

**UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE BOLÍVAR
ESCUELA DE CIENCIAS DE LA TIERRA
DEPARTAMENTO DE GEOLOGÍA**



MODELO PETROFÍSICO DE LOS BLOQUES JUNÍN 2 (EM PETROMACAREO S.A.) Y JUNÍN 4 (EM PETROURICA S.A.) PERTENECIENTES A LA FORMACIÓN OFICINA A NIVEL DE LAS ARENAS AB Y AB1 DE LA FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO, CUENCA ORIENTAL DE VENEZUELA

**TRABAJO FINAL DE
GRADO PRESENTADO
POR LA BACHILLER
BOADA MARINÉS
PARA OPTAR AL
TÍTULO DE GEÓLOGO**

CIUDAD BOLÍVAR, MAYO 2014



**UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO BOLÍVAR
ESCUELA DE CIENCIAS DE LA TIERRA**

ACTA DE APROBACIÓN

Este Trabajo de grado, titulado “**MODELO PETROFÍSICO DE LOS BLOQUES JUNÍN 2 (EM PETROMACAREO S.A.) Y JUNÍN 4 (EM PETROURICA S.A.) PERTENECIENTES A LA FORMACIÓN OFICINA A NIVEL DE LAS ARENAS AB Y AB1 DE LA FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO, CUENCA ORIENTAL DE VENEZUELA.**”, presentado por la bachiller, **BOADA MARINÉS**, cédula de identidad V-19.333.495, como registro parcial para optar al título de **GEÓLOGO** ha sido **APROBADO** por el jurado integrado por los profesores de acuerdo a los reglamentos de la Universidad de Oriente.

Nombre y Apellido de los
Profesores (as):

Firma:

Argenis Rodríguez
(Asesor)

Angel Mariño
(Jurado)

Henry Ramírez
(Jurado)

Profesora Rosario Rivadulla
Jefe del Departamento de Geología

Profesor Francisco Monteverde
Director de Escuela

Ciudad Bolívar, a los 20 días del mes de Junio de 2014

DEDICATORIA

Con todo mi cariño:

Primeramente a Dios por darme la oportunidad de culminar este trabajo de grado y ser una guía espiritual y fortaleza en todo momento.

A mis padres Miguel Boada y Gladys Rivas que son un pilar fundamental en mi educación, brindándome su apoyo incondicional en todo momento, logrando darme esta gran herencia, una profesión, con gran amor les dedico este triunfo, que gracias a su constancia y entrega, hoy es una realidad.

A mis hermanos Miguel Angel y Milangeli Boada, quien es mi ejemplo a seguir de constancia y disciplina, siempre ayudándome cuando más lo necesitaba para no caer.

A todas las personas y amigos que me quieren, apoyan incondicionalmente y que siempre han estado conmigo en este logro.

MARINES DEL V. BOADA R.

AGRADECIMIENTOS

A mis padres por darme la vida, por cada palabra de aliento en cada momento de desesperación, a su apoyo incondicional que con sabiduría y entendimiento supieron cómo llevarme al logro de esta meta.

A la ilustre Universidad de Oriente, por haberme permitido sus estructuras físicas, siendo mi segunda casa, a todos los profesores que aportaron un granito de arena y capacitándome académicamente como profesionalmente.

A mis hermanos que apoyaron cada una de mis decisiones y supieron aconsejar en todo momento.

A mi negras Axel Flores, Mileydi Gómez y Glennys Sereno, que me acompañaron en todo este camino con su amistad, su apoyo y consejos, mil gracias por eso amigas.

A mi tutor académico y amigo Argenis Rodríguez, por su valiosa orientación, sugerencias y correcciones que ayudaron a terminar este trabajo.

A la Empresa Mixta Petromacareo y a cada uno de sus trabajadores que con su conocimiento y sabiduría me ayudaron a realizar este trabajo. A cada uno gracias.

MARINES DEL V. BOADA R.

RESUMEN

El Bloque Junín se encuentra ubicado en la Faja Petrolífera del Orinoco, fue dividido por el proyecto Orinoco Magna Reservas en 11 bloques, para este estudio los esfuerzos se concentrarán en los bloques 2 y 4; estos pertenecen al flanco Sur de la Cuenca Oriental de Venezuela, se localizan al Norte del río Orinoco con un área total de 552,84 Km² y 678,2 Km² respectivamente. El presente trabajo tiene como objetivo principal realizar la evaluación petrofísica en dichos bloques; presentando yacimientos a nivel de las arenas basales perteneciente a la Formación Oficina, la cual se dividió en dos arenas, llamadas AB y AB1; siendo éstas las estudiadas en este trabajo. Para la realización de este modelo se utilizó toda la información disponible del núcleo IZZ0232, perteneciente al Bloque Junín 4, además de los registros convencionales y especiales de 33 pozos conformados por ambos bloques, obteniendo una relación entre los distintos datos, ajustes y normalizaciones de los mismos. Una vez obtenidos todos resultados permitieron el ajuste de los parámetros petrofísicos básicos obteniendo un promedio para la densidad de la matriz (ρ_{ma}) de 2,65gr/cc, la resistividad del agua (R_w) de 0,54 ohm-m, el factor de tortuosidad (a) de 1, el factor de cementación (m) de 1.88, y para el exponente de saturación (n) de 1.9, la correlación núcleo perfil mostró un desfase de 2.5 pies para la arena de interés AB1, en la determinación de los modelos se obtuvo que para el volumen de arcilla se ajustó el modelo lineal, para la porosidad el modelo de densidad, para la permeabilidad el modelo de Timur y finalmente para la saturación de agua el modelo de Waxman Smits; que fueron los que mejor se ajustaron a las condiciones del campo. Posteriormente fueron determinados los parámetros de corte para ambas arenas de interés dando como resultado un valor para la saturación de agua irreductible (S_{wirr}) de 9%, para la saturación de agua crítica (S_{wc}) de 47%, el parámetro de corte para la porosidad fue de 27%, para el volumen de arcilla de 64%, para la permeabilidad de 1 D; que sirvieron para generar los mapas de isopropiedades de volumen de arcilla, porosidad, permeabilidad y saturación de agua, arena neta y arena neta petrolífera, para ubicar las mejores zonas productoras y futuros cálculos de reservas.

CONTENIDO

Página

DEDICATORIA.....	iii
AGRADECIMIENTOS	iv
RESUMEN.....	v
CONTENIDO	vi
LISTA DE FIGURAS	xi
LISTA DE TABLAS	xiv
LISTA DE APÉNDICES	xv
LISTA DE ANEXOS.....	xvi
INTRODUCCIÓN.....	1
CAPÍTULO I.....	3
SITUACIÓN A INVESTIGAR.....	3
1.1 Planteamiento del Problema.....	3
1.2 Objetivos de la investigación	4
1.2.1 Objetivo general.....	4
1.2.2 Objetivos específicos.....	4
1.3 Justificación.....	4
1.4 Alcances	5
1.5 Limitaciones de la investigación.....	5
CAPÍTULO II.....	7
GENERALIDADES	7
2.1 Ubicación geográfica del área	7
2.2 Características físicas y naturales del área	8
2.2.1 Clima	8
2.2.2 Temperatura	9
2.2.3 Vegetación.....	9
2.2.4 Geomorfología	10
2.2.5 Suelos	11
2.2.6 Hidrología.....	12
2.2.7 Características generales de las cuencas del área Junín	12
2.3 Geología Regional.....	13
2.3.1 Cuenca Oriental de Venezuela	13
2.3.2 Geología Estructural.....	17
2.4 Geología local	18

2.4.1 Subcuenca de Maturín.....	18
2.4.2 Subcuenca de Guárico	20
2.5 Evolución Geodinámica de la Cuenca Oriental de Venezuela.....	21
2.5.1 Prerift (Paleozoico)	22
2.5.2 Megasecuencia de Rift (Jurásico Tardío - Cretácico Temprano).....	22
2.5.3 Megasecuencia de Margen Pasivo (Cretácico Tardío – Paleógeno).....	23
2.5.4 Colisión oblicua de margen activo (Oligoceno – Mioceno Tardío).....	24
2.6 Estructura de la Faja del Orinoco División Junín	25
2.7 Estratigrafía Regional.....	27
2.7.1 Formación Hato Viejo (Cámbrico)	30
2.7.2 Formación Carrizal (Cámbrico)	30
2.7.3 Formación Canoa (Cretácico)	30
2.7.4 Formación Tigre (Cretácico)	31
2.7.5 Formación Merecure (Oligoceno)	31
2.7.6 Formación Oficina (Mioceno).....	31
2.7.7 Formación Freites (Mioceno).....	32
2.7.8 Formación Las Piedras (Plioceno)	32
2.7.9 Formación Mesa (Pleistoceno).....	33
CAPÍTULO III	34
MARCO TEÓRICO	34
3.1 Antecedentes	34
3.2 Definición de términos básicos	35
3.2.1 Modelo petrofísico	35
3.3 Núcleos	35
3.4 Facies Sedimentarias	35
3.5 Arena neta petrolífera (ANP)	36
3.6 Arena neta total (ANT)	36
3.7 Parámetros de corte	36
3.8 Reservas.	36
3.9 Petrofísica	37
3.10 Propiedades físicas del sistema roca- fluido	37
3.11 Porosidad (Φ).....	38
3.11.1 Clasificación de la porosidad	40
3.11.2 Factores que afectan la porosidad	42
3.11.3 Determinación de la porosidad.....	47
3.12 Permeabilidad	48
3.12.1 Medidas de permeabilidad	49
3.12.2 Factores que afectan la permeabilidad	50
3.13 Relación entre porosidad y permeabilidad	50
3.14 Agua de formación.....	51
3.15 Resistividad de la formación.....	52

3.15.1 Resistividad del agua de la formación.....	53
3.15.2 Resistividad verdadera de la formación	54
3.15.3 Resistividad de las arcillas (Rsh)	55
3.15.4 Resistividad de la zona de lavado (Rxo)	56
3.16 Temperatura y presión de la formación.....	56
3.17 Saturación de los fluidos (Sw)	57
3.17.1 Ley de Archie	60
3.18 Arcillosidad de las formaciones	60
3.19 Saturación del agua irreducible (Swi)	64
3.20 Características petrofísicas obtenibles	65
3.21 Parámetros que se consideran en la evaluación petrofísica.....	67
3.21.1 Parámetros fijos por pozo.....	68
3.21.2 Los parámetros no fijos	68
3.22 Propiedades petrofísicas	69
3.22.1 Factor de cementación “m”	69
3.22.2 Factor de tortuosidad “a”.....	69
3.22.3 Exponente de saturación “n”	69
3.22.4 Factor de formación (F).....	70
3.23 Perfilaje de pozo	70
3.24 Tipos de registros de pozos	70
3.24.1 Registros de Diámetro	70
3.24.2 Registros resistivos.....	71
3.24.3 Registros radiactivos	73
3.24.4 Registros de porosidad	74
3.25 Terminología general en las medidas de los registros	75
3.26 Análisis de formaciones mediante perfiles de pozo	76
3.26.1 Modelo petrofísico	77
3.27 Presión capilar	79
3.28 Cálculo de la arcillosidad de las formaciones	80
3.29 Modelos para el cálculo de volumen de arcilla	83
3.30 Modelos de saturación para la evaluación de arenas arcillosas	85
3.30.1 Modelo de Simandoux	85
3.30.2 Modelos de Waxman-Smits	86
3.30.3 Modelo de Indonesia (Poupon-Leveaux)	88
3.30.4 Modelo de doble agua	89
3.31 Modelos usados para el cálculo de permeabilidad	92
3.31.1 Modelo de permeabilidad por Kozeny (1927)	92
3.31.2 Modelo de permeabilidad modificado por Karman	92
3.31.3 Modelo de permeabilidad modificado por Tixier, 1949	93
3.31.4 Modelo de Permeabilidad modificado por Wyllie & Rose, 1950	94
3.31.5 Modelo de permeabilidad modificado por Sheffield, 1956.....	95
3.31.6 Modelo de permeabilidad modificado por Pirson, 1963	95
3.31.7 Modelo de permeabilidad modificado por Timur, 1968	95

3.31.8 Modelo de permeabilidad modificado por Coates & Dumanoir, 1974	95
3.32 Toma y análisis de núcleo	97
3.32.1 Tipos de núcleos	97
3.32.2 Factores que afectan los núcleos	98
3.33.3 Análisis de núcleos.....	99
CAPÍTULO IV	101
METODOLOGÍA DE TRABAJO	101
4.1 Tipo de investigación	101
4.2 Diseño de la investigación.....	102
4.3 Población.....	103
4.4 Muestra	103
4.5 Metodología de trabajo.....	104
4.6 Preparación de datos.....	106
4.7 Clasificación de los datos	106
4.8 Creación de una base de datos	107
4.9 Control de la calidad de la información	107
4.10 Validación de la información	109
4.10.1 Edición de perfiles.....	109
4.10.2 Correcciones ambientales.....	109
4.10.3 Normalización de los perfiles	110
4.11 Validación de Datos	111
4.12 Validación de la correlación.....	112
4.13 Información de los perfiles de pozos.....	112
4.14 Núcleos disponibles en el área	112
4.15 Corrección de datos de núcleos	113
4.16 Información de núcleos	113
4.17 Información Sedimentológica	114
4.28 Mapa de Certidumbre	115
4.19 Análisis de los datos recopilados	115
4.20 Determinación de los parámetros petrofísicos	116
4.21 Métodos alternos para la determinación de parámetros petrofísicos	116
4.21.1 Densidad de matriz de la formación (ρ_{ma})	116
4.21.2 Exponente de cementación (m)	116
4.21.3 Coeficiente de tortuosidad (a)	117
4.21.4 Exponente de saturación (n).....	117
4.21.5 Estimación de la resistividad del agua de formación (R_w)	117
4.22 Procedimiento para la calibración núcleos-perfil.....	120
4.23 Determinación de los modelos petrofísicos	121
4.23.1 Cálculo del modelo de arcillosidad	121
4.23.2 Modelo de Porosidad.....	122
4.23.3 Modelo de permeabilidad	126

4.23.4 Cálculo de la saturación de agua	127
4.24 Determinación de contactos originales	129
4.25 Técnica de evaluación petrofísica	129
4.25.1 Determinación de los valores límites de parámetros petrofísicos	129
4.26 Realización de los mapas de isopropiedades	130
4.27 Generación de sumarios petrofísicos	131
4.28 Descripción de software utilizados	131
4.28.1 Sigemap (Sistema Georeferenciario de Mapas)	131
4.28.2 Interactive Petrophysics (IP)	133
CAPÍTULO V	135
ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS	135
5.1 Edición y validación de las curvas	135
5.2 Normalización de perfiles	135
5.3 Mapa de Certidumbre	137
5.4 Información de producción y presiones	139
5.5 Información sedimentológica	140
5.6 Pozos claves para el estudio	141
5.7 Calibración Núcleos- Perfil	141
5.7.1 Ajuste en profundidad de datos	141
5.8 Determinación de los parámetros petrofísicos	144
5.8.1 Resistividad del agua de formación (Rw)	145
5.9 Generación del Modelo Petrofísico	147
5.9.1 Modelo de arcillosidad	147
5.9.2 Modelo de Porosidad	148
5.9.3 Modelo de Saturación	150
5.9.4 Modelo de permeabilidad	154
5.9.5 Estimación de los parámetros de corte	155
5.9.6 Elaboración de sumario petrofísico	160
5.10 Elaboración de los mapas	160
5.10.1 Elaboración de los mapas isópacos estructural para la arena AB	160
5.10.2 Elaboración de los mapas de isopropiedades para la arena AB	161
5.10.3 Elaboración de los mapas isópaco estructurales para la arena AB1	162
5.10.4 Elaboración de los mapas de isopropiedades para la arena AB1	163
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	164
REFERENCIAS	166
APÉNDICES	170
ANÉXOS	178

LISTA DE FIGURAS

		Página
2.1	Ubicación Geográfica de la Faja Petrolífera del Orinoco, División Junín (Tomada y modificada de Magna Reservas, 2011).....	8
2.2	Características tectónicas de la Cuenca Oriental de Venezuela, mostrando la ubicación de Subcuencas, Guárico y Maturín de la Faja Petrolífera del Orinoco (Magna Reservas, 2011).....	14
2.3	Distribución actual de los hidrocarburos en la Cuenca Oriental de Venezuela (Pérez, N. 2010).....	15
2.4	Corte geológico idealizado en dirección Sur - Norte de la Cuenca Oriental de Venezuela donde se observa claramente la diferencia en el estilo estructural de deformación asociado a las provincias autóctonas y alóctonas (Gallango, H. & Parnaud, F. 1995).....	17
2.5	Corte geológico de la Subcuenca de Maturín en dirección Noroeste-Sureste desde la plataforma Margarita-Los Testigos hasta el Río Orinoco (Schlumberger, 1997).....	19
2.6	Corte geológico conceptual Norte - Sur desde el cinturón de deformación del Caribe en Curazao hasta el Río Orinoco. El corte pertenece a la Subcuenca de Guárico (Schlumberger, 1997).....	20
2.7	Cortes estructurales desde un punto cercano al límite Sur del Parque Nacional de Guatopo (Norte de Altagracia de Orituco, Estado Guárico) hasta el Río Orinoco, a unos 160 Km. al Sur de la intersección del corte con el Río Macapra (Schlumberger, 1997).....	21
2.8	Cuatro estados del desarrollo del límite de la placa caribe desde el eoceno hasta el presente, asociado con la migración de la placa caribe hacia el este. Abreviaturas: AC= cordillera andina; ar= alto de aves; BR= alto de barbados; BR= alto de beata; CA= américa central; CB=cuenca colombiana; CCC= cordillera central de colombia; CP= placa de cocos; CT= fosa caimán; CU= cuba; GB= cuenca de grenada; GYB= cuenca de guyana; HI= la española; LA= antillas menores; MB= cuenca de maracaibo; NP= placa de nazca; OCC= cordillera occidental de colombia; PR= puerto rico; SA= sur américa; VB= cuenca de venezuela; YU= yucatán; YB= cuenca de yucatán. (tomado y modificado de Di Croce., 1999).....	24
2.9	Marco Estratigráfico-Estructural Regional de la Faja Petrolífera del Orinoco (Schlumberger, 1997).....	26
2.10	Bloque diagramático de la distribución de los cuerpos de rocas en el subsuelo del área de Junín. Tomado de (PETRÓLEOS DE	

	VENEZUELA S.A, 1983).....	26
2.11	Columna Estratigráfica de la Cuenca Oriental de Venezuela, División Junín (Schlumberger, 1997).....	27
2.12	Cuadro cronoestratigráfico de la Faja Petrolífera de Orinoco (Magna Reservas, 2012).....	28
2.13	Columna Estratigráfica local representativa de la Faja Petrolífera del Orinoco bloque Junín (Magna Reservas, 2012).....	29
3.1	Arreglo Cúbico de los poros (La comunidad petrolera, 2008).....	39
3.2	Distribución de los poros en las roca (La comunidad petrolera, 2009)....	41
3.3	Arreglo ortorrómbico de los poros (La comunidad petrolera, 2008)	43
3.4	Arreglo romboédrico de los poros (La comunidad petrolera, 2008).....	44
3.5	Distribución del tamaño del grano (La comunidad petrolera, 2008).....	46
3.6	Variación en la forma de los granos (La comunidad petrolera, 2008)....	46
3.7	Modelo de distribución de los fluidos en un yacimiento (PDVSA, 2009).....	58
3.8	Formas Esquemáticas de la distribución de las arcillas en los sedimentos y sus efectos sobre la porosidad, Pdvsa 2009).....	64
3.9	Terminología general de los registros (Mariño, A. 2011).....	76
4.1	Etapas o flujograma de las actividades cumplidas durante el trabajo.....	105
4.2	Corrección ambiental del pozo IZZ-0232 (Programa Interactive petrophysics).....	110
4.3	Núcleos tomados en el área de Junín en la evaluación exploratoria 1983 y en el Proyecto Orinoco Magna Reserva 2007.....	113
4.4	Núcleo IZZ0232 Bloque Junín 4.....	114
4.5	Gráfico Gen 8 (Schlumberger, 1997).....	119
4.6	Gráfico Gen 9 (Schlumberger, 1997).....	120
4.7	Cross plot entre las curvas RHOB Y curvas GR de los arenas AB y AB1 (Programa Interactive Petrophysics).....	125
4.8	Diferencia entre la curva calculada (RHOB sintético) y RHOB del pozo con núcleo IZZ0232.....	126
4.9	Programa sigemap utilizado para la digitalización de los mapas de arena neta.....	133
4.10	Software Interactive Petrophysics V.2007 3.5.....	134
5.1	Gráficas de la diferencia entre las curvas sin normalizar (cuadro A) y las curvas normalizadas (cuadro B).....	136
5.2	Distribución areal de los pozos en el bloque Junín 2 y Junín 4.....	137
5.3	Mapa de certidumbre de los bloques Junín 2 y Junín 4.....	138
5.4	Distribución gráfica de los registros para la macolla C-102.....	138
5.5	Corrección en profundidad de los datos del núcleo y perfil.....	142

5.6	Columna estratigráfica oficial con registro tipo de los bloques Junín 2 y Junín 4.....	143
5.7	Representación de los pies del núcleo recuperado.....	144
5.8	Cálculo de la resistividad de agua de formación a través del gráfico Gen 8.....	146
5.9	Cálculo del índice de arcillosidad (Interactive Petrophysics).....	148
5.10	Cálculo de la porosidad (Interactive Petrophysics).....	149
5.11	Respuesta de la curva rayos gamma de una arena limpia.....	151
5.12	Cálculo de la saturación de agua irreducible para una arena limpia a través del modelo de Waxman- Smits.....	152
5.13	Respuesta de la curva rayos gamma de una arena arcillosa.....	152
5.14	Cálculo de la saturación de agua irreducible para una arena limpia arcillosa a través del modelo de Waxman- Smits	153
5.15	Respuesta de la curva rayos gamma de una arcilla.....	153
5.16	Cálculo de la saturación de agua irreducible para una arena limpia a través del modelo de Waxman- Smits.....	154
5.17	Parámetros de corte para la saturación de agua irreductible y saturación de agua crítica.....	154
5.18	Resultado del parámetro de corte para la porosidad.....	156
5.19	Resultado del valor de corte para el volumen de arcilla.....	157
5.20	Resultado del valor del parámetro de corte para la permeabilidad.....	158

LISTA DE TABLAS

	Página
3.1 Invasión del filtrado del Lodo (Corpoven, 1996).....	98
4.2 Homologación de los nombres de las curvas con el resto de los perfiles (Programa Interactive Petrophysics).....	111
5.1 Pruebas de producción y presiones en los pozos Junín 4 (Magna Reservas 2008).....	139
5.2 Datos de las propiedades petrofísicas y pruebas de producción. (Magna Reserva 2008).....	140
5.3 Corrección en Profundidad de los núcleos cortados en el Pozo IZZ0232 corresponden a las arenas prospectivas de los bloques.....	144
5.4 Pozo IB00 determinación de: “m”, “n” y “a” (Petrocedeno, 2006).....	145
5.5 Resultados de la R_w por el método potencial espontáneo (SSP).....	147
5.6 Resultados de los valores límites (Cutt-Off).....	158
5.7 Parámetros petrofísicos y modelos matemáticos establecidos.....	159

LISTA DE APÉNDICES

APÉNDICE A	171
Tabla A.1 Datos Básicos del bloque Junín 2.....	172
Tabla A.2 Datos Básicos del bloque Junín 4.....	173
Tabla A.3 Inventario de registros de pozos en los bloques Junín 2 y Junín 4.....	174
APÉNDICE B	175
Tabla B.1 Sumario Petrofísico de los bloques Junín 2 y Junín 4 para la Unidad AB.	176
Tabla B.1 Sumario Petrofísico de los bloques Junín 2 y Junín 4 para la Unidad AB1.	177

LISTA DE ANEXOS

1. MAPA DE ARENA NETA (AB).
2. MAPA DE ARENA NETA PETROLÍFERA (AB)
3. MAPA DE ISOVOLUMEN DE ARCILLA (AB).
4. MAPA DE ISOPOROSIDAD (AB).
5. MAPA DE ISOPERMEABILIDAD (AB).
6. MAPA DE ISOSATURACIÓN DE AGUA (AB).
7. MAPA DE ARENA NETA (AB1).
8. MAPA DE ARENA NETA PETROLÍFERA (AB1).
9. MAPA DE ISOVOLUMEN DE ARCILLA (AB1).
10. MAPA DE ISOPOROSIDAD (AB1).
11. MAPA DE ISOPERMEABILIDAD (AB).
12. MAPA ISOSATURACIÓN DE AGUA (AB).

INTRODUCCIÓN

En la industria petrolera es necesario conocer las características de las rocas en el subsuelo para poder realizar exploraciones o desarrollos de campos exitosos. Hasta los años 30 del siglo pasado, solamente la perforación era considerada como el elemento vital para la conexión entre el subsuelo y la superficie y la única manera de asegurar la existencia de hidrocarburos; inicialmente la perforación se realizaba por el método de percusión, el cual permitía, por su lentitud relativa y por aportar buen muestreo de las rocas penetradas, un buen control geológico de las formaciones afectadas. Con el desarrollo de la perforación rotatoria los ripsos de perforación pasaron hacer más fragmentados, dificultando la descripción del subsuelo y haciendo más necesaria la toma de núcleos continuos para medir porosidad y permeabilidad de las rocas del reservorio.

La petrofísica constituye una de las bases fundamentales cuando se trata de la interpretación del subsuelo, sabiendo esto y la gran complejidad que presenta la Faja Petrolífera del Orinoco en sus arenas, es necesaria la realización de un estudio petrofísico el cual permita obtener con mayor precisión información de los pozos, campos o yacimientos que se perforan en esta zona.

Con los análisis petrofísicos se puede relacionar las características físicas y fundamentales de la roca, básicas para la evaluación de una arena de interés; muchas de éstas propiedades se pueden medir directamente en el laboratorio mediante el análisis de núcleo, muestras de pared, etc. y /o también, los perfiles de pozo permiten realizar medidas de una manera práctica y con buena efectividad.

El objetivo del presente trabajo radica, en realizar una evaluación petrofísica en la Formación Oficina Inferior a nivel de las arenas AB y AB1, de los

Bloques Junín 2 y Junín 4; pertenecientes a la Faja Petrolífera del Orinoco, mediante el análisis de núcleos, registros de pozos y apoyada en software capaces de generar información certera sobre la roca; determinar los parámetros de permeabilidad, porosidad, saturación de fluidos y arcillosidad que permitan conocer los espesores, calidad de las rocas para ubicar las mejores zonas productoras y a su vez realizar futuros cálculos de petróleo original en sitio (P.O.E.S) y reservas.

CAPÍTULO I

SITUACIÓN A INVESTIGAR

1.1 Planteamiento del Problema

El Bloque Junín se encuentra ubicado en la Faja Petrolífera del Orinoco, el proyecto Magna Reservas dividió al Bloque Junín en 11 bloques, para este estudio los esfuerzos se concentrarán en los bloques 2 y 4; estos pertenecen al flanco Sur de la cuenca Oriental de Venezuela, se localizan al Norte del río Orinoco con un área total de 552, 84 km² y 678.2 km² respectivamente.

El problema está referido a realizar la evaluación petrofísica del Bloque Junín 2 perteneciente a la Empresa Mixta (EM) Petromacareo S.A. y al Bloque Junín 4 perteneciente a la EM Petrourica S.A., que se hará mediante el análisis e interpretación de registros de pozos y muestras de núcleos existentes en el área, es decir, una evaluación petrofísica que permita la elaboración de los modelos de porosidad, permeabilidad, arcillosidad, saturación de los fluidos, para así obtener una mejor descripción física de las rocas presentes y cuantificar los volúmenes de hidrocarburos en dichos bloques.

Con esta información la empresa podrá formular los planes de explotación para optimizar sus principales actividades de producción. De igual manera tendrá utilidad metodológica ya que servirá como guía para futuros estudios petrofísicos.

1.2 Objetivos de la investigación

1.2.1 Objetivo general

Evaluación petrofísica de los bloques Junín 2 (EM PETROMACAREO S.A.) y Junín 4 (EM PETROURICA S.A.), de la Faja Petrolífera del Orinoco con la finalidad de realizar la delimitación de los yacimientos comunes.

1.2.2 Objetivos específicos

1. Construir un modelo de permeabilidad para la determinación de la calidad de la roca del yacimiento.
2. Realizar un modelo de porosidad de la roca en cada pozo de cada yacimiento.
3. Crear un modelo de saturación del agua para el cálculo de la misma en cada yacimiento.
4. Construir un modelo de arcillosidad para la cuantificación de la relación arena-lutita en los yacimientos.
5. Generar el sumario petrofísico para cada uno de los bloques seleccionados.

1.3 Justificación

El área de estudio comprende los bloques Junín 2 y Junín 4 de la Faja Petrolífera del Orinoco, los cuales poseen características particulares en cada unidad

rocosa de interés, lo que ha llevado a la necesidad de aplicar diversos métodos de estudio en estas unidades de rocas, para así generar nuevos modelos de yacimientos que permitan un mejor entendimiento de los mismos.

Por la poca información que se tiene y debido a la complejidad que presentan estos yacimientos, es necesario determinar sus características físicas, mediante la ejecución de un modelo petrofísico como parte del estudio en estos bloques, con el fin de proveer la información para la completación o abandono de un pozo en estos yacimientos, además de evaluar la compatibilidad de la zona con los planes de explotación.

1.4 Alcances

Utilizando la información generada mediante el análisis y estudio de los registros de pozo convencionales, especiales y muestras de núcleo que se encuentran en el Bloque Junín 4, adyacente al Bloque Junín 2; Se obtendrán los parámetros petrofísicos, los cuales ayudarán a ubicar las mejores zonas, en cuanto a calidad de roca se refiere y así lograr una caracterización más completa del yacimiento, siendo necesario para realizar posteriormente el cálculo de reservas y evaluar a futuro la factibilidad económica de cualquier proyecto que se pretenda realizar en el área de estudio.

1.5 Limitaciones de la investigación

1. Poca información bibliográfica de los campos.
2. Falta de trabajos en este tipo de tema que puedan contribuir con el fortalecimiento técnico del estudio.

3. Falta de muestras de núcleos, debido a que EM Petromacareo no cuenta con núcleos tomados y EM Petrourica sólo posee uno.
4. Las Muestras de Canal son pobres en información debido al mal estado.

CAPÍTULO II

GENERALIDADES

2.1 Ubicación geográfica del área

El área Junín se encuentra ubicada al Sureste y Suroeste de los estados Guárico y Anzoátegui respectivamente y como ciudades de referencia se tienen: hacia el Norte las ciudades de Barcelona y Puerto la Cruz (180 Km), en el Noroeste la ciudad de Valle de la Pascua y por el Noreste la ciudad de El Tigre ambas a 120 Km aproximadamente (Magna Reservas, 2008).

El área Junín 2 está ubicada en el flanco Sur de la Cuenca Oriental de Venezuela, al Norte del río Orinoco. Perteneció regionalmente al estado Guárico, Municipios Infante, El Socorro, Santa María de Ipire. El área total del Bloque Junín 2 es de 552,84 km², con 18,41 km. de Este a Oeste y 30 km. de Norte a Sur. El Bloque Junín 2 se localiza dentro del área Junín, es una de las 11 divisiones en que se encuentra fraccionada esta área de la Faja Petrolífera del Orinoco para fines del proyecto Orinoco Magna Reserva. Limita al Norte con el Bloque Junín 1, al Sur con el Bloque Junín 11, al Oeste con el Bloque Boyacá 7 y al Este con el Bloque Junín 4 (Magna Reservas, 2008).

El área de Junín 4, está ubicado en el flanco Sur de la Cuenca Oriental de Venezuela, al Norte del río Orinoco. Perteneció regionalmente a los estados Guárico-Anzoátegui; Municipios Ipire y Monagas. El área total del Bloque Junín 4 es de 678,2 km², con 22,6 km. de Este a Oeste y 30 km de Norte a Sur (Magna Reservas, 2011).

El Bloque Junín 4 se localiza dentro del área denominada Junín, es una de las 11 divisiones en que se encuentra fraccionada esta área de la Faja Petrolífera del Orinoco para fines del proyecto Orinoco Magna Reserva. Limita al Norte con el Bloque Junín 3, al Sureste con el Bloque Junín 7, al Oeste con el Bloque Junín 2 y al Este con los Bloques Junín 5 y Junín 6 (Magna Reservas, 2011) (Figura 2.1).

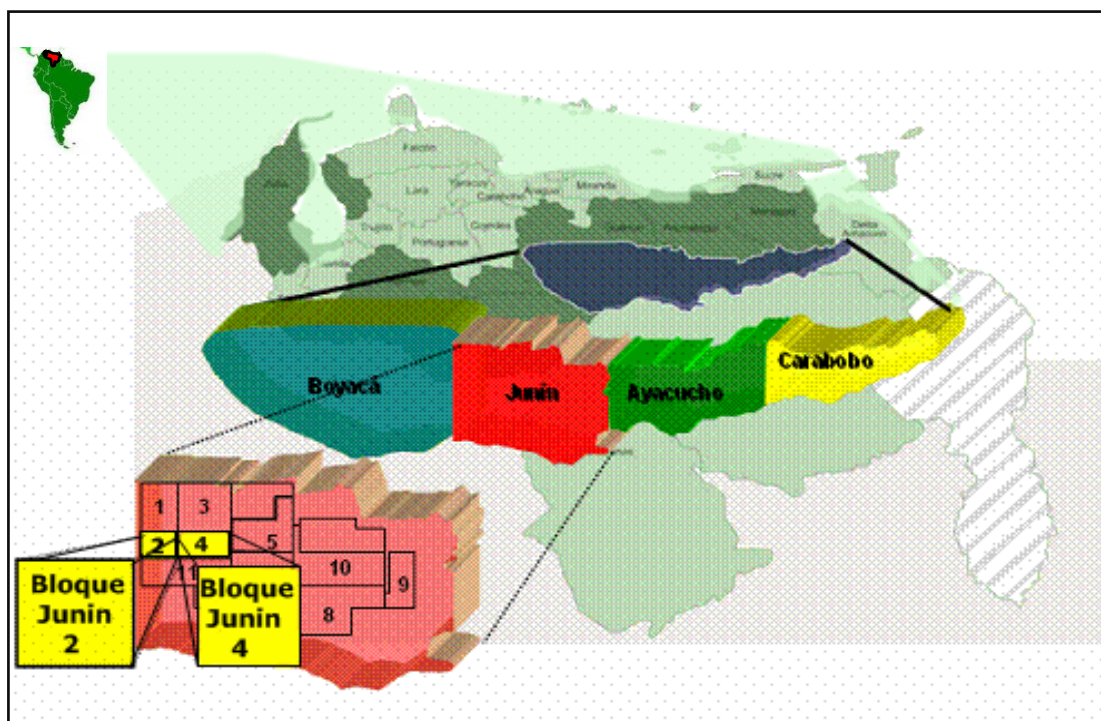


Figura 2.1 Ubicación Geográfica de la Faja Petrolífera del Orinoco, División Junín (Magna Reservas, 2011).

2.2 Características físicas y naturales del área

2.2.1 Clima

El área del proyecto está representada por un clima cálido, sabana y bosque secos tropical, según la clasificación climática de Holdridge. Se caracteriza por recibir una pluviosidad promedio que oscila entre 900 mm y 1.100 mm, de los cuales el 85% cae durante los meses de mayo a octubre. La térmica promedio está alrededor

de los 27° C y la evaporación media anual alcanza los 2400 mm (Ecology and Environment S.A., 2007).

2.2.2 Temperatura

En la zona la temperatura promedio anual es de unos 27° C, la máxima media 33° C y la mínima media 22° C. Por encontrarse en la zona tropical se cumple la condición de isotermia, es decir, la diferencia de los valores de temperatura entre el mes más cálido y el más frío no supera los 5° C (Ecology and Environment S.A., 2007).

2.2.3 Vegetación

La vegetación que caracteriza el área, es típica de Sabanas.

- a. Sabanas de Trachypogon arboladas ralas y bajos.
- b. Sabanas de Trachypogon arboladas ralas y medias.
- c. Sabanas de Trachypogon arboladas ralas y bajas con agrupaciones arbóreas.
- d. Sabanas de Trachypogon arboladas medianamente densas y alturas medias y agrupaciones arbóreas.
- e. Sabanas de Trachypogon arboladas ralas y altas con agrupaciones arbóreas.
- f. Sabanas de Trachypogon arboladas ralas y alturas medias con agrupaciones arbóreas.
- g. Sabanas de Trachypogon arboladas medianamente densos y alturas medias.
- h. Sabanas de Trachypogon medianamente densos y bajos con agrupaciones arbóreadas.
- i. Sabanas de Trachypogon arboladas medianamente densas y altas con agrupaciones arbóreadas (Blydenstein, J. 1962).

2.2.3.1 Bosques

- a. Bosques deciduos o secos (DB).
- b. Bosques siempre verdes (BSE).
- c. Estacionalmente inundables (Bosques de galería) (BSEI).
- d. Permanentemente inundados (Morchales) (M) (Blydenstein, J. 1962).

2.2.4 Geomorfología

Desde el punto de vista de la Geomorfología, el área de estudio está localizada en la Provincia Fisiográfica de los Llanos, en las regiones naturales de los Llanos Altos Centrales y de los Llanos Altos Orientales. El paisaje corresponde a un mosaico de unidades geomorfológicas de origen Terciario y Cuaternario, que pueden ser divididos en las siguientes macro unidades taxonómicas.

- a. Paisaje de altiplanicie y superficie de denudación: estas subdivisiones varían según el grado de disección y rugosidad del relieve; corresponden, en su mayoría, a afloramientos de materiales Terciarios que han sido expuestos por erosión progresiva y movilización de cobertura Cuaternaria.
- b. Paisaje de altiplanicie de mesa: incluye los remanentes de dimensiones variables de relieves tabulares con origen Cuaternario e igualmente subdividido en varias unidades menores de mesas individualizadas según su grado de disección o entallamiento, incluyendo superficies amplias conservadas o ampliamente entalladas, como mesas conservadas.
- c. Paisaje de valle: que incluye un mosaico de vaguadas originadas por erosión regresiva a través de los sedimentos Cuaternarios y Terciarios, influidos por el tectonismo y que influyen subunidades tan disimiles como grandes valles

aluviales con varios niveles de terrazas y pequeños vallecitos coluviales originados a partir de cárcavas en diferentes estadios de activación morfodinámica.

- d. Paisaje de planicie aluvial y planicie eólica: característico de las zonas meridionales incluidas en la poligonal estudiada, en general con dominancia de topografía plana en las primeras y onduladas en las segundas, pero con fenómenos de acumulación de distintos origen.
- e. Paisaje de lomerío y colinas: básicamente es un conjunto de formas residuales o remanentes de litología de la formación mesa y está constituido por lomas, testigos erosionales de mesa y colinas, en general conservadas por las corazas ferruginosas expuestas.
- f. Formas menores de piedemonte: dispuestos en espacial como subpaisaje intermedio o de transición entre las unidades de altiplanicie mayores y los valles, en forma de planos inclinados (glacis, conos, explayamientos menores).
- g. Formas misceláneas generales: asociadas a los distintos paisajes y en las que se incluyen pequeñas unidades de acumulación aluvial, principalmente (Berroterán, J. 1988).

2.2.5 Suelos

Los suelos son variables en textura a través del perfil y se encuentran suelos con cambios texturales en el primer metro (texturas medias sobre livianas, o texturas finas) los subgrupos presentes están constituidos por las características generales de los suelos (Ecology and Environment S.A., 2007).

Presentan erosión laminar generalizada y en surcos localizada: predominan los subgrupos Tepic Ustorthents, Tepic Kandistults y Lithic Ustorthents. En general se caracterizan por tener estratos gruesos en los primeros 50 cm, o grava o coraza desde la superficie. Los colores son marrones oscuros y/o marrones en el horizonte superficial y marrón fuerte en los demás horizontes. La fertilidad natural es muy baja, el pH es muy ácido y oscila entre 4,4 y 4,8. Los contenidos de materia orgánica son muy bajos (menores a 1%) en el horizonte superficial. la capacidad de intercambio de cationes es muy baja ($<5.0 \text{ Cmol/Kg}$) al igual que la saturación con bases ($<25\%$). en menor grado existen algunos perfiles donde las texturas son arenosas o arenofrancosas en todo el perfil (Tepic Ustipsamment). la arena es la fracción dominante y su presencia se puede deberse a la naturaleza arenosa del material parental (Formación Mesa). La vegetación y el drenaje natural están condicionados por el relieve y este ha jugado un papel dominante en el desarrollo de estos suelos (Ecology and Environment S.A., 2007).

2.2.6 Hidrología

El sistema hidrográfico del área Junín se inscribe en la vertiente Norte de la cuenca del río Orinoco, en particular en su cuenca media. Específicamente, más de la mitad del área abarcada por Junín, aparece drenada por numerosos cursos de agua que pertenecen en su mayoría a la cuenca del río Zuata, afluente directo del Orinoco por su margen izquierda (Ecology and Environment S.A., 2007).

2.2.7 Características generales de las cuencas del área Junín

La mayoría de los cauces que drenan esta zona y sus tributarios siguen una dirección predominantemente Norte-Sur. Está conformada por una red de drenaje representada por 9 cuencas cuyos colectores principales drenan directamente hacia el río Orinoco. Los cursos de agua que conforman las cuencas de los ríos son: Ature,

Cabrutica, Sariapo, Mapire, San Bartólo, Río Claro, Zuata, Río Iguana y Morichal del Diablo.

Todas estas cuencas se han dividido en subcuencas así: Río Sariapo (Morichal La Ceiba, Río Macuto y Morichal Rabanito); Río Cabrutica (Río San Diego y Quebrada Quebradón); Río Mapire (Morichal Casupo y Morichal Cachicamo); Río San Bartolo (Morichal Veladero); Río Zuata (Morichal Pesquero, Morichal Pizarro, Río Chivato y Río El Muerto); Río Iguana (Morichal La guacharaca). Los Río Ature y Río Claro también se subdividen en subcuencas pero los colectores no tiene nombre conocido y el Morichal La Diabla es una cuenca pequeña pero es de orden 1 (Ecology and Enviroment S.A., 2007).

2.3 Geología Regional

2.3.1 Cuenca Oriental de Venezuela

La Cuenca Oriental de Venezuela está situada en el Noreste de Venezuela, entre los 8° y 11° de latitud Norte y los 61° y 66° de longitud Oeste. Está limitada al Norte por la Serranía del Interior (Cordillera de Costa) y el cinturón ígneo metamórfico de Araya-Paria, al Este continúa sobre la corteza oceánica del Atlántico, hacia el Oeste limita con el Arco de El Baúl, y hacia el Sur está limitada por el Escudo de Guayana, siguiendo el curso del Río Orinoco (Di Croce, 1999) (Figura 2.2).



Figura 2.2 Características tectónicas de la Cuenca Oriental de Venezuela, mostrando la ubicación de Subcuencas, Guárico y Maturín de la Faja Petrolífera del Orinoco (Magna Reservas, 2011).

La Cuenca Oriental de Venezuela hoy día aparece como el resultado de la convergencia y transcurrencia de bloques de la corteza, que se diferencian en cuanto a la naturaleza del basamento, edad y facies de los sedimentos. La generación de hidrocarburos se debe principalmente a la maduración de rocas madre Cretácea, ubicada en la parte septentrional de la cuenca actual. El papel jugado por rocas madres terciarias aparece secundario, por lo que el grueso de los hidrocarburos generados migró hacia el Sur, a partir del final del Mioceno inferior, sobre distancias de 50-100 Km, para dar lugar a la Faja Petrolífera del Orinoco. La naturaleza pesada y extrapesada de estos petróleos es una consecuencia directa e indirecta de la primera migración de hidrocarburos. En la Figura 2.3 se muestra la distribución actual de los hidrocarburos en la Cuenca Oriental de Venezuela (Pérez, N. 2010).

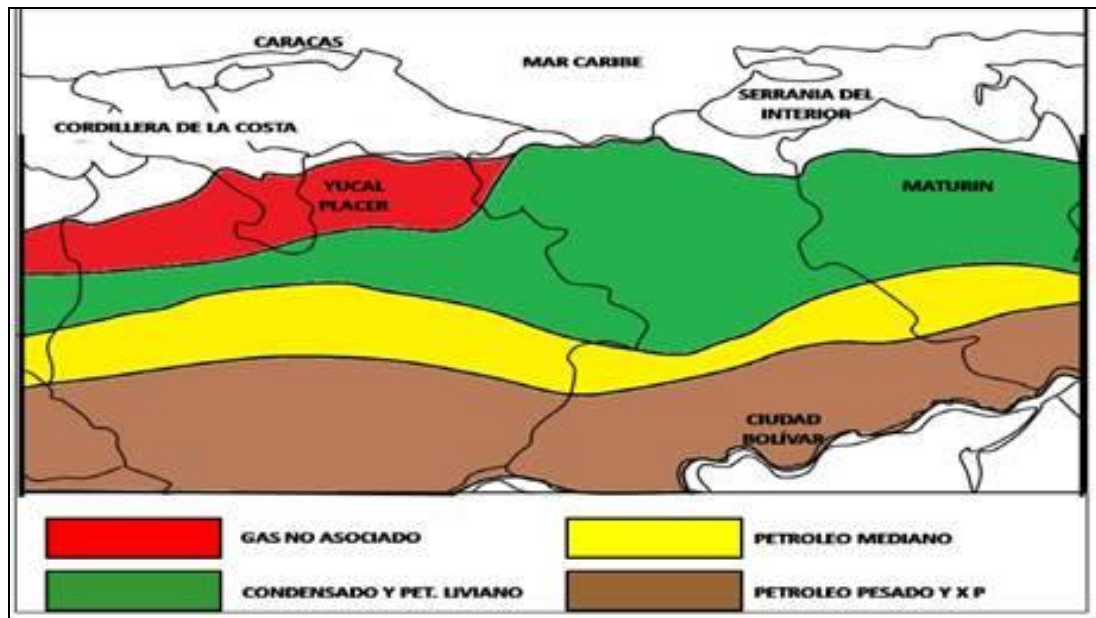


Figura 2.3 Distribución actual de los hidrocarburos en la Cuenca Oriental de Venezuela (Pérez, N. 2010).

Pues bien, la historia geológica de la Faja Petrolífera del Orinoco está estrechamente ligada con la historia geológica de la Cuenca Oriental de Venezuela. Esta cuenca forma una depresión topográfica y estructural, que comprende los estados Guárico, Anzoátegui y Monagas, la extensión meridional del estado Sucre y el Delta Amacuro, y se prolonga hacia la Plataforma Deltana y el Sur de Trinidad, cubriendo un área aproximada de 170.000 Km². Está limitada por el geotectoclinal de la Cordillera de la Costa al Norte, el estado Bolívar al Sur siguiendo la dirección del río Orinoco y al Oeste, está separada de la Cuenca de Barinas por el Arco de El Baúl (Pérez, N. 2010).

2.3.1.1 Generación

La roca madre con mejor potencial generador de la Cuenca es la Formación Querecual de edad Cretácica. El tipo de materia orgánica de la roca madre Cretácea

es de origen marino, de ambiente euxínico, influenciado por aportes de sedimentos terrígenos (Audermard y otros, 1982).

2.3.1.2 Migración

El proceso de migración comienza desde la roca generadora hasta el sitio de entrapamiento, el hidrocarburo encontrado en la Faja Petrolífera del Orinoco (F.P.O.) proviene de la primera migración a partir del final del Mioceno Inferior, que geográficamente inicia desde el centro norte de la cuenca y se desplaza hacia al Sur hasta acuíñarse con el basamento. Durante este proceso, entre mas distancia recorran los fluidos, mas elementos volátiles pierden, pasando de crudos liviano a mediano, de mediano a pesado y de pesado a extrapesado (Audermard y otros, 1982).

2.3.1.3 Entrampamiento

La Formación Freites es de edad Mioceno Superior es la roca sello del sistema petrolero. Está formada por un intervalo mayor e intermedio lutítico con areniscas intercaladas en su parte superior e inferior. Los grandes espesores de lutitas generan una barrera impermeable a lo largo de toda su extensión

El hidrocarburo migra desde el fondo de la cuenca por los planos de debilidad o cuerpos sedimentarios permeables buscando zonas altas e invadiendo trampas estructurales, estratigráficas o mixtas generadas antes de la migración albergando agua de formación. Durante la trayectoria que recorren los hidrocarburos, invaden y desplazan el agua de formación, creando los yacimientos a lo largo de toda la trayectoria desde la zona centro Norte hasta la cuña generada por el basamento. La presencia de bolsas de gas en yacimientos pesados y extra pesados, son evidencia de cambios bruscos en la presión y temperatura, que provocan desprendimiento de gas

asociado al petróleo de los yacimientos para lograr su equilibrio termodinámico (Audermard y otros, 1982).

2.3.2 Geología estructural

Según Parnaud y otros, (1995) en la Cuenca Oriental de Venezuela se reconocen dos provincias tectónicas como se muestra en la Figura 2.4, diferenciadas por el estilo y la intensidad de sus deformaciones asociadas. Estas provincias son:

2.3.2.1 Provincia alóctona

Esta provincia está situada entre el eje de la cuenca en el Sur y la falla de El Pilar en el Norte, y comprende todo sistema estructural de vergencia Sur que se consigue tanto en la Serranía del Interior como en la zona al Sur del frente de montañas (Parnaud y otros, 1995).

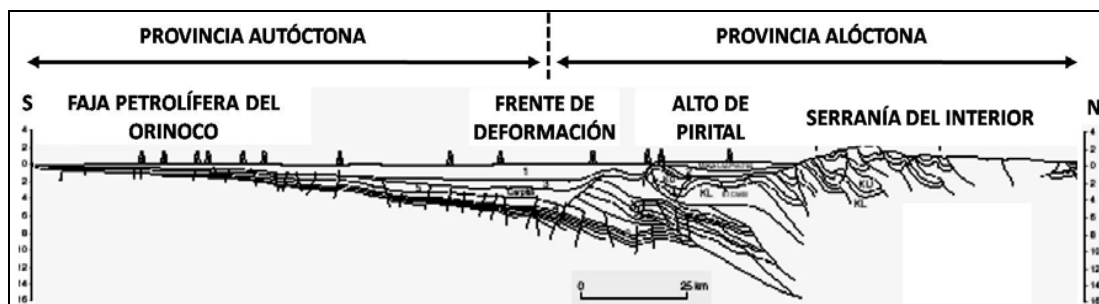


Figura 2.4 Corte geológico idealizado en dirección Sur - Norte de la Cuenca Oriental de Venezuela donde se observa claramente la diferencia en el estilo estructural de deformación asociado a las provincias autóctonas y alóctonas (Gallango, H. & Parnaud, F. 1995).

2.3.2.2 Provincia autóctona

Esta provincia se sitúa entre el eje de la cuenca y el curso actual del río Orinoco, representando la porción Sur de la cuenca. Las deformaciones que caracterizan esta provincia involucran una tectónica de tipo extensional caracterizada por la presencia de fallas normales con una tendencia N60° - 70°E y también se han reconocidos fallas transcurrentes de edades más jóvenes al Sur que hacia el Norte de la región. Adicionalmente, en el Norte de esta provincia, se reconocen fallas rumbo deslizante de orientación aproximada N70°O que cortan secuencias pre-terciarias y estructuras de colapso gravitacional con sentido Norte que afectan la secuencia miopliocena.

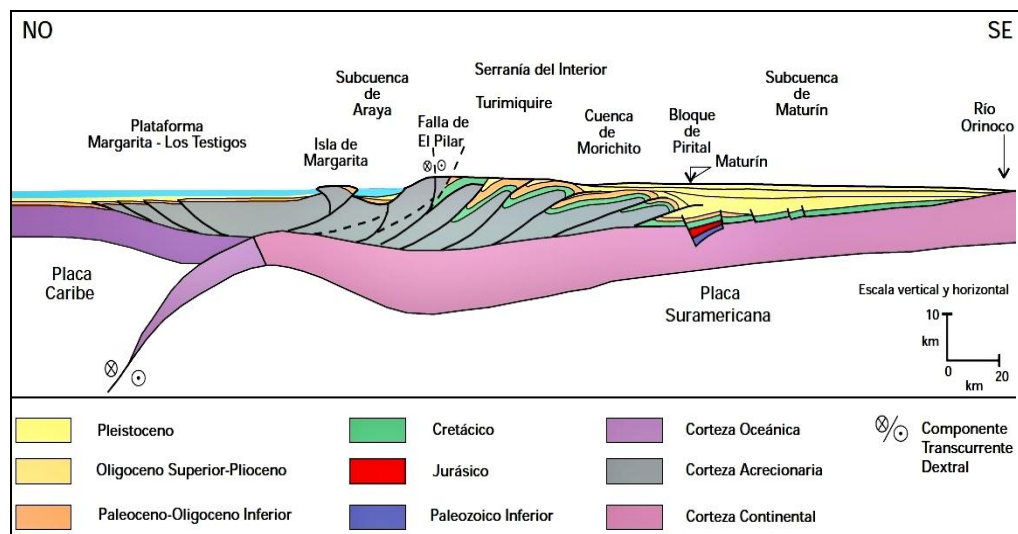
La zona estudiada en este trabajo se encuentra situada en el área de Junín dentro de la Faja Petrolífera del Orinoco; y por lo tanto, está comprendida dentro de la provincia autóctona definida por Parnaud, (1995). Algunos autores como Audemard (1985), han revelado que la tectónica definida para esta provincia autóctona de la Cuenca Oriental de Venezuela no es uniforme en toda su extensión. Estos autores reconocen dentro de esta provincia dos grandes áreas o regiones que poseen estilos de deformación diferentes, y que se encuentran separadas entre sí por el sistema de fallas Hato Viejo. Estas dos provincias reconocidas en la Faja Petrolífera del Orinoco reciben el nombre de provincia oriental y provincia occidental (Parnaud, 1995).

2.4 Geología local

2.4.1 Subcuenca de Maturín

La Subcuenca de Maturín, de rumbo N50°-60°E, constituye la parte Este de la Cuenca Oriental de Venezuela, además de ser la principal unidad petrolífera de esta cuenca. Esta subcuenca es asimétrica y alargada. El flanco Sur de la subcuenca de

Maturín, se encuentra apoyado sobre el basamento ígneo metamórfico del Escudo de Guayana y está caracterizado por su régimen extensivo. Su flanco Norte, donde se encuentra el Norte del estado Monagas, se caracteriza por estructuras compresivas, asociadas a la transcolisión oblicua de la Placa del Caribe con la Placa Suramericana en el Oligoceno (Schlumberger, 1997).



El origen de la Subcuenca de Maturín puede ser explicado por la sobrecarga de cabalgamiento encima del Escudo de Guayana, lo cual dio como resultado una diferencia en la compresión isostática produciendo el arqueamiento hacia el Norte de la superficie en la Placa Suramericana. El bloque autóctono limita al Norte con el Corrimiento de Pirital y al Sur con el Río Orinoco. En ese bloque se encuentran dos provincias; una compresiva que abarca el área del Norte de Monagas, donde se desarrolla un sistema de fallas inversas, corrimientos y cabalgamiento, y una extensiva que comprende el área Mayor de Oficina, con fallas normales al rumbo, aproximado Este-Oeste y buzamientos Norte-Sur (Schlumberger, 1997).

2.4.2 Subcuenca de Guárico

Esta subdivisión comprende los campos del estado Guárico y parte del Norte del estado Anzoátegui. El flanco Norte de la subcuenca se encuentra asociado al frente de deformación donde se ubica el sistema de fallas de Guárico Figura 2.6, el cual sobrecarga rocas cretácicas y terciarias, produciendo un marco tectónico complejo. Hacia el Sur, la estructura es más sencilla, con evidencia de depresiones estructurales en las que se conservaron rocas Jurásicas y Paleozoicas y con un acunamiento de las secuencias cretácicas y terciarias en la misma dirección (Schlumberger, 1997).

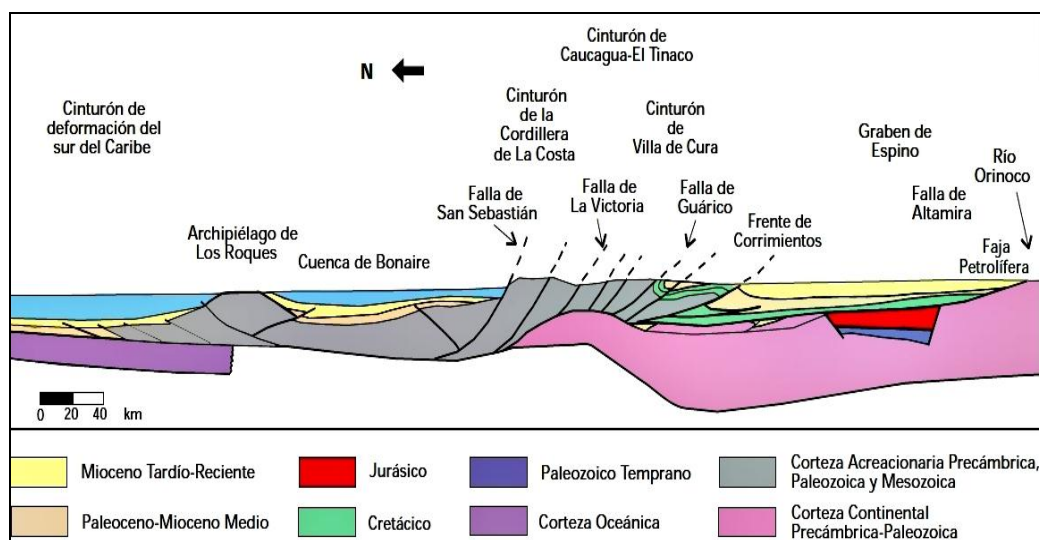


Figura 2.6 Corte geológico conceptual Norte - Sur desde el cinturón de deformación del Caribe en Curazao hasta el río Orinoco. El corte pertenece a la Subcuenca de Guárico (Schlumberger, 1997).

Las principales trampas son combinaciones de tipo estructural y estratigráfico, en los campos alejados del frente de corrimientos. La roca madre principal (grupos Guayuta y Temblador) se supone sobrecorrida actualmente por el frente de deformación del Norte de Guárico. La generación está asociada al avance de las napas y lleva rápidamente a la ventana sobrecarga tectónica, por lo menos desde el

Eoceno Tardío; de aquí la principal acumulación al Sur del Frente de Montañas sea de gas y no de petróleo líquido. No obstante, se ha postulado una generación cercana a la edad de la formación de las fallas Mioceno Tardío en la región Guárico Central, con características de materia orgánica de origen marino y distancia de migración cercana. Esto demostraría la importancia del Grupo Temblador en los campos del estado Guárico como potencial de roca madre. También se ha postulado la generación de hidrocarburos parafínicos a partir de formaciones, como Roblecito y Oficina (Schlumberger, 1997).

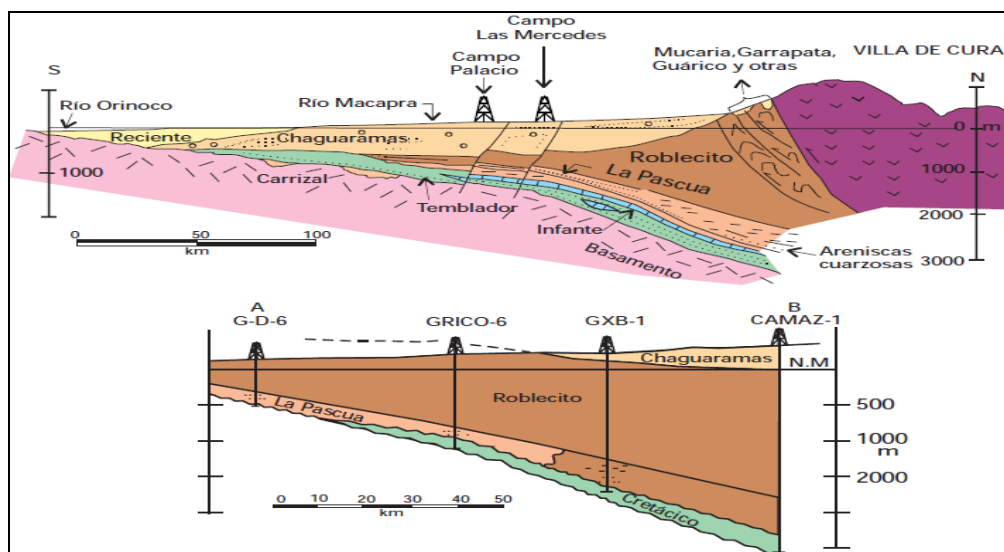


Figura 2.7 Cortes estructurales desde un punto cercano al límite Sur del Parque Nacional de Guatopo (Norte de Atagracia de Orituco, Estado Guárico) hasta el Río Orinoco, a unos 160 Km. al Sur de la intersección del corte con el Río Macapra (Schlumberger, 1997).

2.5 Evolución Geodinámica de la Cuenca Oriental de Venezuela

Dentro del contexto de la tectónica de placas, la Cuenca Oriental de Venezuela es el resultado de una compleja interacción entre las placas de Norteamérica, Suramérica y la placa del Caribe. La evolución de la cuenca está controlada por cuatro etapas importantes. Dichas etapas están asociadas al movimiento relativo de la

placa Suramericana con el movimiento de las placas Norteamericanas y Caribe. En los cuales varios autores entre ellos: Parnaud, (1995) y Di Croce, (1999), coinciden al indicar que básicamente la evolución geodinámica y tectónica de la Cuenca Oriental de Venezuela comprende las siguientes etapas:

2.5.1 *Prerift* (Paleozoico)

Esta fase ha sido asociada con las formaciones Hato Viejo y Carrizal presentes en la subcuenca de Guárico, las cuales se depositaron en ambientes costeros a marinos neríticos durante el Cámbrico Temprano. Estas formaciones, cuyo espesor se ubica entre 3000 m y 5000 m, están constituidas por areniscas de grano fino a grueso, ocasionalmente ligeramente calcáreas, que están intercaladas con conglomerados y lutitas verdosas (Parnaud, 1995).

2.5.2 Megasecuencia de *Rift* (Jurásico Tardío - Cretácico Temprano)

Esta fase corresponde con el periodo de ruptura continental de Pangea y el inicio del proceso de oceanización que creó el mar peritetisiano (protocaribe) y se desarrolló durante el Jurásico Tardío y el Cretácico Temprano. La secuencia depositada en esta fase alcanza los 3600 m de espesor según Parnaud, (1995) y corresponde con las areniscas arcóicas (capas rojas) de la Formación Ipire y con el Basalto de Altamira de afinidad tholeítica. En el Oeste de Venezuela esta fase se ha reconocido en los clásicos depósitos de capas rojas de la Formación La Quinta.

2.5.3 Megasecuencia de Margen Pasivo (Cretácico Tardío – Paleógeno)

Este episodio comprendió la deposición de una espesa secuencia de margen pasivo sobre la secuencia de rift previa durante el Cretácico Tardío y el Paleógeno. Parnaud, (1995) reconoce tres ciclos transgresivos principales de sentido Norte -Sur que culminaron durante el Turoniense, Paleoceno y Eoceno Temprano, los cuales permitieron depositar esta secuencia cuyo espesor total aun es desconocido debido a que no ha sido reconocida la base de esta secuencia.

El evento transgresivo inicial se compone de las areniscas basales de la Formación Barranquín, además de los carbonatos plataformales de las Formaciones El Cantíl, Querecual y San Antonio que hacia el Sur aumentan su influencia clástica (Grupo Temblador), donde la Formación Tigre (Grupo Temblador) representa el máximo transgresivo durante el Turoniense. Este primer ciclo transgresivo se cierra con las areniscas regresivas del Maastrichtiense pertenecientes a la Formación San Juan.

El segundo evento transgresivo se desarrolló durante el Paleoceno y Eoceno, y está representado por las secuencias clásticas lutíticas y arenosas de las formaciones Vidoño y Caratas; donde este segundo pulso transgresivo tuvo una magnitud menor que la fase previa de finales del Cretácico. Finalmente, el tercer y último evento transgresivo de esta fase de megasecuencia de margen pasivo se desarrolló durante el Oligoceno y corresponde con las areniscas basales de ambientes fluviales en el Sur y plataforma interna hacia el Norte correspondiente con la Formación Merecure. Esta fase del margen pasivo finalizó durante el Oligoceno debido a la colisión de la Placa del Caribe contra el margen Norte de Suramerica; en el cual la configuración tectónica de margen pasivo del borde Norte continental cambió de la imposición y establecimiento de una cuenca antepaís flexural (Parnaud, 1995).

2.5.4 Colisión oblicua de margen activo (Oligoceno – Mioceno Tardío)

Una fase final durante la colisión oblicua en el Neógeno y Cuaternario. Dicha fase dio como resultado la formación de la Serranía del Interior y la transformación de la cuenca de margen pasivo a una cuenca antepaís (o cuenca “*foreland*”). Esta colisión de la Placa del Caribe con la Placa Suramericana fue diacrónica con un progresivo desplazamiento del Oeste a Este Di Croce, (1999) (Figura 2.8).

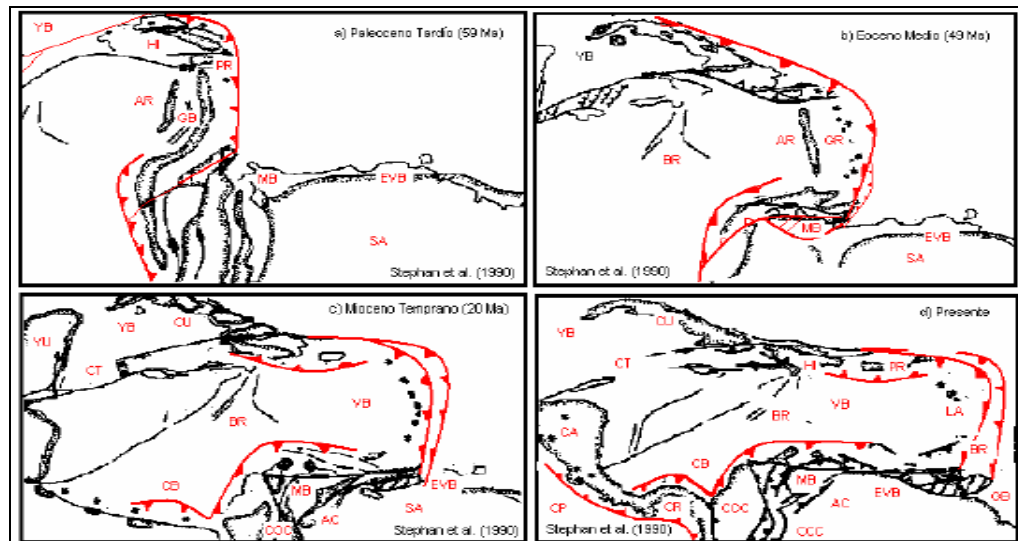


Figura 2.8 Cuatro estados del desarrollo del límite de la placa Caribe desde el Eoceno hasta el presente, asociado con la migración de la placa Caribe hacia el este. Abreviaturas: AC= Cordillera Andina; AR= Alto de Aves; BR= Alto de Barbados; BR= Alto de Beata; CA= América Central; CB=Cuenca Colombiana; CCC= Cordillera Central de Colombia; CP= Placa de Cocos; CT= Fosa Caimán; CU= Cuba; GB= Cuenca de Granada; GYB= Cuenca de Guyana; HI= La Española; LA= Antillas Menores; MB= Cuenca de Maracaibo; NP= Placa de Nazca; OCC= Cordillera Occidental de Colombia; PR= Puerto Rico; SA= Sur América; VB= Cuenca de Venezuela; YU= Yucatán; YB= Cuenca de Yucatán. (Di Croce, 1999).

2.6 Estructura de la Faja del Orinoco División Junín

La estructura de la Faja Petrolífera del Orinoco es un homoclinal suave con buzamiento de 1° a 3° hacia el Norte, típicamente tensional cortado por fallas normales, de rumbo predominante Noreste y un sistema más joven en dirección Noroeste. La mayor parte de las fallas buzán al Sur y sus bloques levantados presentan plegamientos menores y el salto vertical de la falla no excede los 200 pies en promedio. A gran escala la dinámica de la F.P.O. corresponde a una tectónica de fracturas normales sin evidenciar plegamientos visibles, donde el mayor impacto estructural está concentrado en los sedimentos profundos del Cretáceo, Paleozoico y Basamento Ígneo-Metamórfico.

El desarrollo estructural del área de Junín que incluye los bloques asignados a Petromacareo S.A. y Petrourica S.A. está asociado o íntimamente ligado al patrón estructural de la Faja Petrolífera del Orinoco y por definición al de la Cuenca Oriental de Venezuela.

En el área Junín los sedimentos Pre-Terciarios del Paleozoico y Mesozoico tienen un rumbo generalizado Este-Oeste y un buzamiento suave hacia el Norte. A medida que se alcanza las áreas más al Norte de la Cuenca Oriental, este buzamiento se hace más pronunciado reflejando una posible zona de bisagra, en donde los espesores se hacen más gruesos sobre todo en el Terciario. En la Figura 2.9 se denotan los rasgos estructurales más importantes que son las zonas de falla de Hato Viejo al Este y la de Altamira al Oeste, accidentes estructurales muy prominentes, que afectaron y condicionaron la sedimentación del Terciario y condujeron el desarrollo de sistemas de fallas en dirección Este-Oeste que hoy se observa en toda la Faja Petrolífera del Orinoco (Schlumberger, 1997).

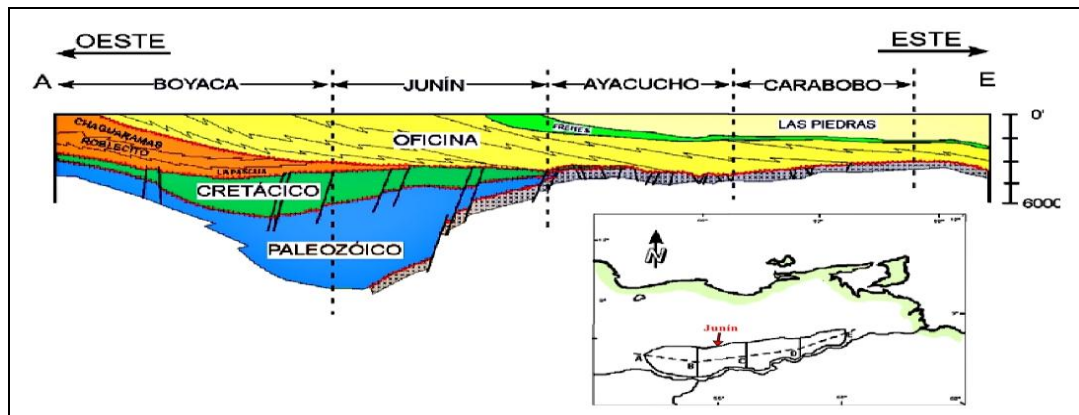


Figura 2.9 Marco Estratigráfico-Estructural Regional de la Faja Petrolífera del Orinoco (Schlumberger, 1997).

En el área de Junín se reconocen los límites de los acuíferos al Sur de la secuencia paleozoica (Formaciones Hato Viejo y Carrizal) Figura 2.10, y la secuencia cretácica (Grupo Temblador), junto con la desaparición de los depósitos Oligocenos (Magna Reservas, 2011).

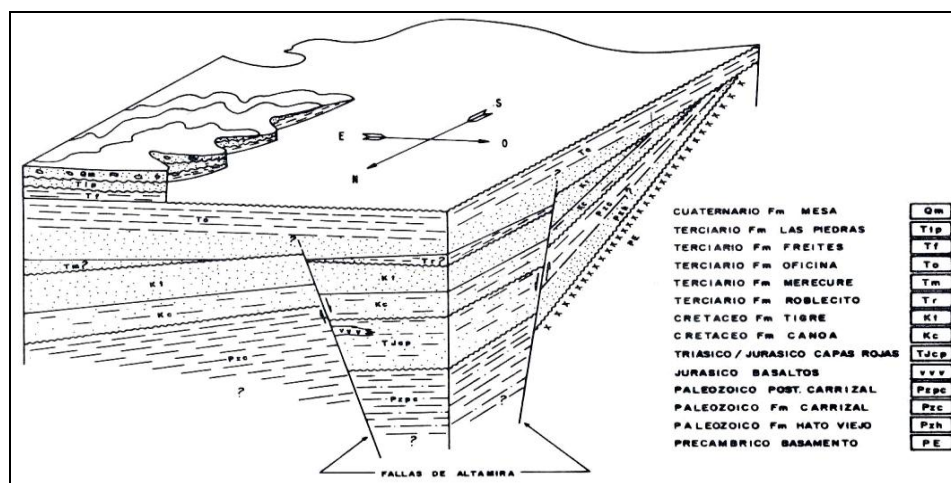


Figura 2.10 Bloque diagramático de la distribución de los cuerpos de rocas en el subsuelo del área de Junín. Tomado de (PETRÓLEOS DE VENEZUELA S.A, 1983).

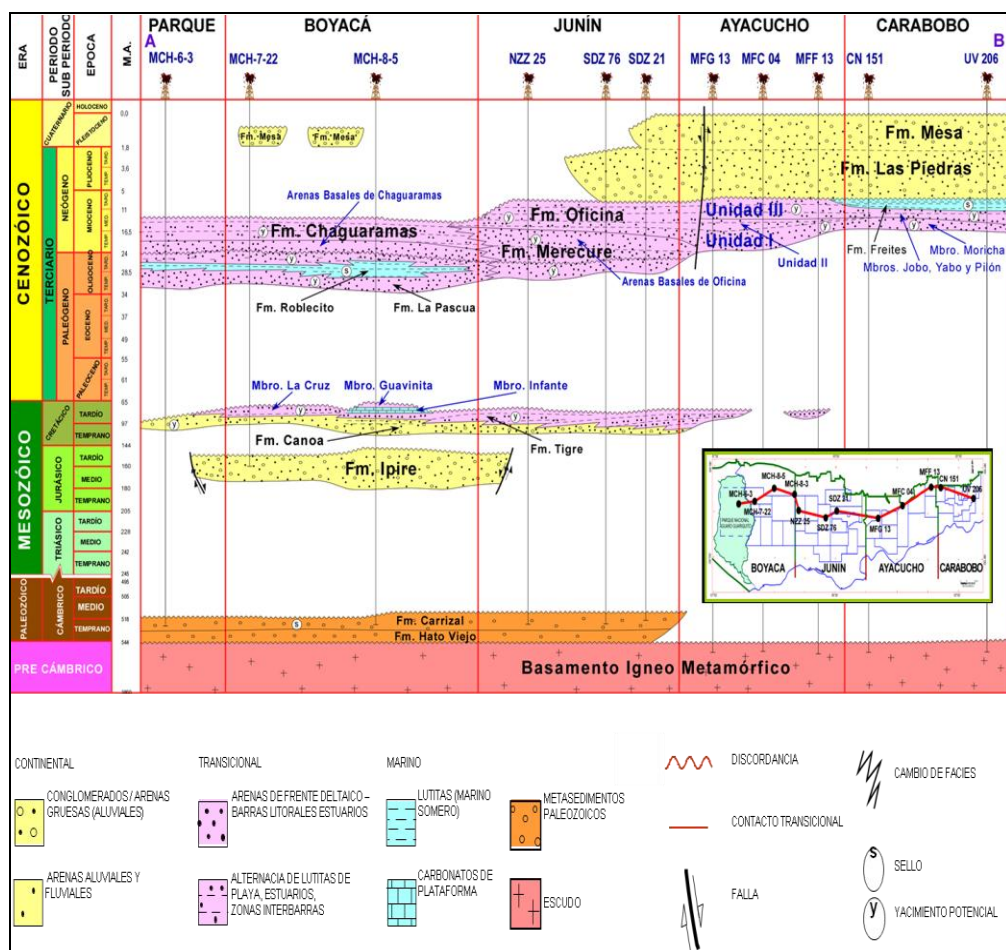


Figura 2.12 Cuadro cronoestratigráfico de la Faja Petrolífera de Orinoco (Magna Reservas, 2012).

COLUMNA ESTRATIGRÁFICA DE JUNÍN			
ERA / EDAD	FORMACIÓN	TOPE ESTRUCTURALES	LITOLOGÍA
PLIOCENO / PLEISTOCENO	MESA LAS PIEDRAS		Gruesos paquetes de arenas de grano grueso y gravas con cemento ferruginoso intercaladas con limolitas carbonosas y lutitas
MIOCENO	OFICINA	TOPE A	Secuencia lutítica con intercalaciones ocasionales de areniscas y limolitas
		ARENAS BASALES	Areniscas masivas progradantes con intercalación de lutitas y areniscas transgresivas.
OLIGOCENO	MERECURE	TOPE DISCORDANCIA OLIGOCENO	Areniscas masivas, con algunas intercalaciones de capas delgadas de lutitas y lignitos que son más abundantes en la parte superior.
CRETÁCICO	TIGRE CANOA	TOPE DISCORDANCIA CRETÁCICO	Sección arenosa de grano medio a grueso, con intercalaciones de lutitas de color blanco a gris claro, debido a su alto contenido de caolinita.
CÁMBRICO	CARRIZAL	TOPE DISCORDANCIA PALEOZOICO	Argilitas verdes a gris verdosas, duras y compactas, intercaladas hacia la base de la Formación por cuerpos de arena.

Figura 2.13 Columna Estratigráfica local representativa de la Faja Petrolífera del Orinoco Bloque Junín (Magna Reservas, 2012).

2.7.1 Formación Hato Viejo (Cámbrico)

Hedberg, (1942) define la unidad en areniscas de grano fino a grueso, colores gris-rosado, gris y gris oscuro, friable, dura, maciza y áspera, ligeramente calcárea y en partes muy micácea y pirítica; los granos son redondeados y muy bien cementados. La arenisca contiene conglomerados y peñas de cuarcita a intervalos irregulares; localmente, se presentan vetas de calcita a lo largo de fracturas. Se observan en el subsuelo de la parte sur del estado Guárico, y Suroccidental del estado Anzoátegui (Pdvs-Intevep, 2011).

2.7.2 Formación Carrizal (Cámbrico)

Hedberg, (1942) publicó la primera referencia de esta Formación, la cual está constituida por una espesa secuencia de arcillitas verdosas a gris oscuro, duras, masivas y densas, ocasionalmente teñidas de rojo, duras y compactas. Contiene algunas capas de limolita y areniscas. Generalmente está fuertemente bioturbada. Es notablemente homogénea, pese a su contenido variable de limo, con intercalaciones locales de areniscas o conglomerados de guijarros. Intercaladas, y generalmente hacia la base de la formación, se han observado cuerpos de arena. Se extiende por el subsuelo de la parte meridional de los estados Guárico y Anzoátegui, y probablemente sur de Monagas (Pdvs-Intevep, 2011).

2.7.3 Formación Canoa (Cretácico)

Se define como unidad de conglomerados de grano fino y areniscas conglomeráticas, areniscas, limolitas y arcillitas generalmente moteadas con manchas grises, gris verdoso, amarillas, marrones, rojas, púrpura. En el subsuelo de Guárico, consta de lutitas y arcillitas irregularmente estratificadas, típicamente abigarradas, en

tonos de gris, verde, rojo, amarillo y morado, con algunas areniscas moteadas (Patterson y Wilson, 1953). Se considera Cretáceo medio (Pdvs-Intevep, 2011).

2.7.4 Formación Tigre (Cretáceo)

La formación es una secuencia variable, irregularmente estratificada, de areniscas y limolitas de grano fino, glauconíticas, gris a gris verdoso areniscas gruesas friables y espesas, limolitas gris a gris verdoso y lutitas carbonosas y fosfáticas (Hedberg, 1947). Hay intercaladas en la sección, calizas dolomíticas y dolomías en capas blanquecinas, delgadas, duras y con frecuencia fosilíferas y glauconíticas. Se presentan pocos intervalos de arcillitas blancas y moteadas (Pdvs-Intevep, 2011).

2.7.5 Formación Merecure (Oligoceno)

Funkhouser, (1948) describe esta Formación con 50% de areniscas, de color gris claro a oscuro, masivas, mal estratificadas y muy lenticulares, duras, de grano fino a grueso, incluso conglomerática, con estratificación cruzada y una variabilidad infinita de porosidad y permeabilidad; el crecimiento secundario de cuarzo es común. Se separan por láminas e intervalos delgados de lutitas de color gris oscuro a negro, carbonáceas, irregularmente laminadas, algunas arcillitas ferruginosas y ocasionales lignitos. En general, la litología del subsuelo es similar a la del afloramiento. La Formación Merecure es reconocida en el subsuelo de la subcuenca de Maturín, al sur del frente de deformación y en los campos de Anaco (Pdvs-Intevep, 2011).

2.7.6 Formación Oficina (Mioceno)

Hedberg, (1947) describe la Formación Oficina como "una alternancia de lutitas grises, gris oscuro y gris marrón, intercaladas e interestratificadas con areniscas y

limolitas de color claro y grano fino a grueso. Componentes menores, pero importantes de la unidad, son las capas delgadas de lignitos y lutitas ligníticas, arcilitas verde y gris claro, con esférulas de siderita, areniscas siderítico-glaucóníticas y calizas delgadas con estructuras cono en cono. En general, las areniscas se hacen más abundantes, de mayor espesor y de grano más grueso hacia la base de la formación. La Formación Oficina ha sido reconocida en el subsuelo de los estados Anzoátegui y Monagas, formando parte de las unidades de la Cuenca Oriental. Aflora en la superficie de los domos de Santa Ana y San Joaquín y en las cercanías del campo Cerro Pelado (Pdvsa-Intevep, 2011).

2.7.7 Formación Freites (Mioceno)

Hedberg, describe lutitas fósiles verdes a gris verdoso, con areniscas en el tope y la base Funkhouser, (1948) describe la formación en los campos de Anaco y la divide en un intervalo superior de 346 m, no fosilífero, en el cual, además de las lutitas y areniscas grises a gris verdosas, señalan capas de guijarros de ftanita y arcilitas rojas y abigarradas; un intervalo medio de 172 m de lutitas y areniscas gris verdoso, con gravillas fosilíferas y un intervalo inferior de 161,5 m de conglomerados de ftanita negra, gravillas fosilíferas, calizas arenosas y lutitas gris-verdoso. La Formación Freites se extiende, en el subsuelo, a través de todo el flanco Sur de la subcuenca de Maturín casi hasta el río Orinoco (Pdvsa-Intevep, 2011).

2.7.8 Formación Las Piedras (Plioceno)

El término fue establecido por Hedberg y Sass, está constituida por areniscas micáceas, friables, de grano fino y colores gris claro a gris verdoso, inter laminadas con lutitas gris a verdoso, arcilitas sideríticas, grises, lutitas ligníticas y lignitos. También se encuentran algunas calizas arenosas duras y de color verde. La Formación tiene 1005 m de espesor, el cual aumenta hacia el eje de la cuenca de

Maturín, hasta un máximo probable de 1370 m. Hacia los flancos de la cuenca, el espesor disminuye aproximadamente a la mitad (Pdvsa-Intevep, 2011).

2.7.9 Formación Mesa (Pleistoceno)

Hedberg y Pyrem, designaron a la Formación Mesa, consiste de arenas de grano grueso y gravas, con cemento ferruginoso cementado y muy duro; conglomerado rojo a casi negro, arenas blanco-amarillentas, rojo y púrpura, con estratificación cruzada; además contiene lentes discontinuos de arcilla fina arenosa y lentes de limonita. El espesor de la Formación Mesa es muy variable, pero en términos generales disminuye de Norte a Sur, como consecuencia del cambio en la sedimentación fluvio-deltaica y aumenta de Oeste a Este, por el avance de los sedimentos deltaicos (Pdvsa-Intevep, 2011).

CAPÍTULO III

MARCO TEÓRICO

3.1 Antecedentes

Proyecto Magna Reservas, (2011) realizó un estudio para la cuantificación y certificación de reservas en el Bloque Junín de la Faja Petrolífera del Orinoco; se obtuvo un modelo petrográfico tanto para el Bloque Junín como a nivel regional, elaborado a partir de los pozos perforados en la campaña del año 1983 y los pozos perforados en el periodo 2007 a 2008.

César, A; Marín, B. y Castillo, G. (2008), realizaron una caracterización petrofísica del área Zuata, Faja Petrolífera del Orinoco, en este trabajo se expone una metodología sencilla para realizar la evaluación petrofísica de las arenas basales de la Formación Oficina en el campo Zuata a nivel Terciario dando como resultado mapas de arena neta y arena neta petrolífera así como parámetros petrofísicos que permiten caracterizar la zona en estudio.

Blanco, M. y Baena, L. (2010), realizaron una caracterización petrofísica y sedimentológica del campo Zuata en la Faja Petrolífera del Orinoco, Venezuela, consistió en generar un modelo sedimentológico y petrofísico que permitiera conocer la calidad de las mismas y poder generar planes de explotación adecuados.

Acevedo, C. e Higuerey, R. (2007), Desarrollaron un programa en Matlab para la evaluación petrofísica del yacimiento A-1; Arena J3 del Campo UDO, es un programa de computación para la interpretación física de los yacimientos, es creado bajo el lenguaje Matlab, una herramienta de alto nivel, lo que permite obtener

propiedades de las rocas y estimar el cálculo de reservas, reemplazando los sistemas convencionales.

Antes de realizar una evaluación petrofísica se deben mencionar las principales definiciones, clasificaciones y tipos para determinar los parámetros petrofísicos.

3.2 Definición de términos básicos

3.2.1 Modelo petrofísico

Consiste en el análisis de núcleos, datos de registros, datos de producción, el cálculo de los más importantes parámetros petrofísicos y de calidad del yacimiento (Pdvs a Cied, 1997).

3.3 Núcleos

Constituyen la información directa más valiosa, tiene la desventaja de ser escasa y dirigida hacia las partes más importantes del yacimiento. Los núcleos se estudian en laboratorios y se obtiene resultados de litológico como tipo de roca, mineralogía, textura, tamaño y distribución de grano, tipo de medio poroso y descripción de conductos de interconexión. A nivel petrofísico se determinan propiedades como porosidad, permeabilidad, saturación de agua, saturación de hidrocarburos (Pdvs a, 2005).

3.4 Facies Sedimentarias

Es un determinado volumen de roca definido por parámetros físicos, químicos y biológicos que la caracterizan y diferencian de otras rocas adyacentes. Estos

parámetros son definidos con base al color, textura, mineralogía, estructura sedimentaria, icnofósiles y contenido fósiles entre otros (Pdvsa-Intevep, 1997).

3.5 Arena neta petrolífera (ANP)

Es el número de pies de la columna de arena de pozo, los cuales se consideran como productores de hidrocarburos. En el conteo de arena neta petrolífera, se incluyen las arenas saturadas de hidrocarburos, las cuales han sido definidas basándose en los parámetros de corte: volumen de arcilla (V_{sh}), saturación de agua (S_w), y porosidad (ϕ), por lo tanto y si alguno de estos parámetros no se cumple no se toma en cuenta como productor de hidrocarburo (Torres, C. 2010).

3.6 Arena neta total (ANT)

Son todas aquellas arenas saturadas tanto de agua como de hidrocarburo, y está definida como la arena que posea un volumen de arcilla menor o igual al 50%, sin ser influenciada por los parámetros de porosidad y saturación de agua (Torres, C. 2010).

3.7 Parámetros de corte

En función de las pruebas de producción de pozos del área bajo estudio y de la gravedad API del crudo, se determinan los parámetros de corte para determinar los espesores de arena neta petrolífera (ANP) (PDVSA, 2009).

3.8 Reservas

Son volúmenes de hidrocarburo presentes en los yacimientos que pueden ser recuperados económicamente, empleando técnicas conocidas. Ellos constituyen el

capital de la industria por lo tanto es importante su clasificación en términos de la seguridad que se tenga de su existencia (MENPET, 2005).

3.9 Petrofísica

Es la rama de la geología que se encarga del estudio de las propiedades física de las rocas y de los fluidos que la saturan, además de la relación existente entre ellos, mediante el análisis de los perfiles de pozo y muestras de formación a fin de proveer la información para la completación o abandono de un pozo, y facilitar el estudio integrado del pozo para la búsqueda de nuevas oportunidades.

La petrofísica tiene como objetivos: identificar zonas prospectivas, determinar espesores basados en análisis litológicos, calcular arcillosidad, distribución de fluidos presentes en la roca, determinar la permeabilidad y por último calcular el volumen de hidrocarburo disponible en el yacimiento; a través de las muestras de canal, operaciones de perforación, muestras de pared, núcleos convencionales y registros de pozos (Acevedo, C. e Higuerey, R. 2007).

3.10 Propiedades físicas del sistema roca-fluido

Las rocas sedimentarias están representadas por gravas, conglomerados, arenas, areniscas, arcillas, lutita, caliza, dolomita, yeso anhidrita y sal gema. Estas rocas se derivan de las rocas ígneas y de las metamórficas por medio de la acción desintegradora de varios agentes como el viento el agua, las olas, y por acción de sustancias químicas disueltas en el agua.

En general, las rocas sedimentarias son las de mayor importancia desde el punto de vista petrolero. Ellas constituyen las grandes cuencas donde se han descubiertos los yacimientos y campos petrolíferos del mundo. Por su capacidad como

almacenadoras y extensión geográfica y geológica como rocas productoras sobresalen las arenas, las areniscas, las calizas, y dolomitas; aunque también constituyen fuentes de producción, en ciertas partes del mundo, las lutitas fracturadas, la arcosa, los gneis, la serpentina y el basalto.

De la acumulación de datos teóricos y aplicaciones prácticas, tanto en el laboratorio como en trabajos de campo, se ha logrado catalogar una variedad de propiedades, constantes y relaciones acerca de las rocas que componen los estratos geológicos, muy importante para el estudio de yacimientos (PDVSA, 2009).

3.11 Porosidad (Φ)

Es el porcentaje o fracción de los espacios vacíos o poros entre granos en relación con el volumen total de la roca y representa la capacidad que tiene una roca de almacenar fluidos. Para que un yacimiento sea comercialmente productivo debe tener una porosidad suficiente para almacenar un volumen apreciable de hidrocarburos. Por, tanto la porosidad es un parámetro muy importante de las rocas productivas. La porosidad puede expresarse en porcentaje o en fracción decimal. Por definición, la porosidad es el volumen vacío de la roca (aquel lleno de fluido) dividido por el volumen total de la roca.

En cuanto a cálculos matemáticos se puede explicar el concepto de porosidad con el siguiente ejemplo. Supongamos que un medio poroso se encuentra compuesto por esferas de radio R del mismo tamaño (estas esferas representan los granos o matriz de la roca), si las esferas se encontrasen dispuestas espacialmente de forma tal que los centros de cualquier grupo de esferas adyacentes corresponden a las cuatro esquinas de un cubo de lados iguales al diámetro de las esferas como se muestra en la Figura 3.1, entonces el sistema total se encontraría formado por la repetición del

espacio dentro del cubo y la porosidad de este sistema podría ser calculada obteniendo el volumen total de esferas (Ecuación 3.2) y el volumen total del cubo.

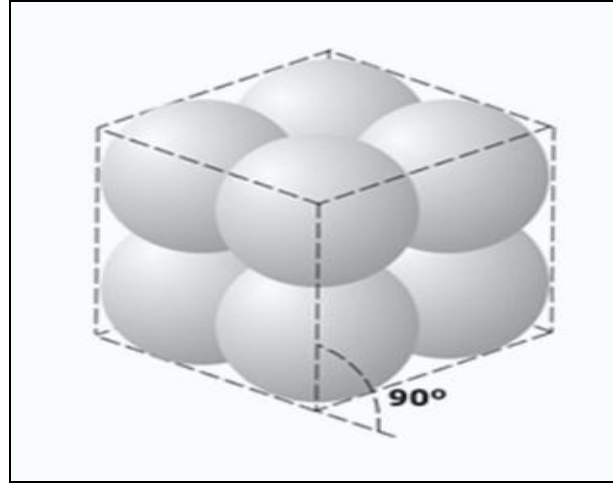


Figura 3.1 Arreglo Cúbico de los poros (La comunidad petrolera, 2008).

$$V_{\text{esferas}} = 8 \left(\frac{4}{3} \pi R^3 \right) = 33.51R^3 \quad (3.1)$$

$$V_{\text{total}} = (4R)^3 = 64R^3 \quad (3.2)$$

Como el volumen poroso (espacio que puede almacenar fluidos) es igual al volumen total del cubo menos el volumen de las esferas tenemos:

$$V_{\text{poroso}} = V_{\text{total}} - V_{\text{esferas}} = 64R^3 - 33.51R^3 = 30.49R^3 \quad (3.3)$$

Si se divide el volumen poroso por el volumen total del cubo, se obtendría el valor de la porosidad del sistema.

$$\Phi = V_{\text{poroso}} / V_{\text{total}} = 30.49R^3 / 64R^3 = 0.4764 \quad (3.4)$$

Donde:

V: Volumen.

R: Radio.

Este tipo de arreglo o disposición de los granos se conoce como arreglo cúbico y la porosidad de este arreglo es la máxima porosidad teórica que se puede obtener (47.64%) (La comunidad petrolera, 2008).

3.11.1 Clasificación de la porosidad

3.11.1.1 Según la comunicación de los poros

-

Porosidad Efectiva (Φ_e) es la fracción del volumen total correspondiente al volumen de los poros conectados entre sí. Es la que se mide en la mayoría de los porosímetros y es en realidad la que interesa para la estimación de petróleo y gas en sitio.

Porosidad absoluta o total es la fracción del volumen total correspondiente al volumen de poros conectados o no entre sí.

La diferencia entre ambas porosidades se denomina porosidad residual o no efectiva.

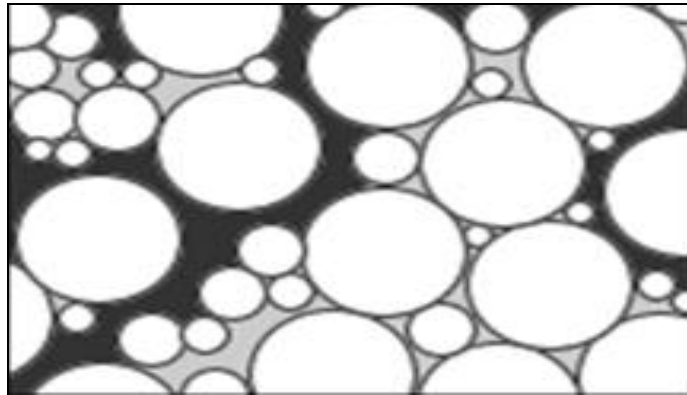


Figura 3.2 Distribución de los poros en las rocas (La comunidad petrolera. 2008).

3.11.1.2 Según su origen y tiempo de deposición de las capas

- Porosidad Primaria (Φ_p): es aquella que se desarrolla u origina en el momento de la formación o deposición de los sedimentos.

Los poros formados en esta forma son espacios vacíos entre granos individuales de sedimento, este tipo de porosidad es propia de las rocas sedimentarias como las areniscas (detriticas) y calizas oolíticas (no detriticas), formándose empaques de tipo cúbico u ortorrómbico.

- Porosidad secundaria o inducida (Φ_s): es aquella que se forma a posteriori, debido a un proceso geológico subsecuente a la deposición del material del estrato o capa.

Esta porosidad puede ser:

1. Porosidad en solución, formada por la disolución del material sólido soluble constitutivo de las rocas.

2. Porosidad por fracturas, originada en rocas sometida a varias acciones de diastrofismo.
3. Porosidad por dolomitación, proceso mediante el cual las calizas se convierten en dolomitas, que son más porosas (La comunidad petrolera, 2008).

3.11.2 Factores que afectan la porosidad

3.11.2.1 Arreglo de los poros

Si se tiene un medio poroso compuesto por esferas de igual tamaño, las cuales se encuentran dispuestas formando un arreglo cúbico (Figura 3.1), la porosidad obtenida es de 47.64%. Si modificamos la disposición espacial de las esferas manteniendo el tamaño de las mismas, podemos obtener diversos tipos de arreglos, cada uno de los cuales presentará una porosidad diferente. Algunos de los arreglos que se pueden obtener son el arreglo ortorrómbico (Figura 3.3) y el arreglo romboédrico (Figura 3.4).

El arreglo ortorrómbico y el arreglo romboédrico presentan una porosidad inferior a la del arreglo cúbico, 39.54% y 25.9% respectivamente. Esta disminución en la porosidad se debe a una reducción en el volumen poroso del sistema, ya que parte de las esferas ocupan un volumen que anteriormente se encontraba vacío.

A continuación vamos a realizar el cálculo de la porosidad para un arreglo ortorrómbico y para un arreglo romboédrico, de forma similar a como lo hicimos para el caso de un arreglo cúbico.

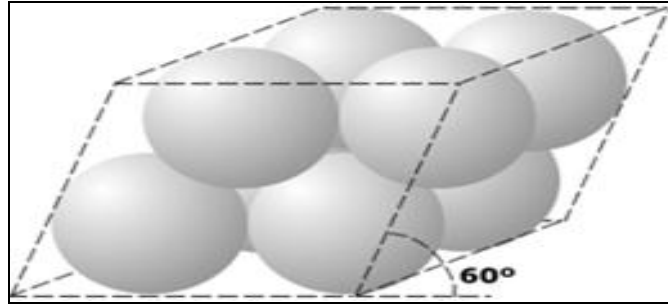


Figura. 3.3 Arreglo ortorrómbico de los poros (La comunidad petrolera, 2008).

$$V_{\text{esferas}} = 8 \left(\frac{4}{3} \pi R^3 \right) = 33.51 R^3 \quad (3.5)$$

$$V_{\text{total}} = A * B * C \quad (3.6)$$

$$A = 4 R \cos(30^\circ) = 3.464R \quad (3.7)$$

$$B = C = 4R \quad (3.8)$$

Por lo tanto:

$$V_{\text{total}} = 3.464R * 4R * 4R = 55.426R^3 \quad (3.9)$$

$$V_{\text{poroso}} = V_{\text{total}} - V_{\text{esferas}} = 55.426 R^3 - 33.51R^3 = 21.92 R^3 \quad (3.10)$$

$$\Phi = V_{\text{poroso}} / V_{\text{total}} = 21.92R^3 / 55.426R^3 = 0.3954 = 39.54\% \quad (3.11)$$

Para un sistema romboédrico como el mostrado en la Fa 3.4 se tiene que el volumen de las esferas es igual al calculado en la Ecuación 1.

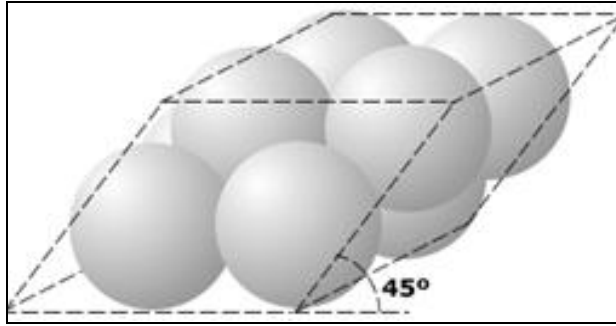


Figura 3.4 Arreglo romboédrico de los poros
(La comunidad petrolera, 2008).

Para el cálculo del volumen total se debe utilizar la Ecuación 2, donde se tiene:

$$A = 4 R \cos (45^\circ) = 2.828R \quad (3.12)$$

Como B y C son iguales a los calculados en la Ecuación 4 se tiene:

$$V_{total} = 2.828 R * 4R * 4R = 45.25R^3 \quad (3.13)$$

$$V_{poroso} = V_{total} - V_{esferas} = 45.25R^3 - 33.51 R^3 = 11.74 R^3 \quad (3.14)$$

$$\phi = \frac{V_{poroso}}{V_{total}} = \frac{11.74R^3}{45.25R^3} = 0.2594 = 25.94\% \quad (3.15)$$

Al calcular la porosidad de una roca que presenta un empaque cúbico se obtiene un valor de porosidad de 47.64%. Si se mantiene el tipo de empaque y se reduce el tamaño de las esferas a la mitad, la porosidad puede ser calculada como se muestra a continuación:

$$\phi = \frac{V_{poroso}}{V_{total}} = \frac{V_{total} - V_{esferas}}{V_{total}} = 1 - \frac{8 \left(\frac{4}{3} \times \left(\frac{R}{2} \right)^3 \right)}{\left(4 \left(\frac{R}{2} \right) \right)^3} \quad (3.16)$$

Como se puede apreciar la porosidad continua siendo 47.64%, esto se debe a que la variación en el tamaño de los granos no afecta la porosidad de la roca, siempre y cuando se mantenga el tipo de arreglo o empaque de los granos (La comunidad petrolera, 2008).

3.11.2.2 Material cementante

El material cementante es aquel “cemento” que une los granos de la roca entre sí. Los materiales cementantes más comunes son: la sílice, el carbonato de calcio y la arcilla. Del material cementante depende de la firmeza y compactación de la roca sedimentaria; por ello los estratos se identifican como consolidados, poco consolidados y no consolidados y esto es importante, ya que esto será el factor determinante en el tipo de completación de pozo (a hueco entubado, hueco abierto, empaque con grava, entre otros) (La comunidad petrolera, 2008).

3.11.2.3 Geometría y distribución de los granos

Investigaciones realizadas reconocen que los materiales naturales que están presentes en una arena poseen una gran variedad en su tamaño y que no solamente el empaque, sino la angularidad y la distribución del tamaño de las partículas afecta la porosidad (Figura 3.5).

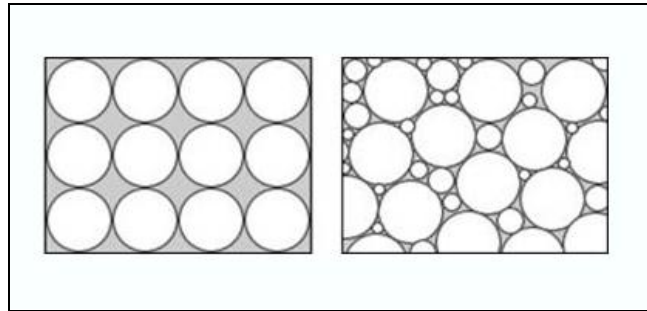


Figura 3.5 Distribución del tamaño del grano (La comunidad petrolera, 2008).

Como los valores reales de porosidad se pueden indicar los siguientes, Areniscas, entre 10 y 40 %, dependiendo de la naturaleza del cemento y su estado de consolidación, calizas y dolomitas, sus porosidades se encuentran entre 5 y 25%, Arcillas, entre 25 y 45% dependiendo del origen y de la profundidad.

En general se puede decir que la porosidad es despreciable si la $\Phi < 5\%$, baja si $5 < \Phi < 10\%$, buena si $10 < \Phi < 20\%$ y excelente si la $\Phi > 20\%$

La forma de los granos también afecta la porosidad de la roca. Un sistema compuesto por granos perfectamente redondeados presentará una porosidad mayor que un sistema formado por granos alargado (Figura 3.6).

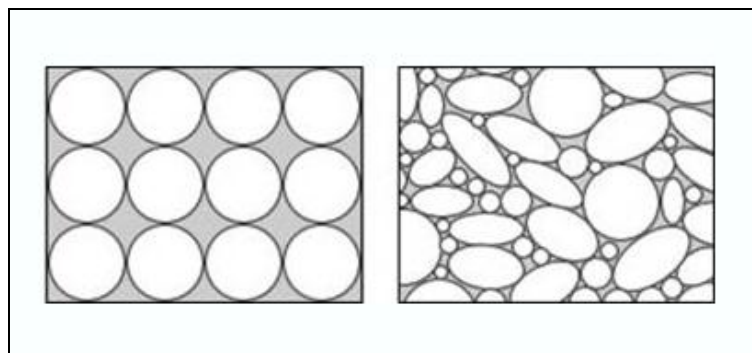


Figura 3.6 Variación en la forma de los granos (La comunidad petrolera, 2008).

3.11.2.4 Presión de las capas suprayacentes y confinantes

La compactación es el grado de alteración del tamaño y forma de las partículas debido a la presión de las rocas suprayacentes. Es lógico que con el tiempo la sobrecarga reduzca la porosidad. Aunque hay muchas excepciones, se puede decir que la porosidad disminuye con el aumento en la profundidad o en la edad de la roca (La comunidad petrolera, 2008).

3.11.2.5 Presencia de partículas finas de arcillas (arcillosidad)

El modo en que la lutita o arcilla afecta la porosidad depende de la cantidad de ella y de sus propiedades físicas. También puede depender de la manera en que la lutita esté distribuida en la formación, ya que el material arcilloso puede encontrarse distribuido de forma laminar, estructural o dispersa, por lo tanto se puede decir que la porosidad de la roca disminuye a medida que aumenta la presencia de arcilla en la formación (La comunidad petrolera, 2008).

3.11.3 Determinación de la porosidad

3.11.3.1 Métodos directos en el laboratorio

En la determinación de la porosidad en el laboratorio es necesario conocer o evaluar los dos parámetros que la definen, es decir, el volumen total (V_t) y el volumen sólido (V_s) o el volumen poroso (V_p). Para ello se usan muestras o núcleos en los pozos previamente tratados y preparados.

➤ Evaluación del volumen total (V_t): medida directa, Picnómetro de mercurio, volumen de Russell y método Gravimétrico.

➤ Evaluación del volumen sólido (V_s): trituración de la muestra, a partir de la densidad de los granos, método de inmersión, Porosímetro de Stevens, utilizando la cámara de presión (Ley de Boyle-Mariotte).

➤ Evaluación del volumen Poroso (V_p): medición del volumen de aire contenido en los poros, mediante el porosímetro de E. Vellinger o el porosímetro de Washburn Bunting. Pesando un líquido que llene los poros o métodos de saturación. Inyección de mercurio, Porosímetros de expansión de Bureau of Mines (La comunidad petrolera, 2008).

3.11.3.2 Métodos indirectos en el campo

A partir del Factor de Formación, a partir de los registros de macroresistividad, microresistividad, sísmico, neutrónico, y de densidad (La comunidad petrolera, 2008).

3.12 Permeabilidad

La permeabilidad es una medida inherente a la roca, que da una idea de la habilidad a dejar fluir un fluido a través de los canales que constituyen el volumen poroso interconectado. La permeabilidad se expresa una unidad denominada DARCY, en honor al francés Henry Darcy, quien fue el primero en estudiar el paso del fluido (agua) a través de un medio poroso (filtro de arena).

Se dice que dicho medio tiene la permeabilidad de un Darcy, un fluido de una sola fase con una viscosidad de un centipoise, y que llena completamente el espacio poroso intergranular, fluye a través de éste bajo condiciones de flujo viscoso a una tasa de un centímetro cúbico por segundo, por un área transversal de un centímetro cuadrado, por centímetro de longitud; y bajo un diferencial de presión de una atmósfera. En los experimentos iniciales, Darcy no consideró la viscosidad como

variable. Posteriormente Muskat desarrolló una ecuación para la industria petrolera, tomando en cuenta dicho parámetro, la expresión matemática de la Ley de Darcy es la siguiente:

$$V: q / A: - k / \mu^* dp / dL \quad (3.17)$$

Donde:

V: Velocidad aparente del flujo, cc/seg

Q: Tasa de flujo, cc/seg

A: Área perpendicular al flujo, cm²

K: Permeabilidad, Darcy

μ : Viscosidad, cps

dp/ dl: Gradiente de presión en la dirección del flujo, atm/cm

3.12.1 Medidas de permeabilidad

Para la medida de la permeabilidad se utiliza la ecuación de Darcy como se presenta a continuación:

$$Q: 2\pi kh (P_c P_w) / \mu \ln [r_e / r_w] \quad (3.18)$$

Es conveniente recordar las condiciones bajo las cuales es válida la ecuación de Darcy, para flujo monofásico y homogéneo (aunque existen modificaciones para flujo multifásico), y para flujo laminar (número de Reynolds menor o igual a la unidad)

La permeabilidad puede medirse de las siguientes formas, medidas en sitio, haciendo uso de las pruebas de restauración de presiones, declinación de presiones, etc.

Las medidas en el laboratorio se realizan de manera directa, haciendo uso de la Ley de Darcy y de muestras de núcleos restaurados. Los métodos utilizados son los siguientes:

1. Permeámetro Standard.
2. Permeámetro Ruska Universal.
3. Permeámetro de Gas.

Las medidas de permeabilidad obtenida por estos métodos es absoluta, pues en dichos aparatos sólo se pueden hacer un fluido a través de las muestras de núcleos, y ese fluido es un gas (aire comprimido, nitrógeno, etc.) (PDVSA, 2009).

3.12.2 Factores que afectan la permeabilidad

La permeabilidad está afectada en el yacimiento, por los mismos factores que afectan la porosidad tales como la presión de sobre carga, grado de compactación de la roca, tamaño y distribución de los granos, etc. Además, es importante tomar en cuenta que las medidas de permeabilidad están afectadas a su vez por el efecto de deslizamiento de las moléculas, mencionado anteriormente, y por la presencia de líquidos reactivos en el medio poroso (PDVSA, 2009).

3.13 Relación entre porosidad y permeabilidad

El valor de la porosidad de una roca no tiene nada que ver con el tamaño de los granos.

En una arena de poco escogimiento se reduce la permeabilidad y la porosidad, ya que las partículas de grano fino taponan los espacios porosos dentro de una matriz de grano grueso.

Una arena con buen escogimiento tendrá permeabilidad y porosidades relativamente altas, ya que los granos forman una matriz limpia, sin partículas finas que tapen los espacios porosos ni a los cuellos de conexión entre estos.

Dependiendo de la orientación de los granos existirá variaciones en la porosidad y en la permeabilidad en las tres direcciones (X, Y y Z), tomando en cuenta que la orientación tiene poco efecto sobre la porosidad, y gran impacto sobre la permeabilidad vertical y horizontal.

Dependiendo de la compactación y arreglo de los sedimentos existirán variaciones en los valores de porosidad principalmente (PDVSA, 2009).

3.14 Agua de formación

El medio poroso de un yacimiento puede contener agua, petróleo y gas, ya sea individualmente o cualquiera de los dos o los tres al mismo tiempo. La mayoría de las rocas de los yacimientos, sin embargo, contienen agua de formación aun cuando se aproximen a condiciones de ser mojadas por petróleo.

Es importante resaltar que por naturaleza las aguas de formación van desde agua fresca en ambientes sedimentarios continentales hasta salinas en ambientes marinos, pudiendo ser modificadas por las reacciones químicas que ocurren en el subsuelo durante la compactación y diagénesis o al mezclarse con aguas meteóricas. Un tercer tipo de agua más raro que puede estar presente en el subsuelo de provincias ígneo-metamórficas lo constituyen las aguas juveniles de origen magmático. En las

cuencas sedimentarias de Venezuela las salinidades de las aguas de formación oscilan generalmente entre 4000 y 24000 partes por millon (ppm).

La resistividad de las aguas de formación es una función de su salinidad. A mayor salinidad más conductiva es el agua, por lo tanto su resistividad será proporcionalmente menor. La temperatura afecta también la resistividad, mientras más alta sea la temperatura menor será la resistividad de un agua con una salinidad dada, debido a esto que el incremento en la temperatura da mayor libertad al movimiento de los iones en la solución, aumentando de esta forma la conductividad.

El agua contenida en los poros de los estratos penetrados por la perforación, puede variar considerablemente de acuerdo a la localización geográfica, a la profundidad y a la edad geológica. Las aguas superficiales por lo general son dulces y de resistividad comparativamente alta; a menudo se utilizan para el consumo doméstico. También pueden contener considerables cantidades de sales de calcio y magnesio. A medida que se perfora a mayor profundidad, el agua que se encuentra en las formaciones son más saladas, sin embargo cabe señalar que este fenómeno no tiene nada de uniforme. Son muchos los factores que pueden influir en la salinidad de los acuíferos profundos. Uno de ellos es la salinidad del mar que estaba presente cuando se depositaron los sedimentos; otro lo constituyen la proximidad a las antiguas desembocaduras del río y sus aguas dulces; o bien un aumento de concentración salina por percolación cuando los sedimentos aún están jóvenes. (PDVSA, 2009).

3.15 Resistividad de la formación

La resistividad de la formación constituye una propiedad muy importante para indicar litología y contenido de fluidos. La mayoría de los minerales constituyentes de las rocas al igual que los hidrocarburos, no son conductores de la electricidad o sea

que son resistivos. Las pocas excepciones a esta regla son los sulfuros metálicos, como la pirita, que son conductores de la electricidad. Las formaciones porosas de más bajas resistividad indican incrementos tanto en la cantidad de agua como en su salinidad. En las rocas sedimentarias la parte sólida está formada por minerales no conductores de la electricidad tales como: cuarzo, silicatos, carbonatos, etc. Estas rocas conducen la electricidad solamente debido a la presencia de fluidos conductivos dentro de los espacios porosos interconectados, como es el agua de formación (PDVSA, 2009).

3.15.1 Resistividad del agua de la formación

La resistividad del agua de formación es una de los parámetros más importantes en el análisis de registros a hoyo abierto, puesto que al valor de R_w es requerido para calcular la saturación de fluidos en el espacio porosos de la roca reservorio.

El espacio poroso de los sedimentos marinos inicialmente está lleno por agua de mar, pero la composición química del agua de mar no permanece constante con cambio de profundidad, ni en grandes áreas geográficas, ni a través de largos períodos de tiempo. Sin embargo, mucha parte del agua de mar probablemente no sufre cambios significantes con el paso del tiempo geológico.

Variaciones considerables en la salinidad del agua pueden ocurrir dentro de una cuenca. Ocasionalmente; la salinidad es totalmente diferente en la misma roca reservorio o en ambos lados de la falla sellada. Las variaciones de salinidad pueden ocurrir en cortas distancias, tanto verticales como horizontales. La filtración a través de las arcillas es aparentemente uno de los mecanismos causantes de cambios inusuales de la salinidad.

La resistividades del agua pueden oscilar de 0.01 ohm-m a varios ohm-m a la temperatura del reservorio. La resistividad del agua de formación (R_w) es frecuentemente más fácil de determinar, pero ocasionalmente se hace difícil encontrar un valor exacto para este importante parámetro petrofísico. Varias fuentes o métodos son usados para determinar la resistividad del agua de formación (R_w) tales como:

1. Catálogos de información de resistividades del agua.
2. Mediciones de resistividad y temperatura de una muestra de agua producida en el reservorio.
3. Análisis químico de una muestra de agua producida en el reservorio.
4. Cálculo de R_w partiendo de la curva SP.
5. Cálculo de R_w partiendo de los valores reales de R_o y porosidad en un horizonte conocido lleno de agua (PDVSA, 2009).

3.15.2 Resistividad verdadera de la formación

Para determinar valores petrofísicos aceptables para un reservorio virgen, un valor confiable de resistividad de la zona no invadida de la formación es requerido. En una zona limpia, que esté libre de arcillas y se encuentre 100% saturada de agua de la formación. La lectura de resistividad de invasión profunda en la formación es definida como R_o . Si el petróleo y/o gas ocupan algo de espacio poroso, este valor de resistividad es llamado R_t . Virtualmente todos los especialistas en evaluación de formaciones se refieren a la resistividad de la zona alterada como R_t y raramente se refieren al término R_o .

El ambiente en el hoyo hace imposible medir un valor preciso de la resistividad de la formación virgen (R_t). El tamaño del hoyo y el tipo de fluido que invade la formación afectan los dispositivos de resistividad de investigación profunda.

Sin embargo, en muchas circunstancias, si la herramienta es seleccionada apropiadamente (inducción o laterolog), la medición de la resistividad de investigación profunda se ajusta significativamente al valor de la resistividad verdadera y las correcciones son de menor importancia. Por lo tanto, en muchos de los casos se acepta los valores de resistividad (R_{ld} o R_{lld}) como R_t o R_o . Cualquier evaluación de reservorio requiere al menos un chequeo rápido (correcciones para dispositivos) para determinar si la herramienta de resistividad de investigación profunda es afectada por cualquiera de estas probables fuentes.

Sistemas sofisticados de procesamiento computarizado realizan las correcciones rápidas y fácilmente. Muchas de las mediciones con el tipo de almohadillas de las herramientas microresistivas son aceptadas como R_{xo} , pero ellas deben ser corregidas para los efectos perturbadores como sea necesario (PDVSA 2009).

3.15.3 Resistividad de las arcillas (R_{sh})

El valor de la resistividad de las arcillas (R_{sh}) es importante para obtener la saturación de agua, sobre todo en aquellas arenas que presenten intercalaciones de arcillas. Por lo general, R_{sh} , se obtiene del perfil de investigación profunda, en una lutita por debajo o cercana de la zona de interés (PDVSA, 2009).

3.15.4 Resistividad de la zona de lavado (Rxo)

Este parámetro se obtiene de la zona de lavado, es decir, de una profundidad cercana a las paredes del pozo. Las mediciones de Rxo son de gran importancia en: determinación más exacta del diámetro de invasión, cálculo de la saturación del agua de la zona lava (Rxo), cálculo del factor de formación (F) y estimación de la porosidad (Φ) (PDVSA, 2009).

3.16 Temperatura y presión de la formación

En vista de que la resistividad de las soluciones acuosas están en función de la temperatura para interpretar cuantitativamente los registros es necesario conocer la resistividad del agua de la formación y del barro de perforación a la profundidad de la formación que nos interesa, por consiguiente, es preciso determinar la temperatura de un pozo a cualquier profundidad.

La temperatura y la presión también afectan de diversos modos la producción de hidrocarburos. En las rocas del yacimiento la temperatura y la presión controlan la viscosidad y la solubilidad mutua de los tres fluidos: petróleo, gas y agua. Como resultado de esto, la relación de fase de la solución petróleo- gas puede sufrir variaciones altamente significativas, como respuesta a los cambios de temperatura y presión.

Para obtener o estimar la temperatura media de cualquier formación, se coloca un termómetro de máxima lectura junto con el dispositivo de registro y se anota la temperatura en el encabezado de este último. Se supone que esta lectura se ha obtenido a la profundidad total o la máxima a la cual se detuvo el dispositivo de registro. Además, se supone que la temperatura entre la superficie y dicha profundidad máxima cambia de manera lineal. El supuesto es que el gradiente

geotérmico es lineal y constituye una aproximación adecuada. A veces, la temperatura máxima en el pozo es menor que la de la formación misma, lo cual se debe al efecto del lodo de perforación que circula durante el proceso de perforación.

Si esto constituye un problema, deben tomarse en varias bajadas la temperatura, a fin de determinar una temperatura estabilizada (PDVSA, 2009).

3.17 Saturación de los fluidos (S_w)

Los sedimentos al depositarse lo hacen conteniendo agua del ambiente sedimentario correspondiente en el espacio poroso intergranular, es decir, que se depositan conteniendo 100% de agua connata en el espacio poroso. La saturación de fluidos de una roca es, por lo tanto, la relación entre el volumen de fluidos contenido en su espacio poroso y su volumen poroso total. A medida que la roca es soterrada, cierta fracción de la saturación de agua connata puede ser reemplazada por hidrocarburos si la roca constituye una trampa estructural o estratigráfica, por lo que la saturación de agua se torna irreducible si la migración de hidrocarburos se realiza bajo condiciones de capilaridad apropiadas. Por esta razón la saturación de agua irreducible de los yacimientos está por debajo de un 50% del espacio poroso en la mayoría de los casos, pudiendo llegar a un 60% en arenas de grano muy fino o muy arcilloso. La experiencia del petrofísico en las áreas es necesaria para establecer parámetros de cortes apropiados (Figura 3.7).

La determinación más exacta posible de la saturación de agua es el objetivo principal de la evaluación de formaciones. Cuando se evalúa un intervalo potencialmente petrolífero se asume que la fracción del espacio no ocupado por agua contiene hidrocarburos, por lo tanto:

$$S_o = 1 - S_w \quad (3.19)$$

Donde:

S_o : Resistividad de la invasión profunda.

S_w : Saturación del fluido.

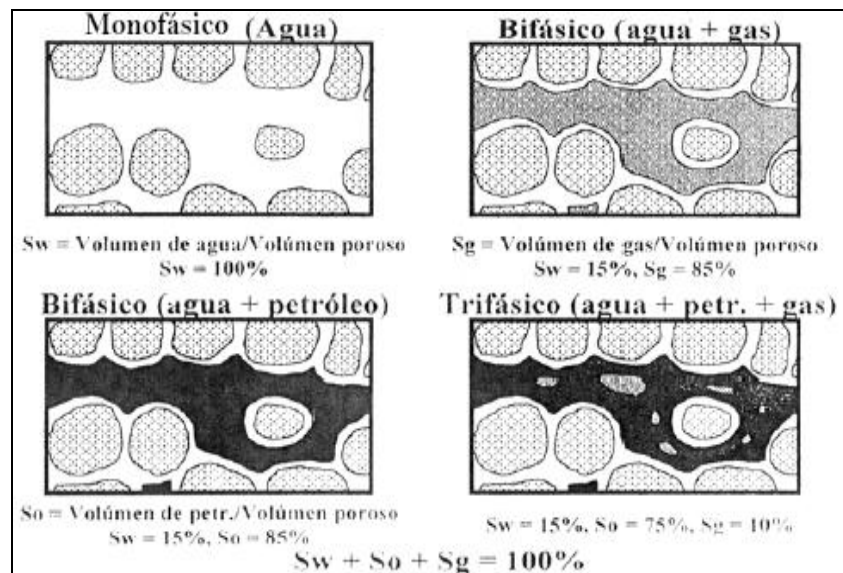


Figura 3.7 Modelo de distribución de los fluidos en un yacimiento (PDVSA, 2009).

Dependiendo de las condiciones existentes en un reservorio en particular, el contenido de hidrocarburos puede estar en forma de petróleo, gas libre o ambos. En reservorios que producen hidrocarburo el agua es generalmente una película adherida sobre la superficie de la roca dentro de los poros, mientras que el hidrocarburo ocupa la porción central del espacio poroso.

Cuando el petróleo y el gas, que no son conductores de la electricidad, están presentes en una roca porosa, conjuntamente con una cierta cantidad de agua salina de formación, su resistividad es mayor que R_o , debido a que hay un volumen disponible mejor para el paso de la corriente eléctrica. Este volumen de fluido se designa como su saturación en el espacio poroso y se representa por S_w .

La resistividad de una roca parcialmente saturada de agua (R_t), depende no solo del valor de S_w , sino también de su distribución en el interior del espacio poroso. La distribución de las dos fases (agua e hidrocarburo) dentro de la roca, depende de la humectabilidad de la misma, de la dirección en que se fue establecida (drenaje o imbibición) y del tipo de porosidad (ya sea intergranular, cavernosa o ambas) (PDVSA, 2009).

La saturación es factor de numerosos factores de índole físico, químico y biológico. No existen números mágicos para valores de saturación mediante los que pueda predecirse definitivamente la producción de hidrocarburo sin agua o de solamente agua. La saturación es función de:

1. Tipo de espacio poroso, conectado o aislado.
2. Cantidad del espacio poroso.
3. Tamaño de los granos.
4. Homogeneidad o heterogeneidad de la matriz y canales porosos del reservorio.
5. Relación entre permeabilidad vertical y permeabilidad horizontal.
6. Presiones y temperaturas in situ.
7. Mojabilidad de la matriz.
8. Tipo de empuje del reservorio.
9. Geometría del reservorio.
10. Mecanismo de entrapamiento estructural/estratigráfico.

3.17.1 Ley de Archie

Archie en su trabajo encontró que, para diferentes tipos de arenas saturadas con aguas de diferentes salinidades, la resistividad medida de la arena 100% saturada de agua, R_o , incrementaba linealmente con la resistividad del agua, R_w , él llamó a la constante de proporcionalidad el factor de resistividad de la formación F , o más simplemente el factor de formación:

$$R_o = F * R_w \quad (3.20)$$

Petrofísicos con el intento de demostrar la invalidez de la fórmula de Archie y teniendo un resultado negativo, adoptaron una nueva generalización de la misma de la siguiente forma:

$$SW^n = a * R_w / \Phi^m * R_t \quad (3.21)$$

Donde:

a : expresa el factor de tortuosidad de la porosidad.

m : es el factor de cementación.

n : es el exponente de saturación.

3.18 Arcillosidad de las formaciones

Desde un punto de vista geológico existe una clara distinción entre los términos arcilla y lutita, no así en la evaluación de los perfiles, donde ambos términos se usan indistintamente para denominar la fracción de la roca ocupada por la arcilla o la lutita. Petrologicamente, como arcilla se definen los silicatos complejos e hidratados de

alúmina que constituyen la caolinita, illita, montmorillonita, clorita y vermiculita, cuyo tamaño de partícula es inferior a $1/256$ mm. La lutita es la roca compuesta de minerales de arcilla más esa otra variedad de minerales de grano muy fino, como cuarzo, óxidos de hierro, micrita y materia orgánica. De hecho los minerales de arcillas muy raramente constituyen capas puras.

Debido al tamaño muy pequeño que presentan las partículas de arcilla ($1/16$ a $1/256$ mm) tienen una muy alta área superficial, por lo que pueden captar de manera muy efectiva grandes cantidades de agua, las cuales no fluyen, pero a las respuestas de los perfiles.

La arcilla presente en las formaciones debe tomarse en cuenta para los efectos de los análisis de registros. Independientemente de su influencia sobre la porosidad y permeabilidad, la importancia señalada se desprende de sus propiedades eléctricas, las cuales ejercen una influencia significativa en la determinación de las saturaciones de los fluidos.

La presencia de arcilla también complica la definición o concepto de porosidad de la roca. La capa de agua superficial de la partícula de arcilla, puede presentar un volumen muy significativo de porosidad. Sin embargo, dicha porosidad no debe considerarse como indicativo de la existencia de un yacimiento potencial de hidrocarburos.

Las arcillas asociadas a las arenas arcillosas pueden ser tanto de origen detrítico como autigénico. En el primer caso la arcilla se deposita junto con la arena en ambientes sedimentarios apropiada, y en el segundo la arcilla se origina por diagénesis, como producto de precipitación de soluciones acuosas o por recristalización de ciertos minerales inestables, después que la arena se depositó.

El modo en que la lutita o arcilla afecta la lectura de los registros eléctricos depende de la cantidad de ella y de sus propiedades físicas. También pueden depender de la manera en que la lutita esté distribuida en la formación. El material lutítico puede encontrarse distribuido de tres maneras en la formación:

Las lutitas pueden existir en forma de láminas, entre las cuales hay capas de arena. Este tipo de lutita no afecta la porosidad o la permeabilidad de las capas arenosas mismas. Sin embargo, cuando la cantidad de lutita laminar aumenta y por lo tanto decrece la cantidad de medios porosos, se reduce proporcionalmente el espesor neto efectivo del reservorio.

Las lutitas pueden existir bajo la forma de granos, fragmentos o nódulos en la matriz de la formación. Esta matriz arcillosa se denomina lutita estructural; se considera que tiene propiedades similares a la lutita laminar y a las lutitas masivas cercanas. Conceptualmente, este tipo de arcilla no afecta ni a la porosidad ni a la permeabilidad de la roca.

El material arcilloso puede encontrarse disperso en la arena, llenando parcialmente los intersticios intergranulares. Este material disperso, puede encontrarse en acumulaciones que se adhieren o cubren los granos de la arena, o bien, llenando parcialmente los canales más pequeños de los poros. Las lutitas dispersas en los poros reducen notablemente tanto la porosidad como la permeabilidad de la formación.

Las arcillas dispersas se presentan como coberturas de la pared del poro (a), como partículas discretas dispersa en el espacio poroso (b), como conglomerados fibrosos que puntean y obstruyen el poro (c) o como alteraciones de minerales no estables (d).

Las arcillas que se presentan cubriendo la pared del poro, forma una cobertura relativamente continua y delgada de minerales arcillosos. Los cristales arcillosos pueden estar orientados bien sea paralelos o perpendiculares a la superficie de la pared del poro. Cristales unidos perpendicularmente a la superficie de la pared del poro son usualmente entrelazados para formar una capa de arcilla continua que contiene abundante espacio microporoso. La illita, clorita y montmorillonita presentan morfología correspondiente a esta disposición.

Las arcillas que se presentan como partículas discretas reflejan el típico modo de ocurrencia de la caolinita en las areniscas. Estas partículas usualmente se desarrollan como cristales laminados ocupando los poros intergranulares. Los cristales están apilados cara a cara formando largos agregados de cristales. Los cristales de caolinita que llenan los poros están dispuestos en forma aleatoria uno respecto al otro afectando las propiedades petrofísicas de la roca pues se produce una reducción del volumen del poro intergranular.

Las arcillas que se presentan como conglomerados fibrosos que puntean y obstruyen el poro, incluyen a illita, clorita y montmorillonita, estas se encuentran unidas a la superficie de la pared del poro creando un efecto de puenteo. Por último, las arcillas dispersas se encuentran como pseudomorfos de minerales arcillosos y alteraciones arcillosas en planos de clivaje de feldespatos.

Todas estas formas de lutita pueden presentarse, por supuesto, simultáneamente en la misma formación.

A lo largo de los años son mucho los modelos que se han propuestos con el fin de relacionar la resistividad y las saturaciones de fluidos. Algunos manejan el supuesto de que la lutita existe bajo una forma geométrica específica (por ejemplo, laminar, estructural, dispersa) en la arenas arcillosas.

Todos estos modelos consisten en un término compuesto, de arena limpia, descrito en la ecuación de saturación de agua de Archie, y de otro término lutítico. Este último puede ser muy simple o muy complejo; Además puede ser relativamente independiente o encontrarse en interacción con arenas limpias. Los modelos basados en las mediciones de resistividad, se reducen a la mencionada ecuación de Archie, cuando la fracción lutítica es cero. En el caso e las cantidades arcillosas muy pequeñas, la mayoría de los modelos y métodos dan resultados muy similares (Figura 3.8) (PDVSA, 2009).

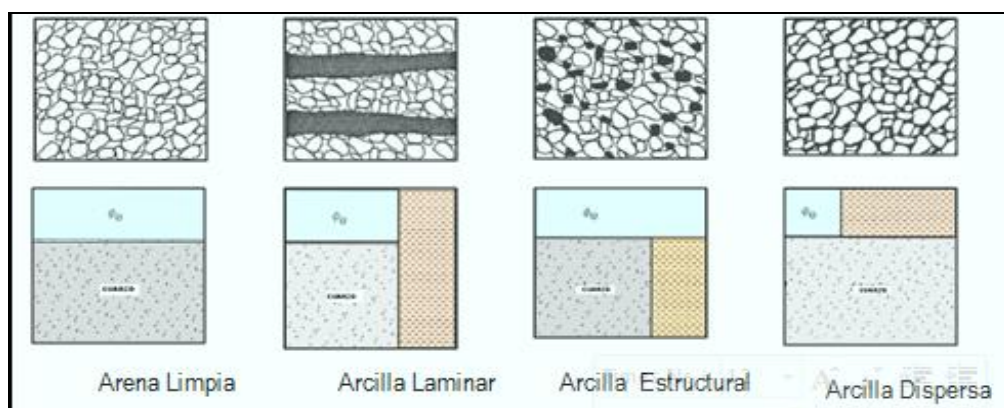


Figura 3.8 Formas Esquemáticas de la distribución de las Arcillas en los sedimentos y sus efectos sobre la porosidad (PDVSA, 2009).

3.19 Saturación del agua irreducible (S_{wi})

Está representada por el contacto entre los granos y en los intersticios más pequeños. Su valor varía entre 0.05% (5%) en las formaciones de granos muy gruesos, hasta 0.4 (40%) o más en las formaciones de granos muy finos con alta superficie específica. El agua irreducible no fluirá cuando la formación se somete al proceso de producción de agua retenida por la tensión superficial sobre la superficie de los granos (Cheng, F. 2003).

3.20 Características petrofísicas obtenibles

Mediante estudios petrofísicos se obtienen informaciones básicas como: porosidad, saturación de fluidos, mineralogía de la formación, movilidad del petróleo, distinguir entre gas y petróleo, permeabilidad y distribución del tamaño de los granos y su densidad. La información derivada del estudio, se obtiene principalmente de:

- a. Muestra de canal.
- b. Operaciones de perforación.
- c. Muestra de pared.
- d. Núcleo convencional.
- e. Registros (perfiles).

Las dos primeras (muestras de canal y operaciones de perforación), son obtenidas durante la etapa de perforación del pozo y se refiere básicamente al análisis de las muestras de la formación que son suspendidas por el fluido de perforación, llevados a superficie y posteriormente analizados obteniéndose una idea general de las formaciones atravesadas. De la muestra de canal se puede obtener mineralogía, litología y fluorescencia, etc.

Las muestra de pared y de núcleo, mediante análisis de laboratorio, nos proporcionan una valiosa información de las formaciones que se desean evaluar. Estos análisis incluyen: Estudios de Petrografía, Diagénesis y Ambiente de sedimentación, Estudios de sensibilidad mediante desplazamientos de fluidos a través de muestras, Difracción de rayos X para mineralogía de la formación, porosidad efectiva, permeabilidad, Densidad del grano, Presión capilar, Humectabilidad, Saturación de fluidos, Factor de formación, etc.

En cuanto a perfiles, se tiene que la combinación de éstos en un pozo nos proporciona datos directos o inducidos suficientes y confiables par efectuar un análisis a un pozo o un yacimiento. Mediante estos perfiles podemos obtener no solo datos para el mapeo estructural del subsuelo, sino que proporciona informaciones petrofísicas, tales como:

- a. Porosidad efectiva.
- b. Saturación de Fluidos.
- c. Espesor de arena.
- d. Ubicación de contactos de fluidos.
- e. Interpretación de fluidos contenidos en el yacimiento.
- f. Determinación de los intervalos de interés.
- g. Arcillosidad.

La selección de juego de perfiles y su cálculo cuantitativo requiere de un estudio cuidadoso de factores, tales como el diámetro del pozo, características del fluido de perforación, naturaleza de las formaciones y las limitaciones de la información esperada.

Existen tres tipos básicos de registros que permiten analizar en su totalidad una formación: Registros de Litología, de Resistividad y de Porosidad. Con la información que se obtenga de estos registros y la obtenida del estudio geológico, proporcionan una base para la determinación del valor comercial de las formaciones y en consecuencia del pozo o campo.

Estas formaciones petrofísicas dependiendo de las necesidades, se pueden obtener a partir de los perfiles, tanto para una zona en particular del campo, como para todo el campo (uno o más yacimientos). En un campo, visto integralmente como una unidad, los pozos constituyen puntos de dicho campo, por lo tanto estas

informaciones petrofísicas son de cada uno de estos puntos. Las características petrofísicas varían horizontalmente dentro del campo; para tener un buen control de esta variación es necesario tener suficientes números de pozos distribuidos y que ellos tengan además de los registros necesarios para efectuar la evolución petrofísica requerida. Para tener una visión integral de las características petrofísicas de un campo, normalmente se construye mapas de isopropiedades (Iso-porosidad, Iso-saturación, Iso-arcillosidad, Iso-permeabilidad, de calidad de la arena, etc.) (PDVSA 2009).

3.21 Parámetros que se consideran en la evaluación petrofísica

La cantidad de hidrocarburos obtenida en un volumen unitario de roca, es el producto de su porosidad por la saturación de hidrocarburos. Para determinar si la acumulación puede ser considerada comercial, es necesario conocer el volumen de roca porosa, para lo cual hay que conocer el espesor promedio del yacimiento. Para evaluar la productividad del yacimiento es necesario tener una idea de la factibilidad con la cual el fluido puede viajar a través del sistema poroso. Esta propiedad intrínseca de la roca es la permeabilidad.

Para evaluar un yacimiento, hay que determinar varios parámetros físicos de las formaciones. Algunos de los parámetros que se deben tener en cuenta en una evaluación petrofísica son tomados de los distintos registros eléctricos (SP/FDC, CNL, GR.), otros estimados, y otros previamente establecidos. La combinación de estos registros, arroja parámetros que permiten determinar la zona de calidad óptima del área de estudio.

Los parámetros anteriormente mencionados pueden dividirse, según su función de la siguiente manera (PDVSA, 2009):

3.21.1 Parámetros fijos por pozo

Los parámetros obtenidos mediante la toma de información de los registros, que se consideran fijos de la arena a estudiar por cada pozo son los siguientes:

- a. Porosidad por densidad de la lutita, mediante FDC.
- b. Porosidad por neutrón de la lutita, mediante CNL.
- c. Rayos Gamma de la lutita (GRsh).
- d. Rayos Gamma de la arena limpia (GRs).
- e. Resistividad de la lutita.
- f. Temperatura de la superficie (Tsup).
- g. Temperatura de fondo (Tf).
- h. Profundidad final (Pf).
- i. Gradiente Geotérmico (GG).

3.21.2 Los parámetros no fijos

Los parámetros que determinan las variaciones en las propiedades petrofísicas de la arena a estudiar por cada pozo son los siguientes:

- a. Porosidad por densidad de la arena.
- b. Porosidad por neutrón de la arena a estudiar.
- c. Resistividad de la arena a estudiar (Rt).
- d. Espesor poroso de la arena (E).
- e. Rayos Gamma de la arena (GRs).
- f. Resistividad del agua de formación (Rw).
- g. Saturación de hidrocarburo (So).

3.22 Propiedades petrofísicas

3.22.1 Factor de cementación “m”

El factor de cementación “m” varía con la relación a la consolidación de la roca, la porosidad, la distribución de los granos, su tamaño, la interconexión de los poros. Este factor es muy importante obtenerlo con la mayor precisión posible debido a su relación con la saturación del agua.

En areniscas normales, se toma $m = 2$ con buenos resultados y en formaciones compactas, m puede llegar a 2.5

El factor de cementación puede ser determinado usando el método de Pickett, el cual normaliza los valores en intervalos de agua. Se construye una gráfica Log-log con los valores de resistividad Vs. porosidad, obteniéndose de esta forma una recta cuya pendiente es el valor de cementación (Acevedo, C. e Higuerey, R. 2007).

3.22.2 Factor de tortuosidad “a”

El factor de tortuosidad va a depender del tipo de roca y se considera constante para una litología dada (Acevedo, C. e Higuerey, R. 2007).

3.22.3 Exponente de saturación “n”

El exponente de saturación depende de la humectabilidad de la roca, varía por lo general entre 1.80 y 2.20, no obstante se usa 2.00. El uso de los valores de “n” mayores al real podría originar valores de saturación de agua mayores.

Rocas preferencialmente mojadas por agua “ n ”= 2 y Rocas preferencialmente mojadas por petróleo “ n ” > 2 (Acevedo, C. e Higuerey, R. 2007).

3.22.4 Factor de formación (F)

Es una constante de proporcionalidad que establece que la resistividad de una formación limpia es proporcional a la solución salina con la cual está completamente saturada (PDVSA, 2009).

3.23 Perfilaje de pozo

El perfilaje de pozos es una actividad muy importante dentro de la exploración y producción de hidrocarburos (petróleo y gas), la cual consiste en la toma y monitoreo de los perfiles o registros del pozo (Magna Reservas, 2011).

3.24 Tipos de registros de pozos

3.24.1 Registros de Diámetro

Proporcionan información acerca de las condiciones del hoyo.

3.24.1.1 Registro de diámetro de la mecha (Bit Size= SB)

Esta curva indica el diámetro de las mechas que se utilizaron durante toda la perforación (Magna Reservas, 2011).

3.24.1.2 Registro de calibración (Caliper= Cali)

El Caliper es una herramienta que mide el diámetro del pozo, el cual puede ser de mucha utilidad a la hora de diferenciar litologías resistentes de las poco resistentes. Su principal función es determinar el estado del hoyo (derrumbado o no derrumbado). Mientras mayor sea el diámetro del hoyo (CALI) en comparación con el diámetro de la mecha (BS), menor es la competencia de la roca perforada (hoyo derrumbado). Si el diámetro del hoyo es similar al diámetro de la mecha, indica que la roca es competente (hoyo no derrumbado). Si el diámetro del hoyo es menor que el diámetro de la mecha, puede indicar que se tratan de lutitas expansivas o que se formó un revoque muy grueso (Magna Reservas, 2011).

3.24.2 Registros resistivos

Proporcionan información acerca de las propiedades eléctricas de las rocas.

3.24.2.1 Potencial espontáneo (SP)

Es un registro no inducido. El SP de los materiales del subsuelo se origina en las células electroquímicas formadas por el contacto entre las arcillas, las arenas y el lodo de perforación, y como consecuencia del efecto electrocinético de los fluidos que se mueven a través de la zona permeable. El SP se mide introduciendo un electrodo en el sondeo sin entubar, mientras que el otro electrodo se sumerge en un pozuelo excavado en la superficie y lleno de lodo de perforación. Se toman a hoyo desnudo. No funciona en lodo base aceite. Debido a su baja resolución actualmente han sido desplazados por el registro de GR. Se mide en mili voltios (mv).

El SP se utiliza para identificar capas porosas, para calcular la salinidad del agua de formación y la resistividad del agua de formación (R_w).

Existen dos tipos principales de perfiles resistivos: el Perfil Lateral (Laterolog) y el Perfil de Inducción (Induction Log). El perfil lateral se utiliza en lodos conductivos (lodo salado) y el perfil de inducción se utiliza en lodos resistivos (lodo fresco o base aceite) (Magna Reservas, 2011).

Dentro de los perfiles de Inducción tenemos:

SFL = “Spherical Induction Log”. Para profundidades someras (0.5 – 1.5’). Mide la resistividad de la zona lavada (R_{xo}).

MIL=LIM= “Medium Induction Log”. Para distancias medias (1.5 – 3.0’).

DIL=ILD= “Deep Induction Log”. Para profundidades de más de 3.0’. Miden la resistividad de la formación (R_t).

Dentro de los perfiles laterales tenemos:

MSFL= “Microspheric Laterolog”. Para las proximidades (1.0 y 6.0’’). Lee la resistividad de la zona lavada (R_{xo}).

MLL = LLM = “Micro Laterolog”. Para las proximidades (1.0 y 6.0’’).

SLL=LLS= “Somic Laterolog”. Para profundidades someras (0.5 y 1.5’).

DLL=LLD= “Deep Laterolog”. Para profundidades de más de 3.0’. Miden resistividad de la formación (R_t). Se lee de izquierda a derecha, en escala logarítmica. La unidad de medida es el ohm-m, con un rango de valores que va desde 0.2 hasta 2000 ohm-m. Los registros de resistividad, también se utiliza para estimar contactos agua– petróleo, para calcular la resistividad del agua de formación (R_w) y la

resistividad verdadera de la formación (Rt). Se lee de izquierda a derecha (Magna Reservas, 2011).

3.24.3 Registros radiactivos

Proporcionan información acerca de las propiedades radiactivas de las rocas.

3.24.3.1 Rayos gamma (GR)

Se basa en la medición de las emisiones naturales de rayos gamma que poseen las rocas. Durante la meteorización de las rocas, los elementos radiactivos que estas contienen se desintegran en partículas de tamaño arcilla, por lo tanto las lutitas tienen emisiones de rayos gamma mayores que las arenas. Mientras mayor es el contenido de arcilla de las rocas mayor es la emisión de GR de las mismas. Los minerales radiactivos principales son: el potasio (K), el torio (Th) y el uranio (U).

Se lee de izquierda a derecha. Si el GR es bajo indica bajo contenido de arcilla y si es alto indica alto contenido de arcilla. La unidad de medida es en grados API, con un rango de valores que generalmente va de 0 a 150 API.

Sirve para calcular el contenido de arcilla de las capas (Vsh), para estimar tamaño de grano y diferenciar litologías porosas de no porosas. Puede utilizarse en pozos entubados (Magna Reservas, 2011).

3.24.3.2 Registros de espectrometría (NGS)

El registro de espectrometría o GR espectral sirve para determinar el tipo de arcillas que contiene una formación. Se basa en la relación de proporciones de los tres minerales radiactivos principales: potasio (K), torio (Th) y uranio (U).

Las concentraciones K/Th ayudan a identificar el tipo de arcilla presentes en la formación, mientras que la concentración de U indican la presencia de materia orgánica dentro de las arcillas. Si se parte del principio que cada formación posee un tipo de arcilla característica, al registrarse un cambio en el tipo de arcilla por la relación (K / Th) se puede inducir que se produjo un cambio formacional. Por lo tanto el NGS puede utilizarse para estimar contactos de las formaciones (Magna Reservas, 2011).

3.24.4 Registros de porosidad

Proporcionan información acerca de la porosidad del yacimiento. Son los mejores perfiles para detectar y delimitar los yacimientos de gas.

3.24.4.1 Registros de neutrónicos (CNL)

Se basa en la medición de concentraciones de hidrógenos, lo que indica la presencia de agua o petróleo en la roca. Posee una fuente de neutrones, los cuales colisionan con los hidrógenos presentes en los poros de la roca. La herramienta también posee un receptor que mide los neutrones dispersos liberados en las colisiones. Sirve para estimar la porosidad neutrónica de las rocas (NPHI). Se lee de derecha a izquierda. La unidad de medida es en fracción o en %, con un rango de valores que va desde - 0.15 a 0.45 (-15 a 45 %) (Magna Reservas, 2011).

3.24.4.2 Registros de densidad (FDC)

Se basa en la medición de la densidad de la formación, por medio de la atenuación de rayos gamma entre una fuente y un receptor. Posee una fuente de rayos gamma, los cuales colisionan con los átomos presentes en la roca. La herramienta también posee un receptor que mide los rayos gamma dispersos liberados en las

colisiones. Sirve para estimar la densidad del sistema roca – fluido (RHOB) que posteriormente servirá para calcular la porosidad por densidad (DPHI). Si el registro de densidad es bajo indica alta porosidad y si es alto indica baja porosidad. Se lee de izquierda a derecha. La unidad de medida es gr/cm^3 , con un rango de valores que va desde 1.96 a 2.96 gr/cm^3 (Magna Reservas, 2011).

3.24.4.3 Registros sínicos (BHC)

Utiliza el mismo principio del método sísmico: mide la velocidad del sonido en las ondas penetradas por el pozo. Posee un emisor de ondas y un receptor. Se mide el tiempo de tránsito de dichas ondas. El objetivo principal del perfil sínico es la determinación de la porosidad de las rocas penetradas por el pozo (SPHI) a partir del tiempo de tránsito de las ondas. Mientras mayor es el tiempo de tránsito, menor es la velocidad, y por lo tanto, mayores la porosidad de la roca. Se lee de derecha a izquierda. La unidad de medida es el seg/m (100 – 500) ó el seg/pie (40 – 240) (Magna Reservas, 2011).

3.25 Terminología general en las medidas de los registros

El conocimiento de varias medidas de profundidad en los registros es importante para convertir las profundidades de los registros a profundidades usadas para el mapeo. La siguiente es una lista de medida, sus abreviaciones, y definiciones de términos en profundidad (Rivadulla, R. 2010). Estos términos son ilustrados en la (Figura 3.9).

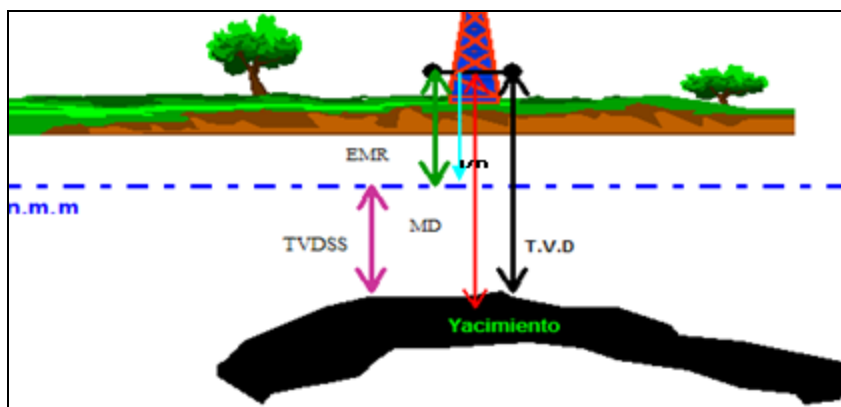


Figura 3.9 Terminología general de los registros (Mariño, A. 2011).

Donde:

KB = Distancia desde la mesa rotaria al nivel del mar.

MD = Profundidad medida = Distancia medida a lo largo de la senda de un pozo (taladrado) desde el KB al TD (profundidad total del pozo) o cualquier punto de correlación entre ellos.

TVD = Profundidad Vertical Verdadera = Distancia vertical desde el KB a cualquier punto del subsuelo.

TVDSS = Profundidad Vertical Verdadera del Nivel del Mar = Distancia vertical desde el nivel del mar a cualquier punto del subsuelo.

3.26 Análisis de formaciones mediante perfiles de pozo

El análisis e interpretación de los perfiles de los pozos es muy importante para la evaluación de formaciones. Independientemente de que se trate de un pozo nuevo, donde se requiere analizar las propiedades de la roca y escoger los mejores intervalos

para cañonear, o de un pozo viejo que necesita ser analizados, a fin de reevaluar algunas arenas prospectivas u otras con posibles contenido de hidrocarburos.

También el análisis de los perfiles, acompañado de la pruebas de producción y de presiones, nos puede dar una mejor idea del comportamiento de un yacimiento (de producción primaria o por métodos secundarios).

En cualquier de los casos, el estudio de los perfiles de los pozos, en conjunto con otras herramientas para el control y seguimiento de los yacimientos, nos permite realizar un plan operacional confiable para un pozo, un yacimiento o campo. La confiabilidad de los resultados que se obtengan de la evaluación de los perfiles va a depender de los siguientes parámetros:

3.26.1 Modelo petrofísico

El modelo a emplear en este trabajo dependerá de los registros disponibles para la evaluación, datos de núcleos y de producción; ya que permitirán determinar con mayor exactitud los parámetros de permeabilidad, saturación de agua, porosidad y volumen de arcilla.

3.26.1.1 Factores que afectan las lecturas

Se deben tomar en cuenta los factores que afectan las lecturas de los parámetros de los diferentes perfiles y posteriormente realizar las correcciones respectivas. Estos factores están relacionados con la geometría del hoyo, tipo de lodo, con la formación que se evalúa y con las características de la herramienta a correr en el pozo.

3.26.1.2 Objetivos de la evaluación de yacimiento

Es importante evaluar y/o reevaluar arenas, a fin de determinar con la mayor confiabilidad posible, parámetros importantes tales como:

- a. Espesor (total, neto y neto petrolífero).
- b. Resistividad verdadera de la formación (R_t).
- c. Resistividad de la zona de lavada (R_{xo}).
- d. Resistividad del agua de formación (R_w).
- e. Arcillosidad (V_{sh}).
- f. Porosidad efectiva (ϕ_e).
- g. Resistividad de la arcilla (R_{sh}).
- h. Porosidad de la arcilla.
- i. Litología.
- j. Saturación de agua (S_w).
- k. Saturación de la zona lavada (S_{wo}).
- l. Saturación irreducible de agua (S_{wirr}).
- m. Movilidad e hidrocarburos.
- n. Permeabilidad (K).
- o. Disminución entre gas y petróleo.

De los parámetros antes mencionados, los relacionados con los de la resistividad, saturación y movilidad se obtiene básicamente de perfiles eléctricos, mientras que la litología, porosidad, arcillosidad y distinción entre gas y petróleo son calculados principalmente radiactivos y/o acústicos. De todo esto se desprende la importancia que tiene la existencia de un programa de perfiles completos y confiables en los pozos donde se evalúen arenas de interés.

Pero sin embargo, cualquiera que sea el programa de perfiles corridos en el pozo, es necesario realizar una serie de correcciones para obtener resultados satisfactorios y en muchos casos se debe realizar correlaciones litoestratigráficas para un pozo, zonas de un pozo en el campo. Las propiedades petrofísicas varían horizontal y verticalmente en el yacimiento (PDVSA, 2009).

3.26.1.3 Objetivos básicos

Determinación de la resistividad verdadera de la formación (R_t), evaluación de la porosidad, espesor neto de hidrocarburos y el cálculo de volumen de arcilla presente en la arena (V_{sh}). Se entiende que la saturación de agua (S_w) está relacionada principalmente con la resistividad de la formación (R_t).

Es importante mencionar también que, para una evaluación más detallada, es necesario analizar espesor total, espesor neto, resistividad del agua de formación (R_w), resistividad de la zona lavada (R_{xo}), resistividad de la arcilla (R_{sh}), movilidad, porosidad de la arcilla, permeabilidad, etc (PDVSA, 2009).

3.27 Presión capilar

Puede ser definida como una fuerza por unidad de superficie resultante de la interacción de estas fuerzas superficiales y la geometría del medio en el cual actúan. Para un tubo capilar la presión capilar (P_c) es definida en términos de presión interfacial entre los fluidos, σ , el ángulo de contacto en la interfase de los fluidos y el tubo, Θ_c , y el radio del tubo, r_t , esta relación se expresa en la siguiente ecuación (Cheng, F. 2003):

$$P_c: \cos \Theta_c / R_t \quad (3.22)$$

3.28 Cálculo de la arcillosidad de las formaciones

El volumen de arcilla puede estimarse a partir de los registros como: Rayos Gamma, Potencial Espontáneo, Resistividad, Densidad, Neutrón y Sónico. De estos registros el más usado es el perfil de Rayos Gamma.

A continuación se presentan las ecuaciones para el cálculo del índice de arcillosidad:

Índice Rayos Gamma (IGR), afectado por la presencia de minerales radiactivos y está definido por:

$$I_{GR} : GR_{leido} - GR_{arena} / GR_{arcilla} - GR_{arena} \quad (3.23)$$

Donde:

I_{GR} : Índice de arcillosidad por “Gamma Ray”.

GR_{leido} : GR leído en la zona a evaluar.

GR_{arena} : GR en la arena más limpia en el intervalo.

$GR_{arcilla}$: GR en las arcillas en el intervalo geológico.

Potencial Espontáneo (SP): poco utilizado ya que es muy afectado por la invasión de lodo en base aceite). Está dado por:

$$I_{Shsp} = 1 - (PSP/SSP) \quad (3.24)$$

Donde:

I_{Shsp} : Volumen de arcilla de SP.

SSP: Potencial Espontáneo estático.

PSP: Potencial espontáneo pseudo-estático.

El valor de SSP puede determinarse directamente a partir de la curva SP, si en un horizonte dado hay capas gruesas, limpias, con agua; se traza una línea que pase por el máximo SP (negativo) en frente a las capas gruesas permeables; y se traza otra línea base lutitas a través del SP enfrente a las capas de las lutitas. La diferencia en milivoltios entre estas dos líneas es el SSP.

El SP pseudo-estático (PSP) es el valor registrado como la máxima deflexión de SP en una arena arcillosa. La arcilla reduce el valor SP. El PSP en zonas de agua se determina mediante:

$$\text{PSP: } -K \log (R_{xo} / R_t) \quad (3.25)$$

Donde:

K: $61 + 0.133 \cdot T_f$ (T_f : temperatura de fondo °F).

R_{xo} : Resistividad en la zona lavada.

R_t : resistividad de la formación.

Otra forma de determinar el índice de arcillosidad mediante el registro SP, es utilizando la siguiente ecuación:

$$\text{ISH}_{\text{SP}}: \text{SP}_t - \text{SP}_{\text{arena}} / \text{SP}_{\text{sh}} - \text{SP}_{\text{arena}} \quad (3.26)$$

Donde:

SP_1 : Potencial espontáneo leído en la zona a evaluar.

SP_{arena} : Potencial espontáneo en la arena más limpia en el mismo intervalo geológico.

SP_{sh} : Potencial espontáneo en las arcillas.

Resistividad: No aplica en crudos pesados y arenas da baja porosidad.

$$Ish_R = \sqrt{\frac{R_{sh}}{R_t}} \quad (3.27)$$

Donde:

R_{sh} : Resistividad de la arcilla.

R_t : Resistividad de la zona virgen.

Densidad-Neutrón la combinación de estos dos tipos de registros es un buen indicador de arcilla, salvo en el caso de las arenas gasíferas, debido al hidrógeno asociado a la arcilla, en una arena no gasífera el neutrón siempre leerá una porosidad mayor que la de densidad:

$$IR_{DN} = \frac{\phi N - \phi D}{\phi N_{Sh} - \phi D_{Sh}} \quad (3.28)$$

Donde el numerador representa la diferencia de porosidad (neutrón-densidad) en la arcillosa y el denominador la diferencia en una lutita cercana.

Neutrón-Sónico:

$$IR_{SN} = \frac{\phi N - \phi S}{\phi N_{Sh} - \phi S_{Sh}} \quad (3.29)$$

Donde el numerador representa la diferencia de porosidad (neutrón-sónico) en la arena arcillosa y el denominador la diferencia en una lutita cercana.

Densidad-sónico:

$$IR_{DS} = \frac{\phi D - \phi S}{\phi D_{Sh} - \phi S_{Sh}} \quad (3.30)$$

Donde el numerador representa la diferencia de porosidad (neutrón-sónico) en la arena arcillosa y el denominador la diferencia en una lutita cercana (Corpoven, 1996).

3.29 Modelos para el cálculo de volumen de arcilla

El volumen de arcilla puede determinarse a partir de los indicadores de arcillosidad explicados anteriormente, y a partir de los modelos establecidos para el cálculo del volumen de arcilla:

a) Modelo Lineal el volumen de arcilla calculado a partir de registros recibe el nombre de arcilla lineal y está definido por:

$$Vsh = Ivsh = \frac{GR_{leído} - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}} \quad (3.31)$$

Donde:

$Ivsh$ = Índice de arcillosidad.

Vsh = Volumen de arcilla.

$GR_{leído}$ = Rayos Gamma leído en la zona a evaluar.

GR_{arena} = Rayos Gamma en la arena más limpia del intervalo geológico.

GR_{min} = Rayos Gamma en la arcilla del mismo intervalo geológico.

b) Modelo de Clavier el volumen de arcilla a partir de Clavier está definido por:

$$V_{vsh} : 1.7 - [3.38 - (I_{vsh} + 0.7)^2]^{1/2} \quad (3.32)$$

Donde:

I_{vsh} : Índice de arcillosidad, calculado a partir de registros.

V_{vsh} (clavier): Volumen de arcilla por Clavier.

c) Modelo de Stieber el volumen de arcilla a partir de Stieber está definido por las siguientes ecuaciones:

$$V_{sh} = \frac{I_{sh}}{2 - I_{sh}} \quad (3.33)$$

$$V_{sh} = \frac{I_{sh}}{3 - 2 \times I_{sh}} \quad (3.34)$$

$$V_{sh} = \frac{I_{sh}}{4 - 3 \times I_{sh}} \quad (3.35)$$

Donde:

I_{sh} : Índice de Arcillosidad, calculo a partir de registros.

V_{sh} (Stieber): Volumen de arcilla por Stieber.

d) Modelo de Larionov el volumen de arcilla a partir de Larionov está definido por las siguientes ecuaciones según la edad de las formaciones:

$$V_{sh \text{ (rocas- viejas)}}: 2^{2 * I_{sh}} - 1/3 \quad (3.36)$$

$$V_{sh \text{ (rocas- terciarias)}}: 2^{3.7 * I_{sh}} - 1/2^{3.7} - 1 \quad (3.37)$$

Donde:

I_{sh} : Índice de Arcillosidad, calculo a partir de registros.

$V_{sh \text{ (Larionov)}}$: Volumen de arcilla por Larionov.

Para establecer el modelo a utilizar, se compara la porosidad del núcleo contra los valores de porosidad efectiva calculados con cada uno de los modelos de arcillosidad seleccionados. El modelo que proporcione el mejor cotejo es el indicado para aplicar al resto de los pozos (Corpoven, 1996).

.

3.30 Modelos de saturación para la evaluación de arenas arcillosas

Para la evaluación de las arenas existen una serie de modelos que fueron determinados en el pasado y que han ido evolucionando a lo largo del tiempo:

3.30.1 Modelo de Simandoux

En 1963 Simandoux reportó experimentos en mezclas homogéneas de arena y montmorillonita y propuso una expresión de la forma:

$$C_o : (C_w / F) + X \quad (3.38)$$

Donde X , es el término que toma en cuenta la conductividad debido a la presencia de lutita, que está representado por el producto V_{sh} por C_{sh} . Esta ecuación se relaciona específicamente con la parte lineal de la relación C_o vs. C_w .

Al agregarle hidrocarburos al sistema, la relación de Simandoux, se convierte:

$$C_t : (C_w / F) * S_w^2 + V_{sh} * C_{sh} \quad (3.39)$$

Esta expresión nos dice explícitamente que la contribución de la arcilla a la conductividad $X = V_{sh} * C_{sh}$, no depende de la saturación de agua.

En 1969, Bardon & Pied modificaron la relación de Simandoux para tomar en cuenta la relación entre S_w y X dando como resultado la siguiente ecuación:

$$C_t : (C_w / F) * S_w^2 + V_{sh} * C_{sh} * S_w \quad (3.40)$$

Expresando la ecuación en términos de resistividades, haciendo $F = 1 / \phi_e^2$ y despejando S_w , tenemos (Corpoven, 1996):

$$S_w : (a * R_w / 2 * \phi_e^2) [((V_{sh} / R_{sh})^2 + (4 * \phi_e^2 / a * R_w * R_t))^{1/2} - V_{sh} / R_{sh}] \quad (3.41)$$

3.30.2 Modelos de Waxman-Smiths

En 1968, Waxman y Smiths publicaron su renombrado trabajo, el cual fue modificado con el nombre por Waxman y Thomas (1974) y más tarde por Juhasz (1981). Este fue y sigue siendo catalogado como un refinado método para calcular la saturación de agua en arenas sucias a partir de información aportada por los registros de resistividad.

El método empleado por Waxman y Smiths no solo relacionaba la saturación de agua con la relación convencional entre la resistividad de la formación y la resistividad del agua connata sino también con la conductividad de las arcillas contenidas en la formación. La ecuación original puede ser escrita en términos más prácticos, es decir, en función de la resistividad preferiblemente que de conductividad y despejando el término de saturación de agua:

$$S_w^n : FR^* \cdot R_w / R_t (1 + R_w \cdot B \cdot Q_v / S_{wt}) \quad (3.42)$$

Los valores de n y m son típicamente establecidos a partir de análisis especiales de núcleos de laboratorio. El factor de resistividad de formación corregido por arcillosidad se expresa de la siguiente forma:

$$FR^* : a^* / \phi^m \quad (3.43)$$

Cuando el factor de resistividad de formación ha sido determinado a partir de información de núcleo que contiene salmuera de alta resistividad en sus poros, o cuando se determina a partir de análisis de registros en formaciones de agua fresca, el valor de FR puede ser determinado a partir de la siguiente ecuación:

$$FR^* : FR (1 + R_w \cdot B \cdot Q_v) \quad (3.44)$$

La expresión $(R_w \cdot B \cdot Q_v / S_w)$ en las ecuaciones anteriores describe la reducción de la resistividad de la formación causada por la presencia de arcillas. Es muy importante reconocer que este efecto se incrementa al mismo tiempo que la saturación de agua (S_w) disminuye o lo que es lo mismo cuando la saturación de hidrocarburos (S_h) aumenta. Este efecto se hace significativo en formaciones productoras de hidrocarburos que tienen una salinidad del agua de formación menor

de 150.000 ppm equivalente de NaCl. El valor de Q_v es definido por la siguiente ecuación:

$$Q_v: \text{CEC} (1-\phi) \rho_{ma} / 100 * \phi \quad (3.45)$$

Q_v representa la capacidad de intercambio catiónico por unidad de volumen poroso de la formación y es medido en meq/ml del espacio poroso. La capacidad de intercambio cationico (CEC) es una característica que describe el número de puntos activos sobre la superficie sólida donde los cationes son intercambiados. La capacidad de intercambio catiónico solo puede ser determinada a partir de análisis de laboratorio a muestras de núcleos.

El término B es llamado conductividad específica de los cationes y es un índice de la movilidad de los cationes absorbidos sobre la superficie arcillosa. Tan pronto como la temperatura o la concentración de la salmuera asociada a los poros cambien la movilidad de los cationes absorbidos incrementa (Corpoven, 1996).

3.30.3 Modelo de Indonesia (Poupon-Leveaux)

La relación de Poupon-Leveaux fue desarrollada para resolver algunos problemas en el cálculo de las saturaciones de agua en la región del sudeste asiático (Indonesia), y es a menudo referida como al ecuación de indonesia. La fórmula es integrada en tres partes: una porción de arena, una porción arcillosa y una porción llamada mecanismo de vínculo cruzado entre los dos tipos de roca (arena y arena arcillosa). La fórmula de Indonesia en una versión abreviada es la siguiente:

$$C_t = \frac{C_w}{F} S_w^2 + 2\sqrt{\frac{C_w \cdot V_{sh} \cdot C_{sh}}{F}} S_w^2 + V_{sh} \cdot C_{sh} \cdot S_w^2 \quad (3.46)$$

La expresión a la izquierda de la raíz representa la porción de arena y la expresión a la derecha de ésta representa la porción arcillosa. El término dentro de la raíz se considera como el vínculo entre la arena y la arcilla.

La ecuación de Indonesia provee de relativamente buenos resultados de saturación de agua excepto a altos valores de saturación de agua.

La ecuación de Indonesia puede también reescribirse en términos de resistividad.

$$\frac{1}{\sqrt{R_t}} = \left[\frac{V_{sh}^{(1-\frac{V_{sh}}{2})}}{\sqrt{R_{sh}}} + \frac{\phi^{m/2}}{\sqrt{aR_w}} \right] S_w^{n/2} \quad (3.47)$$

Esta ecuación fue desarrollada para usarse en Indonesia ya que allí las relativamente frescas aguas formacionales y los altos grados de arcillosidad, evidenciaban los inconvenientes presentados por otros modelos. Posteriormente ha resultado ser útil en otras áreas y por lo tanto ha sido ampliamente usada por los analistas de registros de pozos (Corpoven, 1996).

3.30.4 Modelo de doble agua

Schlumberger propuso este modelo a mediados de los años 1970. Investigadores como Clavier, Coates y Dumanoir intentaron usar solo la información de registros para tratar de resolver algunos de los interrogantes acerca de la arcilla y el agua asociada a ellas, es conocido que las arcillas retienen agua debido a su propiedad de hidratarse.

Si bien las lutitas son esencialmente rocas impermeables, a menudo son muy porosas pero representan una porosidad no efectiva ya que los poros no se encuentran interconectados.

El modelo de doble agua considera dos componentes, agua asociada a la arcilla y los minerales de arcilla. Los minerales de arcilla son modelados por ser eléctricamente inertes, es decir, la conductividad de las arcillas es por lo tanto derivada de la conductividad del agua asociadas a éstas (C_{wb}). El agua de las arcillas es asumida independientemente del tipo de arcilla, pero su cantidad depende del tipo de arcilla presente en la formación, y por lo tanto esta agua asociada será mayor para arcillas que tiene mayor área de contacto en superficie, tal como por ejemplo la caolinita.

El agua asociada a las arcillas es normalmente inmóvil, por lo tanto el volumen que este ocupa no puede ser desplazado por el hidrocarburo. Como los minerales de arcilla son considerados eléctricamente inertes, ellos pueden ser tratados tan como cualquier otro mineral.

Excluyendo en los casos en los que los minerales conductivos tales como la pirita estén presentes en la formación, el volumen poroso de la mayoría de las rocas puede ser calculado a partir de las propiedades eléctricas.

La ecuación de Archie puede ser escrita en términos de conductividad:

$$C_t: (\phi w^m S_{wt}^n / a) * C_{we} \quad (3.48)$$

Donde:

a, m y n: representan los parámetros petrofísicos convencionales.

C_t : conductividad de la zona no invadida de la formación.

C_{we} . Conductividad equivalente del agua en los poros.

Note que la porosidad total y la saturación total se refieren al volumen poroso total, el cual incluye volúmenes de poros que están saturados con agua asociada a las arcillas y a agua connata. La conductividad equivalente del agua (C_{we}) está representado de la siguiente manera:

$$C_{we} = \frac{V_w \cdot C_w + V_{wb}}{V_w + V_{wb}} \quad (3.49)$$

Donde:

V_w Y V_{wb} : son los volúmenes de agua libre y agua asociada a la arcillas receptivamente y C_w y C_{wb} son sus conductividades.

En términos de saturación la ecuación anterior puede convertirse de la siguiente forma:

$$C_{we} : C_w + (S_{wb} / S_{wt}) (C_{wb} - C_w) \quad (3.50)$$

Donde:

S_{wb} : saturación de agua asociada a la arcilla.

La ecuación anterior describe la conductividad equivalente del agua como una función de la conductividad del agua de formación más la conductividad del agua asociada a la arcilla. La ecuación se convierte entonces de la siguiente forma:

$$C_{we} = \frac{\phi_w^m S_{wt}^n}{a} \left[C_w + \left(\frac{S_{wb}}{S_{wt}} \right) (C_{wb} - C_w) \right] \quad (3.51)$$

La porosidad y la saturación de agua de la arena, es decir, la formación limpia es obtenida mediante la resta al volumen poroso de la fracción de agua de arcilla. La ecuación para la porosidad efectiva es por lo tanto:

$$\phi: \phi_t (1 - S_{wb}) \quad (3.52)$$

Y la ecuación para la saturación de agua es dada como:

$$C_w: S_{wt} - S_{wb} / 1 - S_{wb} \quad (3.53)$$

Cuatro son los parámetros que deben ser determinados para lograr la evaluación de arenas arcillosas a través del modelo de Doble Agua (Corpoven, 1996):

- a. Resistividad (R_w) o conductividad (C_w) del agua connata movable.
- b. Resistividad (R_w) o conductividad (C_w) del agua asociada a la arcilla.
- c. Porosidad total (ϕ_t).
- d. Saturación de agua asociada a la arcilla (S_{wb}).

3.31 Modelos usados para el cálculo de permeabilidad

3.31.1 Modelo de permeabilidad por Kozeny (1927)

$$K: A_1 (\phi / S^2) \quad \text{o} \quad K: A_1 * \phi / S_p^2 \quad (3.54)$$

3.31.2 Modelo de permeabilidad modificado por Karman

$$K: A_1 (\phi^3 / S_0^2 (1 - \phi)^2) \quad (3.55)$$

Donde:

K: permeabilidad.

A_1 : Constante empírica, (constante de Kozeny).

S: Superficie por unidad de volumen (bulk volumen).

S_p : Superficie por unidad de volumen del espacio poral.

S_o : Superficie por unidad de volumen de material sólido.

3.31.3 Modelo de permeabilidad modificado por Tixier, 1949

$$K: C(a^* (2.3/\rho_w - \rho_o))^2 \quad (3.56)$$

$$a: (\Delta R / \Delta D)(1 / R_o) \quad (3.57)$$

$$K/20)^{1/2}: (2.3 / R_o (d_w - d_o) * (\Delta R / \Delta D)) \quad (3.58)$$

Donde:

K: permeabilidad.

C: Constante, normalmente alrededor de 20.

ΔR : Cambio de resistividad (ohm-m).

ΔD : Cambio en profundidad (ft) correspondiente a ΔR .

ρ_w : Densidad del agua de formación (gr/ cm³).

ρ_o : Densidad del hidrocarburo (gr/cm³).

Posteriormente al trabajo de Wyllie y Rose, Tixier desarrolló un modelo más simple, más usado que las ecuaciones antes descritas:

$$K^{1/2}: 250 (\Phi / S_{wi}) \quad (3.59)$$

Donde:

K: Permeabilidad (mD).

Φ : Porosidad.

S_{wi} : Saturación del Agua irreducible.

3.31.4 Modelo de Permeabilidad modificado por Wyllie & Rose, 1950

$$K: \text{Constante } [1/ P_c * F^{(2-1/m)} S_w] \quad (3.60)$$

Donde:

Constante: $(21.2) d^2 / t_s$.

K: Permeabilidad (mD).

P_c : Presión capilar (psi).

d: Tensión interfacial (dinas/cm).

t_s : Factor de forma de poro, entre 2.0 y 2.25.

Cuando la P_c es no obtenible (ausencia de un contacto agua- petróleo en el yacimiento), sugiere la siguiente correlación:

$$S_{wi}: C (1/ K^{1/2} F^{0.67}) + C' \quad (3.61)$$

Donde:

C: Constante de textura con dimensiones de longitud (que es de la forma $\Phi^3 / (1 - \Phi^2)$).

C' : constante adimensional relacionada al porcentaje de agua asociado a las arcillas en la roca yacimiento. Para arenas limpias $C' = 0$

3.31.5 Modelo de permeabilidad modificado por Sheffield, 1956

Ajustado para formaciones limpias:

$$K: 1/2F * (\Phi/1 - \Phi)^2 1/S_{wi}^2 \quad (3.62)$$

3.31.6 Modelo de permeabilidad modificado por Pirson, 1963

$$K: (850.000/\text{Gravedad API-3.5 depth, ft}) R_w^2 / FR_0 * R_{ti} \quad (3.63)$$

Donde:

K se obtiene directamente en Darcy. La ecuación no debe utilizarse para altas gravedades de crudo ($\text{API} > 40^\circ$) y para profundidades mayores a 6500 ft.

3.31.7 Modelo de permeabilidad modificado por Timur, 1968

$$K: 0.136 (\Phi^{1.26} / K^{0.35}) - 1 \quad (3.64)$$

Y para la Saturación de Agua irreducible:

$$K: 3.5 (\Phi^{1.26} / K^{0.35}) - 1 \quad (3.65)$$

3.31.8 Modelo de permeabilidad modificado por Coates & Dumanoir, 1974

$$K^{1/2}: (C/W^4) * (\Phi^{2w} / W^4 R_w / R_{ti}) \quad (3.66)$$

Donde:

$$C: 23 + 465 \rho_h - 188 \rho_h^2$$

$$W^2: (3.75 - \Phi) + 1 / 2.0 (\log_{10} (R_w / R_{ti}) + 2.2)^2$$

Con el apoyo de estudios de núcleos y de registros de estudios, adaptaron un exponente común, w , tanto para el exponente de saturación, n , y el exponente cementación, m .

Estas ecuaciones son válidas para ecuaciones limpias, yacimientos de petróleo con una densidad de petróleo igual a 0.8. Cuando la densidad es apreciablemente diferente a 0.8, las lecturas de registros de R_{ti} son multiplicadas, antes de entrar a la ecuación de w , por el siguiente factor de corrección dado por (Corpoven, 1996):

$$RT_{corr} / RT_{log}: 0.077 + 1.55 \rho_h - 0.627 \rho_h^3 \quad (3.67)$$

Donde:

A_1 : Constante kozeny.

F : Factor de Formación.

K : Permeabilidad.

P_c : Presión Capilar.

R_t : Resistividad de la formación.

R_{ti} : Resistividad de la formación a la saturación de agua irreducible.

S : Superficie por unidad de volumen (bula volumen).

S_p : Superficie por unidad de volumen del espacio poral.

S_o : Superficie por unidad de volumen de material sólido.

S_{wir} : Saturación de agua irreducible.

W : Exponente, w : n : m .

3.32 Toma y análisis de núcleo

Los objetivos de la toma de núcleo son traer muestras de la formación y sus fluidos porales directamente del subsuelo hasta la superficie, preservarlos y transportarlos hasta el laboratorio para su análisis. Los resultados de estos análisis proveen tanto al ingeniero como al geólogo información fundamental para la exploración, descripción y explotación del yacimiento (Corpoven, 1996).

3.32.1 Tipos de núcleos

Basado en la forma de su extracción, estas muestras estas muestras pueden ser de dos tipos:

3.32.1.1 Núcleos continuos

En la actualidad, existen muchas técnicas de muestreo disponible y la selección de estos depende de la disponibilidad de la herramienta misma, las características de la formación a ser muestreada y los objetivos del análisis de los núcleos. En general los núcleos pueden variar de 10 a 60 pies de longitud y de 1-1/4 a 6 pulgadas de diámetro, en formaciones consolidadas donde se usen mechas de diamante la longitud puede llegar hasta 30A pies por cada viaje.

3.32.1.2 Núcleos de pared

Son muestras que se toman en la pared del pozo a profundidades escogidas después de la perforación de éste. Se han usado hasta la fecha tres tipos de herramientas para tomar núcleos o muestras de pared. Triangular, a percusión y rotatorio.

3.32.2 Factores que afectan los núcleos

Hay dos factores principales responsables de que las muestras (núcleos) extraídas directamente de la formación no conservan su estado original, como son los deseos de todos los evaluadores de formaciones, estos factores son:

3.32.2.1 Invasión del filtrado del lodo

Cambia las saturaciones de los fluidos originalmente existentes en la formación, este cambio depende del tipo de fluido de perforación usado durante las operaciones de corte de estos núcleos como se observa en la siguiente (Tabla 3.1) (Corpoven, 1996).

Tabla 3.1 Invasión del filtrado del Lodo (Corpoven, 1996).

Fluido de Perforación	Filtrado	Agua	Hidrocarburo
Base de agua	Agua	Aumenta	Disminuye
Base de petróleo	Petróleo	Sin cambio	Reemplaza
Emulsión de Petróleo	Agua	Aumenta	Disminuye
Gas	Gas	Sin Cambio	Reemplaza
Aire	Desconocido	Desconocido	Disminuye

3.32.2.2 Reducción de la presión y la temperatura

Cuando se extraen las muestras del fondo del pozo a la superficie, éstas experimentan una gran reducción en la presión y en la temperatura de esta manera origina cambios en la tensión de la roca que afecta a las mediciones de las propiedades de la roca tales como: porosidad, permeabilidad, etc. (Corpoven, 1996).

3.33.3 Análisis de núcleos

Pueden ser simples, muy sofisticados o desde una descripción litológica detallada hasta unos análisis muy complicados con fines específicos, pasando por las mediciones convencionales de porosidad, saturaciones y permeabilidad (Corpoven, 1996).

3.33.3.1 Tipos análisis de núcleos

➤ Análisis petrofísicos (convencionales):

- a. Porosidad.
- b. Permeabilidad.
- c. Saturación de fluidos.
- d. Densidad de los granos.

➤ Análisis para estudios geológicos:

- a. Descripción litológica.
- b. Composición mineralógica.
- c. Análisis petrográficos distribución de los granos.
- d. Tamaños de los cuellos porales.
- e. Textura.

➤ Análisis especiales:

- a. Permeabilidad relativa.
- b. Presión capilar.
- c. Mojabilidad.

- d. Compresión de las rocas.
- e. Propiedades eléctricas de la formación para la determinación de las constantes a , m y n de la ecuación de Archie y la capacidad de intercambio de cationes (CEC) (Corpoven, 1996).

CAPÍTULO IV

METODOLOGÍA DE TRABAJO

4.1 Tipo de investigación

Según Arias, F. (2006) La Investigación Científica “es un proceso metódico y sistemático dirigido a la solución de problemas o preguntas científicas, mediante la producción de nuevos conocimientos, los cuales constituyen la solución o respuesta a tales interrogantes”.

Así mismo Arias, F (2006) define que “el nivel de la investigación se refiere al grado de profundidad con que se aborda un fenómeno u objeto de estudio; clasificando este nivel como Exploratorio, Descriptivo y Explicativo”.

Por su parte Hurtado, J. (2012) Explica que la investigación descriptiva “tiene como objetivo la descripción precisa de un evento estudiado. Este tipo de investigación se asocia al diagnóstico con el propósito de exponer el evento estudiado haciendo una enumeración detallada de sus características”.

Igualmente Tamayo, M. y Tamayo, C. (1997), refiere a las investigaciones descriptivas “como el registro, análisis e interpretación de la naturaleza actual y la composición o proceso de los fenómenos; trabajando así sobre realidades de hecho y su característica fundamental es la de presentar una información correcta”.

En este orden de ideas, en la presente investigación se pretende realizar análisis e interpretaciones de registros de pozo, a través de los modelos de arcillosidad, modelo de porosidad, modelo de saturación, modelo de permeabilidad cálculo de los contactos de fluidos, generación de los sumario, con el fin de generar sumarios para

el cálculo de reservas del área establecida, por ende corresponde a una investigación analítico- explicativa.

4.2 Diseño de la investigación

Hurtado, J. (2012) explica que el diseño de la investigación “hace explícitos los aspectos operativos de la misma. Esta alude a las decisiones que se toman en cuanto al proceso de recolección de datos que permitan al investigador lograr la validez interna de la investigación, es decir, tener un alto grado de confianza de que sus conclusiones no son erradas”.

Por su parte Arias, F. (2006) señala que la investigación de campo o diseño de campo “es aquella que consiste en la recolección de datos directamente de los sujetos investigados, o de la realidad donde ocurren los hechos (datos primarios), sin manipular o controlar variable alguna, es decir, el investigador obtiene la información pero no altera las condiciones existentes. De allí su carácter de investigación no experimental”.

Según Sabino, C. (en Arias, F 2006), incluye en los diseños de campo los siguientes: a) Encuestas, b) panel, c) estudios de casos Ex post facto; donde define al último como hechos que buscan establecer las causas que produjeron un hecho, lógicamente, después que han ocurrido. Por lo tanto, no existe manipulación de la causa o variable independiente.

En esta presente investigación de acuerdo con los objetivos establecidos, se ubicó en un diseño de campo no experimental- post facto, debido a que se analizaron registros de pozos a fin de generar los modelos de permeabilidad, modelo de porosidad, modelos de saturación y finalmente un modelo de arcillosidad tomando

como caso a la EM Petromacareo S.A. y EM Petrourica S.A. del Campo Iguana-Zuata pertenecientes a la Faja Petrolífera del Orinoco.

4.3 Población

Tamayo y Tamayo, M. (1997) en su libro Metodología de la investigación acotan que una población “está determinada por sus características definitorias. Por lo tanto, el conjunto de elementos que posea estas características se denomina población o universo. Población es la totalidad del fenómeno a estudiar, donde las unidades de población poseen características en común, la que se estudia y da origen a los datos de investigación”.

Hurtado, J. (2012), señala que “el conjunto de seres que poseen la característica o evento a estudiar y que se enmarcan dentro de los criterios de inclusión conforman la población.”

Atendiendo estas consideraciones, la presente investigación estará constituida por una población de 33 pozos comprendidos entre EM Petromacareo S.A. y EM Petrourica S.A. pertenecientes al Campo Iguana-Zuata de la Faja Petrolífera del Orinoco.

4.4 Muestra

La muestra “es un subconjunto de la población accesible”. (Arias, F. 2006). También define el muestreo no probabilístico “como el procedimiento en el que se desconoce la probabilidad que tienen los elementos de la población para integrar la muestra. Este se clasifica en: a) muestreo casual, b) muestreo intencional y c) muestreo por cuotas”.

Adicionalmente Arias, F. (2006) explica que en el muestreo intencional “los elementos son escogidos con base a criterios o juicios preestablecidos por el investigador”.

En esta investigación la muestra está constituida por los 33 pozos de las EM Petromacareo S.A. y Petrourica S.A.; se hizo énfasis en el pozo IZZ0232, el cual posee núcleo y las características para la elaboración del modelo petrofísico en toda el área.

4.5 Metodología de trabajo

El estudio se basó en el análisis de 33 pozos verticales, de los cuales 33 cuentan con registro de resistividad y de densidad, que para efectos de estudio denominaremos “pozos control” y 1 pozo control que presenta análisis convencionales y especiales de núcleo que es definido como “pozo clave”, con la finalidad de alcanzar los objetivos planteados.

Para concretar los objetivos planteados en este trabajo, se desarrolló una metodología firmemente estructurada, con la finalidad de seguir un esquema de trabajo que permitiera obtener los mejores resultados en el menor tiempo posible. La metodología empleada para llevar a cabo el presente estudio se ilustra en el Flujograma de la (Figura 4.1).

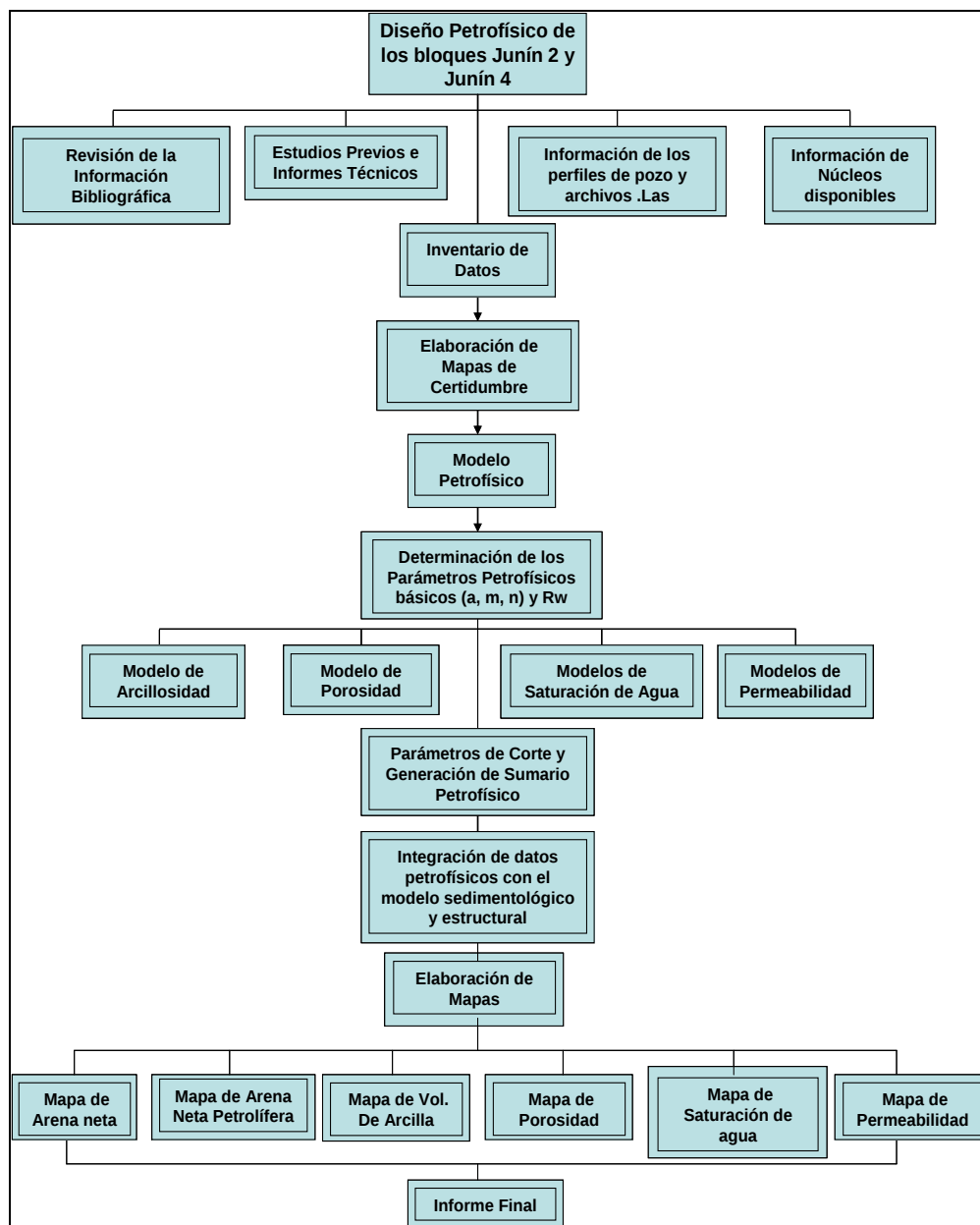


Figura 4.1 Etapas o flujograma de las actividades cumplidas durante el trabajo.

4.6 Preparación de datos

En esta etapa se procederá a revisar y recopilar toda la información necesaria, relacionada con el tema de estudio, como: tesis, trabajos realizados, páginas web, los cuales serán necesarios para adquirir conocimientos previos que será de gran utilidad para el desarrollo del proyecto. También se recolectará todos los datos e información relacionada con el estudio, esto se realizará mediante la revisión de las carpetas de pozos, registros de pozos, historia de producción de los pozos, información geológica y estratigráfica del campo a través del uso de software como petrel, sigemap, interactive petrophysics; con el objetivo de visualizar la problemática y conocer el área de estudio.

4.7 Clasificación de los datos

La primera fase en la caracterización petrofísica es realizar un inventario de la información disponible, lo cual es necesario para cumplir con los objetivos establecidos para el estudio.

1. Se establecen los pozos claves, siendo este los que poseen análisis de estudios convencionales o especiales, registros eléctricos, sínicos o de porosidad (densidad- neutrón). A partir de los mismos se establecerán y ajustarán los parámetros petrofísicos tales como coeficiente de tortuosidad (a), Factor de cementación (m) y Exponente de Saturación (n), Densidad de la matriz, etc. El pozo clave para los bloques Junín 2 y Junín 4 formado por las arenas AB y AB1 es el IZZ-0232
2. El resto de los demás pozos en el área de estudio, se clasifican como pozo control, y son definidos como aquellos que poseen registros convencionales como Rayos Gamma (GR) y Potencial Espontáneo (SP), “laterolog doble”

(DLL), en donde se obtiene resistividad media o somera (LLS) y profunda (LLD), densidad de formación (RHOB), Neutrón y calibre de hoyo (CALI).

4.8 Creación de una base de datos

Luego de establecer toda la información obtenida de cada uno de los pozos se procedió a construir una base de datos (Apéndice A) para las arenas de interés AB Y AB1 de la Formación Oficina Inferior, constituida por:

1. Nombre de los perfiles obtenidos en cada uno de los pozos.
2. Topes y bases en TVD Y TVDSS de las arenas de interés, valores de la elevación de la mesa rotaria (EMR), elevación del terreno, fecha del registro, coordenadas de superficie, coordenadas del punto horizontal del pozo (en el caso de los pozos horizontales), coordenadas de fondo; así como también información del lodo en cuanto a su viscosidad y densidad, resistividad del lodo, resistividad del revoque, resistividad del filtrado del lodo y sus temperaturas, tamaño del hoyo y profundidad promedio en TVD.
3. Datos de producción.

4.9 Control de la calidad de la información

Consistió en realizar las correcciones de profundidad de los perfiles de pozos con la finalidad de que las respuestas de los diferentes registros se encuentren en la misma profundidad, se harán también correcciones de profundidad núcleos-perfil con el objeto de tener como referencia los datos de núcleo con los registros corridos en ese pozo, luego se realizarán las correcciones ambientales de los perfiles de pozos ya que estos sufren de alguna manera efectos ambientales, tales como: temperatura,

salinidad del filtrado, invasión, diámetro del pozo, densidad del lodo espesor de la capa, etc.

Teniendo recolectada toda la información disponible, se procedió a la validación de las curvas, realizando las correcciones al ser comparadas con la información de papel.

Para cumplir con este objetivo, se diseña un *template* en el programa (Interactive Petrophysics), basándose en el número de *track* o carriles que contiene el registro, donde generalmente se constituye por cuatro o más carriles, empezando del 1 al 4, de izquierda a derecha:

En el *Track 1*: se cargan las curvas que describen litología como los rayos gamma (GR) o potencial espontáneo (SP). Adicionalmente, se presentan las curvas de diámetro de la mecha (BS) y diámetro del hoyo (Caliper), siendo esta última útil para visualizar los derrumbes del hoyo.

En el *Track 2*: se encuentran las profundidades del registro en pie, así como los marcadores estratigráficos del pozo, siendo los mismos necesarios para su posterior identificación.

En el *Track 3*: se despliegan las curvas de resistividad somera (Rs), resistividad profunda (Rd) y resistividad mediana.

En el *Track 4*: en este último carril se ubican las curvas para el cálculo de la porosidad, especialmente la curva de densidad (RHBO), Neutrón (NPHI) y Sónico (DT).

4.10 Validación de la información

Después de recolectar toda la información disponible se procedió a la validación de las curvas efectuando las correcciones pertinentes a las que presentaron problema, de igual forma, se validó la información de núcleos y la de la sección de la Formación Oficina Inferior.

El proceso de validación de la información comprende una serie de pasos los cuales son necesarios para poder realizar un estudio donde los datos que se estén utilizando sean confiables, en este proceso de validación los podemos describir a continuación:

4.10.1 Edición de perfiles

Se verifica la correspondencia de cada curva en profundidad y se compara esta con los registros en papel e imágenes en digital, haciendo referencia al perfil de resistividad, por ser este el primer perfil corrido dentro del pozo y por presentar menos problemas al momento de su medición; luego se efectúa las correcciones ambientales necesarias por efectos de hoyo, temperatura, capa, etc.; si así lo requieren los datos disponibles.

4.10.2 Correcciones ambientales

Se utilizó el programa Interactive Petrophysics, el cual contiene las ecuaciones de cada compañía que perfiló en el área, entre ellas Schlumberger, Baker Atlas y Sperry Sun. Antes de emplear los registros en el estudio, deben ser corregidos por efectos como temperatura, salinidad del filtrado, invasión, diámetro de pozo, densidad del lodo, espesor de la capa, presión etc. (Figura 4.2).

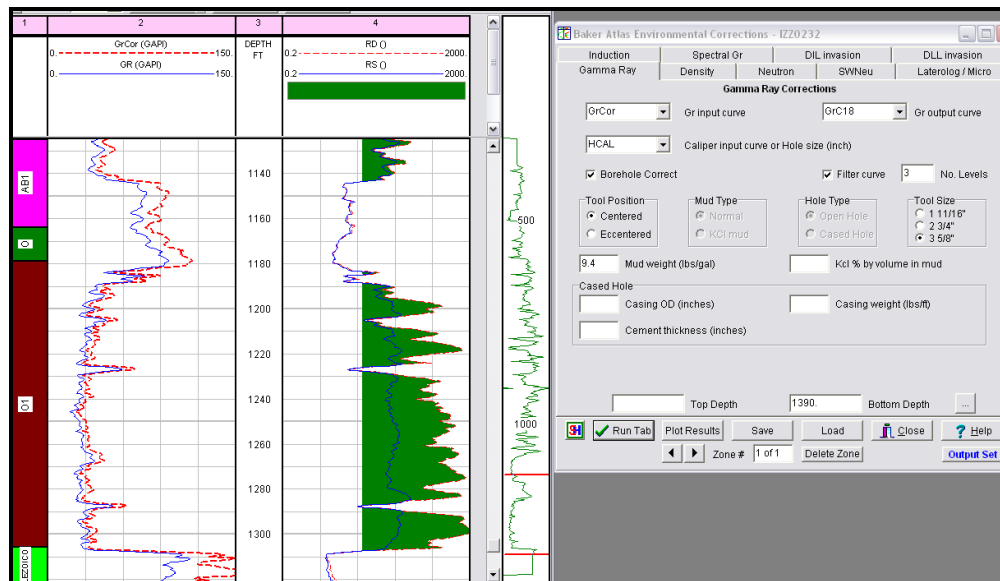


Figura 4.2 Corrección ambiental del pozo IZZ-232 (Programa Interactive petrophysics).

4.10.3 Normalización de los perfiles

La normalización de las curvas tuvo como finalidad principal, reducir la distorsión en los registros causada por distintos factores, tales como diseño de las herramientas, tipo de lodo, técnicas de adquisición, calibraciones, etc. Esto es de suma importancia si se quiere hacer un análisis multipozo y si el modelaje petrofísico está basado en programas probabilísticos y determinísticos. En esta etapa como paso previo se procedió a la normalización de las curvas de frecuencia acumulada de los pozos del yacimiento utilizando la curva rayos gamma de todos los pozos verticales del área, tomando como referencia la curva core gamma ya calibrada del pozo con núcleo y así eliminar las distorsiones en los demás registros los registros verticales. Estas fueron divididas en 2 zonas: AB, AB1 pertenecientes a las Arenas Basales de la Formación Oficina Inferior.

A cada área se estudió independientemente, específicamente por el patrón litológico y estructural que las afecta.

Posteriormente se procedió al estudio de cada zona. En cada zona se graficaron sus correspondientes curvas de frecuencia acumuladas, pudiendo así observar cada una de ellas e identificar las curvas que necesitan ser normalizadas.

Como resultado de este trabajo, se obtuvo todas las curvas de los pozos verticales corregidas en profundidades y con sus nombres homologados, como se observa en la Tabla 4.1.

Tabla 4.1 Homologación de los nombres de las curvas con el resto de los perfiles (Programa Interactive Petrophysics).

Nombres Homologados.	Significado
RD	Resistividad Profunda
RM	Resistividad Media
RS	Resistividad Somera
GR	Gamma Ray
DT	Sónico
CALI	Caliper Corregido y en profundidad
THOR	Curva espectral de torio corregido y en profundidad
URAN	Curva espectral de uranio corregido y en profundidad
POTA	Curva espectral de potasio corregido y en profundidad
SP	Potencial espontáneo
NPHI	Neutrón original registrado
RHOB	Densidad original registrado
Pe	Factor Foto Electrico

4.11 Validación de Datos

Se realizó un proceso de validación y certificación de los datos en formato digital de los análisis convencionales y especiales, estableciendo un rango de tendencia de las medidas realizadas.

Se analizaron los análisis físico-químico de acuerdo a una serie de factores de los cuales permiten validar la muestra, tales como: fecha en que se tomó la muestra, y que dichas muestras se encuentren balanceadas iónicamente ($\Sigma\text{meq/L aniones} = \Sigma\text{meq/L Cationes}$).

4.12 Validación de la correlación

Se procedió a validar la correlación con los registros disponibles tanto en papel como en archivo .las y digital, verificando con los topes de Magna Reserva (profundidades).

4.13 Información de los perfiles de pozos

En cuanto a la información de perfiles disponibles, los pozos del bloque Junín 2 y Junín 4 cuentan con un juego de perfiles aceptable, sin embargo los pozos viejos la información de perfiles es pobre lo cual trae como consecuencia ciertas limitaciones en cuanto a interpretación y precisión.

4.14 Núcleos disponibles en el área

En el Proyecto Orinoco Magna Reserva se tomaron 3 núcleos convencionales pertenecientes a los pozos IZZ232, IZZ0222 e IZZ0221 en toda el área de Junín, para este estudio se tomará nada más el núcleo del pozo IZZ232; el cual corresponde al área bajo estudio del bloque Junín 4. El bloque Junín 2 no posee núcleo (Figura 4.3).

porosidad y permeabilidad absoluta, con las cuales se realiza la correlación núcleo-perfil.

Para la realización del presente estudio petrofísico se obtuvo información de un solo pozo con núcleo, IZZ0232; el cual se le hizo una descripción a detalle un total de 338' y se encuentra disponible en la nucleoteca El Chaure (Pdvsa) (Figura 4.4).

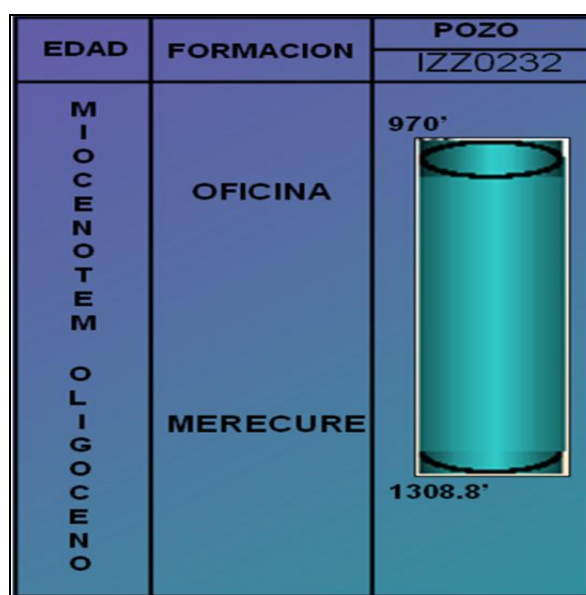


Figura 4.4 Núcleo IZZ0232 bloque Junín 4.

4.17 Información Sedimentológica

Para este estudio se contó con la descripción detallada del pozo con núcleos, tanto petrográficamente tanto los eventos de deposición de las arenas de los bloques. Además se tomó la información del proyecto Magna Reservas (2007), y la tesis de Ladino (2013), que presenta los procesos diagenéticos de las Arenas Basales de la Formación Oficina Inferior.

4.28 Mapa de Certidumbre

Con el objetivo de conocer la distribución areal de la información disponible para el estudio, se elaboró un mapa de certidumbre para ambos bloques, con los cuales se puede ilustrar mejor a la información y detectar las áreas con mayor y menor certidumbre de información básica para el desarrollo del modelo petrofísico.

Se clasificó la información en 2 grupos: perfiles y núcleos; cada uno representando un porcentaje de la certidumbre total.

El punto final de esta metodología de trabajo es evaluar y proponer condiciones que mejoren el nivel de certidumbre para el área de estudio con el fin de aumentar el grado de confiabilidad del modelo petrofísico desarrollado.

4.19 Análisis de los datos recopilados

Se cargó toda la información de las curvas existentes de los pozos a estudiar, las cuales se validaron, normalizaron y certificaron como se expuso anteriormente los pozos se analizaron según su información o curvas registradas, disponiendo de los análisis convencionales, especiales de núcleo y descripción sedimentológica, que sirvieran para establecer y ajustar los parámetros petrofísicos tales como factor de cementación (m), exponente de saturación (n) y coeficiente de tortuosidad (a), densidad de la matriz (ρ_{ma}), volumen de arcilla (V_{sh}), entre otros que fueron utilizados para la correlación núcleo-perfil y otros estudios.

4.20 Determinación de los parámetros petrofísicos

Para una evaluación cuantitativa de los perfiles de pozos es necesario conocer los parámetros petrofísicos de la formación dichas propiedades son: Resistividad del agua de formación (R_w), Densidad de matriz de formación (ρ), Exponente de Saturación (n), Exponente de cementación (m) y Capacidad de intercambio catiónico por unidad de volumen poroso. En aquellas zonas donde no se poseen núcleos es factible utilizar otros métodos (analíticos y gráficos) para calcular los parámetros petrofísicos a , m y n .

4.21 Métodos alternos para la determinación de parámetros petrofísicos

4.21.1 Densidad de matriz de la formación (ρ_{ma})

Para calcular la densidad de matriz de la formación, se realizan histogramas de frecuencia con los valores de densidad de grano. Del análisis de densidad de dichos histogramas, se determina el valor más representativo de la densidad de la matriz (ρ_{ma}).

En caso de no existir núcleos o que estos no sean adecuados, se procede a obtener los parámetros con otros métodos alternos.

4.21.2 Exponente de cementación (m)

Se grafica en escala log-log los valores de R_t contra $Phie$; conocido R_w y asumiendo la constante de Archie a : 1.0, se traza una recta por la mayor concentración de puntos, partiendo de a : 1.0 R_t : R_w , la pendiente de dicha recta dará como resultado el valor de factor de cementación. La fórmula matemática que rige este método es a partir de la ecuación de Archie:

$$S_w^n = a \cdot R_w^n / \Phi^m \cdot R_t \quad (4.1)$$

Donde:

S_w : 1.

a : 1.

R_w : conocido.

4.21.3 Coeficiente de tortuosidad (a)

Basándose en las experiencias de aceptación general se utilizaran los siguientes valores empíricos, para formaciones duras: a : 1, para areniscas: a : 0,62 o a : 0,81 dependiendo del área de trabajo.

4.21.4 Exponente de saturación (n)

Se asume un valor de n : 2, basados en los experimentos realizados por Archie.

4.21.5 Estimación de la resistividad del agua de formación (R_w)

El valor de la resistividad del agua de formación es muy importante en la determinación de la saturación de agua. Varía de una zona a otra, sobre toda para cada área del campo. Dicha variación está relacionada con la salinidad y las características geológicas del área que se evalúa, para determinar el valor de la resistividad del agua de formación (R_w) puede trabajarse de diferentes maneras dependiendo de la información que se disponga para este caso de determino mediante el método SSP. A continuación se describe el procedimiento para cada método:

4.21.5.1 Análisis fisicoquímico de una muestra representativa de agua

A partir de un análisis físico/químico de una muestra de agua representativa se puede determinar la resistividad del agua de formación y los análisis cuantitativos. Los análisis cuantitativos de agua de formación, pueden presentarse de diversas formas, deben expresar tanto la concentración total como la concentración de cada una de las sales disueltas o cada uno de los iones presentes en la solución. Los valores se expresan frecuentemente en partes por millón, sin embargo, también pueden ser expresados:

1. Gramos o mililitros por litro (mg/lt).
2. Porcentaje por peso (1%= 10.000 ppm).
3. Porcentaje de miliequivalente por litro (%meq).

El método consiste en reducir la composición química de la muestra de agua equivalente de cloruro de sodio (NaCl)

Existe un método desarrollado por The atlantic Refining CO, en el cual las partes por millón de cada ión (ppm) se reducen a una salinidad equivalente de cloruro de sodio (NaCl) por medio de unos factores de conversión o factores Dunlap. Estos factores se determinan del gráfico Gen 8 Figura 4.5 de Schlumberger a partir de la concentración total de sólidos. Esta concentración es la sumatoria de todas las concentraciones (ppm) de los iones presentes en el análisis fisicoquímico de la muestra.

Concentración total = $\Sigma(\text{ppm}/\text{ión})_i$

Totales de sólidos $i: 1$

Para obtener la salinidad total equivalente en cloruro de sodio, las partes por millón de cada ión se multiplica por su factor de conversión correspondiente y los productos se suman.

Salinidad total equivalente de cloruro de sodio = $\Sigma(\text{ppm}/\text{ión} * f_{\text{convi}})$.

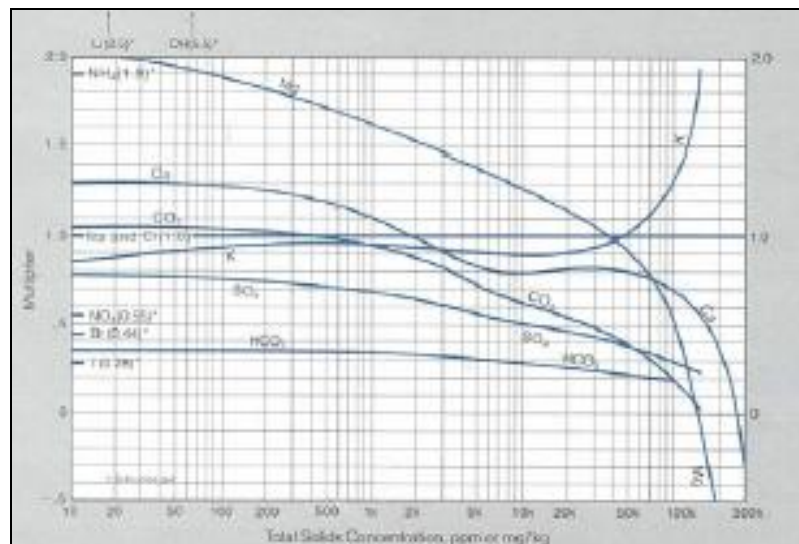


Figura 4.5 Gráfico Gen 8 (Schlumberger, 1997).

Para obtener la resistividad del agua de formación se lleva el valor de la salinidad total equivalente de cloruro de sodio y la temperatura a la cual se desea el resultado al gráfico Gen-9 Schlumberger (Figura 4.6).

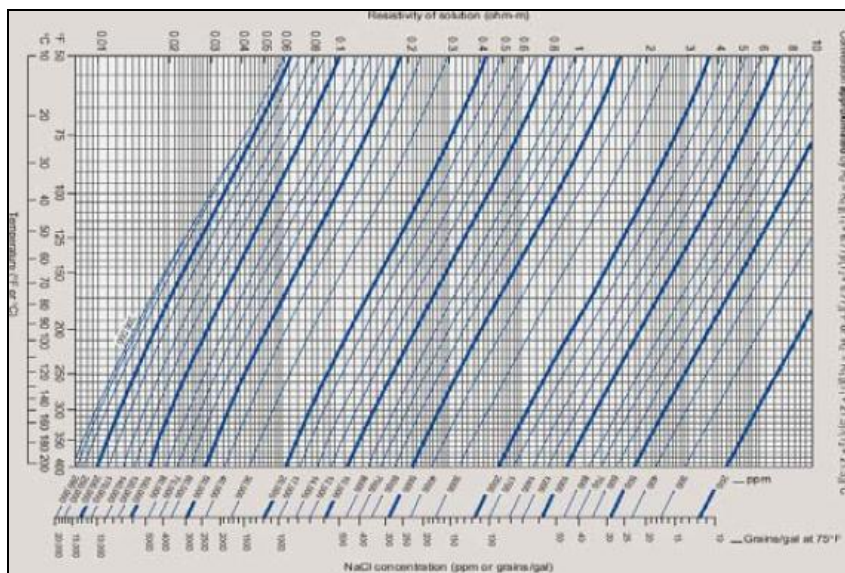


Figura 4.6 Gráfico Gen 9 (Schlumberger, 1997).

4.21.5.2 Método de potencial espontáneo (SP)

Para este estudio el cálculo de la resistividad del agua de formación se hizo mediante el método de potencial espontáneo (SP) calculado en varias arenas representativas y haciendo un promedio de estas.

4.22 Procedimiento para la calibración núcleos-perfil

El objetivo de la calibración núcleo- perfil es extrapolar los datos obtenidos del núcleo, al resto de los pozos del área, a través de los perfiles de los pozos. Se realizó la calibración buscando la información de los perfiles de rayos gamma tomados en superficie (Core Gamma), donde se comparó y se ajustó en profundidad con la curva de Rayos Gamma (GR) corrida en el pozo, refiriendo todos los resultados de los análisis provenientes del núcleo a la profundidad ajustada, depurando así los datos del núcleo mediante la elaboración de gráficos adecuados para detectar valores bien sea por selección o metodología.

4.23 Determinación de los modelos petrofísicos

El establecimiento de los modelos petrofísicos es de suma importancia, ya que estos nos definen cuáles son las ecuaciones o modelos que se ajusta más a las condiciones de las arenas en estudio y como consecuencia con los que serán evaluados los pozos pertenecientes al proyecto.

4.23.1 Cálculo del modelo de arcillosidad

Existen diferentes modelos para la estimación de volumen de arcilla tales como: lineal, Larionav, Clavier y Stiber; los cuales deben ser validados con análisis de Difracción de rayos X u otros análisis petrográficos, que puedan aportar información sobre el modelo de arcilla. De esta forma se procede a determinar el índice de arcillosidad y el volumen de arcilla utilizando los modelos de arcillosidad mencionados, seleccionando como modelo a utilizar, aquel que más se ajuste a los volúmenes de arcilla reportados por el laboratorio.

$$I_{sh} = V_{sh} = \frac{(GR - GR_{min})}{(GR_{max} - GR_{min})} \quad (4.2)$$

Donde el GR es el perfil de rayos gamma, GRsh indica la lectura de los rayos gamma en la lutita más representativa de la formación y GRcl la lectura del perfil en la arena más limpia.

4.23.1.1 Modelos de Arcillosidad

➤ Lineal:

$$V_{sh} = I_{sh} \quad (4.3)$$

➤ Clavier:

$$V_{sh} = 1.7 - (3.38 - (I_{sh} + 0.7)^2)^{2/3} \quad (4.4)$$

➤ Stieber:

$$V_{sh} = I_{sh} / (3 - 2 * I_{sh}) \quad (4.5)$$

➤ Larionov:

$$V_{sh} = 2^{2.37 * I_{sh}} - 1 / 2^{2.37} - 1 \quad (4.6)$$

4.23.2 Modelo de Porosidad

En esta etapa se procedió a calcular la porosidad, utilizando todos los registros de porosidad disponibles (Densidad, Neutrón, Sónico, entre otros) y se compara la porosidad proveniente del núcleo con las obtenidas de los perfiles; si existe cotejo se procede a establecer el modelos de porosidad; en caso de lo contrario se revisa los parámetros utilizados y la normalización de las curvas, se recalcula la porosidad de perfiles y se establece el modelo de porosidad en todos los pozos de ambos bloques.

4.23.2.1 Modelos de porosidad

➤ Densidad:

$$\Phi_D = (\rho_{ma} - \rho_b) / (\rho_{ma} - \rho_f) \quad (4.7)$$

➤ Sónico:

$$\Phi_S = (\Delta_t - \Delta_{tma} / \Delta_{tf} - \Delta_{tma}) / (1/C_D) \quad (4.8)$$

➤ Neutrón:

$$\Phi = \Phi_N = \Phi_{SNP} \quad \Phi = \Phi_N = \Phi_{CNL} \quad (4.9)$$

En caso de presentar combinaciones de registros

➤ Densidad- Neutrón:

$$\Phi = (\Phi_N * \Phi_{Dsh} - \Phi_D * \Phi_{Nsh}) / (\Phi_{Dsh} - \Phi_{Nsh}) \quad (4.10)$$

➤ Densidad- Sónico:

$$\Phi = (\Phi_S * \Phi_{Dsh} - \Phi_D * \Phi_{Ssh}) / (\Phi_{Dsh} - \Phi_{Ssh}) \quad (4.11)$$

➤ Sónico- Neutrón:

$$\Phi = (\Phi_S * \Phi_{Nsh} - \Phi_N * \Phi_{Ssh}) / (\Phi_{Nsh} - \Phi_{Ssh}) \quad (4.12)$$

Donde:

ρ_{ma} : densidad de la Matriz de la formación (gr/cc).

ρ_b : densidad volumétrica de la formación leída en el perfil.

ρ_f : densidad del fluido a base de agua igual 1 gr/cc.

R_o : resistividad de la formación saturada 100% de agua (ohm-m).

Φ_D : porosidad directa del registro de densidad (fracción).

Φ_N : porosidad directa del registro neutrón (fracción).

Φ_S : porosidad directa del registro sónico (fracción).

Finalmente, para el cálculo de la porosidad efectiva (Φ_e) existen dos modelos:

$$\Phi_e = \Phi_{total} (1 - V_{sh}) \quad (4.13)$$

$$\Phi_e = \Phi_{total} (\Phi_{vsh} * V_{sh}) \quad (4.14)$$

Donde:

Φ_{vsh} : porosidad (corregida por arcilla de formación).

Φ_{Total} : porosidad total calculada por el registro disponible (densidad, sónico o neutrón)

4.23.2.2 Generación del RHOB (registro de Densidad) sintético

De la revisión realizada pozo a pozo se observó la falta de curvas o perfiles de densidad de RHOB (Densidad) en algunos pozos, teniendo que generar la curva de Psudo-densidad, en algunos pozos que no la tenían. Para esto se procedió generando gráficos cruzados con las curvas RHOB vs las curvas de volumen de arcilla

calculadas (VCL) como se observa en la Figura 4.7 mediante un algoritmo matemático creado a partir de la curva de densidad de los pozos que sí poseían este registro (pozo Control) para extenderlo a los pozos mas cercanos.

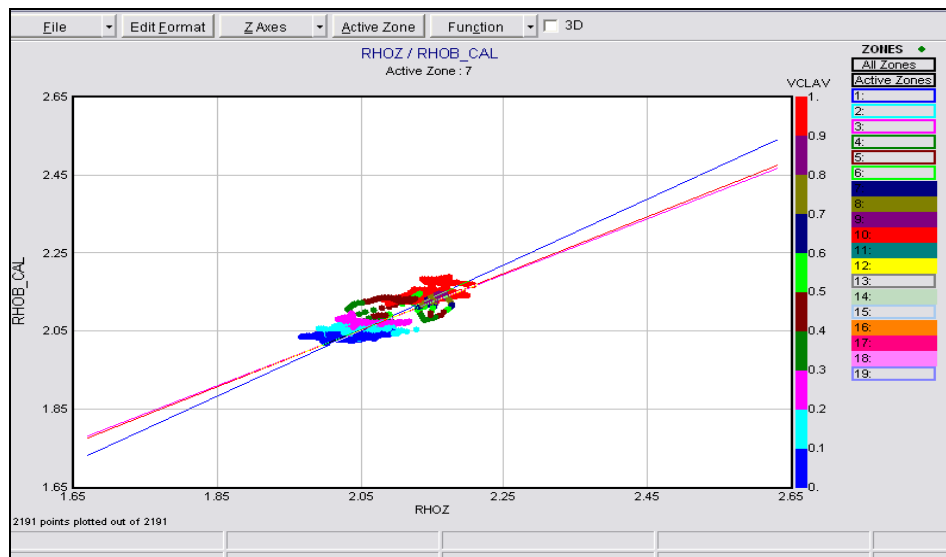


Figura 4.7 Cross plot entre las curvas RHOB Y curvas GR de los arenas AB yAB1 (Programa Interactive Petrophysics).

En la Figura 4.8 se muestra ella diferencia que relaciona las curvas de densidad (RHOZ_CAL) con el volumen de arcilla calculado del pozo con núcleo IZZ 0232.

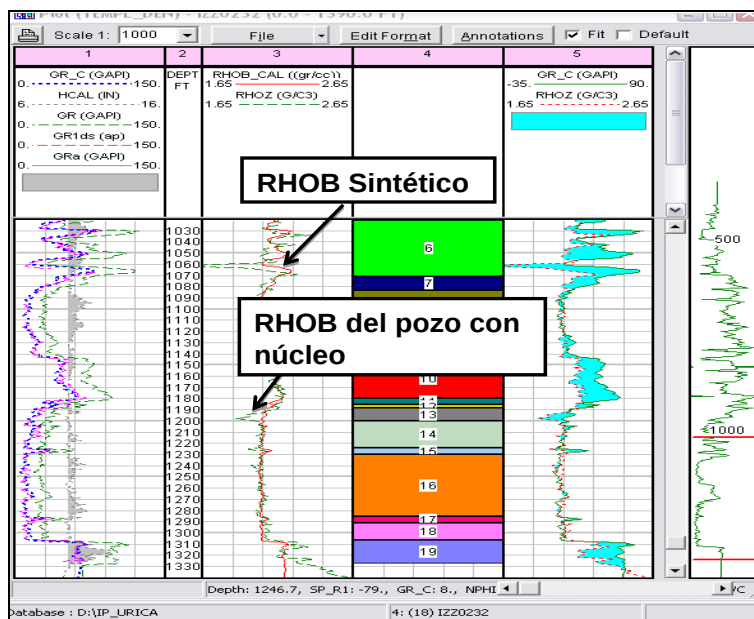


Figura 4.8 Diferencia entre la curva calculada (RHOB sintético) y RHOB del pozo con núcleo IZZ0232.

4.23.3 Modelo de permeabilidad

Debido a que la permeabilidad es una propiedad que no es posible determinar directamente de registros, la estimación de la misma debe hacer aplicando herramientas gráficas que permitan relacionar esta propiedad, medida en el núcleo, con otra propiedades fácilmente calculable con registros o utilizando ecuaciones empíricas y seleccionando al que mejor se ajuste a las condiciones del área en estudio.

Entre ecuaciones empírica existentes tenemos:

1. Permeabilidad del Lago:

$$K: 84138 * \Phi^{4.30179} / \Phi * S_{wi} \quad (4.15)$$

2. Permeabilidad de Timur:

$$K: (100 * \Phi^{2.25} / S_{wi})^2 \quad (4.16)$$

3. Permeabilidad de Tixier:

$$K^{1/2}: 250 * \Phi^{4.4} / S_{wir}^2 \quad (4.17)$$

Donde:

Φ : Porosidad (Fracción).

S_{wi} : Saturación de Agua Irreductible.

4.23.4 Cálculo de la saturación de agua

Para el cálculo de la saturación de agua (S_w) fueron utilizados los diferentes modelos existentes: Simandoux, Waxman Smits, Doble agua, Archie (arenas limpias) etc. Las cuales se compararon o cotejaron con los resultados del proyecto Orinoco Magna Reserva.

Las ecuaciones que aplica cada uno de los modelos se muestran a continuación:

4.23.4.1 Ecuación de Archie

$$S_w^n = \frac{a R_w}{\phi^m R_t} \quad (4.18)$$

4.23.4.2 Ecuación de Simandoux

$$S_w = \left[\left(\frac{a \times R_w}{\phi_e^m \times R_t} \right) + \left(\frac{a \times R_w \times V_{sh}}{2 \times \phi_e^m \times R_{sh}} \right)^2 \right]^{\frac{1}{n}} - \left[\left(\frac{a \times R_w \times V_{sh}}{2 \times \phi_e^m \times R_{sh}} \right) \right] \quad (4.19)$$

4.23.4.3 Ecuación de Waxman- Smits

$$S_w^{-n^*} = R_t \frac{(1 + R_w B Q_v / S_w)}{\phi_t^{-m^*} R_w} \quad (4.20)$$

Donde:

a: coeficiente de tortuosidad (adimensional).

m: factor de cementación (adimensional).

n: exponente de saturación (adimensional).

Q_v : capacidad e intercambio catiónico.

R_{sh} : Resistividad de la arcilla (ohm-m).

V_{sh} : volumen de la arcilla (porcentaje).

R_w : Resistividad del agua de formación (ohm-m).

S_w : Saturación de agua (porcentaje).

S_{wi} : Saturación de agua irreducible (porcentaje).

Por otra parte para validar el modelo, como el más representativo, se procede a graficar los resultados de cada uno (R_t vs S_w) y se compara S_{wi} con el obtenido a través de los datos generados por el proyecto Orinoco Magna Reserva y pruebas de producción de los pozos IZZ-0042, IZZ-0091, IZZ0092, IZZ-0095, siendo estos los pozos más viejos en el área de estudio e IJ2-0001 e IJ2-0002.

4.24 Determinación de contactos originales

Para la determinación del C.A.P.O (contacto agua-petróleo) fueron observados todos los pozos que hayan penetrado los bloques Junín 2 y Junín 4, para verificar si alguno de ellos presenta dicho contacto en las arenas de interés (AB y AB1), dando como resultado la ausencia de dicho contacto.

4.25 Técnica de evaluación petrofísica

4.25.1 Determinación de los valores límites de parámetros petrofísicos

Son los valores límites para los cuales la explotación del yacimiento es económicamente rentable, y además la fase de petróleo es predominante, los parámetros en consideración son los siguientes:

1. Saturación de agua de corte (S_{wc}).
2. Volumen de arcilla de corte (V_{sh}).
3. Resistividad de la arcilla de corte (R_{shc}).
4. Porosidad de la arcilla de Corte (Φ_c).
5. Permeabilidad de corte (K_c).

El procedimiento seguido es el siguiente:

1. Determinación del valor de saturación de agua irreducible: este valor se puede obtener a partir de los análisis especiales de núcleo; sin embargo en

caso de no poseer análisis especiales, se puede determinar empleando el gráfico *cross-plot* para los pozos perforados de Resistividad (eje Y), Saturación (eje X) y el volumen de arcilla (V_{sh}), tomando la asintota al eje Y para determinar el valor de S_{wi} y la asintota al eje X para determinar la resistividad del agua de corte.

2. Posteriormente se incluyen el resto de los pozos en el área, tomando el punto donde la curva se vuelve asintótica al eje x en los gráficos *cross-plot* para determinar el valor de la saturación de agua de corte.
3. Se genera el *cross-plot* volumen de arcilla vs. saturación de agua y a partir de la recta generada de la intersección de la saturación de agua irreducible, se obtiene el valor de volumen de arcilla corte (V_{shc}) con el valor de saturación de agua de corte (S_{wc})
4. La porosidad se elaboran graficas de *cross-plot* entre los valores de saturación de agua y la porosidad; dando el valor de porosidad de corte donde se comience a ser asintótica la curva en el eje de las accisas.
5. Se generan las gráficas *cross-plot* entres los valores de permeabilidad (K) contra los valores de porosidad (Φ), siguiendo los procedimientos anteriores se genera así el valor de corte de permeabilidad.

4.26 Realización de los mapas de isopropiedades

Los mapas de isopropiedades se realizaron a mano con los datos arrojados del sumario petrofísico de los bloques Junín 2 y Junín 4, y luego digitalizados a partir de la aplicación sigemap y coloreados con la herramienta *microsoft power point*.

Se realizaron mapas isópaco estructurales de Arena neta (AN) y Arena neta petrolífera (ANP), posteriormente los mapas de isopropiedades como: Volumen de arcilla (Vsh), Porosidad (Φ), Permeabilidad (K) y Saturación de agua (Sw).

4.27 Generación de sumarios petrofísicos

Consistió en la elaboración de una tabla constituida por el nombre del pozo, nombre de la arena de interés, el volumen de arcilla, la porosidad, saturación de agua y permeabilidad; donde se vaciaron todos los datos obtenidos a través de la evaluación petrofísica realizada pozo a pozo.

4.28 Descripción de *software* utilizados

Para la elaboración de mapas, de arena de neta, arena neta petrolífera, volumen de arcilla, porosidad, saturación de agua y permeabilidad, a continuación se describen brevemente los *software* utilizados para el desarrollo del trabajo

4.28.1 Sigemap (Sistema Georeferenciario de Mapas)

El objetivo principal de la aplicación es proporcionar herramientas que faciliten el desarrollo o creación de mapas bajo la plataforma gráfica *Microstation*, Sigemap 8.0 pretende implementar una serie de herramientas, que servirán al usuario para:

- a) Digitalizar diferentes tipos de elementos presentes en los mapas.
Automatizar el proceso de graficación de pozos.
- b) Permitir definir yacimientos, y realizar el cálculo de volumen y reservas.
- c) Importar elementos y graficarlos a partir de archivos ASCII.

- d) Utilizar bases de datos Oracle para el almacenamiento de información.
- e) Aplicar normativas a los elementos para su correcta graficación y automatizar el proceso de actualización del mapa a una nueva normativa.
- f) Administrar Mapas de Yacimientos.
- g) Generar Plantilla.
- h) Graficar Parcelas.
- i) Crear Nuevo Mapa.
- j) Consultar Mapas.
- k) Aprobar Mapas.
- l) Liberar Mapas.
- m) Oficializar Mapas.

El Sistema de Generación de Mapas de Yacimientos (SIGEMAP). Es una aplicación cliente servidor que integra herramientas de generación automática de contornos y de diseño asistido por computadora (CAD) para la generación de mapas de yacimientos en formato DGN con calidad de publicación y de acuerdo con la normativa exigida por el Ministerio del Poder Popular para el Petróleo y Minería.

A través de esta herramienta se pudo crear el mapa base del área de estudio con la respectiva distribución y ubicación de los pozos en el área permitiendo así la digitalización de los mapas de arena neta en cada uno de los niveles de arena de interés.

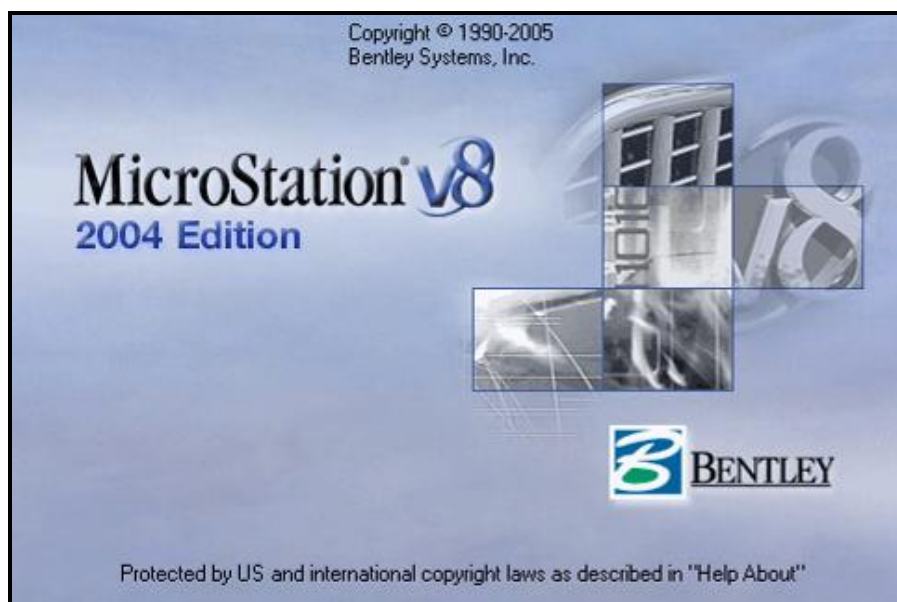


Figura 4.9 Programa sigemap utilizado para la digitalización de los mapas de arena neta.

4.28.2 *Interactive Petrophysics (IP)*

Interactive Petrophysics (IP) es un *software* de la compañía Schlumberger que se encarga, entre otras cosas, de realizar análisis de registros. Permite que el usuario interprete datos de registros, construyendo modelos del yacimiento, visualiza los resultados de una posible estimulación y diseñe estrategias de explotación para maximizar la producción del yacimiento. En realidad fue diseñado para realizar evaluaciones de pozos, su verdadera intención es eliminar la necesidad de utilizar muchas herramientas y ser un *software* que conduzca la información sísmica hasta los resultados de una simulación. El objetivo principal de IP es convertirse en el *software*

por excelencia para el estudio de yacimientos no sólo para Ingenieros de Petróleo sino también para Geofísicos y Geólogos.

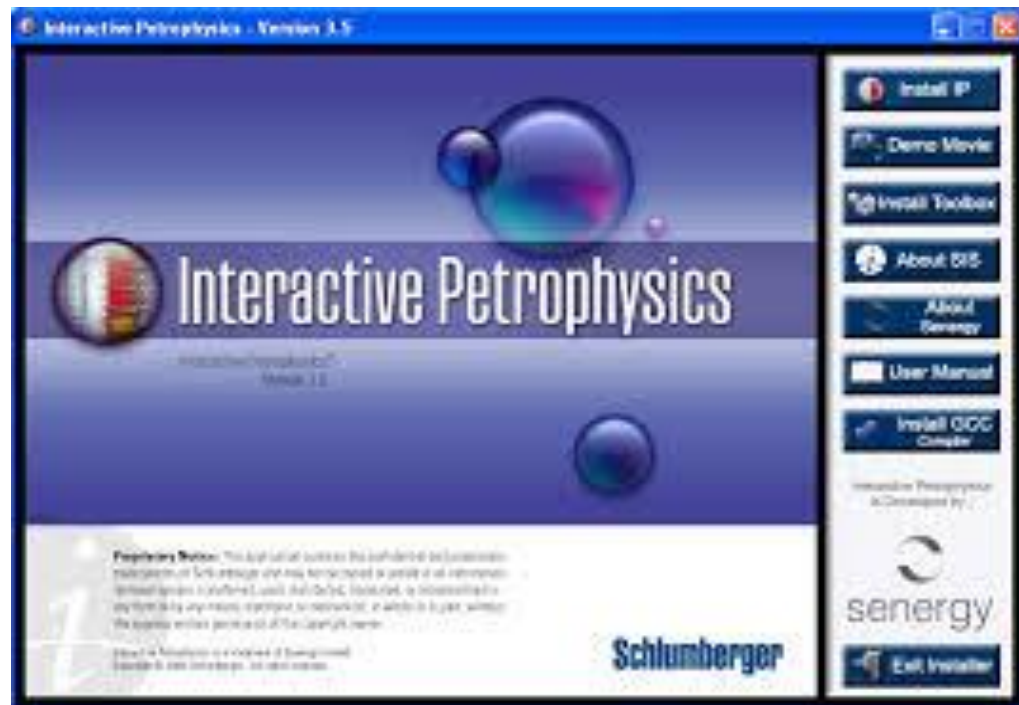


Figura 4.10 Software Interactive Petrophysics V.2007 3.5.

CAPÍTULO V

ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS

Una vez desarrollada la metodología aplicada y obtenida toda la información requerida para el estudio preliminar del modelo petrofísico, se procedió a realizar el análisis e interpretación de los resultados obtenidos en las diferentes etapas del estudio.

5.1 Edición y validación de las curvas

Al editar y validar todas las curvas, se obtuvo un buen control de la información de registros utilizados para la evaluación petrofísica en los bloques Junín 2 y Junín 4, e igualmente se pudo visualizar la certidumbre presente en ambos bloques.

En la validación de las curvas se generó un template para cada pozo, en donde se colocaron todas las curvas validadas y etiquetadas como lo requiere el proceso de homologación de petrofísica.

En cuanto a la edición, sirvió para conformar una base de datos completa con todas las curvas necesarias para la evaluación y así facilitar la búsqueda de la información.

5.2 Normalización de perfiles

Al observar los distintos grupos de curvas por zonas se nota la heterogeneidad que presentan los perfiles, debido a la herramienta, fallas de calibración y problemas en la aplicación de las correcciones por efecto de hoyo, los cuales se asocian a los

principales problemas que los afecta, pues los perfiles se tomaban a diferentes velocidades y tenían diferentes sensores de sensibilidad.

Las curvas normalizadas para este estudio fue la de rayos gamma pertenecientes a los pozos de Junín 2 y el pozo con núcleos IZZ-0232 del bloque Junín 4, donde mismas presentaron heterogeneidades descritas anteriormente, lo cual dichas curvas fueron ajustadas para que correspondan de la misma forma a sus áreas correspondiente.

En la Figura 5.1 se puede observar el cuadro A donde muestra las curvas sin normalizar y el cuadro B que muestras las curvas normalizadas, tomando como referencia la curva rayos gamma del pozo IZZ-0232 ya calibrada. A partir de la normalización de las curvas se obtuvo una mejor confiabilidad en la estimación de los parámetros básicos, estimación de la saturación de agua y servirá para el cálculo del P.O.E.S y la estimación de reservas.

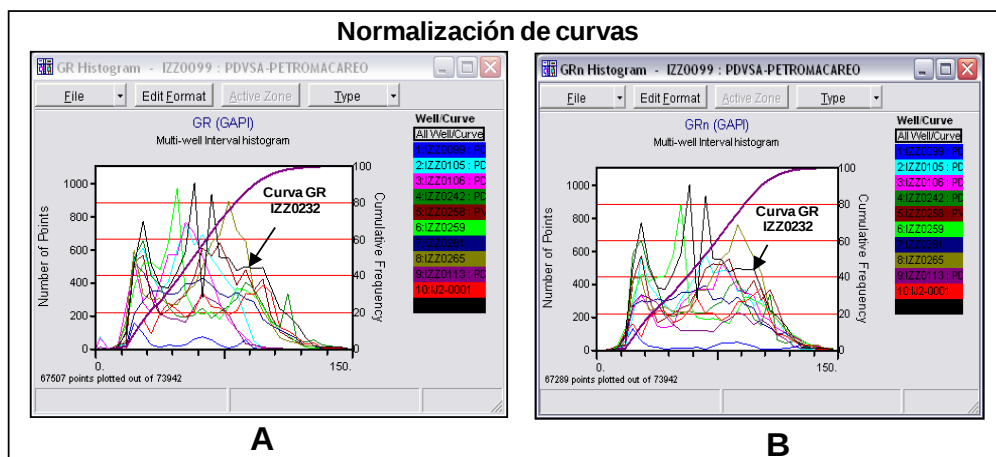


Figura 5.1 Gráficas de la diferencia entre las curvas sin normalizar (cuadro A) y las curvas normalizadas (cuadro B).

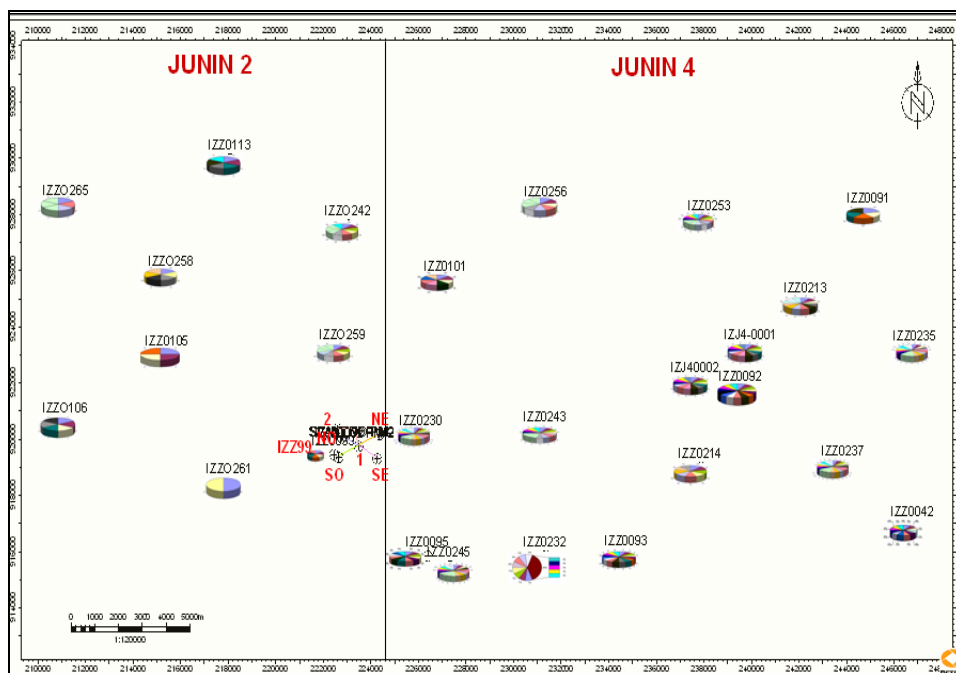


Figura 5.3 Mapa de certidumbre de los bloques Junín 2 y Junín 4.

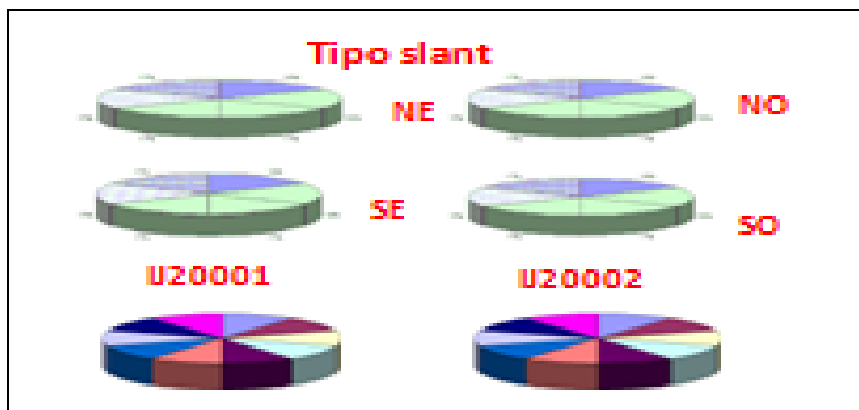


Figura 5.4 Distribución gráfica de los registros para la macolla C-102.

Donde:

GR	SP	BS	NUCLEO
CALIPER	LLD	LLS	SPHI
RMLL	NPHI	P.E	COND
Z-CORR	ZDEN	Rsomera	MSFL
Rmedia	Rprofunda	POTASIO	CN
URANIO	TORIO	ANISOTROPIA	ILD
Sonic log	Rhorizontal	Rvertical	HDRA
CILD	SRQP	SEXP	RHOZ

5.4 Información de producción y presiones

Con la información recopilada de producción y presiones se obtuvo la siguiente tabla donde se puede observar que no todos los pozos tiene sus históricos de producción desde el momento de su completación oficial hasta su cierre por cualquier problema, el cual nos permitió hacer un buen ajuste con el modelo petrofísico la hora de extrapolar la información (Tabla 5.1).

Tabla 5.1 Pruebas de producción y presiones en los pozos Junín 4 (Magna Reservas 2008).

PRUEBAS DE PRODUCCIÓN POZOS JUNIN 4							
POZO	TOPE(ft)	BASE (ft)	FORMACIÓN	% A Y S	TASA (BPPD)	°API	PERIODO PBA (DIAS)
IZZ0042	956	990	Ofic. Inf.	1.8	14	9.2	49
	1047	1105	Ofic. Inf.	4.2	39	8.4	21
IZZ0091	1125	1170	Ofic. Inf.	3.76	9	8	25
IZZ0092	1015	1056	Ofic. Inf.	28.9	16	8.5	
IZZ0093	900	1258	Cretácico	1.6	30	8.2	23
IZZ0095	1095	1290	A. Basa/Creta	1.3	113	No reportado	16
	1095	1290	A. Basal/Creta	1.15	53	7.6	13

Se recopilaron todos los intervalos de cañoneo en los intervalos productores de las Arenas Basales, se compararon con los datos de producción con la interpretación

petrofísica por pozo, en la Tabla 5.2 se muestra el ejemplo de cotejo de la producción con la evaluación petrofísica en los pozos productores de las arenas basales.

Cabe resaltar que para la evaluación petrofísica solo se tomaron los pozos verticales.

Tabla 5.2 Datos de las propiedades petrofísicas y pruebas de producción (Magna Reserva 2008).

TABLA COMPARATIVA DE PROPIEDADES PETROFÍSICAS CON PRUEBAS DE PRODUCCIÓN POZOS JUNÍN 4								
POZO	TOPE(ft)	BASE (ft)	Vhs (%)	Phie (%)	K (mD)	Sw (%)	Formación	% A y S
IZZ0042	956	990	0.14	0.34	9.2	0.15	0.14	1.8
	1047	1105					Ofic. Inf.	4.2
IZZ0091	1125	1170	0.53	0.33	3.86		Ofic. Inf.	3.76
IZZ0092	1015	1056	0.08	0.36	11.32	0.07	Ofic. Inf.	28.9
IZZ0093	900	1258	0.25	0.34	7.04	0.15	Cretácico	1.6
IZZ0095	1095	1290	0.46	0.29	2	0.61	A. Basales/Creta	1.3
	1095	1290					A. Basales/Creta	1.15

5.5 Información sedimentológica

Al igual que la información de producción, la información sedimentológica es de suma importancia debido a su contenido en los topes, mapas de facies y descripción de las mismas, el mismo fue validado y como resultado no se observó que fuera necesario el ajuste de algún tope de las arenas en estudio, ya que se dispone de una descripción bien detallada del núcleo IZZ-0232, secciones finas, mapas de ambiente sedimentarios, hoja petrográfica del núcleo y otros.

5.6 Pozos claves para el estudio

Con la información ya obtenida a través del mapa de certidumbre y la clasificación de los pozos con sus respectivas características generales se tomaron como pozos claves para el estudio IZZ0105 e IZZ0232.

5.7 Calibración Núcleos- Perfil

5.7.1 Ajuste en profundidad de datos

El procedimiento de ajuste de profundidad se realizó utilizando el registro de rayos gamma de los pozos en estudio y el registro gamma tomado al núcleo (Core-gamma).

El escalamiento núcleo-perfil, se realizó con el fin de ajustar los datos de los análisis de núcleo con los datos obtenidos de registros y de esta manera validarlo; una vez realiza esta correlación se puede obtener los modelos de arcillosidad, porosidad, permeabilidad y saturación de agua.

Se utilizó el programa Interactive Petrophysics y se llevó a profundidad los registros de guaya, los datos de análisis convencionales geológicos y especiales del núcleo IZZ0232, realizando el ajuste de profundidad en la figura 5.5 se observa 3 *tracks*:

En el *track* 1: se muestran tres curvas GRa que es la curva del perfil en el intervalo sin núcleo, GRb_r que es la curva ajustada y calibrada a partir de Core Gamma y la curva GR_C que es el resultado del empalme de la las dos curvas anteriores (Gra y GR_C).

En el *track* 2: se observa la curva de profundidad del registro Gamma Ray.

En el *track* 3: se visualiza la curva Gamma Ray del pozo (GR), el GR_CORE que es el resultado del gamma ray espectral y por ultima la curva de GR1_ds, que es la curva resultante ajustada en profundidad.

Se representa el resultado de la Curva GR_C la cual está ajustada tanto en profundidad como en valores de API, a partir del core gamma. Esta curva se utilizará de referencia para la normalización de las curvas del resto de los pozos verticales de los bloques Junín 2 y Junín 4 para posteriormente realizar los cálculos de volumen de arcilla para cada uno de los pozos.

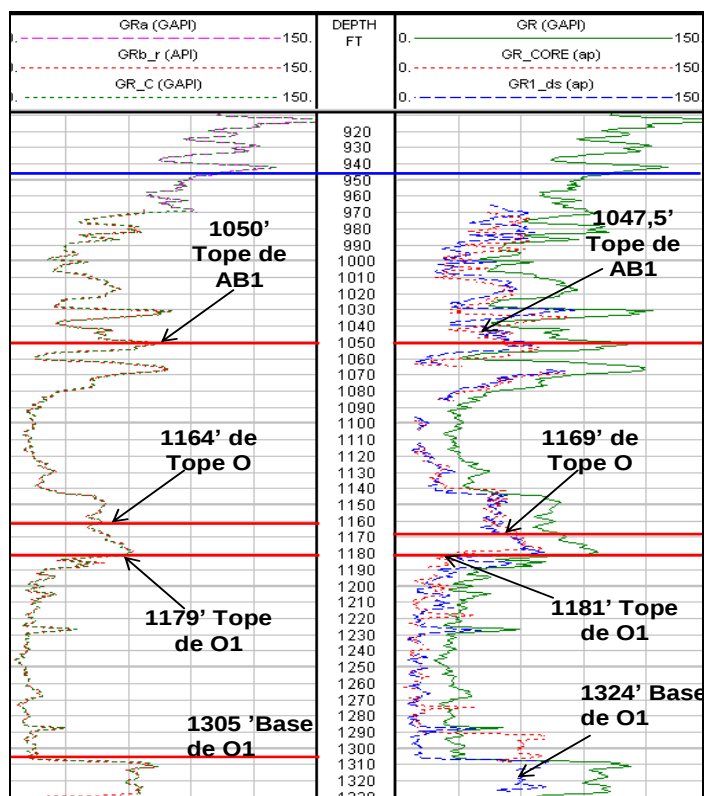


Figura 5.5 Corrección en profundidad de los datos del núcleo y perfil.

A partir de la columna estratigráfica se tomó los topes de las arenas de interés mostrados en la Figura 5.6 y se llevó las profundidades de los núcleos del pozo IZZ 0232 a las del Registro de Rayos Gamma de la primera corrida.

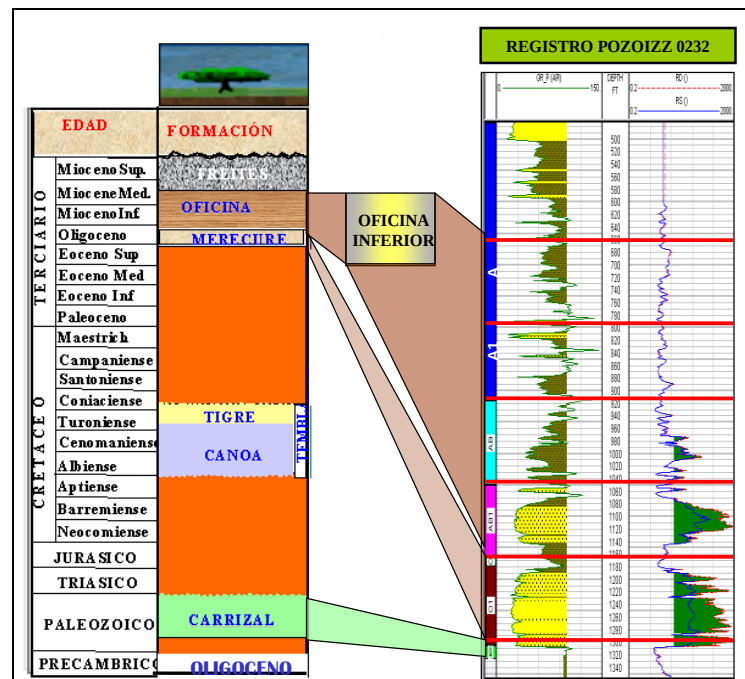


Figura 5.6 Columna estratigráfica Oficial con registro tipo de los bloques Junín 2 y Junín 4.

En la Tabla 5.3 se muestra el ajuste en profundidad obtenido mediante la calibración núcleo perfil en cada uno de los intervalos

Tabla 5.3 Corrección en Profundidad de los núcleos cortados en el Pozo IZZ0232 corresponden a las arenas prospectivas de los bloques.

Calibración Gamma Ray s. Spectral Core Gamma			
Intervalos	Prof. GR	Prof. SCG	Ajuste en Prof.
	(ft)	(ft)	(ft)
AB	916.1		
AB1	1050	1947.5	2.5
O	1164	1947.5	4.7
O1	1179	1947.5	2.4
Paleozoico	1305.8	1947.5	19.7

A continuación se muestra de forma gráfica la distribución de la toma de núcleos en el Bloque Junín 4 y los miembros que atravesaron estos núcleos (Figura 5.7).

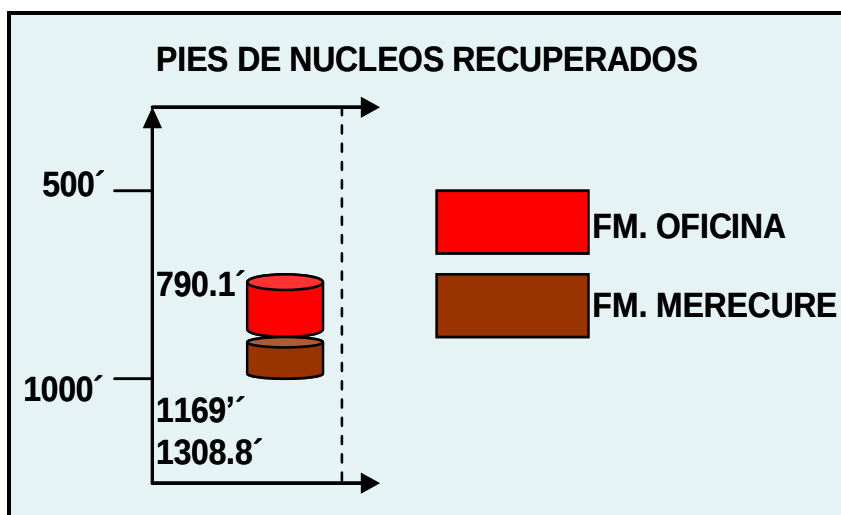


Figura 5.7 Representación de los pies del núcleo recuperado.

5.8 Determinación de los parámetros petrofísicos

El exponente de cementación (m); el exponente de saturación y coeficiente de tortuosidad (a), fueron tomados del informe del proyecto Orinoco Magna Reserva dando como resultado para m: 1.88; n: 1.9 y para a: 1.

Estudios realizados por La Empresa CORE LAB titulado “**ADVANCED ROCK PROPERTIES**” de los pozos IB00, LC01, SC03, VD00 y “**MERCURY INJECTION AND PORE SIZE DISTRIBUTION**”, Pozos SC03, VD00 ubicados en el Área de Petrocedño (2006), generaron los siguientes resultados (Tabla 5.4)

Tabla 5.4 Pozo IB00 determinación d: “m”, “n” y “a” (Petrocedño 2006).

Parámetros Petrofísicos					
Psig	Kpa	m	Salinidad	n	a
1330	9170	1.86	2742	1.87	1
1330	9170	1.87	2902	1.89	1
1330	9170	1.91	2929	1.93	1
Promedio		1.88	2858	1.9	1

5.8.1 Resistividad del agua de formación (R_w)

La resistividad del agua de formación se obtuvo a través de análisis físico-químico realizados a una muestra de agua y mediante el método de potencial espontaneo (SSP), las cuales fueron explicadas anteriormente; obteniéndose un valor de 1.2 ohm-m y 0.54 ohm-m respectivamente.

La técnica físico-químico se realizó en el pozo IZZ-0242 considerándose un valor muy alto y no representativo para las arenas de interés en estudio. El valor de R_w es de 1.2 ohm-m a una temperatura 120.8°F a un intervalo de profundidad de 2035’ a 2141’ y una concentración total de 2601.51 ppm de NaCl (Figura 5.8).

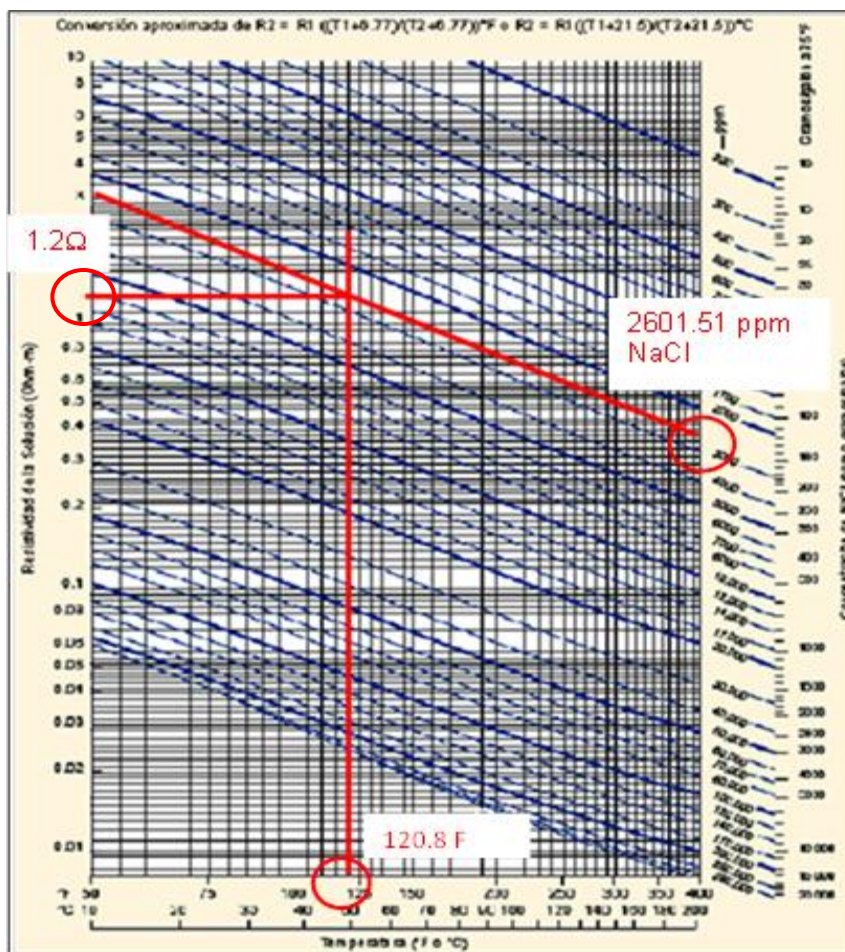


Figura 5.8 Cálculo de la resistividad de agua de formación a través del gráfico Gen 8.

Los resultados de la resistividad del agua de formación también fueron determinados para las arenas basales (AB y AB1) de los bloques Junín 2 y Junín 4 mediante el método del potencial espontáneo (SSP), determinado mediante la curva del SP, registrada en pozos con lodo base a agua, en formaciones limpias (100% saturadas de agua), de suficiente espesor, porosas y permeables; en la cual se efectuó un promedio dando un valor de 0.54 ohm-m representativo para dichas arenas. En la Tabla 5.5 se presentan los resultados que se obtuvieron del R_w @75°F.

Tabla 5.5 Resultados de la R_w por el método potencial espontáneo (SSP).

Pozo	Arena	R_w	T_a	R_{w75}	T_{75}
		(Ohm-m)	(°F)	(Ohm-m)	(°F)
IZZ0099	A	0.76	95	0.85	85
IZZ0106	O1	0.65	112	0.84	85
	O1	0.37	114	0.49	85
IZZ0242	C1	0.28	119	0.28	83
IZZ0259	O	0.30	103	0.37	82
	C1	0.37	111	0.49	82
IZZ0105	O2	0.39	109	0.50	83
R_w Prom	.	0.30	77.57	0.54	65

5.9 Generación del Modelo Petrofísico

5.9.1 Modelo de arcillosidad

Debido a que no se cuenta con pruebas de Difracción de rayos X (DRX) y Análisis de tamaño de partículas por láser (LPSA) en el núcleo IZZ-0232; para la estimación del volumen de arcilla a partir de los algoritmos existentes (Clavier, Stieber, Larinov) para luego ser comparados con dichas pruebas, se procedió a calcular el índice de volumen de arcillosidad por la curva Rayos Gamma; ya que es un perfil contenido en todos los pozos del campo, quedando establecido el modelo lineal que se ajusta a las condiciones de los bloques Figura 5.9. A continuación se presenta la ecuación utilizada para el modelo:

$$I_{vs} = V_{sh} = \frac{(GR - GR_{min})}{(GR_{max} - GR_{min})} \quad (5.1)$$

Donde:

GR: Rayos Gamma en la arena más limpia en el mismo intervalo geológico.

Gr_{min} : Rayo Gamma leído en la zona evaluar.

Gr_{mas} : Rayos Gamma en las arcillas.

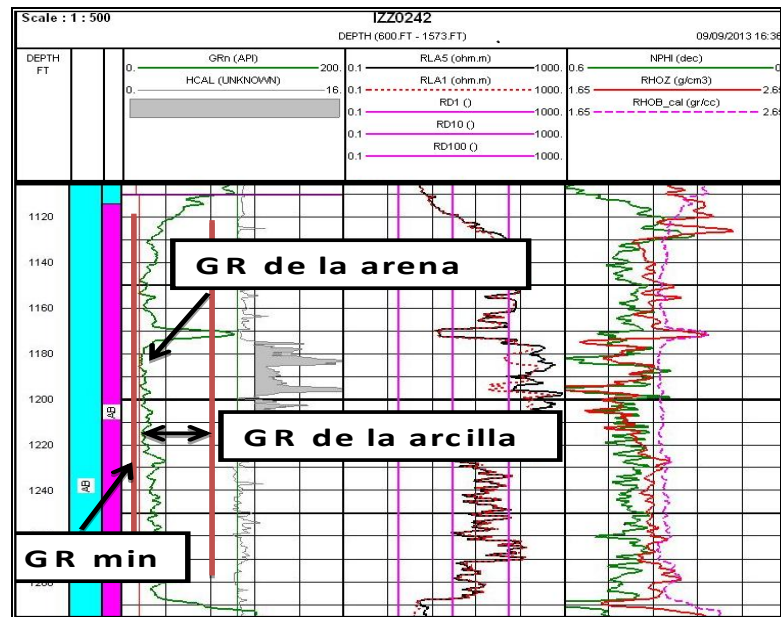


Figura 5.9 Cálculo del índice de arcillosidad (Interactive Petrophysics).

5.9.2 Modelo de Porosidad

Se estudiaron todos los modelos de porosidad, obteniendo como el mejor que se ajuste a las condiciones de los bloques en estudio es el modelo de densidad de formación, el cual se puede observar en el mapa de certidumbre, que la curva se presentaba en casi todos los registros de los pozos del campo, incluyendo el pozo con núcleo; los pozos con registros faltante fueron incluidos con la generación del RHOB sintético, como fue explicado anteriormente en la metodología (Figura 5.10).

Los valores de la porosidad total fueron determinados mediante la siguiente ecuación:

Registro de Densidad:

$$\phi = \phi_D = \frac{(\rho_{ma} - \rho_b)}{(\rho_{ma} - \rho_f)} \quad (5.2)$$

Donde:

ρ_{ma} : Densidad de la matriz de la formación, obtenida de los análisis convencionales de núcleos, para este caso fue utilizado 2.65 gr/cc.

ρ_f : Densidad del fluido utilizado en el perfilaje de los pozos para este caso se utilizó 1 gr/cc.

ρ_b : Densidad volumétrica de la formación leída en el perfil en gr/cc.

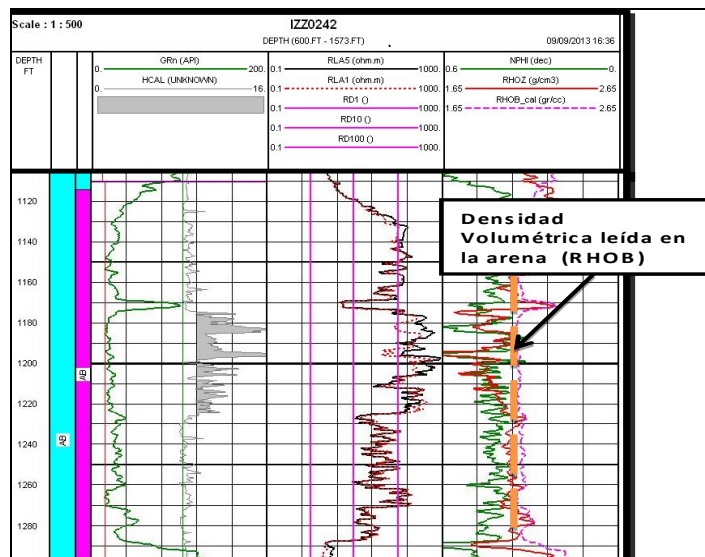


Figura 5.10 Cálculo de la porosidad (Interactive Petrophysics).

Se pudo corroborar que el modelo de porosidad es favorable para la evaluación petrofísica en las arenas AB y AB1; debido a que no sobreestima en mayor porcentaje la porosidad causada por los derrumbes y al ser cotejado con el proyecto Orinoco Magna Reserva, la mayoría de los valores coincidían y los que no fueron ajustadas para cada pozo.

Para el resto de los pozos que no tenían curvas de densidad, se calculó una curva de densidad sintética a partir de la curva obtenida del volumen de arcilla, y posteriormente se calculó por el método de densidad.

5.9.3 Modelo de Saturación

La característica esencial de los modelos de saturación se clasifica en términos generales en un aspecto fundamental que es el volumen de arcilla, o sea como afecta la arcilla en el cálculo de la saturación de agua.

Los modelos de tipo Simandoux, Indonesia, Fertl y otros desarrollan esta evaluación a partir de datos generalmente extraídos de los perfiles de Rayos Gamma y en su defecto Densidad-Neutrón, circunstancia que resulta de una evaluación de este tipo para una región como la Faja Petrolífera del Orinoco, donde la sección ha sido alimentada con sedimentos ricos en torio. Este volumen tiende a sobreestimar la saturación de agua (S_w).

Por esta razón se ha usado preferentemente el modelo de Waxman Smits Normalizado; ya que este no sobreestima el valor de la saturación de agua; y con ello se obtiene una evaluación más representativa.

Se tabularon los valores de a , m y n para los niveles estratigráficos de los núcleos del pozo IZZ0232, Donde dio como resultado para a : 1, m : 2 y n : 2, a partir del R_w de arenas 100% saturadas de agua.

5.9.3.1 Cálculo de la saturación de Agua Irreductible (Sw_{irr})

Para el cálculo de la saturación de agua irreductible, primeramente se hizo una clasificación de acuerdo al tipo de ambiente presente en las arenas AB y AB1

El cálculo de Sw_{irr} se hizo a partir de Cross Plot de RD vs. Sw con los pozos verticales de acuerdo a la clasificación de las arenas.

➤ *Cross plot* para los niveles AB y AB1 para el cálculo de la saturación de agua irreductible, se tomaron en consideración todos los cuerpos sedimentarios limpios (Figura 5.11).

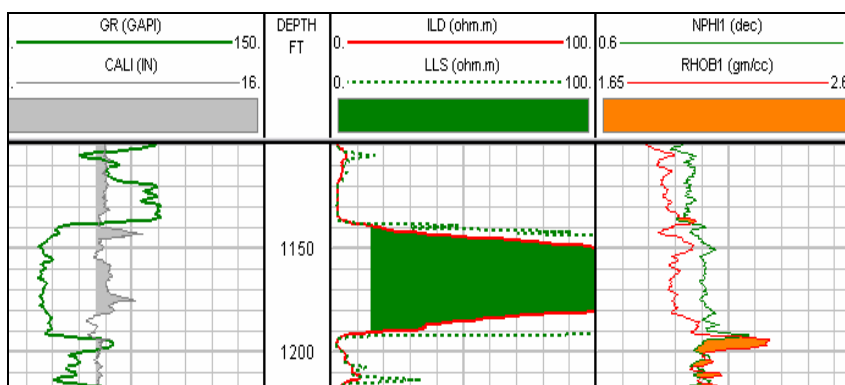


Figura 5.11 Respuesta de la curva rayos gamma para un cuerpo sedimentario limpio.

Al realizar el *cross plot* entre RD y Sw , se demuestra que se hace asintótica en el eje de las (Y), dando un valor de 9% para la saturación de agua irreductible (Figura 5.12).

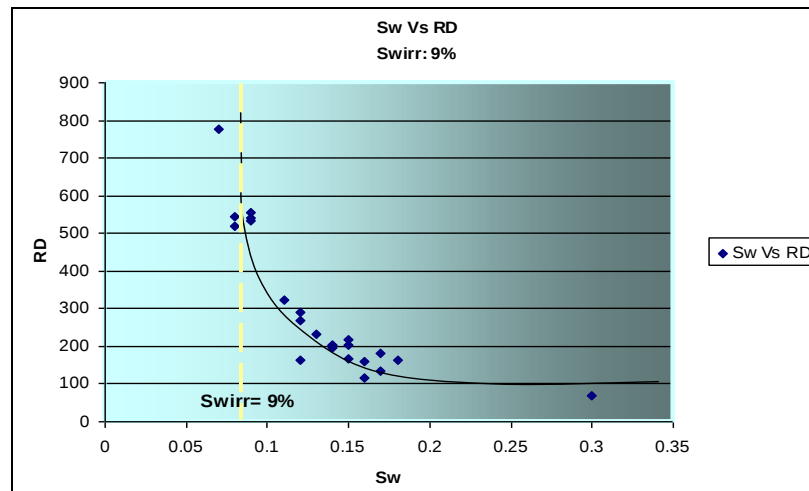


Figura 5.12 Cálculo de la saturación de agua irreducible para un cuerpo sedimentario limpio a través del modelo de Waxman- Smits.

➤ *Cross Plot* para los niveles AB y AB1 para el cálculo de la saturación de agua irreducible para un cuerpo sedimentario limpio arcilloso, se tomaron en consideración todos los cuerpos sedimentarios limpios arcillosos (Figura 5.13).

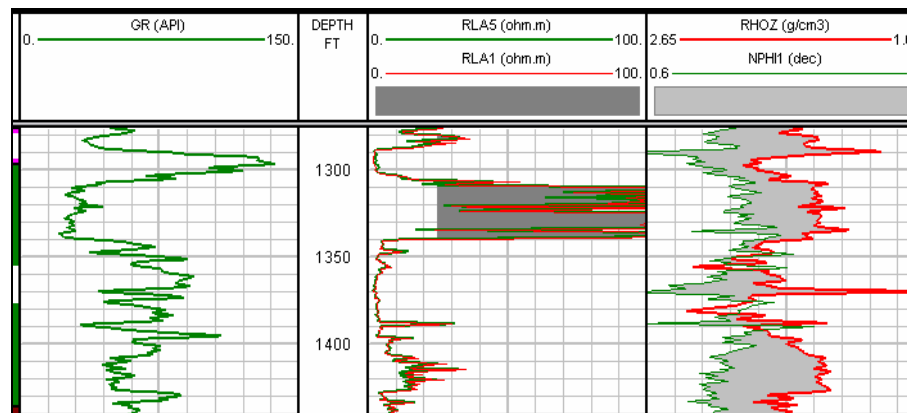


Figura 5.13 Respuesta de la curva rayos gamma de un cuerpo sedimentario limpio arcilloso.

Se puede evidenciar que al realizar el *Cross Plot* entre RD y Sw , donde se hace asíntota en el eje de las (Y), da un valor de 13% para la saturación de agua irreducible (Figura 5.14).

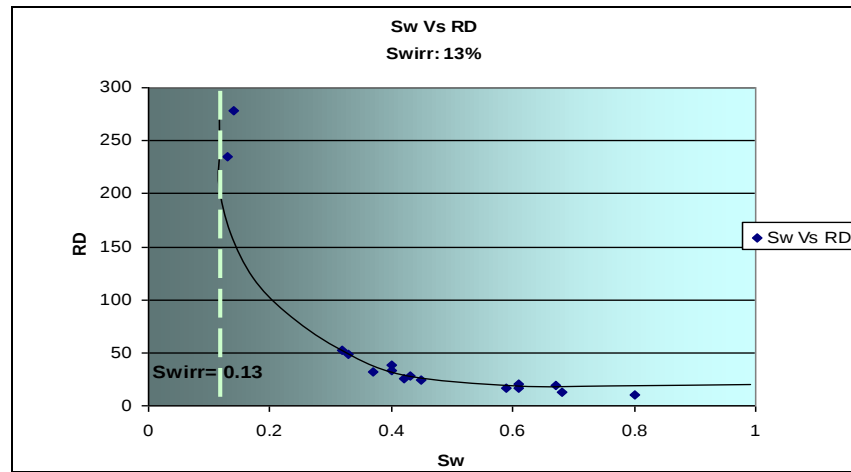


Figura 5.14 Cálculo de la saturación de agua irreducible para un cuerpo sedimentario limpio arcilloso a través del modelo de Waxman- Smits

➤ *Cross Plot* para los niveles AB y AB1 para el cálculo de la saturación de agua irreducible para un cuerpo sedimentario arcilloso, se tomaron en consideración todos los cuerpos sedimentarios arcillosos (Figura 5.15).

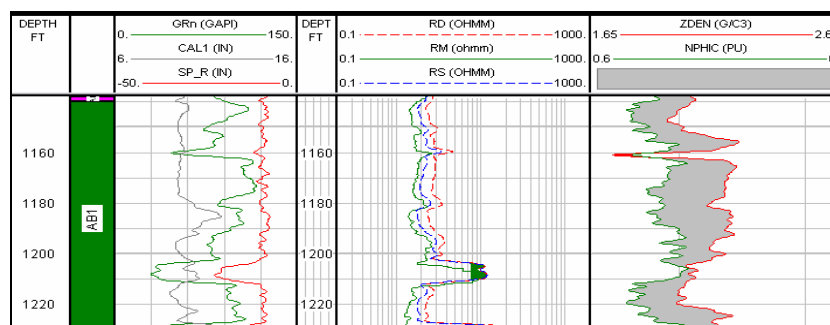


Figura 5.15 Respuesta de la curva rayos gamma de un cuerpo sedimentario arcilloso.

Se puede evidenciar que al realizar el *Cross Plot* entre RD y Sw , donde se hace asintótica en el eje de las (Y), da un valor de 15% para la saturación de agua irreducible (Figura 5.16).

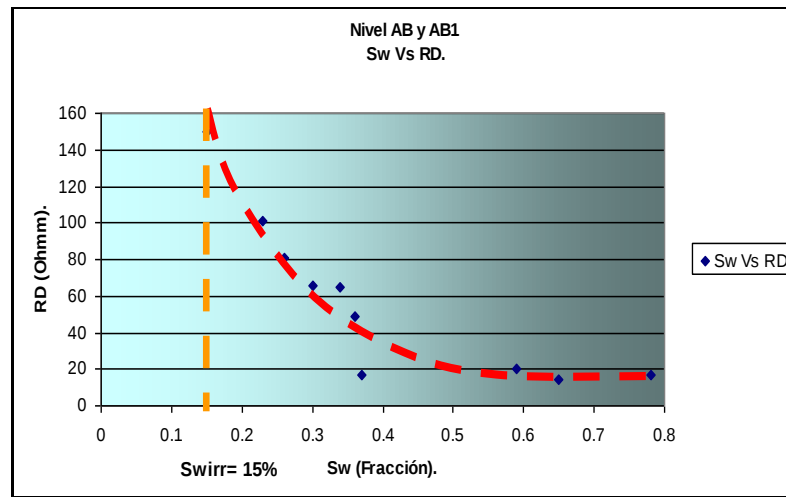


Figura 5.16 Cálculo de la saturación de agua irreducible para un cuerpo sedimentario arcilloso a través del modelo de Waxman- Smits.

Concluyendo se puede decir que la saturación de agua para un cuerpo sedimentario limpio es de 9%, para un cuerpo sedimentario limpio arcilloso su valor corresponderá a 13 % y finalmente para las arcillas tendrá un valor 15%.

5.9.4 Modelo de permeabilidad

Para el cálculo de esta propiedad, se sabe que no existen registros que puedan medir directamente este valor, existiendo medidas indirectas a partir de registros, información del núcleo y ecuaciones empíricas como: Poupon, Timur, Timur Modificado, etc.

La estimación de esta propiedad en los bloques Junín 2 y Junín 4 fue calculada mediante ecuaciones empíricas, tomando la que mejor se ajustara a las condiciones de los bloques; siendo Timur para este caso.

$$K: 8581 * \Phi f^{4.4} / S_{w_{irr}} f^2 \quad (5.3)$$

Donde:

Φf : Porosidad efectiva (fracción).

$S_{w_{irr}f}$: Saturación de Agua (fracción).

Los resultados arrojados de cada uno de los modelo se muestran en el APÉNDICE B.

5.9.5 Estimación de los parámetros de corte

Para evaluar la prospectividad de producción del yacimiento y definir cuáles son sus mejores intervalos a cañonear, determinamos los parámetros de corte. Para este cálculo se seleccionó la evaluación petrofísica de 33 pozos verticales, además de los datos de producción de los pozos IZZ-0042, IZZ-0091, IZZ-0093 e IZZ-0095 primeros en el área de estudio además de los pozos IJ2-0001 e IJ2-0002.

5.9.5.1 Cálculo de los parámetros de corte para la saturación de agua irreductible y la saturación de agua crítica

Se realizó a partir de los datos obtenidos de la saturación de agua definida para cada tipo de ambiente; luego se procedió a la integración de los mismos, con la finalidad de obtener un valor representativo de saturación de agua irreductible y saturación de agua crítica que permitiera calcular los parámetros de corte para ambas arenas de interés. Se elaboró un *Cross Plot* de resistividad profunda contra la saturación de agua y se determinó para ambos intervalos la saturación de agua irreductible. La resistividad mínima y la saturación máxima de agua, con la cual se puede producir hidrocarburo en el yacimiento, obteniéndose estos en los puntos donde la curva comienza a ser asintótica (Figura 5.17).

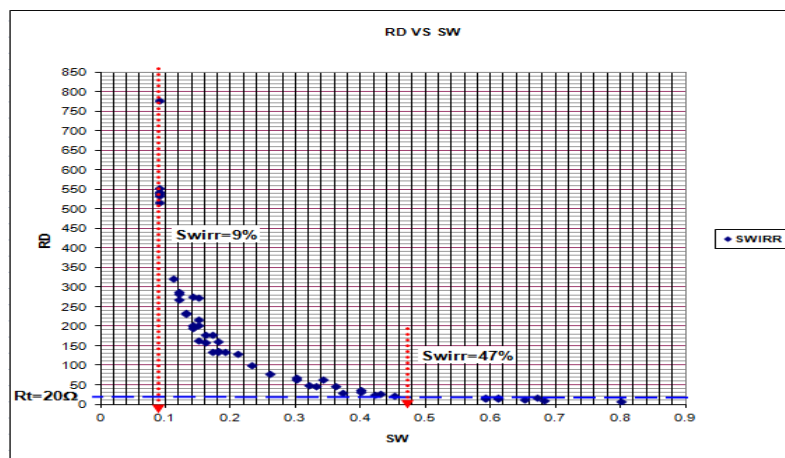


Figura 5.17 Parámetros de corte para la saturación de agua irreductible y saturación de agua crítica.

5.9.5.2 Cálculo del parámetro de corte para la porosidad

Para determinar el valor de la porosidad efectiva de corte, se elaboró gráficas de saturación de agua (Sw) contra los valores de porosidad efectiva ($PHIE$) para los niveles de interés donde se intercepta la curva en el punto que comienza a ser asintótica en el eje de abscisa y obtenemos el valor de la porosidad de 27 % (Figura 5.18).

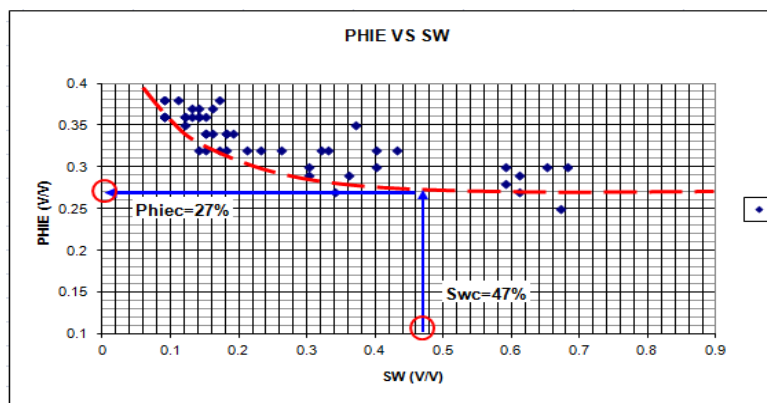


Figura 5.18 Resultado del parámetro de corte para la porosidad.

5.9.5.3 Cálculo del parámetro de corte para el volumen de arcilla

Se determinó el valor de la arcillosidad de corte con los valores de porosidad (Φ) y los volúmenes de arcilla (Vcl), a partir de la cual se puede considerar una arena limpia en los intervalos estudiados. Dando como resultado final el valor de 64% el volumen de arcilla máximo que puede contener una arena para que sea prospectiva (Figura 5.19).

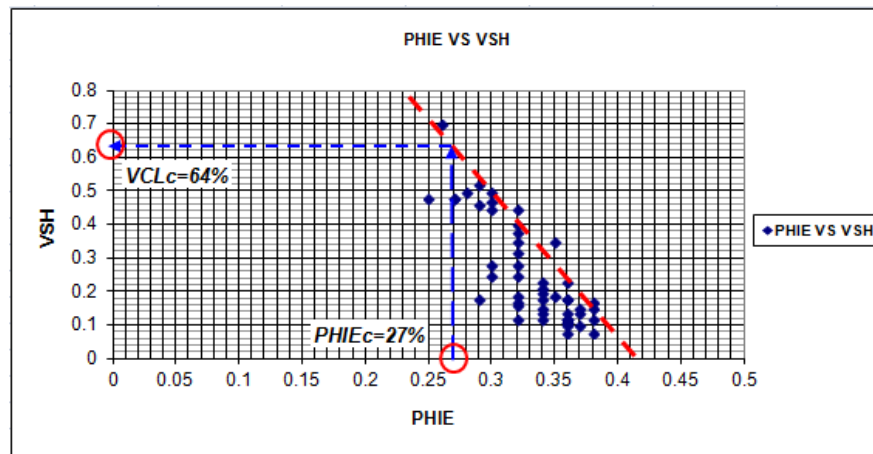


Figura 5.19 Resultado del valor de corte para el volumen de arcilla.

5.9.5.4 Cálculo del parámetro de corte para la permeabilidad

Se determinó mediante el mismo procedimiento de los parámetros de cortes anteriores, utilizamos una gráfica con los valores de permeabilidad (K) contra los valores de porosidad efectiva obteniendo la permeabilidad de corte (1 mD), el cual representa el valor crítico al cual puede fluir el hidrocarburo en el yacimiento (Figura 5.20).

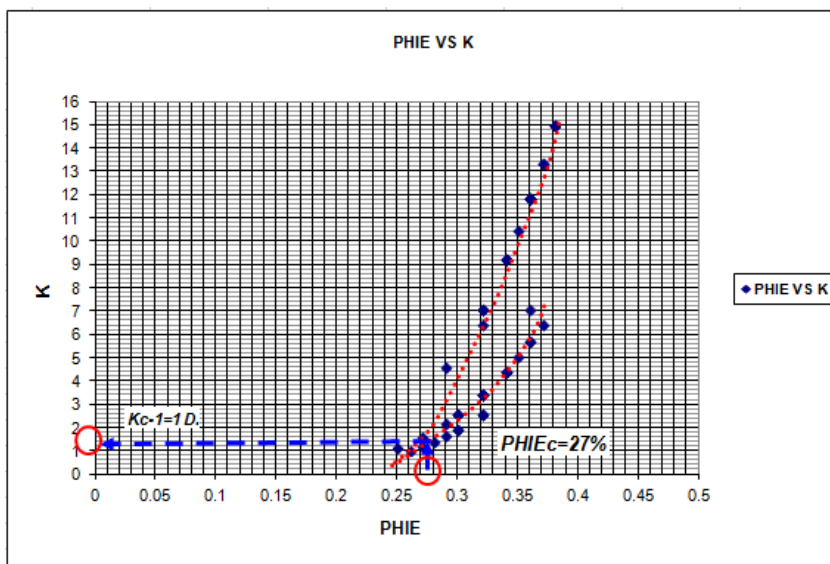


Figura 5.20 Resultado del valor del parámetro de corte para la permeabilidad.

Resumiendo los límites que controlan la calidad de las rocas del reservorio (cut-off), son los que se muestran en la Tabla 5.6

Tabla 5.6 Resultados de los valores límites (*Cutt-Off*).

INTERVALO	Swirr	Swc	Vshc	Φ	Kc	RD Mín
	(%)	(%)	(%)	(%)	D	(Ohm-m)
AB y AB1	9	47	64	27	1	20

Finalmente, se muestra en la Tabla 5.7 los parámetros petrofísicos y modelos matemáticos utilizados para la evaluación petrofísica de la Formación Oficina a nivel de las arenas AB y AB1 de los bloques Junín 2 y Junín 4 de la Faja Petrolífera del Orinoco, Cuenca Oriental de Venezuela.

Tabla 5.7 Parámetros petrofísicos y modelos matemáticos establecidos.

TABLA DE PARAMETROS PETROFISICOS Y MODELOS MATEMATICOS		
PARAMETROS BASICOS	ρ_{ma}	2.65 gr/cc
	$R_w @ 120.8^\circ F$	0.54 Ω
	a	1
	m	1.88
	n	1.9
PARAMETROS DE CORTE	Vshc	64%
	Φ_c	27 %
	Kc	1 mD
	Swc	47
	Swi	9 %
MODELOS MATEMATICOS	Arcillosidad	Modelo lineal
	Porosidad	Modelo de Densidad
	Permeabilidad	Modelo Timur
	Saturación	Modelo Waxman Smits

Ya definidos los parámetros petrofísicos y establecidos los modelos que más se ajustaron a los datos arrojados por el núcleo y el proyecto Orinoco Magna Reserva, se presenta la evaluación petrofísica en forma gráfica de la arcillosidad, permeabilidad y saturación de agua en los apéndices A y B.

Así mismo establecidos los parámetros de corte, se procedió a calcular los valores numéricos de arena neta (AN), arena neta petrolífera (ANP), Volumen de arcilla, permeabilidad (K), porosidad (Φ), y saturación de agua (Sw), estos se pueden observar en los sumarios anexos, para elaborar los mapas de isopropiedades.

5.9.6 Elaboración de sumario petrofísico

Se generó el sumario petrofísico de volumen de arcilla, porosidad, permeabilidad y saturación de agua para las arenas de interés: AB y AB1 de la Formación Oficina Inferior para cada uno de los pozos.

5.10 Elaboración de los mapas

Se elaboraron los mapas isópaco estructural de arena neta y arena neta petrolífera y posteriormente se realizaron los mapas de isopropiedades (volumen de arcilla, porosidad, permeabilidad y saturación de agua) para la arena AB y AB1.

5.10.1 Elaboración de los mapas isópaco estructural para la arena AB

5.10.1.1 Mapa de Arena neta (AN)

Para la elaboración de este mapa se correlacionaron los pozos IZZ9975, IZZ9974 E IZZ0125; dando como resultado la eliminación de un canal que pasaba entre dicho bloques; además se puede evidenciar que para este nivel las arenas siguen estando ubicadas en la parte Noroeste del mapa para el bloque Junín 2 y Noreste para Junín 4 (Anexo 1).

5.10.1.2 Mapa de Arena Neta Petrolífera (ANP)

Para este mapa los valores promedios están ubicados en el bloque Junín 2, representados por los pozos IZZ0113 e IZZ0242 y para el bloque Junín 4 por el pozo IZZ0092, sin embargo se puede apreciar para este bloque los valores promedios de arena neta petrolífera disminuyen en este intervalo (Anexo 2).

5.10.2 Elaboración de los mapas de isopropiedades para la arena AB

5.10.2.1 Mapa de volumen de arcilla (Vsh)

El volumen de arcilla en la zona de petróleo tiene un promedio de de 12%, la zona menos arcillosa para el bloque Junín 2 se encuentra ubicada al Noroeste del bloque; representada por los pozos IZZ0113 e IZZ0242; para el bloque Junín 4 la zona menos arcillosa se encuentra ubicada al Noreste del mapa representada por los bloques IZZ0092 e IJ20001 (Anexo 3).

5.10.2.2 Mapa de Porosidad (Φ)

Al igual que para AB1, la porosidad para esta arena está influenciada por el tipo de sedimento; obteniendo un rango de 25% para la porosidad mínima y de 37% para la porosidad máxima (Anexo 4).

5.10.2.3 Mapa de permeabilidad (K)

Para este mapa de se puede observar que se sigue manteniendo las zonas de buena permeabilidad para el bloque Junín 2 representadas por los pozos IZZ0113 e IZZ0242, cuyos valores sobrepasan los 11 Darcy pero bajando bruscamente para el bloque Junín 4 (Anexo 5).

5.10.2.4 Mapa de Saturación de Agua

La saturación de agua promedio es de 10% en las zonas que presentan valores de arena neta petrolífera; hacia la parte Noreste se incrementan los valores de Saturación de agua llegando a ser mayores de 50%.

Para el Bloque Junín 2 las zonas con menos porcentaje de saturación de agua están representadas por los pozos IZZ0113 e IZZ0242 y para Junín 4 IZZ0092 e IJ40001 (Anexo 6).

5.10.3 Elaboración de los mapas isópaco estructural de la arena AB1

5.10.3.1 Mapa de arena neta (AN)

El espesor promedio para esta arena es de 60' a 80', la distribución no es uniforme; su mayor volumen de arena neta está ubicado para el bloque Junín hacia el Noreste y para Junín 4 para el Sureste, sin embargo presenta una tendencia Noreste, cabe destacar que para este nivel se incluyó el espesor de 52' de arena neta para el pozo IZZ0242.

Cabe resaltar que para el bloque Junín 4 este modelo se ajustó el mapa de ambiente, con los pozos IZZ0256 con 72' de arena neta e IZZ0253; aumentando el espesor de los canales lateralmente hacia el Este y Oeste respectivamente

Para el bloque Junín 2 se ajustó igualmente el mapa de ambiente, con el pozo IZZ0242 con 52' de arena neta aumentando el espesor del canal hacia el Este (Anexo 7).

5.10.3.2 Mapa de arena neta petrolífera (ANP)

Para este mapa los valores mayores promedios están ubicados en el bloque Junín 4; representados por los pozos IZZ0245 e IZZ0243 y para el bloque Junín 2 representados por los pozos IZZ0265 E IZZ0113 (Anexo 8).

5.10.4 Elaboración de los mapas de isopropiedades para la arena AB1

5.10.4.1 Mapa de volumen de arcilla (Vsh)

El Volumen de arcilla tiene un valor de 11%; la zona menos arcillosa se encuentra ubicada en la parte Noroeste, representada para el bloque Junín 2 por los bloques IZZ0258 e ZZ113, para el bloque Junín 4 la zona menos arcillosa se encuentra en la parte Sureste representada por los bloques IJ4-0001, IZZ0237 e IZZ0042 (Anexo 9).

5.10.4.2 Mapa de porosidad (Φ)

La porosidad para este nivel ya que está relacionada con el tipo de sedimento (arenas no consolidadas); lo que hace que este valor aumente significativamente, sin embargo se puede observar que las porosidades se mantienen entre un rango de 28% para la mínima y 38% para la máxima (Anexo 10).

5.10.4.3 Mapa de permeabilidad (K)

Observando el mapa se puede apreciar que el área con mayores valores se ubica en la zona Noreste y Sureste del mapa, bloque Junín 2 y Junín 4 respectivamente; con valores que sobrepasan los 11 Darcy; disminuyendo hacia el norte como se evidencia en los pozos IZZ0235 e IZZ0256 (Anexo 11).

5.10.4.4 Mapa de saturación de agua (S_w)

Se puede apreciar que los mayores valores se encuentran hacia el Noroeste para Junín 2; para Junín 4 representado por el pozo IZZ0245, aumentando hacia la zona Norte del mapa (Anexo 12).

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Conclusiones

1. El modelo de arcillosidad que se ajusta a las condiciones de los bloques es el modelo Lineal, calculado a partir de los perfiles de rayos gamma ya que coteja con los datos arrojados por el núcleo calculado por el proyecto Orinoco Magna Reserva.
2. El modelo de porosidad obtenido a partir del registro de densidad, se ajusta a los valores de porosidad calculados a partir del núcleo.
3. La ecuación empírica que mejor se ajusta al modelo de permeabilidad es la de Timur, ya que posee un alto valor de correlación con la permeabilidad del perfil de resonancia magnética nuclear (RMN) y los valores de permeabilidad arrojados por el núcleo.
4. El modelo de saturación de agua que mejor se ajusta para los yacimientos de los bloques Junín 2 y Junín 4 es el de Waxman Smits normalizado.
5. El R_w utilizado fue de $0,54 \Omega$, calculado a partir del registro de potencial espontáneo en arenas 100% saturadas de agua y cercanas a las zonas de interés (AB Y AB1).
6. Mediante la evaluación petrofísica realizada pozo a pozo no se evidenció la presencia de contacto agua-petróleo en las arenas de interés (AB y AB1); pero se puede determinar la existencia de continuidad lateral entre ambos bloques; lo

que indica el compartimiento de yacimientos entre los bloques Junín 2 y 4.

7. Finalmente esta metodología (sustentada en la integración de herramientas, disciplinas y profesionales), permitió obtener un conocimiento integrado del campo y fundamentalmente, contar con un nuevo modelo predictivo para la ubicación de nuevas perforaciones.

Recomendaciones

1. Programar la toma de núcleo en el bloque Junín 2; y realizar análisis sedimentológico, mineralógico y petrofísico; para tener una información sólida con respecto al área.

2. Programar la perforación de pozos estratigráficos en ambos bloques, tanto para la consolidación del modelo sedimentológico como para el modelo petrofísico.

3. Normalizar los registros de acuerdo al patrón litológico observado en cada una de las áreas a estudiar.

4. Utilizar el Resistividad del agua de formación (R_w) y la Saturación de agua irreducible (S_{wirr}) calculada en las arenas de interés AB y AB1 para la evaluación de pozos a perforar en un futuro.

5. Realizar la toma de análisis y perfiles mineralógicos para la determinación y caracterización de la mineralogía presente en las arenas de estudio.

6. Utilizar los parámetros de corte para perforar zonas nuevas en los yacimientos.

REFERENCIAS

Arias, F. (2006). **EL PROYECTO DE INVESTIGACIÓN**, Introducción a la metodología científica. (5ª ed.) Caracas, Venezuela: Episteme.

Acevedo, C. e Higuerey, R. (2007) **DESARROLLO DE UN PROGRAMA EN MATLAB PARA LA EVALUACION PETROFÍSICA DEL YACIMIENTO A-1; ARENA J3 DEL CAMPO UDO, EDO ANZOATEGUI**. Trabajo de grado, Universidad de Oriente, Puerto la Cruz.

Audemard, F. Baumann, P. Isea. A & Latreille. M, (1982) **MARCO GEOLÓGICO DEL Terciario de la Faja Petrolífera del Orinoco**, Venezuela. Memorias VI Congreso Geológico Venezolano, Caracas, 1982, 1:70-108.

Blanco, M. y Baena, L. (2010) **CARACTERIZACIÓN PETROFÍSICA Y SEDIMENTOLÓGICA DEL CAMPO ZUATA DE LA FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO**, Pdvsa Puerto la Cruz.

Berroterán, J (1988) **PAISAJES ECOLÓGICOS DE SABANA EN LOS ALTOS LLANOS CENTRALES DE VENEZUELA**. ECOTRÓPICOS vol. 1.

Blydenstein, J. (1962) **LA SABANA DE TRACHYPOGON DEL ALTO LLANO**. BOL. SOC. VENEZ. CIENC. NAT.

César, A.; Marín, B. y Castillo, G. (2008) **CARACTERIZACIÓN PETROFÍSICA DEL ÁREA DE ZUATA, FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO, CUENCA ORIENTAL DE VENEZUELA**, Trabajo de grado, Universidad Central de Venezuela.

Cheng, F, (2003) **REINTERPRETACIÓN PETROFÍSICA DE LAS ARENAS BASALES DE LA FORMACION PAUJI Y FORMACIÓN MISOA DEL CAMPO BARUA, EDO ZULIA** Trabajo de grado, Universidad Central de Venezuela, Caracas.

Corpoven (1996), **TALLER DE PETROFÍSICA**, Puerto la Cruz, Edo Anzoátegui.

Distrito San tomé, Departamento de explotación (1984). **EVALUACIÓN PETROFÍSICA CUANTITATIVA PARA GEOLOGOS E INGENIEROS GEOLOGOS**. Anzoátegui: Abud, J.

Di Croce, (1999) **ESTRATIGRAFÍA SECUENCIAL Y EVOLUCIÓN ESTRUCTURAL DE LA CUENCA ORIENTAL DE VENEZUELA**. Trabajo especial de grado. Inédito. Universidad Central de Venezuela, Caracas.

Di Croce. J, Bally. A y Vail. P, (1999) Sequence **STRATIGRAPHY FO THE EASTERN VENEZUELA BASIN**. En Mann, D. (ed) Caribbean Basins. Sedimentary Basins of the World, 4. Elsevier science. B.V, Amsterdam. pp. 419-476.

Ecology and Enviroment S.A (2007) **ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL DEL BLOQUE JUNÍN - FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO - ESTADO GUÁRICO**.

Gallango, H. & Parnaud, F. (1995). **PETROLEUM GEOLOGY OF THE CENTRAL PART OF THE EASTERN VENEZUELAN BASIN, IN PETROLEUM BASINS OF SOUTH AMERICA**. Editores Tankard, Suarez y Welsink. Memorias de la AAPG 62, p. 741-756.

González de Juana, Iturralde. J, y Picard. X, (1980) **GEOLOGÍA DE VENEZUELA Y SUS CUENCAS PETROLÍFERAS**. Ediciones Foninves, Caracas. pp. 1031.

González de Juana, Iturralde de Arozena y Picard. X, (1980) **GEOLOGÍA DE VENEZUELA Y DE SUS CUENCAS PETROLÍFERAS**. Ed. Foninves, 2 tomos, pp. 1021.

Hurtado, J. (2012). **EL PROYECTO DE INVESTIGACIÓN**, Comprensión holística de la metodología y la investigación (7ª ed.) Caracas, Venezuela: Quirón y Fundación Sygal

La Comunidad petrolera (2008), **CONCEPTOS BASICOS DE PETROFÍSICA** [On line] <http://www.Lacomunidadpetrolera.com>

Ladino, J. (2013) **MODELO ESTÁTICO DE LOS BLOQUES JUNÍN 2 Y JUNÍN 4 PERTENECIENTES A LA FORMACIÓN OFICINA A NIVEL DE LAS ARENAS AB, AB1, Y DE LA FORMACIÓN MERECURE A NIVEL DE LAS ARENAS O, O1, O2 DE LA FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO, CUENCA ORIENTAL DE VENEZUELA, ESTADOS GUÁRICO Y ANZOÁTEGUI**. Trabajo de grado, Universidad de Oriente, Ciudad Bolívar.

Mariño, A. (2011) **ACTUALIZACIÓN DEL MODELO ESTÁTICO DE LOS YACIMIENTOS RG 17 Y RG 29, ARENA CO-R2, MIEMBRO COLORADO, FORMACION OFICINA, CAMPO SANTA ROSA, ÁREA MAYOR DE ANACO, ESTADO ANZOÁTEGUI**. Trabajo de grado, Universidad de Oriente, Ciudad Bolívar.

Magna Reservas (2008) **GEOLOGÍA Y GEOFÍSICA**, Bloque Junín 2 Informe Técnico Petromacareo pp 1-12.

Magna Reservas (2007) **MODELO GEOLÓGICO**, Bloque Junín 4, Informe Técnico Petromacareo.

Magna Reservas (2011) **MODELO GEOLÓGICO**, Bloque Junín 4, Informe Técnico Petrourica pp. 1-10.

Magna Reservas (2012) **MODELO DE EVOLUCIÓN TECNOESTRATIGRÁFICA DE LA FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO**, pp. 4.

MENPET, (2005). **DEFINICIONES Y NORMAS DE LAS RESERVAS DE HIDROCARBUROS**.

Tamayo, M. y Tamayo, C. (1997). **EL PROCESO DE LA INVESTIGACIÓN CIENTÍFICA**. Barcelona, España: Pretince Hill. pp. 114.

Torres, C. (2010), **ARENA NETA PETROLIFERA**, Maracaibo Venezuela, [Página web en línea]. Disponible en: <http://es.scribd.com/doc/50199944/Mapas-de-Subsuelo-Final>.

Parnaud. F, Gou. I, Pascal. C, Truskowski. I, Gallango. O, Passalacqua. H, & Roure. F, (1995). **PETROLEUM GEOLOGY OF THE CENTRAL PART OF THE EASTERN VENEZUELAN BASIN**.EN: Tankard. A, Suárez. R, & Welsink.

Pérez, N. (2010) **REINTERPRETACIÓN DEL MODELO ESTRATIGRÁFICO Y SEDIMENTOLÓGICO DE LA ARENA G PERTENECIENTE A LA FORMACIÓN OFICINA DEL CAMPO NORTE ZUATA (SAN CRISTÓBAL) BLOQUE JUNÍN DE LA FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO**. Trabajo de grado, Universidad de Oriente, Ciudad Bolívar.

Petróleos de Venezuela (Pdvs, 2005) **INTRANET**. Red interna de información de la empresa.

Petróleos de Venezuela; (PDVSA), (2009) **MANUAL DE PETROFÍSICA**, Puerto la Cruz.

Pdvsa Cied, (1997) **CAR/ IÓN GEOLÓGICA DE YACIMIENTOS**, Segunda Edición.

Pdvsa-Intevep, (1997) **CÓDIGO GEOLÓGICO DE VENEZUELA (CGV)**. [On line] [[http:// lexico](http://lexico)].

PETRÓLEOS DE VENEZUELA S.A. 1983. **EVALUACIÓN EXPLORATORIA DE LA FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO**. Área Zuata. Volumen VI.

Pdvsa-Intevep, (2011) **CÓDIGO ESTRATIGRÁFICO DE LAS CUENCAS PETROLERAS DE VENEZUELA**, [On line] <http://www.pdv.com/lexico/lexicoh.htm>.

Schlumberger (1997) **WEC 1997, EVALUACIÓN DE POZOS**. Schlumberger Oilfield Services. Houston. USA. Pp 16-33.

APÉNDICES

APÉNDICE A

(Base de datos)

Tabla A.1 Datos Básicos del bloque Junín 2.

TABLA DE DATOS BASICOS PETROMACAREO																						
Pozo	Tipo	E.T	EMR (ft)	Fecha de Registro	Prof. Perfilada	Bit size	Tipo de Lodo	Densidad	Viscosidad	Rm	Temp.	RmF	Temp.	RmC	Temp.	Rm fondo	Tmáx	E	N	ARENA	TOPE	BASE
		(FT)	(FT)		(FT)	(in)		(lbm/gal)		(ohm.m)	(°f)	(ohm.m)	(°f)	(ohm.m)	(°f)	(ohm.m)	(°f)	(UTM)	(UTM)		(ft)	(ft)
IZZ0265	Vertical	334	349	13-jun-08	2082	8 1/2	Lodo base agua	9.8	46	1.388	87	1.283	85	1.43	83	0.899	138	211.207,86	928.403.03	AB	1006	1192
					2082						87						138			AB1	1192	1405
IZZ0106 XA	Vertical	261	274	01-sep-82	1554	9 7/8	BEN EX	9.22	42	5	85	3.6	85	5.1	85	3.54	120	211.183,54	920.685,25	AB	922	1035
					1554						85						120			AB1	1035	1182
IZZ0258	Vertical	317	332	23-feb-08	1946	8.5	Lodo base Agua	9.8	42	1.41	80	1.3	80	2.5	80	0.9356	124	215.638,00	925.638,00	AB	998	1156
					1946						80						124			AB1	1156	1305
IZZ0105	Vertical	362	374	13-jun-82	1821	9 7/8	BEN EX	7	40	5	83	3.6	83	5.2	83	3.93	110	215.475	923.049	AB	1039	1155
					1821						83						110			AB1	1155	1294
IZZ0113	Vertical	434	447	22-jul-82	2292	9 7/8	BEN EX	6.6	38	8.5	78	6.2	78	8.3	78	5.9	117	218.083,42	930.018,08	AB	1137	1325
					2292						78						117			AB1	1325	1460
IZZ 0261	Vertical	413.39	428.39	02-abr-08	1526	8.5	Polimerico	9.6	44	1.639	80	1.223	80	2.074	80	1.122	120	218.069,41	918.497,49	AB	1083	1187
					1526						80						120			AB1	1187	1282
IZZ0242	Vertical	414	429	15-jul-07	2141	8 1/2	Lodo base agua	9.6	47	1.08	120	0.81	120	1.45	120	1.039	125	223.060,00	927.664,00	AB	1114	1297
					2141						120						125			AB1	1297	1436
IZZ0259	Vertical	368	383	09-mar-08	1819	8 1/2	Lodo base agua	9.7	45	1.97	82	1.75	82	6.8	72	1.443	115	222.829,00	923.293,00	AB	1061	1192
					1819						82						115			AB1	1192	1314
IZZ0099	Vertical	306	319	30-abr-82	1575	9 7/8	BEN-EX	9.62	38	7.2	85	5.2	85	7	85	5.4	112	222.448,93	919.499,79	AB	953	1081
					1575						85						112			AB1	1081	1194
IJ2-0001	Vertical	344.4	373.9	02-jul-12	1606	8 1/2	Polimero	9.2	45	1.8	76	0.9	76	2	76	1.2	117	223.475,80	919.749,80	AB	1006	1139
					1606						76						117			AB1	1139	1234
IJ2-0002	Horizontal	344.4	373.9	17-ago-12	1338.97	8 1/2	Polimero	8.7	47	1.95	76	1.84	76	2.5	76	23.84	113	223.475,80	919.874,80	AB	1119	1367
					1338.97						76						113			AB1	1397	2014
Slant NE	Slant	344.4	373.9	08-may-12	1480.85	8 1/2	Polimero	9.5	45	1.5	78	0.9	78	2.2	78	0.949	127.22	223.475,80	919.794,80	AB	1101	1593
					1480.85						78						127.22			AB1	1593	2594
Slant NO	Slant	344.4	373.9	02-jul-12	1408.5	8 1/2	Polimero	9.3	46	1.5	78	0.9	78	2.2	78	1.15	120.2	223.475,80	919.794,80	AB	1065	1290
					1408.5						78						120.2			AB1	1290	2000
Slant SE	Slant	344.4	373.9	29-may-12	1441.89	8 1/2	Polimero	9.5	45	1.5	78	0.9	78	2.2	78	0.9738	123.8	223.475,80	919.794,80	AB	1142	1878
					1441.89						78						123.8			AB1	1878	2650
Slant SO	Slant	344.4	373.9	30-abr-12	1393.42	8 1/2	Polimero	9.5	47	1.1	78	0.8	78	1.4	78	0.7241	122	223.475,80	919.794,80	AB	1142	1457
					1393.42						78						122			AB1	1757	2612

Tabla A.2 Datos básicos del bloque Junín 4.

TABLA DE DATOS BASICOS PETROURICA																						
Pozo	Tipo	E.T:GL (FT)	EMR (ft)	Fecha de Registro	Prof. Perfilada (Pmáx) (FT)	Bit size (in)	Tipo de Lodo	Densidad (lbm/gal)	Viscosidad	Rm (ohm.m)	Temp. (°f)	RmF (ohm.m)	Temp (°f)	RmC (ohm.m)	Temp. (°f)	Rm fondo (ohm.m)	Tmáx (°f)	E (UTM)	N (UTM)	ARENA	TOPE (ft)	BASE (ft)
IZZ0101	V	351	364	13-may-82	2058	9 7/8	Benex	72	43	8.1	80	5.6	80	10	80	4.1	118	227.176,63	925.731,76	AB	1010	1174
					2058					80							118			AB1	1174	1301
IZZ0230	V	338	359	09-abr-07	1631	8 1/2	Polimerico	9.5	42	1.09	92	0.83	92	2.98	92	0.93	109	226.138,00	920.236,00	AB	970	1135
					1631					92							109			AB1	1135	1249
IZZ0095	V	320	333	05-abr-82	4200	9.875	Benex	72	41	4.6	80	3.68	80	6.2	80	2.993	139	226.387,93	915.888,77	AB	930	1044
					4200					80							139			AB1	1044	1148
IZZ0245	V	291	306	06-sep-07	1359	8 1/2	Agua gel	9.6	40	1.25	80	0.75	80	2.15	80	0.86	120	227.176,63	914.100,00	AB	887	1007
					1359					80							120			AB1	1007	1144
IZZ0256	V	279	294	25-jun-08	2050	12 1/4	lodo base agua	9	40	4.64	71	3.52	70	8.38	70	2.847	120	231.385	928.383	AB	945	1149
					2050					71							120			AB1	1149	1323
IZZ0243	V	368	383	26-jul-07	1660	8 1/2	Lodo base agua	9.5	44	1.072	113	0.804	113	1.34	112	1.046	116	231.354,68	920.342,75	AB	1010	1153
					1660					113							116			AB1	1153	1296
IZZ0232	V	317.13	332.13	01-may-07	1375	8 1/2	lodo base agua	9.4	48	1.08	110	0.81	110	1.62	110	1.08	110	231.354,018	915.095,003	AB	915	1050
					1375					110							110			AB1	1050	1164
IZZ0093	V	312	1430	26-feb-82	1430	9 7/8	BEN EX	69	38	4.77	94	4.2	80	4.6	80	3.019	114	234.768,89	915.963,20	AB	954	1086
					1430					94							114			AB1	1086	1183
IZZ0253	V	275	295	31-dic-07	2098	8 1/2	Lodo base agua	9.8	9	4.02	78	2.65	78	10.17	78	2.586	125	238.25	927.863,00	AB	1015	1195
					2098					78							125			AB1	1195	1359
IZZ0092	V	258	271	21-feb-82	1644	9 7/8	Ben Ex	71	45	3.25	98	3.33	84	3.82	84	2.483	115	239.238,18	921.774,58	AB	969	1081
					1644					98							115			AB1	1081	1201
IZZ0214 2	V	203	218	08-dic-06	1447	8 1/2	Polimerico	10.6	48	2.35	80	2.01	81	4.12	80	1.62	119	237.880,00	919.050,00	AB	865	999
					1447					80							119			AB1	999	1103
IZJ4-0001	V	257	277	18-jul-12	2203	8.5	Polimerico base A.	9.5	42	1.361	80	1.134	80	2.94	80	0.967	120	237.781,620	922.090,840	AB	980	1088
					2203					80							120			AB1	1088	1253
IZJ4-0002	V	234.12	277	05-ago-12	1731	8.5	Base Agua	9.5	46	2.15	88	1.21	88	4.39	88	1.78	108	237.781,620	922.090,840	AB	939	1085
					1731					88							108			AB1	1085	1215
IZZ0213	V	330	346	25-nov-08	2013	8 1/2	Polimerico Inhibido	9.3	47	2.18	80	1.6	80	4.7	80	1.48	121	242.293,34	924.947,40	AB	1099	1256
					2013					80							121			AB1	1256	1374
IZZ0237	V	331.69	347.693	27-may-07	1941	8 1/2	Polimerico	9.37	38	1.235	80	0.9285	80	3.49	80	0.7951	128	246.900,00	923.243,00	AB	1010	1106
					1941					80							128			AB1	1106	1237
IZZ0091 1	V	399	412	14-feb-82	2295	9 7/8	BEN- Ex	9.62	40	4.5	85	3.3	85	4.7	85	3.3	122	244.956,49	928.120,29	AB	1183	1505
					2295					85							122			AB1	1402	1568
IZZ0235	V	331.69	346.693	23-may-07	1941	8 1/2	Polimerico	9.7	38	1.235	80	0.9285	80	3.49	80	0.7951	128	246.900,00	923.243,00	AB	1108	1238
					1941					80							128			AB1	1238	1384
IZZ0042	V	231	244	12-mar-81	1445	9 7/8	Benex	68	45	2.2	80	1.61	80	2.39	80	1.46	120	246.780,41	916.243	AB	922	1040
					1445					80							120			AB1	1040	1118

Tabla A.3 Inventario de registros de pozos en los bloques Junín 2 y Junín 4

Nº	Pozo	TIPO	GR	SP	BS	CALIPER	CILD	MSFL	ILD	LLD	LLS	RMLL	SPHI	NPHI	DRHO	RHOB	COND	P.E	Z-CORR	ZDEN	RHOZ	HDRA	Rsonera	Rmedia	Rdepth	SROP	SEXP	SPECTRUM	NÚCLEO	POTASIO	URANIO	TORIO	ANISOTROPIA	Sonic log	CN	Rvertical	Rhorizontal	Imagen
			API	MV	IN	IN	MM	MOHM-M	MOHM-M	MOHM-M	MOHM-M	MMH-M	V/V	V/V	G/C3	G/C3	DHM-M	be	g/cm3	g/c3	g/c3	g/c3	OHMM	OHMM	OHMM	Fr*Hr	ohmm			P.P.M.	P.P.M.	P.P.M.		us/F		OHM-M	OHM-M	
1	IZZ 0042	V	X	X		X	X	X	X					X		X		X												X	X	X		X				
2	IZZ 0091	V	X			X		X	X		X																											
3	IZZ0092	V	X	X	X	X	X	X			X			X	X	X												X						X				
4	IZZ0093	V	X	X	X	X	X	X	X	X	X			X	X	X														X	X	X		X				
5	IZZ0095	V	X	X	X	X	X	X	X		X			X	X	X																		X				
6	IZZ0099	V	X	X		X		X	X		X			X																					X			
7	IZZ0101	V	X	X		X				X	X			X		X	X																					
8	IZZ0105	V	X	X		X		X																														
9	IZZ0113	V	X	X				X	X	X																									X		X	
10	IZZ0106	V	X	X		X		X	X	X																												
11	IZZ0214	V	X	X	X	X								X				X	X		X	X															X	
12	IZZ0230	V	X	X	X	X			X	X	X	X		X				X	X	X			X	X	X					X	X	X	X	X	X	X	X	X
13	IZZ0237	V	X	X	X	X			X	X	X	X		X				X	X	X			X	X	X					X	X	X	X	X	X	X	X	X
14	IZZ0242	V	X	X	X	X								X							X		X	X	X									X				
15	IZZ0243	V	X	X	X	X							X	X				X			X		X	X	X					X	X	X		X				
16	IZZ0245	V	X	X		X				X	X			X		X		X	X	X			X	X	X					X	X	X		X	X	X	X	
17	IZZ0253	V	X	X	X	X								X				X			X	X	X	X	X					X	X	X						
18	IZZ0258	V	X			X			X	X									X	X																		
19	IZZ0259	V	X	X	X	X								X							X		X	X	X													
20	IZZ0261	V	X			X																																
21	IZZ0265	V	X											X							X		X	X	X													
22	IZZ0256	V	X	X		X								X				X			X		X	X	X													
23	IZZ0213	V	X	X		X			X	X				X				X	X	X													X		X	X	X	
24	IZZ0235	V	X						X	X	X			X				X	X	X			X	X	X					X	X	X	X	X	X	X	X	
25	IZZ0232	V	X	X	X								X	X				X			X									X	X	X		X				
26	IZJ2 0001	H	X																				X	X	X													
27	IZJ2 0002	H	X																				X	X	X													
28	Slant NE	H	X														X						X	X	X	X	X											
29	Slant NO	H	X											X			X						X	X	X	X	X											
30	Slant SE	H	X														X						X	X	X	X	X											
31	Slant SO	H	X																				X	X	X	X	X											
32	IZJ4-0001	V	X	X	X	X			X	X	X	X		X				X												X	X	X			X		X	
33	IZJ4-0002	V	X	X	X	X			X	X	X	X		X				X												X	X	X			X			
Total	33	33	33	22	13	23	4	7	9	10	16	7	2	22	3	5	4	13	7	6	8	2	12	12	12	4	4	1	1	11	11	11	4	13	2	5	5	5

APÉNDICE B

(Sumarios petrofísicos)

Tabla B.1 Sumario Petrofísico de los bloques Junín 2 y Junín 4 para la Unidad AB.

SUMARIO PETROFÍSICO DE LOS POZOS DE LOS BLOQUES JUNÍN 2 Y JUNÍN 4										
POZO	ARENA	TOPE	BASE	INT	AN	ANP	Prom. Vcl	Prom. Por.	Prom. Sw	Prom. Perm.
		(FT)	(FT)	(Pies)	(Pies)	(Pies)	(%)	(%)	(%)	(mD)
IZZ0242	AB	1114	1297	91.5	165	165	0.1	0.37	0.14	13.34
IZZ0259	AB	1061	1192	65.5	82	82	0.18	0.34	0.3	9.2
IZZ0042	AB	922	1040	59	63	47	0.14	0.34	0.15	9.2
IZZ0092	AB	969	1081	56	71	64	0.08	0.36	0.07	11.32
IZZ0093	AB	954	1086	66	78	47	0.25	0.34	0.15	7.04
IZZ0230	AB	970	1135	82.5	63	56	0.17	0.32	0.17	7.04
IZZ0113	AB	1137	1325	94	134	134	0.1	0.36	0.12	11.82
IJ2-0001	AB	939	1085	73	13	4	0.48	0.25	0.67	1.14
IZZ0105	AB	1039	1155	58	20	20	0.48	0.27	0.61	1.6
IJ4-0001	AB	980	1088	54	60	35	0.15	0.37	0.13	6.39
IJ4-0002	AB	939	1085	73	82	36	0.16	0.32	0.33	3.38
IZZ0095	AB	930	1044	57	72	15	0.46	0.29	0.61	2.19
IZZ0101	AB	1010	1174	82	60	17	0.45	0.3	0.4	2.54
IZZ0213	AB	1099	1256	78.5	28	6	0.47	0.3	0.59	2.54
IZZ0214	AB	865	999	67	49	9	0.45	0.32	0.32	3.38
IZZ0232	AB	915	1050	67.5	32	32	0.35	0.35	0.37	3.5
IZZ0235	AB	1108	1238	65	59	31	0.35	0.32	0.4	3.38
IZZ0245	AB	887	1007	60	106	30	0.32	0.32	0.14	3.38
IZZ0253	AB	1015	1195	90	43	33	0.4	0.32	0.43	3.38
IZZ0256	AB	945	1149	102	20	5	0.75	0.3	0.68	2.54
IZZ0265	AB	1006	1192	93	0	0	0	0	0	0
IZZ0258	AB	998	1156	79	0	0	0	0	0	0
IZZ0106	AB	922	1035	56.5	0	0	0	0	0	0
IZZ9975	AB	1020	1042	11	0	0	0	0	0	0
IZZ9974	AB	1057	1125	34	0	0	0	0	0	0
IZZ0125	AB	905	974	34.5	0	0	0	0	0	0
IZZ0261	AB	1083	1187	52	0	0	0	0	0	0
IZZ0099	AB	953	1081	64	0	0	0	0	0	0
IZZ0091	AB	1183	1402	109.5	73	48	0.53	0.33	0.43	3.86
IZZ0237	AB	1010	1106	48	10	4	0.7	0.29	0.8	2.19
IZZ0243	AB	1010	1153	71.5	25	25	0.48	0.34	0.42	4.41

Tabla B.1 Sumario Petrofísico de los bloques Junín 2 y Junín 4 para la Unidad AB1.

SUMARIO PETROFÍSICO DE LOS POZOS DE LOS BLOQUES JUNÍN 2 Y JUNÍN 4										
POZO	ARENA	TOPE	BASE	INT	AN	ANP	Prom. Vcl.	Prom. Por.	Prom. Sw	Prom. Perm.
		(FT)	(FT)	(Pies)	(Pies)	(Pies)	(%)	(%)	(%)	(mD)
IZZ0242	AB1	1297	1436	1436	52	37	0.28	0.32	0.21	3.38
IZZ0259	AB1	1192	1394	101	75	80	0.18	0.36	0.09	5.67
IZZ0042	AB1	1040	1118	39	70	60	0.12	0.36	0.14	11.82
IZZ0092	AB1	1081	1201	60	65	37	0.19	0.32	0.26	2.54
IZZ0093	AB1	1086	1183	48.5	86	64	0.19	0.35	0.12	10.45
IZZ0230	AB1	1135	1249	57	51	36	0.12	0.32	0.18	7.04
IZZ0113	AB1	1325	1460	67.5	107	97	0.11	0.36	0.12	11.82
IJ2-0001	AB1	1085	1215	65	7	5	0.5	0.3	0.65	1.91
IZZ0105	AB1	1155	1294	69.5	78	74	0.18	0.34	0.18	4.41
IJ4-0001	AB1	1088	1253	82.5	92	82	0.11	0.36	0.14	11.82
IJ4-0002	AB1	1085	1215	65	79	75	0.12	0.36	0.09	11.82
IZZ0095	AB1	1044	1148	52	84	68	0.2	0.34	0.16	4.41
IZZ0101	AB1	1174	1301	63.5	48	40	0.21	0.34	0.19	4.41
IZZ0213	AB1	1256	1374	59	18	10	0.52	0.29	0.36	1.64
IZZ0214	AB1	999	1103	52	92	53	0.23	0.36	0.12	7.04
IZZ0232	AB1	1050	1164	57	84	79	0.18	0.36	0.09	11.82
IZZ0235	AB1	1238	1384	73	74	50	0.14	0.36	0.12	5.67
IZZ0245	AB1	1007	1144	68.5	116	109	0.15	0.38	0.08	15
IZZ0253	AB1	1195	1359	82	66	51	0.38	0.32	0.23	2.54
IZZ0256	AB1	1149	1323	87	72	19	0.28	0.3	0.3	1.91
IZZ0265	AB1	1192	1344	76	107	90	0.12	0.36	0.13	11.82
IZZ0258	AB1	1156	1305	74.5	85	80	0.08	0.38	0.11	15
IZZ0106	AB1	1035	1182	73.5	20	5	0.5	0.28	0.59	1.41
IZZ09975	AB1	1042	1125	41.5	61	61	0.23	0.34	0.15	9.2
IZZ09974	AB1	1125	1250	62.5	13	10	0.48	0.27	0.34	1.2
IZZ0125	AB1	974	1075	50.5	96	67	0.12	0.34	0.16	9.2
IZZ0261	AB1	1187	1282	47.5	68	62	0.17	0.38	0.08	15
IZZ0099	AB1	1081	1194	56.5	59	54	0.15	0.34	0.18	9.2
IZZ0091	AB1	1402	1505	51.5	0	0	0	0	0	0
IZZ0237	AB1	1106	1237	65.5	120	73	0.12	0.38	0.17	15
IZZ0243	AB1	1153	1296	71.5	122	105	0.14	0.37	0.16	13.34

ANÉXOS

Hoja de Metadatos para Tesis y Trabajos de Ascenso – 1/6

Título	MODELO PETROFÍSICO DE LOS BLOQUES JUNÍN 2 (EM PETROMACAREO S.A.) Y JUNÍN 4 (EM PETROURICA S.A.) PERTENECIENTES A LA FORMACIÓN OFICINA A NIVEL DE LAS ARENAS AB Y AB1 DE LA FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO, CUENCA ORIENTAL DE VENEZUELA
Subtítulo	

Autor(es)

Apellidos y Nombres	Código CVLAC / e-mail	
Boada Rivas Marínés del Valle	CVLAC	19.333.495
	e-mail	Marinesboada6@gmail.com
	e-mail	
	CVLAC	
	e-mail	
	e-mail	
	CVLAC	
	e-mail	
	e-mail	
	CVLAC	
	e-mail	
	e-mail	

Palabras o frases claves:

PETROFISICA
VOLUMEN DE ARCILLA
POROSIDAD
PERMEABILIDAD
SATURACION DE AGUA
ARENA AB1, AB
JUNÍN
ARENA NETA

Hoja de Metadatos para Tesis y Trabajos de Ascenso – 2/6

Líneas y sublíneas de investigación:

Área	Subárea
Departamento de Geología	Geología

Resumen (abstract):

El Bloque Junín se encuentra ubicado en la Faja Petrolífera del Orinoco, fue dividido por el proyecto Orinoco Magna Reservas en 11 bloques, para este estudio los esfuerzos se concentrarán en los bloques 2 y 4; estos pertenecen al flanco Sur de la Cuenca Oriental de Venezuela, se localizan al Norte del río Orinoco con un área total de 552,84 Km² y 678,2 Km² respectivamente. El presente trabajo tiene como objetivo principal realizar la evaluación petrofísica en dichos bloques; presentando yacimientos a nivel de las arenas basales perteneciente a la Formación Oficina, la cual se dividió en dos arenas, llamadas AB y AB1; siendo éstas las estudiadas en este trabajo. Para la realización de este modelo se utilizó toda la información disponible del núcleo IZZ0232, perteneciente al Bloque Junín 4, además de los registros convencionales y especiales de 33 pozos conformados por ambos bloques, obteniendo una relación entre los distintos datos, ajustes y normalizaciones de los mismos. Una vez obtenidos todos resultados permitieron el ajuste de los parámetros petrofísicos básicos obteniendo un promedio para la densidad de la matriz (ρ_{ma}) de 2,65gr/cc, la resistividad del agua (R_w) de 0,54 ohm-m, el factor de tortuosidad (a) de 1, el factor de cementación (m) de 1.88, y para el exponente de saturación (n) de 1.9, la correlación núcleo perfil mostró un desfase de 2.5 pies para la arena de interés AB1, en la determinación de los modelos se obtuvo que para el volumen de arcilla se ajustó el modelo lineal, para la porosidad el modelo de densidad, para la permeabilidad el modelo de Timur y finalmente para la saturación de agua el modelo de Waxman Smits; que fueron los que mejor se ajustaron a las condiciones del campo. Posteriormente fueron determinados los parámetros de corte para ambas arenas de interés dando como resultado un valor para la saturación de agua irreducible (S_{wirr}) de 9%, para la saturación de agua crítica (S_{wc}) de 47%, el parámetro de corte para la porosidad de fue de 27%, para el volumen de arcilla de 64%, para la permeabilidad de 1 D; que sirvieron para generar los mapas de isopropiedades de volumen de arcilla, porosidad, permeabilidad y saturación de agua, arena neta y arena neta petrolífera, para ubicar las mejores zonas productoras y futuros cálculos de reservas.

Hoja de Metadatos para Tesis y Trabajos de Ascenso – 3/6

Contribuidores:

Apellidos y Nombres	ROL / Código CVLAC / e-mail	
Profesor Argenis Rodríguez	ROL	CA ☐ AS ☐ TU ☒ JU ☐
	CVLAC	V.-
	e-mail	rodriguezavh@pdvsa.com
	e-mail	1.
Profesor Angel Mariño	ROL	CA ☐ AS ☐ TU ☐ JU ☒
	CVLAC	V.-19.067.357
	e-mail	alexismarinoromero@gmail.com
	e-mail	
Profesor Henry Ramírez	ROL	CA ☐ AS ☐ TU ☐ JU ☒
	CVLAC	V.-
	e-mail	
	e-mail	
	ROL	CA ☐ AS ☐ TU ☐ JU ☐
	CVLAC	
	e-mail	
	e-mail	

Fecha de discusión y aprobación:

Año	Mes	Día
2014	06	20

Lenguaje Spa _____

Hoja de Metadatos para Tesis y Trabajos de Ascenso – 4/6

Archivo(s):

Nombre de archivo

Caracteres permitidos en los nombres de los archivos: A B C D E F G H I J K L M N O P Q R S T U V W X Y Z a b c d e f g h i j k l m n o p q r s t u v w x y z 0 1 2 3 4 5 6 7 8 9 _ - .

Alcance:

Espacial :

(Opcional)

Temporal:

(Opcional)

Título o Grado asociado con el trabajo:

Geólogo

Nivel Asociado con el Trabajo:

Geólogo

Área de Estudio:

Geología

Otra(s) Institución(es) que garantiza(n) el Título o grado:

UNIVERSIDAD DE ORIENTE

Hoja de Metadatos para Tesis y Trabajos de Ascenso – 5/6



UNIVERSIDAD DE ORIENTE
CONSEJO UNIVERSITARIO
RECTORADO

CUN°0975

Cumaná, 04 AGO 2009

Ciudadano
Prof. JESÚS MARTÍNEZ YÉPEZ
Vicerrector Académico
Universidad de Oriente
Su Despacho

Estimado Profesor Martínez:

Cumplo en notificarle que el Consejo Universitario, en Reunión Ordinaria celebrada en Centro de Convenciones de Cantaura, los días 28 y 29 de julio de 2009, conoció el punto de agenda **"SOLICITUD DE AUTORIZACIÓN PARA PUBLICAR TODA LA PRODUCCIÓN INTELECTUAL DE LA UNIVERSIDAD DE ORIENTE EN EL REPOSITORIO INSTITUCIONAL DE LA UDO, SEGÚN VRAC N° 696/2009"**.

Leído el oficio SIBI – 139/2009 de fecha 09-07-2009, suscrita por el Dr. Abul K. Bashirullah, Director de Bibliotecas, este Cuerpo Colegiado decidió, por unanimidad, autorizar la publicación de toda la producción intelectual de la Universidad de Oriente en el Repositorio en cuestión.

Comunicación que hago a usted a los fines consiguientes.

RECIBIDO POR *Martínez*
FECHA 5/8/09 HORA 5:30

Cordialmente,

JUAN A. BOLANOS CURVELO
Secretario

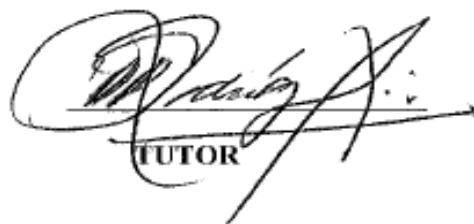
C.C.: Rectora, Vicerrectora Administrativa, Decanos de los Núcleos, Coordinador General de Administración, Director de Personal, Dirección de Finanzas, Dirección de Presupuesto, Contraloría Interna, Consultoría Jurídica, Director de Bibliotecas, Dirección de Publicaciones, Dirección de Computación, Coordinación de Teleinformática, Coordinación General de Postgrado.

JABC/YGC/maruja

Hoja de Metadatos para Tesis y Trabajos de Ascenso – 6/6

Artículo 41 del REGLAMENTO DE TRABAJO DE PREGRADO (vigente a partir del II Semestre 2009, según comunicación CU-034-2009) : "Los Trabajos de Grado son de la exclusiva propiedad de la Universidad de Oriente, y sólo podrán ser utilizados para otros fines con el consentimiento del Consejo de Núcleo respectivo, quien deberá participarlo previamente al Consejo Universitario, para su autorización."


AUTOR


TUTOR