

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

CONSTRUCCIÓN DE MODELOS GEOESTADÍSTICOS A ESCALA CENTIMÉTRICA DE FACIES HETEROLÍTICAS, EN LAS SECCIONES INFORMALES C1 Y C2 DE LA FORMACIÓN OFICINA, CAMPO SAN DIEGO, ZUATA (EDO. ANZOÁTEGUI)

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de
Venezuela para optar al Título
de Ingeniero Geólogo.
Por el Br. Calderón Vila, Erick Mitchel.

Caracas, Noviembre 2002.

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

CONSTRUCCIÓN DE MODELOS GEOESTADÍSTICOS A ESCALA CENTIMÉTRICA DE FACIES HETEROLÍTICAS, EN LAS SECCIONES INFORMALES C1 Y C2 DE LA FORMACIÓN OFICINA, CAMPO SAN DIEGO, ZUATA (EDO. ANZOÁTEGUI)

TUTOR ACADÉMICO: Prof. Olga Rey.

TUTOR INDUSTRIAL: Ing. Geol. Juan Peralta.

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de
Venezuela para optar al Título
de Ingeniero Geólogo.
Por el Br. Calderón Vila, Erick Mitchel.

Caracas, Noviembre 2002.

*Dedicado a mis padres Felix y Rosa,
porque ellos son la luz de mi existir,
porque a ellos les debo la vida,
mis logros,...todo.*

*A mis hermanos Patricia y Marco
por estar ahí,...siempre ahí.*

*A Lili por ser ella mi amiga,
mi compañera,...mi amor.*

*Y a todos aquellos que alguna vez
se detuvieron a mirar el cielo,...soñando
con un mundo diferente.*

Erick M. Calderón V.

Calderón V., Erick M.

CONSTRUCCIÓN DE MODELOS GEOESTADÍSTICOS A ESCALA CENTIMÉTRICA DE FACIES HETEROLÍTICAS, EN LAS SECCIONES INFORMALES C1 Y C2 DE LA FORMACIÓN OFICINA, CAMPO SAN DIEGO, ZUATA (EDO. ANZOÁTEGUI)

Tutor académico: Prof. Olga Rey. Tutor industrial: Ing. Geol. Juan Peralta.
Tesis. Caracas, U.C.V. Facultad de ingeniería. Escuela de Geología. 2002, 141 p.

Palabras Claves: Formación Oficina, facies heterolíticas, heterogeneidades de menor escala, modelos geoestadísticos.

Resumen. La Formación Oficina es el yacimiento de hidrocarburos más importante de la Cuenca Oriental de Venezuela. Estudios realizados en esta formación han propuesto ambientes de depositación fluvio-deltaicos y marino someros que juntos conforman un extenso complejo deltaico con más de 3.000' de espesor en promedio.

Las unidades informales C1 y C2 de la Formación Oficina se encuentran en la parte basal de la secuencia, se caracterizan por intercalaciones de areniscas y lutitas de poco espesor y por la presencia de intervalos con discontinuidades granulométricas de menor escala. Estos intervalos reciben el nombre de facies heterolíticas.

Basado en el estudio de más de 1000' lineales de núcleos de los pozos LR-01, LR-02, LR-03, LR-04, LR-05 y LR-06 correspondientes a las unidades anteriormente señaladas, se logró identificar un total de 18 facies sedimentarias (G, S1, S2, S3, Sc, Sl, C, Ck, Cn, L, H1, H2, H3, Hb4, H5, H6, H7 y H8) y se describieron tres (3) subambientes sedimentarios (canales distributarios, abanicos de rotura y bahías interdistributarias) relacionados de manera directa con acumulaciones de la llanura deltaica inferior.

Con el objeto de minimizar las incertidumbres de las evaluaciones petrofísicas, provocadas por las heterogeneidades de menor escala que afectan los yacimientos, se construyeron modelos tridimensionales (3D) de facies con el programa “SBED” de “Geomodeling Research Corporation”, que representan geométricamente cada una de las facies heterolíticas identificadas y simulan el comportamiento de los fluidos en la roca a partir de datos petrofísicos de porosidad y permeabilidad procesados estadísticamente.

La simulación del comportamiento de los fluidos en cada modelo de facies heterolítica, arrojó valores de permeabilidad vertical (K_v) y horizontal (K_h) que permiten determinar la relación de permeabilidad K_v/K_h necesaria para el cálculo de reservas y el porcentaje de hidrocarburo recuperable del yacimiento.

ÍNDICE GENERAL

RESUMEN.....i

INDICE GENERAL.....iii

INDICE DE FIGURAS.....vi

INDICE DE TABLAS.....x

LISTADO DE APÉNDICES.....xi

LISTADO DE ANEXOS.....xi

1. INTRODUCCIÓN 1

1.1. OBJETIVOS 3

 1.1.1 Generales 3

 1.1.2 Específicos 3

1.2. UBICACIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO..... 4

1.3. METODOLOGÍA 5

1.4. TRABAJOS PREVIOS..... 7

1.5. AGRADECIMIENTOS 10

2. GEOLOGÍA REGIONAL 11

2.1. EVOLUCIÓN GEOLÓGICA DE LA CUENCA ORIENTAL DE VENEZUELA .. 11

 2.1.1 Estructura y tectónica de la Faja Petrolífera del Orinoco (Área Zuata)..... 15

2.2. ESTRATIGRAFÍA DE LA CUENCA ORIENTAL..... 17

2.3. UNIDADES LITOESTRATIGRÁFICAS 22

 2.3.1 Formación Hato Viejo 22

 2.3.2 Formación Carrizal..... 23

 2.3.3 Formación Canoa..... 23

 2.3.4 Formación Tigre 24

 2.3.5 Formación Oficina 25

 2.3.5.1 Estratigrafía y patrones de sedimentación de la Formación Oficina, Área Zuata. 27

 2.3.6 Formación Freites 28

3. GEOLOGÍA LOCAL	31
3.1. GEOLOGÍA DE LAS UNIDADES C1 Y C2 DE LA FORMACIÓN OFICINA	31
3.1.1 Descripción de Núcleos.....	31
3.2. DESCRIPCIÓN DE FACIES	35
3.3. ASOCIACIONES DE FACIES SEDIMENTARIAS	55
3.3.1 Generalidades	55
3.3.1.1 Canales Distributarios	56
3.3.2 Abanicos de Rotura	58
3.3.2.1 Bahía Interdistributaria.....	61
3.3.3 Modelo Sedimentológico.....	64
4. MODELO GEOESTADÍSTICO DE FACIES HETEROLÍTICAS	68
4.1. GENERALIDADES	68
4.2. CONSTRUCCIÓN DE MODELOS 3D GEOMÉTRICOS Y PETROFÍSICOS DE FACIES HETEROLÍTICAS	69
4.2.1 Estudio de Facies Heterolíticas	69
4.2.1.1 Estratificación Flaser	74
4.2.1.2 Estratificación Lenticular	75
4.2.1.3 Estratificación Ondulada	75
4.2.2 Medición de los Valores de Porosidad y Permeabilidad.	76
4.2.3 Análisis Estadístico de los Datos Petrofísicos.....	80
4.2.4 Modelos 3D de Facies Heterolíticas	99
4.2.5 Volumen Elemental Representativo (R.E.V).....	119
4.2.6 Obtención de Valores Kv/Kh	121
4.3. MODELOS 3D DE LAS ASOCIACIONES DE FACIES	123
5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	130
5.1. CONCLUSIONES	130
5.2. RECOMENDACIONES	133
6. BIBLIOGRAFÍA.....	136
6.1. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	136

6.2. REFERENCIAS ELECTRÓNICAS (Internet) 141

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1-1 Localización del área de estudio. Modificado de http://www.avenezuela.com/mapas/map/html/cuencaspetrolifer.html	4
Figura 2-1 Ubicación relativa de la Cuenca Oriental de Venezuela y división de la cuenca antepaís para el Mioceno temprano. Tomado y modificado de PARNAUD <i>et. al.</i> (1995).....	13
Figura 2-2. Configuración estructural de la Faja Petrolífera del Orinoco (Modificado de AUDEMARD <i>et. al.</i> , 1985).....	16
Figura 2-3 Columna cronoestratigráfica de la cuenca oriental de Venezuela. Modificado del L.E.V 2002.....	30
Figura 3-1. Facies G. Detalle del núcleo LR-06.....	37
Figura 3-2. Facies S1. Detalle del núcleo LR-04.....	38
Figura 3-3. Facies S2. Detalle del núcleo LR-04.....	39
Figura 3-4. Facies S3. Detalle del núcleo LR-04.....	40
Figura 3-5. Facies Sc. Detalle del núcleo LR-03.....	41
Figura 3-6. Facies Sl. Intervalos limolíticos con niveles oxidados y otros bioturbados. Detalle del núcleo LR-04.....	42
Figura 3-7. Facies C. Detalle del núcleo LR-04.....	43
Figura 3-8. Facies Ck. Detalle del núcleo LR-04.....	44
Figura 3-9. Facies Cn. Detalle del núcleo LR-04.....	45
Figura 3-10. Facies L. Detalle del núcleo LR-03.....	46
Figura 3-11. Facies H1. Detalle del núcleo LR-06.....	47
Figura 3-12. Facies H2. Detalle del núcleo LR-04.....	48
Figura 3-13. Facies H3. Detalle del núcleo LR-04.....	49
Figura 3-14. Facies Hb4. Detalle del núcleo LR-04.....	50
Figura 3-15. Facies H5. Detalle del núcleo LR-06.....	51
Figura 3-16. Facies H6. Detalle del núcleo LR-04.....	52
Figura 3-17. Facies H7. Detalle del núcleo LR-06.....	53
Figura 3-18. Facies Hb8. Detalle del núcleo LR-04.....	54

Figura 3-19 Depósitos de canal distributivo entre otros de bahía interdistributaria. (Pozo LR-06). Escala en pies.	57
Figura 3-20 Depósitos de canal distributivo. Pozo LR-02. Escala en pies.....	58
Figura 3-21 Depósito de abanico de rotura con laminación flaser entre otros depósitos de bahía interdistributaria. Pozo LR-02. Escala en pies.	60
Figura 3-22 Depósito arenoso de abanico de rotura entre dos capas de carbón y otras de bahía interdistributaria. Pozo LR-03. Escala en pies.....	60
Figura 3-23 Secuencia de bahía interdistributaria. Pozo LR-03. Escala en pies.	61
Figura 3-24 Depósitos de bahía interdistributaria con intercalación de capas de carbón. Pozo LR-01. Escala en pies.....	62
Figura 3-25 Modelo de un delta y sus componentes principales. Basado en el modelo deltaico de COLEMAN y PRIOR (1981 en SCHOLLE y SPEARING 1981).	65
Figura 4-1 Niveles de heterogeneidades en reservorios, definido por PETTIJOHN <i>et. al.</i> (1973). Modificado de MARTINIUS <i>et. al.</i> , (2001).	70
Figura 4-2 Heterogeneidades de menor escala en una muestra de núcleo. A. Arenisca con estratificación cruzada festoneada. B. Arenisca con cemento carbonático. Modificado de COSENTINO (2001).	71
Figura 4-3 Rizaduras de lutita en la facies H6.....	72
Figura 4-4 La foto muestra a detalle un lente de arenisca impregnada en una capa masiva de lutita. Las medidas de la regleta inferior poseen una escala de centímetros.....	73
Figura 4-5 Discontinuidad granulométrica representada por una lámina de arenisca impregnada. Las medidas de la regleta inferior poseen una escala de centímetros.....	73
Figura 4-6 Estratificación Flaser. Modelo SBED.....	74
Figura 4-7 Estratificación Lenticular. Modelo SBED	75
Figura 4-8 Estratificación ondulada. Modelo SBED	76
Figura 4-9 Ejemplo de las variaciones de las lecturas de permeabilidad horizontal (Kh), medidas en el mismo intervalo. Nótese la alta variabilidad dentro de la misma facies. Modificado de MARTINIUS <i>et. al.</i> (1999)	77

Figura 4-10 Minipermeámetro (PDPK-300 La herramienta posee un inyector de helio (He) de 3 mm de diámetro, el alcance de penetración del gas es de 5 mm y cada prueba es procesada y almacenada por un computador.....	78
Figura 4-11 Modelo de malla empleado para la toma de medidas de permeabilidad con el minipermeámetro.	79
Figura 4-12 Histogramas lineal y logarítmico de las facies S1.....	81
Figura 4-13 Histogramas lineal y logarítmico de las facies S2.....	82
Figura 4-14 Histogramas lineal y logarítmico de las facies S3.....	83
Figura 4-15 Histogramas lineal y logarítmico de las facies H1.....	84
Figura 4-16 Histogramas lineal y logarítmico de las facies H2.....	85
Figura 4-17 Histogramas lineal y logarítmico de las facies H3.....	86
Figura 4-18 Histogramas lineal y logarítmico de las facies Hb4.....	87
Figura 4-19 Histogramas lineal y logarítmico de las facies H5.....	88
Figura 4-20 Histogramas lineal y logarítmico de las facies H6.....	89
Figura 4-21 Histogramas lineal y logarítmico de las facies H7.....	90
Figura 4-22 Gráficos de dispersión, facies S1 y S2.....	91
Figura 4-23 Gráficos de dispersión, facies S3 y H1.....	92
Figura 4-24 Gráficos de dispersión, facies H2 y H3.....	93
Figura 4-25 Gráficos de dispersión, facies Hb4 y H5.....	94
Figura 4-26 Gráficos de dispersión, facies H6 y H7.....	95
Figura 4-27 A) Modelo SBED de facies arenosas S1, S2 y S3. B) Modelos de porosidad y permeabilidad de la facies S1.....	101
Figura 4-28 Modelos SBED de porosidad y permeabilidad para las facies S2 y S3	102
Figura 4-29 Modelo SBED de la facies H1.....	103
Figura 4-30 Modelos SBED de porosidad y permeabilidad, facies H1.....	104
Figura 4-31 Modelo SBED de la facies H2.....	105
Figura 4-32 Modelos SBED de porosidad y permeabilidad, facies H2.....	106
Figura 4-33 Modelo SBED de la facies H3.....	107
Figura 4-34 Modelos SBED de porosidad y permeabilidad, facies H3.....	108
Figura 4-35 Modelo SBED de la facies Hb4.....	109
Figura 4-36 Modelos SBED de porosidad y permeabilidad, facies Hb4.....	110

Figura 4-37 Modelo SBED de la facies H5.	111
Figura 4-38 Modelos SBED de porosidad y permeabilidad, facies H5.	112
Figura 4-39 Modelo SBED de la facies H6.	113
Figura 4-40 Modelos SBED de porosidad y permeabilidad, facies H6.	114
Figura 4-41 Modelo SBED de las facies H7 y H8.....	115
Figura 4-42 Modelos SBED de porosidad y permeabilidad, facies H7 y H8.....	116
Figura 4-43 Comparación de la litofacies H2. Izquierda: foto del núcleo, derecha: sección del modelo SBED.....	117
Figura 4-44 Comparación de la litofacies H6. Izquierda: foto del núcleo, derecha: sección del modelo SBED.....	118
Figura 4-45 Volumen Elemental Representativo (REV).	120
Figura 4-46 Gráfico de correlación Kv/Kh Vs. contenido de lutita para las cada una de las facies modeladas. La curva de mejor ajuste corresponde a una exponencial y a partir de ella se pueden establecer nuevas predicciones de Kv/Kh para otras facies heterolíticas.	122
Figura 4-47 Unidad C1 del Pozo LR-06. Escalas en pies.	124
Figura 4-48 Unidad C2 del Pozo LR-03. Escalas en pies.	125
Figura 4-49 Sección de la unidad C1, pozo LR-06. Escalas en pies.	126
Figura 4-50 Sección de la unidad C1, pozo LR-06. Escalas en pies.	127
Figura 4-51 Sección de la unidad C2, pozo LR-03. Escalas en pies.	127
Figura 4-52 Sección de la unidad C2, pozo LR-03. Escalas en pies.	128

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1-1 Información de los núcleos estudiados.	6
Tabla 2-1 Unidades litoestratigráficas de la Formación Oficina en el área de Zuata y subdivisión del Miembro Morichal.	28
Tabla 3-1 Escala estándar de tamaños de grano para sedimentos clásticos, Wentworth (1922). Tomado de BLATT (1991).	36
Tabla 4-1 La tabla muestra los valores obtenidos para cada variable estadística necesaria para la construcción de los modelos de facies. Se observan los cálculos para datos lineales y logarítmicos de permeabilidad (K).	97
Tabla 4-2 Tabla de cálculos estadísticos de los datos de porosidad. Nótese que algunas facies poseen valores iguales debido a la escasez de muestras.	98
Tabla 4-3 Tabla de valores R.E.V para cada facies modelada.	120

LISTADO DE APÉNDICES

Apéndice A: Ambientes sedimentarios deltaicos.

Apéndice B: Tablas de las mediciones de permeabilidad horizontal (Kh) realizadas con el minipermeámetro PDPK-300.

Apéndice C: Valores de porosidad y permeabilidad arrojados por la simulación (SBED) y tablas “REV” (Volumen Elemental Representativo) para las facies arenosas y heterolíticas.

LISTADO DE ANEXOS

Anexo 1: Hojas estratigráficas de los núcleos LR-01, LR-02 y LR-03.

Anexo 2: Hojas estratigráficas de los núcleos LR-04, LR-05 y LR-06.

1. INTRODUCCIÓN

Los cuerpos sedimentarios clásticos presentan variaciones granulométricas características del ambiente en el cual se han depositado. Estas variaciones son heterogeneidades sedimentológicas de la roca que conllevan a una anisotropía de las propiedades petrofísicas de ellas.

Estas heterogeneidades, presentes a distintas escalas, son el producto de la influencia de factores ambientales que controlan la geometría, dimensión, disposición y estructura interna de cada cuerpo sedimentario. Por esta razón las estructuras sedimentarias, tales como estratificación cruzada, ondulada y flaser entre otras, producen discontinuidades granulométricas y geométricas en los planos de sedimentación. El carácter heterolítico de los cuerpos sedimentarios genera a su vez variaciones en los valores de porosidad (ϕ) y permeabilidad (K) tanto verticales como horizontales, que introducen incertidumbres en los modelos de simulación de yacimientos petrolíferos.

Con el objeto de minimizar este tipo de incertidumbres en los modelos de simulación, se han elaborado modelos de litofacies que puedan representar a una escala real las heterogeneidades granulométricas presentes en los yacimientos, con ello, será posible conocer las características petrofísicas de cada intervalo de interés y obtener por medio de la simulación numérica de yacimientos, un cálculo más acertado de las reservas petrolíferas existentes.

En este estudio se realizó el análisis detallado de las diferentes litofacies presentes en los intervalos C1 y C2 de la Formación Oficina, en el Campo San Diego (Zuata, estado Anzoátegui), a partir del estudio macroscópico de alrededor de 1000' de núcleos e interpretación geológica paleo-ambiental.

Como parte de este trabajo, se elaboró el modelo geológico sedimentario de las unidades señaladas anteriormente, dando así un aporte para la geología local del

área. Adicionalmente, con el análisis detallado de las facies heterolíticas, se construyeron modelos estadísticos 3D para cada uno de ellas, estos modelos pueden representar a una escala real las características geométricas, sedimentológicas y petrofísicas de cada intervalo y en especial la relación de permeabilidad vertical y permeabilidad horizontal (K_v/K_h).

La construcción de los modelos geoestadísticos se realizó utilizando el programa SBED desarrollado por “Geomodeling Research Corporation” y “StatOil Research and Development”. Estos modelos están compuestos por celdas que presentan las mismas características sedimentarias que los núcleos observados y las propiedades petrofísicas determinadas para cada intervalo, a partir de técnicas de medición de mayor resolución que los registros eléctricos. De esta manera fue posible mostrar a la misma escala, la variación vertical y lateral de los valores de porosidad y permeabilidad, así como las heterogeneidades presentes en la roca. El desarrollo del proyecto se llevó a cabo en las oficinas de SINCOR (Caracas), exceptuando las visitas a otras ciudades donde se hizo el análisis de núcleos.

Con este estudio, se aporta una nueva metodología en la elaboración de modelos geológicos de menor escala que permitirá obtener resultados cada vez más cercanos a la realidad y de menor incertidumbre desde el punto de vista petrofísico. Este trabajo, surge como proyecto por la creciente necesidad de generar modelos geológicos cuyas características, estén directamente relacionadas con sus procesos de formación. Por otro lado, con él se cumple con la asignatura Trabajo Especial de Grado de la Escuela de Geología, Minas y Geofísica de la Facultad de Ingeniería de la Universidad Central de Venezuela para optar por el título de Ingeniero Geólogo.

1.1. OBJETIVOS

1.1.1 Generales

- 1-. Establecer un modelo geológico sedimentario para las unidades C1 y C2 de la Formación Oficina.
- 2-. Construcción de modelos geoestadísticos 3D a escala centimétrica, que representen las heterogeneidades granulométricas verticales y laterales observadas en las facies heterolíticas de las unidades C1 y C2 de la Formación Oficina, e integre los valores de permeabilidad y porosidad dentro del yacimiento.

1.1.2 Específicos

- 1-. Establecer litofacies y esquemas de clasificación y asociación de facies para las unidades C1 y C2, basados en la información de núcleos y registros eléctricos.
- 2-. Definir criterios para la caracterización de heterogeneidades de menor escala, que puedan ser medidas en núcleos.
- 3-. Establecer modelos 3D para las unidades C1 y C2 de la Formación Oficina y sus litofacies correspondientes, en el programa SBED.
- 4-. Establecer valores de K_v/K_h para las litofacies heterolíticas y arenosas presentes en las unidades C1 y C2 de la Formación Oficina.
- 5-. Generar una curva de correlación de los valores K_v/K_h con respecto al contenido de lutita de cada facies, que permita conocer la permeabilidad de intervalos heterolíticos de características similares.

1.2. UBICACIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO

El área de trabajo está limitada por los pozos LR-01, LR-02, LR-03, LR-04, LR-05 y LR-06, ubicados dentro y en la periferia del sector asignado a SINCOR en la Faja Petrolífera del Orinoco, específicamente en el área de Zuata (estado Anzoátegui). Fig. 1-1.

El intervalo a estudiar pertenece a la sección basal de la Formación Oficina y corresponde a las unidades informales C1 y C2, cuyos espesores aproximados son de 100' y 120' respectivamente.



Figura 1-1 Localización del área de estudio. Modificado de <http://www.a-venezuela.com/mapas/map/html/cuencaspetrolifer.html>

1.3. METODOLOGÍA

La metodología empleada en este trabajo puede ser dividida en tres etapas; una primera de recopilación bibliográfica, una segunda de elaboración del modelo sedimentológico para las unidades C1 y C2 de la Formación Oficina y otra tercera para el diseño y simulación de los modelos 3D de facies con el uso del programa SBED (Geomodeling Research Corporation.)

Etapa I: Revisión Bibliográfica

En esta primera etapa del trabajo, se recopiló información bibliográfica de trabajos previos referentes a la Cuenca Oriental de Venezuela, específicamente en la Formación Oficina. Así mismo se revisó una serie de informes y publicaciones referentes a modelos de ambientes deltaicos, simulación estocástica de yacimientos petrolíferos y caracterización de sistemas heterolíticos de facies.

Etapa II: Elaboración del Modelo Geológico

Para la construcción del Modelo Geológico Paleoambiental, se analizaron 6 secciones de núcleos, correspondientes a las unidades C1 y C2 de los pozos LR-01, LR-02, LR-03, LR-04, LR-05 y LR-06. La descripción de los núcleos se hizo siguiendo el esquema de LAPORTE (1979) para la definición de facies sedimentarias, el cual se muestra a continuación:

- Composición sedimentaria
- Tamaño de grano
- Fábrica o arreglo de los granos
- Color
- Estratificación
- Estructuras primarias

Siguiendo un análisis detallado a escala centimétrica y milimétrica de los intervalos estudiados, se logró visualizar las heterogeneidades granulométricas de la roca

producidas por las variaciones energéticas del medio de depositación. Con ello fue posible definir las diferentes facies sedimentarias y sus asociaciones, siguiendo un criterio de relaciones genéticas entre las acumulaciones sedimentarias apiladas verticalmente. Posteriormente, y con la ayuda de las columnas estratigráficas construidas a partir de la descripción de los núcleos, se elaboró el modelo geológico.

En la siguiente tabla se resume la identificación, longitud y lugar de acceso para cada núcleo.

POZO	LONGITUD (pies)	LUGAR DE ACCESO
LR-01	302'	PDVSA La Concepción Maracaibo
LR-02	224'	“
LR-03	277'	“
LR-04	361'	“
LR-05	141'	PDVSA (Intevep) Caracas Core Lab
LR-06	89'	Barcelona

Tabla 1-1 Información de los núcleos estudiados.

Etapas III: Diseño y Aplicación de los Modelos 3D de Facies

El diseño de los modelos geométricos 3D de facies fue realizado con el uso del programa SBED de la empresa “Geomodeling Research Corporation”, para ello fue necesario un entrenamiento previo en el manejo del programa, dicho adiestramiento tuvo lugar en las instalaciones de “StatOil Research Center”, Trondheim, Noruega. La

construcción de los modelos 3D de facies se realizó en 7 facies que por sus características granulométricas, fueron definidas como heterolíticas y en otras 3 arenosas cuya importancia como rocas reservorio justificó su modelaje.

Para la construcción de estos modelos se requirieron mediciones de permeabilidad horizontal (Kh) puntuales sobre los núcleos. Las pruebas fueron realizadas con la herramienta "Profile Permeametry PDPK-300" en los laboratorios de "Core Lab", Maracaibo, Edo. Zulia.

Una vez obtenidos estos resultados, se procedió a procesarlos estadísticamente de acuerdo al requerimiento del programa SBED para la simulación de las propiedades petrofísicas en los modelos pre-diseñados. Cada uno de los procesos desarrollados en esta etapa, se expone en los capítulos correspondientes.

Finalmente, se elaboró el reporte final de este trabajo en las oficinas de SINCOR en Caracas.

1.4. TRABAJOS PREVIOS

La evolución de la Cuenca Oriental de Venezuela ha sido estudiada por varios autores, aportando cada vez más información referente a las características estructurales, sedimentológicas y paleo-ambientales del área.

GONZÁLEZ DE JUANA *et. al.* (1980) señalan que la historia de la Cuenca Oriental de Venezuela se inicia con la sedimentación de las formaciones Hato Viejo y Carrizal.

PARNAUD *et. al.* (1985) divide la evolución de la cuenca en cuatro grandes eventos; una fase pre-apertura continental en el Paleozoico, una fase de apertura continental y golfo proto-oceánico durante el Jurásico y el Cretácico Temprano, otra de margen pasivo a finales del Cretácico y el Paleógeno y una fase final durante la colisión oblicua entre la placa del Caribe y placa Suramericana en el Neógeno y Cuaternario,

donde cambia la configuración de la cuenca y ésta pasa a ser una cuenca tipo antepaís.

AUDEMARD *et. al.* (1985) proponen tres ciclos de transgresión-regresión claramente diferenciados; el primero ocurre durante en Oligoceno y está constituido por las formaciones La Pascua, Roblecito y Chaguaramas. El segundo tiene lugar en el Mioceno Medio y corresponde casi a la totalidad de la Formación Oficina. El tercer y último ciclo se desarrolla a finales del Mioceno Medio y en el se depositó la parte superior de la Formación Oficina y la Formación Las Freites.

DI CROCE *et. al.* (1999) concluyen que la Cuenca Oriental de Venezuela es una cuenca antepaís superpuesta sobre un margen pasivo mesozoico y que su estratigrafía está constituida por un ciclo transgresivo-regresivo de primer orden que tuvo lugar durante el Cenozoico.

Las arenas de la Formación Oficina (Mioceno Temprano-Medio), depositadas en ambientes fluvio deltaicos, son los yacimientos más grandes de hidrocarburo en el área. Trabajos previos han caracterizado las secuencias sedimentarias de esta unidad, reportando la presencia de intercalaciones de distintos cuerpos sedimentarios de espesores variables.

KEIJ y NIJSSEN (1983) hicieron estudios en otros pozos del área, ellos interpretan ambientes de llanura costera inferior, posiblemente lagunal para la parte superior de la unidad C de la Formación Oficina, así mismo reportan ambientes de llanura fluvial o llanura costera superior para la parte inferior de la misma unidad.

GONZÁLEZ (2000) interpreta el ambiente de depositación de la unidad C de la Formación Oficina como de marismas de aguas salobres, basado en estudios palinológicos. De la misma manera menciona que toda el área se ha desarrollado en ambientes asociados con zonas de canales distributarios y de influencia fluvial.

MARTINIUS *et. al.* (2002) indican que el miembro inferior de la Formación Oficina en el área de Zuata, fue depositado en un gran complejo costero de la cuenca antepaís, bajo el dominio de ambientes fluviales, mientras que el miembro superior estuvo dominado por ambientes fluvio deltaicos.

VELÁSQUEZ (2002) reafirma la subdivisión de la Formación Oficina en el área de Zuata en un miembro inferior dominado por la influencia fluvial y otro superior de influencia fluvio deltaica.

1.5. AGRADECIMIENTOS

Expreso mis agradecimientos a las siguientes instituciones y personas:

A la Ilustre Universidad Central de Venezuela por haber sido parte fundamental de mi formación profesional y humana.

A la Facultad de Ingeniería, Escuela de Geología, Minas y Geofísica por poner en mi camino la Geología como ciencia, parte importante de mi vida, por permitir mi tránsito por ella, brindándome la oportunidad de adquirir conocimientos y vivencias que sólo son posibles en esa pequeña gran escuela.

A SINCOR por permitir la elaboración de mi trabajo especial de grado, aportar todas las herramientas necesarias y la logística para el desarrollo de este proyecto.

A mi tutor industrial y amigo Juan Peralta (“Senior Sedimentologist, Sincor”) por darme esta gran oportunidad, por brindarme su invaluable colaboración y experiencia desde mis inicios dentro de la industria petrolera y en el desarrollo de esta tesis, por haber confiado en mi y por ser quien es.

A la profesora Olga Rey, (Tutor Académico UCV) por la colaboración prestada y su gran aporte en el desarrollo de este trabajo.

A Allard Martinus (“PhD Senior Sedimentologist, StatOil Research Center”) por impulsar el desarrollo de este proyecto y por su colaboración siempre acertada en cada etapa del trabajo.

A Miguel Expósito (“Senior Petrophysics, Sincor”) por el gran aporte científico y la ayuda incondicional en el progreso del proyecto.

A Kjetil Nordahl (“NTNU PhD student, StatOil Research Center”) por su paciente colaboración durante mi aprendizaje del programa SBED.

A Jhonny Casas (“Senior Sedimentologist, Sincor”) por su apoyo y aporte de herramientas de trabajo de gran utilidad para la elaboración de este proyecto.

A Jorge Castellano (“Data Manager, Sincor”) por su constante colaboración y preocupación por el buen desarrollo de mi tesis.

A cada una de las personas del departamento de Petróleo de SINCOR por la colaboración prestada durante la elaboración de este trabajo.

A “Geomodeling Research Corporation”, por permitir el uso del programa SBED, en especial a Renjun Wen y Wang Hao por la colaboración prestada.

A mis compañeros Gerardo Farías y Diana Velázquez, por brindarme su amistad y paciente colaboración.

Y en general y muy especialmente a los señores: A. León, E. Fariñas, J. C. Suarez, R. Alezones, I. Vila, A. León, N. Flores, O. Guzmán, E. Parra, J. Padilla, E. Varela, J. G. Rodriguez, J. C. Villar, A. Ruíz, M. Hernández, Profesor S. Calcaño, V. Guzmán, S. Rodriguez, L. Barboza, J. Baena, A. Calvo, L. Moscardelli, N. Rodriguez, G. Nieto, N. Martinez, L. Camposano, Profesor O. Rojas, L. Vera, H. Aldana, I. Barito, A. Ledo, M. Araujo, I. Arias, A. Ichaso, R. Lopez, D. Vila, A. Martinez, S. Gárate, R. Llantoy, D. A. Maradona y al gran R-30, por su incalculable e incesante aporte antes y durante la elaboración de este trabajo.

2. GEOLOGÍA REGIONAL

2.1. EVOLUCIÓN GEOLÓGICA DE LA CUENCA ORIENTAL DE VENEZUELA

La Cuenca Oriental de Venezuela se encuentra situada al noreste de la placa de Suramérica, entre el límite norte de dicha placa y el Cratón de Guayana. Sus límites son, por el sur el río Orinoco, la Serranía del Interior al norte, el macizo de El Baúl al oeste y la isla de Trinidad y Tobago al este (Fig. 2-1).

La Cuenca Oriental de Venezuela ha sufrido cambios morfológicos desde que se inició su evolución estructural, la cual comenzó en el Paleozoico. GONZÁLEZ DE JUANA *et. al.* (1980) señalan que la historia de la Cuenca Oriental se remonta al Devono-Carbonífero, edad de las formaciones Hato Viejo y Carrizal. Posteriormente DI GIACOMO (1985) y SINANOGLU (1986) en L.E.V (2002) estudiaron los acritarcos de la Formación Carrizal y basándose en nuevos conocimientos acerca de estos fósiles, le asignaron una edad Cámbrico Temprano, en consecuencia la edad de la Formación Hato Viejo infrayacente, también es modificada al Cámbrico Temprano.

PARNAUD *et. al.* (1995) dividen el proceso de formación de la cuenca en cuatro fases, las dos primeras en el Paleozoico y Cretácico respectivamente, y las dos siguientes durante el Terciario.

La primera fase corresponde al desarrollo de una megasecuencia anterior a la apertura proto-oceánica o “pre-rift”, asociada a la sedimentación de las formaciones Hato Viejo y Carrizal en la sub-cuenca de Guárico, dichas formaciones representan depósitos de ambientes marino costeros a neríticos.

PARNAUD *et. al.* (op. cit.) propusieron para esta primera fase, una edad Paleozoico medio. Con los estudios posteriores de DI GIACOMO (op. cit.) y SINANOGLU (op. cit.) es posible redefinir la edad de la primera fase de evolución de la Cuenca Oriental de Venezuela descrita por PARNAUD *et. al.* (1995) y asignarle una edad Cámbrico Temprano, correspondiente a las formaciones Hato Viejo y Carrizal.

La segunda fase definida por los mismos autores, hace referencia a los depósitos continentales característicos de una apertura continental, durante este período se deposita la Formación Ipire de edad Jurásico (L.E.V. 2002).

La tercera fase denominada de margen pasivo se desarrolla en el Cretácico-Paleógeno, durante esta etapa, se dan lugar tres eventos transgresivos principales de norte a sur, en el Turoniense, Paleoceno-Eoceno Temprano y Oligoceno respectivamente (PARNAUD *et. al.*, 1985). En la primera fase transgresiva se depositan las arenas basales de la Formación Barranquín (VAN DER OSTEN 1957 en PARNAUD *et. al.*, op. cit.), más al norte el avance transgresivo se inicia con la sedimentación de las lutitas carbonáticas de la Formación García, seguida por las formaciones El Cantil, Querecual y San Antonio, al sur, la Formación Tigre marca el máximo transgresivo de esta época. Es en este período de tiempo cuando se sedimentan las rocas madre de la Cuenca de Oriente, compuestas por sedimentos finos de ambientes batiales ricos en materia orgánica (ALBERDI y LAFARGUE 1993 en PARNAUD *et. al.*, op. cit.). Estas rocas fuente, corresponden a las formaciones Querecual y San Antonio de edad Cretácico, las cuales son coevales con la depositación de la plataforma carbonática del sur representada por la Formación Tigre (PARNAUD *et. al.*, op. cit.).

La segunda transgresión de la fase de margen pasivo, ocurre durante el Paleoceno-Eoceno, es en este período cuando se deposita la Formación San Juan. La transgresión final tiene lugar en el Oligoceno y se inicia con la depositación de la Formación Merecure la cual cambia hacia el norte a ambientes de plataforma afuera representadas por las formaciones Areo y Carapita (PARNAUD *et. al.*, op. cit.).

La fase final o período de colisión oblicua se inicia en el Oligoceno Tardío con el choque entre las placas del Caribe y Suramérica y finaliza en el Mioceno Temprano (PARNAUD *et. al.*, 1995). Estos autores señalan que durante esta época, la cuenca antepaís es dividida en tres áreas; una primera al sur, comprendida entre Cerro Negro y Oritupano, la cual representa la zona de plataforma; una zona central, desde Acema-Casma hasta Pirital, correspondiente al “foredeep” y un área al norte de la

falla de Pirital correspondiente a la zona de sobrecorrimientos (Fig. 2-1). En la parte más profunda de la cuenca, se deposita inicialmente la Formación Carapita, la cual es el sello de las formaciones Freites y Oficina del Oligoceno-Mioceno depositadas en ambientes continentales a marinos, finalmente en el Plioceno-Pleistoceno se depositan las formaciones La Pica y Las Piedras en ambientes marino someros a continentales (PARNAUD *et. al.*, op. cit.). Otros autores como GONZÁLEZ DE JUANA *et. al.* (1980) atribuyen dichas divisiones de la cuenca oriental a un evento tectónico cuyo inicio se da a finales del Eoceno y provoca el levantamiento de las masas al norte y su posterior desplazamiento al sur.

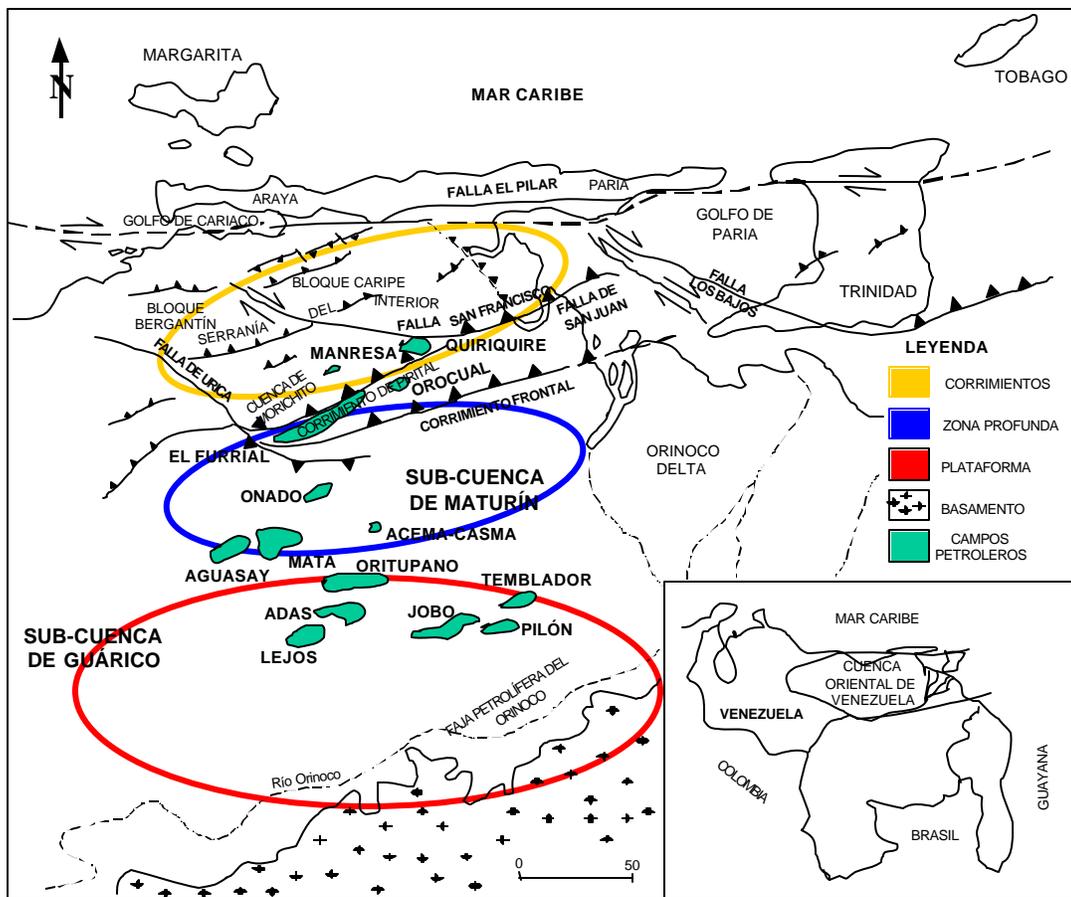


Figura 2-1 Ubicación relativa de la Cuenca Oriental de Venezuela y división de la cuenca antepaís para el Mioceno temprano. Tomado y modificado de PARNAUD *et. al.* (1995).

La pulsación orogénica de finales del Eoceno, da inicio a una serie de cambios en la estructura y geometría de la cuenca, es en este momento cuando la cuenca oriental

comienza su verdadero desarrollo como cuenca petrolífera. GONZÁLEZ DE JUANA *et. al.* (1980) hacen referencia a dos fenómenos fundamentales en la evolución terciaria de la cuenca: el hundimiento de la parte occidental en el área de Guárico, que ocasionó la invasión marina y la subsecuente sedimentación de las formaciones La Pascua y Roblecito durante el Eoceno Tardío y parte del Oligoceno, y el levantamiento de la Serranía del Interior, marcado por el hiato paleontológico constatado entre la Formación Caratas, Miembro Tinajitas, y la Formación Los Jabillos.

Como producto de la fuerte deformación tectónica que sufre la Cuenca Oriental de Venezuela a finales del Eoceno-Oligoceno, su estructura presenta diferentes características morfológico-estructurales tanto al NE como al occidente. GONZÁLEZ DE JUANA *et. al.* (1980) han hecho una síntesis de la evolución estructural de la parte NE de la cuenca, “el impulso orogénico del Eoceno Tardío inició el levantamiento de la Serranía del Interior Oriental y una nueva cuenca superimpuesta a la anterior, cuyas primeras evidencias se encuentran en el Oligoceno Medio: flanco norte de la cuenca de la sub-provincia oriental. Durante el Mioceno una serie de levantamientos espasmódicos están marcados por gruesos intervalos conglomeráticos. Renovados empujes con una fuerte componente norte-sur ocasionaron grandes líneas de sobrecorrimento hacia el sur, como son los corrimientos de Piritál y Anaco”

En la sub-provincia occidental un sistema de corrimientos imbricados colocó una serie de cuñas, con bloques de formaciones cretácicas y otros formados por sedimentos paleocenos y del Eoceno Medio, sobre los depósitos oligo-miocenos del flanco norte de la cuenca. Estos movimientos tuvieron lugar durante los períodos de compresión mencionados por BECK (1977 en GONZÁLEZ DE JUANA *et. al.*, op. cit.) durante el Eoceno Temprano y el Mioceno Tardío.

La deformación tectónica que afectó al flanco norte de la cuenca, actuó de manera menos intensa en el flanco sur. GONZÁLEZ DE JUANA *et. al.* (1980) señalan que el flanco sur, apoyado sobre el borde cratónico, no sufrió deformaciones tectónicas de

mayor importancia, y mencionan que la estructura del área de Temblador, la Faja Petrolífera del Orinoco y el Área Mayor de Oficina se caracterizan por la presencia de homoclinales suaves inclinados hacia el norte-noreste, cortados por alineamientos de fallas normales con rumbo entre este-oeste franco y este-noreste, algunas de las cuales buzan y presentan desplazamientos hacia el norte y otras hacia el sur.

Más bien por razones prácticas que sedimentológicas la Cuenca de Venezuela Oriental ha sido subdividida en dos cuencas, denominadas respectivamente Subcuenca de Guárico al oeste y Subcuenca de Maturín al este. DALLMUS (1963 en GONZÁLEZ DE JUANA *et. al.*, 1980) utiliza como elemento de separación entre ambas el llamado Arco de Urica, puramente estructural, asociado al corrimiento de Anaco-San Joaquín-Santa Ana, hoy considerado más joven que lo indicado por este autor

2.1.1 Estructura y tectónica de la Faja Petrolífera del Orinoco (Área Zuata)

AUDEMARD *et. al.* (1985) mencionan que el marco regional de la Faja Petrolífera del Orinoco está caracterizado por un acuñaamiento en dirección sur de los sedimentos terciarios, suprayacentes al basamento ígneo-metamórfico del Cratón de Guayana, el cual se encuentra al sur del Río Orinoco.

El marco estructural de la Faja Petrolífera del Orinoco está caracterizado por importantes sistemas de fallas de rumbo orientadas en dirección este-noreste, este fallamiento afecta principalmente las rocas del Paleozoico sin perturbar los sedimentos del Terciario, aunque otras fallas como las de Hato Viejo y Sabán (Fig.2-2), evidencian desplazamiento durante el Paleozoico y afectan a los sedimentos del Terciario (AUDEMARD *et. al.*, *op. cit.*).

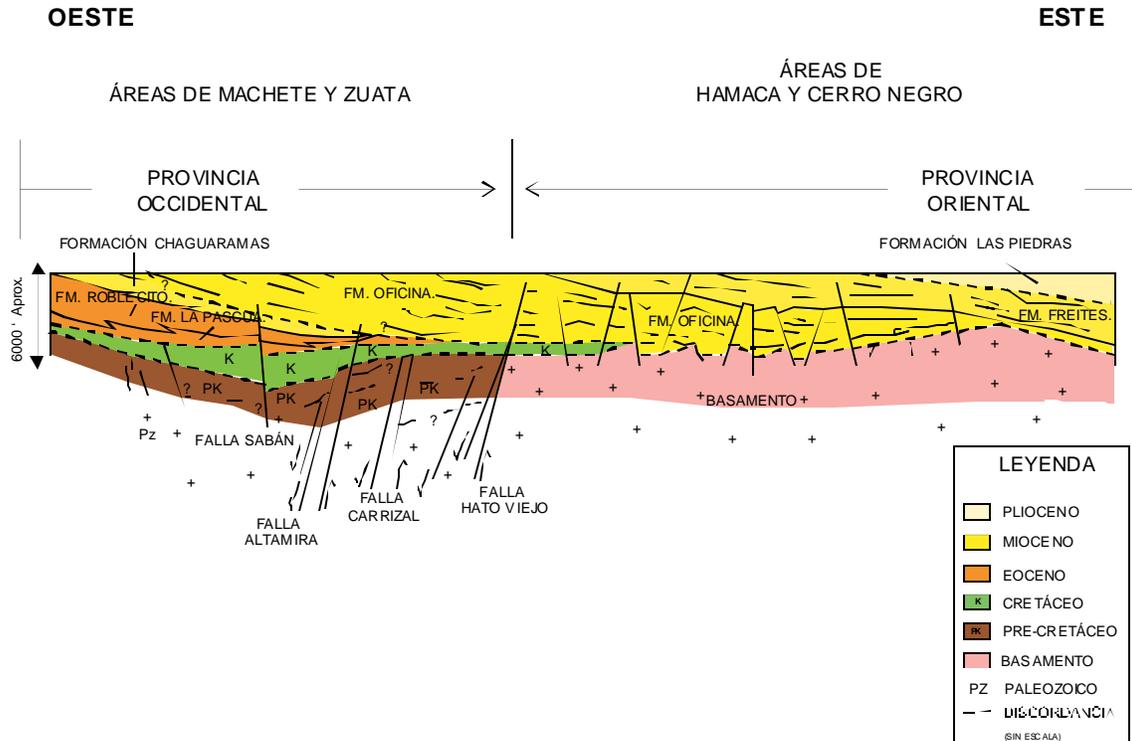


Figura 2-2. Configuración estructural de la Faja Petrolífera del Orinoco (Modificado de AUDEMARD *et. al.*, 1985)

MARTINIUS (2002) menciona que dos provincias han sido definidas en la Cuenca Oriental de Venezuela y se encuentran limitadas por la falla de Hato Viejo. El área de Zuata en donde se encuentra el campo de Sincor, está localizado en la Provincia Oriental (Fig.2-2), en esta zona la orientación de las fallas es este, oeste a NE-SW y las rocas del subsuelo forman una estructura monoclinial de ángulo entre 0.5 y 2 grados hacia el noreste ó 2 a 4 grados hacia el norte.

AUDEMARD *et. al.* (1985) explican que estructuralmente esta área se caracteriza por una porción sur elevada y otra norte deprimida, por otra parte mencionan que la tectónica del área es típicamente flexural y que el movimiento relativo de las fallas es normal.

2.2. ESTRATIGRAFÍA DE LA CUENCA ORIENTAL

La sedimentación de la Cuenca de Venezuela Oriental tiene sus inicios en el Eoceno Medio cuando según GONZÁLEZ DE JUANA *et. al.* (1980), comienza el levantamiento generalizado de los contrafuertes meridionales de los estados Cojedes y Guárico por la elevación del surco turbidítico pre-existente o surco de Guárico y su incorporación como área positiva a las masas metamórficas de las cordilleras centrales levantadas por este evento.

El inicio del Terciario está relacionado con el comienzo de un período transgresivo a escala global, que formó parte del proceso sedimentario de la cuenca de oriente. VILLEGAS (1985) menciona que la transgresión marina de comienzos del Terciario que invadió el oriente de Venezuela, aparece evidente en una secuencia sedimentaria espesa, que está representada por las areniscas y lutitas de las formaciones la Pascua y Roblecito que descansan a su vez sobre sedimentos del Cretácico.

GONZÁLEZ DE JUANA *et. al.* (op. cit.) señalan que los sedimentos más antiguos corresponden a la Formación la Pascua, eminentemente arenosa y sin faunas diagnósticas de edad, seguida por la Formación Roblecito predominantemente lutítica, en la cual QUARFOTH y CAUDRI (1961 en GONZÁLEZ DE JUANA *et. al.*, op. cit.) encontraron buenos indicios de faunas del Eoceno Tardío.

AUDEMARD *et. al.* (1985) señalan que la secuencia terciaria de la Cuenca de Oriente se inicia en el Oligoceno y que los sedimentos del Paleoceno y Eoceno no fueron depositados o fueron erosionados antes de la transgresión de esa época. Estudios posteriores han reportado la presencia de fauna del Eoceno Tardío en sedimentos suprayacentes a la Formación La Pascua (CABRERA 1996 en L.E.V 2002).

MILLER & MARTÍNEZ (1972 en GONZÁLEZ DE JUANA *et. al.*, op. cit.) muestran el contacto discordante de la Formación La Pascua sobre rocas del complejo ígneo-metamórfico de El Baúl en dirección este y norte. Ello permite sugerir que la Cuenca de

Venezuela Oriental fue parcialmente alimentada desde el oeste por elevación del fondo de la Cuenca de Barinas y que esta elevación ocasiona el desplazamiento hacia el este de los ambientes de la Formación Gobernador sobre el arco de El Baúl y su extensión en forma diacrónica a la propia Cuenca de Venezuela Oriental (GONZÁLEZ DE JUANA *et. al.*, 1980).

Durante el Oligoceno-Mioceno, la transgresión marina comienza invadiendo gran parte de los estados Guárico, Anzoátegui y Monagas, parte de Sucre y todo Delta Amacuro, dicha invasión ocupa aproximadamente 165.000 km² del territorio nacional. GONZÁLEZ DE JUANA *et. al.* (op. cit.) señalan que la cuenca oriental tenía forma de U abierta hacia el este; su flanco norte estuvo formado por una cordillera en proceso de levantamiento, mientras que el flanco sur se desarrolló sobre una plataforma de aguas someras apoyada sobre el borde estable del Cratón de Guayana, al cual se había incorporado la sedimentación pericratónica del Mesozoico. Como resultado de la presencia de estos dos elementos mayores, la cuenca se inició asimétrica, con su zona axial situada hacia el norte, donde se acumuló el mayor volumen de sedimentos.

GONZÁLEZ DE JUANA *et. al.* (op. cit.) diseñaron un esquema generalizado de la sedimentación durante el Ciclo Terciario Superior, en el cual asignan ambientes predominantemente continentales a salobres, fluvio deltaicos, con grandes extensiones pantanosas y recurrencia de cortas invasiones marinas someras hacia el oeste y sobre la plataforma, representadas por las formaciones La Pascua, Roblecito y Chaguaramas hacia el oeste y la secuencia Merecure, Oficina, Freites sobre la plataforma; intervalos francamente marino profundos en la zona axial (formaciones Areo y Carapita) y sedimentos marginales de aguas someras como pantanos litorales e intervalos conglomeráticos, y hacia su tope, ambientes continentales en el borde sur de la cordillera (formaciones Naricual, Capiricual, Quiamare, Capaya, Uchirito, etc.).

EOCENO SUPERIOR-OLIGOCENO

La sedimentación de la Formación La Pascua en el área de Guárico sobre un basamento de rocas cretácicas peneplanadas, marca el comienzo del ciclo transgresivo del Terciario Superior (GONZÁLEZ DE JUANA *et. al.*, 1980), posteriormente en el Oligoceno, se deposita la Formación Roblecito. PIERSON (1965 en GONZÁLEZ DE JUANA *et. al.*, op. cit.) correlaciona las areniscas de La Pascua con las calizas orbitoidales de Peñas Blancas, considerando que la primera representa la sedimentación del flanco sur de la cuenca del Eoceno Superior y la segunda la sedimentación del flanco norte.

HUNTER (1972 en GONZÁLEZ DE JUANA *et. al.*, op. cit.) considera a la Formación Peñas Blancas como el tope del Eoceno Medio, dichas afirmaciones aunque no fueron soportadas por estudios paleontológicos, fueron posteriormente confirmadas por trabajos de FURRER (1976 en GONZÁLEZ DE JUANA *et. al.*, op. cit.). GONZÁLEZ DE JUANA *et al.* (op. cit.) mencionan además que la Formación la Pascua es totalmente arenosa mientras que Roblecito es principalmente lutítica con pocas intercalaciones de arena. Es interesante anotar que las faunas endémicas de Roblecito indican ambientes de muy limitada comunicación con mar abierto, al tiempo que ciertas características de las lutitas y limolitas sugieren ambientes de aguas muy tranquilas y relativamente poco profundas. Sin embargo, PEIRSON (1965 en GONZÁLEZ DE JUANA *et. al.*, op. cit.) menciona conjuntos faunales de profundidad marina normal en la parte distal de la cuenca.

Al final del Eoceno o comienzos del Oligoceno, la Formación La Pascua transgrede hacia el sur sobre la superficie peneplanada del Cretácico, desarrollándose en ambientes de muy poca profundidad con intercalaciones parálicas y características litológicas similares a las descritas para esta formación (GONZÁLEZ DE JUANA *et. al.*, op. cit.).

Cerca de la frontera entre los estados Guárico y Anzoátegui, la Formación La Pascua y la suprayacente Roblecito se acuñan entre la sedimentación de Temblador y el

intervalo arenoso-lignítico que se conoce con el nombre de Formación Merecure. El ambiente de esta última formación, perforada en los campos petrolíferos de Anaco y Oficina es probablemente de aguas dulces a salobres y en estas áreas constituye el comienzo de la transgresión del Terciario medio, que continúa en forma ininterrumpida durante el Mioceno Temprano y Medio (GONZÁLEZ DE JUANA *et. al.*, 1980).

Es probable que la Cuenca de Guárico y los mares existentes en el extremo Oriental de Venezuela y en Trinidad estuvieran separados al comienzo de esta época por una extensión de tierras bajas y pantanosas, sugerido por la ausencia de sedimentación en el Eoceno Tardío. La sedimentación arenoso-parállica de la Formación La Pascua en el sur, se extiende hacia el oeste y al este de las formaciones Los Jabillos, Areo y Naricual reunidas en la Formación Merecure. Hacia el este se produce la sedimentación profunda de mar abierto de la Formación Carapita.

MIOCENO

El desarrollo de la cuenca oriental continúa durante el Oligoceno Tardío y el Mioceno Temprano, su zona distal se desplaza hacia el sur aproximadamente al norte del área de Anaco, el este y el sureste son invadidos por las aguas produciendo cambios sedimentarios importantes en toda la región (GONZÁLEZ DE JUANA *et. al.*, *op. cit.*). La Formación Chaguaramas de ambientes someros marca el inicio de la regresión del Mioceno mientras que hacia el norte se desarrollaron facies más arenosas conocidas como Formación Quebradón.

Desde el flanco norte de la cuenca hacia el sur se observa una gradación entre las formaciones Capiricual-Quiamare al norte y la Formación Oficina al sur (GONZÁLEZ DE JUANA *et. al.*, *op. cit.*). Hacia el este la profundización de los ambientes continúa, este hecho está representado por la Formación Carapita. Posteriormente en el flanco sur, se sedimenta la Formación Freites de ambientes marino someros, al otro lado en el borde norte, la transgresión invade la superficie erosionada de la Formación Carapita depositándose sobre ésta, la secuencia marina marginal de La Pica.

PLIOCENO

Durante este período regresivo, se sedimenta la Formación Las Piedras recubriendo a la Formación Freites al este y sur de la cuenca, hacia el noreste, ésta descansa sobre la Formación La Pica, sobrepasando la línea de playa de esta formación y avanzando hasta el piedemonte de las montañas actuales, en forma discordante sobre la sedimentación del ciclo Terciario Superior e Inferior y localmente sobre el Cretácico erosionado (GONZÁLEZ DE JUANA *et. al.*, 1980).

2.3. UNIDADES LITOESTRATIGRÁFICAS

A continuación se resaltan los aspectos más importantes de las unidades litoestratigráficas presentes en el área de Zuata, tomadas del L.E.V (2002).

2.3.1 Formación Hato Viejo

HEDBERG (1942) publica el nombre de Formación Hato Viejo, refiriéndose a un intervalo de 835 m observado por primera vez en un pozo con el mismo nombre, situado a 50 km al sur de Pariaguán, en el distrito Monagas del estado Anzoátegui.

Litológicamente la unidad está compuesta en su mayoría por una arenisca de grano fino a grueso, colores gris-rosado, gris y gris oscuro, ligeramente calcárea y en partes muy micácea y pirítica. HEDBERG (op. cit.) añade que las areniscas son arcósica-cuarcíticas de grano medio a grueso. El espesor promedio de la formación, es de aproximadamente 91 m.

La Formación Hato Viejo infrayace a la Formación Carrizal y suprayace discordantemente a las rocas precámbricas del escudo de Guayana.

El ambiente de sedimentación de la Formación Hato Viejo es continental específicamente del tipo fluvial y/o piedemonte, sus sedimentos representan el relleno de cuenca de una fase erosiva, contemporánea o subsiguiente a un período de intensa actividad tectónica.

La edad de esta formación ha sido modificada a Cámbrico Temprano, de acuerdo al cambio en edad sufrido por la Formación Carrizal, suprayacente. Dicho cambio fue reportado por DI GIACOMO, (1985) y SINANOGLU (1986).

2.3.2 Formación Carrizal

HEDBERG (1942) publicó la primera referencia a la Formación Carrizal, reconocida en el pozo Carrizal-1, en el subsuelo del Estado Anzoátegui. STOVER (1967) basado en estudios palinológicos, postuló una edad Devónico-Carbonífero, posteriormente DE GIACOMO (1985) y SINANOGLU (1986) establecieron una edad Cámbrico Temprano a partir de estudios de acritarcos en núcleos de pozos del área de Zuata, en la Faja Petrolífera del Orinoco.

La litología de la formación está caracterizada por una secuencia fuertemente bioturbada de arcilitas verdosas a gris oscuro, duras, masivas y densas, intercaladas raras veces con algunas capas de limolita, areniscas y areniscas conglomeráticas. El espesor de la sección es de aproximadamente 1827 m.

El contacto superior de la Formación Carrizal es erosional con el Grupo Temblador o con la Formación Oficina, en la base suprayace a la Formación Hato Viejo.

El ambiente de depositación de la Formación Carrizal ha sido interpretado como marino, en aguas someras y condiciones de corriente típicas de llanuras de marea.

La edad de la Formación Carrizal ha sido cambiada recientemente por DI GIACOMO, (op. cit.) y SINANOGLU (op. cit.) al Cámbrico Temprano.

2.3.3 Formación Canoa

La Formación Canoa al igual que la Formación Tigre, fue definida inicialmente por HEDBERG *et. al.* (1947) quienes le asignan el nombre de “Lower Mottled Member” de la Formación Temblador, posteriormente, DUSEMBURY (1960) modificó este término indeseable por no geográfico, al de la Formación Canoa cuyo nombre fue tomado del pozo Canoa-2 perforado en el sur de Anzoátegui.

La formación consta de conglomerados de grano fino y areniscas conglomeráticas, otras de grano medio y fino, limolitas y arcilitas moteadas. La litología mostrada por la formación refleja ambientes continentales de depositación. SINANOGLU (1984) señala que la Formación Canoa se depositó en ambientes fluviales. El espesor de la sección tipo es de aproximadamente 100 m de espesor (DUSEMBURY 1960).

HEDBERG *et. al.*, (1947) mencionan que el contacto inferior de la Formación Canoa, es discordante sobre rocas ígneas y metamórficas del basamento, en otras localidades este contacto inferior es concordante con las formaciones Hato Viejo y Carrizal. El contacto superior es transicional con el Miembro La Cruz de la Formación Tigre (PATTERSON y WILSON 1953).

SINANOGLU (1984) basado en estudios de palinomorfos, propuso que la edad más probable para la Formación Canoa es Aptiense-inicios del Albiense medio.

2.3.4 Formación Tigre

Inicialmente HEDBERG *et. al.*, (1947), colocan el nombre de miembro glauconítico superior a la parte superior de la formación, posteriormente DUSEMBURY (1960) modifica este término por no geográfico al de Formación Tigre. La formación toma su nombre del pozo Tigre-1 cuyo intervalo tipo se encuentra entre 5836' y 6117' de profundidad.

La Formación Tigre se caracteriza por la presencia de una secuencia variable, de areniscas glauconíticas grises a gris verdosa de grano fino, areniscas gruesas friables, limolitas grises a grises verdosas y lutitas carbonosas.

La Formación Tigre suprayace transicionalmente a la Formación Canoa, mientras que su contacto superior es erosivo por debajo de la Formación La Pascua o Merecure, dependiendo de la región estudiada (PATTERSON y WILSON, 1953)

Regionalmente, la formación se extiende de norte a sur por el subsuelo de los estados Monagas, Anzoátegui y Guárico.

CABRERA y VILLAIN (1987) determinaron que la fauna encontrada en el Miembro Guavinita indica un ambiente de plataforma que varía hacia el tope desde plataforma exterior a talud. Los mismos autores según estudios de foraminíferos y nannoplancton determinaron la edad de la Formación Tigre como Turoniense-Maastrichtiense

2.3.5 Formación Oficina

HEDBERG *et. al.* (1947) publicaron por primera vez el nombre de Formación Oficina al referirse a un intervalo cuya sección tipo se encuentra en el pozo Oficina-1 ubicado en el distrito Freites, estado Anzoátegui. ARSTEIN *et. al.* (1985) mencionan que las secciones de la Formación Oficina observadas en los campos de Anaco y en la subcuenca de Maturín, se depositaron en ciclos sedimentarios distintos, por tal motivo no debe utilizarse un sólo nombre formacional. AUDEMARD *et. al.* (1985) postulan que el Mioceno de la Cuenca de Oriente consta de dos ciclos de transgresión-regresión, el primero posee el pico máximo de transgresión en la parte inferior del Mioceno Medio y conforma la mayor parte de la Formación Oficina. El segundo ciclo, pertenece al intervalo superior del Mioceno Medio y corresponde al tope de la Formación Oficina y la Formación Freites. Los mismos autores, subdividen los ciclos del Mioceno en 5 unidades litoestratigráficas informales cuya característica principal es la intercalación de cuerpos espesos de areniscas y lutitas.

Originalmente la Formación Oficina fue descrita por HEDBERG *et. al.* (op. cit.) como una intercalación de lutitas marrones y grises interestratificadas con areniscas y limolitas de colores claros. Las capas de lignito son comunes en la sección de la formación, en algunos sectores se pueden observar gran cantidad de ellos en espesores que van desde pocos centímetros hasta 60 centímetros. Las areniscas

presentan a menudo siderita y glauconita, se han reportado también pequeños intervalos de calizas con estructuras cono en cono.

La Formación Oficina ocupa el subsuelo de los estados Anzoátegui y Monagas en donde su espesor promedio varía entre 2.000' y 4.000' (HEDBERG *et. al.*, 1947). El contacto superior de la Formación Oficina es concordante con la Formación Freites, mientras que el contacto inferior es discordante sobre rocas del Cretácico (HEDBERG *et. al.*, op.cit.) así como también, concordante sobre la Formación Merecure (FUNKHOUSER *et. al.*, 1947).

GONZÁLEZ DE JUANA *et. al.* (1980) mencionan que la Formación Oficina pasa lateralmente a la Formación Carapita y a la parte media y superior de la Formación Chaguaramas.

La sedimentación de la Formación Oficina ha sido atribuida a ambientes transicionales de influencia fluvio-deltaica y marino somero. HEDBERG *et. al.* (op. cit.) mencionan que la Formación Oficina se sedimenta bajo condiciones de aguas dulces o salobres con alternancias de ambientes marino someros y pantanosos. GONZÁLEZ DE JUANA *et. al.* (op. cit.) establecen que la secuencia de la Formación Oficina se depositó bajo la influencia de un inmenso complejo fluvio-deltaico. AUDEMARD *et. al.* (1985) consideran que la Formación Oficina es el producto de una sedimentación inicialmente progradante, luego transgresiva y posteriormente bajo condiciones de costa afuera en las zonas de Cerro Negro y Hamaca, por el contrario en el área de Zuata, los ambientes son fluvio-deltaicos con influencia de mareas.

LORENTE (1980 en AUDEMARD *et. al.* op. cit.) asigna una edad Mioceno Temprano a Medio para la Formación Oficina, en varios pozos de la cuenca oriental. Muller *et. al.* (1987; 1985) y Campos *et. al.* (1988), concuerdan en que la Formación Oficina pertenece al Mioceno Temprano y Medio.

2.3.5.1 Estratigrafía y patrones de sedimentación de la Formación Oficina, Área Zuata.

En el área de Sincor la secuencia sedimentaria de la Formación Oficina descansa discordantemente sobre rocas cretácicas. La sección de la Formación Oficina fue dividida por KEY (1977 en GONZÁLEZ DE JUANA *et. al.* 1980) en cuatro miembros: Morichal y Yabo pertenecientes al Mioceno Inferior y Medio respectivamente, y Jobo y Pion que corresponden al Mioceno Superior. Posteriormente en un trabajo conjunto entre SINCOR y MARAVEN se dividió la sección del Miembro Morichal en 6 unidades informales las cuales se muestran en la tabla 2-1.

MARTINIUS *et. al.* (2001) mencionan que la secuencia se encuentra dividida en dos partes, una sección basal dominada por ambientes fluviales y otra superior dominada por ambientes deltaicos. Los mismos autores dividieron ambas secciones en tres unidades estratigráficas: una primera correspondiente a ambientes aluviales y de llanura deltaica superior, una segunda sección de llanura deltaica inferior y una tercera de llanura deltaica superior. En la tabla 2-1 se muestra la división de la secuencia de la Formación Oficina.

Cronoestratigrafía		Unidades Litoestratigráficas			Ambientes Sedimentarios	
Mioceno	Superior	Fm. Freites Formación Oficina	Unidad III Miembro Jobo			
	Medio		Unidad II Miembro Yabo			
	Inferior		Unidad I Miembro Morichal	A	1 2	Llanura deltaica superior
				B	1 2	
				C	1 2	Llanura deltaica inferior
				D	1 2 3	Fluvial a llanura deltaica superior
					E	
				F		
	Cretáceo		Fm. Tigre Fm. Canoa			
	Cámbrico		Fm. Carrizal Fm. Hato Viejo			
		Isea, 1987 after Latreille et al., 1983	Sincor (Maraven; Gaddy, 1998)	Martinius, A. et al. (2001)		

Tabla 2-1 Unidades litoestratigráficas de la Formación Oficina en el área de Zuata y subdivisión del Miembro Morichal.

AUDEMARD *et. al.* (1985) señalan que la columna sedimentaria de la Faja Petrolífera del Orinoco está constituida por tres ciclos sedimentarios de transgresión-regresión, el primero está constituido por las formaciones La Pascua, Roblecito y Chaguaramas, el segundo donde se deposita la mayor parte de la Formación Oficina, representa la máxima transgresión al inicio del Mioceno Medio y el tercer y último ciclo posee el máximo transgresivo en la parte superior del Mioceno Medio y durante él se deposita la parte superior de la Formación Oficina y la Formación Freites.

2.3.6 Formación Freites

El término Formación Freites fue introducido por HEDBERG *et. al.* (1947) y debe su nombre por estar localizada en el subsuelo del distrito Freites, estado Anzoátegui. La sección tipo de la unidad, se puede observar en los pozos perforados en el Campo de Oficina.

HEDBERG *et. al.* (1947) describieron la formación como lutitas fisiles verdes a gris verdoso, con areniscas en el tope y la base, y dividieron la unidad en tres intervalos: un intervalo superior de areniscas arcillosas de grano fino de color blanco verdoso, algo glauconíticas, un intervalo intermedio con predominancia de finos, y otro inferior caracterizado por la intercalación de lutitas y areniscas verde-amarillentas, de grano medio a grueso, glauconíticas, calcáreas o sideríticas y muy fosilíferas. Los espesores definidos para esta unidad han sido definidos por HEDBERG *et. al.* (op. cit.), quienes propusieron una longitud de 335 m a 610 m desde el campo Yopales hacia los campos de Guara Oeste, Nipa y Leona Norte. JAM y SANTOS (1987) mencionan que la formación se reduce desde 550 m en el norte a 73 m en el sur.

Los contactos de la Formación Freites son: hacia el tope de manera concordante con la Formación las Piedras y en la base también concordante con la Formación Oficina. Regionalmente, se extiende en el subsuelo a través de todo el flanco sur de la subcuenca de Maturín hasta áreas cercanas al río Orinoco.

La Formación Freites representa un ambiente marino somero en la parte inferior y cambia transicionalmente a ambientes de aguas más profundas en su parte media para luego pasar nuevamente a ambientes de aguas someras. La edad de la Formación Freites ha sido reportada como Mioceno Medio a inicios del Mioceno Tardío.

La figura 2-3 muestra la columna cronoestratigráfica de la Cuenca Oriental de Venezuela.

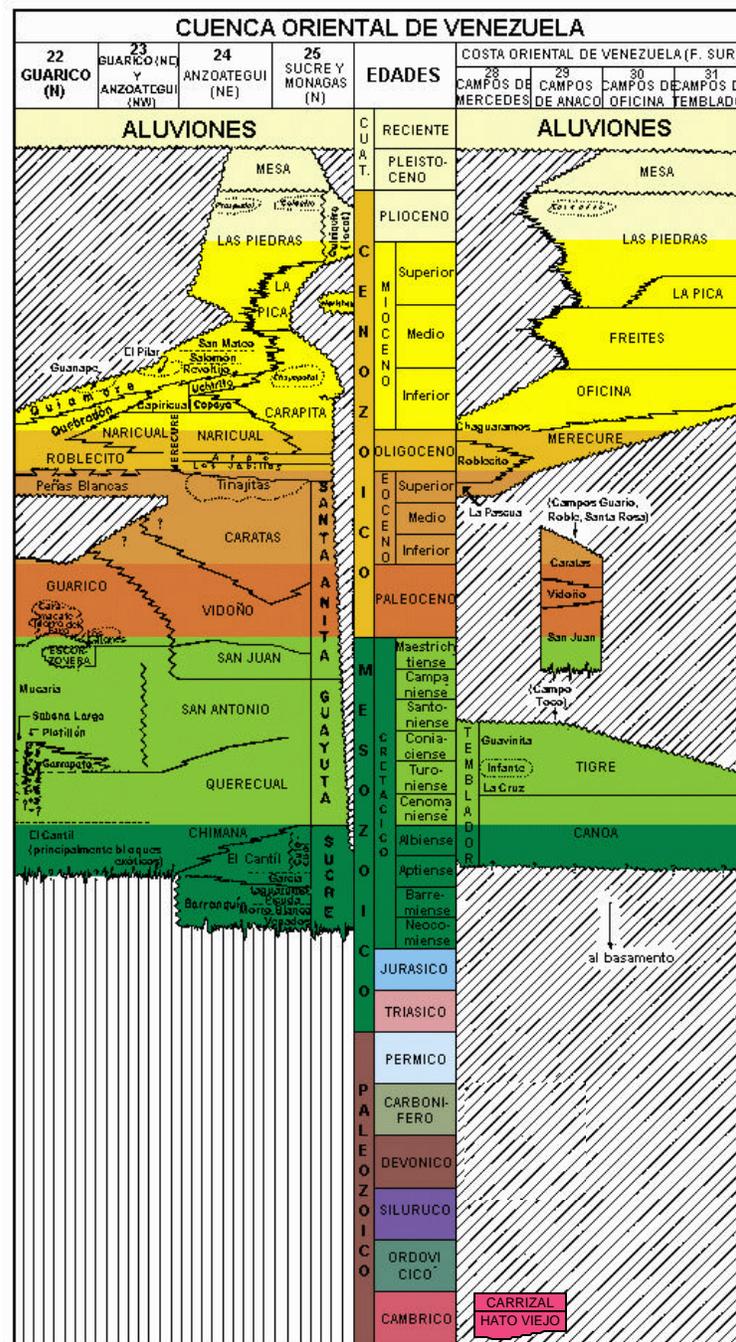


Figura 2-3 Columna cronoestratigráfica de la cuenca oriental de Venezuela. Modificado del L.E.V 2002.

3. GEOLOGÍA LOCAL

3.1. GEOLOGÍA DE LAS UNIDADES C1 Y C2 DE LA FORMACIÓN OFICINA

3.1.1 Descripción de Núcleos

Se describieron las unidades informales C1 y C2 de la Formación Oficina (Mbo. Morichal), en seis núcleos de pozos ubicados dentro y en la periferia del área de Sincor como se puede observar en la figura 1-1. La longitud del intervalo estudiado en cada núcleo, así como el nombre del pozo se puede observar en la tabla 1-1.

Los núcleos observados muestran facies de distintas granulometrías que van desde muy finas (lutitas) a gruesas (conglomerados de guijarros), incluyendo intervalos heterolíticos caracterizados por la presencia de capas intercaladas de arenisca y lutita. En las facies de granulometría más fina son comunes las bioturbaciones, restos de materia orgánica y nódulos sideríticos oxidados, mientras que en las facies arenosas predominan las estructuras de flujo como rizaduras y otras discontinuidades granulométricas como láminas de lutita y estructuras flaser. Otro aspecto importante de las secciones observadas es la abundancia de capas delgadas de carbón y lutitas carbonosas, las cuales se presentan con bastante frecuencia y han sido de gran ayuda para interpretar el paleo ambiente sedimentario.

A continuación se describen brevemente cada uno de las secciones estudiadas.

POZO LR-01

La sección presenta aproximadamente unos 220' de espesor y comprende las unidades C1, C2 de la Formación Oficina. Localmente, la unidad C2 es principalmente arenosa con granulometría fina a media totalmente impregnada de hidrocarburo. Los paquetes son de 3' y 8' de espesor intercalados con facies lutíticas de no más de 5' de espesor y delgadas capas de carbón, los intervalos heterolíticos en esta unidad son escasos. En las lutitas se observan rizaduras y lentes de arenisca

de escala milimétrica, además de bioturbaciones de la icnofacies *Teichichnus*. Hacia el tope de la unidad, el contenido de lutitas aumenta y a 1899' de profundidad se encuentra el contacto con la unidad C1. Este contacto es transicional y concordante, los cuerpos de lutitas aumentan de espesor hacia el tope alcanzando 14' de espesor, intercaladas con ellas, se observan delgadas capas de carbón. Hacia la base de C1, se aprecian intervalos lutíticos bioturbados, con rizaduras y nódulos de siderita. El contacto con la unidad B2 suprayacente, es concordante.

POZO LR-02

La sección del pozo LR-02 comprende alrededor de 200' de sedimentos, en donde se aprecia un claro dominio de las arcillas hacia la base (C2) y de arenas en el tope (C1). La unidad C2 está compuesta por más de un 90% de facies limolíticas con espesores mayores a los 40', presentan bioturbaciones en toda la sección y restos de raíces hacia la base. A 2350' de profundidad se aprecia una capa de areniscas de grano fino con abundantes rizaduras y láminas de lutita, esta capa posee un espesor de 6'. La secuencia lutítica pasa gradualmente a otra arenosa (unidad C1) hacia el tope.

La unidad C1 posee un mayor contenido de areniscas de espesores entre 6' y 20' de espesor, las areniscas son principalmente de grano fino a medio totalmente impregnadas con hidrocarburo y se encuentran intercaladas con facies lutíticas de espesores similares que presentan bioturbaciones y rizaduras. Se observa en la sección una capa de 5' de conglomerados de gránulos suprayacente a una capa de arenisca, se infiere en este caso un contacto erosivo producto de los depósitos basales de un canal distributivo.

Los intervalos heterolíticos no son comunes en esta sección.

POZO LR-03

Las unidades C1 y C2 de la Formación Oficina observadas en el núcleo del pozo LR-03, están representadas por un intervalo de 192' de secuencia sedimentaria con capas de diferente granulometría, que se caracteriza por la presencia de abundantes intervalos heterolíticos. De base a tope, la unidad C2 presenta un mayor contenido de capas de arenisca de granulometría fina a media, bien escogidas y totalmente impregnadas de hidrocarburo. Las capas van desde 2' hasta 15' de espesor y contienen rizaduras y laminación flaser. Las capas de lutita presentes en esta unidad son escasas y de poco espesor, se aprecian también capas de carbón de 1' y 2' de espesor hacia la base. La secuencia pasa gradualmente a un intervalo suprayacente de mayor contenido lutítico.

La unidad C1 posee una intercalación de capas de lutitas y areniscas con un elevado contenido de láminas de lutitas y rizaduras, los espesores de las areniscas van entre los 2' y 10' y se encuentran impregnadas de hidrocarburo, mientras que los intervalos lutíticos son de mayor espesor y más abundantes en toda la unidad, presentan bioturbaciones, nódulos de siderita y restos de raíces.

POZO LR-04

La sección observada del pozo LR-04 posee un total de 260' de estratos de distintas facies, intercalados y distribuidos en las unidades C1, C2.

La unidad C2 está compuesta principalmente de areniscas de grano medio y fino, completamente impregnadas y con espesores entre 2' y 14', estas capas de arenisca presentan rizaduras y laminación flaser. Hacia el tope de la unidad se aprecia un aumento del contenido de lutitas, con espesores que van desde 1' hasta 18' con bioturbación moderada, rizaduras y restos de raíces. En la base de la unidad se aprecia una capa de arenisca calcárea de menos de 2' de espesor suprayacente a un paquete arenoso de 12'. Hacia el tope de la misma unidad, se observa una capa

de caliza con restos de conchas de bivalvos y gasterópodos, posee un espesor menor a un pie y se encuentra entre dos capas de limolita.

La unidad C1 está compuesta de capas lutíticas con una intercalación de facies limolíticas, arcilíticas y con delgadas capas de lignito y lutitas carbonosas. Se observan bioturbaciones, rizaduras y nódulos sideríticos en las facies limosas, el contacto con la unidad C2 infrayacente, es concordante.

POZO LR-05

El núcleo del pozo LR-05 se encuentra incompleto y fue recuperado sólo en el intervalo comprendido entre 1764' y 1852', este intervalo corresponde al tope de la unidad C1.

La unidad es principalmente arenosa, hacia la base presenta capas de arenisca de grano fino, totalmente impregnadas y con espesores menores a los 10', intercaladas con una capa de arcilita caolinítica y otra capa de lignito. Hacia el tope, el espesor de las areniscas disminuye y las lutitas son de mayor espesor, presentan bioturbaciones, rizaduras y restos de raíces. En la parte media del intervalo se observa una capa de arenisca de grano fino con laminación flaser.

POZO LR-06

La sección estudiada del núcleo LR-06 al igual que la del LR-05, no fue recuperada en su totalidad, sólo fue posible observar el intervalo comprendido entre 1646' y 1700', correspondiente a la unidad C1.

La sección es esencialmente arenosa, hacia la base se aprecia una intercalación de arcilicas caoliníticas de 8' de espesor con capas delgadas de arenisca limolita y lignito, hacia el tope y en contacto erosivo se observa un intervalo arenosos de grano medio impregnado de hidrocarburo y con un espesor mayor a los 35' que representa

casi un 50% de la unidad. Hacia el tope de la sección se aprecia nuevamente una intercalación de estratos delgados de lutitas, areniscas de grano medio y una delgada capa de carbón. Las lutitas presentan bioturbaciones, rizaduras y restos de raíces.

3.2. DESCRIPCIÓN DE FACIES

La descripción de las facies definidas en este estudio, se realizó siguiendo el modelo descriptivo de LAPORTE (1979) para la clasificación de facies clásticas.

La nomenclatura utilizada para cada una de las facies descritas, corresponde a una abreviatura del nombre en inglés de la roca observada, por ejemplo “S” (sandstone), “Sl” (siltstone), etc, el número, corresponde al tamaño de grano tomando en cuenta que el 1 representa los clastos más gruesos y el 3 los más finos.

Para el caso de las facies heterolíticas, se utilizó la letra “H”. Éstas se jerarquizaron basándose en el contenido, disposición y geometría de las capas de lutita y arenisca presentes, así como en las variaciones del tamaño de los clastos. En este estudio, se ha hecho énfasis en la identificación de facies heterolíticas debido a que presentan discontinuidades granulométricas que serán analizadas en los modelos 3D de facies.

La clasificación granulométrica de cada facies, se hizo con la escala estándar para sedimentos clásticos publicada por Wentworth en 1922 y citada en BLATT (1991), tabla 3-1.

ROCA		SEDIMENTO	Clasificación según el tamaño de grano	Diámetro (mm)
CONGLOMERADO		GRAVA	Peña	4096
			Bloque	256
			Guijarro	64
			Gránulo	4
ARENISCA		ARENA	Arena muy gruesa	2
			Arena gruesa	1
			Arena media	0.5
			Arena fina	0.25
			Arena muy fina	0.125
LUTITAS	LIMOLITA	LIMO	Limo grueso	0.062
			Limo medio	0.031
			Limo fino	0.016
			Limo muy fino	0.008
	ARCILITA	ARCILLA	Arcilla, en términos del tamaño de grano.	0.004

Tabla 3-1 Escala estándar de tamaños de grano para sedimentos clásticos, Wentworth (1922).
Tomado de BLATT (1991).

Como resultado, se identificaron un total de 18 litofacies de las cuales 1 es conglomerática, 4 de arenisca, 4 de lutitas, 1 carbonática y 8 heterolíticas. A continuación se describen las facies observadas en los núcleos estudiados de las unidades C1 y C2 de la Formación Oficina.

Facies G: Conglomerado de gránulos de color gris, mal escogido, parcialmente impregnado de hidrocarburo. Los clastos son de cuarzo, presentan un diámetro entre 2 y 3 mm, angulares a sub-angulares embebidos en una matriz arenosa.



Figura 3-1. Facies G. Detalle del núcleo LR-06.

Facies S1: Arenisca de grano grueso a conglomerático, mal escogida, con clastos de cuarzo sub-angulares, de hasta 3 mm de diámetro. La roca se encuentra totalmente impregnada con hidrocarburo. No se observa ningún tipo de estructuras sedimentarias físicas o biológicas.

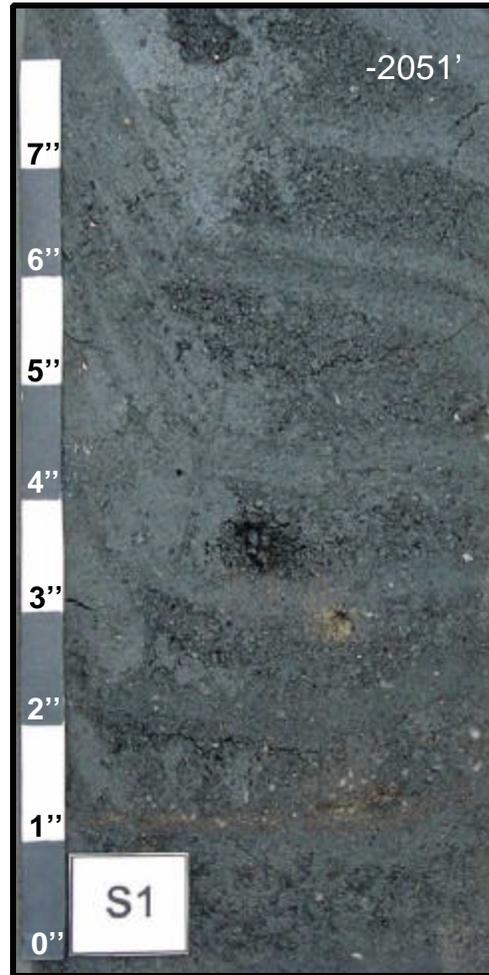


Figura 3-2. Facies S1. Detalle del núcleo LR-04.

Facies S2: Arenisca de grano fino a medio de escogimiento moderado, clastos de cuarzo sub-angulares a sub-redondeados. La roca se encuentra totalmente impregnada con hidrocarburo, no se distinguen estructuras sedimentarias.

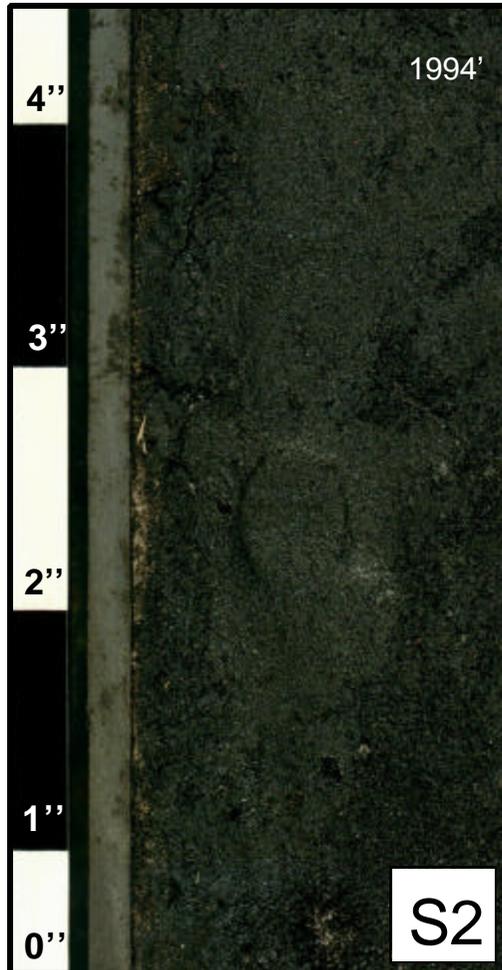


Figura 3-3. Facies S2. Detalle del núcleo LR-04.

Facies S3: Arenisca de grano fino, bien escogida y de granos sub-redondeados. La roca está totalmente impregnada y al igual que en las facies anteriores, no es posible observar ningún tipo de estructuras sedimentarias debido al alto grado de impregnación de hidrocarburo.

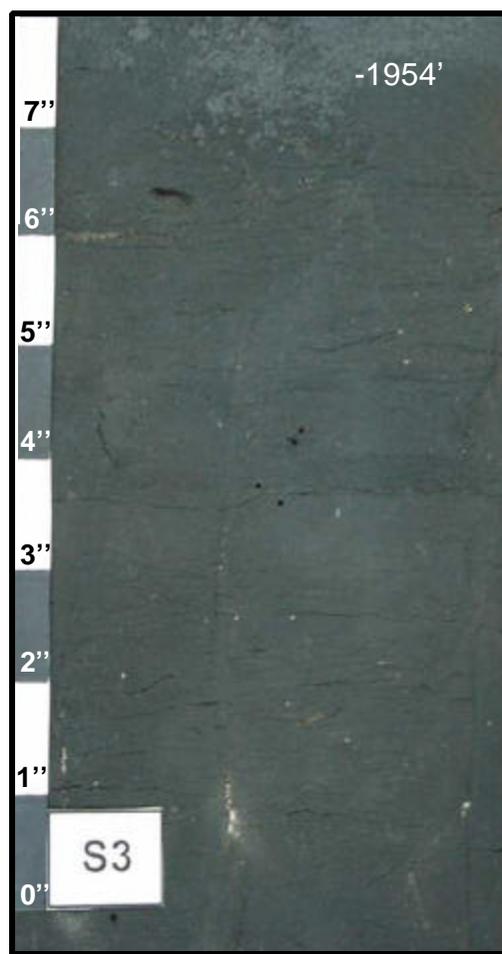


Figura 3-4. Facies S3. Detalle del núcleo LR-04.

Facies Sc: Arenisca calcárea de color gris claro. La roca está compuesta por clastos silíceos de grano fino soportados por una matriz calcárea. Esporádicamente se aprecian clastos de arcilla color rojizo.

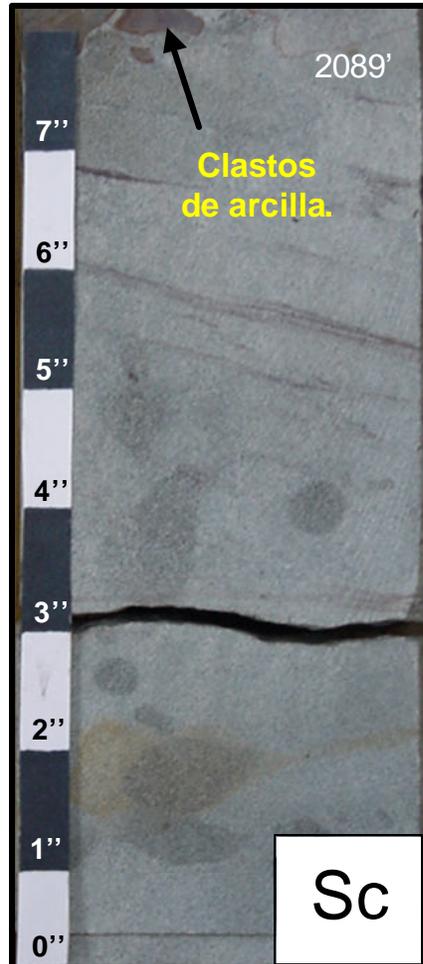


Figura 3-5. Facies Sc. Detalle del núcleo LR-03.

Facies SI: Limolita masiva de color gris claro, algunos intervalos presentan colores anaranjados y rojizos a marrón. Presencia de nódulos sideríticos oxidados que forman capas de hasta 7 cm de espesor, los nódulos poseen diámetros entre 2 y 4 cm. Localmente se aprecian bioturbaciones tubulares con diámetros que oscilan entre 0.4 y 0.8 cm, sin orientación preferencial. Las bioturbaciones corresponden a icnofósiles del género *Teichichnus*.

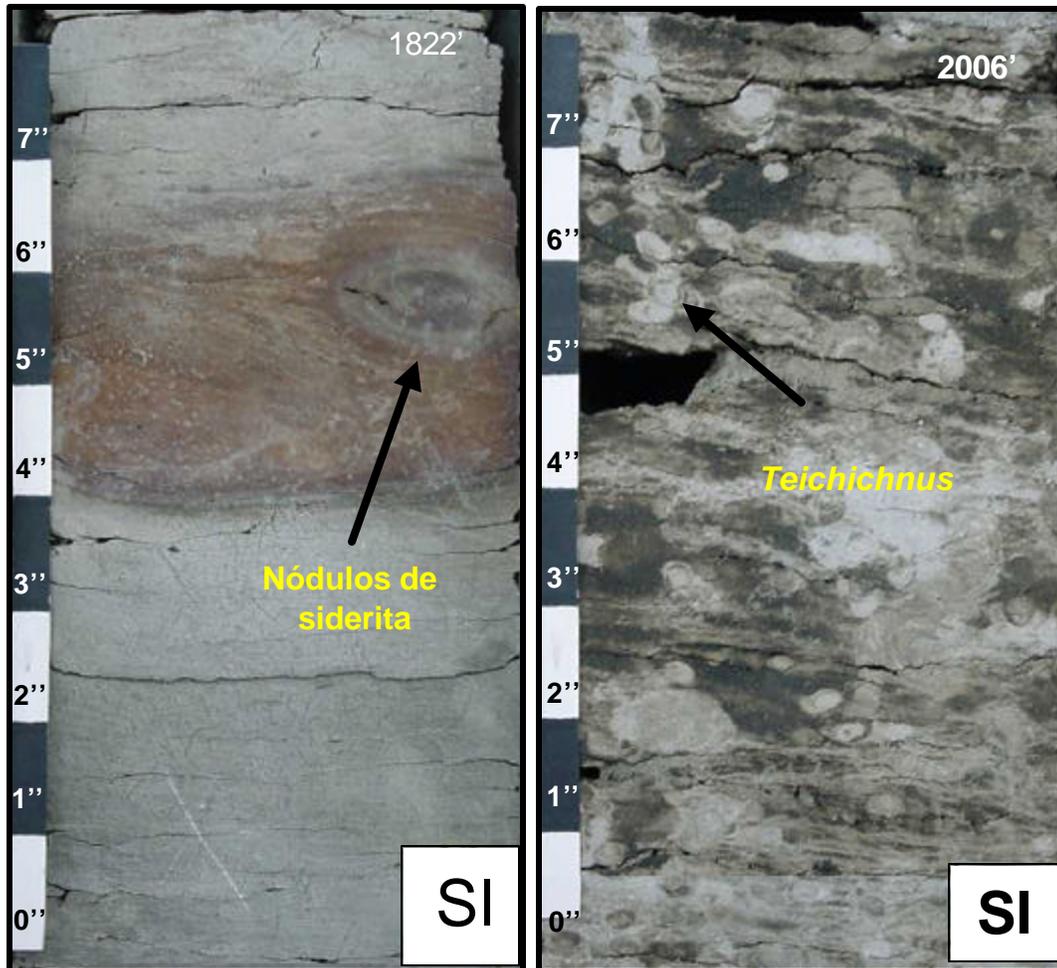


Figura 3-6. Facies SI. Intervalos limolíticos con niveles oxidados y otros bioturbados. Detalle del núcleo LR-04.

Facies C: Arcilita de color gris claro limosa, de aspecto masivo y compacto, se observan restos de raíces.

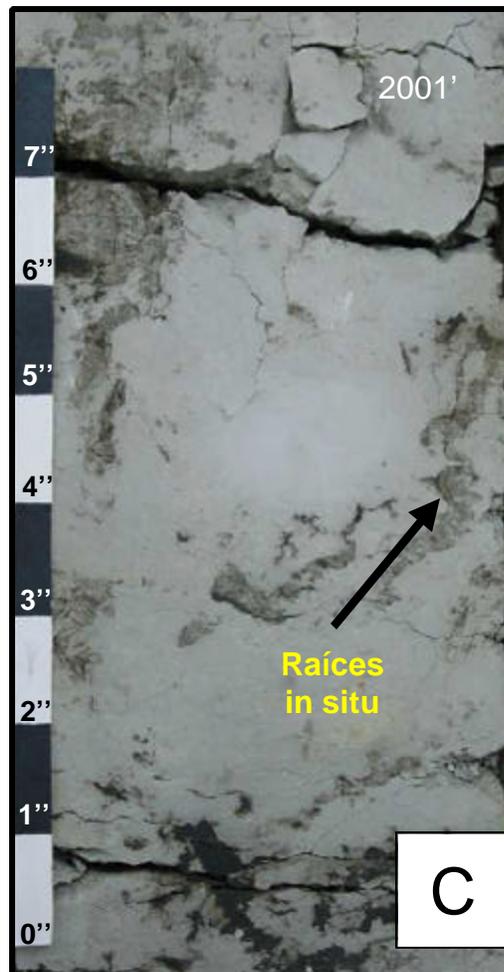


Figura 3-7. Facies C. Detalle del núcleo LR-04.

Facies Ck: Arcilita caolinítica masiva, de color gris claro. Se observan raíces y restos de materia orgánica.

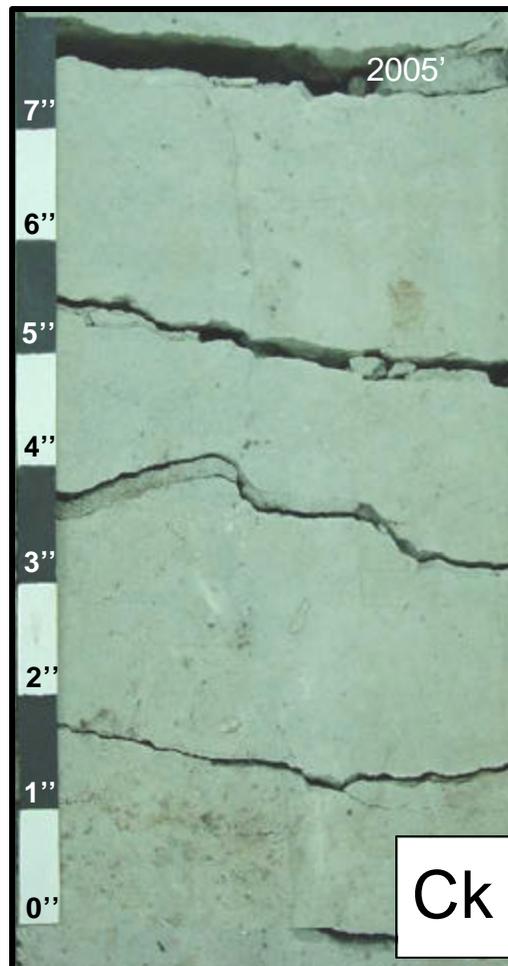


Figura 3-8. Facies Ck. Detalle del núcleo LR-04.

Facies Cn: Facies carbonosa (lignito) y de lutitas carbonosas de color negro brillante. Localmente se aprecian láminas delgadas de lutitas carbonosas.

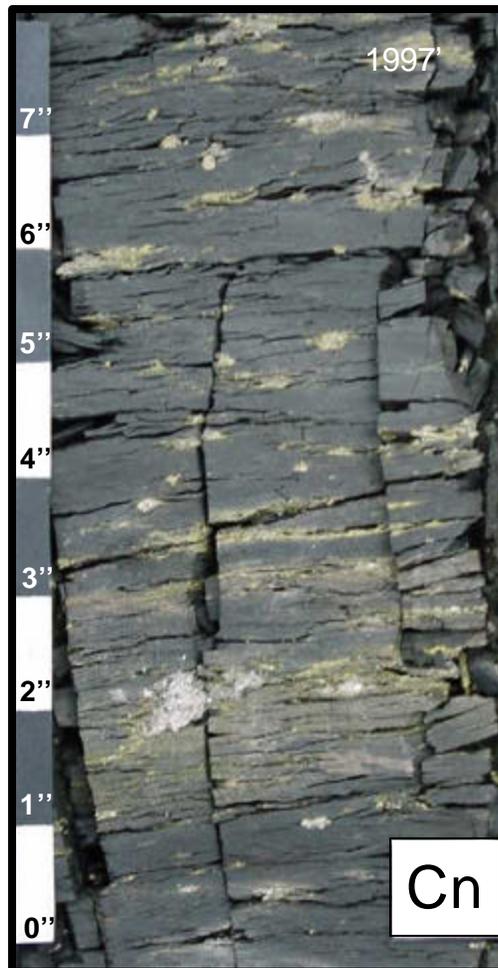


Figura 3-9. Facies Cn. Detalle del núcleo LR-04.

Facies L: Caliza fosilífera (bioclástica) de color grisáceo y tonos rosados. Presencia de restos de conchas de bivalvos y gasterópodos, los restos fósiles se encuentran fragmentados y están distribuidos aleatoriamente en la roca.

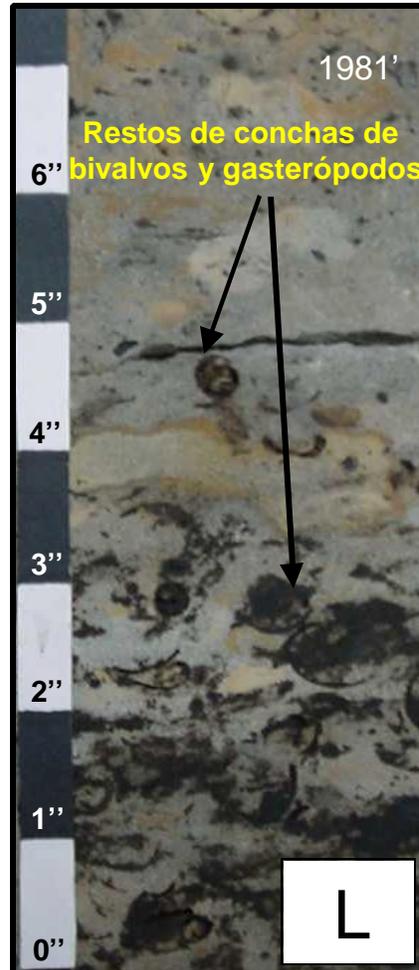


Figura 3-10. Facies L. Detalle del núcleo LR-03.

Facies H1: Facies heterolítica 95% arenosa. Las areniscas son de grano medio a grueso, bien escogidas con clastos subangulares y totalmente impregnadas de hidrocarburo, presenta, el espesor individual puede alcanzar los 42 cm. Estas areniscas están intercaladas con láminas de lutita de 8 mm de espesor.

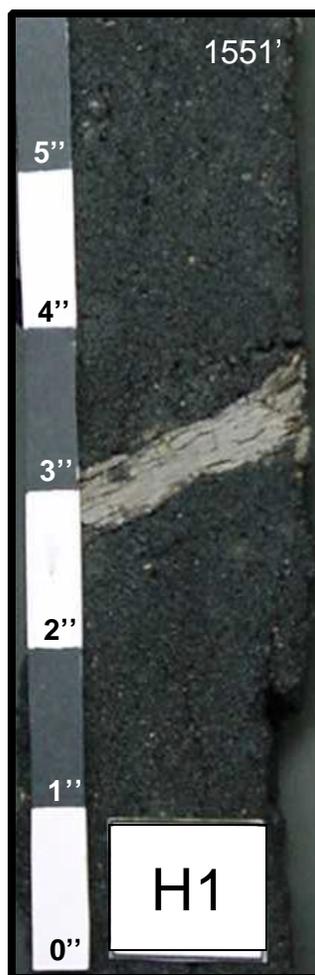


Figura 3-11. Facies H1. Detalle del núcleo LR-06.

Facies H2: Facies heterolítica 95% arenosa, los clástos de arenisca son de grano fino a muy fino, bien escogidos, impregnadas de hidrocarburo, con espesores individuales entre 2 y 6.5 cm, las lutitas son de color gris y poseen espesores individuales entre 1 y 3 mm. El intervalo está caracterizado por la presencia de estructuras flaser en delgadas láminas que no se desarrollan bien lateralmente.

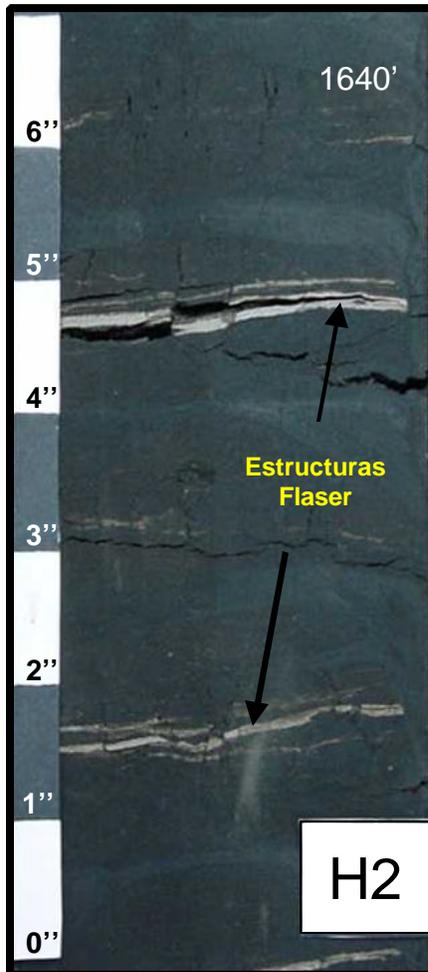


Figura 3-12. Facies H2. Detalle del núcleo LR-04.

Facies H3: Facies heterolítica de contenido 50% arenisca y 50% lutita. Se caracteriza por la alternancia de areniscas impregnadas de grano medio a fino, bien escogidas, con espesores entre 0.5 y 5.5 mm, y lutitas grises con espesores individuales que van desde 1 mm hasta 1 y 2 cm. El espesor de las capas de lutita aumenta hacia el tope mientras que el espesor de las capas de arenisca disminuye.

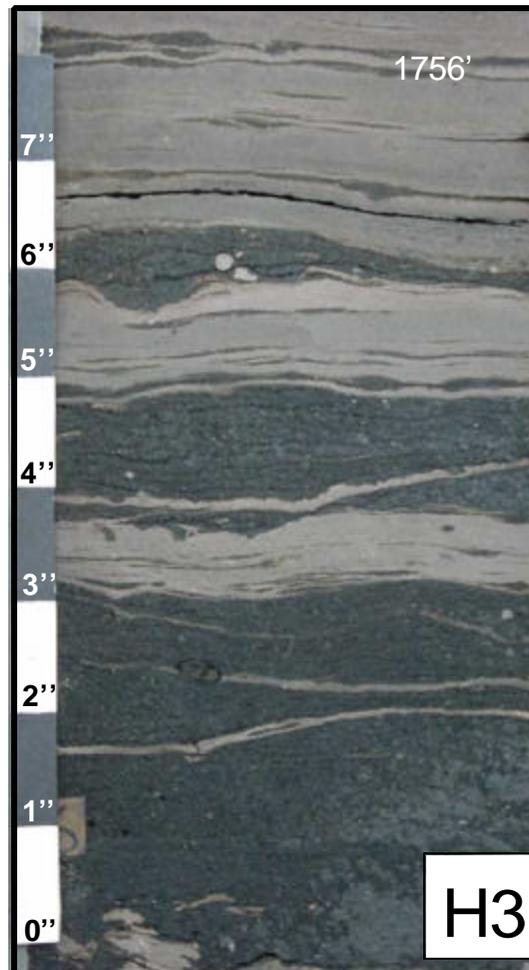


Figura 3-13. Facies H3. Detalle del núcleo LR-04.

Facies Hb4: Secuencia heterolítica caracterizada por la presencia de aproximadamente 45% de lutitas y 55% de arenisca. Las lutitas se encuentran en capas de 2 mm a 2.5 cm de espesor, intercaladas con capas de arenisca de grano medio a grueso con presencia de clastos de gránulos, mal escogidas e impregnadas de hidrocarburo. Las capas de arenisca poseen espesores que oscilan entre 3 mm y 2 cm. Están presentes rizaduras y estructuras lenticulares de 2.5 cm de ancho por 2 mm de alto y 2.3 cm de ancho por 5 mm de alto. Esta facies se presenta bioturbada.

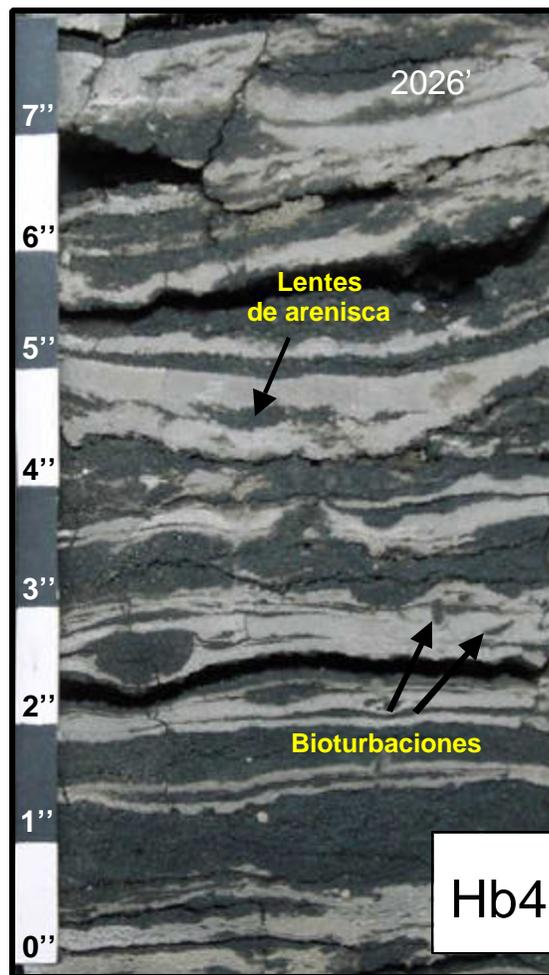


Figura 3-14. Facies Hb4. Detalle del núcleo LR-04.

Facies H5: Facies heterolítica arenosa, caracterizada por la alternancia de areniscas (85%) y lutitas (15%). Las areniscas son de grano fino a muy fino, bien escogidas, impregnadas de hidrocarburo y poseen un espesor de 20 cm. Las capas de lutita son de color gris claro y presentan espesores individuales entre 1 y 15 mm, éstas a su vez se organizan en paquetes con laminación pseudo paralela de 6 y 13 cm de espesor.

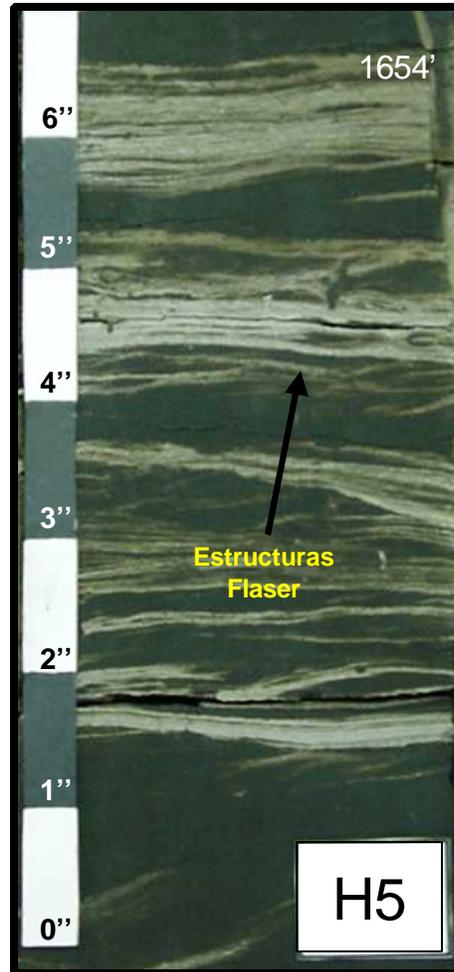


Figura 3-15. Facies H5. Detalle del núcleo LR-06.

Facies H6: Facies heterolítica de 55% de contenido arenoso y 45% lutítico. Se caracteriza por la alternancia de lutitas blanquecinas y areniscas impregnadas. Las lutitas presentan espesores individuales variables entre 1 mm hasta 5 cm. Las areniscas son de grano fino con espesores individuales entre 2 y 8 mm. Se observan “mud cracks” rellenos de arena que atraviesan verticalmente la secuencia. Son apreciables abundantes rizaduras y estructuras lenticulares.

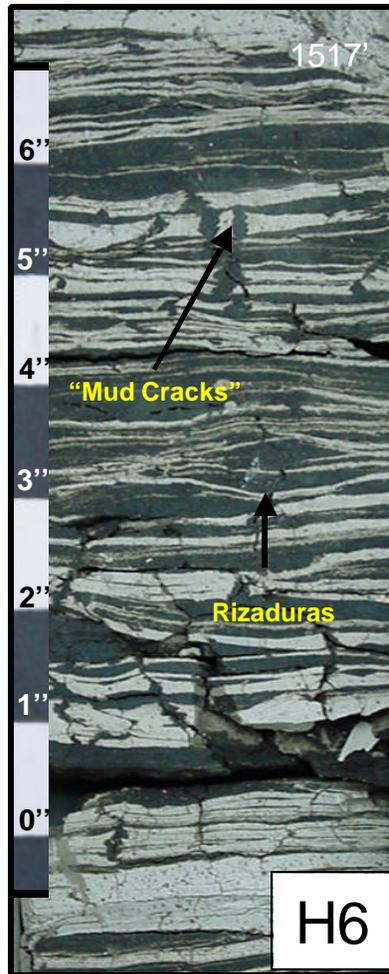


Figura 3-16. Facies H6. Detalle del núcleo LR-04.

Facies H7: Facies heterolítica con un 70% de lutita. Se caracteriza por la alternancia de lutitas grises y delgadas láminas de areniscas de grano fino, impregnadas, de 2 a 4 mm de espesor. Se aprecian rizaduras y lentes de arena cuyos ejes mayores poseen una dimensión máxima de 3 mm.

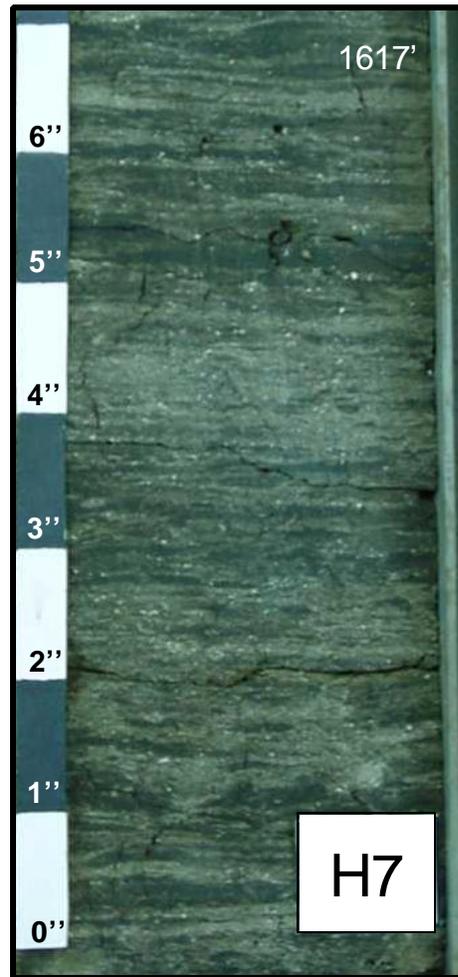


Figura 3-17. Facies H7. Detalle del núcleo LR-06.

Facies H8: Facies heterolítica con un contenido mayor al 90% de lutitas. Está caracterizada por la presencia de lutitas de color gris claro, de aspecto masivo. Se aprecian láminas de 1 a 2 mm de espesor de arenisca de grano fino, impregnadas de hidrocarburo que desaparecen lateralmente, distribuidas aleatoriamente en la roca. Están presentes estructuras como rizaduras y laminación lenticular además de restos de raíces.

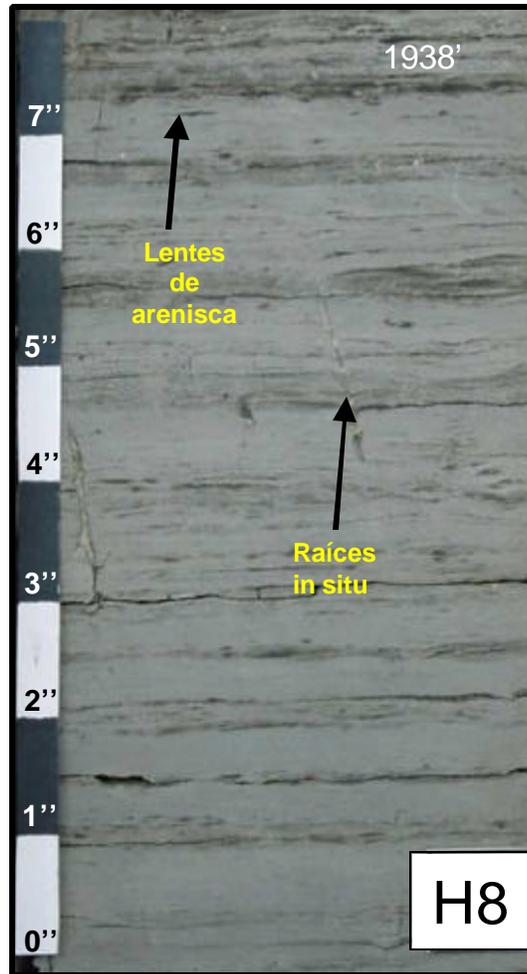


Figura 3-18. Facies Hb8. Detalle del núcleo LR-04.

3.3. ASOCIACIONES DE FACIES SEDIMENTARIAS

3.3.1 Generalidades

Las sucesiones estratigráficas están compuestas por la intercalación de diferentes capas de rocas, las cuales representan por sí solas, las diferentes características granulométricas, mineralógicas y de estructuras sedimentarias que definen una facies. Una sucesión estratigráfica de facies distintas, relacionadas de manera directa con un mismo ambiente depositacional, es lo que se conoce con el nombre de Asociación de Facies.

Las asociaciones de facies definidas en este trabajo, se han hecho siguiendo un modelo teórico de ambientes deltaicos de depositación, el cual se puede apreciar en el apéndice A.

GALLOWAY y HOBDAV (1990) presentan una subdivisión sistemática de las facies sedimentarias de los depósitos deltaicos, en ella definieron las siguientes categorías:

- Llanura deltaica.
 - 1-. Canales distributarios.
 - 2-. Diques y llanuras de inundación.
 - 3-. Abanicos de rotura / subdeltas.
 - 4-. Marismas / pantanos / lagos.
 - 5-. Bahías interdistributarias.
- Frente deltaico
 - 1-. Barras de desembocadura.
 - 2-. Planicies de frente deltaico.
 - 3-. Prodelta.

En el área de estudio se reconocieron las siguientes asociaciones de facies: canales distributarios, abanicos de rotura y llanuras interdistributarias, las cuales se describen a continuación.

3.3.1.1 Canales Distributarios

Los canales distributarios son corrientes unidireccionales, a veces fluctuantes, que aunque se encuentren en las llanuras deltaicas poseen las mismas características que sus equivalentes de ambientes estrictamente fluviales.

Los depósitos de canales distributarios, constituyen el principal cuerpo arenoso del conjunto de facies de la llanura deltaica, ellos van cortando y progradando sobre otras facies de la bahía interdistributaria, además de ser lateralmente equivalentes a diques naturales, abanicos de rotura, marismas y otros depósitos activos de la llanura deltaica (GALLOWAY y HOBDAV 1990).

COLEMAN y PRIOR (1981 en SCHOLLE y SPEARING 1981), estudiaron las características de la facies de canales distributarios y definieron la secuencia arenosa como una relación granulométrica cuyo tamaño de grano disminuye hacia el tope comenzando con clastos gruesos en la base, igualmente, afirman que algunas capas de granulometría gruesa pueden ser encontradas cerca del tope.

Los mismos autores mencionan que los cuerpos arenosos de los canales distributarios, poseen bases erosivas y a menudo se pueden apreciar en ellos clastos de arcilla y restos de materia orgánica. Agregan que por encima de los depósitos basales de los canales distributarios, se acumulan capas gruesas de arenisca con estratificación cruzada y secuencias de ciclos repetitivos de arenas bien escogidas.

En las secciones estudiadas, los depósitos de los canales distributarios están representados indistintamente por las facies G, S1, H1, S2, S3, H3 y Hb4. La figura 3-19 muestra depósitos de canal distributivo intercalados con otros de bahía interdistributaria.

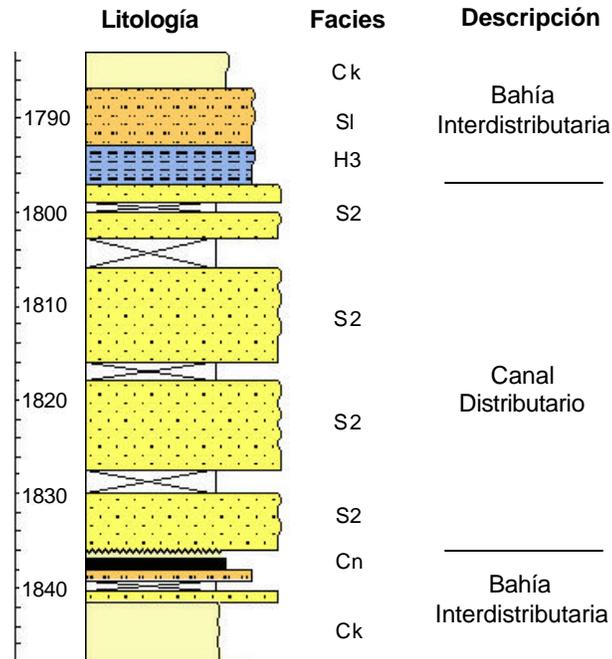


Figura 3-19 Depósitos de canal distributivo entre otros de bahía interdistributaria. (Pozo LR-06). Escala en pies.

Los espesores de los cuerpos arenosos oscilan entre 10' y 50' y en la mayoría de los casos éstos presentan bases erosivas sobre acumulaciones de granulometría más fina. El contacto superior es transicional con los depósitos de las bahías interdistributarias.

El intervalo comprendido entre 2194' y 2176' del pozo LR-02 representa una sucesión granulométrica típica de canal distributivo, comenzando en la base con depósitos de la facies G, pasando gradualmente a una facies S2 en el tope (Fig. 3-20). Igualmente la sucesión de facies S1 y S2 del intervalo 2218', 2212' del mismo pozo hace referencia a las características definidas por COLEMAN y PRIOR (1981 en SCHOLLE y SPEARING 1981) en la parte basal de los depósitos de canales distributarios.

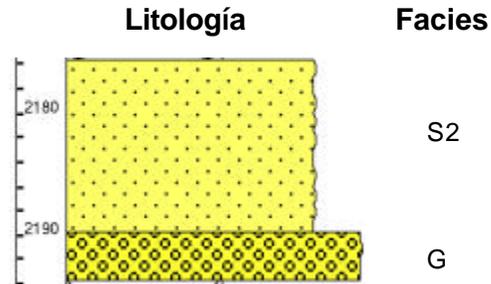


Figura 3-20 Depósitos de canal distributivo. Pozo LR-02. Escala en pies.

Los intervalos cuyas sucesiones de facies han sido asociadas a canales distributarios, son esencialmente arenosos y se encuentran totalmente impregnados de hidrocarburo, por tal motivo ha sido imposible visualizar en los núcleos, estructuras sedimentarias.

3.3.2 Abanicos de Rotura

Los abanicos de rotura son grandes estructuras que se forman principalmente en deltas dominados por la acción fluvial, particularmente en la llanura deltaica inferior, forman una cuña lobular de sedimentos que son expulsados desde un eje, localizado en el margen de un distributivo (GALLOWAY y HOBDAV 1990).

En épocas donde el nivel de las corrientes fluviales aumenta, las aguas rompen los diques naturales y pasan a través de ellos para luego inundar y depositar grandes cantidades de sedimentos en las bahías interdistributarias alcanzando espesores entre 3 y 15 metros. Las acumulaciones arenosas correspondientes a abanicos de rotura, están ubicadas entre acumulaciones de sedimentos finos de llanura deltaica, poseen una granulometría fina y en algunos casos se encuentran aisladas entre capas delgadas de lignito, lo que revela su presencia en zonas confinadas y de baja energía (COLEMAN y PRIOR 1981 en SCHOLLE y SPEARING 1981).

La granulometría de los depósitos de abanicos de rotura, varía de acuerdo a la distancia existente entre el eje de rotura y el lugar de sedimentación. GALLOWAY y

HOBDAV (1990) señalan que el contenido arenoso y el tamaño de grano de esta facies, es mayor a medida que nos acercamos a la zona del eje de rotura, por el contrario, al alejarse de él, los sedimentos son más finos.

Los abanicos de rotura (GALLOWAY y HOBDAV op. cit.) reproducen a una escala reducida, los mismos ambientes y facies de los principales lóbulos de un delta. COLEMAN y PRIOR (1981 en SCHOLLE y SPEARING 1981) mencionan que la subsidencia afecta los sistemas de rotura ya que con el hundimiento, éstos son inundados por aguas marinas, convirtiendo el área nuevamente en ambientes de bahías interdistributarias, completando así el ciclo sedimentario. ELLIOT (1986 en READING 1986) agrega a su vez, que las acumulaciones de los abanicos de rotura, a menudo rellenan las bahías y luego son cubiertas por facies que reflejan inundación.

En las secciones estudiadas, estos depósitos están representados capas de delgados espesores (facies S3, H2 y H5) asociadas a depósitos de bahía interdistributaria. La posible influencia de las mareas en estos depósitos dio como resultado la formación de estructuras flaser. REINECK y SINGH (1980) mencionan que los ambientes de preferencia donde se depositan las estructuras flaser, son áreas donde existen cambios de la energía de aporte, entre períodos de calma y turbulencia, y donde existan los sedimentos necesarios para su formación.

Depósitos arenosos de poco espesor (4'), son observados en la secuencia de bahía interdistributaria del pozo LR-02, estos poseen una granulometría fina de facies S3, que pudiese representar la sedimentación de abanicos de rotura en zonas alejadas a su eje. Otros depósitos heterolíticos de la facies H2, presentes en la secuencia, son principalmente arenosos y reflejan una leve influencia mareal en la sedimentación (Fig. 3-21). Acumulaciones de cuerpos sedimentarios similares, se encuentran distribuidos en las secuencias de bahías interdistributarias de toda el área estudiada.

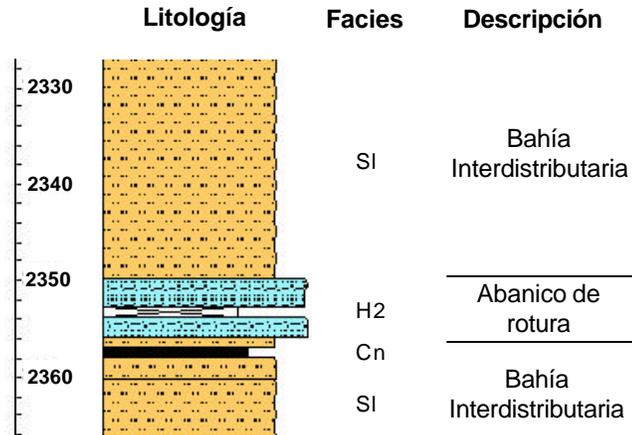


Figura 3-21 Depósito de abanico de rotura con laminación flaser entre otros depósitos de bahía interdistributaria. Pozo LR-02. Escala en pies.

El intervalo comprendido entre 1678' y 1700', del pozo LR-03, representa una secuencia de bahía interdistributaria en la cual se puede apreciar un intervalo arenoso de facies S3 limitado por dos capas de carbón, estas reflejan dos períodos de inundación de las bahías, entre los cuales se produjo la rotura de un canal (Fig.3-22).

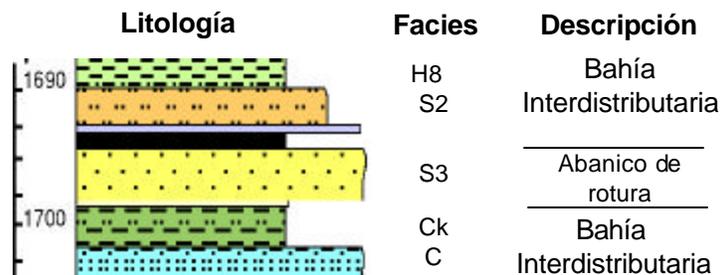


Figura 3-22 Depósito arenoso de abanico de rotura entre dos capas de carbón y otras de bahía interdistributaria. Pozo LR-03. Escala en pies.

Estratigráficamente, los depósitos de abanicos de rotura se encuentran en contacto abrupto con capas de sedimentos finos de las bahías interdistributarias y en algunos casos es posible observarlos entre espesos cuerpos arenosos de los canales distributarios (COLEMAN y PRIOR 1981 en SCHOLLE y SPEARING 1981).

3.3.2.1 Bahía Interdistributaria.

Las bahías interdistributarias son cuerpos abiertos de agua, limitados generalmente por canales distributarios, en ellas, los abanicos de rotura o subdeltas progradan, depositando grandes cantidades de sedimentos que consisten esencialmente en alternancias de areniscas, lutitas limosas y arcilitas que a menudo muestran horadaciones rellenas de arena (COLEMAN y PRIOR, 1981 en SCHOLLE y SPEARING 1981). Los espesores de estos depósitos varían entre 4 y 8 m.

En las secciones estudiadas, estos depósitos están caracterizados por la asociación de facies C, Cn, Ck, Sl, H7 y H8.

El intervalo comprendido entre 1466' y 1538' del pozo LR-03, representa una sucesión de facies limolita, arcilita, con presencia de horadaciones en las arcilitas y nódulos sideríticos en los limos (Fig. 3-23). COLEMAN y PRIOR (1981 en SCHOLLE y SPEARING op. cit.) agregan que en algunos depósitos de bahía interdistributaria, los nódulos de siderita son comunes.

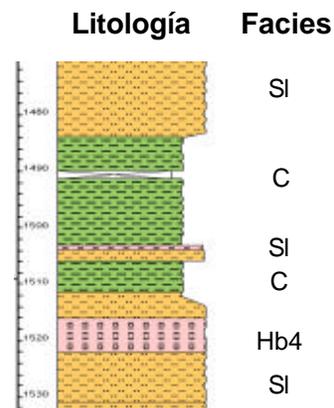


Figura 3-23 Secuencia de bahía interdistributaria. Pozo LR-03. Escala en pies.

Las horadaciones observadas en la facies Sl, fueron identificadas por su geometría y posición en el sedimento como icnofósiles del género *Teichichnus*. DELGADO *et. al.* (1997) mencionan que el icnofósil *Teichichnus* posee formas tubulares verticales construidas como láminas superpuestas una sobre la otra con concavidad hacia arriba o hacia abajo, generalmente están asociadas a la icnofacies Cruziana pero es

posible encontrarlas a menudo en lagunas y bahías de agua salobre, bahías interdistributarias y otros sub-ambientes confinados, relacionados con llanuras costeras.

Estratigráficamente, los depósitos de bahías interdistributarias se encuentran entre cuerpos de arena de los canales distributarios y poseen contactos transicionales hacia la base y erosivos en el tope.

ALLEN (1997), menciona que en la llanura deltaica, específicamente entre los canales distributarios, se sedimentan materiales arcillosos ricos en materia vegetal. En sectores determinados y en períodos en que el aporte fluvial disminuye, la acumulación de abundantes restos vegetales puede dar origen a depósitos de carbón.

Sucesiones sedimentarias predominantemente lutíticas y con intercalaciones de capas carbonosas, son frecuentes en las columnas estratigráficas de las secciones estudiadas. El intervalo correspondiente a 1891' y 1751' del pozo LR-01 representa claramente la sucesión de depósitos de bahía interdistributaria con frecuentes intercalaciones de carbón (Fig. 3-24).

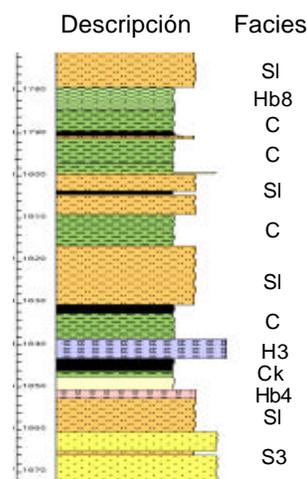


Figura 3-24 Depósitos de bahía interdistributaria con intercalación de capas de carbón. Pozo LR-01. Escala en pies.

A menudo las secuencias de bahías interdistributarias, contienen cuerpos arenosos de facies H3 y S3 como producto del avance de los canales distributarios o depósitos de abanicos de rotura. COLEMAN y PRIOR (1981 en SCHOLLE y SPEARING 1981) afirman que con la continuidad e incremento de la sedimentación en las bahías interdistributarias, se depositan también partículas más gruesas, limos arenosos y areniscas intercaladas con finas láminas de arcillas limosas.

La presencia de acumulaciones con laminación lenticular (facies H7 y H8) puede ser el producto de la influencia de las mareas sobre la bahía interdistributaria. WEIMER *et. al.* (1981 en SCHOLLE y SPEARING op. cit.) mencionan que las estratificaciones flaser y lenticular son comunes de ambientes costeros con influencia mareal y se forman como resultado de fluctuaciones de la energía de aporte sedimentario, por otro lado, confirman que estas texturas pueden variar en espesores de varios centímetros a menos de un milímetro.

3.3.3 Modelo Sedimentológico

La secuencia sedimentaria de las unidades C1 y C2 de la Formación Oficina, se deposita bajo un marco geológico transgresivo a inicios del Mioceno Medio (AUDEMARD *et. al.*, 1985), que generó una sucesión de estratos de carácter retrogradante. MARTINIUS *et. al.* (2002) indican que las unidades inferiores D, E y F de la Formación Oficina, corresponden a ambientes fluviales y de llanura deltaica superior, mientras que las unidades superiores C y B son de ambientes de llanura deltaica inferior. Específicamente KEIJ y NIJSSEN (1983) y DELGADO *et. al.* (1997) basados en estudios de palinomorfos, interpretaron ambientes marino someros o de llanura deltaica inferior (posiblemente de laguna) para los intervalos comprendidos entre las unidades C1 y C2 de la Formación Oficina.

Del análisis realizado en los núcleos, es posible ubicar las unidades C1 y C2 de la Formación Oficina dentro de un contexto de ambientes deltaicos, específicamente en la llanura deltaica inferior, evidenciado por la presencia de acumulaciones sedimentarias donde predominan las intercalaciones de facies arenosas y lutíticas, intervalos heterolíticos y abundantes capas delgadas de carbón.

La interpretación del ambiente sedimentario para el intervalo estudiado, se basa en las asociaciones de facies definidas en el capítulo 3, ellas corresponden a tres sub-ambientes que forman un área definida dentro de la llanura deltaica inferior, en donde depósitos de canales distributarios, abanicos de rotura y bahías interdistributarias están asociados lateral y verticalmente (Fig. 3-25).

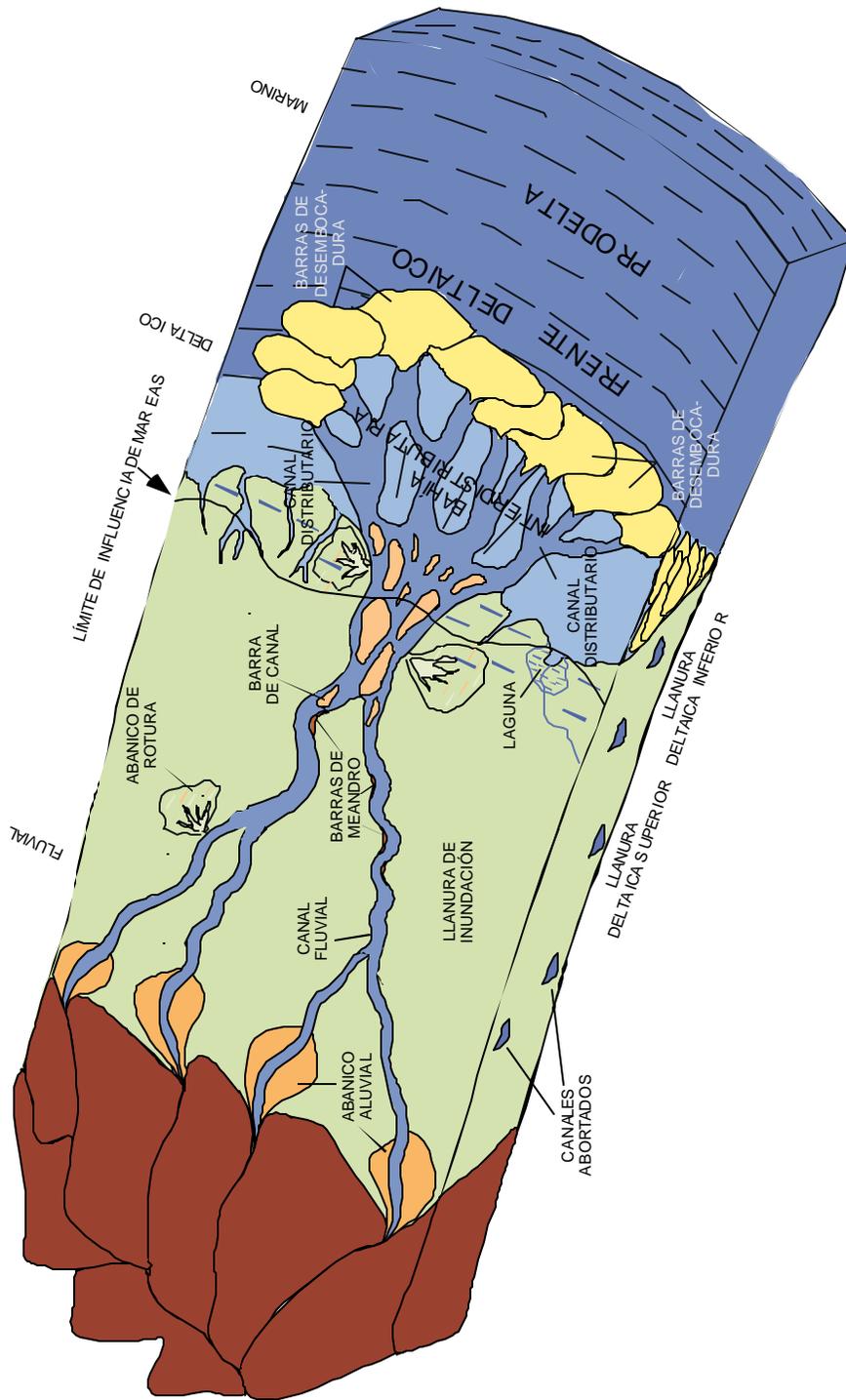


Figura 3-25 Modelo de un delta y sus componentes principales. Basado en el modelo deltaico de COLEMAN y PRIOR (1981 en SCHOLLE y SPEARING 1981). En este trabajo se ha interpretado que la sedimentación de las unidades C1 y C2 de la Formación Oficina tuvo lugar en la llanura deltaica inferior.

Los pozos estudiados se encuentran separados entre sí por distancias entre 6 y 15 km, lo cual dificultó la correlación de intervalos de poco espesor y de poca continuidad lateral como es el caso de los canales distributarios y abanicos de rotura. Los elementos de correlación empleados en este trabajo, son los tope de las unidades C1 y C2 de la Formación Oficina, los cuales según MARTINIUS *et. al.* (2002) son superficies de inundación representadas en los registros eléctricos con un elevado valor de "Gamma Ray" y una disminución en la resistividad, donde M-14 (tope de C2) representa el primer evento transgresivo y una de las primeras superficies de inundación en el plano deltaico, mientras que M-12 (tope de C1) es la principal superficie de máxima inundación presente en la parte deltaica del miembro inferior de la Formación Oficina.

Tres elementos dinámicos dominaron este sistema deltaico; el primero corresponde a una influencia fluvial reflejada en las acumulaciones arenosas de mayor espesor con granulometría gruesa y media, las cuales representan canales distributarios, que a pesar de no ser muy frecuentes constituyen en promedio más del 35% de los depósitos estudiados, presentando en la mayoría de los casos bases erosivas y una disminución en el tamaño de grano hacia el tope. En los registros eléctricos, también es posible distinguir estos cuerpos arenosos por su característica geometría de bloque y de campana.

Como consecuencia de los aumentos de la energía fluvial, los abanicos de rotura son comunes en la llanura deltaica, el espesor delgado de estos cuerpos arenosos con buen escogimiento y granulometría fina se puede apreciar intercalados con otras capas de carbón y lutita, estas últimas, generalmente de mayor espesor.

El segundo elemento dinámico, es la influencia mareal a la cual estuvo expuesta toda el área. Los depósitos sedimentarios producto de esta influencia se reflejan principalmente en los intervalos de las bahías interdistributarias y abanicos de rotura, los cuales se encuentran expuestos en la llanura deltaica inferior. Son comunes estructuras de flujo así como también estratificación lenticular y flaser típicas de

ambientes de mareas. Cabe destacar que se han definido facies con aparente estratificación ondulada por lo cual no se puede descartar una leve influencia del oleaje en los intervalos estudiados.

El tercer elemento de influencia sobre esta área, corresponde al proceso transgresivo en el cual estuvo inmersa toda la región durante este período. Una posible disminución del aporte sedimentario continental y los consecuentes aumentos del nivel del mar, provocaron la acumulación de abundantes capas de lignito y lutitas carbonosas claramente visibles en las secciones. Del mismo modo las acumulaciones limolíticas con alto contenido de óxido siderítico indican también ambientes con características de oxigenación especiales, confinados y posiblemente de aguas salobres.

El complejo fluvio-deltaico al cual se hace referencia en este estudio, posee su fuente de aporte fluvial en dirección sur-norte (AUDEMARD *et. al.*, 1985), progradando constantemente hacia el norte a facies marinas.

Desde el punto de vista morfo-dinámico, en las unidades C1 y C2 de la Formación Oficina, es posible interpretar un modelo sedimentológico donde se observan canales distributarios aislados verticalmente y separados por grandes acumulaciones de sedimentos finos, lo que pudiese indicar una baja tasa de sedimentación frente a una tasa alta de subsidencia local, en la cuenca. Desde el punto de vista de yacimientos, esta última característica aporta información sobre la disposición y orientación de los posibles intervalos productores en el subsuelo, permitiendo así, seleccionar de manera más efectiva los intervalos prospectivos para la explotación de hidrocarburos.

4. MODELO GEOESTADÍSTICO DE FACIES HETEROLÍTICAS

4.1. GENERALIDADES

Significantes reservas de hidrocarburos se encuentran en acumulaciones arenosas de características heterolíticas y su explotación se ha incrementado en los últimos tiempos (JACKSON *et. al.* 1999), consecuentemente el interés por desarrollar modelos de simulación estáticos y dinámicos de este tipo de yacimientos también ha aumentado.

Las estratificaciones de tipo flaser, lenticular y ondulada fueron definidas por REINECK y WUNDERLICH (1968 en JACKSON *et. al.* op. cit.) como facies heterolíticas, debido a la acumulación intercalada de sedimentos lutíticos y arenosos. Las características dinámicas de flujo y reflujos de los ambientes donde se forman, generan rizaduras en las capas depositadas, posteriormente, los constantes cambios de energía del medio permiten la acumulación intercalada de sedimentos finos y gruesos cuya preservación da lugar a estas estructuras.

Algunas propiedades petrofísicas como la porosidad (ϕ) y la permeabilidad (K), son afectadas por la ocurrencia de capas sedimentarias de distinta granulometría, al no permitir un comportamiento continuo y homogéneo de los fluidos dentro de las rocas. Como consecuencia, la velocidad del flujo varía de manera independiente tanto en la dirección vertical como en la horizontal, por lo que dependiendo del tipo de las estructuras sedimentarias presentes y su granulometría, cada facies poseerá un determinado valor de permeabilidad y en consecuencia, una relación K_v/K_h (permeabilidad vertical / permeabilidad horizontal) distinta a las demás.

4.2. CONSTRUCCIÓN DE MODELOS 3D GEOMÉTRICOS Y PETROFÍSICOS DE FACIES HETEROLÍTICAS

4.2.1 Estudio de Facies Heterolíticas

WEBER (1986 en LAKE y CARROLL 1986) mencionan que las heterogeneidades presentes en los yacimientos petrolíferos, son una de las mayores razones por las que se dificulta la recuperación de hidrocarburos. Heterogeneidades de distintas escalas que van desde fallas regionales que afectan las secuencias productoras, hasta procesos diagenéticos que producen variaciones de porosidad y permeabilidad en la roca, son algunas de las incertidumbres a superar en el estudio de yacimientos. La figura 4-1 muestra heterogeneidades de distintas escalas en los yacimientos, estudiadas por PETTIJOHN *et. al.* (1973).

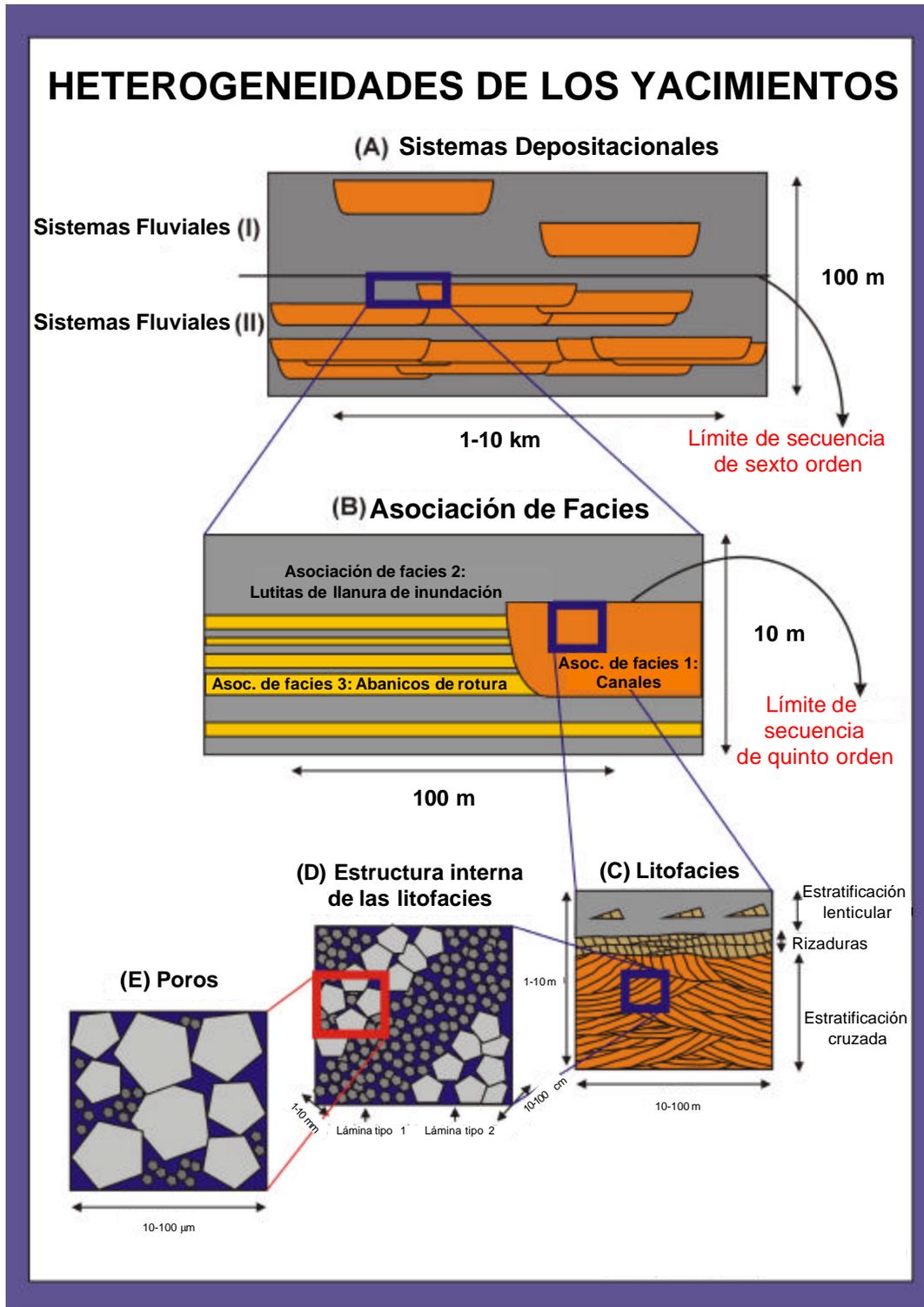


Figura 4-1 Niveles de heterogeneidades en reservorios, definido por PETTJOHN *et. al.* (1973). Modificado de MARTINIUS *et. al.*, (2001).

En este trabajo se han estudiado sólo aquellas heterogeneidades de escala centimétrica visibles en los núcleos, a este nivel las heterogeneidades son a menudo relacionadas con el tipo de laminación. COSENTINO (2001) trabajó con núcleos que contenían heterogeneidades de menor escala, relacionadas con diferencias texturales de los sedimentos. Este autor utilizó el minipermeámetro para tomar medidas en las láminas del núcleo, obteniendo como resultado distintas lecturas que le ayudaron a concluir que estas heterogeneidades de menor escala, tienen un impacto importante en la eficiencia del flujo microscópico y por lo tanto en el factor de recobro del yacimiento, debido al fenómeno de entrapamiento capilar. La figura 4-2 muestra un ejemplo de las lecturas obtenidas con el minipermeámetro en un núcleo con heterogeneidades de menor escala.

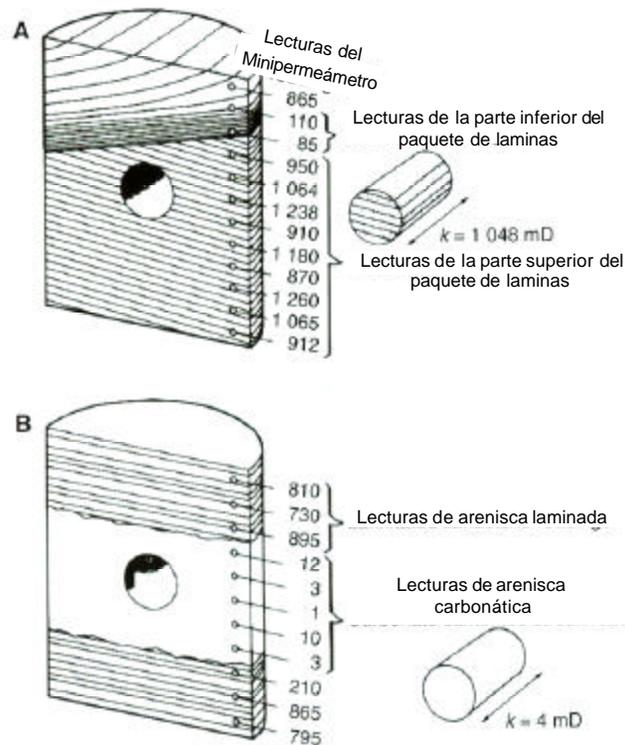


Figura 4-2 Heterogeneidades de menor escala en una muestra de núcleo. **A.** Arenisca con estratificación cruzada festoneada. **B.** Arenisca con cemento carbonático. Modificado de COSENTINO (2001)

El estudio de las heterogeneidades de menor escala en facies heterolíticas, se realizó de la siguiente manera:

- 1-. Identificación del tipo de estratificación de cada litofacies.
- 2-. Definición de las características granulométricas de los sedimentos.
- 3-. Medición y cuantificación visual de estructuras sedimentarias como: rizaduras, flaser y lentes de arenisca (Fig. 4-3 y 4-4).

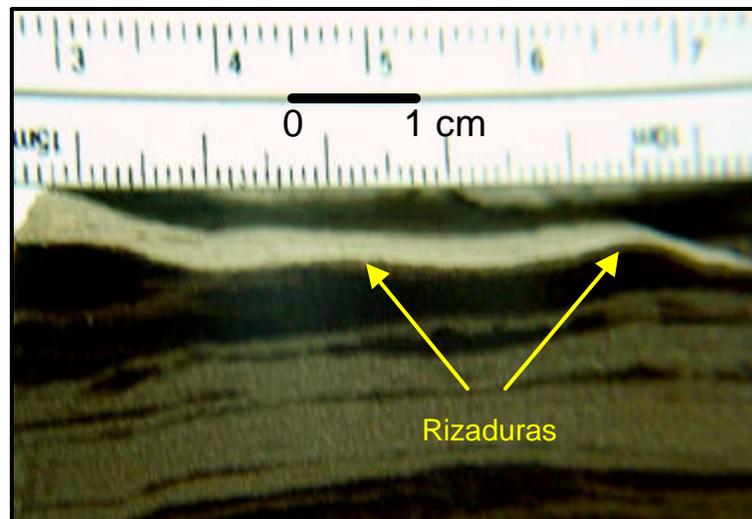


Figura 4-3 Rizaduras de lutita en la facies H6.

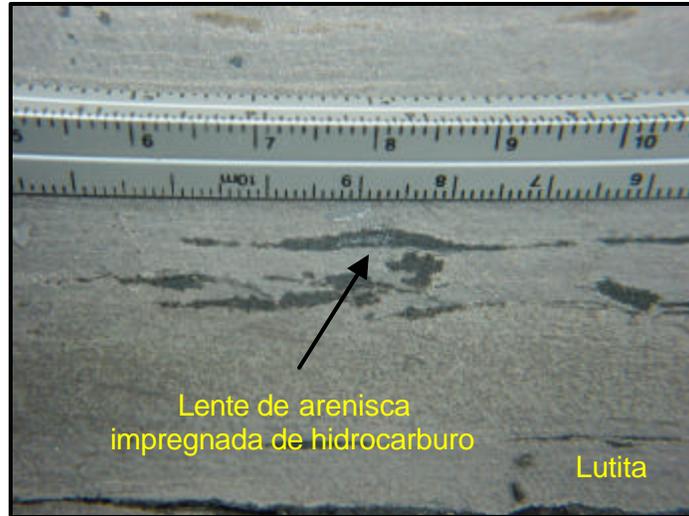


Figura 4-4 La foto muestra a detalle un lente de arenisca impregnada en una capa masiva de lutita. Las medidas de la regleta inferior poseen una escala de centímetros.

4-. Medición y cuantificación visual de otras discontinuidades granulométricas (Fig. 4-5).

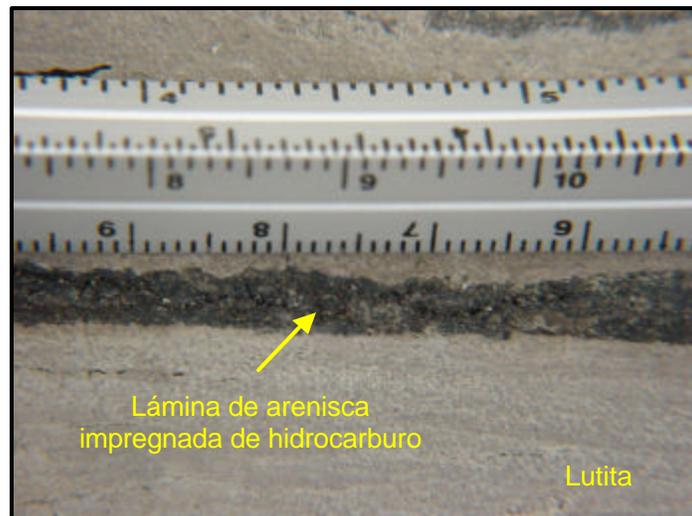


Figura 4-5 Discontinuidad granulométrica representada por una lámina de arenisca impregnada. Las medidas de la regleta inferior poseen una escala de centímetros.

Cada uno de los parámetros anteriores es necesario para generar los modelos 3D de facies debido a que el programa "SBED", representa geoméricamente las características enumeradas anteriormente, simulando el tipo de estratificación

presente, las variaciones granulométricas y la dimensión de las estructuras junto a su disposición dentro de los modelos.

A continuación se hace referencia a los tipos de estratificación observados en los núcleos.

4.2.1.1 Estratificación Flaser

Una estratificación con rizaduras y numerosas láminas de lutitas, es denominada estratificación flaser (REINECK y SINGH 1980). Este tipo de estructura está caracterizada por la ocurrencia de sedimentos arenosos y lutíticos depositados casi simultáneamente (Fig. 4-6). Los sedimentos arenosos son depositados en forma de rizaduras, debido a las corrientes presentes en el medio, posteriores períodos de calma favorecen la sedimentación de finos en las partes cóncavas de las rizaduras a veces cubriendo por completo los cuerpos arenosos. Al iniciarse nuevamente el período de corrientes, las lutitas de las crestas de las rizaduras son erosionadas, dejando en la mayoría de los casos sólo pequeñas acumulaciones en la parte baja de éstas, así las capas de sedimentos finos son cubiertas y preservadas por otros paquetes arenosos. La estratificación flaser se produce sólo en aquellos ambientes donde las condiciones para la depositación y preservación de las arenas son más favorables que para las lutitas (REINECK y SINGH *op. cit.*).

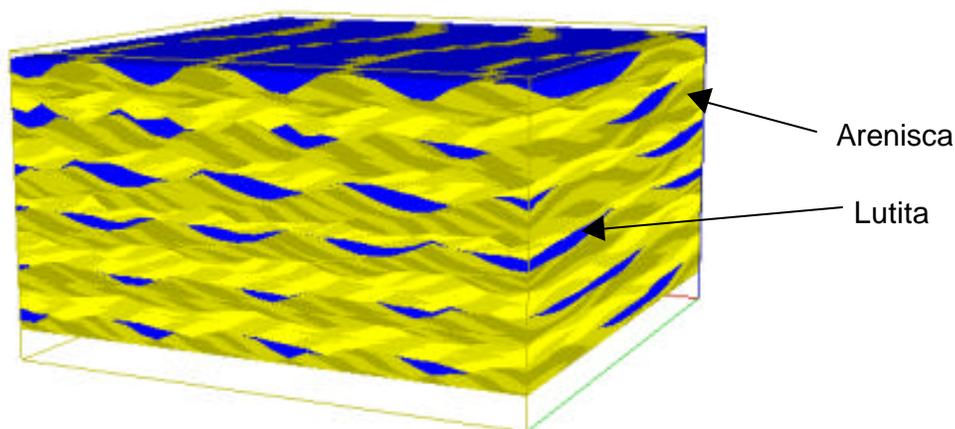


Figura 4-6 Estratificación Flaser. Modelo SBED

4.2.1.2 Estratificación Lenticular

La estratificación lenticular está caracterizada por la presencia de lentes de arena aislados, depositados en un substrato lutítico (REINECK y SINGH 1980). Geométricamente la estratificación lenticular corresponde a lo que pudiese ser la estructura contraria a la estratificación flaser (Fig 4-7). Se produce por la formación incompleta de rizaduras de arena sobre un substrato lutítico, preservadas posteriormente por la sedimentación de nuevas capas de sedimentos finos. La estratificación lenticular es producida bajo condiciones más favorables para la preservación de lutitas que para las arenas (REINECK y SINGH op. cit.).

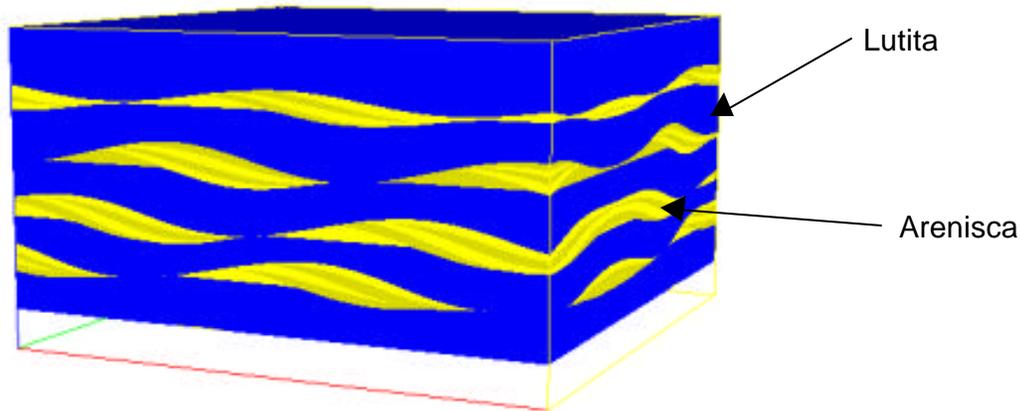


Figura 4-7 Estratificación Lenticular. Modelo SBED

4.2.1.3 Estratificación Ondulada

Geométricamente, la estratificación ondulada podría ser el equilibrio sedimentario entre las estratificaciones flaser y lenticular ya que el ambiente en el que se desarrolla, permite la preservación de sedimentos finos y arenosos (Fig. 4-8). En ella las capas de lutita y arenisca son bastante continuas aunque el espesor de las acumulaciones puede variar. La estratificación ondulada se produce cuando el período de calma de las aguas, permite la suficiente depositación de sedimentos finos como para cubrir por completo las rizaduras de las arenas. REINECK y SINGH (*op. cit.*) mencionan que cuando se observa una sola capa continua de lutita, ésta debe ser reportada como una capa ondulada y sólo cuando estén presentes varias capas de ellas, se reportará como estratificación ondulada.

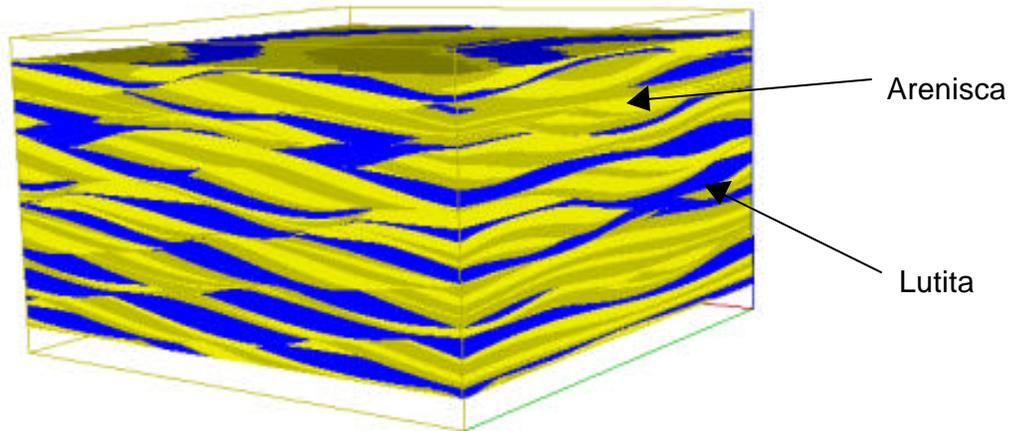


Figura 4-8 Estratificación ondulada. Modelo SBED

4.2.2 Medición de los Valores de Porosidad y Permeabilidad.

En facies heterolíticas, la medición de porosidad y permeabilidad se dificulta debido a la escala a la que ocurren las heterogeneidades. Comparaciones hechas a partir de evaluaciones de registros eléctricos de pozos y estudios de tapones de núcleos, en un mismo intervalo, han revelado que el análisis de estos parámetros, arroja resultados distintos debido a la diferencia de escala de los muestreos. NORDAHL *et. al.* (2002) mencionan que uno de los grandes retos que tiene el estudio petrofísico, es que la escala de las heterogeneidades presentes en facies heterolíticas, esté por debajo de la resolución vertical de cualquier herramienta de registros eléctricos de pozos. En consecuencia, estudios de heterogeneidades de menor escala en facies heterolíticas, se llevan a cabo actualmente para poder incluir tanto en los modelos geológicos como en los de simulación, las distintas variaciones de permeabilidad y porosidad provocadas por los cambios granulométricos presentes en este tipo de facies sedimentarias.

En la figura 4-9 se aprecia como los valores de porosidad resultantes de la evaluación de registros eléctricos no corresponden con los obtenidos a partir de estudios en tapones de núcleos, tomados a la misma profundidad.

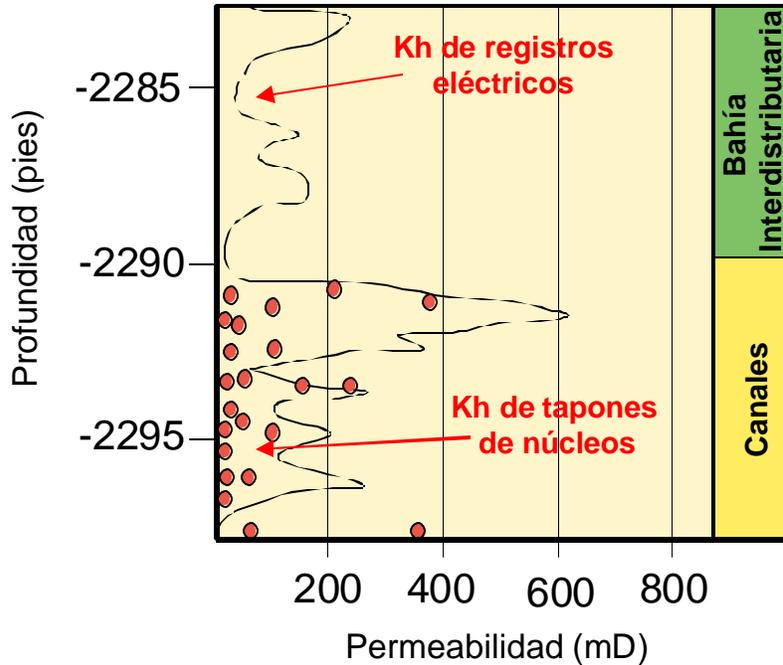


Figura 4-9 Ejemplo de las variaciones de las lecturas de permeabilidad horizontal (Kh), medidas en el mismo intervalo. Nótese la alta variabilidad dentro de la misma facies. Modificado de MARTINIUS *et. al.* (1999)

El estudio de heterogeneidades de menor escala, está relacionado con la necesidad de obtener modelos geológicos que puedan generar mayor información acerca del comportamiento de los fluidos en los yacimientos y de minimizar las dificultades del recobro de hidrocarburos. WEBER (1986 en LAKE y CARROLL 1986) menciona que los estudios de evaluación de yacimientos donde no se toman en cuenta las heterogeneidades de menor escala, a menudo reflejan incertidumbres relacionadas con el comportamiento de los fluidos, diferencias de permeabilidad, o apreciaciones erróneas acerca de la distribución del hidrocarburo residual.

Como se observó en la figura 4-9, existen variaciones considerables de los valores de permeabilidad obtenidos con ambos métodos, la inclusión de las lecturas de los tapones de núcleo en un modelo de simulación de fluidos, arrojaría resultados más confiables si aceptamos que la porosidad y permeabilidad de la roca dependen directamente de las características sedimentarias y granulométricas de menor escala.

Por tal motivo, se ha considerado en este trabajo, buscar la mejor forma de evaluar los intervalos de facies heterolíticas y representar a una escala real (1:1) las variaciones de porosidad y permeabilidad presentes. Para ello fue necesario hacer uso de un minipermeámetro (PDPK-300) el cual es capaz de hacer un muestreo puntual de permeabilidad horizontal (K_h) con mediciones distanciadas a un centímetro una de la otra (Fig. 4-10).

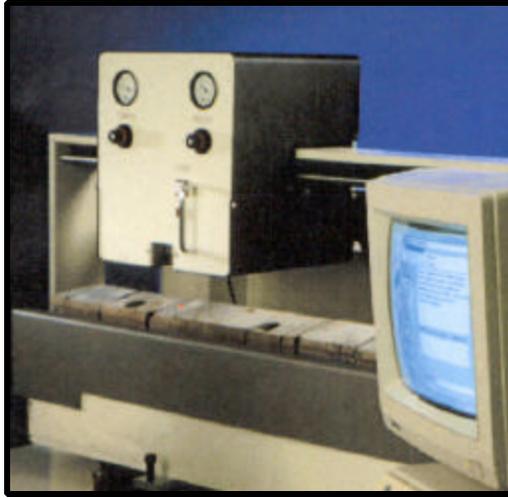


Figura 4-10 Minipermeámetro (PDPK-300) La herramienta posee un inyector de helio (He) de 3 mm de diámetro, el alcance de penetración del gas es de 5 mm y cada prueba es procesada y almacenada por un computador.

El modelo para la medición de puntos, corresponde a una malla imaginaria colocada sobre cada intervalo de núcleo estudiado y donde cada punto (nodo) está separado a 1 cm de distancia del próximo (Fig. 4-11). Este mismo modelo fue aplicado a cada una de las facies modeladas.

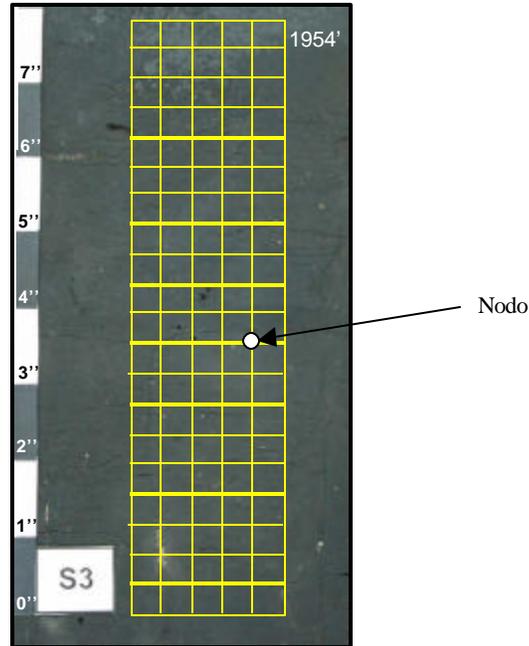


Figura 4-11 Modelo de malla empleado para la toma de medidas de permeabilidad con el minipermeámetro.

En la actualidad no existe una herramienta capaz de tomar medidas de porosidad a la misma escala que el minipermeámetro, por tal motivo, los datos de porosidad utilizados en los modelos de facies, fueron obtenidos del análisis de tapones de núcleos tomados en intervalos de facies arenosas. Estas facies arenosas poseen características granulométricas muy parecidas a las capas de arenisca presentes en los intervalos heterolíticos, gracias a ello fue posible asignar dichos valores de porosidad a los modelos 3D de facies heterolíticas construidos con el programa SBED.

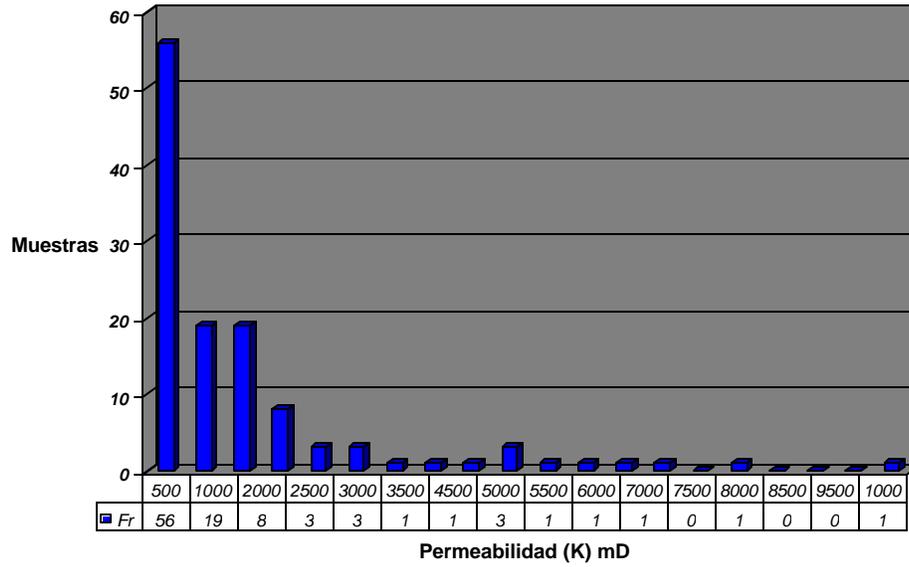
4.2.3 Análisis Estadístico de los Datos Petrofísicos

El análisis estadístico se centró principalmente en el estudio de las distribuciones de los datos de permeabilidad y en el cálculo de la media y distribución estándar para cada facies (parámetros requeridos por el programa "SBED"). Para ello se utilizaron las lecturas del minipermeámetro (Apéndice B).

Los valores de permeabilidad fueron analizados con histogramas lineales representativos de cada facies, con ellos se verificó el alto grado de dispersión del conjunto de muestras, lo que llevó a la construcción de histogramas logarítmicos que permitiesen manejar los datos de una manera más confiable estadísticamente. DAVIS (1986) menciona que la transformación logarítmica de datos dispersos tiene un efecto normalizante en ellos, además contribuye a la estabilización de la varianza y la desviación estándar. Tomando en cuenta esta teoría, los cálculos estadísticos realizados en este trabajo se hicieron basándose en datos normalizados a excepción de los cálculos de porosidad.

La conversión logarítmica de los datos se realizó calculando el logaritmo neperiano de cada valor obtenido ($y = \ln x$), con estos valores se obtuvo una distribución "log-normal". Por medio del estudio de los histogramas y gráficos de dispersión (figuras 4-12 a la 4-26), se logró separar, de toda la población, sólo aquella porción de datos representativos de cada intervalo.

Histograma Lineal Facies S1



Histograma Logarítmico Facies S1

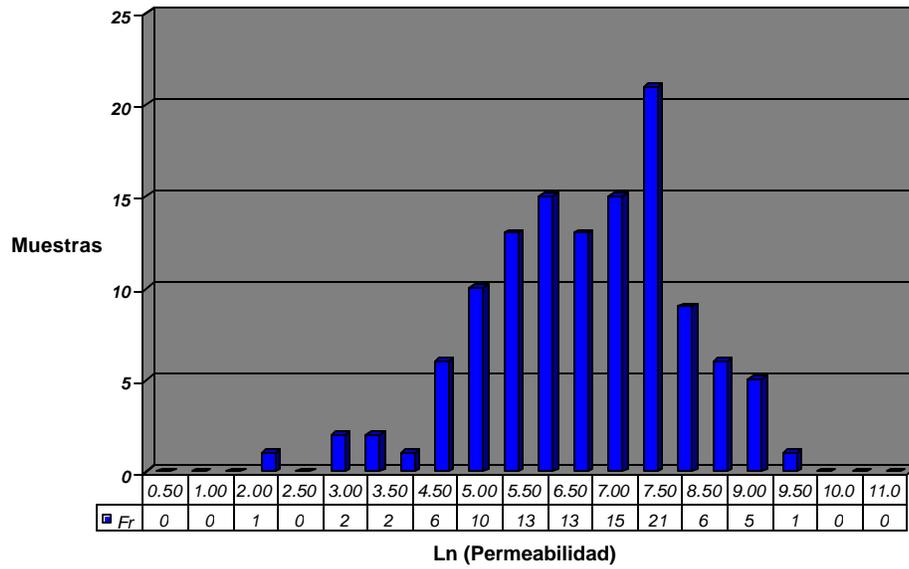


Figura 4-12 Histogramas lineal y logarítmico de las facies S1.

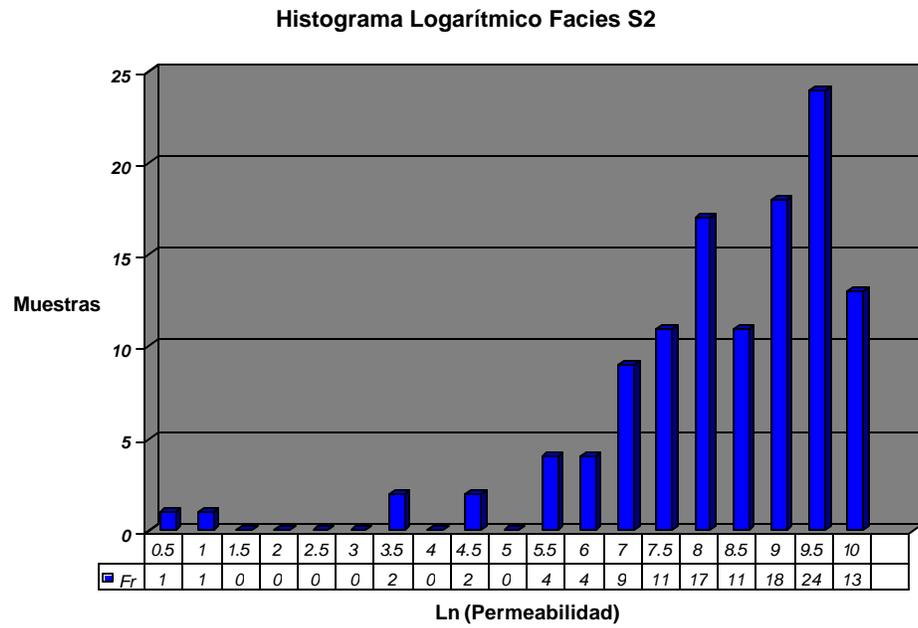
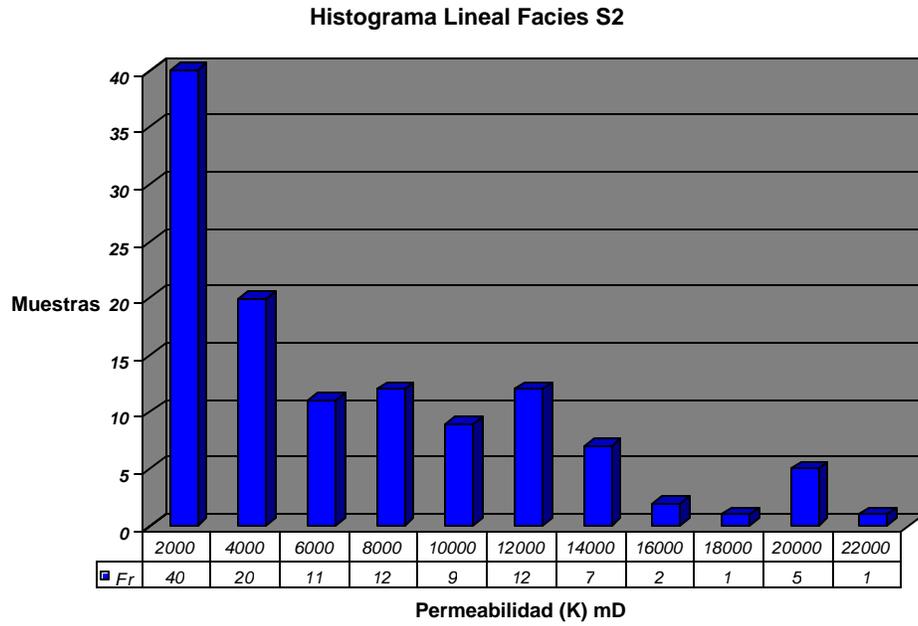
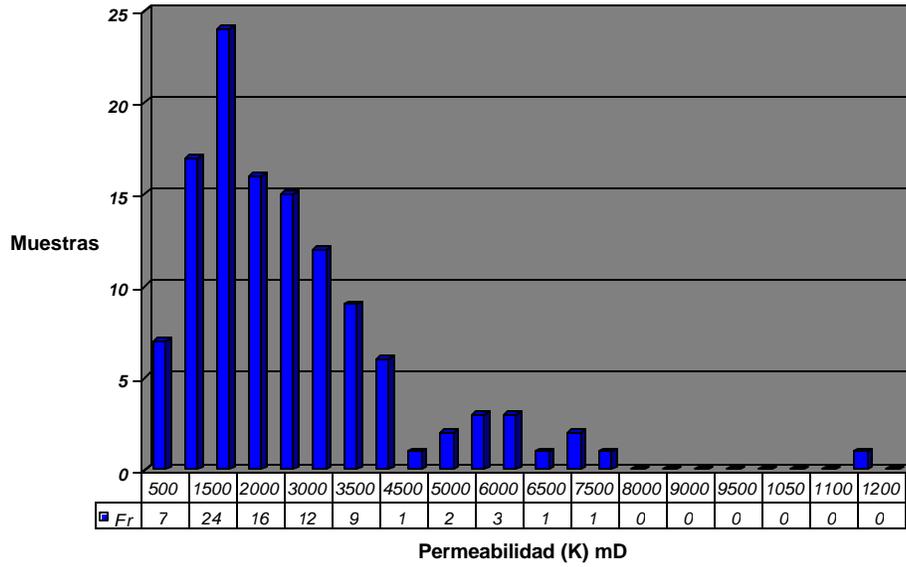


Figura 4-13 Histogramas lineal y logarítmico de las facies S2.

Histograma Lineal Facies S3



Histograma Logarítmico Facies S3

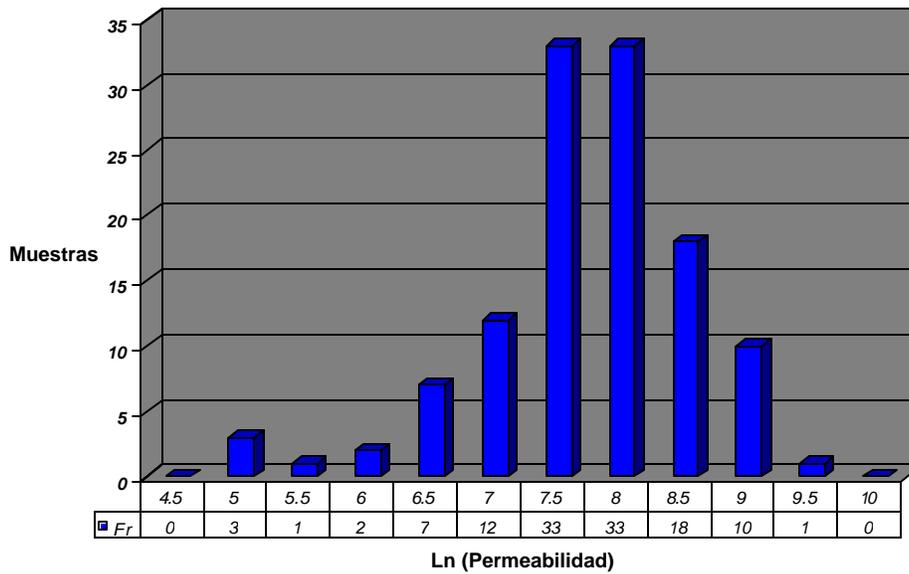


Figura 4-14 Histogramas lineal y logarítmico de las facies S3.

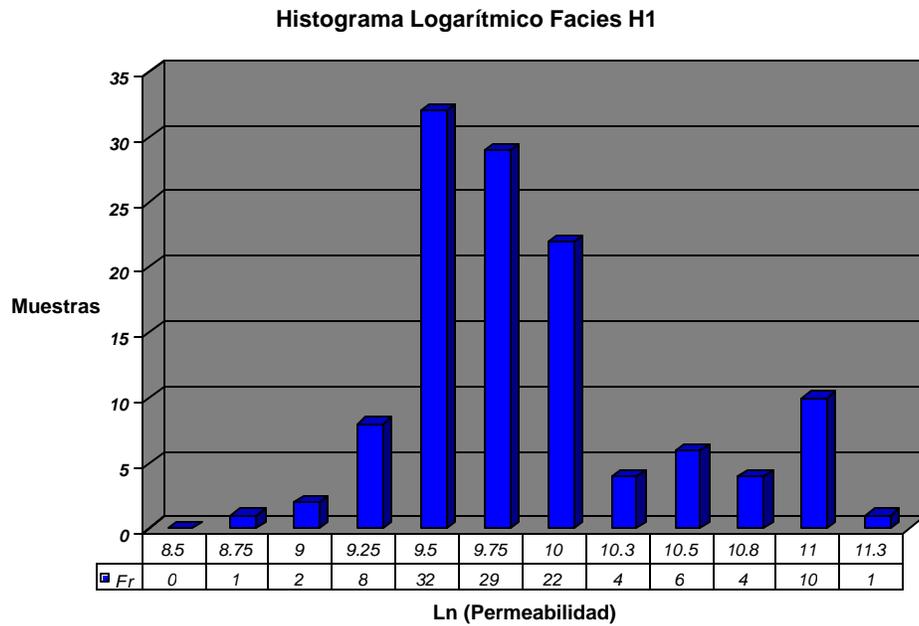
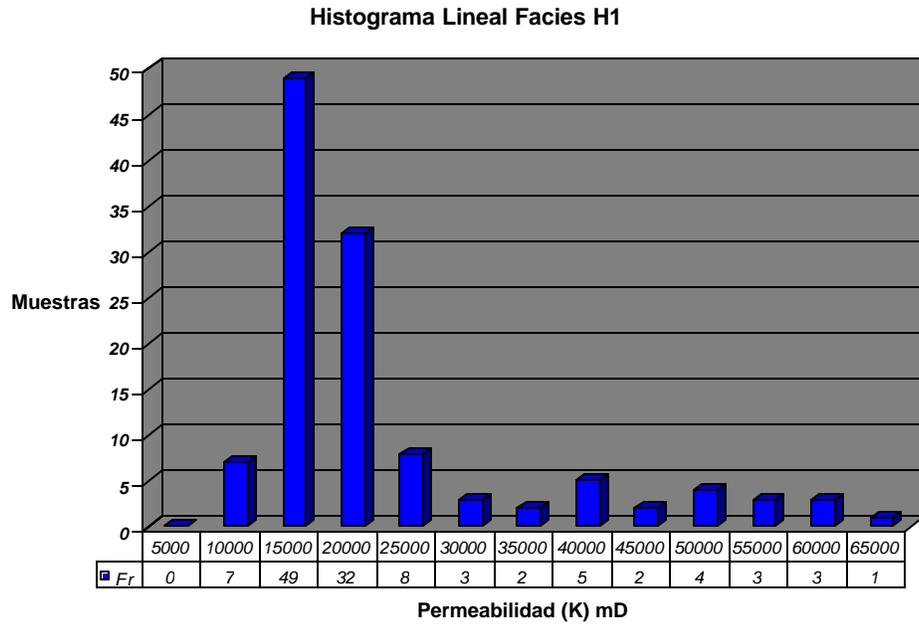


Figura 4-15 Histogramas lineal y logarítmico de las facies H1.

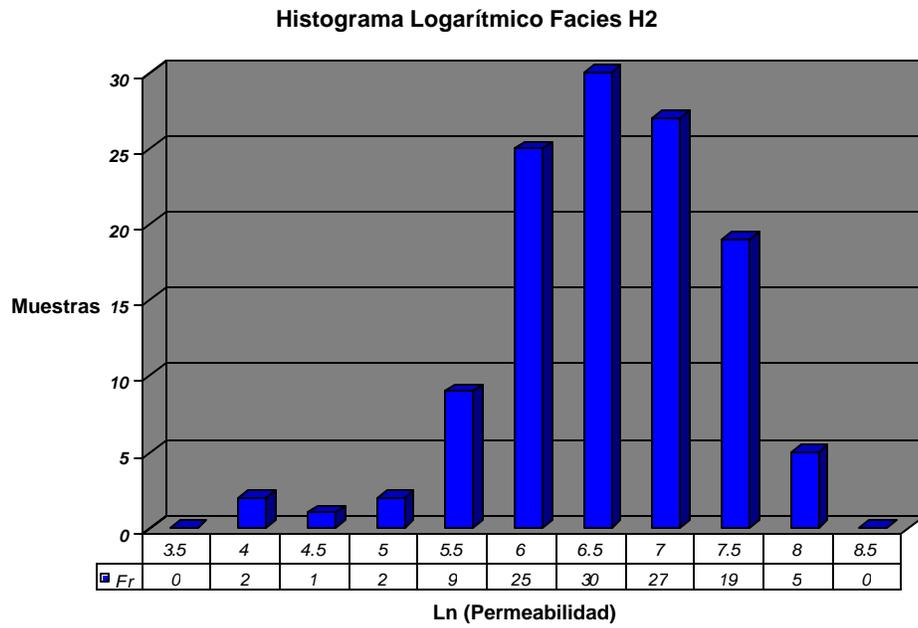
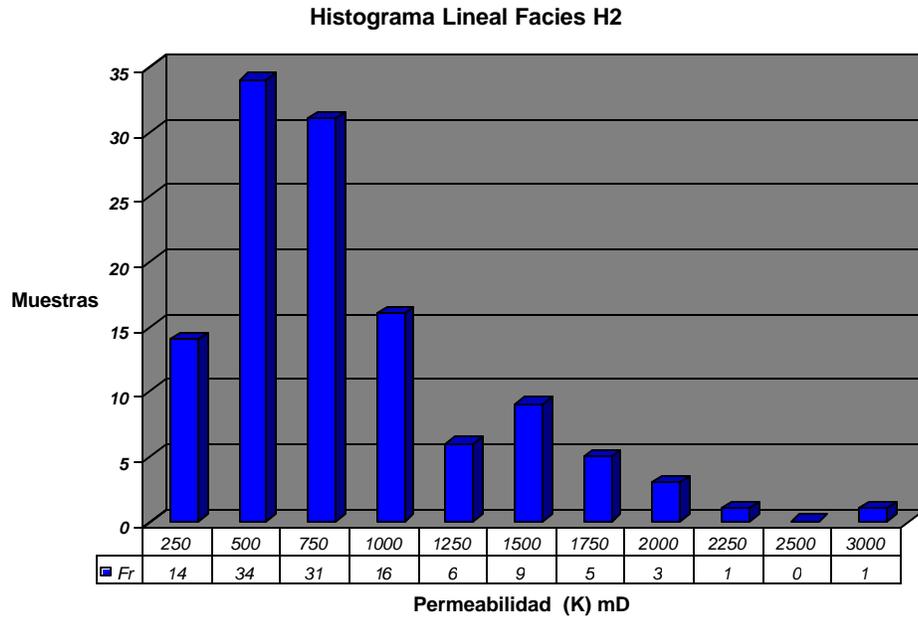


Figura 4-16 Histogramas lineal y logarítmico de las facies H2.

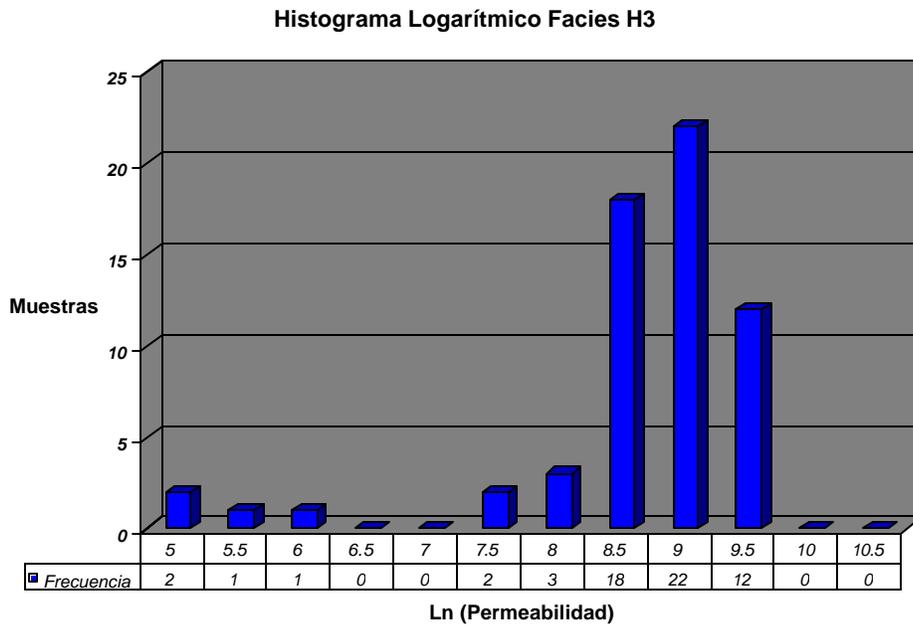
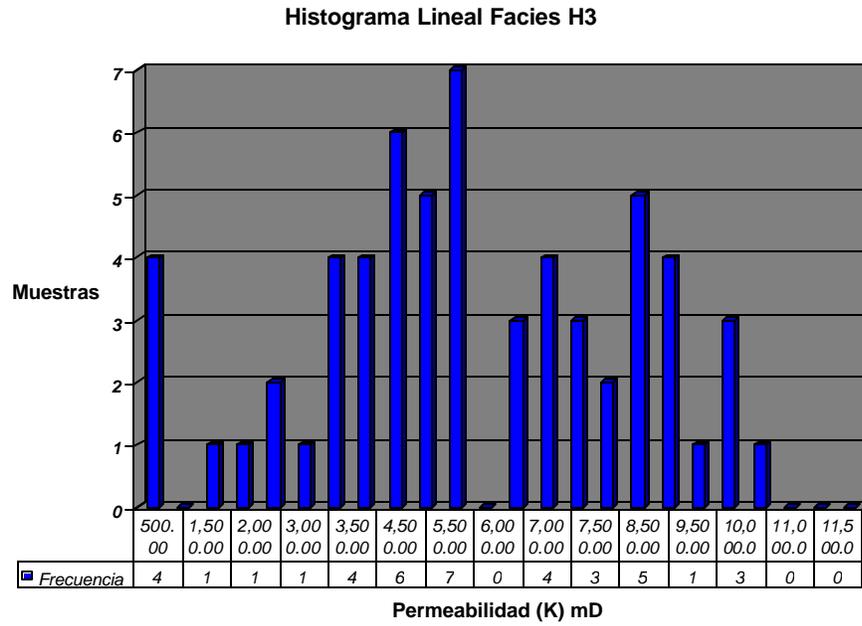


Figura 4-17 Histogramas lineal y logarítmico de las facies H3.

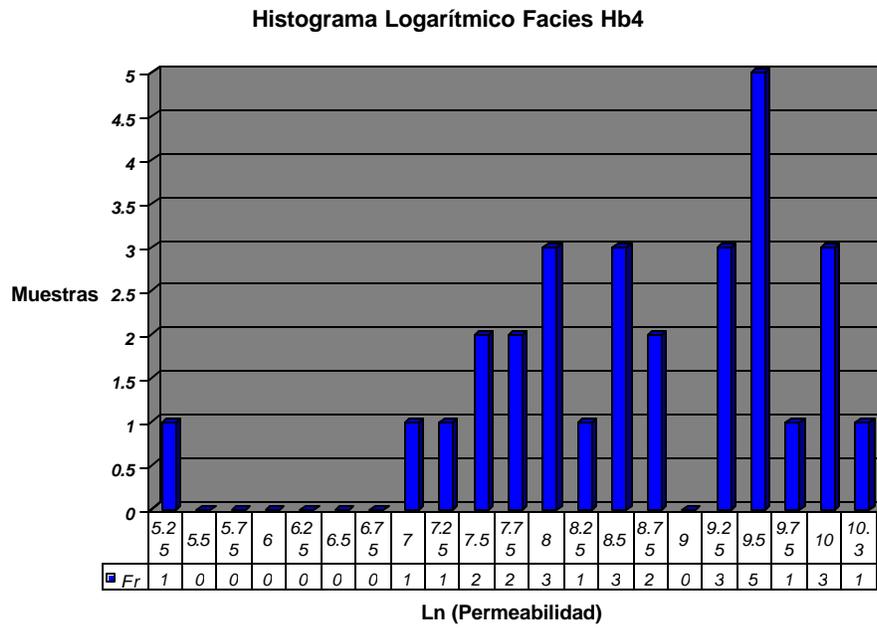
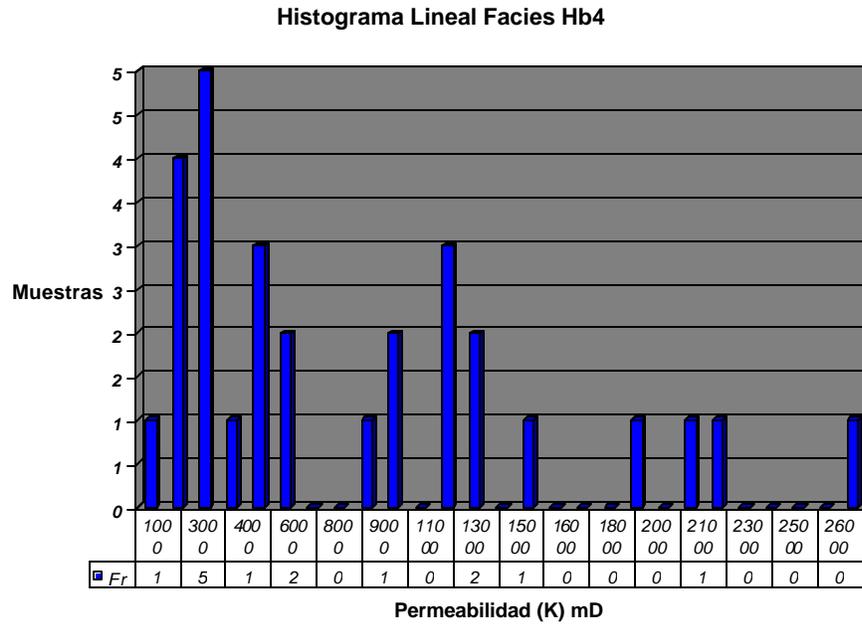


Figura 4-18 Histogramas lineal y logarítmico de las facies Hb4.

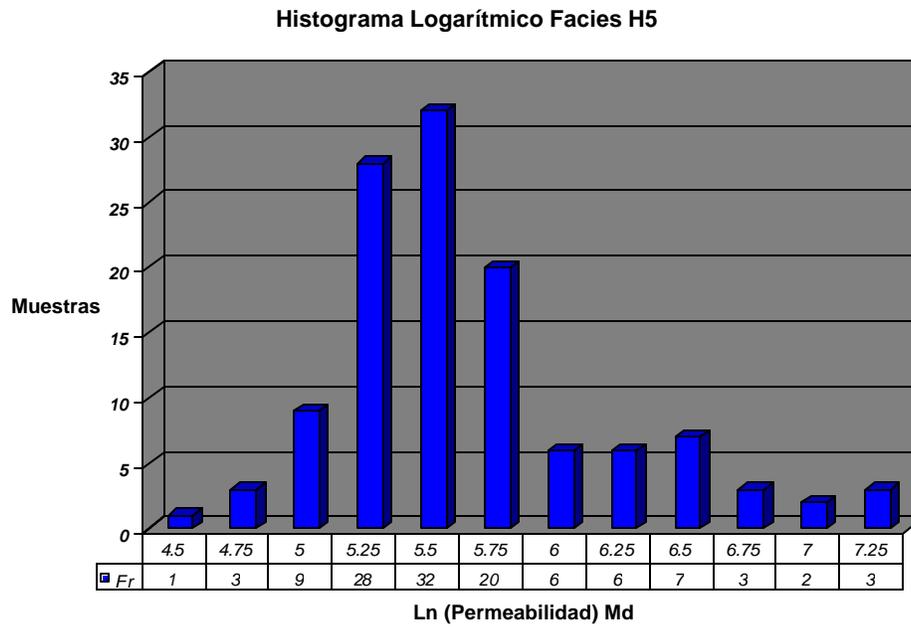
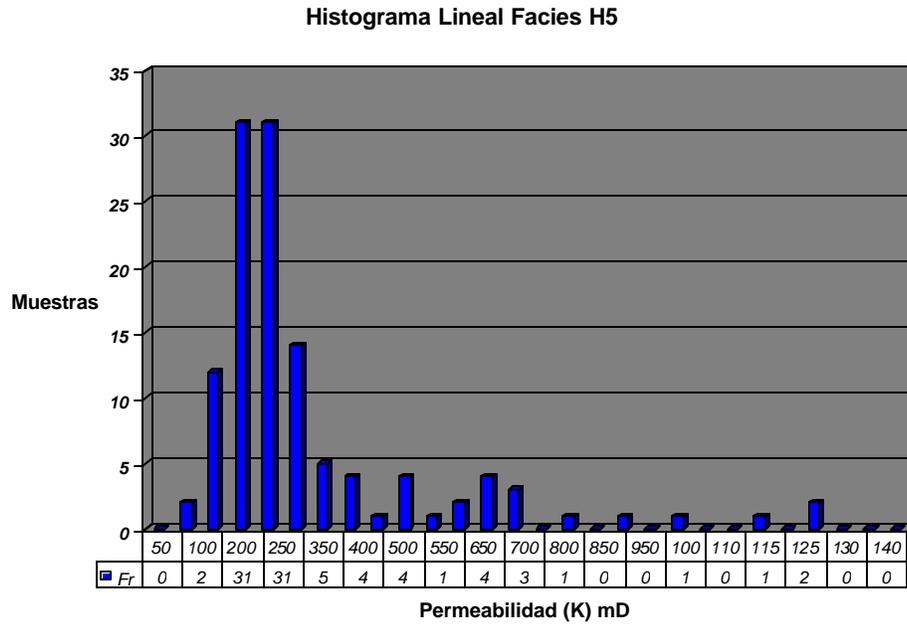


Figura 4-19 Histogramas lineal y logarítmico de las facies H5.

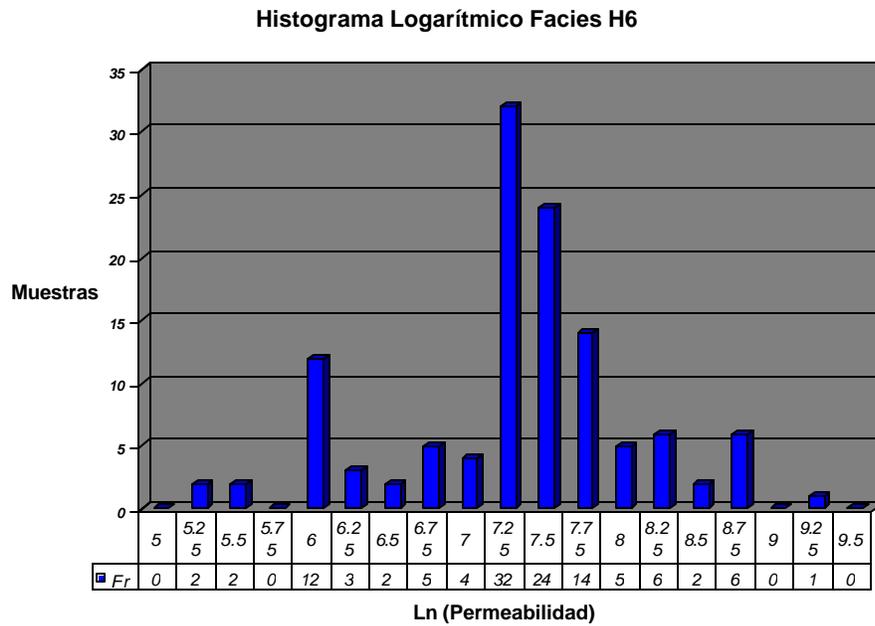
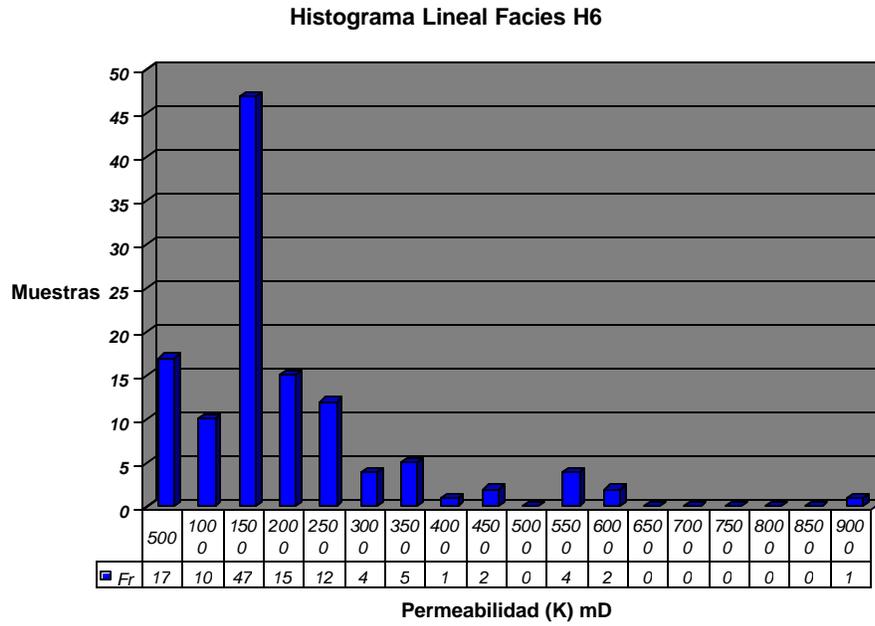


Figura 4-20 Histogramas lineal y logarítmico de las facies H6.

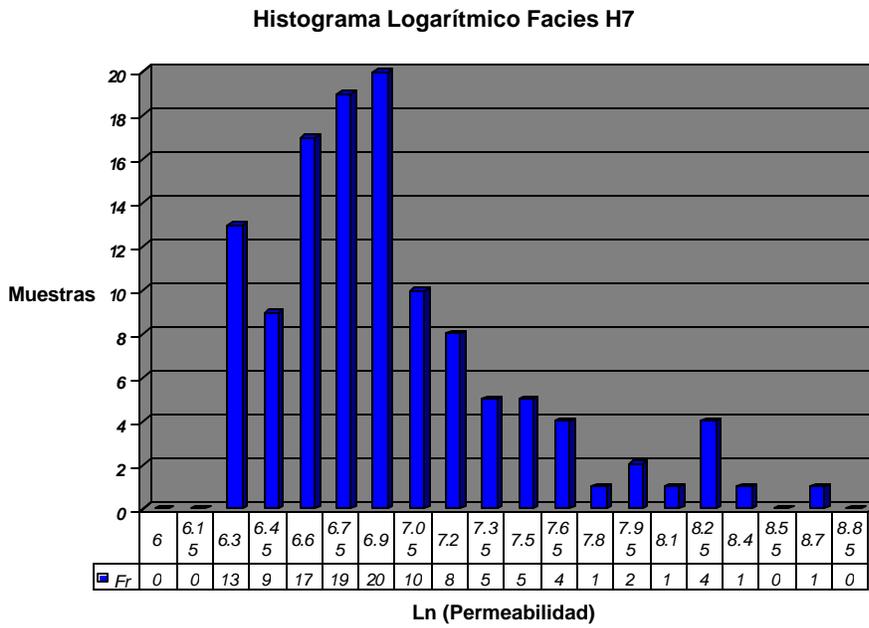
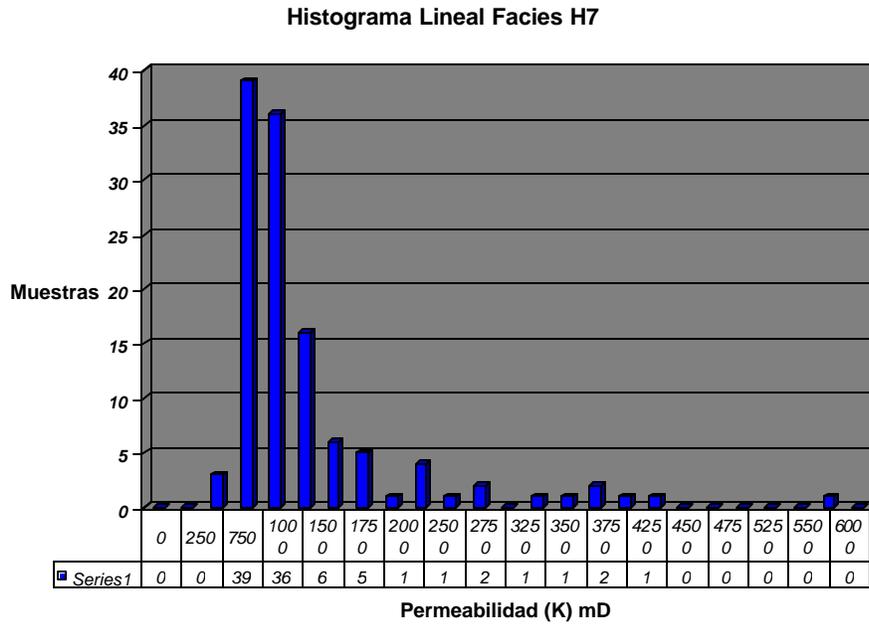


Figura 4-21 Histogramas lineal y logarítmico de las facies H7.

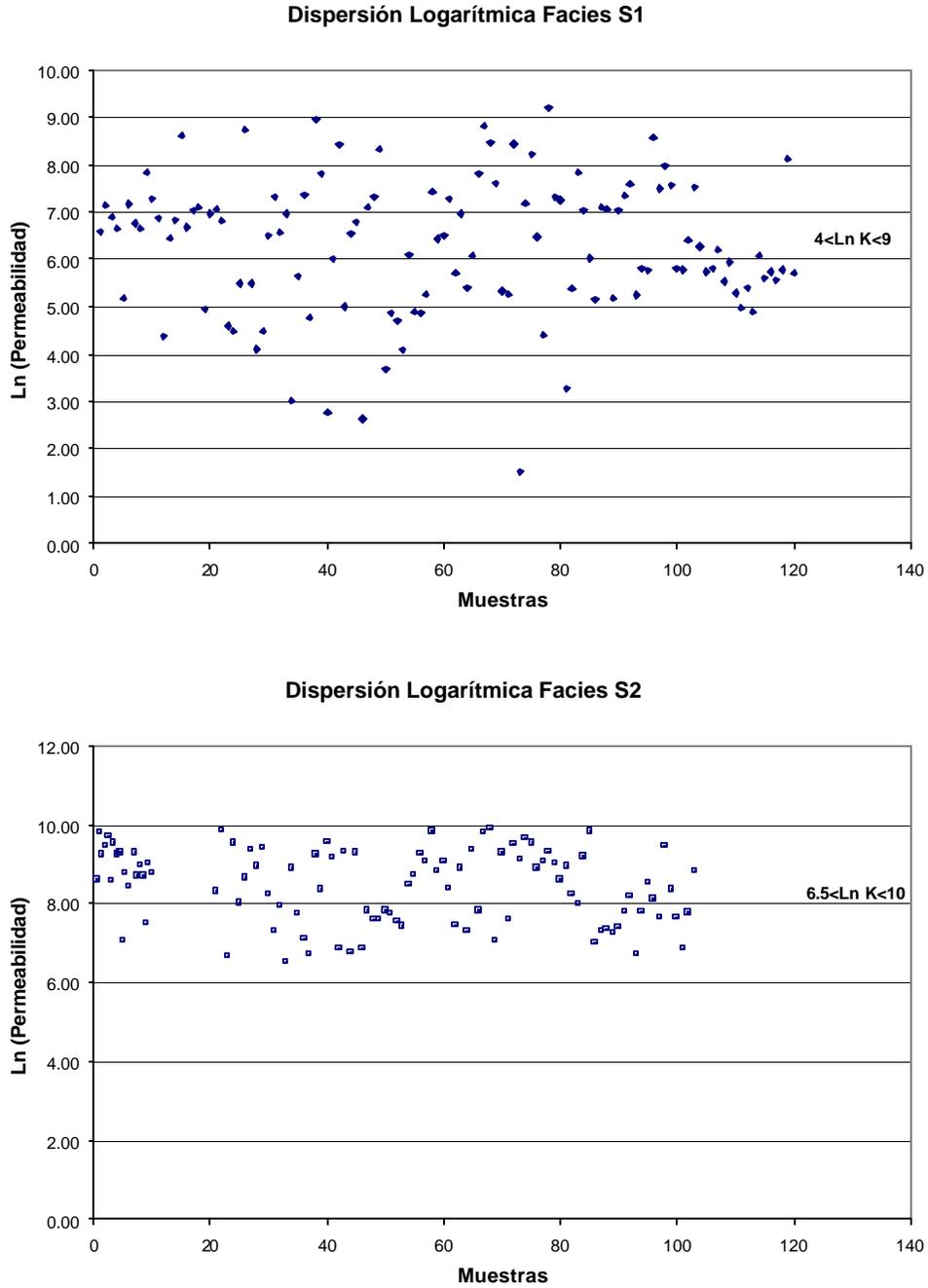


Figura 4-22 Gráficos de dispersión, facies S1 y S2.

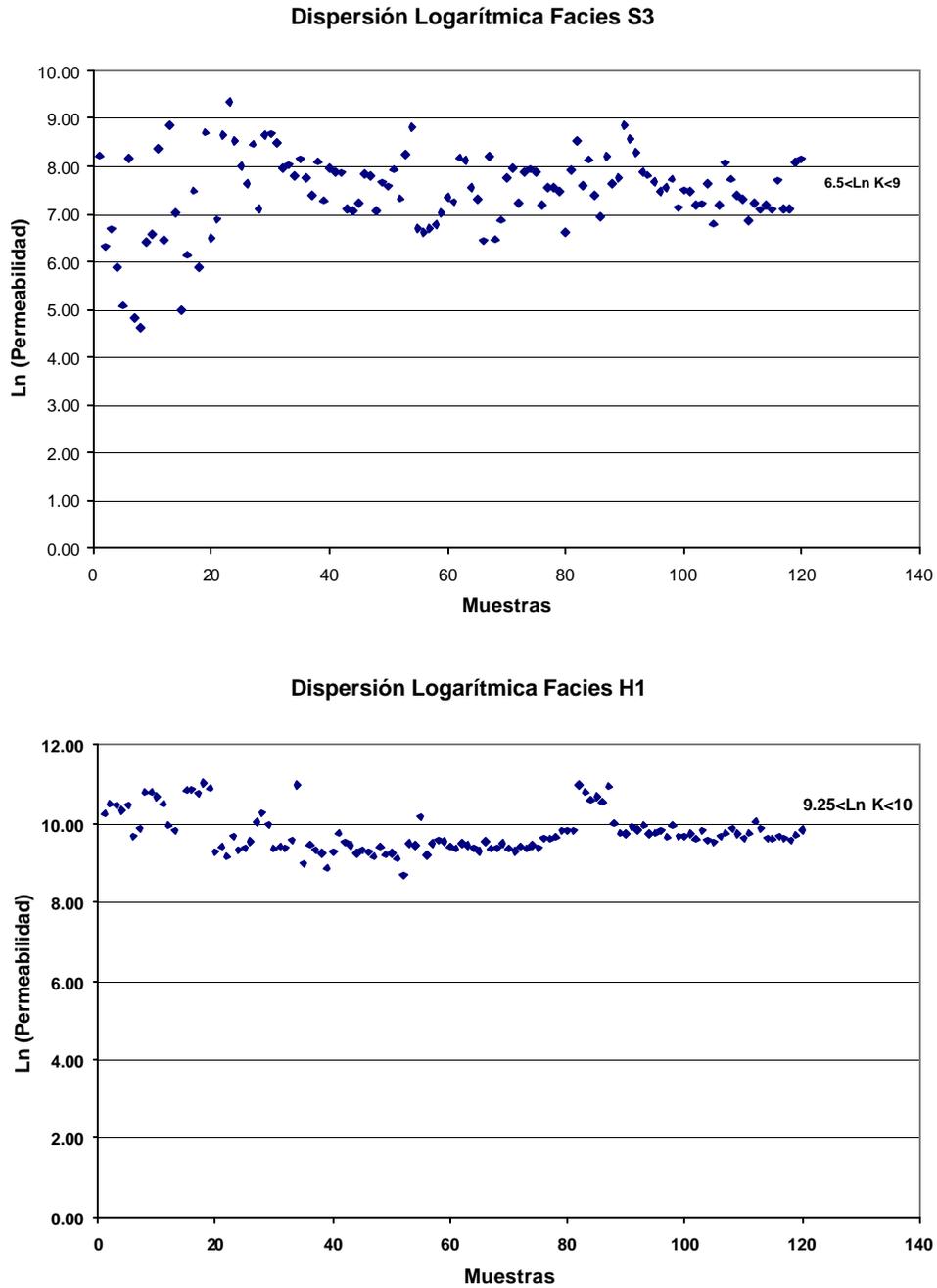


Figura 4-23 Gráficos de dispersión, facies S3 y H1.

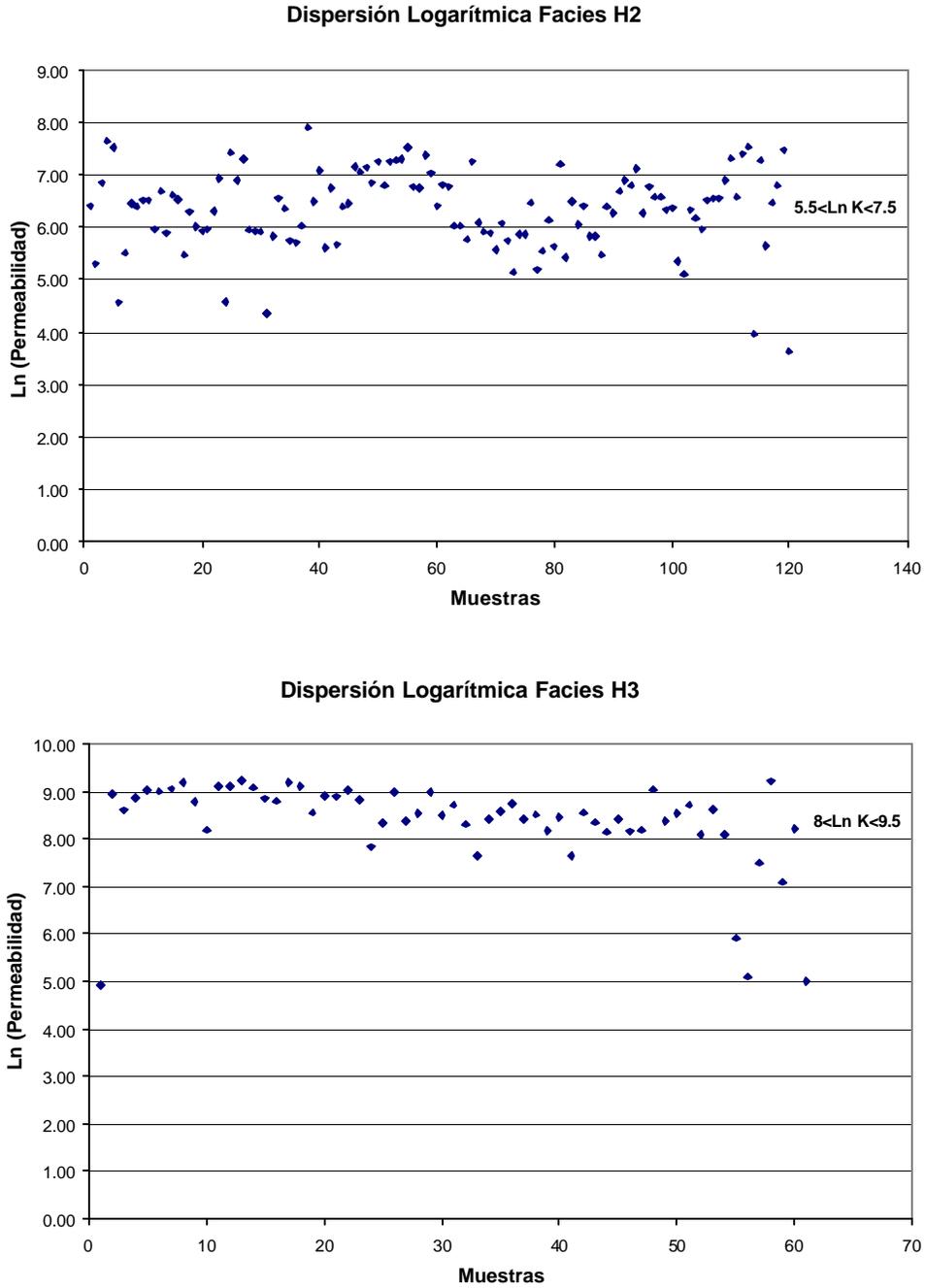


Figura 4-24 Gráficos de dispersión, facies H2 y H3.

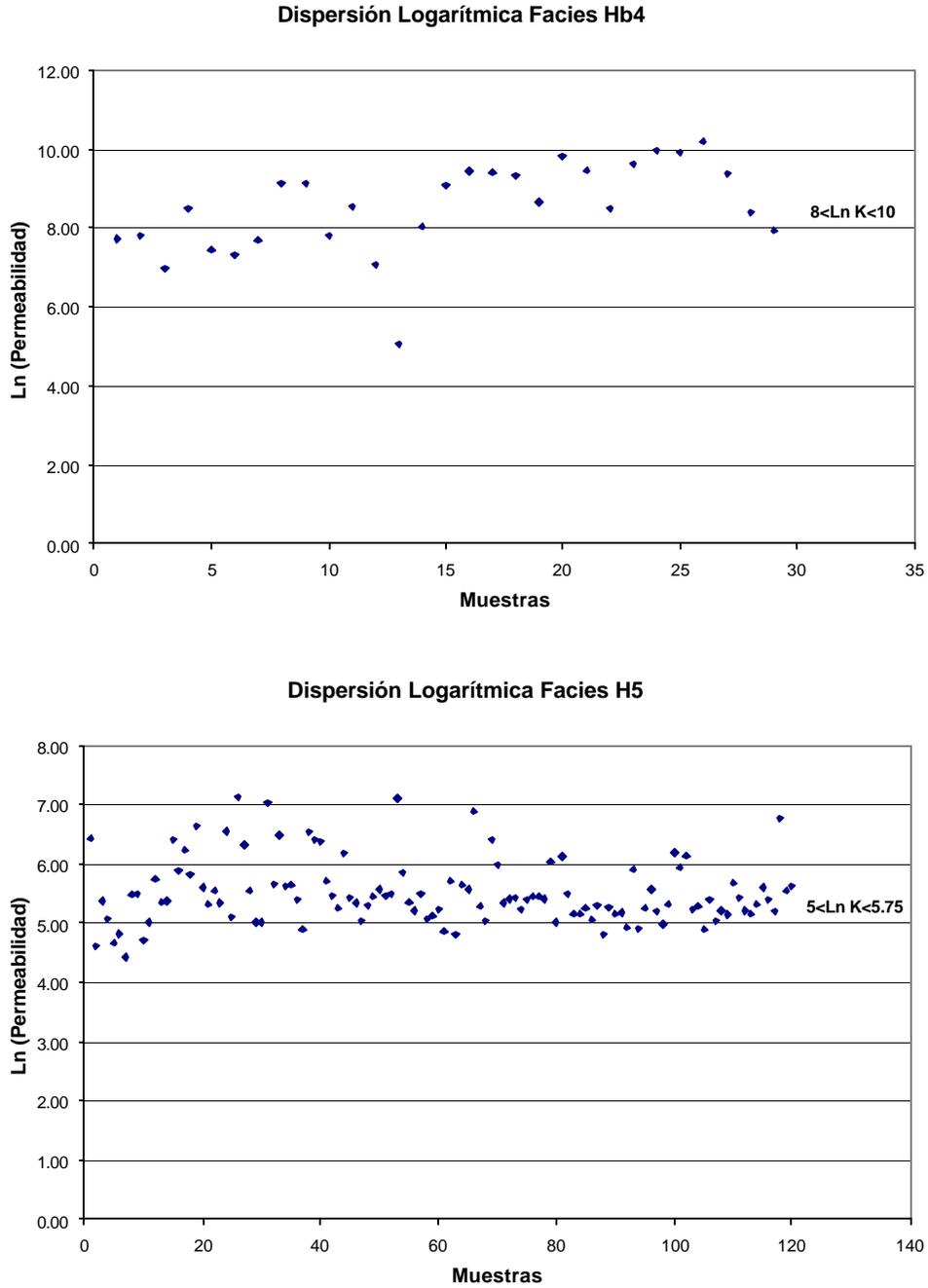


Figura 4-25 Gráficos de dispersión, facies Hb4 y H5.

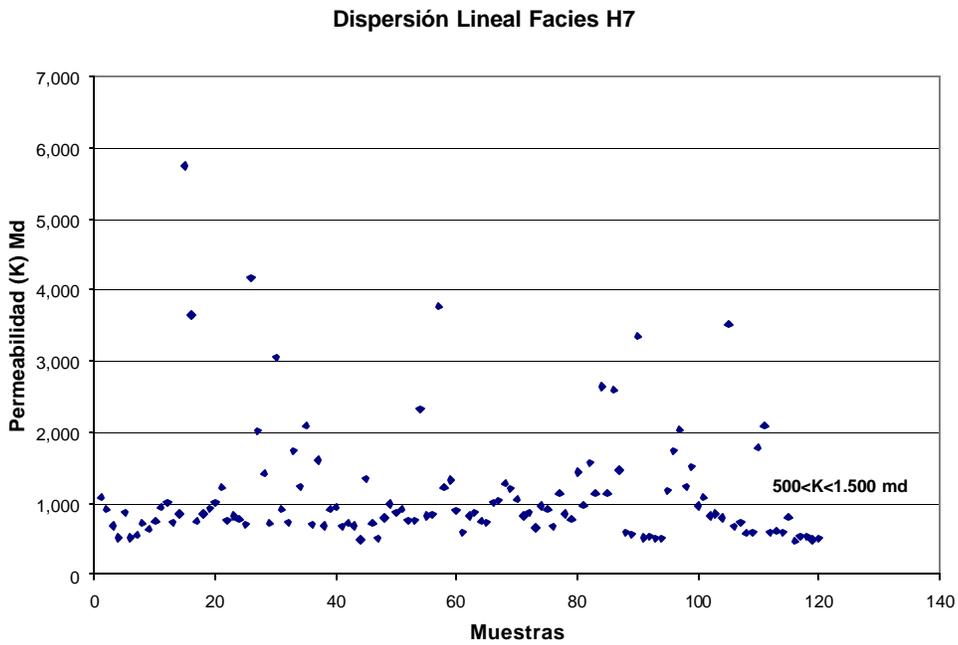
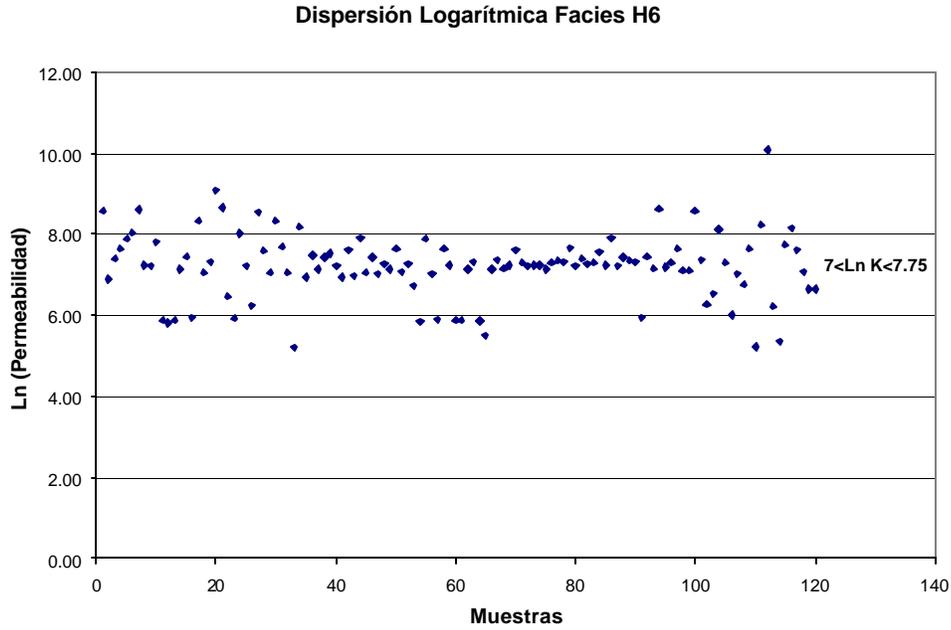


Figura 4-26 Gráficos de dispersión, facies H6 y H7.

Las dispersiones observadas en los gráficos, corresponden a lecturas obtenidas en zonas fracturadas, superficies irregulares o sobre puntos de transición arenisca-lutita de los núcleos. Otra causa de la dispersión de los datos se atribuye a que la permeabilidad de la roca varía de un punto a otro debido a la porosidad, tortuosidad y porosidad no efectiva (CRAFT y HAWKINS 1968), de esta manera es posible explicar las variaciones de permeabilidad entre cada punto medido. Si a esto se le añade que las facies estudiadas presentan una diversidad granulométrica, a veces no perceptible a simple vista, entonces es posible explicar los elevados rangos de variación de permeabilidad, expresados por los valores de la desviación estándar.

Para la inclusión de los datos petrofísicos en los modelos de facies, se utilizaron los valores de la media y desviación estándar de permeabilidad (K) y porosidad (\emptyset) correspondientes, los cálculos estadísticos basados en estos datos petrofísicos se muestran en las tablas 4-1 y 4-2 respectivamente.

Tabla de resultados estadísticos de los datos de permeabilidad (K)					
Facies S1			Facies S2		
N	113	N	113	N	103
Media (mD)	1,196.052	Ln Media	6.435	Media (mD)	6,666.140
Dev. Est. (mD)	1,506.667	Ln Dev. Est.	1.179	Dev. Est. (mD)	5,153.888
CV	1.260	CV	0.183	CV	0.770
No	158.684	No	59.775	No	59.775
Facies S3			Facies H1		
N	106	N	106	N	83
Media (mD)	2,462.460	Ln Media	7.646	Media (mD)	14,928.916
Dev. Est. (mD)	1,485.605	Ln Dev. Est.	0.570	Dev. Est. (mD)	3,030.477
CV	0.603	CV	0.075	CV	0.203
No	36.397	No	4.121	No	4.121
Facies H2			Facies H3		
N	101	N	101	N	52
Media (mD)	731.96	Ln Media	6.463	Media (mD)	6,185.38
Dev. Est. (mD)	387.484	Ln Dev. Est.	0.518	Dev. Est. (mD)	2,080.47
CV	0.529	CV	0.080	CV	0.336
No	28.024	No	11.313	No	11.313
Facies Hb4			Facies H5		
N	18	N	18	N	80
Media (mD)	10,565.56	Ln Media	9.123	Media (mD)	214.73
Dev. Est. (mD)	5,505.68	Ln Dev. Est.	0.570	Dev. Est. (mD)	42.17
CV	0.521	CV	0.063	CV	0.196
No	27.154	No	3.857	No	3.857
Facies H6			Lutita Facies H7		
N	70	N	70	N	97
Media (mD)	1,519.00	Ln Media	7.306	Media (mD)	845.371
Dev. Est. (mD)	314.25	Ln Dev. Est.	0.197	Dev. Est. (mD)	236.991
CV	0.207	CV	0.027	CV	0.280
No	4.280	No	7.859	No	7.859

Tabla 4-1 La tabla muestra los valores obtenidos para cada variable estadística necesaria para la construcción de los modelos de facies. Se observan los cálculos para datos lineales y logarítmicos de permeabilidad (K).

Tabla de resultados estadísticos (Porosidad)		
	Media %	Dv. Es. %
Facies S1	33.796	1.906
Facies S2	37.050	3.293
Facies S3- H5-H6-Hb4	40.396	2.209
Facies H2	36.507	1.743
Facies H3- H1	38.233	1.964

Tabla 4-2 Tabla de cálculos estadísticos de los datos de porosidad. Nótese que algunas facies poseen valores iguales debido a la escasez de muestras.

Los cálculos de la media y desviación estándar necesarios para los modelos, se hicieron con el uso de las fórmulas convencionales:

$$\bar{x} = \sum xi/n$$

$$S = \sqrt{((1/n) \sum (xi-\bar{x})^2)}$$

Del mismo modo, se utilizó el coeficiente de variación (**Cv**) para conocer la dispersión de los datos tomados para cada facies.

$$Cv = (S/\bar{x}) 100$$

El cálculo del coeficiente de aceptación (**No**), ayudó a verificar el número mínimo de datos requeridos (basado en la desviación estándar), para que la muestra sea representativa y confiable estadísticamente. MARTINIUS *et. al.* (1999) mencionan que el cálculo del coeficiente de aceptación da un estimado del número de muestras requerido para generar una media confiable con un 20% de tolerancia.

$$No = (10Cv)^2$$

Donde:

x: Media

n: Número de datos

S: Desviación estándar

xi: Cada uno de los datos

Cv: Coeficiente de variación

No: Coeficiente de aceptación

MARTINIUS *et al.* (1999) agregan además que si el número de muestras resulta ser significativamente menor al número **No**, el muestreo es insuficiente para ser estadísticamente confiable.

Los cálculos estadísticos para cada facies arrojaron valores de **No** confiables, exceptuando las facies S1 y Hb4. El grado de impregnación así como las condiciones físicas de los núcleos han generado lecturas de poca calidad en estos intervalos, motivo por el cual, la dispersión de los datos es mayor. Como consecuencia los valores de desviación estándar y el coeficiente de variación son elevados, lo que conduce a la obtención de rangos **No** poco aceptables.

4.2.4 Modelos 3D de Facies Heterolíticas

Como se definió en el capítulo anterior, el área de estudio es un complejo geológico de llanuras deltaicas cuyos depósitos sedimentarios presentan una leve influencia mareal. Un total de 8 facies heterolíticas fueron definidas, las cuales se encuentran intercaladas con otras facies no heterolíticas a lo largo de las secciones estudiadas. Estos intervalos presentan espesores que van desde 30 cm hasta 5 mts.

De las ocho facies heterolíticas se modelaron 7, asumiendo H7 y H8 como un mismo modelo por su alto contenido lutítico. Junto a las facies heterolíticas, se modelaron 3 facies arenosas por su importancia como rocas reservorio, ellas son las facies S1, S2 y S3. Para la construcción de los modelos tridimensionales de facies, se utilizó un programa desarrollado por “Geomodeling Research Corporation” conjuntamente con “StatOil Research and Development”, el programa es conocido con el nombre de

“**Sedimentary Bedding**” (SBED). Éste es una herramienta basada en simulación estocástica, la cual puede ser utilizada para la elaboración de modelos geométricos y petrofísicos de facies, de diferentes ambientes sedimentarios (WEN *et. al.* 1998).

SBED permite a diferencia de otros métodos de simulación estocástica, construir modelos de facies basados en el proceso de formación de cada una de ellas además de usar términos estadísticos para describir la variación de las superficies de estratificación. WEN *et. al.* (op. cit.) mencionan que con este método es posible modelar complicadas estructuras como estratificación flaser y lenticular entre otras, las cuales son imposibles de visualizar siguiendo simulaciones geoestadísticas convencionales, basadas en el uso de variogramas y distribuciones probabilísticas.

La versatilidad de SBED, radica en la capacidad de integrar las distribuciones de porosidad y permeabilidad de menor escala (milimétrica y centimétrica) de los cuerpos sedimentarios, por medio del diseño de modelos de facies basados en su arquitectura y el proceso de sedimentación.

Los modelos SBED se construyen a partir de modelos de facies predeterminados incluidos en el programa. Con el conocimiento previo de las características sedimentológicas de cada litofacies, es posible variar en estos modelos, ciertas características sedimentarias tales como espesor, geometría, continuidad lateral y disposición vertical de cada lámina de sedimento, de esta manera se trata de alcanzar un modelo que represente de manera virtual la estructura y geometría de cada litofacies.

En las siguientes figuras se pueden observar los modelos geométricos y petrofísicos para cada facies definida en las unidades C1 y C2 de la Formación Oficina.

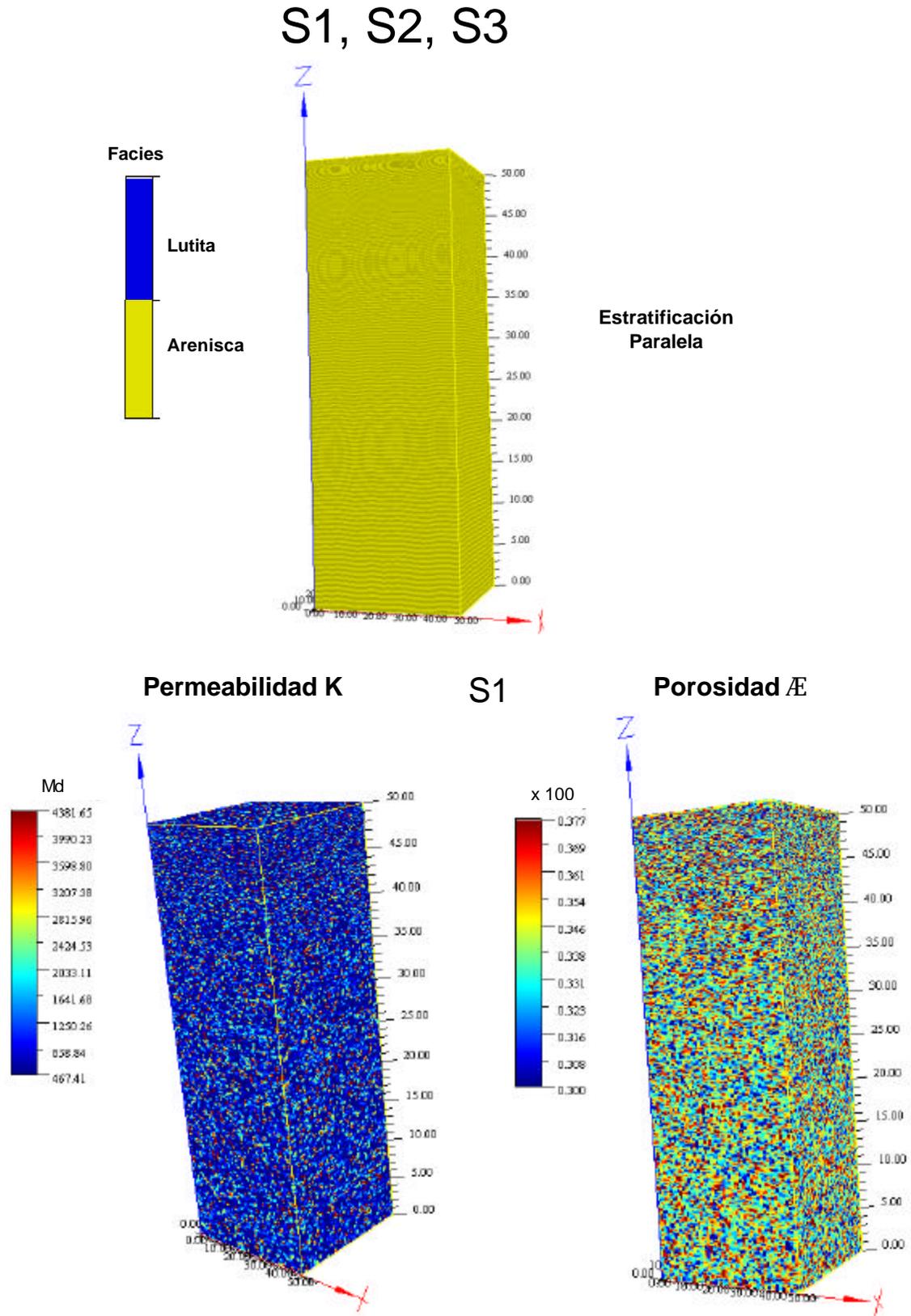


Figura 4-27 A) Modelo SBED de facies arenosas S1, S2 y S3. B)
Modelos de porosidad y permeabilidad de la facies S1

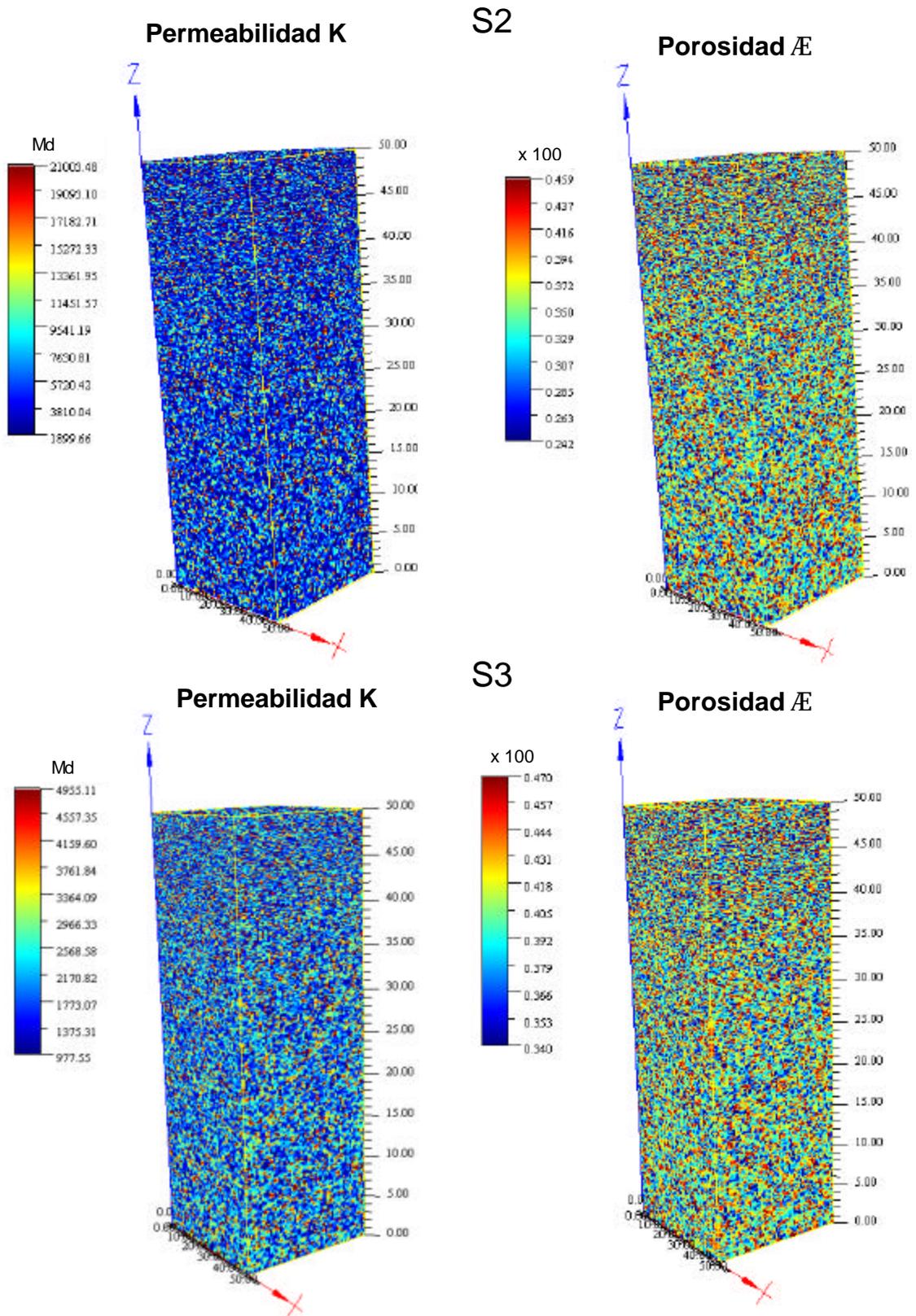


Figura 4-28 Modelos SBED de porosidad y permeabilidad para las facies S2 y S3

H1

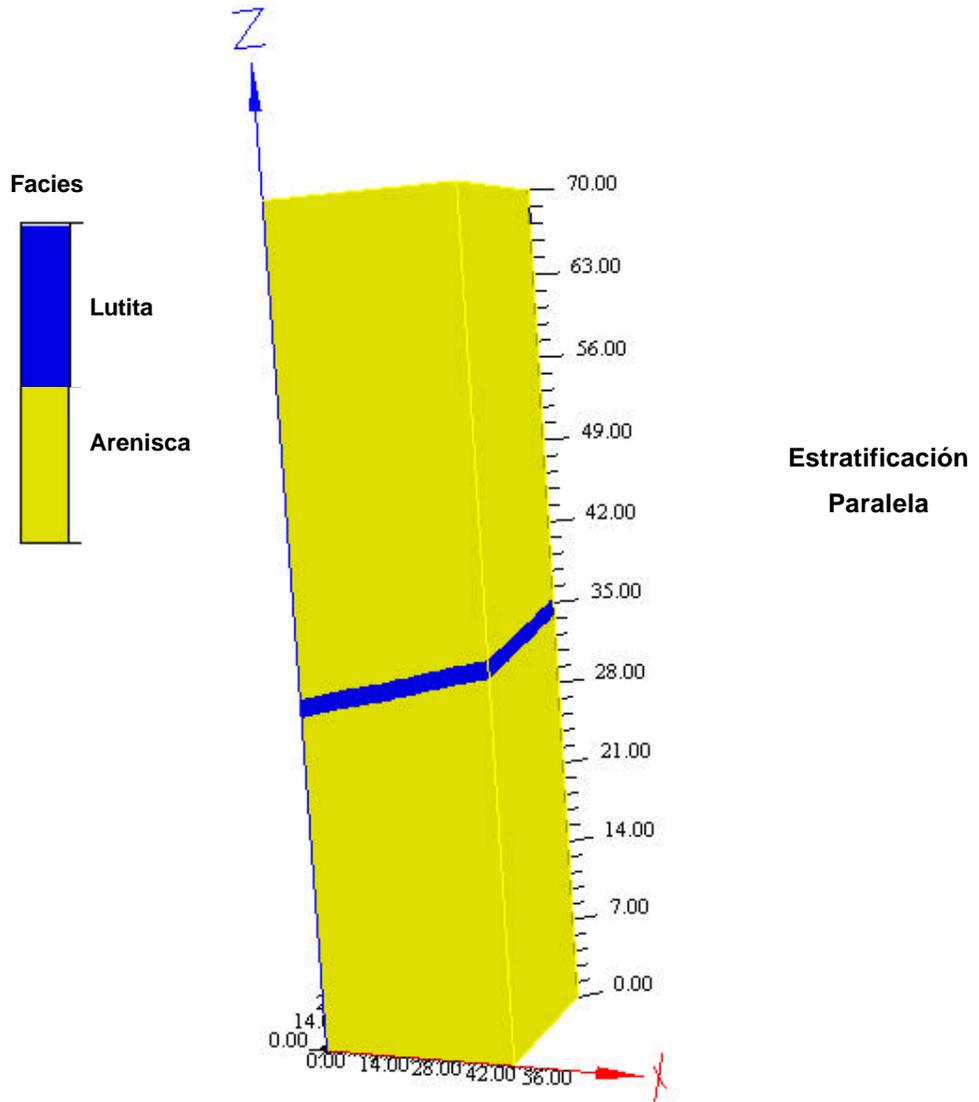


Figura 4-29 Modelo SBED de la facies H1

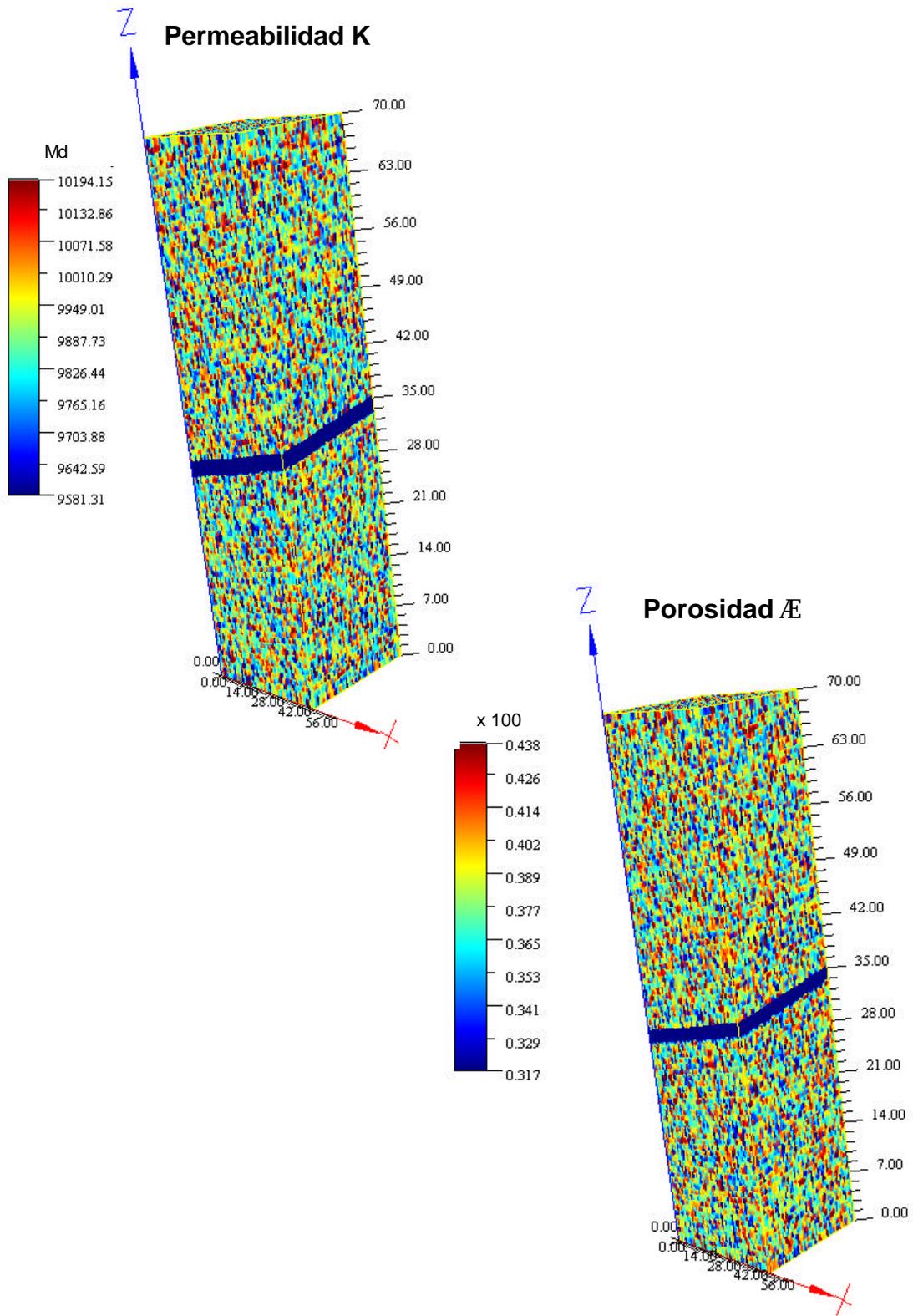


Figura 4-30 Modelos SBED de porosidad y permeabilidad, facies H1.

H2

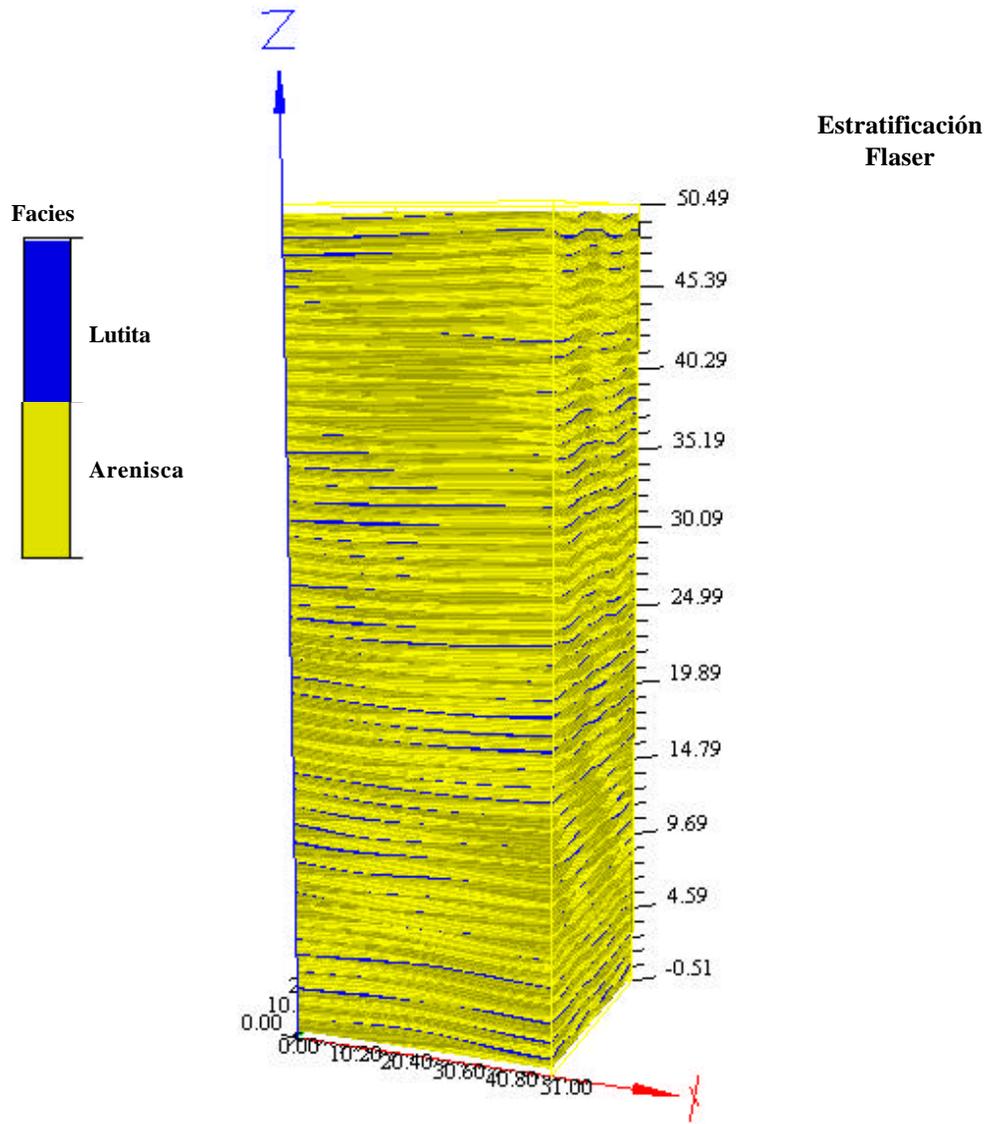


Figura 4-31 Modelo SBED de la facies H2

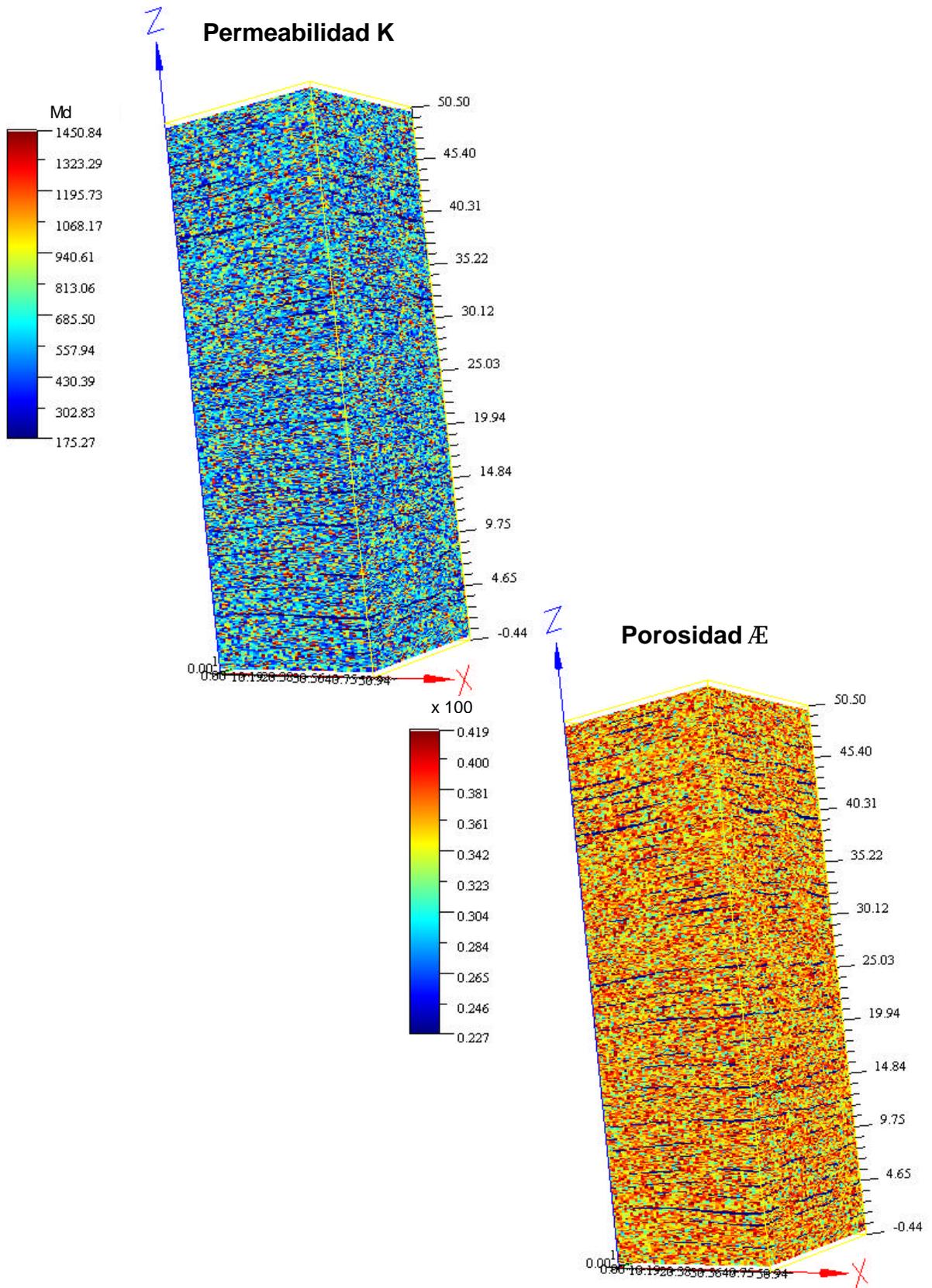


Figura 4-32 Modelos SBED de porosidad y permeabilidad, facies H2.

H3

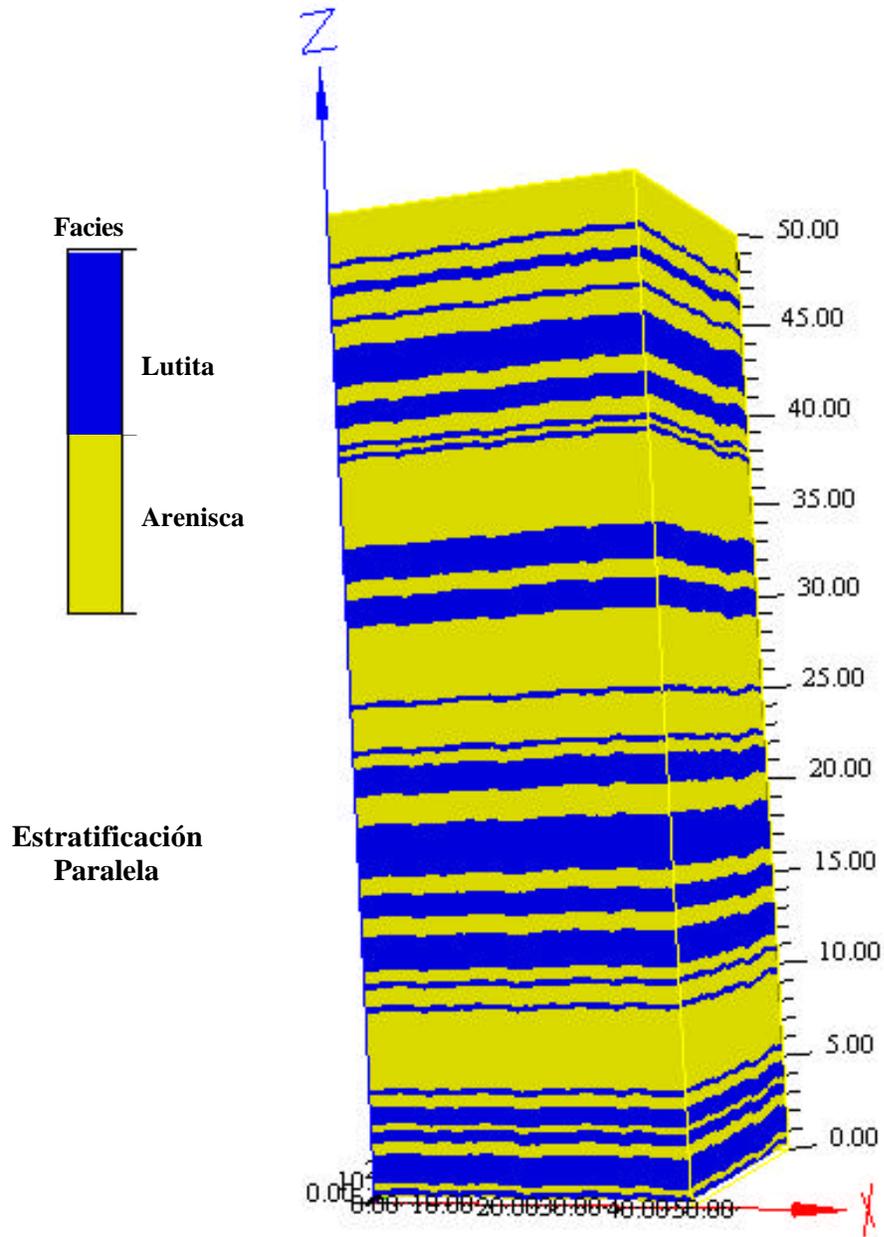


Figura 4-33 Modelo SBED de la facies H3

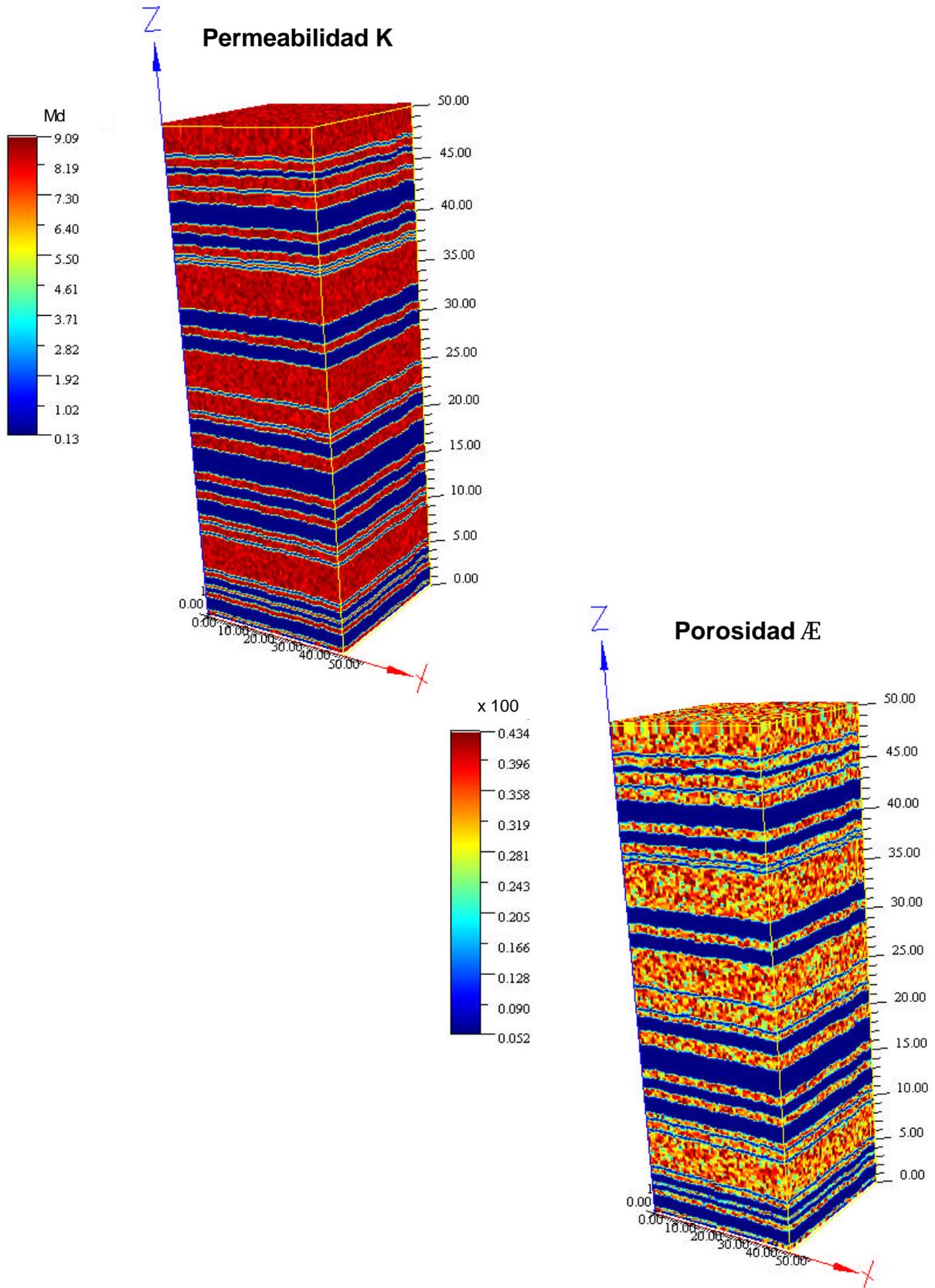


Figura 4-34 Modelos SBED de porosidad y permeabilidad, facies H3.

Hb4

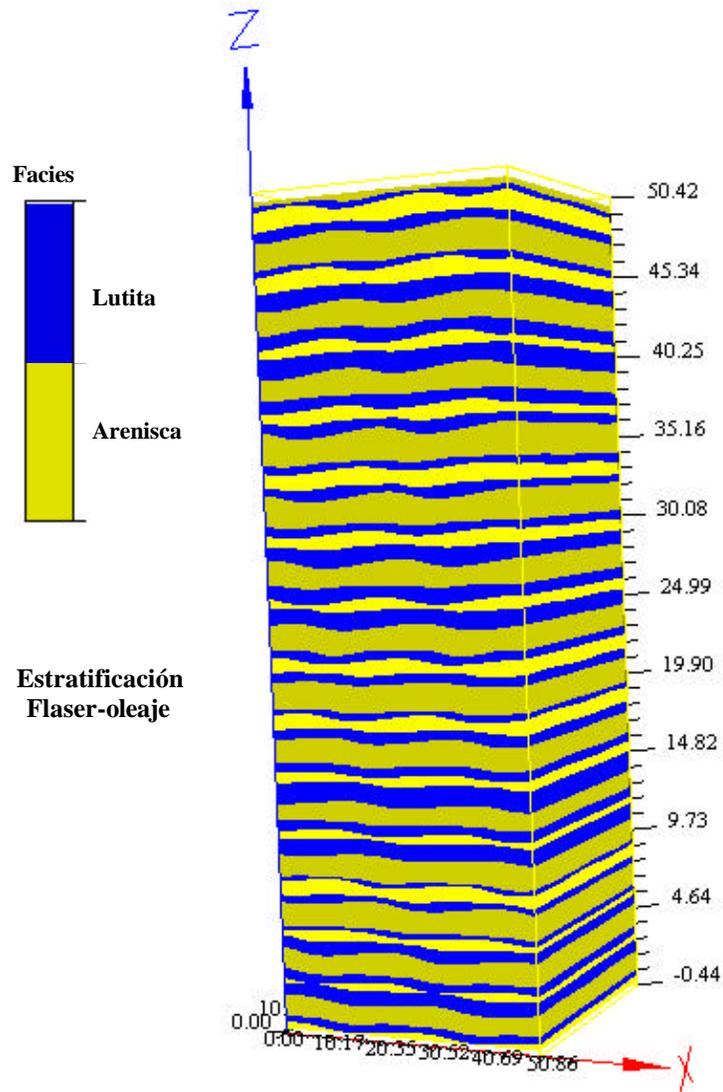


Figura 4-35 Modelo SBED de la facies Hb4.

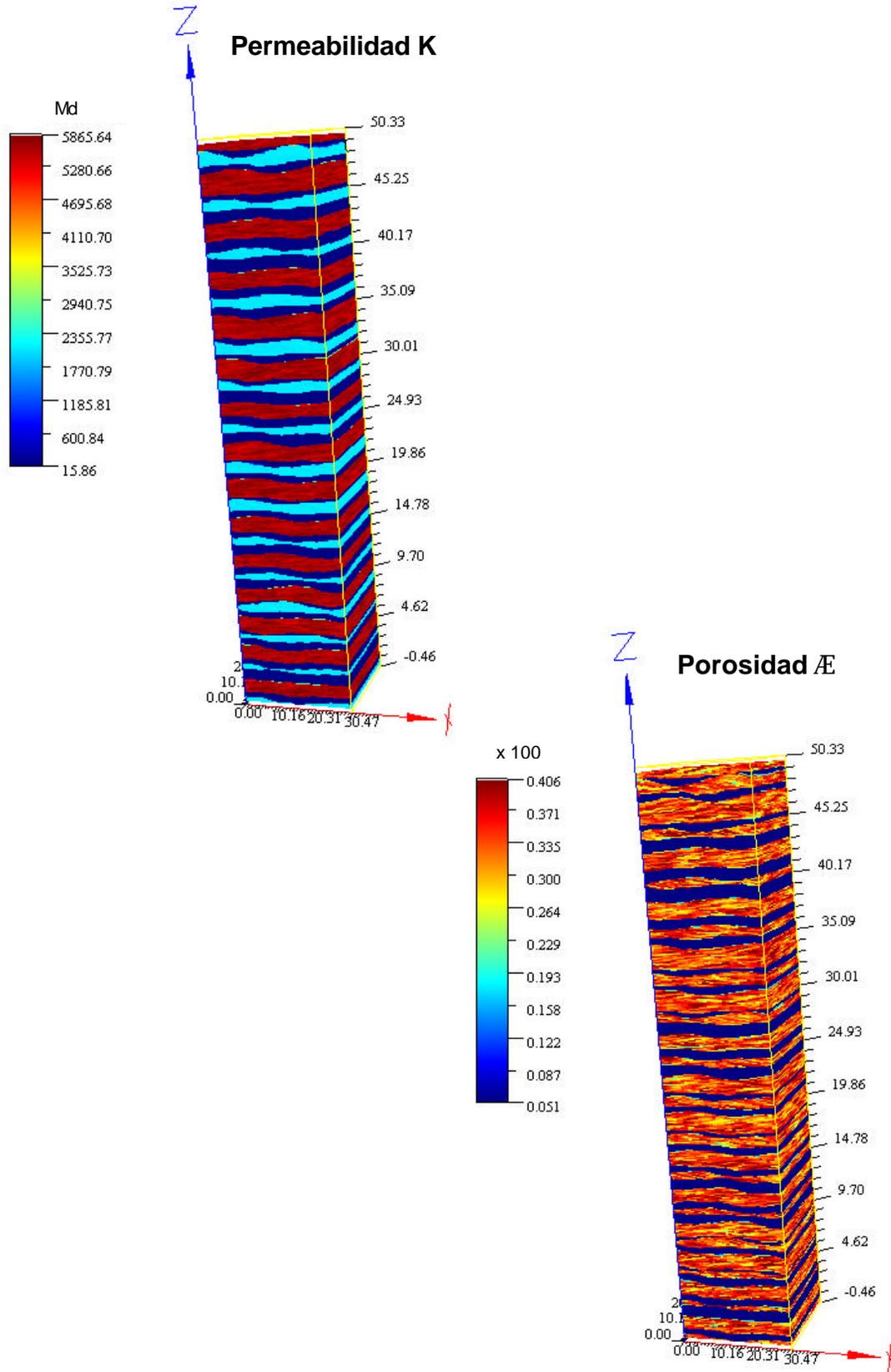


Figura 4-36 Modelos SBED de porosidad y permeabilidad, facies Hb4.

H5

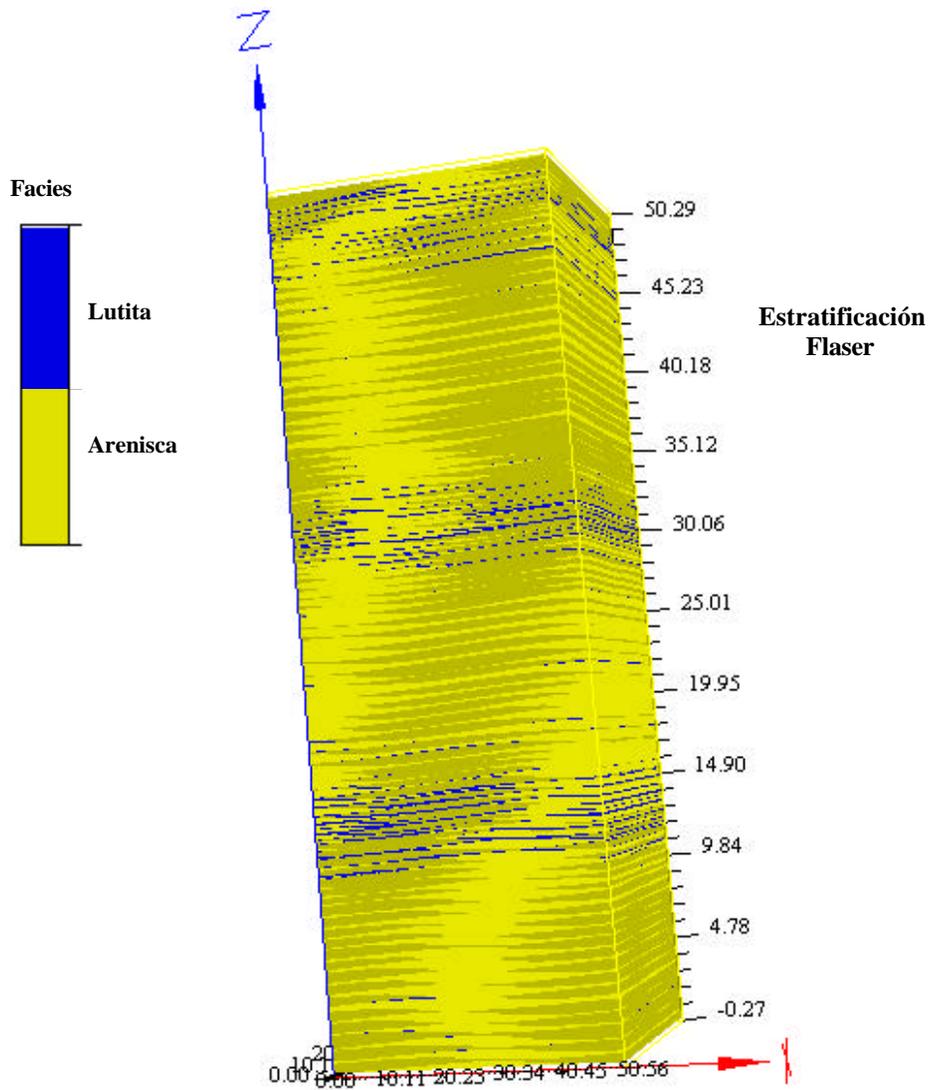


Figura 4-37 Modelo SBED de la facies H5.

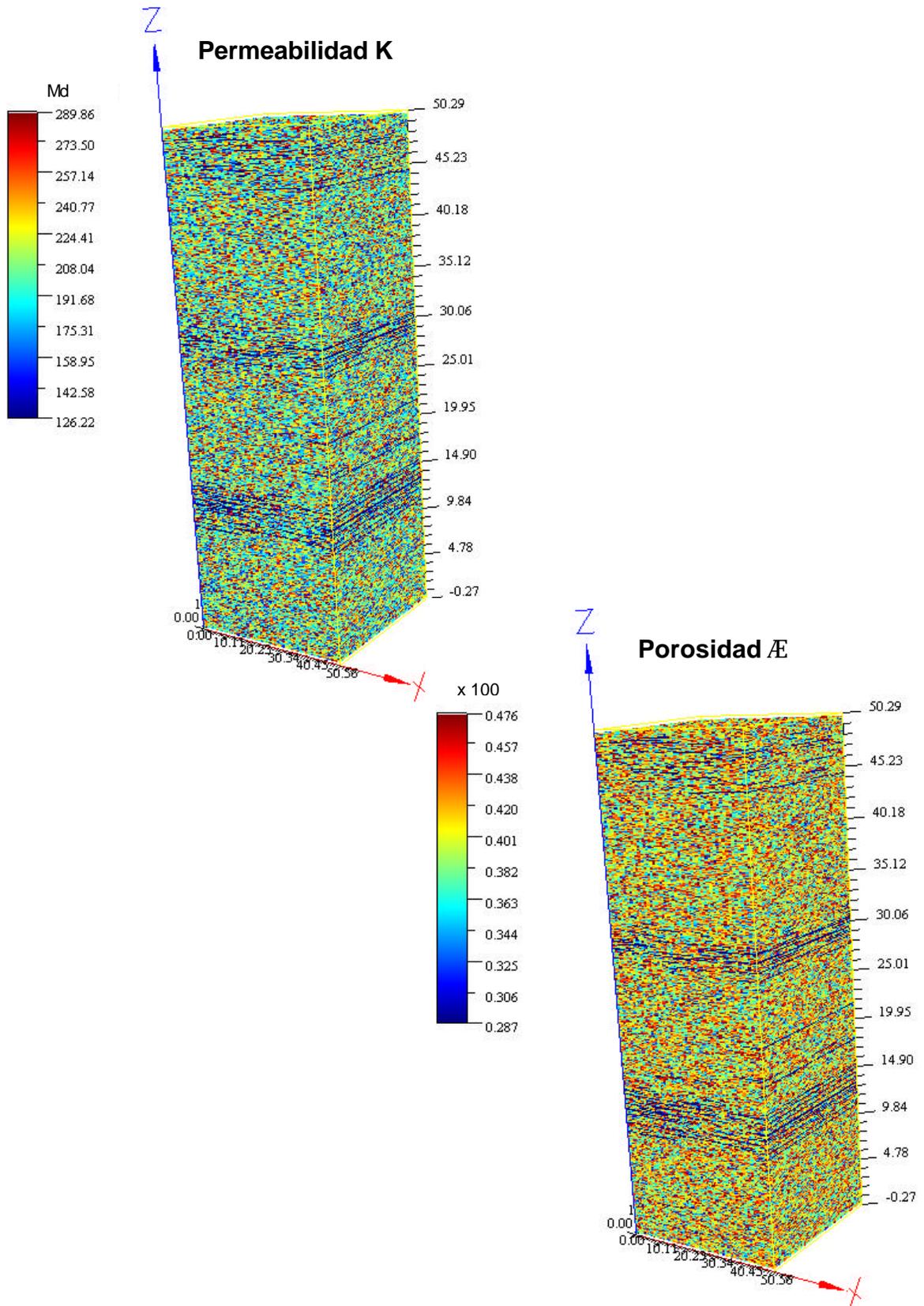


Figura 4-38 Modelos SBED de porosidad y permeabilidad, facies H5.

H6

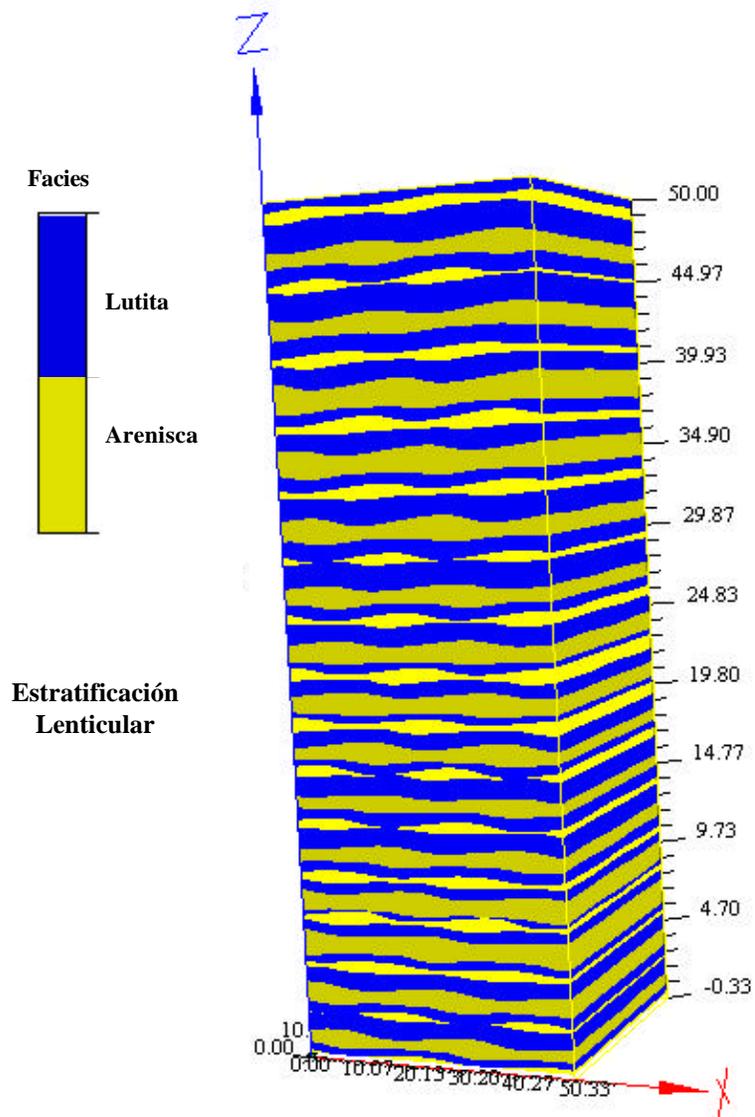


Figura 4-39 Modelo SBED de la facies H6.

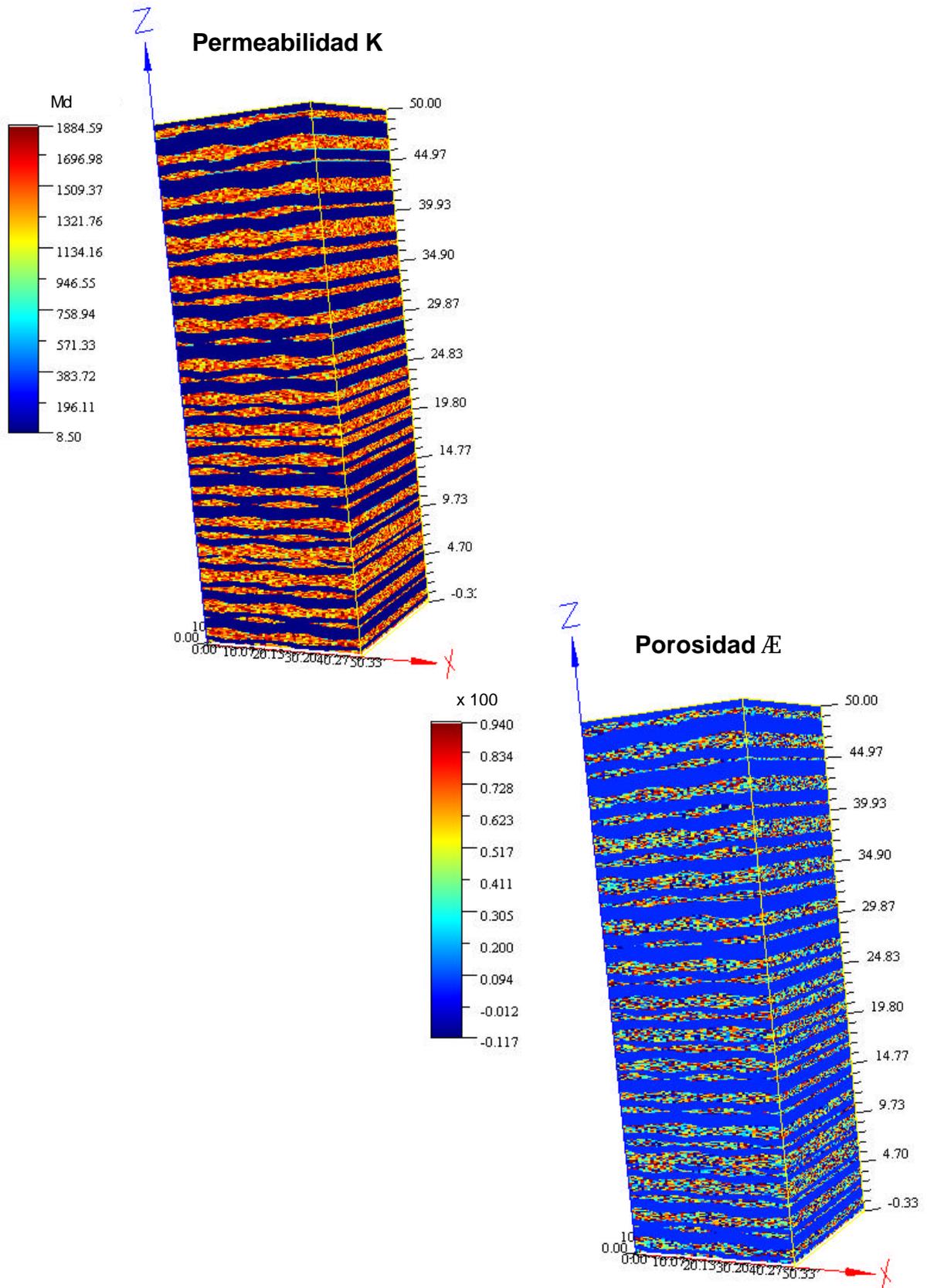


Figura 4-40 Modelos SBED de porosidad y permeabilidad, facies H6.

H7, H8

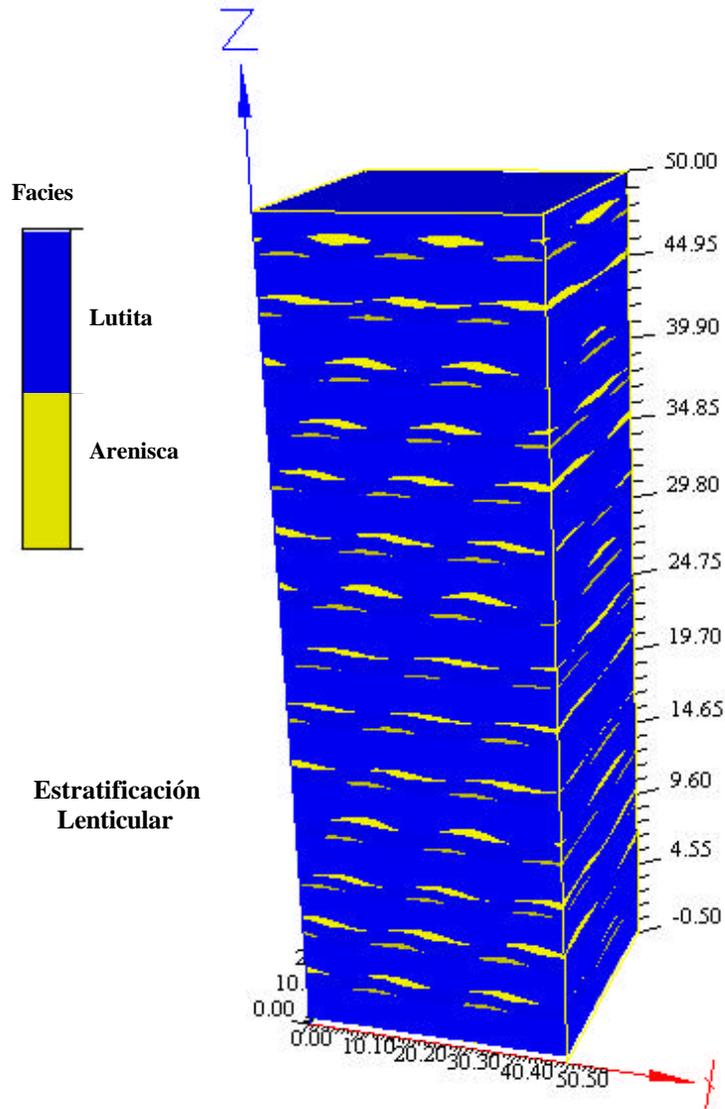


Figura 4-41 Modelo SBED de las facies H7 y H8.

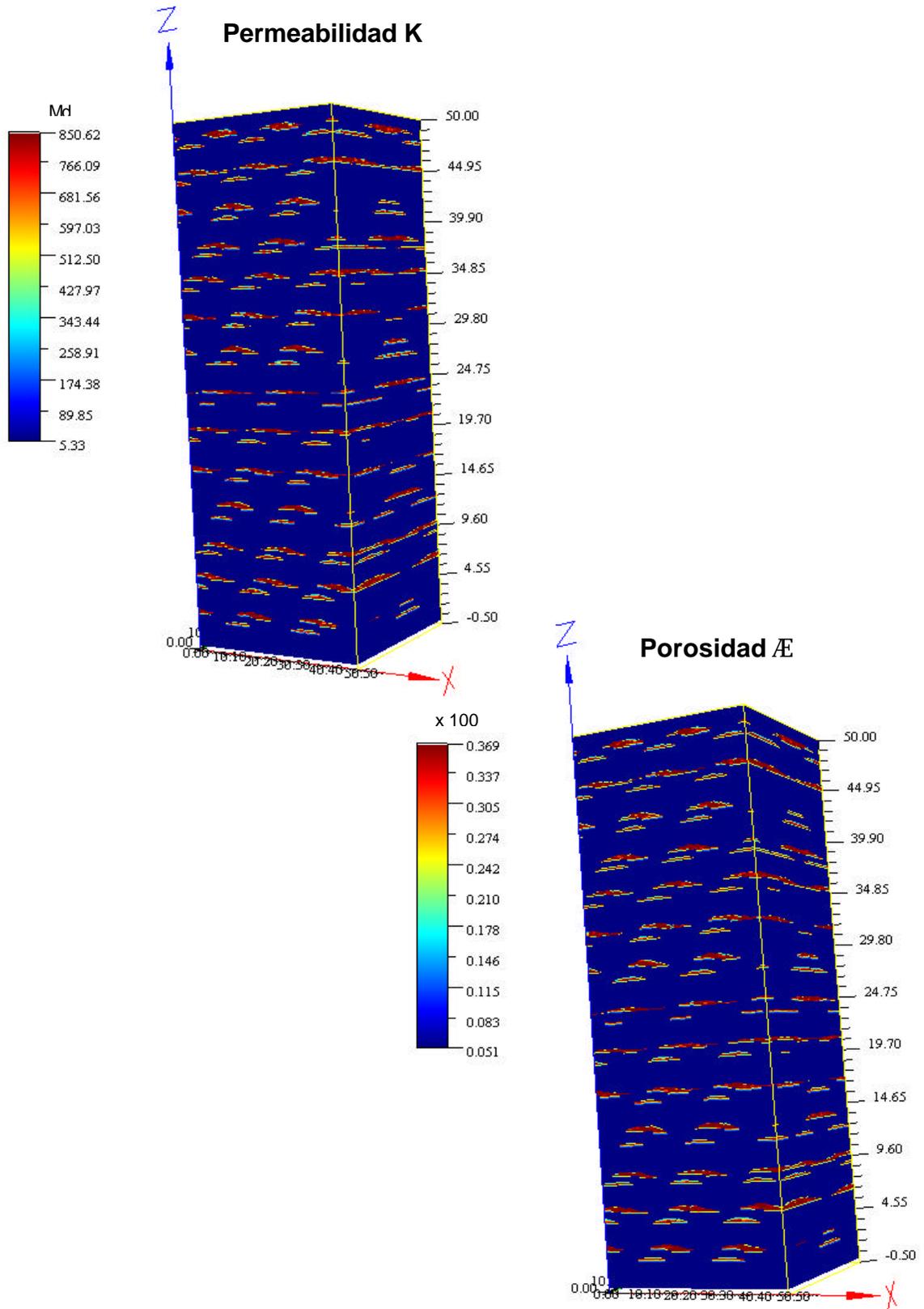


Figura 4-42 Modelos SBED de porosidad y permeabilidad, facies H7 y H8.

Los modelos anteriores son adimensionales, lo que indica que las características sedimentarias de cada uno de ellos pueden ser representadas a cualquier escala. En este estudio, los modelos poseen una escala centimétrica de acuerdo con las dimensiones de las estructuras observadas en los núcleos.

Como se puede apreciar en las figuras 4-43 y 4-44, de cada modelo se pueden extraer segmentos cuyas características sedimentológicas son comparables con los núcleos. “SBED” permite evaluar las condiciones de permeabilidad y porosidad de estos segmentos, facilitando así el estudio petrofísico de intervalos donde los núcleos no hayan sido recuperados.

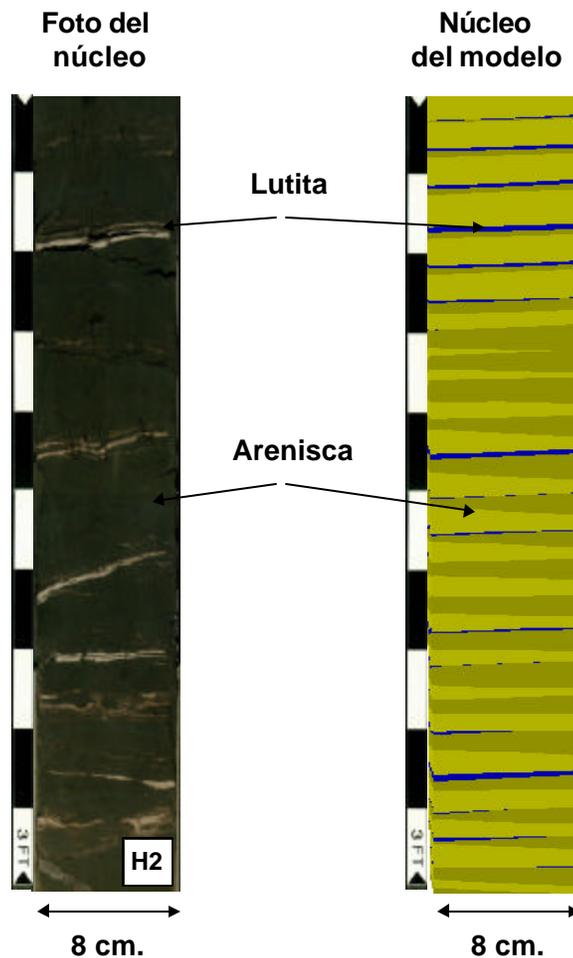


Figura 4-43 Comparación de la litofacies H2. Izquierda: foto del núcleo, derecha: sección del modelo SBED.

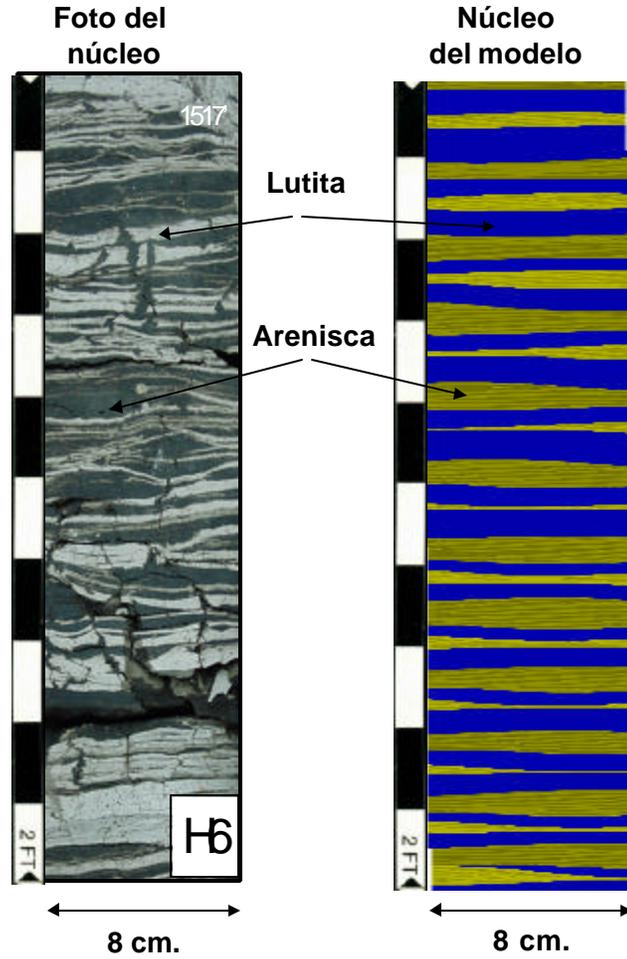


Figura 4-44 Comparación de la litofacies H6. Izquierda: foto del núcleo, derecha: sección del modelo SBED.

4.2.5 Volumen Elemental Representativo (R.E.V)

El volumen elemental representativo conocido como “REV” por sus siglas en inglés, fue implementado por BEAR (1988) para el estudio de la dinámica de los fluidos en medios porosos. El autor analizó matemáticamente el comportamiento de los fluidos en rocas porosas obteniendo como resultado que éste varía con la dimensión del medio. En otras palabras, el flujo de los fluidos posee un comportamiento distinto en medios de característica similares pero de distintas escalas. BEAR (op. cit.) determinó un volumen representativo del medio poroso estudiado, donde el comportamiento de los fluidos fuera constante. Así mismo, concluyó que este volumen podría ser mucho más pequeño que el tamaño de todo el medio poroso (reservorio), y que además, debería poseer un tamaño tan grande como para contener el suficiente volumen poroso que permitiese cálculos estadísticos representativos.

En este estudio se han analizado distintos volúmenes de cada uno de los modelos de facies, para encontrar aquél donde los valores de la relación K_v/K_h sean constantes con respecto a otros modelos de dimensiones diferentes. Como se observa en la figura 4-45, los valores de la relación K_v/K_h poseen una fuerte variación cuando son calculados en modelos de menor escala, igualmente se puede apreciar como a medida que el volumen de los cubos aumenta, el comportamiento de los valores de K_v/K_h definidos por la curva, se hacen más constantes. De esta manera es posible definir un volumen representativo para cada modelo de facies, en el cual los cálculos estadísticos van a ser más representativos y confiables.

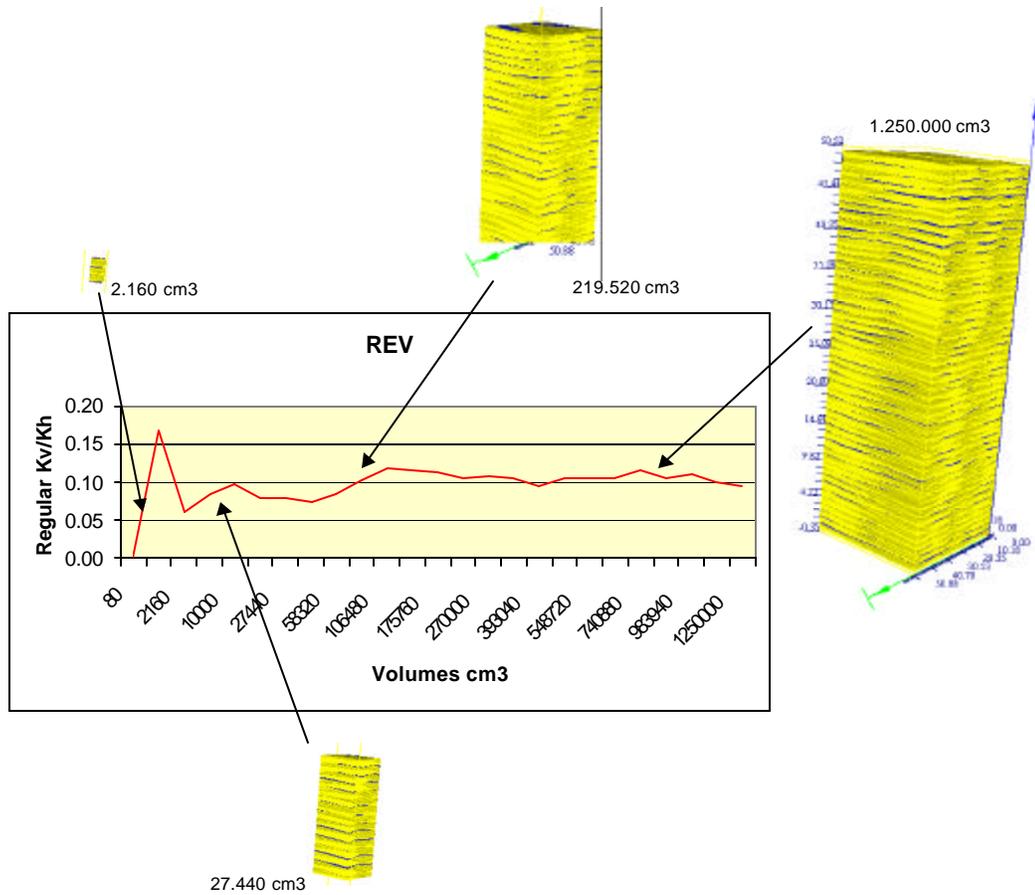


Figura 4-45 Volumen Elemental Representativo (REV).

En la siguiente tabla se muestra el volumen elemental representativo (REV) para cada una de las facies modeladas.

FACIES	REV. (Mts3)
S1	8780
S2	5123
S3	7408
H1	12159
H2	439
H3	11100
Hb4	-
H5	9855
H6	-
H7, H8	-

Tabla 4-3 Tabla de valores R.E.V para cada facies modelada.

4.2.6 Obtención de Valores Kv/Kh

La relación entre permeabilidades vertical y horizontal mejor conocida como Kv/Kh, es un valor que representa que tan diferente puede ser la permeabilidad medida en un eje vertical con respecto a otro horizontal dentro de un mismo medio permeable.

Hoy en día las simulaciones numéricas de yacimientos requieren de este valor para conocer el comportamiento de los fluidos en las rocas, para determinar el volumen de reservas originales en sitio (POES) y la cantidad de hidrocarburo recuperable o no del yacimiento.

El cálculo de la relación Kv/Kh siempre ha sido un reto para la industria petrolera debido a que la mayoría de los métodos de medición de permeabilidad se realizan sobre planos horizontales de la roca mientras que las mediciones sobre planos verticales son escasas. MARTINIUS *et. al.* (1999) mencionan que el muestreo de tapones verticales se hace en intervalos distantes y que en la mayoría de los casos, las láminas que controlan la permeabilidad vertical son difíciles de medir, en los casos donde el par de tapones (vertical y horizontal) pueden ser tomados en la misma profundidad, es posible obtener una medida Kv/Kh directa, el caso contrario ocurre cuando ambos tapones no contienen la misma lámina.

El programa "SBED" calcula la relación Kv/Kh a partir de los datos de permeabilidad horizontal (obtenidos con el minipermeámetro) y la estructura interna de la facies modelada, así el valor Kv/Kh obtenido es consecuente con el tipo de estructuras presentes en cada facies y representa las variaciones de permeabilidad de menor escala provocadas por las heterogeneidades granulométricas.

Con relación a las variaciones de permeabilidad horizontal y vertical; CRAFT y HAWKINS (1968) agregan que por lo general la permeabilidad medida en un plano paralelo al plano de estratificación es más alta que la permeabilidad vertical. De allí que los valores Kv/Kh obtenidos se encuentren en un rango de 0 a 1 dependiendo principalmente del contenido de lutita en cada facies.

Debido a que la relación Kv/Kh se encuentra directamente relacionada con el contenido de lutita de las rocas, se generó un gráfico de correlación de los valores Kv/Kh con respecto al contenido de lutita de cada facies (figura 4-46), en él se puede observar como la relación Kv/Kh aumenta a medida que el contenido de lutita disminuye o lo que es igual, ambas características son inversamente proporcionales. El cálculo de la relación Kv/Kh en cada facies, se hizo con modelos cuyos volúmenes son superiores a los recomendados por el estudio del volumen elemental representativo (R.E.V).

Gráfico de Correlación

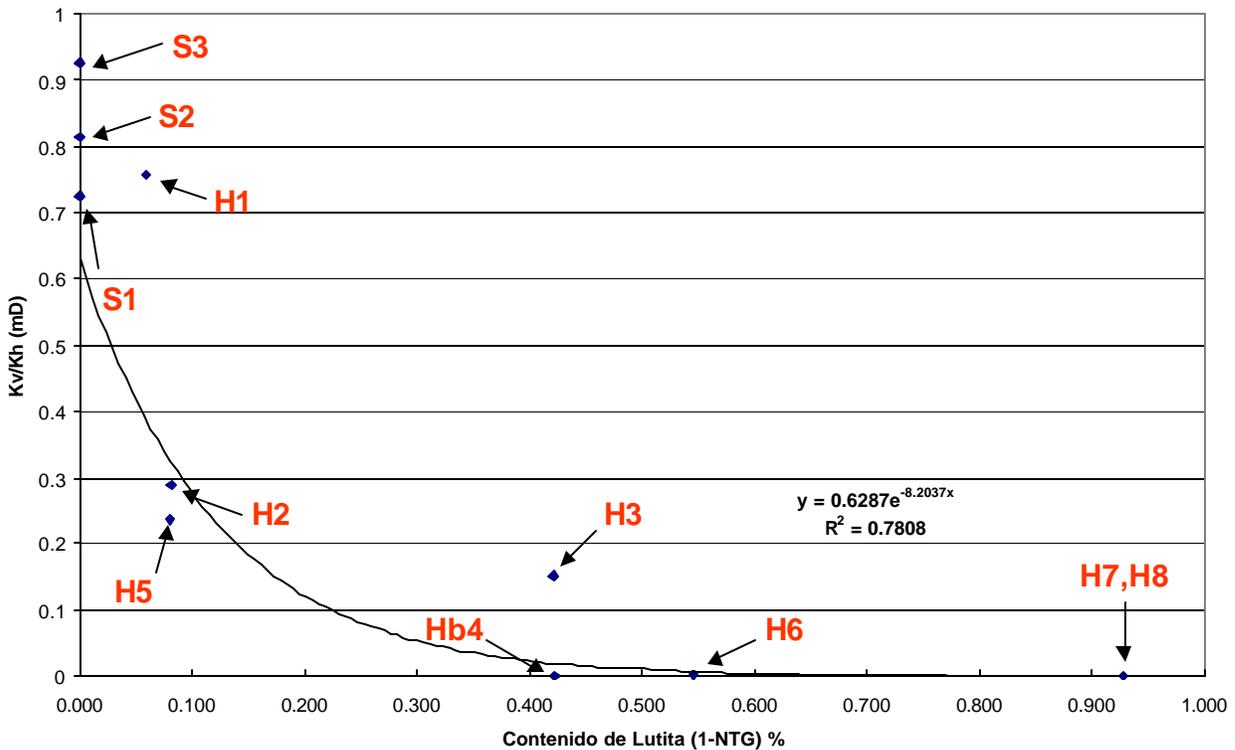


Figura 4-46 Gráfico de correlación Kv/Kh Vs. contenido de lutita para las cada una de las facies modeladas. La curva de mejor ajuste corresponde a una exponencial y a partir de ella se pueden establecer nuevas predicciones de Kv/Kh para otras facies heterolíticas.

La importancia del gráfico anterior, está en que a partir de él, es posible calcular un Kv/Kh representativo para otras facies heterolíticas con distinto contenido de lutita. Por otra parte, este método de obtención de Kv/Kh, minimiza la incertidumbre del

cálculo empírico del cual es objeto esta relación debido a la escasez de estudios en tapones verticales.

4.3. MODELOS 3D DE LAS ASOCIACIONES DE FACIES

La construcción de modelos apilados representativos de las unidades estudiadas, permite observar la disposición vertical de las diferentes facies que conforman la sección (Figuras 4-47 y 4-48). En las figuras señaladas es posible identificar el espesor de cada intervalo arenoso o lutítico, las estructuras sedimentarias presentes y la relación directa de éstas con la permeabilidad de la roca.

El programa SBED, permite simular el comportamiento de los fluidos basándose en el proceso de formación sedimentaria, características estructurales y petrofísicas de cada una de las facies apiladas. Como resultado de esta simulación se obtiene el valor K_v/K_h correspondiente a todo el intervalo, de esta manera es posible visualizar como afectan las capas de lutita tanto a la permeabilidad horizontal como a la vertical.

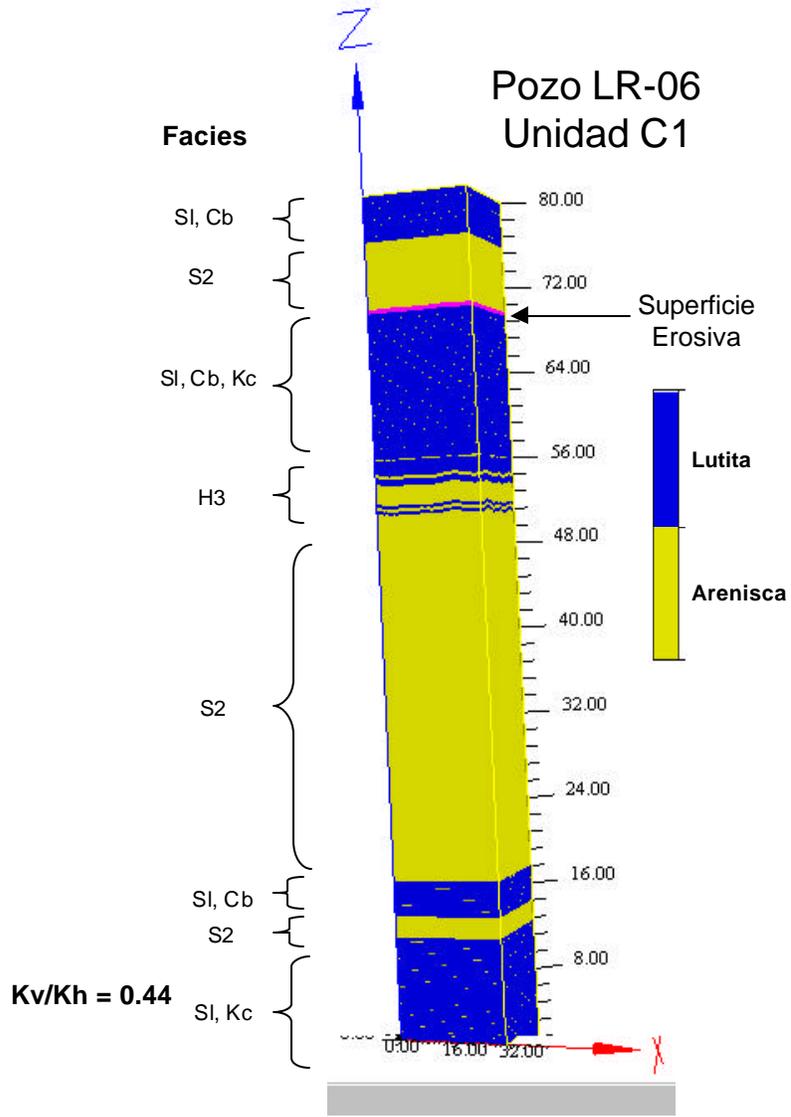


Figura 4-47 Unidad C1 del Pozo LR-06. Escalas en pies.

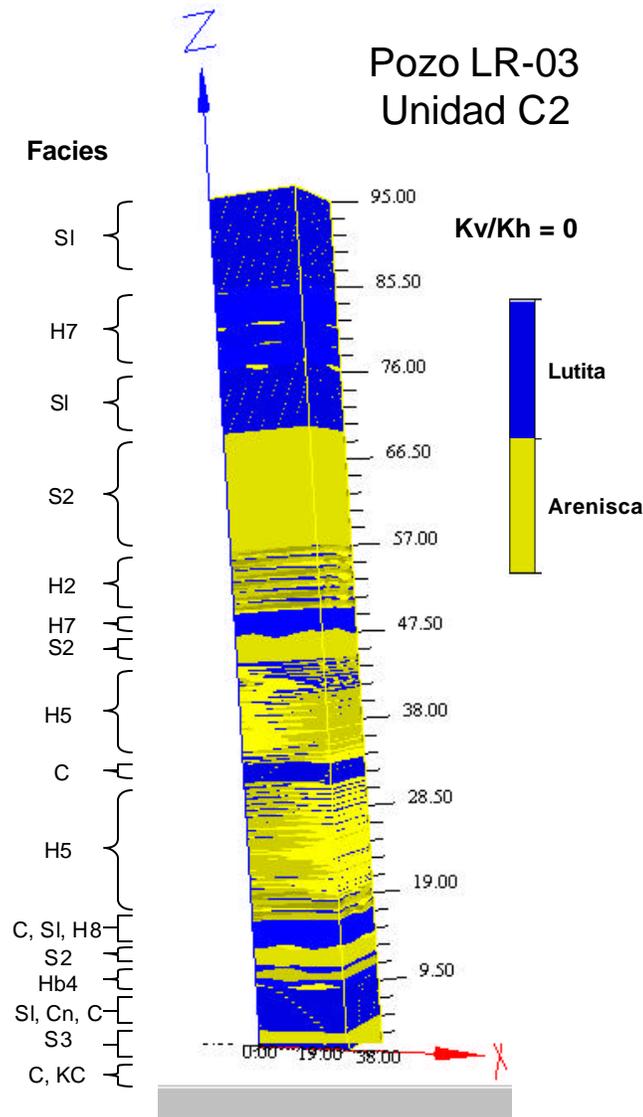


Figura 4-48 Unidad C2 del Pozo LR-03. Escalas en pies.

Los valores de K_v/K_h obtenidos en cada sección responden a tres factores principales: el tipo de estructuras sedimentarias presentes en cada facies, la disposición vertical de las facies en la sección y la proporción de lutitas con respecto al contenido arenoso dentro de la unidad.

Con el objeto de explicar el valor K_v/K_h obtenido en cada ejemplo, se evaluaron por separado distintos intervalos pertenecientes a cada unidad. El primero corresponde a una sección de la unidad C1 del pozo LR-06 la cual no posee el intervalo lutítico de la

base. EL valor Kv/Kh obtenido es bastante elevado debido a que la permeabilidad vertical (Kv) alcanza también valores altos gracias a la ausencia de un intervalo sello que impida el flujo vertical del hidrocarburo en la parte inferior de la sección (Fig. 4-49).

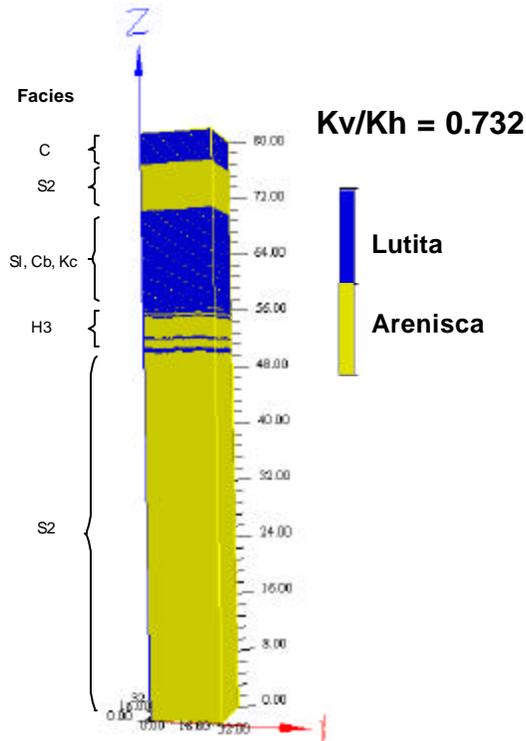


Figura 4-49 Sección de la unidad C1, pozo LR-06. Escalas en pies.

La figura 4-50 muestra otra sección donde se colocó un pequeño intervalo de facies H2 en la parte central de la facies arenosa de la misma unidad. El valor de la relación Kv/Kh obtenido en este caso es bastante bajo. Las láminas de lutita de las estructuras flaser impiden el flujo del hidrocarburo tanto en sentido horizontal como en el vertical, lo que trae como consecuencia una disminución de la permeabilidad en ambos sentidos. Lo mismo ocurre en la sección de la figura 4-51, donde a pesar de haber una equidad entre los volúmenes de arenisca y lutita presentes, la disposición de la facies del tipo flaser en la base, impiden que el flujo de hidrocarburo en dirección horizontal y vertical.

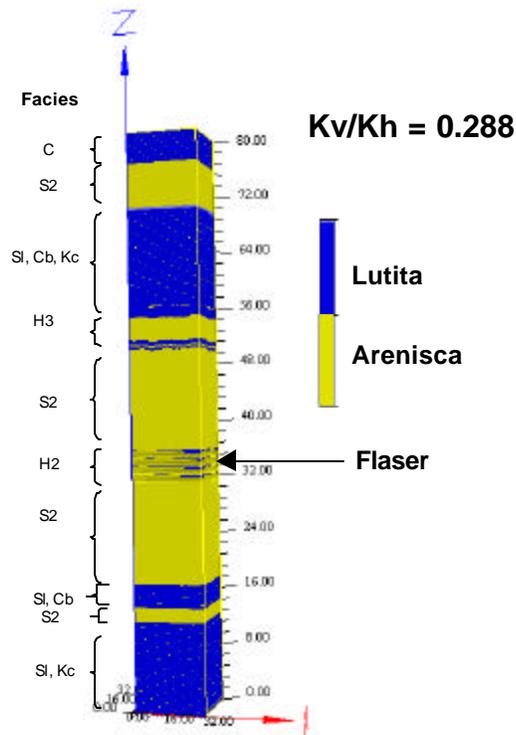


Figura 4-50 Sección de la unidad C1, pozo LR-06. Escalas en pies.

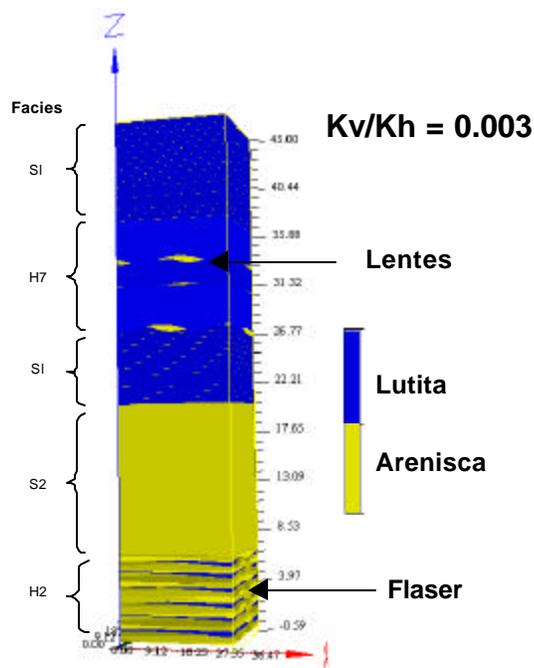


Figura 4-51 Sección de la unidad C2, pozo LR-03. Escalas en pies.

Un ejemplo similar se ilustra en la figura 4-52, en ella se aprecia como a pesar de que el contenido arenoso es mayor en la sección, la presencia de estructuras flaser en todo el intervalo no permite un buen desplazamiento de los fluidos en ningún sentido, por lo que el valor de K_v/K_h es bastante bajo.

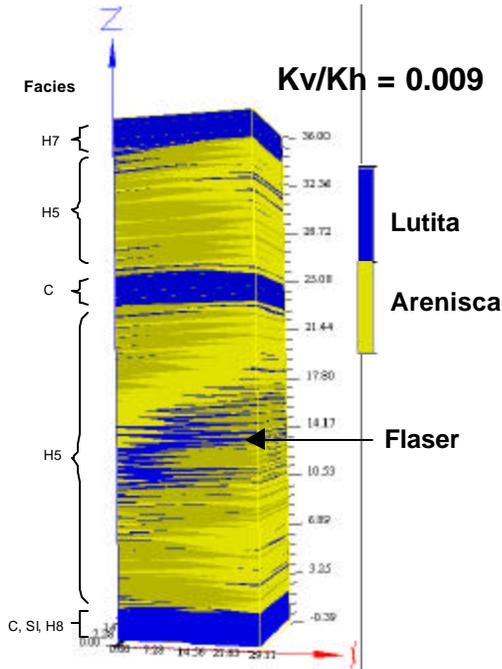


Figura 4-52 Sección de la unidad C2, pozo LR-03. Escalas en pies.

Con estos ejemplos se verifica que los valores de K_v/K_h obtenidos en los modelos de las secciones C1 y C2 son controlados por la disposición vertical de los cuerpos lutíticos, el espesor de los intervalos heterolíticos y la continuidad lateral de las delgadas capas de lutita que se encuentran dentro de ellos.

La continuidad lateral de las delgadas capas de lutita presentes en las facies con alto contenido de estructuras flaser, provoca la disminución de la relación K_v/K_h , debido a que cada una de ellas forma una barrera para el flujo vertical del hidrocarburo. El valor K_v/K_h es una relación matemática donde a medida que el valor de K_v (permeabilidad vertical) disminuye, ésta también disminuirá. Por lo tanto a medida que los intervalos arenosos presenten estructuras flaser, el valor K_v/K_h será menor y

estará directamente relacionado con la cantidad y continuidad lateral de las capas de lutita (Fig. 4-53).

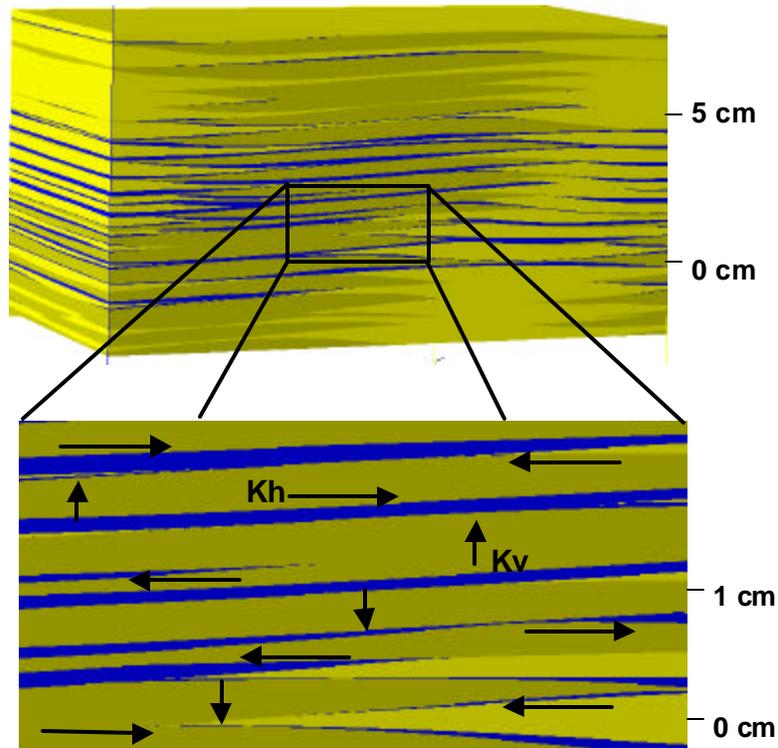


Figura 4-53 Sección de la facies H5. Se aprecia que la permeabilidad vertical es la más afectada a medida que la ocurrencia de las láminas de lutita aumenta, ello explica la disminución de los valores de K_v/K_h en facies con presencia de estructuras flaser.

5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1. CONCLUSIONES

1-. Basado en el estudio de núcleos de los pozos LR-01, LR-02, LR-03, LR-04, LR-05 y LR-06 correspondientes a las secciones C1 y C2 de la Formación Oficina, se definieron 18 litofacies, clasificadas de la manera siguiente: 1 facies conglomerática, 4 facies arenosas, 4 facies lutíticas, 1 facies carbonática y 8 facies heterolíticas.

2-. Con el estudio de las litofacies y sus asociaciones, se logró determinar 3 sub-ambientes de depositación ubicados dentro de un contexto fluvio deltaico, éstos son:

- Canales distributarios: Facies G, S1, S2, H1, H3 y Hb4.
- Bahías Interdistributarias: Facies SI, C, Ck, Cn, Sc, H7 y H8.
- Abanicos de rotura: Facies S3, H2, H5 y H6.

3-. Basado en las asociaciones de facies definidas, se logró determinar que el área de sedimentación de las unidades C1 y C2 de la Formación Oficina, corresponde a una zona de llanura deltaica inferior.

4-. La coexistencia de facies sedimentarias de características arenosas y lutíticas con un elevado contenido de estructuras sedimentarias como: estratificación paralela, flaser y lenticular, permitió interpretar que el área de estudio se encontraba para el momento de la sedimentación, bajo la influencia conjunta de las corrientes fluviales y de mareas, siendo esta última la de menor incidencia.

5-. El estudio detallado de las discontinuidades granulométricas presentes en facies heterolíticas, permitió validar la interpretación de otros autores acerca de la influencia de las mareas en los depósitos deltaicos de las unidades C1 y C2 de la Formación Oficina.

6-. Con la medición de la permeabilidad horizontal (K_h) a escala centimétrica sobre núcleos, se logró determinar que esta propiedad de la roca puede variar considerablemente de un punto a otro, debido a las diferencias granulométricas y otras características diagenéticas de la roca, generando incertidumbres en las evaluaciones petrofísicas, por este motivo, se concluye que la integración de datos de menor escala en los modelos sedimentológicos es necesaria, ya que permitirá alcanzar mejores representaciones de los yacimientos y en consecuencia un mejor aprovechamiento de los intervalos productores de hidrocarburo.

7-. La metodología empleada en la descripción a escala centimétrica de facies heterolíticas, permitió la construcción de los modelos 3D de facies y su jerarquización, basado en el tipo de relación arenisca-lutita y las estructuras presentes en cada una de ellas.

8-. Cada modelo 3D de facies, permitió conocer además de la estructura interna y propiedades petrofísicas, la orientación preferencial de mayor flujo de hidrocarburos gracias a la disposición, geometría y continuidad lateral de cada capa permeable presente en las litofacies. Este último alcance permitirá establecer perforaciones horizontales en direcciones de menor incertidumbre desde el punto de vista de la movilidad del fluido.

9-. Con el estudio del volumen elemental representativo (REV), se determinó que a medida que el volumen de los modelos aumenta, los valores de K_v/K_h obtenidos en la simulación para cada facies heterolíticas, tiende a ser constante, de este modo se verifica que el uso de modelos de mayor escala en la simulación de fluidos, permite obtener resultados más eficientes y confiables.

10-. Se determinó que los valores de K_v/K_h obtenidos para cada modelo de litofacies están directamente relacionados con el contenido de lutitas y estructuras sedimentarias presentes en cada uno de ellos, así, se pudo observar que a medida que el contenido laminar de lutita aumenta, la permeabilidad vertical disminuye.

11-. Se logró obtener un gráfico de correlación (K_v/K_h vs. Contenido de lutita), el cual es un gran aporte para la simulación numérica de yacimientos ya que permitirá definir un valor de la relación K_v/K_h para otras facies heterolíticas prospectivas y con un contenido de lutita distinto a las ya estudiadas.

12-. Los modelos apilados de las unidades C1 y C2 permitieron visualizar la disposición de las capas sedimentarias y su relación vertical con otros depósitos de diferentes litologías. Con ello se determinó que los modelos permiten identificar gráficamente los intervalos de mayor prospección y hacer correlaciones estratigráficas con secciones de distintos pozos.

13-. Los modelos apilados, permitirán obtener información sedimentaria y petrofísica de intervalos no recuperados ya que es posible construir este tipo de modelos con sólo conocer las características granulométricas observadas en los registros eléctricos y de imágenes.

14-. Se logró determinar valores K_v/K_h representativos para toda una secuencia estratigráfica de más de 100', con lo que se facilita la determinación de esta relación de permeabilidad para la generación de modelos determinísticos de yacimientos y su posterior simulación numérica con el programa "ECLIPSE".

15-. Los valores de K_v/K_h obtenidos en los modelos apilados de facies, están afectados directamente por tres factores: el tipo de estructuras sedimentarias, la disposición vertical de cada litofacies en la sección y la proporción de lutitas con respecto al contenido arenoso.

5.2. RECOMENDACIONES

1-. En trabajos futuros es necesario que la densidad de datos de porosidad y permeabilidad sea mayor, la toma de datos debe hacerse sobre un mayor número de intervalos representativos de las mismas facies, de esta manera se podrán obtener datos estadísticos cada vez más confiables.

2-. Los intervalos arenosos comúnmente poseen intercalaciones de lutita que pasan desapercibidas en las descripciones, estas intercalaciones causan un efecto en el comportamiento de los fluidos dentro del yacimiento, a medida que las descripciones se hagan más detalladas, estas heterogeneidades granulométricas podrán ser caracterizadas y ubicadas arealmente dentro del yacimiento, así los modelos contarán con mayor información del subsuelo y se acercarán más a la realidad.

3-. El programa "SBED" aporta un nuevo método para el diseño y visualización de las facies y su estructura interna, así mismo es capaz de mostrar de una manera versátil la distribución de las propiedades petrofísicas dentro de la roca y aportar valores de relación K_v/K_h útiles en la simulación de yacimientos, por este motivo, se recomienda el uso del programa como una herramienta en el estudio integrado de yacimientos que ayudará a conocer mejor el comportamiento de los fluidos y como influye sobre él, la estructura interna de la roca.

4-. Los estudios de facies en los que se quiera aplicar esta metodología, deben contar en el mejor de los casos, con núcleos recuperados de roca consolidada ya que la fisilidad de las muestras contribuye a la medición errónea de las propiedades petrofísicas por efecto de fracturas y desmoronamiento de las mismas. De igual manera, se recomienda trabajar en intervalos no impregnados debido a que el hidrocarburo obstruye la medición de permeabilidad generando lecturas lejanas a la realidad.

5-. El comportamiento de los fluidos en modelos apilados es una de las aplicaciones de este trabajo, con ellos es posible visualizar en que posición estratigráfica se

encuentran los intervalos prospectivos y obtener un valor de K_v/K_h para toda la sección estudiada.

6-. Estudios de este tipo, pueden ayudar a establecer valores de K_v/K_h en distintas áreas productoras, es recomendable la aplicación de esta metodología para contar con curvas de correlación de este valor con respecto al contenido de lutita que puedan ofrecer datos más confiables para distintos intervalos y que ayuden a obtener resultados más veraces de la simulación de yacimientos.

7-. Con las mediciones de permeabilidad de menor escala, es posible obtener un valor representativo de cada facies, por lo tanto se recomienda hacer este tipo de estudios no sólo para modelar facies sino también para conocer la permeabilidad promedio en intervalos donde las evaluaciones petrofísicas hayan arrojado resultados poco confiables.

8-. Basado en los valores K_v/K_h obtenidos para cada facies y la utilidad de los gráficos de correlación, se pudo verificar que en la medida que se generen este tipo de estudios con mayor cantidad de intervalos y con características sedimentológicas similares, las curvas de correlación permitirán hacer predicciones de los valores K_v/K_h más confiables.

9-. Los intervalos no recuperados de núcleos, en la mayoría de los casos, dificultan las evaluaciones petrofísicas, con los modelos adimensionales obtenidos en este trabajo, es posible simular el comportamiento de los fluidos en intervalos no recuperados, pero conocidos, por sus características sedimentológicas, así las evaluaciones petrofísicas contarán con una nueva herramienta capaz de sustituir intervalos desconocidos de roca.

10-. La metodología empleada en este estudio puede aplicarse a intervalos prospectivos con una gran ocurrencia de bioturbaciones, tomando en cuenta que

dichas estructuras en la mayoría de los casos alteran el comportamiento de los fluidos por la variación de la granulometría que las rellena.

11-. El estudio de otros intervalos de la Formación Oficina empleando el software SBED, permitirá observar el comportamiento de los fluidos en acumulaciones sedimentarias correspondientes a otros ambientes, así mismo será posible definir valores K_v/K_h para distintas asociaciones de facies y otras secuencias estratigráficas de interés para la prospección de hidrocarburos. Se estima que trabajos futuros puedan tomar un tiempo de 4 a 6 meses para aportar resultados útiles en el desarrollo de los modelos de yacimientos.

6. BIBLIOGRAFÍA

6.1. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ALLEN, G. P. (1997). Sedimentología y estratigrafía de los yacimientos aluviales y deltaicos. Queensland University of Tecnology, Brisbane, Australia. (previamente con Total Centre Cientifique et Technique), 98 p.

AUDEMARD, F.; I. AZPIRITXAGA; P. BAUMANN; A. BEA y M. LATREILLE. (1985). Marco geológico del terciario de la Faja Petrolífera del Orinoco. VI Congreso Geológico Venezolano.

BEAR, S. (1988). Dynamics of fluids in porous media. Elsevier, New York.

BEE, P. (1999). Assessment of relative permeability variation in detailed geological models of tidal sediments, by invasion percolation simulation methods. Herriot-Watt University, Department of Petroleum Ingeneering.

BLATT, H.; W. Berry & S. BRANDE. (1991) Principles of stratigraphic analysis. Blackwell Scientific Publications. USA, 512 p.

BOGGS, S. (1995) Principles of sedimentology and stratigraphy. Second Edition Prentice Hall, New York, 774 p.

BUATOIS, L. y M. G. MÁNGANO. (2000). Aplicaciones de la ignología en prospección de hidrocarburos y caracterización de reservorios. Boletín de Informaciones Petroleras. INSUGEO, San Miguel de Tucumán. Argentina, 64-75 p.

COSENTINO, L (2001) Integrated reservoir studies. Instituto Francés de Petróleo, publicaciones. París, Francia, 309 p.

- CRAFT, B.C. y M.F. HAWKINS. (1968) Ingeniería aplicada de yacimientos petrolíferos. Madrid, España. Editorial Tecnos, 560 p.
- DELGADO, M.; T. KABBABE; E. SAMPSON. y F. CHACARTEGUI. (1997). Los icnofósiles como una herramienta para la interpretación ambiental y su control sobre la calidad de las rocas yacimiento en las formaciones Paují y Misoa, Campos Barúa y Motatán, estados Zulia y Trujillo, Venezuela. I Congreso Latinoamericano de Sedimentología.
- DAVIS, C.J. (1986). Statistics and data analysis in geology. Second edition. John Wiley & Sons, Inc. Singapore, 646 p.
- DI CROCE, J.; A. W. BALLY & P. VAIL. (1999). Sequence stratigraphy of Eastern Venezuelan Basin. Caribbean Basins, Sedimentary basins of the world 4. Elsevier Science, B.V, Amsterdam, p. 419-476.
- ERLICH, R. N. & S. F. BARRET. (1990). Cenozoic plate tectonic history of the northern Venezuela-Trinidad area. Tectonics, Vol. 9, No.1, p 161-184.
- GALLOWAY, W. E & D. K. HOBDAV. (1990). Terrigenous clastic depositional systems. Springer-Verlag. New York, USA, 489 p.
- GONZÁLEZ DE JUANA, C., J. M. ITURRALDE y X. PICARD. (1980). Geología de Venezuela y de sus Cuencas Petrolíferas. Tercera edición. Tomos I y II. Editorial Fonvives. Caracas, 1031 p.
- GONZÁLEZ, E. (2000). Palynostratigraphy and suggested correlation of seven wells (KAOO, SAOO, LAOO, LCOO.IFOO. IBOO and SDZ- 187). from the Sincor field, Anzoátegui State, Venezuela.

- ISEA, A. (1987). Geological synthesis of the Orinoco Oil Belt, eastern Venezuela. Journal of Petroleum Geology, p.135-148.
- JACKSON, M. D.; S. YOSHIDA; H. D. JOHNSON; A. H. MUGGERIDGE; A. NAESS y P. RINGROSE. (1999). Three-Dimensional reconstruction, flow simulation, and upscaling of complex bedform-scale sedimentary structures within tidal sandstone reservoirs. SEPM. 19th Annual Research Conference, p. 169-168.
- KEIJ, A. y L. NIJSSEN. (1983). Early Miocene biostratigraphy of well SDZ-86x and correlation with well SDZ-21x (Tar Belt, Venezuela). Maraven y Shell de Venezuela, 45 p.
- LAKE, L. W. y H. B. CARROLL. (1986). Reservoir Characterization. Academic Press, INC, p. 487-543.
- LAPORTE, L. (1977). Ancient Environments. Prentice Hall, Inc, Englewood Cliffs, New York, 163 p.
- MARTINIUS, A. W.; R. MJOS; M. C. DEVILLIERS; M. GRASEM; J. HEGRE; J. HERBAS; Y. KREMER; R. KRIGSVOLL; M. LEVRET; A. LINJORDET y J. P. MARET. (2001) Horizontal positioning in a fluvial reservoir characterization and geomodelling (Oficina Formation, Sincor, Orinoco Oil Belt, Venezuela). Internal report, Sincor. C.A.
- MARTINIUS, A. W.; X. MATHIEU; R. MJOS; P. RINGROSE y T. SVANES. (2002). Stratigraphy and sedimentology of units B and C for application in stochastic modelling. Sincor internal document.
- MARTINIUS, A. W.; P. RINGROSE; A. NAESS y W. RENJUN. (1999). Multi-scale characterization and modeling of heterolithic tidal systems, offshore Mid-Norway. SEPM. 19th Annual Research Conference, p.193-204.

- MELENDEZ, B. y J. M. FUSTER. (1975). Geología. Tercera edición, editorial Paraninfo. Madrid, España, 896 p.
- MIALL, A. D. (1984). Principles of sedimentary basin analysis. Springer-Verlag, New York. USA, 490 p.
- NORDHAL, K; P. RINGROSE; A. WALDUM; A. NAESS y I. BRANDSAETER. (2002). Forward modeling of near Well-Bore geology: A new basis for petrophysical interpretation. Norwegian University of Science and Tecnology and StatOil. Statoil Reseach Center Trondheim, Noruega, unpublished.
- PARNAUD, F.; Y. GOU; J. C. PASCUAL; I. TRUSKOWSKI; O. GALLANGO y H. PASSALACQUA. (1995). Petroleum geology of the central part of the Eastern Venezuelan Basin. Petroleum Basins of South America. AAPG Memoir 62, p. 741-756.
- PERALTA, J. (1991). Estudio estratigráfico del límite Cretácico-Terciario en Venezuela occidental. Tesis Universidad Central de Venezuela, inédito, 150 p.
- PETTIJOHN, F. (1949). Sedimentary Rocks. Happer & Brothers, USA, p. 526 p.
- PETTIJOHN, F.; P. POTTER y R. SIEVER. (1972). Sand and Sanstone. Springer-Verlag, New York, 618 p.
- PORTELLA, R. C. y W. L. LANZARINI. (1999). Heterogeneities in horizontal well performance. SPE. Write Librarian, Texas. USA.
- READING, H (1986). Sedimentary Environment and Facies. Blackwell Scientific Publications Osney Mead, Oxford, UK, 615 p.
- REINECK, H. E. y I. B SINGH. (1980). Depositional sedimentary environments. Germany, 551 p.

- RENJUN, W.; A. W. MARTINIUS; P. RINGROSE y A. NAESS. (1998). Three-Dimensional simulation of small-scale heterogeneity in tidal deposits. A process-based stochastic simulation method. Geomodeling Research Corporation and Statoil Research Center.
- RIVAS, D. A. y T. S. ROJAS. (1997). Modelo Sedimentológico, análisis de facies y estratigrafía del delta del Río Mitare. Estado Falcón. Trabajo Especial de Grado, Escuela de Geol. Minas y Geof. Univ. Central de Venezuela, Inédito, 204 p.
- RODRIGUEZ, P. y L. OSWALDO. (1996). Sequences and sediment sources in the central part of the Eastern Venezuelan Basin (Anzoategui State area). AAPG, Geology Bulletin, 1330 p.
- SCHERER, W. (1972). Aplicación de cadenas de Markov a la sedimentación cíclica de la Formación Oficina. Boletín de Geología, Ministerio de Minas e Hidrocarburos, publicación especial, p. 1785-1822.
- SCHOLLE P. y D. SPEARING (1981). Deltaic Environments. AAPG memoir 31, Tulsa Oklahoma. USA, p. 138-178.
- VELÁSQUEZ D. (2002) Estudio de facies de las unidades estratigráficas informales B-C-D-E en la Formación Oficina y su relación con los perfiles eléctricos de imagen, campo Sincor, Zuata, Edo. Anzoátegui. Trabajo Especial de Grado, Escuela de Geol. Minas y Geof. Univ. Central de Venezuela, Inédito, 183 p.
- VILLEGAS, L. F. (1985). Geología regional en la Cuenca Oriental. VI Congreso Geológico Venezolano, p. 3643-3670.
- WALKER, R. y N. JAMES. (1992). Facies Model. Geological Association of Canada, Publications, Canada, 409 p.

6.2. REFERENCIAS ELECTRÓNICAS (INTERNET)

CASAS, J. Mareas. http://www.geocities.com/silicon_Valley/bridge/3339/mareas.html. (05-12-2001).

Comité Interfilial de Estratigrafía y Nomenclatura (2000). Léxico Estratigráfico de Venezuela. PDVSA-Intevep; <http://www.pdv.com/lexico>. (15-01-2002).

JAILLARD, E. (1993). La sedimentación en los deltas, los estuarios y las cuencas deltaicas. <http://www.geocities.com/scigeo/curso>. (11-12-2001).

The University of Texas at Arlington Recycling the Earth's Crust. http://www.uta.edu/geology/geol1425earth_system/1425chap12.htm. (5-12-2002).

Mapas de Venezuela (1999) <http://www.a-venezuela.com/mapas/map/html/cuencaspetrolifer.html>. (15-10-2002).

APÉNDICES

APÉNDICE A

Ambientes sedimentarios deltaicos.

AMBIENTES SEDIMENTARIOS

AMBIENTES DELTAICOS

Los ambientes deltaicos son medios sedimentarios complejos que se desarrollan en la desembocadura de los ríos en el mar, sin embargo, otros ambientes sedimentarios pueden estar presentes, como lagos o pantanos en climas húmedos, lagunas evaporíticas, o lagunas eólicas en climas desérticos, conos aluviales proximales en caso de costas accidentadas, etc. (JAILLARD, 1993).

El papel económico de los deltas se incrementó de manera notable con el descubrimiento del petróleo, ya que los deltas a menudo se desarrollan en importantes cuencas sedimentarias, favorables al depósito de materia orgánica, maduración y entrapamiento de hidrocarburos.

Por lo tanto, la importancia económica de los deltas favoreció su estudio geológico detallado desde hace unos 30 años, llevando a un mejor conocimiento de los procesos sedimentológicos y de la organización estratigráfica de los depósitos correspondientes (JAILLARD op. cit.).

DELTAS

Generalidades

Los deltas son estructuras depositacionales producidas por la continua sedimentación de los ríos en zonas costeras. Las grandes masas de sedimentos transportados por los ríos, se dispersan y extienden al hacer contacto con las masas de agua de la cuenca receptora, generando así formas cónicas cuyo vértice apunta hacia la costa. ELLIOTT (1986 en READING, 1986) definió a los deltas como una discreta protuberancia en la línea de costa formada cuando un río entra en el océano o cualquier otro gran cuerpo de agua.

La geometría de los deltas generalmente se asemeja a la de un abanico, debido a la dispersión de la carga sedimentaria que ocurre cuando las masas de agua de los ríos, chocan frontalmente con otra masa de agua de mayor dimensión (lagos, lagunas, océano). Su forma depende estrictamente de ciertos factores: la energía y dimensión del medio de transporte, la energía de las corrientes del medio receptor, la densidad de las masas de agua, la tasa de sedimentación y subsidencia de la cuenca, el oleaje, las mareas y el clima predominante en la región. Distintos tipos de deltas pueden ocurrir al variar las condiciones anteriormente señaladas, en la figura A-1 se muestran algunos de ellos.

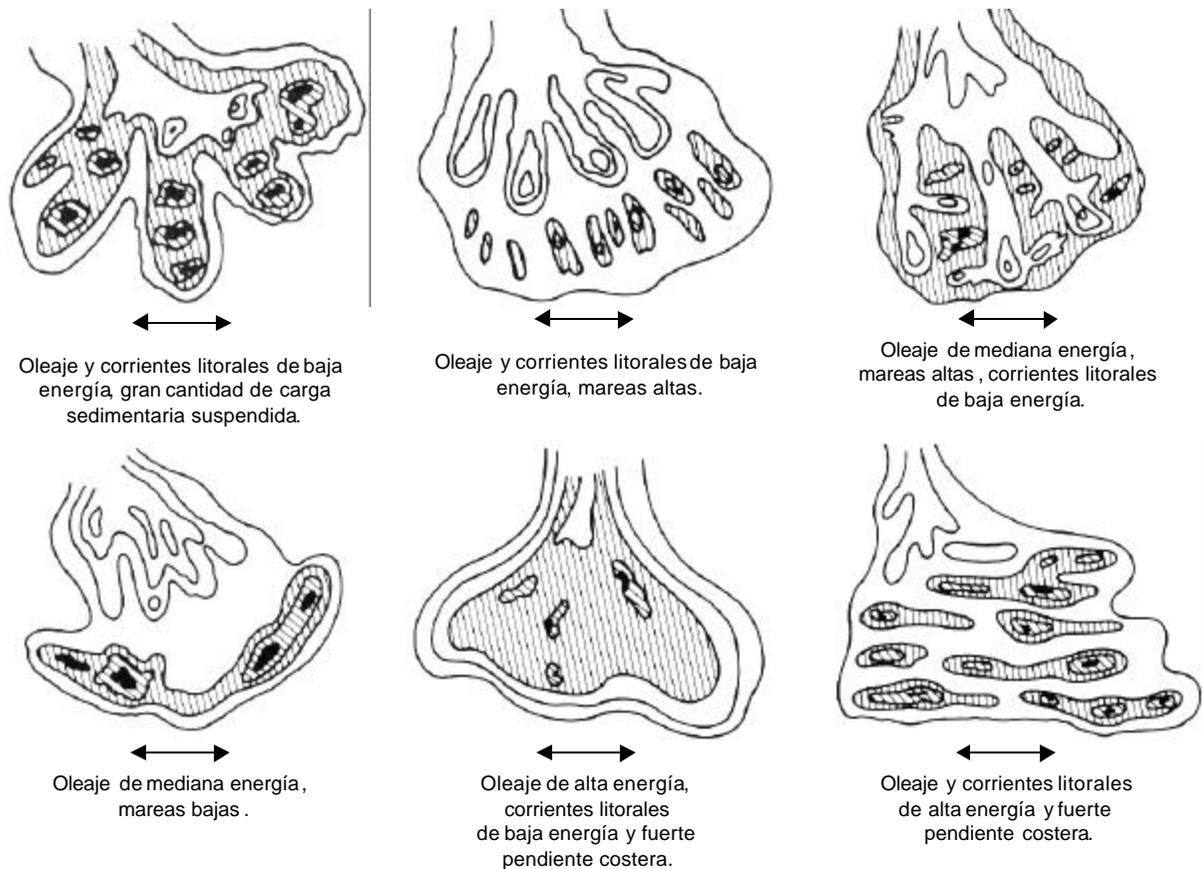


Figura A-1. Clasificación de los Deltas según su geometría y los factores dinámicos que los regulan (Modificado de <http://www.geocities.com/SiliconValley/Bridge/3339/delt.html>)

Los deltas son acumulaciones progradantes, debido a que poseen una fuerte influencia fluvial, los sedimentos que son descargados en las costas, avanzan hacia el mar, depositándose a lo largo de grandes extensiones de la plataforma continental. Los sedimentos más gruesos son depositados en forma de canales distributarios, barras interdistributarias y de desembocadura, ubicadas en la llanura y el frente deltaico respectivamente, mientras que los más finos viajan suspendidos en las masas de agua para depositarse posteriormente en la zona del prodelta, estas acumulaciones presentan grandes extensiones de lutitas apiladas que alcanzan a cubrir varios miles de metros en mar abierto.

Al igual que una parte subacuática, los deltas poseen una zona expuesta al medio ambiente de manera permanente (llanura deltaica superior) y otra que se encuentra bajo la influencia de las mareas (llanura deltaica inferior) (Fig. A-2).

Llanura Deltaica Superior

La zona más continental de un delta, en donde la influencia marina es nula, es conocida como llanura deltaica superior. En ella, los canales fluviales divagan sobre grandes extensiones de terreno que en épocas anteriores formaban parte del frente deltaico. COLEMAN Y PRIOR (1981 en SCHOLLE Y SPEARING 1981) mencionan que la llanura deltaica superior, normalmente es la parte antigua del componente expuesto de un delta y se encuentra por encima del área con una significativa influencia marina o de mareas.

Los ríos son la principal fuente de aporte de sedimentos en la llanura deltaica superior, y de ellos dependen los demás tipos de depósitos sedimentarios que ocurren en esta zona. En épocas de inundación el cauce del río se desborda rompiendo los diques naturales, generando así abanicos de rotura, los cuales se caracterizan por presentar acumulaciones de grano fino, estas acumulaciones pueden alcanzar a cubrir grandes extensiones de terreno, dependiendo del tamaño del caudal y del cauce del río.

Generalmente, el río transporta sedimentos de grano fino y grueso que va depositando a lo largo de su recorrido. Dependiendo de la disposición y morfología de los canales, éstos pueden generar acumulaciones distintas desde el punto de vista genético, tales como las barras de meandro en ríos meandriiformes, o las barras entrelazadas de mitad de canal en los ríos entrelazados.

Otros ambientes sedimentarios como marismas, lagunas de agua dulce, llanuras fluviales y de canales meandriiformes, entrelazados, anastomosados o rectilíneos, pueden desarrollarse en la llanura deltaica superior,

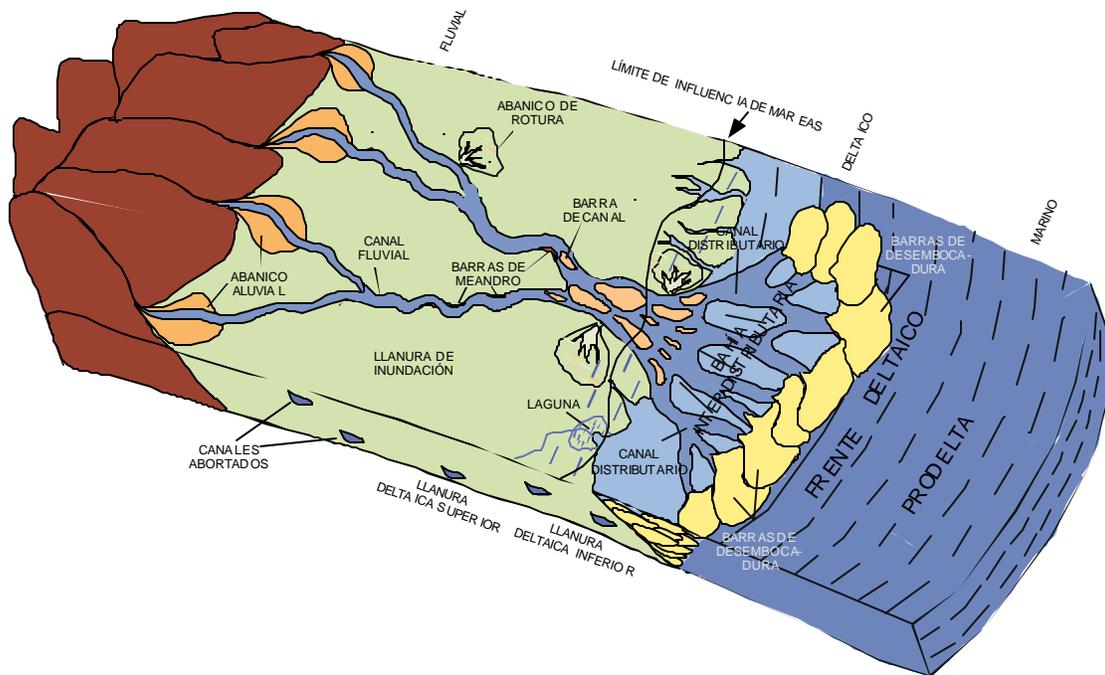


Figura A-2. Modelo general de un delta y sus componentes principales.

Llanura Deltaica Inferior

La llanura deltaica inferior corresponde a la zona donde ocurre la interacción fluvio-lacustre y se extiende hacia el continente, hasta el límite de la influencia mareal, debido a esto, la llanura deltaica inferior es más extensa en áreas donde el rango de variación de las mareas es grande y el relieve topográfico bajo (COLEMAN Y PRIOR, 1981 en SCHOLLE Y SPEARING 1981) (Fig. A-2).

Los depósitos de la llanura deltaica inferior cubren grandes extensiones de terreno, caracterizadas especialmente por acumulaciones de canales distributarios activos y abandonados, canales de marea, abanicos de rotura, marismas y pantanos entre otros. La extensión de la cubierta sedimentaria de la llanura deltaica inferior depende esencialmente del rango de influencia de las mareas, en zonas de grandes extensiones costeras y llanuras litorales, las mareas avanzan periódicamente, cubriendo gran parte de los terrenos adyacentes.

En la llanura deltaica inferior los ambientes de mayor influencia son los de bahías interdistributarias, que consisten generalmente en limos de grano fino, arcillitas y arcillas carbonáticas. Las corrientes fluviales son el principal agente de transporte en la llanura deltaica, aunque las corrientes mareales también pueden influir cuando hay un rango significativo de actividad mareal (ALLEN, 1997).

Frente Deltaico

El área donde los canales distributarios pierden la capacidad de seguir transportando su carga sedimentaria y permiten su depositación, es conocida como frente deltaico. En él se acumulan grandes cuerpos arenosos de grano fino y medio, que conforman uno de los depósitos sedimentarios más importantes como reservorios petrolíferos, las barras de desembocadura.

Las condiciones hidráulicas de las corrientes distributarias, sufren cambios radicales al entrar en contacto con las masas de aguas marinas, generando así una expansión de la carga sedimentaria y la disminución de la velocidad de las corrientes, en consecuencia, la energía de éstas decrece y la carga sedimentaria se deposita ELLIOTT (1986 en READING, 1986)

La geometría del frente deltaico depende de la influencia del oleaje, las mareas y la energía de los canales distributarios. El frente deltaico se desarrolla sobre una plataforma somera que bordea la llanura deltaica, donde se acumula una gran parte de los sedimentos llevados por los canales distributarios. Las barras de desembocadura se depositan generalmente con su eje mayor, perpendicular a la dirección de flujo de los canales distributarios y por su carácter progradante, son suprayacentes a los depósitos lutíticos del prodelta (Fig. A-2). Los depósitos entre las barras de desembocadura están compuestos por limos de grano fino y lutitas.

Un factor importante en el proceso de sedimentación deltaico, es la densidad de las masas de agua. BATES (1953 en READING, op. cit.) contrastó situaciones en las cuales

la densidad del agua de río era igual, mayor o menor a la densidad de las masas de agua de la cuenca receptora, notando ciertas variaciones en el comportamiento de la carga sedimentaria y el desarrollo del delta. En el caso donde ambas masas de agua poseen la misma densidad (flujo homopícnal), ocurre una mezcla de las aguas en la boca del canal, ocasionando la depositación de los sedimentos en ese punto. Cuando la densidad de las aguas fluviales es mayor (flujo hiperpícnal), éstas fluyen por debajo del agua de la cuenca formando corrientes submarinas que transportan sedimentos más allá de la línea de costa; en esta situación, el desarrollo del delta es restringido ya que la alta densidad del flujo sedimentario no permite el avance del mismo. Finalmente, en el caso donde el flujo fluvial es de menor densidad que las aguas de la cuenca (flujo hipopícnal), la carga sedimentaria es transportada en suspensión formando superficies en forma de pluma que llegan a cubrir cientos de metros en el mar; en estos casos el desarrollo del delta es bastante amplio.

Prodelta

El prodelta representa la parte más distal de un delta, donde se deposita la carga fluvial compuesta por limos y arcillas (ALLEN, 1997). Los depósitos del prodelta se encuentran generalmente sobre la plataforma continental, sin embargo, cuando la energía del aporte sedimentario es alta, los sedimentos alcanzan las zonas del talud continental y se desplazan hacia las profundidades formando abanicos submarinos.

Dependiendo de la tasa de sedimentación y la salinidad del agua, los depósitos de prodelta pueden contener distintos elementos faunales, lacustrinos o marinos de costa afuera con cantidades variables de bioturbaciones (ALLEN, op. cit.).

Por su naturaleza litológica, y su ubicación buzamiento abajo con respecto a las facies arenosas, se les considera rocas madre potencialmente generadoras de hidrocarburos.

APÉNDICE B

Tablas de las mediciones de permeabilidad horizontal (K_h) realizadas con el minipermeámetro PDPK-300.

PROFILE PERMEAMETRY PDPKä - 300

Company:	SINCOR	Diameter:	4'	File:	
Well:	LR-01	Country:	VENEZUELA	Analyst:	LM
Field:				Date:	JULIO, 2002

Reading	Depth, Feet	Klinkenberg Permeability, md	Air Permeability, md	Beta, (psi-1)	Core No.	Box No.	Remarks
---------	----------------	------------------------------------	----------------------------	------------------	-------------	------------	---------

CORE: 13 BOX: 6 Facies H3

1	1756.58	4880.	4980.	1.04E+06	13	6	Shale frac
2	1756.66	281.	298.	9.73E+07	13	6	Shale frac
3	1756.66	357.	377.	6.19E+07	13	6	Shale frac
4	1756.66	275.	291.	1.06E+08	13	6	Shale frac
5	1756.67	633.	661.	3.09E+07	13	6	Shale frac
6	1756.68	1800.	1850.	2.81E+06	13	6	Shale frac
7	1756.70	896.	930.	1.12E+07	13	6	Shale frac
8	1756.72	2270.	2330.	5.60E+06	13	6	Shale frac
9	1756.73	2430.	2500.	3.68E+06	13	6	Shale frac
10	1756.74	733.	763.	9.28E+06	13	6	Shale frac
11	1756.74	1480.	1520.	4.06E+06	13	6	Shale frac
12	1756.74	2140.	2200.	4.73E+06	13	6	Shale frac
13	1756.74	297.	314.	2.81E+07	13	6	Shale frac
14	1756.74	5800.	5910.	2.99E+06	13	6	Shale frac
15	1756.74	6490.	6620.	3.19E+05	13	6	Shale frac
16	1756.78	1000.	1200.	6.65E+05	13	6	Shale frac
17	1756.78	1450.	1500.	6.84E+05	13	6	Shale frac
18	1756.78	1330.	1370.	1.78E+06	13	6	Shale frac
19	1756.78	1510.	1550.	2.72E+06	13	6	Shale frac
20	1756.78	9830.	9990.	1.62E+06	13	6	Shale frac
21	1756.79	1300.	1340.	5.37E+06	13	6	Shale frac
22	1756.88	9900.	10200.	1.57E+05	13	6	Shale frac
23	1756.88	5800.	6100.	0.00E+00	13	6	Shale frac
24	1756.92	135.	145.	5.47E+07	13	6	oil sand
25	1756.92	357.	377.	3.25E+07	13	6	Shale frac
26	1756.92	1380.	1430.	5.25E+06	13	6	Shale frac
27	1756.92	837.	869.	1.50E+07	13	6	Shale frac
28	1756.92	975.	1010.	2.18E+07	13	6	Shale frac
29	1756.93	2600.	2670.	5.96E+06	13	6	Shale frac
30	1756.93	2530.	2600.	7.18E+06	13	6	Shale frac
31	1756.93	620.	770.	6.31E+05	13	6	Shale frac
32	1756.93	782.	814.	2.12E+07	13	6	Shale frac
33	1756.93	880.	913.	5.04E+06	13	6	Shale frac
34	1756.97	6320.	6440.	1.25E+06	13	6	Shale frac with Sand
35	1756.97	5640.	5750.	1.49E+06	13	6	Shale frac with Sand
36	1756.97	8600.	8740.	6.93E+05	13	6	Shale frac with Sand
37	1756.97	7310.	7440.	9.09E+05	13	6	Shale frac
38	1756.97	6950.	7070.	1.06E+06	13	6	Shale frac with Sand
39	1756.99	7690.	7820.	1.20E+06	13	6	oil sand
40	1757.00	5440.	5550.	3.09E+06	13	6	oil sand
41	1757.00	7110.	7240.	1.73E+06	13	6	oil sand
42	1757.02	8320.	8450.	1.16E+06	13	6	oil sand
43	1757.02	8100.	8300.	5.07E+05	13	6	oil sand
44	1757.02	8520.	8660.	2.14E+06	13	6	oil sand
45	1757.02	9790.	9950.	2.45E+06	13	6	oil sand
46	1757.02	6570.	6690.	2.47E+06	13	6	oil sand
47	1757.07	340.	359.	2.52E+07	13	6	Shale frac
48	1757.07	1980.	2040.	4.51E+06	13	6	Shale frac
49	1757.08	16000.	16200.	4.01E+05	13	6	Shale frac with Sand
50	1757.08	7040.	7160.	1.47E+06	13	6	Shale frac with Sand
51	1757.08	3600.	3800.	4.70E+05	13	6	oil sand

PROFILE PERMEAMETRY PDPKä - 300

Company:	SINCOR	Diameter:	4'	File:	
Well:	LR-01	Country:	VENEZUELA	Analyst:	LM
Field:				Date:	JULIO, 2002

Reading	Depth, Feet	Klinkenberg Permeability, md	Air Permeability, md	Beta, (psi-1)	Core No.	Box No.	Remarks
52	1757.08	5850.	5960.	1.90E+06	13	6	Shale frac with Sand
53	1757.12	5020.	5130.	1.52E+06	13	6	Shale frac with Sand
54	1757.12	6960.	7080.	7.62E+05	13	6	Shale frac with Sand
55	1757.12	8400.	8540.	8.09E+05	13	6	Shale frac with Sand
56	1757.12	3000.	3200.	3.68E+05	13	6	Shale frac with Sand
57	1757.12	7090.	7210.	4.59E+05	13	6	Shale frac with Sand
58	1757.12	9520.	9670.	6.40E+05	13	6	Shale frac with Sand
59	1757.12	9120.	9260.	5.69E+05	13	6	oil sand
60	1757.13	8940.	9080.	6.77E+05	13	6	oil sand
61	1757.14	10100.	10200.	4.32E+05	13	6	oil sand
62	1757.14	9530.	9680.	4.95E+05	13	6	Shale frac
63	1757.14	8360.	8490.	5.42E+05	32	8	Shale frac
64	1757.14	8790.	8930.	4.25E+05	13	6	oil sand
65	1757.15	6920.	7040.	5.47E+05	13	6	oil sand
66	1757.15	10400.	10600.	3.92E+05	13	6	Shale frac
67	1757.16	6610.	6730.	5.90E+05	13	6	oil sand
68	1757.16	6130.	6240.	6.18E+05	13	6	Shale frac
69	1757.16	9860.	10000.	4.57E+05	13	6	oil sand
70	1757.16	10600.	10800.	4.32E+05	13	6	Shale frac
71	1757.18	8880.	9010.	4.90E+05	13	6	oil sand
72	1757.18	5200.	5400.	3.19E+05	13	6	oil sand
73	1757.18	7270.	7390.	6.51E+05	13	6	oil sand
74	1757.18	7240.	7360.	5.87E+05	13	6	oil sand
75	1757.18	8320.	8450.	5.16E+05	13	6	oil sand
76	1757.18	6860.	6980.	7.52E+05	13	6	oil sand
77	1757.20	2510.	2570.	6.38E+06	13	6	oil sand
78	1757.20	4190.	4280.	3.55E+06	13	6	oil sand
79	1757.22	8020.	8150.	1.22E+06	13	6	oil sand
80	1757.22	4380.	4470.	3.37E+06	13	6	oil sand
81	1757.22	5100.	5300.	8.22E+05	13	6	oil sand
82	1757.22	7960.	8100.	1.67E+06	13	6	oil sand
83	1757.22	4900.	5100.	6.95E+05	13	6	oil sand
84	1757.24	6100.	6220.	2.10E+06	13	6	oil sand
85	1757.25	4060.	4150.	3.35E+06	13	6	oil sand
86	1757.25	2090.	2150.	8.74E+06	13	6	oil sand
87	1757.25	4510.	4610.	2.66E+06	13	6	oil sand
88	1757.25	5250.	5350.	2.03E+06	13	6	oil sand
89	1757.26	6180.	6300.	1.68E+06	13	6	oil sand
90	1757.27	4540.	4630.	1.29E+06	13	6	oil sand
91	1757.27	4980.	5090.	2.30E+06	13	6	oil sand
92	1757.27	3580.	3660.	4.48E+06	13	6	oil sand
93	1757.27	4700.	4800.	2.68E+06	13	6	oil sand
94	1757.27	2060.	2120.	8.75E+06	13	6	oil sand
95	1757.27	5180.	5280.	2.00E+06	13	6	oil sand
96	1757.28	4220.	4310.	3.68E+06	13	6	oil sand
97	1757.31	3450.	3530.	6.14E+06	13	6	oil sand
98	1757.31	4460.	4550.	2.75E+06	13	6	oil sand
99	1757.31	3470.	3550.	5.93E+06	13	6	oil sand
100	1757.31	3600.	3680.	4.24E+06	13	6	oil sand
101	1757.32	8420.	8570.	1.79E+06	13	6	oil sand
102	1757.33	4290.	4380.	3.16E+06	13	6	oil sand
103	1757.33	5050.	5150.	2.12E+06	13	6	oil sand
104	1757.33	6130.	6240.	3.17E+06	13	6	oil sand

PROFILE PERMEAMETRY PDPKä - 300

Company:	SINCOR	Diameter:	4'	File:	
Well:	LR-01	Country:	VENEZUELA	Analyst:	LM
Field:				Date:	JULIO, 2002

Reading	Depth, Feet	Klinkenberg Permeability, md	Air Permeability, md	Beta, (psi-1)	Core No.	Box No.	Remarks
105	1757.33	3250.	3320.	4.66E+06	13	6	oil sand
106	1757.33	5460.	5570.	2.54E+06	13	6	oil sand
107	1757.33	3270.	3350.	4.84E+06	13	6	oil sand
108	1757.35	369.	389.	5.97E+08	13	6	oil sand
109	1757.38	283.	299.	2.60E+08	13	6	Sand with Shale frac
110	1757.38	8400.	8700.	3.09E+05	13	6	Sand with Shale frac
111	1757.38	9800.	9900.	1.06E+06	13	6	Sand with Shale frac
112	1757.38	163.	175.	1.35E+09	13	6	oil sand
113	1757.38	3000.	3300.	2.58E+05	13	6	Sand with Shale frac
114	1757.52	10500.	10700.	5.09E+05	13	6	Shale frac
115	1757.54	11200.	11400.	5.01E+05	13	6	Shale frac
116	1757.55	1800.	2100.	2.72E+05	13	6	oil sand
117	1757.90	9990.	10100.	1.47E+06	13	6	oil sand
118	1758.29	1200.	1400.	2.12E+06	13	6	oil sand
119	1758.45	3700.	3780.	5.89E+06	13	6	oil sand
120	1758.62	147.	158.	1.44E+08	13	6	oil sand

CORE: 27 BOX: 5 Facies S3

1	1954.32	3700.	3780.	5.60E+06	27	5	oil sand
2	1954.34	550.	600.	1.60E+07	27	5	oil sand
3	1954.34	792.	824.	2.37E+07	27	5	oil sand
4	1954.34	353.	372.	1.15E+08	27	5	oil sand
5	1954.34	160.	171.	2.40E+08	27	5	oil sand
6	1954.34	3460.	3540.	4.47E+06	27	5	oil sand
7	1954.34	124.	134.	5.32E+08	27	5	oil sand
8	1954.34	101.	110.	0.00E+00	27	5	oil sand
9	1954.34	601.	627.	7.73E+07	27	5	oil sand
10	1954.39	710.	760.	1.72E+07	27	5	oil sand
11	1954.39	4310.	4400.	6.42E+06	27	5	oil sand
12	1954.39	638.	665.	5.51E+07	27	5	oil sand
13	1954.39	7090.	7220.	2.20E+06	27	5	oil sand
14	1954.39	1110.	1150.	2.46E+07	27	5	oil sand
15	1954.39	145.	156.	5.62E+07	27	5	oil sand
16	1954.39	464.	487.	4.14E+07	27	5	oil sand
17	1954.43	1780.	1830.	5.68E+06	27	5	oil sand
18	1954.43	354.	374.	2.71E+07	27	5	oil sand
19	1954.44	6050.	6160.	5.95E+05	27	5	oil sand
20	1954.44	661.	690.	1.88E+07	27	5	oil sand
21	1954.45	972.	1010.	2.24E+07	27	5	oil sand
22	1954.49	5680.	5790.	1.07E+06	27	5	oil sand
23	1954.49	11300.	11500.	3.59E+05	27	5	oil sand
24	1954.49	5020.	5120.	9.64E+05	27	5	oil sand
25	1954.49	2940.	3010.	2.64E+06	27	5	oil sand
26	1954.49	2090.	2150.	2.90E+06	27	5	oil sand
27	1954.53	4740.	4840.	1.82E+06	27	5	oil sand
28	1954.53	1220.	1260.	9.61E+06	27	5	oil sand
29	1954.53	5730.	5840.	1.87E+06	27	5	oil sand
30	1954.53	5840.	5950.	8.13E+05	27	5	oil sand
31	1954.53	4890.	4990.	1.11E+06	27	5	oil sand
32	1954.53	2890.	2960.	2.96E+06	27	5	oil sand
33	1954.53	3050.	3120.	1.58E+06	27	5	oil sand
34	1954.56	2400.	2460.	3.88E+06	27	5	oil sand
35	1954.58	3440.	3520.	1.45E+06	27	5	oil sand

PROFILE PERMEAMETRY PDPKä - 300

Company:	SINCOR	Diameter:	4'	File:	
Well:	LR-01	Country:	VENEZUELA	Analyst:	LM
Field:				Date:	JULIO, 2002

Reading	Depth, Feet	Klinkenberg Permeability, md	Air Permeability, md	Beta, (psi-1)	Core No.	Box No.	Remarks
36	1954.59	2320.	2380.	2.41E+06	27	5	oil sand
37	1954.59	1630.	1680.	4.67E+06	27	5	oil sand
38	1954.59	3280.	3360.	2.09E+06	27	5	oil sand
39	1954.59	1450.	1490.	3.58E+06	27	5	oil sand
40	1954.61	2870.	2940.	1.85E+06	27	5	oil sand
41	1954.61	2620.	2690.	2.66E+06	27	5	oil sand
42	1954.61	2590.	2660.	2.22E+06	27	5	oil sand
43	1954.62	1220.	1260.	4.25E+06	27	5	oil sand
44	1954.62	1180.	1220.	5.00E+06	27	5	oil sand
45	1954.62	1360.	1410.	3.33E+06	27	5	oil sand
46	1954.62	2490.	2550.	2.31E+06	27	5	oil sand
47	1954.64	2440.	2510.	2.80E+06	27	5	oil sand
48	1954.66	1170.	1200.	7.70E+06	27	5	oil sand
49	1954.68	2120.	2180.	2.98E+06	27	5	oil sand
50	1954.68	1950.	2010.	3.14E+06	27	5	oil sand
51	1954.68	2800.	2870.	2.68E+06	27	5	oil sand
52	1954.68	1510.	1560.	5.36E+06	27	5	oil sand
53	1954.68	3860.	3950.	2.46E+06	27	5	oil sand
54	1954.68	6790.	6910.	1.40E+06	27	5	oil sand
55	1954.73	801.	833.	5.84E+06	27	5	oil sand
56	1954.73	741.	771.	5.92E+06	27	5	oil sand
57	1954.73	803.	835.	4.65E+06	27	5	oil sand
58	1954.73	871.	904.	8.87E+06	27	5	oil sand
59	1954.73	1110.	1150.	5.55E+06	27	5	oil sand
60	1954.74	1540.	1590.	3.12E+06	27	5	oil sand
61	1954.75	1400.	1440.	5.06E+06	27	5	oil sand
62	1954.77	3580.	3660.	1.83E+06	27	5	oil sand
63	1954.77	3340.	3420.	1.48E+06	27	5	oil sand
64	1954.77	1920.	1980.	2.48E+06	27	5	oil sand
65	1954.77	1480.	1520.	3.47E+06	27	5	oil sand
66	1954.77	622.	650.	7.24E+06	27	5	oil sand
67	1954.77	3640.	3730.	2.76E+06	27	5	oil sand
68	1954.81	641.	669.	1.07E+07	27	5	oil sand
69	1954.82	964.	999.	5.93E+06	27	5	oil sand
70	1954.82	2360.	2420.	1.99E+06	27	5	oil sand
71	1954.82	2890.	2970.	2.30E+06	27	5	oil sand
72	1954.82	1370.	1420.	2.90E+06	27	5	oil sand
73	1954.82	2670.	2740.	2.21E+06	27	5	oil sand
74	1954.82	2820.	2890.	2.02E+06	27	5	oil sand
75	1954.82	2600.	2670.	2.25E+06	27	5	oil sand
76	1954.83	1300.	1350.	6.49E+06	27	5	oil sand
77	1954.83	1900.	1950.	3.18E+06	27	5	oil sand
78	1954.83	1920.	1980.	2.72E+06	27	5	oil sand
79	1954.83	1730.	1780.	4.11E+06	27	5	oil sand
80	1954.83	746.	776.	9.80E+06	27	5	oil sand
81	1954.87	2720.	2790.	2.29E+06	27	5	oil sand
82	1954.87	5100.	5210.	1.87E+06	27	5	oil sand
83	1954.87	1990.	2040.	3.73E+06	27	5	oil sand
84	1954.87	3420.	3500.	1.40E+06	27	5	oil sand
85	1954.87	1630.	1680.	3.00E+06	27	5	oil sand
86	1954.87	1020.	1060.	3.90E+06	27	5	oil sand
87	1954.87	3610.	3690.	2.93E+06	27	5	oil sand
88	1954.94	2080.	2140.	2.82E+06	27	5	oil sand

PROFILE PERMEAMETRY PDPKä - 300

Company:	SINCOR	Diameter:	4"	File:	
Well:	LR-01	Country:	VENEZUELA	Analyst:	LM
Field:				Date:	JULIO, 2002

Reading	Depth, Feet	Klinkenberg Permeability, md	Air Permeability, md	Beta, (psi-1)	Core No.	Box No.	Remarks
89	1954.94	2360.	2420.	2.40E+06	27	5	oil sand
90	1954.94	6960.	7080.	7.81E+05	27	5	oil sand
91	1954.94	5320.	5430.	1.46E+06	27	5	oil sand
92	1954.94	3960.	4050.	1.77E+06	27	5	oil sand
93	1954.97	2670.	2730.	3.40E+06	27	5	oil sand
94	1954.97	2480.	2550.	3.62E+06	27	5	oil sand
95	1954.98	2140.	2200.	3.25E+06	27	5	oil sand
96	1954.98	1740.	1790.	4.18E+06	27	5	oil sand
97	1954.98	1890.	1950.	2.46E+06	27	5	oil sand
98	1954.98	2270.	2330.	2.12E+06	27	5	oil sand
99	1954.98	1240.	1280.	5.39E+06	27	5	oil sand
100	1954.98	1800.	1860.	2.75E+06	27	5	oil sand
101	1954.98	1770.	1820.	3.00E+06	27	5	oil sand
102	1954.98	1300.	1340.	3.69E+06	27	5	oil sand
103	1954.98	1350.	1400.	2.25E+06	27	5	oil sand
104	1954.98	2090.	2150.	3.30E+06	27	5	oil sand
105	1955.04	891.	925.	3.10E+06	27	5	oil sand
106	1955.04	1300.	1350.	5.64E+06	27	5	oil sand
107	1955.04	3170.	3250.	1.78E+06	27	5	oil sand
108	1955.04	2280.	2350.	2.59E+06	27	5	oil sand
109	1955.04	1600.	1650.	2.64E+06	27	5	oil sand
110	1955.04	1480.	1530.	1.78E+06	27	5	oil sand
111	1955.08	940.	975.	7.42E+06	27	5	oil sand
112	1955.11	1360.	1410.	7.17E+06	27	5	oil sand
113	1955.18	1190.	1230.	3.24E+06	27	5	oil sand
114	1955.20	1330.	1380.	3.55E+06	27	5	oil sand
115	1955.21	1190.	1230.	1.99E+06	27	5	oil sand
116	1955.30	2200.	2270.	1.93E+06	27	5	oil sand
117	1955.30	1220.	1270.	3.94E+06	27	5	oil sand
118	1955.35	1200.	1240.	3.32E+06	27	5	oil sand
119	1955.36	3260.	3340.	2.22E+06	27	5	oil sand
120	1955.36	3450.	3540.	2.43E+06	27	5	oil sand

CORE: 32 BOX: 8 Facies S2

1	1992.45	5490.	5600.	0.00E+00	32	8	oil sand
2	1992.46	18100.	18300.	1.46E+07	32	8	oil sand
3	1992.51	10200.	10300.	4.55E+06	32	8	oil sand
4	1992.55	12700.	12800.	7.66E+05	32	8	oil sand
5	1992.59	16100.	16300.	5.39E+07	32	8	oil sand
6	1992.68	5240.	5340.	4.69E+06	32	8	oil sand
7	1992.73	13900.	14100.	6.11E+06	32	8	oil sand
8	1992.74	10300.	10700.	2.04E+05	32	8	oil sand
9	1992.74	10800.	11000.	9.32E+05	32	8	oil sand
10	1992.74	1170.	1210.	2.56E+07	32	8	oil sand
11	1992.77	6330.	6440.	7.23E+06	32	8	oil sand
12	1992.77	4610.	4710.	1.46E+07	32	8	oil sand
13	1992.81	64.8	71.7	8.90E+08	32	8	oil sand
14	1992.84	10900.	11100.	2.56E+06	32	8	oil sand
15	1992.84	6000.	6300.	4.90E+05	32	8	oil sand
16	1992.84	7900.	8200.	6.64E+05	32	8	oil sand
17	1992.84	6040.	6150.	1.79E+06	32	8	oil sand
18	1992.87	1830.	1890.	6.17E+07	32	8	oil sand
19	1992.88	8400.	8700.	6.50E+05	32	8	oil sand

PROFILE PERMEAMETRY PDPKä - 300

Company:	SINCOR	Diameter:	4'	File:	
Well:	LR-01	Country:	VENEZUELA	Analyst:	LM
Field:				Date:	JULIO, 2002

Reading	Depth, Feet	Klinkenberg Permeability, md	Air Permeability, md	Beta, (psi-1)	Core No.	Box No.	Remarks
20	1992.88	6500.	6800.	6.88E+05	32	8	oil sand
21	1992.90	9950.	10100.	2.98E+06	32	8	oil sand
22	1992.90	4000.	4400.	4.08E+05	32	8	oil sand
23	1992.90	19300.	19500.	1.81E+06	32	8	oil sand
24	1992.90	494.	518.	2.88E+07	32	8	oil sand
25	1992.97	797.	829.	1.53E+06	32	8	oil sand
26	1992.98	13700.	13900.	1.88E+05	32	8	oil sand
27	1993.03	2990.	3060.	1.98E+07	32	8	oil sand
28	1993.03	5720.	5830.	5.01E+06	32	8	oil sand
29	1993.03	11600.	11800.	2.78E+06	32	8	oil sand
30	1993.03	7700.	8000.	3.22E+05	32	8	oil sand
31	1993.03	12200.	12400.	2.35E+06	32	8	oil sand
32	1993.07	240.	255.	2.94E+08	32	8	oil sand
33	1993.07	3700.	3790.	2.59E+07	32	8	oil sand
34	1993.07	1510.	1550.	3.53E+07	32	8	oil sand
35	1993.07	2880.	2940.	1.34E+07	32	8	oil sand
36	1993.08	2.14	2.92	0.00E+00	32	8	oil sand
37	1993.08	688.	717.	1.27E+08	32	8	oil sand
38	1993.08	311.	329.	2.17E+07	32	8	oil sand
39	1993.08	7190.	7310.	4.65E+06	32	8	oil sand
40	1993.08	2310.	2370.	1.81E+07	32	8	oil sand
41	1993.08	1210.	1250.	6.55E+07	32	8	oil sand
42	1993.08	822.	854.	3.75E+06	32	8	oil sand
43	1993.08	10200.	10400.	6.91E+05	32	8	oil sand
44	1993.11	4290.	4380.	3.51E+06	32	8	oil sand
45	1993.13	154.	166.	2.28E+09	32	8	oil sand
46	1993.13	14100.	14200.	5.77E+06	32	8	oil sand
47	1993.13	9390.	9540.	4.87E+06	32	8	oil sand
48	1993.13	941.	977.	1.10E+08	32	8	oil sand
49	1993.13	11100.	11300.	3.89E+06	32	8	oil sand
50	1993.13	848.	880.	3.62E+08	32	8	oil sand
51	1993.14	10900.	11000.	2.40E+07	32	8	oil sand
52	1993.15	947.	981.	2.50E+08	32	8	oil sand
53	1993.15	351.	371.	1.26E+07	32	8	oil sand
54	1993.15	301.	318.	2.32E+09	32	8	oil sand
55	1993.15	2470.	2540.	2.37E+07	32	8	oil sand
56	1993.16	1950.	2010.	4.18E+06	32	8	oil sand
57	1993.16	2030.	2090.	1.30E+07	32	8	oil sand
58	1993.16	2470.	2540.	7.08E+06	32	8	oil sand
59	1993.16	2320.	2380.	3.81E+05	32	8	oil sand
60	1993.16	1910.	1960.	1.61E+07	32	8	oil sand
61	1993.16	1650.	1700.	4.78E+06	32	8	oil sand
62	1993.19	27.7	31.7	0.00E+00	32	8	oil sand
63	1993.19	59.7	66.3	5.13E+08	32	8	oil sand
64	1993.19	4900.	5100.	0.00E+00	32	8	oil sand
65	1993.19	6200.	6700.	7.33E+05	32	8	oil sand
66	1993.22	10500.	10700.	3.17E+06	32	8	oil sand
67	1993.22	8720.	8860.	3.31E+06	32	8	oil sand
68	1993.22	18500.	18700.	2.65E+06	32	8	oil sand
69	1993.22	1.41	1.97	0.00E+00	32	8	oil sand
70	1993.25	6740.	6860.	4.72E+05	32	8	oil sand
71	1993.26	8710.	8850.	2.94E+06	32	8	oil sand
72	1993.26	632.	660.	1.22E+06	32	8	oil sand

PROFILE PERMEAMETRY PDPKä - 300

Company:	SINCOR	Diameter:	4'	File:	
Well:	LR-01	Country:	VENEZUELA	Analyst:	LM
Field:				Date:	JULIO, 2002

Reading	Depth, Feet	Klinkenberg Permeability, md	Air Permeability, md	Beta, (psi-1)	Core No.	Box No.	Remarks
73	1993.27	4390.	4480.	2.32E+07	32	8	oil sand
74	1993.27	1730.	1790.	3.08E+07	32	8	oil sand
75	1993.27	7200.	7500.	1.48E+06	32	8	oil sand
76	1993.27	473.	496.	8.23E+07	32	8	oil sand
77	1993.27	1510.	1560.	1.76E+07	32	8	oil sand
78	1993.27	208.	222.	1.43E+06	32	8	oil sand
79	1993.28	149.	160.	1.61E+07	32	8	oil sand
80	1993.29	11900.	12100.	8.43E+07	32	8	oil sand
81	1993.29	24.3	28.1	1.09E+06	32	8	oil sand
82	1993.30	2510.	2570.	1.24E+07	32	8	oil sand
83	1993.30	18300.	18500.	8.97E+05	32	8	oil sand
84	1993.30	20100.	20300.	2.84E+06	32	8	oil sand
85	1993.31	1140.	1180.	4.28E+07	32	8	oil sand
86	1993.34	10800.	11300.	1.44E+05	32	8	oil sand
87	1993.34	2020.	2070.	1.06E+07	32	8	oil sand
88	1993.34	13600.	13900.	1.46E+06	32	8	oil sand
89	1993.34	9160.	9310.	5.50E+06	32	8	oil sand
90	1993.37	15600.	15800.	3.92E+06	32	8	oil sand
91	1993.38	14000.	14200.	2.46E+06	32	8	oil sand
92	1993.39	7330.	7460.	5.76E+06	32	8	oil sand
93	1993.39	8700.	9000.	0.00E+00	32	8	oil sand
94	1993.40	11300.	11500.	6.90E+05	32	8	oil sand
95	1993.42	8320.	8460.	3.85E+06	32	8	oil sand
96	1993.43	5410.	5510.	1.23E+09	32	8	oil sand
97	1993.44	7730.	7860.	1.40E+06	32	8	oil sand
98	1993.45	3730.	3820.	5.32E+06	32	8	oil sand
99	1993.45	2920.	3000.	3.31E+06	32	8	oil sand
100	1993.45	9900.	10300.	2.74E+05	32	8	oil sand
101	1993.46	18500.	18800.	2.09E+05	32	8	oil sand
102	1993.50	1080.	1120.	1.17E+06	32	8	oil sand
103	1993.51	1460.	1500.	9.39E+06	32	8	oil sand
104	1993.51	1590.	1640.		32	8	oil sand
105	1993.51	1430.	1480.	1.11E+08	32	8	oil sand
106	1993.51	1610.	1660.	4.27E+06	32	8	oil sand
107	1993.51	2460.	2520.	1.92E+06	32	8	oil sand
108	1993.51	3630.	3720.	6.60E+06	32	8	oil sand
109	1993.51	834.	867.	5.73E+06	32	8	oil sand
110	1993.63	2460.	2530.	1.21E+06	32	8	oil sand
111	1993.66	5090.	5190.	4.19E+07	32	8	oil sand
112	1993.67	3330.	3400.	1.55E+07	32	8	oil sand
113	1993.69	2070.	2130.	6.09E+06	32	8	oil sand
114	1993.72	12700.	12900.	7.80E+06	32	8	oil sand
115	1993.84	4280.	4370.	1.94E+05	32	8	oil sand
116	1993.85	324.	342.	2.39E+07	32	8	oil sand
117	1993.86	2140.	2200.	8.22E+06	32	8	oil sand
118	1993.87	945.	981.	1.07E+07	32	8	oil sand
119	1993.91	2340.	2400.	4.26E+07	32	8	oil sand
120	1993.99	6800.	6920.	1.97E+08	32	8	oil sand

CORE: 34 BOX: 10 Facies Hb4

1	2024.95	304.	322.	6.00E+07	34	10	Shale frac
2	2025.30	5460.	5570.	4.03E+07	34	10	Shale frac
3	2025.33	8280.	8410.	6.99E+05	34	10	Shale frac

PROFILE PERMEAMETRY PDPKä - 300

Company:	SINCOR	Diameter:	4'	File:	
Well:	LR-01	Country:	VENEZUELA	Analyst:	LM
Field:				Date:	JULIO, 2002

Reading	Depth, Feet	Klinkenberg Permeability, md	Air Permeability, md	Beta, (psi-1)	Core No.	Box No.	Remarks
4	2025.40	6130.	6240.	3.11E+05	34	10	Shale frac
5	2025.44	266.	283.		34	10	Shale frac
6	2025.44	919.	954.	9.68E+06	34	10	Shale frac
7	2025.44	250.	265.		34	10	Shale frac
8	2025.44	278.	295.	4.80E+05	34	10	Shale frac
9	2025.47	245.	261.	1.63E+07	34	10	Shale frac
10	2025.47	207.	220.	2.73E+07	34	10	Shale frac
11	2025.49	465.	489.		34	10	Shale frac
12	2025.55	287.	304.	3.81E+05	34	10	Shale frac
13	2025.55	356.	376.	1.78E+06	34	10	Shale frac
14	2025.57	152.	164.		34	10	Shale frac
15	2025.57	3270.	3350.	6.62E+06	34	10	Shale frac
16	2025.72	3880.	3960.	1.38E+06	34	10	Shale frac
17	2025.73	3350.	3430.	6.78E+05	34	10	Shale frac
18	2025.75	2050.	2110.	1.83E+06	34	10	Shale frac
19	2025.80	2620.	2690.	3.69E+07	34	10	Shale frac
20	2025.81	3120.	3200.	2.91E+05	34	10	Shale frac
21	2025.81	1140.	1180.	7.76E+08	34	10	Shale frac
22	2025.81	4910.	5010.	2.36E+07	34	10	Shale frac
23	2025.82	4780.	4870.	5.15E+05	34	10	Shale frac
24	2025.82	7240.	7370.	2.38E+05	34	10	Shale frac
25	2025.82	5080.	5180.	1.80E+06	34	10	Shale frac
26	2026.05	1090.	1130.	3.18E+05	34	10	Shale frac with Sand
27	2026.08	2240.	2300.	2.26E+06	34	10	Sand with Shale frac
28	2026.08	2400.	2470.	2.84E+06	34	10	Sand with Shale frac
29	2026.08	1070.	1110.	1.47E+07	34	10	Sand with Shale frac
30	2026.08	4810.	4910.	1.30E+06	34	10	Sand with Shale frac
31	2026.08	1700.	1750.	5.25E+06	34	10	Sand with Shale frac
32	2026.12	379.	400.	1.70E+07	34	10	Shale frac
33	2026.13	852.	886.	6.34E+05	34	10	Shale frac with Sand
34	2026.13	856.	889.	3.37E+07	34	10	Shale frac with Sand
35	2026.15	1510.	1560.	4.30E+06	34	10	Sand with Shale frac
36	2026.15	1300.	1340.	2.39E+05	34	10	Shale frac with Sand
37	2026.15	1290.	1340.	2.00E+07	34	10	Shale frac with Sand
38	2026.15	2160.	2220.	4.32E+06	34	10	Sand with Shale frac
39	2026.15	1970.	2030.	4.76E+06	34	10	Shale frac with Sand
40	2026.16	2050.	2110.	3.60E+06	34	10	Shale frac with Sand
41	2026.16	1800.	1850.	4.17E+06	34	10	Shale frac with Sand
42	2026.16	1710.	1770.	1.28E+06	34	10	Shale frac
43	2026.16	2350.	2410.	1.42E+07	34	10	Shale frac with Sand
44	2026.17	1720.	1770.	4.50E+06	34	10	Shale frac with Sand
45	2026.17	1780.	1830.	5.06E+06	34	10	Shale frac with Sand
46	2026.18	410.	432.	6.72E+06	34	10	Shale frac with Sand
47	2026.18	611.	638.	5.36E+06	34	10	Shale frac with Sand
48	2026.27	9330.	9480.	1.86E+06	34	10	Sand with Shale frac
49	2026.27	7200.	7400.	5.71E+05	34	10	Shale frac with Sand
50	2026.29	531.	557.	6.69E+07	34	10	Shale frac with Sand
51	2026.29	627.	655.	4.08E+07	34	10	Shale frac with Sand
52	2026.35	3180.	3250.	2.25E+07	34	10	Shale frac with Sand
53	2026.35	733.	765.	1.68E+08	34	10	Shale frac with Sand
54	2026.35	5030.	5130.	3.78E+07	34	10	Shale frac with Sand
55	2026.35	9330.	9480.	4.25E+06	34	10	oil sand
56	2026.35	2720.	2780.	4.90E+06	34	10	Shale frac with Sand

PROFILE PERMEAMETRY PDPKä - 300

Company:	SINCOR	Diameter:	4'	File:	
Well:	LR-01	Country:	VENEZUELA	Analyst:	LM
Field:				Date:	JULIO, 2002

Reading	Depth, Feet	Klinkenberg Permeability, md	Air Permeability, md	Beta, (psi-1)	Core No.	Box No.	Remarks
57	2026.35	1180.	1220.	2.42E+06	34	10	Shale frac with Sand
58	2026.35	2460.	2520.	0.00E+00	34	10	oil sand
59	2026.35	1720.	1770.	1.12E+08	34	10	Shale frac with Sand
60	2026.35	5030.	5130.	1.51E+07	34	10	Shale frac with Sand
61	2026.35	4600.	4700.	1.14E+07	34	10	Shale frac with Sand
62	2026.35	3260.	3340.	8.38E+06	34	10	Shale frac with Sand
63	2026.35	331.	349.	3.66E+07	34	10	Shale frac with Sand
64	2026.35	1030.	1070.	8.09E+06	34	10	Shale frac with Sand
65	2026.36	3300.	3380.	5.14E+06	34	10	Shale frac with Sand
66	2026.36	3430.	3510.	2.76E+08	34	10	Shale frac
67	2026.36	166.	178.	7.04E+06	34	10	Shale frac
68	2026.36	9330.	9480.	3.75E+06	34	10	Shale frac with Sand
69	2026.36	5080.	5190.	2.33E+07	34	10	oil sand
70	2026.36	1170.	1210.	5.26E+06	34	10	oil sand
71	2026.36	159.	170.	4.88E+05	34	10	Sand with Shale frac
72	2026.36	4180.	4270.	1.56E+08	34	10	Shale frac with Sand
73	2026.36	210.	224.	5.57E+06	34	10	Shale frac with Sand
74	2026.36	310.	327.	2.47E+05	34	10	Shale frac with Sand
75	2026.36	205.	219.	1.49E+07	34	10	Shale frac with Sand
76	2026.37	552.	578.	1.21E+07	34	10	Shale frac with Sand
77	2026.38	11700.	11900.	5.68E+07	34	10	Shale frac with Sand
78	2026.38	4650.	4740.	4.46E+06	34	10	Shale frac with Sand
79	2026.38	4500.	4590.	9.51E+06	34	10	Shale frac with Sand
80	2026.38	8500.	8700.	7.39E+05	34	10	Shale frac with Sand
81	2026.38	865.	898.	2.77E+07	34	10	Shale frac with Sand
82	2026.38	5900.	6100.	4.02E+05	34	10	Shale frac with Sand
83	2026.44	699.	729.	5.09E+06	34	10	Shale frac with Sand
84	2026.45	3130.	3200.	6.24E+06	34	10	Sand with Shale frac
85	2026.45	4780.	4880.	1.07E+06	34	10	Shale frac with Sand
86	2026.51	10600.	10700.	2.11E+06	34	10	Shale frac with Sand
87	2026.51	9470.	9630.	4.36E+06	34	10	Shale frac with Sand
88	2026.51	2550.	2610.	2.25E+07	34	10	Shale frac with Sand
89	2026.52	11200.	11300.	9.48E+06	34	10	Shale frac with Sand
90	2026.52	777.	808.	8.40E+06	34	10	Shale frac with Sand
91	2026.52	1290.	1330.	5.60E+07	34	10	Shale frac with Sand
92	2026.52	5770.	5880.	5.57E+06	34	10	Shale frac with Sand
93	2026.56	8800.	9100.	3.92E+05	34	10	oil sand
94	2026.56	12600.	12900.	4.47E+05	34	10	oil sand
95	2026.57	12000.	12400.	2.60E+05	34	10	oil sand
96	2026.57	11100.	11400.	3.75E+05	34	10	Sand with Shale frac
97	2026.57	5710.	5760.	1.63E+05	34	10	oil sand
98	2026.58	18200.	18400.	2.81E+05	34	10	Sand with Shale frac
99	2026.59	12700.	12900.	4.13E+05	34	10	Sand with Shale frac
100	2026.62	4860.	4950.	3.55E+05	34	10	Sand with Shale frac
101	2026.63	14900.	15100.	1.58E+05	34	10	oil sand
102	2026.65	21100.	21400.	0.00E+00	34	10	oil sand
103	2026.66	20300.	20600.	3.21E+05	34	10	Sand with Shale frac
104	2026.66	26400.	26700.	2.53E+05	34	10	Sand with Shale frac
105	2026.82	14600.	14800.	6.88E+05	34	10	Shale frac
106	2026.83	3280.	3360.	4.77E+06	34	10	Shale frac with Sand
107	2026.83	11900.	12000.	7.11E+06	34	10	oil sand
108	2026.83	3970.	4060.	9.05E+07	34	10	Shale frac with Sand
109	2026.83	687.	716.	3.75E+06	34	10	Shale frac with Sand

PROFILE PERMEAMETRY PDPKä - 300

Company:	SINCOR	Diameter:	4'	File:	
Well:	LR-01	Country:	VENEZUELA	Analyst:	LM
Field:				Date:	JULIO, 2002

Reading	Depth, Feet	Klinkenberg Permeability, md	Air Permeability, md	Beta, (psi-1)	Core No.	Box No.	Remarks
110	2026.83	621.	649.	3.37E+05	34	10	Shale frac
111	2026.83	10700.	10900.	3.47E+07	34	10	Shale frac
112	2026.83	4330.	4420.	5.21E+05	34	10	oil sand
113	2026.83	1610.	1660.	1.12E+06	34	10	Shale frac
114	2026.83	6060.	6170.	1.45E+06	34	10	Shale frac
115	2026.84	11300.	11500.	3.66E+06	34	10	Shale frac
116	2026.95	7270.	7400.	2.16E+06	34	10	Shale frac
117	2026.95	12400.	12600.	2.07E+06	34	10	Shale frac
118	2026.95	2770.	2840.	1.44E+06	34	10	oil sand
119	2026.95	11500.	11600.	1.13E+06	34	10	Shale frac
120	2027.05	817.	850.	5.18E+05	34	10	Shale frac

CORE: 35 BOX: 1 Facies S1

1	2050.07	724.	754.	7.84E+07	35	1	oil sand
2	2050.08	1270.	1320.	8.20E+07	35	1	oil sand
3	2050.08	983.	1020.	4.34E+07	35	1	oil sand
4	2050.19	774.	806.	6.09E+07	35	1	oil sand
5	2050.27	176.	189.	5.91E+08	35	1	oil sand
6	2050.28	1300.	1340.	2.67E+07	35	1	oil sand
7	2050.28	857.	890.	1.66E+07	35	1	oil sand
8	2050.33	771.	802.	5.51E+07	35	1	oil sand
9	2050.33	2540.	2600.	5.85E+07	35	1	oil sand
10	2050.38	1450.	1500.	8.97E+07	35	1	oil sand
11	2050.56	958.	993.	3.21E+06	35	1	oil sand
12	2050.56	78.8	86.3		35	1	oil sand
13	2050.56	633.	661.	4.46E+08	35	1	oil sand
14	2050.67	929.	966.	6.15E+08	35	1	oil sand
15	2050.67	5560.	5660.	1.10E+08	35	1	oil sand
16	2050.67	796.	828.	6.22E+07	35	1	oil sand
17	2050.68	1120.	1160.	3.06E+05	35	1	oil sand
18	2050.74	1220.	1260.	5.74E+07	35	1	oil sand
19	2050.74	141.	152.	8.92E+07	35	1	oil sand
20	2050.79	1050.	1090.	4.25E+07	35	1	oil sand
21	2050.80	1150.	1190.	2.80E+08	35	1	oil sand
22	2050.84	899.	933.	5.17E+06	35	1	oil sand
23	2050.84	100.	109.	1.58E+08	35	1	oil sand
24	2050.84	88.7	96.9	9.32E+06	35	1	oil sand
25	2050.84	240.	255.	5.65E+08	35	1	oil sand
26	2050.84	6160.	6270.	1.84E+08	35	1	oil sand
27	2050.86	243.	258.	5.06E+06	35	1	oil sand
28	2050.86	61.	67.6	3.02E+07	35	1	oil sand
29	2050.90	88.9	97.1	9.15E+07	35	1	oil sand
30	2050.90	656.	684.	5.81E+07	35	1	oil sand
31	2050.91	1510.	1560.	1.94E+09	35	1	oil sand
32	2050.96	705.	735.	4.51E+07	35	1	oil sand
33	2050.97	1060.	1100.	1.68E+07	35	1	oil sand
34	2050.99	20.4	23.8	0.00E+00	35	1	oil sand
35	2050.99	284.	301.	1.34E+08	35	1	oil sand
36	2051.00	1580.	1630.	2.78E+07	35	1	oil sand
37	2051.01	120.	130.	4.50E+08	35	1	oil sand
38	2051.03	7800.	7940.	3.01E+07	35	1	oil sand
39	2051.03	2450.	2520.	2.54E+08	35	1	oil sand
40	2051.03	16.	18.9	3.00E+08	35	1	oil sand

PROFILE PERMEAMETRY PDPKä - 300

Company:	SINCOR	Diameter:	4'	File:	
Well:	LR-01	Country:	VENEZUELA	Analyst:	LM
Field:				Date:	JULIO, 2002

Reading	Depth, Feet	Klinkenberg Permeability, md	Air Permeability, md	Beta, (psi-1)	Core No.	Box No.	Remarks
41	2051.03	407.	428.	7.58E+07	35	1	oil sand
42	2051.05	4530.	4630.	7.13E+06	35	1	oil sand
43	2051.05	148.	159.	2.57E+08	35	1	oil sand
44	2051.05	700.	800.	3.24E+05	35	1	oil sand
45	2051.05	887.	921.	6.73E+07	35	1	oil sand
46	2051.09	14.	16.6	1.97E+07	35	1	oil sand
47	2051.11	1210.	1250.	7.56E+05	35	1	oil sand
48	2051.11	1500.	1550.	1.46E+07	35	1	oil sand
49	2051.11	4140.	4230.	1.83E+07	35	1	oil sand
50	2051.11	39.4	44.3		35	1	oil sand
51	2051.15	129.	140.		35	1	oil sand
52	2051.18	111.	120.	9.24E+08	35	1	oil sand
53	2051.18	59.	65.4	7.49E+07	35	1	oil sand
54	2051.18	442.	464.	7.33E+07	35	1	oil sand
55	2051.18	133.	144.	5.99E+08	35	1	oil sand
56	2051.19	131.	142.	5.11E+07	35	1	oil sand
57	2051.19	195.	209.	9.44E+07	35	1	oil sand
58	2051.19	1680.	1730.	2.08E+07	35	1	oil sand
59	2051.20	624.	651.	2.57E+08	35	1	oil sand
60	2051.20	658.	687.	6.42E+07	35	1	oil sand
61	2051.20	1450.	1500.		35	1	oil sand
62	2051.20	302.	320.	8.56E+07	35	1	oil sand
63	2051.24	1070.	1100.	1.56E+07	35	1	oil sand
64	2051.27	221.	235.	2.28E+08	35	1	oil sand
65	2051.29	436.	458.	2.27E+08	35	1	oil sand
66	2051.29	2490.	2550.	1.33E+07	35	1	oil sand
67	2051.29	6800.	7000.	1.24E+06	35	1	oil sand
68	2051.29	4700.	5000.	3.88E+05	35	1	oil sand
69	2051.30	2030.	2090.	1.85E+08	35	1	oil sand
70	2051.32	207.	221.	1.69E+08	35	1	oil sand
71	2051.33	194.	207.	7.90E+07	35	1	oil sand
72	2051.37	4570.	4660.		35	1	oil sand
73	2051.37	4.54	5.82	4.52E+08	35	1	oil sand
74	2051.38	1320.	1370.	2.42E+07	35	1	oil sand
75	2051.38	3730.	3820.	7.85E+07	35	1	oil sand
76	2051.40	641.	669.	2.51E+07	35	1	oil sand
77	2051.42	81.5	89.3		35	1	oil sand
78	2051.43	9950.	10100.	4.15E+06	35	1	oil sand
79	2051.44	1500.	1550.	1.92E+07	35	1	oil sand
80	2051.44	1400.	1800.	3.13E+05	35	1	oil sand
81	2051.45	26.7	30.5	2.63E+07	35	1	oil sand
82	2051.46	219.	233.	7.07E+07	35	1	oil sand
83	2051.47	2510.	2580.	2.39E+07	35	1	oil sand
84	2051.48	1120.	1160.	1.42E+08	35	1	oil sand
85	2051.48	418.	439.	1.07E+07	35	1	oil sand
86	2051.50	172.	184.	2.14E+07	35	1	oil sand
87	2051.50	1200.	1300.	2.76E+06	35	1	oil sand
88	2051.53	1150.	1190.	1.30E+08	35	1	oil sand
89	2051.58	177.	190.	7.51E+07	35	1	oil sand
90	2051.58	1140.	1180.	1.58E+07	35	1	oil sand
91	2051.59	1550.	1590.	3.72E+07	35	1	oil sand
92	2051.59	1990.	2040.	7.73E+06	35	1	oil sand
93	2051.60	189.	202.	1.19E+08	35	1	oil sand

PROFILE PERMEAMETRY PDPKä - 300

Company:	SINCOR	Diameter:	4'	File:	
Well:	LR-01	Country:	VENEZUELA	Analyst:	LM
Field:				Date:	JULIO, 2002

Reading	Depth, Feet	Klinkenberg Permeability, md	Air Permeability, md	Beta, (psi-1)	Core No.	Box No.	Remarks
94	2051.61	328.	346.	4.23E+08	35	1	oil sand
95	2051.61	316.	334.	8.97E+07	35	1	oil sand
96	2051.61	5250.	5360.	3.25E+07	35	1	oil sand
97	2051.62	1800.	1860.	5.28E+06	35	1	oil sand
98	2051.63	2880.	2950.	1.23E+07	35	1	oil sand
99	2051.63	1940.	2000.	2.73E+07	35	1	oil sand
100	2051.68	330.	348.	3.11E+08	35	1	oil sand
101	2051.71	326.	344.	6.24E+07	35	1	oil sand
102	2051.71	605.	632.	3.13E+07	35	1	oil sand
103	2051.71	1860.	1910.	1.74E+07	35	1	oil sand
104	2051.71	533.	558.	4.47E+07	35	1	oil sand
105	2051.71	310.	327.	8.51E+07	35	1	oil sand
106	2051.75	335.	353.	4.87E+07	35	1	oil sand
107	2051.78	497.	521.	1.54E+08	35	1	oil sand
108	2051.81	255.	270.	4.48E+08	35	1	oil sand
109	2051.81	383.	403.	1.88E+08	35	1	oil sand
110	2051.82	200.	213.	2.33E+08	35	1	oil sand
111	2051.82	144.	155.	9.92E+07	35	1	oil sand
112	2051.82	224.	238.	1.52E+08	35	1	oil sand
113	2051.82	133.	143.	7.08E+07	35	1	oil sand
114	2051.82	438.	460.	1.52E+06	35	1	oil sand
115	2052.10	274.	290.	1.36E+07	35	1	oil sand
116	2052.10	310.	328.	1.02E+08	35	1	oil sand
117	2052.11	260.	276.	9.61E+07	35	1	oil sand
118	2052.11	322.	340.	1.32E+08	35	1	oil sand
119	2052.11	3410.	3490.	2.09E+08	35	1	oil sand
120	2052.11	303.	320.	2.30E+08	35	1	oil sand

PROFILE PERMEAMETRY PDPKä - 300

Company:	SINCOR	Diameter:	4'	File:	
Well:	LR-03	Country:	VENEZUELA	Analyst:	LM
Field:				Date:	JULY, 2002

Reading	Depth, Feet	Klinkenberg Permeability, md	Air Permeability, md	Beta, (psi-1)	Core No.	Box No.	Remarks
---------	----------------	------------------------------------	----------------------------	------------------	-------------	------------	---------

CORE: 8 BOX: 5 Facies H6

1	1517.03	5320.	5420.	2.07E+06	8	5	Sand with Shale frac
2	1517.03	981.	1020.	1.60E+07	8	5	Sand with Shale frac
3	1517.06	1610.	1650.	8.23E+06	8	5	Sand with Shale frac
4	1517.06	2050.	2110.	6.45E+06	8	5	Sand with Shale frac
5	1517.06	2660.	2730.	4.92E+06	8	5	Sand with Shale frac
6	1517.11	3070.	3140.	3.94E+06	8	5	Sand with Shale frac
7	1517.11	5350.	5450.	2.88E+06	8	5	Sand with Shale frac
8	1517.11	1370.	1410.	7.43E+06	8	5	Sand with Shale frac
9	1517.15	1340.	1380.	1.19E+07	8	5	Sand with Shale frac
10	1517.16	2420.	2490.	5.51E+06	8	5	Sand with Shale frac
11	1517.16	355.	374.	3.72E+07	8	5	Sand with Shale frac
12	1517.17	336.	355.	3.30E+07	8	5	Sand with Shale frac
13	1517.19	350.	370.	4.12E+07	8	5	Sand with Shale frac
14	1517.19	1240.	1290.	5.55E+06	8	5	Sand with Shale frac
15	1517.19	1730.	1780.	6.40E+06	8	5	Sand with Shale frac
16	1517.21	386.	407.	2.67E+07	8	5	Sand with Shale frac
17	1517.22	4200.	4290.	3.10E+06	8	5	Sand with Shale frac
18	1517.22	1150.	1190.	1.17E+07	8	5	Sand with Shale frac
19	1517.22	1500.	1550.	9.72E+06	8	5	Sand with Shale frac
20	1517.22	8880.	9020.	5.33E+06	8	5	Sand with Shale frac
21	1517.22	5680.	5790.	2.85E+06	8	5	Sand with Shale frac
22	1517.22	633.	660.	6.51E+06	8	5	Sand with Shale frac
23	1517.24	372.	392.	2.30E+07	8	5	Sand with Shale frac
24	1517.26	3040.	3120.	4.19E+06	8	5	Sand with Shale frac
25	1517.26	1360.	1410.	9.22E+06	8	5	Sand with Shale frac
26	1517.30	515.	540.	3.01E+07	8	5	Sand with Shale frac
27	1517.30	5090.	5190.	1.60E+06	8	5	Sand with Shale frac
28	1517.30	1980.	2030.	5.93E+06	8	5	Sand with Shale frac
29	1517.30	1140.	1180.	1.22E+07	8	5	Sand with Shale frac
30	1517.30	4130.	4220.	2.44E+06	8	5	Sand with Shale frac
31	1517.34	2200.	2260.	5.02E+06	8	5	Sand with Shale frac
32	1517.34	1160.	1200.	1.19E+07	8	5	Sand with Shale frac
33	1517.34	180.	192.	3.91E+07	8	5	Sand with Shale frac
34	1517.35	3490.	3570.	3.00E+06	8	5	Sand with Shale frac
35	1517.35	1020.	1060.	5.29E+06	8	5	Sand with Shale frac
36	1517.36	1770.	1820.	7.36E+06	8	5	Sand with Shale frac
37	1517.36	1240.	1280.	1.26E+07	8	5	Sand with Shale frac
38	1517.39	1680.	1730.	8.70E+06	8	5	Sand with Shale frac
39	1517.41	1840.	1900.	8.62E+06	8	5	Sand with Shale frac
40	1517.42	1350.	1390.	1.14E+07	8	5	Sand with Shale frac
41	1517.42	1020.	1060.	1.43E+07	8	5	Sand with Shale frac
42	1517.44	2020.	2080.	6.71E+06	8	5	Sand with Shale frac
43	1517.44	1070.	1110.	1.45E+07	8	5	Sand with Shale frac
44	1517.49	2690.	2760.	4.32E+06	8	5	Sand with Shale frac
45	1517.49	1160.	1190.	1.15E+07	8	5	Sand with Shale frac
46	1517.51	1660.	1710.	8.24E+06	8	5	Sand with Shale frac
47	1517.51	1110.	1150.	1.33E+07	8	5	Sand with Shale frac
48	1517.55	1430.	1470.	1.05E+07	8	5	Sand with Shale frac
49	1517.55	1240.	1280.	1.12E+07	8	5	Sand with Shale frac
50	1517.56	2040.	2100.	4.18E+06	8	5	Sand with Shale frac
51	1517.61	1180.	1220.	1.17E+07	8	5	Sand with Shale frac

PROFILE PERMEAMETRY PDPKä - 300

Company: SINCOR		Diameter: 4'		File:			
Well: LR-03		Country: VENEZUELA		Analyst: LM			
Field:				Date: JULY, 2002			
Reading	Depth, Feet	Klinkenberg Permeability, md	Air Permeability, md	Beta, (psi-1)	Core No.	Box No.	Remarks
52	1517.61	1430.	1470.	7.91E+06	8	5	Sand with Shale frac
53	1517.62	841.	874.	1.48E+07	8	5	Sand with Shale frac
54	1517.63	347.	366.	3.25E+07	8	5	Sand with Shale frac
55	1517.64	2630.	2700.	4.09E+06	8	5	Sand with Shale frac
56	1517.64	1130.	1160.	1.08E+07	8	5	Sand with Shale frac
57	1517.66	360.	379.	2.98E+07	8	5	Sand with Shale frac
58	1517.66	2060.	2120.	6.80E+06	8	5	Sand with Shale frac
59	1517.66	1370.	1420.	1.03E+07	8	5	Sand with Shale frac
60	1517.67	349.	368.	3.36E+07	8	5	Sand with Shale frac
61	1517.69	351.	371.	4.50E+07	8	5	Sand with Shale frac
62	1517.69	1230.	1270.	1.13E+07	8	5	Sand with Shale frac
63	1517.69	1500.	1550.	7.25E+06	8	5	Sand with Shale frac
64	1517.70	341.	360.	3.89E+07	8	5	Sand with Shale frac
64.1	1517.71	351.	371.	4.27E+07	10	4	oil sand
65	1517.71	244.	259.	2.75E+07	8	5	Sand with Shale frac
66	1517.73	1230.	1270.	1.05E+07	8	5	Sand with Shale frac
67	1517.73	1590.	1640.	9.17E+06	8	5	Sand with Shale frac
68	1517.74	1280.	1330.	1.28E+07	8	5	Sand with Shale frac
69	1517.74	1390.	1430.	8.59E+06	8	5	Sand with Shale frac
70	1517.77	2010.	2060.	6.81E+06	8	5	Sand with Shale frac
71	1517.77	1470.	1520.	7.48E+06	8	5	Sand with Shale frac
72	1517.80	1340.	1380.	1.21E+07	8	5	Sand with Shale frac
73	1517.80	1400.	1450.	9.46E+06	8	5	Sand with Shale frac
74	1517.80	1380.	1430.	9.39E+06	8	5	Sand with Shale frac
75	1517.81	1240.	1280.	1.17E+07	8	5	Sand with Shale frac
76	1517.81	1440.	1490.	8.52E+06	8	5	Sand with Shale frac
77	1517.82	1520.	1570.	1.08E+07	8	5	Sand with Shale frac
78	1517.82	1480.	1530.	7.53E+06	8	5	Sand with Shale frac
79	1517.84	2150.	2210.	7.36E+06	8	5	Sand with Shale frac
80	1517.84	1340.	1390.	1.06E+07	8	5	Sand with Shale frac
81	1517.84	1610.	1660.	7.03E+06	8	5	Sand with Shale frac
82	1517.87	1410.	1460.	9.10E+06	8	5	Sand with Shale frac
83	1517.87	1460.	1510.	7.22E+06	8	5	Sand with Shale frac
84	1517.88	1910.	1970.	6.86E+06	8	5	Sand with Shale frac
85	1517.88	1380.	1430.	9.43E+06	8	5	Sand with Shale frac
86	1517.90	2680.	2750.	4.66E+06	8	5	Sand with Shale frac
87	1517.90	1360.	1410.	1.04E+07	8	5	Sand with Shale frac
88	1517.90	1690.	1740.	6.13E+06	8	5	Sand with Shale frac
89	1517.91	1530.	1580.	1.06E+07	8	5	Sand with Shale frac
90	1517.91	1490.	1530.	7.96E+06	8	5	Sand with Shale frac
91	1517.92	380.	400.	2.70E+07	8	5	Sand with Shale frac
92	1517.92	1710.	1760.	8.32E+06	8	5	Sand with Shale frac
93	1517.92	1270.	1310.	1.11E+07	8	5	Sand with Shale frac
94	1517.93	5540.	5650.	2.01E+06	8	5	Sand with Shale frac
95	1517.94	1310.	1360.	9.97E+06	8	5	Sand with Shale frac
96	1517.94	1470.	1510.	8.40E+06	8	5	Sand with Shale frac
97	1517.96	2060.	2110.	6.13E+06	8	5	Sand with Shale frac
98	1517.96	1210.	1250.	1.15E+07	8	5	Sand with Shale frac
99	1517.96	1210.	1250.	1.09E+07	8	5	Sand with Shale frac
100	1517.97	5270.	5380.	2.20E+06	8	5	Sand with Shale frac
101	1517.97	1570.	1610.	4.47E+06	8	5	Sand with Shale frac
102	1517.97	532.	557.	1.64E+07	8	5	Sand with Shale frac
103	1517.97	685.	714.	1.92E+07	8	5	Sand with Shale frac

PROFILE PERMEAMETRY PDPKä - 300

Company:	SINCOR	Diameter:	4'	File:	
Well:	LR-03	Country:	VENEZUELA	Analyst:	LM
Field:				Date:	JULY, 2002

Reading	Depth, Feet	Klinkenberg Permeability, md	Air Permeability, md	Beta, (psi-1)	Core No.	Box No.	Remarks
104	1517.97	3320.	3400.	2.85E+06	8	5	Sand with Shale frac
105	1517.97	1450.	1500.	2.98E+06	8	5	Sand with Shale frac
106	1517.99	407.	429.	3.06E+07	8	5	Sand with Shale frac
107	1517.99	1120.	1160.	4.60E+06	8	5	Sand with Shale frac
108	1517.99	852.	886.	4.82E+06	8	5	Sand with Shale frac
109	1517.99	2080.	2140.	5.59E+06	8	5	Sand with Shale frac
110	1517.99	186.	199.	3.48E+07	8	5	Sand with Shale frac
111	1517.99	3730.	3810.	3.01E+06	8	5	Sand with Shale frac
112	1517.99	23500.	23800.	5.09E+05	8	5	Sand with Shale frac
113	1517.99	503.	528.	2.64E+07	8	5	Sand with Shale frac
114	1517.99	210.	224.	8.58E+07	8	5	Sand with Shale frac
115	1517.99	2300.	2360.	9.30E+06	8	5	Sand with Shale frac
116	1517.99	3450.	3530.	4.17E+06	8	5	Sand with Shale frac
117	1517.99	2030.	2090.	5.40E+06	8	5	Sand with Shale frac
118	1517.99	1170.	1210.	5.55E+06	8	5	Sand with Shale frac
119	1517.99	771.	802.	9.60E+06	8	5	Sand with Shale frac
120	1517.99	776.	807.	9.33E+06	8	5	Sand with Shale frac

CORE: 10 BOX: 4 Facies H1

1	1517.61	27900.	28100.	5.31E+05	10	4	Sand with Shale frac
2	1551.63	36300.	36600.	3.41E+05	10	4	Sand with Shale frac
3	1551.70	34700.	35100.	3.56E+05	10	4	oil sand
4	1551.70	30300.	30600.	1.64E+05	10	4	oil sand
5	1551.74	35300.	35600.	3.72E+05	10	4	oil sand
6	1551.74	15800.	16000.	9.32E+05	10	4	oil sand
7	1551.81	19300.	19600.	5.45E+05	10	4	oil sand
8	1551.97	48100.	48500.	3.18E+05	10	4	oil sand
9	1551.98	47800.	48200.	2.81E+05	10	4	oil sand
10	1552.33	43700.	44100.	1.13E+05	10	4	oil sand
11	1552.40	35700.	36100.	5.03E+05	10	4	oil sand
12	1551.71	20800.	21100.	5.93E+05	10	4	oil sand
13	1551.78	18400.	18600.	7.16E+05	10	4	oil sand
15	1551.63	51400.	51800.	1.55E+05	10	4	oil sand
16	1551.64	52700.	53100.	1.94E+05	10	4	oil sand
17	1551.64	46800.	47300.	2.09E+05	10	4	oil sand
18	1551.65	61900.	62400.	1.35E+05	10	4	oil sand
19	1551.65	53100.	53600.	1.84E+05	10	4	oil sand
20	1551.65	10600.	10800.	3.43E+06	10	4	oil sand
21	1551.67	12200.	12400.	2.80E+06	10	4	oil sand
22	1551.67	9430.	9570.	8.72E+05	10	4	oil sand
23	1551.69	15800.	16000.	1.71E+06	10	4	oil sand
24	1551.69	11200.	11400.	2.62E+06	10	4	oil sand
25	1551.71	11900.	12100.	2.24E+06	10	4	oil sand
26	1551.71	13900.	14100.	1.96E+06	10	4	oil sand
27	1551.72	22400.	22700.	8.31E+05	10	4	oil sand
28	1551.72	28700.	29000.	5.97E+05	10	4	oil sand
29	1551.73	21400.	21600.	7.78E+05	10	4	oil sand
30	1551.73	11500.	11700.	2.30E+06	10	4	oil sand
31	1551.74	12100.	12300.	9.68E+05	10	4	oil sand
32	1551.74	11700.	11800.	1.22E+06	10	4	oil sand
33	1551.75	14200.	14400.	1.83E+06	10	4	oil sand
34	1551.76	57500.	58000.	1.98E+05	10	4	oil sand
35	1551.76	7840.	7970.	1.29E+06	10	4	oil sand

PROFILE PERMEAMETRY PDPKä - 300

Company:	SINCOR	Diameter:	4'	File:	
Well:	LR-03	Country:	VENEZUELA	Analyst:	LM
Field:				Date:	JULY, 2002

Reading	Depth, Feet	Klinkenberg Permeability, md	Air Permeability, md	Beta, (psi-1)	Core No.	Box No.	Remarks
36	1551.77	12800.	13000.	2.09E+06	10	4	oil sand
37	1551.77	11300.	11400.	1.84E+06	10	4	oil sand
38	1551.77	10300.	10400.	2.27E+06	10	4	oil sand
39	1551.77	7060.	7190.	0.00E+00	10	4	oil sand
40	1551.78	10700.	10800.	1.23E+06	10	4	oil sand
41	1551.78	17300.	17500.	2.22E+06	10	4	oil sand
42	1551.80	13500.	13700.	2.05E+06	10	4	oil sand
43	1551.80	12400.	12600.	2.51E+06	10	4	oil sand
44	1551.81	10300.	10500.	1.47E+06	10	4	oil sand
45	1551.81	11200.	11300.	2.31E+06	10	4	oil sand
46	1551.82	10700.	10800.	2.61E+06	10	4	oil sand
47	1551.82	9580.	9730.	3.18E+06	10	4	oil sand
48	1551.82	12200.	12400.	2.53E+06	10	4	oil sand
49	1551.82	10100.	10200.	2.27E+06	10	4	oil sand
50	1551.82	10200.	10400.	1.39E+06	10	4	oil sand
51	1551.84	9130.	9270.	1.71E+06	10	4	oil sand
52	1551.84	5820.	5940.	0.00E+00	10	4	oil sand
53	1551.85	13200.	13400.	1.07E+06	10	4	oil sand
54	1551.85	12600.	12800.	1.12E+06	10	4	oil sand
55	1551.86	25700.	26000.	6.81E+05	10	4	oil sand
56	1551.86	9870.	10000.	1.36E+06	10	4	oil sand
57	1551.87	13300.	13500.	1.02E+06	10	4	oil sand
58	1551.87	14200.	14400.	1.22E+06	10	4	oil sand
59	1551.88	14000.	14200.	1.38E+06	10	4	oil sand
60	1551.88	12200.	12400.	1.36E+06	10	4	oil sand
61	1551.89	11600.	11800.	1.15E+06	10	4	oil sand
62	1551.89	13100.	13300.	1.61E+06	10	4	oil sand
63	1551.90	12600.	12800.	1.52E+06	10	4	oil sand
64	1551.90	11700.	11900.	1.54E+06	10	4	oil sand
65	1551.91	11000.	11100.	2.35E+06	10	4	oil sand
66	1551.91	14000.	14200.	1.66E+06	10	4	oil sand
67	1551.92	11600.	11800.	1.69E+06	10	4	oil sand
68	1551.91	11900.	12100.	1.02E+06	10	4	oil sand
69	1551.92	13300.	13500.	2.24E+06	10	4	oil sand
70	1551.92	11400.	11600.	1.93E+06	10	4	oil sand
71	1551.93	10900.	11000.	1.18E+06	10	4	oil sand
72	1551.93	12100.	12300.	1.43E+06	10	4	oil sand
73	1551.95	11500.	11700.	2.01E+06	10	4	oil sand
74	1551.95	12500.	12700.	1.98E+06	10	4	oil sand
75	1551.96	11900.	12100.	1.05E+06	10	4	oil sand
76	1551.97	15100.	15300.	1.02E+06	10	4	oil sand
77	1551.97	14500.	14700.	1.05E+06	10	4	oil sand
78	1551.98	15600.	15800.	1.23E+06	10	4	oil sand
79	1551.98	18400.	18600.	4.56E+05	10	4	oil sand
80	1551.98	18200.	18400.	5.99E+05	10	4	oil sand
81	1551.98	18100.	18300.	9.93E+05	10	4	oil sand
82	1551.99	58900.	59300.	2.08E+05	10	4	oil sand
83	1552.00	48400.	48800.	3.62E+05	10	4	oil sand
84	1552.00	39800.	40100.	3.31E+05	10	4	oil sand
85	1552.01	43600.	44000.	3.27E+05	10	4	oil sand
86	1552.01	37500.	37800.	2.76E+05	10	4	oil sand
87	1552.01	56200.	56700.	2.79E+05	10	4	oil sand
88	1552.02	21800.	22000.	6.09E+05	10	4	oil sand

PROFILE PERMEAMETRY PDPKä - 300

Company:	SINCOR	Diameter:	4'	File:	
Well:	LR-03	Country:	VENEZUELA	Analyst:	LM
Field:				Date:	JULY, 2002

Reading	Depth, Feet	Klinkenberg Permeability, md	Air Permeability, md	Beta, (psi-1)	Core No.	Box No.	Remarks
89	1552.04	17500.	17700.	1.01E+06	10	4	oil sand
90	1552.05	16700.	16900.	1.02E+06	10	4	oil sand
91	1552.06	20500.	20700.	5.36E+05	10	4	oil sand
92	1552.06	18900.	19200.	6.90E+05	10	4	oil sand
93	1552.07	20800.	21000.	7.13E+05	10	4	oil sand
94	1552.09	17000.	17300.	9.91E+05	10	4	oil sand
95	1552.10	17300.	17600.	8.82E+05	10	4	oil sand
96	1552.11	18300.	18500.	7.61E+05	10	4	oil sand
97	1552.11	15600.	15800.	9.69E+05	10	4	oil sand
98	1552.13	21100.	21400.	6.00E+05	10	4	oil sand
99	1552.14	15800.	16000.	1.05E+06	10	4	oil sand
100	1552.15	15800.	16000.	1.16E+06	10	4	oil sand
101	1552.15	16900.	17100.	7.93E+05	10	4	oil sand
102	1552.19	14600.	14800.	1.18E+06	10	4	oil sand
103	1552.23	18200.	18400.	7.87E+05	10	4	oil sand
104	1552.26	14200.	14400.	1.09E+06	10	4	oil sand
105	1552.29	13700.	13900.	1.17E+06	10	4	oil sand
106	1552.32	15900.	16100.	1.13E+06	10	4	oil sand
107	1552.36	17400.	17600.	8.40E+05	10	4	oil sand
108	1552.46	19000.	19200.	7.63E+05	10	4	oil sand
109	1552.49	16800.	17000.	9.58E+05	10	4	oil sand
110	1552.51	15100.	15300.	9.64E+05	10	4	oil sand
111	1552.52	17500.	17800.	7.35E+05	10	4	oil sand
112	1552.53	23000.	23300.	4.80E+05	10	4	oil sand
113	1552.55	19400.	19600.	7.32E+05	10	4	oil sand
114	1552.56	15000.	15200.	1.04E+06	10	4	oil sand
115	1552.57	14600.	14800.	8.79E+05	10	4	oil sand
116	1552.57	16000.	16200.	1.14E+06	10	4	oil sand
117	1552.59	15200.	15400.	1.04E+06	10	4	oil sand
118	1552.59	14200.	14400.	1.05E+06	10	4	oil sand
119	1552.59	16200.	16400.	9.59E+05	10	4	oil sand
120	1552.60	18700.	18900.	7.12E+05	10	4	oil sand

CORE: 13 BOX: 5 Facies H7

1	1617.03	1090.	1130.	1.93E+06	13	5	Shale with Sand frac
2	1617.04	919.	954.	2.09E+06	13	5	Shale with Sand frac
3	1617.06	683.	711.	2.20E+06	13	5	Shale with Sand frac
4	1617.07	525.	549.	4.65E+06	13	5	Shale with Sand frac
5	1617.07	866.	899.	4.93E+06	13	5	Shale with Sand frac
6	1617.07	513.	537.	4.56E+06	13	5	Shale with Sand frac
7	1617.08	548.	573.	6.27E+06	13	5	Shale with Sand frac
8	1617.11	718.	748.	2.60E+06	13	5	Shale with Sand frac
9	1617.14	641.	668.	2.89E+06	13	5	Shale with Sand frac
10	1617.15	745.	775.	3.30E+06	13	5	Shale with Sand frac
11	1617.16	955.	991.	3.19E+06	13	5	Shale with Sand frac
12	1617.17	1010.	1050.	2.93E+06	13	5	Shale with Sand frac
13	1617.18	739.	769.	2.19E+06	13	5	Shale with Sand frac
14	1617.20	855.	888.	1.95E+06	13	5	Shale with Sand frac
15	1617.21	5750.	5860.	1.43E+06	13	5	Shale with Sand frac
16	1617.21	3660.	3750.	1.91E+06	13	5	Shale with Sand frac
17	1617.24	742.	772.	2.35E+06	13	5	Shale with Sand frac
18	1617.26	854.	888.	3.56E+06	13	5	Shale with Sand frac
19	1617.26	937.	972.	2.07E+06	13	5	Shale with Sand frac

PROFILE PERMEAMETRY PDPKä - 300

Company: SINCOR		Diameter: 4'		File:			
Well: LR-03		Country: VENEZUELA		Analyst: LM			
Field:				Date: JULY, 2002			
Reading	Depth, Feet	Klinkenberg Permeability, md	Air Permeability, md	Beta, (psi-1)	Core No.	Box No.	Remarks
20	1617.26	1010.	1050.	3.86E+06	13	5	Shale with Sand frac
21	1617.27	1230.	1270.	2.42E+06	13	5	Shale with Sand frac
22	1617.28	757.	788.	2.20E+06	13	5	Shale with Sand frac
23	1617.30	832.	865.	1.57E+06	13	5	Shale with Sand frac
24	1617.32	773.	804.	1.60E+06	13	5	Shale with Sand frac
25	1617.34	703.	733.	3.25E+06	13	5	Shale with Sand frac
26	1617.34	4170.	4260.	1.50E+06	13	5	Shale with Sand frac
27	1617.34	2010.	2120.	1.41E+06	13	5	Shale with Sand frac
28	1617.34	1420.	1460.	3.71E+06	13	5	Shale with Sand frac
29	1617.36	711.	741.	2.45E+06	13	5	Shale with Sand frac
30	1617.37	3050.	3120.	7.05E+06	13	5	Shale with Sand frac
31	1617.37	913.	947.	3.16E+06	13	5	Shale with Sand frac
32	1617.38	733.	763.	2.76E+06	13	5	Shale with Sand frac
33	1617.39	1740.	1790.	2.28E+06	13	5	Shale with Sand frac
34	1617.40	1240.	1280.	3.25E+06	13	5	Shale with Sand frac
35	1617.40	2090.	2150.	2.43E+06	13	5	Shale with Sand frac
36	1617.41	699.	728.	2.40E+06	13	5	Shale with Sand frac
37	1617.43	1600.	1650.	3.27E+06	13	5	Shale with Sand frac
38	1617.43	689.	718.	2.19E+06	13	5	Shale with Sand frac
39	1617.44	911.	945.	2.98E+06	13	5	Shale with Sand frac
40	1617.44	952.	987.	2.85E+06	13	5	Shale with Sand frac
41	1617.46	669.	698.	2.68E+06	13	5	Shale with Sand frac
42	1617.47	725.	755.	2.81E+06	13	5	Shale with Sand frac
43	1617.48	685.	714.	3.35E+06	13	5	Shale with Sand frac
44	1617.49	485.	509.	5.25E+06	13	5	Shale with Sand frac
45	1617.49	1350.	1400.	3.30E+06	13	5	Shale with Sand frac
46	1617.49	722.	752.	1.77E+06	13	5	Shale with Sand frac
47	1617.50	501.	525.	5.80E+06	13	5	Shale with Sand frac
48	1617.50	792.	824.	1.84E+06	13	5	Shale with Sand frac
49	1617.50	988.	1020.	2.64E+06	13	5	Shale with Sand frac
50	1617.51	877.	911.	3.07E+06	13	5	Shale with Sand frac
51	1617.51	917.	952.	3.22E+06	13	5	Shale with Sand frac
52	1617.53	764.	794.	2.19E+06	13	5	Shale with Sand frac
53	1617.53	765.	795.	2.33E+06	13	5	Shale with Sand frac
54	1617.54	2330.	2390.	2.61E+06	13	5	Shale with Sand frac
55	1617.54	832.	865.	3.85E+06	13	5	Shale with Sand frac
56	1617.54	840.	873.	3.14E+06	13	5	Shale with Sand frac
57	1617.55	3780.	3870.	2.01E+06	13	5	Shale with Sand frac
58	1617.55	1220.	1260.	3.13E+06	13	5	Shale with Sand frac
59	1617.56	1330.	1370.	1.29E+06	13	5	Shale with Sand frac
60	1617.56	904.	938.	1.47E+06	13	5	Shale with Sand frac
61	1617.58	603.	630.	3.81E+06	13	5	Shale with Sand frac
62	1617.59	831.	863.	8.45E+05	13	5	Shale with Sand frac
63	1617.59	876.	910.	1.25E+06	13	5	Shale with Sand frac
64	1617.60	752.	783.	3.12E+06	13	5	Shale with Sand frac
65	1617.60	731.	761.	3.67E+06	13	5	Shale with Sand frac
66	1617.60	1010.	1050.	2.01E+06	13	5	Shale with Sand frac
67	1617.60	1040.	1080.	1.45E+06	13	5	Shale with Sand frac
68	1617.62	1280.	1320.	3.52E+06	13	5	Shale with Sand frac
69	1617.62	1200.	1240.	3.21E+06	13	5	Shale with Sand frac
70	1617.62	1050.	1090.	3.20E+06	13	5	Shale with Sand frac
71	1617.64	829.	862.	2.61E+06	13	5	Shale with Sand frac
72	1617.64	871.	904.	2.46E+06	13	5	Shale with Sand frac

PROFILE PERMEAMETRY PDPKä - 300

Company:	SINCOR	Diameter:	4'	File:	
Well:	LR-03	Country:	VENEZUELA	Analyst:	LM
Field:				Date:	JULY, 2002

Reading	Depth, Feet	Klinkenberg Permeability, md	Air Permeability, md	Beta, (psi-1)	Core No.	Box No.	Remarks
73	1617.64	652.	680.	3.78E+06	13	5	Shale with Sand frac
74	1617.68	966.	1000.	2.16E+06	13	5	Shale with Sand frac
75	1617.68	919.	953.	1.69E+06	13	5	Shale with Sand frac
76	1617.69	674.	702.	3.27E+06	13	5	Shale with Sand frac
77	1617.69	1140.	1180.	2.69E+06	13	5	Shale with Sand frac
78	1617.71	861.	894.	2.22E+06	13	5	Shale with Sand frac
79	1617.71	784.	816.	2.48E+06	13	5	Shale with Sand frac
80	1617.72	1440.	1480.	4.47E+06	13	5	Shale with Sand frac
81	1617.73	984.	1020.	1.58E+06	13	5	Shale with Sand frac
82	1617.73	1570.	1620.	1.24E+06	13	5	Shale with Sand frac
83	1617.75	1150.	1190.	1.52E+06	13	5	Shale with Sand frac
84	1617.75	2640.	2710.	1.74E+06	13	5	Shale with Sand frac
85	1617.79	1150.	1180.	1.82E+07	13	5	Shale with Sand frac
86	1617.80	2600.	2670.	6.93E+05	13	5	Shale with Sand frac
87	1617.81	1460.	1500.	9.83E+06	13	5	Shale with Sand frac
88	1617.81	602.	628.	2.69E+06	13	5	Shale with Sand frac
89	1617.81	572.	599.	3.32E+06	13	5	Shale with Sand frac
90	1617.83	3340.	3420.	7.84E+05	13	5	Shale with Sand frac
91	1617.84	519.	544.	4.86E+06	13	5	Shale with Sand frac
92	1617.84	530.	554.	4.02E+06	13	5	Shale with Sand frac
93	1617.87	507.	531.	4.53E+06	13	5	Shale with Sand frac
94	1617.87	505.	529.	6.15E+06	13	5	Shale with Sand frac
95	1617.88	1180.	1220.	2.56E+06	13	5	Shale with Sand frac
96	1617.88	1740.	1800.	2.42E+06	13	5	Shale with Sand frac
97	1617.89	2040.	2100.	2.86E+06	13	5	Shale with Sand frac
98	1617.90	1240.	1280.	1.37E+06	13	5	Shale with Sand frac
99	1617.90	1520.	1570.	2.87E+06	13	5	Shale with Sand frac
100	1617.91	964.	1000.	4.37E+06	13	5	Shale with Sand frac
101	1617.91	1080.	1120.	3.74E+06	13	5	Shale with Sand frac
102	1617.94	824.	856.	3.15E+06	13	5	Shale with Sand frac
103	1617.94	859.	892.	3.32E+06	13	5	Shale with Sand frac
104	1617.96	795.	827.	5.13E+06	13	5	Shale with Sand frac
105	1617.99	3510.	3590.	1.03E+07	13	5	Shale with Sand frac
106	1618.01	675.	703.	3.41E+06	13	5	Shale with Sand frac
107	1618.01	733.	763.	4.11E+06	13	5	Shale with Sand frac
108	1618.03	579.	606.	4.67E+06	13	5	Shale with Sand frac
109	1618.03	597.	624.	4.98E+06	13	5	Shale with Sand frac
110	1618.05	1790.	1840.	3.16E+06	13	5	Shale with Sand frac
111	1618.06	2100.	2160.	1.60E+06	13	5	Shale with Sand frac
112	1618.06	590.	616.	2.38E+06	13	5	Shale with Sand frac
113	1618.06	616.	642.	2.51E+06	13	5	Shale with Sand frac
114	1618.11	599.	625.	2.23E+06	13	5	Shale with Sand frac
115	1618.14	809.	841.	4.89E+06	13	5	Shale with Sand frac
116	1618.17	473.	496.	4.85E+06	13	5	Shale with Sand frac
117	1618.20	532.	556.	4.93E+06	13	5	Shale with Sand frac
118	1618.20	539.	564.	4.68E+06	13	5	Shale with Sand frac
119	1618.22	495.	519.	3.94E+06	13	5	Shale with Sand frac
120	1618.22	508.	532.	4.46E+06	13	5	Shale with Sand frac

CORE: 14 BOX: 4 Facies H2

1	1617.73	606.	633.	2.64E+06	14	4	Oil Sand
2	1618.06	200.	220.	6.83E+05	14	4	Shale with Sand frac
3	1640.81	949.	985.	4.42E+06	14	4	Oil Sand

PROFILE PERMEAMETRY PDPKä - 300

Company: SINCOR		Diameter: 4'		File:			
Well: LR-03		Country: VENEZUELA		Analyst: LM			
Field:				Date: JULY, 2002			
Reading	Depth, Feet	Klinkenberg Permeability, md	Air Permeability, md	Beta, (psi-1)	Core No.	Box No.	Remarks
4	1640.81	2060.	2110.	1.84E+06	14	4	Shale with Sand frac
5	1640.81	1850.	1900.	9.96E+06	14	4	Oil Sand
6	1640.81	95.8	104.	1.81E+08	14	4	Oil Sand
7	1640.81	244.	259.	2.75E+07	14	4	Shale with Sand frac
8	1640.83	627.	654.	1.37E+07	14	4	Oil Sand
9	1640.83	592.	618.	1.45E+07	14	4	Oil Sand
10	1640.87	668.	697.	9.55E+06	14	4	Oil Sand
11	1640.87	665.	694.	9.57E+06	14	4	Oil Sand
12	1640.89	393.	414.	1.53E+07	14	4	Oil Sand
13	1640.89	812.	844.	5.16E+06	14	4	Oil Sand
14	1640.89	358.	377.	1.95E+07	14	4	Oil Sand
15	1640.89	745.	775.	5.55E+06	14	4	Oil Sand
16	1640.89	685.	713.	4.90E+06	14	4	Oil Sand
17	1640.89	235.	250.	7.64E+07	14	4	Oil Sand
18	1640.92	534.	559.	1.63E+07	14	4	Oil Sand
19	1640.92	409.	430.	1.69E+07	14	4	Oil Sand
20	1640.96	376.	397.	2.43E+07	14	4	Oil Sand
21	1640.96	392.	413.	2.35E+07	14	4	Oil Sand
22	1641.03	549.	575.	1.03E+07	14	4	Oil Sand
23	1641.03	1020.	1060.	2.91E+06	14	4	Oil Sand
24	1641.03	96.7	105.	2.23E+08	14	4	Oil Sand
25	1641.04	1670.	1720.	1.39E+06	14	4	Oil Sand
26	1641.05	980.	1020.	4.05E+06	14	4	Oil Sand
27	1641.09	1460.	1510.	1.82E+06	14	4	Oil Sand
28	1641.13	386.	406.	1.89E+07	14	4	Oil Sand
29	1641.13	375.	395.	3.22E+07	14	4	Oil Sand
30	1641.13	367.	387.	3.74E+07	14	4	Oil Sand
31	1641.13	77.5	85.3	6.30E+08	14	4	Oil Sand
32	1641.14	337.	356.	1.83E+07	14	4	Oil Sand
33	1641.16	697.	727.	5.61E+06	14	4	Oil Sand
34	1641.17	572.	598.	1.62E+07	14	4	Oil Sand
35	1641.21	311.	329.	4.44E+07	14	4	Oil Sand
36	1641.21	303.	320.	4.35E+07	14	4	Oil Sand
37	1641.24	417.	438.	1.80E+07	14	4	Oil Sand
38	1641.25	2660.	2720.	2.05E+06	14	4	Oil Sand
39	1641.25	659.	688.	1.57E+07	14	4	Oil Sand
40	1641.25	1180.	1220.	3.71E+06	14	4	Oil Sand
41	1641.29	273.	289.	3.87E+07	14	4	Oil Sand
42	1641.29	862.	896.	1.07E+07	14	4	Oil Sand
43	1641.30	291.	308.	5.98E+07	14	4	Oil Sand
44	1641.30	595.	621.	6.71E+06	14	4	Oil Sand
45	1641.30	631.	659.	1.01E+07	14	4	Oil Sand
46	1641.32	1270.	1320.	2.87E+06	14	4	Oil Sand
47	1641.32	1160.	1210.	3.14E+06	14	4	Oil Sand
48	1641.32	1250.	1290.	2.99E+06	14	4	Oil Sand
49	1641.32	949.	985.	5.08E+06	14	4	Oil Sand
50	1641.33	1410.	1450.	2.43E+06	14	4	Oil Sand
51	1641.33	892.	925.	3.55E+06	14	4	Oil Sand
52	1641.36	1410.	1460.	2.09E+06	14	4	Oil Sand
53	1641.36	1450.	1500.	1.83E+06	14	4	Oil Sand
54	1641.39	1480.	1530.	3.55E+06	14	4	Oil Sand
55	1641.39	1820.	1870.	4.39E+06	14	4	Oil Sand
56	1641.40	870.	903.	3.29E+06	14	4	Oil Sand

PROFILE PERMEAMETRY PDPKä - 300

Company: SINCOR		Diameter: 4'		File:			
Well: LR-03		Country: VENEZUELA		Analyst: LM			
Field:				Date: JULY, 2002			
Reading	Depth, Feet	Klinkenberg Permeability, md	Air Permeability, md	Beta, (psi-1)	Core No.	Box No.	Remarks
57	1641.40	851.	883.	3.45E+06	14	4	Oil Sand
58	1641.40	1580.	1630.	3.75E+06	14	4	Oil Sand
59	1641.40	1130.	1170.	5.22E+06	14	4	Oil Sand
60	1641.41	606.	633.	7.11E+06	14	4	Oil Sand
61	1641.44	901.	935.	3.00E+06	14	4	Oil Sand
62	1641.44	879.	912.	3.04E+06	14	4	Oil Sand
63	1641.45	414.	435.	1.72E+07	14	4	Oil Sand
64	1641.45	414.	436.	2.08E+07	14	4	Oil Sand
65	1641.46	318.	336.	7.29E+06	14	4	Oil Sand
66	1641.46	1410.	1460.	6.52E+06	14	4	Oil Sand
67	1641.47	443.	465.	1.28E+07	14	4	Oil Sand
68	1641.48	367.	387.	8.91E+06	14	4	Oil Sand
69	1641.48	362.	382.	4.84E+06	14	4	Oil Sand
70	1641.50	261.	278.	1.70E+07	14	4	Oil Sand
71	1641.50	431.	453.	2.19E+07	14	4	Oil Sand
72	1641.50	314.	332.	1.80E+07	14	4	Oil Sand
73	1641.50	172.	184.	4.17E+07	14	4	Oil Sand
74	1641.51	352.	371.	1.01E+07	14	4	Oil Sand
75	1641.51	355.	375.	1.07E+07	14	4	Oil Sand
76	1641.53	646.	674.	1.24E+07	14	4	Oil Sand
77	1641.53	179.	192.	3.61E+07	14	4	Oil Sand
78	1641.53	258.	274.	1.81E+07	14	4	Oil Sand
79	1641.53	456.	479.	9.64E+06	14	4	Oil Sand
80	1641.53	276.	293.	2.30E+07	14	4	Oil Sand
81	1641.56	1320.	1370.	2.19E+06	14	4	Oil Sand
82	1641.56	229.	244.	4.06E+07	14	4	Oil Sand
83	1641.58	660.	689.	4.07E+06	14	4	Oil Sand
84	1641.58	420.	441.	9.68E+06	14	4	Oil Sand
85	1641.58	612.	639.	6.72E+06	14	4	Oil Sand
86	1641.59	336.	355.	1.18E+07	14	4	Oil Sand
87	1641.59	340.	360.	1.37E+07	14	4	Oil Sand
88	1641.59	238.	253.	1.77E+07	14	4	Oil Sand
89	1641.59	589.	616.	1.01E+07	14	4	Oil Sand
90	1641.59	527.	552.	1.12E+07	14	4	Oil Sand
91	1641.59	802.	834.	7.22E+06	14	4	Oil Sand
92	1641.61	983.	1020.	3.87E+06	14	4	Oil Sand
93	1641.61	896.	930.	3.75E+06	14	4	Oil Sand
94	1641.63	1220.	1270.	4.66E+06	14	4	Oil Sand
95	1641.63	531.	556.	9.62E+06	14	4	Oil Sand
96	1641.64	874.	907.	5.39E+06	14	4	Oil Sand
97	1641.65	715.	745.	7.36E+06	14	4	Oil Sand
98	1641.65	714.	744.	7.11E+06	14	4	Oil Sand
99	1641.68	561.	586.	9.76E+06	14	4	Oil Sand
100	1641.68	579.	605.	1.10E+07	14	4	Oil Sand
101	1641.69	211.	225.	2.27E+07	14	4	Oil Sand
102	1641.69	165.	177.	3.25E+07	14	4	Oil Sand
103	1641.70	557.	583.	8.48E+06	14	4	Oil Sand
104	1641.70	474.	497.	1.24E+07	14	4	Oil Sand
105	1641.70	391.	412.	9.41E+06	14	4	Oil Sand
106	1641.73	677.	706.	8.18E+06	14	4	Oil Sand
107	1641.74	703.	732.	7.99E+06	14	4	Oil Sand
108	1641.74	701.	730.	8.41E+06	14	4	Oil Sand
109	1641.74	992.	1030.	4.69E+06	14	4	Oil Sand

PROFILE PERMEAMETRY PDPKä - 300

Company:	SINCOR	Diameter:	4'	File:	
Well:	LR-03	Country:	VENEZUELA	Analyst:	LM
Field:				Date:	JULY, 2002

Reading	Depth, Feet	Klinkenberg Permeability, md	Air Permeability, md	Beta, (psi-1)	Core No.	Box No.	Remarks
110	1641.74	1510.	1560.	2.66E+06	14	4	Oil Sand
111	1641.75	706.	736.	7.89E+06	14	4	Oil Sand
112	1641.78	1610.	1660.	2.52E+06	14	4	Oil Sand
113	1641.78	1870.	1930.	2.99E+06	14	4	Oil Sand
114	1641.78	52.3	58.2	8.10E+07	14	4	Oil Sand
115	1641.78	1450.	1490.	3.76E+06	14	4	Oil Sand
116	1641.78	282.	298.	2.89E+07	14	4	Oil Sand
117	1641.78	644.	672.	9.25E+06	14	4	Oil Sand
118	1641.79	891.	925.	3.63E+06	14	4	Oil Sand
119	1641.80	1750.	1800.	2.27E+06	14	4	Oil Sand
120	1641.80	38.3	43.3		14	4	Oil Sand

CORE: 15 BOX: 6 Facies H5

1	1641.65	617.	644.	1.12E+07	15	6	Oil Sand
2	1641.78	99.5	108.	2.16E+08	15	6	Oil Sand
3	1654.12	216.	230.	2.40E+07	15	6	Oil Sand
4	1654.12	159.	171.	2.47E+07	15	6	Oil Sand
5	1654.16	105.	114.	1.74E+08	15	6	Oil Sand
6	1654.16	124.	134.	1.31E+08	15	6	Oil Sand
7	1654.18	83.8	91.6	2.62E+07	15	6	Oil Sand
8	1654.18	240.	255.	2.77E+07	15	6	Oil Sand
9	1654.20	244.	259.	2.94E+07	15	6	Oil Sand
10	1654.20	112.	121.	3.97E+07	15	6	Oil Sand
11	1654.20	152.	163.	3.18E+07	15	6	Oil Sand
12	1654.21	313.	331.	1.79E+07	15	6	Oil Sand
13	1654.24	212.	226.	1.28E+07	15	6	Oil Sand
14	1654.24	217.	231.	1.41E+07	15	6	Oil Sand
15	1654.26	604.	631.	3.39E+07	15	6	Sand with Shale
16	1654.27	362.	382.	1.02E+07	15	6	Sand with Shale
17	1654.27	513.	537.	1.23E+07	15	6	Sand with Shale
18	1654.27	339.	358.	1.87E+07	15	6	Sand with Shale
19	1654.29	772.	803.	1.98E+07	15	6	Sand with Shale
20	1654.29	272.	288.	4.59E+07	15	6	Sand with Shale
21	1654.29	205.	219.	1.04E+08	15	6	Sand with Shale
22	1654.34	258.	274.	1.84E+07	15	6	Sand with Shale
23	1654.34	207.	221.	3.68E+07	15	6	Sand with Shale
24	1654.34	697.	726.	9.63E+06	15	6	Sand with Shale
25	1654.35	166.	178.	4.09E+07	15	6	Sand with Shale
26	1654.35	1250.	1290.	1.52E+07	15	6	Sand with Shale
27	1654.46	556.	581.	2.93E+06	15	6	Sand with Shale
28	1654.47	256.	272.	3.00E+07	15	6	Sand with Shale
29	1654.47	150.	161.	4.40E+07	15	6	Sand with Shale
30	1654.47	151.	162.	4.75E+07	15	6	Oil Sand with Shale
31	1654.53	1130.	1170.	7.42E+07	15	6	Sand with Shale
32	1654.53	285.	302.	2.10E+07	15	6	Sand with Shale
33	1654.54	655.	684.	9.01E+06	15	6	Oil Sand with Shale
34	1654.54	276.	293.	2.77E+07	15	6	Oil Sand with Shale
35	1654.54	284.	301.	1.83E+07	15	6	Oil Sand with Shale
36	1654.54	221.	236.	2.84E+07	15	6	Oil Sand with Shale
37	1654.54	133.	144.	2.39E+07	15	6	Oil Sand with Shale
38	1654.59	686.	716.	4.29E+07	15	6	Sand with Shale
39	1654.59	605.	631.	8.70E+06	15	6	Sand with Shale
40	1654.60	584.	611.	1.20E+07	15	6	Oil Sand with Shale

PROFILE PERMEAMETRY PDPKä - 300

Company:	SINCOR	Diameter:	4'	File:	
Well:	LR-03	Country:	VENEZUELA	Analyst:	LM
Field:				Date:	JULY, 2002

Reading	Depth, Feet	Klinkenberg Permeability, md	Air Permeability, md	Beta, (psi-1)	Core No.	Box No.	Remarks
41	1654.60	303.	321.	8.40E+06	15	6	Oil Sand with Shale
42	1654.61	235.	250.	4.77E+06	15	6	Oil Sand with Shale
43	1654.71	189.	202.	9.70E+06	15	6	Oil Sand
44	1654.71	486.	509.	5.30E+07	15	6	Oil Sand
45	1654.71	229.	244.	2.73E+07	15	6	Oil Sand
46	1654.71	208.	222.	2.39E+07	15	6	Oil Sand
47	1654.71	155.	167.	1.29E+07	15	6	Oil Sand
48	1654.72	201.	214.	1.20E+07	15	6	Oil Sand
49	1654.74	234.	249.	1.41E+07	15	6	Oil Sand
50	1654.74	261.	277.	8.41E+06	15	6	Oil Sand
51	1654.74	236.	251.	8.57E+06	15	6	Oil Sand
52	1654.74	245.	261.	2.01E+07	15	6	Oil Sand
53	1654.75	1230.	1280.	8.45E+06	15	6	Oil Sand
54	1654.75	350.	370.	9.45E+06	15	6	Oil Sand
55	1654.75	214.	228.	6.29E+06	15	6	Oil Sand
56	1654.76	184.	196.	1.48E+07	15	6	Oil Sand
57	1654.76	246.	261.	9.33E+06	15	6	Oil Sand
58	1654.79	159.	170.	2.42E+07	15	6	Oil Sand
59	1654.79	169.	181.	1.54E+07	15	6	Oil Sand
60	1654.79	188.	201.	1.79E+07	15	6	Oil Sand
61	1654.80	128.	138.	2.82E+07	15	6	Oil Sand
62	1654.81	304.	322.	1.44E+07	15	6	Oil Sand
63	1654.81	122.	132.	3.88E+07	15	6	Oil Sand
64	1654.84	280.	297.	9.26E+06	15	6	Oil Sand
65	1654.84	262.	279.	1.15E+07	15	6	Oil Sand
66	1654.84	979.	1020.	1.29E+07	15	6	Oil Sand
67	1654.84	196.	209.	3.87E+06	15	6	Oil Sand
68	1654.84	153.	164.	3.87E+06	15	6	Oil Sand
69	1654.87	606.	633.	7.37E+06	15	6	Oil Sand
70	1654.87	396.	416.	6.44E+06	15	6	Oil Sand
71	1654.93	208.	222.	1.16E+07	15	6	Oil Sand
72	1654.93	223.	237.	3.88E+06	15	6	Oil Sand
73	1654.93	226.	241.	1.25E+07	15	6	Oil Sand

APÉNDICE C

Valores de porosidad y permeabilidad arrojados por la simulación (SBED) y tablas “REV” (Volumen Elemental Representativo) para las facies arenosas y heterolíticas.

TABLA DE RESULTADOS DE POROSIDAD Y PERMEABILIDAD DE LA FACIES S1

Model	Name	Realization Name	Volumen m³	Sub-Cube Name	Regular Porosity	Irregular Porosity	Regular Kx(mD)	Irregular Kx(mD)	
PBS1(Final)1		Realization1	21.6	SubGrid22	0.338	0.337	731.89	667.47	776.98
PBS1(Final)1		Realization1	51.2	SubGrid21	0.337	0.338	728.62	667.67	733.09
PBS1(Final)1		Realization1	100	SubGrid20	0.337	0.338	727.64	668.09	736.09
PBS1(Final)1		Realization1	172.8	SubGrid19	0.337	0.338	733.38	670.49	741.19
PBS1(Final)1		Realization1	274.4	SubGrid18	0.337	0.338	745.55	673.19	746.15
PBS1(Final)1		Realization1	409.6	SubGrid17	0.337	0.338	745.4	673.26	749.97
PBS1(Final)1		Realization1	583.2	SubGrid16	0.338	0.338	740.59	672.89	743.13
PBS1(Final)1		Realization1	800	SubGrid15	0.338	0.338	738.34	671.28	741.92
PBS1(Final)1		Realization1	1064.8	SubGrid14	0.338	0.338	734.96	672.06	737.67
PBS1(Final)1		Realization1	1382.4	SubGrid13	0.338	0.338	734.42	672.97	736.97
PBS1(Final)1		Realization1	1757.6	SubGrid12	0.338	0.338	735.28	675.5	736.92
PBS1(Final)1		Realization1	2195.2	SubGrid11	0.338	0.338	733.07	671.4	732.3
PBS1(Final)1		Realization1	2700	SubGrid10	0.338	0.338	731.46	670.63	731.39
PBS1(Final)1		Realization1	3276.8	SubGrid9	0.338	0.338	731.08	669.49	730.63
PBS1(Final)1		Realization1	3930.4	SubGrid8	0.338	0.338	730.33	668.73	730.6
PBS1(Final)1		Realization1	4665.6	SubGrid7	0.338	0.338	729.94	669.37	730.77
PBS1(Final)1		Realization1	5487.2	SubGrid6	0.338	0.338	728.96	667.81	728.72
PBS1(Final)1		Realization1	6400	SubGrid5	0.338	0.338	728.19	669.14	728.78
PBS1(Final)1		Realization1	7408.8	SubGrid4	0.338	0.338	727.98	670.09	727.26
PBS1(Final)1		Realization1	8518.4	SubGrid3	0.338	0.338	728.14	671.06	727.65
PBS1(Final)1		Realization1	9733.6	SubGrid2	0.338	0.338	727.27	671.01	727.78
PBS1(Final)1		Realization1	11059.2	SubGrid1	0.338	0.338	724.26	670.04	728.25
PBS1(Final)1		Realization1	11764.9	SubGrid	0.338	0.338	721.89	655.41	726.13

TABLA DE RESULTADOS DE POROSIDAD Y PERMEABILIDAD DE LA FACIES S1

Regular Ky(mD)	Irregular Ky(mD)	Regular Kz(mD)	Irregular Kz(mD)	Regular Kh(mD)	Irregular Kh(mD)	Regular Kv/Kh	Irregular Kv/Kh	Regular NTG	Irregular NTG
677.34	527.88	380.57	754.1	672.39	0.7	0.566	1	1	
676.26	528.7	394.14	730.85	671.95	0.723	0.587	1	1	
671.28	539.87	393.37	731.85	669.68	0.738	0.587	1	1	
673.13	542.49	392.31	737.27	671.81	0.736	0.584	1	1	
676.52	549.69	396.31	745.85	674.85	0.737	0.587	1	1	
674.28	548.34	396.28	747.68	673.77	0.733	0.588	1	1	
674.8	546.3	397.31	741.86	673.84	0.736	0.59	1	1	
674.77	545.48	397.13	740.13	673.02	0.737	0.59	1	1	
672.2	541.41	397.2	736.31	672.13	0.735	0.591	1	1	
673.19	542.2	398.07	735.69	673.08	0.737	0.591	1	1	
674.93	540.9	396.76	736.1	675.22	0.735	0.588	1	1	
671.39	538.42	395.79	732.68	671.4	0.735	0.59	1	1	
670.45	538.26	394.28	731.42	670.54	0.736	0.588	1	1	
669.22	534.83	393.61	730.86	669.36	0.732	0.588	1	1	
669.6	535.03	393.91	730.47	669.16	0.732	0.589	1	1	
669.99	530.59	394.01	730.36	669.68	0.726	0.588	1	1	
669.32	527.26	393.19	728.84	668.57	0.723	0.588	1	1	
669.68	523.94	393.4	728.49	669.41	0.719	0.588	1	1	
669.08	521.16	393.23	727.62	669.58	0.716	0.587	1	1	
669.64	522.94	393.14	727.9	670.35	0.718	0.586	1	1	
670.62	523.76	393.06	727.53	670.82	0.72	0.586	1	1	
671.84	526.21	393.01	726.25	670.94	0.725	0.586	1	1	
655.38	525.67	381.16	724.01	655.4	0.726	0.585	1	1	

REV S1

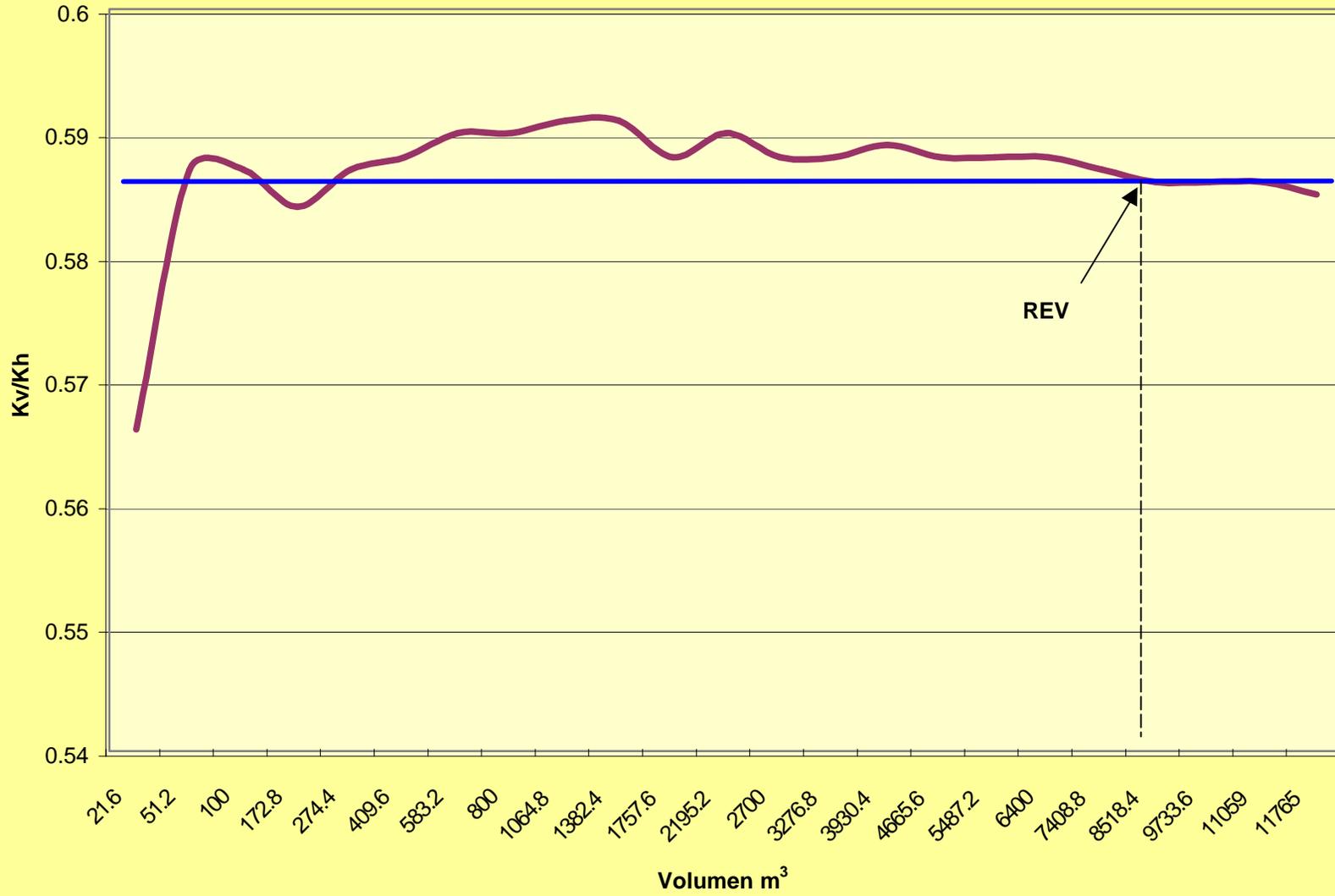


TABLA DE RESULTADOS DE POROSIDAD Y PERMEABILIDAD DE LA FACIES S2

Model	Name	Realization Name	Volumen m ³	Sub-Cube Name	Regular Porosity	Irregular Porosity	Regular Kx(mD)	Irregular Kx(mD)	Regular Ky(mD)
PB Sand S2_K_Ln		Realization1	0.8	SubGrid25	0.347	0.351	6445.29	7279.13	6502.83
PB Sand S2_K_Ln		Realization1	6.4	SubGrid24	0.349	0.349	6913.42	6956.13	6874.09
PB Sand S2_K_Ln		Realization1	21.6	SubGrid23	0.351	0.35	6652.4	6689.02	6713.76
PB Sand S2_K_Ln		Realization1	51.2	SubGrid21	0.372	0.345	131.55	78.82	0
PB Sand S2_K_Ln		Realization1	100	SubGrid20	0.348	0.344	5706.81	7538.08	5623.92
PB Sand S2_K_Ln		Realization1	172.8	SubGrid19	0.356	0.345	6316.96	7384.99	6501.22
PB Sand S2_K_Ln		Realization1	274.4	SubGrid18	0.349	0.346	5982.24	7195.86	6123.24
PB Sand S2_K_Ln		Realization1	409.6	SubGrid17	0.346	0.347	6238.38	7140.66	6262.53
PB Sand S2_K_Ln		Realization1	583.2	SubGrid16	0.351	0.349	6879.19	6943.45	6907.99
PB Sand S2_K_Ln		Realization1	800	SubGrid15	0.352	0.35	6827.51	6711.9	6847.48
PB Sand S2_K_Ln		Realization1	1064.8	SubGrid14	0.351	0.35	6596.07	6711.9	6721.46
PB Sand S2_K_Ln		Realization1	1382.4	SubGrid13	0.351	0.35	6517.36	6653.91	6619.23
PB Sand S2_K_Ln		Realization1	1757.6	SubGrid12	0.35	0.35	6333.92	6474.08	6425.62
PB Sand S2_K_Ln		Realization1	2195.2	SubGrid11	0.35	0.35	6215	6412.38	6314.67
PB Sand S2_K_Ln		Realization1	2700	SubGrid10	0.351	0.35	6131.25	6157.17	6226.02
PB Sand S2_K_Ln		Realization1	3276.8	SubGrid9	0.35	0.35	6082.27	6142.78	6173.03
PB Sand S2_K_Ln		Realization1	3930.4	SubGrid8	0.35	0.35	6073.98	6153.71	6140.94
PB Sand S2_K_Ln		Realization1	4665.6	SubGrid7	0.349	0.349	6111.12	6183.07	6155.72
PB Sand S2_K_Ln		Realization1	5487.2	SubGrid6	0.349	0.349	6148.51	6204.54	6158.72
PB Sand S2_K_Ln		Realization1	6400	SubGrid5	0.349	0.349	6176.42	6231.26	6195.75
PB Sand S2_K_Ln		Realization1	7408.8	SubGrid4	0.349	0.349	6234.89	6259.99	6217.5
PB Sand S2_K_Ln		Realization1	9733.6	SubGrid3	0.349	0.349	6240.5	6286.88	6231.89
PB Sand S2_K_Ln		Realization1	11059.2	SubGrid2	0.349	0.349	6229.93	6308.28	6240.1
PB Sand S2_K_Ln		Realization1	12500	SubGrid1	0.349	0.349	6240.61	6332.29	6244.42
PB Sand S2_K_Ln		Realization1	13000	SubGrid	0.349	0.349	6232.38	6336.64	6218.2

TABLA DE RESULTADOS DE POROSIDAD Y PERMEABILIDAD DE LA FACIES S2

Irregular Ky(mD)	Regular Kz(mD)	Irregular Kz(mD)	Regular Kh(mD)	Irregular Kh(mD)	Regular Kv/Kh	Irregular Kv/Kh	Regular NTG	Irregular NTG
7298.65	2550.35	2072.59	6474	7288.89	0.394	0.284	1	1
6902.93	2678.66	2159.96	6893.73	6929.48	0.389	0.312	1	1
6692.14	2663.12	2058.88	6683.01	6690.58	0.398	0.308	1	1
46.4	1849.1	2227.15	0	60.48	0	36.825	1	1
7483.74	2157.78	2213.72	5665.21	7510.86	0.381	0.295	1	1
7313.05	2561.36	2216.93	6408.43	7348.93	0.4	0.302	1	1
7191.38	2612.38	2187.21	6052.33	7193.62	0.432	0.304	1	1
7101.45	2527.65	2125.11	6250.44	7121.03	0.404	0.298	1	1
6914.94	2674.74	1952.17	6893.57	6929.18	0.388	0.282	1	1
6784.12	2722.34	1888.65	6837.49	6747.91	0.398	0.28	1	1
6784.12	2689.83	1888.65	6658.47	6747.91	0.404	0.28	1	1
6743.03	2557.4	1880.58	6568.1	6698.32	0.389	0.281	1	1
6569.07	2421.97	1853.3	6379.6	6521.41	0.38	0.284	1	1
6479.42	2384.64	2007.95	6264.64	6445.81	0.381	0.312	1	1
6189.56	2392.34	2454.66	6178.46	6173.34	0.387	0.398	1	1
6184.18	2395.95	2591.39	6127.48	6163.44	0.391	0.42	1	1
6193.27	2428.02	2627.58	6107.37	6173.46	0.398	0.426	1	1
6224.71	2462.55	2636.03	6133.38	6203.86	0.401	0.425	1	1
6256.53	2484.28	2642.76	6153.61	6230.48	0.404	0.424	1	1
6280.24	2514.26	2644.98	6186.07	6255.7	0.406	0.423	1	1
6300.98	2509.45	2648.2	6226.19	6280.45	0.403	0.422	1	1
6315.91	2525.68	2643.19	6236.19	6301.38	0.405	0.419	1	1
6332.03	2500.32	2640.32	6235.01	6320.14	0.401	0.418	1	1
6356.34	2489.92	2636.55	6242.51	6344.3	0.399	0.416	1	1
6359.13	2528.66	2579.06	6225.29	6347.87	0.406	0.406	1	1

REV S2

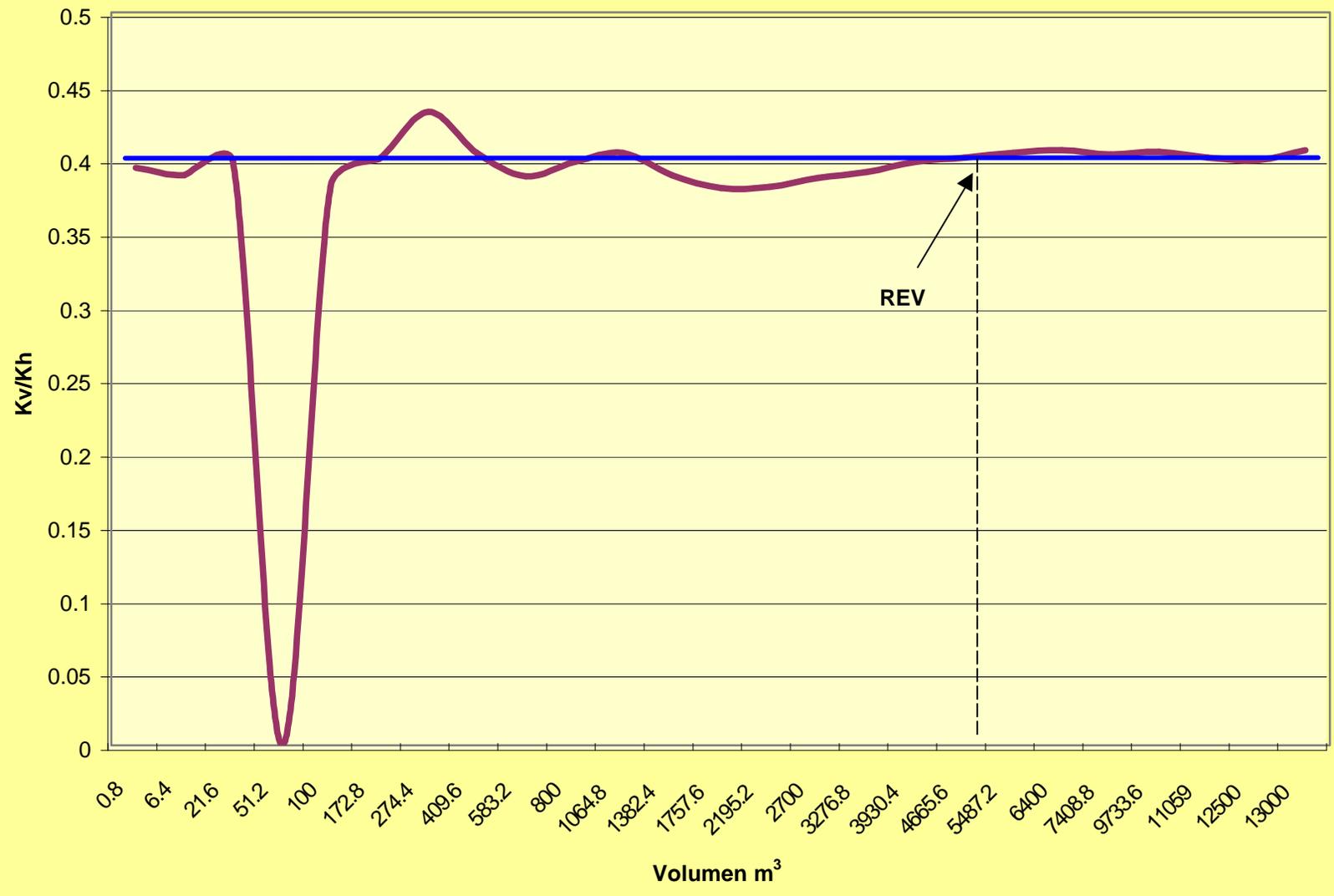


TABLA DE RESULTADOS DE POROSIDAD Y PERMEABILIDAD DE LA FACIES S3

Model	Name	Realization Name	Volumen m ³	Sub-Cube Name	Regular Porosity	Irregular Porosity	Regular Kx(mD)	Irregular Kx(mD)	Regular Ky(mD)
S3(Final)		Realization1	0.8	SubGrid24	0.398	0.404	33.84	4.24	0
S3(Final)		Realization1	6.4	SubGrid23	0.403	0.404	2148.08	2073.72	2155.51
S3(Final)		Realization1	21.6	SubGrid22	0.404	0.404	2124.88	2078.21	2164.67
S3(Final)		Realization1	51.2	SubGrid21	0.404	0.404	2151.46	2084.65	2151.04
S3(Final)		Realization1	100	SubGrid20	0.404	0.404	2178.22	2091.38	2174.41
S3(Final)		Realization1	172.8	SubGrid19	0.404	0.404	2174.68	2092.23	2170.55
S3(Final)		Realization1	274.4	SubGrid18	0.404	0.404	2157.75	2090.22	2156.95
S3(Final)		Realization1	409.6	SubGrid17	0.404	0.404	2154.08	2091.15	2155.55
S3(Final)		Realization1	583.2	SubGrid16	0.404	0.404	2157.66	2091.13	2157.72
S3(Final)		Realization1	800	SubGrid15	0.404	0.404	2155.16	2091.04	2156.24
S3(Final)		Realization1	1064.8	SubGrid14	0.404	0.404	2147.86	2089.01	2150.77
S3(Final)		Realization1	1382.4	SubGrid13	0.404	0.404	2144.57	2087.15	2149.51
S3(Final)		Realization1	1757.6	SubGrid12	0.404	0.404	2143.82	2085.36	2149.47
S3(Final)		Realization1	2195.2	SubGrid11	0.404	0.404	2146.74	2084.67	2150.15
S3(Final)		Realization1	2700	SubGrid10	0.404	0.404	2147.27	2083.39	2150.65
S3(Final)		Realization1	3276.8	SubGrid9	0.404	0.404	2148.93	2087.5	2150.96
S3(Final)		Realization1	3930.4	SubGrid8	0.404	0.404	2149.27	2090.21	2150.69
S3(Final)		Realization1	4665.6	SubGrid7	0.404	0.404	2146.2	2090.24	2147.49
S3(Final)		Realization1	5487.2	SubGrid6	0.404	0.404	2145.34	2090.59	2146.88
S3(Final)		Realization1	6400	SubGrid5	0.404	0.404	2144.9	2090.52	2146.73
S3(Final)		Realization1	7408.8	SubGrid4	0.404	0.404	2147.74	2091.29	2144.84
S3(Final)		Realization1	9733.6	SubGrid3	0.404	0.404	2147.3	2091.15	2145.83
S3(Final)		Realization1	11059.2	SubGrid2	0.404	0.404	2143.99	2090.48	2146.79
S3(Final)		Realization1	12500	SubGrid1	0.404	0.404	2139.81	2088.38	2144.68
S3(Final)		Realization1	13000	SubGrid	0.404	0.404	2138.69	2080.6	2144.5

TABLA DE RESULTADOS DE POROSIDAD Y PERMEABILIDAD DE LA FACIES S3

Irregular Ky(mD)	Regular Kz(mD)	Irregular Kz(mD)	Regular Kh(mD)	Irregular Kh(mD)	Regular Kv/Kh	Irregular Kv/Kh	Regular NTG	Irregular NTG
2.08	2063.49	1802.81	0	2.97	0	606.742	1	1
2066.43	2011.69	1825.54	2151.79	2070.07	0.935	0.882	1	1
2075.87	2010.69	1835.76	2144.68	2077.04	0.938	0.884	1	1
2086.2	2026.48	1832.08	2151.25	2085.43	0.942	0.879	1	1
2089.66	2043.28	1831.36	2176.31	2090.52	0.939	0.876	1	1
2088.32	2041.26	1833.43	2172.61	2090.28	0.94	0.877	1	1
2090.35	2019.81	1835.81	2157.35	2090.29	0.936	0.878	1	1
2090.88	2021.63	1836.94	2154.82	2091.02	0.938	0.878	1	1
2091.37	2030.22	1837.15	2157.69	2091.25	0.941	0.878	1	1
2090.87	2025.03	1837.47	2155.7	2090.95	0.939	0.879	1	1
2089.67	2018.31	1838.38	2149.31	2089.34	0.939	0.88	1	1
2087.28	2012	1838.03	2147.03	2087.22	0.937	0.881	1	1
2087.61	2010.64	1840.34	2146.65	2086.48	0.937	0.882	1	1
2087.62	2011.23	1839.32	2148.44	2086.14	0.936	0.882	1	1
2088.04	2013.52	1838.07	2148.96	2085.71	0.937	0.881	1	1
2090.47	2010.98	1841.49	2149.94	2088.99	0.935	0.882	1	1
2090.67	2006.71	1841.96	2149.98	2090.44	0.933	0.881	1	1
2091.7	1998.54	1841.73	2146.84	2090.97	0.931	0.881	1	1
2093.02	1996.56	1841.81	2146.11	2091.8	0.93	0.88	1	1
2091.47	1991.5	1840.83	2145.82	2091	0.928	0.88	1	1
2089.36	1990.33	1840.81	2146.29	2090.32	0.927	0.881	1	1
2089.11	1986.56	1841.3	2146.56	2090.13	0.925	0.881	1	1
2089.25	1986.83	1840.64	2145.39	2089.86	0.926	0.881	1	1
2090.26	1985.12	1841.34	2142.24	2089.32	0.927	0.881	1	1
2081.94	1982.58	2147.88	2141.59	2081.27	0.926	1.032	1	1

REV S3

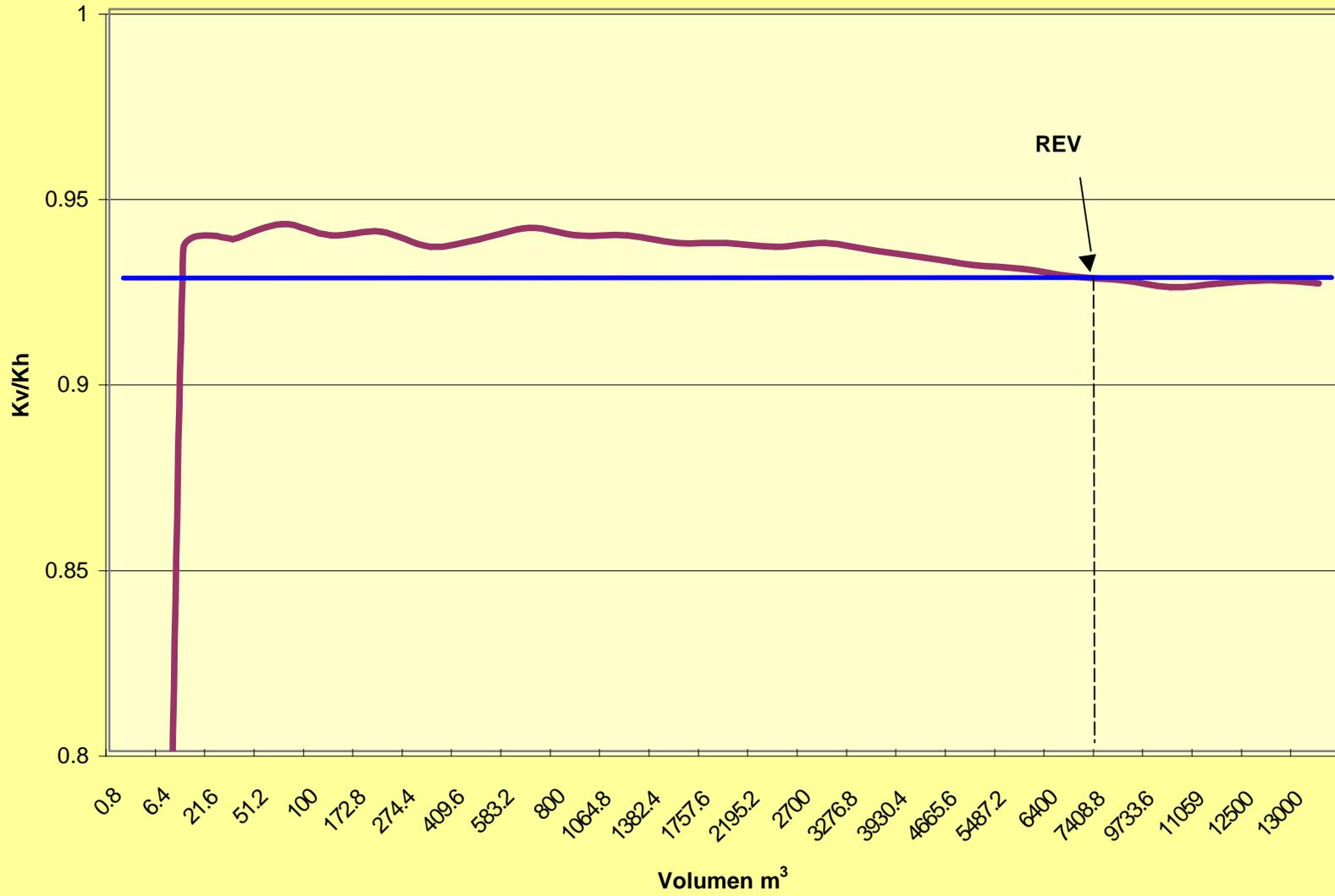


TABLA DE RESULTADOS DE POROSIDAD Y PERMEABILIDAD DE LA FACIES H1

Model	Name	Realization Name	Volumen m ³	Sub-Cube Name	Regular Porosity	Irregular Porosity	Regular Kx(mD)	Irregular Kx(mD)	Regular Ky(mD)
H1(Final)		Realization2	0.8	SubGrid25	0.379	0.378	9892.27	9779.26	155725.38
H1(Final)		Realization2	6.4	SubGrid24	0.381	0.378	9897.91	9784.12	9904.66
H1(Final)		Realization2	21.6	SubGrid23	0.385	0.378	9901	9788.45	9910.04
H1(Final)		Realization2	51.2	SubGrid22	0.386	0.379	9887.52	9791.25	9889.85
H1(Final)		Realization2	100	SubGrid21	0.363	0.379	9214.82	9791.25	9220.55
H1(Final)		Realization2	172.8	SubGrid20	0.362	0.378	9199.95	9789.99	9205.11
H1(Final)		Realization2	274.4	SubGrid19	0.364	0.378	9278.82	9788.02	9285.18
H1(Final)		Realization2	409.6	SubGrid18	0.363	0.378	9259.09	9788.16	9264.3
H1(Final)		Realization2	583.2	SubGrid17	0.362	0.378	9241.39	9788.62	9242.61
H1(Final)		Realization2	800	SubGrid16	0.361	0.379	9219.95	9786.78	9216.63
H1(Final)		Realization2	1064.8	SubGrid15	0.336	0.379	8283.31	9788.6	8366.44
H1(Final)		Realization2	1382.4	SubGrid14	0.349	0.379	8844.16	9790.69	8861.98
H1(Final)		Realization2	1757.6	SubGrid13	0.356	0.379	9085.16	9791.88	9091.52
H1(Final)		Realization2	2195.2	SubGrid12	0.361	0.379	9232.64	9791.62	9238.96
H1(Final)		Realization2	2700	SubGrid11	0.364	0.379	9335	9790.18	9340.18
H1(Final)		Realization2	3276.8	SubGrid10	0.366	0.378	9412.02	9790.1	9414.89
H1(Final)		Realization2	3930.4	SubGrid9	0.368	0.378	9468.95	9791.22	9470.91
H1(Final)		Realization2	4665.6	SubGrid8	0.37	0.378	9512.87	9790.27	9515.65
H1(Final)		Realization2	5487.2	SubGrid7	0.371	0.379	9549.71	9788.97	9552.34
H1(Final)		Realization2	6400	SubGrid6	0.372	0.378	9580.06	9789.73	9582.76
H1(Final)		Realization2	7408.8	SubGrid5	0.372	0.378	9605.26	9790.23	9607.6
H1(Final)		Realization2	9733.6	SubGrid4	0.373	0.378	9005.26	9788.83	9677.4
H1(Final)		Realization2	11059.2	SubGrid3	0.374	0.378	9644.86	9788.83	9647.13
H1(Final)		Realization2	11764.9	SubGrid2	0.374	0.378	9660.71	9788.3	9662.99
H1(Final)		Realization2	12500	SubGrid1	0.375	0.379	9675.21	9795.07	9676.87
H1(Final)		Realization2	13000	SubGrid	0.375	0.375	9686.53	9889.38	9689.23

TABLA DE RESULTADOS DE POROSIDAD Y PERMEABILIDAD DE LA FACIES H1

Irregular Ky(mD)	Regular Kz(mD)	Irregular Kz(mD)	Regular Kh(mD)	Irregular Kh(mD)	Regular Kv/Kh	Irregular Kv/Kh	Regular NTG	Irregular NTG
17724.81	9893.5	134.56	39248.92	13165.7	0.252	0.01	1	0.977232
9784.24	9903.38	134.37	9901.29	9784.18	1	0.014	1	0.977231
9788.18	9906.02	132.36	9905.52	9788.31	1	0.014	1	0.977232
9789.67	9886.46	132.4	9888.68	9790.46	1	0.014	1	0.977232
9789.67	7589.67	132.4	9217.68	9790.46	0.823	0.014	1	0.977232
9791.16	7475.93	131.3	9202.53	9790.58	0.812	0.013	1	0.977232
9788.51	7811.24	131.35	9282	9788.27	0.842	0.013	1	0.977232
9785.87	7676.9	130.35	9261.7	9787.02	0.829	0.013	1	0.977232
9787.11	7548.84	130.51	9242	9787.87	0.817	0.013	1	0.977232
9788.75	7417.26	130.61	9218.29	9787.76	0.805	0.013	1	0.977232
9789.28	202.07	130.69	8324.77	9788.94	0.024	0.013	1	0.977232
9789.39	339.74	130.71	8853.06	9790.04	0.038	0.013	1	0.977232
9789.83	534.57	130.73	9088.34	9790.85	0.059	0.013	1	0.977232
9790.3	969.53	130.78	9235.8	9790.96	0.105	0.013	1	0.977232
9790.79	1484.03	132.03	9337.59	9790.49	0.159	0.013	1	0.977232
9790.39	2108.13	130.86	9413.45	9790.25	0.224	0.013	1	0.977232
9789.8	2805.92	130.85	9469.93	9790.51	0.296	0.013	1	0.977232
9790.15	3503.4	130.87	9514.26	9790.21	0.368	0.013	0.919287	0.977232
9789.87	4147.87	130.91	9551.03	9789.42	0.434	0.013	0.92647	0.977232
9789.65	4736.83	130.91	9581.41	9789.69	0.494	0.013	0.928315	0.977232
9790.06	5643.58	132.14	9606.43	9790.14	0.587	0.013	0.932203	0.977232
9789.06	5687.47	130.97	9706.21	9788.94	0.675	0.013	0.934708	0.977232
9789.06	6795.43	130.97	9645.99	9788.94	0.704	0.013	0.938431	0.977232
9789.47	7073.71	130.96	9661.85	9788.88	0.732	0.013	0.941976	0.977232
9794.79	7232.49	145.96	9676.04	9794.93	0.747	0.015	0.936583	0.9785
9892.29	7328.59	230.83	9687.88	9890.84	0.756	0.023	0.940501	0.9785

REV H1

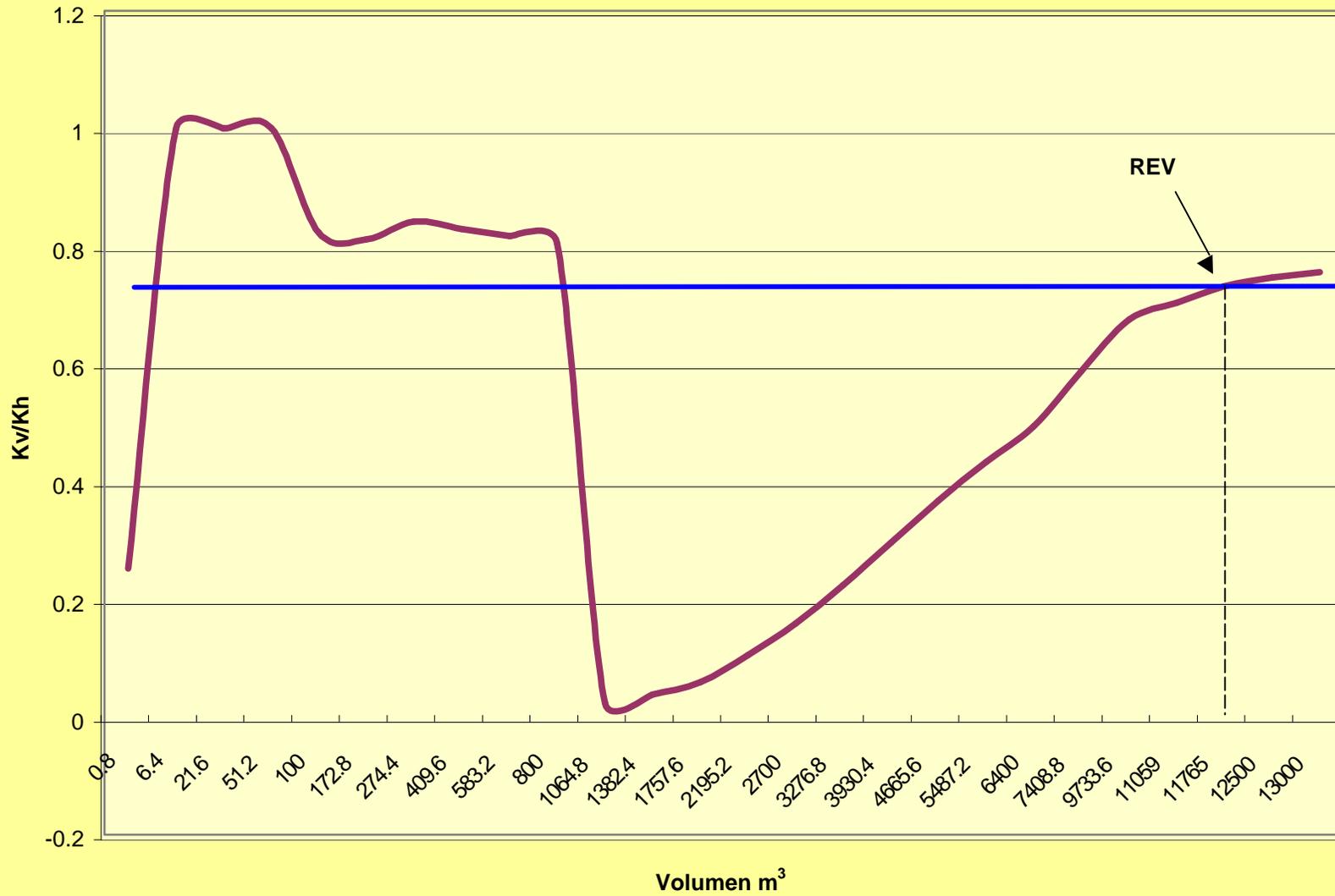


TABLA DE RESULTADOS DE POROSIDAD Y PERMEABILIDAD DE LA FACIES H2

Model	Name	Realization Name	Volumen m ³	Sub-Cube Name	Regular Porosity	Irregular Porosity	Regular Kx(mD)	Irregular Kx(mD)	Regular Ky(mD)
H2(Final)		Realization1	0.8	SubGrid25	0.35	0.351	608.15	669.88	602.74
H2(Final)		Realization1	6.4	SubGrid24	0.36	0.248	0	NA	0
H2(Final)		Realization1	21.6	SubGrid23	0.334	0.248	0	0	0
H2(Final)		Realization1	51.2	SubGrid22	0.346	0.248	597.88	403.53	579.52
H2(Final)		Realization1	100	SubGrid21	0.349	0.248	605.47	402.89	590.6
H2(Final)		Realization1	172.8	SubGrid20	0.346	0.248	604.7	402.63	594.86
H2(Final)		Realization1	274.4	SubGrid19	0.348	0.248	605.17	402.75	597.79
H2(Final)		Realization1	409.6	SubGrid18	0.349	0.248	605.65	402.61	598.41
H2(Final)		Realization1	583.2	SubGrid17	0.348	0.248	599.58	401.91	592.99
H2(Final)		Realization1	800	SubGrid16	0.348	0.248	602.18	401.73	596.72
H2(Final)		Realization1	1064.8	SubGrid15	0.349	0.248	602.88	401.77	597.42
H2(Final)		Realization1	1382.4	SubGrid14	0.349	0.248	603.94	401.71	598.85
H2(Final)		Realization1	1757.6	SubGrid13	0.349	0.248	605.92	401.64	601.36
H2(Final)		Realization1	2195.2	SubGrid12	0.349	0.248	605.31	401.59	599.79
H2(Final)		Realization1	2700	SubGrid11	0.349	0.248	605.7	401.57	601.14
H2(Final)		Realization1	3276.8	SubGrid10	0.349	0.248	604.33	401.66	598.43
H2(Final)		Realization1	3930.4	SubGrid9	0.349	0.248	604.69	401.79	599.26
H2(Final)		Realization1	4665.6	SubGrid8	0.349	0.248	605.59	401.98	600.1
H2(Final)		Realization1	6400	SubGrid6	0.348	0.248	605.05	402.47	597.29
H2(Final)		Realization1	7408.8	SubGrid5	0.349	0.248	606.4	401.56	598.53
H2(Final)		Realization1	9733.6	SubGrid4	0.349	0.248	606.27	401.99	598.77
H2(Final)		Realization1	12500	SubGrid1	0.349	0.248	607	402.01	602.01

TABLA DE RESULTADOS DE POROSIDAD Y PERMEABILIDAD DE LA FACIES H2

Irregular Ky(mD)	Regular Kz(mD)	Irregular Kz(mD)	Regular Kh(mD)	Irregular Kh(mD)	Regular Kv/Kh	Irregular Kv/Kh	Regular NTG	Irregular NTG
646.13	174.53	23.58	605.44	657.9	0.288	0.036	0.91791	0.955159
NA	0	NA	0	NA	0	NA	1	0.946837
0	2.42	91.54	0	0	0	0	1	0.946787
403.19	4.87	92.79	588.62	403.36	0.008	0.23	1	0.946837
403.02	7.75	91.94	597.99	402.96	0.013	0.228	0.467406	0.947236
402.41	3.74	91.06	599.76	402.52	0.006	0.226	0.53374	0.948025
402.25	11.51	89.72	601.47	402.5	0.019	0.223	0.509319	0.948826
402.38	20.67	90.4	602.02	402.5	0.034	0.225	0.523378	0.949365
401.73	39.56	90.65	596.27	401.82	0.066	0.226	0.525234	0.949724
401.7	72.17	90.02	599.44	401.71	0.12	0.224	0.54348	0.950532
401.75	87.01	87	600.14	401.76	0.145	0.217	0.564174	0.950959
402.01	94.22	89.37	601.39	401.86	0.157	0.222	0.558802	0.951413
401.96	110.23	89.26	603.64	401.8	0.183	0.222	0.550154	0.951908
401.7	121.09	89.55	602.55	401.64	0.201	0.223	0.594561	0.952362
401.68	132.65	86.72	603.42	401.62	0.22	0.216	0.550853	0.952747
401.79	127.56	89.7	601.38	401.73	0.212	0.223	0.56582	0.953098
401.94	133.83	86.62	601.97	401.86	0.222	0.216	0.560851	0.953395
402.01	140.88	86.51	602.84	402	0.234	0.215	0.576418	0.953609
NA	137.11	NA	601.16	NA	0.228	NA	0.556525	0.953895
NA	133.74	NA	602.45	NA	0.222	NA	0.580299	0.95401
402.05	124.14	89.3	602.51	402.02	0.206	0.222	0.567329	0.954142
NA	158.28	NA	604.5	NA	0.222	NA	0.810035	0.954712

REV H2

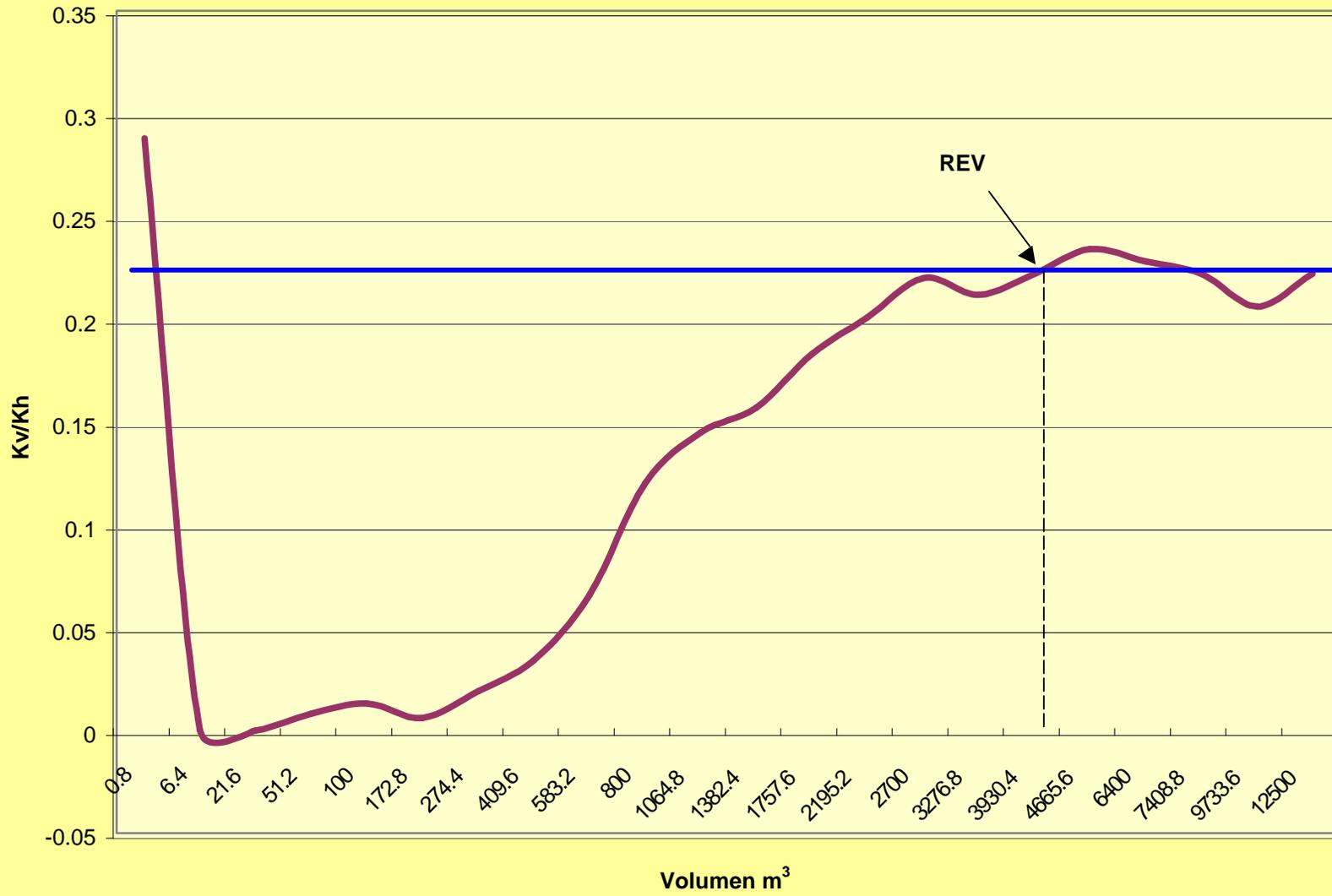


TABLA DE RESULTADOS DE POROSIDAD Y PERMEABILIDAD DE LA FACIES H3

Model	Name	Realization Name	Volumen m ³	Sub-Cube Name	Regular Porosity	Irregular Porosity	Regular Kx(mD)	Irregular Kx(mD)	Regular Ky(mD)
H3(Final)		Realization1	0.8	SubGrid25	0.264	0.232	0	NA	0
H3(Final)		Realization1	6.4	SubGrid24	0.331	0.233	0.18	0.02	0.18
H3(Final)		Realization1	21.6	SubGrid23	0.331	0.231	8.01	5.26	8.03
H3(Final)		Realization1	51.2	SubGrid22	0.323	0.23	7.89	5.25	7.9
H3(Final)		Realization1	100	SubGrid21	0.287	0.23	6.86	5.26	6.87
H3(Final)		Realization1	172.8	SubGrid20	0.249	0.23	5.74	5.26	5.74
H3(Final)		Realization1	274.4	SubGrid19	0.253	0.23	5.82	5.26	5.81
H3(Final)		Realization1	409.6	SubGrid18	0.238	0.231	5.39	5.26	5.39
H3(Final)		Realization1	583.2	SubGrid17	0.227	0.23	5.08	5.26	5.08
H3(Final)		Realization1	800	SubGrid16	0.224	0.23	5	5.26	5
H3(Final)		Realization1	1064.8	SubGrid15	0.232	0.23	5.26	5.26	5.25
H3(Final)		Realization1	1382.4	SubGrid14	0.231	0.23	5.21	5.26	5.21
H3(Final)		Realization1	1757.6	SubGrid13	0.235	0.23	5.34	5.26	5.34
H3(Final)		Realization1	2195.2	SubGrid12	0.229	0.23	5.15	5.26	5.16
H3(Final)		Realization1	2700	SubGrid11	0.224	0.23	5	5.26	5
H3(Final)		Realization1	3276.8	SubGrid10	0.222	0.23	4.94	5.26	4.94
H3(Final)		Realization1	3930.4	SubGrid9	0.224	0.23	4.99	5.26	5
H3(Final)		Realization1	4665.6	SubGrid8	0.222	0.23	4.95	5.26	4.96
H3(Final)		Realization1	5487.2	SubGrid7	0.224	0.23	4.99	5.26	4.99
H3(Final)		Realization1	6400	SubGrid6	0.229	0.23	5.15	5.26	5.15
H3(Final)		Realization1	7408.8	SubGrid5	0.232	0.23	5.24	5.26	5.24
H3(Final)		Realization1	9733.6	SubGrid4	0.231	0.23	5.19	5.26	5.19
H3(Final)		Realization1	11059.2	SubGrid3	0.23	0.23	5.16	5.26	5.17
H3(Final)		Realization1	11764.9	SubGrid2	0.232	0.23	5.21	5.26	5.21
H3(Final)		Realization1	12500	SubGrid1	0.23	0.23	5.18	5.26	5.18
H3(Final)		Realization1	13000	--	0.232	0.231	5.21	5.28	5.21

TABLA DE RESULTADOS DE POROSIDAD Y PERMEABILIDAD DE LA FACIES H3

Irregular Ky(mD)	Regular Kz(mD)	Irregular Kz(mD)	Regular Kh(mD)	Irregular Kh(mD)	Regular Kv/Kh	Irregular Kv/Kh	Regular NTG	Irregular NTG
NA	0	NA	0	NA	0	NA	1	0.603279
0	1.56	0.29	3.18	0	0.49	0	0.459507	0.603343
5.26	2.7	0.29	8.02	5.26	0.337	0.055	0.275874	0.603808
5.26	2.92	0.29	7.89	5.25	0.37	0.055	0.334646	0.604204
5.26	0.9	0.29	6.87	5.26	0.13	0.055	0.210786	0.604428
5.26	0.41	0.29	5.74	5.26	0.072	0.055	0.217504	0.604609
5.26	0.43	0.29	5.82	5.26	0.074	0.055	0.258823	0.604667
5.26	0.37	0.29	5.39	5.26	0.069	0.055	0.254577	0.604665
5.26	0.33	0.29	5.08	5.26	0.065	0.055	0.335048	0.604663
5.26	0.33	0.29	5	5.26	0.067	0.055	0.441414	0.604576
5.26	0.37	0.29	5.26	5.26	0.07	0.055	0.528909	0.604492
5.26	0.4	0.29	5.21	5.26	0.077	0.055	0.551957	0.604387
5.26	0.62	0.29	5.34	5.26	0.117	0.055	0.514506	0.604285
5.26	0.63	0.29	5.15	5.26	0.123	0.055	0.499505	0.604203
5.26	0.53	0.29	5	5.26	0.106	0.055	0.481306	0.604142
5.26	0.44	0.29	4.94	5.26	0.089	0.055	0.448941	0.604103
5.26	0.5	0.29	5	5.26	0.1	0.055	0.444443	0.604084
5.26	0.53	0.29	4.95	5.26	0.107	0.055	0.484013	0.604078
5.26	0.56	0.29	4.99	5.26	0.113	0.055	0.522331	0.604076
5.26	0.6	0.29	5.15	5.26	0.116	0.055	0.521563	0.604071
5.26	0.79	0.29	5.24	5.26	0.15	0.055	0.515335	0.604065
5.26	0.77	0.29	5.19	5.26	0.149	0.055	0.551983	0.604053
5.26	0.64	0.29	5.16	5.26	0.124	0.055	0.544543	0.604034
5.26	0.66	0.29	5.21	5.26	0.127	0.055	0.532483	0.604018
5.26	0.68	0.29	5.18	5.26	0.131	0.055	0.546652	0.604007
5.28	0.79	0.3	5.21	5.28	0.152	0.057	0.578552	0.605213

REV H3

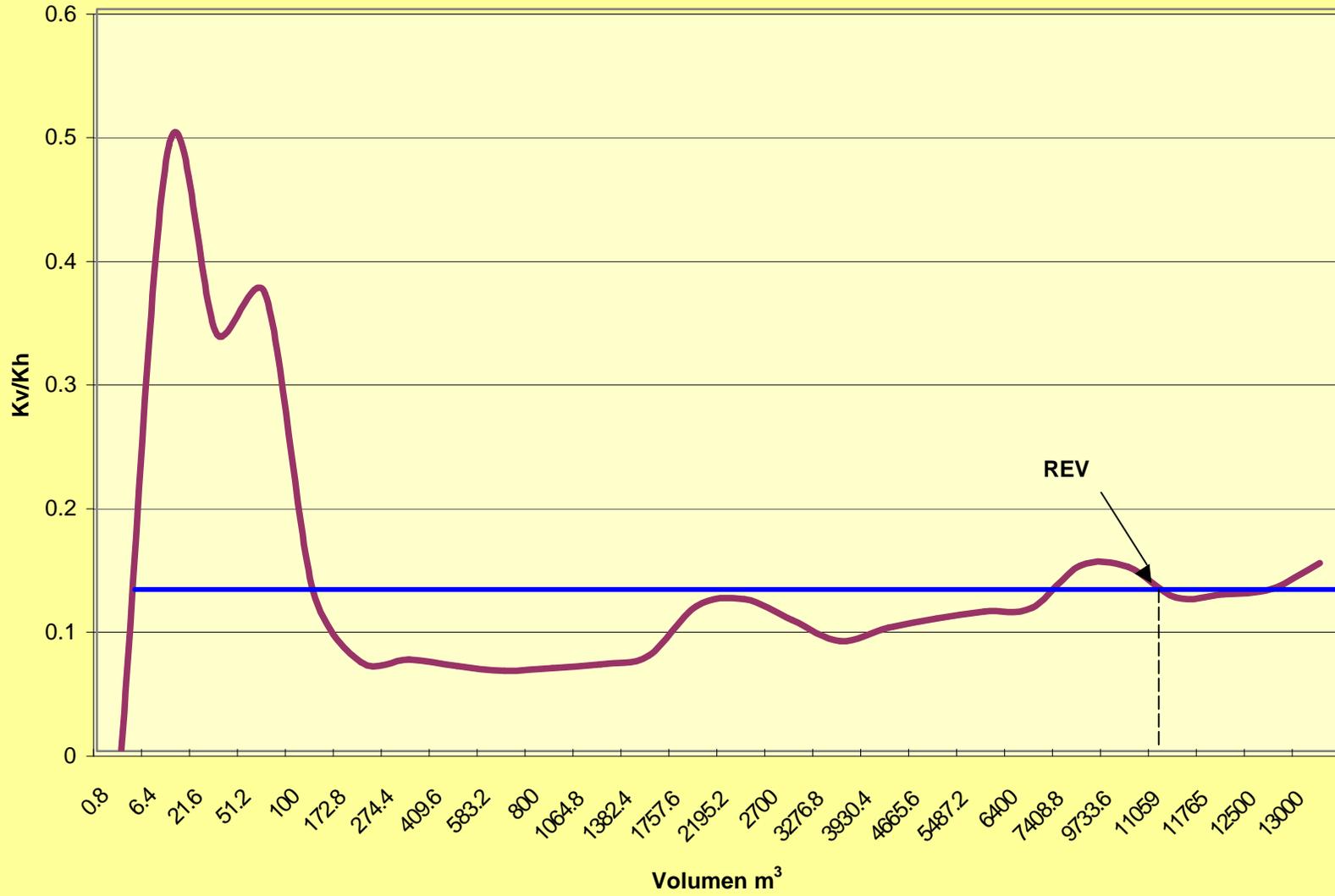


TABLA DE RESULTADOS DE POROSIDAD Y PERMEABILIDAD DE LA FACIES Hb4

Model	Name	Realization Name	Volumen m ³	Sub-Cube Name	Regular Porosity	Irregular Porosity	Regular Kx(mD)	Irregular Kx(mD)
Heterolitic	Facies Hb4.(Final)	Realization1	6.4	SubGrid24	0.05	0.269	0	NA
Heterolitic	Facies Hb4.(Final)	Realization1	21.6	SubGrid23	0.277	0.27	0	5688.12
Heterolitic	Facies Hb4.(Final)	Realization1	51.2	SubGrid22	0.22	0.269	4186.7	5657.38
Heterolitic	Facies Hb4.(Final)	Realization1	100	SubGrid21	0.243	0.269	4839.94	5671.37
Heterolitic	Facies Hb4.(Final)	Realization1	172.8	SubGrid20	0.239	0.269	4765.8	5610.17
Heterolitic	Facies Hb4.(Final)	Realization1	274.4	SubGrid19	0.254	0.269	5098.03	5474.75
Heterolitic	Facies Hb4.(Final)	Realization1	409.6	SubGrid18	0.265	0.268	5381.74	5407.27
Heterolitic	Facies Hb4.(Final)	Realization1	583.2	SubGrid17	0.265	0.268	5348.23	5240.53
Heterolitic	Facies Hb4.(Final)	Realization1	800	SubGrid16	0.278	0.268	5701.95	5113.3
Heterolitic	Facies Hb4.(Final)	Realization1	1064.8	SubGrid15	0.272	0.268	5492.61	5051.64
Heterolitic	Facies Hb4.(Final)	Realization1	1382.4	SubGrid14	0.265	0.267	5342.43	4973.07
Heterolitic	Facies Hb4.(Final)	Realization1	1757.6	SubGrid13	0.271	0.267	5475.91	4925.5
Heterolitic	Facies Hb4.(Final)	Realization1	2195.2	SubGrid12	0.267	0.267	5341.62	4865.01
Heterolitic	Facies Hb4.(Final)	Realization1	2700	SubGrid11	0.26	0.266	5153.95	4849.31
Heterolitic	Facies Hb4.(Final)	Realization1	3276.8	SubGrid10	0.259	0.266	5059.52	4825.94
Heterolitic	Facies Hb4.(Final)	Realization1	3930.4	SubGrid9	0.265	0.266	5222.72	5598.28
Heterolitic	Facies Hb4.(Final)	Realization1	4665.6	SubGrid8	0.263	0.266	5238.62	5596.96
Heterolitic	Facies Hb4.(Final)	Realization1	5487.2	SubGrid7	0.263	0.266	5264.69	5597.45
Heterolitic	Facies Hb4.(Final)	Realization1	6400	SubGrid6	0.263	0.266	5224.29	5602.91
Heterolitic	Facies Hb4.(Final)	Realization1	7408.8	SubGrid5	0.264	0.266	5275.23	5604.82
Heterolitic	Facies Hb4.(Final)	Realization1	9733.6	SubGrid4	0.267	0.266	5355.98	5604.75
Heterolitic	Facies Hb4.(Final)	Realization1	11059.2	SubGrid3	0.266	0.266	5280.47	5602.34
Heterolitic	Facies Hb4.(Final)	Realization1	11764.9	SubGrid2	0.262	0.267	5171.03	4853.91
Heterolitic	Facies Hb4.(Final)	Realization1	12500	SubGrid1	0.267	0.267	5318.16	4852.79

TABLA DE RESULTADOS DE POROSIDAD Y PERMEABILIDAD DE LA FACIES Hb4

Regular Ky(mD)	Irregular Ky(mD)	Regular Kz(mD)	Irregular Kz(mD)	Regular Kh(mD)	Irregular Kh(mD)	Regular Kv/Kh	Irregular Kv/Kh	Regular NTG	Irregular NTG
0	NA	0	NA	0	NA	0	NA	1	0.617687
0	5714.43	0.45	0	0	5701.26	0	0	1	0.61779
4362.66	5782.92	0.19	0	4273.77	5719.8	0	0	1	0.617894
5017.84	5861.06	0.23	0.09	4928.09	5765.43	0	0	1	0.617781
4938.45	5924.77	0.25	0.23	4851.35	5765.32	0	0	0.49256	0.617619
5336.4	6046.75	0.63	0.23	5215.85	5753.64	0	0	0.471633	0.617002
5620.41	6114.01	6.41	0.26	5499.78	5749.79	0.001	0	0.564484	0.616423
5598.52	6132.07	0.27	0.27	5471.94	5668.8	0	0	0.573938	0.615766
5936.43	6135.81	29.38	0.23	5818.01	5601.27	0.005	0	0.523395	0.615067
5789.13	6141.79	0.17	0.23	5638.93	5570.11	0	0	0.542653	0.614234
5605.7	6138.8	0.18	0.23	5472.48	5525.28	0	0	0.523969	0.613319
5735.27	6123.51	0.19	0.23	5604.09	5491.93	0	0	0.549118	0.612435
5642.92	6117.96	0.23	0.22	5490.2	5455.64	0	0	0.539681	0.611632
5458.8	6110.94	0.14	0.23	5304.19	5443.7	0	0	0.551807	0.610959
5410.47	6103.75	0.01	0.23	5232.05	5427.37	0	0	0.534906	0.610458
5577.03	5593.96	0.28	370.51	5396.97	5596.12	0	0.066	0.570298	0.610147
5520.34	5595.27	0.25	394.26	5377.63	5596.12	0	0.07	0.476508	0.609973
5546.16	5600.02	0.53	393.01	5403.59	5598.73	0	0.07	0.573845	0.609949
5550.06	5601.58	62.41	369.07	5384.71	5602.25	0.012	0.066	0.546444	0.61009
5565.59	5603.44	0.22	391.51	5418.47	5604.13	0	0.07	0.540755	0.610371
5652.44	5604.49	41.82	391.57	5502.22	5604.62	0.008	0.07	0.550911	0.610718
5623.03	5602.99	0.31	390.3	5449.06	5602.67	0	0.07	0.546354	0.611103
5526	6139.67	0.19	0.23	5345.57	5459.07	0	0	0.543788	0.611518
5660.71	6146.42	0.38	0.24	5486.76	5461.44	0	0	0.541208	0.611938

REV Hb4

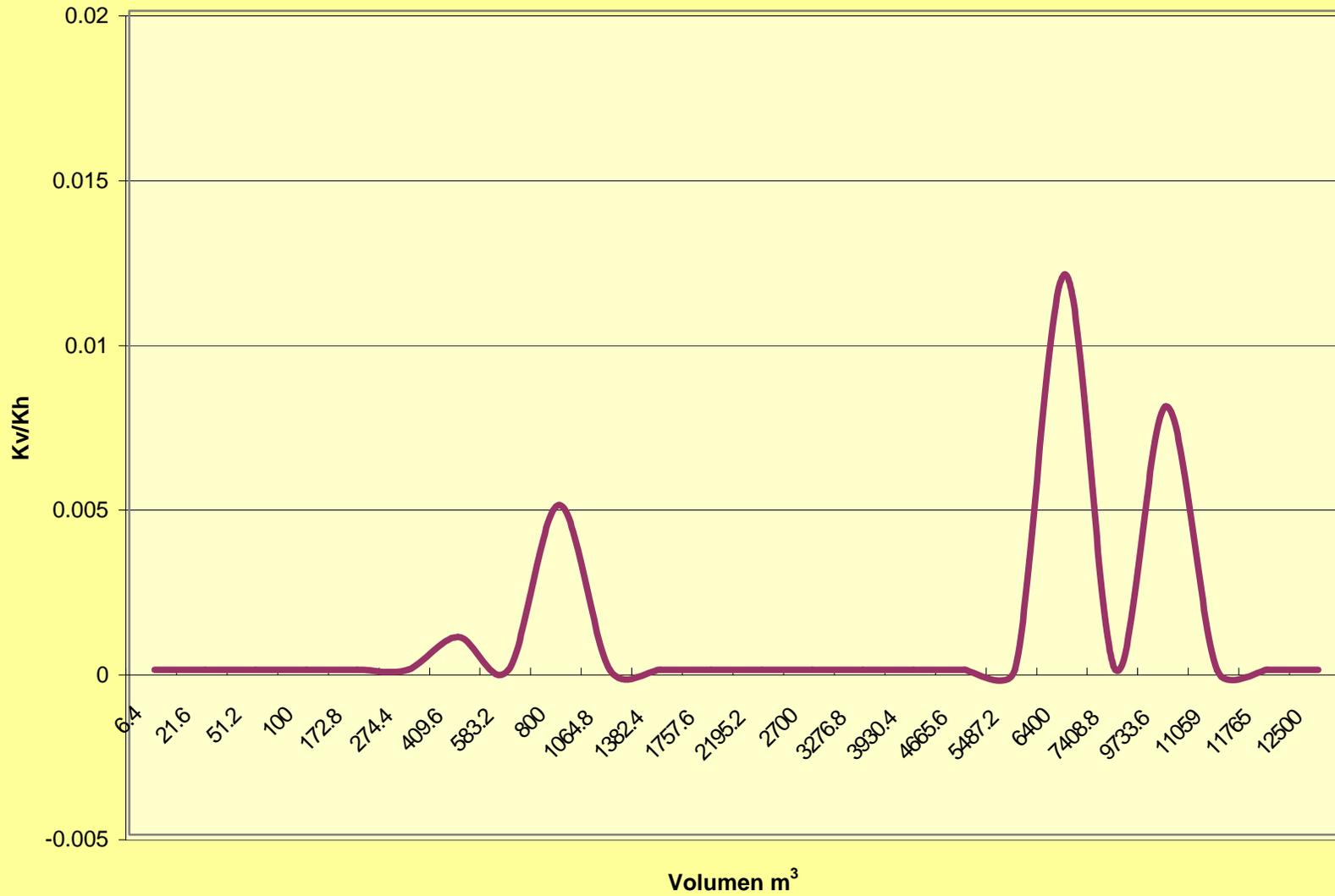


TABLA DE RESULTADOS DE POROSIDAD Y PERMEABILIDAD DE LA FACIES H5

Model	Name	Realization Name	Volumen m ³	Sub-Cube Name	Regular Porosity	Irregular Porosity	Regular Kx(mD)	Irregular Kx(mD)	Regular Ky(mD)
Heterolitic Facies H5(500)		Realization1	0.8	SubGrid25	0.367	0.235	0	NA	0
Heterolitic Facies H5(500)		Realization1	6.4	SubGrid24	0.41	0.235	4.23	0.02	4.43
Heterolitic Facies H5(500)		Realization1	21.6	SubGrid23	0.405	0.236	202.69	106.05	202.65
Heterolitic Facies H5(500)		Realization1	51.2	SubGrid22	0.4	0.236	200.35	106.13	200.63
Heterolitic Facies H5(500)		Realization1	100	SubGrid21	0.396	0.236	195.86	106.05	197.69
Heterolitic Facies H5(500)		Realization1	172.8	SubGrid20	0.387	0.236	189.28	106.05	192.02
Heterolitic Facies H5(500)		Realization1	274.4	SubGrid19	0.386	0.236	188.12	106.06	191.3
Heterolitic Facies H5(500)		Realization1	409.6	SubGrid18	0.386	0.236	188.55	NA	191.18
Heterolitic Facies H5(500)		Realization1	583.2	SubGrid17	0.388	0.236	190.55	106.08	192.68
Heterolitic Facies H5(500)		Realization1	800	SubGrid16	0.389	0.236	191.52	106.08	193.43
Heterolitic Facies H5(500)		Realization1	1064.8	SubGrid15	0.39	0.236	192.48	106.08	194.23
Heterolitic Facies H5(500)		Realization1	1382.4	SubGrid14	0.387	0.236	190.4	106.07	192.49
Heterolitic Facies H5(500)		Realization1	1757.6	SubGrid13	0.385	0.236	188.6	106.04	190.82
Heterolitic Facies H5(500)		Realization1	2195.2	SubGrid12	0.383	0.236	186.73	106.03	189.33
Heterolitic Facies H5(500)		Realization1	2700	SubGrid11	0.382	0.236	186.44	106.02	189.07
Heterolitic Facies H5(500)		Realization1	3276.8	SubGrid10	0.383	0.236	186.98	106	189.37
Heterolitic Facies H5(500)		Realization1	3930.4	SubGrid9	0.384	0.236	187.95	NA	190.09
Heterolitic Facies H5(500)		Realization1	4665.6	SubGrid8	0.385	0.236	188.77	NA	190.86
Heterolitic Facies H5(500)		Realization1	5487.2	SubGrid7	0.386	0.236	189.27	NA	191.34
Heterolitic Facies H5(500)		Realization1	6400	SubGrid6	0.387	0.236	190.09	NA	192.14
Heterolitic Facies H5(500)		Realization1	7408.8	SubGrid5	0.388	0.236	190.44	NA	192.48
Heterolitic Facies H5(500)		Realization1	9733.6	SubGrid4	0.388	0.236	190.6	NA	192.67
Heterolitic Facies H5(500)		Realization1	11059.2	SubGrid3	0.388	0.236	190.56	NA	192.71
Heterolitic Facies H5(500)		Realization1	12500	SubGrid1	0.387	0.236	189.5	NA	191.87
Heterolitic Facies H5(500)		Realization1	13000	SubGrid	0.387	0.388	189.29	198.09	191.73

TABLA DE RESULTADOS DE POROSIDAD Y PERMEABILIDAD DE LA FACIES H5

Irregular Ky(mD)	Regular Kz(mD)	Irregular Kz(mD)	Regular Kh(mD)	Irregular Kh(mD)	Regular Kv/Kh	Irregular Kv/Kh	Regular NTG	Irregular NTG
NA	0	NA	0	NA	0	NA	1	0.957703
0.02	197.69	0	295.33	0.02	0.669	0	0.352875	0.95748
106.15	194.37	0	202.67	106.1	0.959	0	0.374222	0.957168
106.16	159.53	0	200.49	106.15	0.796	0	0.358469	0.956803
106.11	85.39	0	196.77	106.08	0.434	0	0.36492	0.956504
106.05	9.54	0.13	190.65	106.05	0.05	0.001	0.401389	0.956176
106.1	11.44	0	189.71	106.08	0.06	0	0.408357	0.955809
NA	15.17	NA	189.86	NA	0.08	NA	0.424867	0.955421
106.09	19.61	0	191.61	106.08	0.102	0	0.433574	0.955072
106.09	25.61	0	192.48	106.09	0.133	0	0.44092	0.954779
106.09	30.9	0	193.35	106.09	0.16	0	0.447537	0.954555
106.07	8.1	0.12	191.45	106.07	0.042	0.001	0.447458	0.954414
106.03	9.88	0	189.71	106.03	0.052	0	0.44408	0.954365
106.03	10.96	0	188.03	106.03	0.058	0	0.44639	0.954403
106.02	12.78	0	187.75	106.02	0.068	0	0.44062	0.954494
106.01	14.47	0	188.17	106	0.077	0	0.463719	0.95462
NA	16.77	NA	189.02	NA	0.089	NA	0.462964	0.954763
NA	19.45	NA	189.81	NA	0.102	NA	0.454019	0.9549
NA	22.51	NA	190.3	NA	0.118	NA	0.474412	0.954611
NA	26.42	NA	191.12	NA	0.138	NA	0.465954	0.955118
NA	31.35	NA	191.46	NA	0.164	NA	0.473129	0.955181
NA	38.04	NA	191.63	NA	0.199	NA	0.465452	0.955188
NA	43.29	NA	191.63	NA	0.226	NA	0.489616	0.955131
NA	30.9	NA	190.68	NA	0.162	NA	0.671127	0.954982
200.05	37.25	6.69	190.51	199.06	0.196	0.034	0.917244	0.955145

REV H5

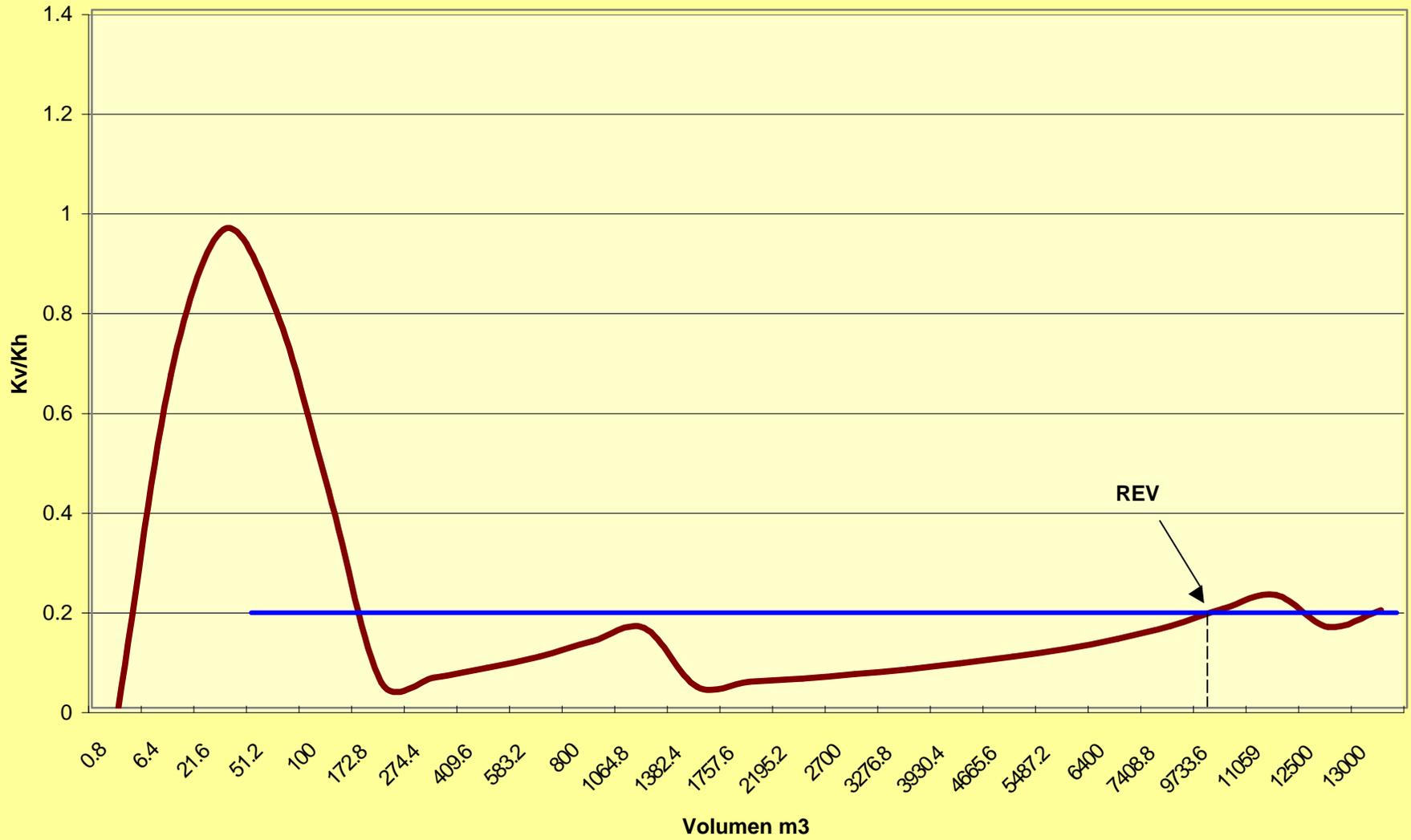


TABLA DE RESULTADOS DE POROSIDAD Y PERMEABILIDAD DE LA FACIES H6

Model	Name	Realization Name	Volumen m ³	Sub-Cube Name	Regular Porosity	Irregular Porosity	Regular Kx(mD)	Irregular Kx(mD)	Regular Ky(mD)
H6(Final)		Realization1	0.8	SubGrid25	0.05	0.26	0	NA	0
H6(Final)		Realization1	6.4	SubGrid24	0.193	0.263	38.91	0	37.26
H6(Final)		Realization1	21.6	SubGrid23	0.226	0.267	716.39	824.36	734.79
H6(Final)		Realization1	51.2	SubGrid22	0.249	0.269	782.8	824.32	806.03
H6(Final)		Realization1	100	SubGrid21	0.223	0.269	647.6	824.42	673.24
H6(Final)		Realization1	172.8	SubGrid20	0.233	0.268	656.82	824.73	705.41
H6(Final)		Realization1	274.4	SubGrid19	0.243	0.269	687.14	824.48	735.61
H6(Final)		Realization1	409.6	SubGrid18	0.243	0.269	657.62	824.28	730.89
H6(Final)		Realization1	583.2	SubGrid17	0.236	0.269	595.17	824.25	702.74
H6(Final)		Realization1	800	SubGrid16	0.228	0.269	554.43	824.4	674.11
H6(Final)		Realization1	1064.8	SubGrid15	0.239	0.269	603.63	824.09	711.91
H6(Final)		Realization1	1382.4	SubGrid14	0.236	0.269	599.03	823.91	702.28
H6(Final)		Realization1	1757.6	SubGrid13	0.232	0.27	578.19	824.14	683.48
H6(Final)		Realization1	2195.2	SubGrid12	0.231	0.27	577.4	824.21	681.13
H6(Final)		Realization1	2700	SubGrid11	0.237	0.27	611.39	824.55	707.03
H6(Final)		Realization1	3276.8	SubGrid10	0.234	0.27	601.23	824.48	696.21
H6(Final)		Realization1	3930.4	SubGrid9	0.24	0.27	625.48	824.33	716.97
H6(Final)		Realization1	4665.6	SubGrid8	0.239	0.27	624.42	824.12	713.84
H6(Final)		Realization1	5487.2	SubGrid7	0.242	0.27	636.38	823.8	725.32
H6(Final)		Realization1	6400	SubGrid6	0.242	0.27	638.52	823.96	724.53
H6(Final)		Realization1	7408.8	SubGrid5	0.24	0.27	632.44	823.97	716.6
H6(Final)		Realization1	9733.6	SubGrid4	0.235	0.27	611.68	823.89	699.1
H6(Final)		Realization1	11059.2	SubGrid3	0.242	0.27	638.64	824.07	722.15
H6(Final)		Realization1	11764.9	SubGrid2	0.237	0.27	616.8	824.3	704.58
H6(Final)		Realization1	12500	SubGrid1	0.234	0.27	608.01	824.42	694.62
H6(Final)		Realization1	13000	SubGrid	0.234	0.237	609.36	476.15	694.88

TABLA DE RESULTADOS DE POROSIDAD Y PERMEABILIDAD DE LA FACIES H6

Irregular Ky(mD)	Regular Kz(mD)	Irregular Kz(mD)	Regular Kh(mD)	Irregular Kh(mD)	Regular Kv/Kh	Irregular Kv/Kh	Regular NTG	Irregular NTG
NA	0	NA	0	NA	0	NA	1	0.475087
0	0.18	0	38.08	0	0.005	0	1	0.474958
825.86	0.21	0.85	725.53	825.11	0	0.001	1	0.474895
825.09	0.58	0.9	794.33	824.7	0.001	0.001	0.540969	0.474591
824.73	0.19	1.38	660.3	824.58	0	0.002	0.47862	0.474465
824.72	0.22	1.36	680.68	824.72	0	0.002	0.526306	0.47417
824.73	0.22	1.39	710.96	824.61	0	0.002	0.430327	0.473726
824.49	0.19	1.5	693.28	824.38	0	0.002	0.45075	0.473096
824.33	0.22	1.47	646.72	824.29	0	0.002	0.506679	0.47219
824.41	0.15	1.46	611.35	824.41	0	0.002	0.492305	0.47116
824.1	0.19	1.44	655.54	824.1	0	0.002	0.500314	0.470166
823.94	0.2	1.4	648.61	823.92	0	0.002	0.498229	0.469232
824.11	0.18	1.44	628.64	824.12	0	0.002	0.500873	0.468434
824.34	0.18	1.43	627.12	824.27	0	0.002	0.481931	0.467781
824.72	0.23	1.37	657.48	824.63	0	0.002	0.475576	0.467259
824.75	0.19	1.35	646.98	824.62	0	0.002	0.479822	0.466855
824.6	0.09	1.38	669.67	824.46	0	0.002	0.490114	0.466589
824.39	8.25	1.4	667.64	824.26	0.012	0.002	0.437063	0.466515
824.16	0.23	1.42	679.4	823.98	0	0.002	0.490938	0.466659
823.96	6.85	1.4	680.17	823.96	0.01	0.002	0.49849	0.466964
823.99	0.33	1.44	673.2	823.98	0	0.002	0.501382	0.467361
824.21	0.15	1.42	653.93	824.05	0	0.002	0.491658	0.467744
824.42	0.38	1.4	679.11	824.24	0.001	0.002	0.496788	0.468086
824.26	0.18	1.39	659.23	824.28	0	0.002	0.488005	0.46839
823.93	0.16	1.39	649.87	824.17	0	0.002	0.432146	0.468667
708.42	0.2	0	650.71	580.79	0	0	0.453469	0.470639

REV H6

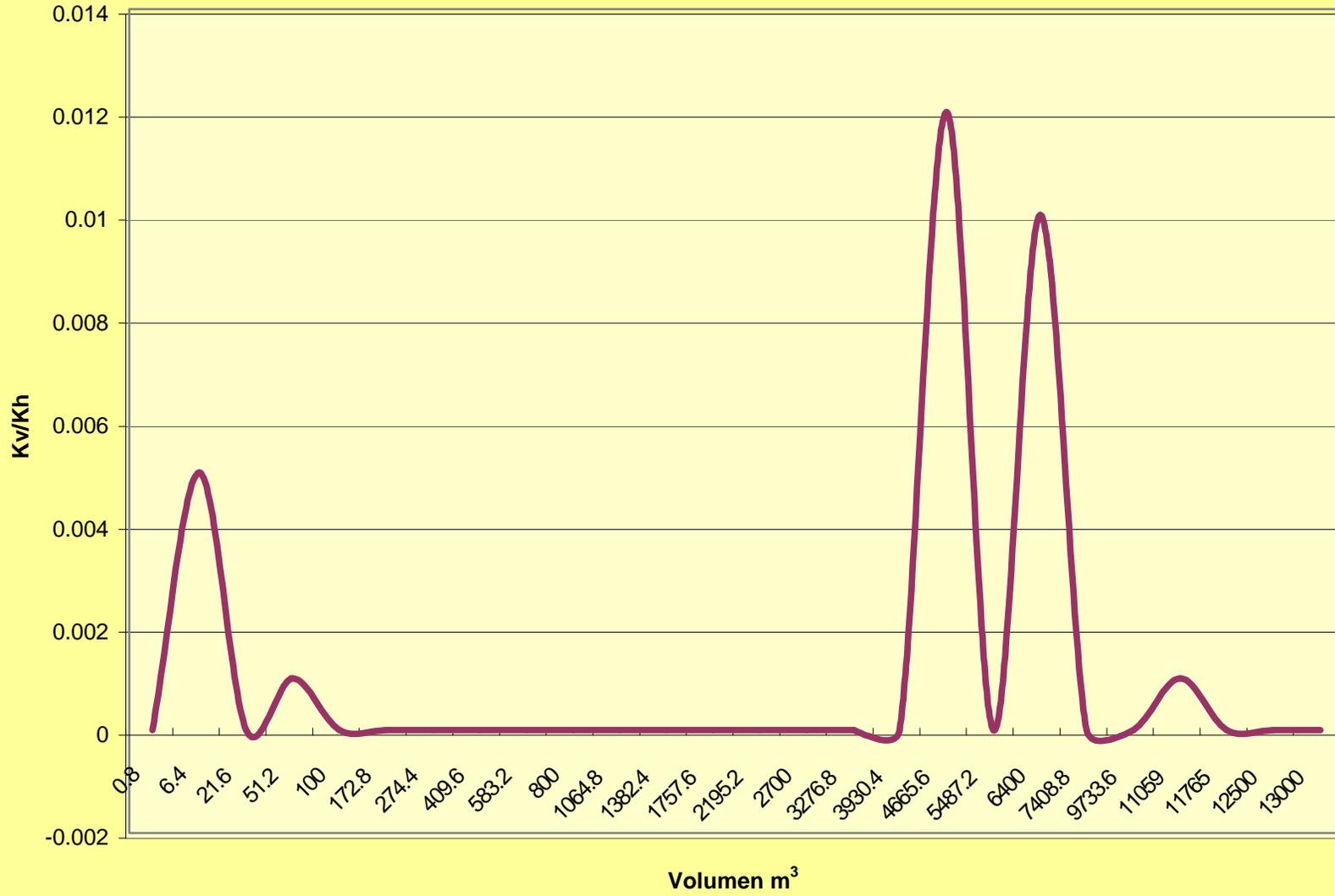


TABLA DE RESULTADOS DE POROSIDAD Y PERMEABILIDAD DE LA FACIES H7 Y H8

Model	Name	Realization Name	Volumen m ³	Sub-Cube Name	Regular Porosity	Irregular Porosity	Regular Kx(mD)	Irregular Kx(mD)	Regular Ky(mD)
H7,Hb8(Final)		Realization1	21.6	SubGrid23	0.05	0.157	0	NA	0
H7,Hb8(Final)		Realization1	51.2	SubGrid22	0.085	0.155	0	0	0
H7,Hb8(Final)		Realization1	100	SubGrid21	0.081	0.155	60.33	288.56	73.99
H7,Hb8(Final)		Realization1	172.8	SubGrid20	0.074	0.155	13.87	288.28	54.33
H7,Hb8(Final)		Realization1	274.4	SubGrid19	0.08	0.155	32.19	288.16	67.18
H7,Hb8(Final)		Realization1	409.6	SubGrid18	0.077	0.155	28.03	288.77	59.25
H7,Hb8(Final)		Realization1	583.2	SubGrid17	0.075	0.155	18.59	288.54	49.5
H7,Hb8(Final)		Realization1	800	SubGrid16	0.078	0.155	18.94	288.25	57.09
H7,Hb8(Final)		Realization1	1064.8	SubGrid15	0.08	0.155	16.08	288.7	62.11
H7,Hb8(Final)		Realization1	1382.4	SubGrid14	0.08	0.155	9.96	288.53	57.74
H7,Hb8(Final)		Realization1	1757.6	SubGrid13	0.078	0.155	9.26	288.29	53.93
H7,Hb8(Final)		Realization1	2195.2	SubGrid12	0.08	0.155	7.85	288.35	58.76
H7,Hb8(Final)		Realization1	2700	SubGrid11	0.08	0.155	7.62	288.49	58.81
H7,Hb8(Final)		Realization1	3276.8	SubGrid10	0.081	0.16	5.96	301.58	61.22
H7,Hb8(Final)		Realization1	3930.4	SubGrid9	0.08	0.16	5.98	301.67	59.39
H7,Hb8(Final)		Realization1	4665.6	SubGrid8	0.081	0.16	7.38	301.41	64.28
H7,Hb8(Final)		Realization1	5487.2	SubGrid7	0.08	0.16	7.64	301.33	62.04
H7,Hb8(Final)		Realization1	7408.8	SubGrid5	0.081	0.16	9.26	301.35	63.29
H7,Hb8(Final)		Realization1	9733.6	SubGrid4	0.081	0.16	8.75	301.27	64.06
H7,Hb8(Final)		Realization1	11059.2	SubGrid3	0.081	0.16	9.03	301.28	64.32
H7,Hb8(Final)		Realization1	11764.9	SubGrid2	0.081	0.16	9.09	301.31	63.98
H7,Hb8(Final)		Realization1	12500	SubGrid1	0.082	0.16	8.13	301.44	65.07

TABLA DE RESULTADOS DE POROSIDAD Y PERMEABILIDAD DE LA FACIES H7 Y H8

Irregular Ky(mD)	Regular Kz(mD)	Irregular Kz(mD)	Regular Kh(mD)	Irregular Kh(mD)	Regular Kv/Kh	Irregular Kv/Kh	Regular NTG	Irregular NTG
NA	0	NA	0	NA	0	NA	1	0.071219
0	0.13	0.12	0	0	0	0	1	0.070354
288.32	0.15	0.12	66.81	288.44	0.002	0	1	0.0692
288.64	0.1	0.12	27.46	288.46	0.004	0	0.645907	0.068619
288.34	0.1	0.12	46.5	288.25	0.002	0	0.282883	0.068609
288.71	0.12	0.12	40.76	288.74	0.003	0	0.080541	0.069024
288.64	0.07	0.12	30.33	288.59	0.002	0	0.051837	0.069843
288.33	0	0.12	32.88	288.29	0	0	0.169498	0.070947
288.63	0.19	0.12	31.6	288.67	0.006	0	0.267816	0.072036
288.39	0.1	0.12	23.98	288.46	0.004	0	0.259457	0.072958
288.32	0.11	0.12	22.35	288.31	0.005	0	0.250632	0.073736
288.38	0.13	0.12	21.48	288.36	0.006	0	0.303165	0.074714
288.27	0.11	0.12	21.17	288.38	0.005	0	0.297398	0.07485
301.34	0.1	0.12	19.1	301.46	0.005	0	0.285338	0.077784
301.29	0.11	0.12	18.85	301.48	0.006	0	0.279164	0.07744
301.28	0.08	0.12	21.78	301.34	0.004	0	0.209097	0.076448
301.29	0.11	0.12	21.77	301.31	0.005	0	0.242306	0.075906
301.34	0.12	0.12	24.2	301.35	0.005	0	0.236184	0.074962
301.32	0.1	0.12	23.67	301.29	0.004	0	0.257504	0.07462
301.29	0.16	0.12	24.09	301.28	0.007	0	0.256064	0.074394
301.33	0.06	0.12	24.12	301.32	0.002	0	0.24818	0.074297
301.43	0.04	0.12	23	301.43	0.002	0	0.07722	0.074322

REV H7, H8

