



UNIVERSIDAD DE OVIEDO

**Escuela de
Ingeniería de Minas, Energía y Materiales de Oviedo**

Máster en Ingeniería de Minas



Trabajo Fin de Máster

**Modelización Geológica Aplicada a la Exploración y
Producción de Hidrocarburos en el Mar del Norte, Noruega**

Autor: D. Héctor Fernández Gómez

Tutor: D. Pablo Cienfuegos Suárez

Oviedo, mayo de 2017



Tabla de contenido

1. Introducción.....	9
1.1. Objetivo del proyecto.....	9
1.2. Estructura del proyecto.....	10
2. Sistemas de gestión de recursos geológicos y mineros.....	11
2.1. Programas de modelización del subsuelo mediante sondeos y sísmica	15
2.1.1. DATAMINE STUDIO	17
2.1.2. GEMCOM	18
2.1.3. SURFER.....	19
2.1.4. RECMIN	20
2.1.5. PETREL.....	21
3. Antecedentes	22
3.1. Situación geográfica del yacimiento	22
3.2. Reservas de hidrocarburos del yacimiento Gullfaks	24
4. Geología del campo Gullfaks.....	27
4.1. Introducción	27
4.2. Estratigrafía	28
4.3. Geología Estructural.....	30
5. Evaluación del campo Gullfaks con PETREL.....	35
5.1. Principios del Modelado Geológico 3D con PETREL.....	35
5.2. Software PETREL	37
5.3. Seismic Process	49
5.4. Well Correlation Process.....	57
5.5. Structural Modeling Process	59
5.5.1. FAULT MODELING PROCESS.....	61
5.5.2. PILLAR GRIDDING PROCESS.....	65
5.5.3. VERTICAL LAYERING PROCESS	70



MAKE HORIZONS PROCESS.....	71
DEPTH CONVERSION	75
5.6. Zonation and Layering Process.....	81
5.6.1. MAKE ZONES PROCESS.....	82
5.6.2. LAYERING PROCESS	85
5.6.3. GEOMETRICAL MODELING	88
5.6.4. SCALE UP WELL LOGS	90
5.7. Petrophysical Modeling Process	92
5.8. Plotting Process.....	96
5.9. Volume Calculation Process	105
5.9.1. MAKE CONTACTS.....	105
5.9.2. VOLUME CALCULATION	109
5.10. Well Design Process	117
6. Conclusiones	122
7. Referencias bibliográficas	123
8. Referencias Web	125
9. ANEXOS	126



Tabla de figuras

Figura 1. Modelo de datos en capas de información [http://gismunicipal.com]	13
Figura 2. Tipos de SIG [www.catalonia.org].....	14
Figura 3. Logotipo y marca comercial de DATAMINE [www.dataminesoftware.com].....	17
Figura 4. Entorno de DATAMINE [www.dataminesoftware.com]	17
Figura 5. Logotipo y marca comercial de GEMCOM	18
Figura 6. Interfaz de SURPAC	18
Figura 7. Logotipo y marca comercial de SURFER [www.goldensoftware.com/products/surfer].....	19
Figura 8. Vista de un mapa 3D en SURFER [www.goldensoftware.com/products/surfer].....	19
Figura 9. Logotipo y marca comercial de RECMIN	20
Figura 10. Interfaz del programa RECMIN	20
Figura 11. Logotipo y marca comercial de PETREL [www.software.slb.com/products/PETREL].....	21
Figura 12. Interfaz gráfico de PETREL [www.software.slb.com/products/PETREL].....	21
Figura 13. Situación geográfica del yacimiento Gullfaks [https://www.statoil.com/].....	22
Figura 14. Situación geológica de petróleo y gas en el Mar del Norte [www.offshoreenergytoday.com].....	24
Figura 15. Campos Gullfaks, Statfjord y campos satélites [www.offshore-technology.com].....	26
Figura 16. Plataforma del campo petrolífero Gullfaks [www.statoil.com/]	27
Figura 17. Mapa regional del norte del Mar del Norte y del área de Gullfaks-Statfjord [Fossen et al., 1998].....	29
Figura 18. Perfil geológico del Campo Gullfaks [Fossen et al., 1998].	30
Figura 19. Distribución de los sistemas geológicos de Gullfaks [Fossen et al., 1998].....	31
Figura 20. Fallas del campo Gullfaks [Fossen et al., 1998].....	31
Figura 21. Perfil que muestra el sistema dominó [Fossen et al., 1998].....	32
Figura 22. Flujo de procesos de PETREL [Schlumberger (2007a)].....	38
Figura 23. Definición de la situación geográfica del yacimiento Gullfaks.....	38
Figura 24. Tipos de datos que se pueden importar a PETREL [Schlumberger (2007a)].....	40
Figura 25. Las cuatro etapas de la importación de sondeos en PETREL [Schlumberger (2007a)]	40
Figura 26. Hoja de cálculo del sondeo A10.....	42
Figura 27. Cabezas de sondeos con su desviación.....	43
Figura 28. Sondeos con Well Tops asociados	43
Figura 29. Sondeos importados del yacimiento Gullfaks.....	47
Figura 30. 3D Seismic Lines (TIME)	48
Figura 31. Ejemplo de Inline, Xline y Time Slice en una ventana 3D	49
Figura 32. Perfil sísmico creado mediante el proceso Seismic Interpretation.....	50
Figura 33. Perfil sísmico resultado de la unión de los sondeos A15, B8, C2, C4 y C6	51



Figura 34. Perfil sísmico creado con la herramienta Create Arbitrary Polyline Interseccion	51
Figura 35. Interpretación de fallas en la ventana 3D (datos sísmicos y sticks)	52
Figura 36. Datos sísmicos y fallas principales del horizonte Top Etive	53
Figura 37. Interpretación de las fallas con ayuda de los perfiles sísmicos	53
Figura 38. Segmentos de fallas del yacimiento Gullfaks.....	54
Figura 39. Ventana de opciones del proceso Make/Edit Surface	55
Figura 40. Superficie creada con el proceso Make/Edit Surface con datos Z temporales.....	56
Figura 41. Registros del sondeo C4.....	57
Figura 42. Registro de Facies, Porosidad, Radiación Gamma y Tiempo Estratigráfico de los sondeos C4, C2 y B8.....	58
Figura 43. Pasos del proceso de Modelado Estructural [Schlumberger (2007b)]	60
Figura 44. Procesos para la obtención del modelo 3D (Fault Modeling) [Schlumberger (2007a)].....	61
Figura 45. Tipos de fallas según el número de puntos de forma [Schlumberger (2007a)].....	62
Figura 46. Unión superior, media e inferior de los Key Pillars [Schlumberger (2007a)].....	63
Figura 47. Modelo de fallas del campo Gullfaks	64
Figura 48. Procesos para la obtención del modelo 3D (Pillar Gridding) [Schlumberger (2007a)]	65
Figura 49. Las partes del Skeleton Grid: TOP, MID y BASE [Schlumberger (2007a)]	66
Figura 50. Límites generados para crear el Skeleton Grid [Schlumberger (2007a)]	66
Figura 51. Opciones del proceso Pillar Gridding.....	67
Figura 52. Herramientas para definir la frontera de la malla [Schlumberger (2007a)]	68
Figura 53. Definición del número de celdas mediante incrementos I y J	68
Figura 54. Generación del Skeleton Grid a partir del modelo de fallas	69
Figura 55. Inserción de los horizontes estratigráficos en la malla 3D [Schlumberger (2007b)]	71
Figura 56. Tipos de horizontes geológicos.....	72
Figura 57. Procesos para la obtención del modelo 3D (Make Horizons) [Schlumberger (2007a)]	73
Figura 58. Inserción de horizontes del yacimiento Gullfaks en la malla 3D	73
Figura 59. Modelo geológico de horizontes en dominio temporal	74
Figura 60. Esquema de funcionamiento del Modelo de Velocidad [Schlumberger (2007a)]	75
Figura 61. Etapas del proceso de conversión tiempo-profundidad [Schlumberger (2007a)].....	76
Figura 62. Configuración del modelo de velocidad para la conversión tiempo-profundidad del modelo 3D	77
Figura 63. Ecuaciones para crear el modelo de velocidad [Schlumberger (2007a)].....	78
Figura 64. Etapas del proceso de conversión de la malla 3D [Schlumberger (2007a)].....	79
Figura 65. Ajustes del proceso Depth Convert 3D Grid	80
Figura 66. Isochore e Isopach [Schlumberger (2007a)]	81
Figura 67. Procesos para la obtención del modelo 3D (Make Zones) [Schlumberger (2007a)]	82
Figura 68. Definición del intervalo estratigráfico Top Tarbet-Top Ness	83
Figura 69. Definición del intervalo estratigráfico Top Ness-Top Etive.....	84



Figura 70. Procesos para la obtención del modelo 3D (Layering) [Schlumberger (2007a)]	85
Figura 71. Ajustes de capeado del modelo 3D del yacimiento Gullfaks	86
Figura 72. División de las zonas	86
Figura 73. Restauración de las zonas de base y zonas de erosión	87
Figura 74. Modelo 3D de Gullfaks en dominio espacial con zonas y capas definidas	87
Figura 75. Modelo del yacimiento Gullfaks Bulk Volume	89
Figura 76. Modelo del yacimiento Gullfaks Above Contact	89
Figura 77. Modelo del yacimiento Gullfaks Fluvial Facies	89
Figura 78. Ajustes del proceso Upscaling	90
Figura 79. Escalada de registros de Fluvial Facies y Porosidad en los sondeos de Gullfaks	91
Figura 80. Modelación de la porosidad en la zona Tarbert-1	93
Figura 81. Modelo 3D de la porosidad en la zona Tarbert-1	94
Figura 82. Histograma de porosidad de la zona Tarbert-1	94
Figura 83. Cambio de SEED para modelar la porosidad en la zona Ness-2.....	95
Figura 84. Mapa del horizonte Tarbert con las fallas y la situación de los sondeos	97
Figura 85. Definición del K-Layer 62	98
Figura 86. Fluvial Facies y porosidad de la K-Layer 62	98
Figura 87. Permeabilidad en la K-Layer 62	99
Figura 88. Horizontes y plano de intersección general en la ventana 3D.....	100
Figura 89. Perfil geológico del yacimiento Gullfaks	101
Figura 90. Plot Window del yacimiento Gullfaks	103
Figura 91. Representación en una Plot Window de una sección de sondeos	104
Figura 92. Definición de los contactos Gas/Petróleo y Agua/Petróleo.....	106
Figura 93. Zonas de Gas, Petrónimo y Agua en el horizonte Tarbert en 3D	107
Figura 94. Ventana de mapas con los horizontes Top Tarbert, Top Tarbert 2 y Top Tarbert 3	107
Figura 95. Propiedad creada con los contactos	108
Figura 96. Propiedades para el cálculo de volúmenes.....	110
Figura 97. Facies y propiedades elegidas para el cálculo de volumen.....	111
Figura 98. Mapa del cálculo de volumen de petróleo en el yacimiento (STOIIP)	114
Figura 99. Mapa del cálculo de volumen de gas en el yacimiento (GIIP)	115
Figura 100. Función de distribución de STOIIP	116
Figura 101. Proceso de diseño de sondeos de PETREL [Schlumberger (2007e)]	117
Figura 102. Intersección general con horizontes, fallas y porosidad.....	118
Figura 103. Sondeo A propuesto por el usuario	119
Figura 104. Sondeo diseñado con dos trayectorias	119
Figura 105. Creación de registros de sondeo sintéticos	120



Figura 106. Visualización del registro sintético de porosidad a lo largo de los sondeos A y B 121



Tabla de tablas

Tabla 1. Nombre, ubicación, profundidad y máxima inclinación de los pozos	44
Tabla 2. Datos de los Well Tops para cada sondeo del yacimiento Gullfaks	45
Tabla 3. Propiedades generales del yacimiento Gullfaks	112
Tabla 4. Propiedades de los intervalos de gas y petróleo.....	112
Tabla 5. Resultados por zonas del proceso Volume Calculation	113
Tabla 6. ANEXO I: Informe de reservas	127
Tabla 7. ANEXO II: Informe de sondeos diseñados	129



RESUMEN

El presente proyecto lleva a cabo el modelado 3D del yacimiento de hidrocarburos *Gullfaks*, situado en el Mar del Norte en Noruega, para su análisis como explotación de petróleo y gas natural.

Para analizar la capacidad del yacimiento *Gullfaks* como campo de extracción de hidrocarburos se utiliza simulación numérica a través del programa *PETREL* de *SCHLUMBERGER*. Con este programa se diseñará un modelo estático que escenifique las propiedades del medio geológico lo más real posible. Una vez sean conocidas las reservas de hidrocarburos del campo se diseñará un sondeo.

ABSTRACT

The present project carries out the 3D modeling of the Gullfaks hydrocarbon deposit, located in the North Sea in Norway, for its analysis as oil & gas exploitation.

To analyze the capacity of the Gullfaks field as an oil extraction field, numerical simulation is used through the SCHLUMBERGER's PETREL program. With this program, a static model will be designed to represent the properties of the geological environment as real as possible. Once the hydrocarbon reserves of the field are known, a well will be designed.



1. Introducción

La aplicación de nuevas tecnologías en la sociedad, la ciencia y la técnica en general, también ha llegado a la exploración del subsuelo tan relacionado con la exploración de hidrocarburos, y minería metálica y no metálica. Por otra parte, la necesidad de conocer con la mayor exactitud posible el subsuelo está relacionada con el coste de los sondeos y su alcance en profundidad, necesarios para la exploración y la explotación del subsuelo.

Estas herramientas informáticas también se asocian al mundo de la minería en general, ya que cada día es más necesario obtener la máxima información al mínimo coste.

La imposibilidad de conocer con exactitud la estructura y composición del subsuelo ha llevado a la creación de nuevas herramientas informáticas que permiten predecir las litologías y sus propiedades físicas que nos podremos encontrar entre dos sondeos.

1.1. Objetivo del proyecto

El objetivo del Proyecto, “*Modelización Geológica Aplicada a la Exploración y Producción de Hidrocarburos*”, es valorar y calcular la idoneidad de la formación geológica *Gullfaks* situada en el Mar del Norte como explotación de hidrocarburos. Para ello se debe calcular la cantidad de hidrocarburo que se encuentra en el yacimiento, y la cantidad que es posible extraer.

La modelización del bloque geológico (estratigrafía, porosidad, permeabilidad, etc.), así como el cálculo de la capacidad de explotación del yacimiento se realizarán con el programa PETREL, propiedad de la compañía *SCHLUMBERGER*, basado en métodos de interpolación espacial. PETREL es un software utilizado a nivel mundial para la caracterización y evaluación de yacimientos de hidrocarburos.

PETREL es un software utilizado en el sector de exploración y producción de la industria petrolera. Permite al usuario interpretar datos sísmicos, realizar correlaciones de sondeos, construir modelos de yacimientos, visualizar resultados de simulación de yacimientos, calcular volúmenes, producir mapas y diseñar estrategias de desarrollo para maximizar la explotación de yacimientos. El riesgo y la incertidumbre pueden ser evaluados a lo largo de la vida del yacimiento.



1.2. Estructura del proyecto

En la primera parte del proyecto se presentarán los antecedentes del yacimiento *Gullfaks*, desde su descubrimiento en 1978 hasta su situación actual. Tras esto, se presentarán las características geológicas del yacimiento *Gullfaks*.

La segunda parte del proyecto trata el método seguido para modelar el yacimiento mediante el programa informático PETREL de SCHLUMBERGER. En esta parte, se analizarán las posibilidades del programa al mismo tiempo que se realiza el modelo 3D de *Gullfaks*.

Después de modelar el yacimiento se calcula el volumen de hidrocarburos presentes en el campo y se analizan los resultados para, a continuación, diseñar un sondeo y comentar las conclusiones.



2. Sistemas de gestión de recursos geológicos y mineros

INFORMACIÓN DEL SUBSUELO: La información que podemos obtener del subsuelo puede ser cualitativa (interpretativa mediante información geológica de superficie) o cuantitativa (datos proporcionados por sondeos y sísmica).

Básicamente la información a extraer del subsuelo está relacionada con la existencia de una o varias litologías determinadas, las propiedades petrofísicas de las mismas y su adecuación a los fines buscados por la humanidad. En estos tiempos que vivimos son la necesidad de recursos energéticos (gas y petróleo) y la necesidad de materias primas (yacimientos metálicos y no metálicos para la producción de bienes de consumo).

Una vez tomada la decisión de invertir en la realización de un sondeo o de una campaña de sondeos, la información que se obtiene debe ser cuidadosamente almacenada para el futuro.

Hasta hace relativamente poco tiempo, las empresas propietarias de la información almacenaban esa información en informes redactados en papel, así como los *logs* o diagrfías, sujetos ambos estilos de documentos a las inclemencias del paso del tiempo o a los accidentes como incendios e inundaciones con la consiguiente pérdida de la información.

Desde la década de los 80 del siglo pasado, a la vez que nacían los ordenadores en EEUU los programadores han ido programando sus aplicaciones en función de sus inclinaciones profesionales. Así en la industria minera y petrolera el primer software permitía almacenar las descripciones reflejadas en los informes escritos lo cual permitía reproducir digitalmente la información, así como su envío a través de la línea telefónica.

Hoy día, tras el desarrollo tan importante de estas últimas décadas la industria del software ha creado compañías tales como SCHLUMBERGER, con divisiones comerciales orientadas exclusivamente a la programación de nuevas herramientas informáticas que permitan correlacionar los datos obtenidos en un sondeo de modo que se pueda obtener más información.

La información a almacenar y posteriormente representar en 2D o 3D es básicamente la siguiente: litología, estratigrafía, fracturas (orientación e inclinación), profundidad, diámetros de perforación, diámetros de entubación, etapas de cementación y sus diferentes composiciones, pérdidas durante la perforación de fluidos, temperaturas, así como todo toda la información obtenida del conjunto de “logs” que se realizan en un sondeo.



Una vez almacenada esa información en cada sondeo, la información entre sondeos es interpretativa y para ello se utilizan las técnicas estadísticas y geoestadísticas, como son los diferentes tipos de mallados (*Gridding*), los múltiples algoritmos de interpolación de información (*Krigeado*) y los conocimientos de los estilos estratigráficos y geoestructurales del entorno geológico donde se ha desarrollado la perforación o campaña de sondeos.

El gran volumen de información obtenida del subsuelo mediante sondeos y sísmica hace necesario el uso de herramientas informáticas que permitan recoger, almacenar y visualizar los datos. Generalmente, las coordenadas UTM son las más utilizadas por ser coordenadas rectangulares fácilmente medibles en metros. Esto puede presentar un problema a la hora de representarlas mediante el software debido a que al introducir grandes cantidades de sondeos se hacen necesarias grandes cantidades de memoria.

CONCEPTO DE SIG: El término SIG procede del acrónimo de Sistema de Información Geográfica (en inglés GIS, *Geographic Information System*). Técnicamente se puede definir un SIG como una tecnología de manejo de información geográfica formada por equipos electrónicos (hardware) programados adecuadamente (software) que permiten manejar una serie de datos espaciales (información geográfica) y realizar análisis complejos con éstos siguiendo los criterios impuestos por el equipo científico (personal).

Aunque todos ellos han de cumplir con su cometido para que el sistema sea funcional, existen diferencias en cuanto a su importancia relativa. A lo largo del tiempo, el peso de cada uno de los elementos dentro de un proyecto S.I.G. ha ido cambiando mostrando una clara tendencia: mientras los equipos informáticos condicionan cada vez menos los proyectos S.I.G. por el abaratamiento de la tecnología, los datos geográficos se hacen cada vez más necesarios y son los que consumen hoy día la mayor parte de las inversiones en términos económicos y de tiempo.

Así, el condicionante principal a la hora de afrontar cualquier proyecto basado en SIG lo constituye la disponibilidad de datos geográficos del territorio a estudiar, mientras que hace diez años lo era la disponibilidad de ordenadores potentes que permitieran afrontar los procesos de cálculo involucrados en el análisis de datos territoriales. Además de ser un factor limitante, la información geográfica es a su vez el elemento diferenciador de un Sistema de Información Geográfica frente a otro tipo de Sistemas de Información. La particular naturaleza de este tipo de información contiene dos vertientes diferentes: la vertiente espacial y la vertiente temática de los datos.



Mientras otros Sistemas de Información (como por ejemplo puede ser el de un banco) contienen sólo datos alfanuméricos (nombres, direcciones, números de cuenta, etc.), las bases de datos de un S.I.G. han de contener además la delimitación espacial de cada uno de los objetos geográficos.

Por tanto, el SIG tiene que trabajar a la vez con ambas partes de información: su forma perfectamente definida en plano y sus atributos temáticos asociados. Es decir, tiene que trabajar con cartografía y con bases de datos a la vez, uniendo ambas partes y constituyendo con todo ello una sola base de datos geográfica.

Esta capacidad de asociación de bases de datos temáticas junto con la descripción espacial precisa de objetos geográficos y las relaciones entre los mismos (topología) es lo que diferencia a un SIG de otros sistemas informáticos de gestión de información.

La construcción de una base de datos geográfica implica un proceso de abstracción para pasar de la complejidad del mundo real a una representación simplificada asequible para el lenguaje de los ordenadores actuales. Este proceso de abstracción tiene diversos niveles y normalmente comienza con la concepción de la estructura de la base de datos, generalmente en capas. En esta fase, y dependiendo de la utilidad que se vaya a dar a la información a compilar, se seleccionan las capas temáticas a incluir (Figura 1).

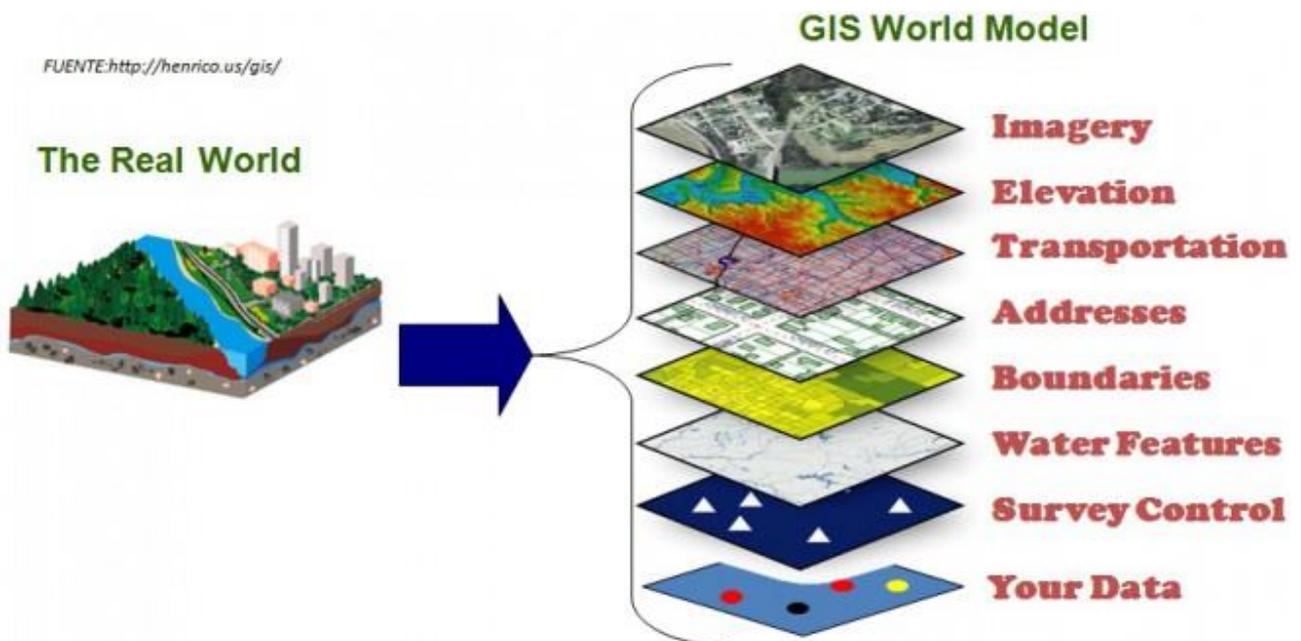


Figura 1. Modelo de datos en capas de información [<http://gismunicipal.com>]



Pero la estructuración de la información espacial procedente del mundo real en capas conlleva cierto nivel de dificultad. En primer lugar, la necesidad de abstracción que requieren las máquinas implica trabajar con primitivas básicas de dibujo, de tal forma que toda la complejidad de la realidad ha de ser reducida a puntos, líneas o polígonos.

En segundo lugar, existen relaciones espaciales entre los objetos geográficos que el sistema no puede obviar; es lo que se denomina topología, que en realidad es el método matemático-lógico usado para definir las relaciones espaciales entre los objetos geográficos.

Aunque a nivel geográfico las relaciones entre los objetos son muy complejas, siendo muchos los elementos que interactúan sobre cada aspecto de la realidad, la topología de un SIG reduce sus funciones a cuestiones mucho más sencillas, como por ejemplo conocer el polígono (o polígonos) a que pertenece una determinada línea, o bien saber qué agrupación de líneas forman una determinada carretera.

Existen diversas formas de modelizar estas relaciones entre los objetos geográficos o topología (Figura 2). Dependiendo de la forma en que ello se lleve a cabo se tiene uno u otro tipo de Sistema de Información Geográfica dentro de una estructura de dos grupos principales:

- SIG Vectoriales
- SIG Raster

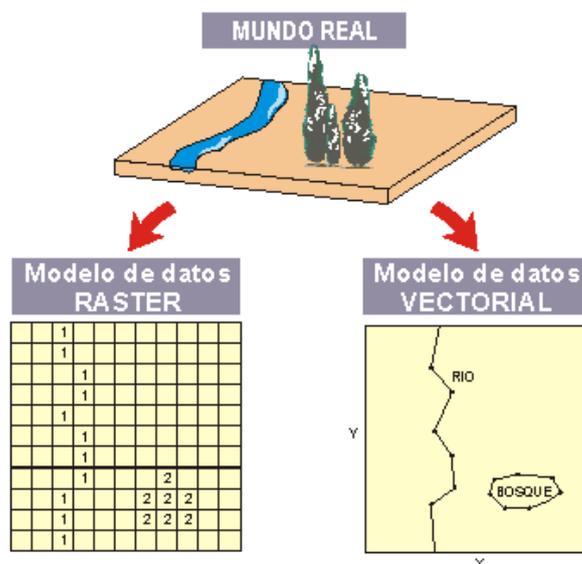


Figura 2. Tipos de SIG [www.catalonia.org]



2.1. Programas de modelización del subsuelo mediante sondeos y sísmica

Existen tres tipos de software para el tratamiento de información de sondeos:

1. Por un lado, están aquellos programas informáticos que solo representan los parámetros geométricos del diseño de un sondeo y de forma somera otro tipo de información proporcionada por el sondeo como frecuencia de fracturaciones, RQD, etc.
2. Por otro lado, durante la ejecución de un sondeo se genera una gran cantidad de información referente a la roca que atraviesa, su estado tensional, su litología, características petrofísicas, fracturación del terreno, etc. Toda esta información queda registrada por los sensores adecuadas a cada característica (mediante los “log” o diagrfías) y representado en el software, que permite su recopilación y almacenamiento en bases de datos y su posterior análisis, correlación e interpretación de forma casi automática. Aquí se encuentran la mayoría de softwares especializados en modelado de yacimientos de hidrocarburos destacando nombres como **WellCAD**, **TechLog**, **Interactive Petrophysics**, etc.
3. Por último, se encuentran aquellos programas que realizan tareas de apoyo al ingeniero de sondeos a pie de obra, actuando a modo de formulario digital y apoyo en tareas propias de cálculos típicos durante una operación de perforación como pueden ser selección de materiales, diámetros, tipos de cemento, etc. Entre estos últimos, podríamos destacar el **i-handbook** de SCHLUMBERGER, que es un programa gratuito que permite tener un pequeño manual de fórmulas y operaciones básicas en la ejecución de sondeos.

Se pueden mencionar programas de gestión minera como el **VULCAN** (MAPTEK), o **PETREL** (SCHLUMBERGER), pasando por DATAMINE, Micromine, MineSight, RockWorks (RockWare), etc. Todos ellos son programas que van más allá del simple almacenamiento de información. Permiten gestionar toda la información del subsuelo de un programa de exploración incluso de explotación de un yacimiento mineral o de hidrocarburos.



DESARROLLOS FUTUROS: El desarrollo futuro tanto en la técnica de perforación de sondeos como en el análisis de yacimientos, además de investigaciones en nuevos materiales, motores direccionales o aleaciones, en lo referente al manejo de información tenderá muy probablemente al uso de nuevas tecnologías como son la visión por ordenador, análisis de imágenes, toma de decisiones mediante lógica difusa, e implementar la robótica y sobre todo la micro-robótica de manera que permitan tomar decisiones muy rápidas durante la perforación, exploración y producción de yacimientos.

De esta manera, surgen nuevos entornos de visualización de información complementados por sísmica y sondeos utilizando para ello pantallas o salas de visualización 3D denominadas *VISIONARIUM* que permiten navegar por los datos espaciales a través del uso de los movimientos naturales del cuerpo y realizar trabajos interdisciplinarios en un entorno virtual compartido.

El programa en el que se basa este proyecto, PETREL, es un software especializado en exploración y producción de hidrocarburos que puede ser utilizado para el análisis de nuevas técnicas de explotación como puede ser la explotación de **CBM** (*CoalBed Methane*), **Fracking** y para otras técnicas como es el **Almacenamiento Geológico de CO₂**.



2.1.1. DATAMINE STUDIO

DATAMINE es un software de ingeniería orientado a las ciencias de la Tierra que hasta ahora se ha utilizado en el sector minero para el modelado de yacimientos mineros; bien sean de tipo metálico o de tipo no metálico (Figura 3). Es el líder mundial en Software integrado para la industria de los recursos naturales, con más de 1000 sistemas en diario uso en más de 45 países a través del mundo. Los usos más comunes del sistema son la captura y análisis de la información, exploración, geología, geoquímica, mecánica de rocas, topografía, modelado geológico, diseño de minas a cielo abierto y subterráneas, y áreas relacionadas a los estudios ambientales.



Figura 3. Logotipo y marca comercial de *DATAMINE* [www.dataminesoftware.com]

Los diseños en minería subterránea implican un entendimiento de cada una de las labores que se realizan dependiendo del nivel de importancia, así como de la facilidad para lograr que la explotación sea lo más eficiente posible. En la Figura 4 se observan distintas capturas de pantalla del programa *DATAMINE*.

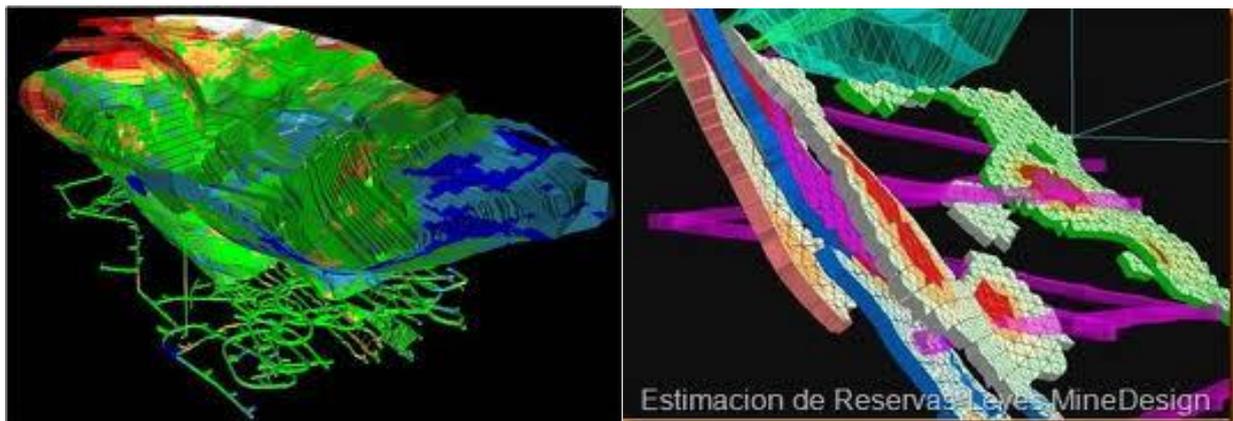


Figura 4. Entorno de *DATAMINE* [www.dataminesoftware.com]



2.1.2. GEMCOM

GEMCOM SURPAC (Figura 5) es el software para geología y planificación minera más usado en el mundo, proporcionando respaldo a operaciones a cielo abierto y subterráneas, así como a proyectos de exploración en más de 110 países. *SURPAC* genera eficiencia y exactitud gracias a su facilidad de uso, poderosos gráficos 3D y la automatización de flujos de trabajo que pueden alinearse con procesos y flujos de datos específicos de la empresa (Figura 6).



Figura 5. Logotipo y marca comercial de GEMCOM

El programa aborda todos los requerimientos de geólogos, ingenieros de minas y topógrafos del sector minero y, además, es lo suficientemente flexible como para ser apropiado para cualquier método de extracción. Entre sus herramientas integrales se incluyen: gestión de datos de perforaciones, modelado geológico, geoestadística, diseño de minas, planificación minera y estimación de recursos, entre otras.

En *SURPAC* es posible automatizar todas las tareas y alinearlas con los procesos y flujos de datos específicos de la empresa. La facilidad de uso del programa garantiza una rápida comprensión del sistema y de la información del proyecto por parte del personal. Es modular y se puede personalizar de forma fácil. Reduce la duplicación de datos mediante su conexión con bases de datos relacionales y su compatibilidad con formatos de archivo comunes como GIS, CAD y otros sistemas.

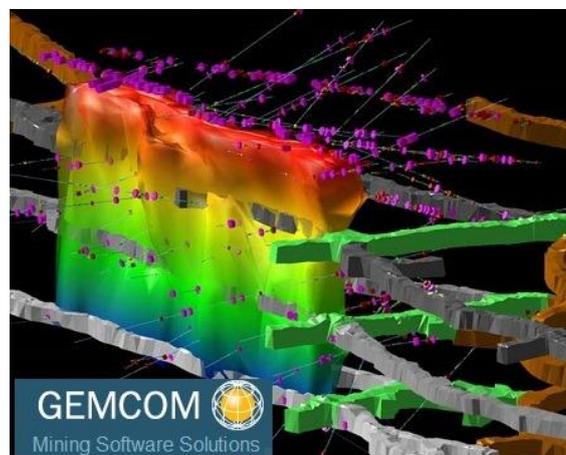


Figura 6. Interfaz de *SURPAC*



2.1.3. SURFER

SURFER (Figura 7) es una herramienta informática que permite representar datos de campo de un modo simple y veraz. Permite la representación de mapas 2D y 3D, es una herramienta muy adecuada para generar cartografía de calidad de un modo rápido y fácil. Se utiliza generalmente para creación de mapas de isopiezas (Figura 8) y parámetros hidroquímicos.

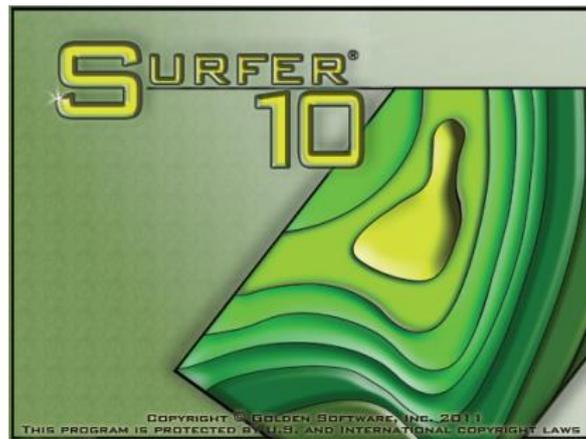


Figura 7. Logotipo y marca comercial de *SURFER* [www.goldensoftware.com/products/surfer]

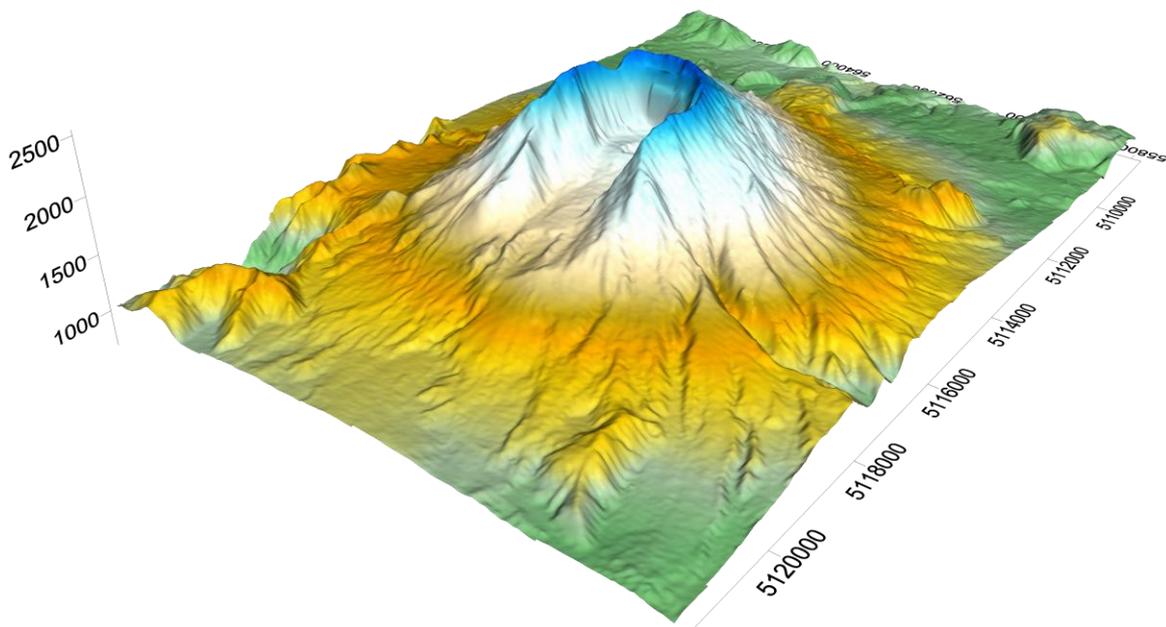


Figura 8. Vista de un mapa 3D en *SURFER* [www.goldensoftware.com/products/surfer]



2.1.4. RECMIN

RECMIN (Figura 9) es un paquete completo de programas, la mayoría freeware, diseñados para gestionar proyectos de investigación y explotación de recursos minerales (Figura 10). *RECMIN* es un software en idioma español desarrollado por el Ing. Cesar Castañón Fernández, principalmente para la empresa *Rio Narcea Gold Corporation*, pero que ha sido implementado en varias empresas y universidades del mundo. El software utiliza el idioma español y funciona en condiciones mínimas de hardware, es decir, se puede instalar y ejecutar en un computador doméstico. El software se puede descargar gratuitamente de internet, con la ventaja de poder actualizarse con frecuencia.

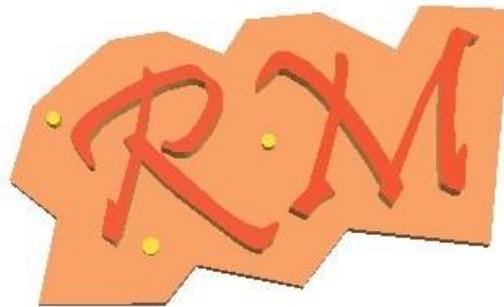


Figura 9. Logotipo y marca comercial de *RECMIN*

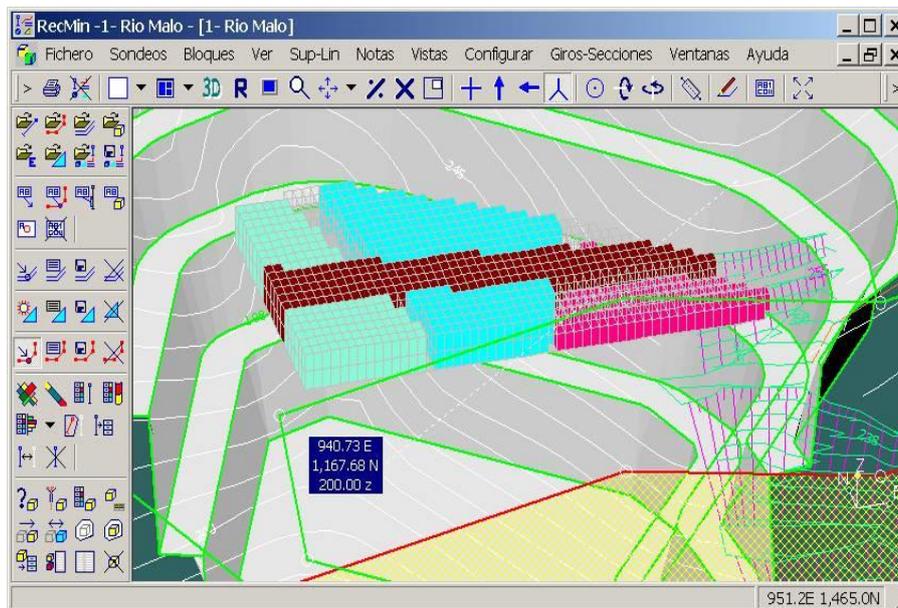


Figura 10. Interfaz del programa *RECMIN*



2.1.5. PETREL

PETREL (Figura 11) es un software propiedad de *SCHLUMBERGER* destinado manejar la totalidad de los datos de yacimientos de hidrocarburos. Permite al usuario interpretar los datos sísmicos, realizar correlación de sondeos, construir modelos de yacimientos adecuados para la simulación, presentar y visualizar los resultados de la simulación, cálculo de volúmenes, elaborar mapas y diseñar estrategias de desarrollo para maximizar la explotación de yacimientos (Figura 12). La licencia del software PETREL se está gestionando con Marta Lucía Lemos Lemos de *SCHLUMBERGER* que donará dicha licencia a la Escuela de Minas. PETREL es el programa que se va a utilizar para modelar el yacimiento *Gullfaks* en el presente proyecto.

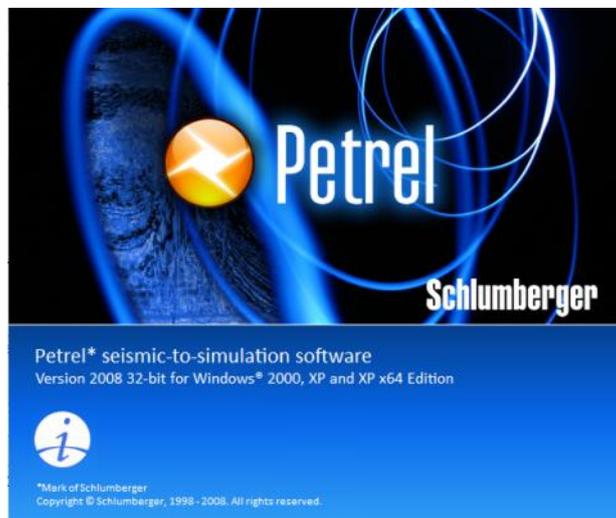


Figura 11. Logotipo y marca comercial de PETREL [www.software.slb.com/products/PETREL]

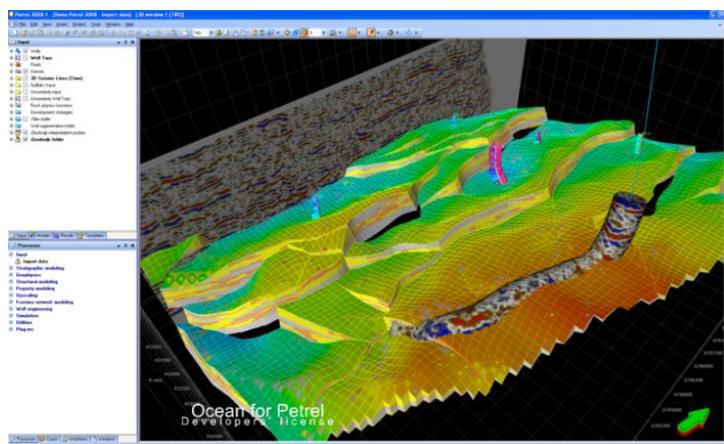


Figura 12. Interfaz gráfico de PETREL [www.software.slb.com/products/PETREL]



3. Antecedentes

En este apartado se realizará una breve introducción al descubrimiento y desarrollo del yacimiento *Gullfaks* como campo de hidrocarburos y, posteriormente, se analizarán las reservas de petróleo y gas natural que contiene.

3.1. Situación geográfica del yacimiento

Gullfaks es un yacimiento de petróleo y gas en el sector noruego del Mar del Norte operado por **STATOIL** (Figura 13). Fue descubierto en 1978, en el bloque 34/10, en una zona donde el mar tiene una profundidad de 130 a 230 metros. La reserva recuperable inicial era de 2,100 millones de barriles ($330 \times 10^6 \text{ m}^3$), y la reserva recuperable remanente en el año 2004 es de 234 millones de barriles ($37.2 \times 10^6 \text{ m}^3$). Este campo petrolífero alcanzó su pico de producción en el año 2001 con 180,000 barriles por día ($29,000 \text{ m}^3/\text{día}$), en el año 2013 la producción había descendido a 39.000 barriles/día. Los campos satélites son *Gullfaks South*, *Rimfaks*, *Skinfaks* y *Gullveig*.

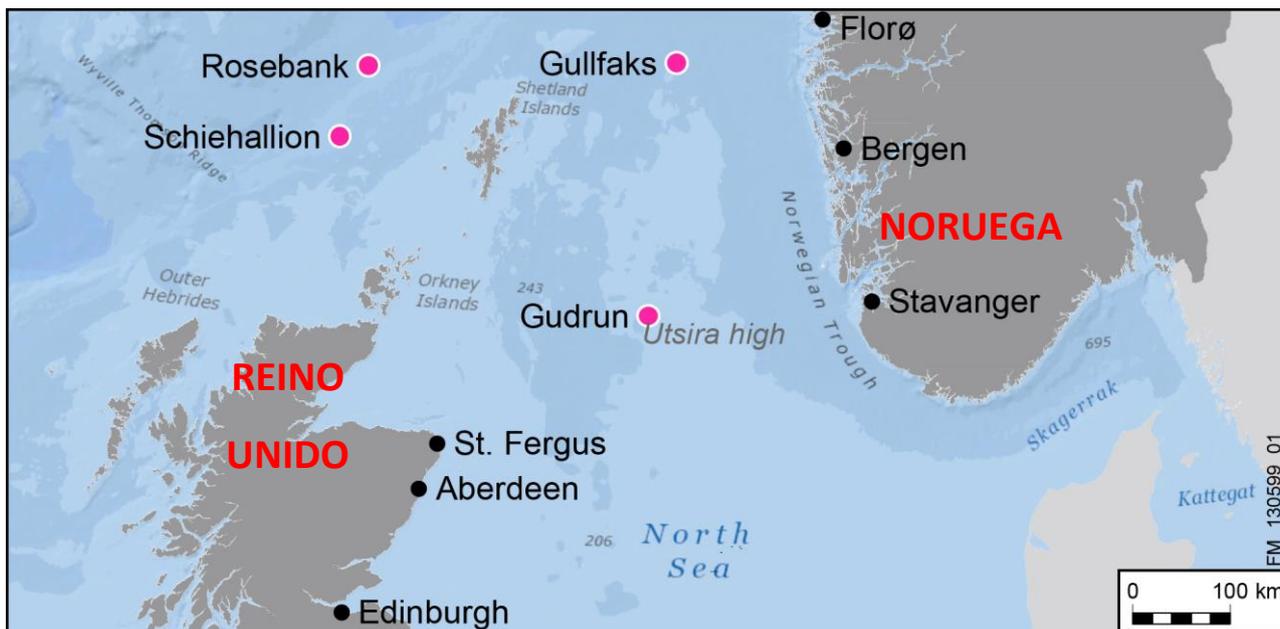


Figura 13. Situación geográfica del yacimiento *Gullfaks* [<https://www.statoil.com/>]



Gulfaks fue el primer campo en el que las empresas noruegas fueron responsables de todo el ciclo de vida del campo, desde la exploración hasta la producción. Por lo tanto, este campo representó un hito en el desarrollo de Noruega como productor de petróleo, con el objetivo de fomentar una industria petrolera nacional. *STATOIL*, sin embargo, tuvo un acuerdo con **ESSO**¹ para asistencia técnica durante la fase de exploración.

El campo *Gulfaks* se encuentra en el bloque 34/10 en la plataforma continental noruega. La licencia fue concedida a *STATOIL* en 1978. *STATOIL* se convirtió en el operador en 1981 con una participación del 85 por ciento en la licencia. El 15 % restante fue otorgado a **NORSK HYDRO** (9 %) y **SAGA PETROLEUM** (6 %), sumando un 100 % de propiedad noruega.

En 1984, el parlamento noruego decidió dividir la participación de *STATOIL* en licencias en el estado noruego en dos partes, la participación financiera de la empresa y el interés financiero directo del estado. En 1985, el 73 % de la participación de *STATOIL* en la licencia *Gulfaks* fueron transferidos a los intereses financieros directos del estado. *STATOIL* administra el interés financiero directo del estado tanto en este campo como en otros campos donde el estado tiene intereses financieros directos.

¹ **ESSO**: Denominación que se le dio en varios lugares a la empresa petrolera estadounidense **Standard Oil**, de la cual toma el nombre al utilizar la versión fonética en inglés de las iniciales **S.O.**



3.2. Reservas de hidrocarburos del yacimiento *Gullfaks*

Las reservas recuperables estimadas inicialmente en *Gullfaks* fueron 210 millones de Sm^3 de petróleo, 14 mil millones de Sm^3 de gas seco y 2 millones de toneladas de condensado (Figura 14). Las reservas se extienden sobre un área de $50 km^2$, aproximadamente 2,000 m debajo del lecho marino. Las reservas recuperables se han mejorado varias veces desde la primera estimación y se situaron en 316 millones de Sm^3 de petróleo, 23 mil millones de Sm^3 de gas seco y 2,4 millones de toneladas de condensado en 1998.

La mejora se debe principalmente a una mejor tecnología de extracción que ha aumentado la tasa de recuperación. La estimación más reciente también incluye dos campos marginales que han sido vinculados a *Gullfaks* a mediados de los años noventa.

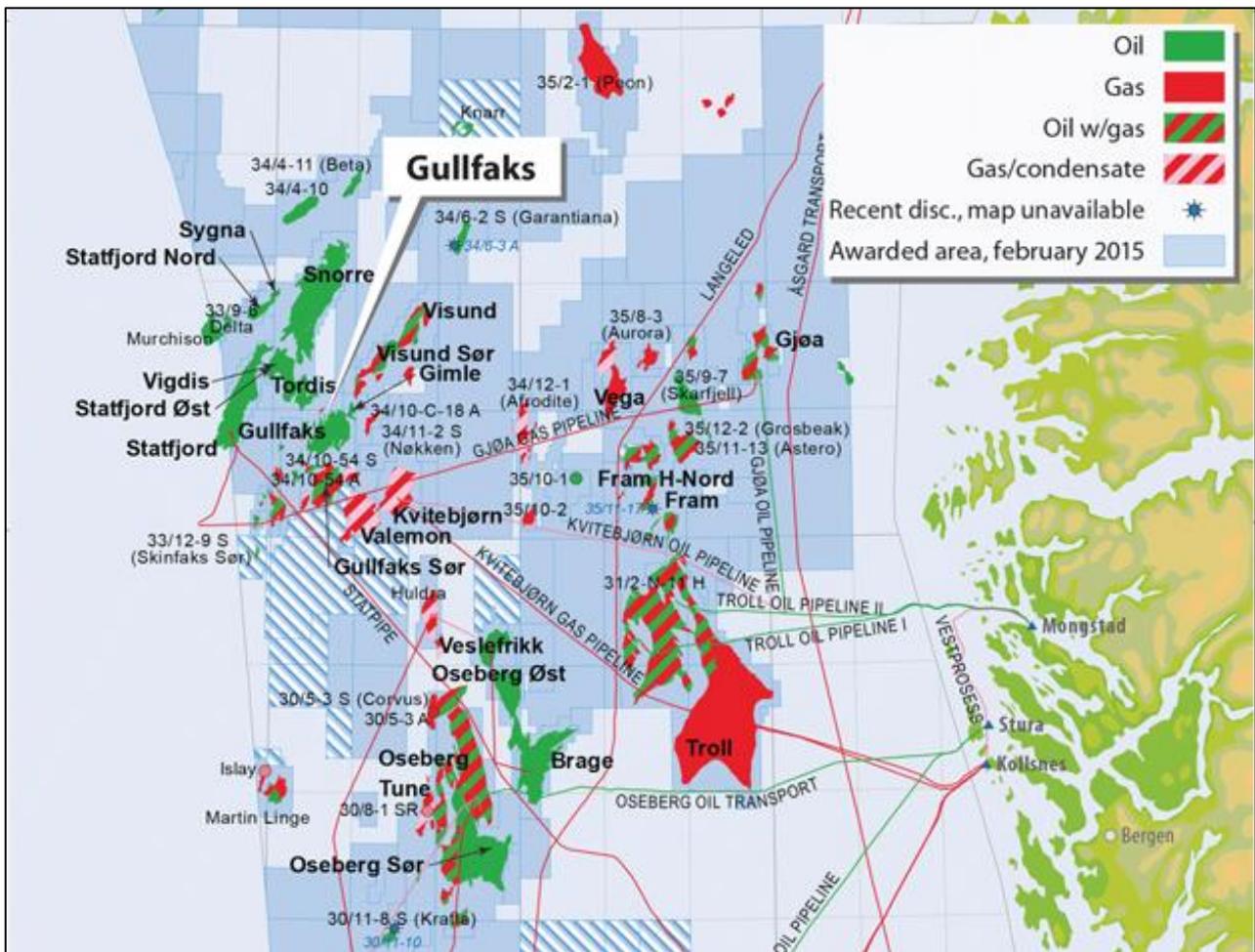


Figura 14. Situación geológica de petróleo y gas en el Mar del Norte [www.offshoreenergytoday.com]



El campo *Gullfaks* se desarrolló en dos fases:

1. La **primera fase** consta de dos plataformas con bases de hormigón, *Gullfaks A* y *Gullfaks B*. Las plataformas tienen una tecnología y diseño similares a las plataformas *Statfjord*. Estas plataformas se desarrollaron antes de las plataformas de *Gullfaks* por *MOBIL* que desarrolló el campo de *Statfjord* y lo operó por un período de tiempo acordado. La producción de la plataforma *Gullfaks A* entró en funcionamiento a finales de 1986, 7 meses antes de lo previsto, mientras que la producción de la plataforma *Gullfaks B* comenzó a principios de 1988, 9 meses antes de lo previsto. La plataforma *Gullfaks A* es una plataforma integrada de perforación, procesamiento, almacenamiento y alojamiento, mientras que la plataforma *Gullfaks B* es una plataforma de perforación y sondeo más sencilla. *Gullfaks A* está situado a una profundidad de 130 metros y tenía una capacidad de producción inicial de 39,000 Sm³ o 245,000 barriles de petróleo por día.
2. La **segunda fase** del proyecto *Gullfaks* involucró la construcción e instalación de la plataforma *Gullfaks C*. Es una plataforma del mismo tipo que *Gullfaks A*, pero puesto que se coloca en una profundidad de 220 metros, su subestructura es mucho más grande. La fase 2 entró en servicio en noviembre de 1989. La plataforma *Gullfaks C* posee un centro de control para el tráfico de aviones y barcos a todo este campo.

La capacidad de producción combinada de las tres plataformas es de aproximadamente 630,000 barriles de petróleo por día. El campo contiene aproximadamente 100 sondeos, incluyendo sondeos para inyección de agua y gas para mantener la presión en el depósito. Las tres plataformas están interconectadas a través de tuberías. Una serie de sondeos submarinos, incluyendo nuevos campos descubiertos en la zona cercana a *Gullfaks*, también se han conectado a las tres plataformas. Los tres campos satélites, *Gullfaks Sur*, *Rimfaks* y *Gullveig*, han sido desarrollados recientemente utilizando la tecnología submarina de vanguardia (Figura 15). El petróleo de estos campos satélite se procesa en la plataforma *Gullfaks A*, mientras que el campo *Tordis* está conectado a la plataforma *Gullfaks C*. De esta manera se ha utilizado la capacidad de almacenamiento y procesamiento en las tres plataformas de *Gullfaks* incluso cuando la producción del propio campo de *Gullfaks* ha alcanzado su punto máximo.

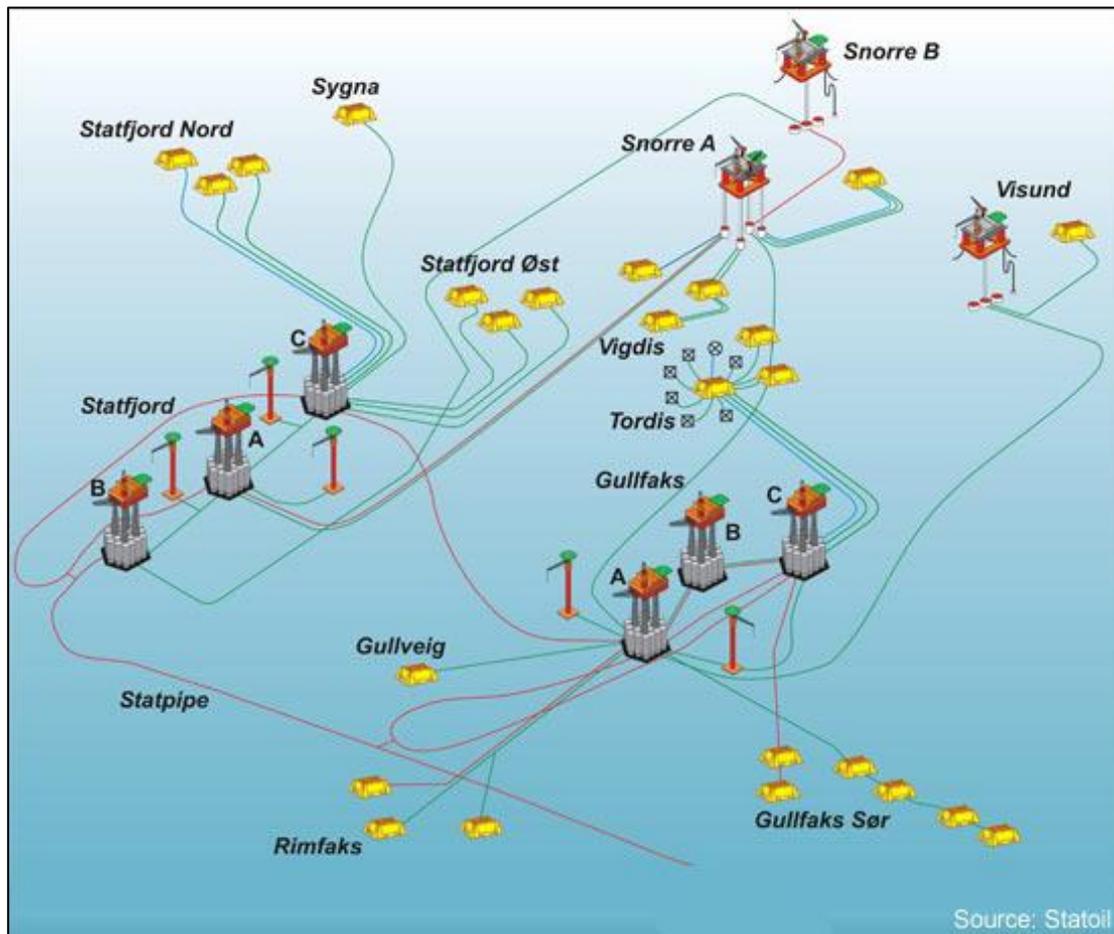


Figura 15. Campos *Gullfaks*, *Statfjord* y campos satélites [www.offshore-technology.com]

El petróleo del campo *Gullfaks* se almacena en las bases de las tres plataformas y se carga a los buques tanque en el campo a través de boyas de carga. El gas se canaliza a *Kårstø* a través del sistema *Statpipe* desde el campo de *Statfjord*. El gas húmedo se separa en *Kårstø* mientras que el gas seco se canaliza vía *Ekofisk* a *Emden* en los Países Bajos.



4. Geología del campo *Gullfaks*

4.1. Introducción

El campo se localiza en el flanco occidental del *Viking Graben* (Figura 16), donde ocupa la mitad oriental de un bloque de fallas de 10 a 25 km de ancho, NNE-SSW, denominado bloque de fallas *Gullfaks* en este trabajo. Este bloque de fallas es uno de una serie de grandes bloques de fallas (de primer orden) que se identifican fácilmente en las líneas sísmicas regionales a través del Mar del Norte. La tendencia general de estas fallas más grandes en el norte del Mar del Norte es N-S a NNE-SSW, reflejando la extensión E-W total a través de la grieta.

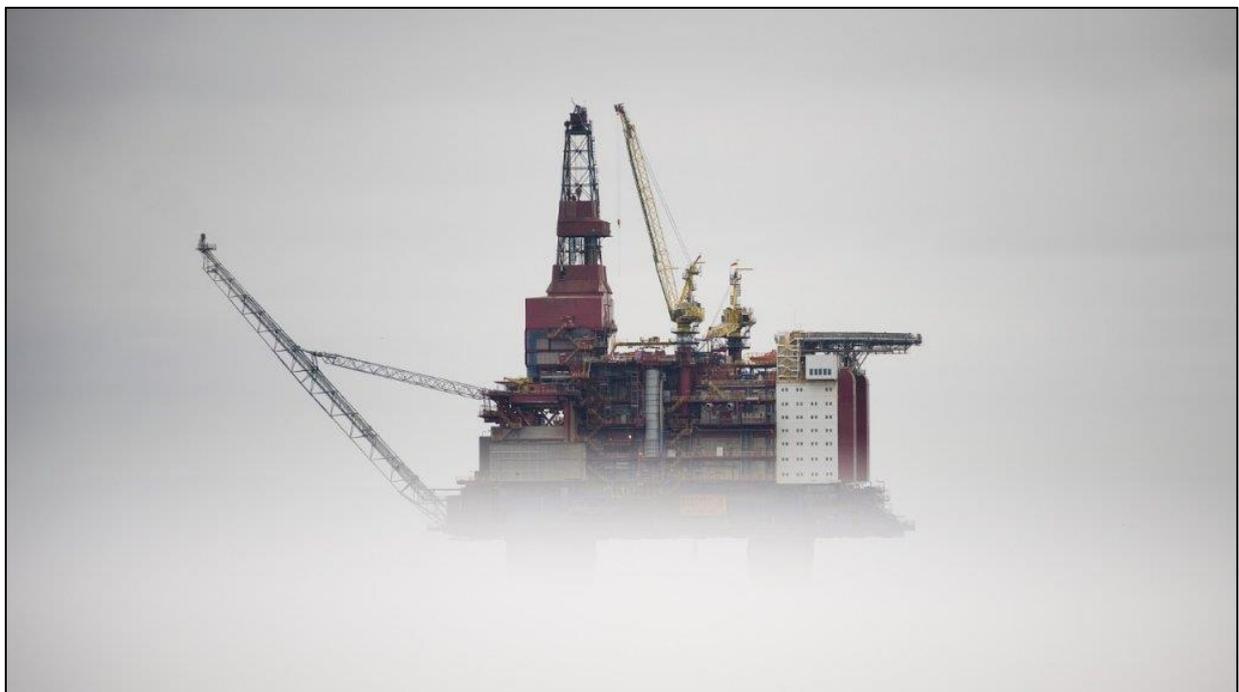


Figura 16. Plataforma del campo petrolífero *Gullfaks* [www.statoil.com/]

La historia extensional del Mar del Norte se remonta a la fase extensional del Devónico poco después de la colisión caledónica (McClay et al., 1987). Los estudios cinemáticos terrestres apoyan la idea de movimientos divergentes en escala de placa en el Devónico (Fossen, 1992). Las fases de rifting subsiguientes se denominan comúnmente las fases Permo-Triásico y Jurásica tardía (Badley et al., 1988, Gabrielsen et al., 1990). Mientras que la extensión involucrada en el evento Permo-Triásico es significativa, la deformación Jurásica tardía de la secuencia Jurásica es más obvia en las líneas sísmicas.



4.2. Estratigrafía

El sondeo más profundo en el área de *Gullfaks* (34/10-13) fue perforado a unos 3350 m de profundidad, y penetró 1340 m de arenas triásicas y *shales* de las formaciones *Lunde* y *Lomvi* (Grupo *Hegre*). Nunca se ha alcanzado la base del Triásico en esta parte del norte del Mar del Norte, y poco se sabe sobre los estratos tempranos y pre-triásicos. De investigaciones gravitatorias, de reconstrucciones y de líneas sísmicas profundas, se infiere, sin embargo, que sólo hay secuencias delgadas de sedimentos entre los clásicos triásicos y el sótano devónico o metamórfico / cristalino en esta área.

El Grupo Triásico *Hegre* consiste en intervalos intercalados de areniscas, arcillas y esquistos, todos depositados en un ambiente continental. La parte superior del Grupo *Hegre* (Formación *Lunde*) consiste en areniscas de grano medio y contiene reservas en el área oriental de *Gullfaks*. Sobre el grupo de *Hegre* está la formación de *Statfjord* de *Rhaetian-Sinemurian* que consiste en 180-200 m de areniscas depositadas en un ambiente aluvial que cambió su carácter de un ambiente semi-árido bien drenado a una llanura aluvial más húmeda.

El grupo *Dunlin* de 370-420 m de espesor se subdivide en las formaciones *Amundsen*, *Burton*, *Cook* y *Drake*. Las formaciones de *Amundsen* y *Burton* consisten en 170-180 m de arcillas marinas y siltitos cubiertos por arcillas regresivas, marinas y limosas de la parte inferior de la Formación *Cook* de 110-160 m de espesor, y a su vez por areniscas fangosas, arenas y esquistos de la Parte superior de la Formación *Cook*. La Formación *Drake* de 75 a 120 m de espesor comprende esquistos marinos con cantidades variables de limo.

El grupo de Brent principalmente de *Bajocian-Early Bathonian* forma la parte superior y principal de los embalses. Se subdivide en las formaciones *Broom* (8-12 m), *Rannoch* (50-90 m), *Etive* (15-40 m), *Ness* (85-110 m) y *Tarbert* (75-105 m), todas depositadas en un ambiente deltaico. Se puede hacer una amplia subdivisión litológica entre la Formación *Ness* de *Shaly* y los intervalos de arena por debajo y por encima.

Un mayor intervalo de tiempo (hasta 100 Ma) está representado por la base de cretácico (tarde Cimmerian) discrepancia en el campo de *Gullfaks*, la separación de los sedimentos del Cretácico Superior de sedimentos Jurásico o Triásico, y post-datación de la mayor parte de la historia de fallas de la zona. Hasta 100 m de lutitas jurásicas superiores (Formación *Heather*) se conservan localmente en las murallas de las fallas principales en el Campo *Gullfaks*, particularmente en la parte occidental.

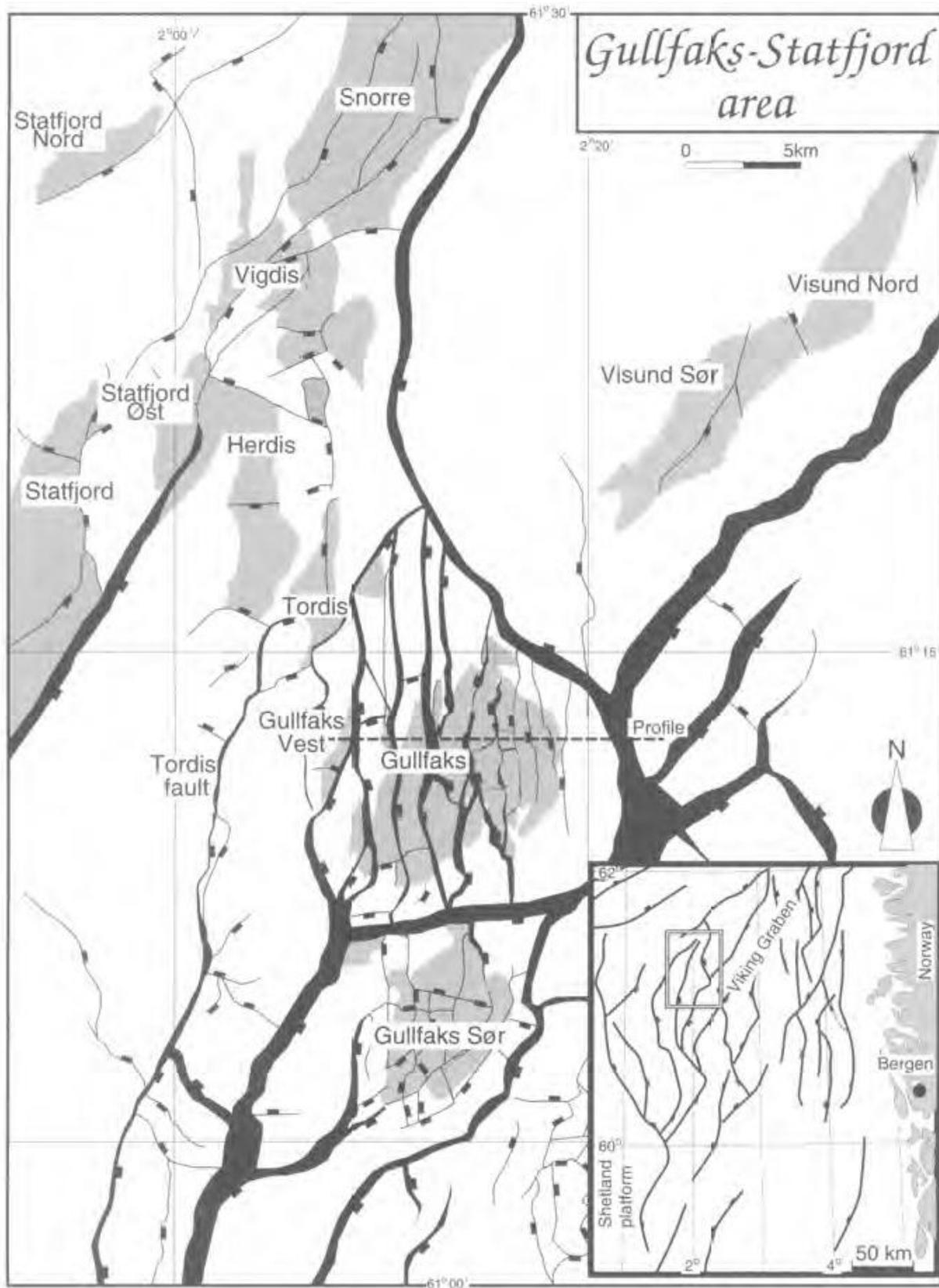


Figura 17. Mapa regional del norte del Mar del Norte y del área de *Gullfaks-Statfjord* [Fossen et al., 1998].



4.3. Geología Estructural

El campo de *Gullfaks* se caracteriza por dos compartimentos estructuralmente opuestos (Figura 18): un sistema de dominó occidental con geometría típica de bloque de falla de estilo dominó y un complejo horst oriental profundamente erosionado de capas sub horizontales elevadas y fallas pronunciadas. Estas dos regiones son significativamente diferentes en lo que respecta al desarrollo estructural y serán tratadas separadamente a continuación. Entre las regiones occidental y oriental se encuentra una zona de alojamiento transitorio (sistema graben) que se identifica como una estructura de plegado modificada.

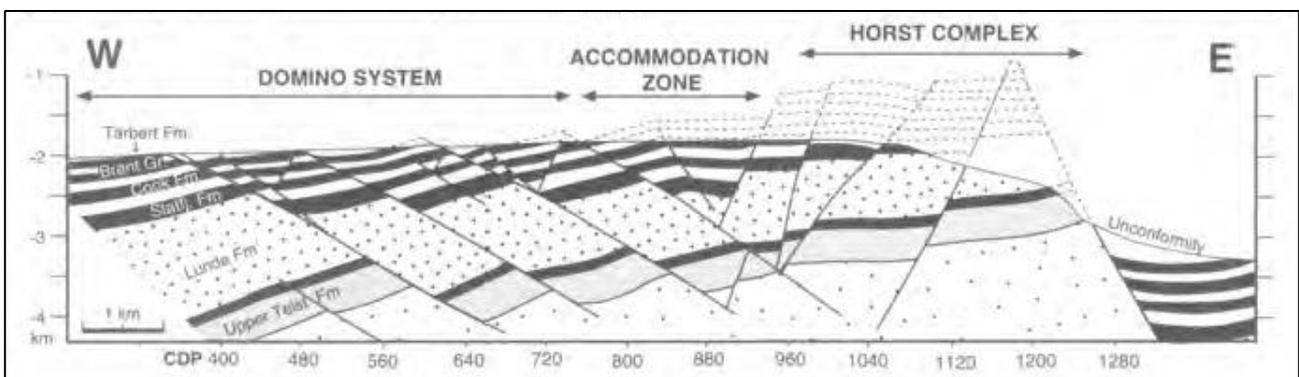


Figura 18. Perfil geológico del Campo *Gullfaks* [Fossen et al., 1998].

La distribución de estas áreas estructuralmente diferentes se muestra en la Figura 19, que muestra una ocurrencia de paso hacia el este de la zona de alojamiento desde el norte hacia el sur. El escalonamiento se produce a través de fallas de transferencia E-W con gradientes de desplazamiento alto (desplazamiento rápidamente decreciente hacia el oeste). Estas fallas de E-W separan así dominios de inmersiones contrastantes.

ÁREA DOMINÓ: La región occidental del dominó constituye la parte principal del campo de *Gullfaks*. La deformación en esta parte del campo ha dado como resultado una serie de bloques de fallas con tendencia general N-S. Las fallas que definen estos bloques se denominan F1, F2, etc. (Figura 20). Tienen desplazamientos en el rango 50-500 m, y serán llamados fallas principales en este trabajo. Como se discutirá con más detalle a continuación, las fallas de bloqueo en esta zona tienen unas caídas inusualmente bajas (25-30 ° hacia el este), mientras que los estratos sedimentarios sumergen suavemente (normalmente alrededor de 15 °) hacia el oeste. El bloque de fallas dominó está compartimentado por una serie de fallas menores con tiradas generalmente por debajo de 50 m. Estas fallas menores tienen tendencias más variables, incluyendo una marcada tendencia E-W.

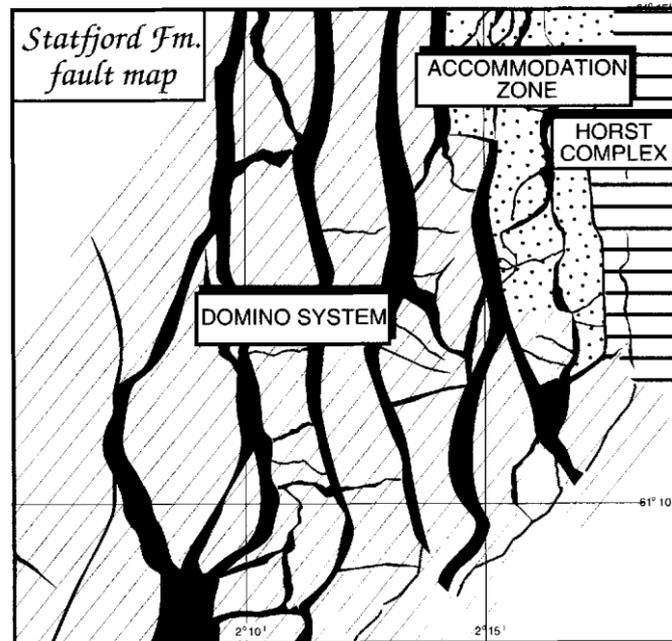


Figura 19. Distribución de los sistemas geológicos de *Gullfaks* [Fossen et al., 1998].

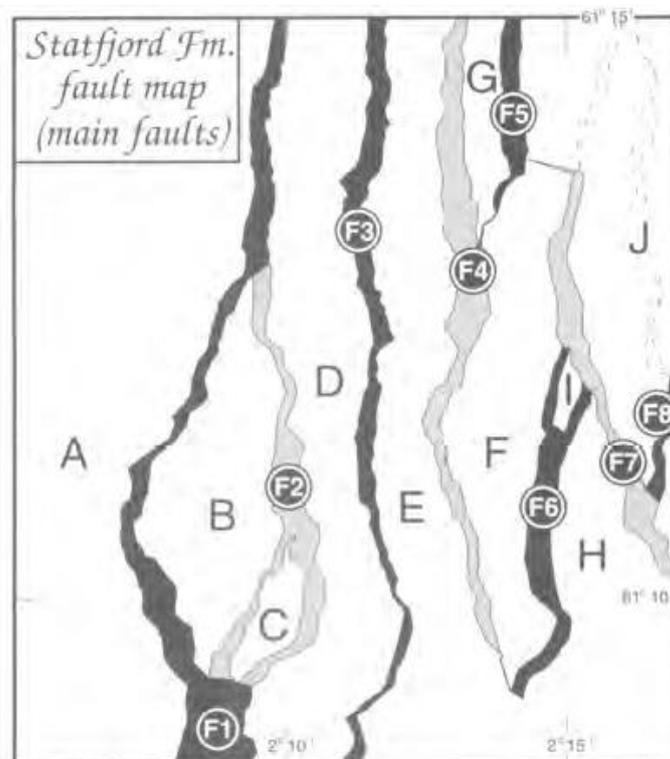


Figura 20. Fallas del campo *Gullfaks* [Fossen et al., 1998].



CARACTERÍSTICAS DE LA ZONA DE FALLA: El análisis del material del núcleo ha demostrado la presencia de una "zona dañada" relativamente estrecha a lo largo de fallas mayores y menores, es decir, una zona con una densidad anormalmente alta de fracturas menores. La anchura de tales zonas es inferior a 10 m para las fallas menores, y aparentemente no mucho más ancha para las fallas principales.

En una escala un poco mayor, hay evidencia sísmica de fallas menores que se extienden desde la falla principal hacia las paredes laterales para formar estructuras de colgajo o pared colgante (Figura 21). En efecto, estas estructuras muestran una disipación ascendente de la deformación de la Formación *Statfjord* hacia la disconformidad cretácea básica, es decir, las arenas sueltas del Grupo *Brent* responden de manera diferente a la deformación que los estratos más profundos y compactados. La disipación de deformación puede, por lo tanto, ser el resultado de procesos de endurecimiento por deformación más activos durante la deformación.

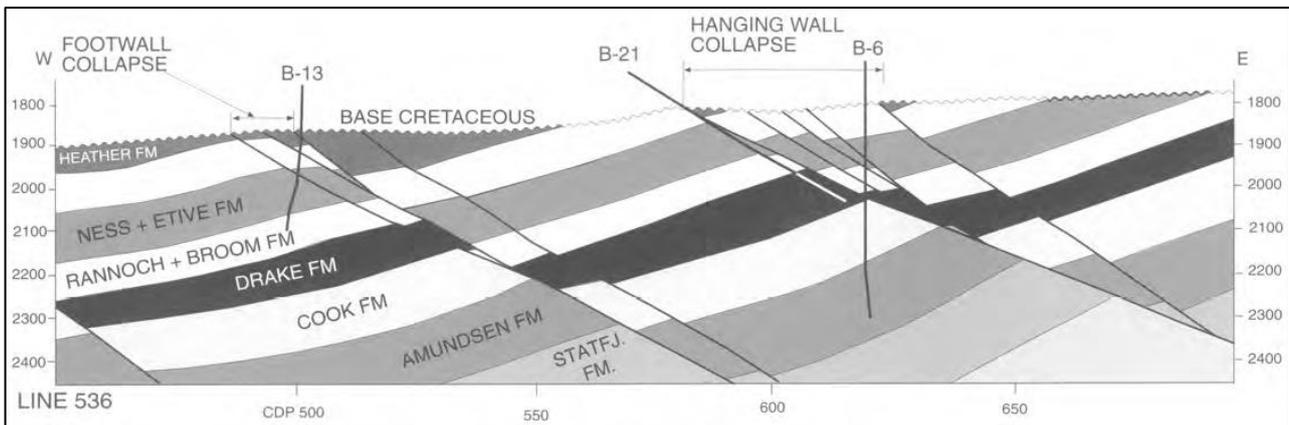


Figura 21. Perfil que muestra el sistema dominó [Fossen et al., 1998].



GRUPO BRENT: El Grupo Brent está situado en la Cuenca Oriental de Shetland y contiene cinco formaciones; *The Broom*, *Rannoch*, *Etive*, *Ness* y *Tarbert*. En la Plataforma *Horda*, la Formación *Oseberg* se define como parte del Grupo Brent. El sondeo de referencia para el Grupo Brent es el sondeo 211/29-3 (RU) y el sondeo 33/9-1. Para la Formación *Oseberg* el sondeo de referencia es el sondeo 30/6-7. El límite inferior es limo marino y los *mudstones* del Grupo *Dunlin*. El límite superior son las *mudstones* marinas de la Formación *Heather / Draupne* del Grupo *Viking*, formando un sello regional.

Debido a la falla del Jurásico Superior, el levantamiento/erosión y el hundimiento diferencial, el Grupo Brent está localizado en una amplia gama de profundidades, variando de 1800 m en el Campo *Gullfaks* a más de 3500 m en el Campo *Huldra*. Como resultado, existe una distribución compleja de porosidad y permeabilidad.

- La **Formación *The Broom*** es delgada y se desarrolla localmente. Se compone de areniscas marinas, de grano grueso y mal ordenadas, superficiales, y es un precursor de la secuencia regresiva de la Formación *Rannoch*.
- La **Formación *Rannoch*** en el área del yacimiento está compuesta por areniscas micáceas bien clasificadas. El límite superior está definido por areniscas más limpias de la Formación *Etive*. El grosor de la Formación *Rannoch* en el área varía entre 35 y 63 m.
- La **Formación *Etive*** contiene menos areniscas micáceas que la subyacente Formación *Rannoch*. El límite superior es la primera pizarra significativa o carbón de la Formación *Ness*. El espesor de la formación varía considerablemente de 11 m a más de 50 m.
- La **Formación *Ness*** consiste en una asociación de carbones, *mudstones*, *siltstones* y areniscas finas a medianas. Su característica principal son los numerosos horizontes y su alto contenido de carbono. El límite superior es el cambio a las areniscas más masivas y más limpias de la Formación *Tarbert*. La cantidad de lodo en la Formación puede actuar como un sello local. La Formación *Ness* muestra grandes variaciones de espesores que van desde los 26 m hasta los 140 m.
- La **Formación *Tarbert*** consiste en areniscas. La base de la formación se toma en la parte superior de la última unidad ascendente de la Formación *Ness*, ya sea un esquisto de carbón o un lecho de carbón. Se deposita en un medio marino marginal. El espesor en el área de tipo varía entre 14 y 45 m.
- La **Formación *Oseberg*** consiste en areniscas de grano grueso relativamente homogéneas definidas a partir del campo de *Oseberg* (bloque 30/6) entre el *Viking Graben* y la Plataforma de *Horda*. La base de la formación son pizarras del Grupo *Dunlin* y el límite superior son las areniscas micáceas de la Formación *Rannoch*. La formación se ha correlacionado con varias formaciones del Grupo



Brent, pero mientras que el Grupo Brent forma una unidad deltaica que se construye hacia fuera en dirección sur, la Formación *Oseberg* tiene su área fuente al este. El espesor en el área está entre 20-60 m. Las areniscas en la parte inferior se depositan en un ambiente marino superficial, cubierto por arenas aluviales y coronado por arena reelaborada por las olas.

La profundidad de enterramiento de la Formación *Oseberg* varía entre 2100 y 2800 m y se reportan porosidades y permeabilidades del orden de 23-26% y 250-2000 mD, respectivamente.



5. Evaluación del campo *Gullfaks* con PETREL

5.1. Principios del Modelado Geológico 3D con PETREL

Un modelo es una representación de algún aspecto de la realidad. El propósito de crear un modelo es ayudar a entender, describir o predecir cómo funcionan las cosas en el mundo real explorando una representación simplificada de un objeto o entorno particular.

Los modelos geológicos se crean para diferentes propósitos, pero común a todos ellos es el deseo de construir una representación de la sub-superficie de la zona de estudio. Dependiendo del propósito, diferentes aspectos del modelo pueden ser importantes. En el caso de un modelo de exploración regional, la forma de las estructuras pueden ser el aspecto más importante. Los modelos geológicos se pueden utilizar para lograr cálculos precisos del volumen o para probar el efecto de diferentes regímenes deposicionales contra los datos observados. Con los modelos de simulación, el tamaño y la complejidad pueden ser el factor limitante para lograr un modelo preciso.

CONCEPTO DE MALLA 3D: En términos simples, una malla 3D divide un modelo en cajas. Cada caja se llama “celda de rejilla” y tendrá un solo tipo de roca, un valor de porosidad, un valor de saturación de agua, etc. Estos valores se denominan “propiedades de la celda”. La malla 3D es una simplificación del caso real, pero nos permite generar una representación de la realidad que se puede utilizar en cálculos.

RESOLUCIÓN DE LA MALLA: La resolución de la malla será una decisión clave a la hora de construir el modelo. Una red de alta resolución (muchas celdas) permitirá al modelador crear una gran complejidad espacial, pero resultará en un modelo que tiene muchas celdas y puede ser engorroso usarlo con cada proceso tomando mucho tiempo. Una rejilla de menor resolución será menos compleja, pero será rápida de trabajar y permitirá al usuario probar muchas posibilidades rápidamente.

La decisión dependerá del propósito del modelo, el detalle y la cantidad de datos disponibles. No tiene mucho sentido crear un modelo con mayor resolución horizontal o vertical que los datos disponibles para el modelado. A menudo es aconsejable comenzar con un modelo grueso, probar los efectos de los cambios y luego aumentar la resolución a medida que los parámetros se vuelven más seguros.



ESTRUCTURA DE LA MALLA: La inclusión o exclusión de fallas es otra decisión clave en el proceso de construcción del modelo. Cuando se trata de simulación, las fallas pueden ser críticas como barreras de flujo o conductos y podrían ser clave en el control de los resultados. Para los cálculos de volumen también pueden ser importantes en la definición de la geometría del yacimiento, sin embargo, incluir las fallas aumentará el tiempo necesario para crear el modelo.

Una vez incluidas las fallas, también está la cuestión de dónde parar. Incluir cada discontinuidad en el modelo lo haría inmanejable, y en algún momento las fracturas son mejor modeladas como propiedades modificadas en oposición a las rupturas en la estructura.

MALLAS 3D EN PETREL: Las mallas 3D se crean mediante el proceso *Structural Modeling* (Modelado Estructural) y aparecen en la pestaña *Models* (Modelos). Una malla 3D representa una versión de la geometría del yacimiento, pero puede contener tantas propiedades diferentes como sea necesario. Por ejemplo, puede tener cinco modelos de propiedades de porosidad diferentes, cada uno representando una interpretación diferente del depósito.



5.2. Software PETREL

El objetivo del proyecto es construir un modelo 3D que contenga fallas, horizontes y propiedades del campo de hidrocarburos *Gullfaks*, situado en el Mar del Norte al oeste de Noruega. Este modelo 3D se utilizará para calcular volúmenes y diseñar sondeos para extracción de petróleo y gas natural. Para ello se explicará el proceso mediante el cual se importan los datos del campo al software PETREL, se construye el modelo de fallas 3D apoyándose en los datos sísmicos registrados en los sondeos y se insertan los horizontes en escala temporal. Estos horizontes, así como toda la malla 3D, se construyen a partir de datos en escala temporal, por lo que se convertirán en profundidad, antes de insertar zonas geológicas y capas. Las propiedades petrofísicas se distribuirán en la malla 3D en base a la información del registro de los sondeos.

El software PETREL ofrece distintos procesos mediante los cuales se insertan y editan los datos sísmicos, los registros de los sondeos, etc. El flujo de los procesos que se han de seguir al utilizar PETREL para una correcta manipulación de los datos disponibles es el siguiente (Figura 22):

1. *Seismic Process*
2. *Well Correlation Process*
3. *Fault Modeling Process*
4. *Pillar Gridding Process*
5. *Zonation and Layering Process*
6. *Facies Modeling Process*
7. *Petrophysical Modeling Process*
8. *Plotting Process*
9. *Volume Calculation Process*
10. *Well Design Process*

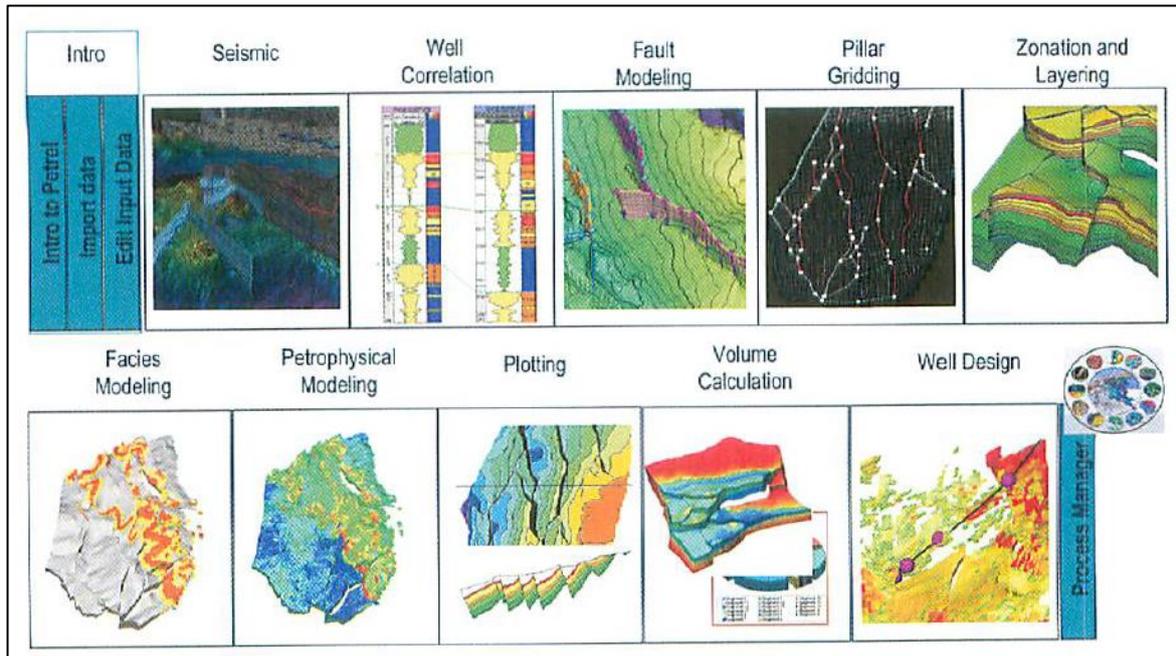


Figura 22. Flujo de procesos de PETREL [Schlumberger (2007a)]

DEFINIR LA SITUACIÓN GEOGRÁFICA DEL YACIMIENTO: El primer paso a la hora de crear un proyecto en PETREL es referenciar geográficamente el yacimiento que va a ser modelado. En este caso, el yacimiento *Gullfaks* está situado en el Mar de Norte, al oeste de Noruega (Figura 23).

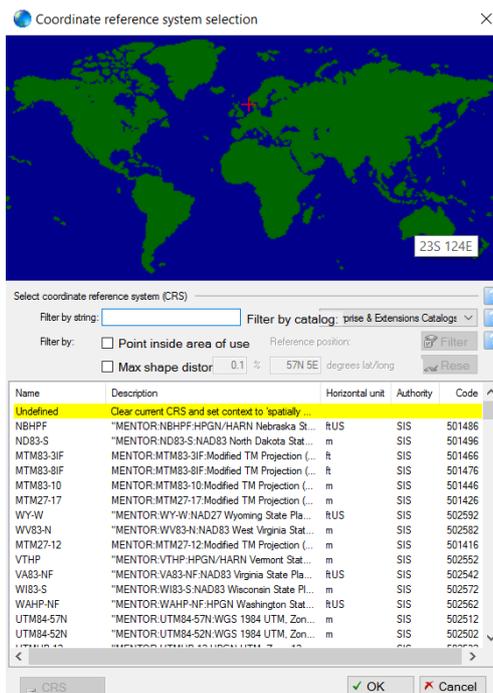


Figura 23. Definición de la situación geográfica del yacimiento *Gullfaks*



IMPORTACIÓN DE DATOS: En PETREL, todos los datos del modelo se guardan en un archivo de proyecto con la extensión **<project_name>.pet**. Este archivo contiene enlaces a todos los objetos relacionados con el proyecto guardado. La carpeta asociada al proyecto, **<project_name>.ptd** contiene todos los archivos de datos del proyecto.

En general, la creación de nuevas carpetas y la importación de datos en PETREL es simple. Se utiliza el comando **Insert** y se selecciona **New Folder**. La nueva carpeta se colocará en el panel activo del explorador de archivos, en el panel **Input**. Los diferentes tipos de datos (Figura 24) que se pueden importar en PETREL son:

- **Puntos:** Las ubicaciones X-Y, con o sin valores Z, definen puntos válidos. Los ejemplos incluyen espesores, *Well Cuts* o *Wells Tops*². Los puntos se pueden importar como líneas o convertirlas en líneas después de la importación.
- **Líneas:** Líneas 2D y 3D a partir de datos sísmicos, interpretaciones de fallas y polígonos de otros sistemas de mapeo (con o sin valores Z). Las líneas se pueden importar como puntos o convertirse en puntos después de la importación.
- **Mallas 2D:** Se puede importar cualquier matriz de puntos organizada como una cuadrícula. Los ejemplos incluyen horizontes basados en interpretación sísmica, *Well Tops*, mapas de tendencias, porosidad, etc.
- **Datos de sondeos:** Los datos de los sondeos son de varios tipos. Incluyen el encabezado del sondeo, la desviación, los registros del sondeo y los *Well Tops*.
- **Datos sísmicos:** Se pueden importar datos sísmicos 2D y 3D en formato SEG-Y. La sísmica 3D también se puede importar como formato ZGY. La importación de datos sísmicos no copia los datos en el proyecto PETREL; sino que crea un enlace con la localización de datos sísmicos.
- **Mallas 3D:** La malla 3D se define mediante celdas con atributos asignados a cada celda.

² **Well Tops:** Registro de los horizontes estratigráficos dentro de los sondeos.

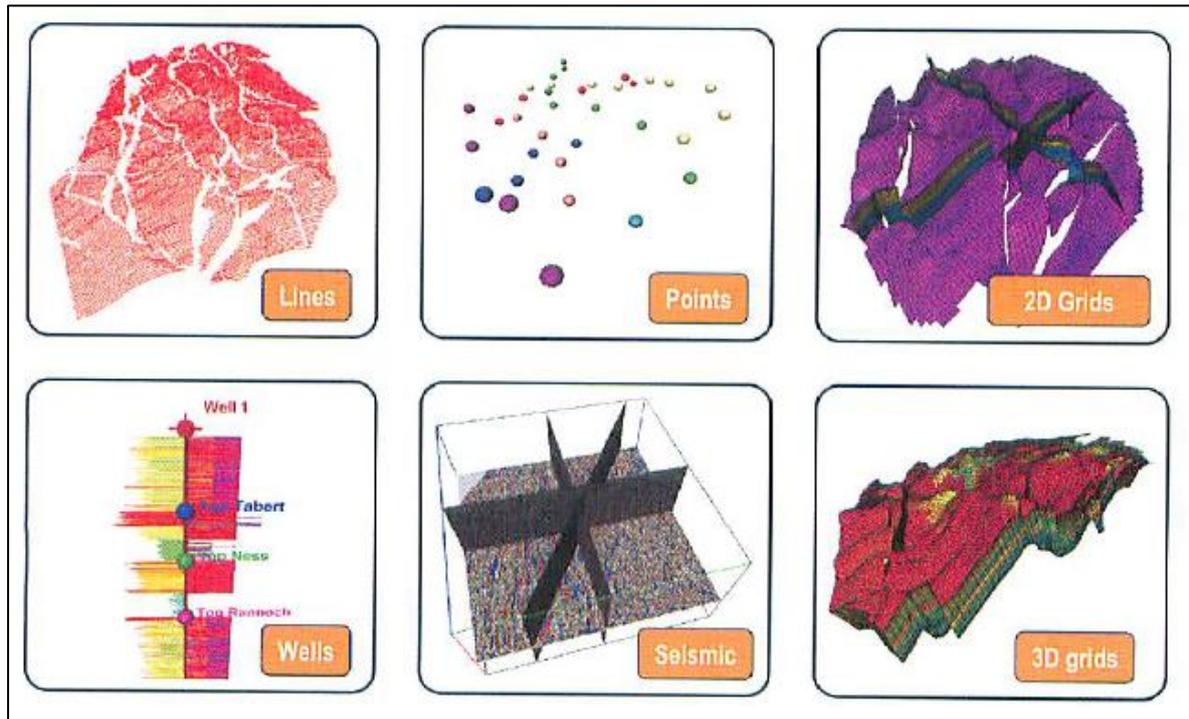


Figura 24. Tipos de datos que se pueden importar a PETREL [Schlumberger (2007a)]

IMPORTAR SONDEOS (*Insert > New Well Folder*): Todos los datos del sondeo (cabeza, profundidad, desviación) se importan en esta carpeta. La importación de las diferentes características de los sondeos se realiza por separado en cuatro etapas (Figura 25).

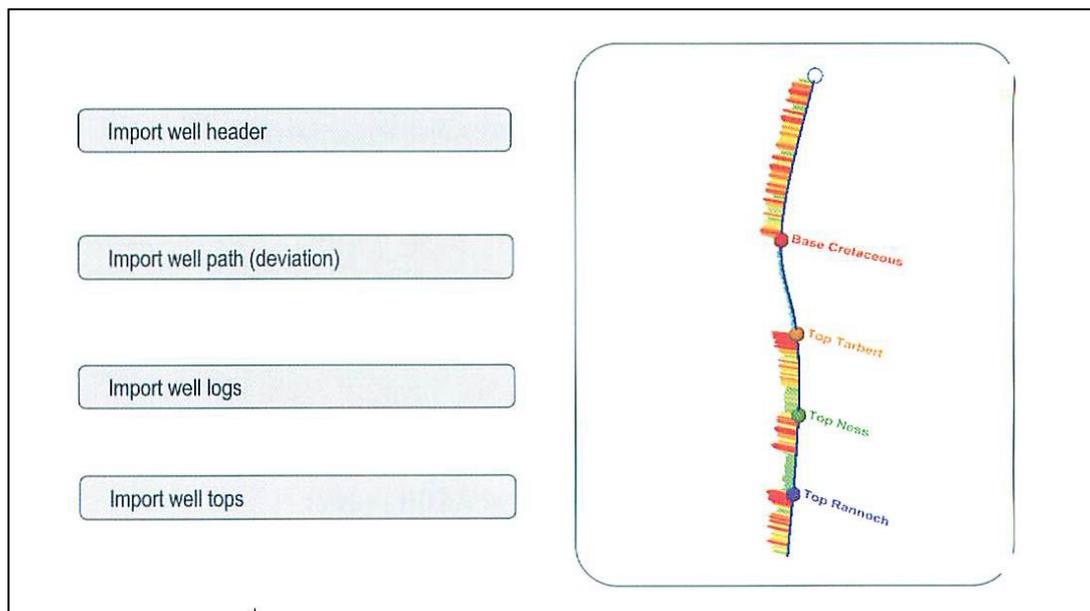


Figura 25. Las cuatro etapas de la importación de sondeos en PETREL [Schlumberger (2007a)]



1. **Importar las cabezas de los sondeos** (*Insert > New Well*): Los datos deben importarse con el formato correcto, en este caso el tipo de archivo correcto es **[Well Heads (*.*)]**. El archivo de datos ASCII define la localización de la cabeza del sondeo, la longitud del sondeo y su nombre. Estos archivos se pueden crear y editar con Excel, salvando el archivo en formato de texto (.txt) (Figura 26).
2. **Importar la desviación del sondeo**: Los archivos de desviación se adjuntarán a los datos de cabeza de sondeo ya importados. Los datos deben importarse con el formato (.dev), en este caso con el tipo de archivo **[Well path/deviation (ASCII) (*.*)]**. Para cada cabeza de sondeo se seleccionan manualmente los datos de desviación del sondeo. Estos archivos se pueden crear y editar con Excel, salvando el archivo en formato de texto (.txt).
3. **Importar registros de los sondeos**: Los archivos de registro de los sondeos se asignan a los sondeos existentes. Los datos deben importarse con el formato (.las), en este caso el tipo de archivo correcto es **[Well Logs (ASCII) (*.*)]**. Para cada sondeo PETREL selecciona automáticamente los datos de los registros de los sondeos con los nombres de cada sondeo. Estos archivos se pueden crear y editar con Excel, salvando el archivo en formato de texto (.txt).
4. **Importar Well Tops**: Los datos de los *Well Tops* indican los cambios de facies a lo largo del sondeo. Estos datos son muy valiosos debido a que se utilizan para crear el perfil geológico del modelo. Los datos de *Well Tops* se pueden importar en dos formatos: **[PETREL Well Tops (ASCII) (*.*)]** y **[PETREL Well tops (BINARY) (*.*)]**.



Well trace spreadsheet for "A10"

Interpolate values Domain: M Step: 100

Specify limit Min: Max:

	X	Y	Z	MD	Inclination of the well path [degrees]				DX(TN)	DY(TN)	TVD	TWT	Calc DLS
1	456979.06	6782712.4	-1499.8	1499.88	42.28	99.85	99.85	0.00	0.00	0.00	1499.88	0.00	
2	456979.16	6782712.3	-1499.9	1500.03	42.28	99.85	99.85	0.10	-0.02	0.10	-0.02	1499.99	0.29
3	456979.27	6782712.3	-1500.1	1500.18	42.28	99.85	99.85	0.20	-0.04	0.20	-0.04	1500.10	0.49
4	456979.37	6782712.3	-1500.2	1500.34	42.28	99.85	99.85	0.30	-0.05	0.30	-0.05	1500.22	0.45
5	456979.47	6782712.3	-1500.3	1500.49	42.29	99.85	99.85	0.40	-0.07	0.40	-0.07	1500.33	0.52
6	456979.57	6782712.3	-1500.4	1500.64	42.29	99.85	99.85	0.51	-0.09	0.51	-0.09	1500.44	0.50
7	456979.67	6782712.3	-1500.5	1500.79	42.29	99.85	99.85	0.61	-0.11	0.61	-0.11	1500.56	0.44
8	456979.77	6782712.2	-1500.6	1500.95	42.29	99.84	99.84	0.71	-0.12	0.71	-0.12	1500.67	0.50
9	456979.87	6782712.2	-1500.7	1501.10	42.29	99.84	99.84	0.81	-0.14	0.81	-0.14	1500.78	0.51
10	456979.97	6782712.2	-1500.8	1501.25	42.30	99.84	99.84	0.91	-0.16	0.91	-0.16	1500.89	0.45
11	456980.07	6782712.2	-1501.0	1501.40	42.30	99.84	99.84	1.01	-0.18	1.01	-0.18	1501.01	0.46
12	456980.17	6782712.2	-1501.1	1501.56	42.30	99.84	99.84	1.11	-0.19	1.11	-0.19	1501.12	0.51
13	456980.28	6782712.2	-1501.2	1501.71	42.30	99.84	99.84	1.21	-0.21	1.21	-0.21	1501.23	0.49
14	456980.38	6782712.1	-1501.3	1501.86	42.31	99.84	99.84	1.31	-0.23	1.31	-0.23	1501.34	0.49
15	456980.48	6782712.1	-1501.4	1502.01	42.31	99.83	99.83	1.41	-0.25	1.41	-0.25	1501.46	0.51
16	456980.58	6782712.1	-1501.5	1502.16	42.31	99.83	99.83	1.52	-0.26	1.52	-0.26	1501.57	0.49
17	456980.68	6782712.1	-1501.6	1502.32	42.31	99.83	99.83	1.62	-0.28	1.62	-0.28	1501.68	0.55
18	456980.78	6782712.1	-1501.8	1502.47	42.32	99.83	99.83	1.72	-0.30	1.72	-0.30	1501.80	0.54
19	456980.88	6782712.1	-1501.9	1502.62	42.32	99.83	99.83	1.82	-0.32	1.82	-0.32	1501.91	0.48
20	456980.98	6782712.0	-1502.0	1502.77	42.32	99.83	99.83	1.92	-0.33	1.92	-0.33	1502.02	0.49
21	456981.08	6782712.0	-1502.1	1502.93	42.32	99.83	99.83	2.02	-0.35	2.02	-0.35	1502.13	0.49
22	456981.19	6782712.0	-1502.2	1503.08	42.32	99.83	99.83	2.12	-0.37	2.12	-0.37	1502.25	0.46
23	456981.29	6782712.0	-1502.3	1503.23	42.33	99.82	99.82	2.22	-0.39	2.22	-0.39	1502.36	0.47
24	456981.39	6782712.0	-1502.4	1503.38	42.33	99.82	99.82	2.32	-0.40	2.32	-0.40	1502.47	0.50
25	456981.49	6782711.9	-1502.5	1503.54	42.33	99.82	99.82	2.43	-0.42	2.43	-0.42	1502.58	0.48
26	456981.59	6782711.9	-1502.7	1503.69	42.33	99.82	99.82	2.53	-0.44	2.53	-0.44	1502.70	0.48
27	456981.69	6782711.9	-1502.8	1503.84	42.34	99.82	99.82	2.63	-0.46	2.63	-0.46	1502.81	0.49
28	456981.79	6782711.9	-1502.9	1503.99	42.34	99.82	99.82	2.73	-0.47	2.73	-0.47	1502.92	0.48
29	456981.89	6782711.9	-1503.0	1504.15	42.34	99.82	99.82	2.83	-0.49	2.83	-0.49	1503.03	0.50
30	456981.99	6782711.9	-1503.1	1504.30	42.34	99.81	99.81	2.93	-0.51	2.93	-0.51	1503.15	0.48
31	456982.10	6782711.8	-1503.2	1504.45	42.35	99.81	99.81	3.03	-0.53	3.03	-0.53	1503.26	0.47
32	456982.20	6782711.8	-1503.3	1504.60	42.35	99.81	99.81	3.13	-0.54	3.13	-0.54	1503.37	0.47
33	456982.30	6782711.8	-1503.4	1504.76	42.35	99.81	99.81	3.23	-0.56	3.23	-0.56	1503.49	0.48
34	456982.40	6782711.8	-1503.6	1504.91	42.35	99.81	99.81	3.34	-0.58	3.34	-0.58	1503.60	0.49
35	456982.50	6782711.8	-1503.7	1505.06	42.35	99.81	99.81	3.44	-0.60	3.44	-0.60	1503.71	0.47
36	456982.60	6782711.8	-1503.8	1505.21	42.36	99.81	99.81	3.54	-0.61	3.54	-0.61	1503.82	0.50
37	456982.70	6782711.7	-1503.9	1505.37	42.36	99.80	99.80	3.64	-0.63	3.64	-0.63	1503.94	0.53
38	456982.80	6782711.7	-1504.0	1505.53	42.36	99.80	99.80	3.74	-0.65	3.74	-0.65	1504.05	0.50

Apply OK Cancel

Figura 26. Hoja de cálculo del sondeo A10

Una vez importados los datos de las cabezas de los sondeos y su desviación, se pueden visualizar en la ventana del programa (Figura 27). Después de importar los registros de los sondeos, se pueden visualizar en la ventana del programa, asociados a cada sondeo, las características que se han medido en el campo, como por ejemplo la profundidad, la permeabilidad, la porosidad, etc. Por último, después de importar los datos de los *Well Tops* en cada sondeo, se observa que cada sondeo tiene asociados distintos *Well Tops* (Figura 28).

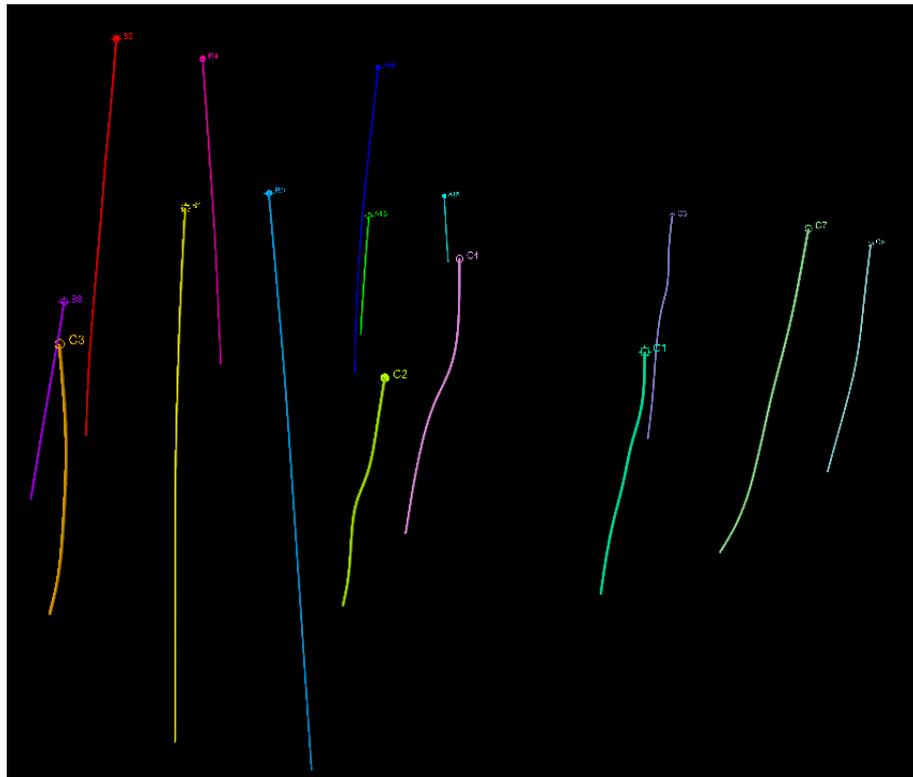


Figura 27. Cabezas de sondeos con su desviación

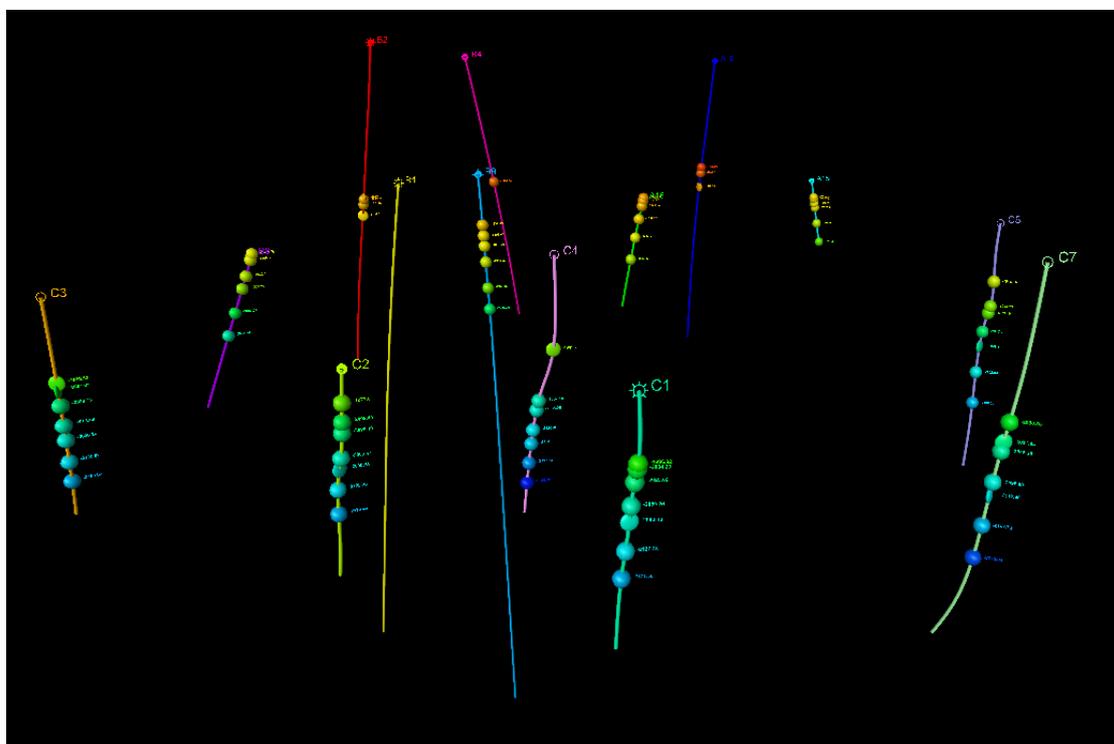


Figura 28. Sondeos con *Well Tops* asociados



Con el objetivo de crear un modelo del campo *Gullfaks* lo más preciso posible se van a tomar los datos de 15 sondeos para ser importados al proyecto de PETREL. En la Tabla 1 se presentan los valores de coordenadas X e Y de la ubicación de los sondeos y su profundidad y máxima inclinación. En la Tabla 2 se presentan los datos de los *Well Tops* de cada sondeo, donde se especifica la ubicación y profundidad de cada contacto geológico dentro de cada prospección. Los datos de los *Well Tops* son muy importantes a la hora de “calar” los datos sísmicos y conseguir un modelo lo más real posible.

En la Figura 29 se muestran los sondeos importados al proyecto PETREL en la ventana 3D.

Tabla 1. Nombre, ubicación, profundidad y máxima inclinación de los pozos

SONDEO	COORDENADA X	COORDENADA Y	PROFUNDIDAD	MÁXIMA INCLINACIÓN
A10	456979.06	6782712.41	2415.8	42.70
A15	456645.06	6781579.73	2083.8	50.02
A16	456510.41	6784012.02	2155.4	47.94
B1	457324.81	6785978.89	3014.1	36.14
B2	458003.13	6785817.93	2627.4	52.55
B4	457617.89	6785129.58	2756.7	61.99
B8	457746.94	6787092.61	2471.7	57.90
B9	456727.66	6785559.45	2991.8	8.04
C1	453062.30	6786788.36	2367.0	47.87
C2	454635.00	6787607.12	2470.3	65.86
C3	456244.15	6788724.75	2433.5	65.04
C4	454640.19	6786210.63	2563.5	67.86
C5	453503.72	6783001.80	2337.5	45.40
C6	451503.84	6781788.24	2472.8	33.61
C7	452119.18	6784852.47	2573.0	65.35



Tabla 2. Datos de los *Well Tops* para cada sondeo del yacimiento *Gullfaks*

SONDEO	SUPERFICIE GEOLÓGICA	X	Y	Z	MD
A10	Base Cretaceous	457215.45	6782674.59	-1766.94	1858.55
A10	Top Tarbert	457215.45	6782674.59	-1766.94	1858.55
A10	Tarbert2	457215.45	6782674.59	-1766.94	1858.55
A10	Tarbert1	457215.47	6782674.59	-1766.96	1858.57
A10	Top Ness	457215.47	6782674.59	-1766.96	1858.57
A10	Ness1	457227.91	6782672.42	-1781.81	1878.07
A10	Top Etive	457257.88	6782667.19	-1818.95	1926.08
A15	Base Cretaceous	456654.69	6781527.76	-1855.49	1879.35
A15	Top Tarbert	456654.69	6781527.76	-1855.49	1879.35
A15	Tarbert2	456655.52	6781523.21	-1859.48	1885.48
A15	Tarbert1	456658.36	6781508.10	-1872.67	1905.73
A15	Top Ness	456660.79	6781495.50	-1883.60	1922.59
A15	Ness1	456670.41	6781443.45	-1928.86	1992.22
A15	Top Etive	456680.96	6781381.59	-1982.09	2074.52
A16	Base Cretaceous	456510.41	6784012.02	-1805.45	1805.45
A16	Top Tarbert	456510.41	6784012.03	-1805.46	1805.47
A16	Tarbert2	456511.30	6784019.69	-1812.51	1815.92
A16	Tarbert1	456512.65	6784031.41	-1823.25	1831.87
A16	Top Ness	456516.20	6784063.83	-1852.78	1875.86
A16	Ness1	456520.69	6784107.96	-1894.14	1936.51
A16	Top Etive	456526.10	6784157.48	-1943.59	2006.71
B2	Base Cretaceous	458424.19	6785838.01	-1812.87	2012.93
B2	Top Tarbert	458424.19	6785838.01	-1812.87	2012.93
B2	Tarbert2	458428.93	6785838.51	-1816.94	2019.20
B2	Tarbert1	458442.82	6785839.99	-1828.82	2037.53
B2	Top Ness	458442.82	6785839.99	-1828.82	2037.53
B2	Ness1	458442.82	6785839.99	-1828.82	2037.53
B2	Top Etive	458474.23	6785843.41	-1855.51	2078.90
B4	Base Cretaceous	457920.31	6784738.68	-1783.84	2068.47
B4	Top Tarbert	457920.31	6784738.68	-1783.84	2068.47
B4	Tarbert2	457920.31	6784738.68	-1783.84	2068.47
B4	Tarbert1	457920.31	6784738.68	-1783.84	2068.47
B4	Top Ness	457920.31	6784738.68	-1783.84	2068.47
B4	Ness1	457920.31	6784738.68	-1783.84	2068.47
B4	Top Etive	457920.31	6784738.68	-1783.84	2068.47
B8	Base Cretaceous	457746.94	6787092.61	-1886.76	1886.76
B8	Top Tarbert	457746.95	6787092.64	-1886.78	1886.80
B8	Tarbert2	457753.72	6787108.51	-1899.08	1907.98
B8	Tarbert1	457773.11	6787153.40	-1932.15	1967.02
B8	Top Ness	457789.33	6787190.11	-1957.91	2014.71
B8	Ness1	457820.43	6787262.02	-2007.51	2107.44



Evaluación del campo Gullfaks con PETREL

B8	Top Etive	457849.19	6787330.10	-2054.76	2195.16
B9	Base Cretaceous	456719.08	6785550.13	-1836.19	1836.97
B9	Top Tarbert	456719.08	6785550.13	-1836.19	1836.97
B9	Tarbert2	456717.47	6785548.40	-1858.92	1859.81
B9	Tarbert1	456715.91	6785546.78	-1880.27	1881.29
B9	Top Ness	456713.52	6785544.23	-1914.37	1915.56
B9	Ness1	456709.98	6785540.39	-1969.82	1971.26
B9	Top Etive	456707.21	6785536.96	-2016.09	2017.73
C1	Base Cretaceous	453078.12	6786788.35	-1996.92	2003.34
C1	Top Tarbert	453085.28	6786788.35	-2004.29	2013.62
C1	Tarbert2	453106.32	6786788.35	-2023.69	2042.23
C1	Tarbert1	453139.15	6786788.35	-2059.26	2090.73
C1	Top Ness	453155.77	6786788.35	-2082.48	2119.29
C1	Ness1	453193.68	6786788.35	-2127.73	2178.39
C1	Top Etive	453233.37	6786788.35	-2171.50	2237.50
C2	Base Cretaceous	454686.86	6787607.12	-1977.81	1998.97
C2	Top Tarbert	454716.94	6787607.12	-2008.40	2041.87
C2	Tarbert2	454735.71	6787607.12	-2026.49	2067.94
C2	Tarbert1	454795.27	6787607.12	-2069.37	2141.56
C2	Top Ness	454839.98	6787607.12	-2090.58	2191.05
C2	Ness1	454904.91	6787607.12	-2128.36	2266.43
C2	Top Etive	454937.88	6787607.12	-2170.99	2320.63
C3	Base Cretaceous	456306.69	6788724.75	-1989.68	2004.29
C3	Top Tarbert	456316.58	6788724.75	-2001.65	2019.82
C3	Tarbert2	456341.56	6788724.75	-2028.15	2056.25
C3	Tarbert1	456379.92	6788724.75	-2063.64	2108.51
C3	Top Ness	456410.25	6788724.75	-2090.26	2148.87
C3	Ness1	456459.40	6788724.75	-2130.87	2212.64
C3	Top Etive	456513.68	6788724.75	-2168.62	2278.78
C4	Base Cretaceous	454693.38	6786210.63	-1965.23	1980.43
C4	Top Tarbert	454901.27	6786210.63	-2067.18	2212.59
C4	Tarbert2	454933.23	6786210.63	-2085.96	2249.66
C4	Tarbert1	454990.71	6786210.63	-2126.46	2320.01
C4	Top Ness	455024.06	6786210.63	-2154.20	2363.39
C4	Ness1	455066.14	6786210.63	-2193.73	2421.14
C4	Top Etive	455105.97	6786210.63	-2235.16	2478.61
C5	Base Cretaceous	453511.61	6783001.80	-1916.14	1919.01
C5	Top Tarbert	453523.01	6783001.80	-1965.15	1971.28
C5	Tarbert2	453536.01	6783001.80	-1979.10	1990.36
C5	Tarbert1	453568.49	6783001.80	-2017.76	2041.03
C5	Top Ness	453582.28	6783001.80	-2048.50	2074.78
C5	Ness1	453593.40	6783001.80	-2102.03	2129.56
C5	Top Etive	453598.18	6783001.80	-2166.59	2194.30
C6	Base Cretaceous	451500.88	6781788.24	-2000.51	2000.58



C6	Top Tarbert	451496.03	6781788.24	-2092.71	2092.97
C6	Tarbert2	451497.31	6781788.24	-2111.21	2111.52
C6	Tarbert1	451503.16	6781788.24	-2142.83	2143.70
C6	Top Ness	451512.14	6781788.24	-2170.16	2172.49
C6	Ness1	451531.19	6781788.24	-2210.77	2217.37
C6	Top Etive	451557.55	6781788.24	-2254.90	2268.78
C7	Base Cretaceous	452234.66	6784852.47	-2000.56	2029.42
C7	Top Tarbert	452257.45	6784852.47	-2031.64	2067.96
C7	Tarbert2	452267.75	6784852.47	-2046.28	2085.87
C7	Tarbert1	452298.83	6784852.47	-2096.09	2144.59
C7	Top Ness	452310.73	6784852.47	-2117.30	2168.91
C7	Ness1	452338.85	6784852.47	-2167.73	2226.65
C7	Top Etive	452374.73	6784852.47	-2223.34	2292.87

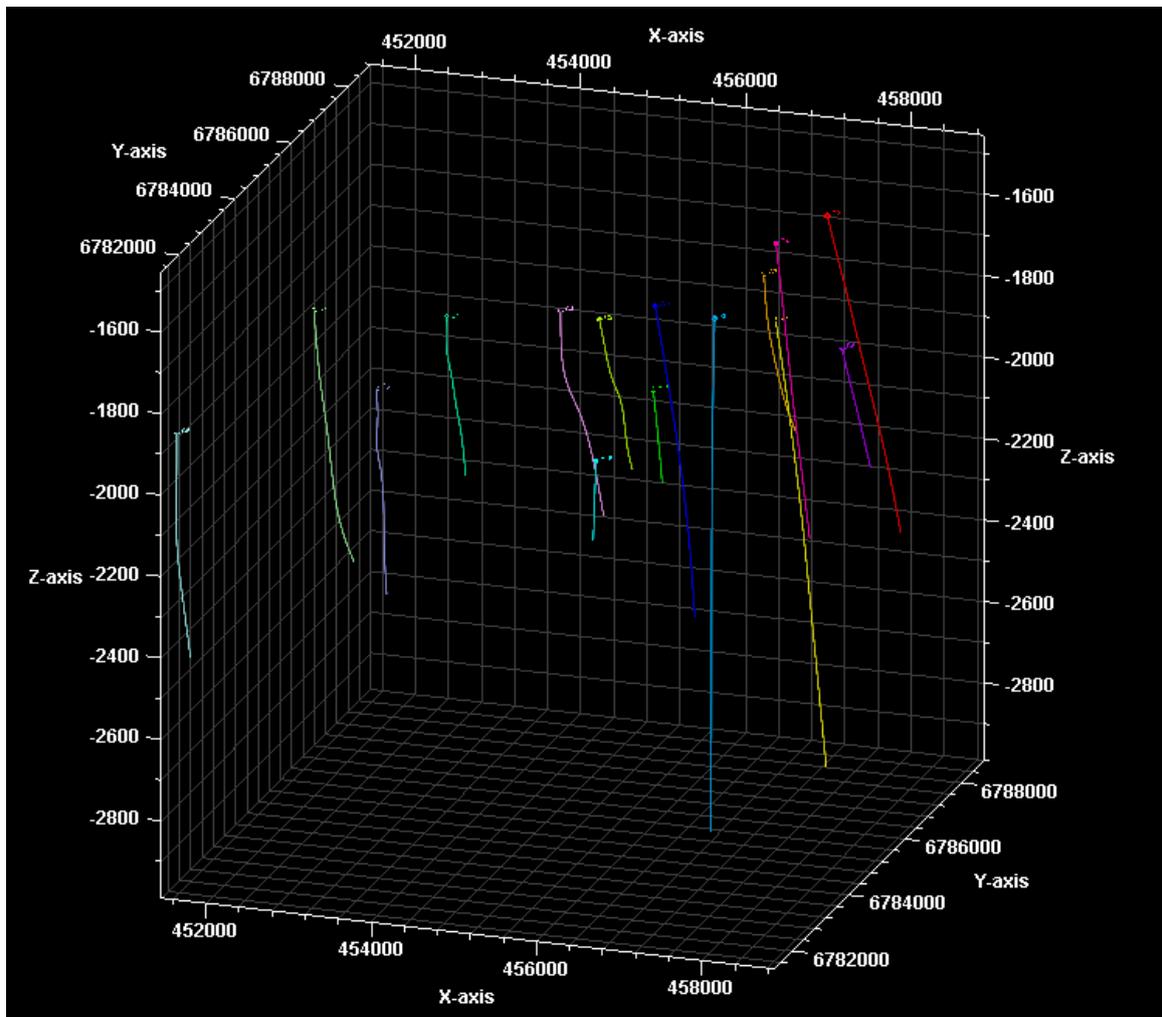


Figura 29. Sondeos importados del yacimiento *Gullfaks*



IMPORTAR DATOS SÍSMICOS 3D: Los datos sísmicos son almacenados en la carpeta *Seismic*. El formato estándar de importación para datos sísmicos 2D y 3D es **SEG-Y**, un formato binario fácil de importar a PETREL. Los datos 3D también pueden importarse como **ZGY**. Los datos sísmicos no se copian en el proyecto, sino que el programa crea un enlace con dichos datos. Los datos sísmicos se importan a partir de la carpeta *Seismic Survey*.

- El formato de archivo **SEG-Y** es uno de varios estándares desarrollados por la Sociedad de Geofísicos de Exploración para almacenar datos geofísicos. Tiene una especificación de datos abierta y está controlada por el Comité de Normas Técnicas de SEG.

Originalmente fue desarrollado en 1973 para almacenar datos sísmicos de una sola línea en cintas magnéticas. La especificación "rev0" se publicó en 1975. Sin embargo, desde su lanzamiento, ha habido avances significativos en la adquisición de datos geofísicos, tales como técnicas sísmicas tridimensionales y grabación de alta velocidad y alta capacidad.

Los datos sísmicos se pueden visualizar en la ventana 3D de PETREL (Figura 30). Estos datos también se pueden utilizar para crear perfiles sísmicos 2D mediante el proceso **Seismic Interpretation** que se visualizan en una ventana 2D de PETREL. Los datos sísmicos importados están procesados en escala temporal (TIME) en lugar de en escala de profundidad (DEPTH). Para crear un modelo lo más cercano posible a la realidad es necesario convertir el tiempo en profundidad.

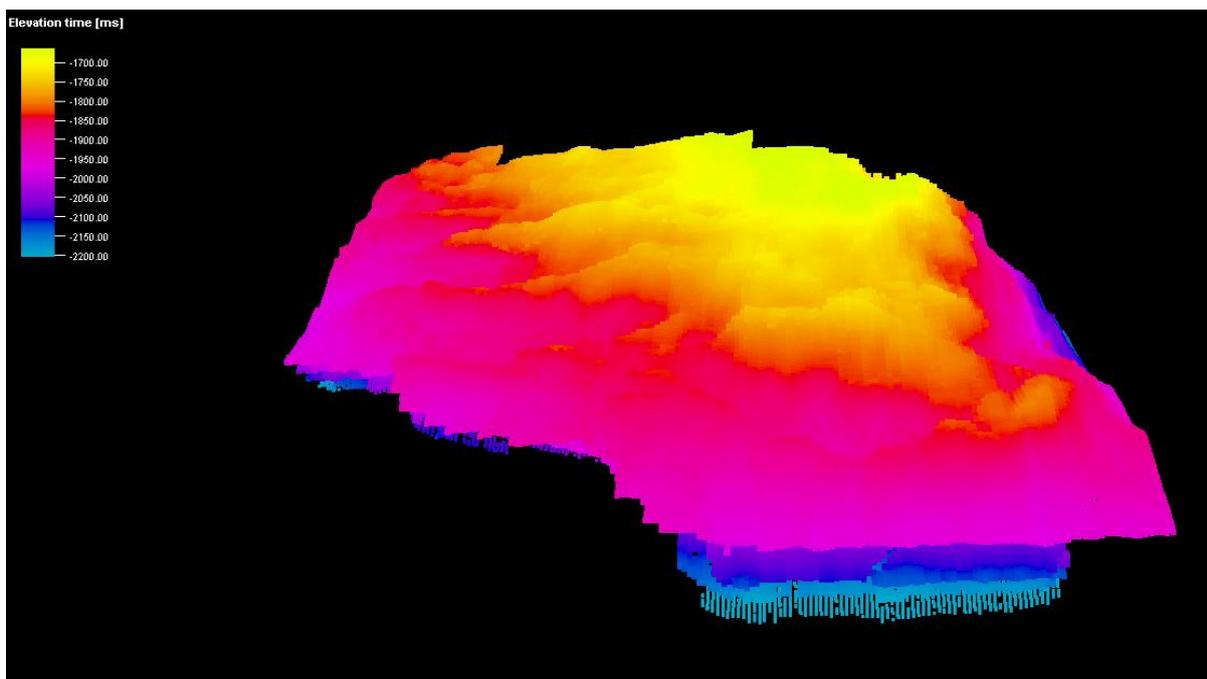


Figura 30. 3D Seismic Lines (TIME)



5.3. Seismic Process

VISUALIZACIÓN SÍSMICA: Los datos sísmicos se pueden visualizar en PETREL en 2D y en 3D. Para ello, se debe seleccionar el proceso *Seismic Interpretation* en la ventana de procesos. Dentro de la carpeta sísmica *Survey*, el programa tiene la opción de mover transversal y longitudinalmente líneas sísmicas denominadas *Inline* y *Xline*. PETREL también permite crear líneas aleatorias y líneas de intersección con distintos sondeos, así como líneas de tiempo en el eje Z o *Time Slice* (Figura 31).

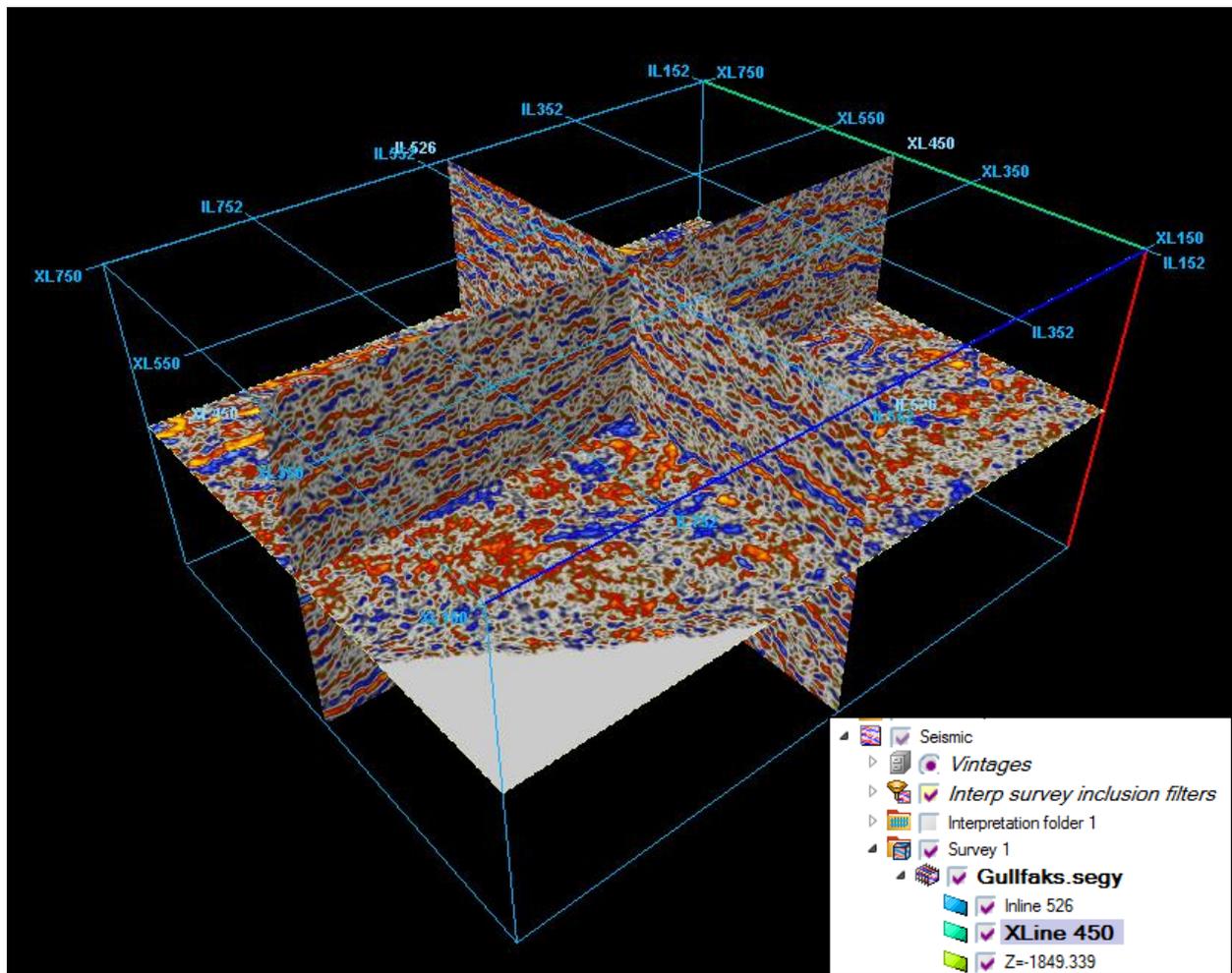


Figura 31. Ejemplo de *Inline*, *Xline* y *Time Slice* en una ventana 3D



Para visualizar perfiles sísmicos en 2D basta con seleccionar una de las líneas sísmicas creadas y crear una ventana de interpretación sísmica (Figura 32). Los perfiles sísmicos aleatorios se crean en la ventana 3D con la herramienta *Create Arbitrary Polyline Interseccion*. PETREL también permite crear perfiles sísmicos uniendo distintos sondeos abriendo una ventana *Well Section* desde el menú y seleccionando manualmente los sondeos que se quieren unir mediante perfiles. Una vez se han elegido los sondeos del proyecto, el perfil aparece en la ventana 3D. Para visualizar dentro del perfil creado los datos sísmicos se debe activar la pestaña **Gullfaks.segy**, dentro de la carpeta *Seismic* (Figura 33).

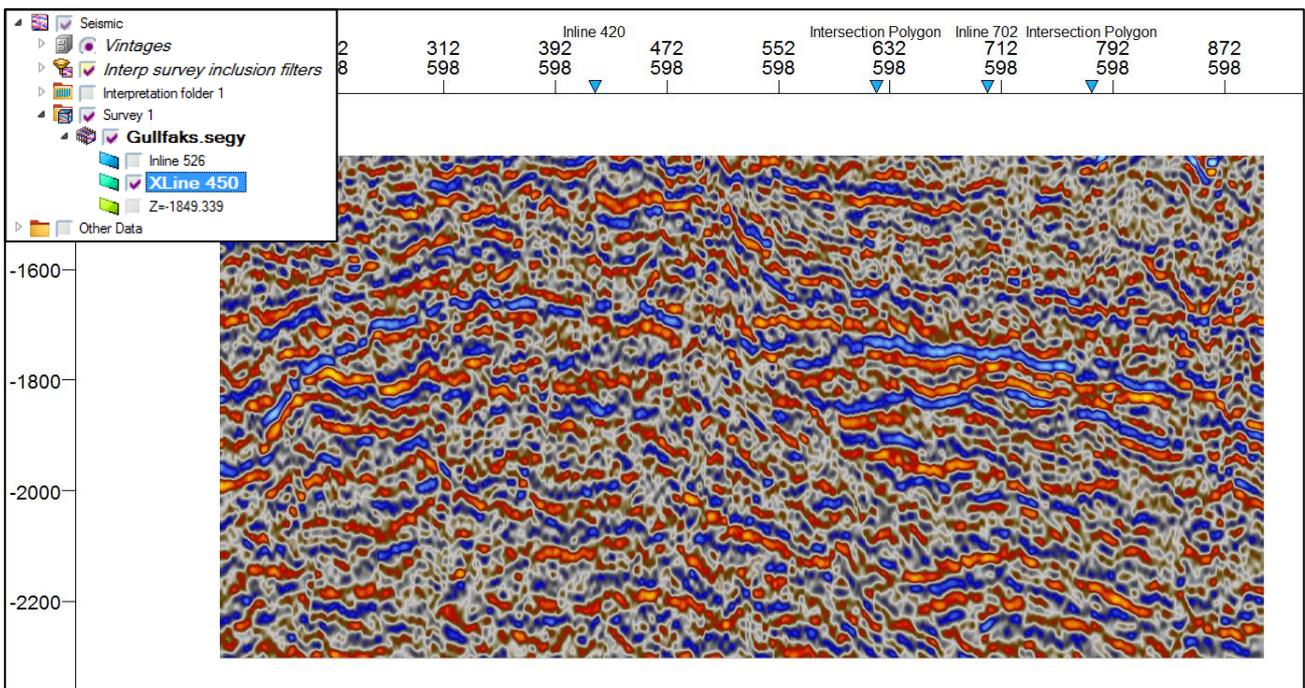


Figura 32. Perfil sísmico creado mediante el proceso *Seismic Interpretation*

Los perfiles sísmicos creados con la herramienta *Create Arbitrary Polyline Interseccion* se pueden editar con las herramientas *Make/Edit Polygons* o *Edit/Add Points* (Figura 34). La sección creada mediante la herramienta *Well Section* también se puede utilizar para visualizar otros datos como fallas o superficies de contacto. Los datos sísmicos se encuentran en escala temporal por lo que para visualizarlos se requiere una relación tiempo-profundidad.

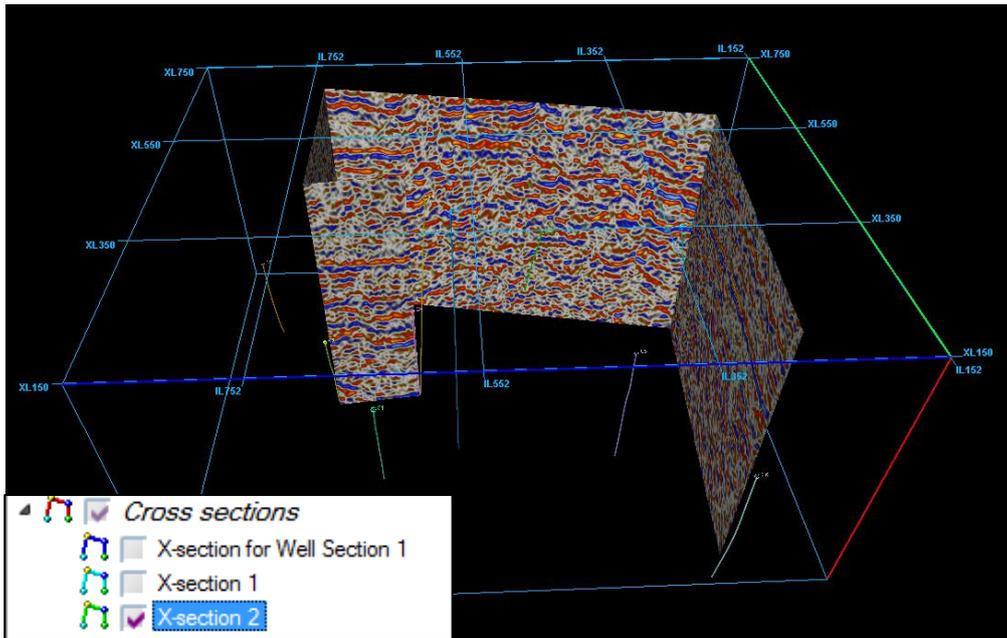


Figura 33. Perfil sísmico resultado de la unión de los sondeos A15, B8, C2, C4 y C6

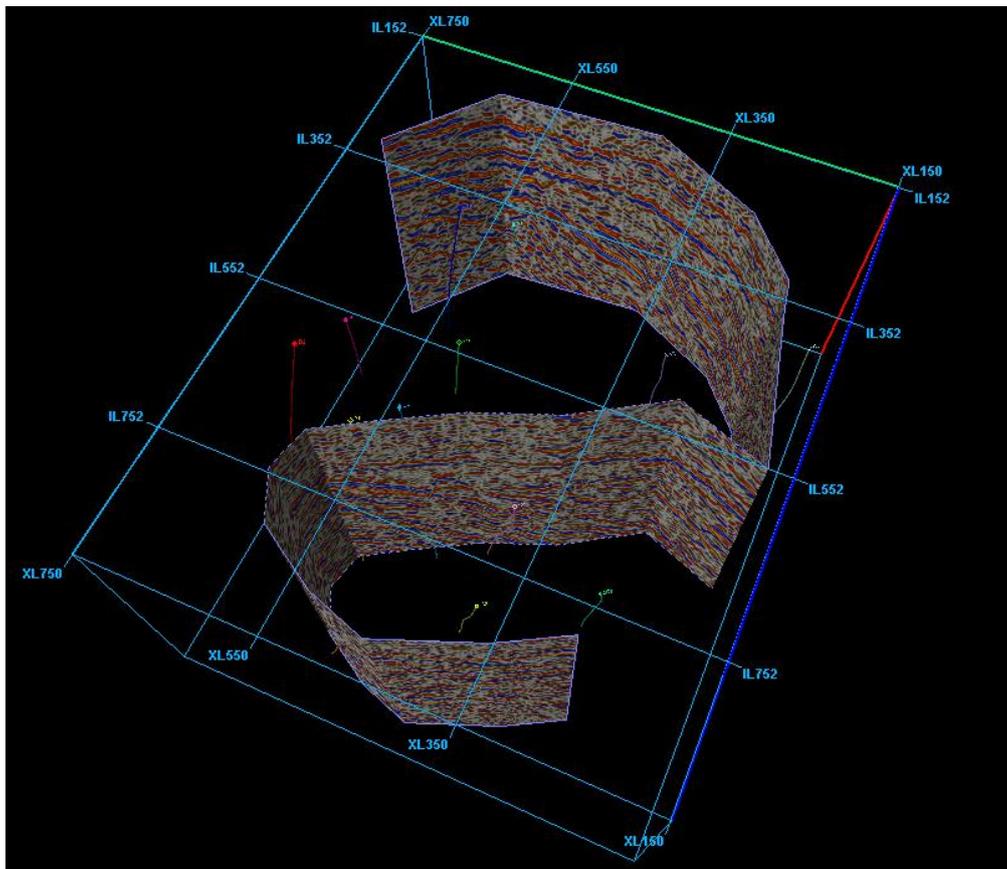


Figura 34. Perfil sísmico creado con la herramienta *Create Arbitrary Polyline Interseccion*



INTERPRETACIÓN SÍSMICA: El proceso de interpretación sísmica se utiliza para añadir las fallas a nuestro modelo geológico. Las fallas pueden ser interpretadas en 3D, en la ventana de interpretación y en cualquier tipo de perfil sísmico (*in-line*, *cross-line*, *time slice*, *random line*, *arbitrary line*, *well intersection fence*, etc.).

Interpretar fallas desde la ventana 3D: La ventana 3D es una poderosa herramienta para la interpretación de fallas. La combinación de los perfiles sísmicos y los horizontes interpretados en 3D da una excelente vista del entorno estructural. Los segmentos de las fallas se interpretan digitalizando directamente en una intersección sísmica con la herramienta *Interpret Faults*. Las fallas se digitalizan en segmentos (líneas) que se triangulan automáticamente en PETREL para dar una superficie de falla y que, una vez creados, se pueden editar con la herramienta *Select and Edit/Add points*. Al triangular, los puntos de los segmentos adyacentes se unirán para crear la superficie de la falla (Figura 35).

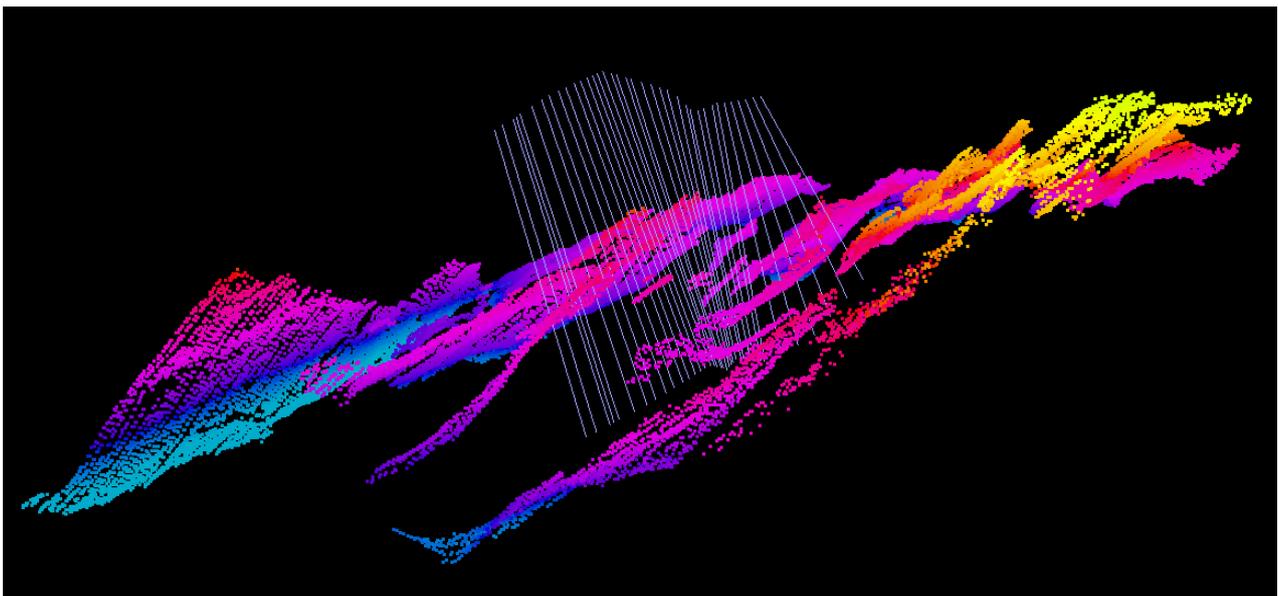


Figura 35. Interpretación de fallas en la ventana 3D (datos sísmicos y sticks)

Una vez se han interpretado los perfiles sísmicos, se obtiene un modelo 3D de los segmentos que forman las fallas del campo. Estos segmentos se tratarán más adelante con el fin de construir un modelo 3D de fallas con el proceso *Fault Modeling*.



Para introducir los segmentos de las fallas del campo *Gullfaks* se utilizan los datos sísmicos del horizonte *Top Etive*. En la ventana 3D se puede intuir por donde transcurren las fallas de la formación a estudiar. En la Figura 36 se han trazado en color rojo las fallas principales del horizonte *Top Etive*. Para una mayor precisión a la hora de trazar los segmentos de falla con la herramienta *Interpret Faults*, es necesario apoyarse en los perfiles sísmicos, por lo que se activan en la ventana 3D (Figura 37).

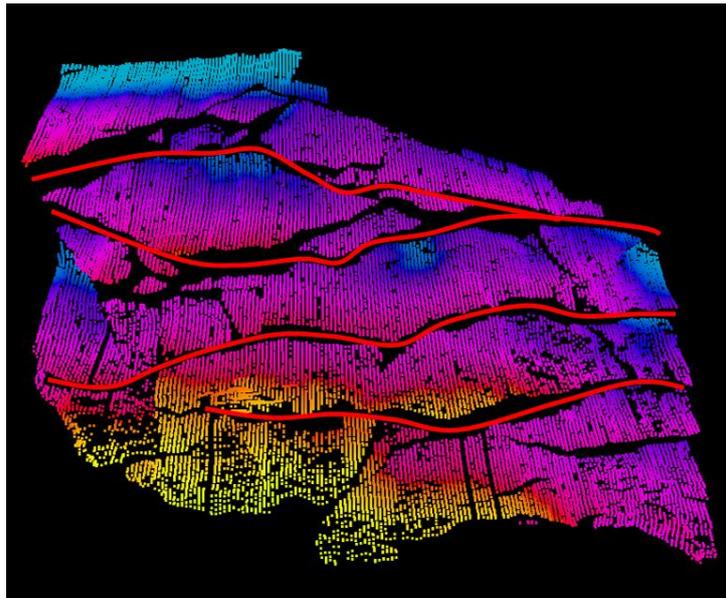


Figura 36. Datos sísmicos y fallas principales del horizonte Top Etive

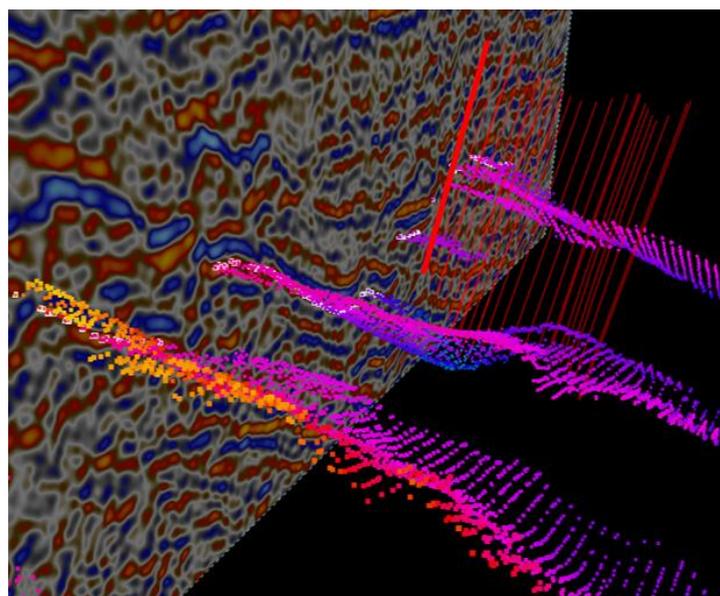


Figura 37. Interpretación de las fallas con ayuda de los perfiles sísmicos



Finalmente, se obtiene una serie de fallas formadas por segmentos (*sticks*) obtenidos mediante la interpretación de los datos sísmicos. Cada falla está formada por varios segmentos y queda guardada en elementos individuales en el panel *Input*. En la Figura 38 se muestran las fallas creadas apoyándose en el horizonte *Top Etive* formadas por varios segmentos, representadas en distintos colores.

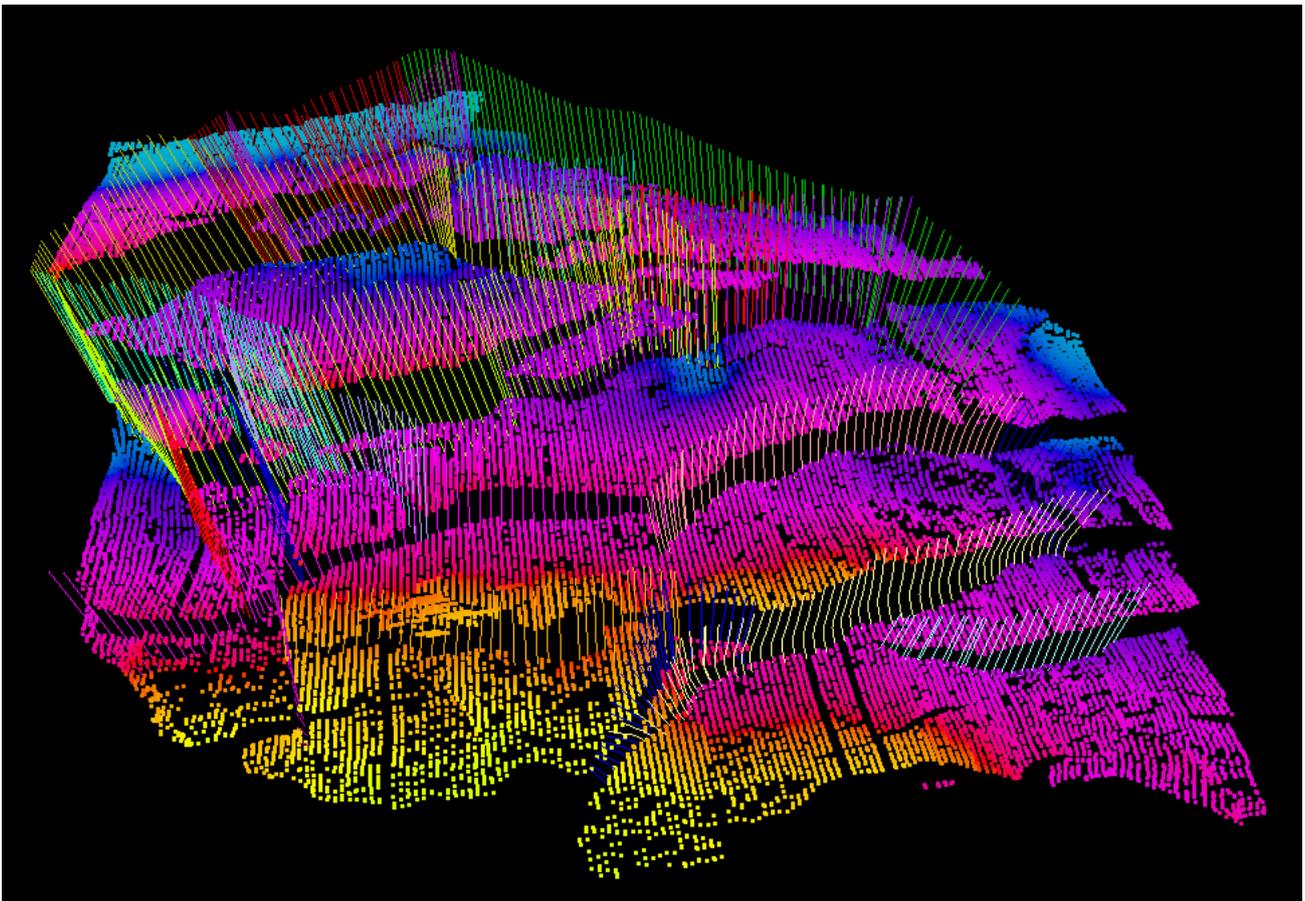


Figura 38. Segmentos de fallas del yacimiento *Gullfaks*



EDITAR SUPERFICIES: Con la ayuda de los datos sísmicos, se pueden crear superficies 3D mediante el proceso **Make/Edit Surface**. Para ello, se abre una ventana 2D en la que se visualicen los datos sísmicos y en dicha ventana se crea un polígono que rodee los datos sísmicos por completo con la herramienta **Make/Edit Polygons**. El polígono se cierra con la herramienta **Close Selected Polygon(s)**.

Se abre el proceso **Make/Edit Surface** y se selecciona el perfil sísmico que contiene los datos que van a ser transformados en una superficie en la casilla **Main Input**. En la casilla **Boundary** se selecciona el polígono creado anteriormente. PETREL permite nombrar la superficie que va a ser creada (Figura 39).

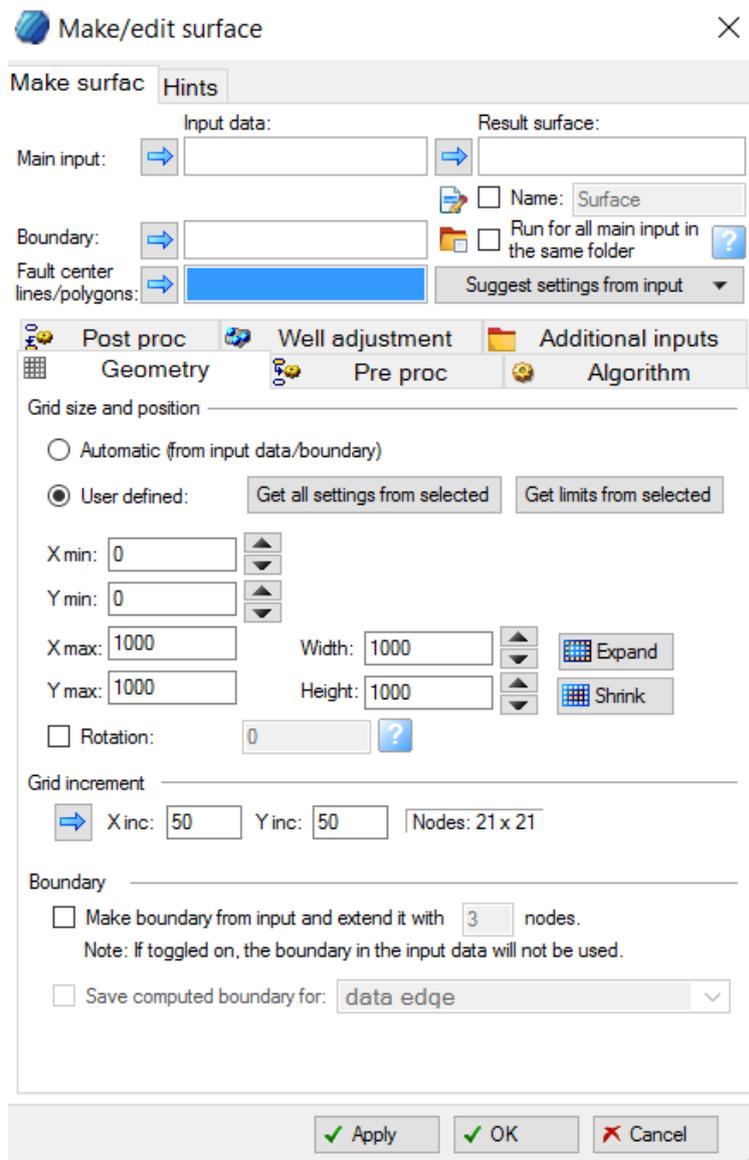


Figura 39. Ventana de opciones del proceso **Make/Edit Surface**



El resultado del proceso *Make/Edit Surface* puede verse en la Figura 40. Se debe tener en cuenta que los datos sísmicos con los que se ha modelizado esta superficie son temporales. Para realizar una modelización con mayor exactitud se debe solventar este problema relacionando el tiempo con la profundidad.

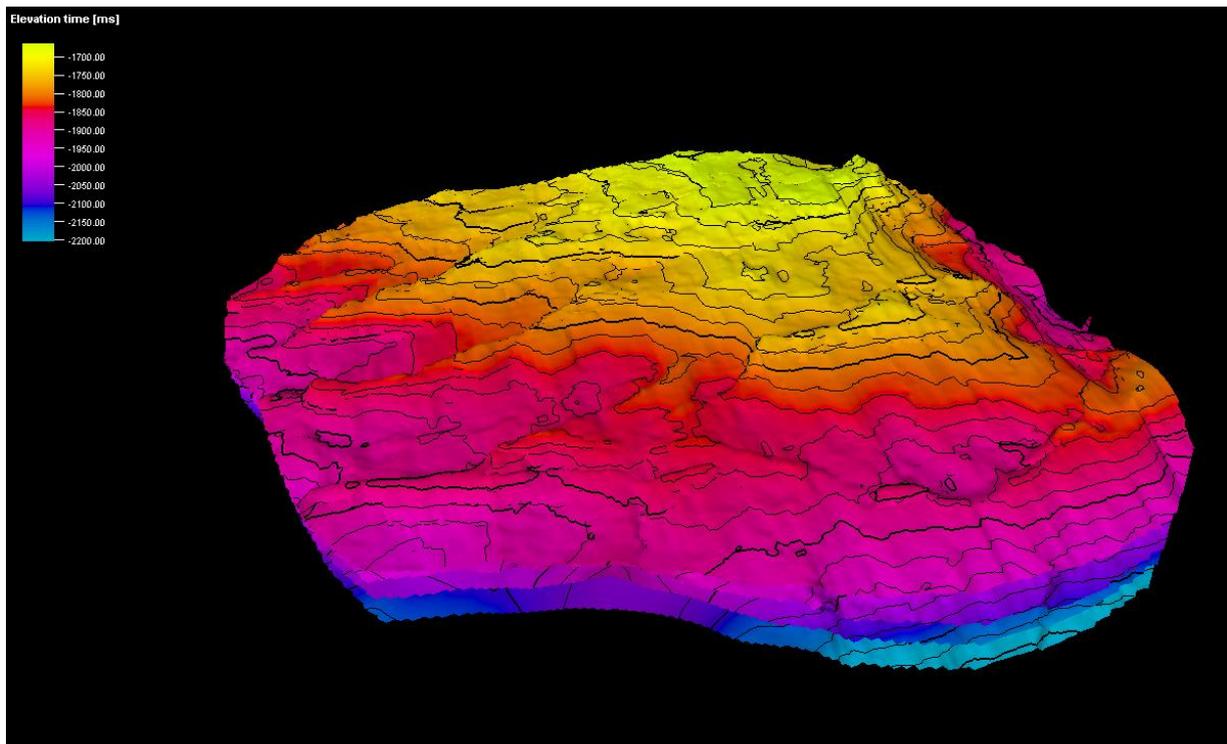


Figura 40. Superficie creada con el proceso *Make/Edit Surface* con datos Z temporales



5.4. Well Correlation Process

El proceso *Well Correlation* da la posibilidad de exponer los datos de los registros de distintos sondeos en una ventana 2D desde la cual se permite editar e interactuar con los registros con el fin de definir los horizontes geológicos con precisión y conocer en cada punto propiedades muy importantes como la radiación, la permeabilidad, la porosidad, la densidad, etc. (Figura 41).

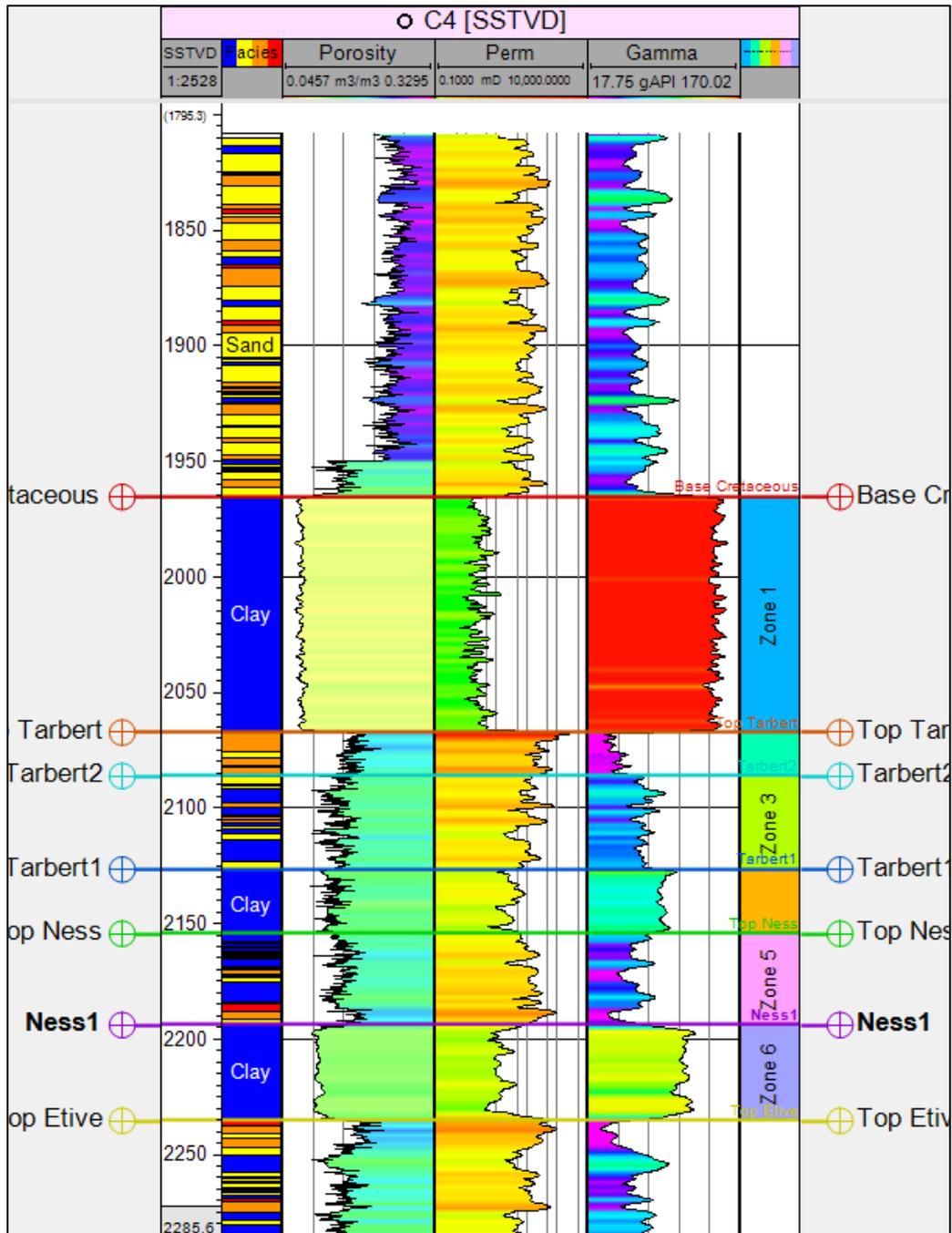


Figura 41. Registros del sondeo C4



La ventana *Well Section* permite ejecutar los registros en un orden específico, con los registros y los *Well Tops* disponibles. Los sondeos pueden ser visualizados con una separación uniforme, un espaciado irregular o un espaciado relativo de la distancia. Pueden editarse los *Well Tops* existentes e incluso añadirse nuevos *Well Tops*. Los registros discretos, como las facies, pueden crearse mediante interpretación o mediante la calculadora de registros de sondeos (Figura 42). Además, es posible mostrar superficies desde el panel *Input* y horizontes y contactos desde el panel *Models*. Este proceso permite analizar de manera intuitiva cualquier registro de interés del que se disponga información.

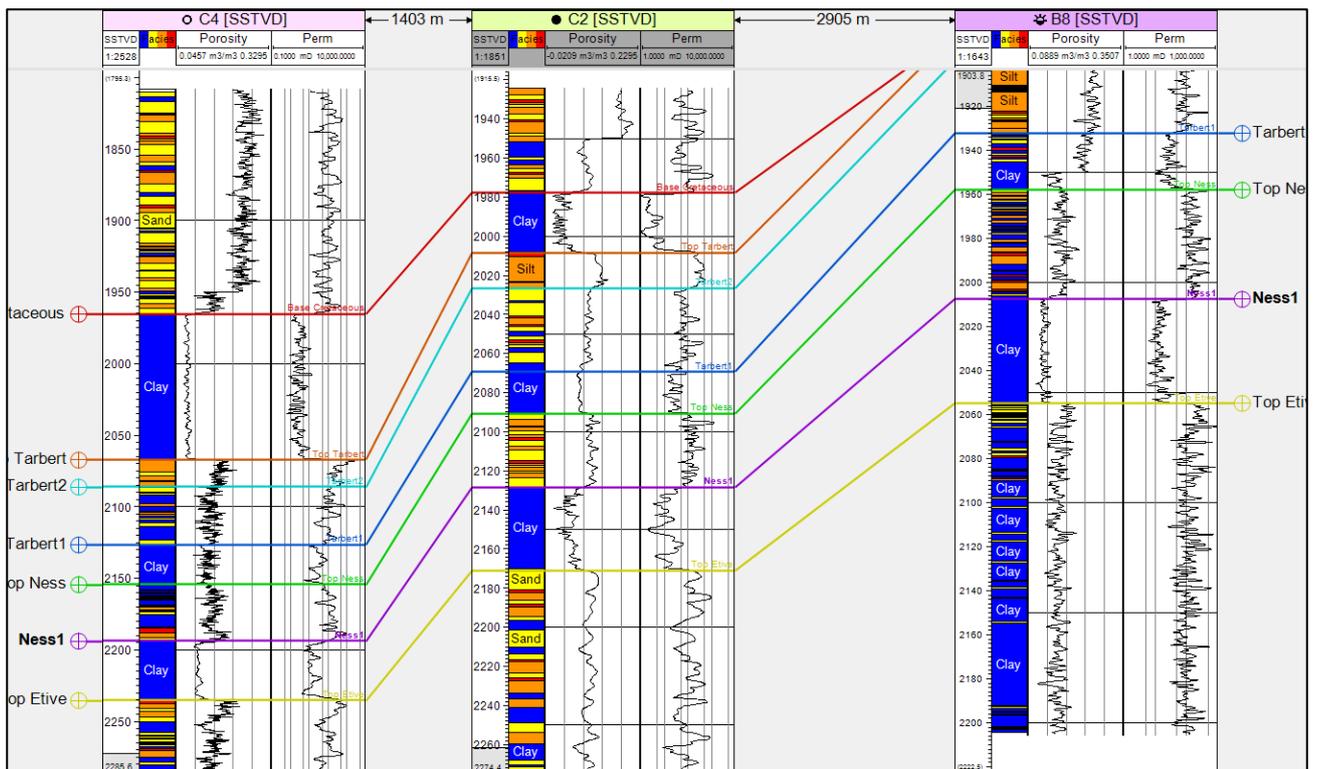


Figura 42. Registro de Facies, Porosidad, Radiación Gamma y Tiempo Estratigráfico de los sondeos C4, C2 y B8



5.5. Structural Modeling Process

El *Structural Modeling* o Modelado Estructural consiste en el modelado de las fallas, el mallado de pilares de la red y el capeado de las zonas geológicas en capas verticales del yacimiento *Gullfaks*. Las tres operaciones están unidas en un único modelo de datos: una malla 3D.

La cuadrícula resultante es una malla 3D completa. Un modelo creado con datos temporales de los registros sísmicos de los sondeos puede ser convertido en profundidad por cualquier modelo de velocidad creado en PETREL. El procedimiento de construcción de la malla 3D se divide en 3 pasos principales, como se muestra en la Figura 43:

1. **FAULT MODELING:** El primer paso consiste en la generación de pilares de falla conocidos como *Key Pillars* o Pilares Clave, que son líneas que definen la pendiente y la forma de las fallas de nuestro modelo. PETREL permite editar las fallas con hasta cinco *Shape Points* o Puntos de Forma a lo largo de cada una de estos *Key Pillars* para ajustar la forma de la falla para que coincida perfectamente con los datos de entrada. Los *Key Pillars* se generan en base a datos de entrada tales como superficies de fallas, líneas de falla, polígonos de fallas, mapas estructurales, interpretación de líneas sísmicas, etc. Este paso implica trabajo manual en la ventana 3D de PETREL.
2. **PILLAR GRIDDING:** El proceso *Pillar Gridding* genera el marco 3D del modelo. La cuadrícula está representada por pilares (líneas de coordenadas) que definen la posición posible para los puntos de esquina del bloque de la rejilla. El usuario puede definir direcciones a lo largo de fallas y bordes para guiar el proceso de mallado. Este paso del proceso incluye la configuración del usuario para un algoritmo de cuadrícula automática de los pilares.
3. **LAYERING:** Cuando se definen las capas verticales, estas se insertan en el conjunto de columnas generado en las etapas de modelado de fallas y mallado de los pilares. Cuando cada pilar cruza una capa, se define un nodo en la rejilla 3D. Las áreas defectuosas se tratan por separado para asegurar la correcta implementación de fallas.

Los datos de entrada para la superposición vertical pueden ser líneas, interpretación sísmica, puntos y superficies. Mediante el uso de cualquiera de estos tipos de entrada, PETREL realizará una cuadrícula 2D. La cuadrícula 2D resultante es una parte integral de la rejilla 3D y se puede extraer y exportar como una cuadrícula de superficie 2D regular.

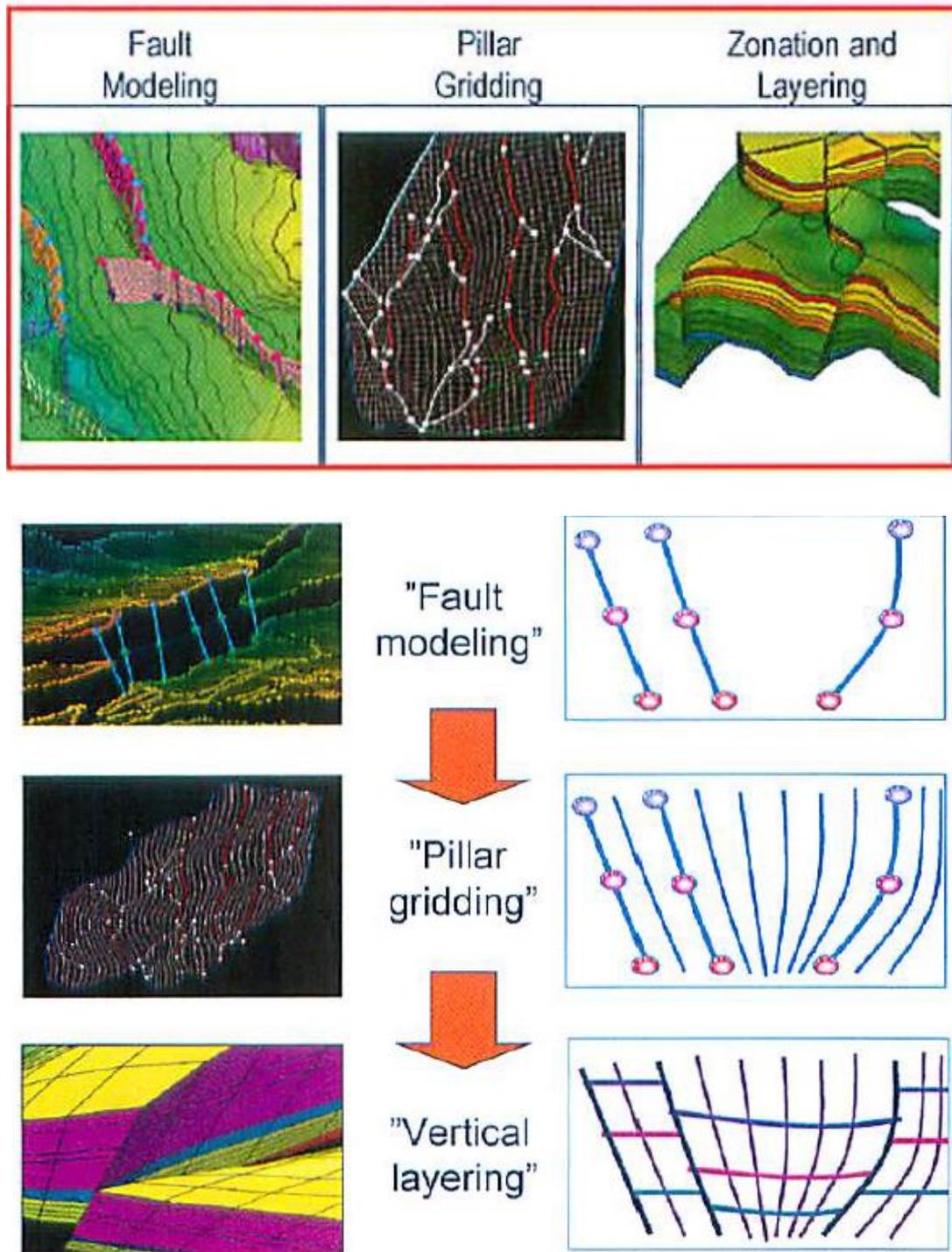


Figura 43. Pasos del proceso de Modelado Estructural [Schlumberger (2007b)]



5.5.1. FAULT MODELING PROCESS

Un modelo 3D en PETREL normalmente comienza con la creación de fallas en un modelo de fallas a partir de entradas de fallas existentes, los segmentos de fallas creados anteriormente en el proceso de interpretación de datos sísmicos. El proceso *Fault Modeling* permite generar el modelo de fallas 3D sobre el que se apoyará el modelo 3D del campo *Gullfaks*. El propósito de esta etapa es definir cada falla mediante la generación de **Key Pillars** o Pilares Clave.

Desde la creación de los segmentos de fallas hasta la obtención del modelo 3D completo del campo *Gullfaks*, se suceden varios procesos que comienzan con el modelado de las fallas (*Fault Modeling*) y continua con el mallado de los pilares (*Pillar Gridding*) y la definición de horizontes (*Make Horizons*), zonas (*Make Zones*) y el laminado (*Layering*) de las capas geológicas (Figura 44).

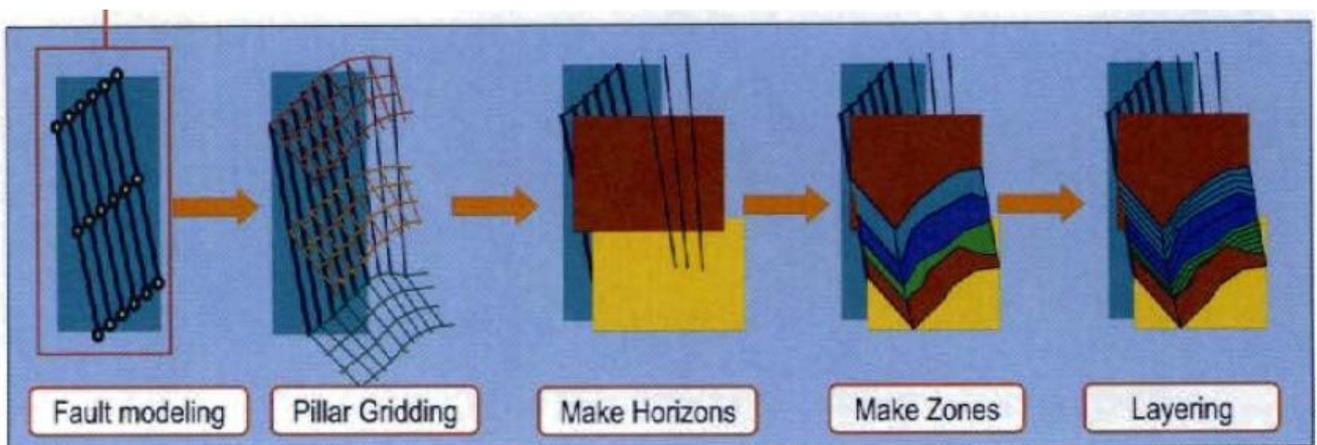


Figura 44. Procesos para la obtención del modelo 3D (*Fault Modeling*) [Schlumberger (2007a)]

El primer paso en el modelado de las fallas del proyecto es convertir los segmentos de las fallas creadas durante la interpretación sísmica de fallas en *Key Pillars*. El siguiente paso es definir una malla basada en las fallas definidas en el proceso *Fault Modeling* mediante la inserción de pilares entre las fallas. Estos pilares se insertan en los puntos de forma utilizando el proceso *Pillar Gridding*, dando como resultado el **Skeleton Grid** o Malla Esqueleto. La etapa final del modelado consiste en insertar los horizontes en la malla 3D.



Una falla en PETREL se define por un conjunto de pilares (*Key Pillars*). Cada *Key Pillar* consta de un conjunto de puntos de forma. Un *Key Pillar* puede tener 2, 3 o 5 puntos de forma y una falla puede consistir en un conjunto de *Key Pillars* con un número variable de puntos de forma. Cada punto de forma se puede editar en 3D. El número de puntos de forma que posean los *Key Pillars* nos permite obtener las distintas formas que pueden adoptar las fallas (Figura 45):

- **FALLA VERTICAL:** Están formadas por Pilares Clave con 2 puntos de forma. Son verticales.
- **FALLA LINEAL:** Están formadas por Pilares Clave con 2 puntos de forma.
- **FALLA LÍSTRICA:** Están formadas por 3 puntos de forma. Los tres puntos de forma pueden ser editados por separado para obtener una forma lístrica de la falla.
- **FALLA CURVADA:** Están formadas por 5 puntos de forma, y puede usarse para definir una falla curvada o en forma de S.

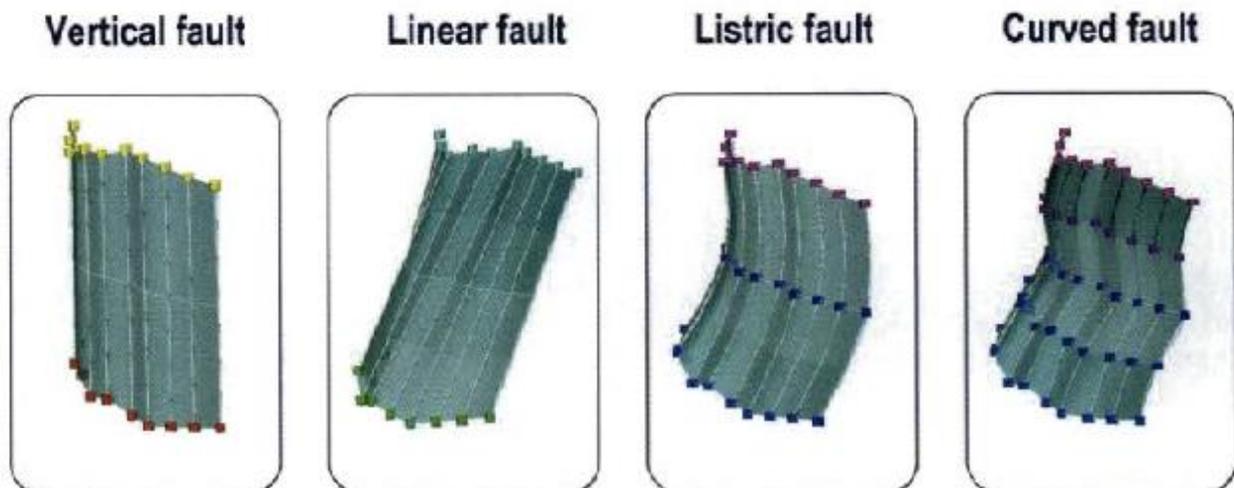


Figura 45. Tipos de fallas según el número de puntos de forma [Schlumberger (2007a)]



Key Pillars: Los pilares clave de una falla están unidos mediante líneas que forman una parte superior, una media y una base (Figura 46). El *Skeleton Grid* que se forma durante el proceso *Pillar Gridding* toma como referencia estas tres partes del modelado de las fallas. De esta manera, el *Skeleton Grid* del modelo queda delimitado por las fallas y por estos pilares superior, medio e inferior.

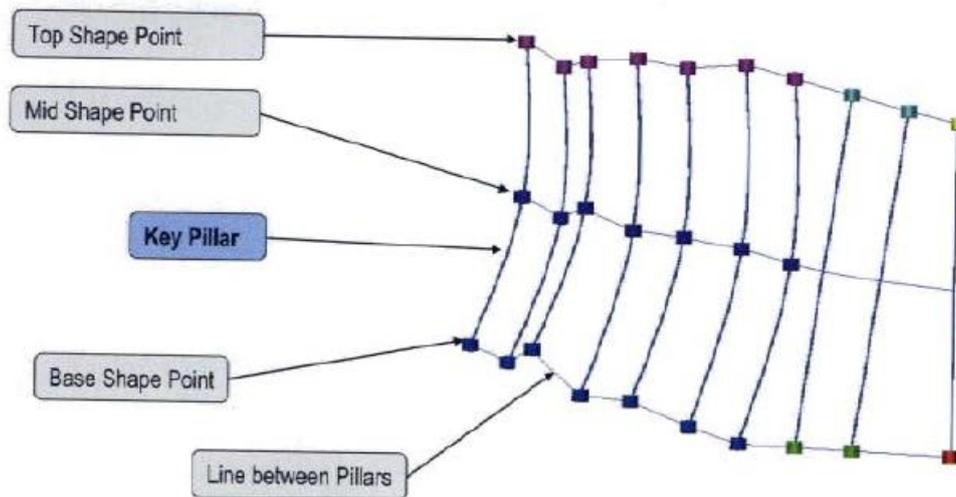


Figura 46. Unión superior, media e inferior de los Key Pillars [Schlumberger (2007a)]

Antes de construir una malla 3D en PETREL es necesario definir un modelo. El nuevo modelo sólo contiene carpetas vacías. Cuando se comienzan a generar los *Key Pillars*, estos se colocarán en una de esas carpetas vacías. Para crear un modelo en PETREL basta con abrir el proceso *Define Model* y darle un nombre, en nuestro caso *GeoModel*.

Se activa el proceso *Fault Modeling* y se seleccionan los *Sticks* de una falla en concreto para transformarlos en *Key Pillars* con la herramienta **Create Faults From Selected Fault Sticks**. Los *Key Pillars* pueden editarse según el tipo de fallas que se estén generando e incluso pueden conectarse o desconectarse fallas entre sí. Después de crear el modelo de fallas y convertir todos los segmentos en fallas con la herramienta *Convert to Fault* (Figura 47), se puede avanzar al siguiente proceso.

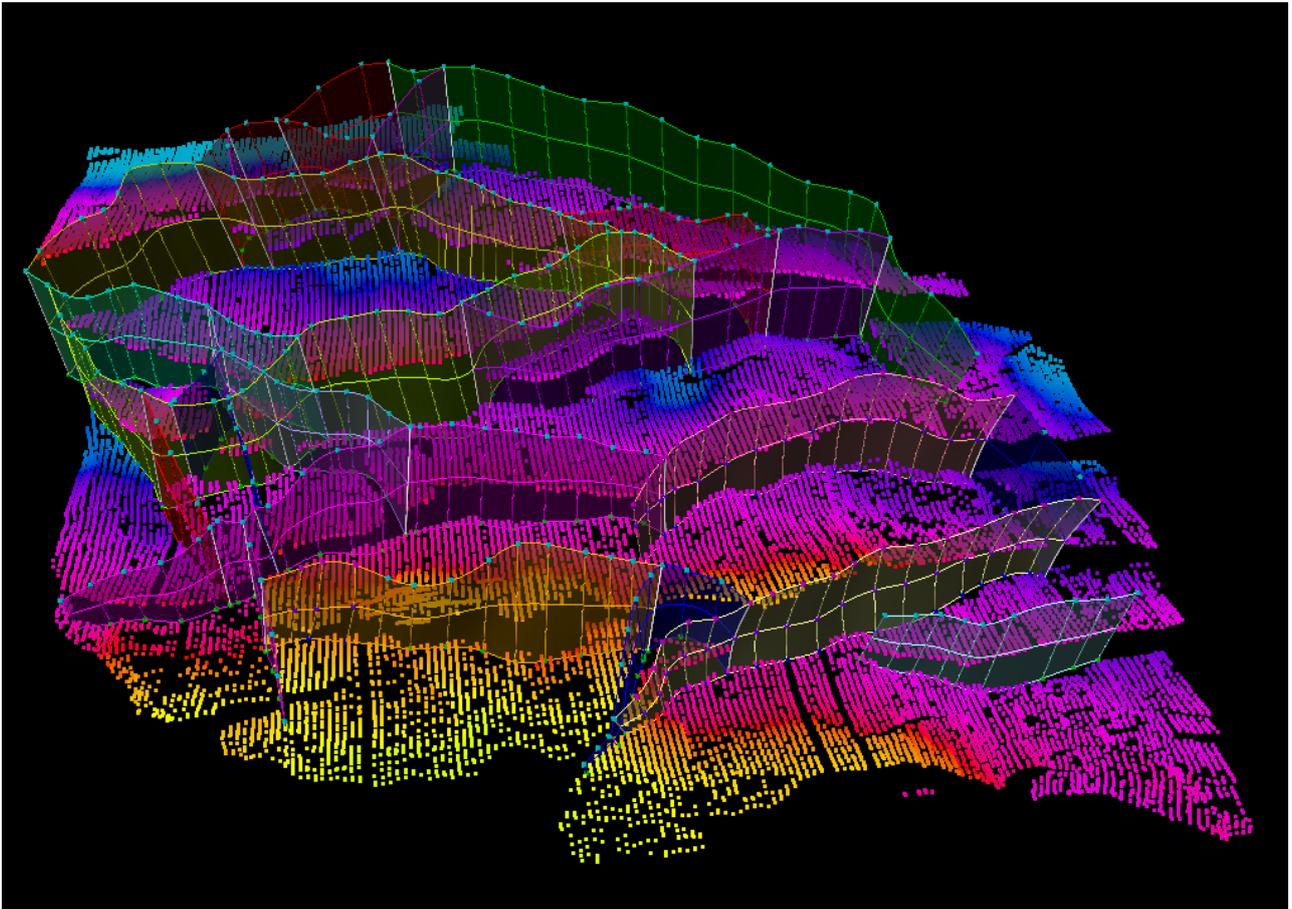


Figura 47. Modelo de fallas del campo *Gullfaks*



5.5.2. PILLAR GRIDDING PROCESS

El proceso *Pillar Gridding* es el segundo paso en el objetivo de crear un modelo 3D del campo *Gullfaks* que permita realizar todo tipo de cálculos (Figura 48).

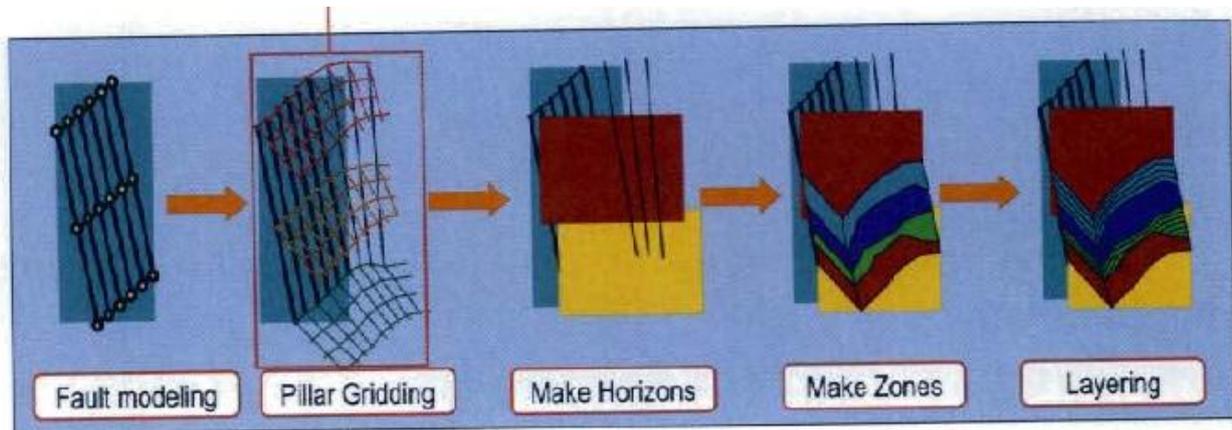


Figura 48. Procesos para la obtención del modelo 3D (*Pillar Gridding*) [Schlumberger (2007a)]

El proceso de mallado de los pilares tiene por objetivo construir el esqueleto de la malla 3D y para ello se apoya en los puntos de forma *Top*, *Mid* y *Base* de los *Key Pillars* creados en el apartado anterior. Como parte del proceso, las fallas definidas en el proceso de modelado de fallas se han de convertir en superficies de falla. A la hora de construir el *Skeleton Grid*, PETREL utiliza los puntos de forma intermedios generando primero el *Mid Skeleton Grid* para crear una malla que se ajuste bien en el punto medio del modelo. En el siguiente paso, PETREL extrapola el esqueleto intermedio hacia arriba y hacia abajo para generar el *Top Skeleton Grid* y el *Base Skeleton Grid* (Figura 49). Una vez creada la malla 3D se pueden insertar en ella los datos del proyecto.

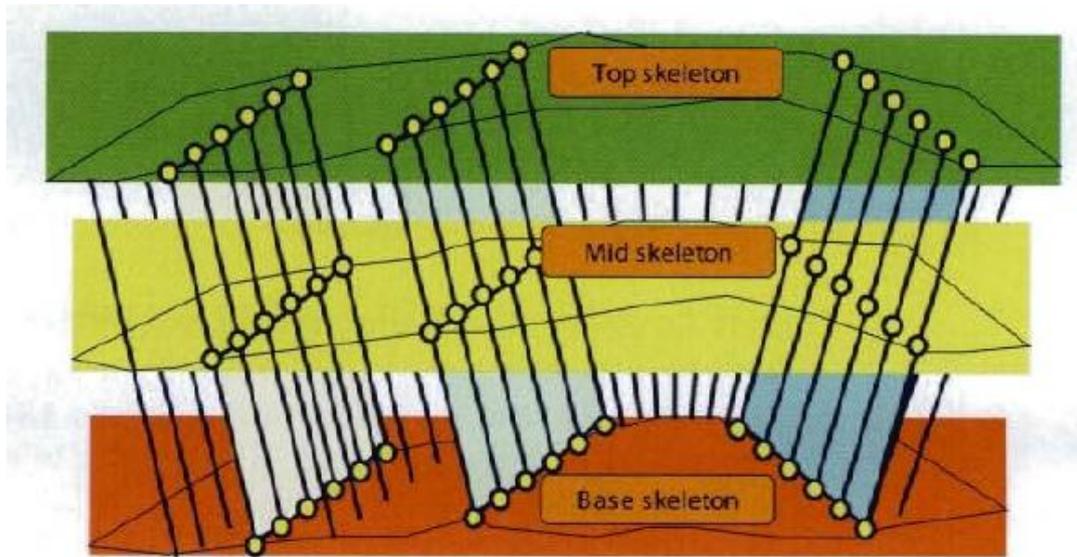


Figura 49. Las partes del *Skeleton Grid*: TOP, MID y BASE [Schlumberger (2007a)]

El primer paso para crear el *Skeleton Grid* es definir los límites en una ventana 2D con ayuda de la herramienta *Create Boundary*. Para generar una malla precisa, es necesario ajustar muy bien la frontera creada al modelo de fallas (Figura 50).

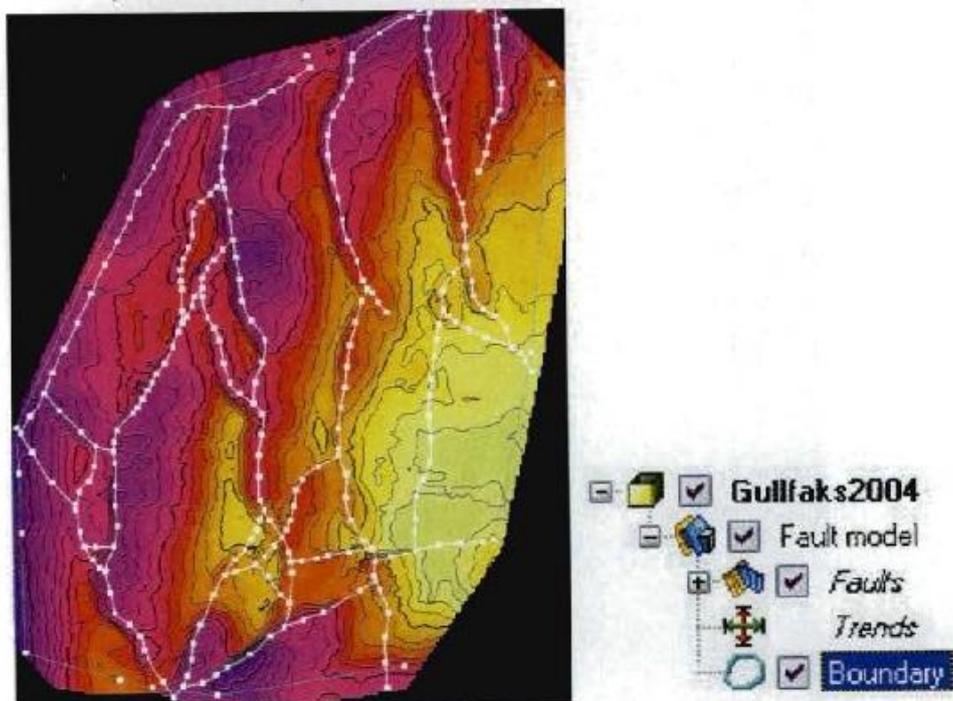


Figura 50. Límites generados para crear el *Skeleton Grid* [Schlumberger (2007a)]



Después de definirse la frontera, la rejilla 3D puede ser construida mediante el proceso *Pillar Gridding*, definiendo los tipos de geometría de las fallas que el PETREL va a tomar para generar la malla 3D (Figura 51). El resultado de esta construcción es el *Skeleton Grid* que, como se ha visto anteriormente, está formado por tres mallas que encierran el modelo de fallas. Después de realizar el proceso *Pillar Gridding*, el modelo de fallas se ha convertido en una malla 3D de celdas que se van a utilizar para insertar las propiedades medidas en el yacimiento *Gulfaks*.

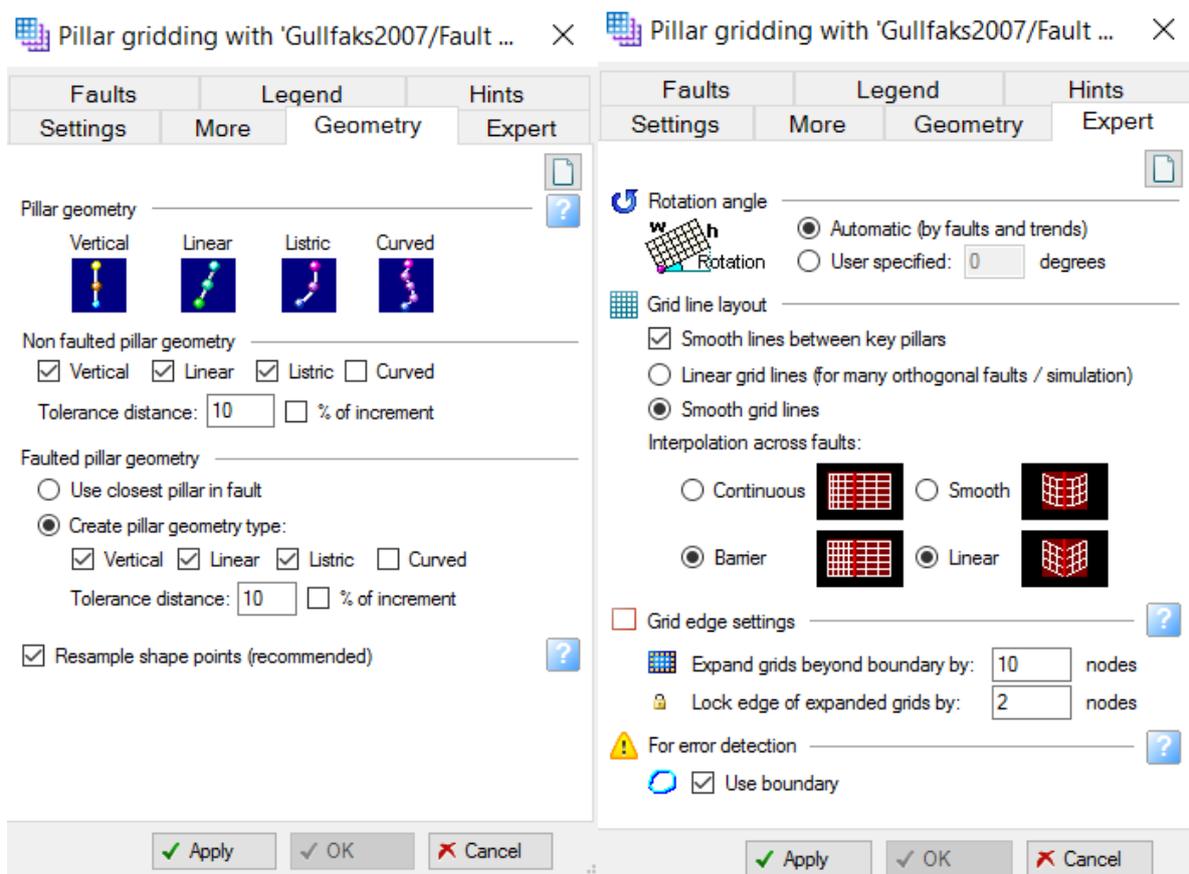


Figura 51. Opciones del proceso *Pillar Gridding*

DEFINIR SEGMENTOS USANDO FALLAS Y TENDENCIAS: De forma predeterminada, todas las fallas definidas contienen segmentos de falla si se han conectado entre sí y se incluirán como fallas en el modelo 3D. Sin embargo, el usuario tiene la opción de elegir si se debe incluir una falla como falla o si quiere usarla como una dirección para la cuadrícula. Del mismo modo, el usuario puede utilizar las direcciones como divisores de segmentos utilizando la herramienta *Set Part of Segment Boundary* (Figura 52).

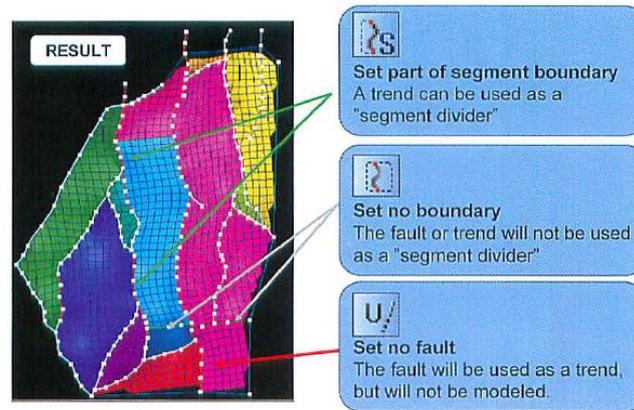


Figura 52. Herramientas para definir la frontera de la malla [Schlumberger (2007a)]

DEFINIR EL NÚMERO DE CELDAS DE CUADRÍCULA: El usuario puede refinar la cuadrícula forzando a PETREL a insertar cierto número de celdas entre dos fallas. Esto es especialmente importante cuando se trabaja con truncamientos o fallas que tienen un ángulo alto entre sí. Para especificar el número de celdas se debe generar una dirección perpendicular a las fallas dirigidas y conectar esta dirección a los puntos de forma en las dos fallas que conecta. El proceso *Pillar Gridding* también ofrece la opción de definir los incrementos I y J a la hora de generar el mallado 3D (Figura 53).

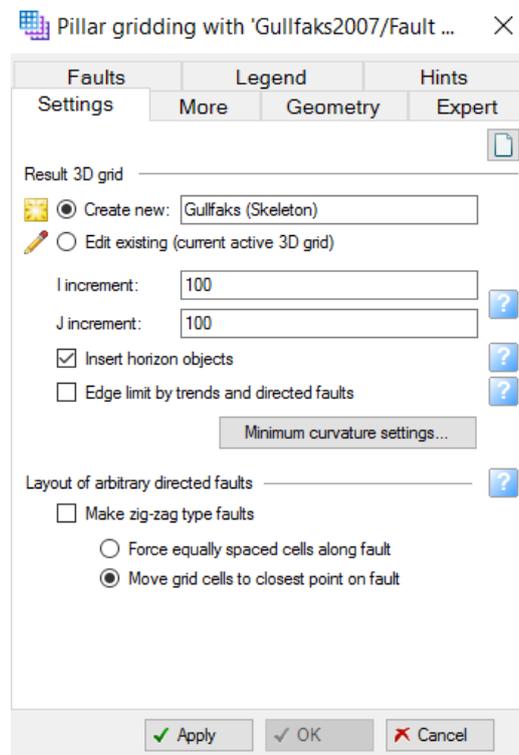


Figura 53. Definición del número de celdas mediante incrementos I y J



Una vez se aplica el proceso de mallado de *Key Pillars*, se obtiene la rejilla 3D que se utilizará para simular diferentes procesos de modelado y análisis (Figura 54). Cada celda de la malla 3D se puede definir con los datos que se han obtenido directamente en el campo, como son los registros de los sondeos, así como los datos interpretados de los perfiles sísmicos. Con estos datos, PETREL realiza un modelo 3D muy completo que nos permite realizar simulaciones.

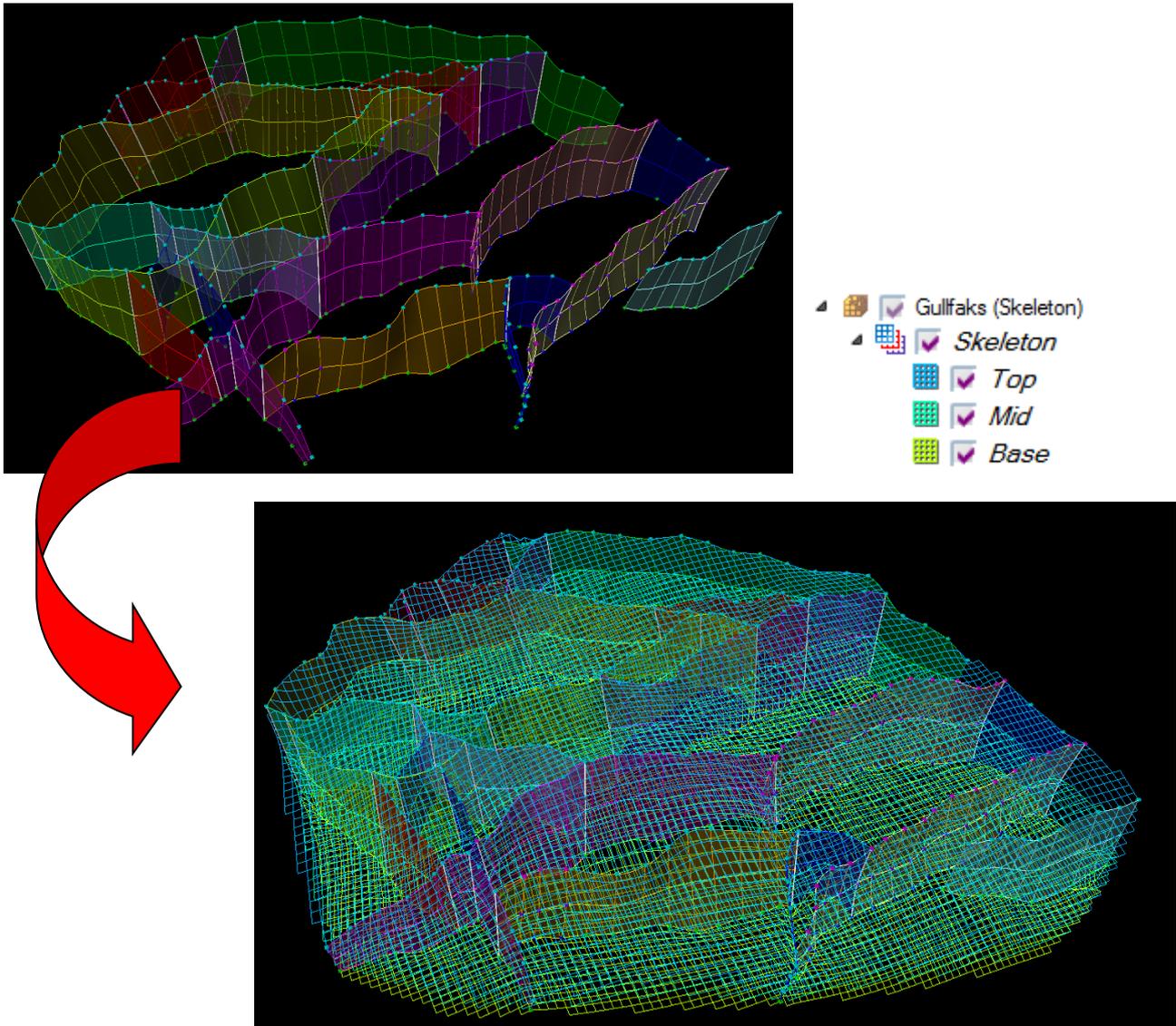


Figura 54. Generación del *Skeleton Grid* a partir del modelo de fallas



5.5.3. VERTICAL LAYERING PROCESS

El proceso de estratificación vertical (*Vertical Layering Process*) tiene dos etapas bien diferenciadas, que son indispensables para obtener un resultado lo más cercano posible a la realidad:

- **Make Horizons Process:** Este proceso inserta las superficies de entrada en la cuadrícula 3D.
- **Depth Conversion Process:** Si los datos de los horizontes y las fallas del modelo están tomados en el tiempo en el eje Z, la cuadrícula debe ser convertida en profundidad. Este proceso se omite si los defectos y los horizontes de entrada ya están en profundidad.

PRINCIPIOS DE ESTRATIFICACIÓN VERTICAL: El paso final en el modelado estructural es insertar los horizontes estratigráficos en la malla 3D, respetando el incremento de la malla y las fallas, definidas en los pasos anteriores.

El resultado después del proceso de mallado de los *Key Pillars* es una rejilla 3D que consiste en un conjunto de pilares que conectan los *Skeleton Grid* Base, Medio y Superior. Se han definido todas las fallas que se han de incorporar al modelo y los pilares se han colocado a lo largo y entre las fallas.

Los horizontes estratigráficos se insertarán en la cuadrícula, y el tamaño de las celdas de la rejilla se definirá por el espaciamiento entre los pilares en esa posición. Las superficies se recortarán cerca de las fallas y volverán a proyectarse hasta las fallas, dando un desplazamiento de las fallas definido por los datos de entrada.



MAKE HORIZONS PROCESS

El propósito del proceso **Make Horizons** es insertar las superficies de entrada en la cuadrícula 3D (Figura 55). Las entradas pueden ser superficies extraídas de registros sísmicos o de *Well Tops*, interpretaciones lineales de datos sísmicos o cualquier otro punto o línea que defina la superficie.

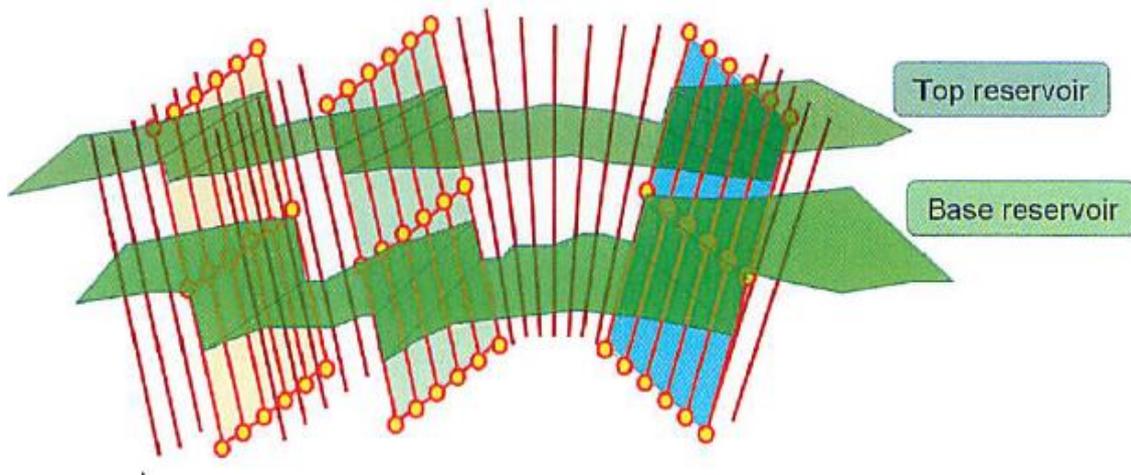


Figura 55. Inserción de los horizontes estratigráficos en la malla 3D [Schlumberger (2007b)]

Al introducir los horizontes en la malla 3D se debe especificar el tipo de horizontes que se van a insertar: *Erosional*, *Conformable*, *Discontinuous* o *Base* (Figura 56).

Erosional (*Base Cretaceous*): Puede ser usado como la superficie superior o como superficie intermedia, pero no puede utilizarse como la superficie más baja de la tabla. Truncará todas las superficies debajo de ella, incluyendo la superficie base. Este horizonte puede ser considerado como la parte superior de una secuencia. Es la única superficie que puede usarse para terminar la extensión hacia arriba de fallas.

Conformable (*Top Tarbert, Top Ness, Top Etive*): Cualquier horizonte de la tabla puede ajustarse a *Conformable*. Estos horizontes son truncados por todos los horizontes de tipo *Erosional* que se encuentren sobre ellos. También están truncados por todos los horizontes del tipo *Conformable* que se encuentran por encima de ellos y por debajo del siguiente horizonte tipo *Discont* o *Erosional*.

Base: Si se utiliza, debe ser el horizonte inferior del modelo. Todos los horizontes del tipo *Conformable* que se encuentren encima de él se solapará sobre él. Todos los horizontes de tipo *Erosional* o *Discont* lo truncarán. Este horizonte se utiliza como la base de una secuencia.



Discont (Discontinuity): Representa una superficie erosional en el centro de la serie de horizontes estratigráficos. No puede ser la superficie superior o inferior de la tabla. Los horizontes por encima de él hasta la siguiente discontinuidad o superficie erosional se solaparán sobre él. Todos los horizontes debajo de los horizontes *Discont* son truncados por él.

Horizon truncation rules

- Erosional:** Horizons below will be truncated.
- Base:** Horizons above will be truncated.
- Discont:** The horizon is both a base and an erosional. Horizons below and above will be truncated.
- Conformable:** Horizons will be truncated by erosional, base and discont. Lower conformable horizons will be truncated by upper conformable horizons in the make horizons process.

Erosional →

Discont →

Base →

Conformable →

No: (default)
 The calculation of the horizon is based on the input data only. This is typically used if the number of data points have high density in all the area of interest.

Yes:
 Assumes that the difference of the current horizon and the other horizon is smooth. This is useful if number of input data is limited.

If you have any growth faults, the thickness shouldn't be smooth across these. You can specify if the fault should be growth in the 'Faults' page.

Only if no data:
 If there are some segments which don't have any data, they will normally be automatically set to the average of the closest horizon nodes in the surrounding segments. If you use this option, it will not use the average, but conform it to another horizon, based on the average of the thickness of closest horizon nodes in the surrounding segments.

Figura 56. Tipos de horizontes geológicos

El proceso *Make Horizons* coloca todos los horizontes definidos directamente desde los datos de estructura en la cuadrícula 3D (Figura 57). Esto normalmente incluye superficies de inconformidad y horizontes primarios dentro de las secuencias. Los datos de entrada para estos horizontes pueden ser cuadrículas de estructura 2D, datos de línea interpretados de una estación de trabajo sísmica, *Well Tops* u otros datos de punto o de línea. La rejilla 3D en la que se colocan estos horizontes consiste en pilares definidos en el proceso *Pillar Gridding*. Los valores se interpolan en cada pilar basándose en datos de entrada cercanos para el horizonte. Los valores interpolados definen la superficie en la cuadrícula 3D.

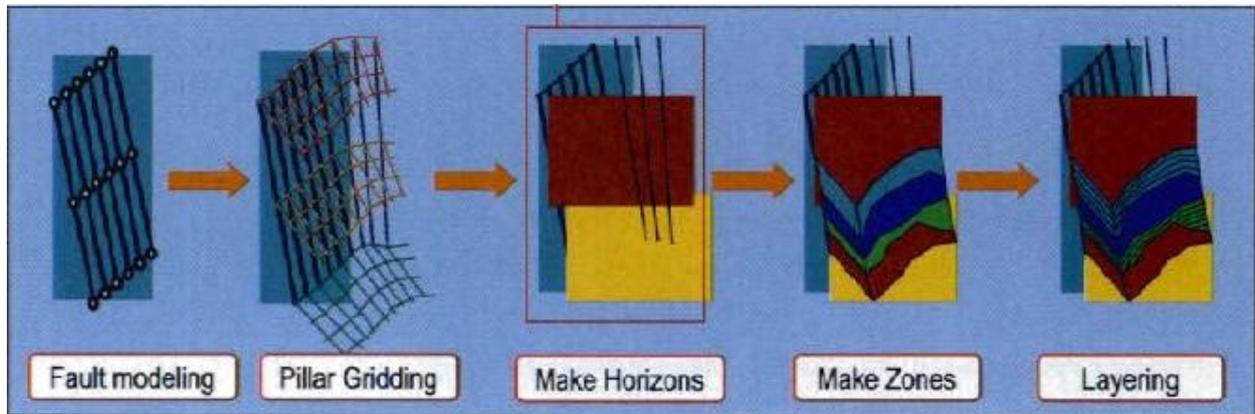


Figura 57. Procesos para la obtención del modelo 3D (*Make Horizons*) [Schlumberger (2007a)]

La definición del dominio de la malla 3D (tiempo o profundidad) guía a PETREL en la realización de ciertas acciones como, por ejemplo, si se vinculan los *Well Tops* en este paso. Por lo tanto, el dominio de la rejilla 3D debe ser establecido por el usuario para que coincida con las unidades de las superficies que contendrá. En este punto del proyecto, las superficies de entrada están en el dominio del tiempo.

Puesto que los *Skeleton Grids* son apenas una representación de pilares, se deben insertar los horizontes en el mallado. Esta será la primera representación del modelo con celdas físicas. Para insertar los horizontes se utiliza el proceso *Make Horizons* y en la pestaña *Horizons* se define el nombre cada horizonte, el color, el tipo de horizonte que se desea y las superficies de entrada (Figura 58).

Make horizons with 'Gullfaks2007/Gullfaks (Skeleton)'

Horizons Settings Faults Segments Well adjustmen Uncertainty Hints

Hints for the table: Horizon type: Conform to: Use horizon-fault lines: Input:

Index	Horizon name	Color	Calculate	Horizon type	Conform to another horizon	Status	Smooth iterations	Use horizon-fault lines	Well tops	Input #1
1	Base Cretaceous	Red	<input checked="" type="checkbox"/> Yes	Erosio	No	1	✓ Don	<input checked="" type="checkbox"/> Yes	⇌	⇌ Base Cretaceous
2	Top Tarbert	Orange	<input checked="" type="checkbox"/> Yes	Conforma	No	1	✓ Don	<input checked="" type="checkbox"/> Yes	⇌	⇌ Top Tarbert
3	Top Ness	Green	<input checked="" type="checkbox"/> Yes	Conforma	No	1	✓ Don	<input checked="" type="checkbox"/> Yes	⇌	⇌ Top Ness
4	Top Etive	Yellow	<input checked="" type="checkbox"/> Yes	Conforma	No	1	✓ Don	<input checked="" type="checkbox"/> Yes	⇌	⇌ Top Etive

Figura 58. Inserción de horizontes del yacimiento *Gullfaks* en la malla 3D



En el yacimiento *Gullfaks*, el horizonte *Base Cretaceous* es de tipo *Erosional* mientras que los horizontes *Top Tarbert*, *Top Ness* y *Top Etive* son de tipo *Conformable*. De esta manera, los horizontes geológicos son colocados dentro de la malla 3D en el dominio temporal (Figura 59).

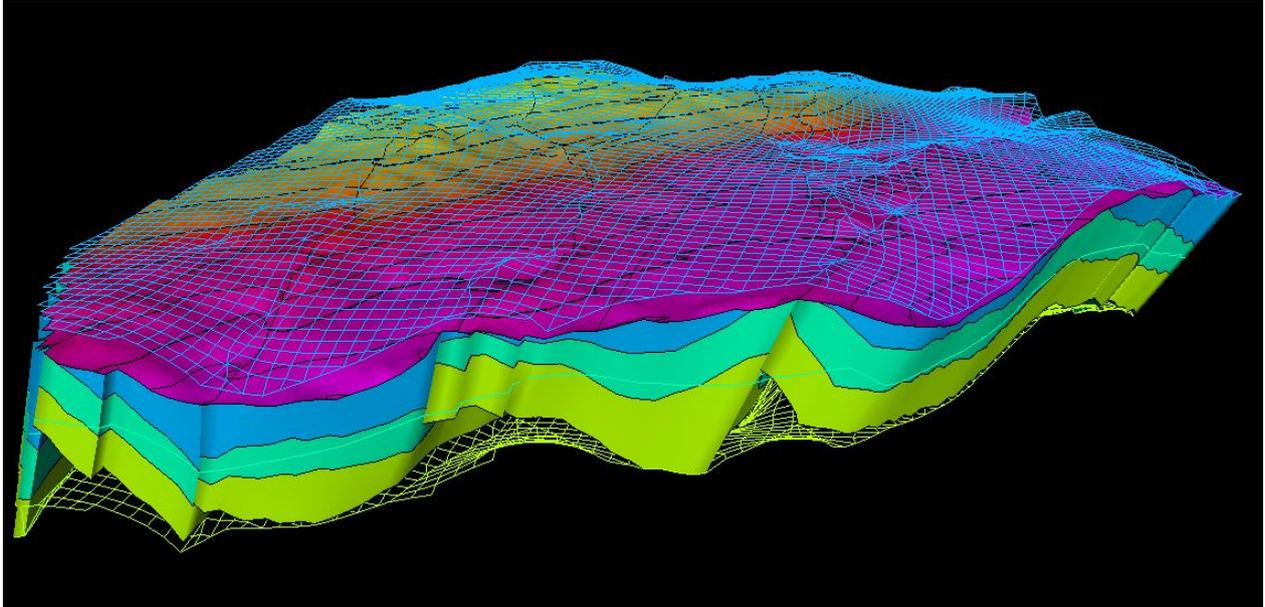


Figura 59. Modelo geológico de horizontes en dominio temporal



DEPTH CONVERSION

Los datos usados para crear el modelo 3D del yacimiento están definidos en dominio temporal en el eje Z. A fin de crear un modelo 3D lo más cercano a la realidad del yacimiento *Gullfaks* se debe realizar la **DEPTH CONVERSION** o CONVERSION TIEMPO-PROFUNDIDAD, que consiste en convertir los datos temporales en datos de profundidad, convertir tiempo en espacio. Los datos que se pueden convertir con este proceso son: Superficies, horizontes, fallas, puntos, sondeos, registros de sondeos, datos sísmicos, mallas 3D, etc.

El primer paso para realizar la conversión tiempo-profundidad es crear un **VELOCITY MODEL** o MODELO DE VELOCIDAD, que es la herramienta que permite realizar dicha conversión (Figura 60). Cuando se haya creado el modelo de velocidad, podrá usarse dicho modelo para convertir datos y objetos temporales en profundidad.

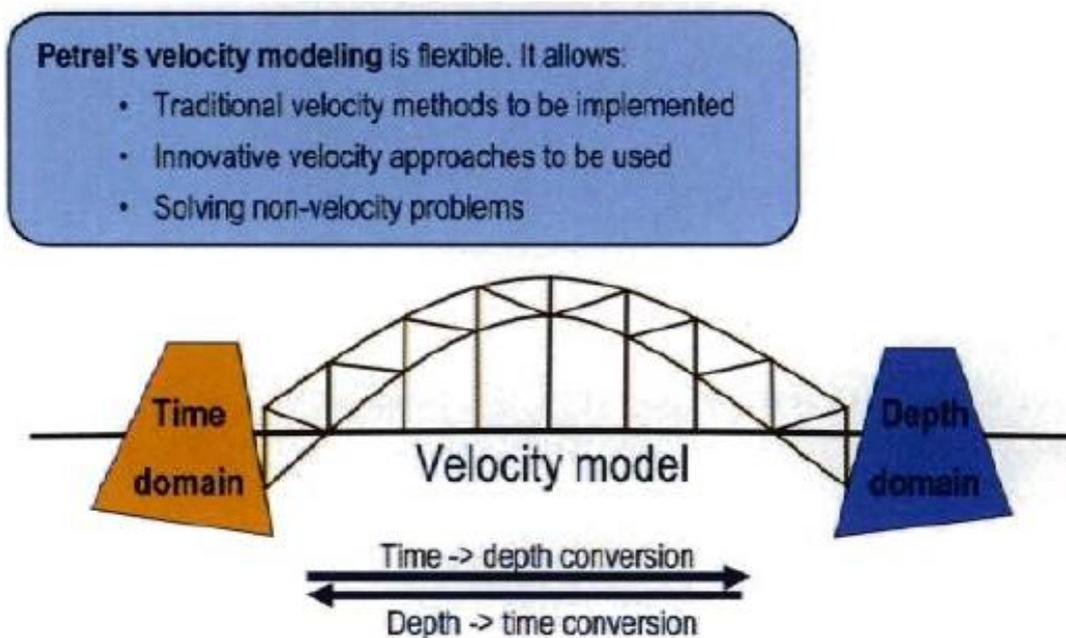


Figura 60. Esquema de funcionamiento del Modelo de Velocidad [Schlumberger (2007a)]



La conversión tiempo-profundidad es un proceso que se realiza en 2 etapas: la primera etapa es el proceso de construcción del modelo de velocidad (**Make Velocity Model Process**) y la segunda etapa es el proceso propio de conversión de los datos temporales en datos espaciales (**Depth Convert 3D Grid Process**). Las dos etapas de este proceso se esquematizan en la Figura 61.

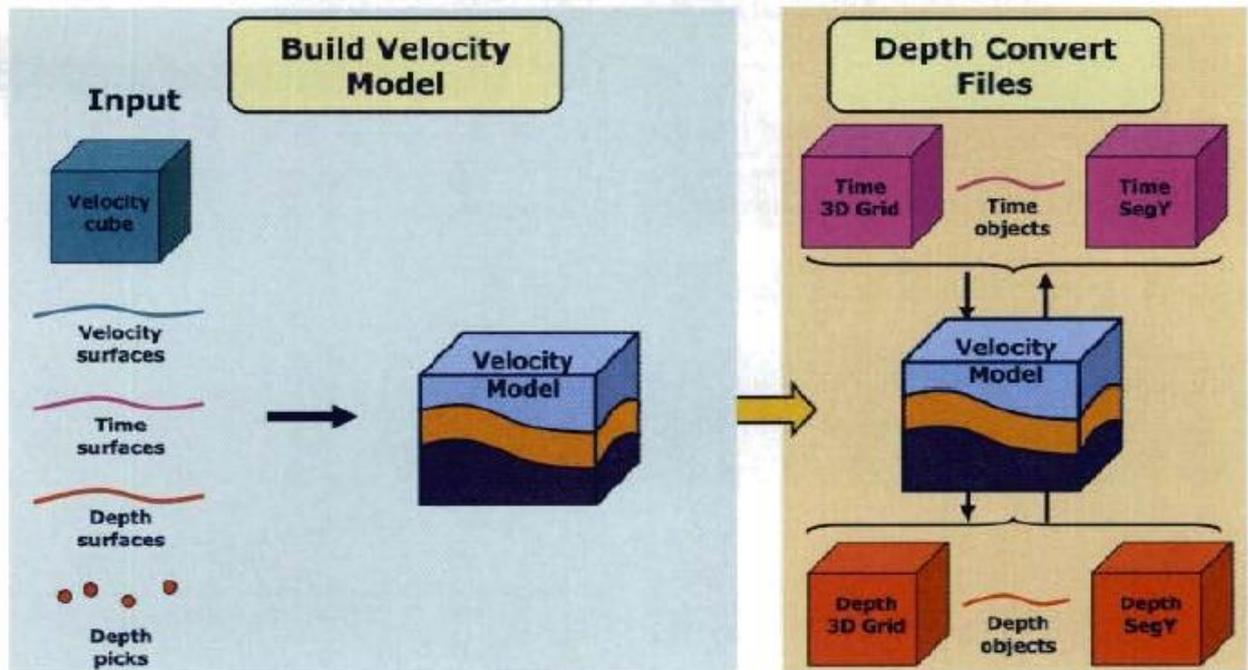


Figura 61. Etapas del proceso de conversión tiempo-profundidad [Schlumberger (2007a)]



MAKE VELOCITY MODEL PROCESS

La primera etapa en el proceso de conversión tiempo-profundidad es crear el modelo de velocidad.

El modelo de velocidad se crea en 4 etapas:

- 1) Se define una zona mediante la inserción de superficies, horizontes u otras constantes.
- 2) Se define la corrección mediante la inserción de los registros de los horizontes en los sondeos (*Well Tops*).
- 3) Se define la ecuación de velocidad que se va a utilizar para realizar la conversión tiempo-profundidad.
- 4) Se definen los datos de entrada del modelo de velocidad (V_0, k).

Estas etapas vienen definidas al activar el proceso *Make Velocity Model* en el panel de procesos de PETREL, en cuya ventana de ajustes aparecen las casillas en las que se deben introducir los datos necesarios para crear el modelo de velocidad (Figura 62).

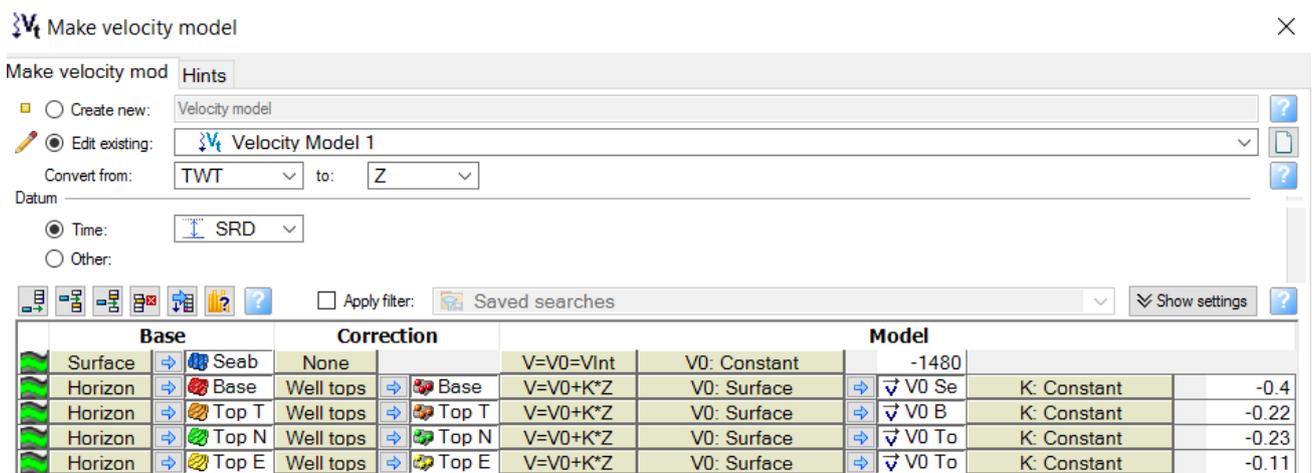


Figura 62. Configuración del modelo de velocidad para la conversión tiempo-profundidad del modelo 3D

Primero, en la pestaña *Convert from* se especifica *TWT* (tiempo) *to* *Z* (profundidad), en el panel *Datum* se especifica *SRD* (*Seismic Reference Datum*) y por último se introducen las superficies y los horizontes.



En la etapa de correcciones se introducen los datos de los registros de los horizontes en los sondeos (*Well Tops*). Las correcciones hechas para hacer coincidir las zonas del modelo de velocidad se harán como un ajuste a las velocidades dentro del propio modelo. En ciertos tipos de conversión de dominios, especialmente en la conversión tiempo-tiempo o profundidad-profundidad, puede ser útil corregir superficies u horizontes.

En la tercera etapa, se define la ecuación de velocidad que va a dirigir la conversión tiempo-profundidad. Para ello, PETREL ofrece tres ecuaciones diferentes (Figura 63):

- Modelo 1 [$V = V_{Int}$]: En cada posición XY la velocidad es constante a través de la zona.
- Modelo 2 [$V = V_0 + kZ$]: En cada posición XY la velocidad cambia en la dirección vertical por un factor k . V_0 representa la velocidad en el punto de referencia y Z la distancia (en unidades de longitud, no tiempo) del punto desde el punto de referencia. V_0 es la velocidad en $Z = 0$, no la parte superior de la zona, y por lo tanto será mucho más baja que las velocidades vistas en la capa, posiblemente incluso negativa en casos extremos. A medida que el tiempo y la profundidad disminuyen hacia abajo, un valor negativo de k resulta en velocidades que aumentan con la profundidad. Los valores típicos para k están entre 0 y -0,2.
- Modelo 3 [$V = V_0 + k(Z - Z_0)$]: Igual que en el caso anterior, aquí se miden los valores respecto a la parte superior de la zona, V_0 representa la velocidad en la parte superior de la zona y Z representa la distancia entre el punto y la parte superior de la zona. De nuevo, un valor negativo de k dará lugar a velocidades que aumentan hacia abajo. Los valores típicos para k están entre 0 y -0,2.

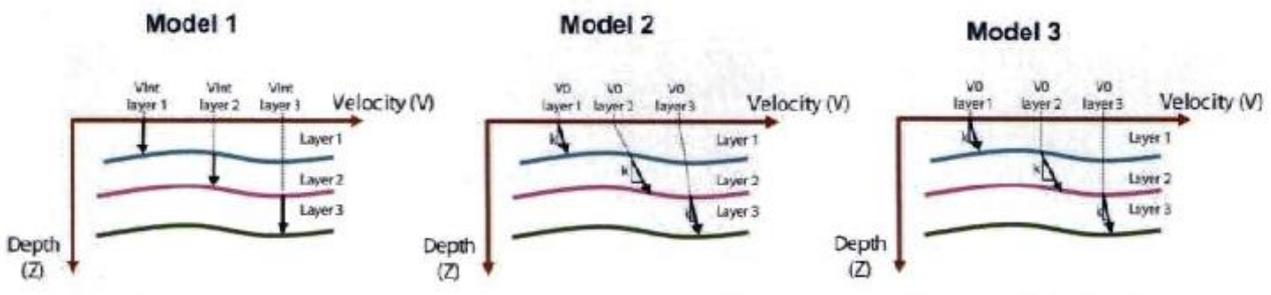


Figura 63. Ecuaciones para crear el modelo de velocidad [Schlumberger (2007a)]



DEPTH CONVERT 3D GRID PROCESS

Después de haber creado el modelo de velocidad, la segunda etapa en el proceso de conversión tiempo-profundidad es convertir en profundidad la malla 3D mediante el proceso **Depth Convert 3D Grid**. Al igual que ocurre con el modelo de velocidad, la conversión de la malla 3D consta de 4 etapas, como se aprecia en la Figura 64.

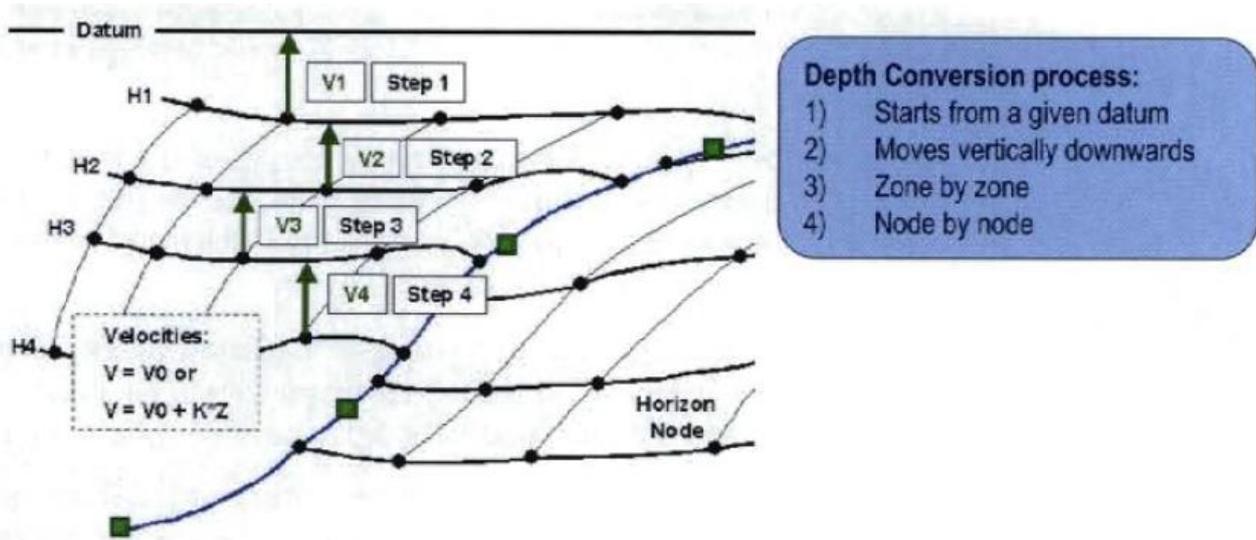


Figura 64. Etapas del proceso de conversión de la malla 3D [Schlumberger (2007a)]

Si la rejilla 3D con los horizontes y las fallas insertados está en dominio temporal, es necesario convertirla en profundidad para introducirlo en dominio espacial. La conversión de profundidad es un proceso vertical, comenzando desde un DATUM y progresando hacia abajo, HORIZONTE a HORIZONTE y NODO a NODO. Cada nodo "mira hacia arriba" para encontrar el tiempo y la profundidad en la capa superior y desde ese dato, usando el modelo de velocidad para la zona especificada, se convierte la base de la zona. Cualquier corrección requerida se realiza en este punto antes de ir a la siguiente zona.

Esta conversión se aplica para cada nodo en la cuadrícula 3D. Cada nodo corresponde con la intersección de una superficie con un pilar. El último paso después de la conversión de los horizontes es la reconstrucción de la geometría del pilar. El usuario es libre de obligar al programa a seguir la forma dada al pilar durante el modelado de fallas (Vertical, Lineal, Lútrica y Curva). Los nodos se mueven horizontalmente para reconstruir la forma inicial de los pilares. Cuando se utiliza una rejilla 3D con fallas inversas, la zona de sombra no se puede convertir en profundidad hasta que se haya convertido la zona de debajo (que está espacialmente por encima de la falla).



Al iniciar el proceso **Depth Convert 3D Grid** se abre una ventana de ajustes en la que se puede definir tanto el modelo de velocidad como la geometría de los pilares. En este caso se utilizará la geometría existente (Figura 65).

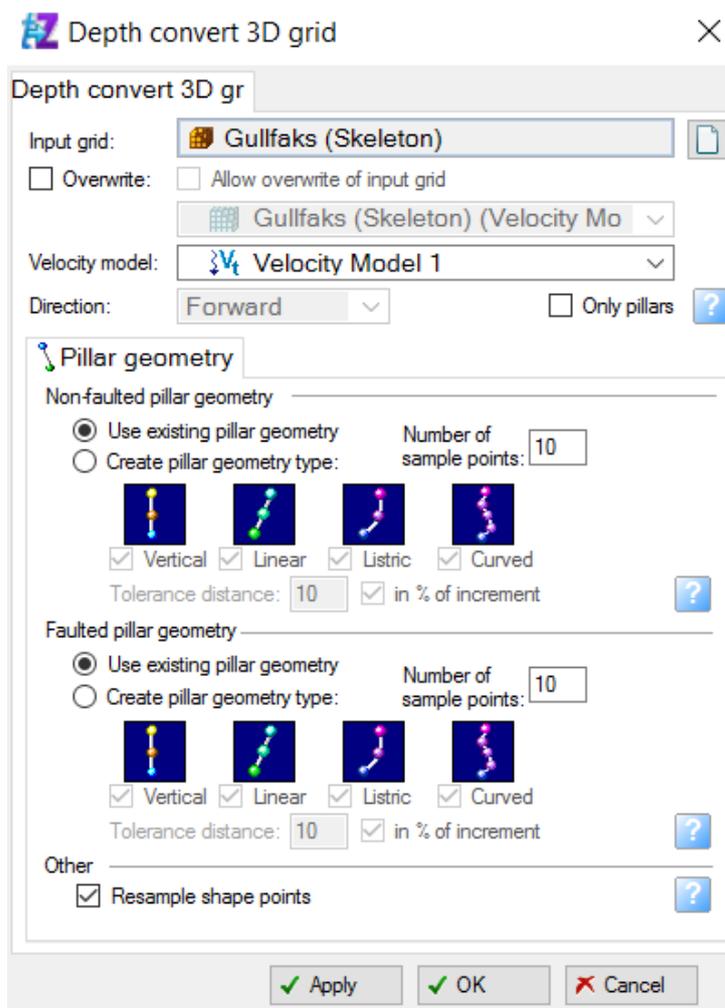


Figura 65. Ajustes del proceso **Depth Convert 3D Grid**



5.6. Zonation and Layering Process

El proceso *Zonation and Layering* agrega *isochores*, constantes, etc., al modelo para crear horizontes adicionales arriba, abajo, y entre los horizontes originales. Los *isochores* son los espesores entre dos horizontes medidos verticalmente, a diferencia de los *isopachs* que son los espesores entre dos horizontes medidos perpendiculares a las superficies del horizonte (Figura 66).

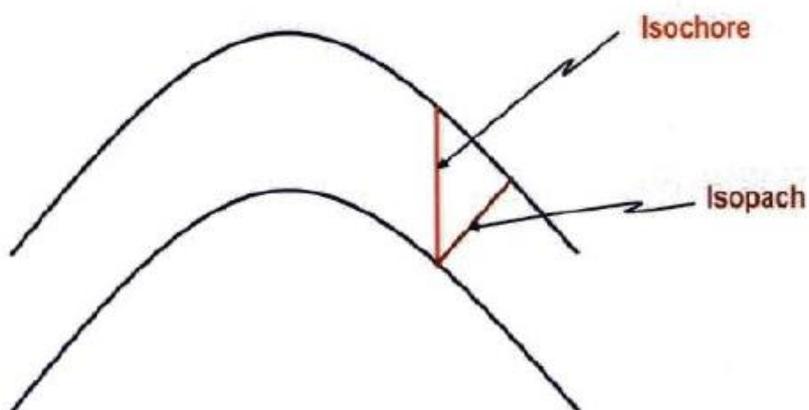


Figura 66. *Isochore e Isopach* [Schlumberger (2007a)]

Los datos de *isochores* se generan de dos maneras. Cuando los sondeos son verticales se utiliza una técnica simple; si los sondeos están desviados, se necesita una superficie con rejilla además de los puntos superiores para generar el *isochore*. Los *isochores* son mapas de espesor a lo largo del Espesor Vertical Verdadero (TVT) en oposición a los *isopachs* que están a lo largo del Espesor Estratigráfico Verdadero (TST). Para crear los *isochore* basta con seleccionar un *Well Top* y, una vez seleccionado, seleccionar el *Well Top* inmediatamente inferior al seleccionado y elegir la opción **Convert to Isochore Points**.



5.6.1. MAKE ZONES PROCESS

En el proceso *Make Zones* se insertan zonas geológicas en los intervalos estratigráficos arriba, entre y debajo de los horizontes que fueron insertados en el proceso de *Make Horizons*. Las zonas se crean basándose en rejillas de *isochore*, valores constantes o construidas proporcionalmente a horizontes existentes (Figura 67). Los *Well Tops* se pueden utilizar en este proceso para el ajuste de los horizontes que se crearán.

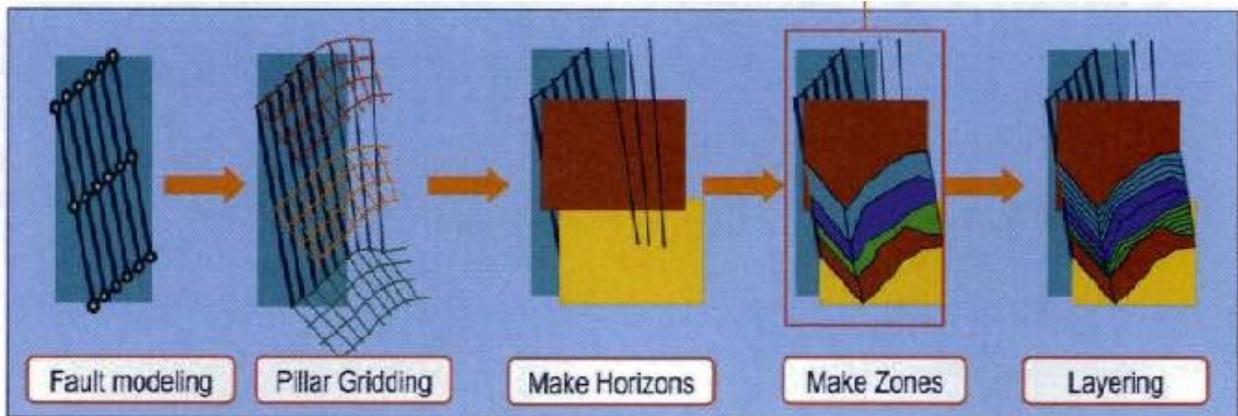


Figura 67. Procesos para la obtención del modelo 3D (*Make Zones*) [Schlumberger (2007a)]

Para definir las zonas se activa el proceso *Make Zones* del panel *Process* y se selecciona el intervalo estratigráfico sobre el que se va a trabajar. En primer lugar, se define el intervalo entre los horizontes *Top Tarbert* y *Top Ness*, insertando los *isochores* y los ajustes de *Well Top* para cada sección como se muestra en la Figura 68. A continuación, se define el intervalo estratigráfico *Top Ness-Top Etive* como se muestra en la Figura 69. En cada dato de entrada se debe especificar el tipo de dato que se está insertando, así como el horizonte desde el cual se construyen las zonas, la corrección del volumen y el tipo de espesor con el que se está construyendo.



Make zones with 'Gullfaks2007/Gullfaks (Skeleton) (Velocity Model 1)'

Make zones

The calculation will be performed in the selected stratigraphic interval only.

Stratigraphic interval: Top Tarbert- Top Ness

Zones Settings Well adjustment Uncertainty

Name	Color	Input type	Input	Volume correct	Status
Tarbert-3	Orange	Isochore	Tarbert-3	<input checked="" type="checkbox"/> Yes	Done
Tarbert2	Cyan		Tarbert2 (Well Tops)		Done
Tarbert-2	Blue	Isochore	Tarbert-2	<input checked="" type="checkbox"/> Yes	Done
Tarbert1	Dark Blue		Tarbert1 (Well Tops)		Done
Tarbert-1	Blue	Isochore	Tarbert-1	<input checked="" type="checkbox"/> Yes	Done

Build from: Base horizon

Volume correction: Proportional correction

Build along: Vertical thickness (TVT) Support steep slopes

Apply OK Cancel

Figura 68. Definición del intervalo estratigráfico Top Tarbet-Top Ness



Make zones with 'Gullfaks2007/Gullfaks (Skeleton) (Velocity Model 1)'

Make zones

The calculation will be performed in the selected stratigraphic interval only.

Stratigraphic interval: Top Ness- Top Etive

Zones Settings Well adjustment Uncertainty

Name	Color	Input type	Input	Volume correct	Status
Ness-2	Green	Isochore	Ness-2	<input checked="" type="checkbox"/> Yes	Done
Ness1	Purple		Ness1 (Well Tops)		Done
Ness-1	Purple	Isochore	Ness-1	<input checked="" type="checkbox"/> Yes	Done

Top Etive

Build from: Base horizon

Volume correction: Proportional correction

Build along: Vertical thickness (TVT) Support steep slopes

Apply OK Cancel

Figura 69. Definición del intervalo estratigráfico *Top Ness-Top Etive*



5.6.2. LAYERING PROCESS

El paso final en la construcción del modelo estructural es definir el espesor y la orientación de las capas entre los horizontes de la malla 3D. Estas capas junto con los pilares definen las celdas de la cuadrícula 3D a las que se asignan atributos durante la modelización de propiedades.

El proceso **Layering** solo definirá una resolución más fina de la cuadrícula, no se utilizarán datos de entrada para este proceso (Figura 70). El usuario puede definir la resolución vertical de la cuadrícula estableciendo el grosor de la celda, definiendo un número de celdas o utilizando un código de fracción. Cuando se especifica el grosor de la celda, la división de zona puede seguir la base o la parte superior de la zona.

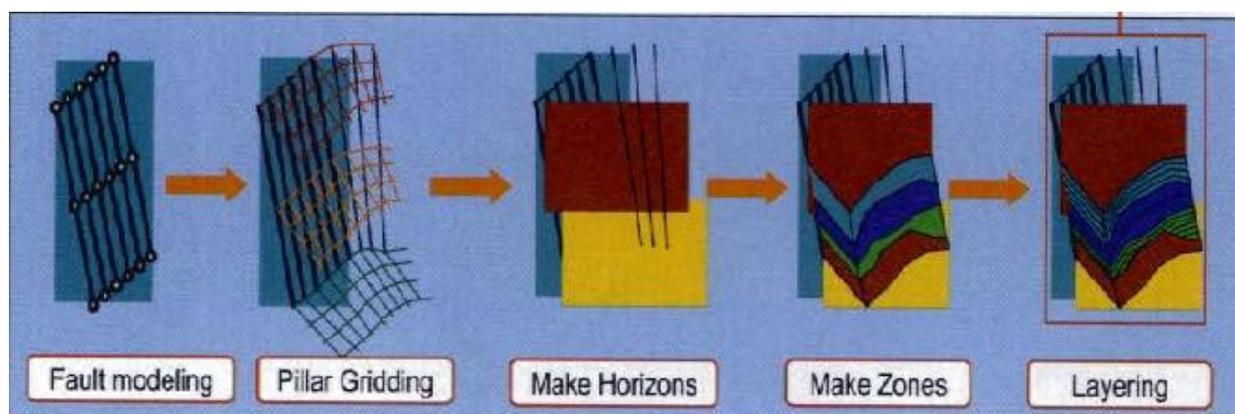


Figura 70. Procesos para la obtención del modelo 3D (**Layering**) [Schlumberger (2007a)]

Las capas deben definirse en función de las propiedades a modelar. Normalmente, el grosor de la capa debe ser el grosor de las facies más delgadas a modelar. Sin embargo, es importante tener en cuenta que el número de celdas aumenta cuando el espesor de la capa disminuye, por lo que no se debe poner más detalle del necesario.

En la ventana de ajustes del proceso **Layering** se elige construir el capeado con TVT (Espesor Vertical Verdadero), comenzando desde la base. Se definen distintos tipos de divisiones de las zonas según el intervalo en el que se encuentren, eligiéndose al mismo tiempo el espesor de las celdas. Se elige restaurar las zonas de erosión y las zonas de base (Figura 73). Los ajustes para el capeado del modelo de muestran en la Figura 71.

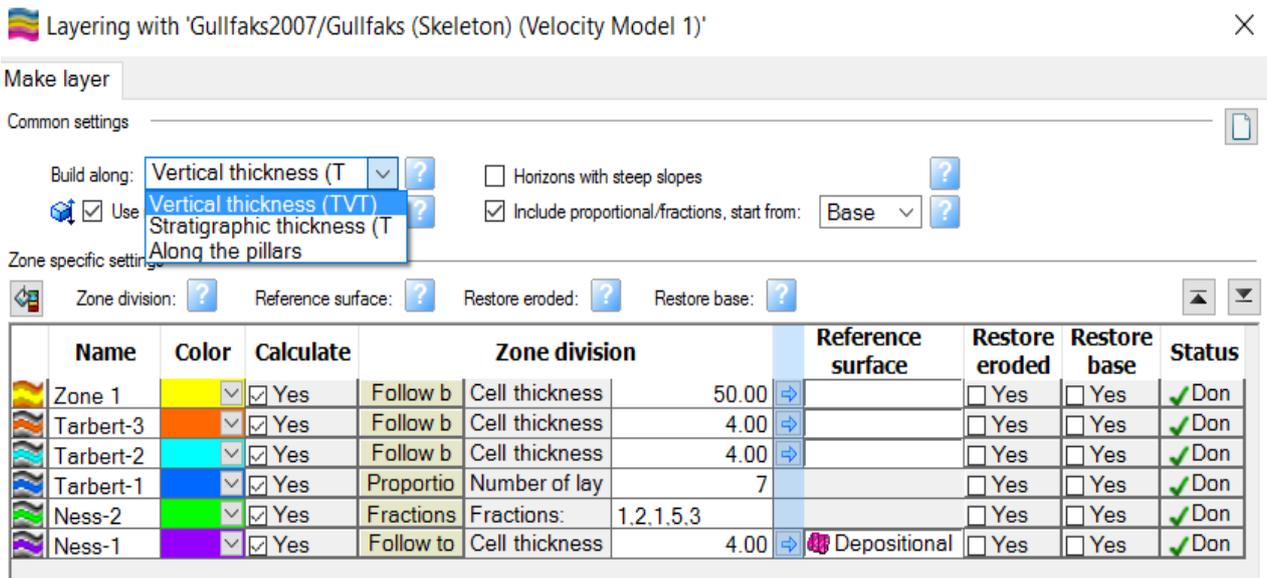


Figura 71. Ajustes de capeado del modelo 3D del yacimiento Gullfaks

La división de la zona puede ser (Figura 72):

- *Proportional*: El espesor de las capas es proporcional al espesor de la zona en cada punto.
- *Follow base*: El espesor de las capas es constante siguiendo la dirección de la capa inferior.
- *Follow top*: El espesor de las capas es constante siguiendo la dirección de la capa superior.
- *Follow Surface*: El espesor de las capas es constante siguiendo la dirección de la superficie.
- *Fractions*: El espesor de las capas sigue una proporción fraccional.

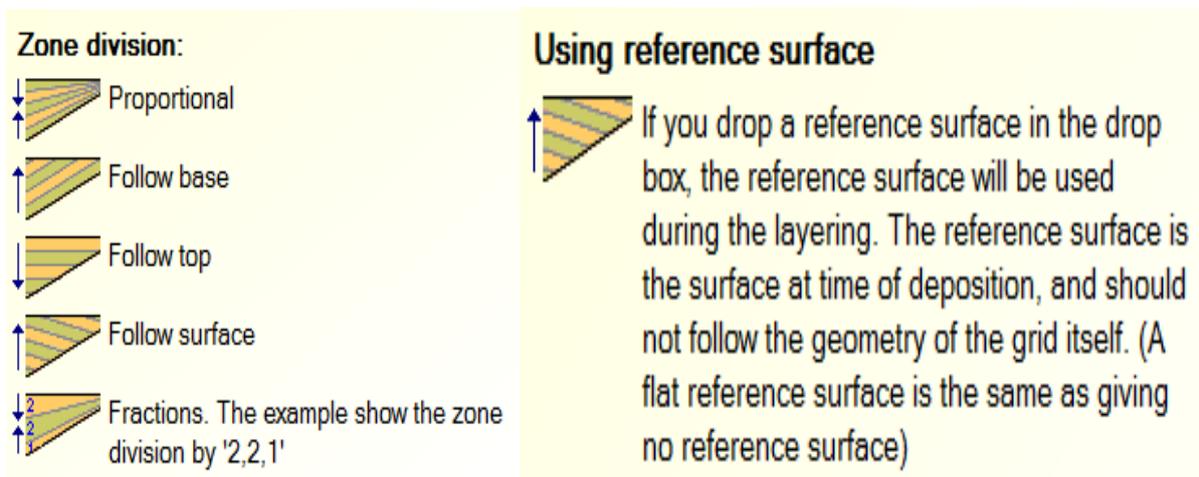


Figura 72. División de las zonas

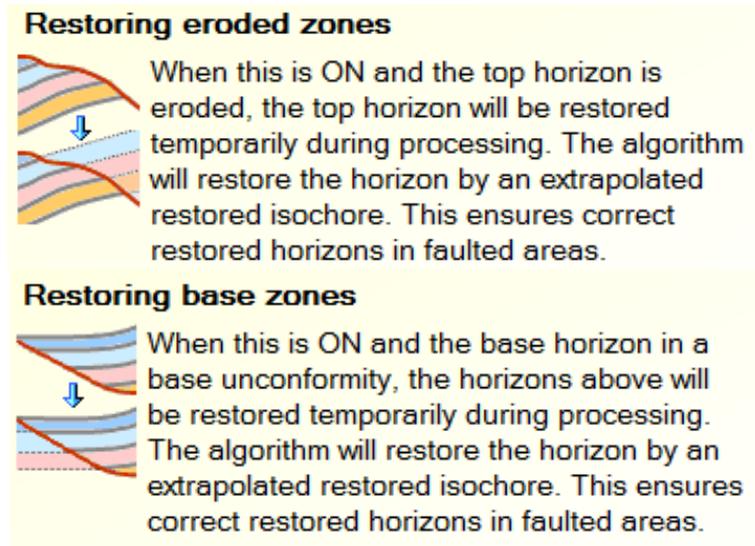


Figura 73. Restauración de las zonas de base y zonas de erosión

El resultado de los procesos *Make Zones* y *Layering* se muestra en la Figura 74, donde se observa el capeado de las zonas existentes dentro del yacimiento *Gullfaks*.

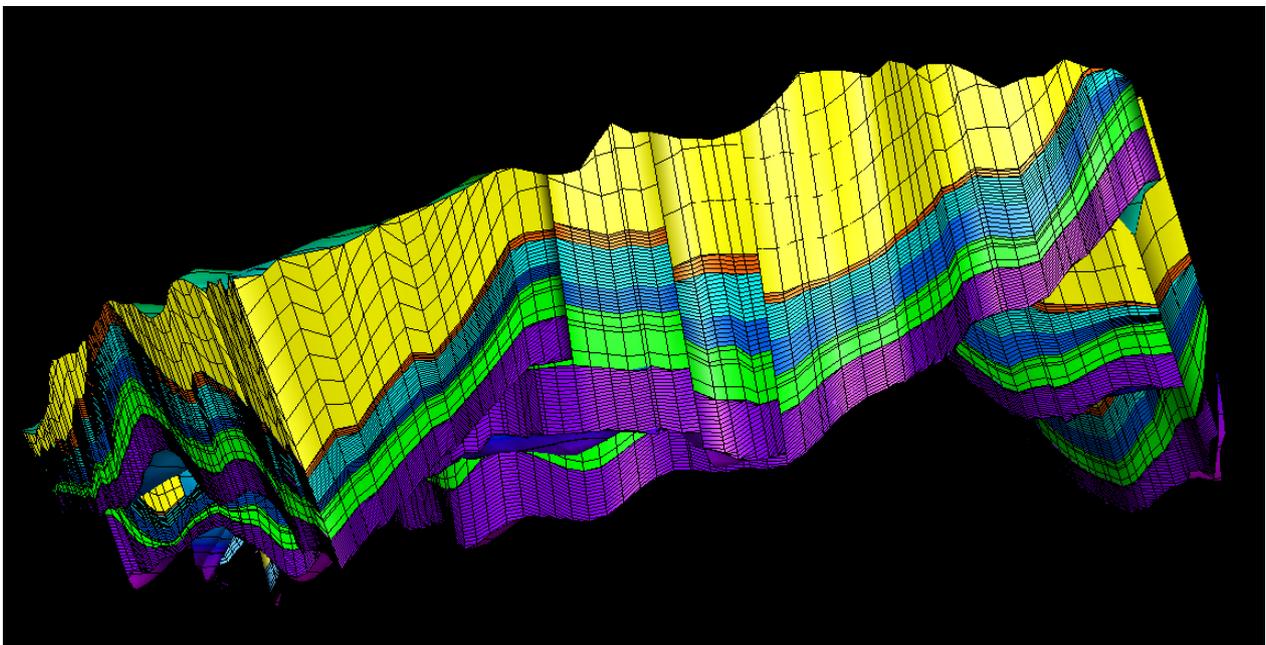


Figura 74. Modelo 3D de *Gullfaks* en dominio espacial con zonas y capas definidas



5.6.3. GEOMETRICAL MODELING

El módulo de modelización geométrica de PETREL permite representar propiedades geométricas basadas en variables predefinidas en el modelo 3D. Esta sección proporcionará una descripción general del modelado de propiedades, incluyendo el uso de filtros y el reproductor de propiedades. La distribución de las propiedades en 3D, basada en registros escalados, también se tratará en este módulo. Sin embargo, es necesario discutir brevemente el modelado de propiedades en esta etapa para crear propiedades que se pueden usar más adelante (para Cálculo de Volumen o Diseño y Trazado de Sondeos).

- **Geometrical Modeling:** Este proceso puede utilizar algunas funciones predefinidas para generar propiedades (por ejemplo, *Bulk Volume* (volumen aparente), *Depth* (profundidad), *Height above contact* (altura por encima del contacto), etc.).
- **Up-scaling the logs:** Asignación de un valor en cada celda de la cuadrícula que es penetrada por los sondeos, sobre la base de los valores de registro en bruto.
- **Property Modeling:** proceso de asignación de valores de propiedad entre los registros de sondeos, basado en información de los registros.
- **Property Player:** un reproductor que se utiliza para reproducir capa de capa la propiedad 3D o mediante índices I o J.
- **Property Calculator:** Se puede usar para generar propiedades, condicionadas a otras propiedades o basadas en sus propias funciones.

Las propiedades geométricas son modelos creados usando variables predefinidas del sistema tales como altura de la celda, volumen aparente, profundidad de contacto. Cada celda obtendrá un valor numérico correspondiente a la variable del sistema seleccionada. Estas propiedades pueden ser importantes en cálculos de volumen y en operaciones matemáticas entre propiedades petrofísicas.

Con ayuda del proceso de modelado geométrico se puede crear una propiedad geométrica seleccionando métodos como valor constante, volumen de celda o contacto superior y, a continuación, adjuntar una plantilla como *Bulk Volume* a la propiedad resultante (Figura 75). En la Figura 76 se muestra en 3D la propiedad **Above Contact** y en la Figura 77 se muestra en 3D la propiedad **Fluvial Facies**, ambas representadas en el modelo.

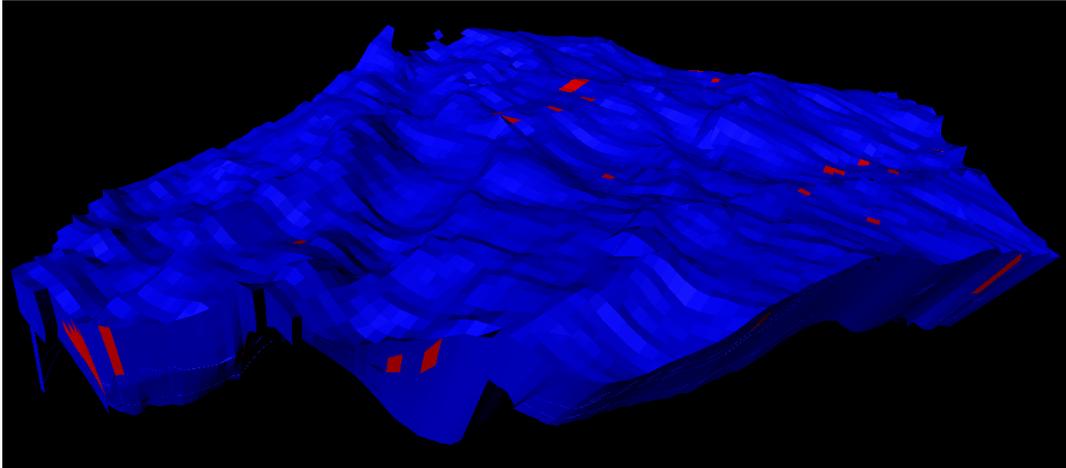


Figura 75. Modelo del yacimiento *Gullfaks Bulk Volume*

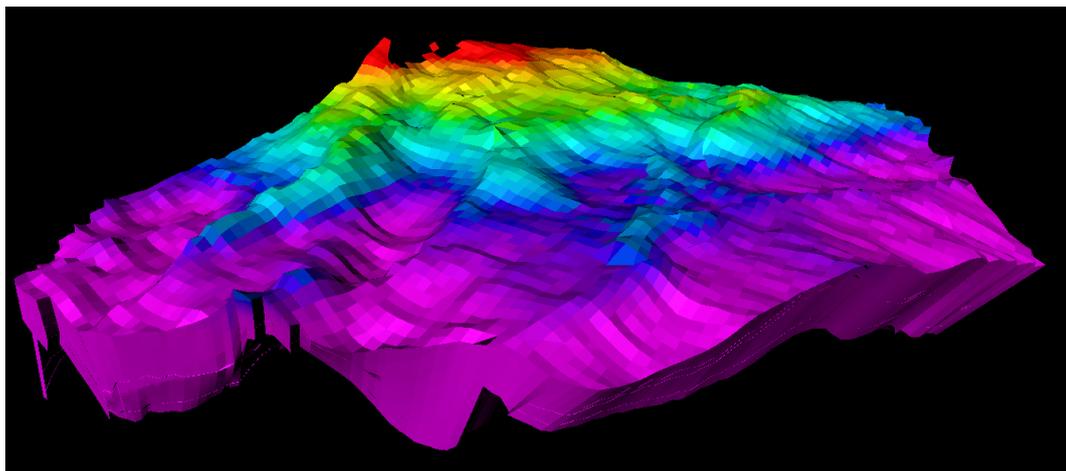


Figura 76. Modelo del yacimiento *Gullfaks Above Contact*

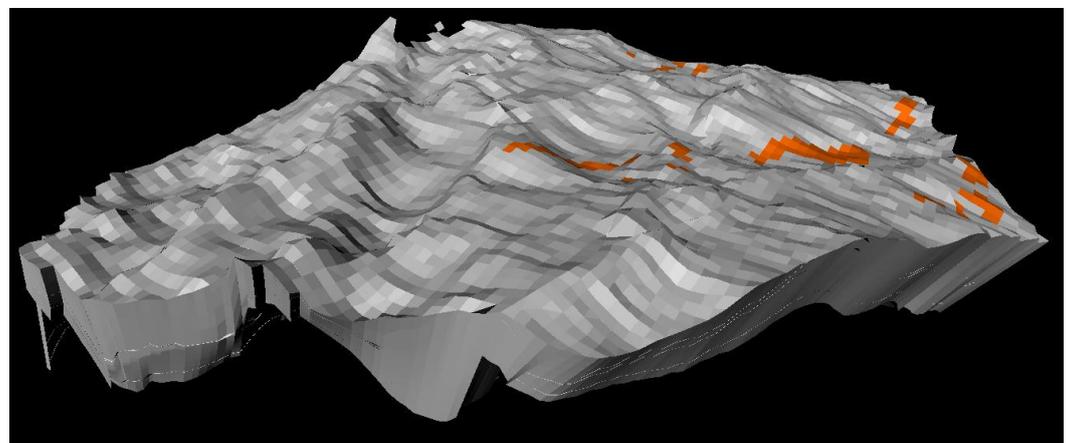


Figura 77. Modelo del yacimiento *Gullfaks Fluvial Facies*



5.6.4. SCALE UP WELL LOGS

Upscaling es el proceso de asignar valores a las celdas de la rejilla 3D que son penetradas por los registros de los sondeos. Puesto que cada celda sólo puede contener un valor, los registros de sondeos aparecen como un promedio. El propósito es poder utilizar la información de sondeos como datos de entrada para el modelado de propiedades, es decir para la distribución de valores de propiedades entre los sondeos.

Es importante notar que las celdas escaladas serán parte de la propiedad, no un elemento separado, y la consecuencia de esto es que el valor en las celdas a lo largo de la trayectoria del sondeo será el mismo en toda la propiedad 3D que para las celdas escaladas solas.

El propósito del proceso de escalar registros de sondeos es volver a muestrear los registros en las celdas según se definen en la cuadrícula 3D (los pilares definen el tamaño horizontal y el capeado define el grosor de cada celda de cuadrícula). Esto se debe a que cada celda sólo puede contener un valor para cada propiedad. En la Figura 78 se muestran las opciones que se han escogido para escalar los registros de *Fluvial Facies* de los sondeos realizados en el yacimiento *Gullfaks*.

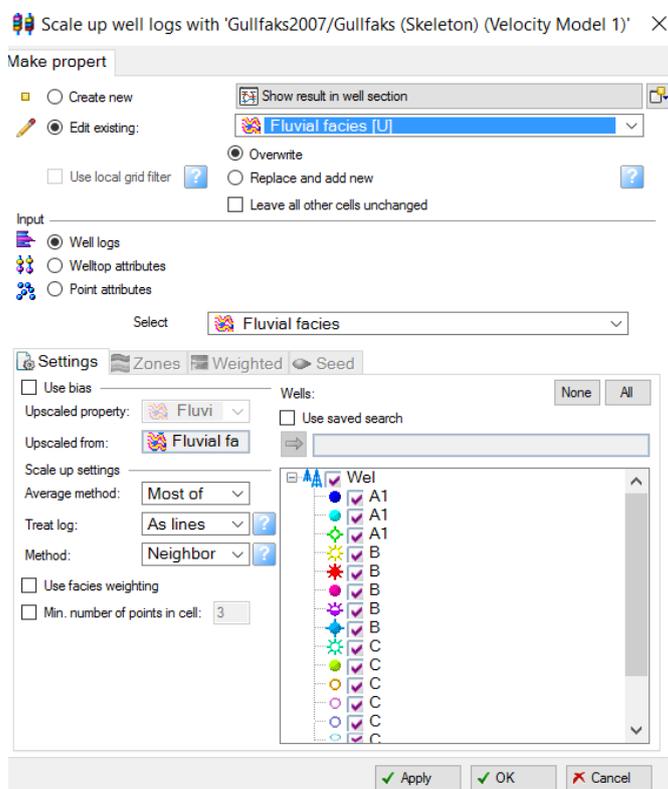


Figura 78. Ajustes del proceso *Upscaling*



En la Figura 79 se representa el resultado del escalado de los registros de *Fluvial Facies* y Porosidad en las celdas que son atravesadas por los sondeos practicados en el yacimiento.

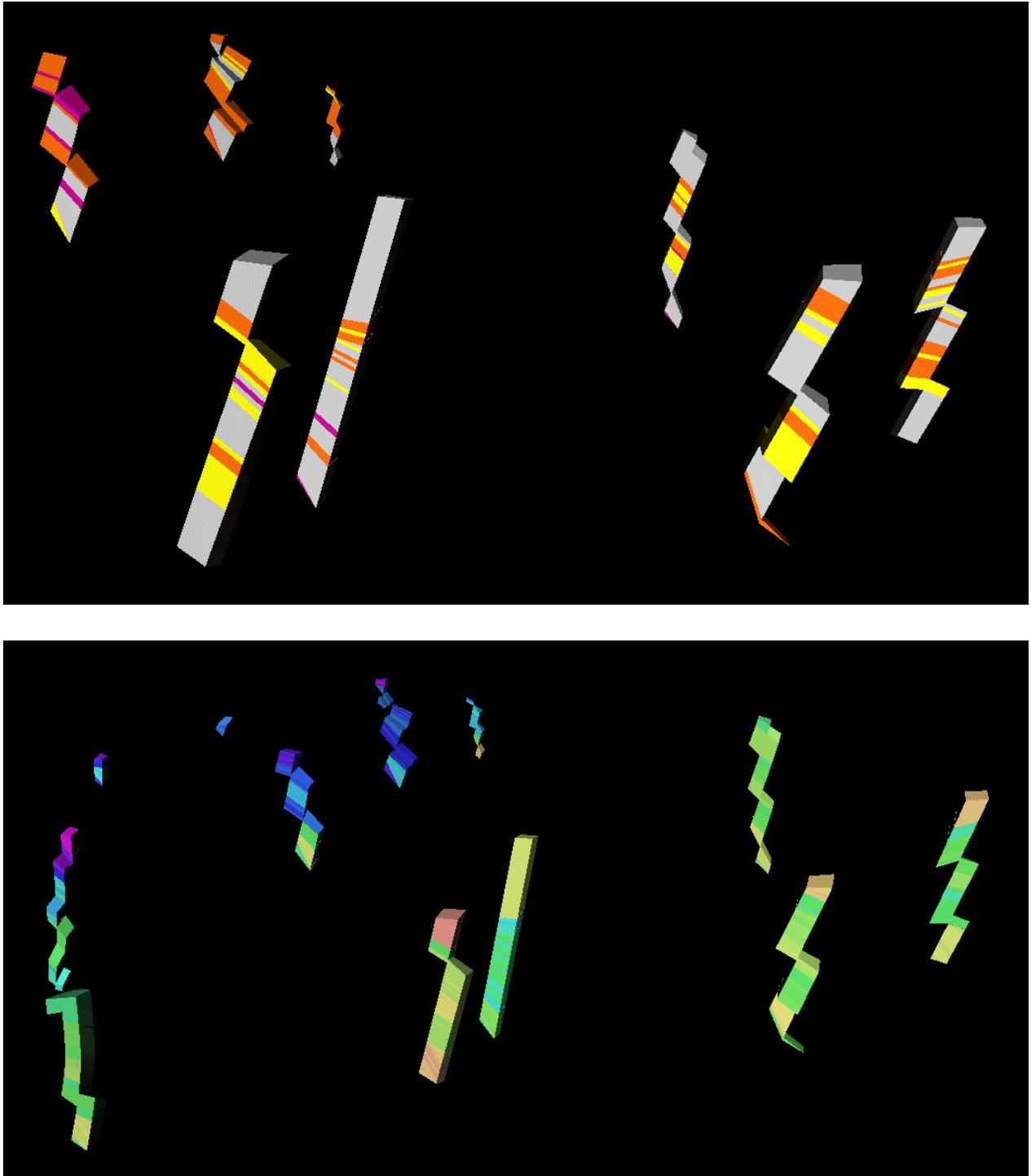
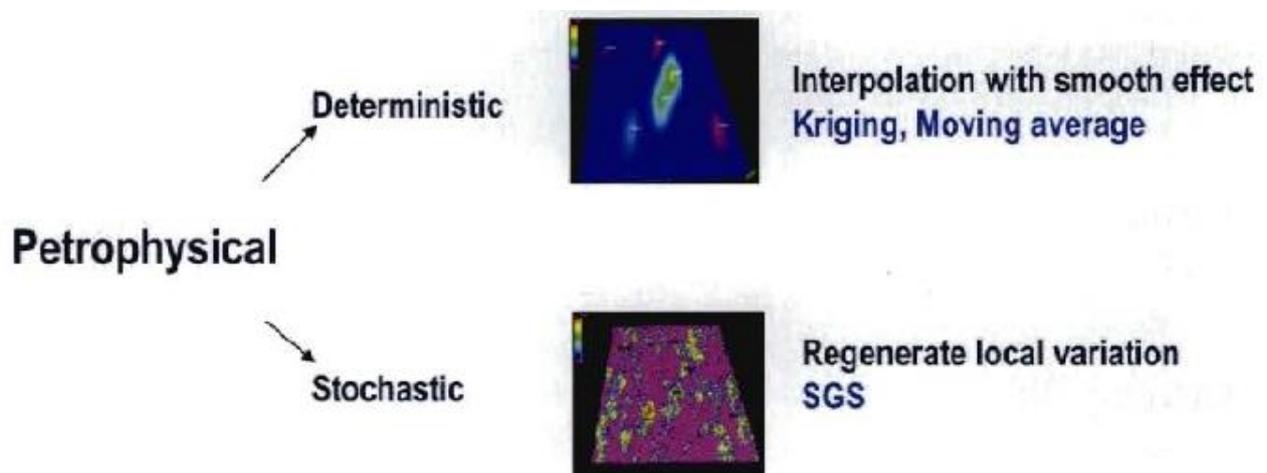


Figura 79. Escalada de registros de *Fluvial Facies* y Porosidad en los sondeos de *Gullfaks*



5.7. Petrophysical Modeling Process

En este módulo, el programa realiza el modelado petrofísico mediante el uso de métodos determinísticos y estocásticos. Existen métodos estocásticos y determinísticos para modelar la distribución de propiedades petrofísicas en un modelo de yacimiento. Los registros de sondeos y/o datos de tendencias escalonados se usan como datos de entrada, además hay varias configuraciones de usuario disponibles. Al realizar el modelado petrofísico se asigna un valor a todas las celdas para una propiedad específica. Los valores de los registros de sondeos y/o los datos de tendencias se distribuyen en el volumen definido por la cuadrícula 3D.



Las **técnicas determinísticas** se usan típicamente cuando se dispone de datos densos (por ejemplo, muchos sondeos o combinación de sondeos y datos sísmicos). Los métodos determinísticos proporcionan un solo resultado estimado (es decir, no producen realizaciones múltiples).

Las **técnicas estocásticas** se encuentran a menudo en condiciones en las que se presentan datos escasos. Estos métodos producen un resultado posible y pueden utilizarse para producir múltiples realizaciones igualmente probables.



MODELADO DETERMINÍSTICO: Cuando los registros de sondeos han sido escalados hasta la resolución de las celdas en la rejilla 3D, los valores para cada celda a lo largo de la trayectoria del sondeo pueden ser interpolados entre los sondeos de la rejilla 3D. El resultado es una cuadrícula con valores de propiedad para cada celda. Existen varios métodos deterministas disponibles en PETREL: ejemplos son el *Kriging* y el *Moving Average*.

Para crear el modelo determinístico se debe abrir el proceso *Petrophysical Modeling*. En la ventana Make Model se define la propiedad que se quiere interpolar a toda la malla 3D y la zona en la cual se quiere interpolar dicha propiedad (Figura 80).

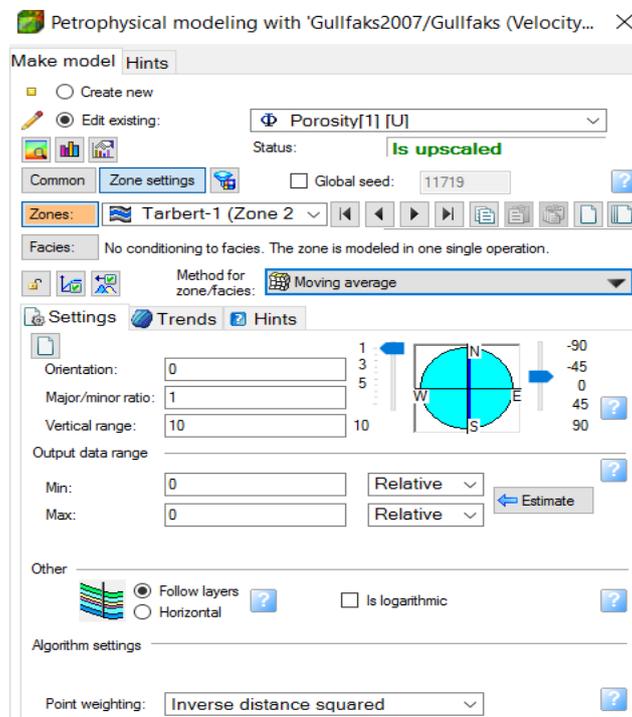


Figura 80. Modelación de la porosidad en la zona *Tarbert-1*

Una vez se ha creado el modelo petrofísico en la zona de referencia, éste se puede visualizar en una ventana 3D (Figura 81). En una ventana de histograma se pueden comparar los datos de cualquier propiedad modelada mediante el proceso *Petrophysical Modeling* con los datos de dicha propiedad en los registros de sondeos y con los datos escalados de los registros de los sondeos (obtenidos durante el proceso *Scale Up Well Logs*) (Figura 82).

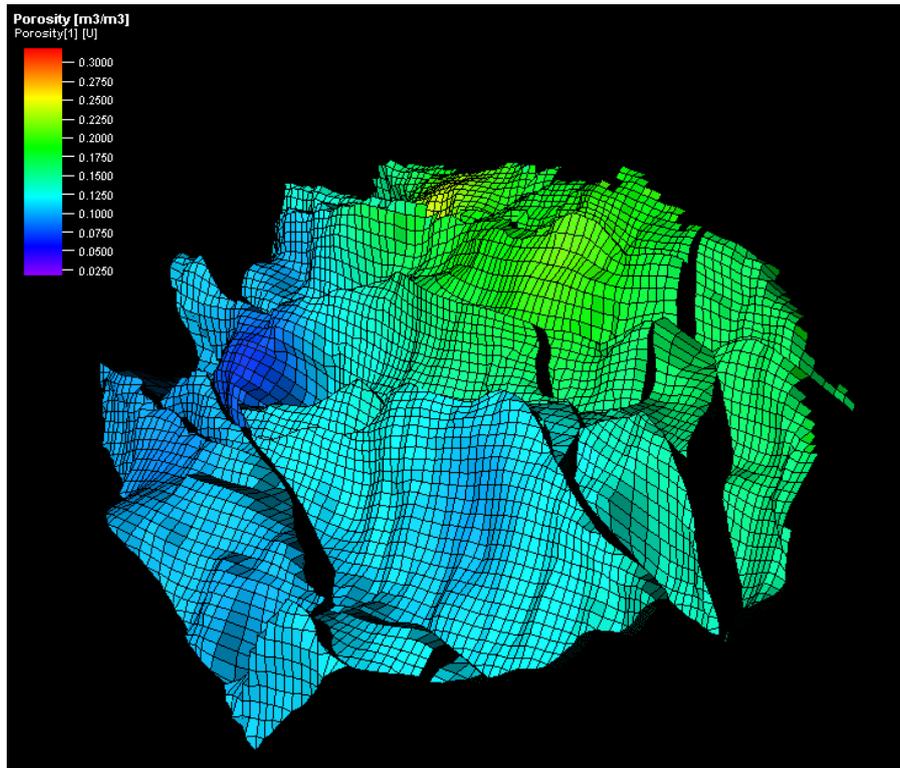


Figura 81. Modelo 3D de la porosidad en la zona *Tarbert-1*

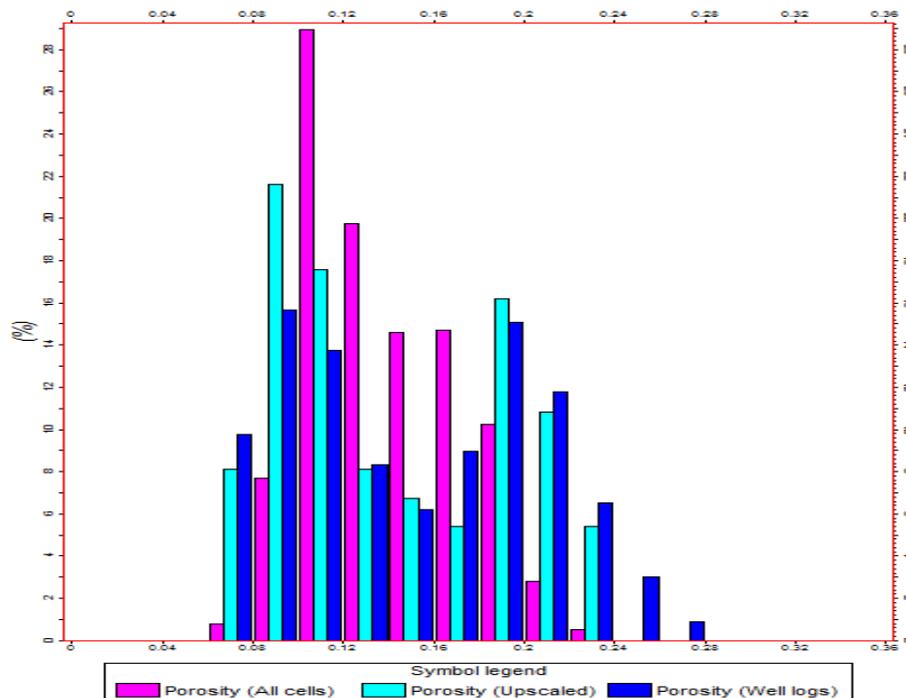


Figura 82. Histograma de porosidad de la zona *Tarbert-1*



MODELADO ESTOCÁSTICO: PETREL puede generar modelos de propiedad petrofísicos estocásticos basados en el método *Sequential Gaussian Simulation (SGS)*. Este método utiliza el algoritmo más sencillo para generar realizaciones de un campo Gaussiano multi-variable. El método puede producir variaciones locales y reproducir histogramas de entrada. Esto significa que si ejecuta 100 realizaciones diferentes (utilizando una *seed* diferente) basadas en las mismas entradas obtendrá 100 salidas diferentes. Todos coincidirán con la entrada, pero dado que la entrada es dada por una distribución, el valor dado a cada celda puede variar en función del rango de esta distribución. Si se ejecuta un gran número de realizaciones (entre 50 y 100), la variación entre ellas refleja la incertidumbre en el modelo. Se ha de tener en cuenta que esta incertidumbre es la verdadera incertidumbre si el modelo en sí es correcto.

SEED (Semilla): Se utiliza en el modelado estocástico para crear diferentes realizaciones. Si el valor de la semilla es el mismo para cada ejecución, entonces la salida será idéntica también (dado que la entrada es la misma). Cuando se utilizan diferentes semillas, cada realización de salida será diferente, aunque el modelo se base en la misma entrada. El valor de la semilla solo indica al algoritmo qué valor debe ser el primero en ser "dibujado" de la distribución. Es un número aleatorio a menos que se especifique (Figura 83).

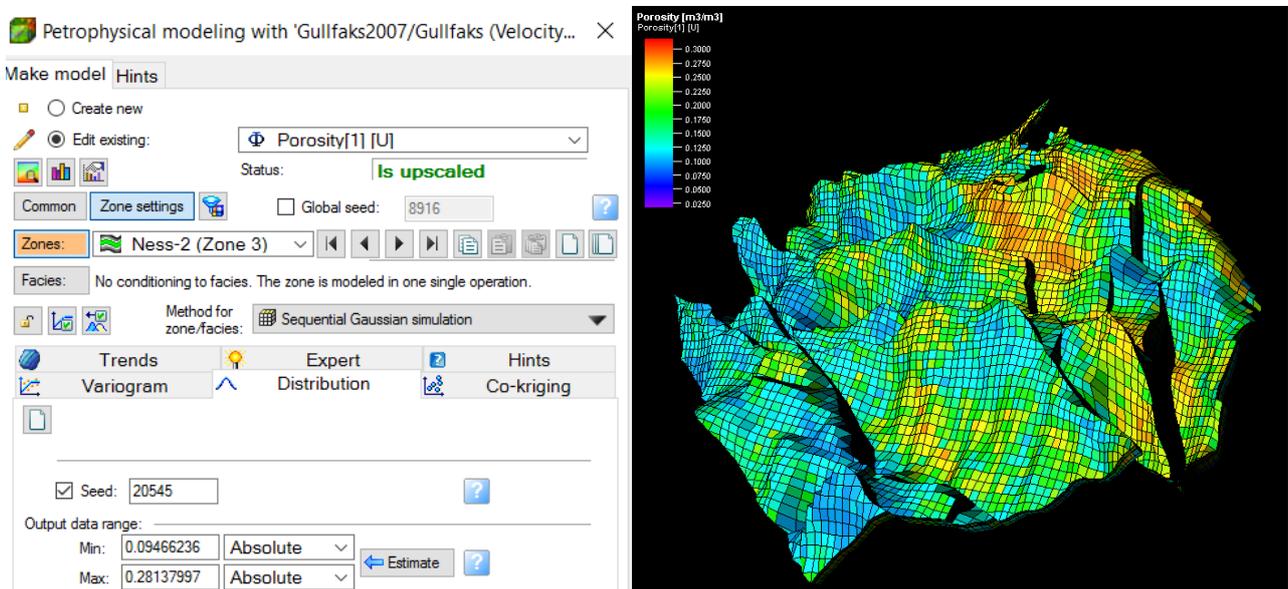


Figura 83. Cambio de *SEED* para modelar la porosidad en la zona *Ness-2*



5.8. Plotting Process

En el proceso *Plotting* el programa PETREL ofrece varias opciones de representar los resultados que se han obtenido, como son la **Map Window**, la **Intersection Window** y la **Plot Window**. A continuación, se exploran estas tres posibilidades:

MAP WINDOW: Para representar un horizonte o una de las capas en una propiedad 3D, se debe abrir una *Map Window* en el menú de *Windows*. Cualquier objeto que tenga la casilla activable junto a ellos se puede mostrar en la ventana Mapa, por ejemplo: horizontes, fallas, sondeos, superficies y otras cuadrículas en el panel de entrada. Las superficies de contacto se pueden mostrar junto con un horizonte para mostrar dónde están las diferentes zonas de hidrocarburos.

Esta ventana se utiliza para generar gráficos escalados de todo lo que se puede mostrar en vista en planta (horizontal o plano X-Y). Los tamaños disponibles para el dispositivo de impresión seleccionado se pueden ver y seleccionar utilizando la ventana *Page Setup*.

Para representar un objeto en la ventana Mapa, por ejemplo, el horizonte *Tarbert*, se abre una ventana Mapa y se visualiza dicho horizonte desde la carpeta del modelo de velocidad del yacimiento en la pantalla. Para visualizar los *Well Tops* en este mapa se expande el menú *Attributes* de la carpeta *Well Tops* y se seleccionan los registros de horizontes que se deseen representar. Para visualizar las fallas en este mapa se expande la carpeta *Fault Filter* del panel Modelos y se seleccionan las fallas correspondientes al horizonte *Tarbert* (Figura 84).

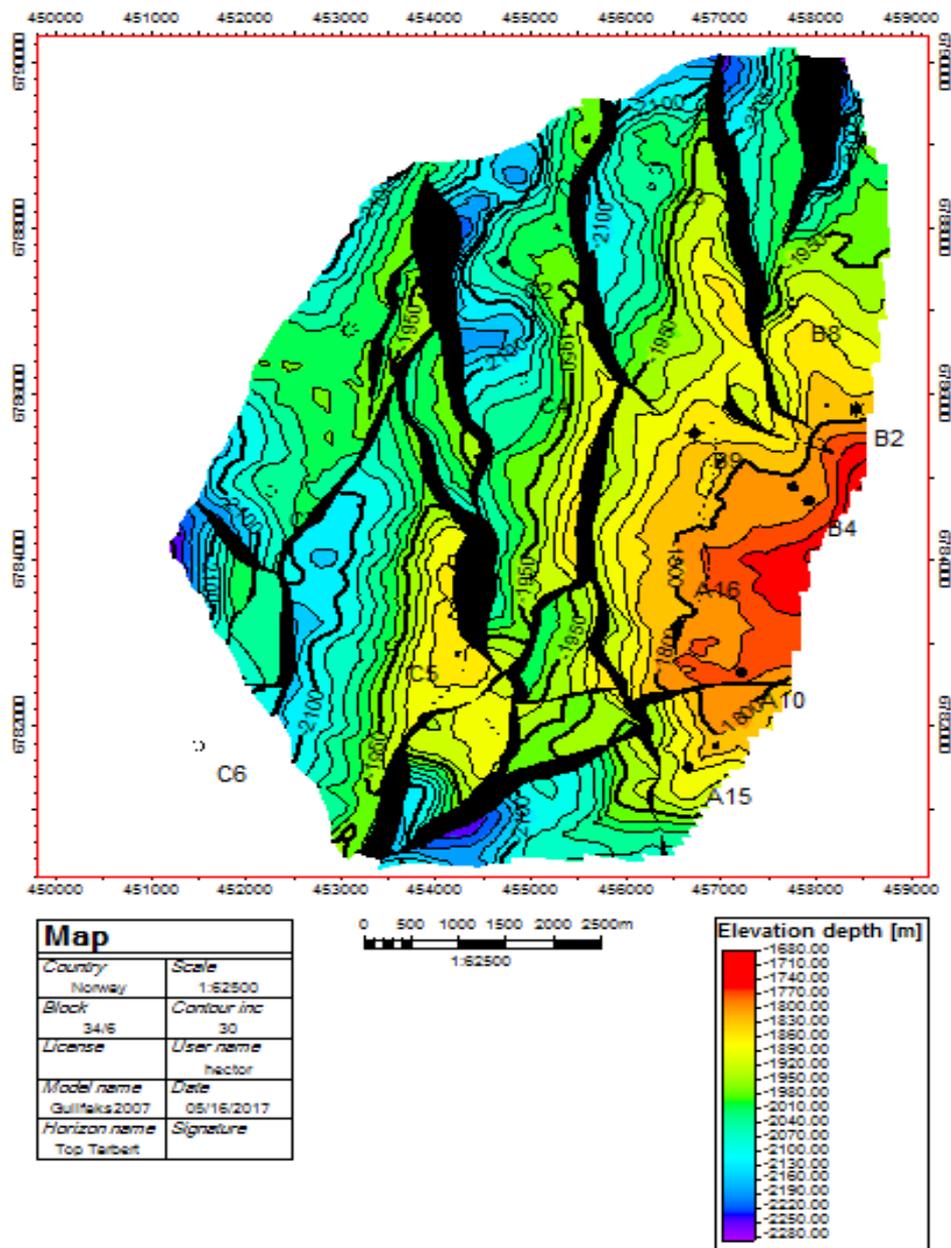


Figura 84. Mapa del horizonte *Tarbert* con las fallas y la situación de los sondeos

De modo análogo, se pueden representar propiedades como permeabilidad, porosidad, facies aluviales, etc. En este caso, para poder visualizar las propiedades en la ventana Mapa, se debe definir una K-Layer (K=62) en el menú ajustes de las propiedades (Figura 85). La Figura 86 muestra la representación en la ventana Mapa de las Fluvial Facies y la porosidad, mientras que la Figura 87 muestra la representación en la ventana Mapa de la permeabilidad.

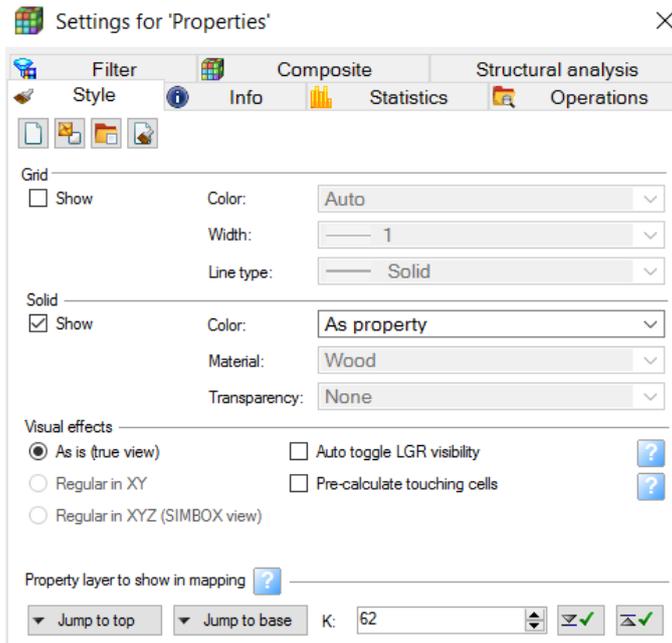


Figura 85. Definición del K-Layer 62

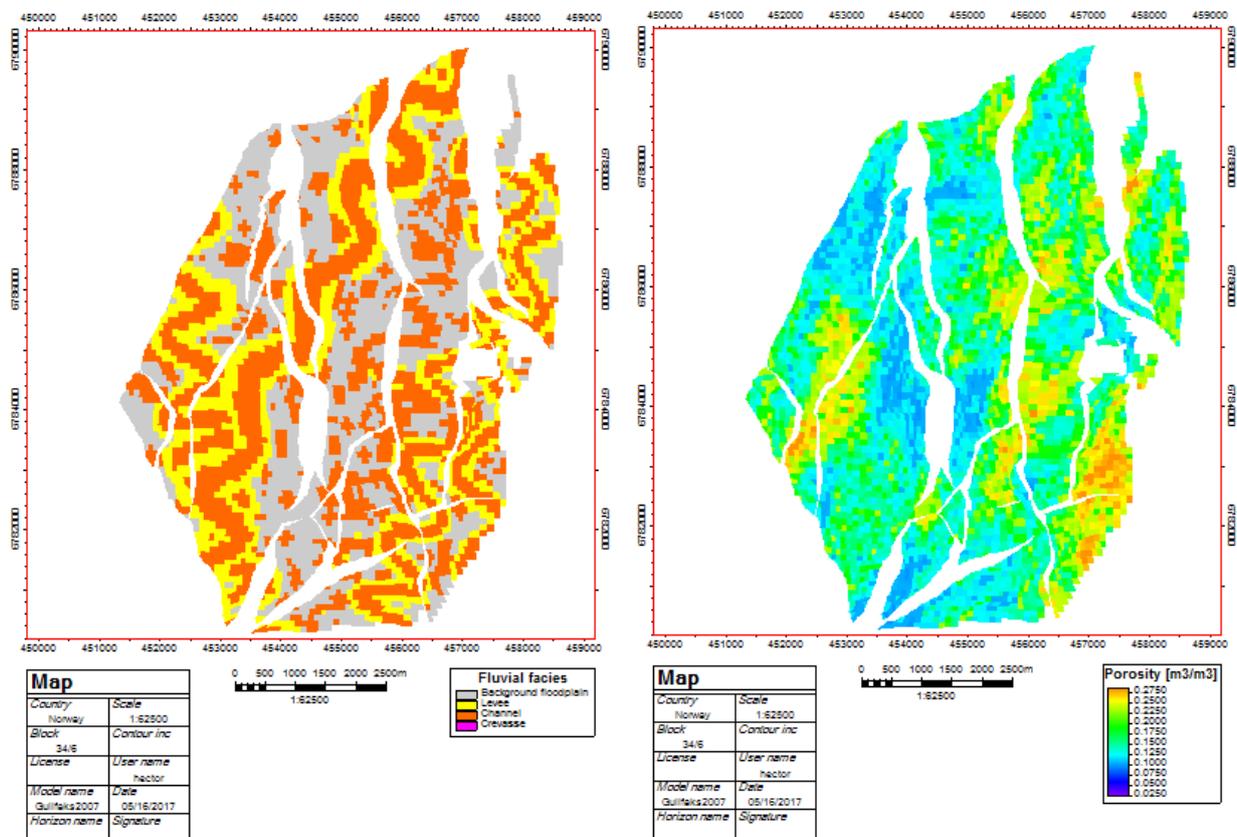


Figura 86. Fluvial Facies y porosidad de la K-Layer 62

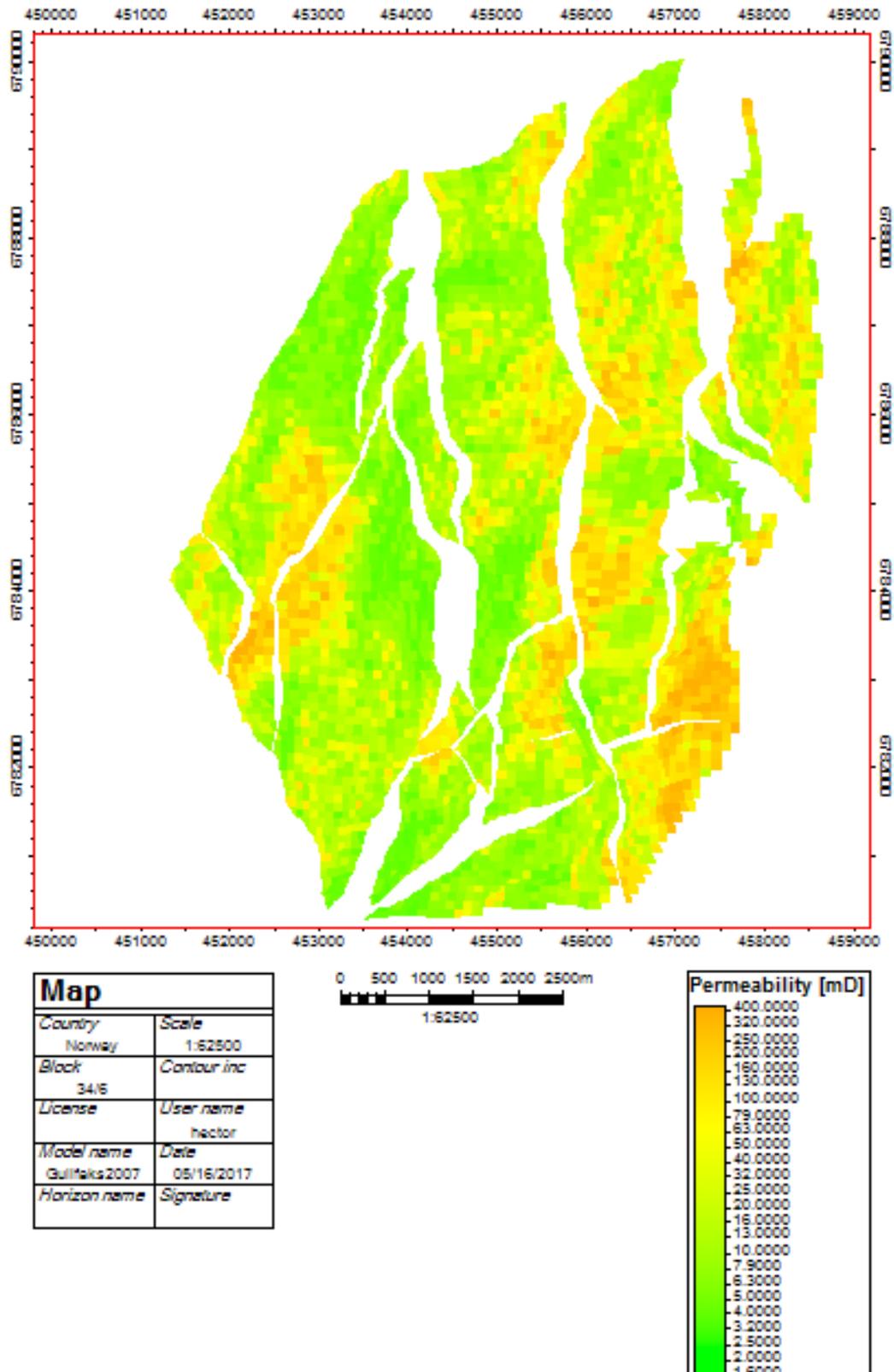


Figura 87. Permeabilidad en la K-Layer 62



INTERSECTION WINDOW: Al igual que con la ventana Mapa, se debe abrir una *Intersection Window*. Para mostrar una intersección, primero se debe hacer una intersección general. Lo más conveniente es crear una intersección general en la carpeta *Intersection*. En la ventana Intersección se pueden mostrar los datos que se deseen visualizar, por ejemplo, una propiedad y las fallas.

Al igual que para los mapas, hay una ventana de intersección separada que se utiliza cuando se realizan intersecciones escaladas. Se usa una intersección general para mostrar elementos en la ventana Intersección. Primero se ha de preparar un plano general de intersección en la carpeta *Intersections* de la cuadrícula 3D y se ha de dar a dicha intersección la orientación deseada (Figura 88).

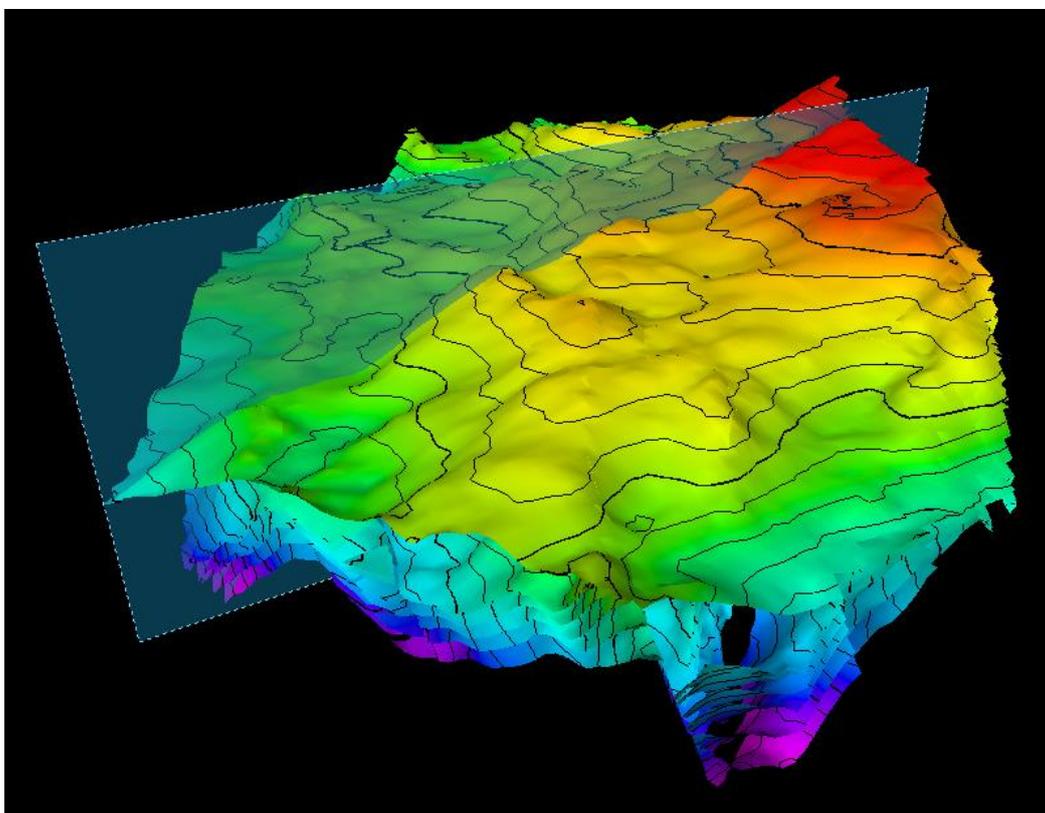


Figura 88. Horizontes y plano de intersección general en la ventana 3D

Después se debe insertar una ventana de intersección y se deben seleccionar los datos que se desean representar en la ventana de intersección. Se seleccionan las distintas zonas del yacimiento, así como los sondeos que atraviesan el perfil elegido (Figura 89).

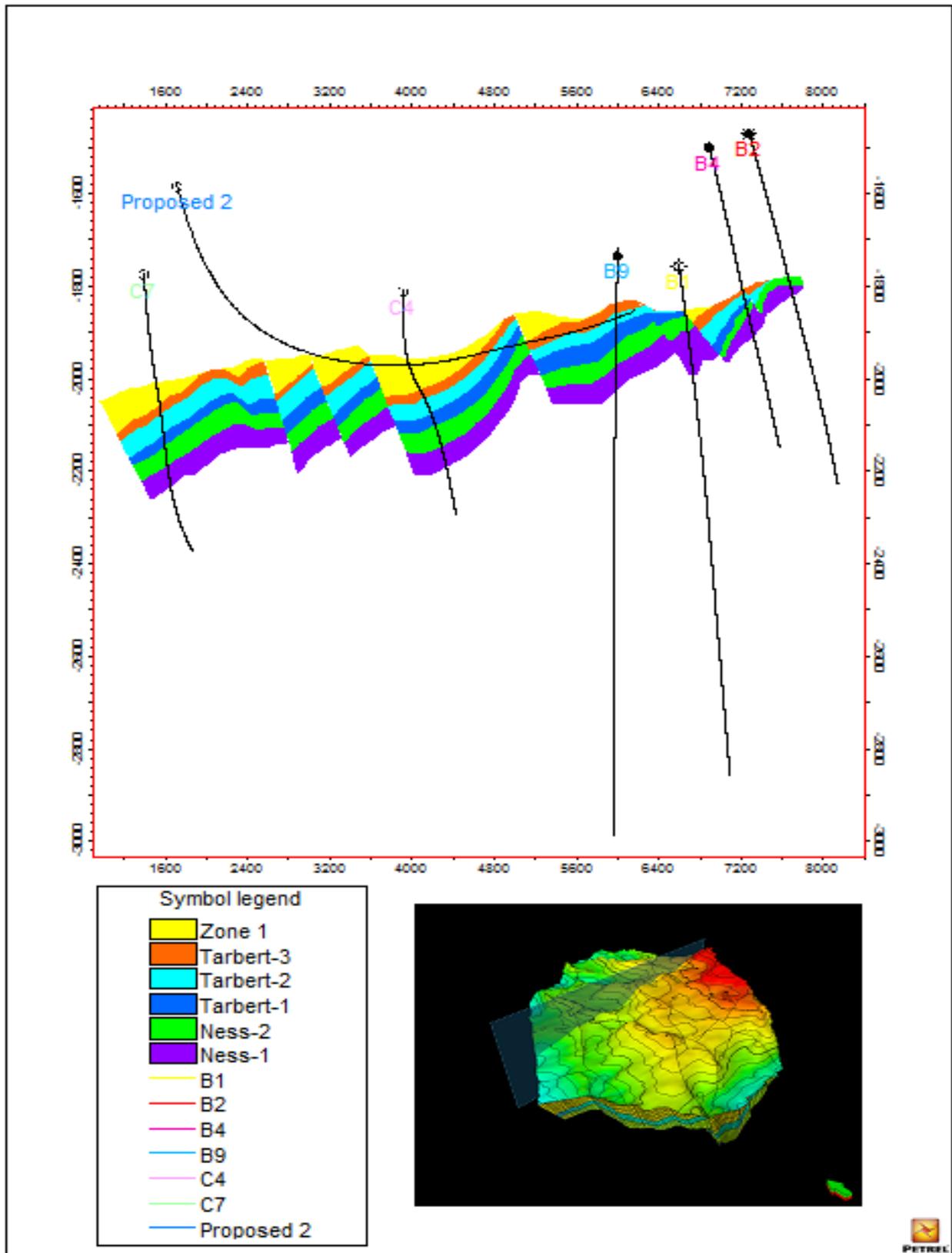


Figura 89. Perfil geológico del yacimiento *Gullfaks*



PLOT WINDOW: Cada *Plot Window* puede contener varias vistas y cada una de ellas puede tener objetos asociados, como una escala o una leyenda. La ventana de visualización activa se indica mediante un borde rojo y se puede cambiar haciendo clic en un visor diferente o insertando un nuevo visor que se activará.

Los diferentes tipos de visores tendrán diferentes herramientas disponibles y al cambiar entre ellas, la barra de herramientas cambiará. Cuando una ventana de visualización está activa, los elementos que se pueden mostrar en la ventana gráfica tendrán una casilla de verificación en los paneles del explorador de PETREL.

Las gráficas de montaje se pueden ver en una ventana *Plot*. Esta ventana vacía puede ser llenada con cualquier representación de otras ventanas, como mapas, intersecciones, histogramas y secciones de sondeos. Para ello, basta con abrir una nueva *Plot Window* y seleccionar las ventanas que se quieren representar juntas. En este caso, se representará el horizonte Tarbert, el histograma de porosidad, el perfil geológico y el perfil de porosidad (Figura 90). En esas ventanas también se pueden representar secciones de sondeos (Figura 91).

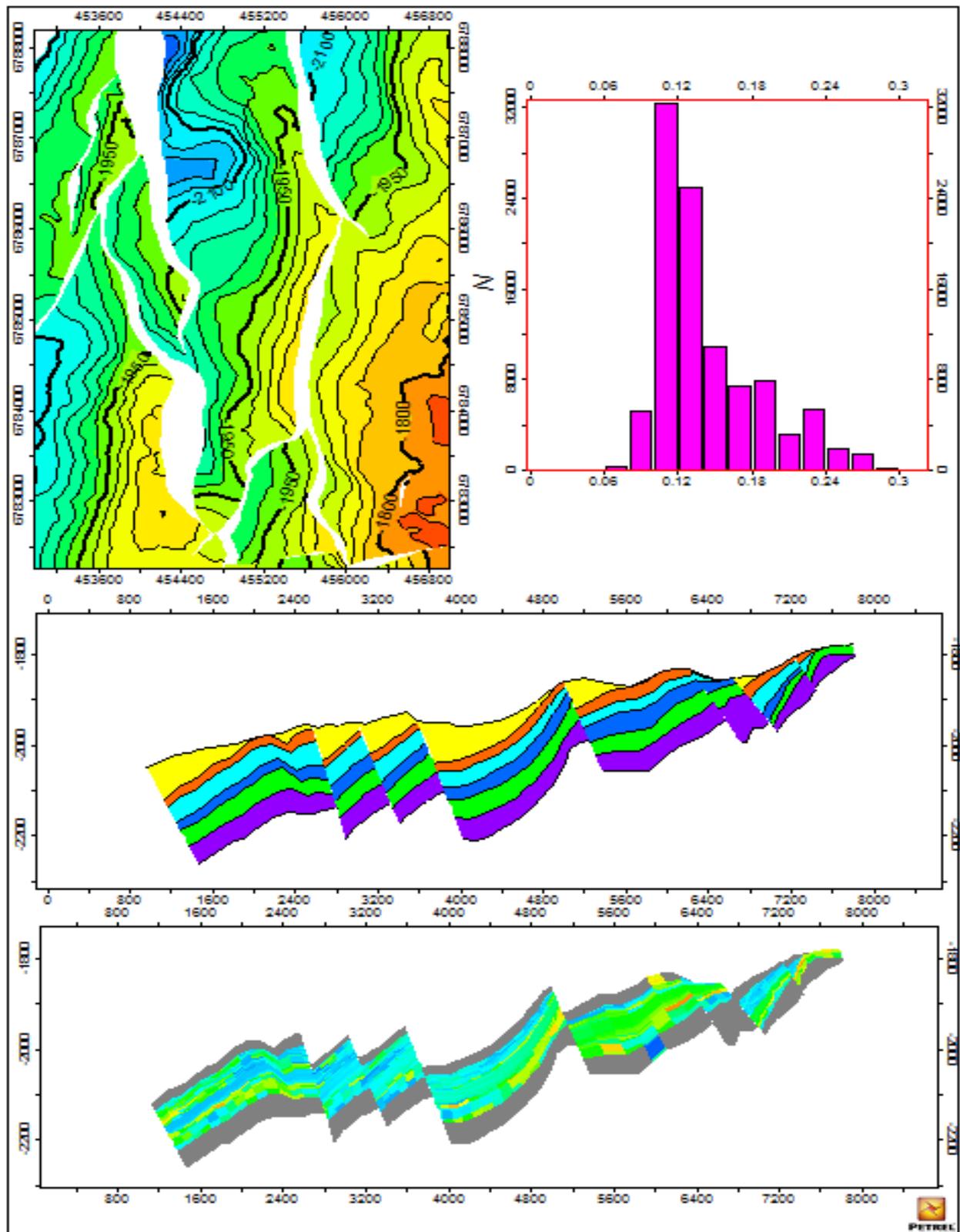


Figura 90. Plot Window del yacimiento Gullfaks

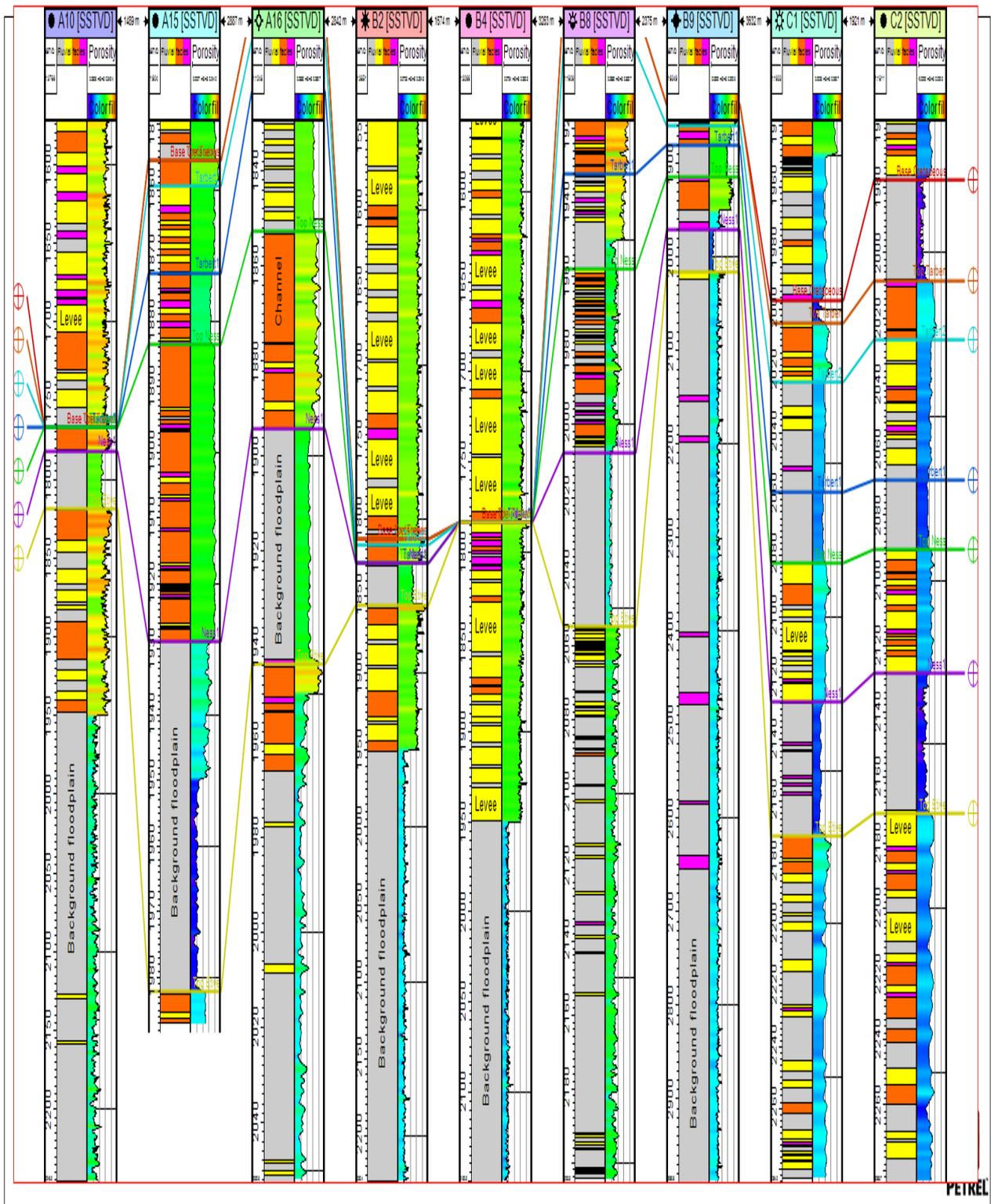


Figura 91. Representación en una Plot Window de una sección de sondeos



5.9. Volume Calculation Process

5.9.1. MAKE CONTACTS

Make Contacts es el proceso en el cual se definen los contactos que se utilizarán en el proceso de cálculo de volúmenes. Para utilizar los contactos como datos de entrada en el proceso *Volume Calculation*, se deben definir los contactos en un proceso separado en PETREL, denominado *Make Contacts*. El propósito de este proceso es poder introducir diferentes tipos de contactos, tales como valores constantes, contactos de inmersión y superficies, y poder utilizar diferentes contactos para cada zona y cada segmento o los mismos contactos para todo el modelo 3D.

Otra posibilidad que dan los contactos es la capacidad de visualizar los contactos junto con uno de los horizontes. De esta manera, se mostrará el contorno del contacto en la superficie junto con el intervalo de color para cada intervalo de hidrocarburos, lo que es muy útil para mostrar la extensión de los intervalos de hidrocarburos. También es posible generar una propiedad de contacto, que es una propiedad 3D discreta con diferentes valores para cada uno de los intervalos de hidrocarburos.

Los volúmenes se calculan comúnmente durante el proceso *Volume Calculation*. Los contactos de hidrocarburos que se utilizarán en el proceso *Volume Calculation* deben ser definidos en el proceso *Make Contacts*. El objetivo del proceso *Make Contacts* es facilitar el uso de contactos dentro de una rejilla 3D.

Cualquier tipo de contacto se puede definir como gas/petróleo, petróleo/agua, techo del petróleo, muro del gas, etc. Estos contactos pueden ser niveles de profundidad constante, o representados por una rejilla 2D (superficie) y pueden ser diferentes para cada zona y segmento. El usuario tiene la opción de utilizar el mismo contacto para todas las zonas y segmentos, contactos diferentes para cada segmento y/o diferentes contactos para cada zona.

Para definir los contactos se abre el proceso *Make Contacts* del panel Procesos y en la ventana del proceso se crea un contacto Gas/Petróleo, definiendo la profundidad del contacto en -1880 m. para después crear un contacto Agua/Petróleo, definiendo la profundidad del contacto en -2010 m (Figura 92).

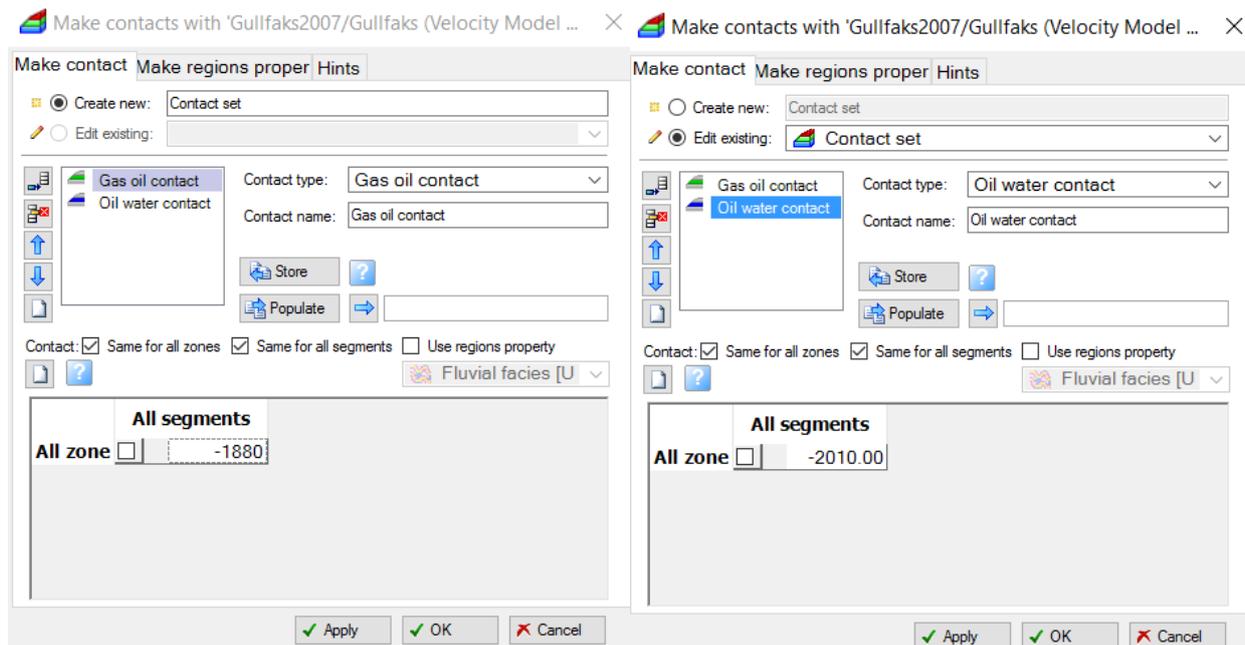


Figura 92. Definición de los contactos Gas/Petróleo y Agua/Petróleo

PETREL ofrece varias opciones diferentes para visualizar los contactos en 2D, 3D o en la ventana mapa. Los contactos se pueden visualizar solos, cubriendo los horizontes o visualizados como una cuadrícula de propiedades. Los contactos también se pueden mostrar en horizontes modelados como líneas de contorno. La visualización de los contactos en superficies 2D y 3D es útil para mostrar la extensión de las zonas de Petróleo/Gas. Los mapas se pueden definir en una ventana Mapa mediante el proceso *Plotting*.

Para visualizar los contactos solapados en los horizontes basta con definir los ajustes de la carpeta *Fluid Contacts*, como se muestra en la Figura 93. Otra manera de visualizar las zonas de interés del yacimiento es mediante mapas 2D, para lo cual se debe abrir una ventana Mapa y seleccionar un horizonte del yacimiento. Mediante el proceso *Plotting* se pueden visualizar en una misma ventana varios horizontes del yacimiento. En la Figura 94 se pueden ver los mapas de contactos en 2D de los horizontes *Top Tarbert*, *Top Tarbert 2* y *Top Tarbert 3* junto con un corte geológico de la zona *Tarbert* y el histograma de petróleo de los tres horizontes.

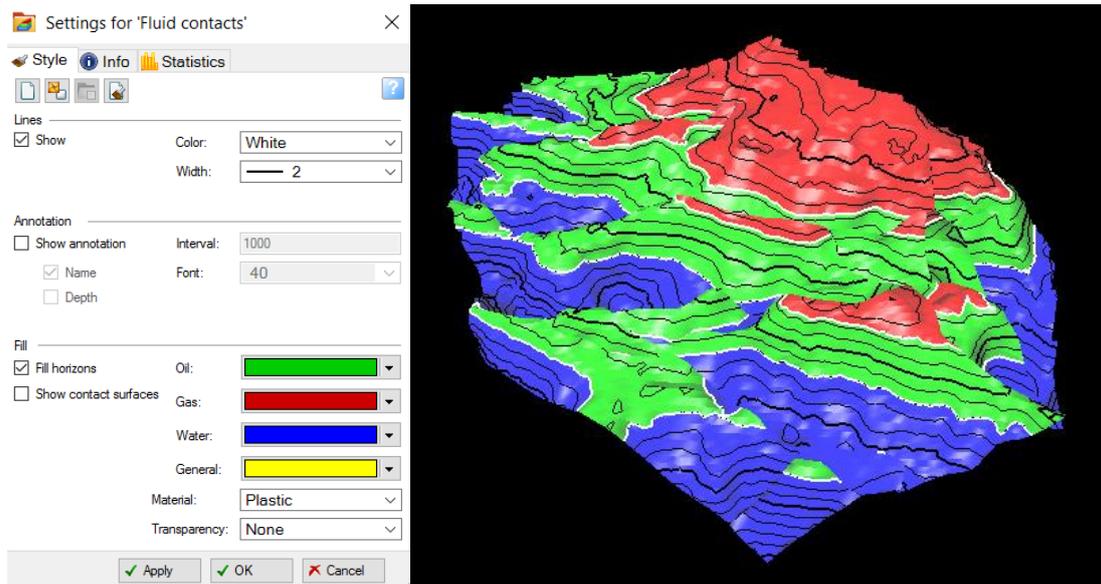


Figura 93. Zonas de Gas, Petróleo y Agua en el horizonte *Tarbert* en 3D

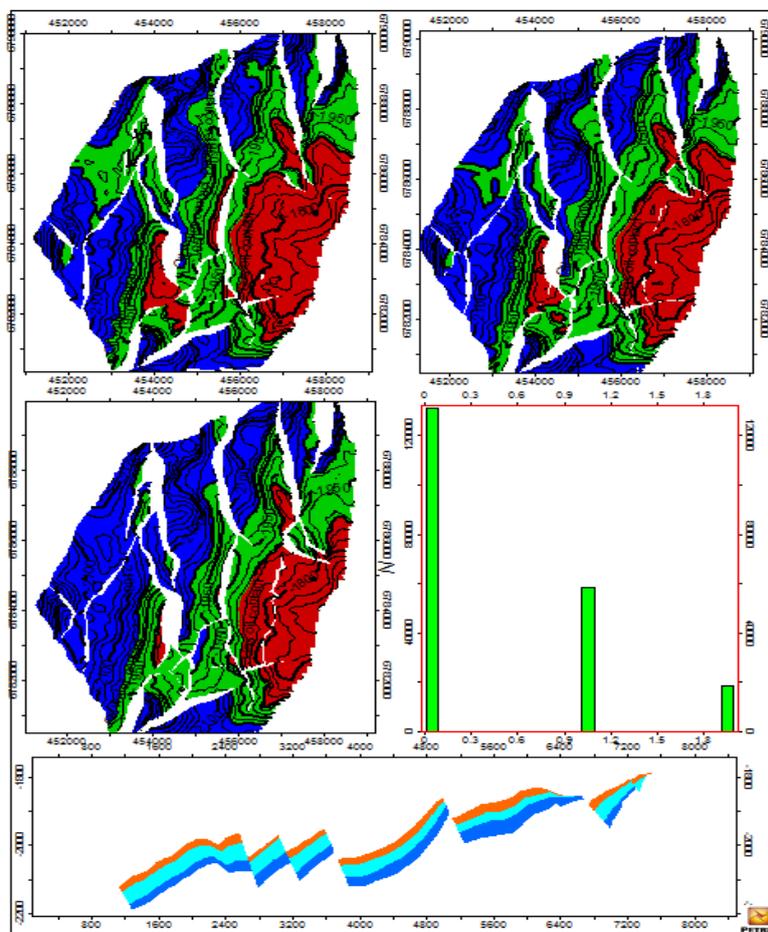


Figura 94. Ventana de mapas con los horizontes *Top Tarbert*, *Top Tarbert 2* y *Top Tarbert 3*



VISUALIZAR LOS CONTACTOS COMO PROPIEDAD: Esta operación permite crear una propiedad en la que las celdas reciben un código de facies según su posición relacionada con los contactos de hidrocarburos. Esto puede ser una forma útil de mostrar los contactos. La propiedad de contacto generada también se puede utilizar como entrada para otros cálculos de propiedades.

Se deben abrir los ajustes de la carpeta *Contact Set* y seleccionar *Gas Zone* en la pestaña *Select code above highest contact* del panel *Operations*. En la columna *Hydrocarbon interval below* se debe especificar que la zona de petróleo se encuentra por debajo de la zona de gas y que la zona de agua se encuentra por debajo de la zona de petróleo. Por último, al seleccionar el botón *Make property* del panel se creará la propiedad deseada (Figura 95).

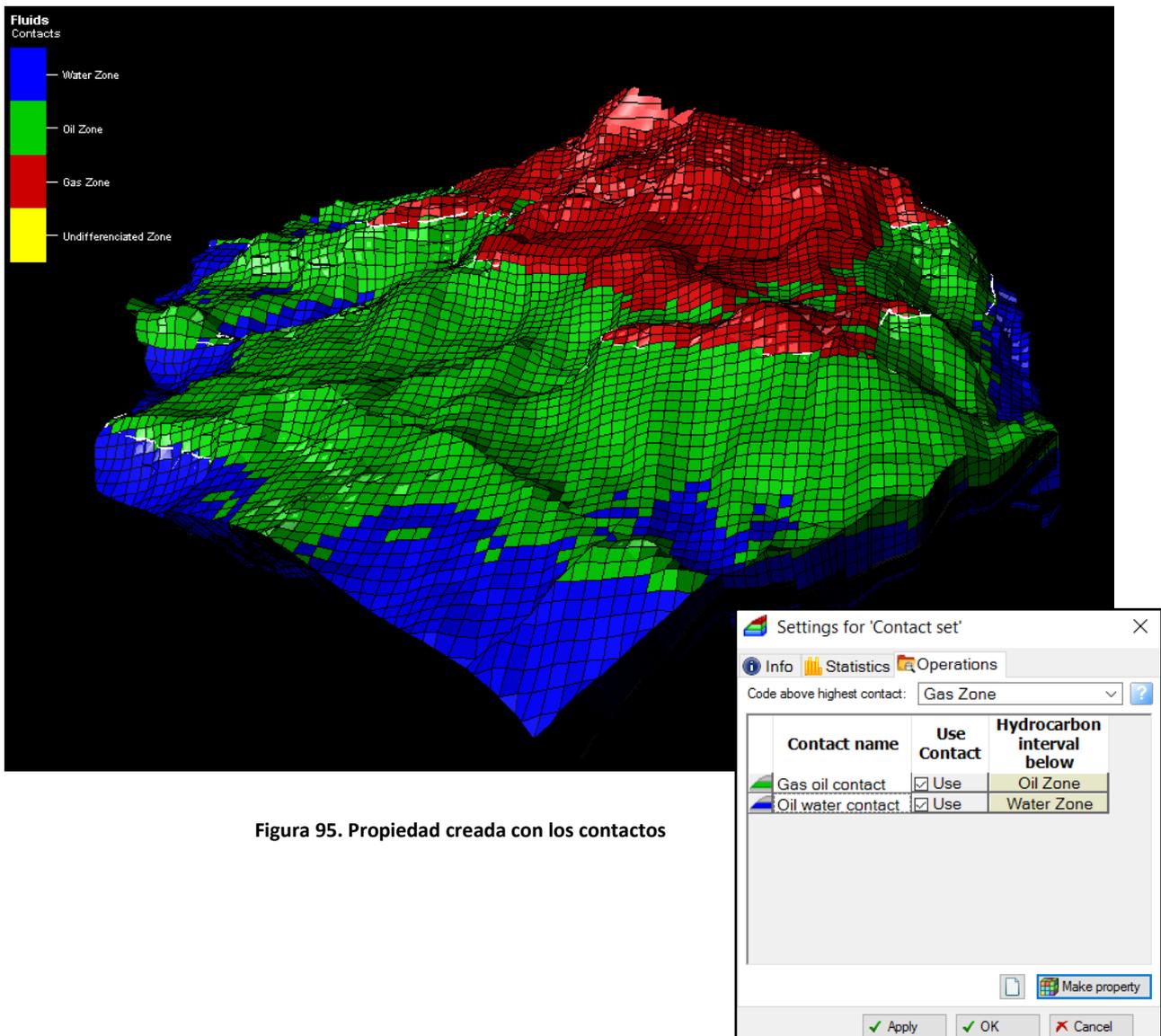


Figura 95. Propiedad creada con los contactos



5.9.2. VOLUME CALCULATION

Los volúmenes se calculan comúnmente en el paso del proceso de cálculo del volumen (*Volume Calculation*). Los volúmenes pueden calcularse exactamente dentro de zonas, segmentos y límites definidos por el usuario. Los contactos definidos en el proceso anterior *Make Contacts* se utilizan como datos de entrada para el proceso de cálculo del volumen.

Los cálculos de volumen se realizan utilizando varias hipótesis en una sola operación. La ejecución de un cálculo de volumen creará un *Case* (almacenado en el panel *Cases*) y un ícono de cálculo de volumen. Esto se convertirá en el filtro para mostrar los resultados de la ejecución en la ventana de trazado. El panel *Results* controla los resultados y permite al usuario crear filtros adicionales para separar los resultados.

Todos los ajustes relacionados con el proceso de cálculo de volumen se encuentran en la ventana de proceso de cálculo de volúmenes. El usuario especificará el tipo de salida a generar (propiedades 3D, informes, funciones de distribución) y los datos de entrada a utilizar. Si se desea ver el efecto de diferentes modelos de propiedades, se deben definir varias ejecuciones de volumen, cada una de ellas utilizando diferentes entradas (como propiedad, contactos o límite). Un informe definido por el usuario se creará después de que se haya ejecutado el proceso, enumerando todos los volúmenes por zona, por segmento y/o por facies.

DEFINIR UN CASO Y CALCULAR EL VOLUMEN POR ENCIMA DE UN CONTACTO: Se abre el proceso *Volume Calculation* y se crea un nuevo caso, denominado *Case_1*. En la pestaña de propiedades se definen los planos de contacto Gas/Petróleo y Petróleo/Agua y las constantes de porosidad del petróleo y del gas, como se muestra en la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia..** Después se definen las propiedades que se van a calcular y el tipo de facies que se va a utilizar (**¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**), tras lo cual se ejecuta el cálculo. PETREL reporta un informe que se puede guardar en formato de texto que se puede utilizar con facilidad en Excel. En la Tabla 3 se indican las propiedades generales del yacimiento, en la Tabla 4 las propiedades de los intervalos saturados de gas y petróleo. Finalmente, en la Tabla 5 se muestran los resultados del cálculo de volumen, donde se puede ver la capacidad total de hidrocarburos del yacimiento y qué capas son ricas en gas y petróleo.



Volume calculation

Create new: Case 1
Edit existing: Case

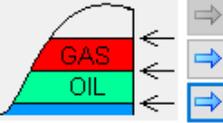
Type: Single Porosity Grid: Gullfaks (Velocity Model 1)

Properties Settings Hints

Fluid zones General Oil Gas

Hydrocarbon interval(s)

Oil Gas No contact



Gas oil contact
Oil water contact

Fluid zones General Oil Gas

Constant property

M/G = 0.8 ?
 Φ Φ Porosity[1] [U] = 0.3 ?

Fluid zones General Oil Gas

Constant or complementary value

Saturations in HC interval (recurrent RE properties are only shown if copied)

S_w S_w Sw = 0.3 ?
 S_o = 1-Sw-Sg ?
 S_g = 0 ?

Surface conditions (units defined in the respective Templates will be used)

B_o = 1.21 ?
 R_s = 0 ?

Fluid zones General Oil Gas

Constant or complementary value

Saturations in HC interval (recurrent RE properties are only shown if copied)

S_w S_w Sw = 0.5 ?
 S_g = 1-Sw-So ?
 S_o = 0.4 ?

Surface conditions (units defined in the respective Templates will be used)

B_g = 0.0009 ?
 R_v = 0 ?

Figura 96. Propiedades para el cálculo de volúmenes

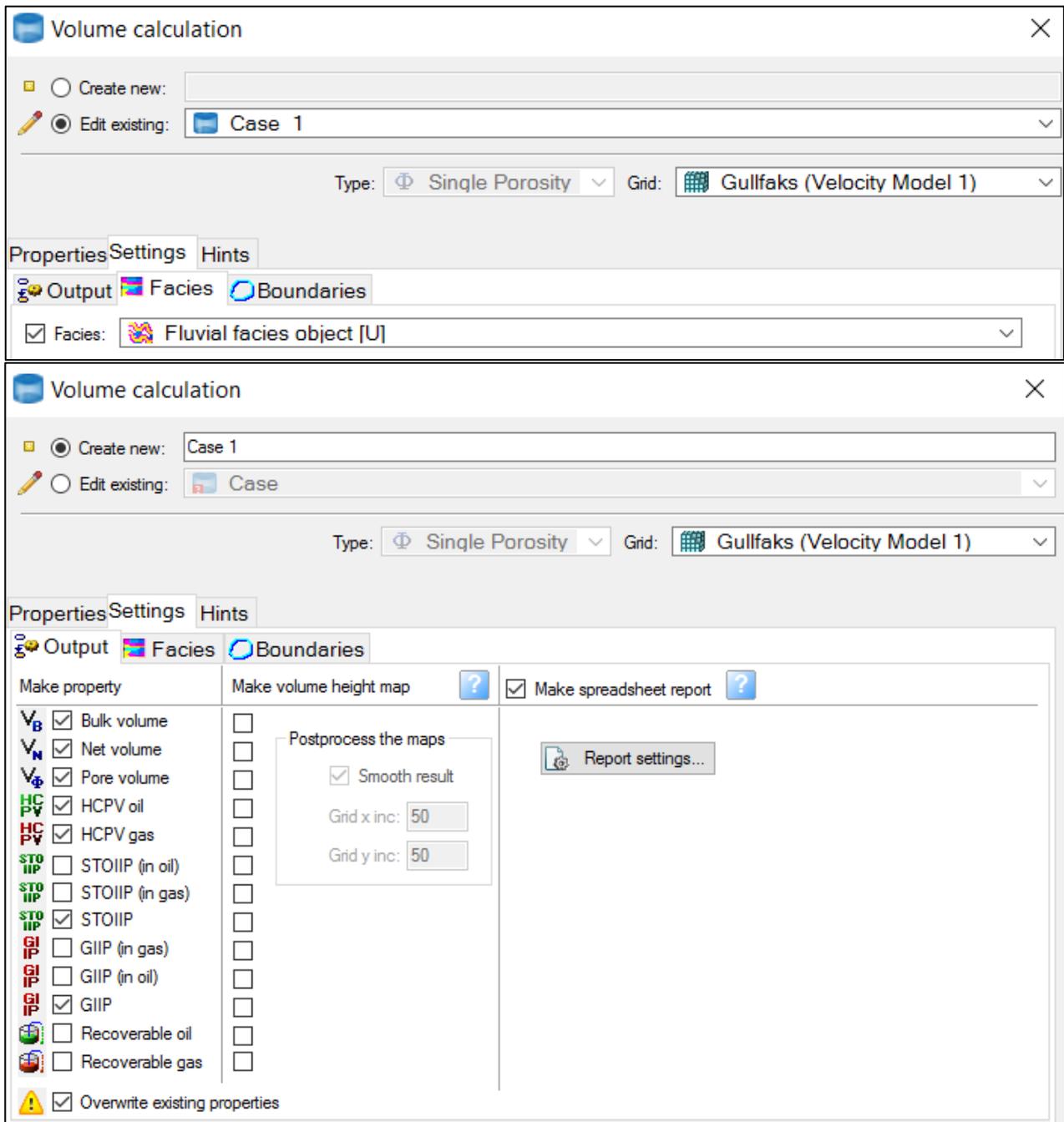


Figura 97. Facies y propiedades elegidas para el cálculo de volumen



Tabla 3. Propiedades generales del yacimiento *Gullfaks*

PROPIEDADES GENERALES	
Porosity	0.3
Net Gross	0.8

Tabla 4. Propiedades de los intervalos de gas y petróleo

PROPIEDADES EN EL INTERVALO DE GAS		PROPIEDADES EN EL INTERVALO DE PETRÓLEO	
Sat. Agua	0.5	Sat. Agua	0.3
Sat. Gas	1-Sw-So	Sat. Gas	1-Sw-Sg
Sat. Petróleo	0.4	Sat. Petróleo	0
Bg (formation vol. factor)	0.0009 [rm3/sm3]	Bg (formation vol. factor)	1.21 [rm3/sm3]
Rv (vaporized oil/gas ratio)	0 [rm3/sm3]	Rv (vaporized oil/gas ratio)	0 [rm3/sm3]
Recovery factor gas	1	Recovery factor gas	1

BULK VOLUME: Volumen total.

NET VOLUME: Volumen neto.

PORE VOLUME: Volumen de poros.

HCPV (Hydrocarbon Pore Volume): Volumen de poros de hidrocarburos.

STOIIP (Stock Tank Oil-Initially-In-Place): Petróleo en el lugar antes del comienzo de la explotación.

GIIP (Gas initially in place): Volumen de gas que existe inicialmente en el lugar.

RECOVERABLE OIL: Petróleo recuperable.

RECOVERABLE GAS: Gas recuperable.



Evaluación del campo Gullfaks con PETREL

Tabla 5. Resultados por zonas del proceso *Volume Calculation*

ZONES	BULK VOLUME [*10 ⁶ m ³]	NET VOLUME [*10 ⁶ m ³]	PORE VOLUME [*10 ⁶ m ³]	HCPV OIL [*10 ⁶ m ³]	HCPV GAS [*10 ⁶ m ³]	STOIIP (IN OIL) [*10 ⁶ sm ³]	STOIIP (IN GAS) [*10 ⁶ sm ³]	GIIP (IN GAS) [*10 ⁶ sm ³]	GIIP (IN OIL) [*10 ⁶ sm ³]	RECOVERABLE OIL [*10 ⁶ sm ³]	RECOVERABLE GAS [*10 ⁶ sm ³]
TOTAL	3673	2938	314	197	8	163	0	8573	0	163	8573
ZONE 1	1242	994	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TARBERT-3	262	210	38	24	1	19	0	1071	0	19	1071
TARBERT-2	512	410	54	35	1	29	0	1144	0	29	1144
TARBERT-1	532	425	71	45	2	37	0	1865	0	37	1865
NESS-2	507	406	77	49	2	41	0	1681	0	41	1681
NESS-1	617	494	74	44	3	36	0	2813	0	36	2813



CREACIÓN DE UN MAPA *STOIPP*: Una vez se ha creado el caso y calculado el volumen, PETREL puede crear mapas de volumen de petróleo simplemente seleccionando la opción ***STOIPP*** en la casilla *Make volumen height map* de la pestaña de ajustes del proceso *Volume Calculation*. En la ventana Input aparecerá la carpeta *Volume Maps* en la que se encuentra el mapa generado por el programa, que se visualiza en la ventana 3D de PETREL (Figura 98).

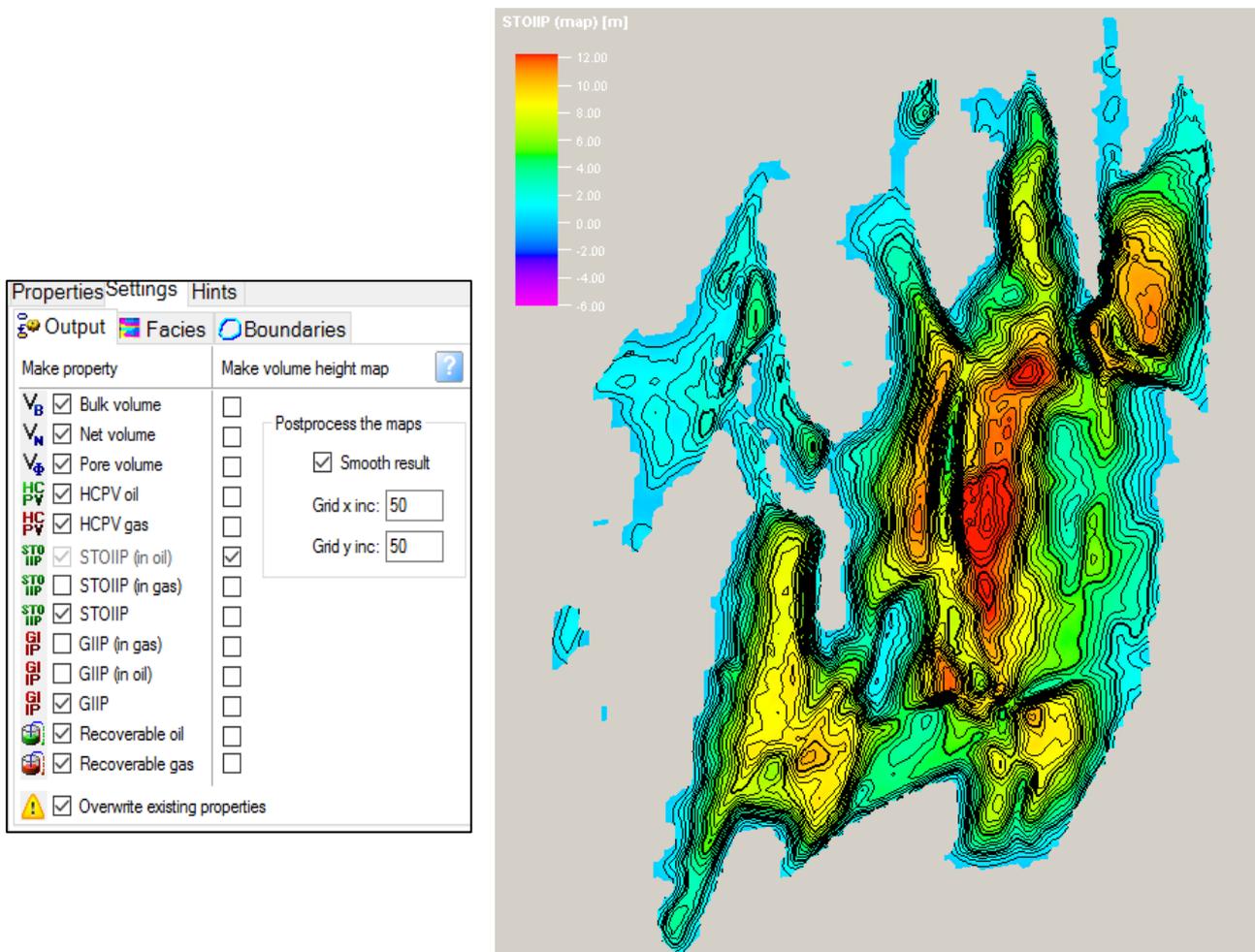


Figura 98. Mapa del cálculo de volumen de petróleo en el yacimiento (*STOIPP*)



CREACIÓN DE UN MAPA *GIIP*: Una vez se ha creado el caso y calculado el volumen, PETREL puede crear mapas de volumen de gas en el lugar simplemente seleccionando la opción ***GIIP*** en la casilla *Make volumen height map* de la pestaña de ajustes del proceso *Volume Calculation*. En la ventana Input aparecerá la carpeta *Volume Maps* en la que se encuentra el mapa generado por el programa, que se visualiza en la ventana 3D de PETREL (Figura 99).

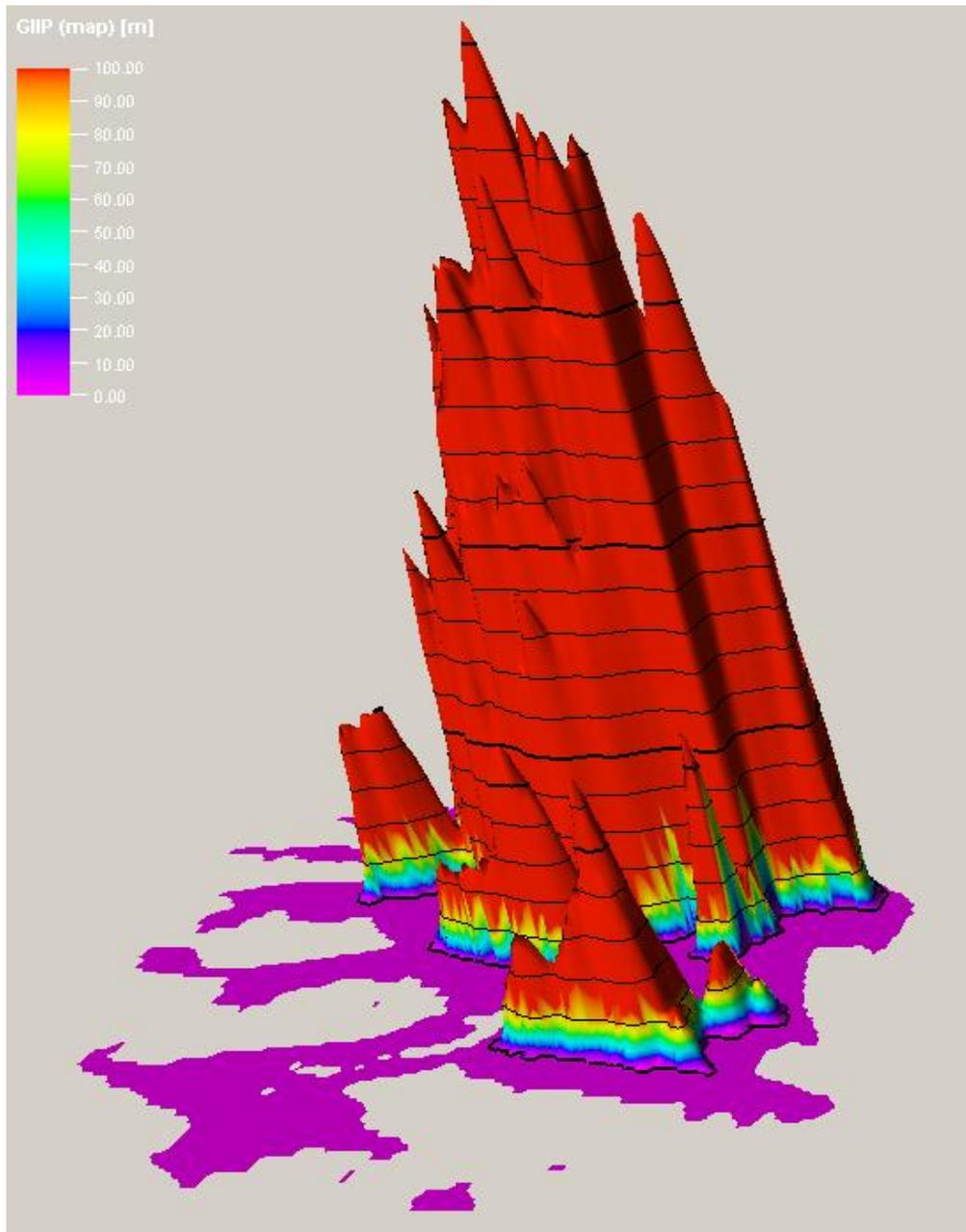


Figura 99. Mapa del cálculo de volumen de gas en el yacimiento (*GIIP*)



CREACIÓN DE UNA FUNCIÓN DE DISTRIBUCIÓN ACUMULATIVA: Con ayuda de la ventana de histogramas se pueden comparar diferentes casos creados con el proceso *Volume Calculation*. Se crea un nuevo caso que se denominará Case_2 en el que se cambia el valor N/G que en el Case_1 era de 0,9 y en el nuevo caso será 0,7. En la ventana *Results* se marca la casilla STOIPP para visualizarse en la ventana de histograma el cambio de la cantidad de petróleo inicial en la formación debida al cambio de las propiedades geológicas (Figura 100).

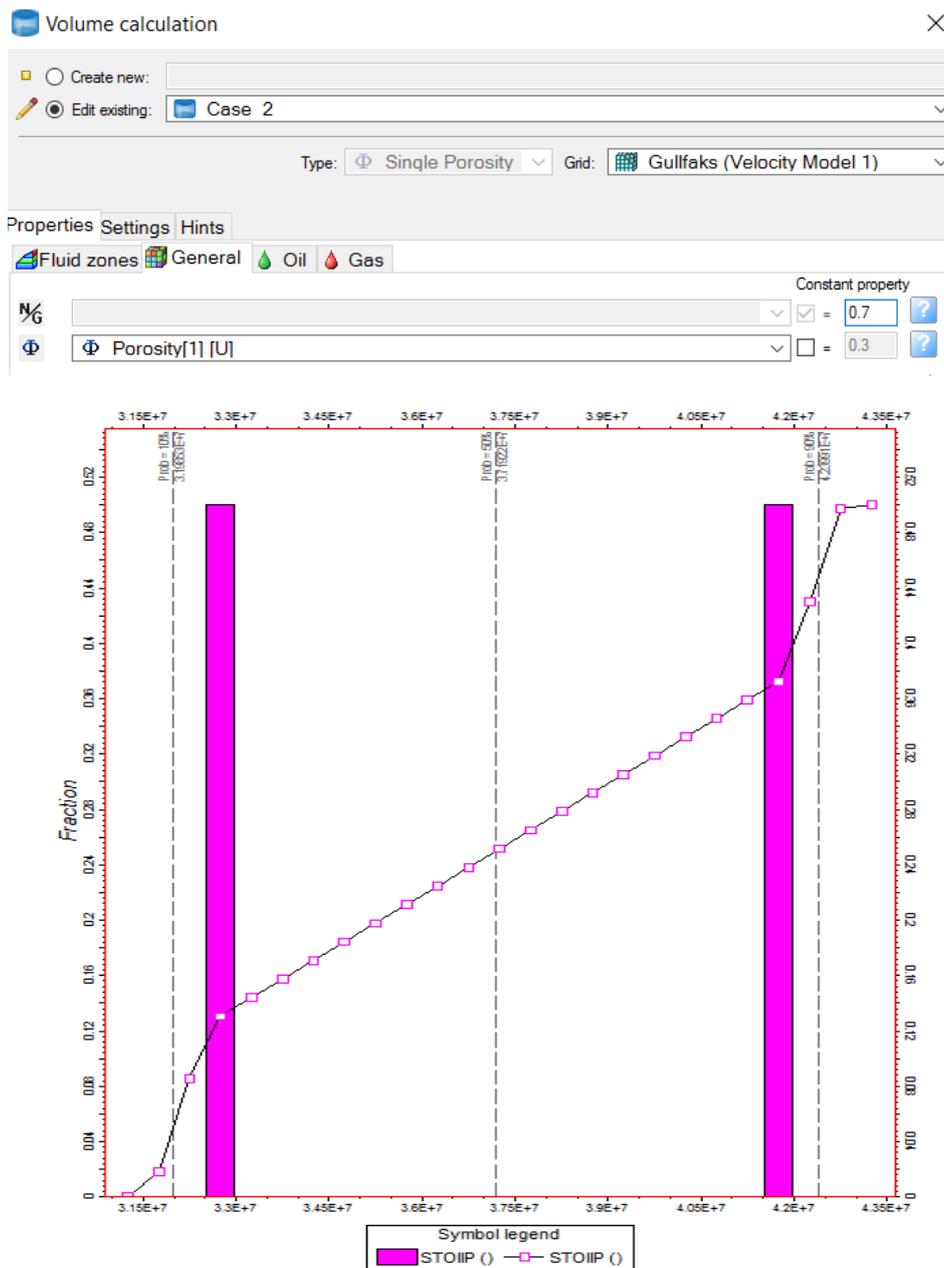


Figura 100. Función de distribución de STOIPP



5.10. Well Design Process

El primer paso en el proceso *Well Design* es comenzar a digitalizar el recorrido del sondeo y editar los puntos del sondeo en su posición. A continuación, se realiza un control de calidad creando una intersección de sondeos verticales y mostrando diferentes tipos de datos sobre ella. Además, es posible crear registros sintéticos a lo largo de la trayectoria del sondeo, basándose en las entradas de la malla 3D. Los registros sintéticos se pueden mostrar en la ventana de sección de sondeos de la misma manera que cualquier otro tipo de registro.

El paso final consiste en crear un informe del sondeo que indique todas las salidas y entradas de cada zona. PETREL también da la opción de reportar una hoja de cálculo con los datos del sondeo y obtener una lista de los puntos del sondeo, con diferentes tipos de atributos.

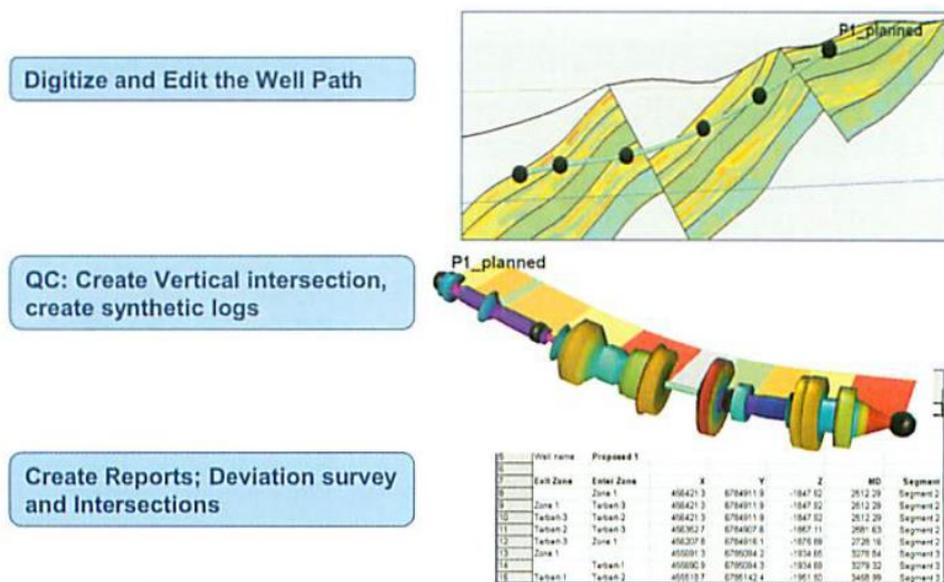


Figura 101. Proceso de diseño de sondeos de PETREL [Schlumberger (2007e)]

El diseño de sondeos en PETREL permite digitalizar las trayectorias en 3D basadas en el modelo generado con el programa. La orientación de la trayectoria del sondeo (valores X, Y, Z) se puede exportar/importar a una hoja de cálculo Excel y utilizarse entre el modelador y el ingeniero de perforación para su uso posterior. Después de haber digitalizado la trayectoria del sondeo, se puede crear una sección vertical a lo largo de la trayectoria del sondeo. También se puede crear un informe del sondeo que proporcione información sobre entradas y salidas de cada horizonte. Se pueden crear registros sintéticos para trayectorias de sondeos digitalizados basados en el modelo de propiedades petrofísicas.



DIGITALIZAR UN NUEVO SONDEO: Para comenzar a diseñar un sondeo se debe activar el proceso *Well Path Design* del panel de procesos y visualizar la intersección general que se encuentra en la carpeta *Intersections* del panel *Models*. Con ayuda del botón azul se activan los horizontes, las fallas y la porosidad para que se muestren en la intersección general (Figura 102). La herramienta *Start New Well (Deactivate Old)* se utiliza para definir la trayectoria que tendrá el sondeo a lo largo de la intersección general.

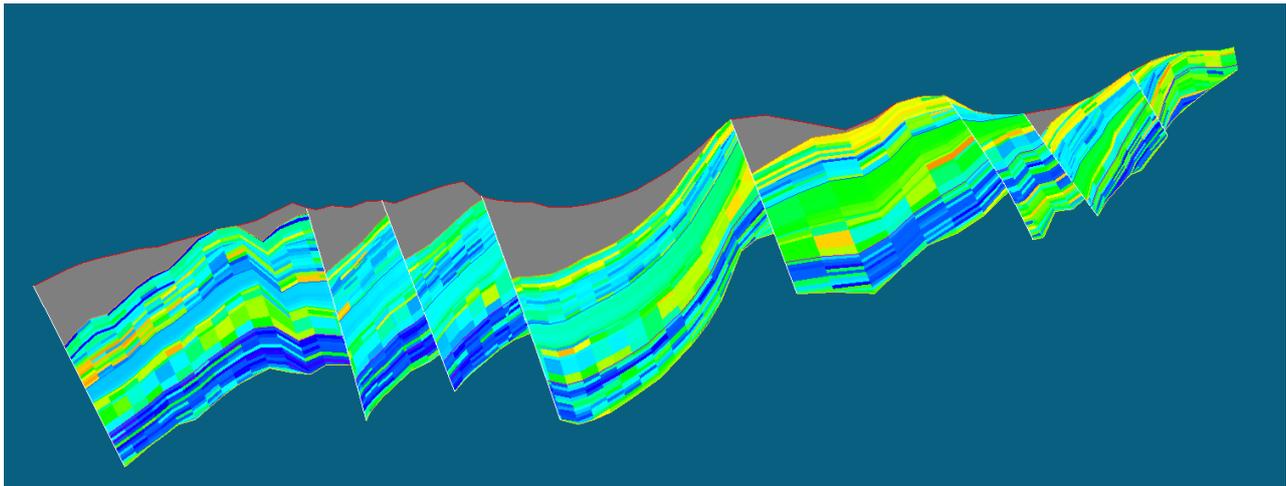


Figura 102. Intersección general con horizontes, fallas y porosidad

El programa PETREL calcula con ayuda de un logaritmo la mejor trayectoria y ajusta los puntos que el usuario edita a lo largo del perfil. En este caso, se visualizan los contactos Gas/Petróleo y Petróleo/Agua para diseñar un sondeo que atravesase las capas en las que se encuentran los hidrocarburos. La Figura 103 muestra el sondeo que se propone para la recuperación de Gas y Petróleo del yacimiento *Gullfaks*. En el apartado anterior se ha comprobado mediante el cálculo de volúmenes que el yacimiento es un campo de hidrocarburos rico en gas natural y que las zonas más saturadas en gas se encuentran en la formación *Tarbert*. PETREL tiene la opción de diseñar sondeos con varias trayectorias como se muestra en la Figura 104.

El modelo diseñado con PETREL es un modelo estático que permite calcular volúmenes y diseñar sondeos, pero no puede calcular la producción del sondeo en un tiempo estimado. Para realizar esto es necesario cargar el modelo construido en PETREL a otro programa que ofrezca la posibilidad de crear un modelo dinámico. Una posibilidad dentro de la empresa del software *Schlumberger* es utilizar el programa **ECLIPSE** para volcar los datos del modelo estático y crear el modelo dinámico.

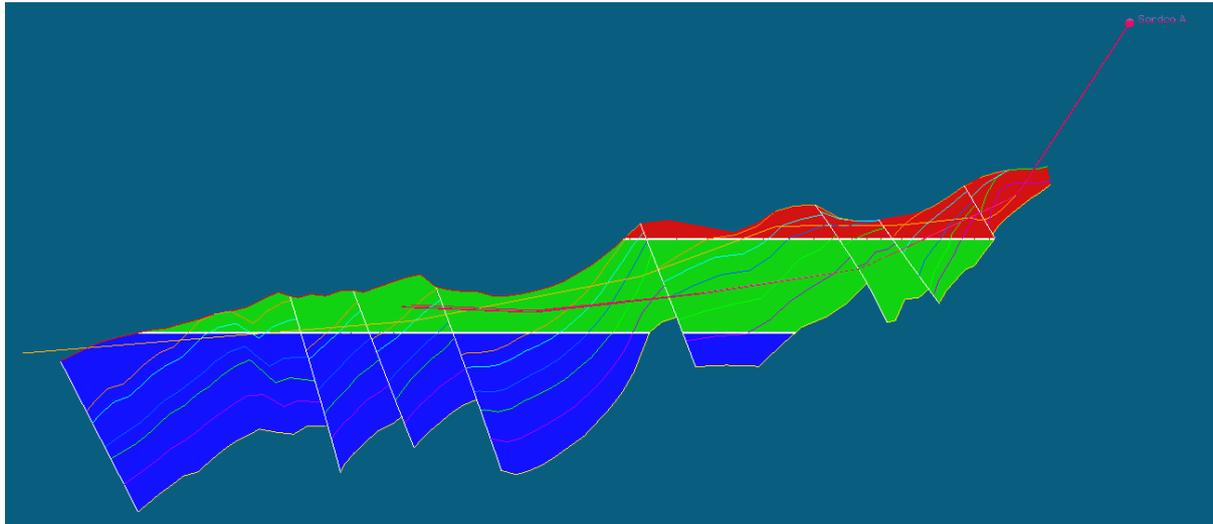


Figura 103. Sondeo A propuesto por el usuario

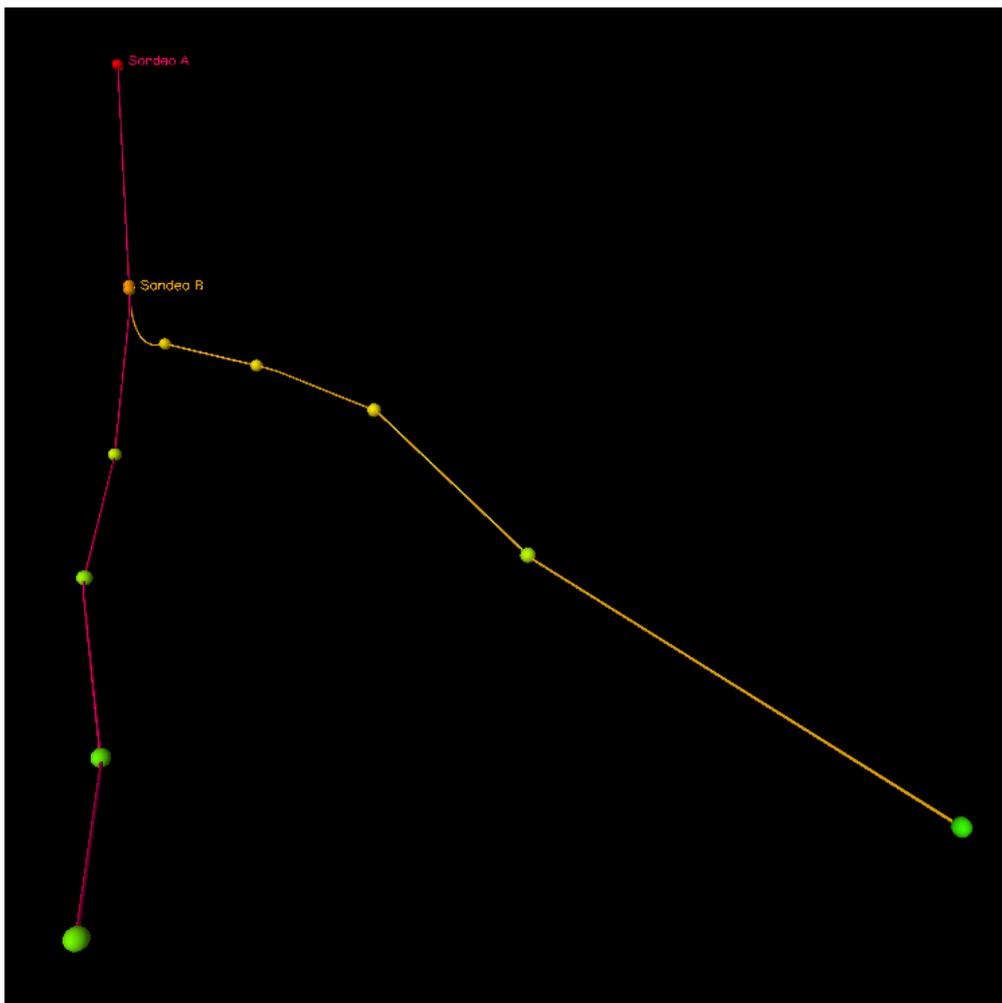


Figura 104. Sondeo diseñado con dos trayectorias



PETREL ofrece una manera muy visual de analizar el sondeo que se ha diseñado con el proceso **Well Path Design** creando registros sintéticos. Es posible mostrar valores de propiedades a lo largo de la trayectoria del sondeo diseñado desde cualquier trayectoria de sondeo dada. Esta característica está disponible tanto para sondeos que han sido diseñados en PETREL como para sondeos importados. Sólo se seleccionará un valor por celda a lo largo de la trayectoria del sondeo, lo que significa que una resolución vertical más fina de la rejilla 3D proporciona una selección de valores más heterogénea.

Para visualizar el registro a lo largo del sondeo diseñado, se abre la ventana de propiedades del sondeo y en la pestaña **Make Logs** se eligen las propiedades que se quieren cargar. Las propiedades elegidas se crean en la carpeta del sondeo diseñado, dentro del panel Input. Para visualizarlas en 3D a lo largo del sondeo se abre la ventana Ajustes de la propiedad Porosidad y se marca la casilla **Draw log as 3D pipe** (Figura 105). Una vez se ha creado el registro en 3D, éste se puede visualizar en la ventana 3D (Figura 106).

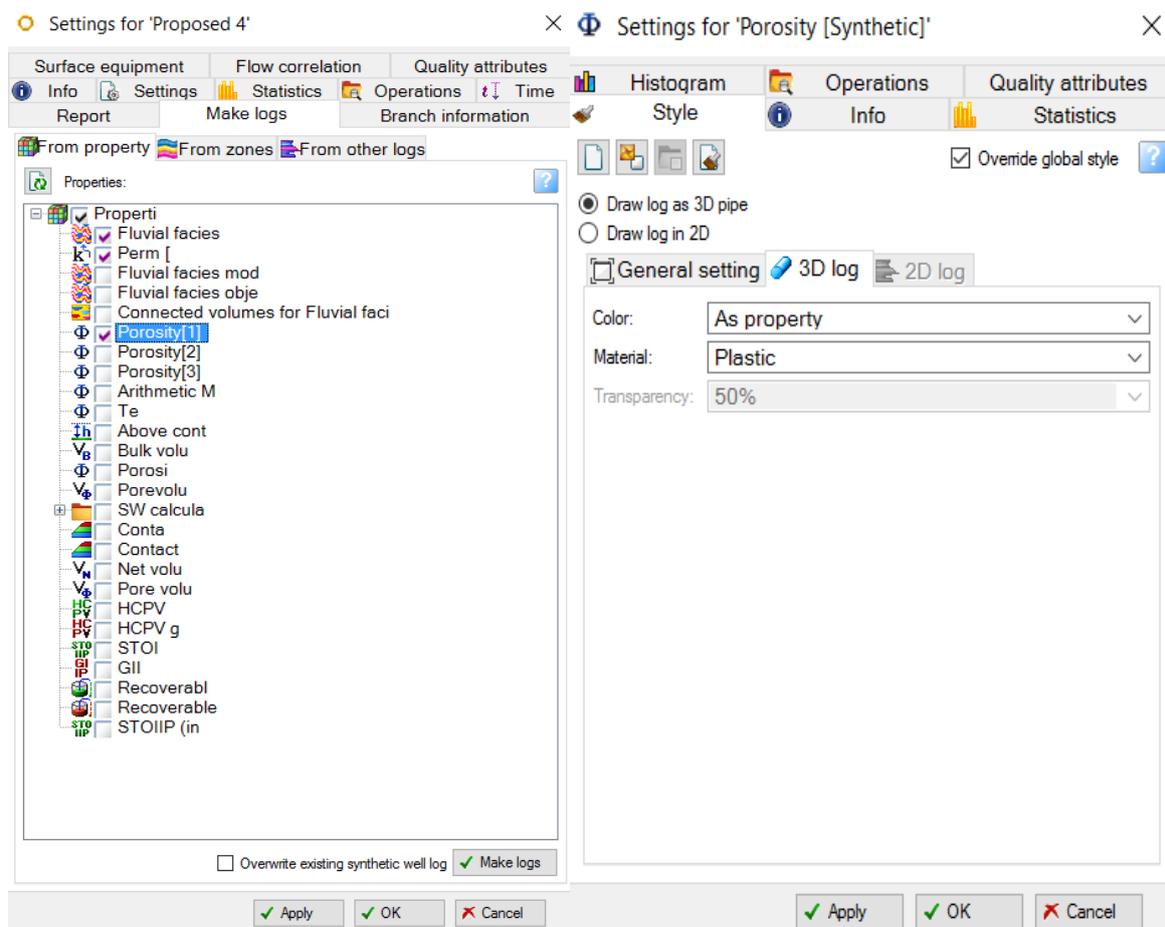


Figura 105. Creación de registros de sondeo sintéticos

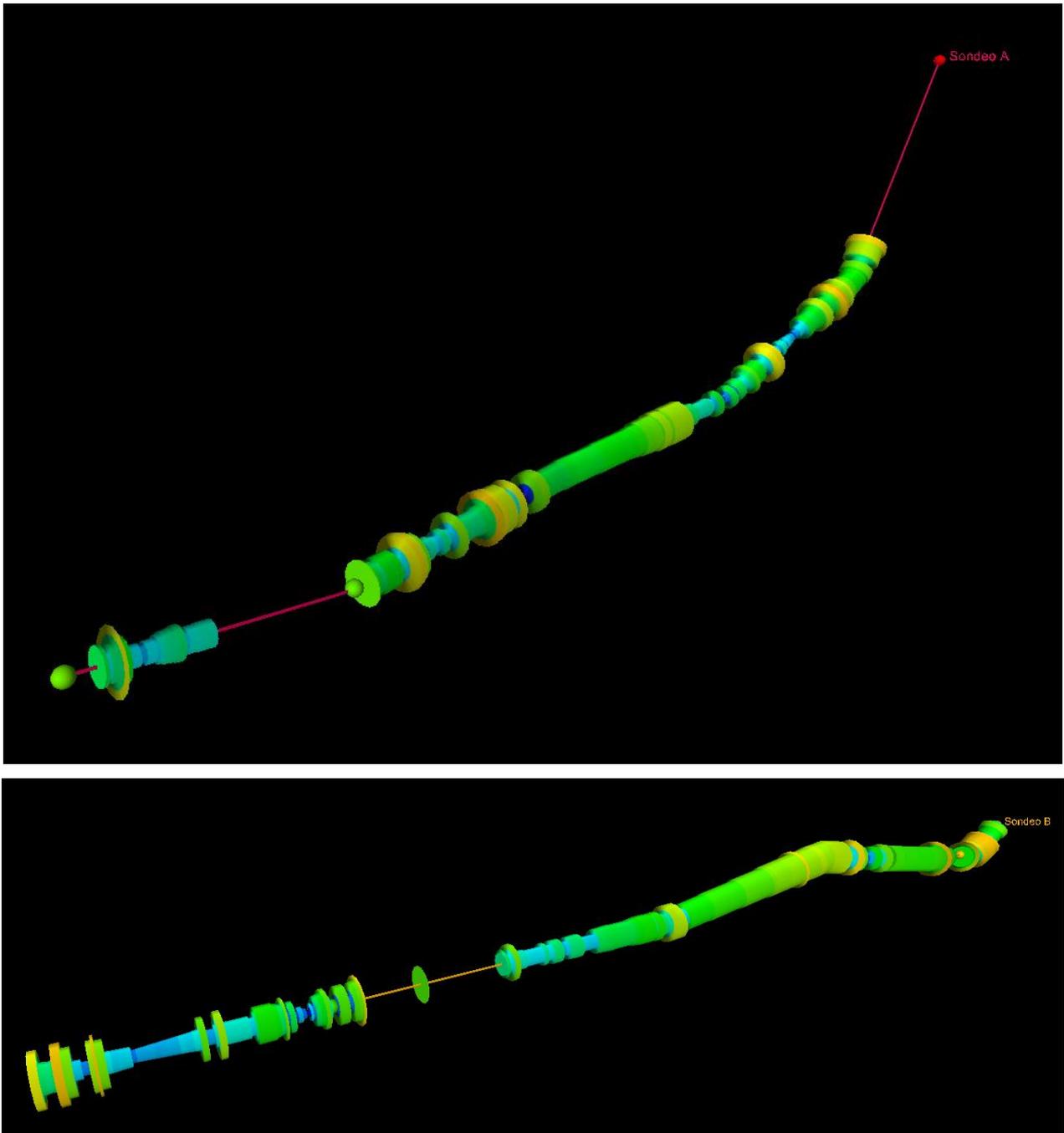


Figura 106. Visualización del registro sintético de porosidad a lo largo de los sondeos A y B



6. Conclusiones

- El modelado geológico de yacimientos de hidrocarburos es una herramienta que ha permitido la gestión y explotación de campos petrolíferos y gasísticos complejos como es el caso del Mar del Norte.
- La gestión de grandes cantidades de información procedentes de sondeos, sísmica, etc. hace necesario el empleo de programas cada vez más sofisticados y necesarios de recursos de computación exigentes.
- Se puede considerar como herramienta de toma de decisiones a los programas informáticos de tipo PETREL los cuales además permiten el diseño y desarrollo de sondeos, así como simular la producción en un campo de petróleo.
- El modelo desarrollado en este proyecto es un modelo estático del yacimiento *Gullfaks*, paso previo a la creación del modelo dinámico el cual permite realizar simulaciones de producción de los sondeos diseñados basadas en las cubicaciones realizadas.
- Por último, es importante apostar por la formación en desarrollo de programas de nuevas tecnologías (programas informáticos, bases de datos, programación) a los futuros ingenieros como herramienta de trabajo habitual para la consecución de los objetivos empresariales.



7. Referencias bibliográficas

- Agustsson H., Stroenen L.K., & Solheim, O. A. (1999): "The Gullfaks Field: "Creating Value by means of a Multidisciplinary Reservoir Management Approach", paper OTC 10739 presented at the 1999 Offshore Technology Conference, Houston, Texas, 3-6 May 1999.
- Badley, M. E., Price, J. D., Dahl, C. R. & Agdestein, T. (1988): The structural evolution of the northern Viking Graben and its bearing upon extensional modes of basin formation. *Journal of Geological Society*, London, 145, 455-472].
- Bale A., Owren K., & Smith M. B. (1992): "Propped Fracture as a Tool for Sand Control and Reservoir Management" SPE 24992, presented at EUROPEC, Cannes, France 16-18 November 1992.
- Fookes, P., Pettifer, P. G. & Waltham, T. (2015): *Geomodels in engineering geology – An introduction*.
- Fossen, H. & Hesthammer, J. (1998): *Structural geology of the Gullfaks Field, northern North Sea*. Department of Geology, University of Bergen, Norway.
- Fossen, H. & Hesthammer, J. (2000): Possible absence of small faults in the Gullfaks Field, northern North Sea: implications for downscaling of faults in some porous sandstones. *Journal of Structural Geology*, 22, 851-863.
- Fossen, H. (1992): The role of extensional tectonics in the Caledonides of South Norway. *Journal of Structural Geology*, 14, 1033-1046.
- Gabrielsen, R. H., Faereth, R. B., Steel, R. J., Idle, S. & Klovjan, O. S. (1990): Architectural styles of basin fill in the northern Viking Graben.
- H.M. Anes, O. Haga, R. Instefjord & K.G. Jakobsen (1991): "The Gullfaks Lower Brent Waterflood Performance" paper presented at The 6th European Symposium on Improved Oil Recovery, 21-23 May 1991 in Stavanger, Norway
- McClay, K. R. & Ellis, P. G. (1987): Geometries of extensional fault systems developed in model experiments. *Geology*, 15, 341-344.



- Nordås, H. K. (2000): Gullfaks, the first Norwegian oil field developed and operated by Norwegian companies.
- Schlumberger (2007a): Seismic-to-Simulation Software, PETREL Introduction. PETREL 2007.
- Schlumberger (2007b): Seismic-to-Simulation Software, Mapping and Geological Workflows Course. PETREL 2007.
- Schlumberger (2007c): Seismic-to-Simulation Software, Property Modeling Course. PETREL 2007.
- Schlumberger (2007d): Seismic-to-Simulation Software, Structural Modeling Course. PETREL 2007.
- Schlumberger (2007e): Seismic-to-Simulation Software, Reservoir Engineering Course. PETREL 2007.



8. Referencias Web

- DATAMINE: <http://www.dataminesoftware.com/>
 - Consulta de 30/05/2017
- GIS municipal: http://gismunicipal.com/portfolio-item/sig_gis/
 - Consulta de 29/05/2017
- Introducción a los sistemas de información geográfica:
[http://www.catalonia.org/cartografia/Clase_08/Sistemas SIG](http://www.catalonia.org/cartografia/Clase_08/Sistemas_SIG)
 - Consulta de 29/05/2017
- Offshore Technology: <http://www.offshore-technology.com>
 - Consulta de 10/05/2017
- Offshore Energy Today: <http://www.offshoreenergytoday.com/tag/gullfaks/>
 - Consulta de 07/04/2017
- PETREL: <https://www.software.slb.com/products/PETREL>
 - Consulta de 18/04/2017
- STATOIL: <https://www.statoil.com/>
 - Consulta de 18/04/2017
- SURFER: <http://www.goldensoftware.com/products/surfer>
 - Consulta de 30/05/2017



9. ANEXOS

En este apartado se muestran los resultados del proceso *Volume Calculation* (ANEXO I) y los datos de los sondeos diseñados (ANEXO II).

- ANEXO I: INFORME DE RESERVAS (Tabla 6)
- ANEXO II: INFORME DE SONDEOS DISEÑADOS (Tabla 7)



Tabla 6. ANEXO I: Informe de reservas

ANEXO I: INFORME DE RESERVAS. FICHERO DE SALIDA DE PETREL

Case	Bulk volume [*10 ⁶ m3]	Net volume [*10 ⁶ m3]	Pore volume [*10 ⁶ rm3]	HCPV oil [*10 ⁶ rm3]	HCPV gas [*10 ⁶ rm3]	STOIIP (in oil) [*10 ⁶ sm3]	STOIIP (in gas) [*10 ⁶ sm3]	STOIIP [*10 ⁶ sm3]	GIIP (in gas) [*10 ⁶ sm3]	GIIP (in oil) [*10 ⁶ sm3]	GIIP [*10 ⁶ sm3]	Recoverable oil [*10 ⁶ sm3]	Recoverable gas [*10 ⁶ sm3]
Case_1	3673	2938	314	197	8	163	0	163	8573	0	8573	163	8573
ZONES													
Zone 1	1242	994	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Tarbert-3	262	210	38	24	1	19	0	19	1071	0	1071	19	1071
Tarbert-2	512	410	54	35	1	29	0	29	1144	0	1144	29	1144
Tarbert-1	532	425	71	45	2	37	0	37	1865	0	1865	37	1865
Ness-2	507	406	77	49	2	41	0	41	1681	0	1681	41	1681
Ness-1	617	494	74	44	3	36	0	36	2813	0	2813	36	2813
SEGMENTS													
Segment 1	892	714	100	61	3	51	0	51	3056	0	3056	51	3056
Segment 2	672	538	38	27	0	22	0	22	134	0	134	22	134
Segment 3	585	468	32	22	0	18	0	18	195	0	195	18	195
Segment 4	340	272	35	23	1	19	0	19	678	0	678	19	678
Segment 5	78	63	5	4	0	3	0	3	0	0	0	3	0
Segment 6	223	178	33	14	3	12	0	12	3461	0	3461	12	3461
Segment 7	87	70	5	4	0	3	0	3	0	0	0	3	0
Segment 8	154	124	17	10	1	8	0	8	780	0	780	8	780
Segment 9	114	91	10	7	0	6	0	6	14	0	14	6	14
Segment 10	180	144	12	8	0	7	0	7	38	0	38	7	38



Case	Bulk volume [*10 ⁶ m ³]	Net volume [*10 ⁶ m ³]	Pore volume [*10 ⁶ m ³]	HCPV oil [*10 ⁶ m ³]	HCPV gas [*10 ⁶ m ³]	STOIIP (in oil) [*10 ⁶ sm ³]	STOIIP (in gas) [*10 ⁶ sm ³]	STOIIP [*10 ⁶ sm ³]	GIIP (in gas) [*10 ⁶ sm ³]	GIIP (in oil) [*10 ⁶ sm ³]	GIIP [*10 ⁶ sm ³]	Recoverable oil [*10 ⁶ sm ³]	Recoverable gas [*10 ⁶ sm ³]
Segment 11	65	52	2	2	0	1	0	1	0	0	0	1	0
Segment 12	4	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Segment 13	120	96	8	6	0	5	0	5	6	0	6	5	6
Segment 14	36	29	3	2	0	2	0	2	0	0	0	2	0
Segment 15	4	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Segment 16	57	45	7	4	0	4	0	4	150	0	150	4	150
Segment 17	27	22	3	2	0	2	0	2	14	0	14	2	14
Segment 18	33	26	4	3	0	2	0	2	47	0	47	2	47
Segment 19	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
FACIES													
Background floodplain	848	679	110	71	2	58	0	58	2302	0	2302	58	2302
Levee	326	260	43	27	1	22	0	22	1346	0	1346	22	1346
Channel	639	511	87	55	2	46	0	46	2099	0	2099	46	2099
Crevasse	6	5	1	0	0	0	0	0	29	0	29	0	29
Undefined	1854	1483	74	44	3	36	0	36	2798	0	2798	36	2798



Tabla 7. ANEXO II: Informe de sondeos diseñados

ANEXO II: INFORME DE SONDEOS DISEÑADOS. FICHERO DE SALIDA DE PETREL															
SONDEO A															
PUNTOS DISEÑADOS DEL SONDEO A															
X [m]	Y [m]	Z [m]	TANGENT	MD [m]	INCL [°]	AZIM [°]	AZIM(TN) [°]	DX [m]	DY [m]	DX(TN) [m]	DY(TN) [m]	TVD [m]	Fix DLS	Upper DLS	Lower DLS
459061.89	6785572.34	-1583.14	False	1583.14	72.38	270.00	270.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1583.14	False	3.00	3.00
458374.96	6785572.34	-1801.36	False	2303.90	72.38	270.00	270.00	-686.93	0.00	-686.93	0.00	1801.36	False	3.00	3.00
457259.53	6785577.90	-1919.50	False	3426.43	84.62	270.30	270.30	-1802.35	5.55	-1802.35	5.55	1919.50	False	3.00	3.00
456192.50	6785572.34	-1953.61	False	4494.05	88.23	269.69	269.69	-2869.39	0.00	-2869.39	0.00	1953.61	False	3.00	3.00
455026.80	6785371.63	-1978.29	False	5677.62	88.83	259.82	259.82	-4035.09	-200.71	-4035.09	-200.71	1978.29	False	3.00	3.00
454131.41	6785297.17	-1971.10	False	6576.22	90.51	265.43	265.43	-4930.48	-275.17	-4930.48	-275.17	1971.10	False	3.00	3.00
ESTACIONES DEL SONDEO A															
X [m]	Y [m]	Z [m]	MD [m]	INCL [°]	AZIM [°]	AZIM(TN) [°]	DX [m]	DY [m]	DX(TN) [m]	DY(TN) [m]	TVD [m]	Calc DLS			
459061.89	6785572.34	-1583.14	1583.14	72.38	270.00	270.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1583.14	0.00			
458374.96	6785572.34	-1801.36	2303.90	72.38	270.00	270.00	-686.93	0.00	-686.93	0.00	1801.36	0.00			
458255.17	6785572.66	-1825.74	2426.38	84.62	270.30	270.30	-806.72	0.32	-806.72	0.32	1825.74	3.00			
457259.53	6785577.90	-1919.50	3426.43	84.62	270.30	270.30	-1802.35	5.55	-1802.35	5.55	1919.50	0.00			
457222.99	6785577.89	-1921.78	3463.05	88.23	269.69	269.69	-1838.89	5.55	-1838.89	5.55	1921.78	3.00			
456192.50	6785572.34	-1953.61	4494.05	88.23	269.69	269.69	-2869.39	0.00	-2869.39	0.00	1953.61	0.00			
456094.20	6785563.32	-1956.15	4592.92	88.83	259.82	259.82	-2967.69	-9.02	-2967.69	-9.02	1956.15	3.00			
455026.80	6785371.63	-1978.29	5677.62	88.83	259.82	259.82	-4035.09	-200.71	-4035.09	-200.71	1978.29	0.00			
454968.74	6785364.12	-1978.63	5736.19	90.51	265.43	265.43	-4093.14	-208.22	-4093.14	-208.22	1978.63	3.00			
454131.41	6785297.17	-1971.10	6576.22	90.51	265.43	265.43	-4930.48	-275.17	-4930.48	-275.17	1971.10	0.00			



TODOS LOS PUNTOS DEL TRAZADO DEL SONDEO A												
X [m]	Y [m]	Z [m]	MD [m]	INCL [°]	AZIM [°]	AZIM(TN) [°]	DX [m]	DY [m]	DX(TN) [m]	DY(TN) [m]	TVD [m]	Calc DLS
459061.89	6785572.34	-1583.14	1583.14	72.38	270.00	270.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1583.14	0.00
458374.96	6785572.34	-1801.36	2303.90	72.38	270.00	270.00	-686.93	0.00	-686.93	0.00	1801.36	0.00
458363.25	6785572.35	-1804.95	2316.15	73.60	270.03	270.03	-698.64	0.00	-698.64	0.00	1804.95	3.00
458351.46	6785572.36	-1808.28	2328.40	74.83	270.06	270.06	-710.43	0.01	-710.43	0.01	1808.28	3.00
458339.61	6785572.37	-1811.36	2340.64	76.05	270.09	270.09	-722.28	0.03	-722.28	0.03	1811.36	3.00
458327.69	6785572.39	-1814.18	2352.89	77.27	270.12	270.12	-734.20	0.05	-734.20	0.05	1814.18	3.00
458315.72	6785572.42	-1816.75	2365.14	78.50	270.15	270.15	-746.17	0.08	-746.17	0.08	1816.75	3.00
458303.69	6785572.46	-1819.07	2377.39	79.72	270.18	270.18	-758.20	0.12	-758.20	0.12	1819.07	3.00
458291.62	6785572.50	-1821.12	2389.63	80.95	270.21	270.21	-770.27	0.16	-770.27	0.16	1821.12	3.00
458279.50	6785572.55	-1822.92	2401.88	82.17	270.24	270.24	-782.39	0.21	-782.39	0.21	1822.92	3.00
458267.35	6785572.60	-1824.46	2414.13	83.40	270.27	270.27	-794.54	0.26	-794.54	0.26	1824.46	3.00
458255.17	6785572.66	-1825.74	2426.38	84.62	270.30	270.30	-806.72	0.32	-806.72	0.32	1825.74	3.00
458155.61	6785573.19	-1835.11	2526.38	84.62	270.30	270.30	-906.28	0.84	-906.28	0.84	1835.11	0.00
457259.53	6785577.90	-1919.50	3426.43	84.62	270.30	270.30	-1802.35	5.55	-1802.35	5.55	1919.50	0.00
457250.41	6785577.93	-1920.28	3435.59	85.52	270.15	270.15	-1811.47	5.59	-1811.47	5.59	1920.28	3.00
457241.28	6785577.94	-1920.93	3444.74	86.43	270.00	270.00	-1820.61	5.60	-1820.61	5.60	1920.93	3.00
457232.14	6785577.93	-1921.43	3453.90	87.33	269.84	269.84	-1829.75	5.59	-1829.75	5.59	1921.43	3.00
457222.99	6785577.89	-1921.78	3463.05	88.23	269.69	269.69	-1838.89	5.55	-1838.89	5.55	1921.78	3.00
457119.94	6785577.34	-1924.96	3566.15	88.23	269.69	269.69	-1941.94	5.00	-1941.94	5.00	1924.96	0.00
456192.50	6785572.34	-1953.61	4494.05	88.23	269.69	269.69	-2869.39	0.00	-2869.39	0.00	1953.61	0.00
456180.15	6785572.14	-1953.98	4506.41	88.30	268.46	268.46	-2881.74	-0.20	-2881.74	-0.20	1953.98	3.00
456167.80	6785571.68	-1954.34	4518.77	88.38	267.22	267.22	-2894.08	-0.67	-2894.08	-0.67	1954.34	3.00
456155.47	6785570.95	-1954.68	4531.13	88.45	265.99	265.99	-2906.41	-1.40	-2906.41	-1.40	1954.68	3.00



X [m]	Y [m]	Z [m]	MD [m]	INCL [°]	AZIM [°]	AZIM(TN) [°]	DX [m]	DY [m]	DX(TN) [m]	DY(TN) [m]	TVD [m]	Calc DLS
456143.16	6785569.95	-1955.01	4543.48	88.53	264.75	264.75	-2918.73	-2.39	-2918.73	-2.39	1955.01	3.00
456130.87	6785568.69	-1955.32	4555.84	88.60	263.52	263.52	-2931.02	-3.66	-2931.02	-3.66	1955.32	3.00
456118.61	6785567.16	-1955.61	4568.20	88.68	262.29	262.29	-2943.28	-5.18	-2943.28	-5.18	1955.61	3.00
456106.38	6785565.37	-1955.89	4580.56	88.75	261.05	261.05	-2955.50	-6.97	-2955.50	-6.97	1955.89	3.00
456094.20	6785563.32	-1956.15	4592.92	88.83	259.82	259.82	-2967.69	-9.02	-2967.69	-9.02	1956.15	3.00
455987.46	6785544.15	-1958.36	4701.39	88.83	259.82	259.82	-3074.43	-28.19	-3074.43	-28.19	1958.36	0.00
455026.80	6785371.63	-1978.29	5677.62	88.83	259.82	259.82	-4035.09	-200.71	-4035.09	-200.71	1978.29	0.00
455015.25	6785369.68	-1978.50	5689.34	89.17	260.94	260.94	-4046.64	-202.67	-4046.64	-202.67	1978.50	3.00
455003.67	6785367.95	-1978.64	5701.05	89.50	262.06	262.06	-4058.22	-204.40	-4058.22	-204.40	1978.64	3.00
454992.05	6785366.44	-1978.70	5712.76	89.84	263.19	263.19	-4069.84	-205.90	-4069.84	-205.90	1978.70	3.00
454980.41	6785365.17	-1978.70	5724.47	90.18	264.31	264.31	-4081.48	-207.18	-4081.48	-207.18	1978.70	3.00
454968.74	6785364.12	-1978.63	5736.19	90.51	265.43	265.43	-4093.14	-208.22	-4093.14	-208.22	1978.63	3.00
454885.01	6785357.42	-1977.88	5820.19	90.51	265.43	265.43	-4176.88	-214.92	-4176.88	-214.92	1977.88	0.00
454131.41	6785297.17	-1971.10	6576.22	90.51	265.43	265.43	-4930.48	-275.17	-4930.48	-275.17	1971.10	0.00



SONDEO B															
PUNTOS DISEÑADOS DEL SONDEO B															
X [m]	Y [m]	Z [m]	TANGENT	MD [m]	INCL [°]	AZIM [°]	AZIM(TN) [°]	DX [m]	DY [m]	DX(TN) [m]	DY(TN) [m]	TVD [m]	Fix DLS	Upper DLS	Lower DLS
458360.88	6785572.35	-1805.61	False	2318.61	73.85	270.04	270.04	0.00	0.00	0.00	0.00	1805.61	False	3.00	3.00
458002.11	6785387.94	-1849.92	False	2740.94	89.17	222.13	222.13	-358.77	-184.40	-358.77	-184.40	1849.92	False	3.00	3.00
457592.85	6784935.47	-1858.80	False	3351.11	89.17	222.13	222.13	-768.03	-636.88	-768.03	-636.88	1858.80	False	3.00	3.00
456680.84	6784430.62	-1861.67	False	4397.50	89.92	243.13	243.13	-1680.03	-1141.72	-1680.03	-1141.72	1861.67	False	3.00	3.00
455739.08	6783943.84	-1930.21	False	5459.87	86.24	242.66	242.66	-2621.80	-1628.50	-2621.80	-1628.50	1930.21	False	3.00	3.00
454182.36	6782987.87	-1992.05	False	7287.78	88.08	238.39	238.39	-4178.51	-2584.48	-4178.51	-2584.48	1992.05	False	3.00	3.00
ESTACIONES DEL SONDEO B															
X [m]	Y [m]	Z [m]	MD [m]	INCL [°]	AZIM [°]	AZIM(TN) [°]	DX [m]	DY [m]	DX(TN) [m]	DY(TN) [m]	TVD [m]	Calc DLS			
458360.88	6785572.35	-1805.61	2318.61	73.85	270.04	270.04	0.00	0.00	0.00	0.00	1805.61	0.00			
458024.96	6785413.95	-1850.75	2706.30	93.56	220.48	220.48	-335.92	-158.40	-335.92	-158.40	1850.75	4.09			
458024.84	6785413.81	-1850.73	2706.49	93.56	220.48	220.48	-336.04	-158.54	-336.04	-158.54	1850.73	0.00			
458002.11	6785387.94	-1849.92	2740.94	89.17	222.13	222.13	-358.77	-184.40	-358.77	-184.40	1849.92	4.09			
457592.85	6784935.47	-1858.80	3351.11	89.17	222.13	222.13	-768.03	-636.88	-768.03	-636.88	1858.80	0.00			
457426.83	6784808.67	-1860.49	3561.19	89.92	243.13	243.13	-934.05	-763.68	-934.05	-763.68	1860.49	3.00			
456680.84	6784430.62	-1861.67	4397.50	89.92	243.13	243.13	-1680.03	-1141.72	-1680.03	-1141.72	1861.67	0.00			
456647.83	6784413.72	-1862.92	4434.62	86.24	242.66	242.66	-1713.05	-1158.63	-1713.05	-1158.63	1862.92	3.00			
455739.08	6783943.84	-1930.21	5459.87	86.24	242.66	242.66	-2621.80	-1628.50	-2621.80	-1628.50	1930.21	0.00			
455698.71	6783921.03	-1932.51	5506.32	88.08	238.39	238.39	-2662.17	-1651.32	-2662.17	-1651.32	1932.51	3.00			
454182.36	6782987.87	-1992.05	7287.78	88.08	238.39	238.39	-4178.51	-2584.48	-4178.51	-2584.48	1992.05	0.00			
TODOS LOS PUNTOS DEL TRAZADO DEL SONDEO B															
X [m]	Y [m]	Z [m]	MD [m]	INCL [°]	AZIM [°]	AZIM(TN) [°]	DX [m]	DY [m]	DX(TN) [m]	DY(TN) [m]	TVD [m]	Calc DLS			
458360.88	6785572.35	-1805.61	2318.61	73.85	270.04	270.04	0.00	0.00	0.00	0.00	1805.61	0.00			



X [m]	Y [m]	Z [m]	MD [m]	INCL [°]	AZIM [°]	AZIM(TN) [°]	DX [m]	DY [m]	DX(TN) [m]	DY(TN) [m]	TVD [m]	Calc DLS
458348.85	6785572.18	-1809.04	2331.12	74.37	268.35	268.35	-12.03	-0.17	-12.03	-0.17	1809.04	4.09
458336.80	6785571.65	-1812.35	2343.62	74.90	266.67	266.67	-24.07	-0.69	-24.07	-0.69	1812.35	4.09
458324.75	6785570.78	-1815.56	2356.13	75.44	265.00	265.00	-36.13	-1.57	-36.13	-1.57	1815.56	4.09
458312.69	6785569.55	-1818.64	2368.63	76.00	263.34	263.34	-48.19	-2.80	-48.19	-2.80	1818.64	4.09
458300.65	6785567.96	-1821.61	2381.14	76.57	261.69	261.69	-60.23	-4.38	-60.23	-4.38	1821.61	4.09
458288.62	6785566.03	-1824.45	2393.65	77.14	260.05	260.05	-72.26	-6.32	-72.26	-6.32	1824.45	4.09
458276.63	6785563.75	-1827.17	2406.15	77.73	258.41	258.41	-84.25	-8.60	-84.25	-8.60	1827.17	4.09
458264.68	6785561.12	-1829.76	2418.66	78.33	256.78	256.78	-96.20	-11.23	-96.20	-11.23	1829.76	4.09
458252.79	6785558.15	-1832.23	2431.17	78.94	255.15	255.15	-108.09	-14.20	-108.09	-14.20	1832.23	4.09
458240.96	6785554.83	-1834.56	2443.67	79.55	253.54	253.54	-119.92	-17.52	-119.92	-17.52	1834.56	4.09
458229.20	6785551.18	-1836.76	2456.18	80.18	251.93	251.93	-131.68	-21.17	-131.68	-21.17	1836.76	4.09
458217.53	6785547.19	-1838.83	2468.68	80.81	250.32	250.32	-143.35	-25.16	-143.35	-25.16	1838.83	4.09
458205.96	6785542.87	-1840.76	2481.19	81.45	248.73	248.73	-154.92	-29.48	-154.92	-29.48	1840.76	4.09
458194.49	6785538.21	-1842.55	2493.70	82.09	247.13	247.13	-166.39	-34.13	-166.39	-34.13	1842.55	4.09
458183.13	6785533.24	-1844.20	2506.20	82.74	245.55	245.55	-177.75	-39.11	-177.75	-39.11	1844.20	4.09
458171.90	6785527.95	-1845.71	2518.71	83.40	243.96	243.96	-188.98	-44.40	-188.98	-44.40	1845.71	4.09
458160.81	6785522.34	-1847.07	2531.22	84.06	242.38	242.38	-200.07	-50.01	-200.07	-50.01	1847.07	4.09
458149.86	6785516.42	-1848.29	2543.72	84.73	240.81	240.81	-211.02	-55.93	-211.02	-55.93	1848.29	4.09
458139.07	6785510.19	-1849.37	2556.23	85.40	239.24	239.24	-221.81	-62.16	-221.81	-62.16	1849.37	4.09
458128.44	6785503.67	-1850.30	2568.73	86.07	237.67	237.67	-232.44	-68.68	-232.44	-68.68	1850.30	4.09
458117.99	6785496.85	-1851.08	2581.24	86.75	236.10	236.10	-242.89	-75.50	-242.89	-75.50	1851.08	4.09
458107.72	6785489.74	-1851.72	2593.75	87.43	234.54	234.54	-253.16	-82.61	-253.16	-82.61	1851.72	4.09
458097.64	6785482.35	-1852.21	2606.25	88.11	232.98	232.98	-263.24	-89.99	-263.24	-89.99	1852.21	4.09
458087.76	6785474.69	-1852.55	2618.76	88.79	231.42	231.42	-273.12	-97.66	-273.12	-97.66	1852.55	4.09



X [m]	Y [m]	Z [m]	MD [m]	INCL [°]	AZIM [°]	AZIM(TN) [°]	DX [m]	DY [m]	DX(TN) [m]	DY(TN) [m]	TVD [m]	Calc DLS
458078.09	6785466.76	-1852.74	2631.26	89.47	229.86	229.86	-282.78	-105.59	-282.78	-105.59	1852.74	4.09
458068.64	6785458.57	-1852.78	2643.77	90.16	228.30	228.30	-292.23	-113.78	-292.23	-113.78	1852.78	4.09
458059.42	6785450.12	-1852.67	2656.28	90.84	226.74	226.74	-301.46	-122.23	-301.46	-122.23	1852.67	4.09
458050.44	6785441.43	-1852.41	2668.78	91.52	225.17	225.17	-310.44	-130.92	-310.44	-130.92	1852.41	4.09
458041.69	6785432.50	-1852.00	2681.29	92.20	223.61	223.61	-319.19	-139.85	-319.19	-139.85	1852.00	4.09
458033.20	6785423.34	-1851.45	2693.80	92.88	222.05	222.05	-327.68	-149.01	-327.68	-149.01	1851.45	4.09
458024.96	6785413.95	-1850.75	2706.30	93.56	220.48	220.48	-335.92	-158.40	-335.92	-158.40	1850.75	4.09
458024.95	6785413.94	-1850.75	2706.32	93.56	220.48	220.48	-335.93	-158.41	-335.93	-158.41	1850.75	0.00
458024.84	6785413.81	-1850.73	2706.49	93.56	220.48	220.48	-336.04	-158.54	-336.04	-158.54	1850.73	0.00
458019.23	6785407.29	-1850.28	2715.10	92.46	220.90	220.90	-341.64	-165.06	-341.64	-165.06	1850.28	4.09
458013.57	6785400.80	-1849.99	2723.71	91.36	221.31	221.31	-347.30	-171.55	-347.30	-171.55	1849.99	4.09
458007.87	6785394.35	-1849.87	2732.33	90.26	221.72	221.72	-353.01	-178.00	-353.01	-178.00	1849.87	4.09
458002.11	6785387.94	-1849.92	2740.94	89.17	222.13	222.13	-358.77	-184.40	-358.77	-184.40	1849.92	4.09
457961.19	6785342.70	-1850.80	2801.96	89.17	222.13	222.13	-399.69	-229.65	-399.69	-229.65	1850.80	0.00
457592.85	6784935.47	-1858.80	3351.11	89.17	222.13	222.13	-768.03	-636.88	-768.03	-636.88	1858.80	0.00
457583.33	6784925.20	-1859.00	3365.11	89.21	223.53	223.53	-777.55	-647.15	-777.55	-647.15	1859.00	3.00
457573.56	6784915.17	-1859.18	3379.12	89.26	224.93	224.93	-787.32	-657.18	-787.32	-657.18	1859.18	3.00
457563.55	6784905.37	-1859.36	3393.13	89.31	226.33	226.33	-797.33	-666.97	-797.33	-666.97	1859.36	3.00
457553.30	6784895.83	-1859.52	3407.13	89.36	227.73	227.73	-807.57	-676.52	-807.57	-676.52	1859.52	3.00
457542.83	6784886.54	-1859.67	3421.14	89.41	229.13	229.13	-818.05	-685.81	-818.05	-685.81	1859.67	3.00
457532.12	6784877.50	-1859.81	3435.14	89.46	230.53	230.53	-828.75	-694.85	-828.75	-694.85	1859.81	3.00
457521.21	6784868.73	-1859.93	3449.15	89.51	231.93	231.93	-839.67	-703.62	-839.67	-703.62	1859.93	3.00
457510.08	6784860.23	-1860.05	3463.15	89.56	233.33	233.33	-850.80	-712.12	-850.80	-712.12	1860.05	3.00
457498.74	6784852.00	-1860.15	3477.16	89.61	234.73	234.73	-862.14	-720.34	-862.14	-720.34	1860.15	3.00



X [m]	Y [m]	Z [m]	MD [m]	INCL [°]	AZIM [°]	AZIM(TN) [°]	DX [m]	DY [m]	DX(TN) [m]	DY(TN) [m]	TVD [m]	Calc DLS
457487.21	6784844.06	-1860.24	3491.16	89.66	236.13	236.13	-873.67	-728.29	-873.67	-728.29	1860.24	3.00
457475.49	6784836.39	-1860.31	3505.17	89.71	237.53	237.53	-885.39	-735.95	-885.39	-735.95	1860.31	3.00
457463.58	6784829.02	-1860.38	3519.18	89.76	238.93	238.93	-897.30	-743.33	-897.30	-743.33	1860.38	3.00
457451.50	6784821.94	-1860.43	3533.18	89.82	240.33	240.33	-909.38	-750.41	-909.38	-750.41	1860.43	3.00
457439.25	6784815.15	-1860.47	3547.19	89.87	241.73	241.73	-921.63	-757.19	-921.63	-757.19	1860.47	3.00
457426.83	6784808.67	-1860.49	3561.19	89.92	243.13	243.13	-934.05	-763.68	-934.05	-763.68	1860.49	3.00
457352.23	6784770.87	-1860.61	3644.82	89.92	243.13	243.13	-1008.64	-801.48	-1008.64	-801.48	1860.61	0.00
456680.84	6784430.62	-1861.67	4397.50	89.92	243.13	243.13	-1680.03	-1141.72	-1680.03	-1141.72	1861.67	0.00
456672.57	6784426.42	-1861.76	4406.78	89.00	243.01	243.01	-1688.31	-1145.93	-1688.31	-1145.93	1861.76	3.00
456664.31	6784422.20	-1862.00	4416.06	88.08	242.89	242.89	-1696.57	-1150.15	-1696.57	-1150.15	1862.00	3.00
456656.06	6784417.97	-1862.38	4425.34	87.16	242.78	242.78	-1704.82	-1154.38	-1704.82	-1154.38	1862.38	3.00
456647.83	6784413.72	-1862.92	4434.62	86.24	242.66	242.66	-1713.05	-1158.63	-1713.05	-1158.63	1862.92	3.00
456556.95	6784366.73	-1869.65	4537.15	86.24	242.66	242.66	-1803.93	-1205.61	-1803.93	-1205.61	1869.65	0.00
455739.08	6783943.84	-1930.21	5459.87	86.24	242.66	242.66	-2621.80	-1628.50	-2621.80	-1628.50	1930.21	0.00
455730.88	6783939.52	-1930.79	5469.16	86.60	241.80	241.80	-2630.00	-1632.82	-2630.00	-1632.82	1930.79	3.00
455722.74	6783935.08	-1931.31	5478.45	86.97	240.95	240.95	-2638.14	-1637.27	-2638.14	-1637.27	1931.31	3.00
455714.66	6783930.52	-1931.77	5487.74	87.34	240.10	240.10	-2646.22	-1641.83	-2646.22	-1641.83	1931.77	3.00
455706.65	6783925.83	-1932.17	5497.03	87.71	239.24	239.24	-2654.23	-1646.52	-2654.23	-1646.52	1932.17	3.00
455698.71	6783921.03	-1932.51	5506.32	88.08	238.39	238.39	-2662.17	-1651.32	-2662.17	-1651.32	1932.51	3.00
455547.08	6783827.71	-1938.46	5684.46	88.08	238.39	238.39	-2813.80	-1744.64	-2813.80	-1744.64	1938.46	0.00
454182.36	6782987.87	-1992.05	7287.78	88.08	238.39	238.39	-4178.51	-2584.48	-4178.51	-2584.48	1992.05	0.00