

## **TRABAJO ESPECIAL DE GRADO**

# **CARACTERIZACIÓN DE YACIMIENTOS EN CARBONATOS USANDO TÉCNICAS GEOESTADÍSTICAS Y ATRIBUTOS SÍSMICOS. APLICACIÓN EN UN CAMPO PETROLERO DEL ACTIVO INTEGRAL CANTARELL, MÉXICO**

Presentado ante la Ilustre  
Universidad Central de Venezuela  
Por el Ing. Márquez A. Héctor J.  
Para optar al título de  
Magíster Scientiarum en Geofísica

Caracas, Noviembre 2013

# **TRABAJO ESPECIAL DE GRADO**

## **CARACTERIZACIÓN DE YACIMIENTOS EN CARBONATOS USANDO TÉCNICAS GEOESTADÍSTICAS Y ATRIBUTOS SÍSMICOS. APLICACIÓN EN UN CAMPO PETROLERO DEL ACTIVO INTEGRAL CANTARELL, MÉXICO**

TUTOR ACADÉMICO: Msc. Jesús Sierra.

ASESOR INDUSTRIAL: Ing. Francisco J. Maya A.

Presentado ante la Ilustre  
Universidad Central de Venezuela  
Por el Ing. Márquez A. Héctor J.  
Para optar al título de  
Magíster Scientiarum en Geofísica

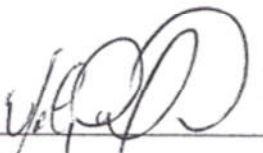
Caracas, Noviembre 2013

Caracas, Noviembre 2013

Los abajo firmantes, miembros del Jurado designado por el Consejo de Escuela de Geología, Minas y Geofísica, para evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por el Ing. Héctor J. Márquez A. titulado:

**“Caracterización de yacimientos en carbonatos usando técnicas geoestadística y atributos sísmicos. Aplicación en un campo petrolero del Activo Integral Cantarell, México”**

Consideran que el mismo cumple con los requisitos exigidos por el plan de estudios conducente al título de Magíster Scientiarum en Geofísica, y sin que ello signifique que se hacen solidarios con las ideas expuestas por el autor, lo declaran:  
APROBADO.



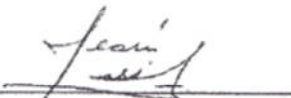
Prof. Yaraixa Pérez

Jurado



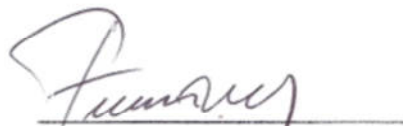
Prof. Andrés Espeso

Jurado



Msc. Jesús Sierra

Tutor Académico



Ing. Francisco J. Maya A.

Asesor Industrial

## **DEDICATORIA**

A mi hijo Adrián José, por ser lo más hermoso que me ha ocurrido en la vida y lo más valioso que tengo. Es mi fuente de mi inspiración y motivación infinita.

A María Carolina, mi esposa, amor y compañera para toda la vida.

A mi madre, mi padre, mi hermana y mis dos hermanos, por ayudarme, animarme, quererme y protegerme siempre.

A mis abuelas Adelina y Chiquinquirá, que desde el cielo me ven. Las recuerdo siempre y espero me sigan bendiciendo con tan dulce ternura.

## **AGRADECIMIENTOS**

A la Ilustre Universidad Central de Venezuela en Caracas, por permitirme cursar mis estudios de Postgrado en sus aulas.

Al Msc. Jesús Sierra, mi Tutor Académico, por aceptar esta responsabilidad y brindarme su guía técnica, asesoría y apoyarme en la finalización de este trabajo.

A Dios Todo Poderoso y a San Celestino Bendito, Patrono de Barcelona, por todos los favores y milagros concedidos en este y otros momentos de mi vida.

A mi familia (mis dos tesoros): mi hijo Adrián José y mi esposa María Carolina, por comprender y apoyar el tiempo que dediqué a esta meta.

A mis padres: Blanca e Israel, por darme la vida, guiarme y criarme con tanto amor. Ustedes son mi mejor ejemplo y serán siempre especiales en todos mis logros.

A mi familia de Cantaura, en donde realicé muchas de las tareas de mis asignaturas, especialmente a mis suegros y cuñados(as), por su apoyo, aprecio y confianza.

A Petróleos Mexicanos PEMEX, Activo de Producción Cantarell, Sede Ciudad del Carmen, Campeche, por permitirme desarrollar este estudio en sus instalaciones.

A los Ingenieros Geofísicos Francisco Maya, Rubén Ledesma y Edgar Serrano de PEMEX, quienes fueron mis asesores industriales. Gracias por todo el apoyo técnico, la cordialidad con que prodigan sus conocimientos y por los gratos momentos.

**Márquez A., Héctor J.**

**CARACTERIZACIÓN DE YACIMIENTOS EN  
CARBONATOS USANDO TÉCNICAS GEOSTADÍSTICAS Y  
ATRIBUTOS SÍSMICOS. APLICACIÓN EN UN CAMPO  
PETROLERO DEL ACTIVO INTEGRAL CANTARELL,  
MÉXICO**

**Tutor Académico: Msc. Jesús Sierra. Asesor Industrial: Ing. Francisco J. Maya**  
**Tesis. U.C.V. Facultad de Ingeniería. Escuela de Geología, Geofísica y Minas.**  
**2013, 166 p.**

**Palabras claves:** Geofísica de Producción, Geoestadística, Carbonatos, Cantarell.

**RESUMEN**

Este proyecto se presenta como un estudio técnico de factibilidad para implementar una nueva metodología de modelado 3D e integración sísmica-geología en ambiente de carbonatos. El caso de estudio fue un campo petrolero del Golfo de México perteneciente a la paraestatal Petróleos Mexicanos. El estudio inició con una revisión de los parámetros de adquisición y procesamiento sísmico del levantamiento marino 3D del área de estudio. Se detectaron algunas áreas de mejoras y se propusieron recomendaciones, tanto al procesamiento sísmico como a las futuras campañas de adquisición. La finalidad es mejorar el dato geofísico para su uso eficiente en la caracterización avanzada de yacimientos a través de técnicas geoestadísticas.

El modelado geológico inició con la construcción de un mallado 3D de última generación, que incluye un arreglo de fallas de tipo combinado: Pilares y *Stair-Step*. Seguidamente, se simuló el modelo 3D de facies sedimentarias (tipo texturales) con los algoritmos geoestadísticos SIS y Metropolis-Hastings con *annealing simulado*, ambos guiados con atributos sísmicos instantáneos. Las facies en los pozos fueron

estimadas en base a los datos de núcleos y registros de pozos mediante Redes Neuronales. Posteriormente, se empleó una simulación estocástica condicional 3D para describir el primer y segundo medio poroso (matriz + vórgulos + fracturas) con el algoritmo “Simulación Secuencial Gausiana” condicionada a facies y atributos. Se finalizó con la transferencia del modelo a Simulación Dinámica y con un análisis de incertidumbre y estudio de reservas.

Como conclusión, se logró describir y caracterizar (con alto detalle) el campo en estudio, consiguiendo un avance técnico relevante y su consecuente implementación al resto de los campos. Se documentó una nueva metodología de integración multidisciplinaria, útil para la gerencia de yacimientos, posicionamiento de nuevos pozos e incremento de la producción de petróleo.

## ÍNDICE DE CONTENIDO

| Contenido                                                      | Página      |
|----------------------------------------------------------------|-------------|
| RESUMEN                                                        | vi          |
| <b>ÍNDICE DE CONTENIDO</b>                                     | <b>viii</b> |
| ÍNDICE DE FIGURAS                                              | xi          |
| ÍNDICE DE TABLAS                                               | xiv         |
| <b>CAPÍTULO I: PRESENTACIÓN</b>                                | <b>15</b>   |
| 1.1 INTRODUCCIÓN                                               | 15          |
| 1.2 ANTECEDENTES                                               | 16          |
| 1.3 OBJETIVOS                                                  | 18          |
| 1.3.1 Objetivo General                                         | 18          |
| 1.3.2 Objetivos Específicos                                    | 18          |
| <b>CAPÍTULO II: MARCO TEÓRICO</b>                              | <b>20</b>   |
| 2.1 DEPÓSITOS CARBONÁTICOS                                     | 20          |
| 2.1.1 ¿Cómo se origina un Complejo de Carbonatos?              | 20          |
| 2.1.2 Ambientes de Carbonatos Marinos                          | 21          |
| 2.2 LA GEOESTADÍSTICA                                          | 22          |
| 2.2.1 ¿Por qué Caracterización Geoestadística de Yacimientos?  | 24          |
| 2.2.2 Modelado Geoestadístico de Yacimientos                   | 25          |
| 2.2.3 Información Requerida para la Descripción de Yacimientos | 26          |
| 2.2.4 Estadística                                              | 27          |
| 2.2.4.1 Variables Estadísticas                                 | 29          |
| 2.2.4.2 Distribuciones de Probabilidad                         | 32          |
| 2.2.4.3 Análisis de Correlación Espacial y Dependencia         | 33          |
| 2.2.5 Simulación Estocástica                                   | 37          |
| <b>CAPÍTULO III: MARCO GEOLÓGICO</b>                           | <b>43</b>   |
| 3.1 UBICACIÓN GEOGRÁFICA                                       | 43          |
| 3.2 GEOLOGÍA REGIONAL                                          | 44          |

|                                                                 |           |
|-----------------------------------------------------------------|-----------|
| 3.2.1 Evolución Tectono-Sedimentaria del área de estudio        | 48        |
| 3.2.2 Marco Estratigráfico                                      | 51        |
| 3.3 DATOS DISPONIBLES                                           | 54        |
| 3.3.1 Interpretación sísmica y modelo de velocidades            | 54        |
| 3.3.2 Inversión Sísmica                                         | 60        |
| 3.3.3 Atributos Sísmicos                                        | 68        |
| 3.3.4 Modelo Geológico                                          | 69        |
| 3.3.5 Modelo Petrofísico                                        | 76        |
| 3.3.6 Datos de Yacimiento                                       | 81        |
| <b>CAPÍTULO IV: METODOLOGÍA</b>                                 | <b>82</b> |
| 4.1 MODELADO GEOLÓGICO ESTRUCTURAL                              | 82        |
| 4.1.1 Creación del modelo de fallas                             | 82        |
| 4.1.2 Modelo de horizontes                                      | 85        |
| 4.1.3 Construcción de la malla 3D                               | 86        |
| 4.1.4 Control de calidad                                        | 86        |
| 4.2 MODELO GEOESTADÍSTICO DE FACIES                             | 87        |
| 4.2.1 Creación de Blocked-Wells de facies                       | 87        |
| 4.2.2 Creación del registro de facies                           | 88        |
| 4.2.3 Interpretación de Variogramas de Indicadores              | 90        |
| 4.2.4 Definición de corridas geoestadísticas                    | 91        |
| 4.2.4.1 Incorporación de atributos sísmicos                     | 91        |
| 4.2.4.2 Representación del modelo conceptual de facies          | 91        |
| 4.3 MODELO PETROFÍSICO ESTOCÁSTICO                              | 94        |
| 4.3.1 Análisis estadístico y transformación al campo gaussiano  | 94        |
| 4.3.2 Resultados de las corridas geoestadísticas de petrofísica | 98        |
| 4.3.2.1 Distribución de porosidad y permeabilidad               | 98        |
| 4.3.2.2 Representación de los medios porosos                    | 100       |
| 4.4 MODELO GEOMECAÁNICO                                         | 101       |
| 4.4.1 Interpretación de registros de imágenes                   | 102       |
| 4.4.2 Simulación de la Red Discreta de Fracturas (DFN)          | 102       |

|                                                                       |            |
|-----------------------------------------------------------------------|------------|
| 4.4.3 Creación de familias de fracturas y cálculo de aperturas        | 103        |
| 4.4.4 Estimación de la permeabilidad modificada                       | 105        |
| 4.5 VALIDACIÓN DEL MODELO ESTÁTICO                                    | 107        |
| 4.5.1 Creación de histogramas y crossplots                            | 107        |
| 4.5.2 Generación de mapas promedios                                   | 109        |
| 4.6 MODELO DE FLUIDOS: ESTIMACIÓN DE LA FUNCIÓN J                     | 110        |
| 4.6.1 Cálculo de la saturación de agua inicial                        | 114        |
| 4.7 CÁLCULOS VOLUMÉTRICOS Y ANÁLISIS DE VARIABILIDAD                  | 115        |
| 4.7.1 Cuantificación de la Incertidumbre                              | 118        |
| 4.8 ANÁLISIS DE RESERVAS Y FACTORES DE RECUPERACIÓN                   | 119        |
| 4.9 MALLA DE SIMULACIÓN NUMÉRICA                                      | 121        |
| 4.9.1 Conservación de la heterogeneidad vertical                      | 125        |
| 4.9.2 Curvas de Proporción Vertical                                   | 125        |
| 4.9.3 Refinamiento no-uniforme                                        | 126        |
| 4.9.4 Escalamiento de propiedades                                     | 127        |
| <b>CAPÍTULO V: ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS</b>                 | <b>129</b> |
| 5.1 PROBLEMAS OPERATIVOS DETECTADOS EN LOS<br>LEVANTAMIENTOS SÍSMICOS | 129        |
| 5.2 PÉRDIDAS DE ALTAS FRECUENCIAS EN EL PROCESAMIENTO<br>SÍSMICO      | 134        |
| 5.3 PROPUESTA DE INCREMENTO DE FRECUENCIA EN LA SÍSMICA               | 137        |
| 5.4 INCORPORACIÓN DE MIGRACIÓN SÍSMICA EN PROFUNDIDAD                 | 146        |
| 5.5 PROPUESTA PARA INCORPORACIÓN DE ACELERÓMETROS                     | 148        |
| 5.6 EXTRACCIÓN DE ATRIBUTOS CON SÍSMICA REPROCESADAS                  | 149        |
| <b>CONCLUSIONES</b>                                                   | <b>152</b> |
| <b>RECOMENDACIONES</b>                                                | <b>154</b> |
| <b>BIBLIOGRAFÍA</b>                                                   | <b>156</b> |
| <b>APÉNDICES</b>                                                      | <b>159</b> |

## ÍNDICE DE FIGURAS

| Número de Figura                                                                                                | Página |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------|
| Figura 2.1: Carbonatos relacionados con la plataforma                                                           | 22     |
| Figura 2.2: Posicionamiento de la Geoestadística en la Industria Petrolera                                      | 24     |
| Figura 2.3: Variables para estudiar un fenómeno aleatorio                                                       | 28     |
| Figura 2.4: Ejemplo de un Histograma de Frecuencia y Estadística                                                | 32     |
| Figura 2.5: Función de distribución normal de probabilidad                                                      | 33     |
| Figura 2.6: Función de distribución logarítmica de probabilidad                                                 | 33     |
| Figura 2.7: Gráfico de correlación de variables                                                                 | 34     |
| Figura 2.8: Ejemplo Regresión Lineal                                                                            | 35     |
| Figura 2.9: Distribución Normal del Sesgo                                                                       | 35     |
| Figura 2.10: Representación del Variograma                                                                      | 36     |
| Figura 2.11: Modelo de variograma tipo lineal                                                                   | 37     |
| Figura 2.12: Modelo de variograma tipo potencia                                                                 | 37     |
| Figura 2.13: Modelo de efecto pepita puro                                                                       | 37     |
| Figura 2.14: Modelo de variograma esférico                                                                      | 38     |
| Figura 2.15: Modelo de variograma exponencial                                                                   | 38     |
| Figura 2.16: Modelo de variograma gaussiano                                                                     | 39     |
| Figura 2.17: Cuantificación de la incertidumbre                                                                 | 40     |
| Figura 3.1: Ubicación Geográfica relativa del área de estudio                                                   | 43     |
| Figura 3.2: Unidades Tectónicas del Oriente de México ( <a href="http://www.google.com">www.google.com</a> )    | 44     |
| Figura 3.3: Reconstrucción paleotectónica al Cretácico Medio                                                    | 45     |
| Figura 3.4: Reconstrucción paleotectónica al Cretácico Superior y vulcanismo                                    | 46     |
| Figura 3.5: Reconstrucción paleotectónica al Eoceno y vulcanismo asociado                                       | 47     |
| Figura 3.6: Reconstrucción paleotectónica del Golfo de México                                                   | 48     |
| Figura 3.7: Etapas de la distensión Jurásica                                                                    | 49     |
| Figura 3.8: Etapa compresiva del Mioceno                                                                        | 50     |
| Figura 3.9: Fallas de Deslizamiento Gravitacional, Etapa del Plio-pleistoceno                                   | 50     |
| Figura 3.10: Columna estratigráfica del Golfo de México y registro tipo                                         | 51     |
| Figura 3.11: Paleogeografía del Golfo de México y ubicación de carbonatos                                       | 53     |
| Figura 3.12: Ubicación y referencia del cubo “merge”                                                            | 56     |
| Figura 3.13: Sismograma sintético y estudio de resolución vertical                                              | 56     |
| Figura 3.14: Análisis de resolución sísmica vertical en el campo                                                | 56     |
| Figura 3.15: Morfología de la cuenca – Porción Noreste de la sonde de Campeche                                  | 57     |
| Figura 3.16: Sección sísmica arbitraria con la interpretación sísmica estructural                               | 58     |
| Figura 3.17: Mapa Base de ubicación de los datos disponibles                                                    | 58     |
| Figura 3.18: Secciones arbitrarias del modelo de velocidades interválicas                                       | 59     |
| Figura 3.19: Modelos 3D de amplitud sísmica y velocidades interválicas                                          | 59     |
| Figura 3.20: Modelado vs Inversión sísmica (tomado <a href="http://www.slb.com">www.slb.com</a> )               | 60     |
| Figura 3.21: Tratamiento de la frecuencia para la inversión sísmica                                             | 61     |
| Figura 3.22: Preparación datos para la inversión de trazas AVO ( <a href="http://www.slb.com">www.slb.com</a> ) | 61     |
| Figura 3.23: Proceso de conversión de distancia a ángulo                                                        | 62     |

|                                                                              |    |
|------------------------------------------------------------------------------|----|
| Figura 3.24: Correlación datos de pozos con los gathers en ángulo            | 63 |
| Figura 3.25: Modelo de baja frecuencia                                       | 63 |
| Figura 3.26: Comparación modelo baja frecuencias para 1 pozo y multi-pozo    | 64 |
| Figura 3.27: Correlación entre velocidadesónicas y de procesamiento          | 66 |
| Figura 3.28: Gathers en el dominio angular                                   | 67 |
| Figura 3.29: Comparación entre el modelo de inversión con 1 Pozo y Multipozo | 67 |
| Figura 3.30: Relación de Impedancias y Densidad entre pozos vs inversión     | 68 |
| Figura 3.31: Atributos sísmicos extraídos al cubo sísmico                    | 69 |
| Figura 3.32: Núcleos en la Zona de Deformación Frágil                        | 70 |
| Figura 3.33: Núcleos en la Zona de Transición de las fallas                  | 70 |
| Figura 3.34: Núcleos en la Zona de deformación dúctil                        | 71 |
| Figura 3.35: Ejemplo de núcleos con descripción macroscópica                 | 71 |
| Figura 3.36: Horizonte tope del Cretácico Superior en formato puntos         | 72 |
| Figura 3.37: Comparación mapa estructural del P.S. ajustado vs tiempo        | 73 |
| Figura 3.38: Comparación mapa estructural del K.S. ajustado vs tiempo        | 74 |
| Figura 3.39: Comparación mapa estructural del K.M. ajustado vs tiempo        | 74 |
| Figura 3.40: Registros de pozos y correlación estratigráfica                 | 75 |
| Figura 3.41: Descripción litológica – calibración con muestras de canal      | 76 |
| Figura 3.42: Fundamento teórico para el modelo de porosidad                  | 77 |
| Figura 3.43: Fundamento teórico para la estimación del factor “POF”          | 77 |
| Figura 3.44: Estimación de Permeabilidad en base a tipos de roca             | 79 |
| Figura 3.45: Correlación de unidades de flujo para el Cretácico              | 81 |
| Figura 4.1: Flujo de trabajo para la construcción del modelo estructural     | 83 |
| Figura 4.2: Modelos propuestos para las estructuras tipo “flor”              | 83 |
| Figura 4.3: Modelo geológico estructural propuesto para el campo “F5”        | 84 |
| Figura 4.4: Modelo de Fallas para el campo “F5”                              | 85 |
| Figura 4.5: Modelo de Horizontes para los campos “F4” y “F5”                 | 85 |
| Figura 4.6: Malla Geocelular para los campos “F4” y “F5”                     | 86 |
| Figura 4.7: Problemas típicos de celdas en volúmenes 3D-Grid                 | 86 |
| Figura 4.8: Flujo de trabajo para el modelado geoestadístico de facies       | 87 |
| Figura 4.9: Flujo de trabajo para creación de los “Blocked Wells”            | 88 |
| Figura 4.10: Descripción macroscópica de núcleos del Pozo 3 – Campo “F5”     | 89 |
| Figura 4.11: Registro de facies texturales para los carbonatos del Cretácico | 89 |
| Figura 4.12: Registro de facies para las calcarenitas del Eoceno-P.S.        | 90 |
| Figura 4.13: Interpretación de variogramas de indicadores                    | 90 |
| Figura 4.14: Atributos sísmicos incorporados y gráficos cross-plots          | 91 |
| Figura 4.15: Sub modelos temporales de facies para el Eoceno-Paleoceno       | 92 |
| Figura 4.16: Modelo 3D final de facies para el Eoceno-Paleoceno              | 92 |
| Figura 4.17: Sub modelo de brecha gruesa 1, caliza y caliza dolomitizada     | 93 |
| Figura 4.18: Sub modelo de brecha gruesa 1 y 2 y dolomías                    | 93 |
| Figura 4.19: Modelo 3D final de facies para Cretácico Superior               | 93 |
| Figura 4.20: Histograma de distribución de propiedades Cretácico Superior    | 96 |
| Figura 4.21: Crossplot Permeabilidad Total vs Porosidad del Cretácico        | 96 |
| Figura 4.22: Histograma de distribución de tipos de roca para el Cretácico   | 97 |
| Figura 4.23: Distribución gaussiana de los residuos transformados            | 98 |

|                                                                                |     |
|--------------------------------------------------------------------------------|-----|
| Figura 4.24: Distribución de porosidad efectiva en el Eoceno-Paleoceno         | 98  |
| Figura 4.25: Distribución de permeabilidad total en el Eoceno-Paleoceno        | 99  |
| Figura 4.26: Distribución de porosidad efectiva en el Cretácico Superior       | 99  |
| Figura 4.27: Distribución de permeabilidad total en el Cretácico Superior      | 99  |
| Figura 4.28: Coeficiente de partición para el Eoceno-Paleoceno                 | 100 |
| Figura 4.29: Coeficiente de partición del Cretácico Superior                   | 100 |
| Figura 4.30: Análisis del patrón de esfuerzos compresivos regionales           | 101 |
| Figura 4.31: Direcciones principales de esfuerzos del campo “F4”               | 102 |
| Figura 4.32: Registro de imagen del pozo 3 del Campo “F5”                      | 102 |
| Figura 4.33: Metodología de simulación de la red discreta de fracturas (DFN)   | 103 |
| Figura 4.34: Definición de familias de fracturas en base a la dirección        | 103 |
| Figura 4.35: Atributo sísmico de máxima curvatura para el campo “F5”           | 105 |
| Figura 4.36: Aspectos matemáticos de la estimación de K-Fracturas              | 105 |
| Figura 4.37: Permeabilidad modificada por efecto de fracturas en el campo “F5” | 106 |
| Figura 4.38: Histogramas de Comparación de la Porosidad Efectiva               | 107 |
| Figura 4.39: Histogramas de Comparación de la Permeabilidad                    | 108 |
| Figura 4.40: Crossplots de comparación entre Porosidad y Permeabilidad         | 108 |
| Figura 4.41: Mapas promedios de propiedades para cada formación                | 109 |
| Figura 4.42: Gráficos de la Función-J para el Eoceno-Paleoceno                 | 112 |
| Figura 4.43: Gráficos de la Función-J para el Cretácico Superior               | 112 |
| Figura 4.44: Saturación de agua 3D por formación y sección al eje estructural  | 113 |
| Figura 4.45: Mapas promedios de saturación de agua                             | 114 |
| Figura 4.46: Distribución de agua por registros eléctricos y por Función-J     | 114 |
| Figura 4.47: Estimación del número de realizaciones óptimas                    | 117 |
| Figura 4.48: Resultados de POES para el campo “F5”                             | 117 |
| Figura 4.49: Gráfico tipo Tornado para cuantificar incertidumbre               | 118 |
| Figura 4.50: Estudio de cross-correlación del campo “F5”                       | 119 |
| Figura 4.51: Gráfico de “Sor” versus R35 para el análisis de reservas          | 120 |
| Figura 4.52: Estadística descriptiva para el petróleo móvil del campo “F5”     | 121 |
| Figura 4.53: Creación de líneas de control para la resolución areal            | 123 |
| Figura 4.54: Estimación de la resolución óptima para conversar heterogeneidad  | 124 |
| Figura 4.55: Curvas de proporción vertical para definir resolución vertical    | 125 |
| Figura 4.56: Refinamiento vertical no-uniforme                                 | 126 |
| Figura 5.1: Espectro de frecuencias para un gather con ondas directas          | 134 |
| Figura 5.2: Espectro de frecuencias para un gather sin ondas directas          | 135 |
| Figura 5.3: Espectro de frecuencias cubo PSTM                                  | 136 |
| Figura 5.4: Comparación sección sísmica antes y después del post-proceso       | 139 |
| Figura 5.5: Resultados del negativo de la 2da derivada y 4ta derivada          | 140 |
| Figura 5.6: Resultados del multiplicador de fase                               | 142 |
| Figura 5.7: Esquema de búsqueda de echados candidatos en 2D y 3D               | 144 |
| Figura 5.8: Resultados filtrado orientado a estructuras con balanceo espectral | 144 |
| Figura 5.9: Comparación de migración sísmica en tiempo y en profundidad        | 147 |
| Figura A.1: Levantamiento sísmico marino tipo “Nodos” de Mar del Norte         | 159 |
| Figura A.2: Levantamiento sísmico marino tipo “OBC” de Mar del Norte           | 159 |
| Figura A.3: Levantamiento sísmico marino tipo “Streamer” de Mar del Norte      | 160 |

## ÍNDICE DE TABLAS

| Número de Tabla                                                                                           | Página |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------|
| Tabla 3.1: Comparación parámetros de adquisición de los levantamientos                                    | 55     |
| Tabla 3.2: Aplicaciones de la inversión simultánea (tomado <a href="http://www.slb.com">www.slb.com</a> ) | 65     |
| Tabla 3.3: Atributos sísmicos extraídos para el proyecto                                                  | 68     |
| Tabla 3.4: Marcadores geológicos en los pozos en TVDSS                                                    | 72     |
| Tabla 3.5: Diferencias entre marcadores de pozos e interpretación sísmica                                 | 73     |
| Tabla 3.6: Categorización de tipos de roca “petrofacies”                                                  | 78     |
| Tabla 3.7: Valores petrofísicos finales por pozo                                                          | 80     |
| Tabla 3.8: Datos básicos de yacimiento para el Cretácico Superior                                         | 81     |
| Tabla 4.1: Aperturas de fracturas según datos y métodos experimentales                                    | 104    |
| Tabla 4.2: Variables utilizadas para los cálculos volumétricos                                            | 116    |
| Tabla 4.3: Resultados del análisis de reservas Campo “F5”                                                 | 121    |
| Tabla 4.4: Características de la malla de simulación                                                      | 127    |
| Tabla 5.1: Servicio y proveedores para incremento de frecuencia                                           | 145    |
| Tabla 5.1: Aplicabilidad de los Atributos sísmicos                                                        | 150    |

# **CAPÍTULO I**

## **PRESENTACIÓN DEL TRABAJO**

### **1.1 INTRODUCCIÓN**

Es de gran importancia adquirir información sísmica de forma abundante y con alta resolución, que permita obtener imágenes precisas del subsuelo y logren caracterizar los yacimientos de hidrocarburos de manera eficiente, desde el punto de vista estructural, sedimentológico, petrofísico, geomecánico y de distribución de fluidos.

La mayoría de los cubos sísmicos adquiridos por el Activo Integral Cantarell, ubicado al Sur-Este del Golfo de México frente a las costas de la Ciudad del Carmen, y pertenecientes a la empresa estatal Petróleos Mexicanos (PEMEX), se adquirieron con objetivos estructurales; y han sido muy útiles para interpretar horizontes, fallas y delimitar estructuras geológicas, pero son limitados para describir la arquitectura interna de los yacimientos debido a su baja resolución vertical.

Sin embargo, las necesidades de petróleo para cubrir las demandas de energía a nivel global, obligan a extender su uso, y ahora se requieren para desarrollar procesos de inversión sísmica, extracción de atributos, análisis de anomalías, identificación de áreas prospectivas e incluso explicar el comportamiento de producción de los pozos. Lo anterior es posible, únicamente, bajo una completa integración multi-disciplinaria, siguiendo una detallada metodología de caracterización estática y utilizando programas computacionales de alta precisión.

Por ello, se requiere adecuar, tanto los procesos y parámetros usados para las actividades de adquisición, procesamiento y post-procesamiento sísmico, pero también implantar novedosas técnicas de caracterización de yacimientos con alta

resolución y abundantes controles de calidad, para que sea posible la construcción de modelos de yacimientos a escala plenamente robustos.

Este proyecto se presenta como un estudio técnico de factibilidad para la implementación de una nueva metodología en la caracterización propiedades petrofísicas en tres dimensiones en ambientes de carbonatos con alta heterogeneidad, lo que abarca la adquisición sísmica, la integración multi-disciplinaria, la incorporación de técnicas geoestadísticas y la transferencia del modelo estático a simulación numérica.

A través de este estudio, fue posible hacer una profunda revisión de los parámetros de grabación de datos sísmicos, y establecer una nueva metodología de integración, que pueda impactar las futuras campañas de adquisición, procesamiento y post-procesamiento sísmico y, en general, en la aplicación de los datos geofísicos en la gerencia de yacimientos.

Este estudio se desarrolló usando toda la información disponible en el área de estudio y los recursos tecnológicos más modernos hasta la fecha en la industria petrolera mundial. Los análisis han sido cuidadosamente presentados en el marco de la integración multi-disciplinaria, siempre en sintonía con las actividades de producción, perforación de pozos, los requerimientos de caracterización estática, la gerencia de yacimientos y los aspectos económicos más importantes.

## **1.2 ANTECEDENTES**

El presente estudio se alinea con los numerosos esfuerzos emprendidos por Petróleos Mexicanos (PEMEX) en la mejora de los procesos y prácticas corporativas de tipo actividad técnico-científica, referidos al estudio y caracterización de los yacimientos y acumulaciones de petróleo propiedad de los Estados Unidos Mexicanos.

Se consolida dentro del acuerdo de provisión de servicios técnicos entre las empresas Roxar Software Solutions (portafolio de EMERSON Process Management Group) y Pemex Exploración y Producción (PEP), organismo subsidiario de Petróleos Mexicanos (PEMEX). Fue ejecutado en las oficinas de la Coordinación de Diseño de Proyectos del “Activo Integral Cantarell”, ubicadas en el del Edificio Corporativo de la Calle 25, Piso 6 ala Poniente, Ciudad del Carmen, Estado de Campeche, México.

En referencia a los datos, PEMEX autorizó la entrega de la información estrictamente confidencial necesaria para el desarrollo de este proyecto a Roxar Software Solutions. De igual manera, se aprobó la publicación y presentación de los resultados del estudio, dentro y fuera de México por la Gerencia de Exploración Región Sur, siempre y cuando no se mencionen nombres de campos, pozos, localizaciones ni coordenadas geográficas. Los datos fueron provistos por la Coordinación de Geociencias del Activo Integral Cantarell, quien seleccionó un área piloto de aproximadamente  $12 \text{ Km}^2$ , que se denomina en este trabajo como campo petrolero “F5”, y sus pozos son nombrados como POZO-n, en orden secuencial desde el 1.

Petróleos Mexicanos entregó para el desarrollo de este proyecto: (a) interpretación sísmica estructural 3D desarrollada por el grupo de Geofísica del Activo, en la cual se indica que el campo petrolero “F5” consiste en un anticlinal asimétrico que está dominado estructuralmente por esfuerzos compresivos y transpresivos que originaron fallas normales, inversas y transcurrentes, (b) levantamiento sísmico de aproximadamente  $68 \text{ Km}^2$  en base a una unión de tres levantamientos previos, y el cual cubre el campo “F5” y algunos vecinos en formato SEG-Y, (c) registros de pozos en formato LAS, (d) trayectorias de pozos en formato ASCII y (e) documentación oficial que incluye reportes de perforación, pruebas de laboratorios y bibliografía.

La columna geológica de interés está representada principalmente por rocas carbonatadas en el Mesozoico y terrígenas en el Terciario. Las rocas terrígenas del terciario son principalmente lutitas que empaquetan cuerpos delgados de arenas con

aportes de carbonatos selectivamente. El modelo sedimentario propuesto para el Mesozoico consiste en un depósito de brechas propio de una zona de talud donde se desarrollaron abanicos submarinos que posteriormente fueron plegados por eventos tectónicos complejos, y constituyendo magníficas trampas combinadas (Angeles, A. 2003; Ortuño et al. 2007).

Finalmente, se facilitaron datos de trayectorias, registros geofísicos y eléctricos básicos, la evaluación petrofísica de los pozos y los informes de sedimentología y descripción de núcleos de los cinco (5) pozos perforados en el campo, de los cuales tres (3) eran productores de petróleo activos a la fecha de entrega de la información.

### **1.3 OBJETIVOS**

#### **1.3.1 Objetivo General**

- Desarrollar una metodología de trabajo eficiente para la generación del modelo estático de yacimientos carbonáticos usando geoestadística guiada con atributos sísmicos 3D en un campo petrolero perteneciente al Activo Integral Cantarell, México.

#### **1.3.2 Objetivos Específicos**

- Estudiar la confiabilidad de las adquisiciones sísmicas previas en la perforación de pozos y en el incremento de la producción.
- Investigar sobre tecnologías recientes, evolución de las técnicas de adquisición sísmica e impacto en la maximización de las reservas.
- Documentar los pasos y actividades previas, durante y post-adquisición y procesamiento sísmico.
- Realizar un estudio de integración y correlación de todos los datos geofísicos disponibles, con los datos estáticos y dinámicos del campo.

- Establecer una metodología eficiente para la selección de los parámetros de adquisición y procesamiento sísmico en ambientes de carbonatos.
- Definir las técnicas geoestadísticas más eficientes para la caracterización de los modelos petrofísicos complejos en ambientes de carbonatos.
- Estudiar los atributos sísmicos de tecnología reciente que permitan la mejor caracterización de facies sedimentarias y propiedades petrofísicas en carbonatos mediante técnicas geoestadísticas.
- Establecer recomendaciones a las futuras campañas de adquisición sísmica y procesamiento para el incremento de la correlación con datos de yacimientos.
- Formular los pasos para una nueva metodología de caracterización de yacimientos, desde el diseño de los parámetros de captura de datos, hasta la selección de los métodos y mecanismos de producción que permitan maximizar las reservas remanentes de petróleo.

## **CAPÍTULO II**

### **MARCO TEÓRICO**

#### **2.1 DEPÓSITOS CARBONÁTICOS**

Los sedimentos y rocas carbonáticas contienen más de 50% de minerales de carbonatos los cuales están compuestos por  $(\text{CO}_3)_2$ - y uno o más cationes. La calcita,  $\text{CaCO}_3$ , es el mineral más común y el componente principal de las calizas, seguido de la dolomita,  $(\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2)$ . En conjunto estos dos minerales constituyen más del 90% de los minerales de carbonatos formadores de rocas durante el tiempo geológico. Las calizas y dolomías generalmente constituyen acuíferos y depósitos de hidrocarburos, así como yacimientos de zinc, plomo, plata y mercurio. Como reservorios importantes de hidrocarburos representan aproximadamente un 50% de los depósitos del mundo. En los yacimientos del Golfo Pérsico y en México, la mayor parte de los depósitos de hidrocarburos se encuentran almacenados en calizas y dolomías.

##### **2.1.1 ¿Cómo se origina un Complejo de Carbonatos?**

Un complejo de carbonatos se origina cuando se conjugan variables indispensables de temperatura, salinidad, biota, profundidad del agua, disminución o ausencia de sedimentos clásticos, etc. Los carbonatos se desarrollan en una isla oceánica, una franja o plataforma costera donde prevalezcan las condiciones ideales para su formación (Méndez, 2007).

En la franja costera los carbonatos se originan como bancos alineados con la costa o arrecifes frangeantes. En la plataforma costera los carbonatos darán inicio a un sistema de rampa con el ascenso del nivel del mar. Las facies de carbonatos progradarán en dirección a la costa siempre y cuando el sedimento producido pueda

compensar el aumento del nivel del mar. En el caso en que el nivel del mar descienda, la plataforma quedará expuesta y dependiendo del clima local y la mineralogía predominante (aragonito-calcita Mg-calcita), la erosión y diagénesis puede desarrollar amplias zonas de Karst (clima húmedo) o los relieves superficiales balanceados (clima árido).

### **2.1.2 Ambientes de Carbonatos Marinos**

Los depósitos de carbonatos marinos revisten la mayor importancia para el presente estudio, pues refieren los ambientes sedimentarios del Golfo de México. Pueden ser divididos en tres grandes grupos de acuerdo a la posición con respecto a la plataforma costera y origen de los carbonatos del depósito. Estos tres grupos son: Carbonatos derivados de la plataforma continental, Carbonatos tipo plataforma (frangeantes y atolones no dependientes de la plataforma continental) y Carbonatos pelágicos. En los dos primeros casos, los factores más importantes para su generación son: la salinidad, profundidad de las aguas, temperatura, régimen hidrodinámico, morfología, tipo de substrato, penetración de la luz (zona fótica), etc. Se resumen a continuación:

**Carbonatos relacionados con la plataforma:** estos depósitos de carbonatos comprenden arrecifes de barrera, frangeantes, bancos, plataformas, de talud, etc. Estos ambientes comprenden, a su vez, una serie de ambientes relacionados con los depósitos mayores, como son: ambientes derivados de la fluctuación de las mareas, zonas de salinas, sabkhas, lagunas, barras litorales, zonas propias de biohermos, etc. Estos complejos de carbonatos presentan variaciones en el tipo de pendiente del talud externo y el margen de la plataforma. Las plataformas con arrecifes orgánicos en el margen poseen taludes con pendientes más inclinadas que las plataformas que presentan bancos de fragmentos esqueléticos, oolitas o montículos en los márgenes. En la siguiente imagen se muestran los tres más importantes para este estudio:

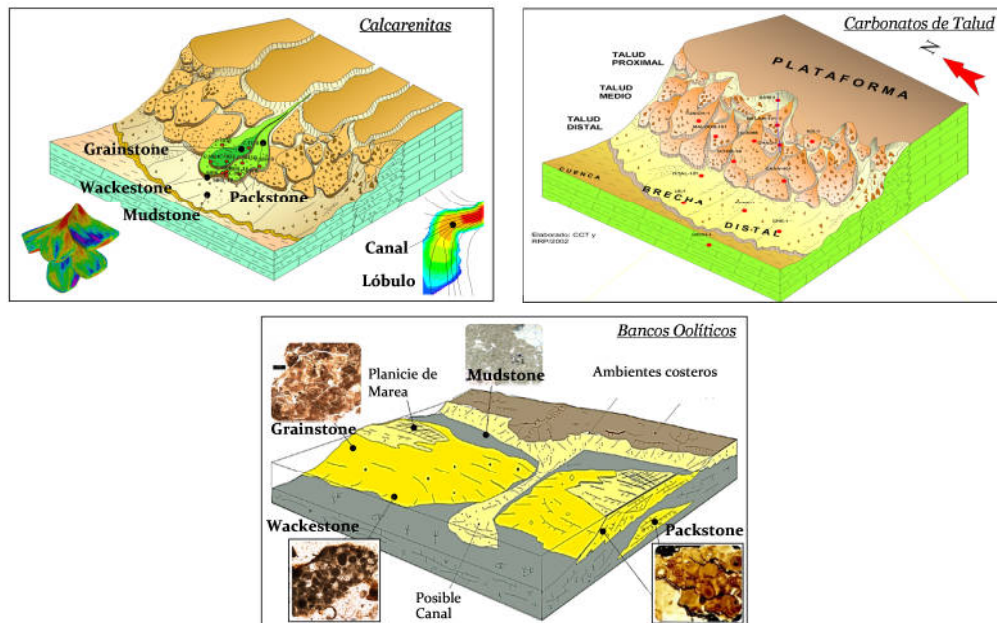


Figura 2.1: Carbonatos relacionados con la plataforma

**Carbonatos no relacionados con la plataforma:** son del tipo banco, atolones y arrecifes frangeantes insulares. En este grupo entran los depósitos de carbonatos de Bahamas, arrecifes frangeantes que bordean islas oceánicas como en el Arco de las Antillas Menores, y atolones típicos del Pacífico e Índico.

**Carbonatos de depósitos pelágicos:** Depósitos de carbonatos derivados de foraminíferos pelágicos, pterópodos, cocolitos, etc.

## 2.2 LA GEOESTADÍSTICA

La geoestadística abarca un conjunto de técnicas destinadas al análisis de datos espacialmente distribuidos, que surge a partir de la década de los 50 con los estudios realizados por D.G. Krige en las minas de oro de Rand, África del Sur. El desarrollo posterior es atribuido en paralelo a Matérn y Matheron, éste último ligado directamente a la Escuela de Minas de París. La bibliografía cita numerosas aplicaciones, destacando a Samra (Samra et al, 1989) que realizó estimación de alturas en plantaciones de Melia azedarach (planta originaria al pie de los Himalayas),

Mandallaz (Mandallaz, 1993), que comparó varios métodos de kriging en la estimación de densidad y área basal, Höck (Höck et al, 1994), combinó el uso de sistemas de información geográficos con técnicas geoestadísticas en la estimación de índices de sitio de *Pinus radiata* en Nueva Zelandia, Corvalán (Corvalán et al, 1998) analizaron la aplicabilidad de estas técnicas en la estimación de variables dasométricas en bosques de *Pinus radiata* en Chile, y concluyendo que constituyen un aporte importante en la planificación del manejo forestal

Durante la última década, la disciplina de la Geoestadística se expandió y diversificó ampliamente. Hoy en día la industria minera y aplicaciones en materia forestal ya no son líderes, ni en teoría ni aplicación, ésta fue desplazada por la industria petrolera. La tecnología de simulación estocástica condicional se ha convertido en una herramienta de modelado, cuantificación de incertidumbres y toma de decisión de la industria petrolera. Diferentes tipos de Kriging están siendo utilizados para la integración de información multidisciplinarias y como métodos de rutina para predicciones e interpolaciones de los fenómenos espaciales. La industria petrolera internacional clasifica a la geoestadística como una de las tecnologías de mayor impacto en el negocio de exploración y producción, ya que ésta constituye una herramienta de primerísimo valor en la planificación estratégica de las empresas, permitiendo diseñar diferentes escenarios de explotación y de desarrollo de los campos para la toma de decisiones.

El uso creciente de la Geoestadística en áreas de exploración y producción de hidrocarburos es el signo de que la tecnología está produciendo mejores respuestas y consolidando su posición en diferentes industrias internacionales. Estas industrias ya están convencidas de la utilidad de esta disciplina, la cual se ha traducido en una demanda sustancial en cada organización, sin embargo, a nivel mundial el número de universidades con esta especialidad se mantiene constante y no han aumentado sustancialmente sus esfuerzos para producir profesionales que respondan a las demandas existentes. Entre las ventajas de la Geoestadística, podemos señalar:

- ❖ Distribución tridimensional de propiedades petrofísicas.
- ❖ Generación de modelos estáticos heterogéneos y más realistas.
- ❖ Modelos 3D condicionados a múltiples datos de diversas disciplinas.
- ❖ Mejora en la estimación de petróleo en sitios y reservas.
- ❖ Determinación de las áreas de drenaje de los pozos de forma más precisa.
- ❖ Análisis de espaciamento entre pozos.
- ❖ Selección de intervalos de disparo, inyección y reparaciones mayores.
- ❖ Guía en la interpolación de datos VSP para generar modelos de velocidades.
- ❖ Integración de datos geofísicos en la caracterización de yacimientos de manera selectiva y condicional con grado de correlación variable, etc.

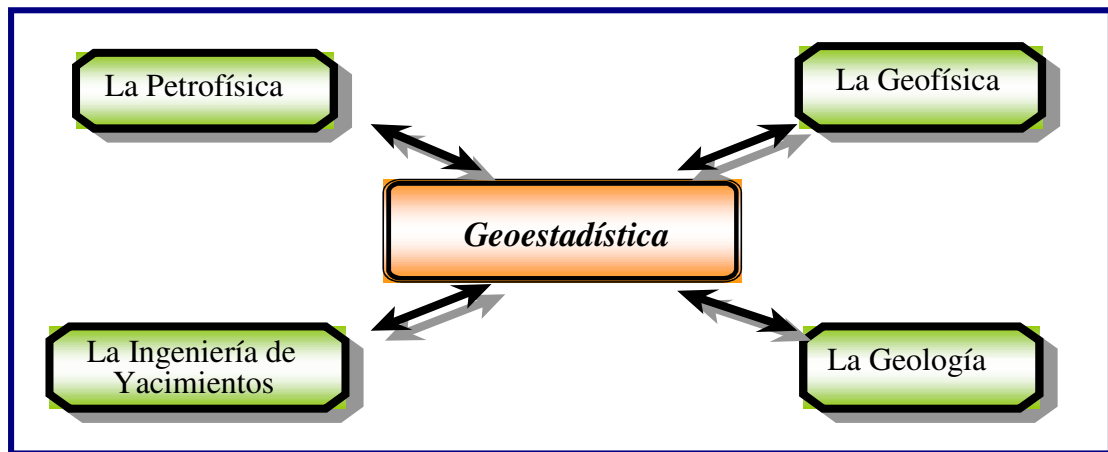


Figura 2.2: Posicionamiento de la Geoestadística en la Industria Petrolera

### 2.2.1 ¿Por qué Caracterización Geoestadística de Yacimientos?

Entre otras razones, podemos destacar:

- Modelos tradicionales de yacimientos simplifican la sedimentología y petrofísica que controla el movimiento de los fluidos en los yacimientos, por tanto, comúnmente se producen predicciones optimistas o pesimistas de los mismos.
- El fracaso en la mayoría de los estudios de yacimientos se atribuye a la imprecisión de la distribución de propiedades en los yacimientos.

- Ausencia de comunicación entre los geólogos e ingenieros de yacimientos, frecuentemente ha producido modelos dinámicos poco confiables.
- La geoestadística provee métodos cuantitativos para caracterizar la continuidad y la variabilidad espacial de las propiedades de la roca/yacimiento, que no es posible a través de interpolaciones.
- La geoestadística provee métodos cuantitativos para integrar información multidisciplinaria con diferentes resoluciones de forma variable.
- La geoestadística provee metodologías para cuantificar la incertidumbre en la descripción de los yacimientos, incluida la estructural y la estratigráfica.
- Se logra estudiar, analizar e incorporar la alta variabilidad de las propiedades petrofísicas (Ej.: permeabilidad) que condiciona de forma exclusiva el movimiento de fluidos en el yacimiento.
- Interpolaciones suavizadas de propiedades (conocidos por *Layer Cake Models*); tienden a la sobre-estimación de la eficiencia de barrido en los procesos de recuperación, así como una predicción pesimista de la conificación e irrupción temprana de fluidos inyectados.
- Métodos estocásticos ofrecen diferentes realizaciones o modelos equiprobables de la distribución de propiedades, útiles para estimar la incertidumbre en modelos de yacimientos.

### **2.2.2 Modelado Geoestadístico de Yacimientos**

El proceso específico para construir un modelo 3D dependerá de los datos, del cronograma y tiempo útil, del tipo del yacimiento y las herramientas que se disponen. En general, los siguientes pasos son requeridos:

- 1) Determinar la extensión vertical y areal del modelo para establecer el tamaño de las celdas a ser usada en el modelaje geológico.
- 2) Establecer un modelo geológico conceptual y definir las zonas a ser modeladas.

3) Para cada zona:

- Definir el marco estructural de los yacimientos y su correlación estratigráfica.
- Construir un modelo 3D de fallas y horizontes ajustado a pozos.
- Crear un mallado 3D en base al modelo de horizontes.
- Generar un modelo 3D de facies (sedimentología) a través de las técnicas geoestadísticas de modelado tipo píxeles u objetos.
- Definir el número y tipos de rocas, los datos de cada tipo de roca y la correlación espacial de las mismas.
- Distribuir en 3D los valores de las propiedades de la roca/yacimiento (porosidad y permeabilidad) a partir de los datos de núcleos / perfiles y de correlaciones espaciales a través de Simulación Secuencial Gausiana.

### **2.2.3 Información Requerida para la Descripción de Yacimientos**

La integración de los datos es un principio fundamental del modelado geoestadístico de yacimientos; el objetivo es explícitamente cuantificar todos los datos disponibles.

Algunos datos de interés son:

- Información de pozos, coordenadas, localizaciones.
- Perfiles de pozos (topes o cimas, evaluación petrofísica de porosidad y permeabilidad) por formación.
- Núcleos (porosidad, permeabilidad, análisis especiales).
- Interpretación estructural.
- Interpretación estratigráfica.
- Interpretación de ambientes y facies sedimentarias.
- Tendencias y patrones de compactación.
- Análisis geoquímico.
- Análisis geomecánico.
- Información geológica proveniente de afloramientos / campos análogos.

- Atributos sísmicos instantáneos.
- Pruebas de pozos y datos de producción.
- Reportes de perforación.

#### **2.2.4 Estadística**

La estadística es la ciencia cuyo objetivo consiste en acumular, analizar, inferir y presentar conclusiones a partir de datos disponibles que proporcionan información de un sistema conocido. Los estudios estadísticos proponen tendencias generales del comportamiento de los sistemas a partir de los resultados de las leyes de probabilidad. Estos se caracterizan por la complejidad y aleatoriedad de los fenómenos que en ella intervienen.

El término de aleatoriedad se asocia a todo proceso cuyo resultado no sea previsible más que en razón de la intervención al azar de las variables involucradas. La consecuencia de todo proceso aleatorio no puede determinarse en ningún caso antes de que éste se produzca, entonces, la condición de aleatoriedad de un proceso deriva de la posibilidad de que dicha experiencia proporcione resultados distintos dentro de un conjunto limitado o espacio muestral, esto significa que se le asigna una variable real a cada posible resultado en dicho espacio. Los procesos aleatorios son la base para el cálculo de la probabilidad.

El término de probabilidad es muy antiguo y de gran aplicación en diferentes disciplinas a lo largo de la historia. En este caso se definirá, de manera global, como una rama de la matemática que trata de explicar fenómenos o sucesos que no pueden ser explicados de una manera determinista. Sin embargo, desde el enfoque científico, la probabilidad es la frecuencia relativa o cociente entre la frecuencia absoluta y el número de mediciones hechas que representa una determinada variable dentro de un conjunto de valores conocidos y en un área característica, siendo la frecuencia

absoluta el número de veces que se presenta un mismo resultado a lo largo de una experiencia repetitiva.

Por ejemplo, sea “E” un evento asociado que ha ocurrido “m” veces después de realizar el experimento “n” veces, entonces “m” es la frecuencia absoluta de “E” y la relación “m/n” es la frecuencia relativa. Al límite de la relación “m/n” cuando “n” es muy grande, se le llama probabilidad del evento “E” o “P(E)”; finalmente, a la probabilidad de encontrar un valor de la variable aleatoria “E” que es menor que o igual a “E” se le llama distribución acumulada de probabilidad “F(E)”. En general, “F(E)” es una probabilidad, es continua y siempre creciente.

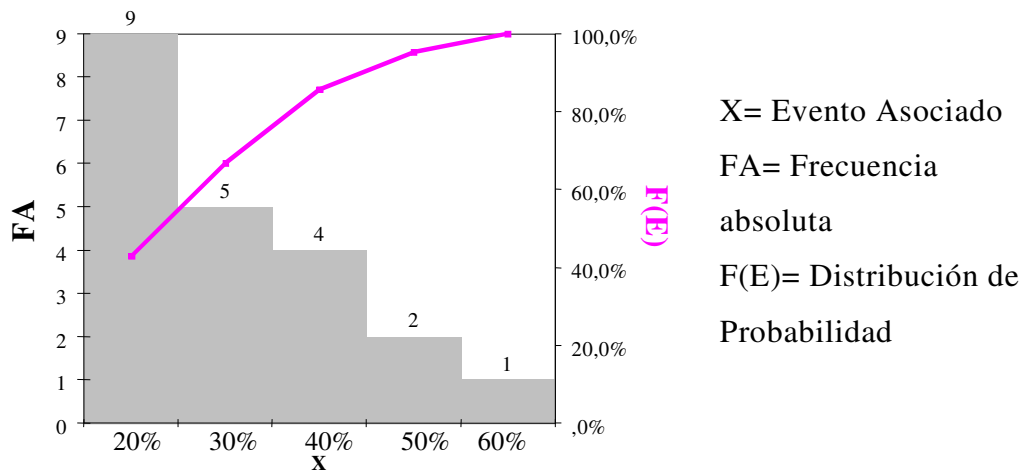


Figura 2.3: Variables para estudiar un fenómeno aleatorio

Este término es muy importante en el modelado de las respuestas del yacimiento a la variabilidad espacial de sus propiedades. El proceso de estimación intenta calcular una propiedad en localizaciones en las que no ha sido medida, y ésta se optimiza si se considera la distribución acumulada de la variable, con ello se logra que el diagnóstico de los cambios importantes en las propiedades del yacimiento sean observados fácil y sistemáticamente sólo considerando las densidades de probabilidad de los atributos en el área.

En general, la estadística propone tendencias generales del comportamiento de los sistemas, y es a través del estudio de las variables estadísticas, que se interpretan los espacios muestrales y se analiza el comportamiento de cualquier propiedad. Dichas variables estadísticas son principalmente: la media, la mediana, la moda, el valor esperado, la varianza, la desviación estándar, el sesgo, los intervalos de confianza y la covarianza. Éstas se definirán a continuación, pues son básicas para el análisis de las distribuciones de probabilidad que se ampliarán más adelante.

#### 2.2.4.1 Variables Estadísticas

**La Media:** La media es un valor numérico único representativo de todo un conjunto de observaciones. Existen varios tipos de medias, sin embargo, las dos más importantes son:

**La Media Aritmética ( $\bar{X}$ ) :** Se define como la suma de todos los valores posibles dividida por el número de eventos. Se calcula mediante la siguiente ecuación:

$$\bar{X} = \frac{X_1 + X_2 + X_3 + X_4 + \dots + X_n}{n}$$

**La Media Geométrica ( $\dot{X}$ ) :** Se define como la raíz enésima del producto de los valores del conjunto y se calcula mediante la siguiente ecuación:

$$\dot{X} = \sqrt[n]{X_1 \times X_2 \times X_3 \times X_4 \times \dots \times X_n}$$

**La Mediana ( $\mu$ ):** La mediana representa el valor intermedio de un conjunto de datos que se encuentran ordenados de manera creciente en un histograma. Geométricamente, la mediana es el valor de X (abscisa) correspondiente a la línea vertical que divide la representación gráfica de una distribución de frecuencias

(histograma) en dos partes de igual área, de tal forma que la mitad de éstas es mayor que la mediana y la otra mitad es menor.

**La Moda:** La moda se define como el valor que ocurre con mayor frecuencia en un conjunto de valores, es decir, el valor del conjunto con una frecuencia absoluta superior a los restantes. La moda, entonces, muestra hacia qué valor tienden a agruparse los datos, pero es preciso aclarar que puede no existir y, si existe, puede no ser única.

**La Varianza ( $S^2$ ) :** La varianza es una de las medidas de dispersión más utilizadas y está dada por el cuadrado de la desviación estándar. Al tratarse de valores centralizados, representan sólo los efectos compensados generales del grupo sin expresar tendencias hacia valores extremos. En general, es la variable estadística que determina la uniformidad o diversificación de los datos de un conjunto numérico. Matemáticamente se calcula de la siguiente forma:

$$S^2 = \sum_{i=1}^n \frac{(X_i - \bar{X})^2}{n}$$

$X_i$ : Muestra

$\bar{X}$ : Media Aritmética.

$n$ : número de muestras

**Desviación Estándar ( $\Phi$ ):** La desviación estándar es la raíz cuadrada positiva de la varianza. La varianza y la desviación no son medidas de variabilidad distintas, debido a que la última no puede determinarse a menos que se conozca la primera.

**Estimadores:** Constituyen una de las relaciones fundamentales entre el espacio muestral y la muestra estadística. En general, son el vehículo para la determinación, a través de inferencias, de las variables requeridas y en un espacio muestral no accesible por el dato disponible. Esto es especialmente importante en el caso de los

yacimientos, en donde el dato disponible está limitado al número de pozos presentes en el mismo.

**El Sesgo (b):** Es una medida de la certidumbre de los resultados después de la aplicación de algún método de estimación. En general, la distribución de probabilidad de un estimador debe estar centrada alrededor del parámetro poblacional que se pretende estimar. Si esto no ocurre, se dice que el estimador subestima o sobrestima al parámetro o variable que calcula, y por ello se considera al estimador como sesgado. El sesgo debe tender a cero, en particular cuando el número de elementos de la muestra tiende a infinito. Finalmente, el sesgo se puede cuantificar a través de la siguiente ecuación:

$$b = E(X) - \Phi$$

**Análisis estadístico de datos:** Un análisis estadístico de datos consiste en explorar los datos de una muestra esencialmente significativa, para presentar, ilustrar y cuantificar las características esenciales presentes en todo el dato a ser analizado. En general, la exploración de datos, como primer paso dentro del análisis geoestadístico, sólo intenta averiguar la tendencia central, la dispersión, la correlación interna y, en caso particular, la distribución espacial de los datos provenientes de diferentes fuentes, que pueden ser geofísica, geología, petrofísica, etc.

Las principales herramientas usadas en el análisis exploratorio de datos son:

- Estadísticas descriptivas
- Histogramas
- Gráficos de caja
- Correlogramas
- Mapas de clases y
- Gráficos de probabilidad.

### 2.2.4.2 Distribuciones de Probabilidad

Las distribuciones de probabilidad nos proporcionan una gran cantidad de información respecto a los valores que la variable aleatoria puede tomar. Sin embargo, en muchos casos, es útil definir o extraer un resumen de la información que presenta el gráfico de distribución. A través de las distribuciones de probabilidad es posible extraer un “promedio” de la variable y así sintetizar cuán “variable” son los valores de la “variable”. A continuación un ejemplo de estadística descriptiva:

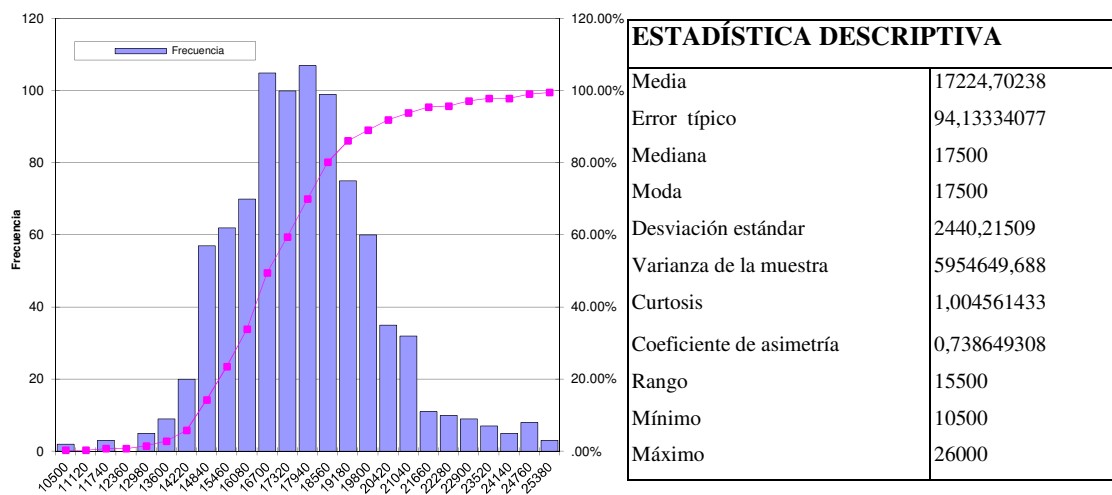


Figura 2.4: Ejemplo de un Histograma de Frecuencia y Estadística

Los tipos de distribución más importantes utilizados en la geoestadística son:

**Distribución Normal o Gaussiana:** es la distribución más importante en la teoría estadística, debido a la gran cantidad de fenómenos que representa, su extraordinario valor teórico y versatilidad. La distribución normal tiene forma de campana simétrica con respecto a la mediana, únicamente determinada por la media, la desviación estándar y una distribución continua de densidad de probabilidad  $f(X)$ . Su ecuación es:

$$f(X, \mu, S^2) = \frac{1}{\sqrt{2\pi S^2}} \exp \left[ -\frac{1}{2} \left( \frac{X - \mu}{S^2} \right)^2 \right]$$

$$Y = \text{normal}(X, 0.1)$$

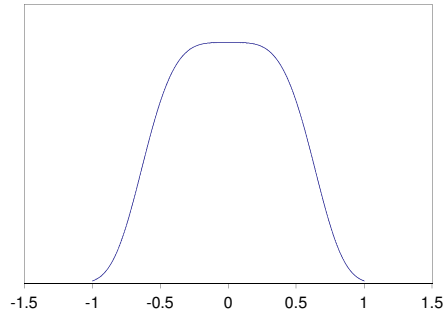
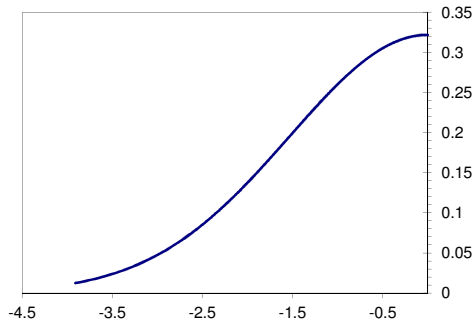


Figura 2.5: Función de distribución normal de probabilidad

**Distribución Logarítmica Normal:** es un tipo de distribución en la cual no es la variable  $X$ , sino sus logaritmos, los que se distribuyen normalmente. Esta distribución es importante en caracterización de yacimientos porque la permeabilidad suele ajustarse a esta distribución. Su función de densidad de distribución está dada por:

$$f(X, \mu_{\ln X}, S^2_{\ln X}) = \frac{1}{S^2_{\ln X} \sqrt{2\pi}} \exp \left[ -\frac{1}{2} \left( \frac{\ln X - \mu_{\ln X}}{S^2_{\ln X}} \right)^2 \right]$$



$$Y = \text{LNnormal}(X, 0.1)$$

Figura 2.6: Función de distribución logarítmica de probabilidad

### 2.2.4.3 Análisis de Correlación Espacial y Dependencia

Dentro del análisis estadístico existe un paso de gran importancia para la estimación de las propiedades del yacimiento, que se refiere al análisis de la variabilidad de las muestras y el estudio de su correlación espacial. El criterio de estimación o simulación debe permitir al estimador ser robusto, con la intención de que permanezcan relativamente inalterados los datos de entrada, llamados “datos duros”. Las siguientes herramientas permiten el análisis inicial de la base de datos:

**Covarianza entre variables:** la covariación entre dos variables (X e Y) es el grado en el que la variación de una de ellas es acompañada por la variación de la otra. Analíticamente se define por la siguiente ecuación de covarianza entre X e Y:

$$\text{Cov}(X, Y) = \int_{-\infty}^{\infty} \int_{-\infty}^{\infty} (X - \mu_x)(Y - \mu_y)f(X, Y)dx dy$$

$\mu_x$ = Mediana de X

$\mu_y$ = Mediana de Y

En muchos casos este valor de covarianza es normalizado, para ello se divide entre las varianzas de X e Y. La cantidad resultante es el coeficiente de correlación, que está dado por:

$$\rho(X, Y) = \frac{\text{Cov}(X, Y)}{\sqrt{\text{Var}(X)\text{Var}(Y)}}$$

Lo que es igual a la covarianza entre las variables  $X^*$  e  $Y^*$ , y que puede ser apreciado en una gráfica de ejes cartesianos:

$$X^* = \frac{(X - \mu_x)}{\sqrt{\text{Var}(X)}}$$

$$Y^* = \frac{(Y - \mu_y)}{\sqrt{\text{Var}(Y)}}$$

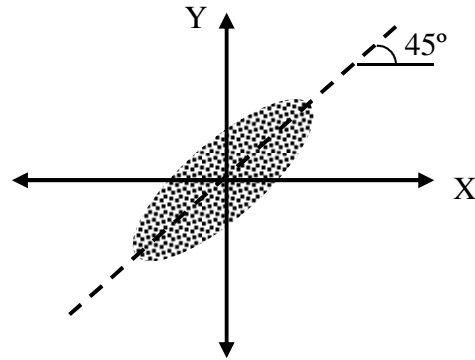


Figura 2.7: Gráfico de correlación de variables

**Regresión Lineal:** es un método de comprobación y comparación que se basa en la identificación de una distribución de datos para obtener una posible ecuación que permita determinar el valor de las variables regionalizadas de su espacio muestral. Es posible estimar propiedades en regiones sin información y además estimar el residuo o sesgo de las variables determinadas con respecto a los datos reales, posteriormente,

se puede cuantificar el sesgo en una gráfica con distribución gaussiana y así obtener el grado de incertidumbre en la medición.

A continuación un ejemplo de aplicación de la regresión lineal y la distribución normal del sesgo:

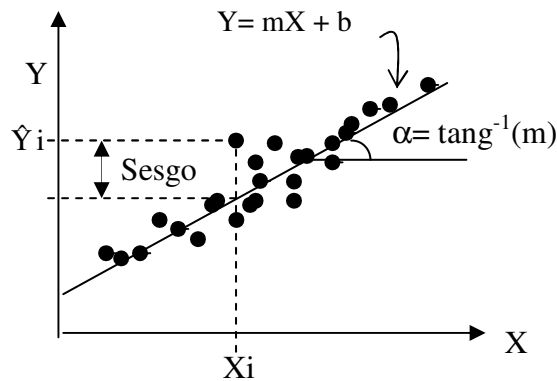


Figura 2.8: Ejemplo Regresión Lineal

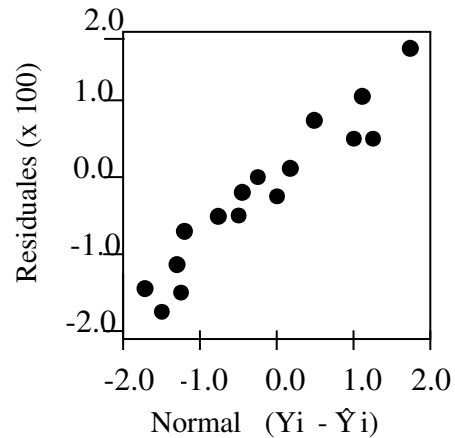


Figura 2.9: Distribución Normal del Sesgo

**Variogramas:** son estimadores de la varianza poblacional medidos en una dirección y para una distancia determinada. Básicamente indican cómo varían las dependencias espaciales que existen entre un punto de origen y otro punto que se aleja de éste, lo que permite indicar el grado de anisotropía en los datos. Para su estimación, se calcula la variabilidad existente entre todos los pares de puntos que componen la muestra en una dirección y segmento de distancia establecido. Matemáticamente:

$$\gamma(d, \theta) = \frac{1}{2N_{(d, \theta)}} \sum_{i=1}^{N_{(d, \theta)}} (z^i(x) - z^i(x+d))^2$$

La fórmula señalada permite determinar el variograma empírico. Este no puede ser utilizado directamente en el sistema de ecuaciones de Kriging, dado que no necesariamente describe todas las posibles combinaciones de distancia y dirección (d

y  $\theta$ ), por lo que el siguiente paso es modelarlo. El variograma depende de la distancia y la dirección en las que se desea evaluar la variabilidad. Si al analizar los variogramas de dos direcciones perpendiculares entre sí se observan diferencias significativas, se dice que existe anisotropía espacial. Esto indica que la población presenta estructuras de dependencias diferenciadas en función de la dirección.

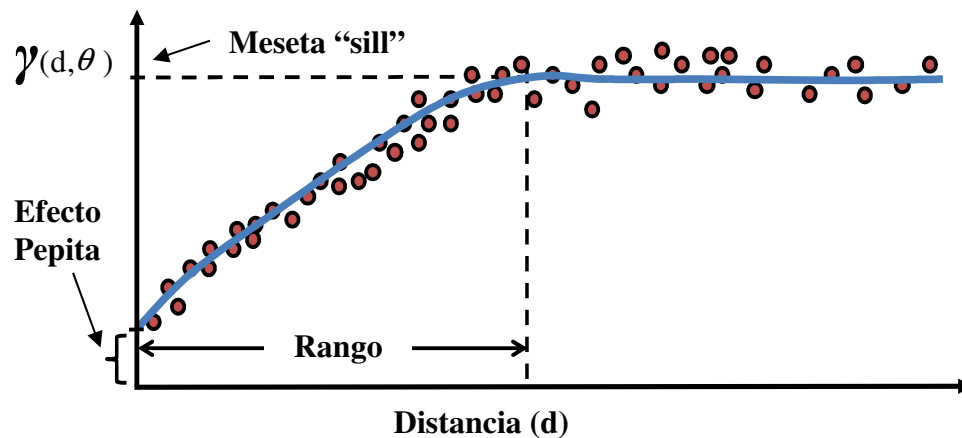


Figura 2.10: Representación del variograma

El variograma es un estimador de la varianza poblacional. Para que se cumpla esta afirmación, la población debe tener algún grado de estacionaridad, que en términos generales implica que debe tener una cierta regularidad en su distribución. La estacionaridad en sí no puede ser evaluada, pero se puede estudiar a través de la comprobación de que la muestra está normalmente distribuida.

**Tipos de Variogramas:** los más importantes utilizados en la industria petrolera para la detección de anisotropías geométricas se definen a continuación:

**1) Modelos sin Meseta:** Son aquellos donde el variograma no toma un valor constante con la distancia, se clasifican en:

**Modelo Lineal:** es el más simple de todos los modelos. La ecuación es la siguiente:

$\gamma(h) = p \times h$ , donde p es la pendiente de la recta y h la distancia

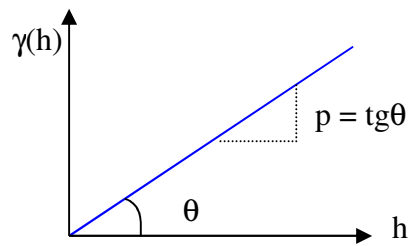


Figura 2.11: Modelo de variograma tipo lineal

**Modelo potencia:** El modelo es de la forma  $\gamma(h) = p \times h^\alpha$ , donde  $p$  es la pendiente,  $h$  la distancia y  $\alpha$  el factor de estacionaridad que varía en el intervalo (0,2).

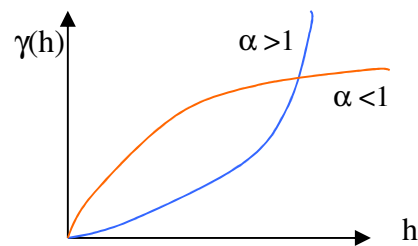


Figura 2.12: Modelo de variograma tipo potencia

**2) Modelos Con Meseta:** son aquellos donde el variograma alcanza un valor constante ( $S$ ) a una determinada distancia. Se clasifican en:

**Modelo Efecto Pepita Puro:** también conocido como efecto “Nugget”, es un fenómeno que indica la ausencia de cualquier tipo autocorrelación espacial, es decir, que las muestras son espacialmente independientes. Para variogramas anidados, indica que existe discontinuidad en el origen, es decir, que  $z(h) \neq z'(h)$  cuando  $h \rightarrow 0$ .

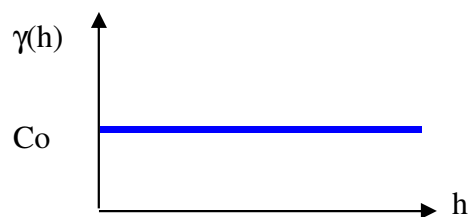


Figura 2.13: Modelo de efecto pepita puro

Modelo Esférico: Representa el modelo de distribución de propiedades que se ajusta a la siguiente ecuación:

$$\gamma(h) = C_0 + \left[ 3\left(\frac{h}{a}\right) - \left(\frac{h}{a}\right)^3 \right] \quad \text{Con } h > 0, h \leq a \text{ y } a \neq 0$$

Donde “Co” es el efecto pepita, “h” es la distancia y “a” el rango de correlación.

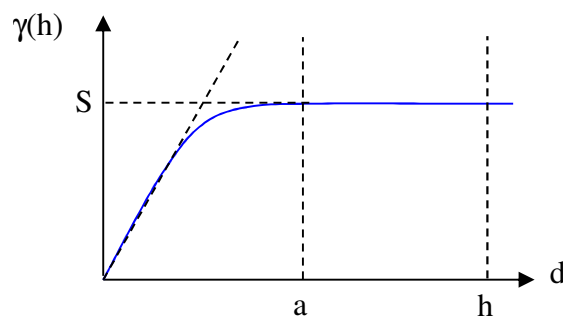


Figura 2.14: Modelo de variograma esférico

Modelo Exponencial: tiene la ecuación siguiente:

$$\gamma(h) = C_0 + S \left[ 1 - \text{Exp}\left(-\frac{3h}{a}\right) \right] \quad \text{Con } h \geq 0 \text{ y } a \neq 0$$

Donde “Co” es el efecto pepita, “S” es la meseta o sill, “h” es la distancia y “a” el rango de correlación.

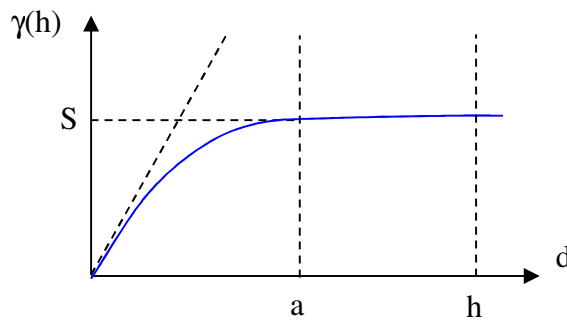


Figura 2.15: Modelo de variograma exponencial

Modelo Gaussiano: Su fórmula es la siguiente:

$$\gamma(h) = C_0 + S \left[ 1 - \exp\left(-\frac{3h^2}{a^2}\right) \right] \quad \text{Con } h \geq 0 \text{ y } a \neq 0$$

“C<sub>0</sub>” es el efecto pepita, “S” la meseta, “h” es la distancia y “a” el rango.

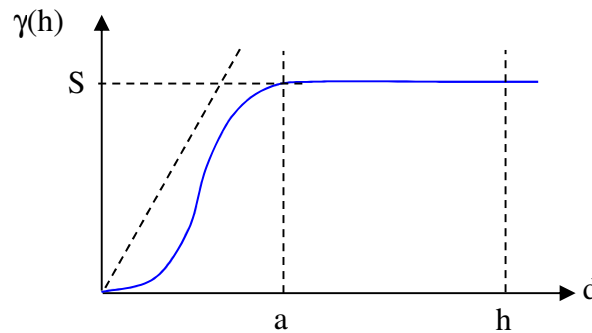


Figura 2.16: Modelo de variograma gaussiano

### 2.2.5 Simulación Estocástica

La simulación estocástica es un procedimiento dentro de la geoestadística usado para cuantificar la incertidumbre. Consiste en generar una gran cantidad de realizaciones o escenarios posibles del modelo geológico del yacimiento a través de una técnica donde se obtienen valores “equiprobables” de la propiedad simulada en los puntos donde no se tiene información (entre pozos), siempre respetando características tales como la variabilidad espacial, las direcciones preferenciales de anisotropías y las diferentes fuentes de información utilizadas para su generación. El término condicional significa que se respeta, en cada realización, la información conocida en los puntos observados, y que las estimaciones se ajustan a un modelo discreto condicionante, por ejemplo, el modelo de facies sedimentarias.

Para lograr una cuantificación de la incertidumbre, este enfoque requiere que las diferentes realizaciones sean procesadas en un simulador de yacimientos. La idea es

clasificar las realizaciones a través de alguna función semi analítica que pueda tener en cuenta la heterogeneidad de las realizaciones y el comportamiento de la propiedad en estudio. Luego se corre el simulador de yacimientos basado en las diferentes realizaciones con la idea de mostrar diferentes resultados, por ejemplo, el más favorable, el menos y el de comportamiento medio. Finalmente, el modelo aceptado se escoge después de un análisis de sensibilidad, representado en la siguiente figura:

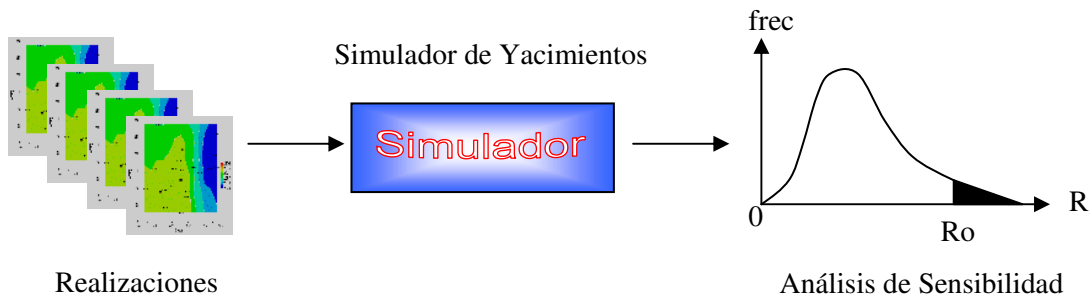


Figura 2.17: Cuantificación de la incertidumbre

**Transformación gaussiana para la simulación estocástica:** en general, el espacio en el cual se realizan las observaciones o realizaciones no es Gaussiano; sin embargo, es necesario trabajar en el campo Gaussiano, ya que se sabe que en este espacio el conocimiento de sólo la media y la covarianza son suficientes para determinar totalmente la función de distribución de probabilidad para la función aleatoria, por otra parte, es posible condicionar las simulaciones no condicionales, presuponiendo en cada caso que la variable simulada sigue una ley normal.

En particular, el método de simulación condicional estocástica (adaptada a una transformación gaussiana) se basa en convertir la función aleatoria “Z” no Gaussiana de función de covarianza “C”, a una función de transformación gaussiana “ $\phi$ ” biyectiva (existe su inversa) tal que la función “Z” sea la imagen (en la función gaussiana) de la variable aleatoria “Y” gaussiana de función de covarianza “ $\rho$ ”. En este procedimiento, la idea es generar realizaciones de una función aleatoria que reproduzca la covarianza, aun cuando ellas no sean condicionales, y luego condicionarlas utilizando algún método de interpolación.

**Simulación de variables discretas:** este tipo de simulación es clave dentro del proceso de caracterización de yacimientos a través de técnicas geoestadísticas, ya que permite la generación de realizaciones de la arquitectura de facies del medio poroso condicionadas por los valores observados (interpretados) provenientes de núcleos, perfiles y la correlación existente entre ellos. Se requiere generar la arquitectura condicional de facies, ya que la distribución de propiedades petrofísicas cambia cuando se cambia de facies.

En la técnica para la generación estocástica de la arquitectura de facies, las diferentes realizaciones representan posibles modelos geológicos que respetan la información existente en los pozos, la dirección preferencial de los cuerpos sedimentarios y las propiedades estadísticas (rangos, variabilidad y covarianza). En general, el procedimiento se realiza en algún paquete geoestadístico, en el cual se emplea la técnica de simulación estocástica (basada en la determinación de pesos para calcular las variables regionalizadas) y con la simulación de los componentes “Zi”, a través de un arreglo aleatorio de algoritmos secuenciales. La simulación se detiene cuando la última distribución univariada (de facies sedimentaria) es simulada.

Tal como se presenta el método, se puede realizar una simulación siguiendo un camino cualquiera para visitar las celdas del modelo estático sin valores, pero siempre será obligatorio utilizar toda la matriz porosa, lo cual se complica cuando el número de celdas es grande, sin embargo, para solucionar este problema, se debe trabajar sólo con la información en la vecindad de la celda, suponiendo que los puntos que se encuentran fuera de ella tienen poco o ninguna influencia sobre la misma.

**Ranqueo de realizaciones:** es el último paso de la simulación estocástica. Como se ha visto, esta simulación tiene por prioridad generar diferentes escenarios posibles partiendo de la relación de covarianza y dependencia entre las variables primarias y secundarias, con la única intención de cuantificar la incertidumbre. Ahora, una vez generados estos escenarios, es preciso seleccionar aquel modelo geológico más

confiable, es decir, aquel cuya realización se encuentre dentro del rango de variabilidad de la propiedad, que permite hablar de un comportamiento promedio (tendencia), siempre soportado por el sentido físico y geológico del intérprete. Para realizar este ranqueo es necesario considerar: criterios estáticos y dinámicos.

Los primeros tienen que ver con el volumen poroso, la conectividad, el número de celdas por encima de un umbral de porosidad, etc. y los segundos tienen que ver con la producción acumulada por los pozos, los índices de productividad, los aforos, los tiempos de irrupción de agua y/o gas, etc.

En general, se intenta con el ranqueo estático, comparar el POES, el GOES, la porosidad o permeabilidad promedio entre otras. De esta manera, comparar el resultado obtenido, con el estimado inicialmente por algún otro método de cálculo (estático o por balance de materiales) de tal manera de seleccionar el posible escenario que cubra las consideraciones y las observaciones que inicialmente se tienen. Evidentemente, esta comparación de escenarios se hace a través de sus resultados estadísticos descriptivos: media, mediana, desviación estándar, etc.

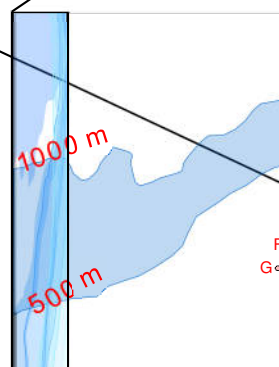
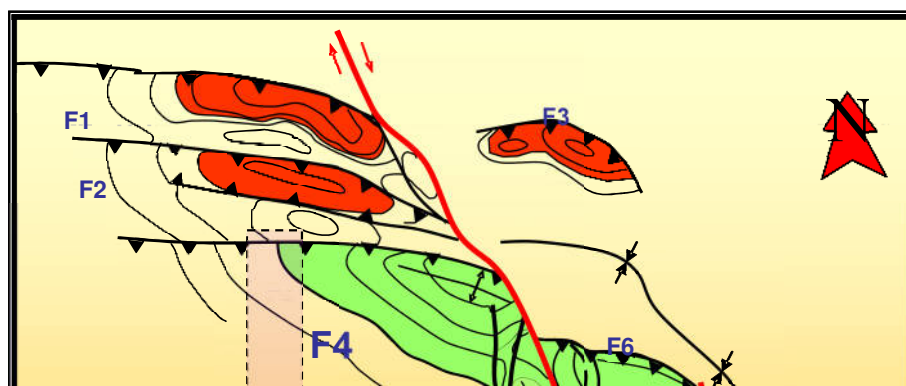
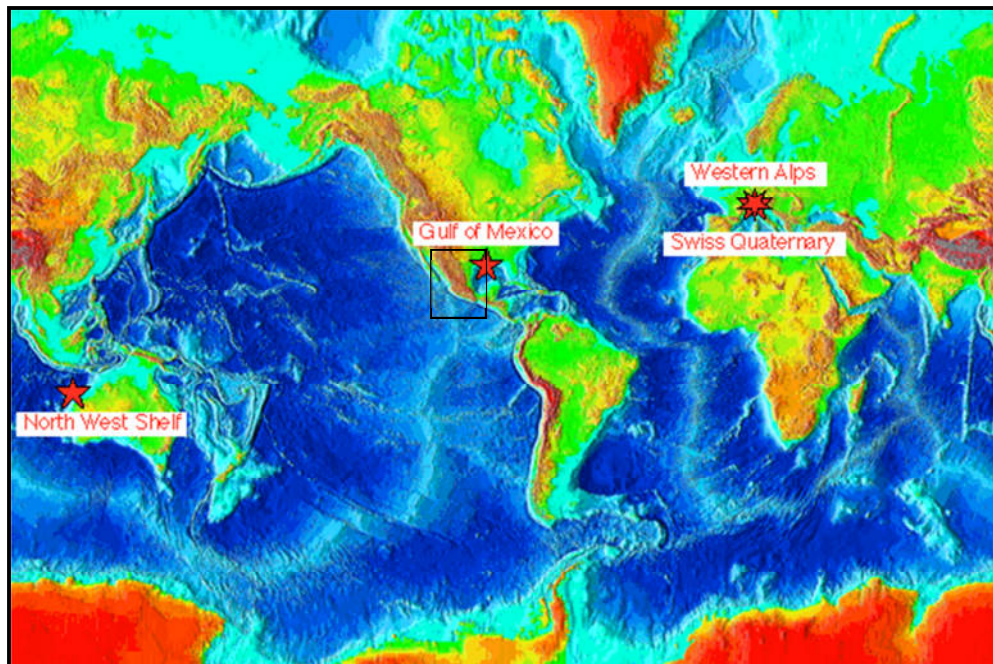
Desde el punto de vista del ranqueo dinámico, es posible comparar una curva de tasa de petróleo mensual, cotejo de presión, corte de agua, etc. con la curva histórica de cada variable. Estos criterios (estáticos y dinámicos) no son más que intervalos de confianza que son utilizados para filtrar los resultados y finalmente escoger aquel modelo geológico de resolución heterogénea en tres dimensiones que permita la gerencia integrada del yacimiento, esto con el objetivo de obtener los mejores resultados posibles (ganancias) al menor costo que se pueda.

## CAPÍTULO III

### CASO DE ESTUDIO

#### 3.1 UBICACIÓN GEOGRÁFICA

El campo petrolero costa afuera “F5” se localiza en la Región Marina Noreste del Golfo de México a 80 kilómetros de las costas de la Ciudad del Carmen, Campeche. Perteneció al Activo de Producción Cantarell, y forma parte importante de las reservas de petróleo del Golfo de México propiedad del Estado Mexicano. Posee conexión hidráulica con el campo “F4”, que pertenece administrativamente a otro activo de producción, sin embargo, en el marco de este proyecto se estudió dicha conexión y se generó un modelo integrado, aunque los análisis son presentados para el campo “F5”.



### 3.2 GEOLOGÍA REGIONAL

El área general en estudio se ubica en una porción de lo que se conoce como Pilar de Akal, el cual se encuentra limitado al oriente y occidente por las fosas terciarias de Comalcalco y Macuspana y al norte por el antiguo borde de la Plataforma Carbonatada de Yucatán. Tectónicamente se encuentra en una zona dominada por la interacción de una serie de placas litosféricas que fueron sometidas a regímenes de extensión o traslación que determinaron el estilo y evolución estructural desde el basamento hasta el Cretácico Superior. Este modelo fue propuesto por Dewey y Pindell (1986-1994), quienes muestran en sus trabajos, descripciones y reconstrucciones detalladas de esos movimientos.



Figura 3.2: Unidades Tectónicas del Oriente de México ([www.google.com](http://www.google.com))

El origen de los depósitos de carbonatos en el área de estudio está relacionado principalmente con movimientos eustáticos y relativos del nivel del mar, provocados por levantamientos y subsidencia tectónica que modificaron el nivel base y el espacio

de acomodo. Para comprender la evolución tectónica-estructural del área de estudio, es necesario entender los procesos tectónicos y distribución de placas que afectaron el Golfo de México. A continuación un análisis tipo resumen de dichos procesos:

Como se observa en la figura 3.3, durante el Cretácico Medio (Albiano Tardío) ya interactuaba el bloque Chortis con la Placa de Norteamérica y la del Proto-Caribe. En la actualidad, existen dos modelos contrastantes para explicar el desplazamiento del Bloque Chortis, uno de Keppie y Morán, 2005 y el segundo por Ross y Scotese, 1988. Se puede observar como en la parte oriental de la Plataforma de Yucatán ya estaba interactuando también el Proto-caribe en el Cretácico Medio.

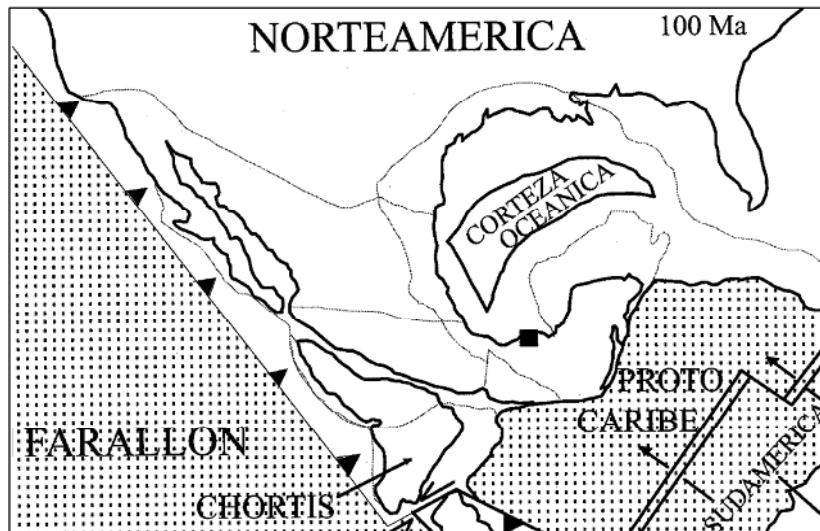


Figura 3.3: Reconstrucción paleotectónica para el Cretácico Medio

Aunque para el Cretácico Medio (Albiano Tardío), la mayor parte de la República Mexicana se encontraba cubierta por el mar, en el área de estudio los ambientes correspondían a Talud Cuenca carbonatada. Luego, durante el Cretácico Superior (Campaniano), como consecuencia de la subducción de la placa del Pacífico con la de Norteamérica (Orogenia Laramide), se eleva la parte occidental de México, sin embargo, en el área de estudio, persistían condiciones similares que en el Cretácico Medio.

Durante el Maastrichtiano (Cretácico Superior), continúa avanzando hacia el este de México el efecto de la Orogenia Laramide con el levantamiento de la parte occidental y central de México. Chortis continúa su desplazamiento hacia el este interactuando con la placa del Caribe y generando una colisión de arco volcánico en la parte sur de México. En el área de estudio continúan las condiciones de Plataforma y Talud carbonatado. Se observa a continuación:

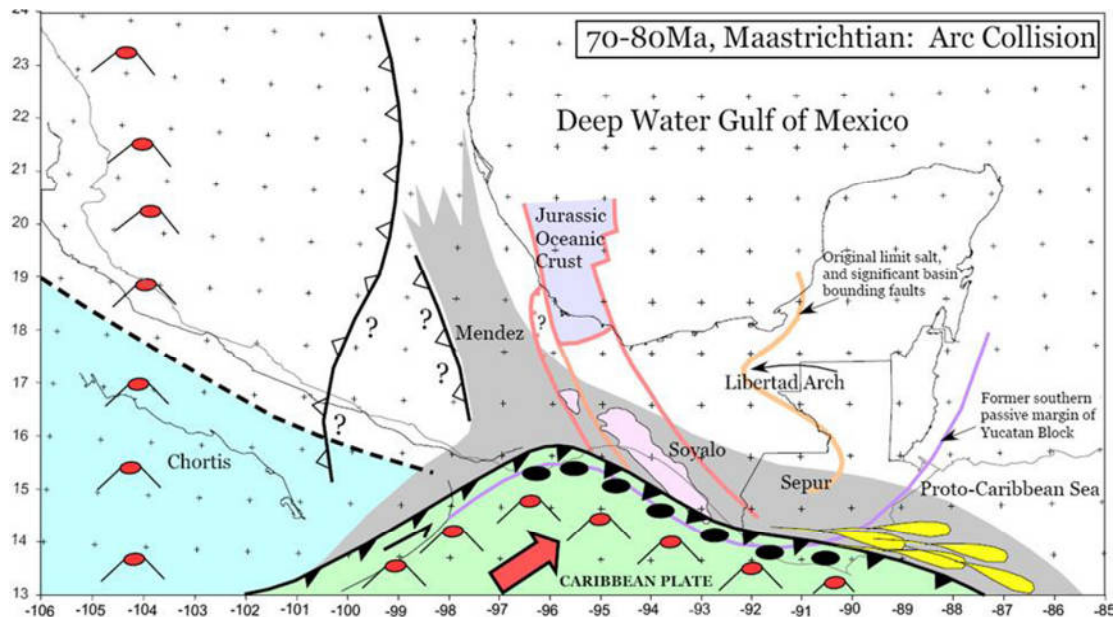


Figura 3.4: Reconstrucción paleotectónica para el Cretácico Superior y vulcanismo

Es a finales del Cretácico Tardío cuando en el área de estudio y en otras partes de México, se depositan en el talud y la cuenca, brechas carbonatadas derivadas de la erosión de las plataformas, debido a una inestabilidad tectónica que se asocia al evento Laramídico. Seguidamente, durante el Paleoceno, continúa la interacción entre las placas Farallón, de Norte América, Chortis y del Caribe (Orogenia Laramide), la apertura de la Cuenca de Yucatán y colisión del arco volcánico del Caribe con la Plataforma de las Bahamas. Ésta interacción originó desestabilización en la mayor parte de México, con un importante descenso del nivel del mar, representado por la presencia de depósitos de gravedad, por deslizamientos, flujos de escombros y granos

Como es conocido, a finales del Cretácico Superior e inicios del Paleoceno, se presenta un descenso del nivel del mar y otro descenso que comienza en el Eoceno Inferior hasta el Oligoceno. Durante estas etapas, en donde el nivel del mar desciende, si dio origen a sistemas de depósito de nivel bajo (*low stand*), caracterizados por sedimentación desde movimientos en masa submarinos, deslizamientos, desplomes, flujos y hasta turbiditas de material de carbonatos (denominadas calcarenitas).

55Ma, Early Eocene: Laramide Deformation

Geological map of Central America and the Caribbean region at 55 Ma, showing Laramide Deformation. The map includes labels for the TVMB Lineament, Juarez-Cuicateco, Acatlan, Zongolica, Jurassic Oceanic Crust, Maastricht arc obduction, Chortis Block, Nicaragua Rise "arc" Terrane, Libertad Arch, Cayman Trough, and CARIBBEAN PLATE. It also indicates the "Original limit salt, and significant basin bounding faults" and an "Area of "new" uplift due to onset of subduction, rapid subduction rate, and subduction of buoyant material."

47

De acuerdo con interpretaciones realizadas, se infiere que durante el Eoceno, por el desplazamiento de la placa del Caribe en dirección este-noreste y su arco volcánico asociado, en un momento dado quedó total o parcialmente aislada la entrada de agua al Golfo de México, lo que ocasionó un descenso relativo del nivel del mar (nivel base), por tanto se redujo el espacio de acomodo y se causó una erosión de parte de la plataforma carbonatada. El producto de la erosión, fue transportado a través de valles de incisión y canales distributarios hasta depositarse en forma de relleno de canales y abanicos submarinos en el talud y piso de cuenca.

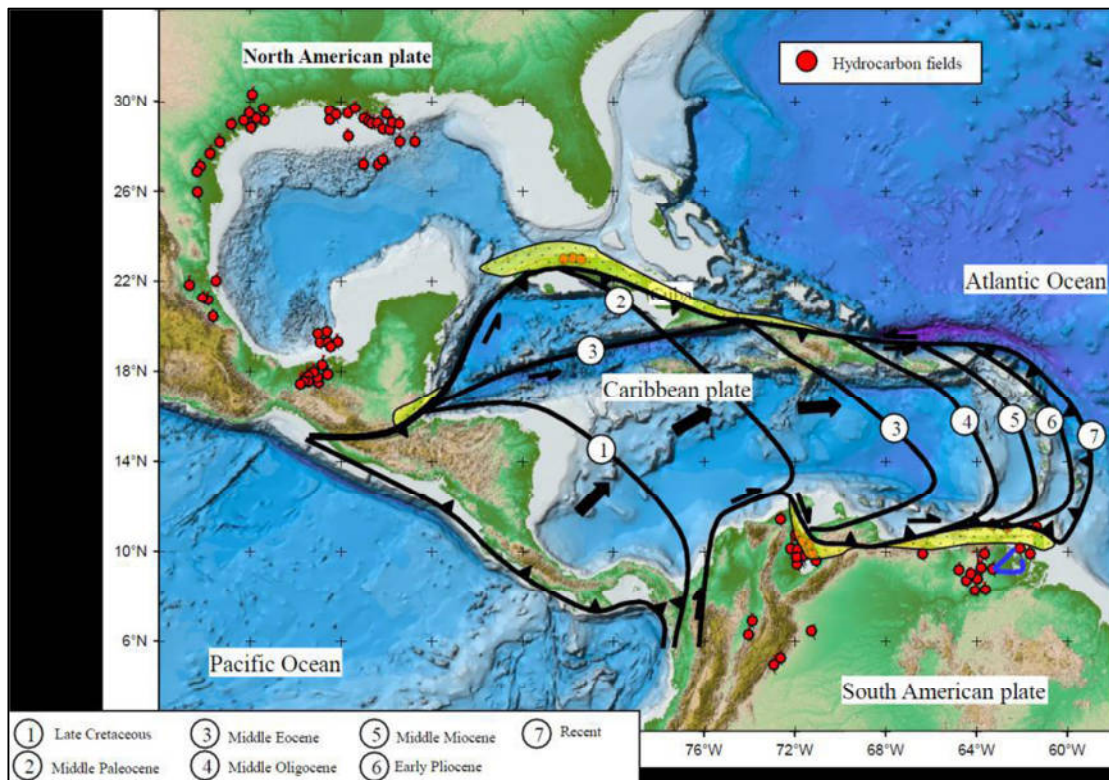


Figura 3.6: Reconstrucción paleotectónica del Golfo de México

### 3.2.1 Evolución Tectono-Sedimentaria del área de estudio

A continuación se presenta un resumen de los eventos de deformación tectónica que afectaron a las secuencias sedimentarias depositadas en el área de estudio:

- 1) Fase Distensiva del Jurásico: se produjo en dos etapas bien diferenciadas, la primera afecta al tope de los depósitos terrígenos de esta edad y está caracterizada por una serie de fallamientos de tipo normal sinsedimentarios. La segunda etapa se presenta como una reactivación del evento anterior y es caracterizado por fallas de tipo normal, con escalonamiento de bloques de buzamiento preferencial al Oeste – Sur Oeste.

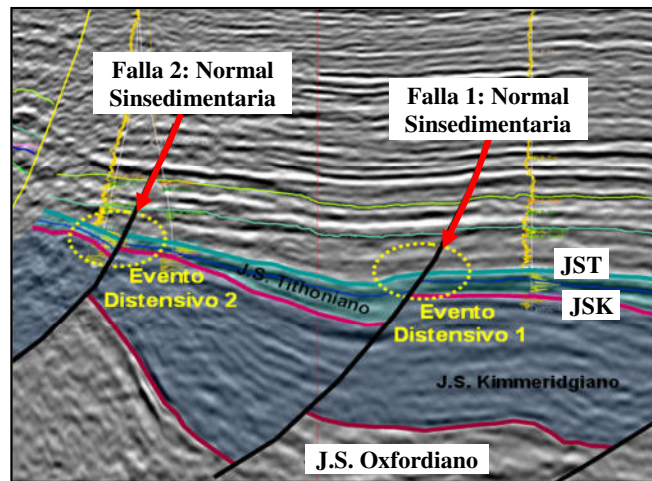


Figura 3.7: Etapas de la distensión Jurásica

El fallamiento de la segunda etapa configuró una serie de “half grabens”, donde las secuencias sedimentarias pertenecientes al Cretácico Inferior se presentan en “onlap” sobre al tope del Jurásico.

- 2) Fase Compresiva del Mioceno: la compresión producida durante la Fase Chiapaneca, marcó el inicio del sobrecorrimiento en Cantarell con la generación de una rampa tectónica que produjo un marcado crecimiento del apilamiento antiformal sobre una falla de bajo ángulo casi paralela con la estratificación del Paleoceno al Oligoceno.

La magnitud del desplazamiento horizontal de la cobijadura, ha sido estimada en unos 12 Km (Estudio de Caracterización Inicial del Campo Sihil,

Cretácico, 2003); si se tiene en cuenta la velocidad de convergencia de las placas y se comparan con faja fallada corrida de características similares, el acortamiento sobre la Falla Sihil habría llevado unos 450.000 años. Durante esta misma fase de compresión, se produce la estructura de dúplex (figura 3.8) por la evolución de una falla inferior, que conlleva al plegamiento de la traza de la falla principal y de la lámina alóctona.

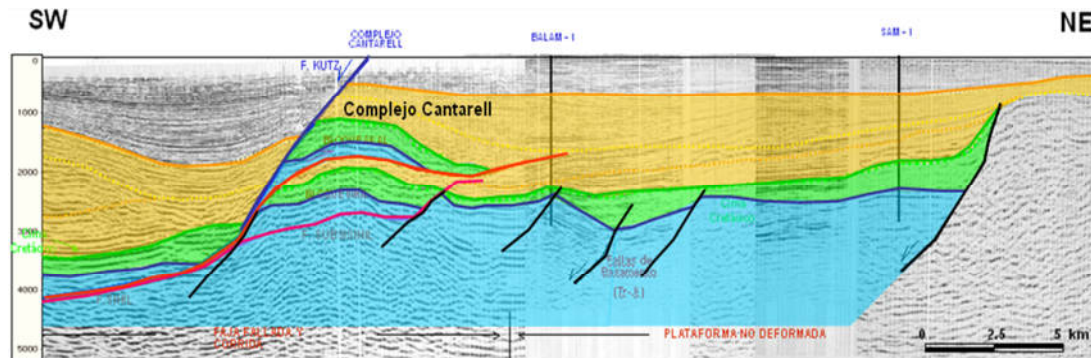


Figura 3.8: Etapa compresiva del Mioceno

- 3) Fase Extensional del Plio-Pleistoceno: Esta etapa marca el inicio del deslizamiento gravitacional de los sedimentos terciarios hacia las partes más profundas del Golfo de México. Como consecuencia de una precipitada extensión regional se desarrollan fallas con desplazamiento normal, rotacionales que generaron minicuenas extensionales con formas alargadas que permitieron el acomodo de un gran espesor de sedimentos carbonatados, como las fosas de Macuspana, Reforma-Comalcalco y Után.

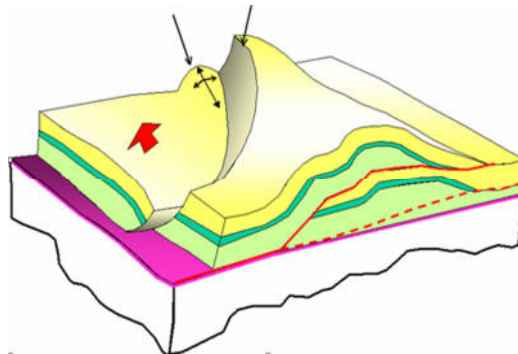


Figura 3.9: Fallas de Deslizamiento Gravitacional, Etapa del Plio-pleistoceno

### 3.2.2 Marco Estratigráfico

La estratigrafía regional está estrechamente relacionada con los procesos tectónicos y sedimentarios que fueron conformando la Cuenca del Golfo de México. La columna estratigráfica del área estudiada y sus muestras representativas se presentan a continuación, junto a la respuesta típica de un registro de rayos gamma y de resistividad:

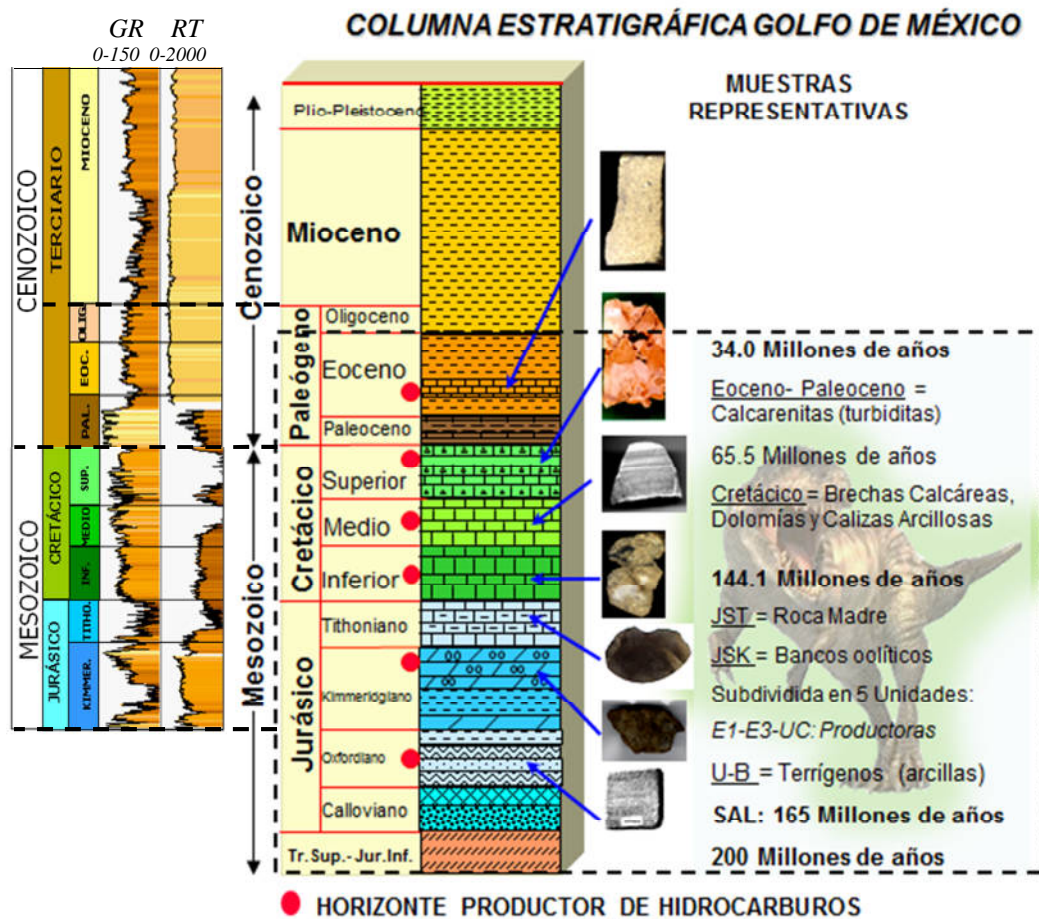


Figura 3.10: Columna estratigráfica del Golfo de México y registro tipo

En referencia a la estratigrafía regional, se pueden documentar 9 etapas principales:

I Etapa: la primera etapa tectónica-sedimentaria está relacionada con el acrecionamiento y posterior rompimiento de la corteza continental, lo cual provoca una atenuación y estrechamiento por extensión intracontinental y el depósito de las secuencias “sin-rift”, que rellenaron las fosas presumiblemente durante el Tríasico Tardío-Jurásico Medio.

II Etapa: de forma discordante sobre la etapa anterior se tiene una secuencia caracterizada por evaporitas, terrígenos arcillo-arenosos y calizas depositadas en una margen pasiva que evolucionó de una cuenca evaporítica a una rampa clástica-carbonatada, en el período comprendido entre el Calloviano y Kimmeridgiano. En este momento, se formaron las arenas productoras del Oxfordiano y los bancos oolíticos del Kimmeridgiano Tardío, además del movimiento de la sal como un mecanismo de control sedimentario.

III Etapa: en esta etapa se tiene una secuencia compuesta por calizas arcillosas y lutitas calcáreas ricas en materia orgánica depositada en una margen pasiva e inundada durante el Tithoniano-Berriasiano. En esta etapa se desarrollaron los sistemas de fallas normales de “half grabens” migrando hacia el centro de la cuenca.

IV Etapa: la subsidencia térmica “post-rift” en la margen pasiva, permitió la formación de una secuencia constituida por sedimentos carbonatados de cuenca con escasos flujos de litoclastos calcáreos, además del establecimiento de plataformas carbonatadas sobre una corteza transicional gruesa (Plataforma de Campeche), durante el Cretácico Inferior (Valanginiano) y Cretácico Superior (Turoniano).

V Etapa: con el descenso del nivel del mar, se produce la siguiente secuencia sedimentaria del Cretácico Superior (Coniaciano-Maestrichtiano), compuesta por brechas calcáreas formadas por depósitos de talud que en la base cambian a margas dolomitizadas de ambiente de cuenca. Estos depósitos de brechas sedimentarias de talud, constituyen el objetivo petrolero más importante de la Región Marina. A

continuación se muestra la paleogeografía y ubicación de las cuencas carbonáticas del Golfo de México (en color azul). Tomado de: Miranda, P.L., 2013, “Elementos Geológicos en Aguas Profundas del Golfo de México y Bloque Yucatán, Activo de Exploración Aguas profundas Sur, 2013”.

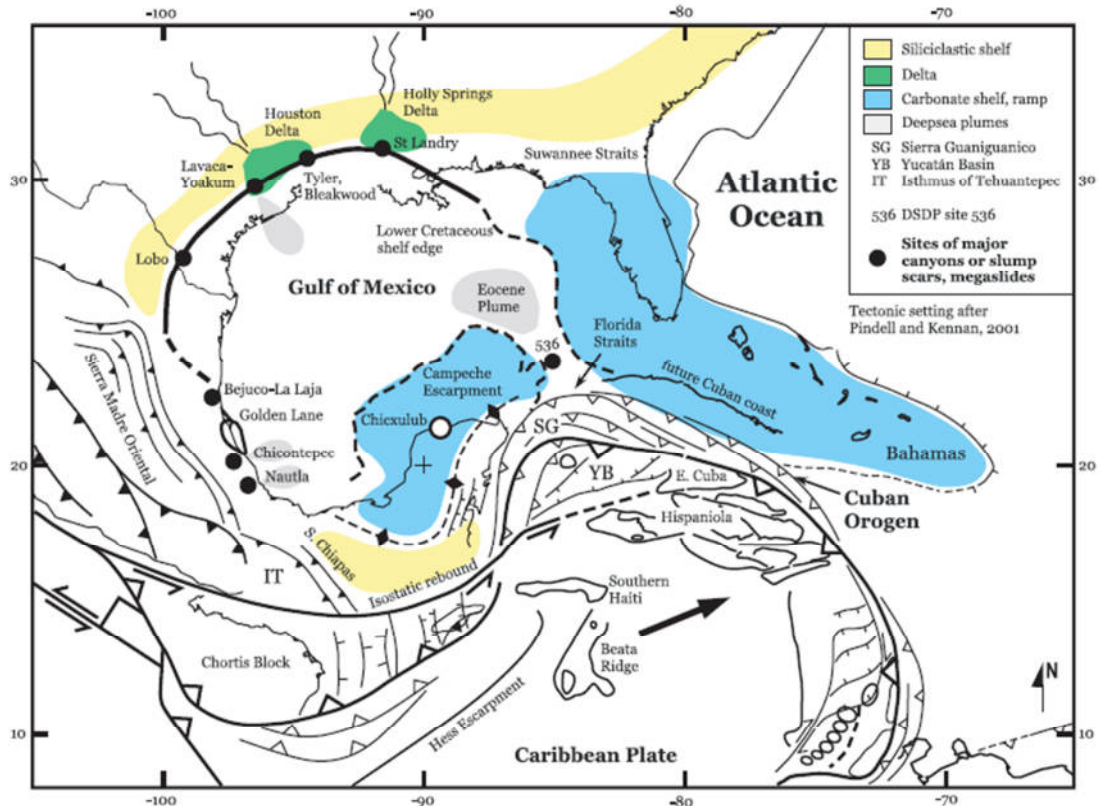


Figura 3.11: Paleogeografía del Golfo de México y ubicación de cuencas carbonáticas

VI Etapa: cubriendo a la secuencia anterior, se presenta un cambio transicional en el régimen de sedimentación, pasando de uno carbonatado a otro de tipo terrígeno, principalmente compuesto por lutitas bentoníticas con escasas intercalaciones de calizas, depositada en ambientes batiales; mientras tanto, en la plataforma continuó la sedimentación carbonatada. Durante este tiempo prevaleció principalmente la subsidencia tectónica.

VII Etapa: en el Oligoceno-Mioceno Inferior, se desarrolla la etapa diapírica y postdiapírica (emplazamiento de “canopies”) de la sal. En ésta secuencia se tienen

dos cuerpos de calcarenitas del Eoceno Medio y Eoceno Inferior-Paleoceno Superior, que constituyen un objetivo productor de hidrocarburos en la Región Marina.

VIII Etapa: a la secuencia anterior, le sigue el paquete sedimentario del Mioceno, constituido por lutitas calcáreas con algunas intercalaciones de arenas de cuarzo de grano fino. Fue durante este período de tiempo cuando se registró la compresión que provocó la estructuración de las secuencias anteriormente depositadas, y se puede observar la transición en algunas áreas de ambientes batiales a neríticos.

IX Etapa: durante esta etapa se forma la secuencia sedimentaria del Plioceno Inferior hasta el Reciente-Pleistoceno, y está dominada por una sedimentación de carbonatos mezclados con limos-arcillas, arenas calcáreas y cuarzo; estos depósitos son a su vez controlados por un claro sistema progradante, con una dirección de aporte orientada de Sureste a Noroeste.

### **3.3 DATOS DISPONIBLES**

A continuación se muestran un resumen de la revisión, análisis y control de calidad realizado a todos los datos de entrada que estuvieron disponibles para la creación y ejecución del proyecto:

#### **3.3.1 Interpretación sísmica y modelo de velocidades**

La interpretación sísmica del cubo de datos fue realizada sobre un nuevo volumen sísmico de tipo re-proceso siguiendo todas las etapas mencionadas e incluyendo algunas etapas nuevas, como por ejemplo el ajuste tipo “shift” de tiempo y fase para cada levantamiento antes de la unión o “merge”. La migración fue en tiempo de forma independiente para cada levantamiento para preservar la huella propia de cada volumen “footprint”, la cual podría ser removida posteriormente y evitar degradaciones.

Finalmente, para el análisis de velocidades, se usó un análisis en 3 etapas para un espaciamiento de 325m (inlines) y 700m (crossline), de esta forma, se aplicaron velocidades en diferentes órdenes o etapas para corregir (aplanar) los eventos a correspondientes offsets mayores. Como referencia, a continuación se muestran los parámetros de adquisición para cada uno de los levantamientos, que sirvieron para estudiar sus similitudes y adaptar las etapas del re-procesamiento para unión tipo “merge”:

Tabla 3.1: Comparación parámetros de adquisición de los levantamientos

| <i><b>Parámetros de Adquisición</b></i> | <i><b>Cantarell</b></i> | <i><b>Abkatun</b></i> | <i><b>KuMZap.</b></i> |
|-----------------------------------------|-------------------------|-----------------------|-----------------------|
| Compañía de adquisición                 | Westerm                 | PGS                   | Geco-Prakala          |
| Fecha                                   | 1996                    | 1998                  | 1999                  |
| Orientación líneas receptoras           | 135°                    | 56.5°                 | 135°                  |
| Orientación líneas fuentes              | 45°                     | 146.5°                | 45°                   |
| Distancia entre líneas receptoras       | 650m                    | 500m                  | 400m                  |
| Distancia entre líneas fuentes          | 200m                    | 250m                  | 350m                  |
| Distancia entre estaciones receptoras   | 50m                     | 50m                   | 50m                   |
| Distancia entre estaciones fuentes      | 25m                     | 50m                   | 25m                   |
| Longitud de grabación                   | 6.0 seg                 | 7.0 seg               | 8.2 seg               |
| Intervalo de muestreo                   | 2 ms                    | 2 ms                  | 2 ms                  |

A continuación se muestra la ubicación de los tres levantamientos y la geo-referencia del cubo “merge”, la interpretación sísmica desarrollada y el modelo de velocidades intervállicas.

Se generaron tres volúmenes para las diferentes actividades del proyecto:

- Ptcf32 (con filtro y ganancia) – para el modelo sísmico estructural.
- Pstmsfsg (sin filtro y sin ganancia) – para la extracción de atributos.
- Velocidades RMS.

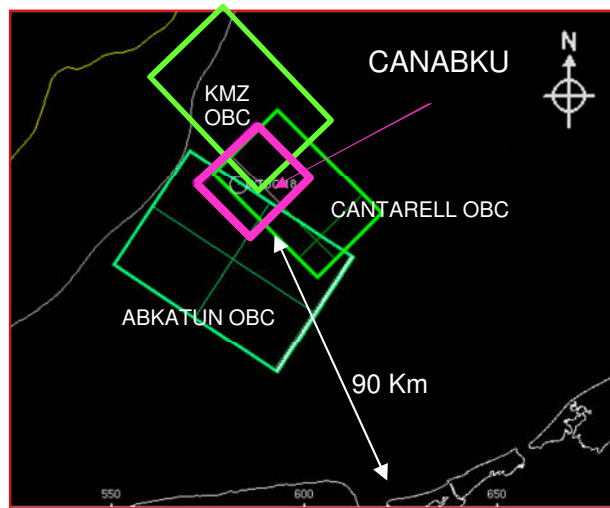


Figura 3.12: Ubicación y referencia del cubo “merge”

A continuación se muestra un análisis de la resolución sísmica vertical en el área de interés, previo a la interpretación sísmica y uso del dato geofísico:

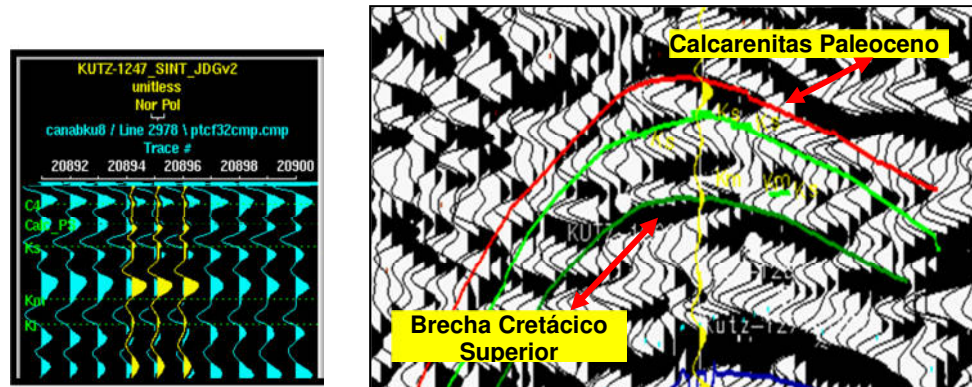


Figura 3.13: Sismograma sintético y estudio de resolución vertical

|                                                                                                                                                                                                                                                                |                                                                                                                                                                                                                                                            |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| <p><b><u>Resolución Calcarenitas Paleoceno Superior</u></b></p> <p>Frecuencia = 18 Hz</p> <p>Velocidad Intervalo 3655 m/s</p> <p><math>RV = \frac{1}{4} (V / f)</math></p> <p><math>RV = 0.25 (3655 / 18)</math></p> <p><b>RV Paleoceno Sup. = 50.0 m.</b></p> | <p><b><u>Resolución Brecha Cretácico Superior</u></b></p> <p>Frecuencia = 19 Hz</p> <p>Velocidad Intervalo 5620 m/s</p> <p><math>RV = \frac{1}{4} (V/f)</math></p> <p><math>RV = 0.25 (5620 / 19)</math></p> <p><b>RV Cretácico Superior = 74.0 m.</b></p> |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|

Figura 3.14: Análisis de resolución sísmica vertical en el campo

Los horizontes sísmicos fueron interpretados, de manera general, siguiendo el patrón general geológico de la cuenca, y de manera específica, en base a los reflectores identificados en el sismograma sintético por marcas de pozos. A continuación el patrón estructural de la cuenca:

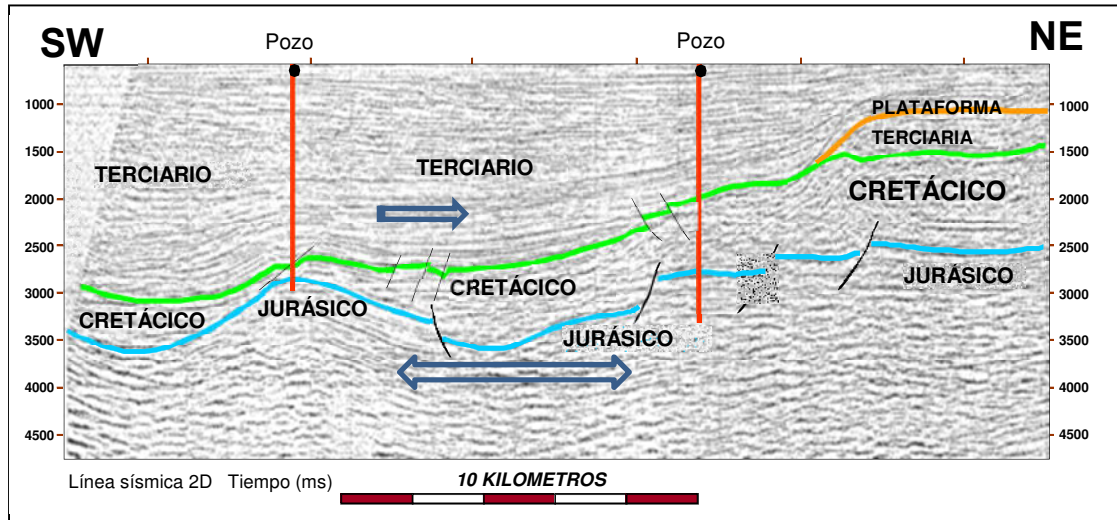


Figura 3.15: Morfología de la cuenca – Porción Noreste de la sonde de Campeche

Los horizontes y fallas que fueron interpretadas en el cubo “merge” CANABKU fueron los siguientes:

Secuencia Terciaria:

- Horizonte del fondo marino
- 7 horizontes contrastantes de velocidad
- Horizonte al tope de las calcarenitas del Eoceno-Paleoceno
- 14 fallas tipo “normales” y 3 fallas tipo “inversas”

Secuencia Mesozoica:

- Horizonte al tope del Cretácico superior
- Horizonte al tope del Cretácico medio
- Horizonte al tope del Jurásico superior Tithoniano
- Horizonte al tope del Jurásico superior Kimmeridgiano
- 15 fallas de tipo “normales lítricas” y 4 fallas de tipo “inversas”

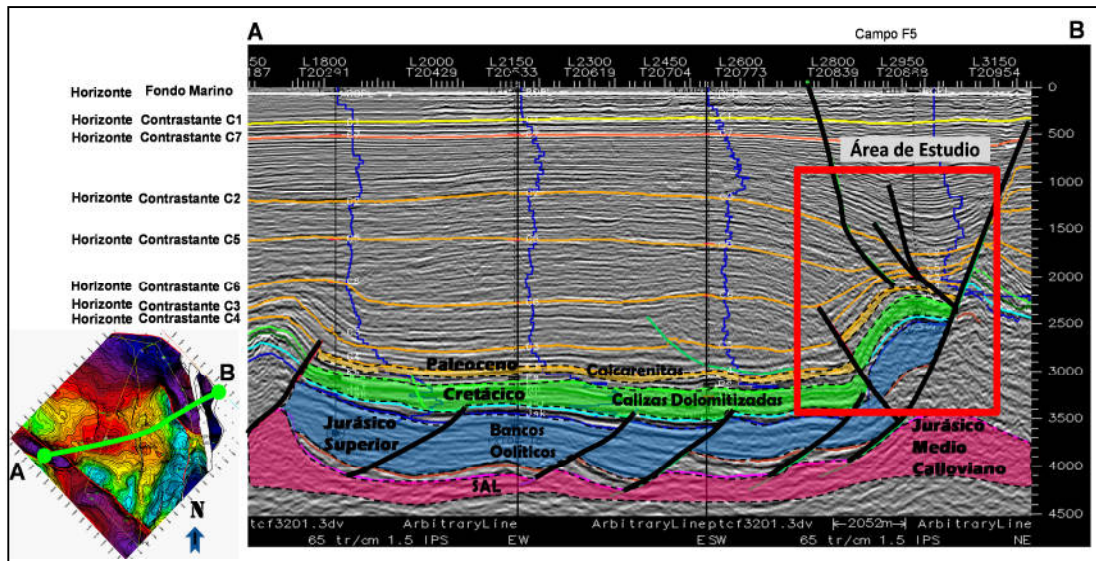


Figura 3.16: Sección sísmica arbitraria con la interpretación sísmica estructural

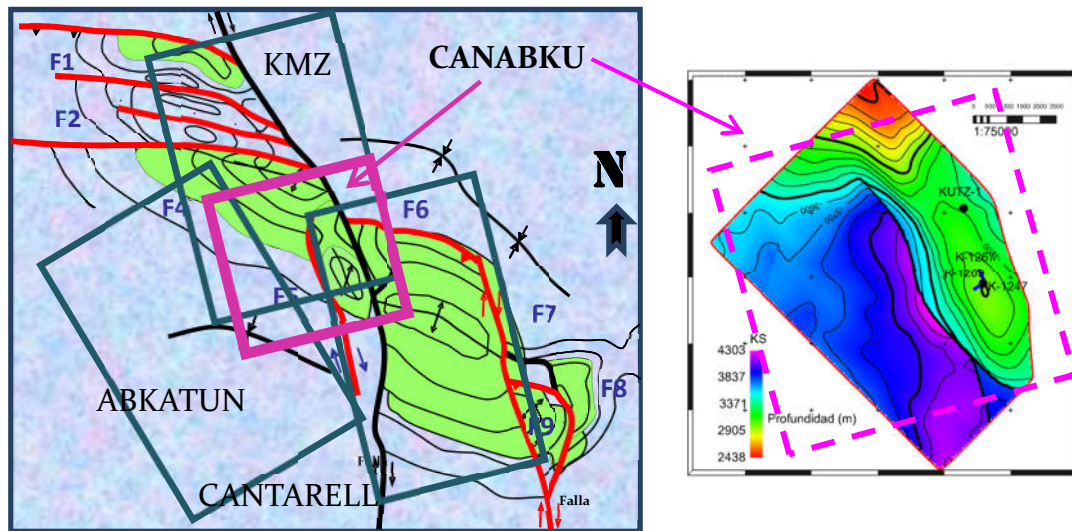


Figura 3.17: Mapa Base de ubicación de los datos disponibles

El modelo de velocidades se realizó con las siguientes premisas: (a) modelo calibrado 10 pozos con check-shots o perfil sísmico vertical VSP, (b) 15 pozos adicionales usados para la calibración por asignación de tablas T-Z, (c) calibración y ajuste de los contornos estructurales en profundidad en base al rasgo estructural en tiempo. A continuación se muestran algunas secciones del modelo de velocidades interválicas y una imagen del cubo sísmico de amplitud vs velocidad:

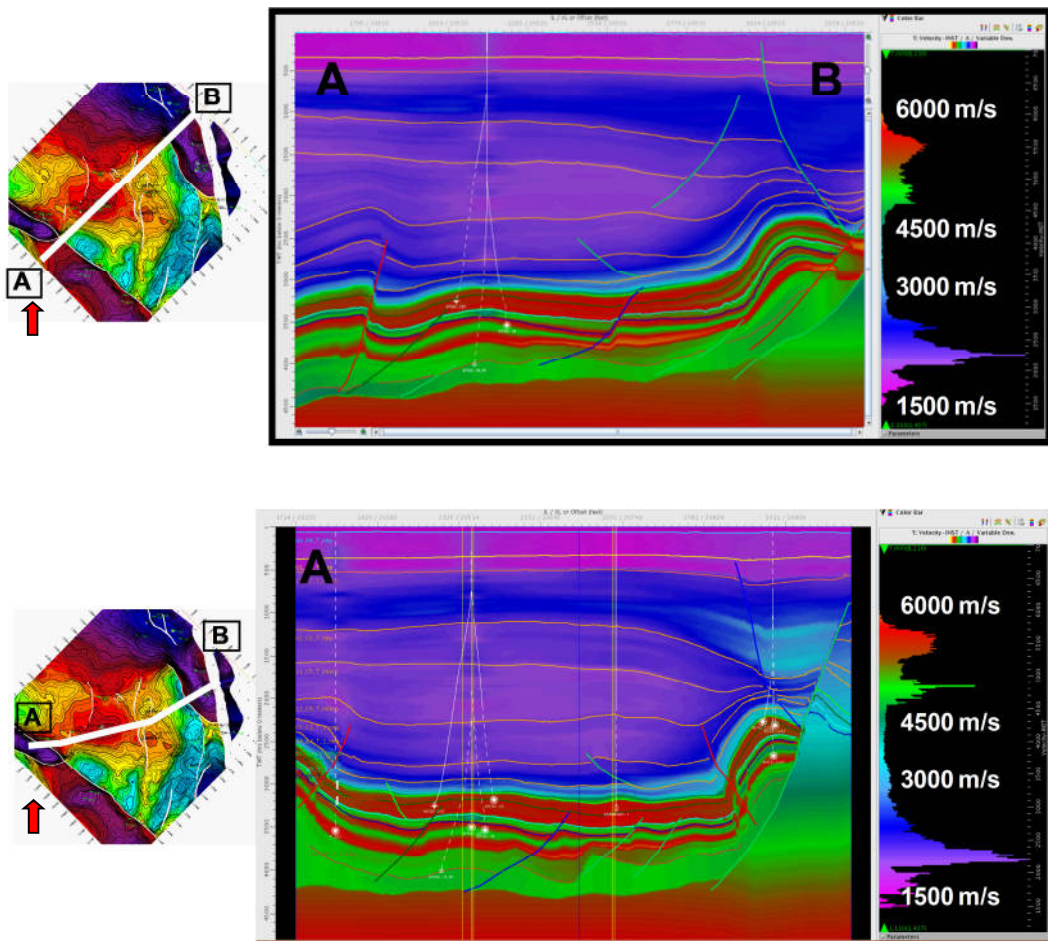


Figura 3.18: Secciones arbitrarias del modelo de velocidades intervállicas

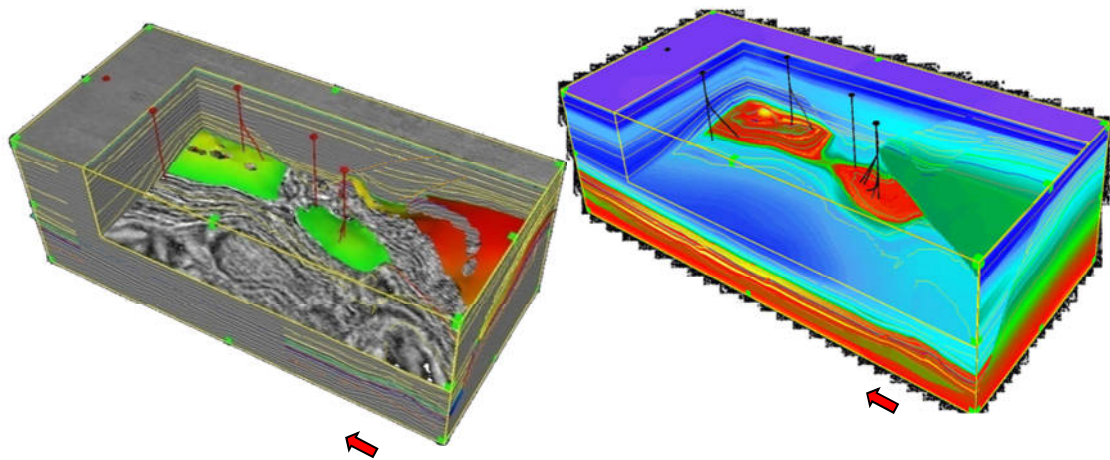


Figura 3.19: Modelos 3D de amplitud sísmica y velocidades intervállicas

### 3.3.2 Inversión sísmica

Como su nombre lo indica, el proceso de inversión puede ser considerado como la inversa del modelado directo, es decir, comenzar con datos medidos reales, luego aplicar una operación que retrocede el experimento físico y al final producir un modelo de subsuelo. Aunque existen dos métodos de inversión: de velocidad y de amplitud, en este proyecto se realizó sólo una inversión de amplitud.

La inversión de amplitud utiliza el tiempo de arribo y la amplitud de las ondas sísmicas reflejadas en cada punto de reflexión, para resolver las impedancias relativas de las formaciones limitadas por los reflectores que generan imágenes. En términos generales, toma una traza sísmica real, remueve el pulso sísmico (u ondícula) a través de una deconvolución y se crea un modelo del subsuelo para la localización de dicha traza, todo en un proceso iterativo entre el modelado directo y la inversión, hasta obtener la menor diferencia posible entre la traza sintética y los datos. A continuación una imagen representativa de estos procesos:

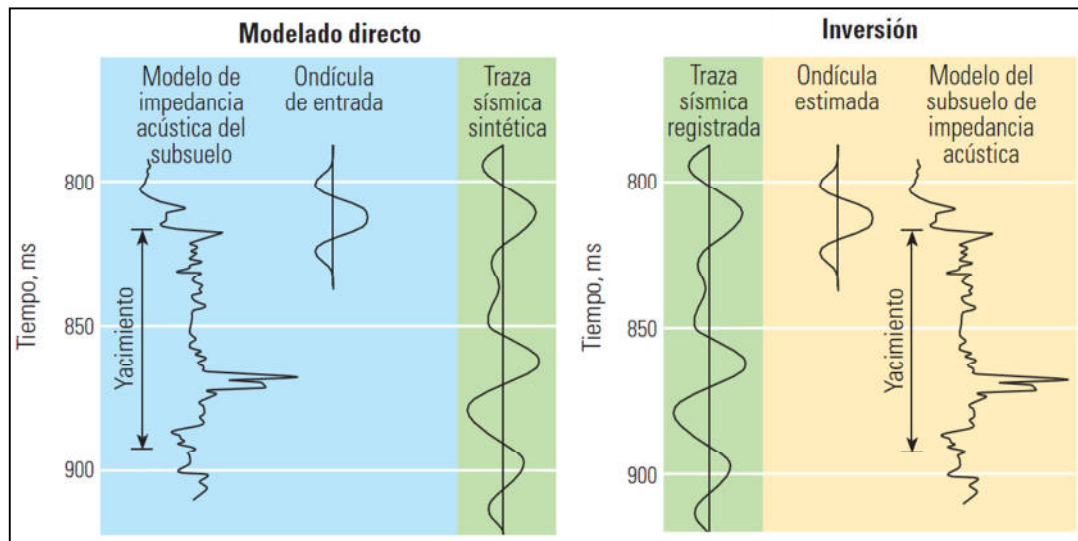
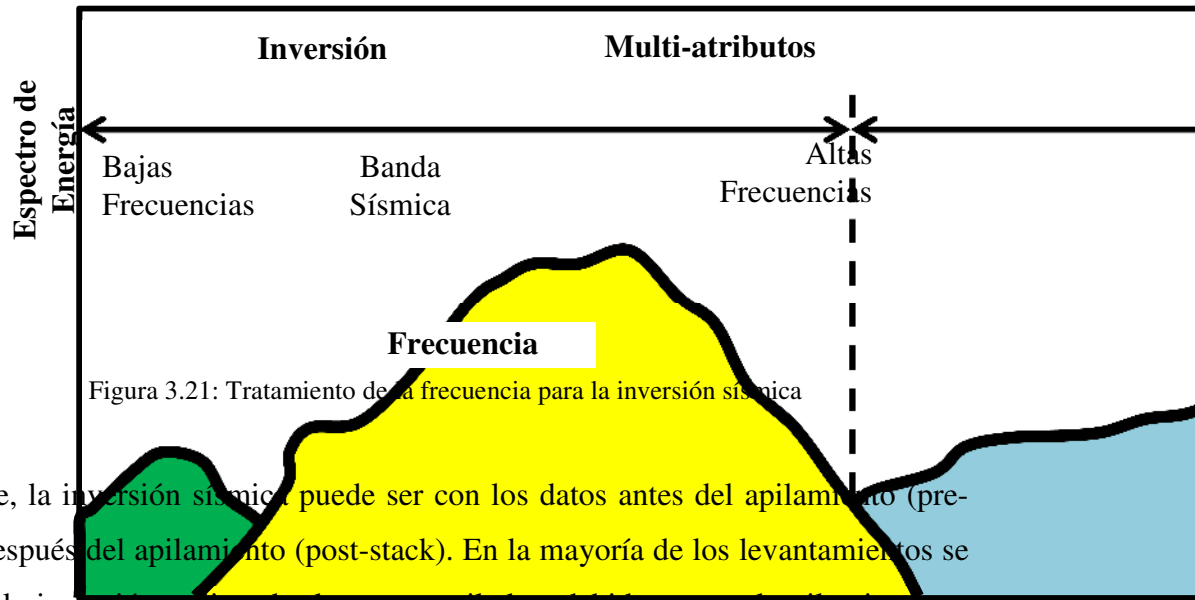


Figura 3.20: Modelado vs Inversión sísmica (tomado [www.slb.com](http://www.slb.com))

La creación del modelo de inversión tomó en cuenta el espectro completo de frecuencias, de este modo, se crea un modelo de baja frecuencia en base a la impedancia acústica relativa derivada de datos de pozos, luego se seleccionó la banda sísmica apropiada para las frecuencias dominantes en el dato geofísico, y finalmente se empleó un proceso de correlación con multi-atributos sísmicos para las altas frecuencias empleando redes neuronales.



Finalmente, la inversión sísmica puede ser con los datos antes del apilamiento (pre-stack) o después del apilamiento (post-stack). En la mayoría de los levantamientos se desarrolla la inversión utilizando datos pre-apilados, debido a que el apilamiento en muchos casos no preserva adecuadamente la amplitud, sobre todo cuando las trazas exhiben una variación de la amplitud con el desplazamiento (AVO). Se muestra un ejemplo a continuación:

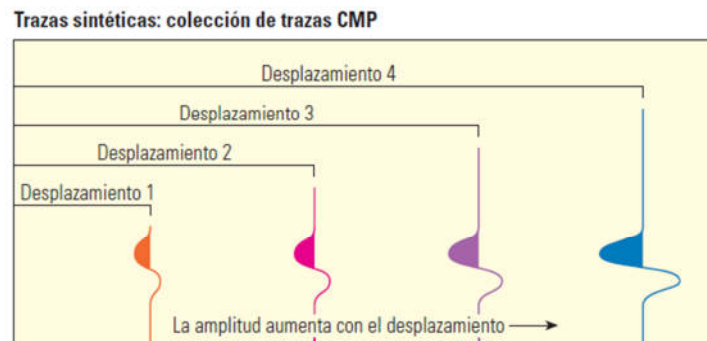


Figura 3.22: Preparación para la inversión de trazas AVO ([www.slb.com](http://www.slb.com))

Es bien conocido que la inversión de trazas con los datos AVO es más complicada que la inversión después del apilamiento (porque la fórmula de reflectividad es más elaborada) y debido a que depende no solo de la densidad y la velocidad de las ondas compresionales, sino también de la velocidad de las ondas de corte y del ángulo de incidencia. Estas ecuaciones para la dependencia angular de la reflexión de las ondas compresionales (P) y de corte (S) en función de las densidades, las velocidades y el ángulo incidente, se conocen como las ecuaciones de Zoeppritz.

Para todos los casos, es necesario contar con registros sísmicos compresivos y de corte, además de la densidad. En el proyecto del campo “F5” se contó con dichos registros, por tanto, el proceso de inversión se considera robusto en términos de los datos. En la siguiente figura, se ilustra el primer paso el proceso de inversión sísmica AVO, que consiste en la conversión de distancia a ángulo. Es importante resaltar que el cambio de distancia a ángulo no afecta la posición temporal, geometría y amplitudes relativas de los reflectores:

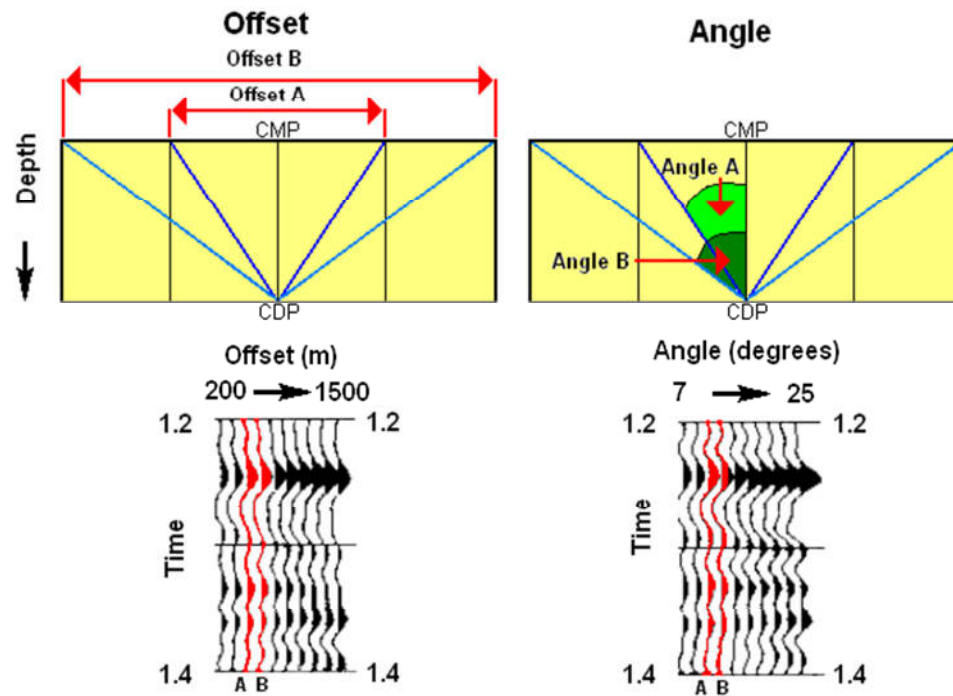


Figura 3.23: Proceso de conversión de distancia a ángulo

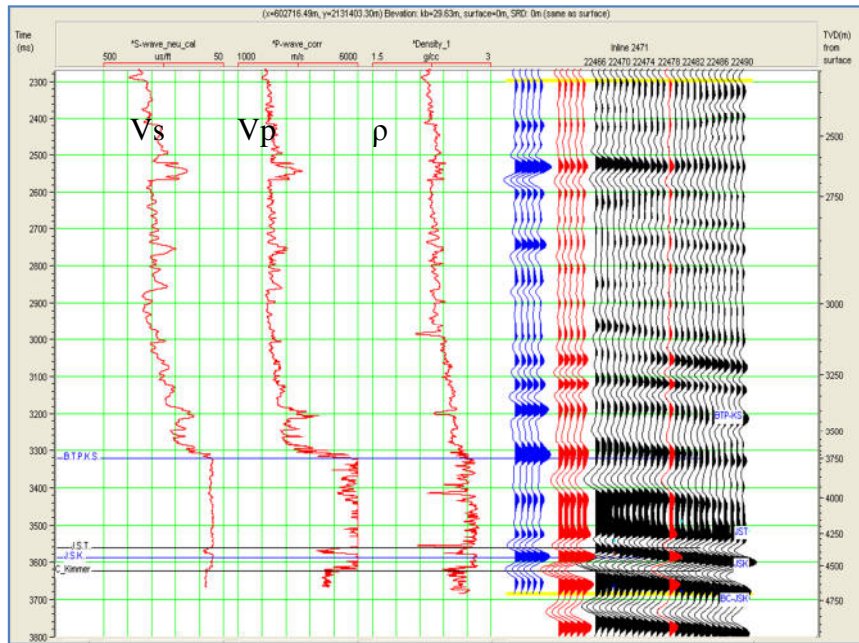


Figura 3.24: Correlación datos de pozos con los gathers en ángulo

A continuación el modelo de baja frecuencia derivado de pozos, que permitió introducir la frecuencia ausente en el dato sísmico en términos de amplitud.

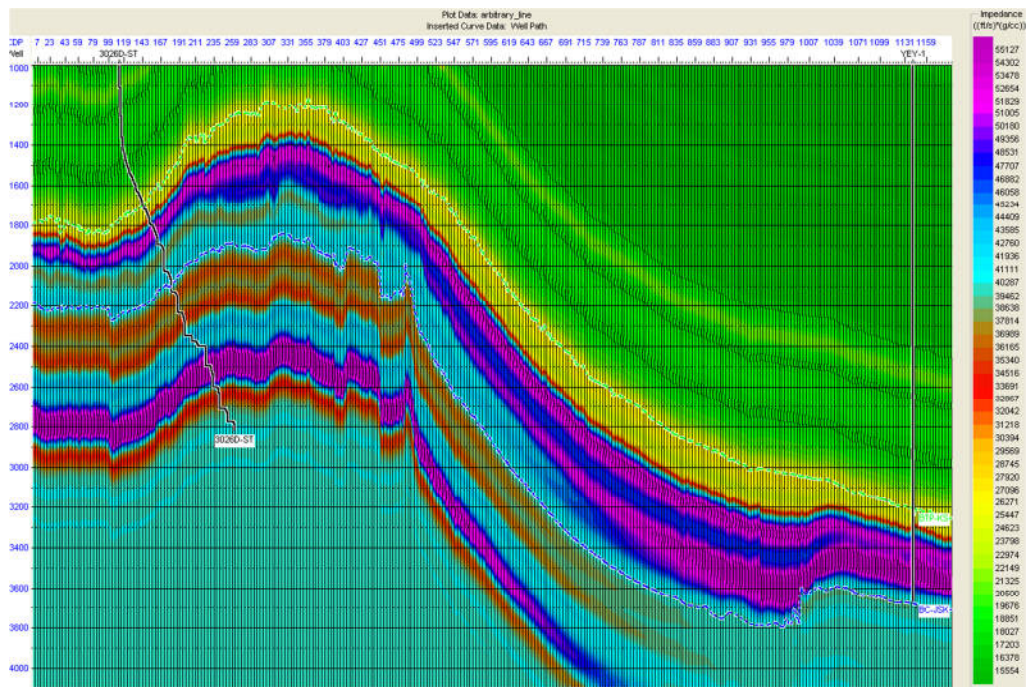


Figura 3.25: Modelo de baja frecuencia

El cubo de baja frecuencias cubre un rango de 0 a 8 Hz con mezcla en el rango de 8 a 12 Hz, es decir, en un rango final de 0 a 12 Hz. Debido a la complejidad estructural y la juxtaposición de eventos, el modelo de baja frecuencia tomando los datos de todos los pozos generó algunos artefactos y discontinuidades laterales de los reflectores, que posiblemente se deben a la interpolación lateral entre valores muy diversos. Sin embargo, en el modelo de baja frecuencia usando las velocidades de un solo pozo (pozo que atraviesa toda la columna y es clave para el modelo geológico), las variaciones laterales son suaves, pudiéndose vincular a cambios de espesor, por ello, se optó por el modelo de 1 solo pozo

Se puede indicar que la frecuencia en el modelo de “baja frecuencia” no superó los 12 Hz, lo que implica que asignando una velocidad media (de registros y procesamiento) de 2500 m/s, el espesor será 210 metros aproximadamente, y esto asegura un bajo peso en la resolución final del cubo de inversión.

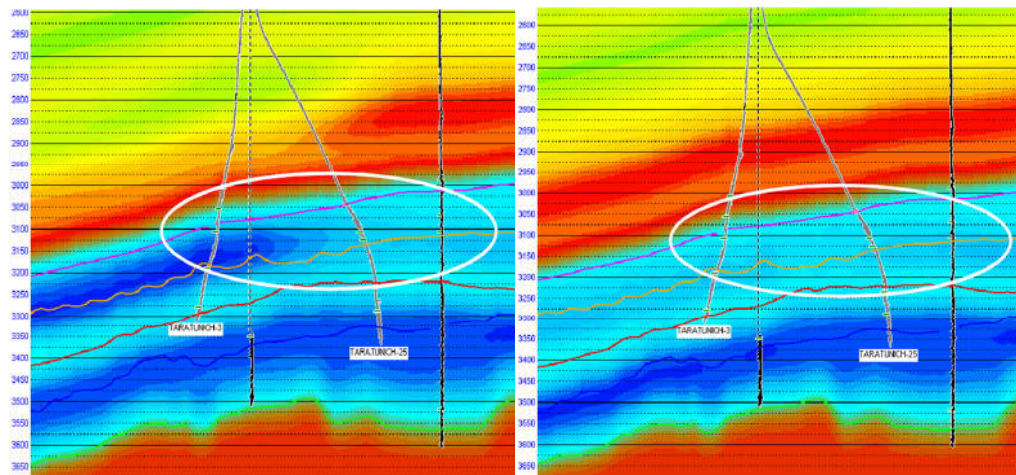


Figura 3.26: Comparación modelo baja frecuencias para 1 pozo y multi-pozo

En el marco de este proyecto para el campo “F5”, se aplicó una inversión sísmica de tipo “Inversión Simultánea”, en la cual, a diferencia de las técnicas convencionales que invierten las trazas por separado y luego combinan los resultados, la inversión de tipo “Simultánea” examina todas las trazas al mismo tiempo para efectuar la

inversión, a fin de obtener un modelo globalmente optimizado. Esto es importante cuando los datos poseen múltiples soluciones locales, que es el caso del proyecto del campo “F5.

A continuación un resumen del proceso de inversión simultánea, con los tipos de datos y las propiedades físicas o atributos que se pueden extraer:

Tabla 3.2: Aplicaciones de la inversión simultánea (tomado [www.slb.com](http://www.slb.com))

| Tipo de datos                                                                                                                                           | Propiedades físicas                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                   |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Datos de apilamiento completo                                                                                                                           | Impedancia de ondas $P$                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                               |
| Datos AVO de apilamiento parcial                                                                                                                        | Impedancia de ondas $P$ , $V_p/V_s$ (o impedancia de ondas $S$ ) y densidad, a partir de las cuales se puede estimar la relación de Poisson, $\lambda$ y $\mu$                                                                                                                                                                                                                                                        |
| Datos AVO de ordenadas en el origen y pendientes                                                                                                        | Impedancia acústica, obtenida de los datos de ordenadas en el origen; impedancia de ondas de corte obtenida de los datos sísmicos de ondas de corte calculados a partir de las ordenadas en el origen y las pendientes                                                                                                                                                                                                |
| Datos de apilamiento completo de componentes múltiples (conversiones $P$ a $P$ y $P$ a $S$ )                                                            | Impedancia de ondas $P$ e impedancia de ondas $S$                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                     |
| Datos AVO de apilamiento parcial de componentes múltiples                                                                                               | Impedancia de ondas $P$ , $V_p/V_s$ (o impedancia de ondas $S$ ) y densidad                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                           |
| Datos de sísmica de pozo (VSP)                                                                                                                          | Impedancia acústica derivada de los datos $PP$ ; impedancia de ondas de corte a partir de los datos $PS$                                                                                                                                                                                                                                                                                                              |
| Datos de apilamiento completo adquiridos con la técnica de repetición (que pueden incluir datos de apilamiento completo de componentes múltiples)       | Inversión simultánea con la técnica de repetición para la determinación de la impedancia de ondas $P$ básica y los cambios en la impedancia de ondas $P$ para cada intervalo de tiempo: en relación con los datos de componentes múltiples, el proceso de inversión también dará como resultado la impedancia de ondas $S$ básica y los cambios en la impedancia de ondas $S$ a lo largo del intervalo de tiempo      |
| Datos AVO de apilamiento parcial adquiridos con la técnica de repetición (que pueden incluir datos AVO de apilamiento parcial de componentes múltiples) | Inversión simultánea con la técnica de levantamientos repetidos para la determinación de las propiedades básicas y los cambios; por ejemplo, para los datos de apilamiento parcial, el proceso de inversión puede determinar la impedancia de ondas $P$ básica, la relación $V_p/V_s$ (o la impedancia de ondas $S$ ) y la densidad, y los cambios producidos en estas propiedades a lo largo del intervalo de tiempo |

La transformación de los gathers al dominio angular puede resolverse mediante las velocidades de procesamiento o de pozo, dependiendo de la magnitud del área y la presencia de registros sísmicos o pruebas de velocidad.

En el caso del proyecto “F5”, si bien se contaba con registros sísmicos, su distribución no es homogénea y en su mayoría no están grabados en toda la profundidad del pozo,

por ello, se optó por las velocidades usadas en el procesamiento, ya que cuentan con una buena correspondencia con la velocidad sónica.

A continuación se muestra un gráfico de correlación entre las velocidades de procesamiento (en el eje X) y las obtenidas a partir de registros sínicos (en el eje Y) correspondientes a grupo de más de 30 pozos, mostrando una correlación de 74%, lo que otorgó un alto grado de certidumbre:

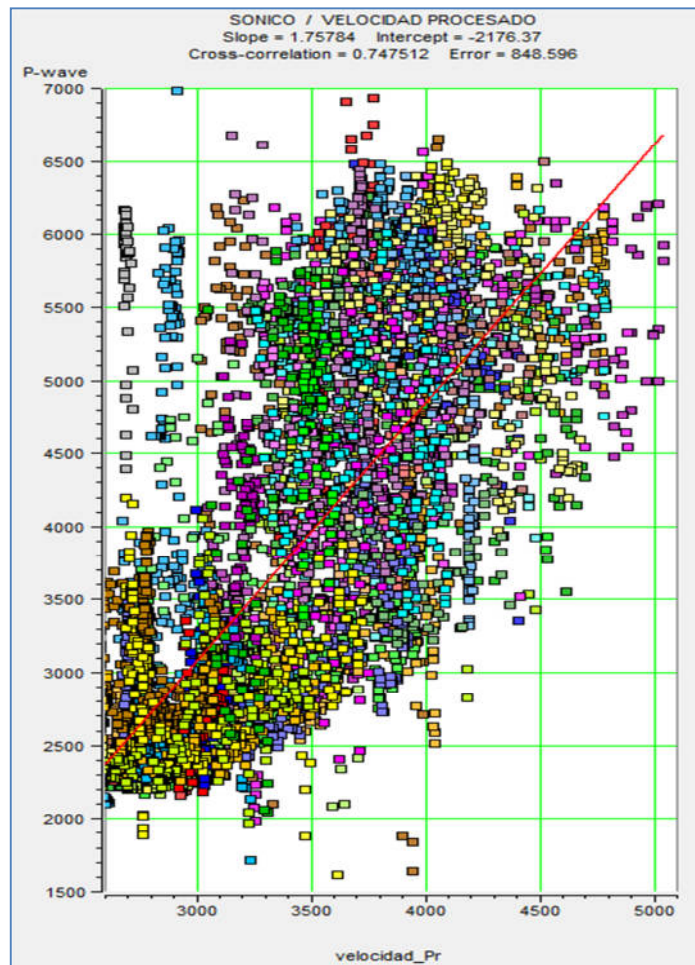


Figura 3.27: Correlación entre velocidades sínicas y de procesamiento

La siguiente figura corresponde a una inline dividida en gathers en dominio angular y en colores en ángulo de incidencia. Se puede observar que los ángulos máximos son

del orden de 39 grados, lo que asegura una estimación correcta de los distintos volúmenes de atributos, en especial el de densidad.

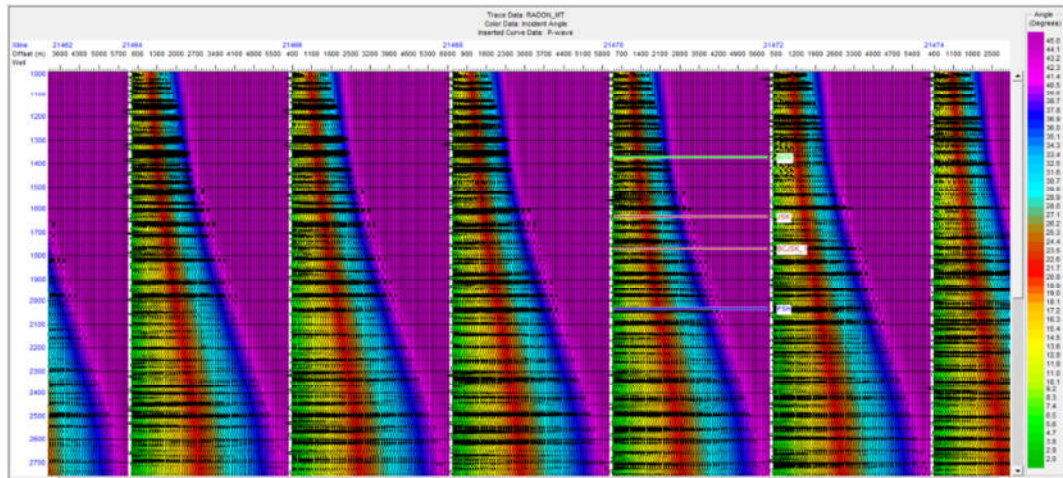


Figura 3.28: Gathers en el dominio angular

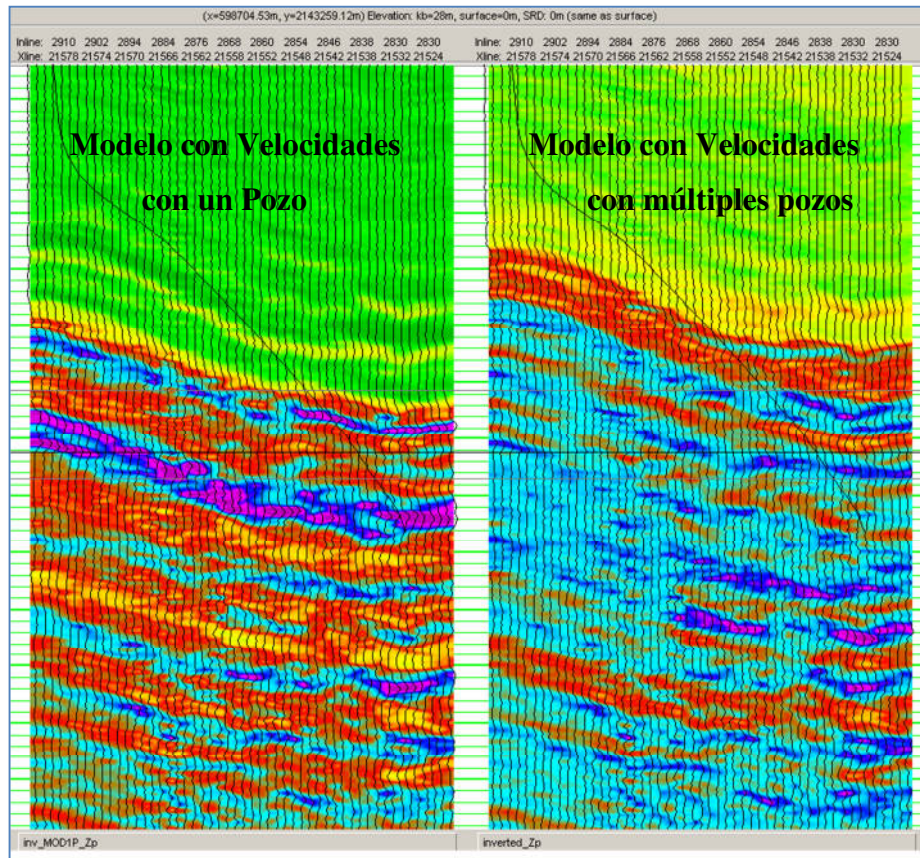


Figura 3.29: Comparación entre el modelo de inversión con 1 Pozo y Multipozo

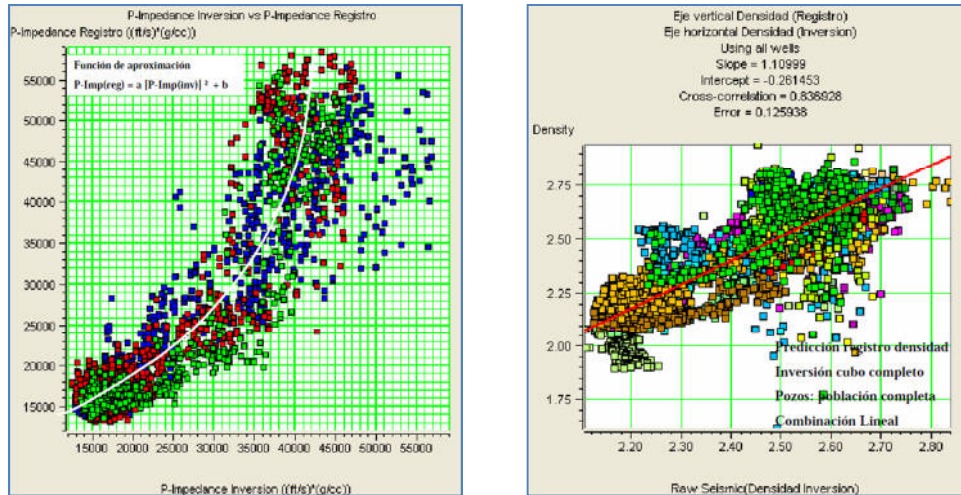


Figura 3.30: Relación de Impedancias y Densidad entre pozos vs inversión

### 3.3.3 Atributos sísmicos

A continuación se indican los atributos que fueron extraídos del cubo de amplitud sísmica, así como los atributos de la inversión.

Tabla 3.3: Atributos sísmicos extraídos para el proyecto

| <b><i>Atributos de la amplitud sísmica</i></b>                                                                   | <b><i>Atributos del cubo de inversión</i></b> |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------|
| “Envolvente de amplitud”                                                                                         | Impedancia de la onda P ( $Z_p$ )             |
| “ <b><i>Colored Inversion</i></b> ” – representación en colores de los rangos de amplitud luego de una inversión | Impedancia de la onda S ( $Z_s$ )             |
| Frecuencia instantánea                                                                                           | Delta de impedancias ( $Z_p-Z_s$ )            |
| Máxima curvatura                                                                                                 | Velocidad de la onda P ( $V_p$ )              |
| “ <b><i>Azimet</i></b> ” – dirección de la máxima curvatura                                                      | Velocidad de la onda S ( $V_s$ )              |
| Coherencia o semblanza                                                                                           | Relación de velocidades ( $V_p/V_s$ )         |
| Fase instantánea                                                                                                 | Relación de Poisson                           |
| Cuadratura de la traza                                                                                           | Lambda ( $\lambda$ )                          |
| Frecuencia Dominante                                                                                             | Coefficiente “Mu” ( $\mu$ )                   |
| Coseno de la Fase                                                                                                | Densidad “Rhob” ( $\rho$ )                    |

A continuación se muestran algunos de los atributos sísmicos instantáneos extraídos del cubo de amplitud sísmica y de la inversión sísmica para guiar la geoestadística:

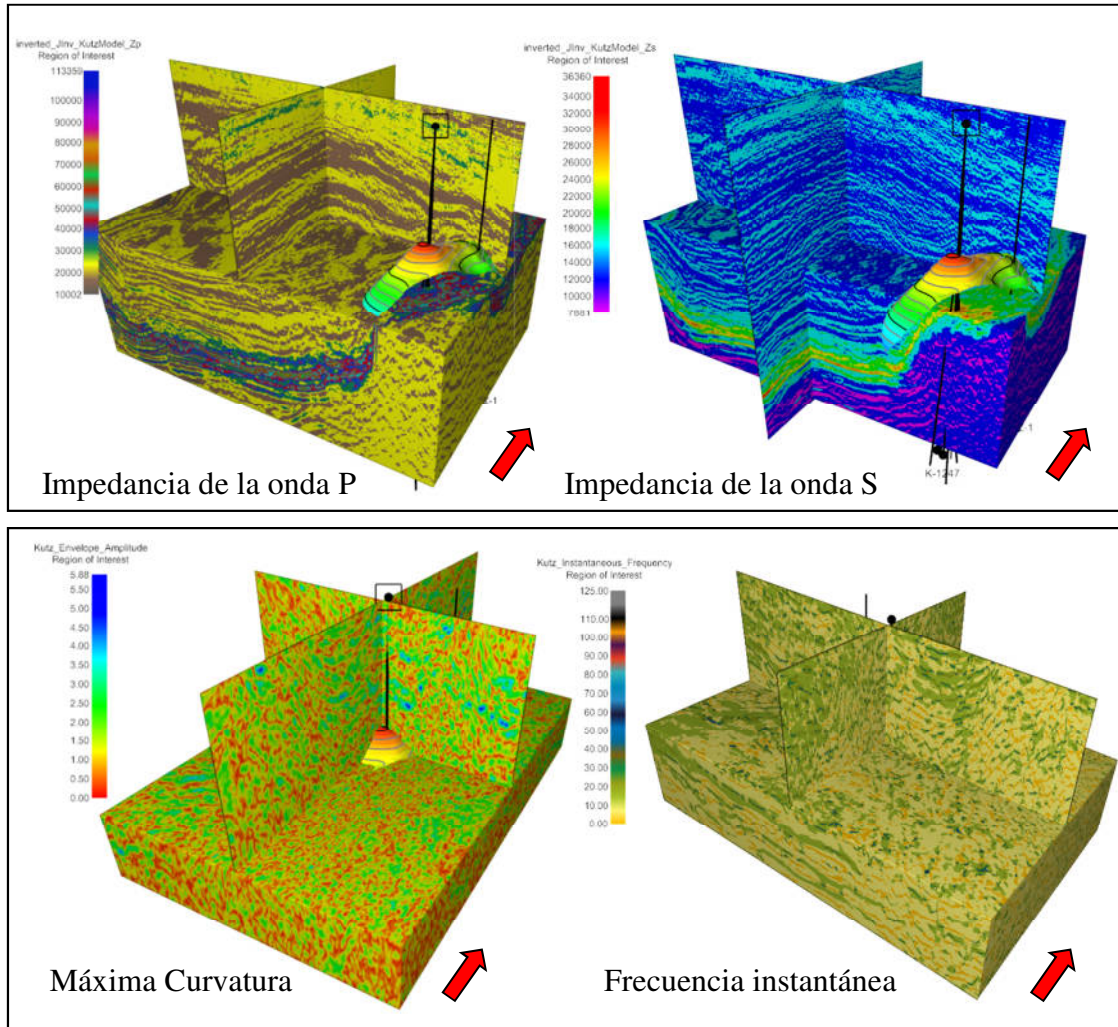


Figura 3.31: Atributos sísmicos extraídos al cubo sísmico

### 3.3.4 Modelo geológico

En cuanto a los datos de geología que fueron recopilados y analizados, éstos incluyeron: registros básicos, evaluación petrofísica avanzada, marcadores de pozos, informes de descripción de núcleos y reportes de perforación entre otros.

Se contó con información proveniente de diferentes plataformas de trabajo: Seiswork®, Charisma® y Petrel® para datos geofísicos, Techlog® para las evaluaciones petrofísicas, Geoframe® para datos geológicos y facies sedimentarias y OFM® para datos de ingeniería de pozos y datos dinámicos. Todos los datos fueron validados y se integraron en la plataforma IRAP RMS® de Roxar.

A continuación se muestra un resumen y se visualiza una muestra de los datos geológicos incorporados en el proyecto:

1. **Análisis de Núcleos en pozos atravesando fallas:** su importancia radica en conocer el grado de sello que pueden tener las fallas debido al material cementante y cristalizaciones de los minerales arcillosos contenidos. Sirvió para analizar las vías de migración del petróleo, el entrapamiento en las calcarenitas y documentación para los procesos de producción en los pozos.



Figura 3.32: Núcleos en la Zona de Deformación Frágil

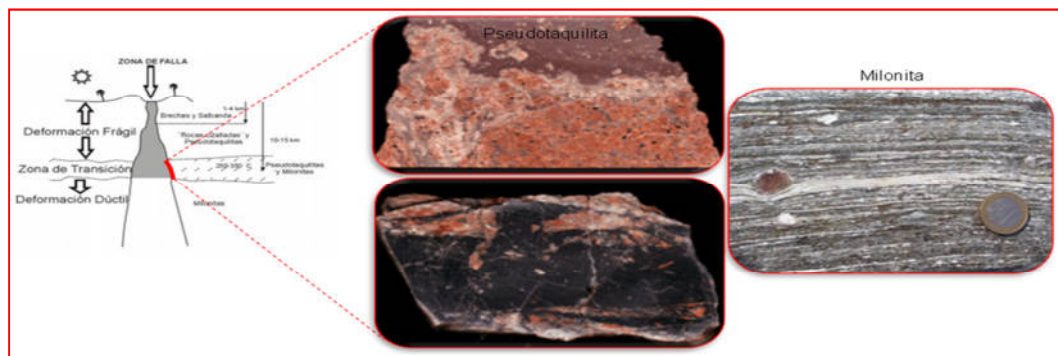


Figura 3.33: Núcleos en la Zona de Transición de las fallas



Figura 3.34: Núcleos en la Zona de deformación dúctil

2. **Descripciones macroscópicas de núcleos:** caracterización sedimentológica de facies para la creación del registro de facies y datos relacionados a las propiedades petrofísicas intrínsecas de los cuatro medios porosos.



Figura 3.35: Ejemplo de núcleos con descripción macroscópica

3. **Datos del modelo estructural:** se contó con los mapas estructurales en profundidad para los horizontes de interés: Calcarenitas (Eoceno-Paleoceno), Cretácico Superior, Cretácico Medio, Cretácico Inferior y Jurásico Tithoniano del campo. Éstos fueron importados directamente desde la aplicación

Openworks. A continuación el mapa estructural recibido para el Cretácico Superior (BKS) en profundidad y en formato de puntos (tipo ASCII):

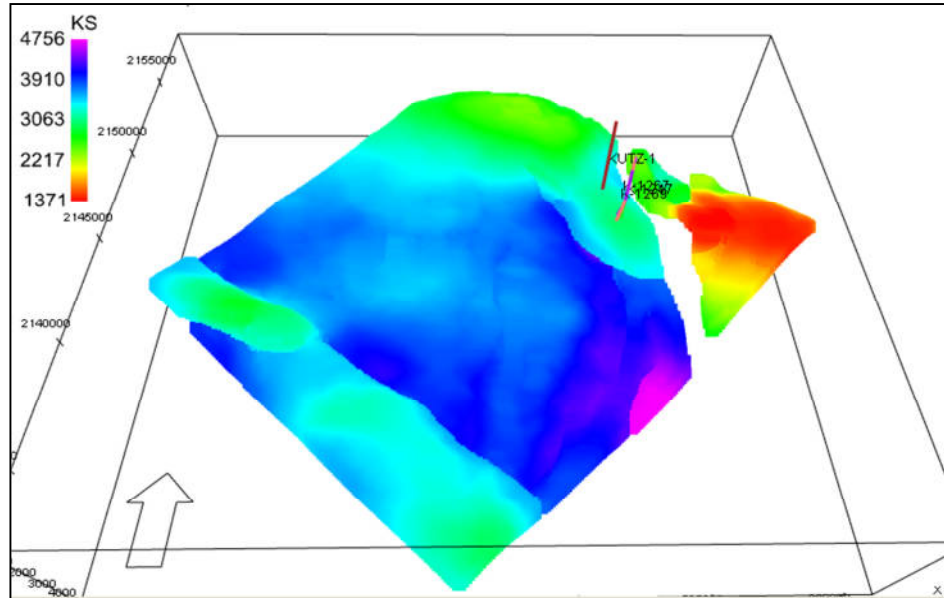


Figura 3.36: Horizonte tope del Cretácico Superior en formato puntos

4. **Marcadores de Pozos:** se refiere a las marcas de los horizontes de interés interpretadas por correlaciones estratigráficas. Se muestran a continuación:

Tabla 3.4: Marcadores geológicos en los pozos en TVDSS

| <i><b>Tope / Prof. (tdvss)</b></i> | <i><b>Pozo-1</b></i> | <i><b>Pozo-2</b></i> | <i><b>Pozo-3</b></i> | <i><b>Pozo-4</b></i> |
|------------------------------------|----------------------|----------------------|----------------------|----------------------|
| Tope E.M. (Calcarenas)             | -3108.02             | -2939.13             | -2913.29             | ---                  |
| Base E.M. (Calcarenas)             | -3188.13             | -3031.48             | -2978.60             | -3017.24             |
| Cretácico Sup. (KS)                | -3211.85             | -3042.75             | -3004.00             | -3033.11             |
| Brecha Fina (BF)                   | -3224.06             | -3067.66             | -3015.72             | -3050.43             |
| Cretácico Med. (KM)                | ---                  | -3258.52             | -3217.36             | ---                  |
| Cretácico Inf.. (KI)               | ---                  | ---                  | -3309.28             | ---                  |
| Jurásico Titho. (JST)              | ---                  | ---                  | -3645.14             | ---                  |
| Jurásico Kimmer. (JSK)             | ---                  | ---                  | -3784.12             | ---                  |
| Contacto Agua-Petróleo             | -3256.00             | -3185.00             | -3185.00             | ---                  |

Seguidamente, se realizó una estimación de la diferencia en metros entre los marcadores y el mapa estructural en profundidad de cada horizonte interpretado en sísmica en tiempo y posteriormente convertido a profundidad:

Tabla 3.5: Diferencias entre marcadores de pozos e interpretación sísmica

| <i>Tope / Prof. (tdvss)</i> | <i>Pozo-1</i> | <i>Pozo-2</i> | <i>Pozo-3</i> | <i>Pozo-4</i> |
|-----------------------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| Tope E.M. (Calcarenas)      | 13.75         | 51.40         | 35.94         | ---           |
| Cretácico Sup. (KS)         | 1.08          | -6.95         | -0.77         | 18.61         |
| Cretácico Med. (KM)         | ---           | 0.71          | 11.03         | ---           |
| Cretácico Inf.. (KI)        | ---           | ---           | -12.32        | ---           |
| Jurásico Titho. (JST)       | ---           | ---           | 14.42         | ---           |

Finalmente, se aplicó una corrección para ajustar los horizontes sísmicos en profundidad a los marcadores de los pozos. Se empleó el algoritmo matemático “expansión cosenoidal” con un radio de influencia de 200 metros. Como control de calidad, se compararon los contornos estructurales en tiempo y profundidad, esto para evitar que el algoritmo matemático provocara alguna distorsión en el rasgo estructural esperado:

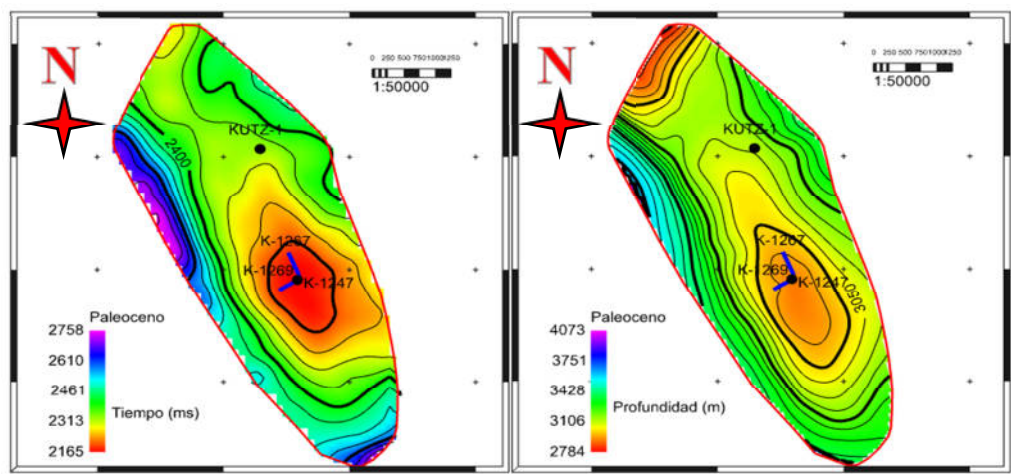


Figura 3.37: Comparación mapa estructural del P.S. ajustado vs tiempo

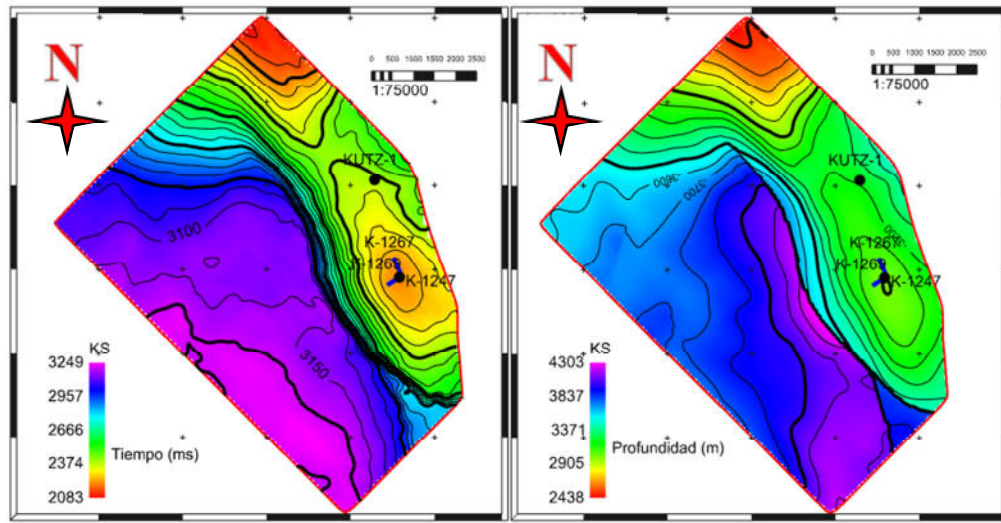


Figura 3.38: Comparación mapa estructural del K.S. ajustado vs tiempo

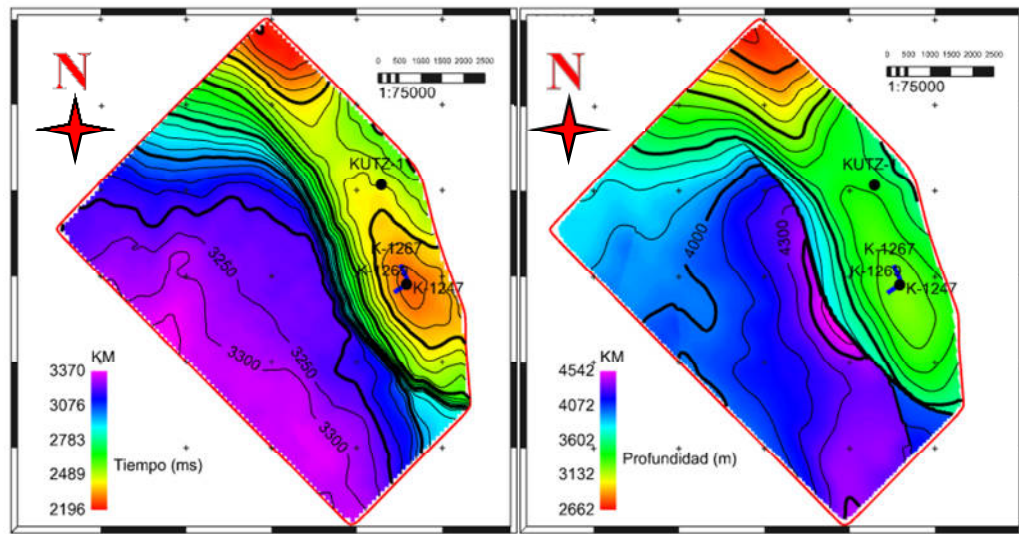


Figura 3.39: Comparación mapa estructural del K.M. ajustado vs tiempo

5. **Información de pozos:** se recibieron los archivos correspondientes a los datos direccionales y giroscópicos de los pozos y sus correspondientes registros eléctricos y geofísicos básicos. Los registros o perfiles en formato estándar “LAS” desde la base de datos ADITEP de PEMEX y los giroscópicos en formato ASCII de líneas. Los archivos “LAS” incluyeron: coordenadas de

superficie, registros originales y la evaluación petrofísica. Los datos del giroscópico y survey de navegación indica para cada pozo:

- Coordenada X (East)
- Coordenada Y (North)
- Profundidad bajo nivel del mar (TVDSS) y
- Profundidad medida (MD).

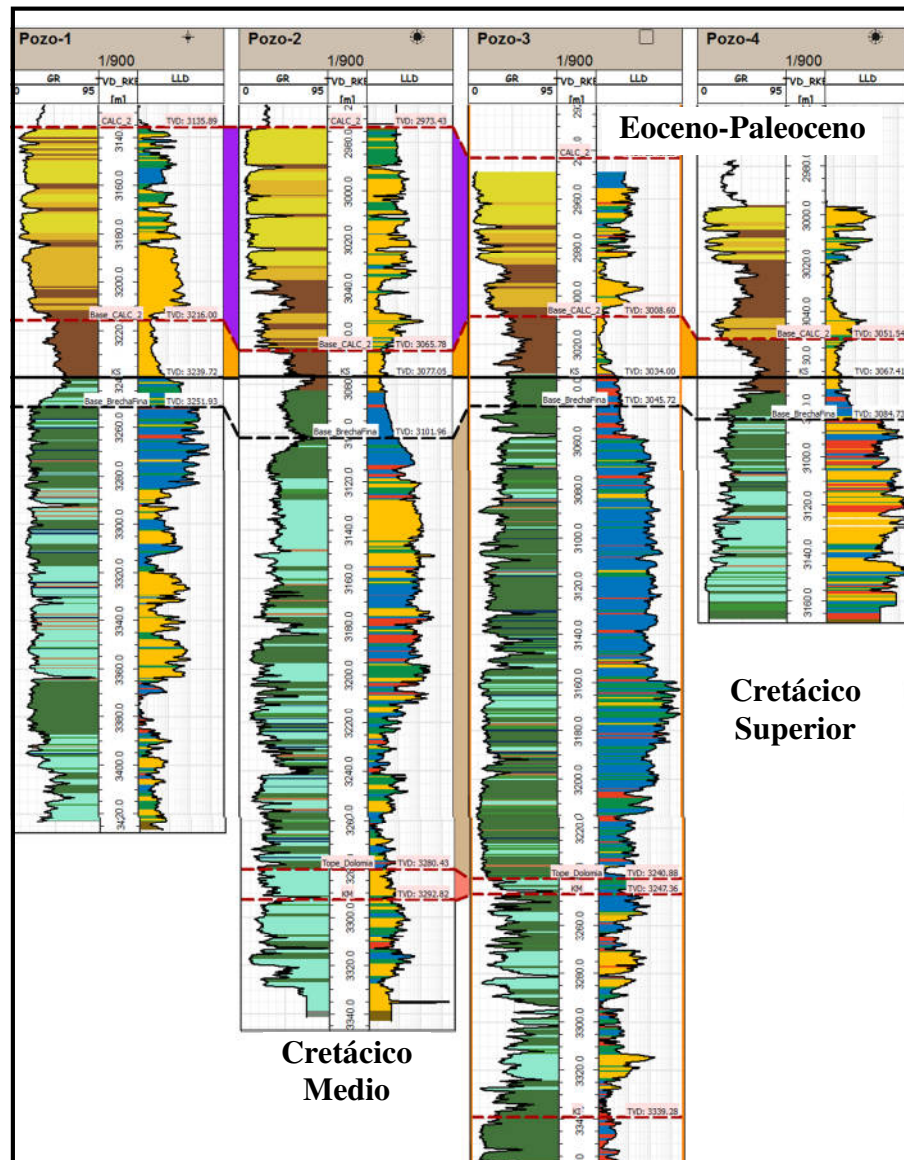


Figura 3.40: Registros de pozos y correlación estratigráfica

### 3.3.5 Modelo Petrofísico

El modelo petrofísico del campo “F5” está basado en el concepto de los cuatro medios porosos para los ambientes de carbonatos. A continuación se definen brevemente los aspectos resaltantes de la evaluación petrofísica confidencial:

1. **Metodología de trabajo:** la interpretación del modelo petrofísico se realizó siguiendo el siguiente plan de trabajo de forma consecutiva:

- Descripción de la litología
- Discretización de la porosidad en 4 medios porosos
- Cálculo de saturación de agua
- Estimación de la permeabilidad
- Aplicación de cortes tipo “cutoff”
- Estimación del contacto agua-petróleo
- Identificación de unidades de flujo

2. **Descripción de la litología:** se realizó integrando la información de muestras de canal o ripios, la descripción litológica de núcleos, la calibración de los registros sónico con neutrón, neutrón con densidad y densidad con el factor fotoeléctrico (PEF) y el seguimiento de evidencias durante la perforación. A continuación un ejemplo para el Pozo-1:

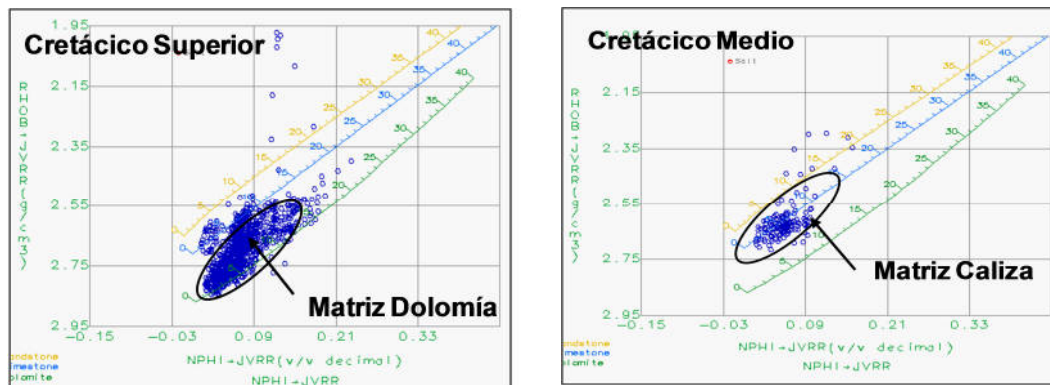


Figura 3.41: Descripción litológica – calibración con muestras de canal

3. **Discretización de la porosidad en 4 medios porosos:** se realizó en 4 etapas.

La más importantes son: factor de dolomitización para delimitar la matriz, uso de un exponente de cementación variable “m-variable” (Aguilera, 2003) para delimitar fracturas naturales y factor de probabilidad de ocurrencia de flujo “POF” (modificado por Boyeldieu & Martin, 1984 y Aguilera, 1995) para delimitar vóculos y microvóculos. La metodología se muestra a continuación:

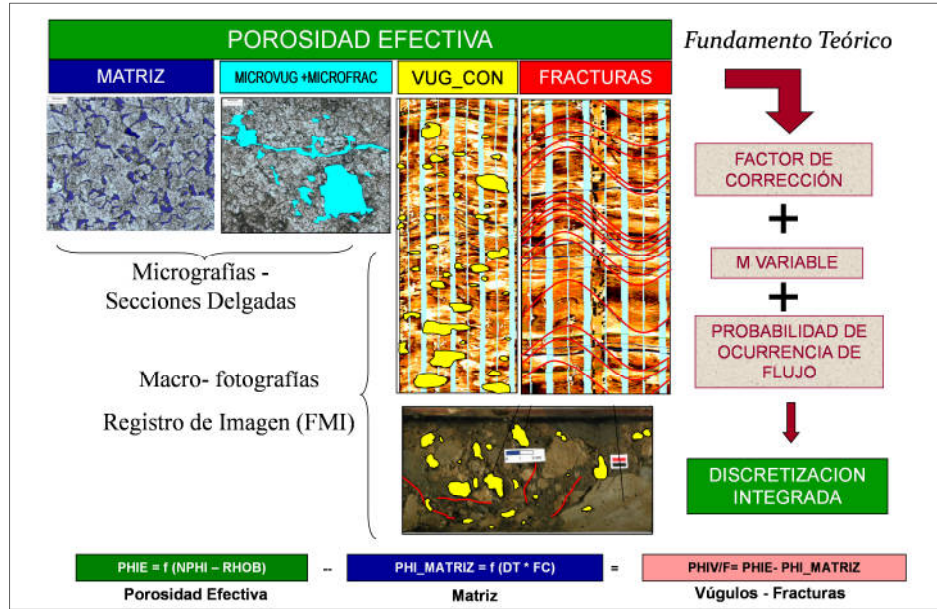


Figura 3.42: Fundamento teórico para el modelo de porosidad

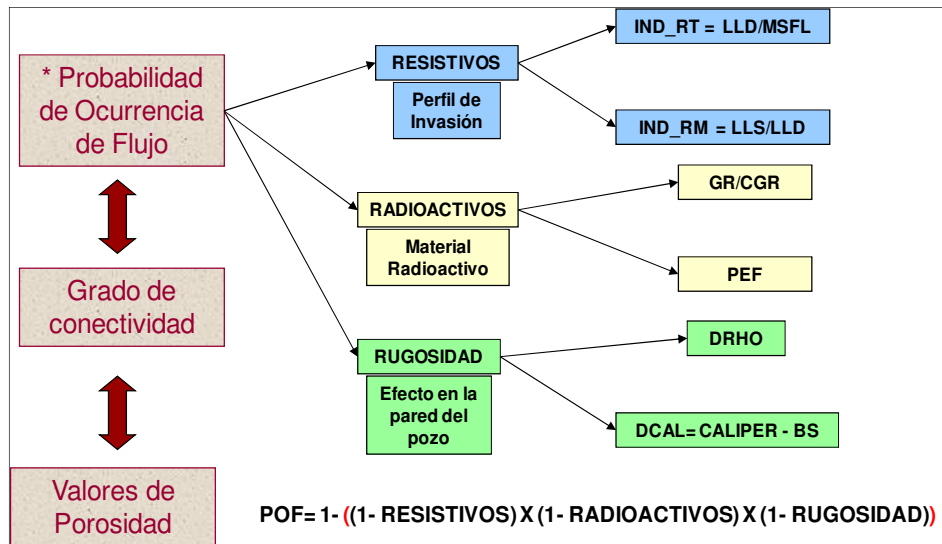


Figura 3.43: Fundamento teórico para la estimación del factor “POF”

4. **Cálculo de saturación de agua (Sw Pc):** en términos generales, la saturación de agua se determinó como una mejora de la ecuación de Archie (Sw\_A) al incluir los índices de resistividad, seguido con un ajuste con el empleo de las curvas de presión capilar. En esta etapa se incluyó el término de tipos de roca o petrofacies, que consisten en una categorización del radio de garganta poral (r<sub>35</sub>), de esta forma las estimaciones de saturaciones de agua totales, móviles e irreducibles dependen del tipo de roca o petrofacies en particular.

$$S_{w\_A} = \sqrt{\frac{R_w}{\phi^{mv} * R_t}}$$

siendo R<sub>w</sub> = resistividad del agua de formación  
mv = exponente de cementación variable  
φ = porosidad efectiva  
R<sub>t</sub> = resistividad

$$S_{w\_Pc} = S_{w\_A} + \phi \frac{MSFL}{LLD} + \phi \frac{LLS}{LLD} + \frac{\left(1 - S_{w\_A} + \phi \frac{MSFL}{LLD} + \phi \frac{LLS}{LLD}\right)^2}{mv * r_{35}}$$

$$r_{35} = 2.665 * \left(\frac{K_{total}}{100 * \phi}\right)^{0.45}$$

siendo K<sub>total</sub> = permeabilidad total

Tabla 3.6: Categorización de tipos de roca “petrofacies”

| <b><i>Tipos de Roca</i></b> | <b><i>r<sub>35</sub></i></b> | <b><i>Color</i></b> |
|-----------------------------|------------------------------|---------------------|
| Megaporoso                  | ≥ 10                         | Rojo                |
| Macroporoso                 | ≥ 2 < 10                     | Azul                |
| Mesoporoso                  | ≥ 1 < 2                      | Verde               |
| Microporoso                 | ≥ 0.1 < 1                    | Amarillo            |
| Nanoporoso                  | < 0.1                        | Marrón              |

5. **Estimación de la permeabilidad:** la permeabilidad se estimó en base a los requerimientos para una simulación numérica de doble porosidad, que permitiera representar el aspecto petrofísico de los carbonatos fracturados.

Se empleó una ecuación para determinar la permeabilidad de la matriz (medio que contiene la porosidad inter-cristalina y la porosidad de micro vúgulos y microfracturas), y otra ecuación para estimar la permeabilidad horizontal del segundo medio poroso (vúgulos + fracturas naturales). Esta permeabilidad horizontal de registros de pozos permitió realizar un control de calidad de la permeabilidad del segundo medio final, que estuvo basada en la simulación de la red discreta de fracturas y el estudio geomecánico:

Ecuaciones para las Calcarenitas:

$$K_{pm} = 10^A$$

$$A = 33.3 * \phi - 2.56$$

$$K_{sm} = 1.5 * 10^B$$

$$B = 7 * \phi * (1 - Swirr) - IIF)^{2.63}$$

Ecuaciones para el Mesoizoico:

$$K_{pm} = 0.0034 * (100 * \phi)^{2.88}$$

$$K_{sm} = 1.5 * 10^B$$

$$B = 7 * \phi * (1 - Swirr) - IIF)^{2.63}$$

Siendo  $K_{pm}$  = permeabilidad del primer medio

$K_{sm}$  = permeabilidad del segundo medio

$Swirr$  = saturación de agua irreducible por tipo de roca

$IIF$  = índice de intensidad de fracturamiento

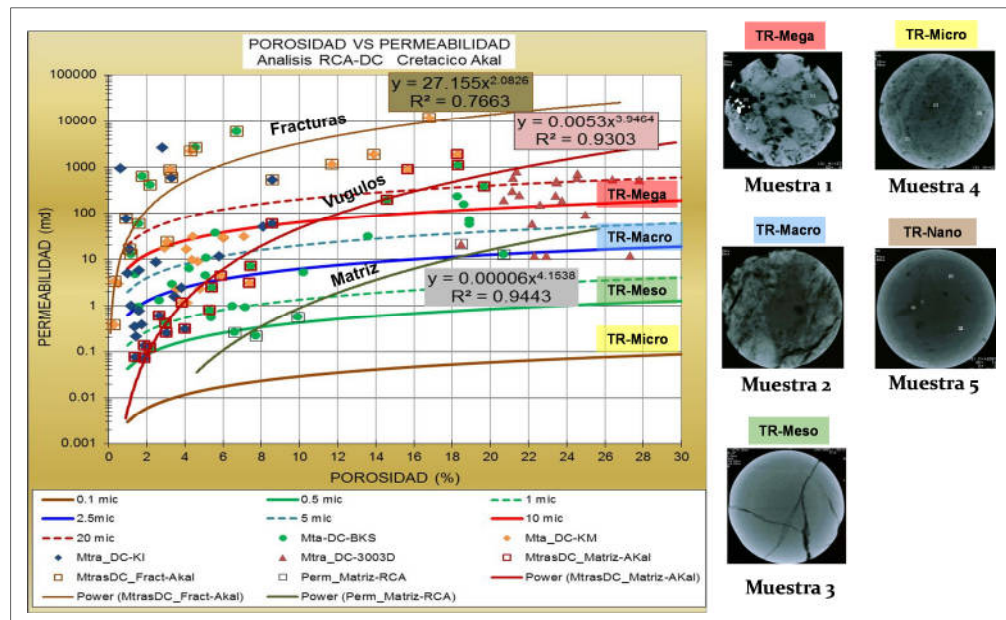


Figura 3.44: Estimación de Permeabilidad en base a tipos de roca

6. **Aplicación de cortes tipo “cutoff”:** se analizaron diferentes cortes petrofísicos para definir el yacimiento, para ello se identificaron los tipos de roca que aportan petróleo a los pozos a través de pruebas de producción y PLT, y luego los rangos de saturación de agua por tipo en base a su presión capilar. Finalmente los cortes quedaron establecidos como:

- Volumen de arcilla < 20%
- Saturación de agua total < 60%
- Porosidad efectiva > 1%

A continuación los valores petrofísicos finales por pozo:

Tabla 3.7: Valores petrofísicos finales por pozo

| <i>Pozo</i>   | <i>Espesor Total</i> | <i>Espesor Neto Impregnado</i> | $\phi$ | $S_w$ | <i>Ktotal (md)</i> | <i>Vsh</i> | <i>NTP</i> |
|---------------|----------------------|--------------------------------|--------|-------|--------------------|------------|------------|
| <b>Pozo-1</b> | 43.9m                | 43.3m                          | 7.8%   | 21.3% | 1054.6             | 4.1%       | 96.9%      |
| <b>Pozo-2</b> | 207.7m               | 130.8m                         | 9.2%   | 24.2% | 2469.2             | 3.9%       | 62.9%      |
| <b>Pozo-3</b> | 254.0m               | 213.3m                         | 8.3%   | 24.5% | 2209.6             | 6.8%       | 83.9%      |
| <b>Pozo-4</b> | 95.0m*               | 58.9m*                         | 11.0%  | 14.3% | 3426.6             | 3.3%       | 61.9%      |

\* no llegó al contacto agua-petróleo

7. **Estimación del contacto agua-petróleo:** se interpretó en los pozos mediante la observación del cambio de pendiente de la curva de resistividad profunda. Se validó con el registro de saturación de agua creado en el paso 4.

8. **Identificación de unidades de flujo:** se realizó en cada uno de los pozos mediante el empleo de los gráficos de Lorentz modificado. La identificación de unidades de flujo permite condicionar el modelado geoestadístico a las regiones verticales del yacimiento con características similares, además condicionan la resolución vertical de tipo No-Uniforme para la malla de simulación numérica. A continuación las unidades de flujo del campo “F5”.

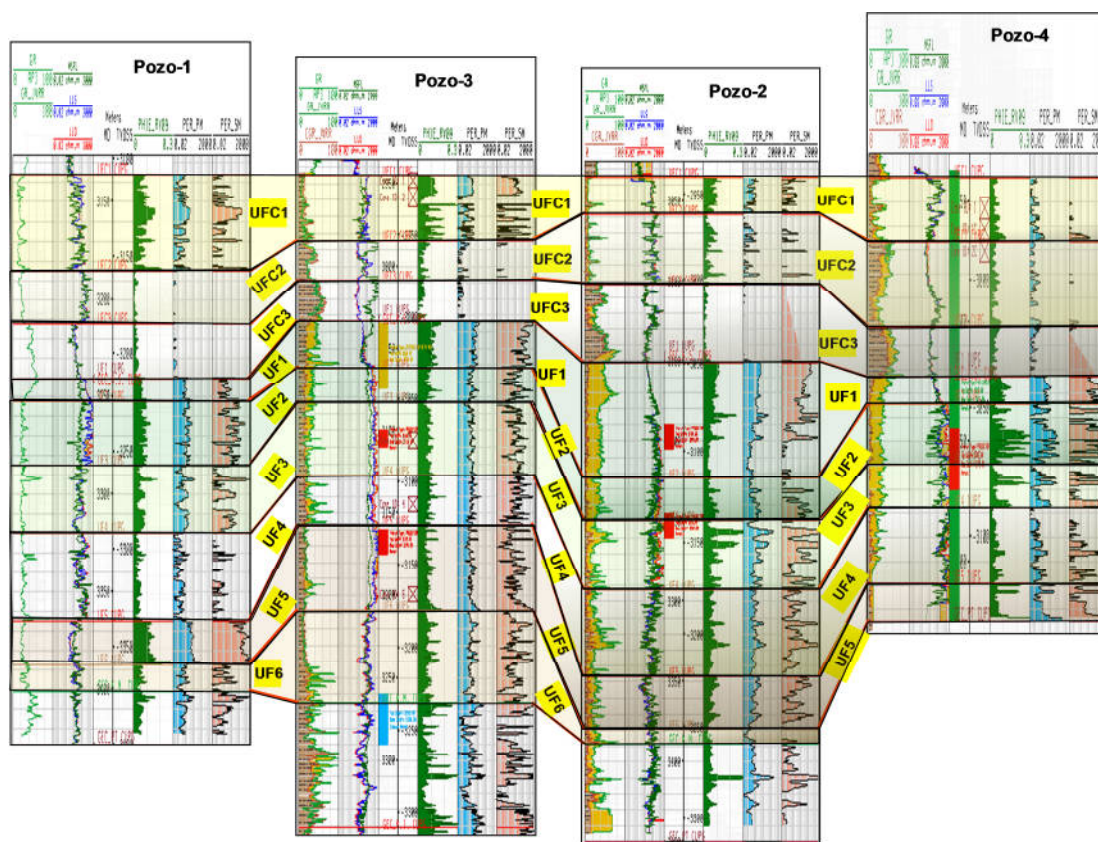


Figura 3.45: Correlación de unidades de flujo para el Cretácico

### 3.3.6 Datos de Yacimiento

A continuación:

Tabla 3.8: Datos básicos de yacimiento para el Cretácico Superior

| <b><i>Datos Básicos Oficiales</i></b> |                       |
|---------------------------------------|-----------------------|
| Descubrimiento                        | Sept. 1979            |
| Área                                  | 11.65 Km <sup>2</sup> |
| Espesor Total                         | 195 m                 |
| Espesor Neto                          | 132 m                 |
| Porosidad                             | 8.81%                 |
| Permeabilidad                         | 2062.24 md            |
| Saturación Agua                       | 22.3%                 |

| <b><i>Datos Básicos Oficiales</i></b> |              |
|---------------------------------------|--------------|
| Inicio Producción                     | Sept. 2001   |
| Tipo Petróleo (°API)                  | Pesado (22°) |
| P.O.E.S                               | 332.83 mmbn  |
| Presión Original                      | 2458 lpc     |
| Presión Saturación                    | 1905 lpc     |
| Presión Actual                        | 2047 lpc     |
| Factor Recobro                        | 18.24%       |

## CAPÍTULO IV

### METODOLOGÍA

#### 4.1 MODELADO GEOLÓGICO ESTRUCTURAL

A continuación se presenta la metodología de construcción del modelo geológico del campo “F5”. La primera fase se refiere a la generación de los modelos de horizontes, fallas y volumen geo-celular “3D grid”. El modelo estructural se construyó para toda el área de la interpretación sísmica realizado en el cubo sísmico “CANABKU” (68 Km<sup>2</sup>). Es preciso recordar que durante la construcción del modelo se contó con las herramientas computacionales de trabajo: Seiswork®, Charisma®, Petrel®, Techlog®, Geoframe® y OFM®. Todos los datos fueron integrados en la programa de geo-modelado IRAP RMS® de Roxar.

Se generó el modelo de fallas 3D usando la tecnología más reciente y robusta para modelos estructurales con el software comercial Irap-RMS® Roxar, en base a los segmentos y puntos asignados en la sísmica (*fault sticks & points*), seguidamente se construyó el modelo de horizontes a partir de los horizontes sísmicos interpretados en tiempo y convertidos a profundidad. Finalmente se creó el volumen geo-celular para las etapas correspondientes a la simulación geoestadística de facies y petrofísica (modelo estático) y simulación numérica (modelo dinámico).

##### 4.1.1 Creación del modelo de fallas

Tanto el modelo de fallas como el de horizontes están basados en la interpretación sísmica estructural en tiempo desarrollada por el equipo de geofísica de PEMEX sobre el cubo tipo “merge” con filtro y ganancia, y posteriormente convertida a profundidad con el cubo de velocidades interválicas.

A continuación se muestra el flujo de trabajo desarrollado y los resultados:

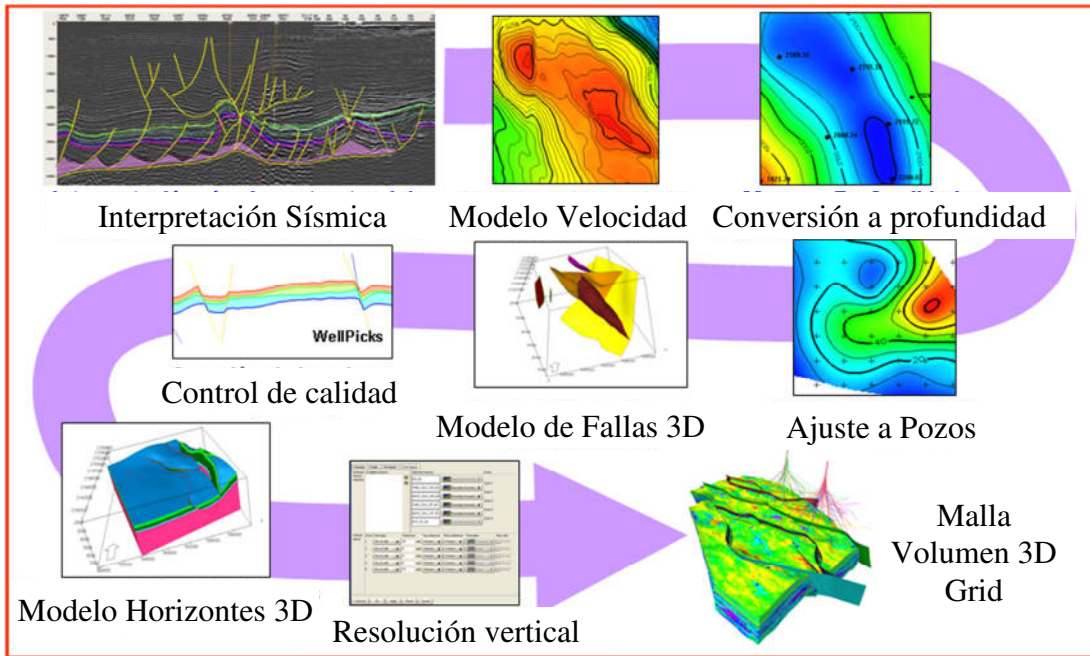


Figura 4.1: Flujo de trabajo para la construcción del modelo estructural

El modelo estructural propuesto para el campo “F5” indica que el mismo está regido por esfuerzos compresivos y transpresivos en forma de fallas de movimiento transcurrente de tipo inversa, que originaron una estructura tipo “flor positiva”, según definición de Woodcock y Fischer (1986) y otros. Se observa a continuación:

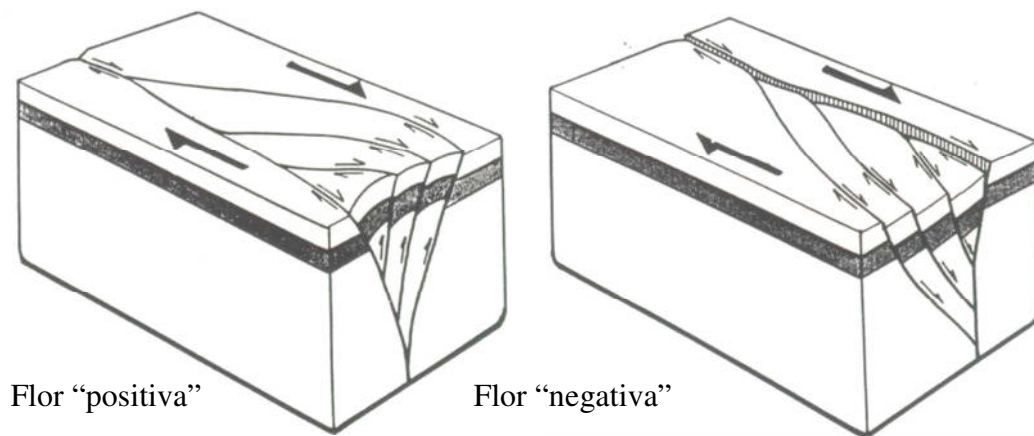


Figura 4.2: Modelos propuestos para las estructuras tipo “flor”

El régimen transpresional fue definido originalmente por Harland en 1971, quién introdujo los términos “transpresión” y “transtensión”, y los cuales corresponden a los estados finales de los fenómenos de convergencia, extensión y transcurrancia. Estos eventos pueden explicarse como dos placas que se mueven una con respecto a la otra y donde una de ellas está incluida octagonalmente en la otra, de tal manera que a lo largo de los diferentes lados del octágono, coexisten diferentes regímenes tectónicos. Tanto la transpresión como la transtensión se exponen con la transcurrancia; sin embargo, la transpresión se relaciona con la convergencia y la transtensión con la extensión (Harland, 1971).

En relación a las características de las estructuras tipo “flor”, la geometría interior de las fallas secundarias muestra que estas convergen en profundidad hacia una zona de falla única. En el caso de una estructura en flor “negativa”, las fallas secundarias tendrán un comportamiento mixto, transcurrente-normal, por lo cual podemos decir que la zona interior está en extensión y sometida a hundimiento. Por el contrario, en una estructura tipo flor “positiva”, las fallas interiores se comportarán como transcurrentes-inversas, por lo cual podemos decir que la zona está en compresión y por lo tanto sometida a levantamiento (Woodcock y Fischer, 1986). A continuación se muestra un corte transversal al eje de la estructural del Campo “F5” y el modelo estructural propuesto:

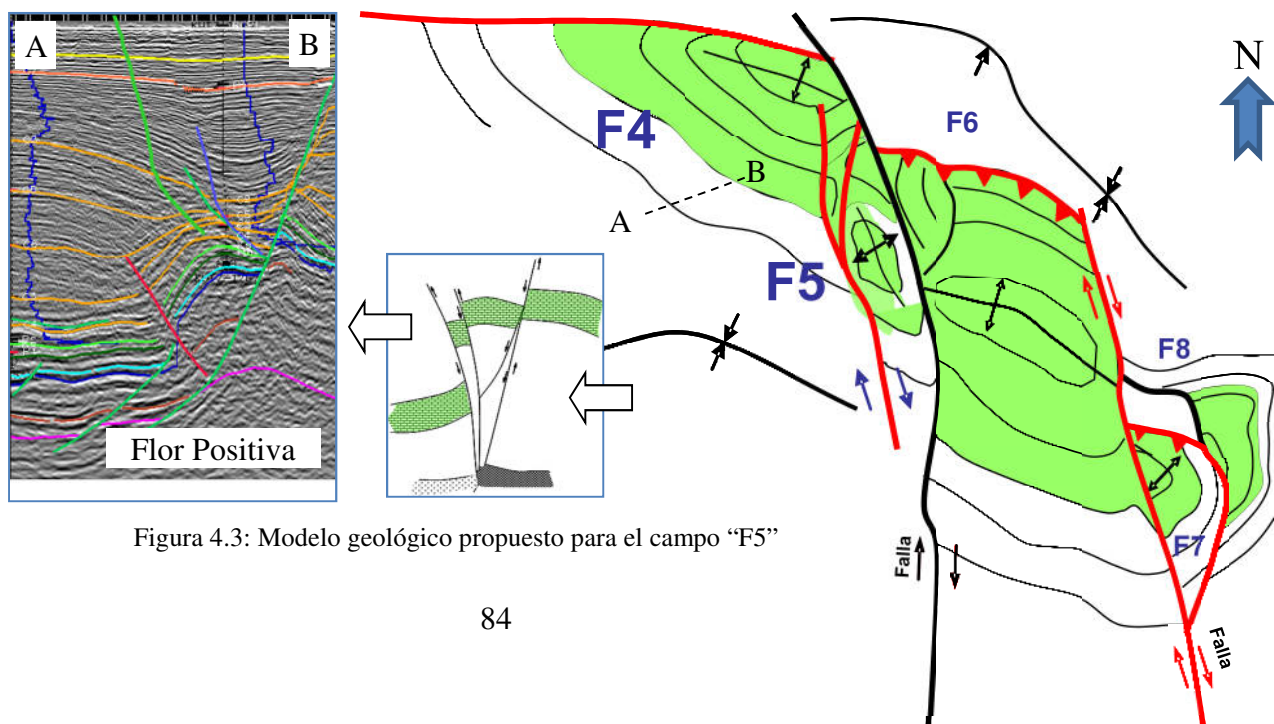


Figura 4.3: Modelo geológico propuesto para el campo “F5”

En total, se modelaron 10 fallas para el área de interés. A continuación una imagen con los *fault points* en formato de puntos ASCII y el modelo de fallas 3D:

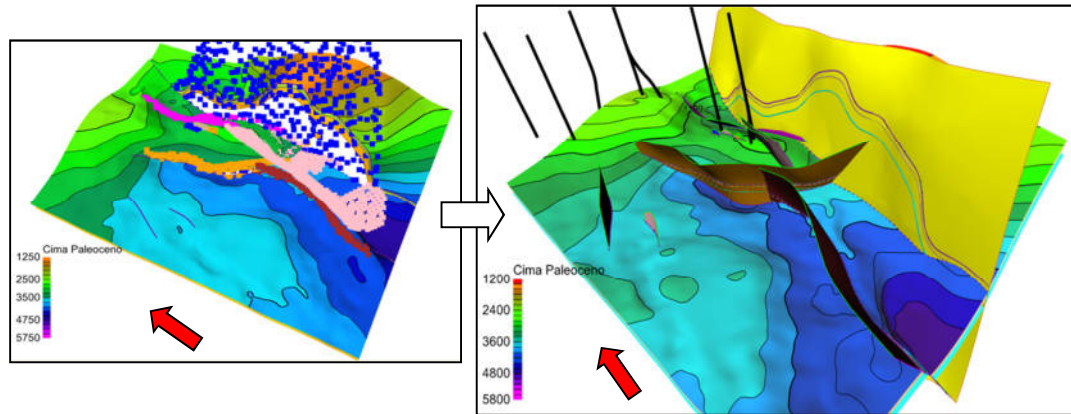
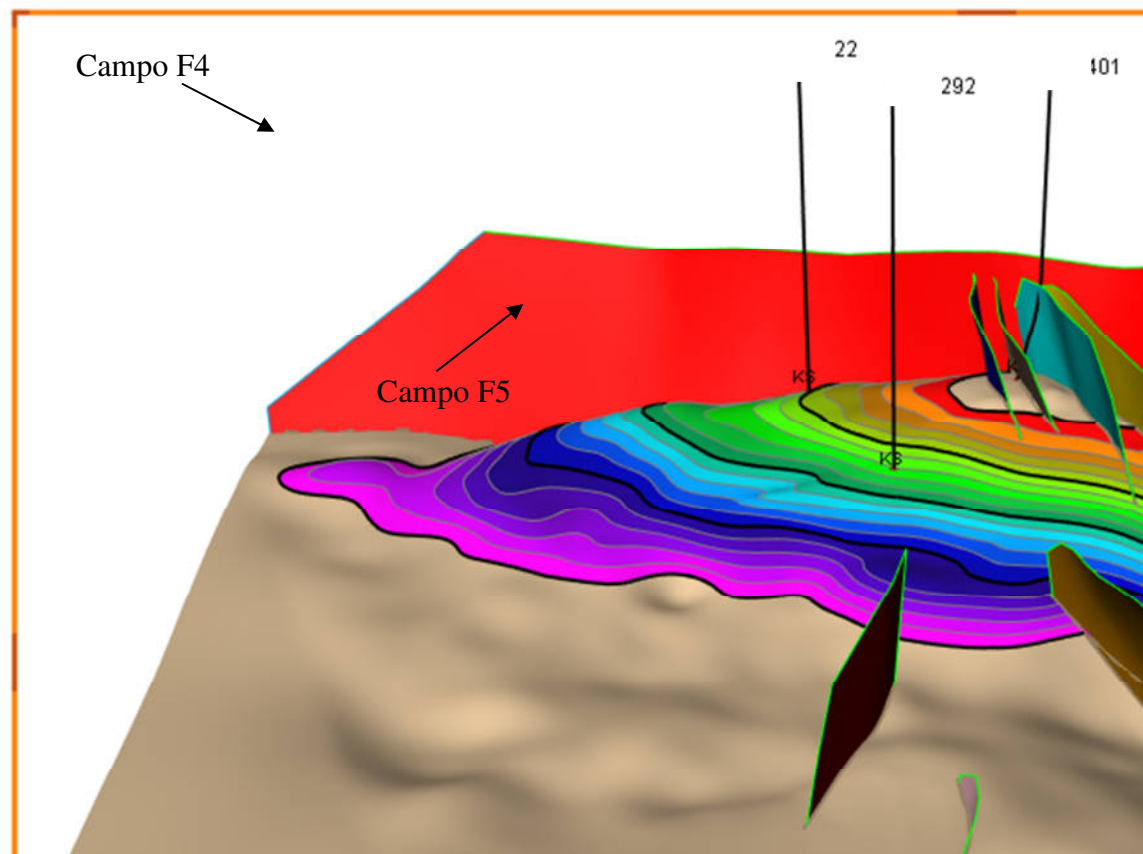


Figura 4.4: Modelo de Fallas para el campo “F5”

#### 4.1.2 Modelo de horizontes

Se construyó luego de crear el modelo de fallas 3D, sin embargo, este es un proceso interactivo que se ejecuta de forma repetitiva debido a que son dependientes uno del otro. Se comenzó por importar los horizontes en profundidad de la sísmica e integrarlos con los marcadores de pozos y el modelo de fallas:



### 4.1.3 Construcción de la malla 3D

Una vez finalizada la generación de horizontes en Irap-RMS, se dio inicio a la construcción de volumen geocelular 3D. La malla 3D es de tipo *Corner-Point* tipo regularizada con las siguientes características:

| <b>Características</b>         |              |
|--------------------------------|--------------|
| Resolución areal (X-Y)         | 50x50 metros |
| Resolución Vertical Eoceno-P.S | 1 metro      |
| Resolución Cretácico           | ½ metro      |
| Nº capas Eoceno-P.S.           | 95           |
| Nº Capas Cretácico             | 428          |
| Número total celdas            | 13.421.814   |

Figura 4.6: Malla Geoce

### 4.1.4 Control de calidad

Consistió en confirmar que no estabilidad del modelo durante las estimaciones de POES. A continua

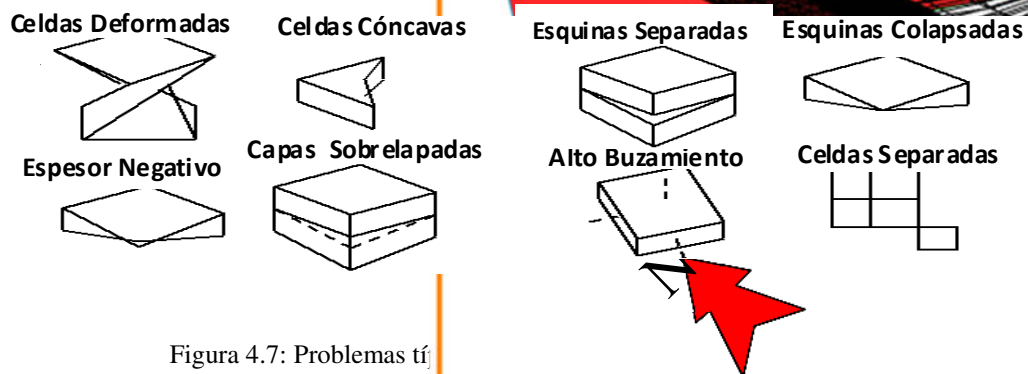


Figura 4.7: Problemas tí

## 4.2 MODELO GEOESTADÍSTICO DE FACIES

En esta etapa se inició el modelado geoestadístico 3D del campo a través de una simulación estocástica de la distribución de facies sedimentarias. A continuación el flujo de trabajo y posteriormente las diferentes actividades involucradas:

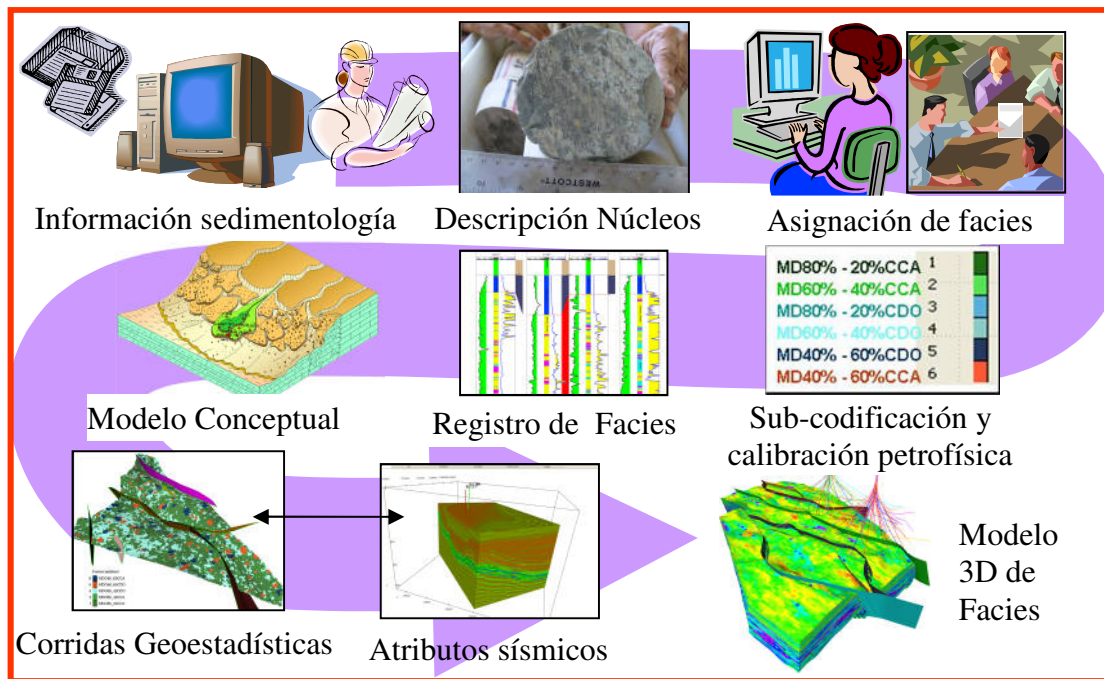


Figura 4.8: Flujo de trabajo para el modelado geoestadístico de facies

### 4.2.1 Creación de los Blocked-Wells de facies

Constituyen el primer escalamiento de datos, en este caso desde los registros originales de los pozos (con resolución cada 0.25 metros) hasta la malla geológica de simulación de facies y petrofísica. En general, los *blocked wells* se definen como las celdas de la malla 3D que están atravesadas por las trayectorias de los pozos, y por ende representan las celdas con información conocida, de allí su nombre “*blocked wells*” o celdas bloqueadas por los pozos. Se utilizan diferentes técnicas de escalamiento o re-muestreo (aritmético para la porosidad, armónico para la permeabilidad y discreto para las facies). Desde las celdas bloqueadas se inician los

algoritmos de simulación geoestadística. A continuación el proceso de selección de las celdas atravesadas por pozos y el proceso de escalamiento de cada registro:

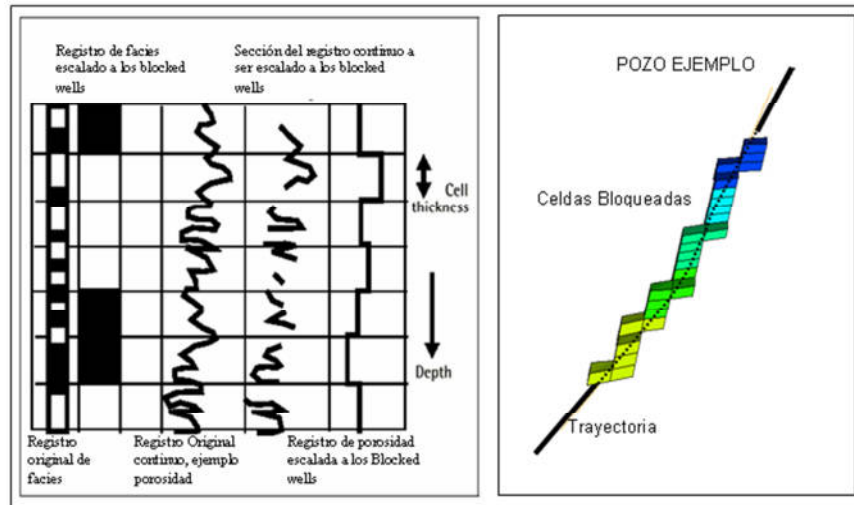


Figura 4.9: Flujo de trabajo para creación de los “Blocked Wells”

#### 4.2.2 Creación del registro de facies

El registro de facies sedimentarias se creó en dos etapas. En la primera etapa se aplicó un modelo de redes neuronales (en base a registros básicos y la interpretación petrofísica) para simular las facies texturales generales observadas en núcleos: “brecha” en el Cretácico Superior y “calizas” y “dolomías” para el Cretácico Medio e Inferior. Posteriormente, se sub-dividió la facies “brecha” del K.S. en cinco tipos:

- **Brecha-1:** brecha sedimentaria gruesa con tipos de roca macro y megaporoso
- **Brecha-2:** brecha sedimentaria gruesa con tipo de roca mesoporoso
- **Brecha dolomitizada-1 (Dolomías):** con más de 40% de exoclastos de dolomía.
- **Brecha dolomitizada-2 (Caliza):** contiene más de 40% de exoclastos de caliza.
- **Caliza dolomitizada:** brecha dolomitizada-2 con porosidad efectiva menor a 2%

El Eoceno-P.S. fue descrito por electrofacies asociados a la clasificación de Dunham: “canal de la calcarenita” para *grainstone-packstone*, “lóbulo” para el *wackestone* y “arcillas” para el *mudstone*. A continuación un resumen de la descripción de núcleos:

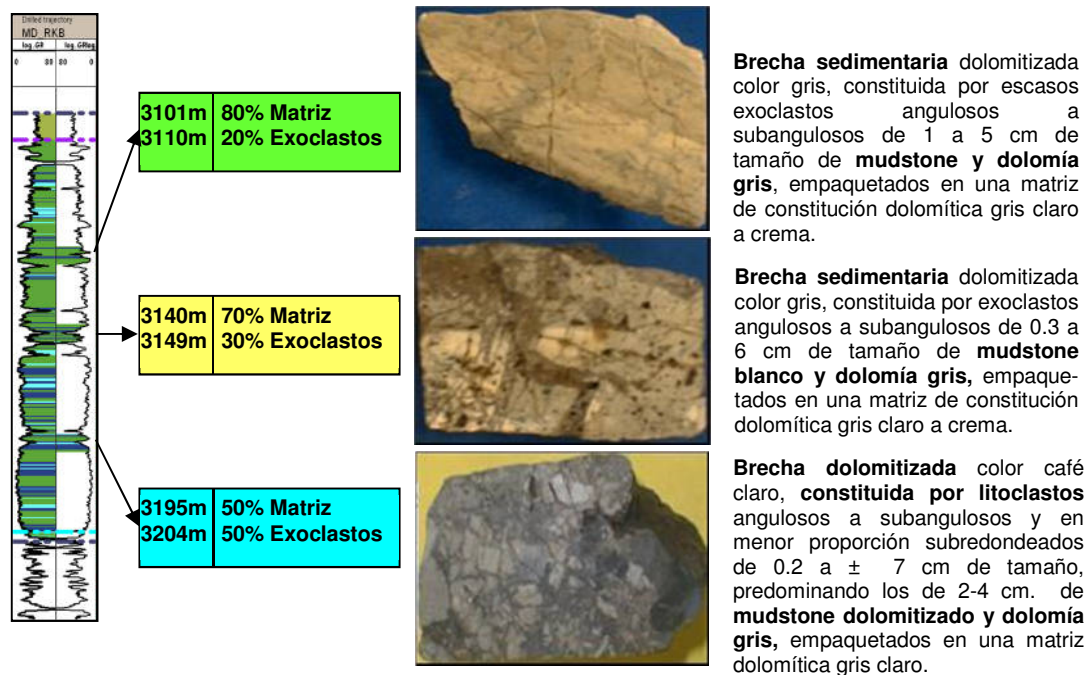


Figura 4.10: Descripción macroscópica de núcleos del Pozo 3 – Campo “F5”

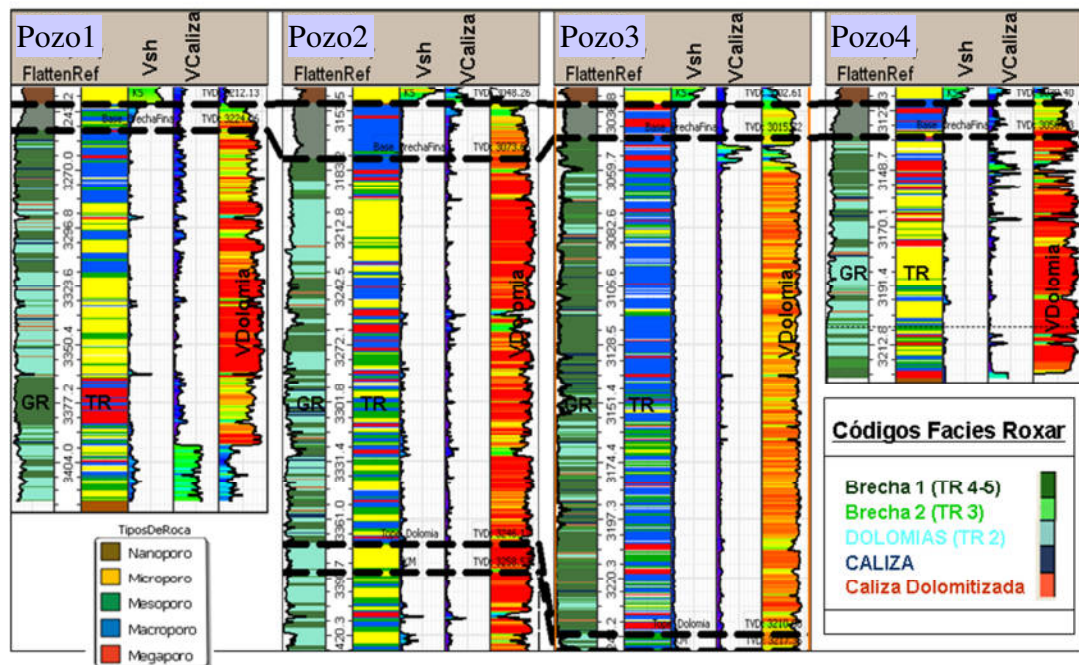


Figura 4.11: Registro de facies texturales para los carbonatos del Cretácico

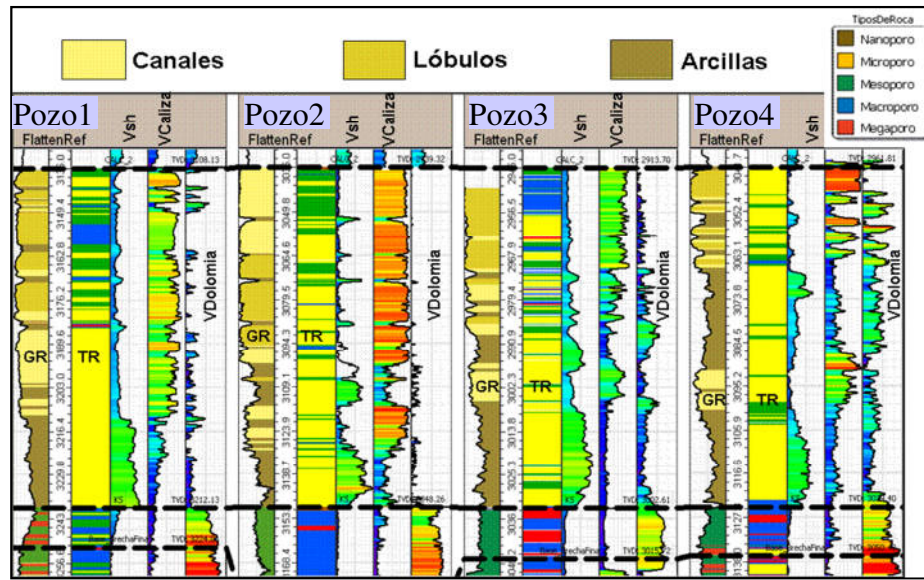


Figura 4.12: Registro de facies para las calcarenitas del Eoceno-P.S.

#### 4.2.3 Interpretación de Variogramas de Indicadores

A continuación los variogramas de facies texturales del Cretácico. Se interpretaron como “exponenciales”, que era esperado en base a la alta heterogeneidad. De esta manera se asignaron los rangos de anisotropía del modelo sedimentológico propuesto:

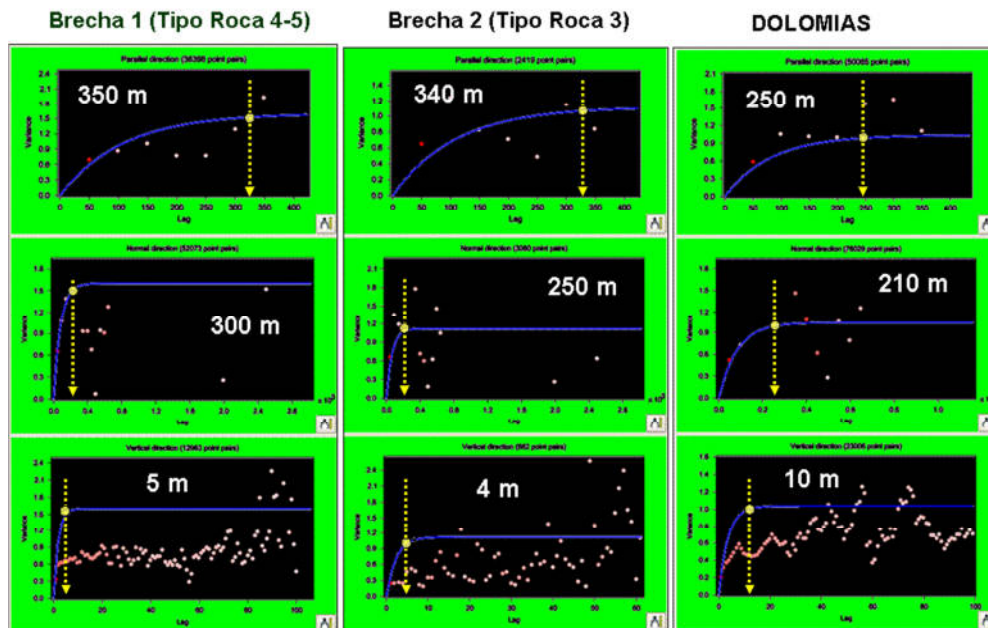


Figura 4.13: Interpretación de variogramas de indicadores

#### 4.2.4 Definición de corridas geoestadísticas

Consistió en integrar en la plataforma Irap-RMS 2012: el registro de facies, los atributos sísmicos y el modelo conceptual. A continuación los resultados obtenidos:

##### 4.2.4.1 Incorporación de atributos sísmicos

Luego de realizar gráficos tipo cross-plots entre todos los atributos sísmicos y la porosidad de matriz se obtuvo el siguiente resultado: para el Cretácico, la mejor correlación (49%) fue con el atributo “Envolvente de amplitud”, y para el Eoceno-P.S. se obtuvo un 66% con el atributo “Densidad” obtenido de la inversión sísmica.

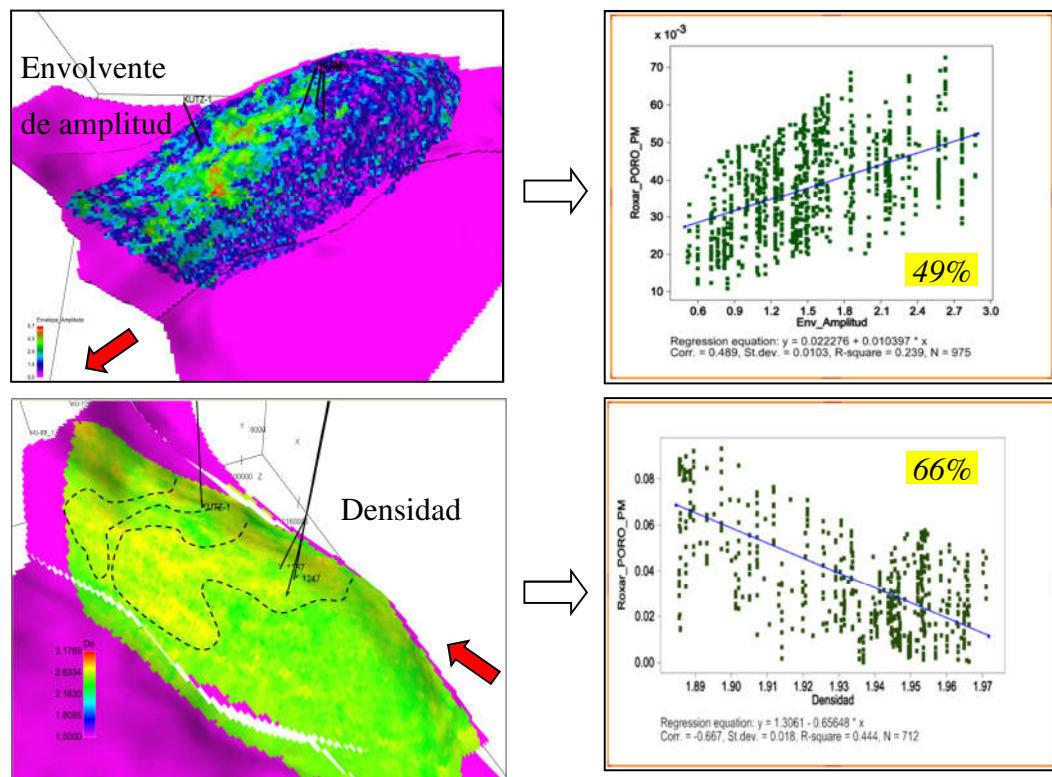


Figura 4.14: Atributos sísmicos incorporados y gráficos cross-plots

##### 4.2.4.2 Representación del modelo conceptual de facies

La primera etapa consistió en la asignación interactiva de largo, ancho y espesor para cada una de las facies (tipo booleanas) creadas con el algoritmo **Metropolis-Hastings**

con *annealing* simulado. Éstas fueron: la caliza y caliza dolomitizada en el Cretácico y los canales y lóbulos para el Eoceno-Paleoceno. Las facies brecha-2 y dolomías del Cretácico se generaron con una Simulación Secuencial de Indicadores (SIS), condicionada al atributo sísmico envolvente de amplitud con un peso de 49% de correlación. Finalmente, todos los sub-modelos de las diferentes facies se integraron en un solo modelo tipo “merge”. En el Eoceno-P.S. la arcilla fue considerada como el *background* o facies de fondo, sobre la cual se incorporaron las facies de las calcarenitas y lóbulos (condicionadas a la densidad con un peso de 66%) en un proceso conocido como “erosión de facies”. Se muestra a continuación:

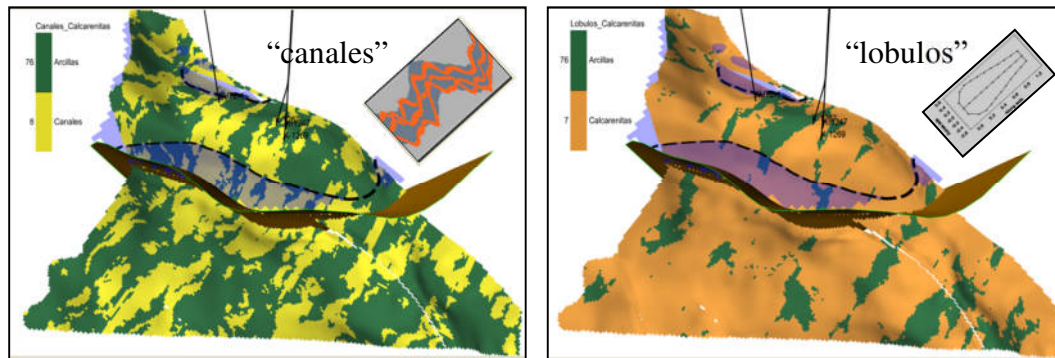


Figura 4.15: Sub modelos temporales de facies para el Eoceno-Paleoceno

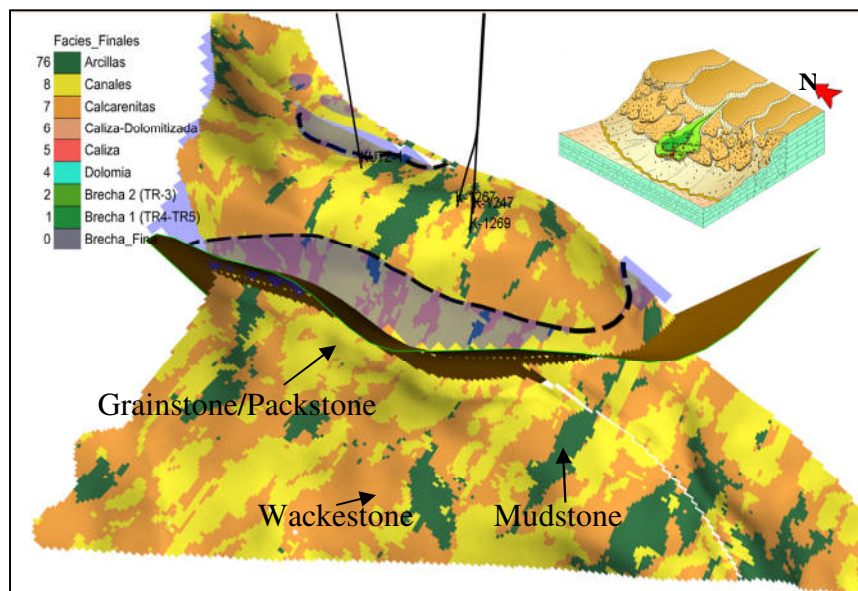


Figura 4.16: Modelo 3D final de facies para el Eoceno-Paleoceno

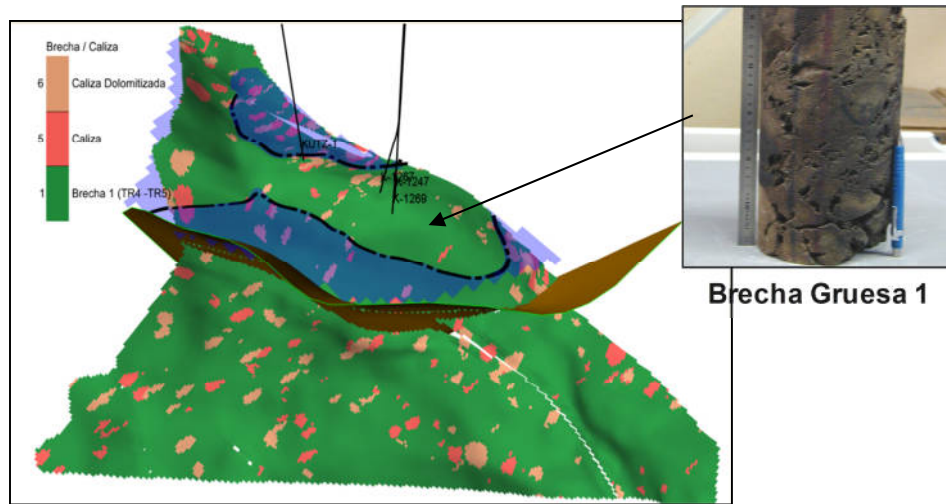


Figura 4.17: Sub modelo de brecha gruesa 1, caliza y caliza dolomitizada

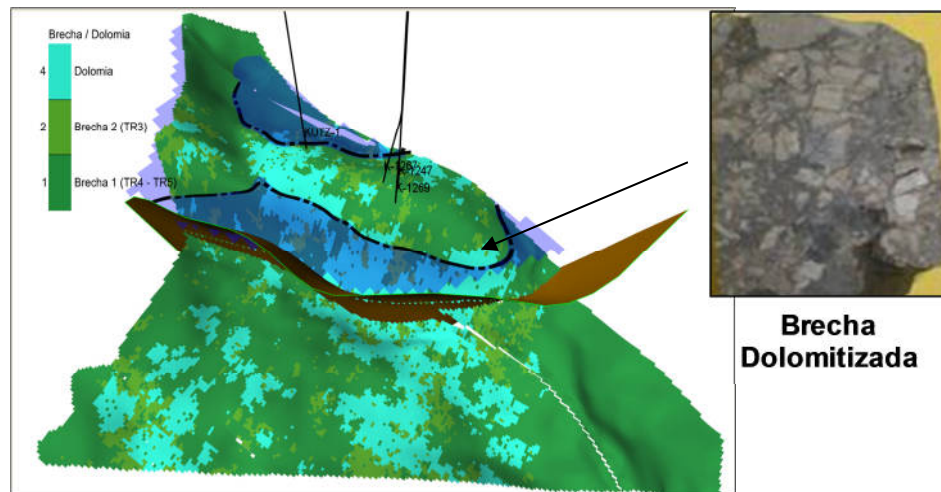


Figura 4.18: Sub modelo de brecha gruesa 1 y 2 y dolomías

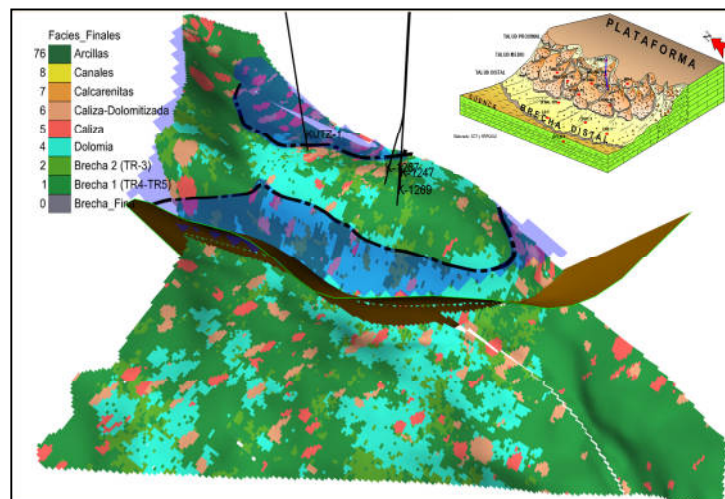


Figura 4.19: Modelo 3D final de facies para Cretácico Superior

### 4.3 MODELO PETROFÍSICO ESTOCÁSTICO

Esta actividad comprende la segunda etapa del modelado geoestadístico, y está referida a la simulación estocástica 3D de la distribución heterogénea de propiedades petrofísicas en el campo. Consiste en una integración entre el modelo petrofísico interpretado en los pozos y el modelo sedimentológico 3D de facies texturales. Finalmente, es posible crear mapas de propiedades petrofísicas que son útiles para estudiar la potencialidad del campo y reconocer nuevas áreas prospectivas.

#### 4.3.1 Análisis estadístico y transformación al campo gaussiano

El método de simulación petrofísica desarrollado en este proyecto fue del tipo “condicional estocástico”. Se define condicional porque se “condiciona” a la información de pozos, al modelo de facies texturales y a los atributos sísmicos, y es estocástica, porque se basa en la asignación aleatoria de valores desde un histograma de frecuencia, lo que reproduce una distribución espacial obtenida en base a una matriz de *Kriging*, ajustada a los variogramas y para varias realizaciones.

Como introducción a esta etapa de modelamiento estocástico, es oportuno comentar que el principal requerimiento de este método es que las observaciones de los pozos (antes de ser ejecutada la etapa de simulación), deben aproximarse a una distribución *gausiana* o normal; esto significa que deben removerse las tendencias geológicas conocidas a través de transformaciones a la distribución inicial de los datos que se considera “sesgada”. Adicionalmente, estas observaciones deben presentar una correlación espacial con una variabilidad en función de la distancia entre los puntos, fenómeno que fue estudiado a través de los variogramas.

En el marco de este proyecto se aplicó una co-simulación estocástica y estacionaria, resuelto por una matriz de *co-kriging*, lo que aseguró que los parámetros 3D de

porosidad y permeabilidad estocásticos mantuvieran un factor de correlación. En general, el procedimiento se desarrolla en 2 etapas:

### 1. Preparación:

- a. Selección de los registros petrofísicos en los *Blocked Wells*.
- b. Identificación de tendencias geológicas y definición de la secuencia de transformaciones de los datos petrofísicos. Verificación de distribución normal o *gausiana* de los residuos (datos transformados).
- c. Especificación de las correlaciones entre los campos residuales de los diferentes parámetros petrofísicos a ser co-simulados.
- d. Interpretación de los variogramas en base al dato en el campo *gausiano*, basados en el conocimiento geológico y/o el resultado del análisis de datos. Creación del variograma experimental basado en los datos de pozo e interpretación.

### 2. Ejecución de la tarea y Control de calidad:

Para la transformación *gausiana* de los datos, se examinaron y analizaron todas las tendencias estadísticas disponibles en el software Irap-RMS, entre las que se encuentran : tendencias areales y regionales, por compactación o por deposición. Como resultado, se asignaron las transformaciones: “**Truncate**” para truncar los datos a los valores esperados de máximo y mínimo, “**Mean**” para condicionar la simulación a conservar la media aritmética del análisis estadístico y “**Normal Score**” para aplicar la ecuación de normalización y convertir los residuos al campo *gausiano*, es decir, con una media aritmética de cero (0) y una desviación estándar de  $\pm$  el desvío tipo, comúnmente  $\pm 3$  que representa el 99% de las probabilidades.

En cuanto a las tendencias geológicas, no se reconocieron tendencias areales, sin embargo, se incorporaron los atributos sísmicos “Envolvente de amplitud” para el Cretácico Superior y “Densidad” para el Eoceno-Paleoceno como tendencia de suave para condicionar la ubicación de las regiones con mayores porosidades y permeabilidades. A continuación se presentan los histogramas de frecuencia con la distribución de propiedades petrofísicas como dato de entrada:

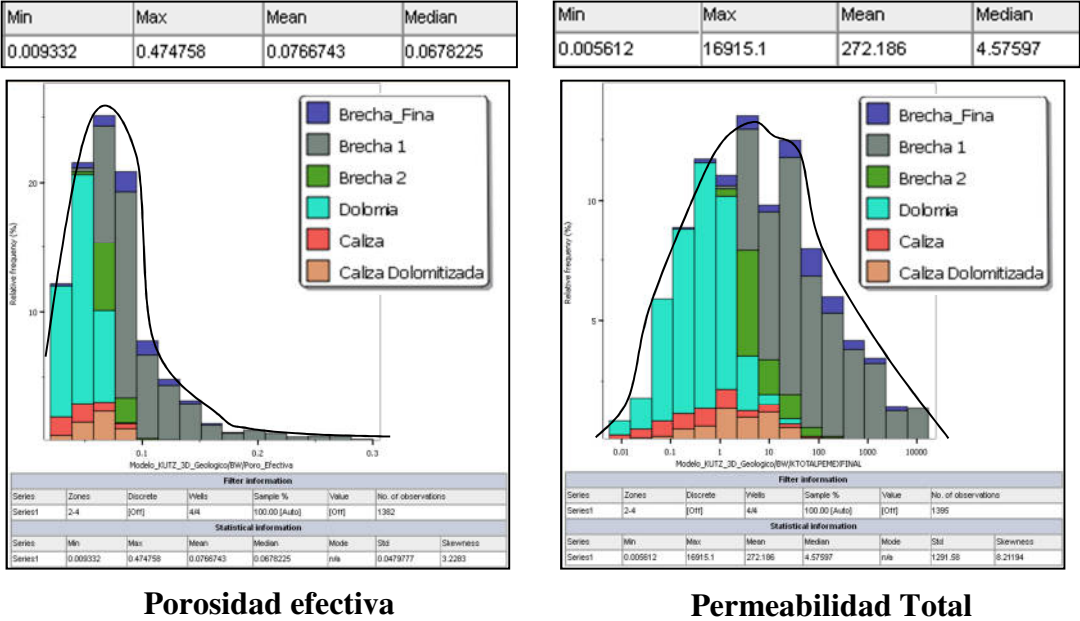


Figura 4.20: Histograma de distribución de propiedades Cretácico Superior

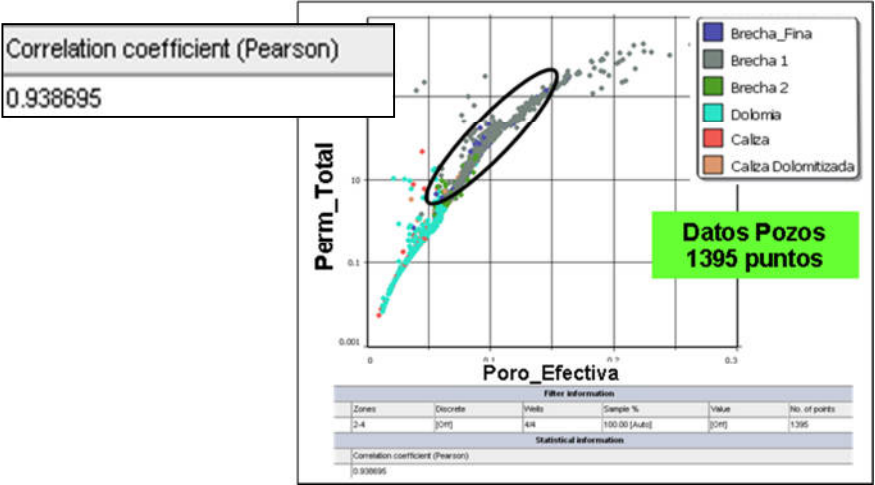


Figura 4.21: Crossplot Permeabilidad Total vs Porosidad del Cretácico

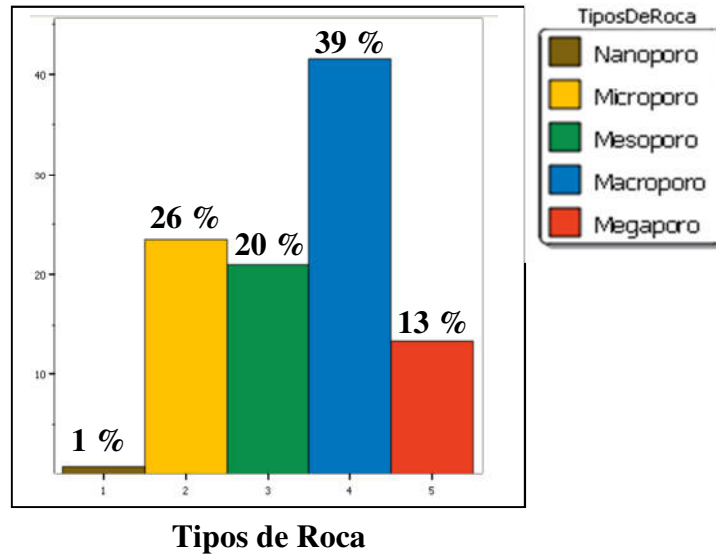


Figura 4.22: Histograma de distribución de tipos de roca para el Cretácico

### 3. Estudio variográfico:

Se generaron variogramas con el fin de determinar los rangos de varianza de las propiedades en las tres dimensiones. Los variogramas analizados fueron: dirección en paralelo, dirección normal y dirección vertical con respecto al sentido de depositación o sedimentación reconocido por el modelo sedimentológico conceptual. Debido a que permeabilidad fue co-simulada con la porosidad, solo se requirió generar un variograma que determine el comportamiento de la propiedad de referencia, que corresponde a la porosidad.

Se adoptaron los rangos de variogramas obtenidos de la porosidad del primer medio para condicionar el modelo geoestadístico, sin embargo, se analizaron variogramas con otras propiedades petrofísicas y se comprobaron las direcciones y rangos interpretados. Para el caso de las propiedades del segundo medio, éstas dependen del modelo de fracturas naturales que corresponde a otra etapa del proyecto. Es importante indicar que el variograma vertical permitió reconocer el tipo de variograma y la anisotropía vertical, sin embargo, debido a que se cuentan con 4 pozos, los variogramas areales deben también ser condicionados al modelo

conceptual para evitar considerar lecturas anómalas o inadecuadas en base al tipo de ambiente. A continuación se observan los histogramas en el campo gaussiano:

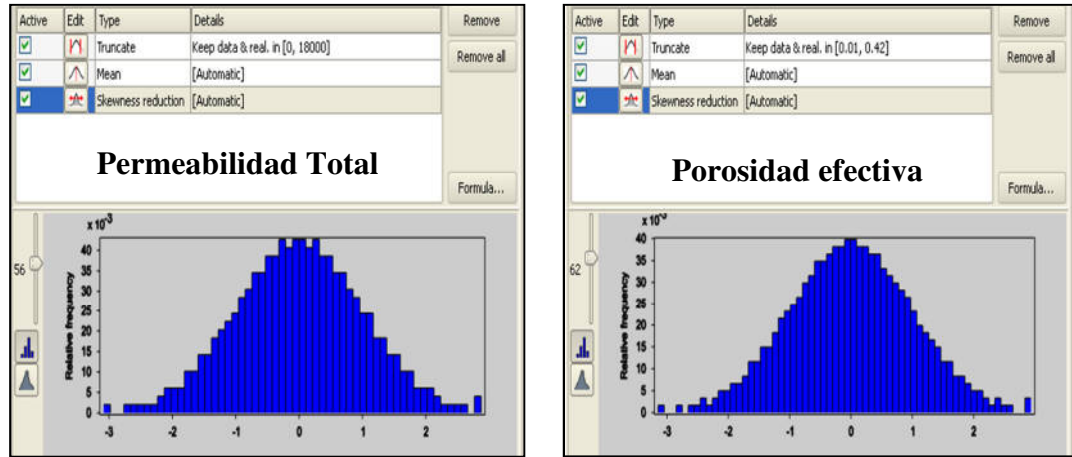


Figura 4.23: Distribución gaussiana de los residuos transformados

#### 4.3.2 Resultados de las corridas geoestadísticas de petrofísica

A continuación se muestran los resultados obtenidos para el modelo geoestadístico de las propiedades petrofísicas porosidad y permeabilidad:

##### 4.3.2.1 Distribución de porosidad y permeabilidad

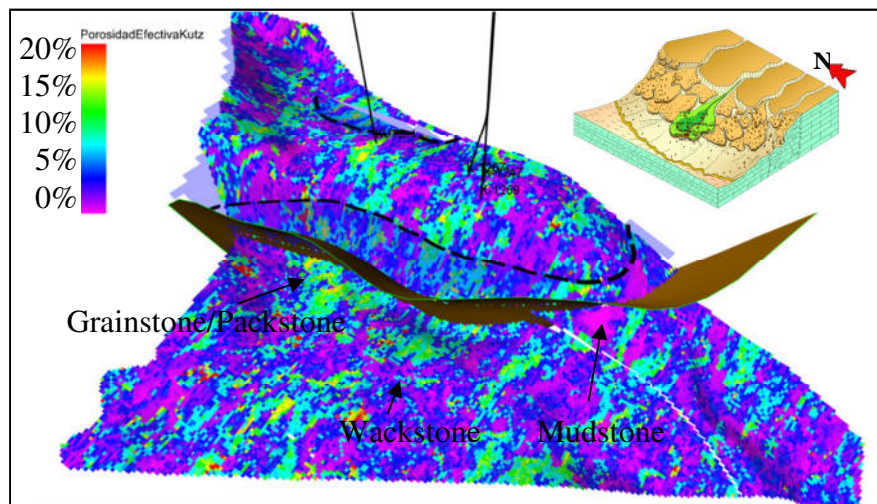


Figura 4.24: Distribución de porosidad efectiva en el Eoceno-Paleoceno

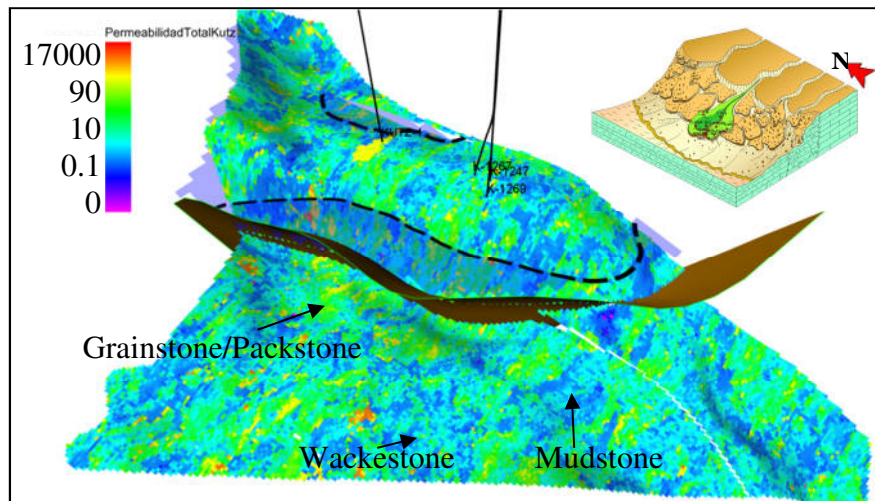


Figura 4.25: Distribución de permeabilidad total en el Eoceno-Paleoceno

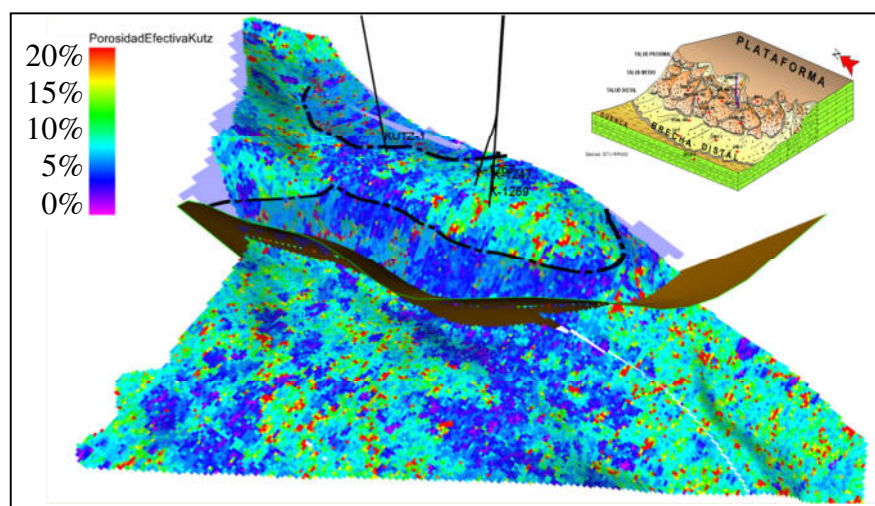


Figura 4.26: Distribución de porosidad efectiva en el Cretácico Superior

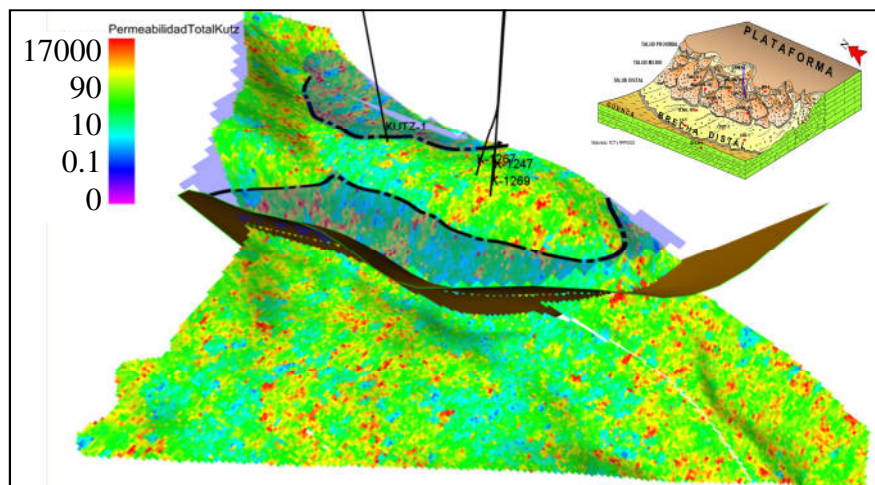


Figura 4.27: Distribución de permeabilidad total en el Cretácico Superior

#### 4.3.2.2 Representación de los medios porosos

El última etapa del modelo geoestadístico fue la estimación de las propiedades del primer medio (porosidad y permeabilidad de matriz), porosidad del segundo medio y el coeficiente de partición. Las propiedades del primer medio se obtuvieron a través de una co-simulación estocástica condicionada a los atributos sísmicos “. En el caso de la porosidad del segundo medio, ésta se obtuvo al restar, celda-a-celda, la porosidad efectiva – porosidad de matriz. Finalmente se calculó el coeficiente de partición del modelo 3D y se comparó con el promedio obtenido de los pozos:

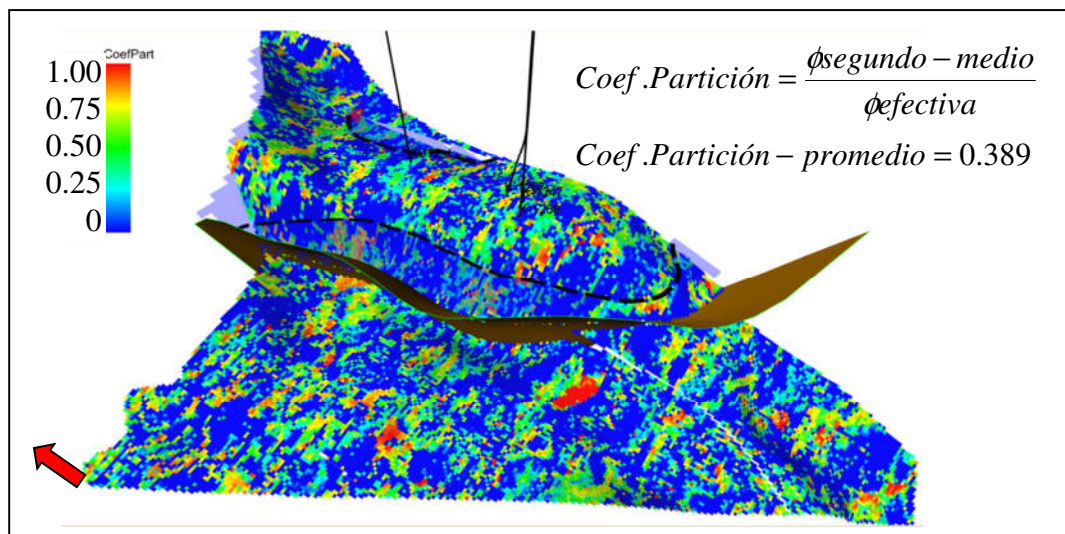


Figura 4.28: Coeficiente de partición para el Eoceno-Paleoceno

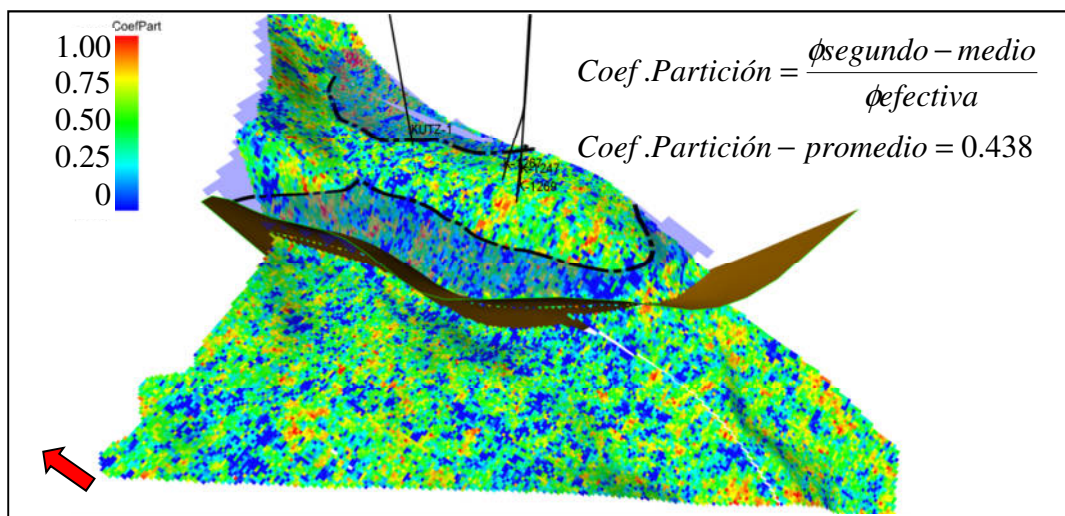


Figura 4.29: Coeficiente de partición del Cretácico Superior

#### 4.4 MODELO GEOMECÁNICO

El primer paso para la construcción del modelo geomecánico fue el análisis del patrón de esfuerzos mediante la interpretación sísmica regional, registros de imágenes y reportes de perforación de los pozos. La interpretación sísmica estructural realizada por PEMEX indica que el bloque compuesto por los campos F1, F2, F4 y F5 tuvo un mayor desplazamiento hacia el norte que el de los campos F6 y F7. A continuación se muestra la interpretación sísmica regional del Cretácico Superior con la ubicación de los campos y la indicación del movimiento. Las flechas señalan la dirección y magnitud del desplazamiento a ambos lados de la falla principal de la región:

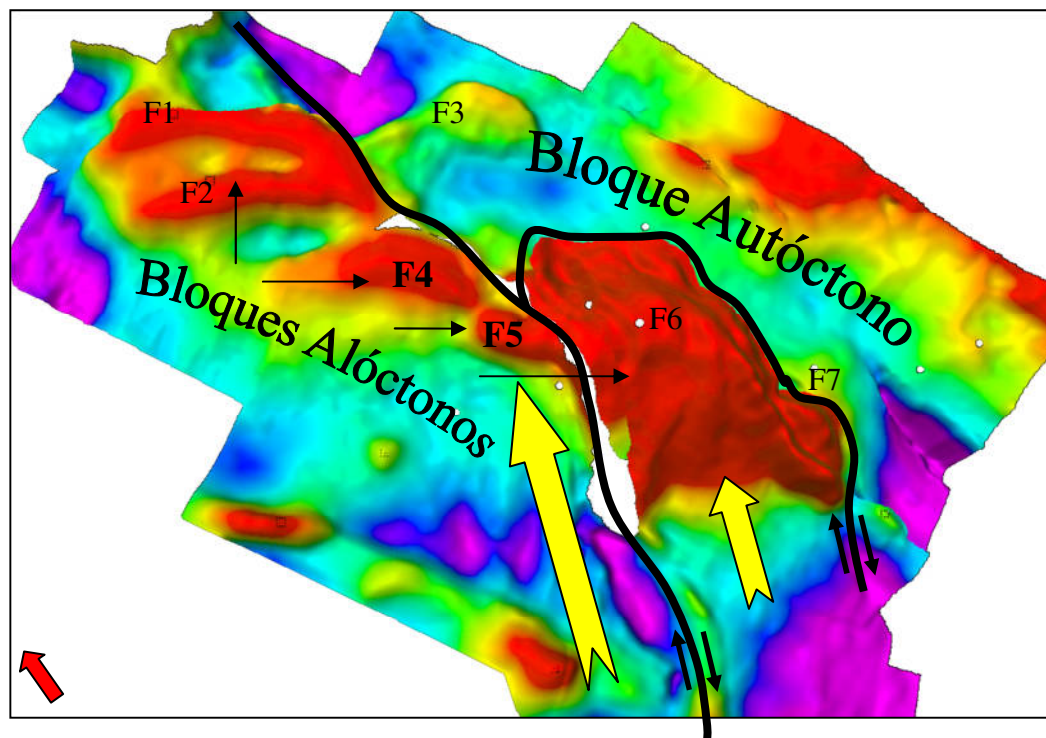


Figura 4.30: Análisis del patrón de esfuerzos compresivos regionales

A continuación se muestran las rosetas de esfuerzos de varios pozos del campo “F4” (al norte del área de estudio). Estos datos ayudaron a definir las tres familias de fracturas, en base a las orientaciones observadas. Se muestra a continuación:



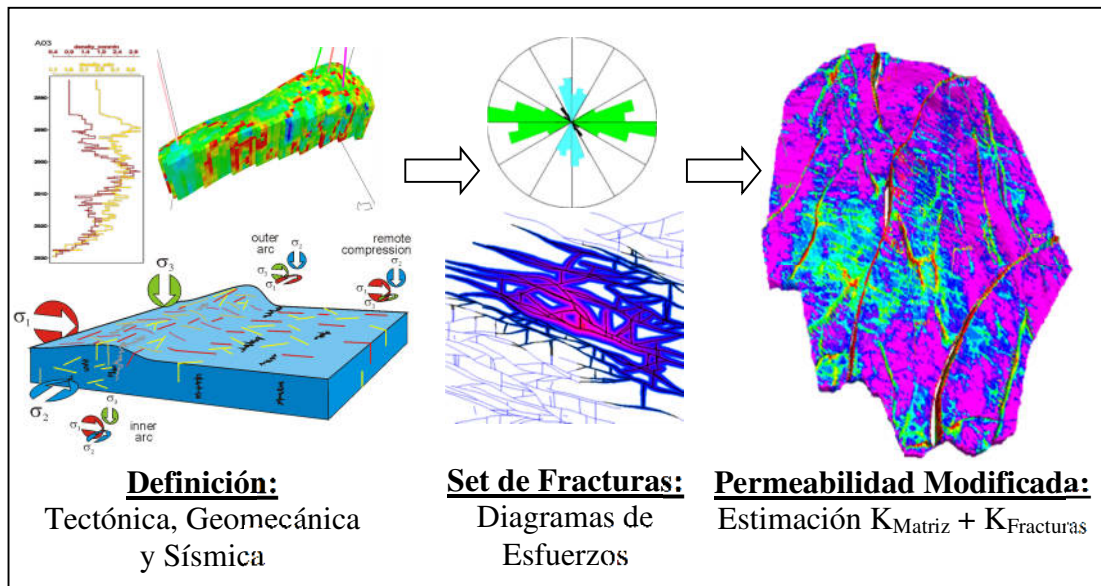


Figura 4.33: Metodología de simulación de la red discreta de fracturas (DFN)

#### 4.4.3 Creación de familias de fracturas y cálculo de aperturas

Se definieron tres sets de fracturas en base a las observaciones del registro de imagen y que coinciden con las del campo “F4”. Las familias creadas fueron: la primera en dirección Sur-Norte, la segunda en dirección N60°O y la tercera N45°E:

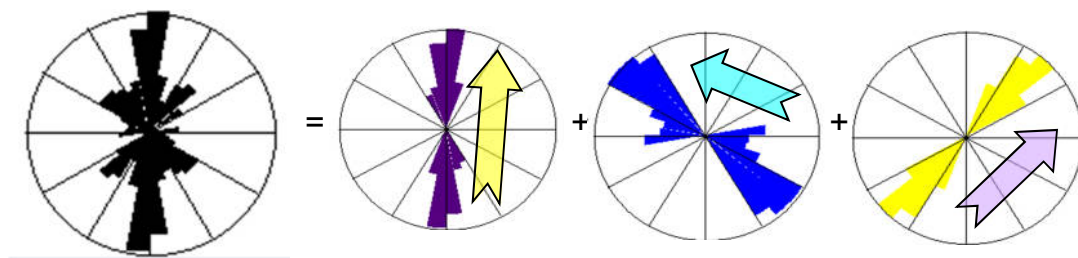


Figura 4.34: Definición de familias de fracturas en base a la dirección

A continuación dos tablas teóricas consideradas para asignar las aperturas de las fracturas. Los registros de imágenes pueden leer hasta fracturas de hasta 50 micrones de apertura, sin embargo, los carbonatos poseen hasta 1000 micrones de apertura:

Tabla 4.1: Aperturas de fracturas según datos y métodos experimentales

| <b>Muestra</b>                           | <b>Arenas</b>        | <b>Carbonatos</b> | <b>Limolitas</b> | <b>Lutita</b> | <b>Arcilla</b>        |
|------------------------------------------|----------------------|-------------------|------------------|---------------|-----------------------|
| Profundidad mayor a 3000 metros          | 0.1mm (100µm)        | 1mm (1000µm)      | 0.001mm (1µm)    | 0.1µm         | 0.01-0.1mm (10-100µm) |
| Yacimientos Someros (menor a 100 metros) | 0.01-5mm (10-5000µm) |                   |                  |               |                       |
| Lectura según registro imagen            | 0.05mm (50µm)        |                   |                  |               |                       |

| <b>Muestra / Longitud</b>                     | <b>Micro-fracturas (mm)</b>                                                                             | <b>Pequeñas fracturas (metros)</b> | <b>Fracturas medianas (10's m)</b> | <b>Fracturas grandes (100's m)</b> | <b>Fallas (100-1000's m)</b> |
|-----------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------|------------------------------------|------------------------------------|------------------------------|
| Regla del Pulgar                              | 0.001-0.01mm (1-10µm)                                                                                   | 0.01-0.1mm (10-100µm)              | 0.01-0.25mm (10-250µm)             | 0.1-0.5mm (100-500µm)              | 0.25-1mm (250-1000µm)        |
| Regla del Pulgar (para fracturas conductivas) | 50-500µm (por convención la apertura es siempre menor a 2mm y la porosidad de las fracturas netas < 1%) |                                    |                                    |                                    |                              |

En base a la tabla anterior, y luego de un proceso iterativo del rango de aperturas para cada familia, se asignaron los siguientes valores: la primera familia (principal) en dirección Sur-Norte con una apertura de 240 µm y la segunda y tercera familia (direcciones N60°O y la tercera N45°E) con una apertura de 120 µm.

El segundo dato de control para el modelo geomecánico fue el atributo sísmico. En el marco de este proyecto, se empleó el atributo sísmico “Máxima Curvatura” para guiar los corredores de fracturas, el cual fue extraído del cubo sísmico de amplitud sin filtro y sin ganancia.

De igual modo, se empleó el atributo “Azimuth” que representa las direcciones locales de las familias de fracturas en las diferentes regiones del campo:

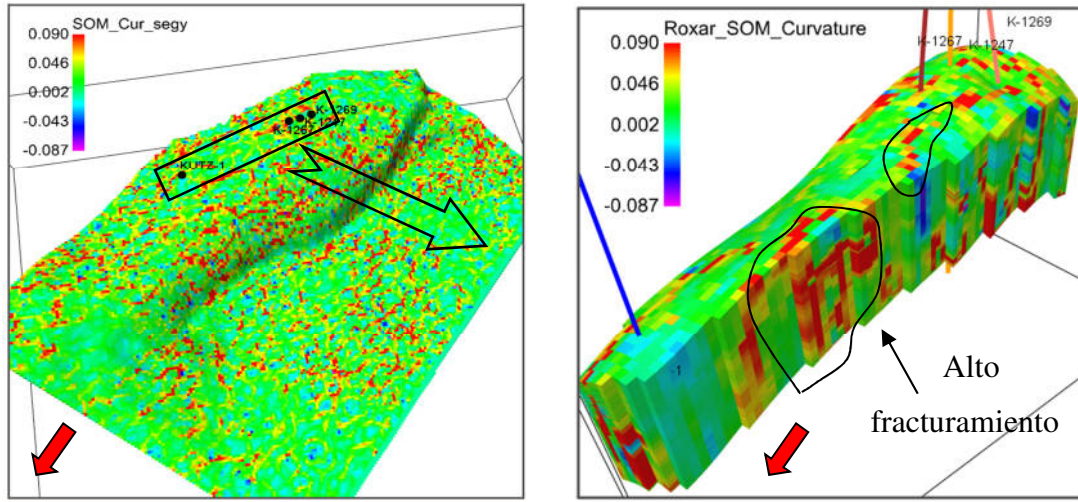
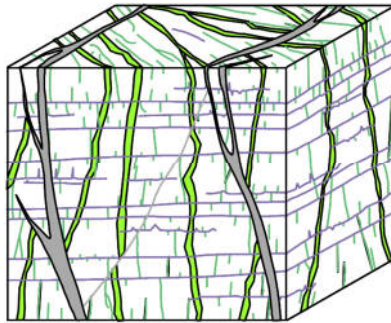


Figura 4.35: Atributo sísmico de máxima curvatura para el campo “F5”

#### 4.4.4 Estimación de la permeabilidad modificada

La permeabilidad modificada depende de la apertura de las fracturas del DFN en cada celda. Las ecuaciones que emplea el software Irap-RMS para la estimación son:



$$SIGMA = \frac{12}{L^2} = 4 * \left( \frac{1}{Lx^2} + \frac{1}{Ly^2} + \frac{1}{Lz^2} \right) \Rightarrow Kazemi$$

$$K_{ij} = \frac{T^3}{12} * (I_{ij})$$

$$I_{ij}(c) = \frac{1}{V(c)} * \sum_{i=1}^{N(c)} \int_{f1(c)} t(s) (\delta_{ij} - n_i(s) n_j(s)) ds$$

Figura 4.36: Aspectos matemáticos de la estimación de K-Fracturas

Donde “ $I_{ij}$ ” es el tensor de abundancia de fracturas o intensidad de fracturamiento, “ $N(c)$ ” es el número de fracturas en la celda “ $ij$ ”, “ $V(c)$ ” es el volumen total en metros cúbicos la celda “ $ij$ ”, “ $t(s)$ ” es el alto promedio de las fracturas en la celda, “ $\delta$ ” es la delta de Kronecker, “ $K_{ij}$ ” es la permeabilidad de fractura, “ $L$ ” es el tamaño de bloque de la matriz en cada eje (X, Y, Z) y “ $T$ ” es la apertura promedio de las fracturas. El factor “ $SIGMA$ ” es el coeficiente de interacción matriz-fractura y “ $L_z$ ” es el conocido

tamaño de bloque vertical (DZMTRXV), ambos parámetros indispensables para una simulación numérica de doble porosidad en el software Eclipse®.

A continuación se muestra la permeabilidad modificada para una capa arbitraria del Cretácico Superior del campo “F5”. La escala es logarítmica, mostrando los valores bajos donde existen menor proporción de fracturas, e incrementándose hacia los bordes y cercanos a las fallas donde el fracturamiento de la roca es más intenso.

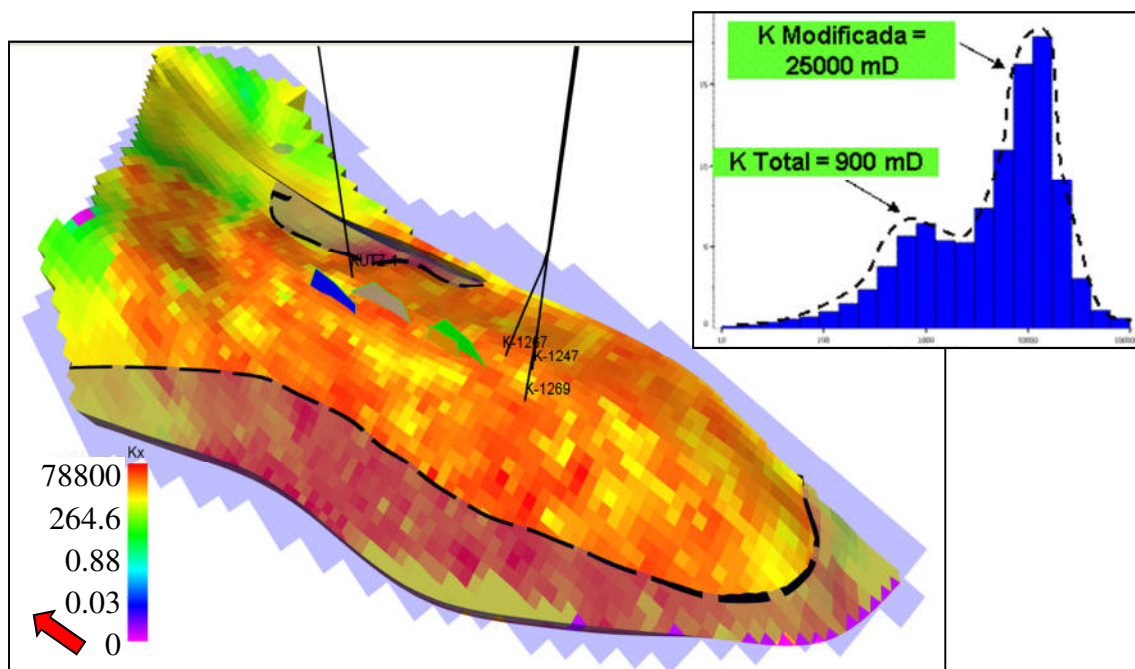


Figura 4.37: Permeabilidad modificada por efecto de fracturas en el campo “F5”

Se puede observar en la figura anterior la variación de la permeabilidad por la incorporación de la red discreta de fracturas. Existen dos poblaciones en el histograma de frecuencia, la primera que indica el promedio de la permeabilidad total de registros (con una media de 900 mD) y el promedio de la permeabilidad modificada por fracturas (media de 25000 mD aproximadamente), teniendo como límites: mínimo desde 6000 mD y máximo hasta 79000 mD.

## 4.5 VALIDACIÓN DEL MODELO ESTÁTICO

### 4.5.1 Creación de histogramas y crossplots

En esta etapa se crearon histogramas de frecuencia y cross-plots entre todas las variables petrofísicas disponibles en los pozos y las correspondientes simuladas en el mallado geológico (3D grid). La idea era confirmar que la población (el modelo 3D) responda a los mismos valores de media aritmética y desviación estándar que la muestra (los pozos), de esta manera se cumple con la condición de la geoestadística, según la cual la población debe tener las mismas tendencias centrales que la muestra.

A continuación los resultados para la porosidad efectiva y permeabilidad total, que fueron tomadas para el control de calidad. Los *Blocked Wells* se refieren a los datos provenientes de registros de pozos y la malla 3D corresponde al volumen de celdas:

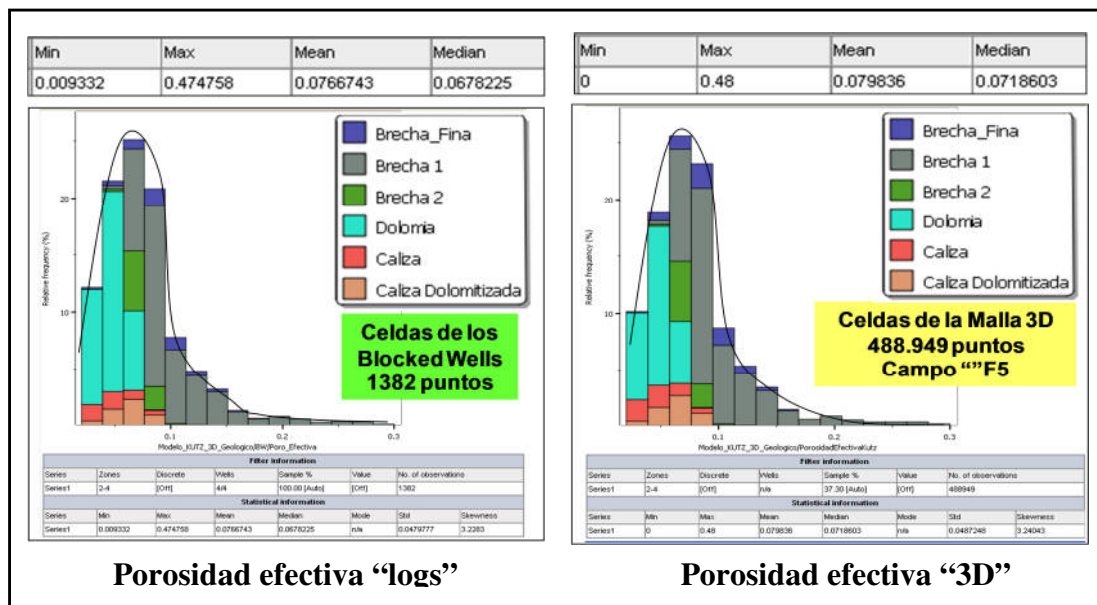


Figura 4.38: Histogramas de Comparación de la Porosidad Efectiva

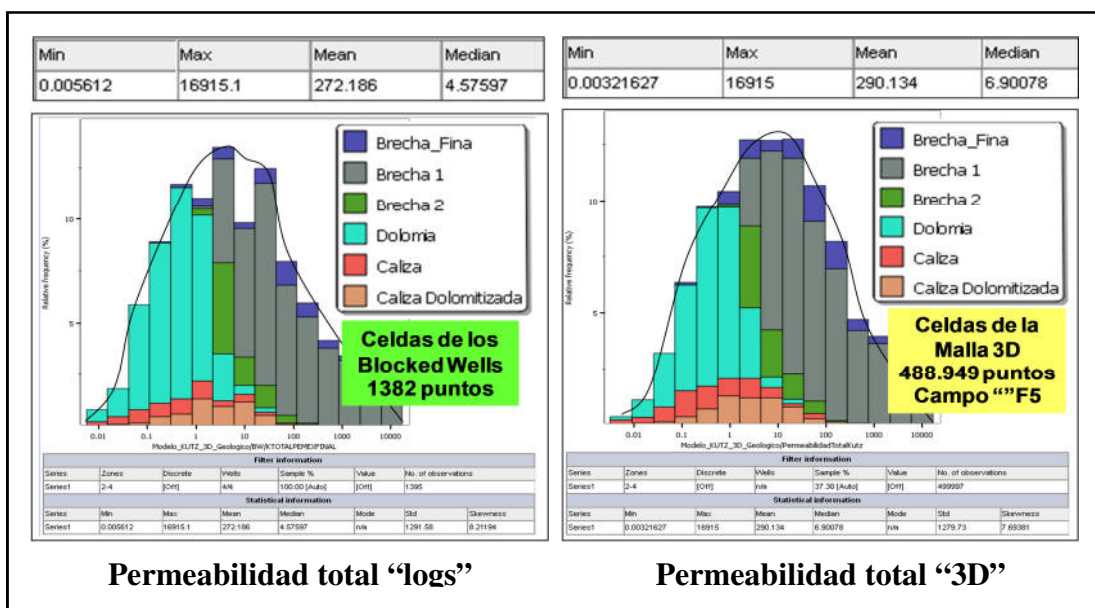


Figura 4.39: Histogramas de Comparación de la Permeabilidad

Finalmente, el gráfico cross-plot de porosidad y permeabilidad para confirmar la confiabilidad de la co-simulación estocástica:

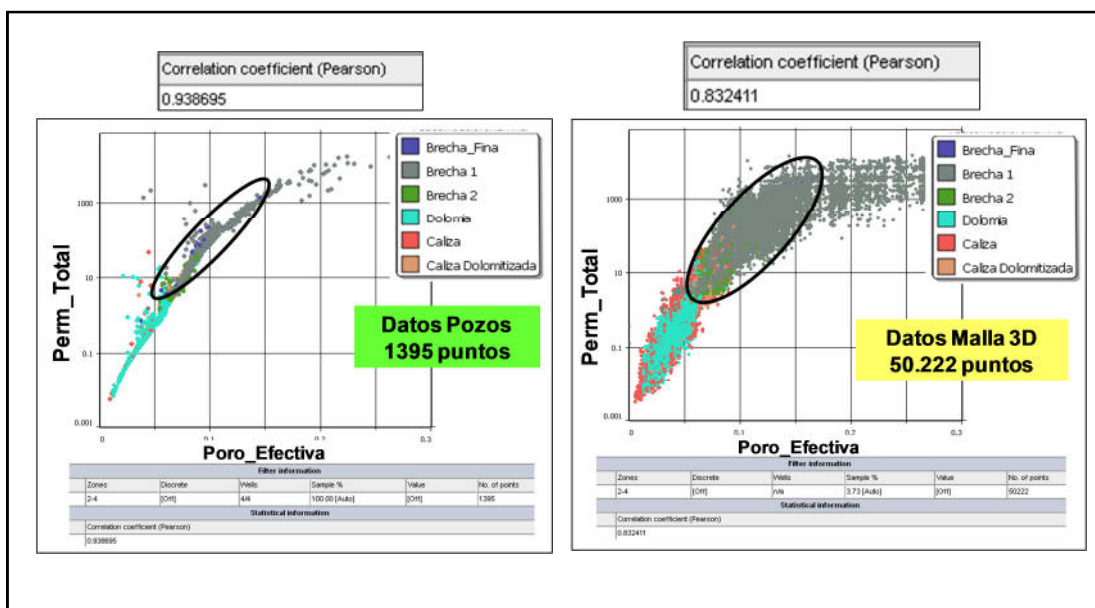


Figura 4.40: Crossplots de comparación entre Porosidad y Permeabilidad

#### 4.5.2 Generación de mapas promedios

Esta actividad es de gran importancia para el proyecto y consiste en asegurar la confiabilidad del simulador geoestadístico. Los mapas promedios de propiedades extraídos del modelo 3D permitieron comprobar la uniformidad y condición de estacionariedad del modelo geoestadístico, al constatar que no existen subestimaciones o sobreestimaciones locales originadas por sesgos no inherentes al atributo sísmico:

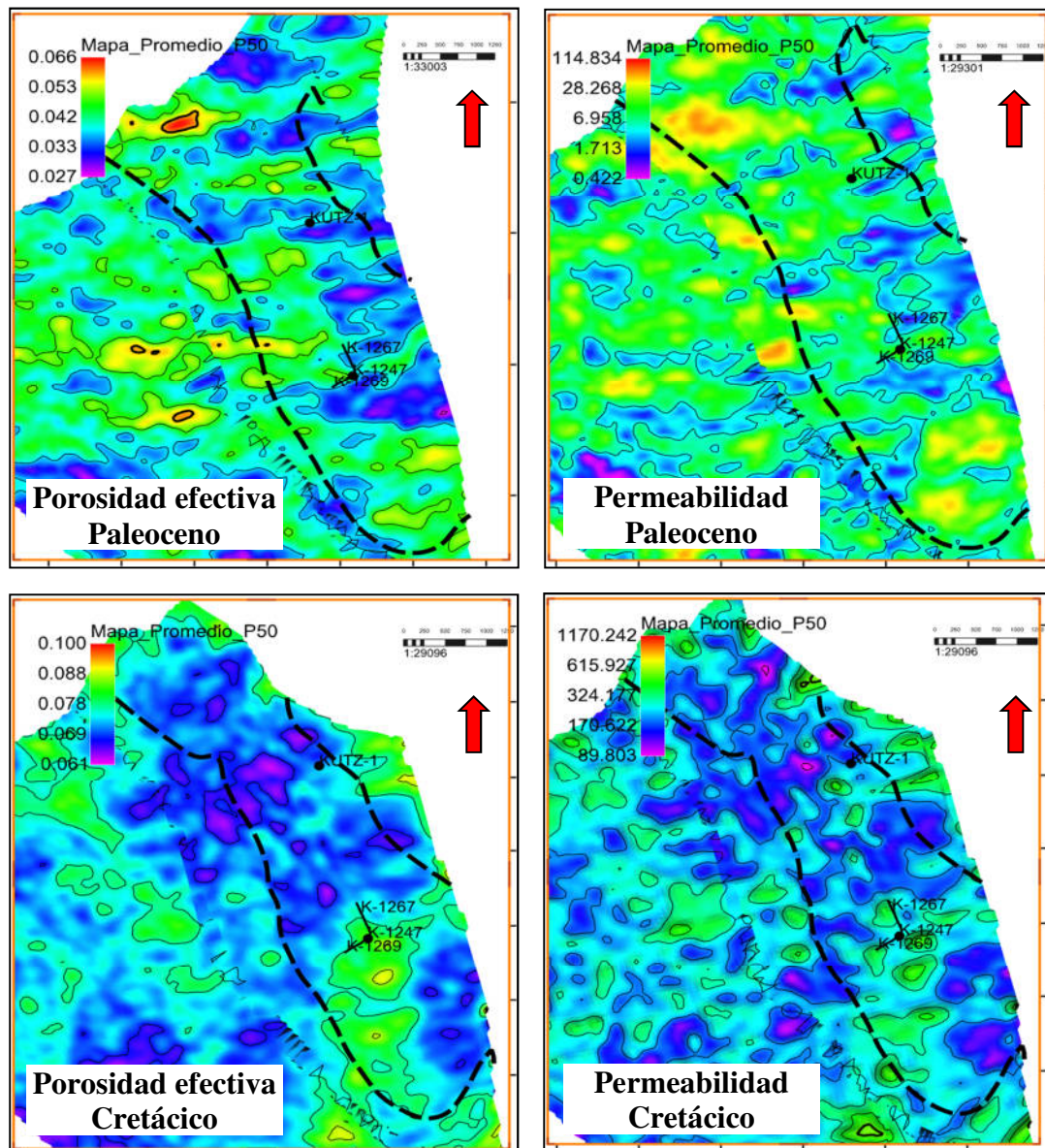


Figura 4.41: Mapas promedios de propiedades para cada formación

#### 4.6 MODELO DE FLUIDOS: ESTIMACIÓN DE LA FUNCIÓN J

Es preciso resaltar que la saturación de agua depende de parámetros estáticos y dinámicos en un yacimiento de petróleo. Depende de parámetros estáticos pues está relacionada a las propiedades petrofísicas (que a su vez están condicionadas a las facies sedimentarias), y depende de variables dinámicas, pues depende de la presión capilar, la posición o profundidad de el (los) contacto(s) agua - petróleo, la densidad del hidrocarburo en-sitio y las propiedades que posea dicho hidrocarburo en función de los demás fluidos en el yacimiento.

El procedimiento empleado para el Campo “F5” es conocido como “estimación de la saturación de agua a través de la Función-J por tipos de roca”. Consiste en estudiar y asignar dos variables llamadas “a” y “b”, las cuales, junto con asignación de la profundidad del contacto agua-petróleo permiten obtener el comportamiento de la zona de transición de la saturación de agua, desde la SW=100% en el acuífero, hasta la saturación de agua irreducible en la cresta del yacimiento.

Lo anterior se presenta al momento de la creación del yacimiento, ya que los hidrocarburos ingresan en una trampa estructural y comienzan a desplazar el agua original en sitio. Luego, con el tiempo, éstos tiende a establecer un equilibrio de sus fluidos con poco movimiento, en un estado conocido como equilibrio termodinámico.

Por otra parte, la presión capilar provoca la formación de una zona de transición de saturación del fluido sobre su interface, causando que la saturación de agua disminuya por encima la interface agua-petróleo. El modelamiento de este concepto físico se llevó acabo utilizando la mencionada función “J” adimensional, que permite describir el comportamiento de la zona de transición a través de la siguiente ecuación:

$$J = \frac{P_c}{\gamma \cos \theta} * \sqrt{\frac{Perm}{Poro}} C_j$$

Donde “Pc” es presión capilar, “γ” es la tensión interfacial, “θ” es el ángulo de mojabilidad y “Cj” es una constante de conversión de unidades. En el desarrollo del proyecto se utilizó el programa “RMS Water Saturation”, que permitió definir una función “J” para cada tipo de roca interpretado por petrofísica (Megaporoso, Macroporoso, Mesoporoso y Microporoso) y luego utilizar las variables “a”, “b”, Swirr y Swmax iterativas para estimar la saturación de agua en tres dimensiones. Las variables “a” y “b” se obtienen por gráfica, la “Swirr” de los análisis especiales de núcleos y el resto de las variables a partir de las siguientes dos ecuaciones:

$$Swc = Swirr + (Swmax - Swirr) * Swn \quad Swn = \left( \frac{J}{a} \right)^{1/b}$$

1. El primer paso es calcular la saturación de agua normalizada “Swn” mediante la graficación de la función “J” y por ensayo y error obtener las variables “a” y “b”, mediante una regresión lineal.
2. Luego, se determina una saturación de agua calculada “Swc” mediante la ecuación mostrada anteriormente.
3. Los valores de “Swc” son usados para encontrar las variables “a” y “b” ya que este método es interactivo de ajuste, ensayo, lectura y regresión
4. Los cálculos anteriores, específicamente los de “J” deben realizarse con las unidades adecuadas, para asegurar un resultado adimensional.

A continuación se muestran los resultados de la Función “J” por tipos de roca para las calcarenitas del Eoceno-P.S. y el Cretácico Superior. Se crearon para megaporoso, macroporoso, mesoporoso y microporoso, ya que el nanoporoso posee saturación de petróleo despreciable, cercana a cero. H es la distancia sobre el contacto agua-aceite.

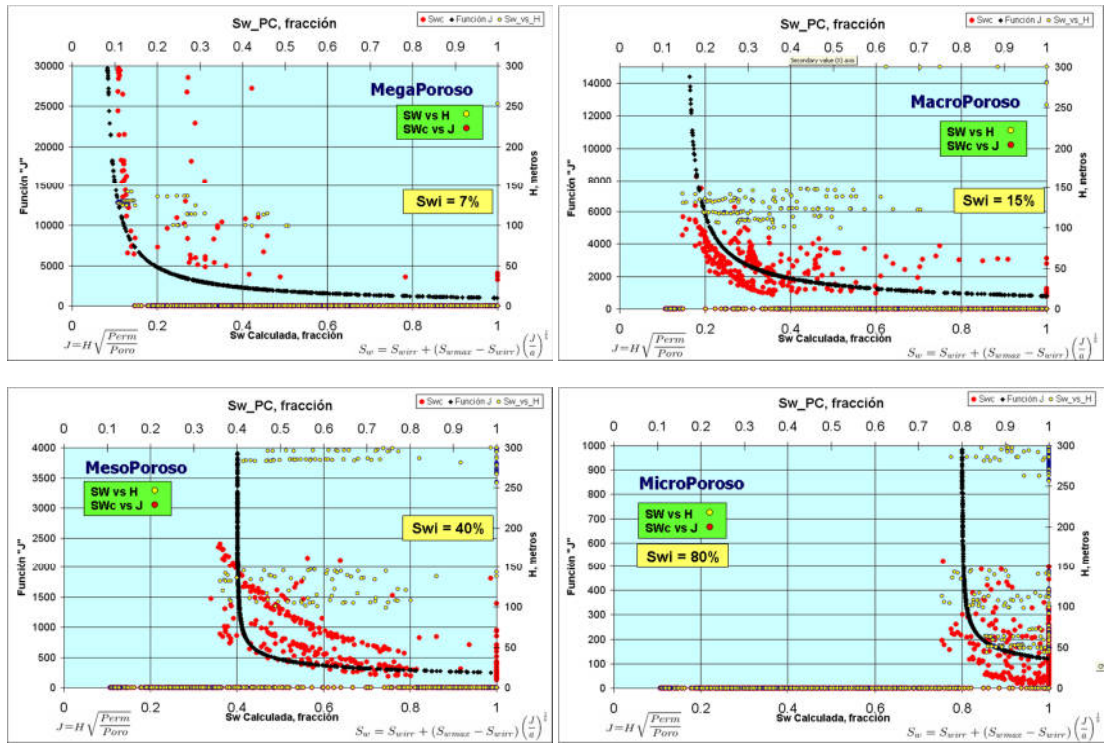


Figura 4.42: Gráficos de la Función-J para el Eoceno-Paleoceno

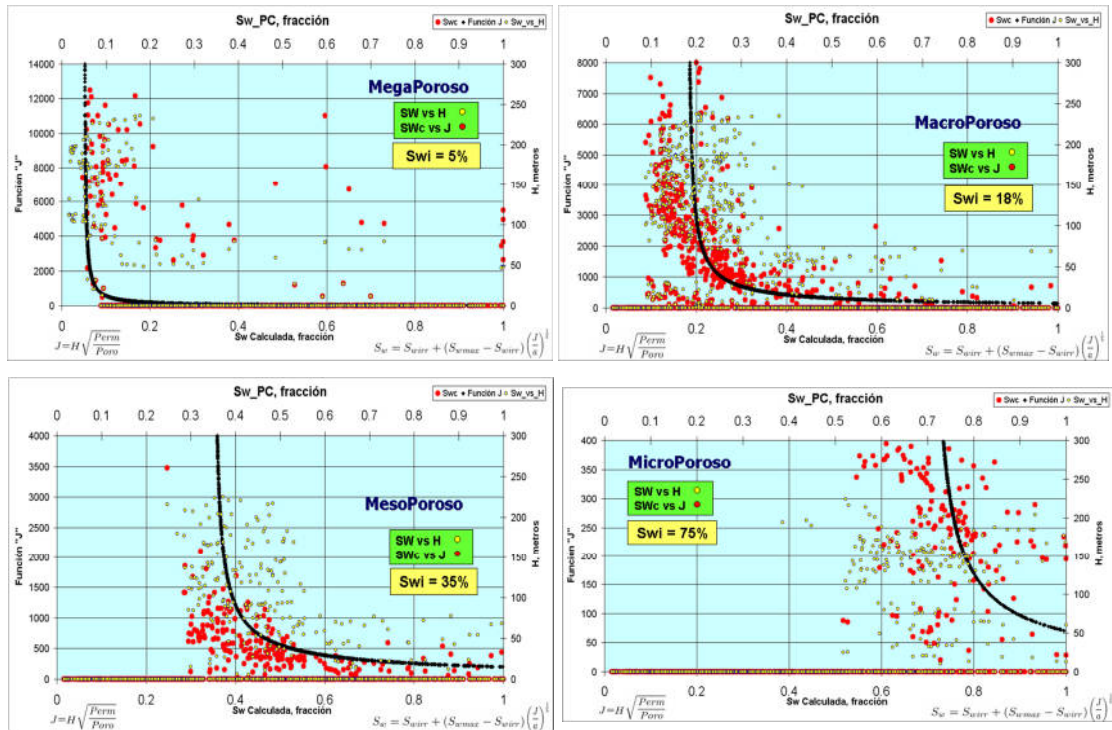


Figura 4.43: Gráficos de la Función-J para el Cretácico Superior

A continuación el modelo 3D de saturación de agua y una sección al eje del campo:

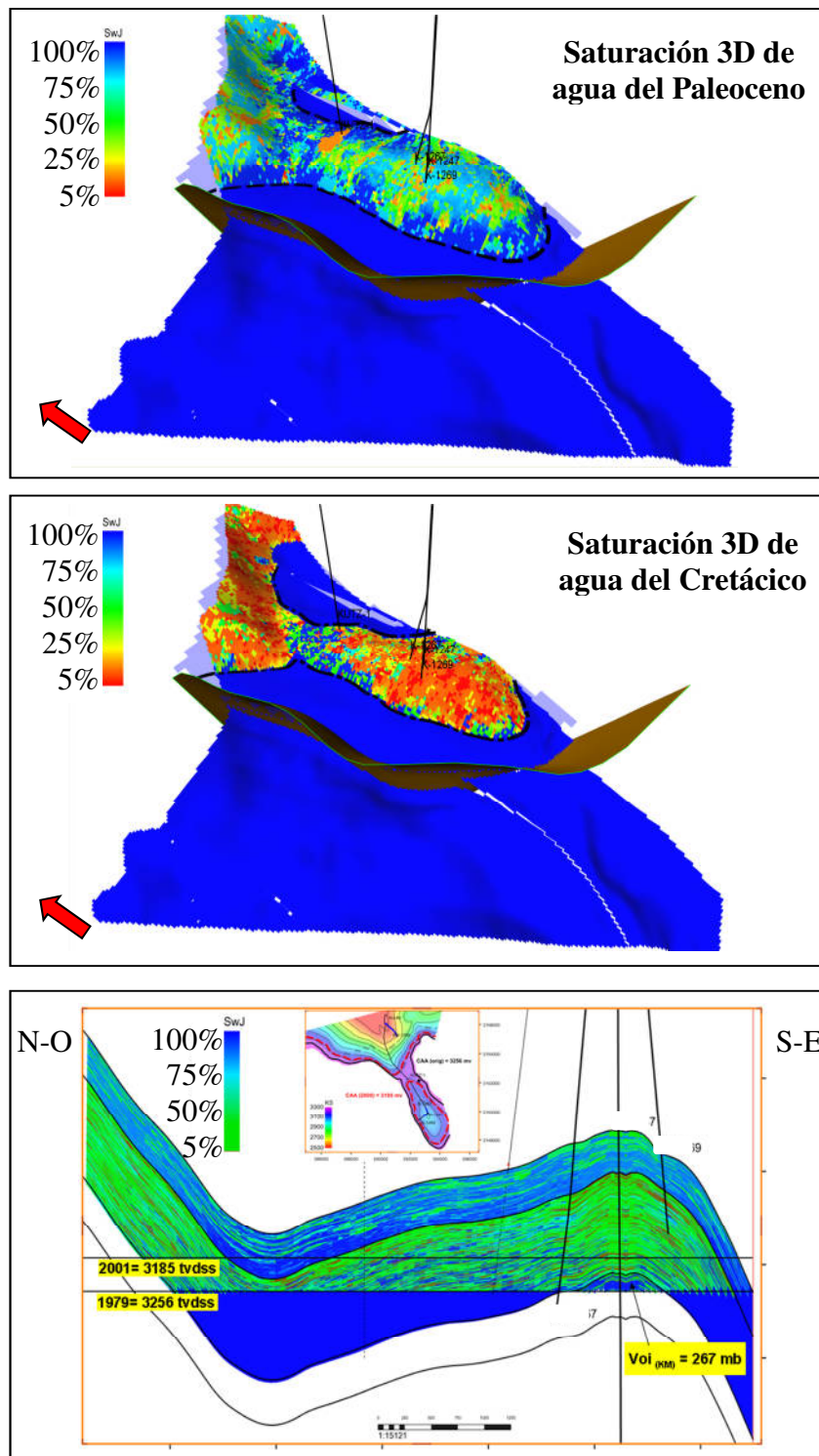


Figura 4.44: Saturación de agua 3D por formación y sección al eje estructural

Finalmente, se muestran los mapas de saturación de agua promedio:

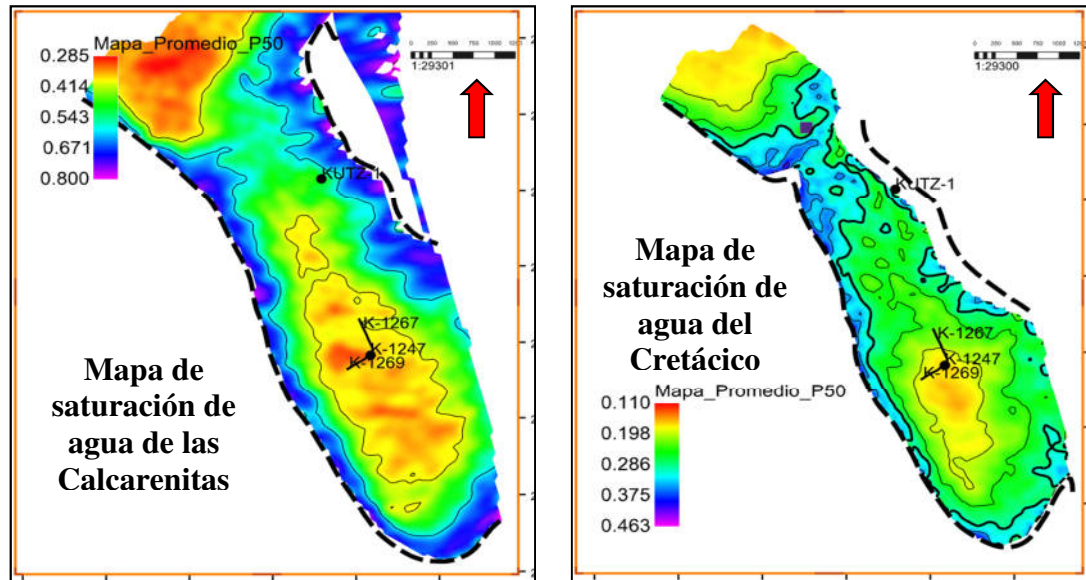


Figura 4.45: Mapas promedios de saturación de agua

#### 4.6.1 Cálculo de la saturación de agua inicial

A través de este método fue posible estimar la saturación de agua inicial del yacimiento y por ende asignarla a los pozos sin importar su fecha de perforación, es decir, se hizo una estimación de la saturación de agua al tiempo cero para todos los pozos. A continuación se muestra un histograma de la saturación de agua del pozo 3 estimada por registros eléctricos y su correspondiente histograma al tiempo cero:

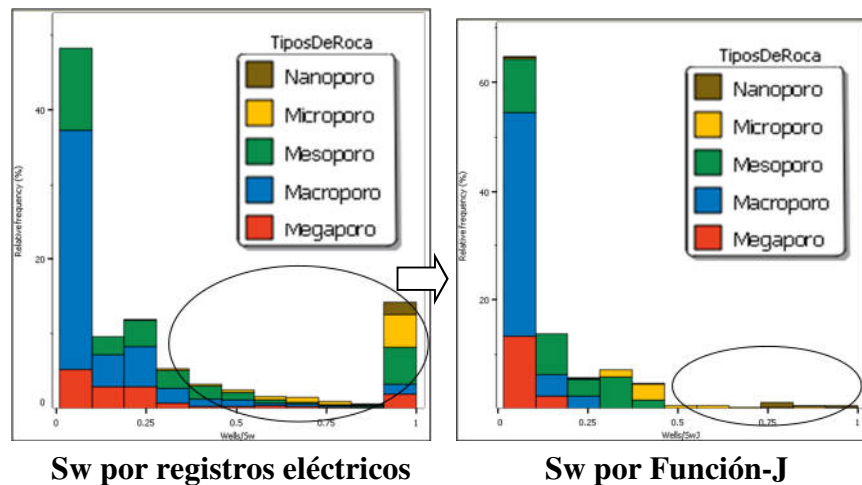


Figura 4.46: Distribución de agua por registros eléctricos y por Función-J

#### 4.7 CÁLCULOS VOLUMÉTRICOS Y ANÁLISIS DE VARIABILIDAD

La volumetría es el cálculo de volúmenes disponibles en el campo o yacimiento. A continuación se presenta la metodología utilizada para estimar las capacidades máximas volumétricas del campo. Es importante indicar que esta metodología descarta la aplicación de cortes o *cutoff*, entendido el yacimiento como unidad de fluidos donde todos los tipos de roca aportan volúmenes distintos a los pozos.

Los volúmenes calculados sobre el modelo geoestadístico 3D son: el volumen total, volumen neto, volumen poroso, volumen poroso disponible para hidrocarburos y petróleo original en sitio (POES).

El primer paso fue definir las unidades de estimación de los volúmenes. Se asignó millones de barriles estándar para los cálculos a condiciones de superficies y millones de barriles para los cálculos a condiciones de yacimiento. Las ecuaciones son:

Volumen Total: Corresponde al volumen estructural de la malla 3D.

Volumen Neto:  $V_{Net} = V_{Bulk} * NTG$  (donde  $V_{Bulk}$  corresponde al volumen total)

Volumen Poroso:  $V_{Por} = V_{Net} * \phi$  (donde  $\phi$  es la porosidad efectiva)

HCPV:  $HCPV = V_{Pore} * (1 - S_w)$  (HCPV es el volumen poroso para hidrocarburos)

$STOIIP = HCPV * \frac{1}{Bo}$  (STOIIP corresponde al aceite original en sitio con siglas en el idioma inglés, “ST”: estándar, “OI”: *oil* - petróleo e “IP”: in-place - en sitio)

NTG es relación de roca porosa y permeable dividido entre el volumen total y Bo es el factor volumétrico de formación para el petróleo.

Como los cálculos son realizados sobre cada celda de la malla 3D, entonces el aceite en sitio final se convierte en una sumatoria, definida por:

$$STOIIP_{Final-Total} = \sum_{i=1}^n STOIIP_{Cada-Celda} \quad (\text{"n" es el número de la celda en la malla 3D})$$

A continuación los valores utilizados para los cálculos volumétricos:

Tabla 4.2: Variables utilizadas para los cálculos volumétricos

| <b>Variables para el Eoceno-P.S.</b> |                             | <b>Variables para el Cretácico</b> |                             |
|--------------------------------------|-----------------------------|------------------------------------|-----------------------------|
| Porosidad                            | Modelo 3D                   | Porosidad                          | Modelo 3D                   |
| NTG                                  | Tipos de Roca 3D del 2 al 5 | NTG                                | Tipos de Roca 3D del 3 al 5 |
| Sw                                   | Modelo 3D                   | Sw                                 | Modelo 3D                   |
| Contacto agua-petróleo               | 3256 mvbnm                  | Contacto agua-petróleo             | 3256 mvbnm                  |
| Bo                                   | 1.29 BN/RB                  | Bo                                 | 1.20 BN/RB                  |

El modelo geoestadístico del campo “F5” comprendió la generación de realizaciones equiprobables (en base al concepto de aleatoriedad), de tal modo de acceder a las diferentes probabilidades o escenarios del modelo estático geoestadístico.

Para obtener los escenarios correspondientes al P10, P50, P90 se hizo un análisis de variabilidad, que consiste en estimar cuántas realizaciones o escenarios son necesarios para capturar todo el espectro de probabilidades. Se determinó que a partir de veinte (20) realizaciones, la variabilidad es menor a 1% y para 50 realizaciones es aproximadamente 0.1%, es decir se captura el 99.9% de las probabilidades. A continuación la ecuación utilizada para estimar la variabilidad de la porosidad efectiva y el análisis del número de realizaciones. La creación de escenarios posibles se hizo a través del *Workflow* o flujo de trabajo en Irap-RMS:

$$\bar{X} = \frac{x_1 + x_2 + \dots + x_n}{N} = \frac{\sum_{i=1}^N x_i}{N}$$

“Xi” es la porosidad en cada realización, “N” es el número de realizaciones y “X” el factor de la variabilidad que cambia según el número de realizaciones.

A continuación la estimación de la variabilidad y el número óptimo de realizaciones:

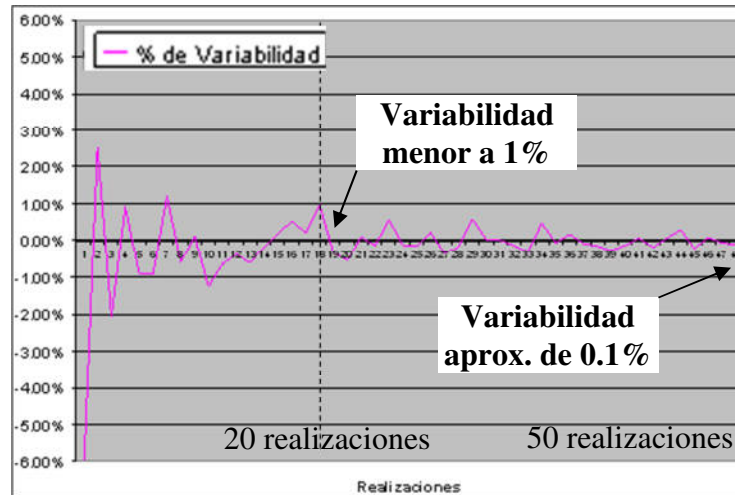


Figura 4.47: Estimación del número de realizaciones óptimas

A continuación un resumen estadístico del *STOIP* o POES para el campo “F5”

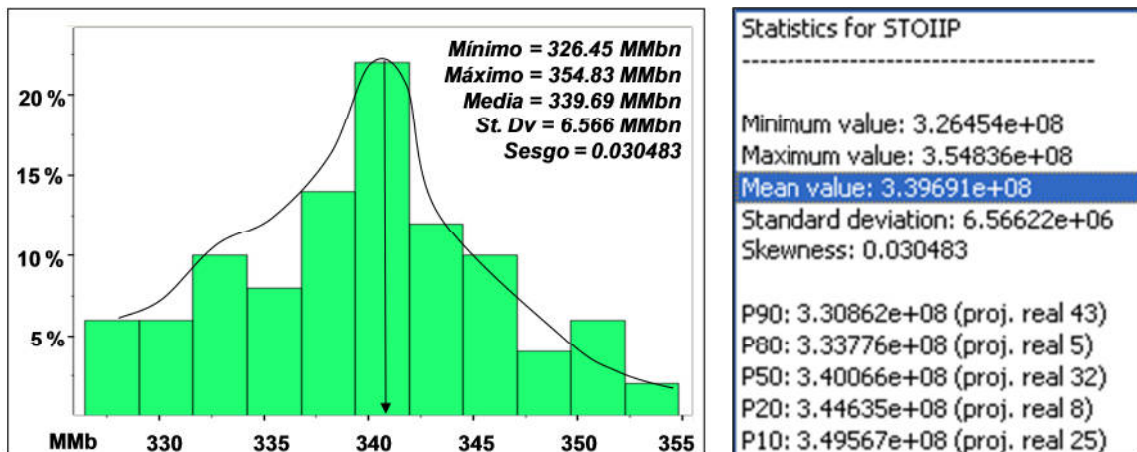


Figura 4.48: Resultados de POES para el campo “F5”

En la figura anterior se muestran los resultados volumétricos y se incluye el histograma de frecuencia de *STOIP* o POES y los percentiles P90, P80, P50, P20 y P10 junto a la realización respectiva. Luego, se emplearon los modelos correspondientes a la porosidad de matriz y porosidad secundaria para estimar el POES del 1° y 2° medio, las cuales pueden finalmente ser contabilizadas en los 4 medios porosos (matriz, microvúgulos y microfracturas, vúgulos conectados y fracturas).

#### 4.7.1 Cuantificación de la incertidumbre

La cuantificación de la incertidumbre se hizo en tres etapas: la primera etapa consistió en el estudio de la evolución de la incertidumbre estructural, mediante la comparación de la columna geológica programada por los pozos versus la real perforada a diferentes fechas. Esta incertidumbre se relaciona a la resolución vertical de la sísmica donde se realizó la interpretación estructural por parte de PEMEX.

La segunda etapa consistió en la estimación de la incertidumbre de todos los parámetros estáticos y dinámicos que impactan el volumen de aceite original en sitio. A través de este análisis de gráficos tipo “tornado”, se identificó que el parámetro con mayor impacto en la estimación de reservas es el modelo estructural, que representa la variable estática con mayor incertidumbre asociada para la estimación del POES.

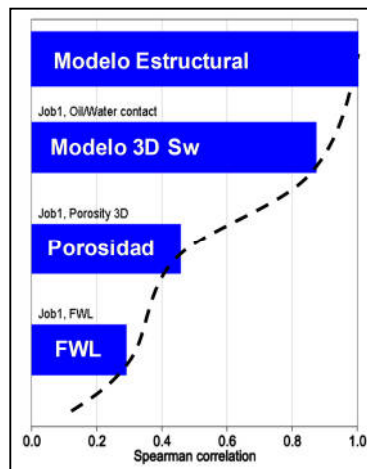


Figura 4.49: Gráfico tipo tornado para cuantificar incertidumbre

En la última etapa se aplicó una importante cross-correlación. Consistió en comparar las realizaciones del modelo geoestadístico con el resultado de un nuevo pozo perforado por PEMEX en el campo “F5”, y cuya perforación se realizó en simultáneo con la ejecución de presente trabajo. De esta manera, se comparó el registro de rayos gamma tomado en el pozo, con los diferentes modelos P10, P50 y P90 de facies, y se seleccionó aquel modelo con la mayor similitud dentro del rango de realizaciones probabilísticas como el más representativo. Esto se conoce como cross-correlación.

El pozo 5 presentó una diferencia en la profundidad del Cretácico de 14 metros, lo que significó una variación menor al 1% entre la profundidad programada versus la columna geológica real. En relación a la cross-correlación, la realización número 43 (P90) presentó la mayor similitud y fue tomada como el escenario más probable para estimar nuevas áreas prospectivas para la perforación de nuevos pozos.

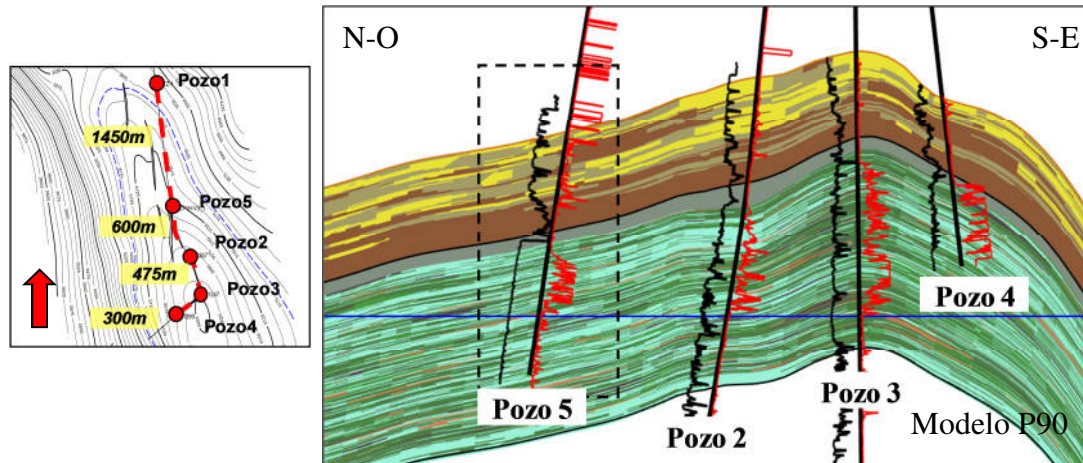


Figura 4.50: Estudio de cross-correlación del campo “F5”

#### 4.8 ANÁLISIS DE RESERVAS Y FACTORES DE RECUPERACIÓN

Para el análisis de las reservas del campo petrolero “F5” propiedad de PEMEX, se introdujo una nueva metodología para estimar la saturación de petróleo móvil. De esta manera, se calculó el máximo volumen de petróleo que puede ser expulsado de los poros de la roca y representan los límites máximos de recuperación. Esta variable se obtuvo partiendo de las curvas de permeabilidad relativa, la saturación residual de hidrocarburo ( $S_{ro}$ ), la saturación de agua irreducible ( $S_{wirr}$ ) y la saturación de agua total ( $S_w$ ). En términos generales, se utilizó el comportamiento de las presiones capilares y las permeabilidades relativas de cada tipo de roca, para generar una pseudo-curva de presión capilar para el petróleo y considerando un exponente de cementación variable. Las ecuaciones utilizadas se basan en un método indirecto y fueron generadas en conjunto con el equipo del modelo petrofísico de PEMEX. Se muestran a continuación:

$$Sor\_Swirr = 0.0828 * Swirr(pc) + 0.0615$$

$$Sor = Sow\_Swirr * ((r35^{(1-mv)}) * Sw(pc))$$

$$FPM = 1 - [Sw(pc) + Sor]$$

Donde: “Swirr(PC)” es la saturación de agua irreducible obtenida de la interpretación petrofísica, “r35” es la curva de radio de garganta poral, “mv” es la “m-variable” o exponente de cementación variable calculada por petrofísica, “Sw(PC)” es la saturación de agua total, “Sw-móvil” es la saturación de agua móvil, “FPM” es el factor de petróleo móvil y “Sor” es la saturación residual de petróleo por tipo de roca.

A continuación, se muestra la gráfica de Sor versus r35, para confirmar que se representa el comportamiento de la curva de presión capilar según el tipo de roca:

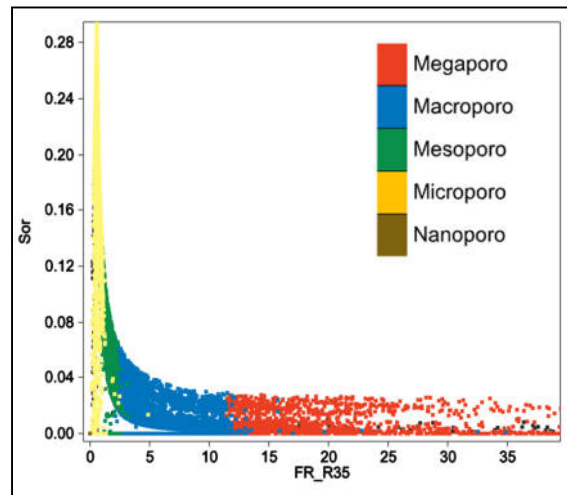


Figura 4.51: Gráfico de “Sor” versus R35 para el análisis de reservas

El paso siguiente fue hacer un análisis de probabilidad de recuperación del volumen de petróleo móvil. Se crearon escenarios de recuperación ajustados a una distribución log-normal y se finalizó con una estadística descriptiva en Excel®. A continuación el resumen de la estadística descriptiva para estimar el valor medio y la moda para la distribución Log-Normal de reservas:

| <b>Estadística Descriptiva</b> |                    |
|--------------------------------|--------------------|
| <b>Mean</b>                    | <b>91.79979052</b> |
| Standard Error                 | 0.195061509        |
| Median                         | 92                 |
| <b>Mode</b>                    | <b>98</b>          |
| Standard Deviation             | 31.31815652        |
| Sample Variance                | 980.8269278        |
| Skewness                       | 0.001181565        |
| Range                          | 108                |
| Minimum                        | 38                 |
| Maximum                        | 146                |
| Sum                            | 2366415            |
| Count                          | 25778              |
| Confidence Level(95.0%)        | 0.382331475        |
| <b>Desvio Tipo (St.Dev/3)</b>  | <b>10.43938551</b> |

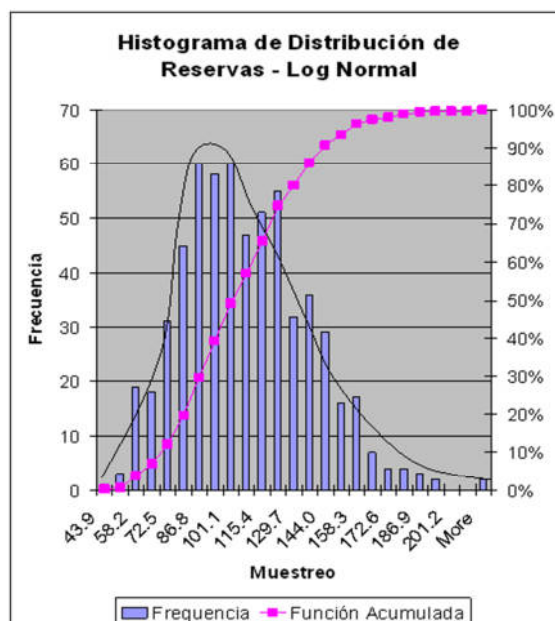


Figura 4.52: Estadística descriptiva para el petróleo móvil del campo “F5”

Finalmente, se empleó la aplicación RMS Uncertainty® para estimar los percentiles P10, P50 y P90 de reservas mediante una simulación tipo Monte Carlo:

Tabla 4.3: Resultados del análisis de reservas Campo “F5”

| <b>POES (P90)<br/>[mmbn]</b> | <b>FPM<br/>[mmbn]</b>     | <b>Reservas 1P<br/>[mmbn]</b> | <b>Reservas 2P<br/>[mmbn]</b> | <b>Reservas 3P<br/>[mmbn]</b> |
|------------------------------|---------------------------|-------------------------------|-------------------------------|-------------------------------|
| 330.86                       | 255.75                    | 70.434                        | 102.289                       | 142.987                       |
|                              | Factor de Recobro al FPM  | 27.54%                        | 39.99%                        | 55.90%                        |
|                              | Factor de Recobro al POES | 21.29%                        | 30.92%                        | 43.21%                        |

## 4.9 MALLA DE SIMULACIÓN NUMÉRICA

La última fase del proyecto consistió en la construcción de la malla de simulación numérica 3D para iniciar el modelo dinámico del campo “F5”. Las premisas más importantes adoptadas para la creación de la malla de simulación numérica fueron:

- Emplear líneas de control areales para limitar la resolución de las celdas a 100x100 metros en región de petróleo y aproximadamente 200x200 metros en la región del acuífero.
- El cambio en el tamaño de las celdas debe ser transicional desde la región 50x50 metros hasta la región de 150x150 metros para asegurar la estabilidad del molo dinámico y las correspondientes corridas de ajuste histórico.
- Creación de curva de proporción vertical de los tipos de roca para inferir la resolución vertical (*layering*) óptimo.
- Creación de una curva de proporción vertical de las unidades de flujo de Lorentz y para comparar con la correspondiente a los tipos de roca.
- Condicionar las evidencias de comunicación lateral entre los campos “F4” y “F5”, mediante la inspección de la continuidad de propiedades después del escalamiento y asegurando una variación máxima del 2% del POES.
- Emplear diferentes algoritmos de escalamiento de propiedades desde el modelo geológico 3D (modelo fino), a fin de cotejar de los promedios estadísticos de porosidad, permeabilidad y saturación de agua en la malla de simulación numérica 3D (modelo grueso).
- Realizar un estudio de heterogeneidad (para conservar el 80% de la heterogeneidad del modelo fino en la malla simulación).
- Se generaron varios escenarios de la malla de simulación y al final se seleccionó aquella con mejor estabilidad y precisión en las corridas de inicialización del modelo dinámico.

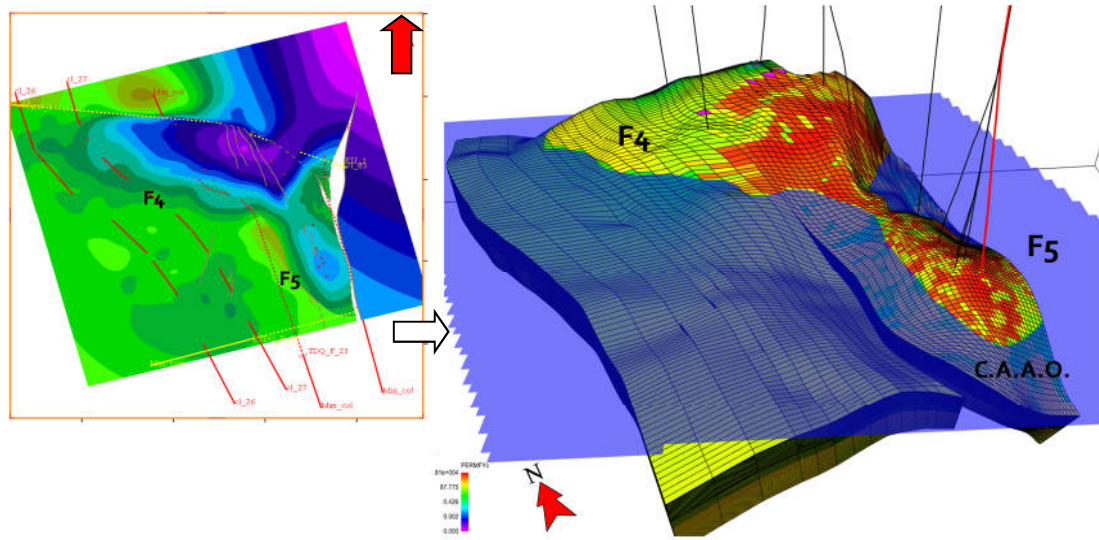


Figura 4.53: Creación de líneas de control para la resolución areal

Para el estudio de resolución se empleó la metodología “*Engrosamiento Óptimo de la Malla para Simulación Numérica* (SPE 95759)” por F. Alvarado\*, M.J. King, et.al, 2005, quienes presentaron una metodología para definir y estimar el número de celdas mínimas necesarias para conservar un determinado porcentaje de heterogeneidad. A continuación las ecuaciones de estimación de la heterogeneidad:

Variación Local: 
$$P_{i,j,k} = f' \cdot k / \phi$$

Promedio en la columna: 
$$\bar{P}_{i,j} = \sum_{k=1}^{NZ} n_{i,j,k} \cdot P_{i,j,k} / \sum_{k=1}^{NZ} n_{i,j,k}$$

Variación Total: 
$$H = \sum_{i,j,k=1}^{NX,NY,NZ} n_{i,j,k} (P_{i,j,k} \cdot \bar{P}_{i,j})^2$$

Donde: “ $f$ ” representa la facies sedimentaria, “ $k$ ” es la permeabilidad total del modelo, “ $\phi$ ” es la porosidad efectiva y “ $n$ ” es número de celdas requeridas.

En el caso de la resolución areal, se combinaron dos capas para estimar la heterogeneidad y se utilizó el mismo parámetro “ $P$ ” que en el caso anterior.

Variación Lateral entre dos capas: 
$$\delta W_{i,j,k} = \frac{n_{i,j,k} n_{i,j,k+1}}{n_{i,j,k} + n_{i,j,k+1}} (P_{i,j,k} - P_{i,j,k+1})^2$$

$$\delta W_k = \sum_{i,j=1}^{NX,NY} \delta W_{i,j,k}, k = 1, \dots, NZ - 1$$

Variación total cuando  $\delta W_k$  es pequeño:  $H_{new} = H_{old} - \delta W_{smallest}$

$$\delta W_k, k = 1, \dots, NZ - 1$$

Se puede observar que el estudio de heterogeneidad toma en cuenta las tres principales variables, por lo que se asegura la más adecuada correspondencia de los parámetros estáticos en la malla de simulación numérica 3D.

Las ecuaciones anteriores permitieron obtener un gráfica de porcentaje de heterogeneidad versus número de celdas requeridas para conservar heterogeneidad. En el campo del modelo integrado de los campo “F4” y “F5” se determinó que son requeridas 36 columnas y 52 filas para capturar una heterogeneidad areal del 80%.

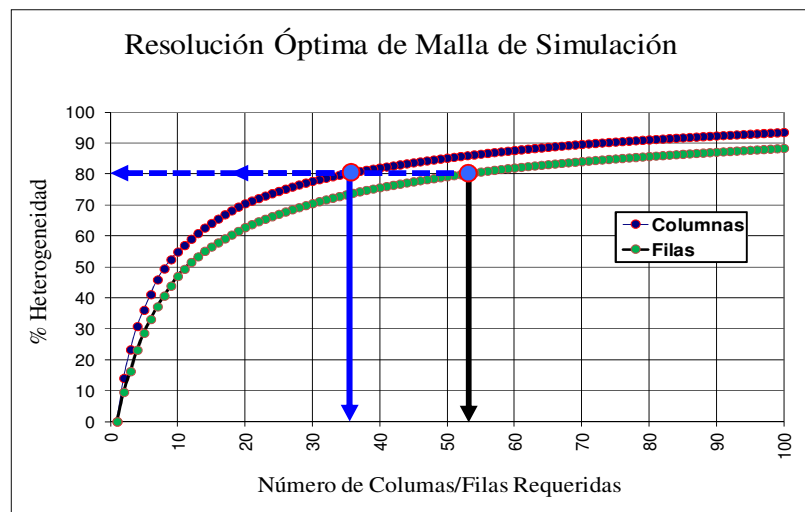


Figura 4.54: Estimación de la resolución óptima para conservar heterogeneidad

#### 4.9.1 Conservación de la heterogeneidad vertical

En el caso de la resolución vertical, se empleó una curva de proporción vertical de tipos de roca (para definir un *layering* no uniforme), los histogramas de frecuencia de espesor de facies y, finalmente, el concepto sedimentológico de los cuerpos o eventos sedimentológicos requeridos para capturar eficientemente la heterogeneidad.

Finalmente, se seleccionaron diferentes técnicas para el escalamiento de propiedades estáticas, que fueron transferidas desde el modelo geoestadístico fino hasta los diferentes casos de malla de simulación numérica.

#### 4.9.2 Curvas de Proporción Vertical

El segundo criterio para la creación de la malla de simulación fueron las curvas de proporción vertical de tipos de roca y unidades de flujo. A continuación las curvas correspondientes para el Eoceno-Paleoceno y el Cretácico Superior:

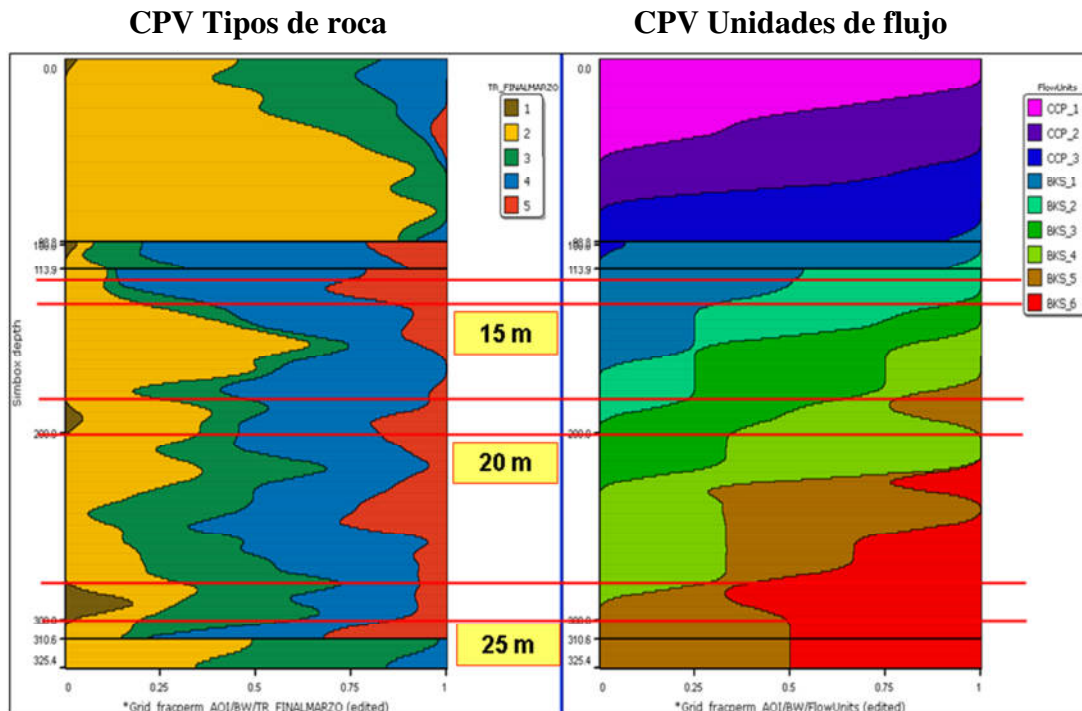


Figura 4.55: Curvas de proporción vertical para definir resolución vertical

Se observa que los eventos geológicos menores en el Cretácico Superior tienen espesores de 15 metros aproximadamente. Éste es el espesor máximo de celdas que se deben crear.

#### 4.9.3 Refinamiento no-uniforme

El refinamiento no-uniforme se refiere a la asignación de las capas o *layers* de la malla de simulación con espesor variable, es decir, las capas quedan posicionadas de manera selectiva a las profundidades específicas donde se encuentran los intervalos continuos de mejores propiedades, separados por intervalos donde se encuentran cuellos arcillosos que puedan ser sellos verticales. De esta forma se asegura representar las características litológicas durante la simulación numérica:

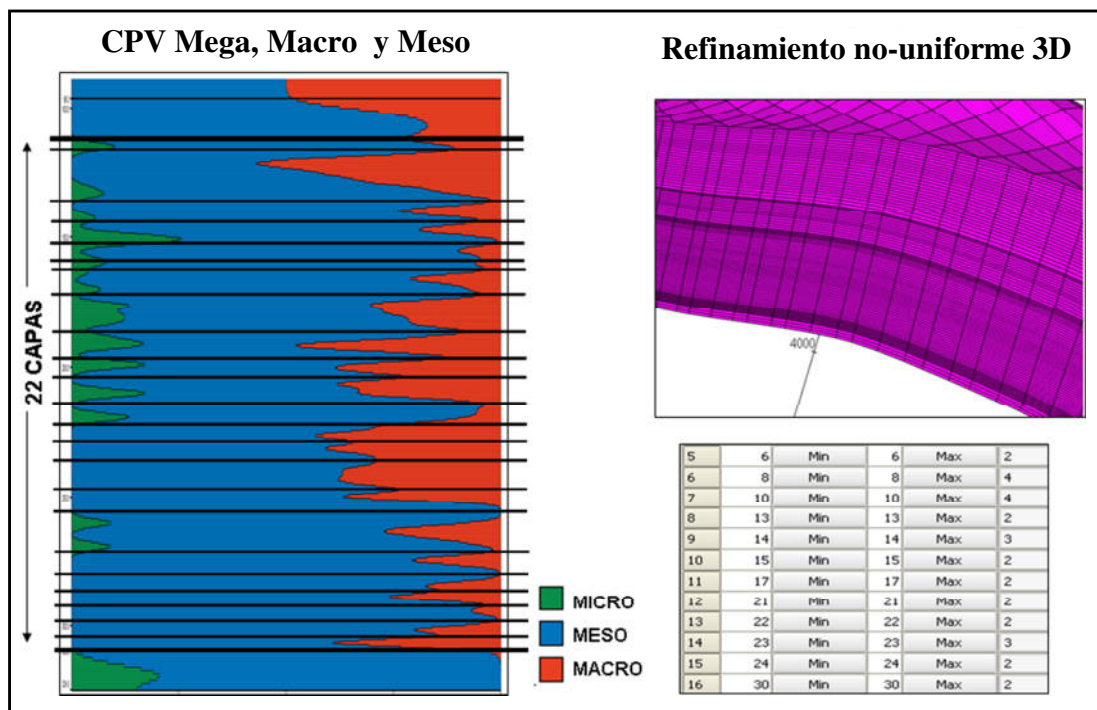


Figura 4.56: Refinamiento vertical no-uniforme

Se decidió crear un mallado no uniforme de 22 capas y luego refinarlas en base al espesor de celdas requerido para capturar el 80% de heterogeneidad vertical. Se crearon 4 modelos o casos de la malla de simulación numérica, es decir, se cambió la

resolución de la malla para proveer al modelo dinámico suficientes alternativas para la inicialización del modelo de simulación del campo “F5”. Las características finales de la malla se muestran en la siguiente tabla:

Tabla 4.4: Características de la malla de simulación 3D

| <i><b>Celdas<br/>totales</b></i> | <i><b>Resolución<br/>en el<br/>Yacimiento</b></i> | <i><b>Resolución<br/>en el<br/>Acuífero</b></i> | <i><b>Columnas /<br/>Filas</b></i> | <i><b>Número<br/>de capas</b></i> | <i><b>Celdas<br/>indefinidas</b></i> |
|----------------------------------|---------------------------------------------------|-------------------------------------------------|------------------------------------|-----------------------------------|--------------------------------------|
| 97.344                           | 100x100m                                          | 200x200m                                        | 36 x 52                            | 52                                | 0.5%                                 |

#### 4.10 Escalamiento de propiedades

Las propiedades escaladas del modelo geoestadístico fino al modelo de simulación numérica 3D fueron las siguientes:

- Relación Yacimiento-No Yacimiento (NTG)
- Porosidad Efectiva (PORO\_EFECTIVA)
- Permeabilidad Absoluta Dirección X (PERMX)
- Permeabilidad Absoluta Dirección Y (PERMY)
- Permeabilidad Absoluta Dirección Z (PERMZ)
- Porosidad Efectiva de Matriz (PORO\_MATRIX)
- Permeabilidad de Matriz Dirección X (PERMX\_MATRIX)
- Permeabilidad de Matriz Dirección Y (PERMY\_MATRIX)
- Permeabilidad de Matriz Dirección Z (PERMZ\_MATRIX)
- Porosidad Efectiva del 2° Medio (PORO\_SM)
- Permeabilidad de Fracturas Dirección X (FPERMX)
- Permeabilidad de Fracturas Dirección Y (FPERMY)
- Permeabilidad de Fracturas Dirección Z (FPERMZ)
- Porosidad Fracturas (FPORO)
- Tipos de Roca (SATNUM)

- Volumen Poroso (POROV)
- Saturación de Agua Inicial (SWAT)
- Factor Sigma para el modelo de doble porosidad (SIGMAGDV)
- Tamaño de bloque vertical (DZMTRXV)
- Facies Sedimentarias (FIPNUM)

Los algoritmos usados para cada propiedad fueron los siguientes:

- Net to Gross – NTG → Aritmético Ponderado por volumen
- Porosidad Efectiva Total y de Matriz → Aritmético Ponderado por volumen
- Porosidad del Segundo Medio y de Fracturas → Aritmético
- Permeabilidad Total y de Matriz → Tensores Diagonales
- Permeabilidad Segundo Medio (de Fracturas) → Aritmético de Fracperm®
- Tipo de Roca Total y del Primero Medio → Discreto
- Saturación de Agua (SWAT) → Promedio Aritmético
- Volumen Poroso → Promedio Aritmético
- Facies Sedimentarias → Discreto
- Factor Sigma para el modelo de doble porosidad → Creado por Fracperm®
- Tamaño de bloques → Creado por Fracperm®

## CAPÍTULO V

### ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS

#### 5.1 PROBLEMAS OPERATIVOS DETECTADOS EN LOS LEVANTAMIENTO SÍSMICOS

De la recopilación de datos y análisis de información realizada en el área de estudio, se pudo verificar que en el campo se han realizado tres levantamientos sísmicos, todos de diferentes dimensiones pero superpuestos entre sí. Sin embargo, aún no ha sido posible generar una imagen del subsuelo suficientemente clara para la interpretación sísmica estructural y estratigráfica. A continuación se presenta un análisis de las debilidades operativas para los levantamientos sísmicos disponibles en el área de estudio:

##### **ADQUISICIÓN SÍSMICA MARINA TIPO “STREAMER” DEL AÑO 1978:**

es preciso aclarar que para esta fecha los levantamientos marinos 3D se encontraban todavía en una etapa experimental, por ello, la baja calidad de los datos era de esperarse, generalmente debido a tamaños de “bins” muy grandes, cables “streamer” muy cortos y un posicionamiento no óptimo de fuentes y receptores, todo esto producía levantamientos de muy baja cobertura (fold) con altos niveles de ruido en las imágenes con baja frecuencia.

Comúnmente, se empleaban solo dos cables (cotidiano para esa fecha) y el posicionamiento de los mismos estaba basado en radares ubicados al final de las boyas (que a menudo no funcionaban correctamente). Para este levantamiento del año 1978 se usaron los siguientes parámetros:

- Un cable “streamer” de 2400 metros de longitud
- Intervalo de disparos = 25m, cobertura = 48, distancia entre líneas = 75m

- Tamaño del bin = 25 x 75 metros
- Filtro de frecuencia corte bajo = 8 Hz y
- Fuente de 1450 pulg<sup>3</sup>, que es muy débil comparada con las actuales.

**ADQUISICIÓN SÍSMICA MARINA TIPO “OBC” DEL AÑO 1996:** este levantamiento (que fue detalladamente documentado en este trabajo), se adquirió 18 años después por *Westerm Geophysical*. Se usaron los equipos de cuatro componentes (4C) de cable de fondo marino, que consisten en un hidrófono y un geófono para grabar las ondas P y S, aunque la onda S presentó incertidumbre.

Después de una cuidadosa investigación, se pudo conocer que la empresa Noruega Statoil AS, estuvo considerando para esa misma fecha (1996), una adquisición de tipo OBC para el Mar del Norte. Por ello, se inició una investigación del equipo geofísico de *Westerm Geophysical*, el cual estaba siendo utilizado de forma amplia para cubrir levantamientos de yacimientos superficiales en el área del Golfo de México de los Estados Unidos de América.

Dichos levantamientos consistían en miles de kilómetros cuadrados, y debido a sus resultados, se conoció de presuntos problemas operativos relacionados a la integridad del cable de fondo marino con los receptores. Sin embargo, *Westerm Geophysical* no los reemplazó pues se asume que no estaban seguros del mercado comercial para este tipo de levantamientos en los años subsiguientes. Esta razón, y sus dificultades con la grabación de la onda S, descalificaron a esta empresa en el Mar del Norte. El levantamiento OBC de 1996 dispuso los siguientes parámetros:

- Área de 620 Km<sup>2</sup>
- Se emplearon 2 cables de 12000 metros de longitud cada uno
- La distancia entre cables en el fondo marino era de 650 metros.
- Se estableció un offset máximo de 6000 metros.

Haciendo una comparación entre este levantamiento y el adquirido en el Mar del Norte para esa misma fecha, podemos destacar lo siguiente:

- En el Mar del Norte, donde la profundidad del tirante de agua es 200 a 300 metros, la separación entre cables es de 300 a 400 metros, y en este levantamiento del Golfo de México fue de 650 metros.
- La distancia entre receptores en la adquisición del Golfo de México fue de 50 metros, y en los levantamientos del Mar del Norte es típicamente 25 metros. Un levantamiento de Statoil con receptores espaciados cada 50 metros resultó en una imagen muy pobre, y se convirtió en el único levantamiento OBC que no produjo mejor calidad que los “streamer”.
- En el Golfo de México, se usó un esquema de disparos de forma perpendicular a los receptores, y en el Mar de Norte se emplea el paralelo. Investigaciones posteriores han demostrado que el esquema paralelo produce gathers con niveles de cobertura (fold) y offset del mismo orden que los levantamientos “streamer” pero con mejor resolución, y esto asegura que el flujo de trabajo convencional del procesamiento sísmica sea adecuado para la atenuación del ruido. Ver figuras A.1-A.3 en apéndices.

Con esquemas de disparos perpendiculares, los análisis de velocidad se dificultaron y fue necesario aplicar procesos de interpolación y regularización más severos, lo que podría haber reducir el efecto positivo de algunas etapas del procesamiento sísmico convencional.

- La distancia entre las líneas fuentes para el levantamiento del Golfo de México fue 200 metros, con solo una fuente, lo que produce una distancia entre líneas a nivel del subsuelo de 100 metros, comparado con la

separación en el levantamiento del Mar del Norte de 25 metros. Lo anterior es posible con el empleo de dos fuentes en modo “flip-flop” y una distancia entre líneas fuentes de 100 metros como mínimo.

- Lo anterior indica que una línea sísmica 2D con los parámetros de adquisición OBC del Golfo de México, tendría la misma imagen que una línea en formato “streamer” con distancia entre fuentes de 200 metros y distancia entre receptores de 50 metros aproximadamente.
- Otro efecto de la distancia entre líneas de receptores (650m) en el levantamiento sísmico del Golfo de México es la falta de control sobre los offsets cercanos, lo que reduce la resolución significativamente. Por el contrario, se induce la presencia de los “footprints” al tope de las secciones y se desmejora la calidad del procesamiento sísmico, por ejemplo, durante la deconvolución, debido a la excesiva interpolación y extrapolación.
- Incluso el acoplamiento (*coupling*) de los geófonos en el fondo marino no fue reportado ni mencionado, aunque el fondo marino del área de estudio es fangosa. Es sabido por experimentos, que la presencia de arcilla y barro suave produce poco acoplamiento y genera ruido de baja frecuencia.
- Todo lo anterior permite identificar los problemas asociados al dato geofísico del campo, y se puede concluir que el levantamiento del Golfo de México OBC de 1996 es de baja frecuencia, produjo imágenes con mucho ruido y de baja resolución, lo que indudablemente afecta la señal sísmica y el uso que pretenda darse a la sísmica para la caracterización estática de los yacimientos, especialmente para la interpretación de fallas en zonas

complejas y la extracción de atributos que permitan modelar los aspectos petrofísicos de alta resolución.

**ADQUISICIÓN SÍSMICA MARINA TIPO “NODOS” DEL AÑO 2004:** esta adquisición fue realizada por la compañía *Seabed Geophysical* para un área de 220 Km<sup>2</sup>, de forma rectangular (aproximadamente 20 Km x 12.8 Km) en dirección 45°. Se destaca que cada uno de los nodos del levantamiento fue posicionado independientemente y se grabaron de forma continua durante el tiempo en el fondo marino. La razón principal para probar esta tecnología de “nodos” por PEMEX, fue la relativa facilidad para la colocación de los receptores en la oportunidad de obtener datos geofísicos robustos en un área muy congestionada por plataformas, oleoductos, tráfico de barcos, etc.

En general, se desplegaron 232 nodos en cada “swath” con un patrón uniforme espaciados cada 400 metros en ambas direcciones. La separación entre líneas fuentes fue 75 metros, con dos fuentes en modo “flip-flop”, lo que dio origen a una separación entre líneas fuentes a nivel subsuelo de 18.75 metros, sin embargo, el espaciamiento de 400 metros entre nodos, igualmente produjeron un nivel de cobertura bajo, comparable con el de la tecnología de “streamer”.

Considerando una separación de fuentes de 50 metros y de receptores de 400 metros, se puede estimar una cobertura de 4, aunque se reportó por la compañía una cobertura de 106 (a 8000 metros de offset). Los levantamientos del Mar del Norte presentan un espaciamiento entre líneas fuentes de 25 metros y receptoras de 12.5 metros, que origina una cobertura alrededor de 72 (a 3600 metros de offset). Adicionalmente, el tamaño de los bins (37.5 metros x 25 metros) es muy alta, al menos 3 tres veces mayor que la técnica “streamer”, lo que contribuyó a bajar la calidad y resolución. El offset útil para un objetivo a 2.5 segundos en TWT es 3600 metros, por tanto, coberturas nominales a offsets fuera de la distancia útil no implicaron mejora del dato.

## 5.2 PÉRDIDAS DE ALTAS FRECUENCIAS EN EL PROCESAMIENTO SÍSMICO

A continuación se muestra un análisis sobre los pasos del procesamiento sísmico que afectaron de forma negativa la señal sísmica del levantamiento OBC del año 1996, y fueron en detrimento de la resolución y del dato geofísico:

Este análisis se realizó en el intervalo 2.5 – 4.5 segundos en tiempo doble. Aunque el intervalo de interés está entre 2.0 – 3.0 segundos, se tomó un espectro mayor para considerar las frecuencias bajas en las zonas más profundas, de igual modo, se consideró un filtro de corte alto de 12 db, es decir, se estudió el intervalo por debajo de 12 db. A continuación el espectro de frecuencia (en Hertz) de un gather individual inicial con el efecto de las ondas directas:

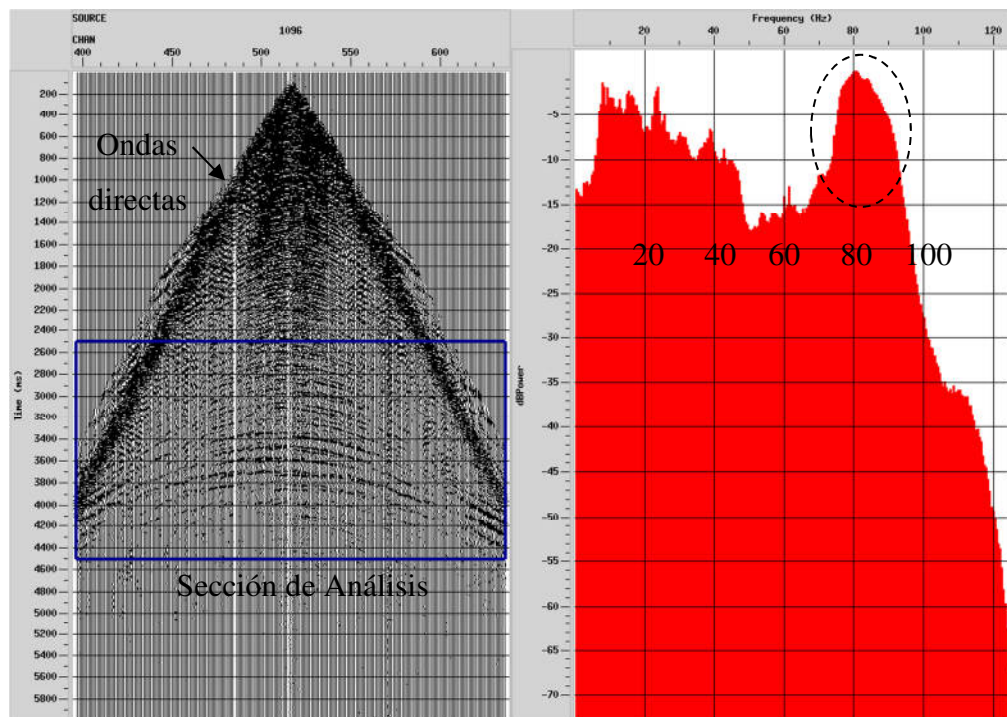


Figura 5.1: Espectro de frecuencias para un gather con ondas directas

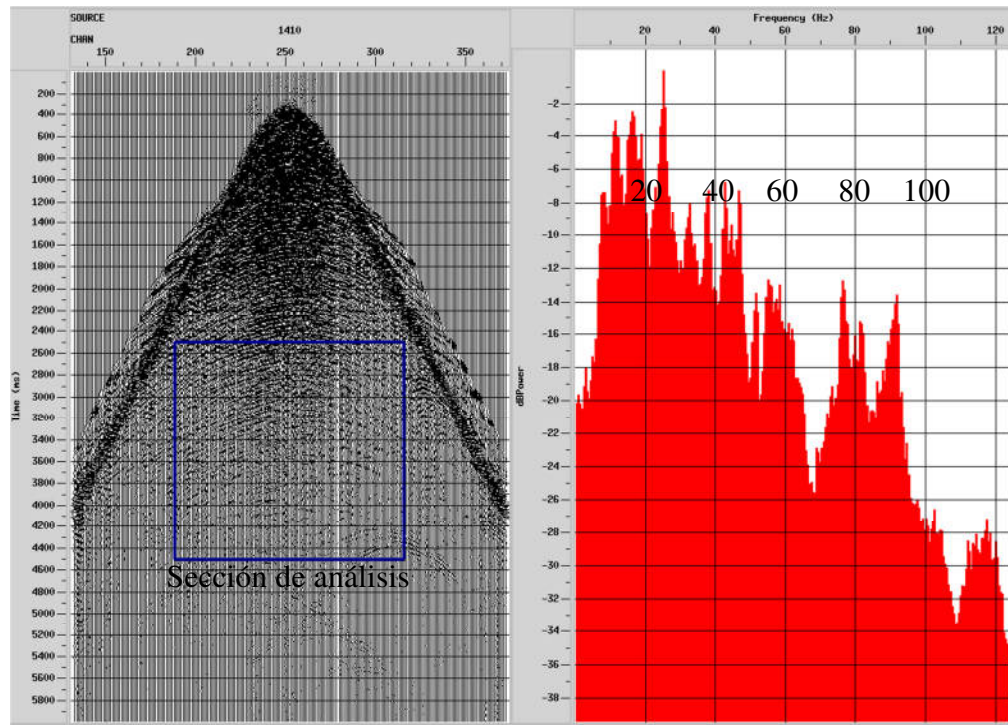


Figura 5.2: Espectro de frecuencias para un gather sin ondas directas

Aunque si se toma un intervalo entre 2 y 3 segundos (zona de interés petrolero) las frecuencias dominantes en el espectro podrían ser ligeramente superiores, de la figura anterior se observa que el rango de energía grabada estuvo presente en el intervalo de frecuencia de 6 a 45 Hz en los shot gathers.

A continuación se muestra un espectro de frecuencia sobre el cubo en tiempo apilado y migrado en tiempo (PSTM) y se señala el rango de 2.5 – 4.5 segundo:

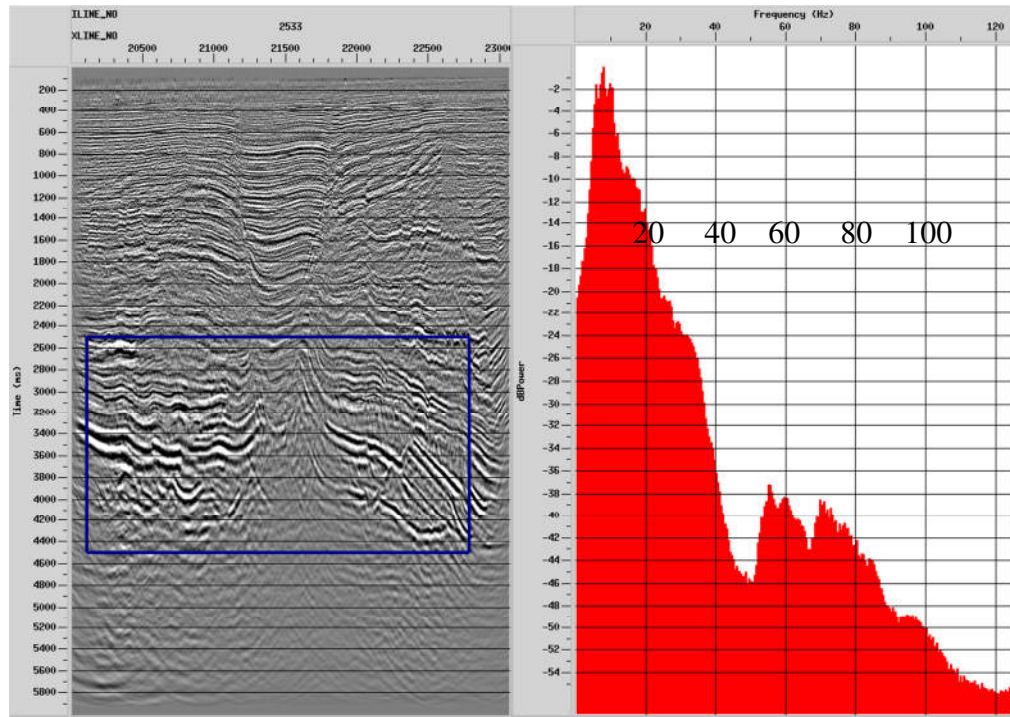


Figura 5.3: Espectro de frecuencias cubo PSTM

Como se puede observar en la figura anterior, la sección final cuenta con energía solo en la banda 6 – 18 Hz, lo que indica que un nivel considerable de energía para altas frecuencias (de 18 a 45 Hz) se perdió durante el procesamiento. Estas altas frecuencias son indispensables para iluminar efectivamente el subsuelo y para confiar el empleo de la sísmica en la caracterización de los carbonatos fracturados, entre los que se encuentra la generación del atributo de máxima curvatura que condiciona las densidades y ubicación de los corredores de fracturas naturales.

Adicionalmente, se puede comentar que durante el procesamiento sísmico se empleó de forma severa la atenuación del ruido a través del filtro f-k y de la interpolación, regularización y extrapolación de trazas, lo cual contribuyó en suprimir las altas frecuencias y suavizar las discontinuidades geológicas como fallas, que impacta en igual manera la confiabilidad de los atributos sísmicos estructurales.

Finalmente, aunque la adquisición con nodos presenta mejor potencial que el levantamiento OBC, ambos están condenados a baja resolución debido a los parámetros usados en la adquisición, los espaciamientos y las etapas del procesamiento sísmico. Aunque el levantamiento tipo “Streamer” de 1978 cuenta con la mejor cobertura = 48 (a 3600 metros de offset), los problemas del tamaño del bin, la fuente, la grabación para cortos offsets y los problemas de posicionamiento reducen severamente la calidad del dato.

En referencia a la cobertura para los levantamientos OBC de 1976 (18) y Nodos del 2004 (20), ambos tienen la misma cobertura, sin embargo, para compensar la baja cobertura del OBC sería necesario combinar datos de trazas a través de una re-estimación del tamaño de los bin, siempre cuidando no remover todas las altas frecuencias que reduzcan la resolución. Con respecto a los nodos, un nuevo diseño de adquisición más denso podría ser muy útil, sin embargo, se deberá considerar el aumento importante en los costos (+40%). De cualquier forma, se tendrá que integrar con los datos del “steramer” y el OBC en las regiones donde los nodos no pueden ser colocados, por ejemplo en las cercanías de las plataformas.

En términos geofísicos, la idea es incrementar la densidad, distribución y cantidad de trazas sísmicas dentro del rango del offset, seguido por un procesamiento sísmico que evite pérdidas de altas frecuencias, sin importar necesariamente la tecnología que se disponga (“streamer”, OBC o nodos).

### **5.3 PROPUESTA DE INCREMENTO DE FRECUENCIA EN LA SÍSMICA**

El incremento del contenido de frecuencia de los datos sísmicos persigue obtener imágenes del subsuelo que resalten los rasgos geológicos de interés (estructurales y estratigráficos), mejoren la resolución vertical y faciliten la interpretación y caracterización geométrica de los aspectos petrofísicos complejos (Yu y Smith,

2012). No obstante, estos esfuerzos por mejorar la resolución desde la adquisición y el procesamiento se vuelven costosos y operativamente complejos, ya sea por el alto costo de las nuevas tecnologías o porque los resultados no cumplen las expectativas, por ello resulta conveniente atacar el problema en el post-procesamiento, ya que la resolución depende del ancho de banda y el ruido.

Existen técnicas de incremento de frecuencia ofrecidas por compañías de servicios geofísicos, como el “*HFi® (High-Fi Frequency)*”, “*ECI® (Enhanced Colored Inversion)*” o “*Be-Imaging®*” por Geotrace<sup>TM</sup>, que permiten recuperar las frecuencias pérdidas durante el procesamiento a partir del ancho de banda disponible en los datos sísmicos. El algoritmo es conocido como “Aumento del ancho de banda” (*Bandwidth Extension*) que logra reconocer las altas frecuencias (a través de estimaciones armónicas) y las bajas frecuencias (estimaciones sub-armónicas), partiendo de las frecuencias fundamentales del dato, luego se remueven las frecuencias que no se ajustan a la serie de reflectividad (para atenuar el ruido), y las resultantes se vuelven a agregar al dato inicial a través en una transformada continua de la ondícula que se define por la convolución  $W(\tau, s)$ :

$$W(\tau, s) = \int_{-\infty}^{\infty} f(t) \frac{1}{\sqrt{|s|}} \psi^* \left( \frac{t - \tau}{s} \right) dt$$

$$C_{\psi} = \int_{-\infty}^{\infty} \frac{|\Psi(w)|}{|w|} dw < \infty$$

Donde (\*) es la conjugada compleja de la serie  $f(t)$ , ondícula ( $\psi$ ), trasladada ( $\tau$ ) y escalada ( $s$ ), “ $C_{\psi}$ ” se conoce como la condición de admisibilidad y “ $\Psi(w)$ ” representa la transformada de Fourier de “ $\psi(t)$ ”

La siguiente figura muestra ilustra el beneficio de la atenuación del ruido y el aumento del ancho de banda en una sección sísmica, que ha mejorado la resolución

areal y vertical. En este ejemplo se aplicaron varios filtros en el dominio “Tau-p”, tiempo-frecuencia y en el dominio de la ondícula.

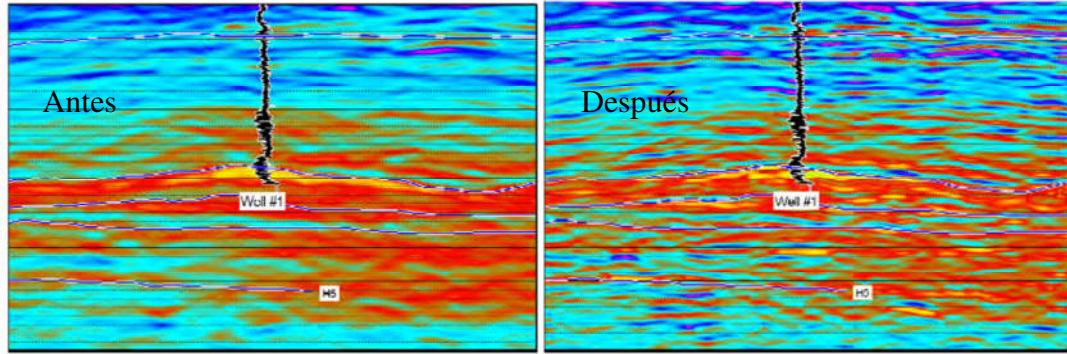


Figura 5.4: Comparación sección sísmica antes y después del post-proceso

Existen otras alternativas que por su sencillez pueden ser implementadas fácilmente y de manera libre para incrementar el ancho de banda, entre ellas se pueden mencionar: técnicas del negativo de la 2<sup>da</sup> derivada, la 4<sup>ta</sup> derivada, un multiplicador de fase y el filtrado orientado a estructuras con balanceo espectral.

**Negativo de la 2<sup>da</sup> derivada y la 4<sup>ta</sup> derivada:** son técnicas sencillas de implementar que mejoran las frecuencias altas y atenúan las frecuencias bajas (Bracewell, 1986). Matemáticamente se pueden expresar de la siguiente manera:

Sea la derivada de una señal  $f(t)$  igual a  $f'(t)$ , en el dominio de la frecuencia es equivalente a multiplicar su transformada de Fourier  $F(w)$  por el producto “ $iw$ ”:

$$f'(t) \Leftrightarrow iwF(w)$$

Y al derivar dos veces se tiene:

$$f''(t) \Leftrightarrow (iw)^2 F(w) = -w^2 F(w)$$

Y debido a que la polaridad se invierte, es necesario multiplicar por (-1) para obtener la polaridad original. De igual manera, la cuarta derivada se escribe:

$$f^{iv}(t) \Leftrightarrow (iw)^4 F(w) = w^4 F(w)$$

Una vez aplicados los conceptos de negativo de la 2<sup>da</sup> derivada y la 4<sup>ta</sup> derivada en una sección vertical de datos, se puede indicar que los resultados de la 2<sup>da</sup> derivada son aceptables en cuanto a los niveles de ruido contenidos, sin embargo los resultados de la 4<sup>ta</sup> derivada enfatizan el ruido aleatorio haciendo casi imposible la interpretación sísmica. Tanto los resultados del negativo de la 2<sup>da</sup> derivada y la 4<sup>ta</sup> derivada quedan sujetos a la aplicación de un control de ganancia, que permita compensar las pérdidas de amplitud inherentes a los operadores matemáticos.

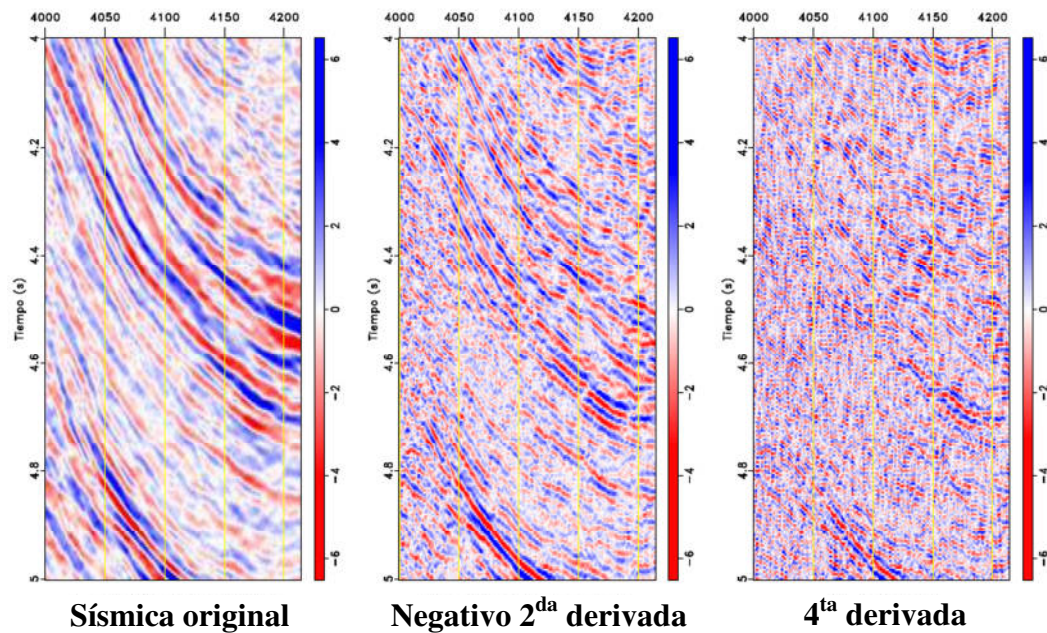


Figura 5.5: Resultados del negativo de la 2da derivada y 4ta derivada

**Multiplicador de fase:** consiste en la introducción de un entero en la ecuación que relaciona la traza sísmica con los atributos de amplitud y fase instantánea. Este concepto fue propuesto por Stark en 2009. Matemáticamente se puede definir:

Sea  $F(t)$  una traza sísmica compleja, ésta es:

$$F(t) = f(t) + if^*(t)$$

Donde  $f(t)$  es la traza sísmica,  $f^*(t)$  es la cuadratura (traza sísmica rotada 90° en la fase) e “ $i$ ” es la unidad imaginaria. Si se hace un cambio de coordenadas rectangulares a polares, la expresión queda definida como:

$$A(t) = \sqrt{f^2(t) + f^{*2}(t)}$$

$$\theta(t) = \tan^{-1}\left(\frac{f^*(t)}{f(t)}\right)$$

Donde  $A(t)$  y  $\theta(t)$  son los atributos de amplitud instantánea y fase instantánea respectivamente, de esta forma,  $F(t)$  se puede escribir como:

$$F(t) = A(t)e^{i\theta(t)}$$

$$F(t) = A(t)\cos(\theta(t)) + iA(t)\sin(\theta(t))$$

Por ello, con las ecuaciones anteriores de  $F(t)$ , se puede obtener la traza sísmica en términos de amplitud instantánea y de fase instantánea, que se define como:

$$f(t) = A(t)\cos(\theta(t)) = A(t)\cos(N\theta(t))$$

Donde  $N$  es un multiplicador o factor de giro en la fase instantánea. Según el valor entero que se agregue, los picos y valles en la traza sísmica se duplicarán, triplicarán, etc.  $N=1$  no afecta la fase y la traza permanece sin cambios.

A continuación se muestra un ejemplo de la aplicación un multiplicador de fase  $N=2$  y  $N=3$ . Este procedimiento sería iterativo pero controlando la respuesta:

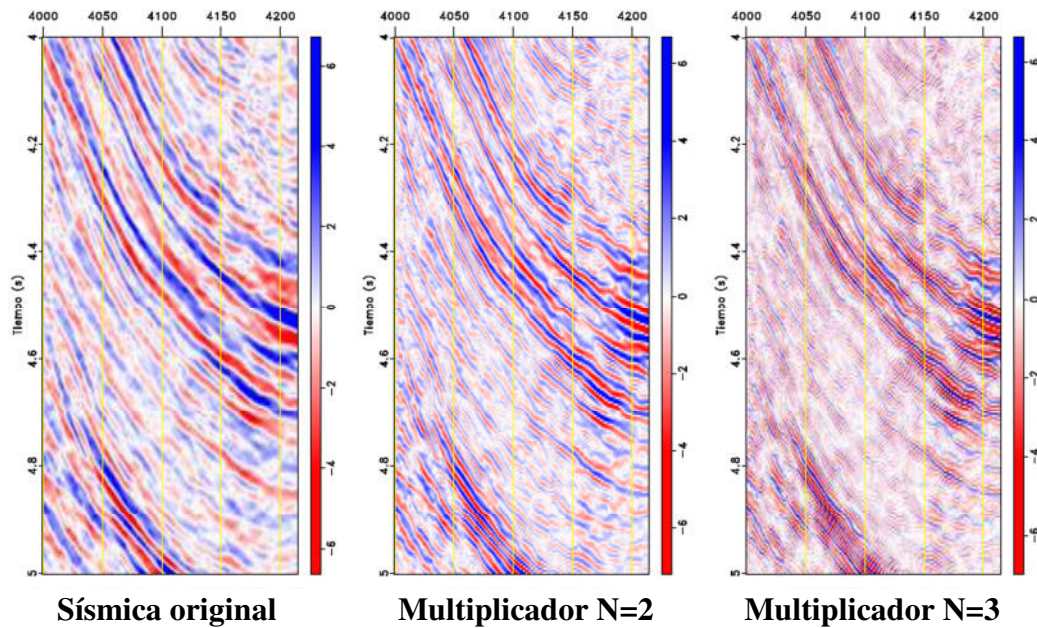


Figura 5.6: Resultados del multiplicador de fase

**Filtrado orientado a estructuras con balanceo espectral:** es un método de suavizamiento que ha sido empleado para mejorar las imágenes sísmicas al reducir el ruido aleatorio, resaltar la continuidad de las reflexiones y preservar los bordes de las mismas (eventos asociados generalmente a fallas, fracturas o cambios de facies). Normalmente se utiliza en flujos de trabajo que tienen como objetivo facilitar la interpretación sísmica de rasgos estructurales (Ferguson et al., 2010; Iacopini et al., 2012) como es el caso de carbonatos fracturados. Sin embargo, si se emplea en conjunto con el balanceo espectral para distintas bandas de frecuencia, se puede mejorar la relación señal-ruido y al mismo tiempo mejorar el contenido de frecuencia de los datos.

La característica principal de este método es que el suavizamiento se realiza de forma paralela a las reflexiones y no opera de forma transversal, además que no opera más allá de sus terminaciones o bordes. Fehmers y Höcker (2003) hacen énfasis en que el filtrado orientado a estructuras necesita 3 componentes para su aplicación exitosa:

análisis de orientación, detección de bordes, y que el suavizamiento debe preservar dichos bordes.

El análisis de orientación se refiere a la estimación del echado de los reflectores en datos sísmicos. Conocer la orientación de un reflector particular permite establecer la dirección en la que el suavizamiento debe realizarse. Para evitar que el filtro degrade los bordes de las reflexiones, es necesario un criterio estadístico que permita detectar las terminaciones dentro de la ventana de acción del filtro. Una vez que se asegura que no existe una discontinuidad dentro de la ventana del filtro se puede suavizar, asegurando la preservación de bordes.

Existen varios métodos de filtrado orientado, entre los que destacan: el suavizamiento con preservación de bordes (Luo et al., 2002) y el filtro de difusión anisotrópica (Fehmers y Höcker, 2003), siendo el más usado el de tipo “suavizamiento con preservación de bordes”.

De forma general, el método es un proceso iterativo que se realiza probando varios rangos de echados dentro de una ventana de análisis y luego se calcula la coherencia en cada ventana de datos. El echado de la ventana con mayor coherencia se considera como el echado instantáneo en el punto de interés. Debido a la discretización de los ángulos de echado, este método podría pasar por alto características sutiles en los datos (Eichkitz et al., 2012). Para estimar la coherencia se puede usar la semblanza (Marfurt et al., 1998).

Una vez estimada la ventana con mayor coherencia se pueden aplicar distintos tipos de filtros, por ejemplo: filtro de media, filtro de mediana o filtro de media recortada (Hall, 2007). Helmore (2009) observó que el filtrado orientado a estructuras mejora principalmente la banda central de los datos y propuso una nueva forma de aplicarlo para enfatizar los resultados de las técnicas de mejoramiento espectral, al dividir los

datos en bandas de frecuencia, aplicar filtrado orientado a estructuras a cada banda de manera separada y, finalmente, combinar los resultados.

El general el método mejora la relación señal-ruido fuera de la banda central de los datos y, consecuentemente mejora el desempeño de las técnicas de ajuste espectral. También es posible balancear espectralmente cada banda, es decir, llevar las amplitudes del espectro a un mismo nivel. A continuación se muestra un esquema de la búsqueda de echados candidatos:

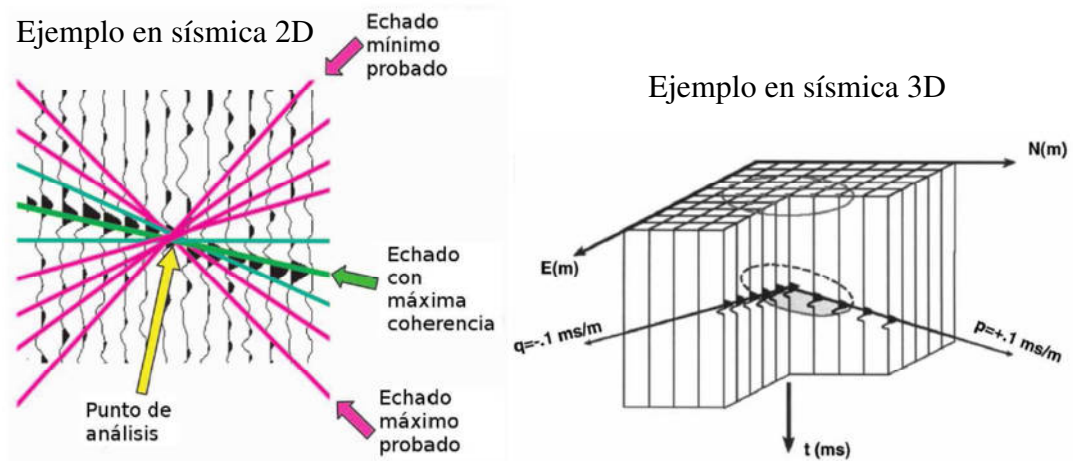


Figura 5.7: Esquema de búsqueda de echados candidatos en 2D y 3D

Finalmente, se muestran los resultados para el filtrado orientado:

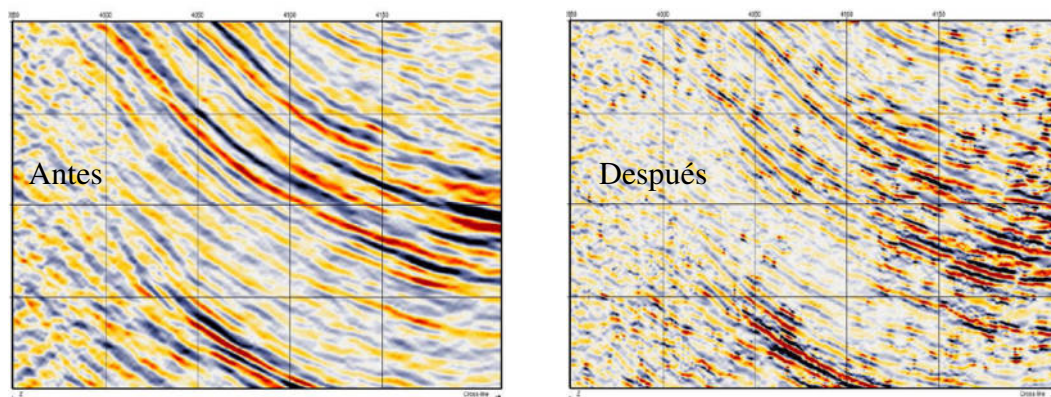


Figura 5.8: Resultados del filtrado orientado a estructuras con balanceo espectral

Aunque los resultados de las técnicas de incremento de frecuencia muestran un aparente aumento en la resolución, surge la duda si este aumento es real, y si los nuevos eventos estratigráficos que pueden distinguirse están asociados a capas más delgadas o eventos tectónicos y petrofísicos complejos. La respuesta es que el incremento de frecuencia no necesariamente implica ni garantiza el deseado incremento de la resolución vertical ni areal, por ello deberán adaptarse los flujos de trabajo a todas las evidencias geológicas disponibles en el campo, para cotejar la información, además de medir el aspecto de la alta incertidumbre asociada.

Por último, de la investigación realizada a los proveedores de servicios geofísicos, se muestra una tabla con los procesos comerciales de incremento de frecuencia:

Tabla 5.1: Servicio y proveedores para incremento de frecuencia

| <i><b>Servicio</b></i>          | <i><b>Empresa</b></i> | <i><b>Técnica</b></i>        | <i><b>Descripción</b></i>                                                                                        |
|---------------------------------|-----------------------|------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| <i>Bandwidth Extension</i>      | Geotrace              | Transformada de ondícula     | Extiende el ancho de banda en ambos extremos del espectro hasta 2 octavas.                                       |
| <i>Resolve HQ</i>               | Resolve Geo-sciences  | No especificado              | Enfatiza cambios sutiles en los datos, mejora la definición de las fallas y recupera continuidad de reflexiones. |
| <i>Seismic Spectral Blueing</i> | ARK CLS               | Azulado espectral            | Ajusta el espectro de datos sísmicos para consistencia con la reflectividad.                                     |
| <i>SpecB</i>                    | Geo-Energy            | No especificado              | Utiliza frecuencias bajas a medias para estimar amplitud de frecuencias altas.                                   |
| <i>High Frequency Enhance</i>   | Excel Geo-Physical    | No especificado              | Enfatiza las frecuencias altas sin incrementar el ruido.                                                         |
| <i>Vector High Fidelity</i>     | Vector Seismic        | No especificado              | Reduce el ruido y enfatiza el ancho de banda de los datos.                                                       |
| <i>Thin-bed reflectivity</i>    | Arcis Seismic         | Reflectividad capas delgadas | Elimina los efectos de las ondículas que degradan la resolución.                                                 |
| <i>ThinMAN</i>                  | Fusion Co.            | Inversión espectral          | Remueve los efectos de las ondículas que degradan la resolución.                                                 |
| <i>RockMod</i>                  | Fugro Jason           | Inversión geoestadística     | Integración pozos – sísmica y mejora la resolución alrededor pozos control.                                      |

## **5.4 INCORPORACIÓN DE MIGRACIÓN EN PROFUNDIDAD**

De la inspección y revisión realizada al campo en estudio “F5”, así como en otros campos vecinos, se puede apreciar que los gradientes laterales de velocidad tanto verticales como laterales son muy altos y ampliamente heterogéneos, se encuentran fallas de gran inclinación y presencia de yuxtaposición de estratos, por ello la migración en tiempo aplicada no garantiza un óptimo resultado en la imagen sísmica final. Fue posible observar sobremigraciones con reflectores en forma de “U” (también conocidos como “efectos de sonrisas”) en los estratos más profundos, los cuales son comúnmente recortados de los cubos sísmicos SEG Y para interpretación. Por todo lo anterior, se hace conveniente aplicar la migración en profundidad.

De hecho, la gerencia de geofísica ejecuta actualmente un re-procesado de los datos, ahora considerando la migración en profundidad “PSDM”. Incluso uno de los levantamientos sísmicos que se ejecutan en la actualidad considera como principal etapa del procesamiento la migración en profundidad. En referencia a si la migración deba realizarse antes o después del apilamiento, es preciso indicar que la migración antes del apilamiento incrementaría de manera notable el tiempo destinado para esta actividad, ya que se incrementa la cantidad de trazas a procesar, sin embargo, se recomienda migración pre-apilamiento en campos de estructuras complejas, presencia de domos salinos y velocidades heterogéneas, como es el caso del Golfo de México, que es al campo de prueba más difundido en relación a las técnicas de migración en profundidad antes del apilamiento.

Hoy en día, las compañías se encuentran explorando debajo de los domos salinos y otras están concentrando sus búsquedas en aguas más profundas (más de 1500 metros de tirante de agua) donde los costos de perforación llegan a superar los 50 millones de dólares por pozo. Técnicamente, el proceso es simple:

- Primero se construye el modelo de velocidad inicial (comúnmente de las velocidades de apilamiento)
- Seguidamente se actualiza el modelo de velocidad a través de una inversión tomográfica con el objetivo de refinar el modelo de velocidad.
- El siguiente paso es aplicar migración en profundidad utilizando el modelo de velocidad actualizado.
- Si las estructuras y el tope de la sal son suaves se puede aplicar migración post-apilamiento, pero si son complejas, se deberá usar la migración pre-apilamiento.
- Luego se interpreta el tope de la sal y se rellena con velocidad constante debajo de sal, para finalmente actualizar el modelo con estas velocidades y aplicar la migración en profundidad post-apilamiento como etapa final.

A continuación dos imágenes con los beneficios de aplicar migración en profundidad para una estructura de domo salino, para resaltar fallas y mejorar la resolución:

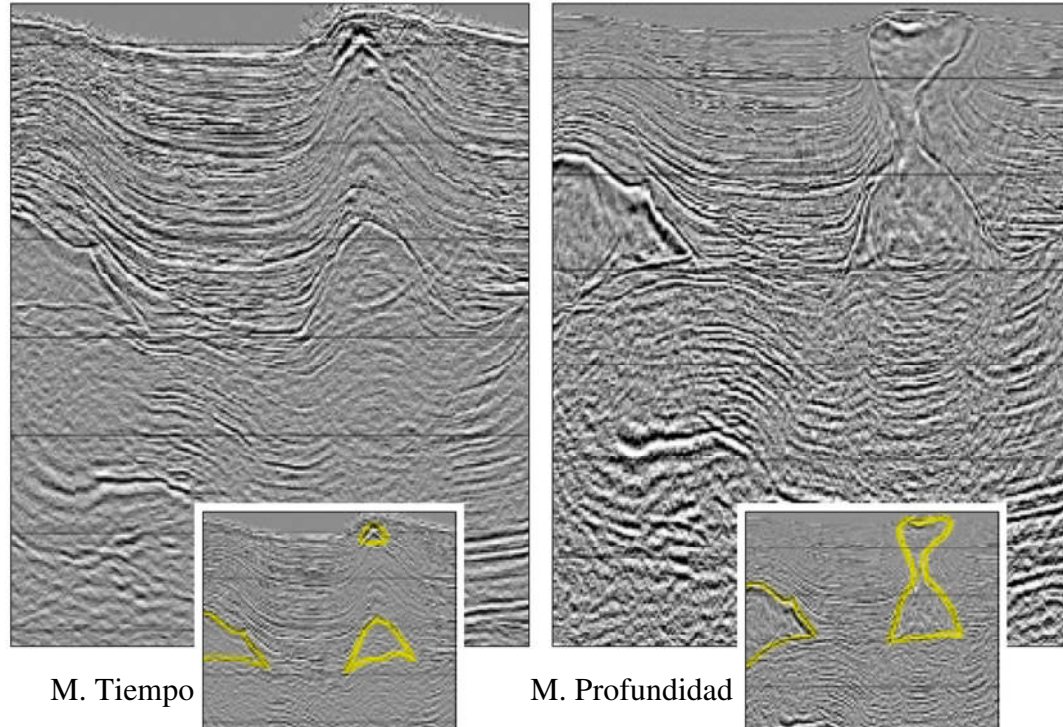


Figura 5.9: Comparación de migración sísmica en tiempo y en profundidad

## **5.5 PROPUESTA PARA INCORPORACIÓN DE ACELERÓMETROS**

Los acelerómetros representan una nueva tecnología desarrollada para equipos con sensores de movimiento en proyectos de adquisición sísmica, que intenta mejorar el dato geofísico de las ondas P y S, medido comúnmente por geófonos.

Las principales ventajas de los geófonos son: no necesitan energía eléctrica, son ligeros y son capaces de detectar pequeños desplazamientos de partículas de manera muy eficiente, sin embargo, la industria sísmica recientemente ha desarrollado un interés considerable en sistemas mecánicos alimentados por corrientes micro-eléctricas, que permitan mejorar la captura de datos geofísicos y su resolución. De este interés surgen los acelerómetros, que son operativamente muy similares a los dispositivos utilizados para detectar aceleraciones en los sistemas de seguridad “airbag” (bolsas de aire), así como en los misiles teledirigidos en el ámbito militar, entre otros muchos usos.

La estructura de un acelerómetro (desarrollado para propósitos sísmicos), puede describirse como capas de silicio posicionadas para formar una masa con dos capas exteriores de protección. La masa es muy pequeña (en el orden de microgramos de unos pocos de miligramos) y los embobinados son bastante rígidos, dando lugar a una alta resonancia por resistencia mecánica.

Están diseñados para detectar pequeñas cantidades de movimiento de partículas, y actúan como resortes lineales en un pequeño intervalo de desplazamiento. Los condensadores internos detectan cambios muy pequeños entre el espaciamiento y pueden proporcionar una fuerza o mecanismo eléctrico de retroalimentación para mantener la masa principal del equipo centrada.

Sin embargo, para lograr alta linealidad y baja distorsión, se han incorporado unos “chips” que usan una retroalimentación eléctrica. En bajas frecuencias, el sistema de retroalimentación aumenta la resonancia mecánica, permitiendo al acelerómetro generar una respuesta plana de amplitud y fase cero, sin embargo, actualmente se ejecutan cambios y se mejora la tecnología en el aspecto operativo de sísmica 3D.

En teoría, los acelerómetros deberían ser mejores para la adquisición sísmica de banda ancha, ya que su respuesta de amplitud va desde el punto 0 (cero) Hertz hasta cientos de hertzios. Se han realizado algunos ensayos en sísmica terrestre con resultado positivos, pero aún no plenamente convincentes y absolutamente superiores a los sistemas convencionales, sin embargo, sería un gran avance probar esta tecnología en los levantamientos sísmicos marinos del Golfo de México para medir su impacto y consecuentemente proponer mejoras a los diseñadores.

## **5.6 EXTRACCIÓN DE ATRIBUTOS CON SÍSMICA REPROCESADA**

El último aspecto a discutir en relación al uso del dato geofísico para la caracterización estática de alta resolución en los carbonatos fracturados del Golfo de México, se refiere a la extracción y uso de los atributos sísmicos. Se debe destacar que los atributos sísmicos son mediciones específicas de características geométricas, cinemáticas, dinámicas o estadísticas obtenidas a partir de las trazas sísmicas, por ello, algunos son más sensitivos que otros y permiten interpretar ambientes específicos, situaciones particulares, y revelar anomalías del subsuelo que no son fácilmente detectables con otros métodos o datos en exploración y producción petrolera. De esta manera, es recomendable la generación de varios cubos de atributos sísmicos para que sean utilizados según la actividad o cada requerimiento particular, pero sobre todo que se extraigan sobre un cubo de sísmica reprocesada con algunas o todas las recomendaciones que se han sugerido.

A continuación se presenta una tabla con los atributos sísmicos instantáneos (3D) más importantes para la caracterización, a fin que sirva como una guía al momento de utilizar el dato geofísico para interpretar eventos estáticos y dinámicos:

Tabla 5.2: Aplicabilidad de los Atributos sísmicos

| <b><i>Servicio</i></b>                                            | <b><i>Descripción</i></b>                                                                             | <b><i>Aplicabilidad</i></b>                                                                                                                                                  |
|-------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| <i>Amplitud Real Instantánea <math>f(t)</math></i>                | Expresión trazas en los datos sísmicos                                                                | Usada ampliamente en interpretación estructural y estratigráfica                                                                                                             |
| <i>Cuadratura Instantánea de la Amplitud <math>q(t)</math></i>    | Se obtiene de la traza sísmica compleja. Tiene un retraso de $90^\circ$ respecto a la Amp. Real Inst. | Útil en el control de variaciones verticales de la fase, identificación de anomalías AVO provenientes de yacimientos delgados. Se pueden observar sólo en fases específicas. |
| <i>Fase Instantánea <math>\gamma(t)</math></i>                    | Fase o modulación de las trazas. Se define como el ángulo cuya tangente es $q(t)/f(t)$                | Se usa combinada con otros atributos para detectar petróleo o gas, ya que los HC ocasionan desfaseamiento local,.                                                            |
| <i>Coseno de la Fase Instantánea <math>\cos(\gamma(t))</math></i> | Atributo obtenido de la fase instantánea                                                              | Detección de gas y petróleo discreta, debido a que puede variar en el rango de $-1$ y $+1$ .                                                                                 |
| <i><math>f(t) / \cos(\gamma(t))</math></i>                        | Atributo para resaltar las amplitudes pico/valle en fase cero                                         | Frecuentemente se usa para una mejor interpretación estructural, ya que resalta picos y los valles de las trazas.                                                            |
| <i>Frecuencia Instantánea <math>\Psi(w)</math></i>                | Definida como la derivada de la fase instantánea con el tiempo $d\gamma(t)/dt$                        | Estimación de la atenuación sísmica para detectar petróleo y gas, debido a que los HC provocan decaimiento de componentes de alta frecuencia.                                |
| <i>Frecuencia Instantánea pesada por la amplitud</i>              | Frecuencia instantánea pesada por la amplitud instantánea                                             | Proporciona una mejor estimación de la frecuencia instantánea y es menos susceptible al ruido.                                                                               |
| <i>Frecuencia Instantánea pesada por la energía</i>               | Frecuencia instantánea pesada por la energía instantánea                                              | Proporciona la mejor estimación de la frecuencia instantánea de forma suavizada, sin embargo suprime las anomalías de la traza sísmica                                       |
| <i>Pendiente de la frecuencia Instantánea</i>                     | Está definida como la relación de cambio de la frecuencia instantánea                                 | Se usa como indicador de rangos de atenuación y absorción. Especialmente para definir límites de yacimientos, ya que el petróleo y el gas ocasionan atenuación.              |

|                                                                 |                                                                                                 |                                                                                                                                                                                               |
|-----------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| <i>Potencia de reflexión</i><br>$A(t)$                          | Conocida como “Amplitud instantánea” o “Envolvente de la Amplitud”<br>$(f(t)^2 + q(t)^2)^{1/2}$ | Útil para identificar puntos brillantes (Bright Spots, Dim Spots, etc.), muy útil para seguir variaciones laterales litológicas. También se puede usar para contactos fluidos (agua/petróleo) |
| <i>Potencia de reflexión en escala de dB</i>                    | Potencia de la reflexión en dB ó 20 veces el Log común de la potencia de la reflexión           | Se usa en el dominio de la frecuencia para desplegar el espectro de amplitud y realizar análisis de certidumbre en las interpretaciones.                                                      |
| <i>Energía semi-filtrada de la potencia de reflexión</i> $E(t)$ | Energía semi-filtrada de la potencia de la reflexión en el dominio del tiempo                   | Sirve para resaltar las anomalías pico de la potencia de la reflexión o “Envolvente de la Amplitud”                                                                                           |
| <i>Energía de la potencia de reflexión en dB</i>                | Energía de la potencia de la reflexión en escala de dB en el dominio del tiempo                 | Se usa para analizar anomalías de energía pico de la potencia de reflexión en el dominio del tiempo y decibels (dB)                                                                           |
| <i>Pendiente de la potencia de reflexión</i>                    | Relación del cambio de la potencia de la reflexión respecto al tiempo                           | Muy útil para caracterizar secuencias estratigráficas verticales y variaciones verticales en el contenido de fluidos al emplear sísmica 4D                                                    |
| <i>Perigrama</i><br>$E(t) / \cos(\gamma(t))$                    | Potencia de la reflexión filtrada o “Perigrama”                                                 | Útil para identificar altas amplitudes y anomalías en 2D y 3D pues permite iluminar eventos geológicos continuos. El coseno del perigrama resulta muy útil pues discretiza entre -1 y +1.     |
| <i>Polaridad Aparente</i>                                       | Polaridad de la potencia de la reflexión                                                        | Útil para la variación lateral de polaridad. Se emplea junto con la potencia de la reflexión para mejor análisis.                                                                             |

## CONCLUSIONES

Las conclusiones más importantes de este trabajo son:

1. Se determinó que la separación de líneas receptoras de 650 metros empleada la adquisición, produjo la falta de control para los offsets cercanos y disminución de resolución y aumento del ruido.
2. Se concluye que el procesamiento sísmico de tipo “convencional” desarrollado resultó en una desmejora del dato geofísico, debido a las sospechas de problemas y debilidades operativas.
3. La resolución sísmica vertical para el Cretácico es de 50 metros (164 pies) y para el Eoceno-P.S. es 74 metros (242 pies), esto limita el empleo del dato geofísico para un estudio multi-atributos.
4. El atributo “envolvente de amplitud” presentó la mejor correlación con la porosidad de matriz del Cretácico (49%), y el atributo “densidad” en el Eoceno-P.S (66%). Ambos se usaron como tendencia “suave” para el modelo geoestadístico de facies.
5. Se construyó una malla o volumen geo-celular de más de 13 millones de celdas activas, que constituye el mallado de mayor resolución desarrollado en el campo.
6. Se crearon 50 realizaciones del modelo geoestadístico del campo y se logró capturar la incertidumbre equivalente al 99% de su probabilidad asociada.

7. La calidad limitada del dato geofísico confirmó la necesidad de aplicar esta nueva metodología de modelado e integración de alto detalle, para estudiar los yacimientos de forma confiable.
8. La perforación de nuevos pozos con los resultados de este trabajo han confirmado la precisión del modelo geoestadístico y han resultado excelentes productores, en beneficio del activo y de México.

## RECOMENDACIONES

Las recomendaciones más importantes de este trabajo son:

1. Se recomienda un post-procesamiento del cubo Cantarell OBC que incluya re-estimación del tamaño de los bins, siempre cuidando no remover las altas frecuencias.
2. Se recomienda una nueva adquisición sísmica de tipo “Nodos” en un arreglo (grid) denso en términos de separación de receptores. Los datos actuales OBC y “Streamer” pueden ser empleados para rellenar las regiones alrededor de plataformas y estaciones de flujo donde no sea posible ubicar nodos.
3. Se recomienda probar algunas de las técnicas comerciales de incremento de frecuencia en formato “demostración”, y analizar la correlación con un pozo seleccionado mediante cross-correlación.
4. Se recomienda aplicar las técnicas del negativo de la 2<sup>da</sup> derivada, la 4<sup>ta</sup> derivada y multiplicador de fase, para analizar si un eventual incremento de resolución vertical es consistente con pozos y datos de producción.
5. Se recomienda utilizar el proceso de filtrado orientado a estructuras con balanceo espectral, para confirmar las fallas del Paleoceno que sirvieron para transportar el petróleo hasta las calcarenitas, y para delimitar los corredores de fracturas.
6. Se recomienda un re-proceso del cubo sísmico Cantarell OBC considerando una migración en profundidad pre-apilamiento.

7. Se recomienda una prueba con el uso de acelerómetros, para estudiar su factibilidad para una futura sísmica 4D que tenga como objetivo seguir los contactos de fluidos y explotar la ventana de petróleo remanente.
8. Tanto para la adquisición de sísmica nueva como para el re-proceso, se recomienda el uso cuidadoso de los atributos sísmicos, dependiendo de la tarea o necesidad específica (fluidos, estructura, estratigrafía, etc.).
9. Se recomienda la aplicación de esta metodología de trabajo de integración multidisciplinaria a través de la geoestadística para el resto de los campos del activo, con el objetivo de precisar los volúmenes originales, las reservas de petróleo y gas disponibles a la fecha y maximizar la recuperación de petróleo a futuro.

## BIBLIOGRAFÍA

Tatham, R., McCormack M. (1993). Multicomponent Seismology and Petroleum Exploration, Investigations in Geophysics, N° 6, Edited by E.B. Neitzeland D.F. Winterstein.

Valenciano, A., Michelena, R. (1998). Estimación de la dirección de fracturamiento a partir datos sísmicos 3D multicomponentes de onda convertida, Memorias del 9no. Congreso Venezolano de Geofísica, pág. 49-56.

Publicaciones en inversión de ondas P y S:

- Esmer soy, C. (1990). Split-shear wave inversion for fracture evaluation: 60th Anniversary Internat, Mtg., Society Exploration Geophysics. Expanded Abstracts.
- Esmer soy, C. (1990). Inversion of P and S waves from multicomponent offset vertical seismic profiles: Geophysics, v. 55, N° 1.

SHERIFF, R. (2002). Encyclopedic Dictionary of Applied Geophysics 4th edition. Tulsa Society of Exploration Geophysicists.

ROBINSON, E., TREITEL, S. (1980). Geophysical Signal Analysis. USA. Prentice Hall, Inc.

Garotta, R. (2000). Shear-waves from acquisition to interpretation. SEG Distinguished Instructor. Series No. 3.

Guevara, S. (2002), Detección de fracturas utilizando sísmica multicomponente: aplicación al área Sardinata. Memorias de la 2ª convención técnica de la ACGGP.

- Tatham, R., McCormack M. (1991). Multicomponent seismology in petroleum exploration”, SEG Investigations in Geophysics, Vol. 6.
- Thomsen, L. (1999). Converted-wave reflection seismology over inhomogeneous anisotropic media. *Geophysics*, 64, 3, 678-690.
- Bancroft, J. (1996). A Practical Understanding of Pre and Post-stack Migrations.
- Stark, A. (2001). Advanced Seismic Processing. University of Calgary.
- Yilmaz, Ö, (2001). Seismic Data Analysis Volume I and II. Investigations in Geophysics No. 10. Society of Exploration Geophysicists.
- Krief, M., Garat, J., Stellingwerff, J., Ventre, J. (1990). A petrophysical interpretation using the velocities of P and S waves. *The Log Analyst*.
- Castagna, B., Eastwood A. (1985). Relationship between compressional and shear wave velocities in clastic silicate rocks; *Geophysics* Vol: 50 N° 4.
- Alcudia, A., Stewart R. (2008). Microphone experiments and applications in exploration seismology”, The Crewes Project, University of Calgary.
- Guojon, N., Robertson, J. (2007). Sensor dynamic range for seismic acquisition at the seafloor, WesternGeco.
- Chambers, R., Yarus, J. (2002). Quantitative use of seismic attributes for reservoir characterization. *CSEG Recorder*, pp 14-25.
- Chopra, S., Marfurt, K. (2008). Emerging and future trends in seismic attributes: The Leading Edge, pp 27, pp 298-318.

Kalkomey, C. (1997). Potential risk when using attributes as predictors of reservoir properties. *The Leading Edge*, pp. 247-251.

Marfisi, E. (2010). Caracterización Geológica del Grupo Cogollo a través de Multiatributos Sísmicos, en el área de Bloque VIII, Lago de Maracaibo. Venezuela. Trabajo especial de grado. Inédito. Universidad Central de Venezuela, Caracas.

## APÉNDICES

**Apéndice 1:** A continuación se muestran las imágenes sísmicas comparativas para los levantamientos sísmicos marinos de la región del Mar del Norte.

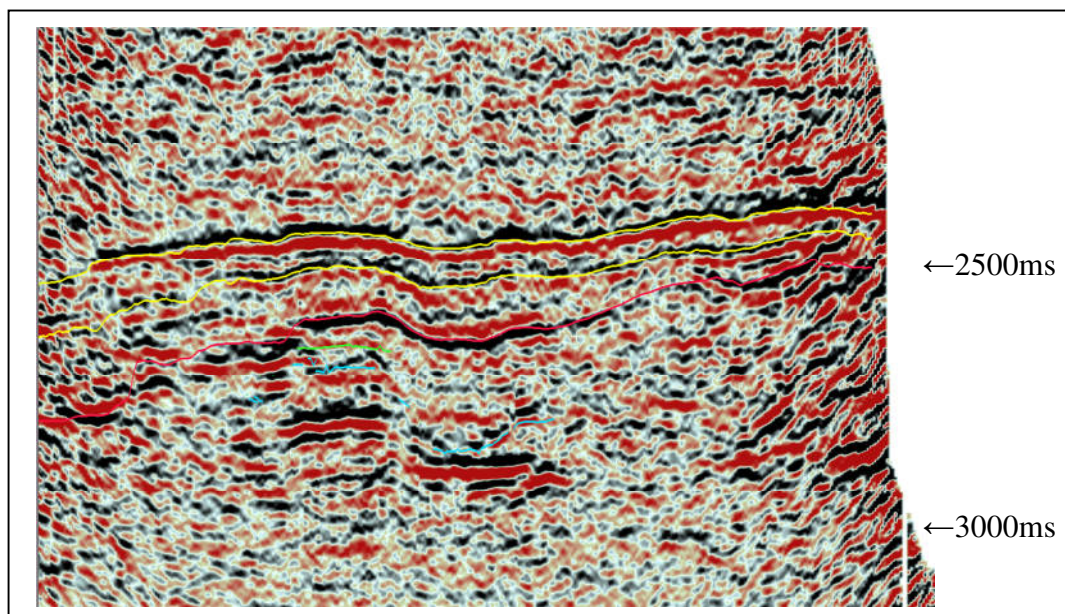


Figura A.1: Levantamiento sísmico marino tipo “Nodos” de Mar del Norte

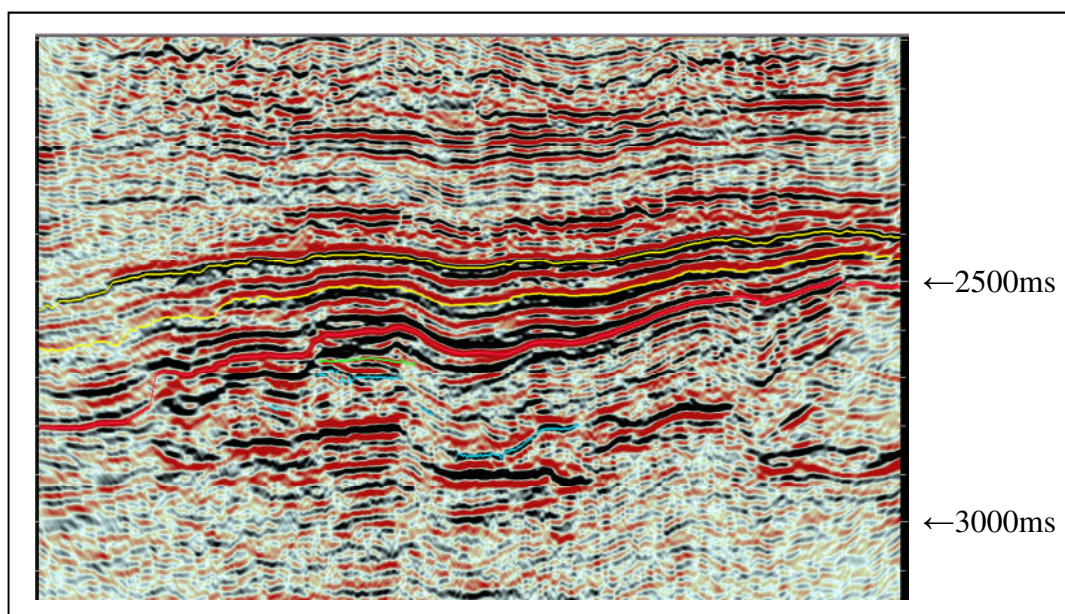


Figura A.2: Levantamiento sísmico marino tipo “OBC” de Mar del Norte

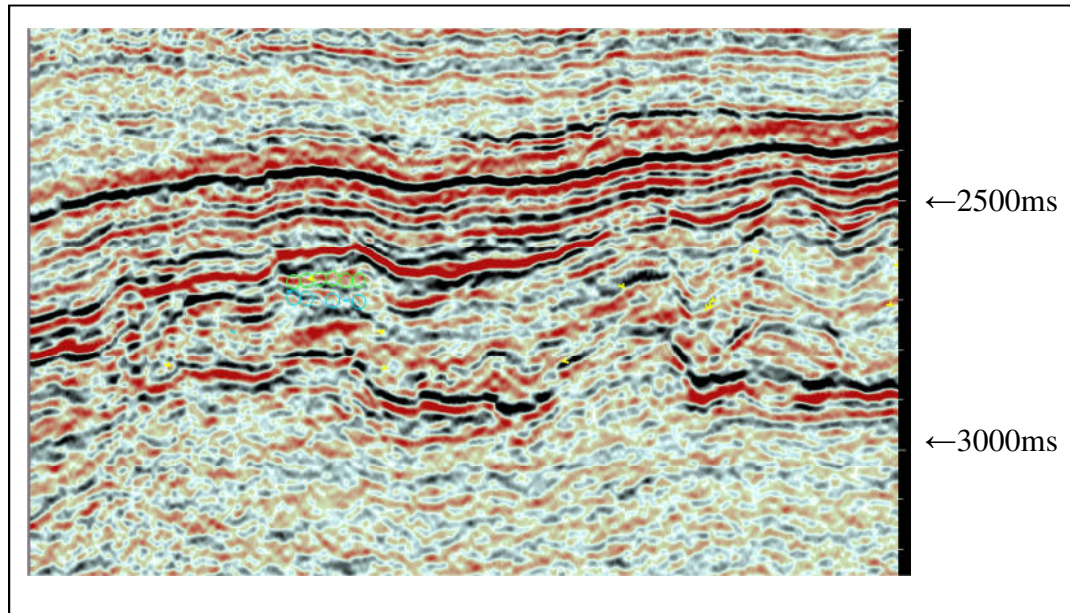


Figura A.3: Levantamiento sísmico marino tipo “Streamer” de Mar del Norte

**Apéndice 2:** A continuación el *script* desarrollado en Irap-RMS® para la creación del modelo de tipos de roca en 3D. De esta forma fueron creados varios *scripts* para diferentes etapas del modelo estático y estimaciones volumétricas.

```
GridModel z = @GRIDMODELS[1]
z.Poro_SM_Final = z.Poro_Efectiva_Final - z.Poro_PM_Final
IF z.Poro_SM_Final < 0 THEN z.Poro_SM_Final = 0 ENDIF
z.R35_Final = Pow((z.K_Total_Final / (z.Poro_Efectiva_Final * 100)), 0.45) * 2.665

IF z.Zonas = 1 THEN
  IF z.R35_Final > 10.5 then z.TiposRoca_Final = 5 endif
  IF z.R35_Final > 2.1 and z.R35_Final <= 10.5 then z.TiposRoca_Final = 4 endif
  IF z.R35_Final > 0.55 and z.R35_Final <= 2.1 then z.TiposRoca_Final = 3 endif
  IF z.R35_Final > 0.1 and z.R35_Final <= 0.55 then z.TiposRoca_Final = 2 endif
  IF z.R35_Final <= 0.1 then z.TiposRoca_Final = 1 endif
ELSE
  IF z.R35_Final > 10 then z.TiposRoca_Final = 5 endif
  IF z.R35_Final > 2 and z.R35_Final <= 10 then z.TiposRoca_Final = 4 endif
  IF z.R35_Final > 1 and z.R35_Final <= 2 then z.TiposRoca_Final = 3 endif
  IF z.R35_Final > 0.1 and z.R35_Final <= 1 then z.TiposRoca_Final = 2 endif
  IF z.R35_Final <= 0.1 then z.TiposRoca_Final = 1 endif
ENDIF
SetCodeName(z.TiposRoca_Final, 1, "Nanoporo")
```

```

SetCodeName(z.TiposRoca_Final, 2, "Microporo")
SetCodeName(z.TiposRoca_Final, 3, "Mesoporo")
SetCodeName(z.TiposRoca_Final, 4, "Macroporo")
SetCodeName(z.TiposRoca_Final, 5, "Megaporo")

```

**Apéndice 3:** A continuación el script para la estimación de la resolución óptima de la malla de simulación, a través de la metodología de “*Engrosamiento Óptimo Malla para Simulación Numérica* (SPE 95759)” por F. Alvarado\*, King, et.al, 2005.

```

//-----
// Main program
//-----
// The script is based on SPE paper 95759
// 3D array is used instead of 3D Parameter
// The reason is the array dimension is changing
// Variable declaration
//-----
GridModel gm // Grid model
Parameter fac // Facies model
Parameter poro // Porosity model
Parameter perm // Permeability model
Parameter bv // Bulk volume model
Int gm_ind // Grid model index
Int nx,ny,nz // Number of columns, rows and layers
Int ix,iy,iz // Dummy variables
Int col // The selected column
Int nd[] // Number of columns
Int i // Dummy variable
Float n[,] // Bulk volume
Float p[,] // Heterogeneity
Float dw[,] // Between cell variation
Float cw[] // Cumulative variation
Float pbar[,] // Average heterogeneity
Float h // Total heterogeneity
Float nv // Total bulk volume
Float ch // Cumulative Heterogeneity
Float ph // Heterogeneity percentage
Float dum[] // Dummy matrix
Float min // Minimum variation
String index[] // Combination process
String FilePath // File path
String FileNameH // File name
String FileNameS // File name

```

```

String FacName // Facies model name
String PoroName // Porosity model name
String PermName // Permeability model name
String BulkName // Bulk volume model name
File out1,out2 // File handles
// User-specified parameters
FilePath = "D:\Upscaling\Z3/"
FileNameH = "Heterogeneity_x.txt"
FileNameS = "Combining Sequence_x.txt"
FacName = "FaciesKutz"
PoroName = "Porosity"
PermName = "PermeabilidadTotalKutz"
BulkName = "BulkV_Total_bulk"
gm_ind = 6
// Open output files
OpenFile(out1, FilePath + FileNameH, "WRITE")
WriteLine(out1, "Columns Heterogeneity(%)")
OpenFile(out2, FilePath + FileNameS, "WRITE")
// Get the grid model
gm = @GRIDMODELS[gm_ind]
// Read the number of columns, rows, and layers
nx = gm.columns
ny = gm.rows
nz = gm.layers
// Initialize p = fac
GetParameter(gm, FacName, fac)
FOR iz FROM 1 TO nz DO
FOR iy FROM 1 TO ny DO
FOR ix FROM 1 TO nx DO
p[ix,iy,iz] = 0.0
IF fac[ix,iy,iz]>=0 THEN
p[ix,iy,iz] = fac[ix,iy,iz]
ENDIF
ENDFOR
ENDFOR
ENDFOR
// p = fac * perm
GetParameter(gm, PermName, perm)
FOR iz FROM 1 TO nz DO
FOR iy FROM 1 TO ny DO
FOR ix FROM 1 TO nx DO
IF perm[ix,iy,iz]>=0 THEN
p[ix,iy,iz] = p[ix,iy,iz] * perm[ix,iy,iz]
ENDIF
ENDFOR
ENDFOR
ENDFOR

```

```

ENDFOR
ENDFOR
// p = fac * perm / poro
GetParameter(gm, PoroName, poro)
FOR iz FROM 1 TO nz DO
FOR iy FROM 1 TO ny DO
FOR ix FROM 1 TO nx DO
IF poro[ix,iy,iz]>=0 THEN
p[ix,iy,iz] = p[ix,iy,iz] / poro[ix,iy,iz]
ENDIF
ENDFOR
ENDFOR
ENDFOR
// Initialize n = bv
GetParameter(gm, BulkName, bv)
FOR iz FROM 1 TO nz DO
FOR iy FROM 1 TO ny DO
FOR ix FROM 1 TO nx DO
n[ix,iy,iz] = 0.0
IF bv[ix,iy,iz]>=0 THEN
n[ix,iy,iz] = bv[ix,iy,iz]
ENDIF
ENDFOR
ENDFOR
ENDFOR
// Calculate pbar
FOR iy FROM 1 TO ny DO
FOR iz FROM 1 TO nz DO
pbar[iy,iz] = 0.0
nv = 0.0
FOR ix FROM 1 TO nx DO
IF n[ix,iy,iz] > 0 THEN
pbar[iy,iz] = pbar[iy,iz] + n[ix,iy,iz]*p[ix,iy,iz]
nv = nv + n[ix,iy,iz]
ENDIF
ENDFOR
// Calculate the average
IF nv > 0 THEN
pbar[iy,iz] = pbar[iy,iz] / nv
ENDIF
ENDFOR
ENDFOR
// Calculate the total heterogeneity
FOR iz FROM 1 TO nz DO
FOR iy FROM 1 TO ny DO

```

```

FOR ix FROM 1 TO nx DO
  IF n[ix,iy,iz]>=0 THEN
    h = h + n[ix,iy,iz]*Sqr(p[ix,iy,iz]-pbar[iy,iz])
  ENDIF
ENDFOR
ENDFOR
ENDFOR
// Calculate the percentage of heterogeneity (versus the initial heterogeneity)
ch = h
ph = h*100 / ch // 100%
WriteLine(out1, nx, " ", ph)
Print("Total heterogeneity is: ", ph)
// Initialize index and nd
FOR ix FROM 1 TO nx DO
  index[ix] = ix
  nd[ix] = 1
ENDFOR
//-----
// Initialize cw
//-----
FOR ix FROM 1 TO nx-1 DO
  cw[ix] = 0.0
  // Calculate between cells variation
  FOR iy FROM 1 TO ny DO
    FOR iz FROM 1 TO nz DO
      dw[iy,iz] = 0.0
      IF n[ix,iy,iz]+n[ix+1,iy,iz] > 0 THEN
        dw[iy,iz] = n[ix,iy,iz]*n[ix+1,iy,iz] * Sqr((p[ix,iy,iz]-p[ix+1,iy,iz]))/
          (n[ix,iy,iz]+n[ix+1,iy,iz])
      ENDIF
    ENDFOR
  ENDFOR
  // Calculate the total variation
  FOR iy FROM 1 TO ny DO
    FOR iz FROM 1 TO nz DO
      cw[ix] = cw[ix] + dw[iy,iz]
    ENDFOR
  ENDFOR
ENDFOR
WHILE nx > 1 DO
  i = 1
  min = cw[1]
  FOR ix FROM 2 TO nx-1 DO
    IF cw[ix] < min THEN
      i = ix
    
```

```

min = cw[ix]
ENDIF
ENDFOR
// The column with the smallest cw change
col = i
// Calculate the heterogeneity change
h = h - min
ph = h*100 / ch
Print("Heterogeneity%: ", ph, " #Columns: ", nx-1, " Merged column: ", col)
// Merge the adjacent columns
FOR iy FROM 1 TO ny DO
FOR iz FROM 1 TO nz DO
IF n[col,iy,iz] + n[col+1,iy,iz] > 0 THEN
p[col,iy,iz] =(n[col,iy,iz]*p[col,iy,iz] + n[col+1,iy,iz]*p[col+1,iy,iz]) / (n[col,iy,iz] +
n[col+1,iy,iz])
n[col,iy,iz] = n[col,iy,iz] + n[col+1,iy,iz]
ENDIF
ENDFOR
ENDFOR
index[col] = index[col] + " + " + index[col+1]
nd[col] = nd[col] + nd[col+1]
// Change column index
FOR ix FROM col+1 TO nx-1 DO
FOR iy FROM 1 TO ny DO
FOR iz FROM 1 TO nz DO
n[ix,iy,iz] = n[ix+1,iy,iz]
p[ix,iy,iz] = p[ix+1,iy,iz]
ENDFOR
ENDFOR
index[ix] = index[ix+1]
nd[ix] = nd[ix+1]
ENDFOR
// Calculate between cells variation of the column
FOR iy FROM 1 TO ny DO
FOR iz FROM 1 TO nz DO
dw[iy,iz] = 0.0
IF n[col,iy,iz]+n[col+1,iy,iz] > 0 THEN
dw[iy,iz] = n[col,iy,iz]*n[col+1,iy,iz] * Sqr((p[col,iy,iz]-p[col+1,iy,iz]))/
(n[col,iy,iz]+n[col+1,iy,iz])
ENDIF
ENDFOR
ENDFOR
// Calculate the total variation of the column
cw[col] = 0.0
FOR iy FROM 1 TO ny DO

```

```

FOR iz FROM 1 TO nz DO
  cw[col] = cw[col] + dw[iy,iz]
ENDFOR
ENDFOR
IF col <> 1 THEN
  // Calculate between cells variation of the column-1
  FOR iy FROM 1 TO ny DO
    FOR iz FROM 1 TO nz DO
      dw[iy,iz] = 0.0
      IF n[col-1,iy,iz]+n[col,iy,iz] > 0 THEN
        dw[iy,iz] = n[col-1,iy,iz]*n[col,iy,iz] * Sqr((p[col-1,iy,iz]-p[col,iy,iz]))/ (n[col-1,iy,iz]+n[col,iy,iz])
      ENDIF
    ENDFOR
  ENDFOR
  // Calculate the total variation of the column-1
  cw[col-1] = 0.0
  FOR iy FROM 1 TO ny DO
    FOR iz FROM 1 TO nz DO
      cw[col-1] = cw[col-1] + dw[iy,iz]
    ENDFOR
  ENDFOR
ENDIF
FOR ix FROM col+1 TO nx-2 DO
  cw[ix] = cw[ix+1]
ENDFOR
nx = nx - 1
WriteLine(out1, nx, " ", ph)
WriteLine(out2, "Number of columns: ", nx)
WriteLine(out2, "Index Proportion Sequence (based on the fine simulation grid)")
FOR ix FROM 1 TO nx DO
  WriteLine(out2, " ", ix, " ", nd[ix], " ", index[ix])
ENDFOR
WriteLine(out2, " ")
ENDWHILE
CloseFile(out1)
CloseFile(out2)
Print("Finished at ", Time())

```