

UNIVERSIDAD CENTRAL DE VENEZUELA
FACULTAD DE INGENIERÍA
TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

EVALUACIÓN DE LAS PROPIEDADES FÍSICAS, ESTÁTICAS, DINÁMICAS Y
DE LOS ESTILOS ESTRUCTURALES, ESTRATIGRÁFICOS Y
SEDIMENTOLÓGICOS DE LA ROCA RESERVORIO DE LOS YACIMIENTOS
DE LA FORMACIÓN MEREURE DEL CAMPO X1, DE LA FAJA
PETROLÍFERA DEL ORINOCO.

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por el Ingeniero Geólogo Odremán C. José A.
Para optar al Título:
De Magíster Scientiarum en Ciencias Geológicas

Caracas, Abril 2011

UNIVERSIDAD CENTRAL DE VENEZUELA
FACULTAD DE INGENIERÍA
TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

EVALUACIÓN DE LAS PROPIEDADES FÍSICAS, ESTÁTICAS, DINÁMICAS Y
DE LOS ESTILOS ESTRUCTURALES, ESTRATIGRÁFICOS Y
SEDIMENTOLÓGICOS DE LA ROCA RESERVORIO DE LOS YACIMIENTOS
DE LA FORMACIÓN MEREURE DEL CAMPO X1, DE LA FAJA
PETROLÍFERA DEL ORINOCO.

TUTOR ACADÉMICO: Prof. Ovidio Suárez.

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por el Ingeniero Geólogo Odremán C. José A.
Para optar al Título
De Magíster Scientiarum en Ciencias Geológicas

Caracas, Abril 2011

Caracas, Julio de 2011


Los abajo firmantes, miembros del Jurado designado por el Consejo de Escuela de Geología, Minas y Geofísica para evaluar el Trabajo Especial de Post-Grado presentado por el Ingeniero José A. Odremán C., titulado:

“EVALUACIÓN DE LAS PROPIEDADES FÍSICAS, ESTÁTICAS, DINÁMICAS Y DE LOS ESTILOS ESTRUCTURALES, ESTRATIGRÁFICOS Y SEDIMENTOLÓGICOS DE LA ROCA RESERVORIO DE LOS YACIMIENTOS DE LA FORMACIÓN MERECURE DEL CAMPO X1, DE LA FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO.”

Consideran que el mismo cumple con los requisitos exigidos por el Plan de Estudios conducente al Título de Magíster Scientiarum en Ciencias Geológicas, y sin que ello signifique que se hacen solidarios con las ideas expuestas por el autor, lo declaran APROBADO.



Dr. José Méndez
C.I. 6.545.752.
Facultad de Ciencias UCV



M.Sc. Jhonny Casas
C.I. 5.975.287
GAZPROM



M.Sc. Ovidio Suárez Sosa.
C.I.2.153.393
Facultad de Ingeniería UCV
Tutor



AM/08-07-2011.

AGRADECIMIENTOS

A Dios Todopoderoso y a mi familia, por darme salud para poder conseguir mis metas. Sé que Él siempre está allí, para guiarme y ayudarme.

A la Universidad Central de Venezuela, por brindarme todo lo necesario para poder realizar mis estudios de postgrado.

A Fabiola Cuba, por apoyarme ayudarme, guiarme y ser la mejor amiga que he tenido.

A mi tutor Oviedo Suárez por apoyarme con sus valiosos comentarios, orientación y asesoría.

A muchos de mis compañeros que me dieron su apoyo, Pero en especial a Ana Maria, la gran amiga de la UCV, que es un gran apoyo incondicional y desinteresado en el departamento de post grado de la facultad.

Odremán Cherréz., José Antonio.

“EVALUACIÓN DE LAS PROPIEDADES FÍSICAS, ESTÁTICAS, DINÁMICAS Y DE LOS ESTILOS ESTRUCTURALES, ESTRATIGRAFICOS Y SEDIMENTOLOGICOS DE LA ROCA RESERVORIO DE LOS YACIMIENTOS DE LA FORMACIÓN MERECURE DEL CAMPO X1, DE LA FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO”

Tutor Académico: Prof. Ovidio Suárez.

Caracas, U.C.V. Facultad de Ingeniería. Escuela de Geología, Minas y Geofísica. Año 2011, 223 p.3

Palabras Claves: Geofísica, Petrofísica, Sedimentología, Estratigrafía, Geomodelado.

Resumen:

La Integración de las disciplinas de Geología, Geofísica, Ingeniería de Yacimientos y la identificación y recuperación de hidrocarburos requiere un modelo de precisión y alta resolución de la estructura geológica de los yacimientos. Las capacidades de cómputo de hoy en día permiten perfectamente a la geología unificar las herramientas de ingeniería geofísica, sedimentología, petrofísica y de yacimientos, para realizar un estudio integral, proporcionando una descripción estática precisa del yacimiento que evoluciona con el reservorio, con el objetivo de lograr obtener el mayor factor de recobro y eficiencia en la explotación de los hidrocarburos.

En este proyecto de tesis se definieron doce para-secuencias de las cuales solo se geomodelaron ocho de ellas, asociados a las unidades hidráulicas: U3U, U2U, U2L, U1L, U1U, TL, S5 y R3. Las unidades U3U, U2U y U2L están compuestas por un sistema de canales apilados depositados en un ambiente fluvial. Las unidades U1L y U1U están formadas por depósitos de canales distributarios, abanico de rotura y bahías interdistributarias, que gradan lateralmente a depósitos de barras de desembocadura hacia el tope de las parasecuencias. Las unidades TL y S5 están representadas por depósitos de barras de desembocaduras y canales distributarios depositados en un ambiente de frente deltaico proximal. La unidad R3 está caracterizada por depósitos de canales distributarios y bahía interdistributarias. Facies controladas por una estructura monoclinal con buzamiento Norte Noreste. El intervalo, de las arenas de interés, se caracteriza por la presencia de fallas normales orientadas preferentemente en dirección Este Oeste. La mayoría de las fallas afectan todo el intervalo de interés, desde el Basamento hasta más arriba de la Formación Oficina.

La calidad de roca reservorio de los yacimientos puede variar lateralmente en los yacimientos, siendo el contenido de arcilla el parámetro más crítico en la evaluación de la calidad de roca. Los análisis de las presiones capilares arrojaron tipos de roca R60 según Pittman, con Swi de hasta 15% según la función J de Leverett. La porosidades varían entre

32 y 34% en las arenas limpias y va disminuyendo hasta 25 a 30% en arenas sucias, indicativo de la presencia de canales fluviales, representando arenas friables y poco consolidadas, las permeabilidades interpretadas varían entre los 3 a 14 darcys, con saturaciones de agua de hasta 22%, se puede destacar que ningunos de los pozos estudiados localizó o encontró contacto de agua libre en ninguno de los niveles caracterizados. Se estimó el POES para los 8 niveles y 21 yacimientos del área en estudio, aproximadamente 7426 MMBN, contra 1906 MMBN Oficiales para todo el campo mostrado en los libros de reserva, el incremento en el POES fue de aproximadamente 384%, esto debido a que se incorporó 34 pozos nuevos en el yacimiento y se logró delimitar el área con la tendencia que generó más de 157 pozos de los campos vecinos, generando así un cálculo volumétrico más detallado.

EVALUACIÓN DE LAS PROPIEDADES FÍSICAS, ESTÁTICAS, DINÁMICAS Y
DE LOS ESTILOS ESTRUCTURALES, ESTRATIGRÁFICOS Y
SEDIMENTOLÓGICOS DE LA ROCA RESERVORIO DE LOS YACIMIENTOS
DE LA FORMACIÓN MEREURE DEL CAMPO X1, DE LA FAJA
PETROLÍFERA DEL ORINOCO.

INDICE GENERAL

INDICE GENERAL	6
ÍNDICE DE TABLAS	9
ÍNDICE DE FIGURAS	12
INTRODUCCION	19
PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	20
MARCO REFERENCIAL	22
CUENCA ORIENTAL DE VENEZUELA.....	22
FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO.....	22
METODOLOGÍA UTILIZADA	23
FASE TEÓRICA: (BIBLIOGRAFÍA Y ADQUISICIÓN DE DATOS).....	23
FASE PRÁCTICA:.....	23
CAPÍTULO I	24
MODELO ESTRATIGRAFICO Y SEDIMENTOLOGICO	24
1.- SINOPSIS.....	24
2.- METODOLOGÍA UTILIZADA.....	26
3.- OBJETIVOS Y ALCANCE.....	27
4.- MODELO ESTRATIGRÁFICO.....	27
4.1 <i>Formación Merecure</i>	27
4.2 <i>Formación Oficina</i>	27
4.3 <i>Grupo Temblador (Formaciones Canoa y Tigre)</i>	28
4.4 <i>Correlación Estratigráfica de detalle</i>	30
5.- MODELO SEDIMENTOLÓGICO.....	32
5.1 <i>Descripción de Núcleo Pozo MFC0026</i>	32
5.1.1 <i>Correlación Núcleo-Perfil</i>	32
5.2 <i>Facies Sedimentarias</i>	34
5.2.1 <i>Facies S3</i> :.....	34
5.2.2 <i>Facies S11</i> :.....	35
5.2.3 <i>Facies S2</i> :.....	35
5.2.4 <i>Facies SC</i> :.....	35
5.2.5 <i>Facies ST</i> :.....	35
5.2.6 <i>Facies STB</i> :.....	35
5.2.7 <i>Facies L</i> :.....	35
5.2.8 <i>Facies L1</i> :.....	36
5.2.9 <i>Facies LS</i> :.....	36
5.2.10 <i>Facies LC y C</i> :.....	36
5.2.11 <i>Facies H</i> :.....	36
5.3 <i>Asociaciones de facies sedimentarias y análisis paleo ambiental</i>	36
5.3.1 <i>Análisis del Intervalo 3240' - 3395'</i> :.....	36
5.3.2 <i>Análisis del Intervalo 3395' - 3479'</i> : (Abarca parte del Intervalo R3).....	37
5.3.3 <i>Análisis del Intervalo 3479' - 3551'</i> : (Abarca Intervalos S5 y TL).....	37
5.3.4 <i>Análisis del Intervalo 3551' - 3674'</i> : (Abarca Intervalos U2U, U2L, U3U).....	37
5.3.5 <i>Análisis del Intervalo 3674' - 3681'10''</i> :.....	38
5.4 <i>Mapas de Electro facies</i>	38
5.4.1 <i>Intervalo U3U</i> :.....	40
5.4.2 <i>Intervalo U2L</i> :.....	40
5.4.3 <i>Intervalo U2U</i> :.....	41
5.4.4 <i>Intervalo U1L</i> :.....	43
5.4.5 <i>Intervalo U1U</i> :.....	43
5.4.6 <i>Intervalo TL</i> :.....	45

5.4.7 Intervalo S5:	45
5.4.8 Intervalo R3:	47
5.4.9 Intervalo N2:	47
5.4.10 Intervalo N1:	49
4.4.11 Intervalo L4:	50
5.4.12 Intervalo I6:	51
CAPÍTULO II	52
MODELO ESTRUCTURAL	52
1.- SINOPSIS	52
2.- METODOLOGÍA	52
3.- INFORMACIÓN DISPONIBLE	55
4.- PARÁMETROS DE ADQUISICIÓN Y PROCESAMIENTO	56
4.1 Levantamiento sísmico Faja Bituminosa (FB-72 A.):	56
4.3 Levantamiento sísmico Areo - La Canoa (FAC-81D.):	57
5.- POST PROCESAMIENTO DE LOS DATOS SÍSMICOS	57
6.- BALANCEO DE LAS SECCIONES SÍSMICAS	59
6.1 La metodología empleada en el balanceo sísmico para este caso.	60
6.2 Calibración sísmica	63
6.3 Resolución sísmica	66
7.- INTERPRETACIÓN SÍSMICA – MARCO GEOLÓGICO REGIONAL	68
8.- METODOLOGÍA DE LA INTERPRETACIÓN SÍSMICA	69
9.- MODELO DE VELOCIDAD	71
10.- CONVERSIÓN DE TIEMPO A PROFUNDIDAD	73
11.- SÍNTESIS DEL MODELO ESTRUCTURAL DEL CAMPO XC1	78
CAPÍTULO III	80
MODELO PETROFÍSICO	80
1.- SINOPSIS	80
2.- METODOLOGÍA	81
3.- INFORMACIÓN DISPONIBLE	84
3.1 Núcleos	84
3.2 Registros	84
4.- CONTROL DE CALIDAD PERFILES Y CORRECCIONES AMBIENTALES	84
5.- MODELO DE PETRO-FACIES (TIPO DE ROCA)	87
6.- MODELO DE ARCILLOSIDAD	90
7.- MODELO DE POROSIDAD	96
7.1 Cotejo con Datos de Núcleos	97
8.- DENSIDAD DE MATRIZ DE FORMACIÓN (ρ_{MA})	99
9.- MODELO DE PERMEABILIDAD	100
10.- MODELO DE SATURACIÓN	101
10.1 Determinación de los parámetros para el modelo de saturación	101
10.2 Resistividad de agua de formación	105
10.3 Determinación de RW mediante la técnica gráfica de Pickett.	107
10.4 Uso de las curvas de presión capilar para determinación del modelo de saturación.	112
10.5 Calculo de la Sw a partir de Pc	114
11.- ESTIMACIÓN DE PARÁMETROS DE CORTE MEDIANTE EL MÉTODO SIMPLEX	117
12.- COTEJO DEL MODELO PETROFÍSICO CON DATOS DE PRODUCCIÓN	125
13.- CÁLCULO DEL CORTE DE AGUA CON LAS CURVAS DE FLUJO FRACCIONAL	126
14.- IDENTIFICACIÓN DE INTERVALOS PROSPECTIVOS	127
15.- ELABORACION DE SUMARIOS Y POINSET	128

CAPITULO IV.....	130
MODELO GEOESTADISTICO.....	130
4.1- MODELO ESTRUCTURAL 3D.....	130
4.1.1 Datos iniciales.....	130
4.1.2 Construcción del modelo de la red de falla 3D.....	132
4.1.3 Modelo 3D de los horizontes.....	136
4.2 MALLA ESTRATIGRÁFICA 3D.....	139
4.2.1 Especificaciones de la malla.....	139
4.2.2 Área de interés y subdivisión del campo XCI.....	139
4.2.3 Razones técnica de la Subdivisión.....	139
4.2.4 Razones estratégicas.....	139
4.3 CONSTRUCCIÓN DE LA MALLA 3D INFERIOR.....	141
4.4 PROPAGACIÓN GEOESTADÍSTICA.....	143
4.4.1 Bloqueo de los datos duros de pozo. El “Data Blocking”.....	144
4.4.2 RDA “Reservoir Data Analysis” o Análisis de Datos de Yacimiento.....	144
4.4.2.1 Proporciones de Facies.....	144
4.4.2.2 Proporciones de las propiedades petrofísicas: Vsh, porosidad, permeabilidad, garganta de poro.....	150
4.4.2.3 Proporciones de la saturación de agua.....	152
4.4.2.4 Correlaciones de las propiedades petrofísicas entre si.....	154
4.4.3 Variograma.....	154
4.4.3.1 Definición del variograma según el cálculo teórico.....	155
4.4.3.2 Definición del variograma basado en la interpretación del estudio Sedimentológico.....	157
4.4.3.3 Definición del variograma del Vsh, de la porosidad y permeabilidad.....	158
4.4.4 Propiedades Petrofísicas simuladas y tipo de método usado (Geostatística o ecuación).....	158
4.4.4.1 Facies Sedimentario.....	159
4.4.4.2 Facies Petrofísico.....	160
4.4.4.3 VSH.....	160
4.4.4.4 Porosidad.....	160
4.4.4.5 Permeabilidad.....	160
4.4.4.6 SATURACION DE AGUA.....	161
4.4.4.7 Garganta de poro.....	161
4.4.5 Estudio de incertidumbre.....	164
4.4.5.1 Incertidumbre del modelo. El P50 y sus rangos de probabilidad.....	164
CAPITULO V.....	176
MODELO DE PRESIONES.....	176
5.1 INVENTARIO DE LA INFORMACIÓN.....	176
5.2 BASE DE DATOS.....	176
5.3. COMPORTAMIENTO DE PRESIÓN DEL CAMPO.....	184
5.4 VALIDACIÓN DEL MODELO GEOLÓGICO DEL ÁREA.....	186
ANALISIS DE RESULTADOS.....	188
CONCLUSIONES.....	190
RECOMENDACIONES.....	193
BIBLIOGRAFÍA.....	194
GLOSARIO DE TÉRMINOS GEOLÓGICOS.....	195
APENDICE “A”.....	214
APENDICE “B”.....	221

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Homologación de nomenclatura de Yacimientos Oficiales.....	26
Tabla 2. Tabla resumen núcleos MFC-026 (Modificado de IGIS, 2006).....	32
Tabla 3. Breve descripción de facies sedimentarias en los núcleos del pozo MFC026....	34
Tabla 4. Archivos de los mapas generados en Zmap.....	76
Tabla 5. Inventario de Registros de Pozos.....	84
Tabla 6.- Grados de correlación con de los diferentes modelos de calculo de arcillosidad cotejados con los análisis de XRD del núcleo MFC-026.	95
Tabla 7. Resultados de los análisis fisicoquímicos del campo XC1.....	106
Tabla 8. Rw para la columna Estratigráfica.....	109
Tabla 9.- Pruebas de Producción por Pozo del campo XC1	125
Tabla 10. Promedios ponderados por yacimientos de las propiedades de calidad de reservorio.	129
Tabla 11. POES P50 y su incertidumbre para el yacimiento MFC_29 de la unidad R3.	165
Tabla 12: POES del yacimiento MFC_30 de la unidad R3.	166
Tabla 13 POES del yacimiento MFC_15 de la unidad S5.....	166
Tabla 14: POES del yacimiento MFC_25 de la unidad S5.....	166
Tabla 15: POES del yacimiento MFC_28 de la unidad S5.....	166
Tabla 16: POES del yacimiento MFC_30 de la unidad S5.....	167
Tabla 17: POES del yacimiento MFC_33 de la unidad S5.....	167
Tabla 18: POES del yacimiento POZOM_4 de la unidad S5	167
Tabla 19: POES del yacimiento POZOM_301 de la unidad S5.	167
Tabla 20: POES del yacimiento MFC_1 de la unidad TL.	168
Tabla 21: POES del yacimiento MFC_10 de la unidad TL.	168
Tabla 22: POES del yacimiento MFC_26 de la unidad TL.	168

Tabla 23: POES del yacimiento MFC_30 de la unidad TL.....	168
Tabla 24: POES del yacimiento MFB_186 de la unidad TL.....	169
Tabla 25: POES del yacimiento MFB_216 de la unidad TL.....	169
Tabla 26: POES del yacimiento MFB_627 de la unidad TL.....	169
Tabla 27: POES del yacimiento MFC_7 de la unidad U1U.....	169
Tabla 28: POES del yacimiento MFC_15 de la unidad U1U.....	170
Tabla 29: POES del yacimiento MFC_25 de la unidad U1U.....	170
Tabla 30: POES del yacimiento MFC_30 de la unidad U1U.....	170
Tabla 31: POES del yacimiento MFB_23 de la unidad U1U.....	170
Tabla 32: POES del yacimiento MFB_122 de la unidad U1U.....	171
Tabla 33: POES del yacimiento POZOM_108 de la unidad U1U.....	171
Tabla 34 POES del yacimiento POZOM_251 de la unidad U1U.....	171
Tabla 35: POES del yacimiento MFC_3 de la unidad U1L.....	171
Tabla36 POES del yacimiento MFC_4 de la unidad U1L.....	172
Tabla 37: POES del yacimiento MFC_10 de la unidad U1L.....	172
Tabla 38: POES del yacimiento MFI_1 de la unidad U1L.....	172
Tabla 39: POES del yacimiento POZOM_111 de la unidad U1L.....	172
Tabla 40: POES del yacimiento POZOM_216 de la unidad U1L.....	173
Tabla 41 POES del yacimiento POZOM_306 de la unidad U1L.....	173
Tabla 42: POES del yacimiento MFC_3 de la unidad U2U.....	173
Tabla 43: POES del yacimiento MFC_4 de la unidad U2U.....	173
Tabla 44: POES del yacimiento MFC_10 de la unidad U2U.....	174
Tabla 45: POES del yacimiento POZOM_301 de la unidad U2U.....	174
Tabla 46: POES del yacimiento MFC_2 de la unidad U2L.....	174
Tabla 47: POES del yacimiento MFC_4 de la unidad U2L.....	174

Tabla 48: POES del yacimiento MFC_10 de la unidad U2L.....	175
Tabla 49: POES del yacimiento MFC_1 de la unidad U3U.	175
Tabla 50: POES del yacimiento MFC_4 de la unidad U3U.	175
Tabla 51: POES del yacimiento MFC_10 de la unidad U3U.	175
Tabla 52 Inventario de las Pruebas RFT.....	176
Tabla 53 Información Recopilada de los Registros de Presión Pozo MFC-23.....	177

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Mapa de Ubicación de Pozos con Núcleos e información de registros Proyecto XC1.....	24
Figura 2. Extrapolación de FS a partir del Pozo MFB0627.....	25
Figura 3. Columna Estratigráfica Campo XC1. Pozo MFC-023.....	29
Figura 4. Mapa índice de Secciones Estratigráficas.....	30
Figura 5. Sección Estratigráfica OE_2.....	31
Figura 6. Sección Estratigráfica SN_01.....	31
Figura 7. Calibración núcleo-perfil del Pozo MFC-0026. Gamma Ray (izquierda) y Core Gamma (derecha).....	33
Figura 8. Clasificación de Ambientes usados para este Estudio.....	39
EAS 112 Lab Section 2 (Spring 2003).....	39
Figura 9. Sección Estratigráfica U3U.....	40
Figura 10. Mapa de Paleoambiente Arena U3U.....	40
Figura 11. Sección Estratigráfica U2L.....	41
Figura 12. Mapa de Paleoambiente U2L.....	41
Figura 13. Sección Estratigráfica U2U.....	42
Figura 14. Mapa de Paleoambiente U2U.....	42
Figura 15. Seccion Estratigrafica U1L.....	43
Figura 16. Mapa de Paleoambiente U1L.....	43
Figura 17. Sección Estratigráfica U1U.....	44
Figura 18. Mapa de Paleoambiente U1U.....	44
Figura 19 Sección Estratigráfica TL.....	45
Figura 20 Mapa de Paleoambiente TL.....	45
Figura 21 Sección Estratigráfica S5.....	46

Figura 22 Mapa de Paleoambiente S5	46
Figura 23 Sección Estratigráfica R3	47
Figura 24 Mapa de Paleoambiente R3	47
Figura 25 Sección Estratigráfica N2	48
Figura 26 Mapa de Paleoambiente N2.....	48
Figura 27 Sección Estratigráfica N1	49
Figura 28 Mapa de Paleoambiente N1	49
Figura 29 Sección Estratigráfica L4	50
Figura 30 Mapa de Paleoambiente L4	50
Figura 31 Sección Estratigráfica I6.....	51
Figura 32 Mapa de Paleoambiente I6	51
Figura 33. Diagrama de la metodología usada en el modelo estructural del campo XC1.	54
Figura 34. Levantamientos sísmicos 2D del campo XC1	55
Figura 35. Línea FAC-81D-13-2, en la parte superior sin post proceso y debajo con procesamiento.	58
Figura 36. Línea FB-72 A-005-8, a la izquierda sin post proceso y a la derecha con post procesamiento.	58
Figura 37. Línea FB-96 A -05, en la parte superior sin post proceso y debajo con procesamiento.	59
Figura 38. Línea FPA82D47, en la parte superior sin post proceso y debajo con procesamiento.	59
Figura 39. Muestra la correlación de las líneas sísmicas FB72A-B-BEXT y FB72A-3-3.	61
Figura 40. Intersección de las Líneas FB-72 A-07 y FB-72 A-A-A. A la izquierda antes del balanceo y a la derecha después del balanceo sísmico.	62
Figura 41. Corrección de “misties” de la línea FB71A-005 antes del balanceo.....	62
Figura 42A. Corrección de “misties” de la línea FB71A-005.	63
Figura 42B. Sismogramas sintéticos del pozo MFB-627.	65

Figura 43. Sismogramas sintéticos del pozo MFB-626.	66
Figura 44. Balance espectral de una línea del levantamiento FB_71, en el intervalo de interés.	67
Figura 45. Balance espectral de una línea del levantamiento FAC_81, en el intervalo de interés.	67
Figura 46. Sección estructural generalizada Norte - Sur de la Cuenca Oriental de Venezuela (Por Parnaud et al., 1995).	69
Figura 47. A la izquierda la línea FB-72A-006-7 y a la derecha la línea FPA82AD43A.	70
Figura 48. Línea FB-72 A-005-7 mostrando los 5 horizontes interpretados.	71
Figura 49. Cubo de velocidad del campo XC1.	73
Figura 50. Línea sísmica FPA82AD48 en tiempo.	74
Figura 51. Línea sísmica FPA82AD48 en profundidad (pies).	74
Figura 52. Mapa estructural en profundidad de la arena R4, del campo XC1.	76
Figura 53. Mapa estructural en profundidad de la arena U1U, del campo XC1.	77
Figura 54. Mapa estructural en profundidad de la arena I6, del campo XC1.	77
Figura 55. Línea sísmica FPA82D47EX mostrando fallas que se cortan en forma de tijera.	79
Figura 56. Diagrama de flujo para la evaluación petrofísica del campo XC1.	83
Figura 57. Correcciones ambientales (RHOBC y NPHIC).	85
Figura 58.- Control de calidad de perfiles.	86
Figura 59.- Gráficos de Presiones capilares (one to one).	88
Figura 60.- Análisis de petrofacies de las Presiones capilares (Pittman).	89
Figura 61. Modelo de facies.	90
Figura 62. Cotejo del Modelo de Arcillosidad con los datos de XRD del Núcleo MFC-026.	93
Figura 63.- Parámetros usados para el modelo de doble clay Indicator.	94
Figura 64.- Crosplot de Densidad vs Neutrón, usados en el modelo de doble indicator.	94

Figura 65. Correlaciones para el cálculo de porosidad	96
Figura 66. Correlación de Willy para el cálculo de porosidad a partir de registros sínicos	96
Figura 67. Nomograma para la corrección de porosidad por efecto de arcillosidad	97
Figura 68. Ajuste del modelo de porosidad con núcleos. Pozo MFC-026	98
Figura 69 Histograma de densidad de grano de los análisis convencionales del núcleo MFC-026.....	99
Figura 70. Ajuste del modelo de permeabilidad con núcleos. Pozo MFC-026	101
Figura 71 Ajuste del factor de Formación.	103
Figura 72 Análisis del índice de resistividad del núcleo MFC-026.....	104
Figura 73 Análisis Físicoquímico del pozo MFC-001	105
Figura 74: Gen-8.....	106
Figura 75: Gen-9.....	108
Figura 76 Cálculo del R_w por el método de Pickett plot, para el pozo MFC 01 en el nivel de la arena R4.....	109
Figura 77. Flujo de trabajo para el cálculo de saturación de agua.....	110
Figura 78. Cotejo de la S_w con P_c Hg.....	115
Figura 79. Curvas promedios de P_c por tipo de Roca para la Determinación del S_w	115
Figura 80. Modelo de saturación resultante.....	116
Figura 81. Estimación de la S_{wi} de para los tipos los 3 tipos de rocas mediante el cálculo de P_c	117
Figura 82. Estimación de parámetros de corte usando RAVE.....	119
Figura 83. Resultados de la estimación de los parámetros de corte.....	120
Figura 84 Gráfico de R_t vs S_w	121
Figura 85. Gráfico de Porosidad Vs S_w	122
Figura 86. Gráfico de Arcillosidad Vs Porosidad.....	123
Figura 87. Gráfico Permeabilidad Vs Porosidad	124

Figura 88. Curva de flujo fraccional	126
Figura 89. Cotejo de Fw vs Sw para el pozo MFC-02.....	127
Figura 90: Área de interés en rojo, para los pozos: XB1 en rojo, XC1 en verde, XB1 en amarillo. 86 pozos añadidos en azul.	130
Figura 91: Marcadores de pozos de la unidad R3.....	131
Figura 92: Contornos estructurales de la unidad R3.....	131
Figura 93: Polígonos de falla de la unidad R3.....	132
Figura 94. Polígonos de fallas de dos niveles. R1 y Basamento.....	133
Figura 95: Creación de una superficie que pasa por los contactos tope y base.	133
Figura 96: Extensión de la superficie para que corte los horizontes I6, R3 y Basamento.	134
Figura 97. Visualización 3D de los contactos fallas – fallas ya definidos.....	134
Figura 98: Vista de tope de la red de falla.	135
Figura 99: Vista 3D de la red de falla.	135
Figura 100: Creación de una superficie que se une a los contornos estructurales.....	136
Figura 101. Corte de horizontes fallas.	137
Figura 102. Ajuste los horizontes a los marcadores de pozos.	137
Figura 103: Vista general 3D del modelo estructural.	138
Figura 104: Subdivisión del campo en 4 bloques: Este-Oeste y Inferior-Superior. Se nota en la imagen una densidad de pozo más alta en la parte Oeste.....	140
Figura 105. Definición de los bordes límites y los bordes contactos fallas-horizontes. .	141
Figura 106. Definición de las asociaciones o pilares entre topes.	141
Figura 107: Definición de las unidades intermediarias y del tamaño de las celdas.....	142
Figura 108: Vista general de la malla inferior oeste SG1_R3-Basamento _ oeste.....	142
Figura 109: Mapa de ambiente o límite de roca de la unidad R3.	146
Figura 110. Histograma de la facies sedimentaria A (izquierda) y la curva de Proporción Vertical B (derecha).....	146

Figura 111: Resultado de la primera etapa: simulación de la facies sedimentaria de la unidad R3.....	147
Figura 112: El mapa de facies petrofísica de la arenas de la unidad R3.....	148
Figura 113 Se observa el histograma de las facies petrofísicas de la unidad R3.....	148
Figura 114 Se observa la VPC, proporciones vertical de las facies petrofísicas de la unidad R3.....	149
Figura 115: Resultado de la segunda etapa: La simulación de la facies petrofísicas de la unidad R3.....	149
Figura 116: Histograma de la unidad S5-TL arriba, de la unidad U1 hasta U3.	150
Figura 117: Histograma de la porosidad en las distintas facies.	151
Figura 118: Histograma de la permeabilidad en los distintos facies.	151
Figura 119: Histograma de la unidad S5-TL arriba, de la unidad U1 hasta U3.	152
Figura 120: Histograma de Sat. de Agua en la unidad S5 y TL para cada facies.....	153
Figura 121: CDF de la Sat. De Agua.	153
Figura 122. Crossplot Vsh versus la Porosidad.	154
Figura 123. Variograma vertical.....	155
Figura 124. Variograma Horizontal o Áreal.....	156
Figura 125. Variograma y su elipsoide de correlación para el modelado de un canal. ..	157
Figura 126. Variograma y su elipsoide de correlación para el modelado de un cuerpo arcilloso.....	158
Figura 127 Simulación de la Facies Sedimentaria.....	161
Figura 128 Simulación de la Facies Petrofísicas.....	162
Figura 129 Simulación de la arena neta $ANT = 1 - V_{sh}$	162
Figura 130 Simulación de la porosidad.	162
Figura 131 Simulación de la permeabilidad.	163
Figura 132 Simulación de la Sat. Agua.....	163
Figura 133 Simulación de la Sat. Petróleo.....	163

Figura 134. Modelo de incertidumbre, con 148 simulaciones de la unidad R3.....	164
Figura 135 Distribución areal los pozos con medidas RFT	178
Figura 136. Profundidad (TVDss) Vs Presión Pozo MFC-26 con Dispersión.....	178
Figura 137. Registro de pozo MFC-26 donde se tomó medida de RFT.	179
Figura 138. Tiempo de restauración en la toma de presiones FMT pozo MFC-25	180
Figura 139 Tiempo de restauración en la toma de presiones RFT pozo MFC-25	180
Figura 140. Ejemplo de Punto RFT valido (Registro del Pozo MFC-23)	181
Figura 141, Ejemplo de Punto RFT inválido (Registro del Pozo MFC-23)	182
Figura 142 Pruebas RFT con profundidad sin depurar.	183
Figura 143 Pruebas RFT con profundidad depurada.	183
Figura 144 Comportamiento de Presión con Tiempo	186
Figura 145. Fallas y compartimientos por revisión sísmica	187

INTRODUCCION

El Campo XC1 está ubicado entre los Municipios San José de Guanipa e Independencia del estado Anzoátegui, en la región Nororiental del Área Ayacucho, en la Faja Petrolífera del Orinoco. Limita al Norte con el Campo XB1, al Este con los campos XDOBO1 y Cuadrángulo XJPR1, al Sur con el Cuadrángulo X1ra1 y al Oeste con Cuadrángulo XB1. La secuencia sedimentaria presente en el área se inicia con las arenas de la Formación Merecure depositadas discordante sobre el basamento Igneo-Metamórfico del Escudo de Guayana. Estas arenas representan una secuencia de canales apilados sobre una planicie deltaica superior. Suprayacente a la Fm. Merecure, sigue una secuencia alternante de areniscas no consolidadas, lutitas, limolitas y lignitos perteneciente a la Formación Oficina, depositados en ambientes deltaicos y marinos someros. Por encima de esta sección se encuentra la Formación Freites, constituida por lutitas y limolitas transgresivas, de ambientes marino poco profundo. La secuencia finaliza con arena y arcillas de la Formación Las Piedras, de origen continental fluvial y de la Formación Mesa de origen fluvial.

En el campo XC1 se realizará la correlación de las superficies de inundación (FS70A, FS70, FS69, FS68, FS65, FS63, FS62A, FS62, FS60), extrapolando la información litoestratigráfica del campo vecino XB1, a partir del Pozo MFB0627, con el objetivo de efectuar su homologación entre los campos XA1, XB1 y XC1. Esto además, permitirá homologar los nombres Oficiales de las Arenas de interés del Campo XC1 con la Nueva Interpretación estratigráfica obtenida de este estudio.

El proyecto de tesis se enfocará en las unidades de interés: U1U – U1L – U2U – U2L – U3U, correspondientes a las formaciones Oficina Inferior y Merecure, donde se desarrollará el modelo estocástico y determinístico, consistiendo en:

- Construcción del modelo Sedimentológico.
- Construcción del modelo Petrofísico.
- Construcción del modelo Estructural 3D.
- Construcción de la malla 3D.
- Construcción del modelo Geoestadístico.
- Cálculo del Petróleo Original en Sitio (POES) Volumétrico.

Para lograr estos objetivos se disponen de 35 pozos, (28 pozos verticales y 7 pozos horizontales), con registros especiales y convencionales, además de descripciones sedimentológicas, bioestratigráficas, análisis convencionales y análisis especiales del núcleo MFC-0026, ubicado en el área oeste del campo XC1, aproximadamente a unos 1.3 Km. al suroeste del Pozo MFC-0024 y del MFB-0627, al sur de la ciudad del Tigre, y que se encuentra ubicado en el campo XB1, así como 18 líneas sísmicas 2D de 4 levantamientos.

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Un yacimiento fluvial se caracteriza por la presencia de canales sinuosos rellenos de arena incrustados en el fondo de la arcillas de llanura de inundación. Este trabajo trata sobre el problema de la estimación de la geometría del canal, la distribución espacial de los canales, así como la distribución de la propiedad de la roca que constituyen los canales y su llanuras de inundación, tales como permeabilidad y porosidad.

Los problemas en muchas áreas de las matemáticas, economía, medicina, estadística, y la ingeniería se pueden escribir en términos de modelos matemáticos asociados con los parámetros de estimación. En particular, las ecuaciones matemáticas se han desarrollado con el fin de describir los fenómenos complejos, mientras que la estimación de parámetros se utiliza para determinar la forma y características del modelo que mejor responde a la realidad. El modelo construido se utiliza para analizar y comprender los fenómenos en estudio. En muchos problemas de ingeniería, la construcción de estos modelos no es una preocupación grave, ya que los parámetros que definen el sistema pueden ser obtenidos por mediciones directas. Por otro lado, la definición de los parámetros de geometría y propiedades de yacimientos para el problema de este trabajo de grado es extremadamente difícil, debido a que el yacimiento se encuentra a varios miles de pies bajo tierra y es físicamente inaccesible. Los reservorios son visualmente invisibles y sólo se puede describir a través de mediciones indirectas.

La estimación de los parámetros de geometría y propiedades de yacimientos a partir de medidas indirectas es difícil por las razones siguientes:

1. Los canales tienen formas geométricas irregulares.
2. La distribución espacial de los canales sólo puede ser conocido en muy pocos lugares.
3. La permeabilidad y la porosidad no tienen una dependencia espacial.
4. La información es escasa.
5. Técnicas de medición tienen una precisión limitada.
6. Los datos se obtienen con errores.
7. La construcción de modelos matemáticos no suele ser exacta y completa.
8. La respuesta de un reservorio es compleja, y debe ser calculada haciendo uso de un simulador numérico.

Aunado, a que la respuesta de un reservorio fluvial depende de la distribución espacial de las propiedades de roca (la permeabilidad / porosidad) que, a su vez, puede ser determinado por el conjunto de parámetros que describen los canales. El procedimiento de cálculo establecido, como de los parámetros a partir de datos de medición, por lo general comienza con una técnica inversa, porque los datos que no son linealmente relacionados con las propiedades de la roca reservorio, sólo pueden ser solucionados a través de un sistema de ecuaciones de balance de masas.

Debido a la complejidad del problema, la respuesta del yacimiento debe ser calculado numéricamente haciendo uso de un simulador numérico. Los datos de diferente naturaleza se recogen durante la vida de un reservorio y se pueden agrupar en dos clases de datos estáticos y dinámicos. Los datos estáticos son independientes del tiempo y no tiene ninguna relación con el transporte de fluidos.

La geología, geofísica, petrofísica, sísmica y la información geoestadística se clasifican como datos estáticos. Los datos dinámicos comprenden los relacionados con el transporte de fluidos y dependen del tiempo. Este tipo de datos que pudieran derivarse de la prueba de presión transitoria, datos de cierre pozos, medidores permanentes en el fondo del pozo, la historia de producción, el corte de agua, relación gas-petróleo (RGP) y los estudios sísmicos en 4-D.

Lo que hace que sea necesario realizar un trabajo de integración de las diferentes disciplinas de las geociencias, para lograr generar un modelo geológico que respete las tendencias naturales de sedimentación y calidad de la roca.

MARCO REFERENCIAL

Cuenca Oriental de Venezuela

Esta cuenca es una depresión topográfica y estructural que se encuentra limitada por la Cordillera de la Costa al Norte y el Escudo de Guayana al Sur; hacia el Este se extiende hasta la plataforma continental del Atlántico y al Oeste está separada de la Cuenca de Barinas por el Arco de El Baúl. Comprende la subcuenca de Guárico al Oeste y la subcuenca de Maturín al Este. La Cuenca Oriental comprende las zonas petroleras de los estados Anzoátegui, Monagas, Guárico, Sucre y Delta Amacuro, con una extensión de 160.000 Km², es la más extensa y de mayor importancia en Venezuela. Cuenta con más de 3.300 pozos activos. Dentro de esta cuenca se encuentra la Faja Petrolífera del Orinoco, en la cual se produce petróleo considerado como pesado y extrapesado.

Faja Petrolífera del Orinoco

La Faja Petrolífera del Orinoco es el territorio que ocupa la franja al sur de la Cuenca Oriental de Venezuela al sur de los estados Guárico, Anzoátegui, Monagas y Delta Amacuro, paralela al curso del río Orinoco. Con una longitud de 600 Km. de Este a Oeste y 70 Km. en dirección Norte Sur, con un área aproximada de 55.314 km².

Se estima que las rocas de la Faja Petrolífera del Orinoco contienen 236.000 millones de barriles de crudo extra pesado, lo que la convierte en la reserva de petróleo más grande del mundo. Está dividida en cuatro zonas de exploración y producción como son Boyacá (antiguamente conocida como Machete), Junín (antes Zuata), Ayacucho (antiguo Hamaca) y Carabobo (antes Cerro Negro).

METODOLOGÍA UTILIZADA.

El flujo de trabajo se desarrollará siguiendo el patrón de estudios para facies clásticas y estructuras flexurales no consolidadas, el cual se organizará en dos fases, una teórica y otra práctica.

Fase Teórica: (Bibliografía y adquisición de datos)

Contempla adquirir toda la información y datos disponibles a través de pruebas de campo, laboratorio y reportes (geológicos, geofísicos, petrográficos y petrofísicos). Localizar, analizar e interpretar publicaciones nacionales e internacionales referidas al tema.

Fase Práctica:

Realizar las correlaciones y determinar los topes de las secuencias estratigráficas de las unidades de interés. Determinar los ambientes de sedimentación y formaciones del campo. Con el objetivo de conocer el rumbo, buzamiento y las tendencias preferenciales de los cuerpos sedimentarios del campo, y posteriormente ser usados como deriva externa en la simulación geoestadística.

Determinar el tipo y calidad de roca reservorio a través del análisis de las presiones capilares y las permeabilidades relativas del núcleo, tomado en el pozo MFC-026. El cual se apoyará en la correlación núcleo-perfil, para determinar y ajustar los modelos sedimentológicos y petrofísicos, donde se generan los point sets para la elaboración de los mapas isópacos y los de distribución de fluidos.

Realizar la interpretación sísmica de los horizontes que definen el tope y la base del área en estudio, los cuales van estar definidos, como tope la arena R0 y como base el Basamento ígneo-metamórfico. En esta fase se realizará la calibración de los datos sísmicos con los pozos de la zona, se realizará la interpretación de fallas, horizontes sísmicos y finalmente, se generará un modelo de velocidades que permitirá realizar la conversión a profundidad de los horizontes interpretados.

Construir la malla 3D, o el llamado Geomodelado de yacimientos, el cual consiste en la construcción de modelo matemático 3D que represente la estructura y estratigrafía de un área o yacimiento. Derivados de los planos de falla, horizontes sísmicos interpretados y los topes estratigráficos. A través del método de triangulación matemático se generará las superficies, lo cual derivará el pillar gridind que construirá la malla o el Grid 3D del campo o yacimiento en estudio. Una vez obtenida la malla o modelo de geológico 3D del yacimiento, se iniciará la fase de propagación geoestadística, la cual puede ser determinística o estocástica, lo que influirá en la asignación de las propiedades del yacimiento en la celdas de la malla 3D, dependiendo de las características del área o yacimiento, la población de los datos y la tendencia que puedan tener los mismos.

CAPÍTULO I

MODELO ESTRATIGRAFICO Y SEDIMENTOLOGICO

1.- Sinopsis

La base de datos del proyecto de caracterización, contiene información de 35 pozos, (28 pozos Verticales y 7 Pozos Horizontales), además de descripciones sedimentológicas y Bioestratigráfica de los Núcleos MFC-0026 ubicado en el área oeste del campo XC1, aproximadamente a unos 1.3 Km. Al Suroeste del Pozo MFC-0024 y el MFB-0627 que se encuentran ubicado en el campo XB1_trampa 15 (Figura N° 1).

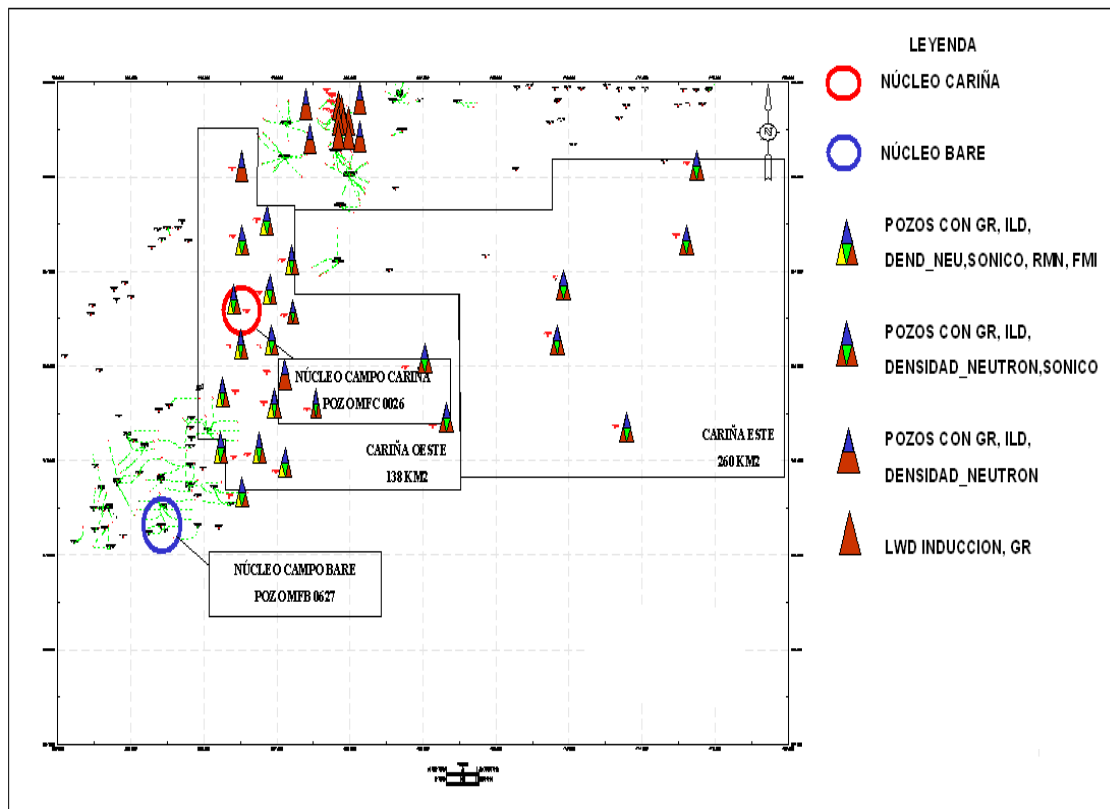


Figura 1. Mapa de Ubicación de Pozos con Núcleos e información de registros Proyecto XC1.

Se realizó la correlación de las superficies de inundación (FS70A, FS70, FS69, FS68, FS65, FS63, FS62A, FS62, FS60), extrapolando información del campo XB1 a partir del Pozo MFB0627, con el objetivo de correlacionar los niveles prospectivos a nivel de para secuencias y efectuar su homologación entre los campos XA1, XB1 y XC1 (Figura N° 2), Esto además permitió homologar los nombres Oficiales de las Arenas de interes del Campo XC1 con la Nueva Interpretación (Tabla 1).

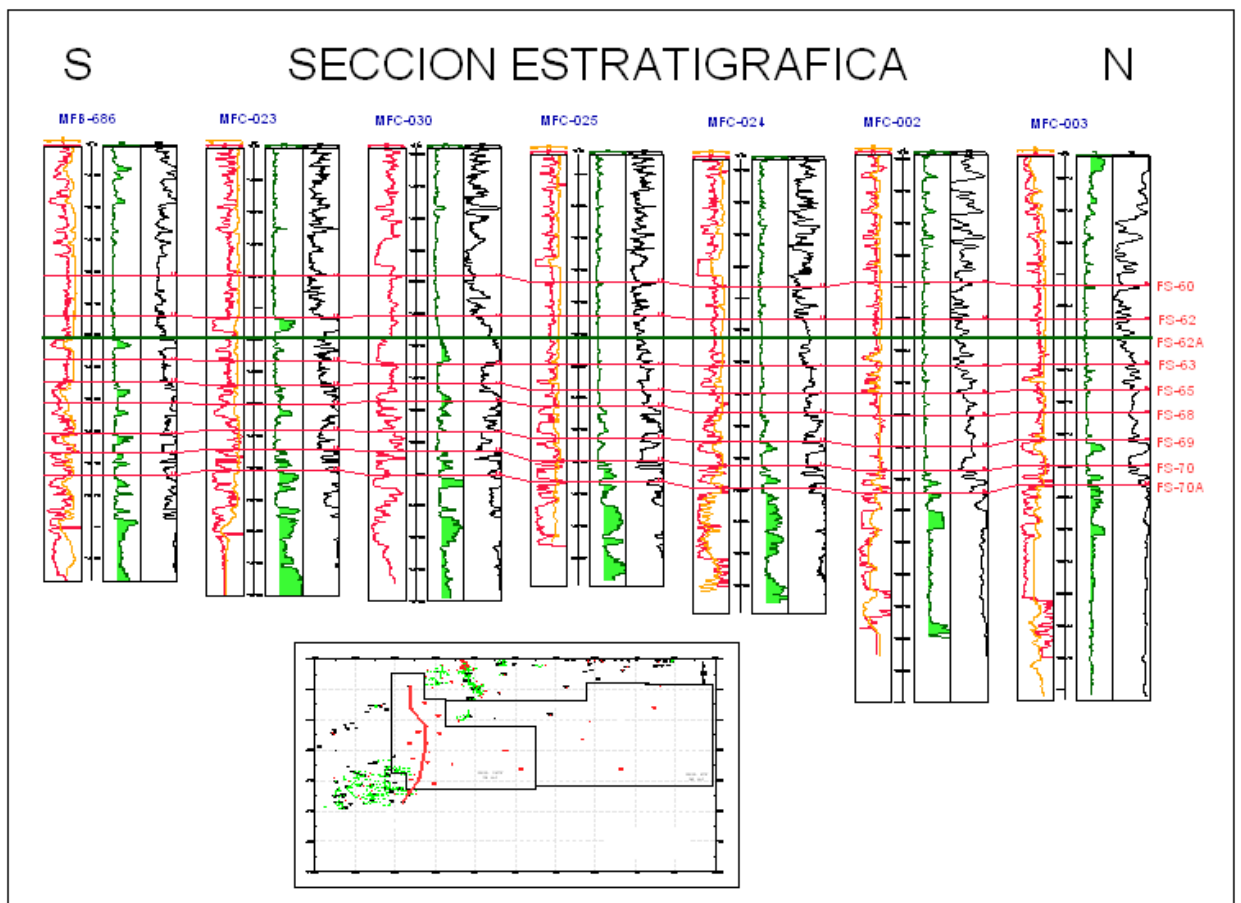


Figura 2. Extrapolación de FS a partir del Pozo MFB0627

		HOMOLOGACION DE NOMENCLATURA YACIMIENTOS OFICIALES CON NUEVA INTERPRETACION							
YACIMIENTO OFICIAL	YAC. NUEVA NOMENCLATURA	TIPO DE RESERVA	POZOS	EMR	TVD (PIES)	TVDSS (PIES)	ESPESOR (PIES)	UNIDAD NUEVA CORRELACION	COMENTARIOS
GS-C MFC 5	U1L MFC 5	PROBADA	MFC 5		4012	-3420	12	U1L	
DS-C MFC 3	I6 MFC 3	PROBADA	MFC 3	522	3170	-2648	10	I6 (INF)	
ES-A MFC 3	L4 MFC 3	PROBADA	MFC 3	522	3307	2785	35	L4	
ES-B MFC 3	M1, H1 MFC 3	PROBADA	MFC 3	522	3376	-2854	16+7	H1+H2	
ES-B MFC 2 (RES) ES-B 101 (MAPA)	01 MFC 2 (RES) 01 101 (MAPA)	PROBABLE	MFC 2	522	3370	-2848	10	O1	
FI-A MFC 15	S5 MFC 15	PROBADA	MFC 15	415	3068	-2653	6+10	S5	
FI-A MFC 15 (RES) FI-A 201 (MAPA)	S5 MFC 15 (RES) S5 201 (MAPA)	PROBABLE							ASOCIADA AL YACIMIENTO PROBADO FI-A MFC (RES) 15 Ó S5 MFC 15 (MAPA)
FI-C MFC 3	TL MFC 3	PROBADA	MFC 3	522	3762	-3240	14	TL	
FI-C MFC 4	U1L MFC 4	PROBADA	MFC 4	623	3240	-2617	13	U1L	
FI-C MFC 7	U1U MFC 7	PROBADA	MFC 7	424	2567	-2143	10	U1U	
FI-C MFC 15 (RES) FI-C 101 (MAPA)	TL MFC 15 (RES) TL 101 (MAPA)	PROBABLE	MFC 15	415	3115	-2700	5	TL (SUP)	
FI-C MFC 7 (RES) FI-C 201 (MAPA)	U1U MFC 7 (RES) U1U 201 (MAPA)	PROBABLE	MFC 7						ASOCIADA AL YACIMIENTO PROBADO FI-C MFC 7 (RES) Ó U1U MFC 7 (MAPA)

Tabla 1. Homologación de nomenclatura de Yacimientos Oficiales.

2.- Metodología Utilizada

A continuación una breve descripción de las actividades realizadas y de los sistemas y programas que sirvieron de apoyo para la realización de este estudio:

-Se realizó un inventario, mediante la recopilación de toda la información disponible de 35 pozos que se encontraban en el área de estudio y 61 pozos controles de campos vecinos.

-Revisión, corrección y certificación de la data, se cargó en la plataforma OpenWorks en el proyecto XC1.

-Se realizó una columna estratigráfica a través de la aplicación Stratworks-Utilities-Strat Column Editor, utilizando los marcadores que se habían definido en el pozo MFC0026 mediante los análisis geológicos del núcleo.

Las actividades para la elaboración del Modelo Estratigráfico y Sedimentológico en el área serían:

- 1.- Caracterización y validación de Marcadores utilizando la aplicación StratWorks-Correlation.
- 2.- Correlación estratigráfica utilizando la aplicación de StratWorks-Correlation.
- 3.- Elaboración de Secciones Estratigráficas utilizando la Aplicación de StratWorks.
- 4.- Validación de Análisis de Núcleo e identificación de facies de 398' de Núcleo.
- 5.- Asociaciones de facies sedimentarias y análisis paleoambiental.

6.-Elaboración de los mapas de ambientes (Electrofacies) en forma de contornos en papel, los cuales se dibujaron en formato digital mediante los programas Z-MAP Plus y CANVAS 7.

7.-Se realizó el cálculo de espesores de Arena Neta utilizando la Aplicación StratWork/Lithology.

8.- Se generaron Mapas de Arena Neta en forma de contornos en papel, los cuales se dibujaron en formato digital mediante los programas Sigemap y MapView.

9.- Carga de la Rasterización y digitalización de los mapas de ambiente en la Plataforma Gocad, para la Codificación de las facies sedimentarias.

3.- Objetivos y Alcance

Establecer el modelo Estratigráfico-Sedimentológico de los niveles (U3U, U2L, U2U, U1L, U1U, TL, S5, R3, N1, N2, L4, I6) pertenecientes a las Formaciones Oficina y Merecure, con la finalidad de definir la geometría, orientación, variaciones laterales y verticales, calidad física y tipos de entrampamientos de las unidades de flujo que lo componen, integrar la Interpretación sísmica 2D y 3D (Campos Vecinos) en profundidad, con estratigrafía, sedimentología y petrofísica, para la generación de los Modelos Estocásticos 3D.

Contribuir en la selección e implantación del mejor sistema de explotación de los yacimientos existentes y la adecuada selección y perforación exitosa de nuevos pozos.

Cuantificar el Petróleo Original en Sitio (POES) y el Gas Original en Sitio (GOES) de los yacimientos cartografiados para determinar las reservas del área de estudio.

4.- Modelo Estratigráfico

4.1 Formación Merecure

La columna estratigráfica en el campo XC1 comprende en su base un grupo de arenas masivas, apiladas, de origen fluvial, con buenas características de porosidad y permeabilidad, que aparecen bien conectadas y lateralmente extensas con espesor promedio de 800 pies aproximadamente, pertenecientes a la Formación Merecure de edad Oligoceno, las cuales descansan sobre el Basamento Igneo-Metamórfico.

4.2 Formación Oficina

Suprayacente se encuentra la Formación Oficina, de Edad Mioceno Inferior a Medio, con espesor promedio de 2.000 pies aproximadamente y esta caracterizada por interestratificación de areniscas y lutitas como consecuencia de los procesos fluviodeltaicos a marinos someros ocurridos durante la sedimentación. Los depósitos en la Formación Oficina se caracterizan por ser reservorios de buena calidad, sin embargo

en algunas regiones el poco espesor de los cuerpos de arenas y la presencia de láminas de arcillas interestratificadas pueden afectar la calidad del reservorio.

4.3 Grupo Temblador (Formaciones Canoa y Tigre)

En la actualidad se infiere que la sección estratigráfica comprendida suprayaciendo el Basamento hasta el Nivel U4, corresponde a sedimentos de edad Cretácico sin diferenciar, en virtud de que actualmente no se cuenta con núcleos que hallan sido tomados en este nivel estratigráfico, los cuales nos permitan usar correlaciones bioestratigráficas de carácter regional a fin de definir con más detalle las líneas de tiempo e identificar las formaciones presentes y los ciclos depositacionales locales, lo cual dará confiabilidad al marco cronoestratigráfico y ayude a modelar la evolución geológica regional y su potencial como rocas reservorio.

En virtud de lo antes expuesto, se recomienda realizar una integración de la información de los pozos con núcleos correspondientes a los campos XA1, XB1, XC1 y XB1-XDOBO1, con el objetivo de realizar una Interpretación Sedimentológica Regional del Bloque Ayacucho, la cual se integraría con la información llevada por el Proyecto Orinoco Magna Reservas a fin de realizar una mejor caracterización de las acumulaciones de hidrocarburos contenidas en las trampas de carácter Estratigráficas-Estructurales de los Niveles Prospectivos.

4.4 Correlación Estratigráfica de detalle

Se determinaron 8 marcadores principales y cuerpos de arenas asociados en la columna estratigráfica perteneciente a los intervalos de la Formación Oficina y Merecure, que fueron tomados como marcadores guías para la correlación estratigráfica de detalle, comprobándose su amplia extensión lateral y cobertura areal.

Se correlacionaron 37 pozos en el área de XC1, y 61 pozos controles de los campos vecinos XB1-Trampa 15 y XB1, Mediante la elaboración de 12 Secciones Estratigráficas (Figura 4), abarcando 70 Topes Formacionales, desde el tope de la Formación Oficina hasta el Tope de Basamento: Formación Oficina (A0, A1, A2, A3, A4, A5, A6, A7, A8-9, A10, A11, A12, A13, B1-3, B4, C1-3, D1, D2, D3, D4-5, E1, E2, E3, F0, F1, F2, F3, F4, F5-6, F7-8, G, H1-2, H3, H4, H5-6, I2, I3, I4-5, I6, J1-2, J3, K, L0, L1, L2, L3, L4, M1-3, N1, N2, O1, O2, P1-2, P3, R0, R1, R2, R3, R4, S1-2, S3-4, S5, TL, U1U, U1L), Formación Merecure (U2U, U2L, U3U, U3L), Basamento. (Figuras 5 y 6).

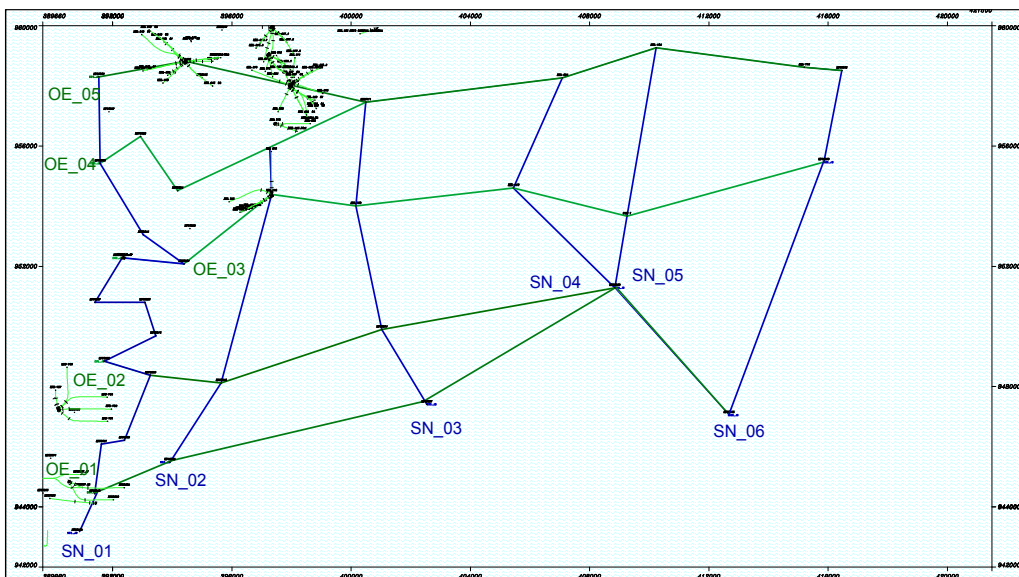


Figura 4. Mapa índice de Secciones Estratigráficas.

5.- Modelo Sedimentológico

5.1 Descripción de Núcleo Pozo MFC0026

5.1.1 Correlación Núcleo-Perfil

La calibración núcleo-perfil del núcleo MFC0026 consistió en la corrección de las profundidades de perforación, así como en el ajuste con el registro Gamma Ray. La variedad de litologías en el núcleo junto con el perfil Core-Gamma fue comparada con la respuesta obtenida en el registro de rayos gamma a escala 1:500 (Figura 7). Esta correlación permitió establecer distintos tipos de desfase en pies para cada sección de núcleo (Tabla 2).

N° Núcleo	Formación	Prof. Registro	Prof. Núcleo	Desfase
1 al 13	Oficina	3246'-3556'	3240'-3551'	3'-5'
13 al 19	Merecure	3556'-3670'	3551'-3671'	1'-5'
19	Grupo Temblador?	3670'-3677'10"	3671'-3681'10"	1'-4'

Tabla 2. Tabla resumen núcleos MFC-026 (Modificado de IGIS, 2006).

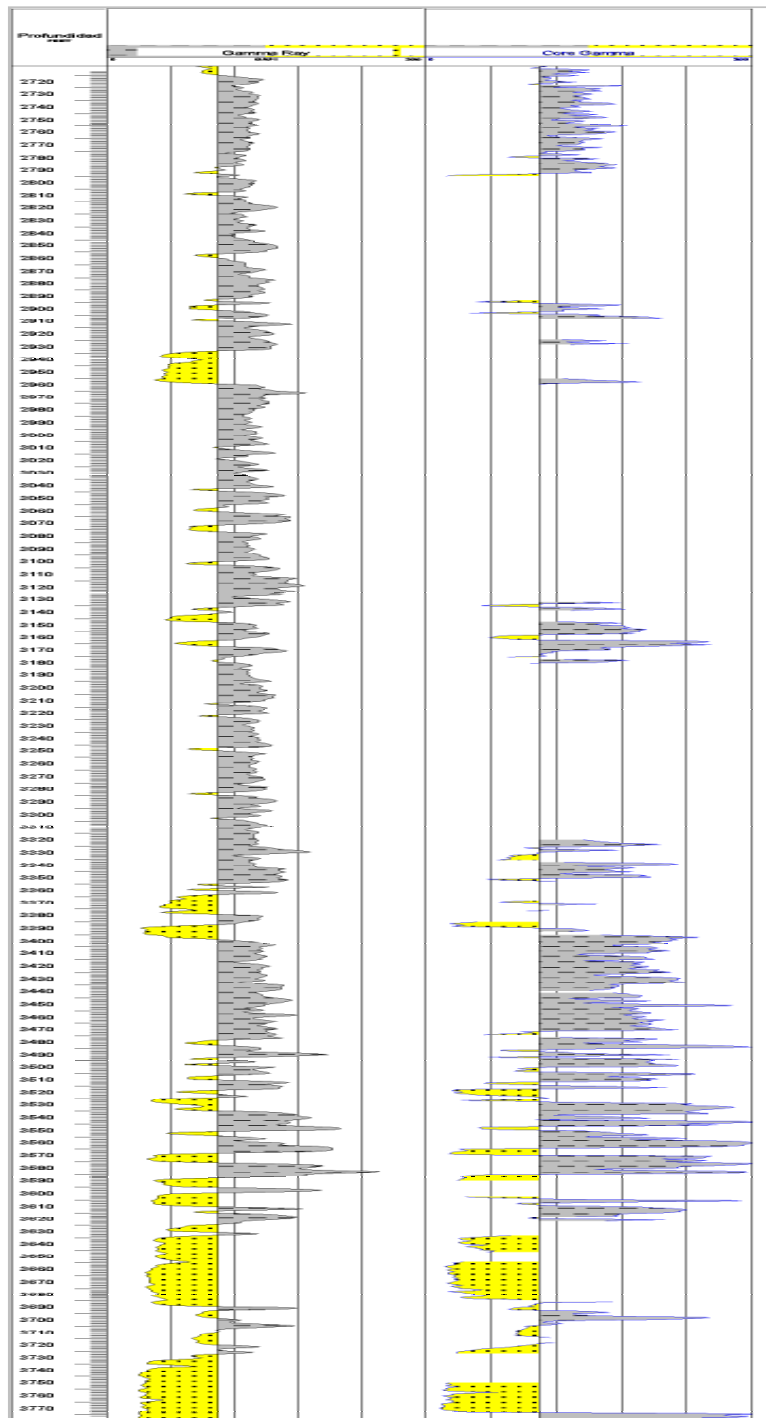


Figura 7. Calibración núcleo-perfil del Pozo MFC-0026. Gamma Ray (izquierda) y Core Gamma (derecha).

5.2 Facies Sedimentarias

Se identificaron trece (13) facies sedimentarias: siete (7) de ellas arenosas y cinco (6) arcillosas. En la (Tabla 3) se presenta una descripción resumida de las facies sedimentarias observadas en los diecinueve (19) núcleos analizados. Así mismo, en el Anexo 1b se muestran fotografías de las facies sedimentarias determinadas con su respectiva descripción.

Tabla 3. Breve descripción de facies sedimentarias en los núcleos del pozo MFC026

Facies	Descripción	Estructura y accesorios litológicos
S	Arenisca de grano grueso a	Superficies de reactivación, láminas de lutita (esporádicas), buena
S3	Arenisca de grano medio a grueso	Masiva, ocasionales clastos de arcilla
S11	Arenisca de grano fino a medio	Masiva, ocasionalmente con laminación paralela; ocasionales láminas
S2	Arenisca de grano fino a medio	Láminas paralelas y onduladas discontinuas de lutita gris oscuro a negro
SC	Arenisca conglomerática	Clastos tamaño guijarro (hasta 7 cm.), pobre escogimiento
ST	Limolita	Láminas continuas y no continuas, deformadas, de lutita gris oscuro a negro
STB	Limolita	Láminas continuas y no continuas de arcilla, intensamente bioturbada
L	Lutitas gris oscuro	Niveles sideritizados de color rojizo y nódulos de siderita
L1	Lutitas gris oscuro	Masivas y ocasionalmente con finas láminas de arena muy fina
LS	Lutitas limosas	Mala recuperación
LC,C	Carbón y lutitas carbonosas	Color gris oscuro a negro
H	Lutitas y areniscas/limolitas	Interestratificación de lutitas y areniscas en proporciones variables

5.2.1 Facies S3:

Descripción: Arenisca de grano medio a grueso, bien escogida a moderadamente escogida, ocasionalmente mal escogida; masiva; ocasionalmente con clastos de arcilla y láminas continuas y discontinuas de lutita gris oscuro a negro. Buena impregnación de hidrocarburos.

Interpretación: Indica una sedimentación dominada por procesos de alta a mediana energía, sugiriendo la presencia de desarrollo de canales producidos por aguas dulces.

5.2.2 Facies S11:

Descripción: Arenisca de grano fino a medio, bien escogida, generalmente masiva y ocasionalmente con laminación paralela; ocasionales láminas discontinuas de arcilla y material carbonoso, bioturbación escasa o ausente, impregnación moderada a buena. Ocasionalmente friable.

Interpretación: sugiere un régimen de corrientes de energía relativamente alta.

5.2.3 Facies S2:

Descripción: Arenisca de grano fino a medio, bien escogida a moderadamente escogida, presenta láminas paralelas y onduladas discontinuas de lutita gris oscuro a negro, bioturbación escasa, impregnación de hidrocarburos pobre o ausente.

Interpretación: Indica la presencia de depósitos originados bajo regímenes de flujo de baja a moderada energía.

5.2.4 Facies SC:

Descripción: Arenisca conglomerática, matriz arcillosa color crema/blanco, con clastos tamaño bloque (hasta 7 cm.); pobre escogimiento, impregnación de hidrocarburos ausente.

Interpretación: Indica la presencia de depósitos originados bajo regímenes de flujo de alta energía.

5.2.5 Facies ST:

Descripción: Limolita, comúnmente presenta láminas continuas y no continuas, deformadas, de lutita gris oscuro a negro. Impregnación pobre o ausente. Interpretación: Indica depositación bajo regímenes de flujo de baja a moderada energía.

5.2.6 Facies STB:

Descripción: Limolita intensamente bioturbada. Comúnmente presenta láminas continuas y no continuas, deformadas, de lutita gris oscuro a negro. Impregnación pobre o ausente.

Interpretación: Indica depositación bajo regímenes de flujo de baja a moderada energía.

5.2.7 Facies L:

Descripción: Lutitas gris oscuro a negro, físciles y, frecuentemente, con niveles sideritizados de color rojizo y nódulos de siderita. Algunos intervalos presentan niveles de conchas de moluscos muy delgados o se presentan moderadamente bioturbados.

Interpretación: La presencia de foraminíferos y fragmentos fósiles indican la depositación en ambientes transicionales de aguas marinas o salobres. Sin embargo, la presencia de siderita y carbón sugiere procesos sedimentarios de baja energía, cercanos a una fuente continental.

5.2.8 Facies L1:

Descripción: Lutitas gris claro/crema, masivas y ocasionalmente contiene finas láminas de arena muy fina/limolita.

5.2.9 Facies LS:

Descripción: Lutitas/limolitas marrón claro, muy pobre recuperación en los núcleos. No se observan las principales características de la roca.

2.2.10 Facies LC y C:

Descripción: Carbón y lutitas carbonosas de color gris oscuro a negro.

Interpretación: la presencia de carbón indica depositación en zonas cercanas al continente en condiciones de baja energía, como en lagos, lagunas o marismas

5.2.11 Facies H:

Descripción: Lutitas gris oscuro a negro ocasionalmente sideritizadas, interestratificadas en proporciones variables con areniscas de grano fino a muy fino, bien escogidas, laminadas, de color beige con impregnación de hidrocarburos pobre o ausente. Bioturbación escasa.

Interpretación: Sugieren procesos de baja energía con influencias de aguas dulces y saladas que pueden producirse en frente deltaico, prodelta, en depósitos de barras de mareas o desembocadura, depósitos de bahías, lagunas o rellenos de canales distributarios.

5.3. Asociaciones de facies sedimentarias y análisis paleo ambiental.

5.3.1 Análisis del Intervalo 3240'- 3395':

Se cortaron un total de siete (7) núcleos (1, 2, 3, 4, 5, 6 y 7). La descripción y análisis sedimentológico permitió reconocer cinco (5) unidades sedimentarias, denominadas como US-VIII hasta US-XII. Debido al carácter homogéneo de la litología en algunos intervalos del núcleo se utilizó el registro gamma ray como apoyo para la discriminación o diferenciación entre las unidades sedimentarias presentes, las cuales se ubican dentro de la Formación Oficina.

Las unidades consisten casi exclusivamente de facies arcillosas (L, L1, H, LC y C), con ocasionales interestratificaciones de facies arenosas (S2, S11 y ST). Se observa la presencia de abundantes nódulos y niveles de siderita, así como carbón, laminación ondulosa en las areniscas, y un grado de bioturbación de pobre a abundante. Los contactos entre las facies son transicionales, a excepción de las facies arenosas que muestran contactos abruptos, bioturbados y erosivos.

Sobre la base de las descripciones realizadas se sugiere para este intervalo procesos de baja energía para las facies L, L1, LC y C, donde las facies L, LC y C representan periodos de rápida depositación de sedimentos y materia orgánica en condiciones de anoxia, mientras que la facies L1 podría representar algún cambio en la fuente de aporte de sedimentos o periodos de exposición subaérea.

Las facies arenosas S2 y S11 representan episodios donde el régimen hidrodinámico cambia y aumenta la energía del medio de depositación, siendo capaz de transportar sedimentos tamaño arena.

Los resultados obtenidos indican como ambiente de sedimentación un prodelta. Las facies arenosas sugieren la presencia de barras de desembocadura distales en la sección.

5.3.2 Análisis del Intervalo 3395'- 3479': (Abarca parte del Intervalo R3)

En esta sección se cortaron un total de tres (3) núcleos (7, 8 y 9). La descripción y análisis sedimentológico permitió reconocer una (1) unidad sedimentaria, denominada como US-VII, la cual se ubica dentro de la Formación Oficina. La unidad consiste exclusivamente de facies L, L1 y ST, con abundantes nódulos y niveles de siderita, finas capas de carbón, clastos de arcilla y un grado de bioturbación escaso. Los contactos entre las facies son transicionales, mientras que el contacto con la unidad sedimentaria infrayacente es abrupto.

A partir de las descripciones realizadas se sugiere para este intervalo procesos de baja a moderada energía. Las facies L y L1 representan depósitos por decantación, mientras que las facies ST representan periodos de aumento de energía en el régimen hidrodinámico. Se propone como ambiente de sedimentación un frente deltaico distal. La presencia de siderita y carbón indican una fuente continental cercana.

5.3.3 Análisis del Intervalo 3479'-3551': (Abarca Intervalos S5 y TL)

Un total de cuatro (4) núcleos (10, 11, 12 y 13) fueron cortados en este intervalo. La descripción y análisis sedimentológico permitió reconocer dos (2) unidades sedimentarias, denominadas como US-V hasta US-VI, las cuales se ubican dentro de la Formación Oficina. Las unidades consisten en una sucesión de facies arcillosas (L, L1 y H) en la base, hacia facies arenosas (ST, STB, S2, S3 y S11) en el tope. Se observa la presencia de niveles de siderita, así como ocasionales láminas de carbón y bioturbación escasa. Los contactos entre las facies son transicionales y abruptos, mientras que el contacto entre 19 la US-V y US-VI es erosivo. Las unidades muestran una marcada tendencia granocreciente.

Los resultados obtenidos permiten interpretar depósitos de barras de desembocadura en un frente deltaico proximal, donde las unidades forman secuencias progradantes.

5.3.4 Análisis del Intervalo 3551'-3674': (Abarca Intervalos U2U, U2L, U3U).

En esta sección se cortaron un total de cinco (5) núcleos (13, 14, 15, 16 y 19). La descripción y análisis sedimentológico permitió reconocer cuatro (4) unidades sedimentarias (US), denominadas como US-I hasta US-IV, las cuales se ubican dentro de la Formación Merecure. Predominan las facies arenosas (S, S3, S11, ST) sobre las arcillosas (L). La tendencia de las unidades es granodecreciente (facies S en la base, y hacia el tope facies L), mostrando contactos erosivos y abruptos entre las facies y las (US). Se observa la presencia de clastos disperso, y láminas de arcilla esporádicas. Se ha

interpretado como un sistema de canales apilados fluviales con una orientación Norte-Sur, rodeada de llanuras de inundación.

5.3.5 Análisis del Intervalo 3674'-3681'10":

En esta sección se cortó un (1) núcleo (13, cajas 8-10). La descripción y análisis sedimentológico permitió reconocer una (1) unidad sedimentaria (US), denominada como US-0, la cual se ubica dentro del Grupo Temblador?. El contacto entre la US-0 y US-I es abrupto. Se observa la presencia de facies ST hacia la base de la unidad US-0, mientras que las facies SC predominan en el resto del intervalo. En ausencia de otros indicadores y limitados por la corta longitud del intervalo.

5.4 Mapas de Electro facies.

Las respuestas de las formas de las curvas "SP" y/o "GR" (campana, cilindro, embudo y sus combinaciones), la disposición geométrica de los cuerpos de areniscas cartografiados y la información de los análisis sedimentológicos llevada a cabo en el núcleo MFC-026, ubicado en el área, permitió la elaboración de doce (12) mapas de ambientes de sedimentación (electrofacies), correspondientes a las arenas de interés para este estudio, las cuales se encuentran dentro de la Formación Merecure (U3U, U2L, U2L) y la Formación Oficina (U1L, U1U, TL, S5, R3, N2, N1, L4, I6).

A través de los análisis sedimentológicos y las interpretaciones paleoambientales realizadas en el Núcleo del Pozo MFC0026, se determinó que los núcleos descritos representan una sedimentación en ambientes transicionales, cercanos a la línea de costa ó posiblemente localizados en zonas intermareal o desembocaduras de ríos, intercalados con episodios o eventos donde los sedimentos fueron depositados en un ambiente nerítico interno.

Los ambientes de sedimentación interpretados, consisten principalmente de un sistema de canales fluviales Apilados en la Formación Merecure y un ambiente de sedimentación enmarcado dentro de un sistema deltaico en la Formación Oficina, (Figura 8).

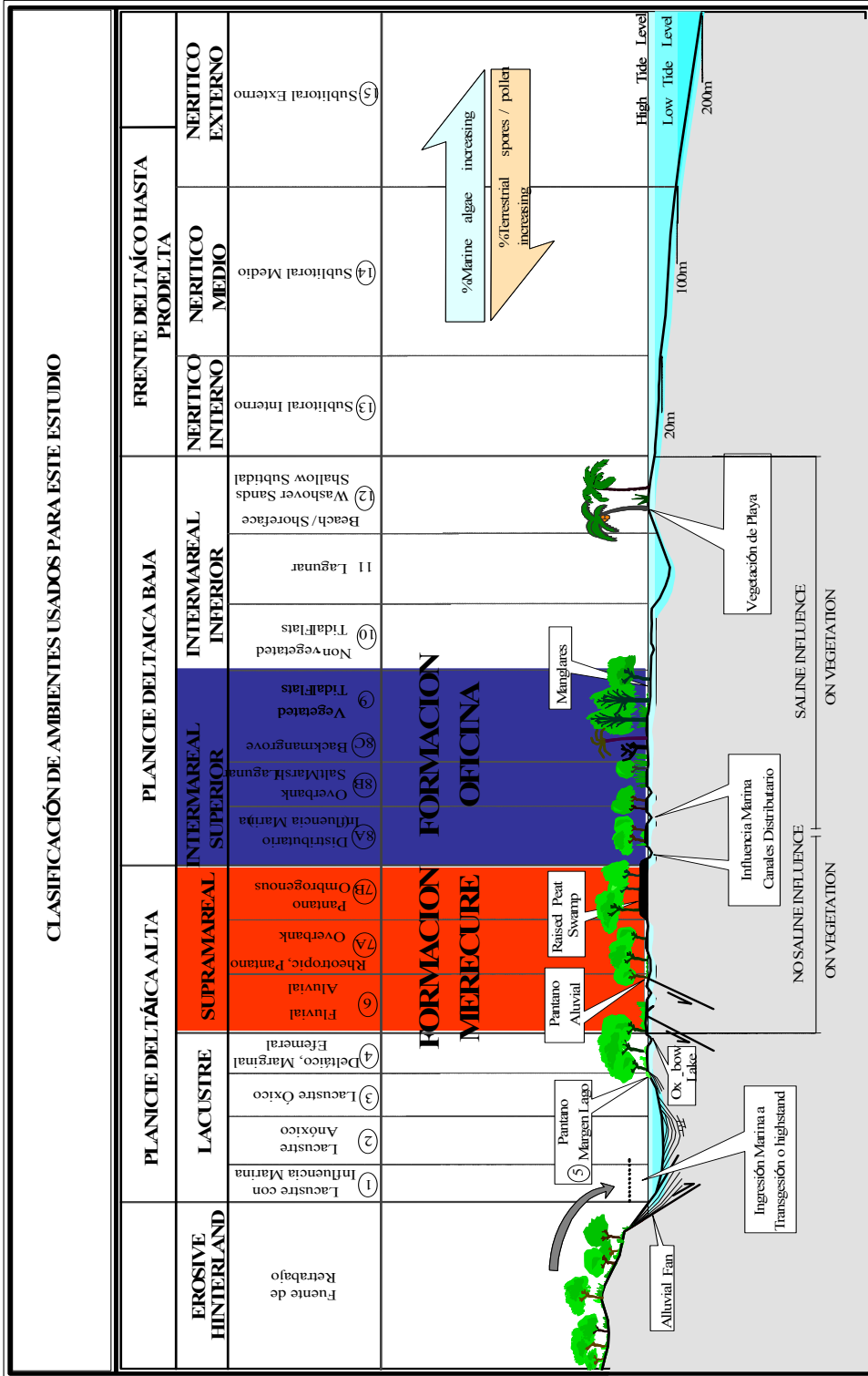


Figura 8. Clasificación de Ambientes usados para este Estudio
EAS 112 Lab Section 2 (Spring 2003)

5.4.1 Intervalo U3U:

Se ha interpretado como un sistema de canales apilados fluviales con una orientación Norte-Sur ó Suroeste-Noreste. Hacia el Este como al Oeste se observa la presencia de areniscas de borde de canal / abanicos de rotura que gradan hacia los sedimentos mas finos, los cuales se están acuñando contra las rocas Igneo-Metamórficas del Basamento, estableciéndose una línea de no Sedimentación para el nivel U3U. (Figuras 9 y 10).

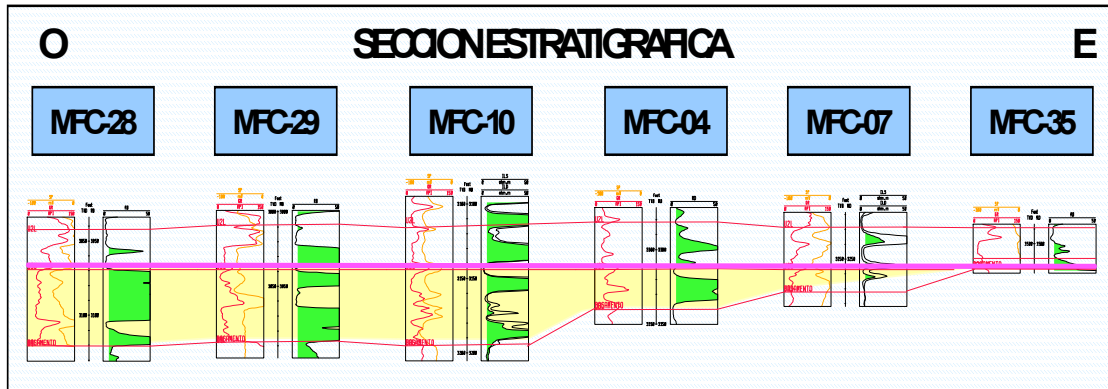


Figura 9. Sección Estratigráfica U3U

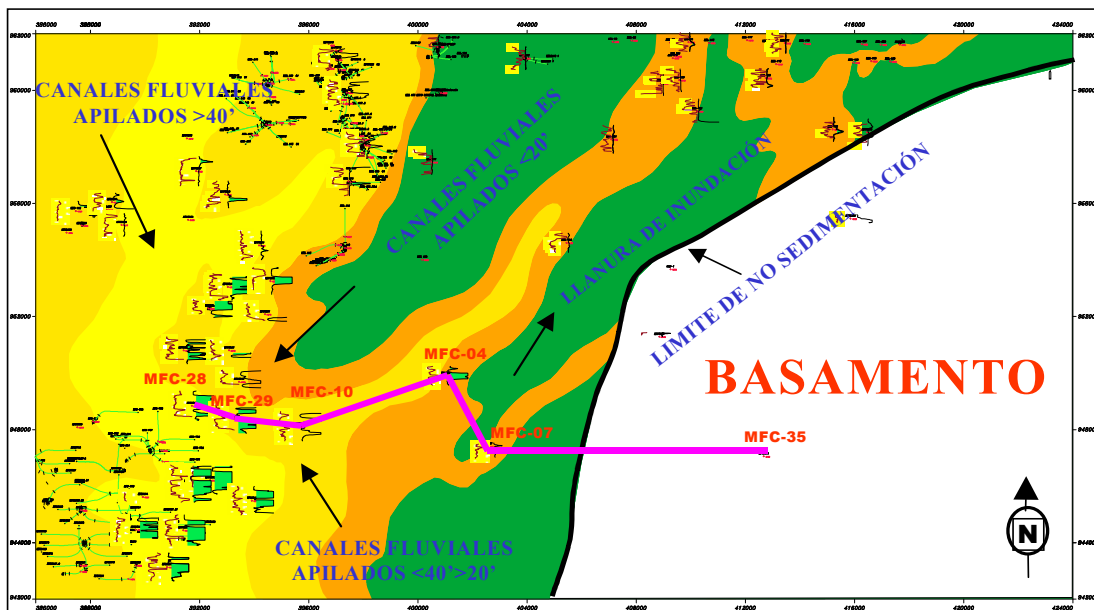


Figura 10. Mapa de Paleambiente Arena U3U

5.4.2 Intervalo U2L:

Se ha interpretado como un sistema de canales apilados fluviales con una orientación Norte-Sur ó Suroeste-Noreste. Hacia el Este como al Oeste se observa la presencia de areniscas de borde de canal / abanicos de rotura que gradan hacia los sedimentos mas finos, los cuales se

están acuñando contra las rocas Igneo-Metamórficas del Basamento, estableciéndose una línea de no Sedimentación. (11 y 12).

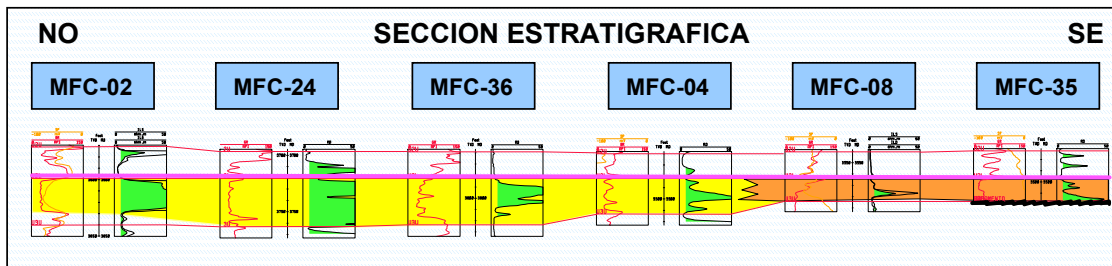


Figura 11. Sección Estratigráfica U2L

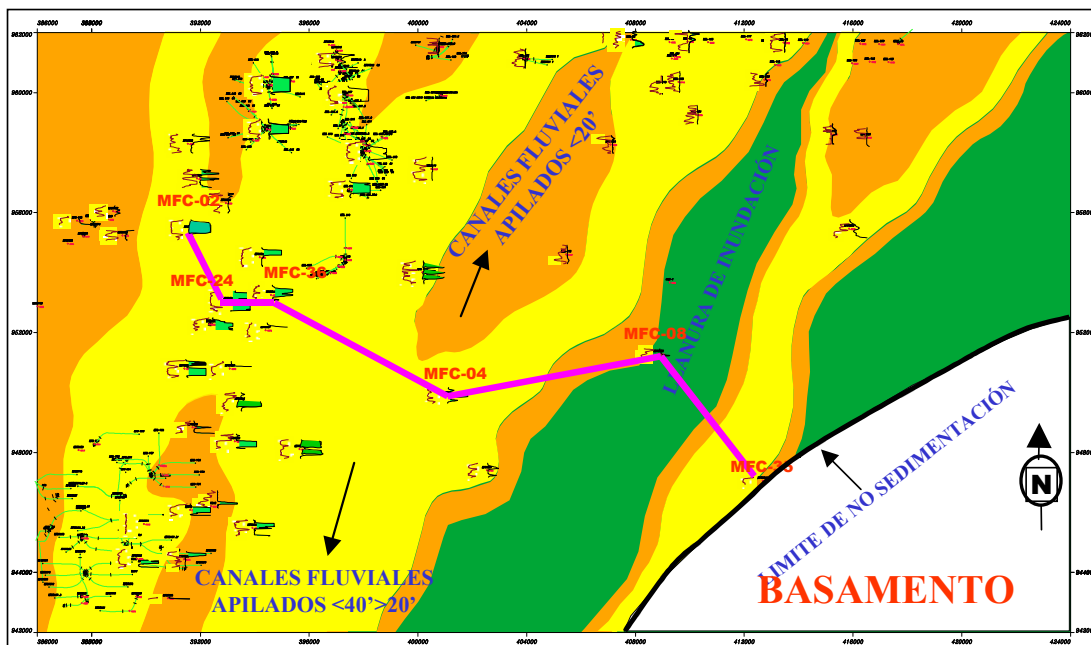


Figura 12. Mapa de Paleoambiente U2L

5.4.3 Intervalo U2U:

Se ha interpretado como un sistema de canales apilados fluviales, con una orientación Norte-Sur. Hacia el Este como al Oeste se observa la presencia de areniscas de borde de canal / abanicos de rotura los cuales gradan hacia los sedimentos mas finos. (13 y 14).

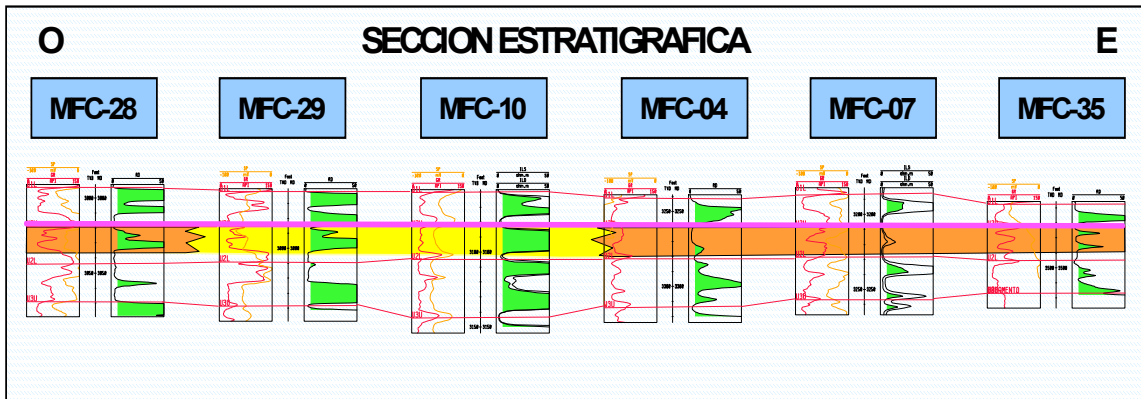


Figura 13. Sección Estratigráfica U2U

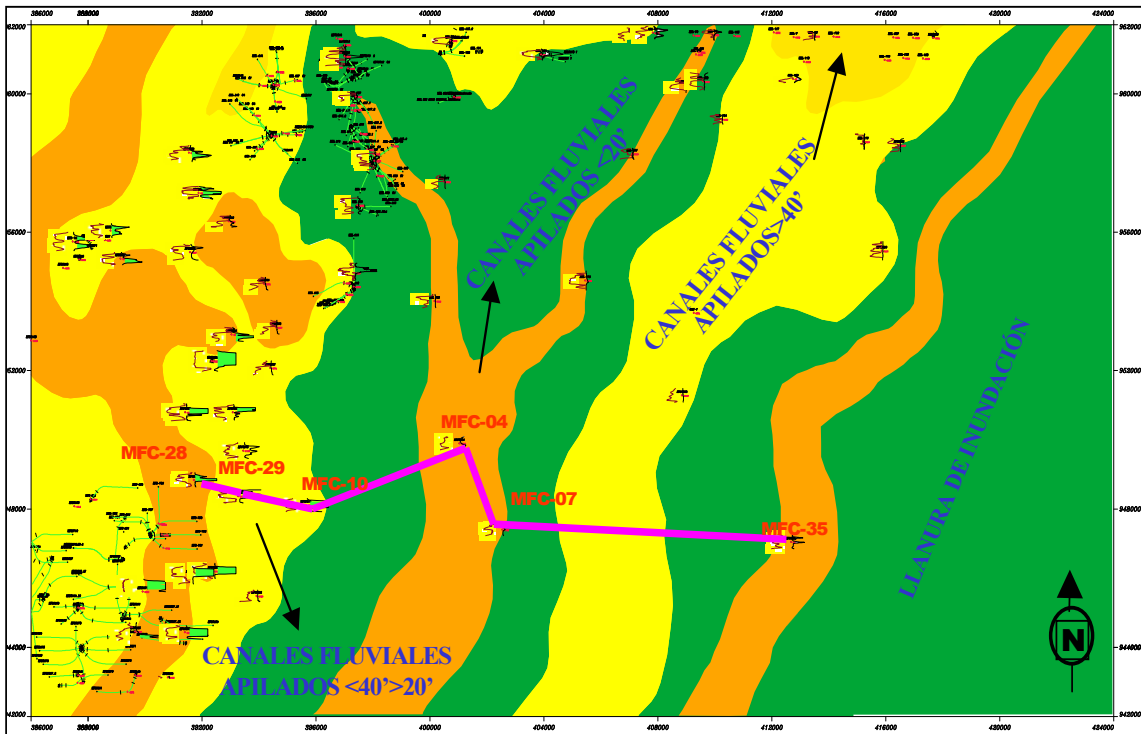


Figura 14. Mapa de Paleoambiente U2U

5.4.4 Intervalo U1L:

El ambiente Sediemnetario es interpretado como Canales Distributarios progradando sobre depósitos de rotura asociados a bahías interdistributarias, pasando a depósitos de barras de desembocadura hacia el tope de la parasecuencia. (Figura 15 y 16).

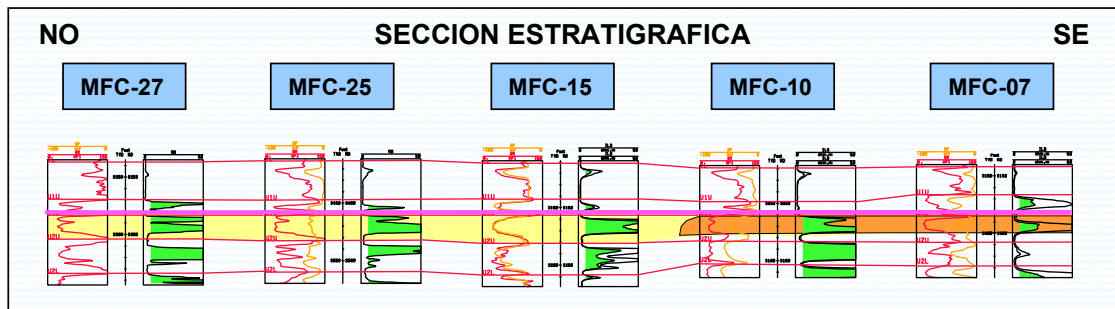


Figura 15. Sección Estratigráfica U1L

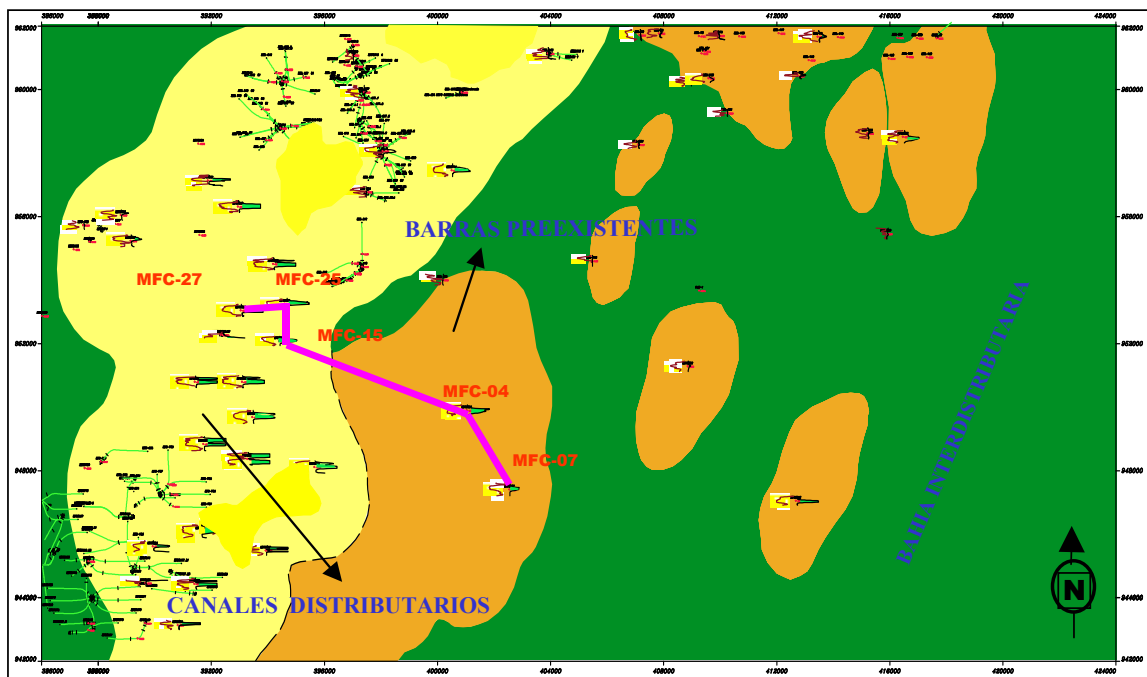


Figura 16. Mapa de Paleoambiente U1L

5.4.5 Intervalo U1U:

El ambiente Sediemnetario es interpretado como depósitos de rotura asociados a bahías interdistributarias, pasando a depósitos de barras de desembocadura hacia el tope de la parasecuencia.. (Figura 17 y 18).

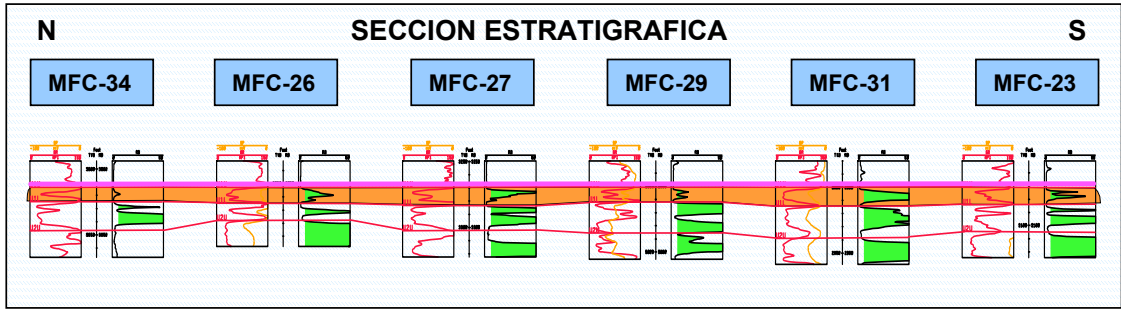


Figura 17. Sección Estratigráfica U1U

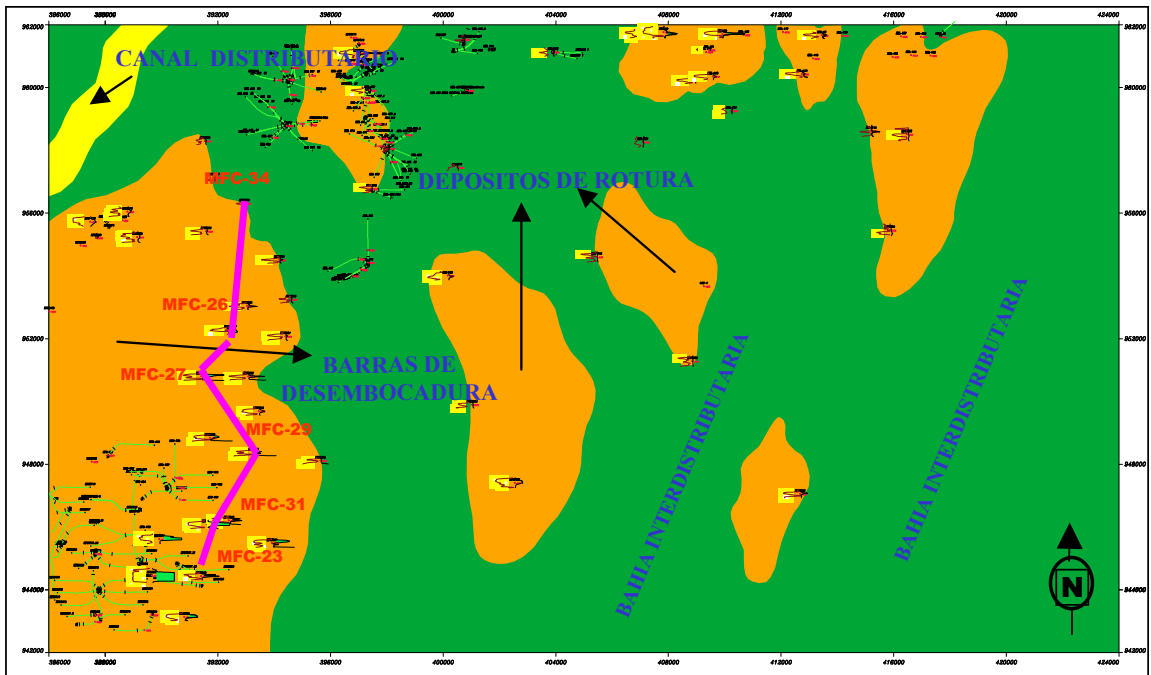


Figura 18. Mapa de Paleambiente U1U

5.4.6 Intervalo TL:

El ambiente Sediemnetario es interpretado para esta unidad como Depósitos de barra de desembocadura sobre las cuales progradan canales distributarios asociados a bahías interdistributarias (Frente Deltaico Proximal) (Figura 19 y 20).

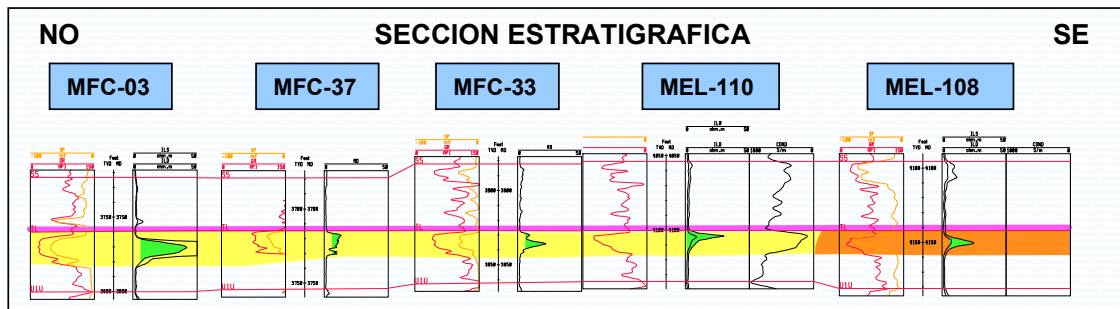


Figura 19 Sección Estratigráfica TL

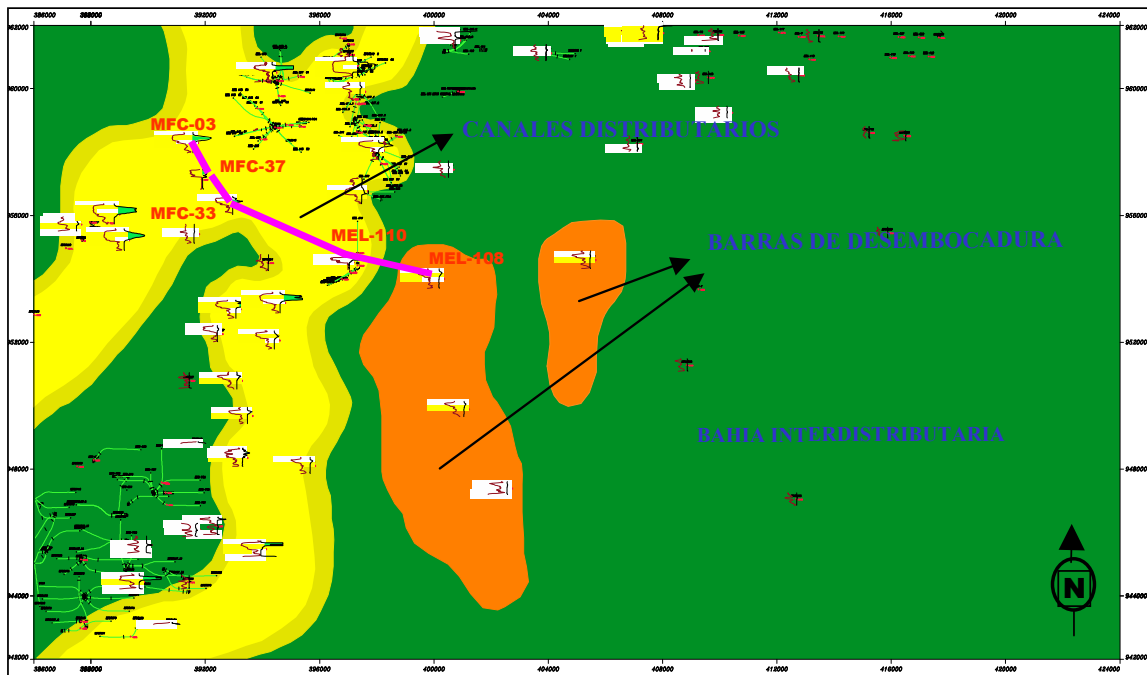


Figura 20 Mapa de Paleoambiente TL

5.4.7 Intervalo S5:

El ambiente Sedimentario es interpretado para esta unidad como Depósitos de barra de desembocadura sobre las cuales progradan canales distributarios asociados a bahías interdistributarias (Frente Deltaico Proximal). (Figura 21 y 22).

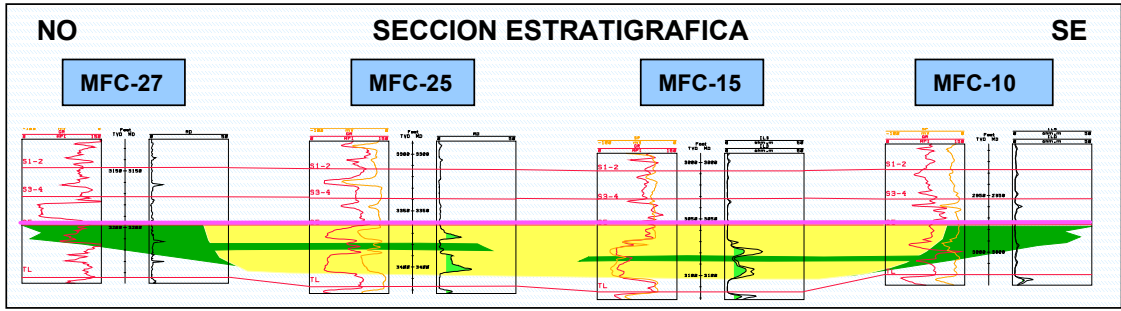


Figura 21 Sección Estratigráfica S5

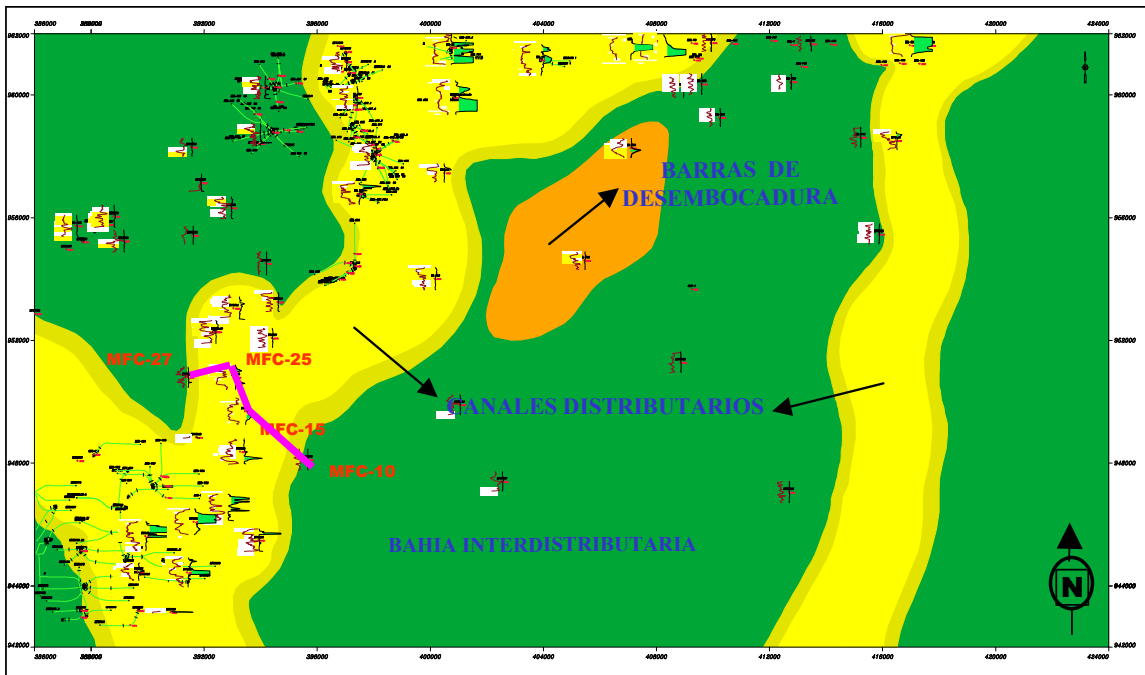


Figura 22 Mapa de Paleoambiente S5

5.4.8 Intervalo R3:

Para esta unidad se ha interpretado un ambiente de canales distributarios, progradando sobre depósitos arcillosos asociados a la bahía interdistributaria, (Frente Deltaico Distal). (Figura 23 y 24).

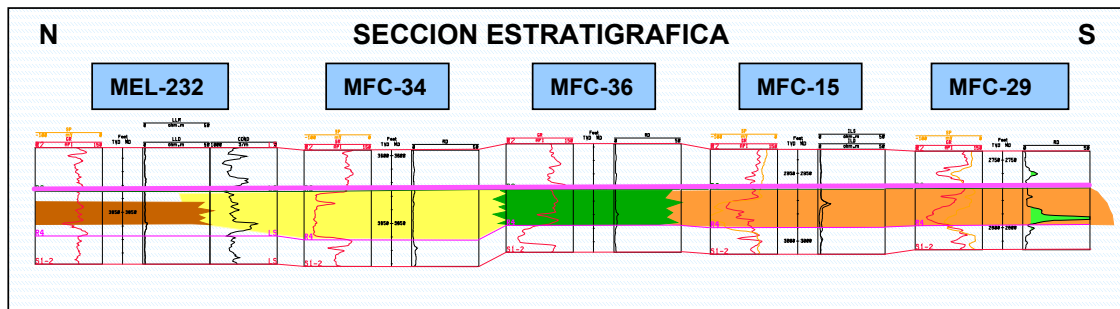


Figura 23 Sección Estratigráfica R3

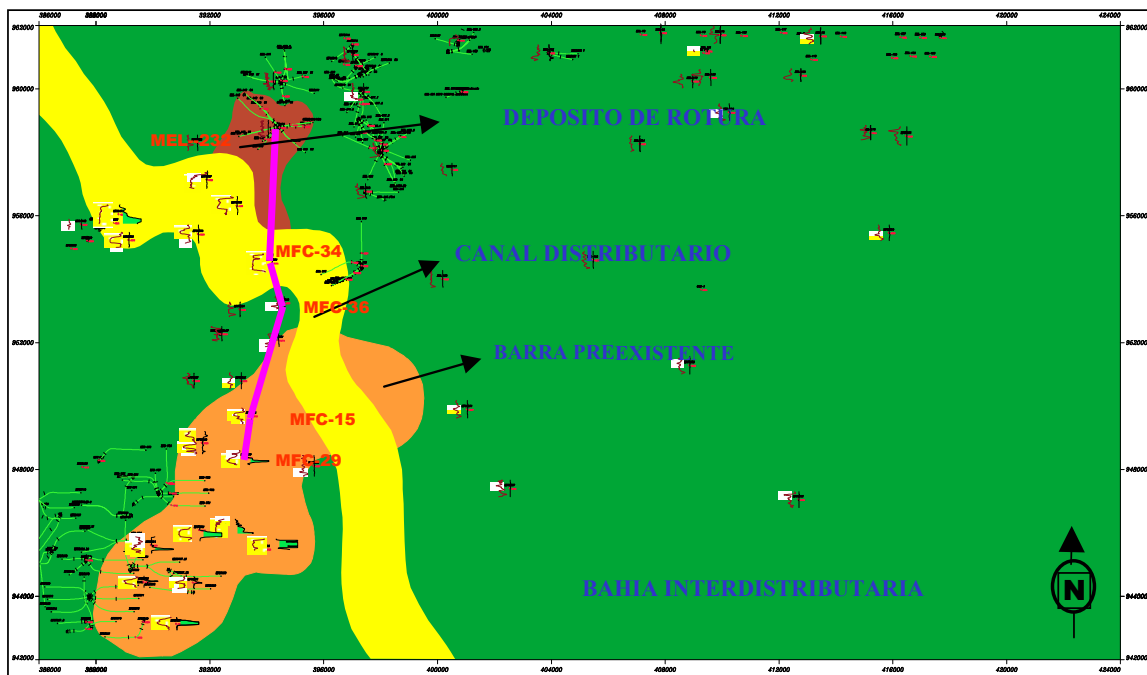


Figura 24 Mapa de Paleoambiente R3

5.4.9 Intervalo N2:

Se ha interpretado un Ambiente de Canales Distributarios progradando sobre depósitos limo-arcillosos constituidos por bahías interdistributarias y paleosuelos así como también algunos carbones bioturbados que corresponden a zonas de marismas. (Figura 25 y 26).

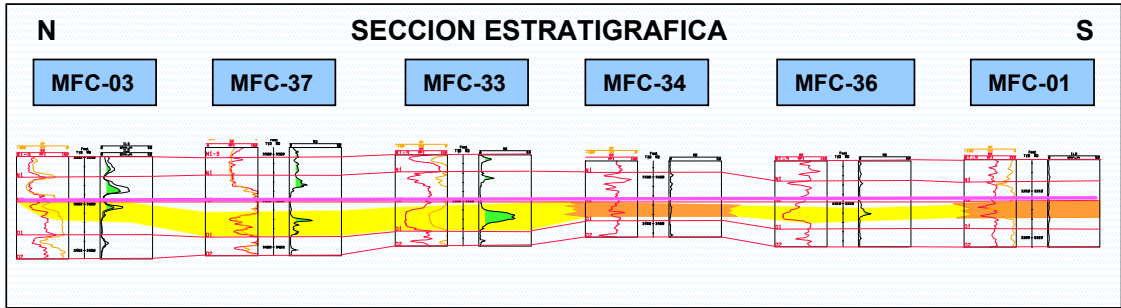


Figura 25 Sección Estratigráfica N2

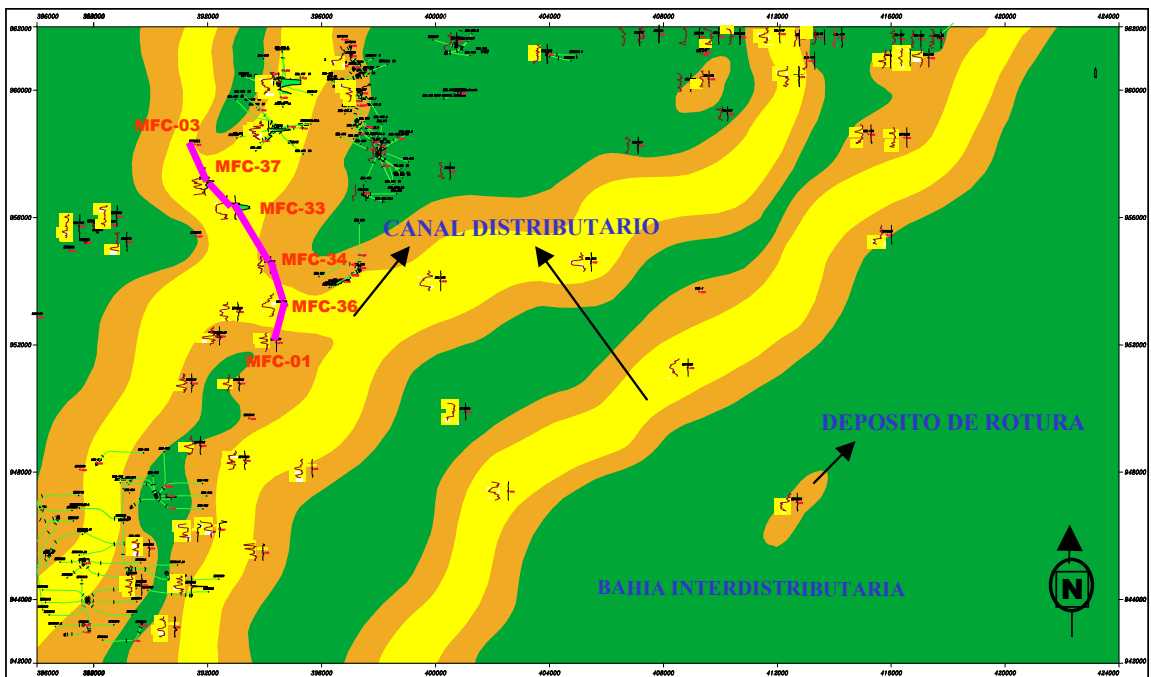


Figura 26 Mapa de Paleoambiente N2

5.4.10 Intervalo N1:

Se ha interpretado un Ambiente de Canales Distributarios progradando sobre depósitos limo-arcillosos constituidos por bahías interdistributarias y paleó suelos así como también algunos carbones bioturbados que corresponden a zonas de marismas. (Figura 27 y 28).

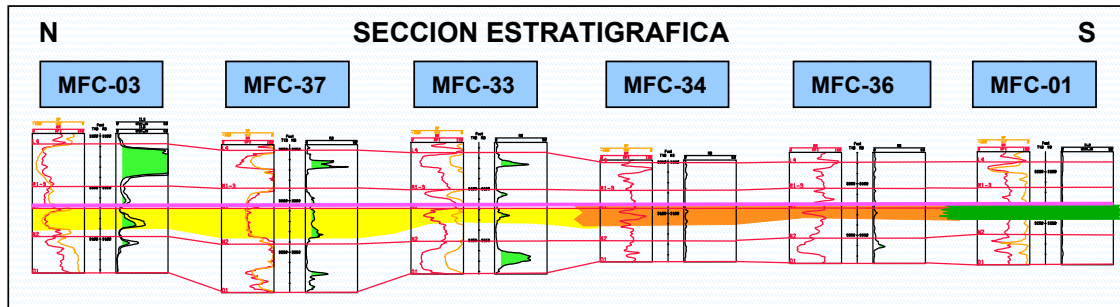


Figura 27 Sección Estratigráfica N1

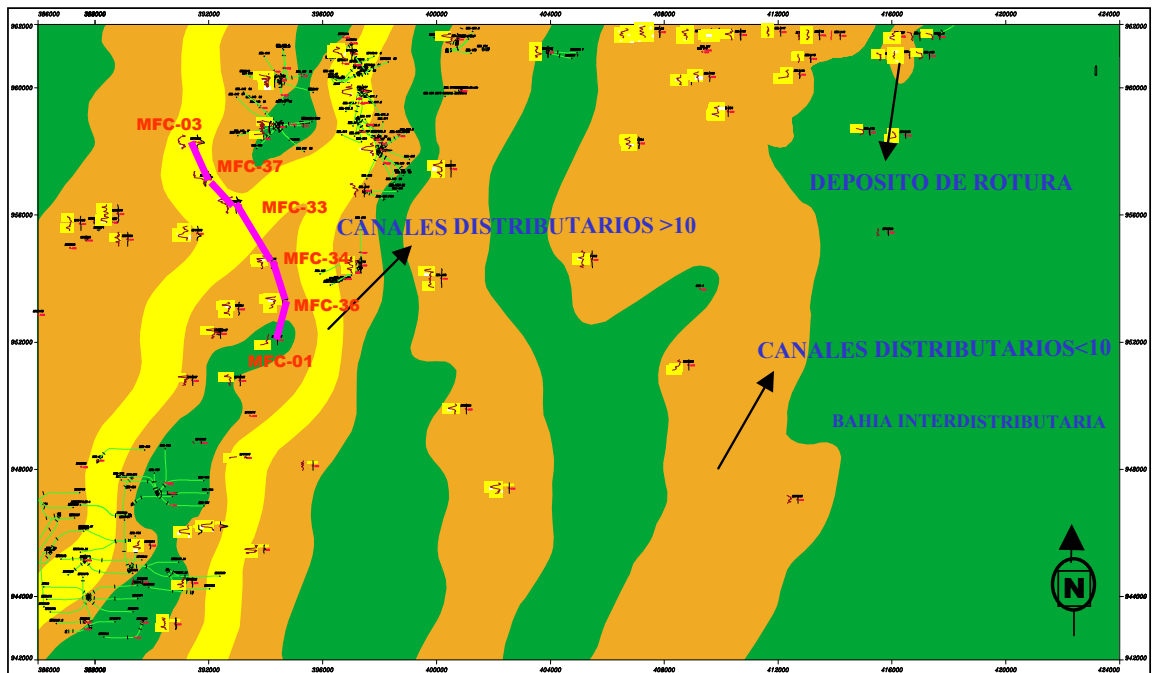


Figura 28 Mapa de Paleoambiente N1

4.4.11 Intervalo L4:

Se ha interpretado un Ambiente de Canales Distributarios progradando sobre depósitos de Roturas asociados a bahías interdistributarias. (Figura 29 y 30).

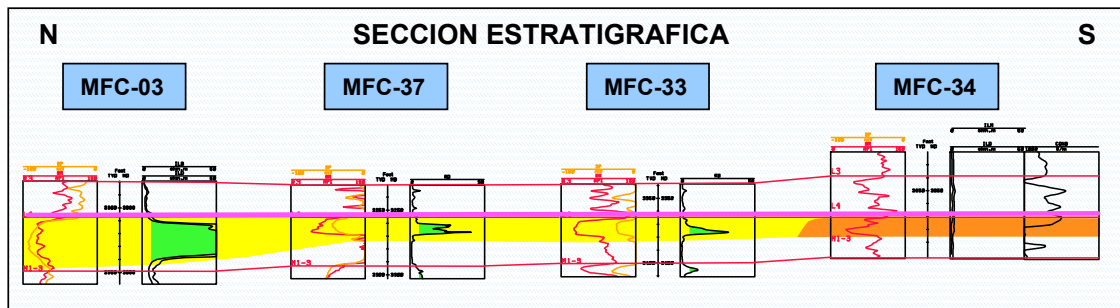


Figura 29 Sección Estratigráfica L4

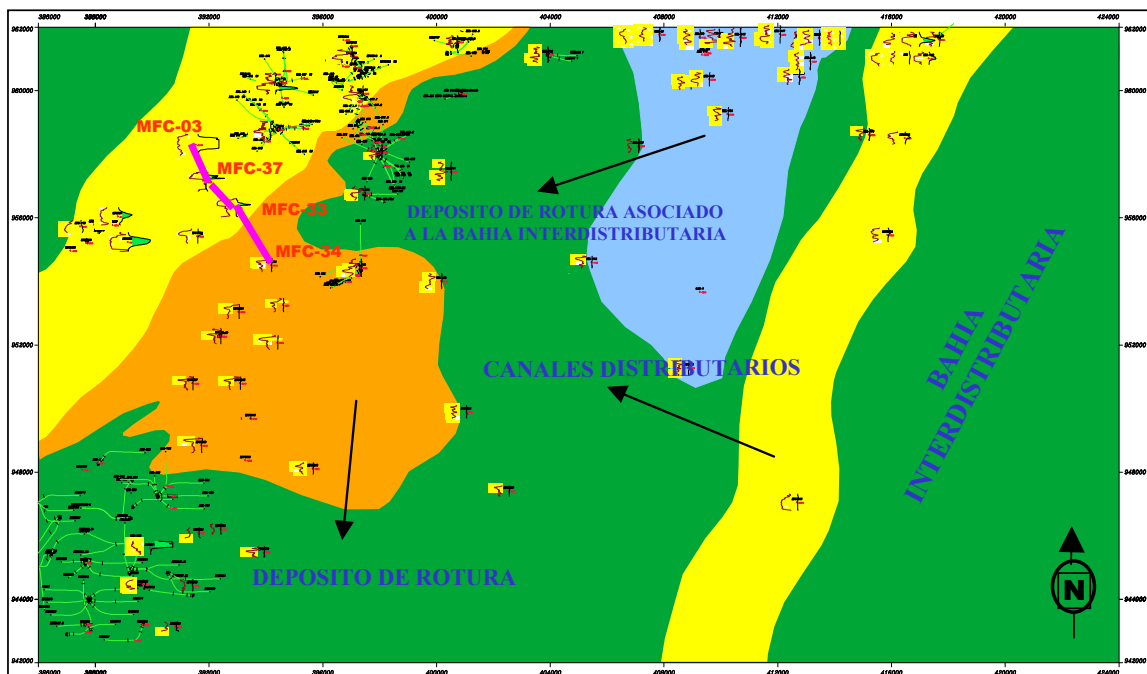


Figura 30 Mapa de Paleoambiente L4

5.4.12 Intervalo I6:

Depósitos limo-arcillosos asociados a bahías interdistributarias. (Figura 31 y 32).

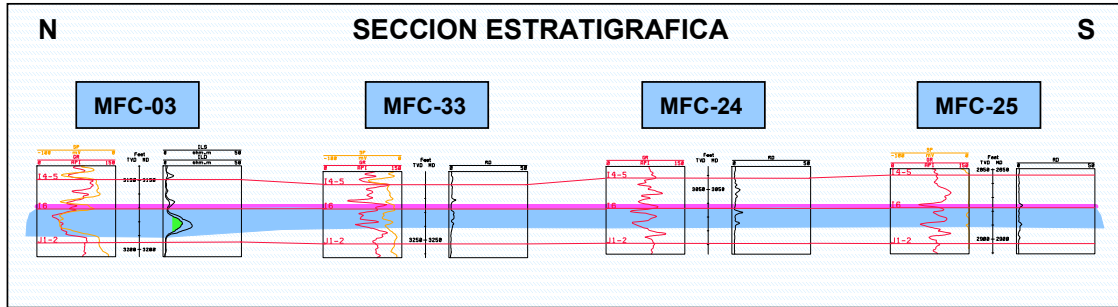


Figura 31 Sección Estratigráfica I6

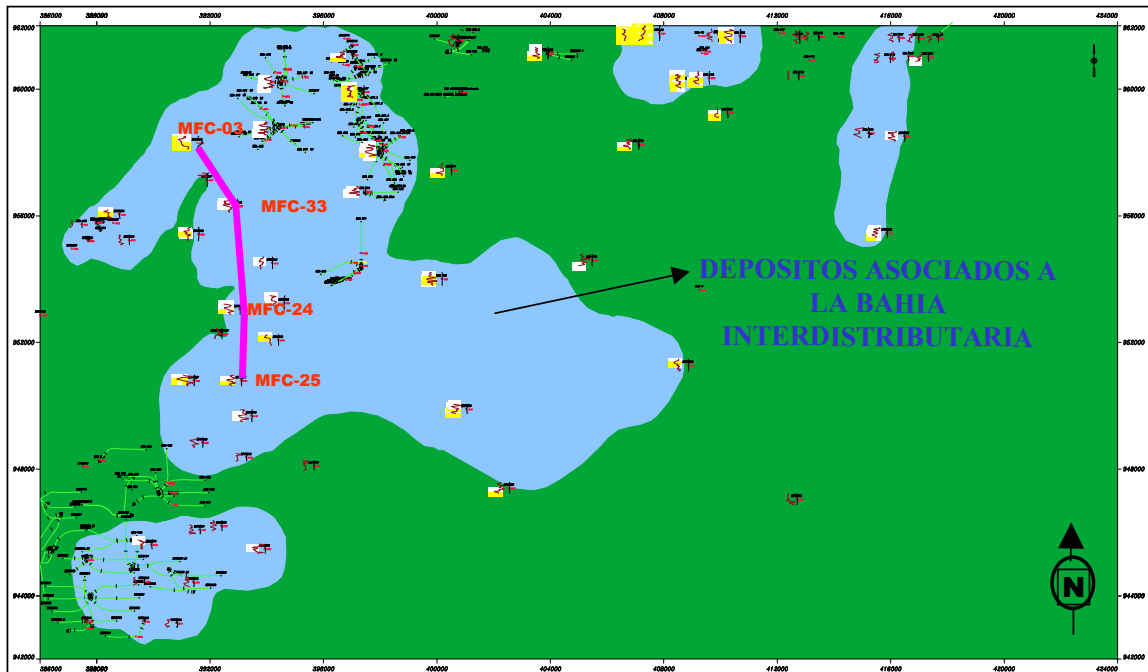


Figura 32 Mapa de Paleambiente I6

CAPÍTULO II

MODELO ESTRUCTURAL

1.- Sinopsis

El Campo XC1 está ubicado entre los Municipios San José de Guanipa e Independencia del Estado Anzoátegui, en la región Nororiental del Área Ayacucho, en la Faja Petrolífera del Orinoco. Limita al norte con el campo XB1, al este con los campos XDOBO1 y XJPR1, al sur con el campo Irapa y al oeste con el campo XB1. Estructuralmente el campo XC1 se encuentra ubicado en una estructura de buzamiento suave de alrededor de 2 grados hacia el noreste, atravesada por dos sistemas de fallas normales con rumbo preferencial noroeste - sureste y noreste – suroeste.

El área de campo es de aproximadamente 600 km², que se divide en dos zonas principales conocidas como XC1 Este y XC1 Oeste. La mayor densidad de pozos se encuentra ubicada en el sector Oeste, donde además se encuentra la mayor parte de la información de registros de pozos.

Debido a que el campo XC1 no cuenta con sísmica 3D, para desarrollar el modelo estructural del área se tuvo que recurrir a los datos sísmicos 2D adquiridos en diferentes levantamientos realizados a lo largo de la Faja del Orinoco a partir de inicios de la década de 1970.

Una vez cargados los datos sísmicos se dio inicio a la interpretación y calibración de los mismos. Afortunadamente se contó con información de velocidades de 33 pozos de los cuales a 26 se les pudieron realizar sismogramas sintéticos. Posteriormente se seleccionaron e interpretaron 5 reflectores sísmicos que se asociaron a los horizontes A0, F0, R1, U2L y Basamento. Simultáneamente se interpretaron y correlacionaron 67 fallas normales a lo largo del área de estudio.

Una vez finalizada la interpretación de fallas y reflectores se procedió a la generación de mapas en tiempo de los horizontes interpretados. Con los 26 sismogramas sintéticos se generó un cubo de velocidades que permitió realizar la conversión a profundidad de los niveles de interés. Tomando como referencia los mapas en profundidad de los horizontes R1 y Basamento se generaron los mapas en profundidad de los 18 niveles de interés.

Los mapas estructurales en profundidad generados en este modelo constituyen el principal insumo que será posteriormente utilizado en los modelos geoestadísticos y de fluidos.

2.- Metodología

La metodología utilizada para la generación del modelo estructural del campo XC1 puede resumirse a través de los siguientes pasos:

-Revisión e inventario de la información sísmica 2D y 3D. Solicitud de la creación del proyecto sísmico 2d3d en la Aplicación Seiswork.

-Inventario de registros Check shot, VSP's, sísmicos y densidad. En esta fase se recopilan y validan las tablas T-Z provenientes de los registros Check shot y VSP y se cargan dentro del proyecto. Adicionalmente se genera un inventario de los pozos con registros sísmicos y de densidad y de ser necesario se realizan las ediciones respectivas.

-Evaluación de la calidad y resolución vertical de los datos sísmicos. Se realiza una breve revisión de las secuencias de procesamiento de los datos sísmicos provenientes de diferentes levantamientos. Se determinan además las frecuencias dominantes y las velocidades interválicas para finalmente determinar la resolución vertical de los diferentes levantamientos e intervalos de interés.

Mejoramiento de los datos a través de la aplicación de Post-procesos. Con la finalidad de mejorar la calidad de los datos, se realizan una serie de pruebas de secuencias de post-procesos (balanceo espectral, ecualización de trazas, filtros pasabanda, etc.) con la finalidad de seleccionar la más adecuada y aplicarla al volumen de datos.

Corrección de “misties” o desfases en tiempo entre líneas sísmicas 2D y los datos 3D. En vista de que cada línea sísmica 2D es por si sola un levantamiento sísmico, es común encontrar desfases en tiempo entre diferentes líneas. Para corregir estos desfases se realiza un balanceo sísmico que permite determinar el desfase en tiempo y fase para posteriormente corregirlos.

Generación de sismogramas sintéticos y calibración sísmicas. A partir de las tablas T-Z y con los registros sísmicos y de densidad, se generan sismogramas sintéticos que permiten realizar la calibración sísmica – pozo.

Selección de horizontes sísmicos a interpretar. Una vez realizada la calibración sísmica – pozo, se realiza una selección de los reflectores que serán interpretados para la generación de los mapas. A estos reflectores se les asocia con el tope del horizonte más cercano y se le designa con ese nombre.

Identificación del marco tectónico y geológico regional. Antes de iniciar la interpretación de fallas y horizontes, se realiza una revisión preliminar del marco tectónico de la zona que permite conocer cual es el régimen de esfuerzos que permitió la generación de estructuras geológicas en la zona.

Interpretación y correlación de horizontes y fallas. La interpretación de fallas y horizontes se lleva a cabo de forma simultánea. Esta interpretación coincide con la información geológica regional incorporando las particularidades del área de interés.

Generación de mapas estructurales en tiempo. Con la interpretación de fallas y horizontes se generan mapas estructurales en tiempo.

Elaboración del modelo de velocidades del área. Con los sismogramas sintéticos de los pozos distribuidos en el área de interés, se genera un modelo de velocidades de todo en campo XC1.

Transformación de mapas estructurales en profundidad. Finalmente y haciendo uso del volumen de velocidades se generan los mapas estructurales en profundidad que representan el producto final del modelo.

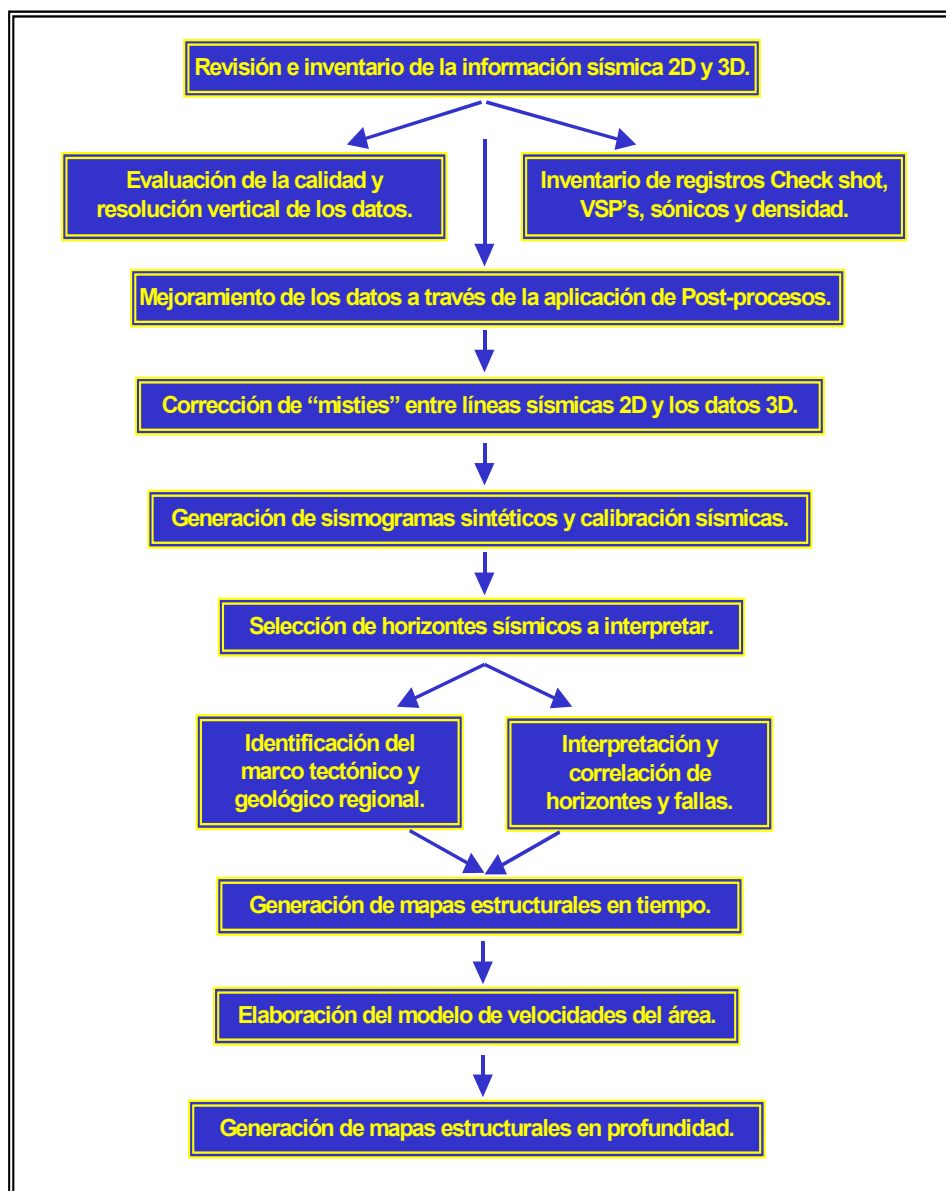


Figura 33. Diagrama de la metodología usada en el modelo estructural del campo XC1.

3.- Información disponible

En el área de estudio existen 4 levantamientos sísmicos 2D, (Figura 34), que cubren un área de aproximadamente 1.096 km². Los levantamientos sísmicos son los siguientes: Areo - La Canoa (FAC-81D..), Faja – XB1 (FB-96 A..), Faja Bituminosa (FB-72 A..) y Pao _ Atapirire (FPA82D..).

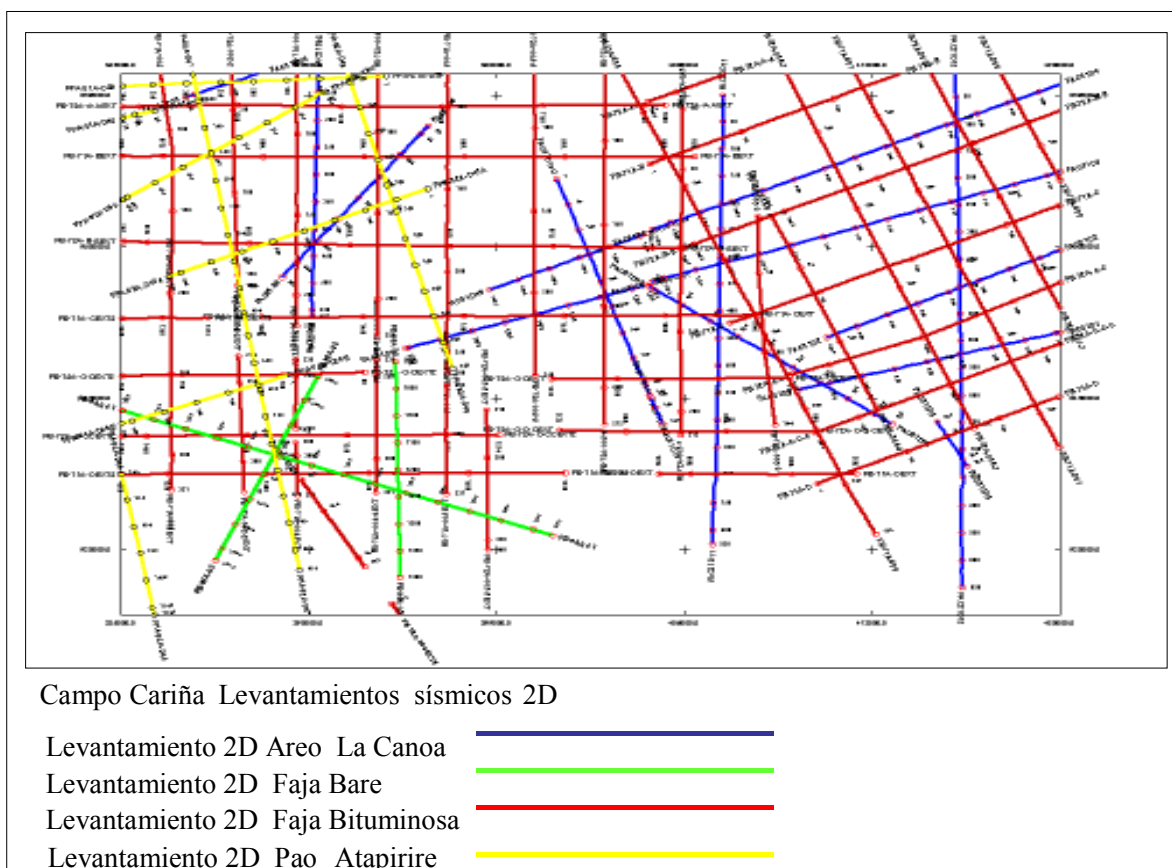


Figura 34. Levantamientos sísmicos 2D del campo XC1

La interpretación se basó en 80 líneas sísmicas, de las cuales 10 líneas fueron generadas a partir de los cubos sísmicos 3D de los campos vecinos XB1 y XB1. La incorporación de estas líneas en el proyecto fue necesaria, para llevar la información sísmica a un nivel único de referencia, ya que los datos sísmicos provienen de levantamientos diferentes.

Las 80 líneas sísmicas usadas en esta interpretación suman en total 1.200 Km. Las líneas son las siguientes:

FAC-81D-1-1, FAC-81D-1-2, FAC-81D-1-3, FAC-81D-12-3, FAC-81D-12-4, FAC-81D-13-1, FAC-81D-13-2, FAC-81D-13-3, FAC-81D-15-1, FAC-81D-15-2, FAC-81D-15-3, FAC-81D-2-1, FAC-81D-2-2, FAC-81D-3-1, FAC-81D-3-2, FAC-81D-3-3, FAC-81D-3-4,

FAC-81D-3-5, FAC81D10, FAC81D11, FB-71A - 003 , FB-71A – 002EXT, FB-71A – 004, FB-71A – 005EXT, FB-71A – 005, FB-71A – 006, FB-71A – 007EXT, FB-71A – 007, FB-71A – 008, FB-71A – BEXT, FB-71A – B, FB-71A – CEXT, FB-71A – C, FB-71A – DEXT3, FB-71A – DEXT, FB-71A – D, FB-72A – 003-3, FB-72A – 004-4, FB-72A – 005-5, FB-72A – 005-6, FB-72A – 005-7, FB-72A – 005-8, FB-72A – 006-6, FB-72A – 006-7, FB-72A – 007-7, FB-72A – A-A, FB-72A – B-BEXT, FB-72A – B-B, FB-72A – C-C-CEXT, FB-72A – C-C-C, FB-72A – C-CEXT, FB-72A – C-C, FB-73A – 003-3EXT, FB-73A – 004-4EXT, FB-73A – 005-5EXT, FB-73A – C-CCEXT2, FB-73A – C-CEXT2, FB-96A – 01, FB-96A – 03, FB-96A – 05, FPA81D29EXT, FPA82AD43A, FPA82AD48, FPA82AD42, FPA82AD43, FPA82AD45, FPA82AD46P2, FPA82AD46, FPA82AD47EX, FPA82AD47, Line_09_MFD_07, TRAZA_315, TRAZA_40_MFD07, TRAZA_475, Trace_62_MFD_07, traza1112_MFD07, XB1_line_154, XB1_line_190, MFD_line_108 y traza_01_MFD_07.

4.- Parámetros de Adquisición y Procesamiento

Los datos sísmicos existentes, solo tienen un procesamiento básico de apilamiento de trazas, sin migración. Los parámetros de adquisición y procesamiento fueron básicamente los mismos para los 4 levantamientos. A continuación se presentan los parámetros de adquisición y procesamiento de los levantamientos sísmicos 2D con mayor número de líneas.

4.1 Levantamiento sísmico Faja Bituminosa (FB-72 A.):

Los principales parámetros de adquisición son los siguientes:

Fuente de energía: Dinoseis

Registro: Analógico

Distancia entre puntos de tiro: 150 metros.

Distancia entre grupos de geófonos: 75 metros.

Distancia de apertura (offset): 300 metros.

Longitud del tendido: 2.500 metros.

La secuencia de procesamiento fue la siguiente:

Rata de muestreo: 2 milisegundos.

Filtro de frecuencia: Variable en tiempo.

Longitud del operador: 166 milisegundos.

Corrección estática (Ve): 1.700 m/seg.

Cobertura 600 %.

Igualación de trazas.

4.3 Levantamiento sísmico Areo - La Canoa (FAC-81D.):

Los principales parámetros de adquisición son los siguientes:

Fuente de energía: Vibradores.
Distancia entre puntos de tiro: 50 metros.
Distancia de apertura (offset): 150 metros.
Longitud del tendido: 1450 metros de 48 trazas.
Frecuencia: 24 – 96 Hz.
Longitud del barrido: 11 segundos.
Rata de muestreo: 2 milisegundos.

La secuencia de procesamiento fue la siguiente:

Rata de muestreo: 4 milisegundos.
Demultiplexado.
Recuperación de amplitudes.
Edición – Mutes.
Deconvolución a 100 milisegundos.
Correcciones estáticas.
Adición cobertura: 12.
Filtro pasa banda: 24 – 96 Hz.
Igualación de trazas.
Salida Analógica.

5.- Post Procesamiento de los datos sísmicos

Debido a la mala calidad de los datos sísmicos, se tuvo que aplicar técnicas de post - procesamiento para mejorar la imagen sísmica y de esta manera facilitar la interpretación sísmica. Para esto se uso el software PostStack de Landmark. Se probaron diferentes parámetros de filtros pasa bandas de frecuencias, ganancia y mejoramiento de la señal.

La secuencia del Post procesamiento de los datos fue la siguiente:

Balanceo espectral con diferentes filtros pasa banda. En algunos levantamientos el filtro que mejor funcionó fue 8 – 14 – 50 –70 Hertz, con una ventana de escalamiento de 250 milisegundos.

Filtro FK pesado con un exponente de potencia moderado (1.5).

Igualación de trazas, usando valor medio de igualación y una ventana de 400 milisegundos.

A medida que las líneas sísmicas vectorizadas, fueron cargando y se les aplicó la secuencia de procesamiento, antes descrita. En algunos casos se usaron otros parámetros de

procesamiento. El resultado fue una mejora sustancial de los datos, como se puede observar en las Figuras 35, 36, 37 y 38 correspondientes los 4 levantamientos sísmicos.

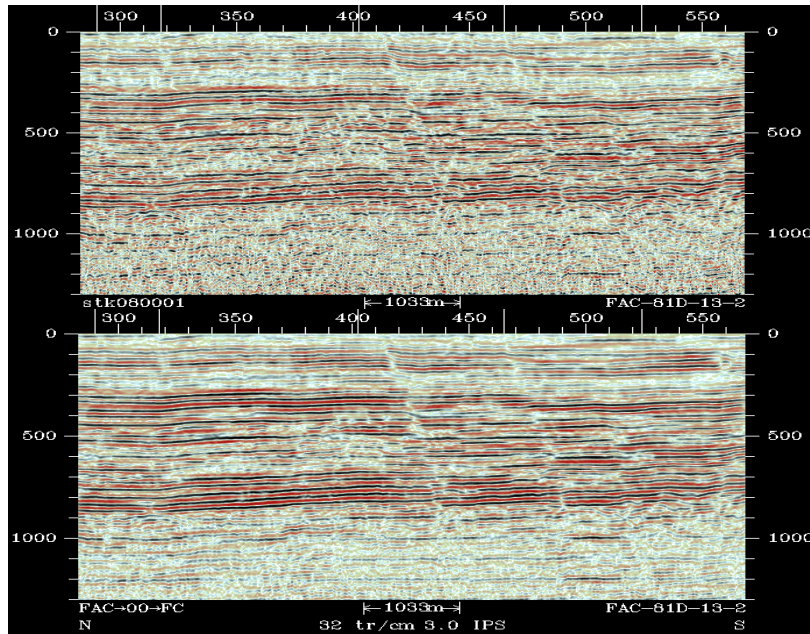


Figura 35. Línea FAC-81D-13-2, en la parte superior sin post proceso y debajo con procesamiento.

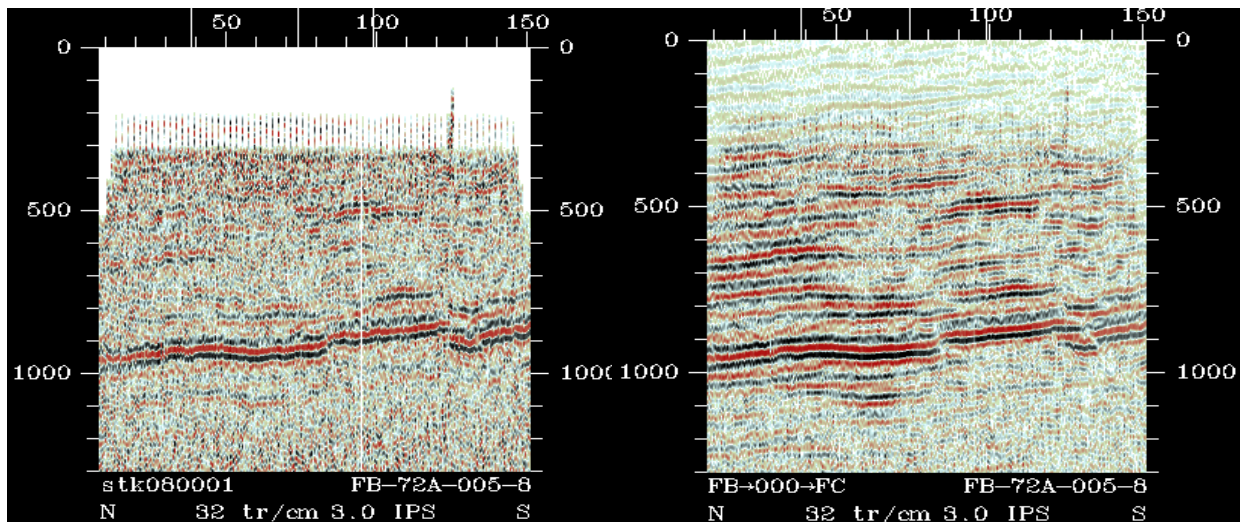


Figura 36. Línea FB-72 A-005-8, a la izquierda sin post proceso y a la derecha con post procesamiento.

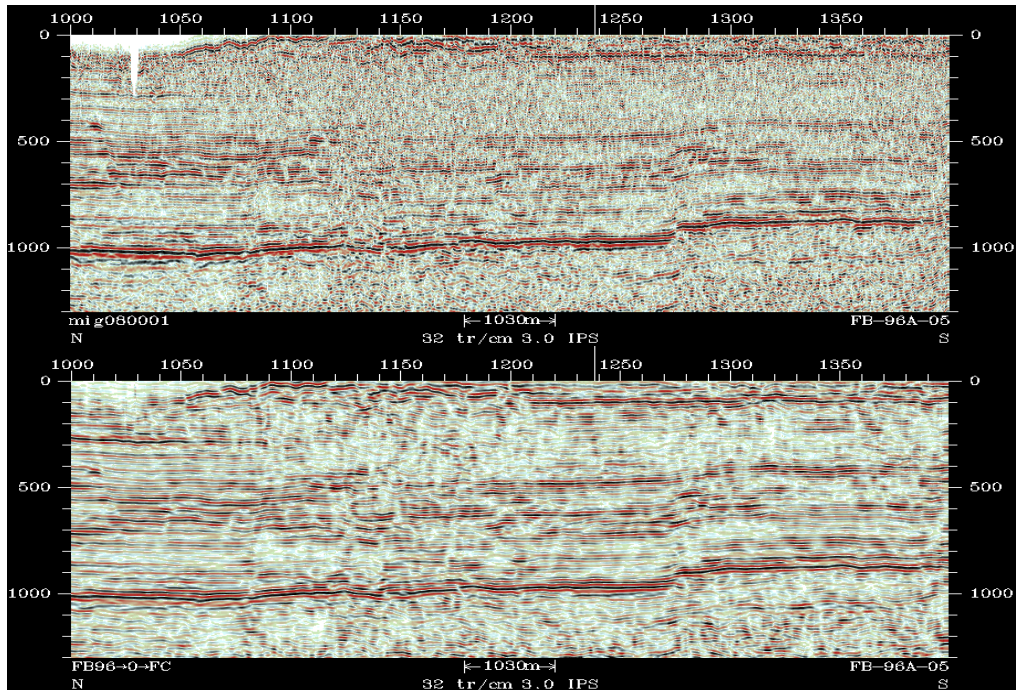


Figura 37. Línea FB-96 A -05, en la parte superior sin post proceso y debajo con procesamiento.

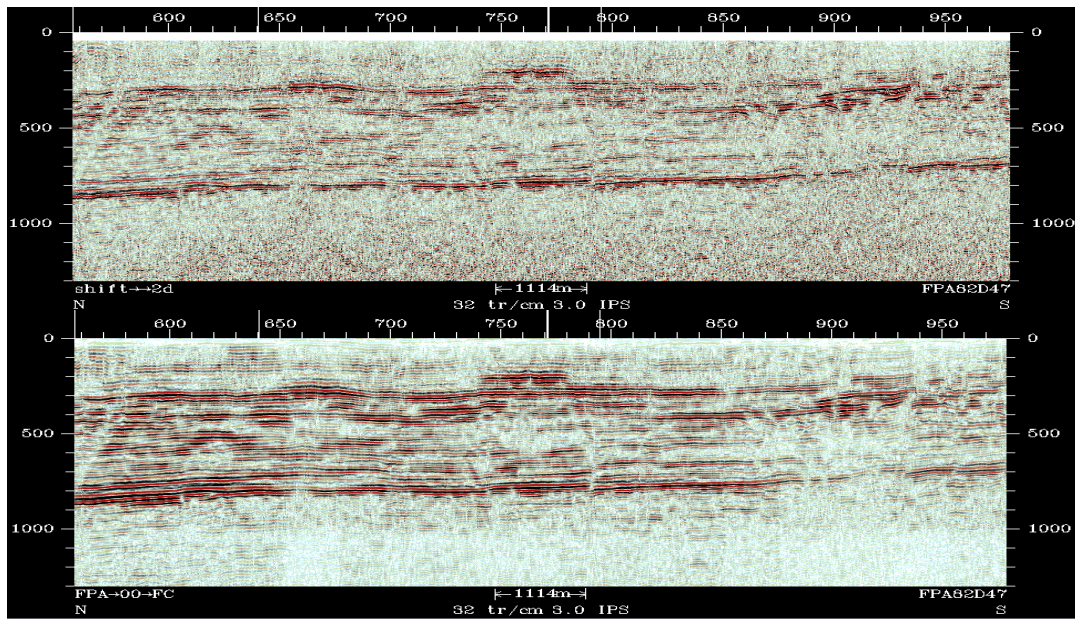


Figura 38. Línea FPA82D47, en la parte superior sin post proceso y debajo con procesamiento.

6.- Balanceo de las secciones sísmicas

Los cuatro (4) levantamientos sísmicos 2D del campo XC1, fueron grabados en épocas diferentes, desde 1971 hasta 1996. Cada levantamiento fue grabado con diferentes

parámetros de adquisición y también los parámetros de procesamiento fueron diferentes. Esto trae como consecuencia que haya un desfase (mistie), entre los diferentes levantamientos. Este problema es típico en datos 2D. Se conoce técnicamente como “mistie”. Para corregir este problema hay que hacer un balanceo sísmico de los diferentes levantamientos, para que los datos sísmicos tengan un nivel de referencia común. Durante el proceso de control de calidad de las líneas que se iban cargando, se detectaron que había errores en la ubicación de los puntos de tiros de algunas líneas sísmicas.

El error es debido a que los datos de navegación que existen en la base de datos oficial FINDER, difieren en algunas líneas, de los datos que tienen las líneas sísmicas en papel. La diferencia en algunos casos fue del orden de cinco puntos de tiro, es decir de unos 300 metros. Este error se balanceo, en algunos casos, con la ayuda de la gerencia del dato y usando como referencia algunas fallas geológicas, detectadas en otras líneas sísmicas.

Para hacer el balanceo sísmico se usó la aplicación Seismic Balance, de Landmark. Con esta aplicación se corrige el desfase y se normaliza el carácter sísmico en frecuencia, fase y amplitud.

6.1 La metodología empleada en el balanceo sísmico para este caso.

Se hizo un cálculo automático de los “misties”, en los 4 levantamientos sísmicos para determinar la magnitud de los mismos. Se encontraron “misties” hasta del orden de los 390 milisegundos en algunas líneas de diferentes levantamientos.

Una vez conocido el orden de los desfases, se comenzó a aplicar el proceso de cálculo automático para cada levantamiento, comenzando con el levantamiento con mayor número de líneas y menos desfase entre líneas. El programa genera un archivo de corrección para los desplazamientos (shift), fase y amplitud.

Se reprocesaron los datos de cada levantamiento, usando el respectivo archivo de corrección. Para ello se aplica un filtro pasa banda para normalizar el contenido de frecuencia y ajustar los desplazamientos en tiempo (shift), fase y amplitud.

Debido a la magnitud de los “misties”, aún, en un mismo levantamiento sísmico, el método automático no funcionó, por lo que hubo que usar el método de corrección interactivo entre dos líneas. El problema para la corrección de los misties, usando el método automático, se debe también, al mal posicionamiento de algunas líneas sísmicas, tal como se mencionó anteriormente.

Usando como referencia la línea XB1_line154, extraída del cubo sísmico 3D, del campo XB1, se procedió a corregir los “misties” en forma interactiva. También se usaron líneas extraídas del cubo sísmico de XB1. Es decir el balanceo de las secciones sísmicas se hizo tomando como referencia los levantamientos sísmicos 3D vecinos.

Finalmente los 4 levantamientos sísmicos se unificaron con un solo nombre, para facilitar el uso de los diferentes levantamientos 2D, en la interpretación. El nombre asignado a los datos sísmicos 2D de todas las líneas usadas en la interpretación es XC1_08.

En la corrección de los “misties”, usando el método interactivo se comienza con una línea de referencia, en este caso la línea XB1_line154, con la cual se corrige la primera línea. Luego con la línea corregida se corrige la siguiente y así sucesivamente. La Figura 39 muestra la corrección del “mistie” de la línea FB72A-3-3, usando como referencia la línea FB72A-B-BEXT. A la izquierda se muestra la línea de referencia y a la derecha la línea corregida.

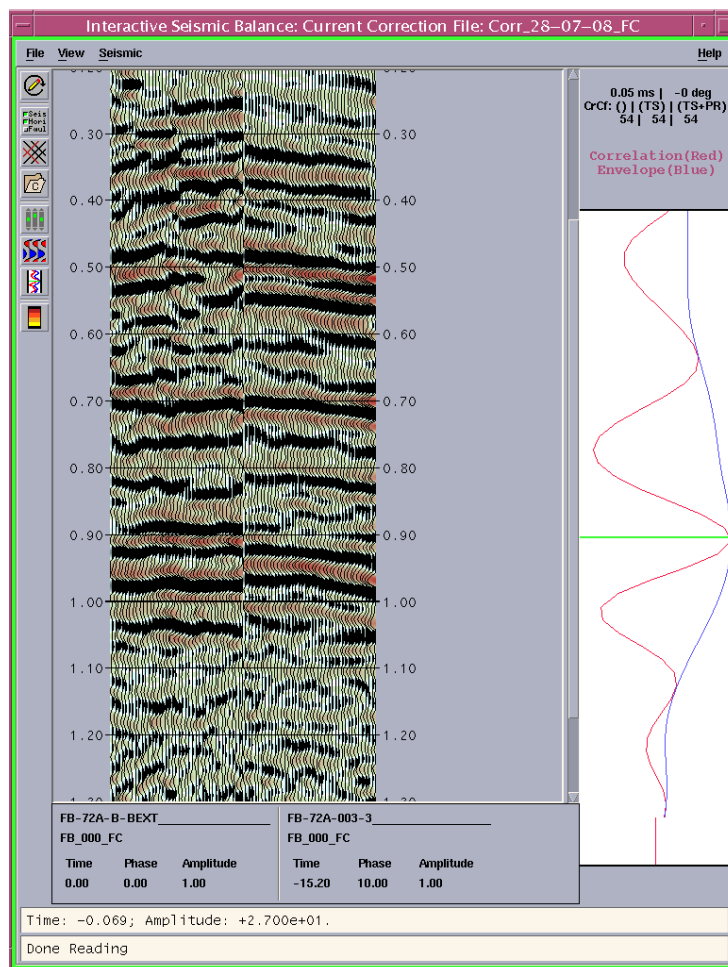


Figura 39. Muestra la correlación de las líneas sísmicas FB72A-B-BEXT y FB72A-3-3.

En la Figura 40 se muestra el “mistie” entre dos líneas sísmicas que se cruzan, en la que la línea negra vertical, representa la intersección entre las líneas FB-72 A-07 y FB-72 A-A-A. En el lado izquierdo se observa el desfase entre las dos líneas antes del balanceo y en el lado derecho se muestra la correlación después de aplicado el balanceo.

En la Figura 41 se muestra el “mistie” de la línea FB71A-005 antes del proceso de balanceo y en la Figura 42A se muestra la misma línea después del balanceo.

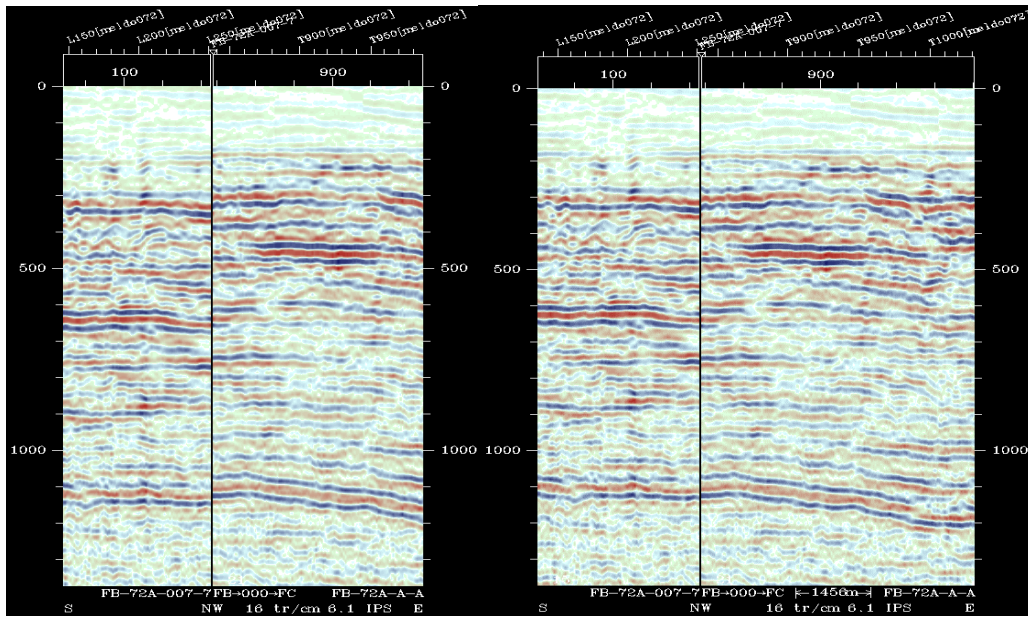


Figura 40. Intersección de las Líneas FB-72 A-07 y FB-72 A-A-A. A la izquierda antes del balanceo y a la derecha después del balanceo sísmico.

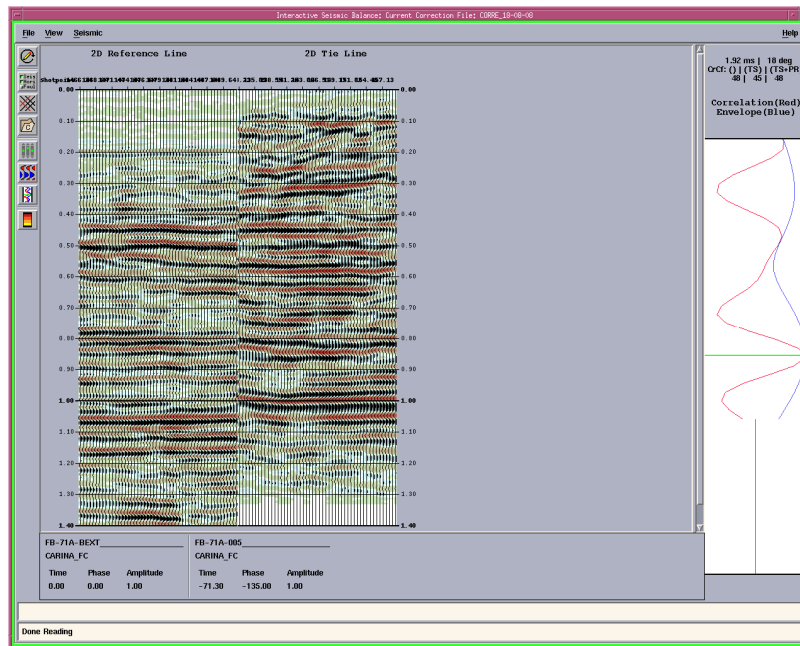


Figura 41. Corrección de “misties” de la línea FB71A-005 antes del balanceo.

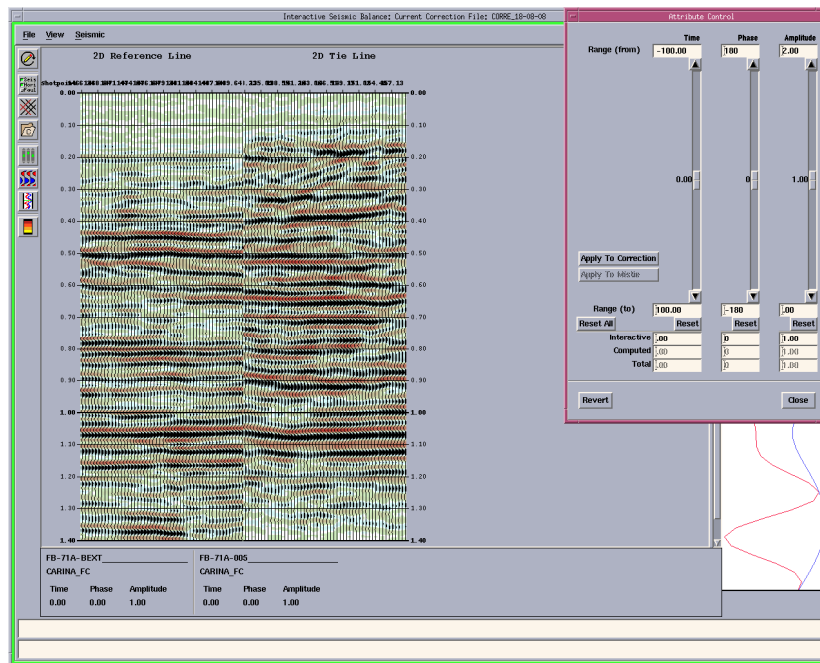


Figura 42A. Corrección de “misties” de la línea FB71A-005.

6.2 Calibración sísmica

Una vez corregidos los “misties” entre las diferentes líneas sísmicas, se procede a la calibración de la sísmica usando la información de pozos. Para la calibración sísmica se generan sismogramas sintéticos de los pozos, los cuales son correlacionados con la sísmica de superficie. De esta manera se asocian las arenas o topes de Formaciones de interés, con los diferentes reflectores sísmicos.

En el proyecto XC1 existen 31 pozos con información de velocidad, de los cuales 28 tienen registros check shot y 3 registros VSP. Los pozos con check shot son los siguientes: MFC-1, MFC-2, MFC-4, MFC-5, MFC-8, MFC-9, MFC-10, MFC-23, MFC-24, MFC-25, MFC-26, MFC-27, MFC-28, MFC-29, MFC-32, MFC-33, MFC-34, MFC-36, MFC-37, POZOM-234, MFB-626, MFB-628, MFB-629, MFB-665, MFB-680, MFB-683, MFB-686 y MFB-695. Los pozos con registro VSP son los siguientes: MFC-30, POZOM-212 y MFB-627.

De estos pozos se generaron en total 25 sismogramas sintéticos, los cuales fueron correlacionados usando tanto las líneas sísmicas 2D, como líneas de los levantamientos sísmicos 3D de los campos vecinos, estos pozos son los siguientes: MFC-1, MFC-2, MFC-4, MFC-5, MFC-8, MFC-9, MFC-10, MFC-23, MFC-24, MFC-26, MFC-33, MFC-34, MFC-36, MFC-37, POZOM-212, POZOM-234, MFB-626, MFB-627, MFB-628, MFB-629, MFB-665, MFB-680, MFB-683, POZOM-106 y MFB-686. Adicionalmente se generó

un sismograma sintético adicional para el pozo POZOM-232 con el check shot del pozo POZOM-234.

La metodología empleada en la elaboración de los sismogramas sintéticos es la siguiente:

Se usan los pozos que tenían “check shots”, registros sísmicos y densidad.

Se hace un control de calidad de los check shots, verificando datos de KB, profundidad final, Datum de referencia y posible repetición de valores.

Se revisan las curvas de los registros sísmicos y densidad para seleccionar la corrida y la versión que cubra el mayor intervalo posible y que no tengan valores anómalos. En el control de calidad, que se le aplica a los datos, se usan los registros Caliper y Gamma Ray; para descartar medidas anómalas, que puedan ser causadas por efectos del hoyo perforado. Si hay problemas de derrumbes, se hacen las correcciones en los registros sísmicos y densidad.

Se sigue un flujo de trabajo que usa la aplicación Syntool. Este programa genera un sismograma sintético, el cual se va editando aplicándole diferentes procesos matemáticos, hasta, que se obtenga un sismograma que correlacione bien con la sísmica de superficie.

Se hace un diagnóstico de los “check shots” y si hay valores incorrectos o anómalos también se editan.

Los registros se despliegan en TVD y se les aplica los “check shots”.

Los coeficientes de reflexión generados en la aplicación se convolucionan con una ondícula sísmica conocida, o extraída de la sísmica, para generar el sismograma sintético.

El sismograma se sobrepone a una línea sísmica que pase por el pozo para ver si hay una buena correlación con las trazas sísmicas vecinas. Si no hay buena correlación el programa proporciona los valores del desfase que existe entre el sintético y la sísmica de superficie, con lo cual se hacen los ajustes necesarios.

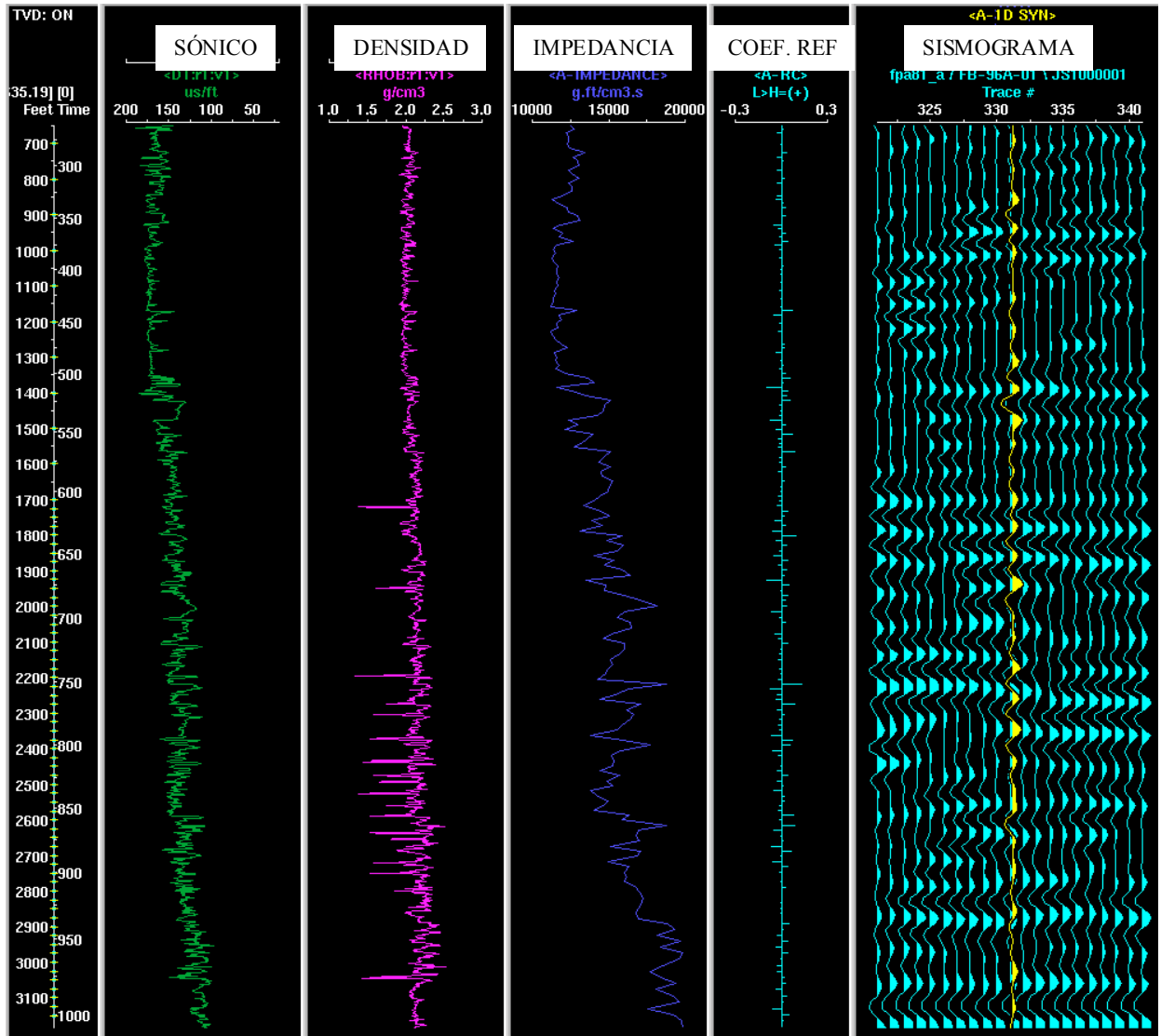
Una vez generado el sismograma sintético, se guarda la función de velocidad de dicho sismograma en la base de datos, para ser usada en el modelo de velocidad.

A los pozos seleccionados, se le hicieron sismogramas por el método de aplicar ondículas conocidas y por extracción de ondícula de las líneas sísmicas. Existen dos métodos diferentes de extracción de ondícula: el método convencional Wiener-Levinson, que correlaciona las trazas vecinas al pozo, a lo largo de una línea y el método Seiswell correlaciona y extrae la ondícula, en un volumen definido alrededor del pozo. Este último método es el más apropiado en caso de pozos desviados.

En este estudio, debido a la calidad de los datos 2D, se obtuvo mejor calibración usando el método convencional de filtros pasa banda de frecuencias, por ejemplo el filtro con las siguientes frecuencias 8 –14 – 40 – 60, fue bastante útil debido al bajo contenido de frecuencias de los datos 2D.

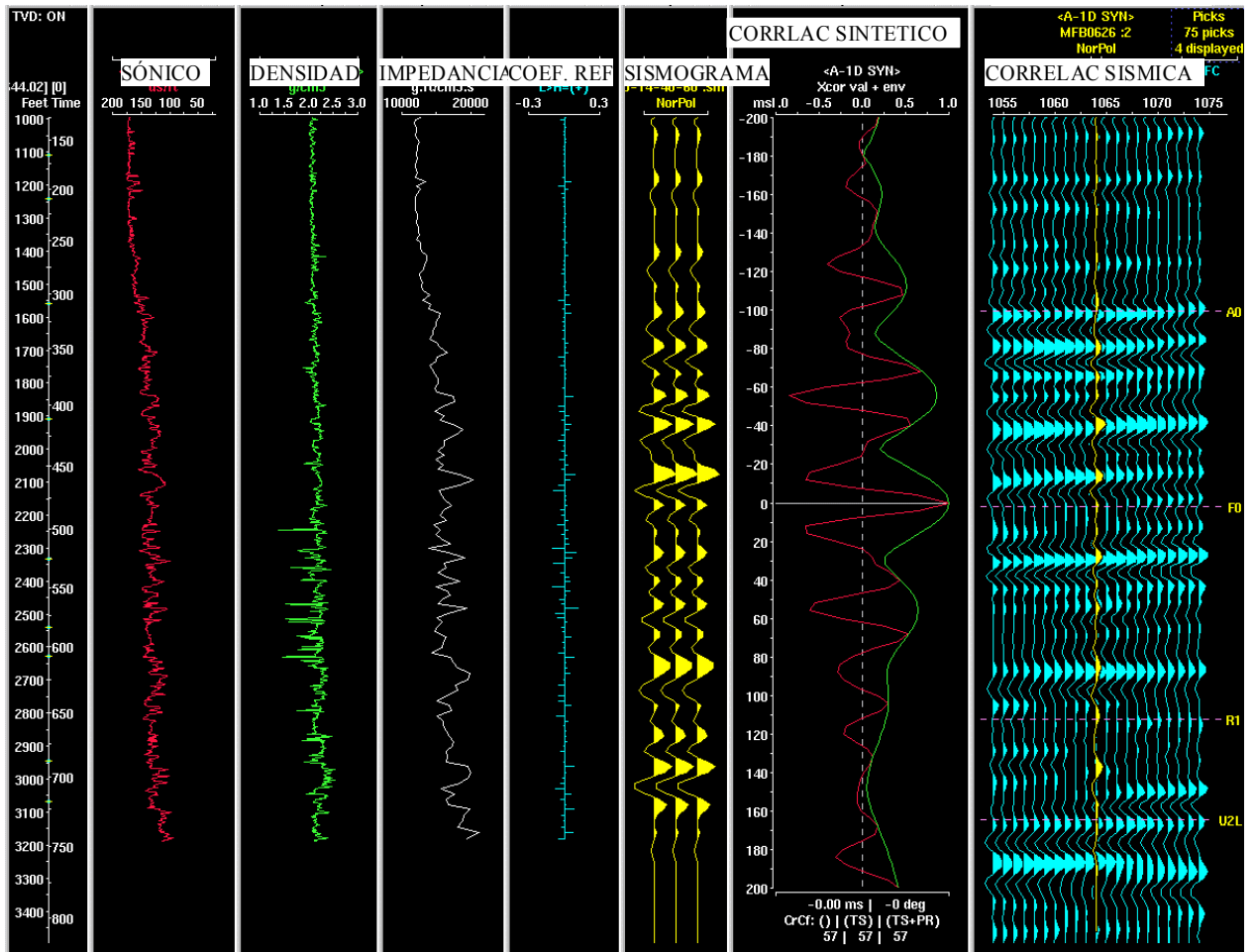
En la Figura 42B, se muestra el sismo grama sintético del pozo MFB-627, en el cual se observa una buena correlación entre el sismo grama y la línea sísmica más cercana.

En la Figura 43 se muestra el sismo grama del pozo MFB-626, observándose la correlación del sismo grama con la sísmica de superficie y también se observa el gráfico usado para determinar los ajustes necesarios en la correlación del sismo grama sintético.



MFB 627

Figura 42B. Sismogramas sintéticos del pozo MFB-627.



MFB 626

Figura 43. Sismogramas sintéticos del pozo MFB-626.

6.3 Resolución sísmica

La resolución sísmica vertical es el menor espesor de una capa que puede ser detectado en el análisis de las trazas sísmicas. Después de los post procesos aplicados a los datos sísmicos, se puede decir que la calidad de los datos es de regular a buena, tanto en contenido de frecuencias como en la continuidad de los reflectores. El intervalo de interés de la Formación Oficina, en el campo XC1, está en promedio entre 600 y 1000 milisegundos. En ese intervalo la velocidad promedio, obtenida de los sismogramas sintéticos es de aproximadamente 8.000 pies/seg. La frecuencia dominante en el intervalo, varía según los parámetros de adquisición de cada levantamiento sísmico.

En los datos del levantamiento de los años 1971 al 1973 la frecuencia dominante es del orden de 22 Hz. En el levantamiento del año 1981 la frecuencia dominante es del orden de 40 Hz. En los levantamientos sísmicos 3D de los campos vecinos, la frecuencia, en dicho

intervalo es del orden de 50 Hz. En promedio, se puede decir, que la frecuencia en el intervalo de interés es del orden de 25 Hz.

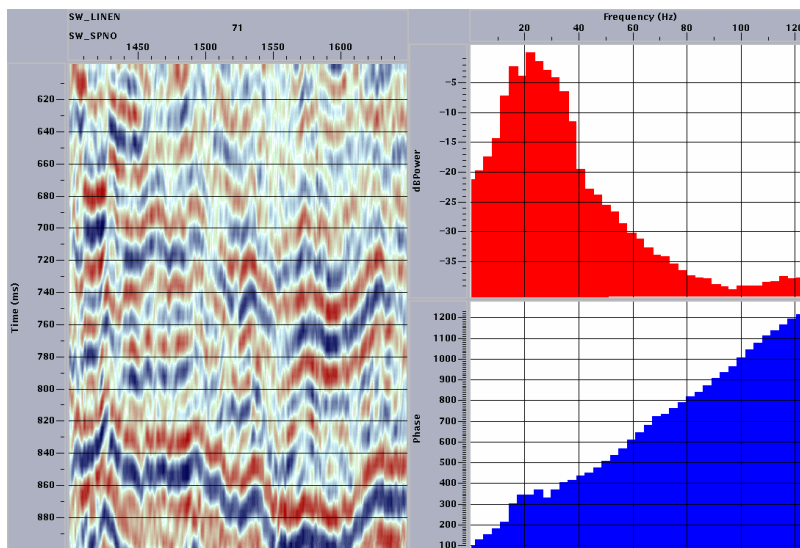


Figura 44. Balance espectral de una línea del levantamiento FB_71, en el intervalo de interés.

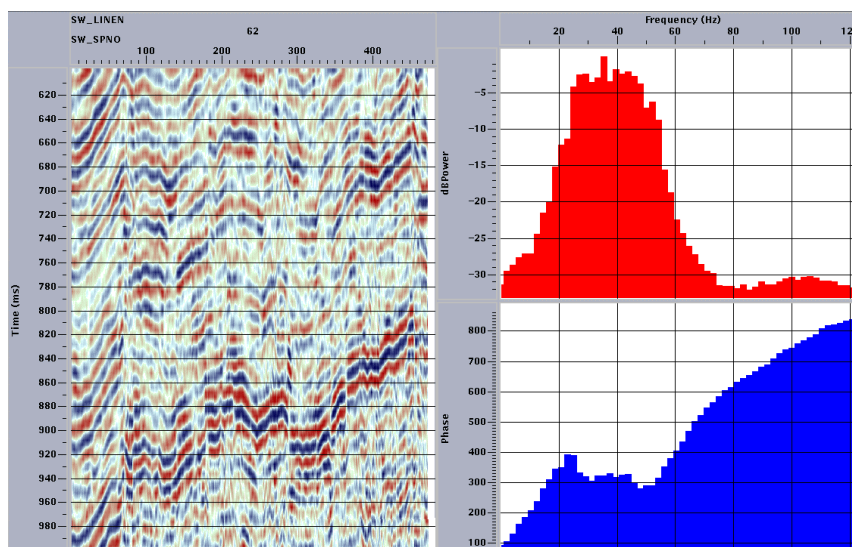


Figura 45. Balance espectral de una línea del levantamiento FAC_81, en el intervalo de interés.

Para la determinación de la frecuencia dominante en un intervalo, se genera un espectro de frecuencias, usando el software PostStack de Landmark.

En la Figura 44 se muestra el espectro de frecuencias en una línea del levantamiento FB_71. En ella se puede observar, que la frecuencia dominante es del orden de 22 Hz (frecuencia central).

En la Figura 45 se muestra el espectro de frecuencias de una línea del levantamiento FAC_81. En ella se observa en el gráfico de color rojo, que la frecuencia dominante es del orden de 40 Hz.

Para determinar la resolución vertical en el intervalo de interés, se calcula la longitud de onda de dicho intervalo. La longitud de onda se define como $\lambda = V / f$. Donde V es la velocidad promedio del intervalo y f la frecuencia dominante del intervalo. Si sustituimos en esta fórmula los valores determinados de velocidad y frecuencia, se tiene que $\lambda = 8000 / 25 = 320$. Si tomamos como resolución sísmica $\frac{1}{4} \lambda$ (un cuarto de la longitud de onda), se tiene que $320/4 = 80$ pies, es decir que la resolución sísmica en el intervalo de interés es del orden de 80 pies en promedio.

7.- Interpretación sísmica – Marco geológico regional

Para la interpretación estructural del campo XC1, se realizó una breve revisión del marco tectónico, geológico y estructural, que permitió tener una visión general de los esfuerzos a los que estuvo sometida el área y que permiten conocer la configuración de las trampas en la zona.

Dentro de un contexto geodinámico, la evolución de la Cuenca Oriental de Venezuela puede dividirse dentro de 4 episodios principales (Parnaud et al., 1995):

Una fase de prerift o preapertura en el Paleozoico.

Una fase de rifting y drifting durante el Jurásico y Cretácico temprano, caracterizada por grábenes, la creación de corteza oceánica en el dominio Tethyano-Caribeño, y una discordancia regional.

Un período de margen pasivo durante el Cretácico – Paleógeno.

Una fase final durante la colisión oblicua en el Neógeno y el cuaternario que dio como resultado la formación de la Serranía del Interior y la transformación del margen pasivo en una cuenca “forelan”. Esta colisión de la placa Caribe con la placa de Suramérica fue diacrónica y con un desplazamiento progresivo de oeste a este (Stephan et al., 1985).

Estructuralmente, en el área de la Faja del Orinoco, específicamente a nivel de la Formación Oficina y el Grupo Temblador, las capas presentan un buzamiento de $\frac{1}{2}^\circ$ a 3° hacia el noreste, formando un monoclinal cortado por un sistema de fallas normales en arreglo tipo “echelon”. Las fallas orientadas principalmente en sentido noreste – suroeste y con buzamiento al noroeste, tienen un desplazamiento vertical de al menos 61 m (200 pies). (De Rojas, 1987).

En la Figura 46, observamos un esquema de la cuenca Oriental de Venezuela, mostrando los principales rasgos estructurales de la misma.

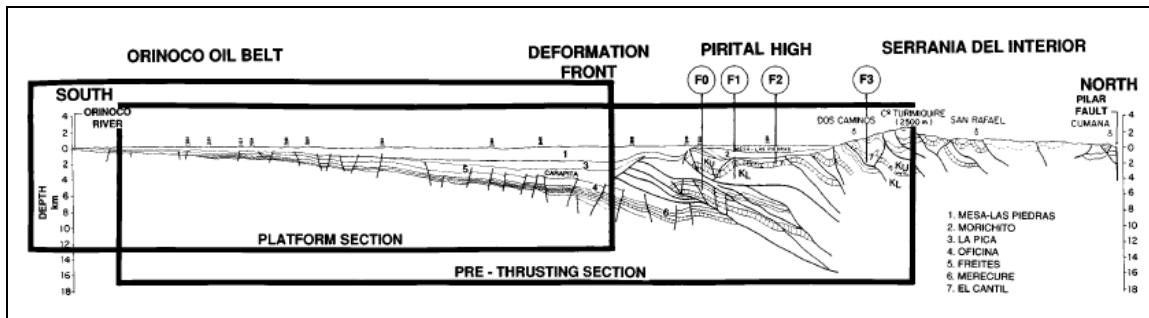


Figura 46. Sección estructural generalizada Norte - Sur de la Cuenca Oriental de Venezuela (Por Parnaud et al., 1995).

8.- Metodología de la interpretación sísmica

Una vez mejorado los datos sísmicos y resuelto el problema de los “misties”, se seleccionaron cinco reflectores sísmicos para ser correlacionados en la determinación del modelo estructural. Los reflectores seleccionados son continuos y distribuidos, de forma tal, que cubren un intervalo suficiente para la determinación de los planos de fallas. Los reflectores seleccionados son de máxima amplitud (picos) y corresponden aproximadamente a los horizontes: A0, F0, R1, U2L y Basamento. Los nombres dentro del proyecto sísmico de los cinco horizontes son los siguientes: A0_JV, F0_JV, R1_JV, U2L_JV y Basamento_JV.

La interpretación se comenzó usando las 18 líneas cargadas originalmente en el proyecto. Como se explicó anteriormente a las líneas se les aplicó post procesos, para mejorar la imagen sísmica y luego se les aplicó un balanceo sísmico para corregir el problema de los “misties”. A medida que fueron llegando las líneas del proceso de vectorización, se fueron mejorando, balanceando e interpretando.

La interpretación sísmica que se hizo originalmente con 18 líneas, además de la 10 líneas sacadas de los levantamientos 3D, de los campos vecinos, fue siendo modificada a medida que llegaron líneas nuevas, sobre todo se hizo ajustes en la correlación de fallas. En total se interpretaron 67 fallas, pero es posible que existan mas fallas en zonas donde no hay cobertura sísmica. También se integró la interpretación sísmica con la interpretación existente de los campos vecinos, (XB1 y XB1). Con la integración de los campos vecinos se aumento el número de fallas del área de estudio.

La nomenclatura de las fallas es la siguiente: FN_NS_1, para las falla número 1 y así sucesivamente, para todas las fallas orientadas en dirección más o menos Norte Sur y FN_EO_1, para la falla número 1 y así sucesivamente para todas las fallas orientadas en dirección más o menos Este Oeste.

Es posible que la ubicación de algunas fallas, no sea tan precisa, debido a que las secciones sísmicas fueron procesadas sin migración, aunado al problema de mal posicionamiento de

algunas líneas. Por esta razón hay que tomar en cuenta esta situación a la hora de proponer localizaciones cercanas a fallas.

En la Figura 47, se muestran 2 líneas sísmicas; a la izquierda la línea FB-72A-006-7 y a la derecha la línea FPA82AD43A. Ambas líneas se muestran sin y con interpretación de los 5 horizontes. Estas líneas corresponden a las primeras líneas cargadas en el proyecto.

En la Figura 48, se muestra la interpretación de la línea FB-72 A-005-7. A la derecha de la figura (zona norte), se observa el aumento de los espesores hacia el campo XB1, al norte de la falla FN_EO_17. En total se interpretaron 80 líneas sísmicas las cuales suman en total 1200 Km. Los 5 horizontes interpretados fueron usados en la generación del modelo de velocidad y una vez generado el modelo de velocidad se hizo la conversión a profundidad de los horizontes correspondientes a las arenas de interés.

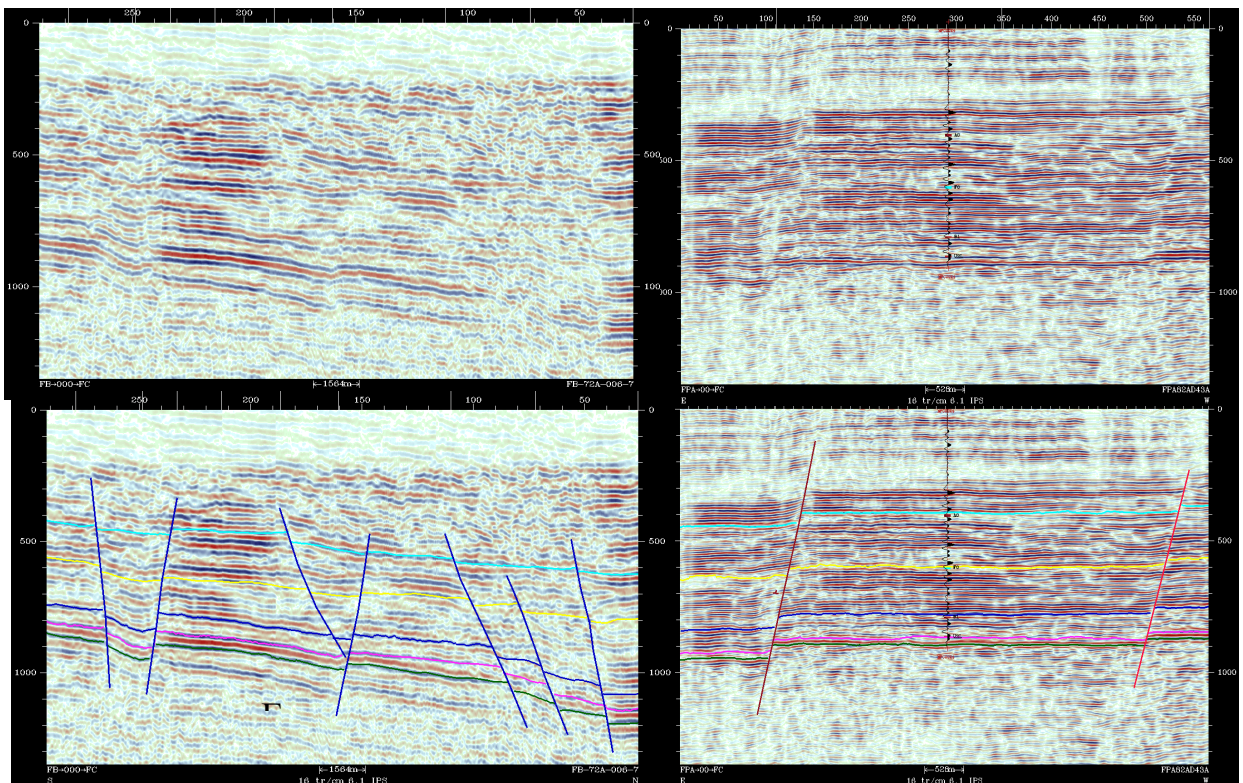


Figura 47. A la izquierda la línea FB-72A-006-7 y a la derecha la línea FPA82AD43A.

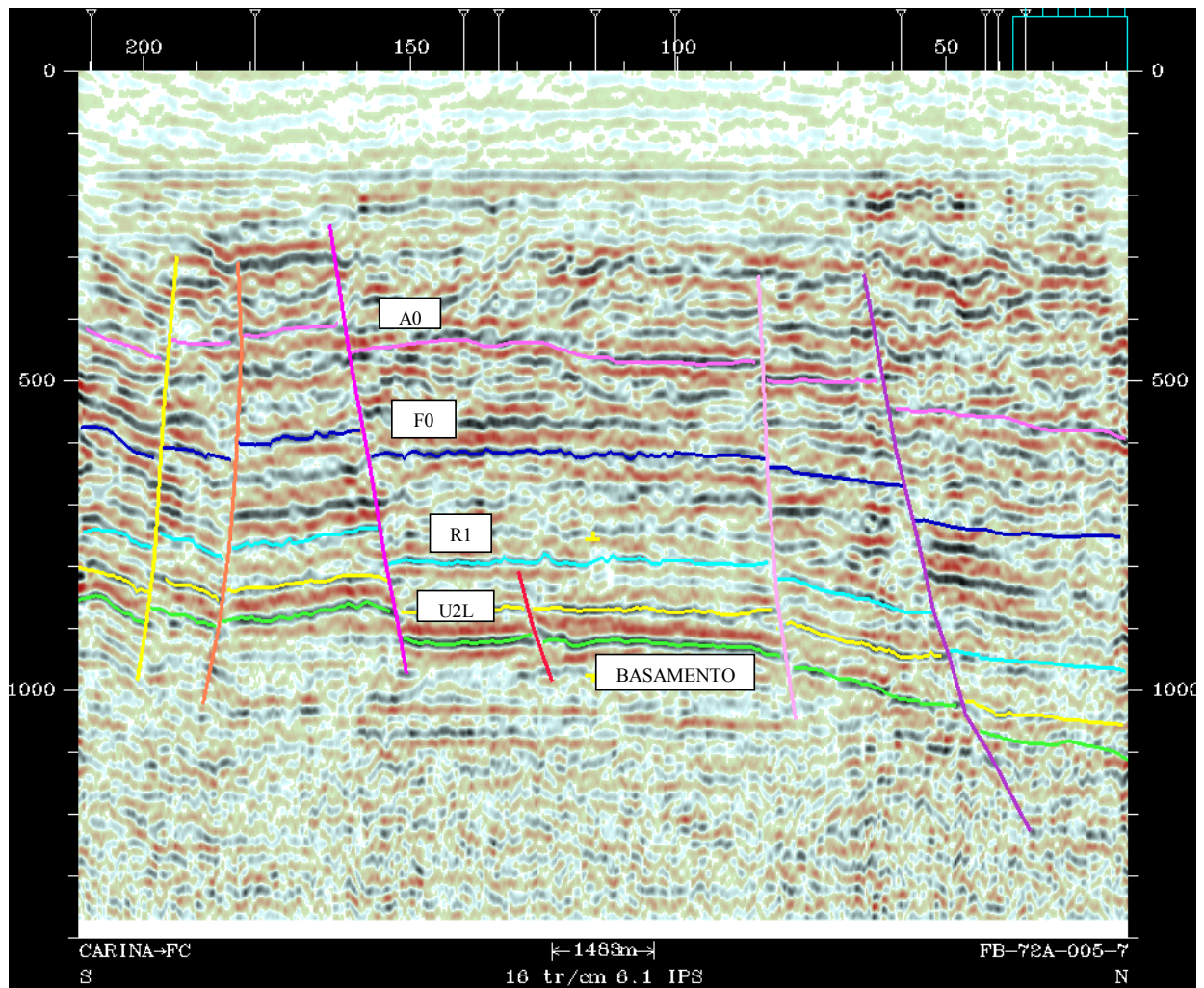


Figura 48. Línea FB-72 A-005-7 mostrando los 5 horizontos interpretados.

9.- Modelo de velocidad

Como se mencionó anteriormente en el campo XC1 existen 31 pozos con información de velocidad, y se generaron un total de 26 sismogramas sintéticos, los cuales fueron correlacionados usando tanto las líneas sísmicas 2D, como líneas de los levantamientos sísmicos 3D de los campos vecinos. Las funciones de velocidades de estos sismogramas sintéticos, fueron usadas en la elaboración del modelo de velocidad. El modelo de velocidad se hizo usando, la aplicación Depth Team Express, de Landmark. Esta aplicación trabaja haciendo interpolación lineal tanto vertical como horizontalmente. Se usó interpolación lineal del tipo distancia inversa. El nombre del cubo de velocidad es cari2008.

La metodología empleada, en la elaboración del modelo de velocidad, fue la siguiente:

Se creó un cubo de velocidad, que cubre un área mayor, que el área de estudio. El área es la misma que se muestran en los mapas de las Figuras 20, 21 y 22. Las coordenadas del área son las siguientes: $X_m = 382376$, $Y_m = 937403$, $X_M = 428176$ y $Y_M = 961403$. Se uso un mallado de 200 x 200 metros, la rata de muestreo vertical cada 10 milisegundos. El cubo va desde el tiempo 0 (nivel del mar), hasta 1.400 milisegundos, con lo cual se cubre el intervalo de las arenas de interés.

A este cubo se le cargaron las funciones de velocidad, de los 26 pozos, a los que se les hizo sismogramas sintéticos.

Luego se cargaron los 5 horizontes interpretados para hacer la interpolación tomando en cuenta el modelo estructural.

Por último se usaron los topes de las arenas, correspondientes a los 5 horizontes interpretados, de todos los pozos del área de estudio. Con estos topes y los horizontes en tiempo, se generan pseudo velocidades interválicas, las cuales se usan, para ajustar el modelo de velocidad, en las zonas donde no hay información de velocidad.

En la Figura 49 se muestra el cubo de velocidad obtenido para el campo XC1.

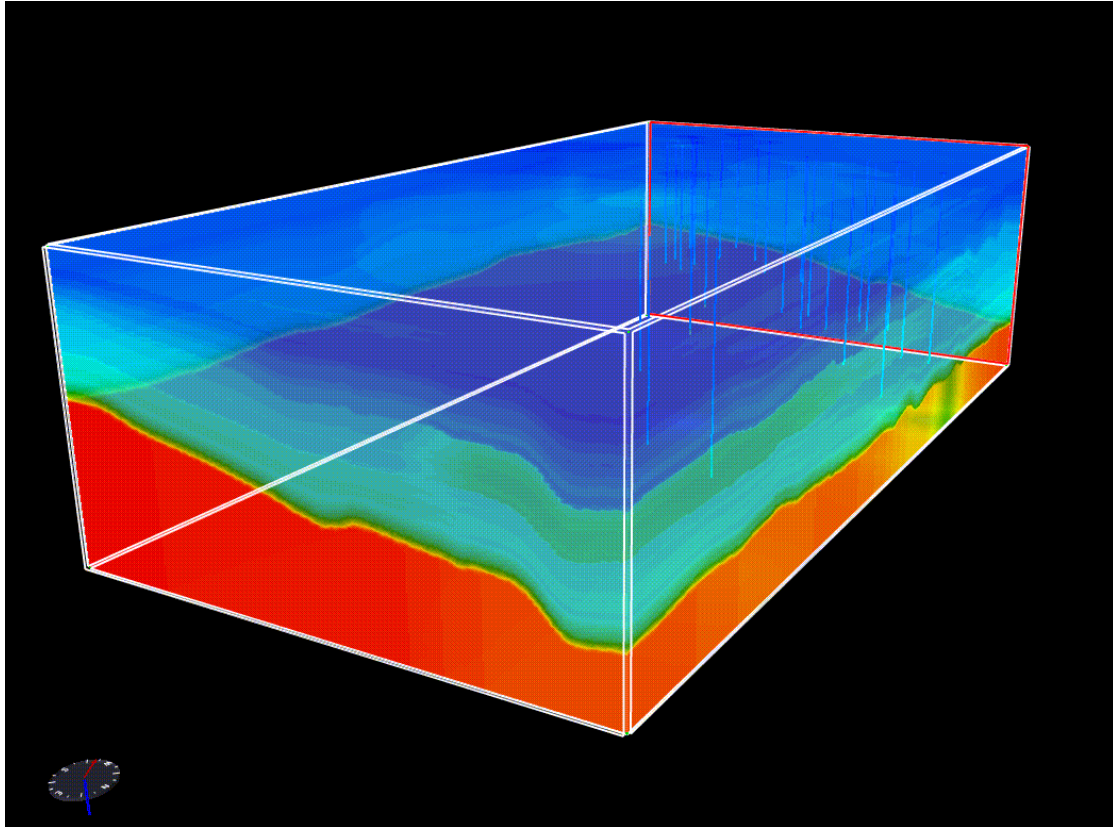


Figura 49. Cubo de velocidad del campo XC1.

10.- Conversión de Tiempo a Profundidad

La conversión a profundidad se hizo usando la aplicación TDQ de Landmark, la cual es un modulo de la aplicación Depth Team Express. El software usa el cubo de velocidad para convertir los horizontes que están en tiempo, a profundidad. Luego los mapas estructurales en profundidad, se abren en la aplicación Zmap, donde se hacen las ediciones correspondientes.

Con el cubo de velocidad también se pueden convertir las líneas sísmicas en tiempo a profundidad. Las líneas en profundidad son importantes para dar soporte a la ubicación y perforación de las localizaciones propuestas.

En las Figuras 50 y 51 se muestra la línea FPA82AD48, en tiempo y profundidad respectivamente.

En total se hicieron 18 mapas correspondientes a tope y base de las arenas de interés, más el Basamento. Las arenas cartografiadas de arriba hacia abajo son las siguientes: I6, J12, L4, M13, N1, N2, O1, R3, R4, S5, TL, U1U, U1L, U2U, U2L, U3U y U3L.

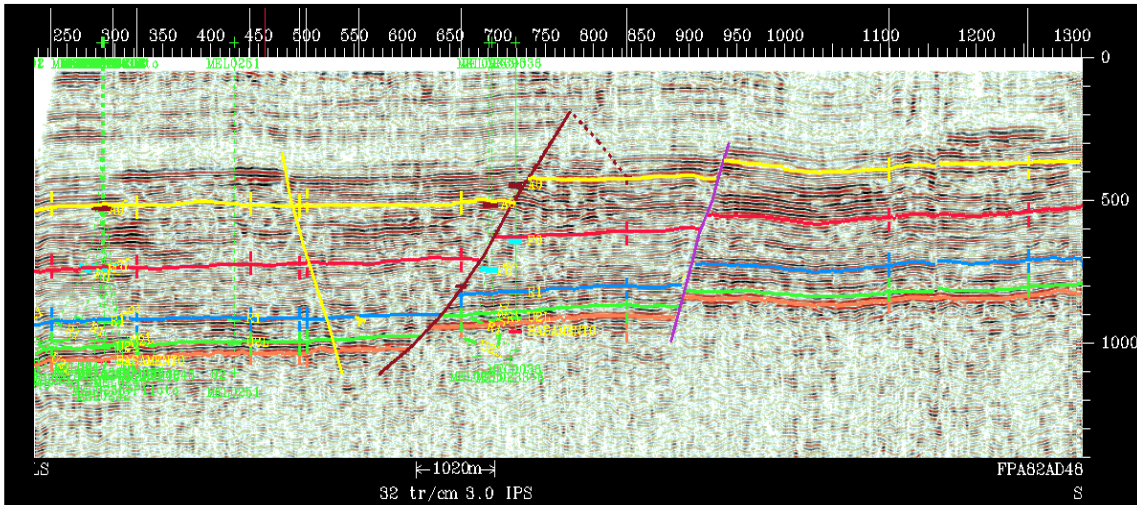


Figura 50. Línea sísmica FPA82AD48 en tiempo.

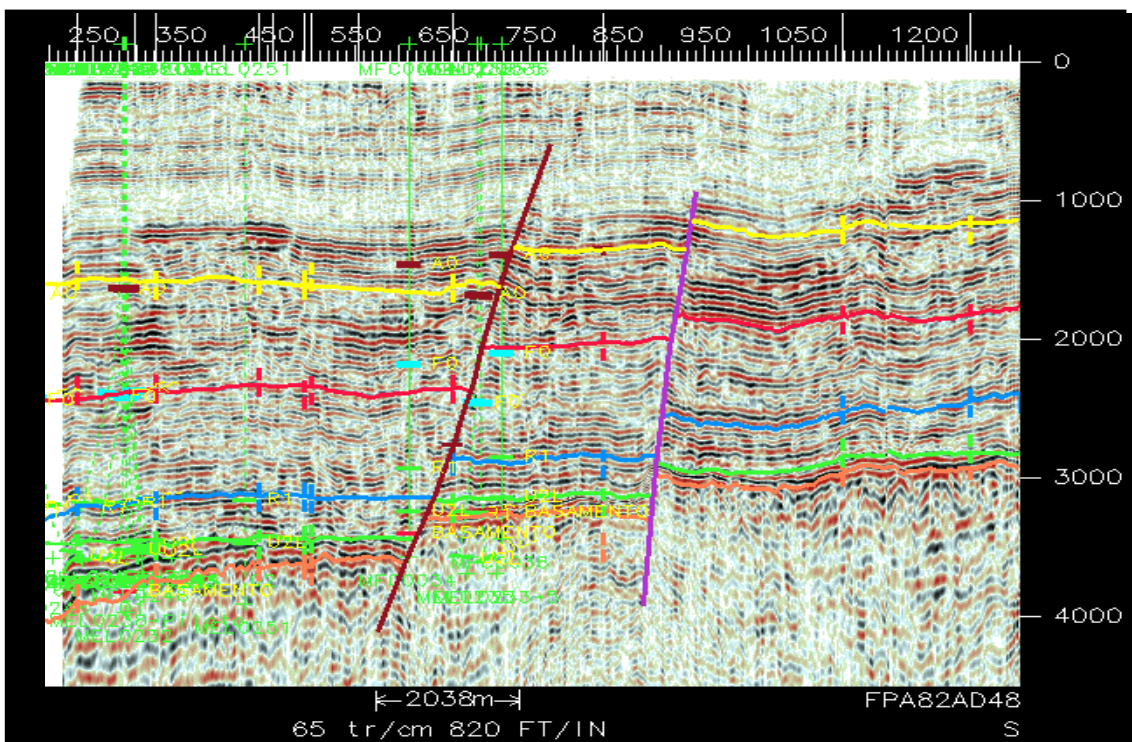


Figura 51. Línea sísmica FPA82AD48 en profundidad (pies).

La metodología usada en la generación y edición de los mapas estructurales, en este caso, fue la siguiente:

De los 5 horizontes interpretados, se seleccionó el horizonte correspondiente a R1, para ser usado como referencia en el cartografiado de las arenas de interés. Se seleccionó esta arena, por estar ubicada más o menos, en el centro del intervalo de las arenas de interés. La conversión a profundidad se hizo usando el cubo de velocidad.

Al mapa de R1 se le hizo una edición preliminar en Zmap. Con el mapa de R1 de referencia y usando los topes de R3, se generó un mapa para la arena R3. El mapa de R3 se editó a mano, para resolver algunas incongruencias existentes, en las zonas de fallas. Estas incongruencias se deben a la falta de cobertura sísmica, en algunas zonas del área de estudio.

Los contornos editados de R3, se cargaron de nuevo, en la aplicación Zmap. En Zmap los contornos de R3, son convertidos en una malla de 100 x 100 m. Con este mallado se generan en Zmap, los contornos definitivos de R3.

Con el mallado de R3 de referencia y usando los topes de la arena R4, se generó un mallado para la arena R4. El mapa de R4 fue editado, haciendo los ajustes necesarios. Esta metodología se aplicó sucesivamente para generar los mapas de las arenas vecinas a R4, tanto hacia arriba como hacia abajo.

Con esta metodología y usando el polígono de fallas de la arena R1, se generaron los mapas estructurales de las arenas: TL, S5, R4, R3, O1, N2, N1, M13, L4, J12 y I6. Con la misma metodología y usando el polígono de fallas del Basamento, se generaron los mapas estructurales de las arenas: U3L, U3U, U2L, U2U, U1L y U1U.

Para cada arena cartografiada, se creó un archivo maestro (POZOD) y un archivo gráfico (ZGF), en la aplicación Zmap.

En la Figura 52, se muestra el mapa estructural de la arena R4. Este mapa se hizo usando los polígonos de la arena R1 como referencia.

En la Tabla 4, se listan los nombres de los archivos generados en Zmap, para cada una de las arenas cartografiadas. En la tabla se identifican las mallas (grids), los archivos que contienen los topes de cada arena (pointset), los contornos y los polígonos de fallas de cada arena. Los mapas en tiempo se hicieron para el Basamento y la arena R1. Para la arena R1 el grid se llama G/R1_TWT y los polígonos de fallas se llaman FA_R1_TWT. Para el Basamento el POZOD, se llama BASA.POZOD, el grid se llama GRID_TWT_BASA_FINAL y los polígonos de fallas se llama FALLAS_BAS_FIN.

En la Figura 53 se muestra el mapa de la arena U1U, el cual fue el primer mapa que se hizo, según la metodología descrita, usando como referencia los polígonos de fallas del Basamento.

ARENA	POZOD	ZGF	MALLA (grid)	POINSET	CONTORNOS	FALLAS
U3L	U3L.POZOD	U3L.ZGF	G/U3L_FINAL	TOP_U3L	CNTR_U3L	FA_U3L
U3U	U3U.POZOD	U3U.ZGF	G/U3U_FINAL	TOP_U3U	CNTR_U3U	FA_U3U
U2L	U2L.POZOD	U2L.ZGF	G/U2L_FINAL	TOP_U2L	CNTR_U2L	FA_U2L
U2U	U2U.POZOD	U2U.ZGF	G/U2U_FINAL	TOP_U2U	CNTR_U2U	FA_U2U
U1L	U1L.POZOD	U1L.ZGF	G/U1L_FINAL	TOP_U1L	CNTR_U1L	FA_U1L
U1U	U1U.POZOD	U1U.ZGF	G/U1U_FINAL	TOP_U1U	CNTR_U1U	FA_U1U
TL	TL.POZOD	TL.ZGF	G/TL_FINAL	TOP_TL	CNTR_TL	FA_TL
S5	S5.POZOD	S5.ZGF	G/S5_FINAL	TOP_S5	CNTR_S5	FA_S5
R4	R4.POZOD	R4.ZGF	G/R4_FINAL	TOP_R4	CNTR_R4	FA_R4
R3	R3.POZOD	R3.ZGF	G/R3_FINAL	TOP_R3	CNTR_R3	FA_R3
O1	O1.POZOD	O1.ZGF	G/O1_FINAL	TOP_O1	CNTR_O1	FA_O1
N2	N2.POZOD	N2.ZGF	G/N2_FINAL	TOP_N2	CNTR_N2	FA_N2
N1	N1.POZOD	N1.ZGF	G/N1_FINAL	TOP_N1	CNTR_N1	FA_N1
M13	M13.POZOD	M13.ZGF	G/M13_FINAL	TOP_M13	CNTR_M13	FA_M13
L4	L4.POZOD	L4.ZGF	G/L4_FINAL	TOP_L4	CNTR_L4	FA_L4
J12	J12.POZOD	J12.ZGF	G/J12_FINAL	TOP_J12	CNTR_J12	FA_J12
I6	I6.POZOD	I6.ZGF	G/I6_FINAL	TOP_I6	CNTR_I6	FA_I6

Tabla 4. Archivos de los mapas generados en Zmap.

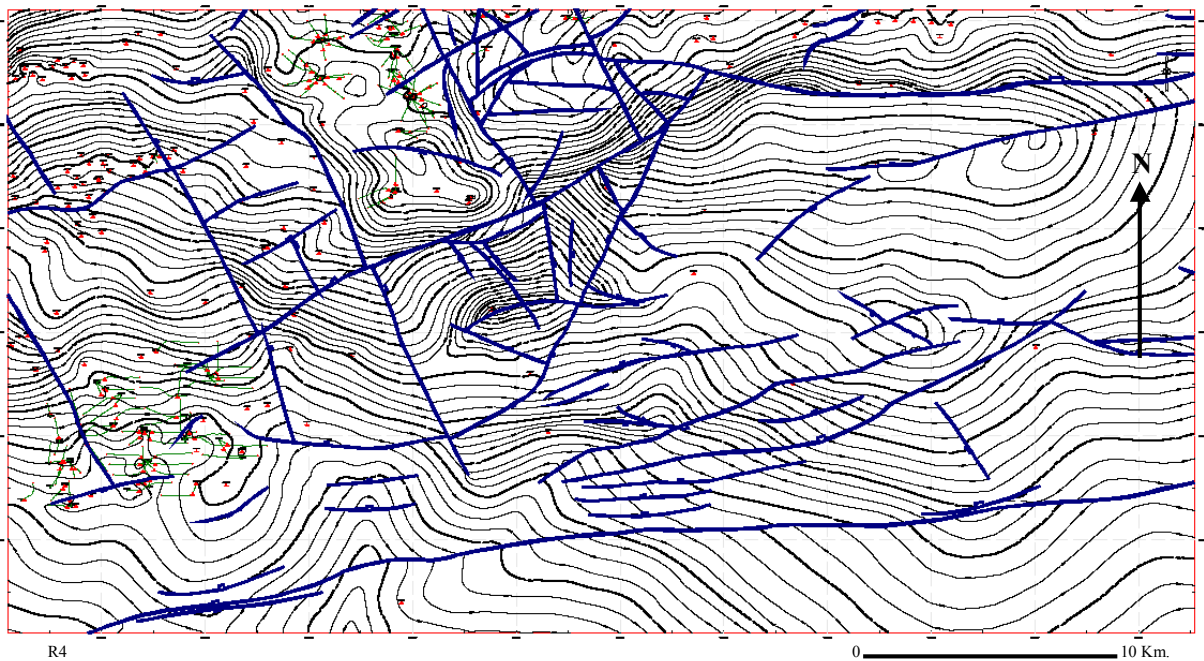


Figura 52. Mapa estructural en profundidad de la arena R4, del campo XC1.

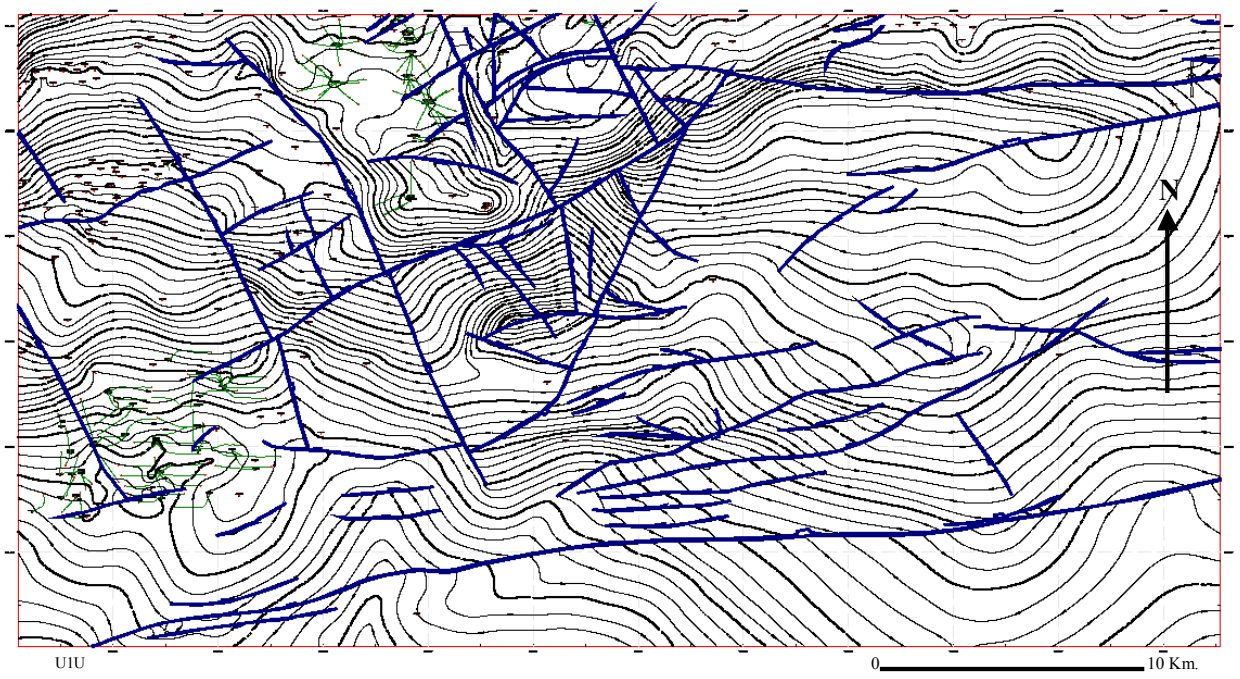


Figura 53. Mapa estructural en profundidad de la arena U1U, del campo XC1

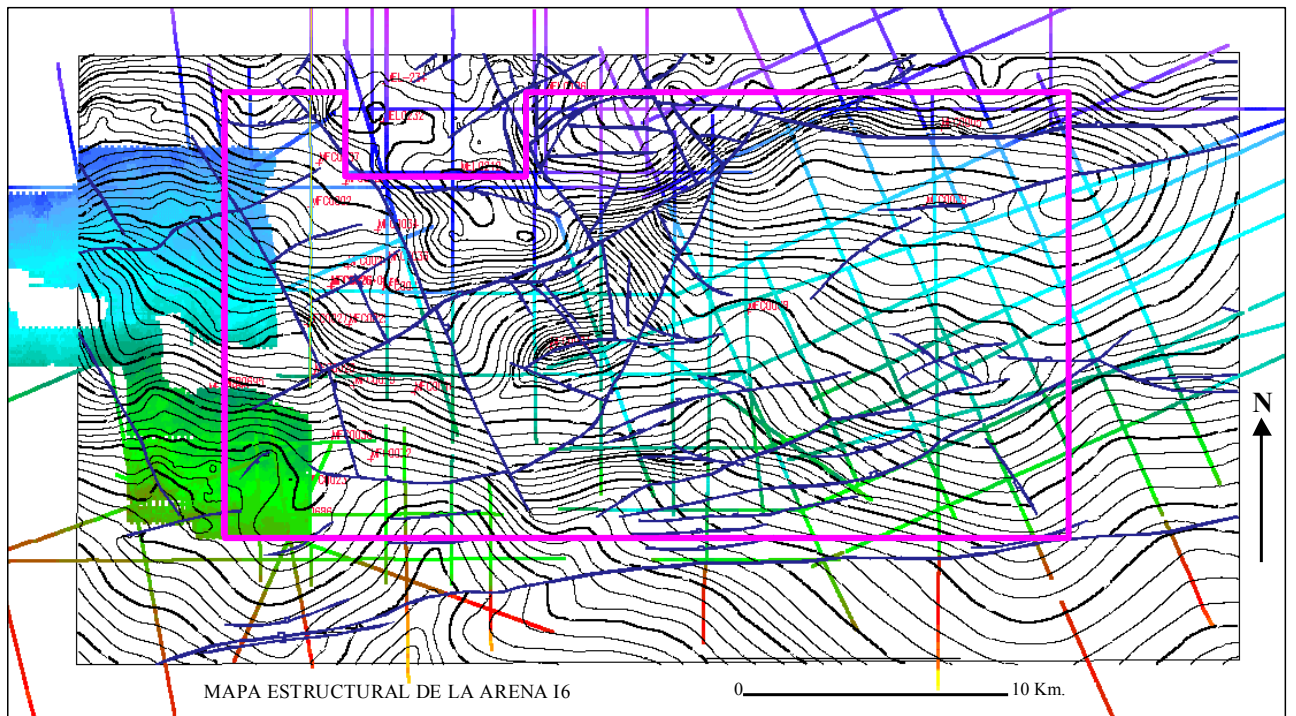


Figura 54. Mapa estructural en profundidad de la arena I6, del campo XC1.

El área original de estudio, fue ampliada, para cartografiar posibles trampas estructurales, que caen fuera del área de estudio y que fueron interpretadas tanto en la sísmica 2D como 3D.

En la Figura 54 (mapa estructural de la arena I6), se muestra en color rosado el polígono del área de estudio original. También se muestra en la figura, la sísmica 2D y el levantamiento sísmico 3D del campo XB1.

11.- Síntesis del Modelo Estructural del Campo XC1

Los mapas estructurales generados en el presente estudio, muestran en general, una estructura monoclinical con buzamiento Norte Noreste. El intervalo, de las arenas de interés, se caracteriza por la presencia de fallas normales orientadas preferentemente en dirección Este Oeste. La mayoría de las fallas afectan todo el intervalo de interés, desde el Basamento hasta más arriba de la Formación Oficina, tal como se observa en las Figuras 47 y 48.

En la zona centro occidental, del área de estudio se observan 2 patrones de fallamiento. Uno orientado en dirección Este Oeste, que parece ser el más reciente, ya que corta al otro sistema de fallas orientadas en dirección Noroeste Sureste.

La Figura 55, muestra la línea sísmica FPA82D47EX, ubicada en la zona Noroeste del área de estudio, en la cual se puede observar como la falla FN_EO_8, de rumbo Este Oeste, corta a la falla FN_NS_10 de rumbo Noroeste Sureste. Estas fallas se pueden observar en el 3D del campo XB1.

El campo XC1 esta limitado al Sur por la falla FN_EO_12, que es la falla más al Sur y de mayor longitud, de todo el campo. Es una falla semiregional, con buzamiento al Norte y con una longitud, dentro del área de estudio, de 42 Km. El salto vertical de esta falla es de hasta 150 pies. El área original de estudio fue extendida hacia el Sur, para incluir esta falla.

Al Noreste, el campo XC1 esta limitado por la falla FN_EO_4. Los espesores de los estratos se hacen más espesos hacia el Norte, en la vecindad del campo XB1, tal como se muestra en la Figura 55 al norte de la falla FN_EO_17

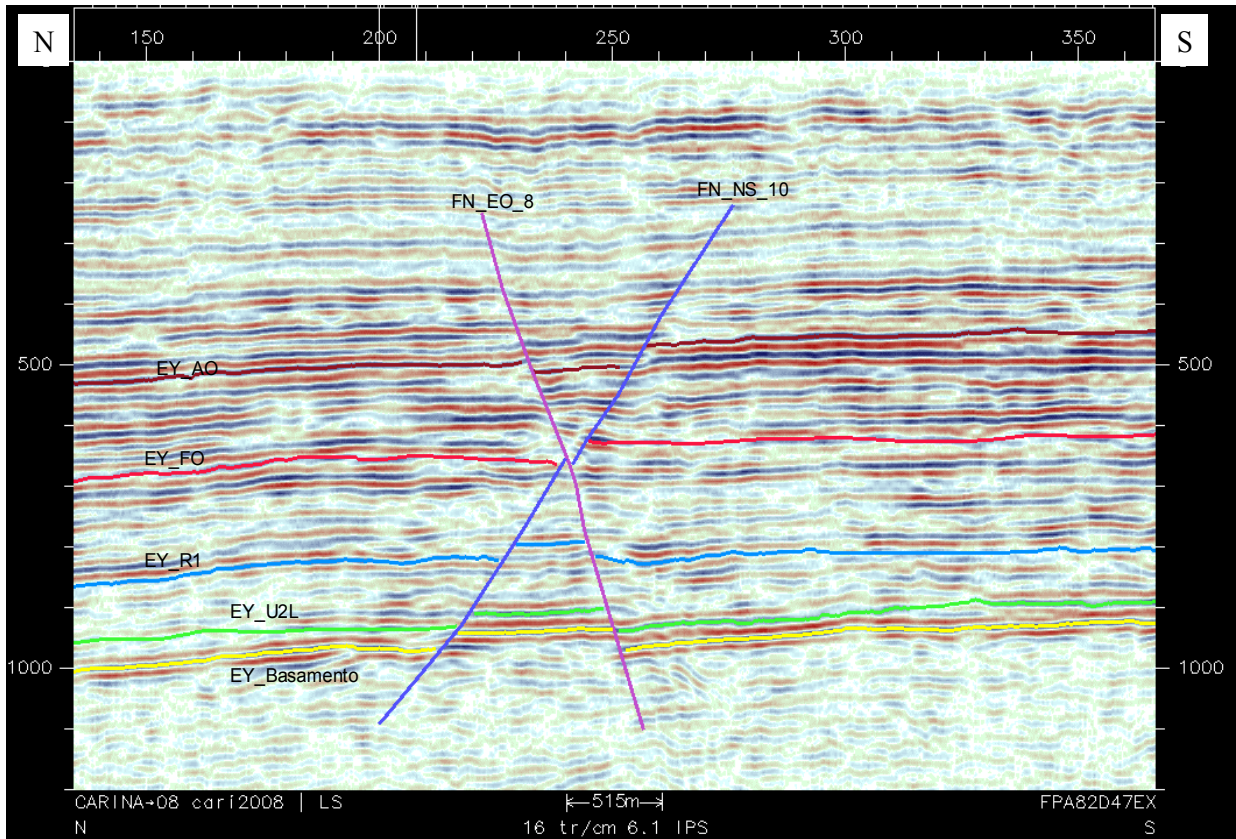


Figura 55. Línea sísmica FPA82D47EX mostrando fallas que se cortan en forma de tijera.

En Figura 55 se muestra la línea sísmica FAC-81D-13-1 interpretada. La línea está orientada en dirección Norte Sur. Se puede observar la profundización hacia el Norte del basamento Cretácico. También se observa una falla de crecimiento (FN-EO-4), con buzamiento al Norte. Hasta ahora parece ser una falla semiregional que limita los campos XB1-XDOBO1 y XC1. Al Norte de esta falla el espesor de los sedimentos es mayor.

CAPÍTULO III

MODELO PETROFISICO

1.- Sinopsis

El objetivo de este capítulo es desarrollar el modelo petrofísico o de calidad de reservorio del campo XC1. Se pretende hacer la evaluación petrofísica de 30 pozos verticales y 7 horizontales, para derivar el modelo de porosidad, volumen de Arcilla, permeabilidad y saturación de agua y Tipo de roca.

Dentro de la información disponible se cuenta con un núcleo disponible, MFC-026. Los estudios realizados en estos núcleos comprenden los análisis petrofísicos básicos de porosidad, permeabilidad y saturación de agua por Dean-Stark; ; y los análisis petrofísicos especiales de permeabilidad relativa en estado no estable, presión capilar, humectabilidad, difracción de rayos X y análisis microscopía electrónica. En cuanto a perfiles se cuenta con una base de datos en OpenWorks® con los datos debidamente certificados. De los 37 pozos, 37 poseen gamma ray, potencial espontáneo, resistivos, Y 30 poseen perfiles de densidad y neutrón.

La mayoría de los pozos fueron evaluados con la aplicación Interactive Petrophysics. El modelo de porosidad usado fue el Shaly Sand en los pozos con registros densidad y neutrón. Algunos pozos fueron evaluados usando el algoritmo OnePhiSw. El modelo fue comparado y calibrado con los núcleos.

El modelo de permeabilidad fue derivado usando las correlaciones de Timur, Timur Modificado y Bigg&Morris. Los resultados fueron comparados con los datos núcleos. Los modelos Timur Modificado y Timur Modificado producen un cotejo aceptable.

El algoritmo recomendado para el cálculo de Volumen de Arcilla fue Larionov rocas terciarias. Pues con éste se obtuvo el mejor ajuste con las mediciones de arcillosidad por difracción de rayos X.

El algoritmo de Saturación de Agua usado fue el de Simandoux Modificado, aunque no hubo diferencias entre los otros dos algoritmos probados. Los parámetros **m** y **n** fueron tomados igual a los determinados en el laboratorio; 1.7 y 2, respectivamente. R_w fue estimado aplicando Pickett en pozos con intervalos invadidos por el acuífero.

Con el fin de hacer las definiciones de roca reservorio y zona petrolífera se determinaron los parámetros de corte en porosidad, volumen de shale y saturación de agua, los cuales fueron 0.12-0.35, 0.35 y 0.55, respectivamente.

El modelo fue validado con datos de pruebas iniciales de producción. Algunos intervalos cuya petrofísica parecía no consistente con la información de producción fueron corregidos usando modelos alternos. Durante esta revisión se observó un considerable número de pozos que presentan intervalos sin completar que aparentemente son prospectivos. Se

recomienda considerar evaluar su prospectividad previa revisión más detallada de la petrofísica, datos de presión y consideraciones de levantamiento artificial.

2.- Metodología

Para la elaboración de un estudio de caracterización de Yacimientos es necesario integrar todas las disciplinas del ambiente petrolero y a su vez dividirlo por fases o etapas que contengan los siguientes tópicos:

- Revisión, Validación de los datos existentes que serán usados.
- Modelo Básico Inicial, con información de pozos perforados.
- Complementación y validación del modelo inicial.
- Elaboración de soportes y documentación de los procedimientos petrofísicos para los pozos y modelos estudiados.

Durante la revisión se verificaron los factores involucrados en el estudio e interpretación de yacimientos complejos:

Plataforma o aplicaciones oficiales de almacenamientos de las bases de datos con información disponible (Data Management, Información Petrofísica, Estudios Previos).

Chequeo de proyectos creados y verificación de la información básica y disponible en ambiente unix y/o Windows.

Inventario de curvas básicas por pozo, # de pozos, intérpretes geológicos, petrofísicos, topes formacionales, columna estratigráfica, información de cabezal de pozos, intervalos de cañoneo (Data management, Geología, Geofísica, Petrofísica, Yacimientos, Perforación).

Disponibilidad de Información Especial existente, tomada y procesada (Resonancia Magnética, Registros eléctricos, resistivos de imágenes y ultrasónicos de imágenes), Presiones, existencia de Núcleos y análisis especiales, Información sedimentológica.

Estudios de sensibilidades para estimación de parámetros de corte.

Análisis de fluidos existentes (Análisis físico-químicos)

Cotejo del Modelo con datos de producción

En función del resultado del chequeo de la información disponible es necesario contar con la disponibilidad de la información mínima básica de registros de pozos para el inicio de la elaboración del modelo petrofísico determinístico en la zona. Las curvas necesarias serían Gamma Ray y/o SP, Resistividad, Densidad, Neutrón, Sónicos (opcional y dependerá de su disponibilidad en cada pozo evaluado), núcleos (preferiblemente) tomados en el área.

Las actividades iniciales para la elaboración del modelo petrofísico en pozos existentes e información disponible en el área cubrirían:

Revisión de la información convencional y especial del pozo necesaria para la evaluación Petrofísica disponible en bases de datos corporativas y archivos físicos.

Control de Calidad de la información suministrada (curvas de pozos, correcciones ambientales aplicadas a las herramientas bajadas en el pozo, columna estratigráfica, topes formacionales, intérpretes oficiales, etc.).

Cálculo de la curva de temperatura tomando como referencia parámetros leídos del cabezal del registro.

Aplicación de correcciones ambientales a las curvas de Densidad, por tipo de herramienta, tipo de lodo y tamaño del hoyo y a la curva Neutrón por tipo de herramienta temperatura y litología y al Gamma Ray por efectos de tamaño de hoyo, tipo de lodo y centralización.

Cálculo de porosidades cruzadas

Carga de información de núcleos tomada en los pozos.

Comparación núcleo perfil de porosidades totales del núcleo vs. porosidades generadas por el modelo en función de las curvas de Densidad, Neutrón y Sónico.

Elaboración de crossplots para identificación de minerales y reconocimiento litológico del pozo. (RhoB vs. NPHI, GR vs. ILD).

Aplicación y Selección del algoritmo para el cálculo de arcillosidad.

Estimación de parámetros Petrofísicos (a, m, n) y validación de la resistividad de agua de formación (R_w) mediante la teoría de Pickett Plot para las formaciones evaluadas.

Selección del modelo de Arcillosidad para los campos a través de la aplicación de diferentes algoritmos disponibles.

Elaboración del modelo de los yacimientos comprendidos por secuencias de Arenas, Arcillas empleando, las ecuaciones de Willy para porosidades y efectos comparativos, estudio de sensibilidades para el cálculo de saturación de agua mediante las ecuaciones de Simandoux, S. Modificada e Indonesia por tratarse de arenas arcillosas y en algunos casos no tan limpias.

Chequeo de tipo de litología y matrices arrojadas por el resultado de la evaluación convencional para el pozo. Aplicación de las cartas CP-8, CP-14 – SLB.

Comparaciones núcleo, perfil, en cuanto a porosidades calculadas vs. Porosidades del núcleo y pruebas de producción vs. Saturaciones obtenidas mediante el modelo generado. Los pasos resumidos se encuentran en el flujo grama anexo, Figura 56

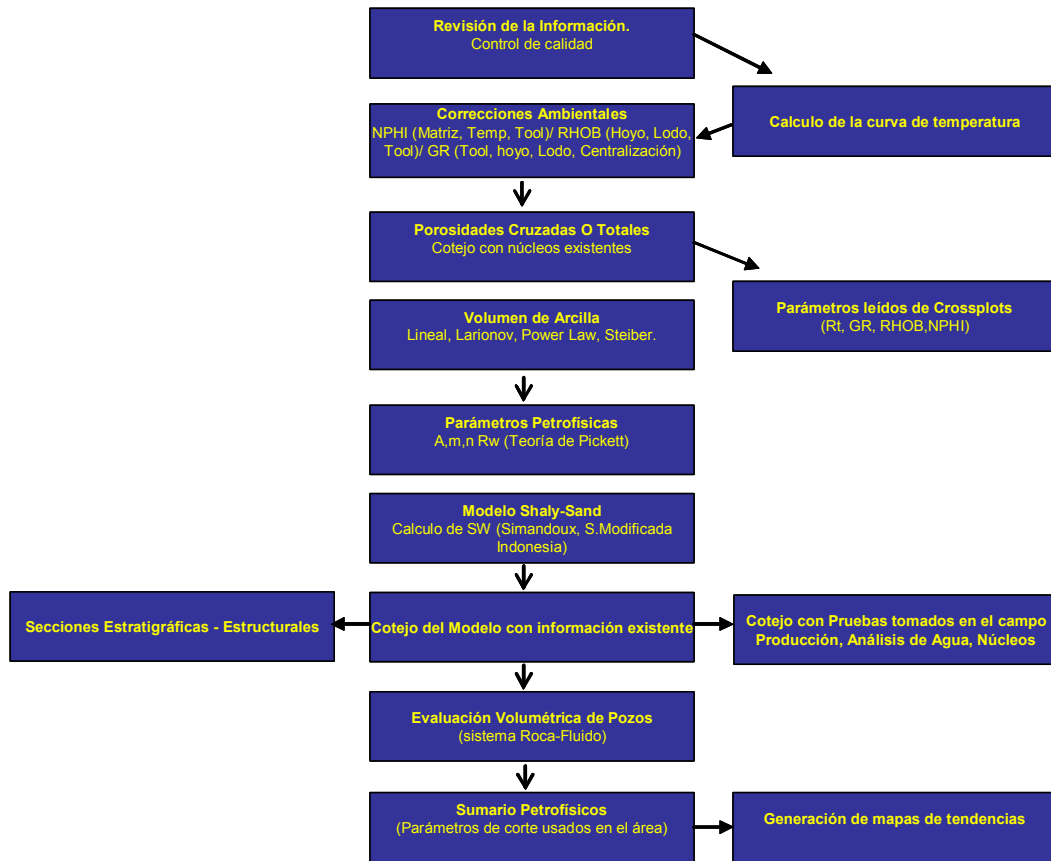


Figura 56. Diagrama de flujo para la evaluación petrofísica del campo XC1.

3.- Información disponible

3.1 Núcleos

El área cuenta con información del núcleo MFC-026. Entre los datos disponibles se encuentran los análisis básicos de porosidad, permeabilidad y saturación de agua; y los análisis petrofísicos especiales de permeabilidad relativa en estado no estable, presión capilar, humectabilidad, difracción de rayos X y análisis microscopía electrónica.

3.2 Registros

Los pozos considerados para la evaluación petrofísica fueron los pozos verticales que cuentan con los registros suficientes para hacer la interpretación adecuadamente. Existen 37 pozos en el campo XC1, de los cuales 30 pozos son verticales.

Registro	No. De pozos que tienen el registro
GR	37
SP	30
Resistividad	37
RHOB	30
NPHI	30
Total pozos verticales	30

Tabla 5. Inventario de Registros de Pozos.

4.- Control de calidad perfiles y correcciones ambientales

Pozo con problemas de estabilidad de hoyo, con derrumbes observados en diferentes niveles observándose de manera muy marcada en la Fm Freites (1500-2550') y en algunas arenas sucias de la Fm.Oficina (3000-4000').

Las correcciones ambientales fueron realizadas a gamma ray por peso de lodo y tamaño del hoyo, observándose las correcciones mayores en las lutitas; a densidad por peso de lodo y tamaño del hoyo, no se observa ningún cambio en las correcciones realizadas para el peso de lodo y el tamaño del hoyo en este pozo, ya que para hoyos menores a 10 pulgadas las correcciones adicionadas a la curva densidad son menores o iguales a 0.01 gr/cc; y al neutrón por efectos de temperatura y por litología. El resultado de esta corrección genera una porosidad menor a la introducida, debido a que el resultado final de la porosidad esta expresado en matriz limestone. Sin embargo, para efectos visuales fueron calculadas las porosidades neutrón en diferentes matrices. Continuación se presenta un ejemplo de las correcciones hechas al pozo MFC-003 (figura 57).

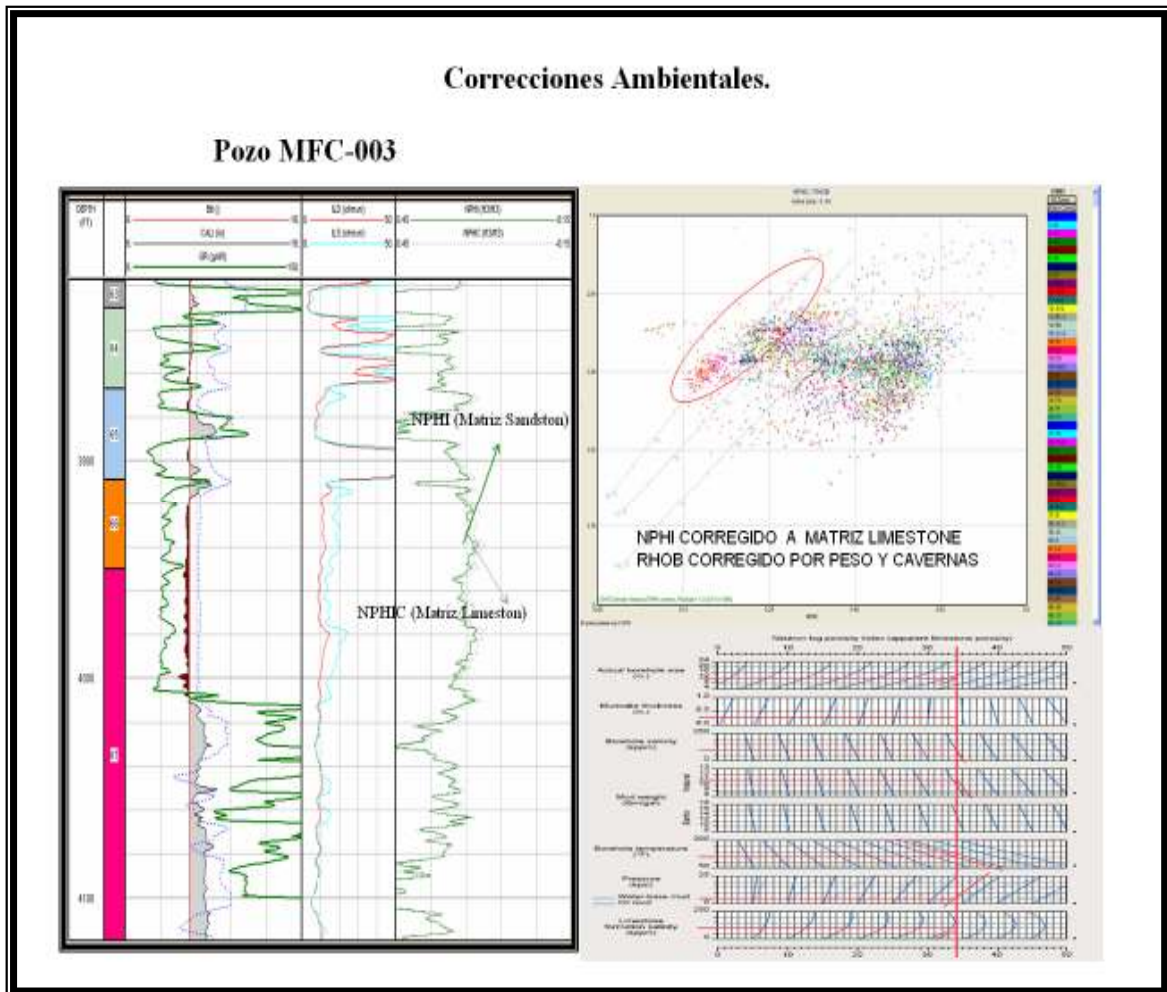


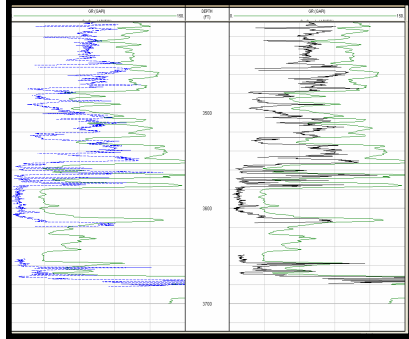
Figura 57. Correcciones ambientales (RHOBC y NPHIC).

Entre los controles de calidad se pueden enumerar en lo siguiente flujos usados:

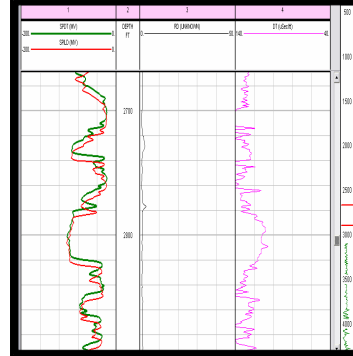
- Validación de la información.
- Corrección de profundidad
- Corrección de profundidad núcleo perfil
- Correcciones Ambientales
- Normalización de curvas.

Los desplazamientos verticales de las curvas se observan cuando se compara el GR o SP (en el mismo tramo) de diferentes corridas de pozos y esto se debe a problemas inherentes al perfilaje, ya sea por tensionamiento de la guaya, atascamiento de la herramienta, velocidad de perfilaje, etc; por lo que muchas veces las compañías de servicios corrigen estos errores en campo. Sin embargo, en algunos casos estos desfases no se superan, por lo que utilizar las curvas directamente para la evaluación petrofísica conlleva a errores en los análisis ya que se estarían asumiendo propiedades dadas por diferentes tipos de perfiles a profundidades y características litológicas distintas, (Figuras 58).

CONTROL DE CALIDAD PERFILES

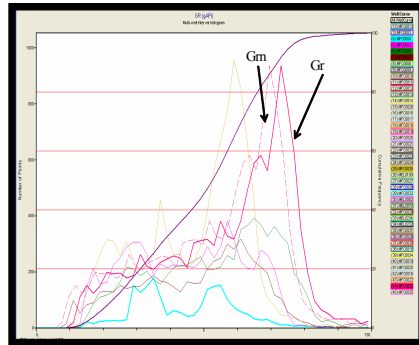


Corrección de profundidad núcleo perfil MFC-026

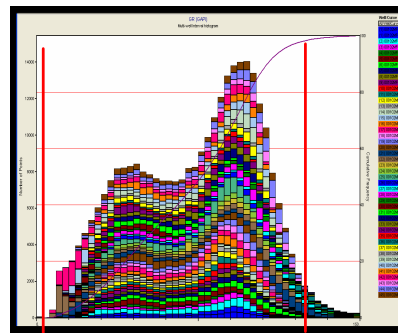


Corrección de profundidad MFC-14
(Tomando como referencia la primera corrida)

NORMALIZACIÓN



Proceso de Normalización del Gr mediante Histogramas.



Gr Normalizados (Todos estan en el mismo Rango)

Figura 58.- Control de calidad de perfiles.

5.- Modelo de Petro-Facies (Tipo de Roca)

Se realizó el análisis de las presiones capilares para determinar el tipo de roca y diámetro de la garganta poral de la roca, se utilizaron las metodologías de Willan, Pittman y Amaufle. Siendo las ecuaciones de Pittman R60 la utilizada al final del estudio Figura 59.-

En las graficas de la figura 60 se observan que existen tres tipos de roca para los análisis capilares del núcleo MFC-026, estos grupos fueron depurados y comparados con los análisis XRD, Petrográfica y Pc. Se determinaron 4 tipos de roca para rangos para tres tipos de rocas. Siendo estos siempre entre macro y mega poroso según la escala de Hartmann. En este estudio se utilizó esta escala solo por referencia, los rangos usados para el campo XC1 van entre los tamaños porales mayores a 8.3 micrones, entre los 2.9 y 8.3 micrones y los menores a los 2.9 micrones.

Se reflejaba la selección de la curva R60 de Pittman para el cálculo del radio de garganta poral, El trabajo consistió en realizar los cálculos en función de los resultados Petrofísicos obtenidos y codificar la misma para la obtención de curvas independientes en función del resultado de la misma. Cabe resaltar que los cálculos realizados son un indicador del posible radio de garganta poral y que por supuesto está asociado a la arcillocidad presente, ya que a medida que el radio de garganta de poros es mayor, menor será la arcillocidad, mejor será el flujo y menor es la saturación de agua irreducible asociada, y viceversa. Esta codificación fue cotejada en los intervalos de cañoneo o posible extrapolación de localizaciones en pozos desviados, sirviendo así para la selección y optimización de los mismos en el caso de cañoneos selectivos.

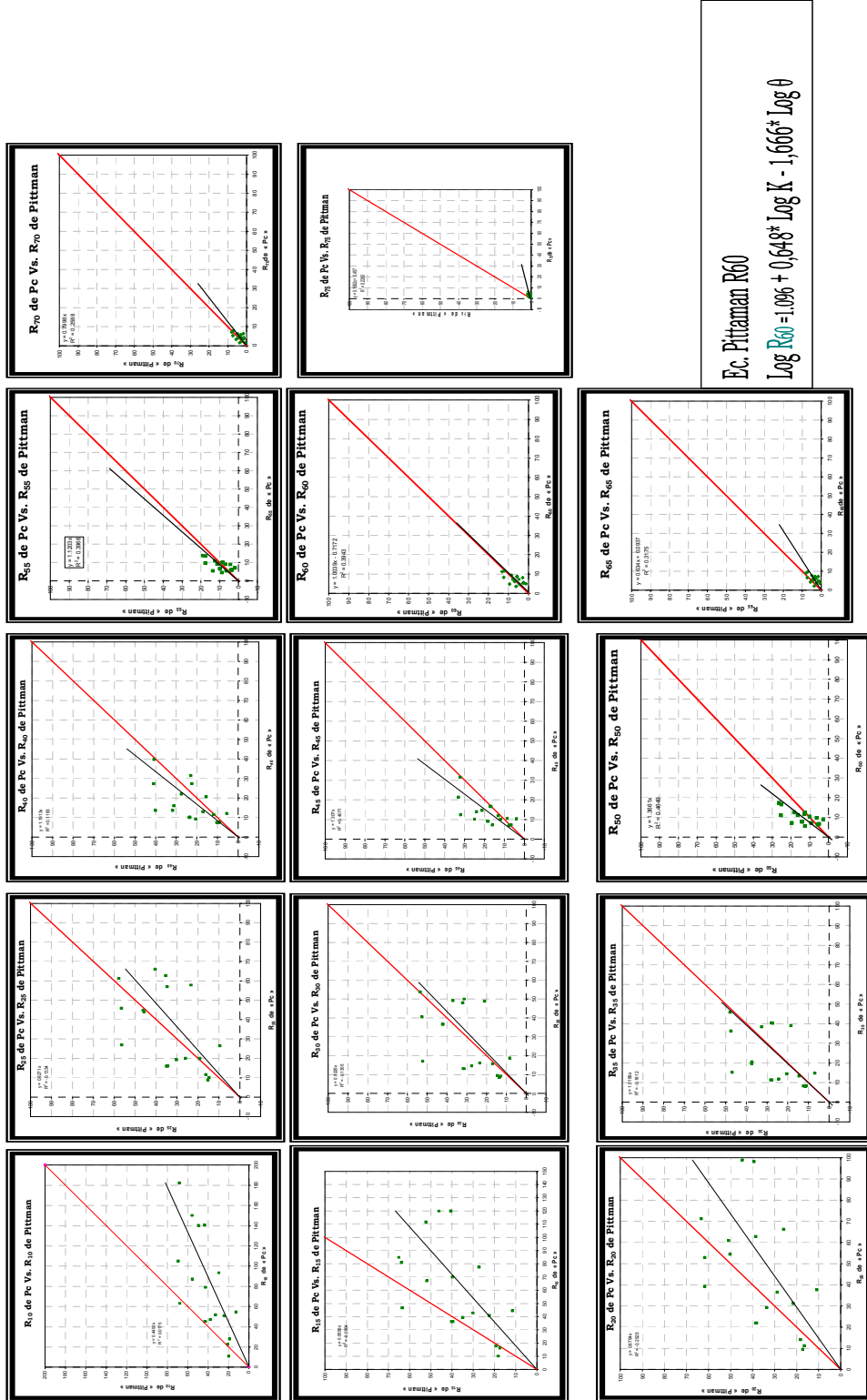


Figura 59.- Gráficos de Presiones capilares (one to one).

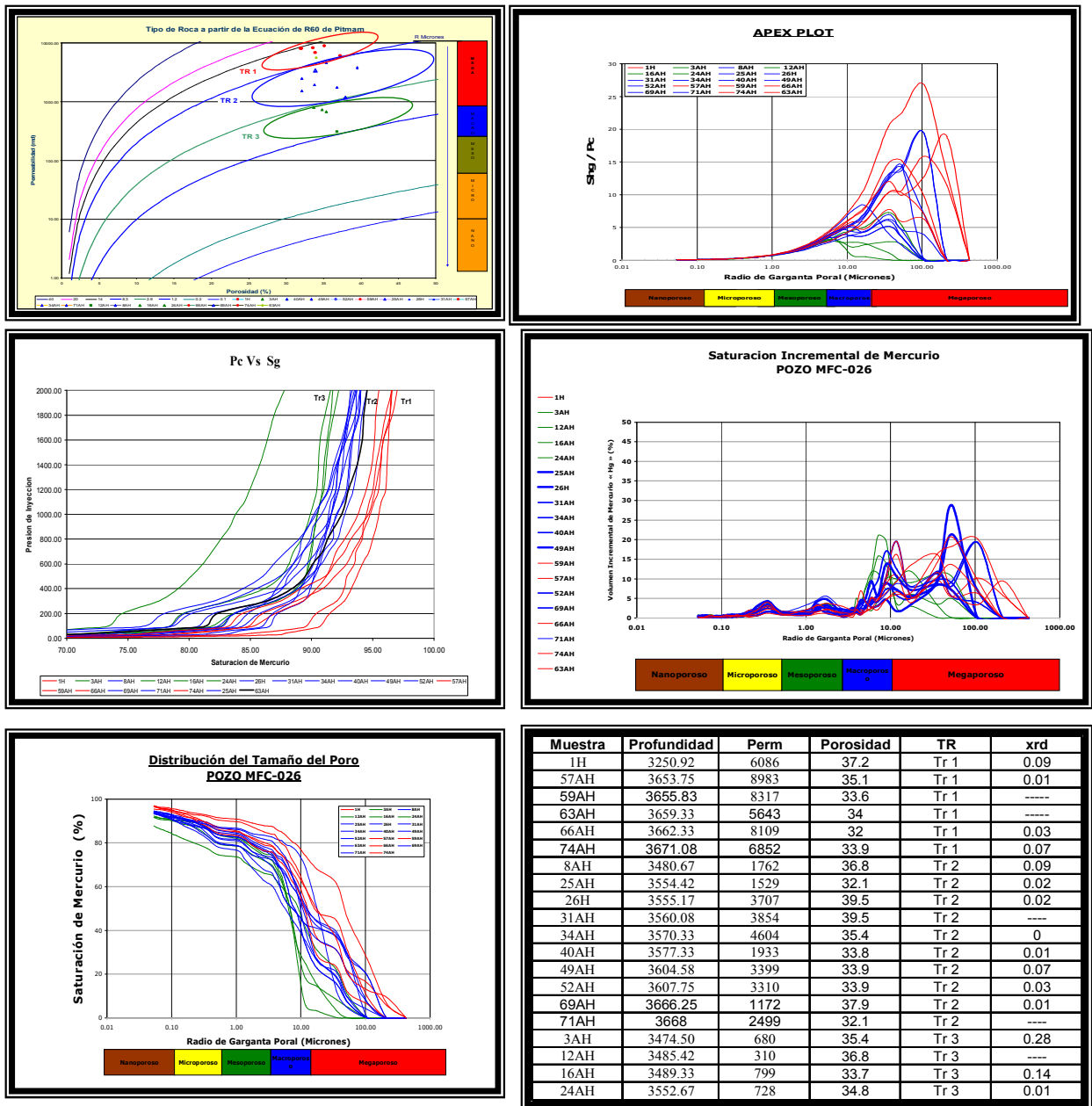


Figura 60.- Análisis de petrofacies de las Presiones capilares (Pittman).

En este caso particular se generaron curvas discretas denominadas, MEGA, MACRO, MESO, MICRO y NANO asociados a valores constantes de 5, 4, 3, 2 y 1 de las curvas $K_{pittman_R60}$; con colores rojo, azul, verde amarillo y marrón, respectivamente, 7 para el carbón con el color Negro y 6 para el la lutita, como se muestra en la figura 61, así mismo se creó una curva discreta con el nombre de PETROFACIES que une todas las anteriores curvas.

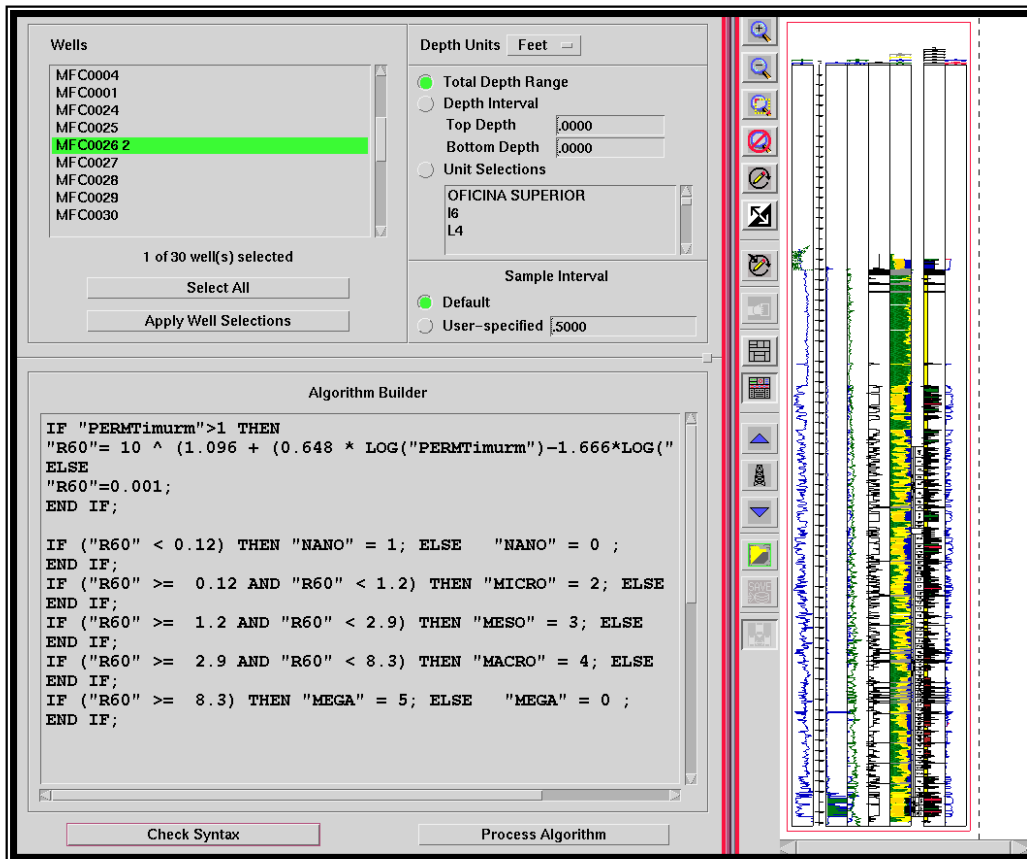


Figura 61. Modelo de facies.

Se genero una curva a través del modulo de lithology de openwork, esta curva discreta representa los siguientes valores 0 para lutitas, 1 para limos o arenas arcillosas, 2 para arenas limpias y 4 para carbonos.

6.- Modelo de arcillosidad

Generalmente la arcillosidad está asociada a disminuciones de permeabilidad y de porosidad efectiva en la roca-almacén. Se denominan indicadores de arcillosidad a las expresiones (generalmente obtenidas de las ecuaciones de respuesta de los registros) utilizadas para determinar el volumen Vsh de lutita o “shale” en la formación.

Se procedió inicialmente a utilizar diferentes métodos para el cálculo de volumen de arcilla con el propósito de verificar el comportamiento de diversos algoritmos en la zona.

Lineal.

$$V_{sh\ GR} = \frac{GR_{log} - GR_{clean}}{GR_{sh} - GR_{clean}}$$

Steiber.

$$V_{sh\ GR\ Steiber} = \frac{V_{sh\ GR\ Linear}}{3.0 - 2.0V_{sh\ GR\ Linear}}$$

Power Law (Curved).

$$V_{sh\ GR\ Power\ Law} = \frac{0.06078 \cdot (100V_{sh\ GR\ Linear})^{1.58527}}{100} \quad V_{sh\ GR\ Linear} \leq 0.55$$

$$V_{sh\ GR\ Power\ Law} = \frac{2.1212 \cdot (100V_{sh\ GR\ Linear}) - 81.667}{100} \quad 0.55 < V_{sh\ GR\ Linear} \leq 0.73$$

$$V_{sh\ GR\ Power\ Law} = V_{sh\ GR\ Linear} \quad V_{sh\ GR\ Linear} > 0.73$$

Larionov.

$$V_{sh\ GR\ Larionov\ Tertiary} = 0.083 \times (2.0^{3.7V_{sh\ GR\ Linear}} - 1.0)$$

Clavier.

$$V_{sh\ GR\ Clavier} = 1.7 - \sqrt{3.38 - (V_{sh\ GR\ Linear} + 0.7)^2}$$

La flujo usado para realizar el cálculo fue tomado por el de arcillosidad mínima, combinando los métodos de Double clay indicator y Larionov para rocas terciarias. Comparando estos valores de arcillosidad resultantes en escala desde 0 hasta 1 con valores de Gamma Ray máximos y mínimos con el propósito de hacer coincidir la lutita a valores aproximados al 99-100% y la arena mas limpia a valores aproximados al 0-5% para ello es necesario resaltar que el Gamma Ray fue corregido ambientalmente por efectos de hoyo, tipo de herramientas, centralización y del tipo del lodo, ya que este caso en particular las respuesta del Gamma Ray esta enormemente afectado por las condiciones del hoyo.

De todas las ecuaciones aplicadas se deduce que el volumen de arcilla mediante el uso de la ecuación Power Law es muy optimista en formaciones limpias (representándolas con muy poca arcillosidad) y arcillosas (demarcándolas como lutíticas) para este campo, mientras que el resto de los algoritmos, como el Linear es bastante pesimista (representando las arenas más limpias como arcillosas y alunas lutitas como arena arcillosas). El resto de los algoritmos usados se superponen entre sí, sin demarcar diferencia entre ellos, resultando un comportamiento optimista en las arcillas y pesimista en las formaciones limpias

moviéndose en el rango entre el caso optimista o Power Law y el caso pesimistas o GR linear. El modelo de Larionov para rocas terciarias coteja muy bien con las mediciones de arcillosidad obtenidas por difracción de rayos X en los núcleos del pozo MFC-026.

Se determinaron los valores de Gamma Ray máximos y mínimos en función de las zonas previamente establecidas por el equipo del proyecto (en función de características litológicas y bioestratigráficas), obteniendo un rango de valores de GR mínimo entre 10 y 50 API y entre 90 y 360°API para valores de GR máx., con la ayuda de crossplots y discriminadores aplicados para las Formaciones Oficina y Merecure. Cretáceo se evaluó utilizando, en algunos casos, los algoritmos para cálculo de VCL por Densidad Neutrón y por el Método de SP, o combinaciones de ambos. Se generó una única curva llamada VCL que representa el valor mínimo obtenido en la evaluación, la cual fue cargada en el proyecto de openwork XC1.

En resumen se usaron todos los modelos de arcillosidad disponibles, observando que el modelo, combinando los métodos de Double clay indicator y Larionov para rocas terciarias, es el apropiado debido a las condiciones de deflexión de la curva GR en estas arenas, ya que usando GR linear se observan valores pesimistas en arenas muy limpias y valores optimistas en lutitas. El comportamiento del uso de la ecuación Power Law, muestra respeto por efectos de capas, definiendo muy bien el cambio arena-lutita, sin embargo el resto de los algoritmos, se encuentra como combinaciones entre los dos casos anteriormente expresados.

La Figura 62, muestra el resultado de la aplicación del VCL mínimo en cotejo con los datos de XRD del núcleo MFC-026, la dispersión estimada es de 30%.

El trabajo de indicadores de arcilla Dobles, tienen como principio definir una línea limpia y un punto de arcilla. El volumen de arcilla es calculado como la distancia de las caídas de datos de entrada entre el “punto de arcilla” y el punto de la línea limpia. La Figura 63 y 64, ilustra el principio.

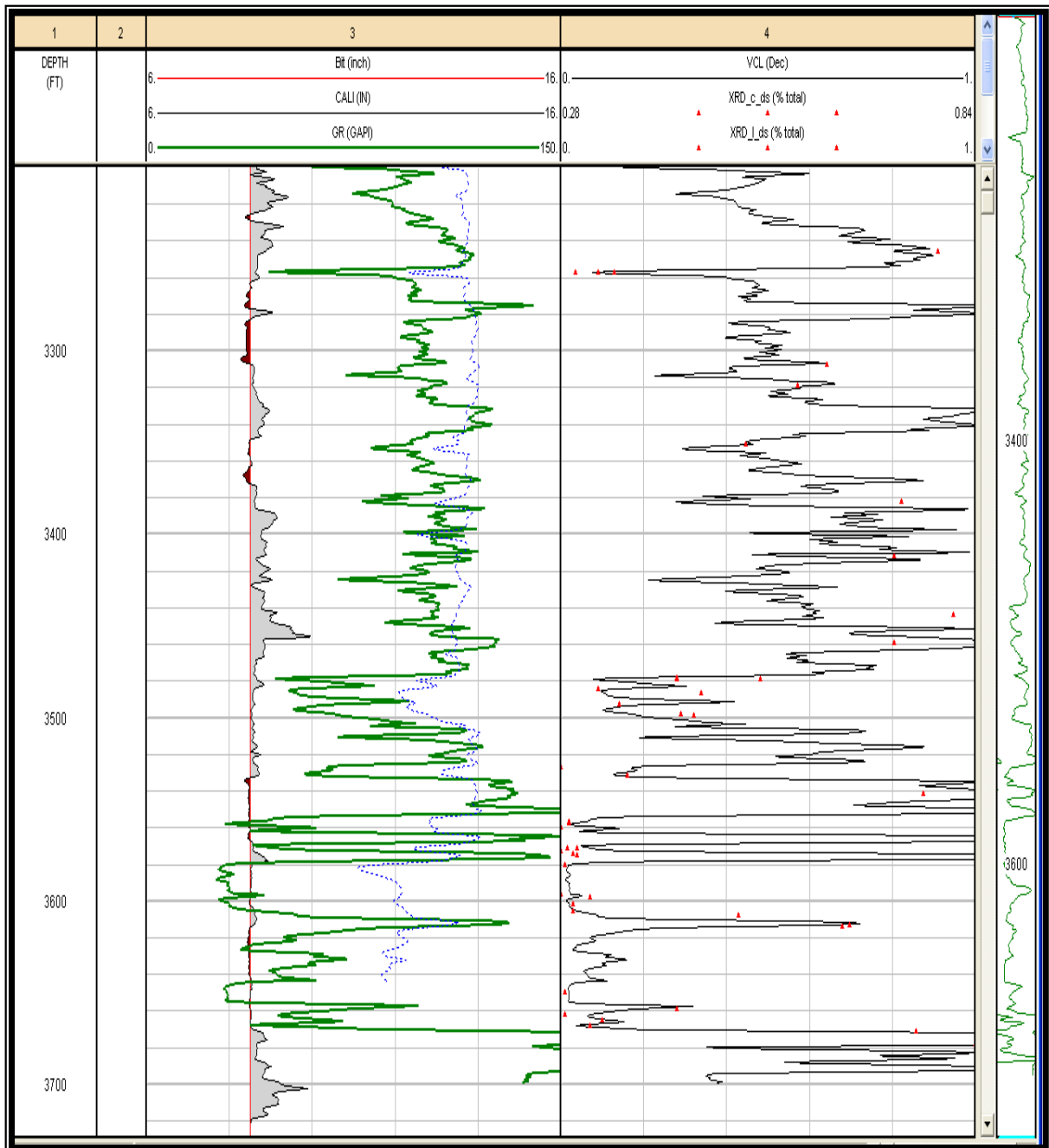


Figura 62. Cotejo del Modelo de Arcillosidad con los datos de XRD del Núcleo MFC-026.

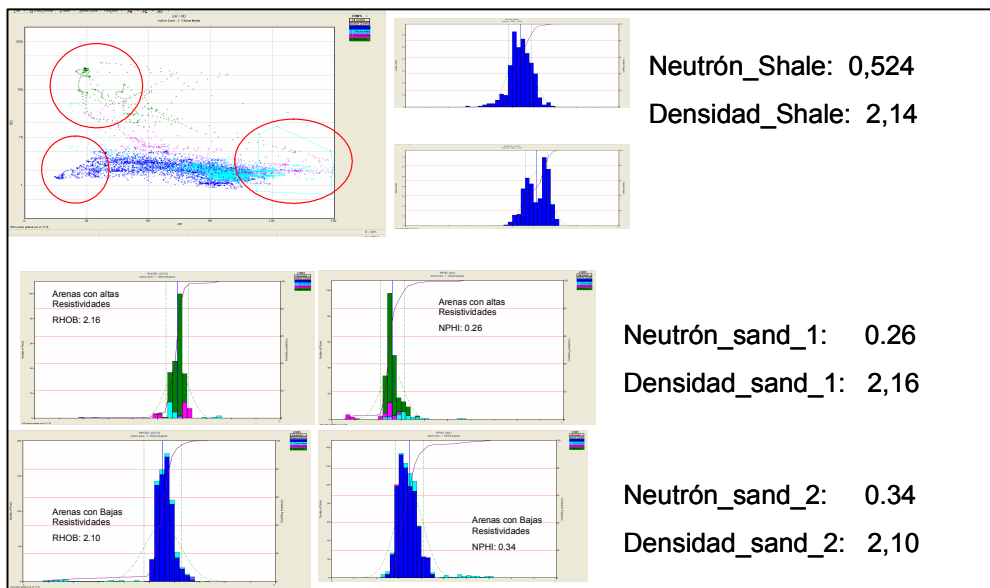


Figura 63.- Parámetros usados para el modelo de doble clay Indicator.

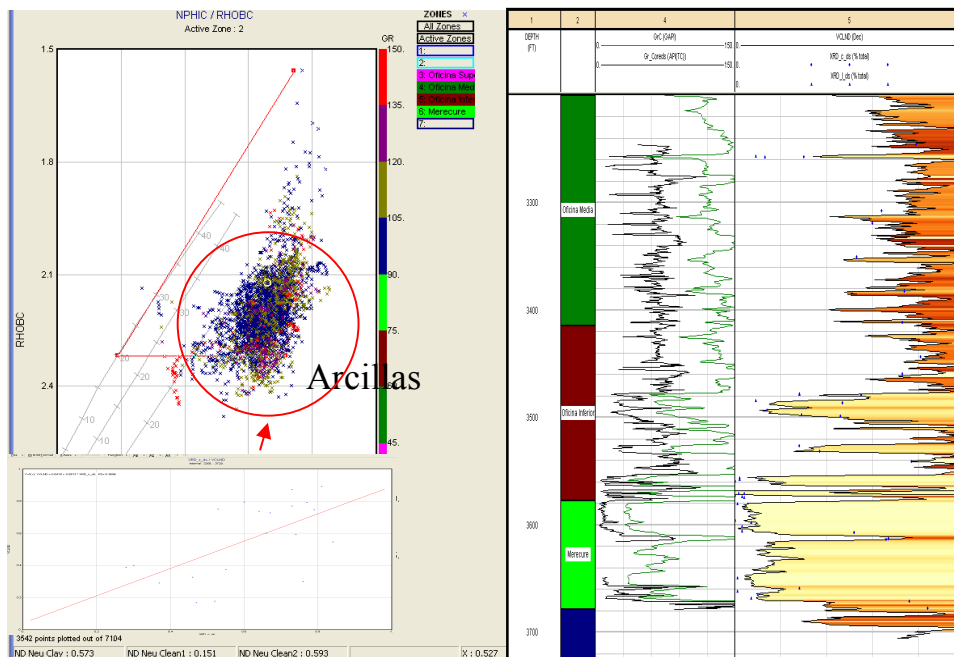


Figura 64.- Crosplot de Densidad vs Neutrón, usados en el modelo de doble indicador.

En la Tabla 6, se muestran los diferentes coeficientes de correlación, siendo el de Larionov, curved y doble indicador de arcillas el que menor grado de dispersión tiene. Por lo que se tomó la decisión de usar la combinación de larionov y doble indicador usan la curva de VCL mínimo. Las validaciones de los controles de calidad de la data de núcleo obtenida por las empresas que realizaron los ensayos de XRD, no se hizo en su momento, no hubo control de PDVSA en estos análisis, por lo que se recomienda para futuros ensayos supervisar estos análisis para así poder estimar el error implícito en las medidas de XRD, y poder determinar así el nivel de incertidumbre y riesgo.

Modelo	R ²
Lineal	0.06
Young Rock	0.61
Curved	0.66
Clavier	0.0002
Stieber	0.0016
Old Rock	0.0012
Doble Indicador	0.37

Tabla 6.- Grados de correlación con de los diferentes modelos de calculo de arcillosidad cotejados con los análisis de XRD del núcleo MFC-026.

7.- Modelo de porosidad

Para efectos del cálculo de la porosidad es necesario mencionar los diferentes tipos y procedimientos de obtención de las mismas. Los valores leídos en el pozo son corregidos ambientalmente antes de ser incluidos en algún procesamiento o cálculo donde se consideren éstas curvas. A través del uso de esta metodología, los valores de los registros de densidad y neutrón corregidos ambientalmente serán usados para:

Porosidad Total: La porosidad total será usada en el gráfico pickett plot para la estimación de la resistividad de agua de formación y como entrada al modelo de saturación de agua. Esta porosidad es calculada en el módulo de Preliminary Reconnaissance, mediante el uso de las ecuaciones y las cartas de SLB, año 1986. Un resumen de las ecuaciones y la manera como es manejada por el software serán mostrados en la figura 65.

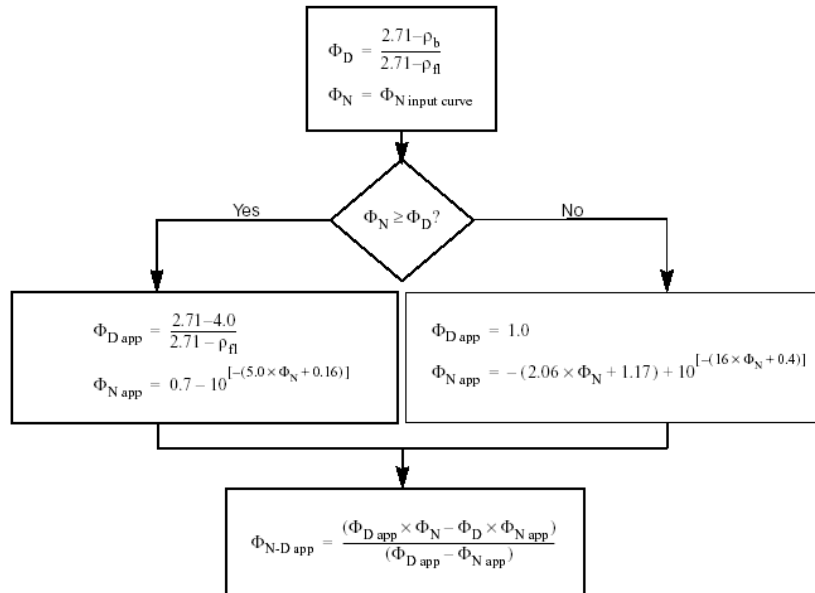


Figura 65. Correlaciones para el cálculo de porosidad

En algunos casos, donde se encontraba la curva disponible, se calculó la porosidad usando la herramienta sónico mediante la ecuación de Willy Figura 66.

$$\Phi_S = \frac{\frac{\Delta t - (V_{sh} \times \Delta t_{sh})}{1 - V_{sh}} - \Delta t_{tm}}{\Delta t_{fl} + (\Delta t_{fl} \times \alpha \times SHR) - \Delta t_{tm}} \times \frac{1}{Cp} \times (1 - V_{sh})$$

Figura 66. Correlación de Willy para el cálculo de porosidad a partir de registros sínicos

Porosidad Efectiva: La porosidad efectiva será el resultado definitivo del modelo. La Porosidad Efectiva: representada por Φ_e , es la porosidad accesible a los fluidos libres para desplazarse, excluyendo la porosidad no-conectada y el espacio ocupado por el agua adsorbida e inmobilizada en las lutitas o shales. El concepto de ‘corrección del efecto de arcillosidad’ en los registros significa obtener un nuevo valor de éste en la zona arcillosa que represente el valor que el registro habría obtenido en la formación si ésta hubiera tenido la misma porosidad efectiva pero no hubiera tenido lutita o shale. El concepto equivale a predecir la lectura de un registro en una formación igual a la verdadera, en la cual se substituye el volumen de lutita o shale por matriz para no alterar el valor de la porosidad.

$$\Phi_{efectiva} = \Phi_{aparente} * (1 - V_{SHALE})$$

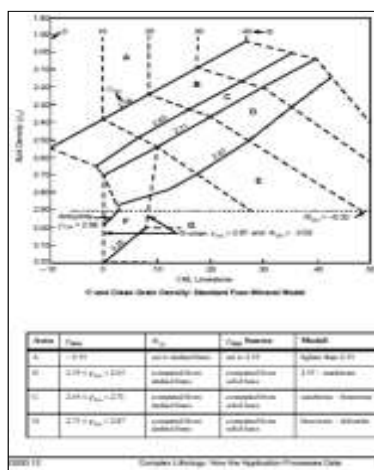


Figura 67. Nomograma para la corrección de porosidad por efecto de arcillosidad

El modelo se fundamenta en el gráfico anterior (figura 67) para el cálculo de la porosidad efectiva así como también emplea ecuaciones para corregir la influencia de las arcillas en estos valores. Sin embargo, este gráfico y sistema de ecuaciones posee algunas limitaciones en aquellos casos donde la porosidad neutrón posee valores muy pequeños o cercanos a cero, tal es el caso de algunos campos pertenecientes al área tradicional de Anaco por tratarse de yacimientos volátiles, livianos o en su defecto gas, haciendo que los valores leídos por la herramienta neutrón sean muy bajos, por lo cual se hace necesario corregir por efectos de densidad de hidrocarburos y usar el modelo “Shaly Sand”.

7.1 Cotejo con Datos de Núcleos

La porosidad interpretada de los registros usando los métodos referidos anteriormente fue calibrada usando las mediciones de laboratorio en los núcleos disponibles. Los núcleos disponibles para la calibración de las propiedades petrofísicas interpretadas de los registros son del pozo MFC-026

En este pozo se realizó un chequeo y ajuste sólo de la porosidad, ya que el pozo no posee información de producción disponible además de presentar pocos intervalos prospectivos a lo largo de todo el pozo.

Se realizó la carga de la información del núcleo disponible y sus curvas básica para la evaluación en Interactive Petrophysic.

La comparación de información núcleo-perfil, se realizó mediante el despliegue gráfico de porosidades totales del núcleo vs. Porosidades generadas por el modelo en función de las curvas de Densidad y Neutrón.

Las curvas que serán utilizadas en los gráficos serán calculadas mediante la aplicación de interpretación petrofísica en la cual se usan las curvas densidad, neutrón y sísmico corregidas previamente por efectos ambientales generando curvas de porosidad por densidad, porosidad por neutrón, porosidad por sísmico en diferentes matrices (sandstone, limestone, dolomite), en caso de que sea requerido, y porosidades cruzadas tales como porosidad neutrón-densidad y neutrón sísmico. Para tal efecto se realizó el análisis de los resultados obtenidos, los cuales se verán en la Figura 68.

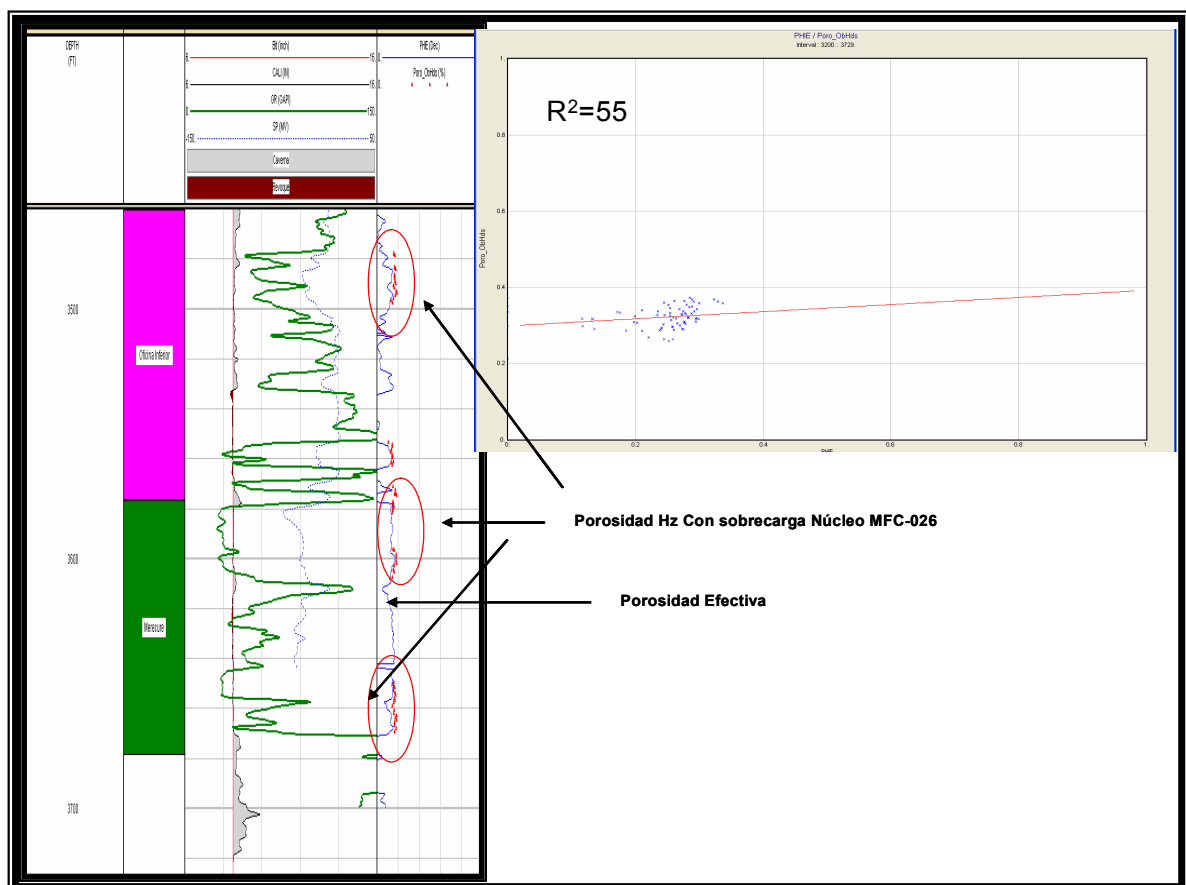


Figura 68. Ajuste del modelo de porosidad con núcleos. Pozo MFC-026

8.- Densidad de matriz de formación (ρ_{ma}).

Para determinar la densidad de matriz de la formación se realiza el histograma de frecuencia con los valores de densidad de grano. Para esto se grafican valores de frecuencia de densidad de grano en función de los valores de densidad de grano en un único gráfico, obtenidos de los análisis convencionales de los núcleos del pozo MFC-026. Ver Figura 69.

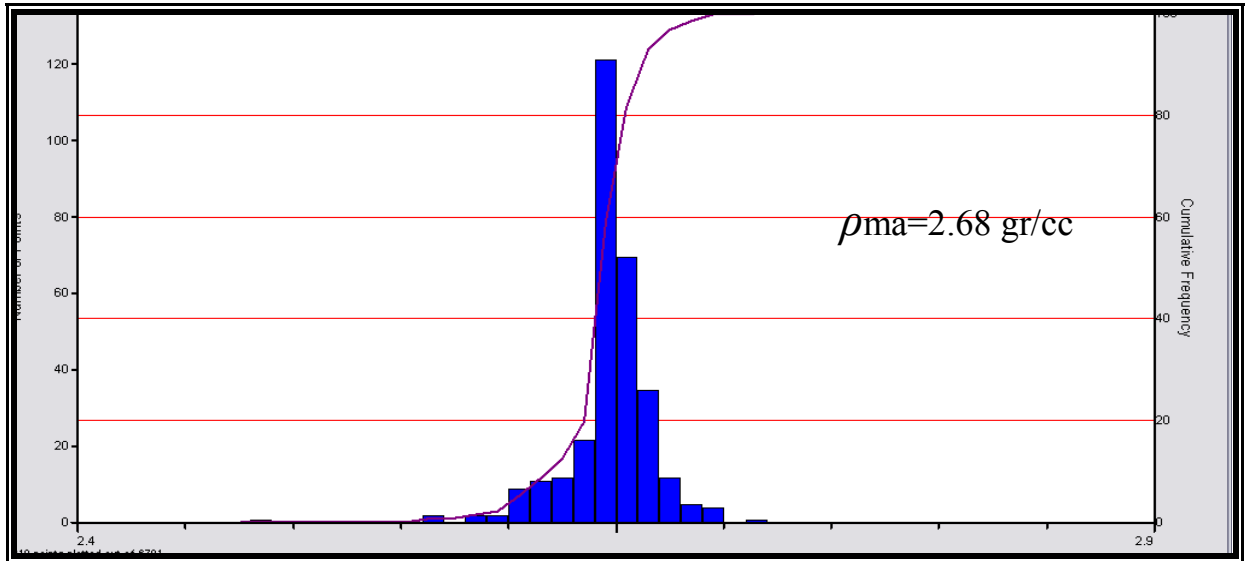


Figura 69 Histograma de densidad de grano de los análisis convencionales del núcleo MFC-026

Finalmente, para el cálculo de la porosidad efectiva (ϕ_e) se puede determinar mediante dos modelos:

$$\phi_e = \phi_{Total} (1 - V_{sh}) \quad (1.1)$$

$$\phi_e = \phi_{Total} (\phi_{Vsh} \cdot V_{sh}) \quad (1.2)$$

Donde:

ϕ_{Vsh} : porosidad (corregida por arcilla) de formación.

ϕ_{Total} : porosidad total calculada por el registro disponible (densidad, neutrón, Sónico, etc).

Cuando se usan curvas de porosidad densidad y neutrón se usa la ecuación de Gaymar como se muestra a continuación

$$\phi_e = \sqrt{\frac{\phi_{Nc}^2 + \phi_{Dc}^2}{2}}$$

Donde:

ϕ_{Nc} : porosidad derivado del registro neutrón, corregida por la arcilla de formación, ecuación 1.1 o 1.2

ϕ_{Dc} : porosidad derivado del registro densidad, corregida por la arcilla de formación, ecuación 1.1 o 1.2

Para determinar el modelo de porosidad a utilizar se construyó un “TEMPLATE” incluyendo registros del pozo MFC-026, data del núcleo y las curvas representadas por las ecuaciones 1.1 y 1.2, para ver cuál de los dos modelos coteja con la data del núcleo. También se pudo construir el gráfico de porosidad efectiva del modelo o calculada vs porosidad efectiva de los análisis del núcleo de cada modelo y la que forme una línea de 45° con la porosidad efectiva del núcleo será el más representativo. Ver Figura 68.

9.- Modelo de permeabilidad

Inicialmente se usaron los dos pozos con datos de permeabilidad de núcleos existentes, las cuales habían sido cargadas con anterioridad en procedimientos anteriores y correspondían a los mnemónicos K_CORE para el pozo MFC-026 y. Luego fueron codificadas las ecuaciones de permeabilidad conceptuales descritas en la literatura, con el propósito de encontrar el mejor cotejo con núcleos y con resonancia magnética, usándose para tal fin las ecuaciones de Timur, Timur_Modificada y Bigg&Morris a través de la opción Mathpack de PetroWorks (Figura 70).

Los resultados serán mostrados a continuación, con los siguientes comentarios:

Los valores del núcleo cotejan con la ecuación de Bigg & Morris y Timur modificada como se muestran en las figuras siguientes, mientras que la porosidad resultante del registro de resonancia magnética (CMR), lucen subestimadas, lo cual nos hace pensar que resta por ajustar la constante “C” con núcleo para la posterior aplicación de la misma en pozos adicionales sin núcleos donde se baje la herramienta CMR.

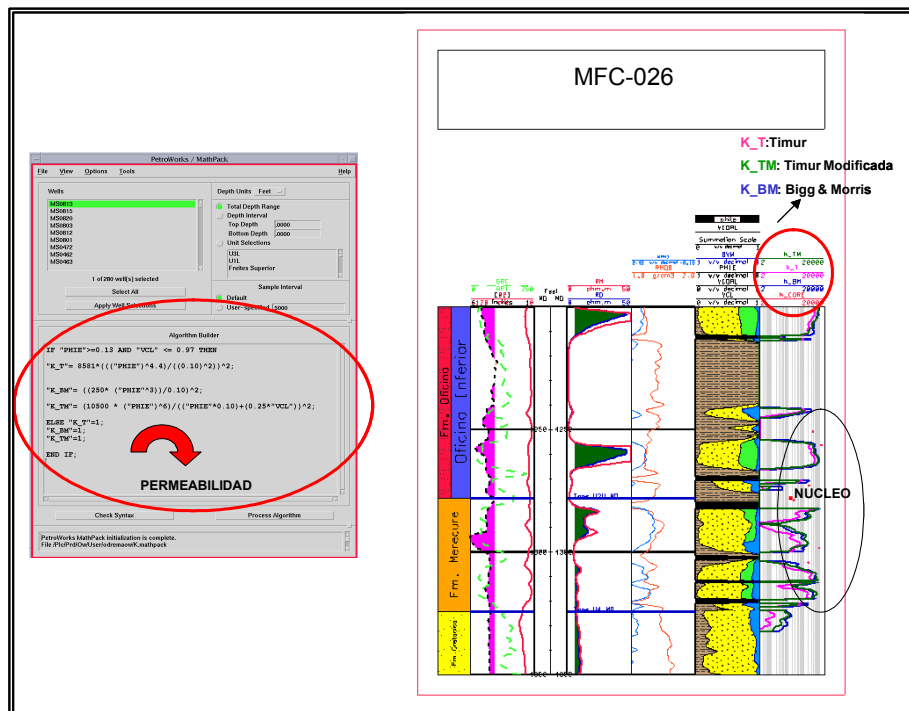


Figura 70. Ajuste del modelo de permeabilidad con núcleos. Pozo MFC-026

10.- Modelo de saturación.

10.1 Determinación de los parámetros para el modelo de saturación

Para la realización de una evaluación cuantitativa de los perfiles de pozos es necesario conocer los parámetros petrofísicos de la formación, dichas propiedades son: densidad de matriz de formación (ρ_{ma}) exponente de saturación (n), exponente de cementación (m), capacidad de intercambio catiónico por unidad de volumen poroso (QV), resistividad del agua de formación (R_w), etc.

Los coeficientes de tortuosidad (a), factor de cementación (m) y exponente de saturación, se tabularon para todos los niveles estratigráficos del núcleo del pozo MFC 026, según los análisis especiales de Factor de Formación, (ver figura 71), los mismo se realizaron a presión de sobrecarga y a condiciones de ambiente y temperatura de laboratorio incluyendo corrección de QV . Después de haber realizado las mediciones de los valores del Factor de Formación a condiciones de ambiente, las muestras seleccionadas fueron preparadas para el análisis a condiciones de presión de sobrecarga. Luego las muestras fueron montadas entre piezas de acero inoxidable en los extremos en una manga de goma y sumergidas en aceite, en un core holder hidrostático. Todas las tuberías y superficie de contacto fueron saturadas completamente con la salmuera simulada de la formación para asegurar continuidad eléctrica. La presión de confinamiento fue incrementada al valor requerido de 1.500 y 1.700 PSI, mientras que la salmuera que fue expelida fue monitoreada hasta que la producción

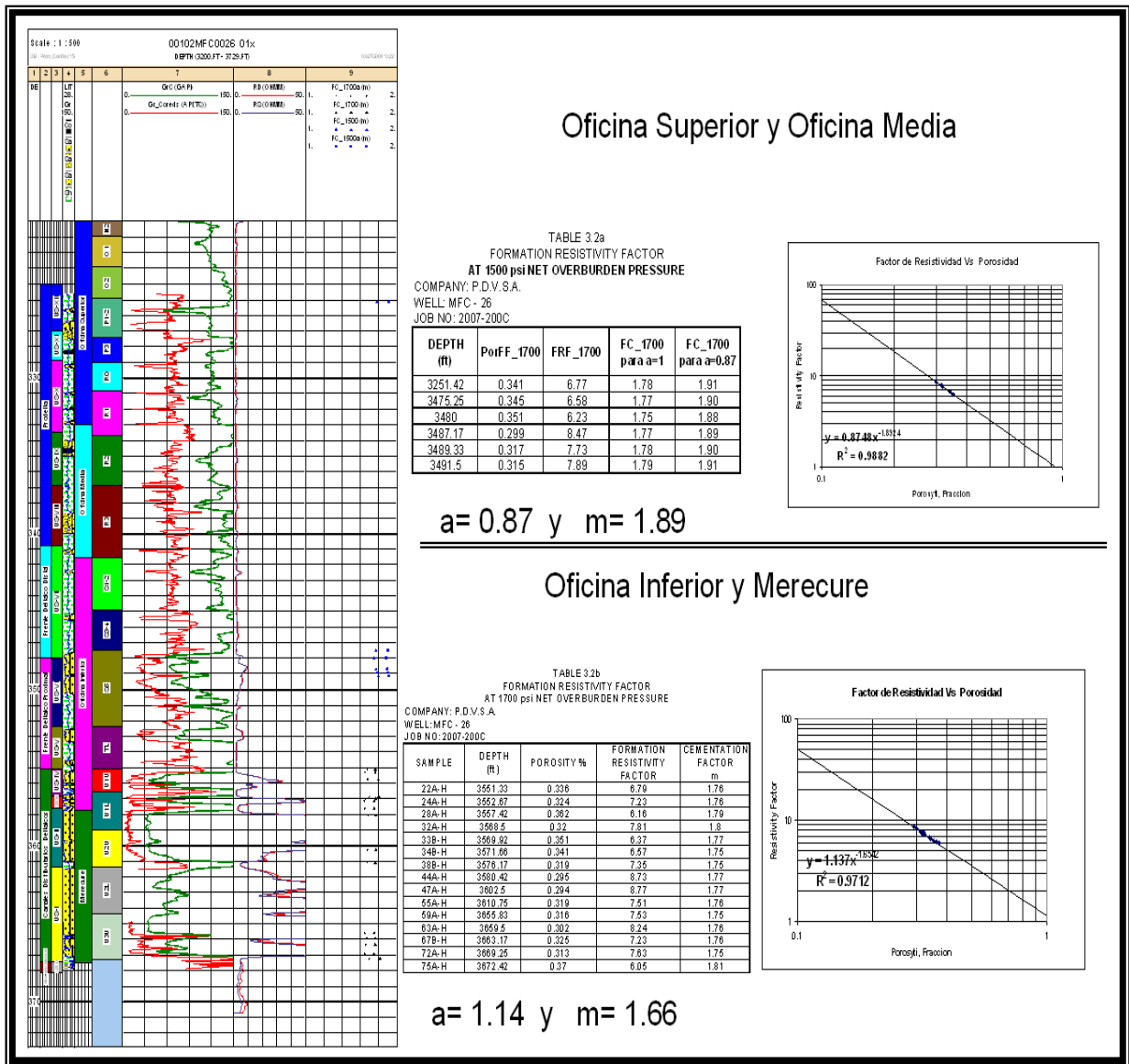


Figura 71 Ajuste del factor de Formación.

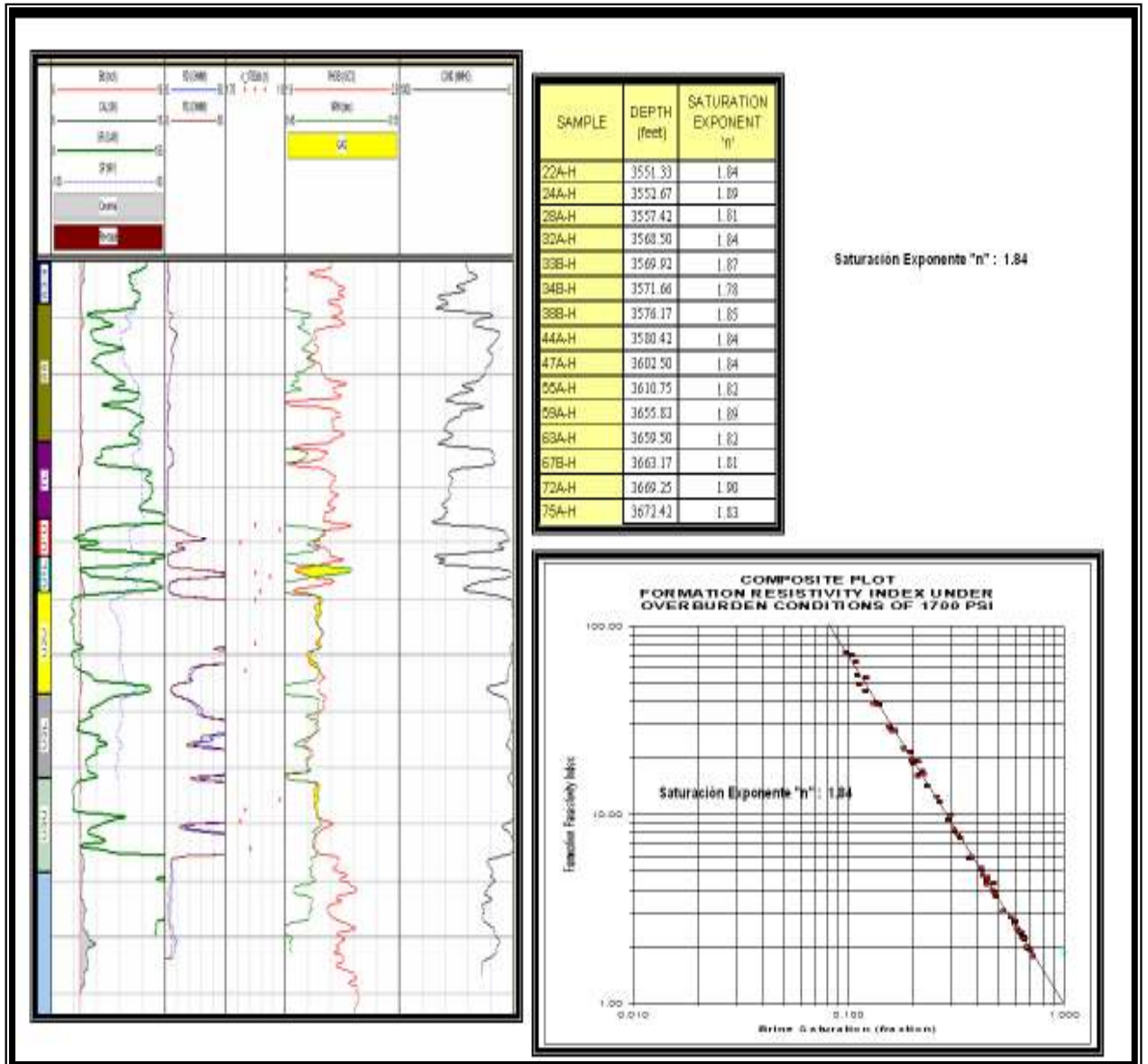


Figura 72 Análisis del índice de resistividad del núcleo MFC-026.

10.2 Resistividad de agua de formación

Se determinó la resistividad de agua de formación a través de análisis físico/ químico del agua de formación y por la selección de otros métodos.

Los análisis fisicoquímicos de agua de formación del campo XC1 solo están disponibles en los pozos MFC-001, MFC-005 y MFC-006, de los cuales solo los análisis del pozo MFC-001 está en estado Balanceado, Figura 73. Existen otros análisis disponibles que no informan el nivel donde fue tomada la muestra, Ver tabla #2. Todo este proceso se realizó de acuerdo con el procedimiento para caracterización del agua de formación mediante análisis físico-químicos, el cual consiste en reducir la composición química de la muestra de agua a una equivalente en cloruro de sodio (NaCl), por medio de unos factores de conversión. Estos factores se determinaron del gráfico (Gen 8, Figura 74) de Schlumberger a partir de la concentración total de sólidos. Esta concentración es la sumatoria de todas las concentraciones (ppm) de los iones presentes en el análisis químico de la muestra.

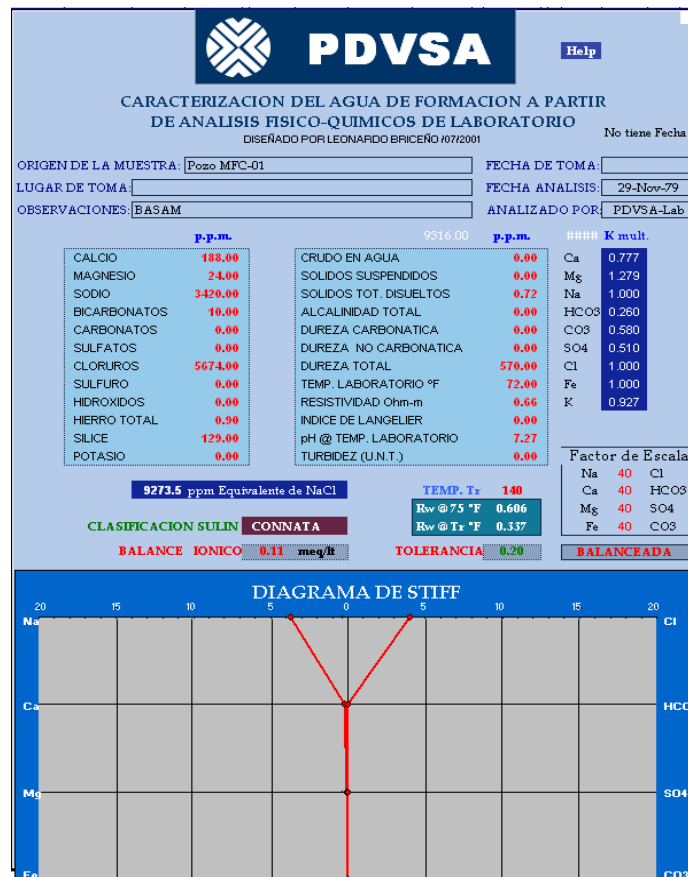


Figura 73 Análisis Fisicoquímico del pozo MFC-001

Pozo	Profundidad (pies)	ppm	Rw (ohm-m)	Temp (°F)	Rw medido (ohm-m)	Temp medida (°F)	Clasificación Sulin	Observación
MFC-001	Arenas U	9273	0.606	75	0.337	140	CONNATA	balanceado
MFC-005	Arenas U	43705	0.14	75	0.082	140	CONNATA	no balanceado
MFC-006	Arenas U	85156	0.08	75	0.047	140	CONNATA	no balanceado

Tabla 7. Resultados de los análisis fisicoquímicos del campo XC1.

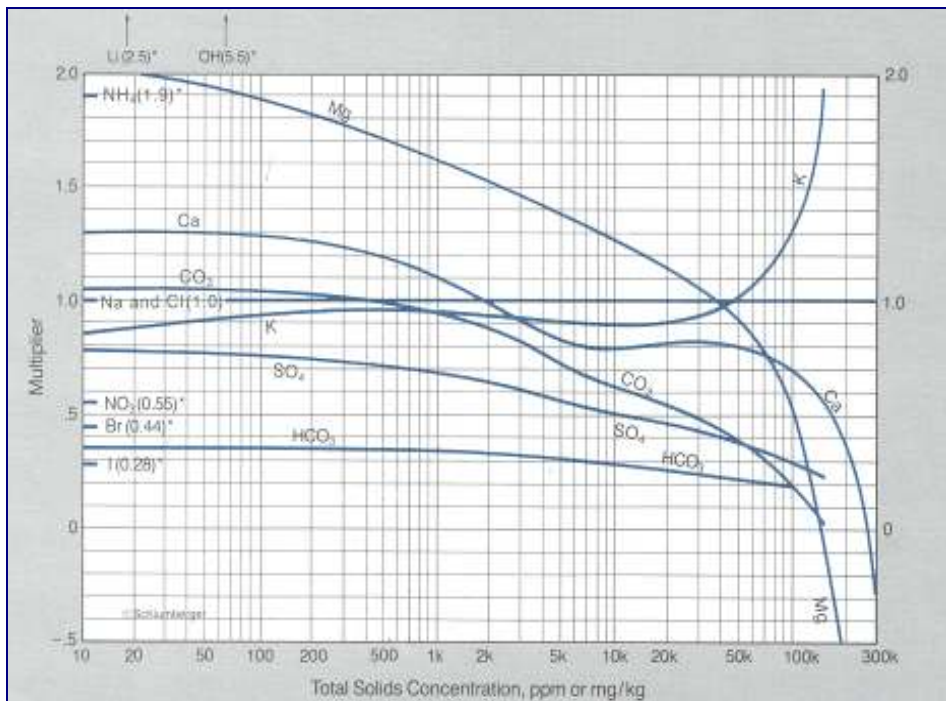


Figura 74: Gen-8.

Para obtener la resistividad del agua de formación se llevó el valor de la salinidad total equivalente de cloruro de sodio, determinada en el paso anterior, a la temperatura a la cual se deseaba el resultado, según el gráfico Gen-9 de Schlumberger (Figura 75).

Para la construcción del diagrama Stiff, se consideraron las concentraciones absolutas en miliequivalentes por litro de los iones de sodio, calcio, magnesio, cloro, bicarbonato y sulfato. Los valores de concentración de cada ión fueron representados a la izquierda y derecha de un eje vertical y se unen con líneas rectas, para conformar un diagrama característico de cada tipo de agua. La escala debe ser escogida cuidadosamente, dependiendo de las concentraciones de las muestras. (Figura 73).

10.3 Determinación de RW mediante la técnica gráfica de Pickett.

Estas técnicas se usan en aquellos pozos que tengan arenas limpias saturadas 100% de agua en condiciones iniciales y que dispongan de sus respectivos registros (editados y normalizados) de resistividad y porosidad, además de valores confiables de los exponentes de tortuosidad (a), cementación (m) y saturación (n).

Se ubicaron pozos que se encontraban en zonas con S_w igual a 100% en el nivel estratigráfico de interés y de esta forma realizar gráficos log-log de R_t contra ϕ . La ecuación de los puntos representó la familia de líneas rectas con pendiente m, cuyo intercepto es " $a \cdot R_w$ " en la abscisa de $\phi = 100\%$, siendo los valores de la tortuosidad (a) establecidos en la Figura 16; dicho intercepto será la resistividad del agua de formación a la temperatura del estrato. Los puntos de la zona con S_w menor a 100% caerán por encima de la línea recta. (Ver Figura 76).

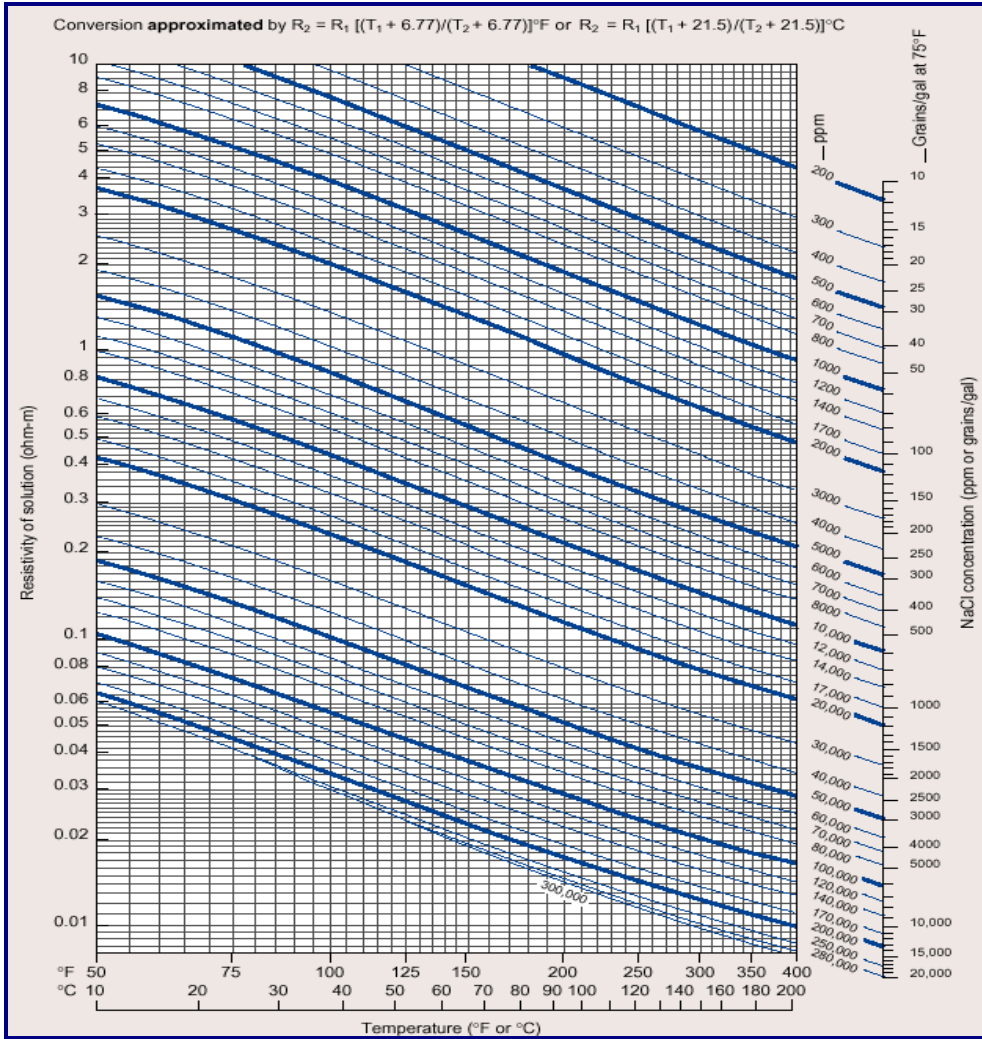


Figura 75: Gen-9.

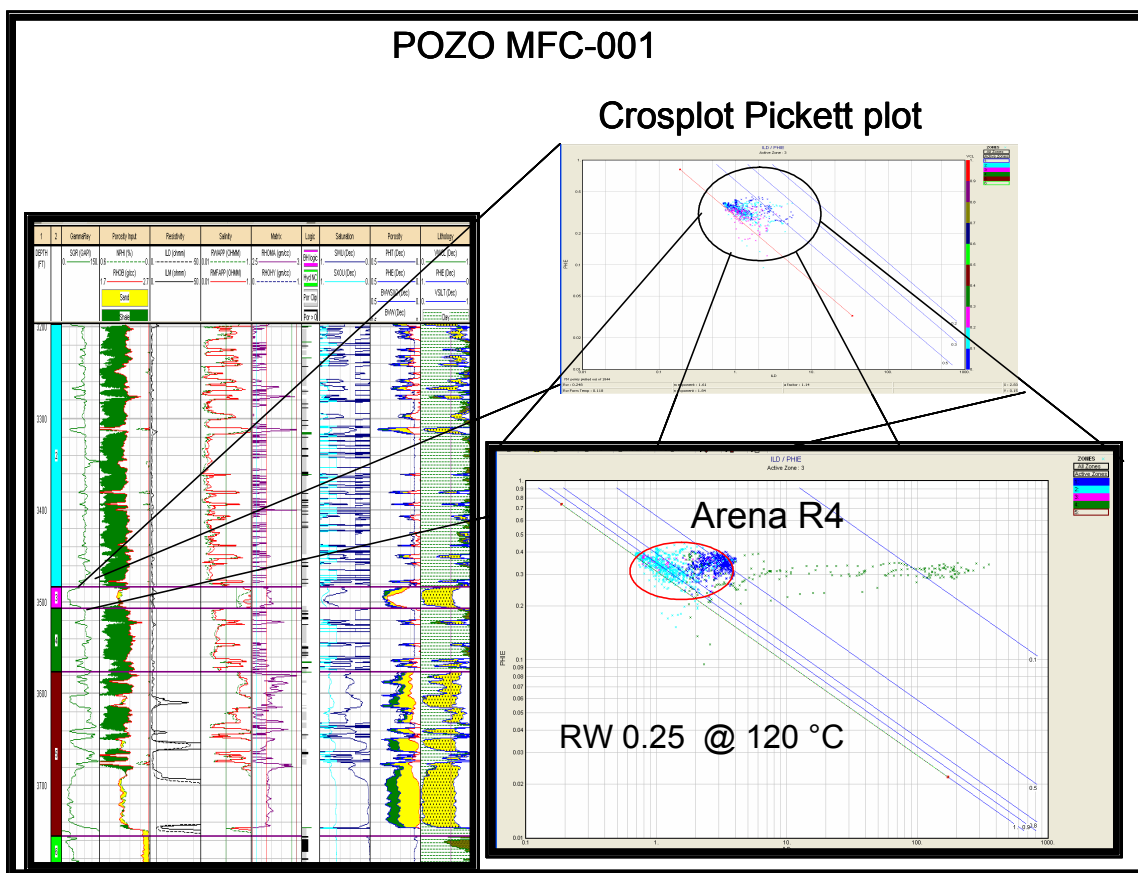


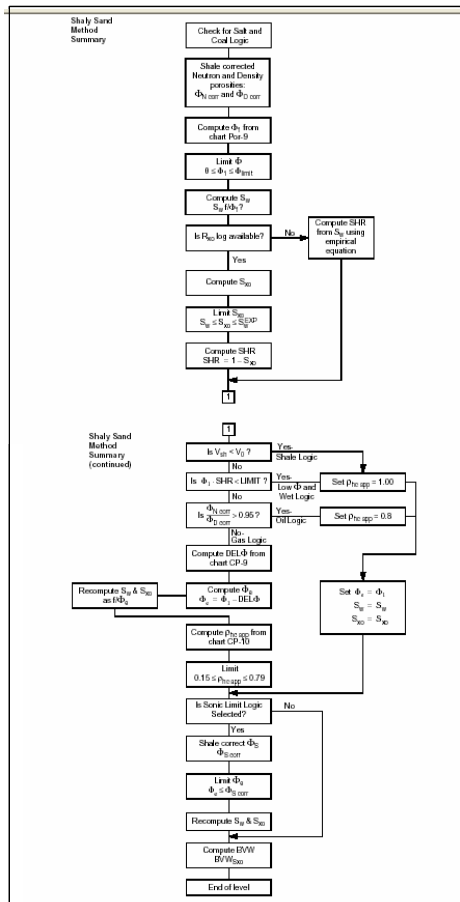
Figura 76 Cálculo del R_w por el método de Pickett plot, para el pozo MFC 01 en el nivel de la arena R4

Luego de obtener los resultados de este análisis se procedió a agrupar los datos que según los rangos para cada intervalo de la columna estratigráfica (Tabla 8).

FORMACIÓN	R_w (OHM-M) @ TEMPERATURA (°F)
Oficina Sup	0.30 @ 120
Oficina Inf	0.25 @ 120
Merecure (U2,3)	0.14 @ 140

Tabla 8. R_w para la columna Estratigráfica.

Se utilizó el modelo Shaly Sand para el cálculo de saturación de agua. La Figura 77 muestra el esquema del flujo de trabajo usado. Las curvas de arcillosidad, resistividad, y porosidades totales serán introducidas al modelo al mismo tiempo que parámetros petrofísicos por zona (a, m, n y R_w @Temp de formación). El modelo generará porosidad efectiva, volumen de arcilla corregido por presencia de minerales, saturación de Agua.



MODELO "SHALY SAND"

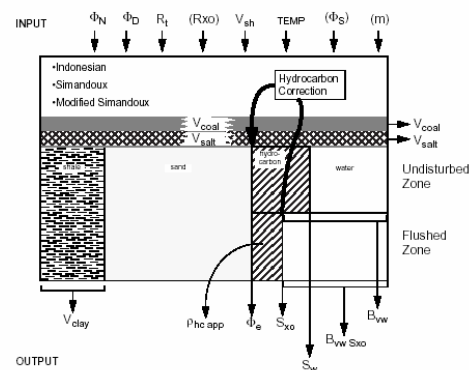


Figura 77. Flujo de trabajo para el cálculo de saturación de agua

Se utilizaron modelos de saturación de agua que involucran arcillas laminares, intercaladas y/o dispersa, con el propósito de comparar y ajustar el comportamiento de las formaciones con producción. La metodología que se utilizó en este estudio para el cálculo de este parámetro, consiste en la determinación del modelo de saturación que más se ajuste con los datos generados del análisis de núcleo (curvas de presión capilar y permeabilidad relativa) y pruebas de producción; el modelo que más ajuste será el seleccionado.

Existen varios modelos, entre los cuales los más utilizados están el de Simandoux, Waxman y Smits, Doble agua, Archie, etc. Para la aplicación de los mismos se necesitan los parámetros siguientes:

- Coeficiente de tortuosidad.
- Factor de cementación.
- Exponente de saturación.
- Resistividad del agua de formación.

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

$$\text{Ecuación de Simandoux: } S_w = \left[\left(\frac{a R_w}{\theta^m R_t} \right) + \left(\frac{a R_w V_{sh}}{2 \theta^m R_{sh}} \right)^2 \right]^{\frac{1}{n}} - \left[\frac{a R_w V_{sh}}{2 \theta^m R_{sh}} \right] \quad (2.1)$$

$$\text{Ecuación de Waxman y Smits: } S_w^{-n^*} = R_t \frac{(1 + R_w B Q_v / S_w)}{\phi_t^{-m^*} R_w} \quad (2.2)$$

$$B = \frac{0.225T - 0.000406T^2 - 1.28}{1 + R_w^{1.23} (0.045T - 0.27)} \quad (4.51)$$

$$\text{Ecuación de Archie: } S_w^n = \frac{a R_w}{\phi^m R_t} \quad (2.3)$$

$$\text{Doble agua: } \frac{1}{R_t} = \left(\frac{\phi^m}{a R_w} \right) * S_w^n + \left[\left(\frac{S_w b * \phi^m}{a} \right) * \left(\frac{1}{R_w b} - \frac{1}{R_w} \right) \right] * S_w \quad (2.4)$$

$$\text{Indonesia: } S_w = \left\{ (1/R_t)^{1/2} / \left[V_{sh}^{(2-V_{sh}^2)} / R_{sh}^{1/2} + (\phi^m / a * R_w^{1/2}) \right] \right\}^{2/n} \quad (2.5)$$

Donde:

a: Coeficiente de tortuosidad

m: Factor de cementación

m*: Factor de cementación corregido por efecto de arcillosidad

n: Exponente de saturación.

n*: Exponente de saturación corregido por efecto de arcillosidad

Rwb: Resistividad del agua de las arcillas

Qv: Capacidad de intercambio catiónico.

Ø = porosidad efectiva

Rt: Resistividad profunda

Vsh: Volumen de arcilla

Rsh: Resistividad de las arcillas

Swb: Saturación de agua adherida a las arcillas

B: Conductancia equivalente de catión sodio de la ecuación de Waxman y Smits

T: Temperatura de la formación en grados centígrados

Aplicando este proceso se generan resultados que son observados en forma volumétrica en un sistema roca-fluido los cuales representan el resultado del uso de las diferentes ecuaciones arriba mencionadas.

Al comparar los resultados de la aplicación de las ecuaciones para el cálculo de saturación de agua, se tiene que para un mismo juego de parámetros y a una misma profundidad los valores de $Sw_{\text{Simandoux Modificada}}$ son menores a los de $Sw_{\text{Simandoux}}$ y estos a su vez por los de $Sw_{\text{Indonesia}}$, con una diferencia de 1% hasta 2% de valores de saturación. Para efectos de este estudio se seleccionó la ecuación de Simandoux Modificada, resultando éste como la opción más optimista.

Es decir que para efectos de modelos de saturación de agua, tenemos los modelos Simandoux, Simandoux Modificada e Indonesia corridos en el pozo MFC-026, donde observamos que no existe gran diferencia entre los mismos. Recapitulando la aplicabilidad de cada algoritmo, tenemos que para formaciones limpias es recomendable usar la ecuación de Archie, para formaciones limpias e intercaladas, es recomendable usar las ecuaciones de Simandoux, para formaciones intercalada y con arcilla dispersa se tiene Simandoux modificado y para matrices complejas tenemos las ecuaciones de Indonesia y Doble agua.

Para efectos de este estudio se usará el modelo Simandoux Modificado el cual arrojará valores de saturación de agua por zonas, observándose saturaciones de hidrocarburos comerciales en las formaciones, Oficina y Merecure.

10.4 Uso de las curvas de presión capilar para determinación del modelo de saturación.

La coexistencia de dos o más fluidos inmiscibles con los vacíos de un medio poroso, como una roca del yacimiento, permite el incremento de las fuerzas capilares. Como existe tensión interfacial en la frontera entre los dos líquidos inmiscibles en el espacio de un poro, la interfaz se arquea y hay una diferencia de presión a lo largo de la interfaz. La diferencia de presión es llamada presión capilar.

Las medidas de la presión capilar son esenciales para la caracterización completa de un yacimiento de hidrocarburos. Un plano de presión capilar vs. saturación de una muestra de núcleo puede ser usada tanto para calcular reservas o para simulaciones del yacimiento en modelos de computadora.

Los arcos también proporcionan información de la saturación de agua irreducible de la roca de un yacimiento y la presión de entrada de un fluido en el agua saturada del yacimiento o roca. Los 3 métodos para generar arcos de presión capilar en muestras de núcleos son: Placa porosa, Inyección de mercurio y la Centrifugadora.

La técnica de placa porosa requiere muestras limpias, que estén completamente saturadas con salmuera de formación simulada. Estos núcleos son colocados en un diafragma poroso, permeable a la fase de humedad. Con la aplicación de cierta presión en la fase no-húmeda, la cual es ejercida sobre la placa, una porción de la fase húmeda es expulsada de la muestra.

A través del uso de un progresivo incremento de la presión, una relación entre la presión capilar y los fluidos puede ser establecida. A esta técnica le falta la rapidez de otros métodos, requiriendo como mínimo 4 días por medida de presión para asegurar el desplazamiento completo de esa parte de la fase húmeda que se moviliza con la aplicación de presión.

No obstante, la habilidad de remover agua sin la creación de un diferencial de presión a lo largo del eje longitudinal del núcleo proporciona un perfil de saturación de agua sin alteraciones, proporcionando así una plataforma ideal para la generación de valores de índice de resistencia.

La determinación de las curvas de presión capilar en el laboratorio se efectúa en muestra de roca que representan porciones infinitamente pequeñas del yacimiento y las mismas se utilizan para determinar la saturación de agua irreducible de los testigos analizados. Por esta razón, se necesitó obtener una curva de presión de capilar promedio a través de la función "J" de Leverett. Para este trabajo se utilizaron las mediciones de presiones capilares de los núcleos del pozo MFC 026.

Procedimiento realizado para obtener curvas de presión capilar promedio:

Se Llevó a condiciones de yacimiento los datos de presión capilar medidos en el laboratorio. Se Calculó los valores de J (Sw) y graficar J (Sw) vs Sw. (Interpolar la mejor curva a través de los puntos). Esta curva representa la función J promedio para el yacimiento.

Agua-Petróleo:

$$J(S_w) = \frac{0,216 P_{cwo}}{\sigma_{wo}} \sqrt{k/\phi} \quad (3.1)$$

Gas-Petróleo:

$$J(S_w) = \frac{0,216 P_{cgo}}{\sigma_{go}} \sqrt{k/\phi} \quad (3.2)$$

Se determinó la permeabilidad y porosidad promedias del yacimiento (K y ϕ) y la tensión interfacial entre las fases a condiciones de yacimiento. Se seleccionó varios valores de Sw y de la curva promedia se leyó los valores correspondientes de J (Sw), luego determinar P_{cwo} de la ecuación.

$$P_{cwo} = \left(\frac{J * S_w * \sigma_{wo}}{\sqrt{K/\phi}} \right) \quad (3.3)$$

Conversión de laboratorio a yacimiento:

$$(p_c)_{yac} = (p_c)_{lab} \times \frac{\sigma_{yac}}{\sigma_{lab}} \left[\frac{(\phi/k)_{yac}}{(\phi/k)_{lab}} \right]^{1/2} \quad (3.4)$$

donde:

- _{yac} = 30 dinas/cm para un sistema agua-petróleo.
- _{ab} = 72 dinas/cm para un sistema aire-agua.
- _{lab} = 480 dinas/cm para un sistema aire-mercurio

Validar uno u otro modelo de saturación, como el más representativo se procedió a graficar en el pozo MFC-026 (con núcleos) los resultados de Sw Vs. Rt en cada nivel estratigráfico en estudio y se compara el valor de Swi con el obtenido a través de las curvas de presión capilar, permeabilidades relativas del mismo pozo, será más representativo aquel modelo en donde la saturación de agua irreducible sea igual o se ajuste más al valor de Swi obtenida del análisis del núcleo. Cabe destacar que la selección del modelo de saturación de agua es crítico para la evaluación de formaciones porque se puede subestimar o sobrestimar las cantidades de hidrocarburos de los yacimientos.

10.5 Calculo de la Sw a partir de Pc

Se estimó Sw para cada punto en el pozo con base en su altura sobre el nivel de agua libre (o contacto agua-aceite estimados ya que no se disponía de esta información). Figura 78.

1. Procesar los datos de Pc hasta obtener la función J de Leverette J(Sw)
2. A partir de la clasificación de petrofacies, seleccionar una curva J(Sw) representativa para cada petrofacie
3. Identificar el contacto agua-aceite
4. Para cada punto del núcleo se determinó:
 - el valor de J/H a partir de k/phi
 - altura sobre el contacto
 - petrofacie
5. Con J(Sw) y la petrofacie determinar Sw entrando en el gráfico con la petrofacie correspondiente (ver Figura 79).
6. Se Comparó con los diferentes modelos de saturación a partir de registros eléctricos. (Ver figura 23)
7. Se seleccionó el Simandoux Modificado como el mejor modelo para Sw (Ver Figura 80).
- 8.- La saturación de agua irreducible fue estimada mediante el análisis de las presiones Capilares, y se estimó en promedio de 8 % para el campo XC1 (Ver Figura 81).

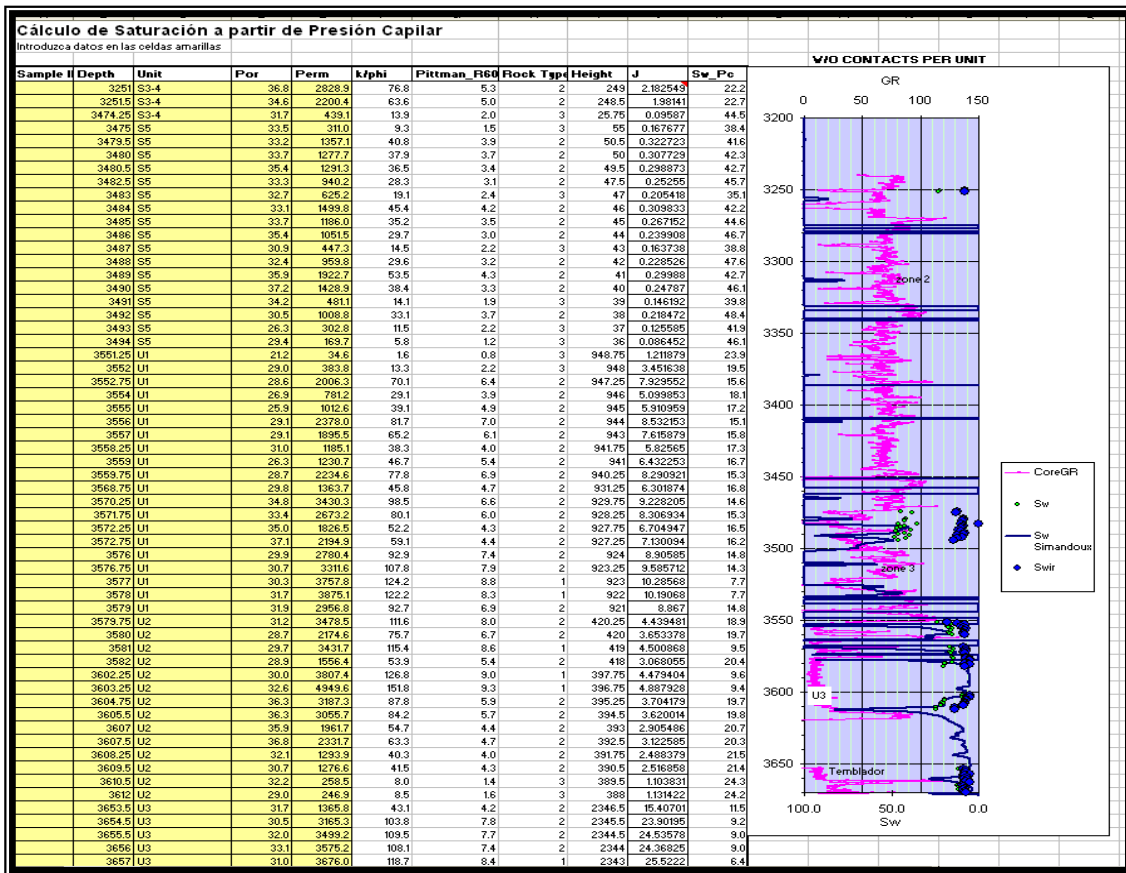


Figura 78. Cotejo de la Sw con Pc Hg.

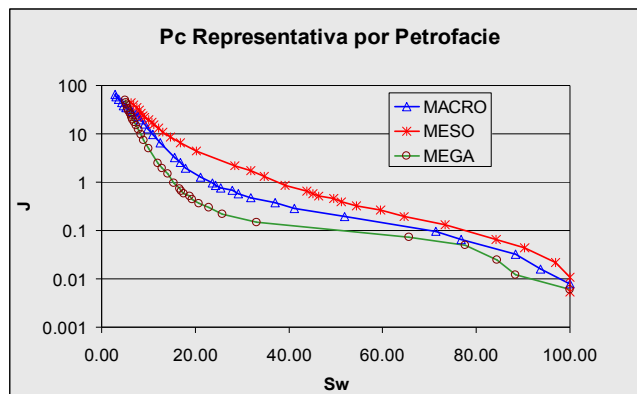


Figura 79. Curvas promedio de Pc por tipo de Roca para la Determinación del Sw.

Comparación con los modelos de registros eléctricos

El modelo de Indonesia y el de Simandoux Modificado son los que mejor ajustan

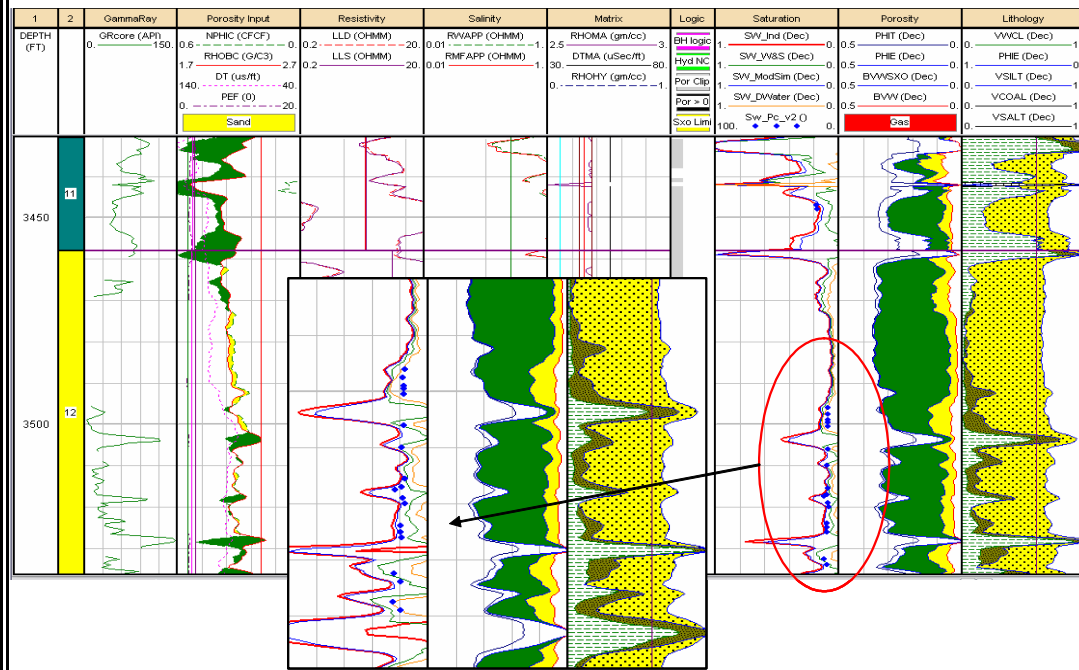


Figura 80. Modelo de saturación resultante.

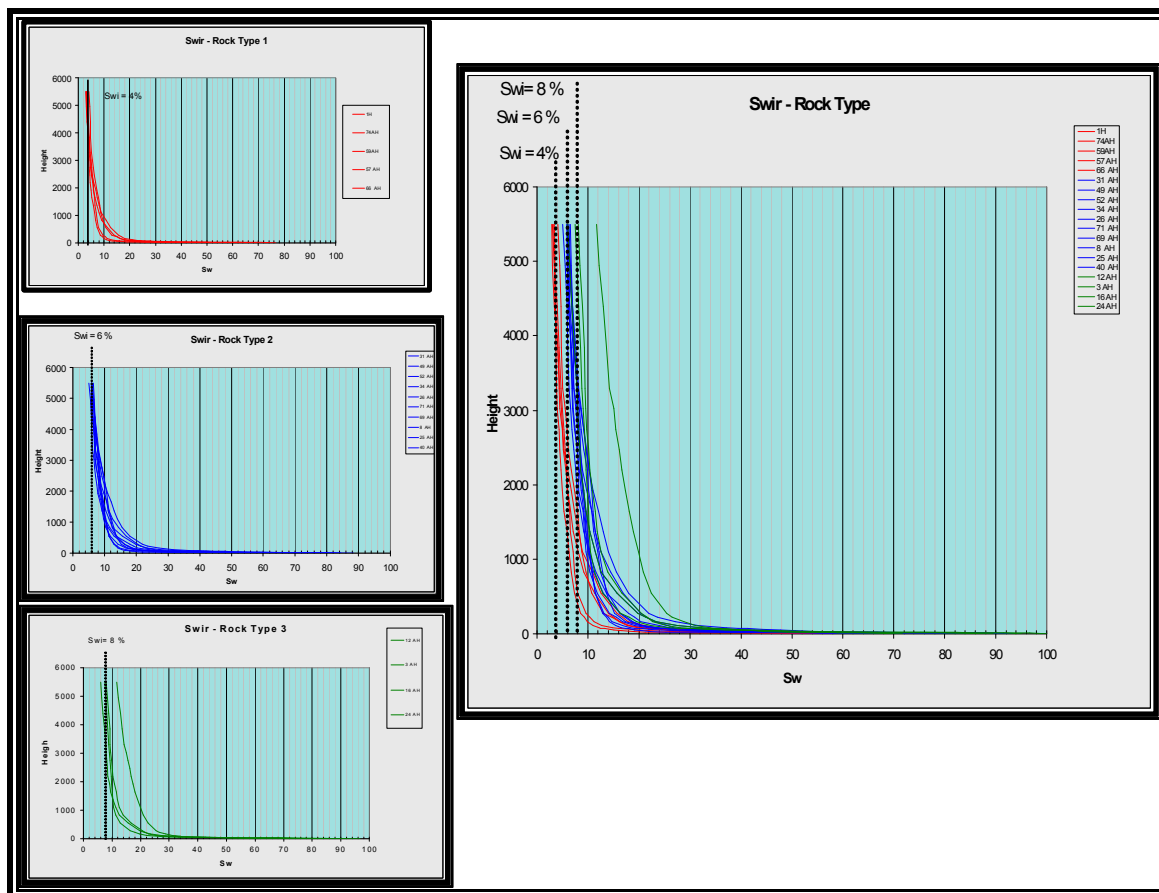


Figura 81. Estimación de la Swi de para los tipos los 3 tipos de rocas mediante el cálculo de Pc.

11.- Estimación de parámetros de corte mediante el método simplex.

El análisis de sensibilidad es una de las partes más importantes en la programación lineal, sobre todo para la toma de decisiones; pues permite determinar cuándo una solución sigue siendo óptima, dados algunos cambios ya sea en el entorno del problema, en la empresa o en los datos del problema mismo. Este análisis consiste en determinar que tan sensible es la respuesta óptima del *Método Simplex*, al cambio de algunos datos como son el VLC, K, Porosidad y Sw (coeficientes de la función objetivo) o la disponibilidad de los recursos (términos independientes de las restricciones). La variación en estos datos del problema se analizará individualmente, es decir, se analiza la sensibilidad de la solución debido a la modificación de un dato a la vez, asumiendo que todos los demás permanecen sin alteración alguna. Esto es importante porque estamos hablando de que la sensibilidad es estática y no dinámica, pues solo contempla el cambio de un dato a la vez y no el de varios.

Los parámetros de corte fueron estimados estadísticamente usando el módulo de análisis sensibilidad de PetroWorks® en conjunción con el programa RAVE. El modulo de sensibilidad de openwork realiza miles de interacciones variando los tres parámetros de

corte que afectan la Arena neta y Arena Neta petrolífera, como lo son la Sw, Vcl y la Porosidad. Con estas múltiples interacciones de parámetros se grafican la ANT y ANP contra los cutoffs determinados por las sensibilidades, y se puede observar cuanto es el valor de corte que aporta más a la ANT y ANP. La metodología usada fue como sigue:

Se seleccionaron rangos amplios de parámetros de corte o “cutoff” para el campo XC1 para los niveles de Oficina Superior, Oficina Medio e Inferior, y Merecure, con el propósito de analizar el comportamiento y variación en los cálculos de ANP y ANT y poder seleccionar el rango de valores de Porosidad, Volumen de arcilla y saturación de agua más acertado sin condenar los espesores y por ende las reservas.

Los archivos resultantes fueron editados a través de los editores de textos disponibles en unix (nedit).

Se generaron Master Files Directories en Zmap con el propósito de cargar los datos generados en la sensibilidad y así poder accederlos a través de la aplicación RAVE en OpenWorks.

Se empleo la aplicación RAVE para la elaboración de múltiples xplots de ANP vs PHI_CUTOFF, ANP vs SW_CUTOFF y ANP vs VCL_CUTOFF

Se analizó y seleccionó el valor del parámetro de corte para cada atributo en aquel punto mínimo a partir del cual no existiese gran aporte de espesor neto petrolífero. Cabe destacar que este es un método práctico usado a través de las bondades de la aplicación PetroWorks a partir del módulo de sensibilidades y que existen métodos adicionales para la estimación de los mismos. (ver Figura 82).

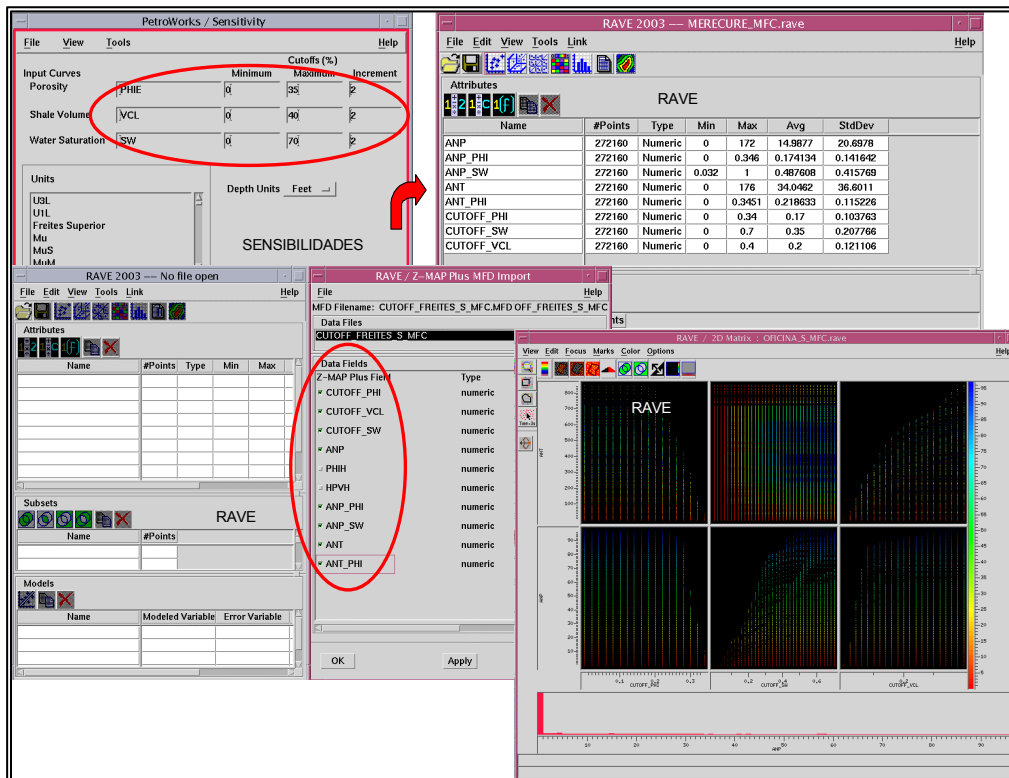


Figura 82. Estimación de parámetros de corte usando RAVE

Los valores tabulados para los parámetros de corte por área y por zonas serán mostrados en la figura 83.

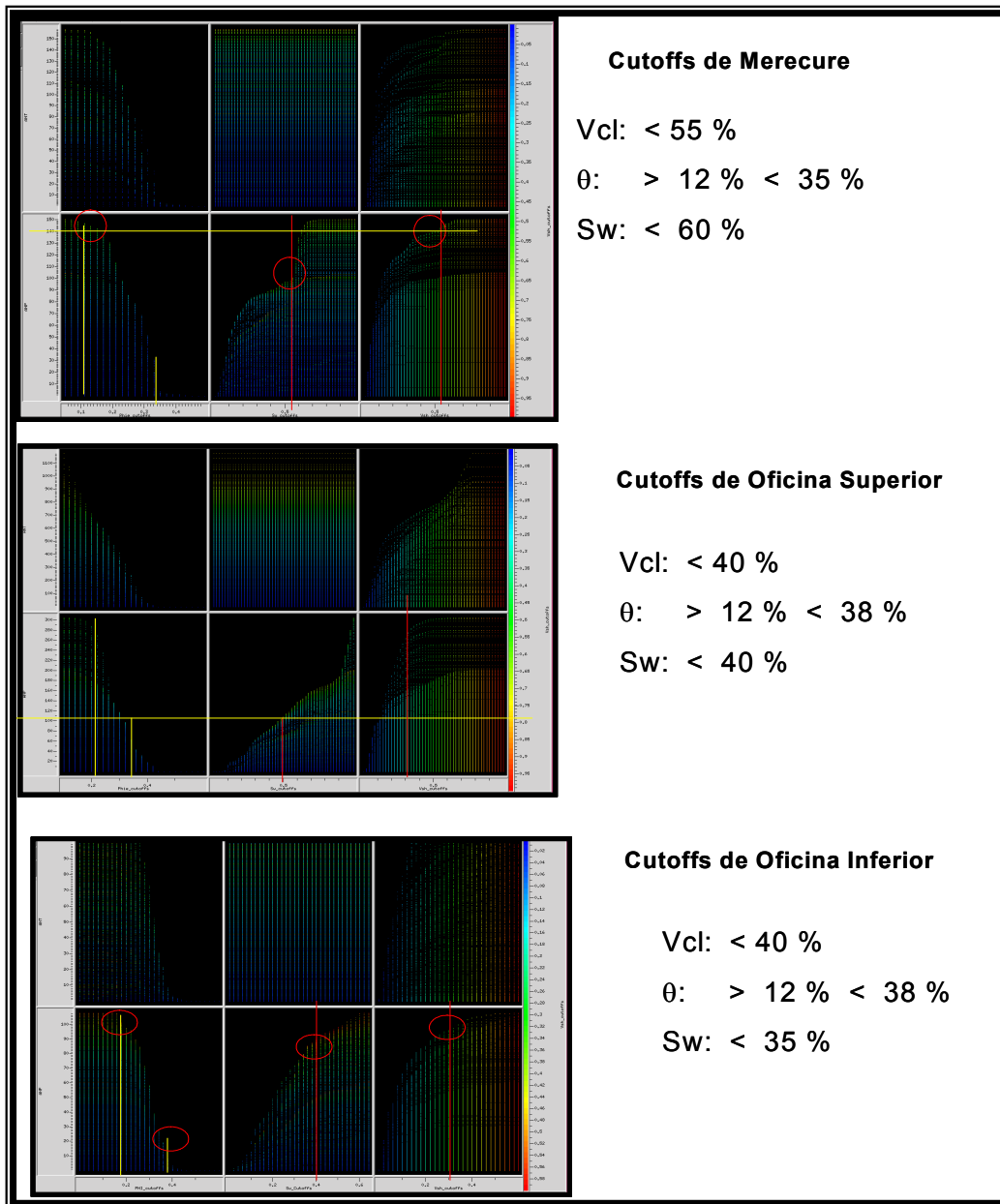


Figura 83. Resultados de la estimación de los parámetros de corte

Otro método que se utilizó para determinar los valores límites o parámetros de corte, fue la realización de una serie de gráficos tales como: Resistividad, volumen de arcilla, porosidad efectiva vs saturación de agua; todos los datos utilizados para realizar estos gráficos provienen de los modelos generados por el estudio.

Es importante señalar que al obtener los parámetros de corte nos permiten evaluar la prospectividad de producción del yacimiento en estudio y así como también definir cuáles son los mejores intervalos a cañonear.

La saturación de agua irreducible obtenida a través de P_c , explicado en el capítulo de Modelo de Saturación, fue cotejado con la grafica de resistividad profunda contra la saturación de agua y fue igual a 8%.

De esta misma gráfica se obtuvo la resistividad mínima de 8 ohm-m y la saturación máxima o Crítica de agua con la cual se puede producir hidrocarburo en el yacimiento de 45%, obteniéndose estos en los puntos en que la curva comienza a ser asintótica. Dichos valores se muestran en la figura 84.

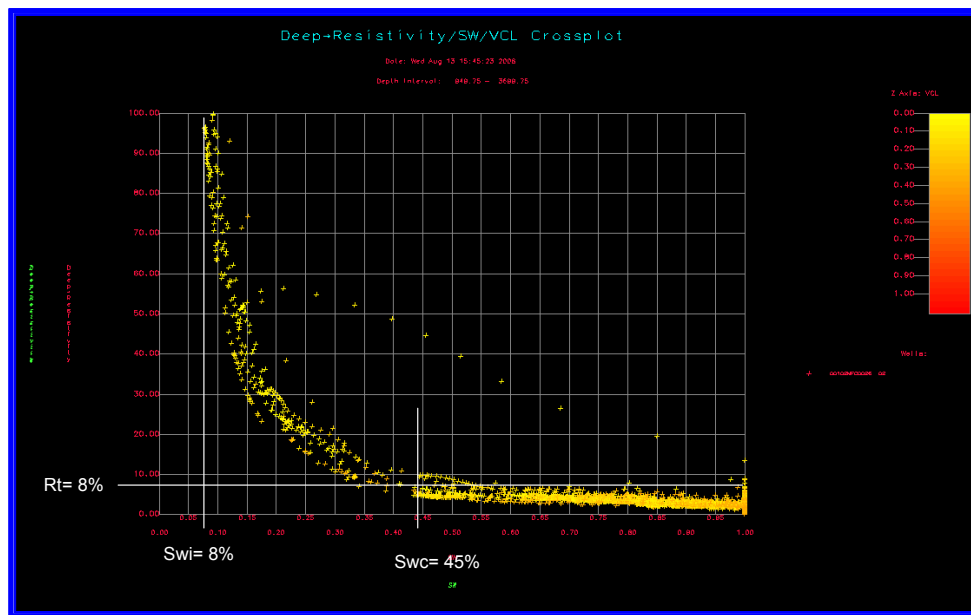


Figura 84 Gráfico de Rt vs Sw

De igual manera para determinar el valor de la porosidad efectiva de corte, se procedió a realizar la gráfica de saturación de agua (Sw) contra los valores de porosidad efectiva (PHIE), en el que se intercepta la curva en el punto en que comienza a ser asintótica en el eje de la porosidad y obtenemos un valor de $\phi_c=24\%$ (ver Figura 85).

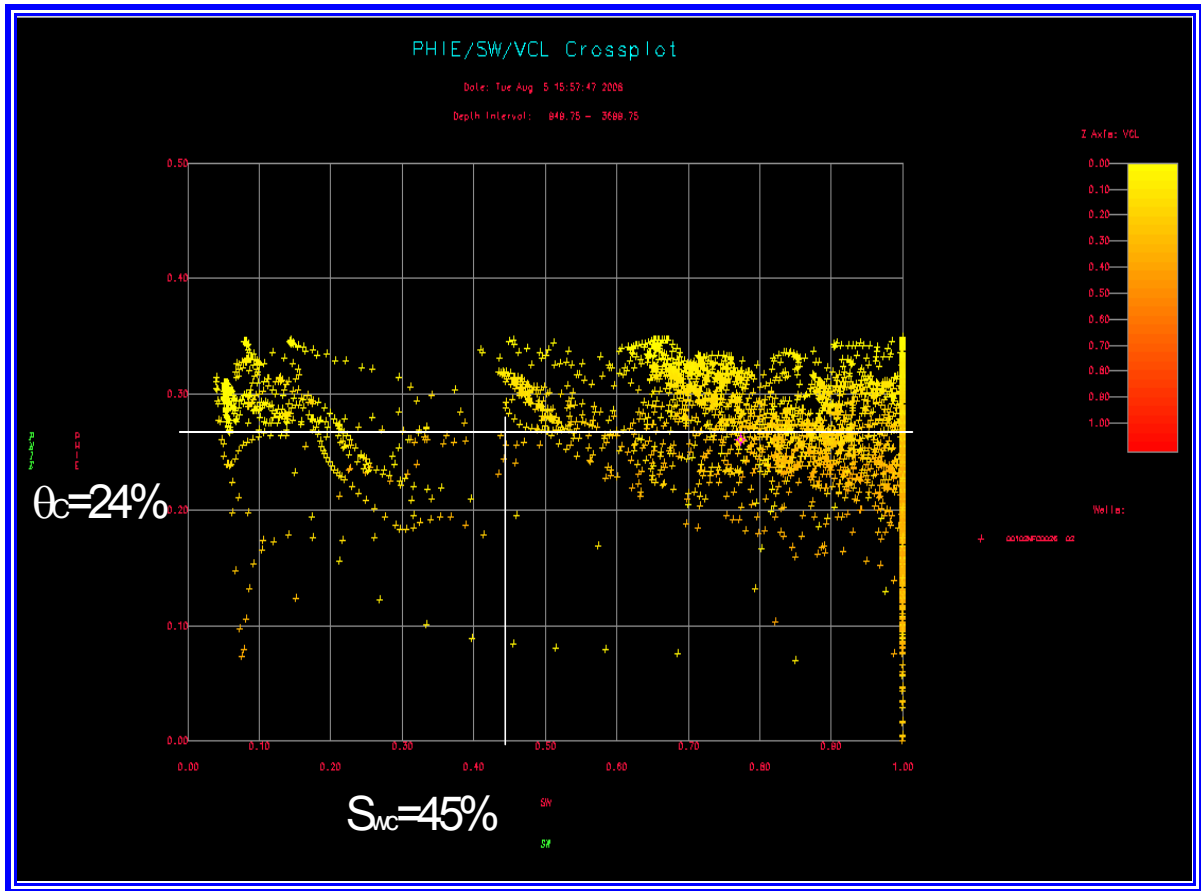


Figura 85. Gráfico de Porosidad Vs SW.

Realizando un crossplot con los valores de saturación de agua (SW) y la porosidad efectiva (PHIE) se determinó el valor de arcillosidad de corte (Vcl_c=32%) con el valor de Porosidad crítica de 24%, a partir de la cual se puede considerar una arenisca limpia en el intervalo estudiado (Figura 86).

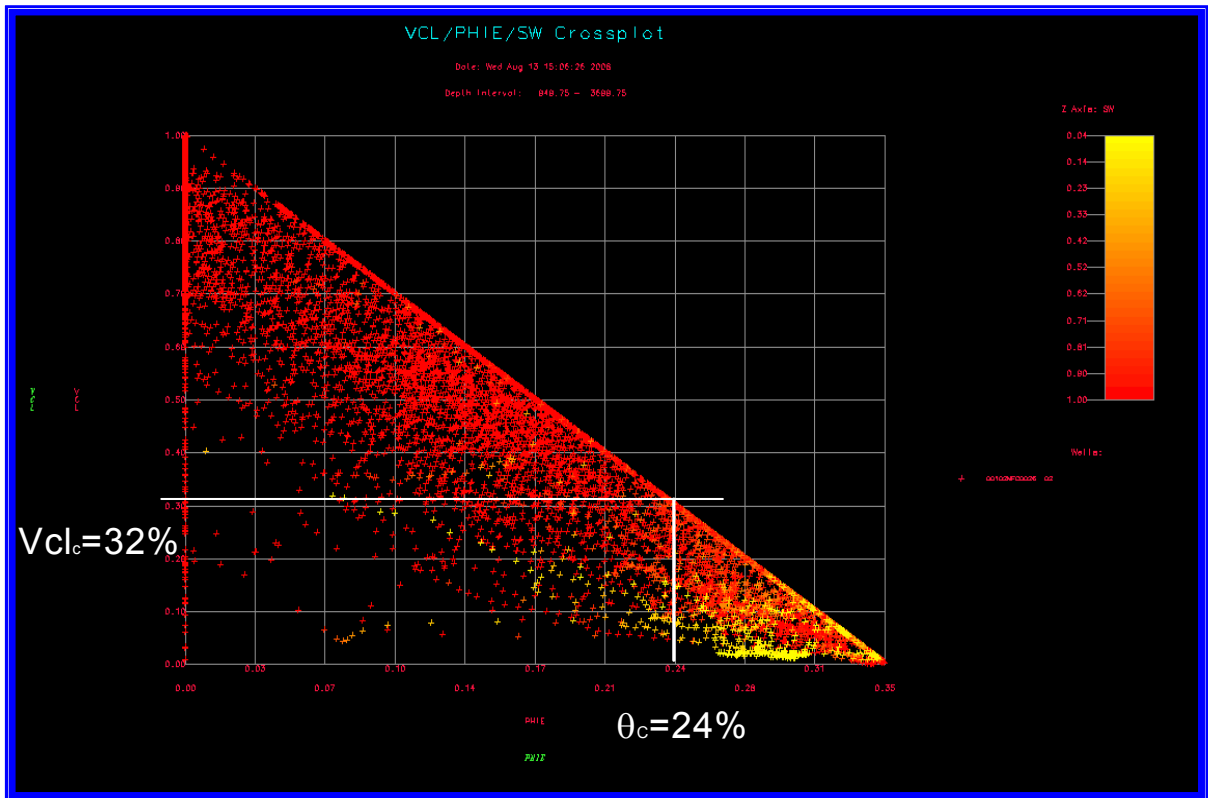


Figura 86. Gráfico de Arcillosidad Vs Porosidad

Siguiendo con el mismo procedimiento de los parámetros de corte anteriores, utilizamos una gráfica con los valores de permeabilidad (K) contra los valores de porosidad efectiva (PHIE), se obtiene la permeabilidad de corte (K_c=250 mD), el cual representa la el valor crítico a la cual puede fluir el hidrocarburo en el yacimiento (ver Figura 87).

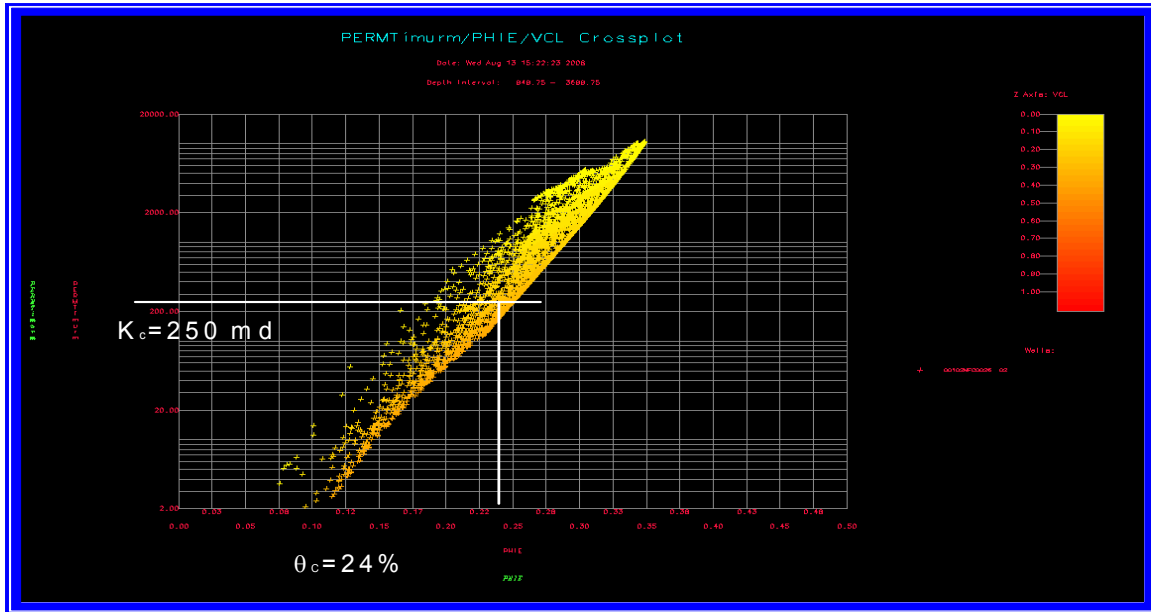


Figura 87. Gráfico Permeabilidad Vs Porosidad

En resumen se obtuvieron los parámetros de corte por dos métodos los cuales arrojan resultados muy parecidos, en promedio para la arcillosidad. El corte debe estar entre 30 y 40%, la porosidad crítica debe estar entre 25 y 28% y la máxima entre 35 y 38%, la saturación crítica entre 35 y 45%. La permeabilidad crítica es de 250 md y no es un parámetro que influye en el cálculo de ANT y ANP para la elaboración de este informe aunque si podría influir en el cálculo si se incluyera como parámetro de corte.

12.- Cotejo del modelo petrofísico con datos de producción.

Carga de pruebas iniciales de producción en la base de datos OW®

Con el fin de hacer revisión de consistencia del modelo petrofísico con la información de producción, se cargaron en la base de datos OPENWORKS® las pruebas iniciales de producción.

Estas pruebas fueron cargadas en la ficha DST para aproximadamente 12 pozos de los 37 evaluados. Los datos cargados comprenden: intervalo cañoneado/probado, fecha de la prueba, formación completada, flujo de petróleo producido por día, corte de agua o A&S%, relación gas/petróleo obtenido y gravedad API del petróleo producido.

Se pretende comparar el corte de agua de la prueba inicial con el corte de agua estimado a partir de la curva de flujo fraccional y el volumen de fluidos producidos con la calidad de la roca (Tabla #9).-

HISTORIA DE ARENAS COMPLETADAS Y PROBADAS								
YAC.	INTERVALO CAÑONEADO	EDO	FECHA	Qo	%A y S	RGP	API	Np (Bls)
BASAMENTO	3755'-3899'							produjo 93% agua
S1,2	3174'-3210'						9.5	
GS-C MFB-3	3807'-3821'	DT	28/07/2007	50	60	120	16.7	108,929.00
J3	3177'-3187'		11/03/2006	67	0.2	364	17.8	32,980.00
T MS 820	4142'-4154'		28/07/2007	49	24	1020	10.8	937008
T MS 820		DT	01/06/2007	242	2.6	711	12.7	1,488,784
T MS 820		AO	02/08/2002	234	1	1,162.00	14.6	
N1,2 MS-815		AR	14/04/2004	125	2	88	14.5	
T MS-803	4805'-6544'		25/09/2007	49	10	980	11	202,057.00
T MS-820	4976'-6962'		25/06/2007	156	6	314	11.1	280,183.00
N1,2 MS 815	3776'-3788'	DT	01/07/2007	107	40	112	11.9	
U,2 MS-803	4185'-4202'	A3	30/01/1995	2	89	13,000.00	11.1	211,579.00
N1,2 MS-815	3728'-3752'	A3	14/11/2002	73	1.3	959	11.9	
T MS-820	4090'-4116'	PD	20/12/2006	5	4	2,200.00	22.3	10,841.00
TU2 MS 803	4250'-4260'							
TU2 MS 803	4268'-4276'	A3 (AWE)	08/05/1995	4	90	12,500.00	7.9	196,314.00
N1,2 MS-815	3825'-3845'	A3	29/05/2005	20	85	250	24.8	
I3 MS-810	3550'-3562'	PD	30/07/2007	195	5	77	15.3	
I3 MS-810	3526'-3544'	PD	22/07/2006	19	3	2,632.00	19.9	896,538.00

Tabla 9.- Pruebas de Producción por Pozo del campo XC1

13.- Cálculo del corte de agua con las curvas de flujo fraccional.

Se determinó la curva de flujo fraccional con el fin de predecir el corte de agua en el intervalo de interés partiendo de la saturación generada de registros.

La curva de flujo fraccional, obtenida de las curvas de permeabilidad relativa y viscosidad de las fases, relaciona corte de agua con saturación de agua en el medio poroso. Donde corte de agua es la relación de flujo de agua a flujo total de líquidos; $q_w / (q_o + q_w)$.

La Figura 88, muestra la curva de flujo fraccional obtenida. Esta fue obtenida del promedio de las curvas de permeabilidad relativa disponibles, y asumiendo viscosidades de 500 cp y 0.6 cp para el crudo y el agua, respectivamente.

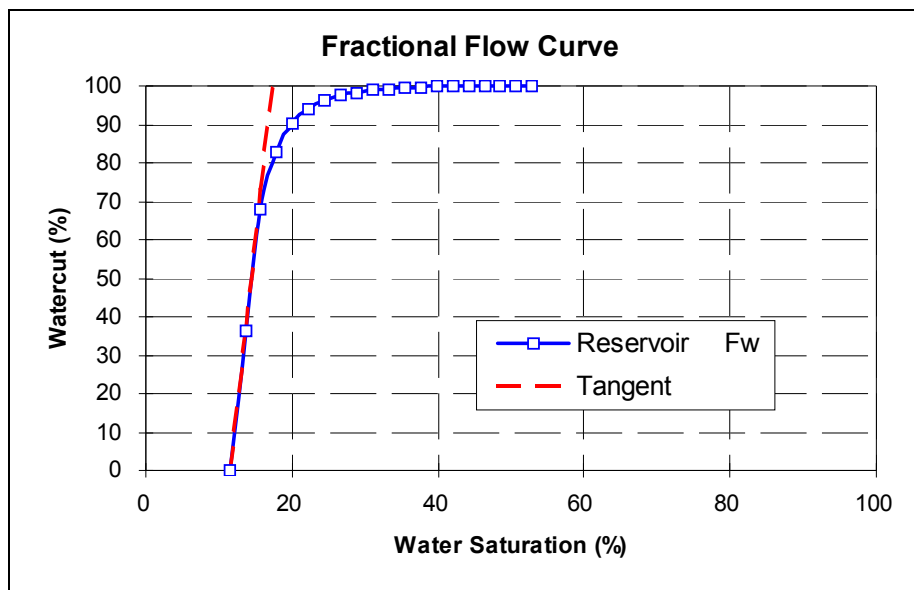


Figura 88. Curva de flujo fraccional

Como se observa la curva de flujo fraccional para este yacimiento (U2,3) es muy abrupta. Un ligero cambio en la saturación produce un rápido incremento en el corte de agua. Por lo tanto, no es factible usarla de forma generalizada para todo el yacimiento.

Mientras la curva tiene un valor único de saturación irreducible, en el modelo de saturación encontraremos variados tipos de roca con diversos valores de saturación irreducible. De tal manera, que cuando la curva se aplique a un intervalo arcilloso con una saturación irreducible mayor, se obtendría un alto corte de agua cuando en realidad se estaría produciendo crudo limpio.

Para que el método funcione apropiadamente sería necesario, a fin de ser exactos, generar una curva de flujo fraccional por tipo de roca y ajustar sus end-points a las saturaciones extremas de modelo. No obstante, se consideró que al emprender un trabajo tan detallado se corría el riesgo de que el resultado obtenido no aportara un valor agregado; y, por lo tanto, se procedió a hacer un chequeo cualitativo de consistencia entre el modelo petrofísico y los

resultados de las pruebas de producción iniciales. En muchos caso estos valores no cotejan debido a lo abrupto de la curva de Fw como se observa en la figura 88, donde ya con Sw de 10% el corte de agua es superior al 50%, en la figura 89, se observa el cotejo de Fw vs Sw calculado del pozo así mismo se comparó con las pruebas de producción, se puede observar que existe un error implícito en las comparaciones, pero la curva de Fw nos podría dar una idea de cuál sería el corte de agua estimado para el pozo.

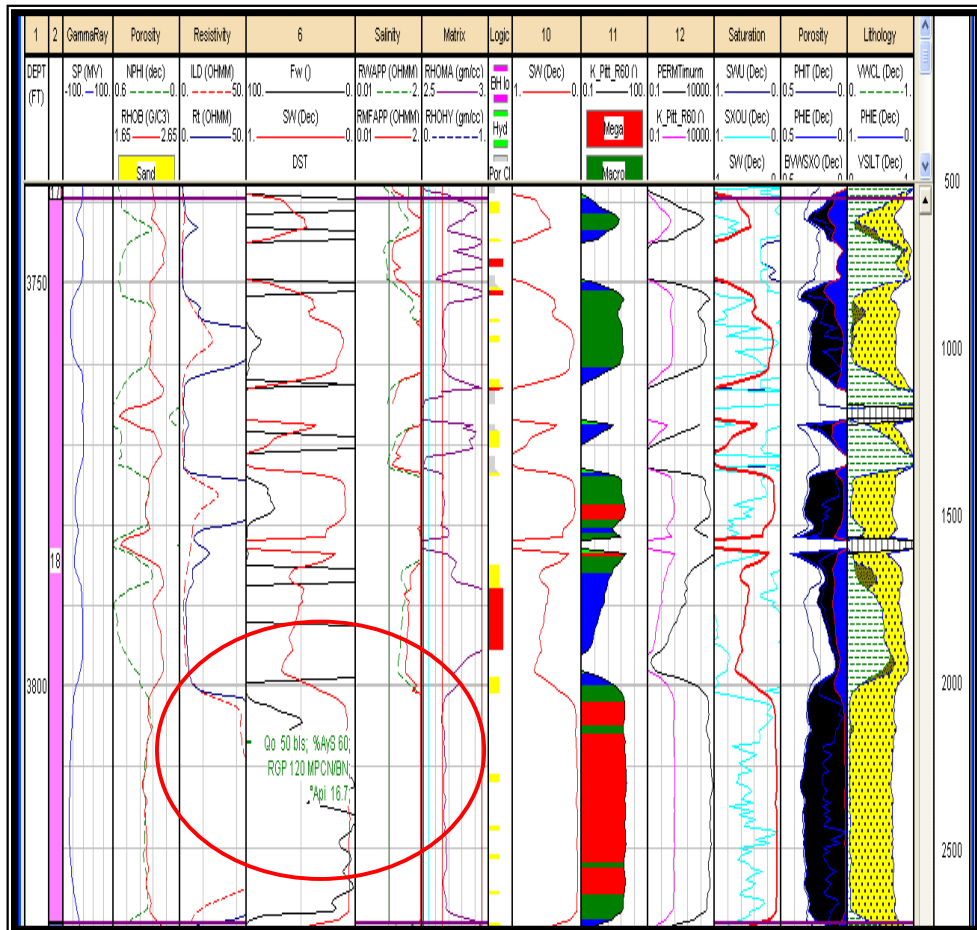


Figura 89. Cotejo de Fw vs Sw para el pozo MFC-02

14.- Identificación De Intervalos Prospectivos

Se aprecia en un número considerable en los pozos de arenas prospectivas que no fueron caracterizadas, desde el punto de vista petrofísico, y que aparentemente no han sido completadas. No se verificó si efectivamente han sido completadas o no, o si han sido completadas en pozos vecinos. Se recomienda hacer una revisión detallada de estos intervalos en cuanto a petrofísica, presión, producción y levantamiento con el fin de evaluar la factibilidad de su completamiento.

15.- ELABORACION DE SUMARIOS Y POINSET

A fin de apreciar la variación de las propiedades petrofísicas en los modelos desarrollados se hizo mapeo de atributos por unidad. La metodología usada es como sigue:

Se tomó la aplicación Summation de PetroWorks para el cálculo de los atributos AVG_PHI_RES, AVG_Vsh_RES, AVG_Phi_PAY, AVG_Sw_PAY, AVG_Vsh_PAY, AVG_K_BM_PAY, NETPAY, HPVH, NET_TO_GROS_RATIO, NET_RES_TO_GROS_RATIO por unidad usando los parámetros de corte determinados en el proceso anterior para los 30 pozos evaluados verticales, para los 7 pozos restantes los sumarios no han sido generados ya que son pozos Hz y no han sido cargados en la base de datos de openwork.

Se usó la aplicación MapView para la elaboración de los pointset por unidad, por atributo.

Los niveles o unidades a los cuales se les corrió el sumario petrofísico son: I6, L4, N1, N2, R3, S5, TL, U1, U2, U3. Esta información se encuentra almacenada en la base de datos de OpenWorks®.

En la tabla 10, se encuentra la media de los promedios ponderados por yacimientos de las propiedades de calidad de reservorio. Estos promedios tomaron en cuenta los parámetros de corte interpretados así como la variación de estos para estimar la sensibilidad de los mismos.

Statics	Porosidad	Sw	K	VCL	Arena	Yacimiento
Med	0.29	0.3	2065.5	0.21	U3U	Yac_U3U_MFC_4
Med	0.26	0.1	2998	0.08		Yac_U3U_MFC_1
Med	0.25	0.1	3166	0.07		Yac_U3U_MFC_10
Med	0.25	0.2	2428.1	0.08	U2U	YAC_U2U_MFC-10
Med	0.31	0.3	261.27	0.2		YAC_U2U_MFC-04
Med	0.23	0.2	2266.8	0.08		YAC_U2U_MFC-03
Med	0.22	0.3	242.14	0.19		YAC_U2U_MEL-301
Med	0.29	0.1	3578.1	0.07	U2L	YAC_U2L_MFC-10
Med	0.24	0.3	727.99	0.14		YAC_U2L_MFC-04
Med	0.27	0.1	2529	0.08		YAC_U2L_MFC-02
Med	0.17	0.4	1130.7	0.32	U1U	YAC_U1U_MFC-7
Med	0.26	0.3	1629.8	0.1		YAC_U1U_MFC-30
Med	0.2	0.4	110.66	0.25		YAC_U1U_MFC-25
Med	0.17	0.4	686.93	0.36		YAC_U1U_MFC-15
Med	0.27	0.2	2408.6	0.09	U1L	YAC_U1L_MFC-4
Med	0.25	0.2	1214.2	0.13		YAC_U1L_MFC-3
Med	0.24	0.2	935.51	0.13		YAC_U1L_MFC-10
Med	0.13	0.6	1190.8	0.45	TL	YAC_TL_MFC-30
Med	0.21	0.5	3584.7	0.2		YAC_TL_MFC-26
Med	0.23	0.5	3177.8	0.17		YAC_TL_MFC-1
Med	0.19	0.5	3210.7	0.27		YAC_TL_MFC-10
Med	0.19	0.5	2278.9	0.26		YAC_TL_MFB-627
Med	0.19	0.5	2088.6	0.28		YAC_TL_MFB-216
Med	0.2	0.5	4926.9	0.25		YAC_TL_MFB-186
Med	0.16	0.6	137.63	0.38	S5	YAC_S5_MFC-33
Med	0.26	0.2	4870.7	0.1		YAC_S5_MFC-30
Med	0.15	0.6	44.05	0.4		YAC_S5_MFC-28
Med	0.26	0.6	131.09	0.23		YAC_S5_MFC-25
Med	0.19	0.6	716.55	0.28		YAC_S5_MFC-15

Tabla 10. Promedios ponderados por yacimientos de las propiedades de calidad de reservorio.

CAPITULO IV

MODELO GEOESTADISTICO

4.1- Modelo estructural 3d

4.1.1 Datos iniciales.

Para la construcción del modelo estructural 3D se necesita integrar la información de los marcadores o topes Estratigráficos de los pozos, los contornos estructurales de los horizontes de interés y los polígonos de fallas. En la figura 90 podemos observar el area de interés que es unos de los primeros pasos para definir el tamaño del grid que se desea construir. En la figura 91 se puede observar el universo de pozos con sus marcadores estratigráficos y una superficie de un nivel de interés aquí, se pude realizar ya un control de calidad de los marcadores y las tendencias de la estratificación. En la figura 92 se puede observar los contornos estructurales los cuales puede realizarse una superficie con ellos y ajustarlas a las superficies que interpreto el geofisico y a los contornos estructurales, en la figura 93 se pueden observar los polígonos de fallas, tambien se pueden importar los Faults-stick o palitos de fallas, este es un dato critico para la construccion de los planos de fallas.

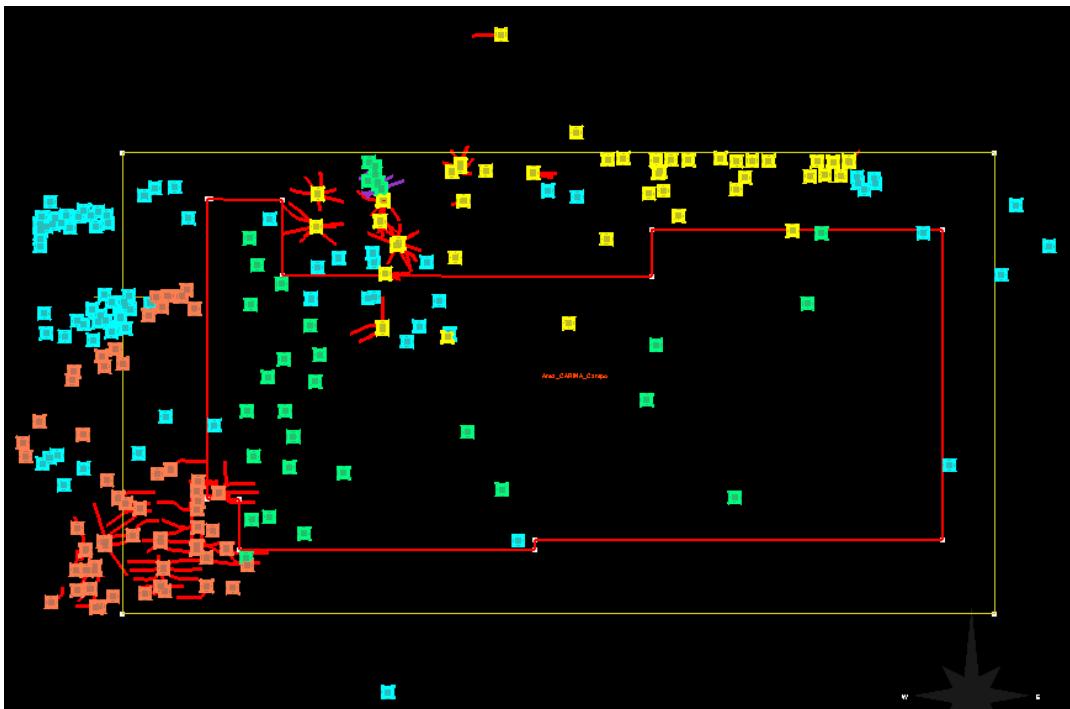


Figura 90: Área de interés en rojo, para los pozos: XB1 en rojo, XC1 en verde, XB1 en amarillo. 86 pozos añadidos en azul.

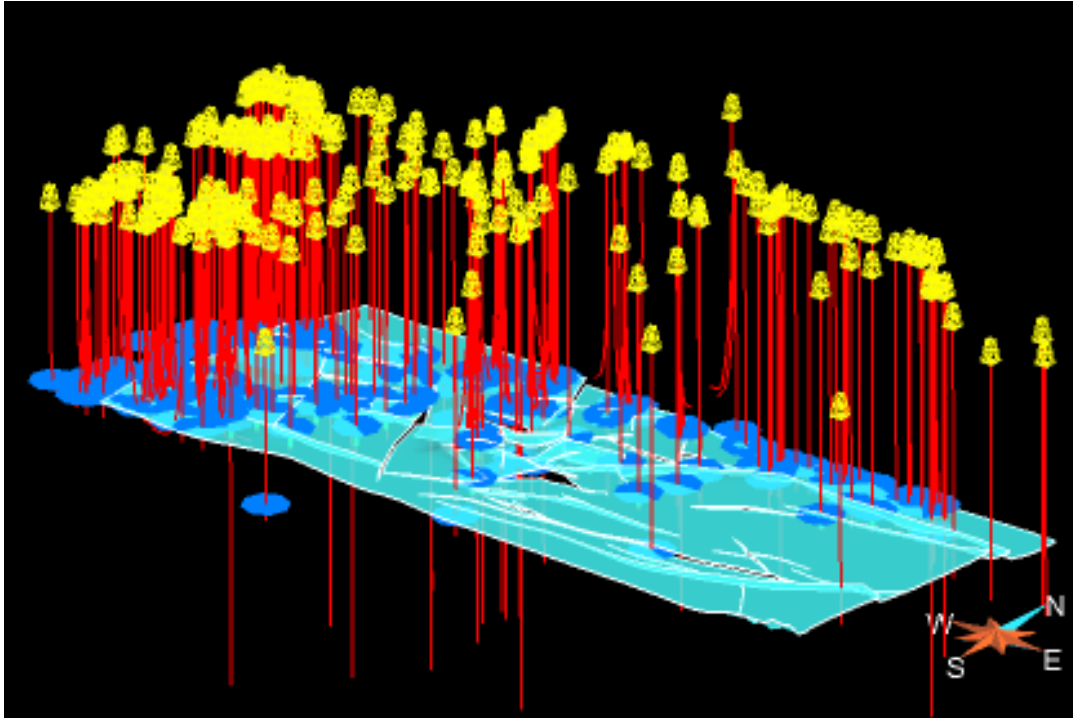


Figura 91: Marcadores de pozos de la unidad R3.

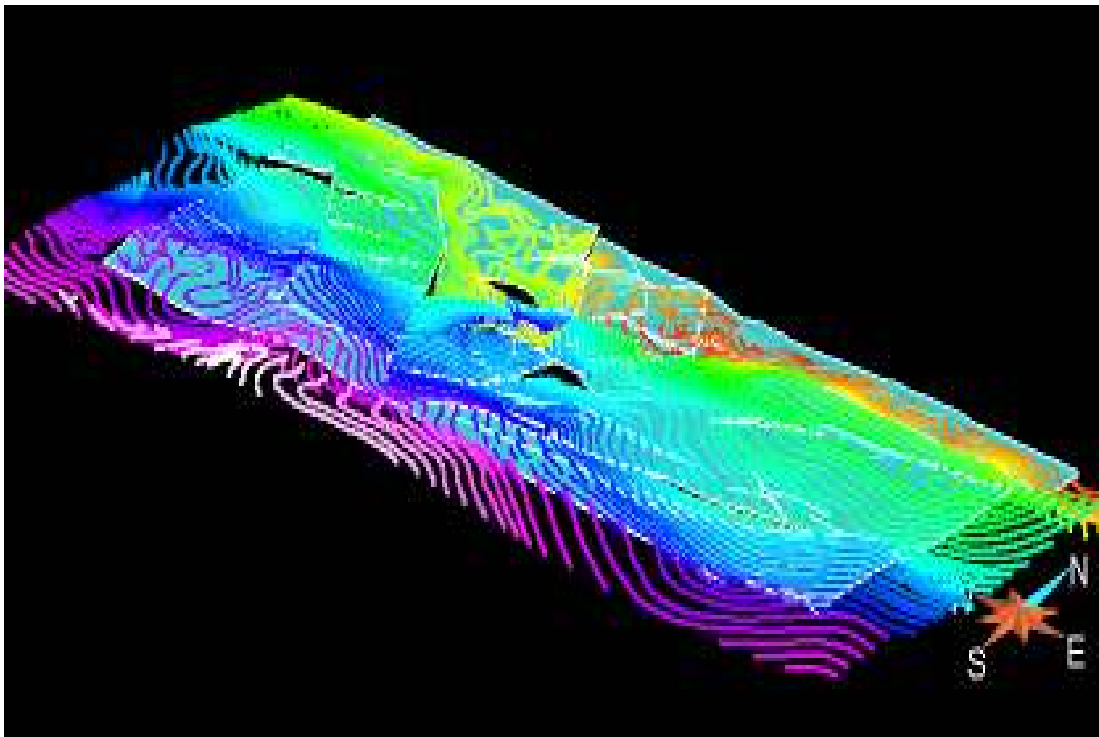


Figura 92: Contornos estructurales de la unidad R3.

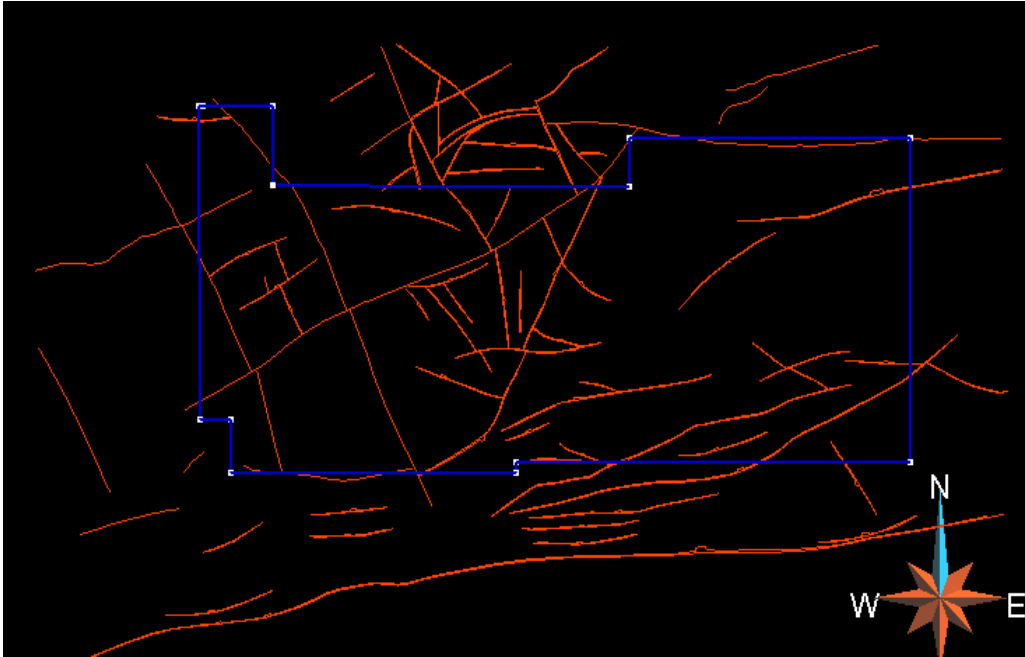


Figura 93: Polígonos de falla de la unidad R3.

4.1.2 Construcción del modelo de la red de falla 3D.

Este modelo siguió el flujo de trabajo siguiente:

Preparación de los datos:

Se cortó el polígono de falla en dos contactos, el contacto horizonte-falla tope (o hanging wall) y base (o foot wall).

Se seleccionó el contacto base para los polígonos del Basamento; y el contacto tope para los polígonos del nivel R1.

Los polígonos eran digitalizados en 2D, en mapa, no tenían valor en Z. Por eso se proyectó los contactos en su nivel respectivo, Basamento o R1, para definir la Z. Se suavizó los contactos.

Se construyó una superficie que pasa por en el contacto tope y base.

Se extendió los bordes inferiores y superiores de la superficie construida para asegurar que podía cortar completamente los horizontes.

Se tomó estas superficies construidas como dato de inicio en el workflow structural modelling. Adentro de este modulo, se definió los contactos fallas – fallas.

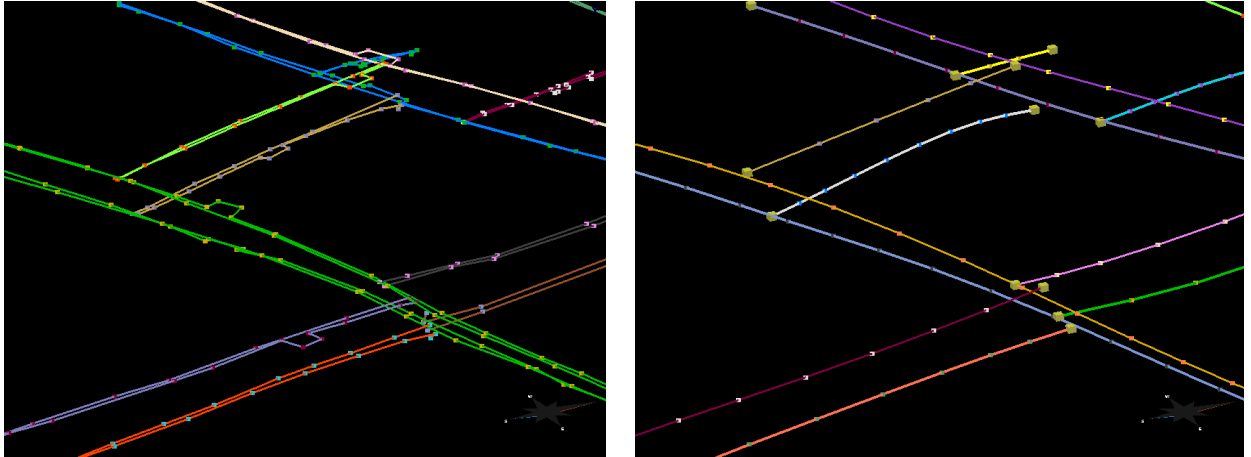


Figura 94. Polígonos de fallas de dos niveles. R1 y Basamento.

En la Figura 94. Se observa la importación de los polígonos de fallas de R1 y Basamento, de no tener disponibles los fault-stick este es un método válido para construir los planos de fallas como se puede observar en la figura 95, en esta figura se muestra también la Creación de contactos fallas-horizontes a partir polígonos de fallas.

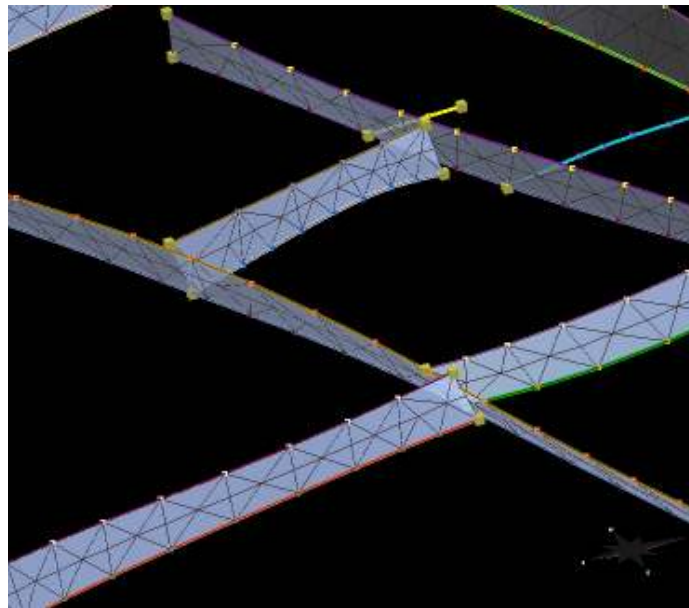


Figura 95: Creación de una superficie que pasa por los contactos tope y base.

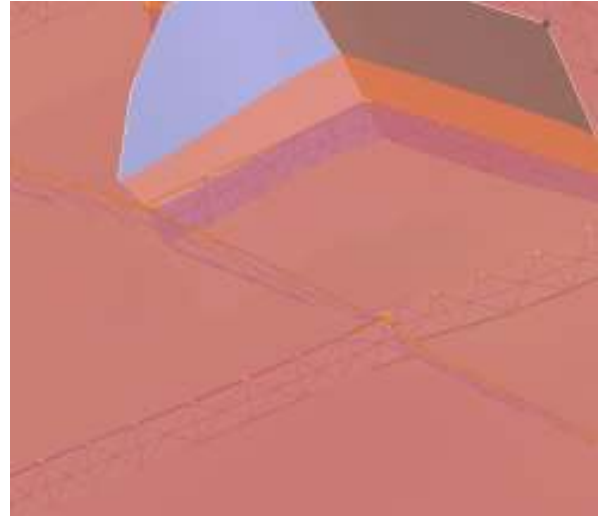
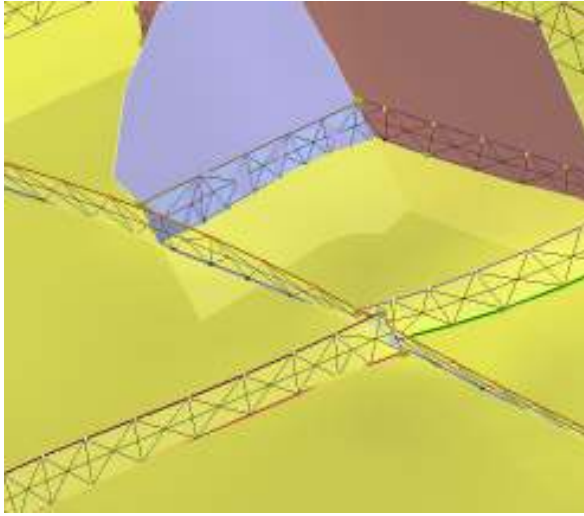


Figura 96: Extensión de la superficie para que corte los horizontes I6, R3 y Basamento.

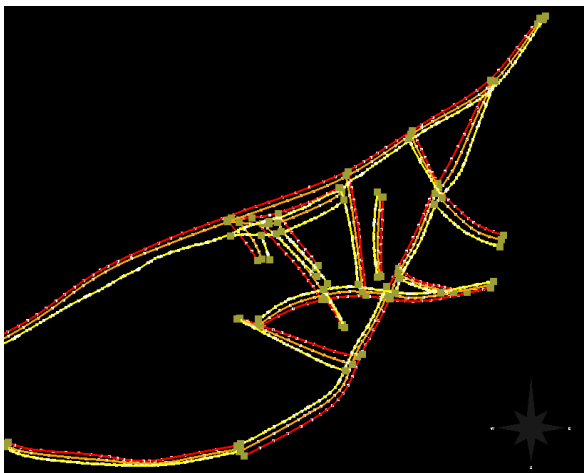


Figura 97. Visualización 3D de los contactos fallas – fallas ya definidos.

En la Figura 96, se observa la vista tope de los contactos horizontes/fallas y en la Figura 97, la vista de tope de las fallas que pasan por los contactos. Esta etapa define la estructura del área, debido a que las superficies van a estar cortadas y siguiendo el buzamiento de las fallas, este paso se hace uno de los primeros controles de calidad de la interpretación estructural generada. En la figura 97 se puede observar el mapa preliminar de las fallas que se están definiendo el modelo 3D con una vista 2D, ya en la figura 98, se observa el estilo estructural con una vista 3D donde se ven los saltos de fallas rumbos y buzamientos de las mismas y la tendencia de la estratificación.

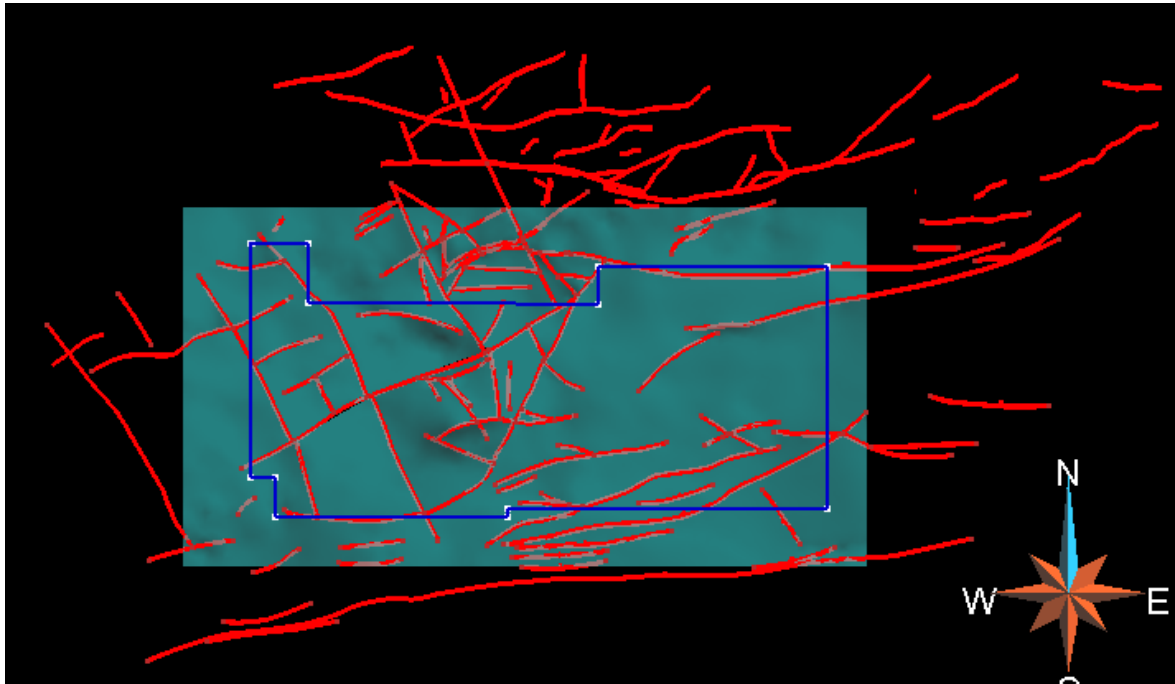


Figura 98: Vista de tope de la red de falla.

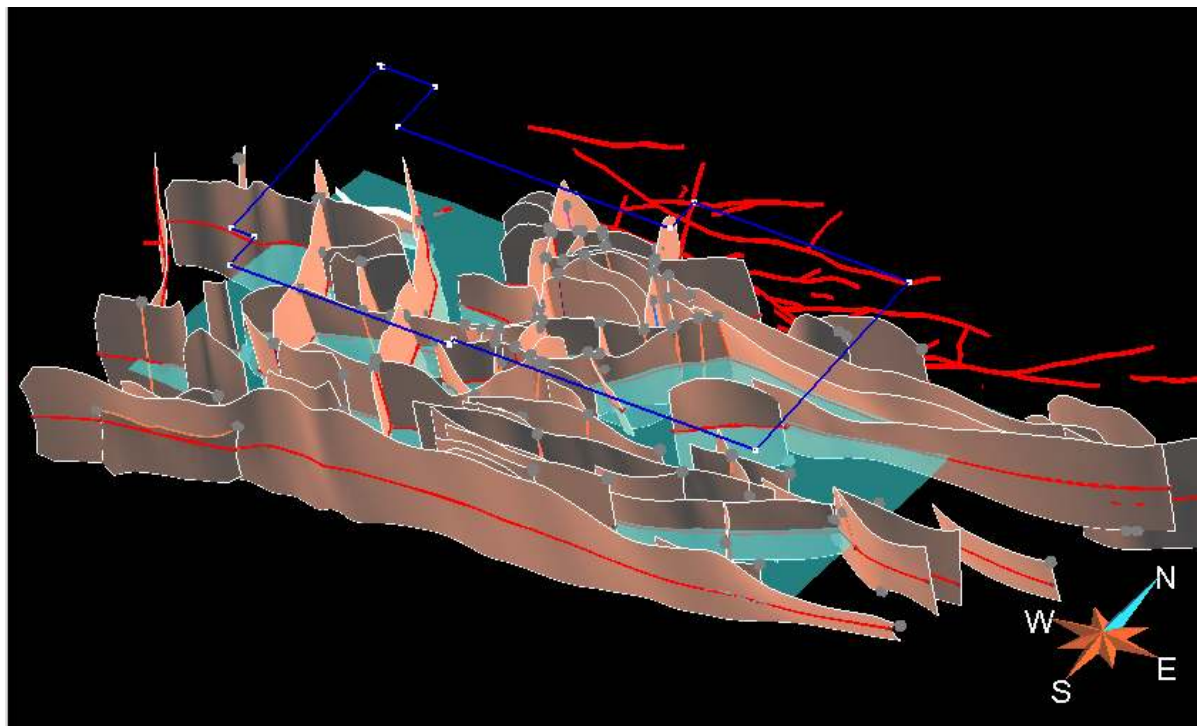


Figura 99: Vista 3D de la red de falla.

4.1.3 Modelo 3D de los horizontes.

El modelado 3D de los horizontes se realizó desde los topes estratigráficos I6, R3 y Basamamento, con el objetivo de realizar una malla gruesa entre estos tres horizontes, y el cual siguió en el un flujo de trabajo siguiente:

- Creación de una superficie que ajusta a los contornos estructurales (Figura 100).
- Cortar los horizontes con la red de fallas (Figura 101).
- Editar los contactos fallas-horizontes (Figura 102).
- Unir los horizontes a los marcadores de pozos (Figura 103).

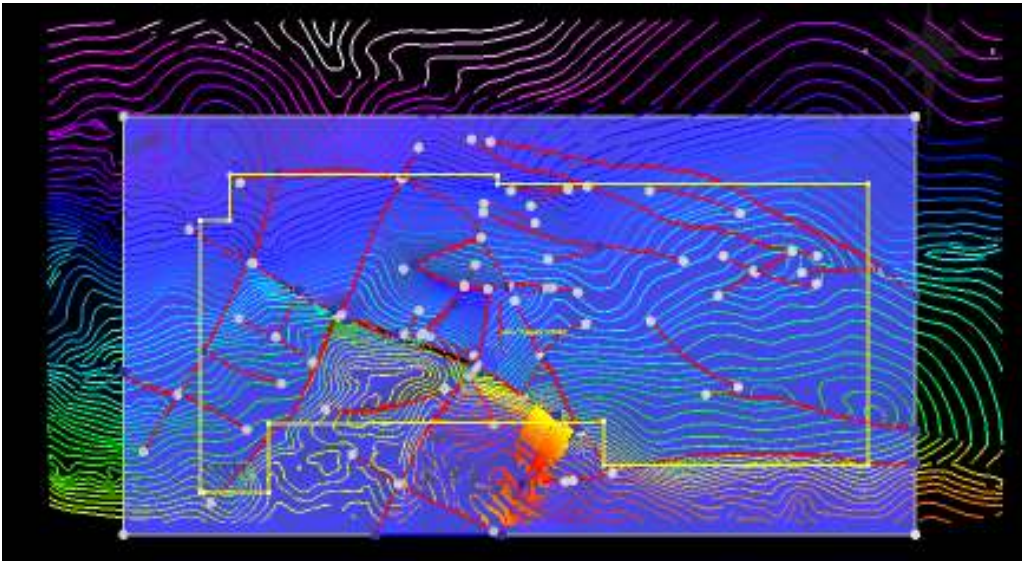


Figura 100: Creación de una superficie que se une a los contornos estructurales.

En la Figura 101 A, se observa como se Corta los horizontes con la red de fallas, y en la Figura 101 B, se observa la Edición los contactos fallas-horizontes, en la figura 102 se puede observa el ajuste de los marcadores estratigráficos con las superficies construidas a través de los contornos estructurales, ya en la figura 103 se puede observar el modelo 3D influenciado por la estructura y la estratigrafía. Estos paso son unos de los mas críticos y complejos del geomodelado ya que son los que van a definir el Grid 3D, y deben mantener o tratar de seguir la tendencia estratigráfica.

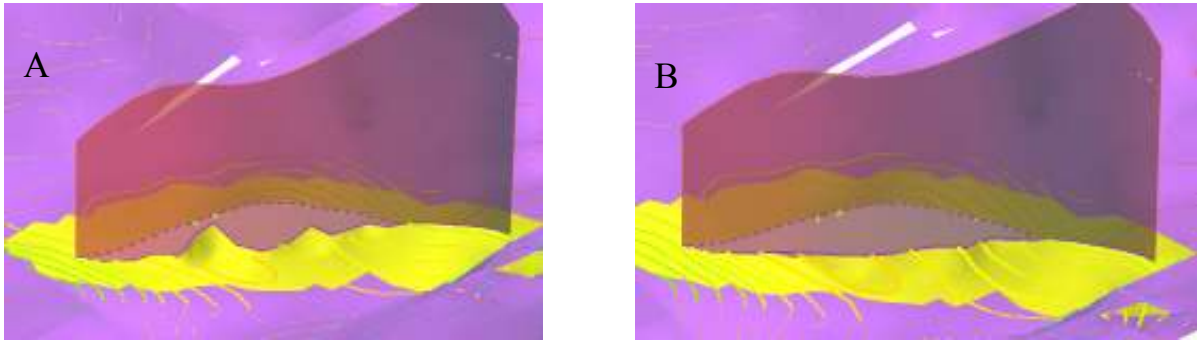


Figura 101. Corte de horizontes fallas.

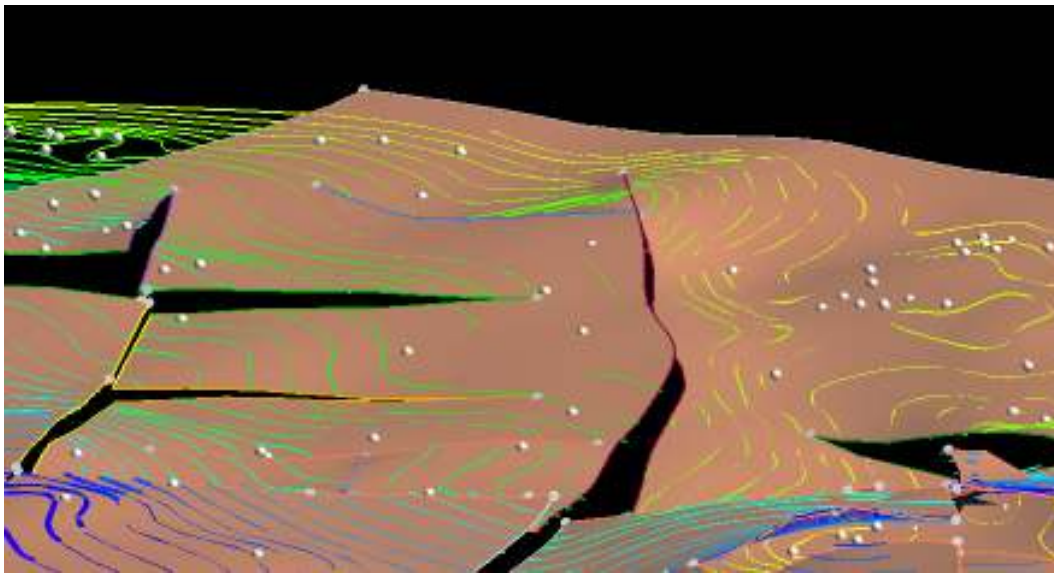


Figura 102. Ajuste los horizontes a los marcadores de pozos.

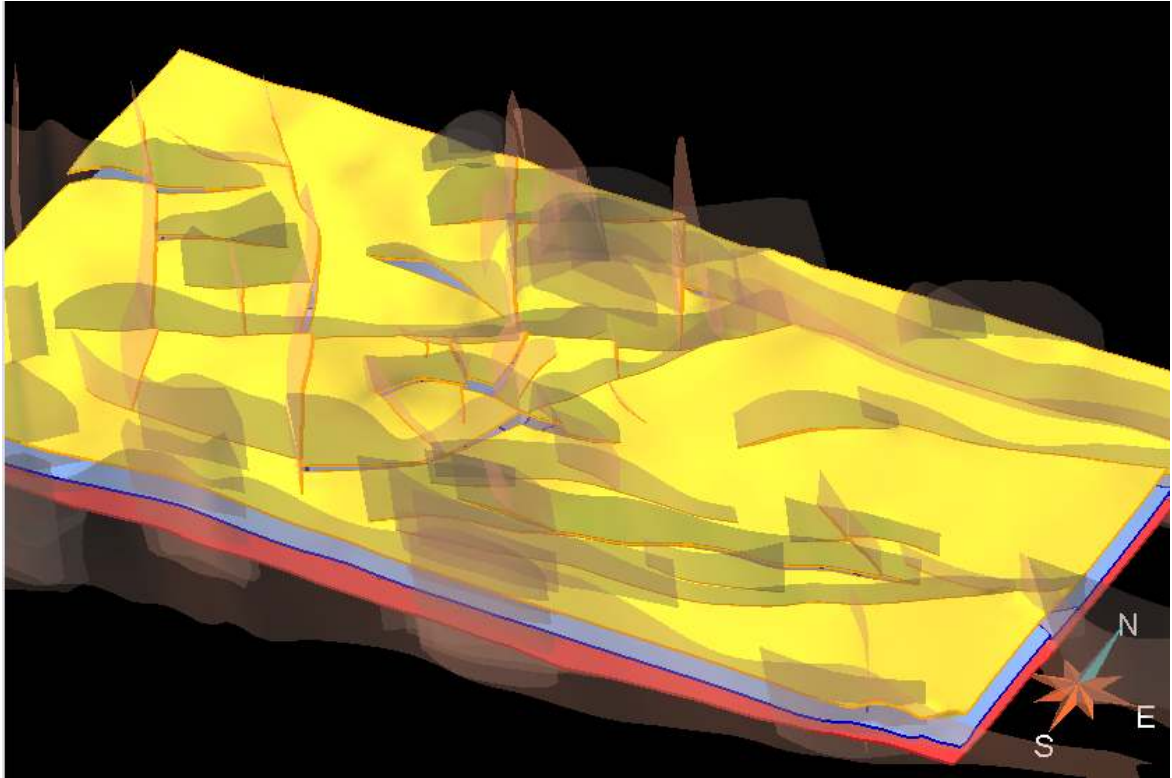


Figura 103: Vista general 3D del modelo estructural.

4.2 Malla estratigráfica 3D.

4.2.1 Especificaciones de la malla

Para la simulación numérica es requerida una malla menor a 500.000 celdas, con un tamaño de celdas $X \cdot Y \cdot Z = 100\text{m} \times 100\text{m} \times 5\text{pies}$. Estas dimensiones del Grid 3D por lo general es solicitado por el ingeniero de yacimientos el cual sabe sus limitaciones a nivel de computo. Hoy día los softwares de geomodelado pueden realizar mallas de hasta 7 millones de celdas, lo que genera modelos mas precisos y con mayor resolución, pero para los softwares de simulación numérica de yacimientos es necesario reescalar o disminuir este numero o dimensión de las celdas debido a lo limitado de la capacidad de computo de los equipos, por lo que las dimensiones de las celdas van a depender de los equipos de computo.

4.2.2 Área de interés y subdivisión del campo XC1.

El campo XC1 fue dividido en 4 bloques: inferior / superior y este / oeste.
Las razones de estas subdivisiones son de orden técnica, de metodología y “estrategia”:

4.2.3 Razones técnica de la Subdivisión.

Para la Simulación numérica se requiere una malla de buena resolución, de 100m x 100m x 5ft pero con una dimensión menor a 500.000 celdas. Con un área más pequeña, las mallas o proyectos son menos pesados, lo que permite optimizar las herramientas y las máquinas.

Una malla corta, después de ser simulada con la geoestadística respetará más sus propios datos, su ambiente de sedimentación, su especificidad, su característica, (su propias proporciones de arena, su variograma...). Mientras que una malla muy grande tendrá dificultades para respetar la tendencia de los ambientes sedimentarios, generara resultados de promedios de las características geológicas no sean homogéneos en toda la área de interés; en este caso de XC1, hay una distribución heterogénea de la información: existen muchos más datos, pozos e información, en la parte Oeste que Este, así que las interpretaciones tales como el estudio estructural, sedimentario y el resultado del la simulación geoestadística será mucho más fiable en la parte Oeste que Este.

4.2.4 Razones estratégicas

Se dividió el campo para definir y enfocarse en los bloques de mayor interés (Fig 104). Los yacimientos más importantes están en la parte inferior que en la parte superior. Hay más pozos, en la parte Oeste que Este. Según la distribución de esos prospectos y datos, el objetivo puede ser distinto:

El bloque Oeste-Inferior (muy prospectivo y con muchos pozos) sirve para un estudio de simulación de flujo. En el bloque Oeste-Superior (con la misma cantidad de pozo, pero

siendo menos prospectivo) es posible que el POES sea insuficiente para proponer sobre estos yacimientos un proyecto de simulación de flujo.

En el bloque Este-Inferior (prospectivo, pero con poca densidad de pozos), el objetivo puede ser de proponer pozos para caracterizar en los yacimientos o enfocarse en un estudio de incertidumbre avanzado. En el bloque Este-Superior (poco prospectivo, y con menos pozos), es necesario definir si hace falta un proyecto que disponga de recursos para hacer un estudio en este bloque.

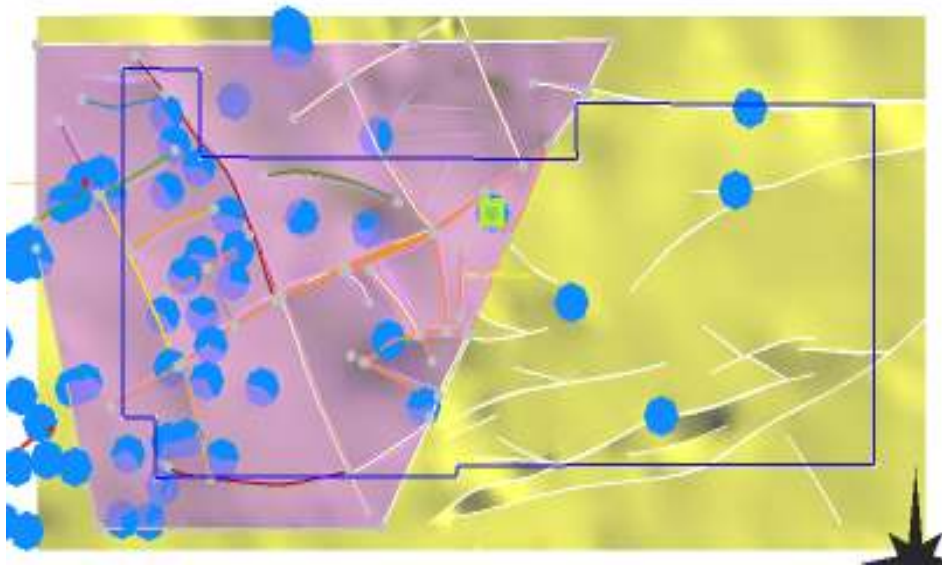


Figura 104: Subdivisión del campo en 4 bloques: Este-Oeste y Inferior-Superior. Se nota en la imagen una densidad de pozo más alta en la parte Oeste.

4.3 Construcción de la malla 3D inferior.

Para la construcción de la malla 3D se siguió el flujo de trabajo siguiente:

- Preparación de los horizontes límites de la malla: el tope y la base. Definir los bordes límites y los bordes correspondientes a contactos falla-horizonte.
- Definir una parametrización que sirve como malla 2D en el tope.
- Definir las asociaciones, pilares, entre el tope y la base.
- Usar los pilares, como guías para propagar la parametrización adentro de todo el volumen. Definir las unidades intermedias, el número de capa en cada una y el tamaño de las celdas.

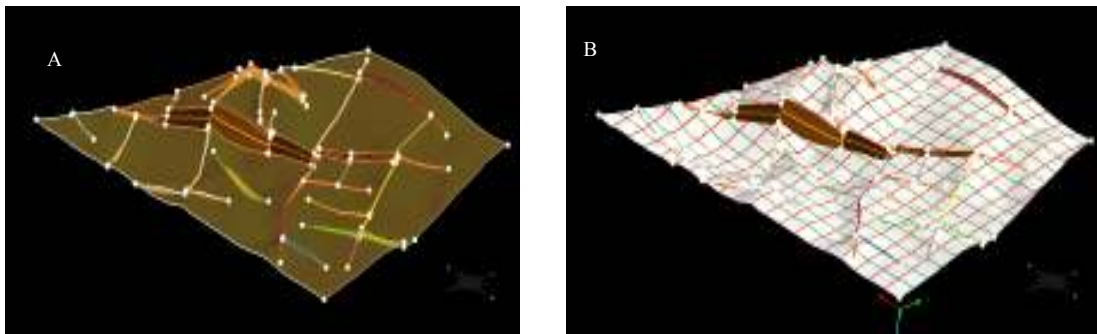


Figura 105. Definición de los bordes límites y los bordes contactos fallas-horizontes.

En la Figura 105 A, se observa la Preparación del tope de la malla R3. (Definición de los bordes límites y los bordes contactos fallas-horizontes.). En la figura 101 B se detalla la parametrización del tope R3: (definición de una malla 2D).

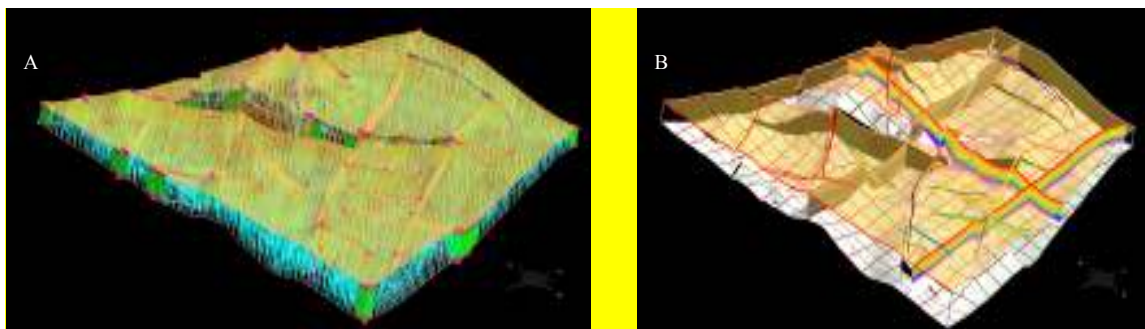


Figura 106. Definición de las asociaciones o pilares entre topes.

En la Figura 106 A, se observa la definición de las asociaciones o pilares entre el tope R3 y la base del Basamento, en la Figura 106 B, se observa la propagación de la parametrización

del tope a la base, En las figuras 107 y 108 se puede observar las unidades intermedias y la parametrización de la misma así como una vista general de ella.

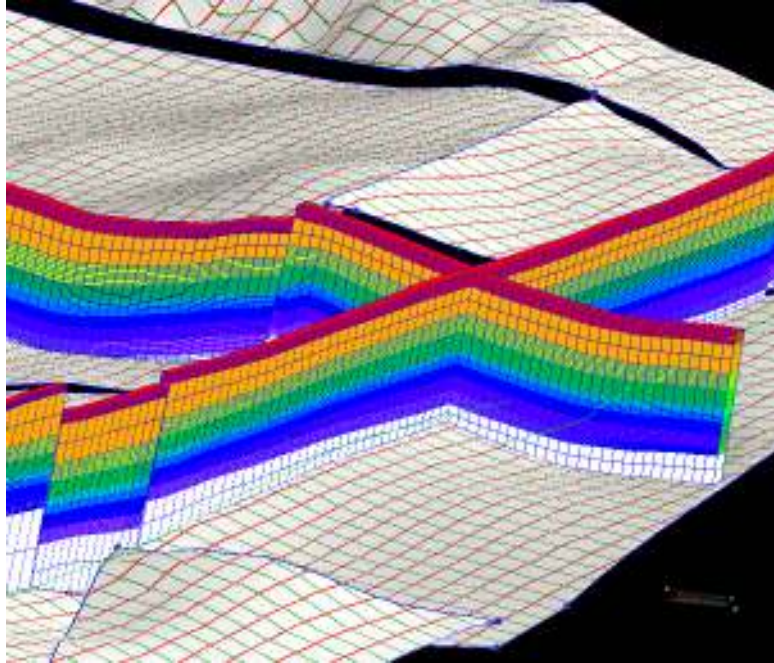


Figura 107: Definición de las unidades intermedias y del tamaño de las celdas.

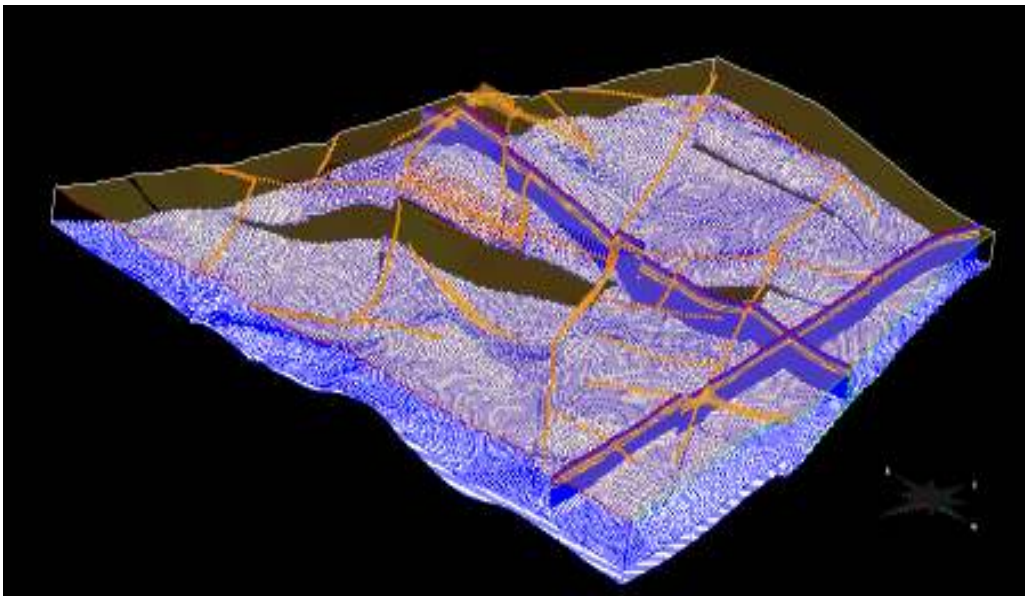


Figura 108: Vista general de la malla inferior oeste SG1_R3-Basamento _ oeste

4.4 Propagación Geoestadística

Una vez terminada la malla estratigráfica; hace falta incorporar los datos petrofísicos que viene de los pozos e interpolarlos dentro de toda la malla. La primera etapa se llama el “data blocking” o bloqueo de datos. La segunda etapa se base sobre un método geoestadístico que necesita varios parámetros tales como:

Los datos secundarios tales como mapas de facies sedimentarias y los datos petrofísicos.

La proporción de las propiedades petrofísicas. Para esto, se hace un estudio de “RDA – Reservoir Data Análisis” o Análisis de datos del Yacimiento los que nos dará los valores de estas variables.

La distribución espacial de los datos. Para eso, el cálculo del variograma nos indicara como son correlacionados espacialmente los datos.

Así que, las propiedades petrofísicas van a ser simuladas según esas etapas (que van a ser detalladas en los párrafos siguientes).

Incorporación de los datos: Data Blocking

Definición de las proporciones: estudio RDA

Definición de la distribución y correlación espacial: Variogramma

Tipo de Krigging o de método geoestadístico usado y simulación

Las propiedades van a ser calculadas según este orden porque unas son correlacionadas con la anterior, y simuladas según un método geoestadístico o directamente gracias a una ecuación:

PROPIEDADES	NOMBRE	METODO
Las facies:	Rocktypes_1	geoestadístico
El volumen de arcillosidad:	VCL_1	geoestadístico
La porosidad efectiva:	PORO_1	geoestadístico
La permeabilidad:	PERMX, PERMY, PERMZ	geoestadístico
La saturación de agua:	SWAT_1	ecuación

Y gracias a la simulación de esas propiedades, podremos calcular el POES basado en esta ecuación:

$$\text{POES} = \text{Volumen de Roca} \times \text{Volumen de hueco} \times \text{Saturación de Petróleo}$$
$$= \text{CELL_VOLUME} \times \text{PORO} \times (1 - \text{SWAT})$$

4.4.1 Bloqueo de los datos duros de pozo. El “Data Blocking”.

En esta tarea se incorporan los valores de los pozos definidos a cada pie o medios pies, adentro de las celdas de la malla, que pueden tener una espesor de 3 a 5 pies. Se suele incorporar en la celda el valor del pozo que está ubicado más al centro de la celda. Efectivamente, si se tomara el promedio (de la porosidad, por ejemplo) de los valores ubicado en la celda, tendríamos siempre un valor suavizado, nunca el valor extremo mínimo que representaría la lutita y tampoco el valor máximo representaría la arena limpia.

Las propiedades petrofísicas de los pozos que fueron incorporados en la malla son:

Las facies:	PETROFACIES_5
El volumen de arcillosidad:	VCL
La porosidad efectiva	PHIE
La permeabilidad:	K_TM
La saturación de agua:	S \bar{W}
La garganta de poro	R60

4.4.2 RDA “Reservoir Data Analysis” o Análisis de Datos de Yacimiento.

En esta etapa, para cada unidad, se calcula las proporciones (histograma) de facies y de distintas otras propiedades (Vsh, porosidad, permeabilidad) adentro de cada facies. Se salva esos valores para usarlos después como parámetros en la etapa de la simulación.

En este estudio de RDA, de análisis de datos, se chequea las correlaciones y los rangos de valores entre los facies y las propiedades petrofísicas para hacer un control de calidad: para ver (por ejemplo) si en el facies lutita, el porcentaje de Vsh es alto y la porosidad baja. También se busca correlaciones entre los datos para simularlos con más eficiencia. Por ejemplo, la porosidad sigue una tendencia fuerte con el Vsh, con un coeficiente de correlación de -98% (cuando el Vsh es alto, la porosidad es baja).

4.4.2.1 Proporciones de Facies

Se hizo la simulación de las facies petrofísicas en dos etapas porque se disponía de datos secundarios (un mapa de ambiente o límite de roca y un mapa de petrofacies para las arenas) que podrían guiar, es decir mejorar la simulación.

ETAPA 1:

Simulación de la propiedad Facies2_Sedim definido por lo siguiente:

Facies Sedimentaria 1: Canal o Barra (contiene los 3 tipos de arenas).

Facies Sedimentaria 2: Llanura de inundación (contiene la arcilla y lutita).

Esta simulación fue guiada por:

- El mapa de ambiente o límite de roca. Figura 109.
- Las proporciones globales (en toda la unidad) de las facies sedimentarias. Figura 110A.
- Las proporciones vertical (en cada capa de la unidad) de las facies sedimentarias. Figura 110B. La Figura 111 muestra el resultado de esa primera etapa y simulación.

ETAPA 2:

Simulación de la propiedad Facies5_Petro definido por lo siguiente:

Facies 1: Arena Limpia

Facies 2: Arena.

Facies 3: Arena Sucia

Facies 4: Arcilla

Facies 5: Lutita

Esta simulación realizada en por región: canal y llanura de inundación. En la región de la Facies Sedimentaria 1 Canal; fue guiada por el mapa de facies petrofísica de la arenas Figura 109. Las proporciones global (en toda la unidad) de las facies petrofísicas. Las proporciones vertical (en cada capa de la unidad) de las facies petrofísicas Figura 110 A y B.

En la región de la Facies Sedimentaria 2 Llanura de inundación, fue guiada por las proporciones global (en toda la unidad) de las facies petrofísicas. La Figura 110 muestra el resultado esta la segunda primera etapa y simulación.

Simulación de las facies sedimentarias Canal-Barra / Llanura de inundación.



Figura 109: Mapa de ambiente o límite de roca de la unidad R3.

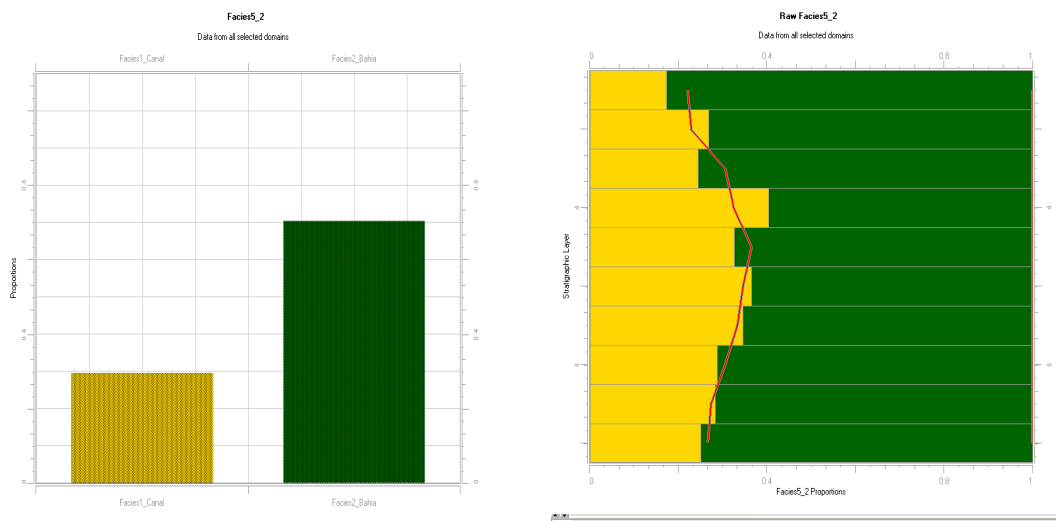


Figura 110. Histograma de la facies sedimentaria A (izquierda) y la curva de Proporción Vertical B (derecha)

En la Figura 110 A, se observa el Histograma de la facies sedimentaria de la unidad R3, en la Figura 110 B, se observa la VPC o proporciones verticales de la facies sedimentarias para la unidad R3.

Esto es el porcentaje general para la unidad entera (R3). Pero también se puede dividir la malla de la unidad en distintas capas y calcular el histograma adentro de cada una de estas capas. Así podemos ver la evolución de la proporción de arena según la profundidad (o el tiempo), Figura 110B. Este tipo de histograma se llama un VPC por “Vertical Proportion Curve” o Curva de Proporción Vertical. Se pueden salvar esas proporciones como un objeto, o un dato; para luego cargarlo en la etapa de simulación. Se puede procesar esos datos: suavizar el VPC para orientar mejor la progresión entre una capa y la siguiente. También se puede añadir o corregir el VPC con la interpretación del estratigráfico, por ejemplo haciendo aumentar (o reducir) la proporción de arena con la profundidad para reflejar un ciclo de trasgresión (o regresión).

En la figura 111, se puede observar la simulación del mapa de facies respetando la tendencia de la sedimentación esta se hizo con dos facies arena y lutita, en la figura 112 se puede observar la simulación de facies petrofísicas. El histograma en la figura 113 se puede observar la proporción de cada facies. En la figura 114 se puede observar la VPC del nivel R3 esto se hace para que la tendencia respete la proporción de las facies a realmente. La figura 115 muestra la segunda FACE de simulación de las facies sedimentarias junto con la petrofísicas.

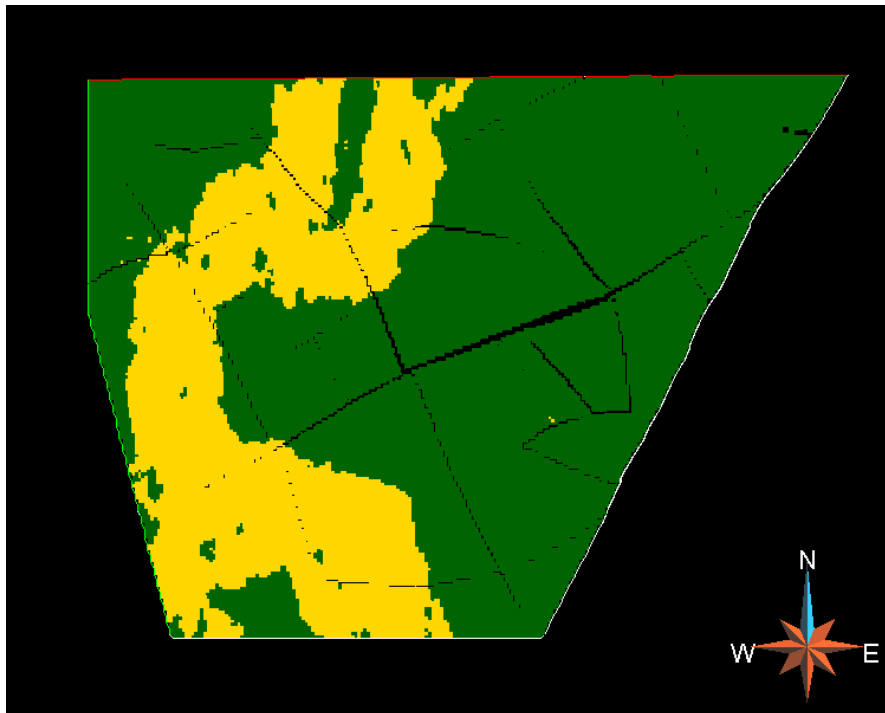


Figura 111: Resultado de la primera etapa: simulación de la facies sedimentaria de la unidad R3.

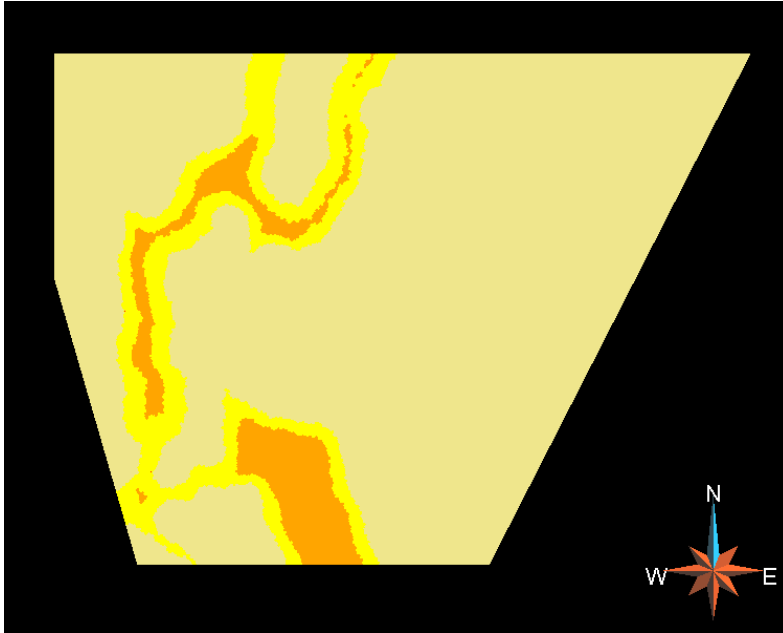


Figura 112: El mapa de facies petrofísica de la arenas de la unidad R3.

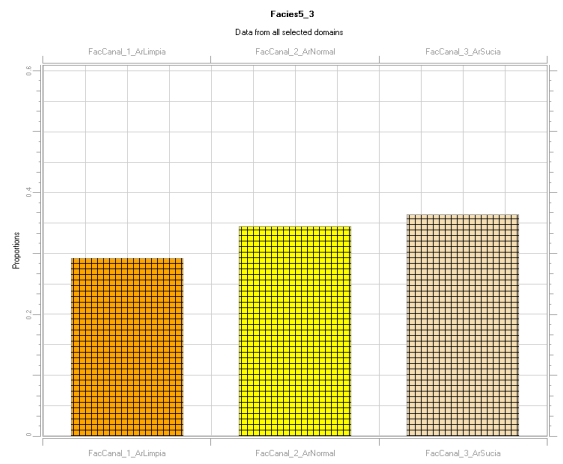


Figura 113 Se observa el histograma de las facies petrofísicas de la unidad R3

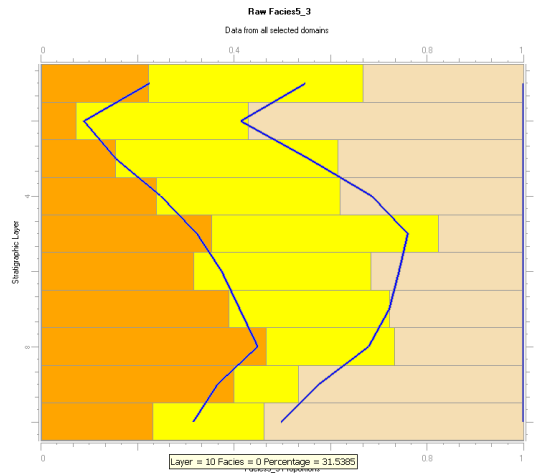


Figura 114 Se observa la VPC, proporciones vertical de las facies petrofísicas de la unidad R3.

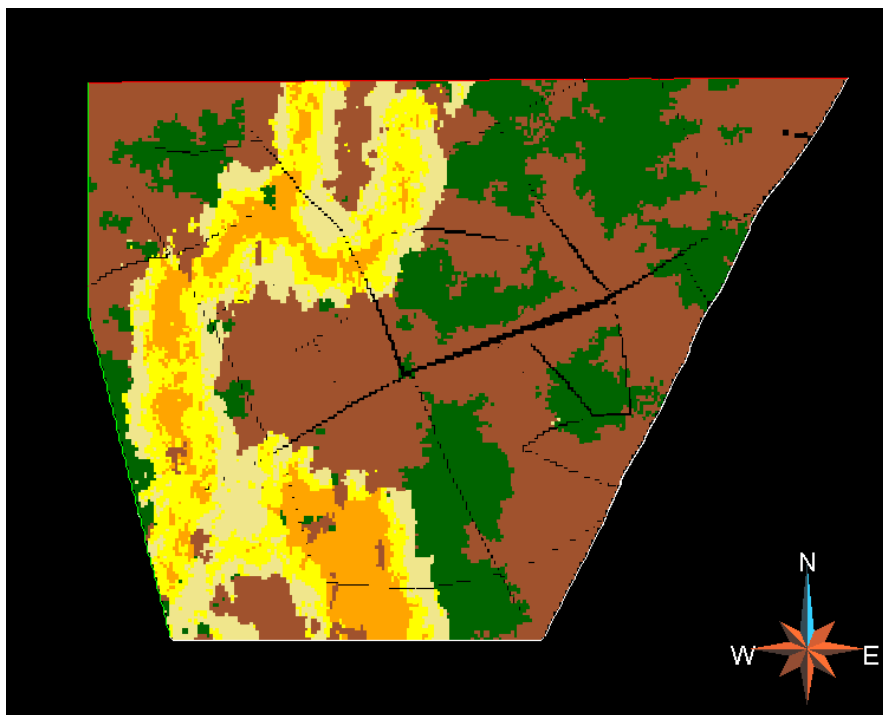


Figura 115: Resultado de la segunda etapa: La simulación de la facies petrofísicas de la unidad R3.

4.4.2.2 Proporciones de las propiedades petrofísicas: Vsh, porosidad, permeabilidad, garganta de poro.

Las facies se definen por ciertos rangos característicos de estas propiedades, Vsh, porosidad, permeabilidad y garganta de poro. Por lo cual se simula y calcula el histograma de esas propiedades petrofísicas en cada región definido por las distintas facies: 1) Arena Limpia, 2) Arena, 3) Arena Sucia, 4) Arcilla, 5) Lutita.

El cálculo de los histogramas y esta fuerte correlación entre el tipo de facies y sus propiedades petrofísicas se debe usar y chequear como control de calidad. En efecto, podemos ver que hay un cierto y buen rango de valor de Vsh, en la Figura 116 de porosidad, Figura 117, de permeabilidad, Figura 118, de garganta de poro, y en la Figura 119 se pueden observar los histogramas para cada facies: desde el rango de valores altos de Vsh para la lutita hasta los valores más pequeños para la arena limpia.

Para la facies, las proporciones son muy distintas según la unidad elegida. Para las propiedades petrofísicas no: los rangos de valores extremos y el valor promedio, en cada facies son muy parecidos cualquier sea la unidad.

En efecto, esos valores son característicos de las facies y no tanto de la unidad (ver la comparación de los histogramas del Vsh según las unidades y según las facies en la Figura 116). Así que se puede calcular un histograma global para cada uno de los cinco facies que sirva para todas las unidades. Se salva estos histogramas como objeto, para usarlo después como parámetros en la etapa de la simulación. La ventaja también de calcular un histograma global para todas las unidades es de obtener un valor general o promedio que suaviza los valores anómalos. También se puede editar de manera manual el histograma para corregir las imperfecciones.

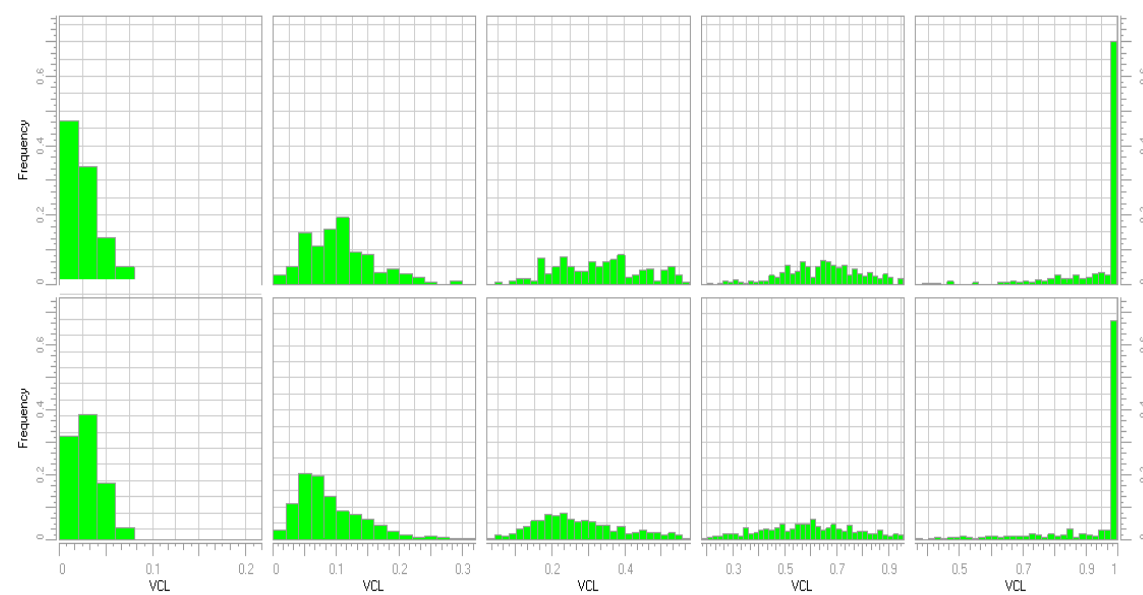


Figura 116: Histograma de la unidad S5-TL arriba, de la unidad U1 hasta U3.

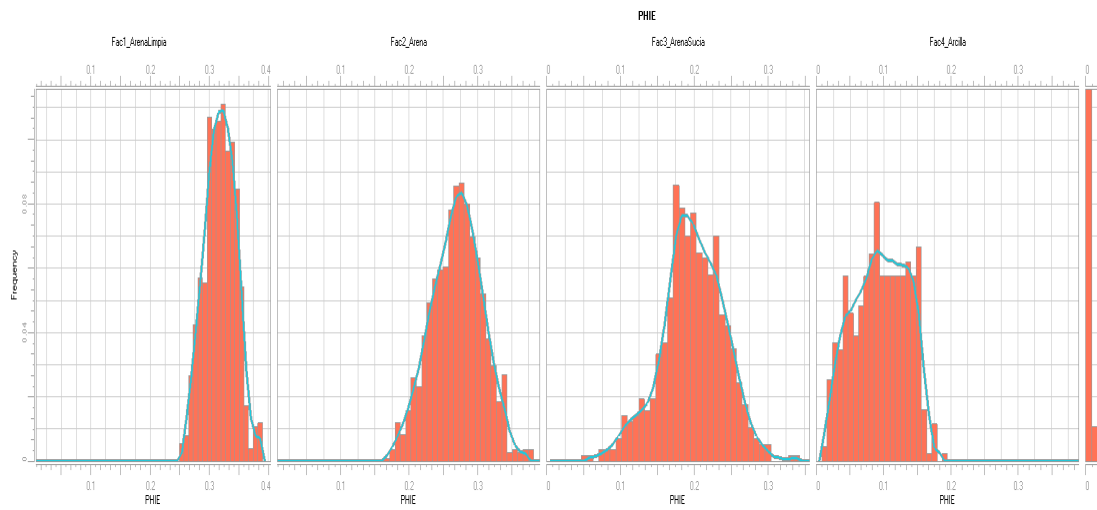


Figura 117: Histograma de la porosidad en las distintas facies.

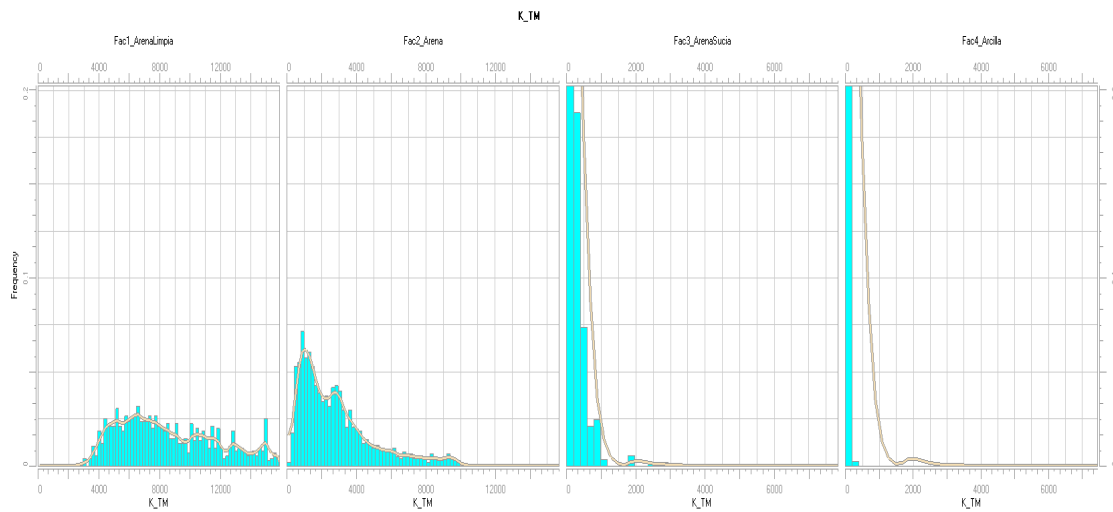


Figura 118: Histograma de la permeabilidad en los distintos facies.

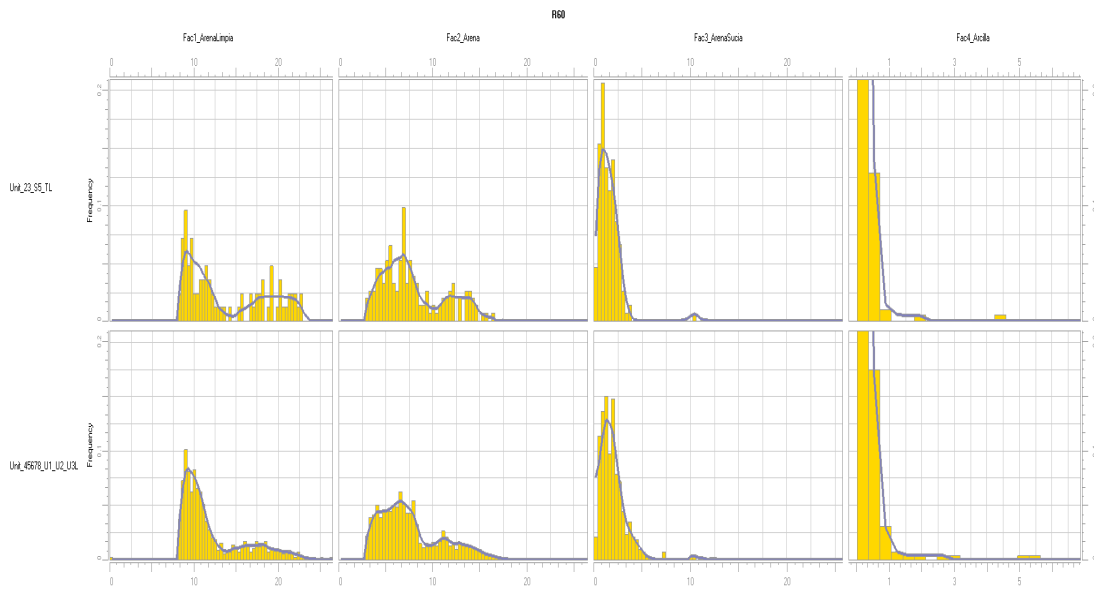


Figura 119: Histograma de la unidad S5-TL arriba, de la unidad U1 hasta U3.

Abajo, para la propiedad R60 en las facies 1) Arena Limpia, 2) Arena, 3) Arena Sucia, 4) Arcilla y 5) Lutita. Se nota que los histogramas son muy parecidos cualquier sea la unidad S5-TL o U1-U3 mientras que son muy distintos según el facies.

4.4.2.3 Proporciones de la saturación de agua.

La proporción de agua no es una característica de la facies, solo depende de la presencia de agua o del contacto petróleo o no. Según si existe ese contacto, debajo de este, obviamente la proporción de agua es de 100% cualquier sea la facies. Encima de este, la proporción de agua depende del tipo de roca: será de 100% en la lutita. De la presión capilar, lo cual está en relación con la permeabilidad, de la altura agua petróleo.

Así que existen distintas “escuelas”, metodología o elecciones para definir la saturación de agua. Una de la más común y sencilla es de calcular y usar el valor promedio. Para eso se usa la misma herramienta RDA de Gocad para calcular las proporciones. Se edita la curva de proporción para borrar los valores iguales a 100% que corresponde a la región debajo del contacto y se lee el valor promedio que corresponde al P50. Ver figura 120 y 121. Al contrario de las propiedades anteriores, en este caso, se calcula los histogramas en cada facies y cada unidad.

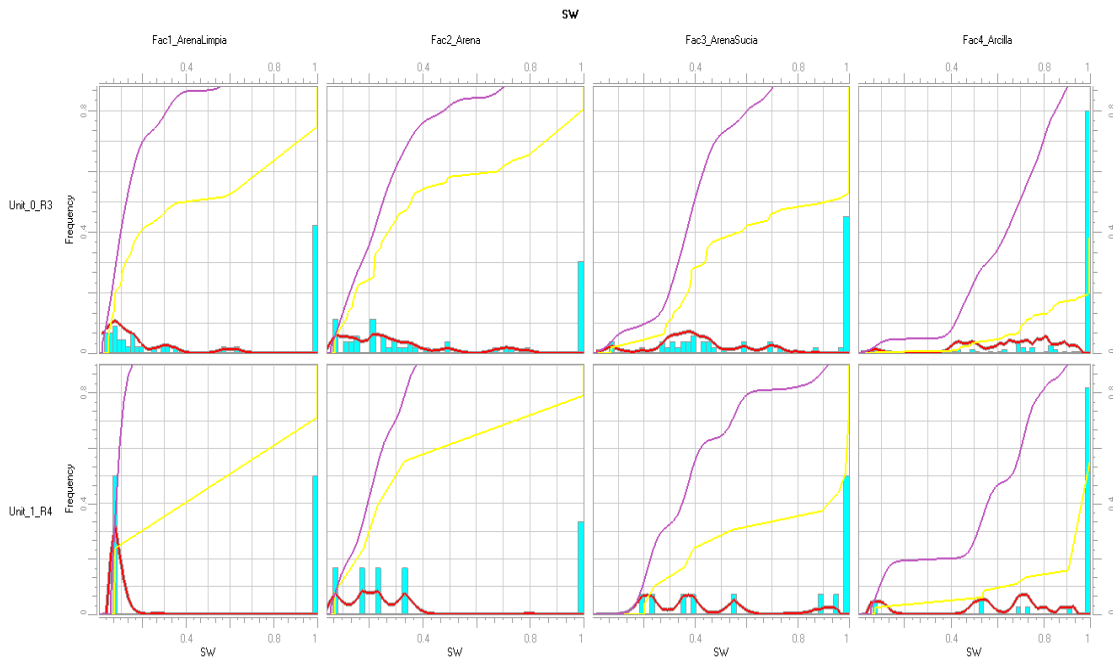


Figura 120: Histograma de Sat. de Agua en la unidad S5 y TL para cada facies.

El histograma azul representa la distribución de los datos duros. La curva amarilla representa la distribución acumulativa “CDF” de los mismos datos. Se usa el CDF para leer el valor mediano P50, ver figura siguiente. La curva roja representa la distribución de los datos después de una edición: la curva fue suavizada y los valores extremos igual a 100%, que corresponde a la región debajo del contacto agua-petróleo, fueron eliminados. La curva violeta representa la distribución acumulativa de la curva roja editada

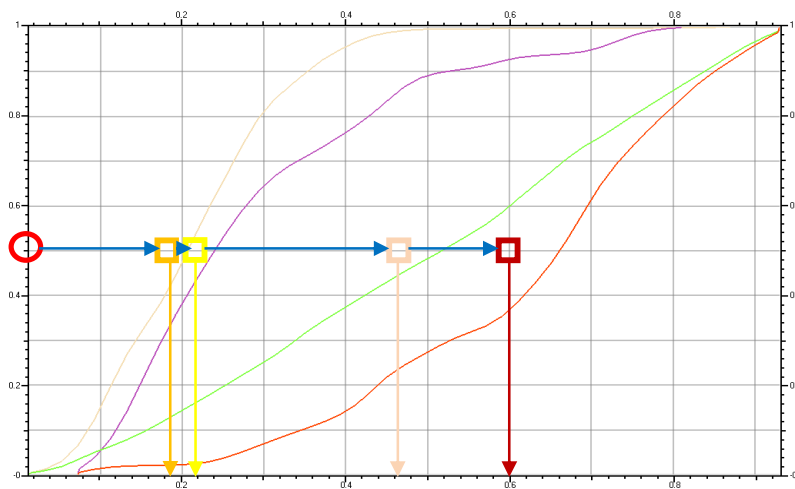


Figura 121: CDF de la Sat. De Agua.

CDF por Cumulative Distribution Function, la cual permite leer el valor que corresponde al percentil 50, o sea 50% de los casos, es decir el valor promedio. El valor promedio P50 de Sat. de Agua es:

21%	Para el facies de Arena Limpia
24%	Para el facies de Arena
51%	Para el facies de Arena Sucia
66%	Para el facies de Arcilla
100%	Para el facies de Lutita

4.4.2.4 Correlaciones de las propiedades petrofísicas entre si.

Se busca correlaciones entre las propiedades para ver si una influye sobre la otra y simularla con más efectividad. Por ejemplo, el crossplot siguiente, Figura 122, muestra la relación entre el Vsh y la porosidad. Se calcula una correlación entre esos dos datos de -95% a -98%: eso significa que mayor es una propiedad (el Vsh), menor es la otra (la porosidad). El color indica el tipo de facies, en este crossplot se puede ver la correlación entre esas tres propiedades: se notan cinco grupos homogéneos del verde vivo, la lutita que tiene un Vsh alto y una porosidad baja, hasta el grupo de color naranja, la arena limpia que tiene un Vsh bajo y una porosidad alta.

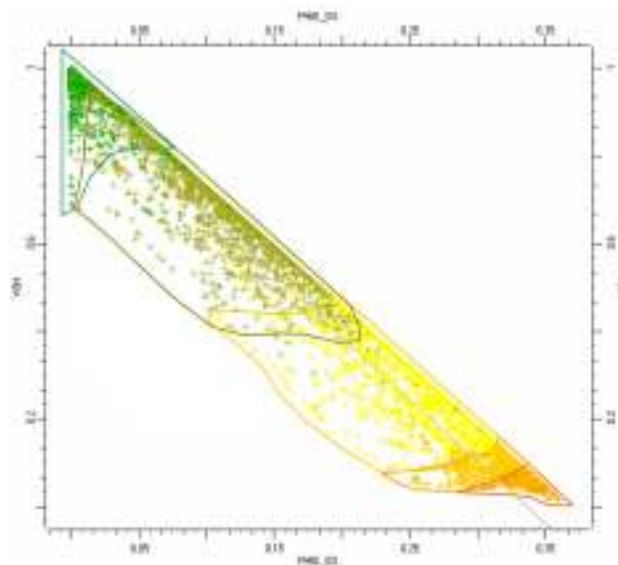


Figura 122. Crossplot Vsh versus la Porosidad.

4.4.3 Variograma

La geoestadística es un método de interpolación que permite tomar en cuenta la repartición espacial de los datos, la forma de los cuerpos sedimentarios, su ancho y su dirección. Para eso se calcula el variograma de cada facies para cada unidad.

4.4.3.1 Definición del variograma según el cálculo teórico.

La Figura 123, se muestra el grafico de un variograma. Cada punto representa el cálculo del variograma $V(x)$ a un paso (o distancia) dx . En una segunda etapa, se aproxima ese set de punto por una curva. Cuando la curva del variograma alcanza un sello, eso significa que se estabilizó hasta un límite máximo de correlación que corresponde al ancho máximo del cuerpo sedimentario. En el ejemplo, se identificó primero el sello, luego se lee la abscisa 0.15 o sea 15% de la malla vertical, el ancho máximo vertical del cuerpo sedimentario.

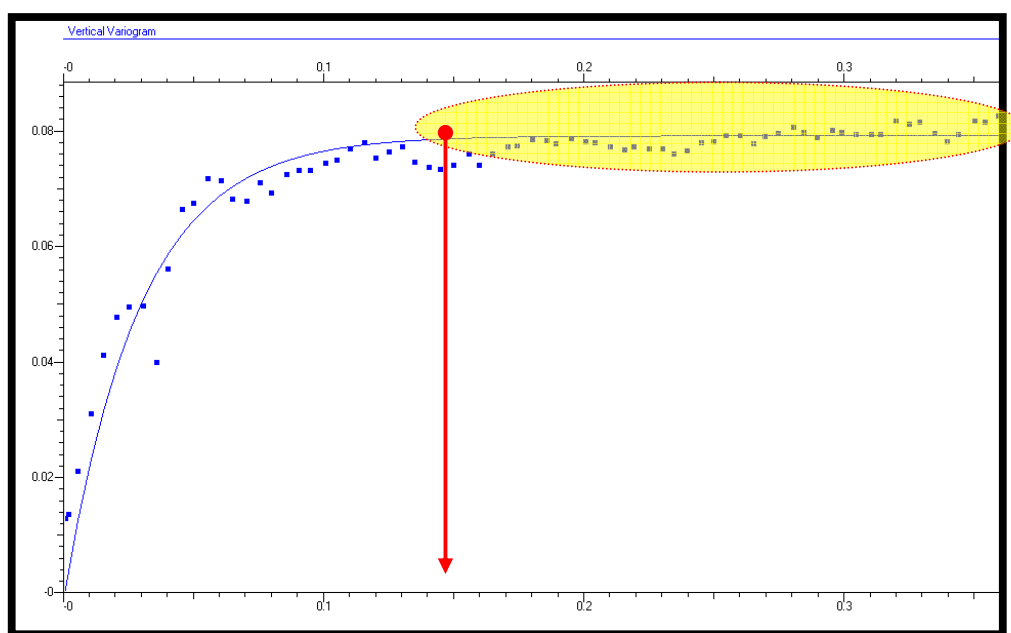


Figura 123. Variograma vertical

El variograma se calcula en la dirección vertical y distintas direcciones horizontales (Figura 124). En la horizontal, se busca si existe una dirección privilegiada, en la cual el cuerpo es mucho más ancho, es decir, si existe una dirección de anisotropía. Si no, se dice que los cuerpos sedimentaron tienen una tendencia isotrópica y/o homogénea. En el ejemplo de la Figura 124, se identificó el variograma del mayor rango horizontal, el del azimut 45 grados. Al lado, en rojo, el elipsoide de correlación ilustra la tendencia y de los cuerpos sedimentarios. (45 grados, no es una dirección según el norte, es una dirección según el eje principal U de la malla, en este caso, con 45 grados estamos en la bisectrices entre los ejes U y V de la malla).

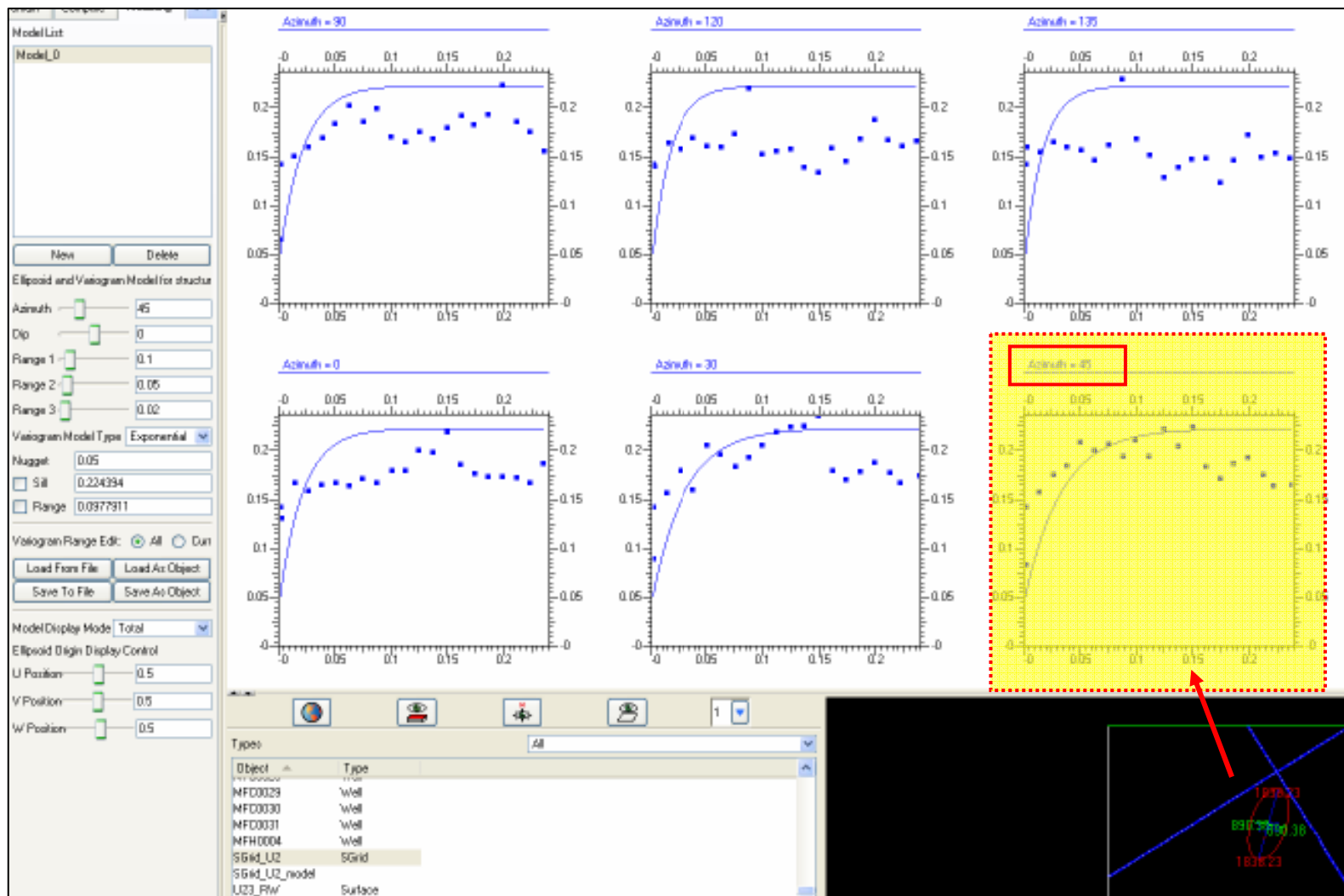


Figura 124. Variograma Horizontal o Áreal

4.4.3.2 Definición del variograma basado en la interpretación del estudio Sedimentológico.

Con el variograma horizontal, puede ser muy difícil y subjetivo definir cual tiene el rango horizontal mayor, así que puede resultar mejor definir el variograma basándose en la interpretación del sedimentólogo y la forma de los cuerpos que se debe modelar.

En la Figura 125, se modeló canales más o menos rectos con un variograma anisotrópico: rangos horizontales de 0.15 y 0.04 (con un azimut de 170 grados). Se puede averiguar la exactitud de los parámetros del variograma, visualizando el elipsoide de correlación correspondiente que representa los cuerpos sedimentarios.

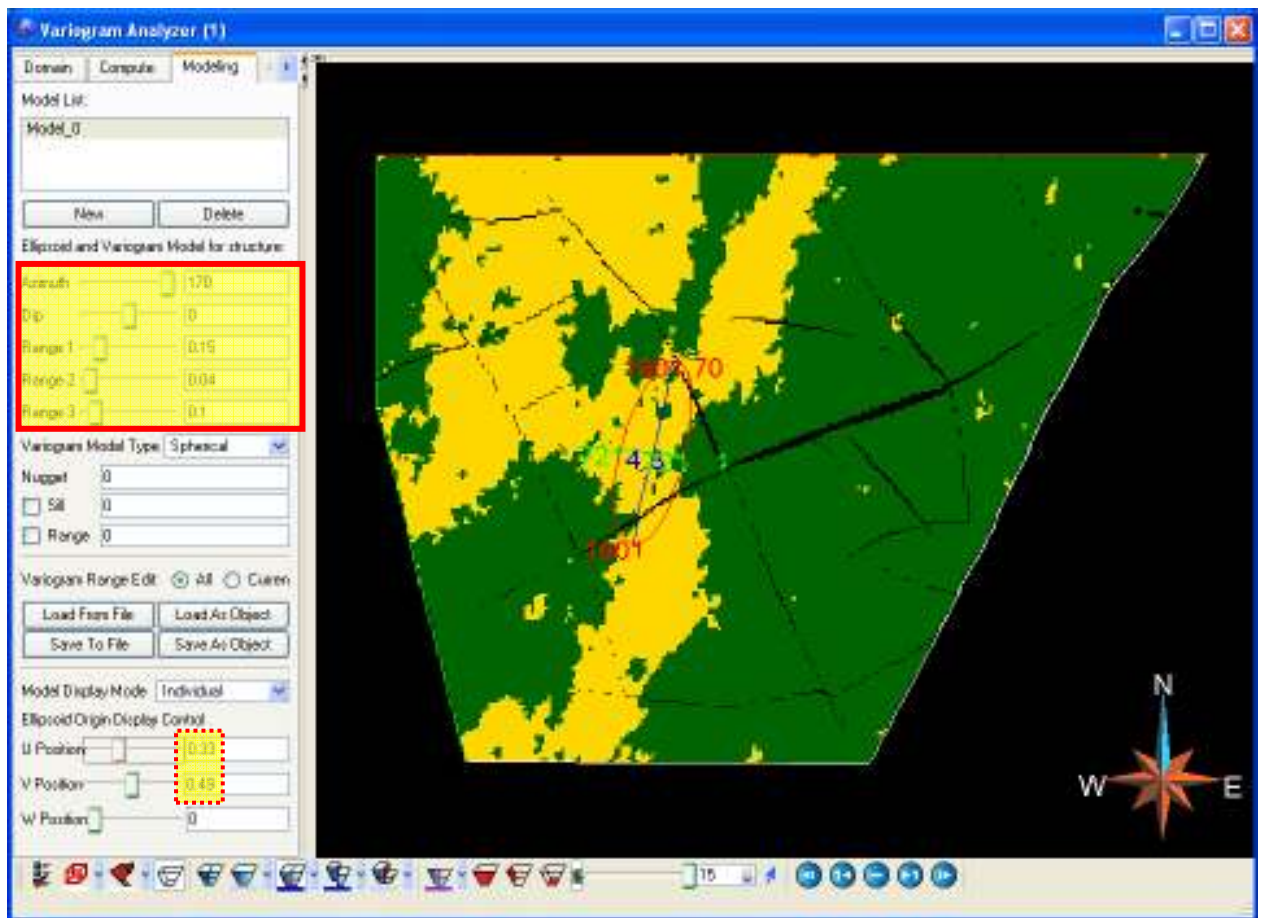


Figura 125. Variograma y su elipsoide de correlación para el modelado de un canal.

En la Figura 126, se modeló los cuerpos de arcilla con un variograma ligeramente anisotrópico, más isotrópico para traducir que no había una corriente o dirección de sedimentación preferida. Los rangos horizontales tomados fueron de 0.12 y 0.09 (con un azimut de 165 grados).

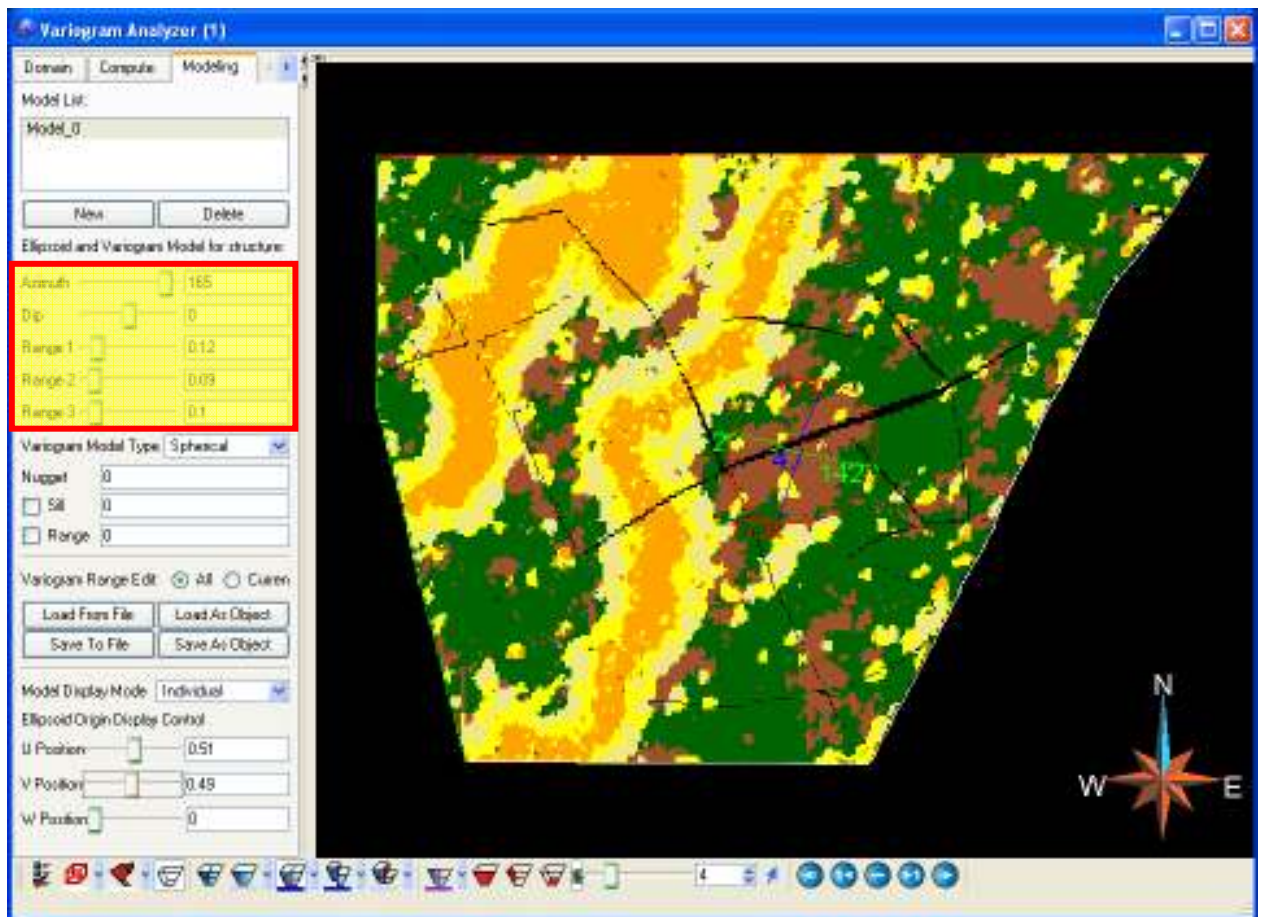


Figura 126. Variograma y su elipsoide de correlación para el modelado de un cuerpo arcilloso.

4.4.3.3 Definición del variograma del Vsh, de la porosidad y permeabilidad.

Se puede tomar para las otras propiedades el mismo variograma que el de facies, ya que se trata del mismo cuerpo sedimentario. A veces se puede calcular y tomar un variograma con rangos un poco más grande. En efectivo, para las otras propiedades (Vsh, porosidad...) se calcula el variograma, en cada región (lutita, arcilla...); así que si nos enfocamos en una región específica, no en toda la malla, tendremos correlaciones más alta y entonces rangos de variograma mas altos.

4.4.4 Propiedades Petrofísicas simuladas y tipo de método usado (Geoestadística o ecuación).

Como se menciona en los párrafos anteriores, hay correlaciones con las propiedades entre sí, así que se simula las propiedades según una orden y regiones: según la influencia que tiene una sobre las otras y las regiones correspondiendo a las facies. Así que, se simuló según este esquema las distintas propiedades:

Región: Malla entera

Propiedad: Facies_Sedimentarios

- Canal-Barra
- Llanura de inundación

1) Región: Canal-Barra

Propiedad: Facies_Petrofisico

- Arena Limpia
- Arena
- Arena Sucia

1.1) Región: Arena Limpia

Propiedades:

1) Vsh 2) Porosidad 3) Permeabilidad 4) Sat. Agua 5) Garganta de Poro

1.2) Región: Arena

Propiedades:

1) Vsh 2) Porosidad 3) Permeabilidad 4) Sat. Agua 5) Garganta de Poro

1.3) Región: Arena Sucia

Propiedades:

1) Vsh 2) Porosidad 3) Permeabilidad 4) Sat. Agua 5) Garganta de Poro

2) Región: Llanura de inundación

Propiedad: Facies_Petrofisicas, Arcilla, Lutita

2.1) Región: Arcilla

Propiedades:

1) Vsh 2) Porosidad 3) Permeabilidad 4) Sat. Agua 5) Garganta de Poro

2.2) Región: Lutita

Propiedades:

1) Vsh 2) Porosidad 3) Permeabilidad 4) Sat. Agua 5) Garganta de Poro

El método de simulación, basado en la geoestadística, usa la ecuación del Kriging, y toma como parámetros las proporciones de las propiedades (facies, Vsh...), sus variogramas y datos secundarios como un mapa de facies; o seguir la tendencia de otra propiedad. Los párrafos siguientes da el detalle de cada método con sus parámetros usados para la simulación de cada propiedad:

4.4.4.1 Facies_Sedimentario

Región: Toda la malla.

Tipo de simulación: SIS

Parámetros:

El variograma de cada facies

La proporción de cada facies

Datos duros: el facies Petrofacies_5_2 de los pozos

Datos secundarios:

Mapa de ambiente de la interpretación del sedimentólogo

VPC de facies.

4.4.4.2 Facies Petrofísico

Región: Canal-Barra.

Tipo de simulación: Truncated Gaussian

Parámetros:

El variograma de cada facies

La proporción de cada facies

Datos duros: el facies Petrofacies_5 de los pozos

Datos secundarios:

Mapa de facies petrofísico de las arenas.

VPC del facies.

Región: Llanura de inundación.

Tipo de simulación: SIS

Parámetros:

El variograma de cada facies

La proporción de cada facies

Datos duros: el facies Petrofacies_5 de los pozos

Datos secundarios: ninguno.

4.4.4.3 VSH

Región: Por facies: arena limpia, arena, arena sucia, arcilla, lutita.

Tipo de simulación: SGS

Parámetros:

el variograma del facies i.

el histograma del Vsh en la región del facies i.

Datos duros: la propiedad VCL de los pozos

Datos secundarios: ningún.

4.4.4.4 Porosidad

Región: por facies i: arena limpia, arena, arena sucia, arcilla, lutita.

Tipo de simulación: Collocated SGS

Parámetros:

el variograma del facies i.

el histograma del Vsh en la región del facies i.

Datos duros: la propiedad PHIE de los pozos

Datos secundarios: tendencia de la porosidad (Collocated SGS): sigue los valores de la propiedad VSH con un coeficiente de correlacion de -98%.

4.4.4.5 Permeabilidad

Región: por facies i: arena limpia, arena, arena sucia, arcilla, lutita.

Tipo de simulación: Collocated SGS

Parámetros:

el variograma del facies i.

el histograma del Vsh en la región del facies i.

Datos duros: la propiedad PHIE de los pozos

Datos secundarios: tendencia de la permeabilidad (Collocated SGS): sigue los valores teóricos que nos da la ecuación de la permeabilidad de Timur

Modificado:

$$K_{TM} = 10500 * Phie^{6.0} / (Phie * Swirr + 0.25 * Vsh)^2$$

Swirr es la saturación de Agua irreducible igual a 0.07.

4.4.4.6 SATURACION DE AGUA

Región: Por facies i: arena limpia, arena, arena sucia, arcilla, lutita.

Y según el contacto agua-petroleo

Tipo de simulación: ecuación

SWAT = 100% si se encuentra debajo del contacto agua-petroleo

Sino, SWAT = proporción calculada en el facies, según el estudio de RDA.

4.4.4.7 Garganta de poro

Región: Por facies i: arena limpia, arena, arena sucia, arcilla, lutita.

Tipo de simulación: Collocated SGS

Parámetros:

El variograma de la facies i.

El histograma del Vsh en la región de la facies i.

Datos duros: la propiedad R60 de los pozos

Datos secundarios: tendencia de la R60 (Collocated SGS): sigue los valores teóricos que nos da la ecuación de Pitman:

$$R60 = \exp(1.096 + 0.648 * \log(PERM) - 1.666 * \log(PORO))$$

La Figura 122 A, B, C, D, E, F siguientes ilustran el flujo de trabajo y las simulaciones obtenidas para cada etapa o cada propiedad, para la unidad R3.

Se puede obtener los valores de los parámetros de la simulación de las facies adentro del workflow Reservoir Properties.

Se puede obtener los valores de los parámetros de las simulaciones de las propiedades petrofísicas en el Workflow Jacta:

En la figuras 127, 128, 129, 130, 131, 132 y 133 se pueden ver los resultados de las simulaciones de facies sedimentarias, simulación de facies petrofísicas, ANT, porosidad, permeabilidad, saturación de agua y saturación de petróleo respectivamente.

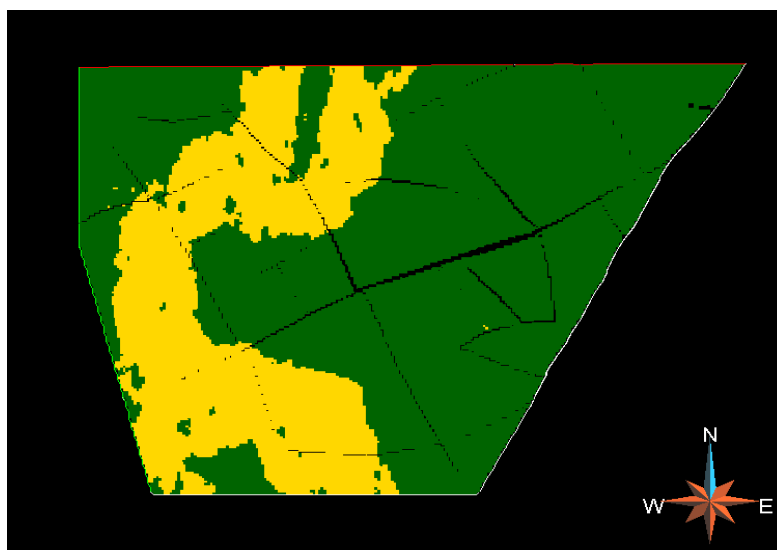


Figura 127 Simulación de la Facies Sedimentaria.

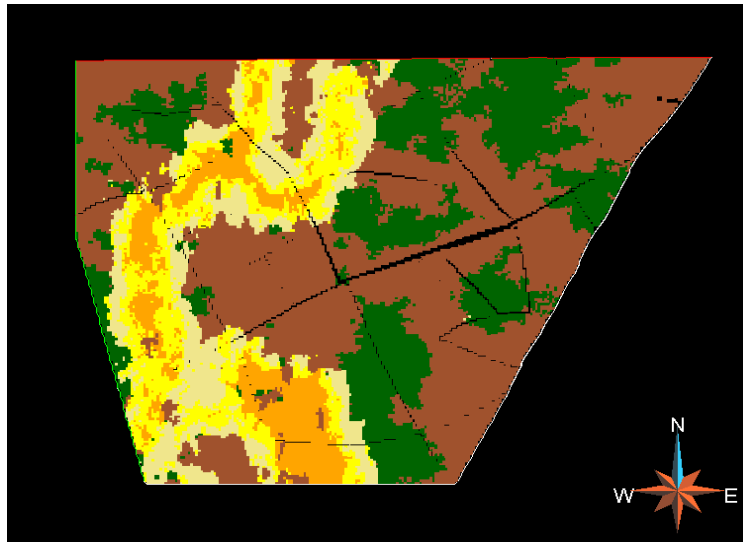


Figura 128 Simulación de la Facies Petrofísicas

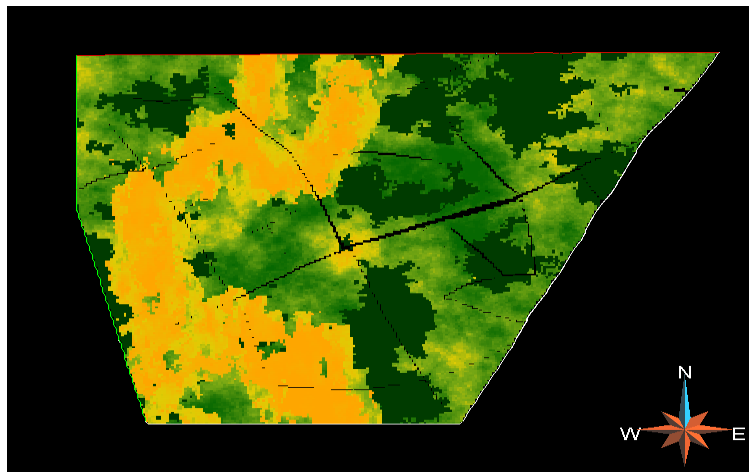


Figura 129 Simulación de la arena neta $ANT = 1 - V_{sh}$.

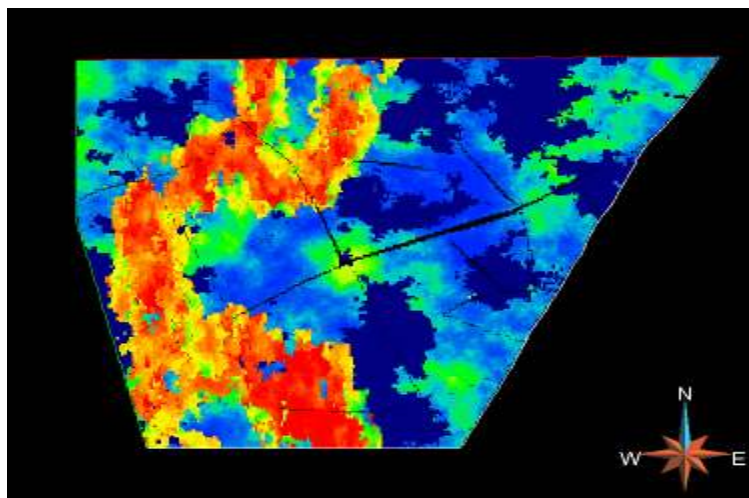


Figura 130 Simulación de la porosidad.

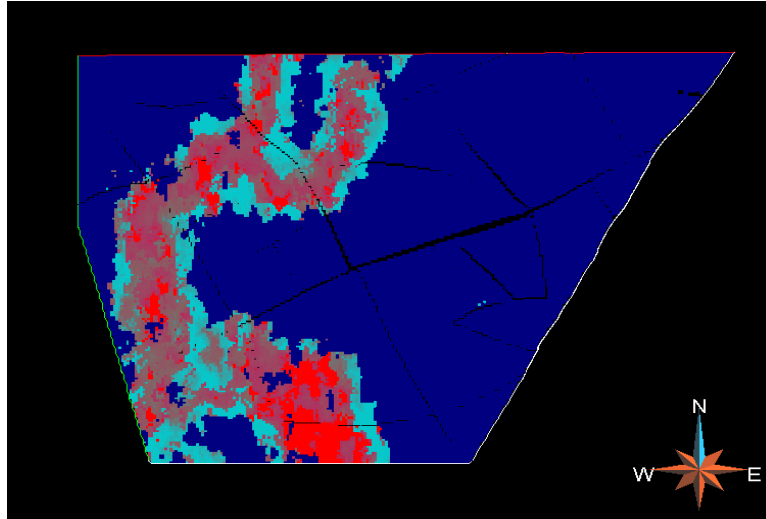


Figura 131 Simulación de la permeabilidad.

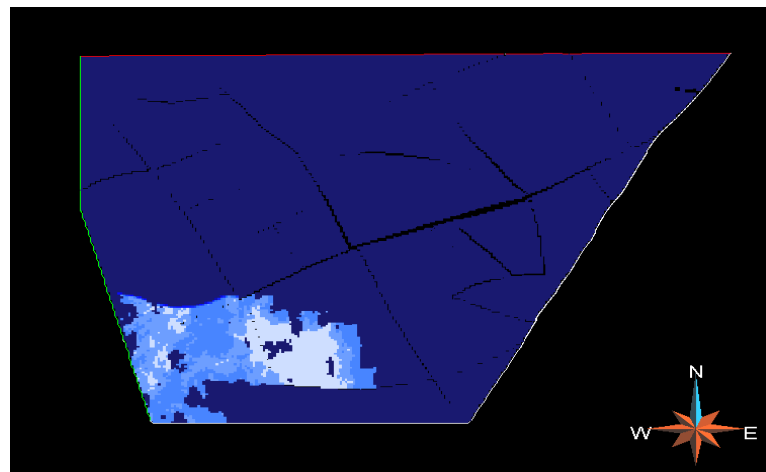


Figura 132 Simulación de la Sat. Agua

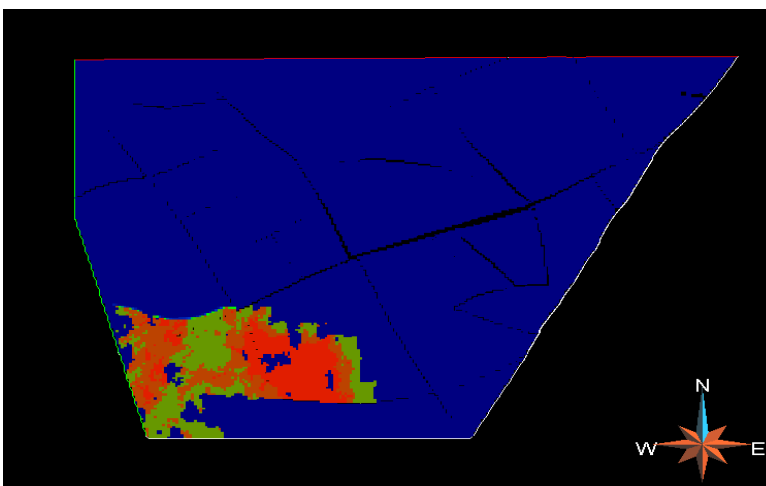


Figura 133 Simulación de la Sat. Petróleo.

4.4.5 Estudio de incertidumbre

4.4.5.1 Incertidumbre del modelo. El P50 y sus rangos de probabilidad.

Interiormente de la malla, los únicos datos conocidos con certeza son los datos de pozos, a parte de estos datos, tenemos simplemente valores interpolados con una cierta probabilidad de certeza. Existen varios métodos determinísticos de interpolación con los cuales se puede obtener una solución; a veces esa solución puede ser muy lejana de la realidad. La geostatística es el mejor método para hacer este cálculo, para conferimos un modelo que respete el modelo geológico. Asimismo nos permite obtener varios modelos 3D (o realizaciones) equiprobables con su valor del POES. Así, con este método se puede hacer n realizaciones, y obtener un rango de valor de POES posible. La idea es de hacer la mayor número de realizaciones posibles y entre ellas elegir el más realista o siendo la que ocurre con mayor frecuencia, y esta será el modelo de referencia. No se puede decir si es el verdadero modelo, solo se puede decir que este modelo nos da el valor de POES más realista, el más probable con su valor de certeza indicado gracias al desviación Standard de la media.

Por ejemplo, con la unidad R3, se hizo 148 simulaciones (ver Figura 134). Por cada simulación, se obtiene un modelo 3D con su POES (ventana de arriba en la figura 134). Con 148 simulaciones, el rango del POES va del valor 360 millones de barriles hasta 380 (ver el histograma o histograma acumulativo en las ventanas de abajo en la figura 134). Y se elige como valor de referencia el valor de la media, el P50, es el valor más probable: 50% de los modelos dan un valor inferior, los demás (50% de los modelos) dan un valor superior.

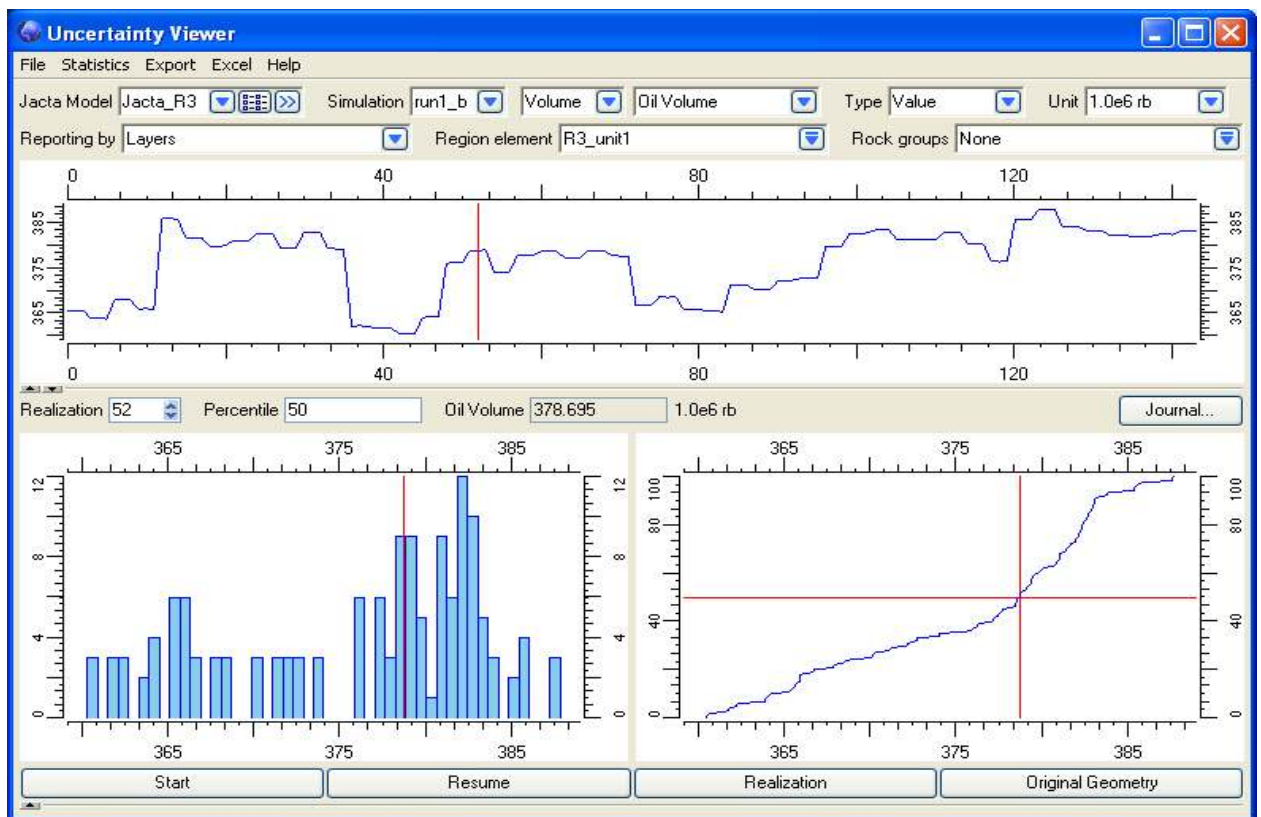


Figura 134. Modelo de incertidumbre, con 148 simulaciones de la unidad R3.

La tabla siguiente da los resultados de POES encontrado y su incertidumbre o su grado de confianza para la unidad R3.

Param	10 ⁶ rb	Desvio	Desvio en %
Min	149.209	-8.540	-5.41%
Mean	157.749		
Max	165.107	7.357	4.66%
St Dev	3.984	3.984	2.53%
P10	150.863	-7.510	-4.74%
P50	158.372		
P90	162.870	4.497	2.84%

Tabla 11. POES P50 y su incertidumbre para el yacimiento MFC_29 de la unidad R3.

P50: es el valor a la media. El mejor valor para representar el valor del POES oficial. 50% de los modelos tienen un POES menor al P50; y los 50% otros tienen un valor superior.

P10: es el valor (límite) de POES para los pocos 10% primeros modelos, los que tienen un POES de valor igual o menor a ese límite P10. Así que hay solo 10% de modelos que tienen un POES inferior a ese valor P10; y 90% de modelos que quedan tienen un POES mayor o igual al P10. Por esa razón, ese P10 se dice el valor de POES pesimista.

P90: es el valor (límite) de POES para los muchos 90% primeros modelos, los que tienen un POES de valor igual o menor a ese límite P90. Así que hay 90% de modelos que tienen un POES inferior a ese valor P90; y solo 10% de modelos que tienen un POES mayor o igual al P90. Por esa razón, ese P90 se dice el valor de POES optimista.

Mean = Promedio: es el valor promedio, se parece mucho al valor de la media P50 (sobre todo si hay pocas incertidumbres y muchas realizaciones hechas).

Min – Max: el valor mínimo y máximo encontrado.

Dev. St. = Desviación Estándar: ese nombre indica un rango de valor a añadir o sustraer del valor promedio para obtener los 75% modelos más probables. En ese caso: 75% de los modelos se encuentran en el rango de valor Promedio +/- Desv. St. = 157.759 +/- 3.984 es decir entre 154 y 160 millones de barriles.

Al ver los otros parámetros como el total de realizaciones y los desvíos al P50, se puede obtener una confianza mayor o menor en el resultado encontrado: mientras más realizaciones se hacen, más realístico será el valor. Menos, se desvía de la media los otros valores mínimo o máximo o P10 o P90, más confianza se tiene en el POES P50.

Se realizaron 184 simulaciones. Las tablas indican el valor del POES (el P50) y sus incertidumbres: P10, P90, Promedio (Mean), Mínimo, Máximo y desviación estándar. Los valores están en millones de barriles. Para los parámetros de incertidumbres, la tabla indica también la desviación (versus el promedio o P50, en total y en porcentaje).

Unidad R3

Parámetro	10 ⁶ rb	Desvio	Desvio en %
Min	201.664	-15.670	-7.21%
Mean	217.334		
Max	226.411	9.077	4.18%
St Dev	6.899		
P10	204.181	-16.139	-7.33%
P50	220.320		
P90	223.546	3.226	1.46%

Tabla 12: POES del yacimiento MFC_30 de la unidad R3.

Unidad S5

Parámetro	10 ⁶ rb	Desvio	Desvio en %
Min	74.167	-6.666	-8.25%
Mean	80.833		
Max	84.628	3.795	4.69%
St Dev	2.095		
P10	78.328	-2.642	-3.26%
P50	80.970		
P90	83.277	2.642	3.37%

Tabla 13 POES del yacimiento MFC_15 de la unidad S5.

Parámetro	10 ⁶ rb	Desvio	Desvio en %
Min	62.565	-3.482	-5.27%
Mean	66.046		
Max	68.718	2.671	4.04%
St Dev	1.506		
P10	63.794	-2.482	-3.75%
P50	66.276		
P90	67.957	1.681	2.54%

Tabla 14: POES del yacimiento MFC_25 de la unidad S5.

Parámetro	10 ⁶ rb	Desvio	Desvio en %
Min	2.296	-0.694	-23.20%
Mean	2.989		
Max	3.538	0.549	18.37%
St Dev	0.286		
P10	2.573	-0.396	-13.33%
P50	2.969		
P90	3.374	0.405	13.65%

Tabla 15: POES del yacimiento MFC_28 de la unidad S5.

Parámetro	10 ⁶ rb	Desvio	Desvio en %
Min	388.144	-11.237	-2.81%
Mean	399.381		
Max	408.518	9.137	2.29%
St Dev	5.494		
P10	392.118	-7.099	-1.78%
P50	399.217		
P90	406.424	7.207	1.81%

Tabla 16: POES del yacimiento MFC_30 de la unidad S5.

Parámetro	10 ⁶ rb	Desvio	Desvio en %
Min	15.361	-2.485	-13.93%
Mean	17.846		
Max	20.133	2.287	12.81%
St Dev	1.443		
P10	15.911	-1.767	-10.00%
P50	17.678		
P90	19.947	2.269	12.83%

Tabla 17: POES del yacimiento MFC_33 de la unidad S5.

Parámetro	10 ⁶ rb	Desvio	Desvio en %
Min	20.716	-2.619	-11.22%
Promedio	23.335		
Max	25.223	1.888	8.09%
St Dev	0.947		
P10	22.507	-0.831	-3.56%
P50	23.338		
P90	24.539	1.201	5.15%

Tabla 18: POES del yacimiento POZOM_4 de la unidad S5

Parámetro	10 ⁶ rb	Desvio	Desvio en %
Min	107.611	-8.065	-6.97%
Promedio	115.677		
Max	122.076	6.399	5.53%
St Dev	3.715		
P10	111.708	-3.228	-2.81%
P50	114.936		
P90	120.834	5.898	5.13%

Tabla 19: POES del yacimiento POZOM_301 de la unidad S5.

Unidad TL

Parámetro	10 ⁶ rb	Desvio	Desvio en %
Min	141.271	-6.713	-4.54%
Mean	147.984		
Max	152.740	4.756	3.21%
St Dev	2.719		
P10	143.713	-4.937	-3.32%
P50	148.650		
P90	150.868	2.218	1.49%

Tabla 20: POES del yacimiento MFC_1 de la unidad TL.

Parámetro	10 ⁶ rb	Desvio	Desvio en %
Min	161.422	-3.650	-2.21%
Mean	165.071		
Max	170.565	5.493	3.33%
St Dev	2.272		
P10	162.197	-2.297	-1.40%
P50	164.494		
P90	168.457	3.963	2.41%

Tabla 21: POES del yacimiento MFC_10 de la unidad TL.

Parámetro	10 ⁶ rb	Desvio	Desvio en %
Min	43.045	-3.543	-7.60%
Mean	46.588		
Max	49.516	2.928	6.29%
St Dev	1.718		
P10	43.762	-2.819	-6.05%
P50	46.581		
P90	48.602	2.021	4.34%

Tabla 22: POES del yacimiento MFC_26 de la unidad TL.

Parámetro	10 ⁶ rb	Desvio	Desvio en %
Min	24.312	-2.609	-9.69%
Mean	26.921		
Max	28.928	2.007	7.46%
St Dev	1.026		
P10	25.497	-1.369	-5.09%
P50	26.866		
P90	28.310	1.444	5.37%

Tabla 23: POES del yacimiento MFC_30 de la unidad TL.

Parámetro	10 ⁶ rb	Desvío	Desvío en %
Min	250.629	-4.871	-1.91%
Mean	255.500		
Max	260.634	5.134	2.01%
St Dev	2.493		
P10	251.938	-3.589	-1.40%
P50	255.526		
P90	258.529	3.003	1.18%

Tabla 24: POES del yacimiento MFB_186 de la unidad TL.

Parámetro	10 ⁶ rb	Desvío	Desvío en %
Min	67.995	-2.684	-3.80%
Mean	70.680		
Max	73.739	3.059	4.33%
St Dev	1.446		
P10	68.914	-1.591	-2.26%
P50	70.506		
P90	72.930	2.425	3.44%

Tabla 25: POES del yacimiento MFB_216 de la unidad TL.

Parámetro	10 ⁶ rb	Desvío	Desvío en %
Min	98.953	-5.071	-4.88%
Mean	104.025		
Max	109.350	5.325	5.12%
St Dev	2.973		
P10	99.865	-3.755	-3.62%
P50	103.620		
P90	108.229	4.609	4.45%

Tabla 26: POES del yacimiento MFB_627 de la unidad TL.

Unidad U1U

Parámetro	10 ⁶ rb	Desvío	Desvío en %
Min	26.580	-2.217	-7.70%
Promedio	28.797		
Max	30.797	2.000	6.95%
St Dev	1.219		
P10	27.082	-1.924	-6.63%
P50	29.006		
P90	30.290	1.283	4.42%

Tabla 27: POES del yacimiento MFC_7 de la unidad U1U.

Parámetro	10 ⁶ rb	Desvío	Desvío en %
Min	31.629	-1.446	-4.37%
Promedio	33.075		
Max	34.313	1.238	3.74%
St Dev	0.670		
P10	32.172	-0.972	-2.93%
P50	33.144		
P90	34.048	0.904	2.73%

Tabla 28: POES del yacimiento MFC_15 de la unidad UIU.

Parámetro	10 ⁶ rb	Desvío	Desvío en %
Min	54.757	-2.537	-4.43%
Promedio	57.294		
Max	59.574	2.279	3.98%
St Dev	1.014		
P10	55.872	-1.397	-2.44%
P50	57.269		
P90	58.599	1.330	2.32%

Tabla 29: POES del yacimiento MFC_25 de la unidad UIU.

Parámetro	10 ⁶ rb	Desvío	Desvío en %
Min	239.769	-2.247	-0.93%
Promedio	242.016		
Max	245.220	3.203	1.32%
St Dev	1.348		
P10	240.275	-1.694	-0.70%
P50	241.968		
P90	243.943	1.974	0.82%

Tabla 30: POES del yacimiento MFC_30 de la unidad UIU.

Parámetro	10 ⁶ rb	Desvío	Desvío en %
Min	135.604	-2.838	-2.05%
Promedio	138.441		
Max	141.555	3.113	2.25%
St Dev	1.480		
P10	136.150	-2.441	-1.76%
P50	138.591		
P90	140.062	1.472	1.06%

Tabla 31: POES del yacimiento MFB_23 de la unidad UIU.

Parámetro	10 ⁶ rb	Desvío	Desvío en %
Min	29.889	-1.808	-5.70%
Promedio	31.697		
Max	33.209	1.511	4.77%
St Dev	0.799		
P10	30.687	-1.033	-3.26%
P50	31.719		
P90	32.592	0.872	2.75%

Tabla 32: POES del yacimiento MFB_122 de la unidad U1U.

Parámetro	10 ⁶ rb	Desvío	Desvío en %
Min	42.749	-1.619	-3.65%
Promedio	44.368		
Max	46.142	1.774	4.00%
St Dev	0.701		
P10	43.576	-0.824	-1.85%
P50	44.399		
P90	45.183	0.784	1.77%

Tabla 33: POES del yacimiento POZOM_108 de la unidad U1U.

Parámetro	10 ⁶ rb	Desvío	Desvío en %
Min	60.633	-2.853	-4.49%
Promedio	63.486		
Max	65.444	1.958	3.08%
St Dev	1.331		
P10	61.366	-2.222	-3.49%
P50	63.588		
P90	65.200	1.612	2.54%

Tabla 34 POES del yacimiento POZOM_251 de la unidad U1U.

Unidad U1L

Parámetro	10 ⁶ rb	Desvío	Desvío en %
Min	219.015	-4.496	-2.01%
Mean	223.511		
Max	229.434	5.924	2.65%
St Dev	2.654		
P10	219.974	-3.750	-1.68%
P50	223.724		
P90	226.928	3.204	1.43%

Tabla 35: POES del yacimiento MFC_3 de la unidad U1L.

Parámetro	10 ⁶ rb	Desvío	Desvío en %
Min	213.771	-4.746	-2.17%
Mean	218.517		
Max	223.508	4.992	2.28%
St Dev	2.128		
P10	216.100	-1.811	-0.83%
P50	217.911		
P90	221.683	3.772	1.73%

Tabla36 POES del yacimiento MFC_4 de la unidad U1L.

Parámetro	10 ⁶ rb	Desvío	Desvío en %
Min	233.256	-4.265	-1.80%
Mean	237.521		
Max	242.813	5.291	2.23%
St Dev	2.207		
P10	234.824	-2.652	-1.12%
P50	237.476		
P90	241.033	3.557	1.50%

Tabla 37: POES del yacimiento MFC_10 de la unidad U1L.

Parámetro	10 ⁶ rb	Desvío	Desvío en %
Min	461.880	-4.574	-0.98%
Mean	466.454		
Max	470.583	4.129	0.89%
St Dev	2.023		
P10	463.830	-2.595	-0.56%
P50	466.426		
P90	469.036	2.610	0.56%

Tabla 38: POES del yacimiento MFI_1 de la unidad U1L.

Parámetro	10 ⁶ rb	Desvío	Desvío en %
Min	16.092	-1.602	-9.06%
Mean	17.695		
Max	18.921	1.227	6.93%
St Dev	0.791		
P10	16.651	-1.367	-7.59%
P50	18.018		
P90	18.648	0.630	3.50%

Tabla 39: POES del yacimiento POZOM_111 de la unidad U1L.

Parámetro	10 ⁶ rb	Desvío	Desvío en %
Min	263.123	-4.984	-1.86%
Mean	268.107		
Max	271.566	3.459	1.29%
St Dev	1.984		
P10	265.577	-2.593	-0.97%
P50	268.171		
P90	270.730	2.559	0.95%

Tabla 40: POES del yacimiento POZOM_216 de la unidad U1L.

Parametro	10 ⁶ rb	Desvío	Desvío en %
Min	6.779	-0.502	-6.90%
Mean	7.282		
Max	7.840	0.558	7.67%
St Dev	0.261		
P10	6.931	-0.300	-4.15%
P50	7.231		
P90	7.635	0.404	5.59%

Tabla 41 POES del yacimiento POZOM_306 de la unidad U1L.

Unidad U2U

Parámetro	10 ⁶ rb	Desvío	Desvío en %
Min	407.490	-3.778	-0.92%
Promedio	411.269		
Max	415.045	3.776	0.92%
St Dev	1.680		
P10	408.547	-2.695	-0.66%
P50	411.242		
P90	413.526	2.284	0.56%

Tabla 42: POES del yacimiento MFC_3 de la unidad U2U.

Parámetro	10 ⁶ rb	Desvío	Desvío en %
Min	139.899	-2.884	-2.02%
Promedio	142.783		
Max	144.813	2.030	1.42%
St Dev	1.123		
P10	140.940	-2.133	-1.49%
P50	143.073		
P90	144.117	1.044	0.73%

Tabla 43: POES del yacimiento MFC_4 de la unidad U2U.

Parámetro	10 ⁶ rb	Desvío	Desvío en %
Min	169.835	-2.250	-1.31%
Promedio	172.085		
Max	174.939	2.854	1.66%
St Dev	1.050		
P10	170.594	-1.578	-0.92%
P50	172.171		
P90	173.265	1.094	0.64%

Tabla 44: POES del yacimiento MFC_10 de la unidad U2U.

Parámetro	10 ⁶ rb	Desvío	Desvío en %
Min	130.859	-2.990	-2.23%
Promedio	133.850		
Max	136.785	2.936	2.19%
St Dev	1.183		
P10	132.491	-1.273	-0.95%
P50	133.763		
P90	135.354	1.590	1.19%

Tabla 45: POES del yacimiento POZOM_301 de la unidad U2U.

Unidad U2L

Parámetro	10 ⁶ rb	Desvío	Desvío en %
Min	574.311	-15.491	-2.63%
Promedio	589.802		
Max	602.802	12.999	2.20%
St Dev	6.702		
P10	580.255	-9.710	-1.65%
P50	589.965		
P90	598.143	8.178	1.39%

Tabla 46: POES del yacimiento MFC_2 de la unidad U2L.

Parámetro	10 ⁶ rb	Desvío	Desvío en %
Min	329.327	-18.157	-5.23%
Promedio	347.484		
Max	361.420	13.936	4.01%
St Dev	6.270		
P10	339.617	-8.602	-2.47%
P50	348.218		
P90	355.312	7.094	2.04%

Tabla 47: POES del yacimiento MFC_4 de la unidad U2L.

Parámetro	10 ⁶ rb	Desvío	Desvío en %
Min	503.023	-7.786	-1.52%
Promedio	510.810		
Max	521.707	10.897	2.13%
St Dev	4.719		
P10	505.273	-4.569	-0.90%
P50	509.842		
P90	517.337	7.495	1.47%

Tabla 48: POES del yacimiento MFC_10 de la unidad U2L.

Unidad U3U

Parámetro	10 ⁶ rb	Desvío	Desvío en %
Min	261.094	-4.497	-1.69%
Promedio	265.591		
Max	273.353	7.762	2.92%
St Dev	2.536		
P10	262.353	-2.944	-1.11%
P50	265.297		
P90	269.140	3.843	1.45%

Tabla 49: POES del yacimiento MFC_1 de la unidad U3U.

Parámetro	10 ⁶ rb	Desvío	Desvío en %
Min	238.011	-12.384	-4.95%
Promedio	250.395		
Max	259.635	9.240	3.69%
St Dev	4.983		
P10	245.241	-4.420	-1.77%
P50	249.660		
P90	257.770	8.110	3.25%

Tabla 50: POES del yacimiento MFC_4 de la unidad U3U.

Parámetro	10 ⁶ rb	Desvío	Desvío en %
Min	606.006	-16.630	-2.67%
Promedio	622.636		
Max	635.239	12.603	2.02%
St Dev	5.907		
P10	615.691	-6.747	-1.08%
P50	622.438		
P90	630.562	8.123	1.31%

Tabla 51: POES del yacimiento MFC_10 de la unidad U3U.

CAPITULO V

MODELO DE PRESIONES

5.1 Inventario de la Información

Se revisaron las fichas de 35 pozos perforados y/o completados en el Campo XC1, se creó una base de datos con la información de presión tomadas en 15 pozos estratigráficos ubicados en el área, de los cuales sólo 13 de ellos se dispone de información de registros RFT, densidad-neutrón y eléctricos; ya que para los restantes no se pudo localizar la información en el distrito.

5.2 Base de datos

Se inventariaron los pozos con registros RFT/MDT como se muestra en la Tabla N° 51. La base de dato, está conformada por un total de 13 registros RFT tomados en los pozos del campo. Mostrando en esta tabla la información de los registros con el nombre comercial, dependiendo de la compañía que hace esta prueba.

Pozos	Fecha	Herramienta	Compañía
MFB-23	11/02/2005	MDT	SCHULUMBERG ER
MFB-24	26/08/2005	RCI	SCHULUMBERG ER
MFB-25	25/10/2005	FMT	BAKER ATLAS
MFB-26	30/11/2005	FMT	BAKER ATLAS
MFB-27	17/12/2005	MDT	SCHULUMBERG ER
MFB-28	18/11/2005	FMT	BAKER HUGHES
MFB-29	17/12/2005	RCI	BAKER ATLAS
MFB-30	29/12/2005	FMT	BAKER ATLAS
MFB-31	28/02/2006	RCI	BAKER ATLAS
MFB-32	16/06/2006	RCI	BAKER ATLAS
MFC-33	16/12/2007	RCI	BAKER ATLAS
MFC-34	06/01/2008	RCI	BAKER ATLAS
MFC-36	09/06/2008	FMT	BAKER ATLAS

Tabla 52 Inventario de las Pruebas RFT

Posteriormente se creó la base de datos con los puntos de presión medidos por profundidad de las pruebas RFT recopiladas. A continuación en la tabla N° 52 se muestra un ejemplo de uno de los pozos en los cuales se tomó este tipo de muestra.

Schlumberger (MDT) 11/02/2005						
Arena Desarrollo	Profundidad (pie)	Presión formación (lpc)	Presión Antes	Presión después	Drawdown Mobility MD/CP	Profundidad TVDSS
R2	2871.00	1080.69	1376.30	1360.39	801.34	2271.04
R2	2875.98	1082.91	1359.86	1358.06	454.10	2276.02
R2	2883.98	1086.31	1362.25	1360.34	778.95	2284.02
S5	3006.01	1147.27	1439.03	1417.25	10.15	2406.05
S5	3012.98	1154.67	1417.84	1415.51	25.08	2413.02
S5	3016.99	1150.27	1417.16	1415.91	429.88	2417.03
U1U	3076.97	1186.13	1452.58	1444.94	188.17	2477.01
U1U	3096.93	1188.81	1453.55	1451.99	223.24	2496.97
U2U	3109.96	1185.77	1460.84	1457.57	606.48	2510.00
U2U	3117.08	1188.45	1461.07	1460.09	236.03	2517.12
U2L	3132.03	1196.65	1471.25	1465.15	758.99	2532.07
U3U	3167.98	1205.93	1492.33	1484.10	111.09	2568.02
U3U	3185.97	1213.15	1495.35	1490.57	102.39	2586.01
U3U	3195.97	1218.03	1495.91	1495.34	174.59	2596.01
U3U	3204.13	1223.86	1502.68	1498.27	159.51	2604.17
U3U	3210.00	1223.90	1501.08	1500.26	116.36	2610.04

Tabla 53 Información Recopilada de los Registros de Presión Pozo MFC-23

5.3 Validación de Pruebas RFT

Se ubicaron los pozos con pruebas de presión en un mapa base del campo, con la finalidad de poder visualizar la distribución areal de los mismos.

Estos registros de presión fueron tomados entre los años 2005-2008, y se pueden visualizar en la figura N° 135 que se muestra a continuación

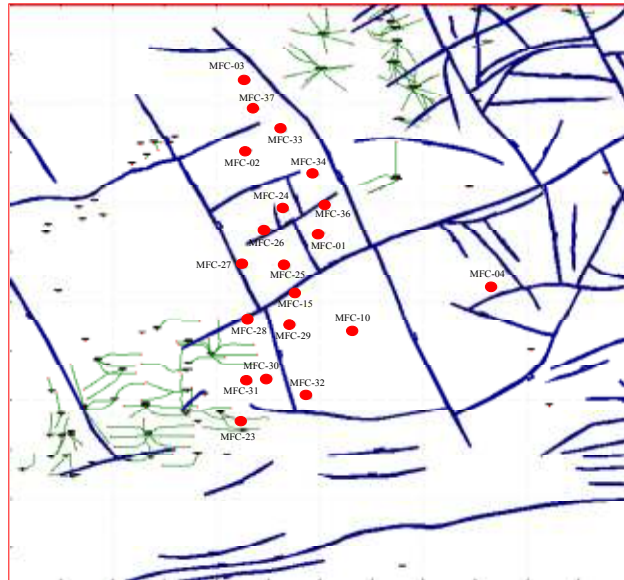


Figura 135 Distribución areal los pozos con medidas RFT

Se revisó la base de datos con los resultados de las pruebas RFT, y se realizó para cada pozo la gráfica de Presión RFT vs Profundidad TVDss; la Figura N° 136 muestra un ejemplo donde se puede observar dispersión en los puntos de presión del pozo (MFC-26), lo cual dificulta obtener un gradiente representativo de la presión verdadera de la formación.

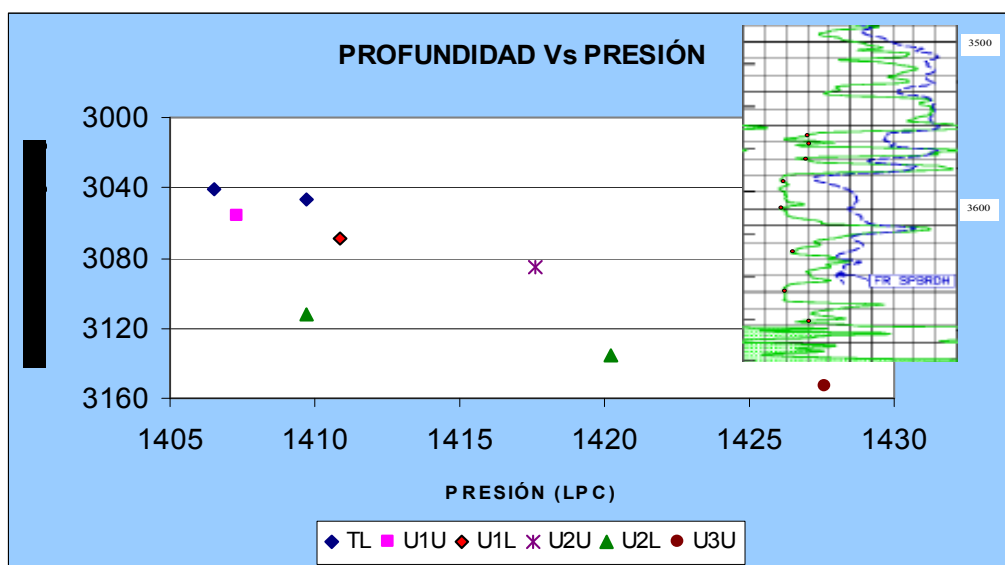


Figura 136. Profundidad (TVDss) Vs Presión Pozo MFC-26 con Dispersión

Algunos de estos puntos pueden estar afectados por pérdida de sello de la herramienta, baja permeabilidad, sub-estimación (estos caso ocurren cuando la movilidad (K/μ) es baja), no lográndose la total restauración de la presión, por lo que se obtienen valores de presiones de formación no representativos. Por lo antes expuesto, fue necesario analizar los datos de presión por pozo, con la finalidad de determinar el grado de confiabilidad de los mismos. Esto permitió visualizar, puntos fuera de tendencia mostrado en la figura #136, los cuales se validaron mediante la revisión de todos los registros RFT/MDT disponibles.

En la figura N° 137 se muestra un registro tipo (MFC-26) donde se plasman las profundidades donde fueron tomadas las presiones, todo esto con la finalidad de seleccionar las mediciones que se encuentren en las mejores zonas.

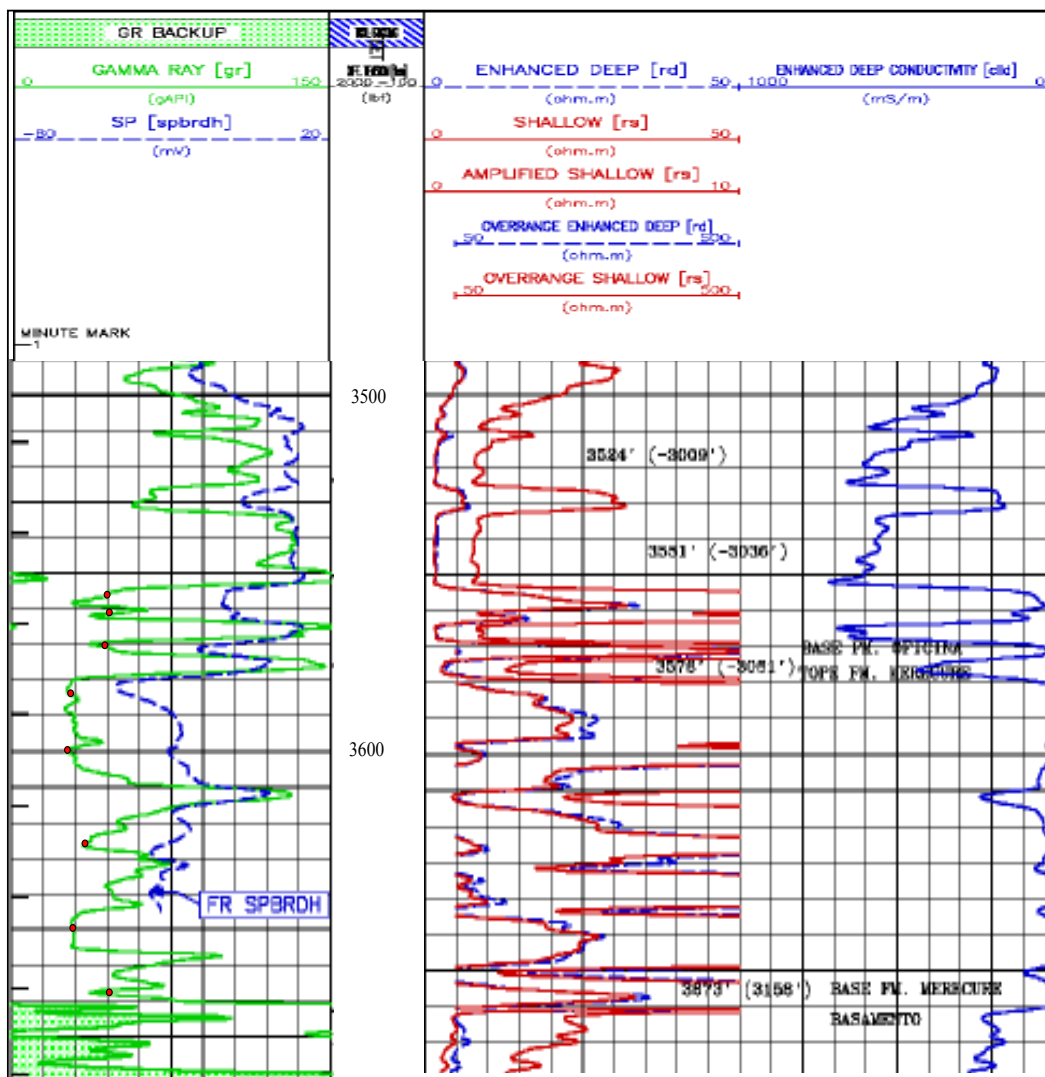


Figura 137. Registro de pozo MFC-26 donde se tomó medida de RFT.

Se analizaron y validaron un total de 13 registros RFT/MDT, de 15 pozos estratigráficos pertenecientes al Campo XC1. Se consideraron datos válidos todos aquellos en los que la presión durante la prueba restaura y se estabiliza, como mínimo en un rango de

En las Figura N° 139, 140 Y 141 se muestran ejemplos de registros RFT donde se observa que el punto valido restaura y se estabiliza hasta la presión de la formación aproximadamente 30 segundos después que comienza el Pre-Test, mientras que el punto invalido no logra estabilizarse.

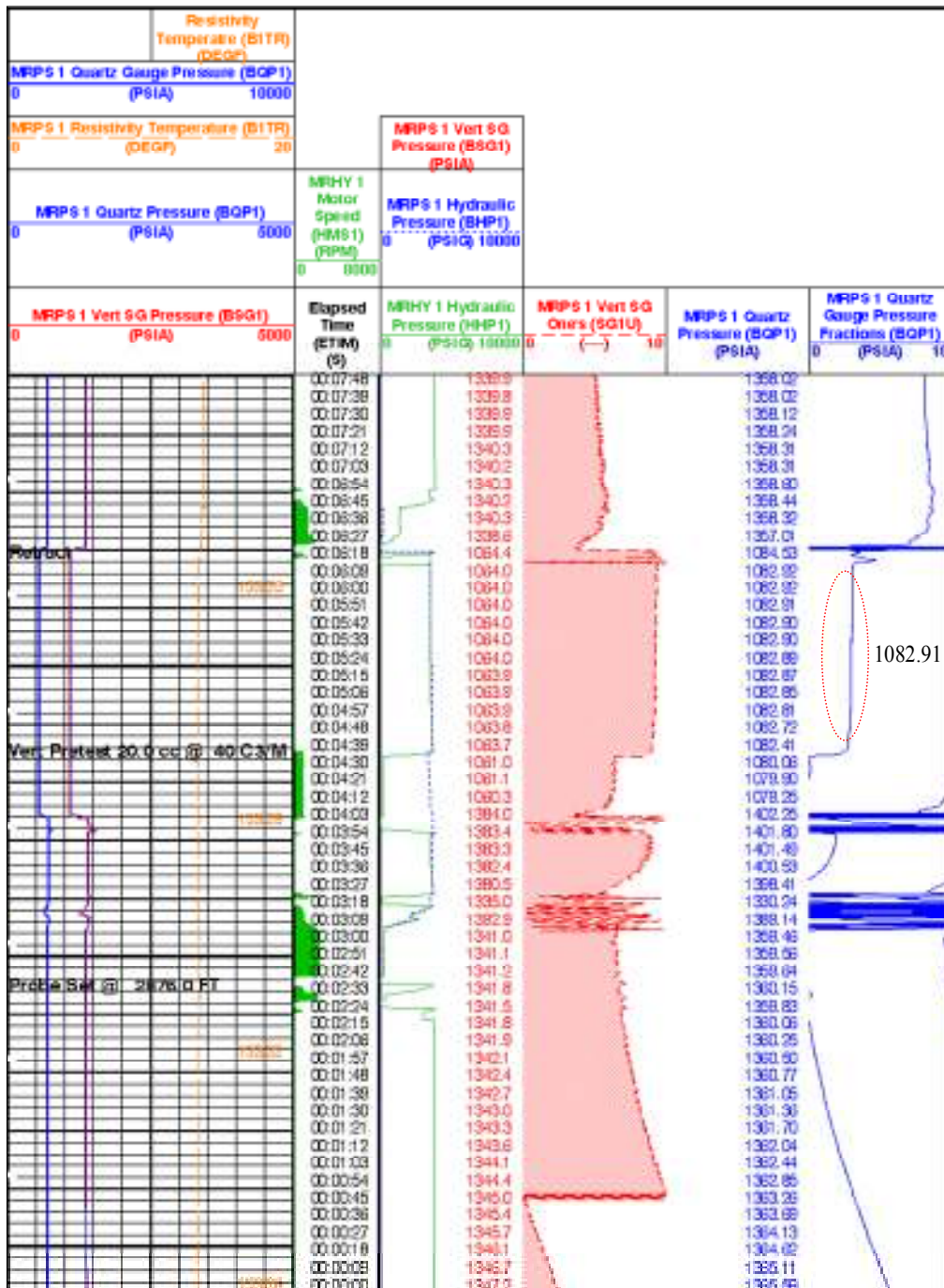


Figura 140. Ejemplo de Punto RFT valido (Registro del Pozo MFC-23)

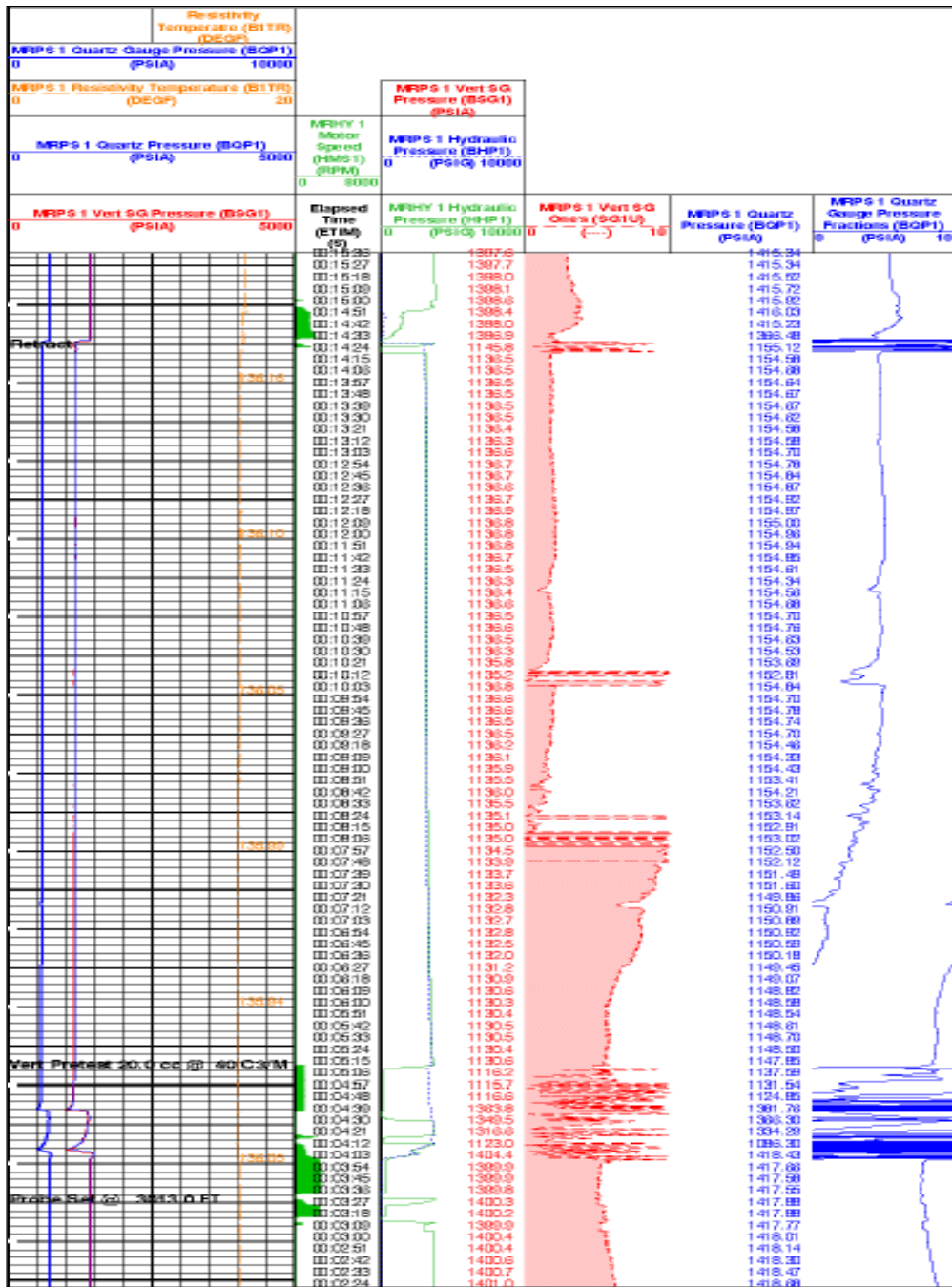


Figura 141, Ejemplo de Punto RFT inválido (Registro del Pozo MFC-23)

En el apéndice A, se incluyen las tablas de datos de presión validados para cada uno de los pozos.

Una vez finalizada la etapa de validación se graficaron todos los puntos para observar la variación de la presión con profundidad. En la Figura N° 142 se muestran todos los puntos medidos para cada uno de los pozos en los cuales se realizó la prueba, antes de la depuración de los mismos.

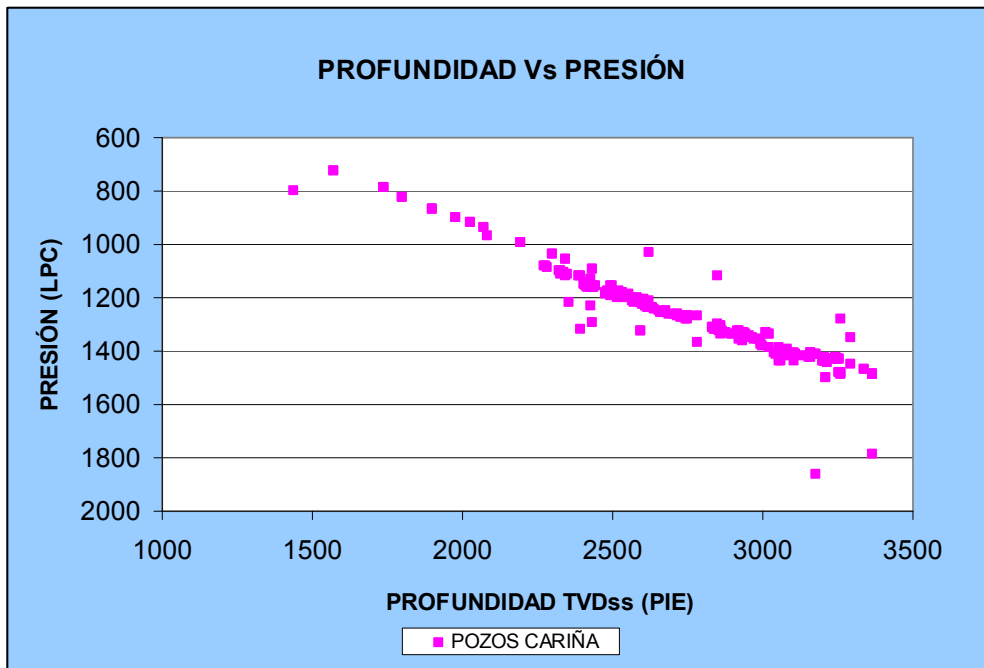


Figura 142 Pruebas RFT con profundidad sin depurar.

Luego de validados los puntos de presión, se tomaron los considerados como representativos, y se graficaron Vs. profundidad medida (TVDss), y de esta forma obtener la verdadera tendencia de presión con profundidad de la formación (ver Figura N° 132). En el apéndice B se pueden observar los gráficos de los puntos de presión RFT para cada uno de los pozos del campo XC1.

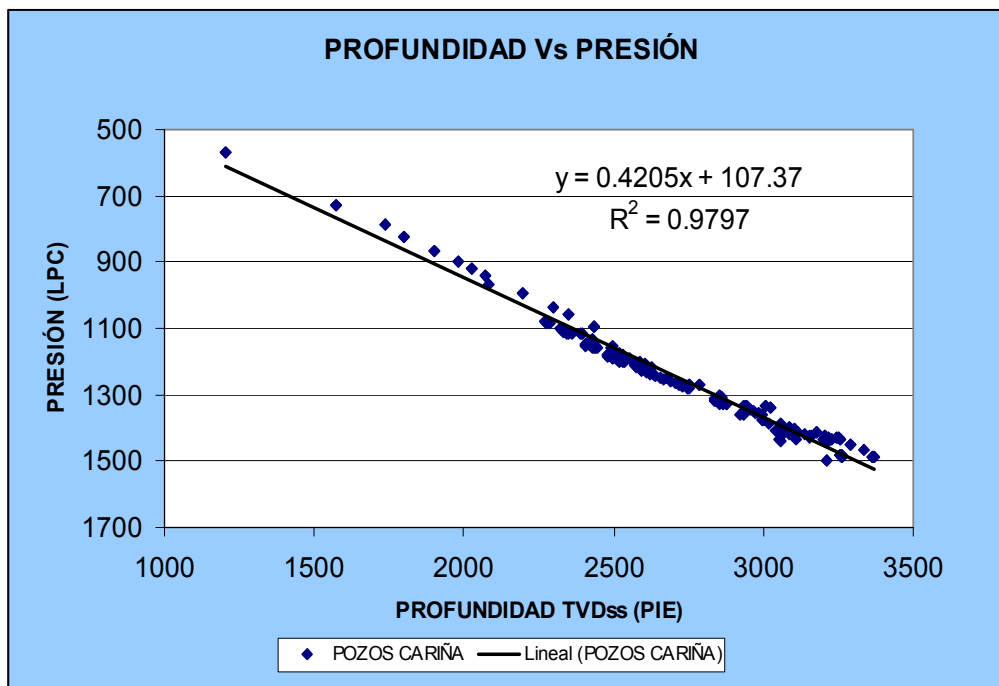


Figura 143 Pruebas RFT con profundidad depurada.

En esta gráfica se puede observar la tendencia de presión del campo, ya que incluye todos los puntos medidos de la columna estratigráfica desde la arena ‘‘A’’ hasta la ‘‘U’’, permitiendo obtener el gradiente promedio de yacimiento que permite estimar las presiones a cualquier profundidad ($GY = 0.4205$ lpc/Pie), gradiente obtenido de la ecuación de la recta.

Para validar esta información se utilizaron fórmulas de balance de materiales con integración de datos PVT y de presión, la cual requiere como datos de entrada propiedades volumétricas del fluido obtenidas de un PVT (pozo MFC-2) previamente validado.

Una vez validada la representatividad y consistencia del PVT se procedió al cálculo del gradiente de presión utilizando los siguientes datos y fórmulas:

$$\rho_o = (\rho_g * R_s + 1000 * \rho_{ost}) / (1000 * B_o)$$

Unidades métricas

ρ_g (kg/m³) = densidad del gas

R_s (m³/m³) = relación gas petróleo

ρ_{ost} (kg/dm³) = densidad del petróleo a condiciones de superficie

B_o (V/V) = factor volumétrico del petróleo

ρ_o (kg/dm³) = densidad del petróleo a condiciones de yacimiento

$$GY = \rho_o * 1000 / 144$$

Gradiente del agua (lbs/pie) = 144

A partir de esta ecuación y con los valores obtenidos del PVT validado se calculó el gradiente del yacimiento ($GY = 0.4172$ psi/pie), el valor obtenido coteja con el determinado por la ecuación de la línea de tendencia mostrada en la Figura N° 143 con un porcentaje de error de 0.7847 %.

$$\% \text{ error} = (Gr - Gc / Gr) * 100$$

Gr = Gradiente real

Gc = Gradiente calculado

5.3. Comportamiento de Presión del Campo

Con el objetivo de obtener datos de presión que se pudieran utilizar para determinar las tendencias de presión de los yacimientos por unidad, se calculó para los registros RFT una presión promedio entre los puntos de datos validados como buenos para cada unidad en cada uno de los pozos.

Una vez obtenidos estos valores promedios, fue necesario el cálculo del datum del campo para luego llevar todos los valores de presión al datum y poder graficar los valores de presión con tiempo.

Profundidad Subsea:

$$\text{Profundidad Subsea} = \text{Profundidad Medida} - \text{Mesa Rotaria}$$

Donde:

- Profundidad Subsea, pies
- Profundidad Medida, pies
- Mesa Rotaria, pies
- Presión al Datum:

$$Pr\ es\ .Datum = Pr\ es\ .M \pm |(Pr\ of\ .Mss\ . - Pr\ of\ .Datum) * Grad\ ..Yac|$$

Donde:

- Pres. Datum: Presión al Datum, lpc
- Pres. M.: Presión medida, lpc
- Prof. Mss. : Profundidad medida subsea, pie
- Grad. P: Gradiente del yacimiento, lpc/pies
- Prof. Datum: Profundidad al Datum: 2799 pies

Luego de conocidos los valores de la presión corregidos al Datum, se graficaron Vs tiempo, para observar si existía cambio en la presión, visualizándole una tendencia lineal y horizontal, lo cual indica que el campo no muestra declinación en la presión manteniéndose en condiciones originales (ver Figura N° 144).

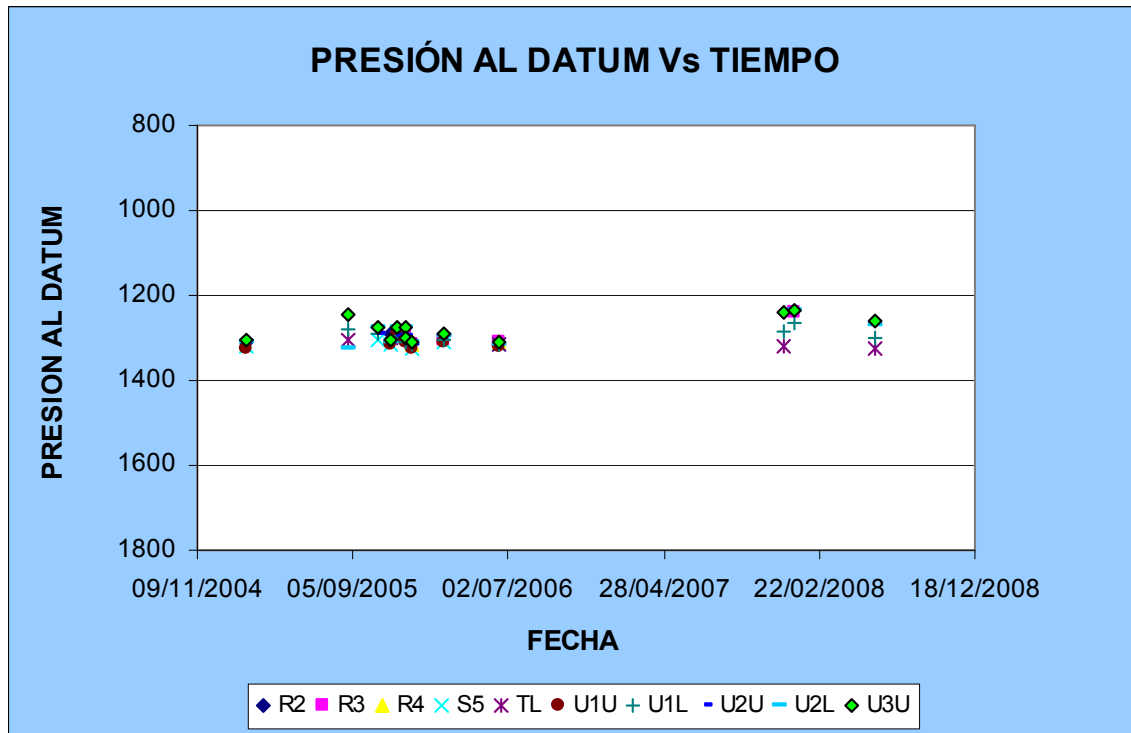


Figura 144 Comportamiento de Presión con Tiempo

En la gráfica anterior puede observarse la tendencia de presión para el área revisada del campo, en la misma no existe declinación de la presión con el tiempo aún cuando existen 2 pozos completados y puesto en producción, MFC-2 (U2L), MFC-3 (J3) los cuales han acumulado un total de 153873 bls de petróleo, 54,610 MPCN de gas y 131730 bls de agua, de un total del petróleo original en sitio (POES) de 1906.44 MMbls. esta cantidad producida es muy baja en comparación con el POES del campo como para considerar que exista declinación de presión, lo que evidencia que las presiones del campos son originales

5.4 Validación del Modelo Geológico del Área.

La herramienta de medición RFT utilizada en la captura de información en este campo se aplica en yacimientos nuevos y maduros, lo que permite determinar tipo de fluidos y la identificación de contactos, así como la identificación de barreras horizontales.

Normalmente la existencia de compartimientos están asociados a fallas cuyos saltos son más grandes que el espesor promedio del yacimiento, lo cual puede dar lugar a fallas sellantes. El nuevo modelo estructural del área en estudio, elaborado a partir de las nuevas interpretaciones sísmicas (Figura N° 145) muestra planos de fallas que dan origen, a una serie de compartimientos (yacimientos). Con la poca información existente de las presiones RFT medidas en el campo, toda esta compartimentalización no puede ser validada, ya que los distintos pozos registrados con fechas cercanas período (2005-2008), muestran valores de presión muy similares, lo que hace suponer que se encuentran en un mismo compartimiento y que la poca variación es debido al incremento de profundidad por buzamiento o/a la ubicación de los mismos en diferentes compartimientos separado con fallas de saltos muy pequeños (no sellantes).

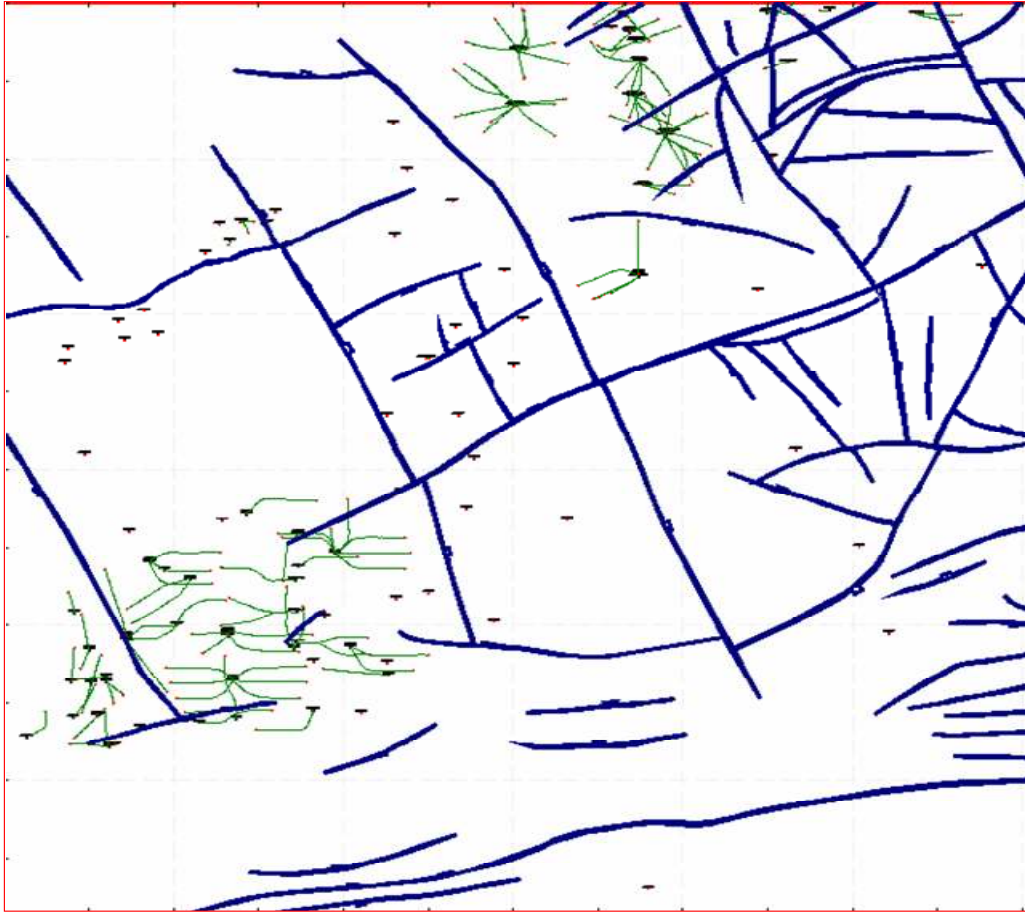


Figura 145. Fallas y compartimientos por revisión sísmica

ANALISIS DE RESULTADOS

En el campo XC1 se identificaron siguientes unidades lito-estratigráficas de tope a base, Formación Oficina, de edad Mioceno Medio a tardío, Formación Merecure de edad Mioceno temprano a medio y el Grupo temblador con sus sub. grupos Tigre y Canoa. Cretácico tardío.

La interpretación sedimentológica (Descripción de núcleo y análisis de DRX9) y de estudios bioestratigráficos (foraminíferos y palinología), en muestras de núcleos, se realizó con la finalidad de lograr definir el modelo crono estratigráfico y paleográfico del área en estudio. Esto permitió establecer condiciones paleo ambientales y edades para así contribuir a orientar la explotación de hidrocarburos en el área.

Se logró identificar a través de la descripción microscópica de los núcleos del MFC-026 13 facies sedimentarias descriptivas, de las cuales siete (7) son facies arenosas (SC, S, S3, S2, S11, ST y STB) y seis (6) facies arcillosas (L, L1, LS, LC, C y H).

A través de los análisis de las eléctrofacies, de los núcleos descritos y de la interpretaciones paleo ambientales realizadas, se determinó que los datos representan una sedimentación de ambientes transicionales, cercanos a línea de costa o posiblemente localizados en zonas intermareales o de desembocaduras de ríos, intercalados con episodios o eventos donde los sedimentos fueron depositados en una ambiente nerítico interno.

A partir de la integración de los datos sedimentológicos y bioestratigráficos (Foraminíferos y palinología), se identificaron ambiente de Prodelta en Oficina Media, frente deltaico (distal), frente deltaico (Proximal) en Oficina Inferior, canales distributarios y abanico aluvial en la formación Merecure.

La interpretación de la sísmica 2D identificó dos (2) patrones de fallamiento. Uno orientado en dirección Este Oeste, que parece ser el más reciente, ya que corta al otro sistema de fallas orientadas en dirección Noroeste Sureste. Y abarcó un área 1.096 km². se logró generar un cubo de velocidad que además de permitir la conversión tiempo – profundidad de los mapas, será usado en la determinación de los parámetros de adquisición y procesamiento del levantamiento sísmico 3D del campo XC1. En el estudio se generaron 18 mapas estructurales en profundidad de los intervalos de interés, incluido el de Basamento.

El modelo petrofísico expuesto y validado con los núcleos, se uso en los pozos con información de densidad-neutrón a través del Modelo Petrofísico: de ShalySand. Los pozos evaluados a través del uso de sintéticos fueron realizados a través del modelo de gráficos cruzados y regresiones lineales. El algoritmo recomendado para el cálculo de Volumen de Arcilla es Larionov para rocas terciarias. El algoritmo de Saturación de Agua usado fue el de Simandoux Modificado, aunque no hubo diferencias entre los otros dos algoritmos probados (Indonesian y Waxman Smits). Los algoritmos de Permeabilidad aplicados fueron Timur Modificado y Bigg&Morris. Fue realizado este cálculo con diferentes algoritmos con el propósito de representar diferentes escenarios, ya que los puntos de permeabilidad de núcleo son muy pocos para la selección y confiabilidad de los mismos. Sin embargo, la ecuación de Timur resulta valores

subestimados comparados y cotejados con los escasos puntos de permeabilidad de núcleos disponibles.

Algunas correcciones ambientales fueron obviadas por efectos de rapidez en las evaluaciones, salvo los pozos con núcleos usados para validar el modelo lo que determinó que los efectos de caverna afectaban la respuesta de los perfiles.

Los considerables cambios de herramientas bajadas a través del desarrollo de campo tendrán cambios en resoluciones verticales y profundidades de investigación, los cuales mostrarán, en algunos casos, pequeñas cantidades de hidrocarburos en zonas cercanas a los carbones. Los duros “tight” no están siendo representados visualmente como banderas “flags” ni como petrofacies en las evaluaciones de los pozos. Algunos carbones o lignitos no están delimitados en detalles, y no están interpretados en los pozos evaluados mediante el uso de ecuaciones sintéticas. Se estimó en promedio los carbones para densidades menores a 1.9 gr/cc.

Fueron revisados y corregidos 37 pozos ya evaluados y fueron exportado 30 pozos (verticales) a la base de datos de “openwork”. En forma general la evaluación posee diferentes niveles de complejidad que va cambiando arealmente, asociados a cambios en las salinidades de agua de formación, porosidad promedios, compactación por pequeños cambios de matriz en profundidades cercanas al Cretácico, asociados a incrementos en los valores del registro de densidad. Así como también existen pozos con disminución en la porosidad y zonas con alta resistividad que probablemente estén asociadas a dureza y no a prospectividad.

Los “Point set” dependen de Sumarios que a su vez depende de la correlación existente en el momento que se generaron, si la correlación es modifica se deben generar de nuevo los sumarios y los point set de los niveles modificados.

La construcción de los modelos se localizó en las unidades de interés: R3 – S5 – TL – U1U – U1L – U2U – U2L – U3U, y consistió en unificar los estilos estructurales, estratigráficos, sedimentológicos y petrofísicos del modelo estático, y consistió en: 1) Construcción del modelo 3D estructural; 2) Construcción de la malla 3D estructural; 3) Construcción del modelo 4D geoestadístico o geocelular, modelo que provee el cálculo del POES con su incertidumbre, desde el modelo P10 P50 hasta el P90, generando una malla 3D que pueda ser usada en la simulación de flujo.

CONCLUSIONES

De acuerdo a la integración de los resultados obtenidos de las distintas disciplinas de bioestratigrafía y sedimentología, en los núcleos del campo se identificaron dos (2) formaciones y un grupo con dos formaciones asociadas. F. Oficina, F. Merecure y el Grupo Temblador (Formación Tigre y Formación Canoa). La mineralogía de las rocas es variada, presentando cuarzo, caolinita y en menor proporción, esméctita, illita y siderita. Los porcentajes relativos del mineral caolinita aumentan en la formación Merecure y en el Grupo Temblador. Las edades van desde el Mioceno temprano para la Formación Oficina en ambientes de sedimentación transicional de línea de costa o posiblemente localizada en zonas intermareales o desembocaduras de ríos, intercalados con episodios o eventos donde los sedimentos fueron depositados en un ambiente nerítico interno. También se identificaron episodios de influencia marina representando ambiente de deltaicos. Para la formación Merecure se identificaron ambientes continentales de canales y barras de meandro.

La estructura del campo muestra en general un monoclinal con buzamiento suave hacia Nor-Noreste. El intervalo, de las arenas de interés, se caracteriza por la presencia de fallas normales orientadas preferentemente en dirección Este Oeste. La mayoría de las fallas afectan todo el intervalo de interés, desde el Basamento hasta la formación Freites. En la zona centro occidental, del área de estudio se observan dos (2) patrones de fallamiento. Uno orientado en dirección Este Oeste, que parece ser el más reciente, ya que corta al otro sistema de fallas orientadas en dirección Noroeste Sureste. El campo Cariña está limitado al Sur por la falla FN_EO_12, que es la falla más al Sur y de mayor longitud, de todo el campo. Es una falla semi-regional, con buzamiento al Norte y con una longitud, dentro del área de estudio, de 42 Km. El salto vertical de esta falla es de hasta 150 pies. El área original de estudio fue extendida hacia el Sur, para incluir esta falla. Al Noreste, el campo Cariña está limitado por la falla FN_EO_4. Los espesores de los estratos se hacen más gruesos hacia el Norte, en la vecindad del campo Melones.

Las propiedades de reservorio están bien marcadas por la sedimentología y las profundidades de los yacimientos (entre 2500' a 3500'), siendo las arenas no consolidadas, las porosidades primarias de estas arenas varían entre 28% y 37%, con permeabilidades desde 3 a 15 darcys, la resistividad del agua de formación está en el orden de 0,1 a 0,5 ohmm, la Swi se estimó entre 10 a 11%. Las porosidades se presentan desde macro a mega poroso, confirmando así las excelentes propiedades de roca reservorio del campo.

El modelo Geocelular, en la actualidad representa la convergencia de las diferentes disciplinas o especialidades de la Geociencia, constituye una necesidad y prioridad en la ejecución de los proyectos y planes de explotación. Sin embargo, no es la solución para conocer la verdad sobre los yacimientos, pero si se obtiene una visión 3D y una aproximación de la realidad de los yacimientos, tomando en cuenta que este modelado depende directamente de la información que proporcionan las demás especialidades, y conllevará que este modelado arrastre la incertidumbre de los demás modelos geológicos y sumará la suya propia, pero se puede obtener un riesgo y una incertidumbre menor y ayudará no sólo a predecir la calidad de reservorio y geometría

del mismo, si no que del mismo modo ayudará a realizar un control de calidad del estilo estructural, estratigráfico, sedimentológico y petrofísico del área en estudio.

Este Geomodelado ayudó a definir el POES volumétrico del área con su incertidumbre, siendo de un aproximado de 7616 MMBN de los 7 niveles estudiados contra los 1906 MMBN de todo el campo, lo que representa un aumento en las reservas o el poes de aproximadamente de 399%, el cual corresponde al P50. Esto debido que se definieron las unidades con mayor precisión, se incorporó la información de los 37 pozos del área y de más de 150 pozos vecinos, que proporcionaron la información necesaria para realizar las simulaciones y obtener las tendencias de la geometría y calidad de roca. Lo que arrojó como resultado una mejor caracterización de los yacimientos.

También ayudó a realizar control de calidad a los diferentes modelos geológicos y lograr la integración de los mismos en una malla coherente que trata de definir la mayor probabilidad de ocurrencia de las propiedades de reservorio.

En el interior de la malla, los únicos datos de propiedades de reservorio conocidos con relativa certeza, son los datos que provienen de los pozos, aparte de estos datos, se tiene simplemente valores interpolados con una cierta probabilidad de certeza. Existen varios métodos determinísticos de interpolación con los cuales se puede obtener una solución; en algunos casos esa solución puede estar muy lejos de la realidad.

En la actualidad la Geoestadística es el mejor método para hacer este cálculo, el cual genera un modelo que trata de representar la geología. Además, permite obtener varios modelos 3D (o realizaciones) equiprobables con su valor del POES. Con este método se puede hacer muchas realizaciones, y obtener un rango de valores de POES posibles. La idea es hacer el mayor número posible de las realizaciones y elegir el más realista o la que ocurre con más frecuencia, para que éste sea el modelo de referencia. No se podrá decir que es el modelo verdadero, sólo se puede decir que este modelo da el valor de POES más realista, o el más probable.

Por ejemplo, con la unidad R3, se realizaron 148 simulaciones (ver Figura 144). Por cada simulación, se obtiene un modelo 3D con su POES (ventana de arriba en la figura). Con 148 simulaciones, el rango del POES va desde el valor 360 millones de barriles hasta 380. Y se elige como valor de referencia el valor de la media, el P50, que es el valor más probable o la media geométrica de todas las simulaciones, lo que significa que representa el valor que mas se repite y mas probable.

El gradiente de presión para la columna estratigráfica estimado es 0.4205 lpc*pie de acuerdo a las pruebas RFT validadas. El campo muestra un comportamiento energético cercano a la presión original (poca declinación). Se creó base de datos con 13 registros de mediciones RFT validados de un total de 15 pozos estratigráficos existentes en el área en estudio. Los compartimientos mostrados en el modelo estructural no fueron validados, ya que no se dispone de suficiente información de presión, como para determinar la comunicación o no entre ellos. Por lo que no puede hablarse de zonas aisladas. El volumen de información disponible y tipo de prueba disponible para realizar el modelo de presión para el campo, no es representativo de toda el área en estudio.

Como resultado de este proyecto de investigación se generaron locaciones y proyecciones en el plan de explotación futuro del campo. Soportando la ejecución de los

proyectos de simulación numérica, para estimar el potencial inicial de los pozos, la declinación de los yacimientos y el comportamiento de los fluidos. Aunque no se puede decir que el modelo geológico es 100% efectivo, puede dar un gran aporte en la geonavegación de los pozos horizontales, ya que su diseño estaría soportado por un modelo 3D que guiaría sus trayectorias. Y esto hace posible generar un plan de explotación más realista o con menor incertidumbre.

RECOMENDACIONES

Es recomendable un estudio detallado de la sísmica 3D, para tener mayor detalle con la interpretación estructural e identificar mejor las fallas de cierre de yacimientos. Se observa en un considerable número de pozos arenas prospectivas que aparentemente no han sido completadas. Se recomienda evaluar la factibilidad de su completación. Hacer una revisión detallada de los intervalos prospectivos en cuanto a petrofísica, presión, producción y levantamiento para evaluar la factibilidad de su explotación, análisis mineralógico y la incorporación de los registros especiales a estos análisis detallados por nivel, el cual no fue posible realizarlo en esta fase del proyecto de tesis.

Se recomienda para futuros proyectos de análisis de núcleos, participar activamente en los controles de calidad que debe realizarse en sitio a las empresas que estén realizando los análisis de núcleo, esto debido a las inconsistencias que existen hoy día con los ensayos.

En la siguiente fase del proyecto se recomienda realizar el análisis de las propiedades de las rocas por niveles prospectivos a detalle.

Se recomienda realizar un estudio de inversión sísmica y uno de las propiedades físicas de las rocas y sus procesos en los yacimientos petrolíferos y así poder encontrar la relación de la geofísica con la petrofísica. El entendimiento de los fenómenos físicos que ocurren en las rocas es fundamental para conocer qué cantidades o parámetros petrofísicos son posibles o necesarios medir en un yacimiento, los rangos de validez de los datos obtenidos y el alcance y limitaciones de estas mediciones en la caracterización de yacimientos petroleros. Estos estudios se basan en el conocimiento y aplicación de las propiedades de los medios porosos, propiedades acústicas (velocidades y atenuaciones de ondas elásticas).

Realizar el modelo geocelular con mayor detalle, se necesita un mapa de ambiente más detallado para que pueda ser usado como deriva externa en la simulación de facies. Las pruebas RFT utilizadas en la validación para la estimación de la presión inicial del Campo XCI, son escasas, se recomienda realizar nuevas pruebas BHP-BHT, con la finalidad de determinar cual es el grado real de agotamiento del yacimiento en el área cercana a los pozos productores, ya que estas últimas caracterizan mejor esta medida. Continuar el estudio con un nivel de detalle que permita caracterizar las fallas en el área y de esta forma lograr definir los compartimientos existentes en el mismo.

BIBLIOGRAFÍA.

F. Lopez-Carrasquero (2004), Petrophysics at the rock matrix scale: hydraulic properties and petrographic,

Djebbar Tiab, Erle C. Donaldson (2004), Petrophysics theory and practice of measuring reservoir rock and fluid, 2 Edición.

Hartemink et al (2008), Digital Soil Mapping with Limited Data.

John W. Barnes (2004), Basic Geological Mapping.

Jonathan Evenick (2008), Introduction to Well Logs and Subsurface Maps.

Jürgen H. Schön (1998), Physical properties of rocks: fundamentals and principles of petrophysics.

Knödel et al (2007), Environmental Geology_ Handbook of Field Methods and Case Studies.

L.Q. Cao, Donald Westland Emerson (1992), Nuclear Science and Technology Organisation, M.S. Hallett, K.J. Mills, K. Miyakawa, Geophysics, petrophysics and structure, Australian

Richard C. Selley (2000), Applied Sedimentology, Edición: 2.

Stefan M. Luthi (2001), Geological well logs: their use in reservoir modeling.

V. N. Kobranova, V. V. Kuznetsov (1989), Petrophysics.

W. R. Matthews (1972), Well logs: a basic drilling tool.

GLOSARIO DE TÉRMINOS GEOLÓGICOS

A

Abanico aluvial (Alluvial fan): Acumulación de materiales, con forma de abanico o de segmento de cono, depositada por una corriente, que se apoya en una zona de relieve y se expande y termina en otra llana.

Ácido: 1. Término aplicado a rocas ígneas que contienen más de 66% de SiO₂. 2. Referido a fluidos acuosos, hidrotermales, etc. el término se usa en su sentido químico, indicando alta concentración de hidrogeniones (pH bajo).

Adamellita: Granitoide de composición similar a un monzogranito.

Afloramiento: Parte de un terreno visible en la superficie de la tierra.

Agradación: Proceso de transformación de los minerales arcillosos consistente en la fijación de iones y reorganización de las hojas. Antónimo: degradación.

Alóctono: Venido de otra parte. Antónimo: autóctono.

Alodápico: Calificativo de calizas microbrechificadas compuestas por fragmentos de otros sedimentos calcáreos que, formados a baja profundidad, son resedimentados a profundidades mayores, y normalmente se intercalan en el seno de formaciones margosas o arcillosas.

Aloformación: Unidad aloestratigráfica fundamental.

Alogrupo: Unidad estratigráfica de rango mayor que la aloformación.

Alomiembro: Unidad aloestratigráfica de rango menor que la aloformación.

Aloquímico: Dícese, en rocas calizas, del elemento constituyente de origen químico o bioquímico formado en la cuenca de sedimentación y que ha sufrido un cierto transporte dentro de ella.

Alotriomorfo: Ver xenomorfo.

Alpino: Ciclo orogénico que empieza en el Triásico, con diversas fases tectónicas a lo largo del Terciario.

Ampelita: Roca esquistosa, negruzca, derivada de arcillas ricas en materia orgánica y en pirita.

Anastomosado/a: Trenzado/a: Ver braided.

Anatexia (Anatético): Proceso de fusión de las rocas que tiene lugar cuando la presión y la temperatura de la corteza terrestre son muy altas.

Anfibolita: Roca metamórfica formada por anfíboles fundamentalmente, y plagioclasa, con textura masiva y color verde oscuro.

Anquizona: Zona del metamorfismo que constituye la transición entre la diagénesis y el metamorfismo neto, para T= 100-200° C y P= 1 Kbar.

Antepaís: Región relativamente estable que bordea una cadena plegada y hacia la cual vergen las estructuras de esta última, al menos en la región en que se da el contacto entre ambas.

Anticlinal: Pliegue en el que las capas situadas en el interior de la curvatura son las más antiguas.

Azoico/a: Se dice de un sedimento, roca, capa o serie que no contiene fósiles.

Anticlinorio: Vasto pliegue anticlinal, de orden kilométrico, afectado por pliegues paralelos con menor radio de curvatura.

Antiforma: Conjunto de anticlinales y sinclinales que forman, en conjunto, una estructura anticlinal. Antónimo: sin forma.

Apical: Se aplica a la zona de cúspide o de vértice.

Aplita: Roca filoniana ácida formada por pequeños cristales.

Apófisis: En petrología, parte saliente o cúpula de un macizo granítico.

Arcosa: Arenisca con menos del 75% de cuarzo, feldespatos más abundantes que los fragmentos de rocas y escasa matriz detrítica.

Argilita: Se considera sinónimo de roca arcillosa sin estratificación neta y endurecida por compactación.

Arrecife: 1. Masa construida por los corales en aguas cálidas y claras. 2. En sentido amplio, en las series sedimentarias, todas las masas de calizas construidas por algas, corales, rudistas.

Autigénico: Dícese del mineral formado en el propio medio y lugar en que se encuentra.

Autóctono: Formado en el lugar en que se encuentra. Antónimo: alóctono.

Abanico aluvial (Alluvial fan): Acumulación de materiales, con forma de abanico o de segmento de cono, depositada por una corriente, que se apoya en una zona de relieve y se expande y termina en otra llana.

Ácido: 1. Término aplicado a rocas ígneas que contienen más de 66% de SiO₂. 2. Referido a fluidos acuosos, hidrotermales, etc. el término se usa en su sentido químico, indicando alta concentración de hidrogeniones (pH bajo).

Adamellita: Granitoide de composición similar a un monzogranito.

Afloramiento: Parte de un terreno visible en la superficie de la tierra.

Agradación: Proceso de transformación de los minerales arcillosos consistente en la fijación de iones y reorganización de las hojas. Antónimo: degradación.

Alóctono: Venido de otra parte. Antónimo: autóctono.

Alodápico: Calificativo de calizas microbrechificadas compuestas por fragmentos de otros sedimentos calcáreos que, formados a baja profundidad, son resedimentados a profundidades mayores, y normalmente se intercalan en el seno de formaciones margosas o arcillosas.

Aloformación: Unidad aloestratigráfica fundamental.

Alogrupo: Unidad estratigráfica de rango mayor que la aloformación.

Alomiembro: Unidad aloestratigráfica de rango menor que la aloformación.

Aloquímico: Dícese, en rocas calizas, del elemento constituyente de origen químico o bioquímico formado en la cuenca de sedimentación y que ha sufrido un cierto transporte dentro de ella.

Alotriomorfo: Ver xenomorfo.

Alpino: Ciclo orogénico que empieza en el Triásico, con diversas fases tectónicas a lo largo del Terciario.

Ampelita: Roca esquistosa, negruzca, derivada de arcillas ricas en materia orgánica y en pirita.

Anastomosado/a: Trenzado/a: Ver braided.

Anatexia (Anatético): Proceso de fusión de las rocas que tiene lugar cuando la presión y la temperatura de la corteza terrestre son muy altas.

Anfibolita: Roca metamórfica formada por anfíboles fundamentalmente, y plagioclasa, con textura masiva y color verde oscuro.

Anquizona: Zona del metamorfismo que constituye la transición entre la diagénesis y el metamorfismo neto, para T= 100-200° C y P= 1 Kbar.

Antepaís: Región relativamente estable que bordea una cadena plegada y hacia la cual vergen las estructuras de esta última, al menos en la región en que se da el contacto entre ambas.

Anticlinal: Pliegue en el que las capas situadas en el interior de la curvatura son las más antiguas.

Anticlinorio: Vasto pliegue anticlinal, de orden kilométrico, afectado por pliegues paralelos con

B

Barra: 1. Cresta rocosa, correspondiente a una capa dura casi vertical o muy pendiente.
2. Relieve arenoso submarino, de trazado lineal, producido por las corrientes.
3. Depósito de arena o grava, de forma más o menos alargada, situado en el curso de una corriente.

Barra de canal (Channel bar): Depósito de arena o grava, de forma más o menos alargada, situado en el curso de una corriente, especialmente de tipo anastomosado.

Barrowiense: Sucesión tipo de rocas metamórficas definida en Escocia.

Basalto: Roca volcánica oscura muy pobre en cuarzo y con plagioclasas con más del 65% de anortita.

Basamento: Corteza terrestre situada por debajo de los depósitos sedimentarios y que llega hasta la discontinuidad de Mohorovicic.

Básico: 1. Término aplicado a rocas ígneas con menos del 55% de SiO₂. Referido a soluciones y fluidos, indica que su pH es superior a 7.

Batolito: Gran masa intrusiva o plutón básicamente discordante.

Bioclástico/a: Término aplicado a las rocas detríticas formadas por acumulación de restos de organismos.

Bioesparita: Roca carbonatada formada por restos fósiles unidos por cemento cristalino de esparita predominante, con menos del 25% de intraclastos y oolitos.

Bioestratigrafía: Estudio y organización de los estratos basándose en su contenido fósil.

Biomicrita: Caliza de mayor contenido en matriz micrítica que en cemento esparítico y con más del 10% de aloquímicos. Dentro de éstos, los intraclastos son menos del 25%, así como también los oolitos. Los fósiles son más de tres veces superiores a los pellets.

Biostromo: Masa de rocas construída por organismos.

Bioturbación: Aspecto más o menos caótico de un sedimento motivado por la removilización en él provocada por organismos vivos.

Birdseyes: Porosidad en carbonatos producida por desecación, desprendimiento de aire atrapado en el sedimento, etc. Posteriormente se rellena por calcita tipo esparita.

Bituminoso/a: Dícese de las rocas que contienen compuestos orgánicos hidrocarburos, que les confieren color negro, tacto grasiento y olor frecuentemente fétido.

Boudinage: Troceado por estiramiento de una capa rígida (competente) entre dos capas plásticas (incompetentes) con formación de "boudins", es decir, de prismas alargados y redondeados según la dirección del esfuerzo intermedio.

Braided stream (Corriente anastomosada): Corriente que circula en canales que se dividen y reúnen sucesivamente, quedando separados unos de otros por islas o barreras.

Brecha sedimentaria: Roca formada por un 50%, al menos, de fragmentos angulosos con diámetro superior a 2 mm, unidos por un cemento o una matriz.

Brecha tectónica: Fragmentación de las rocas en un contacto tectónico, habiendo cementado los fragmentos en el mismo lugar.

Brecha volcánica: Roca formada por fragmentos de rocas volcánicas y fragmentos de las rocas encajantes a veces, cementados por cenizas y lapillis.

Buckling: Plegamiento que se produce en una capa competente embebida en un medio más dúctil, o bien en un conjunto de capas de ductilidades variadas al ser sometidas a un esfuerzo paralelo a la estratificación.

Buzamiento: Ángulo que forma la superficie de un estrato con la horizontal, medido en el plano que contiene la línea de máxima pendiente.

C

Cabalgamiento: Conjunto de capas rocosas de edad más antigua que se superponen sobre otras de edad más moderna por efecto de presiones laterales.

Cabujón: Forma convexa que se da a una piedra preciosa o semipreciosa por pulido.

Calcarenita: Roca sedimentaria formada por granos calizos de tamaño de arena.

Calcreta: 1. Conglomerado cementado por caliza bajo la influencia de las aguas de infiltración. 2. Costra calcárea.

Caliche: Costra calcárea o dolomítica que se forma en la superficie por evaporación, en las regiones áridas o semiáridas.

Camptonítico: Dícese del lamprófito con grandes cristales de hornblenda parda titanífera en una matriz de plagioclasa básica, olivino alterado, clinopiroxeno y a veces analcima.

Carniola: Roca sedimentaria carbonatada, de aspecto carcomido y vacuolar, frecuentemente brechificada, que forma masas poco o nada estratificadas y da formas ruñiformes.

Cata-: Prefijo cuyo significado primitivo es hacia abajo.

Catatermal: Se dice del proceso, mineral, yacimiento, etc., generado por hidrotermalismo entre 400 y 300° C.

Cemento: Precipitación química, fina o ampliamente cristalizada, que empasta los granos y clastos de una roca.

Centil: Parámetro estadístico relativo al tamaño de grano, indicando que el 1% de los granos son mayores a su valor y el 99% de los granos son más pequeños.

Charnela: Zona de máxima curvatura de un pliegue.

Chert: Roca silíceica de origen químico, de textura microcristalina y criptocristalina, que se presenta en rocas carbonatadas formando nódulos interestratificados. Se puede considerar sinónimo de silex.

Chevron: Pliegue con charnela angulosa y flancos planos (los kinks son pliegues en chevron).

Chimenea: Conducto sensiblemente tubular por el que los productos volcánicos alcanzan la superficie. Al término de la erupción del volcán se llena de lava o de brechas con bloques soldados.

Ciclo sedimentario: Sedimentos que se depositan en una cuenca entre el inicio de dos fases transgresivas.

Ciclo tectónico u orogénico: Sucesión de acontecimientos que rigen la formación y luego la destrucción de una cadena montañosa.

Ciclotema: Tipo de secuencia sedimentaria usual en cuencas de carbón.

Cinerita: Material sedimentario formado por acumulación de cenizas volcánicas en medio continental. El tamaño de grano es medio o fino, por lo que equivale a areniscas piroclásticas o lutitas piroclásticas respectivamente.

Citrino: Cuarzo de color amarillo.

Cizalla: Deformación producida por esfuerzos paralelos y de sentido contrario. Zonas de límites paralelos con alta deformación de este tipo.

Clasto: Fragmento, ya sea de un cristal, una roca, o un fósil.

Clivaje: Aptitud de un mineral o una roca para dividirse según planos paralelos, sean cristalográficos (exfoliación), estratigráficos o tectónicos (lajado, hojiosidad).

Coalescer: Dícese de depósitos con formas cónicas o de abanicos que se unen y confunden entre sí.

Cobertera: Acumulación sedimentaria por encima del basamento.

Concordancia: Relación geométrica entre dos unidades estratigráficas superpuestas en las que existe paralelismo entre los materiales infra y suprayacentes. Antónimo: discordancia.

Concreción: Espesamiento por acumulación de materia alrededor de un núcleo o sobre una superficie; pueden ser de origen químico o bioquímico.

Confinado (Cerrado): Dícese de los medios o ambientes en los que los procesos que tienen lugar se producen sin transferencia de materia con el exterior.

Connatas: Aguas en las que están embebidos los sedimentos cuando se depositan y que se van perdiendo en el proceso de compactación.

Corneana: Roca metamórfica, dura, producida por metamorfismo de contacto de granitoides.

Corriente de turbidez: Movimiento de una masa de agua que contiene materiales detríticos terrígenos en suspensión, cuya densidad permite que descienda por gravedad las pendientes marinas (talud continental, cañones submarinos) o lacustres.

Cortlandita: Roca ultrabásica rica en olivino.

Cratón: Área continental estable que ha sufrido escasa deformación durante un intervalo prolongado de tiempo, normalmente desde antes del inicio del Mesozoico.

Crenulación: Deformación de una superficie de estratificación o de esquistosidad por micropliegues apretados, paralelos entre sí, y frecuentemente agudos.

Creta: Roca sedimentaria, marina, calcárea, de grano muy fino, blanca, porosa, blanda y friable, que deja traza.

Cronoestratigrafía: Rama de la estratigrafía que se ocupa del conocimiento de la edad y la ordenación de las unidades estratigráficas, así como del establecimiento de la escala estratigráfica mundial.

Cuenca de antepaís (Foreland basin): Cuenca sedimentaria subsidente localizada entre el frente de una cordillera plegada y el cratón adyacente, originada con posterioridad a la formación de la cadena orogénica. Algunos autores utilizan este término con un sentido más amplio incluyendo, además, la cuenca remanente.

Cuenca edorreica: Cuenca sedimentaria continental sin drenaje al mar.

Cuenca exorreica: Cuenca sedimentaria con drenaje al mar.

Cuenca intracratónica: Cuenca sedimentaria subsidente localizada en el interior de un cratón y limitada por fallas normales.

Cuenca intramontana o intramontañosa: Cuenca subsidente individualizada entre los nuevos relieves montañosos (o cadena) formados por el plegamiento.

D

Dacita: Roca volcánica de composición similar a la granodiorita.

Datación: Acción de determinar la edad de una capa, un fósil, una estructura, etc.

Debris flow: Término empleado por algunos autores como sinónimo de Mud flow, restringiéndolo otros a corrientes rápidas, de densidad elevada, que contienen generalmente abundante material grueso.

Delta: Construcción en forma triangular o de abanico hecha con el material detrítico que transporta un río al sedimentarlo en su desembocadura en un mar o en un lago.

Depocentro: Área o lugar de una cuenca sedimentaria en la que una unidad estratigráfica concreta alcanza el máximo espesor.

Desgarre: 1. Falla vertical, o subvertical, que separa las unidades que son desplazadas, una en relación a otra, únicamente en sentido horizontal y paralelamente a esta falla. Un desgarre puede ser dextro o senestro. 2. Componente horizontal del movimiento de una falla paralelamente al plano de ésta.

Detríticos: 1. Partículas sólidas arrastradas y depositadas, procedentes del exterior de una cuenca. 2. Sedimentos o rocas formados predominantemente por partículas detríticas. Sinónimo: clásticos.

Deutérico: Se aplica a las modificaciones de las rocas magmáticas con formación de minerales hidroxilados, bajo la acción de fluidos hidrotermales (aguas deutéricas) procedentes del propio magma en su última etapa de evolución y consolidación.

Dextro/a: A la derecha. Se dice de una falla de desgarre cuando los bloques, vistos desde arriba, están desplazados hacia la derecha uno en relación al otro. Antónimo: senestro/a.

Diabasa: Roca básica filoniana de grano fino-medio y textura entrecruzada.

Diaclasa: Fractura de rocas o de materiales sin desplazamiento relativo de las partes separadas.

Diacronismo: Fenómeno por el cual una capa que presenta una misma facies tiene edades diferentes según los lugares.

Diagénesis: Proceso que implica cambios físico-químicos en un depósito sedimentario que lo convierte en una roca consolidada.

Diapiro: Masa de sales (sal gema, anhidrita, yeso) en forma de columna o domo, que asciende, dada su menor gravedad, cortando o deformando las rocas encajantes.

Diatexita: Migmatita con fusión casi total.

Diorita: Roca granítica sin feldespato potásico, con andesina y casi sin cuarzo. Con 5-20% de cuarzo, sería una cuarzdiorita.

Dique: Masa tabular discordante de roca ígnea.

Disconformidad (Disconformity): Discontinuidad estratigráfica caracterizada porque los planos de estratificación por encima y por debajo de la superficie de discontinuidad se mantienen paralelos. Durante el tiempo que duró la interrupción en la sedimentación actuó la erosión, lo que queda reflejado en el carácter irregular de la superficie de discontinuidad.

Discontinuidad estratigráfica (Unconformity o Break): Ausencia, por no sedimentación o por erosión, en la sucesión estratigráfica de materiales representativos de un lapso de tiempo.

Discordancia (Angular unconformity): Discontinuidad estratigráfica en la que no hay paralelismo entre los materiales infra y suprayacentes.

Discordancia cartográfica: Cuando la diferencia angular en los materiales implicados en una discordancia es tan pequeña que sólo se puede poner de manifiesto mediante una cartografía geológica de la región.

Discordancia progresiva (Cumulative wedging o Progressive unconformity): Disposición en abanico de una serie cuyo muro está concordante con la serie infrayacente, pero su techo o conjunto superior de capas se dispone de forma gradual formando entre sí un cierto ángulo.

Dismicrita: Micrita con superficies recristalizadas esparíticas.

Distal: Parte de una unidad deposicional o de una cuenca sedimentaria, más alejada del área fuente. Antónimo: proximal.

Dolerita: En general engloba microdiorita y micrograbo, frecuentemente con fina textura ofítica.

Dolo-: Prefijo que en petrología sedimentaria significa composición dolomítica.

Dolomitización: Reemplazamiento de la calcita por dolomita, con la obtención de una roca calcárea dolomitizada o de una dolomía secundaria.

Duplex: Conjunto de escamas tectónicas imbricadas, comprendidas entre dos cabalgamientos de gran amplitud de despegue.

E

Edafogénesis: Proceso que conduce a la formación de los suelos a partir de una roca madre. Sinónimo: pedogénesis.

Enclave: Bloque generalmente subelipsoidal, incluido en la masa granítica. Suelen ser microgranudos de granitoides más básicos o metamórficos muy micáceos.

Endógeno: Se aplica a las rocas formadas, al menos en parte, en el interior de la tierra (metamórficas y magmáticas). Antónimo: exógeno.

Endorreismo: Fenómeno por el cual una región no presenta salida de las aguas hacia el mar abierto.

Epi-: Prefijo que indica una posición superior o la adquisición de un nuevo estado que se superpone a un estado anterior.

Epigénesis: 1. En petrología, reemplazamiento lento de un mineral por otro, molécula a molécula, estando el fenómeno ligado a un aporte de sustancias. 2. Proceso de generación de un yacimiento con posterioridad a la formación de la roca encajante.

Episienita: Sienita de feldespatos alcalinos cuya composición ha sido adquirida secundariamente.

Epitermal: Término aplicado a los depósitos o yacimientos hidrotermales formados en fisuras o cavidades de las rocas, por deposición a escasa profundidad, a partir de soluciones calientes ascendentes, entre 200 y 100° C.

Epizona: Zona de metamorfismo regional de bajo grado.

Equi-: Elemento compositivo que significa igual.

Era: Unidad geocronológica de rango mayor.

Erosión: Conjunto de fenómenos externos que, en la superficie del suelo o a escasa profundidad, quitan en todo o en parte los materiales existentes modificando el relieve.

Escama: Conjunto de materiales que cabalga en forma de lámina (con espesor de decenas o centenas de m y longitud y anchura de cms a kms) y ha sido poco desplazado.

Esparita: Cemento carbonatado, de una roca calcárea, en forma de cristales mayores de 10 µm, que rellena poros ya existentes entre los elementos ya acumulados.

Espangiolita: Roca sedimentaria formada fundamentalmente por espículas de esponjas, cementadas por ópalo, calcedonia, caliza y arcilla.

Esquisto: Roca metamórfica susceptible de dividirse en hojas por su alto contenido en minerales micáceos.

Esquistosidad: Hojiosidad que presentan ciertas rocas permitiendo su partición en hojas, adquirida bajo la influencia de esfuerzos tectónicos (esquistosidad de fractura) o debida a la orientación de los cristales de la roca paralelamente a su plano de exfoliación (esquistosidad de flujo).

Estromatolito: Estructura sedimentaria, típica de rocas carbonatadas, caracterizada por una laminación ondulada. Presenta formas variadas, originándose así diversos tipos de estromatolitos. Se forma por actividad de algas azul-verdes, en aguas muy someras.

Eustáticos: Movimientos generalizados (de subida o de bajada) del nivel del mar a escala global.

Euxínico: Perteneciente a un medio de circulación de las aguas restringido, con estancamiento o condiciones anaerobias.

Evaporitas: Término general que designa los depósitos ricos en cloruros y sulfatos alcalinos. La precipitación de estas sales es resultado de su concentración, por evaporación intensa de masas de agua.

Exógeno: Se aplica a las rocas formadas en la superficie de la tierra. Antónimo: endógeno.

Exudación: Concentración en pequeñas venas o filoncillos de un mineral procedente de las rocas encajantes.

F

Fábrica: Estructuración u orientación mineral conferida a la masa ígnea. Planar: define un plano. Linear: define líneas.

Facies: Conjunto de caracteres que definen una roca, grupo de rocas o un depósito.

Falla: Fractura del terreno con desplazamiento relativo de las partes separadas.

Fan delta (Abanico deltaico): Ver delta.

Feldespatos: Silicatos de aluminio con distintas proporciones de potasio, sodio y calcio.

Félsico: Que contiene cuarzo y feldespatos.

Fémicos o ferromagnesianos: Silicatos ricos en hierro y magnesio como la biotita, anfíboles y piroxenos.

Ferralítico: Sinónimo de laterítico. Ver laterita.

Filita: Roca metamórfica, micácea, con esquistosidad bien desarrollada. Intermedia entre una pizarra y un micaesquisto.

Filón: Relleno mineral de fractura de forma tabular. Sinónimo: veta.

Flanco: En un pliegue, cada uno de sus lados.

Flysch: Nombre que se da a las formaciones sedimentarias masivas potentes, mayoritariamente turbidíticas, depositadas en regiones orogénicas antes de su deformación.

Foliación: Estructura visible en ciertas rocas metamórficas en que a la esquistosidad se suma una diferenciación petrográfica entre lechos, formando hojas. El término se usa también para las rocas metamórficas que no muestran este aspecto cuando todos sus constituyentes han sido reorientados por una esquistosidad de flujo o han recrystalizado según el plano de esquistosidad, que constituye entonces el plano de foliación.

Foredeep basin (Cuenca remanente): Cuenca sedimentaria que se individualiza en el frente de una cadena orogénica durante el tiempo de su formación.

Formación: Unidad litoestratigráfica fundamental. Cuerpo de rocas identificado por sus características litológicas y su posición estratigráfica.

Forward: Se dice de la secuencia de mantos en la que cada nuevo manto aparece en una posición más adelantada que el anterior.

Fósil: N. Resto o molde natural de un organismo conservado en un sedimento. Adj. Califica los objetos o sustancias, en general ligadas al mundo viviente, encerradas durante mucho tiempo en las rocas por un proceso de enterramiento o de infiltración.

Freático/a: Se dice de la parte del subsuelo saturada de agua, y de esta misma agua.

Frente: 1. La parte más avanzada de un pliegue, un manto, un levantamiento orogénico, un proceso metamórfico, un delta, etc. 2. Lado más abrupto de un relieve.

Ftanita: Roca sedimentaria silíceo, gris a negra (materia grafitosa y carbonosa), de fractura astillosa, formada esencialmente por cristales muy pequeños de cuarzo, y algo de ópalo.

G

Gabro: Roca básica, oscura, con plagioclasa (con más del 50% de anortita), clinopiroxeno y biotita. Si contiene un 5-20% de cuarzo sería cuarzogabro.

Geoda: Cuerpo globular hueco de paredes tapizadas interiormente por cristales, cuyos vértices apuntan hacia el centro.

Geotermómetro: Mineral o asociación de minerales que permiten determinar la temperatura que reinaba durante su formación.

Gipsarenita: Roca sedimentaria formada por partículas de tamaño arena y de naturaleza yesífera.

Glacis: Forma de relieve que consiste en una superficie plana y poco inclinada.

Glandular (Ocelar): Se dice del gneis con elementos lenticulares ovoides (1-5 cm) constituidos por grandes cristales de feldspatos o masas cuarzo-feldespáticas.

Gneis: Roca metamórfica con marcada foliación y composición de granitoide, generada por metamorfismo regional de grado elevado.

Gossan (Montera de hierro): Zona superior meteorizada de un yacimiento de hierro; presenta un aspecto más o menos alveolar y de colores amarillentos a pardo-rojizos.

Graben (Fosa tectónica): Área deprimida que corresponde a un bloque hundido por fallas normales paralelas a los lados largos. Antónimo: horst.

Gráfica: Textura resultante del intercrecimiento regular de cuarzo y feldespato, pareciendo los cristales de cuarzo signos gráficos sobre un fondo de feldespato.

Granito: Roca plutónica ácida con cuarzo, feldespato potásico, plagioclasas y micas. El 10-65% de sus feldspatos son plagioclasa de 5-100% de anortita.

Granitoide: Roca granítica. Engloba las distintas composiciones de estas rocas.

Granoblástica: Se aplica a la roca metamórfica en la que los granos (blastos) son equidimensionales.

Granodiorita: Roca intermedia, de composición entre monzogranito y tonalita.

Grauvaca: Roca sedimentaria detrítica con contenido en matriz fina superior al 15% y en la que las partículas tamaño arena no están en contacto unas con otras.

Greisen: Roca plutónica, granuda, de coloración clara, formada esencialmente por cuarzo y micas a menudo verdosas y enriquecidas en Li. Estas rocas pueden estar cargadas de casiterita, turmalina, a veces wolframita y más raramente topacio.

Griotte: Facies constituida por calizas pelágicas de aspecto noduloso, de color rojo o verde, con abundantes Goniatites, frecuentemente en secciones condensadas del Paleozoico, en especial del Cámbrico, Devónico o Carbonífero inferior.

Grupo: Unidad litoestratigráfica de rango mayor que comprende dos, o más, formaciones adyacentes.

H

Hardground (Fondo endurecido): Superficie estratigráfica caracterizada por costras de Fe y Mn, perforaciones, concreciones, etc., originada durante una interrupción sedimentaria en el fondo marino.

Hastial: Cada una de las superficies que limitan un filón y el borde de la roca encajante en el contacto.

Hercínico: Ciclo orogénico paleozoico que se inicia en el Devónico y acaba en el Pérmico. Sinónimo: Varisco.

Hetero-: Elemento compositivo que significa desigual, diferente.

Heterócrono: Dícese de un fenómeno no simultáneo con respecto a otro. Antónimo: sincrónico.

Hialino: Que tiene la apariencia del vidrio.

Hiato: 1. Ruptura o interrupción de la continuidad del registro estratigráfico debida a la ausencia de materiales que deberían estar presentes y faltan o por no haberse depositado o por haberse erosionado antes del depósito de la unidad suprayacente. 2. Intervalo de tiempo no representado por rocas en una discontinuidad, que comprende un tiempo sin depósito, o sin depósito y erosión. Sinónimo: laguna estratigráfica.

Hidromorfía o Hidromorfismo: Se llaman condiciones de-, procesos de-, etc., los debidos a la escasa o nula circulación del agua, generadores de ambientes pobres en oxígeno, con mayor estabilidad y movilidad del Fe⁺.

Hipergénico: Dícese de lo procedente o debido a agentes de la superficie de la tierra.

Hipidiomórfica: Textura con algunos cristales con caras bien desarrolladas.

Hipogénico: 1. Término aplicado a rocas plutónicas y metamórficas indicando su formación en el interior de la tierra. 2. Aplicado a procesos que se originan en el interior de la tierra. 3. Aplicado a minerales o yacimientos indica su formación por fluidos ascendentes. Antónimo: supergénico.

Homo-: Elemento compositivo que significa igual.

Horst: Bloque elevado por fallas normales paralelas a sus lados largos. Antónimo: graben.

Humus: Materia orgánica de un suelo generalmente formada por restos vegetales más o menos transformados. Adj. húmico.

I

Idiomorfo (Automorfo): Se aplica a un mineral que se presenta bajo la forma de un cristal perfecto o, al menos, limitado por caras cristalinas planas. Antónimo: xenomorfo o alotriomorfo.

Inconformidad (Nonconformity): Relación entre un conjunto de materiales estratificados con otros infrayacentes no estratificados (rocas ígneas o metamórficas).

Inselberg (Monte-isla): Relieve aislado de paredes abruptas, que se eleva en medio de morfologías o superficies planas.

Inter-: Prefijo que significa entre, en medio, entre varios.

Intertidal o Intermareal: Se dice de la región situada entre la baja y la pleamar.

Intra-: Prefijo que significa dentro, en el interior.

Intraclasto: Fragmento de sedimento carbonatado, procedente de un sedimento próximo poco consolidado, y redepositado a corta distancia, prácticamente penecontemporáneo del sedimento que lo contiene.

Intraesparita: Roca carbonatada formada por más del 25% de intraclastos, unidos por cemento cristalino de esparita predominante.

Intramícrita: Roca carbonatada en la que el cemento esparítico es más escaso que la matriz micrítica y los intraclastos constituyen más del 25%.

Intrusivo/a: Que penetra en formaciones ya existentes. Se aplica a las rocas magmáticas emplazadas en estado fluido bajo la superficie y a los macizos que constituyen, así como a los diapiros de rocas salinas.

Iso-: Prefijo que indica igualdad o identidad.

Isobata: Curva que une los puntos situados a la misma profundidad bajo la tierra o bajo el agua.

Isoclinal: Se aplica a los pliegues cuyos flancos son paralelos. La asociación de estos pliegues caracteriza el estilo isoclinal.

Isocrona: Línea que, en un mapa o esquema, une los puntos en que un suceso tuvo lugar simultáneamente.

Isograda de metamorfismo: Curva de igual nivel metamórfico, que se denomina por el mineral o minerales característicos estables en esas condiciones de presión y temperatura.

Isopaca: 1. Lugar geométrico de los puntos de igual espesor en una unidad litoestratigráfica. 2. Línea representativa en los mapas de isopacas.

Isótopos: Elementos químicos del mismo número atómico (y del mismo nombre) que difieren por su masa atómica.

Isótropo: Se dice de un medio cuyas propiedades no dependen de la dirección en que se evalúan. En petrología se aplica a la roca plutónica sin fábrica orientada. Antónimo: anisótropo.

K

Karst (Carst): Macizo calcáreo afectado por modelado kárstico, entendido éste como tipo de relieve debido a la disolución de las rocas por las aguas meteóricas cargadas de gas carbónico.

Kerógeno: Término que agrupa los productos naturales derivados de la materia orgánica, compuestos por hidrógeno y carbono, fundamentalmente.

Kink: Especie de pliegue en chevron.

Kink band: 1. Franja estrecha determinada por la doble flexión de un cristal con esquistosidad marcada en un conjunto litológico finamente estratificado. 2. Asociación de pliegues en chevron (kinks) que afecta al volumen de terrenos comprendido entre dos planos paralelos, distantes entre sí de algunos mm a algunos cms, o formando un lentejón muy alargado.

Klippe (Isleo tectónico): Porción de una unidad tectónica alóctona aislada del cuerpo principal de ésta. Este aislamiento es generalmente resultado de la erosión.

L

Lacolito: Intrusión plutónica de forma lentejonar con la superficie inferior plana.

Lagoon: Cuerpo de aguas someras con una conexión particularmente restringida con el mar. Generalmente el término se aplica a las masas de agua semiconfinadas de los atolones, arrecifes barrera o islas barrera.

Laguna estratigráfica: Ver hiato.

Lamprófido: Roca filoniana básica con textura porfídica.

Lapilli: Roca piroclástica constituida por pequeños fragmentos de lava sueltos, en general menores de 3 cm.

Laterita (Suelo ferralítico): Suelo rojo de las regiones tropicales húmedas, pobre en Si y rico en hidróxidos de Fe y Al.

Lehm: Material grosero deleznable, in situ, resultado de la alteración de rocas generalmente graníticas.

Leuco-: Prefijo que significa claro, blanquecino.

Leucocrático: Material o roca con proporción de minerales oscuros entre 10 y 40%.

Leucosoma: Tipo de neosoma (parte neoformada de una migmatita) de baja coloración.

Ley de corte: Es aquella por debajo de la cual un yacimiento no es económicamente explotable.

Lidita: Roca sedimentaria silícea, con radiolarios y cemento de calcedonia, coloreada en gris o negro por materia carbonosa.

Límnico/a: Se aplica a cuencas continentales pantanosas o lacustres, a sus sedimentos, a su flora, a su fauna, etc. Se aplica particularmente a las cuencas carboníferas límnicas por oposición a las costeras (parálicas).

Lístrica: Tipo de falla en conjunto próxima a la horizontal, de superficie en forma de cuchara con la concavidad hacia arriba.

Lit(o)-: Prefijo que significa piedra. Delante del nombre de un material sedimentario indica su consolidación y petrificación.

Litofacies: 1. Conjunto de propiedades litológicas que definen a unos materiales.
2. Cuerpo rocoso delimitado por sus características litológicas.
Litosoma: Cuerpo tridimensional de litología esencialmente uniforme; representa el registro sedimentario de un litotopo.
Litotopo: Área de sedimentación uniforme.
Lutita: Roca sedimentaria detrítica cuyos componentes tienen un diámetro inferior a ~ 62 μm . Ciertos autores reservan este término a las rocas no consolidadas, llamando pelitas a las correspondientes rocas consolidadas.

M

Macla: Asociación de cristales de la misma naturaleza según leyes geométricas precisas, ligadas a los elementos de simetría del sistema cristalino considerado.
Macro-: Prefijo que significa grande.
Máfico: Mineral rico en hierro y magnesio.
Magma: Material fundido generado en el interior de la tierra por fusión de materiales a temperatura superior a 600° C. Su enfriamiento y consolidación da origen a las rocas magmáticas.
Mantélico: Procedente del manto terrestre, capa situada entre la corteza (7-40 km) y el núcleo (2.900 km).
Manto de corrimiento: Conjunto de terrenos que ha sido desplazado (alóctono) y ha venido a superponerse a otro conjunto (autóctono), del que originalmente estaba muy alejado.
Matriz: Fracción fina de una roca que forma una masa en la que quedan englobados los cristales, granos o clastos de mayor tamaño.
Meandro: Cada una de las curvas o revueltas que presentan algunas corrientes fluviales en su recorrido.
Mega-: Elemento compositivo que significa grande.
Melanocrático: Material o roca con proporción de minerales oscuros entre el 60 y el 90%.
Melanosoma: Tipo de neosoma (parte neoformada de una migmatita) compuesto fundamentalmente por minerales oscuros.
Meso-: Prefijo que significa en medio, medio.
Mesocrático: Material o roca con proporción de minerales oscuros entre el 40 y el 60%.
Mesotermal: Se dice del proceso, mineral, yacimiento, etc., generado por hidrotermalismo entre 300 y 200° C.
Meta-: Prefijo que significa más allá de, y que indica también la sucesión y la transformación. Situado delante de un nombre de roca indica que ésta ha sido metamorfizada. Tal denominación implica la identificación de la roca originaria y por consiguiente, en general, un metamorfismo bajo o medio.
Metalotecto: Todo proceso geológico, estructura, posición paleogeográfica, etc., con la que puede estar relacionada una mineralización. Para algunos autores el "área metálica" o la "provincia metálica" es el metalotecto "primordial".
Metamorfismo: Conjunto de procesos que a partir de una roca original cambian la mineralogía y estructura de la misma, pudiendo llegar a formar una nueva roca, por efecto del aumento de la presión y/o temperatura, sin llegar a fundir totalmente la roca original.
Metasomatismo: Metamorfismo químico.
Metatexita: Migmatita con fusión parcial.

Miarola: Pequeña cavidad, en una roca granítica, rellena de minerales neumatolíticos, como la turmalina.

Micrita: 1. Fango calcáreo, o su equivalente consolidado, con cristales de tamaño entre 1 y 4 μm que puede constituir la matriz de las rocas carbonatadas. 2. Roca carbonatada constituida por calcita microcristalina con menos del 10% de aloquímicos.

Miembro: Unidad litoestratigráfica de rango inferior a la formación y que siempre es parte de una formación.

Migmatita: Roca de alto grado de metamorfismo. Similar a un granito pero con textura bandeada o líneas sigmoidales.

Milonita: En s.l. toda roca triturada más o menos finamente (brecha tectónica). En el s.s. de los petrólogos roca dinamometamórfica que deriva de una roca magmática o metamórfica triturada hasta el punto de que los cristales originales no son identificados a simple vista.

Molasa: Nombre que se da a las formaciones sedimentarias potentes (marinas, deltaicas y continentales) depositadas en cuencas postorogénicas (cuencas de antepaís e intramontañosas).

Móldica: Tipo de porosidad secundaria debida a la disolución de un fragmento (concha) o de un cristal (yeso, dolomita, etc.).

Monoclinal: 1. Estilo-. Relacionado con las estructuras en las que las capas están inclinadas en el mismo sentido en grandes extensiones. 2. Pliegue-. Estructura que desplaza capas como lo haría una falla normal pero sin romperlas. 3. Relieve-. Dícese del relieve estructural en el que las capas están inclinadas uniformemente, con buzamientos moderados. Las capas más duras, en saliente, forman cuevas.

Monzodiorita: Roca similar a la diorita pero cuyas plagioclasas contienen 65-90% de Anortita.

Monzogranito: Granito en que más del 35% de sus feldespatos son plagioclasa de 5-100% de anortita.

Morrena: Conjunto de materiales rocosos arrastrados por los glaciares y que quedan depositados al fundirse el hielo.

Mud flat (Llanura lutítica o de fango): Zona débilmente inclinada cubierta por sedimentos finos (fango) que bordea la costa y que está más o menos completamente sumergida por las mareas. Corresponde a la zona interna de las llanuras de marea.

Mud flow: Masa de partículas heterogéneas, predominantemente de grano fino, lubricada por gran cantidad de agua que se desplaza.

Muro: Término que implica la superficie inferior de una formación, capa, filón, etc., o bien los terrenos situados inmediatamente debajo de ella. Antónimo: techo.

N

Nebulita: Migmatita casi homogénea.

Neoformado (Autigénico): Dícese del mineral que se ha originado en una roca ya formada.

Nerítico/a: 1. Relacionado con las aguas someras próximas a la costa, situadas sobre la plataforma continental. 2. Zona-. Aquella parte del fondo marino que se extiende desde el límite inferior de la línea de mareas hasta una profundidad de 200 m

Neumatolítico: Se dice del estadio final de la cristalización de un magma, que conduce a la formación de minerales así llamados también. Relativo a un yacimiento metálico, se llama así cuando se admite que el transporte de los elementos mineralizadores se ha realizado en estado de vapor por fracturas.

Nódulo: Masa globosa, decimétrica o centimétrica, que se diferencia por su composición y/o su estructura del resto de la roca que la contiene.

Norita: Roca básica similar a un gabro pero con ortopiroxeno.

O

Ofita: Roca subvolcánica, de composición gabro-basalto y textura característica con cristales entrecruzados.

Olistolito: Masa consolidada que se desliza por gravedad dentro de una cuenca sedimentaria.

Oncolito: Tipo de estromatolito caracterizado por tener una forma generalmente esférica y presentar una estructura interna laminada.

Oolito: Pequeñas esferas de 0,5 a 2 mm como promedio, cuyo centro (núcleo) es un fragmento y la envoltura (córtez) está formada por delgadas capas que dan una estructura concéntrica, a la que puede superponerse una estructura radial.

Orógeno: Sistema montañoso edificado sobre una porción inestable de la corteza terrestre que ha sufrido un importante acortamiento y presenta pliegues y mantos de corrimiento.

Orografía: Disposición de los relieves.

Orto-: En la nomenclatura de las rocas metamórficas indica que la roca original era magmática.

Ortocuarcita o Cuarciarenita: Arenisca con más del 95% de cuarzo.

Ortogneis: Roca metamórfica con bandeado mineral, de procedencia ígnea.

Oxidación: 1. Proceso de combinación con el oxígeno. 2. Removilización de uno o más electrones de un ión o átomo

P

Paleo-: Prefijo que significa antiguo.

Paleosoma: Parte de una migmatita correspondiente a la roca original poco modificada.

Paleosuelo: Suelo generado en el pasado y enterrado bajo sedimentos posteriores.

Palustre: Relativo o perteneciente a pantanos o zonas pantanosas.

Para-: En la nomenclatura de las rocas metamórficas indica que la roca original era sedimentaria.

Paragénesis: Asociación de minerales presentando un origen común. En las rocas metamórficas designa las asociaciones de minerales que son estables conjuntamente bajo ciertas condiciones de presión y temperatura.

Parálico/a: Se aplica a los medios o cuencas fundamentalmente pantanosas que sufren invasiones más o menos periódicas del mar. El término es utilizado particularmente para las cuencas carboníferas costeras (por oposición a las cuencas continentales límnicas).

Pedimento: Glacis de erosión constituido sobre una roca dura.

Pedogénesis: Ver edafogénesis.

Pedraplén: Acopio de material utilizado para proteger laderas contra la acción del agua, compuesto de rocas fragmentadas, situado sobre la superficie de la pendiente.

Pegmatita: Roca filoniana ácida de grandes cristales. Pegmatoide: más irregular, con menos desarrollo longitudinal.

Pelágico/a: 1. Se dice de los animales y vegetales que viven nadando o flotando en mar abierto. 2. Zona de aguas de mar abierto lejos de la costa y del fondo. 3. Referido a sedimentos indica que están constituidos por elementos minerales, químicos y biológicos procedentes de la zona pelágica.

Pelita: Roca sedimentaria detrítica de grano muy fino, formada por minerales arcillosos (30 a 75%), cuarzo, feldespato y micas.

Pellet: Bolita de diámetro inferior a 0,2 mm, de caliza criptocristalina a menudo rica en materia orgánica, por ser en gran parte de origen fecal.

Piedemonte: Zona de pendiente suave al pie de una cadena montañosa. Está constituida fundamentalmente por acumulaciones detríticas procedentes de la erosión de los relieves vecinos.

Piroclástica: Roca detrítica formada por acumulación de partículas sólidas expulsadas por un volcán, llamadas piroclastos.

Piroxenos: Metasilicatos generalmente de hierro y magnesio. Según su cristalización pueden ser Orto- cuando son rómbicos y Clino- si son monoclinicos.

Placa litosférica: Partes rígidas superficiales de la tierra, del orden de un centenar de kms de espesor, cuyo conjunto constituye la litosfera. Pueden desplazarse horizontalmente sobre su substrato viscoso, llamado astenosfera. Los límites entre las placas son de tres tipos: rift oceánico, zona de subducción y falla transformante.

Placer: Enriquecimiento aluvial o marino de minerales densos y resistentes (oro, etc.) formado por erosión y concentración física.

Plagioclasas: Feldespatos con diferentes cantidades de sodio y calcio. Forman una serie continua: Albita (0-10%), Oligoclasa (10-30%), Andesina (30-50%), Labrador (50-70%), Bytownita (70-90%) y Anortita (90-100%). Los porcentajes son de plagioclasa cálcica.

Planosol: Suelo con un horizonte de lavado que presenta propiedades de encharcamiento temporal y está situado, con límite brusco, sobre un horizonte lentamente permeable.

Plataforma continental (Offshore): Zona que se extiende desde el límite inferior de la playa (shoreface) hasta el borde superior del talud continental, y de unos 200 m de profundidad como máximo.

Playa-lake: Zona llana, de sedimentos detríticos de tamaño limo y arcilla, asociados a evaporitas, ocupada previamente por un lago endorreico desértico.

Pliegue: Deformación resultante de la flexión o torsión de rocas.

Pliegue acostado: El que tiene el plano axial horizontal o casi.

Pliegue retroergente: Pliegue inclinado en sentido contrario a un pliegue más importante que afecta al mismo material.

Plutón: Masa intrusiva de rocas ígneas. Se clasifican en función de su forma, tamaño y relación con el encajante.

Plutónica: Roca ígnea cristalizada lentamente.

Poiquilítico: Denominación textural que hace referencia a un cristal de gran tamaño que contiene numerosos cristallitos de otro mineral.

Poli-: Prefijo que significa numeroso.

Poligénico: 1. Se dice de las rocas sedimentarias detríticas, en particular de conglomerados, cuyos elementos son de diferente naturaleza. 2. Se aplica a las superficies de erosión compuestas, cuyas partes, de edades variadas, se han realizado en condiciones diferentes.

Porfídico o Porfiroide: Textura de roca ígnea en que una matriz engloba grandes cristales.

Post- (Pos-): Prefijo que significa detrás de o después de.

Pre-: Prefijo que significa anterioridad espacial o temporal.

Progradación: 1. Fenómeno de avance progresivo del talud continental o de un delta mar adentro, o en su caso en un lago. 2. Crecimiento gradual de un cuerpo sedimentario en sentido frontal, hacia el interior de la cuenca. Sinónimo: acreción frontal. 3. Dispositivo

de evolución sedimentaria que produce la superposición de facies proximales sobre las distales.

Propilitización: Tipo de alteración hidrotermal que afecta sobre todo a rocas volcánicas que se vuelven verdes y friables, con desarrollo de sericita, clorita, calcita y sulfuros.

Protolito: Roca original de la que proviene una roca plutónica.

Proximal: Parte de una unidad deposicional, o de una cuenca sedimentaria, más cercana al área fuente. Antónimo: distal.

Pseudomorfismo: Fenómeno de reemplazamiento de un mineral original, reconocible por su forma, por otro distinto.

Pudinga: Roca sedimentaria formada, en un 50% al menos, por cantos redondeados de diámetro superior a 2 mm, unidos por un cemento o una matriz.

R

Rachón: Bloque de pizarra de contorno irregular aplanado según dos caras paralelas a la esquistosidad.

Raña: Depósito constituido por conglomerados de cantos y bloques de caliza, cuarcita y cuarzo, de matriz arenosa y cemento calcáreo, resultado de la erosión de relieves anteriores.

Reducción: 1. Proceso de removilización del oxígeno de un compuesto. 2. Disminución de la valencia positiva e incremento de la negativa de un elemento químico. 3. Adición de electrones a un átomo o ión.

Regresión: Retirada de las aguas del mar de una región; da lugar a una secuencia de depósitos de medios progresivamente más someros. Antónimo: transgresión.

Relicto/a: Dícese de lo generado o formado en el pasado (sedimento, suelo, estructura, mineral, etc.), bajo condiciones diferentes a las actuales, y que se ha conservado hasta la actualidad.

Restita: Fracción del protolito sin fundir en el proceso anatético.

Retro-: Prefijo que significa hacia atrás.

Retrometamorfismo: Transformación por metamorfismo de una roca metamórfica en otra roca metamórfica, de grado más débil que la inicial.

Rift: 1. Rift continental, o fosa de hundimiento (graben), limitado por bordes elevados, con actividad volcánica más o menos intensa. 2. Rift oceánico o fosa de hundimiento en medio de las dorsales.

Rifting: Formación de rifts en el estadio precoz de una apertura oceánica.

Riolita: Roca volcánica de composición similar al granito.

Ripple: Estructura sedimentaria en forma de cresta originada por corrientes de agua o de aire o por el oleaje.

Ritmita: Facies constituida por la alternancia rítmica de dos litologías.

Ritmo: Módulo de dos términos litológicos que se repite en una ritmita.

Roof pendant: Rocas metasedimentarias que constituyen el techo de un intrusivo, de las que sólo quedan trozos más o menos aislados.

Rubefacción: Coloración roja de los suelos, o de la superficie de algunas rocas, debida a la cristalización de óxidos de hierro (sobre todo hematites) liberados por alteración.

S

Salbanda: Ver hastial.

Schistosity: Variedad de foliación que presentan las rocas metamórficas de grano grueso. Generalmente es resultado de la organización en paralelo de granos minerales laminares y elipsoidales.

Schlieren: Disposición mineral con concentración generalmente de biotita, formando bandeados irregulares.

Sebkha: Área emergida en las inmediaciones del límite de marea alta o de zonas lacustres y en la que se deposita una importante cantidad de evaporitas.

Secuencia deposicional: Parte de una sucesión estratigráfica relativamente concordante de estratos genéticamente relacionados y cuyo techo y muro son discontinuidades o continuidades correlativas. Se trata de una unidad estratigráfica "híbrida", en parte limitada por discontinuidades y en parte unidad cronoestratigráfica.

Secuencia estratodecreciente (Thinning-upwards sequence): Secuencia caracterizada por la disminución progresiva de espesor de los estratos hacia el techo.

Secuencia granodecreciente (Coarsening-upwards sequence): Secuencia en la que hacia el techo hay una disminución progresiva del tamaño medio de grano.

Semi-: Elemento compositivo que significa medio.

Senestro/a (Sinistro/a): Se dice de una falla de desgarre en la que los bloques, vistos por encima, se desplazan hacia la izquierda uno en relación al otro. Antónimo: dextro.

Serie: 1. Unidad cronoestratigráfica formal comprendida entre el piso y el sistema, del cual es siempre una división. 2. Término que se usa informalmente como sinónimo de serie estratigráfica.

Siderolítica: Se dice de la formación o facies detrítica, rica en cuarzo, caolinita y óxidos e hidróxidos de hierro, resultado de la removilización de un manto de alteración laterítico.

Sienita: Roca granítica muy pobre en anortita y cuarzo.

Silcreta: Silicificación superficial. Generalmente, roca con cemento silíceo de origen secundario.

Siliciclástico: Detrítico de composición silícea.

Sill: Cuerpo intrusivo en forma de lámina que se sitúa entre dos capas, concordante con ellas.

Sillimanita: Silicato de aluminio en forma de prismas finos y alargados. Típico de metamorfismo regional de alto grado.

Sin-: Prefijo que significa junto, unión.

Sinclinal: Pliegue en el que los elementos situados en el interior de la curvatura son los más modernos.

Sinclinorio: Vasto pliegue sinclinal, de orden kilométrico, afectado por pliegues paralelos con menor radio de curvatura.

Sinforma: Conjunto de anticlinales y sinclinales que forman, en conjunto, una estructura sinclinal. Antónimo: antiforma.

Singenético: Que se han originado en el mismo proceso. Se dice del mineral, yacimiento, etc., formado en el mismo proceso que originó las rocas portadoras.

Sinorogénico: Contemporáneo con el movimiento orogénico.

Skarn: Roca constituida por silicatos cálcicos (piroxenos, anfíboles, granates, vesuvianita, wollastonita) formada en el contacto entre intrusivos graníticos y rocas carbonatadas por metasomatismo.

Skolithos: Estructura sedimentaria con forma tubular cilíndrica, de diámetro pocas veces superior a 1 cm. Se disponen perpendicularmente a la estratificación y suelen

aparecer en gran número dentro de una misma capa. Son muy frecuentes en areniscas. Se atribuyen a gusanos.

Somero/a: Relativo a zonas, aguas, medios, condiciones, etc. cerca de la superficie del agua.

Stock: Intrusión ígnea discordante aflorante menos de 100 km².

Stock metal: Contenido en uno o varios metales de una determinada roca o conjunto de rocas.

Stockwork: Red o malla de filoncillos pequeños y delgados.

Stratabound (estratocontrolado o estratoconfinado): Depósito mineral contenido en determinados horizontes o niveles.

Sub-: Prefijo que significa bajo, por debajo de, casi.

Subarcosa: Arenisca con un 75-95% de cuarzo, feldespatos más abundantes que los fragmentos de rocas y escasa matriz detrítica.

Subducción: Hundimiento en la astenosfera de una placa cortical oceánica, probablemente como consecuencia de su mayor peso, en el límite con una placa de corteza continental que, al ser más ligera, queda en superficie.

Subsidencia: Hundimiento progresivo, durante un periodo bastante largo, del fondo de una cuenca sedimentaria, que permite la acumulación de grandes espesores de sedimentos.

Supergénico: Dícese del mineral o yacimiento formado por la acción y/o enriquecimiento de aguas descendentes.

Supra-: Elemento compositivo que significa arriba o encima de algo.

Surco: Depresión estrecha y alargada. Se emplea para designar fosas sedimentarias de gran longitud, y en este sentido es opuesto a cresta o umbral.

T

Talud continental: Zona de pendiente del margen continental, continuación de la plataforma, que desciende desde los 200 m de profundidad hasta los 4.000 m.

Tasa de sedimentación: Espesor de sedimentos depositados por unidad de tiempo.

Techo: Término minero que designa la superficie superior de una formación, o bien los terrenos que la coronan inmediatamente. Antónimo: muro.

Tectogénesis: Formación de estructuras tectónicas.

Terraza: Rellano situado en una o ambas vertientes de un valle, a una altitud superior a la del curso de agua, que representa el resto de un antiguo lecho en el que ha profundizado el curso de agua.

Terrígeno: Se dice de todo fragmento de roca, mineral, etc. que ha sido arrancado de un terreno emergido por la erosión, así como de los sedimentos constituidos por ellos.

Tidal flat (Llanura mareal): Área que se cubre y se descubre con la subida y bajada de la marea.

Transgresión: Avance de las aguas del mar sobre una región continental; da lugar a un secuencia de depósitos de medios progresivamente más profundos.

Turbidita: Capa de sedimentos fundamentalmente detríticos depositados de una vez por una corriente de turbidez. Su espesor es normalmente de orden decimétrico, pudiendo llegar a 1-2 m. En su forma más completa puede ser descrita por la secuencia tipo de Bouma. Se conocen tanto en medio marinos como lacustres. La repetición de capas de turbiditas puede generar potentes series turbidíticas en zonas de talud y de llanura abisal. Constituyen prácticamente la totalidad de las facies flysch y parte de la molasa.

U

Ultisol: Suelo de zonas húmedas, templadas a tropicales, sobre antiguas superficies intensamente meteorizadas, con un horizonte argílico, con una fuerte alteración aunque incompleta de los minerales primarios, y una saturación de bases inferior al 35%.

Unidad aloestratigráfica: Cuerpo estratiforme cartografiable compuesto por rocas sedimentarias que se define e identifica por las discontinuidades que lo delimitan a muro y techo. Sinónimo: UBSU. Términos afines: secuencia deposicional, unidad tectosedimentaria (UTS).

Unidad litoestratigráfica: Volumen de materiales diferenciado por sus características litológicas.

V

Vadoso/a: Se dice del agua que percola en el subsuelo (y de los sedimentos y ambientes afectados), sin formar parte del freático de agua subterránea.

Vaugnerita: Roca diorítica de textura especial entrecruzada y grano medio.

Vergencia: Sentido hacia el que se dirige o vuelca un pliegue no recto. Por extensión, designa también el sentido hacia el cual se producen los cabalgamientos (pliegue acostado, falla inversa, escama, manto).

Volcanita: Roca magmática volcánica o roca efusiva.

APENDICE “A”

Apéndice A.1 Datos de Presión Validados Pozo MFC-23

Schulumberger (MDT) 11/02/2005						
Arena Desarrollo	Profundidad (pie)	Presión formación (lpc)	Presión Antes	Presión después	Drawdown Mobility MD/CP	Profundidad TVDSS
R2	2871.00	1080.69	1376.30	1360.39	801.34	2271.04
R2	2875.98	1082.91	1359.86	1358.06	454.10	2276.02
R2	2883.98	1086.31	1362.25	1360.34	778.95	2284.02
S5	3006.01	1147.27	1439.03	1417.25	10.15	2406.05
S5	3012.98	1154.67	1417.84	1415.51	25.08	2413.02
S5	3016.99	1150.27	1417.16	1415.91	429.88	2417.03
U1U	3076.97	1186.13	1452.58	1444.94	188.17	2477.01
U1U	3096.93	1188.81	1453.55	1451.99	223.24	2496.97
U2U	3109.96	1185.77	1460.84	1457.57	606.48	2510.00
U2U	3117.08	1188.45	1461.07	1460.09	236.03	2517.12
U2L	3132.03	1196.65	1471.25	1465.15	758.99	2532.07
U3U	3167.98	1205.93	1492.33	1484.10	111.09	2568.02
U3U	3185.97	1213.15	1495.35	1490.57	102.39	2586.01
U3U	3195.97	1218.03	1495.91	1495.34	174.59	2596.01
U3U	3204.13	1223.86	1502.68	1498.27	159.51	2604.17
U3U	3210.00	1223.90	1501.08	1500.26	116.36	2610.04

Apéndice A.2 Datos de Presión Validados Pozo MFC-25

Baker Atlas (FMT) 25/10/2005						
Arena Desarrollo	Profundidad (pie)	Presión formación (lpc)	Presión Antes	Presión después	Drawdown Mobility MD/CP	Profundidad TVDSS
S5	3392.1	1359.10	1717.9	1716.2	123.20	2923.7
S5	3402.0	1362.60	1721.3	1720.4	388.10	2933.6
U1L	3463.0	1376.30	1749.2	1748.2	25.10	2994.6
U1L	3469.1	1378.30	1748.8	1747.5	169.90	3000.7
U2U	3488.0	1384.60	1757.9	0	135.00	3019.6
U2L	3526.0	1386.30	1775.2	1774.9	91.40	3057.6
U3U	3552.0	1395.70	1787.9	1786.6	81.90	3083.6
U3U	3572.0	1404.10	1797.3	1794.9	2132.00	3103.6

Apéndice A.3 Datos de Presión Validados Pozo MFC-26

Baker Atlas (FMT) 30/11/2005						
Arena Desarrollo	Profundidad (pie)	Presión formación (lpc)	Presión Antes	Presión después	Drawdown Mobility MD/CP	Profundidad TVDSS
TL	3556.1	1406.50	1872.5	1872	1625.90	3041.21
U1U	3571.0	1407.30	1877.9	1877.1	67.80	3056.11
U1L	3584.1	1410.90	1883.4	1882.7	4093.10	3069.21
U2U	3600.0	1417.60	1889.6	1889.2	456.80	3085.11
U2L	3650.1	1420.20	1913.9	1913.7	2495.50	3135.21
U3U	3668.0	1427.60	1922.5	1922.1	2617.90	3153.11

Apéndice A.4 Datos de Presión Validados Pozo MFC-24

Schlumberger (RCI) 26/08/2005						
Arena Desarrollo	Profundidad (pie)	Presión formación (lpc)	Presión Antes	Presión después	Drawdown Mobility MD/CP	Profundidad TVDSS
A4	2142.1	727.30	1074.9	1069.2	21.1	1570.8
A4	2142.1	727.30	1074.9	1069.2	21.1	1570.8
A10	2308.0	784.40	1152.8	1151.9	14.7	1736.7
A10	2308.0	784.40	1152.8	1151.9	14.7	1736.7
A12	2373.0	823.10	1185	1184.2	1861.1	1801.7
A12	2373.0	823.10	1185	1184.2	1873.9	1801.7
C1.3	2469.9	866.00	1233	1232.3	590.5	1898.6
C1.3	2469.9	866.00	1233	1232.3	590.5	1898.6
E1	2598.0	920.00	1296.5	1295.7	139.1	2026.7
E1	2598.00	920.20	1296.5	1295.7	139.1	2026.7
E2	2642.10	939.40	1317.3	1316.4	3890.2	2070.8
E2	2642.10	939.40	1317.3	1316.4	3890.2	2070.8
F3	2765.10	994.60	1378.1	1377.6	224.6	2193.8
F3	2765.10	994.60	1378.1	1377.6	224.6	2193.8
F7.8	2870.10	1035.60	1428.7	1427.3	149.9	2298.8
F7.8	2870.10	1035.60	1428.7	1427.3	149.9	2298.8
G	2918.10	1056.50	1451.8	1451.1	166.2	2346.8
G	2918.10	1056.50	1451.8	1451.1	166.2	2346.8
P1.2	3356.10	1269.00	1669.2	1668.6	3432.2	2784.8
P1.2	3356.10	1269.00	1669.2	1668.6	3432.2	2784.8
U1L	3684.10	1413.30	1829.6	1828.7	173.0	3112.8
U1L	3684.10	1413.30	1829.6	1828.7	173.0	3112.8
U2L	3732.00	1407.30	1852.2	1851.7	28.0	3160.7
U2L	3732.00	1407.30	1852.2	1851.7	28.0	3160.7
U2L	3750.00	1414.00	1860.7	1859.8	581.8	3178.7
U2L	3750.00	1414.00	1860.7	1859.8	586.8	3178.7
U2L	3750.00	1414.10	1860.7	1859.8	191.9	3178.7
U3U	3778.10	1423.70	1873.7	1872.9	92.8	3206.8
U3U	3778.10	1423.70	1873.7	1872.9	92.8	3206.8
U3U	3788.40	1428.40	1877.3	1876.5	569.3	3217.1
U3U	3788.40	1428.40	1877.3	1876.5	569.3	3217.1
U3U	3798.00	1432.30	1880.9	1880.4	273.0	3226.7
U3U	3798.00	1432.30	188.9	1880.4	273.0	3226.7

Apéndice A.5 Datos de Presión Validados Pozo MFC-27

Schlumberger (MDT) 17/12/2005						
Arena Desarrollo	Profundidad (pie)	Presión formación (lpc)	Presión Antes	Presión después	Drawdown Mobility MD/CP	Profundidad TVDSS
U1U	3274.00	1326.78	1699.97	1699.64	260.220	2854.3
U1L	3286.97	1326.90	1705.85	1704.17	238.340	2867.3
U1L	3293.98	1329.08	1708.32	1706.9	292.310	2874.3
U1L	3295.97	1329.87	1708.61	1707.26	786.710	2876.3
U2L	3354.1	1332.67	1733.24	1731.89	295.480	2934.4
U2L	3358.0	1334.21	1734.08	1732.88	273.260	2938.3
U2L	3362.0	1336.15	1735.50	1733.81	117.180	2942.3
U2L	3365.8	1337.85	1736.51	1734.78	83.390	2946.1
U3U	3376.03	1343.28	1741.06	1738.46	45.140	2956.3
U3U	3384.06	1350.53	1743.66	1740.91	29.80	2964.3
U3U	3392.0	1353.29	1746.00	1744.02	45.68	2972.3
U3U	3404.0	1355.45	1750.58	1749.18	26.76	2984.3
U3U	3411.0	1357.75	1753.68	1751.82	29.41	2991.3
U3U	3414.0	1360.28	1754.55	1751.66	9.80	2994.3

Apéndice A.6 Datos de Presión Validados Pozo MFC-28

Baker Atlas (FMT) 18/11/2005						
Arena Desarrollo	Profundidad (pie)	Presión formación (lpc)	Presión Antes	Presión después	Drawdown Mobility MD/CP	Profundidad TVDSS
R2	2858.2	1158.30	NR	NR	NR	2492.2
S3,4	2959.2	1227.50	NR	NR	NR	2593.2
S5	2975.1	1230.10	NR	NR	NR	2609.1
U1U	2985.0	1236.00	NR	NR	NR	2619.0
U2U	2998.1	1238.80	NR	NR	NR	2632.1
U2U	3006.2	1240.80	NR	NR	NR	2640.2
U2U	3024.1	1248.00	NR	NR	NR	2658.1
U2U	3029.9	1253.30	NR	NR	NR	2663.9
U2L	3055.0	1259.70	NR	NR	NR	2689.0
U3U	3072.2	1263.60	NR	NR	NR	2706.2
U3U	3081.2	1267.50	NR	NR	NR	2715.2
U3U	3096.1	1273.50	NR	NR	NR	2730.1
U3L	3111.2	1280.10	NR	NR	NR	2745.2
U3L	3118.1	1282.30	NR	NR	NR	2752.1

Apéndice A.7 Datos de Presión Validados Pozo MFC-29

Baker Atlas (RCI) 17/12/2005						
Arena Desarrollo	Profundidad (pie)	Presión formación (lpc)	Presión Antes	Presión después	Drawdown Mobility MD/CP	Profundidad TVDSS
G	2345.1	900.87	NR	1244.65	2303.000	1979.8
G	2345.1	900.80	NR	1244.65	2936.000	1979.8
R2	2756.1	1116.58	NR	1460.12	183.500	2390.8
R2	2760.1	1116.42	NR	1461.08	108.000	2394.8
R2	2760.1	1116.16	NR	1461.08	120.900	2394.8
R3	2795.1	1132.68	NR	1478.46	87.340	2429.8
U1L	2980.1	1228.19	NR	1574.65	160.700	2614.8
U1L	2980.1	1228.02	NR	1574.65	276.100	2614.8
U3U	3045.0	1250.12	NR	1608.33	1123.000	2679.7
U3U	3045.0	1250.04	NR	1608.33	1014.000	2679.7
U3U	3080.1	1264.61	NR	1625.35	114.000	2714.8
U3U	3080.1	1264.60	NR	1625.35	130.200	2714.8

Apéndice A.8 Datos de Presión Validados Pozo MFC-30

Baker Atlas (FMT) 29/12/2005						
Arena Desarrollo	Profundidad (pie)	Presión formación (lpc)	Presión Antes	Presión después	Drawdown Mobility MD/CP	Profundidad TVDSS
R3	2705.00	1110.50	1443.60	1444.40	NR	2329.50
R4	2720.00	1116.10	1452.10	1452.50	NR	2344.50
S5	2780.00	1152.90	1483.60	1482.60	NR	2404.50
S5	2793.10	1162.10	1490.10	1489.90	NR	2417.60
S5	2804.10	1160.00	1495.70	1494.60	NR	2428.60
U1U	2871.10	1187.70	1529.90	1529.50	NR	2495.60
U1L	2882.00	1190.70	1535.30	1536.10	NR	2506.50
U1L	2890.00	1193.50	1539.60	1539.10	NR	2514.50
U2U	2913.10	1201.00	1567.10	1561.30	NR	2537.60
U2L	2954.10	1213.10	1573.20	1574.60	NR	2578.60
U3U	2971.20	1222.00	1581.70	1581.30	NR	2595.70
U3U	2985.10	1228.60	1589.60	1589.00	NR	2609.60
U3U	3010.00	1238.30	1603.30	1603.10	NR	2634.50

Apéndice A.9 Datos de Presión Validados Pozo MFC-31

Baker Atlas (RCI) 28/02/2006						
Arena Desarrollo	Profundidad (pie)	Presión formación (lpc)	Presión Antes	Presión después	Drawdown Mobility MD/CP	Profundidad TVDSS
M1.3	2506.1	969.70	NR	NR	59.20	2083.60
R3	2745.00	1098.70	NR	NR	306.20	2322.50
R3	2753.00	1102.10	NR	NR	1176.10	2330.50
S5	2835.00	1143.00	NR	NR	636.20	2412.50
S5	2861.10	1155.40	NR	NR	79.00	2438.60
S5	2868.00	1159.30	NR	NR	25.85	2445.50
U1U	2906.00	1172.20	NR	NR	333.95	2483.50
U1L	2923.00	1176.50	NR	NR	1274.45	2500.50
U2U	2943.00	1175.50	NR	NR	1580.15	2520.50
U2U	2955.10	1180.40	NR	NR	180.75	2532.60
U2L	2978.00	1188.50	NR	NR	163.55	2555.50
U3U	3008.00	1200.70	NR	NR	294.00	2585.50
U3U	3028.00	1206.40	NR	NR	174.45	2605.50
U3U	3047.00	1214.30	NR	NR	46.10	2624.50

Apéndice A.10 Datos de Presión Validados Pozo MFC-32

Baker Atlas (RCI) 16/06/2006						
Arena Desarrollo	Profundidad (pie)	Presión formación (lpc)	Presión Antes	Presión después	Drawdown Mobility MD/CP	Profundidad TVDSS
R3	2752.02	1104.45	NR	NR	1418.86	2327.72
R3	2762.04	1109.19	NR	NR	284.40	2337.74
R3	2772.04	1113.44	NR	NR	416.34	2347.74
R4	2782.03	1117.90	NR	NR	197.12	2357.73
S5	2858.03	1159.66	NR	NR	31.46	2433.73
S5	2864.03	1159.77	NR	NR	152.92	2439.73
TL	2903.00	1178.48	NR	NR	9130.14	2478.70
TL	2904.98	1178.55	NR	NR	7903.14	2480.68
TL	2906.99	1178.57	NR	NR	606.01	2482.69
U1U	2936.03	1192.00	NR	NR	729.09	2511.73
U1U	2942.06	1198.44	NR	NR	5.59	2517.76
U1L	2956.06	1201.07	NR	NR	271.05	2531.76
U2L	2991.93	1211.58	NR	NR	1290.74	2567.63
U2L	2998.03	1216.52	NR	NR	46.55	2573.73
U3U	3021.98	1223.24	NR	NR	1364.66	2597.68
U3U	3032.08	1227.27	NR	NR	1850.88	2607.78
U3U	3046.04	1232.95	NR	NR	2250.80	2621.74

Apéndice A.11 Datos de Presión Validados Pozo MFC-33

Baker Atlas (RCI) 16/12/2007						
Arena Desarrollo	Profundidad (pie)	Presión formación (lpc)	Presión Antes	Presión después	Drawdown Mobility MD/CP	Profundidad TVDSS
G	3058.10	1095.82	NR	NR	232.40	2431.65
G	3058.10	1095.43	NR	NR	190.60	2431.65
G	3058.10	1095.51	NR	NR	229.50	2431.65
L4	3376.10	1271.29	NR	NR	128.10	2749.65
L4	3376.10	1271.67	NR	NR	195.40	2749.65
L4	3376.10	1271.12	NR	NR	209.70	2749.65
L4	3376.10	1271.07	NR	NR	219.70	2749.65
N2	3462.10	1313.97	NR	NR	324.80	2835.65
N2	3462.10	1314.11	NR	NR	318.40	2835.65
N2	3462.10	1313.91	NR	NR	363.90	2835.65
N2	3466.00	1315.63	NR	NR	307.90	2839.55
N2	3466.00	1315.60	NR	NR	301.20	2839.55
N2	3470.10	1317.47	NR	NR	354.30	2843.65
N2	3470.10	1317.46	NR	NR	355.70	2843.65
N2	3474.00	1319.42	NR	NR	110.70	2847.55
N2	3474.00	1319.02	NR	NR	135.70	2847.55
N2	3474.00	1318.97	NR	NR	150.70	2847.55
U1L	3882.20	1482.73	NR	NR	190.20	3255.75
U1L	3882.20	1482.55	NR	NR	188.30	3255.75
U1L	3882.20	1482.69	NR	NR	205.70	3255.75
U1L	3882.20	1482.97	NR	NR	208.10	3255.75
U1L	3882.20	1482.95	NR	NR	210.60	3255.75
U1L	3886.10	1484.15	NR	NR	555.30	3259.65
U1L	3886.10	1484.21	NR	NR	741.60	3259.65
U1L	3888.10	1485.13	NR	NR	728.60	3261.65
U1L	3888.10	1484.99	NR	NR	933.10	3261.65
U1L	3888.10	1485.06	NR	NR	1115.00	3261.65
U3U	3993.00	1486.29	NR	NR	137.30	3366.55
U3U	3993.00	1486.83	NR	NR	170.90	3366.55
U3U	3993.00	1486.58	NR	NR	190.90	3366.55
U3U	3993.00	1486.66	NR	NR	206.40	3366.55
U3U	3995.00	1487.22	NR	NR	88.65	3368.55
U3U	3995.00	1487.17	NR	NR	124.10	3368.55

Apéndice A.12 Datos de Presión Validados Pozo MFC-34

Baker Atlas (RCI) 06/01/2008						
Arena Desarrollo	Profundidad (pie)	Presión formación (lpc)	Presión Antes	Presión después	Drawdown Mobility MD/CP	Profundidad TVDSS
P1.2	3485.00	1300.95	NR	NR	196.90	2852.35
P1.2	3494.00	1304.71	NR	NR	1108.45	2861.35
R3	3642.00	1332.69	NR	NR	1673.00	3009.35
R3	3654.10	1337.94	NR	NR	834.65	3021.45
U2L	3876.00	1428.07	NR	NR	154.65	3243.35
U2L	3882.00	1430.06	NR	NR	483.95	3249.35
U2L	3888.10	1432.48	NR	NR	432.60	3255.45
U3U	3925.10	1448.28	NR	NR	640.25	3292.45
U3L	3970.10	1467.49	NR	NR	1365.00	3337.45

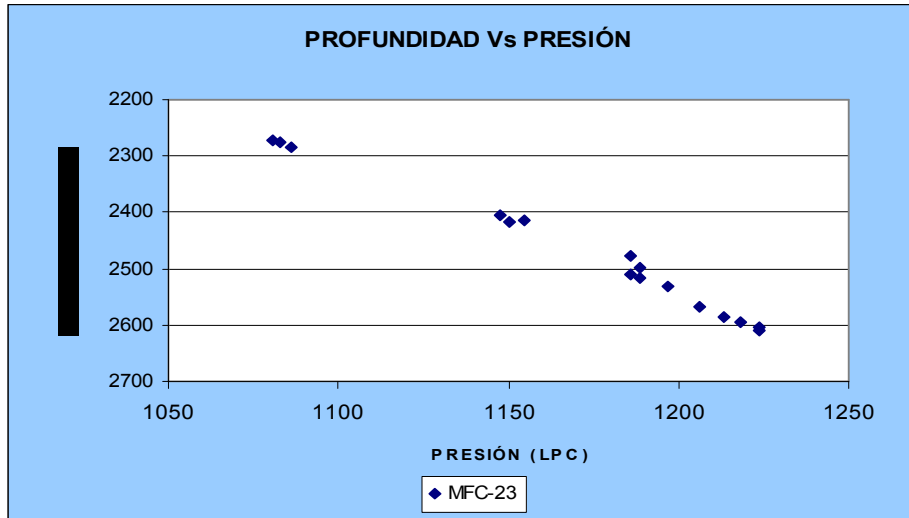
Apéndice A.13 Datos de Presión Validados Pozo MFC-36

Baker Atlas (FMT) 09/06/2008

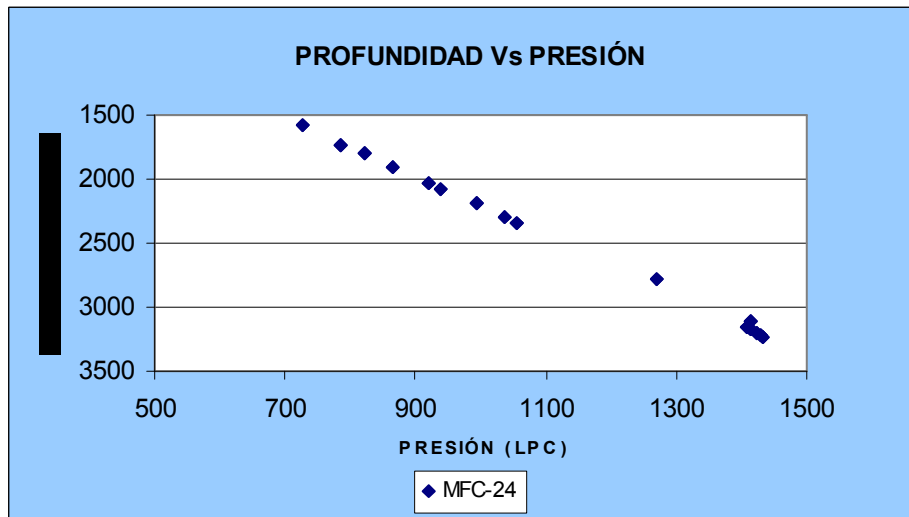
Arena Desarrollo	Profundidad (pie)	Presión formación (lpc)	Presión Antes	Presión después	Drawdown Mobility MD/CP	Profundidad TVDSS
A0	2081.20	797.40	1018.2	1017.10	NR	1438.88
N2	3360.00	1263.20	1632.6	1631.20	NR	2717.68
TL	3696.00	1436.20	1846.4	1846.60	NR	3053.68
TL	3702.00	1438.70	1825.4	1824.60	NR	3059.68
U1L	3750.10	1435.10	1835.3	1835.00	NR	3107.78
U2L	3794.00	1421.60	1842.7	1843.10	NR	3151.68
U2L	3804.00	1426.20	1843	1842.70	NR	3161.68
U3U	3840.00	1434.70	1870.2	1869.70	NR	3197.68
U3U	3850.00	1439.40	1872.5	1872.40	NR	3207.68
U3U	3860.00	1442.20	1874.2	1875.90	NR	3217.68

APENDICE “B”

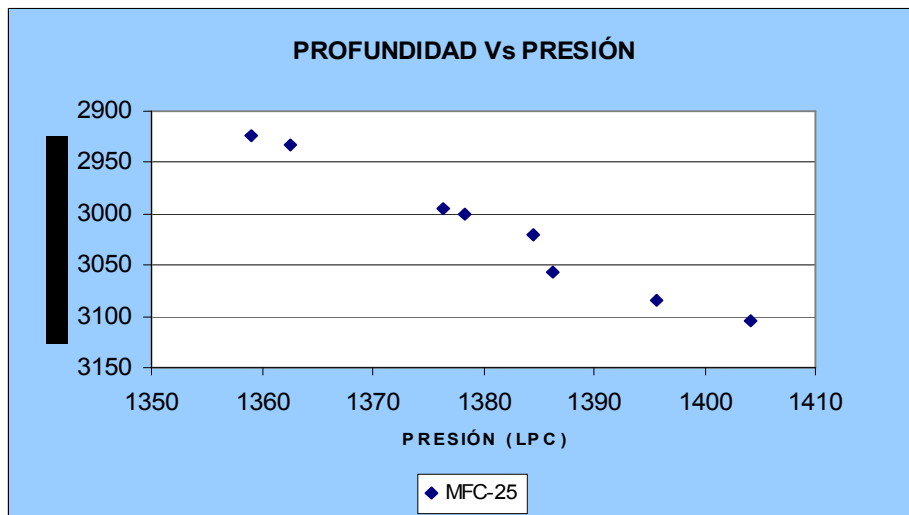
Apéndice B.1 Pruebas RFT Presión Vs. Profundidad Pozo MFC-23



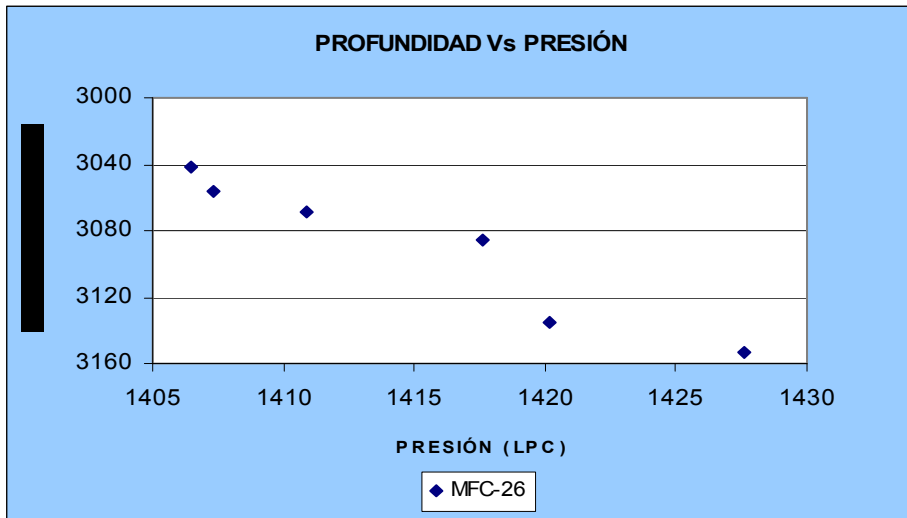
Apéndice B.2 Pruebas RFT Presión Vs. Profundidad Pozo MFC-24



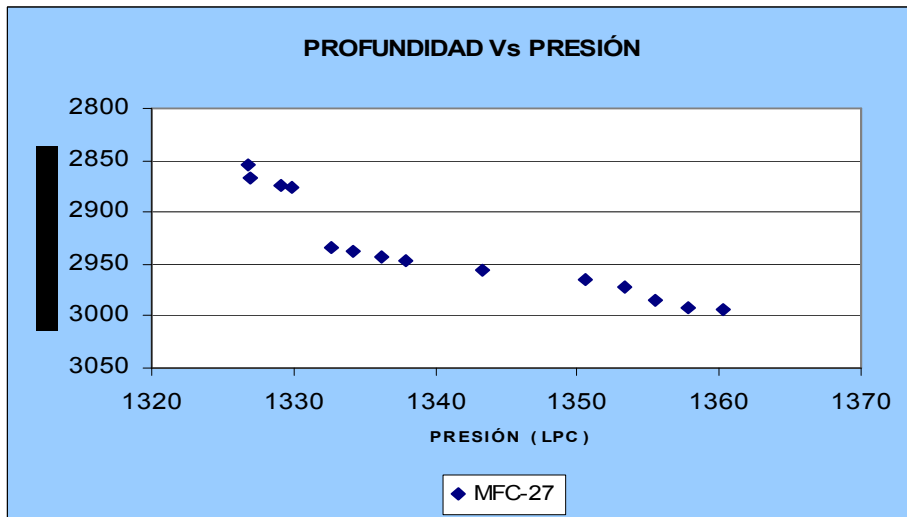
Apéndice B.3 Pruebas RFT Presión Vs. Profundidad Pozo MFC-25



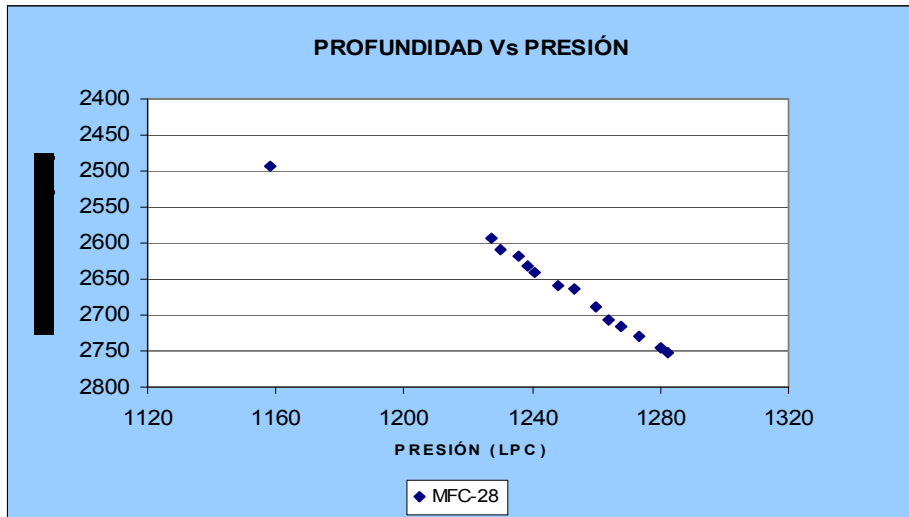
Apéndice B.4 Pruebas RFT Presión Vs. Profundidad Pozo MFC-26



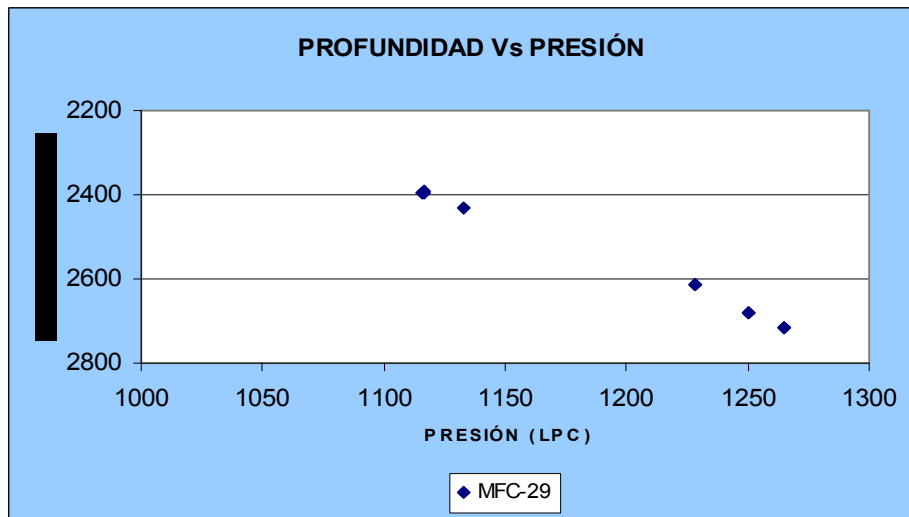
Apéndice B.5 Pruebas RFT Presión Vs. Profundidad Pozo MFC-27



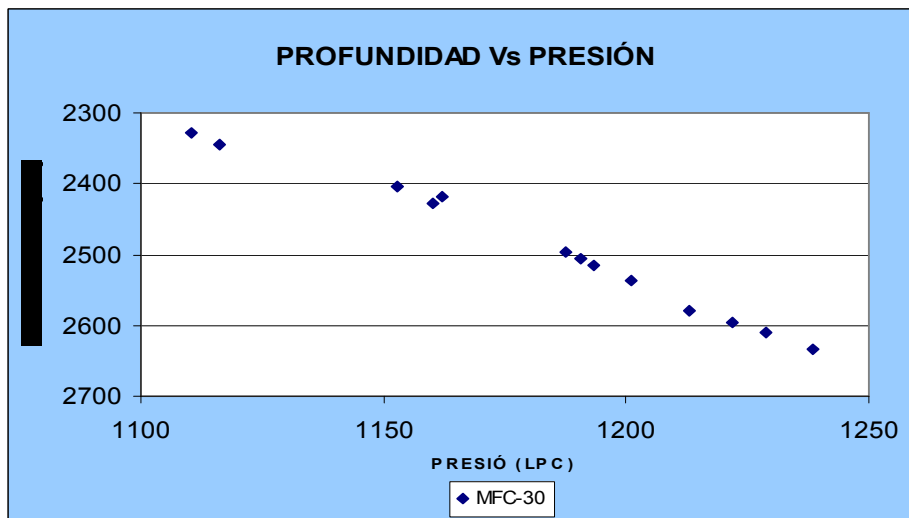
Apéndice B.6 Pruebas RFT Presión Vs. Profundidad Pozo MFC-28



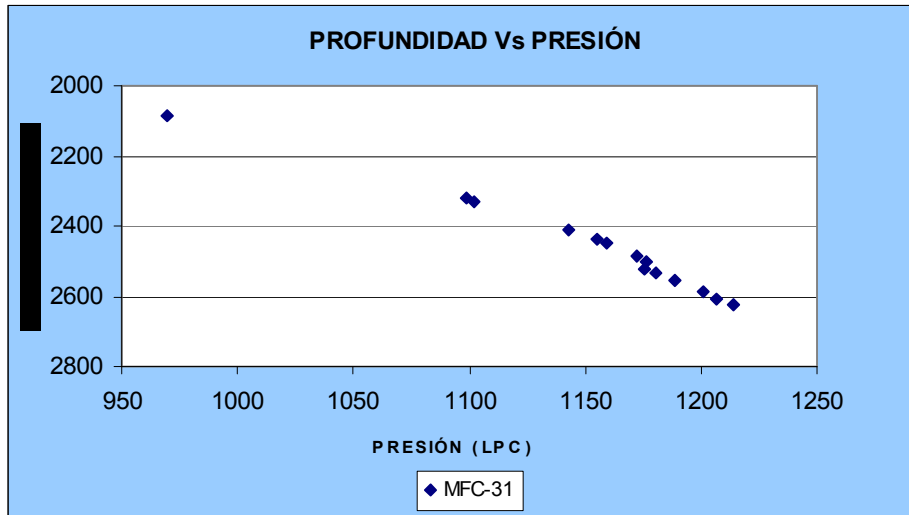
Apéndice B.7 Pruebas RFT Presión Vs. Profundidad Pozo MFC-29



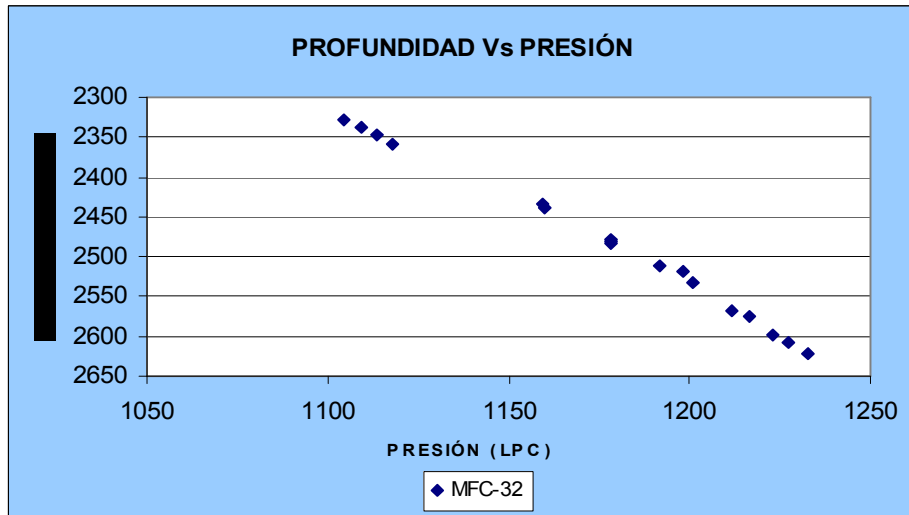
Apéndice B.8 Pruebas RFT Presión Vs. Profundidad Pozo MFC-30



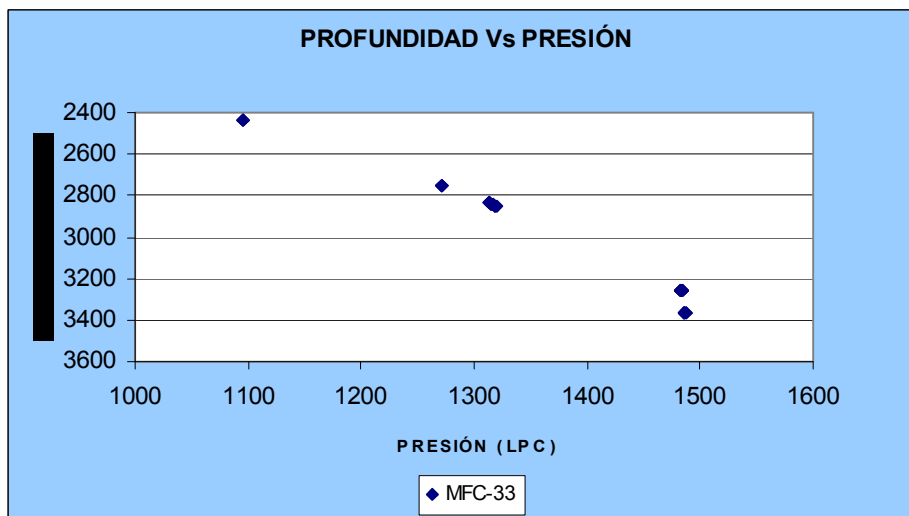
Apéndice B.9 Pruebas RFT Presión Vs. Profundidad Pozo MFC-31



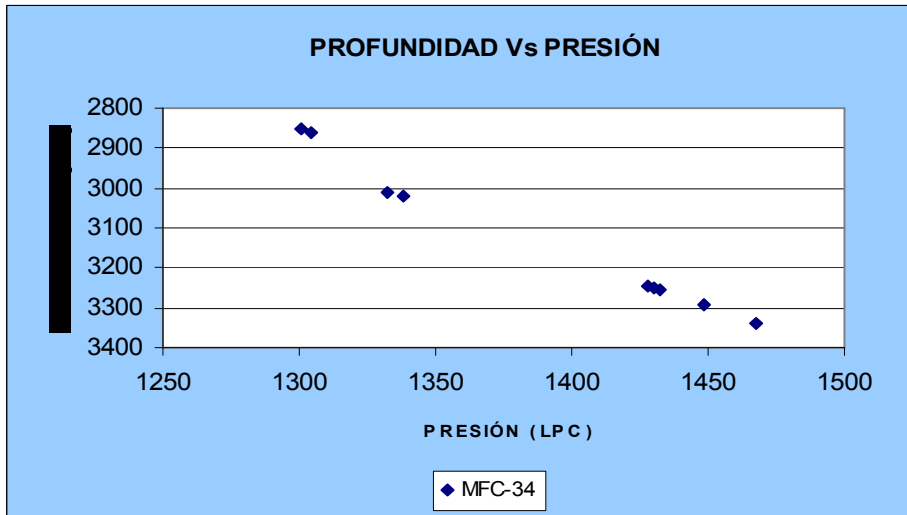
Apéndice B.10 Pruebas RFT Presión Vs. Profundidad Pozo MFC-32



Apéndice B.11 Pruebas RFT Presión Vs. Profundidad Pozo MFC-33



Apéndice B.12 Pruebas RFT Presión Vs. Profundidad Pozo MFC-34



Apéndice B.13 Pruebas RFT Presión Vs. Profundidad Pozo MFC-36

