, permeabilidad, volumen de arcilla y saturación de agua irreducible, previamente realizados y estudiados en la empresa Petromonagas, en los cuales tomaron muestras de nucleos y fueron estudiadas en laboratorio. Para generar el modelo de volumen de arcilla utilizaron los registro de rayos gamma (Modelo de Clavier), densidad y neutron, estos dos ultimos con el proposito de corregir las zonas arcillosas; el Modelo de Clavier esta representado por la siguiente ecuación.

$$VSH_clavier= 1.7 - \sqrt{3.38 - (VSH_lineal+ 0.7)^2} \quad \text{Ecuación 3.3}$$

La estimación del volumen de arcilla a partir de las curvas de densidad y neutron,se realizaron utilizando la siguiente ecuación:

$$VSH_DN= \frac{(\Phi N - \Phi D)}{(\Phi N_SH - \Phi D_SH)} \quad \text{Ecuación 3.4}$$

Donde:

ΦN : porosidad neutron

ΦN_SH : porosidad leida de la curva de neutro de las arcillas

ΦD : porosidad leida de la curva de densidad. }

$\Phi D SH$: porosidad leida de la curva de densidad de las arcillas

Para establecer el modelo de arcillosidad que mejor represente las características de los sedimentos de la Formación Oficina, utilizaron el modelo combinado regido por la siguiente ecuación:

$$VSH = \frac{(3 * VSH_{clavier} + 2 * VSH_{DN})}{5}$$

Para generar el modelos de porosidad total (PHIT) se desarrollo utilizando la combinación de los perfiles de densidad de la formación (RHOB) y neutron compensado (NPHI). La combinación de estas dos herramientas facilita la estimación de la porosidad total tanto en arena limpias como arcillosas. Esta metodología esta basada en la estimación de la porosidad total a partir del grafico cruzado densidad-neutron. Para la estimación de la porosidad efectiva (PHIE) se utilizo la correlación de la arcillosidad de la porosidad total y esta dada por la siguiente ecuación:

$$PHIE = PHIT * (1 - VSH) \quad \text{Ecuación 3.5}$$

En el caso del modelo de permeabilidad absoluta para las unidades productoras del miembro Morichal de la Formación Oficina, utilizando conjuntamente la información de porosidad y permeabilidad absoluta medidas en los tapones de 8 pozos con nucleos y sus respectivas evaluaciones petrofisicas. Para ello se asigno un valor inicial de 1 a la constante asociada al efecto de arcillosidad ($C3 * VSH$) y se calculo la permeabilidad absoluta usando la ecuación:




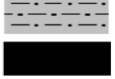
$$KH = 10^{((2,64331 + 4,35484 * PHIT) - 1,0 * VSH)} \quad \text{Ecuación 3.6}$$

Para la saturación de agua irreducible se desarrollo un modelo mediante el analisis de la información de presión capilar medida en los nucleos de los pozos. Se utilizo la ecuacion:

$$Swirr = 6,40554 RQI^{0.8444} \quad \text{Ecuación 3.7}$$

Con el propósito de hacer un análisis exhaustivo de las propiedades de las rocas se realizó una discretización de la litología, en donde se clasificó la litología del miembro Morichal en 4 tipos de rocas según su calidad y sus propiedades, los cuales mostraremos en la siguiente tabla:

Tabla 3.1 Modelo de Tipos de Roca de la Formación Oficina.^[6]

Tipos de Roca	Gráfico Geolog	Rango de Valores de Permeabilidad Horizontal (mD) y VSH (%)	Calidad de roca
1		$6.800 \leq KH$	Excelente
2		$1.030 \leq KH < 6.800$	Buena
3		$116 \leq KH < 1.030$	Regular Arcillosa
4		$KH = 0,01 \text{ ó } 28 \leq Vsh$ COAL = 1	No Yacimiento

3.3 Etapa III: Evaluación de los Modos de Adquisición de Datos de RMN.

Para esta etapa se prestó atención adicional a los siguientes parámetros usados en campo: Modo en que se perfiló la herramienta, tiempo de espera (TW), tiempo de eco (TE), cutoff del agua ligada a las arcillas (CBW), cutoff fluidos irreducibles (MBVI) y cutoff de fluidos móviles (MBVM), ya que estos son parámetros determinantes en la interpretación de RMN.

Debido a que un TW largo nos permite polarizar todo el fluido y con variaciones en los TE, podemos lograr la separación de los tiempos de difusión del crudo pesado y extra pesado del agua asociada a las arcillas, ayudando así a tener una mejor lectura de los tiempos de T2 de cada fluido. Todo esto apoyado en lecturas de registros convencionales tales como resistividad, densidad y porosidad neutrón, para tener con mayor precisión las zonas más óptimas para la lectura. En el siguiente cuadro podemos observar algunos de los tipos de adquisición utilizados para el estudio:

2Tabla 3.2 Adquisición POZOS 16 Y 71

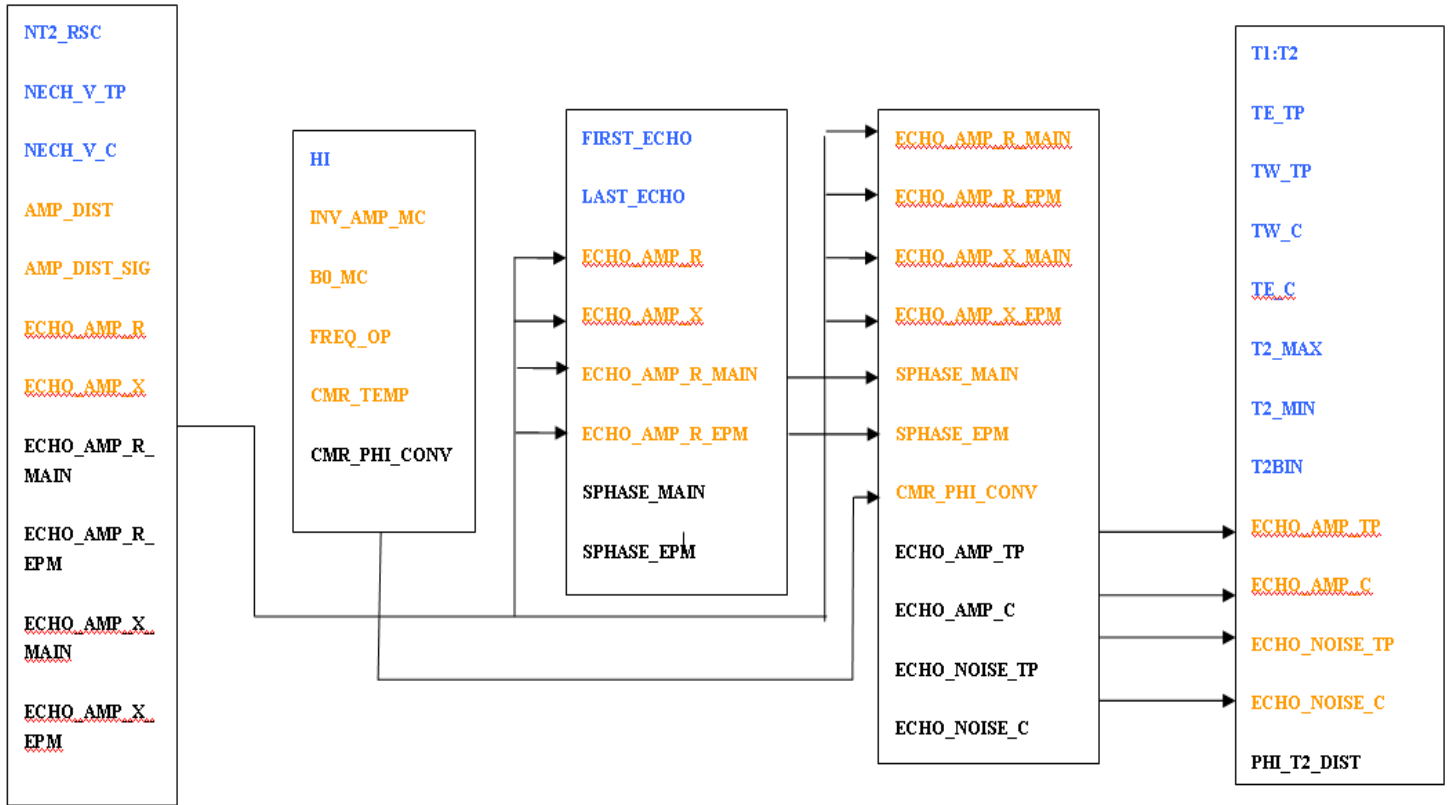
ECHO TRAIN	TW (mseg)	TE (mseg)	NE	NREPT	FREQ (KHz)	G (G/cm)	DOI (in)
1B	1000	10	8	1	975	39	2,2
1C	20	0,3	33	16			
2A	3400+	0,4	750	1	775	28	2,8
2B	1500	5,0	16	1			
2C	20	0,3	33	16			
3B	750	7,0	11	1	870	33	2,5
3C	20	0,3	33	16			
4A	4500+	0,4	750	1	700	24	3,0
4B	1500	0,8	250	1			
4C	20	0,3	33	16			
5B	1000	3,6	33	1	630	20	3,3
5C	20	0,3	33	16			
6A	4500+	0,4	750	1	565	17	3,7
6B	1000	1,5	100	1			
6C	20	0,3	33	16			

3.3.1 Selección de Parámetros en Base al Crudo Presente

Estas adquisiciones fueron realizadas por distintas empresas, las cuales utilizaron distintos tipos de datos y profundidades de investigación, lo que nos llevo a analizar cada una de las metodología y los TE mínimos utilizados en cada registro de RMN, llevando esto a una mejor y mayor lectura del crudo pesado, debido a los bajos tiempos de T2 del crudo extra pesado. Y así permitiendo seleccionar las empresas cuya herramienta posea un TE min menor y una adquisición a distintas profundidades de investigación, para lograr evadir problemas de filtrado de lodo y de rugosidad del hoyo.

3.4 Procesamiento de Datos de RMN

Los datos adquiridos de las empresas de servicio fueron procesados con el programa GEOLOG PARADIGM, en la figura 3.2 se mostrara las constantes y registros necesarios, así como los generados por cada código de inversión, todo esto con la finalidad de llegar a obtener la distribución de los T2 de la herramienta de RMN y con ello sus promedios logarítmicos T2_{LM}.



- CONSTANTES NECESARIAS
- REGISTROS NECESARIOS
- REGISTROS GENERADOS

51 Figura 3.2 Cuadro de Parámetros de Procesamiento

CONSTANTES

T2: Relaxation time transversale

T2 BIN: Number of T2 bins

T1: Relaxation time longitudinale

TE: Time between echo

TE_TP: Echo spacing-TP/main

TE_C: Echo spacing-C/EPM

TW: Wait Time CPMG

TW_TP: Wait time-TP/main

TW_C: Wait time-C/EPM

T1:T2: T1:T2 ratio

NT2_RSC: Regular/short/combined array sizes

LAST_ECHO: Last echo in phase angle calc

FIRST_ECHO: First echo in phase angle calc

NECH_V_TP: Numero de eco main

NECH_V_C: Numero de eco EPM

HI: Hydrogen index

ENG_CONSTANT: Engenering constant

REG_PARAM: Regularization parametrer

INVERSION_TYPE: Hybrid or L1/L2

G: Gradiente

REGISTROS

AMP_DIST: T2 amplitude distribution

T2_DIST_MW

AMP_DIST_SIG: Standard deviation of T2 amplitude distribution

INV_AMP_MC: Calibration amplitude

B0_MC: Calibration B0

FREQ_OP: Operation frequency

CMR_TEMP: Downhole temperatura

ECHO_AMP_X: Echo amplitude imaginary

ECHO_AMP_X_MAIN: Echo amplitude imaginary main

ECHO_AMP_X_EPM: Echo amplitude imaginary EPM

ECHO_AMP_R: Echo amplitude real

ECHO_AMP_R_MAIN: Echo amplitude real main

ECHO_NOISE_MAIN: Echo noise_TP/main

ECHO_AMP_R_EPM: Echo amplitude real main

ECHO_NOISE_EPM: Echo noise C/EPM

SPHASE_MAIN: Phase angle-main

ECHO_AMP_TP: Amplitud de eco main

SPHASE_EPM: Phase angle-EPM

ECHO_AMP_C: Amplitud de eco EPM

CMR_PHI_CONV: Porosity conversion factor

3.4.1 Calculo de T_{2LM}

Comúnmente se usan los promedios logarítmicos de T1 y T2 como valores singulares para representar las distribuciones de T1 y T2 respectivamente, teniendo en cuenta que normalmente estas constantes y los tamaños de poro se distribuyen en forma logarítmica normal. Estos valores dependen de la forma que presenta la curva de distribución multiexponencial. Corresponden al promedio ponderado de los logaritmos de T1 y T2, empleando como peso para la ponderación, la amplitud de la curva de distribución en cada tiempo, representada por la siguiente ecuación.

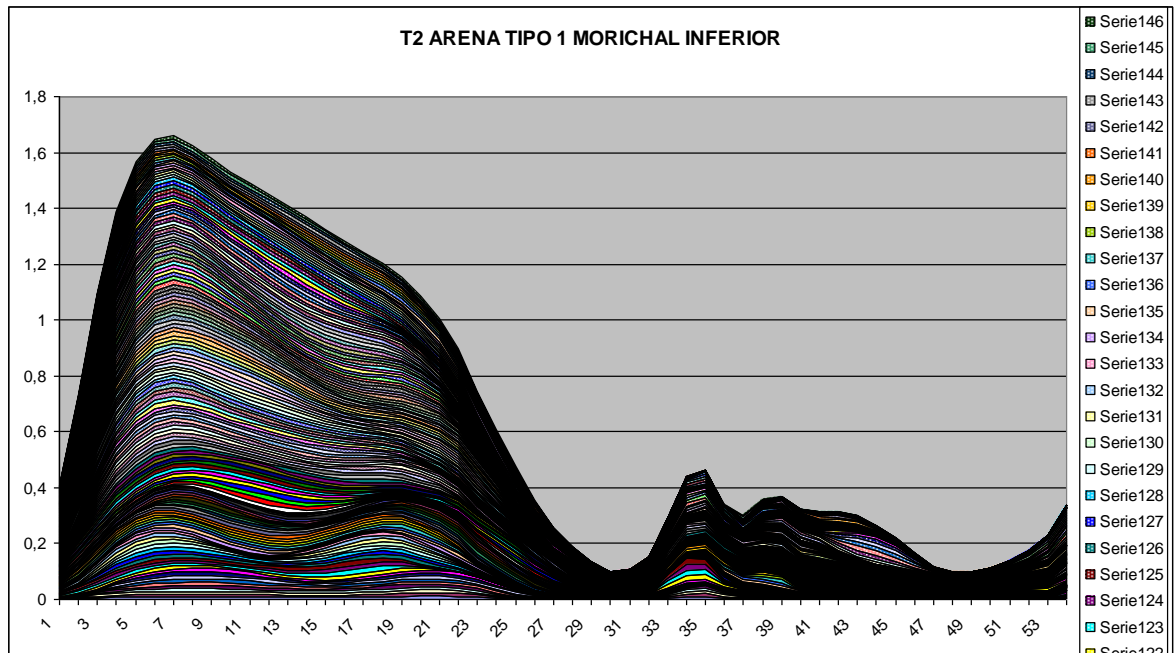
$$\text{Log}T_{1,2LM} = \langle \text{Log}T_2 \rangle = \frac{\sum_{i=1}^{i=N} C_i \text{Log}T_{1,2,i}}{\sum_{i=1}^{i=N} C_i} \quad \text{Ecuación 3.8}$$

$$T_{1,2LM} = \exp[\log T_{1,2LM}] \quad \text{Ecuación 3.9}$$

Donde C_i son las amplitudes de los componentes en la distribución de T2 y N el numero de bins. En este caso el T_{2LM} representa el centro de la distribución de los tiempos de relajación y puede interpretarse como una medida indirecta del tamaño de poro predominante.

En la grafica 3.1 se muestra la distribución de las amplitudes de T2, las cuales se tomaron para el calculo del T_{2LM} , en ella se puede deducir la presencia de filtrado, el cual

invadió el área desplazando parte del fluido móvil, crudo o agua irreducible, viéndose como no es filtrado no es polarizado para tiempos tan cortos, por ello sus bajas amplitudes.



1 Grafica 3.1 Señal de T2 de Arena Tipo 1 pozo 75 Morichal Inferior.

3.5 Etapa V: Validación de los datos PVT.

Antes de realizar cualquier cálculo con los datos de análisis PVT es necesario comprobar la consistencia y representatividad de los mismos, ya que en muchos de ellos pueden estar sujetos a errores durante la medición en alguna de las pruebas de laboratorio.

3.5.1 Representatividad de los datos PVT.

Para evaluar la representatividad se revisaron los siguientes aspectos:

- Presión del yacimiento en el momento del muestreo con la presión de burbuja obtenida, para corroborar que la $P_b < P_{yac}$.
- Que la temperatura a la que se efectuó el análisis corresponda con la temperatura del yacimiento.
- Que la relación gas-petróleo en solución tomada, estuviera cercana a la RGP reportada (para muestras combinadas).

POZO 0312

TLAB = TYAC

En el informe del análisis PVT del pozo CGC0312 se puede observar que todas las pruebas realizadas fueron hechas a las mismas condiciones de Temperatura del Yacimiento

2. PVT STUDIES

PDVSA Intevep sampled wellhead fluids (stock tank crude oil and reservoir gas) on May 24, 2001. During this sampling were collected 20 liters of stock tank crude oil in a plastic container, 3 gas cylinders with a capacity of 40 lt per cylinder. The wellhead pressure during surface sampling was 70 PSIG and the reservoir temperature was 126 °F.

TABLE 1. Reservoir fluid composition at 126°F

TABLE 2. Pressure- Volume relation ship at 126°F

TABLE 3. Oil Compressibility at 126°F

TABLE 4. Differential Liberation at 126°F : GAS PHASE

TABLE 5 Differential Liberation at 126°F: LIQUID PHASE

Pozo Estabilizado

En las gráficas de RGP en función del tiempo se puede apreciar que para la fecha en la cual fue tomada la muestra la RGP permanece constante, lo cual indica que el yacimiento se encuentra en estado Subsaturado y la producción es estable .

RGP lab = Rsi (relación gas – petróleo en solución original)

Se puede visualizar que la RGP obtenida a través del análisis PVT es representativo del comportamiento de RGP del yacimiento para la fecha en la cual fue tomada la muestra

$$P_{yac} \geq P_b$$

En base al comportamiento inicial de la RGP se puede decir que la P_{yac} es mayor a la Presión de Burbuja, por lo cual se encuentra Subsaturado a sus condiciones iniciales, por lo cual se cumple esta condición

Preferible $P_{wf} \geq P_b$

En el PVT del Pozo CGC-0312 no se presenta información referente a si la muestra fue tomada cuando la P_{wf} fuera mayor a la Presión de Burbuja, pero en base al comportamiento estabilizado que se observa en las gráficas de RGP en función del Tiempo se puede asumir que dicha condición se cumple

3.5.2 Consistencia de los datos PVT.

El proceso de validación de los datos se realizó en hoja de calculo Excel a través de tres pruebas: linealidad de la Función "Y", balance de masa y prueba de desigualdad.

3.5.2.1 Linealidad de la Función "Y"

Esta prueba tiene como variables la presión de burbujeo y el volumen relativo, fue realizado para determinar la consistencia de los datos de la prueba de expansión a composición constante (CCE por sus siglas en ingles). Matemáticamente, la función "Y" viene dada por

$$Y = \frac{(P_b - P_i)}{(P_i \left(\frac{V}{V_b} \right) - 1)} \quad \text{Ecuación 3.10}$$

Donde:

P_b = Presión de burbujeo (L_{pca})

P = Presión nivel por debajo de P_b (L_{pca})

V = Volumen bifasico a P (cm^3)

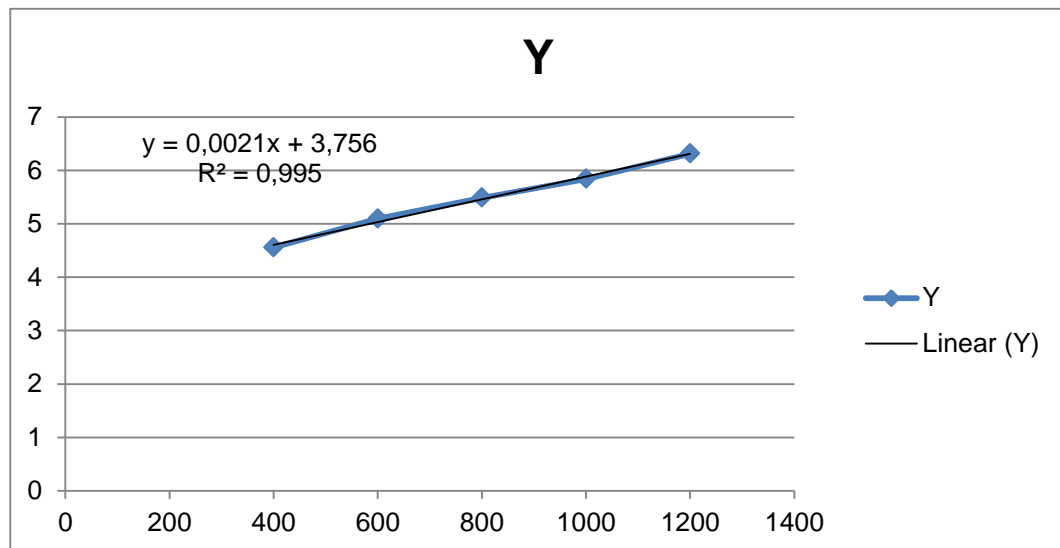
V_b = Volumen a P_b (cm^3)

Para realizar esta prueba mediante la hoja de calculo Excel, se creo una tabla en la cual se reflejaran los datos de presión, Función "Y" calculado, para presiones menores a la presión de burbuja.

3Tabla 3.3 Linealidad de Función Y

PRESION	Y=(Pb-Pi)/(Pi((V/Vb) -1)
1200	6,3131
1000	5,8411
800	5,4878
600	5,0956
400	4,5571

Luego se grafico la Función "Y" respecto a la presión, y se realizó un ajuste lineal como se muestra en la Grafica 3.1



2Grafica 3.2 de Función Y pozo 0312

Cuando se grafica la Función "Y" en función de la presión y la tendencia no es lineal, puede significar que la presión de burbuja está subestimada, sobreestimada o sencillamente mal estimada, según la tendencia de la curva. Por otra parte si se observa una tendencia lineal; se calcula la desviación relativa entre el valor de Función "Y" experimental y el calculado. La diferencia no debe ser mayor al 5% de lo contrario la prueba es considerada inconsistente.

3.5.2.2 Balance de masa

Esta prueba se realizó para determinar si el valor de Rs mostrado en el reporte es igual al Rs calculado a través de un balance de masa. El porcentaje de error entre ellos no debe exceder el 5%, de lo contrario la prueba se considera inconsistente y no representativa de los fluidos en el yacimiento. Para realizar esta prueba en la hoja de calculo Excel se requiere como datos de entrada los mostrados en la tabla 3.2; todos los datos son extraídos de la prueba de liberación diferencial.

4Tabla 3.4 Balance de masa pozo 0312

Temperatura de la prueba (°F)	126
°API del crudo residual	8
Graveda especifica del crudo residual	1.0143
Volumen del petroleo a 14,7 lpc y 60 °F	1000

P atm Patm

T. amb Tyac.

Presio lpc	0	0	185	385	585	785	985	1235
Temperatura °F	60	126	126	126	126	126	126	126
Rsexp(PCN/BN)	0	0	30	49	66	83	103	121
βo(BY/BN)		1.0231	1.0446	1.051	1.0556	1.0588	1.062	1.0655
ρo (gr/cc)			0.9575	0.9689	0.9696	0.9688	0.9682	0.9672
γg		0.6695	0.6114	0.6041	0.6003	0.5981	0.596	0
Mo (gr)	1013.34	1013.34	1018.48	1018.31	1023.59	1025.76	1028.22	1030.55
Mg (gr)			5.145	-0.1711	5.1959	2.2557	2.4630	2.3232
Vg (PCN)			0.2214	-0.0081	0.2478	0.1083	0.1186	0.1123
Rs cal(PCN/BN)			35.2026	33.9207	73.3200	90.5328	109.3963	127.2522
% de error entre Rs exp y Rs cal			14.77	44.45	9.98	8.32	5.84	4.91
Resultado			No cumple	No cumple	cumple	cumple	cumple	cumple

Los cálculos se realizaron tomando como base un litro de crudo de tanque a condiciones normales (14.7 Lpca y 60°F). A continuación se muestran las ecuaciones para realizar los calculos de Rs a las diferentes condiciones de presión y temperatura siguiendo la metodología descrita por el Ing. German Desmoineaux Gallego ensu manual "CONSIPVT".

A 14,7 y 60 °F:

$$\text{Masa de petróleo} = m_{o1} = (\gamma_o * \rho_w) \text{gr} / \text{cc} * 1.000 \text{cc}$$

$$\gamma_o = \frac{141,5}{131,5 + \text{° API}}$$

Ecuación 3.11

$$\text{Masa de gas en solución} = m_{g1} = 0$$

$$\text{Volumen de gas en solución} = V_{g1} = 0$$

$$\text{Relación gas petróleo en solución} = R_{s1} = 0$$

A 14,7 lpca y T (temperatura de la prueba):

$$\text{Masa de petróleo} = m_{o2} = m_{o1} \text{ (no varía)}$$

La masa y volumen de gas en solución y la relación gas petróleo en solución siguen siendo cero.

A Pi y T:

$$\text{Masa de petróleo} = m_{oi} = \rho_{odi} * B_{odi} * 1.000, \text{ gr}$$

Ecuación 3.12

Subíndices: d = diferencial

i = nivel de presión i

Incremento de la masa de gas en solución entre las presiones Pi y Pi-1:

Ecuación 3.13

$$m_{gi} = m_{oi} - m_{oi-1}$$

(Ec. 2.42)

Volumen de gas en solución correspondiente a mgi:

Ecuación 3.14

$$V_{gi} = \frac{379,4}{28,96 * 454,7} * \frac{m_{gi}}{\gamma_{gdi-1}}, \text{ PCN} = 0,02881 * \frac{m_{gi}}{\gamma_{gdi-1}}, \text{ PCN}$$

(Ec. 2.43)

Relación gas petróleo en solución a Pi:

$$R_{s_{di}} = R_{s_{di-1}} + 159 * V_{gi}, \text{ PCN/BN}$$

(Ec. 2.44)

3.5.2.3 Prueba de Desigualdad

La finalidad de esta prueba es verificar la consistencia en los cambios de volúmenes de líquido y gas. Los datos PVT para que sean consistentes deben cumplir con la siguiente restricción:

$$\frac{\partial \beta_{od}}{\partial P} < \beta_g \frac{\partial R_{sd}}{\partial P} \quad \text{Ecuación 3.15}$$

Para realizar esta prueba en la hoja de calculo Excel se requiere como datos de entrada los mostrados en la tabla 3.3; de igual manera a la prueba anterior todos los datos son extraídos de la prueba de liberación diferencial

Tabla 3.5 Prueba de desigualdad pozo 0312

PRESION(lpca)	1235	985	785	585	385	185	0
Bo(BY/BN)	1.0655	1.062	1.0588	1.0556	1.051	1.0446	1.0231
Bg(BY/PCN)	0	0.0027	0.0034	0.0046	0.0071	0.015	0.2007
Rs (PCY/PCN)	121	103	83	66	49	30	0
δ Bo/ δP		0.000014	0.000016	0.000016	0.000023	0.000032	0.00011
Bg*(δ Rs/ δP)		0.00019	0.00034	0.00039	0.00060	0.0013	0.0325
DESIGUALDAD		CUMPLE	CUMPLE	CUMPLE	CUMPLE	CUMPLE	CUMPLE

3.5.3 Calculo de la Viscosidad de Hidrocarburo en Base a pruebas PVT

Este estudio se le realizó a los pozos (0312, 0314, 0315, 0802), que poseen una validación de los análisis de PVT, la viscosidad capilar de la muestra recombinado (petróleo crudo en vivo) se midió a tres temperaturas diferentes: La Temperatura de yacimiento a 126 ° F, 120 ° F y 140 ° F, como una función de la presión después de 24 horas, como lo muestra la **Grafica 3.1** de viscosidad capilar vs presión. El experimento se inicia desde una presión mayor que la presión del punto de burbuja, para asegurar las condiciones monofásicas, manteniendo la temperatura constante. Entonces, la presión se

reduce por pasos y la viscosidad se mide a cada presión. Cuando la presión esta por debajo de la presión de burbuja se crea la capa de gas, se retira del sistema y luego, los restos de la viscosidad del líquido se mide a esta presión. De ellas se tomaron las curvas de viscosidad de yacimiento a temperatura de yacimiento, para con esta temperatura y las **Ecuaciones 3.16 y 3.17** obtener la presión para con ella entrar en la **Grafica 3.1** y de esta manera interpolando los puntos en la curva correspondiente poder obtener la viscosidad.

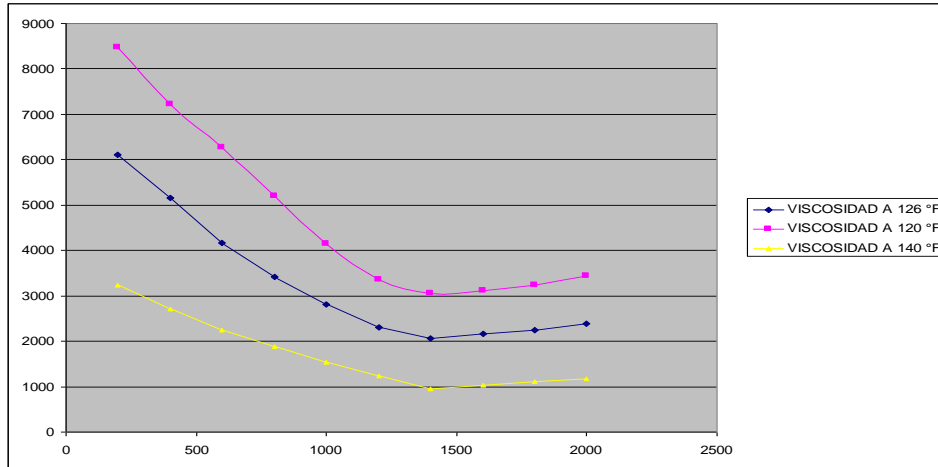
$$P = (\text{TVDSS} * 0.44) + 43 \quad \text{Ecuación 3.16}$$

$$T = (\text{TVDSS} * 0.0175) + 80 \quad \text{Ecuación 3.17}$$

Dichas ecuaciones se tomaron de un informe realizado en la empresa Petromonagas, en el cual se ajustaron los gradiente de presión y temperatura para el campo asignado.

6Tabla 3.6 Viscosidad a distintas temperaturas pozo 0312

PRESIÓN(PSIA)	VISCOSIDAD A 126°F	VISCOSIDAD A 120 °F	VISCOSIDAD A 140 °F
2000	2393	3440	1180
1800	2252	3230	1120
1600	2158	3120	1040
1400	2065	3050	950
1200	2299	3350	1230
1000	2815	4140	1540
800	3425	5190	1880
600	4176	6260	2250
400	5162	7230	2710
200	6100	8480	3230



3Grafica 3.3 Calculo de viscosidad del pozo 0312

De igual manera se tomaron estas profundidades de las arenas prospectos tipo 1 y se les calculo la viscosidad con correlaciones realizadas en el proyecto de magna reserva, para el calculo de viscosidad del crudo vivo en el bloque Carabobo. Tomando estas dos viscosidades tanto la hallada con la grafica como la de las correlaciones como dato duro para luego ser comparadas en el ajuste de viscosidad con la herramienta de RMN, las ecuaciones empleadas en el proyecto de magna reserva fueron las siguientes:

Presión de Burbuja

$$P_b = 16,827 * \left((Rsb / Gg)^{0.83} * [10^{(0,00091 * T - 0.0125 * APT)}]^{-1,4} \right) \quad \text{Ecuación 3.18}$$

Relación Gas Petroleo en solución en el punto de burbuja

$$Rsb = \left[\left(\frac{P / 16,827 + 1,4}{10^{(0,0009 * T + 0,0125 * APT)}} \right)^{1/0.83} \right] * \gamma_g \quad \text{Ecuación 3.19}$$

Relación Gas Petroleo en solución

$$RS = RS_b * \left(\frac{P}{P_b} \right)^{0.881} \quad \text{Ecuación 3.20}$$

Viscosidad del crudo muerto

$$\mu_{od} = [10^{(1.0805 - 0.0239 * \text{API} - 0.0022 * T)}] - 1]$$

Ecuación 3.21

Viscosidad del crudo para P < Pb

$$\mu_o = 0.9466 \cdot [10^{(4.22127 + 0.08363 * \text{API} - 0.01 * T - 0.0049 * R_s + 0.00002 * \mu_{od}^j)}]$$

Ecuación 3.22

Viscosidad del crudo para P > Pb

$$\mu_o = \mu_{ob} * \left(\frac{P}{P_b} \right)^m$$

Ecuación 3.23

$$m = (2.6 * P^{1.187}) * \exp^{(-11.513 - 8.98 * 10^{-5} * P)}$$

Ecuación 3.24

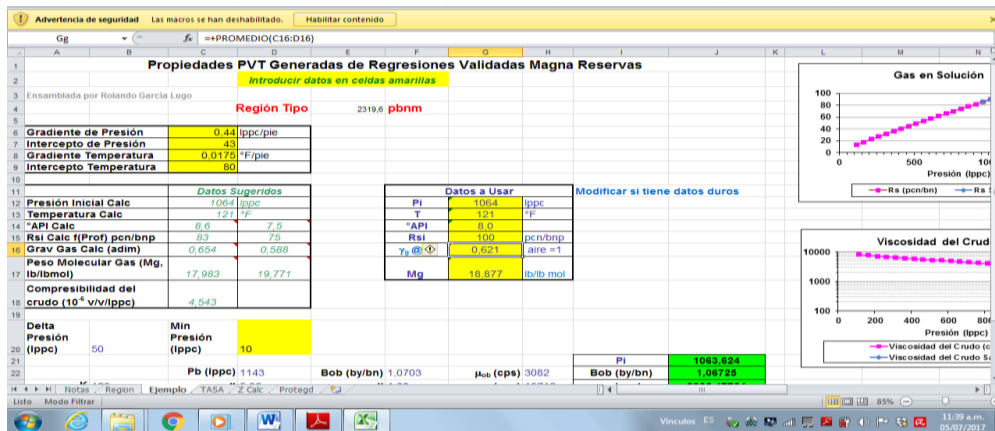
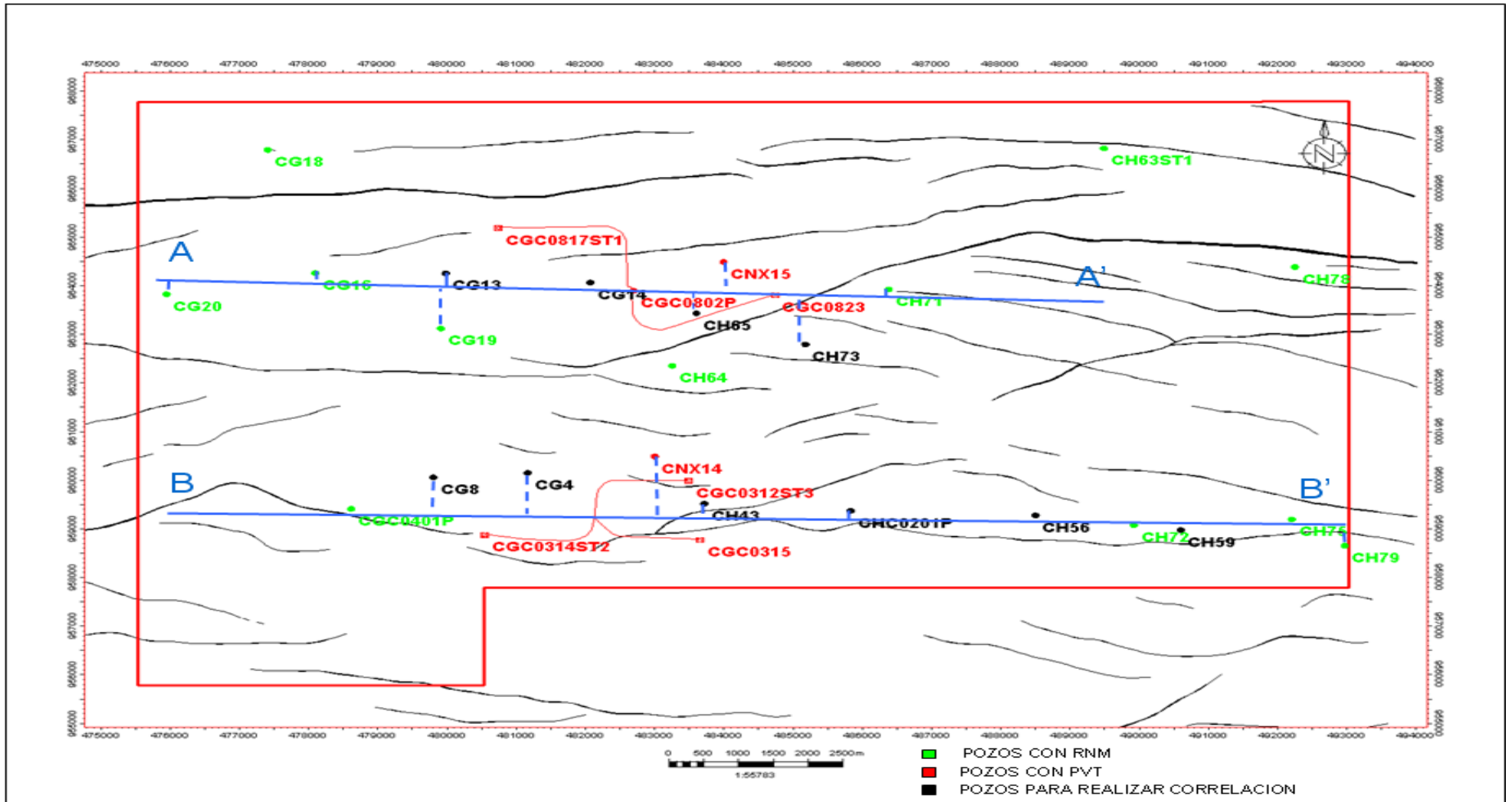


Imagen 1 Hoja de excel con los calculos

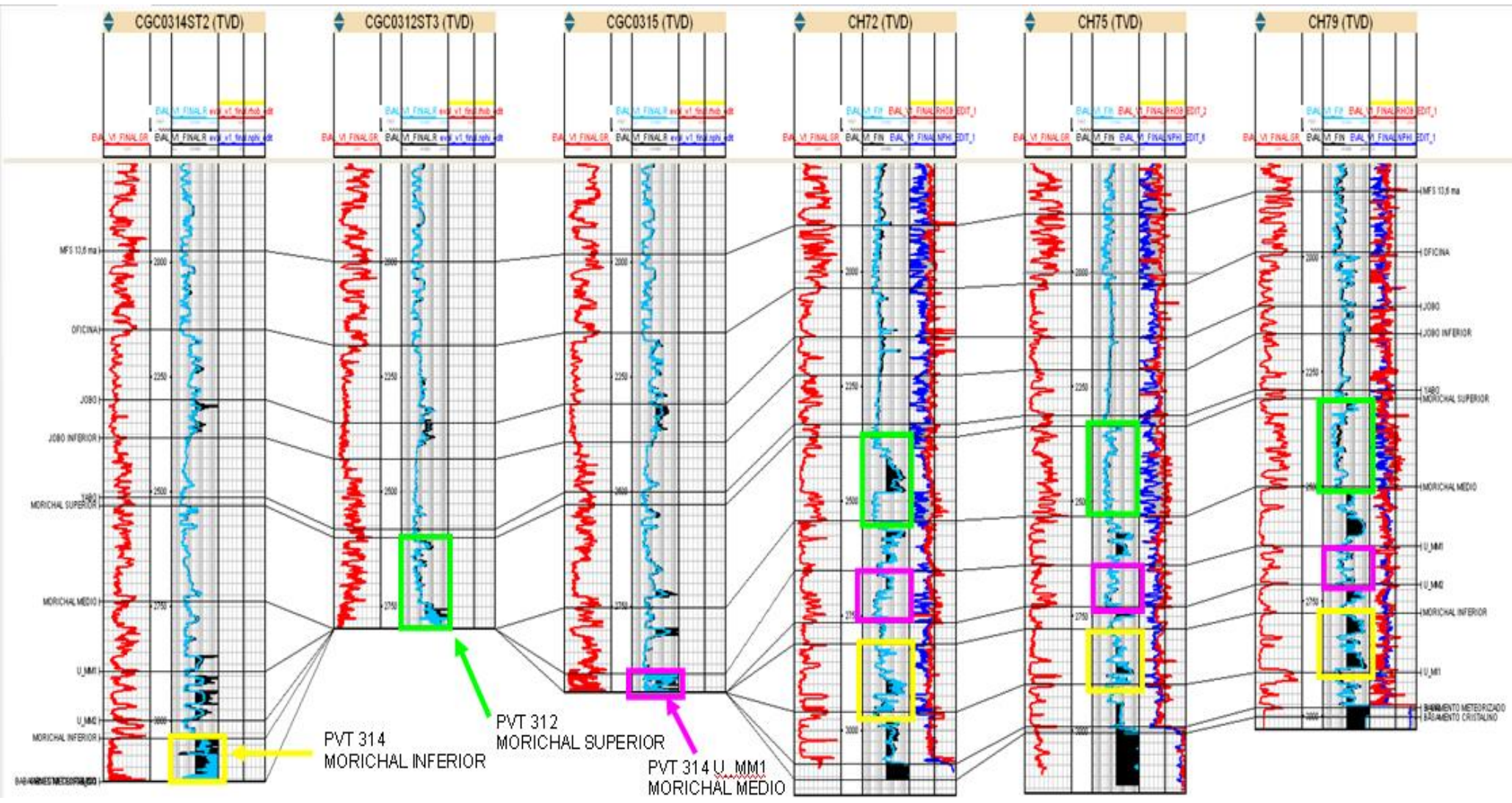
3.6 Etapa VI: Correlación de las Arenas.

Debido a que los análisis PVT y los registros de RMN no fueron realizados en los mismo pozos, se tuvo la necesidad de realizar correlaciones de las arenas de los pozos que poseen PVT y los que poseen RMN, donde se busco las arenas donde fueron realizados los análisis PVT y así relacionar la misma arena en los pozos con RMN, y con ello poder comparar las viscosidades del crudo en dichas arenas y así ajustar las correlaciones empíricas.

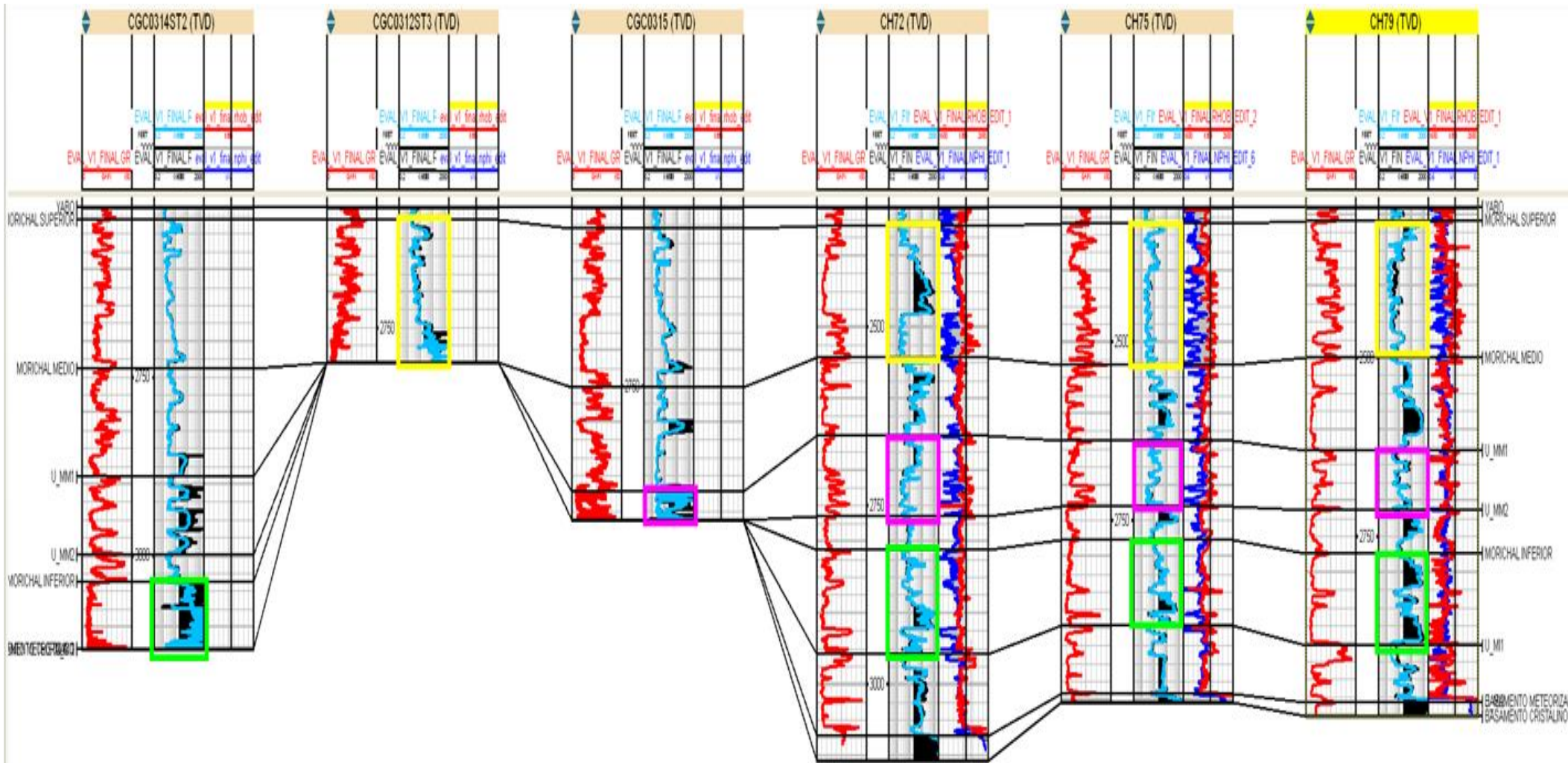
Las correlaciones realizadas fueron de tipo estratigráficas y estructural, para ello se utilizó el programa GEOLOG PARADIGM. Las siguientes figuras 3.3, 3.4 y 3.5 mostraran el mapa del campo indicando la forma en que se realizo dicha correlación y los dos tipos de correlación.



52Figura 3.3 Mapa de las correlaciones realizadas



53Figura 3.4 Correlacion estructural de los pozos con Analisis PVT y RMN



54 Figura 3.5 Correlacion estratigrafica de los pozos con Analisis PVT y RMN

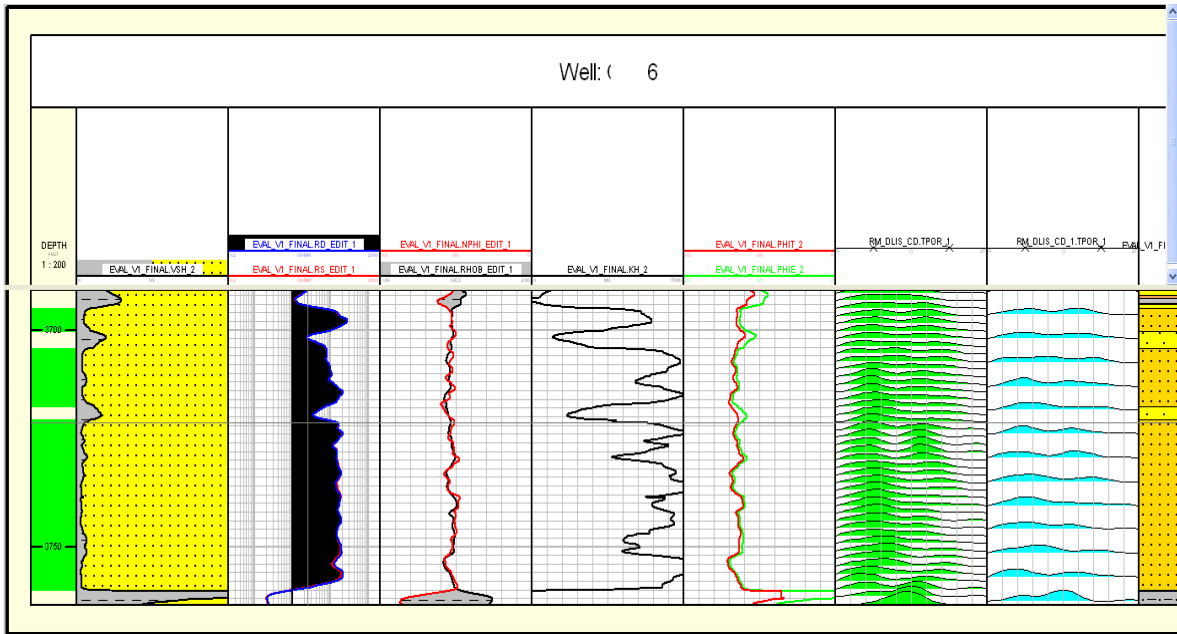
3.6.1 Selección de Zona Prospectiva

Luego de haber correlacionado las arenas, se procedió a seleccionar cuales de estas arenas de los pozos con RMN que se encuentran en el mismo miembro y parasecuencia en el cual se realizo el estudio de los analisis PVT poseen una zona propectiva mas limpia, para de esta manera tener menor interferencia de las agua ligadas a aricillas y de la misma manera tener una mejor estimación de la viscosidad del crudo, con valores mas preciso de la herramienta de RMN.

Para ello se utilizo el programa GEOLOG, en el cual se corrieron registros como volumen de arcilla, resistividad, densidad y porosidad neutro, ademas de una discretización litologica del tipo de roca, el cual ayudo a determinar los tipos de arenas, como se puede observar en la figura 3.5. Esta discretización de la arena de la empresa Petromonagas fue tomada de un informe previo, el cual genero un modelo de los tipos de rocas, basandose en los resultados de las propiedades estimadas del modelo petrofisico (Porosidad, volumen de arcilla, permeabilidad) calibrado con la descripción sedimentológica y propiedades de nucleo, dandonos el rango de valores mostrado en la siguiente tabla ayudandonos esto a la selección de las arenas mas optimas y de mejor calidad para el estudio.

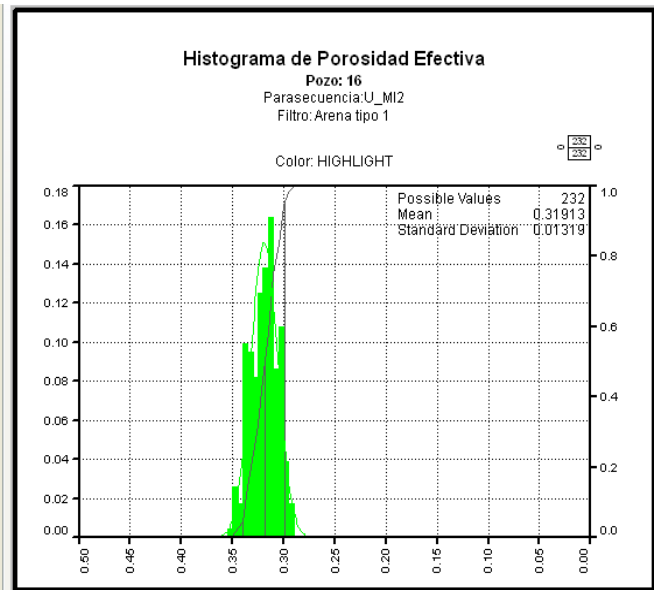
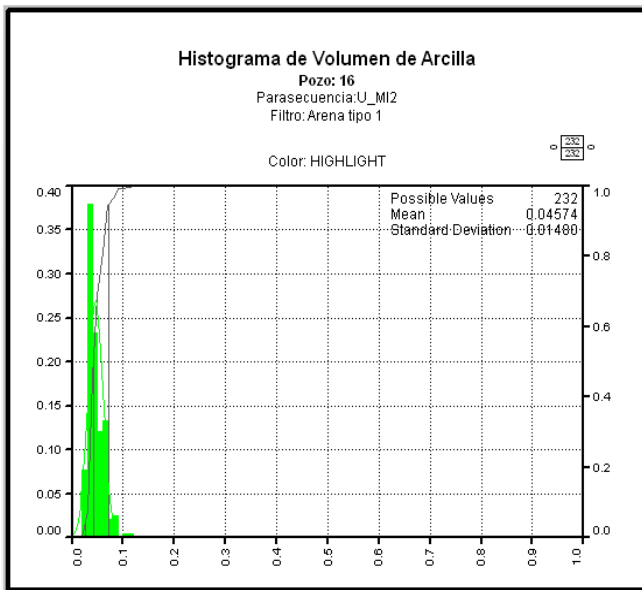
7Tabla 3.7 Rango de valores de las propiedades petrofisica para establecer los tipos de roca de las arenas del Miembro Morichal

TIPO DE ROCA	K CORE MAX	K CORE MIN	ICR MAX	ICR MIN	Swirr MAX	Swirr Min	CALIDAD DE ROCA
1	MAX	6800	MAX	140	5	11	EXCELENTE
2	6800	1030	140	58	11	25	BUENO
3	1030	116	58	20	25	58	REG. ARCILLOSO
4	116	MIN	20	MIN	58	100	MUY ARCILLOSO



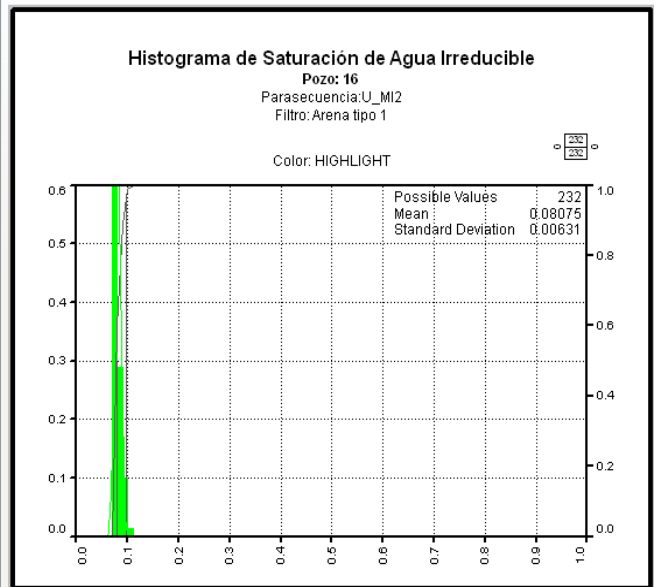
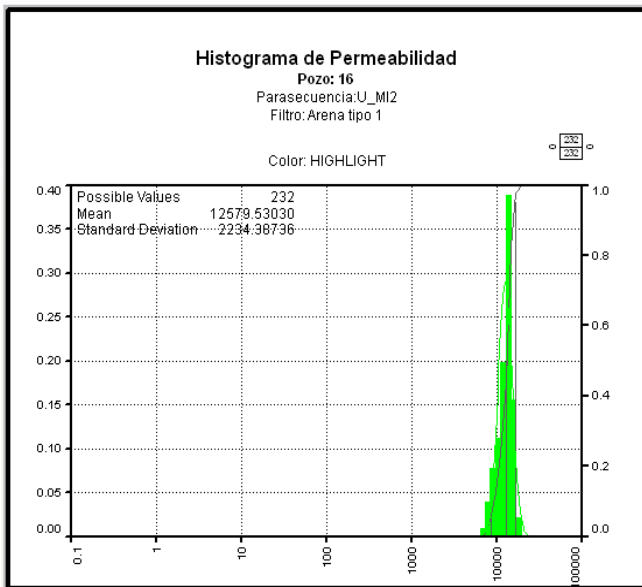
55Figura 3.6 Registros de pozo 16

Como complemento de estos registros tambien se realizaron Histogramas de Volumen de arcilla, Porosidad efectiva, Permeabilidad y Saturación de agua irreducible, como se muestra en la figura 3.6, dandonos valores promedios de estas propiedades para una mejor interpretación. Estos histogramas tambien fueron empleados para determinar la variación de los T2 segun el volumen de arcilla, la Swirr y agua ligada a las arcillas en la estimación de la viscosidad.



histograma de kh* X +

histograma de swirr* X +



4Histogramas 3.1 de propiedades de Pozos

3.6.2 Estimación de viscosidad de los Hidrocarburos con la Herramienta de RMN

Para la estimación de esta propiedad del crudo se investigaron una serie de trabajo realizados en crudos pesado y se utilizaron las correlaciones planteadas para la estimación de la viscosidad del crudo buscando, cual de ella se ajusta de mejor manera para el caso en estudio, según los parámetros tomados en consideración en este trabajo y según las propiedades del crudo presente en la faja. Alguna de ella se muestran a continuación:

$$\eta = \left(\frac{2200 + 470 * TE^2}{T2LM - (TE + 0.5)} \right) \left(\frac{T + 273}{298} \right) \quad \text{Ecuación 3.25}$$

La Torraca et al. [1999] relaciono la viscosidad y las propiedades de la RM de 12 muestra de crudos pesado del valle de San Joaquin en un rango de de 1000 y 100000 mPa-s a 28°C. En este mismo trabajo se relaciono la viscosidad y el indice de hidrogeno (HI) de la siguiente manera:

$$\ln(\eta) = \underbrace{\left(11 + \frac{1.1}{TE} \right)}_{(a)} - \underbrace{\left(\frac{5.4 + 0.66}{TE} \right)}_{(b)} * HI \quad \text{Ecuación 3.26}$$

Donde:

$$HI = \frac{\Phi MR - \Phi W}{\Phi T - \Phi W} \quad \text{Ecuación 3.27}$$

En otro trabajo realizado en la universidad de Calgary por [Bryan et al., 2005] un grupo de investigadores tomaron muestras de crudo pesado y bitumen de Canada con un

rango de temperatura de 25 y 80 °C con viscosidades en un rango de 1 a 3000000 de mPa-s, donde su correlación fue la siguiente:

$$\eta = \frac{1.15}{T^{2LM} * RHI^{4.55}} \quad \text{Ecuación 3.28}$$

$$RHI = \frac{A_o M_w}{A_w M_o} \quad \text{Ecuación 3.29}$$

Sun et al. [2007] uso algoritmo del cambio de tiempo para definir el indice de hidrogeno aparente, estimando la viscosidad de esta manera:

$$\log(\eta) = a - b HI_{app} \quad \text{Ecuación 3.30}$$

$$HI_{app} = \frac{S_o \Phi - \Delta \Phi}{S_o \Phi} \quad \text{Ecuación 3.31}$$

Done a y b dependen de la herramienta y el tiempo TE, HI pierde sencibilidad bajo los 1000 mPa-s , esta correlacion deja de ser funcional ´para este rango. [Bryan et al. 2005] tomo 5 diferente herramientas y diferente modos de adquisición utilizando la siguiente ecuación.

$$\eta = \frac{\alpha}{T^{2LM} * HI^\beta} \quad \text{Ecuación 3.32}$$

Debido a que nuestra población de control (herramienta y modo de adquisición)son diversos y estos parametros son netamente dependiente de la herramienta, una fluctuación minima de β podia influenciar en gran escala la magnitud de la viscosidad.

Y Sun et al. [2007] en este trabajo tiene la ventaja de que sobre las ecuaciones previas, ya que utiliza ambos tiempos de relajación e información de amplitud. A baja viscosidad la media logarítmica de T2 depende fuertemente de la viscosidad, mientras que el HI es insensible, mientras que a alta viscosidad es inverso HI depende de la viscosidad y T2 es insensible. La ecuación que se planteara a continuación es menos sensible al cambio, ya que el exponencial crece menos rápido que la potencia, en comparación a la ecuación anterior, observe la ecuación para mayor comprensión.

$$\eta = \frac{\exp(\alpha)}{T2LM * \exp(\beta * HI)} \quad \text{Ecuación 3.33}$$

De todas estas ecuaciones se seleccionaron las ecuaciones que presentaron una mejor tendencia de la curva de viscosidad esperada, para así comparar con los resultados PVT obtenidos.

3.7 Comparacion de Resultados

Todos estos resultados de las ecuaciones anteriormente mostradas fueron analizados y colocados en una tabla . A ellos se les calculo el error experimental con el fin de comparar la magnitud de la viscosidad de la herramienta vs la de los datos PVT, ya que estas mediciones siempre llevan emplicita indeterminaciones, siempre que se mide, por razones diversas y en general difíciles de evitar, corremos el riesgo de no acertar con el valor exacto de la magnitud. Unas veces esto debido a la imperfeccion de nuestros instrumento, o al diseño del proceso de medida. De manera que cuando expresamos el valor medido de un magnitud debemos siempre hacer una estimación del grado de confianza con el que hemos realizado la medida.

Para ello se realizaron tablas e histogramas de los datos obtenidos de la ecuaciones seleccionadas en el objetivo 3.6.2. y con ellos y las siguientes ecuaciones:

Error Absoluto $Ea = \mu (rmn) - \mu (pvt)$ Ecuación 3.34

Error Relativo $Er = (Ea / \mu (pvt)) * 100$ Ecuación 3.35

Con todo esto se logro calcular la desviacion de cada una de las ecuaciones de viscosidad de RMN, y se observo cual de ellas se ajusto mejor a los datos PVT de la base de datos de la empresa mixta Petromonagas.

CAPITULO IV

ANÁLISIS DE RESULTADOS

4.1 Etapa I: Recopilación de Información

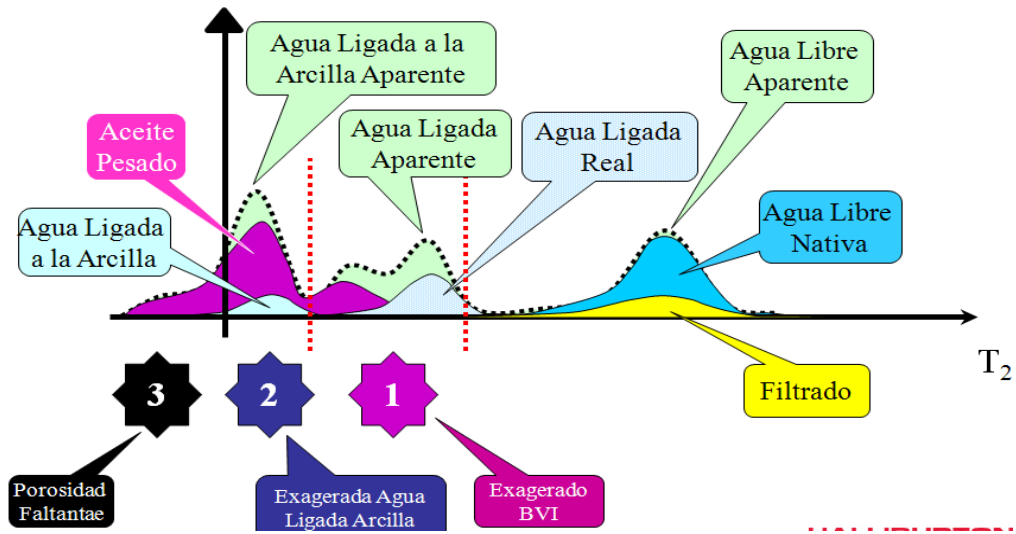
A través de diversa bibliografía se recolecto información valiosa, que permitió generar una buena base teórica, lo cual respalda el desarrollo de esta investigación. Obteniendo de esta manera datos de RMN de 10 pozos con registros en la empresa mixta Petromonagas, en la cual también se encontró análisis PVT de 8 pozos, los cuales posteriormente se correlacionaron para poder estimar la viscosidad del crudo en el campo.

4.2 Etapa II: Comprensión de la RMN

La herramienta de RMN activa un campo magnético durante un tiempo determinado donde polariza los protones de hidrogeno de los fluidos presentes en la matriz de la formación en dirección del campo magnético, este tiempo al que es expuesto es denominado T1. Luego de polarizar los protones le es aplicado un campo perpendicular, el cual toma los protones que posean una frecuencia de precesión igual a la frecuencia del campo magnético perpendicular aplicado B1. Al dejar de aplicar este campo, los protones van a presentar un tiempo de relajación T2 que va a ser el tiempo durante el cual los protones vuelven a su estado inicial.

4.2.1 Caracterización de los fluidos

El solapamiento de la señal de crudos pesados y extrapesado con respecto a la señal del agua ligada a las arcillas y la invasión del filtrado de lodo, nos lleva a reforzar los datos de la RMN con corridas de registros convencionales, para poder determinar arenas limpias y evitar grandes espesores de filtrado. En la siguiente figura se puede evidenciar la complejidad que puede presentar la herramienta por la similitud de los T2 de los distintos fluidos.



56Figura 4.1 Presentación Halliburton

4.2 .2 Propiedades petrofísicas

El modelo petrofísico descrito en el informe realizado en la empresa mixta Petromonagas, permitió obtener las estimaciones de las siguientes propiedades tanto en pozos verticales como horizontales, que emplearon para la caracterización del yacimiento.

- Volumen de Arcilla (VSH)
- Porosidades (PHIE, PHIT)
- Permeabilidad Absoluta componente horizontal y vertical (KH, KV)
- Índice de Calidad de Roca (ICR)
- Tipo de Roca (TR)
- Saturación de Agua Inicial (Sw)
- Saturación de Agua Irreducible (Swirr)

A partir del volumen de arcilla, porosidades, saturación de agua y permeabilidad, aplicando los parámetros de cortes petrofísicos generaron los sumarios y mapas de isopropiedad para cada una de las unidades sedimentarias del Miembro Morichal.

En el área de Petromonagas la unidad Morichal Inferior es la que mejores espesores de arena neta petrolífera presenta, con valores hasta de 307,5 pies. En cuanto a las propiedades, el promedio ponderado por espesor de la porosidad efectiva para el Miembro Morichal es de 32,2% y el promedio de la saturación de agua entre 14,2 - 22,5% siendo Morichal Inferior la que presenta menor porcentaje. En la tabla 4.1 se detalla los valores promedios de Arena Neta Petrolífera (ANP), porosidad efectiva (PHIE), saturación de agua total (SW), permeabilidad absoluta componente horizontal (KH), saturación de agua irreducible (SWIRR) y volumen de arcilla (VSH) promedio por unidad sedimentaria.

8Tabla 4.1 Promedio de propiedades Petrofísicas por Unidad Sedimentaria [6]

PROMEDIOS DE PROPIEDADES						
Unidad	ANP	PHIE	SW	KH	SWIRR	VSH
	FEET	VW	VW	mD	VW	VW
MORICHAL SUPERIOR	45,8	0,322	0,223	4613,48	0,149	0,128
MORICHAL MEDIO	106,7	0,320	0,197	4767,15	0,151	0,109
MORICHAL INFERIOR	130,8	0,316	0,141	7885,42	0,118	0,093

4.3. Etapa III: Evaluación de los Modos de Adquisición de Datos de RMN

La resonancia magnética como método de evaluación de formación ha sido aplicada en muchas aéreas con excelentes resultados, sin embargo, la Faja Petrolífera del Orinoco es un caso particular, ya que como se mencionó anteriormente presenta una superposición entre la señal de petróleo y la del CBW en las mediciones efectuadas. Una de las posibles causas de dicha superposición es la arcillosidad en ciertas áreas, ya que los tiempos de relajación para ambas señales (hidrocarburo pesado y agua ligada a las arcillas) suelen ser similares.

Para combatir la incertidumbre de la superposición de estas señales, se han desarrollados diversos modos de adquisición de datos para la Faja Petrolífera del Orinoco, que han sido evaluados para determinar cuál de ellos representa mejor las condiciones del área, tras estudios previos se han ideado modos de adquisición que debe ser empleado en función de la zona que se desea perfilar, sin embargo, es necesario hacer énfasis en cuál modo de adquisición se representa petrofísicamente mejor la zona estudiada, para ello se

realizó principalmente una evaluación petrofísica que permitiera identificar las posibles variables que influyen en mayor o menor medida en la selección del modo de adquisición óptimo para el bloque asignado a la empresa mixta Petromonagas, y posteriormente evaluar cada una de estas variables. Las siguientes tablas mostrarán los modos de adquisición aplicados en cada uno de los pozos.

9Tabla 4.2 Modo de Adquisición POZOS 16 Y 71

ECHO TRAIN	TW (mseg)	TE (mseg)	NE	NREPT	FREQ (KHz)	G (G/cm)	DOI (in)
1B	1000	10	8	1	975	39	2,2
1C	20	0,3	33	16			
2A	3400+	0,4	750	1	775	28	2,8
2B	1500	5,0	16	1			
2C	20	0,3	33	16			
3B	750	7,0	11	1	870	33	2,5
3C	20	0,3	33	16			
4A	4500+	0,4	750	1	700	24	3,0
4B	1500	0,8	250	1			
4C	20	0,3	33	16			
5B	1000	3,6	33	1	630	20	3,3
5C	20	0,3	33	16			
6A	4500+	0,4	750	1	565	17	3,7
6B	1000	1,5	100	1			
6C	20	0,3	33	16			

10Tabla 4.3 Modo de Adquisición POZO 75 Petromonagas

SHELL	TE S	TW	NECH	G
1	1.2	13.4	800	15.23
2	2.4	13.399	267	15.23
3	0.6	0.02	10	22.35
4	3.6	13.402	133	17.44
5	6	13.4	80	17.44

11 **Tabla 4.4 Modo de Adquisición POZO 78**

Shell	Index	NECH	TW(ms)	TE_S(ms)	TE_L	G
A	1	800	11999	1.2		13.391
B	2	267	12000	3.6		13.391
C	3	10	20	0.6		19.644
D	4	133	12000	7.2		15.226
E	5	80	12002	12.0		15.226
F	6	50	12000	19.2		14.725

12 **Tabla 4.5 Modo de Adquisición POZO 20**

TE (ms)	TW (ms)	NECH	FREQ (kHz)	ECHO NOISE
0,2	1640	3000	2164	0,1
0,2	20	30	2164	0,1

13 **Tabla 4.6 Modo de Adquisición POZO 64**

0,2	2490	5000	2185	0,052	1
0,2	20	30	2185	0,052	1

14 **Tabla 4.7 Modo de Adquisición POZO 72**

TE (ms)	TW (ms)	NECH	FREQ (kHz)	HI
0,2	13000	5000	2184	1
2	3000	1800	2184	1
4	3000	1800	2184	1
0,2	3000	3000	2184	1
0,2	1000	1800	2184	1
8	3000	900	2184	1

Como se puede observar en estas tablas el método de adquisición utilizado es el de espectro diferencial, ya que emplearon variaciones de TW, utilizaron altos tiempos de TW para poder leer el mayor fluido posible y variando también los TE según el espectro que se

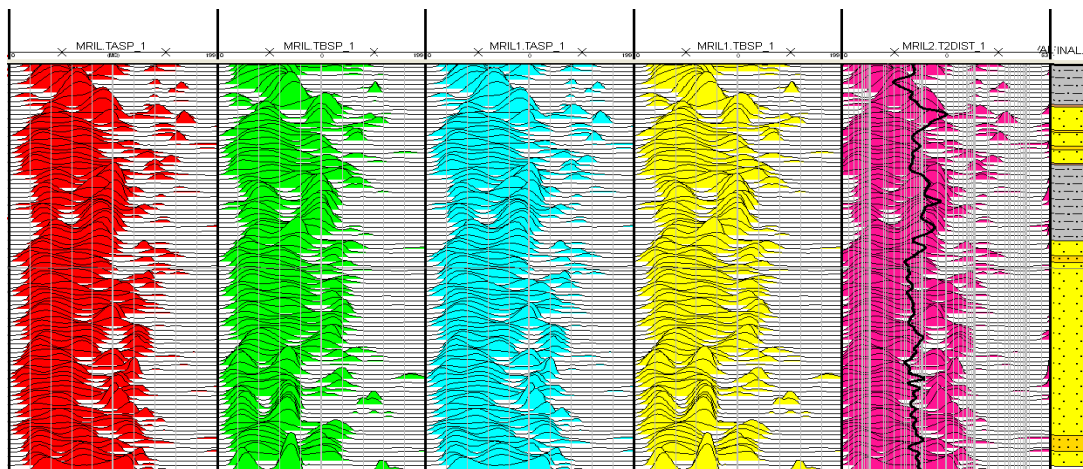
desea estudiar, para el caso del crudo pesado y extra pesado es necesario utilizar los TEMs pequeños posibles, debido a sus bajos tiempos de T2. Siendo de esta manera el utilizado en los pozos 16 y 71 los de mejor lectura, debido a que dicha herramienta posee un TEmín de 0.3 e hicieron variaciones de los gradientes y frecuencia, ayudando esto a investigar a distintas profundidades.

4.3.1 Selección de Parametros en Base al Crudo Presente

Como se mencionó anteriormente, debido a los bajos tiempos de relajación del crudo pesado y extrapesado para la adquisición, es necesaria herramientas que posean un bajo tiempo de TE, incluso menor al 0.3 ms, para obtener la mayor lectura del crudo ya que su valor es tan bajo que puede no ser leído o tomado como matriz de formación. De igual manera es necesario herramientas con varias profundidades de investigación ya que es de gran ayuda para detectar lecturas de lodo, el cual desplaza en ocasiones al crudo móvil.

4.4 Etapa IV: Procesamiento de Datos de RMN

Al introducir los datos y llamar a las curvas se observa arreglos como el mostrado en la figura 4.2, el cual es una representación gráfica de la distribución de los tiempos T2 del pozo 75.



57Figura 4.2 Distribución de T2 del pozo 75

Debido a que el crudo estudiado es pesado y extrapesado se ve la tendencia del arreglo a la izquierda, debido a lo mencionado anteriormente, que los valores de T2 del crudo pesado y extrapesado son muy bajos, al igual que los valores del agua irreducible.

Los pozos 79 y 18 no se le pudo realizar procesamiento de T2, debido a que las empresas de servicio no suministraron los datos requeridos por ser pozos antiguos. En estos pozos solo se posee en la empresa mixta Petromonagas distribución de T1, siendo esto utilizada para conclusiones posteriores. En los Pozos 16 y 71 de igual manera no se obtuvo los datos requeridos y solo se posee distribución TPOR.

4.4.1 Calculo de T2LM

Como se muestra en la figura 4.2, los valores calculados de T2LM representan valores mas singulares de la distribución de T2, siendo estos mas faciles para los calculos de las propiedades.

4.5 Etapa V: Validación de los PVT

4.5.1 Representatividad de los PVT

Una vez concluido la revisión de la representatividad de las muestras se obtuvieron los resultados que se exponen en la **Tabla 4.4**.

15Tabla 4.8 Verificación de la representatividad de las condiciones de yacimiento

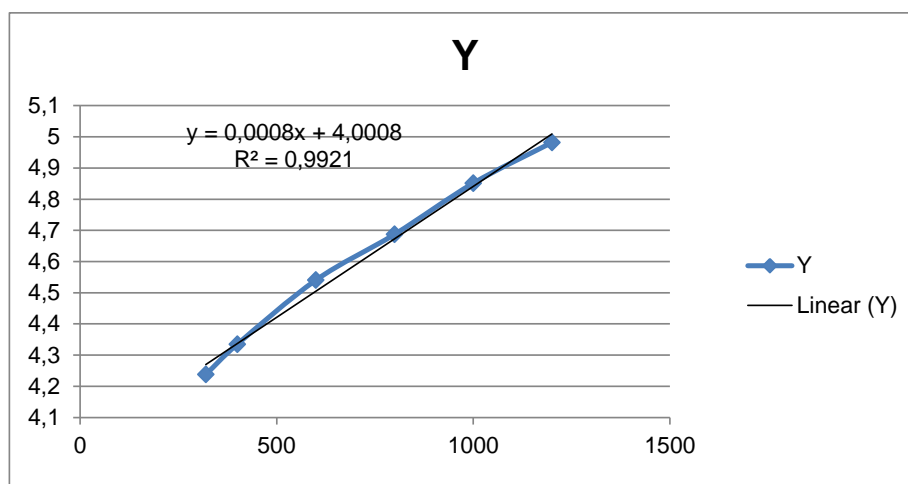
Muestra(Pozo)	$P_y > P_b$	$T_y = T_{lab}$	$RGP \approx RGP$ (reportado)
14	SI	NO	SI
15	SI	NO	NO
0312	SI	SI	SI
0314	SI	SI	SI
0315	SI	SI	SI
0802	SI	SI	SI
0817	SI	SI	NO
0823	NO	SI	NO

Se puede concluir, en base a las condiciones del reservorio que al momento de tomar las muestras para el PVT en los pozos 0315, 0312, 0314 y 0802 que las mismas son representativas del yacimiento, ya que fue tomada bajo condiciones Subsaturadas ($P_{yac} > P_b$) y las pruebas en el laboratorio respetaron la premisa de ser realizadas a la Temperatura del Yacimiento.

4.5.2 Consistencia de los PVT

4.5.2.1 Linealidad de la Función "Y"

De los resultados obtenidos se puede notar que el pozo 14 no cumplió con el 5% de diferencia de tendencia lineal, otros pozos como el 15 no se le pudo realizar la prueba, el pozo 0823 no posee la presión de burbuja, el resto de los pozos 0312, 0314, 0315, 0802 si presentaron una linealidad con diferencial menor al 5% en la función Y como lo muestra la Grafica 4.1. .



5Grafica 4.1 Linealidad de la Función Y, Pozo 0314

4.5.2.2 Balance de masa

Los pozos 0312, 0314, 0315 y 0802 se pueden considerar consistente respecto a la prueba de balance masa, a pesar de que para las primeras presiones no se cumple que el error sea $< 10\%$ entre el R_s experimento y R_s calculado como se muestra en la **Tabla 4.5**, esto puede ser debido a que en la prueba no se logró una recombinación exacta del crudo y su R_s no sea alcanzada, arrastrando así un pequeño error. El resto de los pozos como

0817,0823 y 15 no poseen datos de la prueba de liberación diferencial para poder realizar esta prueba.

16Tabla 4.9 Verificación de la prueba de balance de masa Pozo 0314

Temperatura de la prueba (°F)	129
°API del crudo residual	8.6
Graveda especifica del crudo residual	1.015
Volumen del petroleo a 14,7 lpca y 60 °F	1000

P atm Patm

T. amb Tyac.

Presio lpca	0	0	185	385	585	785	985	1185	1295
Temperatura °F	60	129	129	129	129	129	129	129	129
Rsexp(PCN/BN)	0	0	15	38	60	79	100	112	121
β_o (BY/BN)		1.0242	1.0535	1.0603	1.0639	1.0678	1.072	1.0769	1.0813
ρ_o (gr/cc)			0.9609	0.958	0.9577	0.9567	0.9556	0.9527	0.9501
γ_g		0.6932	0.6492	0.6407	0.6356	0.6323	0.6296	0.628	
Mo (gr)	1009	1009	1012.3	1015.8	1018.9	1021.6	1024.4	1026	1027.3
Mg (gr)			3.3082	3.4593	3.1296	2.6672	2.8389	1.5594	1.3805
Vg (PCN)			0.1375	0.1535	0.1407	0.1208	0.1294	0.0714	0.0633
Rs cal(PCN/BN)			21.861	46.27	68.645	87.868	108.44	119.78	129.85
% de error entre Rs exp y Rs cal			31.38	17.87	12.59	10.09	7.77	6.5	6.82
Resultado			No cumple	No cumple	No cumple	No cumple	cumple	cumple	cumple

4.5.2.3 Prueba de Desigualdad

Los pozos a los cuales se le logro realizar la prueba de desigualdad cumplieron con la condición, como se puede mostrar en la Tabla 4.6 y al igual que la prueba anterior los pozos 0817,0823 y 15 no se le pudo realizar la prueba ya que no poseen datos de la prueba de liberación diferencial para poder realizar esta prueba.

17Tabla 4.10 Verificación de la prueba de Desigualdad Pozo 0314

PRESION(lpca)	0	185	385	585	785	985	1185	1295
Bo(BY/BN)	1.0242	1.0535	1.0603	1.0639	1.0678	1.072	1.0769	1.0813
Bg(BY/PCN)	0.2017	0.0147	0.0072	0.0047	0.0035	0.0028	0.0023	0
Rs (PCY/PCN)	0	15	38	60	79	100	112	121
$\delta Bo/\delta P$	1.5E-4	3.4E-5	1.8E-5	1.9E-5	2.1E-5	2.5E-5	4E-5	
Bg*($\delta Rs/\delta P$)	1.6E-2	1.6E-3	7.9E-4	4.4E-4	3.7E-4	1.7E-4	1.9E-4	
DESIGUADAD	CUMPLE	CUMPLE	CUMPLE	CUMPLE	CUMPLE	CUMPLE	CUMPLE	CUMPLE

Entre las pruebas de validación realizadas, las mas significativas en cuanto a caracterización de fluidos de yacimiento son: la función Y y balance de masa. En total solo 4 pozos resultaron validos en todas las pruebas realizadas.

4.5.3 Calculo de la Viscosidad de Hidrocarburo en Base a Pruebas PVT

Este calculo de viscosidad se le realizo y graficado a los pozos que aprobaron la validación de los PVT, tanto en consistencia como en representatividad. Observando en ellos un comportamiento similar, según la **Grafica 4.1** y las **Tablas 4.7, 4.8 y 4.9** de la viscosidad respecto la presión a Tyac, en ella se aprecia que cuando la presión esta por debajo del punto de burbujeo, la viscosidad del crudo comienza a aumentar por la liberación de gas.

18Tabla 4.11 Viscosidad a Tyac de los pozos 0312 y 0314

PRESIÓN(PSIA)	POZO 0312 A 126°F	POZO 0314 A 129°F
2000	2393	1267
1800	2252	1220
1600	2158	1126
1400	2065	1079
1200	2299	1408
1000	2815	1710
800	3425	2112
600	4176	2440

400 5162
200 6100

2820
3300

19Tabla 4.12 Viscosidad a Tyac del pozo 0315

PRESIÓN(PZIA)	POZO 0315 A 127°F
2000	1619
1800	1525
1600	1408
1400	1314
1100	1760
900	2150
700	2630
500	3120
300	3600
200	3950

20Tabla 4.13 Viscosidad a Tyac del pozo 0802

PRESIÓN(PZIA)	POZO 0802 A 127°F
3003	1350
2000	1110
1433	990
1205	940
1100	915
800	1750
450	2520
200	3430
85	4120
15	5160

21Tabla 4.14 Viscosidad POZO 71

TVDSS	VISCOSIDAD CORRELACION	VISCOSIDAD PVT			
			3423	1056,237042	1062,190348
3394	1073,338848	1067,935684	3423,5	1055,946314	1062,09129
3394,5	1073,039941	1067,836626	3424	1055,655724	1061,992233
3395	1072,741178	1067,737569	3424,5	1055,365271	1061,893175
3395,5	1072,442559	1067,638511	3425	1055,074957	1061,794118
3396	1072,144084	1067,539454	3425,5	1054,78478	1061,69506
3396,5	1071,845752	1067,440396			
3397	1071,547564	1067,341339			
3397,5	1071,249519	1067,242281			
3398	1070,951618	1067,143224			
3398,5	1070,65386	1067,044166			
3399	1070,356246	1066,945108			
3399,5	1070,058774	1066,846051			

3401,5	1068,870316	1066,449821
3402	1068,573558	1066,350763
3402,5	1068,276943	1066,251706
3403	1067,98047	1066,152648
3403,5	1067,684139	1066,053591
3404	1067,38795	1065,954533
3404,5	1067,091904	1065,855476
3405	1066,795999	1065,756418
3406	1066,204614	1065,558303
3406,5	1065,909134	1065,459246
3407	1065,613796	1065,360188
3407,5	1065,318599	1065,261131
3408	1065,023543	1065,162073
3408,5	1064,728629	1065,063016
3409	1064,433855	1064,963958
3409,5	1064,139223	1064,864901
3410	1063,844731	1064,765843
3410,5	1063,55038	1064,666786
3411	1063,25617	1064,567728
3411,5	1062,9621	1064,468671
3412	1062,668171	1064,369613
3414,5	1061,200627	1063,874325
3415	1060,907538	1063,775268
3415,5	1060,614588	1063,67621
3416	1060,321779	1063,577153
3416,5	1060,029108	1063,478095
3417	1059,736578	1063,379038
3417,5	1059,444186	1063,27998
3418	1059,151934	1063,180923
3418,5	1058,85982	1063,081865
3420,5	1057,692756	1062,685635
3421	1057,401336	1062,586578
3421,5	1057,110055	1062,48752
3422	1056,818913	1062,388463

3422,5 1056,527908 1062,289405

22Tabla 4.15 Viscosidad POZO 16

TVDSS	Correlacion	PVT	3407,8	1065,73	1065,3	3431,3	1051,43	1060,55
3377,3	1083,41	1071,24	3408,3	1065,44	1065,2	3431,8	1051,14	1060,45
3377,8	1083,10	1071,15	3408,8	1065,14	1065,1	3432,3	1050,85	1060,35
3378,3	1082,80	1071,05	3409,3	1064,85	1065	3432,8	1050,56	1060,25
3378,8	1082,49	1070,95	3409,8	1064,55	1064,9	3433,3	1050,28	1060,15
3379,3	1082,19	1070,85	3410,3	1064,26	1064,81	3433,8	1049,99	1060,05
3379,8	1081,89	1070,75	3410,8	1063,96	1064,71	3434,3	1049,70	1059,95
3380,3	1081,59	1070,65	3411,3	1063,67	1064,61	3434,8	1049,41	1059,85
3380,8	1081,28	1070,55	3411,8	1063,37	1064,51	3435,3	1049,12	1059,75
3381,3	1080,98	1070,45	3412,3	1063,08	1064,41	3435,8	1048,84	1059,65
3381,8	1080,68	1070,35	3412,8	1062,79	1064,31	3436,3	1048,55	1059,56
3382,3	1080,37	1070,25	3413,3	1062,49	1064,21	3436,8	1048,26	1059,46
3386,8	1077,66	1069,36	3413,8	1062,20	1064,11	3437,3	1047,98	1059,36
3387,3	1077,36	1069,26	3414,3	1061,90	1064,01	3437,8	1047,69	1059,26
3387,8	1077,06	1069,16	3414,8	1061,61	1063,91	3438,3	1047,40	1059,16
3388,3	1076,76	1069,06	3415,3	1061,32	1063,81	3438,8	1047,12	1059,06
3388,8	1076,46	1068,97	3415,8	1061,02	1063,72	3439,3	1046,83	1058,96
3389,3	1076,16	1068,87	3416,3	1060,73	1063,62	3439,8	1046,54	1058,86
3389,8	1075,86	1068,77	3416,8	1060,44	1063,52	3440,3	1046,26	1058,76
3390,3	1075,56	1068,67	3417,3	1060,15	1063,42	3440,8	1045,97	1058,66
3390,8	1075,26	1068,57	3417,8	1059,85	1063,32	3441,3	1045,69	1058,56
3391,3	1074,96	1068,47	3418,3	1059,56	1063,22	3441,8	1045,40	1058,47
3391,8	1074,66	1068,37	3418,8	1059,27	1063,12			
3392,3	1074,36	1068,27	3419,3	1058,98	1063,02			
3392,8	1074,06	1068,17	3419,8	1058,68	1062,92			
3393,3	1073,76	1068,07	3420,3	1058,39	1062,82			
3393,8	1073,46	1067,98	3420,8	1058,10	1062,73			
3394,3	1073,16	1067,88	3421,3	1057,81	1062,63			
3394,8	1072,86	1067,78	3421,8	1057,52	1062,53			

3395,3	1072,56	1067,68	3422,3	1057,23	1062,43
3395,8	1072,26	1067,58	3422,8	1056,94	1062,33
3396,3	1071,97	1067,48	3423,3	1056,64	1062,23
3396,8	1071,67	1067,38	3423,8	1056,35	1062,13
3397,3	1071,37	1067,28	3424,3	1056,06	1062,03
3397,8	1071,07	1067,18	3424,8	1055,77	1061,93
3398,3	1070,77	1067,08	3425,3	1055,48	1061,83
3398,8	1070,48	1066,98	3425,8	1055,19	1061,73
3399,3	1070,18	1066,89	3426,3	1054,90	1061,64
3399,8	1069,88	1066,79	3426,8	1054,61	1061,54
3403,3	1067,80	1066,09	3427,3	1054,32	1061,44
3403,8	1067,51	1065,99	3427,8	1054,03	1061,34
3404,3	1067,21	1065,9	3428,3	1053,74	1061,24
3404,8	1066,91	1065,8	3428,8	1053,45	1061,14
3405,3	1066,62	1065,7	3429,3	1053,16	1061,04
3405,8	1066,32	1065,6	3429,8	1052,87	1060,94
3406,3	1066,03	1065,5	3430,3	1052,58	1060,84
3406,8	1065,73	1065,4	3430,8	1052,29	1060,64

23 Tabla 4.16 Viscosidad POZO 72 MORICAL INFERIOR

TVDSS	CORRELACION	PVT			
2.536,7	2341,81	1338,61	2.616,2	2118,44	1287,77
2.537,2	2340,31	1338,29	2.616,7	2117,13	1287,45
2.539,2	2334,30	1337,01	2.617,2	2115,83	1287,13
2.576,2	2226,93	1313,35	2.617,7	2114,52	1286,81
2.595,7	2173,10	1300,88	2.618,2	2113,21	1286,49
2.599,2	2163,63	1298,64	2.618,7	2111,91	1286,17
2.599,7	2162,28	1298,32	2.619,7	2109,30	1285,54
2.600,2	2160,93	1298	2.620,7	2106,70	1284,9
2.600,7	2159,59	1297,68	2.621,2	2105,40	1284,58
2.603,2	2152,88	1296,09	2.621,7	2104,10	1284,26
2.603,7	2151,54	1295,77	2.622,2	2102,81	1283,94
2.604,2	2150,20	1295,45	2.622,7	2101,51	1283,62

2.604,7	2148,86	1295,13	2.623,2	2100,22	1283,3
2.605,2	2147,53	1294,81	2.623,7	2098,92	1282,98
2.605,7	2146,20	1294,49	2.624,2	2097,63	1282,66
2.606,2	2144,86	1294,17	2.624,7	2096,34	1282,34
2.606,7	2143,53	1293,85	2.625,2	2095,05	1282,02
2.608,7	2138,21	1292,57	2.625,7	2093,76	1281,7
2.609,2	2136,89	1292,25	2.640,7	2055,60	1272,11
2.609,7	2135,56	1291,93	2.641,2	2054,34	1271,79
2.610,2	2134,24	1291,61	2.641,7	2053,09	1271,47
2.610,7	2132,92	1291,29	2.642,2	2051,83	1271,15
2.611,2	2131,60	1290,97	2.642,7	2050,58	1270,83
2.611,7	2130,27	1290,65	2.643,2	2049,33	1270,51
2.612,2	2128,96	1290,33	2.643,7	2048,08	1270,19
2.612,7	2127,64	1290,01	2.653,2	2024,52	1264,11
2.613,2	2126,32	1289,69			
2.613,7	2125,00	1289,37			
2.614,2	2123,69	1289,05			
2.614,7	2122,38	1288,73			
2.615,2	2121,06	1288,41			
2.615,7	2119,75	1288,09			

MORICHAL

MEDIO

2413,00

TVDSS

CORRELACION

PVT

2.361,7	3111,88	1946,58	2.383,2	3020,26	1930,59	2.400,2	2950,50	1917,94
2.362,2	3109,71	1946,2	2.383,7	3018,18	1930,21	2.458,7	2727,13	1874,43
2.362,7	3107,53	1945,83	2.384,2	3016,10	1929,84	2.459,2	2725,33	1874,06
2.363,2	3105,36	1945,46	2.384,7	3014,01	1929,47	2.459,7	2723,53	1873,69
2.369,2	3079,48	1941	2.385,2	3011,94	1929,1	2.460,2	2721,73	1873,32
2.369,7	3077,34	1940,63	2.385,7	3009,86	1928,73	2.460,7	2719,93	1872,95
2.370,2	3075,20	1940,25	2.386,2	3007,78	1928,35			
2.370,7	3073,06	1939,88	2.386,7	3005,71	1927,98			

2.371,2	3070,92	1939,51	2.387,2	3003,64	1927,61
2.371,7	3068,79	1939,14	2.387,7	3001,57	1927,24
2.372,2	3066,65	1938,77	2.388,2	2999,51	1926,87
2.372,7	3064,52	1938,4	2.388,7	2997,44	1926,5
2.373,2	3062,39	1938,02	2.389,2	2995,38	1926,12
2.373,7	3060,27	1937,65	2.389,7	2993,32	1925,75
2.374,2	3058,14	1937,28	2.390,2	2991,26	1925,38
2.374,7	3056,02	1936,91	2.390,7	2989,20	1925,01
2.375,2	3053,90	1936,54	2.391,2	2987,15	1924,64
2.375,7	3051,78	1936,16	2.391,7	2985,09	1924,26
2.376,2	3049,67	1935,79	2.392,2	2983,04	1923,89
2.376,7	3047,55	1935,42	2.392,7	2981,00	1923,52
2.377,2	3045,44	1935,05	2.393,2	2978,95	1923,15
2.377,7	3043,33	1934,68	2.393,7	2976,90	1922,78
2.378,2	3041,22	1934,3	2.394,2	2974,86	1922,41
2.378,7	3039,12	1933,93	2.394,7	2972,82	1922,03
2.379,2	3037,02	1933,56	2.395,2	2970,78	1921,66
2.379,7	3034,91	1933,19	2.395,7	2968,75	1921,29
2.380,2	3032,82	1932,82	2.396,2	2966,71	1920,92
2.380,7	3030,72	1932,45	2.396,7	2964,68	1920,55
2.381,2	3028,62	1932,07	2.397,2	2962,65	1920,17
2.381,7	3026,53	1931,7	2.397,7	2960,62	1919,8
2.382,2	3024,44	1931,33	2.398,2	2958,59	1919,43
2.382,7	3022,35	1930,96	2.398,7	2956,57	1919,06

MORICHAL

SUPERIOR

	2155,50				
TVDSS	CORRELACION	PVT			
2.097,7	4818,72	3692,16	2.158,2	4371,70	3593,47
2.126,7	4596,67	3644,86	2.158,7	4368,26	3592,66
2.128,7	4581,90	3641,59	2.178,7	4233,67	3560,03
2.129,2	4578,22	3640,78	2.179,2	4230,38	3559,21
2.129,7	4574,54	3639,96	2.179,7	4227,09	3558,4

2.132,7	4552,56	3635,07	2.180,2	4223,81	3557,58
2.133,2	4548,91	3634,25	2.183,2	4204,20	3552,69
2.139,2	4505,46	3624,47	2.183,7	4200,95	3551,87
2.139,7	4501,86	3623,65			
2.140,2	4498,27	3622,83			
2.140,7	4494,69	3622,02			
2.142,2	4483,95	3619,57			
2.142,7	4480,38	3618,76			
2.143,2	4476,82	3617,94			
2.143,7	4473,26	3617,12			
2.144,2	4469,70	3616,31			
2.144,7	4466,14	3615,49			
2.145,7	4459,05	3613,86			
2.146,2	4455,51	3613,05			
2.146,7	4451,97	3612,23			
2.147,2	4448,44	3611,42			
2.147,7	4444,91	3610,6			
2.150,7	4423,81	3605,71			
2.151,2	4420,31	3604,89			
2.151,7	4416,81	3604,07			
2.152,2	4413,32	3603,26			
2.152,7	4409,83	3602,44			
2.153,2	4406,34	3601,63			
2.155,2	4392,44	3598,36			
2.155,7	4388,97	3597,55			
2.157,2	4378,60	3595,1			
2.157,7	4375,15	3594,29			

24Tabla 4.17 Viscosidad POZO 75 MORICAL INFERIOR

TVDSS	CORRELACION							
2525,5	2379,37	1352,02	2567,5	2254,98	1325,92	2583	2211,36	1316,29
2526	2377,84	1351,71	2568	2253,55	1325,61	2583,5	2209,97	1315,97
2526,5	2376,30	1351,4	2568,5	2252,13	1325,3	2593,5	2182,48	1309,76
2527	2374,77	1351,09	2569	2250,70	1324,99	2594	2181,11	1309,45
2527,5	2373,24	1350,78	2569,5	2249,28	1324,68	2594,5	2179,75	1309,14
2529	2368,65	1349,85	2570	2247,86	1324,36	2599	2167,56	1306,34
2529,5	2367,12	1349,54	2570,5	2246,44	1324,05	2599,5	2166,21	1306,03
2534	2353,44	1346,74	2571	2245,02	1323,74	2600	2164,86	1305,72
2534,5	2351,92	1346,43	2571,5	2243,61	1323,43	2600,5	2163,51	1305,41
2536,5	2345,88	1345,18	2572	2242,19	1323,12	2601	2162,17	1305,1
2537	2344,38	1344,87	2572,5	2240,78	1322,81	2601,5	2160,82	1304,79
2540	2335,37	1343,01	2573	2239,36	1322,5			
2540,5	2333,87	1342,7	2573,5	2237,95	1322,19			
2541	2332,37	1342,39	2574	2236,54	1321,88			
2541,5	2330,88	1342,08	2574,5	2235,13	1321,57			
2542	2329,39	1341,77	2575	2233,72	1321,26			
2558	2282,30	1331,82	2575,5	2232,32	1320,95			
2558,5	2280,85	1331,51	2576	2230,91	1320,64			
2559	2279,41	1331,2	2576,5	2229,50	1320,32			
2559,5	2277,96	1330,89	2577	2228,10	1320,01			
2560	2276,51	1330,58	2577,5	2226,70	1319,7			
2560,5	2275,07	1330,27	2578	2225,30	1319,39			
2561	2273,62	1329,96	2578,5	2223,90	1319,08			
2561,5	2272,18	1329,65	2579	2222,50	1318,77			
2562	2270,74	1329,34	2579,5	2221,10	1318,46			
2562,5	2269,30	1329,03	2580	2219,71	1318,15			
2565	2262,12	1327,47	2580,5	2218,31	1317,84			
2565,5	2260,69	1327,16	2581	2216,92	1317,53			
2566	2259,26	1326,85	2581,5	2215,53	1317,22			
2566,5	2257,83	1326,54	2582	2214,14	1316,91			

2567 2256,40 1326,23 2582,5 2212,75 1316,6

MORICHAL

MEDIO 2390,00

TVDSS	CORRELACION	PVT
2360	3119,12	1947,81
2376,5	3048,23	1935,54
2377	3046,12	1935,17
2377,5	3044,01	1934,8
2378	3041,90	1934,42
2378,5	3039,79	1934,05
2379	3037,69	1933,68
2379,5	3035,59	1933,31
2381	3029,29	1932,19
2381,5	3027,20	1931,82
2382	3025,11	1931,45
2382,5	3023,02	1931,08
2383	3020,93	1930,71
2383,5	3018,85	1930,33
2384	3016,76	1929,96
2384,5	3014,68	1929,59
2430,5	2831,56	1895,38
2431	2829,65	1895,01
2431,5	2827,75	1894,63
2432	2825,85	1894,26
2432,5	2823,96	1893,89

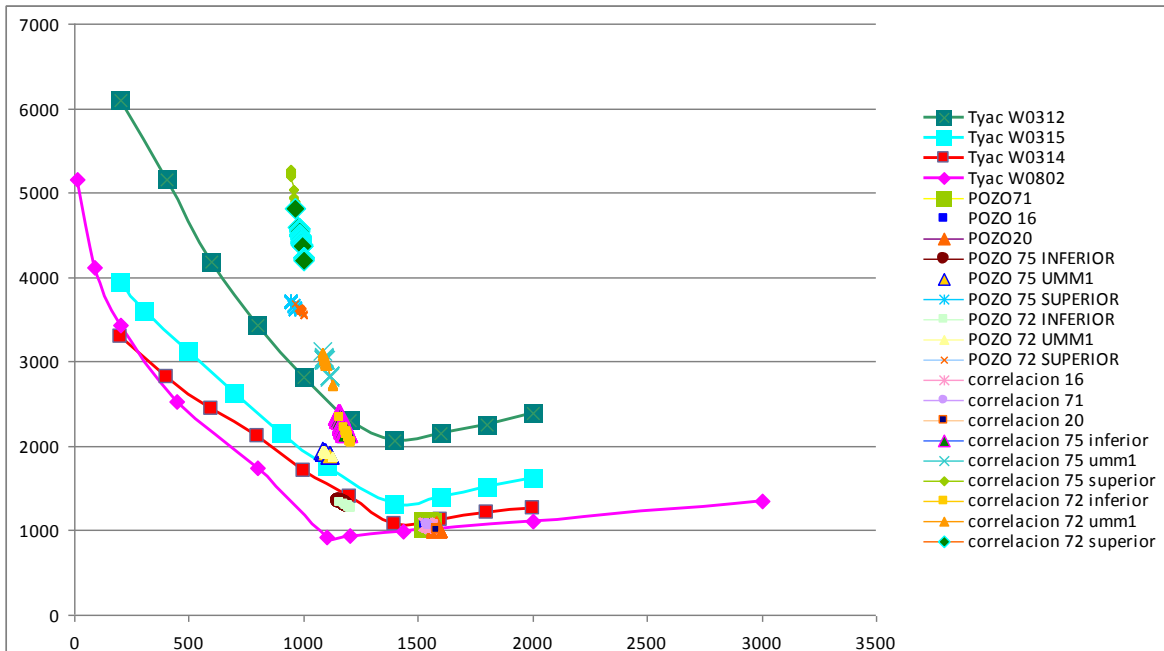
MORICHAL 2139,50
SUPERIOR PVT

TVDSS	CORRELACION				
2043	5275,16	3718,53	2091	4866,38	3630,88
2043,5	5270,65	3717,62	2092	4858,36	3629,06
2044	5266,15	3716,71	2092,5	4854,35	3628,15
2044,5	5261,65	3715,79	2093	4850,35	3627,23
2045	5257,16	3714,88	2093,5	4846,35	3626,32
2045,5	5252,68	3713,97	2094	4842,36	3625,41
2046	5248,20	3713,05	2094,5	4838,37	3624,49
2046,5	5243,72	3712,14	2095	4834,39	3623,58
2047	5239,26	3711,23	2095,5	4830,41	3622,67
2047,5	5234,79	3710,32	2096	4826,43	3621,75
2048	5230,34	3709,4			
2048,5	5225,88	3708,49			
2049	5221,44	3707,58			
2049,5	5216,99	3706,66			
2050	5212,56	3705,75			
2050,5	5208,13	3704,84			
2051	5203,70	3703,92			
2051,5	5199,28	3703,01			
2052	5194,87	3702,1			
2052,5	5190,46	3701,19			
2070	5039,44	3669,23			
2070,5	5035,22	3668,32			
2071	5031,00	3667,4			
2081,5	4943,60	3648,23			
2082	4939,49	3647,32			
2086	4906,81	3640,01			
2086,5	4902,74	3639,1			
2089,5	4878,46	3633,62			
2090	4874,43	3632,71			

2090,5 4870,40 3631,8

25Tabla 4.18 Viscosidad POZO 20

TVDSS	CORRELACION	PVT
3491,3	1017,56	1048,66
3492,8	1016,74	1048,36
3493,3	1016,47	1048,26
3493,8	1016,20	1048,16
3494,3	1015,93	1048,06
3494,8	1015,65	1047,97
3495,3	1015,38	1047,87
3495,8	1015,11	1047,77
3496,3	1014,84	1047,67
3496,8	1014,57	1047,57
3497,3	1014,30	1047,47

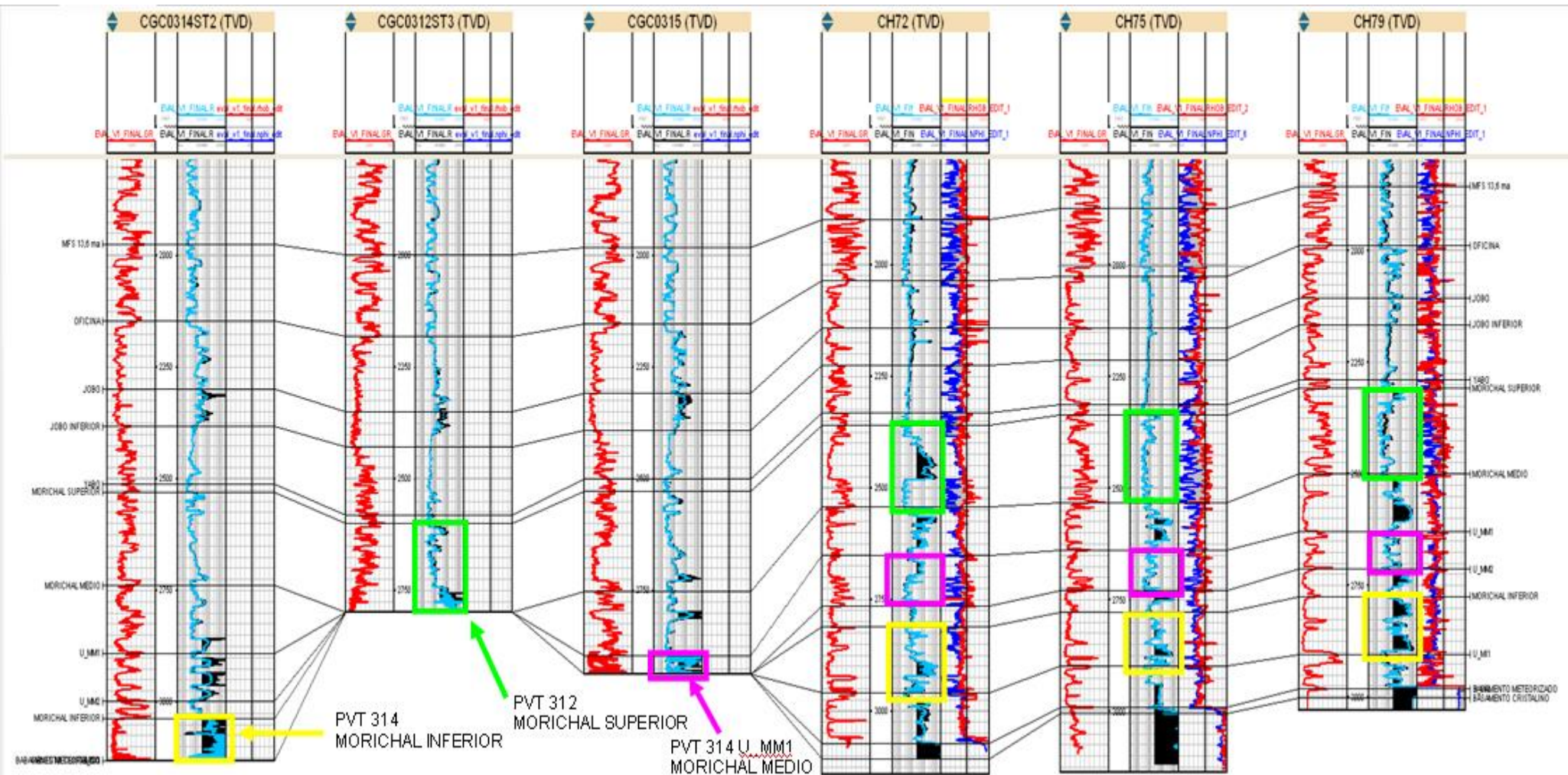


6Grafica 4.1 Calculo de viscosidad a Tyac de los pozos 0312, 0314, 0315, 0802

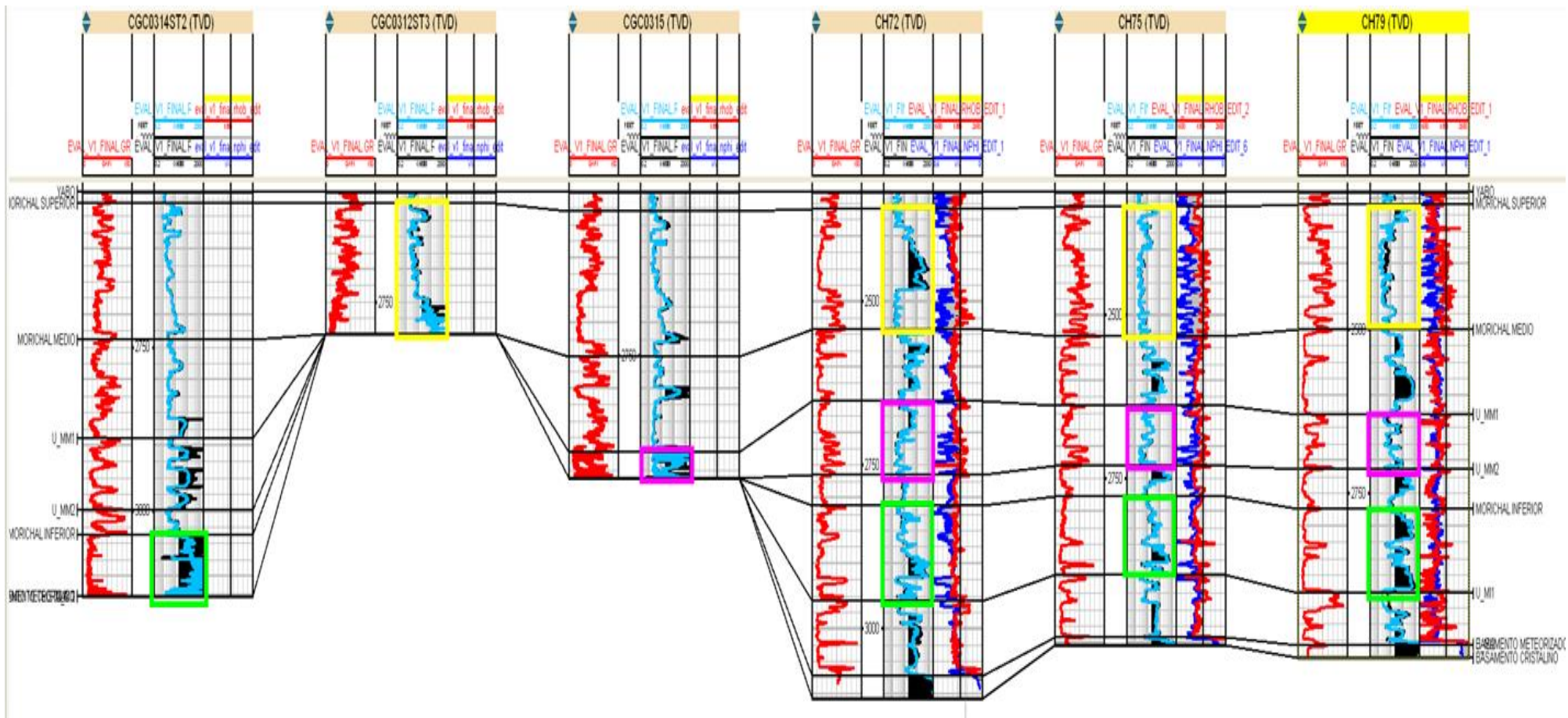
Utilizando la ecuaciones 3.16 y 3.17, aplicando interpolaciones de los puntos segun sus temperaturas y presiones e ingresando en la grafica anterior se obtuvo los valores de viscosidad por PVT y utilizando las misma ecuaciones 3,16 , 3,17 y las ecuaciones 3,18 a la 3,24 también se obtuvo valores de viscosidad de las correlaciones utilizadas en el informe de Magna Reserva donde se puede notar que para los pozo 16,71 y 20 las diferencia de los PVT Y la correlaciones es muy pequeña, pero para los pozos 75 y 72 no fue tan acertado, esto se presume que fue debido a que en los PVT no se incluyo el gas disuelto en el crudo, sino que fue calentado a temperatura de yacimiento mas no se incluyo el gas. De igual manera se aprecio que los pozos mas profundo y con mayor temperatura presentan un menor viscosidad para una misma presión. Estos valores de viscosidad serán tomados posteriormente para el ajuste de las correlaciones empiricas que se utilizaran.

4.6 Etapa VI: Correlación de las Arenas.

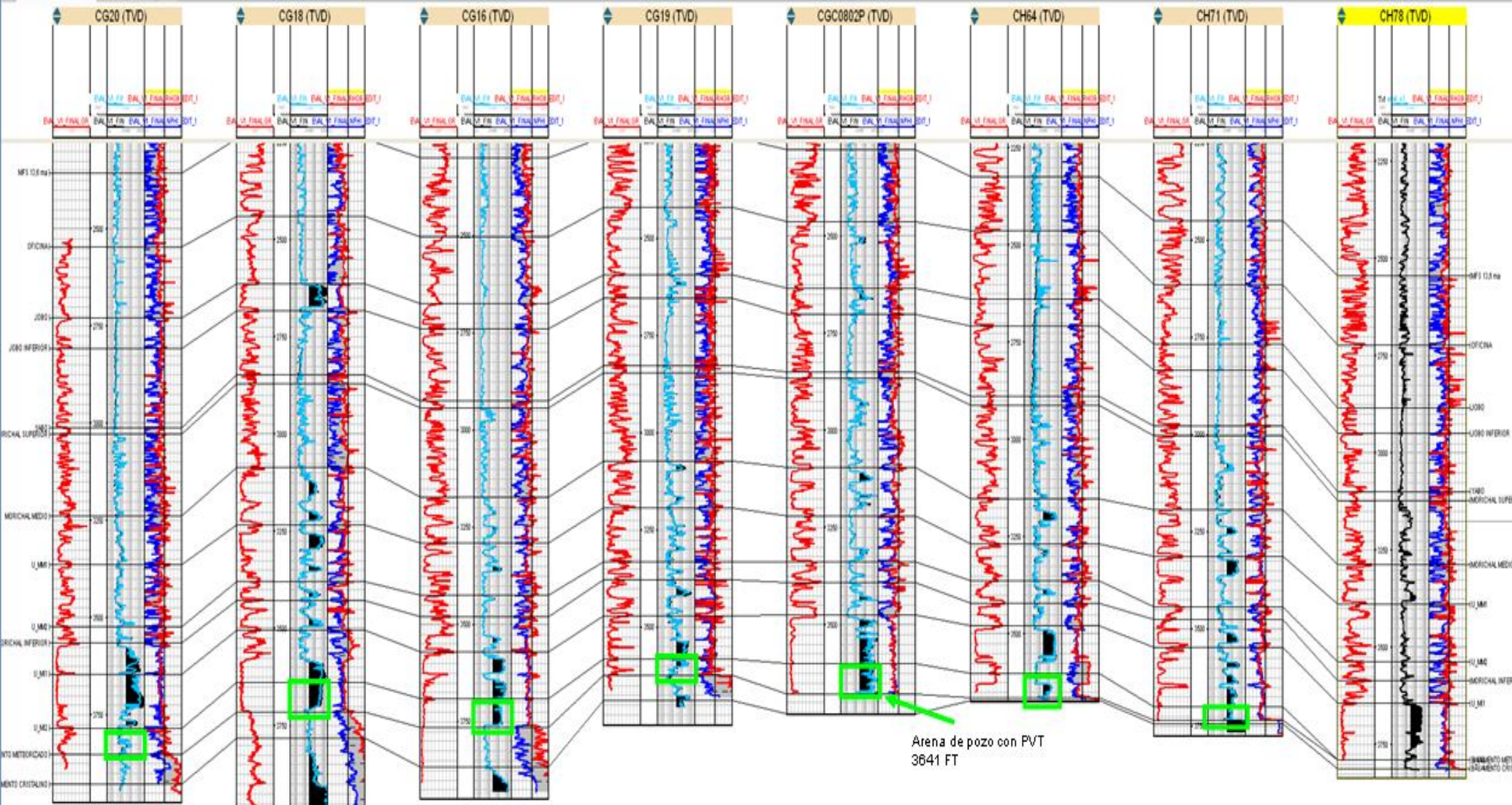
En las siguientes correlaciones estratigráficas y estructurales mostradas en las figuras 4.3, 4.4, 4.5 y 4.6 nos indican las arenas de los pozos donde se realizo el análisis PVT, las cuales se correlacionaron con las arena de los pozos con RMN, ayudándonos esto a poder comparar las estimaciones de viscosidad realizadas.



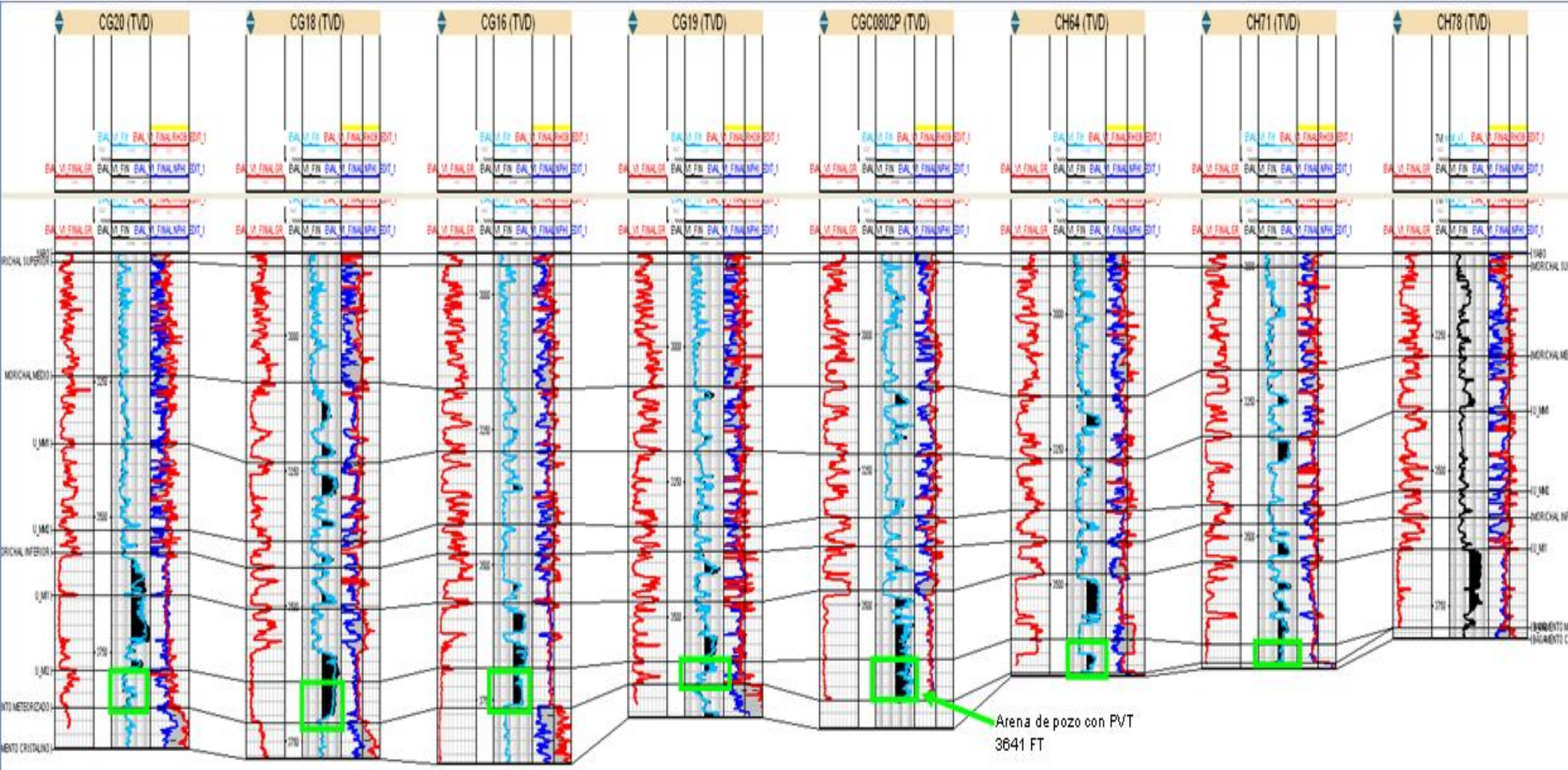
58 Figura 4.3 Correlación Estructural B



59 Figura 4.4 Correlación Estratigráfica B



60 Figura 4.5 Correlación Estructural A



61 Figura 4.6 Correlación Estratigráfica A

4.6.1 Selección de Zona Prospectiva.

Según los registros realizados, se logro seleccionar las arenas mas limpias, como se mostraran en las próximas figuras:

Carril N° 1: observamos la profundidad, de igual manera una zona sombreada de verde la cual es relacionada a las arenas con mayor porosidad y permeabilidad (arenas de tipo 1), determinada de la discretización litológica realizado en el carril N° 9.

Carril N° 2: nos muestra el porcentaje de arcilla, mientras mayor sea el área amarilla mayor cantidad de arena.

Carril N° 3: muestra la resistividad la cual se presenta en una escala logarítmica y para el petróleo se establece un límite de 10 ohm, los valores mayores a el son considerados crudo.

Carril N° 4: aquí encontramos los registros de porosidad y densidad neutrón, este de igual manera nos ayuda a determinar las arenas que poseen crudo.

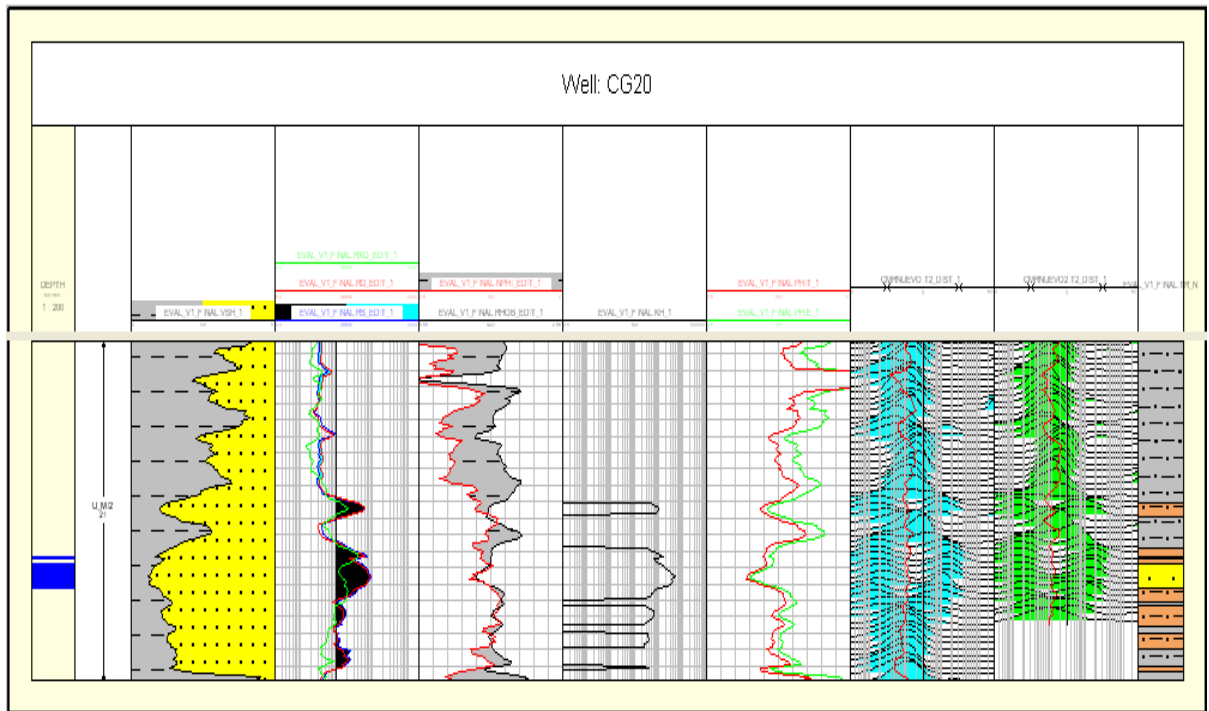
Carril N° 5: muestra los registro de permeabilidad

Carril N° 6: muestra los registro de porosidad efectiva y porosidad total

Carril N° 7 y 8: mostrara los arreglos de T_2 y registros de T_{2LM} y $T_{2CUTOFF}$.

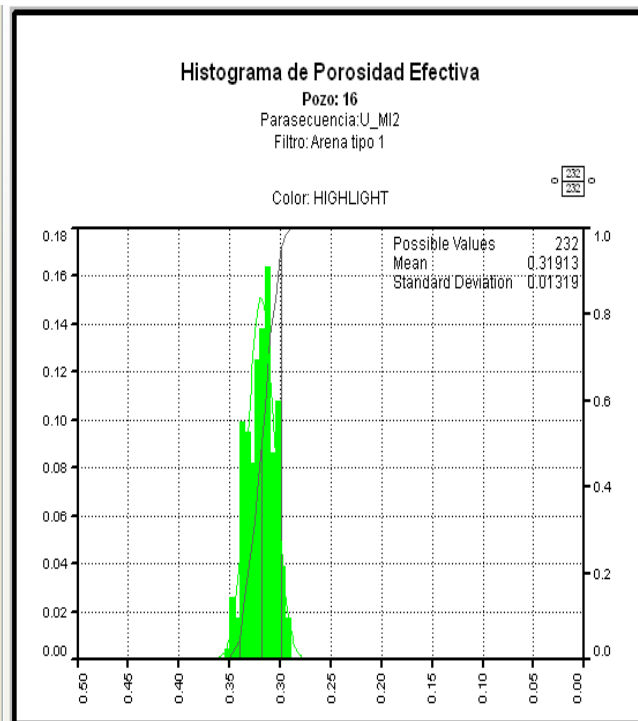
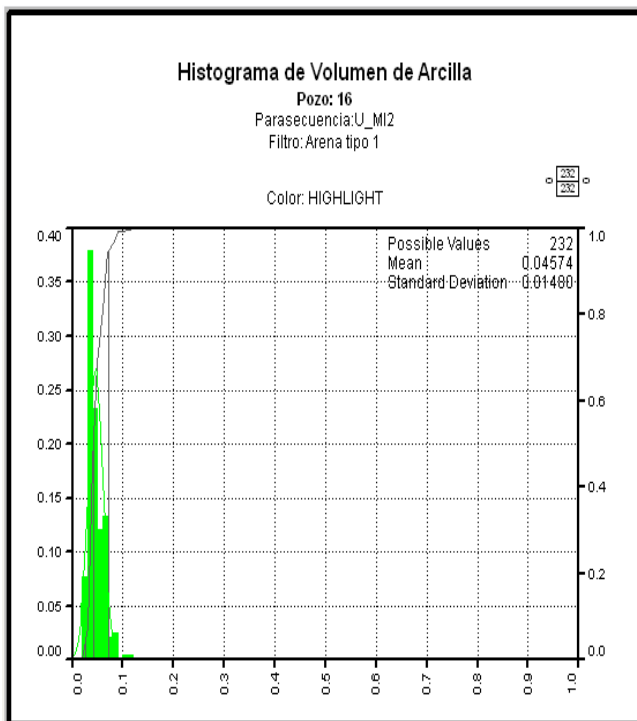
Carril N° 9: muestra una discretización litológica, mostrando las arenas y los tipos de arena.

En las siguientes figuras se mostrará los registros de la correlación (**A**), en los cuales se analizaran las arenas.



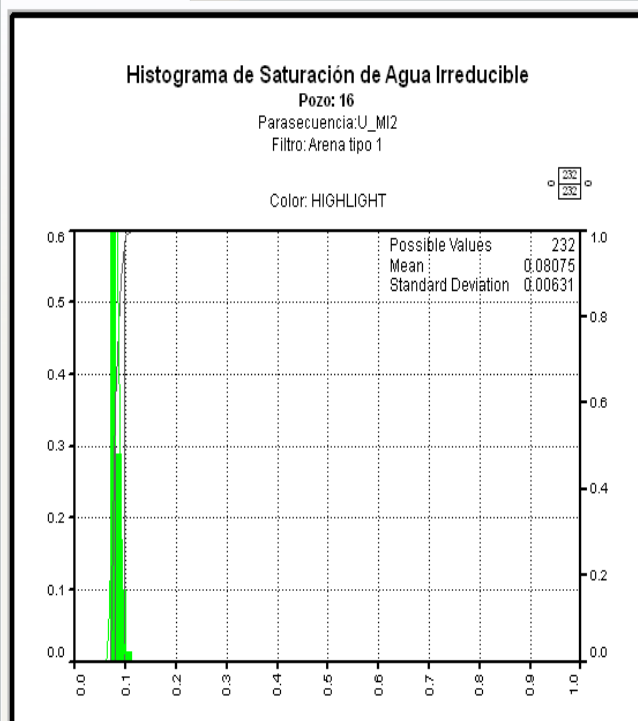
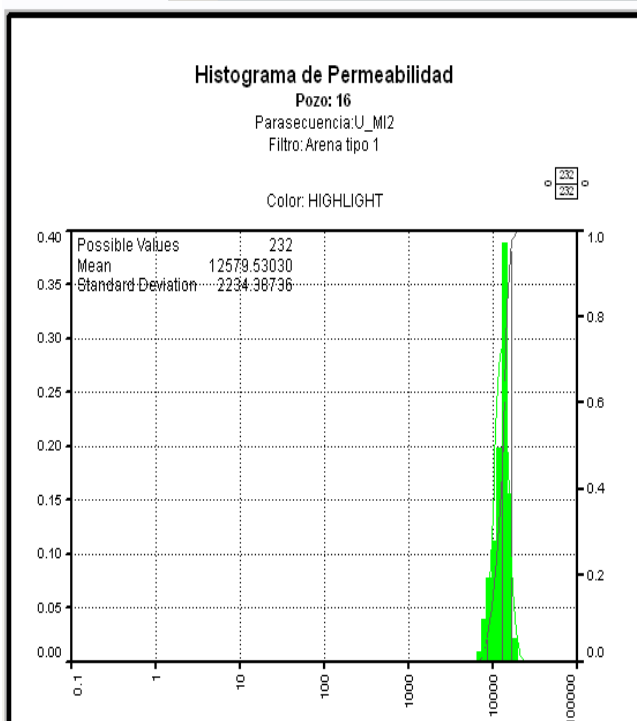
62Figura 4.7 Pozo 20

Observando la figura 4.7 de los registro del pozo 20 y considerando lo dicho anteriormente que en el carril numero 1 se resaltar  las zonas con arena de tipo 1, se nota que dicho pozo en esta parasecuencia no presenta espesores de arenas de excelente calidad,sino una arena tipo 2, por lo tanto podemos decir que estas son arenas con presencia considerable de arcilla y agua asociada a ella, por lo observado en los registros de resistividad, densidad y porosidad neutrón de los carriles 3 y 4 respectivamente, en este pozo notamos que no se presentan volúmenes considerables de crudo, llevándonos esto a intuir que las señales tomadas por la herramienta de RMN serian de los volúmenes de agua irreducible.

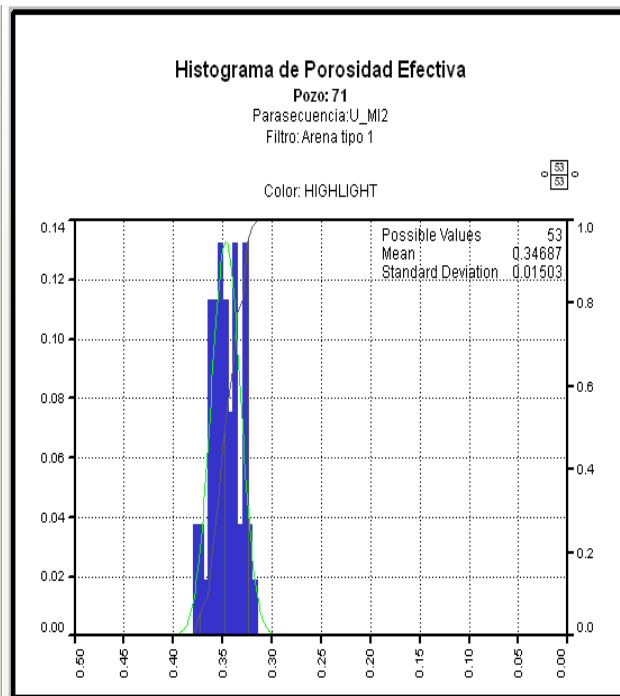
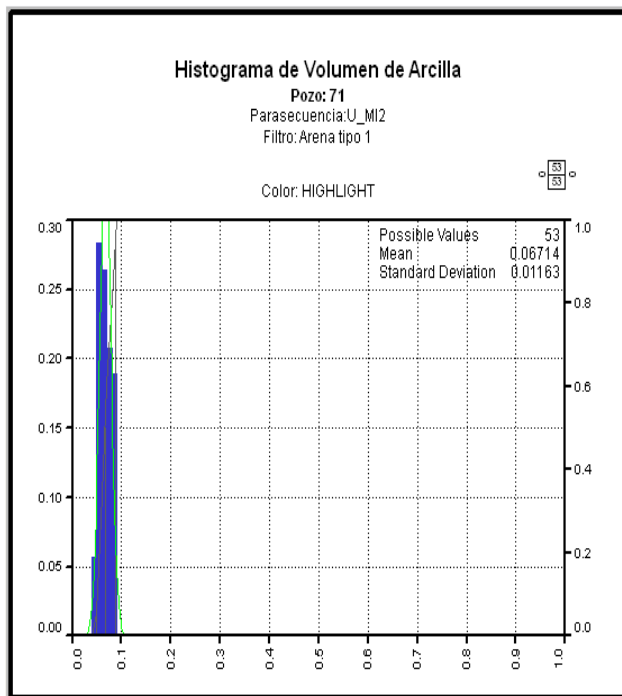


histograma de kh* x

histograma de swirr* x

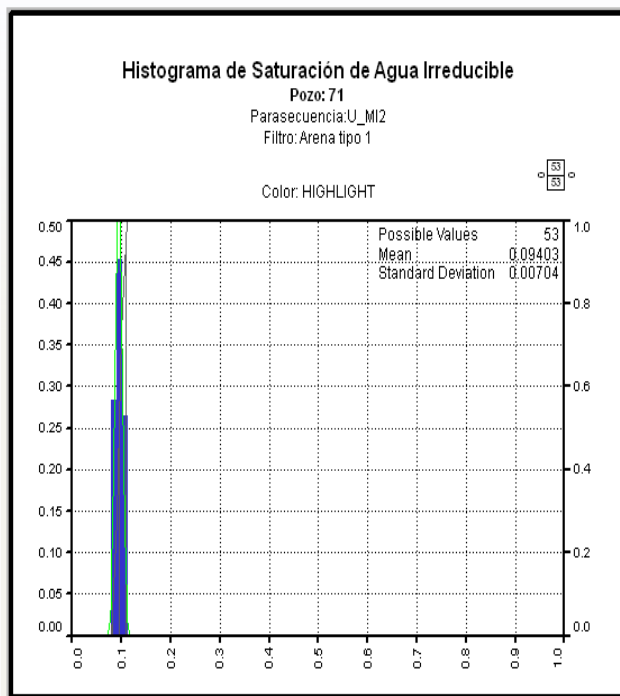
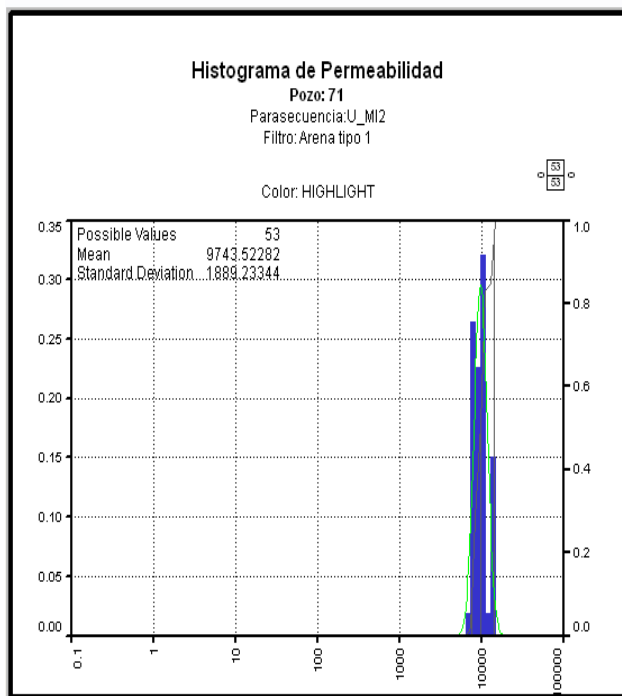


7Histogramas 4.1 Pozo 16



histograma de kh* X

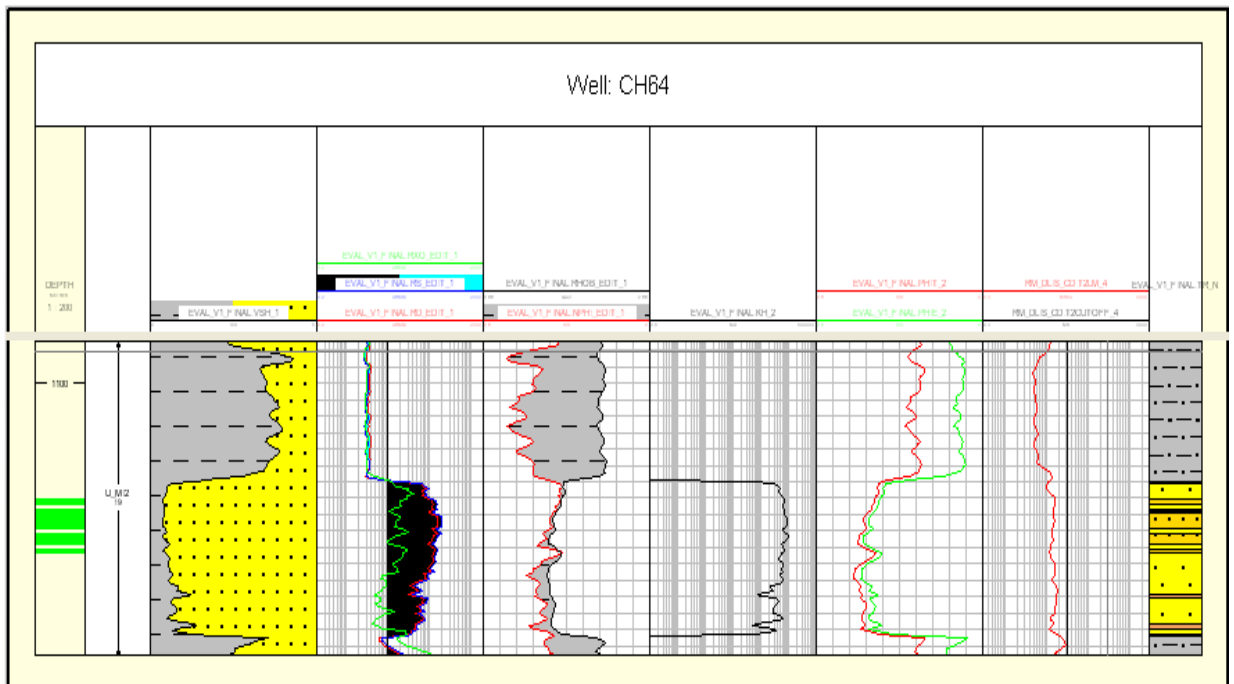
histograma de swirr* X



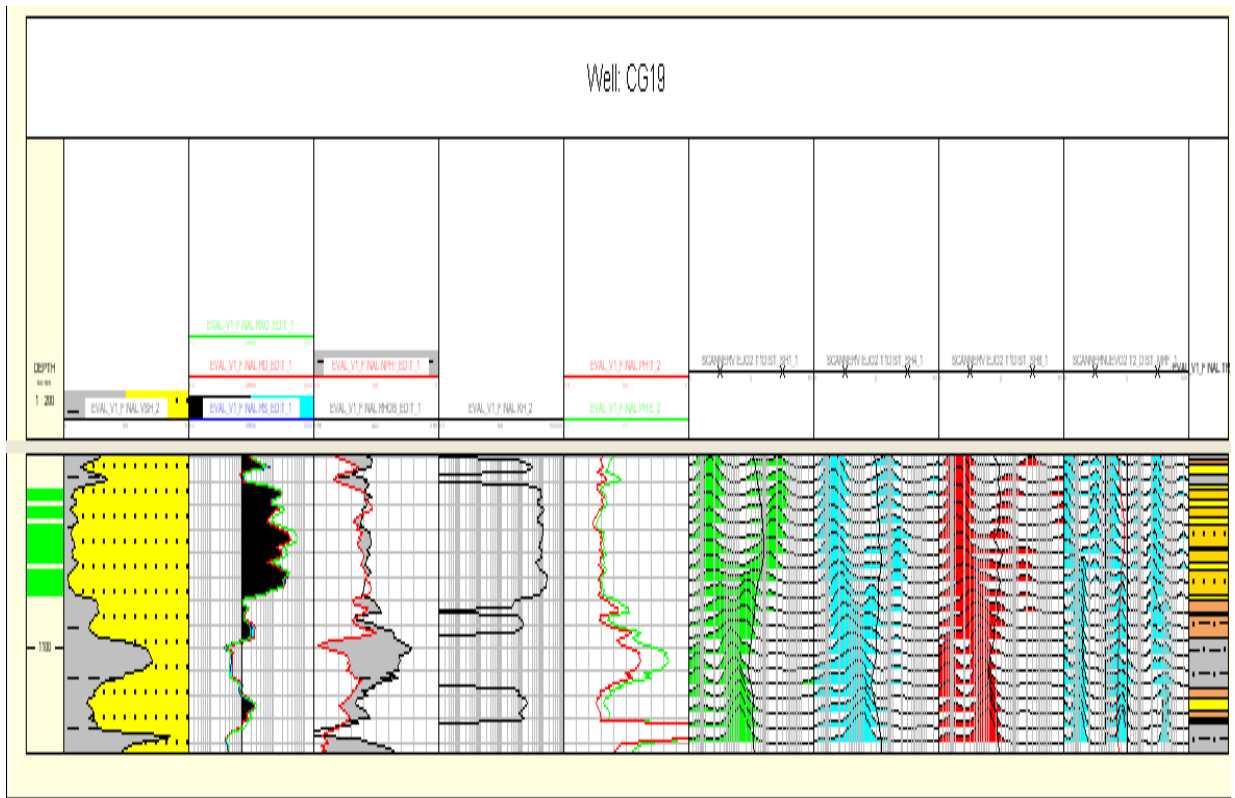
8Histogramas 4.2 Pozo 71

En las figuras 4.8 y 4.9 de los pozos 71 y 16 se pueden notar espesores considerables de arena de excelente calidad de tipo 1 y con buenos volúmenes de

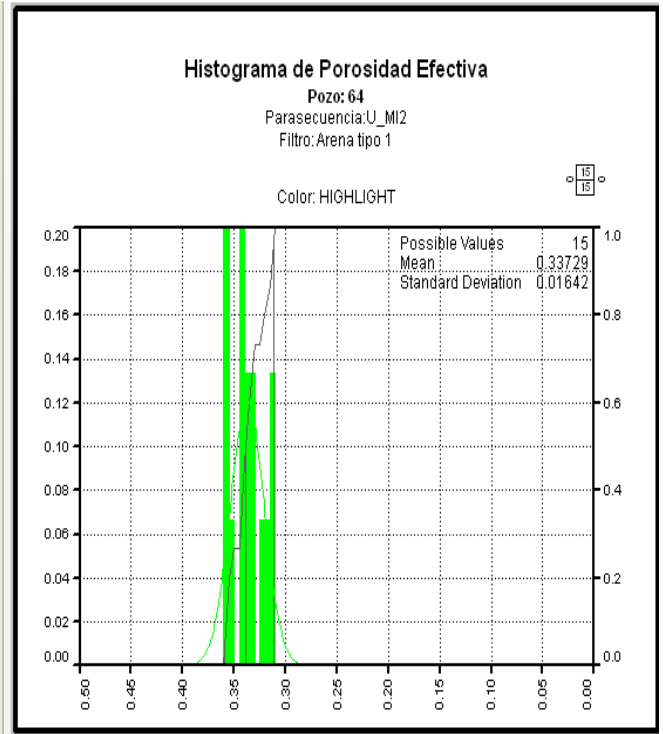
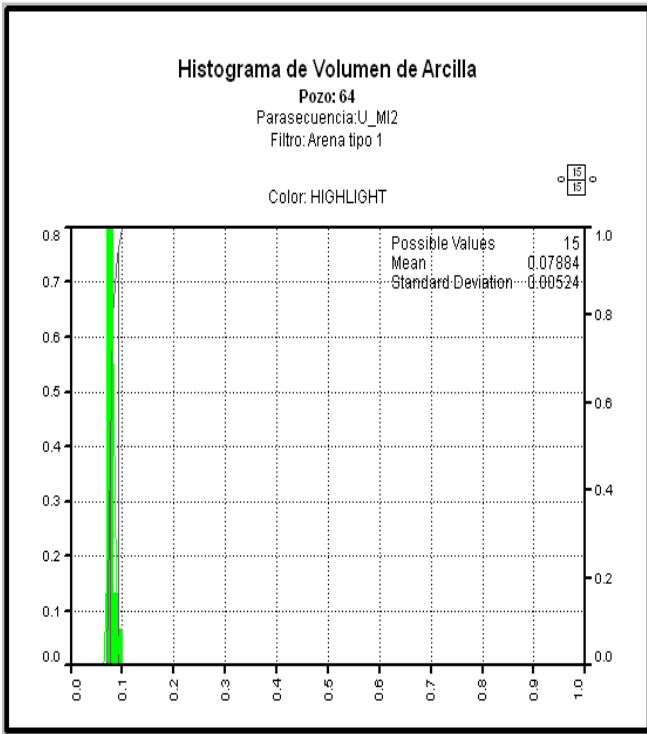
crudo como se observa en los histogramas de porosidad efectiva de las figuras 4.10 y 4.11 teniendo unas porosidades superiores al 30%, así que las lecturas de la herramienta de RMN serian de mejor calidad, como también se noto en los histogramas una Swirr menor al 10% de ambos pozo en dichas arenas, con un promedio de arcilla al rededor del 5% en promedio en ambos pozos, lo que nos dice una pequeña presencia de agua irreducible y ayudando esto a una lectura de crudo mas limpia



65Figura 4.12 Pozo 64

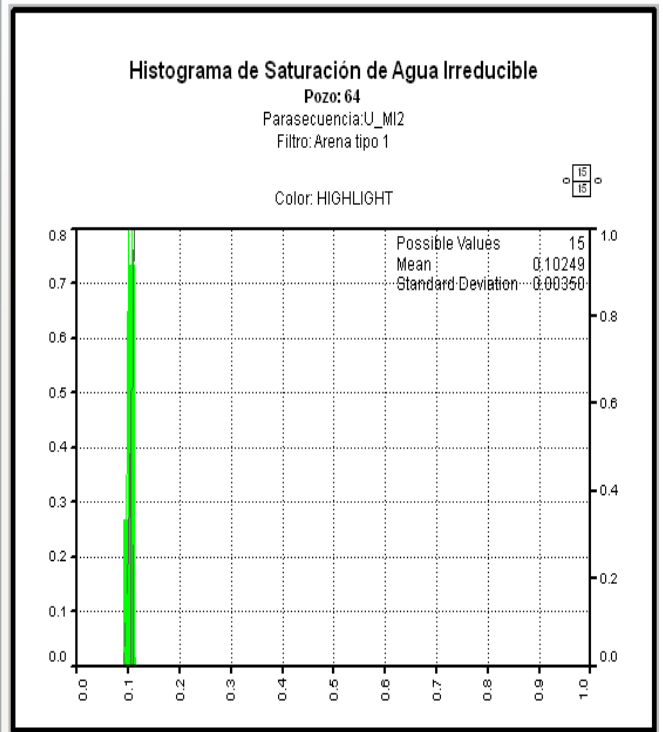
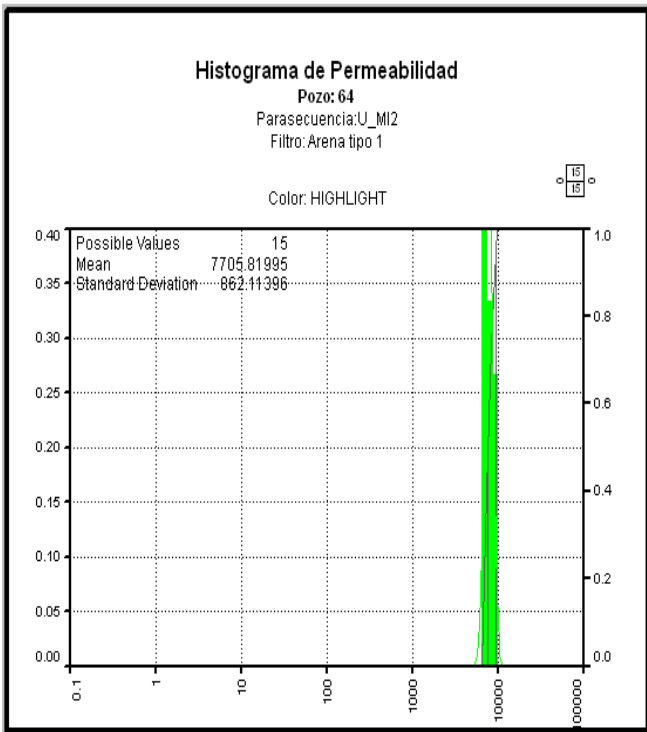


66Figura 4.13 Pozo 19

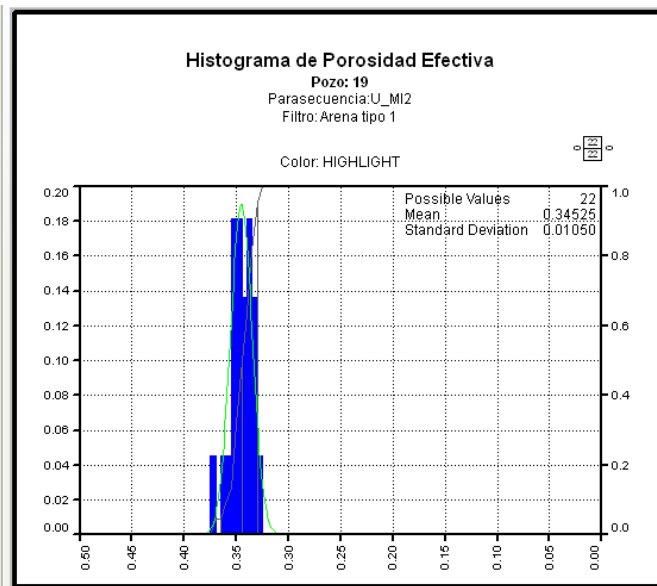
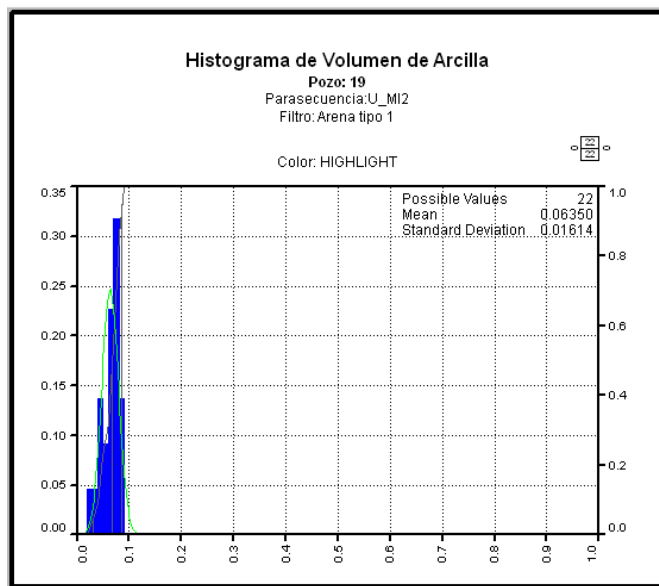


histograma de kh* X +

histograma de swir* X +

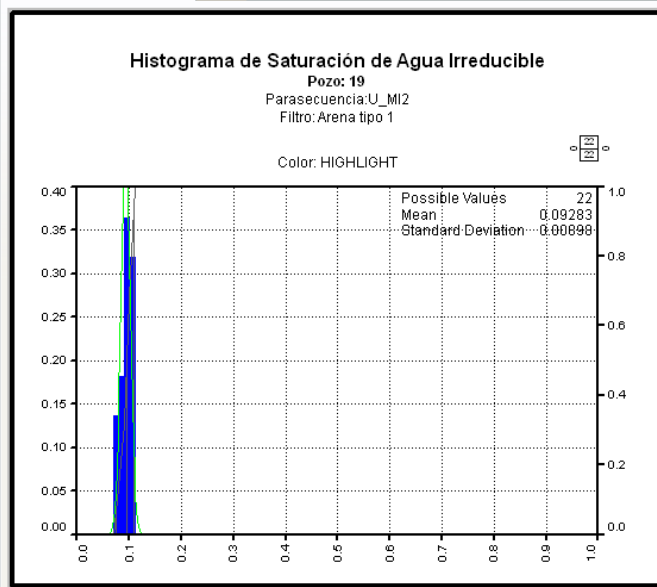
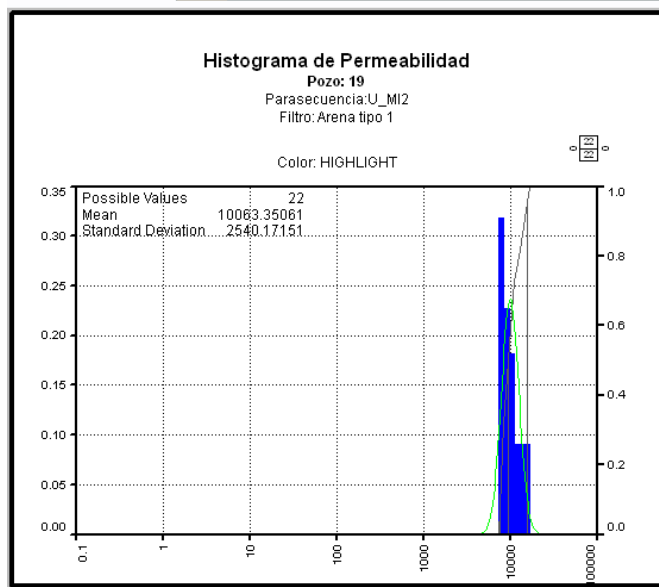


9Histogramas 4.3 Pozo 64



histograma de kh* x +

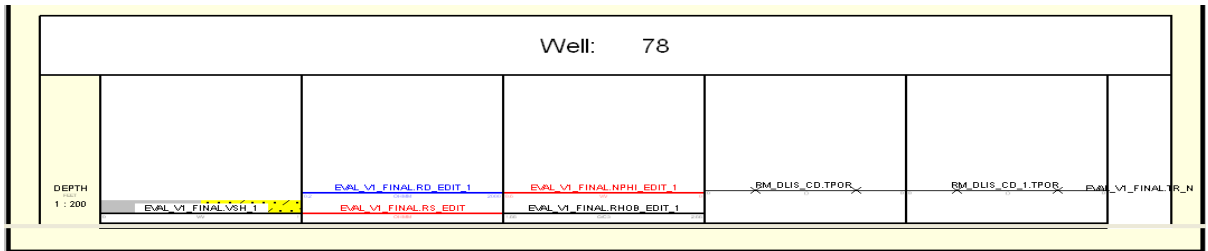
histograma de swirr* x +



10 Histogramas 4.4 Pozo 19

En los registros de los pozos 64 y 19 de las figuras 4.12 y 4.13 se presencia pequeños espesores de arena tipo 1, pero con un buen volumen de crudo entre arenas tipo 1 y 2 según lo descrito en los registros de resistividad, densidad y porosidad neutrón, pudiéndose evidenciar en los histogramas de las figuras 4.14 y 4.15 con una porosidad efectiva promedio superior al 30% en estas arenas, con una Swirr y un

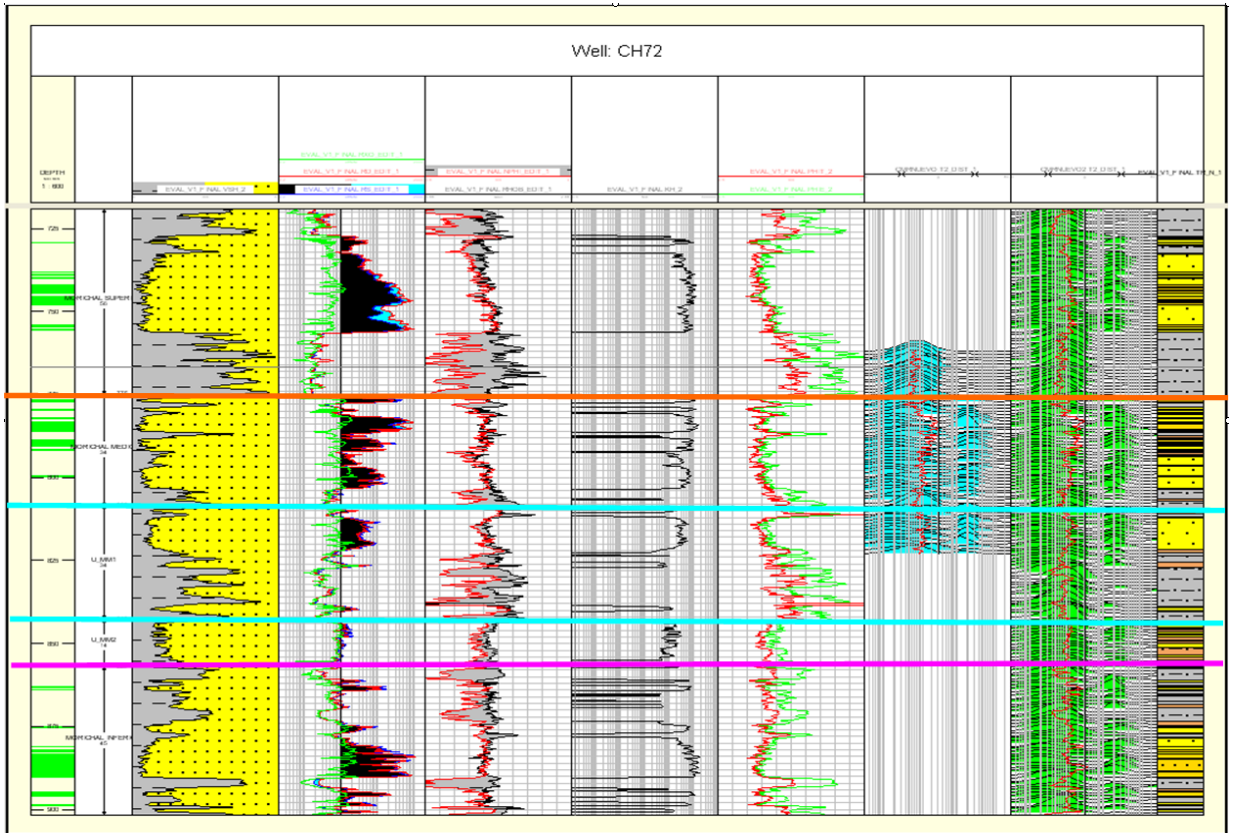
volumen de arcilla menor al 10%, el cual nos puede ser útil para el estudio, ya que la arena no posee volúmenes considerables de arcilla ni agua asociada a ella.



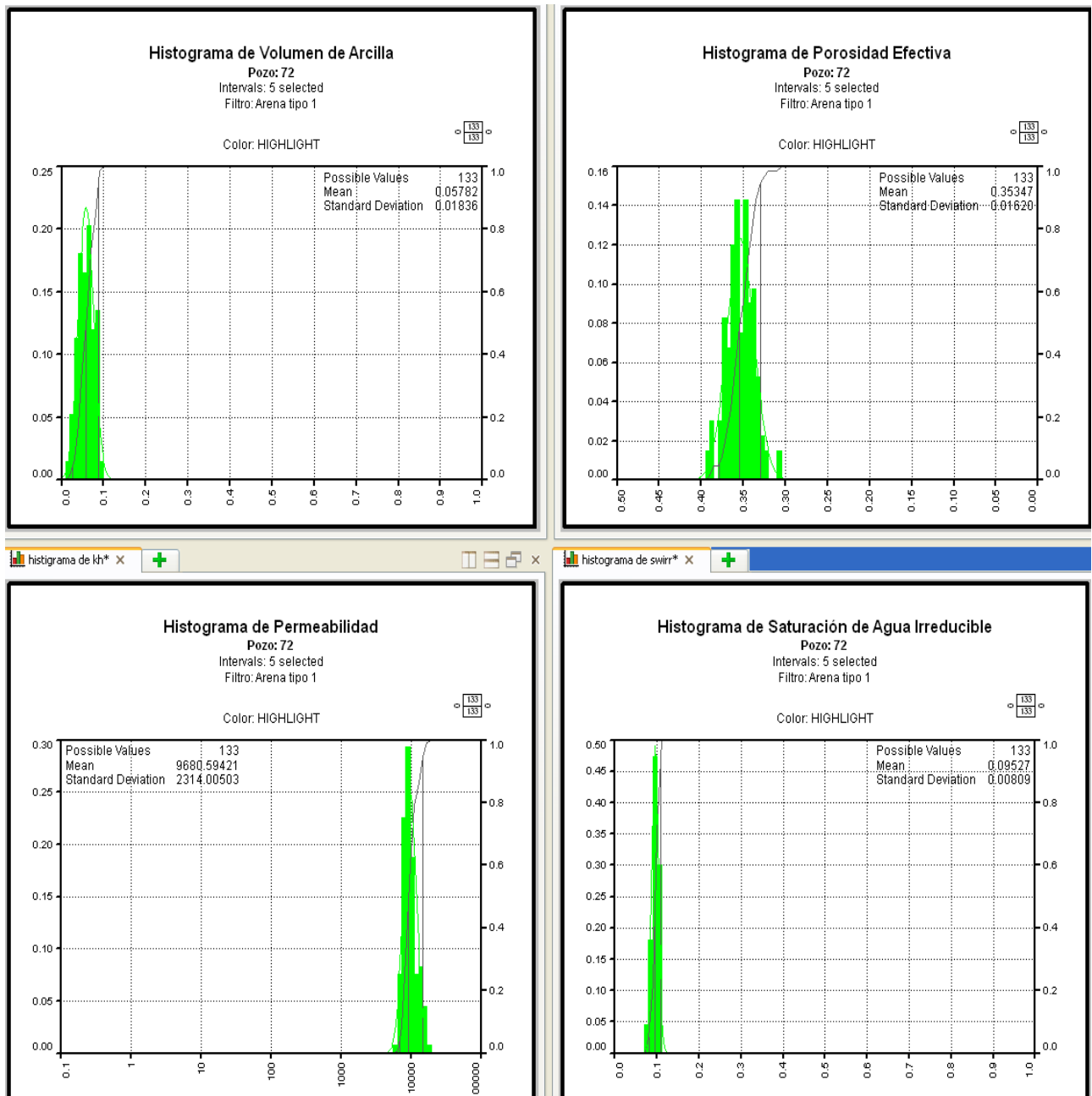
67Figura 4.14 Pozo 78

Este pozo no posee arena en la parasecuencia U_MI2 la cual es donde se realizo el análisis PVT. Por lo tanto no es útil para el estudio de viscosidad.

De acuerdo a los registros estudiados de la correlación (A) las arenas más prospectivas para el estudio, son las arenas de los pozos 16, 71, 64 y 19. Para la correlación (B) se estudio los pozos 72, 75, 79 que se mostraran en las siguientes figuras:



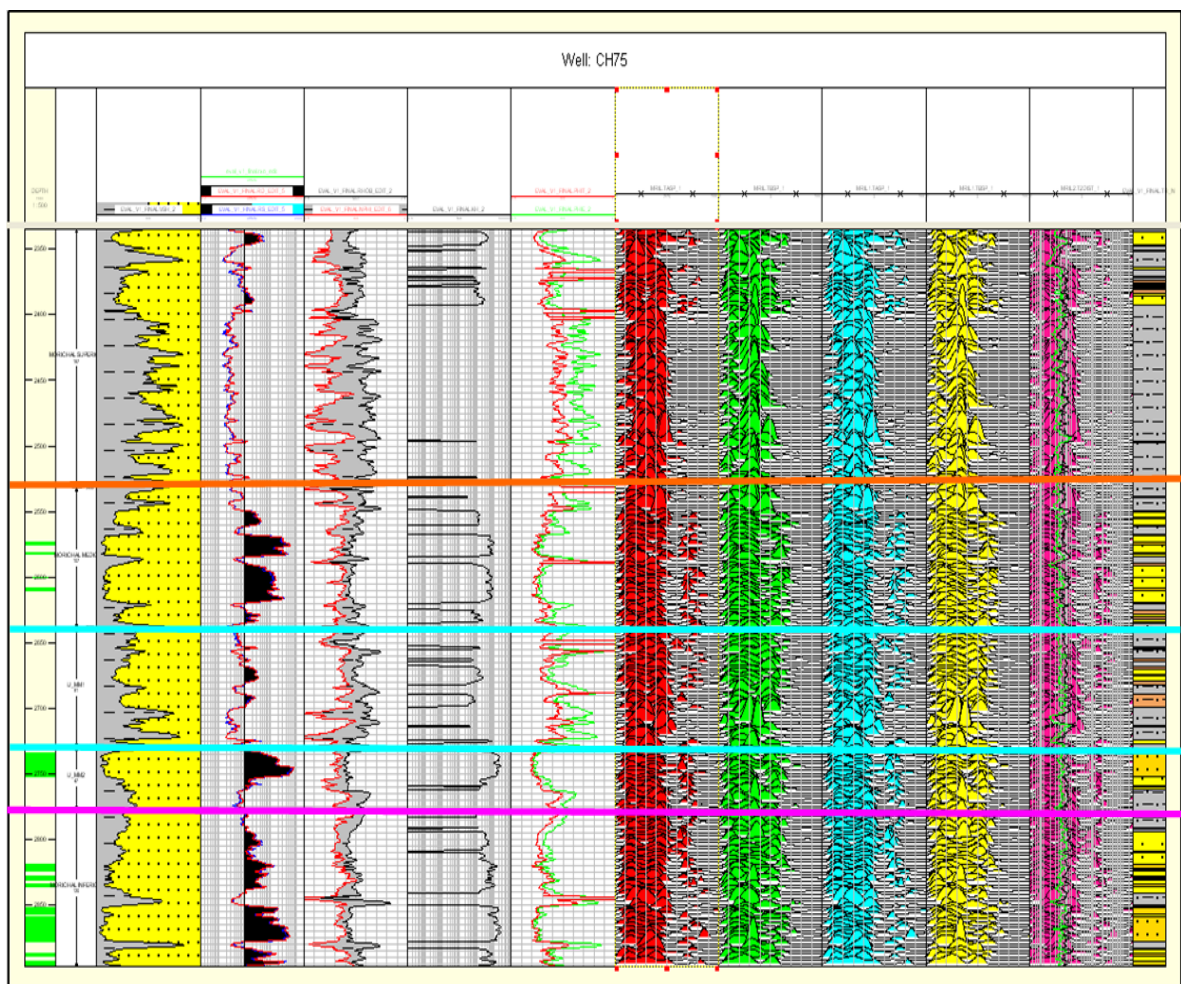
68Figura 4.15 Pozo 72



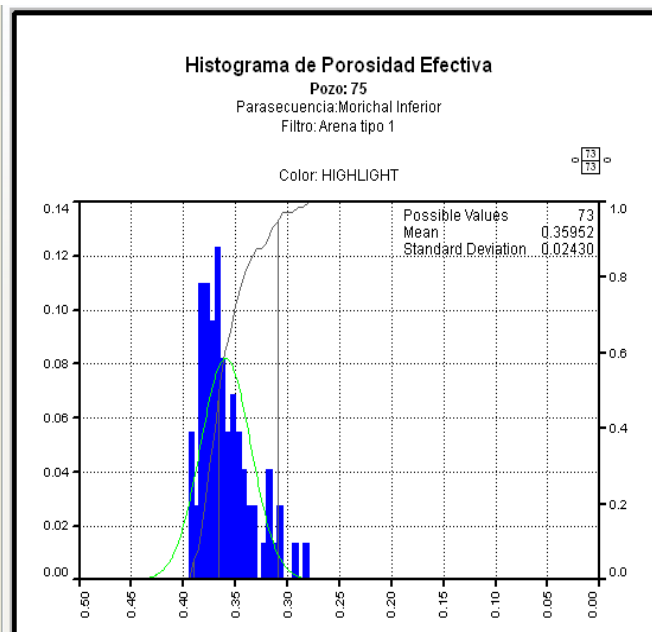
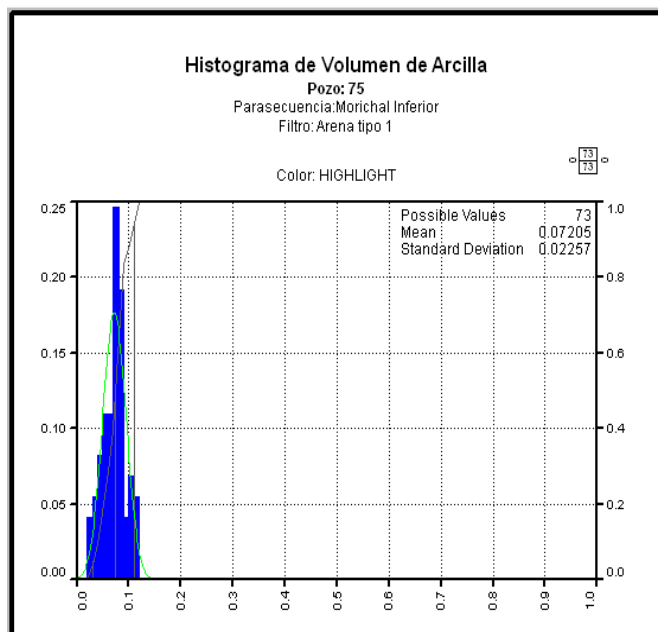
1 | Histogramas 4.5 Pozo 72

En el pozo 72 se le colocaron líneas divisorias de los topes de arena correspondiente a las arenas de los 3 pozos con análisis PVT de esta correlación, en la parte superior a la línea naranja encontramos el morichal superior, siendo este miembro el correlacionado con el pozo 0312, en el podemos observar en las figuras 4.17 y 4.18 unos pequeños espesores de arena tipo 1 con porosidad efectiva promedio

de 35% y con buen volumen de crudo como se aprecia en los registros de resistividad, densidad y porosidad neutrón, el cual puede ser tomado para el estudio ya que los valores de saturación de agua irreducible y volumen de arcilla son de 9,5% y 5,7% respectivamente, no perturbando así los datos de una manera significativa. El segmento dividido por las líneas azules representan la parasecuencia U_MM1 la cual es correspondiente al estudio PVT del pozo 0315, para este pozo no se encontró arenas tipo 1 ni volúmenes representativos de crudo, por ellos no será utilizada para el estudio. Y la zona inferior, debajo de la línea rosada representa a morichal inferior, arena en la cual se realizo el análisis PVT del pozo 0314, en esta arena si podemos observar una arena de excelente calidad con un buen volumen de crudo el cual nos ayudara al estudio de la viscosidad.

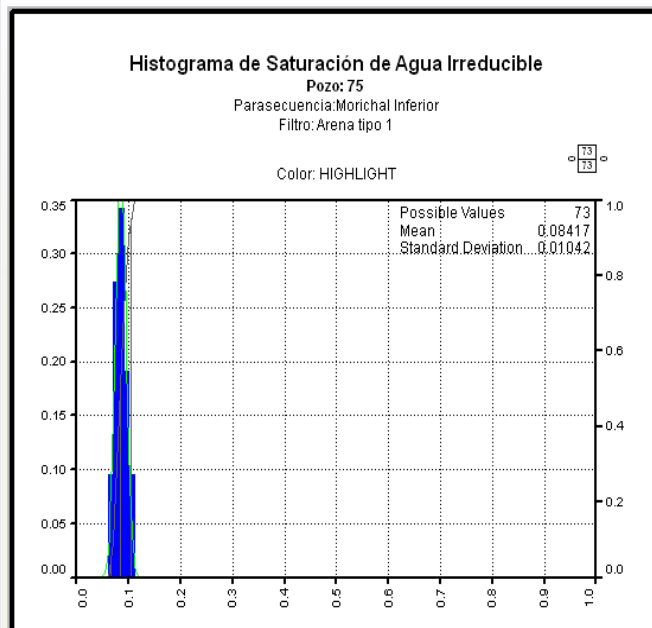
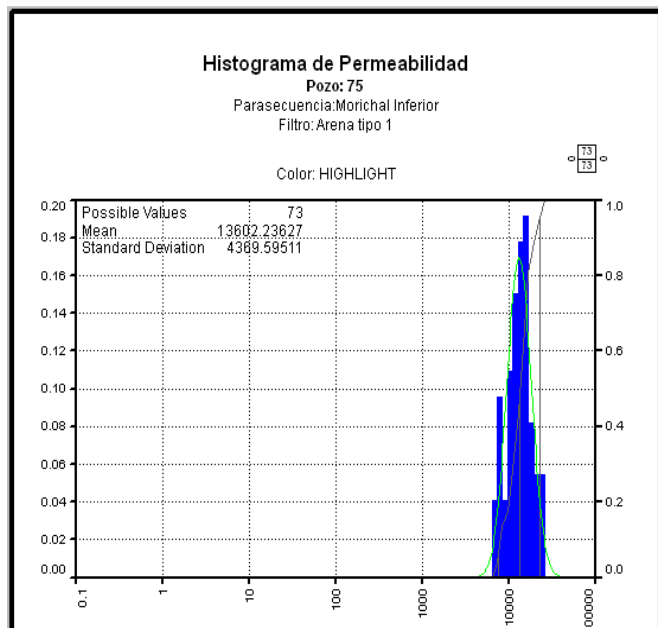


69 Figura 4.16 Pozo 75



histograma de kh* x +

histograma de swirr* x +



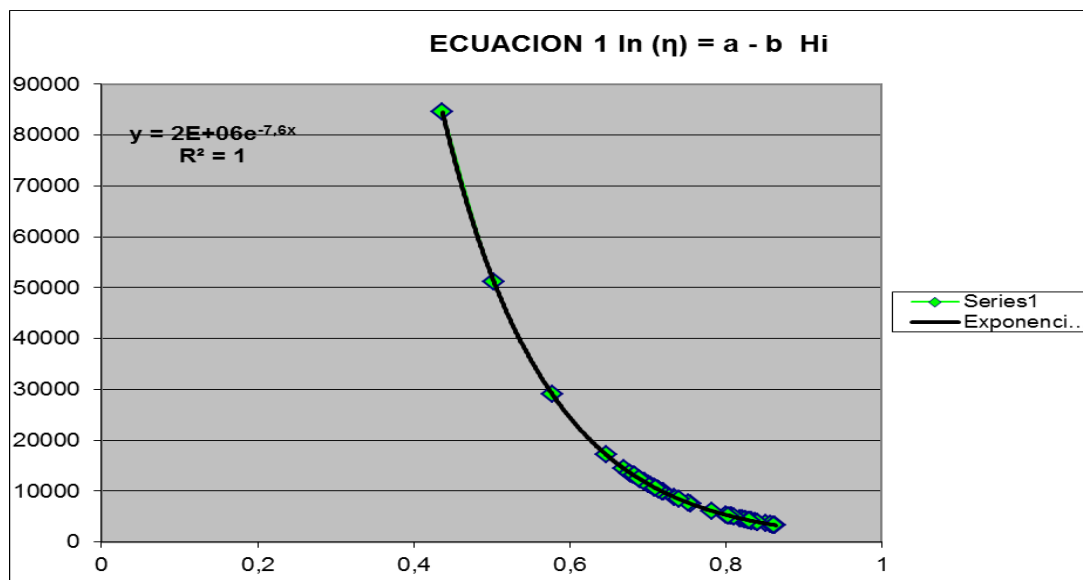
12 Histogramas 4.6 Pozo 72

El pozo 75, como se observa en las figura 4.19 las arenas correspondiente a las correlaciones de los pozos 0312 y 0315 no poseen arenas de tipo 1 ni tampoco posee volúmenes de petróleo, por ello no será considerada para el estudio, en cambio la arena correspondiente a la correlación del pozo 0314 como se nota en la figura 4.19

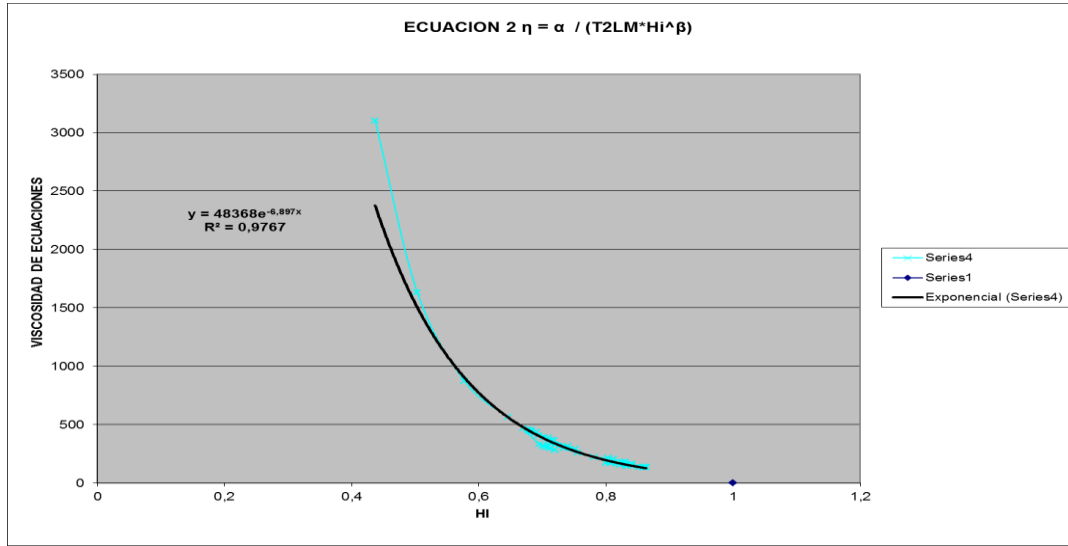
y 4.20 si posee buenos espesores de arena tipo 1 con una porosidad efectiva promedio de 35,9%, un volumen de arcilla de 7,2 , Swirr de 8,4% y con buenos volúmenes de petróleo, pudiendo ser seleccionada para el estudio de viscosidad.

4.6.2 Estimación de viscosidad de los Hidrocarburos con la Herramienta de RMN

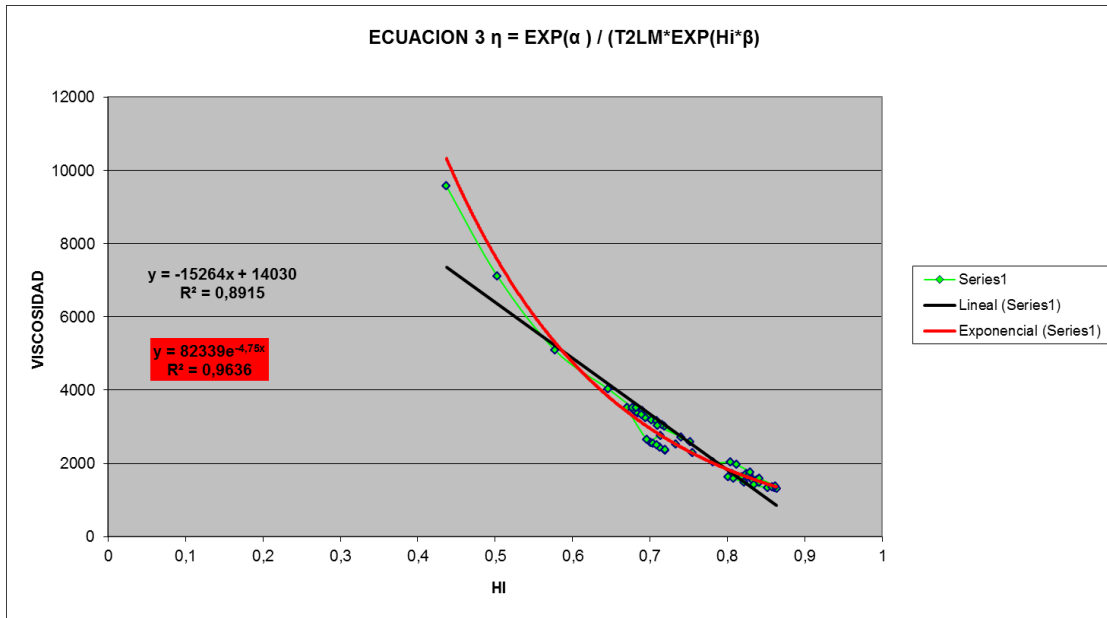
Para el caso de la selección de la ecuaciones a utilizar, fueron consideradas de manera teorica ya que por la poca cantidad de pozos con PVT validados y a que los espesores de las arena no eran tan amplios para obtener una variación considerable de temperatura o presión, entonces las tendencia de las curvas no se mostraban claramente de una manera exponencial o logarítmica deseada como lo mostrado en las graficas 4.7 y 4.8, aun cuando en algunos pozo se obtuvo el resultado deseado como los mostrados en las graficas 4.2,4.3,4.4,4.5, y 4.6. Es por ello que se seleccionaron de manera teorica de la que se esperaban mejor resultado por la forma de la ecuacion y por los resultados mostrados en su trabajo. De allí se obtuvo los resultados mostrados en el siguiente objetivo, en el cual son comparados con los obtenidos de las interpolaciones con los PVT y las correlaciones anteriormente mencionadas.



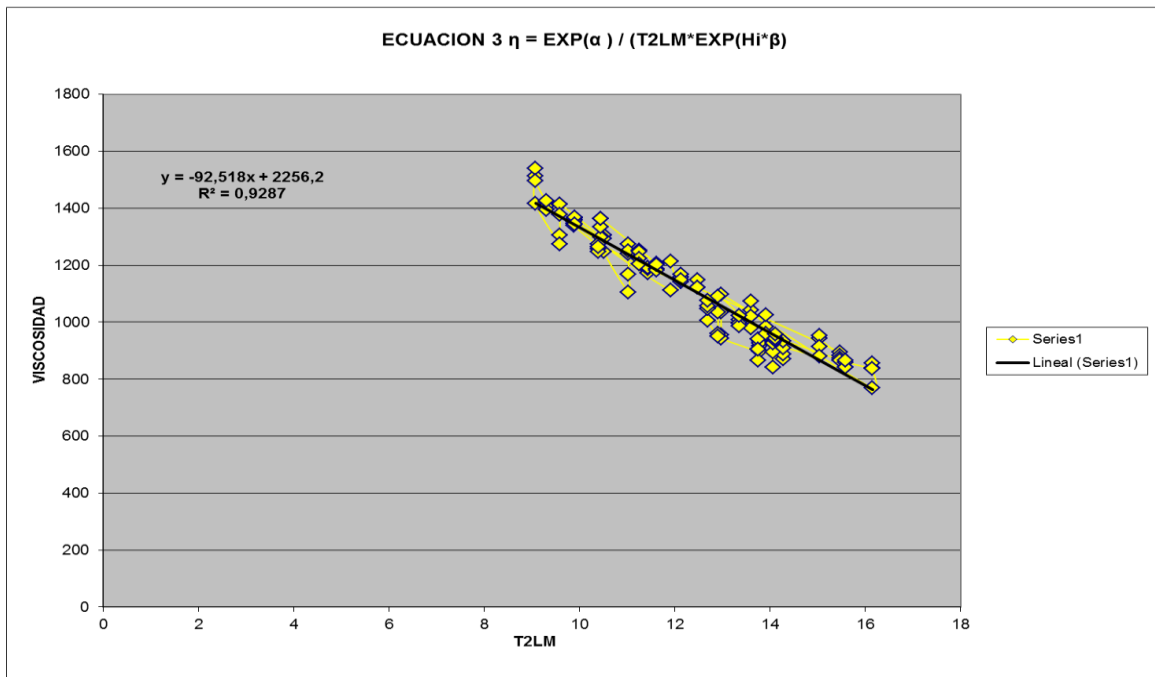
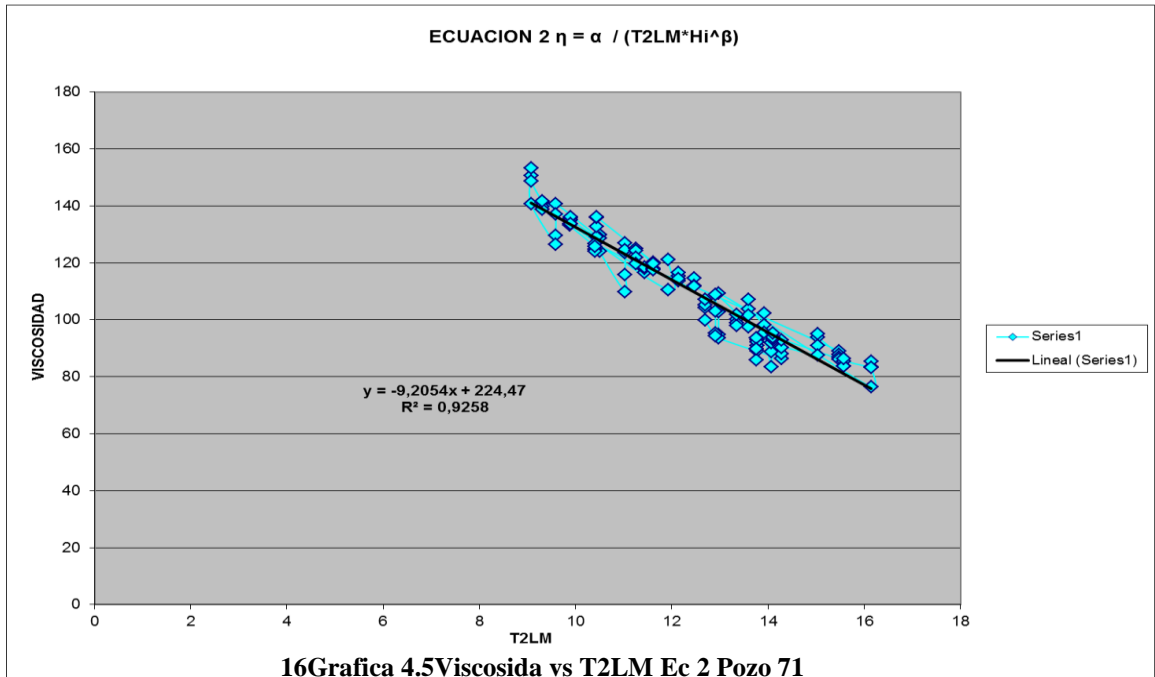
13Grafica 4.2 Ec 1 Viscosida vs HI Pozo 71

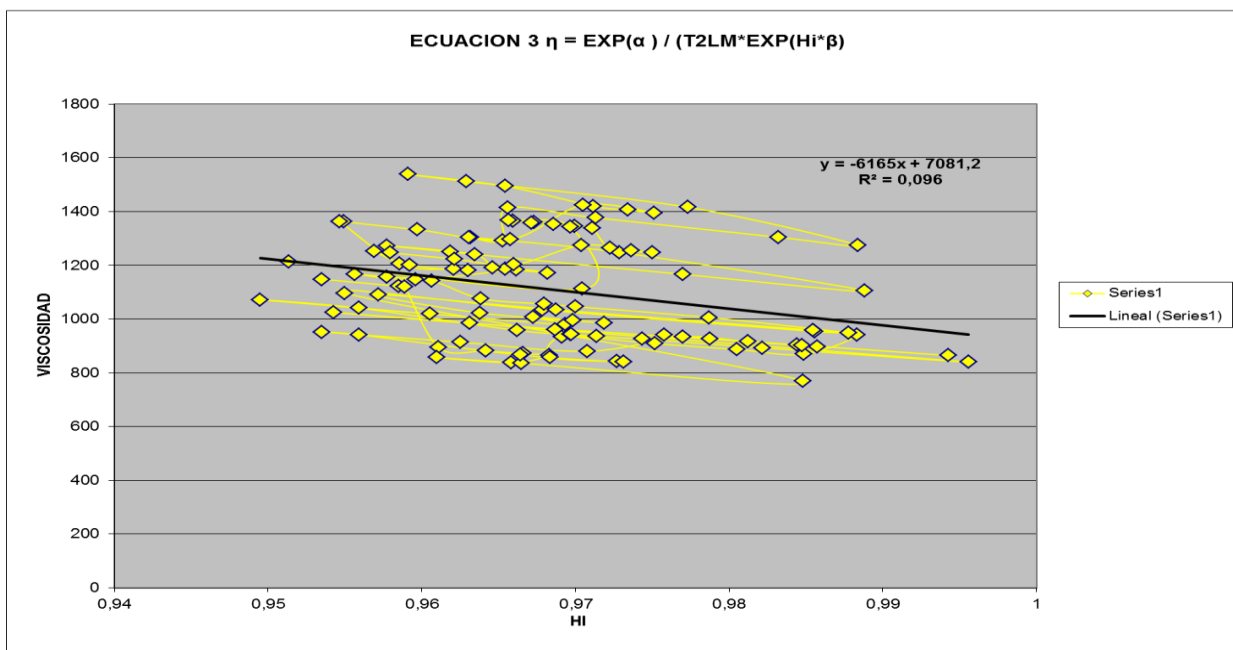
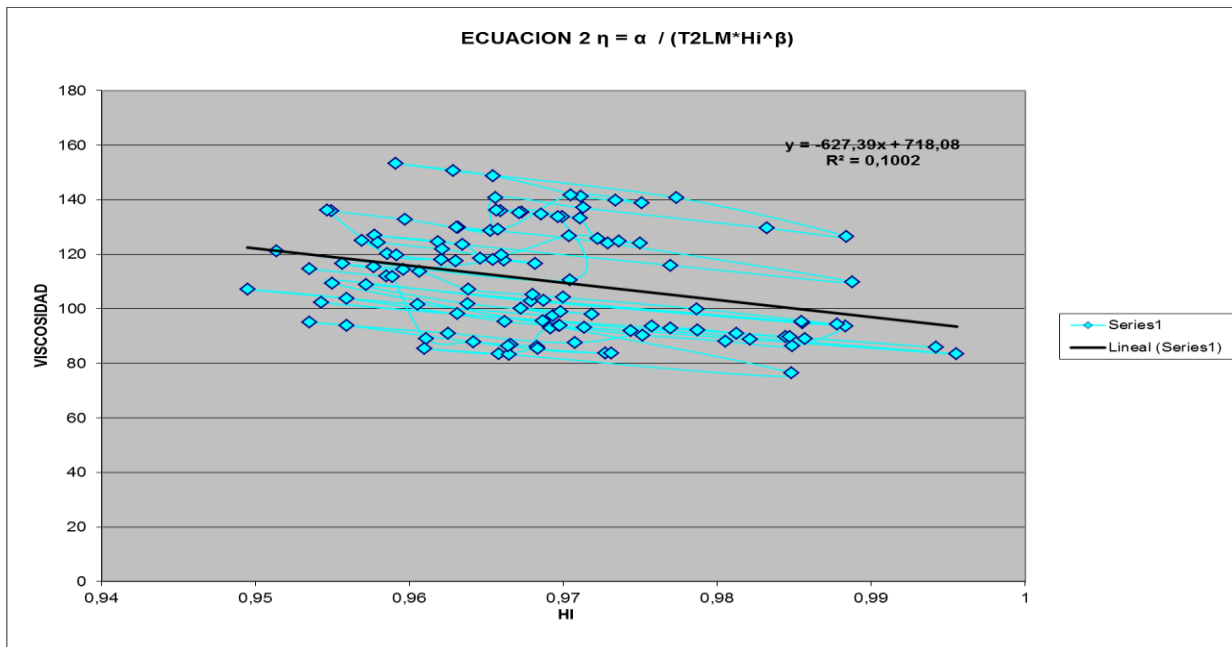


14 Grafica 4.3 Viscosida vs HI Ec 2 Pozo 71



15 Grafica 4.4 Viscosida vs HI Ec 3 Pozo 71





4.7 Comparacion de Resultados

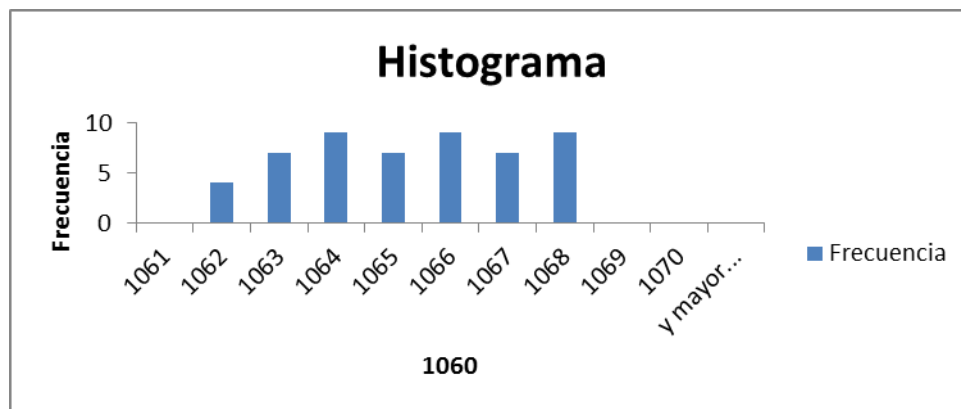
A continuación se presentaran un grupo de tablas vaciada con los datos de viscosidad de las distintas ecuaciones los cuales se analizaron para determinar la de mayor ajuste, como también una serie de histogramas de los distintos pozo.

26Tabla 4.19 Viscosidades del pozo 71 Ecuaciones 1,2,3 y PVT

T2LM	HI	a	b	EC1 $\log(\eta) = a - b \cdot Hi$	α	β	EC 2 $\eta = \alpha / (T2LM \cdot Hi^\beta)$	α	β	EC3 $\eta = \exp(\alpha) / (T2LM \cdot \exp(Hi^\beta))$	PVT
16,40	0,83	14	8,5	1079,31	12000	3	1301,04	11,7	2,4	1013,98	1067,94
16,40	0,83	14	8,5	1026,55	12000	3	1273,55	11,7	2,4	999,73	1067,84
16,40	0,84	14	8,5	967,74	12000	3	1242,17	11,7	2,4	983,21	1067,74
16,91	0,84	14	8,5	944,18	12000	3	1192,10	11,7	2,4	946,80	1067,64
16,91	0,83	14	8,5	1008,06	12000	3	1225,46	11,7	2,4	964,46	1067,54
16,91	0,82	14	8,5	1139,35	12000	3	1291,26	11,7	2,4	998,39	1067,44
16,91	0,81	14	8,5	1273,83	12000	3	1355,38	11,7	2,4	1030,34	1067,34
18,24	0,80	14	8,5	1331,58	12000	3	1281,67	11,7	2,4	967,54	1067,24
18,24	0,81	14	8,5	1255,59	12000	3	1249,03	11,7	2,4	951,62	1067,14
18,24	0,82	14	8,5	1110,82	12000	3	1184,48	11,7	2,4	919,27	1067,04
18,24	0,83	14	8,5	1002,57	12000	3	1133,83	11,7	2,4	893,04	1066,95
17,67	0,85	14	8,5	862,50	12000	3	1098,98	11,7	2,4	883,53	1066,85
17,05	0,86	14	8,5	799,22	12000	3	1103,47	11,7	2,4	895,96	1066,45
17,05	0,86	14	8,5	819,33	12000	3	1114,79	11,7	2,4	902,27	1066,35
17,05	0,86	14	8,5	780,41	12000	3	1092,76	11,7	2,4	889,95	1066,25
16,53	0,86	14	8,5	790,92	12000	3	1133,81	11,7	2,4	921,82	1066,15
15,60	0,84	14	8,5	944,67	12000	3	1293,22	11,7	2,4	1027,03	1066,05
15,60	0,83	14	8,5	1082,15	12000	3	1369,85	11,7	2,4	1067,20	1065,95
15,60	0,83	14	8,5	1053,05	12000	3	1354,00	11,7	2,4	1059,02	1065,86
14,85	0,83	14	8,5	1039,60	12000	3	1414,63	11,7	2,4	1108,48	1065,76
14,42	0,81	14	8,5	1215,36	12000	3	1557,23	11,7	2,4	1192,38	1065,56

14,42	0,80	14	8,5	1297,95	12000	3	1602,62	11,7	2,4	1214,72	1065,46	
16,01	0,78	14	8,5	1561,94	12000	3	1567,88	11,7	2,4	1153,09	1065,36	
				1024,18				1095,44			1008,90	1064,43

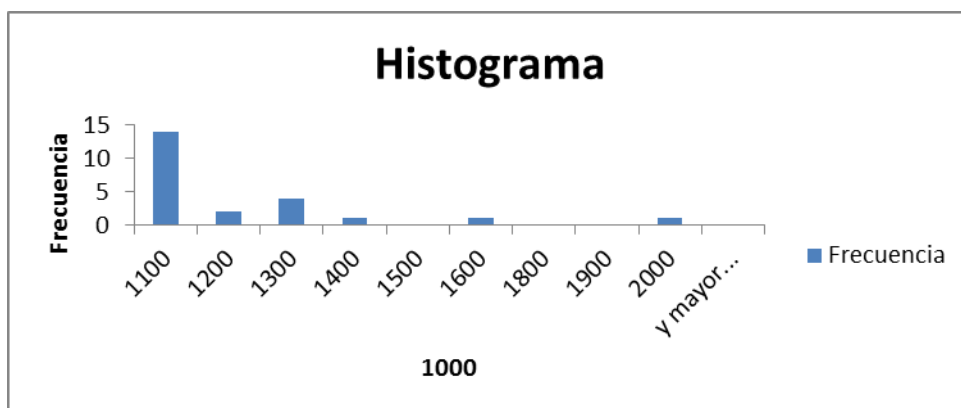
1060	Frecuencia
1061	0
1062	4
1063	7
1064	9
1065	7
1066	9
1067	7
1068	9
1069	0
1070	0
y mayor...	0



20Histograma 4.7 PVT Pozo 71

Promedio= 1064,85

1000	Frecuencia
1100	14
1200	2
1300	4
1400	1
1500	0
1600	1
1800	0
1900	0

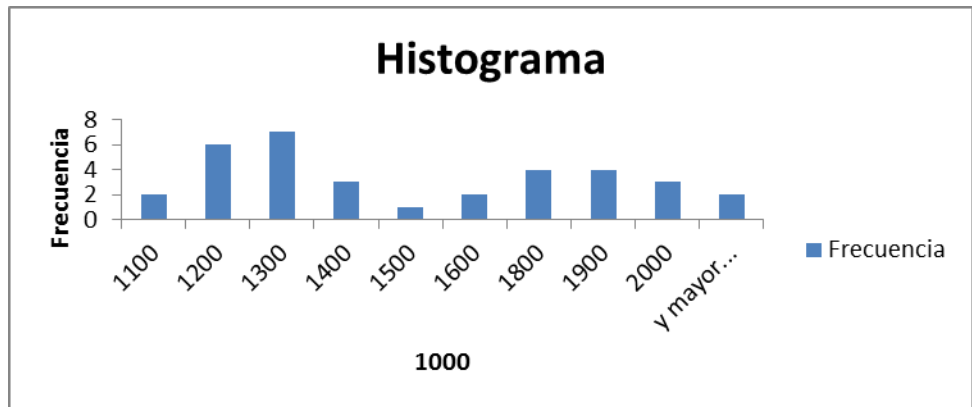


21Histograma 4.8 Ec 1 Pozo 71

2000	1
y mayor...	0

Promedio=1097,88

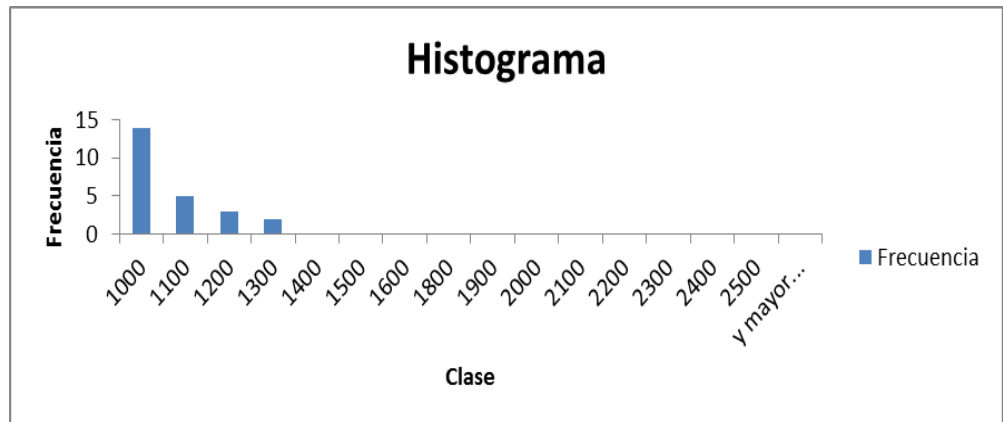
1000	Frecuencia
1100	2
1200	6
1300	7
1400	3
1500	1
1600	2
1800	4
1900	4
2000	3
y mayor...	2



22Histograma 4.9 Ec 2 Pozo 71

Promedio=1489,74

Clase	Frecuencia
1000	14
1100	5
1200	3
1300	2
1400	0
1500	0
1600	0
1800	0
1900	0



23Histograma 4.10 Ec 3 Pozo 71

2000	0	
2100	0	Promedio= 1008,90
2200	0	
2300	0	
2400	0	
2500	0	
y mayor...	0	

Al calcularle el Er de cada ecuacion para el pozo 71:

$$Ea (Ec 1) = 1097,8 - 1064,85 = 32,95$$

$$Er (Ec 1) = (32,95 / 1064,85) * 100 = 3,09 \%$$

$$Ea (Ec 2) = 1489,74 - 1064,85 = 424,89$$

$$Er (Ec 2) = (424,89 / 1064,85) * 100 = 39,9 \%$$

$$Ea (Ec 3) = | 1008,9 - 1064,85 | = 55,95$$

$$Er (Ec 3) = (55,95 / 1064,85) * 100 = 5,25 \%$$

Para el caso del pozo 71 que es un pozo de morichal inferior y arena tipo 1 se puede observar que la ecuación 1 es la que mejor se ajusta al resultado real que es el promedio de los PVT con un Er de 3,09% y la moda en 1100 al igual que en caso del PVT.

Para el pozo se 16 se realizo el mismo proceso, vaciando sus datos en la siguiente tabla:

27Tabla 4.20 Viscosidades del pozo 16 Ecuaciones 1,2,3 y PVT

T2LM	HI	a	b	EC1 log (η) = a - b Hi	α	β	EC 2 η = α / (T2LM*Hi^β)	α	β	EC3 η =exp(α) / (T2LM*exp(Hi^β))	PVT
12,47	0,95	14	7,3	1140,81	12000	3	1109,94	11,7	2,4	980,58	1071,24
12,47	0,96	14	7,3	1099,87	12000	3	1092,64	11,7	2,4	968,87	1071,15
12,47	0,96	14	7,3	1096,76	12000	3	1091,31	11,7	2,4	967,97	1071,05
15,48	0,96	14	7,3	1079,18	12000	3	873,30	11,7	2,4	775,84	1070,95

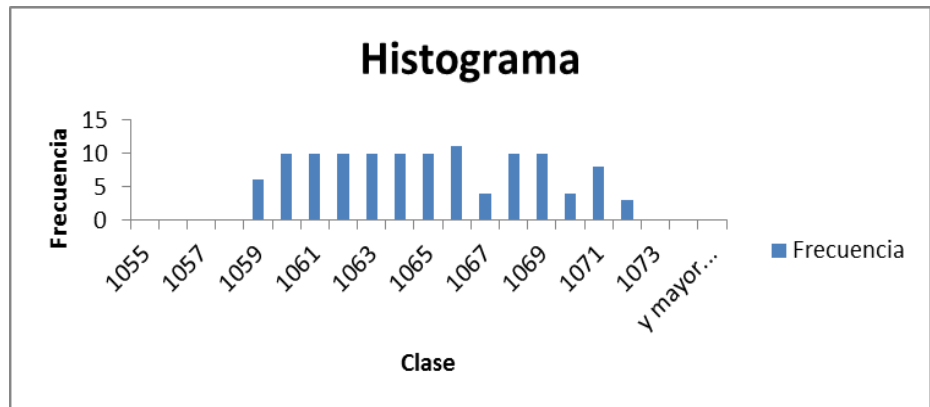
15,48	0,96	14	7,3	1055,38	12000	3	865,02	11,7	2,4	770,17	1070,85
15,48	0,97	14	7,3	1036,62	12000	3	858,44	11,7	2,4	765,64	1070,75
15,48	0,97	14	7,3	1024,10	12000	3	854,02	11,7	2,4	762,59	1070,65
16,15	0,97	14	7,3	1042,50	12000	3	824,71	11,7	2,4	735,15	1070,55
16,15	0,96	14	7,3	1079,96	12000	3	837,22	11,7	2,4	743,73	1070,45
16,15	0,97	14	7,3	1037,59	12000	3	823,05	11,7	2,4	734,01	1070,35
16,15	0,98	14	7,3	907,55	12000	3	777,91	11,7	2,4	702,40	1070,25
12,97	0,95	14	7,3	1128,58	12000	3	1062,07	11,7	2,4	939,33	1069,36
12,97	0,97	14	7,3	1027,05	12000	3	1020,13	11,7	2,4	910,66	1069,26
12,97	0,99	14	7,3	902,72	12000	3	966,22	11,7	2,4	872,83	1069,16
12,97	0,99	14	7,3	884,52	12000	3	958,06	11,7	2,4	867,01	1069,06
14,28	0,98	14	7,3	907,28	12000	3	879,69	11,7	2,4	794,31	1068,97
14,28	0,98	14	7,3	936,43	12000	3	891,40	11,7	2,4	802,62	1068,87
14,28	0,98	14	7,3	973,75	12000	3	906,16	11,7	2,4	813,00	1068,77
14,28	0,97	14	7,3	1017,65	12000	3	923,21	11,7	2,4	824,87	1068,67
15,58	0,97	14	7,3	1023,73	12000	3	848,20	11,7	2,4	757,42	1068,57
15,58	0,97	14	7,3	991,45	12000	3	836,78	11,7	2,4	749,48	1068,47
15,58	0,97	14	7,3	988,52	12000	3	835,73	11,7	2,4	748,75	1068,37
15,58	0,97	14	7,3	1038,05	12000	3	853,23	11,7	2,4	760,89	1068,27
15,04	0,96	14	7,3	1120,75	12000	3	913,55	11,7	2,4	808,53	1068,17
15,04	0,95	14	7,3	1140,66	12000	3	920,50	11,7	2,4	813,23	1068,07
15,04	0,96	14	7,3	1068,18	12000	3	894,93	11,7	2,4	795,86	1067,98
15,04	0,97	14	7,3	1005,69	12000	3	872,29	11,7	2,4	780,24	1067,88
13,78	0,98	14	7,3	961,00	12000	3	933,52	11,7	2,4	838,56	1067,78
13,78	0,98	14	7,3	931,59	12000	3	921,42	11,7	2,4	830,03	1067,68
13,78	0,99	14	7,3	901,66	12000	3	908,93	11,7	2,4	821,17	1067,58
13,78	0,98	14	7,3	948,77	12000	3	928,51	11,7	2,4	835,04	1067,48
13,76	0,98	14	7,3	969,61	12000	3	938,76	11,7	2,4	842,58	1067,38
13,76	0,98	14	7,3	910,20	12000	3	914,20	11,7	2,4	825,24	1067,28
13,76	0,99	14	7,3	847,28	12000	3	887,40	11,7	2,4	806,03	1067,18

13,76	0,98	14	7,3	908,24	12000	3	913,38	11,7	2,4	824,66	1067,08
13,92	0,96	14	7,3	1063,50	12000	3	965,00	11,7	2,4	858,55	1066,98
13,92	0,95	14	7,3	1134,34	12000	3	992,05	11,7	2,4	876,94	1066,89
13,92	0,97	14	7,3	1020,96	12000	3	948,39	11,7	2,4	847,10	1066,79
14,07	1,00	14	7,3	839,16	12000	3	864,15	11,7	2,4	785,56	1066,09
14,07	0,98	14	7,3	925,51	12000	3	900,06	11,7	2,4	811,27	1065,99
14,07	0,97	14	7,3	979,57	12000	3	921,78	11,7	2,4	826,55	1065,90
14,11	0,97	14	7,3	1001,22	12000	3	927,87	11,7	2,4	830,31	1065,80
14,11	0,97	14	7,3	1013,55	12000	3	932,69	11,7	2,4	833,66	1065,70
14,11	0,97	14	7,3	1013,17	12000	3	932,54	11,7	2,4	833,56	1065,60
14,11	0,97	14	7,3	1039,62	12000	3	942,80	11,7	2,4	840,65	1065,50
13,61	0,96	14	7,3	1120,83	12000	3	1009,77	11,7	2,4	893,69	1065,40
13,61	0,95	14	7,3	1174,63	12000	3	1030,39	11,7	2,4	907,57	1065,30
13,61	0,96	14	7,3	1083,58	12000	3	995,24	11,7	2,4	883,81	1065,20
13,61	0,97	14	7,3	1016,18	12000	3	968,38	11,7	2,4	865,35	1065,10
13,36	0,97	14	7,3	1031,75	12000	3	992,47	11,7	2,4	885,59	1065,00
13,36	0,97	14	7,3	1012,43	12000	3	984,54	11,7	2,4	880,10	1064,90
13,36	0,97	14	7,3	997,46	12000	3	978,36	11,7	2,4	875,80	1064,81
13,36	0,96	14	7,3	1058,07	12000	3	1003,17	11,7	2,4	892,95	1064,71
12,91	0,96	14	7,3	1110,50	12000	3	1059,89	11,7	2,4	938,93	1064,61
12,91	0,97	14	7,3	1020,65	12000	3	1022,41	11,7	2,4	913,25	1064,51
12,91	0,99	14	7,3	903,23	12000	3	971,18	11,7	2,4	877,28	1064,41
12,91	0,99	14	7,3	888,22	12000	3	964,43	11,7	2,4	872,46	1064,31
12,69	0,98	14	7,3	949,12	12000	3	1008,41	11,7	2,4	906,87	1064,21
12,69	0,97	14	7,3	1011,34	12000	3	1035,78	11,7	2,4	925,99	1064,11
12,69	0,97	14	7,3	1026,26	12000	3	1042,23	11,7	2,4	930,46	1064,01
12,69	0,96	14	7,3	1057,74	12000	3	1055,72	11,7	2,4	939,75	1063,91
12,14	0,96	14	7,3	1082,67	12000	3	1114,88	11,7	2,4	990,15	1063,81
12,14	0,96	14	7,3	1106,22	12000	3	1125,21	11,7	2,4	997,18	1063,72
12,14	0,96	14	7,3	1122,85	12000	3	1132,45	11,7	2,4	1002,08	1063,62

12,14	0,96	14	7,3	1090,90	12000	3	1118,50	11,7	2,4	992,62	1063,52
11,43	0,97	14	7,3	1040,24	12000	3	1164,03	11,7	2,4	1037,85	1063,42
11,43	0,97	14	7,3	1024,73	12000	3	1156,63	11,7	2,4	1032,74	1063,32
11,43	0,97	14	7,3	1045,43	12000	3	1166,50	11,7	2,4	1039,55	1063,22
11,43	0,96	14	7,3	1051,97	12000	3	1169,60	11,7	2,4	1041,68	1063,12
11,03	0,96	14	7,3	1060,80	12000	3	1216,21	11,7	2,4	1082,31	1063,02
11,03	0,96	14	7,3	1105,86	12000	3	1238,05	11,7	2,4	1097,22	1062,92
11,03	0,96	14	7,3	1073,00	12000	3	1222,17	11,7	2,4	1086,39	1062,82
11,03	0,98	14	7,3	961,11	12000	3	1166,42	11,7	2,4	1047,76	1062,73
11,03	0,99	14	7,3	881,61	12000	3	1125,06	11,7	2,4	1018,44	1062,63
10,51	0,97	14	7,3	990,24	12000	3	1240,30	11,7	2,4	1111,04	1062,53
10,51	0,96	14	7,3	1062,82	12000	3	1278,10	11,7	2,4	1137,18	1062,43
10,51	0,96	14	7,3	1063,70	12000	3	1278,56	11,7	2,4	1137,49	1062,33
10,51	0,97	14	7,3	1046,94	12000	3	1269,93	11,7	2,4	1131,56	1062,23
9,59	0,97	14	7,3	1044,30	12000	3	1389,93	11,7	2,4	1238,79	1062,13
9,59	0,97	14	7,3	1001,74	12000	3	1365,60	11,7	2,4	1221,96	1062,03
9,59	0,98	14	7,3	918,21	12000	3	1316,51	11,7	2,4	1187,48	1061,93
9,59	0,99	14	7,3	884,24	12000	3	1295,98	11,7	2,4	1172,85	1061,83
9,08	0,98	14	7,3	958,62	12000	3	1416,47	11,7	2,4	1272,68	1061,73
9,08	0,96	14	7,3	1065,26	12000	3	1481,20	11,7	2,4	1317,59	1061,64
9,08	0,96	14	7,3	1095,10	12000	3	1498,81	11,7	2,4	1329,61	1061,54
9,08	0,97	14	7,3	1045,69	12000	3	1469,54	11,7	2,4	1309,58	1061,44
9,30	0,97	14	7,3	1002,95	12000	3	1408,11	11,7	2,4	1259,85	1061,34
9,30	0,97	14	7,3	986,45	12000	3	1398,27	11,7	2,4	1253,00	1061,24
9,30	0,98	14	7,3	974,19	12000	3	1390,92	11,7	2,4	1247,86	1061,14
9,30	0,97	14	7,3	1007,67	12000	3	1410,91	11,7	2,4	1261,80	1061,04
10,44	0,97	14	7,3	1043,21	12000	3	1275,52	11,7	2,4	1136,93	1060,94
10,44	0,96	14	7,3	1090,13	12000	3	1299,70	11,7	2,4	1153,50	1060,84
10,44	0,95	14	7,3	1128,70	12000	3	1319,24	11,7	2,4	1166,76	1060,74
10,44	0,95	14	7,3	1130,97	12000	3	1320,38	11,7	2,4	1167,53	1060,65

11,62	0,96	14	7,3	1099,42	12000	3	1172,93	11,7	2,4	1040,11	1060,55
11,62	0,96	14	7,3	1071,47	12000	3	1160,07	11,7	2,4	1031,34	1060,45
11,62	0,96	14	7,3	1064,34	12000	3	1156,77	11,7	2,4	1029,08	1060,35
11,62	0,96	14	7,3	1094,30	12000	3	1170,58	11,7	2,4	1038,51	1060,25
11,25	0,96	14	7,3	1112,58	12000	3	1216,96	11,7	2,4	1077,87	1060,15
11,25	0,96	14	7,3	1104,22	12000	3	1213,03	11,7	2,4	1075,20	1060,05
11,25	0,96	14	7,3	1071,24	12000	3	1197,38	11,7	2,4	1064,53	1059,95
11,25	0,97	14	7,3	1041,55	12000	3	1183,12	11,7	2,4	1054,74	1059,85
10,41	0,97	14	7,3	1008,40	12000	3	1262,09	11,7	2,4	1128,62	1059,75
10,41	0,97	14	7,3	985,01	12000	3	1249,62	11,7	2,4	1119,95	1059,65
10,41	0,97	14	7,3	975,16	12000	3	1244,34	11,7	2,4	1116,26	1059,56
10,41	0,97	14	7,3	994,68	12000	3	1254,79	11,7	2,4	1123,55	1059,46
9,88	0,97	14	7,3	1003,30	12000	3	1326,63	11,7	2,4	1186,91	1059,36
9,88	0,97	14	7,3	1011,61	12000	3	1331,27	11,7	2,4	1190,13	1059,26
9,88	0,97	14	7,3	1022,08	12000	3	1337,09	11,7	2,4	1194,17	1059,16
9,88	0,97	14	7,3	1031,38	12000	3	1342,24	11,7	2,4	1197,73	1059,06
9,91	0,97	14	7,3	1032,62	12000	3	1339,12	11,7	2,4	1194,80	1058,96
9,91	0,97	14	7,3	1041,63	12000	3	1344,07	11,7	2,4	1198,22	1058,86
9,91	0,97	14	7,3	1044,05	12000	3	1345,40	11,7	2,4	1199,13	1058,76
9,91	0,97	14	7,3	1013,71	12000	3	1328,66	11,7	2,4	1187,56	1058,66
11,92	0,97	14	7,3	1008,23	12000	3	1101,15	11,7	2,4	984,73	1058,56
11,92	0,95	14	7,3	1158,79	12000	3	1168,69	11,7	2,4	1030,83	1058,47
				1024,18			1095,44			978	1064,43

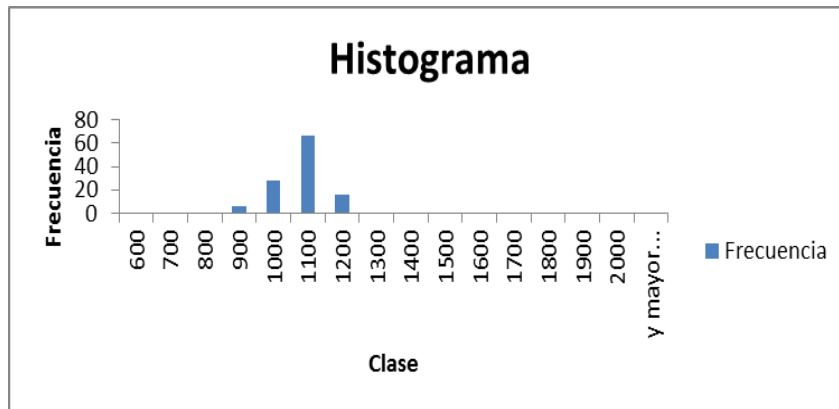
Clase	Frecuencia
1055	0
1056	0
1057	0
1058	0
1059	6
1060	10
1061	10
1062	10
1063	10
1064	10
1065	10
1066	11
1067	4
1068	10
1069	10
1070	4
1071	8
1072	3
1073	0
1074	0
y mayor...	0



24Histograma 4.11 PVT Pozo 16

promedio= 1064,43

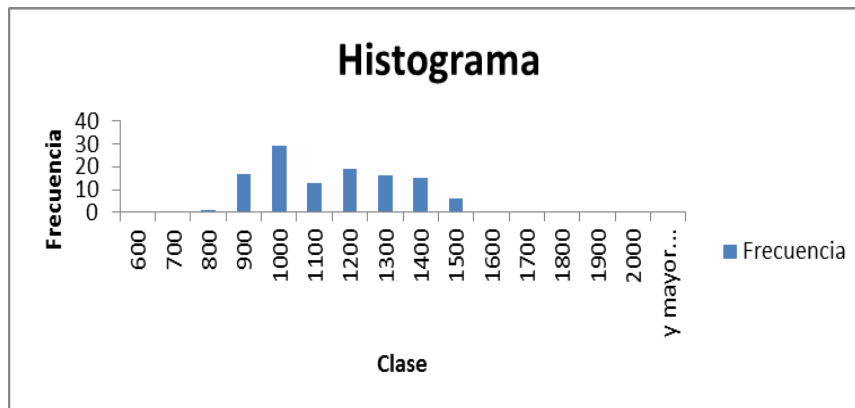
Clase	Frecuencia
600	0
700	0
800	0
900	6
1000	28
1100	66
1200	16
1300	0
1400	0
1500	0
1600	0
1700	0
1800	0
1900	0
2000	0
y mayor...	0



25Histograma 4.12 Ec 1 Pozo 16

promedio= 1024,18

Clase	Frecuencia
600	0
700	0
800	1
900	17
1000	29
1100	13
1200	19
1300	16
1400	15
1500	6

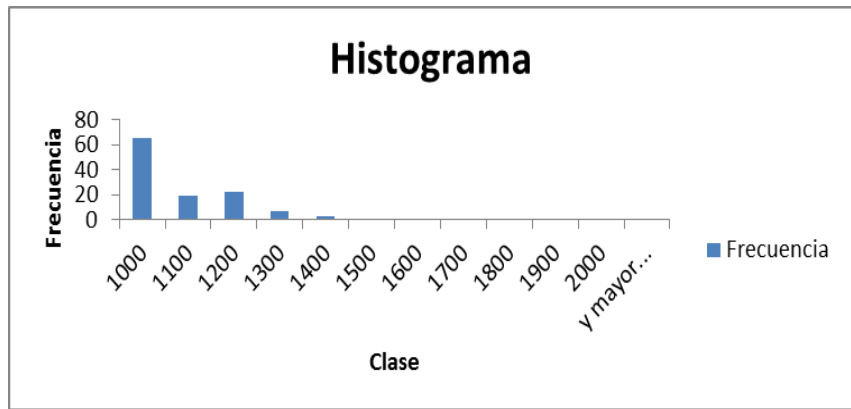


26Histograma 4.13 Ec 2 Pozo 16

1600	0
1700	0
1800	0
1900	0
2000	0
y mayor...	0

Promedio = 1095,44

Clase	Frecuencia
1000	65
1100	19
1200	22
1300	7
1400	3
1500	0
1600	0
1700	0
1800	0
1900	0
2000	0
y mayor...	0



27Histograma 4.14 Ec 3 Pozo 16

Promedio= 978

Al calcularle el Er de cada ecuacion para el pozo 16:

$$Ea (Ec 1) = | 1024,18 - 1064,43 | = 40,25$$

$$Er (Ec 1) = (40,25 / 1064,43) * 100 = 3,78 \%$$

$$Ea (Ec 2) = 1095,44 - 1064,43 = 31,01$$

$$Er (Ec 2) = (31,01 / 1064,43) * 100 = 2,9 \%$$

$$Ea (Ec 3) = | 978 - 1064,43 | = 86,43$$

$$Er (Ec 3) = (86,43 / 1064,43) * 100 = 8,11 \%$$

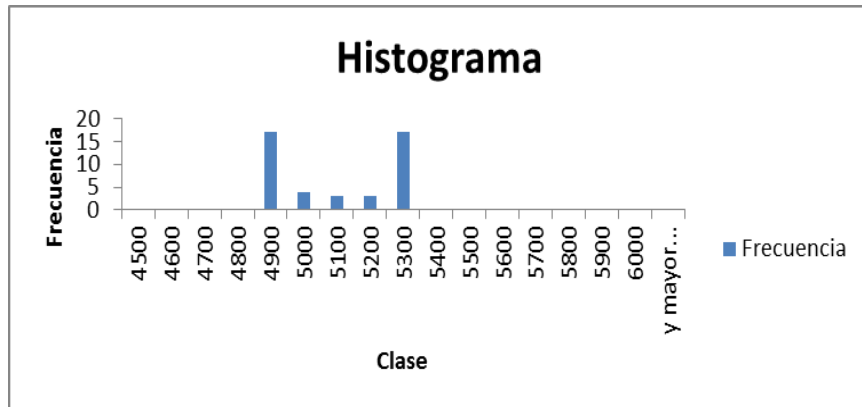
En el caso del pozo 16 se ve que los errores son bastante bajo, y el ajuste de las ecuaciones es bastante certero, pero si observamos el histograma de la ecuación 1 se ve que la moda es mas certero o cercano al promedio de los valores de viscosidad del PVT. Y asi se considera que los resultados de la ecuación 1 se aproximan mas a la realidad.

Estos 2 pozos se les realizo el estudio con una misma herramienta, poseen una arena tipo 1 en morichal inferior y un mismo modo de adquisición, pero para el caso de los pozos 75 y 78 utiizaron otra herramienta de estudio y otro método de adquisición, la cual arrojaron los siguientes datos mostrados en la próximas tablas.

28Tabla 4.21 Viscosidades del pozo 75 yacimiento Morichal Superior Arena tipo 2 Ecuaciones 1,2,3 y PVT

T2LM	HI	a	b	EC1 $\log(\eta) = a - b \cdot HI$	α	B	EC 2 $\eta = \alpha / (T2LM \cdot HI^\beta)$	α	β	EC3 $\eta = \exp(\alpha) / (T2LM \cdot \exp(HI^\beta))$	PVT
2,71	0,87	13,2	5,5	4849,09	12900	3,5		13,5	4,1		5252,67
2,86	0,99	13,2	5,5		12900	3,5	4.753,68	13,5	4,1	4489,67	5248,19
3,11	0,98	13,2	5,5		12900	3,5	4.484,99	13,5	4,1	4250,64	5243,72
3,65	0,88	13,2	5,5	4443,07	12900	3,5	5.491,58	13,5	4,1	5347,68	5239,25
4,83	0,83	13,2	5,5	5875,60	12900	3,5	5.105,95	13,5	4,1	4962,77	5234,79
6,24	0,82	13,2	5,5		12900	3,5	4.079,78	13,5	4,1	3959,94	5230,33
7,38	0,88	13,2	5,5	4383,94	12900	3,5		13,5	4,1		4878,46
3,48	0,91	13,2	5,5		12900	3,5	5.193,08	13,5	4,1	5038,58	4874,43
4,79	0,85	13,2	5,5	5346,99	12900	3,5	4.794,70	13,5	4,1	4669,69	4870,40
5,43	0,83	13,2	5,5	5939,19	12900	3,5	4.572,73	13,5	4,1	4443,05	4866,38
5,95	0,86	13,2	5,5	5057,02	12900	3,5		13,5	4,1		4858,35
4,58	0,83	13,2	5,5	5864,25	12900	3,5	5.376,50	13,5	4,1	5226,01	4826,43
3,63	0,86	13,2	5,5	4920,96	12900	3,5	5.938,71	13,5	4,1		4822,46
3,63	0,90	13,2	5,5		12900	3,5	5.100,89	13,5	4,1	4954,52	4818,50
3,43	0,89	13,2	5,5	4152,44	12900	3,5	5.554,94	13,5	4,1	5402,13	4814,54
				5083,26			5037,29			4794,97	5040,64

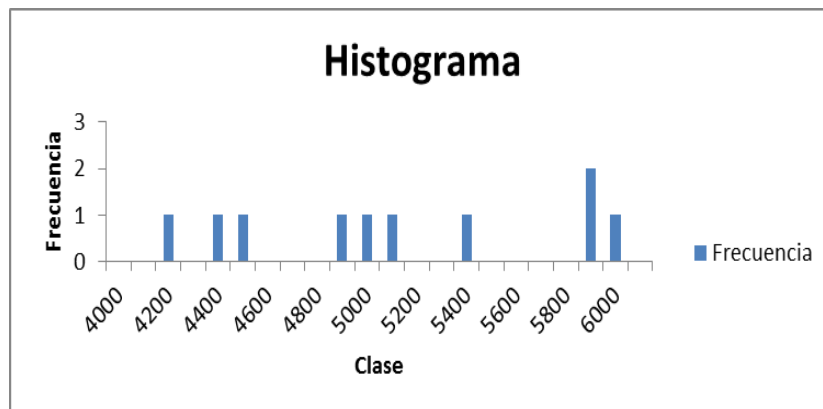
Clase	Frecuencia
4500	0
4600	0
4700	0
4800	0
4900	17
5000	4
5100	3
5200	3
5300	17
5400	0
5500	0
5600	0
5700	0
5800	0
5900	0
6000	0
y mayor...	0



28Histograma 4.15 PVT Pozo 75 Superior

Promedio= 5040,64

Clase	Frecuencia
4000	0
4100	0
4200	1
4300	0
4400	1
4500	1
4600	0
4700	0

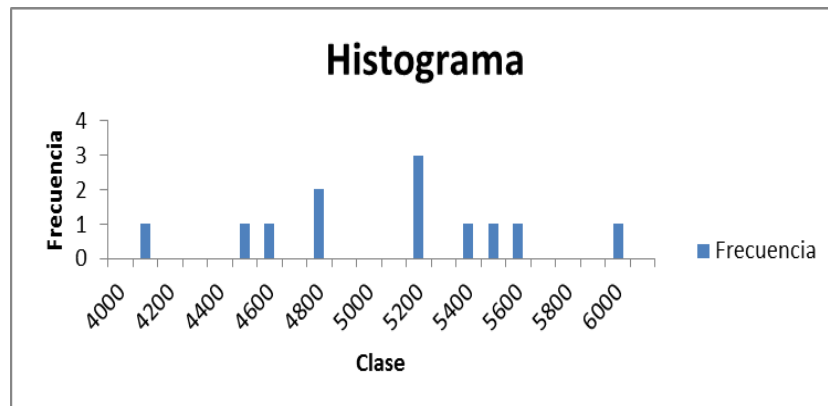


29Histograma 4.16 Ec 1 Pozo 75 Superior

4800	0
4900	1
5000	1
5100	1
5200	0
5300	0
5400	1
5500	0
5600	0
5700	0
5800	0
5900	2
6000	1
y mayor...	0

Promedio= 5083,26

Clase	Frecuencia
4000	0
4100	1
4200	0
4300	0
4400	0
4500	1
4600	1
4700	0
4800	2
4900	0
5000	0
5100	0
5200	3

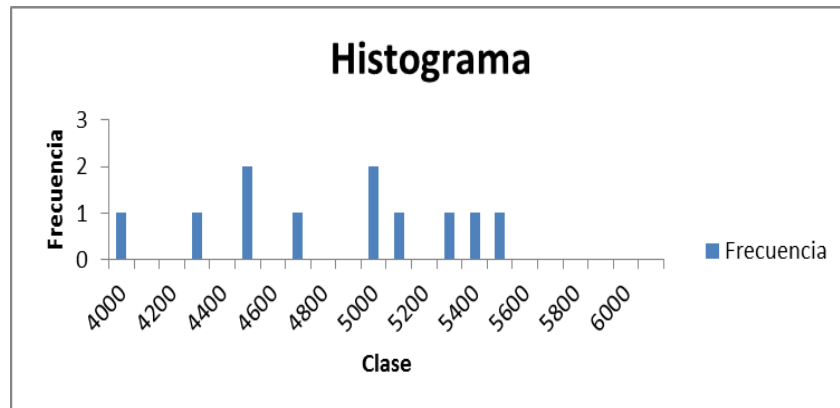


30Histograma 4.17 Ec 2 Pozo 75 Superior

5300	0
5400	1
5500	1
5600	1
5700	0
5800	0
5900	0
6000	1
y mayor...	0

Promedio= 5037,29

<i>Clase</i>	<i>Frecuencia</i>
4000	1
4100	0
4200	0
4300	1
4400	0
4500	2
4600	0
4700	1
4800	0
4900	0
5000	2
5100	1
5200	0
5300	1
5400	1
5500	1
5600	0
5700	0



31Histograma 4.18 Ec 3 Pozo 75 Superior

Promedio= 4794,97

5800	0
5900	0
6000	0
y mayor...	0

Al calcularle el Er de cada ecuacion para el pozo 75 SUP:

$$Ea (Ec 1) = | 5083,26 - 5040,64 | = 42,62$$

$$Er (Ec 1) = (42,62 / 5040,64) * 100 = 0,8 \%$$

$$Ea (Ec 2) = |5037,29 - 5040,64| = 3,35$$

$$Er (Ec 2) = (3,35 / 5040,64) * 100 = 0,06 \%$$

$$Ea (Ec 3) = | 4794,97 - 5040,64 | = 245,7$$

$$Er (Ec 3) = (245,7 / 5040,64) * 100 = 4,8 \%$$

En el caso de el pozo 75 en el yacimiento de morichal medio, arrojé los siguientes resultados.

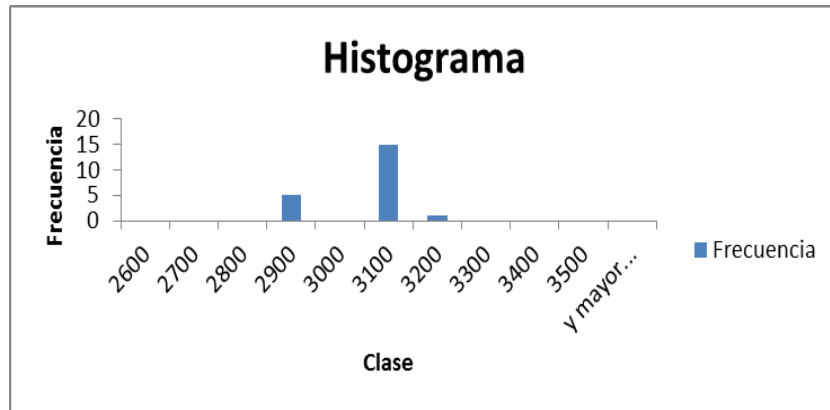
29Tabla 4.22 Viscosidades del pozo 75 yacimiento Morichal Medio Ecuaciones 1,2,3 y PVT

T2LM	HI	A	b	EC1 log (η) = a - b Hi	α	β	EC 2 η = α / (T2LM*Hi^β)	α	β	EC3 η =exp(α) / (T2LM*exp(Hi^β))	PVT
4,56	0,86	13,8	6,8	2937,86	11000	1,5	3.049,15	10,5	1,15	2977,34	3119,11
4,31	0,80	13,8	6,8		11000	1,5	3.532,51	10,5	1,15	3336,94	3048,22
4,47	0,88	13,8	6,8	2556,33	11000	1,5	3.001,29	10,5	1,15	2965,80	3046,11
4,76	0,92	13,8	6,8	1931,03	11000	1,5	2.634,83	10,5	1,15	2660,58	3044
4,93	0,93	13,8	6,8	1744,71	11000	1,5	2.482,76	10,5	1,15	2524,77	3041,89
4,72	0,94	13,8	6,8	1635,51	11000	1,5	2.550,78	10,5	1,15	2605,12	3039,79
4,38	1,00	13,8	6,8	1083,50	11000	1,5		10,5	1,15	2619,51	3037,68
4,72	1,03	13,8	6,8	903,14	11000	1,5		10,5	1,15	2355,60	3035,58
5,25	0,99	13,8	6,8	1201,02	11000	1,5	2.138,50	10,5	1,15	2224,73	3029,29
5,01	0,94	13,8	6,8	1626,23	11000	1,5	2.403,47	10,5	1,15	2455,57	3027,19
4,81	0,87	13,8	6,8	2711,74	11000	1,5	2.835,11	10,5	1,15	2787,71	3025,10

4,23	0,83	13,8	6,8	3429,86	11000	1,5	3.423,72	10,5	1,15	3295,62	3023,01		
4,00	0,85	13,8	6,8	3097,53	11000	1,5	3.529,44	10,5	1,15	3429,94	3020,93		
4,15	0,90	13,8	6,8	2100,06	11000	1,5	3.079,44	10,5	1,15	3090,52	3018,84		
4,18	0,94	13,8	6,8	1607,93	11000	1,5	2.867,28	10,5	1,15	2931,59	3016,76		
3,96	1,01	13,8	6,8	1031,57	11000	1,5		10,5	1,15	2877,01	3014,67		
3,31	0,89	13,8	6,8	2233,07	11000	1,5	3.916,40	10,5	1,15	3912,18	2823,95		
				1973,2				2960,34				2885,33	2987

Los histogramas de la arena de morichal medio son los siguientes:

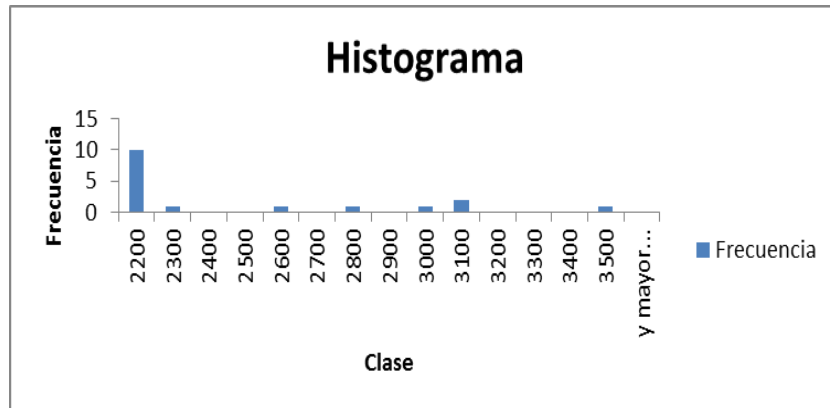
Clase	Frecuencia
2600	0
2700	0
2800	0
2900	5
3000	0
3100	15
3200	1
3300	0
3400	0
3500	0
y mayor...	0



32Histograma 4.19 PVT Pozo 75 UMM

Promedio = 2987

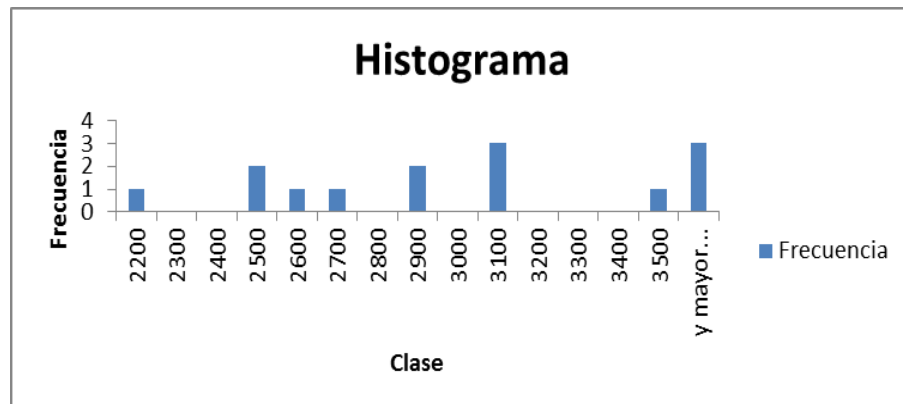
Clase	Frecuencia
2200	10
2300	1
2400	0
2500	0
2600	1
2700	0
2800	1
2900	0
3000	1
3100	2
3200	0
3300	0
3400	0
3500	1
y mayor...	0



33Histograma 4.20 Ec 1 Pozo 75 UMM

Promedio = 1973,2

Clase	Frecuencia
2200	1
2300	0
2400	0
2500	2
2600	1
2700	1
2800	0
2900	2
3000	0
3100	3
3200	0
3300	0

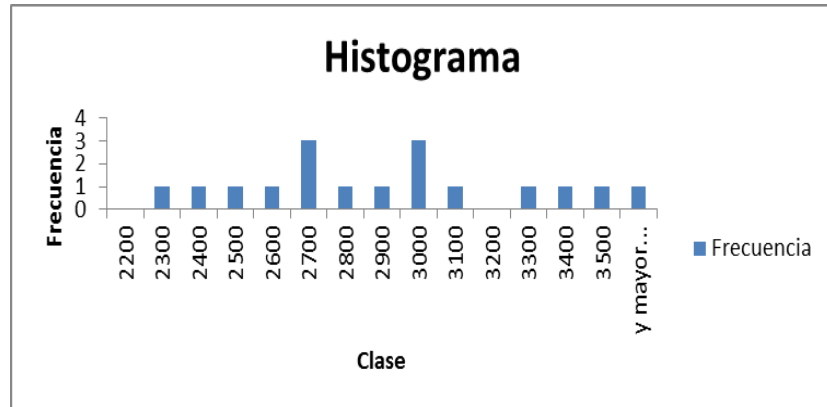


34Histograma 4.21 Ec 2 Pozo 75 UMM

3400	0
3500	1
y mayor...	3

Promedio = 2960,34

Clase	Frecuencia
2200	0
2300	1
2400	1
2500	1
2600	1
2700	3
2800	1
2900	1
3000	3
3100	1
3200	0
3300	1
3400	1
3500	1
y mayor...	1



35Histograma 4.22 Ec 3 Pozo 75 UMM

Promedio = 2885,33

Al calcularle el Er de cada ecuacion para el pozo 75 UMM:

$$Ea (Ec 1) = | 1973,2 - 2987 | = 1013,8$$

$$Er (Ec 1) = (1013,8 / 2987) * 100 = 33,9 \%$$

$$Ea (Ec 2) = |2960,34 - 2987| = 26,66$$

$$Er (Ec 2) = (26,66 / 2987) * 100 = 0,8 \%$$

$$Ea (Ec 3) = | 2885,33 - 2987 | = 101,67$$

$$Er (Ec 3) = (101,67 / 2987) * 100 = 3,4 \%$$

Para el pozo 75 en los yacimientos de morichal superior y morichal medio aun cuando obtuvo errores pequeños los resultados no son confiables ya que el estudio se

realizo en arena tipo y para poder lograr valores cercanos a los reales, se filtraron muchos valores desviados, posiblemente causado por ser arenas tipo 2 y tener mucha presencia de agua y pueden confundir la lectura.

El pozo 75 en el yacimiento de morichal Inferior, arrojó los siguientes resultados.

30Tabla 4.23 Viscosidades del pozo 75 yacimiento Morichal Inferior Ecuaciones 1,2,3 y PVT

T2LM	HI	a	b	EC1 $\log(\eta) = a - b \cdot HI$	α	β	EC 2 $\eta = \alpha / (T2LM \cdot HI^\beta)$	α	β	EC3 $\eta = \exp(\alpha) / (T2LM \cdot \exp(HI^\beta))$	PVT
4,78	1,02	15	7,5	1528,26	12000	3	2.347,61	11,7	2,4	2167,21	1352,02
5,09	1,01	15	7,5	1729,36	12000	3	2.318,19	11,7	2,4	2120,45	1351,71
5,76	0,93	15	7,5		12000	3	2.586,55	11,7	2,4	2243,74	1351,39
6,51	0,87	15	7,5		12000	3	2.772,68	11,7	2,4	2280,35	1351,08
6,68	0,97	15	7,5	2283,79	12000	3	1.974,49	11,7	2,4	1763,80	1350,77
5,24	1,04	15	7,5	1329,76	12000	3	2.031,20	11,7	2,4	1892,87	1349,82
5,54	0,95	15	7,5	2640,70	12000	3	2.530,11	11,7	2,4	2228,51	1349,53
4,92	1,03	15	7,5	1658,67	12000	3	3.272,98	11,7	2,4	3003,38	1346,73
6,31	0,82	15	7,5		12000	3	4.212,69	11,7	2,4	3646,4	1346,42
5,74	0,83	15	7,5	1438,06	12000	3	2.228,45	11,7	2,4	2065,95	1345,18
4,74	0,85	15	7,5	816,66	12000	3	1.873,36	11,7	2,4	1791,24	1344,87
7,29	0,86	15	7,5		12000	3	3.487,54	11,7	2,4	2689,63	1343,00
7,66	0,93	15	7,5		12000	3	3.604,14	11,7	2,4	2839,02	1342,69
7,78	0,97	15	7,5		12000	3	4.056,27	11,7	2,4	3270,84	1342,38
7,92	0,99	15	7,5		12000	3	4.446,78	11,7	2,4	3678,27	1342,07
7,23	0,96	15	7,5		12000	3	4.530,65	11,7	2,4	3809,91	1341,76
5,79	0,96	15	7,5	204163,02	12000	3	34.404,21	11,7	2,4	7195,71	1331,82
5,13	1,00	15	7,5		12000	3	9.077,49	11,7	2,4	4450,64	1331,51
4,11	0,91	15	7,5	13041,03	12000	3	4.352,11	11,7	2,4	2983,05	1331,20
4,43	0,90	15	7,5		12000	3	2.624,96	11,7	2,4	2120,41	1330,89
4,64	0,90	15	7,5		12000	3	1.971,00	11,7	2,4	1704,21	1330,57

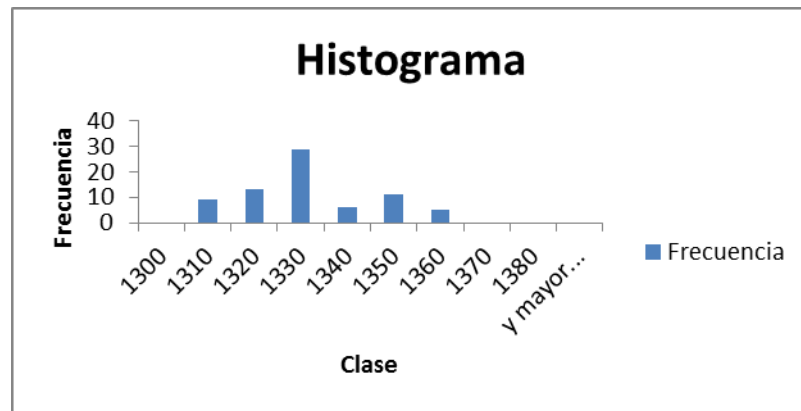
4,81	0,89	15	7,5	2275,85	12000	3	1.693,06	11,7	2,4	1512,86	1330,26
5,01	0,89	15	7,5	2013,7	12000	3	1.581,53	11,7	2,4	1428,75	1329,95
5,57	0,90	15	7,5	2462,18	12000	3	1.882,77	11,7	2,4	1669,89	1329,64
5,72	0,92	15	7,5	2407,92	12000	3	2.328,78	11,7	2,4	2069,97	1329,33
5,49	0,95	15	7,5	1858,37	12000	3	2.366,95	11,7	2,4	2152,70	1329,02
5,11	0,97	15	7,5		12000	3	3.994,79	11,7	2,4	3427,34	1327,47
4,66	0,98	15	7,5		12000	3	3.973,26	11,7	2,4	3409,06	1327,16
4,28	0,98	15	7,5		12000	3	3.834,47	11,7	2,4	3277,71	1326,85
4,33	0,95	15	7,5		12000	3	3.765,05	11,7	2,4	3168,86	1326,53
5,21	0,94	15	7,5		12000	3	3.597,29	11,7	2,4	3026,88	1326,22
7,17	0,95	15	7,5		12000	3	3.571,47	11,7	2,4	2979,97	1325,91
8,33	0,93	15	7,5		12000	3	3.342,68	11,7	2,4	2809,26	1325,60
6,25	0,94	15	7,5		12000	3	2.926,71	11,7	2,4	2479,39	1325,29
5,34	1,02	15	7,5		12000	3	2.732,50	11,7	2,4	2341,61	1324,98
5,63	0,96	15	7,5	2549,61	12000	3	2.516,55	11,7	2,4	2224,38	1324,67
5,69	0,93	15	7,5	2322,80	12000	3	2.600,07	11,7	2,4	2318,96	1324,36
6,04	0,92	15	7,5	2067,65	12000	3	2.720,65	11,7	2,4	2452,21	1324,05
5,78	0,92	15	7,5	2112,51	12000	3	2.985,24	11,7	2,4	2685,61	1323,73
5,34	1,02	15	7,5	2719,47	12000	3	3.281,47	11,7	2,4	2881,65	1323,4
5,63	0,96	15	7,5	2869,70	12000	3	2.785,41	11,7	2,4	2432,30	1323,12
5,69	0,93	15	7,5	2663,85	12000	3	1.963,33	11,7	2,4	1727,76	1322,81

6,04	0,92	15	7,5	1528,26	12000	3	1.778,34	11,7	2,4	1544,935026	1352,02
5,78	0,92	15	7,5	1729,36	12000	3	2.323,12	11,7	2,4	2028,454588	1351,71
5,19	0,97	15	7,5		12000	3	3.554,17	11,7	2,4	3171,466271	1351,39
4,36	1,01	15	7,5		12000	3	4.255,40	11,7	2,4	3944,879894	1351,08
4,31	0,98	15	7,5	2283,79	12000	3	3.311,53	11,7	2,4	3118,116319	1350,77
6,05	0,94	15	7,5	1329,73	12000	3	2.618,48	11,7	2,4	2470,500026	1349,84
7,38	0,91	15	7,5	2640,70	12000	3	2.129,47	11,7	2,4	1961,244996	1349,53
6,95	0,92	15	7,5	1658,67	12000	3	2.399,54	11,7	2,4	2131,865452	1346,73

5,41	1,00	15	7,5		12000	3	2.602,38	11,7	2,4	2261,59284	1346,42
4,45	1,00	15	7,5	1438,06	12000	3	2.590,48	11,7	2,4	2219,028324	1345,18
4,29	0,94	15	7,5	816,66	12000	3	2.658,32	11,7	2,4	2288,377397	1344,87
4,71	0,88	15	7,5		12000	3	2.560,42	11,7	2,4	2283,988534	1343,00
4,82	0,93	15	7,5		12000	3	2.685,10	11,7	2,4	2459,500296	1342,69
4,03	0,89	15	7,5		12000	3	2.896,96	11,7	2,4	2687,758553	1342,38
5,75	0,85	15	7,5		12000	3	2.928,95	11,7	2,4	2641,383795	1342,07
4,71	0,92	15	7,5		12000	3	2.381,44	11,7	2,4	2083,571053	1341,76
3,73	0,87	15	7,5	204163,02	12000	3	2.140,90	11,7	2,4	1829,01182	1331,82
4,58	0,68	15	7,5		12000	3	2.233,80	11,7	2,4	1917,60053	1331,51
5,18	0,71	15	7,5	13041,03	12000	3	2.210,53	11,7	2,4	2016,21503	1331,20
5,94	0,77	15	7,5		12000	3	2.731,82	11,7	2,4	2483,534369	1330,89
				2045,16			2542,07			2287,04	1326,61

Los histogramas obtenidos para el pozo 75 en morichal inferior son los siguiente:

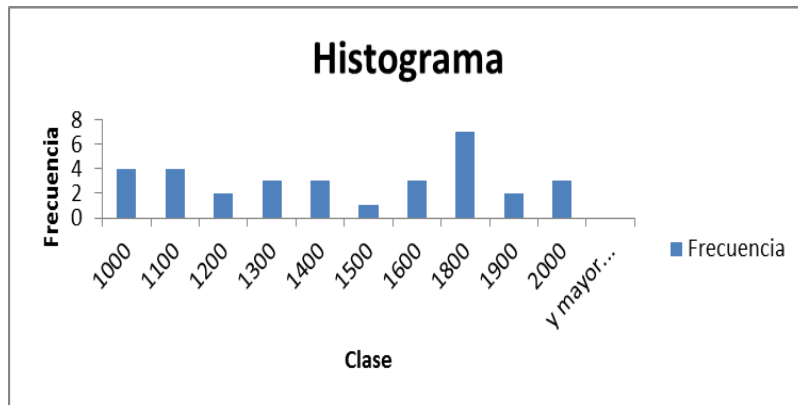
Clase	Frecuencia
1300	0
1310	9
1320	13
1330	29
1340	6
1350	11
1360	5
1370	0
1380	0
y mayor...	0



36Histograma 4.23 PVT Pozo 75 INF

Promedio= 1326,61

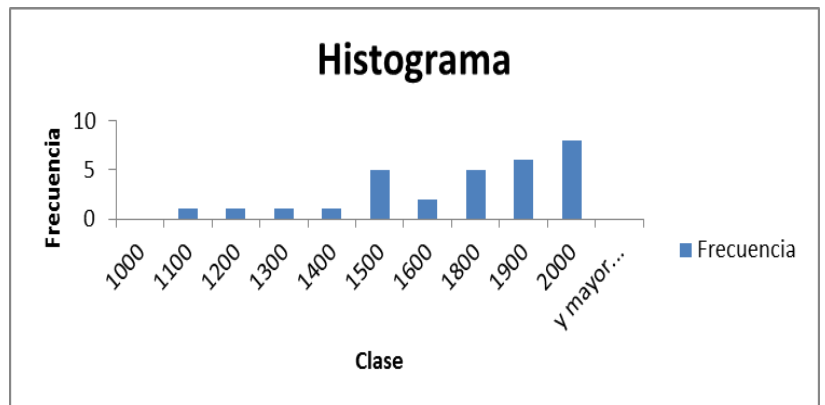
Clase	Frecuencia
1000	4
1100	4
1200	2
1300	3
1400	3
1500	1
1600	3
1800	7
1900	2
2000	3
y mayor...	0



37Histograma 4.24 Ec 1 Pozo 75 INF

Promedio= 1416,9

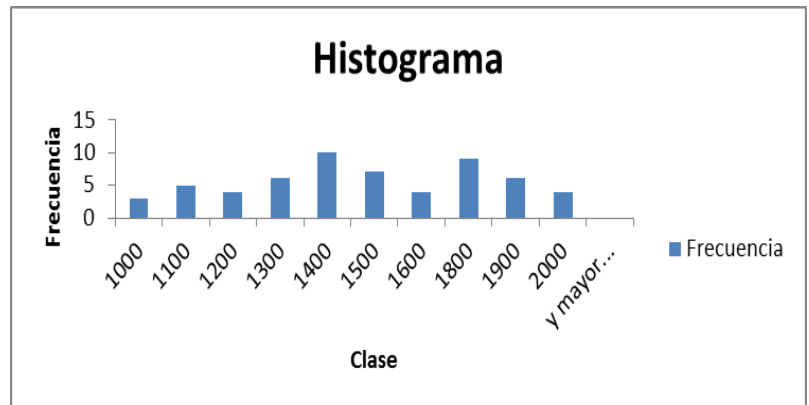
Clase	Frecuencia
1000	0
1100	1
1200	1
1300	1
1400	1
1500	5
1600	2
1800	5
1900	6
2000	8
y mayor...	0



38Histograma 4.25 Ec 2 Pozo 75 INF

Promedio= 1680,6

Clase	Frecuencia
1000	3
1100	5
1200	4
1300	6
1400	10
1500	7
1600	4
1800	9
1900	6
2000	4
y mayor...	0



39Histograma 4.26 Ec 3 Pozo 75 INF

Promedio= 1452,29

Al calcularle el Er de cada ecuacion para el pozo 75 INF:

$$Ea (Ec 1) = | 1416,9 - 1326,61 | = 90,29$$

$$Er (Ec 1) = (90,29 / 1326,61) * 100 = 6,8\%$$

$$Ea (Ec 2) = | 1680,6 - 1326,61 | = 353,99$$

$$Er (Ec 2) = (353,99 / 1326,61) * 100 = 26,68 \%$$

$$Ea (Ec 3) = | 1452,29 - 1326,61 | = 125,68$$

$$Er (Ec 3) = (125,68 / 1326,61) * 100 = 9,47 \%$$

Para el caso del pozo 75 en el miembro morichal inferior la herramienta arrojo datos muy desviados a los datos reales (PVT), esto se puede insinuar que es debido a los modo de adquisición de dicha herramienta y a los bajos tiempos de eco que requiere el tipo de crudo de nuestra faja. Y para el caso del pozo 78 no se pudo realizar análisis debido a que en esta zona de la correlación este pozo no presentó arena.

En los caso de los pozos 72,20 y 19 se realizo el estudio con una tercera herramienta de RMN para la cual se utilizo un método de adquisición distinto.

En el pozo 72 en morichal superior se obtuvo los siguiente resultados:

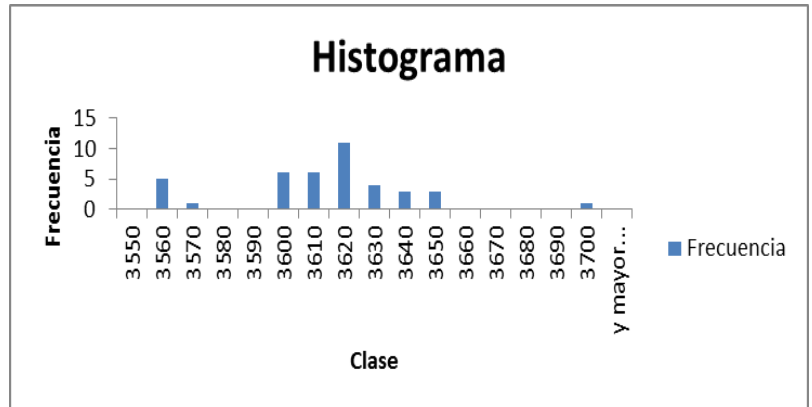
31 Tabla 4.24 Viscosidades del pozo 72 yacimiento Morichal Superior Ecuaciones 1,2,3 y PVT

T2LM	HI	A	b	EC1 $\log(\eta) = a - b \cdot HI$	α	β	EC 2 $\eta = \alpha / (T2LM \cdot HI^\beta)$	α	β	EC3 $\eta = \exp(\alpha) / (T2LM \cdot \exp(HI^\beta))$	PVT
12,64	0,85	14,8	8,1	2850,10	21000	5	3.717,38	12,3	1,6	4452,08	3692,16
10,03	0,83	14,8	8,1	3348,08	21000	5	5.271,26	12,3	1,6	5790,78	3644,86
12,80	0,79	14,8	8,1	4586,19	21000	5	5.247,97	12,3	1,6	4829,38	3641,59
13,45	0,80	14,8	8,1	4438,67	21000	5	4.870,85	12,3	1,6	4568,06	3640,78
13,39	0,86	14,8	8,1		21000	5	3.349,92	12,3	1,6	4148,79	3639,96
		14,8	8,1		21000	5		12,3	1,6	4374,02	3635,07
		14,8	8,1		21000	5		12,3	1,6		3634,25
12,91	0,84	14,8	8,1	3158,53	21000	5	3.923,56	12,3	1,6	4448,53	3624,47
12,82	0,80	14,8	8,1	4151,53	21000	5	4.851,34	12,3	1,6	4727,64	3623,65
12,19	0,79	14,8	8,1	4795,91	21000	5		12,3	1,6	5117,19	3622,83
		14,8	8,1		21000	5		12,3	1,6		3622,02
13,15	0,82	14,8	8,1	3741,40	21000	5	4.368,73	12,3	1,6	4514,30	3619,57
14,07	0,80	14,8	8,1	4345,26	21000	5	4.578,57	12,3	1,6	4346,89	3618,76
15,76	0,82	14,8	8,1	3672,74	21000	5	3.597,10	12,3	1,6	3755,46	3617,94
17,12	0,85	14,8	8,1	2937,96	21000	5	2.805,53	12,3	1,6	3306,46	3617,12
18,11	0,83	14,8	8,1	3271,97	21000	5	2.870,93	12,3	1,6	3193,56	3616,31
18,35	0,81	14,8	8,1	4075,02	21000	5	3.341,35	12,3	1,6	3290,76	3615,49
16,15	0,88	14,8	8,1		21000	5	2.488,03	12,3	1,6	3336,39	3613,86
15,15	0,86	14,8	8,1		21000	5	2.980,71	12,3	1,6	3674,08	3613,05
12,93	0,98	14,8	8,1		21000	5		12,3	1,6	3556,57	3612,23
10,85	1,17	14,8	8,1		21000	5		12,3	1,6	3092,79	3611,42

		14,8	8,1		21000	5		12,3	1,6	4514,30	3610,6
12,74	0,80	14,8	8,1	4188,58	21000	5	4.915,27	12,3	1,6		3605,71
12,74	0,77	14,8	8,1		21000	5		12,3	1,6	4765,74	3604,89
12,84	0,82	14,8	8,1	3546,52	21000	5	4.300,85	12,3	1,6	5007,82	3604,07
12,68	0,87	14,8	8,1		21000	5	3.384,71	12,3	1,6	4577,93	3603,26
12,63	0,90	14,8	8,1		21000	5	2.761,84	12,3	1,6	4329,97	3602,44
12,89	0,92	14,8	8,1		21000	5	2.419,63	12,3	1,6	4098,12	3601,63
14,26	0,79	14,8	8,1	4601,50	21000	5	4.723,40	12,3	1,6	3886,40	3598,36
13,81	0,79	14,8	8,1	4581,15	21000	5	4.860,87	12,3	1,6	4338,24	3597,55
13,22	0,79	14,8	8,1	4724,31	21000	5	5.202,25	12,3	1,6	4476,01	3595,1
16,64	0,78	14,8	8,1	5076,97	21000	5	4.372,38	12,3	1,6	4705,18	3594,29
18,50	0,79	14,8	8,1	4494,94	21000	5	3.575,83	12,3	1,6	3790,30	3593,47
18,89	0,80	14,8	8,1	4476,65	21000	5	3.491,10	12,3	1,6	3329,20	3592,66
18,31	0,85	14,8	8,1	2860,66	21000	5	2.573,28	12,3	1,6	3257,99	3560,03
17,13	0,78	14,8	8,1	5115,07	21000	5	4.272,16	12,3	1,6	3075,85	3559,21
17,08	0,79	14,8	8,1	4847,66	21000	5	4.106,44	12,3	1,6	3687,00	3558,4
14,72	0,81	14,8	8,1	4102,71	21000	5	4.186,72	12,3	1,6	3658,34	3557,58
12,28	0,86	14,8	8,1	2689,41	21000	5	3.671,01	12,3	1,6	4107,51	3552,69
12,84	0,83	14,8	8,1	3489,13	21000	5	4.246,10	12,3	1,6	4532,45	3551,87
				4006,24			3946,47			4127,24	3608,03

Los histogramas obtenidos de esta tabla de datos fueron los siguientes:

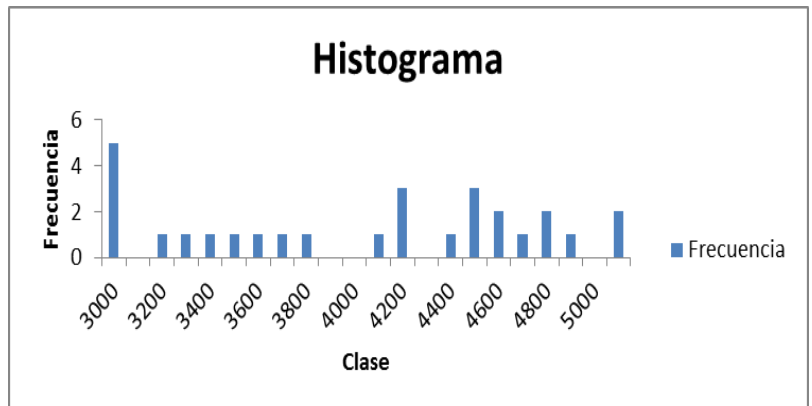
Clase	Frecuencia
3550	0
3560	5
3570	1
3580	0
3590	0
3600	6
3610	6
3620	11
3630	4
3640	3
3650	3
3660	0
3670	0
3680	0
3690	0
3700	1
y mayor...	0



40Histograma 4.27 PVT Pozo 72 SUP

Promedio =3608,03

Clase	Frecuencia
3000	5
3100	0
3200	1
3300	1
3400	1
3500	1
3600	1
3700	1
3800	1
3900	0

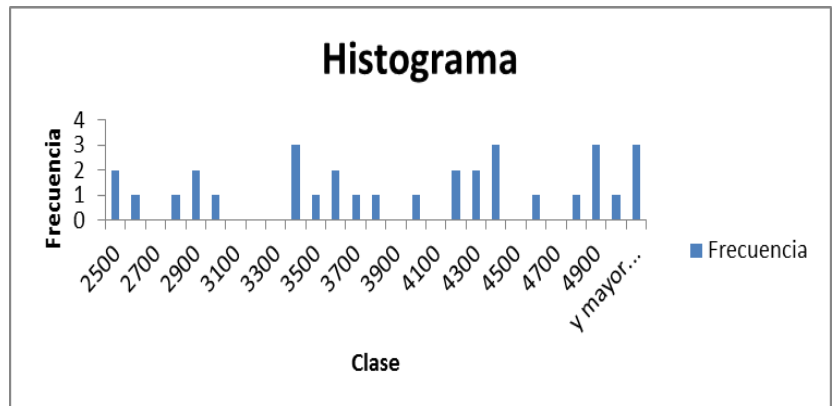


41Histograma 4.28 Ec 1 Pozo 72 SUP

4000	0
4100	1
4200	3
4300	0
4400	1
4500	3
4600	2
4700	1
4800	2
4900	1
5000	0
y mayor...	2

Promedio =4006,24

<i>Clase</i>	<i>Frecuencia</i>
2500	2
2600	1
2700	0
2800	1
2900	2
3000	1
3100	0
3200	0
3300	0
3400	3
3500	1
3600	2
3700	1
3800	1

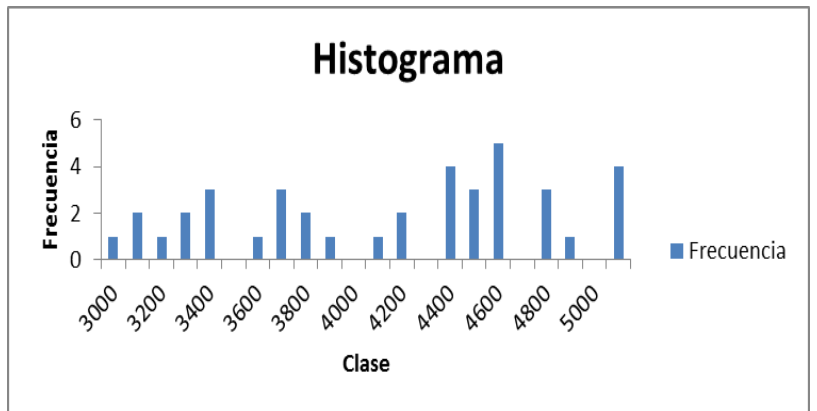


42Histograma 4.29 Ec 2 Pozo 72 SUP

Promedio= 3946,47

3900	0
4000	1
4100	0
4200	2
4300	2
4400	3
4500	0
4600	1
4700	0
4800	1
4900	3
5000	1
y mayor...	3

<i>Clase</i>	<i>Frecuencia</i>
3000	1
3100	2
3200	1
3300	2
3400	3
3500	0
3600	1
3700	3
3800	2
3900	1
4000	0
4100	1
4200	2
4300	0



43Histograma 4.30 Ec 3 Pozo 72 SUP

Promedio= 4127,24

4400	4
4500	3
4600	5
4700	0
4800	3
4900	1
5000	0
y mayor...	4

Al calcularle el Er de cada ecuacion para el pozo 75 INF:

$$Ea (Ec 1) = | 4006,24 - 3608,03 | = 398,21$$

$$Er (Ec 1) = (398,21 / 3608,03) * 100 = 11,03\%$$

$$Ea (Ec 2) = | 3946,47 - 3608,03 | = 338,44$$

$$Er (Ec 2) = (338,44 / 3608,03) * 100 = 9,38 \%$$

$$Ea (Ec 3) = | 4127,24 - 3608,03 | = 518,94$$

$$Er (Ec 3) = (518,94 / 3608,03) * 100 = 16,91 \%$$

En el caso del pozo 72 en morichal superior la curva que tuvo mejor ajuste fue la ecuación 2 ya que que alcanzo un error menor y la moda de los valores obtenidos es mas cercano al valor real de los análisis PVT.

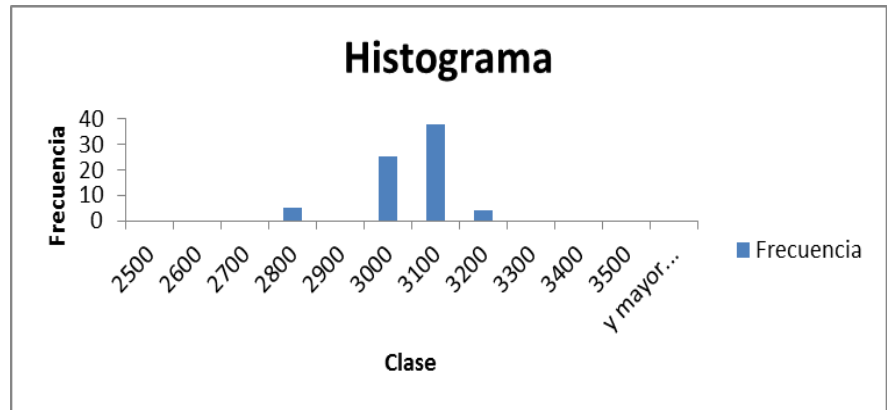
32Tabla 4.25 Viscosidades del pozo 72 yacimiento Morichal Medio Ecuaciones 1,2,3 y PVT

T2LM	HI	A	b	EC1 log (η) = a - b Hi	α	β	EC 2 η = α / (T2LM*Hi^β)	α	β	EC3 η =exp(α) / (T2LM*exp(Hi^β))	PVT
12,89	0,67	13,8	6,9	3285,46	20000	4,4		12,6	2,5		3111,88
12,83	0,83	13,8	6,9		20000	4,4	3605,42	12,6	2,5	2953,19	3109,71
11,16	0,88	13,8	6,9		20000	4,4	3186,59	12,6	2,5	2981,83	3107,53
9,66	0,90	13,8	6,9		20000	4,4	3288,96	12,6	2,5	3250,83	3105,36
8,11	0,72	13,8	6,9		20000	4,4		12,6	2,5		3079,48

8,16	0,73	13,8	6,9		20000	4,4		12,6	2,5		3077,34
8,63	0,71	13,8	6,9		20000	4,4		12,6	2,5		3075,20
9,29	0,78	13,8	6,9	3778,80	20000	4,4		12,6	2,5		3073,06
9,76	0,81	13,8	6,9	2997,39	20000	4,4		12,6	2,5	4088,78	3070,92
10,54	0,84	13,8	6,9		20000	4,4	4089,45	12,6	2,5	3473,58	3068,79
11,88	0,91	13,8	6,9		20000	4,4	2566,05	12,6	2,5	2586,10	3066,65
13,75	0,92	13,8	6,9		20000	4,4		12,6	2,5		3064,52
14,76	0,87	13,8	6,9	3031,05	20000	4,4	2497,36	12,6	2,5		3062,39
14,70	0,84	13,8	6,9	2540,67	20000	4,4	2958,54	12,6	2,5	2502,05	3060,27
14,33	0,86	13,8	6,9		20000	4,4	2658,80	12,6	2,5		3058,14
14,06	0,95	13,8	6,9		20000	4,4		12,6	2,5		3056,02
13,88	1,00	13,8	6,9		20000	4,4		12,6	2,5		3053,90
13,79	1,04	13,8	6,9		20000	4,4		12,6	2,5		3051,78
14,53	0,96	13,8	6,9		20000	4,4		12,6	2,5		3049,67
16,43	0,90	13,8	6,9		20000	4,4		12,6	2,5		3047,55
19,17	0,88	13,8	6,9	2959,00	20000	4,4		12,6	2,5		3045,44
20,67	0,84	13,8	6,9	2915,46	20000	4,4		12,6	2,5		3043,33
19,97	0,84	13,8	6,9	3744,01	20000	4,4		12,6	2,5		3041,22
17,38	0,81	13,8	6,9		20000	4,4	2946,55	12,6	2,5		3039,12
14,90	0,79	13,8	6,9		20000	4,4	3859,74	12,6	2,5	2815,30	3037,02
13,33	0,75	13,8	6,9		20000	4,4		12,6	2,5	3457,46	3034,91
12,78	0,77	13,8	6,9		20000	4,4		12,6	2,5	3419,20	3032,82
12,75	0,75	13,8	6,9		20000	4,4		12,6	2,5	3571,36	3030,72
12,31	0,76	13,8	6,9		20000	4,4		12,6	2,5	3659,27	3028,62
14,53	0,96	13,8	6,9		20000	4,4		12,6	2,5	3813,43	3026,53
16,43	0,90	13,8	6,9	3695,90	20000	4,4		12,6	2,5		3024,44
19,17	0,88	13,8	6,9	3456,48	20000	4,4		12,6	2,5		3022,35
20,67	0,84	13,8	6,9		20000	4,4		12,6	2,5	3855,14	3020,26
19,97	0,84	13,8	6,9		20000	4,4		12,6	2,5	3844,32	3018,18
17,38	0,81	13,8	6,9		20000	4,4		12,6	2,5	3615,48	3016,10

14,90	0,79	13,8	6,9		20000	4,4		12,6	2,5	3549,38	3014,01	
13,33	0,75	13,8	6,9		20000	4,4		12,6	2,5	3703,02	3011,94	
12,78	0,77	13,8	6,9		20000	4,4		12,6	2,5	3651,03	3009,86	
12,75	0,75	13,8	6,9		20000	4,4		12,6	2,5	3393,69	3007,78	
12,31	0,76	13,8	6,9	3085,98	20000	4,4		12,6	2,5	3790,99	3005,71	
11,44	0,77	13,8	6,9		20000	4,4	3968,72	12,6	2,5	3332,78	3003,64	
				3044,98				3184			3323,92	2999,39

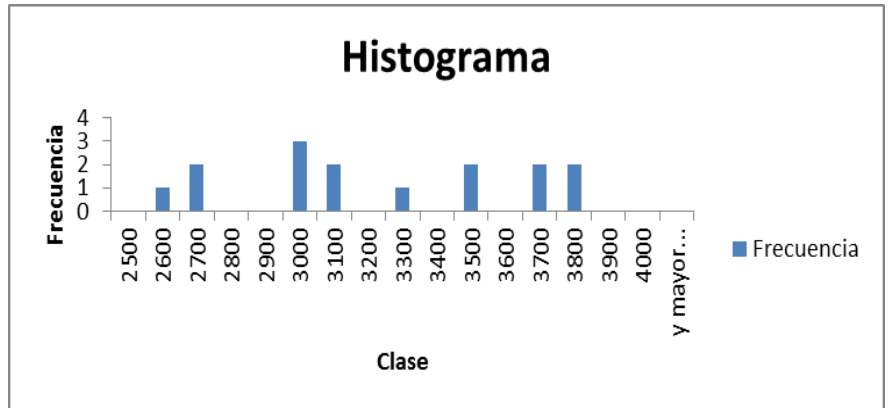
<i>Clase</i>	<i>Frecuencia</i>
2500	0
2600	0
2700	0
2800	5
2900	0
3000	25
3100	38
3200	4
3300	0
3400	0
3500	0
y mayor...	0



44Histograma 4.31 PVT Pozo 72 MED

Promedio = 2999,39

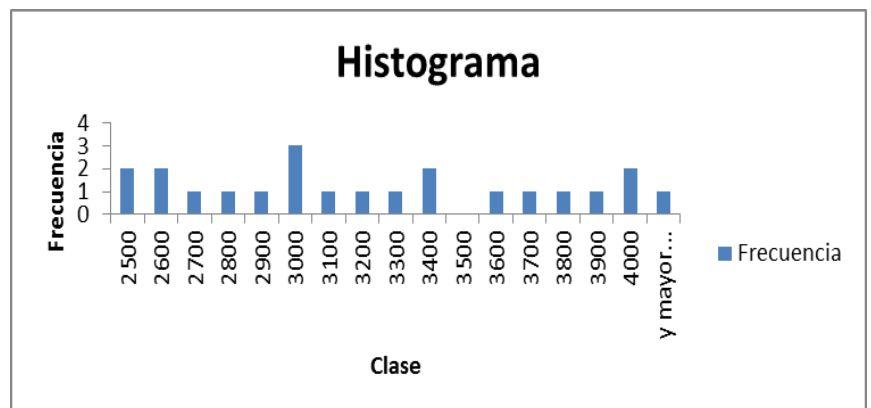
Clase	Frecuencia
2500	0
2600	1
2700	2
2800	0
2900	0
3000	3
3100	2
3200	0
3300	1
3400	0
3500	2
3600	0
3700	2
3800	2
3900	0
4000	0
y mayor...	0



45Histograma 4.32 Ec 1 Pozo 72 MED

Promedio = 3044,98

Clase	Frecuencia
2500	2
2600	2
2700	1
2800	1
2900	1
3000	3
3100	1
3200	1
3300	1
3400	2
3500	0
3600	1
3700	1
3800	1
3900	1
4000	2
y mayor...	1

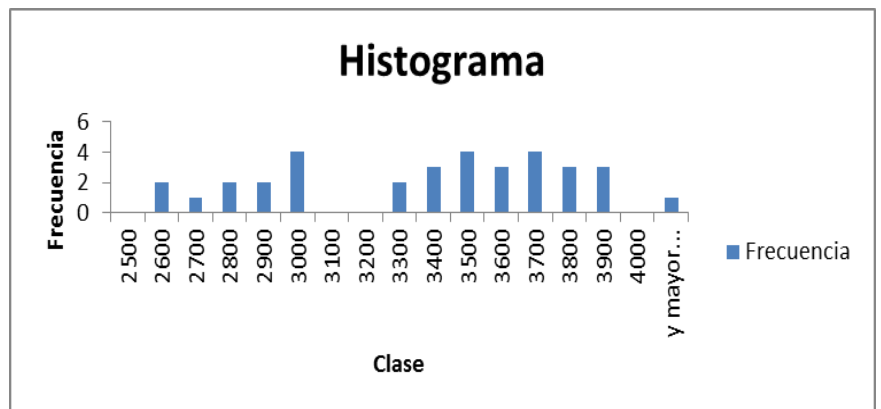


46Histograma 4.33 Ec 2 Pozo 72 MED

3500	0
3600	1
3700	1
3800	1
3900	1
4000	2
y mayor...	1

Promedio = 3184

Clase	Frecuencia
2500	0
2600	2
2700	1
2800	2
2900	2
3000	4
3100	0
3200	0
3300	2
3400	3
3500	4
3600	3
3700	4
3800	3
3900	3
4000	0
y mayor...	1



47Histograma 4.34 Ec 3 Pozo 72 MED

Promedio = 3323,92

Al calcularle el Er de cada ecuacion para el pozo 75 INF:

$$Ea (Ec 1) = | 3044,98 - 2999,39 | = 45,59$$

$$Er (Ec 1) = (45,59 / 2999,39) * 100 = 1,51\%$$

$$Ea (Ec 2) = |3184- 2999,39| = 184,61$$

$$Er (Ec 2) = (338,44 / 2999,39) * 100 = 6,15 \%$$

$$Ea (Ec 3) = |3323,92 - 2999,39| = 324,53$$

$$Er (Ec 3) = (518,94 / 2999,39) * 100 = 10,81 \%$$

Como se observa los errores son muy bajos, esto debido a que se eliminaron valores que estaban muy alterados y se logro un ajuste cercano, estos valores desviados puede ser debido a que la arena es tipo 2 y cuenta con presencia de agua o también causado por error del modo de adquisición ya que el tiempo de eco no es lo suficientemente corto para el tipo de crudo, inclinándonos mas por la primera opción ya que se mostraron HI mayores a 1 cuando este deben ser menor a 1 en el caso del petróleo.

Para el caso de 72 en morichal inferior se obtuvo lo siguiente:

33Tabla 4.26 Viscosidades del pozo 72 yacimiento Morichal Inferior Ecuaciones 1,2,3 y PVT

T2LM	HI	A	b	EC1 log (η) = a - b HI	α	β	EC 2 η = α / (T2LM*HI ^α β)	α	β	EC3 η =exp(α) / (T2LM*exp(HI ^α β))	PVT
19,79	0,88	13,8	7,1	2041,98	20000	5,5	2076,64	12,65	2,5	1681,86	2041,98
20,37	0,89	13,8	7,1	1842,13	20000	5,5	1843,86	12,65	2,5	1574,96	1842,13
23,60	0,87	13,8	7,1	2104,66	20000	5,5	1788,86	12,65	2,5		2104,66
13,35	0,84	13,8	7,1		20000	5,5		12,65	2,5	2762,32	
27,96	0,77	13,8	7,1		20000	5,5		12,65	2,5	1565,06	
10,37	0,81	13,8	7,1		20000	5,5		12,65	2,5		
10,83	0,82	13,8	7,1		20000	5,5		12,65	2,5		
10,78	0,80	13,8	7,1		20000	5,5		12,65	2,5		
11,07	0,79	13,8	7,1		20000	5,5		12,65	2,5		

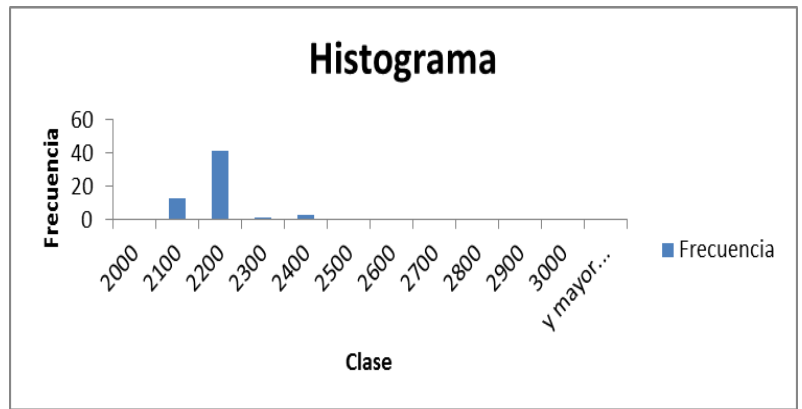
7,67	0,82	13,8	7,1		20000	5,5		12,65	2,5		
7,99	0,78	13,8	7,1		20000	5,5		12,65	2,5		
8,32	0,79	13,8	7,1		20000	5,5		12,65	2,5		
8,45	0,81	13,8	7,1		20000	5,5		12,65	2,5		
8,51	0,80	13,8	7,1		20000	5,5		12,65	2,5		
9,58	0,79	13,8	7,1		20000	5,5		12,65	2,5		
10,80	0,82	13,8	7,1		20000	5,5		12,65	2,5		
11,26	0,77	13,8	7,1		20000	5,5		12,65	2,5		
10,26	0,86	13,8	7,1	2297,56	20000	5,5		12,65	2,5		2297,56
11,33	0,85	13,8	7,1	2466,91	20000	5,5		12,65	2,5		2466,91
11,90	0,87	13,8	7,1	2089,42	20000	5,5		12,65	2,5	2820,11	2089,42
11,14	0,88	13,8	7,1	2046,72	20000	5,5		12,65	2,5	2990,75	2046,72
10,13	0,83	13,8	7,1		20000	5,5		12,65	2,5		
9,79	0,81	13,8	7,1		20000	5,5		12,65	2,5		
9,96	0,78	13,8	7,1		20000	5,5		12,65	2,5		
10,54	0,76	13,8	7,1		20000	5,5		12,65	2,5		
11,38	0,78	13,8	7,1		20000	5,5		12,65	2,5		
13,47	0,82	13,8	7,1		20000	5,5		12,65	2,5	2876,83	
17,25	0,83	13,8	7,1		20000	5,5		12,65	2,5	2183,40	
23,37	0,84	13,8	7,1	2599,27	20000	5,5	2185,68	12,65	2,5	1553,35	2599,27
31,19	0,85	13,8	7,1	2408,34	20000	5,5	1527,54	12,65	2,5		2408,34
36,30	0,84	13,8	7,1	2662,64	20000	5,5		12,65	2,5		2662,64
35,99	0,88	13,8	7,1	2060,20	20000	5,5		12,65	2,5		2060,20
32,75	0,86	13,8	7,1	2238,88	20000	5,5		12,65	2,5		2238,88
31,04	0,88	13,8	7,1	2072,90	20000	5,5		12,65	2,5		2072,90
31,24	0,85	13,8	7,1	2422,38	20000	5,5	1533,13	12,65	2,5		2422,38
30,52	0,88	13,8	7,1	1995,95	20000	5,5		12,65	2,5		1995,95
25,78	0,87	13,8	7,1	2151,75	20000	5,5	1670,07	12,65	2,5		2151,75
21,40	0,90	13,8	7,1	1690,23	20000	5,5	1629,93	12,65	2,5		1690,23
16,32	0,86	13,8	7,1	2331,61	20000	5,5	2835,22	12,65	2,5	2139,37	2331,61

17,28	0,91	13,8	7,1	1663,58	20000	5,5	1990,45	12,65	2,5	1789,56	1663,58		
16,56	0,91	13,8	7,1	1588,47	20000	5,5	1997,69	12,65	2,5	1837,43	1588,47		
				2128,72				2123,72				2126,1	2128,84

Los histograma arrojados fueron los presentes a continuación:

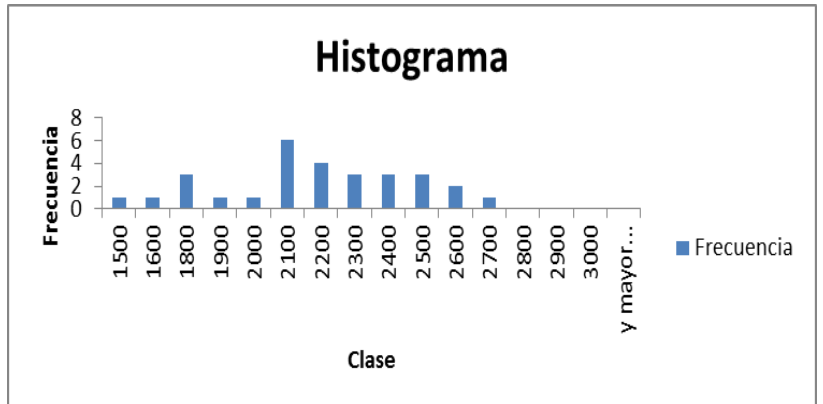
<i>Clase</i>	<i>Frecuencia</i>
2000	0
2100	13
2200	41
2300	1
2400	3
2500	0
2600	0
2700	0
2800	0
2900	0
3000	0
y mayor...	0

Promedio=2128,84



48Histograma 4.35 PVT Pozo 72 INF

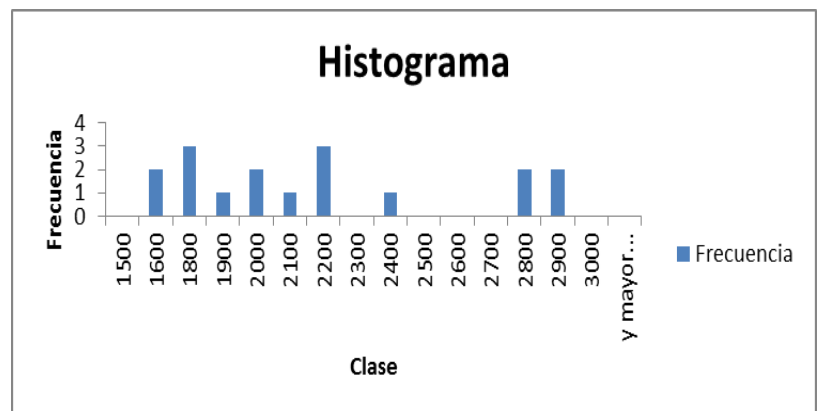
Clase	Frecuencia
1500	1
1600	1
1800	3
1900	1
2000	1
2100	6
2200	4
2300	3
2400	3
2500	3
2600	2
2700	1
2800	0
2900	0
3000	0
y mayor...	0



49Histograma 4.36 Ec 1 Pozo 72 INF

Promedio =2128,72

Clase	Frecuencia
1500	0
1600	2
1800	3
1900	1
2000	2
2100	1
2200	3
2300	0
2400	1
2500	0
2600	0

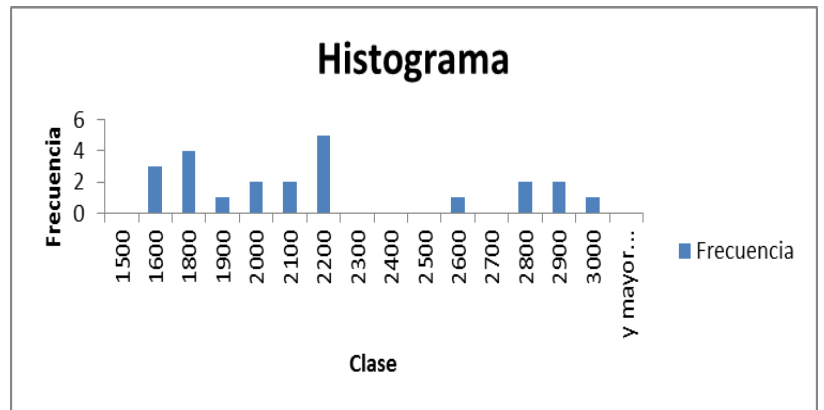


50Histograma 4.37 Ec 2 Pozo 72 INF

2700	0
2800	2
2900	2
3000	0
y mayor...	0

Promedio = 2123,72

Clase	Frecuencia
1500	0
1600	3
1800	4
1900	1
2000	2
2100	2
2200	5
2300	0
2400	0
2500	0
2600	1
2700	0
2800	2
2900	2
3000	1
y mayor...	0



51Histograma 4.38 Ec 3 Pozo 72 INF

Promedio = 2126,1

Al calcularle el Er de cada ecuacion para el pozo 75 INF:

$$Ea (Ec 1) = | 2128,72 - 2128,84 | = 0,12$$

$$Er (Ec 1) = (0,12 / 2128,84) * 100 = 0,0056 \%$$

$$Ea (Ec 2) = | 2123,72 - 2128,84 | = 5,12$$

$$Er (Ec 2) = (5,12 / 2128,84) * 100 = 0,24 \%$$

$$Ea (Ec 3) = | 2126,1 - 2128,84 | = 2,74$$

$$Er (Ec 3) = (2,74/ 2128,84) * 100 = 0,12 \%$$

En esta arena al igual que las anteriores tiene un error muy bajo pero debido a que fueron eliminados los valores alejados del valor real lo cual fueron varios, esto debido a que tenían un valor de T2LM elevado y distorsionaban los valores esperados, esto debido a los métodos de adquisición empleados

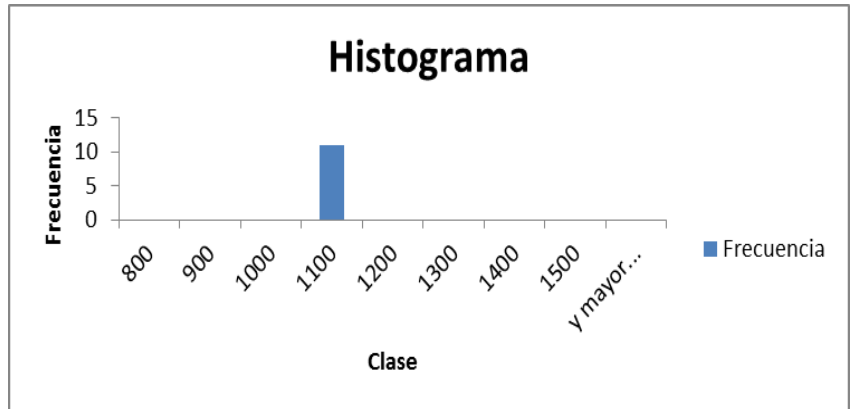
Para el pozo 20 los valores obtenidos fueron los siguientes:

34Tabla 4.27 Viscosidades del pozo 20 yacimiento Morichal Inferior Ecuaciones 1,2,3 y PVT

T2LM	HI	A	b	EC1 log (η) = a - b Hi	α	β	EC 2 η = α / (T2LM*Hi^β)	α	β	EC3 η =exp(α) / (T2LM*exp(Hi^β))	PVT
12,53	0,73	12,6	7,2	1543,27	9800,0	0,9	1037,97	10,30	1,15	1024,71	1017,56
10,16	0,77	12,6	7,2	1186,90	9800,0	0,9	1225,10	10,30	1,15	1211,78	1016,74
10,99	0,83	12,6	7,2	737,02	9800,0	0,9	1051,37	10,30	1,15	1038,28	1016,47
11,36	0,83	12,6	7,2	767,30	9800,0	0,9	1022,79	10,30	1,15	1010,42	1016,20
11,25	0,85	12,6	7,2	636,20	9800,0	0,9	1005,07	10,30	1,15	990,87	1015,93
11,54	0,82	12,6	7,2	827,66	9800,0	0,9	1018,68	10,30	1,15	1006,94	1015,65
12,33	0,79	12,6	7,2	969,89	9800,0	0,9	977,65	10,30	1,15	967,10	1015,38
13,29	0,75	12,6	7,2	1381,28	9800,0	0,9	960,06	10,30	1,15	948,82	1015,11
13,60	0,78	12,6	7,2	1118,28	9800,0	0,9	906,49	10,30	1,15	896,77	1014,84
12,70	0,77	12,6	7,2	1162,31	9800,0	0,9	976,46	10,30	1,15	965,90	1014,57
10,90	0,79	12,6	7,2	1019,68	9800,0	0,9	1114,23	10,30	1,15	1102,30	1014,30
				1004,25			1.020,73			1009,778008	1015,7

Tabla 4.18 Datos Pozo 20 presentados con dichos datos fueron los siguientes:

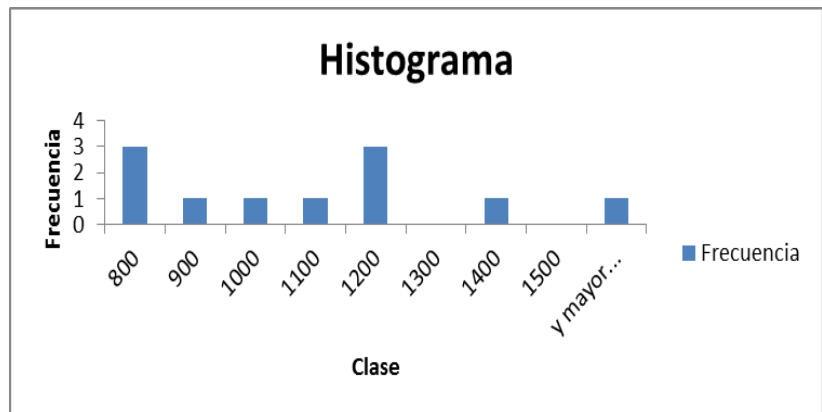
Clase	Frecuencia
800	0
900	0
1000	0
1100	11
1200	0
1300	0
1400	0
1500	0
y mayor...	0



52Histogram 4.39 PVT Pozo20

Promedio = 1015,7

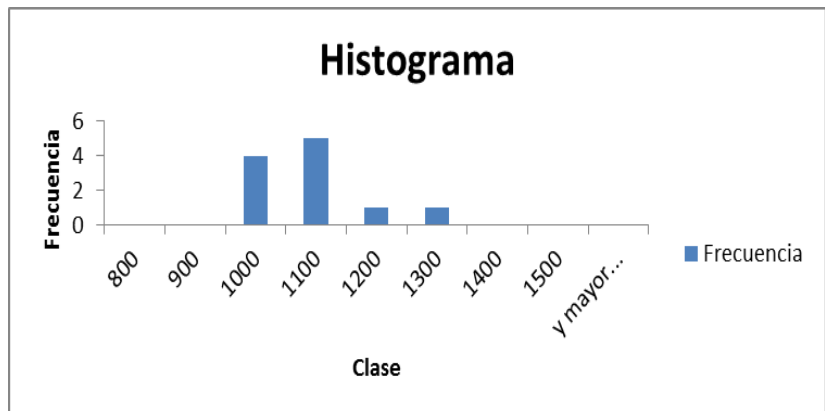
Clase	Frecuencia
800	3
900	1
1000	1
1100	1
1200	3
1300	0
1400	1
1500	0
y mayor...	1



53Histogram 4.40 Ec 1 Pozo20

Promedio = 1031,8

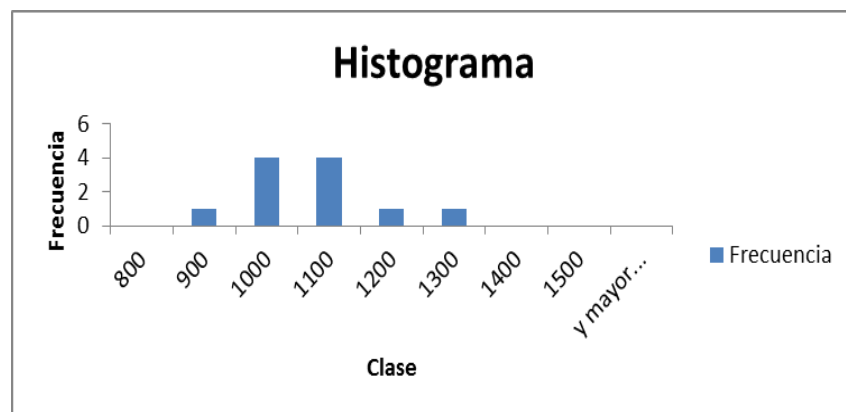
<i>Clase</i>	<i>Frecuencia</i>
800	0
900	0
1000	4
1100	5
1200	1
1300	1
1400	0
1500	0
y mayor...	0



54Histogram 4.41 Ec 2 Pozo20

Promedio = 1026,9

<i>Clase</i>	<i>Frecuencia</i>
800	0
900	1
1000	4
1100	4
1200	1
1300	1
1400	0
1500	0
y mayor...	0



55Histogram 4.42 Ec 3 Pozo20

Promedio = 1014,89

Al calcularle el Er de cada ecuacion para el pozo 75 INF:

$$Ea (Ec 1) = | 1031,8 - 1015,7 | = 16,1$$

$$Er (Ec 1) = (16,1 / 1015,7) * 100 = 1,5 \%$$

$$Ea (Ec 2) = |1026,9 - 1015,7| = 11,2$$

$$Er (Ec 2) = (11,2 / 1015,7) * 100 = 1,10 \%$$

$$Ea (Ec 3) = |1014,89 - 1015,7| = 0,81$$

$$Er (Ec 3) = (0,81 / 1015,7) * 100 = 0,07 \%$$

Para este caso del pozo 20 todos los valores fueron bastante certeros, siendo el mas preciso la ecuación 4, pero para este caso los 3 metodos se ajustaron bastante bien.

Y por ultimo en el caso del pozo 19, la tabla arrojada fue la siguiente:

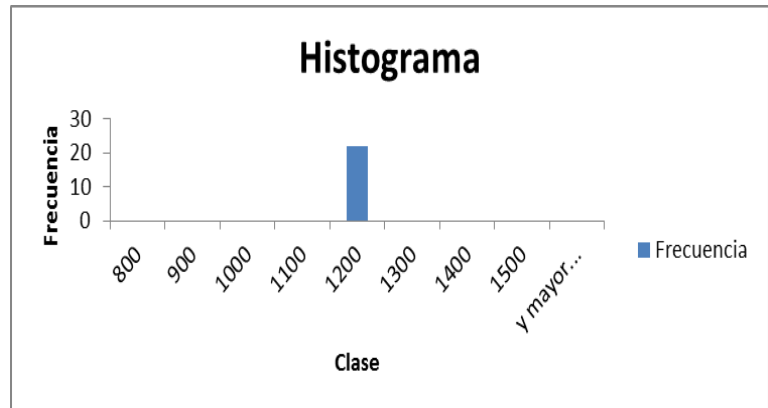
35Tabla 4.28 Viscosidades del pozo 19 yacimiento Morichal Inferior Ecuaciones 1,2,3 y PVT

T2LM	HI	A	b	EC1 log (η) = a - b Hi	α	β	EC 2 η = α / (T2LM*Hi^β)	α	β	EC3 η =exp(α) / (T2LM*exp(Hi^β))	PVT
51,50	0,90	14	7,6	1266,02	10000	18,5	1.304,78	18	7,4	1607,71	1147,75
53,55	0,88	14	7,6	1450,39	10000	18,5	1.817,38	18	7,4	1764,76	1147,42
55,61	0,95	14	7,6	882,99	10000	18,5	468,44	18	7,4	1048,24	1147,08
63,13	0,93	14	7,6	1055,22	10000	18,5	655,26	18	7,4	1098,26	1146,07
65,64	0,89	14	7,6	1364,48	10000	18,5	1.254,25	18	7,4	1356,68	1145,74
67,25	0,90	14	7,6	1319,92	10000	18,5	1.118,50	18	7,4	1282,11	1145,40
72,07	0,93	14	7,6	1022,77	10000	18,5	528,84	18	7,4	933,21	1144,40
72,51	0,90	14	7,6	1329,55	10000	18,5	1.058,03	18	7,4	1197,54	1144,06
72,94	0,94	14	7,6	962,57	10000	18,5	446,13	18	7,4	869,18	1143,73
73,38	0,88	14	7,6	1488,35	10000	18,5	1.424,26	18	7,4	1320,72	1143,40
73,82	0,92	14	7,6	1082,85	10000	18,5	599,91	18	7,4	963,25	1143,06
74,50	0,90	14	7,6	1329,44	10000	18,5	1.029,51	18	7,4	1165,42	1142,73
75,87	0,93	14	7,6	1004,69	10000	18,5	479,49	18	7,4	871,24	1142,06
76,56	0,96	14	7,6	794,97	10000	18,5	260,47	18	7,4	687,43	1141,73

73,15	0,91	14	7,6	1169,26	10000	18,5	742,05	18	7,4	1047,40	1141,40		
62,95	0,92	14	7,6	1125,20	10000	18,5	778,57	18	7,4	1172,47	1140,40		
59,24	0,90	14	7,6	1244,03	10000	18,5	1.081,95	18	7,4	1373,95	1140,07		
55,52	0,89	14	7,6	1378,28	10000	18,5	1.524,11	18	7,4	1619,68	1139,73		
51,81	0,90	14	7,6	1333,91	10000	18,5	1.494,00	18	7,4	1681,36	1139,40		
48,09	0,95	14	7,6	867,10	10000	18,5	517,03	18	7,4	1190,80	1139,07		
46,36	0,96	14	7,6	804,10	10000	18,5	442,70	18	7,4	1147,82	1138,74		
51,50	0,90	14	7,6	581,17	10000	18,5	205,83	18	7,4	869,19	1138,41		
				1105,44					740,19				
										1148,270533	1142,81		

Los histogramas arrojados son los siguientes:

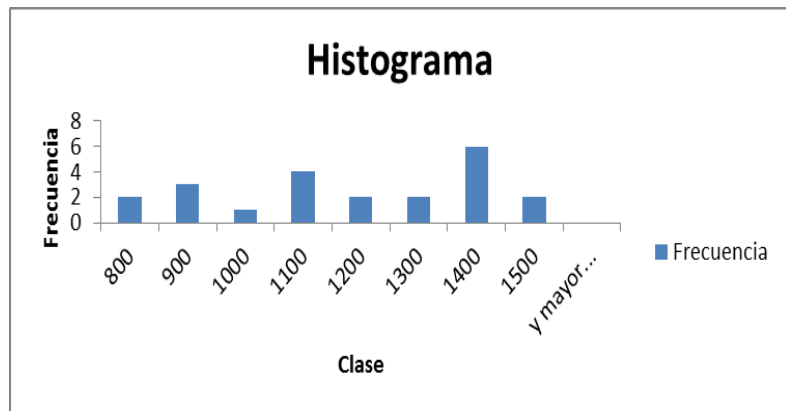
<i>Clase</i>	<i>Frecuencia</i>
800	0
900	0
1000	0
1100	0
1200	22
1300	0
1400	0
1500	0
y mayor...	0



56Histogram 4.43 PVT Pozo19

Promedio =1142,81

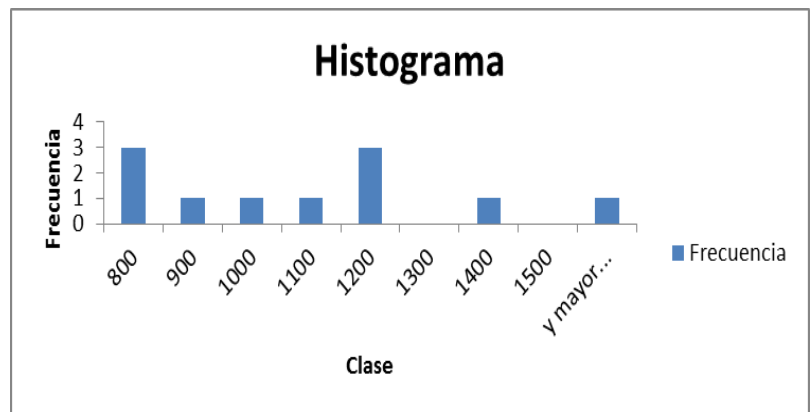
<i>Clase</i>	<i>Frecuencia</i>
800	2
900	3
1000	1
1100	4
1200	2
1300	2
1400	6
1500	2
y mayor...	0



57Histograma 4.44 Ec 1 Pozo19

Promedio = 1129,8

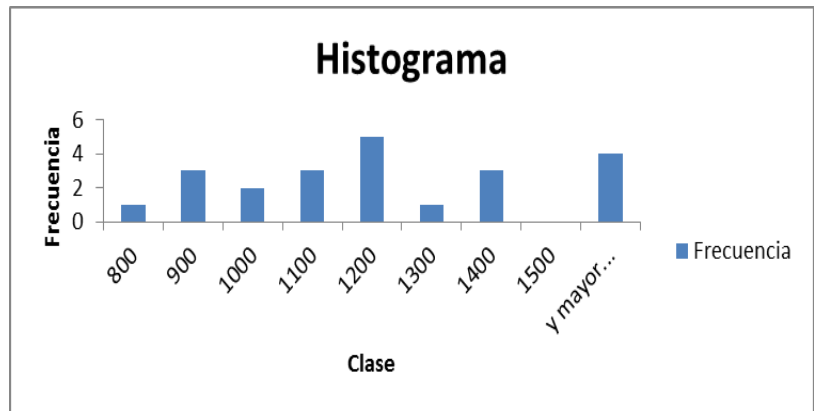
<i>Clase</i>	<i>Frecuencia</i>
800	3
900	1
1000	1
1100	1
1200	3
1300	0
1400	1
1500	0
y mayor...	1



58Histograma 4.45 Ec 2 Pozo19

Promedio = 874,16

Clase	Frecuencia
800	1
900	3
1000	2
1100	3
1200	5
1300	1
1400	3
1500	0
y mayor...	4



59Histograma 4.46 Ec 3 Pozo19

Promedio =1194,01

Al calcularle el Er de cada ecuacion para el pozo 75 INF:

$$Ea (Ec 1) = | 1129,8 - 1142,81 | = 13$$

$$Er (Ec 1) = (13 / 1142,81) * 100 = 1,13 \%$$

$$Ea (Ec 2) = | 874,16 - 1142,81 | = 268,64$$

$$Er (Ec 2) = (268,64 / 1142,81) * 100 = 23,50 \%$$

$$Ea (Ec 3) = | 1194,01 - 1142,81 | = 51,2$$

$$Er (Ec 3) = (51,2 / 1142,81) * 100 = 4,48 \%$$

Para este caso de igual manera la ecuación num 1 es la mas certera a los datos PVT que se encontraban en la base de datos de la empresa Petromonagas, aun cuando los valores de T2LM eran bastate alto, el resultado no se altero, esto puede ser debidos al método de adquisición.

4.7.1 Ajuste de los Coeficiente de las Ecuaciones Empirica

De los resultados mostrados anteriormente podemos resumir la siguiente tabla, observando asi cual ecuación cual ecuacion se ajusta mas y los coeficiente utilizados.

36Tabla 4.29 Comparativo de los Resultados de las 3 ecuaciones y los PVT, de las 3 herramientas Utilizadas

POZO	PVT	A	b	EC1	Err %	α	β	EC 2	Err %	α	β	EC3	Err %	
71INF	1064,8	14	8,5	1097,8	3,09	12000	3	1489,7	39,9	11,7	2,4	1008,9	5,25	
16INF	1064,4	14	7,3	1024,2	3,78	12000	3	1095,4	2,9	11,7	2,4	978	8,11	
75SUP	5040,6	13,2	5,5	5083,3	0,8	12900	3,5	5037,3	0,06	13,5	4,1	4795	4,8	
75MD	2987	13,8	6,8	1973,2	33,9	11000	1,5	2960,3	0,8	10,5	1,15	2885,3	3,4	
75INF	1326,6	14,5	7,3	1416,9	6,8	8500	5	1680,6	26,7	11,5	2,7	1452,3	9,47	
72SUP	3608	14,8	8,1	4006,2	11	21000	5	3946,5	9,38	12,3	1,6	4127,4	16,91	
72MD	2999,4	13,8	6,9	3045	1,51	2000	4,4	3184	6,15	12,6	2,5	3323,9	10,81	
72INF	2128,8	13,8	7,1	2128,7	0,01	2000	5,5	2123,7	0,24	12,6	2,5	2126,1	0,12	
20INF	1015,7	12,6	7,2	1004,3	1,5	9800	0,9	1020,7	1,1	10,3	1,15	1009,7	0,07	
19INF	1142,8	14	7,6	1105,4	1,13	10000	18,5	740,2	23,5	18	7,4	1148,3	4,48	
					6,35						11,07			6,34

Herramienta de RMN 1

Herramienta de RMN 2

Herramienta de RMN 3

En esta tabla se pudo observar las variaciones de las constantes para las distintas herramienta que fueron estudiadas y los porcentajes de error de dicha herramienta respecto a los valores de viscosidad obtenidos de los PVT. Aun cuando los porcentajes de error de la ecuación 1 y 2 fueron bastantes bajos, se considera que la Ecuación 3 es la óptima ya que dicha ecuación involucra ambos parametros tanto T2lm como HI, los cuales dependen de la adquisición de la herramienta, siendo esto un factor muy importante para los resultados finales. Tambien podemos ver que dicha ecuación es compatible para la herramienta numero 1 mostrando unos resultados de

dos pozos del mismo yacimiento bastante ajustado a los valores de los PVT, con una misma constate. No siendo así en los pozos estudiados con las otras herramientas.

Conclusiones

- Para garantizar la estimación de la viscosidad con la herramienta de RMN es de vital importancia una buena adquisición, debido a los bajos tiempos de T2 que arroja el crudo extra pesado, es necesario diseñar la mejor adquisición posible, por lo que los TE deben ser lo mas pequeños posibles, alternados con secuencias de polarización o TW largos, mayores a 11500 ms que permitan ver el agua del filtrado, proveniente del sobre balance proveniente del lodo de perforación que puede enmascarar los valores del crudo móvil.
- La herramienta que tuvo una mejores adquisiciones fueron la de las herramientas 1 utilizados en los pozos 16 y 71, y la herramienta 3 utilizada en el pozo 72, ya que utilizan tiempos de eco TE de 0,3 y 0,2 respectivamente ayudando esto a poder separar la señal de arcilla y tiempos de espera de 4500 y 13000 ms separando por difusión entre el agua y el crudo móvil. Mostrando estos 3 pozos el mejor porcentaje de error, menor a 10%.
- El gas en solución es algo que va a favor de las resonancia, y es algo que hace que las medidas de laboratorio no necesariamente cuadren, ya que la falta de gas en solución, se compensa en el laboratorio con temperatura, pero de forma aleatoria, ya que muestras de un mismo yacimiento se miden con crudo muerto y se reportan a diferentes temperaturas para estimar la viscosidad, no hay un datum de temperatura, sino más bien un valor de viscosidad general (por instinto) que se debe alcanzar (el cual puede estar tan bien como mal)
- Debido a que el presente trabajo es de tipo documental y no experimental de modo que no se pudo dominar las distintas dificultades y condiciones (factores) que presenta la Faja Petrolífera del Orinoco.
- Los valores obtenidos del HI, los cuales reflejaron algunos picos en la estimación de la viscosidad, asumiendo ser reflejo de las condiciones de la faja mencionadas anteriormente.

- La alta presencia de arcilla en la ondícula refleja algunos picos o desviaciones en la lectura.

Recomendaciones

Para un buen resultado en un próximo trabajo realizado sobre este tema, en campos de la faja petrolífera del Orinoco, se recomienda:

- Aun cuando se obtuvo resultados con un porcentaje de error de 5 y 8 % en el ajuste de la ecuación 3 para los dos pozos en que fueron utilizada la herramienta numero 1, la cual tiene los mejores parámetros de adquisición, es recomendable utilizar tiempos de eco de 0,3 mseg para la adquisición de los datos en crudos extra pesado de la faja petrolífera del Orinoco, así como realizar varias adquisiciones, una rápida hasta 1,2 mseg para así poder separar de mejor manera la señal de crudo de la arcilla. Llevando esto a unos valores de T2LM y HI más certeros, los cuales son los parámetros fundamentales de la ecuación.
- Se recomienda seguir esta metodología para todos los pozos a perforar y perfilar, ya que permite de una manera rápida y confiable, tener estimados de viscosidad, lo cual permitirá evaluar la productividad de los pozos/área.
- Es ideal tener PVT's representativos y consistentes y registros de resonancias, pero hasta que las muestras a tomar sean totalmente sin recombinar, es mejor seguir con la resonancia, ya que a pesar de ser medida indirecta, preserva la parte de gas en solución, por ello su aproximación al valor de viscosidad es mejor.

BIBLIOGRAFIA

1. García, F., **“Determinación del tipo de Declinación de Producción de los Yacimientos de la Faja Petrolífera del Orinoco y del Campo Melones, Distrito Social San Tomé”**. Trabajo de Grado. UDO, Núcleo de Anzoátegui, Departamento de Petróleo, Puerto La Cruz (2007).
2. **González de Juana, C., Iturralde de Arazona, J. y Picard, X.** Geología de Venezuela y de sus Cuencas Petrolíferas. Caracas, Venezuela. (1980).
3. Coates, G.R.; Xiao,L, and Prammer, M.G. **“NMR logging Principles and applications”**, Halliburton Energy Services Group,1999.
4. Mosquera, M., **“Evaluación Técnico Económica de los Pozos Horizontales y de Reentrada del Campo Jobo Yacimiento Morichal-01”**. Trabajo de Grado. UDO, Núcleo de Anzoátegui, Departamento de Petróleo, Puerto La Cruz (2003).
5. Rivas, F., **“La Faja Petrolífera del Orinoco”**. Seminario Nacional Seguridad Industrial y Petróleo. El Tigre, Estado Anzoátegui (2009).
6. Carrasco, J., **“Interpretacion del registro Geofisico de Resonancia Magnetica Nuclear Bajo el plantamiento de un modelo de inversion”**. Trabajo de Grado. Instituto Politecnico Nacional, Departamento de Ciencias de la Tierra, Mexico D.F (2014).
7. Castrellon, J., **“Resonancia Magnética Nuclear (RMN)”**. Revista de Física Moderna. Colombia (2008).

8. A. Mai and A. Kantzas, “**On the Characterization of Carbonate Reservoirs Using Low Field NMR Tools**” University of Calgary Department of Chemical and Petroleum Engineering and TIPM Laboratory SPE 75687, (2002).
9. Arias, F.G," **El Proyecto de Investigación, Introducción a la metodología científica**", 5^{ta} Edicion,Caracas-Venezuela,Febrero2006.Pagweb
http://datateca.unad.edu.co/contenidos/202030/Fidias_G._Arias_El_Proyecto_de_Investigacion_5ta_Edicion-.pdf..
10. G. A. (L.Burcaw,R.Kleinberg, J.Bryan, A.Kantzas, Y. CHENG, A. Kharrat, R. Badry,"**IMPROVED METHODS FOR ESTIMATING THE VISCOSITY OF HEAVY OILS FROM MAGNETIC RESONANCE DATA**", SPWLA 49” Annual Logging Symposium, May 25-28,2008).
11. G.A. (La Torraca, S.W. Stonar, P.R. Webber, R.M. Carlson and K.J. Dunn,"**HEAVY OIL VISCOSITY DETERMINATION-USING NMR LOG**", SPWLA 40 Annual Logging Symposium, May 30-June 3, 1999).
12. **J. Bryan** and **A. Kantzas**, U. of Calgary/Tomographic Imaging and Porous Media Laboratory, and **C. Bellehumeur**, U. of Calgary,"**Oil-Viscosity Predictions From Low-Field NMR Measurements**", SPE Reservoir Evaluation & Engineering 89070, February 2005.
13. Kamil Musin, SPE, Irina Bobb, SPE, Timur Abdullin, Vladimir Skirda,"**ESTIMABILITY OF HEAVY OIL VISCOSITY BY NUCLEAR MAGNETIC RESONANCE RESEARCHES**",SPE-171205-MS, Moscow, Russia, 14-16 October 2014.

14. Navarro, J. "**ESTADO DEL ARTE DE LAS APLICACIONES DEL PERFILEAJE DE RESONANCIA MAGNETICA NUCLEAR**". Trabajo Especial de Grado de la Universidad Industrial de Santander, Facultad de Ingeniería Fisicoquímica, Escuela de Ing. de Petróleo. Bucaramanga 2006.

15. N.J. Heaton, SPE, J. Kovats, U. Guru, SPE, Schlumberger. "**SATURATION AND VISCOSITY FROM MULTIDIMENSIONAL NUCLEAR MAGNETIC RESONANCE LOGGING**". SPE 90564, Houston, Texas, USA, 26-29 September, 2004.

16. Zheng Yang, George Irasaki, Matthias Appel, "**VISCOSITY EVALUATION FOR NMR WELL LOGGING OF LIVE HEAVY OILS**", SPWLA 52 Annual logging symposium, May 14-18, 2011.