

UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE PETRÓLEO
PROYECTO DE TRABAJO DE GRADO



**“EVALUACIÓN DE LAS PROPIEDADES PETROFÍSICAS EN LOS
YACIMIENTOS SUPERIOR Y MEDIO AL NOROESTE DEL CAMPO
HUYAPARÍ, BLOQUE AYACUCHO, PARA EL RECONOCIMIENTO DE
LOS CONTACTOS AGUA-PETRÓLEO PRESENTES EN LA ZONA”**

Realizado por:
DANIEL FRANCISCO LUGO PADRINO

**Trabajo de Grado presentado ante la Universidad de Oriente como requisito
parcial para optar al título de:**
INGENIERO DE PETRÓLEO

Barcelona, Noviembre de 2011

UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE PETRÓLEO
PROYECTO DE TRABAJO DE GRADO



**“EVALUACIÓN DE LAS PROPIEDADES PETROFÍSICAS EN LOS
YACIMIENTOS SUPERIOR Y MEDIO AL NOROESTE DEL CAMPO
HUYAPARÍ, BLOQUE AYACUCHO, PARA EL RECONOCIMIENTO DE
LOS CONTACTOS AGUA-PETRÓLEO PRESENTES EN LA ZONA”**

Realizado por:

DANIEL FRANCISCO LUGO PADRINO

Revisado por:

Ing. Aura Vilela
ASESOR ACADÉMICO

Geol. Yoseily Machado
ASESOR INDUSTRIAL

Barcelona, Noviembre de 2011

UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE PETRÓLEO
PROYECTO DE TRABAJO DE GRADO



**“EVALUACIÓN DE LAS PROPIEDADES PETROFÍSICAS EN LOS
YACIMIENTOS SUPERIOR Y MEDIO AL NOROESTE DEL CAMPO
HUYAPARÍ, BLOQUE AYACUCHO, PARA EL RECONOCIMIENTO DE
LOS CONTACTOS AGUA-PETRÓLEO PRESENTES EN LA ZONA”**

JURADO

Ing. Aura Vilela
ASESOR ACADÉMICO

Ing. Carmen Velásquez
JURADO PRINCIPAL

Ing. Tania González
JURADO PRINCIPAL

Barcelona, Noviembre de 2011

RESOLUCIÓN

“De acuerdo con el artículo 41 del reglamento de trabajo de grado, éstos son de exclusiva propiedad de la Universidad, y solo podrán ser utilizados a otros fines con el consentimiento del Consejo de Núcleo respectivo, quien lo participará al Consejo Universitario”.

DEDICATORIA

Trabajo Especial de Grado dedicado primeramente a mis padres Lisbeth y Francisco por su apoyo desde siempre en mi formación académica, y seguidamente a todas aquellas personas que creyeron en mí y de alguna manera me aportaron conocimientos durante mi vida universitaria.

AGRADECIMIENTOS

A Dios Padre y Jesucristo... Por su guía en todo este camino tal difícil pero a pesar de eso, me dieron fuerzas para seguir con el proyecto de vida.

A mis Padres... Mama, Papa... Sin ustedes esta meta no sería posible. Sus distintas formas de apoyo me permitieron llegar hasta aquí, y continuar.

A mi tutora Yoseily... Por todo lo que me enseñó y por su guía incondicional para la culminación de esta etapa tan importante.

A la profesora Aura Vilela... Por su colaboración y apoyo para la realización de este trabajo.

Al personal de Explotación, Pdvsa-Petropiar... Por aportarme sus conocimientos en todo el tiempo que estuve allí. Es especial al pana Franklin la cual le debo mucho de lo aprendido... Y a los compañeritos Karina y Alvio, por su contribución y aporte a este estudio.

A todos los amigos y amigas que aportaron su granito de arena para la elaboración de este trabajo.

Y por supuesto a la Universidad de Oriente...

Gracias a todos....

Daniel F., Lugo P.

EVALUACIÓN DE LAS PROPIEDADES PETROFÍSICAS EN LOS YACIMIENTOS SUPERIOR Y MEDIO AL NOROESTE DEL CAMPO HUYAPARÍ, BLOQUE AYACUCHO, PARA EL RECONOCIMIENTO DE LOS CONTACTOS AGUA-PETRÓLEO PRESENTES EN LA ZONA

**Tutor Académico: Ing. Aura Vilela. Tutor Industrial: Geol. Yoseily Machado
Trabajo Especial de Grado. Barcelona, Universidad de Oriente.
Facultad de Ingeniería. Escuela de Petróleo. Año 2011.**

Palabras Claves: Evaluación Petrofísica, Perfiles de Pozos, Faja Petrolífera del Orinoco, Campo Huyaparí.

Resumen. El objetivo principal del presente trabajo consistió evaluar las propiedades petrofísicas en los yacimientos Superior y Medio y de esta manera obtener un modelo petrofísico válido para definir los contactos agua-petróleo, así como la elaboración de mapas de isopropiedades y finalmente cuantificar el POES y GOES del área en estudio.

Para el desarrollo del proyecto primeramente se obtiene la data y parámetros necesarios para tal evaluación, basados en muestras de núcleos, correlaciones empíricas, registros de pozos, análisis de agua, historia de producción de petróleo y corte de agua, entre otros. Posteriormente se inicia los cálculos correspondientes a las propiedades petrofísicas y se coteja con la data de núcleo presente en el campo y data de producción de agua, lo que nos permitió establecer el modelo petrofísico para la generación de los mapas de CAPO y de isopropiedades.

Los resultados obtenidos fueron ponderados por espesor de arena y para el yacimiento Superior se obtuvo 39 pies de arena neta petrolífera, 30% de porosidad, 13% de volumen de arcilla, 28 % de saturación de agua y 2200 md de permeabilidad, mientras que para el yacimiento Medio se determinó 44 pies de arena neta petrolífera, 29% de porosidad, 13% de volumen de arcilla, 23% de saturación de agua y 8500 md de permeabilidad. Encontrando las mejores propiedades hacia el centro y borde del canal de cada yacimiento. Mientras que en los mapa de CAPO fue posible observar que la mayor cantidad de arenas de agua por encima del petróleo se encuentran en el yacimiento Superior. Finalmente el POES calculado fue de 1.59 y 2.21 MMBN mientras que el GOES fue de 139.05 y 210.08 MMPCN para el yacimiento Superior y Medio respectivamente.

ÍNDICE GENERAL

RESOLUCIÓN.....	iv
DEDICATORIA.....	v
AGRADECIMIENTOS.....	vi
ÍNDICE GENERAL	viii
LISTA DE TABLAS	xiii
LISTA DE FIGURAS	xiv

CAPÍTULO I. INTRODUCCIÓN.

1.1 RESEÑA HISTÓRICA DE PDVSA-PETROPIAR S.A	17
1.2 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	20
1.3 OBJETIVOS.....	22
1.3.1 Objetivo General	22
1.3.2 Objetivos Específicos.....	22

CAPÍTULO II. MARCO TEÓRICO.

2.1 ANTECEDENTES.....	23
2.2 DESCRIPCIÓN DEL ÁREA EN ESTUDIO	24
2.2.1 Cuenca Oriental De Venezuela	24
2.2.2 Faja Petrolífera del Orinoco.....	26
2.2.3 Bloque Ayacucho.....	27
2.2.4 Campo Huyaparí	29
2.2.4.1 Descripción Geológica.....	31
2.2.4.2 Sedimentología.....	34
2.2.4.3 Estratigrafía Local.....	36
2.2.4.4 Barreras Estructurales	41
2.2.4.5 Barreras Estratigráficas.....	42
2.3 RESUMEN DE CONOCIMIENTOS PREVIOS	43

2.3.1 Petrofísica.....	43
2.3.1.1 Parámetros Petrofísicos.....	44
2.3.1.2 Estudio Petrofísico de un Campo.....	45
2.3.2 Propiedades Físicas de la Formación.....	45
2.3.2.1 Resistividad.....	47
2.3.2.2 Resistividad de las Formaciones.....	48
2.3.2.3 Resistividad verdadera de la formación (Rt).....	48
2.3.2.4 Resistividad del agua de formación (Rw).....	51
2.3.2.5 Resistividad de la arcilla (Rsh).....	52
2.3.2.6 Resistividad de la zona lavada (Rxo).....	52
2.3.3 Evaluación de Formaciones.....	53
2.3.3.1 Arcillosidad.....	54
2.3.3.2 Porosidad.....	58
2.3.3.3 Saturación del agua (Sw).....	61
2.3.3.4 Permeabilidad.....	63
2.3.4 Ambientes Sedimentarios.....	67
2.3.4.1 Ambiente Fluvial.....	67
2.3.4.2 Ambiente Deltaico.....	75
2.3.4.3 Ambiente Fluvio-Deltaico.....	80

CAPÍTULO III. MARCO METODOLÓGICO.

3.1 REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA.....	85
3.1.1 Recopilación y Validación de la Información.....	85
3.1.2 Revisión del Modelo Geológico.....	86
3.1.2.1 Elaboración de Secciones Estratigráficas.....	87
3.1.2.2 Elaboración de Secciones Estructurales.....	87
3.1.3 Normalización del Gamma Ray.....	87
3.2 DETERMINACIÓN DE PARÁMETROS PETROFÍSICOS MEDIANTE LA INTERPRETACIÓN DE PERFILES DE POZOS EN EL ÁREA DE ESTUDIO (a, m, n, Rw, Swi, ρ_g).....	89
3.2.1 Evaluación Petrofísica.....	89
3.2.1.2 Parámetros Petrofísicos Fijos y Variables.....	89
3.2.2 Exponente de saturación (n), exponente de cementación (m) y el factor de tortuosidad (a).....	90

3.2.3 Resistividad del Agua de Formación (R_w)	90
3.2.4 Determinación de la Saturación de Agua Irreducible (S_{wirr}).....	90
3.2.5 Determinación de la Densidad del Grano (ρ_g).....	91
3.3 REALIZAR SENSIBILIDADES AL MODELO PETROFÍSICO (V_{sh} , \emptyset , Sw, Sg, So y K).....	91
3.3.1 Resistividad de la lutita (R_{sh})	91
3.3.2 Resistividad de la formación (R_t)	91
3.3.3 Lecturas del Gamma Ray	92
3.3.4 Cálculo del volumen de arcilla (V_{sh})	93
3.3.5 Cálculo de la porosidad.....	93
3.3.6 Cálculos de la Saturación de Agua (Sw).....	95
3.3.7 Cálculos de la Permeabilidad (K)	96
3.3.8 Cotejo de los Resultados con los Datos de Producción y/o Muestras de Núcleos.....	97
3.4 DETERMINACIÓN DE LOS PARÁMETROS DE CORTE (R_t Mín, S_{wc} , V_{shc} , \emptyset_{ec} y K_c) PARA LA GENERACIÓN DE MAPAS.....	98
3.4.1 Propiedades Promedio del Yacimiento	98
3.5 ELABORACIÓN DE MAPAS DE ISOPROPIEDADES Y CAPO A NIVEL DE LOS YACIMIENTOS SUPERIOR Y MEDIO DEL ÁREA DE ESTUDIO.....	100
3.5.1 Elaboración De Mapas De Isopropiedades	100
3.5.2 Elaboración de Mapas de Contacto Agua-Petróleo	101
3.5.2.1 Ubicación De Los Contactos Agua-Petróleo	101
3.6 CÁLCULO DEL POES Y GOES DEL ÁREA DE ESTUDIO.....	101

CAPÍTULO IV. DISCUSIÓN DE RESULTADOS, CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

4.1 REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA.....	103
4.1.1 Revisión del Modelo Geológico.	103
4.1.1.1 Elaboración de Secciones Estratigráficas.....	103
4.1.1.2 Elaboración de Secciones Estructurales.....	104
4.1.2 Normalización del Gamma Ray	105
4.2 DETERMINACIÓN DE PARÁMETROS PETROFÍSICOS MEDIANTE LA INTERPRETACIÓN DE PERFILES DE POZOS EN EL ÁREA DE ESTUDIO (a, m, n, R_w , S_{wi} , ρ_g).	109

4.2.1 Evaluación Petrofísica.....	109
4.2.1.1 Parámetros Petrofísicos Fijos y Variables.....	109
4.2.2 Exponente de saturación (n), exponente de cementación (m) y el factor de tortuosidad (a)	109
4.2.3 Resistividad del Agua de Formación (Rw)	111
4.2.4 Determinación de la Saturación de Agua Irreducible (Swirr).....	112
4.2.5 Determinación de la Densidad del Grano (ρ_g).....	114
4.3 REALIZAR SENSIBILIDADES AL MODELO PETROFÍSICO (Vsh, \emptyset , Sw, Sg, So y K).....	115
4.3.1 Resistividad de la lutita (Rsh)	115
4.3.2 Cálculo del volumen de arcilla (Vsh)	117
4.3.3 Cálculo de la porosidad.....	117
4.3.4 Cálculos de la Saturación de Agua (Sw).....	117
4.3.5 Cálculos de la Permeabilidad (K)	118
4.3.6 Cotejo de los Resultados con los Datos de Producción y/o Muestras de Núcleos.....	118
4.4 DETERMINACIÓN DE LOS PARÁMETROS DE CORTE (Rt Mín, Swc, Vshc, \emptyset_{ec} y Kc) PARA LA GENERACIÓN DE MAPAS.....	122
4.5 ELABORACIÓN DE MAPAS DE ISOPROPIEDADES Y CAPO A NIVEL DE LOS YACIMIENTOS SUPERIOR Y MEDIO DEL ÁREA DE ESTUDIO.....	127
4.5.1 Elaboración de Mapas de Isopropiedades.....	127
4.5.1.1 Mapa de Arena Neta.	127
4.5.1.2 Mapa de Arena Neta Petrolífera.....	131
4.5.1.3 Mapa de Isoporosidad	134
4.5.1.4 Mapa de Isopermeabilidad	137
4.5.1.5 Mapa de Isoarcillosidad	140
4.5.1.6 Mapa de Isosaturación de agua	143
4.5.2 Elaboración de Mapas de Contacto Agua-Petróleo.	146
4.5.2.1 Ubicación de los Contactos Agua-Petróleo.....	146
4.5.2.2 Mapa de CAP intervalo 255 (Arena K)	148
4.5.2.3 Mapa de CAP intervalo 245 (Arenas L)	150
4.5.2.4 Mapa de CAP intervalo 235 (Arenas N y M)	151
4.5.2.5 Mapa de CAP intervalo 185 (Arenas R0-R1).....	152

4.5.2.6 Mapa de CAP intervalo 175 (Arena R2).....	153
4.5.2.7 Mapa de CAP intervalo 165 (Arenas R3-R4).....	154
4.6 CÁLCULO DEL POES Y GOES DEL ÁREA DE ESTUDIO.....	156
CONCLUSIONES.....	157
RECOMENDACIONES.....	158
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	159
BIBLIOGRAFÍA.....	162
APÉNDICE A.....	¡Error! Marcador no definido.

LISTA DE TABLAS

Tabla 4.1 Parámetros Básicos de la Roca	110
Tabla 4.2 Resistividad del Agua de Formación Promedio.....	112
Tabla 4.3 Densidad de Grano Mediante Análisis de Núcleo	114
Tabla 4.4 Resistividad de la Arcilla en el Yacimiento Superior	116
Tabla 4.5 Resistividad de la Arcilla en el Yacimiento Medio	116
Tabla 4.6 Parámetros de Corte para los Yacimientos Superior y Medio	125
Tabla 4.7 Propiedades Petrofísicas Promedio para el Yacimiento Superior.....	126
Tabla 4.8 Propiedades Petrofísicas Promedio para el Yacimiento Medio	126
Tabla 4.9 Profundidad de los OWC, LKO y HKW	147
Tabla 4.10 POES y GOES por Yacimiento	156
Tabla A.1 Cálculo de la Resistividad del Agua por el Método de la SP; Error! Marcador no definido.	
Tabla A.2 Propiedades petrofísicas promedio ponderadas por espesor para el yacimiento Superior	;Error! Marcador no definido.
Tabla A.3 Propiedades petrofísicas promedio ponderadas por espesor para el yacimiento Medio.....	;Error! Marcador no definido.
Tabla A.4 Cálculo del POES y GOES para el yacimiento Superior; Error! Marcador no definido.	
Tabla A.5 Cálculo del POES y GOES para el yacimiento Medio; Error! Marcador no definido.	
Tabla A.6 Datos básicos de los pozos para el yacimiento Superior; Error! Marcador no definido.	
Tabla A.7 Datos básicos de los pozos para el yacimiento Medio; Error! Marcador no definido.	
Tabla A.8 Área y volumen por macolla para el yacimiento Superior; Error! Marcador no definido.	
Tabla A.9 Área y volumen por macolla para el yacimiento Medio; Error! Marcador no definido.	

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1. Área total Petrolera Ameriven 1998 (657,1 Km ²).....	18
Figura 1.2. Área Petropiar 2007. (463,07 Km ²).....	19
Figura 2.1 Ubicación Geográfica de la Cuenca Oriental de Venezuela.....	25
Figura 2.2 Distribución geográfica de la FPO	27
Figura 2.3 División administrativa del Campo Ayacucho.....	28
Figura 2.4 División por macollas en el bloque Huyaparí.	31
Figura 2.5 Columna Estratigráfica de la Cuenca Oriental de Venezuela presentando la Estratigrafía de la Subcuenca de Guárico y la Subcuenca de Maturín.....	33
Figura 2.6 Representación gráfica de un sistema fluvio-deltaico genérico, dominado por procesos fluviales.....	36
Figura 2.7 Correlación estratigráfica entre los pozos MFB-53 y AMV-H-A5- C01, donde muestra la nomenclatura de los estratos de PDVSA- PETROPIAR, definida por Ameriven.....	40
Figura 2.8 Características Estructurales en el área Operacional de Petropiar.....	42
Figura 2.9 Relación relativa de la Petrofísica con disciplinas de Ciencias de la Tierra y de Ingeniería de Petróleo	44
Figura 2.10 Concentración Equivalente de NaCl.....	52
Figura 2.11 Esquematación de canal Rectilíneo	68
Figura 2.12 Esquematación canal meándrico (Río Missisipi).....	69
Figura 2.13 Esquema de la respuesta del registro de Gamma Ray ante las facies de barra de meandro, abanicos de rotura y llanura de inundación	70
Figura 2.14 Esquematación corte lateral de un cinturón de canales mostrando todas sus partes.....	71

Figura 2.15 Abanico de Rotura	72
Figura 2.16 Canales Entrelazados	73
Figura 2.17 Esquematación de la morfología y la respuesta de Gamma Ray en los canales entrelazados	75
Figura 2.18 Clasificación Genética de los Deltas en función del Proceso Sedimentario Dominante	79
Figura 2.19 Relaciones laterales y verticales y sus respuestas del registro Gamma Ray en las diferentes facies de un sistema fluvial-deltaico idealizado	84
Figura 3.1 Normalización del Gamma Ray	88
Figura 3.2 GR mínimos y máximos regionales del campo	92
Figura 3.3 Módulo para el cálculo de la porosidad	94
Figura 3.4 Módulo para el cálculo de la Saturación de Agua	96
Figura 4.1 Sección Estratigráfica al Datum del Marcador 165	104
Figura 4.2 Sección Estructural en sentido Norte-Sur	105
Figura 4.3 Data de entrada para normalizar el GR	106
Figura 4.4 Gamma Ray Mínimos y Máximos por Pozo	107
Figura 4.5 Diferencia entre las curvas GR y GRNorm	108
Figura 4.6 Saturación de Agua Irreducible para el Yacimiento Superior	113
Figura 4.7 Saturación de Agua Irreducible para el Yacimiento Medio	113
Figura 4.8 Cotejo con la Data del Núcleo del Pozo D4-C02ST	119
Figura 4.9 Cotejo con la Data del Núcleo del Pozo D4-C02ST	120
Figura 4.10 Cotejo con la Data de producción de agua del pozo A4-P09	121
Figura 4.11 Cotejo con la Data de producción de agua del pozo A4-P08	121
Figura 4.12 Cotejo con la Data de producción de agua del pozo A4-P08	122
Figura 4.13 Cotejo con la Data de producción de agua del pozo A4-P08	122
Figura 4.14 Determinación de la Sw de Corte a partir de RD vs Sw	123
Figura 4.15 Determinación de la PHIE de Corte	123
Figura 4.16 Determinación del VSH de Corte	124

Figura 4.17 Determinación de la K de Corte	124
Figura 4.18 Mapa de Arena Neta del Yacimiento Superior.....	129
Figura 4.19 Mapa de Arena Neta del Yacimiento Medio	130
Figura 4.20 Mapa de arena neta petrolífera del yacimiento Superior	132
Figura 4.21 Mapa de Arena Neta Petrolífera del Yacimiento Medio	133
Figura 4.22 Mapa de Isoporosidad del Yacimiento Superior	135
Figura 4.23 Mapa de Isoporosidad del Yacimiento Medio.....	136
Figura 4.24 Mapa de Isopermeabilidad del Yacimiento Superior	138
Figura 4.25 Mapa de Isopermeabilidad del Yacimiento Medio.....	139
Figura 4.26 Mapa de Isoarcillosidad del Yacimiento Superior.....	141
Figura 4.27 Mapa de Isoarcillosidad del Yacimiento Medio.....	142
Figura 4.28 Mapa de Isosaturación de Agua del Yacimiento Superior	144
Figura 4.29 Mapa de Isosaturación de Agua del Yacimiento Medio.....	145
Figura 4.30 Mapa de Contacto Agua-Petróleo en la Arena 255	149
Figura 4.31 Mapa de Contacto Agua-Petróleo en la Arena 245	150
Figura 4.32 Mapa de Contacto Agua-Petróleo en la Arena 235	152
Figura 4.33 Mapa de Contacto Agua-Petróleo en la Arena 185	153
Figura 4.34 Mapa de Contacto Agua-Petróleo en la Arena 175	154
Figura 4.35 Mapa de Contacto Agua-Petróleo en la Arena 165	155
Figura A.1 Mapa de distribución de los pozos en la zona de estudio;	Error! Marcador no definido.
Figura A.2 Registro Tipo del pozo MFH018	Error! Marcador no definido.
Figura A.3 Contacto Agua-Petróleo en el Pozo E2-C01;	Error! Marcador no definido.
Figura A.4 Relación Gas-Petróleo Inicial para el Yacimiento Superior;	Error! Marcador no definido.
Figura A.5 Relación Gas-Petróleo Inicial para el Yacimiento Medio;	Error! Marcador no definido.

CAPÍTULO I

INTRODUCCIÓN

1.1 RESEÑA HISTÓRICA DE PDVSA-PETROPIAR S.A

El proceso de apertura petrolera iniciado en 1993 por el estado venezolano forma parte de la política del país tendiente a respaldar una estrategia a largo plazo para el sector petrolero. Como parte de este proceso se estimuló la participación de empresas privadas nacionales y extranjeras en proyectos para la exploración a riesgo en nuevas áreas, y la producción de crudos en campos marginales y bajo el esquema de ganancias compartidas a través de las asociaciones estratégicas.

Dentro de dicho proceso, las empresas Atlantic Richfield Company (ARCO), Corpoven S.A., Phillips Petroleum Company y Texaco Inc. formaron una asociación estratégica, la cual fue constituida según consta en acuerdos establecidos en abril y junio de 1997. Tal asociación estaba representada por la Empresa Petrolera Ameriven S.A., formada el 17 de Julio de 1997.

La asociación estratégica denominada Petrolera Ameriven S.A., estaba a cargo de la operación del Bloque Huyaparí (Bloque H, con 463,2 Km²) y el Norte del Bloque Maquiritare (Bloque M, con 193,9 Km²), del área Hamaca de la Faja del Orinoco, al sur del estado Anzoátegui (Figura 1.1). Ambos bloques cuentan con la Autorización para la Ocupación del Territorio (AOT), otorgada por el Ministerio del Ambiente y de los Recursos Naturales Renovables (MARNR) en abril de 1992 y actualizada en el año 2000 para el Bloque H y en Febrero de 1998 para el Bloque M;



el área total asignada a Petrolera Ameriven era de 657,1 Km² según Gaceta Oficial N° 36.429 de Abril de 1998.

El Proyecto Hamaca propuesto para la asociación contemplaba la explotación de crudo extrapesado Hamaca, proveniente de las reservas de hidrocarburos de la Faja Petrolífera del Orinoco para su procesamiento en una Planta de Mejoramiento ubicada en el área de Jose, al norte del Estado Anzoátegui, generando crudo sintético que se comercializa en el mercado internacional, coque grado combustible y azufre. El proyecto en su totalidad estaba conformado así por tres componentes: uno de producción, uno de transporte de crudo desde Hamaca hasta el área de Jose, y otro de procesamiento en la Planta de Mejoramiento.

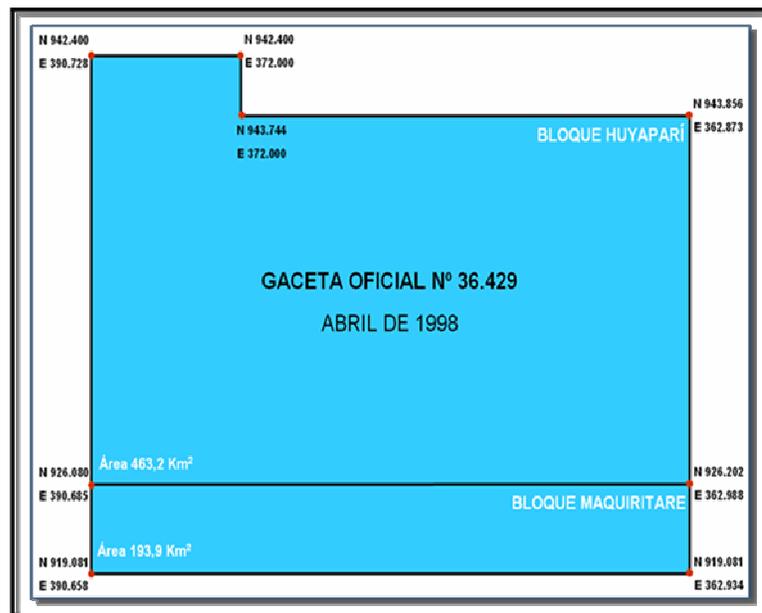


Figura 1.1. Área total Petrolera Ameriven 1998 (657,1 Km²)

En el año 2007, como parte del plan de nacionalización de la Faja Petrolífera del Orinoco, y en virtud de la aplicación de la Ley Orgánica de Hidrocarburos y de la



promulgación del Decreto Ley N° 5.200 de Migración a Empresas Mixtas de los Convenios de Asociación de la Faja Petrolífera del Orinoco, el Estado Venezolano a través de la Corporación Venezolana de Petróleo (CVP), filial de PDVSA, debería migrar bajo el formato de empresa mixta el antiguo convenio que formaba la empresa Petrolera Ameriven S.A., asegurando al Estado Venezolano un mínimo de 60 % de las acciones. Posteriormente el 13 de Noviembre de 2007, según Gaceta Oficial N° 38.809, el Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo delimita el área que se denominará en adelante área Petropiar, con una superficie de 463,07 Km², dentro de la poligonal cerrada cuyos vértices están definidos por las coordenadas que se muestran en la figura 1.2.

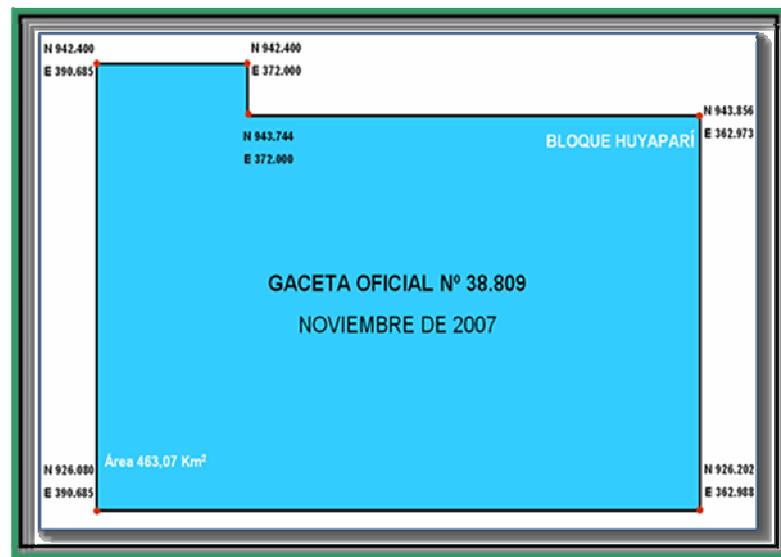


Figura 1.2. Área Petropiar 2007. (463,07 Km²)

El 9 de Enero de 2008, según Gaceta Oficial N° 38.846, se autorizó la creación de la empresa mixta Petropiar S.A, en donde la Corporación Venezolana de Petróleo obtiene un capital accionario inicial de 70 %, y la empresa Chevron Orinoco Holdings B.V, el restante 30 %. En este decreto se especifica que Petropiar S.A.



realizará las actividades primarias, actividades de mejoramiento, transporte y almacenamiento, efectuadas por la antigua Petrolera Ameriven, pero en el área geográfica delimitada por el Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo, mediante la resolución N° 223 de fecha 09 de Noviembre de 2007, publicada en la Gaceta Oficial de la República Bolivariana de Venezuela N° 38.809 de fecha 13 de Noviembre de 2007.

1.2 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

El campo Huyaparí se encuentra localizado al norte del río Orinoco, en una superficie de 463,07 Km² en la zona central cratónica al sur de la Cuenca Oriental de Venezuela, de la era terciaria. Limita al norte con el área asignada a PDVSA, División San Tomé, área extra pesado; al sur con el campo Maquiritare, al oeste con el campo Guahibo y al este con el campo Irapa.

Una serie de pozos han sido perforados en el área oeste del campo, como parte de las campañas de la Empresa Petropiar, en donde fueron observadas las zonas de contacto agua petróleo en el intervalo superior del yacimiento por la mitad del bloque oeste y en los intervalos del yacimiento más bajos y medio de la esquina noroeste, existiendo una diferencia significativa en los contactos de agua-petróleo que son interpretados para reflejar los monoclinales estratigráficos.

Las grandes variaciones en las elevaciones de contactos de agua-petróleo sugieren que existen algunas barreras importantes de flujo lateral dentro del área operacional de Petropiar. Algunas de estas barreras son sistemas de fallas y afectan todas las unidades estratigráficas en el modelo.



Una cantidad de modelos han sido diseñados para determinar el comportamiento de los contactos agua-petróleo, en esta zona se aplicarán las metodologías que permitan la definición de los contactos agua-petróleo y a su vez afiancen las ya existentes, realizando un estudio de las propiedades petrofísicas del área noroeste de campo Huyaparí para finalmente generar los mapas de los contactos agua-petróleo original (CAPO) empleando el modelo petrofísico que más se ajuste a los modelos estudiados anteriormente.

Este tesis es de gran interés debido a que se emplearán diferentes técnicas que nos permitirán ajustar el modelo a las condiciones y propiedades del campo, y de esta manera obtener resultados más confiables en cuanto a la ubicación y comportamiento de los contactos agua-petróleo, que sirva de revisión y comparación con los estudios previos realizados en la Empresa PDVSA-Petropiar y además permitan establecer las estrategias de producción actual y dar soporte a los estudios futuros y planes de explotación a realizarse en el área de estudio.



1.3 OBJETIVOS

1.3.1 Objetivo General

“Evaluar las propiedades petrofísicas en los yacimientos Superior (Intervalo K-P) y Medio (Intervalo R0-R4) al noroeste del campo Huyaparí, Bloque Ayacucho, para el reconocimiento de los contactos agua-petróleo presentes en la zona”

1.3.2 Objetivos Específicos

1. Determinar parámetros petrofísicos mediante la interpretación de perfiles de pozos en el área de estudio (a , m , n , R_w , Sw_i , ρ_g).
2. Realizar sensibilidades al modelo petrofísico (V_{sh} , \emptyset , Sw , S_g , So , K).
3. Determinar los parámetros de corte (R_t mín, Sw_c , V_{shc} , \emptyset_{ec} y K_c) para la generación de mapas.
4. Elaborar mapas de isopropiedades y CAPO a nivel de los yacimientos Superior y Medio del área de estudio.
5. Calcular el POES y GOES del área de estudio.

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

2.1 ANTECEDENTES

Valles W., y Carreño D. (1985). Realizaron una tesis cuya base fundamental para ese análisis, consistió en dividir la Arena S 3/4, en intervalos, de acuerdo a las características electrográficas similares, con la finalidad de determinar si existe uniformidad en estos parámetros tanto vertical como lateralmente en la arena reservorio, situación ésta que afectará el recobro final de hidrocarburos en futuros proyectos de recuperación térmica. Se tomaron como valores de entrada, datos obtenidos de registros eléctricos (Inducción y FDC-CNL) y para su evaluación se implementó un programa computarizado de evaluación petrofísica, con el cual se analizaron los 52 pozos principales del yacimiento. Las conclusiones y recomendaciones más importantes a las que se llegaron fueron: El mayor aporte de producción de hidrocarburos, proveniente de la parte superior de la Arena S 3/4 y los efectos que tiene utilizar diversos valores del factor de cementación (m) en el cálculo de saturación de agua (Sw), por lo que se debe implementar la toma de muestras de pared y/o núcleos con el fin de determinar este parámetro.^[1]

Algomedá J., y Flores P. (1985). Realizaron una tesis donde el trabajo muestra los resultados obtenidos de la interpretación petrofísica cuantitativa detallada realizada en la Arena U-3/4. Este estudio incluye, revisión de la correlación estratigráfica en cincuenta y dos pozos (52), determinación de las propiedades petrofísicas (ϕ_e , Sw, B, Rw, VsH, Rt, etc.) de la arena reservorio, mediante la aplicación del programa de computación "Eval Wily", construcción de mapas de



isoporosidad (\emptyset_e); isoarcillosidad (Vsh); relación de movilidad (S_w /Saturación de la zona invadida); isópaco de arena neta petrolífera ($\emptyset_e (1-S_w)E$) con el objeto de utilizarlo como soporte técnico en los futuros proyectos de recuperación térmica. Entre los aspectos más resaltantes de este estudio se tienen: La arena presenta homogeneidad de los parámetros petrofísicos (\emptyset , K, Vsh, R_w , etc.) en el sentido vertical del yacimiento, mostrando variaciones de los mismos lateralmente y los valores de arcillosidad son bajos evidenciándose la presencia de una arena depositada bajo un flujo de alta energía; de acuerdo al perfil de litodensidad corrido en el pozo MEB-158 se identificó ésta arcilla como Caolinita de tipo laminar. ^[2]

Olson M. (2006). Construyó el modelo “GC6 Model Construction. Reservoir Modeling/Simulation Team” para la Petrolera Ameriven. El modelo consistió en realizar un proceso de construcción de redes de CAP, en donde primeramente se definieron los polígonos generando y exportando los CAP, CGP, LKO (punto más bajo de petróleo conocido) y HKO (punto más alto de agua conocida), luego se cargaron las fallas y los mapas de área neta, así mismo se editó el mallado usando el modelo previo y agregando las nuevas datas existentes. Esto realizado en Openworks utilizando la versión previa del modelo. Finalmente construyó el mapa de CAP para cada unidad estratigráfica. ^[3]

2.2 DESCRIPCIÓN DEL ÁREA EN ESTUDIO

2.2.1 Cuenca Oriental De Venezuela

La cuenca Oriental de Venezuela está situada en la zona Centro Este de Venezuela, formando una depresión topográfica y estructural. Está limitada al Sur por el Río Orinoco desde la desembocadura del Río Arauca hasta Boca Grande, siguiendo aproximadamente el Cratón de Guayana; al Oeste se encuentra limitada por el



levantamiento del Macizo del Baúl, siguiendo el curso aproximado del Cratón de Guayana y la Serranía del Interior (Central y Oriental), hacia el Norte. Hacia el Este la cuenca continua por debajo del Golfo de Paria, incluyendo la parte situada al sur de la Cordillera Septentrional de la Isla de Trinidad y se hunde en el Atlántico, al Este de la costa del Delta del Orinoco. En Venezuela esta depresión tiene una longitud aproximada de 800 kilómetros en sentido Este-Oeste y una anchura promedio de 200 kilómetros. En la figura 2.1 se representan las cuencas petrolíferas de Venezuela, donde es posible observar la Cuenca Oriental.

La cuenca se caracteriza topográficamente por presentar extensas llanuras que abarcan alrededor de 165.000 km² y estratigráficamente por contener 20.000 pies de sedimentos pre-cretácicos, entre las cadenas montañosas situadas al Norte y el Escudo Guayanés al Sur. En sentido Este-Oeste, la columna estratigráfica consta casi exclusivamente de areniscas y lutitas, con edades que van desde el Cámbrico hasta el Pleistoceno.



Figura 2.1 Ubicación Geográfica de la Cuenca Oriental de Venezuela [4]



La Cuenca Oriental de Venezuela es estructuralmente asimétrica y presenta una inclinación general hacia el Este. El flanco Sur buza levemente hacia el Norte y el flanco Norte está conectado a la zona plegada y fallada de las cordilleras que sirven de límite para la cuenca.

En la parte septentrional de la Cuenca Oriental de Venezuela, al Norte del corrimiento de Anaco y al Oeste de la Falla de Urica, se encuentra un área extensa caracterizada estructuralmente por domos y braquianticlinales fallados, varios de los cuales han demostrado la presencia de acumulación de hidrocarburos.

Esta Cuenca es la segunda en importancia en Venezuela en cuanto a reservas petrolíferas, precedida solamente por la Cuenca del Lago de Maracaibo. Si se incluyen las reservas de la Faja Petrolífera del Orinoco y las reservas al Norte de Anzoátegui y Monagas, será una de las cuencas con mayores reservas en el mundo.

Se pueden distinguir ocho áreas principales productoras de petróleo: Área de Guárico, Área Mayor de Anaco, Área Mayor de Oficina, Área Mayor de Temblador, Faja Petrolífera del Orinoco, Área Mayor de Jusepín, Área de Quiriquire y Área de Pedernales. ^[5]

2.2.2 Faja Petrolífera del Orinoco

La Faja Petrolífera del Orinoco (FPO), está ubicada en la parte sur de la Cuenca Oriental de Venezuela, al Norte del Río Orinoco y abarca una superficie de aproximadamente 53.720 Km² en las áreas al Sur de los Estados Guárico, Anzoátegui, Monagas y Delta Amacuro. Los Límites de esta faja son las áreas mayores de Temblador, Oficina y Las Mercedes en su parte Norte; el Río Orinoco al Sur; el Delta al Este y el extremo oriental de la Cuenca Barinas – Apure al Oeste.



Con la exploración de la Faja del Orinoco se descubrieron cuatro acumulaciones gigantes de crudos pesados y extrapesados (Figura 2.2), que yacen en arenas no consolidadas de origen deltaico y cuyas características de acumulaciones petrolíferas y estado de conocimiento geológico son diferentes, lo que sugiere programas de exploración específicos para cada uno de ellos. Estas acumulaciones de hidrocarburos comprenden: a) Cerro Negro (Carabobo 4 bloques), ubicada en la zona Centro-Sur del estado Monagas y Sur-Este del Estado Anzoátegui; b) Hamaca, (Ayacucho 7 bloques) ubicada al Centro –Sur del Estado Anzoátegui. C) Zuata, (Junín 10 bloques) ubicada al Sur-Este del Estado Guárico y al Sur-Oeste de Estado Anzoátegui; d) Machete, (Boyacá 6 bloques) Ubicada al Centro-Sur del Estado Guárico. [6]



Figura 2.2 Distribución geográfica de la FPO [6]

2.2.3 Bloque Ayacucho

El Bloque Ayacucho está localizado en la región centro sur del estado Anzoátegui, específicamente al norte del río Orinoco en la parte centro occidental de



la FPO, al sur de la ciudad de El Tigre, en el flanco sur de la Cuenca Oriental de Venezuela y al sur del Área Mayor de Oficina, delimitada al este y oeste por el área de Carabobo y Junín respectivamente. Se encuentra subdividido en 25 bloques denominados desde la A hasta la Y, dentro de los cuales el bloque H (Campo Huyaparí, figura 2.3) corresponde al campo en estudio y es operado por la empresa PDVSA-PETROPIAR, de acuerdo al proyecto Ayacucho.

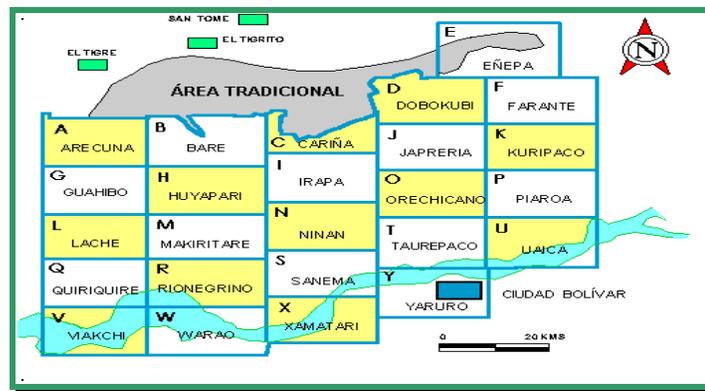


Figura 2.3 División administrativa del Campo Ayacucho. ^[6]

El proyecto Ayacucho es uno de los proyectos para la extracción de crudo pesado y extrapesado en la FPO, estuvo bajo la responsabilidad de la empresa Petrolera Ameriven S.A creada en 1997 como una asociación estratégica entre PHILLIPS (40%), TEXACO (30%) y Petróleos de Venezuela (30%). Para el año 2007 luego de un proceso de cambio de asociación estratégica a empresa mixta; dicha asociación queda constituida por CHEVRON (30%) y PDVSA (70%) tomando como nombre PDVSA-PETROPIAR, que tiene como propósito producir y procesar crudo extrapesado del Campo Huyaparí perteneciente a la Faja Petrolífera del Orinoco. ^[7]



2.2.4 Campo Huyaparí

El Campo Huyaparí ocupa un área de 463,07 Km² y está ubicado en la parte central del Bloque Ayacucho, correspondiente al bloque H, a 79 Km al sur de la ciudad del El Tigre, estado Anzoátegui. Los límites del área en estudio según Gaceta Oficial N° 38.809 del 13 de noviembre del 2007, en coordenadas UTM son:

X mínimo = 362973 m

X máximo = 390685 m

Y mínimo = 926080 m

Y máximo = 943856 m

Los yacimientos del Campo Huyaparí fueron agrupados en tres intervalos verticales principales por estar en un mismo régimen hidráulico de presión. Estos fueron definidos utilizando datos de presión, estudios geoquímicas e interpretación geológica. Para propósitos de registro de reservas estas unidades han sido llamadas: Intervalo Inferior Ayacucho (Yacimiento SU3 MFH-2), el cual agrupa las arenas U2/U3 de la formación Merecure de edad Mioceno Temprano y las arenas U1, T y S de la formación Oficina de edad Mioceno Temprano (las arenas de esta unidad son también llamadas AMV125, AMV135, AMV145 y AMV155, según la nomenclatura de la empresa); Intervalo Medio Ayacucho (Yacimientos R04 MFH-9 / R04 MFH-2) el cual agrupa las arenas R3/R4 de la formación Oficina de edad Mioceno Temprano y la arena R0/R1 de la formación Oficina del Mioceno Medio (las arenas de esta unidad se conocen como AMV165 y AMV175, según la nomenclatura de la empresa); y el Intervalo Superior Ayacucho (Yacimientos KP MFH-6 / KP MFH-9) el cual agrupa las arenas N/M, L y K de la formación Oficina de edad Mioceno Medio (las arenas de esta unidad se denominan AMV235 y AMV245, según la nomenclatura de la empresa).



Los tres intervalos verticales, en toda el área de estudio, están interpretados como parte de un sistema de arenas fluvio deltaicas, el cual muestra una distribución de fluidos complicadas, que se explica por la similitud en densidades entre el petróleo extrapesado y el agua. Como consecuencia de esta complejidad estos intervalos son divididos arealmente con la finalidad de optimizar y gerencial cada acumulación, así como de clasificar las reservas. El intervalo Inferior Ayacucho fue entonces subdividido lateralmente en dos regiones (Yacimientos SU3 MFH-2 y SU3 MFH-1), el intervalo Medio Ayacucho en tres (Yacimientos R04 MFH-9, R04 MFH-2 y R04 MFH-1) y el intervalo Superior Ayacucho en cuatro regiones (Yacimientos KP MFH-9, KP MFH-6, KP MFH-1 y KP MFH-2). Todos estos intervalos productores tienen reservas de hidrocarburos probadas.

El petróleo original en sitio (POES) para todo el Campo Huyaparí, se estimó en 28,70 MMMBbls, PDVSA-PETROPIAR estima que existen 2,67 MMMBbls de reservas probadas de petróleo recuperable durante toda la vida productiva del campo mediante producción en frío, utilizando un factor de recobro de 11,04%. Se espera que las reservas de hidrocarburos sean económicamente producibles en los próximos años, utilizando mecanismos de drenaje primario y métodos convencionales de producción en los pozos horizontales que serán perforados durante ese periodo. Los reglamentos de registro de reservas del Ministerio para el Poder Popular para la Energía y Petróleo (MPPEP) especifican que las reservas a ser sometidos ante este organismo, tienen que ser calculadas hasta el final de la vida útil del campo (límite económico) cuya fecha se estima el 1 de enero del 2150, y no al final del plan de producción comercial de PDVSA-Petropiar.^[8]

Petrolera Ameriven dividió su área de trabajo en un determinado número de locaciones denominadas Macollas o Pads (4.5 x 1.5 Km.), que son áreas donde se ubican los pozos de producción y estratigráficos. Estas presentan arreglos que van desde 5 hasta 13 pozos ordenados linealmente con espaciamiento en superficie de 7



metros entre uno y otro (Figura 2.4). En la nomenclatura de Petrolera Ameriven estas macollas fueron denominadas por una letra entre la A y la L, seguidas de un número entre el 2 y el 6, en el bloque Huyaparí. El área cuenta hasta la fecha con un total de 167 pozos estratigráficos y 367 pozos productores horizontales. [6]

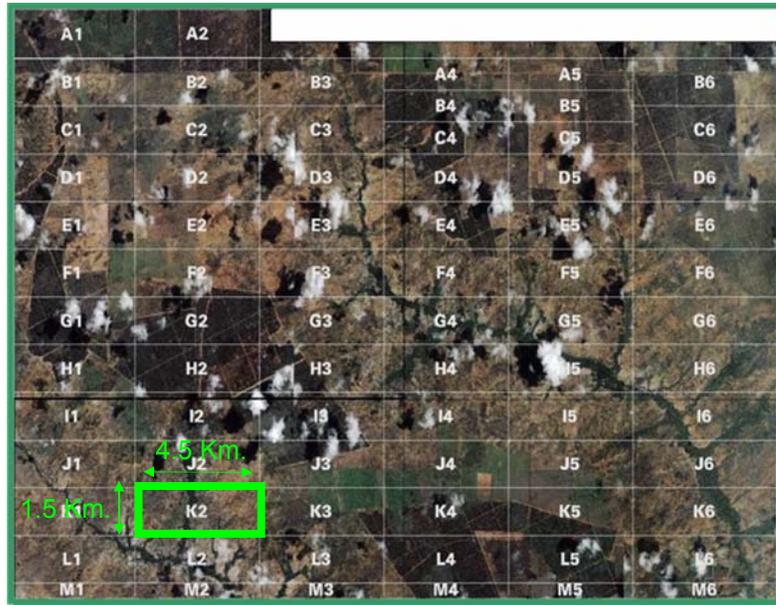


Figura 2.4 División por macollas en el bloque Huyaparí. [6]

2.2.4.1 Descripción Geológica

El campo Huyaparí se encuentra en una estructura homoclinal desviada hacia el norte que ha sido ligeramente alterada por la reactivación de viejas fallas en el basamento. El basamento Precámbrico está expuesto en el escudo de Guayana, al sur del río Orinoco, lo cual está aproximadamente a 40 km del área de estudio.

Los estratos presentes en el área de estudio son en su mayoría de las eras de Oligoceno, Mioceno y Plioceno (Formaciones Merecure, Oficina, Freites y Las



Piedras), aunque algunas rocas Cretáceas (Grupo Temblador) también están presentes en la esquina noroeste del área de estudio. Estas unidades se inclinan delicadamente hacia la cuenca, y las unidades inferiores solapan el basamento Precámbrico. La formación Merecure (Oligoceno o Mioceno Inferior) y la formación Oficina Basal (Mioceno Bajo a Medio) contiene todas las reservas significativas del área en estudio. Estas areniscas, lutitas y lignitos fueron depositados por sistemas fluvio deltaico que drenan desde el escudo de Guayana. En la figura 2.5 se observan las formaciones presentes en el área de estudio y su edad geológica correspondiente. ^[7]

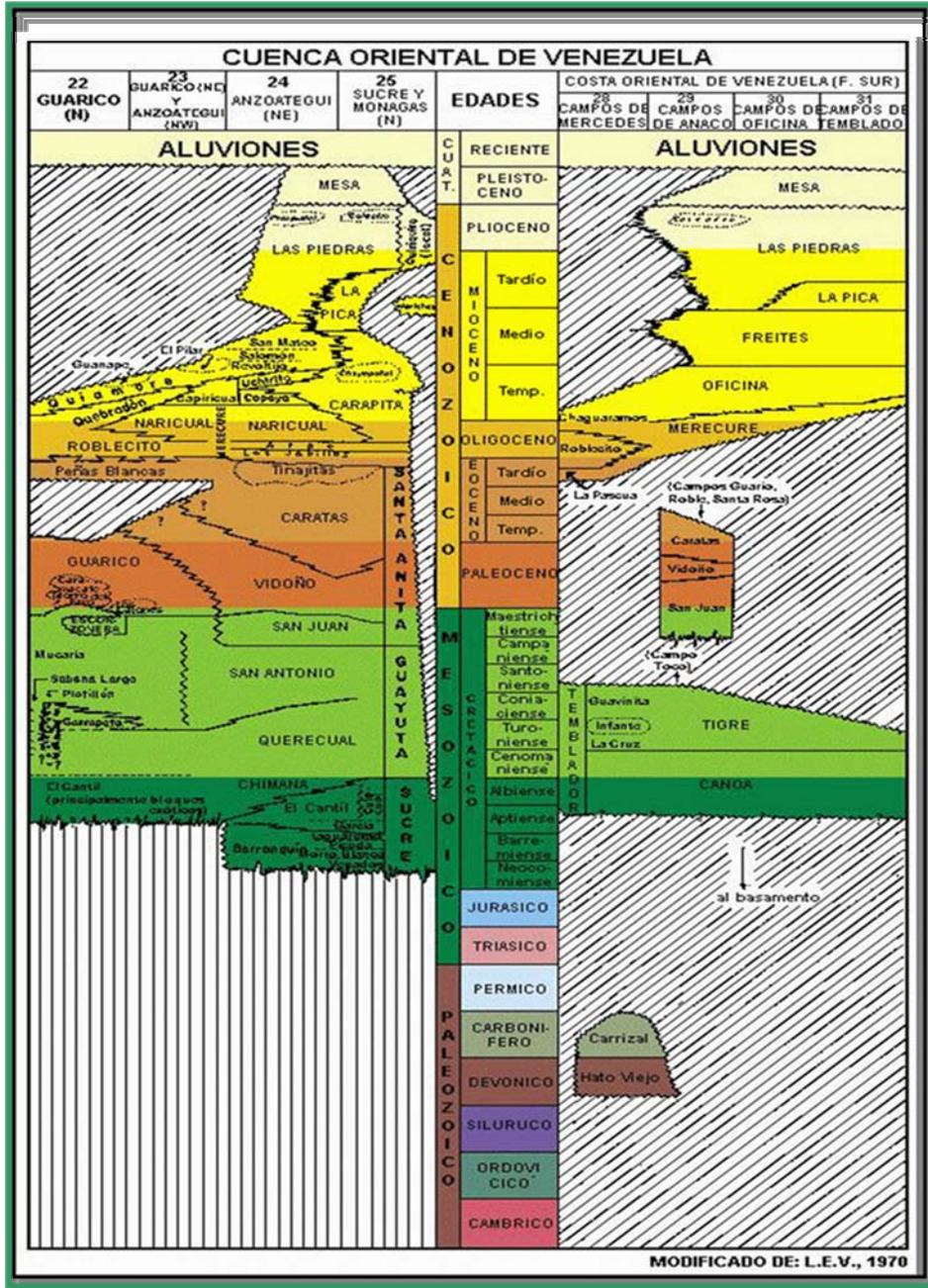


Figura 2.5 Columna Estratigráfica de la Cuenca Oriental de Venezuela presentando la Estratigrafía de la Subcuenca de Guárico y la Subcuenca de Maturín. [7]



2.2.4.2 Sedimentología

Las reservas petrolíferas en el campo Huyaparí se encuentran en las arenas de la formación Oficina de edad Terciaria. La mayoría de las reservas recuperables están en arenas de canal depositadas en ambientes de llanura costera inferior y llanura deltaica (Figura 2.6). Los procesos fluviales fueron dominantes en la deposición de los canales, pero los procesos de marea también actuaban en algunos de los canales de la llanura deltaica. Las arenas muestran una amplia gama de los tamaños de grano, de moderado a grande. Arenas con guijarros de hasta 8 centímetros de tamaño se encuentran a veces presentes en los canales de ambientes fluviales. Por otro lado, algunos canales con influencia de marea contienen intercalaciones de arena y de arcilla. Las arcillas son predominante Kaolínica, la cual es el producto de la meteorización tropical del Escudo de Guyana.

Las unidades de arena de canales individuales normalmente están entre 25 y 50 pies de espesor y se interpretan mayormente como barras de arenas depositadas en la base de los canales y de los depósitos laterales de las barras agradacionales. Los canales individuales de arena son depositadas por meandros fluviales, los cuales pueden tener desde algunos cientos metros a varios kilómetros de ancho. Sistemas más estrechos de canal son más típicos de canales de ambientes fluvio-deltaico, mientras que los sistemas de canales más extensos lateralmente son típicos de meandros de canales fluviales de la llanura costera inferior o de los canales de sistemas de marea en respuesta a la energía de marea.

Sin embargo, es la naturaleza de estos sistemas de múltiples canales están sobrepuestos y unidos para formar los complejos de canales amalgamados, los cuales constituyen las mejores zonas de los yacimientos. Estos forman las capas de arena más gruesas, con extensiones laterales de 2 hasta 20 kilómetros y longitudes de decenas de kilómetros. Debido a que los complejos de canales amalgamados también



erosionan en otros complejos de canales amalgamados más viejos, la conectividad lateral a través del bloque fue establecida para varias zonas. Generalmente se hace imposible identificar y cartografiar los sistemas de canales individuales con data sísmicos y control de pozos disponibles en el área de estudio. Se debe, por lo tanto hacer estimados de reservas en función de la distribución de los complejos de los canales amalgamados.

En partes dentro del área de estudio, se encuentran depósitos significativos de arena los cuales se interpretan como abanico de roturas, frente deltaico y complejos de deltas marino. Referimos a estos depósitos generalmente como abanicos de roturas, porque los procesos deposicionales son muy similares, así que los cuerpos de arena resultantes, en su mayoría, tienen características similares. Estos cuerpos de arena son generalmente extensos lateralmente, cada uno de aproximadamente 1 a 5 metros de espesor y decenas de kilómetros de ancho y largo. Muchos se apilan uno sobre otro para formar una unidad amalgamada de arena. La calidad como reservorio de estas arenas de abanico de rotura son generalmente de menor calidad que los complejos de canales principales. Esto se debe fundamentalmente a que los complejos principales de canales se encuentran a menudo en los valles erosionados dentro de estos complejos de abanicos de rotura, por lo tanto están generalmente en comunicación con arenas más productivas y contribuirán más a las reservas recuperables. ^[8]

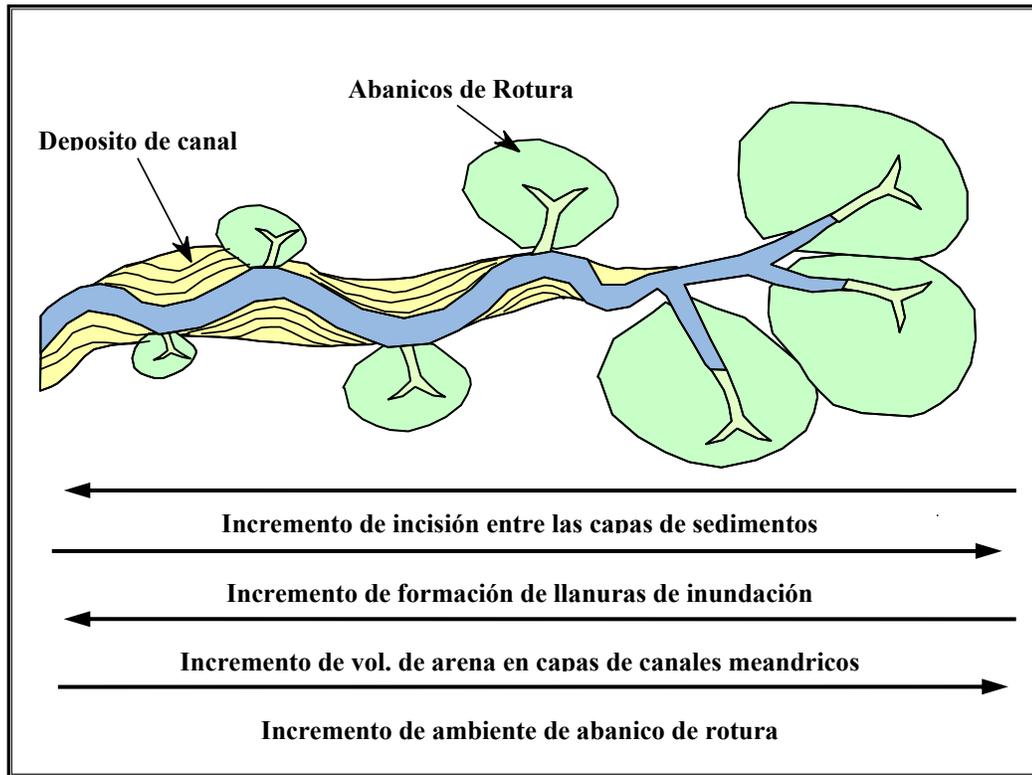


Figura 2.6 Representación gráfica de un sistema fluvio-deltaico genérico, dominado por procesos fluviales. ^[8]

2.2.4.3 Estratigrafía Local

En el área correspondiente al Bloque Huyaparí, los intervalos productivos se agrupan en tres unidades importantes con acumulaciones de hidrocarburos, las cuales fueron denominadas Intervalo Inferior (Formación Oficina y parte de la Formación Mercure), Medio y Superior (ambos Formación Oficina). Las principales unidades sellantes entre estas unidades de acumulaciones son lutitas marinas depositadas durante períodos de máxima superficie de inundación.



El Intervalo Superior está conformado por las Arenas K, L, N/M y O/P, de la Formación Oficina, de edad Mioceno Medio. Este intervalo representa un sistema encadenado de baja energía; la base del Intervalo está representada por las Arenas O/P y tienen como origen un aumento leve del nivel del mar, se presenta como una unidad deltaica sobrepuesta, dominada por frentes de deltas y estrechos sistemas de canales, de distribución compleja, con una tasa baja de aporte de sedimentos, conformadas por arenas de poco espesor y lutitas masivas. Las Arenas N/M suprayacen discordantemente a las Arenas O/P; éstas representan una parasecuencia o superficie secundaria de inundación, conformada principalmente por areniscas masivas transgresivas y lutitas de poco espesor, las cuales están dominadas por sistemas de canales fluviales, serpenteantes, complejos, depositados en un ambiente de llanura deltaica, con evidencia ocasional de actividad de marea. La Arena L suprayace concordantemente a las Arenas N/M, la cual también representa una superficie secundaria de inundación, y a diferencia de las arenas N/M, la arena L se conforma principalmente de lutitas y arenas poco masivas, progradantes, que fueron depositadas en sistemas de canales con influencia fluvial y de marea, asociados con abanicos. La arena K representa el tope del intervalo superior, una superficie causada por un aumento máximo del nivel del mar, con una tasa de aporte de sedimentos baja.

El Intervalo Medio está conformado por las Arenas R0/R1, R2 y R3/R4 de la Formación Oficina, de edad Mioceno Medio. Este intervalo representa un sistema encadenado de baja energía. La base del intervalo está representada por las Arenas R3/R4, las cuales tienen como origen un aumento del nivel del mar, con aporte de sedimentos, conformadas por una secuencia de areniscas masivas progradantes y la intercalación de lutitas y areniscas transgresivas; está representada en complejos canales serpenteantes, lateralmente extensivos, que contiene evidencia de actividad fluvial y de marea. La Arena R2 suprayace concordantemente a las Arenas R0/R1 y representa un sistema de canales fluviales con dominio de mareas, complejos y menos extensivo que los de la Arena R3/R4; se conforma principalmente de areniscas



transgresivas y lutitas. Las Arenas R0/R1 suprayacen concordantemente a la arena R2 y representan un complejo sistema de canales o parte de un sistema regional de canales, que en la mayor parte del área se presentan amalgamadas, con dirección Sureste – Noroeste; son dominadas por bandas de canales estrechos, con radios de poco espesor/profundidad y abundante evidencia de actividad fluvial y corrientes de marea; es un complejo deltaico altamente constructivo dominado por las mareas, desarrollado al final del sistema transgresivo.

El Intervalo Inferior está conformado por las arenas S, T, U1 de la Formación Oficina, de edad Mioceno Inferior, y por las Arenas U2/U3 de la Formación Mercure, de edad Mioceno Inferior. El Intervalo Inferior representa un sistema transgresivo de baja energía que se acuña al basamento desde el Norte al Sur de la Cuenca Oriental. La arena S representa una superficie de máxima inundación, una superficie transgresiva marina, a menudo fuertemente cementada con carbonato, y es la base de una unidad marina de lutita que generalmente es entre 15 y 40 pies de espesor. Su espesor varía, ya que este sello de lutita marina es localmente erosionado por un límite en la secuencia de la Arena R3/R4 de la Formación Oficina. Las Arenas T y U1 se presentan como unas superficies de inundación que fueron depositadas en sistemas transgresivos, masivos, en canales, abanicos fluviales y ambientes de abanicos de frentes deltaicos. Están representadas por estuarios y sistemas de canales con influencia de marea, conformadas principalmente por una secuencia de arenas masivas con intercalaciones lutíticas, que en algunas zonas del área se presentan amalgamadas.

La Arena U2/U3, es una superficie particularmente compleja que correlaciona con el horizonte que los geólogos del área reconocieron como el tope de la Formación Mercure. Fueron depositadas en sistemas complejos de canales fluviales, serpenteantes, con facies de abanico de rotura menores. Esta arena representa una zona de intensos procesos de formación de suelo meteorizado que probablemente



marcan un período largo sin deposición en un ambiente de llanura costera, suprayacente, donde se encuentran lignitos y lutitas que marcan el principio de un período de aumento del nivel del mar. La superficie puede representar un horizonte por exposición sub-areal, erosión o cambio de facies, es decir, un límite de secuencia, correspondiente a la zona de desarrollo del suelo meteorizado, por debajo de las Arenas U2/U3. Pero también representa un período de sedimentación rápida, solapándose durante un aumento rápido de nivel de mar, de acuerdo a las lutitas y lignitos suprayacentes. Está conformada principalmente por arenas masivas de hasta más de 100 pies de espesor. En la Figura 2.7 se muestra la columna estratigráfica tipo para el área en estudio; allí se observan los tres intervalos productivos en los que se ha dividido la sección de acuerdo a las acumulaciones importantes de hidrocarburos. ^[6]

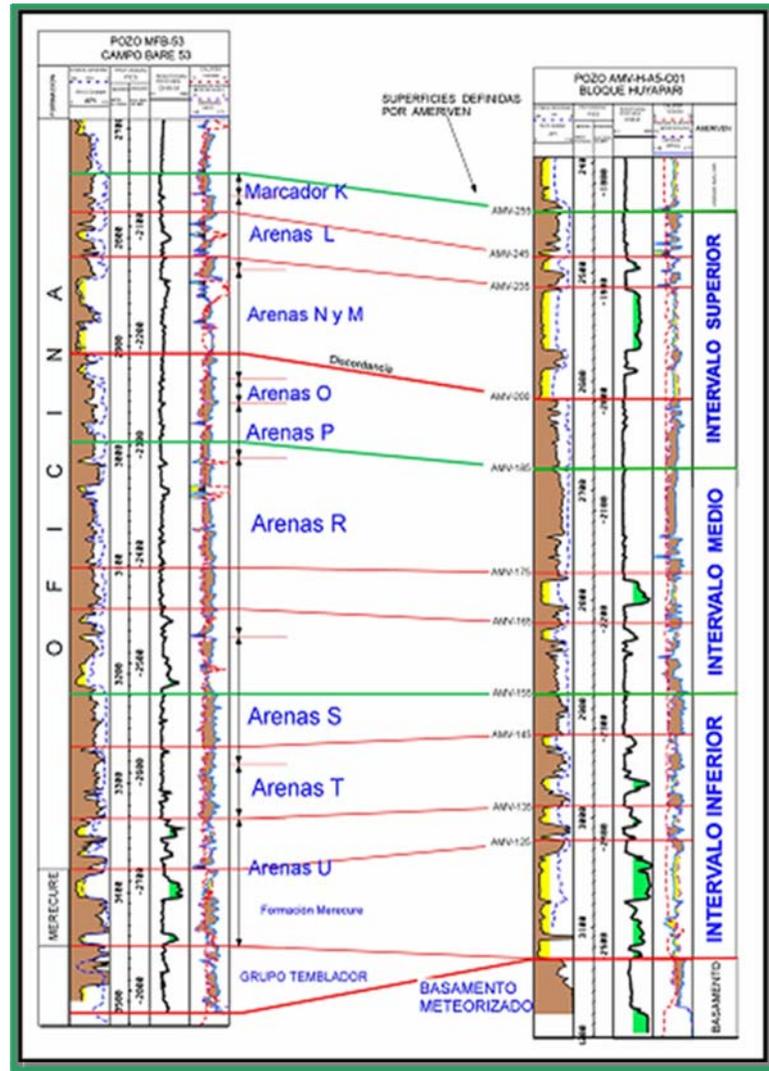


Figura 2.7 Correlación estratigráfica entre los pozos MFB-53 y AMV-H-A5-C01, donde muestra la nomenclatura de los estratos de PDVSA-PETROPIAR, definida por Ameriven [6]



2.2.4.4 Barreras Estructurales

El sistema de fallas que golpea Este-Oeste bruscamente es llamado sistema de fallas La Esperanza. El sistema de falla que golpea bruscamente noroeste-sudeste es el sistema de falla Río Limo (figura 2.8), nombrado después del morichal primario que va sub-paralelo a él y probablemente indica su superficie. La orientación de esta falla extensional también sugiere que la tensión primaria es orientada hacia el noroeste-sudeste, como era de esperarse en un sistema con rumbo desplazamiento derecho-lateral y al Este-Oeste golpeando la falla.

Aunque un número de fallas han sido identificadas en el campo Huyaparí, todas ellas tienen un pequeño desplazamiento vertical, con aparentes desplazamientos de menos de 100 pies. Dada la naturaleza arenosa sin consolidar de los sedimentos y los pequeños desplazamientos no esperados las fallas serían barreras de transmisibilidad significantes. En la mayor parte del campo las rocas del yacimiento son puro petróleo hacia la base inclusive ambos lados de las fallas, esto toma muy poco para sellar una columna de petróleo cuando la densidad del mismo es aproximadamente igual a la densidad del agua de formación. Aunque puede haber diferencias pequeñas en las elevaciones del contacto agua - petróleo a través de las fallas, la diferencia de flotación relacionada a estas pequeñas diferencias sería muy ligera, en el orden de una décima de libra por un cuarto de pulgada del diferencial de presión. Sin embargo, muchas fallas pudiesen ser altamente permeables para el agua. Porque la entrada de agua tiene alto impacto en el petróleo extra pesado, esto es considerado prudente para asumir que las fallas no son arenosas y el agua migraría libremente hacia cualquier pozo productor cuya producción haya originado una caída de presión significativa. La excepción para esto es un área donde la falla Río Limo intercepta la falla La Esperanza entre las áreas referidas como sub-cuenca El Rosario y Sub-cuenca de Hamaca, la cual se observa en la figura 2.8. Bien los datos



confirman que el depósito en arena adyacente a las arenas mayores es consolidado herméticamente con cemento de carbonato y así que es probablemente impermeable.

2.2.4.5 Barreras Estratigráficas

Los mayores sistemas de yacimientos en el área son canales complejos de influencia fluvial marino, así que se espera que haya variación lateral considerable en la facies del depósito, sobre todo en un área tan grande como el área operacional. Sin embargo muchas de las unidades del yacimiento son sólo petróleo hasta la base y actualmente nuestros pozos de control están espaciados aproximadamente a unos 6000 pies orientado al Este-Oeste (siguiendo el rumbo del canal) así que es difícil definir donde los posibles monoclinales estratigráficos podrían estar o cuan extensos pueden ser. [8]

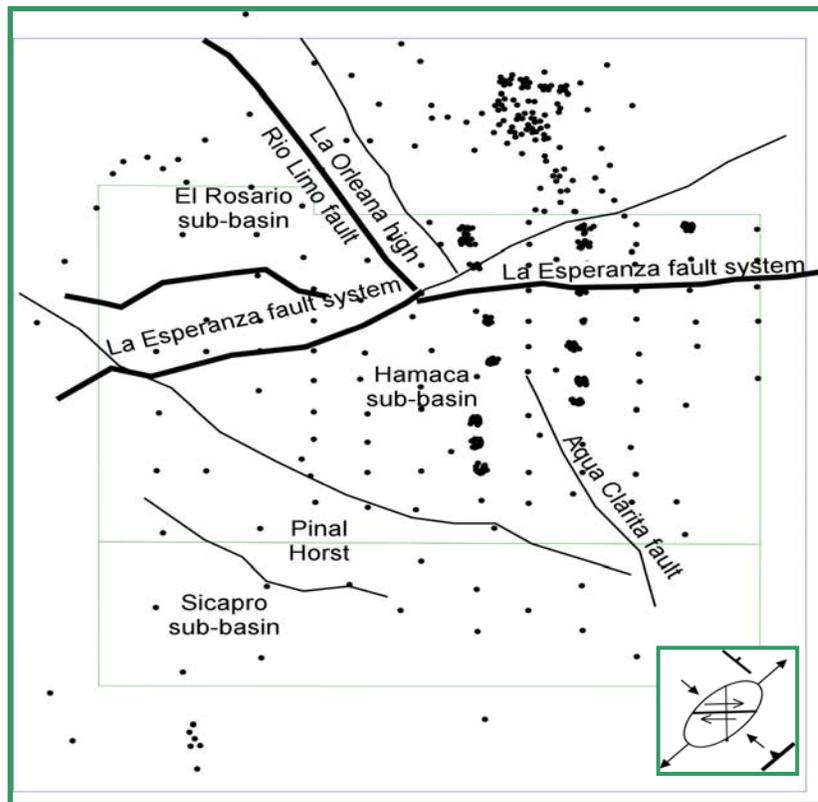


Figura 2.8 Características Estructurales en el área Operacional de Petropiar [6]



2.3 RESUMEN DE CONOCIMIENTOS PREVIOS

2.3.1 Petrofísica

Es la especialidad de caracterizar las propiedades físicas de las rocas mediante la integración del entorno geológico, perfiles de pozos, análisis de muestra de rocas y sus fluidos e historias de producción.

La petrofísica es el estudio de las relaciones que existen entre las propiedades físicas y texturales de una roca. Aunque el ingeniero de yacimientos está más interesado en la porosidad, la permeabilidad y la saturación de fluidos en las rocas de acumulación, existen otras propiedades físicas tales como el factor de resistividad de la formación, el índice de resistividad y el factor hidráulico de la formación (permeabilidad relativa) que proveen una conexión entre ingeniería de yacimiento y los registros de pozos. De esta relación se pueden obtener datos que ayudan a la posible determinación de permeabilidades relativas por medio de registros eléctricos. Esta situación es de especial interés cuando las rocas de acumulación contienen lutitas, ya que, en tales casos es posible obtener producción de petróleo y gas sin producir agua aun para saturación de agua connata de la formación de 60 a 70 por ciento.

La petrofísica constituye una de las bases fundamentales de la interpretación del subsuelo y tiene afinidad no sólo con la geología del petróleo, sino con la geofísica y la ingeniería de yacimientos. De hecho, la interpretación del registro de buzamiento requiere conocimientos de geología estructural y sedimentología que solamente se encuentran en el curriculum académico del geólogo; mientras que la interpretación de un registro sísmico de un pozo requiere del concurso de un geofísico, así como la interpretación de un registro de producción requiere la de un



ingeniero de petróleo. Esto demuestra que en esencia la petrofísica es una ciencia multidisciplinaria, y que su ejercicio dependerá más de la disposición del profesional de aprender los conocimientos básicos de las disciplinas involucradas, que del propio conocimiento adquirido en la universidad. En la figura 2.9 muestra las diferentes disciplinas relacionadas con la petrofísica.



Figura 2.9 Relación relativa de la Petrofísica con disciplinas de Ciencias de la Tierra y de Ingeniería de Petróleo. ^[9]

2.3.1.1 Parámetros Petrofísicos

En la evaluación de formaciones es necesario obtener, con mayor precisión posible, parámetros como: Resistividad verdadera de la formación (R_t) y porosidad de la arena (\emptyset). Es importante también, tener conocimiento del volumen de arcilla presente en la formación (V_{sh}), lo cual permitirá hacer las correcciones por arcillosidad y obtener los valores confiables de la porosidad (\emptyset) y de la saturación de agua (S_w).



2.3.1.2 Estudio Petrofísico de un Campo

En una evaluación petrofísica de un campo se pueden obtener una serie de informaciones útiles para los estudios de yacimientos tendiente al desarrollo del campo para la recuperación primaria o para implementar proyectos de recuperación adicional. Estas informaciones normalmente son: Porosidad (\emptyset), saturación de petróleo (S_o) o de agua (S_w), permeabilidad (K), arcillosidad (V_{sh}), litología, movilidad y hasta la composición mineralógica. Estas informaciones, dependiendo de las necesidades, se pueden obtener a partir de los perfiles, tanto para una sola zona de todos los pozos del campo, (uno o más yacimiento) como para todas las zonas de todos los pozos. Es de recordar que, 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.

Como se sabe, las características petrofísicas varían horizontalmente dentro del campo. Para tener un buen control de esta variación, es necesario tener suficiente número de pozos bien distribuidos y que ellos tengan además los registros necesarios para efectuar la evaluación petrofísica requerida. Para tener una visión integral de la distribución de las características petrofísicas de un campo, normalmente se construyen mapas de isoporosidad, isosaturación, isoarcillosidad, isohidrocarburos, de isoarena, etc. En conclusión, el valor de la evaluación petrofísica de un campo depende de la cantidad, calidad y distribución de los perfiles y otras informaciones petrofísicas que se tenga en el campo. ^[10]

2.3.2 Propiedades Físicas de la Formación

Casi todo petróleo y el gas que se produce actualmente provienen de acumulaciones ubicadas en los espacios porosos de las rocas de los yacimientos constituidos, por lo general, de arenisca, calizas o dolomitas. La cantidad de petróleo o gas contenida en



una unidad de volumen del yacimiento es el producto de su porosidad por saturación de hidrocarburos.

Además de la porosidad y la saturación de hidrocarburos, se necesita conocer el volumen de la formación a fin de estimar las reservas totales y determinar si la acumulación es comercial. Para calcular este volumen, se requiere conocer el espesor y el área del yacimiento.

Con la finalidad de poder evaluar el potencial de producción de un yacimiento, es preciso conocer cuán fácilmente corre el fluido a través del medio poroso. Esta propiedad de la formación es su permeabilidad, la cual depende de la forma en que los poros se interconectan.

Por lo tanto, los principales parámetros petrofísicos que se requieren para evaluar un yacimiento, son su porosidad, la saturación de hidrocarburos, el espesor, el área y la permeabilidad. Además de los parámetros mencionados, la geometría del yacimiento, su temperatura, presión y litología, desempeñan un papel importante en la evaluación, completación y producción del yacimiento.

Lamentablemente, son escasos los parámetros petrofísicos que pueden medirse de manera directa. En consecuencia, deben derivarse o inferirse a partir de mediciones efectuadas en otros parámetros de las formaciones. En la actualidad, hay un gran número de parámetros de las formaciones que pueden ser medidos; entre otros, se cuentan la resistividad, la densidad de la formación, la velocidad sónica, el potencial espontáneo, la radioactividad natural y el contenido de hidrógeno de la roca.

La interpretación de perfiles es el proceso mediante el cual, estos parámetros mensurables, pueden traducirse en parámetros petrofísicos deseados como porosidad, saturación de hidrocarburo, permeabilidad, productividad, litología, etc.



2.3.2.1 Resistividad

El postulado básico de la teoría eléctrica es la ley de Ohm, que establece que el flujo de la corriente eléctrica i de un conductor, es proporcional a la diferencia del potencial eléctrico, ΔE , que origina dicho flujo. La constante de proporcionalidad se llama resistencia, r . Esto se expresa en la ecuación:

$$\Delta E = i \cdot r \quad [\text{Ec. 2.1}]$$

La diferencia de potencial entre dos puntos se define como el trabajo necesario para llevar una carga de un punto a otro. La corriente se define como la fuerza del campo electromagnético alrededor de un conductor. Por lo tanto, la ecuación 2.1 completa la definición de la resistividad. La unidad de resistencia es el Ohm y equivale a un volt/ampere.

Las consideraciones acerca del anterior concepto de resistencia, nos llevan a la conclusión que la resistencia es una propiedad intrínseca, es decir, depende no solo del material que conduce la corriente, sino también de sus dimensiones físicas. De este modo, al duplicarse la longitud del conductor, se duplica su resistencia y al duplicarse la sección transversal perpendicular al flujo de la corriente, la resistencia se reduce a la mitad. Al incorporarse la longitud y el área a la resistencia, se obtiene una propiedad que sólo es función del material del cual está compuesto el resistor. Esta propiedad se denomina resistividad R , la cual se define como:

$$R = r * \frac{A}{L} \quad [2.2]$$

donde A es el área de la sección transversal del conductor y L es su longitud. Las unidades de resistividad son resistencia por longitud. En la práctica del perfilaje



eléctrico se utilizan las unidades Ohm-m. En estas unidades, la resistividad también puede definirse como la resistencia entre las caras opuestas de un bloque cúbico de material, cuyas aristas tienen 1 metro de longitud. De vez en cuando es más conveniente hablar del recíproco de la resistividad, lo cual se denomina conductividad C o del recíproco de la resistencia, es decir, la conductancia c .

2.3.2.2 Resistividad de las Formaciones

Las resistividades de las formaciones son indicios importantes en cuanto a su probable litología y contenido de fluido. Las formaciones de la tierra conducen la corriente eléctrica sólo mediante el agua mineralizada que contienen. Los minerales que constituyen las partes sólidas de los estratos, cuando están absolutamente secos, son aislantes. De la misma manera, cualquier cantidad de petróleo o gas puro que se encuentran en las formaciones, son eléctricamente no conductores. Las pocas excepciones a esta regla son los sulfuros metálicos, el grafito, etc., que son conductores de la electricidad como los metales. Las formaciones de más baja resistividad indican incremento tanto en la cantidad de agua como en su mineralización. Otros factores importantes en la resistividad de las formaciones son la forma e interconexión de los espacios de los poros que están ocupados por el agua. Estos factores dependen principalmente de la litología de la formación. ^[11]

2.3.2.3 Resistividad verdadera de la formación (R_t)

La resistividad de la formación constituye una propiedad muy importante para indicar tipo de fluidos. La mayoría de los materiales constituyentes de las rocas al igual que los hidrocarburos, no son conductores de la electricidad, ósea que son resistivos. En las rocas sedimentarias la parte sólida está formada por minerales no conductores de la electricidad tales como el 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. En los cálculos de saturación de agua (S_w), la resistividad verdadera de la formación es muy importante, de allí la necesidad de obtener un valor lo más confiable posible. EL valor de R_t se obtiene de los perfiles eléctricos siguientes:

- ✓ **Electrolog:** Tienen por lo general dos curvas normales y una lateral, la normal larga y la lateral dan información parcial acerca de la resistividad de la formación.
- ✓ **Inducción:** Proporciona valores confiables de R_t (la curva de mayor espaciamento). Da mejores resultados en formaciones de baja resistividad y poca invasión.
- ✓ **Doble Lateroperfil:** Con la curva de mayor profundidad (LLD) se obtienen lecturas confiables de R_t . Otras herramientas como el lateroperfil y el doble inducción, dan lecturas de R_t .

2.3.2.3.1 Factores que afectan a los perfiles de resistividad

La lectura de la resistividad verdadera de la formación (R_t) independientemente del perfil de donde se obtenga, puede resultar afectada por varios factores, entre los cuales se tienen:

- ✓ **Diámetro del hoyo:** Si el diámetro del hoyo es diferente de 8 $\frac{1}{2}$ pulgadas se deben hacer correcciones para obtener valores confiables de R_t , para ello se usan las cartas especializadas de la Schlumberger como la Rcor-4a, Rcor-8 y la Rcor-1 (inducción-electrolog) y Rcor-2a, Rcor-2b, Rcor-2c (laterolog-doble laterolog).



- ✓ **Salinidad del lodo:** Afecta la R_t si el lodo es muy salino (por lo general cuando es mayor de 30.000 ppm de NaCl de salinidad).
- ✓ **Efecto de las capas adyacentes:** Las capas adyacentes tienden a reducir el valor real de R_t , debido a que por lo general se tiene la secuencia de lutita-arena-lutita. Este efecto del borde de capa se puede disminuir haciendo correcciones directamente en la curva de R_t y también, mediante el uso de las cartas que corrigen el efecto de las arenas delgadas.
- ✓ **Arenas delgadas o laminares:** Estas son consecuencias de la pobre resolución vertical de las herramientas para medir R_t , más en el perfil inducción-laterolog, que en el doble laterolog (este último tiene mayor resolución vertical). Esto se resuelve mediante el uso de herramientas de mas alta resolución vertical (ejemplo, el perfil de propagación electromagnética, E.P.T). También se pueden usar las cartas de la Schlumberger, Rcor-5, Rcor-6 y Rcor-7 para el perfil y la Rcor-10 para el laterolog y el doble laterolog.
- ✓ **Efecto de la invasión del filtrado del lodo:** En zonas de alta invasión es preferible el uso del doble lateroperfil, ya que, este es una combinación de dos dispositivos con diferentes profundidades (profunda y somera) que permiten una mejor definición de la capa.
- ✓ **Arcillosidad:** El volumen de arcilla presente en la arena altera la resistividad (R_t) y reduce su valor real. Esto se corrige usando los modelos matemáticos que toman en cuenta la arcillosidad para calcular la saturación de agua (S_w). Los modelos de arcillosidad total toman en cuenta el volumen de arcilla (V_{sh}) y la resistividad de la arcilla (R_{sh}) y los modelos de doble capa iónica toman en cuenta el Q_v (concentración de cationes en la arcilla) ^[5]



2.3.2.4 Resistividad del agua de formación (R_w)

El agua de formación, a veces llamada agua connata o intersticial, es el agua no contaminada por el lodo de perforación que satura la roca. La resistividad del agua de formación (R_w), es un parámetro importante para la interpretación petrofísica, ya que se requiere para el cálculo de saturaciones (de agua o de hidrocarburos).

El valor de la resistividad del agua de formación (R_w) varía de una zona a otra y está relacionado con los cambios de litología que se presentan y con la salinidad del agua de formación, se puede obtener de las siguientes formas:

- ✓ **Medición directa a muestras de agua**, se efectúa en el laboratorio o en la unidad de perfilaje en el pozo, mediante un celda se mide la resistividad en ohm-m a la temperatura ambiente.
- ✓ **Métodos gráficos (Crossplot)**, el grafico Picket Plot el cual es muy útil en la interpretación de perfiles, basados en la ecuación de Archie. Por medio de gráficos Log-Log de porosidad vs Resistividad verdadera se calcula el índice de resistividad (IR) y la saturación de agua (S_w).
- ✓ **Análisis químicos de muestras de agua (equivalencia de NaCl)**, dada la composición química de una muestra de formación, las concentraciones de cada ion o radical son introducidas en la figura 2.10 leyéndose un multiplicador para cada uno, el cual es aplicado a la respectiva concentración. Al final se suman todas las concentraciones corregidas, siendo el total igual a la salinidad de NaCl (el multiplicador para los iones Na y Cl es equivalente a la unidad).

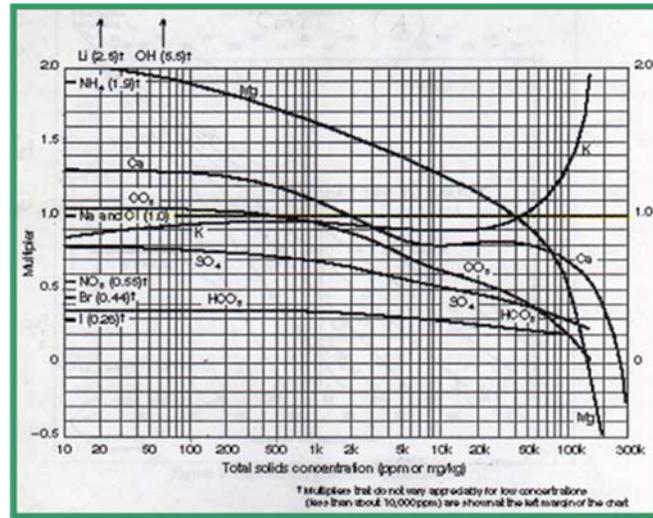


Figura 2.10 Concentración Equivalente de NaCl ^[12]

- ✓ *Mediante cartas especializadas*, en este caso conociendo el potencial espontáneo estático (SSP) y la resistividad del filtrado del lodo (Rmf) en superficie, se determina la resistividad a una profundidad determinada, mediante la temperatura de esa formación.

2.3.2.5 Resistividad de la arcilla (Rsh)

Para obtener el valor de la saturación de agua (S_w) es importante conocer el valor de la resistividad de la arcilla (Rsh), especialmente en aquellas arenas que presentan intercalaciones de arcilla, por lo general, la Rsh se obtiene del perfil de investigación profunda, en una lutita por debajo o cercana a la arena de interés. ^[10]

2.3.2.6 Resistividad de la zona lavada (Rxo)

Este parámetro se obtiene de la zona lavada, 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 de agua de la zona lavada Rxo.
- ✓ Cálculo del factor de formación.
- ✓ Estimación de la porosidad.

En las mediciones de Rxo es deseable que la profundidades de invasión de la herramienta sea pequeña, sabiendo que la zona lavada alcanzar a veces solamente pocas pulgadas más de la pared del pozo. [5]

2.3.3 Evaluación de Formaciones

Es la rama de la geología que tiene la propiedad de caracterizar las propiedades físicas de las rocas y de los fluidos del subsuelo, mediante la integración del entorno geológico, el análisis de los perfiles de pozos, muestras de formaciones e historia de producción; con el fin de facilitar la información necesaria para la completación o abandono de un pozo, facilitándose así el estudio del yacimiento para la búsqueda de nuevas oportunidades prospectivas.

En resumen la petrofísica ofrece la posibilidad de estudios y verificación de una cantidad de datos fundamentales para las operaciones, entre sus funciones están:

- ✓ Control de profundidad del pozo.
- ✓ Determinación de tope y base (espesor) de un estrato, medición del potencial espontáneo y resistividad de las rocas fluidos.
- ✓ Deducción de valores de porosidad, saturación y permeabilidad de las rocas.
- ✓ Deducción de la presencia de fluidos en las rocas: gas, petróleo y agua.
- ✓ Perfil de diámetro de hoyo y registros de temperatura.
- ✓ Registros de efectividad de la cementación de revestidores (temperatura).
- ✓ Registros de buzamiento y registro de presiones.



- ✓ Toma de muestras de formación (roca).
- ✓ Toma de muestras de fondo (fluidos) y registros de densidad (roca).
- ✓ Detección de fallas, discordancias y detección de fracturas.
- ✓ Correlaciones pozo a pozo, local y regional (litología).
- ✓ Control de dirección y profundidad desviada y vertical del pozo (perforación direccional u horizontal).

2.3.3.1 Arcillosidad

La arcillosidad es una expresión volumétrica del contenido de minerales de arcilla, por unidad de roca, tiene efectos directos y marcados sobre la porosidad, permeabilidad y distribución de los fluidos de una roca.

Los tamaños de las partículas de arcilla son muy pequeños, de 1 a 3 órdenes de magnitud menos que las partículas de los granos de las arenas. Por este motivo, las arcillas pueden captar de manera eficiente grandes cantidades de agua, las cuales no fluyen, pero contribuyen a la respuesta de los perfiles.

Las lutitas son principalmente una mezcla de arcilla y limo (sílica fina) depositada en aguas de muy lento movimiento. Si por una parte pueden tener una buena porosidad, por otra, su permeabilidad es esencialmente cero. Por lo tanto, las lutitas puras son de escaso interés para la producción de hidrocarburos. Por otro lado, las arenas o carbonatos que contienen cantidades modestas de arcilla, pueden ser productoras importantes de hidrocarburos. ^[12]



2.3.3.1.1 Determinación del tipo de arcilla

El tipo de arcilla se puede determinar a partir de:

1. *Perfiles*

Aún no existe un método confiable para determinar el tipo de arcilla presente en la formación a partir de los perfiles. Es muy difícil determinar con cierta exactitud la forma cómo se presentan las arcillas, sólo por observaciones de la forma como se comportan algunas curvas, puede llegar a decirse que existen arcillas laminares. Para determinar el tipo de arcilla predominante en una formación se puede seguir la siguiente regla empírica, la cual nos da una idea de su distribución.

	Arcilla dispersa	Arcilla laminar o estructural
a)	SP-normal	SP-marcadamente reducido
b)	Resistividad normal	Resistividad muy reducida
	$\frac{1}{Rf} \leq \frac{Vsh}{Rsh}$	$\frac{1}{Rf} \geq \frac{Vsh}{Rsh}$

Donde:

Rf= Resistividad de la formación, ohm-m

Vsh= Volumen de arcilla, fracción.

Rsh= Resistividad de la arcilla, ohm-m

2. *Laboratorio*

El volumen, tipo y forma de presentarse las arcillas en una formación, se puede determinar también a partir de análisis de muestras seleccionadas de los



núcleos en el laboratorio. Estas determinaciones se pueden lograr por cualquiera de los siguientes métodos:

- ✓ Mediante simple observación directa.
- ✓ A través de difracción de rayos X.
- ✓ Haciendo uso del microscopio de barrido electrónico.
- ✓ Por análisis granulométrico.

A través de los análisis de laboratorio se puede determinar con cierta precisión el volumen, el tipo y la forma de presentarse las arcillas. Los resultados que se obtienen son sumamente útiles para calibrar los registros y mejorar los métodos de interpretación de perfiles.

2.3.3.1.2 Calculo del volumen de arcilla

Los métodos para determinar el volumen de arcilla están basados en la comparación de las lecturas de una curva, seleccionada de los perfiles frente a la arena que se está evaluando, con las lecturas frente a una zona considerada como limpia y una lutita vecina que se considera como 100 % arcilla. [5]

Las expresiones existentes para obtener el volumen de arcilla (V_{sh}) se indican a continuación:

- ✓ *Mediante la resistividad:*

$$V_{sh} \leq \frac{R_{sh}^{1/b}}{R_t}, \quad [\text{Ec. 2.3}]$$



$$V_{sh} \leq \frac{R_{sh}^{1/b}}{R_t} \left[\frac{R_{t_{\max}} - R_t}{R_{t_{\max}} - R_{sh}} \right]^{1/b}, \quad [\text{Ec. 2.4}]$$

Donde:

Rsh= Resistividad de la arcilla. Ohm-m.

Rt= Resistividad de la formación, ohm-m.

Rt_{máx}= Resistividad de una arena de hidrocarburos relativamente limpia, ohm-m.

b= 1,0; cuando la arcilla es laminar y/o el porcentaje de arcilla es bajo.

✓ *Mediante la curva SP:*

$$V_{sh} \leq \frac{GR - GR_{clean}}{GR_{shale} - GR_{clean}}, \quad [\text{Ec. 2.5}]$$

Donde:

SP= Potencial espontáneo leído en la arena de interés, mv.

SSP= Potencial espontáneo de una arena limpia, mv.

✓ *Mediante el perfil de rayos gamma:*

$$V_{sh} \leq \frac{GR - GR_{clean}}{GR_{shale} - GR_{clean}}, \quad [\text{Ec. 2.6}]$$

Donde:

GR= Lectura en la arena de interés o intervalo seccionado, API.

GR_{shale}= Lectura en una lutita representativa, API.

GR_{clean}= Lectura en la arena que se considera limpia, API.



2.3.3.2 Porosidad

La porosidad es una propiedad petrofísica estática fundamental para la evaluación de todo yacimiento. Las rocas yacimientos están formadas por la matriz o esqueleto mineral, la cual consiste de granos de material sólido de variadas formas y tamaños y por los espacios vacíos (libre de material sólido) entre los granos, llamados Poros, los cuales están ocupados por fluidos tales como petróleo, agua o gas.

El volumen total de fluidos que puede ser almacenado en un volumen de roca dado (V_t) es su volumen poroso (V_p). Por lo tanto, el volumen poroso, es igual al volumen total menos el volumen de los granos o sólidos contenidos en la roca (V_s). Es de mucha importancia que en la determinación del volumen poral a considerar, en la evaluación de yacimiento, sólo incluya aquellos poros que están conectados a los canales principales del sistema poroso.

El volumen total de roca es igual al volumen de sólidos más el volumen poroso:

$$V_t = V_s + V_p \quad [2.7]$$

Donde:

V_t = Volumen total.

V_s = Volumen de sólidos.

V_p = Volumen poroso.

2.3.3.2.1 Determinación de la Porosidad

En un mismo horizonte, las características de porosidad y permeabilidad pueden variar en proporciones importantes de un punto a otro. Los métodos de medición, que son numerosos, se pueden agrupar en dos categorías diferentes:

1. Los métodos directos, que operan sobre muestras de formación (núcleos)



2. Los métodos indirectos, que proceden por interpretación de datos físicos medidos en sondeos.
- ✓ **Métodos Directos (Laboratorio):** Las medidas directas, por aparatos de laboratorio, pueden ser muy precisas, pero son efectuadas sobre muestras de pequeño tamaño, y como consecuencia, no son representativas del conjunto de la formación. Numerosos métodos han sido desarrollados para determinar la porosidad.

Varios métodos para medir porosidad usualmente se distinguen por medir volumen de granos o volumen poroso. Todos los métodos que miden volumen poroso dan la porosidad efectiva. Estos métodos están basados en la extracción de los fluidos de la roca o la introducción de un fluido dentro del espacio poroso de la misma.

- ✓ **Métodos Indirectos:** Los métodos indirectos se hacen a partir de registros físicos. En los casos favorables, proporcionan una idea más completa de las características del conjunto de la formación, basándose no solamente en una muestra, sino en un volumen más o menos importante de la roca alrededor del pozo. Para un yacimiento dado, es indispensable una comprobación por comparación con las medidas de laboratorio, a fin de ajustar las interpretaciones. Entre los métodos indirectos para determinar la porosidad se tienen:
- A partir de los perfiles de porosidad.
 - A partir del microperfil.

Tres perfiles se han desarrollado para determinar la porosidad, estos son: el perfil de densidad, el perfil sónico y el perfil neutrónico. Combinación de



estos perfiles son usados para determinar la litología y porosidad así como también porosidad de las fracturas. ^[14]

2.3.3.2.2 Calculo de la porosidad total

A pesar de no existe un registro que mida directamente la porosidad de una roca, los investigadores han podido definir y utilizar diferentes métodos para calcular esta propiedad a partir de la data proporcionada por algunos registros. Si las consideraciones sobre las cuales se basan dichos métodos se cumplen, los resultados obtenidos son usualmente correctos. Sin embargo, aun cuando se consideren todas las correcciones recomendadas en los cálculos, se recomienda validar y calibrar los valores de porosidad resultantes del análisis de perfiles, comparándolos con los resultados obtenidos a través de los análisis de núcleos, mediante la realización de una Correlación Núcleo – Perfil. A continuación se muestra las ecuaciones aplicadas para la determinación de la porosidad a través de perfiles ^[15].

✓ **Registro Sónico:**

$$\Phi_s = \frac{\Delta t - \Delta t_{ma}}{\Delta t_f - \Delta t_{ma}}$$

[Ec. 2.8]

Donde:

Δt = Tiempo de transito de la zona a evaluar.

Δt_{ma} = Tiempo de transito de la matriz de la roca.

Δt_f = Tiempo de transito el del fluido existente en la zona lavada.

✓ **Registro Neutrónico:** La porosidad por medio de este registro se calcula corrigiendo las lecturas obtenidas por diversos factores, referentes a la



salinidad del líquido que se encuentra en el pozo al momento de correr el registro, a el volumen de arcilla de la formación y al tipo de formación utilizada durante la calibración del equipo.

✓ **Registro de Densidad:**

$$\Phi_D = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f} \quad [\text{Ec. 2.9}]$$

Donde:

ρ_{ma} = Densidad de la matriz de la roca.

ρ_f = Densidad del fluido existente en la zona lavada.

ρ_b = Densidad de la zona a evaluar.

2.3.3.3 Saturación del agua (S_w)

La fracción del espacio poroso ocupado por el agua se denomina saturación de agua. Los modelos existentes para el cálculo de S_w , están basados en el tipo de formación y el grado de arcillosidad presente en la arena (incluyendo los que se basan en el volumen de arcilla, V_{sh} , o en el fenómeno de dobles capas iónicas).^[5]

2.3.3.3.1 Determinación de la saturación del agua

✓ **Archie:**

$$S_w = \sqrt[n]{\frac{R_w}{R_t \Phi^m}} \quad [\text{Ec. 2.10}]$$

Donde:



R_w = Resistividad del agua de formación.

Φ = Porosidad de la formación.

m = Exponente de porosidad o cementación.

R_t = Resistividad de la formación (zona virgen).

✓ *Simandoux:*

$$S_{w_p} = \left(\frac{a R_w}{2 \phi_c^{2.2}} \right) \left[\left(\left(\frac{V_{sh}}{R_{sh}} \right)^2 + \left(\frac{4 \phi_c^{2.2}}{a R_w R_t} \right) \right)^{1/2.2} - \frac{V_{sh}}{R_{sh}} \right] \quad [\text{Ec. 2.11}]$$

a = Tortuosidad.

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

Los demas términos fueron descritos anteriormente.

✓ *Modelo De Waxman-Smits:*

$$S_{w_p}^{n_s} = \frac{FR^* R_w}{R_t (1 + R_w B Q_v / S_{wt})} \quad [\text{Ec. 2.12}]$$

$$FR^* = \frac{a^*}{\phi^{m_s}} \quad [\text{Ec. 2.13}]$$

$$Q_v = \frac{CEC(1-\phi)\rho_{ma}}{100^* \phi} \quad [\text{Ec. 2.14}]$$

FR = Factor de resistividad de formación



B= Conductancia equivalente de cationes de las arcillas.

Qv= Capacidad de intercambio de cationes

CEC= Cationes equivalentes.

ρ_{ma} = Densidad de la matriz de la roca.

Los demas términos fueron descritos anteriormente.

✓ *Modelo De Indonesia (Poupon-Leveaux):*

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

[Ec. 2.15]

Donde:

Rt= Resistividad verdadera (ohm-m).

Vsh= Volumen de arcilla contenido en la arena de interés (fracc.).

Φ = Porosidad de la arena de interés (fracc.).

m= Factor de cementación.

a= Tortuosidad.

Rw= Resistividad del agua de formación (ohm-m).

2.3.3.4 Permeabilidad

La permeabilidad (k) es la medida de la facilidad con que una roca (formación) permite el flujo de un fluido (o fluidos) de determinada viscosidad a través de ella. Para que una roca sea permeable debe tener porosidad interconectada (poros, cavernas, vasos capilares o fracturas), es decir, porosidad efectiva.



La unidad básica de la permeabilidad se llama Darcy, en honor al ingeniero francés Henry Darcy, quien estudió por primera vez en 1856 el flujo de agua a través de filtros de arena. Henry Darcy desarrolló la ecuación de flujo de fluidos la cual ha sido una herramienta matemática fundamental en la ingeniería de petróleo. Darcy interpretó los resultados de sus observaciones por medio de la ecuación siguiente ^[16]:

$$q = K * A \frac{h_1 - h_2}{L} \quad [\text{Ec. 2.16}]$$

Donde:

q= Tasa de flujo de agua a través del empaque cilíndrico.

A= Sección transversal.

L= Longitud.

K= Constante de proporcionalidad.

2.3.3.4.1 Medición directa de la permeabilidad en el laboratorio.

Estas se hacen a través de muestras de formación (núcleos) y haciendo uso de la Ley de Darcy. Las medidas de permeabilidad obtenidos son absoluta, ya que, se hace fluir un solo fluido a través de las muestras de núcleos, este fluido puede ser un líquido o un gas. La determinación de la permeabilidad involucra la medida de una tasa de flujo de un fluido de viscosidad conocida a través de una muestra (núcleo) de forma determinada bajo un diferencial de presión medido.

- a) **Utilizando Gases:** Para medir la permeabilidad generalmente, se usa gas el cual no reacciona con la roca, pero ocasiona efectos no darcianos (Mayor k). La permeabilidad debe corregirse mediante la función de Klinkenberg.



b) **Utilizando Líquidos:** La permeabilidad absoluta de un núcleo de se determina haciendo fluir a través de él un líquido de viscosidad conocida cuando está saturado 100% de ese líquido. La permeabilidad del núcleo se calcula usando la ecuación de la Ley de Darcy.

2.3.3.4.2 Métodos para estimar permeabilidad.

Cuando no se dispone de núcleos para medir la permeabilidad, ésta se puede estimar por diferentes técnicas. Las metodologías para predecir la permeabilidad se pueden dividir en tres categorías: Empíricas, estadísticas y modelaje neural.

✓ **Modelaje Empírico:** El enfoque usualmente puede ser sumariado por la medición de porosidad y saturación de agua irreducible en núcleos y el desarrollo de modelos matemáticos que relacionan la porosidad y la saturación de agua irreducible con la permeabilidad. Estos métodos desarrollados para ciertas formaciones muestran un pobre comportamiento cuando son usados en otros campos.^[17]

- Willie y Rose:

$$k = \left(\frac{79 * \Phi}{S_{wi}} \right)^2$$

[Ec. 2.17]

Donde:

C= Constante que depende de la densidad del hidrocarburo. C= 250 para petróleos de gravedad media y 79 para gas seco.

k= Permeabilidad, mD.

Φ = Porosidad, fracc.



S_{wir} = Saturación de agua irreducible, fracc.

- Timur:

$$k = 0.136 \frac{\Phi^{4.4}}{S_{wir}^2}$$

[Ec. 2.18]

Donde:

k = Permeabilidad, mD.

Φ = Porosidad, %.

S_{wir} = Saturación de agua irreducible, %.

- Tixer:

$$k = \left(\frac{250 * \Phi^3}{S_{wi}} \right)^2$$

[Ec. 2.19]

Donde:

k = Permeabilidad, mD.

Φ = Porosidad, fracc.

S_{wir} = Saturación de agua irreducible, fracc.



2.3.4 Ambientes Sedimentarios

Son lugares geográficamente limitados de la superficie terrestre que puede ser fácilmente distinguida de las áreas adyacentes a través de un conjunto de condiciones físicas, químicas y biológicas, bajo cuyas condiciones se acumulan sedimentos para dar origen luego a las rocas sedimentarias. El ambiente sedimentario es un lugar donde se realiza en parte el proceso sedimentario, ya explicado anteriormente. Las cuencas sedimentarias son depresiones que reciben un volumen de sedimentos mucho mayor que su promedio normal, en estas cuencas es donde se acumula materia orgánica y se origina el petróleo, y también según la historia de esta, migra y es entrampado en rocas permeables y a la vez selladas.

2.3.4.1 Ambiente Fluvial

Los sistemas fluviales se organizan en redes que convergen hacia el mar. Las facies típicas de estos ambientes fluviales están representados por depósitos del canal del río, cuya geometría se dispone en tres tipos morfológicos: rectilíneos, entrelazados y meandriiformes y la llanura de inundación.

2.3.4.1.1 Depósitos de Canales rectilíneos

Los canales rectilíneos son raros, generalmente asociados con trazas de fallas en la superficie. La línea de máxima profundidad del canal, es socavada por el agua según la mínima resistencia que ofrezca el terreno a su flujo, esta se mueve continuamente por todo el cauce de una a otra orilla. En la zona opuesta al punto de mayor profundidad hay acumulación de material y se forma una barra alternándose de una ribera a la otra. En la figura 2.11 se observa un canal rectilíneo.

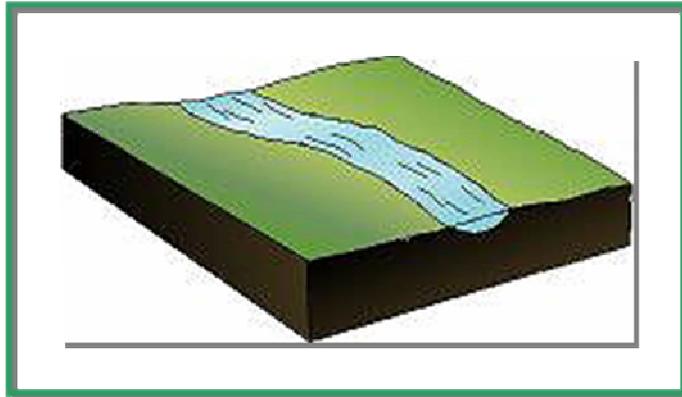


Figura 2.11 Esquematación de canal Rectilíneo ^[18]

Los depósitos de los canales rectilíneos, están constituidos en alternancia vertical, o por grava, o por arena. En las curvas de rayos gamma o de potencial espontáneo muestran tendencia a una forma cilíndrica, o de bloque, como también se llama.

2.3.4.1.2 Depósitos de Canales Meandriiformes

Los meandros, son curvas pronunciadas que se forman en canales de pendiente baja. Su baja energía los obliga a una trayectoria curvilínea, la cual representan la trayectoria de menor resistencia al flujo de la corriente, la de menor trabajo o donde la energía disipa más uniformemente. La barra de meandro es el depósito característico de un canal meandriiforme. Se forma por migración lateral del meandro, a medida que el río va erosionando la riberla cóncava de su propio cauce y a su vez va cortando la lutita de la llanura de inundación, como se observa en la figura 2.12, por lo cual habrá un contacto sedimentológico abrupto entre el depósito de barra de meandro y la lutita infrayacente. La expresión de un depósito en un perfil de rayos gamma o SP mostrará entonces tendencia a una deflexión abrupta hacia la izquierda en la base del depósito y una evolución acampanada hacia la parte superior.



Figura 2.12 Esquematzación canal meándrico (Río Missisipi) ^[18]

Por otra parte, la dinámica de los canales meandriiformes en la llanura aluvial origina que segmentos de un canal puedan quedar abandonados. El relleno sedimentario de una canal abandonado es similar al de una barra de meandro hasta tanto el canal estuvo activo, pero desde el momento de su abandono el material sedimentario puede llegar hasta él solamente durante las inundaciones, por lo cual el resto de la sucesión estará constituida por limo y arcilla. Un depósito de canal abandonado es también un cuerpo de roca potencialmente almacenador de hidrocarburo, ya que tiene condiciones muy favorables para el entrapamiento estratigráfico. Su expresión en un perfil de rayos gamma será similar al depósito de barra de meandro en la parte basal de la sección (cilíndrica o acampanada), con una sección arcillosa importante hacia la parte superior (Figura 2.13). Este intervalo arcilloso de los canales de meandro abandonados reciben el nombre de tapón de arcilla.

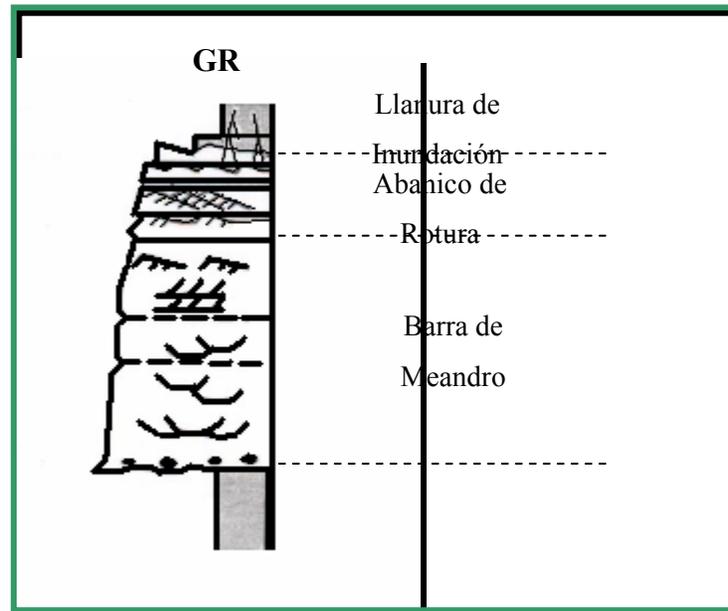


Figura 2.13 Esquema de la respuesta del registro de Gamma Ray ante las facies de barra de meandro, abanicos de rotura y llanura de inundación ^[18]

- ✓ **Cinturones de canales (Channel belts):** Los ríos meandriformes forman depósitos en forma característica de fajas constituidas por barras de meandros individuales conectadas lateralmente. Estas fajas de arena, son conocidas como cinturones de meandro (Meander belts), que a su vez están aislados por tapones de arcilla formados por meandros abandonados, diques naturales y lodos orgánicos de la llanura de inundación (Figura 2.14). Estos cinturones de meandro se extienden por varios kilómetros de ancho y pueden formar excelentes trampas estratigráficas en caso de que el cinturón sea oblicuo al buzamiento regional.

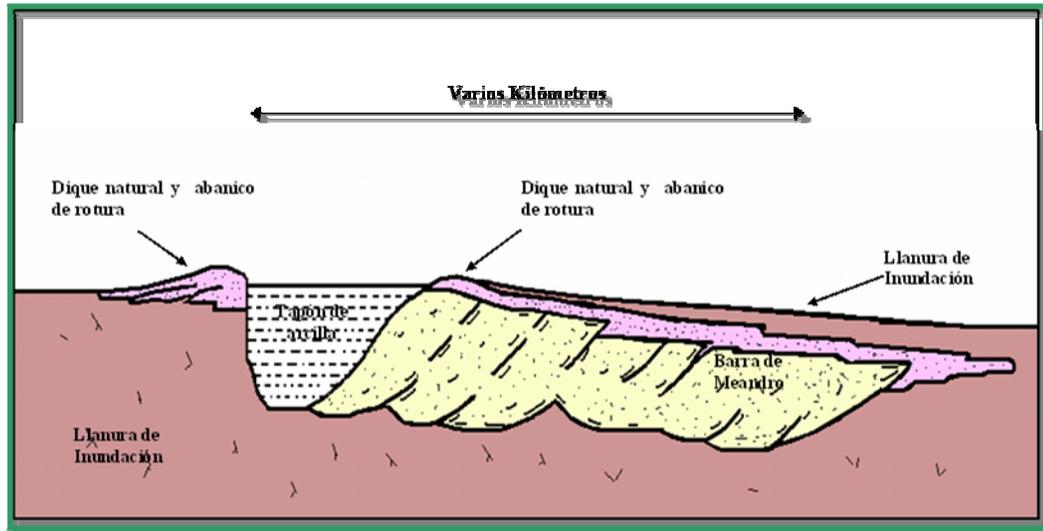


Figura 2.14 Esquematización corte lateral de un cinturón de canales mostrando todas sus partes ^[18]

2.3.4.1.3 Llanura de Inundación

La llanura de inundación es una zona plana ubicada a ambos lados del río, la cual es cubierta por las aguas inundación durante las crecidas del río. El agua que sale del canal e inunda la llanura aluvial pierde velocidad en las orillas, esto provoca sedimentación de material muy fino arena fina y lodo. Dando lugar a la formación de un dique natural, el cual es un cuerpo sedimentario alargado y de poco relieve topográfico que generalmente no reviste condiciones favorables para la acumulación potencial de hidrocarburos, debido a sus dimensiones reducidas, y por estar constituido por material muy fino (arena fina, limo y arcilla). El dique natural aparece en una curva de rayos gamma como un pico delgado de arena, muy cerca o en contacto con el tope del depósito del canal que lo ha originado.



Ahora bien, la sedimentación de material fino en la llanura aluvial puede ser interrumpida por la deposición de material arenoso aportado por el río durante crecidas excepcionalmente fuertes, o más frecuentemente cuando se produce ruptura de un dique natural. En este último caso se forma un abanico de rotura (Figura 2.15), el cual constituye un cuerpo arenoso cuyo espesor, de pocos metros, disminuye gradualmente hasta desaparecer a medida que se aleja del canal fluvial. Las relaciones de facies de un abanico de rotura, hacen este cuerpo arenoso muy favorable para la formación de trampas estratigráficas, si la dirección de migración de hidrocarburos es favorable. En un perfil de rayos gamma el abanico de rotura aparece como un cuerpo delgado de arena intercalado entre intervalos lutíticos de la llanura aluvial. La curva representativa de la lutita de llanura de inundación también puede ser interrumpida por deflexiones de capas de carbón o de depósitos de arena de canales más antiguos enterrados en las lutitas de la llanura aluvial, como se observó anteriormente en la figura 2.13.



Figura 2.15 Abanico de Rotura ^[18]



2.3.4.1.4 Canales entrelazados

Son canales formados por alternancia en las etapas de socavación por inundación, y posterior relleno de múltiples canales interconectados, dentro de los límites del valle de un río. Se forman en las partes donde las corrientes tienen pendientes relativamente altas, con fluctuaciones en su flujo e intermitencia en el aporte de sedimentos. Estos depósitos son muy porosos y permeables y la existencia de barreras a la permeabilidad o restricción al flujo de fluido, es mínima. (Figura 2.16)



Figura 2.16 Canales Entrelazados ^[18]

Un río entrelazado posee suficiente energía para formar un cauce rectilíneo, el cual está formado por un cauce principal dividido internamente en cauces secundarios por barras de sedimento depositadas por la misma corriente.

El depósito de una corriente entrelazada, está constituido generalmente por intercalaciones de grava y arena, con una delgada capa de arcilla en el tope del



depósito, la cual se forma por decantación en el tope de algunas barras cuando el material fino decanta después de las crecidas. Una secuencia individual de canal entrelazado tiene generalmente un espesor variable entre uno y cinco metros, sin embargo estos sistemas sedimentarios están constituidos típicamente por un apilamiento vertical de depósitos de canales amalgamados originados por subsidencia de la cuenca fluvial y pueden alcanzar decenas de metros, o más, de espesor. Los depósitos de corrientes entrelazadas son cuerpos sedimentarios favorables para la acumulación de hidrocarburos en su intervalo de grava y arena, ya que poseen buenas condiciones de porosidad y permeabilidad.

En la Cuenca Oriental de Venezuela, se ha inferido la presencia de yacimientos de hidrocarburos en paquetes arenosos de ríos entrelazados, en depósitos de la Formación Naricual en la sección inferior, y de la Formación Oficina de la Faja Petrolífera del Orinoco (donde se lleva a cabo nuestro estudio), ambas de edad Mioceno, así como en la Formación Merecure del Oligoceno.

Este depósito muestra con frecuencia en el perfil de rayos gamma una expresión cilíndrica hacia sus partes basal y media (sucesión de estratos de grava y arena) con aumento gradual de la radioactividad hacia el tope (sucesión de estratos granodecrecientes), o más comúnmente, aparece como intervalos monótonos de arena con decenas de metros de espesor, apenas interrumpidos por intersecciones lutíticas de espesor relativamente delgado (Figura 2.17).

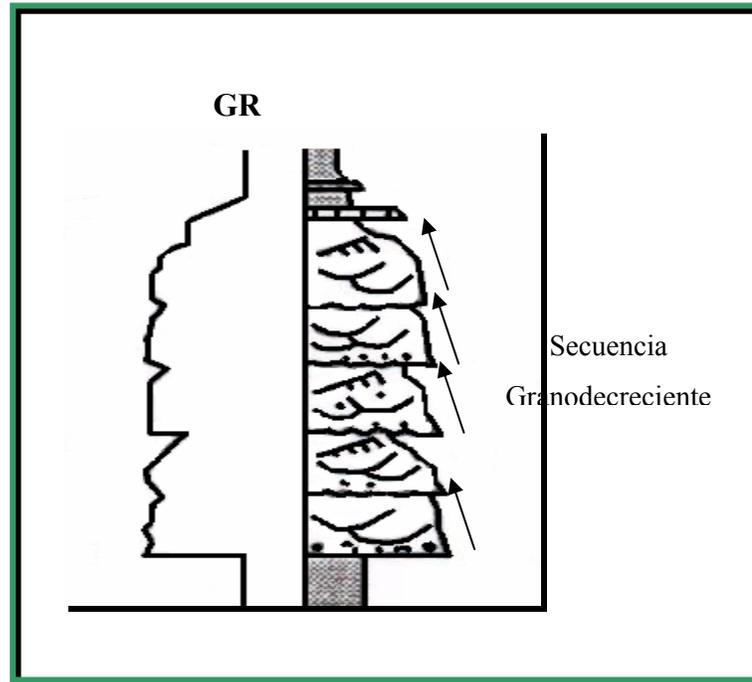


Figura 2.17 Esquematización de la morfología y la respuesta de Gamma Ray en los canales entrelazados ^[18]

2.3.4.2 Ambiente Deltaico

Los depósitos deltaicos consisten en sedimentos transportados por los ríos que van a desembocar en la línea de costa en forma de delta o estuario, que al llegar son dispersados por la acción de las olas, de las mareas o las corrientes fluviales. Los deltas son formados cuando la tasa de sedimentación del río sobrepasa la energía producida por las olas y las mareas, entonces por lo tanto este comienza a programar y a lobularse. Según el espacio donde se desarrolla la sedimentación deltaica podemos clasificarlos en las siguientes facies: Prodelta, frente deltaico y la llanura deltaica.



2.3.4.2.1 Prodelta

El prodelta suele ser el ambiente más extendido y homogéneo, dominado por arcillas y limos, con predominancia de arcillas. Consiste en una faja que se extiende desde el límite marino del frente deltaico, que es donde termina la sedimentación de arena de la barra de desembocadura, hasta la línea donde comienza la sedimentación de arcilla marina.

2.3.4.2.2 Frente Deltaico

Los depósitos frontales distributarios del delta son la porción del delta ubicado en la parte superior en dirección al mar. El frente del delta tiene un ancho de unas pocas millas o kilómetros, extendiéndose en profundidades de menos de 30 pies (10 metros). Es característico el sedimento de tamaño de la arena, que disminuye en tamaño de grano en dirección hacia el mar, en donde se mezcla con el lodo. Suelen dominar los procesos marinos y las corrientes costeras con frecuencia redistribuyen los sedimentos en forma paralela a la línea de la costa. El frente deltaico también puede estar ocupado por depósitos de barras de desembocadura, pero es más común hallar barras distales entremezcladas con arenas finas y lodos. Las estructuras sedimentarias incluyen pequeña estratificación cruzada, erosión y relleno. Es común encontrar láminas alternadas de limos y arenas limosas.

2.3.4.2.3 Llanura Deltaica

Es la extensión plana y pantanosa constituida por los canales distributarios y las áreas interdistributarias, la cual se extiende desde el vértice del delta hasta la línea de costa, que es el lugar donde desembocan los distributarios. En la llanura deltaica se acumulan sedimentos fluviales finos provenientes de las inundaciones.



La llanura deltaica se puede considerar como la parte más complicada y diversificada de un sistema deltaico, en donde se mezclan las influencias de los ambientes fluviales continentales con el delta de boca del río y sus influencias marinas. Aparte de los canales, los malecones, las barras y las hendiduras, también son características las bahías interdistributarias y las marismas. Por lo tanto, la llanura deltaica está sujeta a condiciones subacuáticas, subaéreas y a veces intermareal, bajo un amplio rango de procesos. Los extremos se producen durante los períodos de creciente del río (influencia fluvial) y durante las tormentas que se mueven sobre la costa (influencia marina).

Como se menciona anteriormente un delta se forma cuando un río trae al mar más sedimentos de los que las olas y las corrientes litorales pueden distribuir hacia otras áreas. El tipo de delta resultante dependerá de la magnitud del aporte de sedimento a la costa y su redistribución por las olas, mareas y corrientes litorales. De esta manera, y junto con el tipo de energía predominante, se pueden distinguir el delta con dominio fluvial, delta con dominio de marea y delta con dominio de oleaje.

2.3.4.2.4 Delta con Dominio Fluvial

Este delta se caracteriza por un río principal que se divide en numerosos canales distributarios, los cuales transportan agua y sedimentos hasta el mar. Un delta con dominio fluvial, así como cualquier otro tipo de delta, se divide morfológicamente en tres zonas bien definidas: llanura deltaica, frente deltaico y prodelta.

Existen y ocurren tamaños y formas distintas de deltas y de barras costeras que consisten en playas costeras y barras de arena. Lagunas, planos de mareas, arenas, extensiones hendidas, ciénagas, marismas; todo eso es parte de los escenarios costeros.



Los ambientes depositacionales con fase regresiva o progradante de deltas son extremadamente complicados y variables. Los grupos subambientales incluyen al prodelta, al frente del delta, a la barra de desembocadura, a los diques o malecones subaéreos, a los canales distributarios, bahías interdistributarias, sedimentos transgresivos, hendiduras desplegadas, ciénagas y marismas, planicies de delta superior, barras puntuales deltaicas, etc. En términos generales, los deltas pueden definirse como depósitos costeros, subacuáticos y subaéreos, derivados de sedimentos transportados por los ríos. No obstante, en las planicies costeras de deltas también son comunes los sedimentos moldeados y depositados por agentes marinos tales como olas, mareas o corrientes. La tectónica global, desempeña un papel significativo en el desarrollo de los deltas.

2.3.4.2.5 Delta con Dominio de Oleaje

En éste caso el material sedimentario aportado al mar por los canales distributarios, es distribuido lateralmente por las corrientes litorales formándose un frente deltaico constituido por lomas de playa, las cuales a medida que el delta avanza hacia el mar son cortadas por los distributarios. El depósito de playa de un delta con dominio de oleaje es similar a un depósito de playa del ambiente costero no deltaico, o sea, una sucesión de estratos granocreciente hacia el tope, ya que el depósito es formado por la acción de la deriva litoral, mecanismo que origen a una sucesión de estratos con evolución granulométrica de incremento gradual del tamaño del grano hacia el tope.

2.3.4.2.6 Delta con Dominio de Marea

En este ambiente el material aportado al mar por los distributarios es retrabajado por las corrientes de marea, que es la energía dominante en la línea de costa. En este tipo de delta la llanura deltaica está constituida por dos zonas divididas por la línea de marea alta. Por lo que en la llanura deltaica existirá un sector no afectado por la



marea, el cual recibe el nombre de llanura deltaica con dominio fluvial, y otro sector que periódicamente es cubierto por la marea, al cual se le denomina llanura deltaica con dominio de marea (figura 2.18).

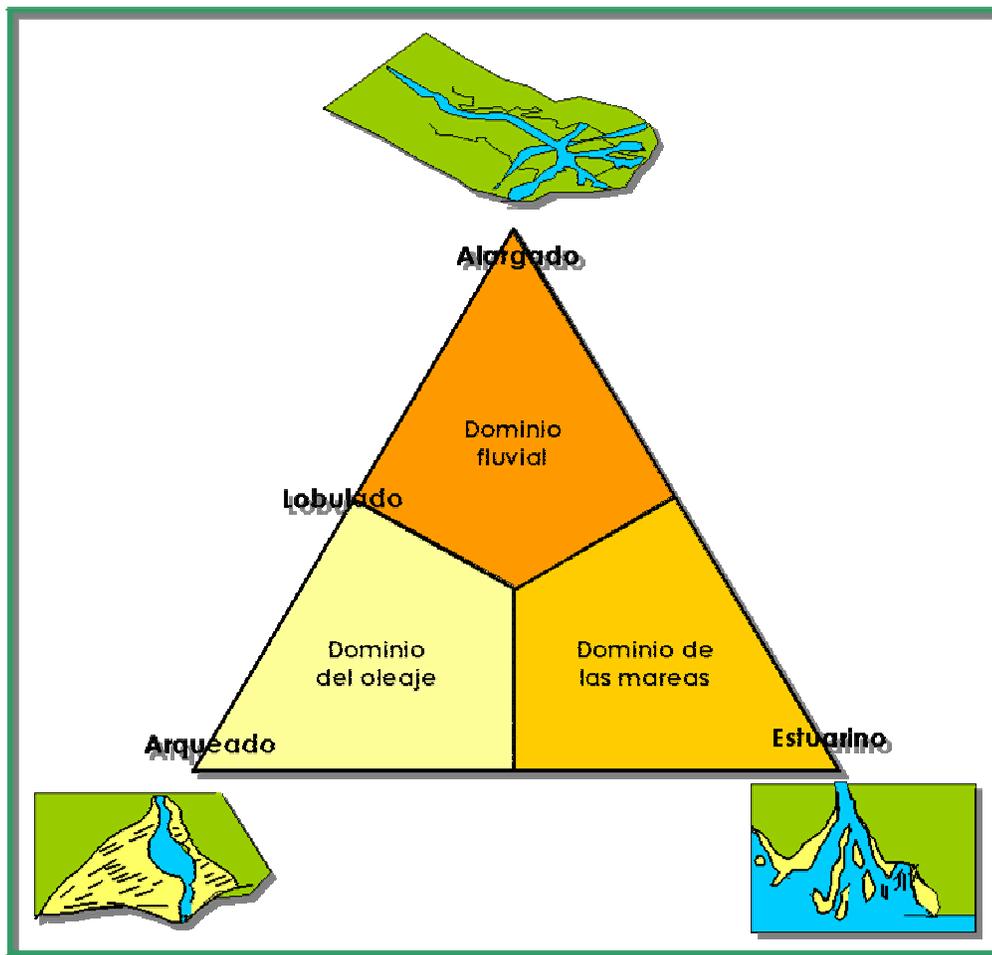


Figura 2.18 Clasificación Genética de los Deltas en función del Proceso Sedimentario Dominante ^[18]



2.3.4.3 Ambiente Fluvio-Deltaico

Los ambientes sedimentarios ejercen un gran control sobre las configuraciones geométricas, características petrofísicas y litológicas de los sedimentos depositados en ellos. En vista de su importancia, se considera que su estudio y el de sus productos son claves para la evaluación geológica de los yacimientos objetos de estudio. De acuerdo a los estudios realizados a los yacimientos de las formaciones productoras de la cuenca oriental, los cuerpos de arena fueron depositados en un ambiente fluvio-deltaico predominantemente.

Como mencionamos anteriormente en el medio fluvial, la acción predominante de las aguas del curso del río ha construido depósitos de arena de gran desarrollo lateral y vertical en forma de canales de corriente entrelazadas y/o barras de meandros de acreción lateral. El ambiente deltaico, se origina por la divagación del río en la planicie o llanura y el efecto de la sedimentación de los granos de arena y partículas más finas de limo y arcilla, en áreas donde disminuye la velocidad de la corriente por pendientes bajas y la acción de contención de las aguas marinas.

En la parte superior del delta, el río en épocas de inundación rompe orillas o diques naturales y puede desarrollar depósitos en forma de pequeños deltas o abanicos de rotura de grano fino; al mismo tiempo, arrastra partículas de arena y las deposita en el fondo y lados del curso del río, construyendo depósitos en forma de canales y barras de meandros.

En la parte inferior del delta, donde el río se aproxima a su desembocadura en el mar, se bifurca en brazos o canales distributarios, originando los depósitos de barras de gran extensión. La frecuente progradación de los sedimentos hacia el mar forma depósitos de canales sobre barras, constituyendo así un solo cuerpo de arenas de origen diferente.



El ambiente pro-delta, es la zona más aguas abajo del delta donde se depositan las partículas más finas que forman depósitos de arcilla y limos; por su ubicación abajo de las facies arenosas y su naturaleza litológica, se les considera como rocas madres potencialmente generadoras de hidrocarburos.

Los depósitos descritos anteriormente son producto de una evolución sedimentaria, donde los procesos de progradación son de abandono, aporte de nuevos sedimentos, transgresión y regresión originando la secuencia estratigráfica del ambiente fluvio-deltaico. Los principales tipos de depósitos del ambiente fluvio-deltaico son los siguientes:

2.3.4.3.1 Depósitos de Canal

En el ambiente fluvial, los depósitos de canal se caracterizan por el desarrollo de una secuencia vertical de arenas en forma masiva con delgadas intercalaciones de lutitas. Caracterizados por una base erosiva y secuencia grano-decreciente debida a la disminución de la energía durante el relleno de una canal y su migración.

En el ambiente deltaico, se han detectado cuerpos elongados que asemejan a canales distributarios, canales meandriformes o barras de meandros. Este tipo de depósitos presentan como características principales:

- ✓ Un perfil de curvas SP, de contacto abrupto en la base y de pendiente hacia el tope, lo cual refleja decrecimiento de los granos de abajo hacia arriba. Sus electrosecuencias más comunes son del tipo cilíndrico o acampanado.
- ✓ Posee orientación aproximada norte-sur, comúnmente perpendicular al rumbo de la estructura.
- ✓ Brusca variación lateral de los espesores.



- ✓ Desarrollan en la base del cuerpo y hacia el centro del canal sus mejores características petrofísicas.
- ✓ Están asociados verticalmente a capas de lignitos, cuerpos del mismo tipo, lutitas de espesor variable, y lateralmente a depósitos de llanura de inundación y lutitas de bahía.
- ✓ Son de secuencia vertical masiva y/o con intercalaciones de lutitas que originan aparente división en lentes no correlacionables.

2.3.4.3.2 Abanicos de Rotura

Estos depósitos ocurren en la planicie deltaica, en llanuras de inundación y cerca de la desembocadura de los canales interdistributarios. Normalmente son construidos por deposición de sedimentos en forma de abanico, cuando las aguas del curso del río rompen los diques que los rodean. Sus características principales son:

- ✓ Espesores delgados y extensión variable.
- ✓ Poseen una electrosecuencia característica granocreciente en los registros eléctricos, en forma de una delgada campana invertida.
- ✓ En la secuencia vertical están asociados a gruesos espesores de lutitas, arenas del mismo tipo y lignitos.
- ✓ Por su origen, están asociados lateralmente a depósitos de arena de relleno de canal de rumbo perpendicular a ellos, y a lutitas.
- ✓ Presentan arealmente sus mejores características petrofísicas cerca del canal.



2.3.4.3 Barras de Desembocadura

Se forman en el ambiente deltaico por deposición de la carga de sedimentos arrastrados por los canales distributarios. Sus formas y espesores son variables y dependen de la acción de las olas en el frente deltaico y la energía de la corriente en los distributarios. En la figura 2.19 se observa la repuesta del registro a los diferentes ambientes. Se caracterizan por^[18]:

- ✓ Una secuencia vertical de contacto abrupto en el tope y pendiente hacia la base que indica incremento de la granulometría y disminución de la arcillosidad hacia el tope.
- ✓ La forma en el registro eléctrico es de campana invertida.
- ✓ Su orientación deposicional es paralela o perpendicular a la costa.
- ✓ Sus características petrofísicas son mejores hacia el tope del cuerpo de arena.
- ✓ Generalmente forman depósitos estratigráficos.

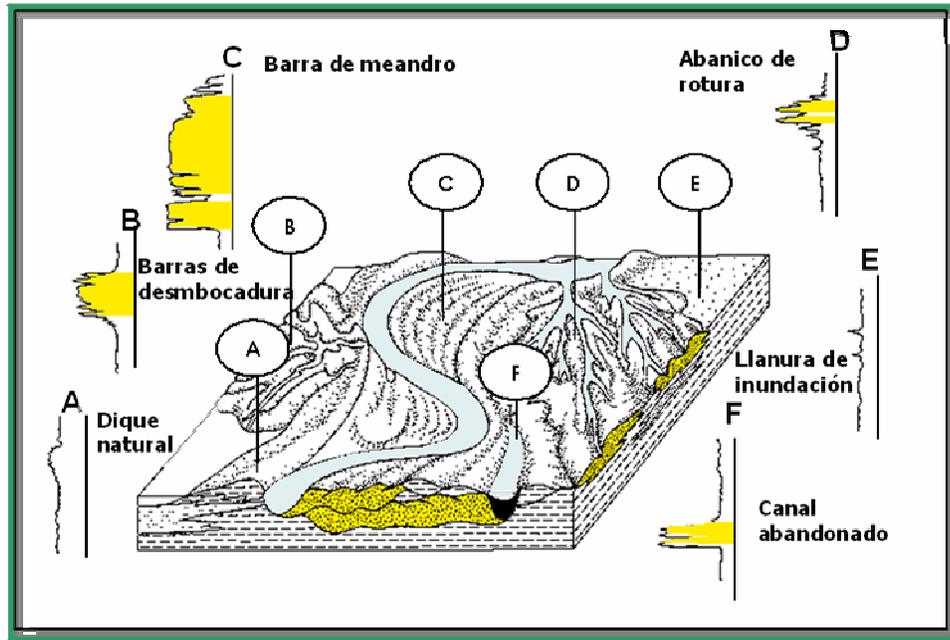


Figura 2.19 Relaciones laterales y verticales y sus respuestas del registro Gamma Ray en las diferentes facies de un sistema fluvial-deltaico idealizado ^[18]

CAPÍTULO III

MARCO METODOLÓGICO

Con el propósito de alcanzar los objetivos propuestos para el desarrollo de esta investigación, se puso en práctica una serie de procesos que anteceden a cada objetivo de manera independiente y contribuyen a la culminación del presente trabajo. En este capítulo se enumeran y explican cada uno de los pasos necesarios para cumplir dichos objetivos.

3.1 REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA.

Esta etapa constituye una de la más importante de cualquier estudio, representa el conocimiento del tipo de información que se tiene disponible para el desarrollo del proyecto, incluye estudios previos realizados en el área de interés tanto de tipo geológico (mapas existentes, secciones estructurales y estratigráficas), petrofísico (análisis de núcleo, análisis de agua, registros disponibles para cada pozo, etc.) como de producción (historia de producción de petróleo, corte de agua, etc.) a escala local y regional para soportar de manera confiable el tema en estudio. Consta también de la revisión de los manuales de las herramientas a utilizar.

3.1.1 Recopilación y Validación de la Información.

Primeramente se procedió a revisar los registros pozo a pozo, para verificar la calidad y tipos de curvas que poseen cada uno de ellos, para esto, se utilizó la aplicación Well List Manager en modo de filtro por “Criterio de Selección” en la Plataforma Landmark para buscar los pozos que contengan las curvas a filtrar. Como el estudio



solo incluye pozos confirmatorios, estos poseen un juego muy completo de registros Gamma Ray, SP, Resistividad (lateroperfil, microlateroperfil, proximity), Densidad, Neutrón, e incluso algunos poseen registros especiales como el de Imágenes y Resonancia Magnética Nuclear.

También se recopiló información de los pozos en:

- ✓ **Carpeta de Pozos:** por medio de las carpetas de los pozos de la zona de estudio se recopiló la información referente a:
 - Datos básicos del pozo,
 - Análisis químicos del agua en el área de estudio,
 - Análisis de núcleos presentes en el campo.

- ✓ **OpenWorks:** A través de esta aplicación se revisó la cantidad de pozos en el área de estudio, así mismo los tipos de registros digitales con que cuenta cada pozo.

3.1.2 Revisión del Modelo Geológico.

La interpretación geológica debe anteceder a cualquier análisis de yacimiento y es de gran importancia en la caracterización del mismo. El estudio se basó en la reinterpretación del modelo geológico original del yacimiento e integración del mismo para determinar:

- Límites del yacimiento
- Ubicación de los contactos

La revisión del modelo geológico de la arena en estudio fue un proyecto paralelo a la evaluación petrofísica y a la determinación de los contactos agua-



petróleo, la cual es el objetivo principal de este trabajo, por lo cual todas las consideraciones geológicas están sujetas a la nueva interpretación del yacimiento.

Se realizaron secciones estratigráficas y estructurales para la evaluación del modelo geológico, que nos ayudarán a describir el comportamiento de los contactos agua-petróleo y así mismo la continuidad de las arenas en estudio.

3.1.2.1 Elaboración de Secciones Estratigráficas.

La elaboración de estas secciones permite observar las continuidades laterales y verticales entre las unidades geológicas y su tendencia, también se puede delimitar el yacimiento identificando barreras de permeabilidad, cambios de facies y observar las variaciones de los espesores de arena para establecer los topes y bases, igualmente nos ayudó en la interpretación geológica y continuidad del contacto agua-petróleo en las arenas en estudio. Estas correlaciones se generaron en la aplicación Correlation en el módulo Straworks.

3.1.2.2 Elaboración de Secciones Estructurales.

Las secciones estructurales se realizaron para observar el comportamiento geológico del campo, azimut, altos estructurales, que su vez nos permitieron visualizar las variaciones en las elevaciones de los contactos agua-petróleo presentes en la zona de estudio. Estas correlaciones se generaron en la aplicación Correlación en el módulo Straworks.

3.1.3 Normalización del Gamma Ray.

La normalización del Registro Gamma Ray debe realizarse debido a que las formaciones son bastante heterogéneas sobre todo en la cantidad y diversidad de



minerales radioactivos que poseen las rocas a lo largo de la columna estratigráfica de un yacimiento, esto trae como consecuencia que la curva de Gamma Ray medida inicialmente lea valores muy bajos o muy altos (tope del yacimiento superior existe mayor cantidad de Potasio mientras que cercano al basamento hay mayor cantidad de Uranio), lo que infiere directamente en la lectura de una arena o cuerpo lutítico bien definido.

La normalización de la curva Gamma Ray se realizó en la aplicación PetroWorks en el módulo Log Export Utility, donde se exportó la curva Gamma Ray para obtener su valor mínimo (promedio 2 a 5 %) y máximo (promedio 95 a 98 %) por cada pozo, para luego hacer el ajuste con los valores mínimos y máximos regionales del campo.

La normalización de los registros GR permite el análisis de la incertidumbre petrofísicas. Por ejemplo, qué tan sensible es el POES a la selección de línea de base arcilla. En la figura 3.1 se observa el flujo de trabajo para dicha normalización.

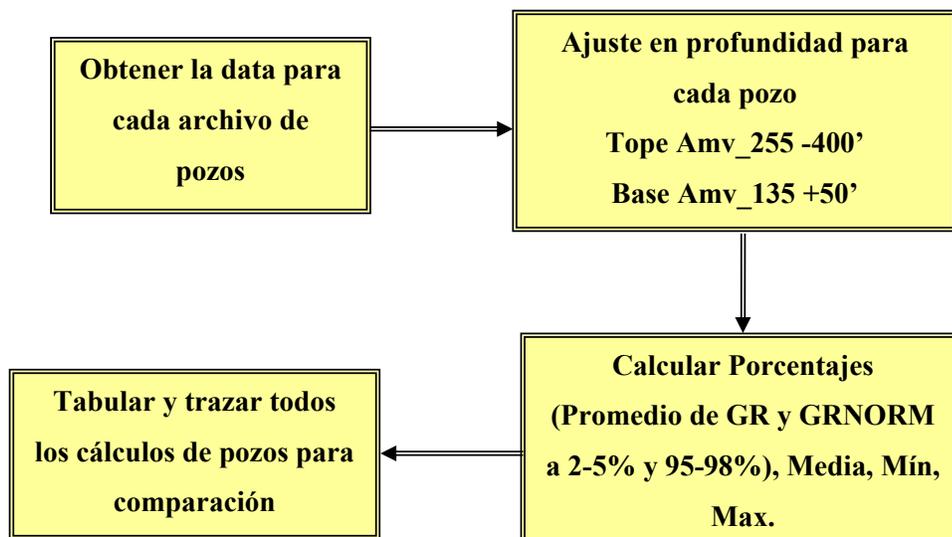


Figura 3.1 Normalización del Gamma Ray



3.2 DETERMINACIÓN DE PARÁMETROS PETROFÍSICOS MEDIANTE LA INTERPRETACIÓN DE PERFILES DE POZOS EN EL ÁREA DE ESTUDIO (a, m, n, R_w , S_{wi} , ρ_g).

3.2.1 Evaluación Petrofísica

La evaluación petrofísica es la base de este trabajo, la cual consistió en la determinación de las principales propiedades de la roca-yacimiento a fin de establecer la ubicación de los contactos agua-petróleo y cuantificar el POES. De igual manera estas propiedades (porosidad, saturación de agua, volumen de arcilla y permeabilidad) permitieron la elaboración de mapas de isopropiedades y la generación del mapa de contacto agua-petróleo.

La evaluación petrofísica se realizó en análisis de las respuestas eléctricas de los perfiles de todos los pozos en la zona de estudio. Debido a que en la zona de estudio solo se encuentran pozos estratigráficos, estos cuentan con un variado juego de registros de Gama Ray, SP, Resistividad, Porosidad, Sónico, Especiales, etc.

La manera en que fueron evaluadas las formaciones, dependieron del cálculo de la propiedad es cuestión, es decir, la mayoría de las propiedades petrofísicas se calcularon por separado para cada unidad con comportamientos y propiedades similares (Yacimiento Superior y Medio), igualmente, la elaboración de mapas se realizó para cada yacimiento.

3.2.1.2 Parámetros Petrofísicos Fijos y Variables

Los parámetros fijos como el exponente de saturación (n), exponente de cementación (m), y el factor de tortuosidad (a) permanecen constantes para un área y permiten



determinar los parámetros variables como la resistividad de agua de formación (R_w), la saturación de agua irreducible (S_{wi}) y la densidad del grano (ρ_g). Tales parámetros se obtendrán de muestras de núcleos en los pozos que los contengan y de correlaciones empíricas basados en los registros de pozos.

3.2.2 Exponente de saturación (n), exponente de cementación (m) y el factor de tortuosidad (a)

Los parámetros petrofísicos exponente de saturación (n), exponente de cementación (m), y el factor de tortuosidad (a) serán obtenidos de estudios realizados a las muestras de núcleos presentes en el campo. Un total de 8 muestras repartidas a lo largo del yacimiento nos proporciona una data confiable, tanto como para adquirir valores de entrada, así como datos para comparaciones una vez finalizada la evaluación petrofísica.

3.2.3 Resistividad del Agua de Formación (R_w)

La resistividad del agua de formación será validada con los cálculos realizados por el método del SP, ya que, existen estudios de muestras de agua en el campo que serán utilizados para la evaluación petrofísica.

3.2.4 Determinación de la Saturación de Agua Irreducible (S_{wirr})

Se conoce como saturación de agua irreducible aquella fracción del agua de formación que se adhiere por tensión superficial a los granos y no puede ser removida del yacimiento.

Para determinar la saturación de agua irreducible se graficó la resistividad, R_D , en función de la Saturación de Agua (S_w), la cual se calculó en base al modelo



de Indonesian (Poupon-Leveaux), cuyo comportamiento inicial de la curva nos permitió observar la saturación inicial del agua para cada yacimiento.

3.2.5 Determinación de la Densidad del Grano (ρ_g)

La densidad de la matriz del grano será obtenida directamente de las muestras de núcleos presentes en el área de estudio, ya que, este representa la forma más confiable de obtener dicho valor.

3.3 REALIZAR SENSIBILIDADES AL MODELO PETROFÍSICO (V_{sh} , \emptyset , S_w , S_g , S_o y K).

3.3.1 Resistividad de la lutita (R_{sh})

Este valor será obtenido de un promedio de la medición directa del perfil de resistividad profundidad (Dual Laterolog) en la lutita por encima o debajo de las arenas de interés, para cada yacimiento, realizado a varios pozos de la zona de estudio. El procedimiento para el cálculo de la resistividad de la lutita fue realizado empleando el Modulo Tabular List en su función estadística.

3.3.2 Resistividad de la formación (R_t)

La resistividad verdadera de la formación es una información básica para el cálculo de parámetros petrofísicos, es por eso que es importante obtener un valor confiable de R_t . El valor de la resistividad verdadera de la formación se extraerá de los registros eléctricos tomando la lectura de la curva de resistividad profunda del registro Dual Laterolog (RDEEP), ya que, estos registros proporcionan excelente información de la



resistividad en la zona virgen por su profundidad de investigación. Esto en el módulo “OnePhiSw” de Petroworks.

3.3.3 Lecturas del Gamma Ray

Los valores mínimos (GRclean) y máximos (GRshale) regionales del campo fueron calculados por la empresa PETROPIAR (Antigua Ameriven) a través de histogramas donde involucraron a todos los pozos del campo. Mientras que el Gamma Ray Log (GR leído) será obtenido directamente de la curva de Gamma Ray Normalizado (GRNORM) a lo largo de la columna de arena de cada pozo. En la figura 3.1 se observa la data de entrada para los valores mínimos y máximos regionales del campo mediante la aplicación “Shale Volume” en el parámetro “Propiedades de Roca”.

The screenshot shows the PetroWorks Wellbore Parameter Editor (WPE) interface. The application is set to 'Shale Volume' and 'Rock Properties'. A table displays parameters for well A1-UD01. The parameters and their values are:

	(global) Gamma Ray Clean [API]	(global) Gamma Ray Shale [API]	(global) Spontaneous Potential Clean [mV]	(global) Spontaneous Potential Shale [mV]	(global) Neutron Porosity Clean [v/v decimal]	(global) Neutron Porosity of Shale [v/v decimal]	(global) True Resistivity Clean limit [ohm.m]	(global) True Resistivity Shale limit [ohm.m]
A1-UD01	26.000	116.000	-100.000	0.000	<nan>	0.440	0.000	10000.000

Figura 3.2 GR mínimos y máximos regionales del campo



3.3.4 Cálculo del volumen de arcilla (Vsh)

Para el cálculo del volumen de arcilla será usado el perfil de Gamma Ray Normalizado. La lectura del GR de una formación puede ser expresada como una función lineal del índice de arcillosidad de la roca en cuestión. El volumen de arcilla se calculó utilizando la aplicación “Shale Volume”. Para la determinación de este parámetro se utilizó la siguiente relación:

$$V_{shGR} = \frac{GR_{log} - GR_{clean}}{GR_{sh} - GR_{clean}} \quad [\text{Ec. 4.1}]$$

Donde:

GR_{LOG} = Valor leído de la curva GRNORM

GR_{CLEAN} = Valor mínimo (arena limpia estándar)

GR_{SH} = Valor máximo (línea base de lutita estándar)

3.3.5 Cálculo de la porosidad

La porosidad calculada será la porosidad efectiva a través de la curva de Densidad (RHOB) en donde la ecuación involucra los efectos de la arcillosidad de la formación. Solo se utilizó una curva para mantener la coherencia y no mezclar porosidades derivadas de múltiples fuentes y métodos. La densidad de la arcilla fue determinada por estudios previos de la empresa a través de los cross-plotting de RHOB vs GRNORM. La porosidad efectiva se calculó utilizando el Modelo "OnePhiSw" en Petroworks Pro. Una porosidad máxima de 36 P.U. se estableció para la arena limpia. Tras un debate con aquellos que están familiarizados con la estructura de la roca, este valor fue elegido como el máximo creíble de porosidad efectiva de estas areniscas de calidad. En la figura 3.3 se observa el módulo de entrada para el



cálculo de la porosidad por el método de densidad. La lógica para derivar la porosidad según la interpretación del manual Petroworks Pro es la siguiente:

$$\Phi_e = \frac{\rho_{ma} - \{\rho_b + V_{sh}(\rho_{ma} - \rho_{sh})\}}{\rho_{ma} - \rho_{fl}} \quad [\text{Ec. 4.2}]$$

Donde:

Φ_e = Porosidad Efectiva (fracción)

ρ_{ma} = Densidad de matriz (2.65 g/cm²)

ρ_b = Densidad de masa (leída en el registro, g/cm²)

V_{sh} = Volumen de arcilla (leída de la curva calculada)

ρ_{sh} = Densidad de la arcilla (2.43 g/cm²)

ρ_{fl} = Densidad del fluido (1 g/cm²)

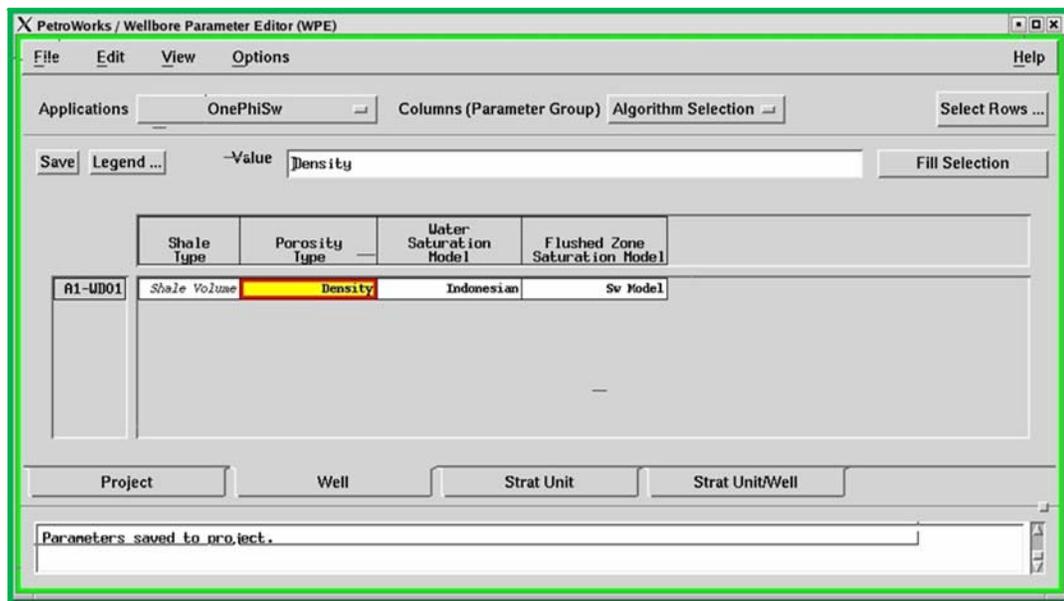


Figura 3.3 Módulo para el cálculo de la porosidad



3.3.6 Cálculos de la Saturación de Agua (S_w)

El modelo de saturación de agua que se usó es el de Indonesian (Poupon-Leveaux), ya que, la experiencia demuestra que este modelo maneja mejor las aguas frescas de la formación que otros modelos tradicionales de saturación de agua. La saturación de agua se calculó utilizando El Modelo "OnePhiSw" en Petroworks Pro. En la figura 3.4 se observa el módulo de entrada para el cálculo de la saturación de agua por el método de Indonesian. La ecuación viene expresada de la siguiente manera:

$$\frac{1}{\sqrt{Rt}} = \left[\frac{Vsh^{(1-\frac{Vsh}{2})}}{\sqrt{Rsh}} + \frac{\Phi^{\frac{m}{2}}}{\sqrt{a * RwTemp}} \right] * Sw^{\frac{n}{2}} \quad [\text{Ec. 4.3}]$$

Donde:

Rt = Resistividad verdadera

Vsh = Volumen de arcilla

Rsh = Resistividad de la arcilla

m = Exponente de cementación

a = Factor de formación

S_w = Saturación de agua

Rw = Resistividad del agua

Φ = Porosidad

n = Exponente de Saturación

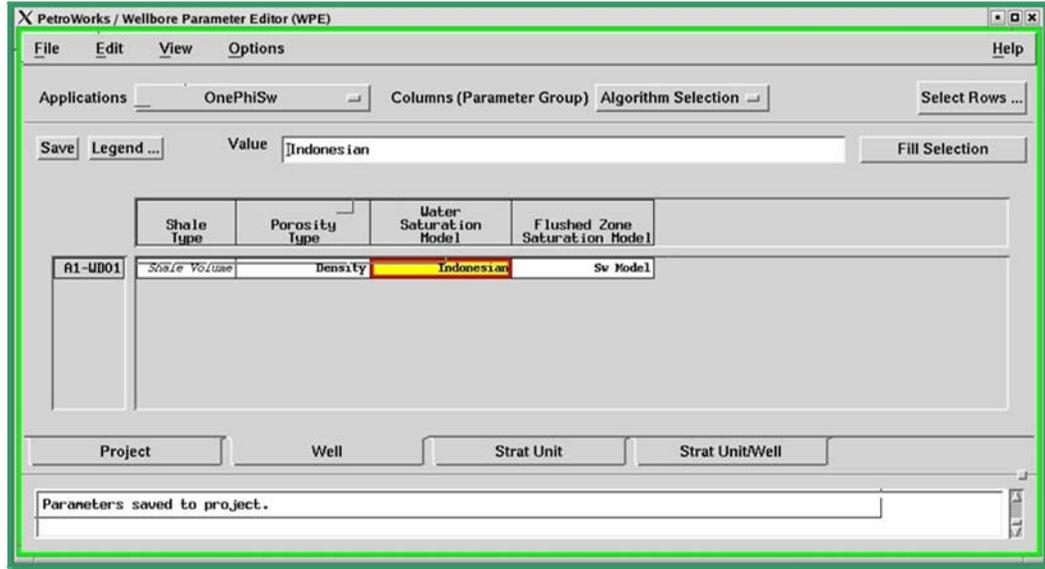


Figura 3.4 Módulo para el cálculo de la Saturación de Agua

3.3.7 Cálculos de la Permeabilidad (K)

Como es sabido, la tecnología no dispone de una herramienta capaz de estimar la permeabilidad de un yacimiento. Por tal motivo, las ecuaciones empíricas proporcionan una solución alternativa a los diferentes métodos para obtener la permeabilidad como: análisis de núcleos, pruebas de restauración de presión y pruebas RFT.

Las ecuaciones empleadas serán la de Timur y Tixer, la cuales están basadas en el conocimiento y conexión entre la saturación de agua irreducible (S_{wirr}) y la porosidad (Φ).



Las ecuaciones vienen expresadas de la siguiente manera:

$$K = 0,136 * \frac{\phi^{4,4}}{Swirr^{0,2}}$$

Ec. [4.4]

$$K = 250 * \left(\frac{\phi^3}{Swirr} \right)^{2,2}$$

Ec. [4.5]

Donde:

K= Permeabilidad (md)

Φ = Porosidad (%)

Swirr= Saturación de agua irreducible (%)

3.3.8 Cotejo de los Resultados con los Datos de Producción y/o Muestras de Núcleos.

Debido a que la zona en estudio solo presenta pozos estratigráficos, no existe producción en dicha área, por lo que la data con mucha validez serán los núcleos presentes tanto en zona de estudio como en todo el campo Huyaparí, de allí, que se comparen los datos obtenidos de la evaluación petrofísica con los derivados de las muestras de núcleos e igualmente se revisará el comportamiento del corte de agua en pozos vecinos.



3.4 DETERMINACIÓN DE LOS PARÁMETROS DE CORTE (R_t Mín, S_{wc} , V_{shc} , ϕ_{ec} y K_c) PARA LA GENERACIÓN DE MAPAS.

Los parámetros críticos o de corte son aquellos valores que van a determinar los límites de calidad de la arena y van a permitir determinar el posible contenido de hidrocarburo o agua, a bien la combinación de ambos que ésta posea.

El parámetro de corte de la saturación de agua se obtendrá a partir de la gráfica de resistividad verdadera en función de los parámetros petrofísicos críticos en aquellos intervalos considerados productores, partiendo del gráfico de R_t vs S_w , ϕ_e vs S_w , K vs ϕ_e y V_{sh} vs S_w . Debido a que en la zona en estudio no se cuenta con pozos productores, el resistividad mínima (R_t mín) será tomada de la experiencia cierta del campo con un valor de 20 ohm-m.

Como estos parámetros son establecidos generalmente de acuerdo a las características comunes presente cerca del área de estudio, obtenida de la experiencia en la evaluación de grandes cantidades de intervalos, las gráficas generadas se emplearán para comparar con los parámetros ya establecidos y analizar si se adaptan al comportamiento cierto del campo.

3.4.1 Propiedades Promedio del Yacimiento

Unos de los métodos estadísticos que se utiliza para definir el promedio de alguna propiedad en un medio anisotrópico y no homogéneo como un yacimiento de hidrocarburo son las ponderaciones por espesor de arenas a través de los puntos donde se tenga información.

Las ecuaciones utilizadas son las siguientes^[13]:



✓ **Porosidad promedio:**

$$\Phi = \frac{\sum_{i=1}^{i=N_p} \Phi_i * h_{neto,i}}{\sum_{i=1}^{i=N_p} h_{neto,i}}$$

Ec. [4.6]

Donde:

Φ = Porosidad promedio.

Φ_i = Porosidad en cada pozo.

$h_{neto,i}$ = Espesor neto de la arena en cada pozo.

✓ **Saturación de agua promedio:**

$$Sw = \frac{\sum_{i=1}^{i=N_p} Sw_i * h_{neto,i}}{\sum_{i=1}^{i=N_p} h_{neto,i}}$$

Ec. [4.7]

Donde:

Sw = Saturación de agua promedio.

Sw_i = Saturación de agua en cada pozo.

$h_{neto,i}$ = Espesor neto de la arena en cada pozo.

✓ **Volumen de arcilla promedio:**

$$Vsh = \frac{\sum_{i=1}^{i=N_p} Vsh_i * h_{neto,i}}{\sum_{i=1}^{i=N_p} h_{neto,i}}$$

Ec. [4.8]



Donde:

Vsh= Volumen de arcilla promedio.

Vsh_i= Volumen de arcilla en cada pozo.

h_{neto,i}= Espesor neto de la arena en cada pozo.

✓ **Permeabilidad promedio:**

$$K = \frac{\sum_{j=1}^{i=R_2} K_{i,j} * h_{neto,i,j}}{\sum_{j=1}^{i=R_2} h_{neto,i,j}}$$

Ec. [4.9]

Donde:

K= Permeabilidad promedio.

K_i= Permeabilidad en cada pozo.

h_{neto,i}= Espesor neto de la arena en cada pozo.

3.5 ELABORACIÓN DE MAPAS DE ISOPROPIEDADES Y CAPO A NIVEL DE LOS YACIMIENTOS SUPERIOR Y MEDIO DEL ÁREA DE ESTUDIO.

3.5.1 Elaboración De Mapas De Isopropiedades

Los mapas de isopropiedades son una representación de la variación areal de las propiedades petrofísicas previamente calculadas siguiendo las tendencias del mapa de arena neta petrolífera. Estos nos ayudan a identificar las mejores zonas de acumulación y flujo de cualquier yacimiento en estudio. Se utilizan en las campañas



de perforación de nuevos pozos o aquellos que necesiten de trabajo de reacondicionamiento un poco más complejo como es el caso de una reentrada.

Se generaron los mapas de isoporosidad, isosaturación de agua, isoarcillosidad, isopermeabilidad, arena neta total y arena neta petrolífera mediante Petrosys, una aplicación de la plataforma Landmark.

3.5.2 Elaboración de Mapas de Contacto Agua-Petróleo

Los mapas de CAPO nos permitirán observar la variación areal del agua en la zona de estudio e igualmente conocer por cada arena, las zonas con agua por debajo y por arriba del petróleo, los que nos proporciona una idea de cómo es la distribución de dichas agua en la zona. La elaboración de los mapas de realizó en Petrosys, una aplicación de Landmark.

3.5.2.1 Ubicación De Los Contactos Agua-Petróleo

Para la ubicación de los contactos agua-petróleo se procedió a revisar todos los pozos del área de estudio desde el tope en AMVEN 255 (Tope yacimiento Superior) hasta la base AMVEN 155 (Base yacimiento Medio) con los registros Gamma Ray, Resistividad Profunda (Dual Laterolog) y de Porosidad, tomando como principal referencia la variación de la curva de resistividad profunda en una misma arena para una constante porosidad.

3.6 CÁLCULO DEL POES Y GOES DEL ÁREA DE ESTUDIO.

Para el cálculo de POES y GOES se empleará el método volumétrico la cual permite la estimación de petróleo original en sitio y gas original en sitio, a partir de la



determinación del volumen de roca que conforma el yacimiento; este volumen será determinado a través de la aplicación Petrosys, la capacidad de almacenamiento de la roca y la fracción de hidrocarburos presentes en los poros de dicha roca, se emplearán las siguientes ecuaciones:

$$POES = 7758 \frac{V_r * \phi * (1 - S_{wi})}{Boi}$$

Ec. [4.10]

$$GOES = POES * RSI$$

Ec. [4.11]

Donde:

V_r = Volumen rocoso, Acres-pies

Φ = Porosidad, fracción (ponderada por espesor)

Bo_i = Factor volumétrico inicial del petróleo, BY/BN

$POES$ = Petróleo Original en Sitio (BN)

$GOES$ = Gas Original en Sitio (BN)

S_{wi} = Saturación de agua inicial (BN)

RSI = Relación gas-petróleo inicial (PCN/BN)

CAPÍTULO IV DISCUSIÓN DE RESULTADOS, CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

4.1 REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA.

4.1.1 Revisión del Modelo Geológico.

La revisión del modelo geológico nos permitió observar la continuidad de las unidades geológicas, así como también los cambios estructurales de la formación y de los contactos agua-petróleo.

4.1.1.1 Elaboración de Secciones Estratigráficas.

La sección estratigráfica nos permitió observar la continuidad de las arenas en el área de estudio, igualmente la continuidad de los contactos agua-petróleo en aquellas arenas donde su observación fue notable. En la figura 4.1 se muestra una sección estratigráfica en sentido noroeste-sureste (A-A') al datum en el marcador AMV_165 en el yacimiento Medio, donde se aprecia la continuidad de la arena R3, R4 y el contacto agua-petróleo en la base de la misma.

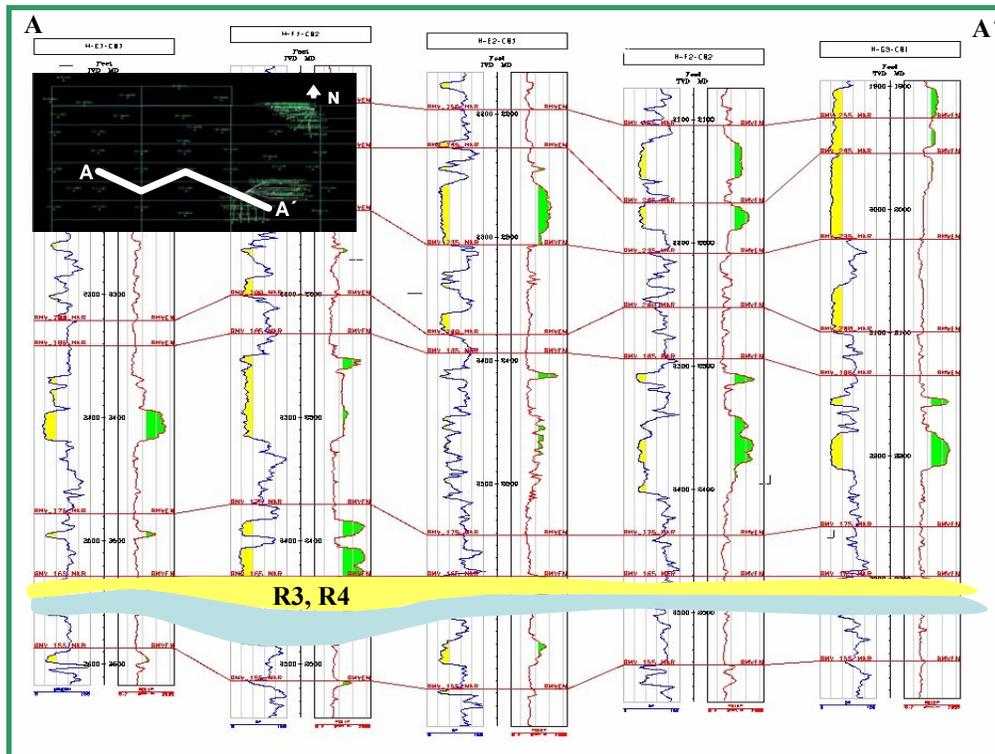


Figura 4.1 Sección Estratigráfica al Datum del Marcador 165

4.1.1.2 Elaboración de Secciones Estructurales.

La sección estructural generada en el estudio nos indicó la dirección y buzamiento del campo (Azimut) donde se apreció un buzamiento leve desde el sur hasta el norte. De esta manera observamos aun mejor la variación en las elevaciones de los contactos agua-petróleo. En la figura 4.2 se muestra una sección estructural en sentido norte-sur (B-B') del yacimiento Medio y Superior mostrando la inclinación al norte del Campo.

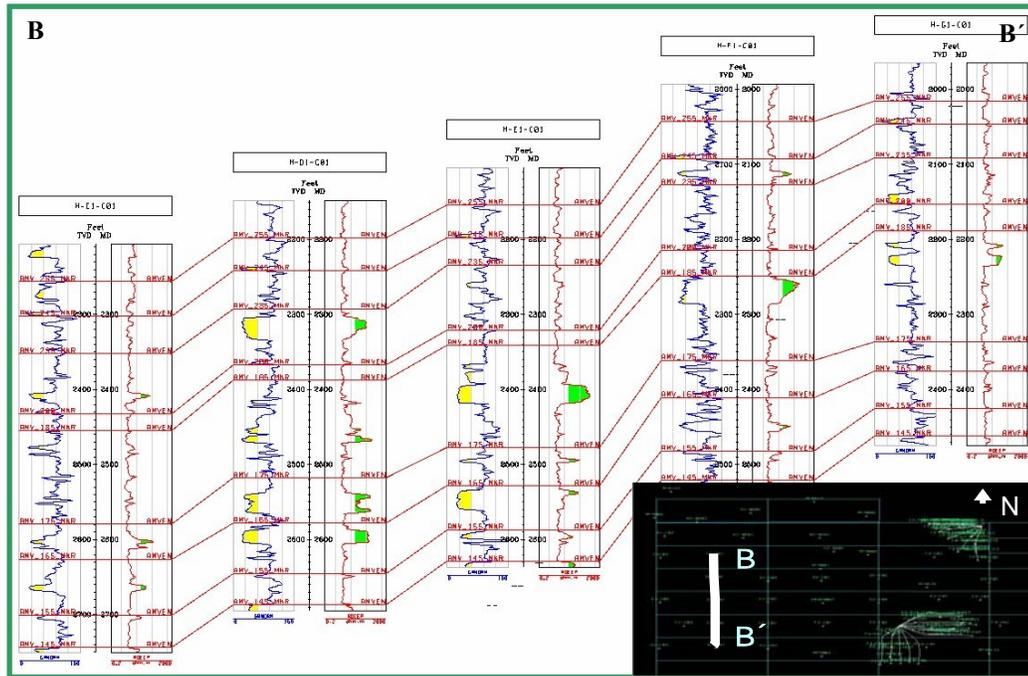


Figura 4.2 Sección Estructural en sentido Norte-Sur

4.1.2 Normalización del Gamma Ray

La normalización de la curva Gamma Ray es de mucha importancia debido al aporte de esta para los cálculos petrofísicos, ya que, de esta curva se derivará el volumen de arcilla de la formación y cualquier variante negativa de la misma afectaría directamente los cálculos de arcillosidad, que a su vez conlleva a resultados erróneos para determinar la saturación de agua y posteriormente la porosidad. Es por ello que un buen ajuste de la curva minimiza los efectos mineralógicos de la formación que puedan alterar la respuesta de la curva Gamma Ray.

El procedimiento fue el siguiente:



- Primero se procede a revisar las coordenadas, profundidad total del pozo, profundidad de los marcadores AMV_255 y AMV_135 y finalmente del registro GR se toma el tope y base a la cual se corrió.
- Luego se exporta esta data haciendo hincapié en que al marcador AMV_255 se le debe restar 400 pies mientras que al marcador AMV_135 se le suman 50 pies (esto debido a que cercano al basamento existe mayor cantidad de Uranio y es por ello que se toma el marcador AMV_135 en vez de AMV_125, mientras que cercano a la formación Freites existe mayor cantidad de Potasio lo que altera la repuesta de la curva Gamma Ray). En la figura 4.3 se observa el procedimiento.

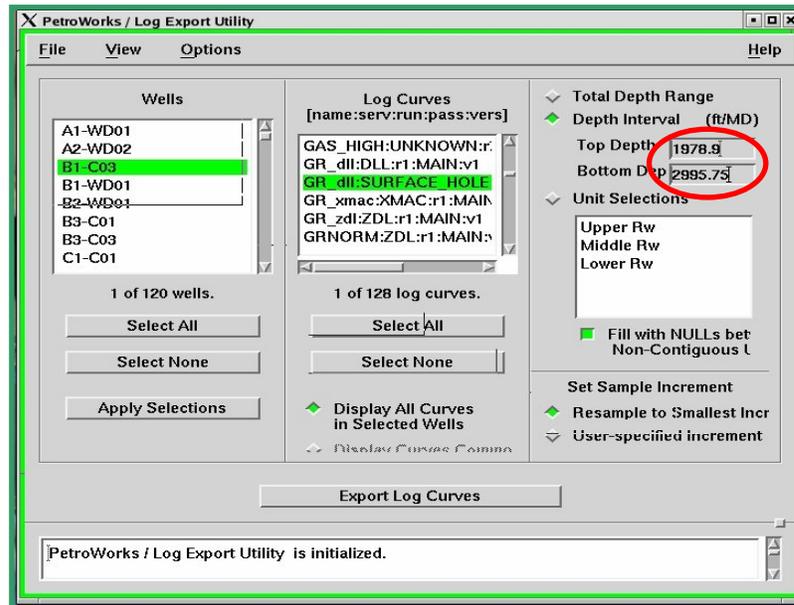


Figura 4.3 Data de entrada para normalizar el GR

- Posteriormente se corren los archivos “.las” que genera el programa para conocer el GR mínimo y GR máximo de cada pozo (figura 4.4), la cual son ajustados en el módulo Log Edit con los GR mínimos y máximos regiones del campo que finalmente nos generan las curvas de Gamma Ray Normalizado.



```
Shell - Konsole
Session Edit View Bookmarks Settings Help
ORIPLCPPR65{ymachado}% pwd
/users/ameriven/ymachado
ORIPLCPPR65{ymachado}% cd Daniel
/users/ameriven/ymachado/Daniel
ORIPLCPPR65{ymachado}% ls
B1-C03.las  get_percentile*  GRNORM1  GRNORM3  pc_H-B1-C03_GR_dll.dat
C3-C01.las  GRNORM              GRNORM2  GRNORM.jpg  pc_H-C3-C01_GR.dat
ORIPLCPPR65{ymachado}% get_percentile B1-C03.las
Processing GR_dll for H-B1-C03 from file B1-C03.las ...

Average for 2% and 5% percentiles = 31.65
Average for 95% and 98% percentiles = 120.33

ORIPLCPPR65{ymachado}% □
```

Figura 4.4 Gamma Ray Mínimos y Máximos por Pozo

La curva normalizada (GRNORM) visualiza menores o mayores valores a la curva Gamma Ray original (GR), esto ocurre con el propósito de adaptarse al valor máximo (116 API) y mínimo (26 API) regional del campo. Cabe destacar que los valores regionales fueron calculados por la empresa PETROPIAR a través de histogramas donde involucraron a todos los pozos del campo. En la figura 4.5 se observa el ajuste de la curva Gamma Ray a una curva normalizada a los valores máximos y mínimos regionales del campo para el pozo B1-C03.

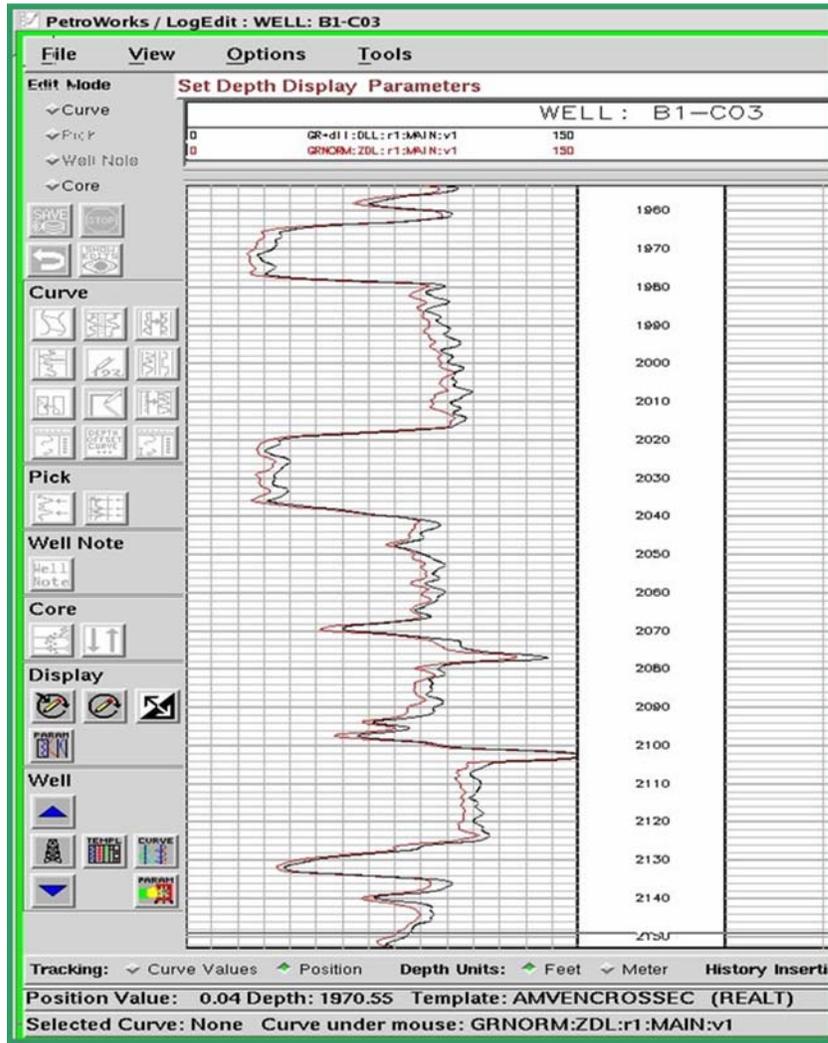


Figura 4.5 Diferencia entre las curvas GR y GRNorm



4.2 DETERMINACIÓN DE PARÁMETROS PETROFÍSICOS MEDIANTE LA INTERPRETACIÓN DE PERFILES DE POZOS EN EL ÁREA DE ESTUDIO (a, m, n, R_w , S_{wi} , ρ_g).

4.2.1 Evaluación Petrofísica

La evaluación petrofísica se basó principalmente en la interpretación de los registros de resistividad, radioactivos y de porosidad, e igualmente se revisaron otros registros como de imágenes y sónico, dicha interpretación se fundamenta en la determinación de los valores de ciertas propiedades físicas de la roca, como la porosidad, permeabilidad, volumen de arcilla, saturación de agua y espesor de la formación.

Finalmente se generó los mapas de isopropiedades (porosidad, saturación de agua, volumen de arcilla y permeabilidad), mapa de espesor de arena (neta y petrolífera) y el mapa de CAPO.

4.2.1.1 Parámetros Petrofísicos Fijos y Variables

Antes de realizar la evaluación petrofísica es necesario conocer una serie de parámetros perteneciente a los fluidos y a la formación, los cuales nos conllevan a los cálculos de los parámetros variables.

4.2.2 Exponente de saturación (n), exponente de cementación (m) y el factor de tortuosidad (a)

Los parámetros petrofísicos básicos provenientes de las rocas son de gran importancia en la interpretación petrofísica, la forma de obtenerlos es bastante significativa puesto que, al ser obtenidos de una fuente confiable, como es el caso de los análisis de



núcleos, le permite al petrofísico el control y manejo de los datos, lo que posteriormente se traduce en resultados precisos que facilitan el estudio de las propiedades petrofísicas del yacimiento.

Con un total de 8 muestras espaciadas a lo largo del Campo Huyaparí, incluyendo una en la zona de estudio (pozo E2-C01ST), evaluados por la empresa Petropiar determinaron dichos valores mostrados en la tabla 4.1.

Tabla 4.1 Parámetros Básicos de la Roca

Parámetros Básicos	Valor
Factor de cementación, m	1.84
Exponente de saturación, n	1.84
Factor de tortuosidad, a	0.62

El factor de cementación está relacionado más a la forma del grano en rocas de tipo areniscas. Por lo tanto mientras más angular sea el grano, mayor será el valor de “m”. Para arenas limpias bien seleccionadas y de grano muy bien redondeados “m” tiene un valor de 1,6 alcanzado valores de hasta 2,2 para arenas angulares, muy cementadas o muy arcillosas. En nuestro caso en valor de “m” pertenece más a las arenas de granos mas redondeados y limpios, típico de este ambiente de depositación fluvial-deltaico.

El exponente de saturación es afectado por la humectabilidad, naturaleza y distribución microscópica de los fluidos del yacimiento, tipos y cantidades de arcillas conductoras. Valores entre 1,2 y 3,5 han sido reportados para arenas humectables al agua con valores aún mayores para condiciones de humectabilidad al petróleo. El



valor obtenido para el campo nos indica que el sistema es humectado preferiblemente por agua.

El factor de tortuosidad se refiere a la relación existente entre la longitud real del espacio poroso sobre la trayectoria recta en la roca depósito. Siendo el valor de 1 una tortuosidad media, mientras que valores menores y mayores a este se considera baja y alta respectivamente. Para el campo este valor es bajo, esto como consecuencia de la facilidad que brindan las rocas de permitir el paso de fluidos de manera limpia a través de su medio poroso interconectado.

4.2.3 Resistividad del Agua de Formación (R_w)

La resistividad del agua de formación se calculó en base al modelo del potencial espontáneo, en donde una arena de espesor considerable, limpia y 100 % saturada de agua es analizada por cada pozo donde exista estas características para luego realizar los cálculos correspondiente a la resistividad de agua de dichas arenas, arrojando un valor promedio de 0,721 ohm-m. En la tabla 4.2 se observan los cálculos correspondientes para diferentes pozos, haciendo referencia que cada arena fue evaluada a su temperatura original y posteriormente todos los cálculos fueron llevados a 100 °F para comparar con los análisis de agua.



Tabla 4.2 Resistividad del Agua de Formación Promedio

POZOS	Arena	Rmf @100 °F ohm-m	Rmf eq ohm-m	Kc °F	Rw eq ohm-m	Rw ohm-m
B3-C01	340	2,839	2,413	74,3	0,699	0,701
C1-C01	340	3,140	2,669	74,3	0,773	0,800
C3-C02	255	1,528	1,299	74,3	0,202	0,183
C4-C02	340	3,600	3,060	74,3	0,156	0,145
D2-C01	340	3,901	3,316	74,3	0,822	0,870
E2-C01	340	3,128	2,659	74,3	0,770	0,796
E3-C02	235	3,949	3,357	74,3	0,523	0,492
F2-C01	165	4,063	3,454	74,3	0,538	0,508
F3-C01	235	1,112	0,945	74,3	0,373	0,337
G1-C02	340	4,472	3,801	74,3	1,500	2,378
						0,721

En el apéndice A, tabla A.1 se muestran todos los cálculos correspondientes a la resistividad del agua.

4.2.4 Determinación de la Saturación de Agua Irreducible (Swirr)

Como fue descrito anteriormente, una gráfica de resistividad de la formación en función de la saturación del agua nos indica el comportamiento inicial del agua en los intervalos de arena neta petrolífera. Para el yacimiento Superior el mínimo de saturación de agua irreducible fue de 14 %, mientras que para el yacimiento Medio se obtuvo un valor mínimo de 7 %. En la figura 4.6 y 4.7 se observan dichas gráficas para cada yacimiento en estudio.

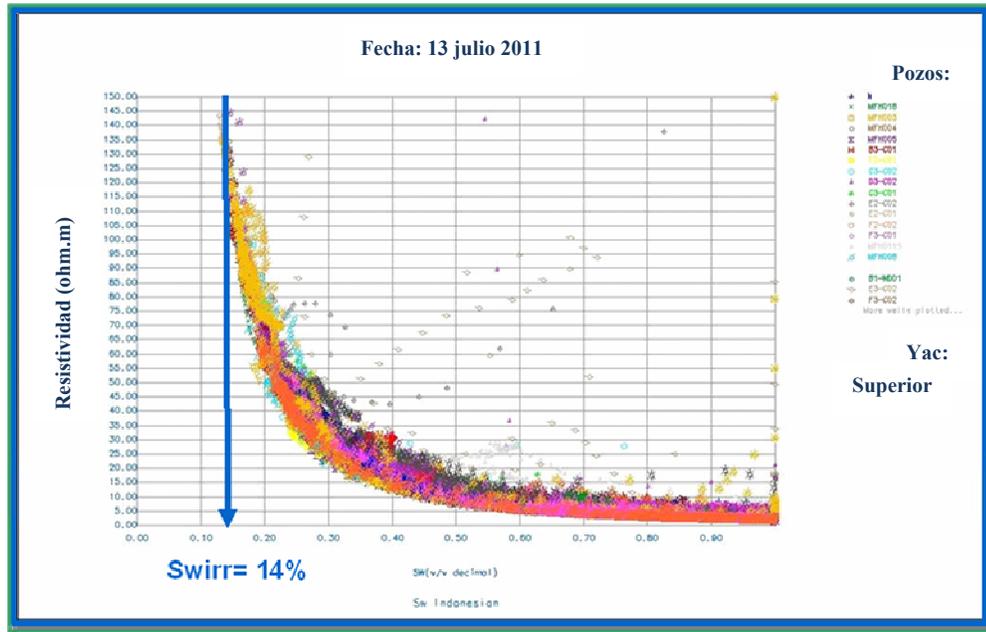


Figura 4.6 Saturación de Agua Irreducible para el Yacimiento Superior

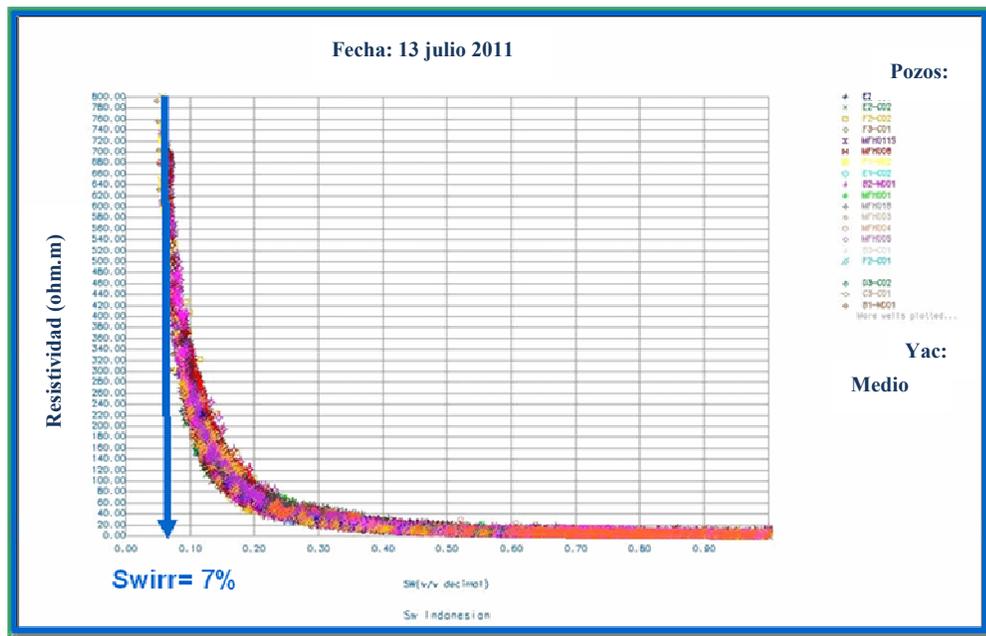


Figura 4.7 Saturación de Agua Irreducible para el Yacimiento Medio



4.2.5 Determinación de la Densidad del Grano (ρ_g)

La fuente más confiable para obtener valores de las propiedades de las rocas son las muestras de núcleos, en este caso se tomó el núcleo del pozo E2-C01ST del yacimiento en estudio, y se observó una densidad de grano promedio de 2,65 gr/cc. En la tabla 4.3 se observa el análisis del núcleo mostrando la densidad de la roca para diferentes intervalos dados.

Tabla 4.3 Densidad de Grano Mediante Análisis de Núcleo

Company : Petrolera Ameriven, S.A.						CPDV File No : 7-010629-6	
Well : AMV-H-E2-C01 ST						Date : 09-jul-01	
Field : Huyapari						Analyst : NN/RH	
Location : Hamaca Block						Drilling Fluid : Water Base	
POROSITY & PERMEABILITY DATA							
Preliminary Core Analysis Report							
Sample ID	Sample Depth		Reservoir Confining Stress			Grain Density g/cm3	Lithology Description - Plug Point
	feet	inches	Stress psig	Porosity %	Permeability mD		
UPDATED July 9, 2001							
1 R	2259	' 4,0 "	753	33,5	2300	2,62	Sd f-vfgr sshy ssity mott yel-wh flu
2 R	2260	' 4,0 "	753	37,5	6520	2,62	Sd f-vfgr sshy ssity mott yel-wh flu
3 R	2261	' 5,0 "	754	37,8	8870	2,63	Sd f-vfgr sshy sssity (peb) mott yel-wh flu
4 R	2262	' 6,0 "	754	34,2	10700	2,57	Sd f-vfgr cln dl brz flu
5 R	2263	' 6,0 "	754	37,7	43800	2,63	Sd fgr cln dl brz flu
6 R	2264	' 5,0 "	755	34,8	43400	2,63	Sd c-fgr cln dl gld flu
7 R	2268	' 6,0 "	756	35,2	23000	2,64	Sd m-cgr cln (peb) dl gld flu
8 R	2269	' 6,0 "	756	35,2	25300	2,64	Sd f-mgr cln dl brz flu
9 R	2270	' 6,0 "	757	32,7	26600	2,64	Sd f-cgr cln dl brz flu
10 R	2283	' 6,0 "	761	34,4	42000	2,64	Sd vf-cgr cln dl gld flu
11 R	2284	' 6,0 "	761	33,1	40900	2,64	Sd vf-cgr cln (peb) dl gld flu
12 R	2285	' 5,0 "	762	36,5	46500	2,64	Sd f-cgr cln dl gld flu
13 R	2286	' 6,0 "	762	34,6	49100	2,64	Sd f-cgr cln dl gld flu
14 R	2287	' 6,0 "	762	32,8	45000	2,68	Sd c-mgr cln (peb) dl gld flu
15 R	2288	' 6,0 "	763	32,9	19300	2,64	Sd c-fgr cln (peb) dl gld flu
16 R	2289	' 6,0 "	763	38,1	54200	2,67	Sd m-fgr cln dl brz flu
17 R	2290	' 6,0 "	763	33,4	55300	2,63	Sd mgr cln dl brz flu
18 R	2298	' 6,0 "	766	28,7	6830	2,63	Sd f-cgr cln (peb) dl brz flu
19 R	2299	' 6,0 "	766	25,9	2670	2,63	Sd vf-cgr cln ssity (peb) dl gld/brz flu
20 R	2300	' 6,0 "	767	32,0	28900	2,63	Sd m-cgr cln (peb) dl gld/brz flu
21 R	2301	' 4,0 "	767	36,0	27800	2,63	Sd vf-cgr cln dl gld/brz flu
22 R	2451	' 6,0 "	817	27,5	4080	2,64	Sd vf-cgr cln dl gld flu
23 R	2452	' 6,0 "	817	21,3	51,0	2,62	Sd f-vfgr vshy dl gld flu
24 R	2453	' 6,0 "	818	28,3	1970	2,62	Sd f-mgr sshy gld flu



4.3 REALIZAR SENSIBILIDADES AL MODELO PETROFÍSICO (V_{sh} , \emptyset , S_w , S_g , S_o y K).

4.3.1 Resistividad de la lutita (R_{sh})

Para realizar el cálculo de la resistividad de la lutita fueron revisados 19 pozos del área de estudio, en donde se evaluaron intervalos por encima o debajo de las arenas petrolíferas y a través de la curva del perfil de resistividad profunda se tomaron los valores en promedio de dichos intervalos de arcillas. Los valores obtenidos fueron de 3.45 ohm-m para el yacimiento Superior y de 3.15 ohm-m para el yacimiento Medio. Una menor resistividad para las arenas inferiores era de esperarse, puesto que al existir una mayor temperatura a mayor profundidad, esto se traduce a una mayor conductividad de los fluidos y como consecuencia una menor resistividad. En la tabla 4.4 y 4.5 se observan los pozos, el intervalo de arcilla y el valor de resistividad dado.



Tabla 4.4 Resistividad de la Arcilla en el Yacimiento Superior

Pozo	Intervalo	Rsh (ohm-m)
E1-C03	2146-2195	3,7
E1-C01	2200-2255	3
E2-C01	2182-2220	2,9
E2-C02	2299-2374	4,3
E3-C01	2201-2258	4,4
F1-C02	2014-2073	2,6
F2-C01	2161-2217	3,8
F1-C01	2117-2248	3
B2-WD01	2473-2511	2,8
B1-WD01	2393-2500	3
MFH001	2374-2417	1,6
C3-C02	2305-2360	3,7
E3-C02	2196-2225	3,8
G1-C02	2081-2126	4,7
D3-C02	2291-2333	4,2
B3-C01	2366-2394	2,8
D2-C02	2316-2389	3,4
F2-C02	2191-2223	4,5
F3-C02	2260-2339	3,4
	Promedio	3,45

Tabla 4.5 Resistividad de la Arcilla en el Yacimiento Medio

Pozo	Intervalo	Rsh (ohm-m)
E1-C03	2406-2499	2,2
E1-C01	2419-2447	3,6
E2-C01	2513-2572	3,3
E2-C02	2536-2565	3,3
E3-C01	2363-2410	2,8
F1-C02	2319-2382	4,5
F2-C01	2384-2438	3,5
F1-C01	2286-2361	2,3
B2-WD01	2678-2746	2,6
B1-WD01	2682-2726	4,8
MFH001	2613-2652	1,3
C3-C02	2598-2668	3,9
E3-C02	2337-2533	2,5
G1-C02	2277-2324	4
D3-C02	2457-2560	2,5
B3-C01	2527-2692	2
D2-C02	2566-2621	4,3
F2-C02	2406-2475	3,5
F3-C02	2263-2340	2,6
	Promedio	3,13



4.3.2 Cálculo del volumen de arcilla (Vsh)

El volumen de arcilla fue calculado en base a la curva de Gamma Ray Normalizado para cada yacimiento en estudio. Los valores obtenidos mediante la evaluación petrofísica estuvieron en el rango de 0 % en donde no existe arena neta petrolífera a 20 % con un promedio estadístico de 13 % para el yacimiento Superior y de un rango de 7 % a 23 % con un promedio de 13 % para el yacimiento Medio en los intervalos de arenas netas petrolíferas. Valores similares de volumen de arcilla obedecen a un mismo sistema de depositación como lo es el fluvial-deltaico. En el apéndice A, tabla A.2 y A.3 se muestran los resultados para cada yacimiento.

4.3.3 Cálculo de la porosidad

La porosidad fue obtenida mediante el registro de densidad, basados en el conocimiento de la densidad del fluido y de la matriz, donde la ecuación toma en cuenta los efectos de arcillosidad. Los valores obtenidos fueron en promedio; para el yacimiento Superior 30 %, mientras que para el yacimiento Medio fue de 29 %. Siendo los mayores valores de porosidad en aquellas zonas de canal, mientras que hacia los bordes fue observada una disminución de este parámetro. En el apéndice A, tabla A.2 y A.3 se muestran los resultados para cada yacimiento.

4.3.4 Cálculos de la Saturación de Agua (Sw)

La saturación de agua de los yacimientos se obtuvo a partir de la ecuación 4.2, ya que, es un modelo que representa mejor las aguas frescas de la formación y además involucra los parámetros de la arcilla que afectan dicha saturación. El rango fue muy variado desde un valor de 1 % para las arenas petrolíferas hasta un 54 % para el yacimiento Superior en arenas de baja resistividad donde se presume existe una mayor cantidad de agua que de crudo, cuyo promedio fue de 28 % para este



yacimiento. Mientras que para el yacimiento Medio los valores oscilaron entre 11 % y 41 % donde se evidencia la buena calidad de las arenas de almacenar petróleo con una baja saturación de agua, donde el promedio se ubico en 23 %. En el apéndice A, tabla A.2 y A.3 se muestran los resultados para cada yacimiento.

4.3.5 Cálculos de la Permeabilidad (K)

Para el cálculo de la permeabilidad se generaron dos curvas a través de las ecuaciones 4.4 y 4.5, y aunque ambas dieron resultados similares, la ecuación de Timur será la utilizada en este estudio, por su extenso uso en la industria petrolera. Como ésta depende básicamente de la porosidad, una segunda variable como lo es la Swirr obtenida anteriormente para cada yacimiento nos proporciona mejores resultados. Para el Yacimiento Superior se alcanzaron valores de 3.223 md observados hacia el centro y borde del canal con promedio estadístico de 2.263 md. Para el Yacimiento Medio se observaron valores de hasta 12.000 md igualmente visto hacia el centro y borde del canal con promedio de 8.541 md en este intervalo. Las excelentes permeabilidades que presenta el campo obedecen a la buena calidad de las arenas de permitir con facilidad el paso de fluidos a través de ella, las cuales fueron depositadas en un ambiente fluvial-deltaico. En el apéndice A, tabla A.2 y A.3 se muestran los resultados para cada yacimiento.

4.3.6 Cotejo de los Resultados con los Datos de Producción y/o Muestras de Núcleos.

Como se mencionó anteriormente, la zona de estudio solo posee pozos estratigráficos donde la data de mayor validez para los parámetros calculados lo representan una serie de núcleos presentes en el campo. De allí que a continuación se muestren las curvas obtenidas durante la evaluación petrofísica en comparación con los valores de algunos parámetros obtenidos a través de los núcleos como la porosidad y



permeabilidad. Primeramente se tomó el análisis del núcleo del pozo D4-C02ST, que aunque no se encuentra en nuestra zona de estudio, igualmente representa una data importante de comparación, observándose el valor de la porosidad y permeabilidad con los obtenidos. En la figura 4.8 se observa que los valores de porosidad del núcleo (puntos rojos) para la arena AMV_235 (yacimiento Superior) solapan la curva de porosidad calcula mediante la densidad de la roca lo que es un buen indicativo que los parámetros utilizados para este cálculo fueron los correctos para el campo. De igual manera notamos en el último track del registro la comparación de la permeabilidad, en donde fueron usadas dos curvas de permeabilidad, por el método de Timur y otra por el método de Schlumberger arrojando valores similares. Como se observa, los valores de permeabilidad calculada subestiman a los valores obtenidos mediante el núcleo

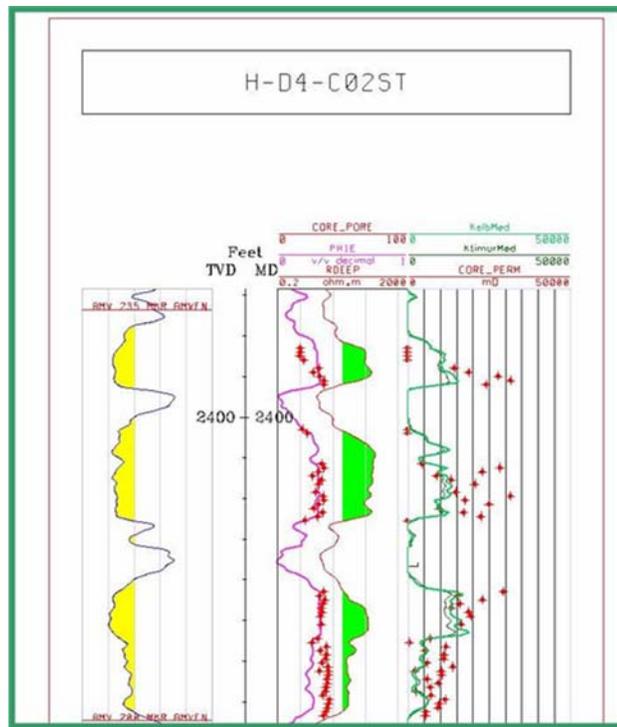


Figura 4.8 Cotejo con la Data del Núcleo del Pozo D4-C02ST



Ahora para la arena AVM_165 (yacimiento Medio) observamos como los valores de porosidad del núcleo solapan la curva de porosidad calculada, y los valores de permeabilidad se asemejan a la calculada para el yacimiento Medio (figura 4.9). Es de hacer referencia que los valores utilizados de S_{wirr} para el cálculo de la permeabilidad representan el mínimo de saturación que puede estar presente en dicho yacimiento, es decir, es posible que algunas arenas presenten mayor rango de S_w y como consecuencia menor permeabilidad. De allí que exista diferencia entre valores del núcleo en comparación con la curva calculada.

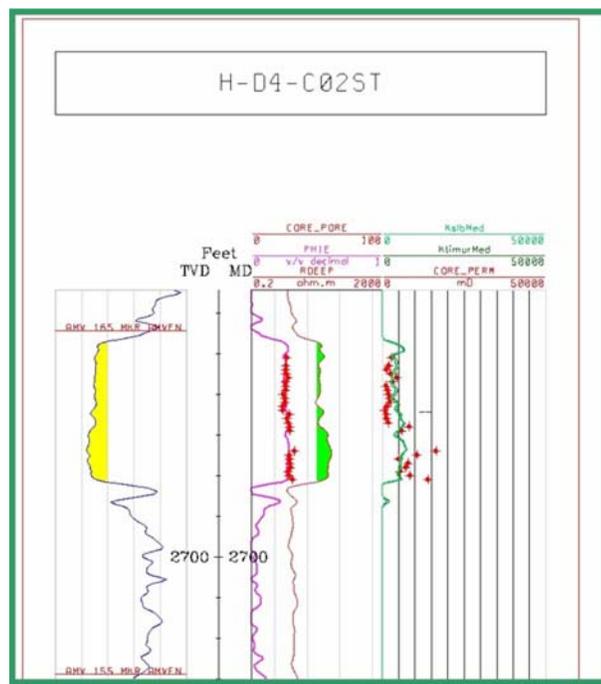


Figura 4.9 Cotejo con la Data del Núcleo del Pozo D4-C02ST

También fueron evaluados los pozos A4-P09 y A4-P08 que se encuentran justo al lado este de la zona en estudio la cual se procedió a revisar el corte de agua en el yacimiento Medio (arena 165), donde se observó que el corte de agua fue menor a



20 % durante los primeros años para ambos pozos, lo que nos indica una producción de agua cercana la saturación de agua inicial para este yacimiento. En la figura 4.10 y 4.11 se observa el comportamiento del agua en un largo periodo de tiempo.

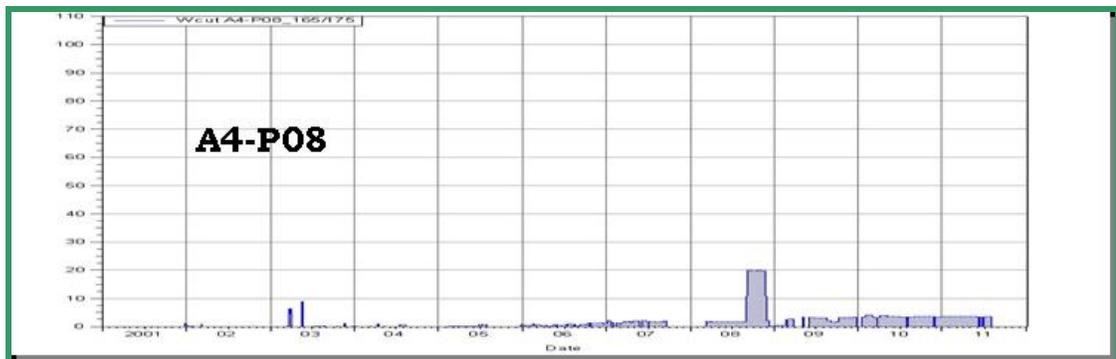


Figura 4.10 Cotejo con la Data de producción de agua del pozo A4-P08



Figura 4.11 Cotejo con la Data de producción de agua del pozo A4-P08

Así mismo se revisaron los cortes de agua para el yacimiento Superior mediante los pozos C5-P01 y B5-P03 donde se puede apreciar que ambos pozos mantuvieron un corte de agua menor al 30 % en sus primeros años de producción (figura 4.12 y 4.13), lo que nos indica que al abrir la producción de un pozo, este estaría produciendo agua con un valor cercano a la saturación de agua inicial.

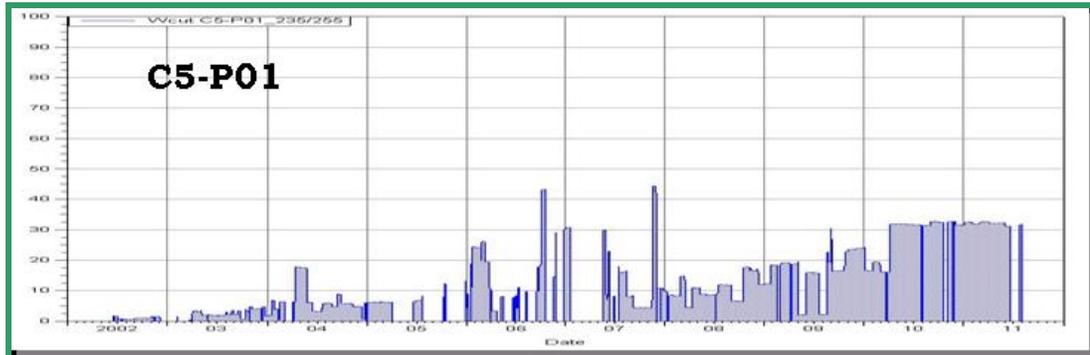


Figura 4.12 Cotejo con la Data de producción de agua del pozo A4-P08

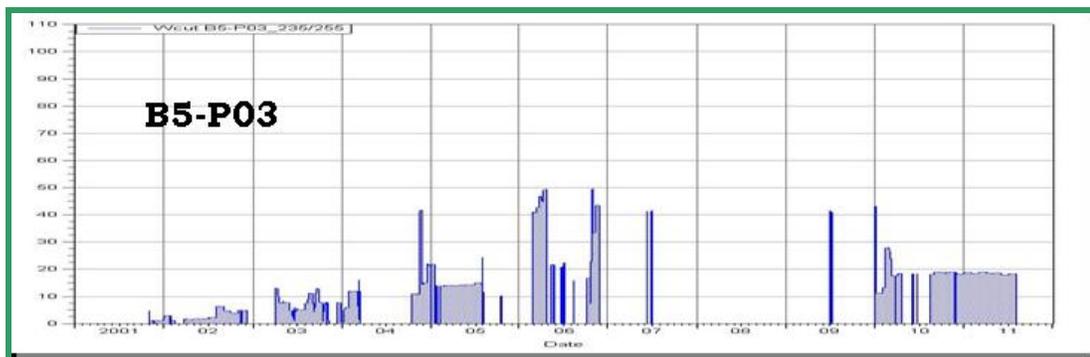


Figura 4.13 Cotejo con la Data de producción de agua del pozo A4-P08

4.4 DETERMINACIÓN DE LOS PARÁMETROS DE CORTE (R_t Mín, S_{wc} , V_{shc} , ϕ_{ec} y K_c) PARA LA GENERACIÓN DE MAPAS.

Partiendo de la gráfica de resistividad profunda (RD) en función de la saturación de agua (S_w) y tomando como resistividad mínima un valor de 20 ohm-m se obtienen las siguientes gráficas:

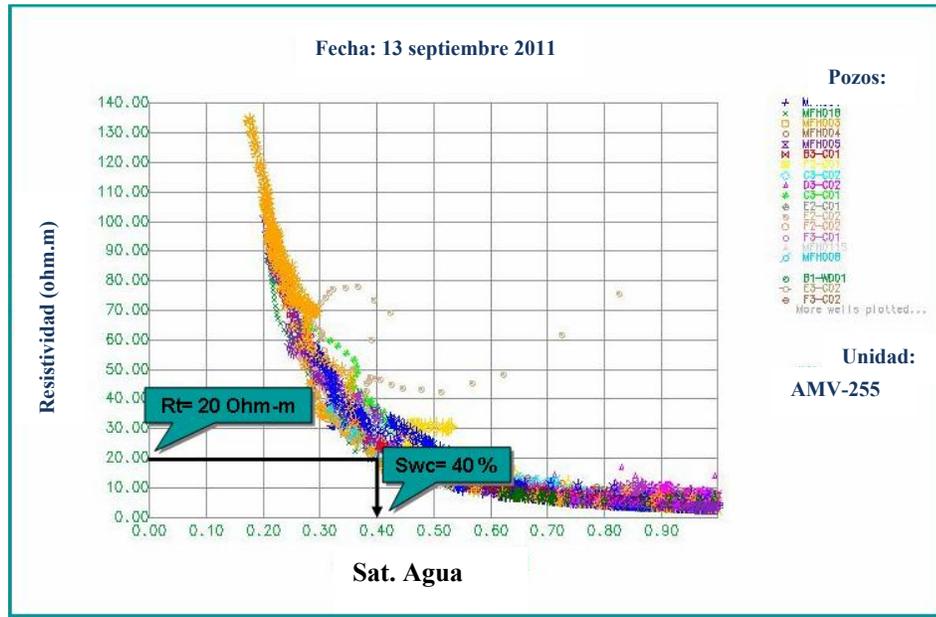


Figura 4.14 Determinación de la Sw de Corte a partir de RD vs Sw

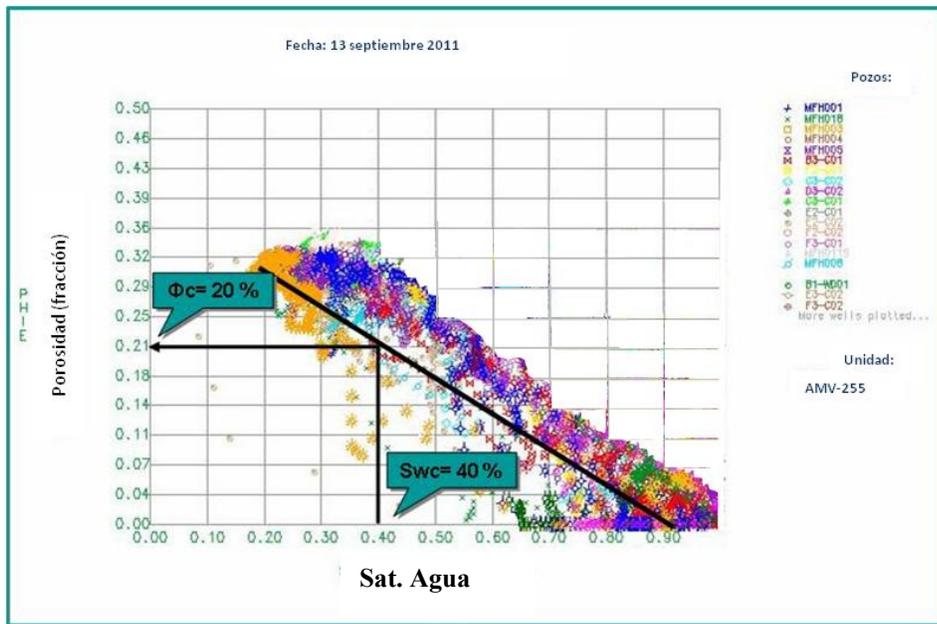


Figura 4.15 Determinación de la PHIE de Corte

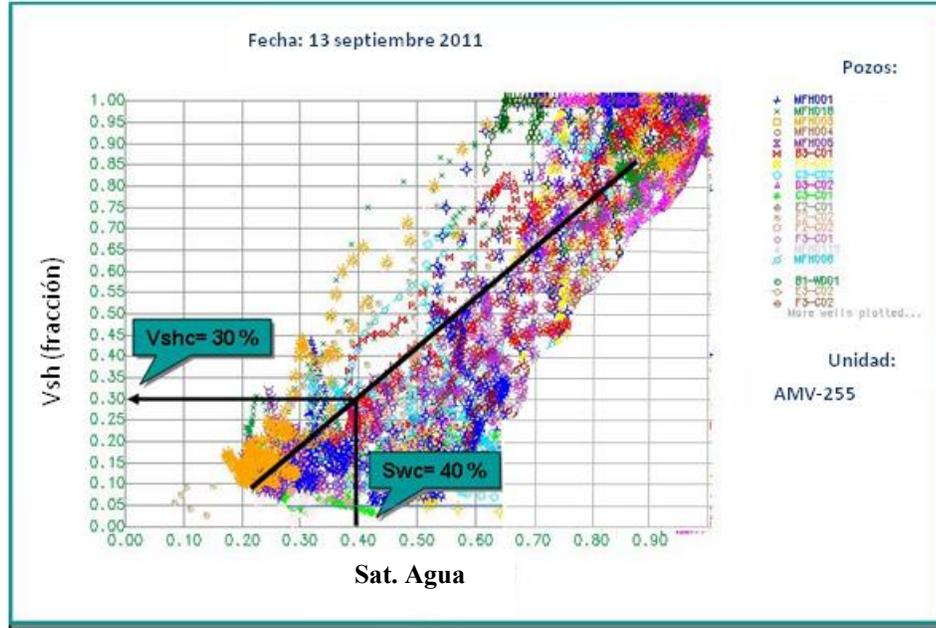


Figura 4.16 Determinación del VSH de Corte

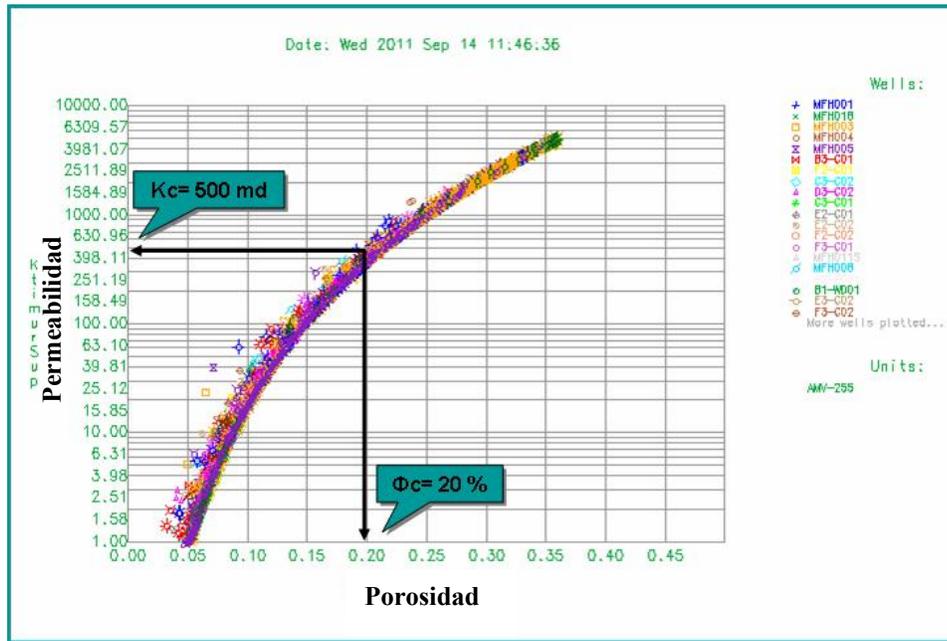


Figura 4.17 Determinación de la K de Corte



De los gráficos anteriores se determinó una saturación de agua de corte (Swc) de 40 %, una porosidad mínima de 20 %, un volumen de arcilla menor o igual a 30 % con una permeabilidad mayor a 500 md.

Como se mencionó en la metodología, estos parámetros son comúnmente obtenidos de la experiencia de la evaluación de grandes intervalos, es por ello que se realizaron las gráficas a modo de comparación y solo para el intervalo 255, apreciándose valores de corte similares a los comúnmente usados en esta zona, a excepción de la Swc que en nuestro caso se considera que es un valor subestimado debido a que la experiencia demuestra que muchos pozos producen buenas tasas con cortes de aguas mayores a 40 %, por lo tanto se tomó un valor de corte de agua de 60 %. En la tabla 4.6 se observan los límites de la calidad de las arenas a usar en este estudio.

Tabla 4.6 Parámetros de Corte para los Yacimientos Superior y Medio

Parámetros de Cortes o Cut-offs	Valor
Cut-off de Porosidad (%)	≥ 20
Cut-off de Vol. de Arcilla (%)	≤ 30
Cut-off de Saturación de agua (%)	≤ 60

Los resultados obtenidos tanto para el yacimiento Superior como el yacimiento Medio se reflejaron en curvas creadas para cada parámetro evaluado y cuantitativamente como resultado del promedio de dichas curvas para los que cumplen con los criterios de cut-offs en el intervalo de interés. Luego de obtener el promedio de las propiedades petrofísicas para cada uno de los pozos evaluados, estas



fueron ponderadas por espesor de arena para cada yacimiento. En la tabla 4.7 y 4.8 se observan los resultados promedios obtenidos para cada yacimiento.

Tabla 4.7 Propiedades Petrofísicas Promedio para el Yacimiento Superior

Propiedades Petrofísicas Promedio	Valor
Porosidad (%)	30
Volumen de Arcilla (%)	13
Saturación de Agua (%)	28
Permeabilidad (md)	2.263
A.N.P (pies)	39

Como se puede observar en la tabla anterior, el yacimiento Superior ofrece una excelente porosidad promedio de 30 % asociado a un bajo contenido de arcilla promedio de 13 %, con una saturación de agua de 28 % y permeabilidades altas de 2.263 md, esto debido al sistema de deposición de los sedimentos en ambientes de alta energía como los ocurridos en el campo, la cual facilitan la formación de capas de granos medios a grandes y no compactadas, lo que conlleva a la excelente capacidad de contener y transportar fluidos.

Tabla 4.8 Propiedades Petrofísicas Promedio para el Yacimiento Medio

Propiedades Petrofísicas Promedio	Valor
Porosidad (%)	29
Volumen de Arcilla (%)	13
Saturación de Agua (%)	23
Permeabilidad (md)	8.541
A.N.P (pies)	44



Igualmente el yacimiento Medio (Tabla 4.8) proporciona buena porosidad promedio de 29 % con igual volumen de arcilla de 13 % y una menor saturación de agua de 23 %. La permeabilidad para este yacimiento estuvo en promedio de los 8.541 md, lo que representa una alta capacidad de las rocas de permitir el movimiento de los fluidos a través del medio poroso. Debido a que el sistema de deposición de los sedimentos es de origen fluvial-deltaico para ambos yacimientos, estos muestran propiedades petrofísicas similares y además proveen una buena capacidad de almacenamiento y transporte de fluidos como es observado en los resultados obtenidos.

4.5 ELABORACIÓN DE MAPAS DE ISOPROPIEDADES Y CAPO A NIVEL DE LOS YACIMIENTOS SUPERIOR Y MEDIO DEL ÁREA DE ESTUDIO.

4.5.1 Elaboración de Mapas de Isopropiedades.

4.5.1.1 Mapa de Arena Neta.

Para el yacimiento Superior los espesores de la arena neta varían desde 6 pies hasta 130 pies con un promedio de 53 pies (Apéndice A, tabla A.2). En el mapa se puede distinguir una zona de canal hacia el este de la zona en estudio en sentido sur-norte, mientras que al oeste se observa el borde o límite del mismo (Figura 4.18), adicionalmente se muestra una correlación este-oeste afirmando la tendencia del canal.

Para el yacimiento Medio los espesores de arena neta variaron desde 1 pie hasta 149 pies con un promedio de 45 pies (Apéndice A, tabla A.3). En el siguiente mapa (Figura 4.19) se puede observar la trayectoria del canal en el centro de la zona



en estudio, mientras que al este y el oeste se aprecia los bordes del mismo. En la correlación adjunta al mapa notamos la tendencia del canal.

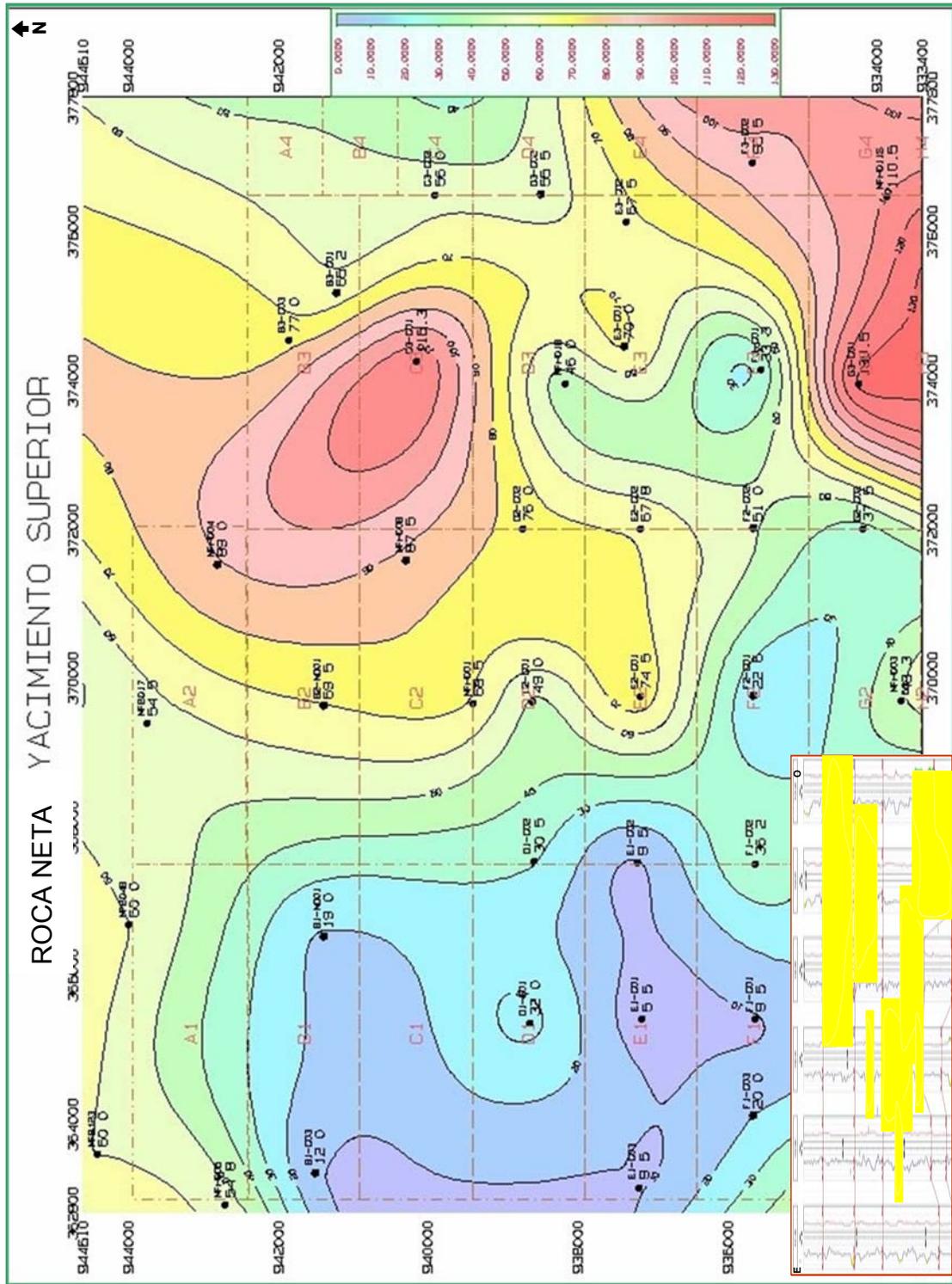


Figura 4.18 Mapa de Arena Neta del Yacimiento Superior

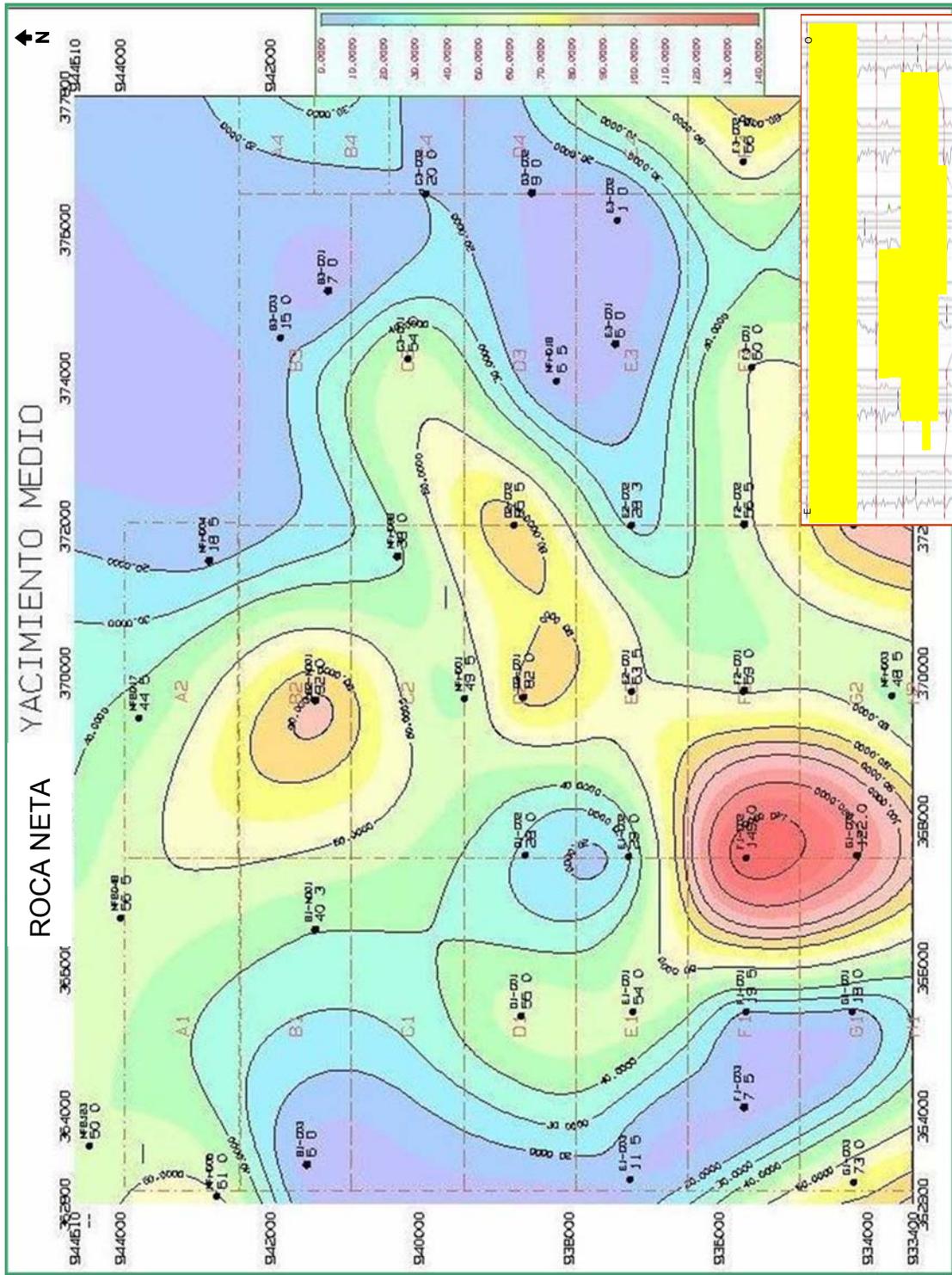


Figura 4.19 Mapa de Arena Neta del Yacimiento Medio



4.5.1.2 Mapa de Arena Neta Petrolífera

Para el yacimiento Superior observamos que las mejores zonas de arena neta petrolífera pertenecen al centro del canal, ya que, la depositación de esta zona ha sido de muy alta energía con granos de medios a grandes, con espesor promedio de 39 pies, lo cual facilita la migración del petróleo a estas zonas, en comparación con los bordes del canal en la parte este de la zona en estudio, en donde se encuentran los menores espesores que corresponden a una zona de barras arcillosas donde existe disminución del espesor de arena neta petrolífera provocado por la disminución de la energía de arrastre del canal próximo a esta área lo que conlleva a que los sedimentos depositados hayan sido preferencialmente de grano fino (Figura 4.20).

Igualmente para el yacimiento Medio apreciamos que las mejores zonas para la acumulación del petróleo pertenecen al centro del canal en donde encontramos espesores promedios de arena neta petrolífera de hasta 43 pies (Apéndice A, tabla A.3), mientras que hacia el este y oeste de la zona en estudio se aprecia la disminución de los espesores netos de petróleo (Figura 4.21), esto como consecuencia de lo explicado anteriormente.

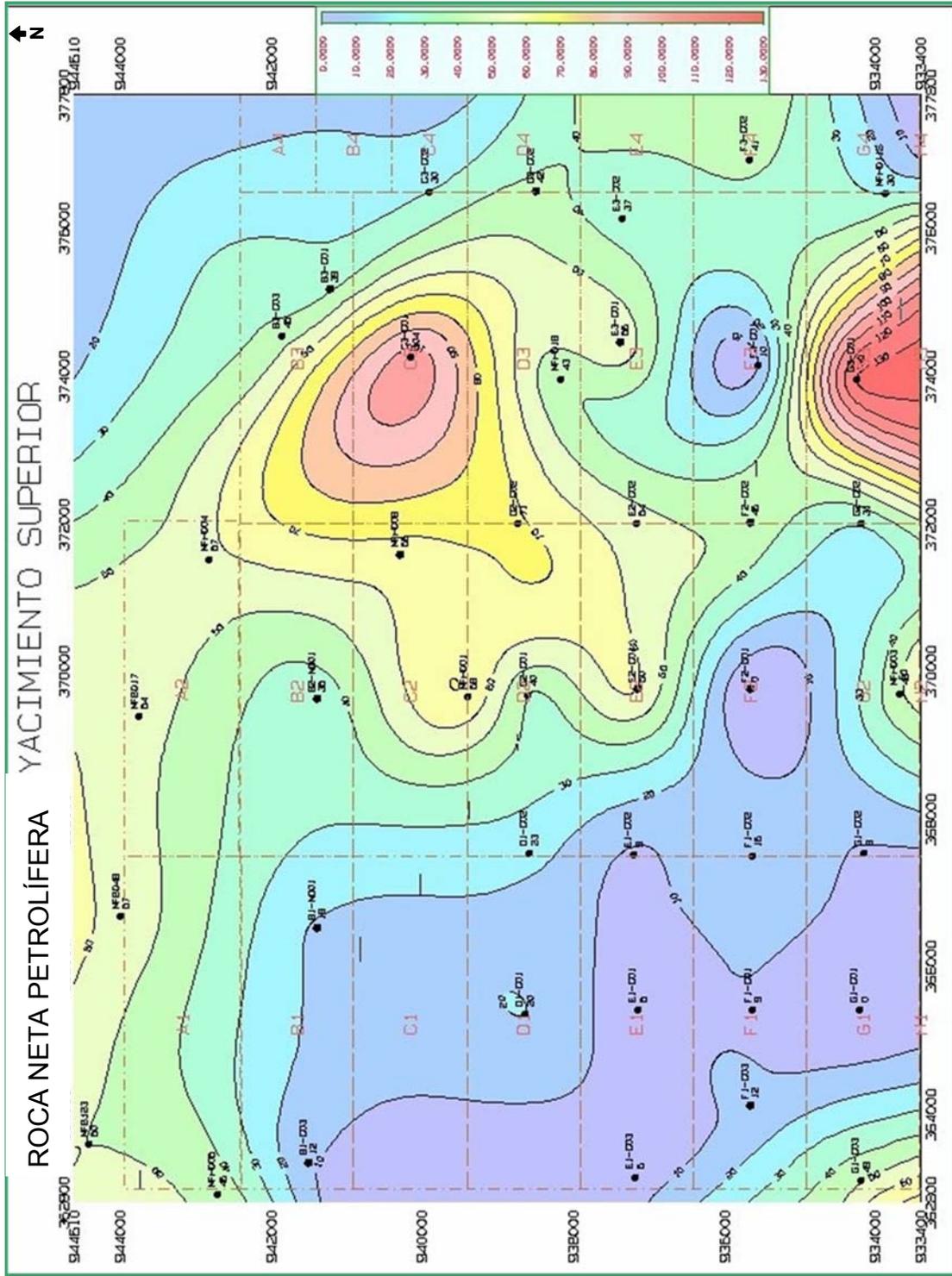


Figura 4.20 Mapa de arena neta petrolífera del yacimiento Superior

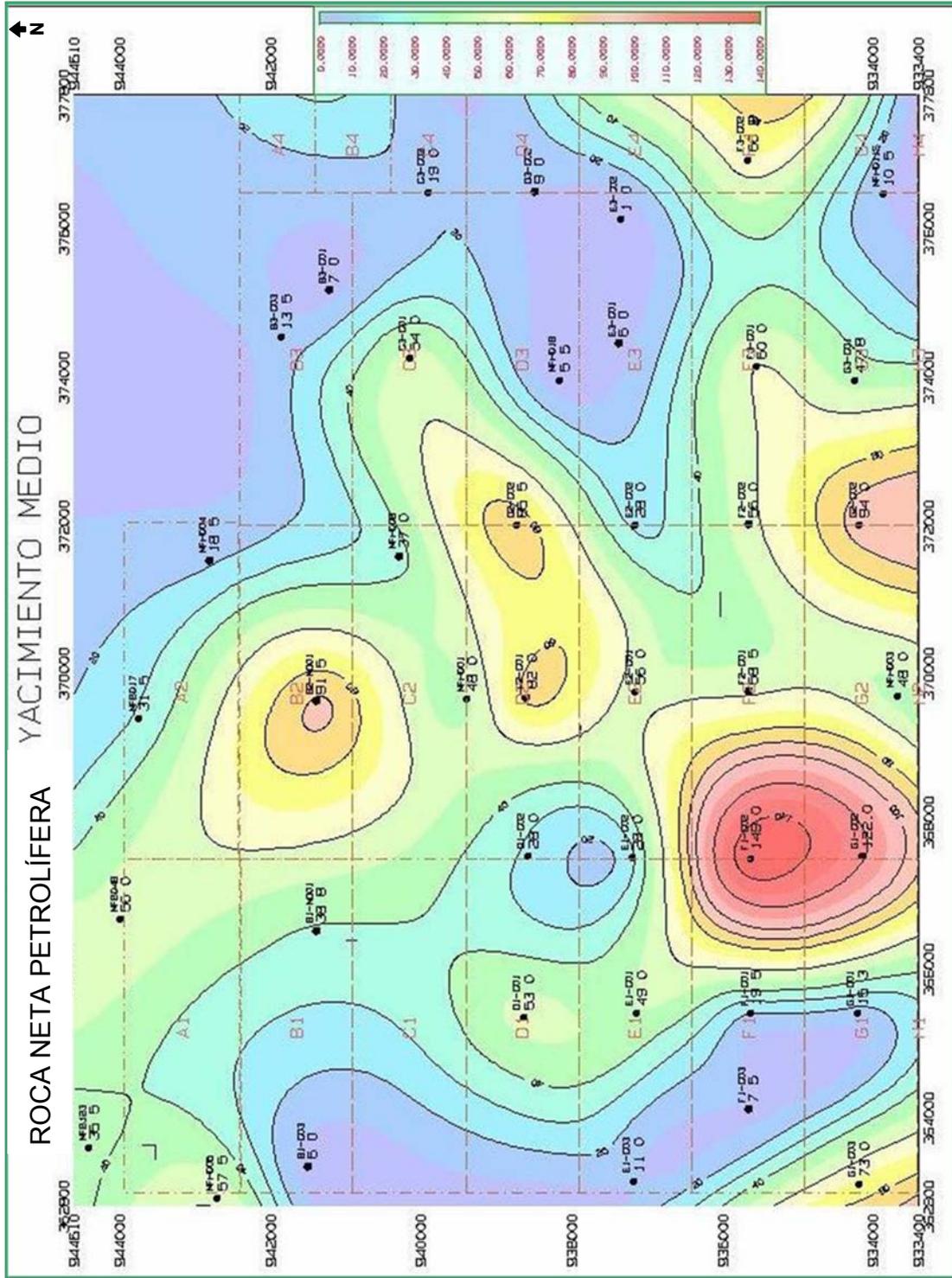


Figura 4.21 Mapa de Arena Neta Petrolífera del Yacimiento Medio



4.5.1.3 Mapa de Isoporosidad

Los valores de porosidad para el yacimiento Superior en las arenas netas petrolíferas estuvieron entre 26 % y 33 % con una porosidad promedio para este yacimiento de 28 % (Apéndice A, tabla A.2) asociando los mayores valores al centro del canal como se observa en la figura 4.22, mientras que los menores valores se encuentran hacia los bordes del canal al oeste de la zona en estudio, esto debido a que en un ambiente de alta energía existirán granos de tamaño medios y grandes en donde la depositación final serán arenas relativamente limpias con un volumen poroso considerable. Por otra parte, al tener una ambiente deposicional de baja energía hacia los bordes, estará asociado a las arenas arcillosas en donde se verá afectada la porosidad como consecuencia de material arcilloso presentas en las arenas, sin embargo, de manera general el yacimiento presenta una excelente porosidad, debido a que las arenas están someras y son denominadas no compactadas, por lo que la compactación de las capas subyacentes no afectan este parámetro.

Así mismo, en el yacimiento Medio oscilaron valores en las arenas netas petrolíferas entre 25 % y 32 % con una porosidad promedio de 29 % (Apéndice A, tabla A.3) observándose los mayores valores hacia el centro del canal y menores hacia los bordes del mismo en el este y oeste de la zona en estudio (Figura 4.23), esto debido a lo explicado anteriormente.

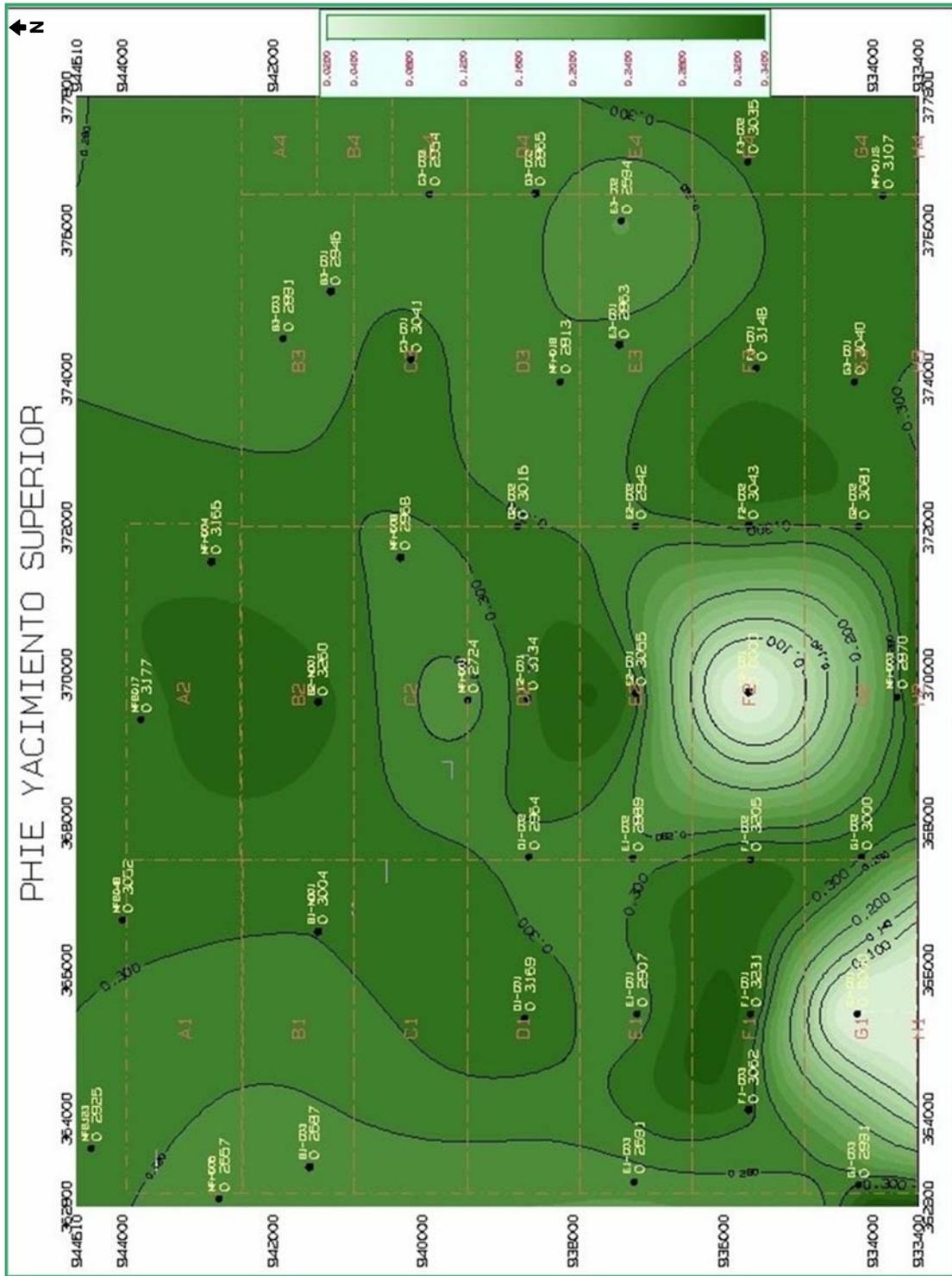


Figura 4.22 Mapa de Isoporosidad del Yacimiento Superior

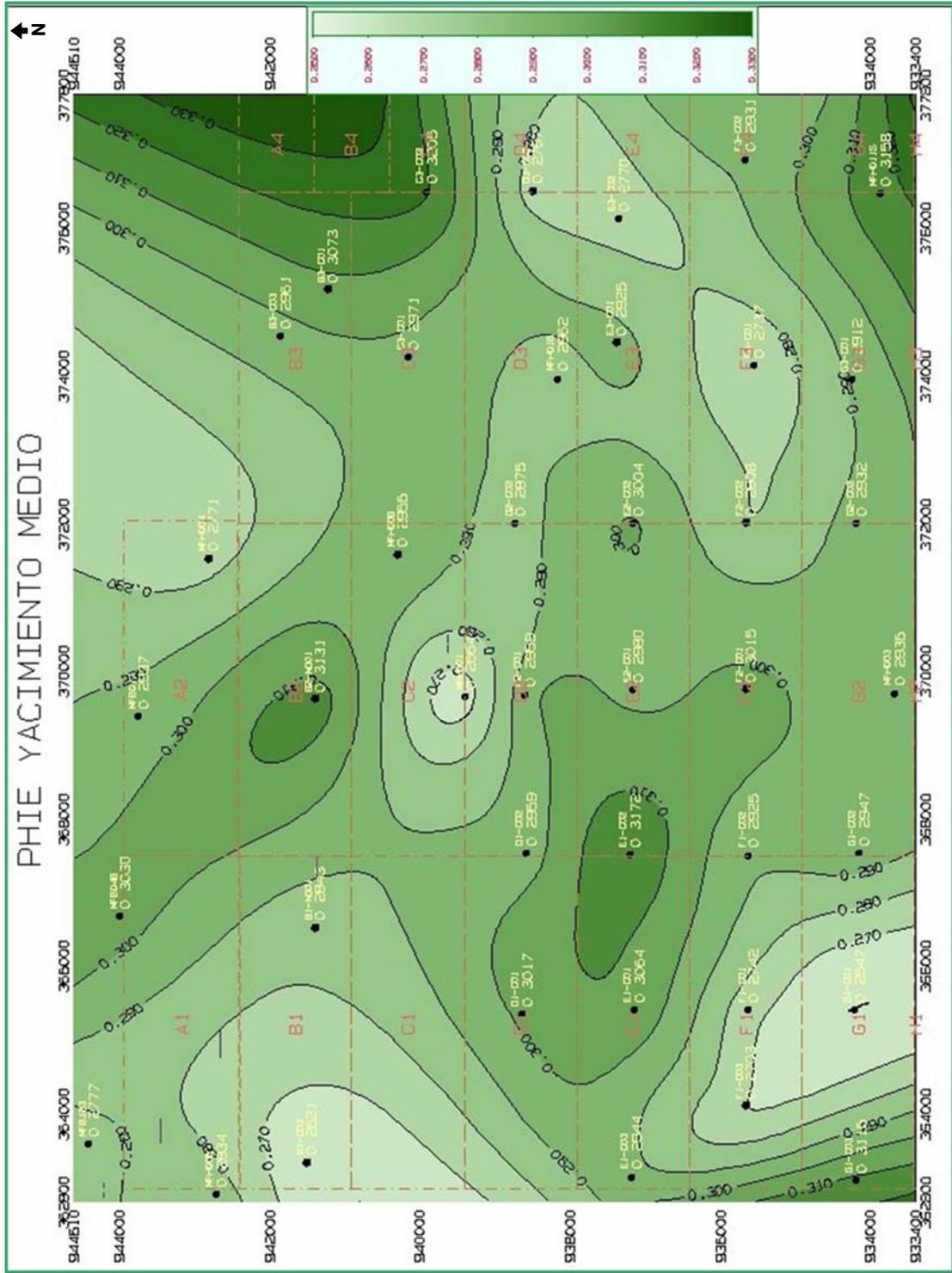


Figura 4.23 Mapa de Isoporosidad del Yacimiento Medio



4.5.1.4 Mapa de Isopermeabilidad

En el yacimiento Superior los valores de permeabilidad para las arenas netas petrolíferas oscilaron entre 1.400 md y 3.200 md con un promedio de 2.170 md (Apéndice A, tabla A.2), observándose los menores valores en los pozos MFH-005 y E1-C03, ambos situados al borde del canal en el oeste de la zona de estudio (Figura 4.24). En este caso la permeabilidad calculada es afectada por la porosidad, es decir, donde exista mayores valores de porosidad, encontraremos los mayores valores de permeabilidad.

Igualmente para el yacimiento Medio los valores de permeabilidad estuvieron en el rango de 4.800 md a 12.100 md con un promedio de 8.250 md (Apéndice A, Tabla A.3), notándose que los mayores valores se encuentran en el canal, mientras que al borde de este, observamos menores valores de permeabilidad (Figura 4.25). Además se evidencia lo descrito anteriormente, en donde la porosidad será proporcional a la permeabilidad del yacimiento en cuestión.

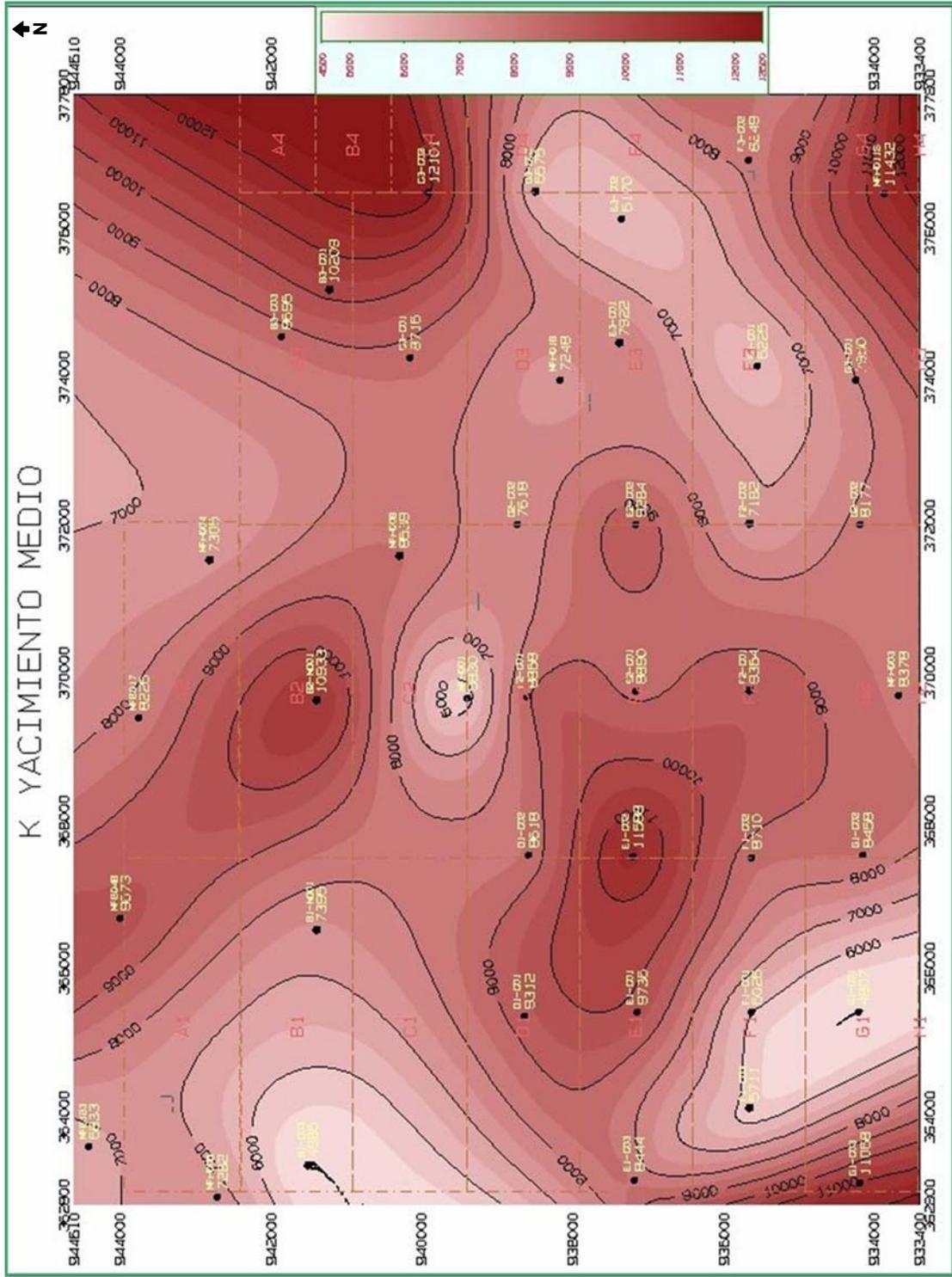


Figura 4.25 Mapa de Isopermeabilidad del Yacimiento Medio



4.5.1.5 Mapa de Isoarcillosidad

Los valores de volúmenes de arcilla de las arenas petrolíferas para el yacimiento Superior varían en el rango de 8 % a 20 %, siendo 13 % el promedio para este yacimiento (Apéndice A, tabla A.2). Los menores valores de arcillosidad se observan al este de la zona en estudio hacia el centro y márgenes del canal, a excepción del pozo MFH-018 que alcanzó un valor de 20 % (Figura 4.26) a pesar de poseer una buena calidad de roca de acumular hidrocarburo con una arena neta petrolífera promedio de 43 pies, es posible que la energía del canal que por allí circuló fuera de baja energía y por lo tanto se depositaron granos de sedimentos finos dentro de las arenas de granos gruesos produciendo arenas relativamente sucias que se puede apreciar al observar el registro del pozo (Apéndice A, figura A.3). Más hacia el norte del canal, los valores oscilaron en 10 % de volumen de arcilla, lo que nos indica un ambiente de mucha energía en donde la deposición de sedimentos es de granos grandes.

En el yacimiento Medio los valores de volumen de arcilla para las arenas netas petrolíferas oscilan entre 7 % y 23 %, siendo 13 % el valor promedio (Apéndice A, tabla A.3). Los menores valores de arcillosidad para este yacimiento se encuentran en el centro del canal (Figura 4.27) correspondiente a una deposición de sedimentos de granos gruesos, mientras que los mayores valores de arcilla se encuentran hacia los márgenes del canal en el este y oeste de la zona en estudio, en donde un ambiente de baja energía ocasiona la acumulación de finos sedimentos.

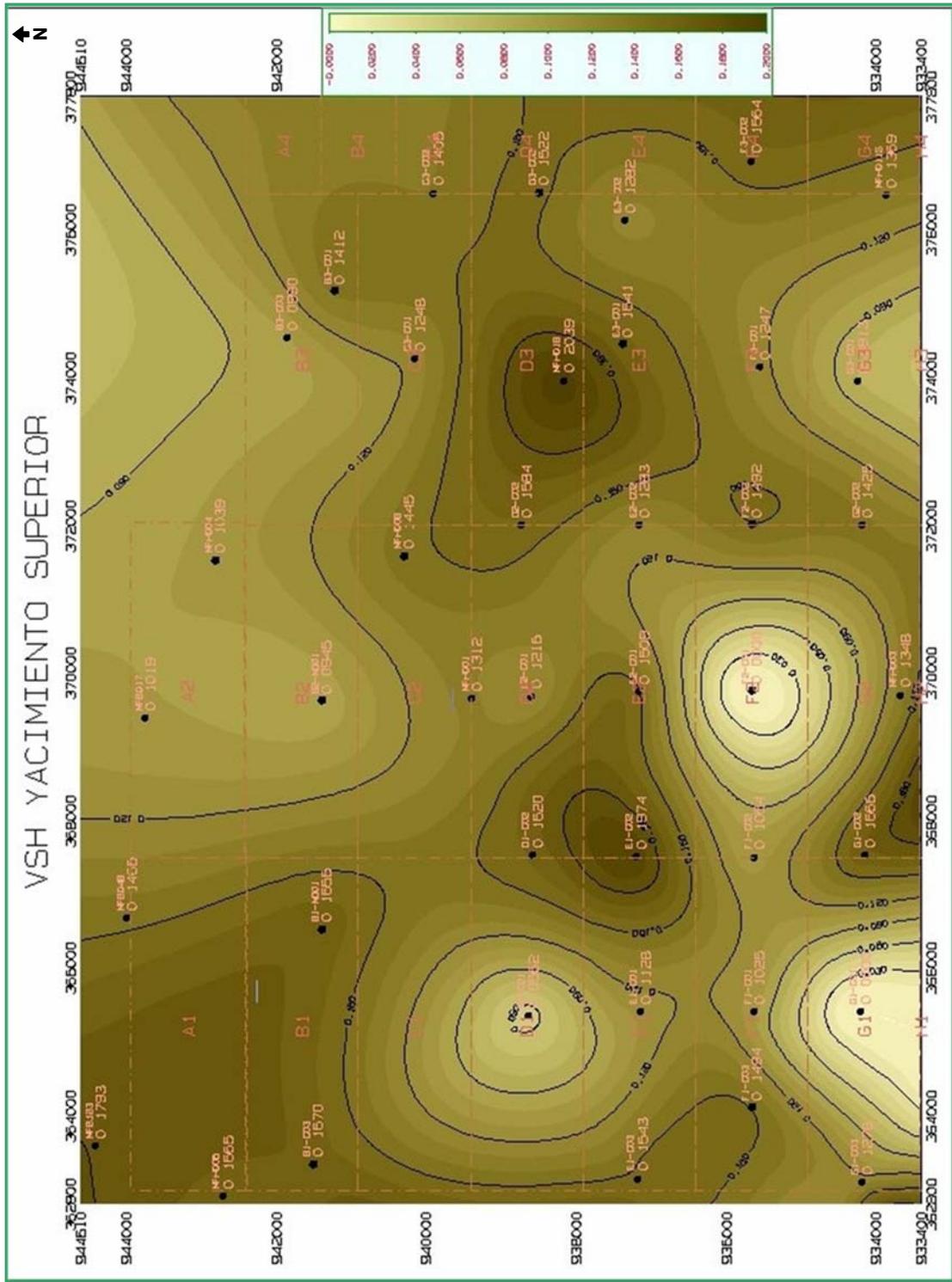


Figura 4.26 Mapa de Isoarcillosidad del Yacimiento Superior

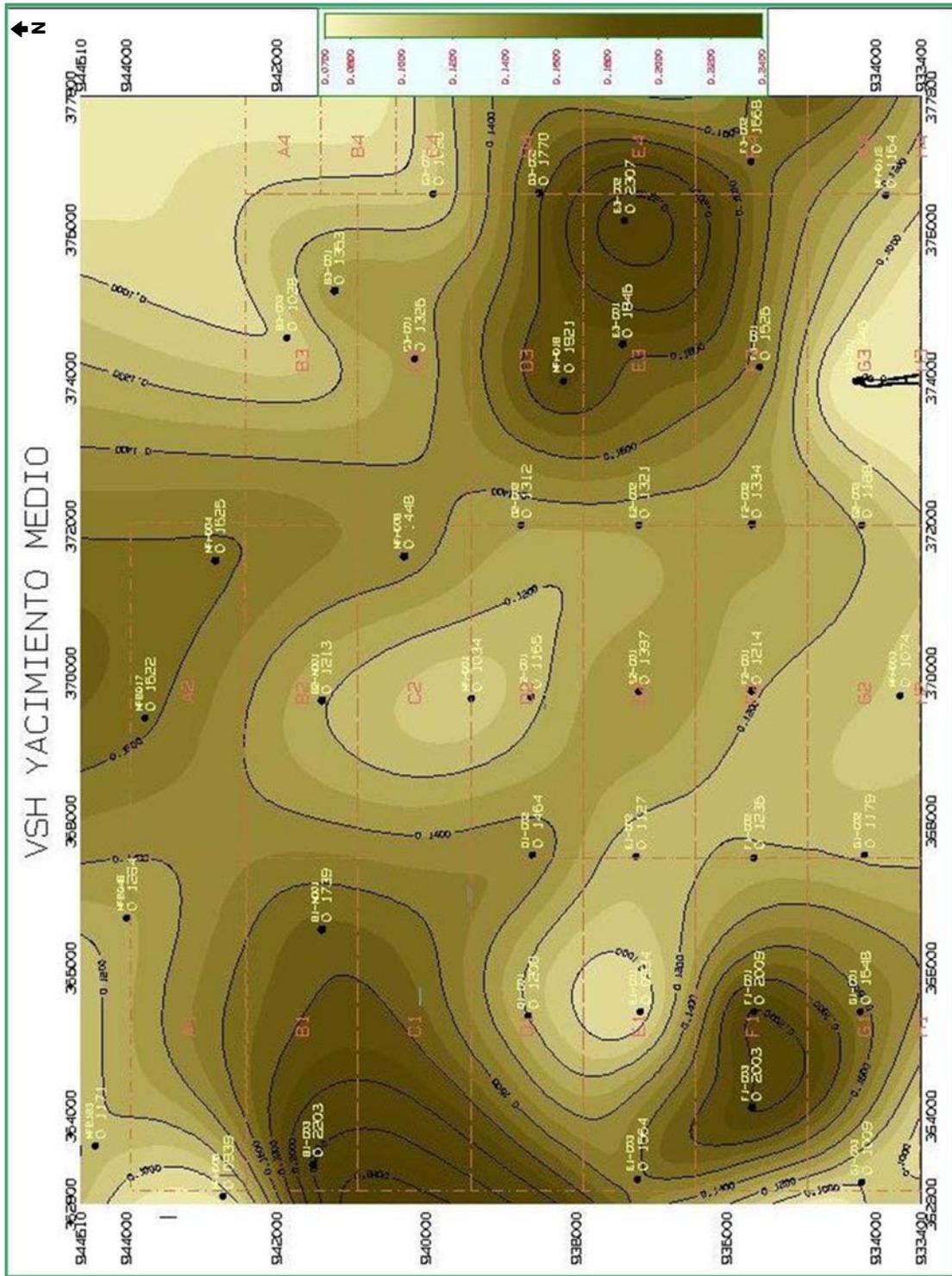


Figura 4.27 Mapa de Isoarclillosidad del Yacimiento Medio



4.5.1.6 Mapa de Isosaturación de agua

La saturación de agua para el yacimiento Superior varía en el rango de 1 % a 54 %, siendo 27 % el valor promedio (Apéndice A, tabla A.2). En el mapa se puede observar que los mayores valores de saturación de agua se encuentran hacia el canal y algunas zonas de los márgenes del mismo, al este de la zona en estudio, mientras que los menores valores se ubican hacia los límites de flanco oeste del canal (Figura 4.28). Puesto que hacia un centro de cualquier canal fluye la mayor cantidad de agua y de sedimentos de granos medios a gruesos, estos tendrán mayor capacidad de almacenar fluidos, ya sea en el momento de la deposición de los sedimentos o a través de la migración y movimientos de fluidos en el medio poroso.

Para el yacimiento Medio la saturación de agua varió entre 11 % y 41 % con un promedio estadístico de 24 % (Apéndice A, tabla A.3). En el mapa se observa una distribución regular de la saturación de agua que no obedece ciertamente al comportamiento del canal (Figura 4.29), esto es motivado a que valores cercanos al 41 % se encuentran cercanos a los contactos agua-petróleo y es bien sabido que la distribución de los contactos es irregular para este campo (Ver Tabla 4.9), sin embargo hacia el centro del canal se observan valores por encima del promedio para dicho yacimiento lo que nos indica la capacidad que tienen las rocas de almacenar fluidos.

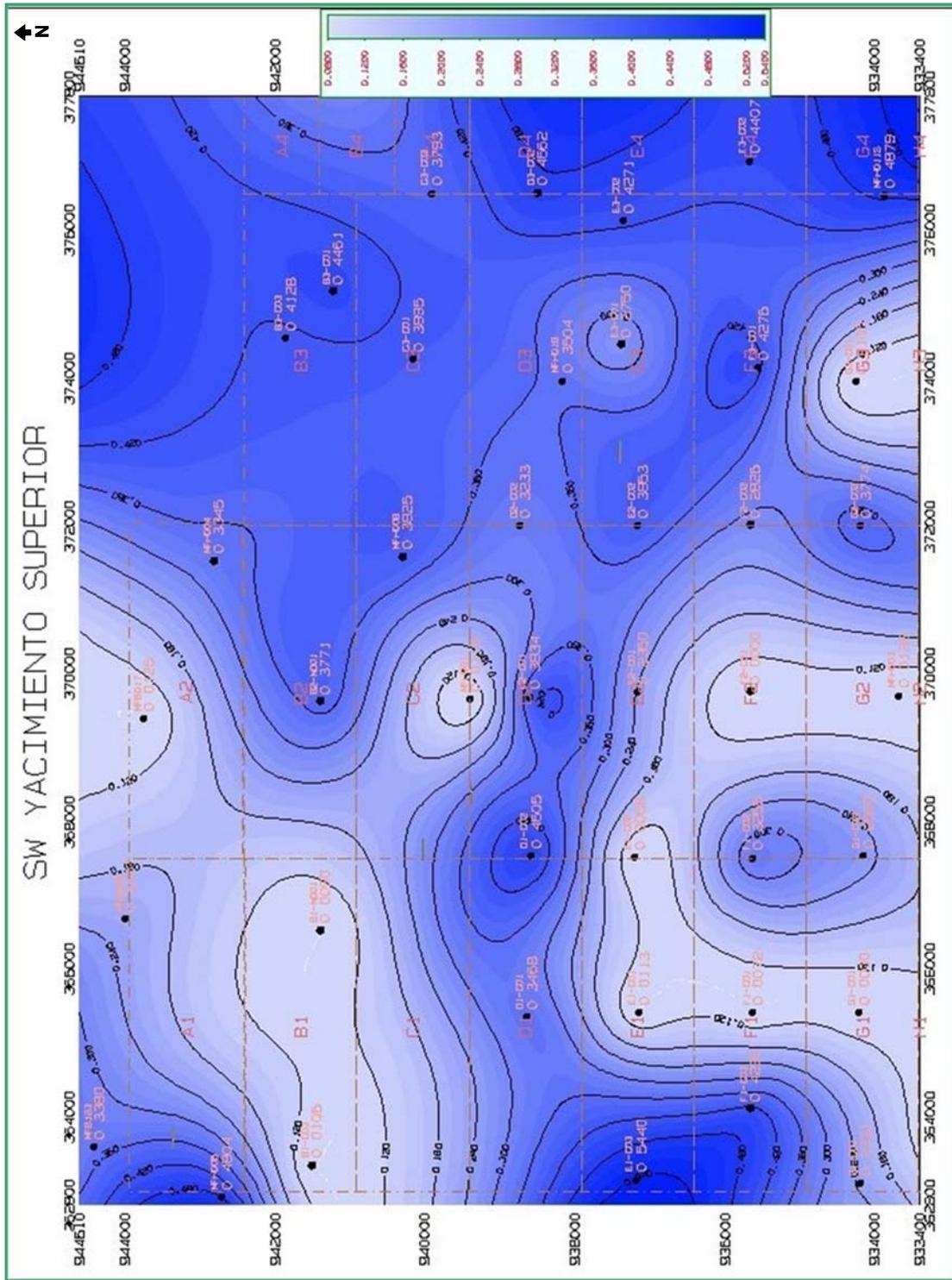


Figura 4.28 Mapa de Isosaturación de Agua del Yacimiento Superior

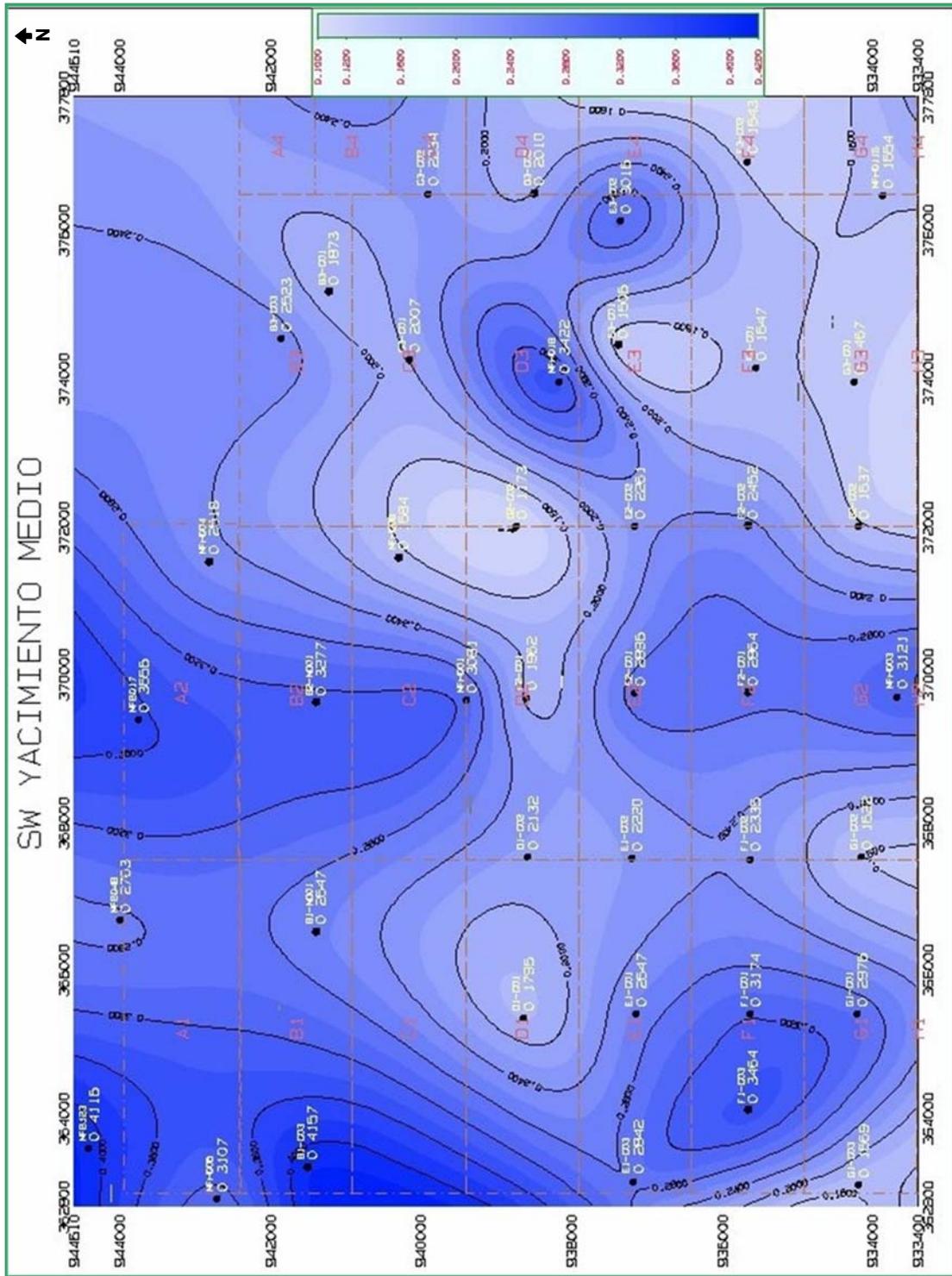


Figura 4.29 Mapa de Isosaturación de Agua del Yacimiento Medio



4.5.2 Elaboración de Mapas de Contacto Agua-Petróleo.

Para la elaboración de los mapas de CAPO se procedió a exportar la data de OWC (contacto agua-petróleo), LKO (petróleo más bajo conocido) y HKW (agua más alta conocida), igualmente los contornos estructurales y las fallas, para la creación de diferentes polígonos en cada arena. Estos polígonos fueron creados en función a la data exportada y al comportamiento común del área en conjunto con el contorno de las arenas netas.

4.5.2.1 Ubicación de los Contactos Agua-Petróleo.

La determinación de los contactos agua-petróleo estuvo basada en la interpretación de los registros de Gamma Ray, Resistividad y Porosidad, en donde un cambio en el contraste de resistividad, observando que la curva de porosidad permanece relativamente constante y adicionalmente una curva del perfil sónico (DTC) indicando un semejante tiempo de tránsito, la cual es indicativo de una misma formación con diferentes fluidos (En la figura A.3, apéndice A se puede observar la metodología para determinar los CAPO basadas en estas curvas). Se realizó la búsqueda pozo a pozo para toda el área de estudio desde el tope del Yacimiento Superior (AMVEN 255) hasta la base del Yacimiento Medio (AMVEN 155) donde se observó una variación importante en la elevación de los CAPO. En la tabla 4.9 se muestran los resultados de las profundidades de los pozos a la cual fue observado el OWC (contacto agua-petróleo), LKO (petróleo más bajo conocido) y HKW (agua más alta conocida) para cada yacimiento en estudio.



Tabla 4.9 Profundidad de los OWC, LKO y HKW

	YAC.	MEDIO	(pies)	YAC.	SUPERIOR	(pies)
WELL	165	175	185	235	245	255
B1-C03						
B1-WD01	-2091	-2062	-2004	-1837		-1705
B2-WD01	-2158	-2106	-2006	-1887	-1788	-1743
B3-C01			-1970	-1891	-1798	-1764
B3-C03						
C1-C01						
C1-C03						
C2-WD01						
C3-C01			-1992	-1873	-1744	-1702
C3-C02			-1951			-1719
D1-C01						
D1-C02						
D2-C01						
D2-C02	-2060	-2005	-1939	-1801		-1656
D3-C02			-1894	-1834		-1687
E1-C01	-1902					
E1-C02	-1958	-1932	-1833	-1682	-1633	
E1-C03						-1487,61
E2-C01	-1975		-1886	-1722	-1688	
E2-C01	-2030					
E2-C02	-2019	-1962	-1901	-1762		-1680
E3-C01						-1618,12
E3-C02				-1674		
E3-C02				-1749		
F1-C01	-1835				-1498	
F1-C02		-1826		-1584	-1519	
F1-C02	-1855		-1713	-1564		



F1-C03						
F2-C01	-1912	-1860	-1782	-1637		
F2-C01	-1892			-1664		
F2-C02	-1886		-1793		-1562	-1545
F3-C01	-1869		-1764	-1607	-1541	
F3-C02						
G1-C01						
G1-C02	-1815					
G1-C03						
G2-C02	-1825		-1723		-1507	-1464
G3-C01	-1820		-1715	-1568	-1485	-1455
MFB017	-2290	-2254	-2118	-1991	-1895	-1851
MFB048	-2263	-2220				-1862
MFB048	-2251		-2121	-1997		
MFH001	-2064	-2027	-1936	-1781		-1686,66
MFH003	-1782	-1743	-1692	-1546		-1387
MFH004	-2247		-2121	-1980	-1853	-1819
MFH005	-2102		-2031	-1872	-1792	
MFH008	-2060	-2030	-1964	-1838	-1720	-1685
MFH011S				-1559		-1439
MFH018		-1969		-1793	-1704	-1673

OWC
LKO
HKW

4.5.2.2 Mapa de CAP intervalo 255 (Arena K)

En el mapa del intervalo 255 perteneciente al yacimiento Superior observamos dos puntos de contacto agua-petróleo en el pozo C3-C02 y MFH001, estos pozos nos indican la presencia de agua en esa zona pero no necesariamente en toda el área (Figura 4.30). Como se puede apreciar, las áreas mapeadas en color marrón claro nos



indica que existe petróleo hacia la base del intervalo (LKO), mientras que las áreas mapeadas en azul nos indica la presencia de agua hacia el tope del intervalo. Los sistemas de fallas afectan estas unidades estratigráficas, de allí, la complejidad y la diferencia en las elevaciones de los CAPO es lo que hace de vital importancia la generación de datos acertados para la generación de mapas.

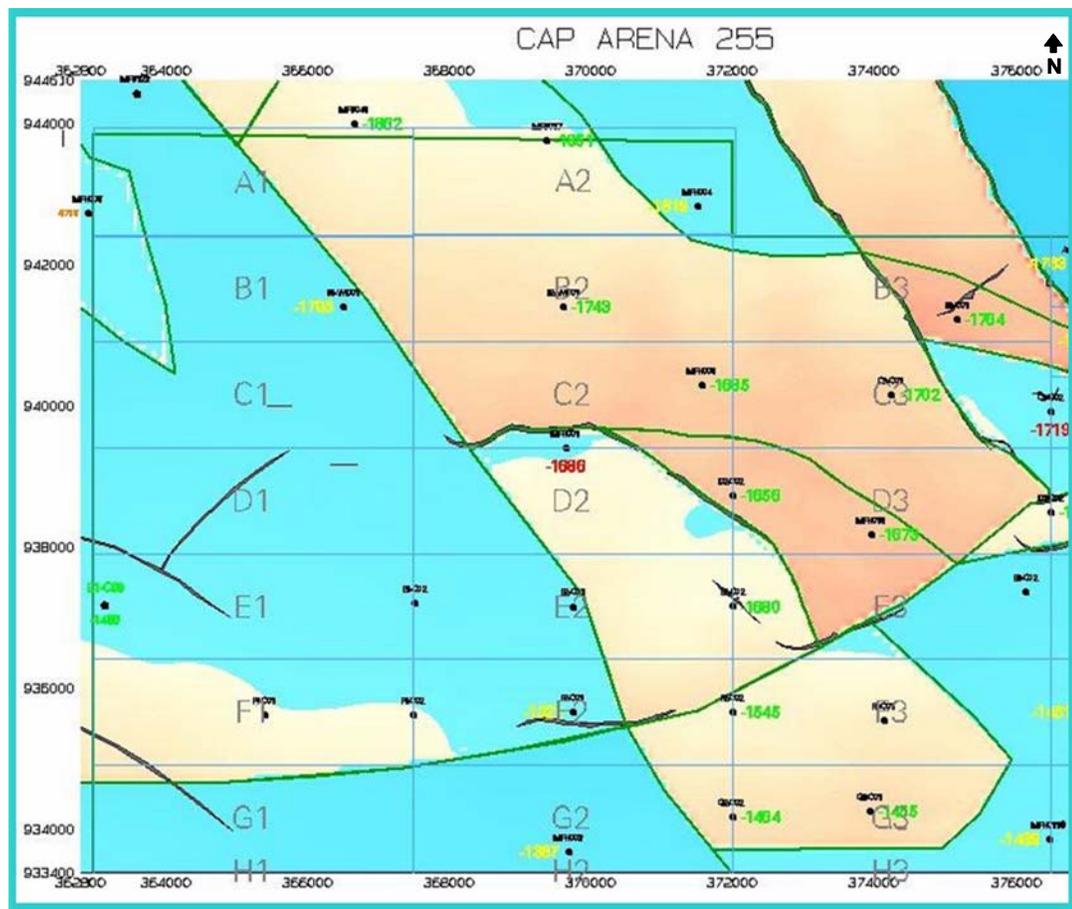


Figura 4.30 Mapa de Contacto Agua-Petróleo en la Arena 255



4.5.2.3 Mapa de CAP intervalo 245 (Arenas L)

Para la intervalo 245 en el yacimiento Superior fueron encontrados 3 puntos de contacto agua-petróleo, en el pozo B3-C01, C3-C01 y G3-C01 al este de la zona en estudio, con arenas de agua bien definidas en el epicentro del área tal como se muestra en la figura 4.31. Además podemos observar numerosos pozos con LKO, mapeados en color marrón claro, lo que nos indica la presencia de petróleo hacia la base del intervalo, mientras que el color azul sugiere que existe agua hacia el tope del intervalo.

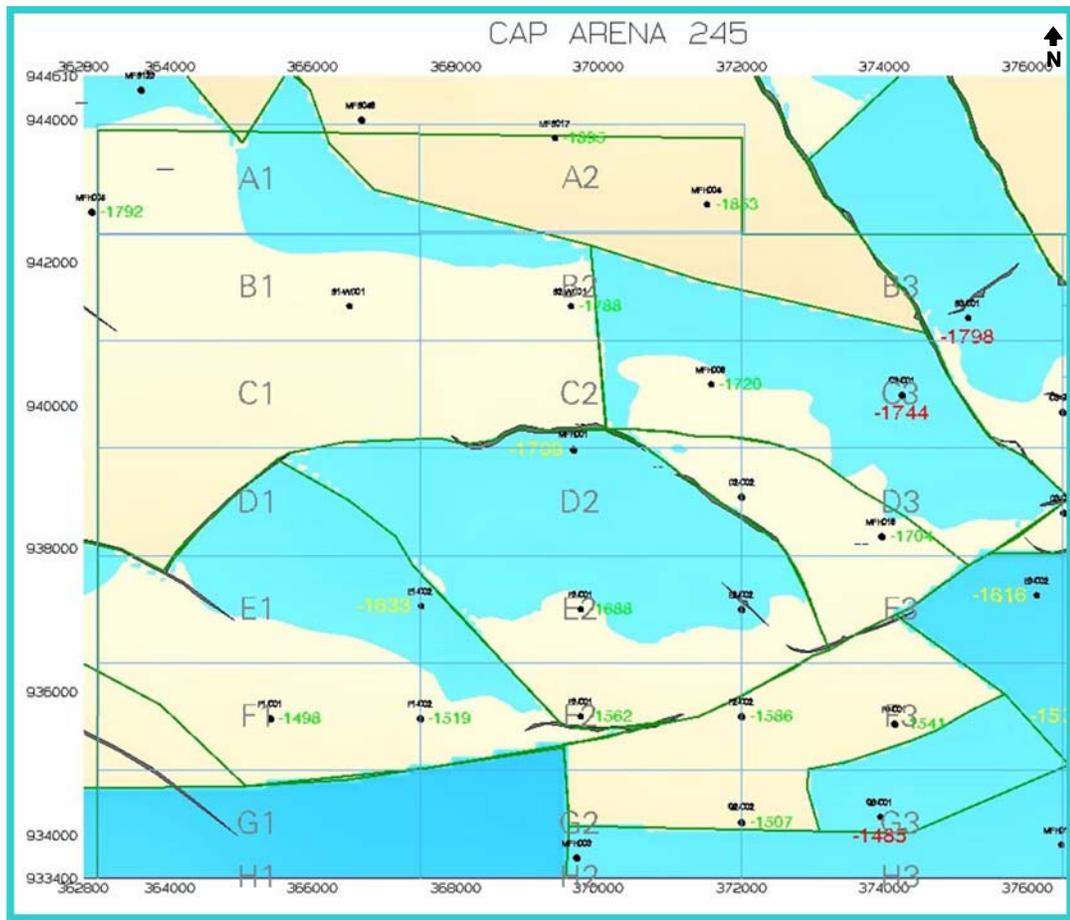


Figura 4.31 Mapa de Contacto Agua-Petróleo en la Arena 245



4.5.2.4 Mapa de CAP intervalo 235 (Arenas N y M)

En el intervalo 235 perteneciente al yacimiento Superior fueron observados mediante los registros de Gamma Ray y Resistividad dos puntos de contacto agua-petróleo ubicados en los pozos E3-C02 y MFB017 (figura 4.32), así mismo se puede apreciar que existen pozos con LKO y HKW vistos para el mismo intervalo como en el pozo F2-C01, lo que nos indica que, puede existir tanto agua hacia el tope del intervalo como petróleo hacia la base del mismo. En este caso fueron interpretados en color azul puesto que el agua se encuentra por encima que el petróleo (Figura 4.32). Igualmente observamos diferentes puntos de LKO hacia la esquina noroeste y hacia el este de la zona en estudio, mientras que el agua hacia el tope del intervalo (HKW) la observamos hacia el sur.

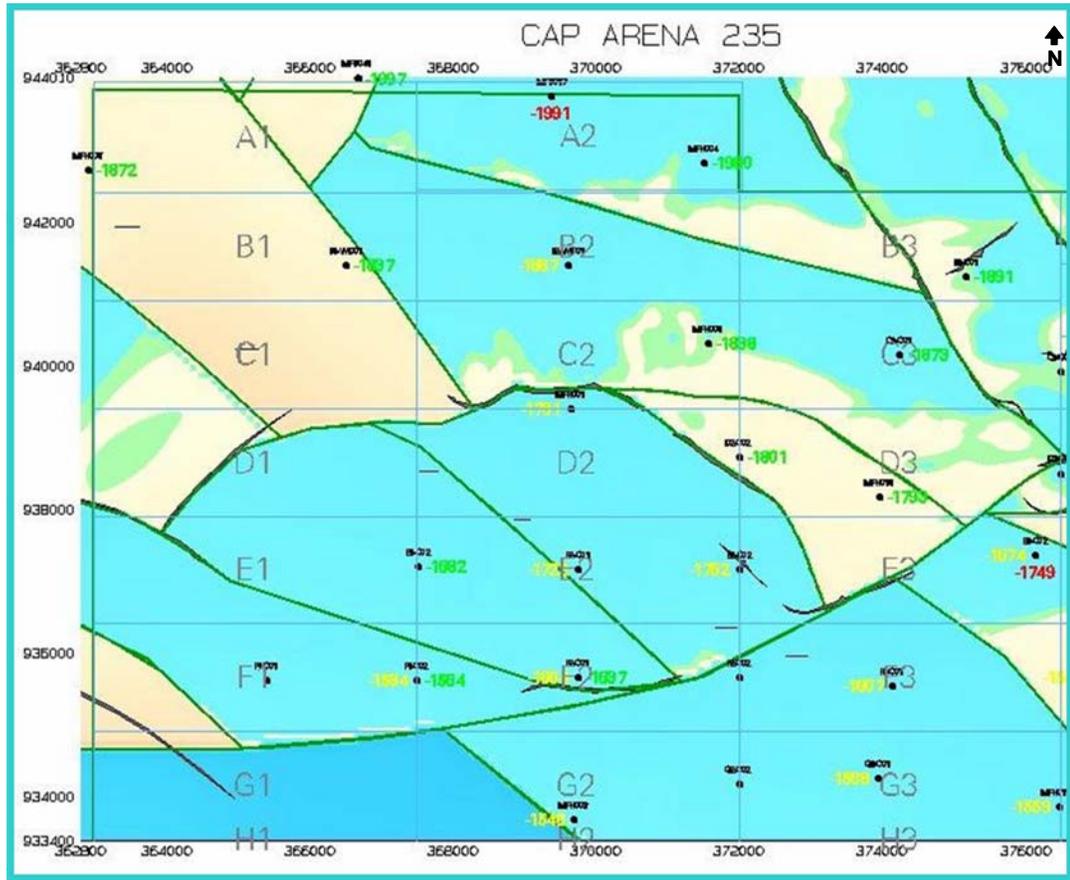


Figura 4.32 Mapa de Contacto Agua-Petróleo en la Arena 235

4.5.2.5 Mapa de CAP intervalo 185 (Arenas R0-R1)

En el mapa del intervalo 185 perteneciente al yacimiento Medio, se puede observar dos puntos de contacto agua-petróleo en los pozos F2-C02 y MFH005, y que la mayor distribución de puntos pertenecen al petróleo ubicado hacia la base del intervalo (LKO) como se muestra en la figura 4.33. Solo al norte de la zona en estudio es posible observar agua hacia el tope del intervalo (HKW).

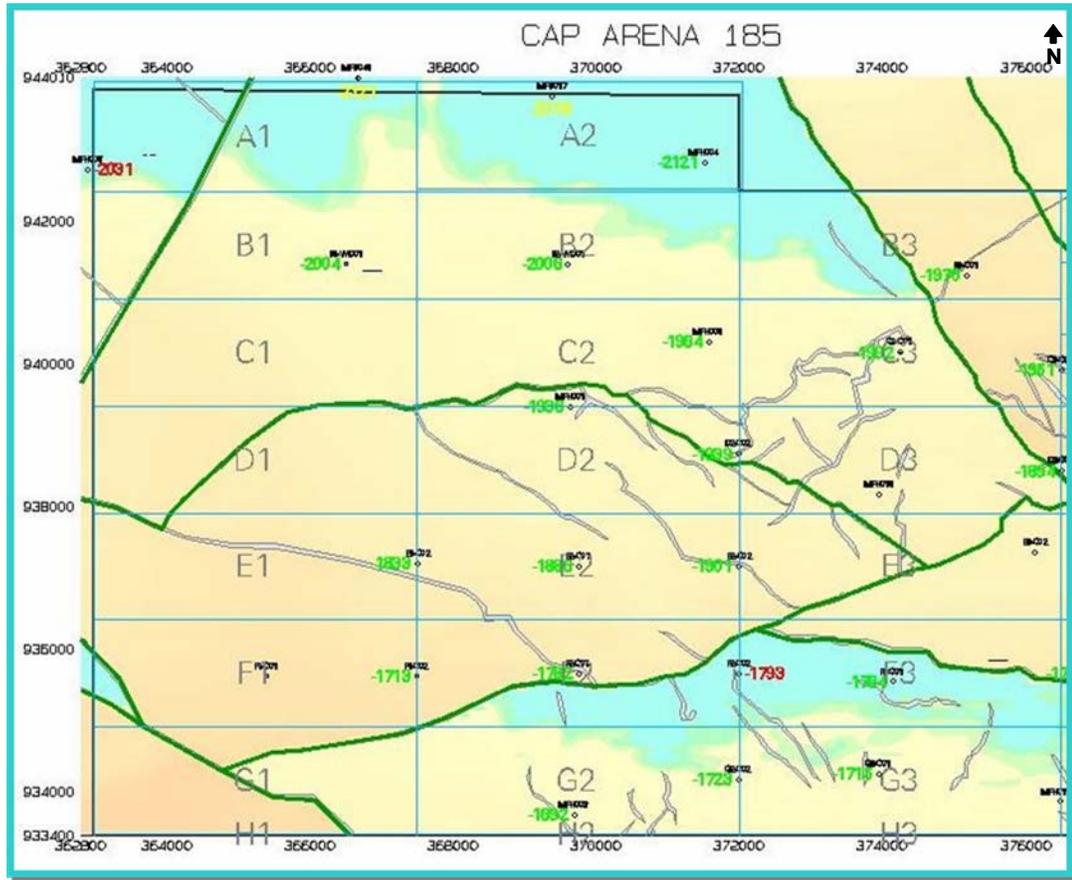


Figura 4.33 Mapa de Contacto Agua-Petróleo en la Arena 185

4.5.2.6 Mapa de CAP intervalo 175 (Arena R2)

Para este intervalo perteneciente al yacimiento Medio no se observaron puntos de contacto agua-petróleo ni de agua hacia el tope del mismo, solo es posible observar el petróleo hacia la base del intervalo (Figura 4.34). Existen pozos como el MFH-004 que no observaron ninguno de los tres parámetros para la creación de los mapas (OWC, LKO y HKW) y fueron interpretados como posible presencia de agua para esa zona.

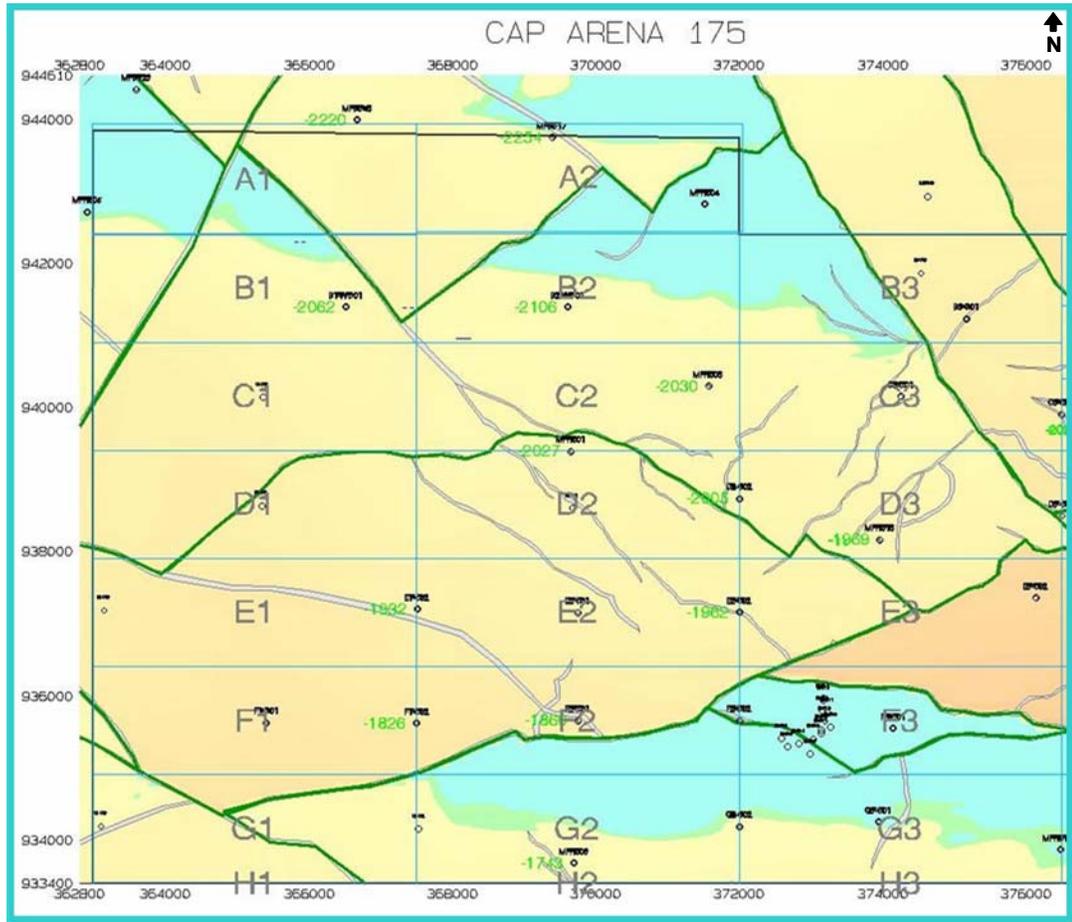


Figura 4.34 Mapa de Contacto Agua-Petróleo en la Arena 175

4.5.2.7 Mapa de CAP intervalo 165 (Arenas R3-R4)

En el intervalo 165 perteneciente al yacimiento Medio fue posible observar diferentes puntos de contacto agua-petróleo en los pozos MFH005, MFB017, B2-WD01, E2-C01, F1-C02, F2-C02, G1-C02 y G3-C01 hacia el norte y sur de la zona en estudio (Figura 4.35). Es de hacer referencia que existen pozos las cuales observaron tanto el CAPO como LKO (petróleo más bajo conocido) o agua hacia el tope (HKW) y petróleo hacia la base, en ambos casos fueron mapeados de color marrón claro puesto



que el crudo se encontraba por encima del agua (pozo E2-C01 y F2-C01 respectivamente)

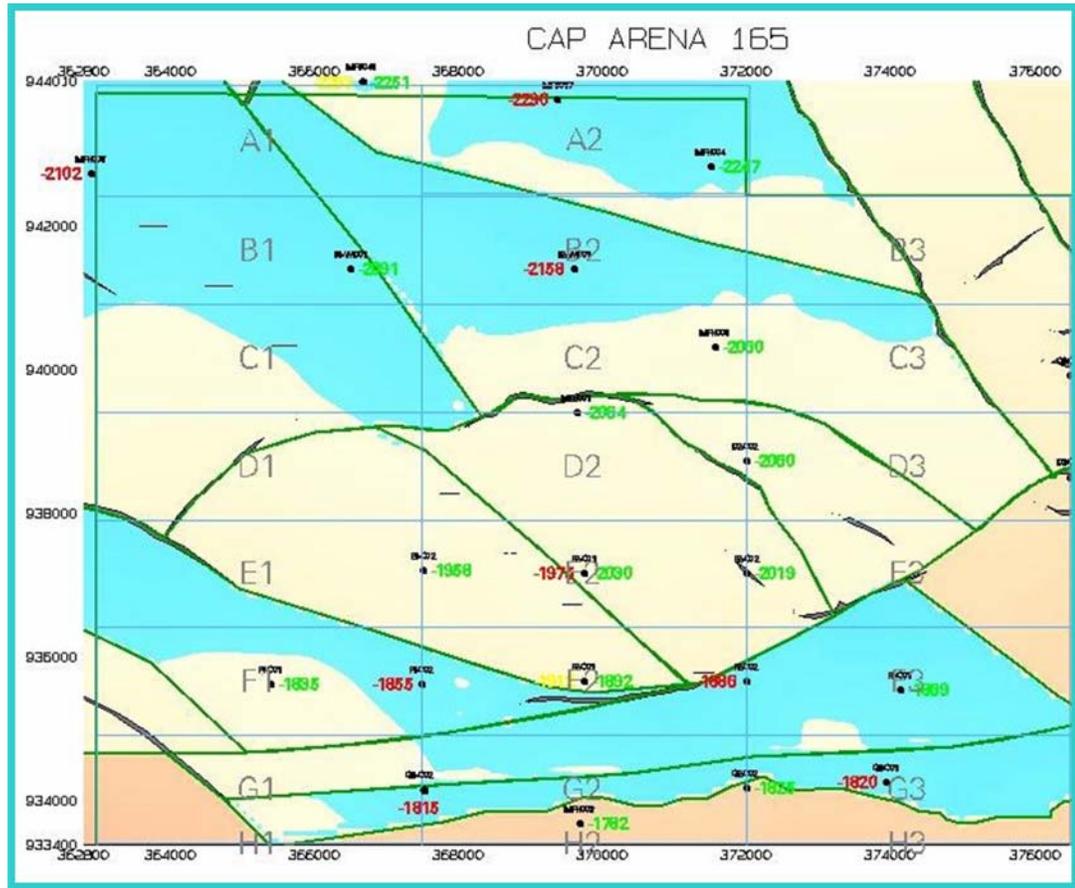


Figura 4.35 Mapa de Contacto Agua-Petróleo en la Arena 165



4.6 CÁLCULO DEL POES Y GOES DEL ÁREA DE ESTUDIO.

El petróleo Original en Sitio (POES) y el Gas Original en Sitio (GOES) se determinó por el método volumétrico utilizando las ecuaciones 4.10 y 4.11 respectivamente. Donde el volumen fue obtenido a través de la aplicación Petrosys, la porosidad y la saturación de agua mediante la evaluación petrofísica, el factor volumétrico fue tomado de los datos oficiales de los yacimientos en estudios al igual que la relación gas-petróleo donde fueron analizadas las gráficas para cada yacimiento (Ver figura A.4 y A.5, apéndice A)

El POES obtenido para el yacimiento Superior de la zona en estudio fue de 1.598 MMBN, mientras que para el yacimiento Medio se obtuvo 2.211 MMBN. El GOES para el yacimiento Superior fue de 139.052 MMPCN y para el yacimiento Medio de 210.082 MMPCN. En la tabla 4.10 se observan estos resultados.

Tabla 4.10 POES y GOES por Yacimiento

Yacimiento	POES (MMBN)	GOES (MMPCN)
Superior	1.598	139.052
Medio	2.211	210.082

Como se puede apreciar, el intervalo medio posee un 28 % y 34 % más de crudo y gas que el intervalo superior a pesar de poseer la misma área y similares propiedades petrofísicas. Esto obedece a que el yacimiento Medio posee mayor arena neta petrolífera (A.N.P) que es el intervalo tomado en cuenta para los cálculos de reservas, y no de todo el grosor del intervalo (Arena Neta), por lo cual tiene entonces un volumen rocoso más grande en comparación con el yacimiento Superior y en consecuencia mayores reservas.

CONCLUSIONES

- ✓ Los yacimientos Superior y Medio poseen propiedades petrofísicas similares como parte del sistema de deposición fluvial-deltaico.
- ✓ Se determinó un factor de cementación de 1.84, Exponente de saturación de 1.84 y tortuosidad de 0.62.
- ✓ La resistividad de la arcilla para el yacimiento Medio es menor que la del yacimiento Superior.
- ✓ El yacimiento Medio tiene mayor arena neta petrolífera que el yacimiento Superior.
- ✓ La porosidad calculada mediante la curva de densidad cotejo excelentemente con la porosidad del núcleo.
- ✓ Se observaron para el yacimiento Superior y Medio una zona de canal al este y centro respectivamente de la zona de estudio.
- ✓ Las mejores propiedades petrofísicas se observan hacia el centro del canal aunque existe una distribución uniforme de la porosidad y permeabilidad en toda la zona de estudio
- ✓ La permeabilidad calculada subestima en algunos casos a la permeabilidad del núcleo.
- ✓ El yacimiento Superior contiene mayores arenas de agua por encima de las arenas petrolíferas.
- ✓ El yacimiento Medio posee un POES de 2.210 MMBN y GOES de 210 MMPCN mientras el yacimiento Superior posee un POES de 1.590 MMBN y GOES de 139 MMPCN, es decir, un 28 y 34 % menos respectivamente que el yacimiento Medio.

RECOMENDACIONES

- ✓ Evaluar las arenas independientemente por cada yacimiento.
- ✓ Tomar en cuenta los análisis especiales de núcleos para este tipo de estudio.
- ✓ Realizar análisis de agua reciente para comparar la variación de la salinidad y de la resistividad de agua de la formación.
- ✓ En arenas arcillosas, realizar una metodología que coteje aún mejor en este tipo de formación.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. Valles W, Carreño Domingo., **“Evaluación Petrofísica de la Arena S 3/4, Yacimiento MFA-8, Cuadrángulo Arecuna, Área De Hamaca, Faja Petrolífera del Orinoco”**. Tesis de Grado, Escuela de Geología y Minas, Departamento de Geotecnia, Universidad de Oriente, Núcleo Bolívar. (Octubre 1985).
2. José Algomedá y Pedro Flores., **“Evaluación Petrofísica de la Arena U-3/4, Yacimiento MFB-24 Cuadrángulo Bare, Área de Hamaca, Faja Petrolífera del Orinoco”** Tesis de Grado, Escuela de Geología y Minas, Departamento de Geotecnia, Universidad de Oriente, Núcleo Bolívar. (Octubre 1985).
3. Marck Olson., **GC6 Model Construction, OWC Mapping, Reservoir Modeling/Simulation Team**. (Abril, 2006).
4. Ministro de Minas e Hidrocarburos, **“Léxico Estratigráfico de Venezuela”** 1era Edición, Venezuela, (1970).
5. Pisani L., **“Caracterización Petrofísica de la Arena F5, Yacimiento NS-402, Campo Nieblas del Distrito San Tomé”**. Tesis de Grado, Escuela de Ingeniería, Departamento de Petróleo, Universidad de Oriente, Puerto la Cruz, (2007).
6. Cedeño P., **“Estudio de la Influencia de las Condiciones Geológicas y de Geonavegación en la Producción de Pozos Horizontales Completados en la Arena S (AMV-155) del Campo Huyaparí, Bloque Ayacucho, Faja**

- Petrolífera del Orinoco, PDVSA, Petropiar**". Trabajo Especial de Grado, Escuela de Ingeniería, Departamento de Geología, Universidad de Oriente, Ciudad Bolívar (2011).
7. Delgado A., **"Determinación de la Eficiencia Multifásica de las Bombas de Cavidades Progresivas en una Muestra de Pozo de la Zona Norte del Campo Huyaparí Completados en el Yacimiento SU3 MFH-2"**. Trabajo Especial de Grado, Escuela de Ingeniería, Departamento de Petróleo, Universidad Central de Venezuela, Caracas (2009).
 8. Gerencia de Explotación., **"Reporte de Reservas"**. PDVSA-Petropiar, Barcelona, Venezuela. (2004).
 9. Archie, G. E., **"Introduction to Petrophysics of Reservoir Rock"**, AAPG Bulletin, v. 34. (1950).
 10. Silva, J., **"Estudio Petrofísico (Evaluación de Formaciones)"**, Puerto la Cruz (1991).
 11. Hung E, Canelones M., **"Curso: Petrofísica para Geólogos e Ingenieros de Explotación"**. Gerencia General de Geología, Corcoven. (Junio 1991).
 12. Silva, D., **"Caracterización Estática y Dinámica del Yacimiento Pa 4, Arena R56I del Campo Palacio"**. Tesis de Grado, Escuela de Ingeniería, Departamento de Petróleo, Universidad de Oriente, Puerto la Cruz. (2010).
 13. Mannucci, J., **"Caracterización Física de Yacimiento"**, Mannyron Consultores, Capítulos 1, 2 y 3. (1992).

14. Bruzual, G., **“Caracterización Física de Yacimientos”**. (Agosto 2007).
15. Araujo José y Bracho M., **“Parámetros Geológicos y Petrofísicos de Yacimientos”**. División de Posgrado, Facultad de Ingeniería, Universidad del Zulia. (Mayo 2003).
16. Darcy, H., **“Les Fontaines Publiques de la Ville de Dijon”**. Victor Dalmont. (Paris 1856).
17. Balan, B. y Ameri, S., **“State-Of-Art in Permeability Determination from Well Data: Part-I A Comparative Study, Model Development”**. SPE-30978. (Septiembre 1995).
18. Cedeño P., **“Interpretación Geológica de los Resultados Obtenidos en la Perforación de los Pozos al Sur y Sureste de la Macolla H2, Campo Huyaparí, Bloque Ayacucho, Faja Petrolífera del Orinoco”**. Pasantía de Grado, Escuela de Ingeniería, Departamento de Geología, Universidad de Oriente, Ciudad Bolívar (2011).

BIBLIOGRAFÍA

- ✓ Hung E, Canelones M., “**Curso: Petrofísica para Geólogos e Ingenieros de Explotación**”. Gerencia General de Geología, Corcoven. (Junio 1991).
- ✓ Schlumberger, “**Interpretación de Perfiles**”. Volumen I – Fundamentos (1972).
- ✓ Schlumberger., “**Herramienta de Imágenes de Resistividad Acimutal ARI**”, Sam-Marketing Publication SMP-5160-S (1994).
- ✓ Simandoux, P., “**Dielectric Measurements on Porous Media: Application to the Measurement of Water Saturations: Study of the Behaviour of Argillaceous Formations**”, Translated Text in Shally Sand Reprint Volume IV, SPWLA, Houston, pp 97-124. (1963).
- ✓ Core Laboratories Venezuela, S.A., “**Estudio de las Propiedades Avanzadas de la Roca**”, Pozo Mel-124, Formación Freites-Oficina. (2000).
- ✓ MENEVEN S.A., “**Análisis Físicos Químicos de Agua**”, PDVSA-Distrito San Tomé, Unidad De Explotación Liv-Med, Laboratorio de Petróleo.
- ✓ Djebbar, T., y Erle D., “**Petrophysics**”. Segunda Edición (2004)

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADOS, TESIS Y ASENSO:

TÍTULO	EVALUACIÓN DE LAS PROPIEDADES PETROFÍSICAS EN LOS YACIMIENTOS SUPERIOR Y MEDIO AL NOROESTE DEL CAMPO HUYAPARÍ, BLOQUE AYACUCHO, PARA EL RECONOCIMIENTO DE LOS CONTACTOS AGUA-PETRÓLEO PRESENTES EN LA ZONA
SUBTÍTULO	

AUTOR (ES):

APELLIDOS Y NOMBRES	CÓDIGO CVLAC / E MAIL
Lugo P., Daniel Francisco.,	CVLAC: 18.126.179 E MAIL: daniellugo_88@hotmail.com
	CVLAC: E MAIL:
	CVLAC: E MAIL:
	CVLAC: E MAIL:

PALABRAS O FRASES CLAVES:

Evaluación Petrofísica, Perfiles de Pozos, Faja Petrolífera del Orinoco, Campo Huyaparí.

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADOS, TESIS Y ASENSO:

ÁREA	SUBÁREA
Ingeniería y Ciencias Aplicadas.	
	Ingeniería de Petróleo.

RESUMEN (ABSTRACT):

El objetivo principal del presente trabajo consistió en evaluar las propiedades petrofísicas en los yacimientos Superior y Medio para obtener un modelo petrofísico valido y así definir los contactos agua-petróleo, así como la elaboración de mapas de isopropiedades y finalmente cuantificar el POES y GOES del área en estudio. Para el desarrollo del proyecto primeramente se obtiene la data y parámetros necesarios para tal evaluación, basados en muestras de núcleos, correlaciones empíricas, registros de pozos, análisis de agua, historia de producción de petróleo y cortes de agua, entre otros. Posteriormente se inicia los cálculos correspondientes a las propiedades petrofísicas y se coteja con la data de núcleo presente en el campo y data de producción de agua, lo que nos permitió establecer el modelo petrofísico para la generación de los mapas de CAPO y de isopropiedades. Los resultados obtenidos fueron ponderados por espesor de arena y para el yacimiento Superior se obtuvo 39 pies de arena neta petrolífera, 30% de porosidad, 13% de volumen de arcilla, 28 % de saturación de agua y 2200 md de permeabilidad, mientras que para el yacimiento Medio se determinó 44 pies de arena neta petrolífera, 29% de porosidad, 13% de volumen de arcilla, 23% de saturación de agua y 8500 md de permeabilidad. Encontrando las mejores propiedades hacia el centro y borde del canal de cada yacimiento. Mientras que en los mapa de CAPO fue posible observar que la mayor cantidad de arenas de agua por encima del petróleo se encuentran en el yacimiento Superior. Finalmente el POES calculado fue de 1.59 y 2.21 MMBN mientras que el

GOES fue de 139.05 y 210.08 MMPCN para el yacimiento Superior y Medio respectivamente.

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADOS, TESIS Y ASENSO:

CONTRIBUIDORES:

APELLIDOS Y NOMBRES	ROL / CÓDIGO CVLAC / E_MAIL				
	ROL	CA	AS	TU (X)	JU
Aura Vilela	CVLAC:	11.825.025			
	E_MAIL				
	E_MAIL				
	E_MAIL				
Yoseily Machado	ROL	CA	AS (X)	TU	JU
	CVLAC:	11.422.973			
	E_MAIL				
	E_MAIL				
Carmen Velásquez	ROL	CA	AS	TU	JU (X)
	CVLAC:				
	E_MAIL				
	E_MAIL				
Tania González	ROL	CA	AS	TU	JU (X)
	CVLAC:				
	E_MAIL				
	E_MAIL				

FECHA DE DISCUSIÓN Y APROBACIÓN:

2011	11	22
------	----	----

AÑO	MES	DÍA
-----	-----	-----

LENGUAJE. SPA.

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADOS, TESIS Y ASENSO:

ARCHIVO (S):

NOMBRE DE ARCHIVO	TIPO MIME
Evaluación Petrofísica.doc	Aplicación/msword

CARACTERES 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:

Ingeniero de Petróleo.

NIVEL ASOCIADO CON EL TRABAJO:

Pregrado.

ÁREA DE ESTUDIO:

Departamento de Petróleo.

INSTITUCIÓN:

Universidad de Oriente / Núcleo Anzoátegui.

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADOS, TESIS Y ASENSO:

DERECHOS

De acuerdo al Artículo 41 del Reglamento de Trabajo de Grado:

“Los Trabajos de Grado son exclusiva propiedad de la Universidad de Oriente y solo podrán ser utilizados a otros fines con el consentimiento del Consejo de Núcleo respectivo, quién lo participará al Consejo Universitario”.

Daniel F, Lugo P
AUTOR

Ing. Aura Vilela
TUTOR

Geol. Yoseily Machado
ASESOR

Ing. Carmen Velásquez
JURADO

Ing. Tania González
JURADO

Ing. Rayda Patiño.
POR LA SUBCOMISION DE TESIS