

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

***DEFINICIÓN DE UNIDADES HIDRÁULICAS PARA LAS
SECUENCIAS DE ARENAS LIMPIAS DEL Terciario y
CRETÁCICO AL NORESTE DEL ÁREA BOYACÁ,
FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO***

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por el Br. Guédez P, Oswaldo T.
Para optar al Título de
Ingeniero de Petróleo

Caracas, Junio de 2007

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

***DEFINICIÓN DE UNIDADES HIDRÁULICAS PARA LAS
SECUENCIAS DE ARENAS LIMPIAS DEL Terciario y
CRETÁCICO AL NORESTE DEL ÁREA BOYACÁ,
FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO***

TUTOR ACADÉMICO: Prof. Ovidio Suárez

TUTOR INDUSTRIAL: Ing. Manuel González

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por el Br. Guédez P, Oswaldo T.
Para optar al Título de
Ingeniero de Petróleo

Caracas, Junio de 2007

DEDICATORIA

- ✓ A DIOS, que por encima de todas las cosas que hice bien o mal, está conmigo. No te agradezco porque se que no es eso lo que esperas de mi, CREO EN TI.
- ✓ A Sara, la MEJOR mamá del mundo! Gracias por tu apoyo, tu comprensión y tu dedicación, con una persona como tu a mi lado es imposible no poder seguir adelante. TE QUIERO MUCHO!
- ✓ A la NENA y a mi Tía Maritza, por ese apoyo que nunca podré pagar, sin Uds. simplemente no sería lo que soy.
- ✓ A mi Hermana FAVORITA, por escucharme, ayudarme y estar conmigo cuando lo necesité, siempre estaré a tu lado y se que puedo contar contigo.
- ✓ A Mary... mi princesa, por ser mi apoyo, por estar incondicionalmente a mi lado, ...y por ser esa meta que necesito para seguir y pensar en el futuro que queremos.
- ✓ A mis panas de la uni.... Aliosha (desde el primer al ultimo semestre), Benigno, Luis, Jesus Griman y Calderón, Guido, Kenny, Gaby, Fel, Marcos, Corina, Juan. Esto es de Uds. también!
- ✓ A mis panas de toda la vida... Oliver, Arianne, JC, Edixon, Carlos y Domingo. La amistad es un regalo muy grande, Uds me regalaron la suya!
- ✓ A todos los que este olvidando, se que me disculparán por no nombrarlos.

AGRADECIMIENTOS

- ✓ A la Universidad Central de Venezuela, por formarme profesionalmente y darme tantas experiencias para la vida.
- ✓ A mi Tutor Industrial Manuel González, este trabajo no fuese posible sin duda sin su apoyo y tiempo, y más aún por darme este tema desde el día que llegue a la empresa. Estaré agradecido siempre...
- ✓ Al Prof. Ovidio, por su trato y ayuda en la realización de esta investigación.
- ✓ Al “Vengador Rojo” (Juan Carlos), ¿como te agradezco todos tus consejos, tiempo y esfuerzo?simplemente no puedo!! ERES TREMENDA PERSONA!
- ✓ Al Sr. Humberto Sánchez y Williams Rodríguez por asignarme este trabajo en la empresa cuando lo necesité y en el momento justo.
- ✓ A todo el grupo de Boyacá, por su ayuda y soporte: Nathaly, La Rondón, Elymar, Alfredina, Rafael, Carlos Suárez, Rolmys, Ovidio, Eugenio, Maryelis, Egly, Alirio, Anny y el Renato.
- ✓ Al Sr. Cesar Guerra y Selene, por el soporte prestado.

Guédez P., Oswaldo T.

“DEFINICIÓN DE UNIDADES HIDRÁULICAS PARA LAS SECUENCIAS DE ARENAS LIMPIAS DEL Terciario y Cretácico al Noreste del Área Boyacá, Faja Petrolífera del Orinoco”

Tutor Académico: Prof. Ovidio Suárez. Tutor Industrial: Ing. Manuel González. Tesis. Caracas, U.C.V. Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería de Petróleo. Año 2007, n° pag. 241.

Palabras Claves: Unidades Hidráulicas, Faja del Orinoco, Diagrama de Pulso, Geología, Yacimientos Petrolíferos, Petrofísica.

RESUMEN

La siguiente investigación plantea establecer una metodología para el estudio de interconexión entre secuencias estratigráficas dispuestas en la zona Noreste del área de Boyacá, Faja Petrolífera del Orinoco. Se busca para tal fin recabar información de varias disciplinas, como son: Geología, Geofísica, Petrofísica, Yacimientos y Producción, esquematizando un análisis integrado y completo de yacimientos, en lugar de solo un estudio aislado de cierta rama particular. Siguiendo la premisa fundamental de integración, se definieron, evaluaron y correlacionaron datos y tendencias provenientes de cada rama de estudio, ofreciendo una visión mucho más completa de las características del yacimiento, disposición de los estratos, estructuras y fluidos presentes en el mismo, integrando finalmente los resultados mediante un diagrama de pulso definido para esta investigación, a través del cual se identificó interrelación entre secuencias del terciario fundamentalmente en los pozos al norte y se descartó la presencia de unidades hidráulicas en los intervalos en los pozos centrales y al sur.

ÍNDICE

LISTA DE TABLAS	viii
LISTA DE FIGURAS	x
INTRODUCCIÓN.....	1
CAPÍTULO I: PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	3
1.1. PROGRAMA DE INVESTIGACIÓN.....	4
1.2. JUSTIFICACIÓN EN EL ÁREA DE ESTUDIO	7
1.3. OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN.....	9
1.3.1. Objetivo General	9
1.3.2. Objetivos Específicos	9
1.3.3. Alcance y Limitaciones	10
CAPÍTULO II: MARCO TEÓRICO	12
2.1. UNIDADES HIDRÁULICAS EN YACIMIENTOS DE HIDROCARBUROS	13
2.1.1. Unidades Hidráulicas: Definición	13
2.1.2. Integración interdisciplinaria de yacimientos para la definición de unidades hidráulicas	15
2.2. EVALUACIÓN E INTEGRACIÓN GEOLÓGICA EN ESTIMACIONES Y ANÁLISIS DE YACIMIENTOS.....	16
2.2.1. Evaluación Geológica.....	16
2.2.2. Procesos Geológicos.....	17
2.2.2.1 Procesos endógenos.....	17
2.2.2.2 Procesos exógenos.....	20

2.2.3.	Herramientas geológicas para la definición de UH.....	25
2.2.3.1.	Estratigrafía	25
2.2.3.2.	Geología Estructural	26
2.2.3.3.	Geofísica	27
2.3.	MODELO DE YACIMIENTOS INTEGRADO	31
2.3.1.	Modelo de Yacimientos	31
2.3.2.	Parámetros de Yacimiento	31
2.3.2.1.	Porosidad	31
2.3.2.2.	Permeabilidad	33
2.3.2.3.	Viscosidad	34
2.3.2.4.	Grados °API.....	35
2.3.2.5.	Saturación de Fluidos.....	36
2.3.3.	Gradientes de Presiones	38
2.3.3.1.	Prueba de Presión RFT.....	40
2.3.3.2.	Prueba de Presión DST	40
2.3.4.	Clasificación de Reservas de Hidrocarburos	42
2.3.4.1.	Reservas Probadas.....	42
2.3.4.2.	Reservas Probables	42
2.3.4.3.	Reservas Posibles.....	42
2.4.	EVALUACIÓN PETROFÍSICA.....	43
2.4.1.	Análisis de las Propiedades Roca/Fluido.....	43
2.4.2.	Registros Petrofísicos	44
2.4.2.1.	Registro GR	44
2.4.2.2.	Registro Resistividad	46
2.4.2.3.	Registro SP	46
2.4.2.1.	Registro Densidad.....	47
2.4.2.1.	Registro Neutrón.....	49
2.4.2.1.	Registro Sónico.....	50
2.5.	PARÁMETROS DE PRODUCCIÓN.....	52
2.5.1.	Análisis de los Parámetros de Producción	52

2.5.2.	Balance de Materiales en el Análisis de UH.....	53
2.5.3.	Producción: Términos Generales	57
2.5.3.1.	Índice de Productividad.....	57
2.5.3.2.	Análisis Nodal.....	58
2.5.3.3.	Curvas Características de Comportamiento de Afluencia y Demanda de Fluidos	59
2.5.3.4.	Sistema Estratificado de Producción.....	61
2.5.3.5.	Producción Conjunta de Yacimientos	62
2.5.3.6.	Sistemas de Levantamiento	63
2.6.	MODELO EMPÍRICO DE INTEGRACIÓN	64
2.6.1.	Correlaciones empíricas para la determinación de Variables de Yacimiento y Definir UH.....	64
2.6.2.	Correlaciones para la Estimación de K.....	65
2.6.3.	Modelos de Permeabilidad (K) Corregidos	67
2.6.4.	Estimación de la Sw	69
2.6.4.1.	Modelo de Pickett para estimar Sw.....	70
2.6.4.2.	Modelo de Buckles para estimar Sw_{ir}	73
2.6.5.	Modelo de Amaefule para la caracterización de UH.....	76
2.6.6.	Diagrama de pulso para integrar UH.....	81
CAPÍTULO III: DESCRIPCIÓN DEL ÁREA		84
3.1.	UBICACIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO.....	85
3.1.1.	Boyacá, Faja Petrolífera del Orinoco	85
3.1.2.	Formaciones presentes.....	88
3.2.	ANTECEDENTES DE ESTUDIO EN LA FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO	95
3.2.1.	Estudios Previos (1930-1980).....	95
3.2.2.	Estudios Recientes (1983-Actualidad)	96

3.3.	CARACTERIZACIÓN ACTUAL DEL YACIMIENTO.....	97
3.3.1.	Datos generales.....	97
3.3.2.	Pruebas de núcleos	98
3.3.3.	Pruebas de presión.....	99
3.3.4.	Estratigrafía.....	100
3.3.5.	Caracterización petrofísica.....	106

CAPÍTULO IV: MARCO METODOLÓGICO108

4.1.	METODOLOGÍA PARA LA DEFINICIÓN DE UH.....	109
4.1.1.	Definición de la Base de Datos y revisión bibliográfica	110
4.1.2.	Evaluación e Integración Paralela del Modelo Geológico y Modelo Petrofísico.....	112
4.1.3.	Evaluación e Integración Paralela del Modelo de Yacimientos y Datos de Producción.....	114
4.1.4.	Generación del Modelo Empírico	115
4.1.5.	Diagrama de Pulso Estadístico.....	116

CAPÍTULO V: RESULTADOS Y DISCUSIÓN.....118

5.1.	DISCRIMINACIÓN DE INTERVALOS DE INTERÉS Y RESULTADOS PRELIMINARES.....	119
5.1.1.	Zonas de Análisis	119
5.1.2.	Modelo Geológico.....	126
5.1.2.1.	Modelo Estratigráfico.....	126
5.1.2.2.	Modelo Estructural.....	135
5.1.3.	Modelo Petrofísico	137
5.1.3.1.	Integración Petrofísica y Geológica.....	137
5.1.3.2.	Arcillosidad	137
5.1.3.3.	Porosidad	141

5.1.3.4.	Saturación de Agua	145
5.1.3.5.	Resistividad del Agua de Formación	147
5.1.4.	Modelo de Yacimientos	152
5.1.4.1.	POES estimado para el estudio	152
5.1.4.2.	Propiedades de Yacimiento	153
5.1.4.3.	Análisis de Núcleo	154
5.1.4.4.	Análisis de Presiones.....	156
5.1.5.	Integración de los Datos de Producción por Unidad	162
5.1.5.1.	Análisis de Producción.....	162
5.1.6.	Modelo Empírico.....	165
5.1.6.1.	Caracterización de Swir.....	165
5.1.6.2.	Permeabilidad	173
5.1.6.3.	Indicador de flujo (FZI).....	177
5.2.	DIAGRAMAS DE PULSO POR INTERVALO	182
5.2.1.	Secciones Este – Oeste	184
5.2.2.	Secciones Norte – Sur.....	196
5.2.3.	Resumen de resultados arrojados del DP.....	201
5.2.3.	Esquema de Zonas Analizadas.....	203
	CONCLUSIONES.....	205
	RECOMENDACIONES.....	207
	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	208
	NOMENCLATURA.....	216
	GLOSARIO DE TÉRMINOS.....	219
	ANEXOS	222
	APÉNDICE A: MODELO DE SP (R_w)	233
	APÉNDICE B: MODELO DE BUCKLES (Swir)	236
	APÉNDICE C: VALIDACIÓN DE LOS REGISTROS PETROF.....	238

LISTA DE TABLAS

Tabla 2.1. Tipos de ondas sísmicas.	31
Tabla 2.2. Clasificación de crudos según el °API	39
Tabla 2.3. Datos de entrada en evaluación de 2 unidades en un D.P.	88
Tabla 4.1 Evaluación cualitativa de la correlación por DP.....	193
Tabla 5.1. Intervalos seleccionados en la sección 1-1´	129
Tabla 5.2. Intervalos seleccionados en la sección 2-2´	129
Tabla 5.3. Intervalos seleccionados en la sección 3-3´	130
Tabla 5.4. Arcillosidad promedio por pozo (Terciario y Cretácico)	147
Tabla 5.5. Arcillosidad promedio para cada pozo (sección 1-1).....	148
Tabla 5.6. Arcillosidad promedio para cada pozo (sección 2-2).....	149
Tabla 5.7. Arcillosidad promedio para cada pozo (sección 3-3).....	149
Tabla 5.8. Porosidad y Sw para los intervalos (sección 1-1´ occidental).....	151
Tabla 5.9. Porosidad y Sw en intervalos (sección 1-1´ oriental).....	151
Tabla 5.10. Porosidad y Sw para los intervalos (sección 2-2´).....	152
Tabla 5.11. Porosidad y Sw en los intervalos evaluados (sección 3-3´).....	152
Tabla 5.12. Distribución de Rw estimadas con el modelo de Pickett en el área de Boyacá.....	157
Tabla 5.13. Valores de SSP obtenidos por intervalos.....	158
Tabla 5.14. Distribución de Rw estimadas con el modelo de SP.....	159
Tabla 5.15. Distribución de Rw estimadas con el modelo de SP (cont.).....	160
Tabla 5.16. Resultado del POES estimado por secuencia estratigráfica para el área de Boyacá	162
Tabla 5.17. Propiedades escaladas equivalente (Boyacá).....	163
Tabla 5.18. Secuencias objetivo de toma de núcleos disponibles	164
Tabla 5.19. Caracterización geoquímica de crudo para el pozo BYK-10	166
Tabla 5.20. Datos de producción por pozo en la zona de estudio	173
Tabla 5.21. Datos de °API por intervalo producido en cada pozo	173
Tabla 5.22. Resultados modelos Sw _{ir} sección 1-1´	180

Tabla 5.23. Resultados modelos Sw_{ir} sección 2-2'	181
Tabla 5.24. Resultados modelos Sw_{ir} sección 3-3'	181
Tabla 5.25. Estimados de permeabilidad por intervalo. Sección 1-1'	184
Tabla 5.26. Estimados de permeabilidad por intervalo. Sección 2-2'	184
Tabla 5.27. Estimados de permeabilidad por intervalo. Sección 3-3'	185
Tabla 5.28. Resultados de FZI para el pozo BYK-01	188
Tabla 5.29. Resultados de FZI para el pozo BYK-02	188
Tabla 5.30. Resultados de FZI para el pozo BYK-03	189
Tabla 5.31. Resultados de FZI para el pozo BYK-04	189
Tabla 5.32. Resultados de FZI para el pozo BYK-05	189
Tabla 5.33. Resultados de FZI para el pozo BYK-06	190
Tabla 5.34. Resultados de FZI para el pozo BYK-07	190
Tabla 5.35. Resultados de FZI para el pozo BYK-08	190
Tabla 5.36. Resultados de FZI para el pozo BYK-09	191
Tabla 5.37. Resultados de FZI para el pozo BYK-10	191
Tabla 5.38. Resultados de FZI para el pozo BYK-11	191
Tabla 5.39. Pares de intervalos propuestos para aplicar D.P.	194
Tabla 5.40. Evaluación de similitud por parámetros independientes entre los intervalos U2 (BYK-01) y U2 (BYK-02).....	212
Tabla 5.41. Evaluación de similitud por parámetros independientes entre los intervalos U1 (BYK-01) y U1 (BYK-02).....	212
Tabla 5.42. Evaluación de similitud por parámetros independientes entre los intervalos U3 (BYK-01) y U3 (BYK-02).....	212
Tabla 5.43. Evaluación de similitud por parámetros independientes entre los intervalos U2 (BYK-10) y U3 (BYK-11).....	212
Tabla 5.44. Resultados arrojados de valores ponderados por pares de secuencia en secciones este – oeste del área.....	212
Tabla 5.45. Resultados arrojados de valores ponderados por pares de secuencia en secciones norte – sur del área	213
Tabla 5.46. Resumen de propiedades para la sección 1-1'	214

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1. Faja Petrolífera del Orinoco y subdivisión actual de explotación.....	4
Figura 1.2. Subdivisión del bloque de Boyacá: 1) Arco de Monasterio, 2) Zona del Graben, 3) Alto Machete.....	5
Figura 1.3. Distribución por bloques del área de Boyacá.....	5
Figura 2.1. Evaluación integrada e interdisciplinaria de yacimiento.....	16
Figura 2.2. Representación de una Falla inversa.....	19
Figura 2.3. Representación de una Falla normal.....	20
Figura 2.4. Representación de una Falla transcurrente.....	20
Figura 2.5. Meandro en rocas calizas.....	22
Figura 2.6. Playa Medina, Península de Paria.....	23
Figura 2.7. Esquema de Proceso de transgresión.....	23
Figura 2.8. Esquema de Proceso de regresión.....	24
Figura 2.9. Proceso de formación de una superficie máxima inundación.....	25
Figura 2.10. Parámetros de definición de características de un plano geológico.....	29
Figura 2.11. Tiempos de tránsito estimados en distintos medios en yacimiento.....	32
Figura 2.12. Cambio de gradiente de presión característico.....	42
Figura 2.13. Etapas de la prueba de presión DST.....	44
Figura 2.14. Diagrama esquemático del análisis nodal.....	63
Figura 2.15. Curva IPR contra curva TPR.....	65
Figura 2.16. Diagrama esquemático para un sistema estratificado de 3 arenas productoras simultáneas.....	66
Figura 2.17. Factor de corrección propuesto sobre las ecuaciones de Timur y Coates.....	74
Figura 2.18. Método de Pickett para obtener R_w y S_w	78
Figura 2.19. Gráfica de Buckless. Pozo BYK-10.....	80
Figura 2.20. Gráfica de Buckles logarítmica pozo BYK-10.....	81

Figura 2.21. Gráfica de Buckless log-log. Pozo BYK-10.	81
Figura 2.22. Gráfica resultado modelo de Amaefule (yacimiento clástico).	85
Figura 2.23. Gráfica resultado modelo de Amaefule (yacimiento carbonático)...	86
Figura 2.24. Gráfica ejemplo de Diagramas de Pulso.	88
Figura 3.1. División de la Faja Petrolífera del Orinoco.	91
Figura 3.2. Ubicación geográfica del área Boyacá sobre el mapa geopolítico del estado Guárico.	92
Figura 3.3. Pozos localizados en el área de estudio.	93
Figura 3.4. Localización areal Formación Chaguaramas.	94
Figura 3.5. Localización areal Formación Roblecito.	95
Figura 3.6. Localización areal Formación La Pascua.	97
Figura 3.7. Localización areal Formación Tigre.	99
Figura 3.8. Localización areal Formación Ipire.	101
Figura. 3.9. Mapa de arenas prospectivas en la Faja Petrolífera del Orinoco divididas por zonas.	105
Figura 3.10. Muestra de núcleo perteneciente al pozo BYK-10. Formación La Pascua.	106
Figura 3.11. Pozos con pruebas de presión en el área de estudio.	107
Figura 3.12. Columna estratigráfica para los 6 bloques del área Boyacá.	109
Figura 3.13. Sección Estratigráfica este-oeste. Incluye los pozos BYK-03, BYK-04 y BYK-05.	111
Figura 3.14. Distribución de la secuencia Intramioceno en el área.	113
Figura 3.15. Perfil del pozo BYK-11.	114
Figura 3.16. Mapa de isoporosidades para la secuencia del Oligoceno en el área de Boyacá.	115
Figura 4.1. Metodología utilizada para la definición de unidades hidráulicas...	118
Figura 5.1. Distribución de los pozos en la zona de estudio.	127
Figura 5.2. Intervalo prospectivo en el pozo BYK-06 a 2445´.	130
Figura 5.3. Intervalo prospectivo en el pozo BYK-10 a 1890´.	131
Figura 5.4. Intervalo prospectivo en el pozo BYK-04 a 1700´.	131

Figura 5.5. Intervalo prospectivo seleccionado, previamente cañoneado en el pozo BYK-04 a 2743´.	132
Figura 5.9. Distribución de secciones Este – Oeste seleccionadas para la evaluación en el área.	135
Figura 5.10. Distribución de secciones Norte –Sur seleccionadas para la evaluación en el área	135
Figura 5.11. Sección Sísmica Este – Oeste (3 – 3´) con los topes formacionales en el área	137
Figura 5.12. Sección Sísmica Este – Oeste (1 – 1´), zona más oriental.	138
Figura 5.13. Sección Estratigráfica Este – Oeste (1 – 1´) identificándose los topes formacionales y MFS.	138
Figura 5.14. Sección Sísmica Norte - Sur (b-b´).....	139
Figura 5.15. Sección Estratigráfica Norte - Sur (b-b´).	139
Figura 5.16. Sección Estratigráfica Norte - Sur (a-a´).....	140
Figura 5.17. Columna Estratigráfica perteneciente al pozo BYK-10.....	141
Figura 5.18. Columna Estratigráfica perteneciente al pozo BYK-01.....	142
Figura 5.19. Sección Sísmica Este - Oeste (3-3´).....	144
Figura 5.20. Secciones Sísmicas incluyendo los pozos BYK-01 y BYK-09, indicándose las fallas interpretadas	144
Figura 5.21. Ejemplo de curva validada pozo BYK-06 por Neuralog D.....	145
Figura 5.22. Ejemplo de curva errónea pozo BYK-11 obtenida mediante Neuralog D.....	146
Figura 5.23. Distribución de porosidades estimadas para el Cretácico	153
Figura 5.24. Distribución de porosidades estimadas para el Oligoceno.....	153
Figura 5.25. Distribución de porosidades estimadas para el Mioceno	153
Figura 5.26. Distribución de Sw estimadas para el Cretácico.....	155
Figura 5.27. Distribución de Sw estimadas para el Oligoceno	155
Figura 5.28. Distribución de Sw estimadas para el Mioceno.....	156
Figura 5.29. Distribución del POES por secuencia	163
Figura 5.30. Tendencia de presiones en el pozo BYK-05	167

Figura 5.31. Tendencia de presiones en el pozo BYK-09	168
Figura 5.32. Tendencia de presiones en el pozo BYK-11	168
Figura 5.33.a Tendencia de presiones en el pozo BYK-10.....	169
Figura 5.33.b Registros eléctricos para la secuencia 2030-2110	169
Figura 5.34. Tendencia de presiones para la secuencia del Terciario en la Sección Estratigráfica 1-1.....	170
Figura 5.35. Tendencia de presiones para la secuencia del Terciario en la Sección Estratigráfica 3-3.....	170
Figura 5.36 Tendencia de presiones para la secuencia del Cretácico en la Sección Estratigráfica 3-3.....	171
Figura 5.37 Intervalo arrojando valores de $c = 0.10$ aplicando el modelo de Buckless ajustado para el área de Boyacá	176
Figura 5.38. Modelo de Buckles para el pozo BYK-03 (unidad 03).....	178
Figura 5.39. Gráfica de R_t vs S_w para el pozo BYK-10 (unidad 03).....	179
Figura 5.40. Gráfica de R_t vs S_w para el pozo BYK-10 (unidad 02).....	179
Figura 5.41. Diagrama de pulso entre los intervalos U2 (BYK-01) y U2 (BYK-02).....	196
Figura 5.42. Diagrama de pulso entre los intervalos U1 (BYK-01) y U1 (BYK-02).....	196
Figura 5.43. Diagrama de pulso entre los intervalos U5, U7 (BYK-01) y U5, U6 (BYK-02)	197
Figura 5.44. Diagrama de pulso entre los intervalos u1, u3 (BYK-02) y u1, u2 (BYK-03)	198
Figura 5.45. Diagrama de pulso entre los pozos BYK-03 y BYK-04.....	199
Figura 5.46. Diagrama de pulso entre los intervalos U1 y U4 (BYK-04 y BYK-05)	200
Figura 5.47. Diagrama de pulso Intervalos U2 (BYK-04) y U3 (BYK-05)	201
Figura 5.48. Diagrama de pulso Intervalos U3 (BYK-06 y BYK-07)	202
Figura 5.49. Diagrama de pulso Intervalos U2 (BYK-07) y u3 (BYK-08)	203
Figura 5.50. Diagrama de pulso Intervalos U3 (BYK-07) y U5 (BYK-08)	203

Figura 5.51. Diagrama de pulso Intervalos U1 (BYK-09) y U2 (BYK-10)	205
Figura 5.52. Diagrama de pulso Intervalos U2 (BYK-09) y U4 (BYK-10)	205
Figura 5.53. Diagrama de pulso Intervalos U3 (BYK-09) y U4 (BYK-10).	206
Figura 5.54. Diagrama de pulso Intervalos U2 (BYK-10) y U3 (BYK-11).	207
Figura 5.55. Diagrama de pulso Intervalos U3 (BYK-06) y U4 (BYK-03).	208
Figura 5.56. Diagrama de pulso Intervalos U5 (BYK-03) y U4, u5 (BYK06)...	208
Figura 5.57. Seccion Sísmica observándose ruptura secuencial entre ambos pozos por entradas y salidas sucesivas del mar.	209
Figura 5.58. Diagrama de Pulso Intervalos U3 (BYK-11) y U2 (BYK-07)	210
Figura 5.59. Seccion Sísmica entre los pozos BYK-07 y BYK-04.....	211
Figura 5.60. Diagrama de Pulso Intervalos U2 (BYK-04) y U3 (BYK-07)	211
Figura 5.60. Diagrama de Pulso Intervalos U2 (BYK-04) y U3 (BYK-07)	211

INTRODUCCIÓN

La caracterización de yacimientos es una tarea de gran importancia para el estudio y explotación de campos de hidrocarburos, tomando en cuenta que sólo pueden establecerse modelos de explotación una vez que ya se posee un esquema de distribución espacial de las propiedades de la roca y fluidos lo más acertado posible de acuerdo a las condiciones de tiempo y rentabilidad que el estudio global así lo permita.

Uno de los retos actuales de mayor trascendencia nacional, representa la caracterización de los yacimientos en la Faja Petrolífera del Orinoco, cuya acumulación de hidrocarburos se estima como la más grande a nivel mundial, con un estimado de reservas en el orden de los 300MMM de barriles de crudo.

La experiencia de explotación en la Faja comenzó en la década de los años 30, con perforaciones aisladas en ciertas zonas, hoy en día divididas en 4 bloques de estudio: Boyacá, Junín, Ayacucho y Carabobo. Los pozos descubridores de cada área en particular comprobaron prospectividad en determinadas arenas, encontrando importantes reservas de hidrocarburos pesados.

Al oeste de la Faja, se encuentra la zona de Boyacá, en la que se estima la presencia de 30% de las reservas explotables de toda el área. Esta zona es un área relativamente poco explotada con tan solo cerca de 30 pozos perforados hasta la fecha, en una extensión de ¹más de 5000 km². El área noreste de Boyacá representa la zona de estudio del presente trabajo de grado.

Establecer Unidades Hidráulicas en los yacimientos presentes, resultaría ventajoso desde el punto de vista de producción conjunta de paquetes

intercomunicados, que presenten compatibilidad de fluidos, además de validar los modelos geológicos y de yacimiento, fundamentales para detallar la disposición de las acumulaciones.

Se busca por tal, en la presente investigación generar un esquema metodológico de trabajo con el cual se verifiquen, a través de las características de depositación y estructura actual, la distribución de las interconexiones presentes en las zonas prospectivas.

Inicialmente se recopilará la información, se delinearán los parámetros de estudio y serán validados los datos, para revisar los modelos de geología, petrofísica y yacimientos.

Finalmente la compatibilidad entre las secuencias seleccionadas se evaluará mediante diagramas de pulso, a través de los cuales se busca demostrar su utilidad gráfica para la integración definitiva y arrojar valores ponderados cuantitativos de las posibilidades de interconexión que se presenten en las zonas bajo análisis.

CAPÍTULO I: PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

1.1 PROGRAMA DE INVESTIGACIÓN

La cuantificación y explotación de las reservas de hidrocarburos disponibles en la Faja Petrolífera del Orinoco (FPO), representa unos de los retos actuales de mayor trascendencia para el país, estimándose la presencia de un aproximado de 316 MMBN de crudo. La misma ha sido subdividida por razones de estudio, en cuatro grandes áreas: Boyacá, Junín, Ayacucho y Carabobo (*Figura 1.1*).



Figura 1.1. Subdivisión actual de explotación de la Faja Petrolífera del Orinoco ^[41].

El área propuesta para la presente investigación corresponde al Noreste del **Área de Boyacá**, la cual está ubicada en el flanco oeste de la Faja Petrolífera del Orinoco.

Este bloque se encuentra dividido en tres sectores con características geológicas propias: El Alto Machete, Zona del Gráben y el Arco de Monasterios. El primero de ellos en la zona más al norte del área, el segundo en la parte central y finalmente, el Arco de Monasterios en la zona inferior (*Figura 1.2*). Adicionalmente, el área de Boyacá, por razones estratégicas de exploración y estudio, ha sido subdividida en 6 bloques (*Figura 1.3*).

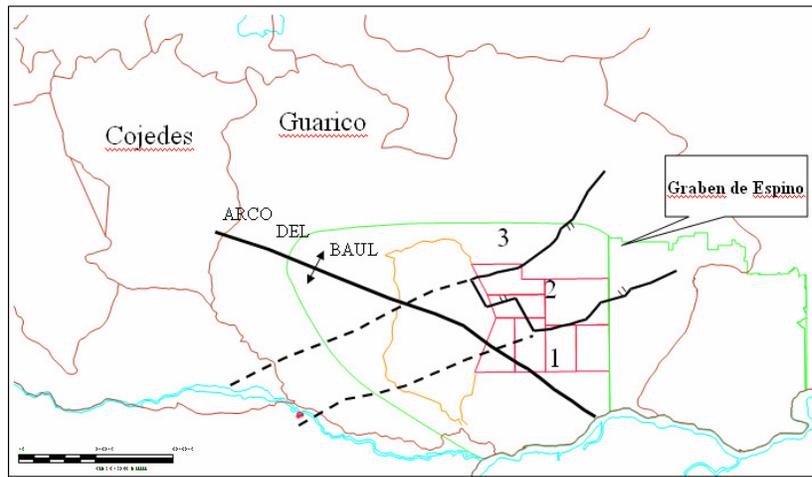


Figura 1.2. Subdivisión del Bloque de Boyacá: 1) Arco de Monasterio, 2) Zona del Graben, 3) Alto Machete. ^[36].

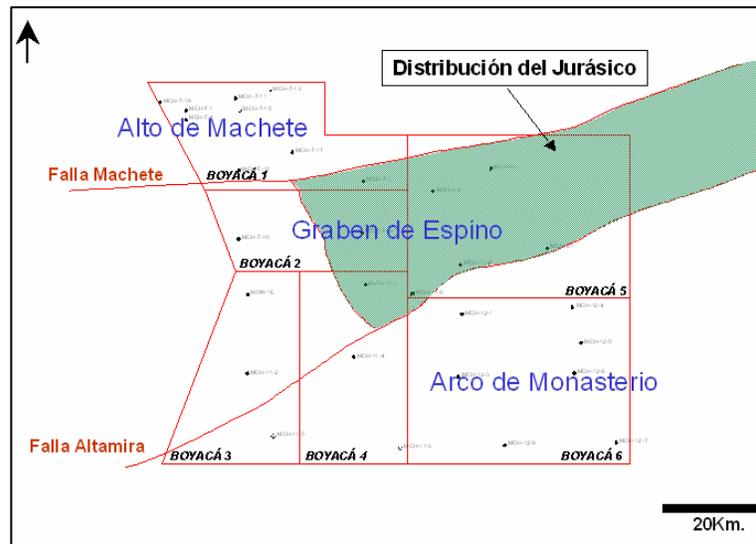


Figura 1.3. Distribución por bloques del Área de Boyacá ^[36].

El área en estudio por ser una zona relativamente poco explotada, requiere de un análisis completo e interdisciplinario, con miras a la cuantificación del POES existente. Además de este hecho, el estudio debe realizarse en forma esquemática e interpretativa, tomando en cuenta las heterogeneidades del área y la información de yacimiento, geología, petrofísica y producción disponibles. Evidentemente, al ampliarse los estudios en el área de yacimientos, la correlación de los resultados interpretados tendrá un grado de incertidumbre mucho menor.

Al estudiar una zona con datos de producción limitados se hace necesario ajustar un esquema metodológico integrado que permita por un lado delimitar las zonas prospectivas (dentro de parámetros de rentabilidades aceptables) y por otro lado, ser la base para establecer mecanismos de extracción ajustados al área en cuestión.

1.2 JUSTIFICACIÓN EN EL ÁREA DE ESTUDIO

En el área de Boyacá, se dispone de una muy limitada cantidad de pozos perforados por bloque, por lo cual, para desarrollar el proceso de estudio, cuantificación y explotación, es fundamental la integración interdisciplinaria en función de poder cubrir las necesidades de caracterización roca-fluido para los yacimientos del área.

Entre las necesidades actuales en el área se pueden englobar las siguientes:

- Integración hidráulica de los datos petrofísicos, geológicos y de yacimiento para ciertos intervalos particulares.
- Caracterización de los paquetes de arena sujetos a estudio empírico.
- Delimitación vertical (espesor de arenas por pozo) y estimación de extensión lateral de las zonas prospectivas en términos de conexión, mediante indicadores de flujo y características de los fluidos en el medio.
- Definición del modelo de interconexión con validez: estructural, sedimentológica, petrofísica y de fluidos presentes.
- Definición de los parámetros de la roca (validar existentes y nuevas correlaciones).

La integración hidráulica del área y la delimitación de las zonas de interés, propone un reto en ciertas áreas donde es necesario definir, validar y aplicar correlaciones ajustadas a las características de la zona, en función de derivar

parámetros de yacimiento y flujo en intervalos donde los estudios no han arrojado un grado aceptable de certidumbre; entre estos parámetros correlacionables para ciertos rangos de profundidades se puede mencionar: permeabilidad (k), resistividad del agua de formación (R_w), saturación de agua irreducible ($S_{w_{ir}}$), indicadores de flujo (FZI) y calidad de yacimiento (RQI).

La repercusión más importante es el planteamiento de una metodología, con validez teórica y correlación práctica ajustada al área de la faja (específicamente el área de Boyacá) para el establecimiento de las unidades hidráulicas presentes a partir de los pozos perforados del área, información petrofísica (roca – fluido), características geológicas de sedimentación (facies), secciones sísmicas y pruebas de producción (pruebas de presión, análisis geoquímicos, recolección y análisis de núcleos).

El establecimiento de esta metodología, debe representar de forma teórica cierta tendencia dentro de un diagrama de pulso estadístico, con un valor cuantitativo de certidumbre en el análisis integrado por intervalo.

Con miras al desarrollo de la investigación se propone la integración de cuatro (4) unidades de estudio: a) revisión del modelo estático para la definición de unidades hidráulicas a partir de las secuencias estratigráficas; b) validación de las interconexiones con parámetros de yacimiento, pruebas de pozo, análisis de núcleo y pruebas de presión; c) desarrollo de un modelo empírico coherente basado en correlaciones y finalmente, d) desarrollo cuantitativo e integrado, generando la secuencia de distribución hidráulica con los resultados arrojados por modelo.

1.3 OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN

1.3.1 OBJETIVO GENERAL

Desarrollar un estudio para evaluar la comunicación hidráulica entre zonas prospectivas, mediante un modelo metodológico de integración interdisciplinaria aplicado al Área Noreste de Boyacá, Faja Petrolífera del Orinoco.

1.3.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Definir una base de datos para la zona de estudio y realizar un control de calidad en función de la utilidad e incertidumbre de los mismos.
- Definir los intervalos prospectivos (por pozo) en el área, ajustados a los requerimientos del análisis y nivel de detalle posible mediante los datos disponibles.
- Revisar el modelo estático y petrofísico existente en el área, para la identificación de unidades interrelacionadas con el apoyo de correlaciones litológicas, registros de pozo, secciones sísmicas, ambientes sedimentarios y facies geológicas.

- Analizar la información de fluidos y presiones disponibles en el área sobre los intervalos de interés, para corroborar y validar la presencia de unidades hidráulicas.
- Desarrollar un modelo empírico ajustado para la zona, tomando en cuenta las limitaciones posibles en los datos de entrada de acuerdo a las correlaciones aplicables y evaluando coherentemente el resultado del modelo global.
- Generar un modelo integrado de unidades hidráulicas para el área.

1.3.3 ALCANCE Y LIMITACIONES

La definición de unidades hidráulicas en términos generales, se encuentra ligada a una base de datos fiable y coherente. En general, en los yacimientos de hidrocarburos se encuentra este aspecto como una limitante, puesto que por razones de rentabilidad y tiempo la cantidad de información aprovechable puede ser escasa dentro de ciertas ramas del estudio global del campo.

La información más tangible de yacimiento es sin duda la proveniente de los pozos perforados en el área, por tal, el elemento de mayor incidencia en el valor de incertidumbre definitivo está referido a los datos de los pozos perforados en el área, en el cual tiene gran incidencia el espaciamiento de los mismos.

La distancia entre los pozos del área de Boyacá se ubica en promedio en un rango de valores entre los 7 y 14 km. Es por ello que se propone vincular las

unidades de flujo lateralmente con las características deposicionales y evaluaciones sísmicas.

El estudio de geología y yacimiento lleva consigo un componente de probabilidad de forma directa e indirecta. En función de este parámetro, al momento de integrar la información geológica, geofísica, petrofísica y de yacimiento, la investigación trata de cuantificar de forma muy simplificada el mismo, evaluando de forma individual los parámetros que intervienen en la evaluación y depositándolos en un grafico de pulso, lo cual puede ser usado como un indicador cuantitativo de la correlación de los datos del modelo de comunicación hidráulico.



CAPÍTULO II: MARCO TEÓRICO

2.1 UNIDADES HIDRÁULICAS EN YACIMIENTOS DE HIDROCARBUROS

La mayoría de los yacimientos presentan importantes heterogeneidades en cuanto a sus características de roca, entender la forma y distribución espacial de las mismas es fundamental en una exitosa caracterización prospectiva, sobre todo cuando se está en presencia de yacimientos de baja actividad exploratoria hasta la fecha, en los cuales la premisa de estudio fundamental es sacar el mayor provecho de toda la información disponible.

2.1.1 UNIDADES HIDRÁULICAS: DEFINICIÓN

Hasta en los yacimientos más complejos es posible establecer o estimar la presencia de ciertas secuencias homogéneas e interrelacionadas, a través de parámetros o características propias de los elementos del campo, como lo son: los fluidos contenidos, la roca depósito e inclusive a través de las características de distribución que presentan los fluidos en la roca.

Se puede entonces definir la presencia de estos paquetes o secuencias homogéneas de roca en el yacimiento como **Unidades Hidráulicas**, las cuales se encuentran interrelacionadas y/o comunicadas vertical u horizontalmente en el yacimiento, presentando distribuciones homogéneas de fluidos.

Concebidas de esta forma, el estudio de unidades hidráulicas se presenta como una metodología de clasificación de los tipos de roca y predicción de las propiedades de flujo, basada en parámetros geológicos y físicos del flujo a escala de poro^[1].

Esta teoría supone que el yacimiento está compuesto de un número limitado de sistemas característicos y diferenciables de tipos de roca, cada uno con características análogas al flujo. La calidad hidráulica de una secuencia es controlada por ciertos parámetros relacionados principalmente con los tipos y tamaños de grano, adicionalmente de los ambientes de sedimentación y distribución estratigráfica ^[1].

El estudio de la distribución de unidades hidráulicas permite una mejor caracterización petrofísica del campo y una selección más idónea sobre los intervalos de producción y/o inyección.

El objetivo es siempre el mismo, optimizar la explotación de los yacimientos, en aras de aumentar el factor de recobro final (FR), redundando en un aumento significativo de la rentabilidad a mediano y largo plazo de los proyectos de explotación.

Existen ciertas metodologías para la determinación de unidades hidráulicas entre ellas se cuentan: el estudio de los modelos geológico/geofísico, análisis de los datos petrofísicos y la correlación de arenas con los posibles sellos lutíticos, junto a estudios de permeabilidad y capacidad al flujo.

Otras herramientas frecuentemente utilizadas para la determinación de estas unidades son el estudio de pruebas de núcleo, ambientes de sedimentación y características deposicionales del yacimiento.

2.1.2 INTEGRACIÓN INTERDISCIPLINARIA DE YACIMIENTOS PARA LA DEFINICIÓN DE UNIDADES HIDRÁULICAS

El estudio de unidades hidráulicas requiere de la integración sistemática de la información estática y dinámica de yacimiento para la detección y validación de las secuencias estratigráficas de forma homogénea. Esta integración, de los modelos estático y dinámico, busca optimizar el escenario de exploración, definición, límite y cuantificación de reservas de un yacimiento.

El desarrollo de un modelo integrado de yacimientos para la caracterización y definición de unidades hidráulicas abarca el estudio de varios submodelos, que a su vez definen el carácter interdisciplinario del estudio global, estos son: modelo geológico, modelo petrofísico, modelo de yacimientos y parámetros de producción, de acuerdo a su disponibilidad (*figura 2.1*).

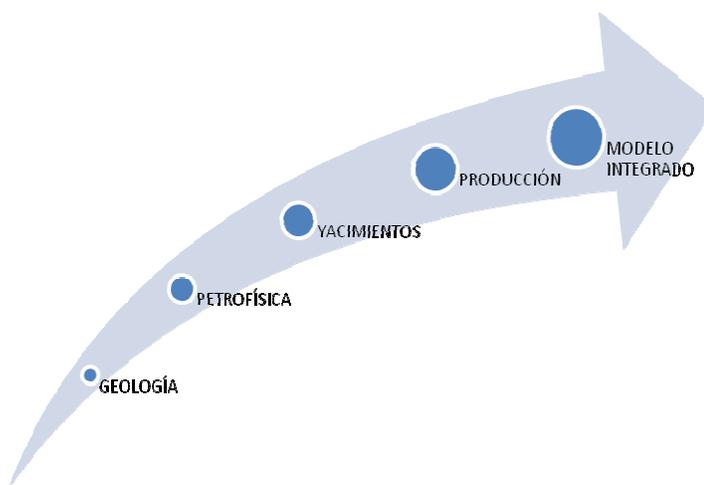


Figura 2.1. Evaluación integrada e interdisciplinaria de yacimiento

A estos modelos, se suman la integración del Modelo Empírico, el cual puede ser de gran ayuda, pero sin duda es altamente dependiente de las características presentes en cada área y que las mismas permitan su aplicación de forma correcta y con relativa certidumbre.

2.2 EVALUACIÓN E INTEGRACIÓN GEOLÓGICA EN ESTIMACIONES Y ANÁLISIS DE YACIMIENTOS.

2.2.1 EVALUACION GEOLÓGICA

El estudio físico - estructural de la roca y sus propiedades son la base de todo estudio de yacimientos. Por medio de las evaluaciones geológicas se definen ambientes, eventos, cambios deposicionales y cronológicos, a través de los cuales las estimaciones y estudios con relación a las zonas prospectivas se precisan con argumentos más tangibles.

La geología (proveniente del griego “*geo*”, tierra; y “*logos*”, estudio) es una ciencia que engloba el estudio exterior e interior del globo terrestre, la materia que lo compone, su mecanismo de formación, los cambios o alteraciones que éstas han experimentado desde su origen, y la colocación que tienen en su actual estado ^[48].

A grandes rasgos, la geología puede dividirse de acuerdo a su objetivo de descripción y estudio en ciertas disciplinas derivadas, pero en términos generales el objetivo es orientar al hombre en el estudio de los cambios sucesivos que se han dado en el medio orgánico e inorgánico de la naturaleza y los procesos geológicos que se han originado en el planeta.

La presente investigación engloba los eventos ocurridos durante las edades del Terciario y Cretácico. El terciario, fue un período que empezó hace 65 millones de años, cuando los dinosaurios se extinguieron, y finalizó hace 1,7 millones de años. Se divide en cinco épocas: el Paleoceno, de 65 a 56 MM años; el Eoceno, el Oligoceno, el Mioceno, y el Plioceno.

Por otro lado el Cretácico, procede de la palabra latina Creta (tiza). Las capas de tiza y esquisto de esta época se amontonaron sobre el lecho de los mares. El Cretácico duro desde hace 145 hasta 66 millones de años. Se dividía en dos partes, inferior y superior. El inferior desde 145 hasta 98 millones de años y el superior desde 98 hasta 66 millones de años.

2.2.2 PROCESOS GEOLÓGICOS.

Los procesos geológicos pueden dividirse en aquellos que se originan en el interior de la Tierra (endógenos) y los que son originados en su parte externa (exógenos).

2.2.2.1 Procesos Endógenos: ^[52]

La separación de las grandes placas litosféricas, la deriva continental y la expansión de la corteza oceánica ponen en acción fuerzas dinámicas asentadas a grandes profundidades. El diastrófismo es un término general que alude a los movimientos de la corteza producidos por fuerzas terrestres endogénicas que producen las cuencas de los océanos, los continentes, las mesetas y las montañas. El llamado ciclo geotectónico relaciona estas grandes estructuras con los movimientos principales de la corteza y con los tipos de rocas en distintos pasos de su desarrollo. Los procesos endógenos más resaltantes son:

Formación de las Montañas: la orogénesis, o creación de montañas, tiende a ser un proceso localizado que distorsiona los estratos preexistentes.

Falla: plano de rotura en una masa rocosa a lo largo de la cual se produce movimiento ^[15]. Su aparición está asociada con los bordes entre placas que se deslizan unas sobre otras y con lugares donde los continentes se separan.

El movimiento responsable de la dislocación puede tener dirección vertical, horizontal o una combinación de ambas. Cuando la actividad en una falla es repentina y abrupta, se puede producir un fuerte terremoto e incluso una ruptura de la superficie, originando una forma topográfica llamada escarpe de falla. Se presentan los siguientes tipos de falla:

- *Falla Inversa:* este tipo de fallas se genera por compresión horizontal (Figura 2.2). El movimiento es preferentemente horizontal y el plano de falla tiene típicamente un ángulo de 30 grados respecto a la horizontal. El bloque de techo se encuentra sobre el bloque de piso.

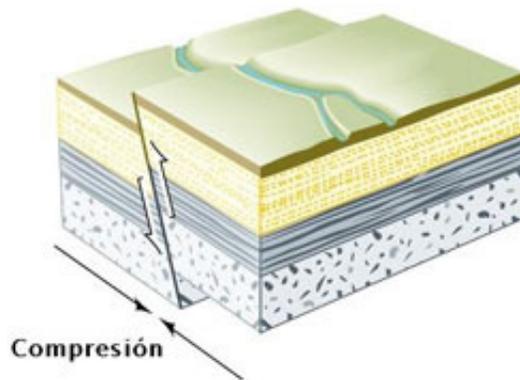


Figura 2.2. Esquema de una Falla Inversa ^[46].

- *Falla Normal:* este tipo de fallas se generan por tensión horizontal (Figura 2.3). El movimiento es predominantemente vertical respecto al plano de falla, el cual típicamente tiene un ángulo de 60 grados respecto a la horizontal. El bloque que se desliza hacia abajo se le denomina bloque de techo, mientras que el que se levanta se llama bloque de piso.

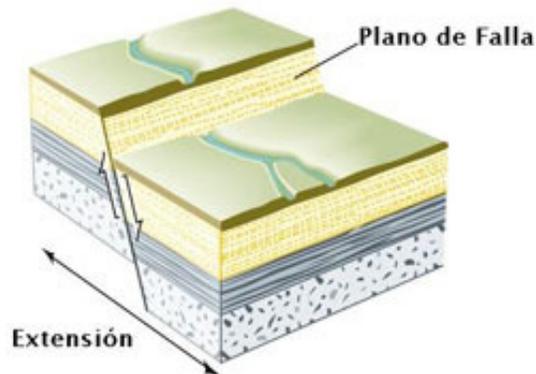


Figura 2.3. Esquema de una Falla Normal ^[46].

- *Falla Transcurrente*: el movimiento de los bloques es horizontal (Figura 2.4). Estas fallas son típicas de límites transformantes de placas tectónicas.

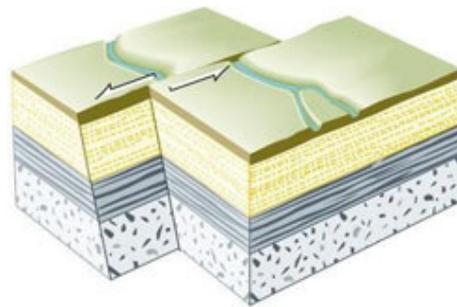


Figura 2.4. Esquema de una Falla Transcurrente ^[46].

- *Falla Rotacional*: es la que se origina por un movimiento de basculamiento de los bloques que giran alrededor de un punto fijo, como las dos partes de una tijera.

2.2.2.2 Procesos Exógenos:^[52]

La tierra está sometida a una serie de procesos que tienden a aplanar relieves, a destruir rocas creando formas nuevas. Los ríos, las aguas subterráneas, los glaciares, el viento y los movimientos de las masas de agua (mareas, olas y corrientes) son agentes geomorfológicos primarios.

Los procesos endógenos más relevantes son:

- **Acción Geológica del Viento:** el viento erosiona mediante el impacto de los granos de arena que lleva en suspensión. Las partículas suspendidas en el viento, al ser lanzadas una y otra vez sobre las rocas van gastando su superficie a la vez que ellas se desgastan. Cuando la roca afectada posee minerales de diferente resistencia se pueden producir superficies desgastadas, escalonadas o con túneles.

- **Acción Fluvial:** los ríos son cauces continuos de agua. La erosión fluvial provoca el ahondamiento, ensanchamiento y alargamiento del valle. El ahondamiento consiste en la profundización del río en su valle, en caso de estar formado por rocas duras aparece un valle muy estrecho.

El ensanchamiento de la calle en el río se produce mediante los meandros: cuando en un río existen curvaturas iniciales, éstas tienden a acentuarse, ya que el agua se lanza contra la orilla cóncava que va siendo excavada. En la orilla convexa se depositan los materiales.



Figura 2.5. Meandro en rocas calizas ^[52].

En un río se pueden encontrar las siguientes corrientes ^[10].

- ❖ *Línea Recta*: los cauces rectos de los ríos son relativamente raros, y el flujo sinuoso de éstos puede llegar a producir pequeñas barras a los lados del canal.
- ❖ *Corriente Meándrica*: tiene como una característica la baja pendiente y el transporte más activo de sedimentos ocurre con el río crecido. En estos ambientes, la disminución del tamaño de grano ocurre de la base al tope.
- ❖ *Secciones Entrelazadas*: generalmente tienen una gran carga de sedimentos, y son el resultado de la alternancia de las etapas de socavación por inundación y relleno de múltiples canales.
- ❖ *Las Barras de Meandro*: característicos de los ríos con meandros, donde la carga del material más grueso ocurre en la zona más profunda (figura 2.5). Los sedimentos que depositan son de grano grueso, mientras que el material más fino se encuentra suspendido.

- **Acción Geológica del Mar:** las aguas marinas también ejercen acciones destructoras, desmenuzando y arrastrando los materiales tanto propios como procedentes de los materiales gracias al oleaje (*Figura 2.6*), las corrientes y las mareas. La violencia del choque de las olas contra el acantilado hace que el agua, al penetrar por las grietas, actúe como una cuña removiendo bloques de roca. Además, arranca fragmentos sobre el acantilado, aumentan la erosión.

La abrasión contribuye a la formación de los acantilados y superficies rocosas que al ser erosionadas sobre todo en su base pueden desplomarse y contribuir de este modo al retroceso de las costas.



Figura 2.6. Playa Medina, Península de Paria ^[52].

Los movimientos relativos del mar según la línea de costa y relacionados con el nivel del mar en un momento dado son separados en dos tipos:

- **Transgresión:** migración de la línea de costa hacia el continente durante una retrogradación, este proceso origina una disposición de sedimentos marinos depositados sobre los continentales (*figura 2.7*).

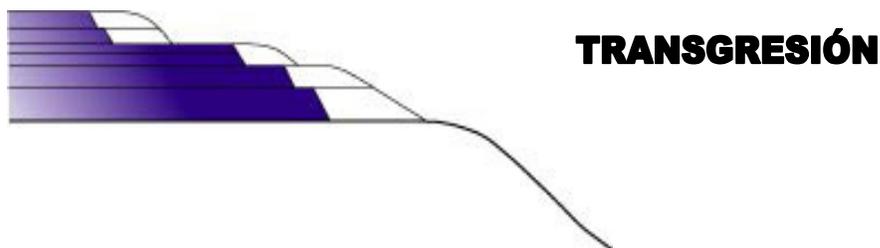


Figura 2.7. Proceso de Transgresión: El mar sobre el continente^[47].

- *Regresión*: migración de la línea de costa hacia el mar durante la progradación del mismo, debido a una caída del nivel del mar (figura 2.8).

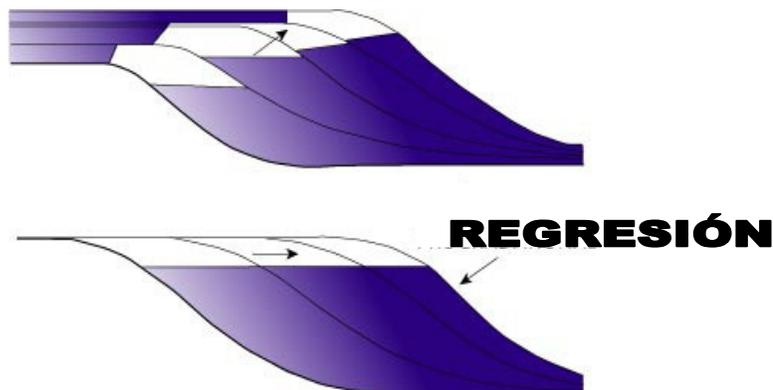


Figura 2.8. Proceso de Regresión. El avance del mar^[47].

Durante los movimientos subsecuentes del mar se desarrolla una superficie marina que como tal, separa los sistemas transgresivos y regresivos del mismo, representando la máxima entrada del mar en el continente, éste comportamiento genera una la aparición de la denominada **Superficie de Máxima Inundación** (Figura 2.9), la cual sirve como marcador de las facies marinas más profundas presentes en una secuencia.

La superficie de máxima inundación representa un cambio de secuencias de patrón retrogradante a progradante. Generalmente muestra evidencia de condensación o lenta deposición de materiales de grano fino (arcillosidad), los cuales pueden ser identificados en los registros petrofísicos e igualmente de las electrofacies disponibles.

Características de las superficies de máxima inundación (MFS) a partir perfiles de pozo ^[48]:

- Definida por la presencia de lutitas negras orgánicas (entrada notoria en los perfiles rayos gamma)
- Pueden presentarse por debajo de sedimentos más gruesos.
- Frecuentemente expresada como una superficie con relación de downlap (forma de curva cóncava en los registros sísmicos).
- Inferida por la presencia de una asociación faunística condensada.

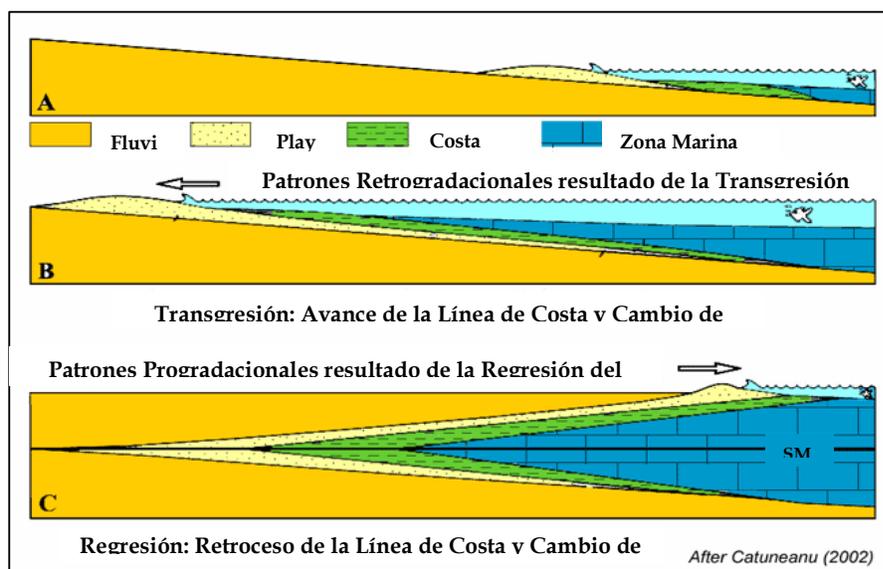


Figura 2.9. Proceso de formación de una Superficie de Máxima Inundación ^[52].

2.2.3 HERRAMIENTAS GEOLÓGICAS PARA LA DEFINICIÓN DE UNIDADES HIDRÁULICAS

El Modelo Geológico para definir unidades hidráulicas está fundamentado primordialmente en los submodelos de Geología Estructural, Estratigrafía, Geofísica y la integración de los parámetros del área en la Geología Regional e Histórica.

2.2.3.1 Estratigrafía

Estudia las secuencias de estratos constituyentes de cuerpos rocosos, reconociendo en ellos formas, composiciones litológicas, propiedades geofísicas y geoquímicas, sucesiones originarias, relaciones de edad, distribución y contenido fosilífero ^[49]. Todas estas características sirven para reconocer y reconstruir secuencialmente eventos geológicos, tales como el avance o retiro del mar, plegamientos o las extinciones ocurridas a determinados organismos en el transcurso del tiempo geológico.

Las subdivisiones del tiempo geológico es estudio de la Cronoestratigrafía, mientras que el estudio integrado y reconstrucción genética de las facies entre las superficies cronoestratigráficas, se denomina Estratigrafía Secuencial.

Para la definición y delimitación sustentada de unidades hidráulicas es fundamental el concepto de Unidades Estratigráficas ^[49]. Las mismas no son más que cuerpos rocosos de la corteza terrestre individualizados y descritos dentro de los estudios geológicos relativos a regiones diversas, y vinculadas con las unidades litoestratigráficas y bioestratigráficas.

Las unidades litoestratigráficas son subdivisiones efectuadas en base a características litológicas y a la posición en la sucesión de los estratos, mientras las unidades bioestratigráficas se basan en el contenido en fósiles contemporáneos a la sedimentación.

2.2.3.2 Geología Estructural

Estudia la corteza terrestre, sus estructuras y la relación de las rocas que la conforman, la geometría de las rocas y la posición en que aparecen en superficie.

De la misma forma, la geología estructural interpreta la arquitectura de la corteza terrestre y su relación espacial, determinando las deformaciones y geometría vinculada a las superficies terrestres y subterráneas presentes en la misma, denominados planos geológicos.

Existen en general dos tipos de planos geológicos ^[48]:

- Planos de Foliaciones primarias, que tienen su origen antes de la litificación, es decir durante la deposición.
- Planos de Foliaciones secundarias, las cuales tienen su origen después de la litificación: todos los planos formados a causa de fuerzas tectónicas presentes en la corteza terrestre, como por ejemplo las diaclasas y fallas.

Para definir la orientación de un plano (estrato, falla y diaclasa) en la naturaleza matemáticamente se usan el rumbo, la dirección de inclinación y el buzamiento (*Figura 2.10*).

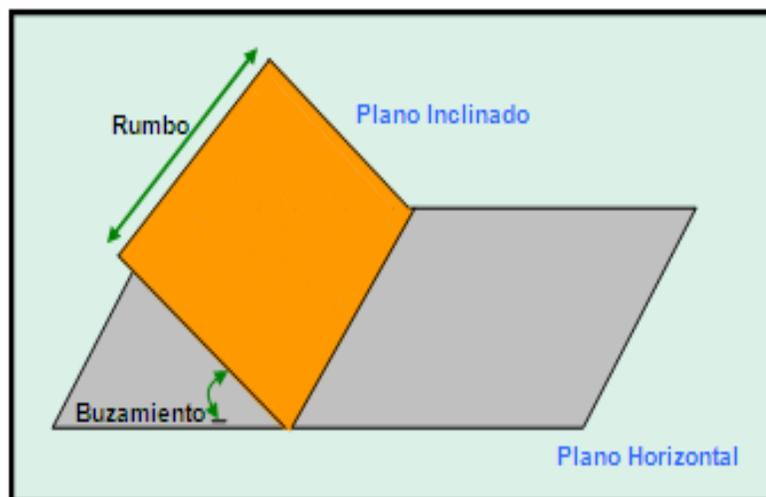


Figura 2.10. Parámetros de definición de características de un plano geológico.

El rumbo es la línea horizontal de un plano, tiene dos direcciones de 180° de diferencia. La dirección de inclinación o dirección del buzamiento es la dirección hacia donde se inclina un plano (proyección horizontal de la línea de máxima pendiente). Mientras el buzamiento es el ángulo entre el plano y un plano horizontal.

2.2.3.3 Geofísica: Sísmica en la Evaluación Geológica

La Geofísica estudia la estructura y propiedades físicas de la Tierra, así como la aplicación de métodos físicos a tales estudios ^[44]. Con los procedimientos geofísicos es posible estudiar zonas sin acceso para el ser humano, como el interior de la tierra. En la búsqueda de yacimientos petrolíferos (prospección y exploración) estos métodos geofísicos pueden dar información muy certera del área, sin realizar una perforación de alto costo.

Existen varios métodos geofísicos los cuales aprovechan las propiedades físicas de las rocas, entre los mismos se pueden contar: Sísmica, Geotermometría, Paleomagnetismo, Gravimetría, Magnetometría, Geoelectricidad, entre otros métodos.

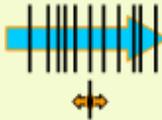
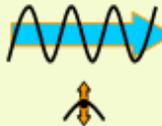
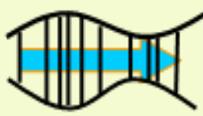
La sísmica particularmente, puede ser de gran ayuda en la correlación de unidades hidráulicas. El estudio de las ondas sísmicas, los mecanismos por el cual se producen y propagan, es objeto de estudio de la sismología o sísmica.

Las ondas sísmicas son ondas mecánicas y elásticas que se transmiten a través de la roca sólida, desencadenadas por un terremoto o por medios artificiales, que se extiende en todas direcciones desde el punto de la alteración inicial.

Existen ondas de compresión, ondas transversales y ondas superficiales (*ver tabla 2.1*). Las ondas de compresión son las más rápidas, por eso se llaman ondas primarias (ondas P). Las ondas transversales son un poco más lentas, llegan un poco más tarde a la estación (ondas secundarias u ondas S). Las diferencias en las velocidades se usan en la medición de temblores y terremotos.

La diferencia entre la llegada de la onda "p" y de la onda "s" (Δt) corresponde a la distancia del foco. (Δt es grande, sí el foco es muy lejano, porque la onda "p" se propaga más rápido).

Tabla 2.1. Tipos de Ondas Sísmicas.

ONDAS SÍSMICAS		
Clasificación Principal	Forma de Propagación	Clasificación Opcional
Ondas de Compresión		Ondas Primarias "P"
Ondas Transversales		Ondas Secundarias "S"
Ondas Rayleigh		Ondas Superficiales "R, L"

Cada tipo de roca presenta teóricamente, características propias que permiten diferenciarlas a través de la sísmica:

- Porosidad (Φ) y Permeabilidad (k).
- Densidad (ρ).
- Contenido de minerales.
- Compactibilidad.
- Saturación de fluidos (S_w, S_o, S_g).
- Textura y estructura de la roca.
- Temperatura (T).

Todas estas características hacen a las rocas diferenciables, esto puede ser capturado por los receptores y discriminado de acuerdo al tiempo de tránsito (Figura 2.11).

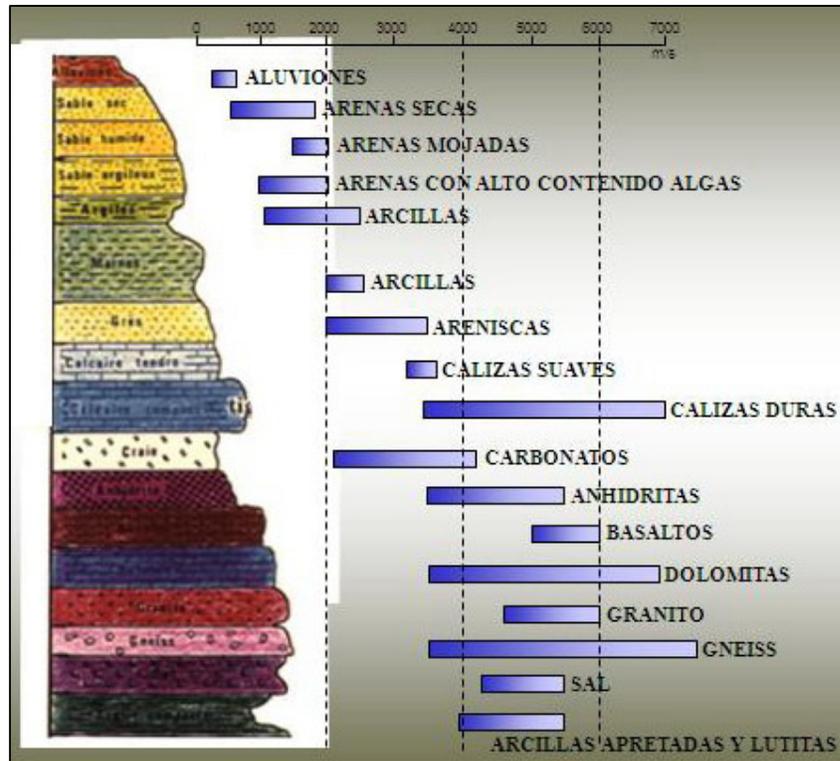


Figura 2.11. Tiempos de tránsito estimados en distintos medios en yacimiento. ^[58].

2.3 MODELO DE YACIMIENTOS: INTEGRACIÓN DE PARÁMETROS

2.3.1 MODELO DE YACIMIENTOS

Para la delimitación de unidades hidráulicas, es fundamental la definición e integración de los parámetros de yacimiento, es por ello que la unificación de la información presente (datos de la roca, características de los fluidos y presiones localizadas) es sin duda vital, principalmente ante la presencia de yacimientos altamente heterogéneos.

2.3.2 PARÁMETROS DE YACIMIENTO

2.3.2.1 Porosidad (Φ)

Es la cantidad del volumen total de una roca, que es ocupada por los poros o espacios vacíos en ella. Se define como la razón del volumen ocupado por los poros entre el volumen total de la roca, generalmente reportada en fracción o porcentaje. Según la interconexión de los poros la porosidad puede ser:

Absoluta: la cual es considerada como el volumen poroso, el total de poros estén o no interconectados.

Efectiva: se refiere al porcentaje de poros interconectados que permiten el flujo de fluidos. O se considera como el volumen poroso solamente conectados entre sí.

No Efectiva: representa la diferencia entre las porosidades anteriores, es decir, la porosidad absoluta y la efectiva.

Según su origen y tiempo de deposición de capas la porosidad se clasifica en:

Porosidad Primaria: se desarrolla u origina en el momento de la formación o depositación del estrato. Los poros formados en esta forma son espacios vacíos entre granos individuales de sedimento. Es propia de las rocas sedimentarias como las areniscas (Detríticas o Clásticas) y calizas oolíticas (No-Detríticas), formándose empaques del tipo cúbico u ortorrómbico.

Porosidad Secundaria o Inducida: se forma a posteriori, debido a un proceso geológico subsecuente a la depositación del material del estrato o las capas. Esta porosidad puede ser:

- Porosidad por solución: disolución de material solido soluble constitutivo de las rocas.
- Porosidad por Fractura: originada en rocas sometidas a varias acciones de diastrófilismo.
- Porosidad por dolomitización: proceso mediante el cual las calizas se convierten en dolomitas, que son más porosas.

Las areniscas consolidadas pueden tener una porosidad efectiva entre 15 y 25%, mientras que las arenas no consolidadas pueden llegar a porosidades de alrededor de 30%. Por otro lado, en las lutitas el desarrollo de porosidad efectiva sólo ocurre con fracturamiento, pues los poros presentes en las mismas son de poco volumen efectivo y no interconectados, lo que presupone la existencia de formación orogénica.

2.3.2.2 Permeabilidad (k)

La definición cuantitativa de la permeabilidad fue presentada inicialmente como una relación empírica desarrollada por el hidrólogo francés Henry D'Arcy, quién estudió el flujo de agua a través de arenas no consolidadas.

La permeabilidad es una medida de la capacidad de la roca de transmitir fluidos. Además de ser porosa y contener ciertos tipos de fluidos, una roca puede o no permitir el flujo de ellos a través de sí. Se refiere directamente a la propiedad intrínseca de la roca, que permite a los fluidos moverse o fluir a través de los poros interconectados bajo tasas producto de diferenciales de presión.

Es uno de los valores críticos para definir en un yacimiento y probablemente el más difícil de obtener para una caracterización. La permeabilidad puede ser medida directamente en análisis de núcleo o por medio de pruebas de pozo.

La permeabilidad es clasificada de acuerdo a los fluidos presentes en la roca, según:

- Permeabilidad Absoluta, si sólo un fluido está presente en los poros.
- Permeabilidad Efectiva, si la roca contiene dos o más fluidos inmiscibles.
- Permeabilidad Relativa, relación entre la permeabilidad efectiva y la permeabilidad absoluta.

Una permeabilidad de 1 darcy es mucho más grande que la encontrada regularmente en campo, por ello se utiliza con frecuencia en su lugar el milidarcy (1 darcy = 1000 milidarcies). Rocas que exhiben valores menores a los 20 ó 30 milidarcies son consideradas poco permeables.

2.3.2.3 Viscosidad (μ)

La viscosidad es una de las características más importantes de los hidrocarburos en cuanto a la actividad de producción, transporte, refinación y petroquímica se refiere. La viscosidad indica la resistencia que opone el crudo al flujo interno, se obtiene por varios métodos y se le designa por varios valores de medición.

$$1 \text{ poise} = 1 \frac{\text{gr}}{\text{cm} \cdot \text{seg}} = 100 \text{ centipoise}$$

El poise se define como la fuerza requerida en dinas para mover un plano de un centímetro cuadrado de área y separado un centímetro de distancia entre sí, y con el espacio relleno del líquido investigado, para obtener un desplazamiento de un centímetro en un segundo. La viscosidad del petróleo depende de dos factores principales: la temperatura del yacimiento y del gas en solución que se encuentra íntimamente relacionado con la presión.

El primer factor se puede considerar generalmente como una constante a través de la producción del campo. El comportamiento de la viscosidad es inverso al comportamiento de la temperatura, ya que a medida que ésta aumenta la viscosidad disminuye.

El segundo parámetro cambia constantemente a medida que se libera el gas que está disuelto. Por consiguiente, es necesario determinar la viscosidad del petróleo a la temperatura y presión del fondo del pozo con una solubilidad variable del gas.

Por efectos de la presión, existen diferentes comportamientos de viscosidad y se pueden clasificar: antes de la presión de saturación, después de la presión de saturación y como fluido compresible.

Antes de la presión de saturación o burbujeo, la viscosidad tiende a disminuir por el incremento del gas disuelto en el petróleo. Luego de la presión de burbujeo, este factor tiende a aumentar, ya que se está liberando parte del gas disuelto, el cual no colabora con el movimiento de los fluidos más pesados como el petróleo y el agua dentro del yacimiento.

Para efectos de medición existen distintos tipos de viscosidad, entre ellos:

- **Viscosidad Absoluta:** representa la viscosidad dinámica del líquido y es medida por el tiempo en que tarda en fluir a través de un tubo capilar a una determinada temperatura. La viscosidad absoluta dividida por la viscosidad cinemática es igual a la densidad.
- **Viscosidad Relativa:** es la relación de la viscosidad del fluido respecto a la del agua a 20 °C. La viscosidad del agua pura es 1,002 centipoise (cp)
- **Viscosidad Cinemática:** el tiempo requerido para que una cantidad fija de fluido atravesase un tubo capilar bajo la fuerza de gravedad. La unidad de viscosidad cinemática es el Stoke.

2.3.2.4 Grados API

Es una escala cuantitativa usada para representar la densidad del petróleo establecida por el American Petroleum Institute dada por la ecuación 2.1.

$$^{\circ}API = \frac{141.5}{\delta_o} - 131.5 \quad (\text{Ecuación 2.1})$$

Donde δ_o es la densidad específica del petróleo.

Verificándose que la ecuación arroja un valor de °API igual a 10 para un valor de densidad específica igual a 1 (densidad del agua dulce). Se puede apreciar que a menores valores de densidad (petróleo más liviano), los valores de °API aumentan.

Cuando la escala se estandarizó se observó que erróneamente la mayoría de los hidrómetros diseñados para la medición fueron calibrados a 141.5, es por ello que finalmente se adoptó este término como medida para corregir en ese momento el inconveniente y posteriormente nunca se varió ^[54].

La clasificación de crudos por rango de gravedad °API utilizada en la industria venezolana de los hidrocarburos, para efectos de fiscalización de ventas y reservas a 15,5 grados centígrados (60 °F) es como sigue:

Tabla 2.2. Clasificación de crudos según sus grados API ^[41]

TIPO DE CRUDO	GRAVEDAD
Condensado	A partir de 42
Liviano	Más de 30
Mediano	De 22,0 hasta 29,9
Pesado	De 10,0 hasta 21,9
Extra Pesado	Hasta 9,9

2.3.2.5 Saturación de fluidos

Representa la fracción de volumen poroso que ocupa determinado fluido en la roca en un momento dado.

Tomando como referencia el petróleo de un yacimiento, la saturación de petróleo (S_o) es la fracción del volumen poroso que contiene la roca del mismo con respecto al volumen total, y de la misma forma para la saturación de agua (S_w) y gas (S_g).

La suma de las saturaciones de fluidos contenidos en la roca debe ser igual a la unidad. De la misma forma se desglosan varios conceptos relacionados con la saturación de un fluido en particular, como:

- ***Saturación de agua connata:*** cantidad fraccional (o porcentual) de agua que se encuentra ligada a la roca, desde su sedimentación, atrapada ó que moja preferencialmente a los granos y que no puede ser disminuida por mecanismos de producción.
- ***Saturación de agua inicial:*** la encontrada inicialmente en el yacimiento y podría ser móvil.
- ***Saturación de petróleo residual:*** cantidad fraccional (o porcentual) de petróleo que se encuentra atrapado en los poros y que no puede ser extraído.

2.3.3 GRADIENTES DE PRESIONES

Cada fluido en particular posee su propia densidad y gravedad específica, es por ello que los gradientes de presión en pozo pueden resultar de gran ayuda en la identificación de fluidos presentes, contacto de fluidos en yacimiento y correlación lateral y vertical de paquetes de arena en campo.

A través de estas mediciones de presión, es posible inferir cambios sustanciales en la densidad de los fluidos presentes en las zonas prospectivas.

Valiéndose del comportamiento de los gradientes de presión en yacimiento, se pueden identificar cambios en las características de los fluidos presentes, puesto que un cambio abrupto en los trenes de presiones implicaría igualmente un cambio de fluido o un comportamiento particular del yacimiento.

En los yacimientos se identifica la presión hidrostática ejercida por los fluidos en la columna del pozo y la presión de formación ejercida por los poros y fluidos presentes en la roca de yacimiento.

La hipótesis de que el gradiente vertical de presiones corresponde a la densidad del fluido de la formación es válida en condiciones estáticas o cuando los gradientes dinámicos son despreciables. En condiciones de equilibrio estático, las variaciones de presión en función de la profundidad se deben a causas gravitacionales, que expresada en términos de gradiente resultan:

$$\frac{\partial p}{\partial z} = \rho g \quad (\text{Ecuación 2.2})$$

Donde z es la profundidad, ρ es la densidad de fluido y g es la aceleración de gravedad.

Las aplicaciones de las lecturas directas de presión sobre los fluidos de formación son numerosas. Los principales usos se relacionan con:

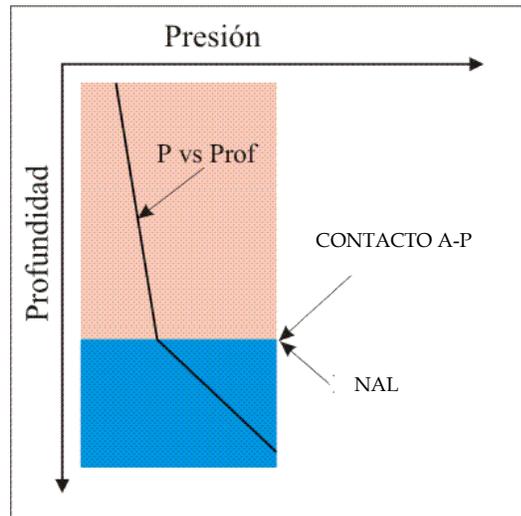


Figura 2.12. Cambio de gradiente de presión característico Agua/Petróleo^[59].

Sin embargo, en la práctica, muchas veces se obtienen lecturas anormales de presión que impiden realizar interpretaciones directas.

2.3.3.1 Prueba de presión RFT ^[59].

La herramienta RFT (Reservoir Formation Tester) está provista de un patín que se aplica contra la pared del pozo a la profundidad seleccionada aislando la columna hidrostática de la formación. Permite obtener una cantidad ilimitada de medidas de presión en una sola bajada, en profundidades diferentes durante la operación a pozo abierto y hasta cuatro medidas en pozo entubado.

Permite además, establecer un índice de permeabilidad en la zona vecina a cada medición y obtener hasta dos muestras de fluido por bajada al pozo, en la misma o en profundidades diferentes.

Hay que tener presente en las mediciones de RFT algunos detalles fundamentales como:

- Los valores registrados pueden presentar ciertas anomalías aparentes en la zona de transición capilar y ciertos contactos entre fluidos.
- En rocas de muy baja permeabilidad o en sistemas marcadamente heterogéneos, todos los fenómenos mencionados pueden alcanzar magnitudes dramáticas, dificultando la tarea interpretativa.

2.3.3.2 Prueba de presión DST ^[53].

Por sus siglas en inglés “Drill Steam Test”, tiene como objetivo evaluar los horizontes prospectivos encontrados en el pozo a medida que se realiza la perforación. Se realizan en pozos exploratorios o de avanzada, aunque también pueden realizarse en pozos de desarrollo para estimación de reservas.

Constituye una completación temporal y permite registrar la presión de fondo y tomar muestra de fluido. Permite determinar propiedades del yacimiento y de los fluidos presentes.

Estas pruebas constan de varias etapas (*figura 2.13*):

- [1] Flujo inicial.
- [2] Restauración de presión inicial.
- [3] Flujo mayor.
- [4] Restauración de presión final.

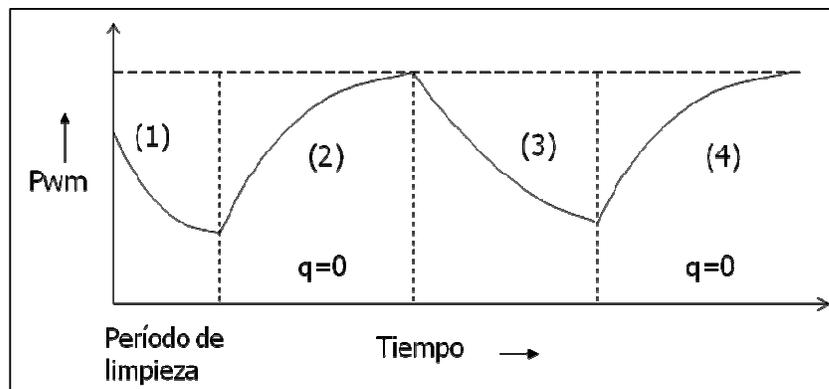


Figura 2.13. Etapas de la Prueba de Presión DST: (1) Flujo Inicial. (2) Restauración Inicial. (3) Flujo Mayor. (4) Restauración Final.^[60]

2.3.4 CLASIFICACIÓN DE RESERVAS DE HIDROCARBUROS

Se presentan a continuación la categoría establecida por el Ministerio de Energía y Petróleo para las reservas de hidrocarburos ^[40]:

2.3.4.1. Reservas probadas

Acumulaciones de hidrocarburos localizadas en áreas y yacimientos conocidos, los cuales pueden ser extraídos con certeza razonable, de acuerdo a la información geológica y de ingeniería, e igualmente bajo condiciones operacionales/económicas ventajosas que estén en línea con las regulaciones gubernamentales prevalecientes. Pueden ser divididas en: reservas desarrolladas (recuperables comercialmente) y las no desarrolladas (que no pueden ser recuperables a través de la condiciones existentes).

2.3.4.2. Reservas Probables

Volúmenes estimados de hidrocarburos, en los cuales la información geológica indica que existe cierto grado de incertidumbre para su recuperación bajo las condiciones operativas existentes. Se puede estimar sus reservas suponiendo condiciones económicas futuras diferentes a las utilizadas para las reservas probadas.

2.3.4.3. Reservas Posibles

Volúmenes estimados de hidrocarburos asociados a acumulaciones conocidas y las cuales según información geológica podrían ser recuperados con cierto grado de incertidumbre, bajo condiciones operacionales prevalentes. Se estiman suponiendo condiciones económicas futuras diferentes a las utilizadas para las reservas probadas.

2.4 EVALUACIÓN PETROFÍSICA

2.4.1 ANÁLISIS DE LAS PROPIEDADES ROCA/FLUIDO

El análisis de las propiedades de la roca y de los fluidos presentes en una unidad de forma vertical o su correlación espacial lateral, puede ser estimado con el modelo petrofísico. Es de gran importancia integrar este estudio con la definición geológica del área representando en gran medida un aspecto substancial en las estimaciones empíricas posteriores.

La revisión de registros y su interpretación, permite considerar cambios en las características de la roca y su extensión como unidades únicas o por separado. Esta información permite generar un modelo integrado de la columna estratigráfica del área en el cual se puede evidenciar zonas arenosas y sus posibles sellos arcillosos.

Los datos deben ser validados con las pruebas de núcleo y análisis geoquímicos para integrar los resultados y generar un esquema de conexión definitivo.

Poder evaluar las características de la roca y los fluidos contenidos en sus espacios porosos, es sin lugar a dudas, la tarea más importante en un análisis de yacimiento. Para tal fin, la integración de los datos petrofísicos es de gran importancia, mucho más en la definición y delimitación de las zonas prospectivas e interconectadas (unidades hidráulicas).

2.4.2 REGISTROS PETROFÍSICOS

2.4.2.1 Registro de Rayo Gamma (GR)

Mide la radioactividad natural de la formación en unidades API, el mismo refleja en condiciones generales y normales el contenido arcilloso de la formación analizada, pues las arcillas y lutitas poseen contenidos radioactivos muy superiores al de las arenas, donde generalmente no se concentran estos elementos, a menos que se encuentren contaminadas en su contenido o el agua saturante. Sin embargo, se puede detectar alta radioactividad en carbonatos y rocas ricas en feldespato ^[8].

Los rayos gamma son impulsos de ondas electromagnéticas de alta energía que son emitidos espontáneamente por algunos elementos radiactivos. El isótopo de potasio (K^{40}), los elementos radiactivos de las series del uranio y torio emiten casi toda la radiación gamma que se encuentra en la tierra ^[8].

El registro es también usado para correlacionar entre pozos a hoyo abierto y revestido e igualmente entre corridas enteras de registros.

La profundidad de investigación es de unas pocas pulgadas, es por ello que se puede asegurar que la herramienta mide normalmente la zona lavada

Algunas de las aplicaciones del registro de rayos gamma son:

- Refleja teóricamente la relación de arcillosidad de la formación analizada.
- Permite definir capas arcillosas cuando el SP no es completamente determinante.

-
- Evaluación cuantitativa de elementos radioactivos presentes en la formación.
 - Usado como elemento de correlación entre pozos y registros a hoyo abierto y con revestimiento.
 - Definición de intervalos de areniscas de interés.

Estimación del Volumen de Arcilla

Para el cálculo de la arcillosidad se puede utilizar la respuesta de este registro aplicando la ecuación 2.3.

$$V_{cl} = (GR_{log} - GR_s) / (GR_{cl} - GR_s) \quad (\text{Ecuación 2.3})$$

Donde:

V_{cl} : índice de arcillosidad (fracción)

GR_{log} : valor del registro de rayos gamma (Unidad API)

GR_s : valor del registro GR para arenas limpias (Unidad API).

GR_{cl} : valor del registro GR para zonas de lutitas (Unidad API).

2.4.2.2 Registro de Resistividad

La resistividad es el grado de dificultad que encuentran los electrones en sus desplazamientos, es decir capacidad de impedir el paso de la corriente eléctrica. Se designa por la letra griega (ρ) y se mide generalmente en ohmios por metro (Ω/m); a veces también en $\Omega m/mm^2$.

Su valor describe el comportamiento de un material frente al paso de la corriente eléctrica, dando una idea las características de conducción del mismo. Un valor alto de resistividad indica que el material es mal conductor mientras que uno bajo indicará que es un buen conductor.

Las mediciones de resistividad son básicas para determinar las saturaciones, en especial las saturaciones en las zonas no invadidas por lodo durante la perforación. Las formaciones porosas contienen en gran medida agua salada, la cual posee baja resistividad generalmente entre 0.1 y 2.0 ohms. Las formaciones que contienen hidrocarburos tienen resistividades altas entre 50 y 1000 ohms, algunas veces superándose este valor.

Los registros de resistividad permiten realizar buenos estimados, pero no deben tomarse como concluyentes y es recomendable compararlos con otro registro, como el de porosidad. Por ejemplo, una roca con muy poca porosidad puede mostrar altas resistividades dada la compactación del material, pero no producirá petróleo o gas.

2.4.2.3. Registro de Potencial Espontáneo (SP)

Este registro se basa en la medición cuantitativa de la diferencia de potencial que surge entre la salinidad del agua de formación y la salinidad o conductividad del lodo de perforación. Es así como a través de este registro es posible determinar zonas permeables e igualmente calcular la resistividad del agua de formación

presente. Este registro es obtenido en milivoltios (mV) y por razones obvias no puede ser corrido en presencia de lodos no conductivos, dado su basamento teórico eléctrico.

El SP puede ser afectado por algunos elementos que pueden hacer difícil su interpretación:

- Que existan otras fuentes de potencial eléctrico no relacionada con el efecto electroquímico, por ejemplo el potencial electrocinético y bimetales. Afortunadamente muchos de ellos son despreciables en la mayoría de los casos.
- El SP sólo puede medir la caída de potencial en el pozo, mas no el potencial electroquímico completo.

En una curva idealizada de SP pueden definirse dos tendencias, tanto en caso de presencia de lutitas, como de arenas. La deflexión ideal que presenta la curva en frente de una formación limpia y gruesa se define como el SP estático (SSP); mientras que, la deflexión en una secuencia arcillosa es definida como el SP pseudoestático (PSP). El SP es siempre menor que el SSP o el PSP y redondeado en los límites entre lutitas y zonas permeables.

2.4.2.4. Registro de Densidad ^[8].

Consiste en una fuente alta de rayos gamma que es aplicada a la formación, dicha radiación pasa a través de la roca y es registrada por un contador o receptor en la herramienta; si la roca es pesada y densa, pocos rayos gamma alcanzarán el receptor. En cambio si la roca es liviana y porosa, muchos rayos gamma llegarán al detector. El número de colisiones está directamente relacionado con el número de electrones de la formación, en consecuencia la respuesta de la herramienta está determinada esencialmente por la densidad de los electrones de la formación.

La densidad de los electrones está relacionada con el volumen de densidad real ρ_b , que a su vez depende del material de la matriz de la roca, la porosidad de la formación y la densidad de los fluidos que llenan los poros de la roca.

El registro de densidad electrónica responde a la densidad de electrones de las formaciones. Para una sustancia que consiste de un sólo elemento, el índice de densidad de los electrones (ρ_e) está relacionado con la densidad total (ρ_b):

$$\rho_e = \rho_b \left(\frac{2Z}{A} \right) \quad (\text{Ecuación 2.4})$$

Donde

ρ_b densidad total real (g/cm^3)

ρ_e densidad de electrones

Z número atómico (número de electrones por átomo)

A peso atómico

Una de las principales aplicaciones del registro de densidad es el obtener la porosidad de la roca. Para una formación limpia con una matriz de densidad conocida, queda definida la siguiente relación:

$$\rho_b = \phi \cdot \rho_f + (1 - \phi) \rho_{ma} \quad (\text{Ecuación 2.5})$$

Donde:

ρ_{ma} : densidad de la matriz (g/cm^3)

Φ : porosidad de la roca (fracción)

ρ_f : densidad del fluido (g/cm^3)

Para fluidos usuales en poros (excepto gas e hidrocarburos ligeros) y para minerales comunes de las matrices de yacimiento, la diferencia entre la densidad aparente (ρ_a) y la densidad total es tan pequeña que no se toma en cuenta. Finalmente, se obtiene la siguiente relación:

$$\phi = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f} \quad (\text{Ecuación 2.6})$$

La porosidad total puede ser corregida por arcillosidad para estimar la porosidad efectiva a través de la siguiente ecuación:

$$\phi_e = \phi_D - V_{sh} * \phi_{dsh} \quad (\text{Ecuación 2.7})$$

Donde:

ϕ_e : porosidad efectiva (fracción).

V_{sh} : volumen de arcilla (fracción).

ϕ_{dsh} : porosidad del registro densidad en la zona arcillosa (fracción).

ϕ_d : porosidad del registro densidad (fracción).

2.4.2.5 Registro Neutrón

Es un tipo de observación de porosidad que mide la cantidad de hidrógenos presentes en los átomos del agua de formación. Los hidrógenos tienen el mayor efecto en detener neutrones y capturarlos, como los mismos se encuentran generalmente en los fluidos de los poros, este registro responde proporcionalmente a la porosidad de la roca. Pero como la matriz y el tipo de fluido tienen ambos un efecto, el mismo debe ser calibrado para presentar lecturas correctas.

La profundidad de investigación puede ser de varias pulgadas, es así como se reconoce que el registro lee mayormente la zona lavada. Cuando hay gas presente en la formación el registro lee baja porosidad y se percibe una gran

diferencia entre los registros de densidad y neutrón, este comportamiento es denominado el *efecto del gas*.

Algunas de las aplicaciones del registro neutrón son ^[8]:

- Determinación de la porosidad de la roca de formación (en conjunto con el registro de densidad, lo cual es recomendado).
- Determinación de zonas gasíferas (en conjunto con otros registros).
- En formaciones arcillosas, la combinación con el registro sísmico es un detector eficiente de gas.
- En combinación de otros registros de porosidad es útil en la interpretación de la litología y de arcillosidad.

2.4.2.6. Registro Sísmico

Representa una medida de soporte u obtención directa de la porosidad. El principio de esta herramienta consiste en calcular la porosidad a través de respuestas de ondas de sonido que son emitidas por una herramienta y posteriormente recibidas por un receptor. Teóricamente, la cantidad de poros de la roca está relacionada directamente con el tiempo de viaje de las ondas de sonido, las cuales serán más grandes en rocas porosas y menores en zonas con poca o muy baja porosidad, puesto que la velocidad del sonido es diferente en cada caso.

El sonido emitido por la herramienta sísmica, choca contra las paredes del pozo, lo cual establece ondas de compresión y de cizallamiento dentro de la formación, ondas de superficie a lo largo de la pared del agujero y ondas dirigidas dentro de la columna de fluido.

La estimación de la porosidad a través del perfil sísmico, se efectúa a través de la siguiente ecuación:

$$\phi_s = \frac{\Delta t - \Delta t_{\text{matrix}}}{\Delta t_{\text{fluid}} - \Delta t_{\text{matrix}}} \quad (\text{Ecuación 2.8})$$

Donde:

ϕ_s : porosidad del perfil sísmico (fracción).

Δt : tiempo de tránsito de la zona a evaluar ($\mu\text{seg}/\text{pie}$).

Δt_{matrix} : tiempo de tránsito de la matriz ($\mu\text{seg}/\text{pie}$).

Δt_{fluido} : tiempo de tránsito del fluido ($\mu\text{seg}/\text{pie}$).

2.5 PARÁMETROS DE PRODUCCIÓN

2.5.1 ANÁLISIS DE LOS PARÁMETROS DE PRODUCCIÓN

Mediante el estudio de estos parámetros, es posible obtener datos en función de la determinación de unidades hidráulicas, mediante las siguientes premisas básicas ^[10]:

- Arenas con curvas similares de producción, es un indicativo de posible conexión hidráulica.
- Yacimientos que presentan situaciones anómalas como, declinaciones de presión mientras los pozos productores del yacimiento permanecen cerrados y yacimientos con aumentos o mantenimientos de presión, sin procesos de inyección y sin acuíferos asociados, son características que podrían indicar la presencia de paquetes hidráulicos.
- Balance de materiales que indiquen comunicación de fluidos entre arenas, a través de sus comportamientos particulares y bajo condiciones análogas.

De igual forma, puede incluirse en este modelo la validación de interconexión a través de pruebas de compatibilidad de los fluidos obtenidos por intervalo producido.

2.5.2 BALANCE DE MATERIALES EN EL ANÁLISIS DE UNIDADES HIDRÁULICAS ^[11].

Es una herramienta de gran importancia en los estudios de yacimiento, usada con aceptación por sus acertadas predicciones en yacimientos con disponibilidad de datos de producción, presión y fluidos de yacimiento (PVT). La misma propone un balance de masa, en el cual interactúan las variables de producción y expansión de los elementos del yacimiento, ocasionados por los cambios de presión que se dan lugar en el mismo.

A través de ésta herramienta se pueden plantear relaciones entre unidades hidráulicas para un yacimiento, por medio de los análisis del comportamiento de producción. Entre las utilidades del análisis de balance de materiales se pueden mencionar:

- Establecer un estimado de las reservas de hidrocarburos disponibles.
- Estimaciones de comportamiento de producción y presión fundamental para definir el factor de recobro sobre elementos de rentabilidad de yacimiento.
- Identificar tendencias propias de producción (ganancia o pérdidas de fluidos), que pueden indicar la posible interconexión entre secuencias.
- El cotejo de la presión de yacimiento.

Términos de la Ecuación de Balance de Materiales.

Los términos de *expansión a condiciones de yacimiento* en unidades de campo son: la expansión del petróleo más su gas originalmente disuelto en solución, la expansión de la capa de gas, la reducción del volumen poroso de hidrocarburo, debido a la expansión del agua connata y la disminución del volumen poroso.

Expansión de la zona de petróleo

$$N(B_t - B_{ti})$$

N: Petróleo Original en Sitio (POES) en Barriles Fiscales (BBLs).

B_t: factor volumétrico total, independiente del número de fases presentes en (bbl/BBLs).

B_{ti}: factor volumétrico total inicial (bbl/BBLs)

Expansión de la zona de gas libre

$$Nm \left(\frac{B_{ti}}{B_{gi}} \right) (B_g - B_{gi})$$

m: tamaño inicial del casquete de gas con respecto al de la zona petrolífera inicial presente, el cual es adimensional.

B_g: factor volumétrico del gas (PCS/bbl)

Donde *Nm* representa el volumen de la capa de gas presente en condiciones iniciales en el yacimiento y B_g la relación de volumen de gas en superficie y en yacimiento (B_{gi} es el factor volumétrico inicial del gas en yacimiento).

El vaciamiento ocurrido en el yacimiento, debido a la producción de hidrocarburos, puede ser expresado por los siguiente términos:

Producción de la zona de petróleo

$$NpBt$$

Np: petróleo producido en Barriles Fiscales (BBLs)

Producción de gas en la zona de gas

$$Np(Rp - Rsi)Bg$$

Rp: relación gas/petróleo acumulada (PCS/BBLs)

Rsi: relación gas en solución/petróleo (PCS/BBLs)

Producción de agua acumulada

$$WpBw$$

Wp: petróleo producido en Barriles Fiscales (BBLs)

Bw: factor volumétrico del agua (bbl/BBLs)

Al igualar los términos de expansión y vaciamiento, se obtiene la Ecuación General de Balance de Materiales:

$$N(Bt - Bti) + \frac{N \cdot m \cdot Bti(Bg - Bgi)}{Bgi} + We = NpBt + Np(Rp - Rsi)Bg + WpBw$$

(Ecuación 2.9)

En donde han sido despreciados los valores de expansión del agua connata y expansión de la roca.

Si se supone estar en presencia de un yacimiento subsaturado, despreciar estos últimos no es posible, pero de igual forma la capa de gas desaparece quedando la siguiente expresión:

$$N \cdot B_{oi} \cdot \Delta p \cdot \left(\frac{C_o \cdot S_o + C_w \cdot S_w + C_f}{S_o} \right) = Np \cdot B_o - W_e + W_p \cdot B_w$$

(Ecuación 2.10)

Donde:

- C_o : compresibilidad del petróleo (lpc^{-1})
- C_w : compresibilidad del agua (lpc^{-1})
- C_f : compresibilidad de la roca (lpc^{-1})
- S_o : saturación de petróleo (fracción)
- S_w : saturación de agua (fracción)
- Δp : cambio de presión en el yacimiento (lpc)

2.5.3 PRODUCCIÓN: TÉRMINOS GENERALES ^[12].

El rol de un ingeniero de producción es maximizar la producción del pozo de una manera efectiva y a bajo costo. La producción envuelve dos conceptos diferentes, pero muy íntimamente relacionados, los cuales son: el yacimiento y las estructuras artificiales. El primero de ellos, es caracterizado por sus propiedades intrínsecas e indicadores de flujo y almacenamiento, mientras el segundo incluye al pozo y las estructuras de producción.

2.5.3.1 Índice de Productividad (IP)

Muestra la capacidad del pozo en trasladar los fluidos hasta la superficie como la razón entre la tasa producida y el diferencial de presión entre el yacimiento y la presión de fondo. La ecuación que define esta relación se presenta en la ecuación 2.11.

$$IP = \frac{q}{P_{yac} - P_{wf}} \quad (\text{Ecuación 2.11})$$

Donde:

q : tasa total de fluido (BPD).

P_{yac} : presión Estática del yacimiento (lpc).

P_{wf} : presión de fondo fluyente (lpc).

Esta ecuación describe las posibilidades de producción dadas las condiciones de pozo. Una de las formas de darle utilidad en campo a esta relación, es sin duda, variar de acuerdo a conveniencia la caída de presión, pues ante el mantenimiento del índice de productibilidad, una caída de presión más acentuada incrementaría directamente la tasa de flujo (q). La misma puede variarse minimizando las

pérdidas de presión entre la tubería de fondo y separación o aplicando métodos de levantamiento artificial.

2.5.3.2 Análisis Nodal

El análisis de los sistemas de producción se engloba dentro del análisis nodal, el cual permite delinear el comportamiento actual y estimar el patrón de producción a futuro de un pozo productor. El análisis nodal tiene como objetivo fundamental mejorar o inclusive incrementar, la eficiencia de producción. El mismo es uno de los medios apropiados para el análisis, diseño y evaluación, tanto de pozos fluyentes e intermitentes, como también de sistemas artificiales de producción.

El estudio nodal del comportamiento de los pozos, evalúa un sistema de producción dividido en tres componentes básicos ^[10]:

- Flujo a través de medios porosos

- Flujo a través de tubería vertical o de producción (T.P.)

- Flujo a través de la tubería horizontal o línea de descarga (L.D.)

Para la predicción del comportamiento en cada uno de los componentes se obtiene la caída de presión en cada uno de ellos, para lo cual se asignan **nodos** en puntos importantes dentro del sistema de producción (*Figura 2.14*), se varían los gastos de producción y empleando un método de cálculo adecuado, es posible calcular la caída de presión entre dos nodos. De esta manera se pueden obtener subsecuentemente todas las caídas de presión dentro del sistema de producción.

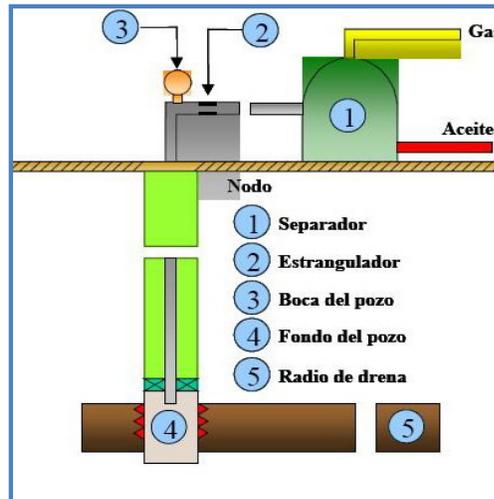


Figura 2.14. Diagrama Esquemático del Análisis Nodal ^[10].

En un sistema de producción se conocen siempre dos presiones, presión del separador (P_{sep}) y la presión estática del yacimiento (P_{yac}). Por lo tanto, teniendo la presión en alguno de estos dos nodos, se pueden determinar las caídas de presión en algún punto intermedio. ^[53]

El sistema de producción posee un gran dinamismo. Los cambios de presión, RGP y corte de agua, pueden ocurrir en cualquiera de sus componentes durante la vida productiva del yacimiento, el cual requiere un análisis inmediato de la situación y actualización del modelo de producción en desarrollo.

2.5.3.3 Curvas Características de Comportamiento de Afluencia (IPR) y Demanda de Fluidos (TPR)

La curva de afluencia (IPR) representa la habilidad que tiene el yacimiento para aportar fluidos a un determinado pozo. Por otro lado, se puede definir de igual manera la curva TPR o demanda de fluidos, la cual representa la habilidad que tiene un pozo conjuntamente con sus líneas de flujo superficiales para extraer los fluidos del yacimiento.

Las curvas de capacidad de producción, son una función de los principales componentes de un sistema, como son: características del yacimiento, mecanismos de producción, línea de descarga, presión en los nodos, producción de fluidos, relación gas-liquido, temperatura, densidades de los fluidos involucrados y forma de perforación de los pozos (vertical, direccional u horizontal).

Una vez que ha sido establecida la relación de estas curvas se puede determinar la tasa óptima de producción al cruzar ambas curvas. La intersección de estas curvas representa la tasa de fluido, que el yacimiento es capaz de aportar y el sistema de levantamiento capaz de levantar hasta la superficie. (Figura 2.15)

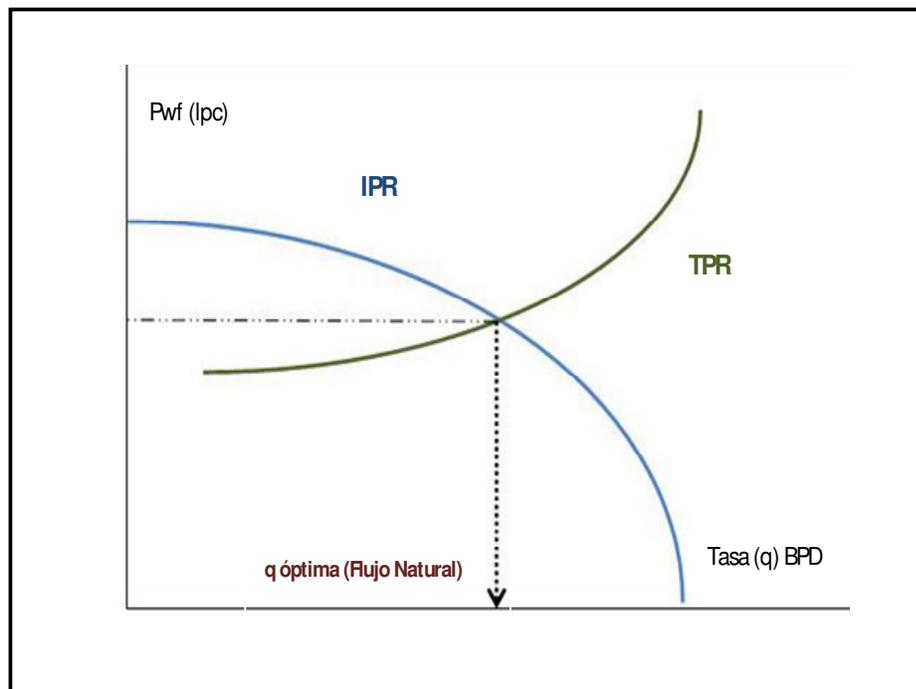


Figura 2.15. Curva IPR contra Curva TPR.

2.5.3.4 Sistema Estratificado de Producción ^[10]

Para explicar el fenómeno de colocar varias zonas en producción, se puede utilizar un diagrama representativo con tres arenas de diferentes permeabilidades y condiciones de presión, separadas por capas impermeables para impedir el flujo vertical entre una arena y otra: Una **Arena 1** con 10mD, otra **Arena 2** con 100mD y la **Arena 3** con 1mD.

En la figura 2.16 se muestran las curvas de IPR esquemáticas de cada una de las arenas en consideración, así como una curva de IPR Compuesta, construida mediante la suma de las capacidades de todas las zonas, la cual debe ser considerada como la máxima capacidad productiva del sistema.

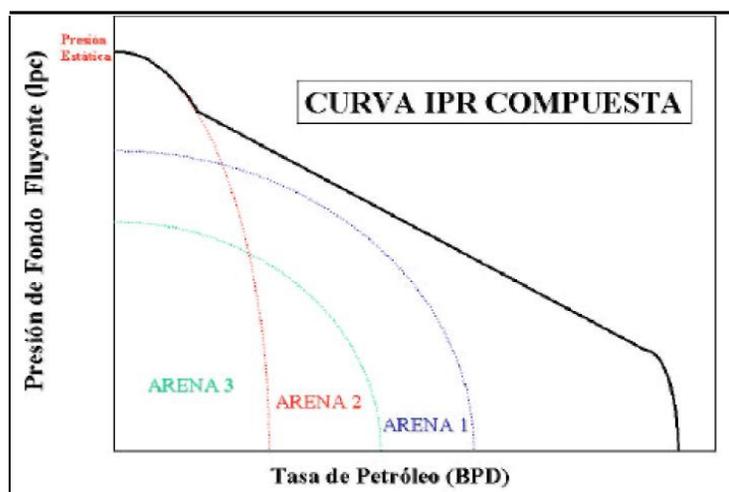


Figura 2.16. Diagrama Esquemático para un sistema estratificado de 3 arenas productoras simultáneas ^[10].

En un caso como el planteado, la producción obtenida provendrá principalmente de la zona intermedia (ARENA 2), por poseer una permeabilidad mucho mayor (100mD) comparada con el resto de las zonas (10mD y 1mD respectivamente).

Esta producción causará una presión fluyente menor a las presiones estáticas de las otras zonas, permitiendo aporte de dichas zonas a la producción del pozo y la no-obtención de flujo cruzado entre los diferentes yacimientos.

2.5.3.5 Producción Conjunta de Yacimientos

La producción conjunta (*Commingled*) es una práctica que permite producir varias zonas prospectivas que no se encuentran, teóricamente en comunicación hidráulica, a través de la misma tubería de producción, la misma tiene como objetivo primordial adicionar en forma subsecuente la productividad de cada una de las zonas de hidrocarburos en función de incrementar la tasa de producción global. Esta técnica es particularmente útil en yacimientos parcialmente agotados, donde la explotación monocapa no es rentable.

Otra aplicación importante se presenta al tener yacimientos con fluidos pertenecientes a un mismo origen, ya que al poseer características homólogas de fluidos no se presentan problemas de incompatibilidad de fluidos, durante la extracción a superficie que pueda mermar la producción.

Estos yacimientos al ser producidos de forma conjunta, presentan un comportamiento de presión y tasas estables entre las zonas prospectivas, permitiendo un control mucho más marcado de la historia de producción.

En cuanto al comportamiento de la curva de producción, es posible caracterizar una curva de afluencia por cada intervalo involucrado, para luego desarrollar una curva resultante denominada IPR compuesta. Esta tiene como objetivo estimar el potencial de producción del pozo, además de prevenir posible flujo cruzado entre los intervalos productivos que no se deseen conectar.

Entre las limitaciones de la producción conjunta de yacimientos se pueden mencionar casos determinados en ^[10]:

-
- Zonas con diferenciales considerables de presión. Esta situación es especialmente peligrosa cuando existen zonas que toman fluidos de otras zonas con facilidad (zonas ladronas o fracturadas).

 - Zonas con marcadas diferencias de producción de gas y corte de agua, con el fin de evitar aumentos en las presiones de fondo fluvente que perjudiquen el proceso de levantamiento de los fluidos.

 - Zonas o yacimientos distantes entre sí. Esto ocasionaría cargas de presión fluvente que aumentarían el peso de la columna de líquido sobre las arenas más profundas, dificultando el levantamiento de los fluidos.

2.5.3.6. Sistemas de Levantamiento

Cuando la producción desde un yacimiento ocurre por la energía natural del mismo, es decir su energía propia es suficiente para impulsar los fluidos desde el yacimiento hasta el pozo y luego a las estaciones de superficie, se denomina **Producción por Flujo Natural**. Por lo general esta producción se logra en campos durante su etapa inicial. En el momento que los pozos no fluyen por su propia fuerza es necesario implementar métodos de levantamiento artificial, que lleven el petróleo del yacimiento hasta la superficie.

Entre estos métodos se encuentran: Bombeo Mecánico, Levantamiento Artificial por Gas, Bombeo Hidráulico, Bombeo Electro-Sumergible, Bombeo Hidráulico Tipo Pistón y Bombeo por Cavidad Progresiva.

2.6 MODELO EMPÍRICO DE INTEGRACIÓN

2.6.1. CORRELACIONES EMPÍRICAS PARA DETERMINAR VARIABLES DE YACIMIENTO Y DEFINIR UNIDADES HIDRÁULICAS

Finalmente se propone el modelo empírico, el cual puede utilizarse para validar cuantitativamente los resultados de los modelos anteriores y presentar diferencias numéricas entre las unidades de yacimiento relacionadas. Se presenta como el análisis cuantitativo a través del uso de correlaciones desarrolladas por los autores, científicos e inclusive el desarrollo de nuevas relaciones aplicables de forma particular.

Este modelo se maneja con datos de entrada (características de la roca, propiedades de los fluidos) y reproduce como datos de salida parámetros que evidencien la presencia de sistemas roca/fluido consistentes o continuos que permitan estimar secuencias hidráulicas diferenciables de extensión vertical y lateral considerable.

Dichos datos de entrada deben ser validados y discriminados de acuerdo a un criterio de evaluación coherente y acorde con el resto de las propiedades presentes.

Uno de los modelos conocidos para la determinación de unidades hidráulicas es el presentado por Amaefule (1993)^[1], como un desarrollo basado en los análisis de Kozeny – Carman (1943)^[1, 20, 21].

El modelo empírico presenta una desventaja evidente, como lo es su aplicabilidad para cada caso particular y la posibilidad de manejar los parámetros de entrada o de salida para obtener el resultado esperado: la caracterización del yacimiento y delimitación espacial de las secuencias hidráulicas.

Es necesario discriminar previamente los datos de roca y yacimiento, según un criterio adaptado al modelo empírico y evaluar la aplicabilidad de distintas correlaciones de saturación, permeabilidad y porosidad, integrándolas para generar los valores fundamentales para el desarrollo del modelo, en nuestro caso el propuesto por Kozeny-Carman-Amaefule ^[1].

2.6.2. CORRELACIONES PARA LA ESTIMACIÓN DE LA PERMEABILIDAD (K) ^[4, 5, 6,13].

En una caracterización de yacimiento, sin duda uno de los parámetros de la roca más difíciles de determinar y aún más de predecir es la permeabilidad (k).

Por décadas, se han hecho muchos esfuerzos por estimar la permeabilidad usando mediciones indirectas. Algunas siguen metodologías estadísticas para encontrar correlaciones entre permeabilidad y otras mediciones adicionales.

La mayoría de las correlaciones altamente reconocidas en la literatura, en los últimos años, como lo son las desarrolladas por Archie (1941), Tixier (1949), Wyllie y Rose (1950) y Timur (1968), evalúan en forma resumida las propiedades de la roca (porosidad, resistividad y saturación de agua) para predecir o estimar la permeabilidad de forma indirecta.

Kozeny y Carman ^[1] relacionan la permeabilidad con porosidad y área de los granos expuestos al flujo. Propusieron que la misma se relacionaba con la porosidad de la siguiente forma:

$$k = \frac{\phi^3}{5 * A_g (1 - \phi)^2} \quad (\text{Ecuación 2.12})$$

Donde A_g es el área superficial expuesta de los granos al flujo por unidad de volumen de material sólido y ϕ es la porosidad del medio.

Quizás la correlación más conocida y utilizada se muestra en la ecuación 2.13, y es la ecuación de Timur ^[6, 7] para areniscas, basada en 155 medidas de diferentes campos en el mundo.

$$k^{1/2} = \frac{100\phi^{2.25}}{S_{wir}} \quad (\text{Ecuación 2.13})$$

Algunas veces, en la práctica la correlación puede ser baja entre los datos medidos y los correlacionados de la ecuación de Timur, es por ello que en algunos casos es variado el valor de potencia 2.25 en relación con otros autores.

Otras correlaciones de interés representan la ecuación 2.14 (Coates, 1981), ecuación 2.15 (Tixier, 1949) y la ecuación 2.16 (Udebugnam, 1988) ^[6, 7], esta última que sólo relaciona la porosidad de la zona, a diferencia del resto de ellas que incluyen además la saturación de agua irreducible.

Coates:

$$k = \sqrt{100 * \frac{\phi^2 (1 - S_{wir})}{S_{wir}}} \quad (\text{Ecuación 2.14})$$

Tixier:

$$k = \sqrt{\frac{250 \cdot \phi^3}{S_{wir}}} \quad (\text{Ecuación 2.15})$$

Udegbumam:

$$\log k = -0.83565 + 13.069\phi \quad (\text{Ecuación 2.16})$$

2.6.3. MODELOS DE PERMEABILIDAD CORREGIDOS ^[61].

En el desarrollo de su análisis teórico de interpretación cuantitativa de registros, Wyllie y Rose ^[61] expandieron las relaciones empíricas propuestas por Tixier en 1948. Dadas las limitaciones del modelo, que dependía en gran medida de la precisión de los registros, diferencias de los contactos y densidades de los fluidos, tal y como se encuentren en el yacimiento. Wyllie y Rose simplificaron su desarrollo basados en ciertas observaciones:

- La tortuosidad (τ) aplicable al flujo de la fase mojante en medio poroso es la misma que afecta la conductividad eléctrica en el mismo medio poroso.
- La S_{wir} es proporcional al área superficial que presentan los granos.
- La mínima S_w registrada en yacimiento es igual o parecida a la S_{wir} .

De esta forma su modelo quedó representado como:

$$k = c \cdot \frac{1}{Pc^2 \cdot F^{(2-\frac{1}{m})} \cdot S_w} \quad (\text{Ecuación 2.17})$$

Donde:

K: permeabilidad de la roca (mD)

Pc: presión capilar (lpc)

c: constante de proporcionalidad (lpc² * mD)

F: factor de formación (adimensional)

m: constante de cementación (adimensional)

Sw: saturación de agua presente (fracción)

Para posteriormente llegar a la siguiente expresión mediante pruebas e introduciendo en el parámetro C' correcciones por presión capilar y densidades de forma más generalizada:

$$k^{1/2} = \frac{c \cdot \phi}{S_{wir}} + C' \quad (\text{Ecuación 2.18})$$

Donde C' es un factor de corrección por presión capilar y densidad de fluidos presentes.

Estudios posteriores a éste, como los de Timur (1961) y Coates (1981) proveen estimaciones de permeabilidad para arenas limpias, arcillosas y otras rocas saturadas con hidrocarburos, pero siempre a saturación de agua irreducible (S_{wir})^[9].

Los estudios de Timur y Coates se basaron en las observaciones empíricas propuestas por Wyllie y Rose, presentando resultados similares y posteriormente, incluidos en la ecuación de Timur (Ecuación 2.13) y Coates (ecuación 2.14) respectivamente, sólo válidas a saturación de agua irreducible (S_{wir}).

Para ser congruente en el análisis de Wyllie y Rose, se presenta para ambas un factor de corrección relacionado con la densidad de los fluidos ^[61].

Si el fluido saturante es hidrocarburo no mediano, se propone un factor de corrección basado no solo en la densidad del petróleo, sino también en la del agua (ρ_w, ρ_o) junto con la elevación (h) sobre el nivel de agua libre (NAL). Este factor propuesto, debe ser aplicado a la $S_{w_{ir}}$ y depende de la presión capilar ^[61].

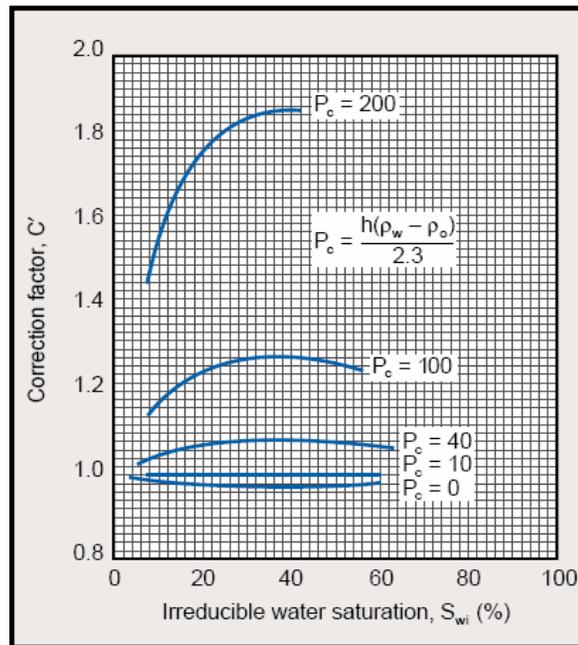


Figura 2.17. Factor de Corrección propuesto sobre las ecuaciones de Timur y Coates ^[61].

2.6.4. ESTIMACIÓN DE LA SATURACIÓN DE AGUA (S_w) ^[36].

Una vez realizadas las pruebas de producción en un pozo, y obtenido como resultado tasas de petróleo aceptables, la siguiente inquietud que surge es si la misma será sostenible. Aún cuando se producen hidrocarburos, se podría estar en presencia de altas saturaciones de agua con producción de hidrocarburos libre de agua ó bajas saturaciones de agua en yacimiento, pero altos cortes de agua reflejados en la producción.

Sin duda alguna en este momento debe entrar en juego otro parámetro de gran importancia como lo es la saturación de agua irreducible ($S_{w_{ir}}$). Cuando se combinan los datos disponibles de porosidad (Φ), obtenidos generalmente de los registros de densidad, neutrón y sónico; unidos con los valores estimados de saturación de agua S_w (Archie, gráfico Pickett y Simandoux) se obtiene, sin duda, una clara tendencia de los valores de la fracción del agua inmóvil en yacimiento.

2.6.4.1. MODELO DE PICKETT PARA LA ESTIMACIÓN DE LA SATURACIÓN DE AGUA EN YACIMIENTO ^[2].

Las gráficas de Pickett son ampliamente reconocidas por su utilidad en la interpretación de registros. En el método de Pickett, un índice de resistividad (I) y la saturación de agua son calculadas de una gráfica log-log de porosidad y resistividad verdadera.

Este análisis ha sido extendido continuamente para incluir nuevos procedimientos y esquemas de resolución en función de los parámetros presentes y relacionados directa e indirectamente con el modelo.

La correlación de Pickett es presentada principalmente para obtener la saturación de agua (S_w) y la resistividad del agua de formación. Determinar las saturaciones de fluidos es una de las principales funciones de los petrofísicos.

A pesar de que esta es una tarea enfrentada diariamente en la evaluación petrofísica, todavía representa un reto técnico, sobre todo porque es la saturación de hidrocarburos el verdadero interés para los ingenieros. Sin embargo, con algunas excepciones, el problema se resuelve con la determinación de la saturación de agua, algunas veces definida utilizando las ecuaciones 2.19, 2.20 y 2.21.

$$S_w = I^{-1/n} \quad (\text{Ecuación 2.19})$$

$$I = \frac{R_t}{FR_w} = \frac{R_t}{R_o} \quad (\text{Ecuación 2.20})$$

$$F = \phi^{-m} \quad (\text{Ecuación 2.21})$$

Donde:

S_w : saturación de agua en fracción (fracción)

I : índice de resistividad (adimensional)

n : exponente de saturación (adimensional)

R_t : resistividad verdadera de la formación (ohm-m)

R_w : resistividad del agua de formación (ohm-m)

R_o : resistividad de una arena con $S_w=100\%$ (ohm-m)

F : factor de formación (adimensional)

Φ : porosidad de la roca (fracción)

m : exponente de cementación (adimensional)

En función de obtener la S_w la secuencia de pasos propuestos es la siguiente:

- Obtener la porosidad de pruebas de núcleo o registros de porosidad (sónico, neutrón y densidad).
- Calcular el factor de formación (F), usando un valor estimado de “ m ” o uno obtenido de pruebas de laboratorio o medidas de resistividad en intervalos saturados 100% de salmuera.
- Calcular el índice de resistividad (I) usando la resistividad verdadera obtenida de un registro o una herramienta confiable; y la R_w obtenida de una muestra de agua de la formación, otro pozo cercano u obtenido del registro de SP debidamente calibrado.

- Utilizar la ecuación 2.19 para estimar la S_w .

Otro método para estimar el índice de resistividad consiste en realizar una gráfica log-log de la resistividad aparente contra la porosidad. Manejando las ecuaciones ecuaciones 2.19, 2.20 y 2.21 se obtiene:

$$\log R_t = -m \log \phi + \log R_w + \log I \quad (\text{Ecuación 2.22})$$

La ecuación 2.22 muestra que una gráfica log-log de R_t contra porosidad (Φ) mostrará un línea recta de pendiente “m” para zonas con resistividad e índice de resistividad constante. Se podrá verificar por tal que para una serie de datos, se alinearán una serie de puntos alrededor de la $S_w=100\%$.

Igualmente queda implícito que no es necesario conocer la R_w o “m” para estimar la saturación de agua. De hecho, ellos quedan definidos, respectivamente, por extrapolación de la recta a 100% de porosidad (*figura 2.18*).

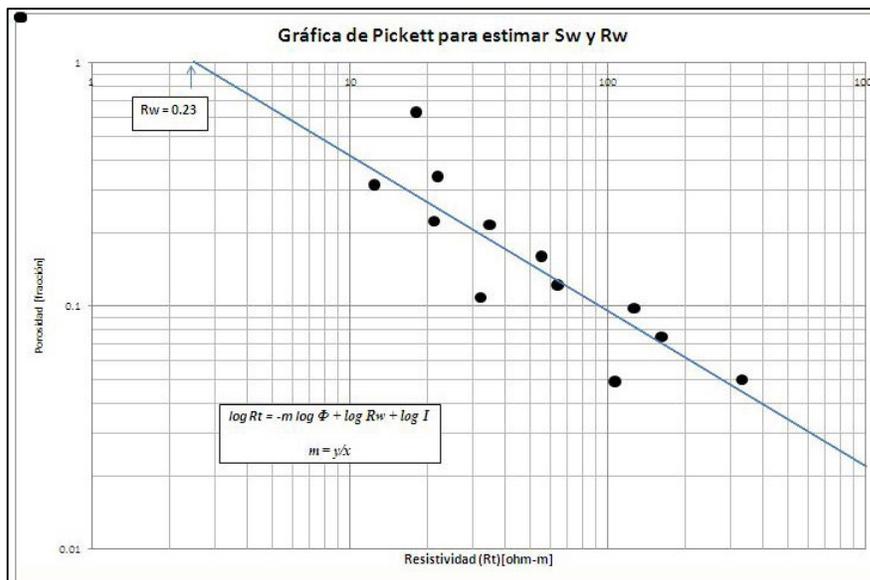


Figura 2.18. Método de Pickett para obtener la R_w y S_w

2.6.4.2. MODELO DE BUCKLESS (1965) PARA ESTIMAR LA SATURACIÓN DE AGUA IRREDUCIBLE ($S_{w_{ir}}$)^[3, 4, 43].

El modelo de Buckless (1965) fue presentado inicialmente como una extensión del desarrollo de Pickett y posteriormente aceptado como una aproximación acertada de diferenciación del tipo de roca y relación de la saturación y porosidad.

Buckles realizó un extenso análisis numérico de mediciones de yacimiento y concluyó en una función hiperbólica de la forma:

$$c = \phi \cdot S_w \quad (\text{Ecuación 2.23})$$

Donde “c” es un parámetro de tendencia, Φ es la porosidad y S_w la saturación de agua medida. Esta relación representa una excelente aproximación de primer orden a datos reales, comprobado por el autor^[3]. Esta relación establece el producto de porosidad y saturación de agua como una constante.

De la misma forma Buckless, afirma que si se grafica la porosidad contra la saturación, en caso de que la saturación sea la saturación de agua irreducible ($S_{w_{ir}}$), los puntos en la gráfica deberían acoplarse a una tendencia de la forma hiperbólica mostrada en la figura 2.19 representando la tendencia de menor factor “c”.

De igual manera se intuye que puntos a mayor saturación de agua ($S_w > S_{w_{ir}}$) deberían ubicarse por encima de los anteriores y, como es de esperarse, aquellos con S_w cercanos a la unidad deberán caer a la derecha del gráfico.

En la figura 2.19 se muestra la tendencia en una serie de datos analizados para el área, en arenas relativamente limpias o con muy baja arcillosidad. En la misma se presenta la serie de valores (en negro) ajustados a la tendencia de $c=0.10$, lo cual hace intuir que éstos se encuentran a Sw_{ir} (figura 2.19).

Los valores ubicados más arriba (en verde) sugieren la presencia de agua móvil en la zona, por tal se esperaría una producción de agua superior en estos intervalos. Y finalmente las regiones a $Sw=1.0$ (en azul) de las que no se espera más que producción total de agua.

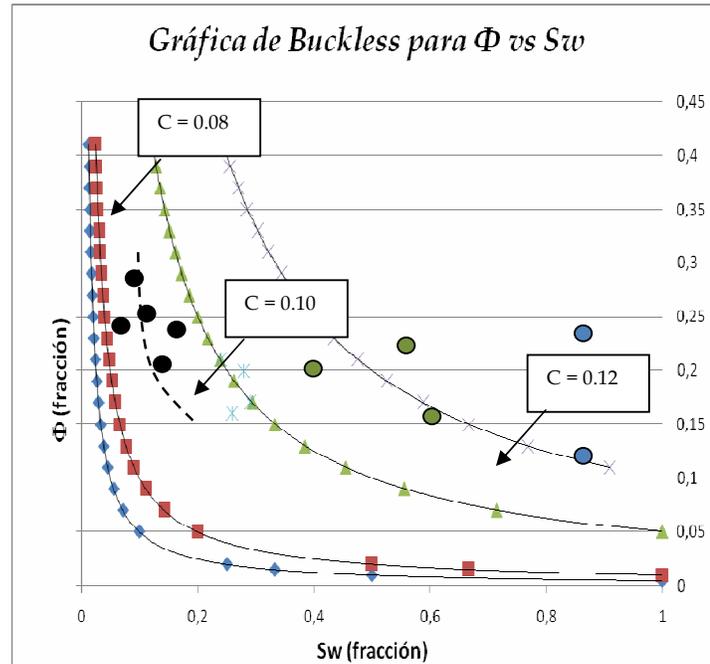


Figura 2.19. Gráfica de Buckless. Pozo BYK-10

Bajos valores de “c” indican los mayores tamaños de grano pues el agua migra mucho más fácilmente entre los poros, ya que se dispondrían de iguales saturaciones de agua a menores valores de porosidad. De esta misma manera, se entiende que altos valores de “c” se relacionan a valores de grano fino, como consecuencia directa de la influencia de la superficie interna de los poros.

En la figura 2.20 se observa una tendencia real entre la porosidad y la S_w para un pozo, identificándose la menor tendencia “c” igual a 0.10 la cual indica la presencia de los granos más grandes.

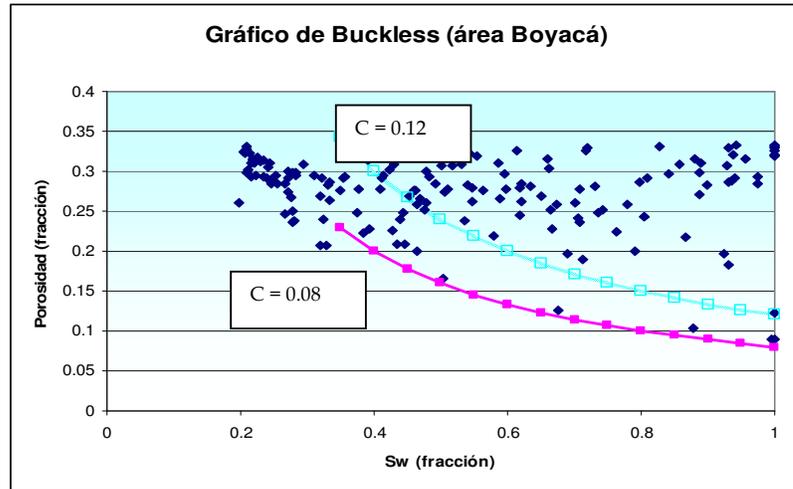


Figura 2.20. Gráfico de Buckless Pozo BYK-10

Una forma un poco menos común de la gráfica de Buckless es la desarrollada en escala logarítmica; en la cual la ventaja más importante es que las curvas hiperbólicas se convierten en líneas rectas (figura 2.21).

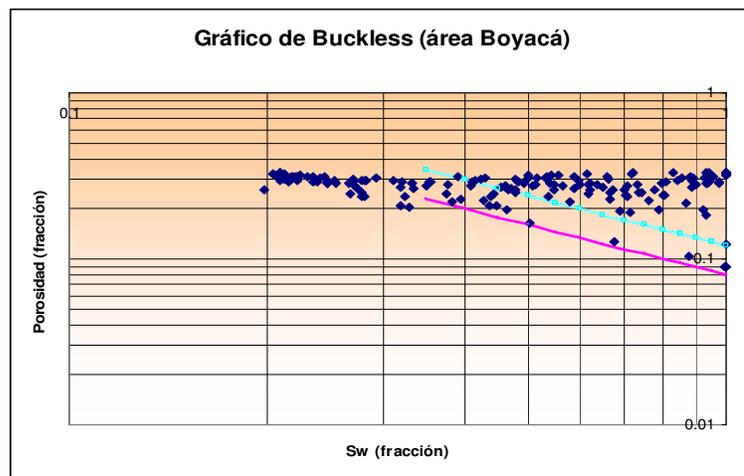


Figura 2.21. Gráfico de Buckless Log-Log. Pozo BYK-10

2.6.5. MODELO DE AMAEFULE PARA LA CARACTERIZACIÓN DE UNIDADES HIDRÁULICAS ^[1, 16, 20, 21].

Las unidades hidráulicas son controladas por las características geológicas y petrofísicas del yacimiento en conjunto, pues a pesar de que las mismas están relacionadas con las facies geológicas, no necesariamente coinciden con sus límites. Es por ello que se puede asegurar que las unidades hidráulicas, están condicionadas por las propiedades que controlan al flujo de fluidos en yacimiento y un componente geológico, estas propiedades son fundamentalmente a nivel micro, las características de los poros (tamaño y geometría, las cuales son definidas por la mineralogía y textura de la roca) y a nivel macro, las estructuras sedimentarias (laminaciones y estratificaciones).

Las propiedades petrofísicas, que afectan la distribución de unidades hidráulicas, son generalmente controladas por tanto procesos deposicionales (tamaño de grano y escogimiento) como diagenéticos (tipo y cantidad de matriz, grano y cemento).

El estudio de sistemas interconectados se ve fuertemente influenciado por los problemas comunes de predicción de permeabilidad en pozos con registros pero sin núcleos.

Un gran número de investigadores han obtenido correlaciones para relacionar las propiedades de la roca, pero quizás Kozeny - Carman han sido generalmente los acreditados con las primeras ideas fundamentales relacionadas con la interdependencia entre la porosidad y la permeabilidad, cuando introducen su trabajo de investigación, que plantea las bases teóricas de la dependencia de la permeabilidad en forma directa, con la estructura del poro mediante la expresión mostrada en la ecuación 2.24.

$$k = \frac{\phi_e^3}{(1 - \phi_e)^2} \left(\frac{1}{F_s \tau^2 S_{gv}^2} \right) \quad (\text{Ecuación 2.24})$$

Donde:

La permeabilidad está dada en micrómetro cuadrado, ϕ_e es la porosidad efectiva en fracción del volumen bruto de la roca, F_s es un factor de forma (asumido como 2 para un arreglo circular), τ es la tortuosidad y S_{gv} es el área por unidad de volumen de grano.

Convirtiendo la permeabilidad (k) a milidarcies e introduciendo el término de porosidad normalizada, ϕ_z (ecuación 2.25) y la calidad de la roca, RQI (ecuación 2.26), se obtiene la ecuación 2.27.

$$\phi_z = \left(\frac{\phi_e}{1 - \phi_e} \right) \quad (\text{Ecuación 2.25})$$

$$RQI(\mu m) = 0.0314 \sqrt{\frac{k(md)}{\phi_e}} \quad (\text{Ecuación 2.26})$$

$$FZI(\mu m) = \left(\frac{1}{\sqrt{F_s \tau \cdot S_{gv}}} \right) = \frac{RQI}{\phi_z} \quad (\text{Ecuación 2.27})$$

Alcanzando finalmente la siguiente relación, sustituyendo de la ecuación principal de Kozeny-Carman:

$$\log RQI = \log \phi_z + \log FZI \quad (\text{Ecuación 2.28})$$

Donde **RQI** es el indicador de calidad de yacimiento (*Reservoir Quality Index*) y ϕ_z es la porosidad de grupo normalizada.

Por otro lado, el **FZI** se define como el indicador de flujo zonal (*Flow Zone Indicator*), el cual relaciona las propiedades texturales del modelo deposicional y geometría del sistema de poro.

El valor constante FZI puede ser determinado de la intersección con el valor de $\phi_z = 1$ para cada unidad supuesta del modelo, en una gráfica RQI contra Φ_z .

Cada unidad de flujo conectada tendrá un único valor “verdadero” de FZI, indicador de flujo que caracteriza el tipo de roca en particular, sin embargo, los valores de FZI en la práctica se ubicarán alrededor de este valor verdadero, debido a errores experimentales. Más allá de los datos obtenidos, cada unidad hidráulica debe distribuirse correspondientemente de acuerdo a una distribución normal, con sus correspondientes valores de FZI cercanos al “verdadero”.

La ecuación 2.28 representa una línea recta de la forma: $y = mx + c$ en la cual “y”, es una función de la permeabilidad y “x” es una función de la porosidad. La pendiente “m” y constante “c” son funciones del tipo de roca.

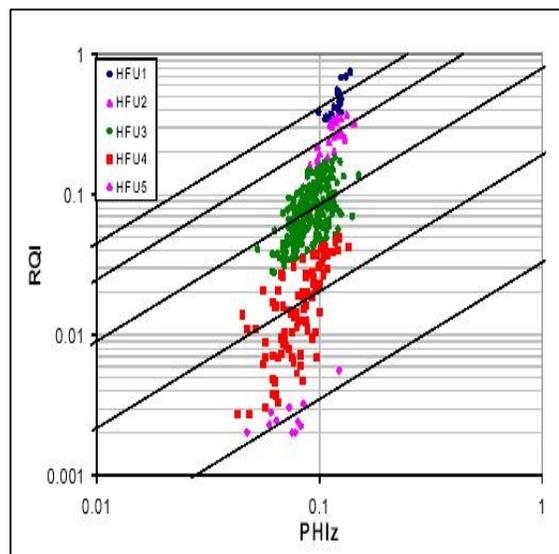


Figura 2.22. Gráfica resultado modelo de Amaefule (yacimiento clástico) [20].

Esta relación indica que para una unidad hidráulicamente conectada y con características similares al flujo, una gráfica log-log de RQI (índice de calidad de campo) versus la porosidad normalizada (ϕz) debe resultar en una línea recta para cada unidad respectiva (figura 2.22).

Así mismo, el intercepto de la línea en $\phi z = 1$, denominado como FZI (indicador de flujo en una zona), es un parámetro único para cada unidad hidráulica.

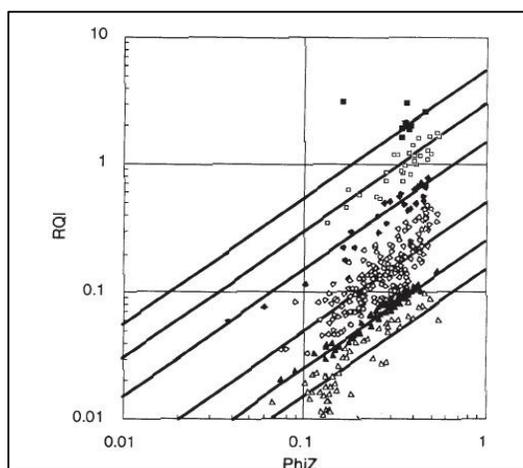


Figura 2.23. Gráfica resultado modelo de Amaefule (yacimiento carbonático)^[1].

Las muestras acopladas correlacionadas en una línea recta como una unidad, presentarán un coeficiente FZI y por ende mostrarán parecidos atributos de poro, constituyendo una unidad hidráulica (figura 2.23).

SIGNIFICADO GEOLÓGICO DEL INDICADOR FZI

Un sin número de técnicas estadísticas basadas únicamente en variaciones de la permeabilidad han sido utilizadas para clasificar los yacimientos, el problema con estas aproximaciones puramente empíricas es que ignoran los atributos geológicos que controlan la zonificación de los estratos.

El FZI es un parámetro que incorpora las características geológicas texturales y mineralógicas en la discriminación de las diferentes facies o unidades hidráulicas. Algunos investigadores ya han demostrado la excelente correlación entre parámetros de presión capilar, área superficial de los granos, peso de los granos y el indicador FZI ^[1, 16, 20, 21].

2.6.6. DIAGRAMA DE PULSO PARA CARACTERIZACIÓN DE UNIDADES HIDRÁULICAS

Con el fin de determinar la presencia de Unidades Hidráulicas, uno de los métodos determinísticos que puede ser aplicado es el diagrama de pulso ponderado.

El diagrama de pulso es desarrollado evaluando el grado de aporte de los modelos de yacimiento y geología, generando una representación cuantitativa evaluando las probabilidades de interconexión entre pares de secuencias, a través de la calificación ponderada de las principales variables que forman parte en la descripción estratigráfica - estructural del yacimiento y su comunicación hidráulica.

Para su implementación se seleccionan los elementos determinantes del modelo de Unidades Hidráulicas (Estratigrafía, Estructura, Yacimiento, Producción) y los mismos son evaluados en pares de intervalos prospectivos, asignándosele valores dentro de una escala previamente determinada.

De esta forma al graficar en un sistema de coordenadas, colocando en las abscisas cada una de las variables de yacimiento y en las ordenadas el número asignado de acuerdo a la evaluación derivada de dicho parámetro, tanto como si se verifica la interconexión, como si se descarta (por ejemplo de 0 a 10, donde en “0” se descarta y “10” se verifica), se obtendría un esquema gráfico simplificado de verificación de conexión entre los paquetes de arena presentes en el área.

A continuación se muestra un ejemplo de un análisis como el descrito anteriormente, en el cual se analizan 2 unidades entre 2 pozos: Unidad U2 y Unidad U4.

Tabla 2.3 Datos de entrada para evaluación de 2 unidades en un Diagrama de Pulso.

Parámetro	Evaluación U2	Evaluación U4
Geología (1)	3	4
Yacimiento (2)	5	8
Producción (3)	4	7

En la unidad U2, el modelo geológico no valida la existencia de interconexión entre los intervalos de los pozos al asignársele un valor de 3. Por otro lado, los modelos de producción y yacimiento con valores de 4 y 5 respectivamente se ubican dentro de un rango “regular”.

En la unidad U4, el modelo geológico es levemente mejor que en el análisis anterior en la correlación de conexión, mientras los modelos de producción y yacimiento despuntan como buenos indicadores de conectividad, por lo cual la correlación global es “buena”.

A continuación se muestran ambos diagramas en la misma gráfica de forma comparativa.

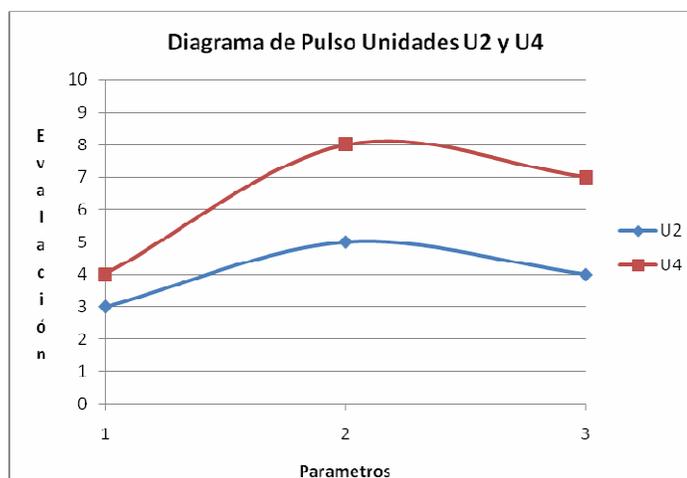


Figura 2.24. Gráfica ejemplo de pulso

Cabe destacar que los 3 elementos tomados en cuenta para la validación a través del diagrama fueron ponderados de igual forma, factor que puede ser variado de acuerdo al ajuste del modelo, incertidumbre en los datos y efecto de cada elemento sobre el modelo global.

De igual forma, pueden ser evaluados más de 3 parámetros para el diagrama de pulso de un sistema en particular, la cantidad de los mismos estará asociada a la información disponible y la incertidumbre ligada a ellos.

CAPÍTULO III: DESCRIPCIÓN DEL ÁREA Y ESTUDIOS PREVIOS

3.1 UBICACIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO

3.1.1 BOYACÁ, FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO

La Faja Petrolífera del Orinoco se encuentra subdividida por motivos operacionales y de estudio en cuatro grandes áreas: Boyacá, Junín, Ayacucho y Carabobo (*Figura 3.1*).

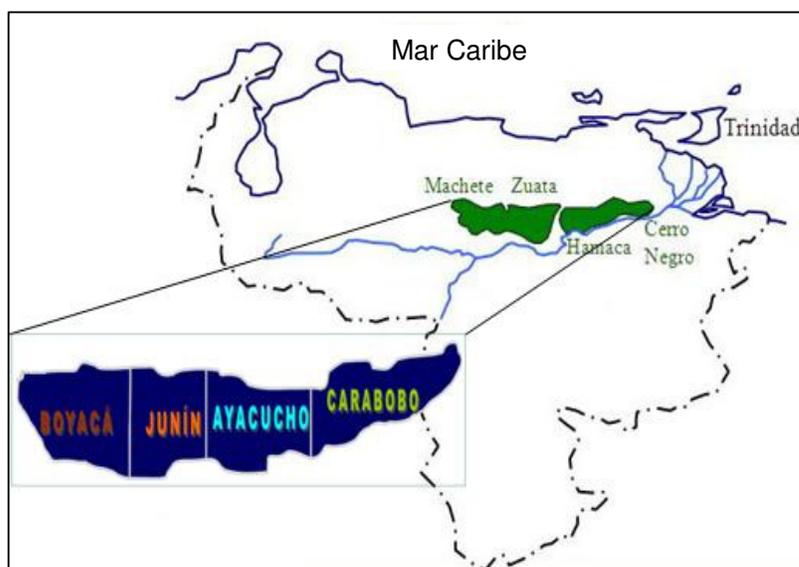


Figura 3.1. División de la Faja Petrolífera del Orinoco: Boyacá, Junín, Ayacucho y Carabobo, anteriormente conocidas como: Machete, Zuata, Hamaca y Cerro Negro respectivamente ^[41].

El área asignada se ubica al noreste de **Boyacá**, antiguamente denominada Machete. Boyacá se localiza en la zona más occidental de la Faja Petrolífera del Orinoco, pertenece exclusivamente al estado Guárico, con una extensión superficial superior a los 23.000 Km², de los cuales 5.000 Km² (mayormente prospectivos) fueron divididos en 6 bloques para la primera parte del proyecto de cuantificación (*Figura 3.2*).

El área de Boyacá cuenta específicamente en el dentro de los 6 bloques con 31 pozos perforados e inactivos en la actualidad. Todos los bloques poseen pozos perforados de tipo exploratorio en condición actual de abandono, con tapones de cemento y en algunos casos completados para realizar pruebas de producción en frío y estimulación de vapor.

La zona Noreste del área de Boyacá comprende los bloques 1, 2 y 5 en sus zonas más orientales y cuenta con 11 pozos, tomados como ejes de partida para la estructuración del estudio de interconexión presente(*Figura 3.3*).

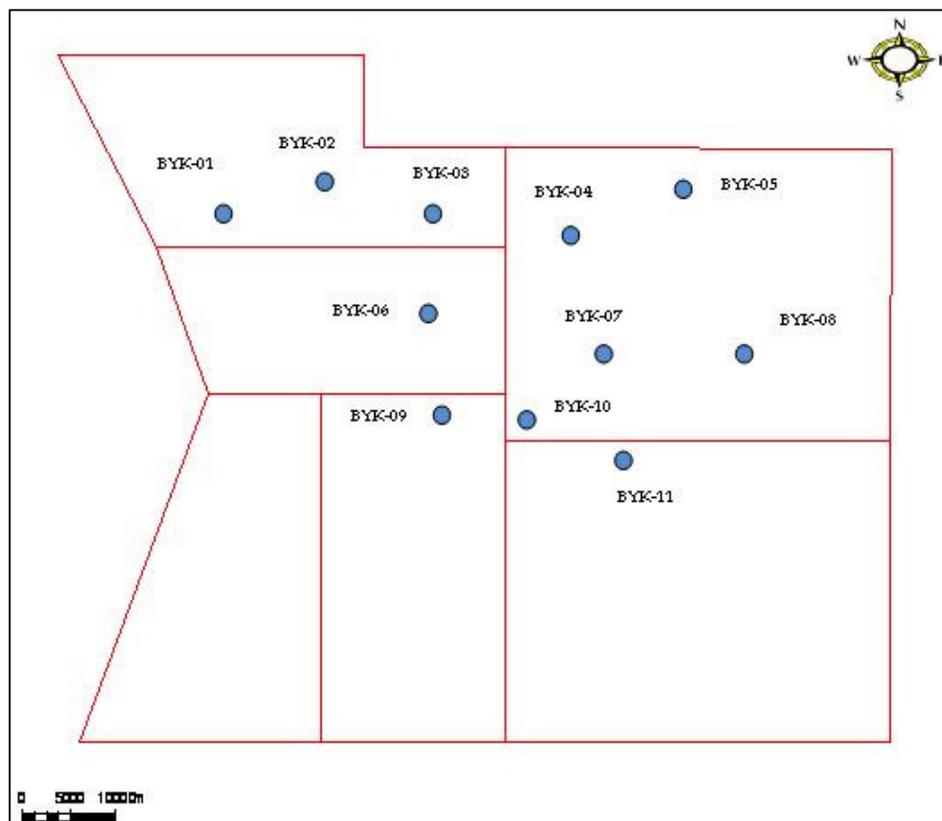


Figura 3.3 Pozos localizados en el Área de Estudio al Noreste del Bloque de Boyacá.

3.1.2 ÁREA DE BOYACÁ: FORMACIONES PRESENTES

3.1.2.1. Formación Chaguaramas ^[62].



Figura 3.4. Extensión de la Formación Chaguaramas.

Localidad tipo: se define como área tipo, las cercanías del pueblo de Chaguaramas, en Guárico Central (figura 3.4).

Descripción litológica: se describe como una alternancia irregular de arenas, lutitas y lignitos, con arcillas y conglomerados de guijarros arcillosos.

La misma ha sido dividida en tres intervalos principales. Fácilmente reconocible en la sección de referencia el intervalo inferior, muestra una parte basal predominantemente lutítica, con escasos desarrollos de arena de base abrupta, típica de una sedimentación de alta energía (barras costeras); el intervalo medio, representa un cuello lutítico de extensión semiregional interpretado como una pequeña pulsación transgresiva del mar, dentro del ambiente regresivo de la formación. El superior con intercalaciones lutíticas más acentuadas.

Extensión geográfica: comprende las rocas de la región de Las Mercedes. Se cree indirectamente que la Formación Chaguaramas se restringe arbitrariamente al sur de una línea este-oeste a través de los pueblos de Zaraza y Chaguaramas,

hacia el este hasta el área de Santa Ana y hacia el oeste hasta el contacto, con orientación nor-noreste/sur-suroeste, con la Formación Quebradón en el flanco sur del Anticlinal El Placer. Destacándose la presencia de la Formación Chaguaramas, en las áreas de Zuata (Junín) y Machete (Boyacá), Faja Petrolífera del Orinoco.

Contactos: es concordante y transicional sobre la Formación Roblecito. Su porción superior ha sido erosionada, excepto en el extremo oriental, donde descansa con leve discordancia por debajo de las lutitas de la Formación Freites.

Correlación: se destaca que la formación pasa por una transición lateral directa y gradual a las formaciones Naricual, Quebradón-Capiricual y Quiamare hacia el norte y noreste, y a las formaciones Merecure y Oficina, hacia el este.

3.1.2.2. Formación Roblecito ^[62].



Figura 3.5. Extensión de la Formación Roblecito.

Localidad tipo: aunque no se ha señalado sección tipo para la formación, se asume que la secuencia La Pascua -Roblecito - Chaguaramas fue subdividida en el Campo Las Mercedes en 1941 (figura 3.5).

Descripción litológica: se ha descrito a la formación como la continuación de la depositación iniciada por la Formación La Pascua y predominantemente una unidad de lutita marina que es transicional con las areniscas transgresivas de La Pascua y gradacional hacia arriba con las areniscas y lutitas menos marinas de la Formación Chaguaramas.

En el subsuelo, la formación consiste en lutitas gris a gris oscuro, medianamente duras, comúnmente limosas, no-calcáreas, frecuentemente glauconíticas y microfósilíferas. Las lutitas contienen láminas y manchas de yeso. Las lutitas limpias alternan con numerosas capas delgadas de arcilita siderítica marrón y densa.

Extensión geográfica: la formación está presente en el subsuelo sobre la mayor parte de la cuenca central. Desaparece por acuñamiento estratigráfico hacia el sur contra el Alto de Monasterios, prominencia del Arco de El Baúl en el área de Machete (Boyacá). Al este y sureste, desaparece por acuñamiento estratigráfico contra el Arco de Anaco e igualmente desaparece hacia el oeste por levantamiento y erosión contra el Arco del Baúl.

Contactos: El contacto La Pascua-Roblecito es transicional, tanto horizontal como verticalmente y en algunos pozos, las lutitas reemplazan totalmente a las areniscas de La Pascua. Igualmente, el contacto de Roblecito con Chaguaramas, en el subsuelo, es transicional sobre un intervalo relativamente corto, en el afloramiento.

3.1.2.3. Formación La Pascua ^[62].



Figura 3.6. Formación La Pascua.

Localidad Tipo: área de Las Mercedes, Edo Guárico (fig. 3.6).

Descripción litológica: constituye un clástico basal asociado con la transgresión marina sobre una amplia extensión del norte de Venezuela durante el Eoceno Tardío-Oligoceno.

Esta secuencia ha sido descrita como areniscas y lutitas oscuras con algunos lignitos, que gradan hacia el norte y oeste a lutitas de la facies Roblecito.

Las lutitas son de color gris a negro, masivas a finamente laminadas, localmente calcáreas, con algunos granos de pirita y laminas de lignito. Contienen foraminíferos, moluscos e impresiones de plantas.

Extensión geográfica: se reconoce en la mayor parte de Guárico oriental y septentrional; inmediatamente al sur del piedemonte, se reemplaza por las lutitas de Roblecito. Hacia el sureste, las areniscas de La Pascua se confunden con las facies arenosas de Roblecito en el acuñaamiento estratigráfico del flanco norte del Alto Monasterios, prominencia local en la cresta del Arco El Baúl.

Hacia el este, la formación también se acuña estratigráficamente, junto con Roblecito, hacia el Arco de Anaco. Hacia el oeste, se acuña erosionalmente contra el Arco de El Baúl. Sin embargo, se ha reconocido solamente un afloramiento, a unos 37 km al norte del pueblo de El Baúl, debido a que el área de erosión está cubierta por aluviones recientes.

Contactos: la formación descansa con discordancia angular sobre estratos cretácicos o pre-cretácicos, aplanados según el área. Su contacto con la suprayacente Formación Roblecito es transicional en sentido vertical y horizontal.

Correlación: se correlaciona lateral y verticalmente con las lutitas de Roblecito, con la Formación Los Jabillos del norte de Monagas, cronológicamente con las formaciones Cerro Misión de la cuenca de Falcón, Carbonera de la cuenca de Maracaibo y sus equivalentes en la cuenca de Los Llanos y Apure ("Mirador" y Guafita).

3.1.2.4. Formación Tigre ^[62].



Figura 3.7. Formación Tigre.

Localidad Tipo: Monagas y Anzoátegui meridional (figura 3.7).

Descripción litológica: la formación es una secuencia variable, irregularmente estratificada, de areniscas y limolitas de grano fino, pulverizables y espesas.

La presencia en forma persistente en la región de Guárico de un nivel de calizas ha dado lugar a una división de la formación en tres miembros:

Miembro La Cruz (inferior), constituido por un miembro inferior de areniscas lenticulares, caoliníticas, de grano grueso, con intercalaciones menores de lutita negra, carbonosa y fosilífera; y un miembro superior que se inicia con una lutita negra fosilífera y continúa con areniscas de grano fino, calcáreas y glauconíticas que presentan intercalaciones delgadas de lutita.

El **Miembro Infante** (medio) constituido por una caliza densa, compacta y fosilífera, de color gris, localmente glauconítica. Hacia el sur y noroeste se va haciendo más arenoso hasta convertirse en areniscas que no se pueden diferenciar de los miembros infrayacentes y suprayacentes.

El **Miembro Guavinita**, constituido por un intervalo basal lutítico de unos 15 m de espesor, seguido de intercalaciones de areniscas, lutitas, margas, calizas

delgadas y cherts (ftanitas) negras, todas con restos de peces y/o nódulos fosfáticos, con un espesor de unos 30 m.

Extensión geográfica: subsuelo en el sur, centro y parte del norte de los estados, Monagas, Anzoátegui y Guárico.

Contactos: su contacto inferior es secuencial y transicional sobre los sedimentos continentales de la Formación Canoa. Su contacto superior es discordante, de carácter erosional, por debajo de las formaciones La Pascua o Merecure, según la región de estudio.

Correlación: una correlación cronoestratigráfica permite establecer equivalencia entre las formaciones Querecual y San Antonio con los miembros La Cruz, Infante y parte basal del Miembro Guavinita de la Formación Tigre. La parte superior de la Formación San Antonio y la Formación San Juan se consideran parcialmente equivalentes de la parte superior del Miembro Guavinita de la Formación Tigre.

3.1.2.5. Formación Ipire ^[62].



Figura 3.8. Formación Ipire.

Localidad Tipo: suroeste del poblado de Santa María de Ipire, distrito Zaraza, estado Guárico (figura 3.8).

Descripción litológica: secuencia muy alternante de areniscas, arcosas, limolitas, lutitas y ocasionales intercalaciones conglomeráticas.

El detritus es fino a muy fino y los granos son angulosos a subangulares, moderadamente mal escogidos. La estratigrafía se caracteriza por su heterogeneidad y variabilidad vertical y lateral, con estratificación cruzada, rizaduras, con laminaciones lenticulares onduladas, texturas subflaser y otras perturbaciones.

Extensión geográfica: subsuelo del sector central-occidental de la faja petrolífera del Orinoco. Con cierta seguridad, rellenando todo el Graben de Altamira (130 km largo por 7 a 15 km de ancho). También se le ha perforado en el área de Machete (Boyacá), a 65 km al oeste de Santa María de Ipire.

Contactos: Las capas rojas yacen horizontales y concordantes, pero con hiatus deposicional y discordancia erosional, sobre la Formación Zuata del Paleozoico superior, estas yacen con hiatus deposicional y probable discordancia erosional, a sedimentos cretácicos del Grupo Temblador.

3.2. ANTECEDENTES DE ESTUDIO EN LA FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO.

3.2.1. ESTUDIOS PREVIOS (1930 – 1980) ^[37].

La exploración en la Cuenca Oriental de Venezuela comenzó a finales del siglo XIX, concentrándose los esfuerzos en el área norte, zona en la cual existían indicios de hidrocarburos.

La exploración de la Faja Petrolífera del Orinoco comenzó en el año 1935 con la perforación del pozo La Canoa-1X, en el estado Anzoátegui. Este pozo alcanzó una profundidad de 3850 pies mostrando algunas arenas delgadas saturadas de petróleo muy viscoso. Posteriormente en 1939 fue perforado el pozo Cerro Negro-1X comprobando prospectividad en el área de Cerro Negro, hoy en día denominada Carabobo. Para la misma fecha se perforó el pozo Iguana-1X, encontrando más de 270 pies de arenas con crudo pesado.

Subsecuentemente en 1939 fue perforado el pozo Machete-1X, cercano a la población de Valle La Pascua (Guárico), el cual mostró 240 pies de arenas petrolíferas en la región hoy denominada Boyacá. En 1941 fue el pozo Hamaca-1X, descubridor del área principal de Ayacucho con 250 pies de arena petrolífera.

Estos resultados soportan el interés por el área y en el año 1964 se propone evaluar el área de la Faja Petrolífera del Orinoco patrocinado por la empresa Shell, la Corporación Venezolana de Petróleo (CVP) y el Ministerio de Minas e Hidrocarburos.

Entre 1973 – 1975, la Corporación Venezolana de Petróleo lleva a cabo una campaña de perforación de pozos estratigráficos y exploratorios en el área, en busca de definir las zonas prospectivas de la región.

A partir de 1978, Petróleos de Venezuela asigna el área geográfica de la faja a sus filiales Lagoven, Meneven, Maraven y CVP-Llanoven, las cuales inician la perforación de nuevos sondeos exploratorios a principios de la década de los años 1980.

3.2.2. ESTUDIOS RECIENTES (1983 – ACTUALIDAD) ^[36].

Entre 1983 - 1984 se realiza un estudio de caracterización en el área de la Faja Petrolífera del Orinoco, perforando una serie de pozos estratigráficos que son la base fundamental del modelo geológico y de yacimiento en la actualidad.

En 1993 el Congreso Nacional autoriza la asociación entre PDVSA, Conoco, Totalfina-elf y Statoil para la creación de PETROZUATA y SINCOR en el área de Junín (Zuata) para iniciar la producción de crudo extrapesado de 9 °API en 1999. Este crudo se mejoraría en el complejo industrial de Jose para llevarlo a 20 y 30 °API (Crudo sintético).

Posteriormente en 1997 se autoriza la asociación entre PDVSA, Philips, Texaco, Exxon Mobil y Veba Oel para la creación de Ameriven y Operadora Cerro Negro con la finalidad producir crudo de 8 a 9 °API y mejorarlo a 17 y 25 °API respectivamente. Las asociaciones estratégicas producen en la actualidad más de 500 MBD de petróleo pesado de la Faja Petrolífera del Orinoco.

En Agosto de 2005 se anuncia el Plan Siembra Petrolera, donde se enmarca el Proyecto Magna Reserva para cuantificar y certificar las reservas de la Faja Petrolífera del Orinoco. Posteriormente el 1° de mayo de 2007, Petróleos de

Venezuela asume el control de las operaciones de la Faja Petrolífera del Orinoco.

3.3. CARACTERIZACIÓN ACTUAL DEL YACIMIENTO

3.3.1 DATOS GENERALES

En el área de Boyacá, dentro de los 6 bloques, se perforaron 31 pozos durante la campaña llevada a cabo entre 1983 y 1984 por la compañía Corpoven.

En este estudio se estimó un POES para la Faja superior a los 1.300 MMMBLS de los cuales 37 MMMBLS se consideraron reservas probadas ^[36]. De el POES total, el 30% se estimó para el área de Boyacá (*Figura 3.9*).

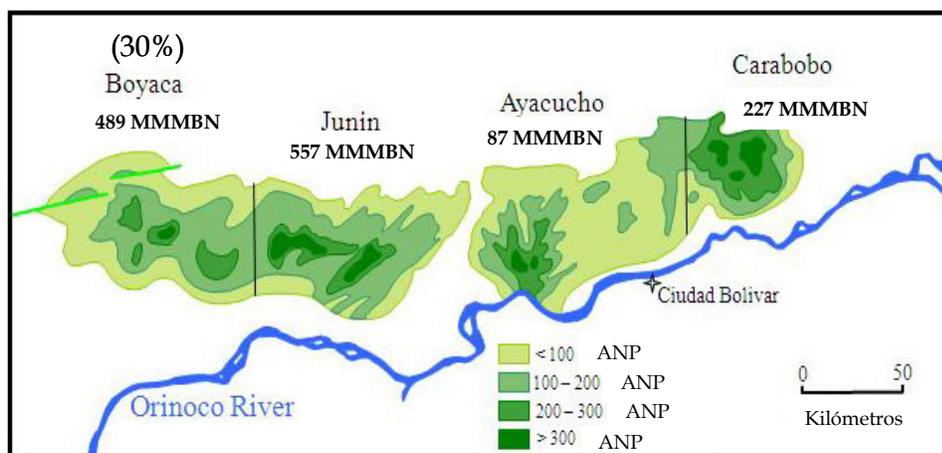


Figura. 3.9. Mapa de arenas prospectivas en la Faja Petrolífera del Orinoco por zonas ^[41].

La caracterización geológica actual del área de Boyacá se basa en la información proveniente de los pozos estratigráficos perforados durante la campaña exploratoria de 1983, los cuales se encuentran dentro de los 6 bloques que conforman el área de estudio para la primera fase del proyecto.

3.3.2. PRUEBAS DE NÚCLEOS ^[38].

En el área se dispone de un total 9 pozos con tomas de núcleos encontrándose 6 de ellos dentro del área noreste de la zona, disponibles para el presente estudio de comunicación hidráulica.

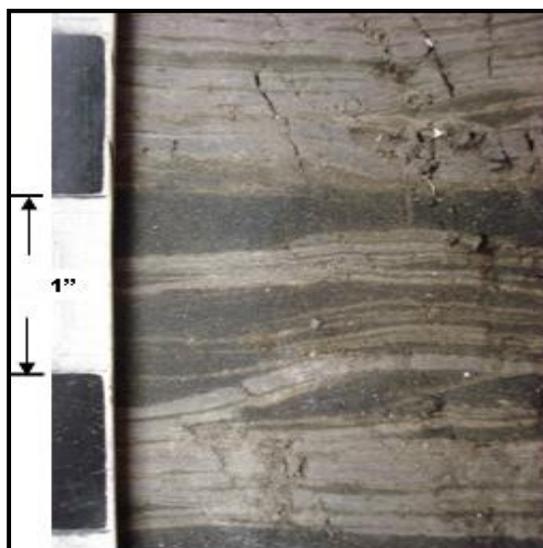


Figura. 3.10 Muestra de Núcleo perteneciente al Pozo BYK-10. Formación La Pascua ^[38].

La distribución de las formaciones con toma de núcleos por pozo es la siguiente: uno se recuperó de la secuencia terciaria (BYK-10), se tomó muestras de la secuencia Cretácico en uno de los pozos (BYK-02), cuatro pozos recuperaron muestras del Jurásico (BYK-07, BYK-08, BYK-09 y BYK-10); y el pozo BYK-01 recuperó núcleo para la secuencia del Paleozoico.

Además se disponen de muestras de pared y muestras de canal en 2 pozos adicionales, que incluye estudios de palinología y micropaleontología, de

utilidad para la identificación de aspectos sedimentarios, ambientes de deposición y características de las secuencias atravesadas.

3.3.3. PRUEBAS DE PRESIÓN

En toda el área de Boyacá existen datos de presión en 15 pozos dentro de los bloques. Estas mediciones se efectuaron a través de pruebas DST y RFT.

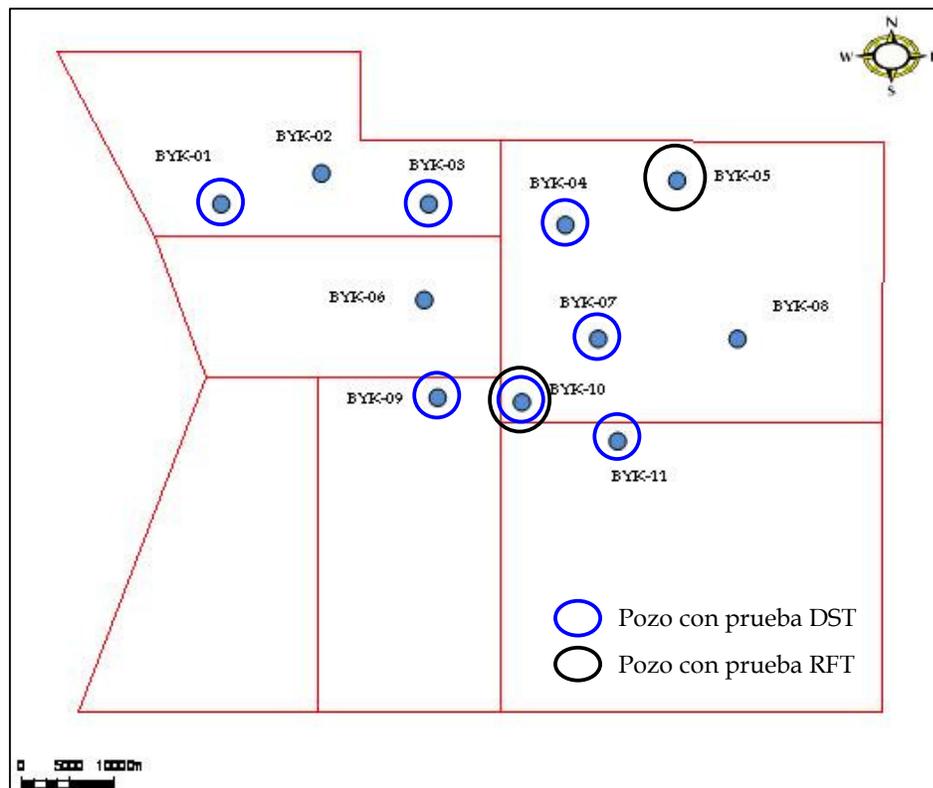


Figura 3.11. Pozos con pruebas de Presión en el área de estudio.

Dentro de los pozos referidos al área noreste, se disponen de 8 pozos con pruebas de presión contempladas durante el estudio realizado en la década de los

Figura 3.12. Columna Estratigráfica Local para los 6 bloques del Área Boyacá ^[36].

La Secuencia Pre-Cretácica yace discordantemente al sur del área sobre un basamento ígneo metamórfico de edad Pre-Cámbrico, cuyas descripciones realizadas en el año 1981 indican que se trata de un granito compacto, masivo, muy fracturado, de textura granular, color rosado a gris claro y de granos angulares variando de tamaño de fino a grueso desde el tope hacia la base ^[36].

El Área Boyacá se encuentra dividida estructuralmente en tres zonas:

- Alto de Machete
- Graben de Espino
- Arco de Monasterio

En las zonas del **Alto de Machete** y el **Arco de Monasterio**, el Pre-Cretácico corresponde a sedimentos de edad Paleozoico, representado por la Formación Carrizal, la cual consta principalmente de lutitas de color rojo con abundantes fracturas y se encuentran en su mayoría rellenas con material arcilloso, mostrando en algunos casos intercalaciones de láminas de arenas de grano muy fino. Las estructuras observadas corresponden a rizaduras cabalgantes y estratificación paralela.

Dentro de la **Zona del Graben** de Espino la Secuencia Pre-Cretácica está representada por sedimentos que corresponden al Jurásico, específicamente a la Formación Espino, la cual consta de un conglomerado compuesto de clastos angulares y subangulares de lutitas rojas embebidas en una matriz arcillosa roja con clastos calcáreos.

La deposición de la Formación Ipire estuvo controlada al sur por la Falla de Altamira y al norte por la Falla de Machete, ambas son consideradas como límites del graben (*Figura 1.3*).

Sobre la zona del Graben yacen discordantemente sedimentos del Cretácico pertenecientes al Grupo Temblador, el cual se subdivide en dos formaciones: Canoa y Tigre. Esta secuencia en sentido Este - Oeste mantiene un espesor constante, con un promedio aproximado de 1000' al norte del área (*Figura 3.13*), mientras que en sentido Norte - Sur estos sedimentos se acuñan contra el Pre-Cretácico, por lo que los pozos ubicados al sur del área muestran sedimentos del Terciario directamente sobre el Paleozoico.

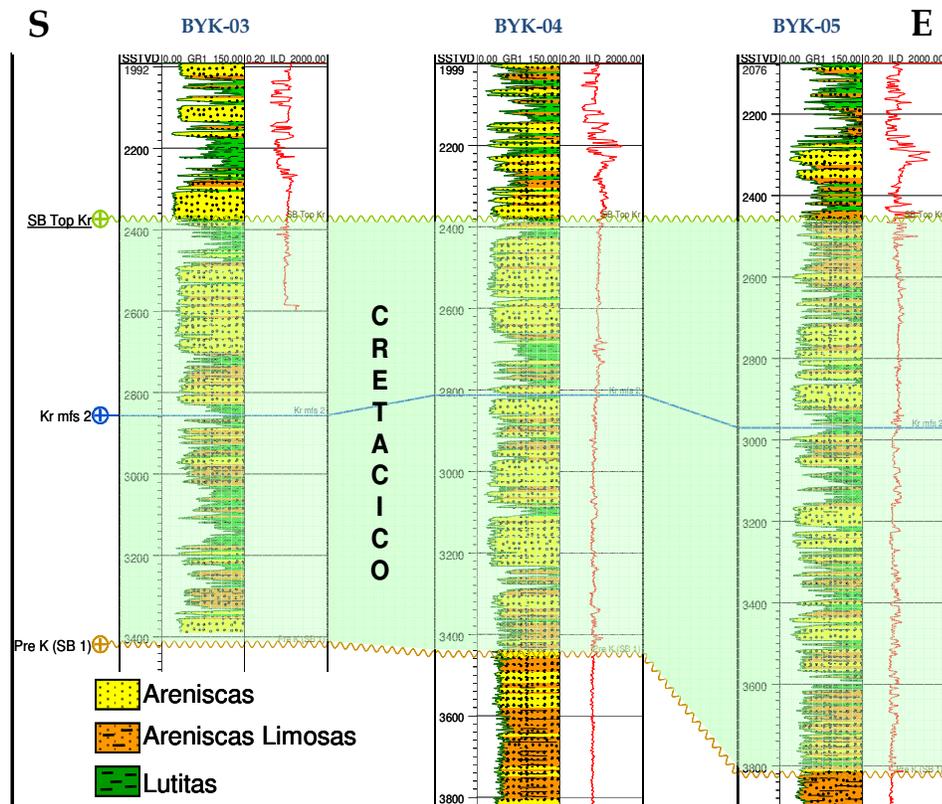


Figura 3.13. Sección Estratigráfica en sentido Este-Oeste. Incluye los Pozos BYK-03, BYK-04 y BYK-05 [36]

Dentro de la Secuencia Cretácica se identificaron 4 ciclos con sus respectivas superficies de máxima inundación. El ciclo sedimentario de esta secuencia comienza con la deposición de la Formación Canoa, la cual consta principalmente de arenas fluviales masivas, no consolidadas, de colores claros y con granos de cuarzo de tamaño variable, intercaladas con capas finas de lutitas. La presencia de conglomerados y la abundancia de restos vegetales, sugiere su deposición en ambientes continentales asociados con corrientes fluviales que desarrollan meandros a corrientes que forman canales entrelazados. La unidad se adelgaza hasta desaparecer al sur, hacia el escudo de Guayana. Su límite superior es transicional y marca un evidente cambio de facies que van de continentales a marinas, representadas por el Miembro La Cruz de la Formación Tigre, la cual representa el ciclo marino de la Secuencia Cretácica constituida de lutitas marinas y calizas intercaladas con areniscas.

Hacia el norte del área, esta formación muestra un cuello lutítico fácilmente identificable en los registros eléctricos, además de esto por análisis de microfauna se determinó que el ambiente de deposición para esta formación es marino somero, pero a medida que el desplazamiento de los pozos es hacia el norte, el ambiente se va profundizando, lo que hace pensar que esta unidad también se depositó mientras ocurría la transgresión terciaria.

Suprayacente a la Formación Roblecito se encuentran los sedimentos de la Formación Chaguaramas, cuyas arenas basales hacia el norte son de edad Oligoceno tardío a Mioceno temprano, pero hacia el sur pasan a ser de edad Mioceno. Según la descripción de núcleo realizada a dos pozos del área que incluyen al BYK-10, esta formación consta principalmente de alternancia de arenas impregnadas de hidrocarburos y lutitas con intervalos delgados de lignito los cuales indican áreas pantanosas con una gran abundancia de restos de materia orgánica.

Las capas de arena van de grano muy grueso a conglomerático en la base hasta grano fino hacia el tope, el cual se presenta erosionado por canales suprayacentes, indicando así una secuencia de canales apilados en un ambiente continental.

La Formación Chaguaramas hacia el oeste de la zona, ha sido erosionada progresivamente por el levantamiento de El Baúl, mientras que hacia el Este cambia lateralmente a facies de la Formación Oficina de ambiente más marino. Dentro de la Secuencia Intramioceno se identificaron 4 secuencias de tercer orden (Mio SB 1, 2, 3 y 4), las cuales hacia el sur disminuyen de espesor como se observa en la figura 3.14.

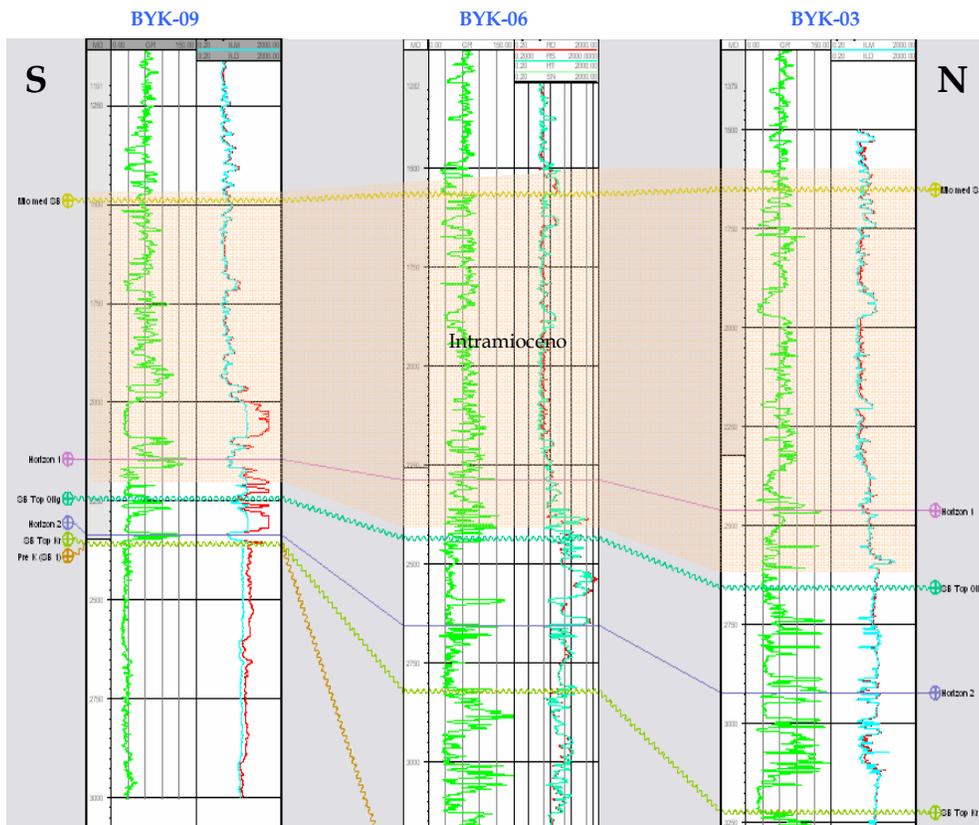


Figura 3.14. Sección Norte– Sur donde se observa la distribución de la Secuencia Intramioceno en el área. ^[36]

Las arenas basales representan el comienzo del ciclo regresivo del Terciario, representando la unidad con mayor prospectividad en el área, como se observa en el perfil del Pozo BYK-11, el cual se encuentra ubicado hacia el sureste del área cerca del Pozo BYK-10 (figura 3.15).

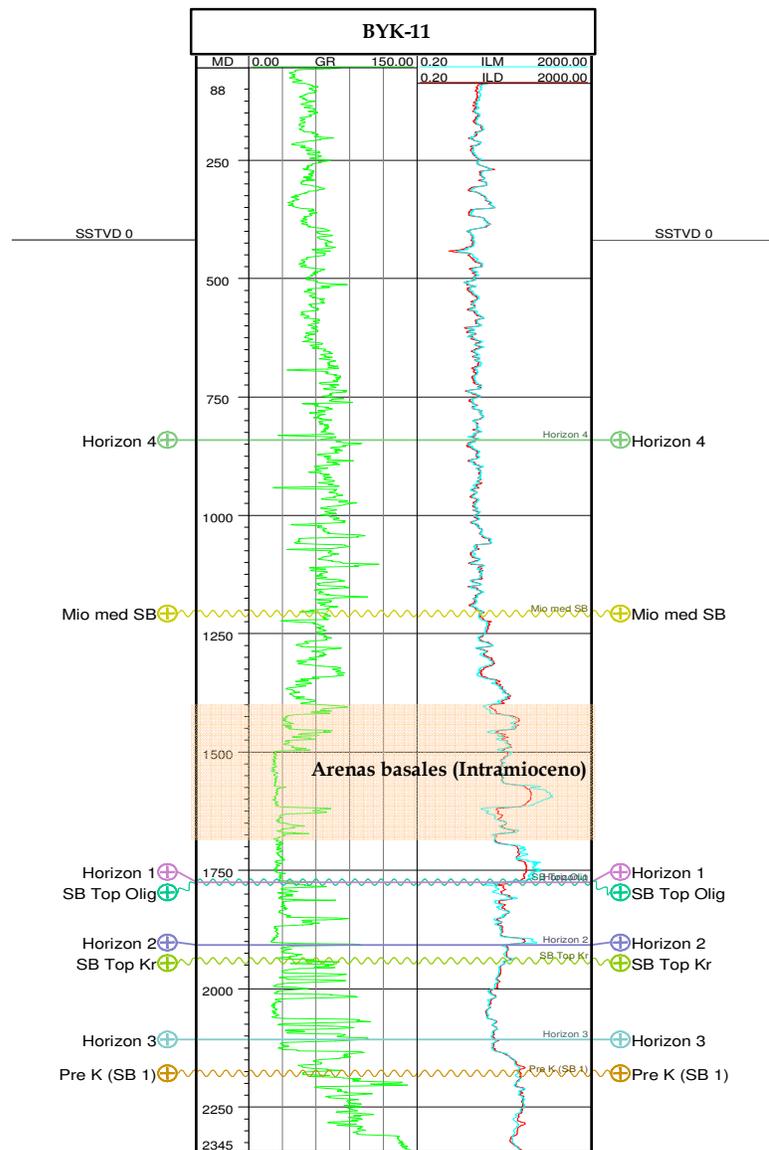


Figura 3.15. Arenas basales de la secuencia Intramioceno, Formación Chaguaramas,

(Pozo BYK-11).^[36]

3.3.5. CARACTERIZACIÓN PETROFÍSICA

Los estudios previos muestran un esquema de 31 pozos asociados al área total, de los cuales 40% (11 pozos) se encuentran en la zona noreste. De esos pozos en el área el 90% posee registro de densidad – neutrón.

Existe disponibilidad de registros de rayos gamma e inducción en los 11 pozos del estudio. El registro SP se corrió en 9 pozos al igual que los Neutrón, Densidad y Sónico que se disponen en la misma cantidad.

En el área de estudio se ha desarrollado un modelo petrofísico, con mapas de isopropiedades para toda el área de Boyacá y por secuencia, entre los que se cuentan: mapa de porosidades, resistividades del agua, arena neta petrolífera y saturaciones de agua (*figura 3.16*).

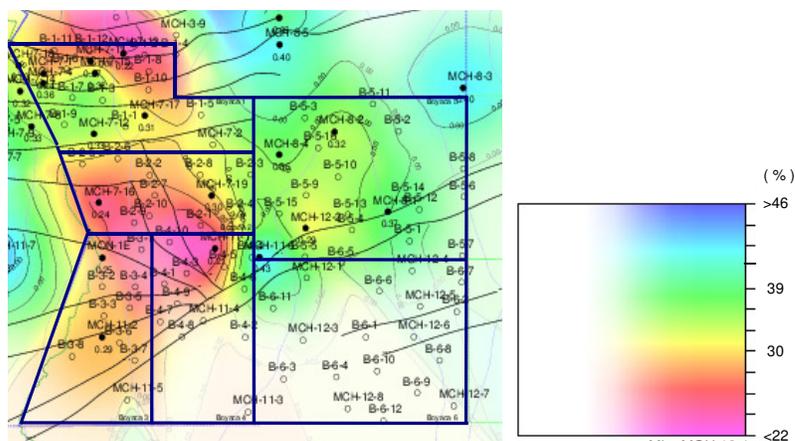


Figura 3.16 Mapa de isoporosidades para la secuencia del Oligoceno en el área de Boyacá^[36].

Se cuenta de igual forma con información de pozos referente a tipo de lodo de perforación, historia de perforación, pruebas de producción y presiones de formación, análisis de aguas de formación y crudos, estudios de viscosidad y temperatura, entre otros ensayos.

Y adicionalmente se disponen de evaluaciones petrofísicas referidas de los estudios de los años de la perforación (1983-1984), para cada uno de los 11 pozos del área de estudio, las cuales estiman acumulaciones de hidrocarburos en todos los pozos con saturaciones y espesores variables.



CAPÍTULO IV: MARCO METODOLÓGICO

4.1 METODOLOGÍA PARA LA DEFINICIÓN DE UNIDADES HIDRÁULICAS

En el siguiente estudio se propone definir la interconexión hidráulica de los paquetes prospectivos de la zona de estudio, mediante una metodología integrada de yacimiento. Para la determinación de los paquetes de arena, relacionados hidráulica y estratigráficamente, se buscará la mejor correlación entre el modelo geológico, parámetros de yacimiento, análisis de núcleo, pruebas de presión, análisis de fluidos y las correlaciones empíricas más utilizadas, esperando obtenerse un esquema estimado de interconexión hidráulico en el área de estudio.

La metodología adoptada para la definición de las unidades hidráulicas se esquematiza en la figura 4.1.

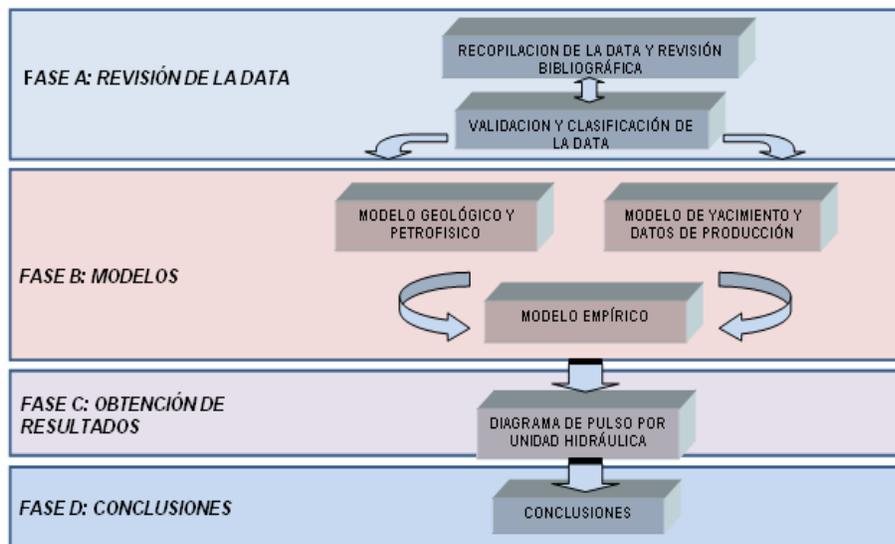


Figura 4.1. Metodología utilizada para la definición de Unidades Hidráulicas.

El estudio y análisis para la identificación de la correlación secuencial estratigráfica y validación de dichas secuencias, estará basado en los estudios previos, según la siguiente secuencia técnica que se detalla a continuación:

4.1.1. Realizar una revisión bibliográfica y definir una base de datos para la zona de estudio

Esta fase consistió en la revisión bibliográfica relacionada con el tema y estudios previos realizados sobre el mismo, así como la recopilación y validación de los datos e información requerida para llevar a cabo el estudio.

La revisión bibliográfica incluyó la recopilación y análisis de estudios previos encontrados en la literatura y artículos técnicos presentados por la SPE (*Society of Petroleum Engineers*), de igual forma se revisaron y contribuyeron a la investigación otros trabajos especiales de grado (nacionales e internacionales), publicaciones en internet y algunas investigaciones y reportes previos disponibles para el área de estudio.

Posteriormente se recopiló la información referente al área de estudio, en la cual se incluyen datos relacionados con el área: fichas de pozo con datos de producción, estimados de porosidad y saturación de agua por intervalos, perfiles eléctricos, distribución secuencial estratigráfica, secciones sísmicas, datos de presión, reportes de núcleos y ambientes sedimentarios, datos de facies y análisis geoquímicos.

Esta información recopilada, se revisó y analizó, evaluando simultáneamente, su importancia, utilidad y coherencia desde el punto de vista del estudio de ingeniería.

En la presente investigación se seleccionaron ciertos intervalos por pozo por razones de estudio y correlación, a los cuales se les propone la realización del estudio de caracterización y con los cuales se construye el modelo. Los criterios utilizados para elegir los intervalos, fueron los siguientes:

- Presencia de información de producción. Se seleccionaron todos los intervalos con pruebas de producción, pues son de gran importancia en los análisis comparativos de fluidos presentes. Esta información se obtuvo de reportes de producción, base de datos de la empresa y fichas de pozo.
- Calidad de la arena. Se toman en cuenta por razones de prospectividad y rentabilidad, los intervalos con los mejores estimados de porosidad, arcillosidad y saturaciones.
- Factibilidad de correlaciones de Unidades Hidráulicas. En muchos casos las correlaciones aplicadas en yacimiento se encuentran condicionadas a la calidad de la roca y los fluidos presentes, es por ellos que se seleccionan los intervalos tomando en cuenta baja arcillosidad, espesores y porosidades intermedias.

Cabe destacar que se tomó en cuenta en la selección de espesores para los intervalos, la resolución mínima de la sísmica 2D disponible en el área la cual es de 95', la cual permite en aquellos intervalos donde no existe clara información de pozo, dilucidar geometría de los estratos y eventos estructurales o estratigráficos, que puedan limitar la continuidad de las secuencias presentes.

Para la selección de los intervalos, se toman los registros eléctricos de los pozos (GR, Resistividad, SP), así como las fichas de pozo y análisis especiales, contabilizando las arenas de espesor considerable, baja arcillosidad en primera instancia.

Estos intervalos posteriormente serán reevaluados y se extraerán en pares aquellos que presenten indicios de correlación entre ellos, para la evaluación bajo el concepto de diagrama ponderado.

4.1.2. Evaluación e integración del Modelo Geológico y Petrofísico

Esta fase consiste fundamentalmente en la evaluación de la información geológica presente conjuntamente con la data de registros disponible en los pozos localizados en el área. La secuencia empleada incluyó la revisión en detalle de los siguientes aspectos:

- Ordenamiento espacial de la zona de estudio mediante el establecimiento de secciones estratigráficas, distribuyendo los pozos secuencialmente de acuerdo a como dispuesta la información, los estudios realizados anteriormente, distanciamiento entre los pozos y fácil manejo de la data disponible.
- Validación de los perfiles eléctricos a utilizarse en el análisis, la cual se realizó mediante el programa Neuralog Digitizing System. A través de esta revisión se constatan posibles errores en la carga de las curvas de físico a digital.
- Revisión de las secuencias estratigráficas dispuestas y establecimiento de superficies de máxima inundación (MFS), ubicadas en los perfiles eléctricos y cargados en los softwares disponibles (Petrel y Geographix Discovery).

- Revisión de los patrones de electrofacies en las secuencias prospectivas, visibles en los perfiles de rayos gamma y potencial espontáneo.
- Identificación de unidades hidráulicas, basadas en análisis de correlaciones litológicas y registros eléctricos, realizando una estructuración preliminar de los posibles intervalos comunicados.
- Se realizó una evaluación petrofísica derivando valores de: Arcillosidad (mediante el perfil de rayos gamma y la ecuación 2.3), Porosidad (arrojada de los perfiles eléctricos, análisis de núcleo y evaluaciones petrofísicas previas), Resistividad del agua (mediante el modelo del potencial espontáneo y comparado con el Gráfico de Pickett, aplicado en estudios previos) y Sw (obtenida de las fichas de pozo y evaluaciones disponibles).
- Validar las propiedades de la roca con la información de registros eléctricos, verificando las zonas de comunicación mediante similitudes presentes verticales (mismo pozo) y entre distintos pozos.
- Revisión del modelo estructural observando el comportamiento regional y local de las posibles secuencias hidráulicamente conectadas.

La integración de estos pasos permitió al estudio definir y/o validar las características de los intervalos señalados en la sección anterior sustentando sus características y generando la estructura base de las secuencias presentes.

4.1.3. Evaluación e integración del Modelo de Yacimientos con datos de Producción.

Esta sección se relaciona directamente con los análisis de los datos de propiedades de la roca y fluidos disponibles, así como la validación de los mismos con la data de producción y presiones.

A través de su desarrollo se busca la definición y comparación de los parámetros de yacimiento, siguiendo la siguiente serie de pasos:

- Evaluación de las características de los fluidos para relacionar el origen y la comunicación entre arenas, generando una base de datos en papel, para cada intervalo, la cual incluye: profundidades, espesores, °API del fluido obtenido, mecanismo de producción y saturación de agua estimada.
- Evaluación de las propiedades de la roca (porosidad y tamaño de grano) y fluidos (R_w , °API, densidad, concentración salina) por intervalo de interés, obtenidos por datos de producción y pruebas de laboratorio, comparándolos con los obtenidos en perfiles eléctricos.
- Revisión y análisis de la data proveniente de los núcleos, comparando la información arrojada por las evaluaciones petrofísicas y de laboratorio. En los datos de núcleo nos encontramos con información de porosidad estimada

por intervalo, ambientes de sedimentación, caracterización de los fluidos obtenidos y calidad de la roca.

- Cotejo de las pruebas de presión considerando el comportamiento de los gradientes de fluidos en los paquetes de la arena bajo estudio, así como las mediciones de presiones estáticas, evaluando la similitud en el tren de presiones para secuencias cercanas.

4.1.4. Generación del Modelo Empírico

Contempla el análisis cuantitativo mediante el uso de correlaciones desarrolladas en experiencias previas o campos con características similares a nivel mundial aplicables al área de estudio. Incluyen correlaciones dirigidas a la identificación cuantitativa de indicadores de flujo en los diversos tipos de roca presentes en el yacimiento, así como correlaciones de campo para la permeabilidad y Sw_{ir} .

Para el desarrollo de este modelo se requiere de una serie de datos de entrada entre los que se engloban: las características de la roca y las propiedades de los fluidos; reproduciendo, como se mencionó anteriormente, una base de datos que evidencien la presencia de sistemas roca – fluido interconectados o relacionados en su distribución espacial, permitiendo estimar secuencias hidráulicas diferenciables y con una extensión considerable.

Para su implementación se fijó la siguiente secuencia metodológica:

- Ajuste del modelo empírico, en función de los datos y modelos previos.
- Evaluar la factibilidad de la aplicación de un modelo de correlaciones para los parámetros requeridos.

-
- Se estimó la Sw_{ir} mediante una modificación del modelo de Buckles, aplicado al área y comparado con pruebas de laboratorio y gráficos cruzados de R_t contra Sw .
 - Se estimó la permeabilidad por el desarrollo de Timur, Coates y Willie & Rose, con correcciones por la densidad del fluido presente y la altura sobre el nivel de agua libre presentadas por las cartas de la Schlumberger. Se utilizó los valores de Sw_{ir} estimados anteriormente y la porosidad arrojada de los perfiles eléctricos, análisis de núcleo y evaluaciones petrofísicas previas.
 - Identificación de unidades hidráulicas, utilizando los parámetros de salida de las correlaciones aplicadas (permeabilidad, saturación de agua irreducible) basado primordialmente en el modelo de Amaefule, para la cual requiere el uso de la información de campo disponible (porosidad, saturaciones y resistividad).

4.1.5. Diagrama de Pulso Ponderado

Persigue vincular el resultado de conexión hidráulica producto de la investigación por unidad con los datos de salida de los modelos anteriores evaluando la similitud entre cada una de las variables. Este se desarrolló por pares de intervalos, otorgándole valores cualitativos a las variables de los modelos aplicados dentro de una escala determinada y tomando en cuenta el peso de ellos de manera ponderada.

Se tomaron en cuenta diez (10) parámetros en función de la información disponible y previamente estudiada, estos parámetros fueron:

1. Similitud de electrofacies entre los pares de intervalos.

2. Sistema estratigráfico que incluye los intervalos analizados y su correlación en las secciones.
3. Presencia de fallas entre los sistemas, posiblemente relacionados
4. Correlación sísmica entre pares de secuencias.
5. Similitud de densidades, gradientes y °API de los fluidos producidos entre pares de intervalos.
6. Correlación entre resistividades del agua de formación.
7. Similitud de la Sw_{ir} entre los intervalos.
8. Características petrofísicas de la roca.
9. Caracterización de los fluidos por medio de perfiles de pozo.
10. Indicador de flujo (FZI).

El valor asignado a cada variable estará asociado a la similitud en ese parámetro entre cada par de intervalos analizados con posible comunicación hidráulica, asignándole un valor entre 0 y 10, donde 10 implica similitud completa y un valor de cero (0) la descarta completamente. La estimación cualitativa relacionada al valor resultado del ponderado (DP) de cada diagrama de pulso se discriminó de acuerdo a la tabla 4.1.

Tabla 4.1. Evaluación cualitativa de la correlación arrojada por el DP.

Resultado Ponderado	Correlación entre pares de intervalos
$0 < DP \leq 3$	Mínima
$3 < DP \leq 6$	Baja
$6 < DP \leq 8$	Media
$8 < DP \leq 10$	Máxima

CAPÍTULO V: RESULTADOS Y DISCUSIÓN

5.1. DISCRIMINACIÓN DE INTERVALOS DE INTERÉS Y RESULTADOS PRELIMINARES

5.1.1. DISCRIMINACIÓN DE LAS ZONAS DE ANÁLISIS

La realización del estudio comprendió inicialmente la selección de los intervalos de interés. Los parámetros de corte para la discriminación y selección de las zonas prospectivas, fueron los siguientes:

- Vsh (Volumen de arcilla) < 20%.
- Intervalos con espesor de arena > 40 pies.
- Porosidad > 20%.
- Además de la presencia de datos de yacimientos, fluidos y geología consistentes con el resto de la investigación.

Se eligieron los pozos con espesores de arena mayores a 40' a fin de garantizar mejor correlación dada la distancia entre los pozos asignados al estudio, lo cual representa una limitante, con 11 pozos distribuidos en 1800 km²(*figura 5.1*). Los parámetros de corte de la porosidad y arcillosidad se seleccionaron directamente por los requerimientos de aplicabilidad de las correlaciones de saturación de agua irreducible, permeabilidad, resistividad del agua (Método del SP) y los indicadores de flujo, tomando en cuenta igualmente los mejores intervalos prospectivos.

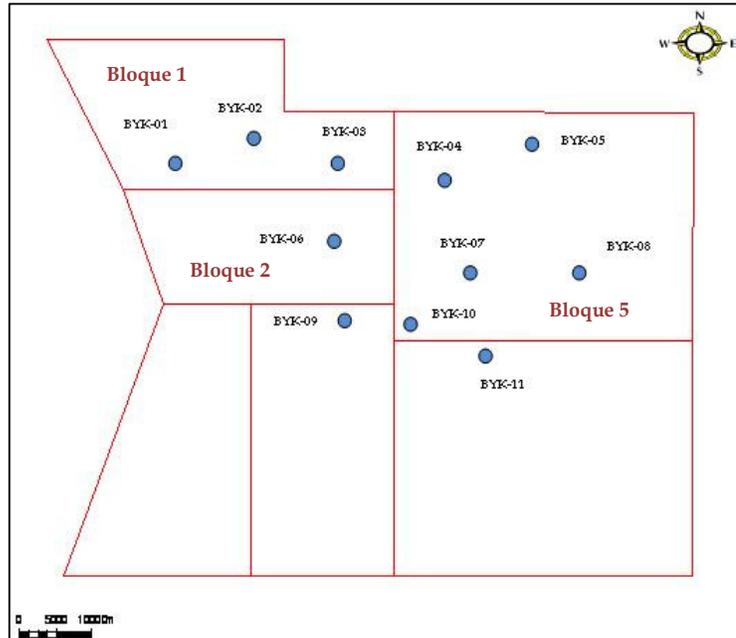


Figura 5.1. Distribución de los pozos en la zona de estudio.

5.1.1.1 INTERVALOS SELECCIONADOS

A continuación se concentran todos los intervalos seleccionados por pozo con sus profundidades y saturación de agua estimada por los modelos de Simandoux y Archie.

Fueron seleccionados 54 intervalos prospectivos que cumplen con las condiciones de corte planteadas para la investigación, dentro de los 11 pozos existentes en el área (tabla 5.1, 5.2 y 5.3). 46 de ellos cumplen completamente con las condiciones impuestas y 8 adicionales (tabla 5.1, 5.2 y 5.3) fueron agregados por disponer de información de producción, la cual es particularmente escasa.

De la selección final 2 intervalos fueron descartados por la poca información que se disponía, en cuanto al alcance de los registros eléctricos y datos de producción, realizando el estudio de propiedades en finalmente 52 intervalos.

Tabla 5.1. Intervalos seleccionados en la sección 1-1'.

Pozo	Zona	Profundidad (pies)	Sw estimada(%)
BYK-01	1	1150-1300	75-95
	2	1700-1820	40-80
	3**	2285-2330	25
	4	2540-2595	20
	5	2630-2710	65-90
	6**	2910-2990	24-35
	7	3300-3525	75
BYK-02	1	1330-1395	aprox. 100
	2**	1780-1880	25-100
	3	1950-2150	aprox. 100
	4	2550-2615	80-85
	5	2630-2770	80-90
	6	3625-3810	aprox. 100
BYK-03	1	1900-1970	aprox. 100
	2	2520-2700	80-100
	3	2780-2880	80-100
	4	3140-3225	60-100
	5	3330-3560	90-100
	6**	3600-3680	50-85
BYK-04	1	2200-2280	90
	2**	2670-2790	70-100
	3	2820-2900	60
	4	2950-3200	85
BYK-05	1	2520-2640	80
	2	2700-2765	65-70
	3	2995-3075	30-40
	4	3430-3520	80

**Añadidos por disponer datos de producción.

Tabla 5.2. Intervalos seleccionados en la sección 2-2´.

Pozo	Zona	Profundidad (pies)	Sw estimada(%)
BYK-06	1**	2445-2590	8--60
	2	2600-2655	10--50
	3	2705-2810	30-60
	4**	2920-3010	40-50
	5	3080-3135	40-70
BYK-07	1	1580-1620	35
	2	1630-1870	10-100
	3	2100-2185	20
BYK-08	1	1505-1610	95
	2	1760-1800	30
	3	1920-2180	55-100
	4**	2225-2270	30
	5	2650-2860	90-100

**Añadidos por disponer datos de producción.

Tabla 5.3. Intervalos seleccionados en la sección 3-3´.

Pozo	Zona	Profundidad (pies)	Sw estimada(%)
BYK-09	1	1990-2090	20
	2	2165-2250	15-80
	3	2280-2330	13
	4	2350-2580	40-100
BYK-10	1	1570-1610	aprox. 100
	2	1870-2000	10--90
	3	2030-2110	20-70
	4	2250-2340	40-60
BYK-11	1	1350-1400	70
	2	1420-1465	80-90
	3	1500-1615	80-100
	4	1630-1770	50-100
	5	1860-1900	aprox. 100

**Añadidos por disponer datos de producción.

A continuación en las figuras 5.2, 5.3, 5.4 y 5.5 se muestran 4 zonas elegidas, de las cuales 3 cumplen con los parámetros de selección y la última de ellas no cumple con la condición de arcillosidad (Vcl), debido a que tiene alrededor de 26% de volumen de arcilla, sin embargo, presenta datos de

fluidos de formación y °API del crudo valiosos para incorporar a la data disponible.

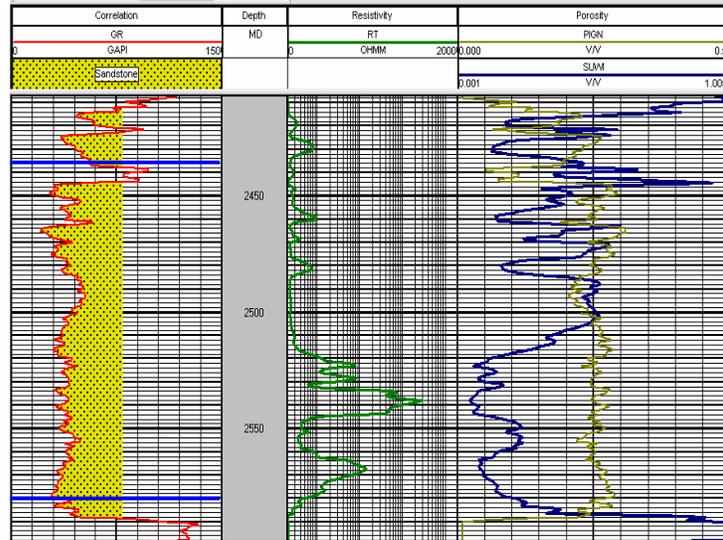


Figura 5.2. Intervalo prospectivo seleccionado en el pozo BYK-06 a 2445'.

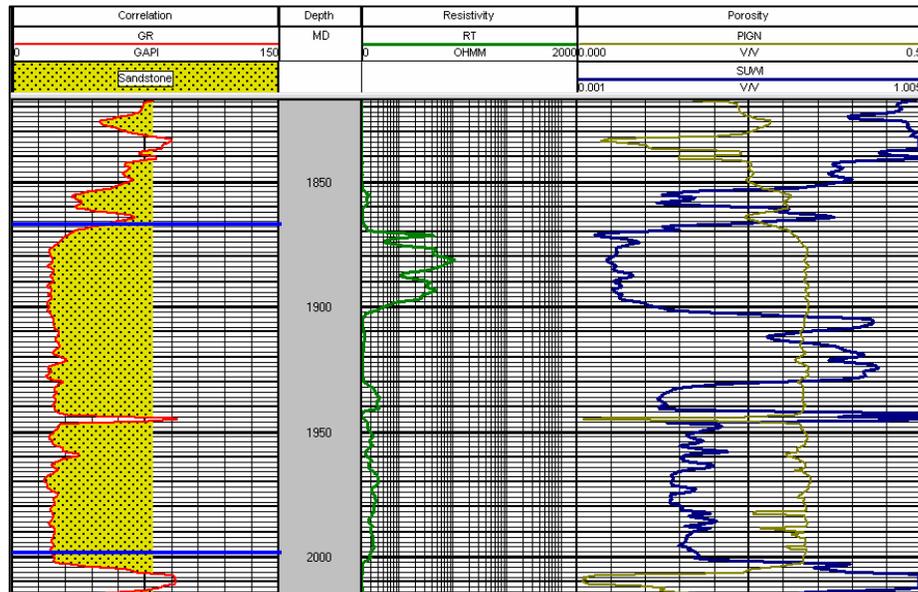


Figura 5.3. Intervalo prospectivo seleccionado en el pozo BYK-10 a 1890'.

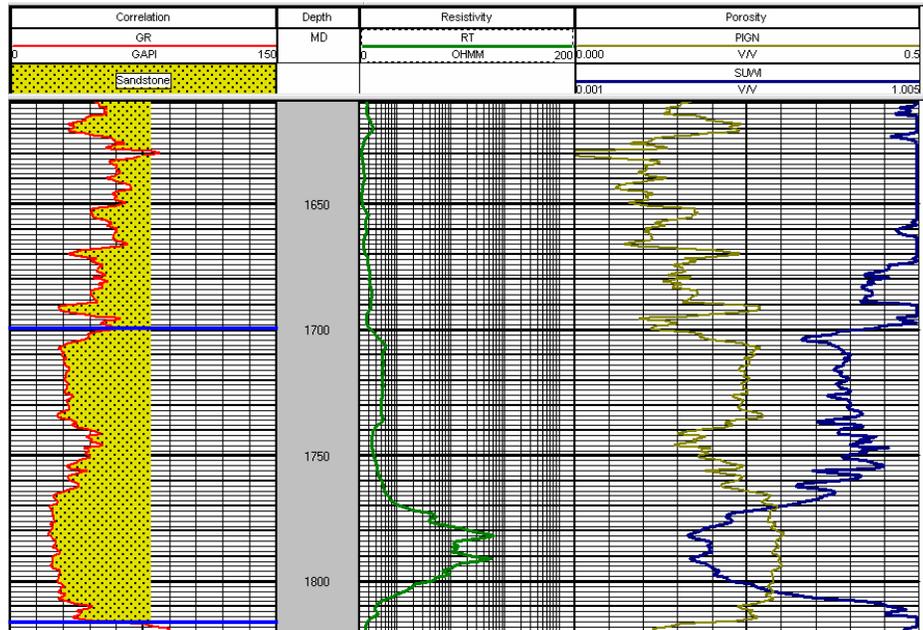


Figura 5.4. Intervalo prospectivo seleccionado en el pozo BYK-04 a 1700'.

Uno de los intervalos incluidos en el estudio, por disponer datos de producción se encuentra en el pozo BYK-04, entre las profundidades de 2670' y 2790', con producción de crudo de entre 8,9 y 11 °API, resistividad del agua de formación de 0.37 ohm-m a una temperatura de 77 °F. Además de información de presión en el intervalo de 1050 lpc específicamente a 2720 pies de profundidad (figura 5.5).

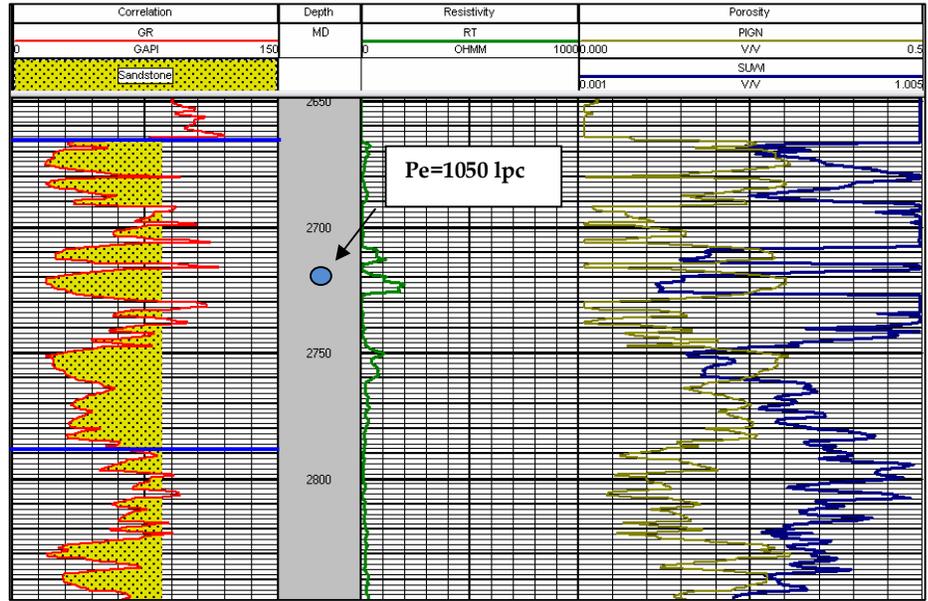


Figura 5.5. Intervalo prospectivo seleccionado, previamente cañoneado en el pozo BYK-04 a 2743'.

5.1.2. MODELO GEOLÓGICO

El análisis geológico es base de la definición de las unidades hidráulicas y estratigráficas, el mismo se evaluó a la par del modelo petrofísico y sísmico, obteniendo tendencias geométricas de la disposición actual de los estratos presentes en el campo.

5.1.2.1. MODELO ESTRATIGRÁFICO

Bajo la consideración de secciones se buscó establecer la relación areal-vertical de los intervalos hidráulicamente conectados, apoyados en la distribución de facies del área.

➤ Selección de secciones para el estudio

Se dispusieron 5 secciones estratigráficas regionales que fueron planificadas tomando en cuenta la disposición de las líneas sísmicas, la distancias entre los pozos, además de considerarse el modelo geológico – estructural predefinido para toda la región.

Abarcando los 11 pozos localizados en la zona de estudio, fueron dispuestas 3 secciones estratigráficas Este – Oeste y 2 secciones Norte – Sur (*figura 5.9 y 5.10*), cuya configuración final se menciona a continuación:

- Las secciones con dirección Este–Oeste, se nombran de Norte a Sur como: sección 1-1´ incluyendo los pozos BYK-01, BYK-02, BYK-03, BYK-04 y BYK-05; la sección 2-2´ incluye los pozos BYK-06, BYK-07 y BYK-08; y finalmente la sección 3-3´ incluye los pozos BYK-09, BYK-10 y BYK-11 (*figura 5.9*).

- Las secciones con dirección Norte–Sur, se nombran de Oeste a Este como: sección A-A´ incluyendo los pozos BYK-03, BYK -06 y BYK 09 y la sección B-B´ la cual incluyendo los pozos BYK-04, BYK-07 y BYK-11 (figura 5.10).

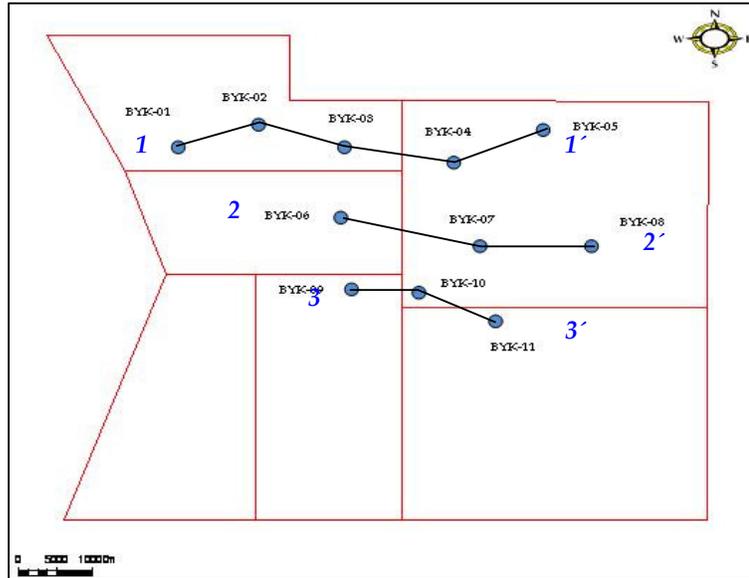


Figura 5.9. Distribución de secciones Este – Oeste seleccionadas para la evaluación.

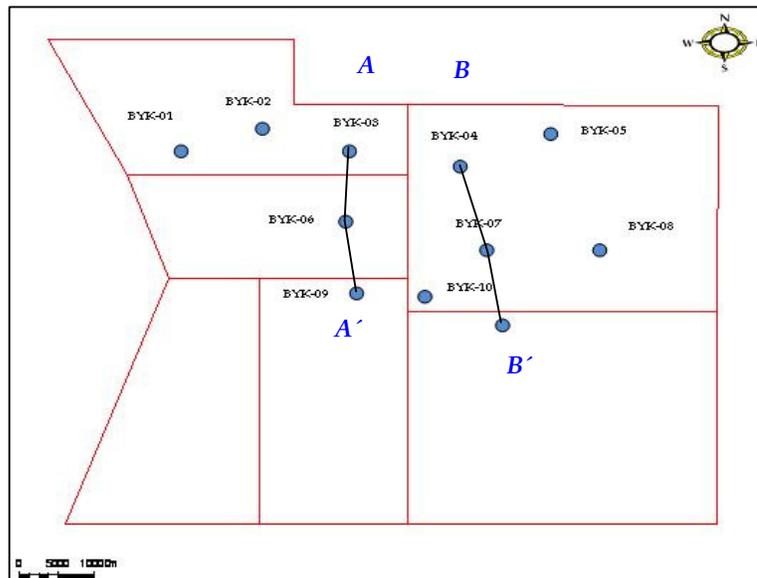


Figura 5.10. Distribución de secciones Norte – Sur seleccionadas para la evaluación.

➤ **Integración Estratigráfica**

Los registros eléctricos fueron dispuestos de acuerdo a la secuencia de pozos mencionada en las secciones, los mismos se horizontalizaron tomando como nivel de referencia el nivel del mar.

Se establecieron las superficies de máxima inundación (MFS), apoyados en el modelo geológico desarrollado previamente en el área. Se evidencia la presencia de 3 superficies MFS regionales por sección, en el intervalo deposicional Terciario–Cretácico analizado sobre los perfiles de pozos.

De igual forma a través de los registros eléctricos y la sísmica del área, se identificaron los topes de secuencia y/o discordancias presentes en los pozos del área.

Fueron identificados previamente en el área 4 reflectores sísmicos, con el apoyo de la correlación sísmica sobre los horizontes y tiros de verificación (check shots), los cuales corresponden con límites de secuencias deposicionales.

En orden estratigráfico de base a tope, los reflectores sísmicos mayores se asocian con: a) Basamento Pre-Cretácico, b) Tope Cretácico, c) Tope Oligoceno e d) Intramioceno (reflector identificado de edad Mioceno medio).

El nivel Terciario fue subdividido en 2 secuencias, la secuencia Oligoceno, que inicia con la discordancia Cretácico-Terciario en su base y la secuencia Mioceno, demarcada por la discordancia tope del Oligoceno y termina con un límite secuencial del Intramioceno.

La interpretación sísmica realizada sirvió para la definición de los mapas estructurales de carácter regional. Cabe destacar que el enfoque de los estudios previos fue fundamentalmente sismoestratigráfico, contando con el apoyo de la interpretación estratigráfica-secuencial de los pozos en el área (figura 5.11 y 5.12), con la disponibilidad en 10 de los 11 pozos del área (Noreste de Boyacá) con *tiros de verificación*, cuya utilidad se relaciona directamente con la conversión de tiempo en profundidades para los horizontes sísmicos interpretados. El pozo BYK-02 fue el único en el cual no se dispone de dicha prueba.

Uno de los principales rasgos de la zona de Boyacá es que los estratos presentan una inclinación mínima aparente en las secciones con dirección este – oeste, lo cual se denota en las secciones sísmicas dispuestas en el área (figura 5.13).

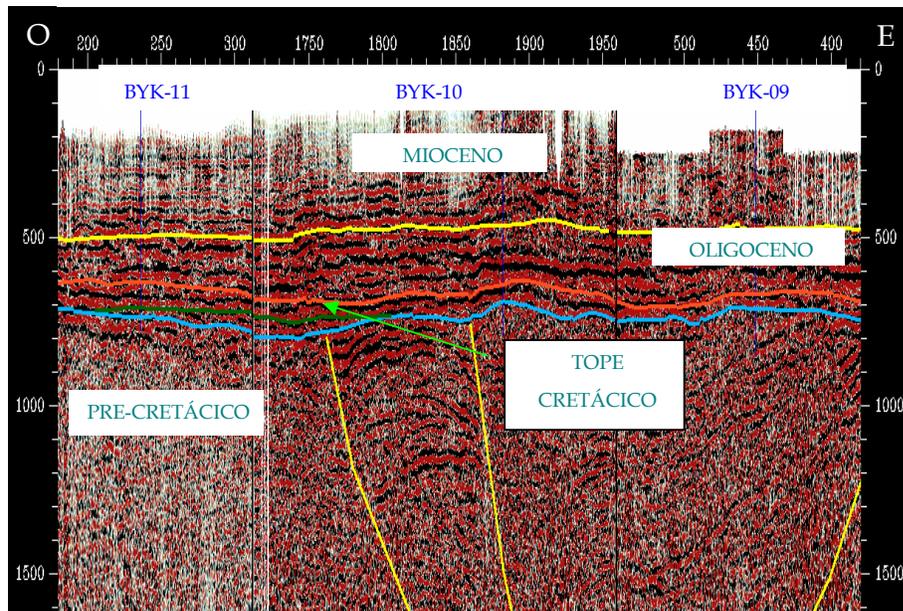


Figura 5.11. Sección sísmica este – oeste (3 – 3') con los topos formacionales.

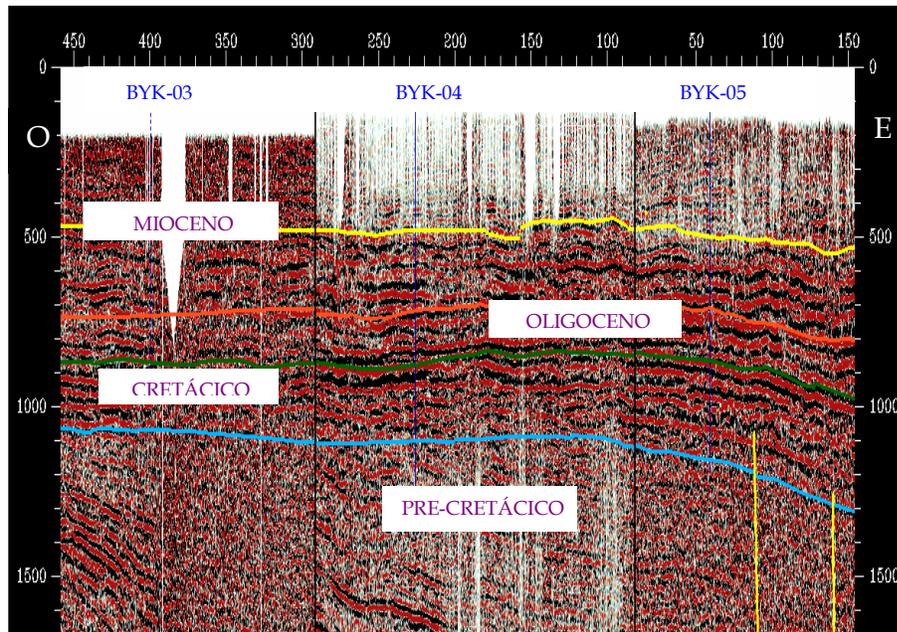


Figura 5.12. Sección sísmica este – oeste (1 – 1'), zona más oriental.

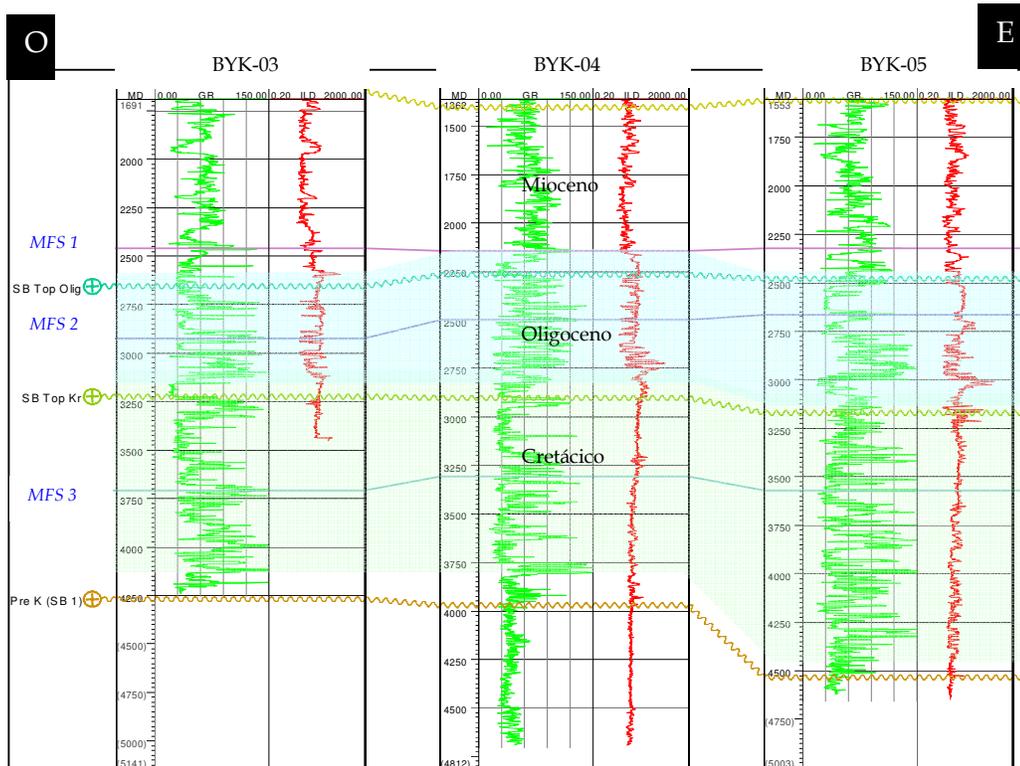


Figura 5.13. Sección estratigráfica este–oeste (1–1') identificándose los topes formacionales y

MFS.

Sin embargo, hacia el sur se puede evidenciar el acuñaamiento del Cretácico. Este comportamiento se denota claramente en las secciones norte-sur, en las cuales se observa la disminución de espesor de esta secuencia como por ejemplo en la sección B-B'. (figura 5.14 y 5.15).

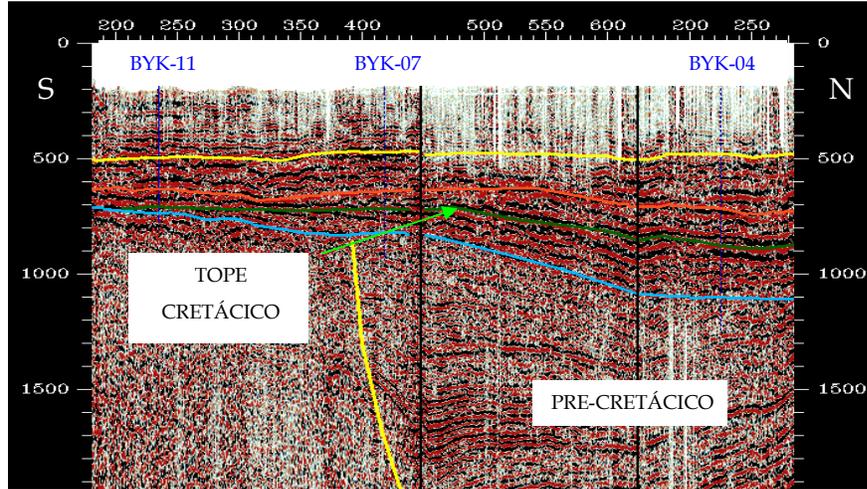


Figura 5.14. Sección sísmica norte - sur (B-B').

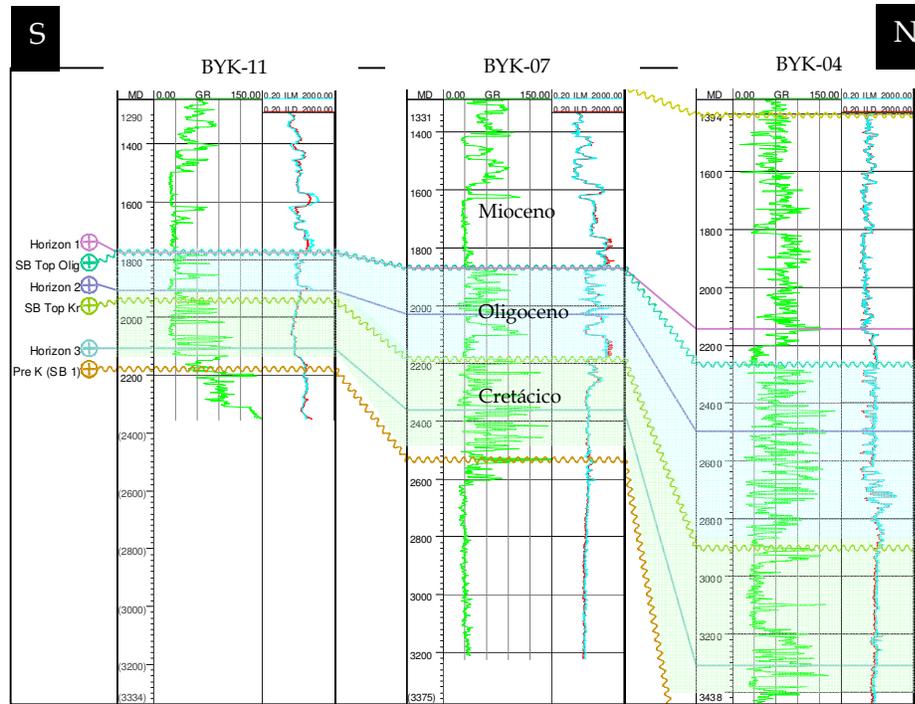


Figura 5.15. Sección estratigráfica norte - sur (B-B').

Otra sección donde se puede observar este comportamiento es la que incluye al pozo BYK-09 (sección A-A´) en la figura 5.16.

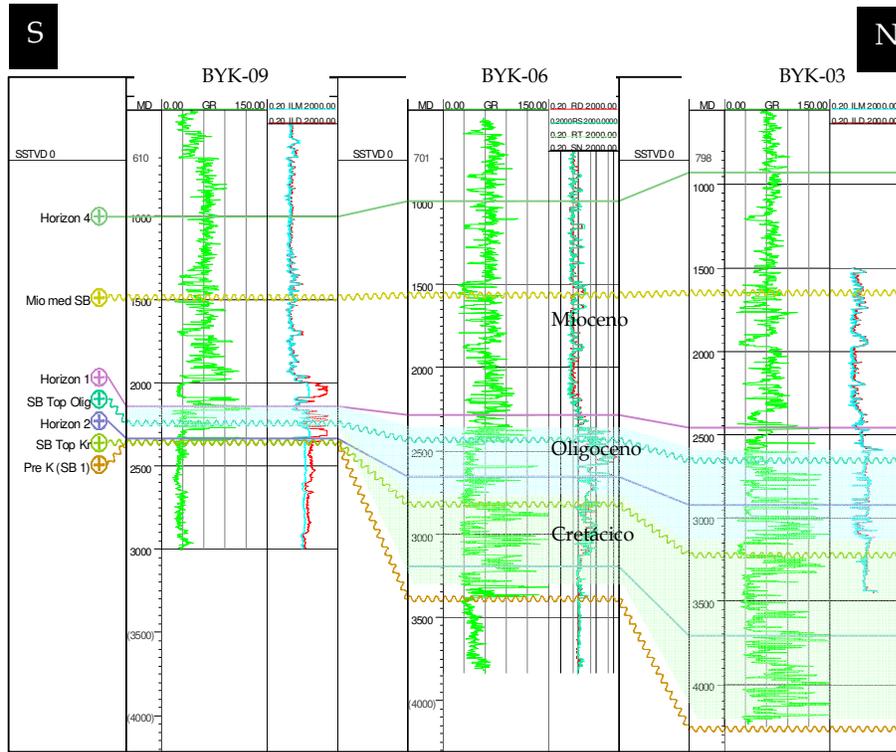


Figura 5.16. Sección estratigráfica norte - sur (A-A´).

Cabe destacar, que en los registros de pozo se evidencia la presencia de las principales zonas de interés en los intervalos del Terciario (figuras 5.17 y 5.18).

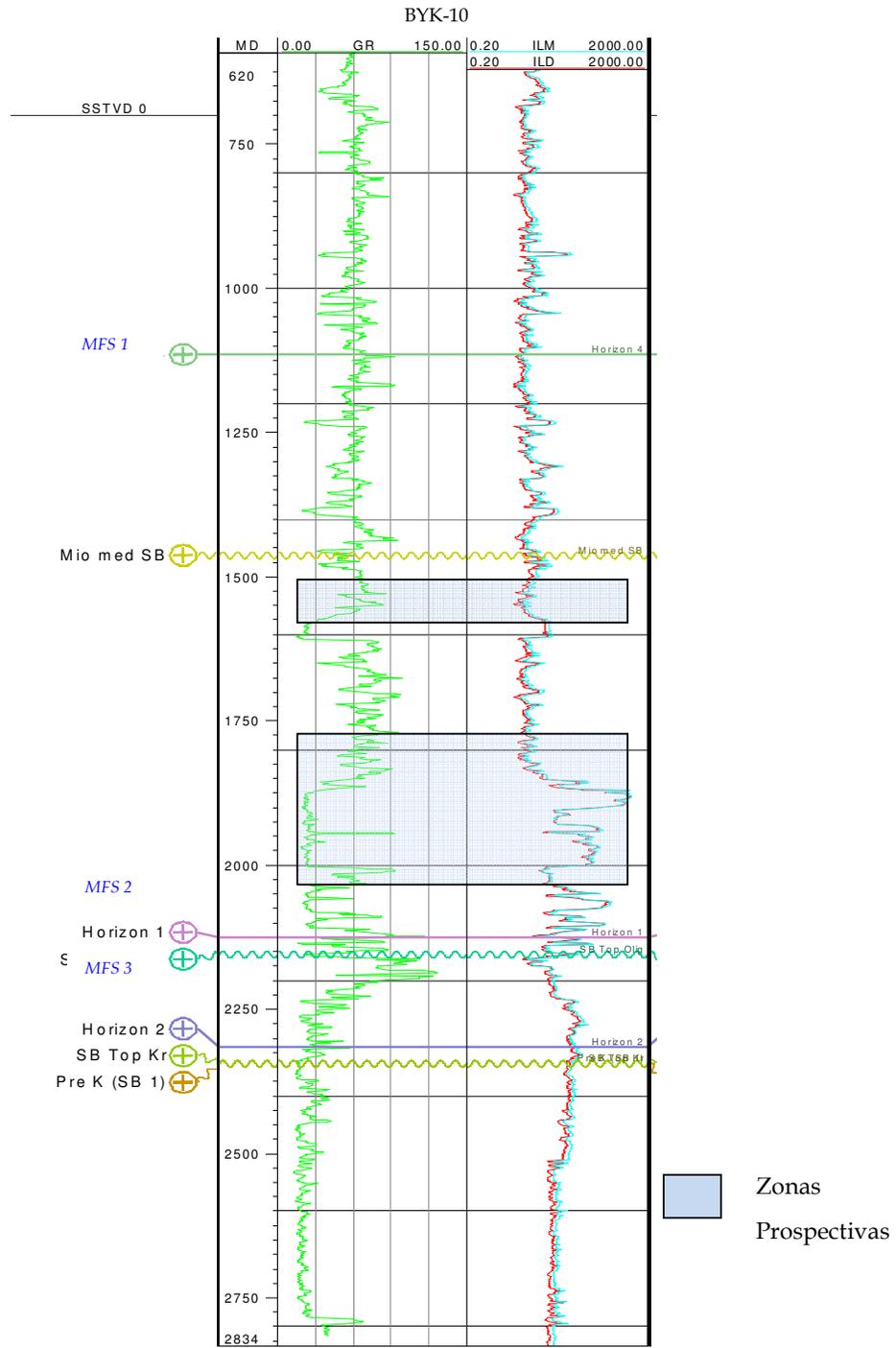


Figura 5.17. Columna estratigráfica perteneciente al pozo BYK-10.

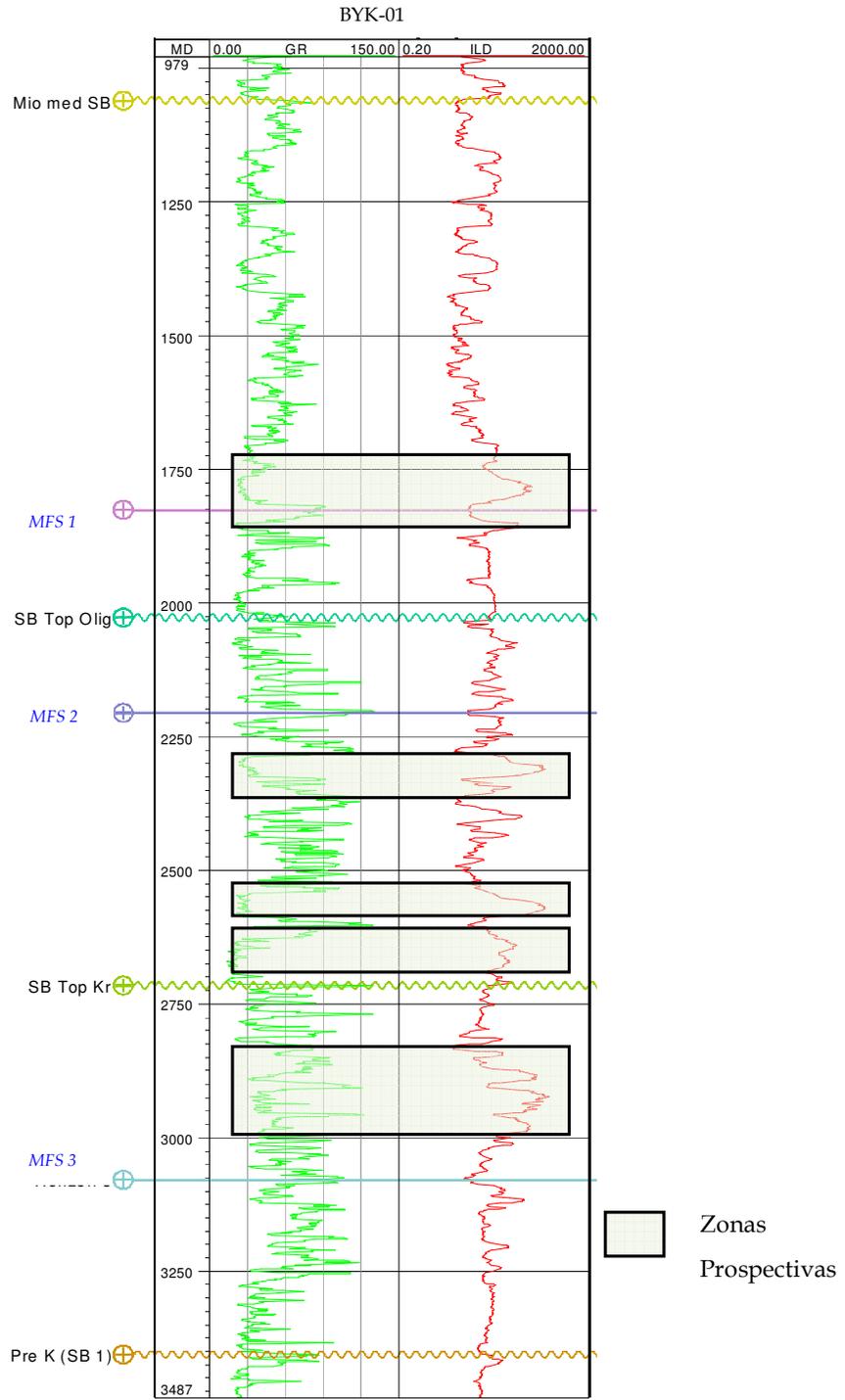


Figura 5.18. Columna estratigráfica perteneciente al pozo BYK-01.

5.1.2.2. MODELO ESTRUCTURAL

La cuenca de Boyacá comprende un graben alargado de forma trapezoidal, que presenta actividad tectónica fuerte en el Jurásico que disminuye para el Oligoceno, donde las fallas dejan de producir movimientos normales notables y en algunos casos pasan a invertir su movimiento reactivándose a inversas con evidencias de movimiento hasta el Oligoceno-Mioceno y tal vez hasta el reciente^[36].

El rumbo de los sistemas de fallas identificados principales por el equipo de trabajo en el área, son N75°E y la dirección de la sedimentación sugerida es Nor-Noreste para el Cretácico-Oligoceno y Este-Noreste para el Mioceno.

Cabe destacar que las fallas presentes actuaron generalmente en el Cretácico y Pre-Cretácico y sólo algunas con saltos entre 50 y 150 pies, se ubican después del Cretácico y hasta el Mioceno (*figuras 5.19 y 5.20*). Dada la baja resolución sísmica disponible, sólo es posible interpretar con mejor claridad cuerpos estratigráficos mayores a 95 pies.

La mayoría de las fallas son de bajo salto, lo cual no las perfila como posibles sellos en las zonas de interés.

Este hecho permite inferir que el sistema estructural de la zona no surge como elemento controlador principal de las acumulaciones en la zona, relegando su efecto por detrás del estratigráfico sedimentario.

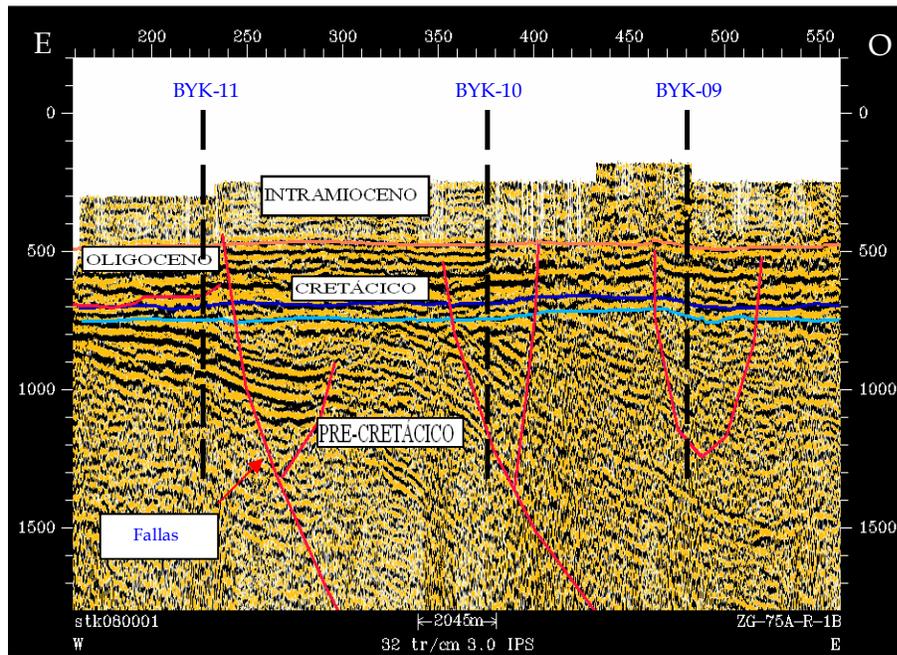


Figura 5.19. Sección sísmica este - oeste (3-3').

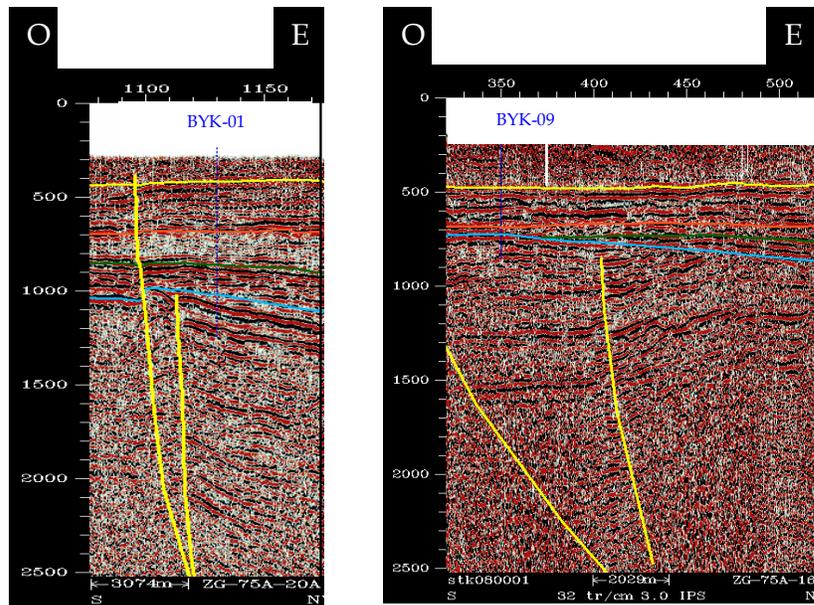


Figura 5.20. Secciones sísmicas incluyendo los pozos BYK-01 y BYK-09, indicándose las fallas interpretadas, en las cuales se verifican sistemas de bajo salto.

5.1.3. MODELO PETROFÍSICO

Inicialmente se realizó la validación de las curvas disponibles en formato .LAS (con sus contrapartes en formato .TIF) para ser introducidas en las herramientas computacionales de visualización, manejo, evaluación y análisis. Este análisis discriminó un 10% de curvas erróneas que no debían cargarse al proyecto y utilizarse.

5.1.3.1. INTREGRACIÓN PETROFÍSICA Y GEOLÓGICA

Los registros de rayos gamma y SP, fueron integrados al modelo geológico para la identificación de las superficies de máxima inundación y evaluación resistividad del agua de formación y electrofacies para los intervalos de interés.

Cabe destacar que se validó la interpretación de ambientes depositacionales con los datos petrofísicos y datos de núcleos disponibles, sobre todo la relacionada con la presencia de facies marinas y fluviales en la zona bajo estudio evidenciándose la influencia marina hacia el norte del área.

5.1.3.2. Arcillosidad

A través del registro de rayos gamma es posible estimar el grado de arcillosidad (Vsh) en las zonas prospectivas elegidas, obteniéndose en promedio un Vsh cercano al 16%. Hacia la zona norte de los bloques se puede constatar una distribución de arcillosidad mayor (20%); mientras que al sur la presencia de canales fluviales es mayor, encontrándose con arenas de mayor espesor y menor Vsh, en el orden inclusive del 8% en promedio.

La tabla 5.4 muestra los valores de arcillosidad promedio por pozo para las zonas del Terciario y Cretácico en cada uno de los pozos analizados y el valor de rayos gamma limpio asumido para los cálculos, utilizando la ecuación 2.3.

Tabla 5.4. Arcillosidad promedio para el Terciario y Cretácico por pozo.

Pozo	Vsh Promedio (%)	Gr (limpio)
BYK-01	38	107
BYK-02	46	
BYK-03	50	118
BYK-04	43	
BYK-05	55	
BYK-06	39	112
BYK-07	43	
BYK-08	45	
BYK-09	38	
BYK-10	36	103
BYK-11	39	

Hacia el sur se observa la presencia de zonas menos arcillosas, lo cual se relaciona directamente con la teoría regional de sedimentación, que estima el movimiento de los ríos para el Cretácico y Terciario hacia el norte, lo cual explica la presencia de ambientes mucho más marinos en esta zona, estimados tanto por el espesor de las zonas prospectivas arenosas como por la arcillosidad presente (Vsh).

La arcillosidad se estimó a través de los datos del registro de rayos Gamma, por la ecuación 2.3, arrojando los siguientes resultados promedio para cada una de las secuencias analizadas. (Tabla 5.5, 5.6 y 5.7).

Tabla 5.5. Arcillosidad promedio por intervalo para cada pozo (sección 1-1)

Pozo	Zona	Profundidad (pies)	Vsh
	1	1150-1300	17
	2	1700-1820	18
	3	2285-2330	19
BYK-01	4	2540-2595	16
	5	2630-2710	6
	6	2910-2990	30
	7	3300-3525	19
	1	1330-1395	18
	2	1780-1880	20
BYK-02	3	1950-2150	20
	4	2550-2615	14
	5	2630-2770	13
	6	3625-3810	25
	1	1900-1970	20
	2	2520-2700	20
BYK-03	3	2780-2880	20
	4	3140-3225	12
	5	3330-3560	19
	6	3600-3680	20
	1	2200-2280	16
BYK-04	2	2670-2790	26
	3	2820-2900	17
	4	2950-3200	14
	1	2520-2640	17
BYK-05	2	2700-2765	19
	3	2995-3075	20
	4	3430-3520	18

Tabla 5.6. Arcillosidad promedio por intervalo para cada pozo (sección 2-2)

Pozo	Zona	Profundidad (pies)	Vsh
	1	2445-2590	40
	2	2600-2655	10
BYK-06	3	2705-2810	20
	4	2920-3010	35
	5	3080-3135	30
	1	1580-1620	18
BYK-07	2	1630-1870	10
	3	2100-2185	15
	4	2605-2705	9
	1	1505-1610	18
	2	1760-1800	12
BYK-08	3	1920-2180	14
	4	2225-2270	19
	5	2650-2860	18

Tabla 5.7. Arcillosidad promedio por intervalo para cada pozo (sección 3-3)

Pozo	Zona	Profundidad (pies)	Vsh
	1	1990-2090	9
BYK-09	2	2165-2250	18
	3	2280-2330	13
	4	2350-2580	6
	1	1570-1610	9
BYK-10	2	1870-2000	7
	3	2030-2110	8
	4	2250-2340	12
	1	1350-1400	26
	2	1420-1465	17
BYK-11	3	1500-1615	6
	4	1630-1770	11
	5	1860-1900	8

Para las secuencias de la sección norte (en las zonas prospectivas seleccionadas) la arcillosidad oscila entre 16 y 21 %. Para las secuencias de la sección central se encuentra una arcillosidad promedio de 18%, mientras que los pozos ubicados al sur tienen un promedio más bajo de 11%, siendo

indicativo del cambio en el tipo de ambiente deposicional, mas fluvial (de mayor energía) y hacia el norte mucho mas marino.

5.1.3.3. Porosidad

La porosidad (Φ) fue interpretada del registro de Densidad, Neutrón y Sónico, utilizando los dos últimos para la validación dentro de ciertos intervalos de interés ó en caso de presentarse anomalías en la lectura del registro de Densidad.

Las porosidades de los intervalos prospectivos analizados se mantuvieron dentro del rango de 23 a 36 % de porosidad a través del registro densidad y entre 16 a 29 % para la porosidad derivada del registro neutrón.

El valor de la densidad de grano de matriz utilizado para la evaluación de la porosidad fue el derivado de los análisis de núcleos disponibles en la zona. Estos análisis de núcleo evidenciaron una densidad de matriz promedio para el área bajo estudio entre 2.50 a 2.71 gr/cm³ para toda la columna. Dado que todas las formaciones de interés en esta área son fundamentalmente arenas, se tomó como densidad de matriz 2.65 gr/cm³. La densidad de fluido utilizado fue de 1.02 gr/cm³, como promedio general del fluido saturante en el área, este valor de acuerdo a las evaluaciones realizadas en el área se ubica en promedio entre 1.00 y 1.03 gr/cm³.

La validación con registros sínicos fue realizada sólo en los pozos con disponibilidad. Para la evaluación de porosidad a través de los registros sínicos se utilizaron los valores característicos de tiempo de tránsito en arenas entre 52.0 y 55.5 μ s/pie y tiempo de tránsito en el fluido entre 187.0 y 190.0 μ s/pie.

Las porosidades efectivas derivadas para las zonas de análisis se ubican entre los 19 y 32% (tablas 5.8, 5.9, 5.10 y 5.11; figuras 5.23, 5.24 y 5.25), tomadas de estudios previos.

Tabla 5.8. Porosidad y Sw para los intervalos evaluados (sección 1-1' Occidental)

Pozo	Profundidad (pies)	Sw estimada(%)	Porosidad Promedio (%)
	1150-1300	75-95	23.8
	1700-1820	40-80	24.7
	2285-2330	25	26.7
BYK-01	2540-2595	20	26.0
	2630-2710	65-90	28.9
	2910-2990	24-35	24.0
	3300-3525	75	24.1
	1330-1395	aprox. 100	25.1
	1780-1880	25-100	26.0
BYK-02	1950-2150	aprox. 100	25.3
	2550-2615	80-85	23.9
	2630-2770	80-90	28.8

Tabla 5.9. Porosidad y Sw para los intervalos evaluados (sección 1-1' Oriental)

Pozo	Profundidad (pies)	Sw estimada(%)	Porosidad Promedio (%)
	1900-1970	aprox. 100	25.5
	2520-2700	80-100	24.6
BYK-03	2780-2880	80-100	27.3
	3140-3225	60-100	28.7
	3330-3560	90-100	26.5
	3600-3680	50-85	25.2
	2200-2280	90	23.8
BYK-04	2670-2790	70-100	18.9
	2820-2900	60	24.4
	2950-3200	85	25.0
	2520-2640	80	26.8
BYK-05	2700-2765	65-70	25.5
	2995-3075	30-40	25.0
	3430-3520	80	25.2

Tabla 5.10. Porosidad y Sw para los intervalos evaluados (sección 2-2')

Pozo	Profundidad (pies)	Sw estimada(%)	Porosidad Promedio (%)
	2445-2590	8--60	25.3
	2600-2655	10--50	25.1
BYK-06	2705-2810	30-60	26.1
	2920-3010	40-50	25.6
	3080-3135	40-70	22.9
	1580-1620	35	26.3
BYK-07	1630-1870	10-100	17.0
	2100-2185	20	27.0
	2605-2705	75	17.7
	1505-1610	95	25.2
	1760-1800	30	27.0
BYK-08	1920-2180	55-100	22.1
	2225-2270	30	21.1
	2650-2860	90-100	23.8

Tabla 5.11. Porosidad y Sw para los intervalos evaluados (sección 3-3')

Pozo	Profundidad (pies)	Sw estimada(%)	Porosidad Promedio (%)
	1990-2090	20	29.0
BYK-09	2165-2250	15-80	25.2
	2280-2330	13	27.1
	2350-2580	40-100	15.6
	1570-1610	aprox. 100	32.4
BYK-10	1870-2000	10--90	32.6
	2030-2110	20-70	27.4
	2250-2340	40-60	19.9
	1350-1400	70	23.3
	1420-1465	80-90	27.8
BYK-11	1500-1615	80-100	27.8
	1630-1770	50-100	26.9
	1860-1900	aprox. 100	28.0

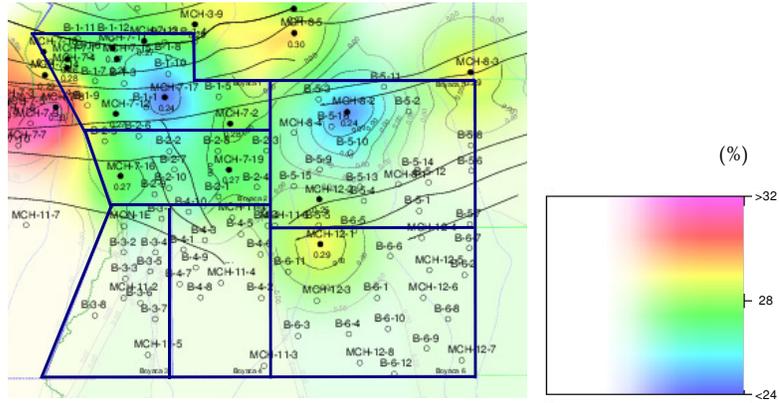


Figura 5.23. Distribución de porosidades estimadas para el Cretácico

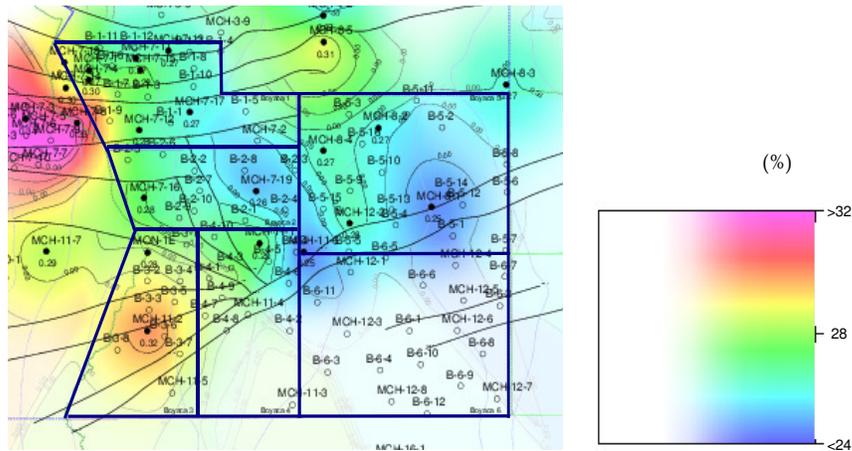


Figura 5.24. Distribución de porosidades estimadas para el Oligoceno

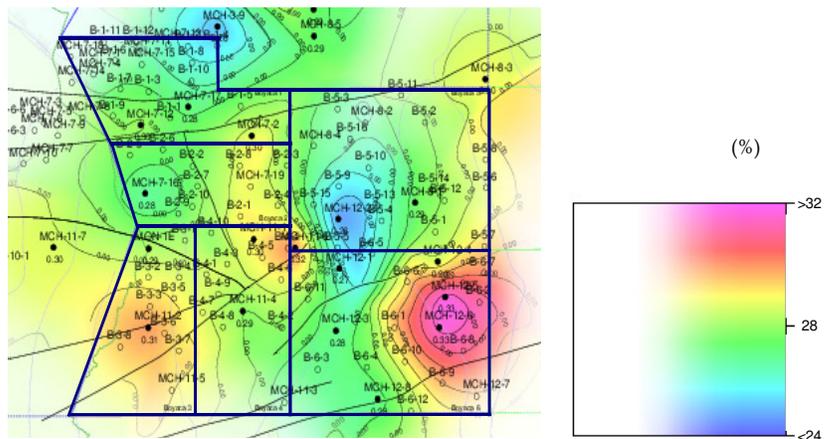


Figura 5.25. Distribución de porosidades estimadas para el Mioceno

5.1.3.4. Saturación de Agua

Para el cálculo de la S_w en arenas arcillosas los estudios previos en el área demostraron que el modelo de Simandoux representaba una excelente aproximación, por lo cual estos resultados fueron tomados y reevaluados en los intervalos seleccionados con correcciones realizadas posterior a la validación de los registros.

La ecuación del modelo de Simandoux se presenta a continuación:

$$S_w = \frac{0.4 \cdot R_w}{\phi^2} \cdot \left(\left(\left(\frac{V_{sh}}{R_{sh}} \right)^2 + \frac{5 \cdot \phi^2}{R_w \cdot R_t} \right)^{1/2} - \frac{V_{sh}}{R_{sh}} \right) \quad \text{Ecuación 5.1}$$

Donde:

R_w : resistividad del agua de formación, en *ohm-m*

R_t : resistividad verdadera de formación, en *ohm-m*

S_w : saturación de agua, en *fracción*

ϕ : porosidad, en *fracción*

V_{sh} : arcillosidad, en *fracción*

El resultado de la evaluación petrofísica indica que para el cretácico la saturación de agua oscila entre 24 y 48 % (figura 5.26), encontrándose las mejores saturaciones de petróleo hacia la zona oeste del campo, con valores de 68 a 76%. En cuanto al resto del campo, se observan las mayores S_w hacia el este.

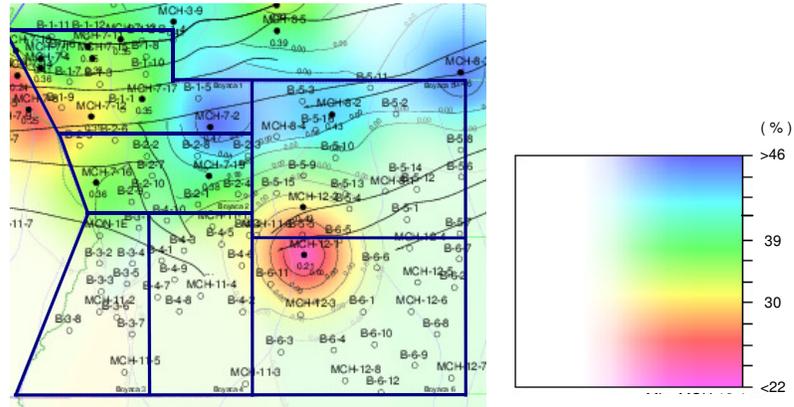


Figura 5.26. Distribución de S_w estimadas para el Cretácico.

Para la secuencia del Oligoceno se puede observar que el valor de saturación de agua oscila entre 20-45%(figura 5.27). Las mejores saturaciones de petróleo están ubicadas hacia la zona oeste y central del área en estudio con valores de 70 a 90% de Saturación de Petróleo.

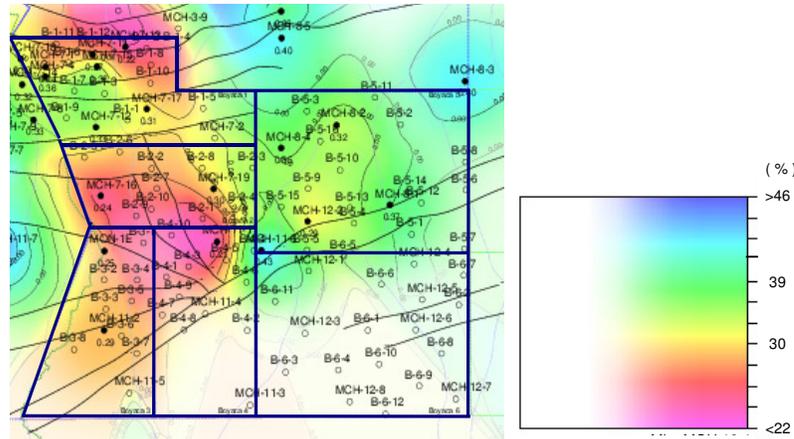


Figura 5.27. Distribución de S_w estimadas para el Oligoceno.

En cuanto a la secuencia del Mioceno la saturación de agua se encuentra entre 24 y 33%(figura 5.28). La mejor saturación de petróleo se ubica hacia la zona central de los bloques en estudio y un sector al norte del área con valor promedio de 70% de saturación de petróleo.

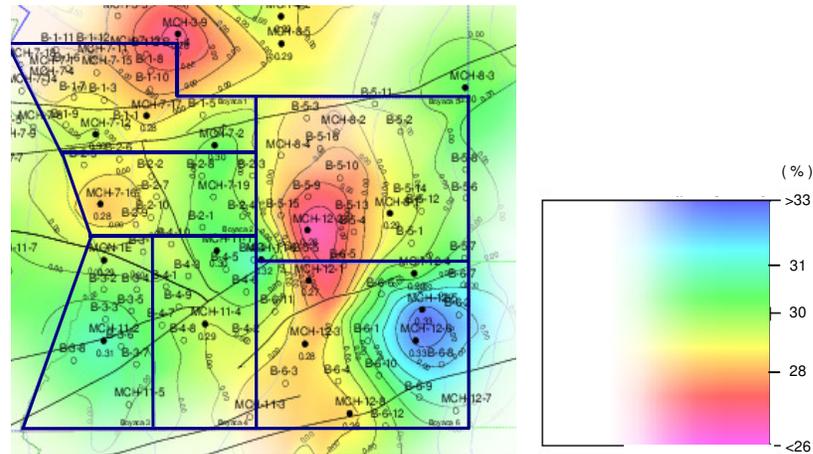


Figura 5.28. Distribución de S_w estimadas para el Mioceno.

5.1.3.5. Resistividad del Agua de Formación

El valor de la resistividad de agua de formación (R_w) se estimó a partir del modelo de SP (ver Apéndice A) y correlacionado con el gráfico cruzado de Pickett (porosidad contra R_t) aplicado en el área. Ambos modelos son aplicables para formaciones limpias (zonas prospectivas por pozos seleccionadas cumplen con este condición) y 100% saturada de agua.

También se aplicó el modelo de R_w a través de los registros de porosidad/resistividad (con el factor de formación “ F ”), no aportando resultados confiables o congruentes con las pruebas de campo disponibles.

Fue estimado previamente ^[36] un valor entre 1.65 y 1.75 para el factor de cementación m y un coeficiente de tortuosidad “ a ” el valor de 0.81, en vista de la escasa información disponible referente a análisis de núcleos y debido al bajo grado de consolidación de las arenas.

El resultado promedio obtenido mediante el modelo de Pickett se presenta en la Tabla 5.12, para cada una de las secuencias presentes en el área de Boyacá:

Tabla 5.12. Distribución de R_w estimadas con el modelo de Pickett en el área de Boyacá.^[36]

Secuencia	R_w (Ohm-m)
Mioceno	0.5-2.5
Oligoceno	1.2-1.6
Cretácico	1.2-1.6

Se indica en los estudios previos para la secuencia del Cretácico y Terciario hacia el noreste, zonas con valores de resistividad del agua de formación baja (0.20-0.50 ohm-m), indicando mayor salinidad del agua. Sin embargo, en la zona de los bloques 1,2 y 5 se señalan sectores con valores más altos de R_w (0.60 -1.40 ohm-m)^[36].

En el resto del área se observa un incremento del valor de la resistividad del agua de formación, hasta alcanzar valores de 2.0 ohm-m, el cual podría ser un indicativo de ambientes fluviales^[36].

El resultado del modelo de R_w a través de la curva SP fue cotejado con los análisis de laboratorio realizados a las muestras tomadas directamente de campo, con los que se validó la información en forma directa.

A continuación se muestran los valores de SSP registrados para las secuencias estudiadas (Tabla 5.13), para posteriormente obtener la R_w (Tabla 5.14 y 5.15) utilizando los valores de resistividad de los lodos utilizados en cada pozo independientemente (modelo SP).

Tabla 5.13. Valores de SSP obtenidos por intervalos.

Pozo	Sección	Profundidad (pies)	SSP (-mV)	
BYK-02		1330-1395	20	
		1780-1880	32	
		1950-2150	45	
		2550-2615	35	
BYK-03	Norte	1900-1970	20	
		2520-2700	35	
		2780-2880	35	
		3140-3225	30	
		3330-3560	40	
		3600-3680	40	
		Promedio	33.2	
BYK-06		2445-2590	40	
		2600-2655	35	
		2705-2810	40	
		Central	2920-3010	30
			3080-3135	30
BYK-07		1580-1620	70	
		1630-1870	45	
		2100-2185	50	
		Promedio	42.5	
BYK-09		1990-2090	50	
		2165-2250	55	
		2280-2330	60	
		2350-2580	70	
BYK-10	Sur	1570-1610	40	
		1870-2000	55	
		2030-2110	35	
		2250-2340	40	
BYK-11		1420-1465	30	
		1500-1615	55	
		Promedio	49	

Tabla 5.14. Distribución de R_w estimadas con el modelo de SP en el área de estudio.

Pozo	Zona	Sw estimada(%)	Rw estimada (ohm-m)
	1	75-95	0.90
	2	40-80	0.75
	3	25	0.45
BYK-01	4	20	0.60
	5	65-90	0.55
	6	24-35	0.48
	7	75	0.60
	1	aprox. 100	1.08
	2	25-100	0.80
BYK-02	3	aprox. 100	1.40
	4	80-85	1.20
	5	80-90	1.60
	6	aprox. 100	1.00
	1	aprox. 100	0.80
	2	80-100	0.84
BYK-03	3	80-100	0.94
	4	60-100	1.30
	5	90-100	1.20
	6	50-85	1.10
	1	90	0.80
BYK-04	2	70-100	0.40
	3	60	0.90
	4	85	1.00
	1	80	1.20
BYK-05	2	65-70	1.15
	3	30-40	0.82
	4	80	0.86
	1	8--60	0.40
	2	10--50	0.60
BYK-06	3	30	1.20
	4	40	1.00
	5	30-60	0.80
	1	35	0.65
BYK-07	2	10-100	2.50
	3	20	1.00
	4	75	2.00
	1	95	0.80
	2	30	2.70
BYK-08	3	55-100	2.00
	4	30	1.90
	5	90-100	0.80

Tabla 5.15. Distribución de R_w estimadas con el modelo de SP (continuación)

Pozo	Zona	Sw estimada(%)	Rw estimada (ohm-m)
	1	20	1.20
BYK-09	2	15-80	1.30
	3	13	1.25
	4	40-100	0.65
	1	aprox. 100	1.65
BYK-10	2	10--90	1.20
	3	20-70	1.00
	4	40-60	-
	1	70	1.00
	2	80-90	0.90
BYK-11	3	80-100	0.70
	4	50-100	0.50
	5	aprox. 100	0.43

Se observa en la distribución de la resistividad para el área de estudio, una disminución (mayor conductividad o mayor salinidad) hacia la parte norte, lo cual ubica las zonas al este de la secciones 1-1' y 2-2' como de ambientes marinos, resultado análogo con la tendencia de sedimentación estimada para las secuencias del Cretácico y Terciario, con ríos desembocando hacia el norte de la cuenca. El agua muchas veces atrapada en los espacios intersticiales de la roca en las cuales fue depositada, se conserva hasta la actualidad, pues representa en gran medida la fase mojante del área.

De igual manera se encuentra con que el agua mantiene la salinidad (iones salinos) lo cual permite relacionar sistemas de roca por la procedencia del agua contenida en la actualidad.

En términos generales en los bloques se encuentran valores de la resistividad del agua dentro de la zona de estudio relativamente alta, pero que decrece hacia el norte y aún mas hacia la zona este de los bloques, lo cual es indicativo del sistema sedimentario mencionado anteriormente.

5.1.4. MODELO DE YACIMIENTOS

El modelo de yacimientos reúne los parámetros de roca y fluidos que definen la prospectividad de una zona tomando en cuenta la distribución de todos los elementos como un conjunto. Es evidente que la evaluación petrofísica considera una serie de factores relacionados con el yacimiento, la roca y sus características, algunos mencionados con anterioridad, pero es en esta fase en la que estos resultados en conjunto con los datos medidos en los pozos son integrados, los cuales provienen de la información recopilada en la zona, las evaluaciones preliminares y las suposiciones impuestas.

5.1.4.1. POES Estimado para el Estudio ^[36]

El POES estimado previamente en el área indica un valor aproximado de 271.0 MMMBN, en la tabla 5.16 y figura 5.29 se observan los resultados por secuencia estratigráfica secuencial. Se determinó que la secuencia con mayor acumulación de hidrocarburos es el Mioceno (168.1 MMMBN), seguida por el Oligoceno con 77.0 MMMBN y Cretácico con 26.3 MMMBN.

Tabla 5.16. Resultado del POES estimado por secuencia estratigráfica para el área de Boyacá.

SECUENCIA	POES (MMMNB)
MIOCENO	168.1
OLIGOCENO	77.0
CRETÁCICO	26.3
TOTAL	271.4

El análisis de interconexión se centra en la zona noreste, esto incluye a los bloques 1 y 2 en sus áreas más orientales y el bloque 5 en su totalidad. El

estudio de los bloques 1 y 2 indicó un POES (acumulado en las tres secuencias) en el orden de 25.5 y 47.6 MMMBN respectivamente, lo cual se traduce en 10 % para el bloque 1 y 20% para el bloque 2. Por otro lado en el bloque 5 se estima la presencia de 35.3 MMMBN (13%). La tabla 5.17 muestra las propiedades escaladas equivalentes para cada uno de los bloques.

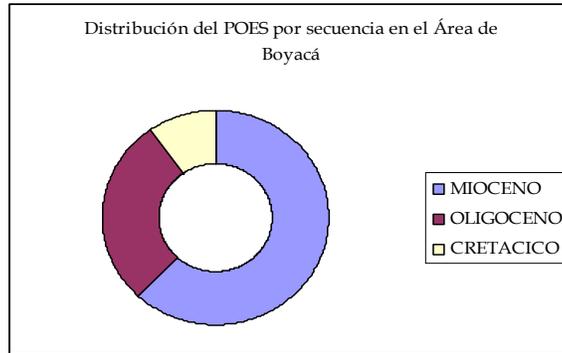


Figura 5.29. Distribución del POES por secuencia.

5.1.4.2. Propiedades de Yacimiento

La evaluación de los datos disponibles indica la presencia de mayor prospectividad hacia la región sur, por presentar los intervalos arenosos con mayor espesor y la presencia de secuencias probadas de mayor rentabilidad, como es el caso de los pozos BYK-09 y BYK-10, en donde se encuentra crudo de 5 hasta 10 °API, intervalos desde 60 hasta 120 pies de espesor y adicionalmente se encuentra la presencia de una capa de gas para la secuencia de la formación Chaguaramas en el pozo BYK-10 a 1855 pies.

Tabla 5.17. Propiedades escaladas equivalentes ^[36]

	BLOQUE1	BLOQUE2	BLOQUE3	BLOQUE4	BLOQUE5	BLOQUE6	GLOBAL
So (%)	67	70	71	69,5	67	68,2	68
ANP (ft)	107	259	191	107	84	177	145
PHI (%)	28	28	30	30	27	31	29
AREA (Krr2)	701	519	663	698	1244	1244	5068

Los datos de yacimiento, tanto parámetros de la roca como fluidos, integrados por secuencia permiten caracterizar cada intervalo, definiendo el sistema y permitiendo establecer un parámetro global de comparación entre sistemas, que de ser continuos presentarían características similares en cuanto a sus elementos de yacimiento.

Los datos permitieron construir una base de datos para la comparación directa de las características geológicas de sedimentación entre los intervalos analizados, con la finalidad de determinar la posible presencia de sistemas interconectados. La base de datos generada para la caracterización de yacimiento incluye los siguientes parámetros: arcillosidad (V_{sh}), porosidad (Φ), saturación de agua (S_w), permeabilidad (k) y resistividad verdadera de la formación agua y petróleo (R_t , R_o y R_w).

5.1.4.3. Análisis de Núcleos

Se disponen de 6 núcleos en la zona de interés. De los mismos 4 se ubican en la secuencia del paleozoico, 1 de ellos en la secuencia Terciario y el último en la secuencia del Cretácico (*Tabla 5.18*).

Tabla 5.18. Secuencias objetivo de toma de núcleos disponibles.

Secuencia de toma de Núcleo	Pozos
Paleozoico	BYK-01
Cretácico	BYK-02
Jurásico	BYK-07
Jurásico	BYK-08
Jurásico	BYK-09
Terciario	BYK-10

Los análisis de núcleo realizados en la zona de estudio definen las unidades sedimentológicas en los intervalos en base a las características litológicas,

estructuras sedimentarias, la respuesta de registros eléctricos y los diferentes análisis realizados.

Se evidencia la presencia de arenas de grano fino a grueso, generalmente de pobre a moderadamente escogidas con granos de forma angular a redondeados. En las zonas prospectivas en el pozo BYK-10 y otro ubicado a 15 km al oeste del pozo BYK-09, se perciben algunas intercalaciones arcillosas cercanas al pie de espesor.

Ambientes de Sedimentación

En el pozo BYK-10, se evidencian dos ambientes mayores separados por un cambio brusco, posiblemente discordante a 2200 pies. El ambiente inferior se estima fluvial de tipo de corriente entrelazada. Mientras que el superior muestra características de un plano deltaico bajo, muy cercano a la costa donde influencias marinas ocasionales están representadas por bahías entre canales distributarios.

Las arenas evaluadas en promedio para las unidades superiores son generalmente más arcillosas que las inferiores.

Para la unidad productora principal del pozo BYK-10, a 1960 pies, se encontraron generalmente secciones impregnadas de crudo de alta viscosidad en arenas interestratificadas de tipo ilita y esmectita.

Caracterización Geoquímica y Composición de Crudos

En el mismo pozo BYK-10 se analizaron 4 paquetes de arenas separados por intervalos lutíticos a las profundidades de 1969, 2053, 2439 y 2276 pies. Los datos que fueron obtenidos en dicho análisis mostraron los siguientes resultados:

Tabla 5.19. Caracterización geoquímica de crudo para el pozo BYK-10.

Prof. (pies)	Crudo en arenas (%)	Hidroc. Sat. (%)	Hidroc. Arom. (%)	Asfaltenos (%)
2053	5.1	27.0	37.0	16.0
2139	16.7	23.0	34.0	20.0
2276	12.4	25.0	37.0	16.0

Se observa el bajo contenido de hidrocarburos saturados y un alto porcentaje de resinas y asfaltenos. La composición de los crudos es similar y se trata posiblemente de crudos nafténicos.

5.1.4.4. Análisis de Presiones

La información de presiones es relativamente limitada, sólo se dispone de datos de presión estática en puntos determinados de la cuenca, que en ciertos casos se ubica en zonas fuera de las áreas prospectivas. Esta información permite estimar la relación de presión dispuesta en el área, por cada secuencia y la correlación existente entre ellos.

La información de presiones se correlacionó relativamente bien con los datos de producción, obteniéndose gradientes de presión entre 0.36 y 0.48 lpc/pie en promedio, destacando que en algunos pozos los mismos se obtuvieron con sólo dos puntos, lo cual puede arrojar valores subestimados o sobreestimados. Los valores de gradientes de 0.39 a 0.42 lpc/pie son característicos de

densidades de crudo liviano a mediano, mientras aquellos mayores a 0.42 son referidos a crudo pesado y extrapesado (*tabla 2.2*).

Uno de los pozos donde se disponen actualmente de pruebas RFT y DST simultáneamente es el BYK-05 (*figura 5.30*), en el cual se verifica la presencia de dos sectores diferenciables, en términos de gradiente y que sirve como validación del modelo. Se observa un gradiente de 0.38 lpc/pie (gradiente de petróleo teóricamente mediano) para la unidad 02 del pozo y 0.42 lpc/pie para la unidad 03 (gradiente de petróleo pesado).

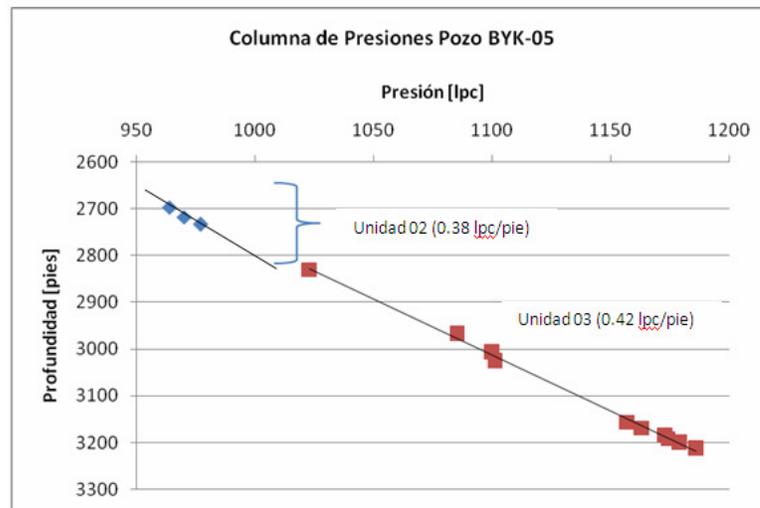


Figura 5.30. Tendencia de presiones en el pozo BYK-05.

En algunos pozos se disponen de escasa información de presiones, por lo cual los datos existentes se integraron con la data de fluidos y yacimiento extraída de los informes de producción, de manera de agregar sus tendencias al modelo de interconexión definitivo.

Un ejemplo se presenta para secuencias analizadas del pozo BYK-09 y BYK-11, en los cuales los datos de producción arrojaron resultados de crudo de 8 a 10 °API (*figuras 5.31 y 5.32*), lo cual resultó cónsono con la información de producción para los mismos intervalos.

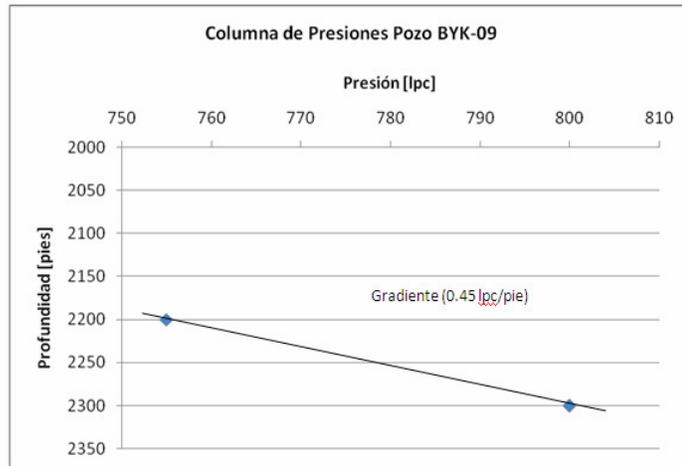


Figura 5.31. Gradiente de presión estimado en el pozo BYK-09.

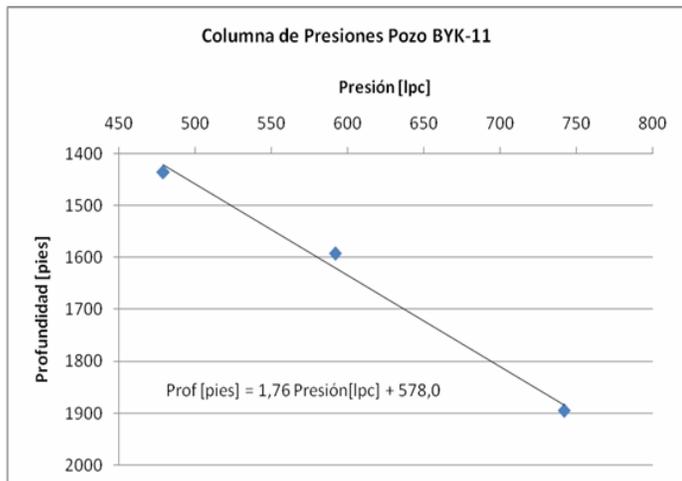


Figura 5.32. Tendencia de presiones en el pozo BYK-11.

En algunos casos como el pozo BYK-10, es posible no solo verificar el tren de presiones y validarlo con la información disponible de las arenas prospectivas, sino igualmente identificar los contactos para algunas unidades presentes.

En el caso de este pozo en particular se identificó el gradiente de presión para la unidad 02 de 0.4 lpc/pie con solo dos puntos (la producción arrojó crudo de casi 5 °API).

Igualmente se encontró un contacto agua petróleo a 2080 pies en la unidad 03, para lo cual los datos petrofísicos indican saturación de agua que varía en el espesor de arena desde 20 hasta 75% (figura 5.33).

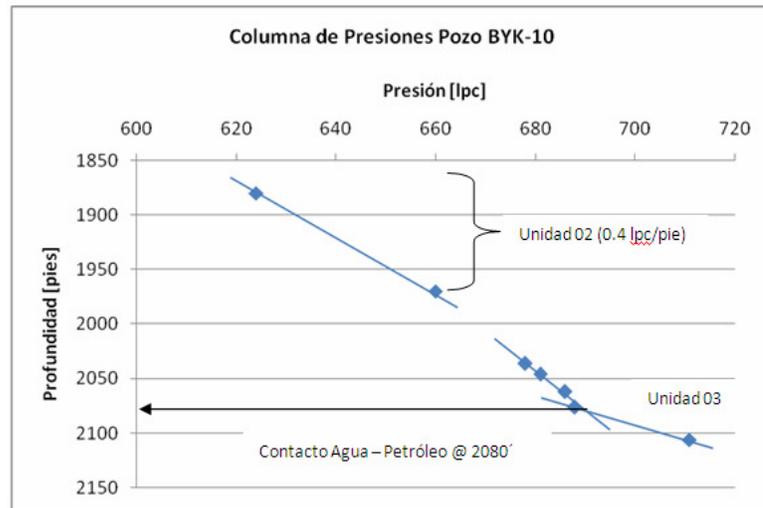


Figura 5.33.a Tendencia de presiones en el pozo BYK-10.

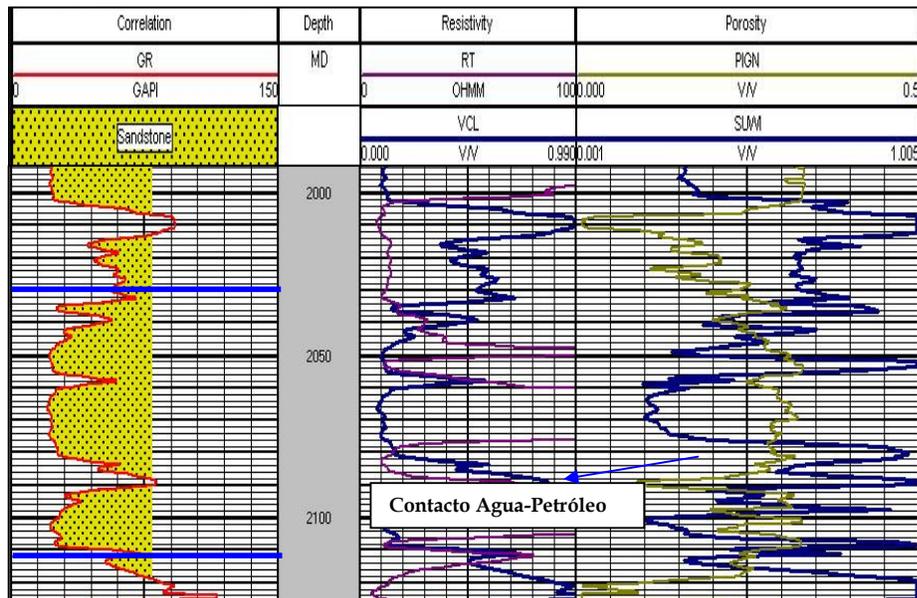


Figura 5.33.b Registros de pozo para las secuencia 2030 y 2110 pies (pozo BYK-10), constatando la presencia de un contacto agua petróleo observado en los datos de presión.

A continuación se muestran las tendencias de presiones regionales para los intervalos en el Terciario y Cretácico, respectivamente por sección analizada (figuras 5.34, 5.35 y 5.36).

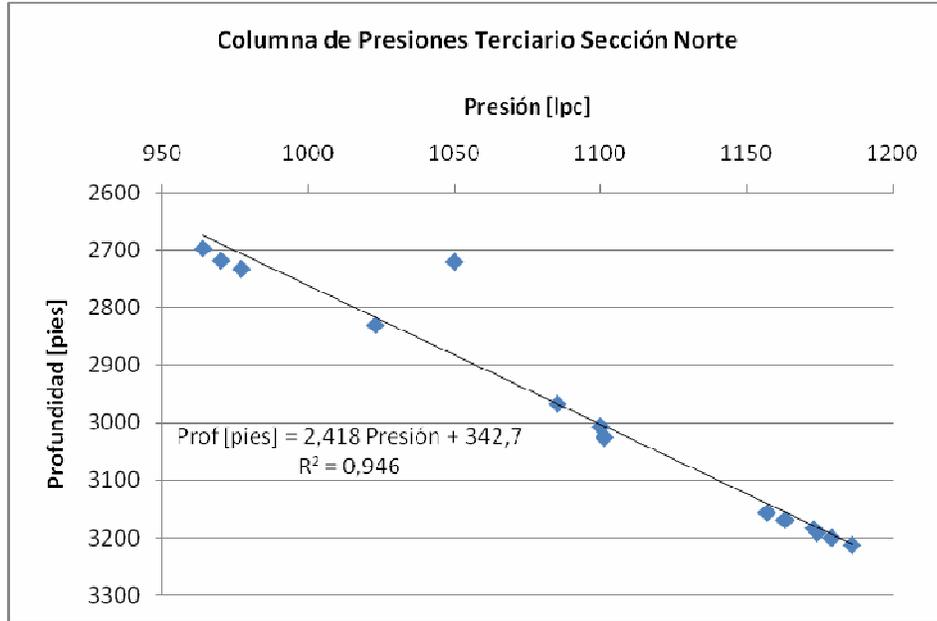


Figura 5.34. Tendencia de presiones para la secuencia del Terciario sección estratigráfica 1-1.

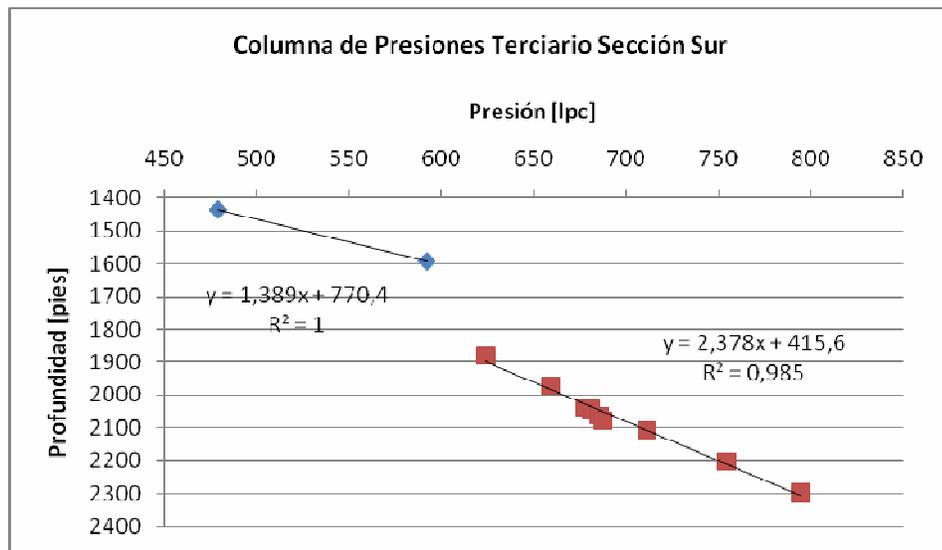


Figura 5.35. Tendencia de presiones para la secuencia del Terciario en la sección estratigráfica 3-3.

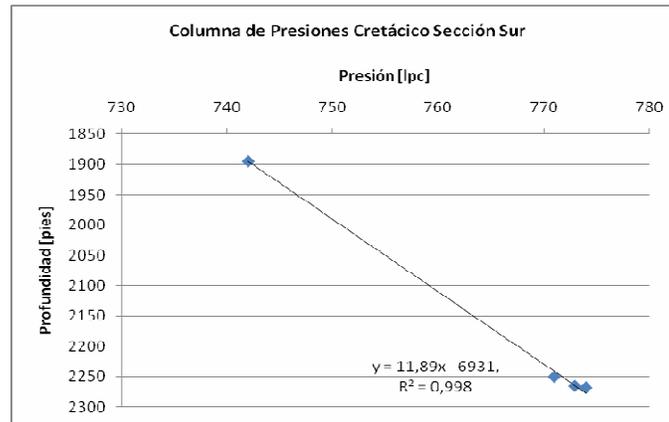


Figura 5.36. Tendencia de presiones para la secuencia del Cretácico en la sección estratigráfica 3-3.

Por ser relativamente limitada la cantidad de información de presión disponible, no es posible establecer tendencias de gradientes de presión en todos los intervalos estudiados, limitándose a mostrar en la mayoría de ellos datos puntuales a profundidades específicas. Cabe destacar que la información disponible muestra mayor cambio de presión por pie, en la secuencia Cretácico en la sección sur. Mientras se verifican valores similares entre las secuencias del Terciario norte y sur.

5.1.5. INTEGRACIÓN DE LOS DATOS DE PRODUCCIÓN POR UNIDAD PROSPECTIVA

El área de Boyacá es un área relativamente poco explotada, los pozos perforados fueron de tipo exploratorio y se encuentran en condición actual de abandono, por esa razón la data de producción proveniente de los mismos es relativamente limitada.

La principal aplicabilidad de este modelo se encuentra en los datos de caracterización de los crudos producidos, lo cual en términos generales permite generar un esquema areal de la distribución de los fluidos contenidos en las zonas prospectivas evaluadas. La mayoría de las zonas con datos de producción fueron incluidas dentro de la evaluación, por representar datos “duros” de la distribución de los hidrocarburos en las arenas estudiadas.

De igual forma, la comparación de los fluidos interpretados y producidos, es un indicador importante en la estimación de la procedencia de los crudos en el área.

5.1.5.1. Análisis de Producción

Se dispone de datos puntuales de producción y no historias, en el mejor de los casos se produjeron cantidades poco significativas para la evaluación del potencial del yacimiento (*Tabla 5.20*), puesto que la perforación en el área fue orientada a descubrir las acumulaciones de hidrocarburos.

En la tabla 5.20 se muestra en resumen la información de producción en 11 pozos del área, la cual fue recopilada y organizada para el desarrollo de la investigación.

Tabla 5.20. Datos de producción por pozo en la zona de estudio.

Pozo	RESULTADOS DE PRODUCCIÓN
BYK-01	Producción por Achique Crudo Extrapesado
BYK-02	Recuperó Crudo Extrapesado de 7 °API
BYK-03	Prueba por Balancín (crudo de 300.000 CTS)
BYK-04	Recuperó 120 BBLN de Crudo de 8 °API
BYK-05	Recuperó agua con trazas de crudo
BYK-06	Movilidad del Crudo muy Baja
BYK-07	Recuperó muestras por achique y gas (1.56 MMPCND)
BYK-08	Producción de Crudo de 7 °API y gas (1.9MMPCND)
BYK-09	Recuperó Crudo de baja movilidad (Chaguaramas)
BYK-10	Recuperó Crudo Extrapesado (5 °API)
BYK-11	Producción por Achique Crudo Extrapesado

En la tabla 5.21 se muestran los datos de gravedad API, derivados de cada reporte de producción, utilizados como apoyo para la comparación de densidades de los fluidos producidos en cada intervalo analizado.

Tabla 5.21. Datos de °API por intervalo producido en cada pozo.

Pozo	Zona	Profundidad (pies)	°API crudo
BYK-01	2	1700-1820	5.8
	3	2285-2330	6.0
	4	2540-2595	5.4
	6	2910-2990	4.7
BYK-02	2	1780-1880	7.2
BYK-03	6	3600-3680	3.0
BYK-04	2	2670-2790	8.9
BYK-06	1	2445-2590	Crudo Inmovil
	4	2920-3010	Crudo Inmovil
BYK-07	1	1580-1620	Gas
	2	1630-1870	5.1
	3	2100-2185	7.7
BYK-08	2	1760-1800	7.2
	3	1920-2180	7.2
	4	2225-2270	Gas
BYK-09	2	2165-2250	5.5
	3	2280-2330	10.1
BYK-10	2	1870-2000	Gas / 4.5
	4	2250-2340	4.7
BYK-11	2	1420-1465	9.1 / 3.1
	3	1500-1615	3.1
	5	1860-1900	4.1

Todos los datos de producción pertenecen a las jornadas de perforación de los años 1983 y 1984.

Esta información permitió establecer una distribución a nivel del área de estudio sobre el tipo de fluidos y sus características, identificando los crudos de mejor densidad generalmente para las secciones centro y sur, con inclusive presencia de gas en los pozos BYK-07 y BYK-10, además de crudo de inclusive 10 °API. De igual forma se obtuvieron datos puntuales relacionados con las propiedades del agua de formación.

5.1.6. MODELO EMPÍRICO

Finalmente se empleó el modelo de Amaefule (Kozeny-Carman) para integrar la data de yacimiento desde el punto de vista empírico, evaluando de forma numérica las unidades hidráulicas. En este modelo se incluyen las correlaciones de S_{wir} y permeabilidad (k) utilizadas.

Para la definición este modelo es necesario disponer previamente datos de roca y fluidos como son: porosidad, permeabilidad y saturación de agua irreducible. Con anterioridad se derivaron los valores de porosidad de los registros de densidad, neutrón y sónico.

5.1.6.1. Saturación de Agua Irreducible (S_{wir})

El modelo de Buckles ^[3, 4, 43] (Pickett modificado) fue el modelo utilizado para la correlación por cada zona prospectiva presente en el estudio hidráulico en cuanto a la saturación residual de agua. El mismo fue cotejado con el modelo de gráfico cruzado de resistividad verdadera (R_t) contra saturación de agua.

Los modelos de Buckles y el gráfico cruzado (R_t contra S_w) se ajustaron excelentemente, permitiendo extender la aplicabilidad del modelo de Buckles, en aquellas zonas con alta presencia de agua.

Para definir este modelo fueron utilizados los datos de porosidad de las pruebas de núcleo, ensayos de laboratorio y registros eléctricos. Los datos de saturación de agua por cada zona prospectiva se tomaron de las evaluaciones petrofísicas disponibles, análisis de producción y núcleos del área.

La aplicación del modelo fue modificada para estimar de forma explícita la saturación de agua irreducible. Especialmente para el área se verificó que es posible estimar valores de Sw_{ir} tomando las secuencias de mayor tamaño de grano correspondiente a menores valores de constante “c”, para la ecuación 2.23; extrapolando su tendencia hasta la mayor porosidad (denominada porox) posible de acuerdo al tamaño de grano y tipo de roca presente.

Por ejemplo para una secuencia que arroje un valor de $c = 0.10$ mínimo y presente una secuencia de grano grueso, el valor de “porosidad máxima” ubicará el menor valor de Sw posible (ecuación. 2.23) asumido como el valor de Sw_{ir} (figura 5.37).

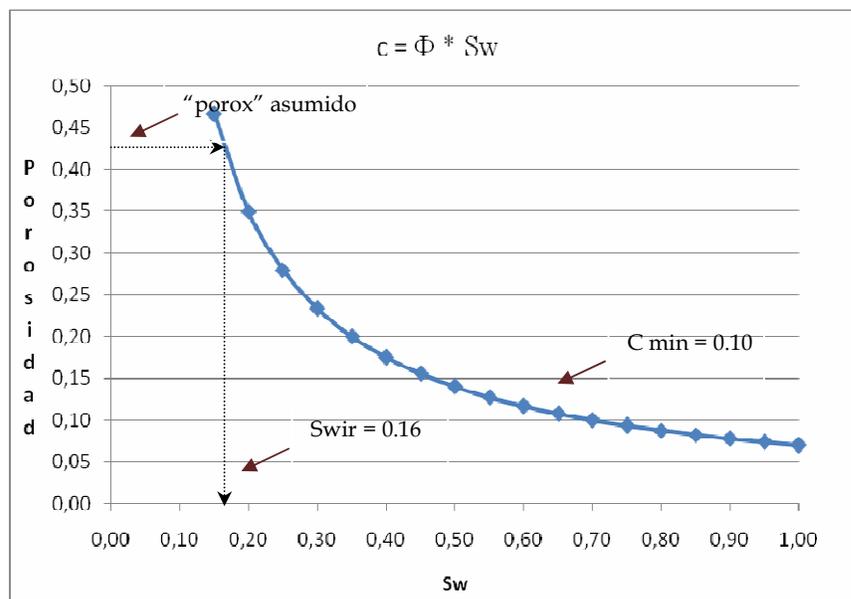


Figura 5.37. Intervalo arrojando valores de $c=0.10$ aplicando el modelo de Buckless ajustado para el área de Boyacá, asumiendo un valor de porox se obtiene el valor de Sw_{ir} .

En las arenas limpias de ambientes fluviales, este valor de extrapolación se ajusto muy bien con valores de “*porox*” de 0.43 (generalmente valores de arcillosidad $V_{sh} < 8 \%$).

Para intervalos más arcillosos (V_{sh} entre 8 y 25%) se verificó que el ajuste más idóneo osciló entre 0.35 y 0.41 (ajustado con pruebas de laboratorio y adicionalmente los gráficos cruzados de resistividad y saturación del agua de formación).

Cabe destacar que estos valores de “*porox*”, sólo representan un indicador utilizado en función de conseguir la mínima saturación de agua posible de acuerdo al tamaño de grano, el tipo de roca y la distribución de los mismo, estimada mediante el indicador “*c*”.

De esta forma, por ejemplo en el pozo BYK-10, específicamente en la zona prospectiva U3 (*figura 5.38*), se encuentra la mejor alineación de los puntos de menor tendencia hiperbólica cerca del valor 0.07 de constante “*c*”. Por encontrarse en una arena limpia de baja arcillosidad, se toma el valor de *porox* 0.43, resultando un valor de saturación de agua irreducible estimado de a 17%, utilizando la relación presentada en la ecuación 2.23 (*ver apéndice B*).

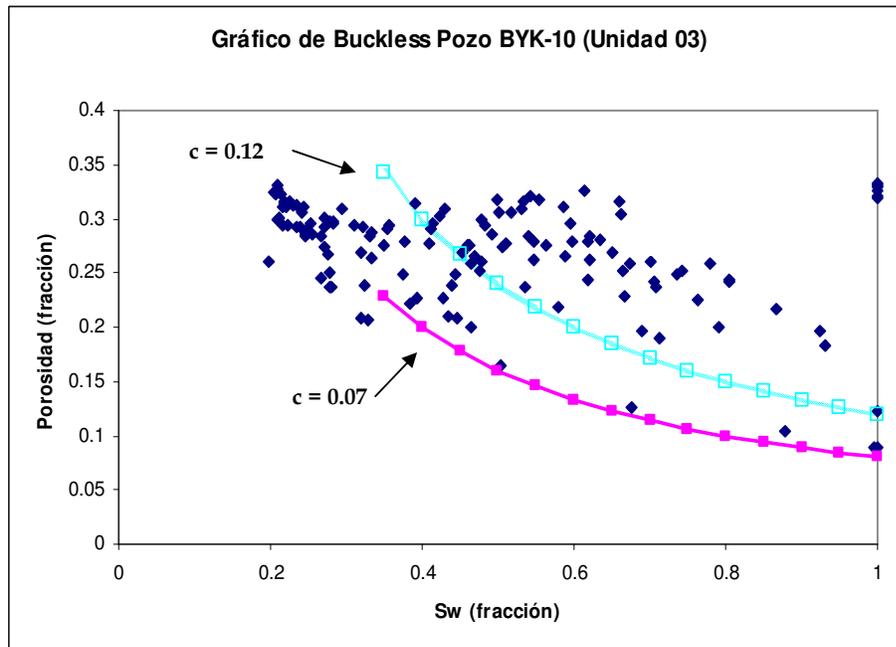


Figura 5.38. Modelo de Buckless para el pozo BYK-03 (unidad 03)

El modelo aplicó eficientemente en los 11 pozos utilizados para el estudio comparado directamente con graficas de R_t contra Sw , por cada secuencia. Una vez generado el modelo se obtuvieron valores de “ c ” en general entre 0.05 y 0.14 para toda el área.

En algunos intervalos fue posible la aplicación del método de gráficos cruzados de R_t y Sw , permitiendo la comparación con el modelo de Buckless propuesto, pero en otros la data no estuvo disponible o los resultados no fueron satisfactorios, por lo cual el método se hace particularmente ventajoso para la definición de la Sw_{ir} en zonas donde no resulta aplicable el gráfico de R_t contra Sw con facilidad.

El ajuste del modelo de Buckles se puede verificar al comparar con los gráficos cruzados de R_t y S_w (figura 5.39 y 5.40), realizados en los BYK-01, BYK-06, BYK-07, BYK-09 y BYK-10.

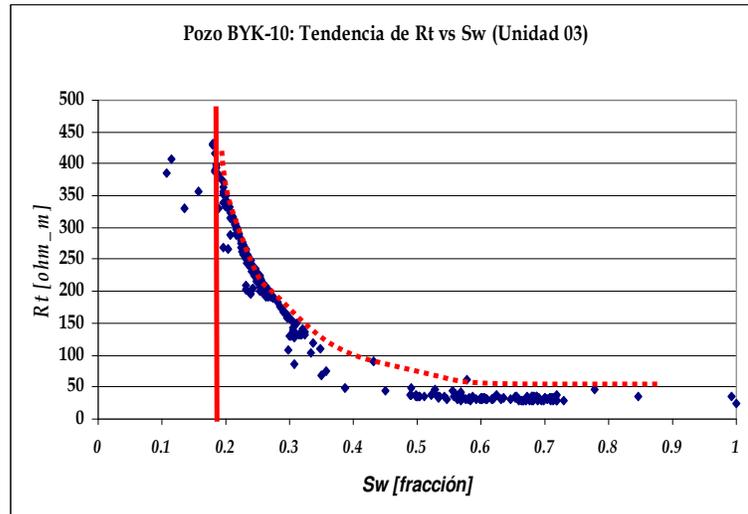


Figura 5.39. Gráfica de R_t contra S_w para el pozo BYK-10 (unidad 03).

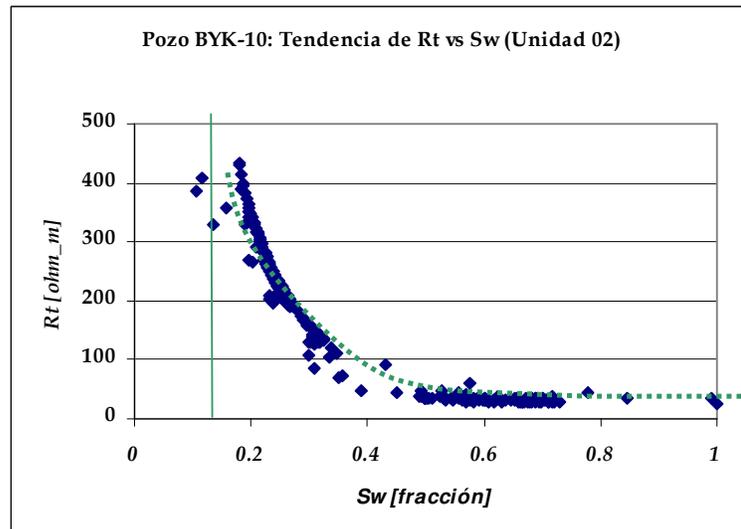


Figura 5.40. Gráfica de R_t contra S_w para el pozo BYK-10 (unidad 02).

A continuación en las tablas 5.22, 5.23 y 5.24 se presentan los valores de saturación de agua irreducible para ambos modelos por pozo:

Tabla 5.22. Resultados modelos de Swir (Gráfico cruzado y Buckles) sección 1-1'.

Pozo	Zona	Swir gráfico cruzado (fracción)	Swir Buckless (fracción)
	1	-	0.290
	2	-	0.263
	3	0.200	0.150
BYK-01	4	0.200	0.149
	5	-	0.279
	6	0.150	0.139
	7	-	0.224
	1	-	0.267
	2	0.250	0.200
BYK-02	3	-	0.240
	4	-	0.174
	1	-	0.385
	2	-	0.340
BYK-03	3	-	0.249
	4	-	0.230
	5	-	0.230
	6	-	0.230
	1	-	0.220
BYK-04	2	-	0.160
	3	-	0.174
	4	-	0.186
	1	-	0.240
BYK-05	2	-	0.250
	3	0.130	0.110
	4	-	0.290

Cabe destacar que el modelo de gráfico cruzado de R_t contra Sw , no fue aplicado en todo los intervalos disponibles, pues en algunos no brindaba información útil, ya que debido al alto de corte de agua presente en ciertos pozos no es posible generar una tendencia clara entre la saturación de agua (Sw) y la resistividad verdadera (R_t).

Tabla 5.23. Resultados modelos de Swir (Gráfico cruzado y Buckles) sección 2-2'.

Pozo	Zona	Swir gráfico cruzado (fracción)	Swir Buckless (fracción)
	1	0.050	0.075
	2	0.080	0.071
BYK-06	3	0.260	0.146
	4	-	0.179
	5	-	0.218
	1	0.350	0.254
BYK-07	2	0.070	0.070
	3	0.135	0.100
	1	-	0.300
	2	-	0.174
BYK-08	3	-	0.150
	4	0.240	0.140

Tabla 5.24. Resultados modelos de Swir (Gráfico cruzado y Buckles) sección 3-3'.

Pozo	Zona	Swir gráfico cruzado (fracción)	Swir Buckless (fracción)
	1	0.200	0.149
BYK-09	2	0.110	0.113
	3	0.060	0.074
	4	0.170	0.072
BYK-10	2	0.130	0.090
	3	0.190	0.174
	4	-	0.090
	1	-	0.308
BYK-11	2	-	0.380
	4	-	0.300
	5	-	0.267

El gráfico cruzado de R_t y Sw , fue aplicado en todos los intervalos con saturaciones o cortes de agua inferiores a 50%.

Los valores de saturación de agua irreducible están altamente relacionados con el tamaño de grano, la homogeneidad en la disposición de los mismos en yacimiento, ya que a mayor área efectiva de los granos de la roca mayor

resultará ser la saturación de agua irreducible ($S_{w_{ir}}$), cuando la roca es preferentemente mojada por el agua.

Es posible encontrar en yacimiento, sistemas deposicionales con espesores de arena considerables que pueden verse afectados por una arcillosidad moderada, lo cual redundaría en una disposición de granos más finos que afectan la $S_{w_{ir}}$ aumentándola, pues el área efectiva de los granos es mayor, observándose en el pozo BYK-03.

En el modelo se tiene una $S_{w_{ir}}$ relativamente menor en las zonas arenosas de las secciones 2-2' y 3-3' observando en las tablas 5.23 y 5.24 que los valores de $S_{w_{ir}}$ oscilan entre 8 y 18%, exceptuando los valores estimados del pozo BYK-11 donde particularmente los mismos se ubican por encima de 25% para todas las secuencias analizadas, lo cual puede estar relacionado con el alto corte de agua presente en las secuencias del pozo que pudiesen haber afectado el modelo, sobrestimando los valores; pero al no poder aplicarse de forma eficiente el gráfico cruzado de R_t contra S_w y no existir pruebas de laboratorio relacionadas con la saturación de agua irreducible para el pozo, se imposibilita el cotejo real de los datos con otros modelos.

En el caso de los valores estimados de $S_{w_{ir}}$ para la secuencia norte se encuentran valores mayores a los de las secciones central y sur, con valores que oscilan entre 15 y 25%.

Es evidente que los valores deben verse afectados por la arcillosidad presente en las zonas prospectivas del área norte, las cuales se asumen en ambientes marinos de depositación. Tamaño de grano más fino aumenta los valores de $S_{w_{ir}}$, como se verifica en los pozos bajo estudio en el área de Boyacá.

En las zonas ubicadas al sur los ambientes fluviales en forma de canal redundan en mayores tamaños de granos y posiblemente por esta razón se obtienen valores de Sw_{ir} mucho menores.

5.1.6.2. Permeabilidad

La permeabilidad fue determinada, a través del modelo de Timur y Willie & Rose, considerando las correcciones presentadas por las cartas de Schlumberger y validadas en cierto número de pozos (*Tablas 5.25, 5.26 y 5.27*).

En términos generales, el factor de corrección promedio presentado en la zona estuvo alrededor del valor de 0.9 relacionado con las densidades de los fluidos y de la altura con respecto al nivel de agua libre. En otras palabras la permeabilidad por el modelo de Timur ó Willie & Rose fue corregida y se obtuvo un 10% menos de los valores numéricos calculados, lo cual se amarra de forma correcta con los valores de estudios previos realizados en la zona.

La permeabilidad correlacionada oscila en promedio entre los 500mD y los 2000mD para las zonas prospectivas (*Tablas 5.25, 5.26 y 5.27*).

Tabla 5.25. Estimados de permeabilidad por intervalo. Sección 1-1'.

Pozo	Profundidad (pies)	K promedio [mD]
	1150-1300	203
	1700-1820	295
	2285-2330	1190
BYK-01	2540-2595	1076
	2630-2710	446
	2910-2990	1006
	3300-3525	466
	1330-1395	319
	1780-1880	607
BYK-02	1950-2150	363
	2550-2615	625
	2630-2770	-
	3625-3810	-
	1900-1970	155
	2520-2700	188
BYK-03	2780-2880	468
	3140-3225	680
	3330-3560	507
	3600-3680	388
	2200-2280	367
BYK-04	2670-2790	506
	2820-2900	674
	2950-3200	623
	2520-2640	482
BYK-05	2700-2765	330
	2995-3075	1696
	3430-3520	303

Tabla 5.26. Estimados de permeabilidad por intervalo. Sección 2-2'.

Pozo	Profundidad (pies)	K promedio [mD]
	2445-2590	3590
	2600-2655	4284
BYK-06	2705-2810	1088
	2920-3010	737
	3080-3135	393
	1580-1620	453
BYK-07	1630-1870	1376
	2100-2185	1663
	1505-1610	228
	1760-1800	1069
BYK-08	1920-2180	712
	2225-2270	513
	2650-2860	227

Tabla 5.27. Estimados de permeabilidad por intervalo. Sección 3-3´.

Pozo	Profundidad (pies)	K promedio [mD]
	1990-2090	2090
BYK-09	2165-2250	2026
	2280-2330	5070
	2350-2580	219
	1570-1610	-
BYK-10	1870-2000	7400
	2030-2110	1050
	2250-2340	1406
	1350-1400	163
	1420-1465	246
BYK-11	1500-1615	-
	1630-1770	293
	1860-1900	472

Las zonas prospectivas con mejores valores estimados de permeabilidad por sección de estudio (Este – Oeste) son:

- En la sección 1-1´ el pozo BYK-01 presenta valores de permeabilidad promedio aceptables, en el orden de los 600mD. Estos valores tienden a disminuir considerablemente hacia el este, hasta alcanzar las arenas del pozo BYK-05, donde a pesar de presentar valores promedios de permeabilidad medianos (300 a 480 mD) la zonas prospectiva en el tope del Cretácico (cercana a los 3000´) muestra una tendencia de permeabilidad relativamente alta que supera el Darcy.
- En la sección de pozos intermedia que agrupa los pozos BYK-06, BYK-07 y BYK-08, se encuentran estimados de permeabilidad relativamente altos para los pozos BYK-06 y BYK-07, específicamente en las secuencias del Terciario (1600 - 2600´). Los valores elevados de permeabilidad que muestra esta secuencia (entre 1 y 4 Darcy) podría ser evidencia de sistemas de sedimentación similares

para las secuencias de la zona e indicativo de presencia de sistemas hidráulicos.

- En la sección de pozos 3-3', se encuentra la misma distribución de permeabilidad reconocida en la sección anterior (central) pero con valores superiores e inclusive en los pozos hacia el oeste (BYK-09 y BYK-10) en los cuales se tienen valores de permeabilidad estimada en la cara de la formación Chaguaramas Basal (Terciario) entre 2 y hasta 7 Darcy. La secuencia se encuentra relativamente relacionada dados los datos estratigráficos presentando la permeabilidad como otro indicador de la comunicación lateral presente. Es evidente la caída en los valores de permeabilidad que se estiman para el pozo hacia el este de esta zona (BYK-11) con valores que oscilan entre 300mD, lo cual puede descartar alguna comunicación lateral de los pozos al oeste de esta zona.

5.1.6.3. Indicador de Flujo (FZI)

El indicador de flujo relaciona las propiedades texturales del modelo deposicional y la geometría del sistema de poro, el mismo es característico del modelo de Amaefule y fue reproducido en cada uno de los paquetes de arena seleccionados para el análisis de interconexión.

Se tomaron los valores de permeabilidad, porosidad y saturación de agua irreducible derivados de los modelos petrofísicos y yacimientos presentados anteriormente como estimación primaria.

De esta forma fueron obtenidos los valores de FZI, Φ_z y RQI requeridos para la validación del modelo global, presentándose inconvenientes sólo en aquellos intervalos prospectivos en los cuales no fue posible la definición de saturación de agua irreducible y/o permeabilidad.

El valor de FZI está relacionado con las características de la roca y los granos contenidos en ella, su valor puede ser determinado en una gráfica de RQI contra ϕ_z , donde el mismo queda definido como la intersección de la curva tendencia con el valor de $\phi_z = 1$.

Cada unidad de flujo conectada tendrá un único valor “verdadero” de FZI (indicador de flujo) que caracteriza el tipo de roca en particular.

Resultado de FZI estimados en cada sección

Sección Norte (Oeste)

El resultado del cálculo de los FZI en los pozos BYK-01 y BYK-02 en las arenas prospectivas se encuentra alrededor de 5.0 y 8.0 (*Tablas 5.28 y 5.29*).

Las unidades 03, 04 y 06 del pozo BYK-01 representan los intervalos con mayor valor de FZI. Los mismos representan 3 intervalos cañoneados con datos de producción respectivamente (*tabla 5.28*), estos presentan buenas características de porosidad y permeabilidad estimada. Por otro lado en el pozo BYK-02 la unidad 4 presenta el mejor FZI.

Tabla 5.28. Resultados de FZI para el pozo BYK-01.

Zona	Profundidad (pies)	FZI
1	1150-1300	4,4
2	1700-1820	5,9
3	2285-2330	8,3
4	2540-2595	8,5
5	2630-2710	4,3
6	2910-2990	8,6
7	3300-3525	6,6

Tabla 5.29. Resultados de FZI para el pozo BYK-02.

Zona	Profundidad (pies)	FZI
1	1330-1395	4,5
2	1780-1880	6,9
3	1950-2150	5,4
4	2550-2615	7,4
5	2630-2770	-
6	3625-3810	-

Sección Norte (Este)

Los pozos de esta zona encuentran arenas de espesor entre 60 y 80 pies pero altamente arcillosos, lo cual se evidencia en la calidad de las arenas con valores relativamente bajos de FZI entre 3.0 y 5.0 para el pozo BYK-03 y BYK-05; y entre 5.5 y 7.0 para el pozo BYK-04. Cabe destacar que se identificó un valor de FZI de 12.0 para la unidad 03 del pozo BYK-05, debido a una mayor porosidad y una permeabilidad. (Tablas 5.30, 5.31 y 5.32).

Tabla 5.30. Resultados de FZI para el pozo BYK-03.

Zona	Profundidad (pies)	FZI
1	1900-1970	3,1
2	2520-2700	3,6
3	2780-2880	5.0
4	3140-3225	5,3
5	3330-3560	5,3
6	3600-3680	5,5

Tabla 5.31. Resultados de FZI para el pozo BYK-04.

Zona	Profundidad (pies)	FZI
1	2200-2280	5,5
2	2670-2790	7,4
3	2820-2900	7.0
4	2950-3200	6,7

Tabla 5.32. Resultados de FZI para el pozo BYK-05.

Zona	Profundidad (pies)	FZI
1	2520-2640	5.0
2	2700-2765	4,9
3	2995-3075	12.0
4	3430-3520	4,1

Sección Central

Los pozos de esta sección presentan excelentes intervalos prospectivos en términos de FZI, pues presentan valores de porosidad y permeabilidad superiores a los de las secciones norte.

Los valores derivados para estos intervalos alcanzan inclusive 16.0 y 19.0 FZI para algunos intervalos, relacionado con aumentos sustanciales en el estimado de permeabilidad (*Tablas 5.33, 5.34 y 5.35*).

Tabla 5.33. Resultados de FZI para el pozo BYK-06.

Zona	Profundidad (pies)	FZI
1	2445-2590	16.0
2	2600-2655	7.0
3	2705-2810	7,9
4	2920-3010	7,1
5	3080-3135	5,6

Tabla 5.34. Resultados de FZI para el pozo BYK-07.

Zona	Profundidad (pies)	FZI
1	1580-1620	4,4
2	1630-1870	19.0
3	2100-2185	9.0
4	2605-2705	8.0

Tabla 5.35. Resultados de FZI para el pozo BYK-08.

Zona	Profundidad (pies)	FZI
1	1505-1610	4.0
2	1760-1800	7.0
3	1920-2180	7,7
4	2225-2270	8,6
5	2650-2860	4.0

Sección Sur

Se identifica un cambio claro en la tendencia de valores FZI hacia el este. Los pozos BYK-09 y BYK-10 presentan valores de FZI altos (entre 7.0 a 14.0), mientras que en el pozo BYK-11 se evidencia una caída de los valores, entre 3.0 a 4.0, lo cual indica un cambio en el tipo de roca, pudiendo relacionar este comportamiento a la extensión de los sistemas dispuestos en el este, hacia el oeste (Tablas 5.36, 5.37 y 5.38).

Tabla 5.36. Resultados de FZI para el pozo BYK-09.

Zona	Profundidad (pies)	FZI
1	1990-2090	8.0
2	2165-2250	11,5
3	2280-2330	14.0
4	2350-2580	7,6

Tabla 5.37. Resultados de FZI para el pozo BYK-10.

Zona	Profundidad (pies)	FZI
1	1570-1610	-
2	1870-2000	11.0
3	2030-2110	7,1
4	2250-2340	12.0

Tabla 5.38. Resultados de FZI para el pozo BYK-11.

Zona	Profundidad (pies)	FZI
1	1350-1400	3,8
2	1420-1465	3.0
3	1500-1615	-
4	1630-1770	4.0
5	1860-1900	4,5

5.2. DIAGRAMAS DE PULSO POR INTERVALO

En la siguiente sección se estudia la similitud de las variables derivadas anteriormente depositadas en diagramas de pulso (DP), obteniéndose valores ponderados que estimen la interconexión hidráulicas de los intervalos analizados.

El valor ponderado se obtuvo, añadiéndole 50% de peso adicional a la correlación sísmica por su utilidad en la correlación lateral buscada. Mientras por otro lado, las variables de R_w y presencia o no de fallas fueron evaluadas con una ponderación menor (50% menos respecto al resto de la variables), dado por un lado, a que la R_w no es un factor del todo determinante, pudiendo actuar de forma regional y no local en el área de estudio y en cuanto a la presencia de fallas, debido a que las mismas no resultaron un factor determinante en el análisis global de la cuenca.

El estudio de diagramas de pulso, se implementó en pares de secuencias, dada la distancia entre los pozos. De esta forma se tomaron los intervalos prospectivos mayormente correlacionables, dispuestos secuencialmente, que presentasen indicios de comunicación de fluidos y aquellos intervalos con perfiles eléctricos similares. Tomando en cuenta estos aspectos los pares intervalos propuestos para la evaluación del diagrama de pulso resultaron los presentados en la tabla 5.40.

Tabla 5.40. Pares de intervalos propuestos para la aplicación individual del DP.

POZO	INTERVALO (1)	POZO	INTERVALO (2)
	1150-1300 (U1)		1330-1395 (U1)
BYK-01	1700-1820 (U2)	BYK-02	1780-1880 (U2)
	2630-2710 (U5)		2630-2770 (U5)
	3300-3525 (U7)		3625-3810 (U6)
BYK-02	1330-1395 (U1)	BYK-03	1900-1970 (U1)
	1950-2150 (U3)		2520-2700 (U2)
	2520-2700 (U2)		2200-2280 (U1)
BYK-03	3140-3225 (U4)	BYK-04	2670-2790 (U2)
	3330-3560 (U5)		2950-3200 (U4)
	2200-2280 (U1)		2520-2640 (U1)
BYK-04	2670-2790 (U2)	BYK-05	2995-3075 (U3)
	2950-3200 (U4)		3430-3520 (U4)
BYK-06	2705-2810 (U3)	BYK-07	2100-2185 (U3)
BYK-07	1630-1870 (U2)	BYK-08	1920-2180 (U3)
	2100-2185 (U3)		2650-2860 (U5)
	1990-2090 (U1)		1870-2000 (U2)
BYK-09	2165-2250 (U2)	BYK-10	2030-2110 (U3)
	2350-2580 (U4)		2250-2340 (U4)
	1570-1610 (U1)		1350-1400 (U1)
BYK-10	1870-2000 (U2)	BYK-11	1500-1615 (U3)
	2030-2110 (U3)		1630-1770 (U4)
	2250-2340 (U4)		1860-1900 (U5)
	3140-3225 (U4)		2705-2810 (U3)
BYK-03	3330-3560 (U5)	BYK-06	2920-3010 (U4)
	3330-3560 (U6)		3080-3135 (U5)
BYK-06	2445-2590 (U1)	BYK-09	2280-2330 (U3)
	2600-2655 (U2)		2280-2330 (U3)
BYK-04	2670-2790 (U2)	BYK-07	2100-2185 (U3)
BYK-07	1630-1870 (U2)	BYK-11	1500-1615 (U3)

5.2.1. SECCIONES ESTE-OESTE

Sección 1-1'

Se encuentra conformada por los pozos BYK-01, BYK-02, BYK-03, BYK-04 y BYK-05, los mismos se relacionaron, de acuerdo al análisis de caracterización petrofísica y geológico, según un sistema de depositación marino.

En los pozos BYK-01 y BYK-02 las estructuras presentes no encuentran fallamiento que afecte las acumulaciones de hidrocarburos en las secuencias presentes. Se realizaron pruebas de presión en el pozo BYK-01 pero no así en el BYK-02.

La mejor unidad correlacionada se encuentra entre los intervalos 1700-1820 pies del pozo BYK-01 (U2) y 1780-1880 pies del pozo BYK-02 (U2), en la cual el valor ponderado de pulso final fue de 7.49 (figura 5.41). La porosidad y permeabilidad estimada fue de 25% y 0.3D para el intervalo en el pozo BYK-01 y valores de 26% y 0.6D. El FZI arrojado fue de 5.9 y 6.9 respectivamente.

Tabla 5.41. Evaluación de similitud por parámetros independientes entre los intervalos U2 (BYK-01) y U2 (BYK-02).

Parámetro	Similitud	Evaluación
<i>Electrofacies</i>	7	Similitud media (forma de cilindro)
<i>Estratigrafía</i>	8	Buena correspondencia estratigráfica
<i>Sistema de Fallas</i>	8	Escasa actividad tectónica
<i>Sísmica</i>	9	Intervalos seguidos en sísmica de pozo a pozo
<i>°API y densidades</i>	8	°API 5,8 (BYK-01) y 7,2 (BYK-02)
<i>Agua de Formación</i>	9	Rw 0,75 (BYK-01) y 0,80 (BYK-02)
<i>Sat. Agua Irreducible</i>	7	Swir 26% (BYK-01) y 24% (BYK-02)
<i>Carac. Petrof. Roca</i>	6	Similitud entre V_{cl} , Φ y k , regulares
<i>Carac. Petrof. Fluido</i>	7	Similitud entre registros ILL y Sónico medios
<i>Indicador de Flujo</i>	6	FZI 5,9 (BYK-01) y 6,9 (BYK-02)

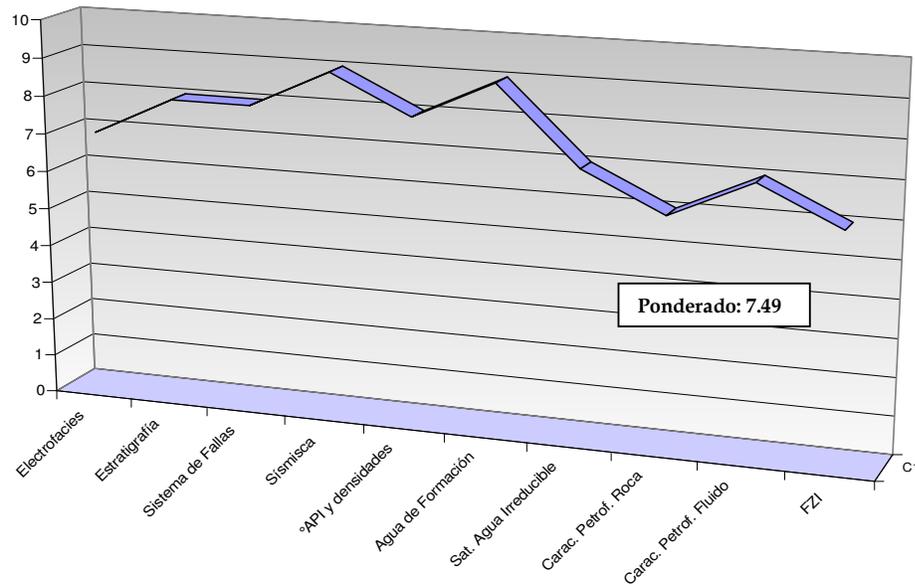


Figura 5.41. Diagrama de pulso entre los intervalos U2 (BYK-01) y U2 (BYK-02).

Otros intervalos analizados en función de su similitud, fueron los correspondientes a las profundidades 1150 pies en el pozo BYK-01 y 1330 pies en el pozo BYK-02, el cual arrojó un valor ponderado de 6.83. En este par de intervalos no se dispone de información de fluidos producidos.

Tabla 5.42. Evaluación de similitud por parámetros independientes entre los intervalos U1 (BYK-01) y U1 (BYK-02).

Parámetro	Similitud	Evaluación
Electrofacies	6	Similitud regular de electrofacies
Estratigrafía	5	Correspondencia estratigráfica regular
Sistema de Fallas	8	Escasa actividad tectónica entre las secuencias
Sísmica	5	Correlación sísmica regular
Agua de Formación	7	Rw 0,90 (BYK-01) y 1,08 (BYK-02)
Sat. Agua Irreducible	9	Swir 29% (BYK-01) y 27% (BYK-02)
Carac. Petrof. Roca	7	Similitud entre Vcl, Φ y k, regulares
Carac. Petrof. Fluido	6	Similitud entre Resistividad y sónico medios
FZI	10	FZI: 4,4 (BYK-01) y 4,5 (BYK-02)

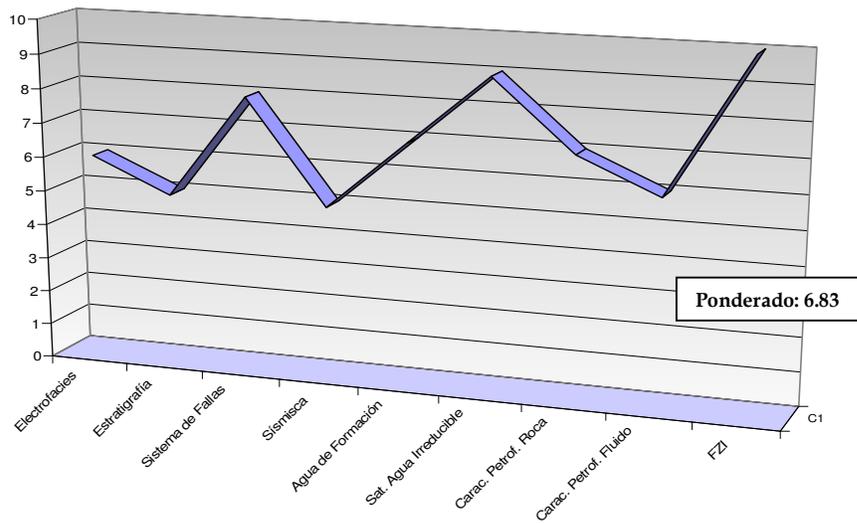


Figura 5.42. Diagrama de pulso entre los intervalos U1 (BYK-01) y U1 (BYK-02).

Las dos unidades restantes evaluadas entre los pozos BYK-01 y BYK-02 no disponen de información confiable relacionada con saturación de agua irreducible, presiones ó densidades de los fluidos. Considerando estas limitaciones, se realizó el análisis de pulso con los datos disponibles y se obtuvo en las secuencias valores ponderados cercanos a 6.50 (figura 5.43).

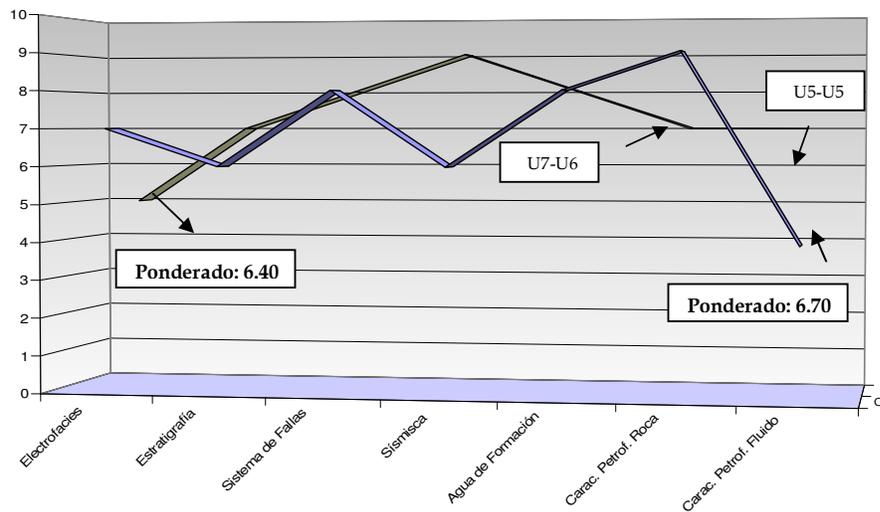


Figura 5.43. Diagrama de pulso entre los intervalos U5, U7 (BYK-01) y U5, U6 (BYK-02).

Para los pozos BYK-02 y BYK-03 la información sísmica indica la presencia de movimientos de los estratos en fallas apreciables entre ambos. Al no existir información de presiones en el pozo BYK-02 no fue posible la comparación directa de trenes de presión entre los intervalos presentes. Cabe destacar que la distancia entre estos pozos supera los 14 km, lo cual disminuye aún más las posibilidades de interconexión entre intervalos señalados en ambos.

En cierta forma esta fue la primera unidad comprobatoria del modelo, pues ante la presencia de fallas interpretadas visibles en sísmica era de esperarse bajos valores de ponderado de pulso. Las unidades analizadas fueron ubicadas dentro del mismo ciclo secuencial, a través de las superficies de máxima inundación a 1330 y 1950 pies en el pozo BYK-02 con 1900 y 2500 pies en el pozo BYK-03 (figura 5.44). Cabe destacar la baja correlación entre el indicador del flujo con mas de una unidad de diferencia (tabla 5.28 y 5.29).

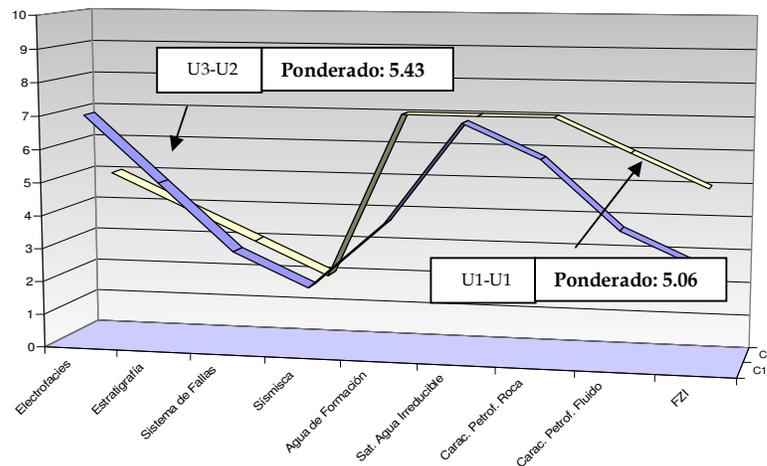


Figura 5.44. Diagrama de pulso entre los intervalos U1, U3 (BYK-02) y U1, U2 (BYK-03).

Para estas unidades el ponderado se ubica alrededor de 5 para ambas correlaciones, con 5.06 para las arenas U1 (BYK-02) y U1 (BYK-03); por otro lado un valor de 5.43 para los paquetes U3 (BYK-02) y U2 (BYK-03).

Para los pozos BYK-03 y BYK-04 se identifica correlación lateral entre los paquetes U2, U4 y U5 en el pozo BYK-03 con los intervalos U1, U3 y U4 en el pozo BYK-04.

La unidad inferior entre el intervalo 3330'-3560' del pozo BYK-03 y 2950'-3200' del pozo BYK-04 arrojó el mayor valor de correlación en el diagrama con un ponderado de 6.95, unidad seguida mucho mejor que las superiores en la sísmica entre los pozos (figura 5.45).

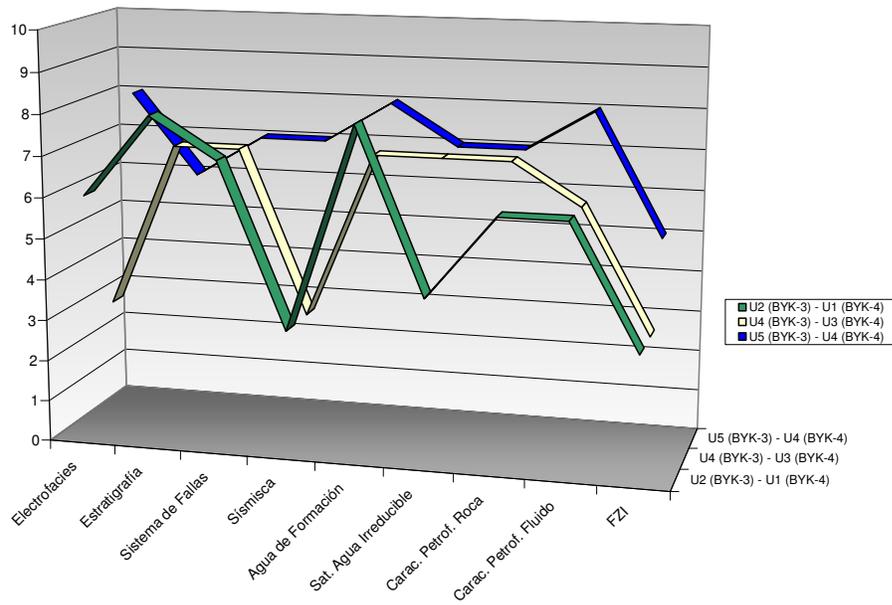


Figura 5.45. Diagrama de pulso entre los pozos BYK-03 y BYK-04.

Entre las unidades U2 y U4 en el pozo BYK-03 y las unidades U1 y U3 en el pozo BYK-04, la correlación se efectuó con 8 de los 10 parámetros, ante la falta de datos de presión y producción en los intervalos. El diagrama de pulso arrojó valores de correspondencia bajos para los otros dos pares de secuencias, con 5.33 para la unidad superior y 5.23 para la inferior.

Para los pozos BYK-04 y BYK-05 se analizaron 3 secuencias, las cuales son: las zonas U1, U2 y U4 en el pozo BYK-04 y las zonas U1, U3 y U4 en el pozo BYK-05.

Los dos pares de secuencias U1 y U4 en ambos pozos, no disponen de tomas de presión ni datos de producción, por tal el modelaje del diagrama ponderado se realizó con 8 de las 10 variables tomadas en cuenta para el presente modelo. El resultado arrojado fue de un valor ponderado de pulso de 5.99 en la secuencia U1 en ambos pozos y 6.31 en la correlación de los paquetes U4 (figura 5.46).

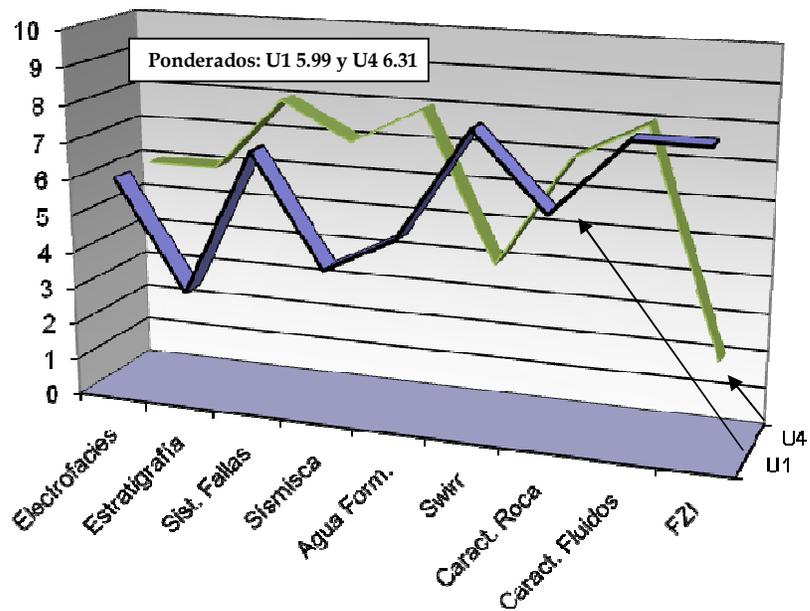


Figura 5.46. Diagrama de pulso entre los intervalos U1 y U4 (BYK-04 y BYK-05)

Las unidades intermedias U2 en el pozo BYK-04 (2670-2790 pies) correlacionada con la unidad U3 del pozo BYK-05 (2995-3075 pies) es la única correlación con datos de presión o producción en ambos pozos, lo cual permite la comparación y evaluación desde un datum de referencia.

El resultado de la evaluación fue heterogéneo, con una tendencia de estratos visible en sísmica congruente con la disposición de los intervalos analizados, obteniéndose crudo pesado en las pruebas de producción, con hidrocarburos de 8° API en el pozo BYK-04 y trazas de crudo en el pozo BYK-05, a pesar de ellos los indicadores de flujo no son análogos con un FZI de 7.0 en el pozo BYK-04 y 12.0 en el BYK-05, denotándose como altos en ambos casos.

Por otro lado, las permeabilidades y porosidades no se corresponden entre sí, y finalmente se verifica una diferencia de presión cercana a los 100 lpc entre las secuencias analizadas.

El valor ponderado del diagrama fue de 5.76, que indica bajas posibilidades de interconexión, aunque cabe destacar que este valor se encuentra altamente influenciado por la baja correspondencia entre el indicador de flujo, electrofacies y las características de la roca en cuanto a permeabilidades estimadas (figura 5.47).

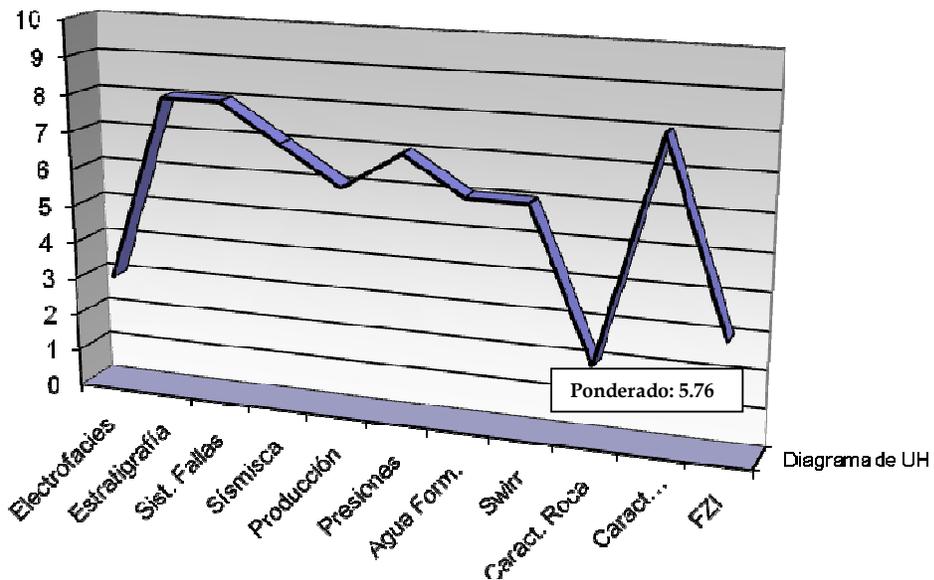


Figura 5.47. Diagrama de pulso entre los intervalos U2 (BYK-04) y U3 (BYK-05).

Sección 2-2'

Esta sección incluye los pozos BYK-06, BYK-07 y BYK-08, la misma no posee una sección sísmica que se aproxime de forma confiable a los intervalos entre los pozos, por lo cual representa el análisis con mayor incertidumbre, no incluyendo datos estructurales. Tampoco se disponen en los intervalos de esta sección de datos de presión ó fluidos, salvo en la unidad superior analizada entre los pozos BYK-07 y BYK-08.

Para los pozos BYK-06 y BYK-07 se analizó la correlación entre el intervalo 2705-2810' en el pozo BYK-06 con el intervalo 2100' pies en el pozo BYK-07. El resultado arrojado fue de un valor ponderado de 7.33 (figura 5.48).

Tabla 5.43. Evaluación de similitud por parámetros independientes entre los intervalos U3

Parámetro	Similitud	Evaluación
Electrofacies	8	Alta similitud
Estratigrafía	7	Buena correspondencia estratigráfica
Agua de Formación	9	Rw 1,20 (BYK-06) y 1,00 (BYK-07)
Sat. Agua Irreducible	8	Swir 14% (BYK-06) y 10% (BYK-07)
Carac. Petrof. Roca	7	Similitud entre V_{cl} , Φ y k , regulares
Carac. Petrof. Fluido	6	Similitud entre Resistividad y sónico medios
FZI	7	FZI 7,9 (BYK-06) y 9,0 (BYK-07)

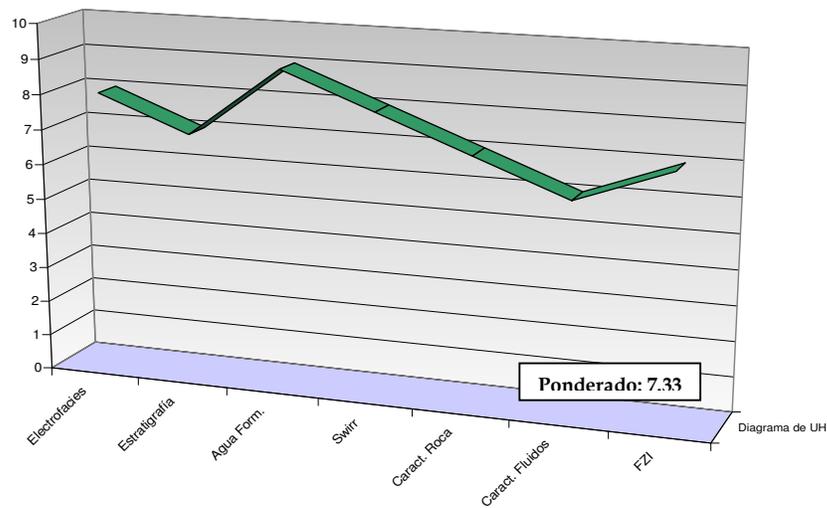


Figura 5.48. Diagrama de pulso entre los intervalos U3 (BYK-06 y BYK-07).

Entre los pozos BYK-07 y BYK-08 se analizaron los pares de secuencias U2 y U3 en el pozo BYK-07 con las zonas U3 y U5 en el pozo BYK-08. Los valores arrojados fueron de 5.34 y 4.52 (figura 5.49 y 5.50) respectivamente (sin información sísmica).

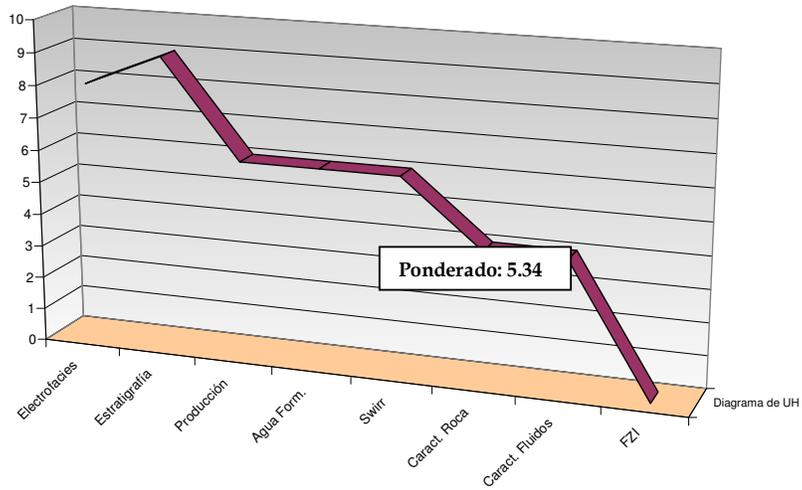


Figura 5.49. Diagrama de pulso entre los intervalos U2 (BYK-07) y U3 (BYK-08).

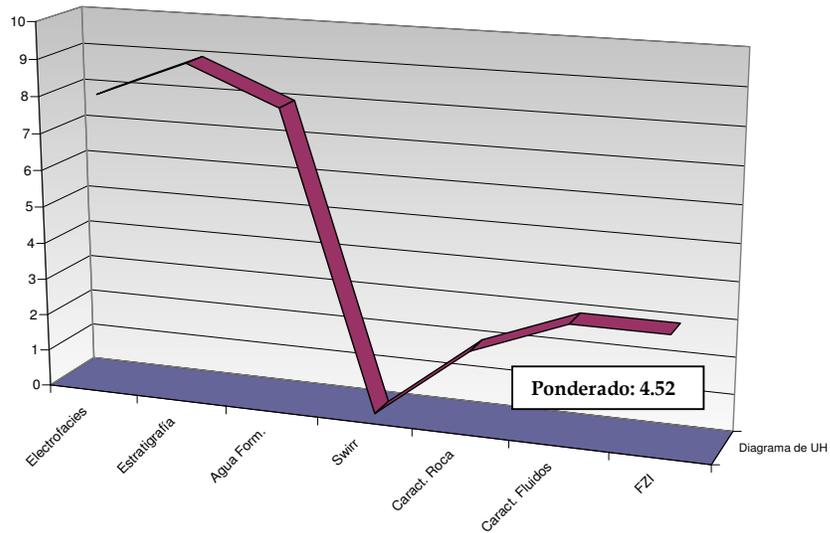


Figura 5.50. Diagrama de pulso entre los intervalos U3 (BYK-07) y U5 (BYK-08).

Sección 3-3'

Conformada por los pozos BYK-09, BYK-10 y BYK-11, se ubican en los dos primeros, arenas con importantes acumulaciones, por lo que se busca validar si existe correlación entre las mismas.

Para los pozos BYK-09 y BYK-10 el modelo estructural señala la presencia de fallas (*figura 5.19*) entre las secuencias del terciario al paleozoico, lo cual permite predecir escasa comunicación lateral de las zonas prospectivas presentes en el pozo BYK-10, en donde se señala la presencia de gas en la formación Chaguaramas Basal.

Para el primer par de secuencias tomadas, U1 (BYK-09) junto con el paquete U2 (BYK-10), se encuentran dos fallas entre pozos los cuales están ubicados con 8km de distanciamiento entre ellos. Estas fallas afectan igualmente las secuencias subsecuentes correlacionadas: U2 y U4 en el pozo BYK-09 con las secuencias U3 y U4 en el pozo BYK-10 respectivamente.

El resultado de esta evaluación en el diagrama de pulso se ve fuertemente afectado por los valores sísmicos, aunque los parámetros de roca y fluido (e inclusive presiones en la secuencia intermedia analizada) fueron semejantes relativamente, lo cual puede estar relacionado debido a que las fallas actuaron separando una gran secuencia o inclusive cronológicamente después de la migración de los fluidos a la roca (*figura 5.51*).

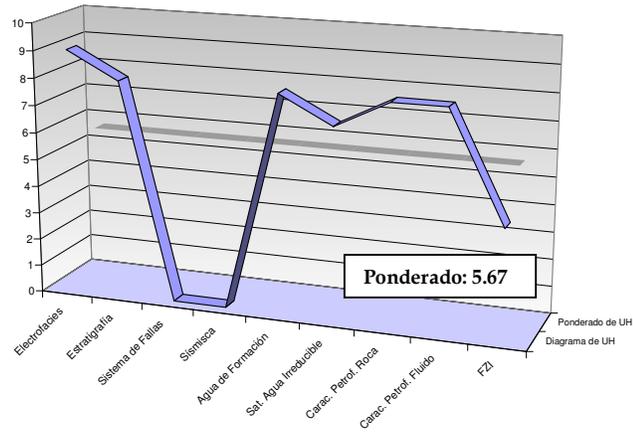


Figura 5.51. Diagrama de pulso entre los intervalos U1 (BYK-09) y U2 (BYK-10).

El análisis de pulso ponderado arrojó valores de 5.67, 5.96 y 4.71 para los tres pares de secuencias correlacionados entre los pozos. Estos valores son bajos y no permiten asegurar la comunicación lateral de los intervalos observados. (figura 5.52 y 5.53)

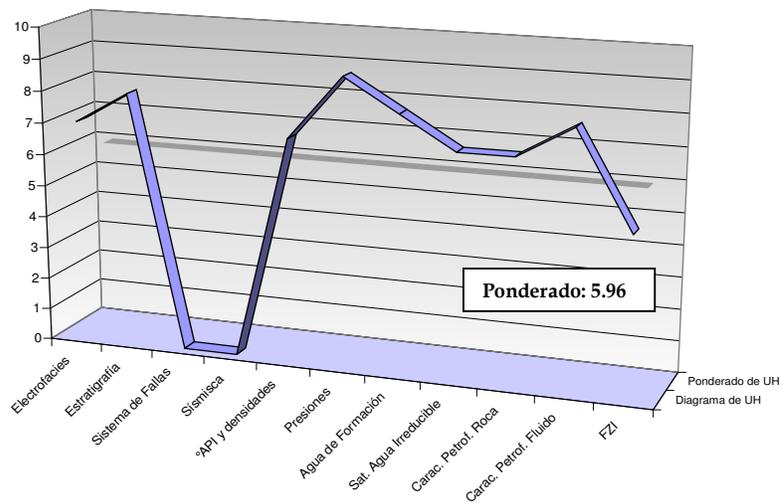


Figura 5.52. Diagrama de pulso entre los intervalos U2 (BYK-09) y U4 (BYK-10).

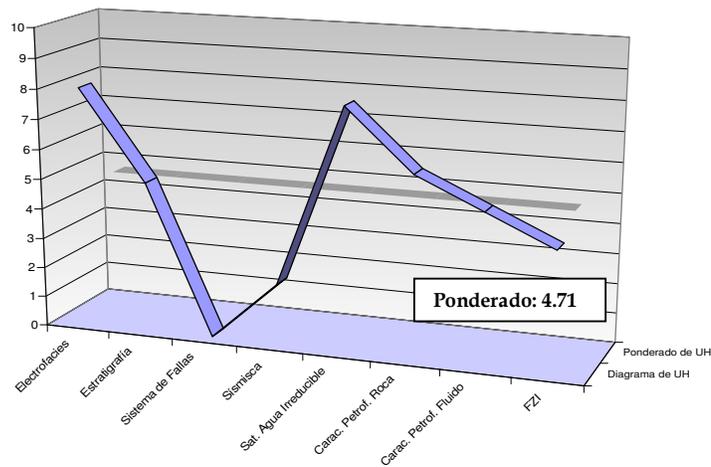


Figura 5.53. Diagrama de pulso entre los intervalos U3 (BYK-09) y U4 (BYK-10).

Entre los pozos BYK-10 y BYK-11 el elemento fundamental esta relacionado con un cambio en las propiedades de la roca. Se correlacionaron 4 pares de secuencias entre el terciario y cretácico para ambos pozos: U1, U2, U3 y U4 (BYK-10) con las secuencias U1, U3, U4 y U5 (BYK-11) respectivamente.

Los valores ponderados fueron los más bajos en toda el área, oscilando entre 4.00 y 5.30. Los valores fueron exactamente por pares de secuencias 4.67 (U1/U1), 5.28 (U2/U3) (figura 5.54), 4.06 (U3/U4) y 4.41 (U4/U5). Destacando que no fue posible desarrollar el modelo empírico en las dos primeras secuencias, por no disponer de datos de Sw_{ir} .

Tabla 5.44. Evaluación de similitud por parámetros independientes entre los intervalos U2 (BYK-10) y U3 (BYK-11).

Parámetro	Similitud	Evaluación
Electrofacies	9	Alta similitud de registros GR y SP
Estratigrafía	8	Buena correspondencia estratigráfica
Sistema de Fallas	5	Actividad tectónica presente entre pozos
Sísmica	5	Eventos identificados entre pozos
°API y densidades	7	°API 4,5 (BYK-10) y 3,0 (BYK-11)
Presiones	1	Diferencia cercana a 200 lpc
Agua de Formación	4	Rw 1,2 (BYK-01) y 0,7 (BYK-02)
Carac. Petrof. Roca	1	Baja similitud entre Φ y k
Carac. Petrof. Fluido	7	Similitud entre Resistividad y sónico medios

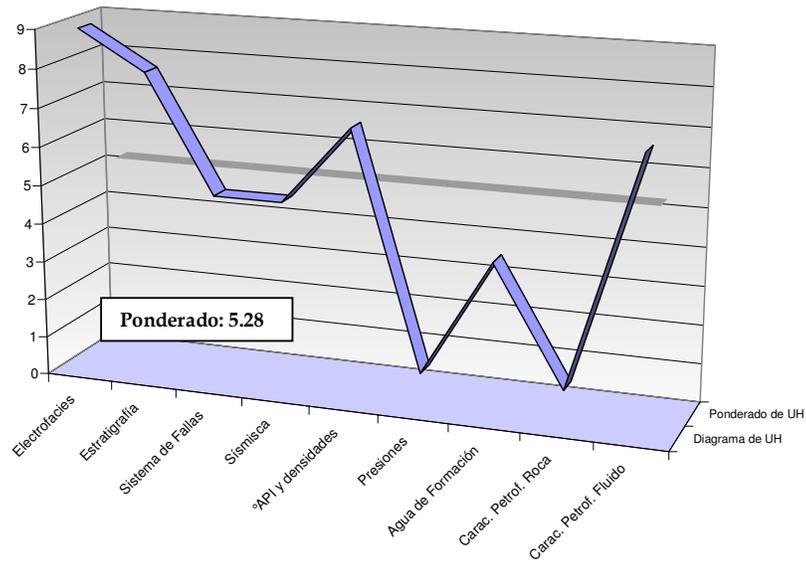


Figura 5.54. Diagrama de pulso entre los intervalos U2 (BYK-10) y U3 (BYK-11).

5.2.2. SECCIONES NORTE-SUR

Sección A-A'

Para los pozos BYK-03 y BYK-06 se analizó la conexión lateral entre las unidades U5 en el pozo BYK-03 simultáneamente con los intervalos U4 y U5 del pozo BYK-06, además del análisis de interconexión entre la unidad U3 (BYK-06) y U4 (BYK-03). Al igual que en la secuencia este – oeste 2-2', no se dispone de una sección sísmica entre los pozos y adicionalmente no se disponen de datos de presión entre los intervalos, por lo cual cabe recalcar que los resultados presentan mayor incertidumbre.

Los resultados arrojados fueron los siguientes: para la unidad U3 (BYK-06) y U4 (BYK-03) el valor ponderado obtenido con la información disponible fue de 6.06 (figura 5.55).

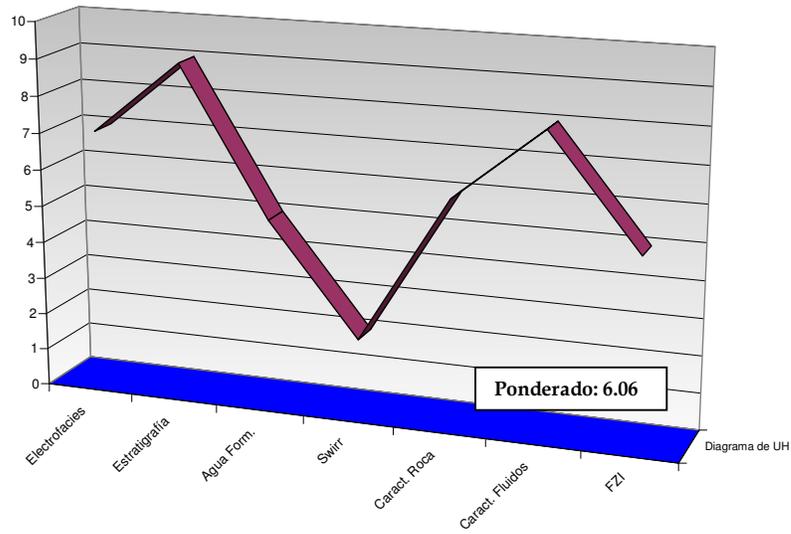


Figura 5.55. Diagrama de pulso entre los intervalos U3 (BYK-06) y U4 (BYK-03).

La otra secuencia analizada fue el intervalo U5 en el pozo BYK-03 simultáneamente con los intervalos U4 y U5 (BYK-06). El resultado indicó mayor compatibilidad de la zona del pozo BYK-03 con U5 en el pozo BYK-06 que con el intervalo U4. Los valores arrojados fueron 7.03 y 7.76 respectivamente (figura 5.56).

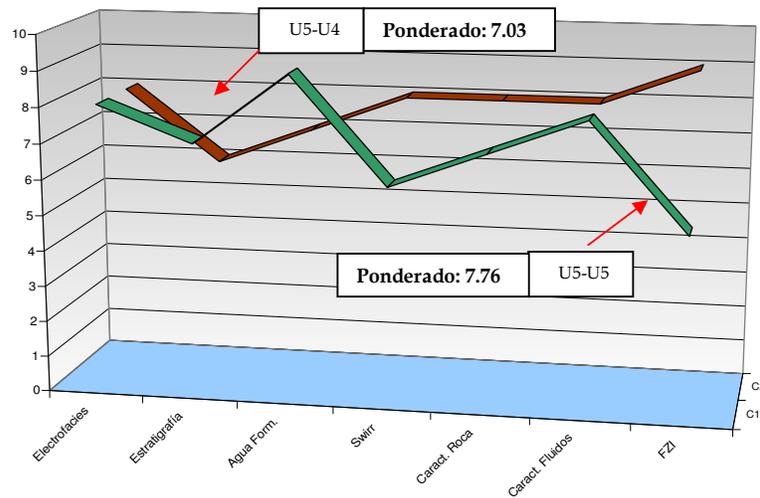


Figura 5.56. Diagrama de pulso entre los intervalos U5 (BYK-03) y U4, U5 (BYK-06).

Sección B-B'

Abarca los pozos ubicados al este de la zona de estudio. En la misma se observa claramente el acuñaamiento de las secuencia hacia el sur y se incluyen los pozos BYK-04, BYK-07 y BYK-11.

Se observa en la sísmica entre los pozos BYK-07 y BYK-11 cambios estratigráficos importantes que impiden la comunicación entre los paquetes entre ambos pozos. Es posible identificar ciclos de entrada y salida del mar al nivel del Mioceno hacia su base (*figura 5.57*).

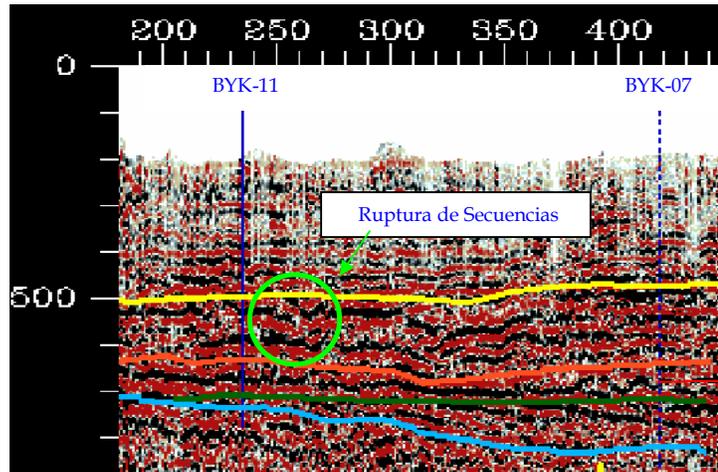


Figura 5.57. Sección sísmica observándose ruptura secuencial entre ambos pozos estimado por entradas y salidas sucesivas del mar.

Se analizó la secuencia prospectiva más importante y correlacionable lateralmente, ubicada a 1500' en el pozo BYK-11 y a unos 1630' en el pozo BYK-07. El valor arrojado por el diagrama ponderado fue muy bajo con 3.50, parámetro claramente afectado, como se muestra en la *figura 5.58*, por las variables de sísmica y estratigrafía, que resultan decisivas en la correlación.

De igual manera los estimados de porosidad se distanciaron evidentemente, arrojando valores de 17% (BYK-07) y 28% (BYK-11).

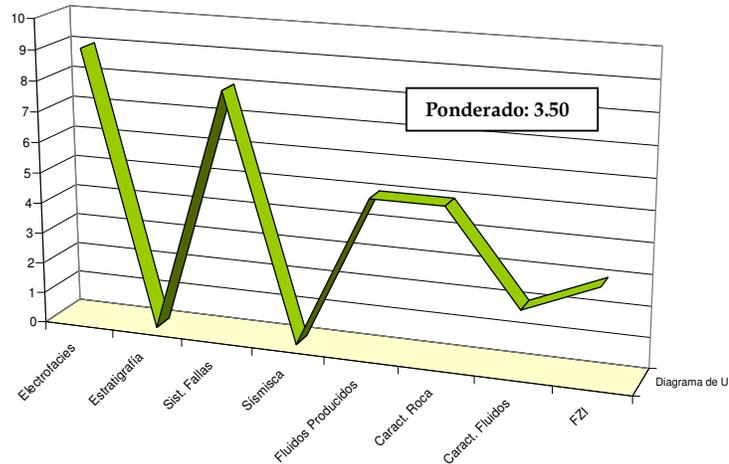


Figura 5.58. Diagrama de pulso entre los intervalos U3 (BYK-11) y U2 (BYK-07).

Entre los pozos BYK-04 y BYK-07 se analizó igualmente la secuencia más prospectiva y correlacionable a nivel de fluidos y estratigráficamente, la cual se ubica a 2100' en el pozo BYK-07 y 2670' para el pozo BYK-04.

En esta secuencia se evidencia mucho más claro el acuñaamiento hacia el sur del Pre-Cretácico y Cretácico, como se observa en la sección sísmica presentada a continuación (figura 5.59).

Esto indica cambios en la calidad de la roca (confirmado por las propiedades petrofísicas y parámetros de yacimiento), puesto que la permeabilidad varía desde 400-500mD (BYK-04) hasta un estimado cercano de 1300mD en el intervalo tomado en el pozo BYK-07 e igualmente las porosidades al norte se ubican en promedio en 18% y al sur en 27%.

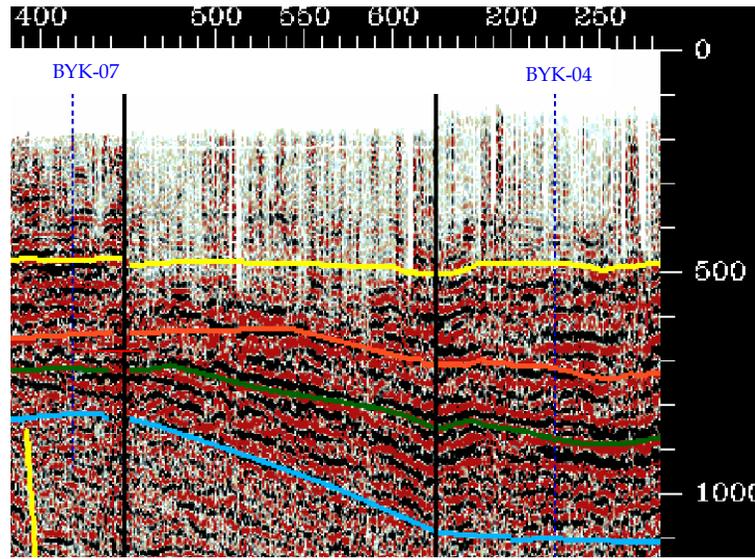


Figura 5.59. Sección sísmica entre los pozos BYK-07 y BYK-04.

La gráfica derivada para este par de secuencias y su correlación indica pocas probabilidades de comunicación. El ponderado arrojado fue de 4.71, evidentemente afectado por diferencias de presión (llevadas al datum en 2700 pies) cercanas a 200 lpc, con las zonas al sur a mayor presión estática de yacimiento (figura 5.60).

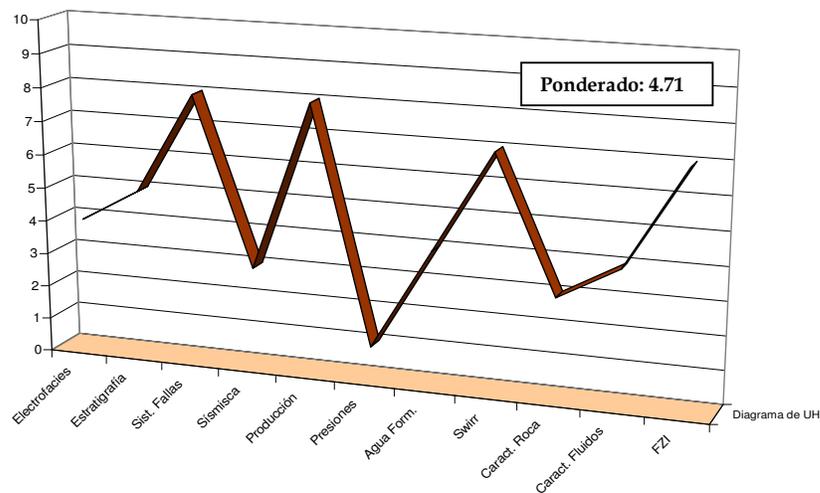


Figura 5.60. Diagrama de pulso entre los intervalos U2 (BYK-04) y U3 (BYK-07).

5.2.3. RESUMEN DE RESULTADOS ARROJADOS

En términos generales los valores ponderados obtenidos para todas las secuencias evaluadas se ubicaron entre 4.00 y 7.00, lo cual de acuerdo a la evaluación ubica la evaluación de conectividad entre baja y media, no alcanzando ninguna evaluación valores superiores a 8.00. En las tablas 5.41 y 5.42 se muestran en resumen los resultados ponderados obtenidos.

Tabla 5.45. Resultados arrojados de valores ponderados por pares de secuencia en las secciones este – oeste.

Pozo A	Intervalo	Pozo B	Intervalo	Valor DP
	U1		U1	6.83
	U2		U2	7.49
BYK-01	U5	BYK-02	U5	6.07
	U7		U6	6.40
BYK-02	U1	BYK-03	U1	5.06
	U3		U2	5.43
	U2		U1	5.33
BYK-03	U4	BYK-04	U2	5.23
	U5		U4	7.07
	U1		U1	5.99
BYK-04	U2	BYK-05	U3	5.76
	U4		U4	6.31
BYK-06	U3	BYK-07	U3	7.33
BYK-07	U2	BYK-08	U3	5.34
	U3		U5	4.52
	U1		U2	5.67
BYK-09	U2	BYK-10	U3	5.96
	U4		U4	4.71
	U1		U1	4.67
BYK-10	U2	BYK-11	U3	5.28
	U3		U4	4.06
	U4		U5	4.41

Tabla 5.46. Resultados arrojados de valores ponderados por pares de secuencia en las secciones norte - sur.

Pozo	Intervalo	Pozo	Intervalo	Valor DP
	U4		U3	6.06
BYK-03	U5	BYK-06	U4	7.03
	U6		U5	7.76
BYK-06	U1	BYK-09	U3	5.58
	U2		U3	6.00
BYK-04	U2	BYK-07	U3	4.71
BYK-07	U2	BYK-11	U3	3.50

La mejor correlación se obtuvo para los intervalos entre los pozos BYK-01 y BYK-02, los cuales reportaron valores de ponderados entre 6.00 y 7.50 (correlación media).

De igual forma las unidades inferiores estudiadas entre los pozos BYK-03 y BYK-04 (Cretácico) arrojaron valores de correlación media con 7.07. Otra correlación del mismo comportamiento fue la que incluye a los pozos BYK-04 y BYK-05 en el par de secuencias U4 mostrando un valor de correlación de 6.31.

Otras unidades correlacionadas con valores superiores a 6.00 fueron los correspondientes al análisis de los pozos BYK-06 y BYK-03, los cuales no incluyen correlación sísmica ó presiones, por lo cual debe destacarse que presentan mayor grado de incertidumbre. Este mismo comportamiento ocurre entre los pozos BYK-06 y BYK-07, donde se obtuvo un valor de 7.33 para el par de intervalos analizados.

El resto de los intervalos estudiados arrojaron en su totalidad valores por debajo de 6.00, lo cual indica posibilidades de interconexión entre sus intervalos relativamente bajas.

5.2.3. ESQUEMA DE ZONAS ANALIZADAS

Sección Este – Oeste Norte (1 – 1´)

A continuación en las tablas 5.43, 5.44 y 5.45 se muestra un resumen de los valores obtenidos y recogidos para cada uno de los intervalos analizados en el área Noreste de Boyacá.

Tabla 5.47. Resumen de propiedades para todos los intervalos analizados sección 1-1.

Pozo	Prof.(pies)/Unid.	Φ_e (%)	k (mD)	FZI	ANP (pies) ^[a]
	1150-1300 (U1)	23.8	203	4,4	0
	1700-1820 (U2)	24.7	295	5,9	40
	2285-2330 (U3)	26.7	1190	8,3	25
BYK-01	2540-2595 (U4)	26,0	1076	8,5	30
	2630-2710 (U5)	28,9	446	4,3	8
	2910-2990 (U6)	24,0	1006	8,6	25
	3300-3525 (U7)	24,1	466	6,6	0
	1330-1395 (U1)	25,1	319	4,5	0
	1780-1880 (U2)	26,0	607	6,9	25
BYK-02	1950-2150 (U3)	25,3	363	5,4	0
	2550-2615 (U4)	23,9	625	7,4	10
	2630-2770 (U5)	28,8	-	-	5
	1900-1970 (U1)	25,5	155	3,1	0
	2520-2700 (U2)	24,6	188	3,6	6
BYK-03	2780-2880 (U3)	27,3	468	5,0	0
	3140-3225 (U4)	28,7	680	5,3	0
	3330-3560 (U5)	26,5	507	5,3	0
	3600-3680 (U6)	25,2	388	5,5	5
	2200-2280 (U1)	23,8	367	5,5	0
BYK-04	2670-2790 (U2)	18,9	506	7,4	10
	2820-2900 (U3)	24,4	674	7,0	0
	2950-3200 (U4)	25,0	623	6,7	0
	2520-2640 (U1)	26,8	482	5,0	0
BYK-05	2700-2765 (U2)	25,5	330	4,9	7
	2995-3075 (U3)	25,0	1696	12,0	30
	3430-3520 (U4)	25,2	303	4,1	0

Sección Este – Oeste Central (2 – 2')

Tabla 5.48. Resumen de propiedades para todos los intervalos analizados sección 2-2.

Pozo	Prof.(pies)/Unid.	Φ_e (%)	k (mD)	FZI	ANP (pies) ^[a]
	2445-2590 (U1)	25.3	3590	16,0	100
	2600-2655 (U2)	25.1	4284	7,0	20
BYK-06	2705-2810 (U3)	26.1	1088	7,9	40
	2920-3010 (U4)	25.6	737	7,1	35
	3080-3135 (U5)	22.9	393	5,6	10
	1580-1620 (U1)	26.3	453	4,4	25
BYK-07	1630-1870 (U2)	17,0	1376	19,0	85
	2100-2185 (U3)	27,0	1663	9,0	90
	1505-1610 (U1)	25.2	228	4,0	0
	1760-1800 (U2)	27,0	1069	7,0	30
BYK-08	1920-2180 (U3)	22.1	712	7,7	0
	2225-2270 (U4)	21.1	513	8,6	10
	2650-2860 (U5)	23.8	227	4,0	0

Sección Este – Oeste Sur (3 – 3')

Tabla 5.49. Resumen de propiedades para todos los intervalos analizados sección 3-3.

Pozo	Prof.(pies)/Unid.	Φ_e (%)	k (mD)	FZI	ANP (pies) ^[a]
	1990-2090 (U1)	29,0	2090	8,0	85
BYK-09	2165-2250 (U2)	25.2	2026	11,5	35
	2280-2330 (U3)	27.1	5070	14,0	45
	2350-2580 (U4)	15.6	219	7,6	60
	1570-1610 (U1)	32.4	-	-	0
BYK-10	1870-2000 (U2)	32.6	7400	11,0	110
	2030-2110 (U3)	27.4	1050	7,1	20
	2250-2340 (U4)	19.9	1406	12,0	30
	1350-1400 (U1)	23.3	163	3,8	0
	1420-1465 (U2)	27.8	246	3,0	0
BYK-11	1500-1615 (U3)	27.8	-	-	0
	1630-1770 (U4)	26.9	293	4,0	4
	1860-1900 (U5)	28,0	472	4,5	0



INTERVALOS CAÑONEADOS



INTERVALOS ADICIONALES PROSPECTIVOS^[b]

^[a] Los parámetros de corte para cuantificar la ANP fueron: Arcillosidad menor a 20%, Porosidad mayor a 25% y Saturación de agua menor a 50%.

^[b] Intervalos adicionales prospectivos son aquellos no cañoneados con ANP > 10.

CONCLUSIONES

1. El esquema metodológico planteado para la definición de Unidades Hidráulicas, resultó efectivo para el área de estudio en cuanto a su aplicación y desarrollo.
2. La integración geológica, geofísica, petrofísica y de yacimientos, resultó un éxito, permitiendo el desarrollo del modelo.
3. La correlación y reevaluación de las propiedades de la roca y fluidos resultó la base del modelo de extensión vertical, mientras la sísmica y estratigrafía lo fue para el modelo de espaciamiento lateral.
4. La información de suministrada por el modelo dinámico y estático indica la presencia de las mejores acumulaciones de hidrocarburos hacia la zona sur del área de estudio.
5. El modelo empírico de Amaefule, ajustó congruentemente con los datos disponibles de porosidad y permeabilidad, haciéndose más efectivo en las zonas de baja saturación ó corte de agua.
6. El modelo de Buckles para Sw_{ir} modificado, arrojó valores similares con respecto a las pruebas de producción y gráficos cruzados de Rt contra Sw , permitiendo hacer mayores estimaciones en los intervalos relacionados con este parámetro.

-
7. El diagrama de pulso resultó en excelente herramienta para la integración de los datos obtenidos en los modelos evaluados, al resultar un buen mecanismo de comparación.
 8. Se identificó en las correlaciones individuales de los pozos BYK-02, BYK-06, BYK-09 y BYK-10, siete secuencias de interés no explotadas, con características de porosidad, permeabilidad, ANP y FZI de interés prospectivo.
 9. La correlación lateral en base al diagrama de pulso, indicó relación entre los intervalos de la sección este – oeste 1-1´; observándose entre los pozos BYK-01 y BYK-02, tres secuencias estimadas para el Terciario y entre los pozos BYK-03, BYK-04 y BYK-05 una secuencia en el Cretácico.
 10. Se estimó mediante el diagrama de pulso, con cierta incertidumbre, relación lateral en la secuencia del Oligoceno para los pozos BYK-06 y BYK-07, observándose este mismo comportamiento entre los pozos BYK-03, BYK-06 y BYK-09 en la sección A-A´.
 11. La correlación este – oeste basada en el diagrama de pulso descarta la comunicación hidráulica entre los intervalos del Terciario y Cretácico en los pozos BYK-09/BYK-10, BYK-10/BYK-11, BYK-07/BYK-08 y los pozos de la sección norte – sur B-B´.
 12. El desarrollo metodológico de UH potencia las posibilidades de rentabilidad en la explotación, mucho más si su caracterización engloba un estudio integrado e interdisciplinario de yacimientos.

RECOMENDACIONES

1. Evaluar y validar la correlación de los modelos empíricos aplicados de $S_{w_{ir}}$, permeabilidad y FZI, con la información de las nuevas localizaciones a ser perforadas.
2. Utilizar la metodología planteada en las áreas donde exista interés en el desarrollo de sistemas intercomunicados.
3. Realizar pruebas de presión y tomas de fluidos (crudo – agua), para llevar a cabo estudios de compatibilidad de fluidos y trenes de presión.
4. Colocar pozos nuevos, para evaluar la extensión de los intervalos, en la zona oeste, central del bloque 5 y límite entre los bloques 1, 2 con el bloque 5.
5. Desarrollar un mallado sísmico más completo y con mayor resolución en términos generales, tomando en cuenta los alrededores de los pozos BYK-03, BYK-06 y BYK-09.
6. Realizar otros trabajos especiales de grado que sigan esta metodología, mejorándola y extendiéndola, incluyendo las áreas adyacentes al presente estudio: Bloques 3, 4, 6 y Norte del área de Boyacá además de la zona del parque nacional Aguaro-Guariquito.

BIBLIOGRAFÍA

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS:

- [1] Amaefule, J. & Altunbay, M. (1993). *Enhanced Reservoir Description: Using Core Data and Log Data to Identify Hydraulic (Flow) Units and Predict Permeability in Uncored Intervals/wells*. Society of Petroleum Engineers. Artículo SPE 26436.

- [2] Pickett, G. R. (1966). *A Review of current Techniques for Determination of Water Saturation from logs*. Society of Petroleum Engineers. Artículo SPE 1446.

- [3] Mohan, Kelkar. (2005). *Exploitation and Optimization of Reservoir Performance in Hunton Formation, Oklahoma*. Technical Progress Report. University of Tulsa, Oklahoma 74104. 256 p.

- [4] Kameda, A. (2004). *Permeability Evolution in Sandstone: Digital Rock Approach*. Technical Progress Report. Stanford University. 146 p.

- [5] Heslop, Kenneth. (2006). *Permeability from Open-Hole Logs*. Canadian Well Logging Society. CSPG Reservoir.

-
- [6] Balan, B.; Mohaghegh, S. & Ameri, S. (1995). *State-Of-The-Art in Permeability Determination from Well Data Part 1-A Comparative Study, Model Development*. Society of Petroleum Engineers. Artículo SPE 30978.
- [7] Balan, B.; Mohaghegh, S. & Ameri, S. (1995). *State-Of-The-Art in Permeability Determination from Well Data Part 2*. Society of Petroleum Engineers. Artículo SPE 30979.
- [8] Schlumberger. (1989). *Log Interpretation Principles/Application*. Schlumberger Wireline & Testing, Texas. 230 p.
- [9] Shang, B.; Chen, H. & Hamman, J. (2003). *A Model to Correlate Permeability with Efficient Porosity and Irreducible Water*. Society of Petroleum Engineers. Artículo SPE 84303.
- [10] Moreira, G. (2003). *Metodología de explotación de yacimientos bajo el concepto de Unidades Hidráulicas – caso Área Mata, zonas Zorro y Mata 3*. Tesis/Ing. Petróleo U.C.V. 246 p.
- [11] Barberii, E. y Essenfeld, M. (2001). *Yacimientos de Hidrocarburos*. PDVSA CIED, Caracas. 358 p.
- [12] Economides, M. (1994). *Petroleum Production Systems*. Prentice Hall Petroleum Engineering Series.

-
- [13] Obe, A.; Chike, I.; Onyekonwu, M. & Ekpoudom, O. (2004). *A Case Study of Permeability Modeling and Reservoir Performance in the Absence of Core Data*. Society of Petroleum Engineers. Artículo SPE 88964.
- [14] Soto, B y García J. C. (2001). *Permeability Prediction using Hydraulic Flow Units and Hybrid Soft Computing Systems*. Society of Petroleum Engineers. Artículo SPE 71455.
- [15] Tarbuck, E. y Lutgens, F. (1999) *Ciencias de la Tierra. Una Introducción a la Geología Física*. Prentice Hall. New Jersey. 559 p.
- [16] Aguilera, R. (2001). *The Integration of Capillary Pressures and Pickett Plots for Determination of Flow Units and Reservoir Containers*. Society of Petroleum Engineers. Artículo SPE 71725.
- [17] Valeti, Nick P. (2002). *A Unified Theory on Residual Oil Saturation and Irreducible Water Saturation*. Artículo SPE 77545.
- [18] Rengifo, R. (1999). *Definición de Unidades Hidráulicas en la Formación Merecure del Campo Santa Rosa*. Tesis/Ing. Geología U.C.V. 169 p.
- [19] Barberii, E. (1998). *El Pozo Ilustrado*. 4ta Edición. LAGOVEN S.A., Caracas. 587p.
- [20] Gunter, G.; Finneran, J.M. & Hartmann, D.J (1997). *Early Determination of Reservoir Flow Units Using an Integrated Petrophysical Method*. Artículo SPE 38679.

-
- [21] Biniwale, S. y Behrenbruch, P. (2004). *The Mapping of Hydraulic Flow Zone Units and Characterization of Australian Geological Depositional Environments.*. Artículo SPE 88521.
- [22] Badarinadh, V.; Suryanarayana, K.; Youssef, F.; Sahouh, K. & Valle, A. (2002). *Log-Derived Permeability in a Heterogeneous Carbonate Reservoir of Middle East, Abu Dhabi, Using Artificial Neural Network.* Artículo SPE 78487.
- [23] Lyons, W. (1996). *Standard handbook of petroleum and natural gas engineering.* Houston, Texas.
- [24] Ekpoudom, O. (2004). *A Case Study of Permeability Modeling and Reservoir Performance in the Absence of Core Data.* Artículo SPE 88964.
- [25] Molnar, D. L. Aminian, K. & Ameri, S. (1994). *The Use of Well Data for Estimating Permeability in a Heterogeneous Reservoir.* Artículo SPE 29175.
- [26] Shokir, E. M. (2006). *A Novel Model for Permeability Prediction in Uncored Wells.* Artículo SPE 87038.
- [27] Porras, J. C.; Barbato, R. & Khazen, L. (1999). *Reservoir Flow Units: A Comparison Between Models in the Santa Barbara and Piritual Fields, North Monagas Area, Eastern Venezuela Basin.* Artículo SPE 53671.
- [28] Schlumberger. (1980). *Evaluación de Formaciones en Venezuela.*

-
- [29] González de Juana (1980). *Geología de Venezuela y sus Cuencas Petrolíferas*. Ediciones FONINVES, V.2, 620 p.
- [30] Rampazzo, M; Gonzalez, G.; Ferrer, A.; Iraldi, A & Alvarez, R. (1999). *Hydraulics Units in Traditional Areas of Eastern Venezuela*. Artículo SPE 53944.
- [31] Svirky, D. (2004). *Hydraulics Flow Units Resolve Reservoir Description Challenges in a Siberian Oil Field*. Artículo SPE 87056.
- [32] Villalba, M., Mendez, O. y otros. (2001). *Opportunities for Redevelopment of Mature Fields by Determination of Hydraulics Units for Commingled*. Artículo SPE 69599.
- [33] Soto, R., García, J. C. (2001). *Permeability Prediction Using Hydraulic Flow Units and Hybrid Soft Computing Systems*. Artículo SPE 71455.
- [34] Summa, L., E. Goodman, M. Richardson, I. Norton y A. Green (2003). *Hydrocarbon Systems of Northeastern Venezuela: Plate through Molecular Scale-Analysis of the Genesis and Evolution of the Eastern Venezuela Basin*. Marine and Petroleum Geology, N° 20. 323-349 p.
- [35] Abbaszadeh, M.; Fujii, H. & Fujimoto, F. (1996). *Permeability Prediction by Hydraulic Flow – Theory Application*. Artículo SPE 30158.

INFORMES TÉCNICOS CONSULTADOS:

- [36] CORPORACIÓN VENEZOLANA DE PETRÓLEO (2007). *Memoria Descriptiva, Área de Boyacá, Bloques (1-6)*. Proyecto Orinoco Magna Reserva. INTEVEP, Los Teques. 120 p.
- [37] P.D.V.S.A. (1983). *Evaluación exploratoria de la Faja Petrolífera del Orinoco, Área Machete*. Coordinación de la Faja Petrolífera del Orinoco. Caracas. 273 p.
- [38] CORPORACIÓN VENEZOLANA DE PETRÓLEO (2005). *Pruebas de núcleos pozos de la Faja, Área Machete*. Proyecto Magna Reserva. INTEVEP. Los Teques.
- [39] PDVSA Planes Estratégicos (2005). *Faja Petrolífera del Orinoco*. Presentación de Planes Estratégicos. 28 p.
- [40] M.E.M. – Maraven, S.A. (1991). **Reservas de Hidrocarburos y Sustancias Asociadas**. Maracaibo. 41 p.

REFERENCIAS ELECTRÓNICAS CONSULTADAS*:

- [41] PDVSA: www.pdvsa.com
- [42] SPE: www.spe.org
- [43] Gemini Modeling: www.kgs.ku.edu/Gemini/index.html

-
- [44] Enciclopedia Libre: www.wikipedia.org
- [45] Mundo Petrolero: www.petroleumworld.com.ve
- [46] Glosario Geológico: www.funvisis.org.ve
- [47] Glosario Geodinámico: www.natureduca.com
- [48] Apuntes de Geología: plata.uda.cl/minas/apuntes/geologia
- [49] Apuntes de Estratigrafía: www.geocities.com/estratigrafia
- [50] Diccionario Ecológico: www.ambienteecologico.com
- [51] Terminología Estratigráfica: strata.geol.sc.edu/terminology
- [52] Ambientes sedimentarios: www.exactas.unlpam.edu.ar
- [53] Herramientas de Producción y Registro: www.oilproduction.net
- [54] Sistemas de Medición: www.sizes.com/units/hydrometer_api.htm
- [55] Almanaque azul: www.almanaqueazul.org
- [56] Rocas sedimentarias: www.ucm.es/info/diciex/programas
- [57] Aldea Educativa: www.aldeaeducativa.com.
- [58] Geofísica: Interpretación de datos sísmicos (2007). Clases UCV
- [59] Soluciones para Ingeniería de Reservorios: www.inlab.com.ar

[60] Análisis de Presiones (2006). Clases UCV.

[61] Schlumberger Log Interpretation Charts: www.slb.com

[62] Léxico Estratigráfico: www.pdvsa.com/lexico/lexicoh.htm.

**Últimas revisiones hechas 21 al 30 de mayo.*

NOMENCLATURA

a: coeficiente de tortuosidad.

AN: arena neta.

ANP: arena neta petrolífera.

BN: barriles a condiciones normales.

BPD: barriles por día.

cP: centipoises.

DP: diagrama de pulso.

DST: prueba de presión durante la perforación.

F: factor de formación.

FPO: Faja Petrolífera del Orinoco.

FZI: indicador (empírico) de flujo (*siglas Flow Zone Indicator*).

GR: gamma ray.

K: permeabilidad.

Ko: permeabilidad efectiva al petróleo.

m: constante de cementación.

MFS: superficie de máxima inundación (*siglas Maximun Flooding Surface*).

NAL: nivel de agua libre.

PCN: pies cúbicos normales.

porox: parámetro del modelo de Buckles.

POES: Petróleo Original En Sitio.

RFT: prueba de presión (*siglas Reservoir Formation Tester*).

RQI: índice de calidad de yacimiento (*siglas Reservoir Quality Index*).

Rt: resistividad verdadera de la formación.

Rw: resistividad del agua.

Sg: saturación de gas.

So: saturación de petróleo.

Sor: saturación de petróleo residual.

SP: registro de potencial espontáneo.

SSP: deflexión de la curva SP frente una formación limpia y gruesa.

Sw: saturación de agua.

Swir: saturación de agua irreducible.

T: temperatura.

TF: temperatura de fondo.

TS: temperatura de superficie.

UH: Unidad(es) Hidráulica(s).

Vcl: arcillosidad.

SIMBOLOS GRIEGOS:

β_g : factor volumétrico del gas.

β_o : factor volumétrico del petróleo.

ρ : densidad.

Φ : porosidad.

Φ_e : porosidad efectiva.

Φ_z : porosidad normalizada.

μ : viscosidad.

CONVERSIONES:

$$1 \mu\text{m}^2 = 0.000098596 \text{ mD}$$

GLOSARIO DE TERMINOS

Agradación: superficie generada por acumulación de materiales de origen continental (fluviales, glaciares, etc.)

Ambientes Sedimentarios: zonas de la superficie terrestre en la que la sedimentación se da en condiciones físicas, químicas y biológicas determinadas, que la hacen diferente de las áreas circundantes.

Comunicación Estratigráfica: relación en la cual se encuentran en contacto diferentes estratos, por lo que circula fluido a través de ellos.

Cuencas Sedimentarias: depresiones en la superficie de la tierra, las cuales se llenan con sedimentos a lo largo del tiempo, hasta llegar a transformarse en rocas sedimentarias.

Datum de Referencia: nivel estructural que sirve como profundidad de marca ó punto de partida de mediciones.

Diagrama de Pulso: método gráfico determinístico utilizado para determinar el comportamiento de ciertas variables y su efecto en conjunto.

Electrofacies: respuesta patrón de registros eléctricos que caracteriza tipos de sedimentación en una cuenca.

Empírico (conocimiento): es aquel conocimiento que surge de la propia experiencia, llegando a un conocimiento concreto.

Estratigrafía: Ciencia que estudia la sucesión de los depósitos sedimentarios, generalmente ordenados en capas (o estratos).

Facies Sedimentarias: conjunto de características físicas, químicas y biológicas de las rocas, que dependen de los procesos que gobernaron la sedimentación de las mismas.

Falla: líneas de fractura a lo largo de las cuales una sección de la corteza terrestre se ha desplazado con respecto a otra.

Formación Geológica: unidad estratigráfica caracterizada por límites inferior y superior observables y por composición propia.

Flujo Natural: cuando la producción desde un yacimiento ocurre por la energía natural del mismo.

Graben: bloque geológico deprimido rodeado por fallas.

Geología Estructural: rama de la geología que se dedica a estudiar la corteza terrestre, sus estructuras y la relación de las rocas que las forman.

Metodología: descripción de la base metodológica para el desarrollo del proyecto y el logro de los resultados esperados.

Permeabilidad: medida de la capacidad de la roca de transmitir fluidos.

Porosidad: Es la cantidad del volumen total de una roca, que es ocupada por los poros o espacios vacíos en ella.

Progradación: relación geométrica en la cual los estratos inicialmente inclinados hacia la cuenca, terminan contra capas inicialmente horizontales o de menor inclinación.

Prospectivo (Intervalo): zona de interés al cumplir con ciertos parámetros predeterminados.

Retrogradación: desplazamiento hacia el continente del quiebre de la pendiente costera en los conjuntos sedimentarios a medida que sube relativamente el nivel del mar.

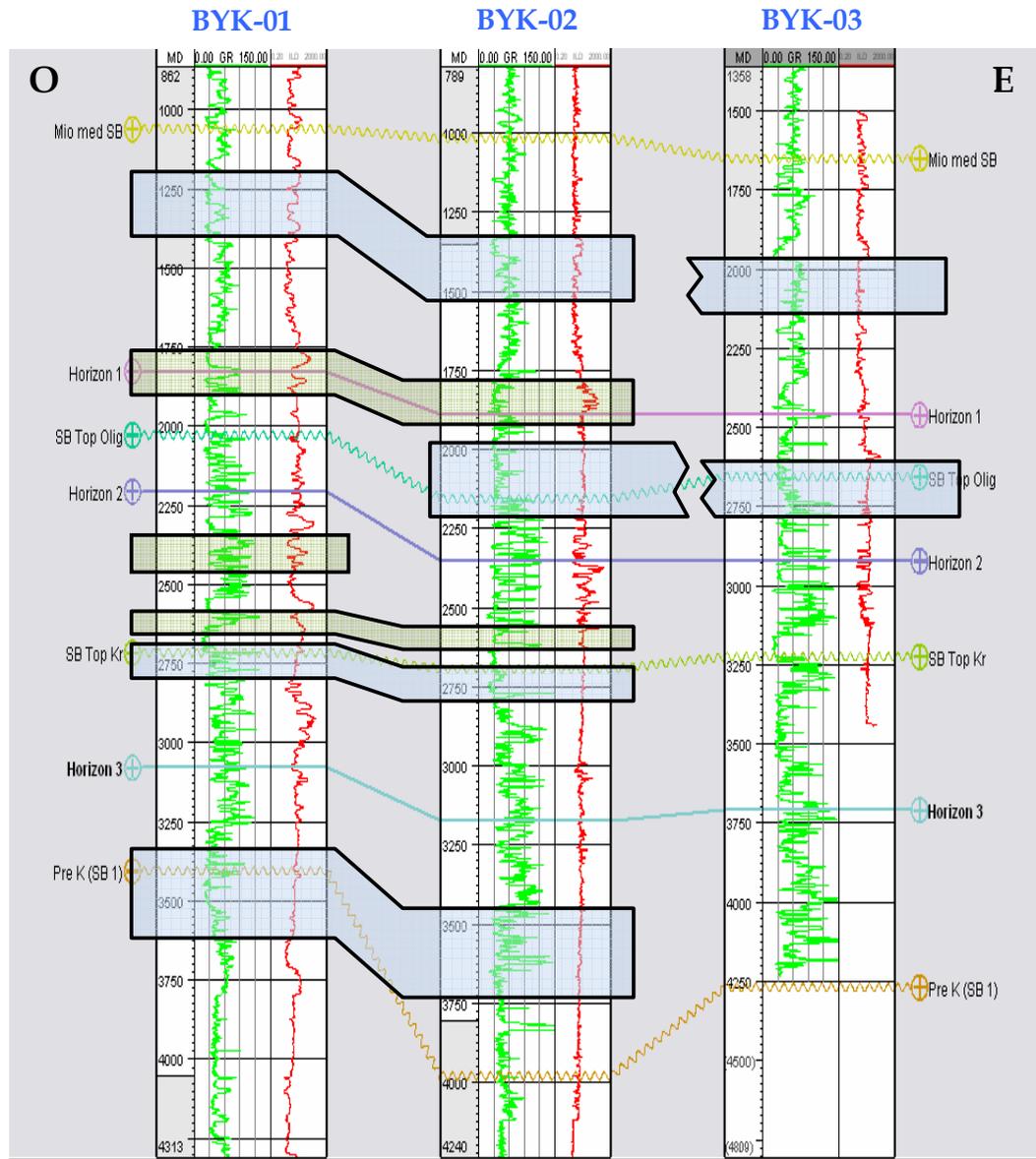
Superficie de Máxima Inundación: superficie que típicamente se encuentra en la base o el tope de una parasecuencia y se caracteriza por servir de marcadora por su composición litológica.

Unidades Estratigráficas: cuerpos rocosos de la corteza terrestre individualizados y descritos dentro de los estudios geológicos relativos a regiones diversas.

Unidad Hidráulica: secuencias interrelacionadas y/o comunicadas vertical u horizontalmente que poseen además, distribuciones de fluidos correlacionables.

ANEXOS

**ANEXO I SECCIÓN ESTRATIGRÁFICA ESTE-OESTE 1-1' OCCIDENTAL
(FLUIDOS INTERPRETADOS Y CORRELACIÓN LATERAL ESTIMADA).**



 Intervalo interpretado agua

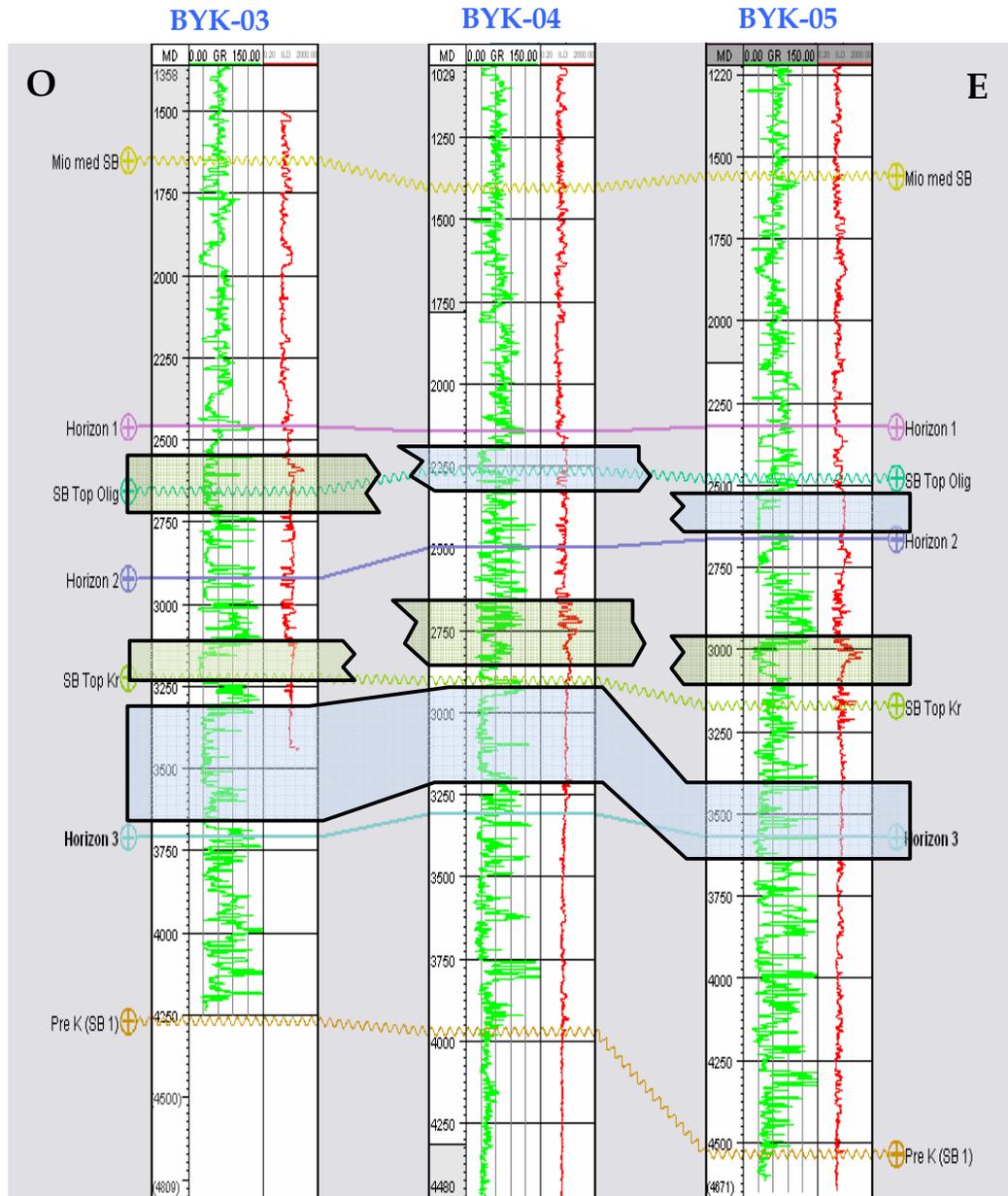
 Intervalo interpretado petróleo

Intervalo interpretado gas



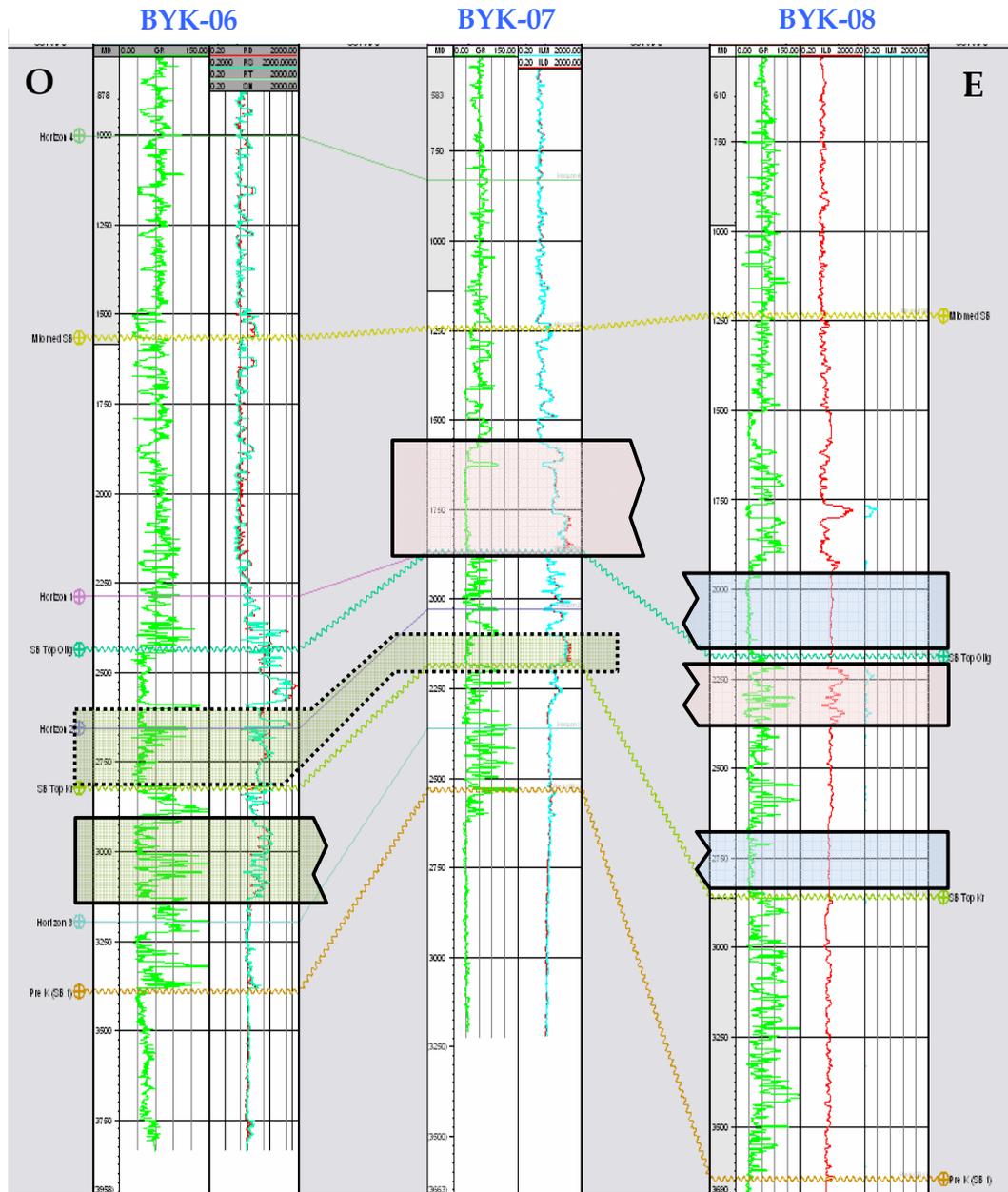
Menor certidumbre

ANEXO II SECCIÓN ESTRATIGRÁFICA ESTE-OESTE 1-1' ORIENTAL
(FLUIDOS INTERPRETADOS Y CORRELACIÓN LATERAL ESTIMADA).



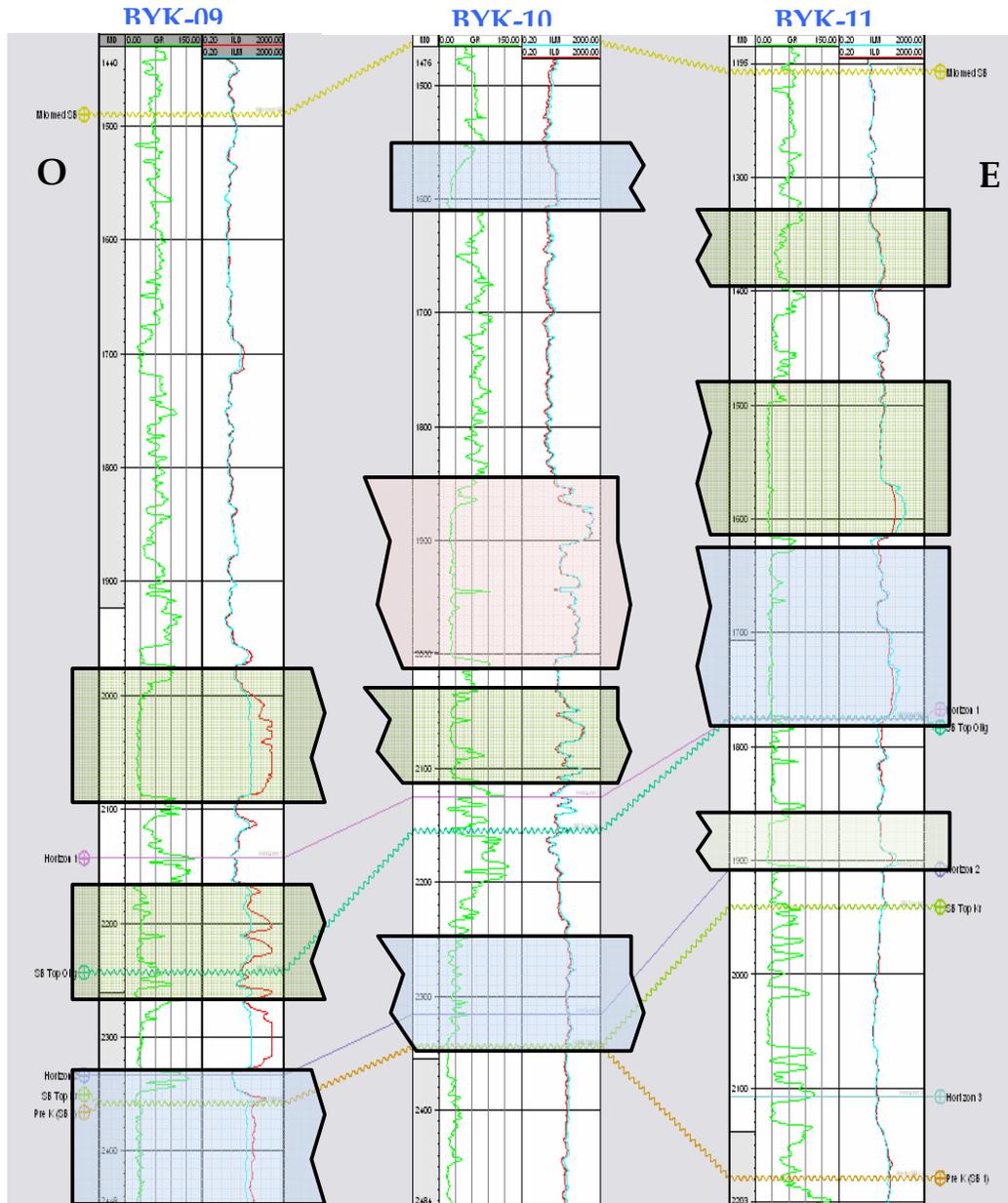
-  Intervalo interpretado agua
-  Intervalo interpretado petróleo
-  Intervalo interpretado gas
-  Menor certidumbre

ANEXO III SECCIÓN ESTRATIGRÁFICA ESTE-OESTE 2-2' (FLUIDOS INTERPRETADOS Y CORRELACIÓN LATERAL ESTIMADA).



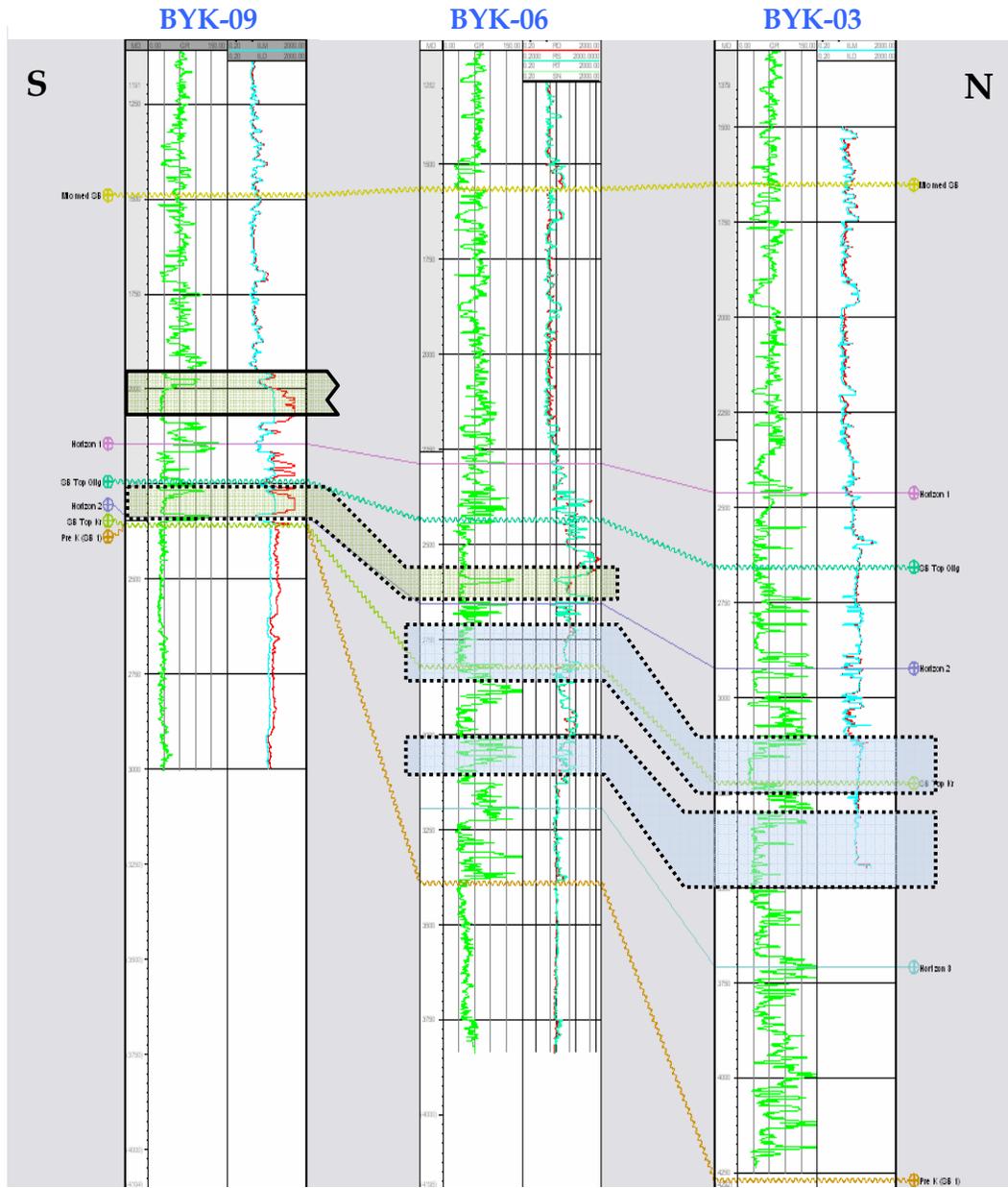
-  Intervalo interpretado agua
-  Intervalo interpretado petróleo
-  Intervalo interpretado gas
-  Menor certidumbre

ANEXO IV: SECCIÓN ESTRATIGRÁFICA ESTE - OESTE 3-3' (FLUIDOS INTERPRETADOS Y CORRELACIÓN LATERAL ESTIMADA).



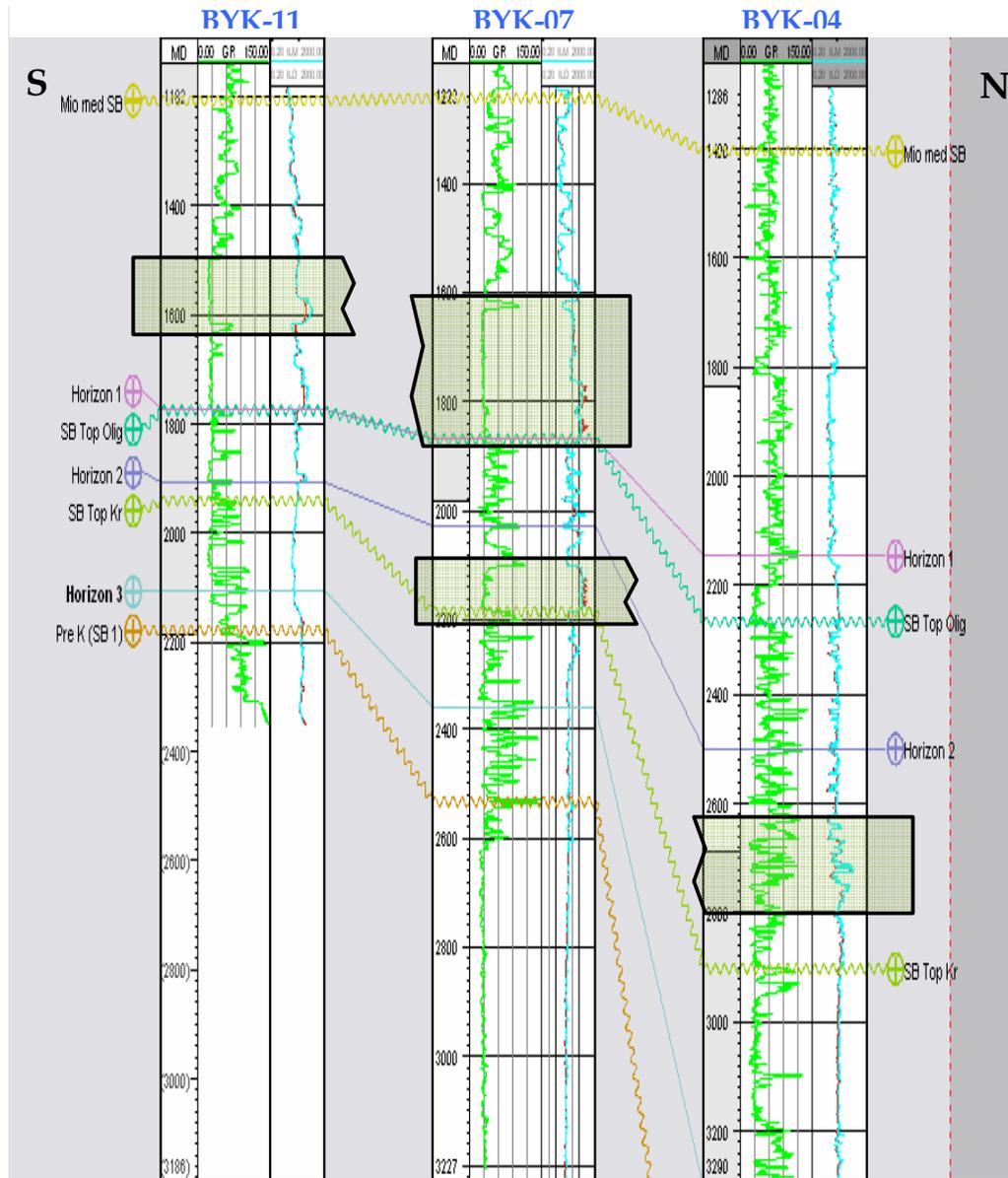
-  Intervalo interpretado agua
-  Intervalo interpretado petróleo
-  Intervalo interpretado gas
-  Menor certidumbre

ANEXO V: SECCIÓN ESTRATIGRÁFICA NORTE-SUR A-A' (FLUIDOS INTERPRETADOS Y CORRELACIÓN LATERAL ESTIMADA).



-  Intervalo interpretado agua
-  Intervalo interpretado petróleo
-  Intervalo interpretado gas
-  Menor certidumbre

ANEXO VI: SECCIÓN ESTRATIGRÁFICA NORTE-SUR B-B' (FLUIDOS INTERPRETADOS Y CORRELACIÓN LATERAL ESTIMADA).



-  Intervalo interpretado agua
-  Intervalo interpretado petróleo
-  Intervalo interpretado gas
-  Menor certidumbre

ANEXO VII: SECCIONES SÍSMICAS DEL ÁREA

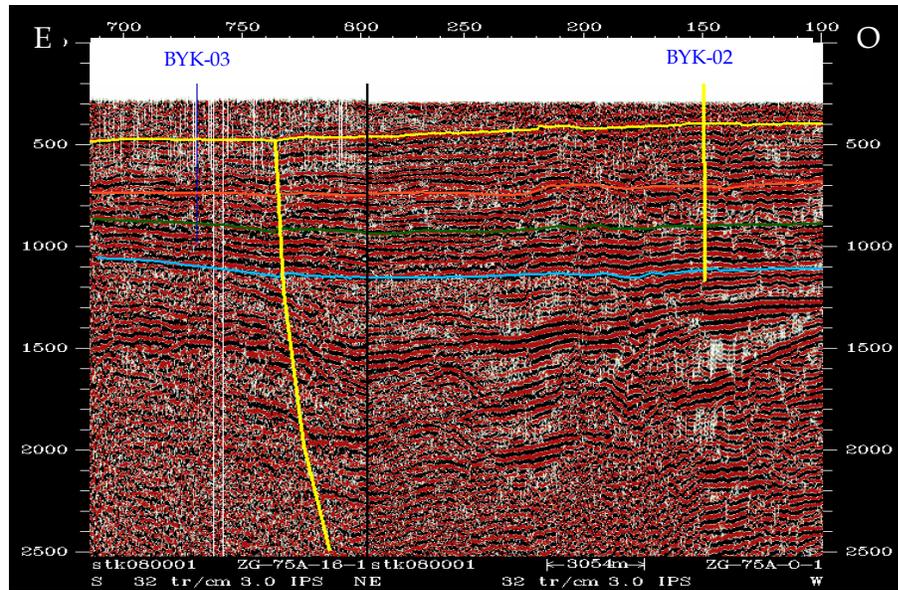


Figura B1. Sección sísmica este - oeste occidental (1-1').

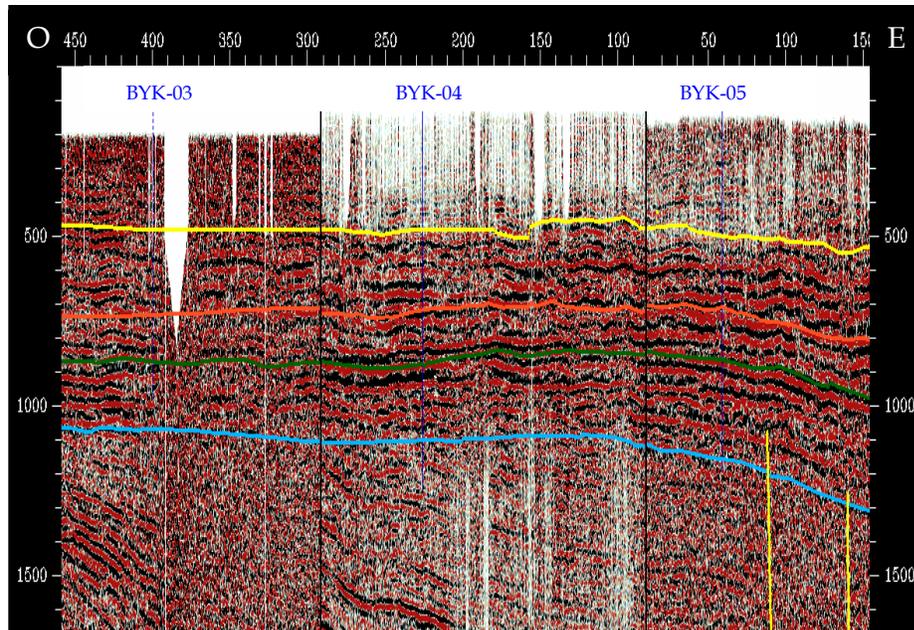


Figura B2. Sección sísmica este - oeste oriental (1-1').

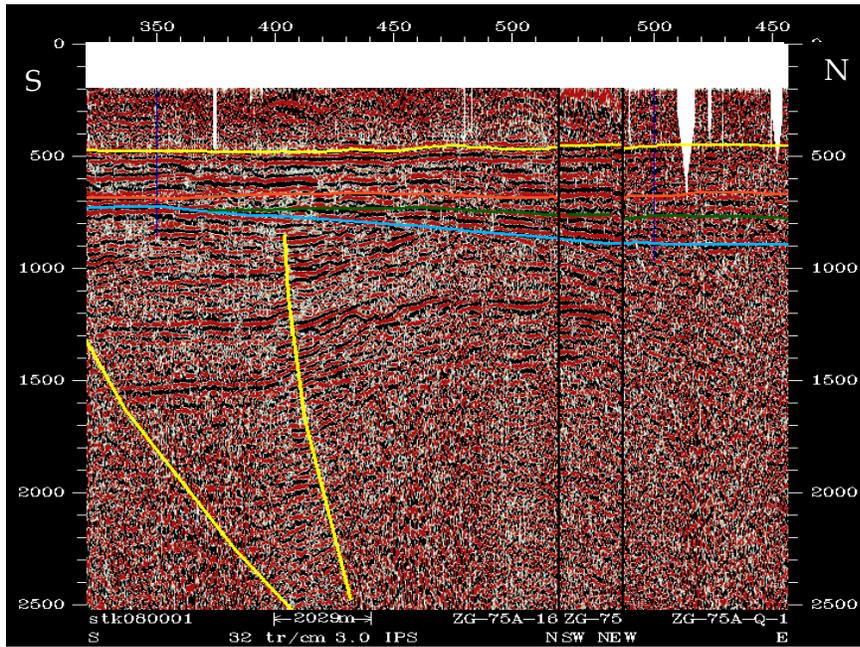


Figura B3. Sección sísmica norte - sur (A-A').

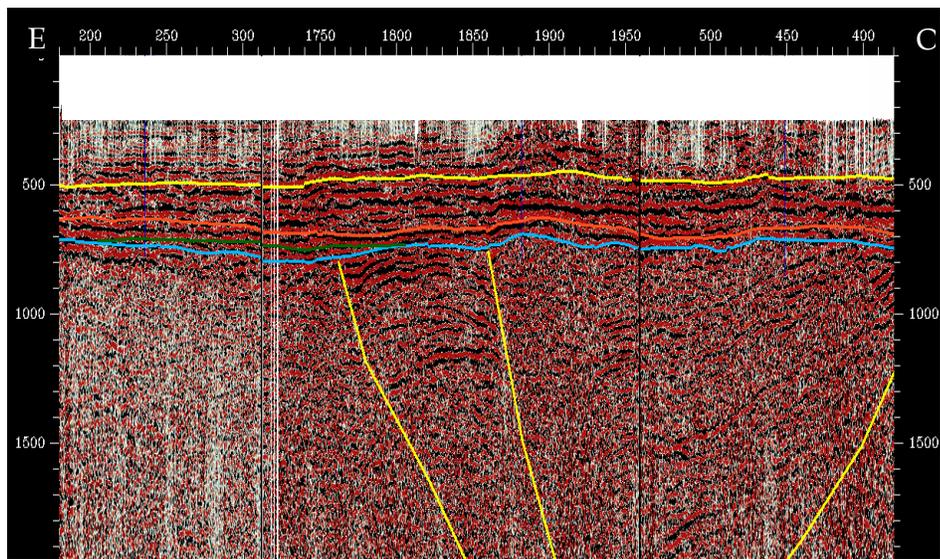


Figura B4. Sección sísmica este - oeste (3-3').

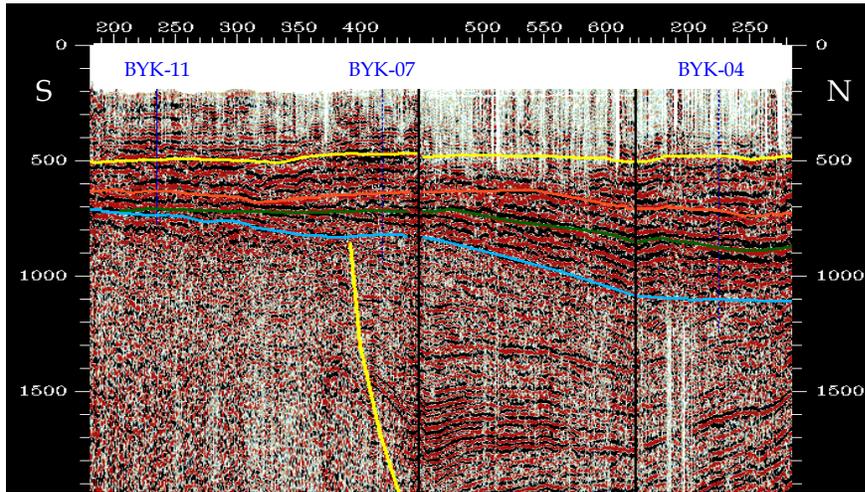


Figura B5. Sección sísmica norte - sur (A-A').

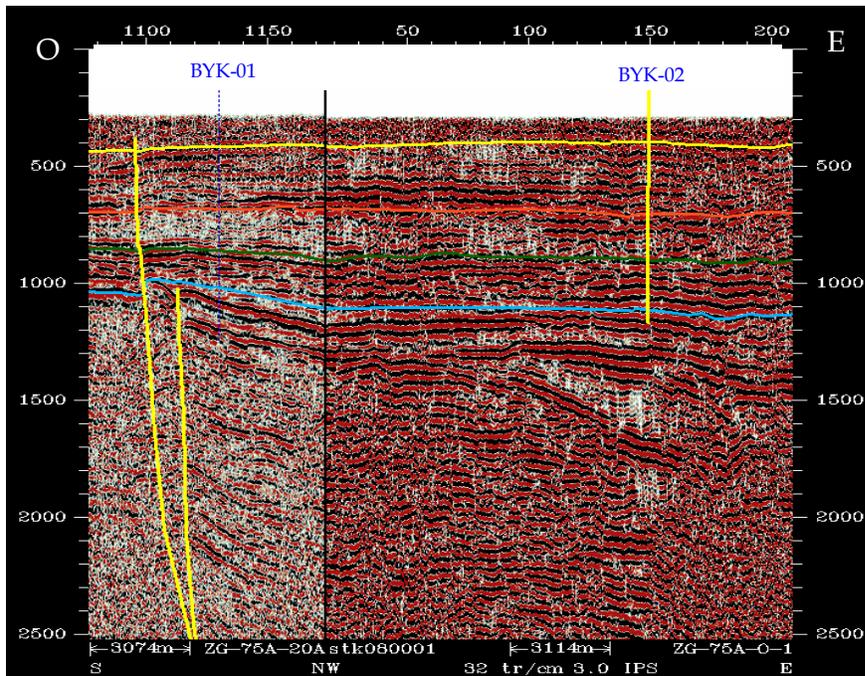


Figura B6. Sección sísmica este - oeste occidental (I-I').

APÉNDICE A: MODELO DE SP (R_w)

A continuación se muestra el desarrollo de la aplicación del modelo de SP para los intervalos seleccionados, en función de estimar la R_w .

Los intervalos analizados bajo este modelo deben poseer valores muy bajos de arcillosidad y debe estimarse un valor de SP estático (SSP) por sección haciendo más coherente el modelo. El valor de SSP se encuentra relacionado con las actividades químicas del agua de formación y filtrado de lodo, cuantificando este efecto de acuerdo a la relación:

$$SSP = -K \log \frac{a_w}{a_{mf}} \text{ (Ecuación A.1)}$$

Donde K es un coeficiente proporcionalidad a la temperatura absoluta. Utilizando los valores de resistividades equivalentes del filtrado del lodo (R_{mfe}) y conociendo además los valores de SSP, es posible estimar valores de resistividad equivalente del agua de formación (R_{we}) a través de la ecuación:

$$SSP = -K \log \frac{R_{mfe}}{R_{we}} \text{ (Ecuación A.2)}$$

Donde K puede estimarse para soluciones de NaCl a través de la ecuación:

$$K = 61 + 0.133T_f \text{ (Ecuación A.3)}$$

Los cabezales de registros nos indican los valores de resistividad del lodo y del filtrado (R_{we}) por pozo, pudiendo convertir los estimados de R_{mf} a R_{mfe} (equivalente) mediante las siguientes reglas ^[8]:

Para lodos con predominancia de NaCl:

- Si la R_{mf} a 75 °F es mayor que 0.1 ohm-m, se utiliza $R_{mfe}=0.85 \times R_{mf}$ a la temperatura de formación.
- Si la R_{mf} a 75 °F es menor que 0.1 ohm-m, se utilizan las curvas de NaCl (sólido) de la carta SP-2^[8] para derivar un valor de R_{mfe} a partir del valor de R_{mf} medido y corregido a la temperatura de la formación con la carta Gen-9^[8].

Para los lodos de yeso en agua de dulce, las curvas punteadas de la carta SP-2^[8] se usan para convertir R_{mf} en R_{mfe} . Por otro lado los lodos a base caliza, por lo general, tienen un nivel insignificante de calcio en solución y se consideran como lodo regular.

En este punto con los valores de SSP y R_{mfe} utilizando la ecuación A.2, se obtendrían estimados de R_{we} . Los valores reales de R_w pueden determinarse igualmente a través de la carta SP-2^[8] destacando que la misma aplica para agua de formación con salinidad predominante con NaCl (en el área de Boyacá se encuentran concentraciones superiores a los 300 miliequivalente por litro).

APÉNDICE B: MODELO DE BUCKLES de $S_{w_{ir}}$
(modificado)

A continuación se muestran con detalle los valores arrojados en la aplicación del modelo de Buckles para estimar la Sw_{ir} .

En primer lugar para cada uno de los intervalos estudiados se encuentra la tendencia más baja entre las observadas en una gráfica porosidad contra saturación de agua. Se presenta el caso ejemplo del intervalo 2030´-2110´ (Unidad 03) pozo BYK-10. En el mismo al graficar los datos por profundidad (cada 5 pies) de porosidad contra saturación de agua se obtiene la siguiente tendencia:

Evaluado los datos de porosidad y Sw de acuerdo a la ecuación 2.23, se denota el valor $c = 0.7 - 0.75$ como la más baja de las mostradas.

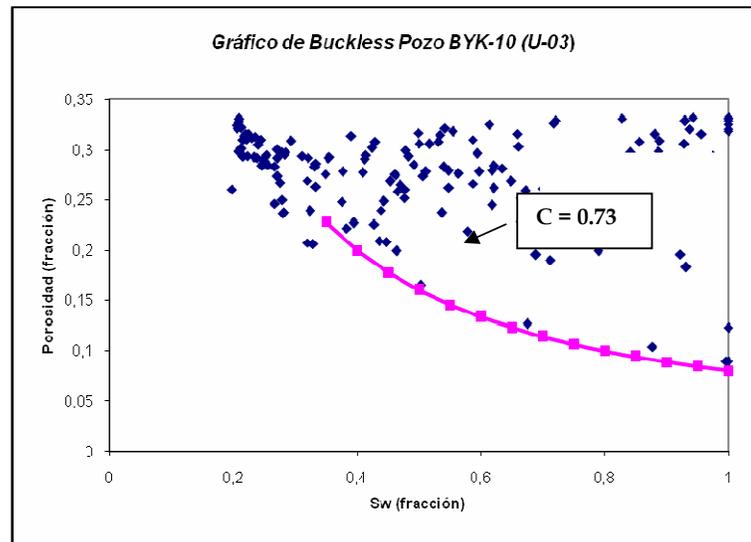


Figura A1. Modelo de Buckless para el pozo BYK-03 (unidad 03).

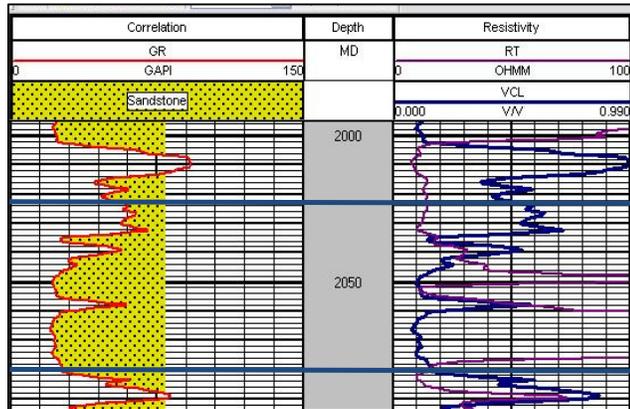


Figura A2. Registros Gr y Resistividad para el intervalo de estudio.

Para una arena relativamente limpia se tomó 0.42 como valor de *porox*. Al introducir ese valor, junto al valor arrojado de “C”, la Sw_{ir} para el intervalo por el modelo de Buckles queda como $Sw_{ir} = 0.17$ (ecuación 2.23). El valor de Sw_{ir} arrojado por un gráfico cruzado de R_t contra Sw para el mismo intervalo fue de 0.18, lo cual añade veracidad al modelo de Buckles para el área de estudio.

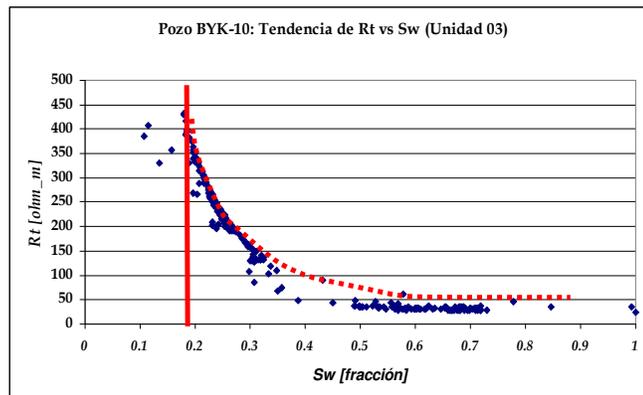


Figura A3. Crossplot R_t contra Sw para el intervalo de estudio.

**APÉNDICE C: VALIDACIÓN DE LOS
REGISTROS PETROFÍSICOS**

Los registros petrofísicos del proyecto se cargaron directamente en los softwares Geographix Discovery y Petrel 2005 (Schlumberger) para su visualización y manejo. Todas estas curvas, antes de introducirse en dichas herramientas computacionales, deben ser validadas asegurando la correspondencia de las curvas en papel con las cargadas en formato digital.

El software utilizado para dicha validación fue Neuralog Digitizing System (figura C.1 y C.2) el cual permite dilucidar la similitud o discrepancia entre las curvas en formato .LAS, con las disponibles en físico o formato gráfico (.TIFF).

Cuando las curvas en cargadas se corresponden con las disponibles en papel (fotografiadas o digitizadas gráficamente), se observará que las mismas se sobrepondrán en la ventana del programa (figura C.1)

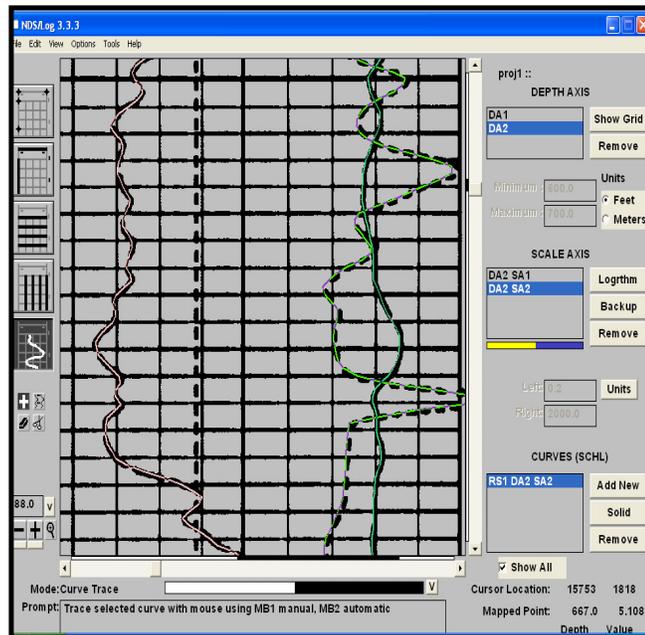


Figura C.1. Ejemplo de curva validada Pozo BYK-06. Se puede observar como las curvas en color se sobreponen sobre las curvas en formato de imagen.

Caso contrario ocurre cuando las curvas no se corresponden, observándose un desfase entre las mismas. Un ejemplo claro de este desfase, arrojado por la herramienta computacional se constata en la figura C.2.

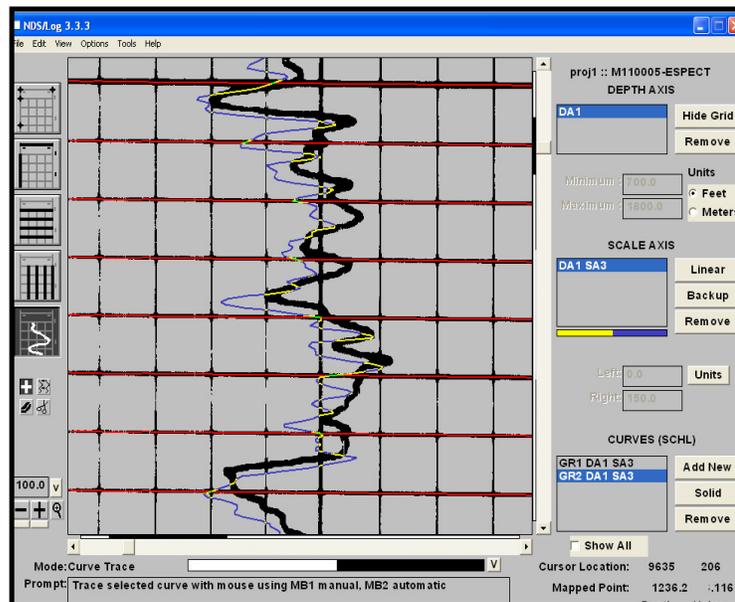


Figura 5.22. Ejemplo de curva errónea Pozo BYK-11. Se puede observar como las curvas no se superponen, lo cual indica discrepancia entre las curvas digitales y en formato imagen como conclusión evidente de la evaluación.