



**INSTITUTO POLITÉCNICO
NACIONAL**
**ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA
Y ARQUITECTURA**
UNIDAD TICOMÁN
CIENCIAS DE LA TIERRA



**Interpretación, Modelado y Cálculo Volumétrico de
un Yacimiento Petrolero en Areniscas del
Calloviano Ubicado en el Mar del Norte**

TESIS

PARA OBTENER EL TÍTULO PROFESIONAL DE:
INGENIERO GEOFÍSICO

PRESENTA:

Brena Hernández Alejandro

Director de Tesis:

M. C. Luis Ángel Valencia Flores

Ciudad de México a Marzo de 2021

INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL
P r e s e n t e

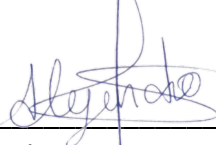
Bajo protesta de decir verdad el (la) (los) que suscribe Alejandro Brena Hernández, manifiesto ser autor (a) (es) y titular de los derechos morales y patrimoniales de la obra titulada "Interpretación, Modelado Y Cálculo Volumétrico de un Yacimiento Petrolero en Areniscas del Calloviano Ubicado en el Mar del Norte", en adelante "LA TESIS" y de la cual se adjunta copia, por lo que por medio del presente y con fundamento en el artículo 27 fracción II, inciso b) de la Ley Federal del Derecho de Autor, otorgo al Instituto Politécnico Nacional, en adelante "EL IPN", autorización no exclusiva para comunicar y exhibir públicamente total o parcialmente en medios digitales (Publicación en Línea) "LA TESIS" por un periodo de (dos años) contando a partir de la fecha de la presente autorización dicho periodo se renovará automáticamente en caso de no dar aviso expreso a "EL IPN" de si terminación.

En Virtud de lo anterior, "EL IPN" deberá reconocer en todo momento mi calidad de autor de "LA TESIS".

Adicionalmente, y en mi calidad de autor y titular de los derechos morales y patrimoniales de "LA TESIS", manifiesto que la misma es original y que la presente autorización no contraviene ninguna otorgada por el suscrito respecto de "LA TESIS", por lo que deslindo de toda responsabilidad a "EL IPN" en caso de que el contenido de "LA TESIS" o la autorización concedida afecte o viole derechos autorales, industriales, secretos industriales, convenios o contratos de confidencialidad o en general cualquier derecho de propiedad intelectual de terceros y asumo las consecuencias legales y económicas de cualquier demanda o reclamación que puedan derivarse del caso.

Ciudad de México, a 22 de febrero de 2021

Atentamente



Alejandro Brena Hernández

EP Y T/236/2020.

Asunto
Registro de Tema

"2020, Año de Leona Vicario, Benemérita Madre de la Patria"
175 Aniversario de la Escuela Superior de Comercio y Administración
125 Aniversario de la Escuela Nacional de Medicina y Homeopatía
80 Aniversario del CECyT 6 "Miguel Othón de Mendizábal"
75 Aniversario de la Escuela Nacional de Biblioteconomía y Archivonomía

CDMX, 5 de octubre de 2020.

C. ALEJANDRO BRENA HERNANDEZ
PASANTE DEL PROGRAMA ACADÉMICO DE
INGENIERÍA GEOFÍSICA
P R E S E N T E

A continuación, comunico a usted, el tema y contenido que deberá desarrollar en su tesis profesional, indicándole que tiene un año a partir de esta fecha, para elaborarla.

"INTERPRETACIÓN, MODELADO Y CÁLCULO VOLUMÉTRICO DE UN YACIMIENTO PETROLERO EN ARENISCAS DEL CALLOVIANO UBICADO EN EL MAR DEL NORTE."

CONTENIDO

ÍNDICE
RESUMEN
ABSTRACT
INTRODUCCIÓN
PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA
JUSTIFICACIÓN
HIPÓTESIS
OBJETIVOS
I. MARCO GEOLÓGICO.
II. CASO DE ESTUDIO.
III. CARACTERIZACIÓN DEL SISTEMA PETROLERO.
IV. MODELADO DE PROPIEDADES PETROFÍSICAS Y EVALUACIÓN DEL YACIMIENTO.
V. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ATENTAMENTE
"LA TÉCNICA AL SERVICIO DE LA PATRIA"



ING. FERNANDO RODRÍGUEZ CHÁVEZ
SUBDIRECTOR ACADÉMICO



UNIDAD TICOMÁN
SUBDIRECCIÓN ACADÉMICA

FRCH/gach*



Folio
EP Y T/010/2021.

85 Aniversario del Instituto Politécnico Nacional
70 Aniversario del CECyT 11 "Wilfrido Massieu"
60 Aniversario de la Escuela Superior de Física y Matemáticas
50 Aniversario del CECyT 12 "José Ma. Morelos" y del CECyT 13 "Ricardo Flores Magón"

APROBACIÓN

CDMX, 18 de febrero de 2021.

ING. FERNANDO RODRÍGUEZ CHÁVEZ
SUBDIRECTOR ACADÉMICO
PRESENTE

Por este conducto, hacemos constar que el Tema, por la opción de **Tesis Individual, "INTERPRETACIÓN, MODELADO y CÁLCULO VOLUMÉTRICO DE UN YACIMIENTO PETROLERO EN ARENISCAS DEL CALLOVIANO UBICADO EN EL MAR DEL NORTE"** presentado por el pasante del Programa Académico de **Ingeniería Geofísica, C. ALEJANDRO BRENA HERNANDEZ**, fue revisado y aprobado por los suscritos considerándolo ampliamente desarrollado, por lo tanto, esa Subdirección a su cargo, puede señalar fecha para realizar el Examen Oral.

TITULARES

ING. EFREN MURILLO CRUZ

ING. GABRIELA DE LOS SANTOS CANO

DR. ENRIQUE COCONI MORALES

ING. ALEJANDRO MENDOZA MARAVILLAS

M en C. LUIS ANGEL VALENCIA FLORES





Folio
EP Y T/166/2020.

"2020, Año de Leona Vicario, Benemérita Madre de la Patria"
175 Aniversario de la Escuela Superior de Comercio y Administración
125 Aniversario de la Escuela Nacional de Medicina y Homeopatía
80 Aniversario del CECyT 6 "Miguel Othón de Mendizábal"
75 Aniversario de la Escuela Nacional de Biblioteconomía y Archivonomía

Asunto
ASESORIA DE TESIS

CDMX, 23 de septiembre de 2020.

M. en C. LUIS ANGEL VALENCIA FLORES
PRESENTE

En atención a la Solicitud del **C. ALEJANDRO BRENA HERNANDEZ**, pasante del Programa Académico de **Ingeniería Geofísica**, con base en el Reglamento de Titulación Profesional del I.P.N., Capítulo II, Artículo 5, Fracción II y el Artículo 7 Inciso I, se le informa que ha sido seleccionado para asesorar la tesis del pasante mencionado, Por lo que solicito a usted se sirva proponer dentro de un plazo de 30 días calendario, el tema de tesis y contenido a desarrollar por el interesado.

Seguro de contar con su participación, lo saludo cordialmente.

ATENTAMENTE

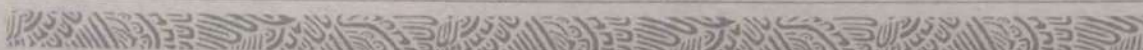
"La Técnica al Servicio de la Patria"

Ing. Fernando Rodríguez Chávez
Subdirector Académico



c.c.p. Ing. Irais Maria Lizette Ortiz Prieto. - Jefa del Departamento de Innovación Educativa
Interesado

FRCH/gach*





AGRADECIMIENTOS

A mi padres Godofredo y Graciela que no me alcanzan las palabras para agradecerles todo lo que han hecho por mí, que siempre han estado apoyándome en todo lo que me proponga. En ustedes siempre he encontrado la inspiración para no rendirme. Este logro es por ustedes y también a mis hermanos Alfredo y Omar, que siempre están para mí y que para ellos soy un ejemplo y no debo fallarles.

A mis tíos y primos que me dieron la mano cuando inicie esta travesía, al salir de mi casa y ayudarme cuando más lo necesitaba, siempre les agradeceré.

A Diana, mi novia, desde que nos conocimos me ha apoyado de manera incondicional y ha estado conmigo en las buenas y las malas, me ha ayudado a mejorar como persona y dar día a día lo mejor de mí. Espero contar siempre contigo.

A mis amigos, todos aquellos que conocí a lo largo de este viaje, siempre estuvieron para mí, llegaron a ser mis hermanos. A quienes siempre les desearé lo mejor y que en un futuro podamos ser las personas exitosas que siempre soñamos.

A mi querido Instituto Politécnico Nacional, a la ESIA Ticomán que ha sido el lugar donde he adquirido los conocimientos para definir una parte muy importante de mi vida y que me servirá de impulso para enfrentar los retos venideros para siempre dar lo mejor por mi país.

Al M.C Luis Ángel Valencia Flores, quien ha sido mi guía para poder llevar a hacer este trabajo, quien sin dudarlo ha transmitido sus conocimientos para que nosotros, las próximas generaciones tengamos más herramientas para el futuro.

A los profesores de la ESIA, que algunos llegaron a ser más cercanos por transmitirnos no solo su saber sino experiencias de vida, me ayudaron a definir el inicio de mi vida profesional.

Al jurado de mi examen profesional que me ayudo a pulir esta tesis para obtener un mejor resultado.

A las personas que he conocido en CNH, SLB e IMP que me han enseñado tanto, aunque sea lo mínimo, pero tiene un gran valor para mí.

¡La técnica al servicio de la patria!



ÍNDICE

RESUMEN.....	8
ABSTRACT	9
ÍNDICE DE FIGURAS.....	10
INTRODUCCIÓN.....	15
PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	16
JUSTIFICACIÓN.....	16
HIPÓTESIS	16
OBJETIVOS	17
I. MARCO TEÓRICO	18
REGISTROS GEOFÍSICOS DE POZO	25
PETROFÍSICA	30
SÍSMICA	40
GEOESTADÍSTICA.....	49
II. CASO DE ESTUDIO.....	59
LOCALIZACIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO.....	59
MARCO GEOLÓGICO	60
III. CARACTERIZACIÓN DEL SISTEMA PETROLERO.....	73
REGISTROS GEOFÍSICOS DE POZO	74
INTERPRETACIÓN SÍSMICA	79
IV. MODELADO DE PROPIEDADES PETROFÍSICAS Y EVALUACIÓN DEL YACIMIENTO	91
MODELO ESTRUCTURAL	92
MODELO DE CELDAS Y ESCALADO DE DATOS	95
ESCALADO DE PROPIEDADES PETROFÍSICAS	97
ESTIMACIÓN DEL MODELO GEOESTADÍSTICO Y ANÁLISIS DE DATOS	103
MODELADO DE PROPIEDADES PETROFÍSICAS	109
VOLUMETRÍA.....	133
V. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	140
CONCLUSIONES	140
RECOMENDACIONES	141
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	142



RESUMEN

El siguiente trabajo de tesis tiene como resultado final la estimación del volumen original de hidrocarburos del yacimiento Volve que se encuentra en el Mar del Norte, específicamente en las aguas territoriales de Noruega. Dicha estimación es derivada de la integración de diversas áreas de las geociencias. La caracterización de este yacimiento presenta tres unidades diferentes, las principales siendo las que corresponden a la Formación Hugin y la Formación Heather. La primera es del Calloviano, compuesto por arenas consolidadas y que funciona como roca almacén, mientras que la segunda, suprayace a Hugin está conformada por lutitas del Oxfordiano y funge como sello.

Como paso siguiente, se genera un modelo geológico estructural que será poblado con las propiedades petrofísicas provenientes de pozos evaluados, necesarios para el cálculo de la volumetría. Para realizar esta tarea se hizo un análisis de datos escalados y la estimación de modelo geoestadístico que entregara datos consistentes. Para la roca almacén se obtuvieron los siguientes resultados. Volumen de arcilla de 19%, porosidad efectiva 18.7%, índice de saturación de agua 34% e índice de permeabilidad 474 mD. Después, se analizaron tres casos específicos de NTG para observar el comportamiento y las consecuencias de los valores de corte de Vsh y PHIE.

Una vez calculadas las reservas clasificadas en P90, P50 y P10 se logró estimar un valor aproximado de la recuperación económica que podría generar este prospecto. Además, descartó una zona con geología estructural similar ya que en función del modelo de las propiedades petrofísicas no había ninguna posibilidad de almacén de hidrocarburos



ABSTRACT

The following thesis work has as a final result the estimation of the original volume of hydrocarbons from the Volve field that is located in the North Sea, specifically in the territorial waters of Norway. This estimate is derived from the integration of various areas of geosciences. The characterization of this oilfield presents three different units, the main ones being those corresponding to the Hugin Formation and the Heather Formation. The first is from the Callovian, composed of consolidated sands and that functions as a reservoir rock, while the second, overlying Hugin, is made up of claystone from the Oxfordian and serves as a seal.

In addition, a structural geological model is generated that will be populated with the petrophysical properties from evaluated wells, necessary for the volumetric calculation. To carry out this task, a scaled data analysis and geostatistical model estimation were performed that would provide consistent data. For the storage rock the following results were obtained. Clay volume of 19%, effective porosity 18.7%, water saturation index 34% and permeability index 474 mD. Then, three specific cases of NTG were analyzed to observe the behavior and consequences of the cutoff values of Vsh and PHIE.

Once the reserves have been calculated and classified in P90, P50 and P10 and an approximate value of the economic recovery of this prospect could be estimated. In addition, an area with similar structural geology was ruled out since, based on the model of petrophysical properties, there was no possibility of hydrocarbon storage.



ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Diferencias entre un Yacimiento Convencional y uno No Convencional, (Ministry of Natural Gas Development and Minister Responsible for Housing, 2006). 19

Figura 2. Tipos de trampas según el proceso de formación de estas (Gluyas J., et. al., 2004). 24

Figura 3. Representación de un registro geofísico de pozo y correlación de facies del subsuelo con las variables medidas por la herramienta (PEMEX, 2013). 25

Figura 4. Tipos de sondas según su fuente (Unidad de Perforación, 2000) y actualizado por Hernández Ana, 2012, IPN. 26

Figura 5. Representación de RGP eléctricos en un medio idealizado (Hernández Ana, 2012). 26

Figura 6. Representación de RGP nucleares en un medio idealizado (Hernández Ana, 2012). 27

Figura 7. Representación de RGP nucleares en un medio idealizado (Hernández Ana, 2012). 28

Figura 8. (a) Diagrama idealizado de las zonas de invasión del fluido de perforación en un pozo (Asquith & Gibson, 1982). (b) Perfil de resistividad resultante idealizado donde, la resistividad de la zona lavada es mayor a la de la formación (Cannon, 2015). 29

Figura 9. Tipos de porosidad en una arenisca idealizada (AAPG Wiki, 2016)..... 32

Figura 10. Representación de la relación Porosidad y Permeabilidad, teniendo en cuenta que en ambos modelos se tiene la misma porosidad necesaria para la de transmisión de fluidos, pero se ve que la permeabilidad es diferente (<https://acp.com.co/web2017/im>, 2017) 33

Figura 11. Cambio de permeabilidad después de la cementación con arcilla (Djebbar Tiab, 2015)..... 34

Figura 12. Representación del índice de saturación de fluidos (Del Ángel, 2009). 35

Figura 13. Distribución de fluidos en un yacimiento (Djebbar Tiab, 2015)..... 37

Figura 14. Diferentes modelos de arcilla en el yacimiento (Thomas & Stebier, 1975). 38

Figura 15. Diagrama que representa como se obtienen los valores de corte para el modelado de yacimientos (Steve Cannon, 2016). 39

Figura 16. Esquema que representa el método sísmico de reflexión y las ondas generadas en un levantamiento sísmico (Stein & Wysession, 2003). 41

Figura 17. Relación entre el área de adquisición, procesamiento e interpretación (Michael Bacon, 2003). 42

Figura 18. Disposición de fuentes y receptores en una adquisición marina 3D (Michael Bacon, 2003)..... 43

Figura 19. Flujo de trabajo de Procesamiento, algunos pasos pueden cambiarse, o ser opcionales o nuevos has sido agregados (R. E. Sheriff, 1995)..... 44

Figura 20. Representación de una sección migrada en 2D y 3D, analizando el mejoramiento de la señal y dándole mayor realismo, (Alistair Brown, 2004)..... 45

Figura 21. Clasificación de atributos sísmicos dependiendo de los datos de entrada (Chen, 1997)..... 47

Figura 22. Información que se integra y que sirve como datos de entrada para el estudio geoestadístico aplicado a la caracterización de yacimientos (Steve Cannon, 2018). 50



Figura 23. Flujo de trabajo general para el modelado de yacimientos (Steve Cannon, 2018). 51

Figura 24. Representación del variograma y sus características (Steve Cannon, 2018). 54

Figura 25. Variograma horizontal y sus principales características (Steve Cannon, 2018)...... 55

Figura 26. Principales modelos geoestadísticos usados para ajustar el variograma (Steve Cannon, 2018). 56

Figura 27. Zona de estudio donde se encuentra el Campo Volve (Norwegian Petroleum Dicatorate, 2019). 59

Figura 28. (a) Mapa geológico regional de la zona del Viking Graben. (b) Sección X-X' de oeste a este que cruza al Campo Volve que da una idea general de geología estructural (Jackson, 2010). 61

Figura 29. Esquema de la evolución del Campo Volve y Loke, que están relacionados a los mismos procesos de formación. Se representa la creación del alto estructural a causa del movimiento salino y procesos tectónicos (Statoil, 2007). 63

Figura 30. Mapa estructural de la zona de estudio donde se encuentra el Campo Volve; VG: Viking Graben, CG: Central Graben (Gage, 1987). 64

Figura 31. Zonas de Sleipner Terrace y Gamma High, divididas por la falla principal con rumbo NNE - SSW, estas mismas son extensiones del Viking Graben y Utsira High, respectivamente (Statoil/Equinor, 1993). 65

Figura 32. Rumbos de la falla principal que divide las subáreas de Gamma High y Sleipner Terrace (Statoil/Equinor, 1993). 66

Figura 33. Pozos representativos (F-4 Y F-12) donde se muestran sus registros convencionales, dichos pozos son representativos y cada uno esta zonificado. 75

Figura 34. Ubicación y desviación de pozos, dentro del polígono que se utilizara para delimitar el yacimiento en el caso de este trabajo de tesis. 76

Figura 35. Registros geofísicos de pozo colocados en cada pozo y correlacionados con cada marcador geológico para poder correlacionarse entre sí, gracias a la dificultad dada por la trayectoria del pozo. 77

Figura 36. Resultados obtenidos a partir de la evaluación petrofísica del pozo F-4 para realizar un control de calidad de los datos de propiedades petrofísicos incluidos en el dataset. 77

Figura 37. Todos los pozos presentes en el área de estudio, con las cuatro curvas correspondientes a VCL, PHIE, Perm y Sw. También se muestran cada marcador geológico para hacer la correlación entre pozo. 78

Figura 38. Sísmica 3D, PSDM del yacimiento potencial VOLVE, que comprende un área mayor a la que se refiere como yacimiento, además teniendo un dirección N-S para una mejor definición del alto estructural generado por el movimiento salino y efectos de la apertura 80

Figura 39. Mapeo del reflector correspondiente a la cima de la Formación Heather. 81

Figura 40. Mapeo del reflector correspondiente a la cima de la Formación Hugin. 81

Figura 41. Mapeo del reflector correspondiente a la cima de la Formación Sleipner. 82

Figura 42. Mapeo del reflector correspondiente a la base de la Formación Sleipner. 82

Figura 43. Mapeo de los horizontes, siguiendo la información dada los Well Tops. 84

Figura 44. Diferencias de amplitud en cada reflector y su posible causa. El reflector Heather presenta una amplitud alta gracias al aumento de la impedancia acústica, inversamente, la amplitud decae en el horizonte Hugin por efectos de hidrocarburos. Por último, Sleipner aumenta su amplitud por Efecto de Agua. 85



Figura 45. Cross-line con los atributos a) Cosine of Phase y b) Instantaneous Phase. Donde la comparación se esto sirve para analizar la continuidad de reflectores. Debido a que se busca hacer una mejor delimitación de los reflectores en la parte Sur del alto estructural, que más adelante ayudará a interpretar una falla de alta complejidad por la profundidad de esta. 86

Figura 46. Texturas caóticas originadas por los cuerpos salinos, mayormente visibles con el atributo Chaos. De lado izquierdo se puede ver una textura de proporción menor ya que hubo menos acumulamiento de sal, que, en el cuerpo derecho, en el cual junto a las fallas acelero la creación del alto estructural. 87

Figura 47. Mapas de superficies correspondientes a la base y tope de las tres formaciones de interés, cada mapa de superficie en el dominio de la profundidad. También se muestran los pozos con cada Well Top para empalmarlos entre sí, y después correlacionar la información proveniente de la evaluación petrofísica con la sísmica interpretada. 88

Figura 48. Conjunto de todos los mapas de superficie para poder determinar la longitud y profundidad de cada una de las nueve fallas interpretadas. Además, se busca interpretar el mejor plano de falla. 89

Figura 49. Mapa de las cuatro superficies: Heather, Hugin, Sleipner y Base. En cada una se pueden los planos de las dieciséis fallas de tipo normal interpretadas que rodean principalmente al alto estructural por su flanco este. 90

Figura 50. Intersección donde se observan tres pozos con los marcadores geológicos de dichos pozos, y además se muestran los cuatro mapas de superficie para evitar que se sobrepongan y haya problemas en la creación del modelo estructural. 92

Figura 51. De lado izquierdo se puede ver un mapa 2D cenital que muestra los 14 planos de falla modeladas, de lado derecho se observan las fallas modeladas en 3D, estas integraran al modelo de fallas que en pasos posteriores formaran parte del modelo estructural final. 93

Figura 52. Modelo estructural generado, integrado por las 14 fallas normales donde se pueden observar sus planos de fallas y los 4 mapas de superficie donde se respeta la naturaleza del alto estructural, asimismo de tener un empalme correcto con cada marcador geológico, dicho modelo se encuentra dividido en 3 zonas que representan al sistema petrolero. 94

Figura 53. Modelo de celdas final, después del proceso de construcción y refinado del mismo, con tamaño horizontal de 20x20 y resolución vertical para la zona 1 de 20 capas, para zona 2 de 84 capas y zona 3 de 10 capas. El modelo de celdas servirá para escalar las propiedades petrofísicas de cada pozo y así poblar todo el modelo. 96

Figura 54. Representación de la resolución vertical para cada pozo, en este caso se muestran dos pozos representativos F-1 A Y F-10, la información del registro será integrada en cada capa para poder llevar esta información al modelo. 97

Figura 55. Histograma que sirve para ver la moda y promedio del PHIE en un rango que va de 0 a 0.3. En la zona 2, igualmente se compara el escalado con los datos del pozo, dicha zona presenta la mejor porosidad efectiva de las 3 unidades teniendo valores alrededor de los 0.22 y 0.24. 98

Figura 56. Histogramas de PHIE de la unidad 1 y 3 que muestra que dichas zonas presentan una peor posibilidad para albergar fluidos, de esta manera la zona 1 tiene menor porosidad efectiva, lo cual ayuda inferir que este el sello del yacimiento. Con rango de 0 a 0.3. 98

Figura 57. Histogramas para comparar el escalado y los datos de pozo, de esta manera se puede analizar la cantidad de arcilla (Volumen de arcilla) en cada formación, gracias a esto se



comprende que la unidad 2 tiene menor porción de arcilla, mientras que las restantes tienen una mayor porción. El rango de esta estadística va de 0 a 1..... 99

Figura 58. En esta imagen se puede observar la estadística de la saturación de agua en cada unidad, la unidad 2 presenta menores datos de esta propiedad petrofísica, aquí se compara el escalado y los datos de pozo. El rango de esta propiedad se va de 0 a 1. 100

Figura 59. Histogramas que representan la permeabilidad en cada zona, la zona 2 los valores más altos de permeabilidad, siendo esta la unidad que tiene mayor facilidad de transmisión de fluidos. El rango es logarítmico y va de 0.1 a 1000. 101

Figura 60. Histogramas que representan la relación neto bruto en cada zona, demostrando así que la zona 2 es la mejor zona para la producción de hidrocarburos, los rango van de 0 a 1, los registros solo pueden tener esos dos valores, mientras que el dato escalado por razones de definición puede variar, pero siguen la misma tendencia..... 102

Figura 61. Análisis de datos para la propagación de datos de Vsh en la unidad 2. De lado izquierdo se puede ver el histograma de los datos de pozo escalados, formado irregularmente debido a la disparidad en la continuidad de datos. De lado derecho se puede ver la gráfica de valor de la propiedad (eje X) contra probabilidad de ocurrencia (eje Y). 105

Figura 62. Se presenta el análisis de datos para la propagación de datos de la propiedad petrofísica PHIE, el histograma de lado izquierdo se ve bien formado, de lado derecho los datos de porosidad efectiva contra la posibilidad de ocurrencia en el modelo, estos son continuos y concisos..... 106

Figura 63. Construcción del variograma experimenta de Vsh, de arriba hacia abajo primero se ve, variograma vertical, después el variograma en el sentido de mayor dirección y al final en dirección secundaria, totalmente perpendicular a la dirección principal. 108

Figura 64. Se muestra como fueron construidos los variogramas experimentales de la porosidad efectiva, primero en sentido vertical, segundo en dirección principal que corresponde a la tendencia de depósito y al final a noventa grados, dirección secundaria de propagación. 108

Figura 65. Esta imagen muestra cómo fueron construidos los variogramas de Sw. Previamente se hizo el análisis de datos con buenos resultados para una construcción confiable. En primer lugar, es en dirección vertical y después en dirección principal..... 109

Figura 66. Construcción de los variogramas experimentales vertical y horizontal, después de haber elaborado el análisis de datos respectivo para el índice de permeabilidad..... 109

Figura 67. Modelo petrofísico final de Volumen de Arcilla de la unidad 1..... 110

Figura 68. Modelo petrofísico final de Volumen de Arcilla de la unidad 2..... 111

Figura 69. Modelo petrofísico final de Volumen de Arcilla de la unidad 3..... 111

Figura 70. Sección transversal del Modelo final de Vsh para ver continuidad de la población de datos..... 112

Figura 71. Modelo petrofísico final de Porosidad Efectiva de la unidad 1..... 113

Figura 72. Modelo petrofísico final de Porosidad Efectiva de la unidad 2..... 113

Figura 73. Modelo petrofísico final de Porosidad Efectiva de la unidad 3..... 114

Figura 74. Sección transversal del Modelo final de PHIE para ver continuidad de la población de datos..... 115

Figura 75. Modelo petrofísico final de Saturación de Agua de la unidad 1..... 116

Figura 76. Modelo petrofísico final de Saturación de Agua de la unidad 2..... 116

Figura 77. Modelo petrofísico final de Saturación de Agua de la unidad 3..... 117



Figura 78. Sección transversal del Modelo final de Sw para ver continuidad de la población de datos.....	117
Figura 79. Modelo petrofísico final del Índice de Permeabilidad de la unidad 1.....	118
Figura 80. Modelo petrofísico final del Índice de Permeabilidad de la unidad 2.....	119
Figura 81. Modelo petrofísico final del Índice de Permeabilidad de la unidad 3.....	119
Figura 82. Sección transversal del Modelo final del Índice de Permeabilidad para ver continuidad de la población de datos.....	120
Figura 83. Escenario 1 de la relación neto bruto, se muestra la unidad 1.....	121
Figura 84. Escenario 1 de la relación neto bruto, se muestra la unidad 2.....	122
Figura 85. Escenario 1 de la relación neto bruto, se muestra la unidad 3.....	122
Figura 86. Sección transversal para analizar la continuidad de propagación del Caso 1.....	123
Figura 87. Escenario 2 de la relación neto bruto, se muestra la unidad 1.....	123
Figura 88. Escenario 2 de la relación neto bruto, se muestra la unidad 2.....	124
Figura 89. Escenario 2 de la relación neto bruto, se muestra la unidad 3.....	124
Figura 90. Sección transversal para analizar la continuidad de propagación del Caso 2.....	125
Figura 91. Escenario 3 de la relación neto bruto, se muestra la unidad 1.....	125
Figura 92. Escenario 3 de la relación neto bruto, se muestra la unidad 2.....	126
Figura 93. Escenario 3 de la relación neto bruto, se muestra la unidad 3.....	127
Figura 94. Sección transversal para analizar la continuidad de propagación del Caso 2.....	127
Figura 95. Donde relacionan las tres principales propiedades petrofísicas, Vsh, PHIE y Sw. Se pueden ver tres óvalos de diferentes colores, el color amarillo, tiene la mayor densidad de valores ya que representa a las celdas de la unidad 1 y la 3 principalmente. El ovalo rojo considera las zonas con valores que pueden cumplir con lo necesario para almacenar hidrocarburos. El último ovalo tienen los valores en los cuales hay mayor potencial de producción de hidrocarburos, principalmente son de la unidad 2.....	129
Figura 96. En esta gráfica se presentan 3 propiedades. La permeabilidad que tiene relación positiva con PHIE y Vsh con relación negativa con esta misma propiedad. Lo que se interpreta es que en zonas con mayor porosidad y permeabilidad tienen menor concentración de minerales de arcilla y viceversa. Esto explica como es el yacimiento y como se podría comportar con un cambio no tan significativo de litología y zonas cercanas.....	130
Figura 97. En estas gráficas se puede analizar cómo influyen los valores de corte en la relación neto bruto para cada escenario. Si hay una influencia muy grande o no en las celdas que son cualitativamente reservorios de hidrocarburos.....	132
Figura 98. Definición de los posibles contactos Agua-Aceite a partir de registro de resistividad profunda del pozo F-4.....	134
Figura 99. Cuerpos generados a partir del cálculo Volumétrico para las reservas P90, a) volumen bruto de roca, b) STOIP, c) y d) secciones trasversales de STOIP.....	136
Figura 100. Volúmenes STOIP para las reservas P50 (lado izquierdo) y reservas P10 (lado derecho).....	136
Figura 101. Zonas productoras por pozo (F-11B, F-12 y F-14), que corresponden con zonas de buenas propiedades petrofísicas. Todas se encuentran por encima del contacto A-A de 3004 mvbnm.....	137
Figura 102. Cuerpo estructural deficiente para la producción de hidrocarburos, se puede observar en una sección W-E que está totalmente saturado de agua.....	139



INTRODUCCIÓN

En nuestros días una óptima explotación de recursos naturales juega un papel demasiado importante en la economía mundial, debido a estos, las Geociencias son utilizadas para el desarrollo de estudios de exploración para la explotación de los recursos de cada país. Tal es el caso en la industria petrolera en la cual se deben recurrir a técnicas y mediciones que arrojen información necesaria para la evaluación de yacimientos, por ejemplo, la sísmica y registros geofísicos de pozos que son técnicas utilizadas para poder minimizar la incertidumbre entre los datos de entrada y el modelo final del prospecto y así hacer más simple el proceso de exploración de hidrocarburos.

Para poder optimizar el proceso de exploración y producción de hidrocarburos en los campos petroleros es necesario hacer una buena caracterización del yacimiento, en donde los elementos indispensables son las herramientas de alta tecnología para la mejor obtención de datos viables necesarios, como también los avances en las ciencias aplicadas a la industria petrolera y softwares utilizados. Para que al final se obtengan los datos más viables, se apliquen las técnicas necesarias y se culmine en un mejor resultado.

La metodología de caracterización de yacimientos se compone principalmente de integrar datos sísmicos, registros geofísicos de pozo, estudios petrofísicos, estudios de núcleos, geología estructural, entre otros. De manera general, todo inicia con un levantamiento sísmico en el cual se obtienen datos que se procesan y migran para generar un cubo sísmico que después se interpreta, esto quiere decir que se intenta descifrar la estratigrafía y la estructura del yacimiento, para poder generar un modelo geológico estructural el cual se tendrá que ser correlacionado con los registros geofísicos de pozos, que dan a conocer el comportamiento físico de las rocas.

Y al final, la información previa no nos entrega una evaluación completa del campo, y para obtener un modelo estático que satisfaga la problemática se necesitan emplear más técnicas como lo es la geoestadística que nos ayuda a la población de datos petrofísicos en el modelo, para llegar a una mejor conceptualización del yacimiento.



PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

La estimación del volumen original de hidrocarburos en el prospecto Volve puede ser considerado como una tarea riesgosa, ya que la interpretación de la sísmica, registros geofísicos y modelado de este posible yacimiento en una zona no probada, puede desencadenar resultados con alta incertidumbre y esto provoca una nula propuesta de desarrollo del mismo. Entonces, ¿la aplicación de los conocimientos básicos de interpretación de datos geofísicos y modelación geológicas y geofísicas correctamente fundamentadas permiten la obtención de resultados favorables de presencia de hidrocarburos en el prospecto Volve para un posterior desarrollarlo y generación de ganancias económicas?

JUSTIFICACIÓN

En la actualidad los expertos mencionan que los grandes campos con una manera fácil de extracción de hidrocarburos prácticamente se han acabado, pero esto no quiere decir que se puedan encontrar grandes campos aún. Ésta es la principal razón por la cual la industria se encuentra necesitada de nuevas metodologías fundamentadas en nuevas formas de análisis y correlación de información que permitan una mejor integración de las áreas involucradas dando paso a que esas zonas inexploradas o en proceso de, puedan tener resultados favorables para su desarrollo.

HIPÓTESIS

La aplicación integrada de los conocimientos básicos correctamente fundamentados de interpretación sísmica, registros geofísicos y su correlación, en conjunto con el modelado geológico-estructural y de las principales propiedades petrofísicas (V_{sh} , $PHIE$, Sw y K), como parte de la metodología de la Caracterización Estática de Yacimientos, permitirá estimar de manera inicial las reservas P90, P50, P10 del Prospecto Volve y conocer de manera sencilla su posible rendimiento económico.



OBJETIVOS

General

Emplear e integrar conocimientos en interpretación sísmica, de registros geofísicos de pozo y su correlación, para generar un modelo geológico-estructural y petrofísico, con el fin de estimar el volumen de hidrocarburos del Prospecto Volve.

Específicos

- Realizar un control de calidad de datos en los registros geofísicos de cada pozo para obtener un sustento adecuado de información sobre litología y fluidos presentes.
- Generar un modelo geológico-estructural a partir de la interpretación del volumen sísmico en profundidad.
- Analizar los datos de registros geofísicos y parámetros petrofísicos principales, para establecer modelos geoestadísticos adecuados y su posterior propagación de los mismos en el modelo geológico-estructural.
- Calcular la volumetría inicial del Yacimiento Volve para tres tipos de reservas prospectivas (P90, P50 y P10).
- Estimar las posibles ganancias generadas por reservas a precio de barril crudo Brent para agosto del año 2020.



I. MARCO TEÓRICO

YACIMIENTO

La conceptualización de yacimiento es de los temas más importantes en este trabajo, ya que de aquí parte toda la metodología de la caracterización del reservorio. La definición de un yacimiento petrolero de manera muy general, causado por la materia orgánica existente en cierta época del mundo es depositada en una cuenca que cumple con factores muy importantes, generan el hidrocarburo en la roca generadora. Después gracias a procesos geológicos y propiedades de cada lecho, el hidrocarburo migra hasta toparse con una roca sello y así es como se acumula formando el sistema petrolero.

La razón principal de la industria petrolera es la capitalización del potencial yacimiento conociendo el volumen de hidrocarburos que existe en él. Pero para esto se deben integrar todas las ciencias aplicadas a al conocimiento de la Tierra con enfoque en esta industria, para lo cual cambia el concepto de yacimiento, ya que tiene un enfoque de estudio que se analiza con las herramientas disponibles de cada profesión involucrada y se crea un modelo lo más realista posible. Steve Cannon en 2018 dio la siguiente definición de que un modelo de yacimiento es una correlación de información de pozos e inversión sísmica que en conjunto generan una malla geo celular 3D que describe las estructuras geológicas, estratigrafía y la distribución de fluidos que se encuentran en este.

TIPOS DE YACIMIENTO

Alrededor del mundo es bien conocido y obvio que se tienen diferentes tipos de yacimientos (Figura 1) debido a la geología de cada lugar, pero la gran mayoría de campos que se explora y en los cuales hay producción son yacimientos convencionales. Por otro lado, los yacimientos no convencionales los cuales tienen características muy particulares que necesitan importantes retos técnicos los cuales han mejorado en las últimas décadas y por eso se han explorado cada vez más.

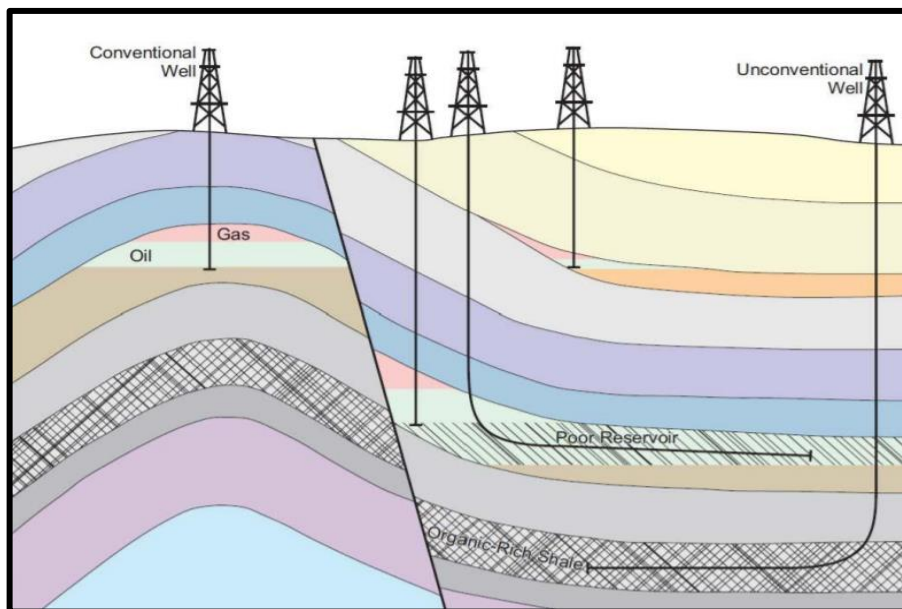


Figura 1. Diferencias entre un Yacimiento Convencional y uno No Convencional, (Ministry of Natural Gas Development and Minister Responsible for Housing, 2006).

Yacimiento convencional

Los yacimientos convencionales se encuentran principalmente en cuencas sedimentarias de subsidencia y enterramiento. El sistema está constituido por diferentes cuerpos rocosos que cumplen funciones muy particulares e importantes. La primera es la roca generadora, en el cual como él se dio a entender en la idea generalizada, esta roca a causa de la materia orgánica que fue depositada y por factores especiales como profundidades específicas, temperatura, presión, procesos químicos y físicos posibilitan la formación de petróleo y gas. Pero, en este tipo de yacimiento el hidrocarburo no se encuentra en esta roca sino en otra con mejor porosidad (primaria, segunda o terciaria) y permeabilidad, lo cual es un indicativo de migración, esta es la roca almacén. Finalmente, el último lecho rocoso es la roca sello, que es relativamente impermeable y forma una barrera o trampa de manera que los fluidos no pueden seguir migrando más allá del yacimiento. (Schlumberger, 2014).



Yacimiento no convencional

Los yacimientos no convencionales de aceite y gas en lutitas orgánicamente ricas y de baja permeabilidad y alta porosidad, también conocidas *Shale Oil* o *Shale Gas* donde la roca generadora, almacén, la trampa y la roca sello son una sola. Este tipo de yacimiento son un fenómeno que ha cobrado mucha importancia a nivel mundial por que ha aumentado de manera sustancial a la producción actual de hidrocarburos.

La producción de este tipo de yacimientos es todo un reto, ya que se implementan nuevas técnicas. Una forma muy común pero que es muy polémica y conocida es el fracturamiento hidráulico o *Fracking* ya que es por este medio que los ingenieros hacen fluir el aceite o gas hacia los pozos.

TRAMPAS

Las trampas como se ha visto juegan un papel muy importante en el sistema petrolero, esto porque evitan la migración del aceite o gas para que quede atrapado en la roca almacén. La definición de trampa dice que es un conjunto de roca impermeable (yacimiento) y una roca impermeable (sello), que en combinación con propiedades físicas y químicas de los fluidos del subsuelo permiten la acumulación de hidrocarburos (Beaumont E.A., *et. al.*; 2000).

William Logan en 1844 dio el primer concepto de trampa al darse cuenta de la existencia de aceite en los anticlinales y después, en 1855 cuando I. G. White tomó este concepto y lo aplicó a la búsqueda de petróleo. Desde ese entonces se han ido creando distintas clasificaciones y modelos de trampas conforme están han sido encontradas y estudiadas.

Hay diferentes formas en las que el petróleo y gas puede ser atrapado (Figura 2), pero hay tres categorías principales en las que pueden ser clasificadas las trampas. Una de estas clasificaciones fue dada por Allen & Allen en 1990 (Tabla 1), dicha clasificación es pragmática ya que se construyó de manera en cómo se comprendía la evolución geológica de la cuenca donde cada trampa se encuentra, obviamente no es una división perfecta ya que se pueden encontrar combinaciones o simplemente tienen diferentes características que difieren de esta clasificación.



CLASIFICACIÓN DE TRAMPAS		
TIPO	PROCESO	EJEMPLO
ESTRUCTURALES	Compactación Local	Estructuras Colgantes
	Diapíricos	Movimiento Salino
	Gravitacionales	Fallas Lítricas
	Procesos Tectónicos	Extensional Compresional
ESTRATIGRÁFICAS	Deposicional	Acuñamiento
		Discordancia Angular
	Diagenéticos	Precipitación Mineral
		Disolución Mineral (Karst)
Permafrost		
HIDRODINÁMICAS		Diferencia de Densidad

Tabla 1. Clasificación de trampas, editada. (Allen & Allen, 1990)

Trampas estructurales

Las trampas estructurales se generaron por procesos de compactación locales, diapíricos, gravitaciones y tectónicos. Se puede conocer su comportamiento debido a los antecedentes geológicos de la zona.

Por procesos de compactación locales

Este tipo de trampas son generadas por compactación de altos estructurales, por la caída de bloques colgantes de fallas o cuerpos de arena aislados que se compactan, tienden a formar trampas muy parecidas a los anticlinales que son relativamente simples, pero a una menor escala que en los procesos tectónicos. Este tipo de entrampamientos es muy común encontrarlos en campos del Mar del Norte en la parte de Noruega.



Por procesos diapíricos

La halita (sal) es una roca flotante si se compara su densidad y gravedad específica con otras rocas y su comportamiento a la deformación es plástico. La sal se deposita de manera homogénea, pero conforme los sedimentos más recientes a ella se van depositando y la sobrecarga sobre ella va aumentando la sal tiende a fluir hacia arriba, pero su movimiento termina cuando se desprende de la capa inicial de depósito, Este movimiento puede crear anticlinales, patrones de falla radiales y zonas de entrampamiento en los flancos de su estructura.

Por procesos gravitacionales

Este tipo de trampas han tomado relevancia ya que han sido en grandes zonas de depósito como deltas. El entendimiento geológico de este tipo de trampas es relativamente sencillo ya que estas fueron producidas por el desprendimiento de una parte de la cuenca a causa del peso de los sedimentos depositados por el delta.

Por procesos tectónicos

Las trampas por procesos tectónicos pueden ser comprensivos o extensionales, los primeros dan paso a pliegues, comunes en los límites de placas convergentes y en los límites de placa de desplazamiento de choque transpresivo, otro ejemplo de este tipo de trampa pueden ser los anticlinales que también pueden ser por movimientos extensionales. Mientras que las trampas por procesos tectónicos extensionales se presentan en gran medida en cuencas de rift, un gran ejemplo de su presencia es también en el Mar del Norte, entre el Reino Unido y Noruega.



Trampas estratigráficas

Por acuñamiento

Este tipo de trampas se refieren a un cambio estratigráfico lateral. Son formadas por un lecho rocoso permeable que tiende a ser impermeable por ejemplo de un cuerpo arenoso a uno arcilloso. Esto es porque el cuerpo permeable se adelgaza gradualmente hasta que se acuña en el cuerpo impermeable. Normalmente este tipo de trampas se encuentran en combinación con las estructurales.

Por discordancia angular

Las trampas estratigráficas por discordancia angular ocurren cuando una discontinuidad se produce por erosión y no por depósito (Arellano, 2017). Las discordancias marcan límites entre cuerpos permeables e impermeables.

Por procesos diagenéticos

La calidad del yacimiento depende en gran mayoría de la porosidad de este, pero esta se ve reducida, a causa de la precipitación mineral, lo cual su calidad es menor. Esto hace que algunos cuerpos se transformen en potenciales sellos y entrapar el petróleo.

Trampas hidrodinámicas

Este tipo de trampas son fáciles de entender, porque si se analizan en un laboratorio se puede ver la diferencia de densidades entre el petróleo y el agua dentro de un tubo en forma de U, entonces el petróleo queda atrapado en la parte superior. Pero esto no pasa en la realidad, todo es exponencialmente complicado. Las trampas hidrodinámicas se pueden encontrar en las cuencas de antepaís, donde los yacimientos surgen en los cinturones montañosos adyacentes, aquí es donde las cuencas se llenan de agua y el impulso que generan encorrala al aceite.

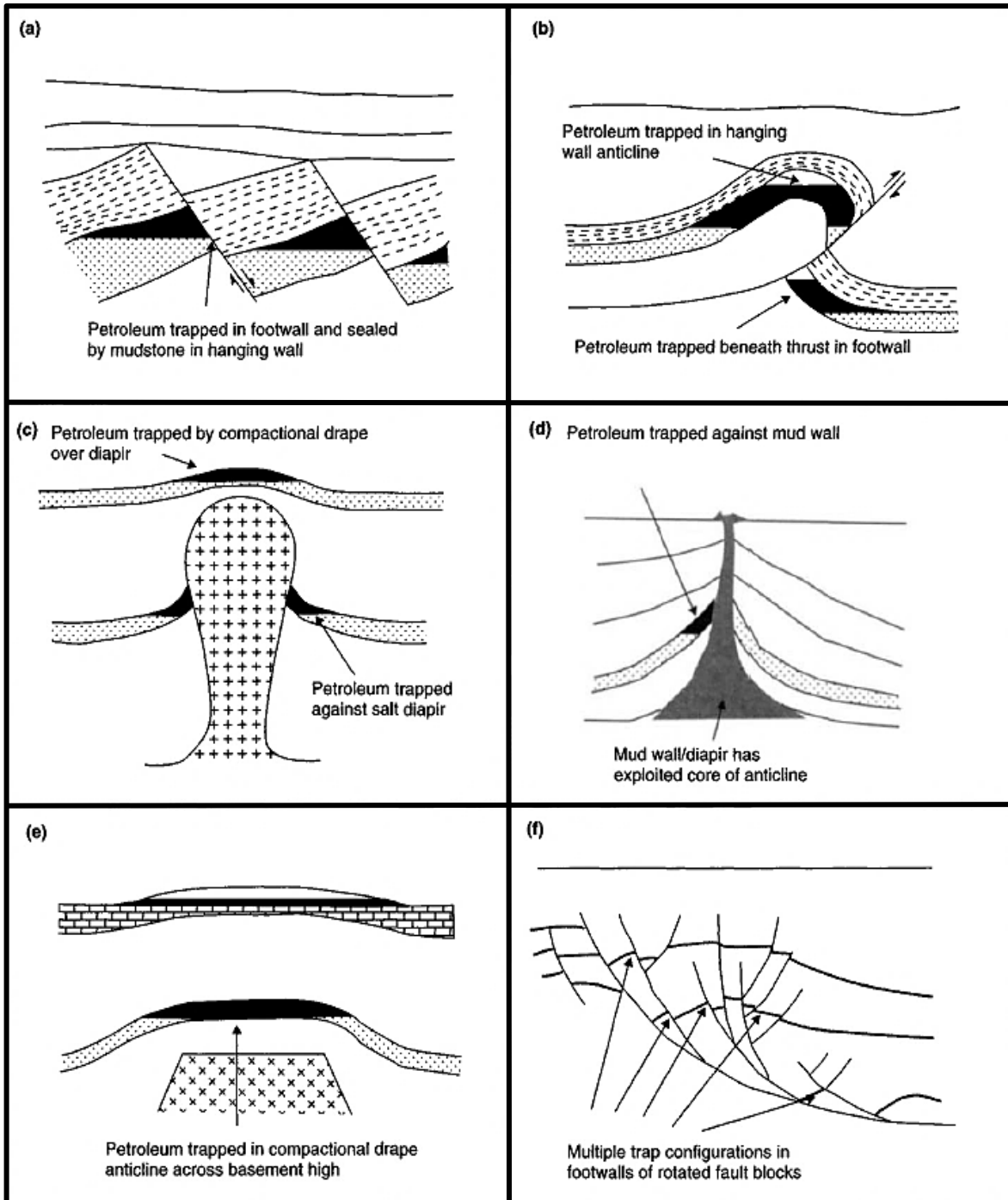


Figura 2. Tipos de trampas según el proceso de formación de estas (Gluyas J., et. al., 2004).

REGISTROS GEOFÍSICOS DE POZO

Para poder caracterizar un campo es necesario contar con la información suficiente que nos haga lograr entender el comportamiento y las características del subsuelo y existen diversas formas de hacerlo, pero una de las principales son los registros geofísicos de pozo, con los cuales se analiza de manera puntual cómo se comporta el yacimiento.

Un registro geofísico de pozo (Figura 3) consiste en medir alguna propiedad física en función de la profundidad y su objetivo es determinar algunas variables con las cuales se caracteriza el subsuelo como pueden ser, la porosidad, la permeabilidad, saturaciones de fluidos como agua, aceite y gas, y entre otras muchas más variables.

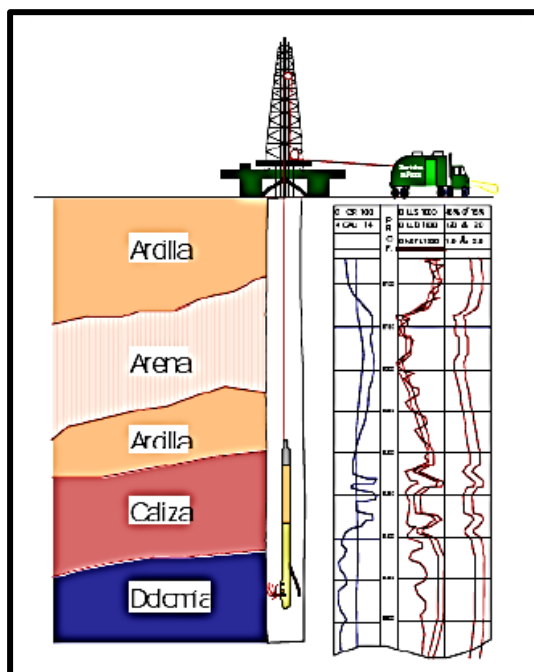


Figura 3. Representación de un registro geofísico de pozo y correlación de facies del subsuelo con las variables medidas por la herramienta (PEMEX, 2013).

Cuando se va a realizar un registro geofísico se debe insertar una sonda dentro del pozo (agujero abierto o cerrado) en la cual lleva una fuente que emite energía hacia la formación para que después los receptores que van en la sonda de igual manera capten la señal y puedan medir las propiedades físicas de la formación. Se puede hacer una clasificación de las herramientas utilizadas para los registros geofísicos gracias al tipo de fuente que estas llevan como se puede ver en la figura 4, las cuales son:

- Resistivas, la fuente trabaja con corriente eléctrica
- Radioactivas, la fuente es una cápsula radioactiva
- Sónicas, la fuente emite sonido o pulsos.

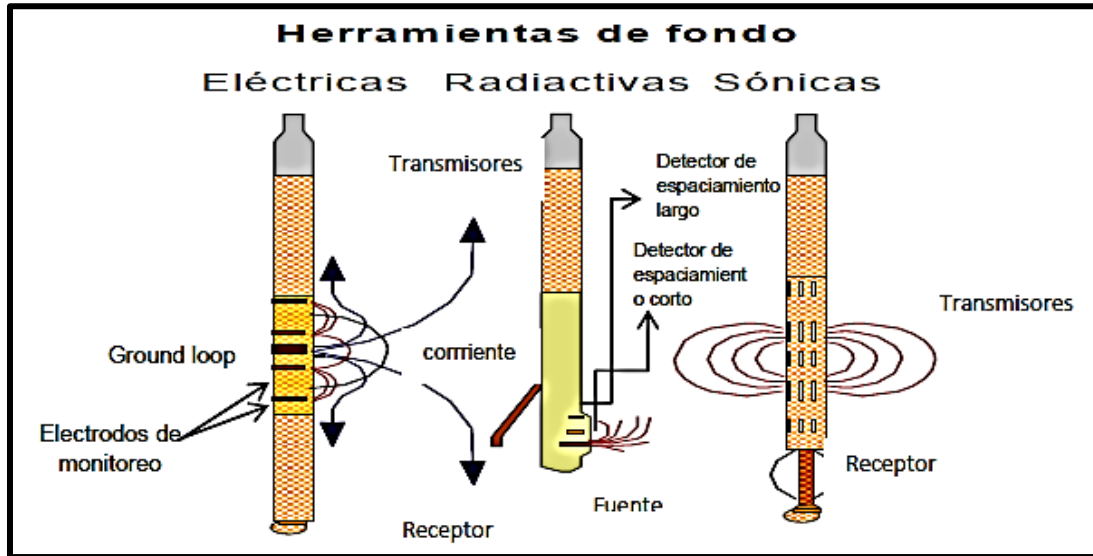


Figura 4. Tipos de sondas según su fuente (Unidad de Perforación, 2000) y actualizado por Hernández Ana, 2012, IPN.

Registros eléctricos

Hablando sobre cada sonda y sus principales objetivos, se presenta primero la sonda con fuente eléctrica. El principio físico es la resistencia, que es capacidad de la materia para evitar el flujo de corriente. Se utilizan electrodos con el cual se miden las curvas somera y profunda. Los registros usados son inducción, doble latero log y micro esférico enfocado (Figura 5).

En la metodología de la caracterización de yacimientos, los principales parámetros físicos son la porosidad, la saturación de fluidos, de agua e hidrocarburos, permeabilidad y espesores. Para lo cual es importantísimo los registros a base de resistividad. Las medidas de resistividad junto con la porosidad y resistividad del agua de formación se usan para obtener la saturación de agua y la resistividad de la formación en la que el fluido se encuentra. Además de diferencias zonas de agua salobre y la zona de hidrocarburos, correlacionar formaciones y la determinación del diámetro de invasión del fluido de perforación.

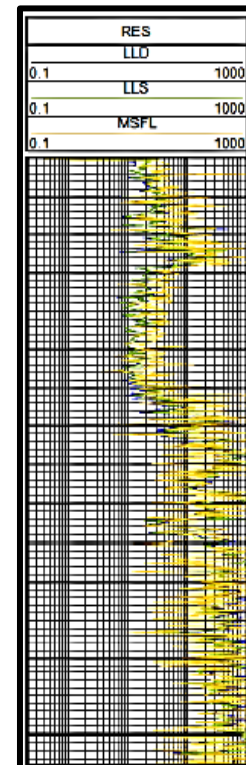


Figura 5. Representación de RGP eléctricos en un medio idealizado (Hernández Ana, 2012).



Registros nucleares

Los registros nucleares (Figura 6) son demasiados importantes gracias a que varias de las variables que se miden con estos tipos de registros son demasiados importantes para la evaluación petrofísica. Una de estas propiedades es la porosidad en la cual se puede determinar de manera indirecta a través de herramientas acústicas o como es el caso con herramientas nucleares, mediante la interacción de partículas irradiadas hacia la formación. Se tienen tres tipos de registros nucleares los cuales son:

- Radiación Natural, como rayos gamma y espectroscopía
- Neutrones, como el de neutrón compensado
- Rayos Gamma, Litodensidad compensada

Algunos de estos registros y sus aplicaciones son el rayos gamma que sirve para indicar arcillosidad, correlación de pozos, determinar espesor de capas, identificar zonas permeables; el neutrón compensado sirve para determinar porosidad, identificar litología, evaluación de contenido de arcilla, identificar litología, detección de gas; Litodensidad, es para el análisis de porosidad, determinación de litología, porosidad de densidad: que sirve para determinar tipo de arcilla, contenido de minerales radioactivos y correlación entre pozos.

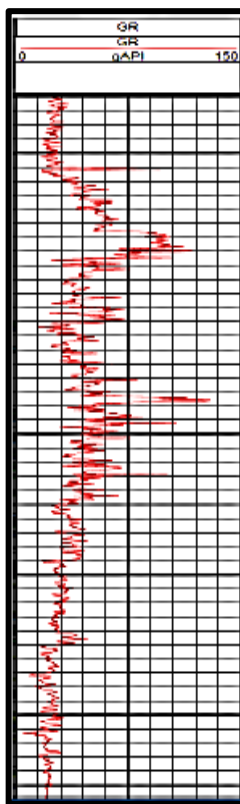


Figura 6. Representación de RGP nucleares en un medio idealizado (Hernández Ana, 2012).



Registros acústicos

Finalmente, los registros acústicos (Figura 7) en lo que el principio es que la sonda emite pulsos sónicos que choca en las paredes del agujero, que se transforman en ondas que se transmiten a través de la formación, y así se mide el tiempo en que tarda en viajar las ondas del transmisor al receptor, a esto se le llama tiempo de tránsito, que es el inverso de la velocidad. Este registro se llama Sónico digital y sus principales aplicaciones son: determinar la porosidad primaria y secundaria, correlación de datos sísmicos, creación de sismogramas sintéticos, detección de fracturas.

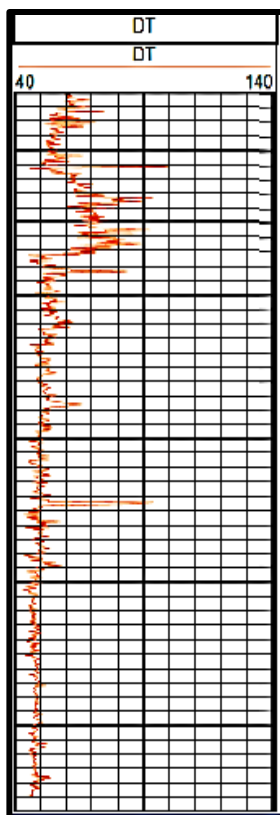


Figura 7. Representación de RGP nucleares en un medio idealizado (Hernández Ana, 2012).

Zonas de un pozo

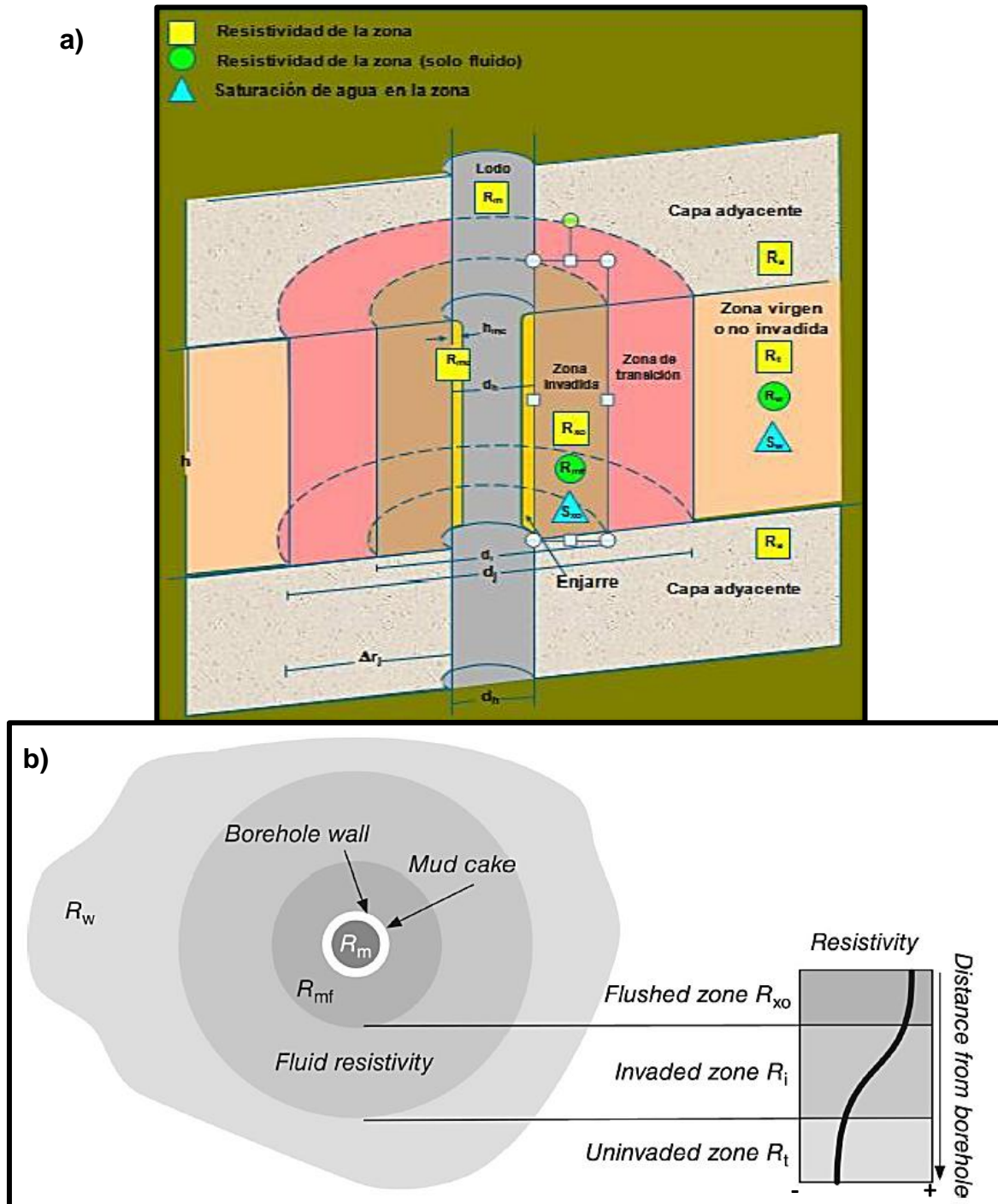


Figura 8. (a) Diagrama idealizado de las zonas de invasión del fluido de perforación en un pozo (Asquith & Gibson, 1982).
 (b) Perfil de resistividad resultante idealizado donde, la resistividad de la zona lavada es mayor a la de la formación (Cannon, 2015).



Es bien sabido que al momento de perforar un pozo la sarta de perforación va sufriendo cambios de temperatura u presión cada vez que esta va profundizando más y más, por lo cual se debe usar un fluido de perforación (puede ser base aceite o base agua), el cual tiene muchos objetivos, como evitar el sobrecalentamiento de la sarta y poder contener las presiones del subsuelo por mencionar algunos. Pero en el caso de la interpretación de registros geofísicos también tiene un objetivo demasiado importante, gracias a que es un fluido, este va penetrando a través de las formaciones permeables hasta ciertas zonas, las cuales serán analizadas en los registros, ya que, al ser un fluido controlado, tiene una resistividad definida lo cual permite obtener información de cada formación.

Son cuatro zonas las que constituyen a este modelo idealizado del pozo (Figura 8) la primera es la zona de enjarre donde se encuentra el Mud Cake, que es en la pared del pozo. El mud cake puede llegar a ser erosionando por la barrena. Después la zona invadida o mayormente conocida como zona lavada, que va desde la pared del pozo hacia partes de la formación donde se pueden encontrar fluidos de la formación. Después la zona donde el fluido de perforación ha sido parcial, que se llama zona de transición, donde puede haber una mezcla del fluido original con los de penetración. Por último, la zona virgen o no invadida que como su nombre lo dice es donde no permea el fluido de perforación, Esta es la zona donde los registros resistivos leen la resistividad real de la formación.

PETROFÍSICA

Porosidad

La porosidad (\emptyset) es la fracción del volumen total de la roca ocupado por espacios vacíos o volumen poroso (sean conectados o no) o en otras palabras la capacidad que tiene la roca de almacenar un fluido. Es adimensional y puede ser expresado en fracción o porcentaje, por lo cual sus valores van de 0 cuando la roca es totalmente compacta, a uno, cuando no hay roca y solo fluidos. Matemáticamente se representa en la ecuación 1:

$$\emptyset = \frac{\text{volumen de poros}}{\text{volumen total de la roca}} = \frac{\text{volumen de poros}}{\text{volumen de poros} + \text{volumen de sólidos}} \dots (1)$$

Para determinar valores límites de porosidad, se han creado arreglos de empaquetamiento de esferas, es decir, dentro de un cuerpo se introducen esferas para



determinar su porosidad. Por ejemplo, la manera más simple de empaquetamiento es un cubo que tiene una porosidad de 47.6%, una forma más irregular es el empaquetamiento romboédrico o empaquetamiento cerrado con porosidad de 25.9%. Es así como algunos yacimientos pueden ser clasificados gracias a su porosidad (Tabla 2).

CALIDAD DE YACIMIENTO SEGÚN SU POROSIDAD	
RANGOS DE POROSIDAD	CALIDAD
0 - 5%	DESPRECIABLE
5 - 10%	POBRE
10 - 15%	MODERADA
15-20%	BUENA
20-25%	MUY BUENA
> 25%	EXCELENTE

Tabla 2. Evaluación de la calidad del yacimiento según su permeabilidad (Levorsen, 1967).

La porosidad tiene diferentes tipos de clasificación, estos son principalmente debido a su uso, el primero de ellos es por conectividad de poros, que sugiere que dentro de la sedimentación y litificación algunos poros quedan sin conexión, mientras que en otros puede haber transmisión de fluidos. La razón de que suceda esto son los procesos diagenéticos y catagenéticos (cementación y compactación). Esta clasificación nos lleva a dos tipos de porosidades:

- Porosidad efectiva (\emptyset_{efe}): la cual indica que los poros están unidos por canales, también llamados canales.
- Porosidad no efectiva (\emptyset_{nefe}): esta sucede cuando los poros no están conectados y no hay fluidos fluyendo a través de ellos.

Matemáticamente, la suma de estas porosidades es igual a la porosidad total (ecuación 2):

$$\emptyset_{efe} + \emptyset_{nefe} = \emptyset_T \dots (2)$$

Otra clasificación es por efectos geológicos (Figura 9), la cual está basada en el tiempo, modo y distribución de origen de cada espacio poroso. **La primera es la porosidad intercrystalina**, que ocurre entre cristales individuales y redes cristalinas. **Porosidad Intergranular**, es la porosidad entre granos. En **Planos de capas**, este tipo de porosidad es causada por depositación y se encuentra en diferentes yacimientos alrededor del mundo. Y finalmente porosidad por **Sedimentación diversa**, que es formada por acumulación de fragmentos detríticos, de fósiles, por empaquetamiento de rocas oolíticas, vóculos y cavernas formadas por tiempo de depósito

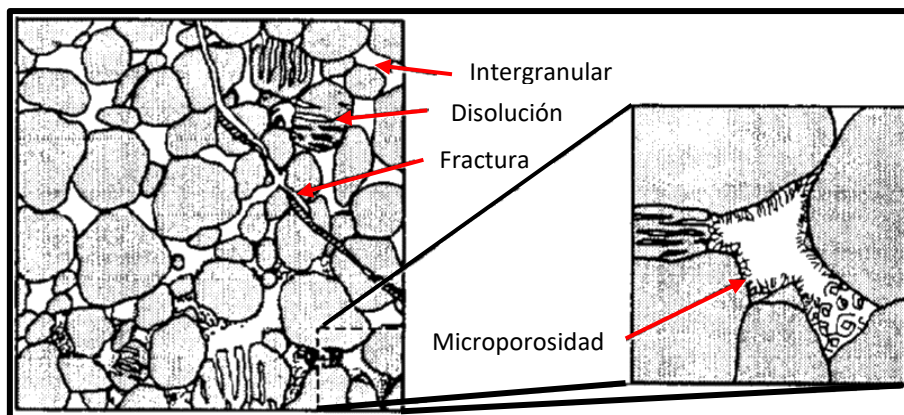


Figura 9. Tipos de porosidad en una arenisca idealizada (AAPG Wiki, 2016).

Finalmente, la clasificación de porosidad que depende únicamente del tiempo de generación, la cual se divide en porosidad primaria y porosidad secundaria, la primaria principalmente ocurre por procesos diagenéticos y la segunda por procesos estructurales.

- Porosidad Primaria (\emptyset_1 ó \emptyset_P): es la porosidad que existe entre los granos de la roca y dentro de estos, también es simbolizada como (\emptyset_M) que es porosidad de matriz o intragranular. Se presenta en yacimientos clásticos o también llamados detríticos, por ejemplo, areniscas, conglomerados y algunas calizas oolíticas.
- Porosidad Secundaria (\emptyset_2 ó \emptyset_S): esta porosidad es generada después de que la roca ha sido depositada, por disolución como son los vóculos y cavernas a causa del flujo de disoluciones causadas por erosión. Por efectos mecánicos como las fallas o fracturas. También es generada por dolomitización, que es cuando una caliza se transforma en dolomía. Esta dada por la siguiente ecuación: $2CaCO_3 + Mg^{2+} \rightarrow CaMg(CO_3) + Ca^{2+}$

La suma de estas porosidades (ecuación 3), matemáticamente se representa como en la siguiente fórmula:

$$\emptyset_1 + \emptyset_2 = \emptyset_T \dots (3)$$

Permeabilidad

Es una propiedad física que mida la capacidad que permite a un fluido fluir a través de un medio como lo es una formación o una roca, la cual depende de sus propiedades físicas como la porosidad, conectividad, entre otras. Esta como la porosidad puede ser calculada de manera indirecta gracias a los registros geofísicos o en un laboratorio especializado.

Se representa con la letra K y su unidad de medida son los milidarcys (mD). Es de gran importancia ya que domina el gasto del flujo, así como la dirección del fluido a través de la roca o formación. Su ecuación es la siguiente (fórmula 4):

$$K = \frac{q\mu L}{A \Delta p} \dots (4)$$

K = Permeabilidad

q = gasto

μ = viscosidad del fluido

L = Longitud del núcleo

A = área transversal del núcleo

Δp = diferencia de presiones

Por último, como se ha mencionado, la relación entre porosidad y permeabilidad, lo que quiere decir que una formación porosa puede ser altamente permeable, aunque hay excepciones muy importantes como puede ser la arcilla. Como se ve en la tabla 3 la evaluación de formaciones según la permeabilidad puede ser desde despreciable a excelente. Y es lo que se busca siempre en una formación productora y debido a la combinación de ambos conceptos se puede dar también la conceptualización de la roca sello, esta al tener deficiencia en su permeabilidad o porosidad evita la transmisión o el almacenamiento de hidrocarburos (figura 10).

CALIDAD DE YACIMIENTO SEGÚN SU PERMEABILIDAD	
RANGOS DE PERMEABILIDAD (mD)	CALIDAD
< 1.0	POBRE
1.0 - 10.0	MODERADA
10 - 100	BUENA
100 - 1000	MUY BUENA
> 1000	EXCELENTE

Tabla 3. Evaluación de la calidad del yacimiento según su permeabilidad (Levorsen, 1967).

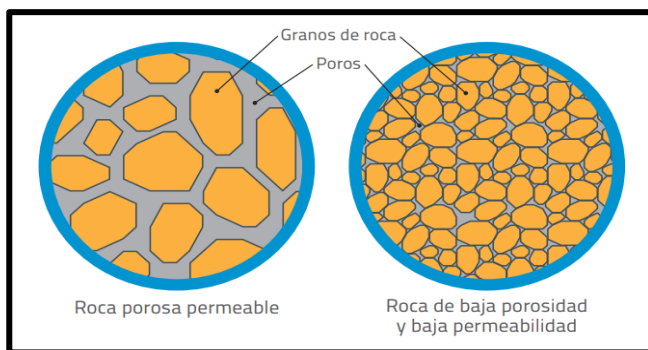


Figura 10. Representación de la relación Porosidad y Permeabilidad, teniendo en cuenta que en ambos modelos se tiene la misma porosidad necesaria para la de transmisión de fluidos, pero se ve que la permeabilidad es diferente (<https://acp.com.co/web2017/im,2017>)

También la permeabilidad de puede clasificar, en un yacimiento puede haber permeabilidad primaria y secundaria, la primera llamada también permeabilidad de matriz es originada al mismo tiempo de la depositación y litificación de rocas sedimentarias, mientras que la segunda, la cual es la más común en la mayoría de yacimientos es resultado, aparte en sí de la matriz de roca, así como de la compactación, cementación y disolución haciendo que los valores de permeabilidad bajen, sin embargo cuando es generada por fracturamiento, los valores aumentan. En la figura 11 se puede ver la diferencia de permeabilidad primaria y secundaria.

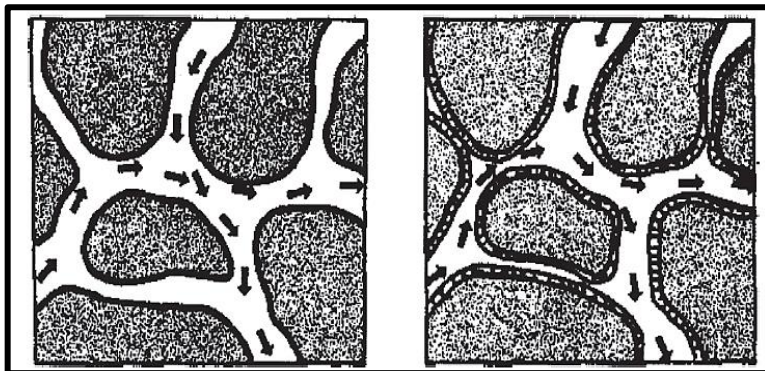


Figura 11. Cambio de permeabilidad después de la cementación con arcilla (Djebbar Tiab, 2015).

Índice de saturación de fluidos

El índice de saturación de fluidos en las rocas o medios porosos es la cantidad relativa de agua, aceite y/o gas, que se encuentran en el espacio poroso de la roca, al igual que en la porosidad, el valor máximo de índice de saturación es 1 cuando la roca está saturada y 0 cuando la roca no tiene fluidos. La saturación de fluidos es adimensional ya que es un cociente entre volúmenes, pero se expresa como fracción o porcentaje, y matemáticamente es como se aprecia en la ecuación 5:

$$S_f = \frac{V_f}{V_p} \dots (5)$$

S_f = Saturación del fluido

V_f = Volumen del fluido

V_p = Volumen de poros

En la figura 12 se puede observar como en la porción de volumen que corresponde a la porosidad pueden interactuar diferentes fluidos, como son el hidrocarburo (aceite o gas) y el agua.

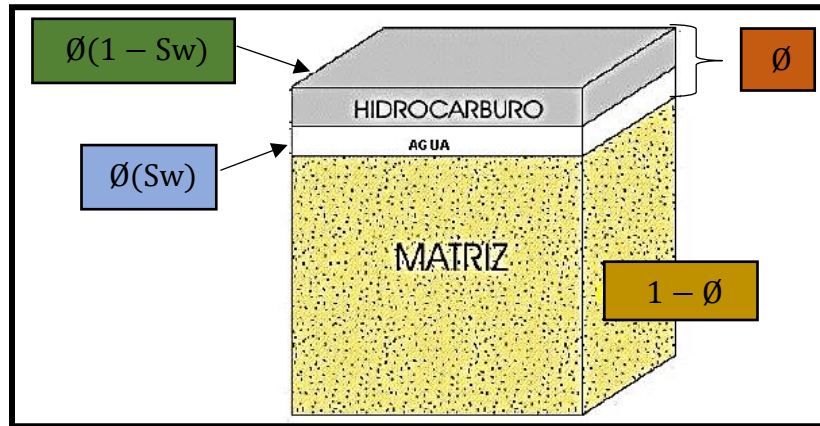


Figura 12. Representación del índice de saturación de fluidos (Del Ángel, 2009).

El **índice de saturación de agua** es de esencial importancia junto a la porosidad y permeabilidad ya que sirve como parámetro de corte para poder obtener una relación que indica la calidad del yacimiento. Se puede definir como la porción del volumen poroso que contiene agua, y se rige bajo las siguientes ecuaciones, a partir de porosidades como en la ecuación 6 y con volúmenes a partir de la ecuación 7.

$$S_w = \frac{\emptyset_w}{\emptyset_T} \dots (6) \quad \text{ó} \quad S_w = \frac{V_w}{V_P} \dots (7)$$

También el índice de saturación de agua se puede obtener gracias a la ecuación de Archie (Ecuación 8) a partir de la resistividad del agua y la resistividad de la zona no invadida por el fluido de perforación, además de otros parámetros petrofísicos como a , m y n que se muestran en la tabla siguiente con valores para litología básica:

$$S_w = \sqrt[n]{\frac{a \cdot R_w}{\emptyset^m \cdot R_t}} \dots (8)$$

Donde:

n = Exponente de Saturación

a = Factor de Tortuosidad

R_w = Resistividad del Agua

\emptyset = Porosidad

m = Exponente de Cementación

R_t = Resistividad Real de la Formación

FORMACIÓN	a	m	n
Arenas	1.5	1.5	2
Arenas arcillosas	1.6	1.3	2
Arenas Carbonatadas	1.5	1.3	2
Carbonatos	1.5	1.3	2

Tabla 4. Tabla de parámetros a , m y n para diferentes tipos de rocas.



Hay diferentes conceptos ligados a este índice de saturación, los más importantes son: Saturación de agua irreducible ($S_{w_{irr}}$), que es el agua con alta presión capilar y es menor a la saturación de agua. S_{w_i} , Es el índice de saturación de agua al momento del descubrimiento y en algunos casos es un sinónimo al agua congénita, que hace referencia a la cantidad de agua al momento del depósito si no hay hidrocarburos presentes. En un yacimiento con hidrocarburos $S_{w_{irr}}$ siempre será menor a S_{w_i} . En la figura 13 se puede ver la distribución de todos los índices de saturación de fluidos que intervienen en un yacimiento.

El **índice de saturación de hidrocarburos** ya sea gas o aceite, el cual es la porción de volumen poroso que contiene estos fluidos. Como las anteriores, va de 0 a 1. Su expresión matemática a partir de la saturación de agua (ecuación 9):

$$S_{HCS} = 1 - S_W \dots (9)$$

Determinando a partir de diferentes tipos de hidrocarburos (ecuación 10)

$$S_{HCS} = S_O + S_G \dots (10)$$

dado que se puede separar en aceite (S_O) y gas (S_G)

$$S_O = \frac{\varnothing_O}{\varnothing_T} \dots (11) \quad y \quad S_G = \frac{\varnothing_G}{\varnothing_T} \dots (12)$$

Otro término muy importante para tener en cuenta es el índice de saturación de aceite crítico (S_{oc}) que se refiere a que debe ser mayor a la saturación de agua y la saturación de aceite para que pueda fluir, se define según la ecuación 13:

$$S_{oc} = 1 - S_{wc} - S_o \dots (13)$$

La saturación de aceite móvil (S_{om}) es la fracción de volumen de poros ocupados con petróleo móvil (Anel Licon, 2020), se expresa de la siguiente manera (ecuación 14):

$$S_{om} = 1 - S_{wc} - S_{oc} \dots (14)$$

Finalmente, la distribución de los fluidos que pueden estar presentes en las rocas se muestra en la figura 13. El comportamiento de estos dependerá principalmente si hay combinación de estos, si solo hay agua o matemáticamente si se trabaja con expresiones que solo requieran el análisis de un tipo de hidrocarburos

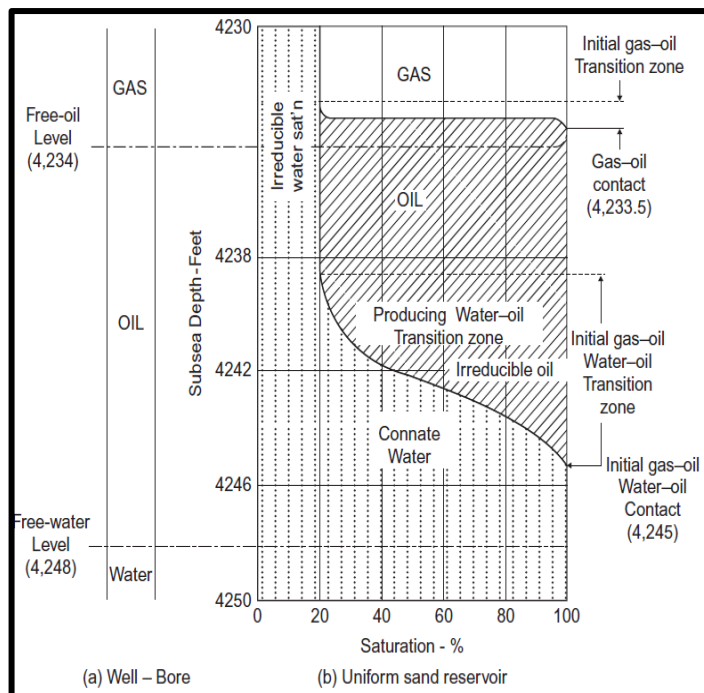


Figura 13. Distribución de fluidos en un yacimiento (Djebbar Tiab, 2015).

Volumen de arcilla

En la metodología de caracterización de yacimientos es de vital importancia conocer el contenido de arcillas en una formación. La presencia de lutita/arcilla en el yacimiento puede llegar a ocasionar errores en el cálculo de la porosidad y la saturación de fluidos y así se puede entender el comportamiento del yacimiento. Para poder lograr a calcular el volumen de arcilla existen herramientas que específicamente se centran en explorar la “limpieza” de una formación, estos registros son Rayos Gamma, Rayos Gamma Espectral y Potencial espontáneo. También, hay registros más especializados, porque la arcilla contiene elementos radioactivos, estos el Potasio, Thorio y Uranio.

La arcilla se puede clasificar en tres grupos (Figura 14), dispersa, este tipo de arcilla se encuentra en todo el espacio poral, afecta la porosidad total, efectiva y la permeabilidad. Estructural, en este modelo la arcilla no representa un gran problema, aunque si reduce la permeabilidad o a la porosidad ya que se presenta en formas de granos, fragmentos o nódulos. El último grupo es la arcilla de tipo lamina, como su nombre lo indica se encuentra en laminas intercalas con arena afectando la porosidad y permeabilidad, a mayor laminación decrece el espacio poroso.

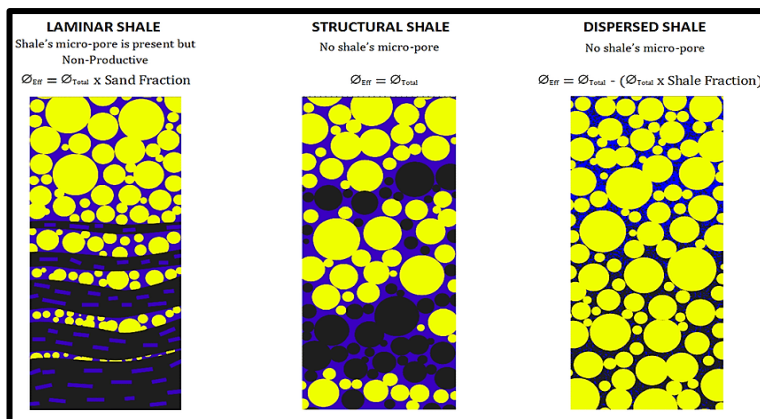


Figura 14. Diferentes modelos de arcilla en el yacimiento (Thomas & Stebier, 1975).

Para el cálculo de volumen de arcilla es necesario zonificar el pozo, ya sea por zonas de interés o haciendo referencia a los marcadores geológicos. Se necesita una metodología parecida a esta, aunque también depende de la información que se cuenta al principio.

1. Cálculo del índice de Rayos Gamma (ecuación 15):

$$I_{GR} = \frac{GR_{log} - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}} \dots (15)$$

GR_{log} = rayos gamma leído del pozo

GR_{min} = rayos gamma mínimo (arena limpia)

GR_{max} = rayos gamma máximo (arcilla o arena con grandes cantidades de esta)

2. Una vez que se tenga el índice de rayos gamma, se debe calcular el volumen de arcilla, este se puede de dos formas, la primera sí son arenas consolidadas (ecuación 16) y la ecuación 17 cuando no lo son (arenas del Terciario):

Arenas consolidadas → $V_{sh} = 0.33(2^{2(I_{GR})} - 1) \dots (16)$

Arenas no consolidadas → $V_{sh} = 0.83(2^{3.7(I_{GR})} - 1) \dots (17)$

Net Gross y Net Pay

Una vez hecha la evaluación petrofísica de cada pozo, los resultados obtenidos pueden tener diferentes usos como información para investigaciones, para tomar una decisión de prueba del pozo exploratorio, estimar el *Hydrocarbon Pay*, o como se hará en este trabajo de tesis, la información de porosidad, permeabilidad, saturación de agua y volumen de arcilla serán los datos de entrada para la población de datos para crear un modelo 3D de estas propiedades y calcular la volumetría del yacimiento.

El yacimiento, como se ha visto también está conformado por rocas que contienen hidrocarburos, y estas son el objetivo principal, pero algunas veces están intercaladas con los cuerpos que si son de interés. La relación de la parte porosa y permeable con la que no lo es, se conoce como *Net Gross* y la porción neta del yacimiento que contiene hidrocarburos que fluirán para la producción se llama *Net Pay*.

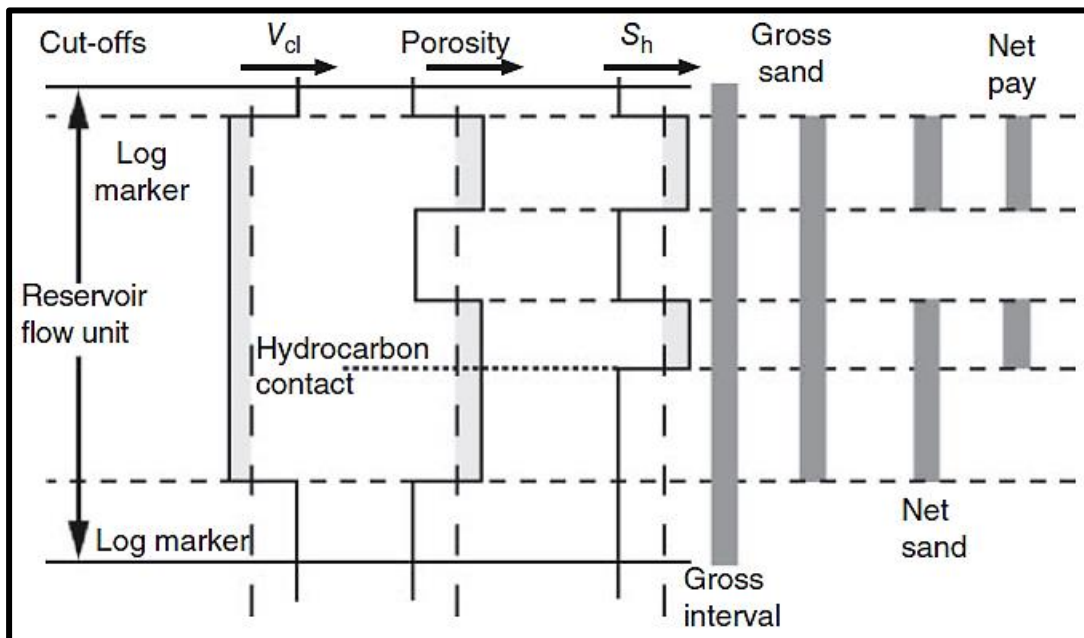


Figura 15. Diagrama que representa como se obtienen los valores de corte para el modelado de yacimientos (Steve Cannon, 2016).

En la figura 15 podemos notar el proceso que se sigue para obtener la porción del Net Pay, los datos de corte físicos son volumen de arcilla, porosidad efectiva y saturación de agua, ya se encuentran en un intervalo definido de roca a profundidades conocidas, a esto se le llama *Gross Rock* o *Gross Interval*, el siguiente paso es determinar la parte que no contenga arcilla, la roca limpia, esta se llama *Gross Sand*. Después, se busca por



razones obvias y ya mencionadas que la roca tenga una buena porosidad efectiva para que pueda contener fluidos y así permitir su flujo, la porción que aquí se consigue se llama *Net Sand* o *Net Reservoir*. Finalmente, se adquiere el Net Pay, donde el cálculo del índice de saturación de aceite servirá como valor de corte para determinar los mejores intervalos con hidrocarburos y que sean económicamente redituables, para que puedan entrar a un proceso de producción.

Una vez obtenido el Net Pay es necesario hacer estrictos controles de calidad, ya que el uso de parámetros de corte incorrecto generaría un problema muy severo. Ya hecho estos controles de calidad el equipo de profesionales podrá reconocer las mejores zonas de paga, que además de tener los mejores parámetros de corte, deben contar con una calidad y espesor bueno y finalmente tomar la decisión de probar los intervalos.

SÍSMICA

En la caracterización de yacimientos la interpretación sísmica es uno de los pasos más importantes en su metodología, porque nos ayuda a crear un modelo del subsuelo. Y por esto en las últimas décadas los avances en la sísmica han traído consigo en los mejores resultados. De todas maneras, las imágenes obtenidas basadas en reflexiones de ondas no es algo tangible no es algo real de cómo es en la profundidad el suelo, por lo que se necesita transformar a una manera más acertada ya que nunca podremos saber realmente como es el yacimiento junto a las propiedades de las rocas y fluidos constituidos en este.

Método sísmico de reflexión

El método sísmico de reflexión es parte de la sismología de exploración o también llamada sísmica de exploración (Figura 16), que se basa en la adquisición de las ondas reflejadas en el subsuelo. Las reflexiones son generadas por diversos tipos de fuente, en tierra, por ejemplo: explosivos, sistemas de vibración, golpes con martillo en algunos casos muy específicos, mientras que en el mar se usan principalmente pistolas de aire. Después, las ondas se transmiten a través del subsuelo, y se reflejan en los diferentes lechos rocosos para que, posteriormente las perturbaciones son recibidas en receptores llamados geófonos (en la tierra) e hidrófonos (en el mar). La impedancia acústica es la propiedad que rige este método, el cual depende de las velocidades y densidades de las rocas por donde viajan las ondas.

El principal objetivo que se tiene es no recabar información no deseada y para esto se tienen técnicas variadas y procesos muy variados que ayuden a cumplir esta meta. Se debe hacer una planeación inicial muy rigurosa, cuando se trabaja sobre los parámetros de adquisición se debe tener en cuenta que después de cada proceso el área con la que se trabaja se va haciendo más pequeña, es así como existen tres áreas muy importantes que son: el área de adquisición, procesado e interpretación (Figura 17), esto para tener el mejor apilamiento posible.

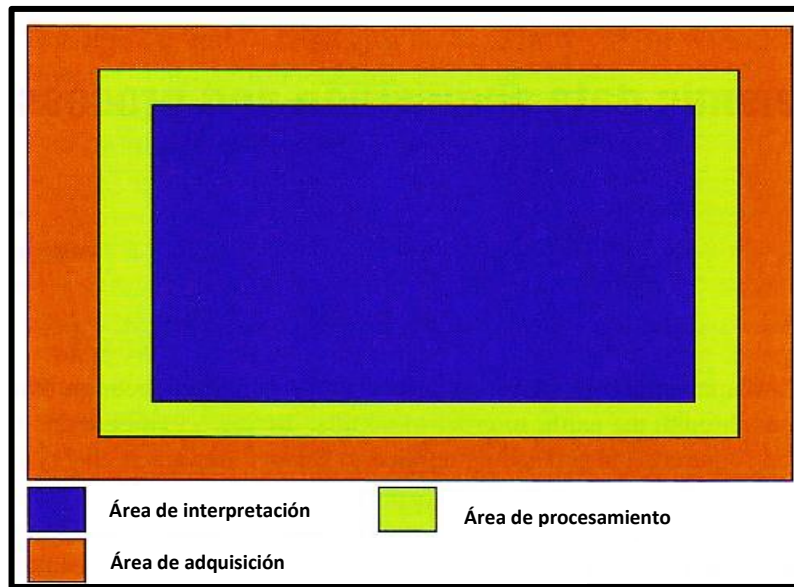


Figura 17. Relación entre el área de adquisición, procesamiento e interpretación (Michael Bacon, 2003).

La adquisición marina ha ido mejorando conforme pasa el tiempo, dependiendo de la tecnología disponible, principalmente en el tema de navegación, ya que no solo consta de tener el mejor equipo de geofísica sino de como transportarlo y hacer que se cubra toda el área necesaria para el estudio.

Décadas antes, los barcos hacían recorridos en ovalo para intentar tener la mejor cobertura, sin embargo, el problema como en la mayoría de las industrias son los costes y que el trabajo de procesamiento de los datos era mucho mayor. Pero consecuentemente, alrededor de 1990, se introdujeron más fuentes y cables en cada barco para tener una mejor cobertura sin que los costes fueran tan altos porque no se hacían tantos recorridos y a su vez el trabajo de procesamiento disminuyó, todo se hizo más eficiente. Se hacían recorridos en forma de S, ya que cada barco ahora introducía dos fuentes, lo cual hacía tener más receptores y de esta manera los disparos se hacían alternadamente (figura 18), evitando pasar dos veces hacer un doble recorrido. Hoy en día, esta técnica se ha ido mejorando y permite una mayor densidad de receptores por cable, llegando a tener una separación entre ellos de entre 6.25 y 12.5.

Como se ha mencionado, en el levantamiento se hacen diferentes recorridos aumentando cada vez la separación entre los receptores, una de las razones por que esto se haga, es mejorar la relación señal-ruido y poder distinguir eventos erróneos. Y también esta técnica se ha mejorado ya que los botes, junto con el incremento de receptores y fuentes, también una mayor cantidad de cables que llevan (figura 18), cargando en algunos casos hasta 12 con distancias entre ellos que van de 4 a 8 metros. De esta manera, cubriendo miles de kilómetros cuadrados de forma más eficiente. También, los mismos instrumentos han ido mejorando, ya que han cambiado, por ejemplo, en los ejes que reciben la información, o donde pueden ser situados, en la superficie del mar o en el fondo del mar, estos últimos para evitar los múltiples crecidos por el tirante de agua.

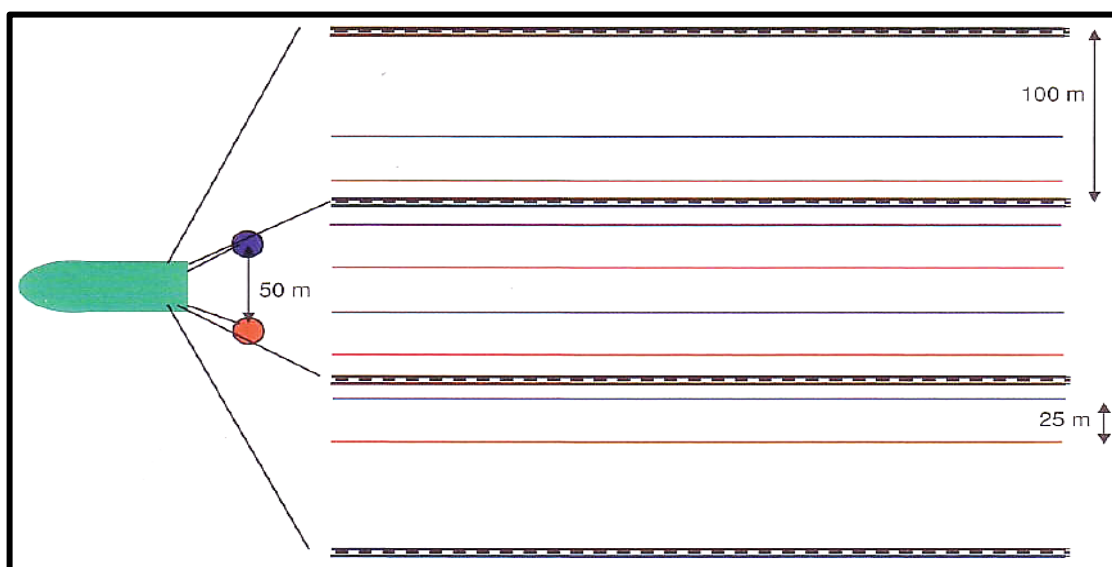


Figura 18. Disposición de fuentes y receptores en una adquisición marina 3D (Michael Bacon, 2003).

En la planeación y estudios previos se tiene también en consideración la estructura geológica objetivo, ya que es muy importante el buzamiento y rumbo de esta, así se tiene una mejor iluminación la estructura. Por ejemplo, los cuerpos salinos, que son muy irregulares, se deben grabar en varias direcciones para poder recoger la mayor información posible.

Procesado de datos

El procesado de datos sísmicos es esencial para la industria petrolera, y es uno de los procesos en los que más técnicas y avances hay y su objetivo final es generar imágenes con carácter geológico para ser interpretadas. Este paso en la metodología ayuda a suprimir el ruido, mejorar y aislar la señal, obtener una mejor resolución y obtener una imagen real ya que al momento de la adquisición hay problemas con el funcionamiento de los instrumentos, otras veces la geometría del método, cuestiones naturales como los meteorológicos o problemas derivados de disminuir el riesgo a la humanidad.

Se hace un trabajo muy detallado con un estricto control de calidad. Para hacer esto se utilizan diferentes metodologías, programas y algoritmos (Figura 19) dependiendo de lo que se quiera realizar, de la calidad de los datos crudos, en donde fue hecho el levantamiento nuevo, si es un reprocesamiento, etc.

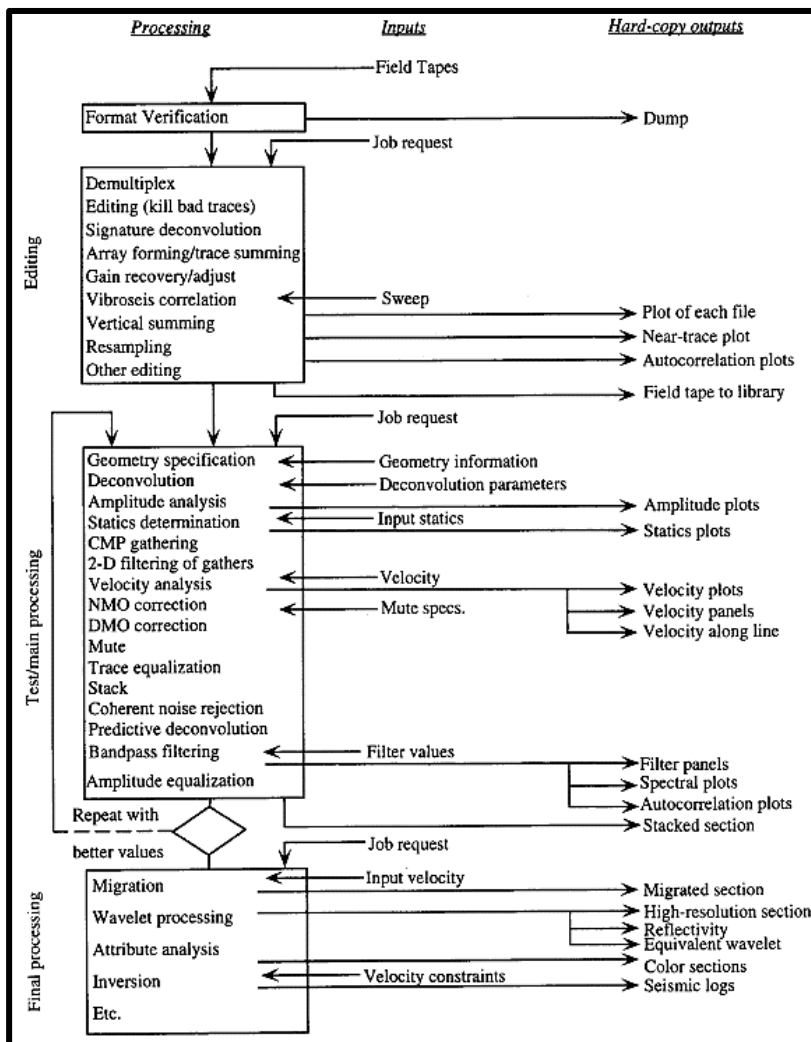


Figura 19. Flujo de trabajo de Procesamiento, algunos pasos pueden cambiarse, o ser opcionales o nuevos has sido agregados (R. E. Sheriff, 1995).

Migración sísmica

La migración sísmica (Figura 20) es el último paso antes de la interpretación, esta técnica es para mejorar la resolución horizontal, los algoritmos lo hacen principalmente de tres formas distintas:

1. Reposicionando las reflexiones que no están donde deberían, gracias al análisis del buzamiento de la estructura.
2. Enfocando la energía dispersa sobre la zona de Fresnel
3. Colapsando las difracciones de algunos puntos y bordes de referencia

Los puntos más importantes que se deben cumplir para llegar a tener una buena migración son que deben hacerse en tres dimensiones y no únicamente en dos dimensiones, ya que no se lograrían ajustar los eventos como deberían, generar un buen campo de velocidades, tener una buena relación señal-ruido y un buen cálculo de la apertura de migración. Es de esta forma como el producto final es más representativo y es más fácil la interpretación por que el buzamiento del objetivo geológico será correcto, las difracciones desaparecerán para evitar confusiones y tampoco habrá eventos de discontinuidad de reflectores por intersecciones.

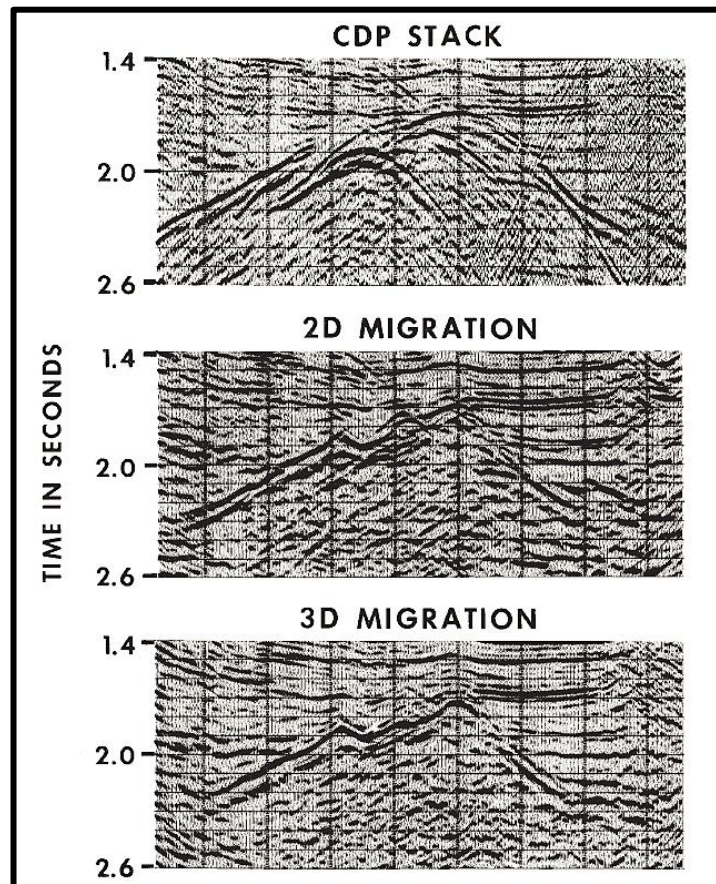


Figura 20. Representación de una sección migrada en 2D y 3D, analizando el mejoramiento de la señal y dándole mayor realismo, (Alistair Brown, 2004).



Atributos sísmicos

Cuando se está interpretando siempre se busca el mayor entendimiento posible de lo que refleja la sísmica por sí misma. Analizar cada estructura para poder definir la evolución geológica de la zona, sin embargo, no es suficiente con solo observar la primera información arrojada al importar la sísmica o cambiar los parámetros de visualización, por ejemplo, cambiar colores, o ajustar escalas y así realizar la interpretación. El principal objetivo del uso de atributos es obtener la mayor información posible para generar un buen mapeo e interpretación para hacer una correcta caracterización del yacimiento.

Un atributo sísmico es una propiedad cuantificable, un derivado de una medición sísmica básica, que ayuda a la evaluación de las propiedades de todo lo que conforma el yacimiento. La información principal que sirve como de entrada para los atributos son el tiempo, amplitud, frecuencia y atenuación, aunque también hay combinación de ellos. Todos estos derivan de datos preapilados y migrados (que nos entregan información prácticamente nueva), aunque algunos pueden ser creados después del apilamiento y se visualizan en forma de ventana o flotante. De esta manera Chen en 1997 creo una clasificación de estos, se puede ver en la figura 21. De forma general cada parámetro geofísico permite evaluar información diferente, los atributos aplicados sobre el tiempo proporcionan información estructural, los de amplitud información del yacimiento y estratigráfica, igual que los generados a base de la frecuencia, finalmente los atributos basados en atenuación entregan información sobre permeabilidad.

Diferentes atributos son creados conforme pasa el tiempo, y son agregados a software especializado para poder ser usados y generar información de investigación o metodologías nuevas que hacen más eficiente el trabajo.

Estos son algunos de los de los atributos más usados: *Ant Tracking*, su principal función es distinguir discontinuidades como las fallas y haciendo referencia a su nombre se basa en el comportamiento de las hormigas. *Chaos*, como se define en el software especializado usado se mide el grado de caos en la sísmica haciendo estadísticas buzamiento/acimut y distingue fallas, cuerpos salinos y texturas caóticas. *Cosine of the Phase*, se basa en aplicar una función coseno a la fase de la sísmica para delinear estructuras y dar consistencia a los reflectores, resalta discontinuidades y límites estratigráficos. *Instantaneous Frequency*, mide la frecuencia media de la señal, sirve para detectar cambios laterales de litología asimismo de ser indicador de hidrocarburos por anomalías de baja frecuencia. *Structural Smoothing* que se basa en aplicar un filtro Gaussiano para mejorar la relación señal-ruido y así dar una mejor continuidad a los reflectores, además de poder iluminar contactos de fluidos. *Variance*, este atributo mide la coherencia de la señal sísmica, es decir solo se representará partes diferentes entre sí, que permite la detección de continuidad de fallas y visualización aproximada de planos de falla.

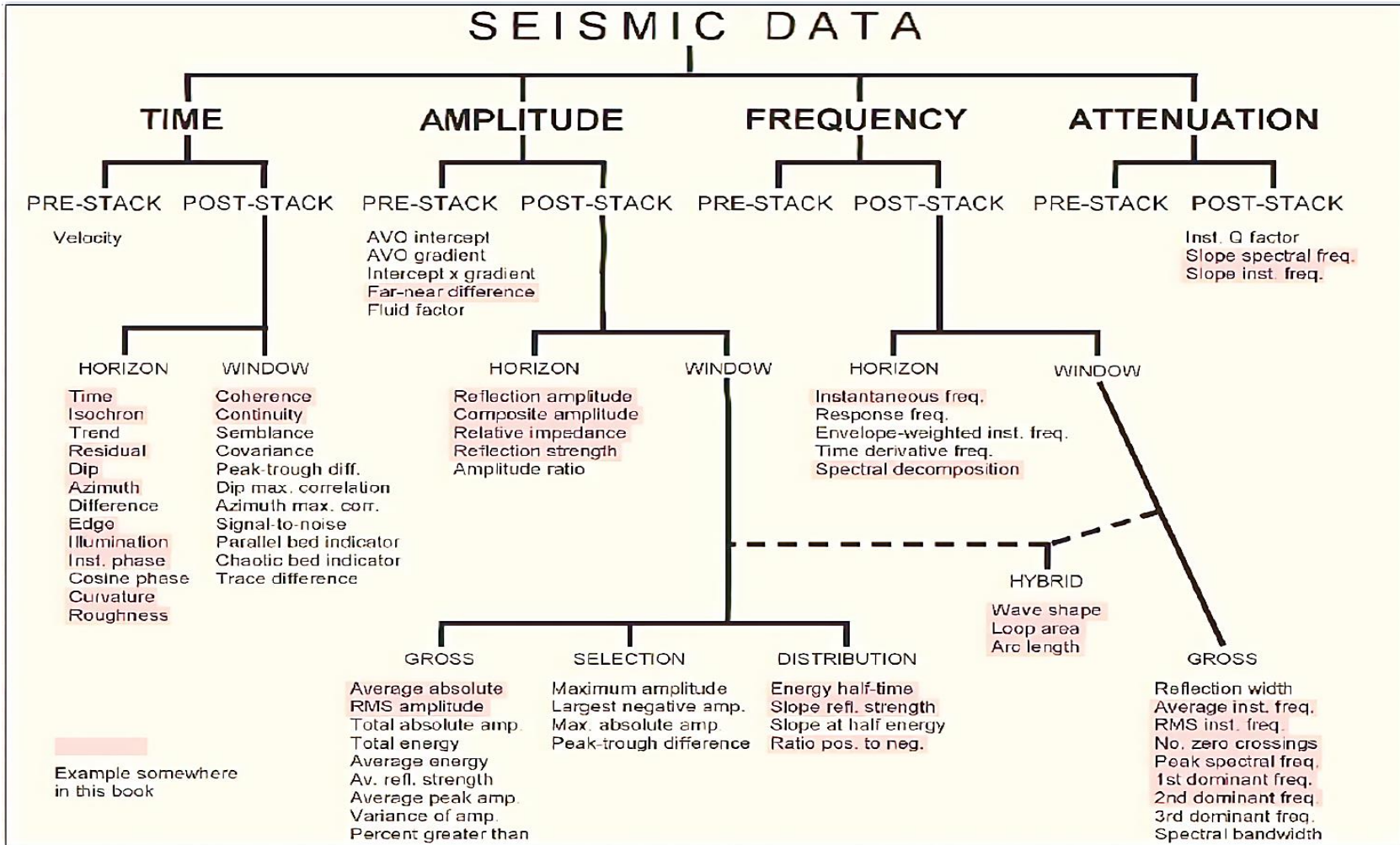


Figura 21. Clasificación de atributos sísmicos dependiendo de los datos de entrada (Chen, 1997).



Interpretación de horizontes y fallas

Ahora bien, es fundamental saber que es la interpretación sísmica y como se lleva a cabo. Se podría definir como la acción que, a partir del análisis de datos sísmicos, ya sean líneas 2D o cubos, se generan modelos y predicciones razonables con información geológica del tipo estructural y estratigráfica para determinar propiedades y parámetros de las estructuras del yacimiento que servirán en la evaluación de este. Una manera muy burda de resumir esto es hacer observaciones a los datos, después explicarlos dando a entender la historia geológica contenida en la sísmica y finalmente corroborarla con información adicional como podrían ser los datos de pozo.

Y la forma principal de hacerlo es haciendo tres simples preguntas: ¿Qué es? ¿Dónde está? Y ¿Qué tan grande es? (Herron, 2011), aunque lo realmente es difícil es contestarlas. Y esto no solo depende el intérprete porque todo viene desde la adquisición, que después pasa por el procesamiento y la migración, que no se sabe si está realmente bien, pero si lo está y el intérprete no está relacionado con estos pasos, algo resultara mal. Pero si todo está bien, se puede llegar a hacer una buena interpretación, aunque todo dependerá de la experiencia del interprete y toda la información que tenga disponible. Lo que se tiene que ser fundamental es darle una gran correlación a la información y que encajen en el modelo, por lo cual se tiene que diferenciar en lo que es geológicamente real y lo que no. Al final debe haber coherencia con lo que se interpreta teniendo buenos argumentos usando metodologías basadas en suposiciones porque nunca lo que se interprete será lo real. Por lo cual esto llega a ser un trabajo conjunto de geofísica y geología ya que con estos conocimientos el intérprete llega a crear un mapa estructural.

Al momento de iniciar una interpretación se debe saber con qué información se cuenta, como fue adquirida y tener un estudio previo o planificación de la zona. Se debe empezar a mapear cada horizonte de importancia, teniendo como referencia los marcadores geológicos, para poder seguir el reflector a través de las secciones o el volumen sísmico, según sea el caso. Los marcadores hacen referencia a diferentes formaciones rocosas objetivo. También es necesario conocer el volumen del cubo o cantidad de líneas 2D porque permite saber cada cuantas In lines o Cross líneas se hará el mapeo, aunque no solo depende de eso, sino de la complejidad geológica, porque, para tener una mejor interpretación, este intervalo entre estas debe ser pequeño.

En algún momento zonas el mapeo se complicara, para lo cual el intérprete debe optar por técnicas diferentes, como cambiar los parámetros de visualización de la sísmica, aquí es donde podemos cambiar valores de opacidad, rango de colores o el comportamiento de las trazas, que en los software es una herramienta para ver el wiggle, esta técnica se basa en que las amplitudes no representan cambios geológicos a proporción uno a uno, es decir una reflexión no representa una capa, por lo cual, es necesario usar el



wiggle para intentar descubrir diferencias. Asimismo, el intérprete debe tomar en consideración los cambios de frecuencias, porque a menor frecuencia mayor espesor de las capas y a mayor frecuencia en la sección, menor espesor. Los cambios laterales son otro parámetro que destacar son los cambios laterales de polaridad que se pueden interpretar como acuñamientos, fallas o presencia de hidrocarburos. Que en conjunto de la aplicación de atributos se puede analizar las anomalías presentes.

Una vez mapeados los reflectores y su continuidad, sigue la interpretación de fallas, esto para evitar la confusión en el patrón de ruptura debido a errores de adquisición, procesamiento o migración. Para darle sentido a una falla, se debe conocer cómo es que fueron generadas, y como es su comportamiento en la zona.

Existen ciertos indicadores que sirven para discretizar la presencia de una falla, algunos son: reducción de amplitud, discontinuidades de horizontes, reflexiones aparentes desordenadas, deformaciones de corte en los límites de los reflectores. También, de que estas se puedan ver en planta, gracias a los mapas de superficie, ya que se pueden ver lo cambios bruscos de tiempo o profundidad, según en qué dominio esta la información.

De esta manera se puede hacer una interpretación sísmica, dándole sentido geológico a la información obtenida, para que de esta manera en pasos futuros se pueda integrar junto a la información petrofísica para hacer la caracterización de yacimiento y todo lo que esto conlleva.

GEOESTADÍSTICA

La geoestadística es una rama de la estadística relativamente nueva ya que fue introducida por Matheron en los años sesenta para aplicarlo en las predicciones de evaluación de las reservas de oro en Sudáfrica, formalizando y generando expresiones matemáticas de análisis especial desarrolladas por Kriger en 1942. Así se fue como esta rama de la estadística se hizo popular, igualmente ciencias como la meteorología, análisis de imágenes, telecomunicaciones y claramente la industria petrolera fueron agregándola a su metodología de caracterización de yacimientos.

La geoestadística se aplica al análisis y modelación de la variabilidad espacial en Ciencias de la Tierra, su objetivo es el estudio y predicción de fenómenos en espacio y/o tiempo (Martín Díaz, 2002). Sin embargo, al derivarse de la estadística convencional, no quiere decir que su metodología sea similar, se diferencian porque en la geoestadística los valores dependen espacialmente entre sí, es decir que mientras las muestras estén más cerca, su correlación es mayor y si están alejadas esta correlación será menor, por ejemplo, el funcionamiento de la porosidad y permeabilidad.

En la industria petrolera la geoestadística ayuda a predecir el comportamiento de un yacimiento por que proporciona una metodología de integración de datos sísmicos, mapas de superficie, información estructural y de pozo, además de datos petrofísicos (Figura 22) para analizar su incertidumbre y riesgo cuando se modela. Si se imagina o idealiza el

yacimiento más sencillo donde la geología sea relativamente fácil y sus cambios en espesor sean graduales y las propiedades no varíen mucho entre pozo y pozo, al momento de interpolar sus variables, el resultado del modelado sería muy apegado a la realidad, y será determinístico, parafraseando, solo

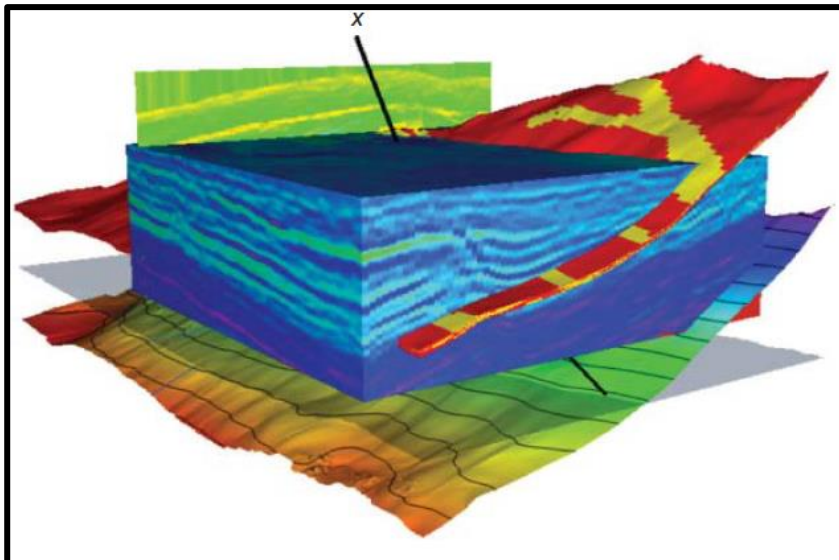


Figura 22. Información que se integra y que sirve como datos de entrada para el estudio geoestadístico aplicado a la caracterización de yacimientos (Steve Cannon, 2018).

habría una forma de describirlo. No obstante, en la vida real es sumamente difícil, ya que la geología es compleja, la información disponible no es la suficiente, o la petrofísica en los pozos es algo variada. Entonces, la geoestadística analiza esta diferencia, y la acopla para poder deducir cómo se comportan los datos en las zonas no muestreadas y darles en medida de lo posible realidad.

Modelado de yacimiento

El predecir cómo se comporta el yacimiento es de las cosas más importantes para la industria, en esta parte del trabajo se explicará que es y en que consiste. El modelado consiste en crear una malla de tres dimensiones que contiene información combinada que explican la geología y el comportamiento de fluidos y de esta manera poder describir la escala y heterogeneidad de la distribución de ellos, y esto nos ayuda a determinar variabilidad en las propiedades de la roca, contar con más información cuando es incompleta o cuando el análisis se centra en zonas no muestreadas y que son vital importancia para el proyecto.

Para poder lograr esto, se cuenta con una metodología muy bien detallada, que, dependiendo de la meta del proyecto, los pasos de esta no siempre se siguen de la misma manera. La metodología se basa en tres etapas:

- a) **Análisis exploratorio de datos:** se usan técnicas estadísticas convencionales para obtener un conjunto de información no conocida que es totalmente necesaria para cualquier análisis geoestadístico.
- b) **Análisis estructural:** Se trabaja la caracterización de la estructura espacial de una propiedad o fenómeno regionalizado, donde se obtiene un modelo geoestadístico para la función que se estudia (Martin Diaz, 2002).
- c) **Predicciones o simulaciones (kriging):** Se usan métodos de interpolación determinísticos, basados en modelos que incluyen las relaciones estadísticas entre puntos medidos para predecir un parámetro.

Llevando estos conceptos al flujo de trabajo del modelado dado por Steve Cannon en 2018, este se podría representar como en la figura 23.

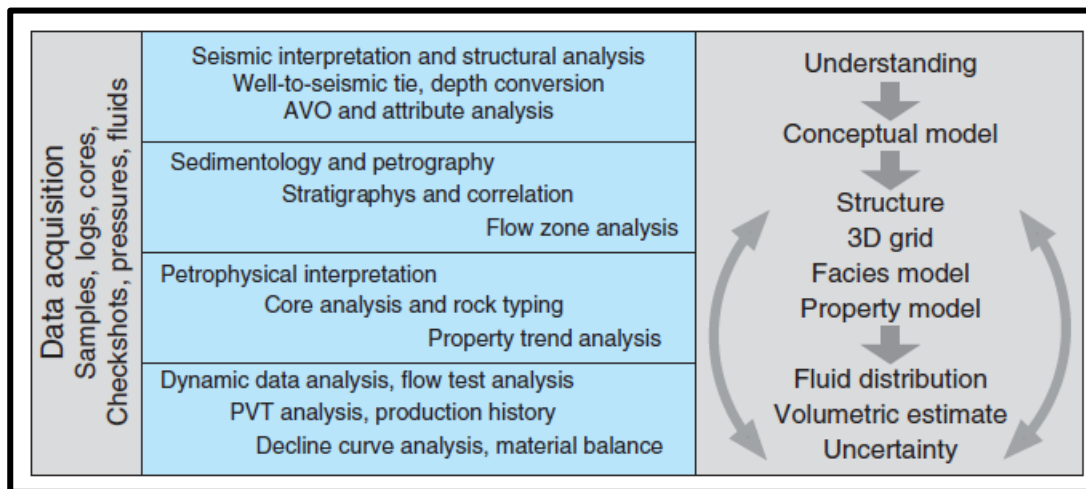


Figura 23. Flujo de trabajo general para el modelado de yacimientos (Steve Cannon, 2018).

El flujo de trabajo se puede explicar de la siguiente manera:

- 1) Recopilación, análisis y carga de datos, donde se cargan datos y se hace un estricto control de calidad para hacer los consistentes, encima de iniciar con estudios sedimentológicos y estructurales para fijar objetivos del proyecto.
- 2) Creación del marco de estudio del yacimiento, en esta etapa se generan el modelo estructural y el modelo estratigráfico y finalmente hacer la malla 3D basada en la naturaleza del yacimiento.
- 3) Construir el modelo de facies, y así introducir la arquitectura conceptual del yacimiento y finalmente decidir el método para la distribución de propiedades a través de las facies.



Conceptos básicos de modelación

La geoestadística estudia las variables regionalizadas, que es el análisis de propiedades que varían en el espacio como se había dicho al principio de la teoría sobre la geoestadística, pero matemáticamente la variable regionalizada se puede definir como una variable aleatoria $Z(x)$ distribuida en el espacio x de tal manera que presenta una estructura espacial de correlación $Z(x)$.

Entonces, cuando a un punto X se le asigna una variable aleatoria $Z(x)$ es decir dependiente, habrá un conjunto de variables aleatorias $\{Z(x), x \in \Omega\}$ y será una función aleatoria; y tomando una de estas funciones se obtiene una función espacial discreta $Z' = \{Z(x_i), x_i \in \Omega, i=1, \dots, n\}$ que es una variable regional discreta Z' .

También, en la geoestadística se usan los más importantes algoritmos de la estadística convencional para que los datos geológicos puedan ser mejor clasificados. Igualmente, es de relevancia las medidas de dispersión, que incluyen a la varianza. El primer algoritmo, es el *promedio* m (ecuación 18) que es la suma de todos los números dividida entre la cantidad de valores para que el resultado sea representativo de todo el conjunto, matemáticamente:

$$m = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n x_i \dots (18)$$

$x_i =$ datos del conjunto

$n =$ cantidad de valores del conjunto

Mediana (ecuación 19), que simplemente es el punto medio o el valor de la mitad del conjunto de números ordenados ascendentemente, puede ser definido como:

$$M = L_i + \frac{N/2 - F_{i-1}}{f_i} \cdot A_i \dots (19)$$

$L_i =$ Límite inferior dónde se encuentra la mediana

$N =$ Frecuencia absoluta

$F_{i-1} =$ Frecuencia acumulada al intervalo de la mediana

$f_i =$ Frecuencia absoluta del intervalo donde se encuentra la mediana

$A_i =$ Amplitud del intervalo



La *moda* es el valor que se repite más veces, aunque se depende de la precisión de datos. Y finalmente la *varianza* (ecuación 20), que es una medida de dispersión dada por la diferencia cuadrática promedio de los valores observados de su medida (Steve Cannon, 2018), puede que la varianza sea afectada por valores atípicos en los datos, su manera matemática de representarla es la siguiente:

$$\sigma^2 = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (x_i - m)^2 \dots (20)$$

Variograma

El variograma es una técnica de la geoestadística que describe y cuantifica la correlación de datos dependiendo su distancia, a mayor distancia menos similitud, a menor distancia se incrementa la correlación entre pares de datos, su representación matemática es la ecuación 21:

$$y(h) = \frac{1}{2n(h)} \sum [Z(x+h) - Z(x)]^2 \dots (21)$$

n = Número de pares separados

h = distancia

$Z(x)$ = Variable aleatoria en un sitio

$Z(x+h)$ = valor de la muestra distancia por h

Cuando él se aplica esta técnica a la geología, el grado de similitud de las rocas depende de la escala dada para esta, a lo largo del buzamiento de depósito y como se explicará más adelante, también varía por el acimut.

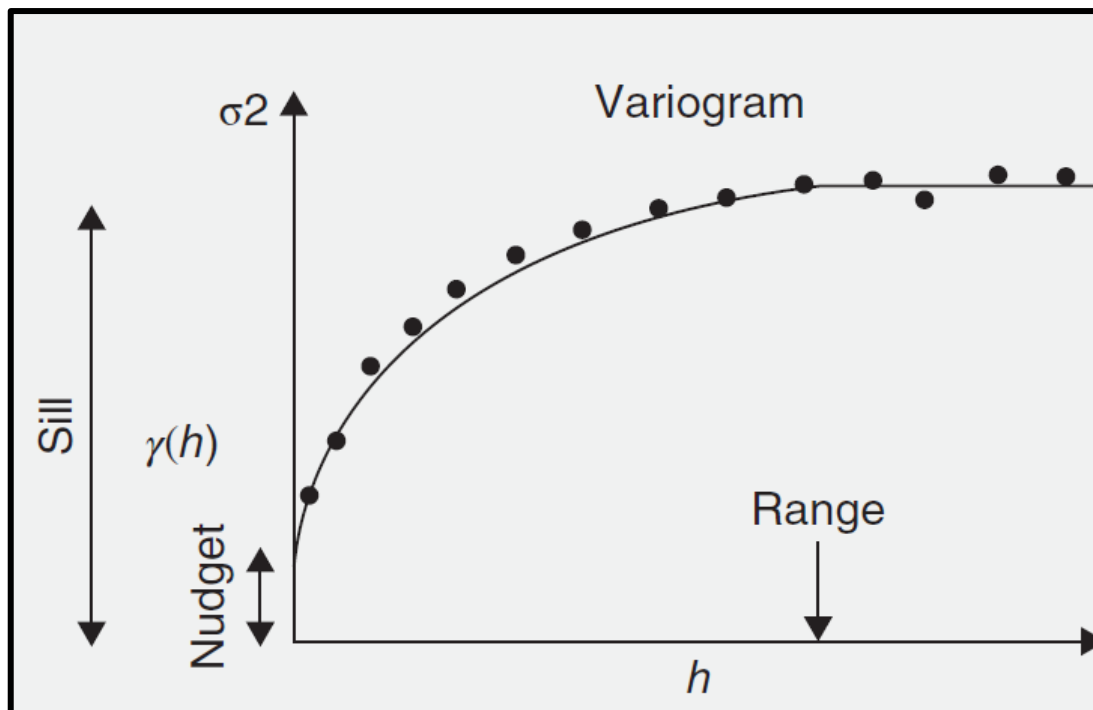


Figura 24. Representación del variograma y sus características (Steve Cannon, 2018).

En la figura anterior (Figura 24), se pueden observar las características que conforman al variograma. Como se ha venido mencionando, esta técnica es para el análisis de la variación entre pares de datos, y como cualquier gráfica, se tiene un límite máximo y un límite mínimo, este último sucede cuando la distancia h es muy pequeña o prácticamente cero, los valores graficados cruzan por el eje vertical $\gamma(h)$ y no por el origen, este efecto se llama **nugget** o **pepita** porque debido a esa distancia mínima indica que el variograma no puede explicar la variación especial debido a la escala de muestreo. La razón de este impedimento es por errores de medición y que la distancia es mucho menor al intervalo de muestreo.

Por el contrario, cuando el variograma incrementa y el **lag** (vector que representa la distancia de separación y dirección de valores) alcanza un límite de separación llamado **rango** no habrá más correlación ni dependencia especial de las propiedades. El rango se relaciona con la **meseta** o **sill** que de igual manera la varianza es máxima, aquí es donde se debe cumplir con la varianza a priori σ^2 .

Cabe destacar, en la industria petrolera y en otras donde se necesita obtener los mejores resultados de simulación, se tienen que hacer variogramas horizontales (Figura 25), porque los variogramas por teoría están definidos por una orientación específica en la superficie, esto quiere decir que los pares de pozo de donde se analizará la varianza deben estar alineados en un acimut similar. En consecuencia, se elabora este tipo de variograma es usado para poder comparar muestras que estén casi alineadas y que tengan cierta distancia de separación relativamente corta. Esto se hace agrupando valores conforme al lag, que al a vez tendrán otro lag, el **lag de tolerancia**, es decir, el lag normal conforme aumenta su distancia para cada par de muestras casi alineadas, el lag de tolerancia podrá ir recabando información de otras muestras que estén cerca y no necesariamente a la distancia propuesta. Otra característica de este variograma horizontal, es el **ancho de banda**, esta apertura perpendicular a la distancia del lag normal es para recabar información de valores que no estén alineados al acimut dado y mientras se esté acercando a la muestra de referencia, la apertura esta designada por un **ángulo de tolerancia**, es un ángulo para evitar errores de muestreo dadas a la cercanía de datos.

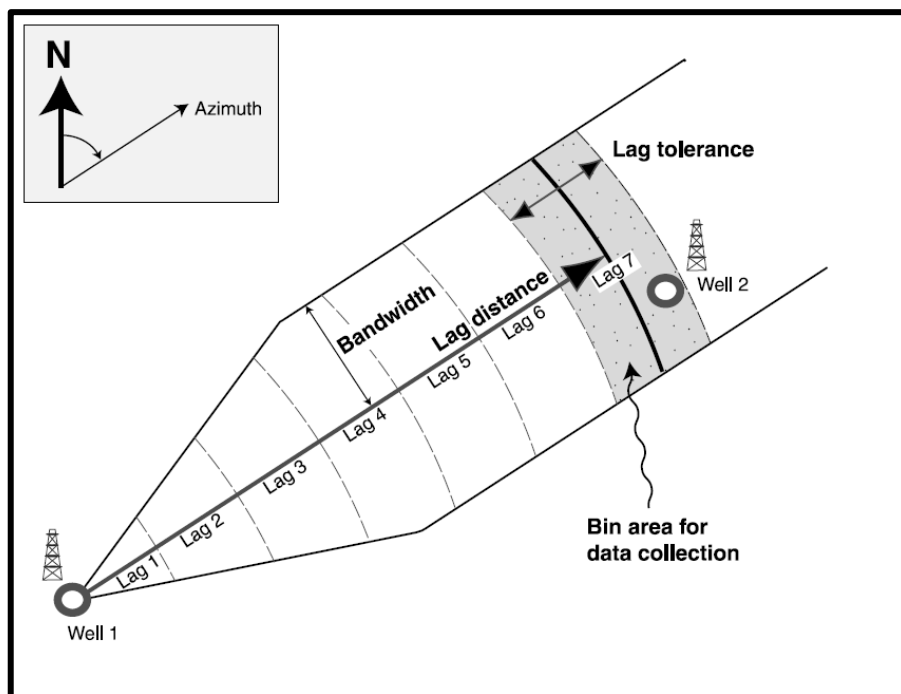


Figura 25. Variograma horizontal y sus principales características (Steve Cannon, 2018).

Modelos geoestadísticos

Una vez definido el variograma experimental se tiene que computar un modelo que logre ajustarlo a cualquier distancia y dirección (Anel Licona, 2020). Es un paso demasiado importante porque servirá de entrada para procesos geoestadísticos próximos, los modelos se pueden ver en la figura 26.

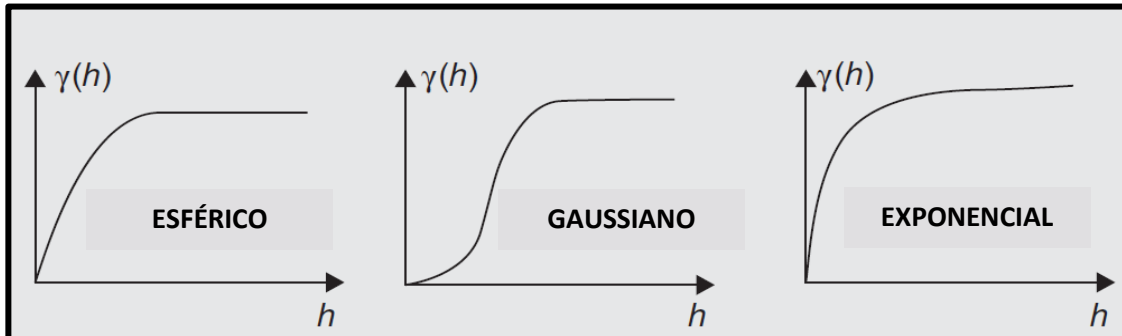


Figura 26. Principales modelos geoestadísticos usados para ajustar el variograma (Steve Cannon, 2018).

Modelo Esférico

En este modelo se podría decir que se encuentra entre el comportamiento del modelo Gaussiano y Exponencial, se superponen dos esferas con diferentes medias, cuyos diámetros a y h son las distancias que los separa de sus centros, en este caso el rango coincide con el parámetro a . Este modelo se usa principalmente para casos de tres dimensiones y también a él se adaptan muchos parámetros geológicos y consecuentemente es el más usado. Matemáticamente se define según la ecuación 22:

$$V = \frac{\pi 2a^3}{4} - a^2h + \frac{h^3}{3} \quad \text{para } h \leq a \dots (22)$$

Y la función de autocorrelación es la siguiente (ecuación 23):

$$\rho = 1 - \frac{3h}{2a} + \frac{1}{2} \left(\frac{h}{a} \right)^3 \dots (23)$$



Y el variograma que describe al modelo esférico (ecuación 24) es:

$$y(h) = \begin{cases} C_0 + C_1 \left[\frac{3}{2} \left(\frac{h}{a} \right) - \frac{1}{2} \left(\frac{h}{a} \right)^3 \right] & h \leq a \\ C_0 + C_1 & h > a \end{cases} \dots (24)$$

$C_1 = \text{rango y meseta}$

$h = \text{distancia}$

Modelo Exponencial

Este modelo es resultado de que las distancias entre datos varían aleatoriamente, ósea que hay un crecimiento exponencial en la distancia. De igual manera presenta el gradiente más alto en el origen y efecto heterogéneo en simulaciones de distancias estrechas. Se define de la siguiente manera (ecuación 25):

$$y(h) = C_0 + C_1 \left(1 - \exp \left(-\frac{3h}{a} \right) \right) \dots (25)$$

Modelo Gaussiano

Finalmente, el modelo Gaussiano que arroja la mejor varianza entre muestras cercanas y el gradiente menor cerca del origen, asimismo, los mapas y simulaciones tienen por lo general un aspecto suavizado. Normalmente este modelo es usado para mapear variaciones de espesor y topografía, su expresión se describe en la ecuación 26:

$$y(h) = C_0 + C_1 \left(1 - \exp \left(-\frac{h^2}{a^2} \right) \right) \dots (26)$$

Kriging

Kriging es un método para estimar el valor en una zona no muestreada a partir de la información de puntos de muestreo, se hace de manera rigurosa para minimizar el error involucrado, esta estimación se genera, en el específico caso de la caracterización de yacimientos, interpolando las propiedades de los pozos y la ponderación depende del variograma experimental anteriormente realizado. Es por esto por lo que todos los profesionistas en el área de las ciencias de la tierra están familiarizados con esta técnica,



ya que es demasiado útil. Una de sus principales ventajas es que entrega la mejor evaluación imparcial lineal, otra ventaja es que cuando ya no hay información disponible el mapa que es generado, se suaviza, esto nos dice que el variograma es menor a la distancia de interpretación, esto lo hace el mejor método de interpolación. En geología para que el mapa que se obtenga del kriging tenga validez se necesita que el variograma tenga un rango largo. Entre sus limitantes, una es que normalmente se cuenta con un conjunto de datos reducidos, la interpolación tendrá un comportamiento suave, más suave de lo que realmente es. Por esto es necesario que se cuente con una cantidad de muestras suficientes a distancias razonables para que la interpolación sea lo más representativa del yacimiento

Co-kriging

El Co-kriging es un método para mejorar la interpolación en zonas donde las estructuras son más complejas. La técnica se basa en el uso de variogramas cruzados (fundamentados en la correlación del variograma principal y otro a partir de datos de alta densidad) por ejemplo la información sísmica, se utiliza para interpolar las zonas difíciles, y las zonas no tan complejas en su variación se emplea únicamente la información de pozos. Esta herramienta puede ser usada para crear mapas de porosidad por que se ayudan por la impedancia acústica. Esto hace que el segundo krigeado o co-kriging depende del primero, y normalmente es usado para generar un marco general para entender la integración de datos.

II. CASO DE ESTUDIO

LOCALIZACIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO

Para la elaboración de esta tesis se usó el *dataset* liberado por la empresa Equinor del Campo Volve, que se encuentra en la parte central del Mar del Norte, en aguas territoriales de Noruega en su parte oeste, comprendida entre las coordenadas geográficas $1^{\circ} 51' 47'' - 1^{\circ} 54' 41''$ de longitud este y $58^{\circ} 26' 54'' - 58^{\circ} 25' 51''$ de latitud norte. Se localiza a aproximadamente doscientos kilómetros al oeste de la ciudad de Stavanger. Rodeado por yacimientos principalmente gasíferos que tienen similitudes fisiográficas. Está situado en el alto estructural del área de Sleipner, que a su vez forma parte del *South Viking Graben*. El área aproximada del yacimiento según *Norwegian Petroleum Directorate* es de 19.5 kilómetros cuadrados, el polígono del caso de estudio se puede ver en la figura 27.

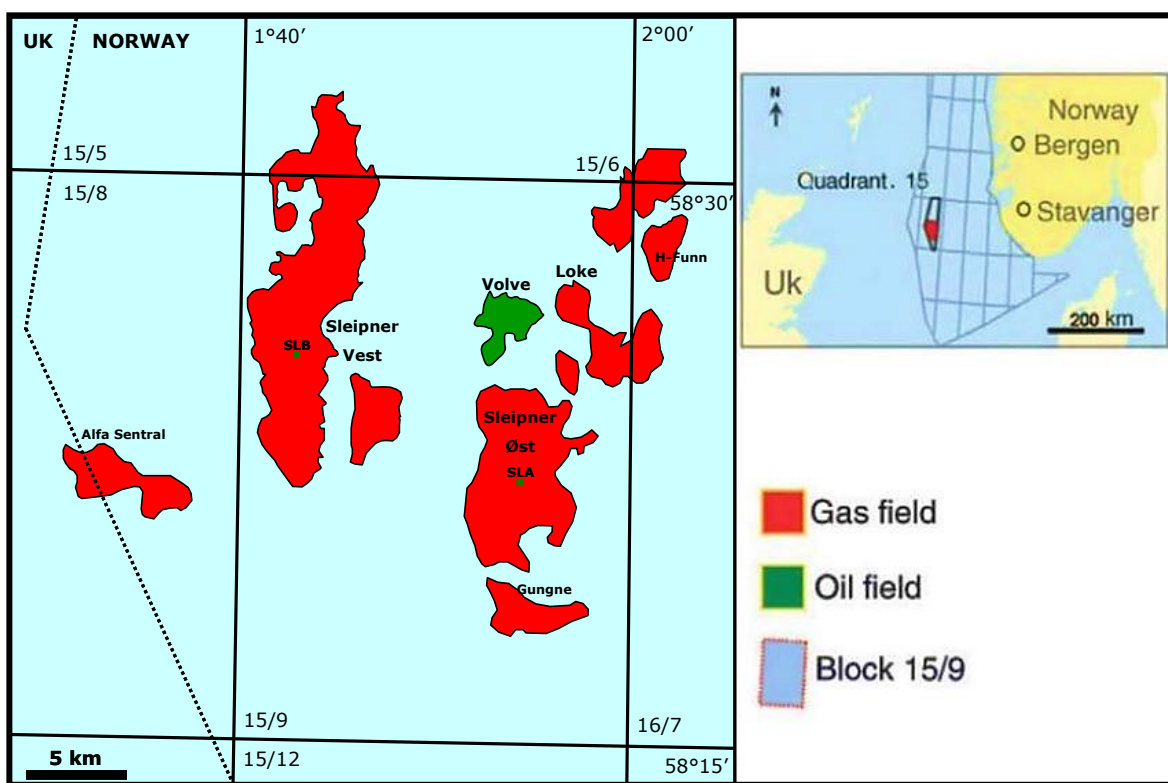


Figura 27. Zona de estudio donde se encuentra el Campo Volve (Norwegian Petroleum Directorate, 2019).



MARCO GEOLÓGICO

Para poder definir el contexto geológico local del Campo Volve, se tiene que partir de definir la evolución estructural del Mar del Norte, en especial de la zona denominada South Viking Graben. Para esto se deben tomar en cuenta distintos elementos que interaccionan entre si los cuales son necesarios para determinar el potencial del yacimiento, estos elementos son la geología estructural, estratigrafía, sedimentología, así como todos los procesos físicos para la acumulación de hidrocarburos en la zona.

Como se mencionó el Campo Volve se encuentra en el Área “*Sleipner*” la cual está localizada en la parte Sureste del *Viking Graben*, y este es un Medio Graben con tendencia NNE, desarrollado en por el episodio de extensión en el Mesozoico a lo largo del complejo sistema de fallas de margen de inmersión con dirección ESE (Thomas et. Al. 1996) localizado a lo largo de la parte norte del sistema triple de rift del Mar del Norte. el Área Sleipner se encuentra dividida por una zona de falla en dos subáreas principales, *Utsira High* y *Sleipner Terrace* (Figura 28 (a)). El Área Slepiner está situado al oeste de la zona principal de fallamiento con rumbo SSE, consecuentemente está delimitado por el Viking Graben. El Área de Utsira High se localiza al este de esta zona de falla.

De manera general, en la parte noruega de la cuenca las principales trampas son las areniscas del Paleoceno tipo estructural o combinada (e.g. Enoch, Sleipner East and Glitne fields; Caers *et al.* 2001; Eidsvik et al. 2002), y las areniscas del Jurásico Medio del tipo estructural (Cockings et al. 1992; Isaksen *et al.* 2002; Husmo et al. 2003). En el Jurásico Tardío, en el sector noruego no se han tenido buenos estudios lo cual refleja la complejidad de las fallas normales relacionadas a la etapa de rift y movimiento de sal denotadas en los patrones sedimentarios. Además, el supergrupo Zechstein, rico en evaporita, del Pérmico Superior, que se sabe que ha sido móvil en muchas áreas del sistema de grietas del Mar del Norte durante el Mesozoico y el Cenozoico (e.g. Cutts 1991; Erratt 1993; Stewart & Clark 1999; Davison *et al.* 2000; Stewart 2007), aun así el modelo principal presenta que la sal fue el factor principal de movimiento en el desarrollo estructural del suroeste de Utsira High y que las facies evaporíticas del supergrupo Zechstein son más extensas en el sur del Viking Graben (Figura 28 (b)).

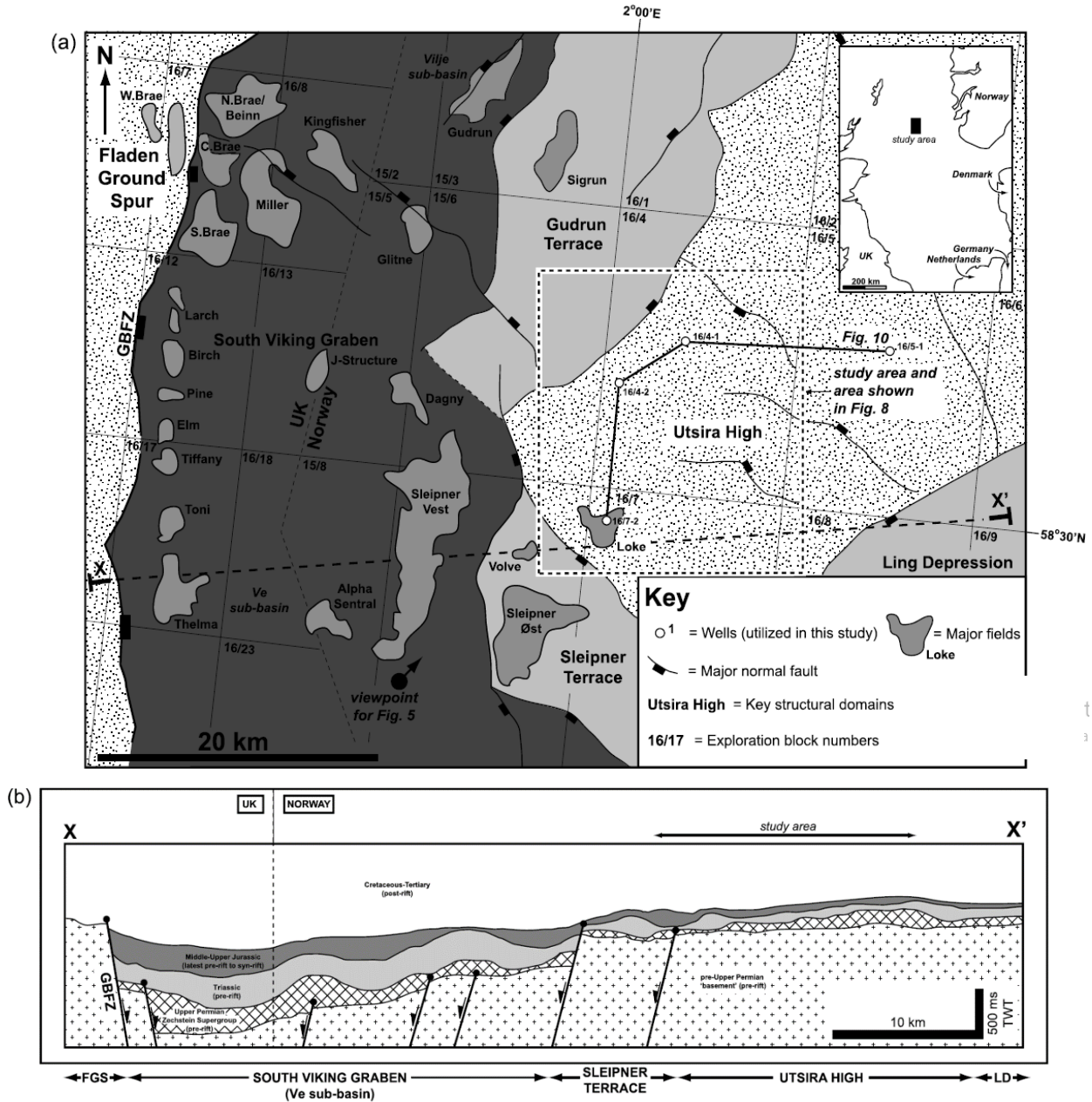


Figura 28. (a) Mapa geológico regional de la zona del Viking Graben. (b) Sección X-X' de oeste a este que cruza al Campo Volve que da una idea general de geología estructural (Jackson. 2010).



Evolución geológica de la zona

La evolución geológica de la zona tiene origen en el periodo Pérmico- Triásico con la ruptura de Pangea y la cual está asociada con la formación sistemas de rift en varias direcciones que corta al cinturón plegado de Veriscan (Ziegler, 1988; 1990; Coward, 1995). El motivo del cambio en el régimen tectónico que fue de la construcción de montañas a uno de extensión continental es aún incierto, de todas maneras, el incremento en la actividad de rifting en la parte norte del Océano Atlántico coincide con la deformación compresional en el noroeste de los montes Urales (Ziegler 1990).

Consecuentemente, la parte Sur del Viking Graben se formó a base de estas grandes extensiones, con el borde de la zona de falla del graben en el oeste formando la estructura que delimita la cuenca. Durante este tiempo, el sur del Viking Graben se posiciono a lo largo del margen de la Cuenca Salina del Norte del Pérmico donde se formó generalmente una cuenca acotada por fallas con tendencia norte-sur. Una sucesión de evaporitas (Supergrupo Zechstein) fue depositada en esta cuenca, conformada principalmente por anhídrita además de unidades ricas en halita y carbonatos en los ejes de la cuenca. La movilidad de la sal en el Supergrupo Zechstein resulta en grandes variaciones del espesor de esta unidad.

La movilidad de la sal que inicio en el Triásico dentro de esta unidad resulto en un espesor muy variado. Además, en el sur del Viking Graben esta primera fase del movimiento de la sal no se sabe a ciencia cierta cuanto afecto a formaciones como Smith Bank (principalmente lutita) y Skagerrak (principalmente arenisca). En la parte central de la zona, el fallamiento normal en el basamento sub-salino pudieron dar pie al posicionamiento y desarrollo de paredes de sal y diapiros. Finalmente, en el Jurásico Temprano, en los tiempos de formación del Domo en el Mar del Norte Medio fue causado el despeque y erosión de la parte Sur del Viking Graben.

La actividad de la Zona de Falla del Límite del Graben y el colapso del Domo del Mar de Norte Medio durante el Jurásico Medio dieron paso a una rápida subsidencia y una transgresión marina dentro de la parte sur del Viking Graben. Y sedimentos marinos someros de la formación Hugin fueron depositados sobre el Delta de sedimentos de la formación Sleipner durante la parte temprana de la fase de rift. En el Oxfordiano, sucedieron la principal fase de subsidencia y extensión. Finalmente, por al aumento de actividad de las fallas y el aumento en el nivel del mar origino un mayor hundimiento de la cuenca y la depositación de *mudstones* de la plataforma de la formación Heather y también estas mismas rocas pero marinas de la formación Draupne, además, la actividad en la Zona de Falla del Límite del Graben y en el Sur del Viking Graben disminuyó, que algunas partes de la cuenca sufrieron un periodo de inversión, esto gracias a la superposición causada por

los sistemas de fallas. En resumen, en la figura 29 se puede ver un esquema que resume la evolución del campo.

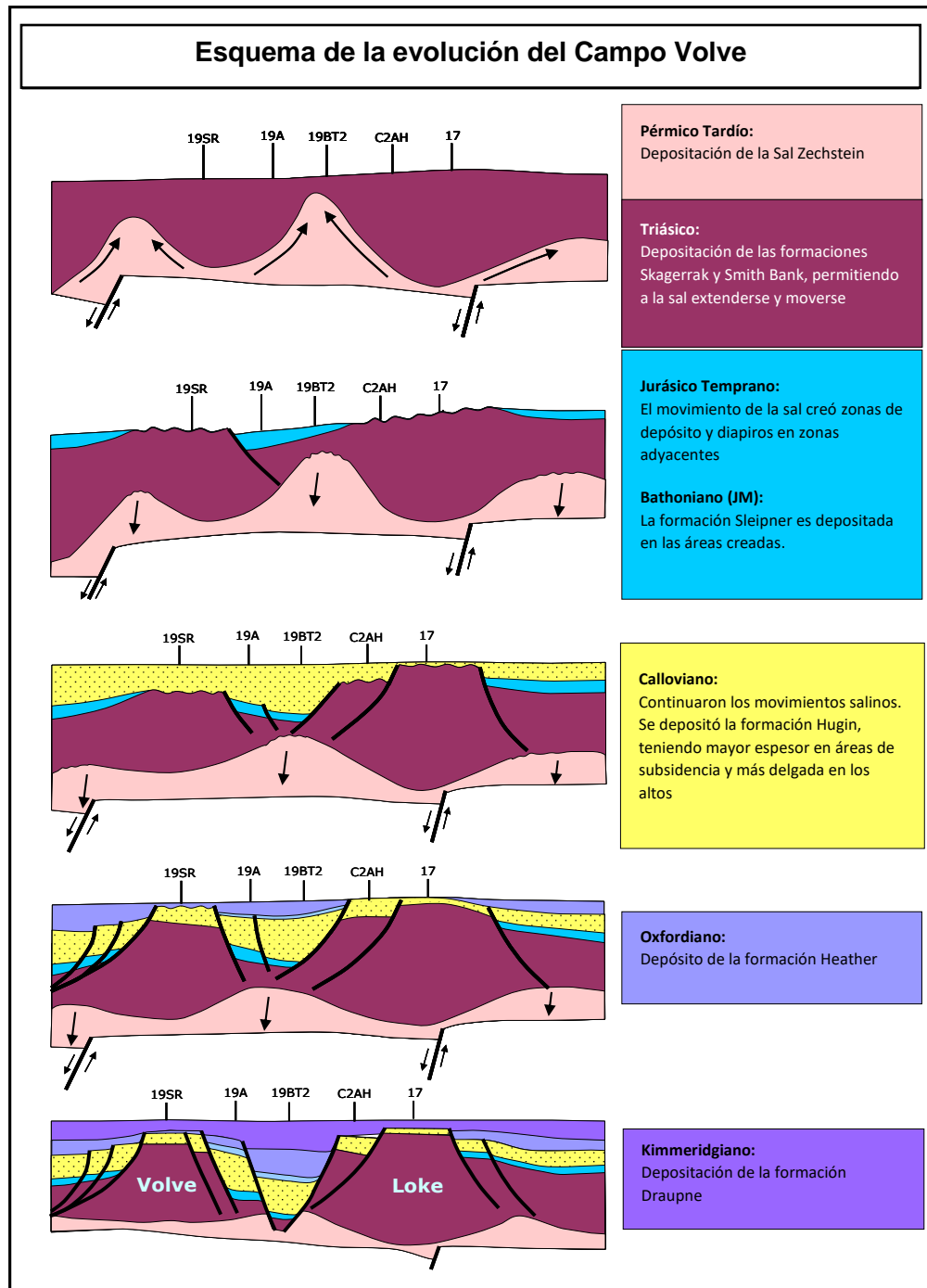


Figura 29. Esquema de la evolución del Campo Volve y Loke, que están relacionados a los mismos procesos de formación. Se representa la creación del alto estructural a causa del movimiento salino y procesos tectónicos (Statoil, 2007).

Geología estructural

Teniendo en cuenta que el Campo Volve se encuentra en una pequeña estructura en forma de domo llamada Theta Vest y esta tiene un punto de derrame bien definido hacia el este, pero las fallas que cortan estas estructuras sirven de sello para evitar el derrame de hidrocarburos. Asimismo, se formó debido a la caída de cumbres salinas contiguas del periodo Jurásico (Szydlík et al., 2007), las fallas generadas gracias a la tectónica salina son las dominantes en este campo. Y adicionalmente, este campo se encuentra en la región Sur del Viking Graben, específicamente en la región que lleva por nombre Sleipner, la cual está situada cerca del punto de intersección de la gran mayoría de estructuras del Mar del Norte (Figura 30).

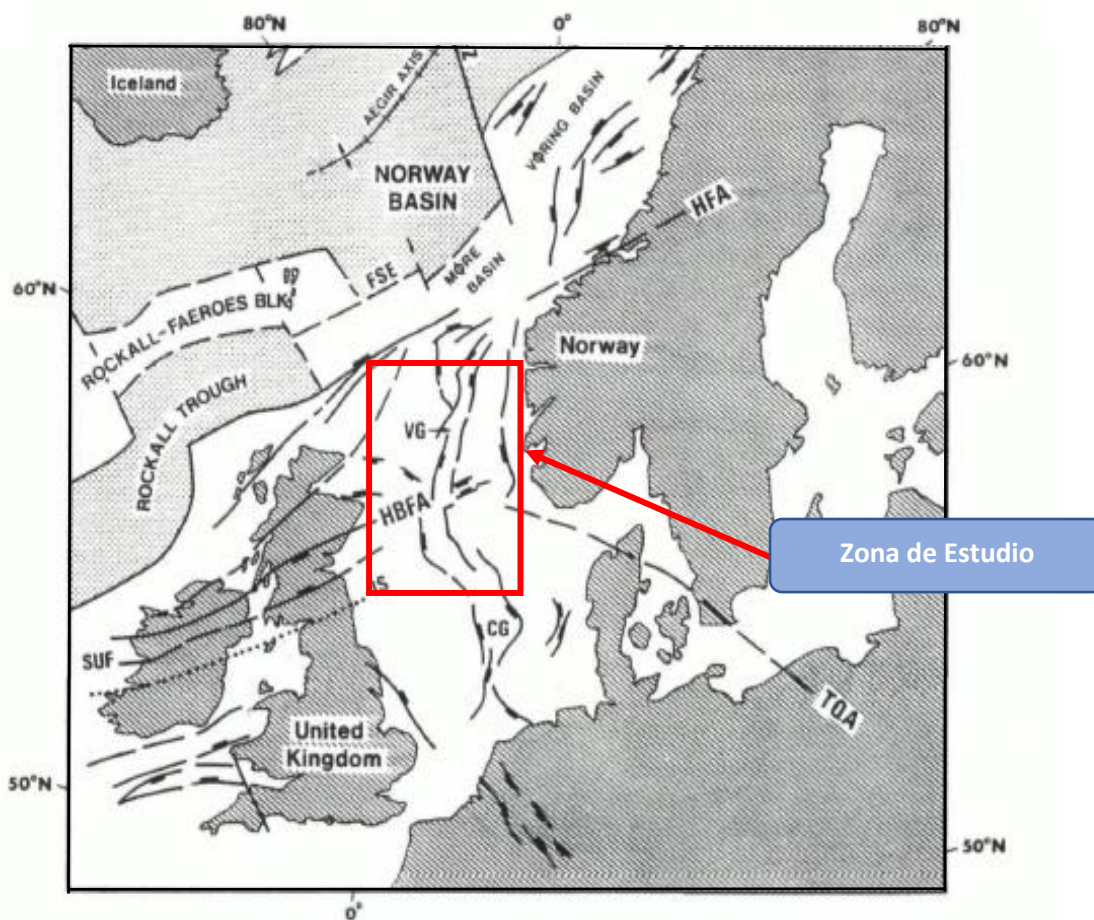


Figura 30. Mapa estructural de la zona de estudio donde se encuentra el Campo Volve; VG: Viking Graben, CG: Central Graben (Gage, 1987).



En esta intersección de estructuras se pueden encontrar el Viking Graben con rumbo N(NE) – S(SW) el cual corta con el Central Graben con dirección NW – SE, además de la Cuenca Noruega-danesa con dirección similar a la anterior estructura. Las fallas y lineamientos en el área de Sleipner tienen estos mismos rumbos (N – S, NE – SW, NW – SE), así mismo estas fallas y lineamientos fueron muy importantes en la formación de estructuras geológicas en el área.

Zona de la falla principal

El área de Sleipner se encuentra dividida en dos principales subáreas estructurales, la primera de estas es Gamma High y la segunda Sleipner Terrace, la estructura que funciona como división es una falla con rumbo NNE – SSW como se puede observar en la figura 31.

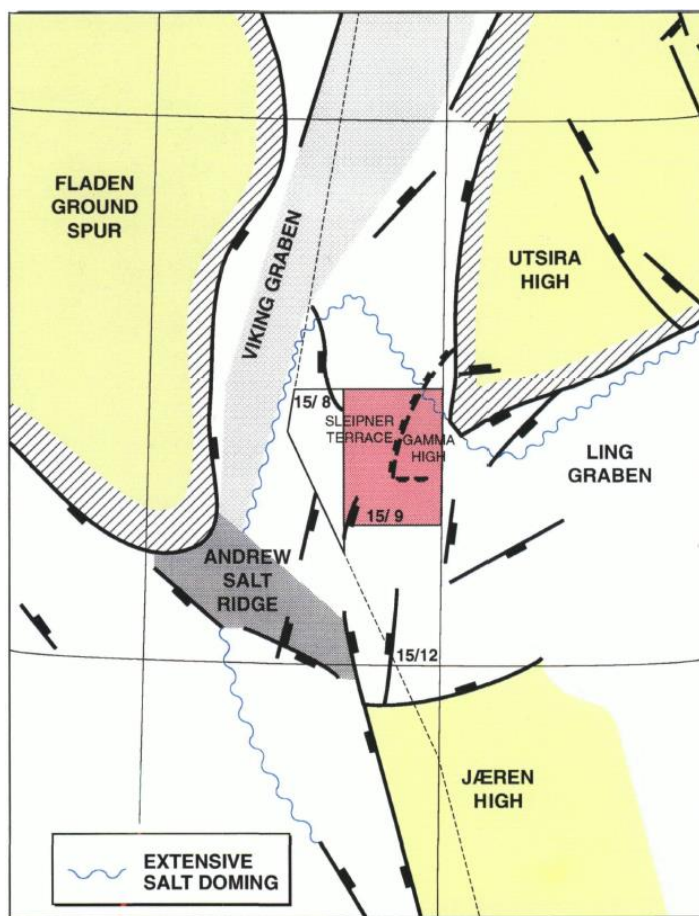


Figura 31. Zonas de Sleipner Terrace y Gamma High, divididas por la falla principal con rumbo NNE - SSW, estas mismas son extensiones del Viking Graben y Utsira High, respectivamente (Statoil/Equinor, 1993).

La subárea de Gamma High se encuentra en el bloque superior de la falla y al noreste de esta misma y es una parte de la extensión sur del basamento elevado de Utsira High. Conjuntamente, la subárea de Sleipner Terrace se localiza al oeste de la falla principal, en el bloque inferior y avanzando más al oeste está delimitada por el Graben Vikingo. Las estructuras Sleipner Oest y Theta Vest, están situadas aquí.

Hablando sobre la falla en sí, esta tiene dos direcciones distintas (Figura 32), en la parte noreste tiene una dirección NE – SW la cual se extiende hacia el NE por alrededor de 10 kilómetros más. En el sur, el rumbo de la falla es N(NW) – S(SE), con una pequeña desviación de esta dirección hacia el SE.

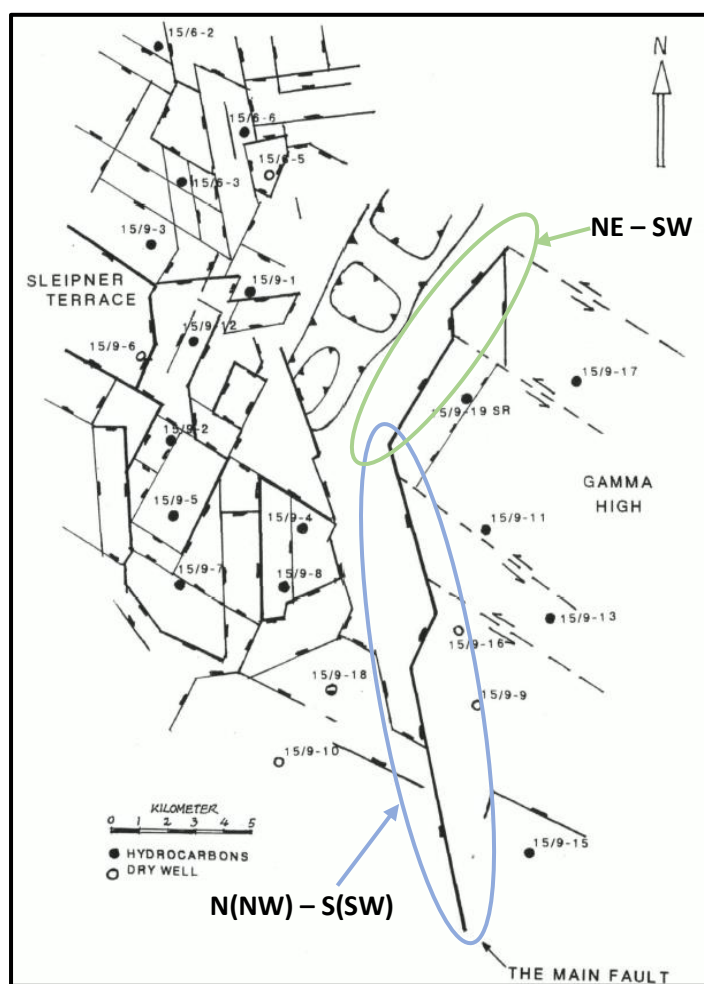


Figura 32. Rumbos de la falla principal que divide las subáreas de Gamma High y Sleipner Terrace (Statoil/Equinor, 1993).



Gamma High

En el área de Gamma High y las estructuras aquí encontradas como Theta Vest, Sleipner Oest y Loke, las fallas mapeadas en cantidad son menor en comparación con las que se encuentran en Sleipner Terrace, también la continuidad de estas es diferente. Y, como se puede ver en la figura 32, las fallas encontradas se notan de manera intermitente con limitada continuidad, esto por lo menos en las secuencias Pos-Triásicas.

La razón por la cual el basamento elevado de Gamma High está estructurado de esta manera debido a que hubo una menor actividad de fallas, lo cual puede ser explicado por que esta zona está más alejada del Graben Vikingo y el tectonismo relacionado con esta formación, teniendo en cuenta que esta es una extensión de otro basamento elevado, de Utsira High.

Cabe mencionar, la localización de Theta Vest es al noroeste de muchos de los lineamientos NW - SE del área de Gamma High, y esta conectados a varias depresiones estructurales entre las áreas Sleipner Oest y Loke. Así mismo, tiene un punto de derrame hacia al este, pero gracias a las fallas que cortan esta estructura sirven de sello para evitar la pérdida de hidrocarburos. Aquí se encuentra Formación Hugin que cuenta con un espesor aproximado promedio de 80 metros donde con base en las interpretaciones hechas por Statoil en 1993 se puede ver una sección transversal de la estructura.

Sleipner Terrace

En la subzona estructural de Sleipner Terrace se puede encontrar el Campo Sleipner Vest el cual está al oeste del área, y entre este campo y la zona principal de falla hacia el este hay una cuenca ligada con el bloque inferior de la falla. Y por estudio de este Campo se ha podido llegar a la conclusión que esta área consiste en varios bloques de fallas en los cuales su orientación y forma estructural de anticlinal depende de tres fallas y lineamientos principales con rumbos N – S, NE – SW y NW – SE.

Los bloques de estas fallas que se encuentran al sur tienen rumbo N – S, mientras que los bloques que se encuentran en la parte central del Campo Sleipner Vest están separados por fallas con dirección NW – SE. Este cambio de orientación coincide con el cambio de rumbo de la falla principal (Figura 32) al norte del área. Así mismo, también se encuentran fallas con rumbo E – W en el área central y al norte del campo, lo cual complica la geología estructural de la zona. Se puede notar una gran diferencia estructural entre Gamma High y Sleipner Terrace, esta disparidad puede ser explicada por la influencia que hubo en el Cretácico y en el Terciario, que incluyeron distintas fases compresionales.



Concluyendo, a pesar de las diferencias estructurales de estas dos áreas tienen, comparten la misma historia evolutiva, por ejemplo, como se ha mencionado a lo largo de este capítulo, algo que ambas subáreas comparten son las tres fallas y sus lineamientos respectivamente, pero en especial la falla NW – SE, que conecta ambas zonas directamente.

A pesar de que en Gamma High se encuentren fallas intermitentes, se ha estudiado que los lineamientos derivados de las mismas cortan a través de toda la estructura y de igual manera la extensión de estos lineamientos se conectan con las fallas principales de rumbo NW – SE en la zona de Sleipner Terrace, lo cual que nos dice que estos lineamientos tienen una gran influencia en la formación de estructuras de Gamma High y de la misma forma en muchos bajos y altos direccionados igual de noroeste a sureste.

ESTRATIGRAFÍA

Las secuencias sedimentarias que pertenecen al Pérmico comprenden una sucesión continental inferior de lechos rojos (Grupo Rotliegend), la cual subyace a una extensa sección evaporítica (Grupo Zechstein), las cuales se acumularon en dos áreas principales que forman las Cuencas Pérmicas del Norte y Sur. En el Triásico, es cuando regresan las condiciones terrestres a la región. Al norte de igual manera son lechos rojos donde se entiende que hubo una interacción de abanico pluvial, lago de playa y facies marinas poco profundas.

De manera consecuente y por la información de pozos exploratorios, los cuales fueron perforados desde el Cuaternario hasta el Triásico por Statoil en 1993; se pueden conocer las secuencias estratigráficas de manera local del Campo Volve. Dichos pozos llegaron a la Formación Sleipner. A continuación, se muestra la información estratigráfica en la tabla 5.



PERIODO	ÉPOCA	PISO	GRUPO	FORMACION
CUATERNARIO	-	-	NORDALAND	Utsira
CENOZOICO	-	-	HORDALAND	Skade
				Grid
			ROGALAND	Belder
				Sele
				Lista
CRETÁCICO	Superior	-	SHETLAND	Heimdal
				Ekofisk
				Tor
				Hod
				Blodeoks
	Inferior		CROMER KNOLL	Hidra
				Roedby
				Sola
				Asgard
				JURÁSICO
Oxfordiano	Heather			
Inferior - Medio	Calloviano	VESTLAND	Hugin	
			Bathionano	
TRIÁSICO			HEGRE	Skagerrak

Tabla 5. Secuencias estratigráficas del Campo Volve (Sankar, 2019).

Cuaternario

Iniciando con el Grupo Nordaland, el cual está constituido por lutitas limosas con algunas intercalado con algunas capas de areniscas. En la cima de la Formación Utsira, los sedimentos más recientes son la lutita que es gris verdosa oscura, pegajosa, suave, micro micácea a micácea, va de moderada a muy calcárea y como es normal en este grupo, contiene arenisca limosa, tendiendo a clasificarse como limolita. Esta limolita es gris olivo, arenosa suave, arcillosa, micro micácea y calcárea de leve a moderada. La arenisca presente incluye granos de cuarzo transparente y translucido con un tamaño de grano que va de medio a ocasionalmente grueso, de tipo angulares a redondeados.

La Formación Utsira consiste en arenas con incrustaciones de lutitas. Estas arenas están compuestas de cuarzo obscuro y en mayor porción transparente o translucido. El tamaño de los granos va de finos a medios, redondeados a angulares, al igual de estar pobremente clasificados, y en algunas partes se puede encontrar matriz de tipo calcárea. La lutita aquí encontrada es gris claro, pegajosa, suave y tiende ligeramente a ser limosa, es micro micácea y casi calcárea. Se pueden encontrar conchas y foraminíferos.



Terciario

El Grupo Hordaland en la parte superior consiste en lutitas con pequeñas intercalaciones de calizas. La lutita es gris olivo y en menor porción es gris verdoso a oscuro, va de suave a sólida, tiende a ser limosa y no tan calcárea. La caliza es mayormente blanca y suave, mientras que la mínima porción de esta caliza es gris claro, dura y criptocristalina.

Por otra parte, hay dos secuencias de tipo arenosas, la primera de estas es la Formación Skade y la segunda llamada Formación Grid, estas formaciones, son predominante de granos medios, con algunas porciones siendo finas y gruesas adicionalmente de ser bien clasificados. Bajo la Formación Hordaland, la secuencia es de lutitas de colores que van de gris verdoso-azulado pálido hasta gris o un gris con tendencia a café. Se pueden encontrar incrustaciones de limolita y dolomía.

Después se puede encontrar el Grupo Rogaland, donde se denotan cuatro formaciones: Balder, Sele, Lista y Heimdal. La Formación Balder está compuesta principalmente de lutitas grises poco oscuras que van de color gris verdoso a ocasionalmente marrón, también se pueden encontrar incrustaciones de caliza y calizas tipo toba. En la formación Sele, se encuentran lutitas de color gris oscuro a gris con tonalidad café, en conjunto hay caliza y dolomía, eso sí, en menor cantidad. Ocasionalmente se pueden encontrar tobas en la parte superior de esta formación. La formación que subyace es la Formación Lista, en la cual hay lutitas de un color gris oscuro hasta un gris pálido verdoso. Frecuentemente calizas y calizas con incrustaciones de dolomía son encontradas, generalmente estas últimas van siendo más calcáreas y menor dolomíticas con respecto a cómo aumenta la profundidad.

Finalmente, están las areniscas de la Formación Heimdal, se pueden hallar lechos de lutitas, con incrustaciones de calizas y algunas areniscas calcáreas. Las areniscas predominantes son cuarzos claros sueltos, ocasionalmente con granos manchados de rojo y hay varios fragmentos líticos. El tamaño de grano va de fino a medio, pero algunas veces es grueso. Debido a la información de núcleo se pudo saber que el cementante es sílice y la matriz es arcillosa, los granos de esta formación son de angulares a redondeados, los cuales están pobremente clasificados y los lechos de lutita antes mencionados son de color gris verdoso.



Cretácico

En este sistema se encuentran dos grupos de rocas, el primero de ellos es el Grupo Shetland y el Grupo Cromer Knoll, este siendo más viejo. Ambos grupos consisten principalmente en rocas carbonatadas.

En la Formación Ekofisk se hallan calizas blancas que van a ligeramente grises, es principalmente microcristalina a criptocristalina aparte de ser moderadamente arcillosa también cuenta con algunas intercalaciones de lutitas de color gris verdoso. La formación que subyace la Formación Tor, la cual consiste en calizas principalmente blancas, duras y quebradiza con textura calcárea, principalmente es micritico, también microcristalino a criptocristalino. No se observan esquistos, pero se ven algunas finas laminaciones de arcilla gris clara.

Mas abajo en el subsuelo encuentra la Formación Hod que en si no tiene cambios obvios con respecto a la formación que la suprayace, pero fue identificada como una secuencia distinta por cambios en la resistividad en la cual disminuya, De igual forma, las calizas en este grupo van siendo cada vez más arcillosas con respecto aumenta la profundidad y se convierte en una marga. Hacia la base de la formación, la glauconita es común. La formación siguiente es la Formación Blodoeks, la cual de igual manera que la anterior es marga, que va de color gris claro a oscuro, dura y laminado arcilloso de marrón a negro. La marga tiende a ser lutita calcárea hacia la base. Y por último del Grupo Shetland, la Formación Hidra, consiste en las mismas rocas de la Formación Blodoeks, pero con diferencias en propiedades físicas.

En el grupo denominado Cromer Knoll, se describen tres formaciones, las primeras dos; Roedby y Sola, consisten en margas con tendencia a lutita calcárea igual que en la Formación Blodoeks, pero, la Formación Asgard, la cual subyace a todas estas, esta principalmente compuesta de caliza y marga con pequeñas laminaciones de arcilla y limolita. Las calizas aquí encontradas son blancas o gris claro, moderadamente duras, quebradizas con nivel de arcillosidad moderado, en partes específicas van de limosas a muy limosas, ocasionalmente glucolíticas, y ligeramente micáceas. La marga es de gris medio a oscura, dura y con laminaciones arcillosas de color negro y tiende a ser lutita muy calcárea. Las laminaciones arcillosas van gris claro a gris oscuro, y finalmente las limolitas van de verde a un gris verdoso, son moderadamente duras y calcáreas de leve a medianamente calcáreas, en partes arenosas son muy arcillosas.



Jurásico

El primer grupo, el Grupo Vikingo, consiste en dos formaciones, Draupne y Heather, en las cuales no hay un cambio litológico muy obvio, en la Formación Heather hay decrementos en el registro de GR y aumentos en el registro sísmico. Ambas formaciones son principalmente de lutitas de color gris cafésoso muy oscuro, firmes a muy firmes, en zonas particulares tienden a ser moderadamente dolomíticas, micáceas y con incrustaciones de pirita. En la base de este grupo, las lutitas tienden a ser limolitas y en mucho menor medida areniscas.

En el Grupo Vestland se encuentra la Formación Hugin y Sleipner. La primera es la más importante porque aquí se encuentra el hidrocarburo, esta consiste en arenisca de color gris oscuro, localmente manchada de marrón amarillento oscuro. El tamaño de los granos va de fino a medio y de manera ocasional son gruesos, están moderadamente bien clasificados, subangulares a sub redondeados lo cual hace que tenga una muy buena propiedad de entrapamiento para el yacimiento. Estas areniscas son cementadas con sílice, ocasionalmente calcita, micro micácea y con una porosidad visible de moderada a buena.

Estas formaciones probablemente son, gracias a estudios hechos por Statoil en 1993, del Calloviano o del Calloviano Tardío, y las areniscas aquí presentes fueron depositadas en un ambiente de gran energía, posiblemente una costa marina, llanuras costeras, o desembocadura del área estructural de Theta Vest durante las primeras etapas de la transgresión marina de Gamma High. Finalmente, para corroborar la importancia de esta formación, los estudios petrofísicos hechos a esta formación en el pozo un buen resultado para la producción (Statoil/Equinor, 1993).

Triásico

La Formación Skagerrak es la que representa la secuencia estratigráficas de esta edad. Consiste principalmente en areniscas con agregados de limo, su color va de blanco a un gris claro, aunque en zonas específicas es gris amarillento. Los granos principalmente son de cuarzo claro y translucido y el tamaño de estos son muy finos, pero en ocasiones va de grueso a muy grueso, predominantemente angulares a sub redondeados. La matriz de esta arenisca está asociada a limos o diatomita junto a calcita o dolomita como cementante. La mayoría de las veces la formación es arcillosa y a veces contiene mica de color cobre. El limo es de color blanco muy claro o gris verdoso medio, ligeramente calcáreo y dolomítico, arcilloso y arenoso en partes incluso micro micáceo.

III. CARACTERIZACIÓN DEL SISTEMA PETROLERO

La importancia de presentar el flujo de trabajo que se debe seguir en la caracterización del yacimiento radica en cómo se debe trabajar con la información disponible, los objetivos que se deben cumplir, y los datos finales que servirán de entrada para el modelado de propiedades del yacimiento. Iniciando desde los estudios previos para tener un conceptualización del trabajo a realizar, pasando por los controles de calidad, y terminando

con una correcta evaluación e interpretación. De esta manera se llega a entender el trabajo que hacen los especialistas en yacimientos integrando las ciencias involucradas para la construcción del modelo geológico-geofísico para analizar su comportamiento y dar una mayor certeza al momento de explotación y producción de este y no únicamente los procesos realizados por el software. Se presenta el siguiente flujo de trabajo (Diagrama 1) que comprende la evaluación e interpretación de registros de pozo y sísmica realizada para este trabajo de tesis.

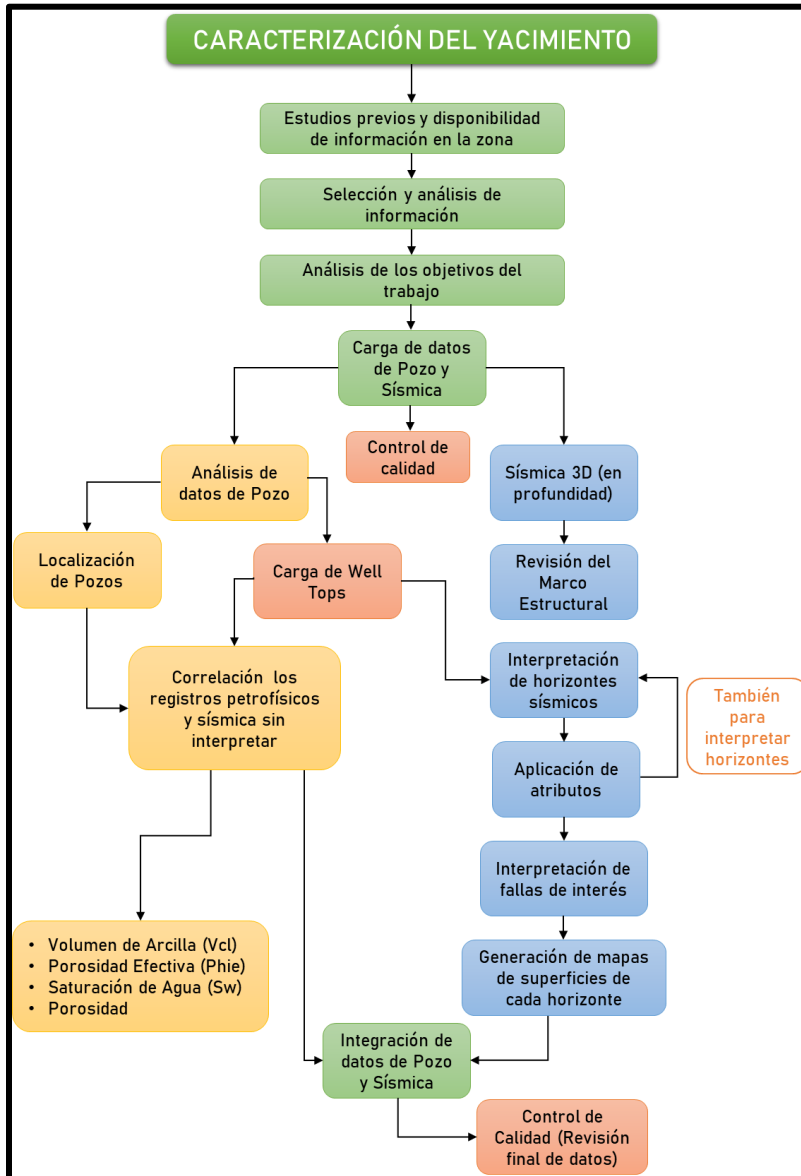


Diagrama 1. Diagrama de caracterización que se siguió en este trabajo de tesis. El diagrama conlleva desde la carga de datos, la información de pozos, interpretación sísmica, hasta la integración de datos antes del modelado.



REGISTROS GEOFÍSICOS DE POZO

Para realizar la integración de datos, se analizó la información disponible, asimismo revisar que sea la mejor y más representativa. Por lo cual se hizo una selección de 7 pozos (Tabla 6) con desviación, estos en su momento fueron perforados con fines de observación, inyección y producción. Es importante mencionar que estos registros ya han sido evaluados, pero han sido sometidos a un estricto control de calidad, donde se compararon las curvas de saturación de agua con el modelo de saturación de Simandoux y Doble Agua, mientras que la curva PHIE se comparó con la curva obtenida debido al cálculo mineralógico de cada pozo donde se tenía la información necesaria.

POZO	Prof. Max. (m)	CALI (in)	BS (in)	GR (API)	SP (mV)	DRHO (g/cm ³)	NPHI (v/v)	RHOB (g/cc)	LLD (ohm.m)	LLS (ohm.m)	DT (uS/ft)	DTS (uS/ft)	PHIT (v/v)	PHIE (v/v)	VCL (Dec.)	Sw (Dec.)	Perm. (mD)
15/9-F-1A	3681.90	✓	✓	✓	✗	✗	✓	✓	✓	✗	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
15/9-F-4	3525.77	✗	✗	✓	✗	✗	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
15/9-F-10	5320.44	✗	✗	✓	✗	✓	✓	✓	✓	✓	✗	✗	✓	✓	✓	✓	✓
15/9-F-11B	4770.30	✓	✓	✓	✗	✓	✓	✓	✓	✗	✗	✗	✓	✓	✓	✓	✓
15/9-F-12	4186.80	✓	✗	✓	✗	✗	✓	✓	✓	✓	✓	✗	✓	✓	✓	✓	✓
15/9-F-14	3740.05	✗	✗	✓	✗	✗	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
15/9-F-15	4089.80	✓	✗	✓	✗	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✗	✓	✓	✓	✓	✓

Tabla 6. Tabla que muestra las curvas disponibles por cada pozo, además de la profundidad máxima de cada uno.

Estos registros geofísicos presentan gran variación vertical ya que hay algunos que atraviesan dos veces las mismas unidades por lo que dan una mayor información de dichas formaciones, que después puede culminar en un mejor modelo de propiedades petrofísicas (Figura 33).

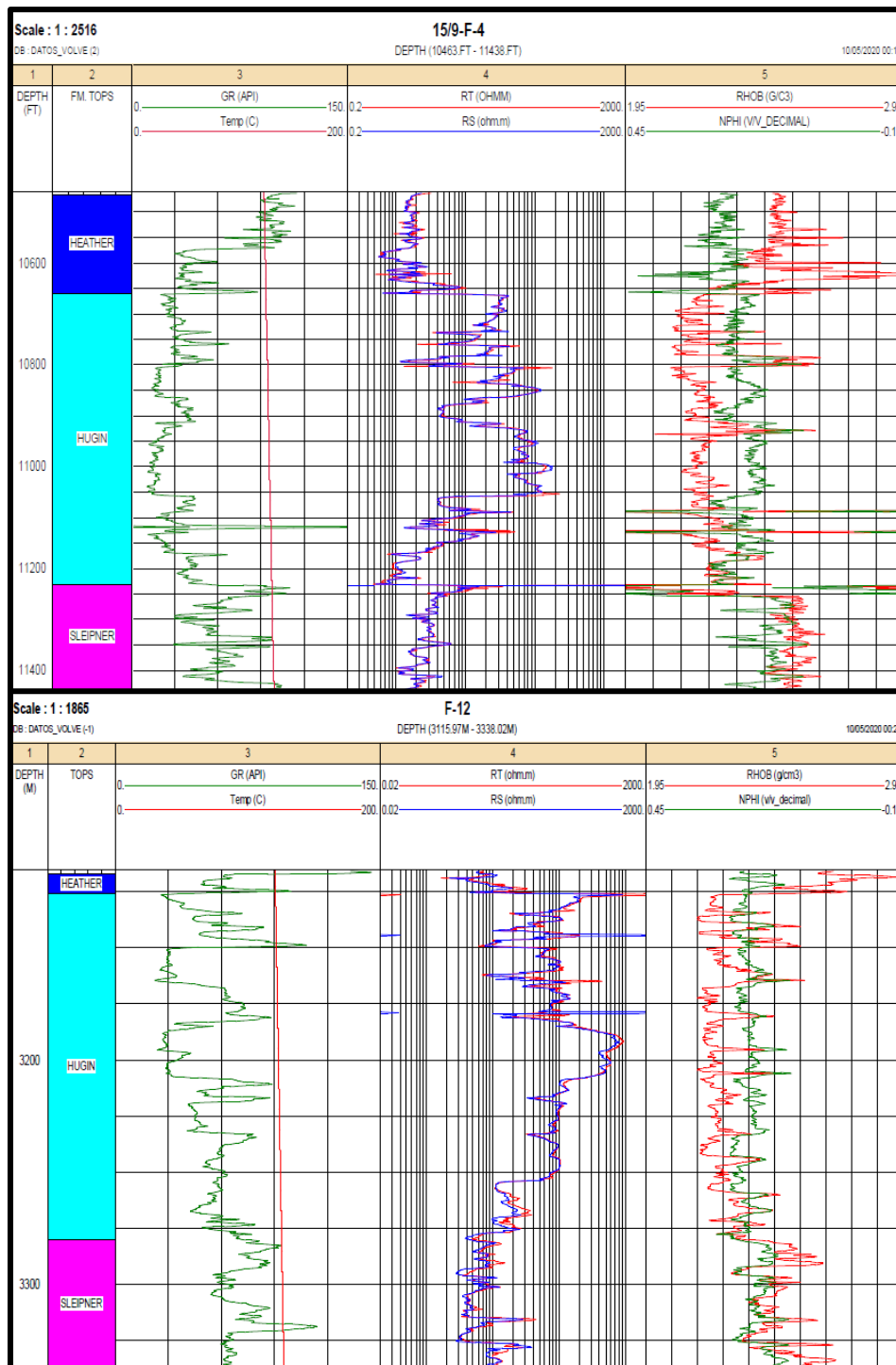


Figura 33. Pozos representativos (F-4 Y F-12) donde se muestran sus registros convencionales, dichos pozos son representativos y cada uno esta zonificado.

Por otra parte, se realizó un polígono donde se incluyeran todos los pozos, pero también para delimitar el área de estudio. De esta manera todos los procesos siguientes con software evitarían un mayor tiempo máquina. Cabe aclarar que este polígono esta referenciado respecto a la desviación y profundidad del objetivo geológico del área de estudio. En la figura 34 es visible la desviación de cada pozo, igualmente vista en mapa de dichos pozos y polígono.

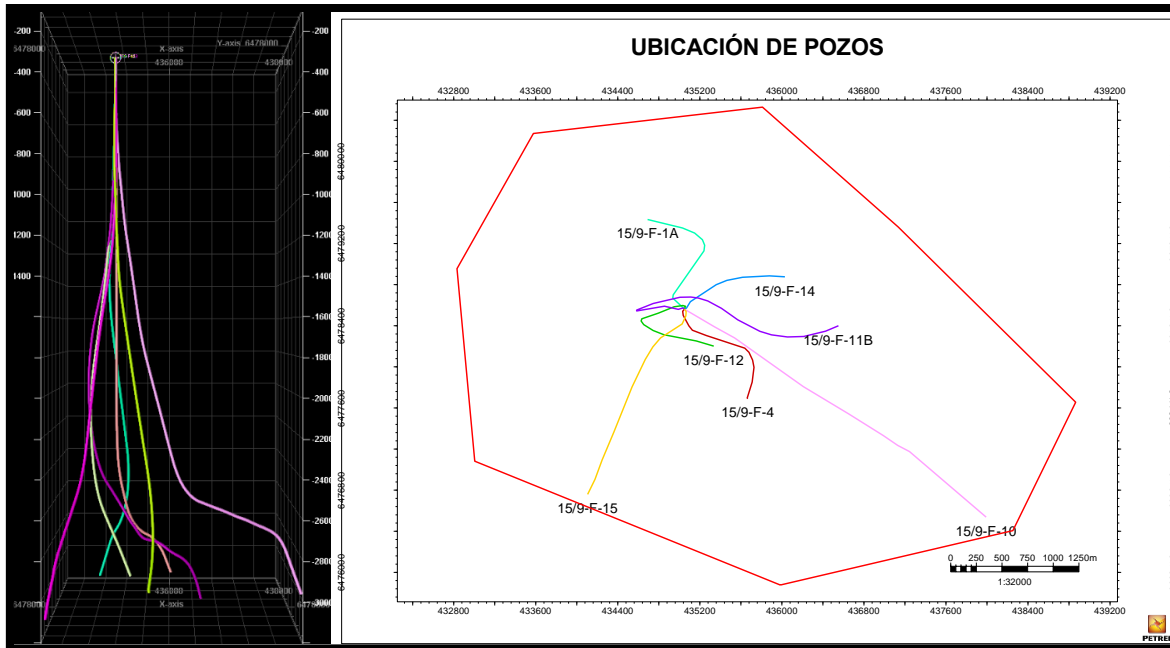


Figura 34. Ubicación y desviación de pozos, dentro del polígono que se utilizara para delimitar el yacimiento en el caso de este trabajo de tesis.

Volumen de arcilla, saturación de agua, porosidad efectiva, permeabilidad

Como se mencionó, se hizo un control de calidad para estas curvas, las cuales venían incluidas en el set de datos debido a la complejidad de los pozos ya que tienen una desviación muy compleja, como es el caso de los pozos F-11B y F-14 que fueron perforados de tal manera que estuvieran dentro de la Formación Hugin, dando como resultado que los registros corridos en el pozo tengan varias zonas identificadas de interés, por lo cual se tuvo que hacer una exhausta revisión de que cada marcador geológico este en la profundidad medida (MD) correcta que se correlacione con cada registro, como se puede ver en la figura 35 .

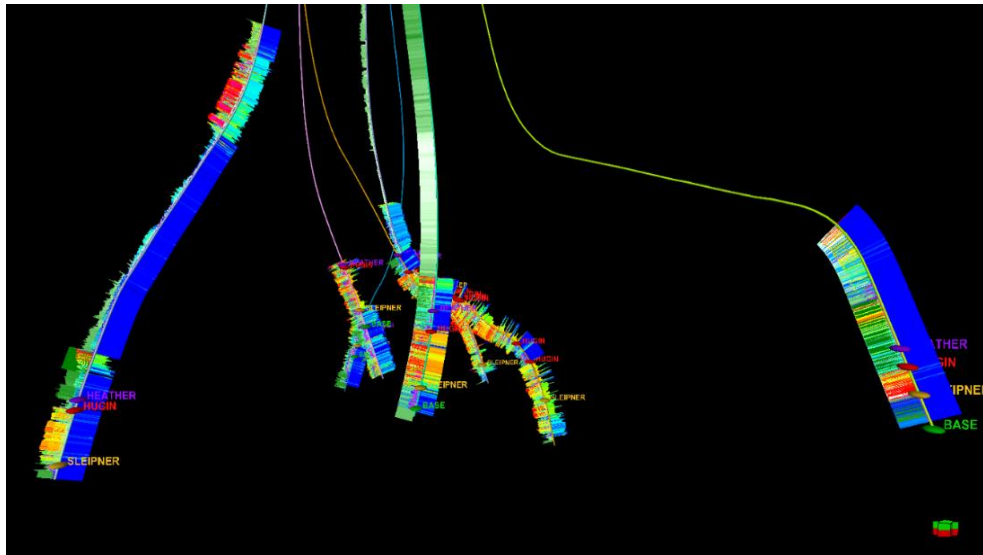


Figura 35. Registros geofísicos de pozo colocados en cada pozo y correlacionados con cada marcador geológico para poder correlacionarse entre sí, gracias a la dificultad dada por la trayectoria del pozo.

El control de calidad realizado a estas curvas debería presentar resultados muy parecidos para las cuatro propiedades petrofísicas que están disponibles en el dataset. Para esto se realizó la metodología que lleva a obtener los datos petrofísicos a partir de los registros convencionales y se comparó con los datos ya disponibles (Figura 36), lo cual dice que es fiable continuar con la integración de datos con estas curvas, ya que la importancia que estas tienen es mucha porque estos son los datos que se escalan al yacimiento y nos indican el comportamiento de este.

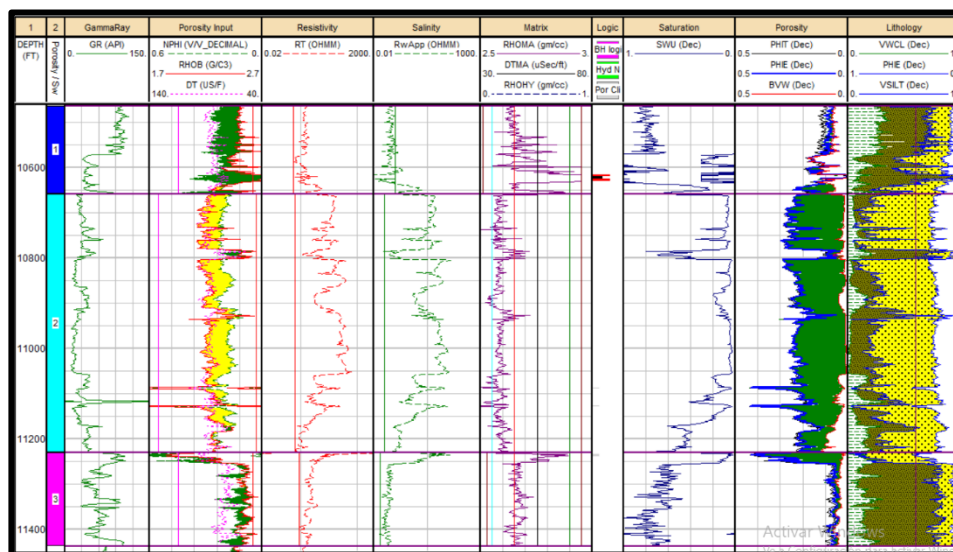


Figura 36. Resultados obtenidos a partir de la evaluación petrofísica del pozo F-4 para realizar un control de calidad de los datos de propiedades petrofísicos incluidos en el dataset.



En la figura 37 se pueden observar todos los pozos con dichas curvas, además de cada marcador geológico correspondiente al tope y base de cada formación y de esta manera poder la información de cada pozo.

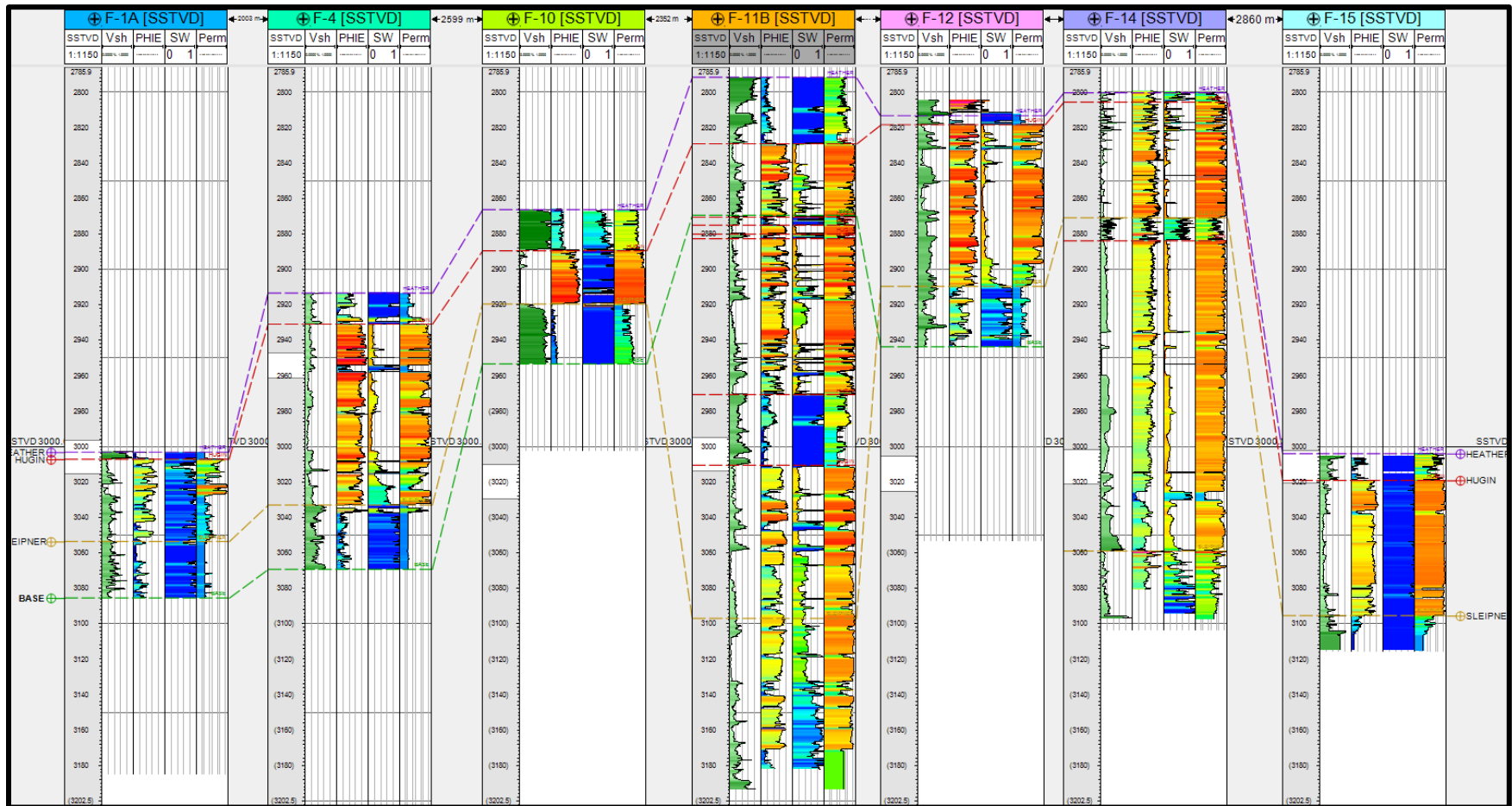


Figura 37. Todos los pozos presentes en el área de estudio, con las cuatro curvas correspondientes a VCL, PHIE, Perm y Sw. También se muestran cada marcador geológico para hacer la correlación entre pozo.



INTERPRETACIÓN SÍSMICA

La información sísmica es demasiado importante ya que es necesaria para crear el modelo geológico estructural-estratigráfico. Ya que con él se construye el cuerpo del yacimiento en el cuales necesario para la población de la información de los registros geofísicos y sus evaluaciones.

Para cumplir los objetivos de este trabajo se utilizó un cubo sísmico adquirido Post-Stack migrado en profundidad anisotrópica, ya que la mayoría de los pozos no contaban con VSP o checkshot disponibles para uso abierto y de esta manera para poder trabajar con un cubo migrado en tiempo. Anteriormente, la empresa reporta que la interpretación del campo había sido trabajada en tiempo, pero los problemas surgían en la mala definición de las fallas y de la estructura principal, mientras la migración anisotrópica en profundidad mejora estos aspectos.

El cubo sísmico está orientado de Norte a Sur, con una rotación de -76° con respecto del Norte. Comprende un área de 40 kilómetros cuadrados, su lado más corto teniendo cinco kilómetros de longitud mientras su lado más largo, que tiene dirección N-S es de ocho kilómetros. Además, en la figura 38, se observa este cubo sísmico, con el polígono que delimita los pozos, siendo así, el área de la información sísmica a utilizar es de 19.37 kilómetros cuadrados. En cuanto a su intervalo entre In-lines y Cross-lines es de 12.5 metros, siendo un total de 400 In-lines y 640 Cross-lines. Finalmente, la amplitud de este cubo sísmico va desde -56.56 a 46.57 metros.

Con respecto al primer análisis hecho al cubo sísmico, la sísmica tiene una calidad regular siendo un poco más mala que buena ya que, en zonas con estructuras complejas, se puede ver una definición deficiente, ya que no se representan de buena manera las discontinuidades que, puesto que el estudio de la evolución geológica de la zona, es por las fallas y el movimiento de la sal. También, los horizontes en el algo estructural no están tan bien aclarados. Consecuentemente, la interpretación de la trampa será complicado, pero con la aplicación correcta de atributos se podrá mapear estas cuerpos. Y poder delimitar la mejor zona. Para poder realizar la interpretación correcta correspondiente se tuvo que cambiar la opacidad del color de la sísmica cargada a partir del histograma de amplitudes, el rango de amplitud se configuró de -22.15 a 18.53.

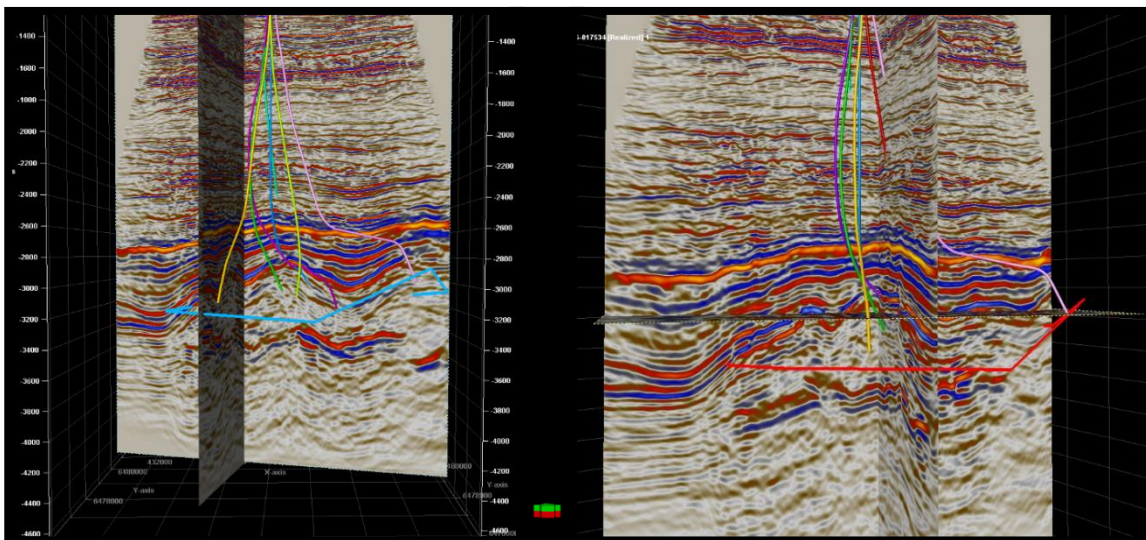


Figura 38. Sísmica 3D, PSDM del yacimiento potencial VOLVE, que comprende un área mayor a la que se refiere como yacimiento, además teniendo un dirección N-S para una mejor definición del alto estructural generado por el movimiento salino y efectos de la apertura

Interpretación y mapeo de horizontes

La interpretación sísmica es una parte fundamental en la caracterización de yacimientos, ya que las reservas petroleras que se buscan siempre o casi siempre se ubican en trampas las cuales se deben reconocer en un volumen, lo cual solo con la exploración con pozos llega a ser bastante difícil. Por esto la interpretación sísmica hace referencia a la recopilación de datos de originados a partir de la diferencia entre propiedades físicas de la roca, su espesor y continuidad. Primordialmente en una interpretación se analiza la impedancia acústica y la amplitud en el cubo sísmico. Así mismo no es suficiente únicamente entender la estructura del objetivo, sino también de las capas que se encuentran por encima y por debajo ya que dan una mejor idea de la configuración de la zona.

En este trabajo el software utilizado es Petrel®, el cual permite al usuario interpretar de manera manual y guía cada reflector sísmico a través del cubo, asimismo del uso de delimitadores geológicos o *Well Tops* cuyo valor radica en la delimitación y ubicación las estructuras y estratigrafía.

La interpretación constó en la identificación de cuatro reflectores que limitan a cada formación que comprende el sistema petrolero. Las formaciones son Heather, Hugin, Sleipner. Teniendo también en cuenta que, por la historia geológica de la zona, esta es altamente fracturada, y se encuentra acotado por un graben. Esto ayuda a que la interpretación del yacimiento haya sido enfocada a definir altos estructural y las fallas que lo hay originado, que a su vez sirven de trampas para hidrocarburos.

Heather, esta formación descansa sobre la formación Hugin, que, debido al estudio del sistema petrolera, esta roca podría tomar lugar como el sello del yacimiento. La interpretación de este horizonte debe ser certera por su configuración estructural fue cada 20 *In-lines* y *Cross-lines*, como se aprecia en la siguiente figura 39.

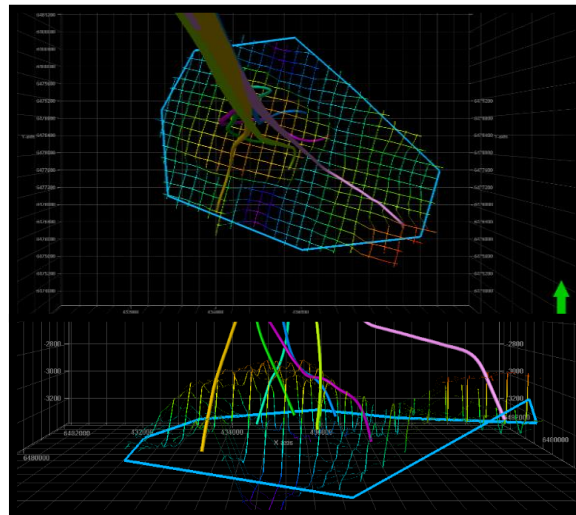
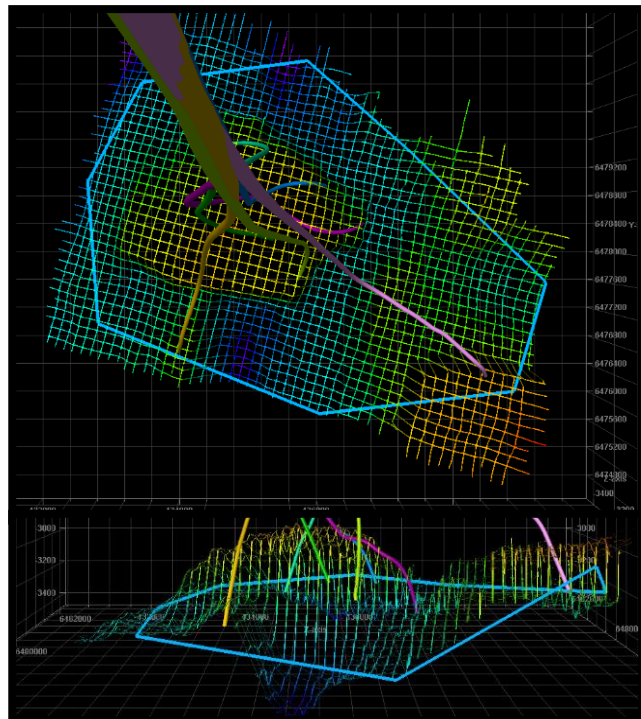


Figura 39. Mapeo del reflector correspondiente a la cima de la Formación Heather.

Hugin, la interpretación de esta formación (Figura 40) es de suma importancia porque relacionando con los antecedentes, es la roca almacén. Este horizonte fue interpretado cada 10 secciones, ya que se necesitaba una mayor definición de la estructura principal del yacimiento, asimismo de tener una mejor idea por donde cruza cada plano de falla.

Figura 40. Mapeo del reflector correspondiente a la cima de la Formación Hugin.



Sleipner, la base de la formación con interés, también esta interpretación (Figura 41) fue hecha cada 10 secciones para poder delimitar de mejor manera las estructuras importantes que conforman la base la roca almacén como es la base del alto estructural, también de las fallas con las que se configura y que podrían dar información de la roca que se encuentra más profunda y saber su cómo está compuesta.

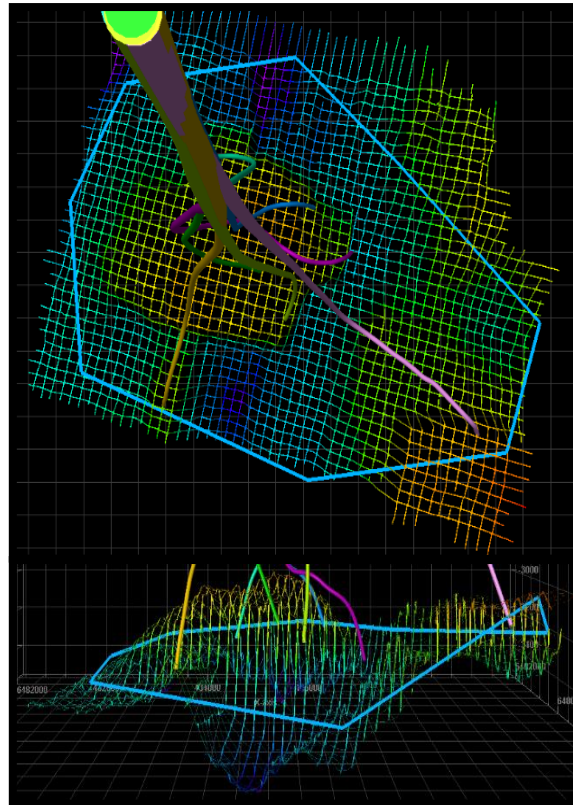


Figura 41. Mapeo del reflector correspondiente a la cima de la Formación Sleipner.

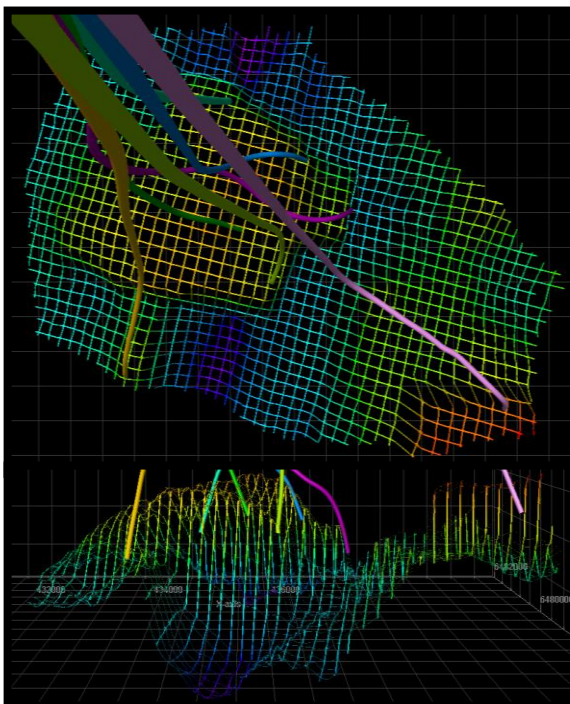


Figura 42. Mapeo del reflector correspondiente a la base de la Formación Sleipner.

Base, finalmente la base del sistema petrolero, esta interpretación se realizó cada 20 secciones (Figura 42) ya que se no necesitó mucha precisión dada la complejidad de las estructuras comprendidas en los horizontes superiores ya que daban paso a la localización de sal, la cual es visible por las zonas caóticas y cambios muy marcados de amplitud. Es importante recalcar que en esta zona la definición de los reflectores ya no está bien hecha.



Como sucede en la industria petrolera el cubo sísmico se carga a 8-bits lo cual hace que se conserven las propiedades como la amplitud y frecuencia, después, se necesitó la creación de varios atributos gracias que pudieran permitir de forma más sencilla el mapeo de los 4 horizontes, de igual manera una mejor visualización y control de calidad de la interpretación estructural y estratigráfica que conlleva la caracterización de yacimientos. Los atributos contemplados fueron: *Structural Smoothing*, *Cosine of Phase*, *Instantaneous Phase* y *Chaos*. El objetivo de esta metodología de interpretación es llegar a conclusiones no erradas y significativas que den un mejor entendimiento del yacimiento para poder hacer una relación de datos sísmicos y petrofísicos.

La principal estructura de yacimiento se denota como un alto estructural, delimitado por nueve fallas cuyo origen se debe a la tectónica salina del Pérmico Tardío y también por la tectónica extensional ocurrida en el Jurásico Tardío, donde también se puede llegar a comprender por qué la variedad lateral de deposiciones de las formaciones que constituyen este sistema.

La interpretación inicial se hizo a partir del mapeo de los horizontes Hugin y Sleipner ya que representan la cima y base del yacimiento, debido a los resultados arrojados en la evaluación petrofísica. Esta cima del yacimiento es representada como una disminución de la amplitud que se ve de color rojo o negativo en la sísmica y este reflector es difícil de interpretar en la zona norte del campo, mientras que la base del yacimiento es un reflector que se denota como con amplitud positiva, a causa del incremento de la impedancia acústica, este reflector está bien definido en el alto estructural y en el flanco este.

Estos horizontes fueron rápidamente verificados por el contraste de amplitudes y que se ajustaban a la profundidad dada en los marcadores geológicos (figura 43). De aquí derivaron el mapeo e interpretación de los dos horizontes restantes (Heather siendo la cima del sello y Base, como base de la formación por donde migró el hidrocarburo).

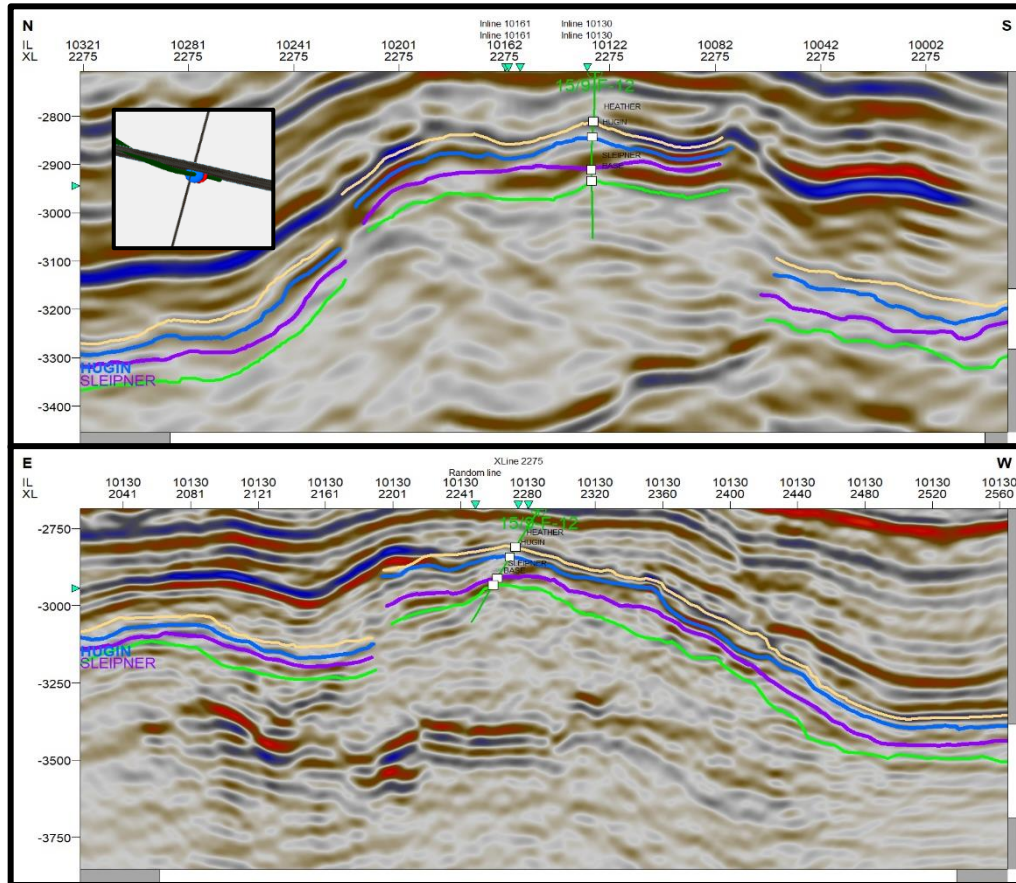


Figura 43. Mapeo de los horizontes, siguiendo la información dada los Well Tops.

Para poder tener una mejor visualización de la sísmica se cambiaron los límites de opacidad, también crear el atributo sísmico Structural Smoothing el cual nos ayudará a aclarar la continuidad de horizontes, con lo cual se podrá localizar cada plano de falla presente en el área. Y lo que principalmente se busca es un cambio de impedancia acústica que puede ser figurado por la presencia de aceite o gas, a esto se le llama *Bright Spot*. En este trabajo es representado como una arenisca incrustada de arcilla (Formación Heather) que repentinamente pasa a ser una arenisca que en sus poros contiene hidrocarburo (Formación Hugin) que presenta un cambio en la polaridad de su amplitud y finalmente la formación subyacente (Formación Sleipner) que presenta en sus poros principalmente agua, lleva un cambio de impedancia por la diferencia de amplitud, como se ve en la figura 44, donde el color azul representa amplitudes positivas mientras el rojo negativas.

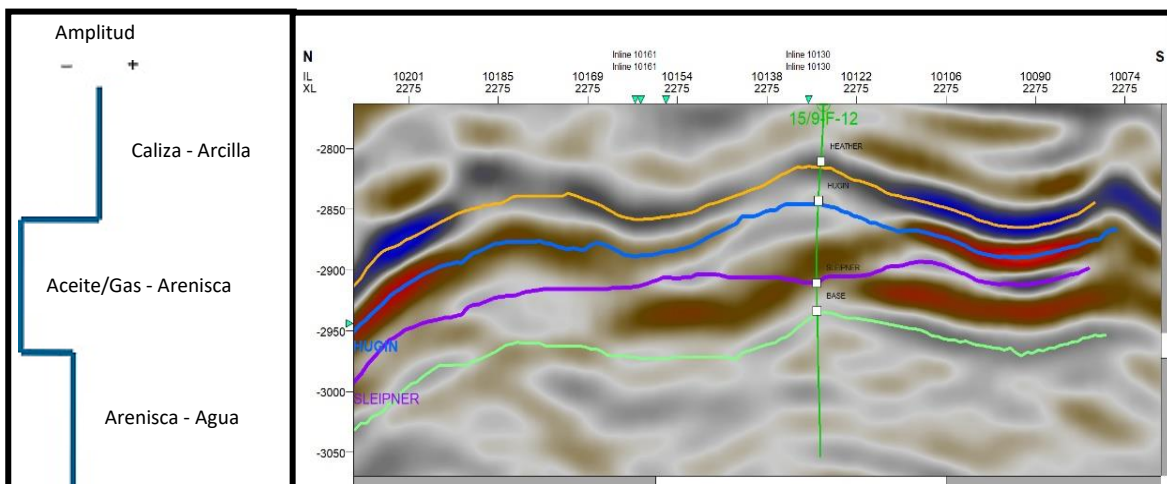


Figura 44. Diferencias de amplitud en cada reflector y su posible causa. El reflector Heather presenta una amplitud alta gracias al aumento de la impedancia acústica, inversamente, la amplitud decae en el horizonte Hugin por efectos de hidrocarburos. Por último, Sleipner aumenta su amplitud por Efecto de Agua.

Se necesita hacer interpretación manual para poder distinguir zonas con mala continuidad de los horizontes y esto no fue a causa de estructuras como fallas o estructuras, sino por la calidad de la información sísmica ya que en zonas donde el proceso de migración no fue el adecuado. Y esto para que se siga la continuidad lo más real posible a como es la estratigrafía.

También se debe tener en cuenta que la información sísmica no refleja información geológica de cada capa en el subsuelo, esto porque pueden tener una velocidad y densidad muy parecida por lo cual se llega a visualizar en la sección sísmica como un solo reflector, y esto es un indicativo que por más que se tenga una misma amplitud a lo largo de un reflector no corresponde a la misma facie. Ahora en la información sísmica disponible se pudo interpretar este escenario a causa de los procesos deposicionales laterales que sucedieron a lo largo de la historia geológica de la zona, esto hace que las discontinuidades de los reflectores sean más difíciles de distinguir, por lo cual se utilizaron dos atributos sísmicos que ayudaron a situar los planos de fallas. Estos fueron *Cosine of Phase* e *Instantaneous Phase*.

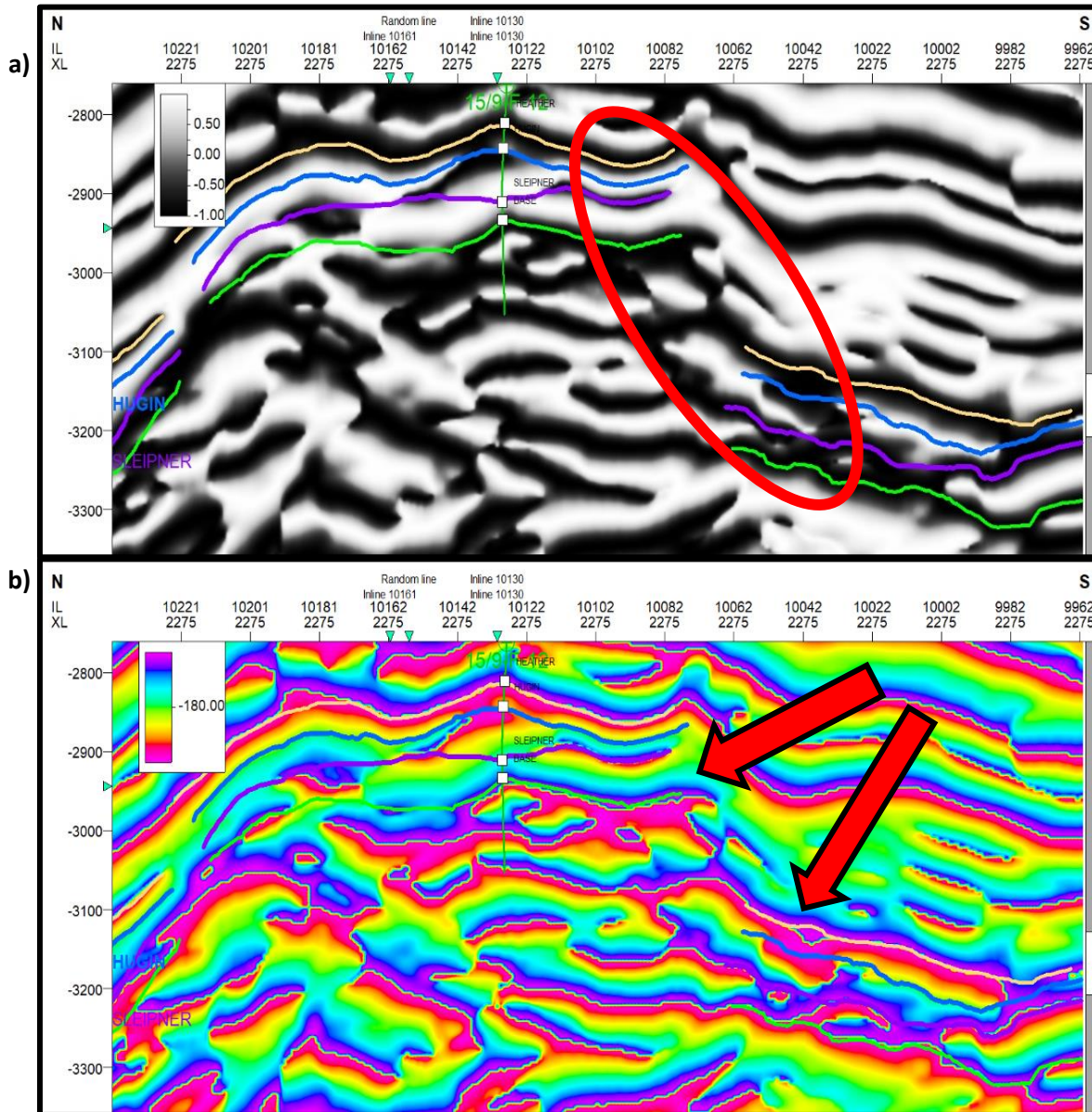


Figura 45. Cross-line con los atributos a) Cosine of Phase y b) Instantaneous Phase. Donde la comparación se esto sirve para analizar la continuidad de reflectores. Debido a que se busca hacer una mejor delimitación de los reflectores en la parte Sur del alto estructural, que más adelante ayudará a interpretar una falla de alta complejidad por la profundidad de esta.

En la figura anterior (Figura 45) se pueden ver ambas secciones, si se observa de izquierda derecha, en la primera parte se puede observar una diferente configuración de depositación a una menor profundidad, y mientras se avanza a la derecha el ovalo rojo muestra la discontinuidad de estos horizontes gracias a la discontinuidad y a la relación señal ruido que se presenta en la sección, y se interpreta como una falla, porque se puede ver cortes en los reflectores asimismo en la manera que se mapeo se conserva la amplitud. De manera consecuente se ve como el atributo *Instantaneous Phase* puede comprobar que son “interrupciones” a estos horizontes, por otro lado, ayuda a interpretar la geometría de las secuencias y su depositación lateral.

Es de recalcar que se pueden ver texturas caóticas en la sección por debajo de los horizontes interpretados, que señala la existencia de un cuerpo salino, el cual pudo ser originado por los movimientos salinos del Jurásico Temprano, donde se depositó la Formación Sleipner en el Bathoniano para después sucediera lo mismo con la formación Hugin durante los movimientos salinos del Jurásico Tardío Calloviano. Para que se tenga una mejor representación de este cuerpo fue necesario la creación del atributo Chaos, el cual es útil para visualizar tres características principales: a) cuerpos salinos, b) texturas caóticas dentro de los reflectores y c) fallas/discontinuidades (Schlumberger, 2009).

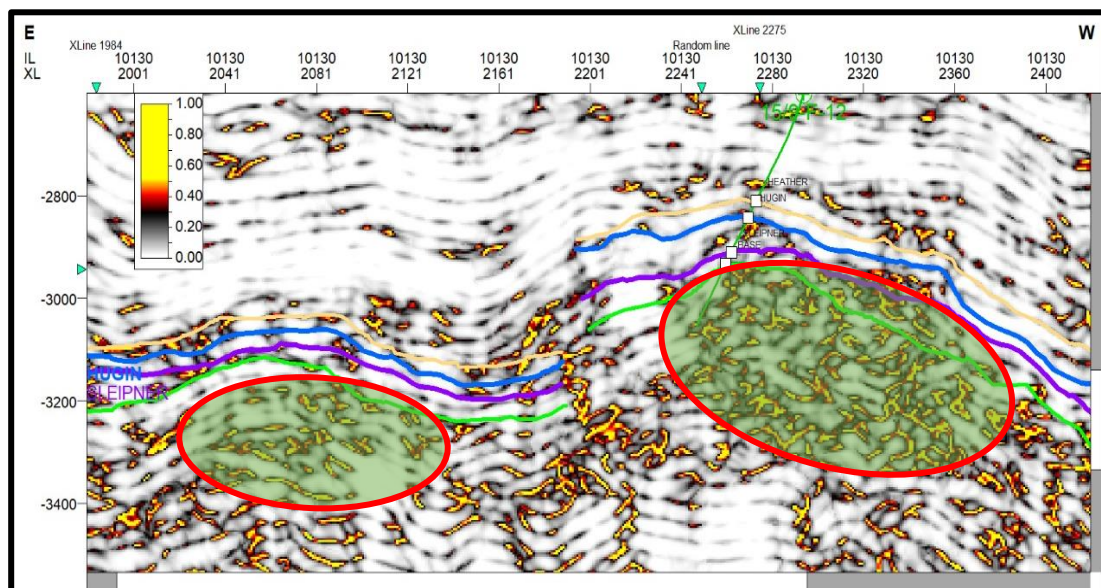


Figura 46. Texturas caóticas originadas por los cuerpos salinos, mayormente visibles con el atributo Chaos. De lado izquierdo se puede ver una textura de proporción menor ya que hubo menos acumulamiento de sal, que, en el cuerpo derecho, en el cual junto a las fallas acelero la creación del alto estructural.

En la figura 46, a causa atributo sísmico es visible que, por debajo del mapeo de los 4 horizontes en la zona del alto estructural, hay zonas caóticas que corresponden, que como se había inferido, a un cuerpo de sal antes mencionado, de la misma manera, en las zonas bajas, es decir en el bloque colgante de la falla normal, estas tres formaciones de interés están por encima de las texturas caóticas, reafirmando así, el correcto mapeo de los reflectores.

Mapas de superficie

El paso consecuente, es crear mapas de superficie, estos son interpolaciones de cada uno de los puntos y líneas mapeados en los reflectores que nos arrojan un mapa de curvas de nivel que representan la tendencia y delimitan a las estructuras geológicas, que a su vez serán los datos de entrada para crear el modelo geo celular que se integrara con los datos petrofísicos para así caracterizar el yacimiento.

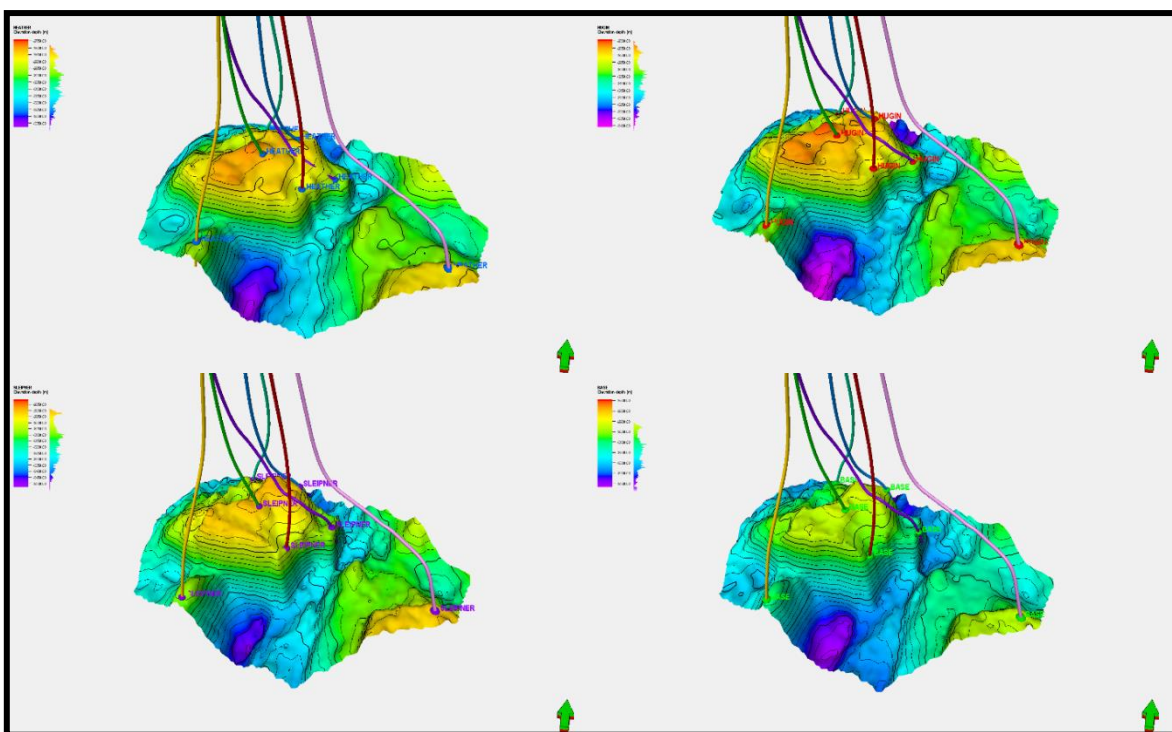


Figura 47. Mapas de superficies correspondientes a la base y tope de las tres formaciones de interés, cada mapa de superficie en el dominio de la profundidad. También se muestran los pozos con cada Well Top para empalmarlos entre sí, y después correlacionar la información proveniente de la evaluación petrofísica con la sísmica interpretada.

En la figura pasada (figura 47) se pueden los cuatro mapas de superficies creados, los cuales representan la cima y base de las tres formaciones de interés en este trabajo, consecuentemente se podrá analizar en tres dimensiones la distribución de las estructuras y estratigrafía, del mismo modo, de que se hace un primer bosquejo de las mejores zonas de producción del yacimiento, porque se podrán inferir planos de fallas (tipo de trampa predominante en el área) que se ratificaran una vez que se haya hecho el modelo geocelular y se pueblen los datos petrofísicos.

INTERPRETACIÓN DE FALLAS

Una vez que se conoce la existencia de fallas por el conocimiento del marco geológico, así como por el mapeo de los reflectores, las fallas dan certeza a saltos y discontinuidades. Entonces, su interpretación es necesaria para determinar exactamente en como corta a los horizontes en cada sección sísmica y así determinar los planos de fallas y como pueden conectarse o la longitud de estas (figura 48).

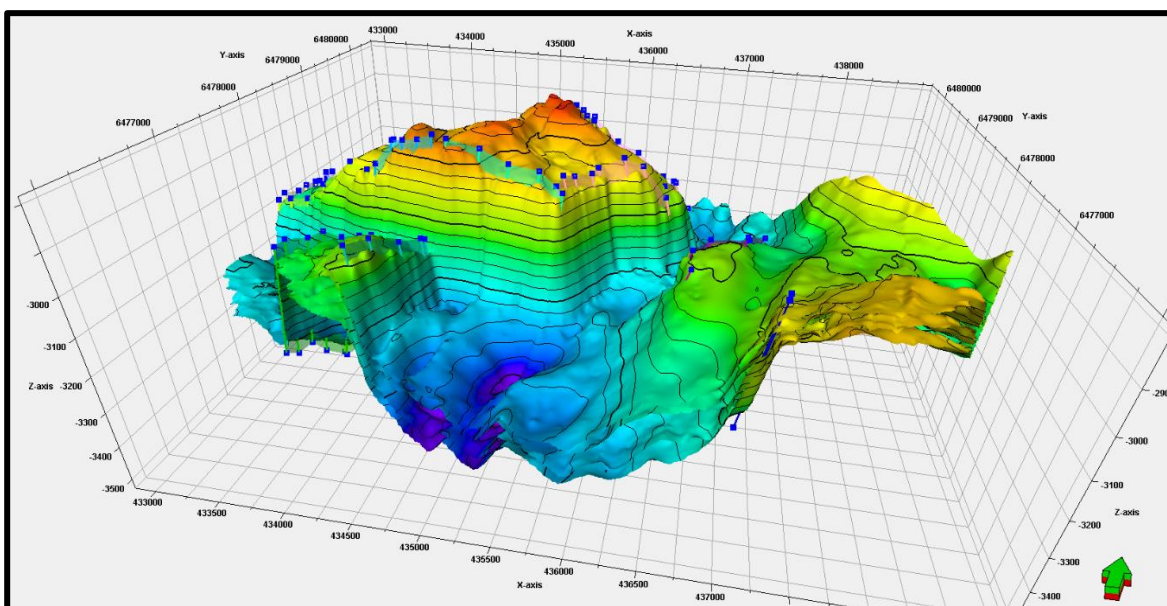


Figura 48. Conjunto de todos los mapas de superficie para poder determinar la longitud y profundidad de cada una de las nueve fallas interpretadas. Además, se busca interpretar el mejor plano de falla.

En el yacimiento se pudieron determinar catorce fallas principales que cruzan las cuatro superficies generadas, todas son de tipo normal y tienen una gran extensión, las cuales principalmente se encuentran en el centro y oeste del yacimiento, creando la zona principal del sistema que es el alto estructural. La gran mayoría de fallas tienen rumbos N-S y E-W como se pueden ver en la figura 49.

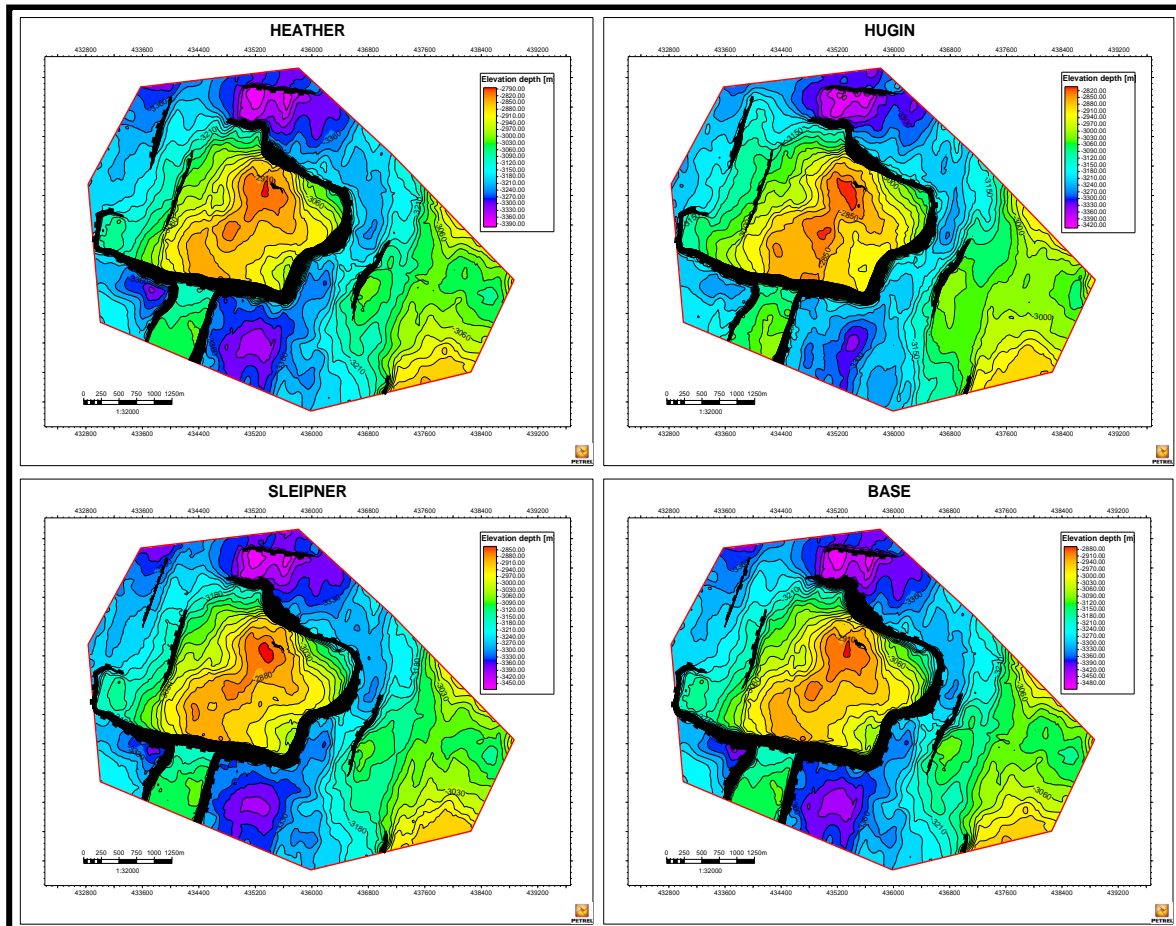


Figura 49. Mapa de las cuatro superficies: Heather, Hugin, Sleipner y Base. En cada una se pueden los planos de las dieciséis fallas de tipo normal interpretadas que rodean principalmente al alto estructural por su flanco este.

IV. MODELADO DE PROPIEDADES PETROFÍSICAS Y EVALUACIÓN DEL YACIMIENTO

Una vez hecha la interpretación y evaluación de los datos sísmicos y de pozo, se necesita de un modelo numérico que integra toda la información a analizada y sirva para representar el comportamiento del yacimiento. El funcionamiento de este modelo se basa en la construcción de celdas y correlación a partir de los marcos estructurales y sedimentarios junto con propiedades petrofísicas (Volumen de Arcilla, Porosidad Efectiva, Saturación de agua, Permeabilidad y Relación Neto bruto) para determinar la localización volumen y viabilidad de explotación de los hidrocarburo presentes.

En el Diagrama 2 se puede ver el proceso para la creación del modelo del yacimiento y todo los pasos que conllevan, el software utilizado es Petrel® de la compañía Schlumberger.

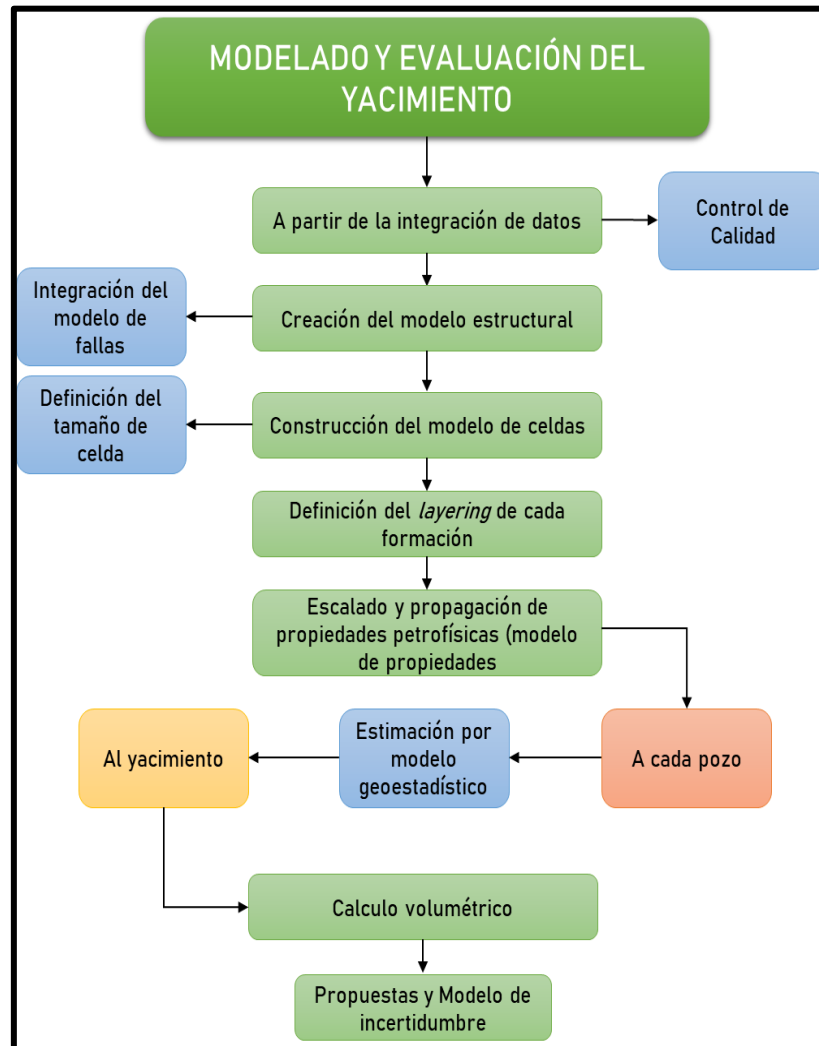


Diagrama 2. Diagrama que representa la metodología que seguirá en este capítulo para la elaboración del modelo de yacimiento objetivo de esta tesis.

MODELO ESTRUCTURAL

En primer lugar, se necesita construir el modelo estructural, en el cual se contempla las principales estructuras que intervienen en el sistema petrolero, estas pueden ser fallas, fracturas, cuerpos salinos, etcétera. En el caso de estudio del Campo Volve, el modelo estructural está basado en 14 fallas que delimitan al alto estructural y orientación, que conforman a la trampa y el sello. Asimismo, el polígono que delimita al yacimiento y los espesores de cada capa. El cuerpo salino que se denota no es parte del sistema de entrapamiento, así que no se integrará en el modelo.

Al ser integrado los datos, cada superficie debe coincidir con su marcador geológico, esto principalmente para que en el momento de la correlación la información de uno concuerde exactamente con el otro y no haya discrepancias en el modelo resultante. Por lo cual se debe analizar en secciones aleatorias de que esto suceda (Figura 50). En contra parte, puede no haber un empalme totalmente correcto, a causa de la interpolación entre los puntos de interpretación sísmica. Este fenómeno no debe variar más allá de 10 metros en este caso ya que puede ser que corresponda a alguna otra roca o totalmente a otra formación. Al no ser este el caso y tener una variación máxima de 1 metro, esto nos dice que hay una buena vinculación, que podrá ser corregida en pasos próximos por el software.

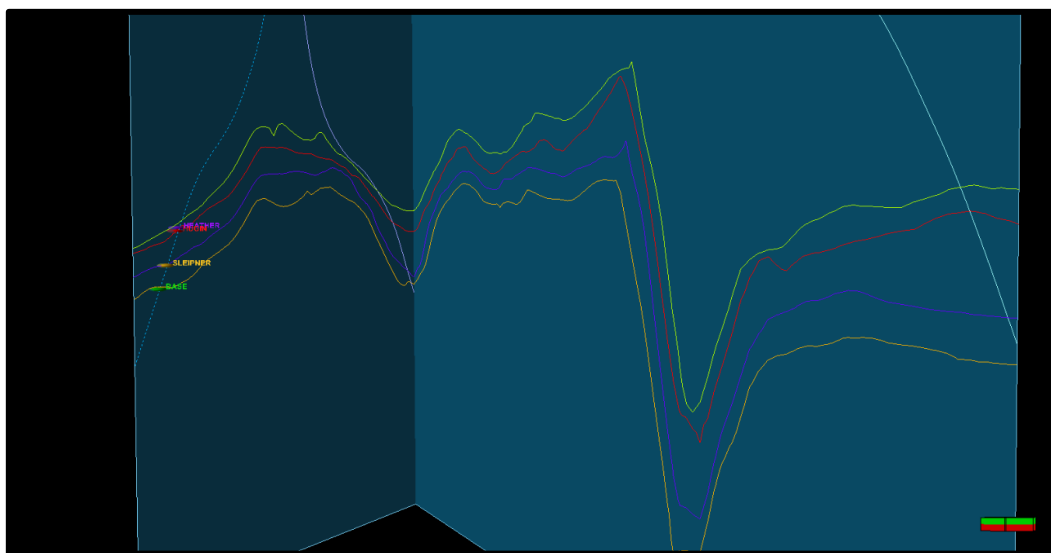


Figura 50. Intersección donde se observan tres pozos con los marcadores geológicos de dichos pozos, y además se muestran los cuatro mapas de superficie para evitar que se sobrepongan y haya problemas en la creación del modelo estructural.

Para la buena estimación geoestadística de propiedades es necesario, como se mencionó anteriormente, el uso del polígono del yacimiento servirá para que la propagación de la información cumpla con el objetivo del análisis de las zonas no muestreadas, es decir, que la información se interpole en las zonas de interés que no cuenten con datos de pozo. Entonces, este polígono será parte de la geometría del modelo. El software lo denomina como *Boundary*, y sirve de dato de entrada para de dicho modelo. El perímetro es el mismo que se ha trabajado desde el principio de la Caracterización de esta tesis.

El primer paso en la generación de la malla de celdas es la creación del modelo de fallas, que es parte esencial del yacimiento, para esto se debe hacer el modelado de estas, pasando de líneas de falla en la interpretación a pilares que las representan dando forma a su extensión, a su inclinación y profundidad; y es así que esta primera parte del mallado lleva por nombre *Pilar Gridding*. En esta sección se debe definir el primer tamaño de celdas inicial para que puedan contener esos datos de profundidad, orientación y cortes laterales a partir del plano de falla; después estas celdas pueden ser refinadas. Dando como resultado, que la información de la falla será eliminada en cada una de las superficies, ya que, en palabras simples, son un corte y desplazamiento. El modelo resultante se puede ver en la figura 51.

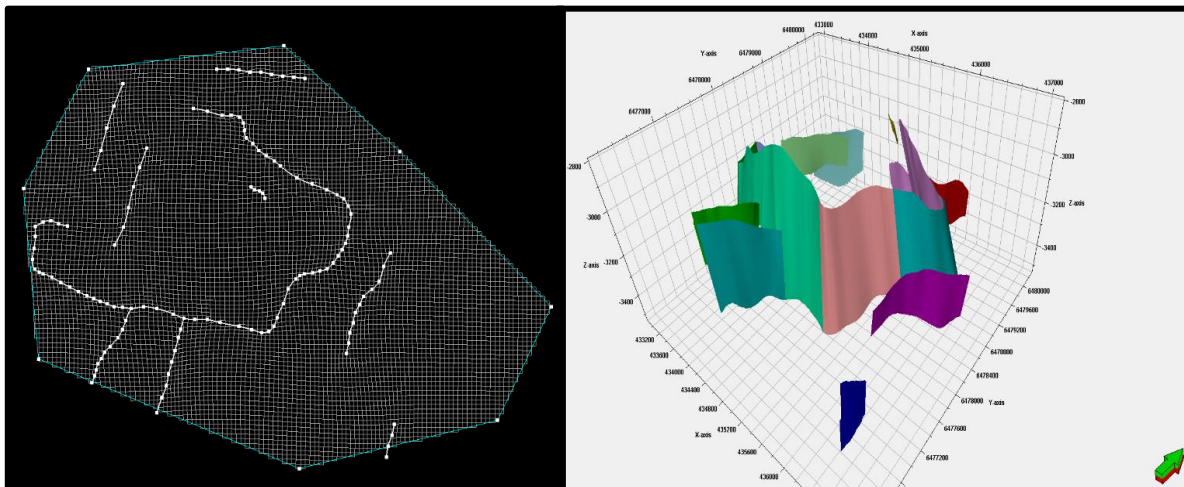


Figura 51. De lado izquierdo se puede ver un mapa 2D cenital que muestra los 14 planos de falla modeladas, de lado derecho se observan las fallas modeladas en 3D, estas integraran al modelo de fallas que en pasos posteriores formaran parte del modelo estructural final.

Una vez hecho el modelo de fallas, este se integrará en conjunto con los mapas de superficie y los marcadores geológicos de cada pozo. Es así como la malla de celdas tendrá un reproceso ajustándose a la información de cada una superficie. Por lo tanto, los mapas de superficie se deben ir agregando al modelo conforme a su tiempo de depositación, es decir, lo más antiguo debe ir primero mientras lo más reciente después. Cabe aclarar que, en este paso, los mapas de superficie pasan a ser horizontes porque se les realizara un

ligero *smoothing* o suavizado, ya que se hace una iteración para poder ser acoplado a las celdas siempre y cuando se respeta la geometría interpretada. Siendo así el primer horizonte en el modelo estructural es Base, el segundo es Sleipner, después, Hugin y por último Heather. Una vez cargados los horizontes, se deben ajustar a cada well top, es por eso por lo que el primer control de calidad es demasiado importante porque a causa a esto se sabrá con exactitud los parámetros para hacer un empalme correcto.

A este modelo lo integran cuerpos diferentes que son cada formación de interés y las fallas que constituyen al tipo de entrapamiento principal de hidrocarburo, por lo cual se excluye información de cada formación debido a cada falla que las intersecte debe ser bien representada, a causa de esto se deben introducir las condiciones de corte lateral a partir del plano de falla, manteniendo las propiedades de cada falla y de cada formación teniendo siempre una lógica de realismo para que todas las propiedades petrofísicas puedan ser bien distribuidas conforme a los pozos. Por esto, se mantiene la naturaleza del yacimiento, la malla estructural obtenida se puede observar en la figura 52.

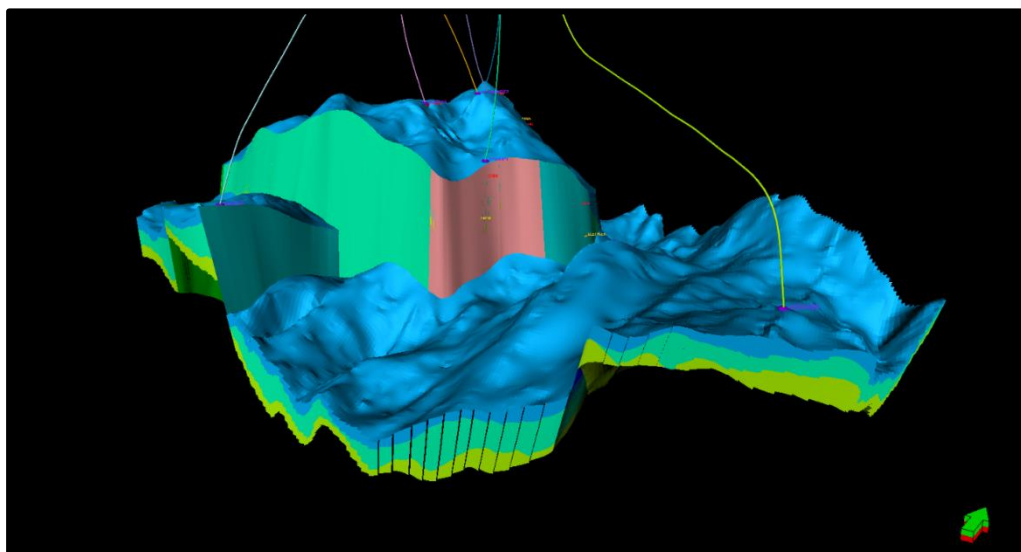


Figura 52. Modelo estructural generado, integrado por las 14 fallas normales donde se pueden observar sus planos de fallas y los 4 mapas de superficie donde se respeta la naturaleza del alto estructural, asimismo de tener un empalme correcto con cada marcador geológico, dicho modelo se encuentra dividido en 3 zonas que representan al sistema petrolero.

Finalmente, al modelo estructural resultante lo conforman 14 de fallas (algunas conectadas por su geometría) que configuran al alto estructural situado al norte, con un buzamiento predominante hacia el este, siendo esta dirección donde se encuentran el mayor número de fallas con rumbo, y por lo tanto las formaciones son más seccionadas, y es por esto que se deberá tener una mejor definición del tamaño de celdas para poder representar de la mejor manera al yacimiento.



MODELO DE CELDAS Y ESCALADO DE DATOS

Una vez construido el modelo estructural, se tiene que construir el modelo de celdas en tres dimensiones, esto lleva a refinar el mallado ya hecho después de integrar los horizontes, y crear un *layering* para darle definición en sentido vertical al modelo. Hacer esto tiene por objetivo poder poblar en todas estas celdas las propiedades petrofísicas en conjunto con la información geológica obtenida.

El proceso para llegar esto es poder escalar la información de los registros a un modelo de celdas del pozo mismo (*Scale-Up Well Logs*) para que pueda ser después poblado a todo el yacimiento, para esto se debe definir la geometría entre zonas (formaciones), la definición de capas a construir en estas zonas recae en la resolución de los registros y la importancia de cada zona. En el caso específico de esta tesis se le dará una mayor definición a la zona que corresponde a la Formación Hugin, para que los datos escalados tengan una mejor consistencia con los registros por ser la zona de interés, mientras la zona que la subyace (Formación Sleipner) tendrá una menor resolución, al igual que la zona que suprayace a la zona 2 (Formación Heather) tendrá un número mayor de capas, dado que es el sello del sistema petrolero.

Una vez definido el objetivo de *layering* para cada capa, se hace el ajuste horizontal de las celdas, ya que la geometría del yacimiento se debe tener una mejor definición entre cada bloque de falla, porque en estas partes del modelo llegan a ser pequeños. Se debe tener en consideración la capacidad del equipo de cómputo, porque de esto dependerá que tan pequeñas pueden ser dichas celdas. Para ese proceso se ocupó un procesador Intel de 8 núcleos, una tarjeta gráfica dedicada y 16gb de memoria RAM.

El modelo de celdas 3D se generó con un tamaño horizontal de 20x20 m mientras que el tamaño vertical para la unidad 1 es de 20 capas dando como resultado una resolución de 1.025m. Para la unidad 2, tiene una media el yacimiento un espesor promedio 84.5m, definiendo el modelo con 84 capas que corresponden en 1.05m cada una. Por último, la unidad 3 con únicamente 10 capas teniendo cada capa una resolución de 3 metros ya que esta unidad cuenta con un medida vertical de 30.8m (ver figura 53).

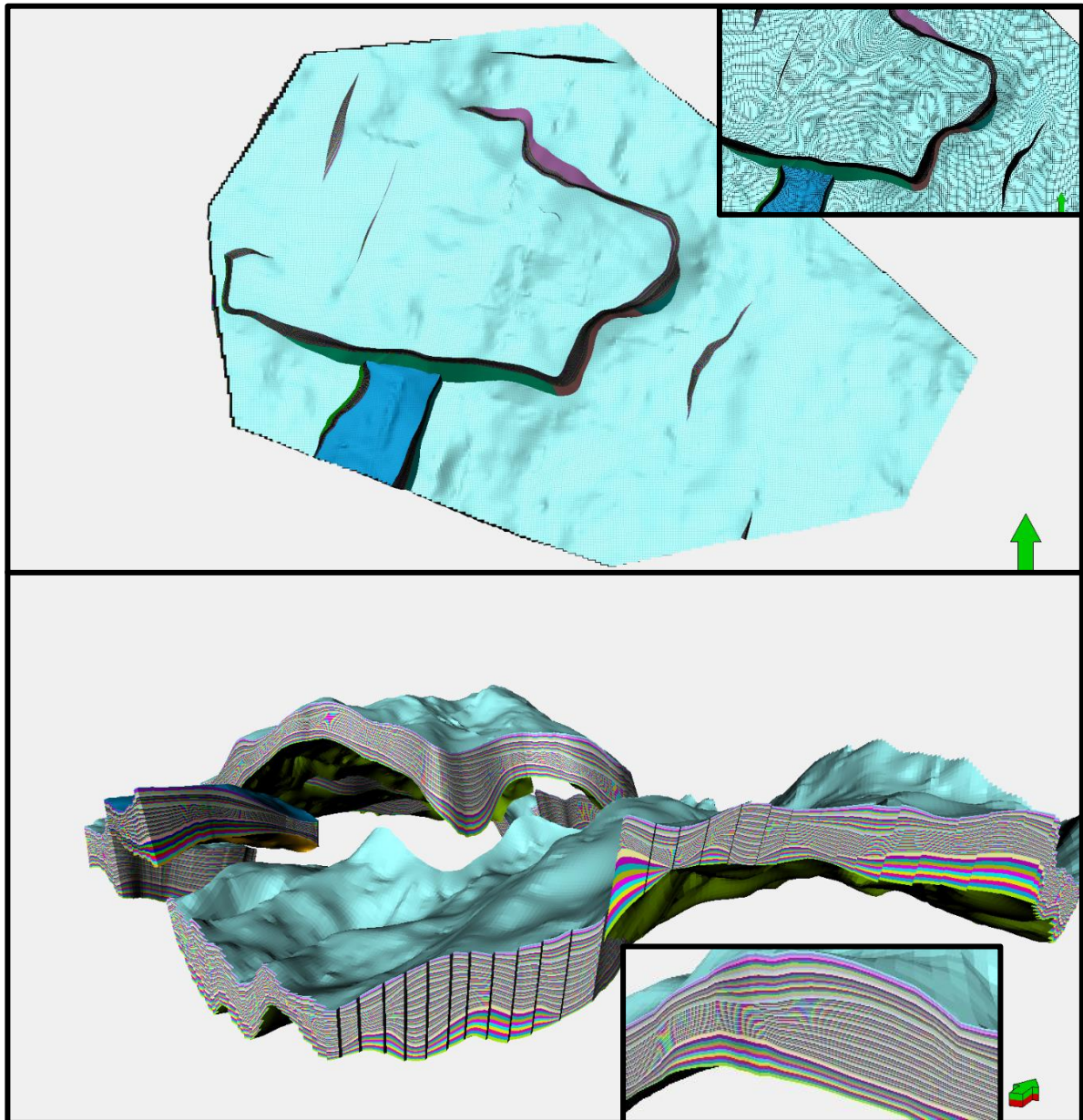


Figura 53. Modelo de celdas final, después del proceso de construcción y refinado del mismo, con tamaño horizontal de 20x20 y resolución vertical para la zona 1 de 20 capas, para zona 2 de 84 capas y zona 3 de 10 capas. El modelo de celdas servirá para escalar las propiedades petrofísicas de cada pozo y así poblar todo el modelo.

ESCALADO DE PROPIEDADES PETROFÍSICAS

Una vez hechos los modelos estructurales y de celdas el siguiente paso es llevar los datos de propiedades petrofísicas a dichos modelos, es decir que tengan un tipo de “comunicación” para poder poblar con estos datos todo el modelo del yacimiento. El proceso para llevar esto a cabo se llama Scale-Up Well log o escalado de datos de pozo, como se ya se había mencionado. Esta metodología se basa en que se simula información del registro en el pozo a una representación gráfica formada por el número de capas creadas debido a la resolución vertical que tenga cada zona para la presentación estratigráfica correcta. Si la cantidad de celdas no fuera la correcta, el detalle del yacimiento se perderá, de esta manera cada pozo tiene su representación de las cuatro propiedades petrofísicas (Volumen de Arcilla, Porosidad Efectiva, Permeabilidad y Saturación de Agua) necesarias para el modelo de propiedades que se hará después de este paso. La representación de los principales pozos del yacimiento correctamente escalados dentro de cada celda del mallado estructural que cruzan a cada pozo se pueden ver a continuación en la figura 54.

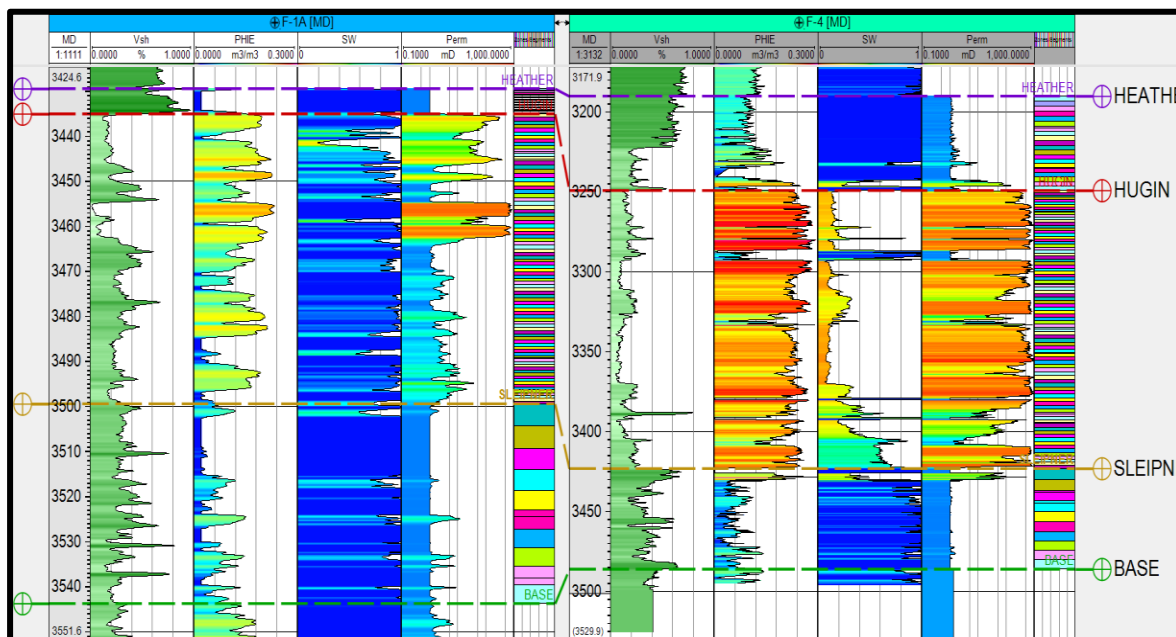


Figura 54. Representación de la resolución vertical para cada pozo, en este caso se muestran dos pozos representativos F-1 A Y F-10, la información del registro será integrada en cada capa para poder llevar esta información al modelo.

El resultado de esta buena representación en la Formación Hugin dará como resultado una mejor caracterización del yacimiento que es lo más importante a definir en esta tesis, aunque también es importante comparar con el escalado de las otras dos capas que nos ayudaran a definir el comportamiento total del sistema petrolero.

Una vez que los datos están preparados, esto quiere decir que ya han sufrido todos los pasos anteriores hasta el escalamiento, de la metodología a desarrollar en esta tesis,

las propiedades petrofísicas para deben ser analizadas, pero siempre y cuando se respete la naturaleza que debe tener la formación principal (Formación Hugin), por esto la principal propiedad a analizar es la porosidad efectiva PHIE y también fue la primera en escalar, teniendo valores que van de 0 a 0.28 porque esta es la porosidad que puede tener la arenisca. En la figura 55 se puede apreciar dicho histograma con los valores del registro y del pozo escalado para la unidad 2, de esta manera se puede dar un primer análisis de que formación con información de pozo escalado tiene mejor capacidad de almacenamiento de fluidos.

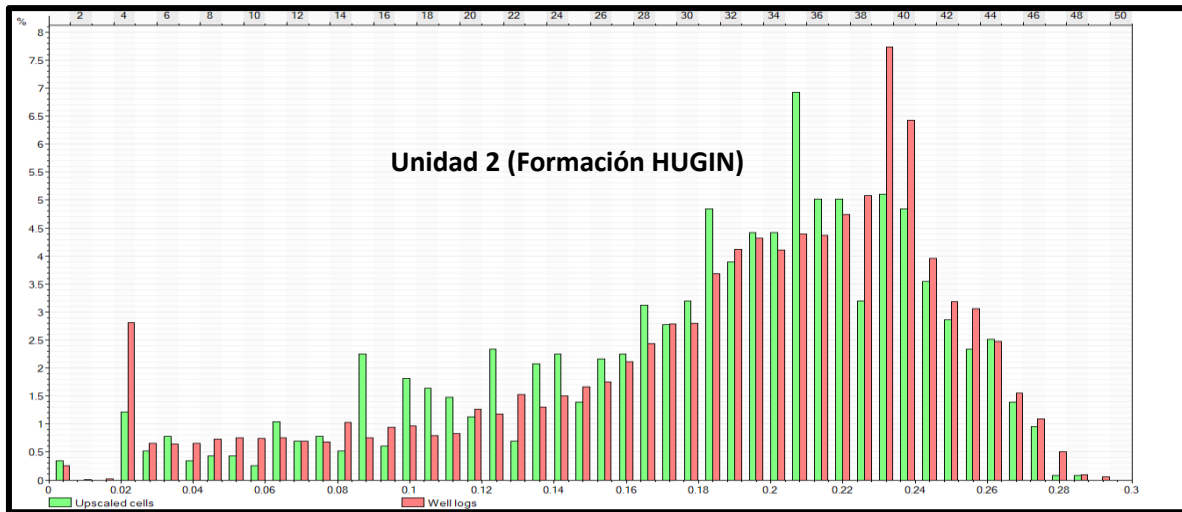


Figura 55. Histograma que sirve para ver la moda y promedio del PHIE en un rango que va de 0 a 0.3. En la zona 2, igualmente se compara el escalado con los datos del pozo, dicha zona presenta la mejor porosidad efectiva de las 3 unidades teniendo valores alrededor de los 0.22 y 0.24

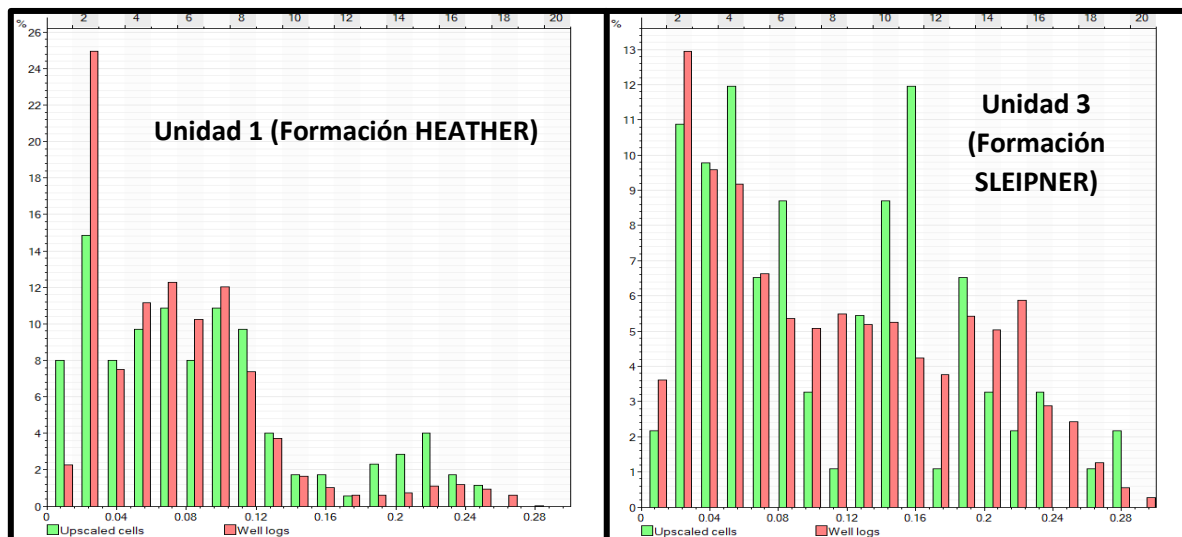


Figura 56. Histogramas de PHIE de la unidad 1 y 3 que muestra que dichas zonas presentan una peor posibilidad para albergar fluidos, de esta manera la zona 1 tiene menor porosidad efectiva, lo cual ayuda inferir que este el sello del yacimiento. Con rango de 0 a 0.3.

Como se sabe debido a los estudios previos y el trabajo de registros de pozo hechos en esta tesis la unidad que representa a la Formación Hugin tiene una PHIE mucho mejor

que las otras dos zonas con un promedio de 0.1917 para los registros de todos los pozos y para la representación de estos una media de 0.187, en la figura 56 se puede observar como la unidad uno y dos tienen valores menores de porosidad, siendo que la Formación Heather tenga un promedio de .072 para pozos y el escalamiento de 0.078, en cuanto la formación Sleipner una media de los registros de pozo de 0.097 y la representación de escalamiento 0.097.

En la figura 57 se observa el histograma correspondiente Volumen de Arcilla (Vsh), lo que se busca es que en la unidad representativa del yacimiento tenga una menor cantidad de minerales arcillosos que afectan la porosidad y permeabilidad de las rocas. El promedio para la unidad representativa de Hugin es 0.19 de los datos escalados del pozo, muy parecidos a los 0.1982 de los registros. Mientras que los promedios de las demás formaciones aumentan considerablemente, por lo cual tienen una menor posibilidad de almacenamiento de petróleo, para la formación que correspondería al sello tiene un promedio que ronda los .586 en valores de los pozos escalados con diferencia de 0.423

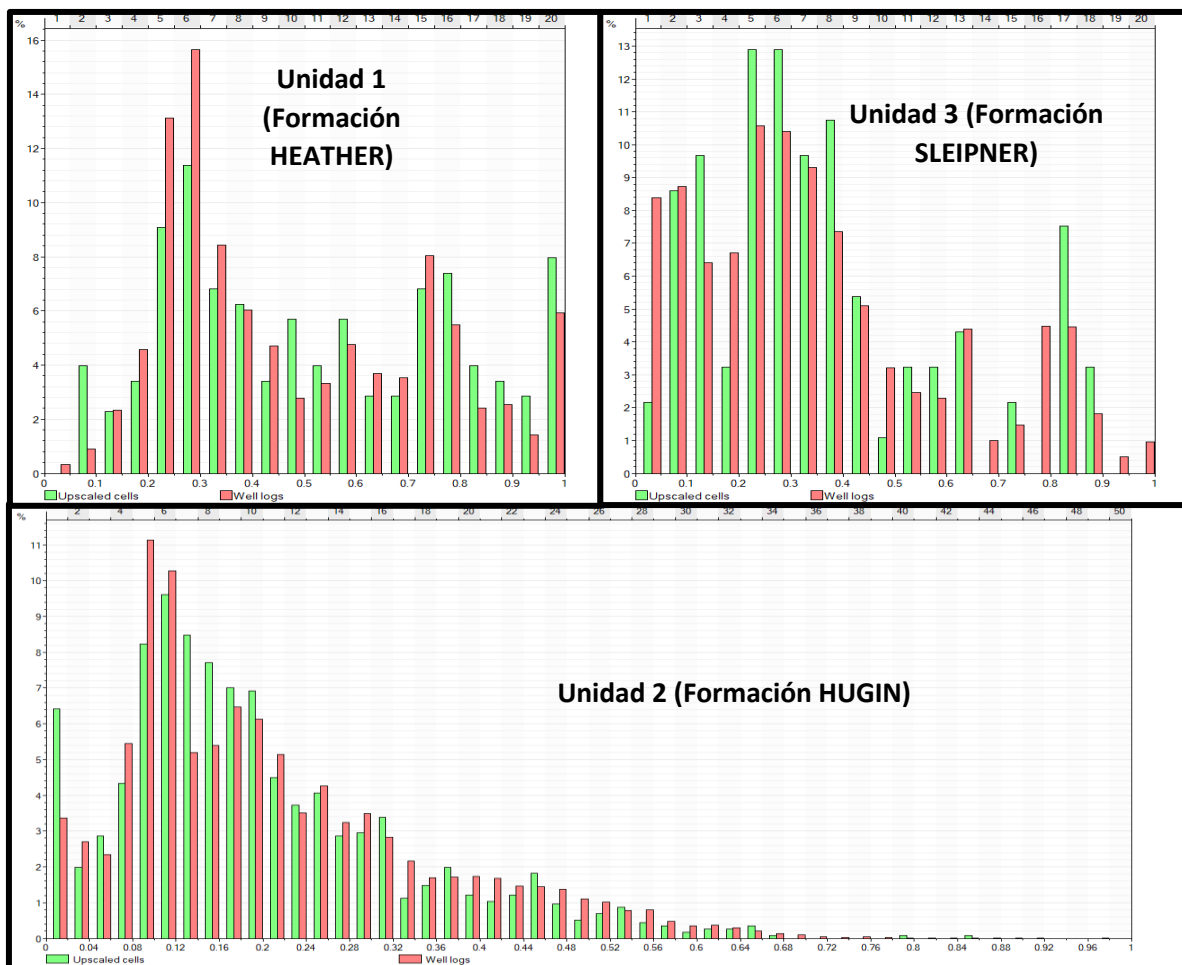


Figura 57. Histogramas para comparar el escalado y los datos de pozo, de esta manera se puede analizar la cantidad de arcilla (**Volumen de arcilla**) en cada formación, gracias a esto se comprende que la unidad 2 tiene menor porción de arcilla, mientras que las restantes tienen una mayor porción. El rango de esta estadística va de 0 a 1.

aproximadamente de los registros y para la formación base alrededor de 0.338 para la representación de pozos muy igual a los 0.316 de los registros.

La comparación del escalado de datos de saturación de agua (Figura 58) indica que el comportamiento de las unidades uno y tres tienen valores de saturación alrededor del 90% los cual junto a la porosidad y volumen de arcilla nos da una muy baja probabilidad de existencia de hidrocarburos. La unidad 2 tiene valores aproximados de entre 8% y 16% que indica una muy buena posibilidad de contener aceite y/o gas.

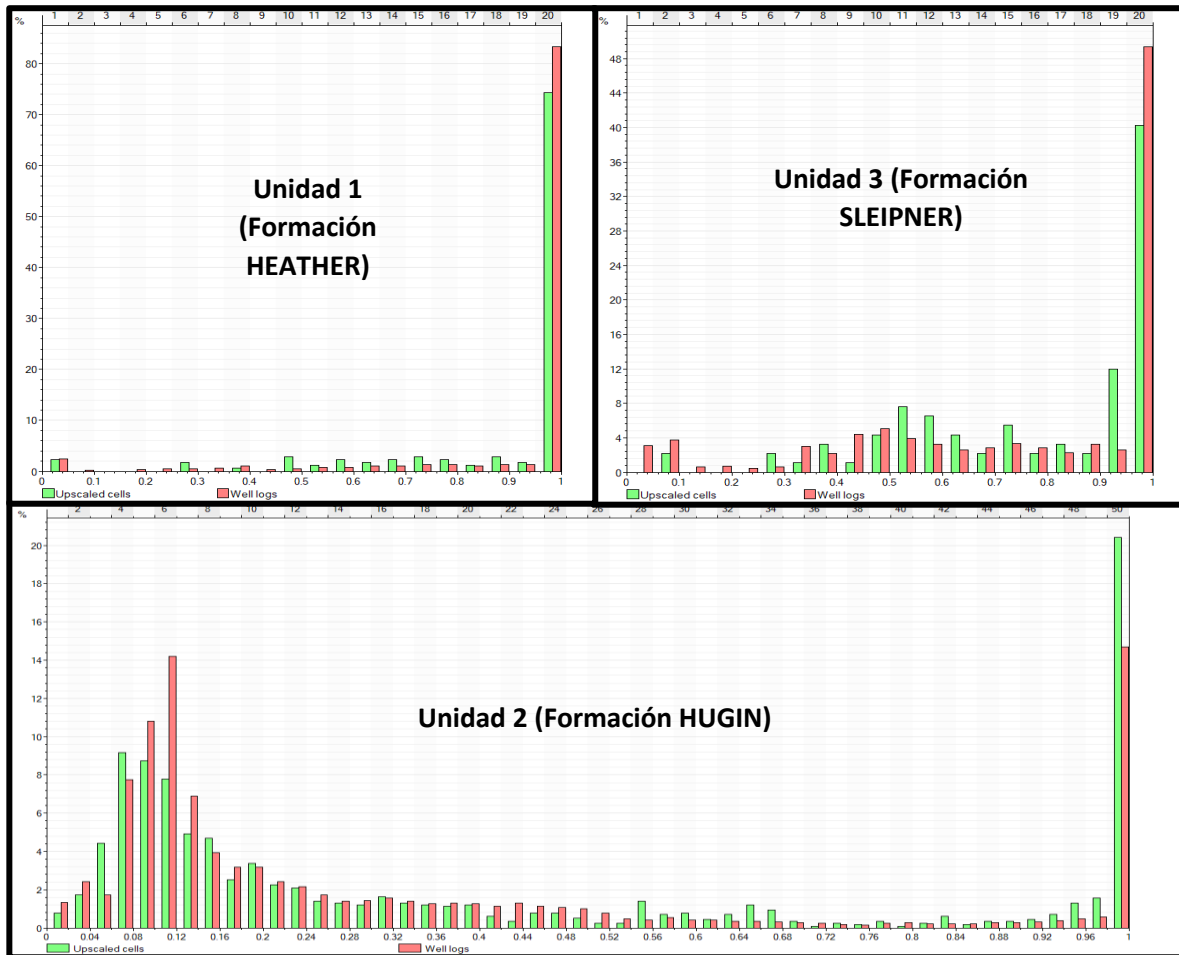


Figura 58. En esta imagen se puede observar la estadística de la **saturación de agua** en cada unidad, la unidad 2 presenta menores datos de esta propiedad petrofísica, aquí se compara el escalado y los datos de pozo. El rango de esta propiedad se va de 0 a 1.

La permeabilidad, es la propiedad petrofísica que permite el flujo de fluidos, esta permite saber qué formación tendrá mejor flujo de hidrocarburos. Como se puede ver en la figura 59, la unidad 1 cuenta con valores de permeabilidad alrededor de 0.1 y 20 mD, que indica un posible sello. La unidad que correspondiente a la formación Hugin tiene la permeabilidad predominante entre 100 y 1000 mD que ayuda a demostrar que es la Formación almacén donde mejor puede fluir el hidrocarburo. Finalmente, la unidad 3 tiene

permeabilidad promedio alrededor de 1 a 100 mD indicando que puede no ser la formación objetivo y aquí no fluyen bien los fluidos

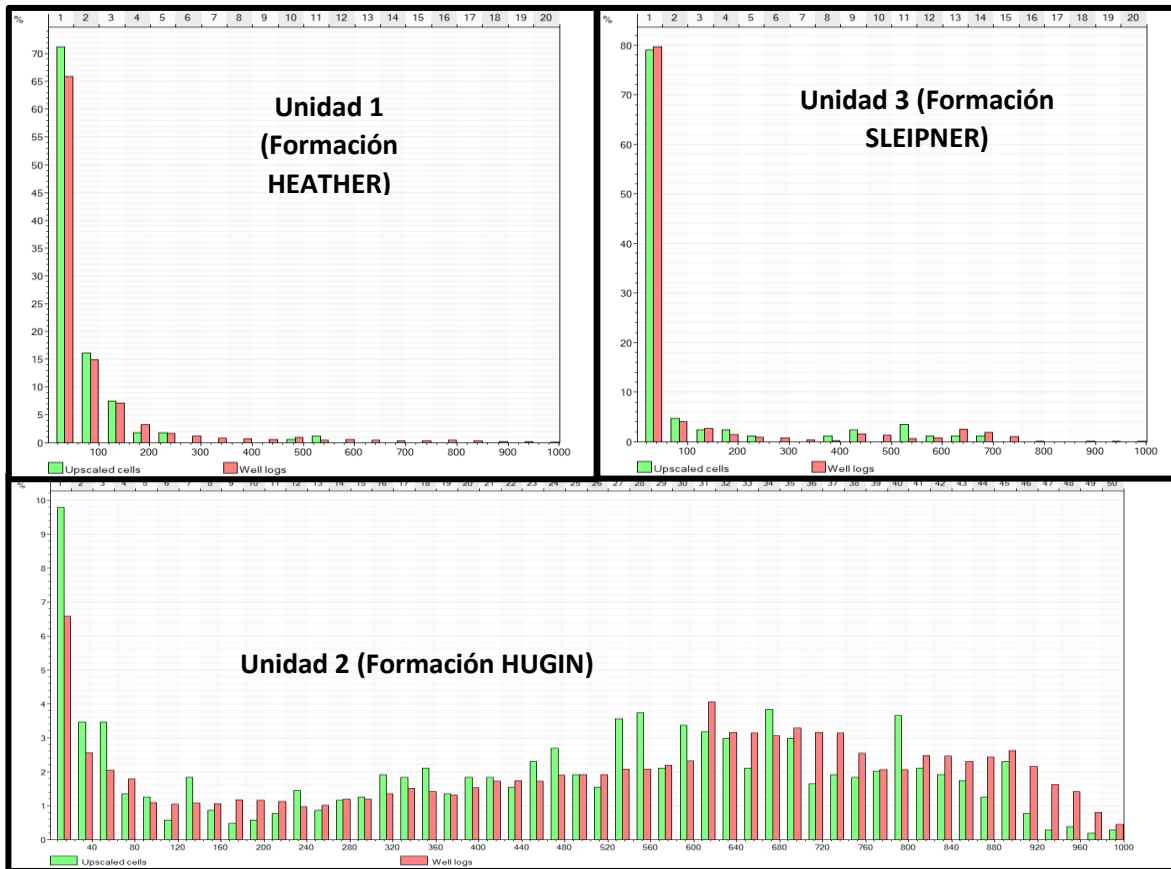


Figura 59. Histogramas que representan la permeabilidad en cada zona, la zona 2 los valores más altos de permeabilidad, siendo esta la unidad que tiene mayor facilidad de transmisión de fluidos. El rango es logarítmico y va de 0.1 a 1000.

Finalmente, se puede calcular una propiedad más la cual es llamada Net/Gross o Neto Bruto la cual arroja resultados que informan que zonas cumplen con parámetros mínimos aceptables para producir hidrocarburos. Esta propiedad se calcula a partir del volumen de arcilla y porosidad efectiva. El valor de corte para V_{sh} es que el volumen sea menor al 40%, mientras que para PHIE que sea mayor a 0.04. Dichos datos que cumplan con esta condición toman un valor de 1, y los que no la cumplan tendrán un valor de 0. Es así que para la unidad 1 la relación es de 0.29, para la unidad 2 el 0.87 y para la unidad 3 la relación fue aproximadamente 0.582. Los histogramas de dicha relación se pueden ver en la figura 60.

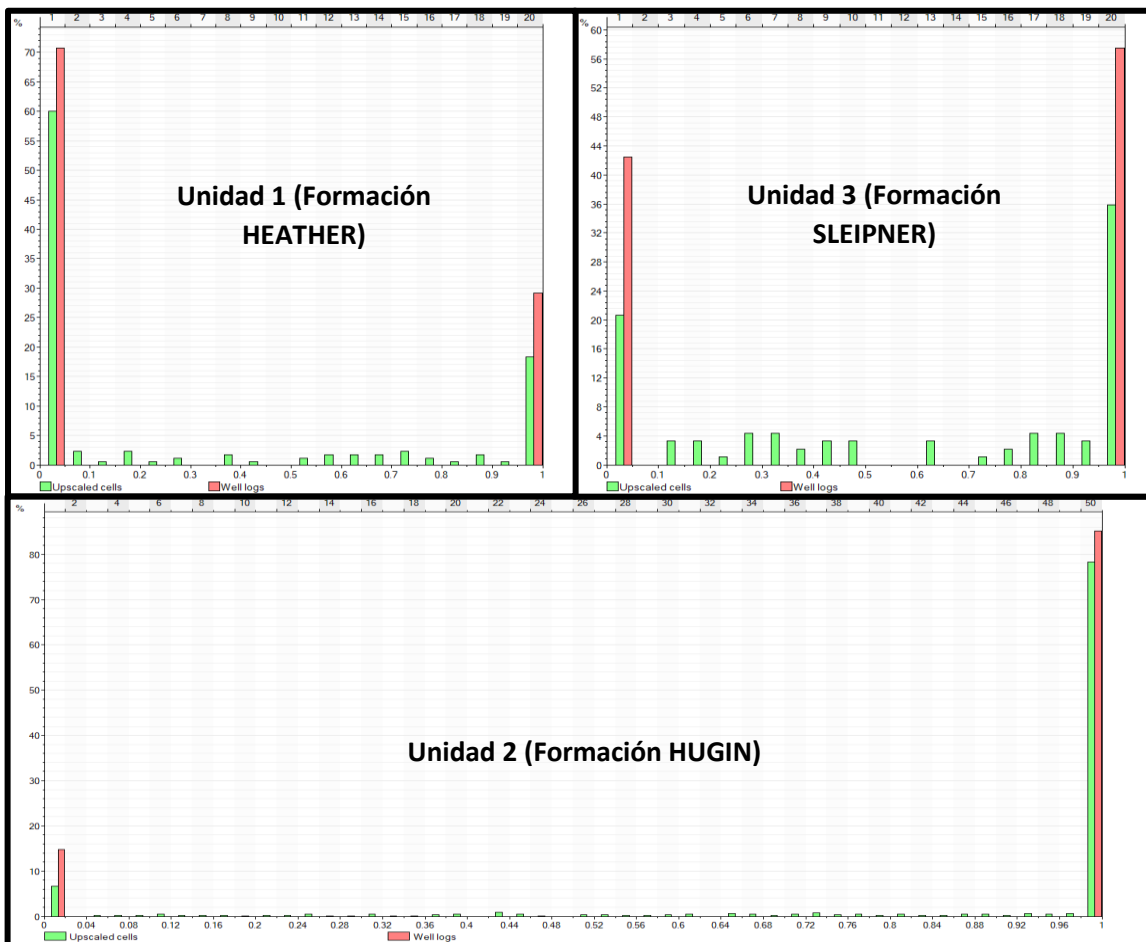


Figura 60. Histogramas que representan la **relación neto bruto** en cada zona, demostrando así que la zona 2 es la mejor zona para la producción de hidrocarburos, los rango van de 0 a 1, los registros solo pueden tener esos dos valores, mientras que el dato escalado por razones de definición puede variar, pero siguen la misma tendencia.

A manera de resumen, se presenta una tabla que indica los valores obtenidos del escalamiento para cada zona y cada propiedad petrofísica, comparados con los datos provenientes de los registros. Esto nos servirá para hacer el control de calidad al momento de trabajar con la propagación de dichas propiedades a través de todo el modelo de celdas.

ZONA	Propiedades Petrofísicas Escaladas y No Escaladas								Net/Gross (Dec.)
	Vsh (Dec.)		PHIE (Dec.)		SW (Dec.)		Permeabilidad (mD)		
	Esc.	No Esc.	Esc.	No Esc.	Esc.	No Esc.	Esc.	No Esc.	
ZONA 1	0.5086	0.4238	0.0786	0.0727	0.8932	0.9005	27.2309	76.3104	0.2905
ZONA 2	0.1908	0.1982	0.1877	0.1917	0.3465	0.308	431.45	524.481	0.8697
ZONA 3	0.3384	0.3165	0.0951	0.0977	0.7902	0.813	89.0554	82.6848	0.5822

Tabla 7. Esta muestra el promedio de cada propiedad petrofísica y la relación neto bruto escalada por unidad del modelo. Esto ayuda a dimensionar como podrían ser los resultados al momento de poblar la propiedad en el modelo de celdas.



ESTIMACIÓN DEL MODELO GEOESTADÍSTICO Y ANÁLISIS DE DATOS

Una vez que los datos del pozo han sido escalados, es momento de hacer que toda la información petrofísica sea poblada en el modelo de celdas ya realizado, pero para poder lograr esto se tiene que hacer uso de la geoestadística esto es para simular la continuidad espacial de una variable regionalizada. Este paso en la metodología de la modelación del yacimiento Volve se enfoca en el desarrollo del modelo geoestadístico y el análisis de datos, el cual relacionará el modelo geológico estructural con las propiedades petrofísicas escaladas para tener una relación espacial midiendo el grado de heterogeneidad y llegar a obtener una descripción cuantitativa de las variaciones espaciales de dichas propiedades para determinar la calidad del yacimiento, las mejores zonas de producción.

La metodología para la aplicación del modelo geoestadística se llevará a cabo en cada zona del modelo generado, teniendo resultados diferentes de muestreo, pero para la zona 2 que es la más importante, se tendrá un especial cuidado esperando que tenga la mejor continuidad espacial. Los parámetros geoestadísticos para tener en cuenta son:

- Correlación
- Varianza
- Meseta
- Distancia
- Pepita
- Lag de tolerancia
- Ángulo de tolerancia

La preparación del datos para iniciar el análisis de datos comienza desde que la propiedad escalada tiene una “U” agregada su nombre lo cual significa *up scale* o escalado, por lo cual este escalado se transformará en el modelo poblado de la propiedad, para poder hacer un control de calidad una vez hecho este paso, es mejo realizar una copia y también funcionara por sí se presenta un error.

Para el análisis de datos, se debe tener en cuenta que cada propiedad se comporta de manera diferente en cada unidad por lo cual se tiene que hacer un análisis diferente el caso particular de cada propiedad petrofísica, exceptuando para la unidad 3 ya que esta al tener datos limitados, y que también una menor definición de capas se considerará como una formación homogénea.



El primer paso, es estudiar el histograma de frecuencias que nos indica la repetición de aparición de cada dato contra el valor del dato. A estos datos se aplica una transformación normal o bien conocida como distribución normal que se basa en la construcción de una curva basada en el error de medición de cada dato llamada en el programa utilizado “*normal score*”, además de que los diferentes algoritmos de poblado de propiedades están hechos para trabajar con una distribución normalizada. Dicha curva se debe representar lo mejor posible, pero para evitar cambios muy repentinos en los errores de medición, y debe tener un ajuste semejante al histograma de datos de pozo o escalados. Es así como se puede estimar el variograma y poblar las propiedades.

El objetivo de este análisis es que el modelador pueda describir de la mejor manera la variación natural, por lo menos lo más cercano posible de la propiedad. Para esto el variograma debe modelar la mejor correlación espacial de valores. Por lo cual se deben hacer diferentes corridas de modelos porque a pesar de que se realicen distribuciones con la misma media y varianza, estas pueden presentar resultados totalmente diferentes. Tomando en cuenta que alguno de estos puede tener un acercamiento mayor a la realidad que muchos otros que tengan un variograma mejor construido.

Tomando como ejemplo el volumen de arcilla se utilizó el modelo geoestadístico esférico ya que es el modelo que se acopla más a la propagación de propiedades, tiene mejor ajuste a los valores del variograma experimental y es mejor para el trabajo de algoritmos de interpolación. Para poder hacer el análisis de datos se construyen variogramas experimentales horizontales en dirección principal y secundaria de propagación de datos (la dirección secundaria es perpendicular a la principal) y verticales que representan los tres ejes del sistema tridimensional. Estos variogramas son construidos a partir de número de lags, distancia de cada uno, ancho de banda y Ángulo de tolerancia, espesor. Todos estos parámetros conforman un cuerpo que se denomina cono de búsqueda, en el cual los datos recabados se verán desplegados en una gráfica para así construir el variograma experimental y arrojar datos como la pepita, meseta y rango de cada una de las direcciones en las que se trabaja el cono de búsqueda. Teniendo vital importancia el nugget que nos dirá que tan parecidos son los datos y el rango junto con la meseta que permitirán definir a que distancia los valores de cada par de datos perderá su correlación. Esto determinará el comportamiento de la propagación de las propiedades.

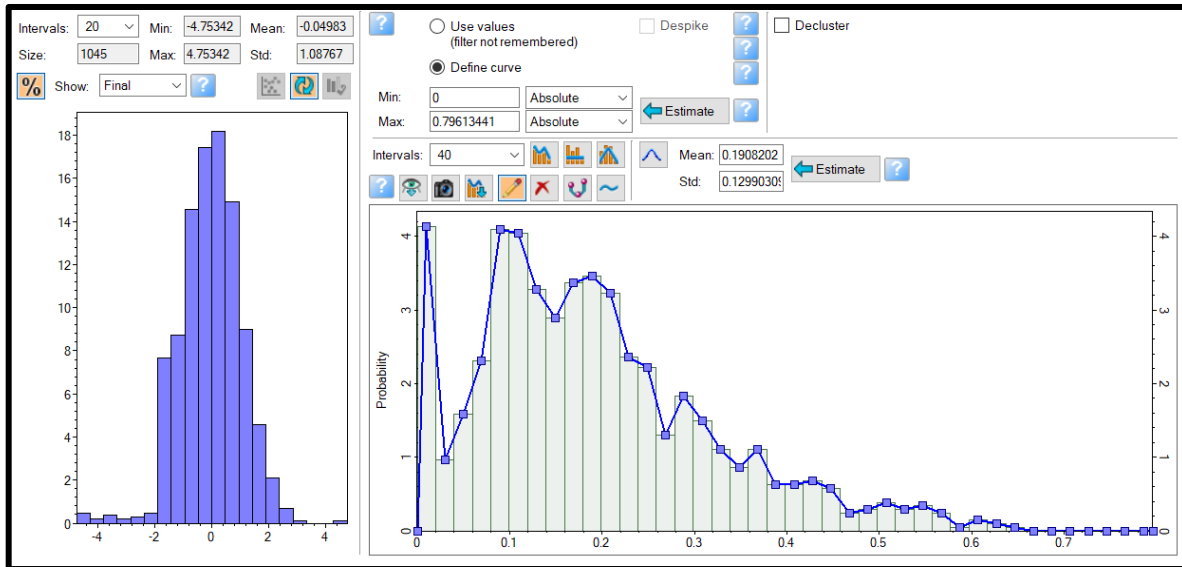


Figura 61. Análisis de datos para la propagación de datos de Vsh en la unidad 2. De lado izquierdo se puede ver el histograma de los datos de pozo escalados, formado irregularmente debido a la disparidad en la continuidad de datos. De lado derecho se puede ver la gráfica de valor de la propiedad (eje X) contra probabilidad de ocurrencia (eje Y).

El primer análisis geoestadístico que se establece fue para la propagación del volumen de arcilla (Figura 61), principalmente para la unidad 2 que corresponde a la posible formación almacén. Se puede ver que la mayor probabilidad de ocurrencia es de valores de 0.10 a 0.14, lo cual nos indica que el modelo tendrá una mayor presencia de celdas con estos valores. Claramente es visible en el histograma la forma que tiene que no está bien distribuida, algunas de las razones de esto son causa de la dificultad de representación de datos desde el escalamiento por la poca información por pozo y también de que estos están desviados lo cual hace que dichas celdas escaladas tengan valores más dispares a comparación de un pozo totalmente vertical.

En el caso del intervalo la unidad suprayacente que como indica el escalamiento de registros corresponde al sello de sistema petrolero (Heather-Hugin) y la unidad subyacente (Sleipner), también se realizaron transformaciones normales para cada propiedad para la construcción de su variograma experimental. Siempre y cuando haciendo un correcto análisis de su histograma ocurrencia de datos versus valores de datos, de la misma forma el respetar la cantidad de celdas con cada valor de dicha propiedad. Siendo así, que la unidad que corresponde a la Formación Heather cuenta con mayor cantidad de datos con valores bajos de Vsh y la unidad 3 (Formación Sleipner) que tiene datos con un valor intermedio entre la roca sello y almacén.

Ahora bien, para el caso del análisis para la propagación de datos de porosidad efectiva (Figura 62), se llevó a cabo el mismo tratamiento a cada formación, enfatizando claramente el análisis de la unidad 2 (Hugin). Esta vez, al ser aplicada la transformación normal para esta propiedad se denota un histograma mayor definido, con una forma más apegada a la “montaña” o “fantasma” que quiere decir que los datos están mejor distribuidos, que indica que PHIE este mejor escalada y por consiguiente sus valores serán mejor distribuidos, esperando que la construcción del variograma experimental sea correcta. Para este intervalo se pueden apreciar una mayor ocurrencia de valores de 0.22 aproximadamente, lo que hace evidente que los datos de registros tuvieron una mejor respuesta al escalamiento.

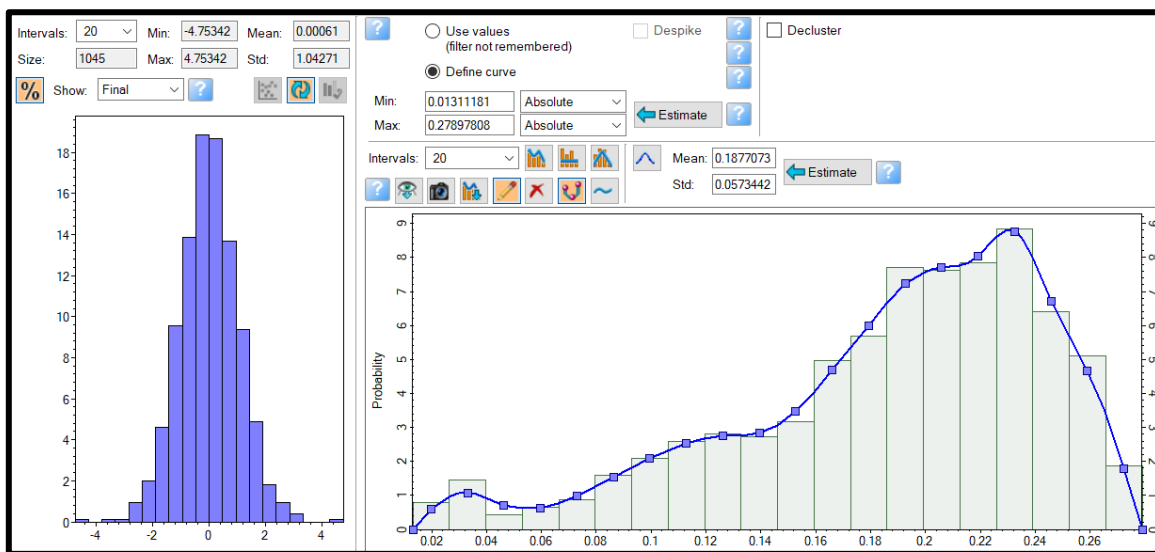


Figura 62. Se presenta el análisis de datos para la propagación de datos de la propiedad petrofísica PHIE, el histograma de lado izquierdo se ve bien formado, de lado derecho los datos de porosidad efectiva contra la posibilidad de ocurrencia en el modelo, estos son continuos y concisos.

Este proceso fue bien llevado a las unidades faltantes y con cada una de las dos propiedades restantes por analizar (saturación de agua y permeabilidad) ya que es requisito para que dichos datos tengan una buena población y distribución correcta por todo el modelo de celdas y cumplan las relaciones petrofísicas establecidas respecto a la porosidad efectiva.

Una vez analizada la ocurrencia de los datos y su configuración, lo siguiente es elaborar el variograma que ayudará a modelar la correlación de los valores a través del espacio ocupado por el modelo, evitando o mitigando de la mejor manera posible las incertidumbres y siguiendo una tendencia de varianza según cada par de dato. Asimismo, se debe tomar en cuenta la cantidad de pozos, la distancia entre ellos, la dirección que siguen y el rumbo de depósito de sedimentos.



Para el trabajo de esta tesis se trabajó con los siguientes parámetros para la construcción del variograma: el rumbo de depósito de sedimentos de SW a NE y la dirección de distribución de pozos de NW a SE, estas direcciones nos ayudaran a orientar el cono de búsqueda entre pares de datos. La distancia promedio entre los pozos que en ambas direcciones van de 400 a 600 metros, que sirve para estimar la distancia entre lags y en dirección vertical que el tamaño de lag en este caso que son de 1, 1.6 y 2m que es aproximadamente similar a la medida de celdas del modelo en cada unidad, esto para representar de mejor manera la correlación en profundidad. Finalmente haciendo el ajuste, aplicando 30 lags que abarcan el área de la distribución de los pozos, también al ajustar el ancho. Para ejemplificar el trabajo de análisis de datos, se utiliza la unidad 2 que es el principal objetivo de la tesis, aparte de tener los mejores datos disponibles.

Como se puede ver en la figura 63 para el modelado de volumen de arcilla se utilizó el modelo geoestadístico esférico el cual tiene un comportamiento lineal en la meseta ya que se ajusta de mayor medida a la correlación de los datos conforme aumenta la distancia y así llega a un punto lejano donde la varianza es máxima. Mientras que en el sentido principal se tiene la mejor disparidad de datos correlacionados en comparación con la secundaria que se muestra mayor, principalmente por la naturaleza de un ambiente de depósito de tipo estuario ya que en esta la línea de costa tiene varios cambios, siendo así que los puntos en el variograma a primera vista no forman alguna tendencia a largas distancias únicamente al principio por lo cual el modelo esférico tiene el mejor ajuste.

Para el caso de la porosidad efectiva se debe tener los mismos parámetros en el cono de búsqueda para que la variación espacial de los datos no influya en la proporcionalidad inversa que tiene dicha propiedad con el volumen de arcilla. En la siguiente figura (Figura 64) se puede ver la tendencia de los puntos muy parecida a la de Vsh, únicamente la tendencia de los puntos al final es diferente, el modelo geoestadístico utilizado es esférico, con un nugget un poco mayor para un mejor ajuste, el rango y la varianza máxima son diferentes pero esto es necesario para una construcción correcta del variograma experimental porque teniendo un comportamiento muy cerrado al llegar a la meseta y así lograr una mejor correlación entre pares de datos. El buen ajuste de estas dos propiedades permitirá que, con un primer volumen poblado ayude a una mejor correlación en el volumen dependiente para que los parámetros petrofísicos se cumplan.

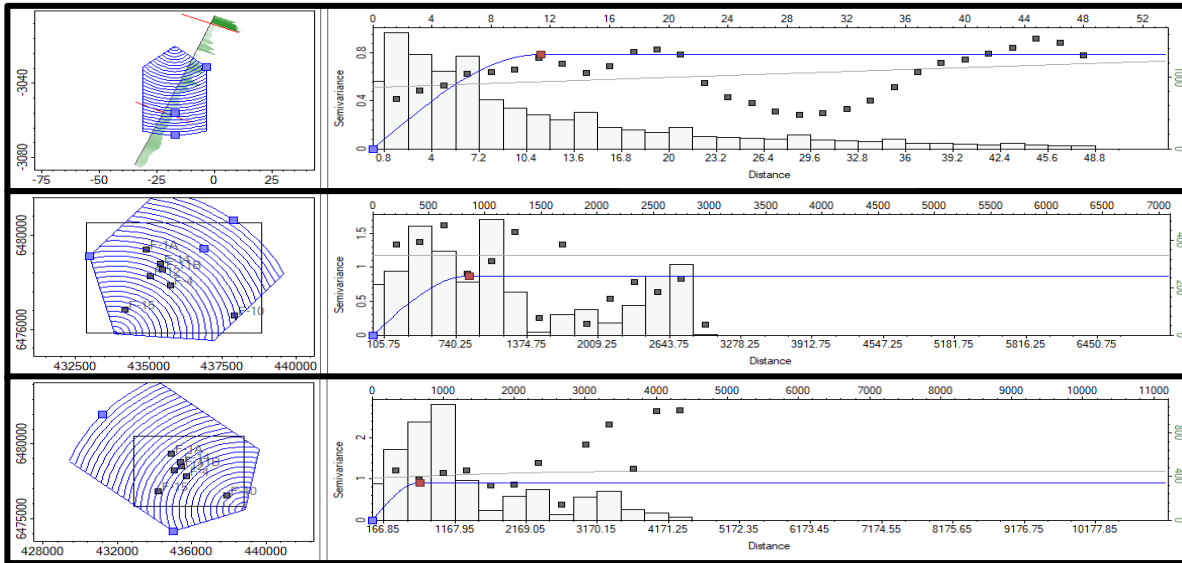


Figura 63. Construcción del variograma experimental de V_{sh} , de arriba hacia abajo primero se ve, variograma vertical, después el variograma en el sentido de mayor dirección y al final en dirección secundaria, totalmente perpendicular a la dirección principal.

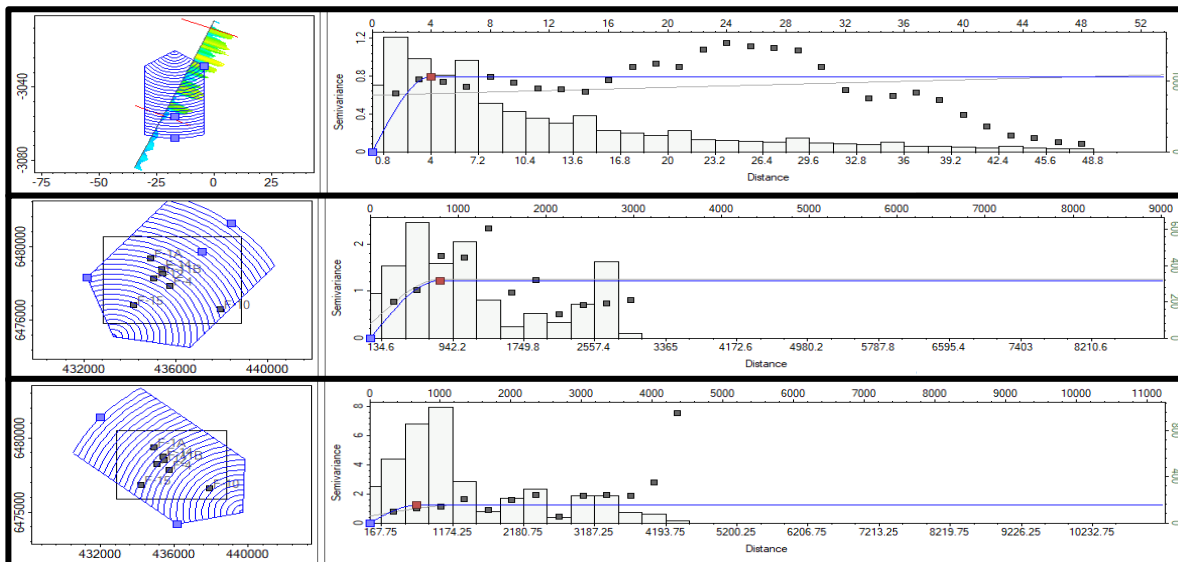


Figura 64. Se muestra como fueron construidos los variogramas experimentales de la porosidad efectiva, primero en sentido vertical, segundo en dirección principal que corresponde a la tendencia de depósito y al final a noventa grados, dirección secundaria de propagación.

Para el caso particular de la saturación de agua (Figura 65) y el índice de permeabilidad (Figura 66), en las siguientes imágenes se puede ver el análisis de datos previo para la generación del variograma experimental, estas propiedades por su naturaleza necesitan el previo modelado de la porosidad, S_w una correlación negativa y Permeabilidad una correlación positiva. En estas, las direcciones principales vertical y principal horizontal son las que tienen mucho mayor peso en la propagación de información de modelo, y son estas las que se muestran.

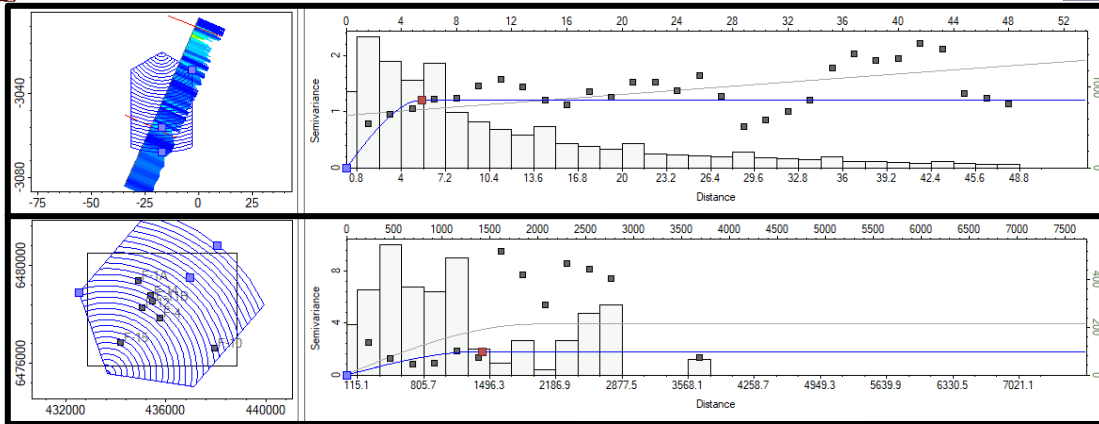


Figura 65. Esta imagen muestra cómo fueron construidos los variogramas de S_w . Previamente se hizo el análisis de datos con buenos resultados para una construcción confiable. En primer lugar, es en dirección vertical y después en dirección principal.

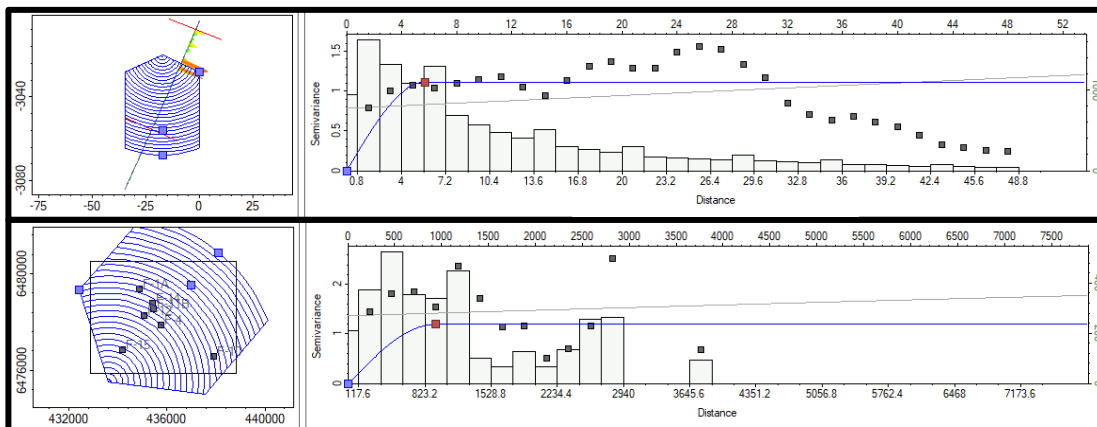


Figura 66. Construcción de los variogramas experimentales vertical y horizontal, después de haber elaborado el análisis de datos respectivo para el índice de permeabilidad.

MODELADO DE PROPIEDADES PETROFÍSICAS

Ya que el modelo geostatístico ha sido estimado y se han analizado los datos, estos pasan a ser poblados. Para esto se utiliza el algoritmo de estimación de valores en zonas no muestreadas llamado Kriging que en conjunto con un modelo de simulación secuencial gaussiano ayudan a mejorar la certeza de datos dispersos en comparación de alguna interpolación que necesita un mayor número de pozos e información sísmica más densa. Dando como resultado la distribución de las propiedades petrofísicas en toda la malla estructural, donde cada una de las celdas tiene un valor asignado y que sienta las bases para el Cálculo de la Volumen de Hidrocarburos del yacimiento.

Modelado Volumen De Arcilla

La primera propiedad petrofísica poblada fue el volumen de arcilla, la cual ayuda a identificar y comparar que zonas tienen un alto y bajo contenido de arcilla y poder analizar cómo se comporta el modelo, si corresponde a la roca sello las celdas de esta unidad arrojarán una alta cuantificación de este mineral. Y, al contrario, si la unidad tiene menor cantidad de este mineral, las celdas reflejarán las llamadas “zonas limpias” donde la cantidad de Vsh es mínima y propician a una destacada acumulación de hidrocarburos y por esto la unidad se vería con un gran potencial de roca almacén del sistema petrolero.

En las figuras a continuación se puede ver la propagación final hecha de dicha propiedad para cada unidad, teniendo como premisa la idea de cómo se comportará cada intervalo por causa de la conducta mostrada en los registros geofísicos evaluados y escalamiento. Siendo que para la unidad 1 (Figura 67). Se puede ver que gracias a la escala de colores que va del blanco que representa nula cantidad de arcilla en color a un verde oscuro que es una roca con alto índice o totalmente hecho de arcilla. Se puede notar que la distribución de Vsh es dispersa, principalmente en zonas bajas y planas, pero siempre teniendo valores como mínimo de 30% exceptuando una parte al norte que tiene valores cercanos al 20%.

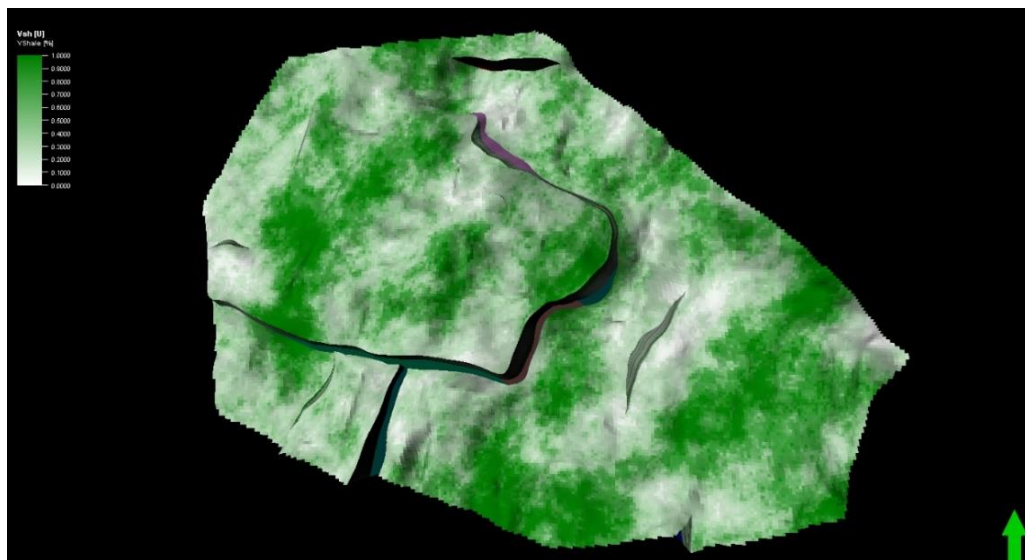


Figura 67. Modelo petrofísico final de Volumen de Arcilla de la unidad 1.

Para la unidad 2 (Figura 68) que es la representación de la Formación Hugin se muestra una porción mucho menor del mineral de arcilla y así cumple una de las características principales para ser la roca almacén del yacimiento y tener potencial de almacenamiento de hidrocarburos. Se pueden ver zonas con porción menor al 25% al

centro y sureste del modelo, mientras que al noroeste y sur se pueden ver zonas verdes que en promedio tienen más del 35% de arcilla. En la parte del alto estructural y en los alrededores del pozo F-10 se denota las zonas más limpias, llegando a tener un máximo de 10% de arcilla.

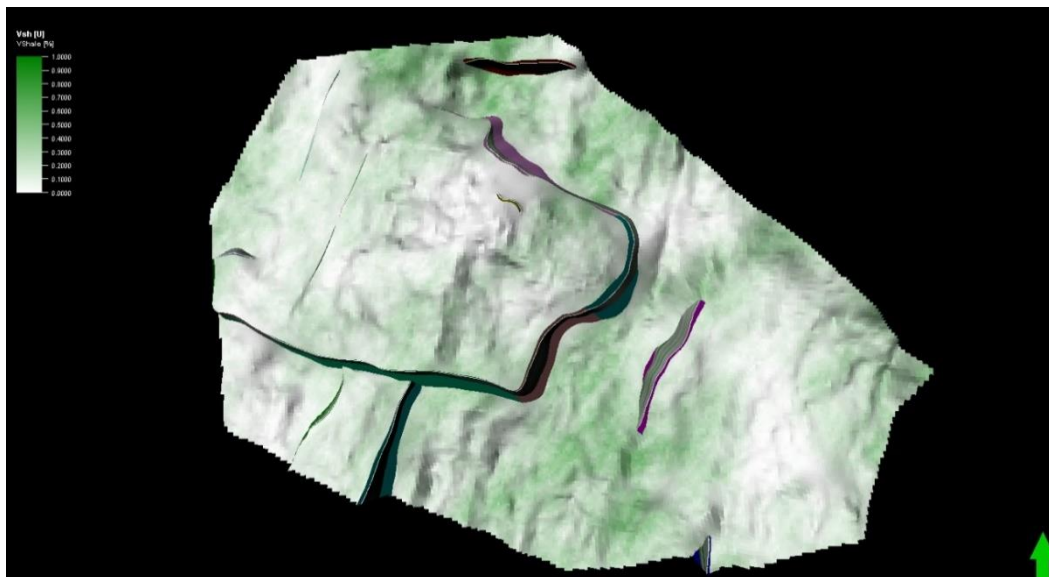


Figura 68. Modelo petrofísico final de Volumen de Arcilla de la unidad 2.

Finalmente, para el modelado de la última unidad (Figura 69), F. Sleipner, no requirió análisis de datos exhaustivo ya que no se contaban con la información suficiente para obtener el mejor resultado. En esta población se ve que hay pocas zonas con un porcentaje bajo de arcilla, únicamente en la parte central de la unidad, donde de igual manera que en la unidad 2 no sobrepasa el 10%.

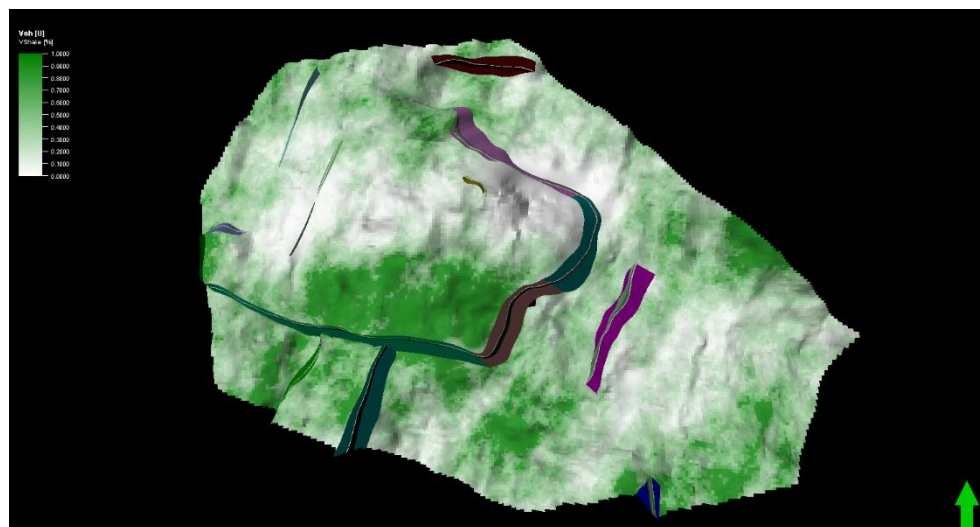


Figura 69. Modelo petrofísico final de Volumen de Arcilla de la unidad 3.

Por otra parte, se muestra una sección del modelo (Figura 70), para ver cómo ha sido respetado donde el espesor interpretado y la información proveniente de la evaluación petrofísica es bien distribuida por la estructura siempre y cuando respetando los parámetros impuestos en el modelo geoestadístico.

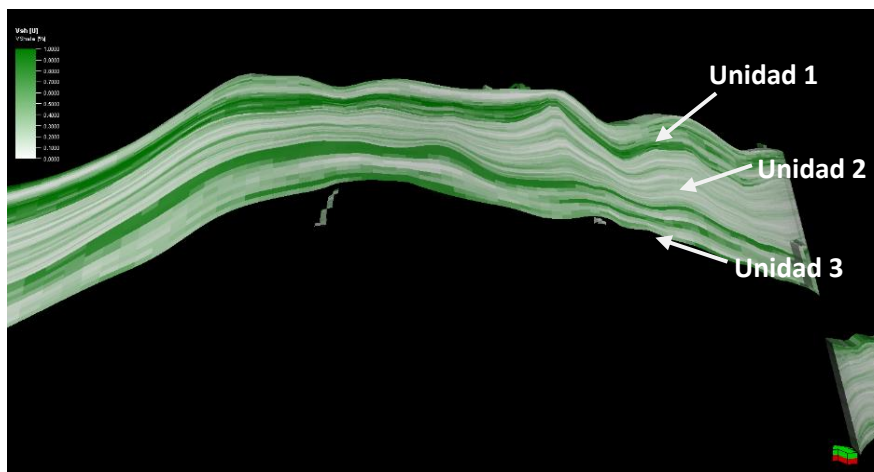


Figura 70. Sección transversal del Modelo final de Vsh para ver continuidad de la población de datos.

Modelado de porosidad efectiva

La siguiente propiedad petrofísica poblada fue la porosidad efectiva, que fue simulada con ayuda del modelo de volumen de arcilla antes creado apoyada en el algoritmo de co-kriging, esto porque teóricamente debe haber una alta relación de manera inversa, esto quiere decir que es una variable dependiente una, porque, como se podrá ver en las figuras a continuación, en las regiones donde haya un índice mayor de porosidad efectiva serán zonas con menor presencia de arcilla y cuando se tenga un mayor índice de arcillosidad por consiguiente habrá menor porosidad, esto sucede ya que el mineral se distribuye en los granos de la roca afectando la porosidad total.

Entonces, para la unidad 1 *a priori* se puede ver zonas con una porosidad efectiva deplorable, ya que tiene la mayor porción de arcilla por unidad de todo el yacimiento, lo cual ratifica que esta formación funge de sello para el reservorio. Por lo tanto, en la figura 71 se puede ver las zonas con muy baja porosidad y comparando la figura del modelo final de Vsh, se puede ver que estos modelos son muy parecidos y las propiedades pobladas son casi igualmente distribuidas, al contrario, mientras las zonas con porosidad relativamente alta (20%) están particularmente ligadas a fallas, ya que se encuentran alrededor de estas y el color turquesa que corresponde del 5% al 7.5%, está distribuida junto con los valores más bajos.

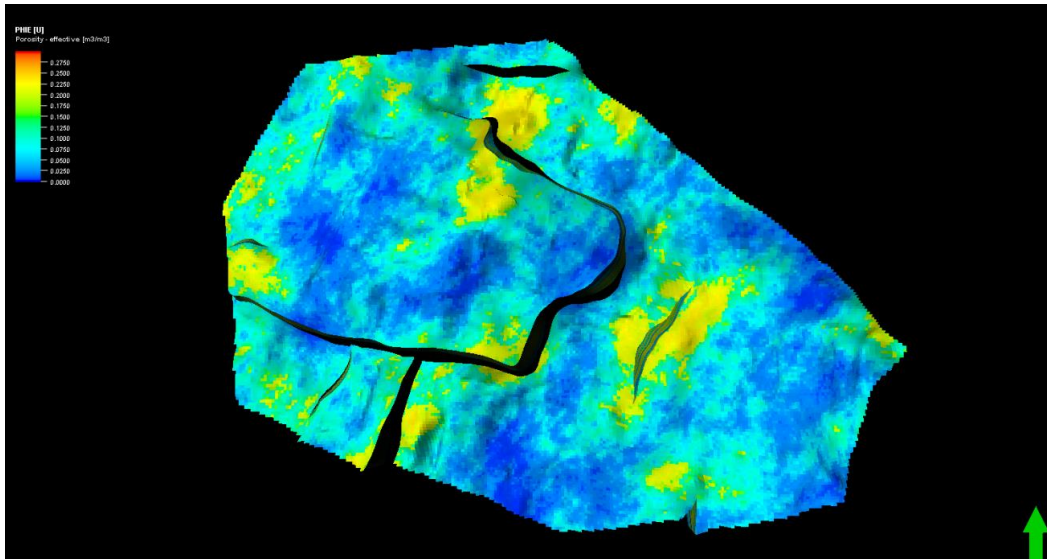


Figura 71. Modelo petrofísico final de Porosidad Efectiva de la unidad 1.

Para la unidad 2 (Figura 72), que de ante mano se sabe tiene un alto índice de porosidad efectiva lo cual representa que dicha unidad se estima como el almacén del yacimiento. Por tanto, se puede apreciar que en zonas como la del alto estructural, suroeste y sureste se tienen porosidades muy buenas, superiores a 20%. Y también cabe recalcar que en regiones específicas de baja porosidad que se denotaban en la unidad 1 también se denotan en esta unidad, pero con un menor tamaño y promediando una porosidad algo mayor pero que apenas llegan a sobrepasar el 10%, principalmente se puede ver en la zona de cuenca que se encuentra lo más al sur.

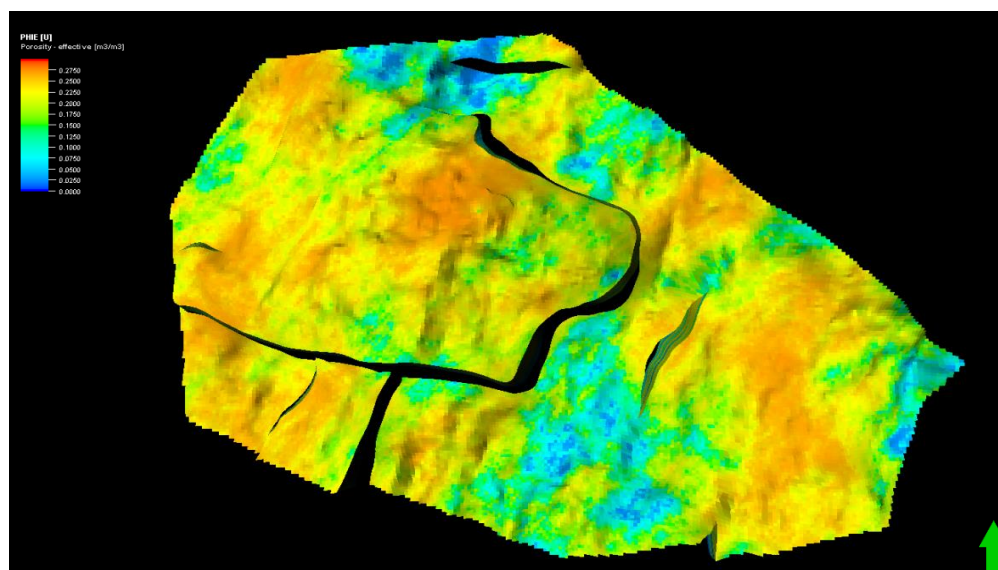


Figura 72. Modelo petrofísico final de Porosidad Efectiva de la unidad 2.

La explicación que se le puede atribuir a este comportamiento por parte de las primeras unidades es que son arenas arcillosas, por eso presentan este tipo de porosidades bajas en algunas partes y repentina porosidades mucho más altas, guardando proporciones, y que a su vez poral co-kriging dado por el volumen de Vsh estas zonas están delimitadas gracias a las variaciones existentes por el alto índice de arcillosidad.

Por último, como se ha visto para las dos primeras unidades, el comportamiento de la porosidad efectiva es contrario al volumen de arcilla, y de que para el modelado de Vsh para la unidad 3 (Figura 73), al igual que con los otros registros, la información es pobre y se genera una mayor incertidumbre en esta parte, pero la relevancia es menor contra las otras dos unidades, ya que esta es por donde el hidrocarburo pudo haber migrado.

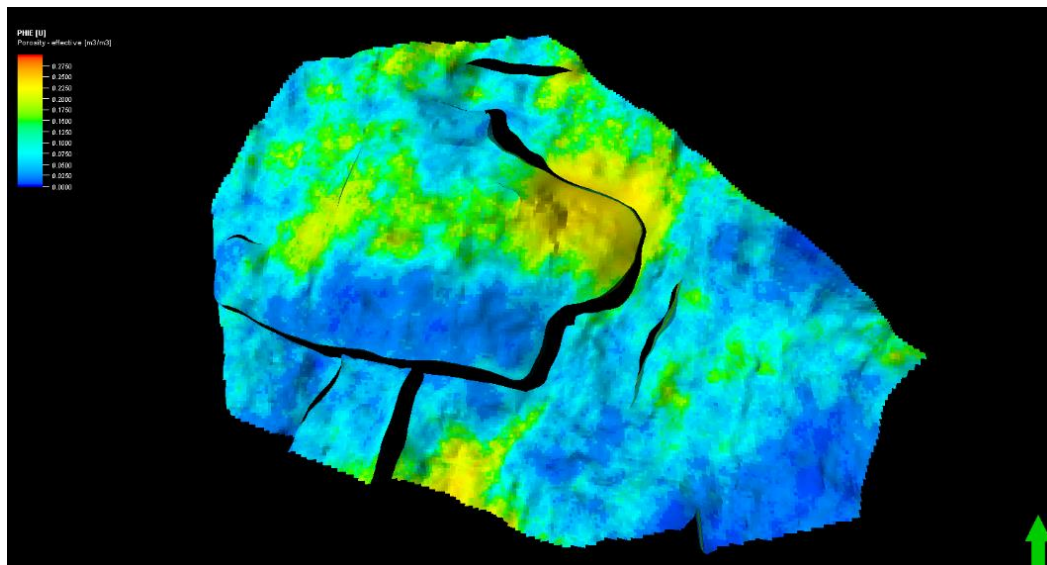


Figura 73. Modelo petrofísico final de Porosidad Efectiva de la unidad 3.

De esta manera se presenta la sección transversal (Figura 74) del modelo de porosidad efectiva, donde se muestra que la Formación Hugin es la que tiene una mayor porosidad efectiva, mientras la unidad 1 tiene la menor porción lo cual indica junto al volumen de arcilla como y se rectifica una vez más que es el sello del yacimiento. Y la unidad 3 tiene una PHIE menor que la unidad 2 por lo cual puede ser inferida como zona de migración de aceite.

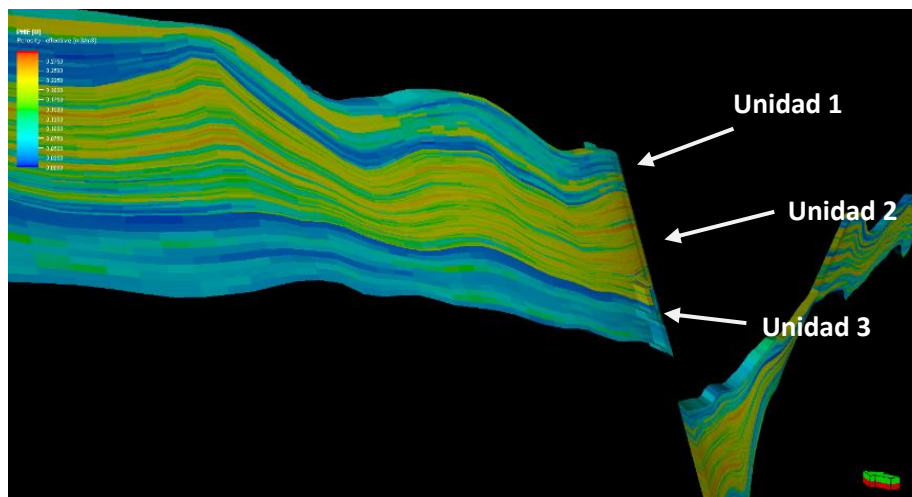


Figura 74. Sección transversal del Modelo final de PHIE para ver continuidad de la población de datos.

Modelado de saturación de agua

La saturación de agua es una propiedad petrofísica donde su modelo sirve de indicativo de presencia de hidrocarburos, ya que, por teoría de la ecuación de Saturación de fluidos en la roca, puede haber presencia de hidrocarburos se explica en zonas donde hay poca saturación de agua. Y, ésta propiedad también guarda una relación inversa con la porosidad efectiva y es posible notarla en este modelo, la relación indica que, en zonas con alta porosidad efectiva, habrá menor saturación de agua y viceversa.

El índice de saturación de agua para la primera unidad (Figura 75) es muy alto, porque si se compara con la escala de colores, es perceptible que está totalmente azul, esto dice que el modelo de la deducida roca sello del yacimiento tiene en su mayoría valores mayores al 90%, y de manera contraria es visible que en zonas de intersección de planas de fallas este índice de saturación es menor con un valor aproximado al 35% por que hay manchones amarillos y verdes. Siendo así, principalmente la falla solitaria al centro del modelo es la que contiene celdas con los valores bajas de saturación de este fluido.

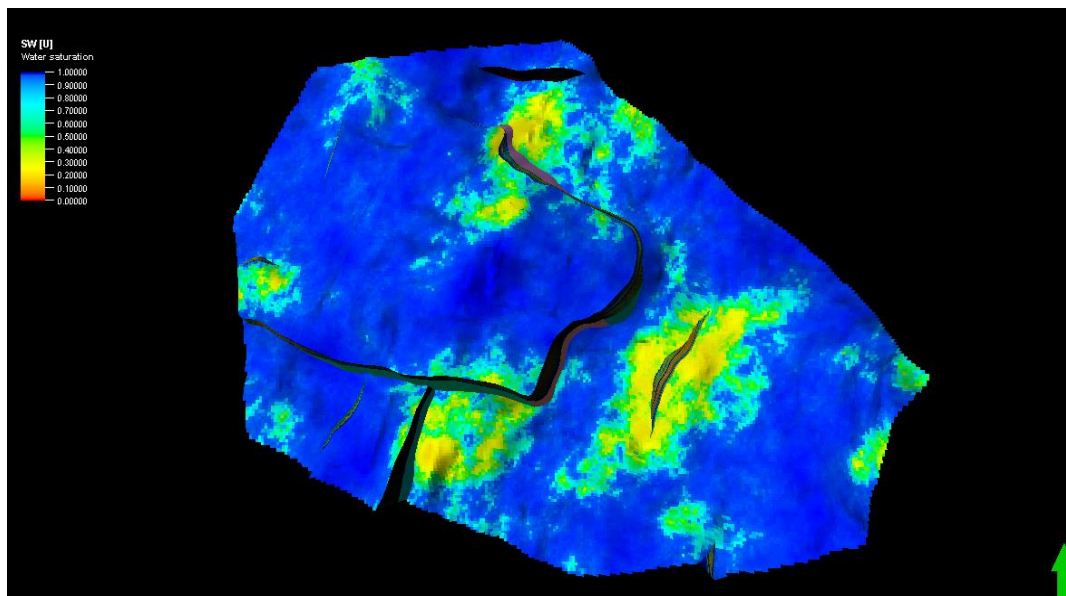


Figura 75. Modelo petrofísico final de Saturación de Agua de la unidad 1.

El modelado de la Formación Hugin (Figura 76) tuvo un resultado muy distinto al de la primera unidad, y esto era lo que se esperaba, la que se estudia como roca almacén tiene un menor índice de saturación, porque se pueden observar zonas naranjas y rojas, cuyo valor de celda es menor al 10%. Se encuentran principalmente en el alto estructural, al noroeste y parte del este. Mientras que al sur se pueden ver zonas con un alto índice saturación.

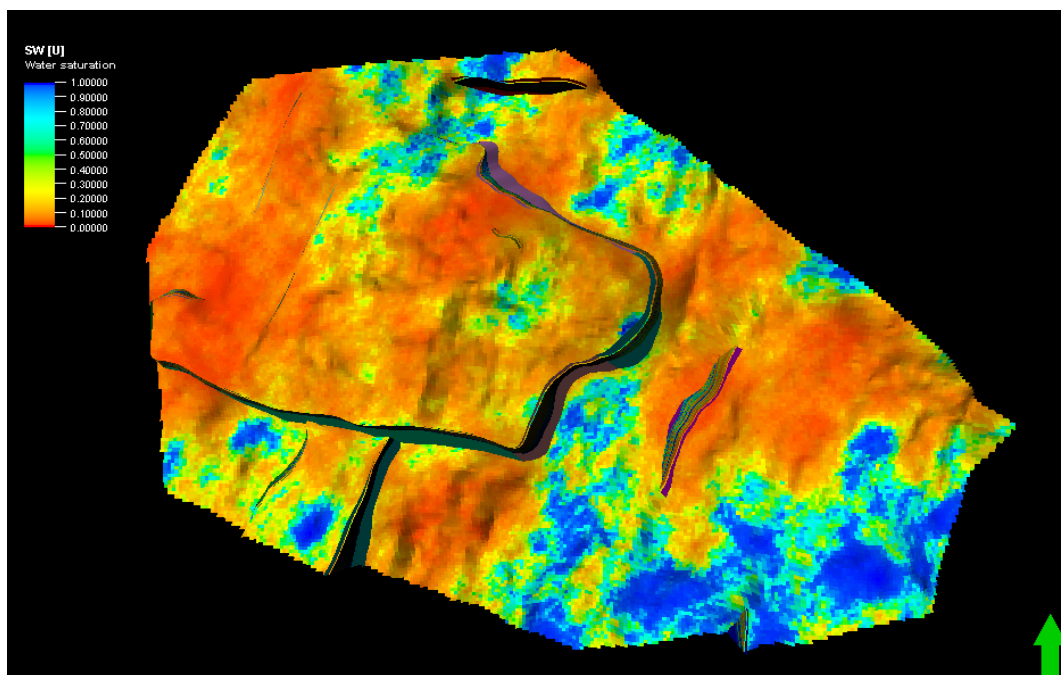


Figura 76. Modelo petrofísico final de Saturación de Agua de la unidad 2.

Para la última unidad (Figura 77), se nota que el potencial de existencia de hidrocarburos decae drásticamente, únicamente se ven al norte zonas con alrededor del cuarenta por ciento, lo cual genera mucha incertidumbre de almacenamiento del recurso explotable, aunado de la poca información con la que se cuenta, se vuelve aún más incierta esta posibilidad. Es así que esta unidad tiene un menor potencial para el almacenamiento de aceite y/o gas.

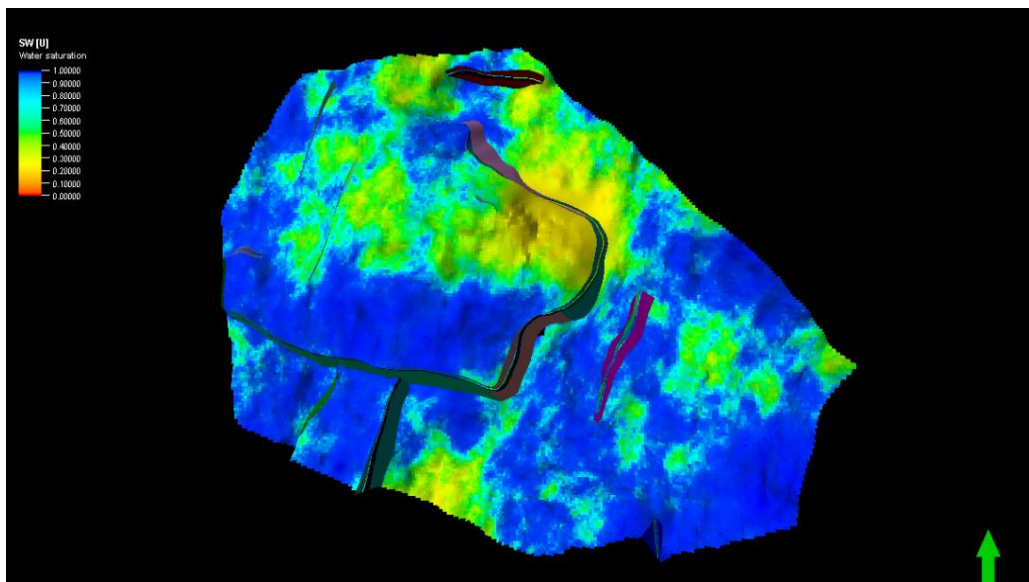


Figura 77. Modelo petrofísico final de Saturación de Agua de la unidad 3.

En la figura 78 se puede ver una buena distribución de la propiedad, siendo continua y concisa. Y de manera muy clara se nota la diferencia de Sw entre unidades. Pero, es posible contar con zonas de producción ya que es posible encontrar zonas saturadas y no saturadas a diferentes profundidades dentro de la unidad con menor saturación.

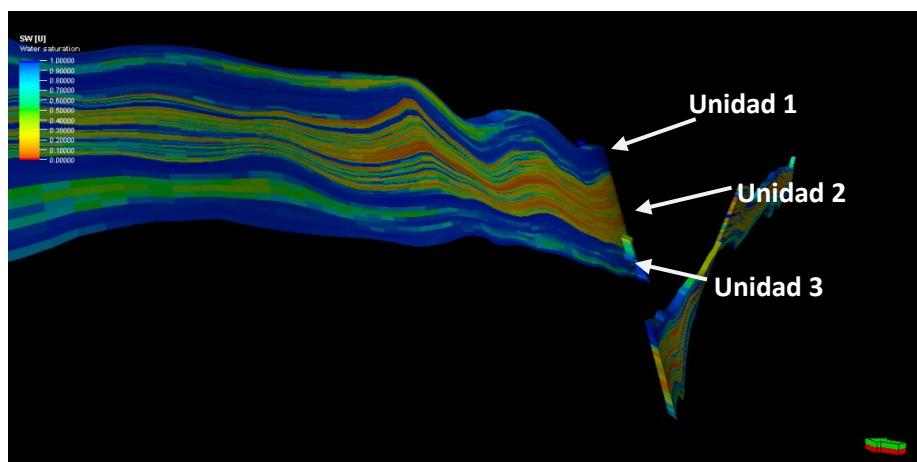


Figura 78. Sección transversal del Modelo final de Sw para ver continuidad de la población de datos.

Modelado del índice de permeabilidad

La última propiedad poblada es la permeabilidad, ya que nos ayuda a demostrar las unidades y zonas con mayor factibilidad de transmisión de fluidos, es por lo que está íntimamente relacionada con la porosidad efectiva, así que, en el proceso de modelación, PHIE cumple la función de una segunda variable para la propagación de la propiedad.

Para la unidad 1 (Figura 79), en la zona del alto estructural se encuentran los menores valores de permeabilidad, se pueden ver como azul rey en la escala de colores, en promedio se tienen valores entre 1 y 10 mD, teniendo una escasa posibilidad de flujo de fluidos. Alrededor de la zona principal de fallas se ven zonas con valores entre 10 y 50 mD. Esto nos indica que es una roca impermeable.

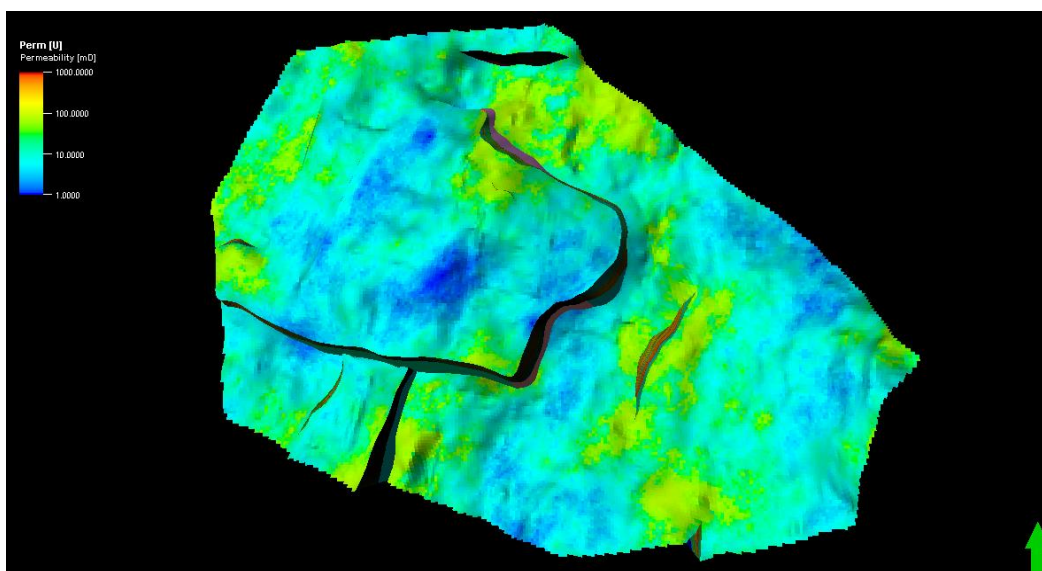


Figura 79. Modelo petrofísico final del Índice de Permeabilidad de la unidad 1.

La segunda unidad que ha dado resultados es la roca almacén (Figura 80), lo primero que salta a la vista es el cambio en los colores, principalmente amarillos y rojos, que en conjunto con el análisis al modelo de las otras propiedades esta es la roca almacenadora y que tiene zonas muy buenas de producción. En sí toda la unidad tiene buena permeabilidad, con valores que van desde 500 a 850 y en zonas muy específicas alcanzan los 900 mD. Como ha sido una constante el alto estructural cuenta con zonas excelentes en términos de flujo, al igual que al noroeste y partes del sureste, se logran ver zonas en los límites del modelo, pero la información puede tener mayor incertidumbre.

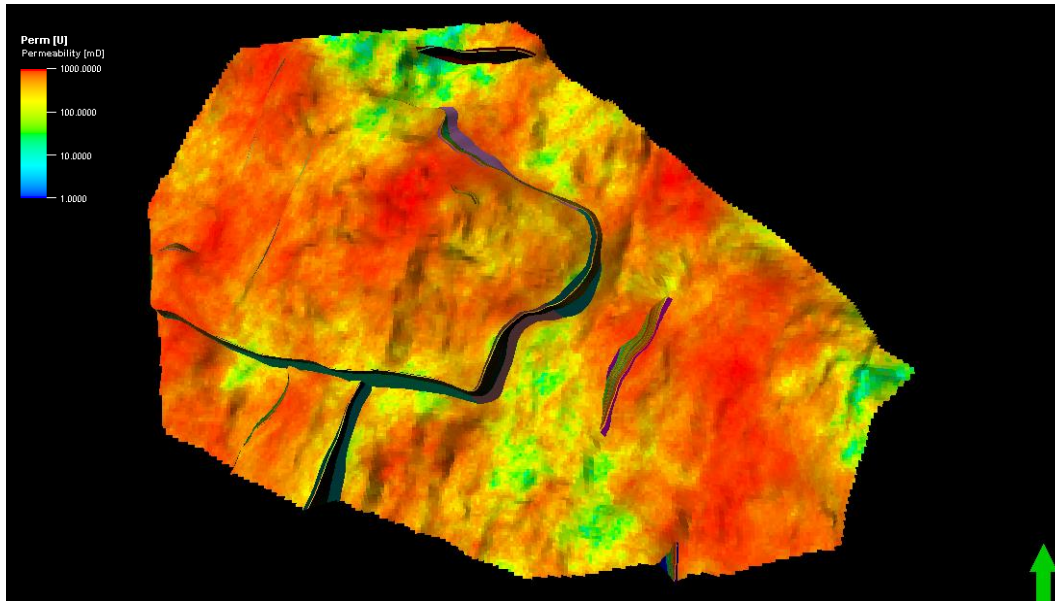


Figura 80. Modelo petrofísico final del Índice de Permeabilidad de la unidad 2.

Finalmente, el modelo de la última unidad se puede ver con zonas muy concentradas, como se puede ver en la figura 81 en la zona donde se encuentra el bloque rodeado por tres fallas que es parte del alto estructural, tiene en promedio celdas con valores de 600 mD y a su alrededor la permeabilidad va decayendo, hasta llegar a zonas específicas con valores muy bajos del índice de permeabilidad. Esto es por la poca información sobre esta unidad.

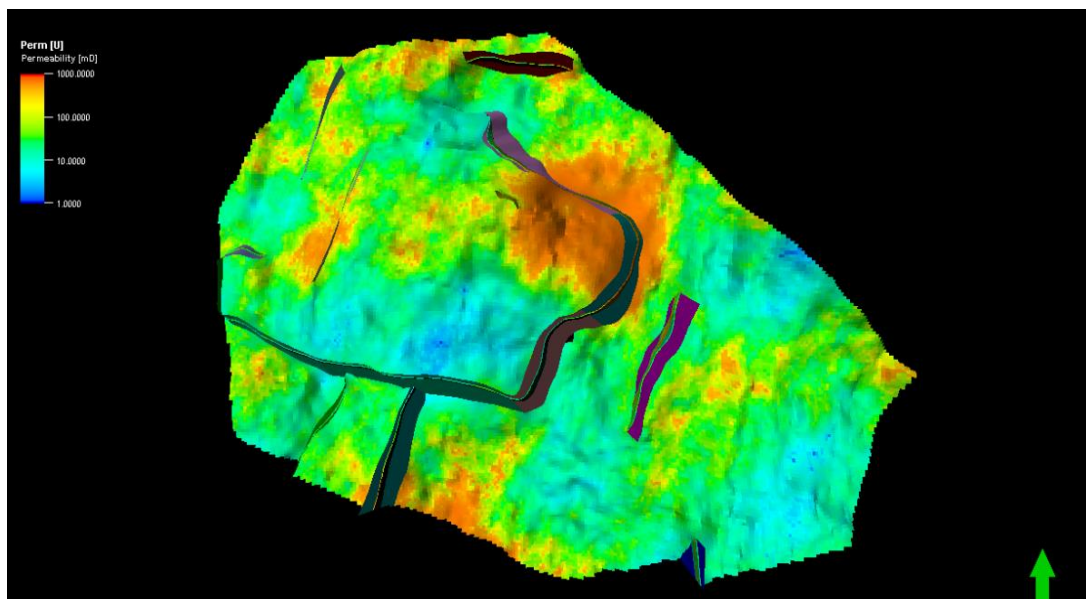


Figura 81. Modelo petrofísico final del Índice de Permeabilidad de la unidad 3.

Una vez más, rectificando la buena distribución de manera vertical, ya que se denota una población suavizada y continua pero siempre respetando la información que se otorgó como datos de entrada, y es redúndate decir que la segunda unidad tiene mejor permeabilidad, porque es muy visible en la imagen siguiente (Figura 82).

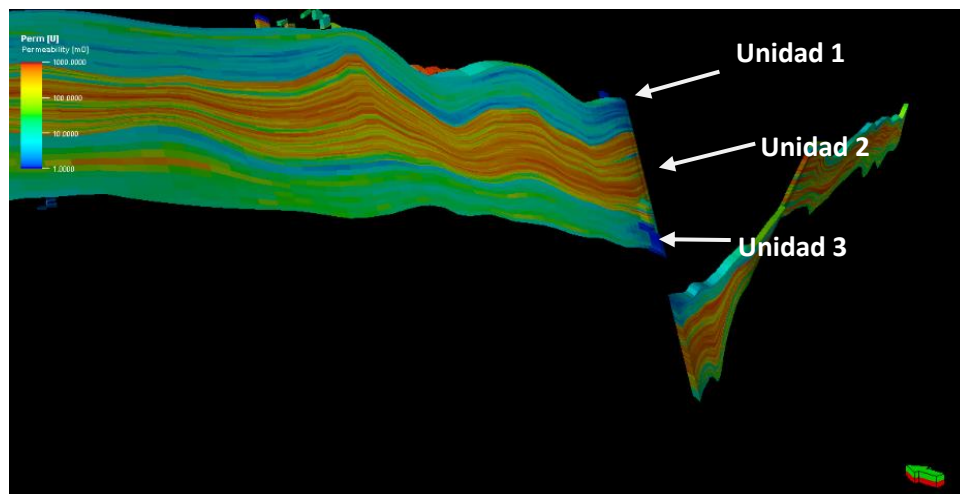


Figura 82. Sección transversal del Modelo final del Índice de Permeabilidad para ver continuidad de la población de datos.

Modelado de la relación neto bruto

El modelo de la relación Neto/Bruto permite determinar las zonas adecuadas, según las propiedades petrofísicas, un buen yacimiento, ya que debe contar un valor bajo de V_{sh} y alto de porosidad efectiva. Para esto se deben determinar valores de corte, en ocasiones pensar en simular diferentes escenarios es bueno, ya que se llega a deducir que propiedad tiene una mayor ponderación al momento de calcular la relación N/G y de esta manera obtener los mejores resultados.

Para el cálculo de esta relación se usó, la herramienta de calculadora de propiedades del Software, donde se introdujo la siguiente fórmula:

$$NTG = If (V_{sh} < "Valor de corte V_{sh}" \text{ And } PHIE > "Valor de corte PHIE" . 1 . 0)$$

Y se determinó implementar tres escenarios distintos, uno muy estricto y otros dos no tanto, los valores usados para cada uno se pueden ver en la siguiente tabla:

Escenario	Valores de corte	
	Vsh	PHIE
Escenario 1	20%	4%
Escenario 2	30%	4%
Escenario 3	30%	6%

Tabla 8. Se muestran los valores de corte para el volumen arcilla Vsh y la porosidad efectiva utilizados para simular cada escenario propuesto para la relación neto bruto.

Para la primera simulación el yacimiento, la roca potencial de almacenamiento de hidrocarburos en función a la tabla 8 debía contar con un máximo al 20 por ciento de minerales y con porosidades efectivas mayores al 4%. De este modelo el color azul corresponde a celdas que no son almacenadoras de aceite o gas mientras que las de color rojo a si lo son. De esta manera la unidad 1 funciona como un excelente sello, ya que había muy pocas celdas que contaban con estas condiciones, solo se pueden ver pequeños manchones rojos cerca de algunas fallas y en los extremos del modelo por lo cual no hay relación entre ellos (Figura 83).

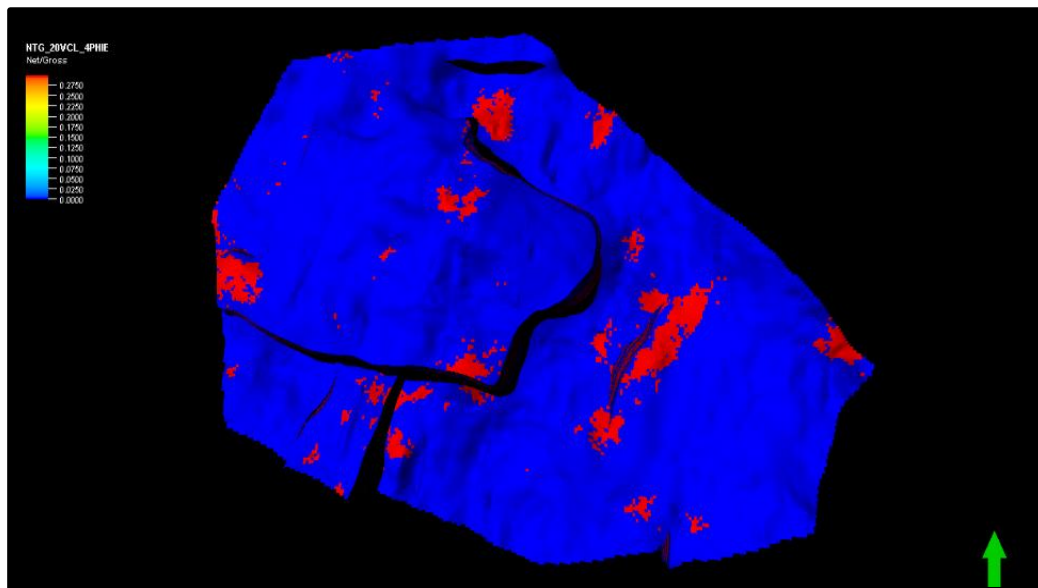


Figura 83. Escenario 1 de la relación neto bruto, se muestra la unidad 1.

Para la unidad 2 (Figura 84), se contaba con un alto potencial de roca almacenadora, es donde se presenta la mayor parte de las celdas en esta unidad de color rojo que cumplen los valores de corte, solo con pequeñas zonas de color azul, pero el volumen de roca no es el esperado, ya que se disminuye mucho el potencial.

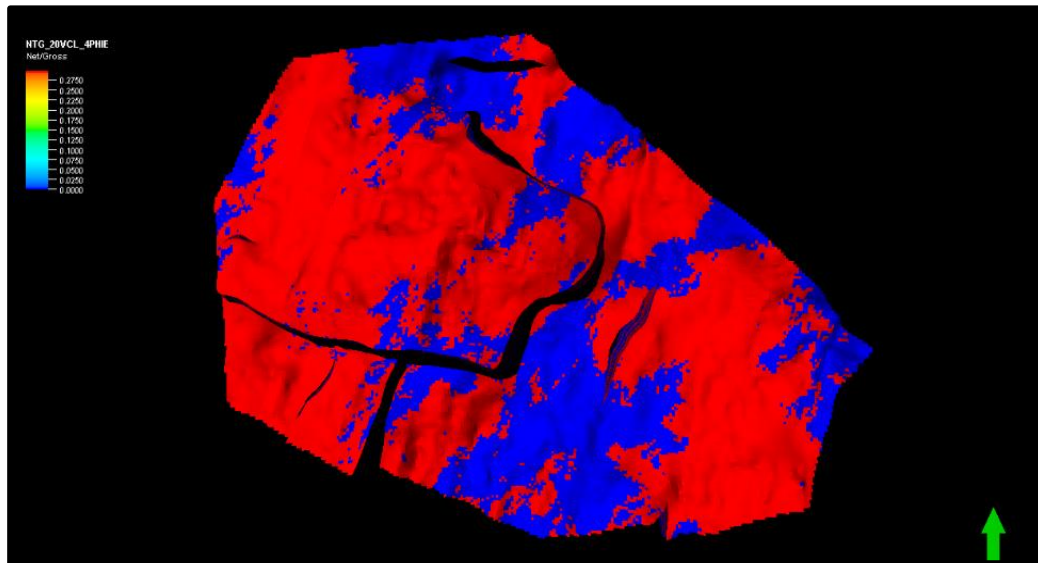


Figura 84. Escenario 1 de la relación neto bruto, se muestra la unidad 2.

Los resultados de la unidad 3 (Figura 85), tenía una mucho menor porción de roca que cumpliera con las condiciones. Aunque la zona que si cumpliera los requisitos establecidos esta justo en el alto estructural, pero claramente dicha unidad no cumple con el minimo imaginado de potencial de roca almacen.

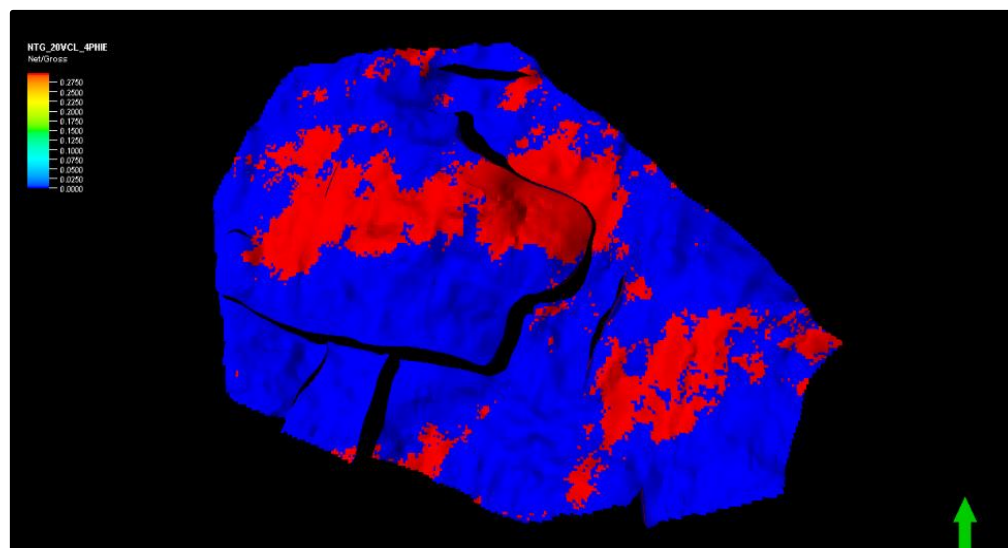


Figura 85. Escenario 1 de la relación neto bruto, se muestra la unidad 3.

Verticalmente se puede ver que el volumen de roca llega a ser algo pobre en el alto estructural y no es muy consistente, además de ser una capa muy delgada pero se llega a determinar la diferencia en las propiedades petrofísicas de la relación neto-bruto. Se pueden ver los resultados por unidad en la figura 86.

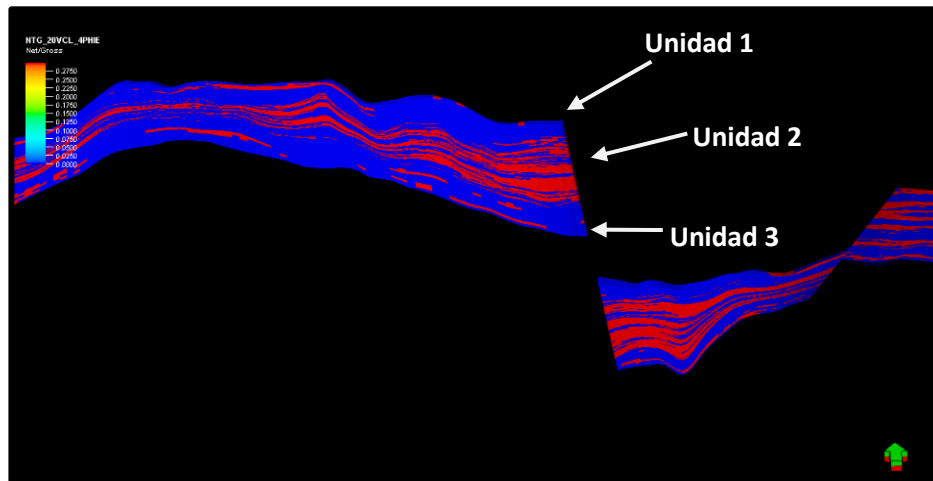


Figura 86. Sección transversal para analizar la continuidad de propagación del Caso 1.

El segundo escenario, donde el valor de corte para el Vsh es más “benévolo”, aumenta a un 30% y PHIE se mantiene igual. Aumentando en gran medida el volumen de roca almacén. Dentro de la unidad 1 (Figura 87) hay posibilidad deplorable de contener hidrocarburos, aunque existe aumento en el volumen de roca que cumple con la condición.

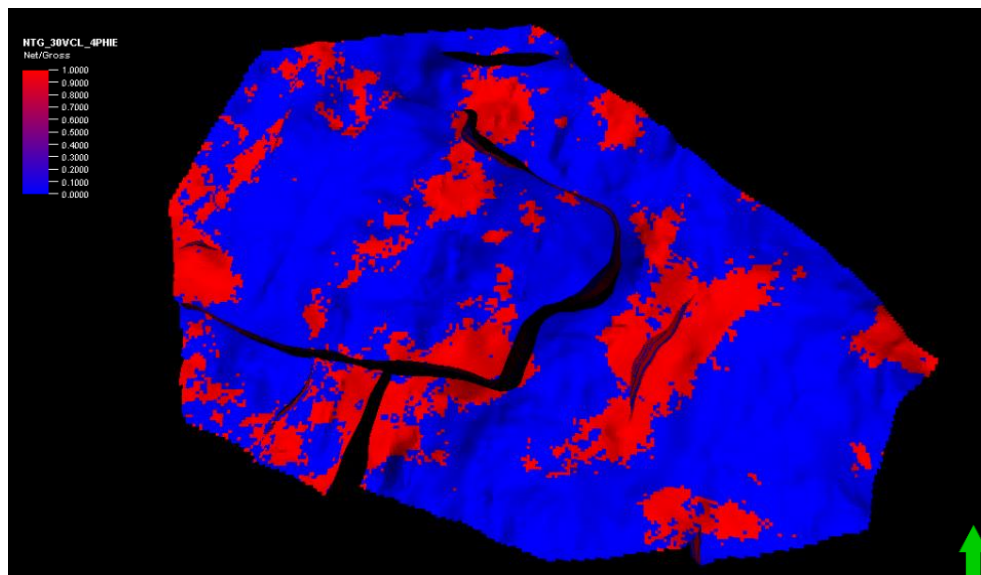


Figura 87. Escenario 2 de la relación neto bruto, se muestra la unidad 1.

Para la unidad 2 (Figura 88), el volumen de roca almacenadora especialmente al sur, al norte, lo cual es muy bueno porque esta unidad por análisis de los modelos de cada propiedad petrofísica indicaba que esta era la mejor roca para contener hidrocarburos.

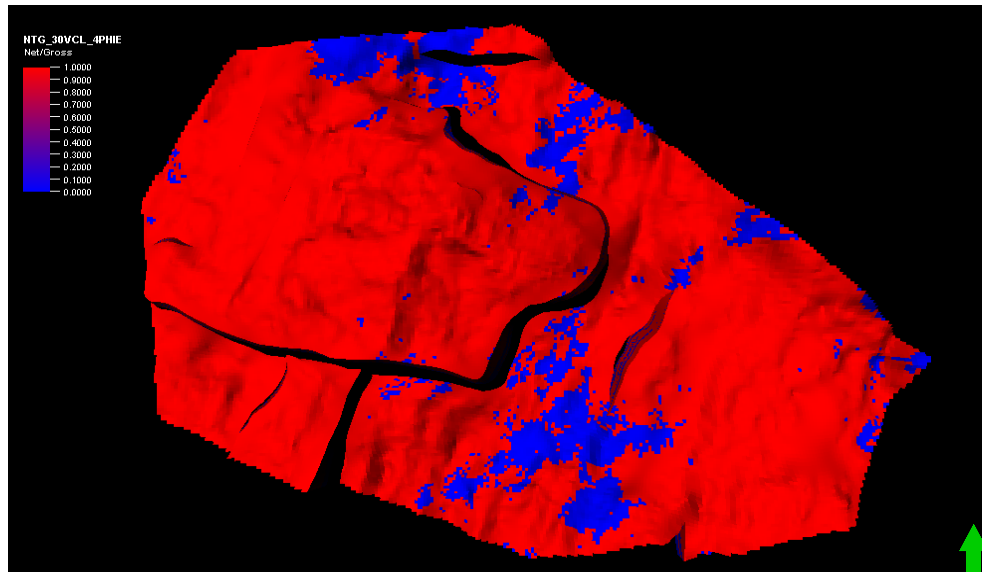


Figura 88. Escenario 2 de la relación neto bruto, se muestra la unidad 2.

Finalmente, la última unidad aumento en muy poco el volumen de roca necesaria para la acumulación de aceite, siendo principalmente la zona del alto estructural la que aumento (Figura 89), pero este volumen puede no ser tomado en cuenta una vez que se corra la volumetría con el contacto agua-aceite establecido.

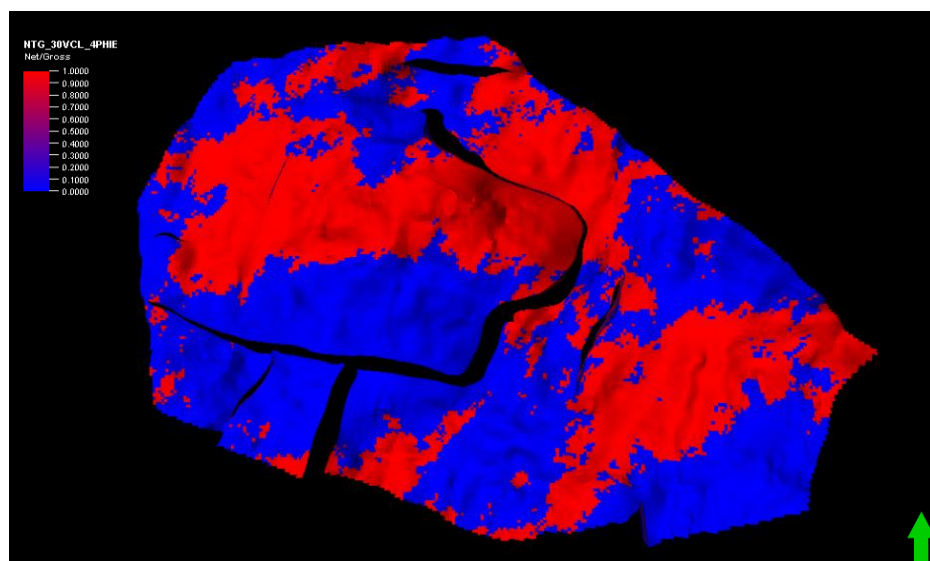


Figura 89. Escenario 2 de la relación neto bruto, se muestra la unidad 3.

En la sección vertical se puede ver como se aumentaron en consideración las zonas de roca almacenadora, y pudiendo divisar zonas de producción, además de como la continuidad de las celdas con valores que cumplen la condición es mayor y son más consistentes (Figura 90).

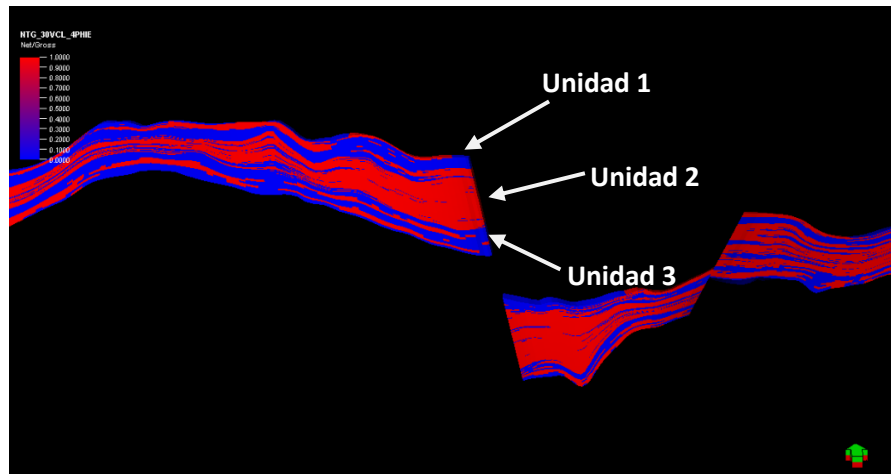


Figura 90. Sección transversal para analizar la continuidad de propagación del Caso 2.

En el último de los escenarios propuestos, el valor de corte para Vsh se mantiene en el 30% pero PHIE aumento a 6%. En general, el modelo tiene una gran variación con respecto al escenario 2, es decir, en zonas muy pequeñas y específicas el modelo del escenario 3 pierde algunas celdas que cumplan las condiciones, lo que hace que la continuidad se vea afectada. En la primera unidad (Figura 91) la diferencia es mínima y no representa algún cambio significativo en los volúmenes de roca para el cálculo de reservas

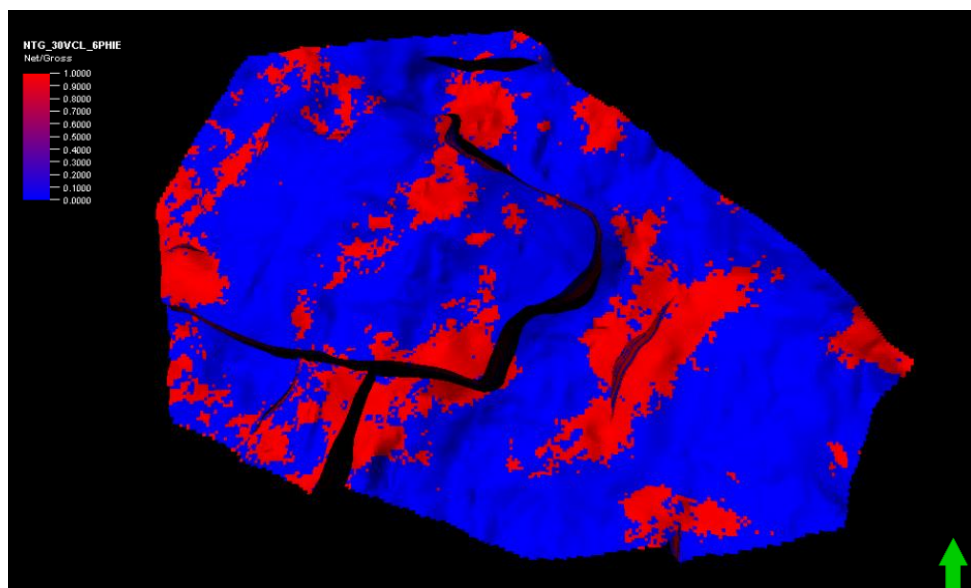


Figura 91. Escenario 3 de la relación neto bruto, se muestra la unidad 1.

Para la unidad 2 (Figura 92), ocurre lo mismo, pero en esta ocasión, no hay zonas donde se pueda ver este cambio, en ninguna zona, por lo menos observando el modelo de la unidad desde una vista cenital, pero posiblemente a profundidades determinados este cambio si sea notorio, pero no genera cambios importantes en la volumetría. La razón por la que no se nota un cambio importante, es que en esta unidad se encuentran muy buenas porosidades efectivas, mayores al 6%, y son contadas las celdas con valores menores a este porcentaje. Por lo tanto, la relación neto bruto en esta unidad como en la primera no es afectada por el cambio en los valores de corte implementados.

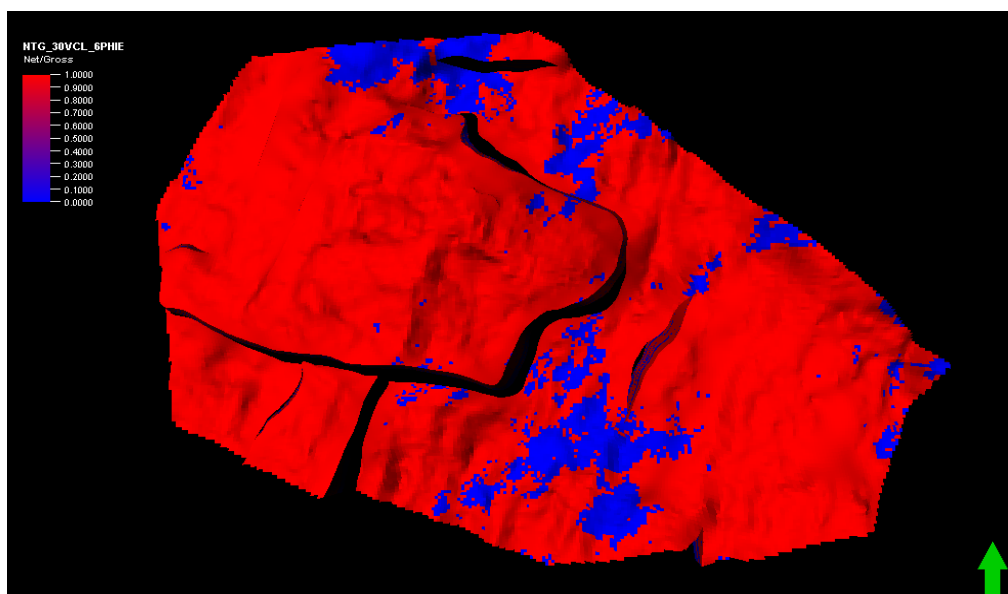


Figura 92. Escenario 3 de la relación neto bruto, se muestra la unidad 2.

Para la última unidad (Figura 90), se repite la tendencia, la densidad de algunas celdas con porosidad entre 4 y 6 por ciento disminuye, pero muy poco, que no representa un cambio importante para el cálculo volumétrico. Agregando de que la mayoría de las zonas que cumplan la función en esta formación van a desaparecer al momento de establecer el contacto de fluidos.

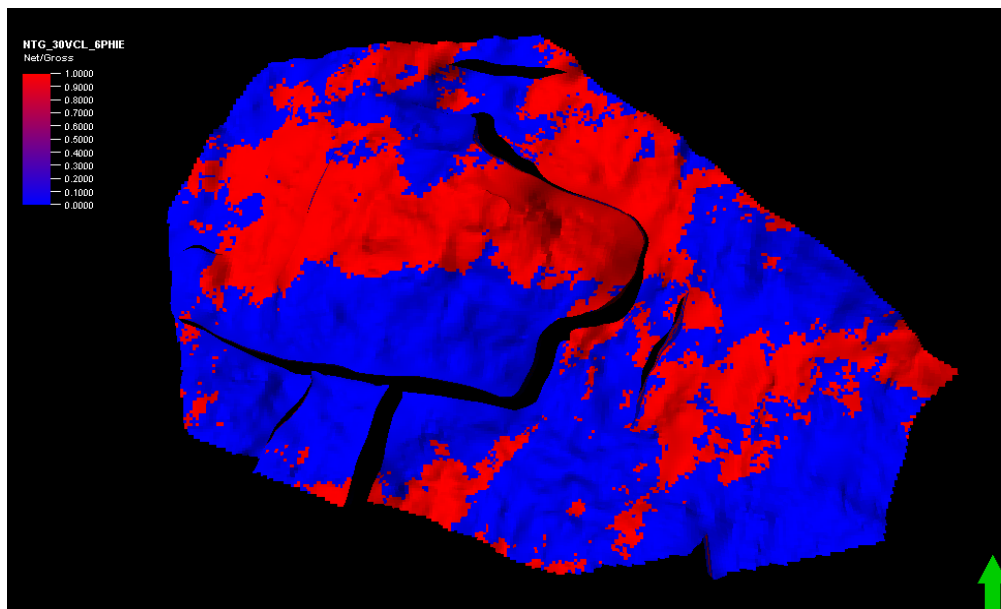


Figura 93. Escenario 3 de la relación neto bruto, se muestra la unidad 3.

La siguiente imagen (Figura 93) es la misma sección transversal, a simple vista no se puede notar ningún cambio en la propagación de la relación neto bruto, únicamente desaparecen celdas que afectan la continuidad en ciertas partes. Por lo cual este modelo sería redundante al segundo, ya que no representa ningún cambio.

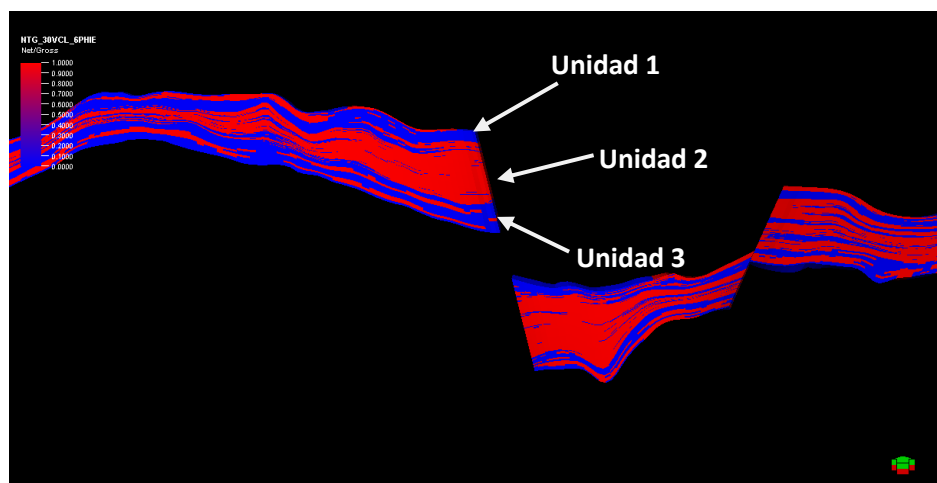


Figura 94. Sección transversal para analizar la continuidad de propagación del Caso 2.



REPRESENTACIÓN GRÁFICA DE LOS MODELOS DE PROPIEDADES PETROFÍSICAS

El despliegue de información en forma gráfica permite distinguir como se comportan cada propiedad cuando se relacionan, se pueden encontrar puntos o nubes de puntos con valores erróneos, adicionalmente, es posible determinar si su dependencia inversa o directa son correctas. Pero lo más importante es que cada relación sugiere el comportamiento del yacimiento y las técnicas de producción.

La primera relación por analizar es la porosidad efectiva, volumen de arcilla y saturación de agua (Figura 95), las últimas dos tienen una relación inversa con PHIE. Primero, como se comentó en el modelo de porosidad efectiva, esta será mayor conforme el volumen de arcilla sea menor, así se pronostica las mejores zonas donde se almacene el hidrocarburo. En la escala de colores se encuentra la saturación de agua, de esta manera complementa la información de almacenamiento de hidrocarburos, reflejando si estas zonas pueden o no saturarse con hidrocarburos. Específicamente en la gráfica, se pueden notar datos anormales, que no se encuentran en la nube de datos principal, pero no generan errores en el modelo. Las celdas que tienen valores menores al 4% en PHIE y mayores al 30% en Vsh, presentan saturación completa de agua, por lo cual hay una nula oportunidad de que haya aceite o gas. En el centro de los datos se puede ver una disminución en Vsh y aumento en porosidad efectiva, lo que representa una mayor posibilidad de existencia de hidrocarburos, al final de ésta grafica en la parte inferior derecha, se da la mejor oportunidad para producir hidrocarburos. Que principalmente representa las zonas del alto estructural, por otra parte el comportamiento que se tiene de los datos servirían de pronóstico para un tipo de litología diferente en la misma unidad.

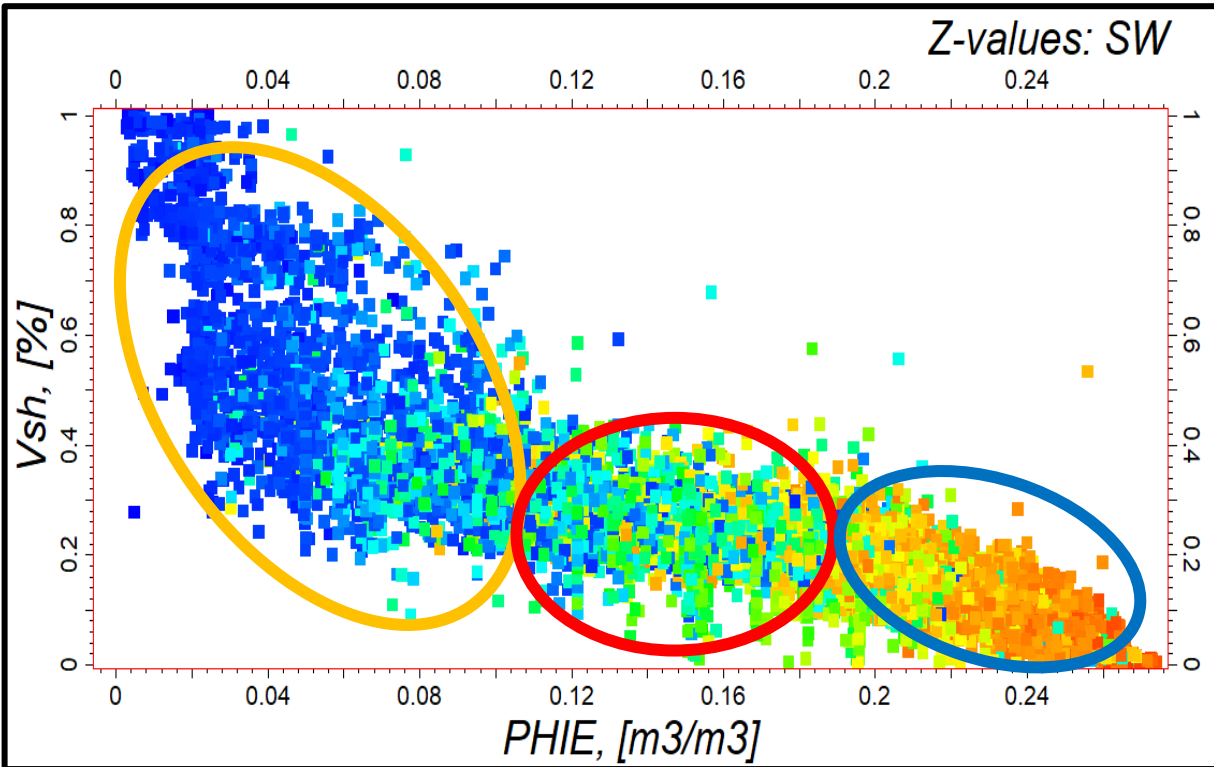


Figura 95. Donde relacionan las tres principales propiedades petrofísicas, V_{sh} , $PHIE$ y S_w . Se pueden ver tres óvalos de diferentes colores, el color amarillo, tiene la mayor densidad de valores ya que representa a las celdas de la unidad 1 y la 3 principalmente. El ovalo rojo considera las zonas con valores que pueden cumplir con lo necesario para almacenar hidrocarburos. El último ovalo tienen los valores en los cuales hay mayor potencial de producción de hidrocarburos, principalmente son de la unidad 2

Otra relación muy importante que es necesario analizar gráficamente es la que existe entre la porosidad efectiva y la permeabilidad, ya que esto nos arroja mejores resultados sobre la capacidad de flujo del hidrocarburo en el yacimiento, también, las zonas productoras pueden ser mejor determinadas. Pero, en este capítulo se ha repetido que la arcilla afecta a estas dos propiedades principalmente, y es notorio en la gráfica, ya que en la esquina inferior izquierda se ven valores muy bajos de $PHIE$ y en K , además dado el color verde oscuro se entiende que hay una gran porción de arcilla. Pero, como los valores de permeabilidad y porosidad aumentan hacia la esquina superior derecha, el color verde se hace más pálido hasta llegar a cuadros blancos, esto asegura que el decremento porosidad y permeabilidad en el modelo trabajado es causa del volumen de arcilla como se puede ver en la figura 96.

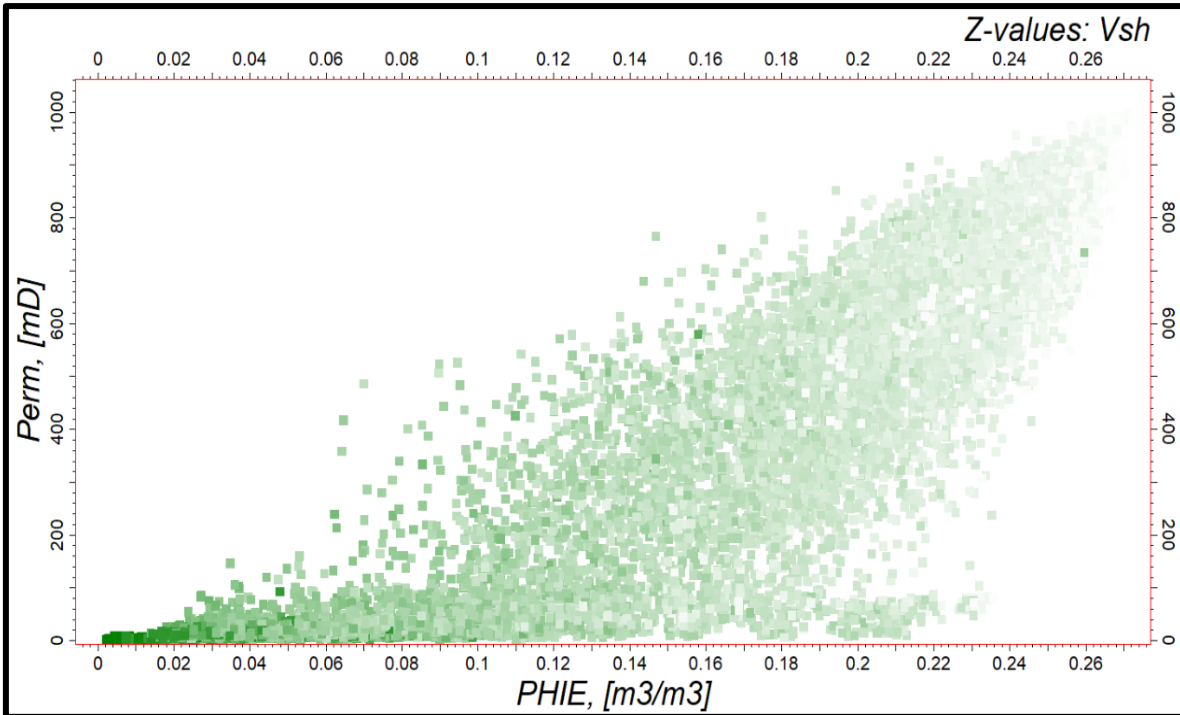


Figura 96. En esta gráfica se presentan 3 propiedades. La permeabilidad que tiene relación positiva con PHIE y Vsh con relación negativa con esta misma propiedad. Lo que se interpreta es que en zonas con mayor porosidad y permeabilidad tienen menor concentración de minerales de arcilla y viceversa. Esto explica como es el yacimiento y como se podría comportar con un cambio no tan significativo de litología y zonas cercanas.

Por último, se tiene una comparación gráfica de los tres escenarios simulados para la relación neto bruto, de arriba hacia abajo se presentan: escenario 1 (Figura 97-a)) con valores de corte 20% para Vsh y 4% para PHIE; escenario 2 (Figura 97 -b)) sus valores son 30% en Vsh y 4% para PHIE; y para el escenario 3 (Figura 97-c)) con valores de 30% Vsh y 6% PHIE. En el eje X se presenta la porosidad efectiva, en el eje Y el volumen de arcilla y en el eje Z la relación NTG, con una escala de colores de azul para celdas que no son factibles de almacenar hidrocarburos y rojo para las celdas que si son factibles.

En la gráfica de la figura 97-a) se observa como la nube de puntos rojos es mucho menor con relación a la nube azul, pero en el eje X, la mayor densidad de puntos rojos se comienza a ver aproximadamente de 0.10 y en él Y se mantiene. Esto quiere decir que con esta valor de corte para el volumen de arcilla la porosidad efectiva podría generar grandes variaciones en los datos a partir del 10 por ciento, el valor de corte de 4% hace cambios mínimos ya que pueden contar alrededor de únicamente 50 puntos en este rango. Eso quiere decir que el comportamiento del yacimiento no se cambia y su comportamiento productor sería igual, aunque por debajo de lo deseado ya que sería un caso en donde particularmente se buscaran rocas con condiciones extraordinariamente buenas.



El segundo caso, el cual, debido al análisis hecho al modelo de celdas generado, es el que mejor se acopla a las condiciones establecidas, no son rocas extraordinariamente buenas, pero si lo suficiente buenas para almacenar aceite, lo cual es el principal motivo de este trabajo de tesis. Con respecto a la gráfica presentada en la figura 97-b) se puede ver que la tendencia de los puntos varía, el cambio se denota mejor con las líneas acotadas dibujadas, que justo en el vértice del cambio de tendencia de los puntos. Esto quiere decir que justo en esta parte cambia el comportamiento del yacimiento, porque sí la tendencia continuara, los valores más bajos de V_{sh} se colocarían junto con porosidades regulares, alrededor de 0.15. Es visible que a partir del punto de inflexión la densidad los puntos que cumplen las condiciones comienza a ser mayor hasta llegar a las mejores porosidades. Dichos puntos pertenecen a la unidad 2, por lo cual este análisis y el hecho al modelo son correctos.

Finalmente, el escenario 3 que se observa en la figura 97-c) presenta cambios nada importantes en los valores del eje Z, donde una cantidad mínima de puntos cambia según la condición, es así como se nota la mínima variación en el modelo petrofísico. Y este modelo queda descartado para calcular las reservas en nuestro modelo, ya que los cambios en los volúmenes de hidrocarburo *in situ* variarían muy poco y al momento del cálculo de aceite recuperable este disminuye aún más y llega ser totalmente insignificante.

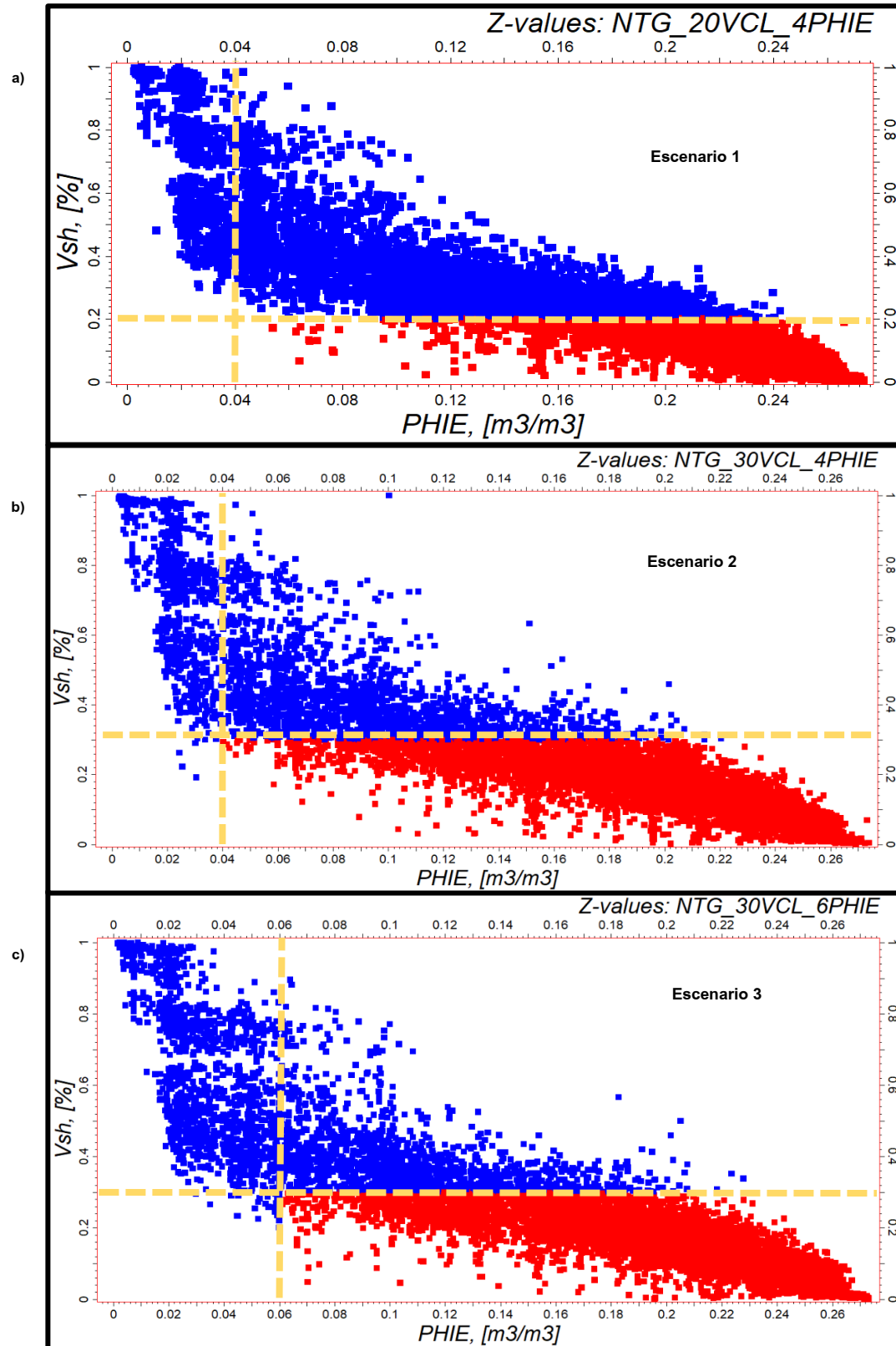


Figura 97. En estas gráficas se puede analizar cómo influyen los valores de corte en la relación neto bruto para cada escenario. Si hay una influencia muy grande o no en las celdas que son cualitativamente reservorios de hidrocarburos.



VOLUMETRÍA

Como último paso de la metodología, es el cálculo del volumen de petróleo presente en el yacimiento, a condiciones de superficie y como pueden ser clasificados estos volúmenes. Esto en la industria sirve principalmente para el análisis de aprovechamiento económico, es decir, si las ganancias generadas a partir de la recuperación de hidrocarburos serán suficientes para satisfacer la inversión aplicada al desarrollo del yacimiento.

Como se mencionó es de suma importancia conocer como las reservas se clasifican, es decir, como se categoriza el volumen de petróleo debido a su incertidumbre. Estos cálculos son hechos cuando se encuentran aún bajo suelo o *in situ*. Las reservas se pueden clasificar en P90, que corresponde a que hay una probabilidad de que las reservas recuperables sean iguales o mayores al 90%. P50, esta hace referencia a que el 50% del volumen de reservas puede ser igual o mayor al calculado. Y P10, donde solo el 10% de las reservas serán iguales y mayores al estimado. Esto quiere decir que las reservas P10 son mayores a P90, pero estas tienen mayor incertidumbre de existir.

Adicionalmente, hay diferentes resultados arrojados del cálculo volumétrico que se deben conocer, por ejemplo, el volumen bruto de roca, el volumen de roca porosa junto con el volumen poroso. El volumen de roca porosa impregnada de aceite a condiciones de yacimiento, el *STOIIP*, que es uno de los más importantes y finalmente el volumen de hidrocarburos recuperables. Estos son diferentes en cada caso o tipo de reserva

Finalmente, para conocer el valor de petróleo en el yacimiento y a su vez el recuperable, se calcula primero el *STOIIP* que por sus siglas en inglés es *Stock Tank Oil Initially In Place*, y su traducción al español es volumen de petróleo en un tanque de almacenamiento inicialmente en su lugar, pero medido a condiciones de superficie (15 °C y 1 atm). Y su fórmula aparece a continuación. Ya conocido el *STOIIP*, el petróleo recuperable se calcula multiplicando este último por un factor menor a 1.

$$STOIIP = \frac{GRV \times NTG \times \phi \times S_o}{B_o}$$

GRV = Volumen total de roca en el intervalo con hidrocarburos

NTG = Relación Neto – Bruto

ϕ = Porosidad

S_o = Saturación de aceite

B_o = Factor Volumétrico

Y dado a que este es un cálculo del volumen de un cuerpo extremadamente irregular se debe conocer el área y una profundidad, y es esta la manera más sencilla de hacer el cálculo. Inicialmente, lo que se busca es donde se encuentra el límite de la existencia de los hidrocarburos, y este límite es conocido como contacto agua-aceite, este contacto nos da la idea de la base del cuerpo rocoso impregnado de estos y esa sería la parte más profunda de las reservas. Específicamente en esta tesis ya que solo se trabaja con la teoría de existencia únicamente de petróleo, físicamente este contacto representa la diferencia de densidades entre el agua y el aceite que evita que se mezclen dichos fluidos aparte de empujarlo hacia arriba.

Para este trabajo, se establecieron tres contactos distintos en base a la información arrojada por el registro de resistividad profunda. En la figura 98 se pueden ver dichos contactos, el primero es el utilizado para las reservas P90 que se encuentra a 3004 m bnbm, el segundo corresponde a las reservas P50 estando a 3021 m bnbm, mientras que para P10 el límite está a 3032 m bnbm.

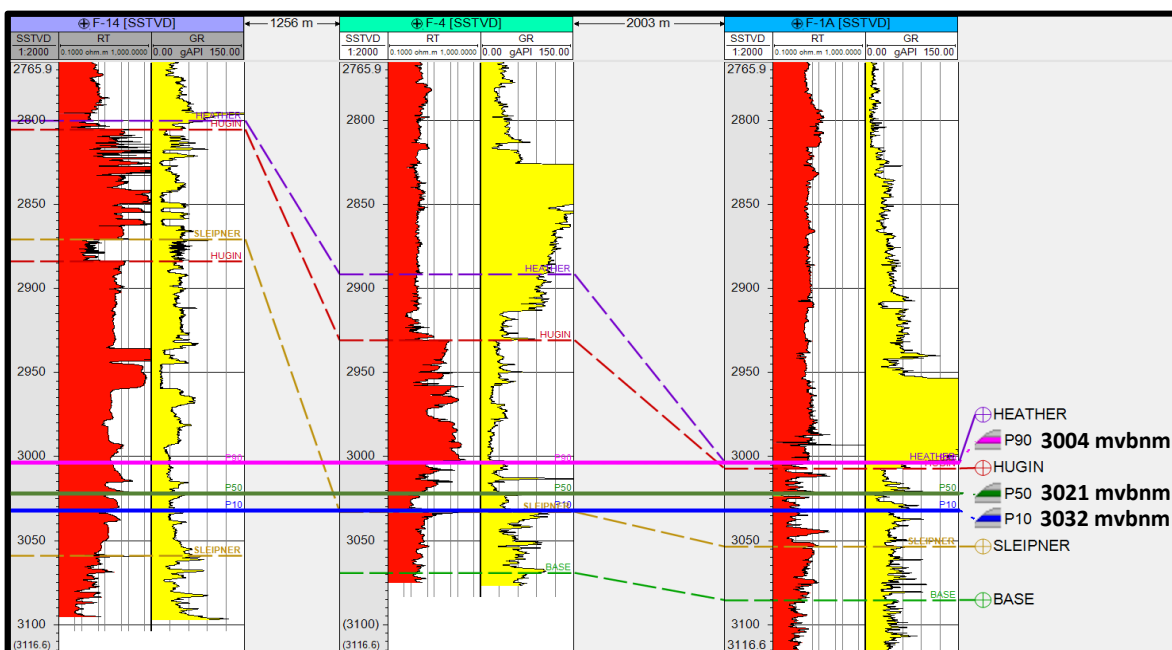


Figura 98. Definición de los posibles contactos Agua-Aceite a partir de registro de resistividad profunda del pozo F-4.

Antes de proceder a hacer el cálculo de STOIP, se delimita la estructura principal del yacimiento. De esta manera, se elaboraron tres distintos polígonos alrededor del alto estructural, su función es delimitar la porción de roca que se encuentra por arriba de cada contacto, esto porque cinco de los siete pozos se encuentran en esta área, lo cual arroja una menor incertidumbre en la variación de datos y se puede tener un mejor cálculo de volúmenes, aunado que los pozos que se utilizaron para establecer los límites se encuentran en la misma región.



Finalmente, teniendo las propiedades petrofísicas pobladas, los contactos agua-aceite, los pelignos delimitadores, el factor volumétrico se procede a hacer la estimación del volumen de petróleo (STOIIP) en el yacimiento, este último expresado en barriles [bbl].

CASO		Volumen Bruto de Roca[m3]	Volumen Neto [m3]	Volumen Poroso [m3]	Volumen Poroso Impregnado[m3]	STOIIP[bbl]
P90	UNIDAD 1	96,593,114	22,970,566	3,473,767	1,023,027	4,856,336
	UNIDAD 2	118,710,761	95,811,789	19,254,625	15,164,398	71,985,799
	UNIDAD 3	85,821,643	40,736,299	5,800,511	2,743,179	13,021,942
	TOTAL	301,125,518	159,518,655	28,528,903	18,930,603	89,864,077
P50	UNIDAD 1	101,655,926	24,004,456	3,626,868	1,088,219	5,165,803
	UNIDAD 2	127,988,629	103,262,142	20,738,869	16,313,904	77,442,535
	UNIDAD 3	94,287,136	45,035,711	6,406,109	3,022,385	14,347,343
	TOTAL	323,931,691	172,302,309	30,771,846	20,424,508	96,955,682
P10	UNIDAD 1	104,435,032	24,587,318	3,712,345	1,125,725	5,343,845
	UNIDAD 2	132,967,205	107,237,150	21,529,280	16,921,321	80,325,959
	UNIDAD 3	98,702,330	47,175,830	6,716,318	3,168,933	15,043,009
	TOTAL	336,104,567	179,000,298	31,957,943	21,215,979	100,712,814

Tabla 9. Cálculo de volumetría clasificado por reservas P90, P50 y P10; también por unidad.

En la tabla anterior se pueden ver los totales de barriles por caso, para P90 a condiciones de yacimiento se estiman 89,864,077 bbl, para P50 96,955,682 bbl, entre estos dos una diferencia de 7,091,605 bbl. Para P10 se calcularon 100,712,814 bbl, la diferencia con P90 es de 10,848,737 barriles y con P50 de 3,757,132 bbl de petróleo.

De manera gráfica también es importante conocer el volumen que se consideró para hacer la volumetría, es decir el que está dentro del polígono y arriba del contacto. Siendo así, para el caso de reservas P90 en la siguiente figura se observa, específicamente en a) el volumen bruto de roca, en b) el volumen de STOIIP, aquí el rojo la existencia del hidrocarburo líquido, mientras en c) y d) secciones transversales del volumen de STOIIP, la primera de Oeste a Este y la segunda de Sur a Norte.

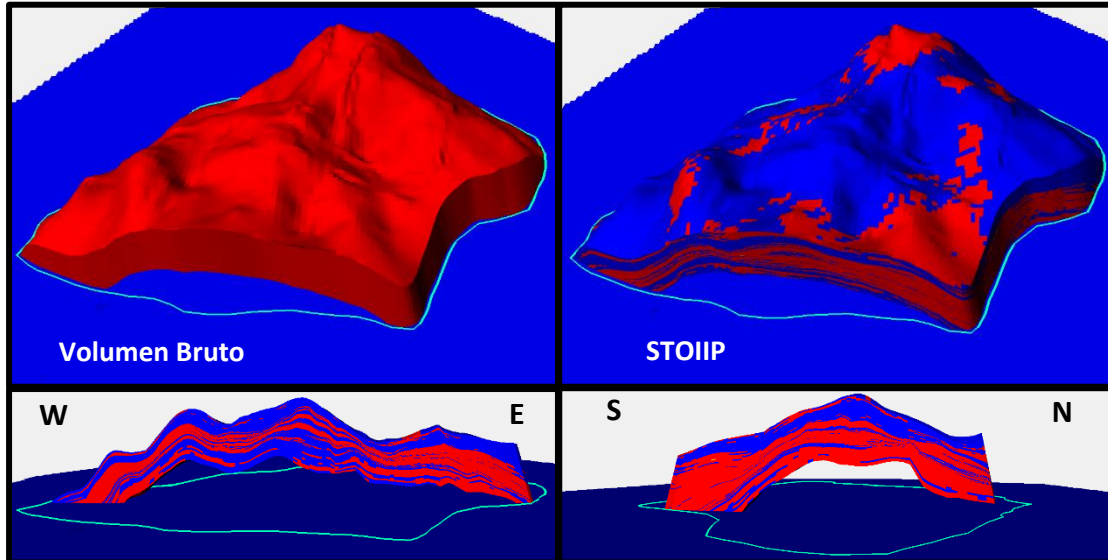


Figura 99. Cuerpos generados a partir del cálculo Volumétrico para las reservas P90, a) volumen bruto de roca, b) STOIP, c) y d) secciones trasversales de STOIP.

De manera similar se muestran los volúmenes generados para los casos P50 (parte izquierda) y P10 (parte derecha), estos cuerpos visualizados corresponden al cálculo de STOIP, cada uno con sus polígonos delimitadores, el contacto agua aceite y secciones transversas O-E y S-N para identificar internamente el crecimiento de cada uno (Figura 100).

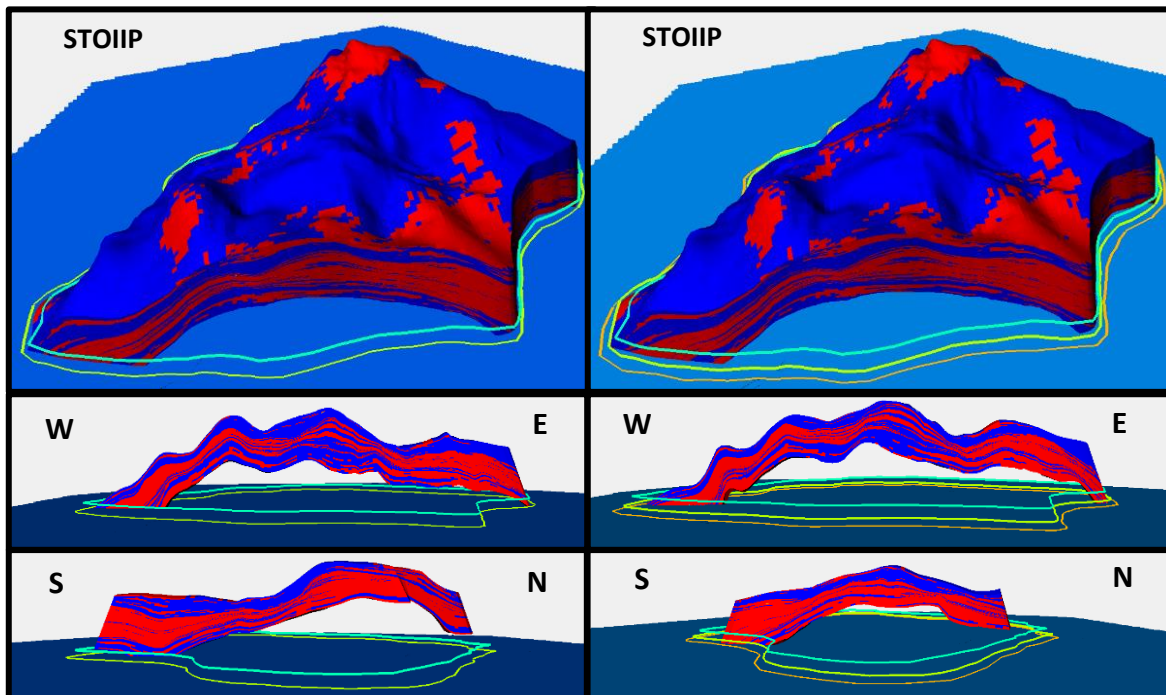


Figura 100. Volúmenes STOIP para las reservas P50 (lado izquierdo) y reservas P10 (lado derecho).



Y como sustento para estos resultados, dada la información brindada *por Norwegian Petroleum Directorate*, los pozos F-11B, F-12 Y F-14 sirvieron como productores de aceite, y especialmente se puede demostrar que hay zonas con este fin por encima del contacto A-A para las reservas P90, como es visible en la Figura 101.

Lo que se busca para tener las mejores zonas de producción dentro de un pozo es que cumplan de manera casi impecable una buena porosidad, saturación de aceite y permeabilidad. Y es lo que se puede notar de las nueve zonas establecidas. Para el pozo F-11B se pueden ver cuatro zonas productoras, esto puede ser explicado por que este pozo atraviesa varias veces la formación productora por lo cual existen más posibilidades de encontrar las mejores zonas para extraer el hidrocarburo de varios puntos. En lo que concierne al pozo F-12 se observan tres zonas de buen espesor, ya que cumplen dichas condiciones, esto mismo sucede para el pozo F-14, pero aquí solo existen dos zonas de extracción de aceite.

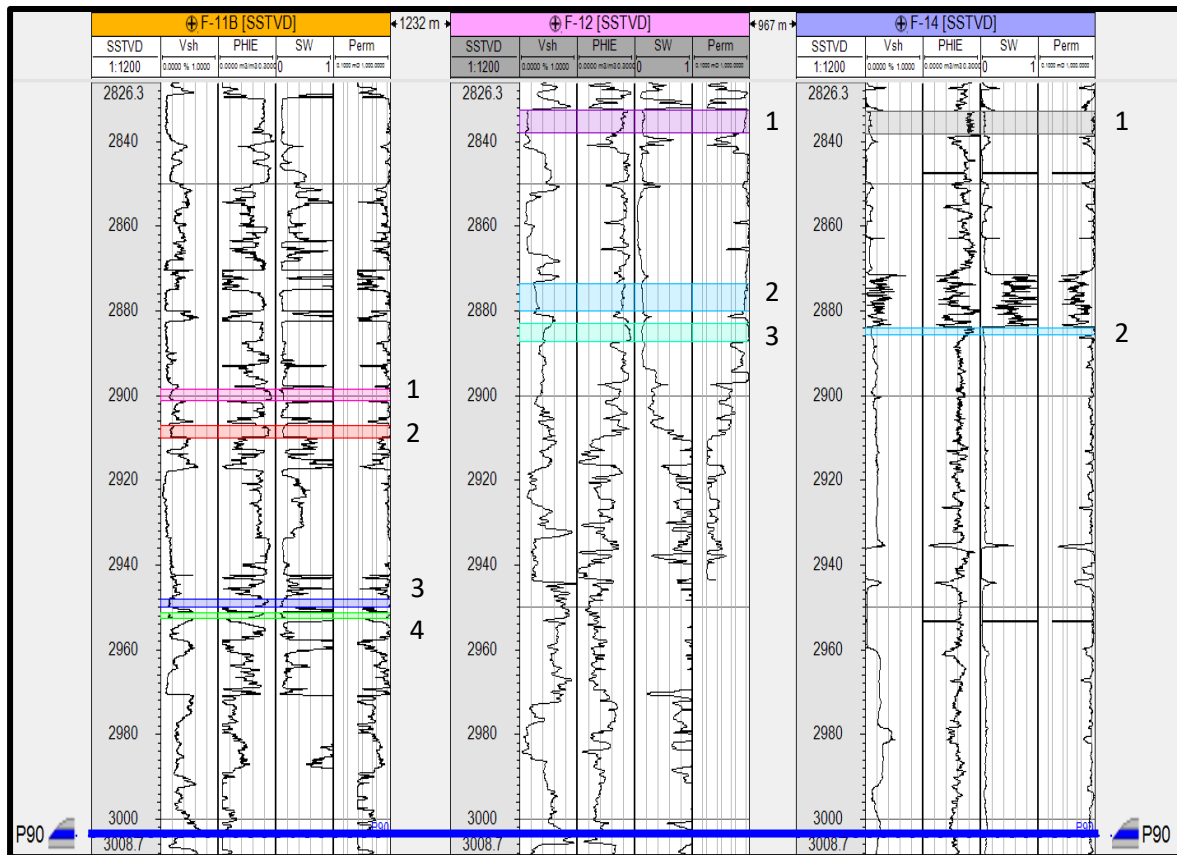


Figura 101. Zonas productoras por pozo (F-11B, F-12 y F-14), que corresponden con zonas de buenas propiedades petrofísicas. Todas se encuentran por encima del contacto A-A de 3004 m bnm.



Una vez calculado el STOIP, se necesita conocer el volumen recuperable de aceite del yacimiento, se prosigue a usar un factor de recuperación de 30.9 por ciento. Lo que significa el petróleo recuperable, es que solo una fracción del total estimado podrá ser extraído y comercializado. Solo este valor puede hacer que se elabore un plan de desarrollo para el yacimiento o simplemente no se siga invirtiendo en él. En la siguiente tabla se indica la cantidad de barriles aproximados recuperables, y en promedio las ganancias que se tendrían con este volumen extraído al costo más alto de barril de agosto del 2020, que es de 45.5 USD (Crudo Brent).

CASO		STOIP[bbl]	Petróleo Recuperable [bbl]	Recuperación Económica [USD]
P90	UNIDAD 1	4,856,336	1,500,608	68,277,664.0
	UNIDAD 2	71,985,799	22,243,611	1,012,084,300.5
	UNIDAD 3	13,021,942	4,023,780	183,081,990.0
	TOTAL	89,864,077	27,767,998	1,263,443,909.0
P50	UNIDAD 1	5,165,803	1,596,233	72,628,601.5
	UNIDAD 2	77,442,535	23,929,742	1,088,803,261.0
	UNIDAD 3	14,347,343	4,433,329	201,716,469.5
	TOTAL	96,955,682	29,959,304	1,363,148,332.0
P10	UNIDAD 1	5,343,845	1,651,248	75,131,784.0
	UNIDAD 2	80,325,959	24,820,720	1,129,342,760.0
	UNIDAD 3	15,043,009	4,648,290	211,497,195.0
	TOTAL	100,712,814	31,120,258	1,415,971,739.0

Tabla 10. Estimación del volumen de petróleo recuperable a partir de un factor de 30%. Además, de las ganancias generadas a partir de estos volúmenes, tomando en cuenta el precio por barril de crudo Brent promedio del mes de agosto de 2020.

Cabe destacar que en la parte este del modelo sobre sale otro alto estructural por arriba del contacto agua aceite de 3004 mvbnm (Figura 102), en esta zona ya se cuenta con un pozo perforado, pero por sus propiedades petrofísicas se nota la deficiencia de almacenamiento de hidrocarburos. Esto se puede ver debido a una sección del modelo de Sw en esta zona. También, al realizar el cálculo volumétrico, se obtuvo un STOIP de 2,271,464 bbl y con el mismo factor de recuperación solo se podrán extraer 701,882 bbl esto dice que a pesar de la distancia entre prospectos no tienen similitudes petrofísicas y no una zona aprovechable económicamente, así que queda totalmente descartado.

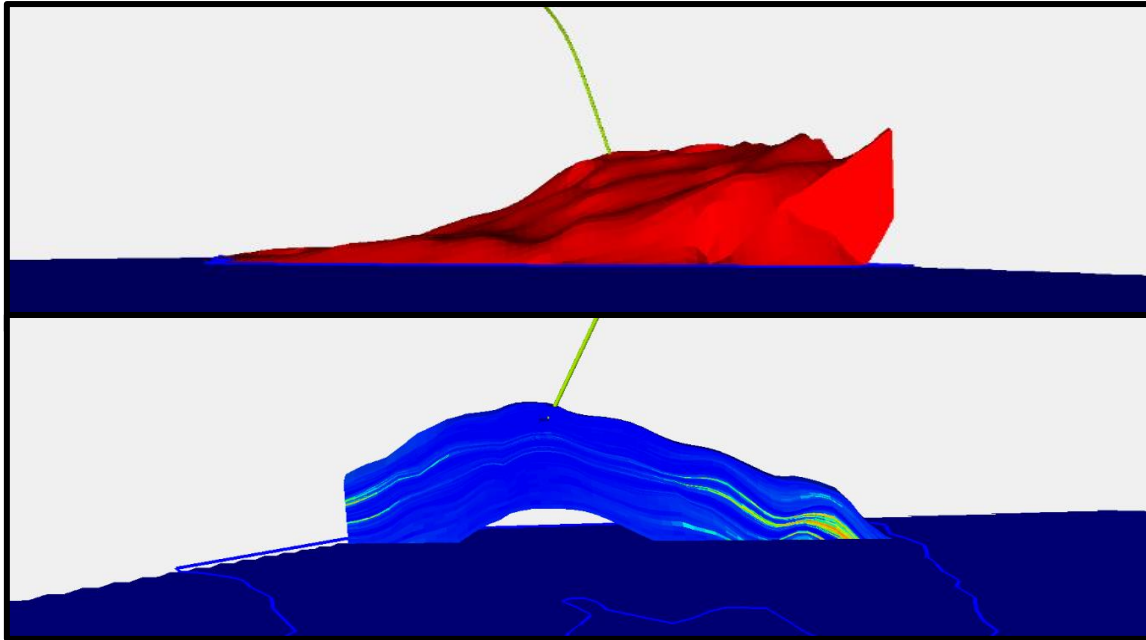


Figura 102. Cuerpo estructural deficiente para la producción de hidrocarburos, se puede observar en una sección W-E que está totalmente saturado de agua.

Una vez generados los volúmenes por reservas y estimado la cantidad de petróleo recuperable, así como su valor comercial se concluye el proceso de caracterización estática del yacimiento Volve, a partir de esto se pueden proponer zonas de perforación de nuevos pozos que funcionen como inyectores de agua para aumentar la recuperación de hidrocarburos. Pero, el paso directo es iniciar con la caracterización dinámica, además, que dicha información de reservas debe ser analizada por especialistas en el área económica para poder generar un proyecto suficientemente redituable.



V. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CONCLUSIONES

1. El yacimiento Volve es un alto estructural delimitado por 14 fallas, compuesto por tres principales unidades de roca, la superior una lutita del Oxfordiano, después, areniscas del Calloviano y la última, areniscas del Bathoniano.
2. La sísmica en profundidad y los atributos de Coseno de la Fase y Fase Instantánea, presentan dificultad al mostrar rasgos estratigráficos donde el yacimiento se adelgaza, en contraparte, estos atributos delinear mejor los rasgos estructurales.
3. La trayectoria de los pozos F-11B y F-14 permite conocer las mejores regiones de presencia de hidrocarburo y ayuda a trazar de forma más precisa las zonas de mayor espesor del yacimiento.
4. El análisis y estudio de las amplitudes e Impedancia Acústica en la zona central y más alta del yacimiento, favoreció el conocimiento de unidades con potencial presencia de fluidos, debido al contraste de esta propiedad entre horizontes.
5. La Unidad 2, al Centro-Noroeste del yacimiento se encuentran a partir de los 2800 mvbnm, donde presenta su mayor espesor ($E \approx 80\text{m}$) y mejores características, mientras en dirección SW se adelgaza ($E \approx 30\text{m}$) y las propiedades pierden calidad.
6. La Segunda Unidad del modelo, compuesta por areniscas, funge totalmente como roca almacén debido a su media de V_{sh} de 19%, PHIE de 18.7%, S_w de 34% y K de 474 mD.
7. El bloque al sur, objetivo del pozo F-15, dividido por una gran falla normal, sugiere una compartimentalización del yacimiento.
8. Al analizar el registro de resistividad profunda del pozo F-1A, se estima un primer contacto A-A a 3004 mvbnm, mismo que se denota en el pozo F-4 y que puede ser corroborado con el registro S_w .



RECOMENDACIONES

- Se recomienda la perforación de un nuevo pozo a 500 m al Este del pozo F-12, debido al espesor neto aproximado de entre 45 y 60 m, con valor promedio de V_{sh} al 24%, PHIE entre 12 y 23%, valores de S_w no mayores a 0.27 y con $K \approx 500 \text{ mD}$.
- Se sugiere probar un nuevo intervalo productor en el pozo F-14, a partir de los 2900 hasta los 2930 mvbnm, debido a las buenas propiedades petrofísicas que se presentan.
- Derivado de la gran falla normal al sur, que sugiere una compartimentalización del del yacimiento, se aconseja un estudio exclusivo del bloque objetivo del pozo F-15, acompañado de un nuevo levantamiento sísmico que arroje más información estructural de la zona.



REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Ahmed, T. & McKinney, P. (2005). *Advanced Reservoir Engineering*. Oxford: Elsevier.
- P. A. Allen & J. R. Allen. (1990). *Basin Analysis. Principles & Applications*. Oxford, London, Edinburgh, Boston, Melbourne: Blackwell Scientific.
- Asquith G. and Gibson C. (1982). *Basic Well Log Analysis For Geologists*. Tulsa, Oklahoma: The American Association of Petroleum Geologists.
- Bacon M., Simm R. and Redshaw T. (2003). *3-D Seismic Interpretation*. Cambridge: Cambridge University Press.
- Bjørlykke K. (2010). *Petroleum Geoscience: From Sedimentary Environments to Rock Physics*. Oslo: Springer.
- Brown A. (2004). *Interpretation of Three-Dimensional Seismic Data*. Tulsa, Oklahoma: AAPG memoir 42; SEG investigations in geophysics 9.
- Beaumont, E. A. & Foster, N. H. (eds). (2000). *Exploring for Oil and Gas Traps. AAPG Treatise of Petroleum Geology; Handbook Series*. Tulsa: American Association of Petroleum Geologists.
- Cannon S. (2018). *Reservoir Modelling: A Practical Guide*. West Sussex: Wiley Blackwell.
- Cannon S. (2016). *Petrophysics: A Practical Guide*. West Sussex: Wiley Blackwell.
- Díaz, M. (2002). *Geoestadística Aplicada*. Distrito Federal, México: Instituto de Geofísica, UNAM.
- Donald, H. A. (2011). *First steps in Seismic Interpretation*. Tulsa, Oklahoma: Society of Exploration Geophysicists.
- García Ríos, J. and Arellano Gil, J. (2017). *Caracterización De Trampas Petroleras Estratigráficas Y Mixtas Utilizando Métodos Sísmicos*. Licenciatura. UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO.
- Gluyas J. and Swarbrick R. (2004). *Petroleum Geoscience*. Oxford: Blackwell.



- Hernández Martínez, A. and Coconi Morales, E. (2012). *Caracterización Estática Mediante Registros De Pozos De Un Campo Petrolero, Ubicado En La Región Sur*. Licenciatura. Instituto Politécnico Nacional.
- Islam, M. (2010). *Advanced Petroleum Reservoir Simulation*. Estados Unidos de América: Scrivener Publishing.
- Jackson, C., Kane, K. y Larsen, E (2010). *Structural Evolution Of Minibasins on The Utsira High, Northern North Sea; Implications For Jurassic Sediment Dispersal And Reservoir Distribution*. *Petroleum Geoscience*, (16), pp. 105-120.
- Matheron, G. (1962). *Traite de Geostatistique Apliquee. Tome I. Memoires bureau de Recherches Geologiques et Minières*. Paris: Bureau de Recherche et Minières.7
- PEMEX. (2013) *Interpretación de Registros Geofísicos*. Manual de Capacitación. Petróleos Mexicanos
- R. Brown, 2001. *Understanding Seismic Attributes*. GEOPHYSICS. Vol. 66, P. 47-48. Dallas, Texas. Society of Exploration Geophysicists.
- Sankar, S. (2019, abril). *Estimation of Pore Pressure and Fracture Gradient in Volve Field, Norwegian North Sea*. Artículo Presentado en SPE Oil and Gas India Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers. Mumbai, India.
- Serra O. (1984). *Fundamentals Of Well-Log Interpretation*. Oxford: Elsevier.
- Shepherd, M. (2009). *Oil Field Production Geology*. Tulsa, Oklahoma: The American Association of Petroleum Geologists.
- Sheriff, R., & Geldart, L. (1995). *Exploration Seismology*. University of Houston: Cambridge: Cambridge University Press.
- Thomas, D. W. & Coward, M. P. (1996). *Mesozoic Regional Tectonics and South Viking Graben Formation: Evidence for Localized Thin-Skinned Detachments During Rift Development and Inversion*. *Marine and Petroleum Geology*, (13), pp. 149-177.
- Tiab D. and Erle C. Donaldson. (2015). *Petrophysics Theory and Practice of Measuring Reservoir Rock and Fluid Transport Properties*. Oxford: Elsevier.