



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**Caracterización Estática en Yacimientos
de Arenas, 1phi-1k. Análisis Especializado
en la Identificación de Fracturas
Naturales y su Repercusión en el Recobro
de Hidrocarburos. Campo Volve, Noruega**

TESIS

Para obtener el título de
Ingeniero Petrolero

P R E S E N T A

Sánchez González, Josmark Alfredo.

DIRECTORA DE TESIS

Dra. Iza Canales García.



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2022.

Agradecimientos

A la Facultad de Ingeniería

A mis profesores y sinodales por su apoyo, comprensión y atención en la realización de este trabajo.

Un agradecimiento especial a la Doctora Iza Canales García, por la ayuda que me brindó para encontrarme a mí mismo en la carrera y sobre todo por “aguantarme” desde geología y geoquímica de los hidrocarburos hasta la finalización de este trabajo o eso cree.

A mi querida familia, que siempre trata de que vea lo bueno de la vida y se preocupa en todo momento por mí, en especial a mi mamá, María del Carmen González Hernández, gracias por darme todo tu amor, te amo, madre al igual que mi hermana y padre. Gracias a mis compañeros y amigos por su amistad y tiempo.

Josmark Alfredo Sánchez González

**Outside there
Overhead
★ The night is filled w stars ★**

*So I write this letter
That I'll never send
Just so I remember
The beauty of the end*

*Avant que je déballe
Ce que j'ai sur le cœur
Je nous evite les pleurs
D'une balle dans le cœur*

TERMS AND CONDITIONS FOR USE OF LICENSE TO DATA

- 1.1 Equinor and the former Volve license partners own the Volve data village. Equinor and the former Volve license partners have decided to make this Data available for you as Licensed Material, for the purpose of allowing students train on real data, encourage efficient operation, higher productivity and innovation in the industry.
- 1.2 By exercising the License and/or downloading the Licensed Material, you accept to be bound by these terms and conditions (“**the Terms and Conditions**”) as of that same time (“**the Effective Date**”).

2 DEFINITIONS

For the purposes of these Terms and Conditions, the following terms shall have the meaning stated below.

- 2.1 **Adapted Material** shall mean material that is derived from or based upon the Licensed Material and/or in which the Licensed Material is modified. Changes in formatting, file types and other changes that do not affect the content of the Licensed Material shall not result in the material being Adapted Material as the result will remain as Licensed Material.
- 2.2 **Data** shall mean qualitative or quantitative data and information, in any form or format, whether or not it is by law protected by copyright, by Sui Generis Database Rights, or neither.
- 2.3 **Intellectual Property Rights (IPR)** shall mean any and all intellectual property rights, such as patents, utility models, software, source codes, databases, trademarks, designs, domain names, copyrights, trade secrets or know-how.
- 2.4 Equinor and the former Volve license partners shall mean **ExxonMobil Exploration & Production Norway AS and Bayerngas Norge AS**, or their successors or permitted assignees.
- 2.5 **Licensed Material** shall mean the Data described in Exhibit 1.
- 2.6 **Sui Generis Database Rights** shall mean rights other than copyright resulting from Directive 96/9/EC of the European Parliament and of the Council of 11 March 1996 on the legal protection of databases, as amended and/or succeeded.

3 LICENSE

3.1 The License

Subject to these Terms and Conditions, Equinor, ExxonMobil Exploration&Production Norway AS and Bayerngas Norge AS grants you a worldwide, royalty-free, non-sublicensable, non-exclusive, irrevocable license to download and use the Licensed Material for non-commercial and commercial purposes, including to create, produce and reproduce Adapted Material (“**the License**”).

3.2 General limitations

You shall not use the Licensed Material in a manner that appears misleading nor present the Licensed Material in a distorted or incorrect manner. You may not sell the Licensed Material. To the extent that your use of the Licensed Material is permitted by mandatory law, you do not have to comply with these Terms and Conditions.

3.3 Sharing Licensed Material and/or Adapted Material

You may share the Licensed Material and/or the Adapted Material, either openly or not, as long as **Equinor and the former Volve license partners** are attributed. A notice that refers to these Terms and Conditions should be included, and if applicable, a copyright notice. If you share Adapted Material that may be shared under an adapter's license, the adapter's license must not prevent recipients of the Adapted Material from complying with these Terms and Conditions. Every recipient of the Licensed Material and/or Adapted Material will automatically receive an offer to exercise the License under these Terms and Conditions.

3.4 Moral rights

To the extent the Licensed Material contains copyright protected material, moral rights are not licensed under these Terms and Conditions. However, to the extent possible by law, Equinor and the former Volve license partners waives and/or agrees not to assert any such rights held by Equinor and the former Volve license partners to the limited extent necessary to allow you to exercise the License, but not otherwise.

3.5 Sui Generis Database Rights

If you include all or a substantial portion of the Licensed Material in a database for which you have Sui Generis Database Rights, then that database (but not its individual contents) constitutes Adapted Material.

4 NO ENDORSEMENT

Nothing in these Terms and Conditions constitutes or shall be interpreted as you being, or your use of the License being, connected with, sponsored or endorsed by Equinor and the former Volve license partners. You may not use Equinor and the former Volve license partners or any of its participating companies' names or trademarks to support, recommend or market your use of the License or any products or services using or encompassing the License or Licensed Material.

5 LIABILITY AND INDEMNITY

5.1 No warranties or liability

The Licensed Material is provided "as is" and may contain errors or omissions. Equinor and the former Volve license partners undertakes no liability for the risks of industrial realisation and commercial exploitation of the Licensed Material and Equinor and the former Volve license partners shall have no liability regarding the fitness for purpose, quality, non-infringement, accuracy or merchantability of the Licensed Material. Equinor and the former Volve license partners provides no warranties, expressed or implied, either relating to the content or to the relevance of the Licensed Material. Equinor and the former Volve license partners disclaims any liability for errors or defects associated with the Licensed Material to the maximum extent permitted by law.

5.2 Damages

Equinor and the former Volve license partners are not liable for any of your damages, direct, indirect or consequential losses as a consequence of your use of the Licensed Material or infringement of third party Intellectual Property Rights or other rights.

5.3 Indemnification

You shall indemnify Equinor and the former Volve license partners for any and all liability for lawsuits and claims by third parties that arise as a consequence of your use of the License or infringement of third party Intellectual Property Rights or other rights, insofar as such losses, lawsuits or claims are not a result of Equinor and the former Volve license partners's defect in title, gross negligence or wilful breach.

6 TERMINATION

6.1 Termination

If you fail to comply with these Terms and Conditions, then the License terminates automatically. The License may be reinstated if you cure the breach of these Terms and Conditions within 30 days of discovering the breach, or upon express reinstatement by Equinor and the former Volve license partners.

6.2 Changes in distribution

Equinor and the former Volve license partners may decide to offer the Licensed Material under other terms and conditions or stop distributing the Licensed Material at any time.

7 NORWEGIAN LAW AND DISPUTES

These Terms and Conditions **shall be governed by and interpreted in accordance with Norwegian law.**

The parties shall endeavour to resolve disputes concerning these Terms and Conditions through negotiation.

Disputes which are not resolved by mutual agreement within one month after negotiations were requested shall be settled by court proceedings brought before Stavanger District Court as legal venue.

These Terms and Conditions are deemed accepted by you by exercising the License and/or downloading the Licensed Material.

Resumen

A nivel mundial existe una alarmante dependencia hacia los hidrocarburos que nos impide lograr la tasa de restitución de reservas petroleras. Una forma de alcanzarla sería volviendo a caracterizar estáticamente y optimizar los yacimientos maduros, que son aquellos que alcanzaron su pico de producción y han comenzado su período de declinación. El campo noruego Volve entra en esta categoría ya que puede seguir representando importantes reservas de hidrocarburos.

El objetivo de esta tesis es probar la existencia de fracturamiento en yacimientos maduros, que no fueron caracterizados como medios porosos con estas discordancias y que aún pueden contener hidrocarburos, esto se busca comprobar a través de la construcción del modelo estático de un yacimiento maduro, que previamente haya sido caracterizado como un solo medio poroso y permeable. Sin embargo, este nuevo análisis empleará indicadores de fracturamiento que puedan señalar la existencia de dichas discordancias y posible hidrocarburo dentro de ellas, en zonas no explotadas dentro del campo. Finalmente, si se logra verificar dicho fluido como reserva podría brindar importantes bienes económicos al ser explotado.

En este trabajo se describen las generalidades del campo Volve, sus características de exploración y explotación, parte de la base de datos creada y facilitada por Statoil -ahora Equinor- y el marco geológico. Esta información nos ayuda a identificar de forma somera la existencia de áreas fracturadas en las rocas de la Formación Hugin. Estas fracturas puede que hayan sido provocadas en el período Jurásico y no fueron tomadas en cuenta al momento de realizar la caracterización estática de Volve.

Así mismo, se aborda el marco teórico de los yacimientos naturalmente fracturados que sirve como base para llevar a cabo la interpretación de los análisis petrofísicos y sísmicos realizados. Como resultado final obtenemos la prueba de la existencia de fracturas abiertas en Volve que fundamentan la propuesta dada de que existen prospectos petroleros que no fueron considerados al realizar la perforación de los pozos exploratorios.

Para concluir, se ofrecen ciertas recomendaciones a seguir para poder recuperar el hidrocarburo que pueda estar contenido en el medio poroso, mismas que pueden ser aplicadas en campos análogos mexicanos.

Abstract

Worldwide exists an alarming dependency for the hydrocarbons that prevent us to achieve the reserve-replacement ratio. A way of reaching it would be to characterize statically and optimize again the mature reservoirs, that are the ones that reached its peak of production and had started its period of declination. The Volve field enters in this category because it can still represent an important reserve of hydrocarbons.

The objective of this bachelor thesis is to prove the existence of fracturing in mature reservoirs which were not characterized as porous media with these discordances, and which may still contain hydrocarbons. This is sought to be verified through the construction of a static model of a mature reservoir that it has previously been characterized as a single porous and permeable medium. However, this new analysis will use fracturing indicators that may show the existence of such discordances and possible hydrocarbon in them in other unexploited areas within the field. Finally, if said fluid is verified as a reserve, it could provide important economic assets when exploited.

This paper describes the generalities of Volve as its characteristics of exploration and exploitation, part of the data base created and facilitated by Statoil -now Equinor- and the geological framework. This information helps us to identify in a shallowly way the existence of fractured areas in the rocks of the Hugin Formation. Is possible that his fractures could have been provoked in the Jurassic period and were not taken into consideration now of making the characterization of Volve.

Likewise, the theoretical framework about the naturally fractured reservoirs that serves as base to make the necessary part of the interpretation of the petrophysical, and seismic analysis made in chapters III and IV, accordingly, happen. As an ending result we obtain the prove of the existence of open fractures in Volve that fundamentals the given proposal of the existence of prospect resources areas that were not considered at the moment of making the perforation in the wildcats.

To conclude it is offered certain recommendations to follow to retrieve the hydrocarbon that could be contained in the porous media, same ones that could be applied into analogous Mexican fields.

Índice

Resumen	7
Abstract	8
Índice de figuras	10
Índice de tablas	11
Introducción	12
I. Generalidades del campo	14
1.1. Ubicación y características	14
1.2. Base de datos	17
1.3. Marco geológico	20
II. Marco teórico	33
2.1. Sistema petrolero	33
2.2. Yacimiento	34
2.2.1. Clasificación de los yacimientos	34
2.2.1.1. Tipo de empuje	34
2.2.1.2. Características geológicas	35
2.2.1.2.1. Yacimientos convencionales	35
2.2.1.2.2. Yacimientos no convencionales	35
2.2.1.2.3. Yacimientos naturalmente fracturados	37
2.3. Clasificación de los yacimientos naturalmente fracturados	37
2.4. Fractura	39
2.4.1. Morfología de las fracturas	39
2.4.2. Clasificación	40
2.4.3. Propiedades físicas de las fracturas	42
2.5. Propiedades del sistema roca-fluido en los YNF	43
2.5.1. Porosidad en YNF	43
2.5.2. Presión capilar en el sistema matriz-fractura	45
2.5.3. Permeabilidad en YNF	46
2.5.4. Modelos de doble porosidad y permeabilidad	47
2.5.5. Compresibilidad del sistema roca - fluido	48
2.6. Detección de YNF	49
2.6.1. Indicadores directos de fracturamiento	49
2.6.2. Indicadores indirectos de fracturamiento	51
III. Análisis y resultados de la interpretación petrofísica	633
IV. Análisis y resultados de la interpretación sísmica	69
V. Conclusiones y recomendaciones	88
VI. Bibliografía	91

Índice de figuras

Figura 1-1. Bloque 15/9.....	14
Figura 1-2. Área de Sleipner.....	14
Figura 1-3. Frecuencia de fracturamiento en Hugin (MD vs fracturas).....	15
Figura 1-4. Presencia de bandas de deformación en Hugin.....	16
Figura 1-5. Bandas de deformación en Hugin con reducción de porosidad.....	16
Figura 1-6. Rutas de migración en Sleipner.....	17
Figura 1-7. Planeta en el Precámbrico.....	21
Figura 1-8. Ejemplo de magmatismo intraplaca.....	21
Figura 1-9. Planeta en el Cámbrico.....	21
Figura 1-10. Laurentia, Báltica y Avalonia.....	22
Figura 1-11. Altos de Utsira y Sele.....	22
Figura 1-12. Orogenia Variscana.....	23
Figura 1-13. Facies del Carbonífero – Pérmico.....	24
Figura 1-14. Proto-Océano-Atlántico.....	24
Figura 1-15. Estructuras formadas en el Triásico.....	25
Figura 1-16. Ubicación del domo en el punto triple.....	26
Figura 1-17. Desarrollo del domo en el punto triple.....	26
Figura 1-18. Columna estratigráfica del sur del Mar del Norte.....	27
Figura 1-19. Posible ambiente de depósito de la Fm. Hugin en el área del Gamma High.....	28
Figura 1-20. Estratigrafía de Hugin en el área del Gamma High.....	29
Figura 1-21. Desarrollo del sistema triple del rifting noruego en el Jurásico.....	29
Figura 1-22. Evolución de Volve (Pérmico-Jurásico).....	30
Figura 1-23. Evolución geológica del Mar del Norte (Proterozoico-Terciario).....	32
Figura 1-24. Sección estructural a lo largo del pozo 15/9-19 SR.....	32
Figura 2-1. Sistema petrolero convencional.....	34
Figura 2-2. Clasificación de Nelson para YNF.....	37
Figura 2-3. Clasificación de Garb & McNaughton.....	38
Figura 2-4. Fractura de corte.....	40
Figura 2-5. Fractura de extensión.....	40
Figura 2-6. Fracturas de tensión.....	40
Figura 2-7. Modelos de Reiss.....	45
Figura 2-8. Modelo de terrones de azúcar.....	48
Figura 2-9. Registros de imagen.....	50
Figura 2-10. Mediciones de caliper.....	53
Figura 2-11. Curvas de resistividad medidas por el registro de echados.....	54
Figura 2-12. Registros con presencia de fracturamiento.....	55
Figura 2-13. YNF producción acumulada.....	56
Figura 2-14. YNF producción Inicial por pozo.....	56
Figura 2-15. Prueba de decremento e incremento en un YNF.....	57
Figura 2-16. Valle característico de YNF en prueba de presión.....	58
Figura 2-17. Atributo varianza.....	60
Figura 2-18. Atributo caos.....	61
Figura 2-19. Esquema de curvatura.....	61
Figura 2-20. Atributo curvatura.....	61

Figura 2-21. Atributo ant-tracking.....	62
Figura 2-22. Atributo coseno de fase instantánea.....	62
Figura 3-1. Análisis de registro en función de su profundidad desarrollada.....	63
Figura 3-2. Desviación presente en los pozos de Volve.....	63
Figura 3-3. Pozo en Volve con ausencia de la Fm. Hugin.....	64
Figura 3-4. Pozos productores de Volve.....	64
Figura 3-5. Pozo 15/9-F-10 con alta saturación de agua en la Fm. Hugin.....	65
Figura 3-6. Correlación de registros geofísicos en Volve.....	67
Figura 3-7. Análisis petrofísico del pozo 15/9-F-1-C.....	66
Figura 3-8. Permeabilidad en la Fm. Hugin de los pozos productores.....	68
Figura 4-1. Sísmica de Volve sin atributos sísmicos.....	69
Figura 4-2. Sísmica de Volve con atributo sísmico coseno de fase instantáneo.....	69
Figura 4-3. Modelo de depósito-estructural de Volve.....	70
Figura 4-4. Descripción del modelo sísmico.....	70
Figura 4-5. Interpretación sísmica del campo Volve (zona productiva).....	71
Figura 4-6. Atributos de smooth y varianza aplicados en la sísmica de Volve.....	73
Figura 4-7. Atributo ant-tracking aplicado a la sísmica de Volve.....	74
Figura 4-8. Superficies estructurales de la cima y base de la Fm. Hugin.....	75
Figura 4-9. Planos de fallas localizados en Volve.....	76
Figura 4-10. Modelo tridimensional representativo de la zona de explotación de Volve.....	76
Figura 4-11. Modelo escalado con las propiedades de porosidad, VSH, SW y permeabilidad.....	77
Figura 4-12. Aplicación de Net Pay al modelo tridimensional.....	78
Figura 4-13. Porosidad secundaria mostrada en la Fm. Hugin.....	79
Figura 4-14. Análisis de fracturamiento (prof. 2837.79 [m] – 3129.57 [m]).....	80
Figura 4-15. Análisis de fracturamiento (prof. 2906-09 [m] – 3178.86 [m]).....	81
Figura 4-16. Análisis de fracturamiento (prof. 2949.33 [m] – 3237 [m]).....	82
Figura 4-17. Análisis de fracturamiento (prof. 2990.23 [m] – 3314.75 [m]).....	83
Figura 4-18. Análisis de fracturamiento (prof. 3034.09 [m] – 3380.97 [m]).....	84
Figura 4-19. Histórico de producción de Volve.....	86

Índice de tablas

Tabla 2-1. Comparación de yacimientos convencionales y formaciones compactas.....	36
Tabla 2-2. Características, definiciones y orígenes de las fracturas naturales de gran importancia en la industria petrolera.....	42
Tabla 2-3. Comparación entre los registros de imagen acústicos y de resistividad.....	50

Introducción

A nivel mundial la dependencia de los recursos energéticos es alarmante. En la actualidad y durante los próximos años la necesidad del uso de los hidrocarburos y, por lo tanto, su demanda tiene una tendencia al crecimiento. Por lo que el estudio del subsuelo y los mecanismos que lo comprenden tendrá un mayor auge en el futuro.

Es importante que los esfuerzos de conseguir la tasa de restitución petrolera no sólo se centren en la exploración y explotación de nuevos yacimientos, sino que también estén basados en los análisis de campos maduros que pueden no haber sido caracterizados tomando en cuenta todas sus propiedades petrofísicas, ejemplo de esto la porosidad y permeabilidad secundarias basadas en la existencia de fracturas provocando que aún puedan contener volúmenes de hidrocarburos explotables.

Los yacimientos naturalmente fracturados (YNF) representan el 80 [%] de la producción de México y el 60 [%] de las reservas mundiales de hidrocarburos (Oleschko, 2006; Schlumberger, 2007). Este tipo de yacimientos han sido explotados por décadas en la industria petrolera mundial, logrando grandes avances en las áreas de perforación, terminación, producción y yacimientos. Sin embargo, a pesar de la vasta experiencia operativa en estos, siguen existiendo diferentes aspectos tales como la caracterización estática y el entendimiento de los sistemas matriz-fractura que continúan representando un reto para llevar a cabo la explotación óptima de los mismos, dejando importantes cantidades de hidrocarburos en el subsuelo, además de que se tiende a caracterizar como medios fracturados únicamente a los carbonatos quedando remanentes importantes en los yacimientos de areniscas.

El objetivo general de esta tesis es probar la existencia de fracturamiento en yacimientos maduros que aún pueden contener hidrocarburos, esto se busca comprobar a través de la construcción de un modelo estático que emplee indicadores de fracturamiento que puedan señalar la existencia de dichas discordancias y posible hidrocarburo en ellas. Si se logra verificar dicho fluido como reserva podría brindar importantes bienes económicos al ser explotado, este flujo de trabajo podría ser aplicado a análogos mexicanos. Para lograrlo, el yacimiento debe cumplir con:

- Haber sido caracterizado con anterioridad como un solo medio poroso y permeable.
- Estar situado en localidades que sufrieron tectonismo que afectó a su columna estratigráfica y causó fracturamiento en su roca almacén.

Para cumplir el objetivo general es necesario plantear los siguientes objetivos específicos:

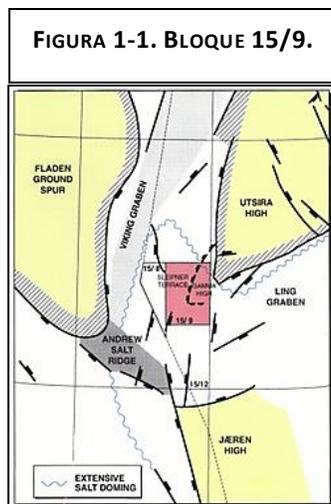
- Realizar un análisis de la geología histórica del yacimiento a caracterizar para identificar períodos de alta actividad tectónica que puedan haber fracturado al medio.
- Crear una base de datos referida a los YNF para comprender el funcionamiento de estos medios.
- Identificar zonas de fracturamiento con similitudes estructurales, estratigráficas y sedimentológicas a las ya explotadas y brindar posibles prospectos en otras áreas que pueden contener hidrocarburos, esto será justificado con ayuda de métodos directos e indirectos como lo son los análisis sísmicos, petrofísicos, toma de núcleos, análisis del histórico de producción, entre otros, para la identificación de fracturas.

I. Generalidades del campo

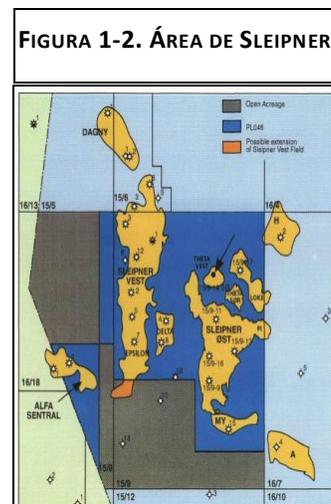
Este capítulo aborda la presentación y descripción del campo Volve, su ubicación, área, marco geológico, columna estratigráfica, así como una síntesis de los datos brindados por Statoil, los cuales incluyen registros geofísicos tomados en los pozos, datos de núcleos, petrofísica utilizada en el desarrollo del campo, entre otros. La finalidad de este capítulo es crear una base de datos del campo y analizar si existe información que revele si es posible que el medio esté fracturado.

1.1. Ubicación y características

El área de estudio es nombrada Volve; un campo con yacimientos productores de diferentes tipos de fluidos como aceite negro, gas y condensados que se encuentra en el Bloque Comercial 15/9 en la zona de Theta Vest, perteneciente al área de Sleipner en Gamma High al sudeste del Viking Graben en el Mar del Norte a 200 [km] de Stavanger, Noruega. Éste fue descubierto en 1993 con el pozo exploratorio 15/9-19 SR. Su plan de desarrollo y operación fue aprobado en 2005 apoyado en el uso de una plataforma tipo Jack-Up “Maersk Inspirer” y múltiples pozos desviados con sidetracks. Volve comenzó su producción el 12/02/2008 y concluyó en 2016 (Norwegian Petroleum Directorate, 2022; Statoil, 1993), Figura 1-1 y 1-2.



Statoil. (1993). 4.7. Recuperado de *Discovery Evaluation, Well 15/9-19 SR, Theta Vest Structure - PLO46A*.



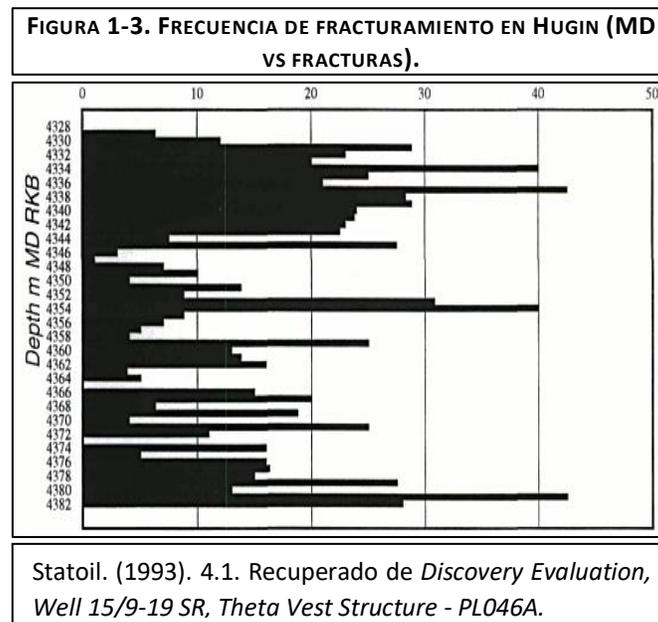
Statoil. (1993). 2.1. Recuperado de *Discovery Evaluation, Well 15/9-19 SR, Theta Vest Structure - PLO46A*.

Volve tiene un área aproximada de 6 [km²] y se encuentra delimitado por un complejo sistema de fallas que le dan su morfología de domo. Su formación productora es Hugin (Fm. Hugin) del grupo Vestland, del Jurásico Medio, Calloviano. Ésta es descrita como una secuencia de areniscas de grano fino a grueso que posiblemente se depositaron en un ambiente marino poco profundo y de alta energía (Statoil, 1993).

La roca almacén de Volve se encuentra a una profundidad promedio de 2,750 a 3,120 [m.d.n.m] con un tirante de agua promedio de 80 [m] y un espesor de 10 a 100 [m]. Sus características generales muestran que consiste en una arenisca con porosidad del 23[%], permeabilidad de 1 [Darcy] y se identifican mínimo 4 facies:

- 1) Grano fino con bioturbaciones y espesores menores a 30 [cm].
- 2) Grano fino a mediano con pobre bioturbación con espesores de 1 a 1.5 [m].
- 3) Grano mediano a grueso con laminación cruzada y espesores de 10 a 20 [cm].
- 4) Grano mediano a grueso sin laminación cruzada y espesores aproximados de 1.5 [m].

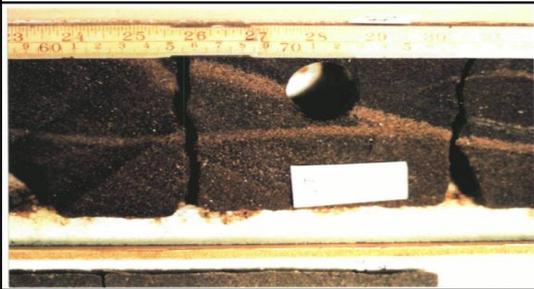
La saturación promedio de agua en la zona de aceite es del 20 [%], con la ayuda de núcleos de los pozos 15/9-19 SR, 15/9-19 A y 15/9-19 B se puede apreciar una alta frecuencia de fracturamiento de origen natural en Hugin (Schlumberger, 1995), Figura 1-3.



Las fracturas predominantes localizadas en Hugin son de corte, representadas por bandas de deformación que exhiben reducción en su porosidad en la mayoría de los casos. En éstas también se encuentra el desarrollo de cuarzo y crecimiento de minerales arcillosos que favorecieron dicha reducción. Igualmente se presentan bandas sin cambios en la porosidad y con aumento en ésta que pueden favorecer a la permeabilidad de la roca

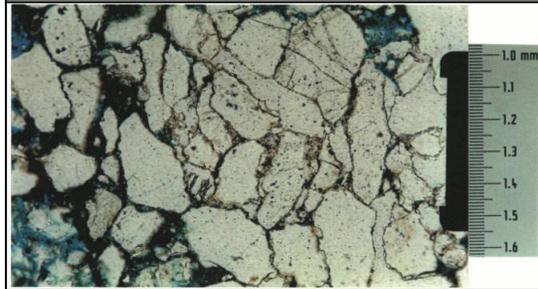
almacén. En un núcleo del pozo 15/9-19 SR se encontró del intervalo de 4,328.85 [mD] a 4,342.25 [mD] porosidad secundaria con orden del 0 [%] al 2 [%] y capacidad de flujo (kh) de 15,300 [mD/pie] a 9.5 [mD/pie] (Statoil, 1993). En la Figura 1-4, se aprecia parte de un núcleo de Hugin con presencia de bandas de deformación (blanco) y saturado de hidrocarburos (negro). En la Figura 1-5, se aprecian dichas bandas de deformación con presencia de disminución en la porosidad debido a la trituration de los granos.

FIGURA 1-4. PRESENCIA DE BANDAS DE DEFORMACIÓN EN HUGIN.



Statoil. (1993). 4.2. Recuperado de *Discovery Evaluation, Well 15/9-19 SR, Theta Vest Structure - PL046A*.

FIGURA 1-5. BANDAS DE DEFORMACIÓN EN HUGIN CON REDUCCIÓN DE POROSIDAD.



Statoil. (1993). 4.3. Recuperado de *Discovery Evaluation, Well 15/9-19 SR, Theta Vest Structure - PL046A*.

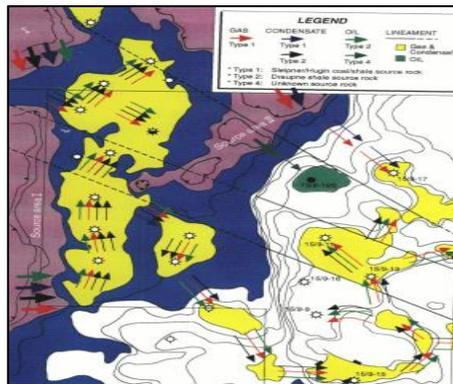
El hidrocarburo explotado en el área de Sleipner muestra 3 rocas generadoras como origen:

- Tipo 1. Roca generadora de lutita con materia orgánica terrestre de las Formaciones Sleipner y Hugin. Fuente de gas y condensado en Loke y gas en Sleipner Ost.
- Tipo 2. Roca generadora de lutita de la Fm. Draupne. Fuente de aceite en Sleipner Ost.
- Tipo 3. Roca generadora mixta de los recursos tipo 1 y 2.
- Tipo 4. Roca generadora de origen marino (no clástica) no identificada. Fuente de aceite en la Fm. Hugin en Theta Vest, Volve.

El gas presente en Volve aún no ha sido identificado por su composición isotópica inusual respecto a los otros localizados en la zona de Sleipner.

Las rutas de migración en toda el área se ven favorecidas por las fallas que dividen Sleipner Terrace y el Gamma High como se aprecia en la Figura 1-6 (Statoil, 1993).

FIGURA 1-6. RUTAS DE MIGRACIÓN EN SLEIPNER.



Statoil. (1993). 9.5. Recuperado de *Discovery Evaluation, Well 15/9-19 SR, Theta Vest Structure - PL046A*.

1.2. Base de datos

La empresa estatal noruega de petróleo, Equinor, facilitó 11 folders electrónicos que en su conjunto representan 5 [TB] y alrededor de 40 000 archivos de información del Campo Volve. Éstos consisten en interpretaciones geofísicas de fallas y horizontes; cimas y bases de las formaciones; 2 cubos sísmicos postapilados y migrados (ST0202; adquirida en el 2002; y ST10010, adquirida en el 2010), 11 pozos con información de sus VSP, sidetracks, en caso de aplicar, registros geofísicos, bioestratigráficos, de producción, lodo. Así como la ubicación, dirección, reportes de descubrimiento, geoquímica, perforación y producción, análisis de núcleos, tapones de pared y láminas. Incluyendo, 2 modelos: estático y dinámico; éste último migrado al software Eclipse.

Los registros que se incluyen son: tamaño de la barrena por etapa (BS), caliper (CALI), corrección del registro de densidad (DRHO), tiempo de tránsito (DT), tiempo de tránsito de la onda de cizalla (DTS), rayos gamma (GR), porosidad neutrón (NPHI), potencial fotoeléctrico (PEF), eléctricos a diversas profundidades (RACEHM, RACEHLM, RD, RM, RT), ritmo de penetración (ROP), minerales y de imagen. Éstos tienen resolución vertical de 10 a 15 [cm]; mismos que ya fueron analizados de acuerdo con la evaluación petrofísica descrita en el reporte realizado por Statoil en el 2006 (Statoil, 2006) y se pudieron obtener datos de salida como volumen de arcilla (VSH), marcadores de arena, arcilla y carbonato, porosidad total (PHIF), saturación de agua (SW) y permeabilidad logarítmica horizontal (KLOGH).

La información previamente mencionada no se encuentra en su totalidad en todos los pozos, sobre todo, para los pozos de producción de hidrocarburos.

Para el desarrollo del presente trabajo se utilizó la información de cada pozo (información técnica y registros geofísicos, así como sus topes interpretados), y la sísmica sin interpretar ST0202 que presenta una resolución de 25 [m] por intervalo medido.

Los registros de salida, verificados por el autor y que se emplearon para la caracterización estática de Volve realizada por el mismo, siguen las presentes correlaciones descritas en (Statoil, 2006):

$$V_{sh} = \frac{GR_{max}-GR}{GR_{max}-GR_{min}} \text{ [Adim]}. \quad \text{(Ecuación 1)}$$

Donde V_{sh} es el volumen de arcilla, GR_{max} el valor máximo medido en la línea de arcilla indicada en el registro obtenido en unidades [API], GR_{min} el valor mínimo indicado en la línea de arena en el mismo y GR valor puntual analizado en la profundidad deseada. Este indicador es empleado en la caracterización de Hugin para determinar cualitativamente la permeabilidad y cuantitativamente para indicar los marcadores de arena y carbonato. El V_{sh} en ocasiones es corregido con el registro de densidad y porosidad neutrón.

La saturación de agua (S_w) se calcula empleando la ecuación de Archie, resultando en la saturación de agua total:

$$S_w = \left(\frac{a \cdot R_w}{R_t \cdot \phi_f^m} \right)^{\frac{1}{n}} \text{ [Adim]}. \quad \text{(Ecuación 2)}$$

Donde a es el factor de Archie, R_w la resistividad del agua de formación a temperatura de la formación [Ohm/m], ϕ_f la porosidad total, m el exponente de cementación, R_t la resistividad verdadera de la formación [Ohm/m] y n el exponente de saturación. En Hugin a es 1 y n es 2.45. El exponente de cementación, m , es indicado a través de la siguiente correlación:

$$m = 1.865(Klogh^{-0.0083}). \quad \text{(Ecuación 3)}$$

Donde Klogh es la permeabilidad horizontal logarítmica de la profundidad analizada. La resistividad del agua de formación es igual a 0.07 [Ohm/m] a 20 [°C]. La temperatura presenta una diferencial de 2.6 [°C] cada 100 [m]. Por lo tanto, en el yacimiento la temperatura estimada es de 111 [°C].

La R_w a condiciones de yacimiento se obtiene con la fórmula de Arp's y la temperatura del yacimiento:

$$R_w = \frac{R_{w1}*(T_1+21.5)}{(T+21.5)}. \quad \text{(Ecuación 4)}$$

Donde R_{w1} es la resistividad del agua de formación a condiciones de superficie (en Volve es 0.07 [Ohm/m]), T_1 la temperatura en la superficie [°C] (20 [°C] en este caso) y T la temperatura en el yacimiento [°C] (111 [°C]).

La porosidad total (ϕ_f) se deriva del registro de densidad calibrado de acuerdo con la sobrecarga del sistema y los datos de los núcleos. Además, es corregida para pozos perforados con lodo base aceite (OBM) o base agua (WBM):

$$\phi_f = \phi_D + A(\phi_N - \phi_D) + B \text{ [Adim]}. \quad \text{(Ecuación 5)}$$

Donde A y B son coeficientes de regresión derivados de la regresión lineal entre $(\phi_N - \phi_D)$ y $(\phi_C - \phi_D)$, sus valores en Hugin son 0.4 y 0.01, respectivamente; ϕ_N es la porosidad neutrón, ϕ_C la porosidad medida del núcleo. La separación, a veces existente, entre $\phi_N - \phi_D$ a menudo es empleada para medir la invasión de fluido filtrado en la formación. Sin embargo, también funciona como indicador de presencia de gas.

Finalmente, la porosidad densidad (ϕ_D) es obtenida de la siguiente ecuación:

$$\phi_D = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_{fl}} \text{ [Adim]}. \quad \text{(Ecuación 6)}$$

Donde ρ_{ma} es la densidad de la matriz, 2.65 [g/cc] para Hugin, ρ_b corresponde a la densidad total medida por el registro en ese punto (RHOB) [g/cc] y ρ_{fl} la densidad del fluido contenido en los poros [g/cc], 0.9 en Hugin.

La permeabilidad horizontal logarítmica (Klogh) se deriva de un análisis de regresión multivariable entre la ϕ_f y el V_{sh} contra la permeabilidad medida de los núcleos corregida por el efecto de la sobrecarga. En Hugin la ecuación descrita es:

$$Klogh = 10^{(2+8*\phi_f-9*V_{sh})}. \quad (\text{Ecuación 7})$$

Los marcadores de arcilla, arena y carbonato varían su correlación dependiendo del pozo inclusive en existen algunas que son obtenidas de forma cualitativa.

El espesor de arena neto comparado con el espesor bruto (*Net to gross*, N/G) empleado en (Statoil, 2006) para la caracterización estática de Volve tiene como valores de corte, para el caso base de:

V_{sh} 0.5 [Adim], Klogh 0.5 [mD] y ϕ_f 0.1 [Adim].

1.3. Marco geológico

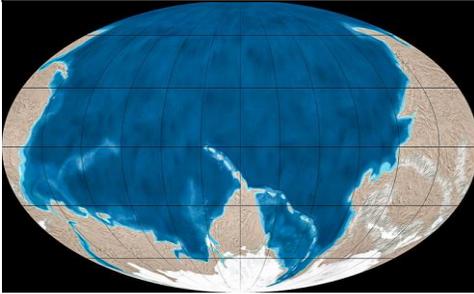
La geología estructural y la secuencia estratigráfica de Volve está dominada principalmente por los procesos tectónicos de extensión ocurridos en el Jurásico Superior y el Cretácico Inferior, y la tectónica salina provocada por el depósito de la *Fm. Zechstein*. Ejemplo de estos eventos es lo que está documentado para el margen occidental del *Gamma High* que consiste en importantes fallas normales con movimientos periódicos asociados al desarrollo del *Viking Graben* y el *Central Graben*.

La evolución del área de Volve se puede desarrollar de la siguiente forma.

Precámbrico. Está clasificado como un Eón, es el grupo más antiguo de las eras geológicas, y equivale al 88% del total de la historia de la Tierra (Hernández, 2013). Éste se caracteriza por intensa actividad volcánica por el alto flujo de calor desde el interior del planeta y la tectónica de placas bastante activa por esto mismo (Caballero, 2019). A pesar de ser una etapa tan larga casi no se tienen datos sobre ésta, ya que las rocas formadas fueron erosionadas o metamorfozadas.

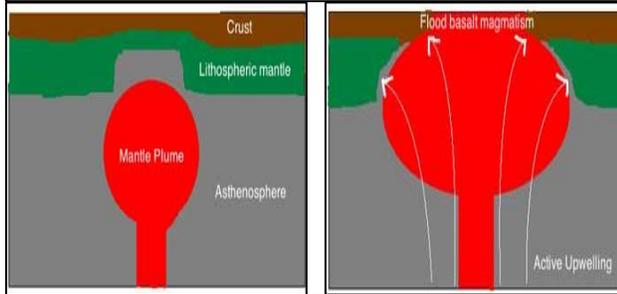
El basamento el mar del Norte se considera que se formó bajo un sistema de magmatismo de intraplaca lejos de los márgenes activos (Faerseth, 1995). La teoría aceptada es que estos puntos calientes son provocados por la existencia de plumas magmáticas del manto que se elevan hasta llegar a la corteza de la Tierra, Figura 1-7 y 1-8.

FIGURA 1-7. PLANETA EN EL PRECÁMBRICO.



Adaptado de *Precámbrico*, por Educalingo, 2021, Educalingo. En <https://educalingo.com/es/dic-es/precambrico>.

FIGURA 1-8. EJEMPLO DE MAGMATISMO INTRAPLACA.

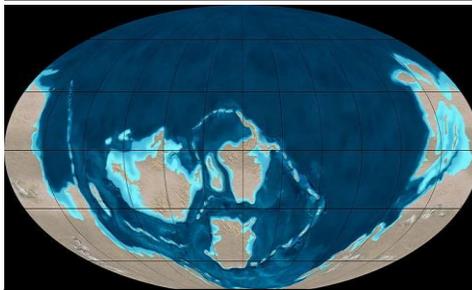


Adaptado de *Precámbrico Pluma Magmática*, por Zkelly1, [s./f.], Volcano Discovery. En <https://www.volcanodiscovery.com/es/geology/plate-tectonics/hotspots.html>.

Paleozoico. Es una Era dividida en seis períodos: Cámbrico, Ordovícico, Silúrico, Devónico, Carbonífero y Pérmico. Existen otras propuestas, pero en general se mantiene el esquema global en el que se postula que a inicios del Paleozoico existieron seis grandes masas continentales como unidades principales y bien establecidas. Estas unidades son – Gondwana, Laurentia, Báltica, Siberia, Kazakhstania y China, constituida por el sudeste de Asia (Sour, 1998).

Cámbrico. Se cree que a inicios de este período los continentes antes mencionados eran independientes entre sí. Todo se encontraba en latitudes bajas del hemisferio sur y la mayor parte de éstos estaban cubiertos por mares someros (Sour, 1998). El Cámbrico es conocido por la existencia de animales marinos con conchas duras, a diferencia de su predecesora donde éstos eran de cuerpo blando, y no existía vegetación (Hernández, 2013), Figura 1-9.

FIGURA 1-9. PLANETA EN EL CÁMBRICO.

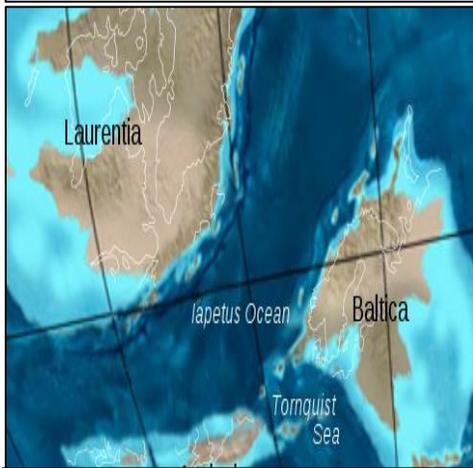


Adaptado de *Cámbrico*, por Prehistoria Fandom, 2021, Fandom. En <https://prehistoria.fandom.com/es/wiki/C%C3%A1mbrico>.

Ordovícico – Silúrico. Se mantiene la configuración de los continentes hasta la transición Ordovícico – Silúrico, cuando Gondwana se dirige hacia el Polo Sur, hasta colocarse en una posición polar que se evidencia por el hallazgo de diversos depósitos de tilitas (Sour, 1998). El periodo Ordovícico es conocido por la existencia de los primeros trilobites, siendo de los primeros organismos que desarrollaron un exoesqueleto de calcita que favoreció su fosilización.

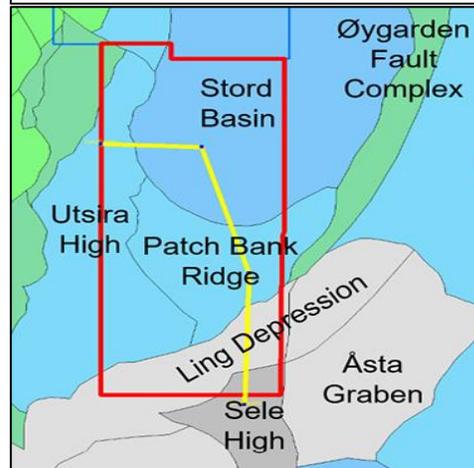
Silúrico – Devónico. A inicios del Silúrico se mantiene la idea de que los continentes de Báltica y Laurentia se aproximaban al punto de colapso esto sería el inicio de la llamada *Orogenia Caledoniana* donde más tarde también chocaría Avalonia, al desprenderse de Gondwana, esta tectónica compresional cerraría el Océano de Lapetus y el mar Tornquist, y sería responsable de gran parte de los sistemas montañosos noruegos (Faerseth, 1995), Figura 1-10. En Volve estos sistemas de fallas serían los responsables de separar los altos del basamento de Utsira y Sele (Kaasschieter, 1983), Figura 1-11. El Devónico es representado por la extensión de los animales y plantas a tierra firme; aproximadamente 50% de los continentes, como hoy los conocemos, estarían cubiertos por grandes masas de agua. Existe un alto grado de oxido férrico en la atmósfera que daría un tono rojizo a los sedimentos de este período.

FIGURA 1-10. LAURENTIA, BÁLTICA Y AVALONIA.



Adaptado de *The Keel and Caledonian Orogeny*, [s./a.], 2012, Blogger. En (<http://phos-alethinon.blogspot.com/2012/08/the-keel-and-caledonian-orogeny.html>).

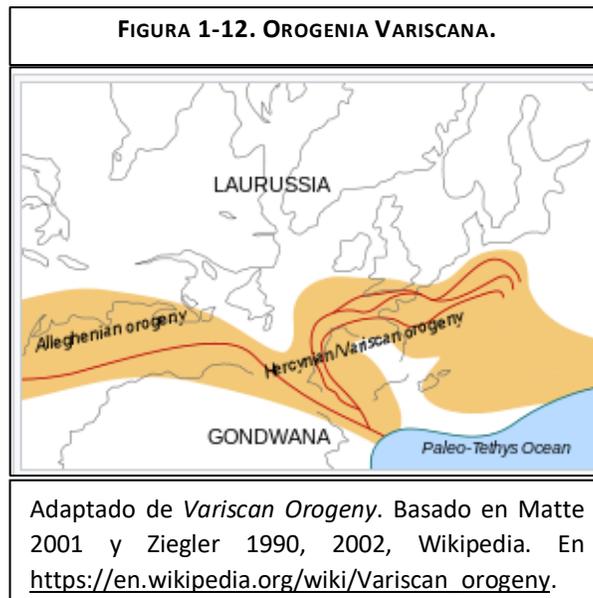
FIGURA 1-11. ALTOS DE UTSIRA Y SELE.



Adaptado de *New Insights into Hydrocarbon Potential of the Norwegian North Sea*, por Marit et. al., 2019, GeoExpro. En (<https://www.geoexpro.com/articles/2019/01/new-insights-into-hydrocarbon-potential-of-the-norwegian-north-sea>).

Devónico – Carbonífero. El cierre del océano Lapetus resultó en la creación del megacontinente Laurussia (también conocido como Euramérica). El cual terminó colisionando con Gondwana ocasionando otro evento compresivo. Este evento es conocido como la *Orogenia Variscana*, evento de suma importancia para la creación de Pangea, Figura 1-12. La característica límite entre el Devónico y Carbonífero es la intensidad de deformación y el metamorfismo que experimentaron las rocas atrapadas en el proceso (Glennie, 1998). Es importante mencionar que en el Devónico tardío en la zona de Volve se formaron cuencas sedimentarias como resultado de fallas de desplazamiento de rumbo. Estas cuencas estarían sujetas al depósito de los sedimentos del Devónico (*Old Red Sandstone*) y a los del Carbonífero Inferior (Statoil, 1993).

Carbonífero. En este período se formaron ambientes de deltas, lagos, ríos y grandes bosques. Las condiciones eran ideales para los anfibios y gigantes artrópodos. Gran parte de la materia vegetal de los bosques, al acumularse y posteriormente comprimirse, constituyó grandes depósitos de carbón. En el mar del Norte comienza el depósito de los sedimentos post-variscanos del Gp. *Rotliegendes* (grupo Rotliegendes) que incluso abarcaría el Pérmico.



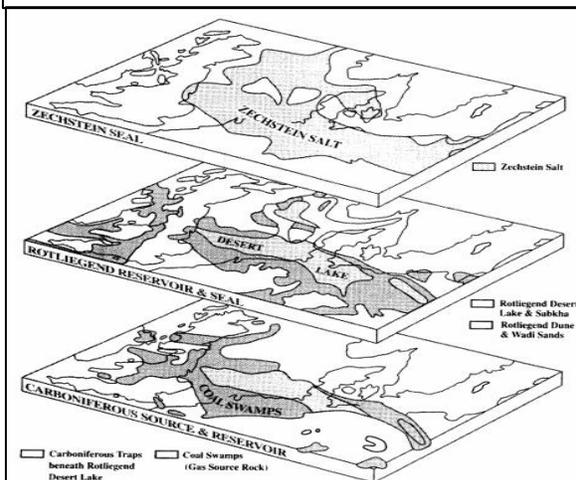
Pérmico. Pangea en su máximo apogeo. Aquí los mares retrocedieron y dejaron más tierra firme al descubierto. Lo que ocasionó que surgieran grandes desiertos y proliferarían los reptiles (Sour, 1998). Pangea es conocida como uno de los mayores depósitos de evaporitas en todo el mundo, ya que ésta por su ubicación, extensión y clima favoreció a su desarrollo. *A finales de este período, el mar del Norte estuvo sujeto a grandes movimientos de extensión con el desarrollo del Graben Oslo y el Graben Horn, relacionados a alta actividad tectónica que duraría hasta inicios del*

Triásico. La zona de Volve (Gamma High) probablemente actuó como un límite a la cuenca sedimentaria de los depósitos de sal del Gp. *Zechstein* sobre el Gp. *Rotliegendes* (Statoil, 1993), Figura 1-13.

El Gp. *Zechstein* se caracteriza por ser un ambiente de alta evaporación, con depósito de yeso, anhidrita, seguido de secuencias de halitas y, finalmente, sales potásicas. A esto se agrega que la cuenca de Zechstein careció de un buen suministro de sedimentos clásticos. La secuencia es el producto de cinco ciclos de depósitos principales, cada uno muestra los efectos del aumento de la salinidad con el tiempo y cada ciclo comienza con un suministro de agua de mar y termina con la evaporación hasta probable sequedad (Glennie, 1998). El final del Paleozoico está marcado por una gran extinción masiva. Se estima que sólo el 5% de todas las especies sobrevivió.

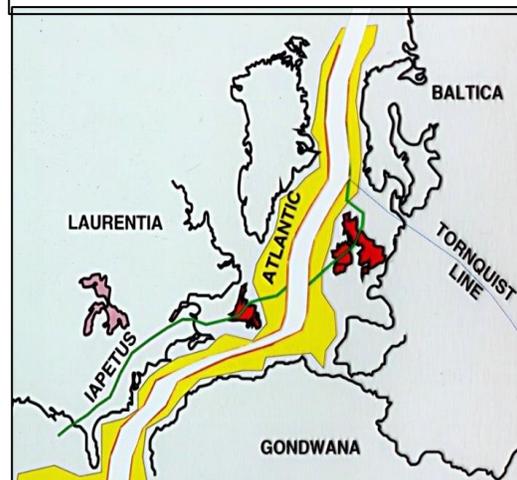
Es importante mencionar que en el Pérmico se separa el lado Oeste de Gondwana (Noruega – Groenlandia) y surge el Proto-Océano-Atlántico, esto causado por un sistema de fracturamiento que sería el inicio de la ruptura de Pangea (Glennie, 1998), Figura 1-14.

FIGURA 1-13. FACIES DEL CARBONÍFERO – PÉRMICO.



Glennie, K. (1998). 2.17. Recuperado de *Petroleum Geology of the North Sea, Basic Concepts and Recent Advances*.

FIGURA 1-14. PROTO-OCÉANO-ATLÁNTICO.

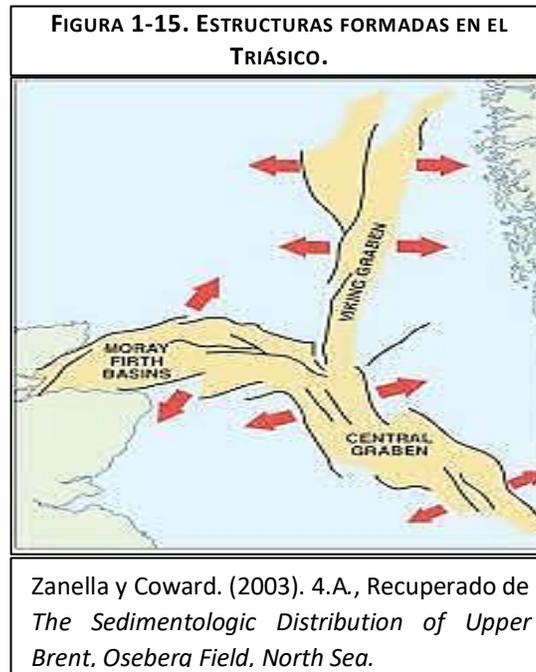


Adaptado de *The Appalachian System*, [s./a.], 2021, Instruct. En <https://instruct.uwo.ca/earth-sci/300b-001/napp.htm>.

Mesozoico. Esta Era es conocida como “La era de los reptiles”, debido a que se registró una gran diversificación de estos animales. Se divide en tres períodos: Triásico, Jurásico y Cretácico. Aquí Pangea se fragmenta gradualmente y los continentes van desplazándose hacia su posición actual.

Triásico. La ruptura de Pangea comenzó con el adelgazamiento y la ruptura de la corteza a lo largo del eje Atlántico Norte y el oeste de Tetis dando paso a un proceso de extensión y rifting que dominó en gran parte del territorio del mar del Norte (Glennie, 1998), Figura 1-15, este período llegó a su fin con una marcada transgresión marina.

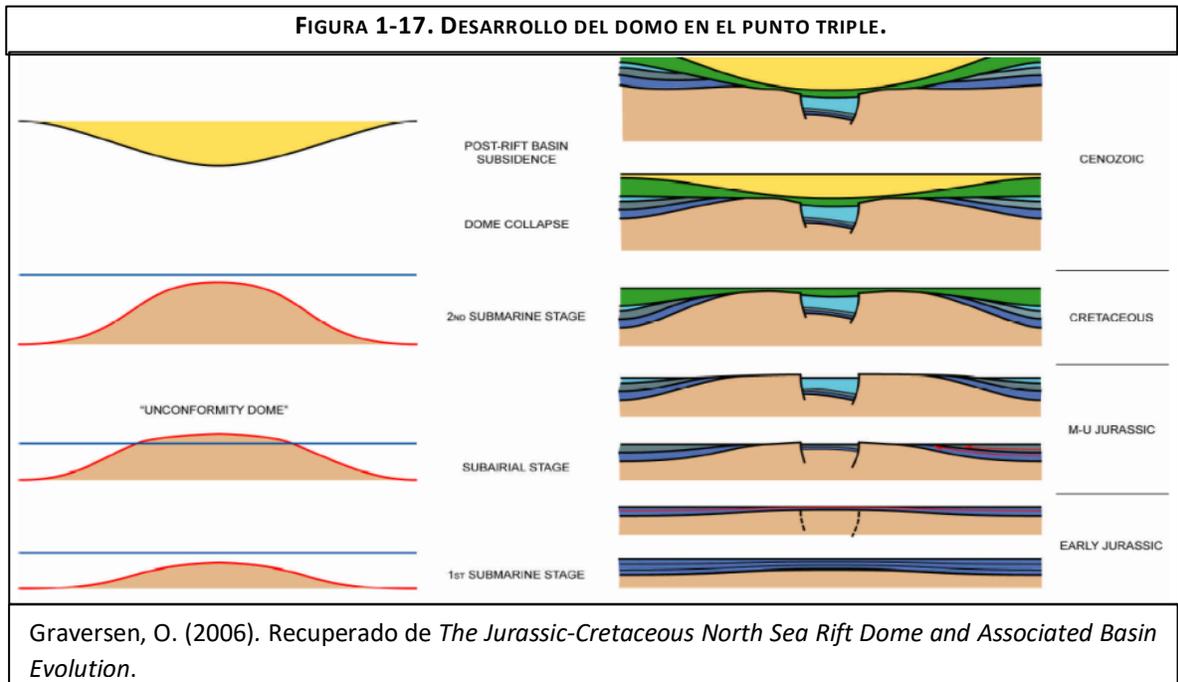
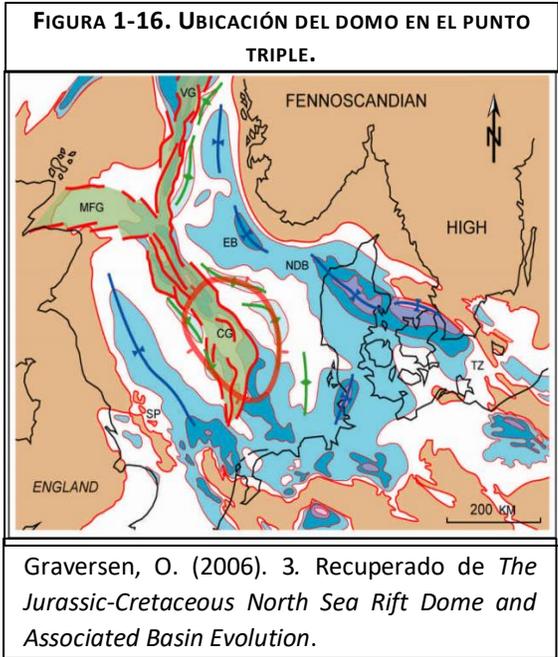
En la zona de Volve se siguieron recibiendo sedimentos del *Utsira High*. La cual consiste en ambientes fluviales y lacustres del *Gp. Hegre*, está representado por las *Fm. Smith Bank* y *Skagerrak* que consisten en lutitas marrones a rojizas con algunas capas de arenisca de grano fino con horizontes de lutita, respectivamente. Al depositarse el *Gp. Hegre* se comenzaron a desarrollar importantes eventos halocinéticos que se ven reflejados en distintas zonas del mar del Norte. Sin embargo, en Volve los modelos halocinéticos no explican las fallas que penetral al *Gp. Rotliegendes*. Además, estos modelos requieren que el depósito de sal alcance un espesor que le permita moverse, lo cual es incierto en el *Gamma High* (Statoil, 1993).



Jurásico. Tras haber transcurrido unos 60 millones de años de deriva, la ruptura de Pangea, que comenzó en el Triásico tardío y continuó durante el Jurásico, dejó que América del Sur se separará de África (Hernández, 2013). En este período el mar pierde nivel por la distribución de los continentes y su proceso de separación.

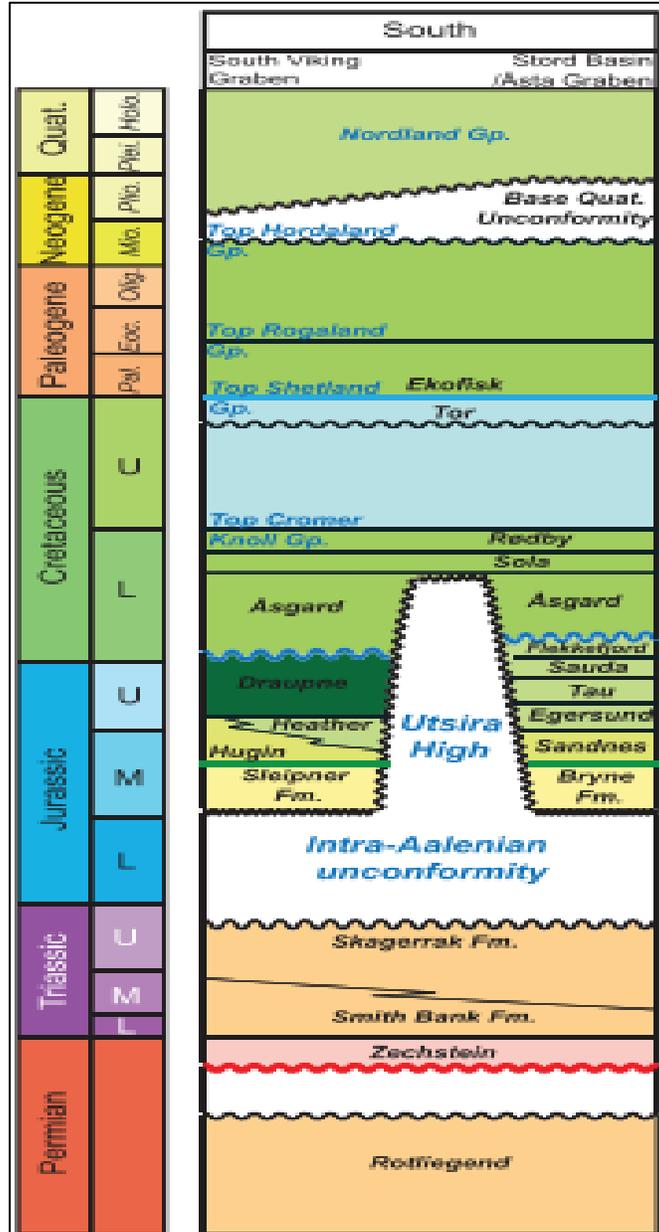
Jurásico Inferior – Medio. La transgresión marina de finales del Triásico continúa y es seguida por el desarrollo de un domo volcánico centrado sobre el “punto triple”; entre el *Viking Graben*, *Central Graben* y el *Moray Firth Basin*; éste causó que las

secuencias se levantarán y posteriormente se erosionarán, incluida la zona del *Gamma High*, esto se puede percibir ya que hay abundantes depósitos de edad Bathoniana – Calloviana en *Sleipner Terrace* y en el *Gamma High* son mucho más delgados (Statoil, 1993), Figura 1-16. En adición, los depósitos gruesos del Jurásico Inferior conforman su desarrollo en esta serie para el Jurásico Medio – Superior. El domo volcánico logra elevarse sobre el nivel del mar y comienza el período erosivo (Graversen, 2006), Figura 1-17.



En el caso de Volve, el Jurásico Inferior no se deposita por la discordancia Intra-Aaleniana (también conocida como la discordancia del Cimmerio Medio). La cual se generó a finales del Triásico como resultado de un aumento en el gradiente geotérmico dentro del área y subsiguiente levantamiento térmico. La brecha estratigráfica asociada con esta discordancia aumenta hacia la ubicación propuesta del domo volcánico anteriormente mencionado (Boldy & Fleet, 1999), Figura 1-18.

FIGURA 1-18. COLUMNA ESTRATIGRÁFICA DEL SUR DEL MAR DEL NORTE.



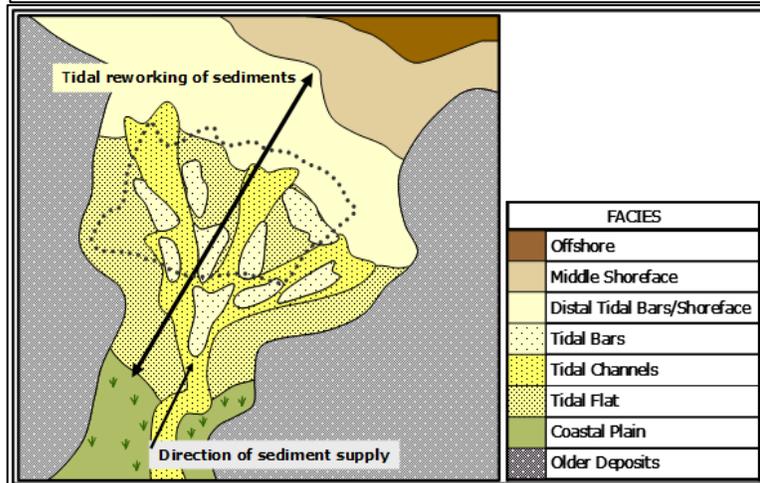
Phillips, T. (2019). 2. Recuperado de *The Influence of Structural Inheritance and Multiphase Extension on Rift Development, the Northern North Sea*.

En el Jurásico Medio en Volve se depositó el *Gp. Vestland* representado por las *Fm. Sleipner* y *Hugin*. La *Fm. Sleipner* consta de depósitos de areniscas de grano fino a medio, intercalado con lutitas y capas de carbón, indicadores de ambientes de depósito fluvio-deltáicos de entorno carbonoso, mientras que la *Fm. Hugin* del área, de presunto origen Calloviano, consiste en depósitos de areniscas de grano fino a grueso con intercalaciones de calizas y lutitas de ambientes marinos poco profundos como costa marina, planicies costeras/lagunares, barras de marea, canales de marea, barras de desembocadura, deltas, entre otros, que describen exactamente las etapas de transgresión marina en el área del *Gamma High* (Statoil, 1993), Figura 1-19.

Para la presente tesis la *Fm. Hugin* será catalogada en 12 secciones divididas por la diferencia de facies areno-arcillosas como se puede apreciar en la Figura 1-20.

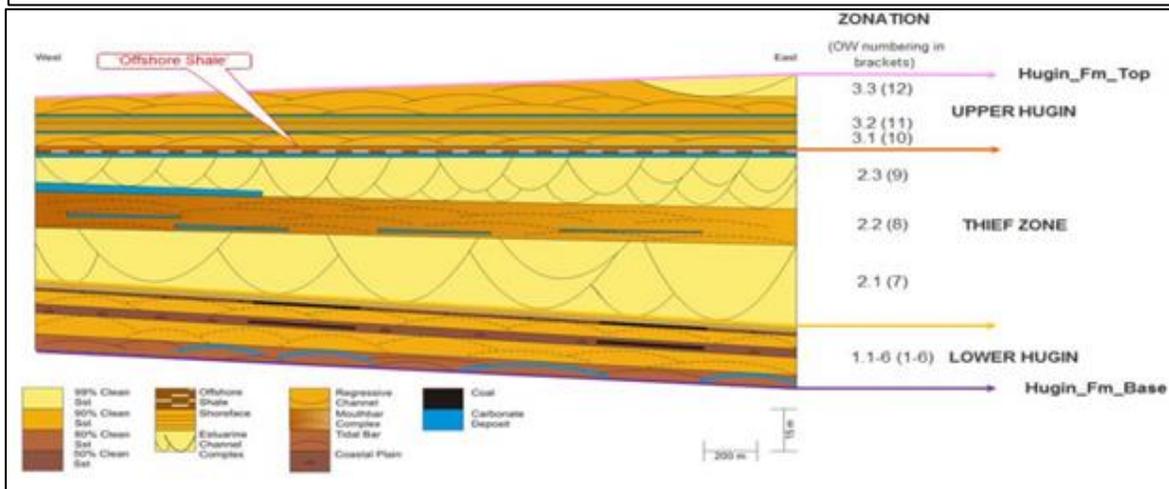
- 3.3.- Barrera mareal.
- 3.2.- Zonas litorales.
- 3.1.- Barrera mareal.
- 2.3.- Canales complejos de estuarios.
- 2.2.- Barras de desembocadura complejas.
- 2.1.- Canales complejos de estuarios.
- 1.6 – 1.1.- Variados.

FIGURA 1-19. POSIBLE AMBIENTE DE DEPÓSITO DE LA FM. HUGIN EN EL ÁREA DEL GAMMA HIGH.



Statoil. (2007). 3.5. Recuperado de *Individual Well Drilling and Completion Program, Well 15/9-F-12*.

FIGURA 1-20. ESTRATIGRAFÍA DE HUGIN EN EL ÁREA DEL GAMMA HIGH.

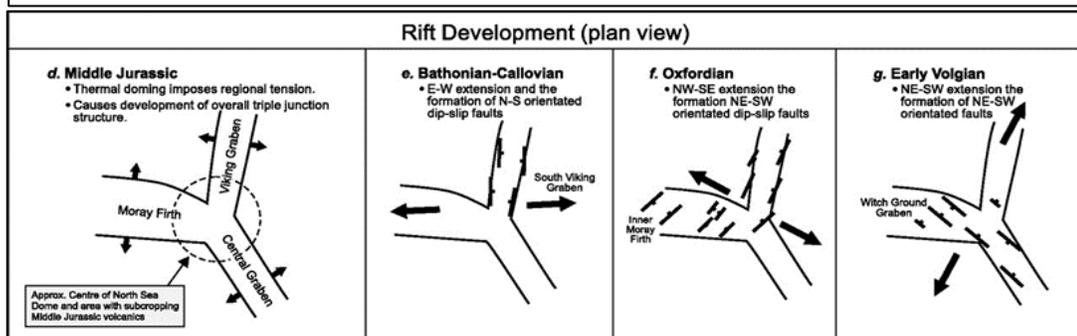


Statoil. (2014). 2-1. Recuperado de *Concept Selection Report, Well 15/9-F-15 D*.

Jurásico Medio – Superior. El colapso del domo volcánico durante el Jurásico Medio a Superior fue seguido por un segundo período extensivo tipo rifting en el mar del Norte que tuvo actividad hasta finales del Cretácico Inferior. Aquí también tuvieron actividad las disconformidades Callovianas y Oxfordianas, que no se deben confundir con el proceso del domo ya que estas disconformidades son el resultado de la extensión ocurrida en sus respectivas edades por procesos de rifting.

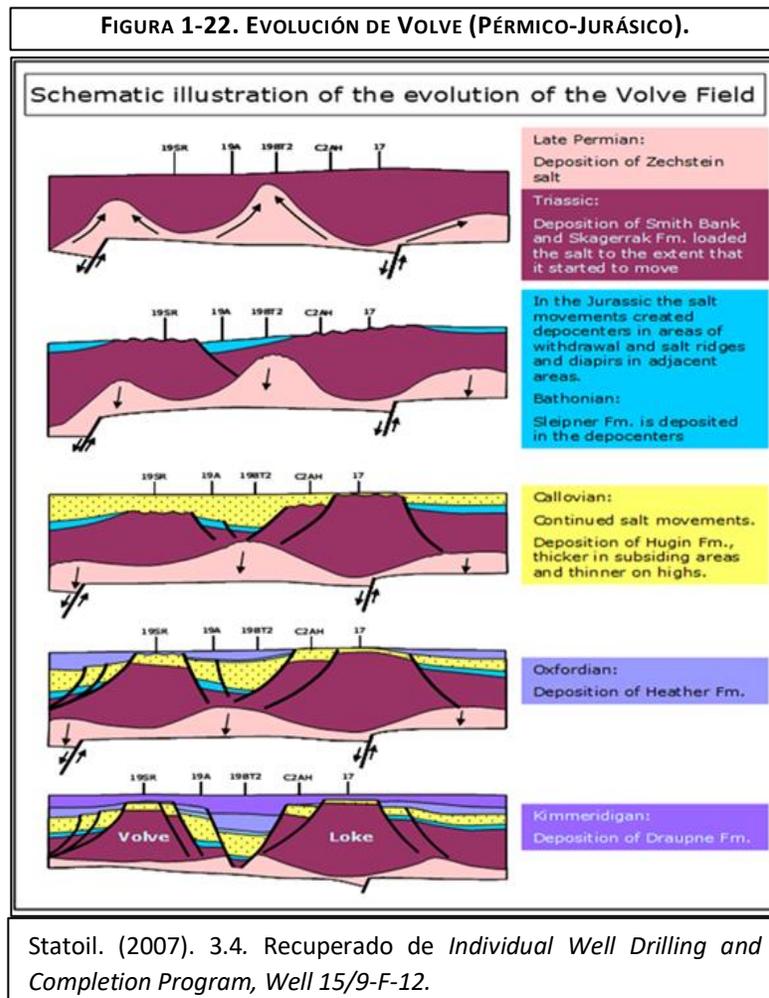
Durante el Jurásico Medio – Superior el proceso de rifting está asociado a adelgazamientos y subsidencias en la corteza que provocaron la evolución del sistema triple de rifting noruego. Lo que ocasionó que las unidades sedimentarias de estas edades exhibieran geometrías en forma de cuña adyacentes a las fallas (Faersth, 1995). Este mismo proceso ocasionó que los estratos se inclinaran y posteriormente fueran erosionados – en diversos grados, Figura 1-21.

FIGURA 1-21. DESARROLLO DEL SISTEMA TRIPLE DE RIFTING NORUEGO EN EL JURÁSICO.



Davies, R. (2001). 17. Recuperado de *Sequential Dip-Slip Fault Movement During Rifting: A New Model for the Evolution of the Jurassic Trilete North Sea Rift System*.

En Volve al finalizar el depósito de la *Fm. Hugin*, se dio un aumento en el nivel medio del mar, lo que ocasionó el depósito del *Gp. Viking* con la *Fm. Heather*. La cual es representada por lutitas y trazas de caliza con ligeras intercalaciones de areniscas en la zona inferior. En el Kimmeridgiano se depositó la *Fm. Draupne*. La cual presentó condiciones de anoxia y transformó sus lutitas en rocas con alto contenido de materia orgánica en varias zonas de su depósito (Statoil, 1993), Figura 1-22, otros eventos importantes que ocurren en el Jurásico es el desarrollo de la parte central del Océano Atlántico y el inicio del cierre del Tethys.



Cretácico. El Cretácico es un período geológico que duró aproximadamente 79 millones de años, iniciando hace 145 millones de años y terminando hace 66 millones, cuando el impacto de un meteorito en lo que ahora es la península de Yucatán ocasionó la extinción de los dinosaurios.

Cretácico Inferior. Reconocido por una gran discordancia generalizada o múltiples secuencias condensadas que dan lugar a un reflector sísmico distinto que es

reconocible en grandes áreas en el centro del mar del Norte. Éste es el resultado de la fase previa de rifting y los grandes períodos de regresiones y transgresiones del nivel del mar. Ésta es conocida como la Discordancia Basal del Cretácico (*BCU*) (Glennie, 1998; Kaasschieter, 1983). En esta serie de depositó el *Gp. Cromer Knoll*, en Volve ésta está representada por las *Fm. Asgard, Sola y Rodby* con depósitos de margas arcillosas.

Cretácico Superior. Después de la fase de rifting en el mar del Norte inició la fase de post-rifting en el Cretácico Superior, donde la subsidencia regional reemplazó a los eventos tectónicos activos y con el alza del nivel medio del mar se dieron las condiciones para la proliferación de depósitos de yeso al sur, mientras que al norte los carbonatos dieron paso a sedimentos dominados por arcilla (Glennie, 1998). En Volve, el Cretácico Superior está representado por el *Gp. Shetland* con las *Fm'. Hydra, Blodoks, Hod, Tor y Ekofisk*. A finales del Cretácico Superior inicia la Orogenia Alpina.

Cenozoico. El Cenozoico se caracteriza por la diversificación de los mamíferos y las aves ante la desaparición de los grandes reptiles. Aquí proliferan los hominoideos, estos primates se consideran los ancestros de los antropomorfos actuales. El surgimiento de los homínidos marcó un hito en la evolución, había emergido la evolución cultural y con ella la capacidad de modificar conscientemente el entorno (Jiménez, 2007).

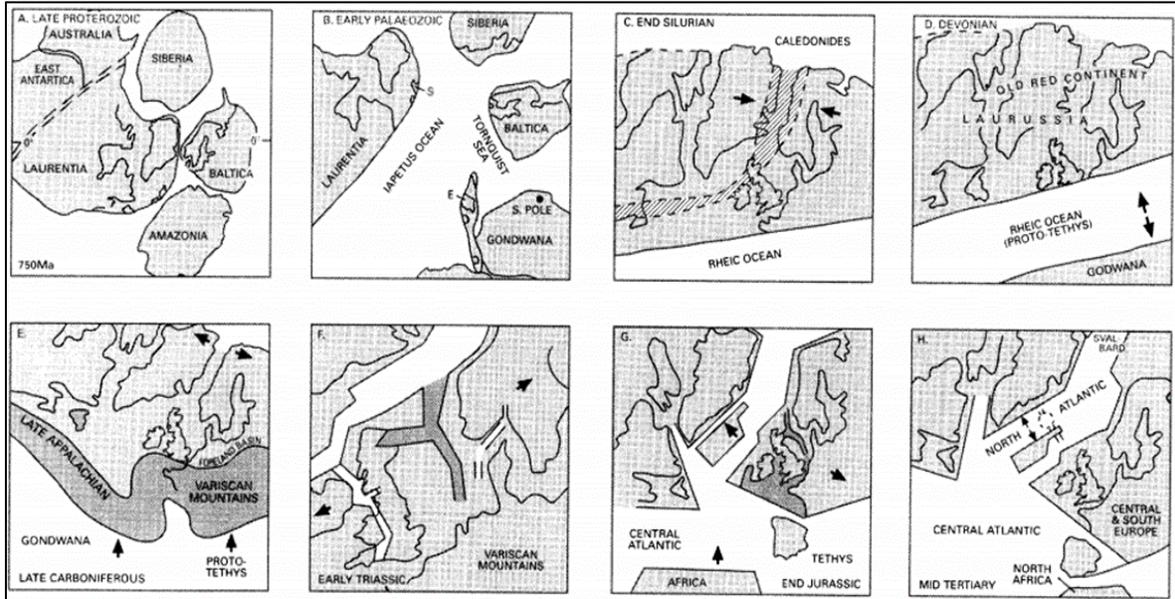
Paleoceno – Eoceno. Siguen los grandes movimientos en el Mar del Norte con el inicio de la expansión del fondo marino del océano Atlántico en su sección norte y la formación de montañas en los Alpes. En cuanto a la litología siguió el depósito de yeso hasta el Paleoceno temprano – en algunas zonas. En Volve se depositaron las *Fm. Ty, Lista, Sele y Balder* del *Gp. Rogaland*. La *Fm. Balder* forma un intervalo tobáceo en el área de estudio asociado a la propagación del fondo marino ya mencionado. Continúa la subsidencia en las zonas noruegas (Kaasschieter, 1983).

La elevación de los márgenes de cuenca, debido a procesos de inversión que iniciaron desde el Cretácico Superior provocados por movimientos extensivos, produjo una serie de abanicos submarinos que fueron transportados desde la Plataforma de *Shetland* hacia el este. Estas arenas se mezclaron los *Gp. Rogaland y Hordaland* de arcillas (Kaasschieter, 1983).

Mioceno. Se desarrollaron sistemas deltaicos desde la Plataforma *Shetland* hacia el sector noruego del mar del Norte. Estos sistemas están representados por las *Fm. Skade y Utsira – Gp. Nordland* (Kaasschieter, 1983).

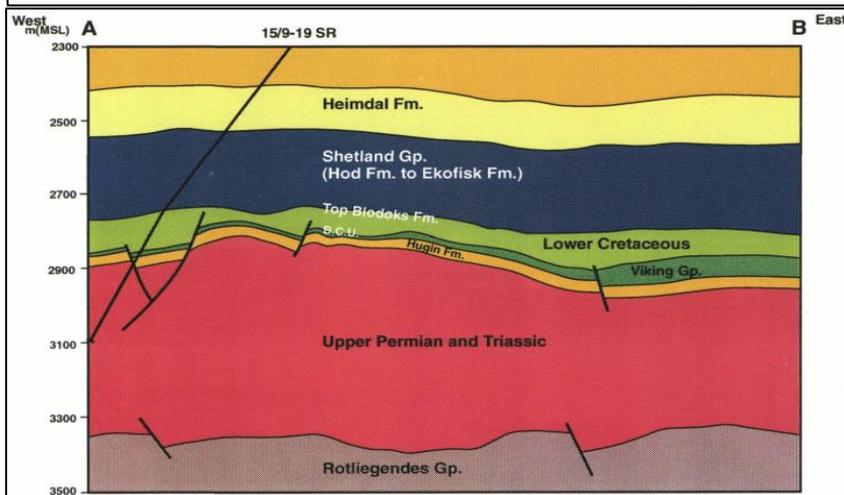
Neógeno. Debido a la gran elevación y la erosión glacial cuaternaria del continente noruego se creó una disconformidad definida durante este periodo (Lamb, 2016), Figura 1-23 y 1-24.

FIGURA 1-23. EVOLUCIÓN GEOLÓGICA DEL MAR DEL NORTE (PROTEROZOICO-TERCIARIO).



Glennie, K. (1998). 2.2. Recuperado de *Petroleum Geology of the North Sea, Basic Concepts and Recent Advances*.

FIGURA 1-24. SECCIÓN ESTRUCTURAL A LO LARGO DEL POZO 15/9-19 SR.



Statoil. (1993). 2.3. Recuperado de *Discovery Evaluation, Well 15/9-19 SR, Theta Vest Structure - PL046A*.

Suelo oceánico (actualidad). El mar del Norte tiene un tirante de agua poco profundo donde en algunas zonas alcanza más de 90 [m], aunque en la región noruega llega a alcanzar hasta 700 [m]. Su oleaje es bastante fuerte debido a que en el fluyen dos corrientes, una proveniente del sur y otra del norte. Desembocan varios ríos entre los que figuran *El Alba, Weser, Yser y Trent*. Su depósito consiste en arenas sobre una base arcillosa.

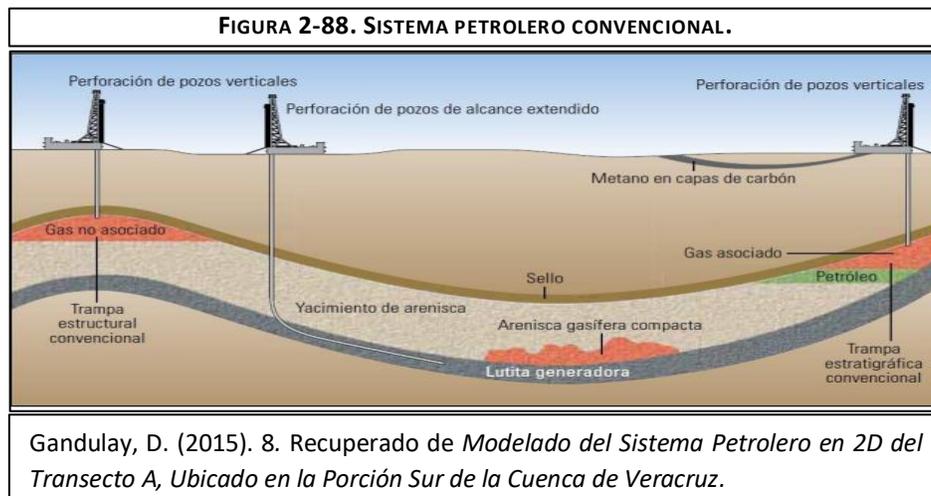
II. Marco teórico

En este capítulo se describe a la base de datos creada referida a los yacimientos naturalmente fracturados, ésta está compuesta de las definiciones de los conceptos básicos necesarios para comprender a este tipo de medios porosos, así como posibles indicadores indirectos de fracturamiento, a partir de registros geofísicos y sísmicos, que se emplearán en la realización de los capítulos III y IV. La finalidad de este capítulo es recabar información que apoye la existencia de fracturamiento en Volve a través de los estudios geofísicos tomados en el campo, y no sólo secundar la existencia de este fracturamiento con el marco geológico e información centralizada de tres núcleos en el campo como lo fue el capítulo I.

2.1. Sistema petrolero

Se define como sistema petrolero a los componentes y procesos geológicos necesarios para la generación y el almacenamiento de los hidrocarburos, se conforma idealmente por:

- **Roca generadora.** Roca porosa con alto contenido orgánico, baja permeabilidad, de grano fino (menor a 1/256 [mm])., propensa a la generación de hidrocarburos en función de su profundidad, presión y temperatura.
- **Roca almacén.** Roca porosa y permeable que tiene la capacidad de resguardar el hidrocarburo migrado, debe tener continuidad lateral y vertical. Idealmente éstas tienen a ser areniscas por sus propiedades petrofísicas.
- **Roca sello.** Roca de baja permeabilidad y/o poros de tamaño subcapilar, sin fracturas interconectadas, que impide la migración de los hidrocarburos a zonas no deseables, dúctil y de gran extensión y/o grosor.
- **Rutas de migración.** Canales de flujo que permiten el movimiento de los hidrocarburos en la roca generadora y de ésta a la roca almacén, esto debido a la tendencia de desplazamiento a zonas de menor presión.
- **Trampas.** Secuencia estructural y/o estratigráfica que impide la migración de hidrocarburos y brinda hasta donde llegan las rutas de migración.
- **Sincronía.** Los elementos anteriormente mencionados deben coincidir en tiempo y espacio para lograr la existencia del sistema (Knut, 2010), Figura 2-1.



2.2. Yacimiento

Un yacimiento es la unidad geológica de volumen limitado que contiene hidrocarburos.

2.2.1. Clasificación de los yacimientos

Dependiendo de las propiedades del yacimiento pueden existir diversas clasificaciones, entre las cuales se encuentran tipo de empuje y características geológicas.

2.2.1.1. Tipos de empuje

Durante la producción de un yacimiento los fluidos se desplazan de las zonas de mayor a menor presión. Sin embargo, las características del yacimiento y de las partes que lo conforman permiten que haya un aporte de energía adicional originado por los siguientes mecanismos:

- **Empuje por gas disuelto**

Este mecanismo de empuje consiste en la expansión de los fluidos que se encuentran originalmente en el yacimiento, este incremento en el volumen de los fluidos se debe al decremento de presión que ocurre cuando se inicia la producción del yacimiento. Al reducirse la presión, el aceite y el agua tienden a aumentar su volumen además de alcanzar la presión de burbuja; se comienza a liberar el gas que se encuentra disuelto en el aceite; ocasionando que esta expansión del fluido se vea acentuada.

- **Empuje por capa de gas**

Se produce cuando hay una capa de gas en el yacimiento esta puede encontrarse desde antes de su explotación o puede formarse con el gas disuelto que se encuentra en el aceite. Este tipo de empuje puede ser el preponderante para la

producción de un yacimiento, ya que la capa de gas actúa semejante a un pistón empujando al aceite.

- **Empuje por expansión de la roca**

Al entrar en producción el yacimiento reduce la presión de los fluidos que tiene – aumentando así – la presión de sobrecarga en la formación, esto genera que la roca se “compacte”, esta reducción del volumen poroso empuja a los fluidos hacia la zona de menor presión. Este mecanismo de empuje es relevante únicamente si la roca tiene una alta compresibilidad.

- **Empuje hidráulico**

Este tipo de empuje ocurre cuando los yacimientos cuentan con un acuífero asociado. Al comenzar la producción, el acuífero actúa restituyendo el volumen de hidrocarburo con agua evitando que la presión del yacimiento caiga de manera abrupta.

- **Empuje por segregación gravitacional**

Consiste en el acomodo de los fluidos debido a sus diferentes densidades cuando se tiene una alta permeabilidad vertical y un espesor considerable. Este tipo de empuje permite la formación de la capa de gas (Tarek, 2000).

2.2.1.2. Características geológicas

Los yacimientos también pueden clasificarse dependiendo sus características geológicas, por ejemplo: sistema petrolero, propiedades petrofísicas, entre otras. Lo que permite distinguir tres tipos representativos.

2.2.1.2.1. Yacimientos convencionales

Son llamados yacimientos convencionales aquellos que cuentan con todos los elementos del sistema petrolero.

2.2.1.2.2. Yacimientos no convencionales

Yacimientos en los que sólo existe la roca generadora esto es debido a la falta de sincronía en tiempo y espacio con el sistema petrolero. Ejemplos:

- **Yacimientos de gas en formaciones compactas**

Se refiere a los depósitos de areniscas y carbonatos con valores de permeabilidad bajos a ultrabajos (menos de 0.01 [mD]), que generalmente no tienen productividad natural y sólo pueden alcanzar valor comercial después de fracturar a gran escala o con técnicas especiales de producción. Estas características también aplican a otras formaciones no convencionales (Caineng, 2012; Holditch, 2006), Tabla 2-1.

Propiedad	Yacimiento de arenisca convencional	Yacimiento de gas en formaciones compactas
Composición de roca almacenadora	Alto contenido de cuarzo, bajo contenido de feldespatos	Muy alto contenido de feldespatos
Tipo de porosidad	Primaria y secundaria	Principalmente secundaria
Conectividad de la garganta de poro	Garganta de poro pequeña y buena conductividad	Mala conductividad
Porosidad [%]	12-30	3-12
Permeabilidad de matriz (10^{-3} [μm^2])	>0.1	≤ 0.1
Saturación de agua [%]	25-50	45-70
Densidad de la roca [g/cm^3]	<2.65	2.65-2.74
Presión capilar	Baja	Sumamente alta
Presión del yacimiento	Generalmente normal	Generalmente anormal, sobre presionada
Sensibilidad a los esfuerzos	Baja	Alta
Recuperación In-situ [%]	75-90	15-50

- **Yacimientos de metano en mantos carboníferos (CBM)**

Hidrocarburos formados durante el proceso de maduración térmica de los mantos carboníferos. En términos generales, la capacidad de los macerales de carbón para generar petróleo se pueden clasificar de potente a débil, como sigue: liptinita, exinita, vitrinita e inertinita (Caineng, 2012).

- **Yacimientos de gas en lutitas**

El gas de lutitas se define como el hidrocarburo no convencional que queda atrapado dentro de las formaciones de lutitas. Éstas descritas generalmente como ricas en materia orgánica, presentan muy baja permeabilidad y gargantas de poro diminutas.

Los depósitos convencionales de arenisca y carbonato tienen tamaños de poro en el rango de 1 a 100 [μm], los depósitos de lutita tienen radios de garganta de poro en el rango de 5 a 1 000 [nm] o incluso más pequeños, de 5 a 50 [nm] (Wang & Reed, 2009).

- **Hidratos de metano**

Estos hidratos de gas natural son clatratos cristalinos sólidos en los que las moléculas de agua atrapan a moléculas de metano, etano, propano, isobutano y otros gases no hidrocarbonados.

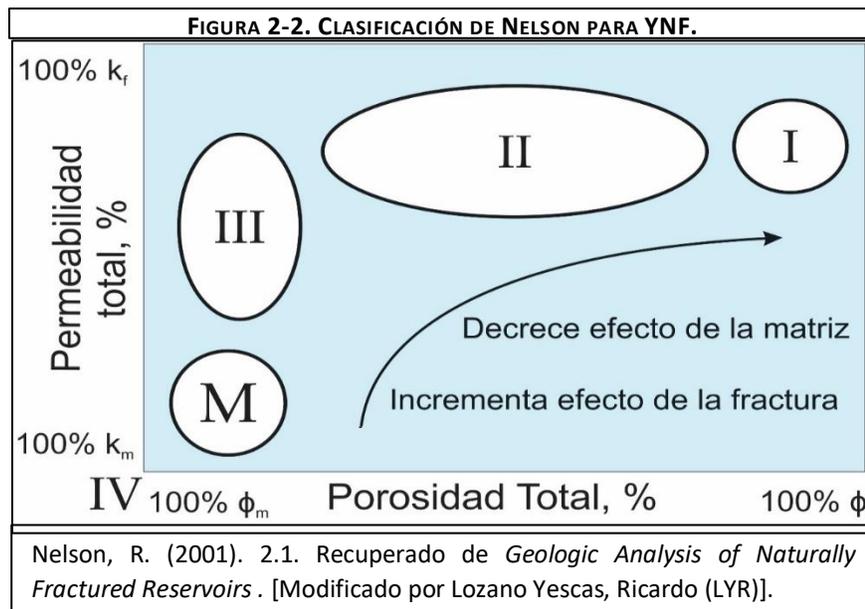
El hidrato de gas natural está ampliamente distribuido en los océanos y las regiones polares, y sus recursos de gas son 10 veces más que las reservas mundiales de gas convencional. En condiciones estándar, una unidad de hidrato podría contener aproximadamente 180 unidades de gas natural (Caineng, 2012).

2.2.1.2.3. Yacimientos naturalmente fracturados

Un yacimiento naturalmente fracturado (YNF) es aquel que contiene fracturas creadas por eventos geológicos; estas fracturas tienden a tener un efecto positivo o negativo en el flujo de fluidos. Si una de éstas se encuentra abierta o parcialmente abierta tendrá un efecto positivo en la producción de aceite por los altos flujos. Sin embargo, esto ocasionará que se acrecienten los efectos de conificación de agua y gas. Por otro lado, si la fractura se encuentra totalmente mineralizada se pueden crear barreras al flujo, lo cual puede compartamentalizar al yacimiento (Aguilera, 1995).

2.3. Clasificación de los yacimientos naturalmente fracturados

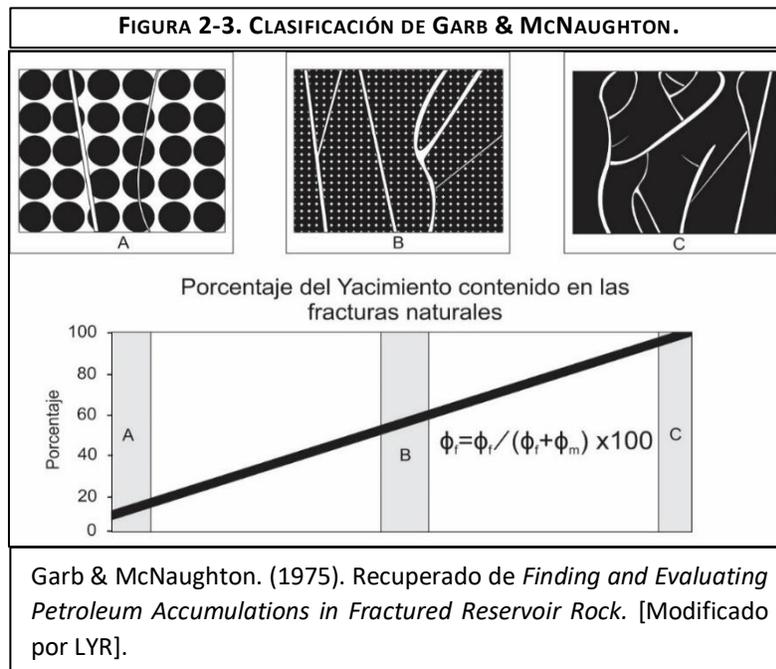
Los YNF con hidrocarburos han sido clasificados de distintas formas de acuerdo con sus características, una de éstas está dada por la contribución en la producción proveniente del sistema matriz-fractura, propuesta por (Nelson, 2001), Figura 2-2.



- **Tipo I:** Las fracturas proveen la mayor cantidad de almacenamiento y permeabilidad, y la matriz provee la mínima parte de la porosidad y permeabilidad en el yacimiento.

- **Tipo II:** La matriz provee la principalmente fuente de almacenamiento y las fracturas proveen la mayor parte de la permeabilidad en el yacimiento. La matriz tiene baja permeabilidad, pero puede tener porosidad alta, baja o moderada.
- **Tipo III:** Las fracturas proveen un efecto adicional en yacimientos que tiene por naturaleza una buena porosidad y permeabilidad.
- **Tipo M:** Los yacimientos tipo M tienen buenas propiedades de porosidad y permeabilidad asociadas a la matriz de la roca, pero muchas veces se encuentran compartimentalizados.
- **Tipo IV:** Las fracturas no proveen almacenamiento ni permeabilidad y en este tipo tienden a crear barreras al flujo.

Otra forma de clasificar a los YNF es la propuesta por (Garb & McNaughton, 1975), donde se toma en cuenta la distribución de la porosidad en el yacimiento por medio de la capacidad de almacenamiento del fluido, así se denotan 3 tipos: A, B y C, Figura 2-3.



- **Tipo A:** La capacidad de almacenamiento en los poros de la matriz es mucho más alta comparada con la de la fractura. Es decir, la porosidad de la fractura es un porcentaje pequeño a comparación de la total.
- **Tipo B:** La capacidad de almacenamiento en la matriz y la fractura es similar. Sin embargo, se puede subdividir en 2 tipos de acuerdo con las propiedades de los medios.

- **BI:** Tiene una combinación ideal entre la porosidad y permeabilidad de la matriz, exhibiendo aceite movable.
- **BII:** En este caso, la matriz no tiene buena capacidad de almacenamiento afectando a la saturación de las fracturas.
- **Tipo C:** Se asume a la porosidad de la matriz como cero. Por lo que, toda la capacidad de almacenamiento reside en las fracturas. En este caso, las fracturas proveen la porosidad y la permeabilidad esencial.

2.4. Fractura

Una fractura se define como una superficie de discontinuidad dentro de una masa rocosa que en algún momento fue un plano sin cohesión, resultado de esfuerzos que superaron el punto de ruptura de la roca o existencia de disolución en la misma, posteriormente puede haber sido alterada por procesos geológicos; como la cementación; que podrían afectar la porosidad y permeabilidad y en consecuencia la producción de los pozos petroleros (Aguilera, 1995; Nelson, 2001).

2.4.1. Morfología de las fracturas

La morfología de las fracturas es la que se encarga de describir y estudiar las formas y los procesos que definen las características de las rocas, con base a lo anterior se puede asociar a las fracturas en los siguientes grupos (Nelson, 2001):

- **Fracturas abiertas.** No se encuentran cementadas y no presentan ningún tipo de mineralización secundaria. Estas fracturas incrementan significativamente la permeabilidad paralela a la fractura. Sin embargo, tienen un efecto despreciable sobre la permeabilidad perpendicular a la fractura.
- **Fracturas deformadas.** En este grupo se incluyen las fracturas que se crearon al momento de que ocurre un fallamiento. Las cuales se denominan *como gouge-filled fractures* y *slickenside fractures*. En el primer caso, la fractura se llena con el mismo material de la roca fallada y en el segundo se producen por la fricción que tiene la superficie rocosa a lo largo del plano de la falla, esto hace que la superficie se “pula”. Por lo que, puede incrementar la permeabilidad paralela a la fractura, pero reduce de igual forma la perpendicular.
- **Fracturas mineralizadas.** Estas discontinuidades se encuentran cementadas debido a una mineralización secundaria. Usualmente, en este tipo se encuentran materiales como cuarzo, calcita y hierro. Sin embargo, su condición tiene efectos

importantes en el flujo de fluidos al poder representar barreras de flujo o actuar como apuntalantes evitando que el flujo se obstruya.

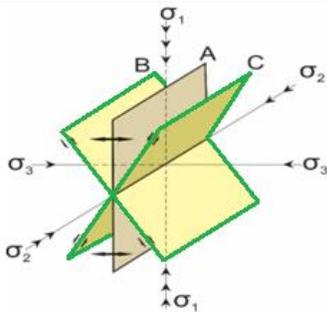
- **Vúgulos.** Estos proveen un aumento notable a la permeabilidad y a la porosidad de la roca, debido a su forma redondeada los vúgulos difícilmente se cerrarán cuando el yacimiento se despresurice. Son el resultado de la disolución de rocas carbonatadas.

2.4.2. Clasificación

Del punto de vista experimental las fracturas se pueden clasificar siguiendo las características de los esfuerzos que actúan en el cuerpo rocoso al momento de simularlas. Siguiendo estos estándares se pueden definir los siguientes tipos (Nelson, 2001):

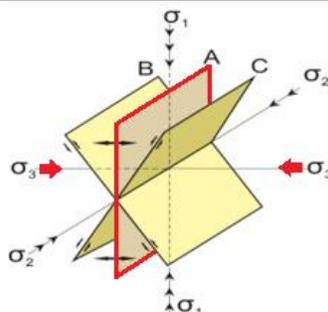
- **Experimental**
 - **Fractura de corte.** Resultan de las tensiones que deslizan una parte de la roca, implicando movimientos paralelos al plano de la fractura. Los planos B y C representan fracturas de corte. Los esfuerzos son compresivos, Figura 2-4.
 - **Fractura de extensión.** Es aquella fractura en la que las 2 paredes de la matriz se alejan la una de la otra. Esta fractura está representada por el plano A. Es paralela al esfuerzo principal (σ_1) y al intermedio, y perpendicular al esfuerzo menor. Los esfuerzos son compresivos, Figura 2-5.
 - **Fractura de tensión.** Tienen el mismo plano que las fracturas de extensión con la diferencia de que las fracturas de tensión el esfuerzo (σ_3) es negativo, Figura 2-6.

FIGURA 2-4. FRACTURA DE CORTE.



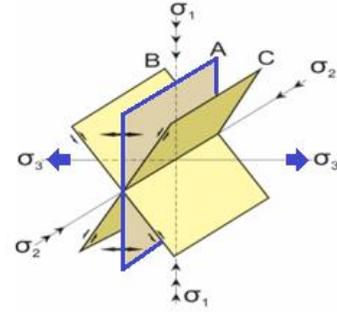
Aguilera. (1995). 1.14. Recuperado de *Naturally Fractured Reservoirs*. [Modificado por LYR].

FIGURA 2-5. FRACTURA DE EXTENSIÓN.



Aguilera. (1995). 1.14. Recuperado de *Naturally Fractured Reservoirs*. [Modificado por LYR].

FIGURA 2-6. FRACTURA DE TENSION.



Aguilera. (1995). 1.14. Recuperado de *Naturally Fractured Reservoirs*. [Modificado por LYR].

Otra manera de clasificar a las fracturas es desde el punto de vista geológico, distinguiendo los siguientes tipos (Aguilera, 1995):

- **Geológica**

- **Fracturas tectónicas.** Son aquellas cuyo origen puede deberse a la orientación y distribución del basamento, su morfología puede estar asociada a los movimientos de litosfera y se forman debido a la aplicación de esfuerzos en la superficie. Se ha observado que la mayoría de las fracturas tectónicas en los afloramientos tienden a ser fracturas de corte, aunque también se han hallado de extensión. Este tipo de fracturas forman redes con una relación específica a los pliegues y fallas.
- **Fracturas regionales.** Están desarrolladas a lo largo de grandes áreas de la corteza terrestre con un cambio mínimo en su orientación. Este tipo de fracturas son perpendiculares a las mayores superficies de estratificación. Las fracturas regionales se diferencian de las fracturas tectónicas debido a que éstas están desarrolladas en una geometría simple y consistente, tienen un espaciamiento relativamente largo y se pueden encontrar a lo largo de áreas muy grandes sin importar las estructuras locales.
- **Fracturas contraccionales.** Esta clase es el conjunto de fracturas de extensión y/o tensión, asociadas con una reducción del volumen bruto de una roca. Son el resultado de procesos de desecación, sinéresis, diferencias de temperatura y cambios en la fase mineral.
- **Fracturas asociadas a la superficie.** Este grupo incluye a aquellas fracturas que se desarrollaron durante la descarga y liberación de los esfuerzos en las rocas, la creación de superficies libres y la meteorización en general. Estas fracturas no son importantes en la producción de hidrocarburos.
- **Estilolitas.** Son planos irregulares de discontinuidad entre 2 unidades rocosas marcados por la acumulación de minerales insolubles, a través de la cual la roca se disuelve en respuesta a la presión de la solución u otro estado de esfuerzo. Llegan a reducir la permeabilidad y la porosidad en los yacimientos.

Una última clasificación, sería la propuesta por (Narr, Schechter, & Thompson, 2006), Tabla 2-2.

Tabla 2-2. Características, definiciones y orígenes de las fracturas naturales de gran importancia en la industria petrolera.		
Término	Definición	Características
Fractura	Discontinuidad en la roca causada por esfuerzos que superaron el punto de ruptura. Todos los términos de esta tabla son fracturas.	Discontinuidad que se forma en la roca posterior a su formación.
Grietas de desecación (<i>Crack</i>)	Fractura individual y aislada que no muestra cizallamiento. Puede ser natural o inducida.	Aislada (no necesariamente forma parte de un conjunto). No muestra un desplazamiento.
Diaclasas (<i>Joint</i>)	Conjunto (<i>set</i>) de fracturas espaciadas de forma paralela que no tienen desplazamiento. En las rocas sedimentarias, los joint se encuentran con ángulos grandes respecto al plano de estratificación. Si hay diversos sets de joints se forma un sistema.	No tienen desplazamiento. En las rocas sedimentarias tienen un ángulo grande respecto al plano de estratificación. Las fracturas paralelas forman un set.
Falla	Fractura con un movimiento de desplazamiento puesto. Es decir, la roca se desplaza paralelamente al plano de la fractura.	Muestra desplazamiento. Deformación de la roca en las superficies cercanas a ella.
Banda de deformación	Discontinuidades planares inducidas por una falla que contienen partículas de su roca origen. Se forman normalmente en estratos granulares y muy porosos.	Muestran desplazamiento y tienen una apariencia de trenza. Se forman en grupos con fallas paralelas y/o conjugadas.
Fractura mineralizada	Fractura cerrada debido a la mineralización.	Fractura mineralizada.

2.4.3. Propiedades físicas de las fracturas

Para representar físicamente a las fracturas se necesitan cuatro propiedades características de éstas, que en conjunto les permitirán distinguirse de otras. Estas propiedades son apertura, densidad, orientación y longitud (Narr, Schechter, & Thompson, 2006). Cada una de éstas repercutirá de distinta forma a la producción de hidrocarburos, positiva o negativamente.

- **Apertura.** Distancia perpendicular que se encuentra entre las paredes de la roca que la conforman. Ésta puede estar totalmente abierta o puede contener algún grado de mineralización, esto dependerá de la profundidad, presión de poro, tipo de roca, cementación, etc. La apertura puede facilitar el flujo de los hidrocarburos o servir como apuntalante.
- **Densidad.** Expresa el grado de fracturamiento de la roca a través de diversos sistemas de referencia. Usualmente, se constituye por la suma de fracturas por área, volumen o longitud.

- **Orientación.** Parámetro que conecta a una fractura con el ambiente. La orientación de las fracturas puede definirse por dos ángulos: rumbo y echado. De la comparación de la orientación de varias fracturas se determinó que aquellas que fuesen paralelas pertenecen a un mismo sistema. Si se encuentran varios sistemas intercomunicados existe una red de fracturas.
- **Longitud.** Distancia que existe entre las puntas de la fractura, puede ir de unos pocos micrómetros hasta cientos de metros. A partir de la morfología de la fractura ésta puede tener un gran impacto en el flujo de fluidos y la compartimentalización del yacimiento. Esta característica tiene un importante efecto en la permeabilidad de un yacimiento ya que facilitará el flujo a través de grandes distancias (Narr, Schechter, & Thompson, 2006; Van Golf-Racht, 1982).

2.5. Propiedades del sistema roca-fluido en los YNF

Las rocas sedimentarias constituyen el medio más importante para el almacenamiento de hidrocarburos y agua. Por lo cual se deben realizar estudios más detallados de sus propiedades ya que dichas características tendrán importantes efectos en la producción de hidrocarburos. Al hablar de un sistema se comprende que las propiedades del fluido también repercutirán en dicho fin. Las cuatro propiedades principales que conciernen al movimiento de fluidos son: permeabilidad, porosidad, presión capilar y compresibilidad.

2.5.1. Porosidad en YNF

La porosidad es la medida del espacio vacío dentro de una roca y se expresa como una fracción o un porcentaje del volumen total de la misma.

La porosidad (ϕ) puede ser cuantificada a través de la siguiente ecuación:

$$\phi = \frac{\text{Volumen Vacío}}{\text{Volumen Total de la Roca}} \text{ [Adim]}. \quad (\text{Ecuación 8})$$

La porosidad también se puede clasificar de acuerdo con la capacidad de fluir:

- **Porosidad inefectiva:** Designa al volumen vacío no interconectado contenido en la roca o con una conexión pobre.
- **Porosidad efectiva:** El volumen vacío en la roca está interconectado facilitando el flujo.

De acuerdo con su génesis esta propiedad también se puede dividir en:

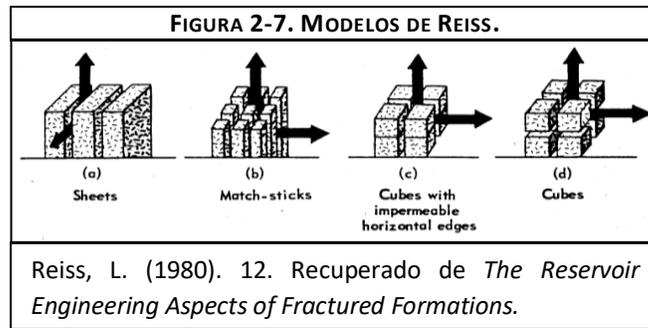
- **Porosidad primaria:** Se origina al momento del depósito del sedimento. Por lo que, es una característica inherente de la roca. El valor de esta propiedad depende de varios factores entre los cuales se encuentran la disposición y orientación de los granos.
- **Porosidad secundaria:** Se forma después de los procesos de litificación de la roca. Ésta no tiene ninguna relación con la forma y disposición de las partículas del sedimento, dicha porosidad se ha subdivido en tres clases:
 - **Porosidad por solución:** Se refiere a los huecos formados por la disolución de las porciones más solubles de la roca en presencia de fluido con ácido carbónico y/u otros ácidos orgánicos también es conocida como porosidad vugular.
 - **Fracturas, fisuras y diaclasas:** Dichas discontinuidades representan superficies planas formadas en respuesta a esfuerzos aplicados en la roca que producen rupturas en éstas, creando más espacios vacíos en el volumen total. Hay que tener en consideración a la morfología y propiedades de las fracturas.
 - **Dolomitización:** Es el proceso mediante el cual las calizas, dominadas por calcio, se transforman en un carbonato dominado por magnesio. Las rocas que sufren dolomitización desarrollan huecos que pueden dar como resultado un aumento sustancial en la porosidad.

Generalmente a la porosidad primaria se le asocia a la matriz rocosa representándola como (ϕ_m o ϕ_1) mientras que a la secundaria se asume como la producida por las fracturas o vúgulos (ϕ_f o ϕ_2).

Se menciona a la porosidad como el espacio vacío en la roca dividido entre el volumen total de la misma, es por esta razón que la porosidad de la fractura se puede relacionar como una propiedad puntual o una propiedad de volumen total. Si se toma en cuenta que la fractura depende fuertemente de la escala que tenga será importante hacer la distinción entre las dos anteriormente mencionadas.

La ϕ_2 representada como una propiedad puntual es igual al espacio vacío dentro de las fracturas dividido entre el volumen total de la fractura, dando como resultado un porcentaje cercano al 100%. En el otro caso la ϕ_2 será el resultado del cociente del espacio vacío dentro de las fracturas dividido por el volumen total de la roca, siendo así ϕ_2 un número pequeño, en muchos casos inferior al 1%.

El cálculo de ϕ_2 depende del modelo de estudio. Entre los típicos para fracturas se encuentran los de (Reiss, 1980), Figura 2-7.



Para el modelo de hojas de papel (*Sheets*): $\phi_2 = W_0/D$. (Ecuación 9)

Para el caso del modelo de cubos: $\phi_2 = 3W_0/D$. (Ecuación 10)

Donde:

W_0 = El ancho de la fractura.

D = El espaciamiento entre fracturas.

Tanto ϕ_1 como ϕ_2 también pueden ser calculadas con registros geofísicos, análisis de núcleos, pruebas de pozo y/o correlaciones matemáticas.

2.5.2. Presión capilar en el sistema matriz-fractura

Las fuerzas capilares son el resultado de la combinación de las tensiones interfaciales entre la roca, los fluidos, el tamaño y la geometría del poro además de las características del sistema. Toda superficie curva entre dos fluidos inmiscibles tiene la tendencia de estar en contacto en la menor área posible por unidad de volumen, esto es verdad mientras los fluidos son agua y aceite o aceite y gas. Cuando dos fluidos inmiscibles están en contacto con una discontinuidad la presión que va a existir entre los dos fluidos dependerá de la curvatura de la interfaz que separa los fluidos. Esta diferencia de presión es conocida como presión capilar.

El desplazamiento de un fluido por otro en un poro es ayudado o dificultado por las fuerzas interfaciales de la presión capilar. Como consecuencia, para mantener el medio poroso parcialmente saturado por un fluido no mojante mientras el medio está expuesto a un fluido mojando, es necesario mantener la presión del fluido no mojante a un valor mayor que la que se encuentra el fluido mojante (Tarek, 2000).

Denotando la presión en el fluido mojante como P_w y la presión en el fluido no mojante como P_{nw} , la presión capilar se puede expresar como:

$$P_c = P_{nw} - P_w \text{ [psi]}. \quad \text{(Ecuación 11)}$$

Para un sistema aceite-agua la ecuación también puede representarse de la siguiente forma:

$$P_c = \frac{2\sigma_{wo}(\cos \theta)}{r}. \quad (\text{Ecuación 12})$$

Donde σ_{wo} es la tensión interfacial agua-aceite [dinas/cm], r el radio capilar [cm] y θ el ángulo de contacto.

En un medio fracturado la presión capilar puede considerarse cero si las fracturas se encuentran totalmente abiertas y muestran superficies lisas. De encontrarse parcialmente mineralizadas o con cierta tortuosidad la presión capilar tendrá que ser considerada (Firoozabadi & Hauge, 1990).

2.5.3. Permeabilidad en YNF

La permeabilidad es una propiedad del medio poroso que se define como la medida de la capacidad de una roca para permitir el paso de fluidos. Ésta refleja la conexión de los poros, fracturas y/o vórgulos dentro de la roca también representa la capacidad de la roca para transmitir fluidos en respuesta a diferencias de presión (Aguilera, 1995; Tarek, 2000).

Generalmente se define a la permeabilidad de la matriz como primaria (κ_m o κ_1) mientras que a la permeabilidad de las fracturas y/o vórgulos como secundaria (κ_f o κ_2). El estado y cálculo de las propiedades de la fractura pueden afectar considerablemente a la permeabilidad secundaria dependiendo del modo de cálculo (puntual o de volumen).

(Aguilera, 1995) ha propuesto los siguientes modelos:

Cálculo de la permeabilidad en la matriz apoyada en la ley de Darcy:

$$v = -\frac{\kappa \Delta P}{\mu \Delta L} [\text{cm/s}]. \quad (\text{Ecuación 13})$$

Donde v es la velocidad aparente del flujo, μ es la viscosidad del fluido [cP], κ es la permeabilidad de la roca [Darcy] y $\Delta P/\Delta L$ representa al gradiente potencial en dirección del flujo [atm/cm].

La ley de Darcy sólo aplica bajo las condiciones de:

- Flujo estacionario.
- Flujo lineal u horizontal.
- Flujo laminar.
- Espacio poroso 100% saturado de fluido.
- Viscosidad constante.

Para el caso lineal con flujo de fluido incompresible, la κ_1 puede ser calculada con la siguiente ecuación.

$$\kappa_1 = v \frac{\mu L}{\Delta P}. \quad (\text{Ecuación 14})$$

Cálculo de la permeabilidad en los vóculos:

Puede ser calculada usando la ley de Poiseuille para flujo capilar y la ley de Darcy para flujo de fluidos en estratos permeables para así estimar la permeabilidad en los canales provocados por la solución para propiedades intrínsecas, en un solo canal de disolución y de forma paralela al flujo:

$$\kappa_2 = 20 \times 10^6 D^2. \quad (\text{Ecuación 15})$$

Donde D es el diámetro capilar [pg] y el resultado se obtiene en [Darcy]. Se puede apreciar como dicha permeabilidad tiende a tener grandes valores, de ahí la importancia de los vóculos en un yacimiento. Si el canal de disolución está de forma perpendicular al flujo se puede asumir la misma permeabilidad para el vóculo y la matriz (Aguilera, 1995).

Cálculo de la permeabilidad en las fracturas:

Para una fractura de grosor (W_0) [pg], la permeabilidad intrínseca puede ser calculada a través del siguiente método:

$$\kappa_{2(\text{intrínseca})} = 54 \times 10^6 W_0^2 [\text{Darcy}]. \quad (\text{Ecuación 16})$$

Si se extiende a propiedades extrínsecas el modelo cambia:

$$\kappa_{2(\text{extrínseca})} = \frac{\kappa_{2(\text{Intrínseca})} * W_0}{D} [\text{Darcy}]. \quad (\text{Ecuación 17})$$

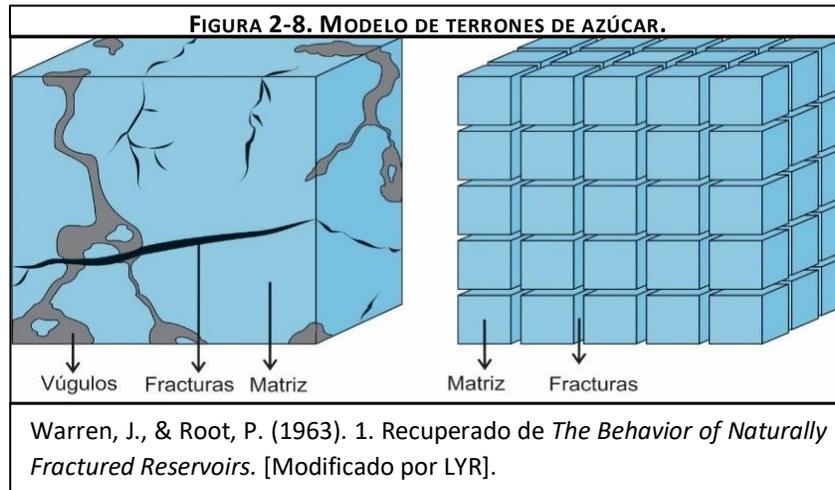
Donde D es la distancia entre fracturas [pg].

La mayor permeabilidad en la fractura se da paralela al flujo por aspectos geológicos y reológicos, de igual forma la permeabilidad de la fractura perpendicular el flujo se puede aproximar mediante la permeabilidad de la matriz. Ésta dependerá del modelo que se vaya a emplear al simular.

2.5.4. Modelos de doble porosidad y permeabilidad

Típicamente los YNF son representados por dos medios porosos y permeables, donde uno representa a la matriz y otro a la fractura. En sistemas de doble porosidad y permeabilidad

($2\phi-2\kappa$) el flujo está apoyado por los dos medios mientras en sistemas de doble porosidad y una permeabilidad ($2\phi-1\kappa$) sólo un medio es el encargado de transportar los fluidos al pozo, generalmente éste es la fractura. Este caso fue ejemplificado por (Warren & Root, 1963) en su modelo de “terrones de azúcar”, Figura 2-8.



En este modelo la matriz y la fractura están idealizados como dos medios separados que se encuentran interactuando en espacio y tiempo, donde la transferencia de fluidos ocurre de acuerdo con el potencial del fluido entre los dos medios.

Para un sistema ($2\phi-1\kappa$) donde el medio continuo son las fracturas se deben tomar en cuenta las siguientes consideraciones:

- Las fracturas proporcionan el principal medio para el flujo de fluido en el yacimiento.
- Los pozos se encuentran ubicados únicamente en el sistema de fracturas.
- Las fracturas deben estar uniformemente distribuidas.
- La ley de Darcy es aplicable para describir el flujo en la fractura.
- El fluido que es desplazado de los bloques de matriz fluye cerca de la interfase matriz-fractura.

Tomar como medio difusivo a la fractura en este tipo de sistemas radica en que estas se caracterizan por tener mayor difusividad que la matriz. Es así, que la respuesta “temprana” está controlada por las fracturas y la “tardía” es influenciada por la matriz (Cortes, 2008).

2.5.5. Compresibilidad del sistema roca – fluido

Un yacimiento a miles de metros bajo la superficie está sujeto a la presión originada por el peso de las formaciones suprayacentes y los fluidos que puedan contener. Dicha presión

variará dependiendo del área en la que se encuentre, profundidad, naturaleza de la estructura, consolidación de la formación, etc. La profundidad de la formación es la más importante consideración. No se debe confundir con la presión intersticial que es la presión en los espacios porosos de la roca. La compresibilidad del poro puede evitar la transmisión de fluidos al reducir la porosidad (Tarek, 2000).

La compresibilidad de la matriz puede ser definida matemáticamente por la siguiente ecuación:

$$C_r = -\frac{1}{V_r} \left(\frac{\partial V_r}{\partial p} \right)_T \text{ [psi}^{-1}\text{]}. \quad \text{(Ecuación 18)}$$

Donde V_r es igual al volumen del sólido. El subíndice T indica que la derivada es tomada con condiciones de temperatura constante.

2.6. Detección de YNF

En la exploración, desarrollo y evaluación de una formación fracturada, se deben encontrar las zonas con mayor desarrollo de fracturas. Estas zonas deben ser detectadas o predichas con apoyo del pozo, o afloramientos, ya que pueden tener un gran impacto en el desarrollo del yacimiento incluyendo su carácter económico.

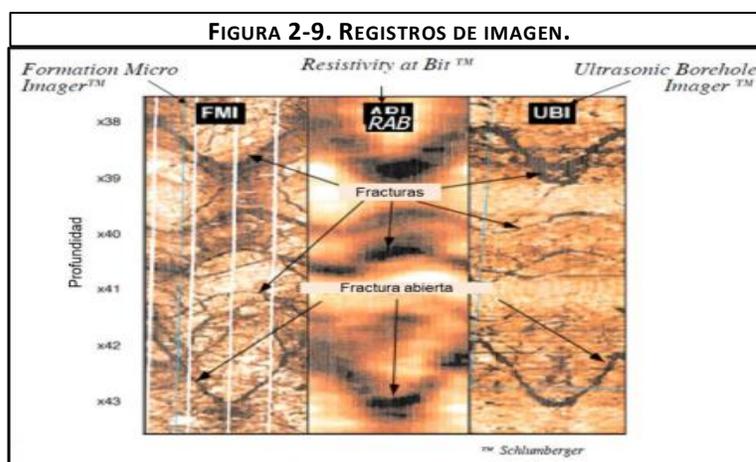
Los indicadores de detección de fracturamiento se pueden clasificar en directos e indirectos y pueden ser obtenidos en distintas fases de la vida de un yacimiento.

2.6.1. Indicadores directos de fracturamiento

Con ayuda de los indicadores directos (en sitio o en laboratorio) hallados en afloramientos y núcleos se pueden determinar las propiedades físicas de las fracturas, que son esenciales en la caracterización estática de los YNF. Este tipo de indicadores son las únicas fuentes que proporcionan información visual.

- **Afloramientos.** El estudio de los afloramientos involucra diversa información como la posición relativa de los estratos, la posición de los conjuntos de fracturas, el número de fracturas por cada conjunto, la morfología de la fractura, etc. Esta información se obtiene de la exploración superficial, pero debe tomarse en cuenta que la roca almacén no siempre aflora y si lo hace puede que la zona no sea representativa del yacimiento o que las fracturas hayan sufrido cambios por los procesos de meteorización y la disminución de presión de confinamiento al salir a superficie. Estos datos pueden afectar la caracterización estática al no representar las condiciones del yacimiento (Van Golf-Racht, 1982).

- **Núcleos.** Proporcionan la información más detallada del yacimiento. De estas muestras se puede observar sin ambigüedad la relación entre fracturas y matriz. Los núcleos pueden ser usados para determinar el origen, geometría, ocurrencia, orientación, grado de mineralización y propiedades físicas de las fracturas en el yacimiento, entre otras (Narr, Schechter, & Thompson, 2006).
- **Registros de imagen.** Aunque no pueden sustituir la información del núcleo, se pueden obtener parámetros como: altura aparente de la fractura o el espaciamiento entre las fracturas. Son la fuente directa más usada para la detección de fracturas subsuperficiales además de que son registros orientados. Este tipo de registros se clasifican en dos tipos, resistivos de imagen basados en pequeñas diferencias en la resistividad eléctrica del agujero, donde se van arrastrando diferentes electrodos a lo largo de la pared del pozo para generar una imagen y los registros de imagen acústica que utilizan transductores ultrasónicos que recolectan tiempos de tránsito reflejados en el pozo (Narr, Schechter, & Thompson, 2006), Tabla 2-3 y Figura 2-9.



Gómez, L; & Lozano, J. (2019). 11. Recuperado de *Análisis de Fracturas Naturales y su Relación con la Producción de Hidrocarburos para el Diseño de Pozos en el Campo Piedemonte.*

Tabla 2-3. Comparación entre los registros de imagen acústicos y de resistividad.	
Resistivos	Acústicos
Datos recopilados por 4, 6 u 8 almohadillas mecánicas. Por lo que, los datos provienen de un rayado en espiral del pozo.	Se obtiene una imagen completa de 360° en la periferia del pozo.
No funciona en algunos lodos base aceite.	Funciona en lodos base aceite.
Generalmente tiene una resolución más alta, rango dinámico más amplio y es más sensible a las variaciones litológicas que el otro registro.	La sensibilidad litológica varía en las propiedades acústicas de cada roca.
Puede ser para calcular la apertura de las fracturas.	Excelente para detallar la forma del agujero.

En los registros de imagen pueden pasar desapercibidas fracturas con aperturas estrechas que tendrían repercusión en el flujo de los hidrocarburos.

Los **recortes de perforación** también sirven como indicadores directos. Sin embargo, su estructura física ha sufrido modificaciones y no se puede cuantificar algún dato más que la presencia de fracturas.

No se incluye al **registro televiewer (BHTV)** ya que su principio físico es el mismo que el registro de imagen sónico.

2.6.2. Indicadores indirectos de fracturamiento

Los afloramientos, núcleos y registros de imagen proporcionan los datos más precisos y detallados sobre la geometría e intensidad de las fracturas. Sin embargo, a menudo los datos más importantes para la gestión del yacimiento provienen de otras fuentes conocidas como indicadores indirectos de fracturamiento; basados en la historia de perforación, análisis de registros, pruebas de presión, historia de producción, etc. Algunos de estos indicadores ayudan a identificar fracturas efectivas. La unión de ambos indicadores disminuirá la incertidumbre en el sistema fracturado.

- **Registro de potencial fotoeléctrico (PEF).** Mide la respuesta fotoeléctrica de los electrones de retrodispersión usados en los registros de litodensidad. Es usado para identificar litología bajo ciertas condiciones. En el caso de YNF si existen fracturas abiertas llenas de lodo con barita el registro marca un gran aumento positivo en su respuesta. Sin embargo, este aumento también se puede deber a la presencia de vórgulos, rugosidades en el pozo o exceso de barita (Narr, Schechter, & Thompson, 2006).
- **Registros de porosidad (sónico (ϕ_s) – densidad (ϕ_D) – neutrón (ϕ_N)).** Se han registrado por lo menos cuatro tipos de ondas en este tipo de registro: compresional (P), corte (S), (M) y una onda de baja velocidad (aquí ocurre la Stoneley). La onda P muestra atenuaciones en su amplitud debido a fracturas verticales y de ángulo alto mientras que la onda de baja velocidad muestra cambios en su amplitud por fracturas horizontales de bajo ángulo. Si se parte del supuesto que la relación entre los tiempos de arribo para la onda S y P es constante para litologías limpias. La relación entre S y P al ser mayor a 1 podría ser un claro identificador de fracturamiento por cambios drásticos en la permeabilidad. Esta relación es descrita en la siguiente ecuación:

$$\text{RDT} = \frac{DT_{\text{shear}}}{DT_{\text{compressional}}}. \quad (\text{Ecuación 19})$$

Donde DT_{shear} es el tiempo es el tiempo de tránsito de la onda de corte y $DT_{\text{compressional}}$ es el tiempo de tránsito de la onda compresional. Ambos tiempos deben ser consistentes en tiempo entre distancia.

La cuarta onda identificada puede ser aislada para sólo obtener la Stoneley. La cual tiene una atenuación de amplitud relacionada a la presencia de fracturas abiertas. El fenómeno de salto de ciclo en registros sínicos a menudo es debido a la presencia de fracturas cercanas a la pared del pozo. Estos registros están sujetos a lecturas erróneas por vórgulos, zonas lavadas, formaciones poco consolidadas, etcétera. Por lo que es preferible usarla junto a métodos directos.

Si se toma en cuenta que el registro sínico (fundamentalmente por la onda P) provee la porosidad de la matriz y que la unión entre los registros neutrón y densidad obtienen la porosidad total de la formación la diferencia entre estos dos puede ser interpretada como la porosidad de la fractura como lo marca la siguiente ecuación:

$$\Phi_{2(\text{extrínseca})} = \text{NDPHI} - \text{SPHI}. \quad (\text{Ecuación 20})$$

Donde NDPHI son los resultados del gráfico cruzado entre la porosidad neutrón y densidad mientras que SPHI es la porosidad sínica.

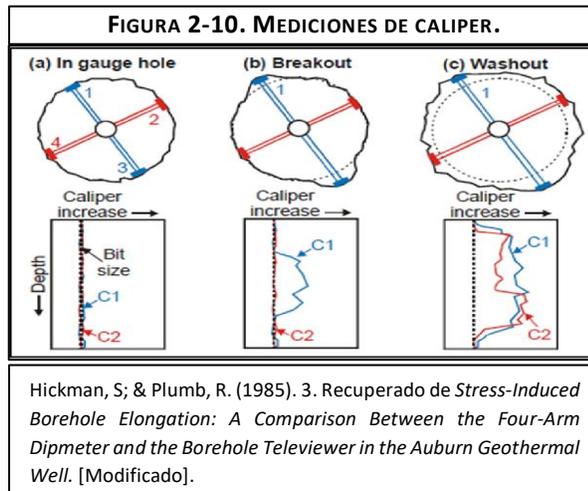
En el caso del registro de densidad se pueden obtener indicativos de fracturas a través de la curva de corrección de éste (DRHO). Esta curva corrige los efectos del agujero por rugosidades y presencia de enjarre. Cuando existe fracturas con lodo se hacen presentes deflexiones positivas o negativas, suponiendo un agujero estable. En el caso de litología constante estas deflexiones son casi exclusivas por la presencia de fracturas (Aguilera, 1995; Arango, Idrobo & Perez, 2004; Narr, Schechter, & Thompson, 2006).

Los registros de porosidad pueden dar falsos positivos por derrumbes, presencia de gas, cambios de litología, entre otros.

- **Condición diferencial del Caliper (DCAL).** El caliper es una medición del diámetro del agujero. Las áreas fracturadas pueden ser reflejadas en la herramienta por discordancias entre los patines provocadas por pérdidas de lodo que causan derrumbes en el pozo. Lo que provoca incrementos en la lectura del caliper. Figura 2-10. Esta condición diferencial se puede calcular con ayuda del tamaño de la barrena usada durante la perforación:

$$\text{DCAL} = \text{CAL} - \text{BS}. \quad (\text{Ecuación 21})$$

Donde CAL es la medida del registro caliper y BS es el tamaño de la barrera, ambos en unidades de longitud consistentes (Arango, Idrobo, & Perez, 2004). El DCAL puede presentar falsos positivos.



- **Registros de saturación de fluido (resistividad – inducción).** En un sistema con hidrocarburos y fracturas, el lodo desplaza a los fluidos cercanos al pozo invadiendo consigo a las fracturas. La respuesta de la herramienta de resistividad se puede utilizar para identificar estos intervalos fracturados invadidos. En general, éstos están representados por un diferencial positivo mayor a 1 en las lecturas entre las curvas “Rt” (de investigación profunda) y “Rxo” (de investigación somera) como lo describe la siguiente ecuación:

$$RR = \frac{RT_C}{RXO}. \quad (\text{Ecuación 22})$$

Donde RT_C es la resistividad profunda corregida y RXO es la resistividad del registro microesférico corregido. Ambos en unidades consistentes de resistividad eléctrica por distancia, con este criterio es posible determinar cualitativamente la intensidad de fracturamiento y el tipo de fluido presente.

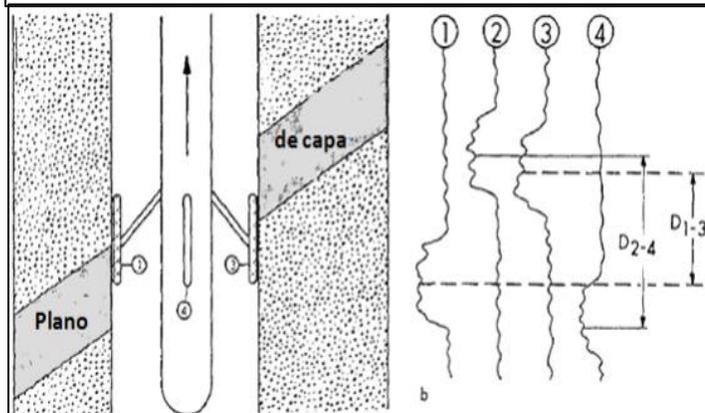
Siguiendo este concepto, al relacionar las curvas microinversa y micronormal se obtiene otro identificador de intervalos fracturados. Dado que la curva microinversa tiene un radio de investigación menor que el de la micronormal (Arango, Idrobo, & Perez, 2004). Ecuación:

$$DML = HMNO - HMIN. \quad (\text{Ecuación 23})$$

Donde HMNO es la resistividad del registro micronormal y HMIN es la resistividad del registro microinverso.

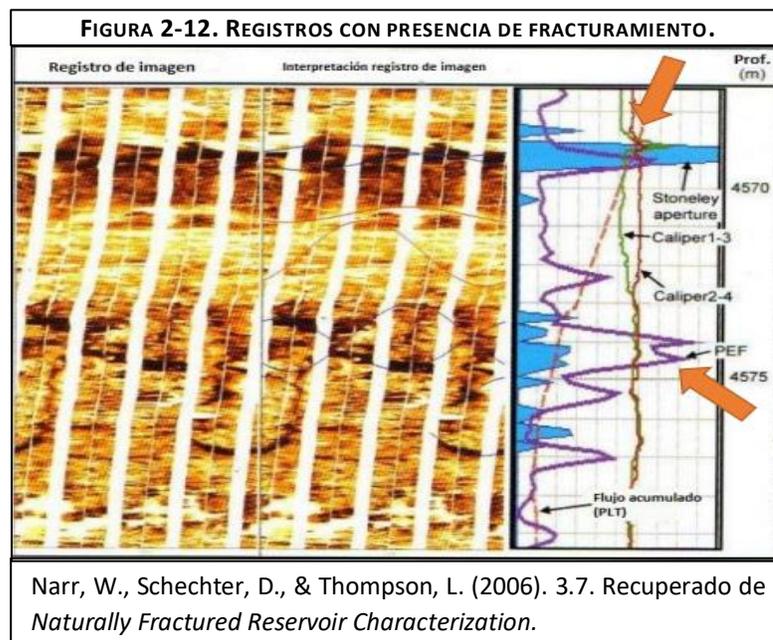
- **Registros de litología (potencial espontáneo (SP) - rayos gamma (GR)).** La curva SP a menudo muestra anomalías frente a zonas fracturadas debido a la filtración de fluido en las fracturas, aunque la línea base de arcillas debe ser confirmada con el GR. Valores negativos del SP sin cambios en el GR pueden ser causados por la presencia de fracturas. Un caso similar ocurrirá con el registro GR si se toma en cuenta el índice de uranio. En condiciones normales de depósito el uranio y el volumen de arcilla tienen el mismo valor. Sin embargo, en presencia de fracturas el índice puede ser más grande. Otro evento que puede ocurrir en el GR es la introducción de un trazador radioactivo en el fluido de perforación, corriendo así dos registros GR (uno con fluido de perforación sin trazador y uno con). Los incrementos del segundo registro podrían estar asociados a invasión de fluido radiactivo en las fracturas abiertas (Aguilera, 1995; Reiss, 1980).
- **Registro de echados.** El registro de echados mide de manera continua la inclinación de las capas rocosas que atraviesa el pozo perforado, permite obtener la desviación, azimut y el rumbo del pozo a través de electrodos montados que miden la conductividad de la formación. Por lo que, este registro es capaz de determinar echados estructurales, identificar fracturas debido a la invasión de fluidos conductivos en éstas y la geometría del pozo. La presentación de este registro es a través de renacuajos o flechas (*tadpoles*). El cual es un círculo con una recta saliente o con las cuatro curvas de conductividad que generalmente tiene este registro. En esta clasificación es incluido el **registro de identificación de fracturas (FIL)**, ya que presenta el mismo principio físico (Aguilera, 1995; Garduza, 2019; Jurado & Téllez, 2010), Figura 2-11.

FIGURA 2-11. CURVAS DE RESISTIVIDAD MEDIDAS POR EL REGISTRO DE ECHADOS.



Jurado, J; & Téllez, D. (2010). 1.2. Recuperado de *Interpretación Geológica de los Registros de Imágenes Eléctricas de Pared de Pozo (FMI) y de Echados (HDT) con Ayuda de los Registros de Litodensidad y Neutrón.*

- **Registro de medición de la gravedad en el pozo (borehole gravity meter (BHGM)).** Los datos obtenidos por esta herramienta se pueden usar para detectar grandes zonas fracturadas en el pozo. Su principio físico se basa en medir la densidad total del sistema roca-fluido que rodea al pozo. Si existen datos confiables de la matriz y de la distribución de la densidad del fluido en la roca, se pueden hallar zonas fracturadas, así como su porosidad asociada (Nelson, 2001).
- **Registro de producción (PLT).** Los registros de producción que se corren mientras el pozo está fluyendo permiten identificar que fracturas están contribuyendo al flujo que se dirige al pozo, así como la cantidad de fluido que transporta cada fractura. El PLT es la mejor herramienta para detectar si una fractura tiene la capacidad de aportar una cantidad importante de fluido hacia el pozo y, por inferencia, si se extiende hacia el interior del yacimiento. Los registros PLT tienen tres funciones generalmente: medir flujo, presión y temperatura. Las primeras dos funciones muestran incrementos a medida que atraviesa una fracture fluvente mientras que la tercera indica el lugar donde entran los fluidos al pozo sobre la base de su efecto de calentamiento o enfriamiento (Narr, Schechter, & Thompson, 2006). En la Figura 2-12. Se puede apreciar la existencia de fracturamiento con flujo presente al interior del pozo por los registros PLT, PEF, CAL y onda Stoneley.

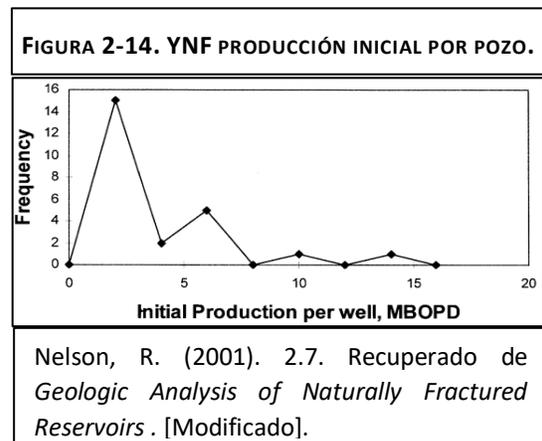
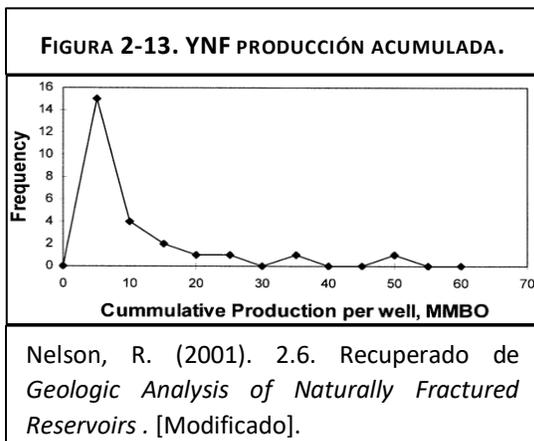


- **Pérdida de circulación.** El fluido de perforación puede moverse hacia las fracturas encontradas durante la perforación. La mayoría de las pérdidas son moderadas y pueden ser controladas por la adición de material en el lodo

circulante, este material obstruye las fracturas. Se puede identificar fracturamiento ya que las pérdidas en una matriz permeable son graduales y constantes mientras que en las fracturas son abruptas. Estas pérdidas son apreciables en las presas de lodo (Narr, Schechter, & Thompson, 2006).

- **Presencia de gas en el lodo de perforación.** Los incrementos abruptos de gas en el lodo de perforación que corresponden con fracturas conocidas o intervalos de baja permeabilidad en la matriz pueden indicar la presencia de fracturas por la migración del hidrocarburo (Narr, Schechter, & Thompson, 2006).
- **Histórico de producción.** En comparación con los yacimientos convencionales, los YNF son anisotrópicos y heterogéneos. Esta heterogeneidad se puede mostrar mediante la construcción de gráficos de frecuencia de tasas de producción y reservas de todo el yacimiento. En un yacimiento dominado por la matriz estas distribuciones tienden a ser normales. Sin embargo, en YNF las distribuciones están muy sesgadas hacia el extremo superior (log-normal); pocos pozos dominan las reservas y tienen tasas mucho más altas.

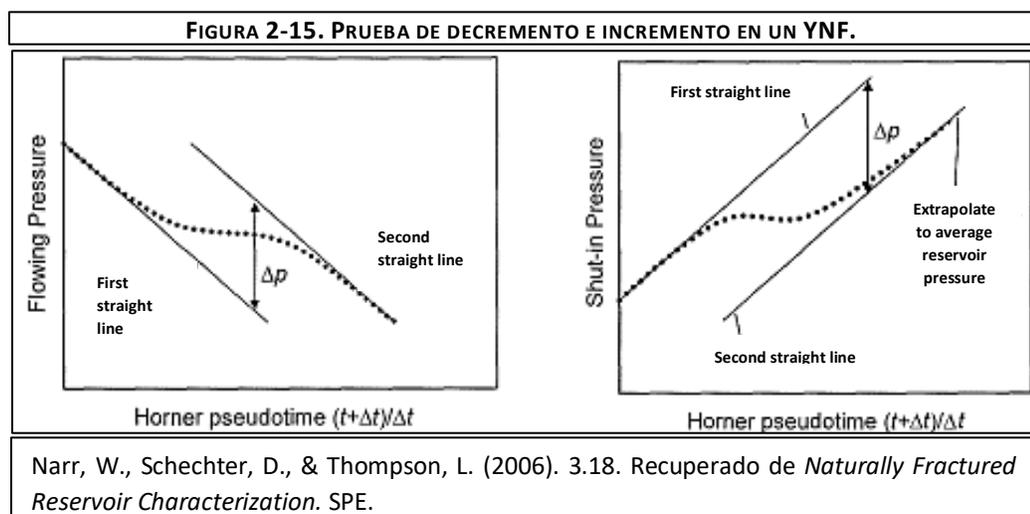
En el caso de los YNF el grado de asimetría parece estar relacionado con el tipo de YNF. En los yacimientos tipo 1 del 5% al 15% de los pozos proporciona el 50% de las reservas de todo el campo. Esto cambia del 15% al 25% en el tipo 2 y del 25% al 40% de los pozos dando el 50% de las reservas en los tipos 3 y 4. Este cambio en la distribución es lógico porque las reservas en los tipos 3 y 4 están dominadas por el almacenamiento matricial. En los yacimientos 1 y 2, las reservas yacen directamente dentro de las fracturas o requieren que se produzcan fracturas a partir de una porción de la matriz (Nelson, 2001). En la Figura 2-13 y Figura 2-14 se puede observar el comportamiento log-normal de un YNF.

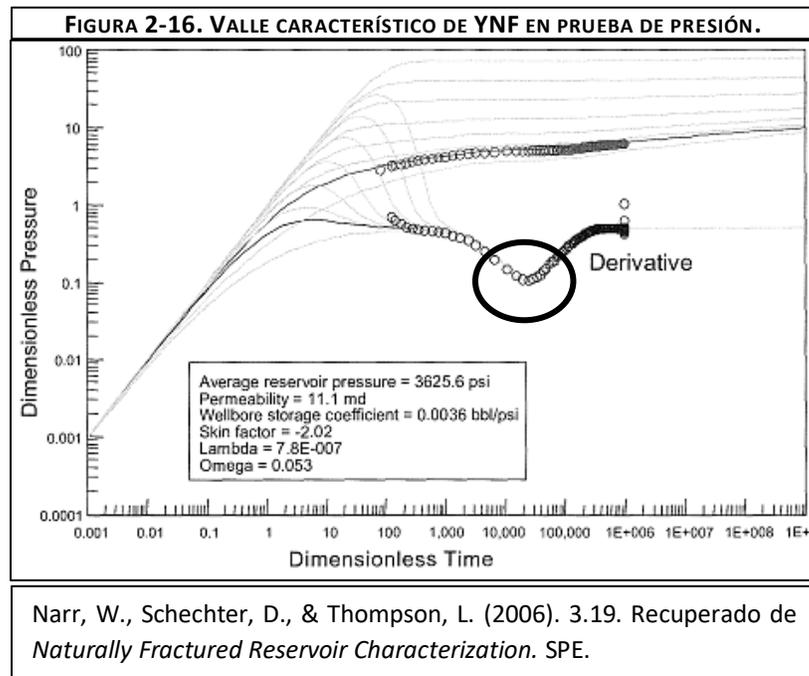


- **Pruebas de presión.** En el caso de un comportamiento de flujo lineal. La tasa de cambio en la presión durante una prueba de incremento o decremento puede dar indicaciones de fracturamiento efectivo. Si un pozo cruza una fractura, el flujo será de la fractura al pozo y de la matriz a la fractura. Lo cual generará un comportamiento de flujo lineal a lo largo de la fractura. La respuesta característica en las pruebas de decremento en una gráfica log-log de la derivada muestra una pendiente de $\frac{1}{2}$.

En algunos YNF, una prueba de presión puede mostrar tanto la respuesta del medio fracturado como de la matriz de la roca. Lo que puede considerarse un sistema de doble porosidad. Sin embargo, la ausencia de estas dos respuestas no necesariamente dice que el yacimiento no esté fracturado. La mayoría de los YNF no muestran este comportamiento dual en las pruebas.

Warren & Root (1963) reconocieron que algunos YNF al ser sometidos a pruebas de presión de incremento y decremento exhiben en sus respuestas dos líneas rectas paralelas en un gráfico Log dP vs tiempo, la primera línea corresponde al flujo transitorio en las fracturas y la posterior al flujo en todo el sistema. La pendiente de estas líneas está relacionada con la capacidad de flujo de la formación y la separación vertical de las dos líneas con la capacidad de almacenamiento relativa de las fracturas y la matriz, Figura 2-15., este comportamiento dual también se aprecia en el valle característico formado en un gráfico log-log presión vs tiempo. En este caso, la presión adimensional como su derivada logarítmica se representan como funciones del tiempo adimensional, Figura 2-16.





- **Porosidad del núcleo vs permeabilidad del núcleo.** La mayoría de las rocas presentan una relación lineal vagamente definida respecto a los análisis de porosidad y permeabilidad. El análisis de gráfico cruzado puede establecer esta relación con datos obtenidos del núcleo. Al presentarse una permeabilidad anómalamente alta (con respecto a la relación general) se considera un intervalo fracturado. Se concluye debido a que las fracturas pueden afectar drásticamente la permeabilidad (Nelson, 2001).
- **Permeabilidad vertical del núcleo vs permeabilidad horizontal del núcleo.** Debido a los efectos del depósito de los sedimentos, la mayoría de las rocas sedimentarias presentan una mayor permeabilidad paralela al plano de estratificación que perpendicular a ella. Por lo tanto, en un gráfico cruzado de permeabilidad vertical contra permeabilidad horizontal (ambas medidas del núcleo) si la muestra presenta preferencia de inclinación del lado de la permeabilidad vertical sobre la permeabilidad equivalente, se puede sospechar de fracturamiento. Este principio toma como referencia depósitos sin cambios estructurales (Nelson, 2001).
- **Permeabilidad del núcleo vs permeabilidad de prueba de presión.** Debido a los distintos enfoques y principios que tienen estos dos modelos de calcular la permeabilidad pueden ocasionarse resultados ligeramente distintos. Se comparan estos métodos entre sí para obtener un rango normal de variabilidad de la medición. Sin embargo, si los datos obtenidos de las pruebas de presión son extremadamente altos con respecto a sus análogos se considera que el medio está controlado por fracturamiento (Nelson, 2001).

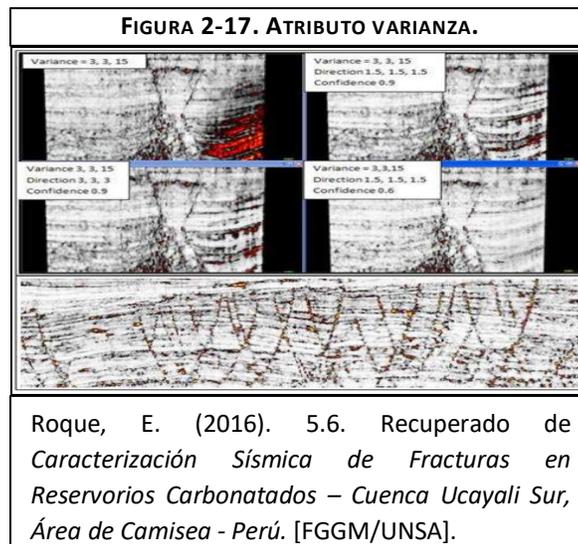
- **Porosidad del núcleo vs porosidad del registro de neutrón.** Asume que la porosidad medida del núcleo representa a la matriz mientras que la obtenida del registro de neutrón representa la porosidad total. Si las muestras de núcleo presentan porosidades demasiado bajas, respecto a la variación normal, para su porosidad de neutrones correspondiente se dice que proviene de una zona fracturada. El problema es que la porosidad asociada a fracturas es demasiado baja para observarla numéricamente en un registro de neutrones (Nelson, 2001).
- **Registros de resistividad vs porosidad de registros.** Cuando el factor de formación (F) obtenido de los registros de resistividad se grafica frente a la porosidad obtenida de los registros, la pendiente de la curva resultante es el exponente de cementación (m). En algunos YNF esta pendiente es más pequeña que su análoga determinada de muestras no fracturadas en el laboratorio. Cuando esto sucede, se sospecha de intervalos fracturados (Nelson, 2001).
- **Relación gas/aceite – agua/aceite (GOR/WOR).** El incremento acelerado en la relación GOR y WOR puede ser debida al comportamiento dual del sistema. Las fracturas drenan, primero luego el gas y el agua entran al pozo para que así drenado el sistema la matriz alimente nuevamente a las fracturas y se logre un nuevo estado estacionario (Narr, Schechter, & Thompson, 2006).
- **Conificación de gas y aceite.** La alta conductividad de las fracturas permite que los fluidos atraviesen rápidamente la formación hacia el área de baja presión cerca de los pozos. La conificación puede entrapar el hidrocarburo además de resultar en una gran caída de presión en el sistema, este comportamiento puede ser comparado con las GOR y WOR, anteriormente mencionadas (Narr, Schechter, & Thompson, 2006).
- **Comunicación hidráulica entre pozos.** Movimiento de fluidos entre los pozos a lo largo de fracturas alineadas, esto se puede apreciar con pruebas de presión de interferencia (Narr, Schechter, & Thompson, 2006).
- **Ritmo de penetración (ROP).** Considera al incremento repentino en el ROP en intervalos donde la perforación rápida es inesperada como indicativo de fracturas con morfología abierta. Por el contrario, la disminución puede ser considerada como fracturamiento con desarrollo mineral (Narr, Schechter, & Thompson, 2006).
- **Avance acelerado de los fluidos inyectados.** Considera este avance apresurado como canales de permeabilidad representados por fracturas alineadas y abiertas en donde el fluido inyectado se traslada más rápidamente. En especial, donde se espera una tendencia constante (Narr, Schechter, & Thompson, 2006).

- **Datos sísmicos.** La resolución de este tipo de métodos es aproximadamente de 25 a 50 [m]. Por lo que, en ocasiones es prácticamente imposible visualizar fracturas. La interpretación sísmica es frecuentemente más usada para el trazado de fallas y superficies. Sin embargo, los atributos sísmicos pueden ser utilizados en la caracterización de yacimientos para la estimación de propiedades, discriminación de litologías, contenido de fluidos, revelar patrones de fallas o fracturas, ser usados como “*drivers geológicos*” en conjunto a los métodos directos, etc. Prácticamente estos atributos ayudan a visualizar, mejorar o cuantificar características de interés en la interpretación (Roque, 2016).

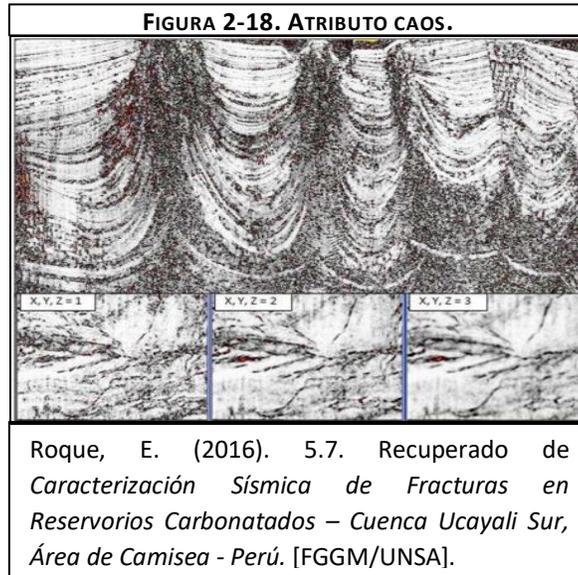
En sísmica de reflexión, un atributo sísmico es una cantidad extraída o derivada de los datos sísmicos que pueden ser analizados con el fin de mejorar la información que puede ser más sutil que en una imagen sísmica tradicional, lo que conduce a una mejor interpretación geológica o geofísica de los datos. Algunos ejemplos de atributos pueden incluir el tiempo medido, amplitud, frecuencia y atenuación, además de combinaciones de éstos. La mayoría de los atributos son aplicados después del apilamiento (*poststack*). Es decir, después de que los datos fueron migrados, aunque también los hay antes del apilamiento (*prestack*) (Canales, 2018).

Ejemplos de atributos sísmicos orientados a la detección de YNF:

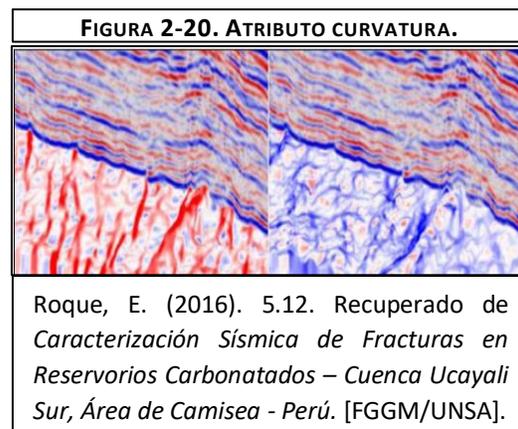
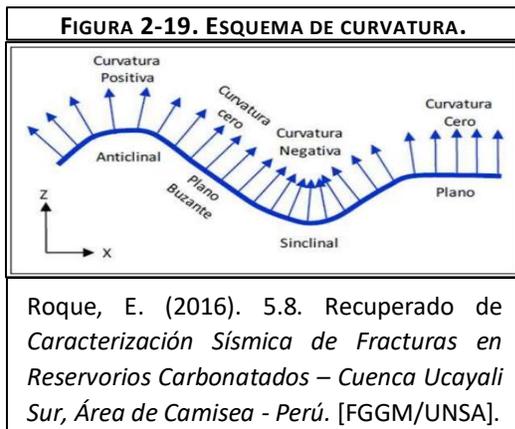
Varianza. Utiliza la estimación de cómo se esparcen los datos respecto al valor medio local de la señal para poder remarcar los bordes de las fallas en la zona. Es aplicable como atributo estratigráfico para obtener características del ambiente de depósito y para acentuar características estructurales como fallas (Aragón, Gómez, & Ocaña, 2019; Roque, 2016), Figura 2-17.



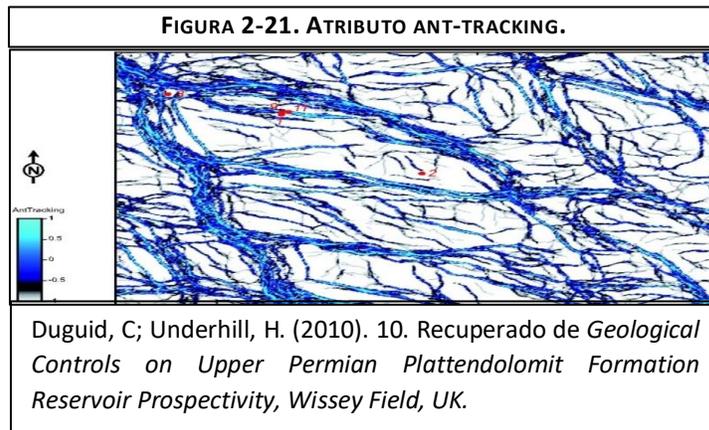
Caos. El patrón caótico de la señal, contenido dentro de datos sísmicos es una medida de la falta de organización en el método de estimación de buzamiento y azimut. Los patrones caóticos son usados para mejorar la interpretación de fallas, discontinuidades, cuerpos salinos y reflectores asociados a canales o estructuras de arrecifes (Aragón, Gómez, & Ocaña, 2019), Figura 2-18.



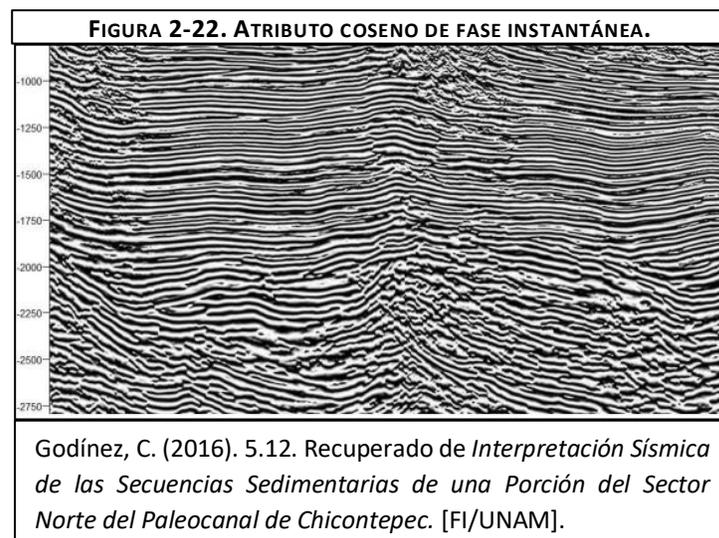
Curvatura. La curvatura es una propiedad bidimensional de una curva y describe cuánto se desvía ésta de una línea recta en un punto específico. Para un punto particular, su curvatura se define como la tasa de cambio de dirección de una curva. Es decir, la curvatura está relacionada con la segunda derivada de la misma curva. Este atributo puede usarse para trazar características estratigráficas en entornos sedimentarios o discontinuidades estructurales. Una falla es representada por la superposición de valores positivos y negativos de curvatura (Roque, 2016), Figura 2-19. En la Figura 2-20 se aprecian dos perfiles sísmicos (lado izquierdo curva positiva y lado derecho curva negativa).



Ant tracking. Atributo que reduce el ruido en la sísmica para así mejorar la discontinuidad espacial de fallamiento para así disminuir el ruido remanente y los eventos de no fallamiento. Utiliza los principios de los sistemas de colonia de hormigas para extraer superficies que aparecen como tendencias en datos muy ruidosos. El proceso se puede dividir en cuatro actividades: acondicionamiento sísmico, detección de bordes, mejora de bordes e interpretación interactiva (Aragón, Gómez, & Ocaña, 2019; Roque, 2016), Figura 2-21.



Coseno de Fase Instantánea. Mejora la continuidad de los reflectores y la apariencia visual de los bordes como fallas y límites estratigráficos. Es un atributo que permite visualizar mejor las terminaciones estratigráficas, así como las variaciones laterales y las variaciones de facies sísmicas (Godínez, 2016), Figura 2-22.



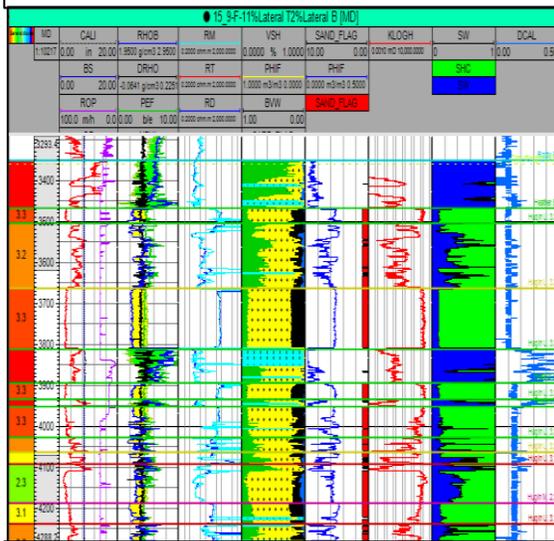
III. Análisis y resultados de la interpretación petrofísica

El objetivo principal de este capítulo es realizar la caracterización petrofísica del campo con ayuda de los registros geofísicos. La finalidad es la de determinar el ambiente de depósito, espesores de las formaciones, características litológicas, correlacionar los pozos, crear los modelos de porosidad, permeabilidad, saturación de agua, volumen de arcilla y volumen poroso de roca con hidrocarburos que pueden fluir (*net pay*) con ayuda de los mapas estructurales resultantes del análisis sísmico; y posteriormente crear el modelo tridimensional del campo.

Para el análisis de los registros se estudiaron catorce pozos en función de su profundidad desarrollada considerando que los pozos son altamente desviados con tendencia a horizontales. Esto con la finalidad de obtener una mejor dispersión de propiedades al abarcar la mayor cantidad de área medida, Figura 3-1 y Figura 3-2.

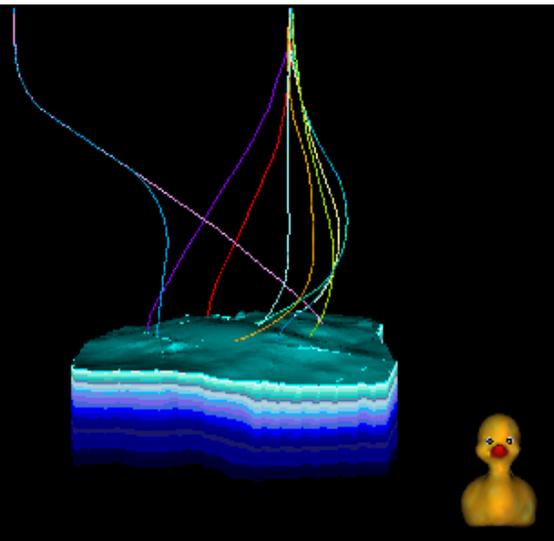
En Hugin se logran identificar, en algunos pozos, trece facies arenosas. Sin embargo, en algunos no se encuentra la formación, esto se asocia a la alta actividad tectónica en el Jurásico. Ejemplo de esto es el pozo 15/9-F-1 donde Hugin parece haber sido desplazado por la presencia de una falla, Figura 3-3.

FIGURA 3-1. ANÁLISIS DE REGISTRO EN FUNCIÓN DE SU PROFUNDIDAD DESARROLLADA.

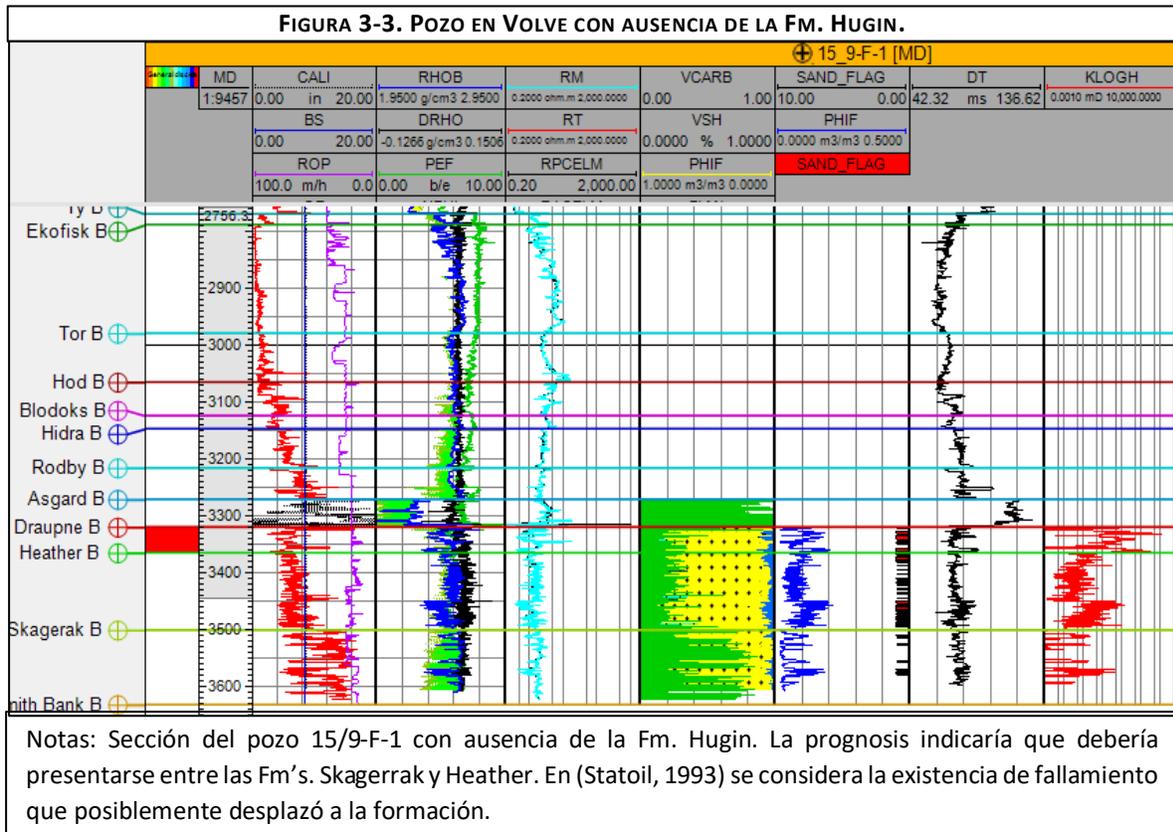


Nota: Vista de planta de la Fm. Hugin con los pozos productores que muestra la distribución de éstos en los altos de la formación; ayudando a definir la geometría y características de la trampa estructural.

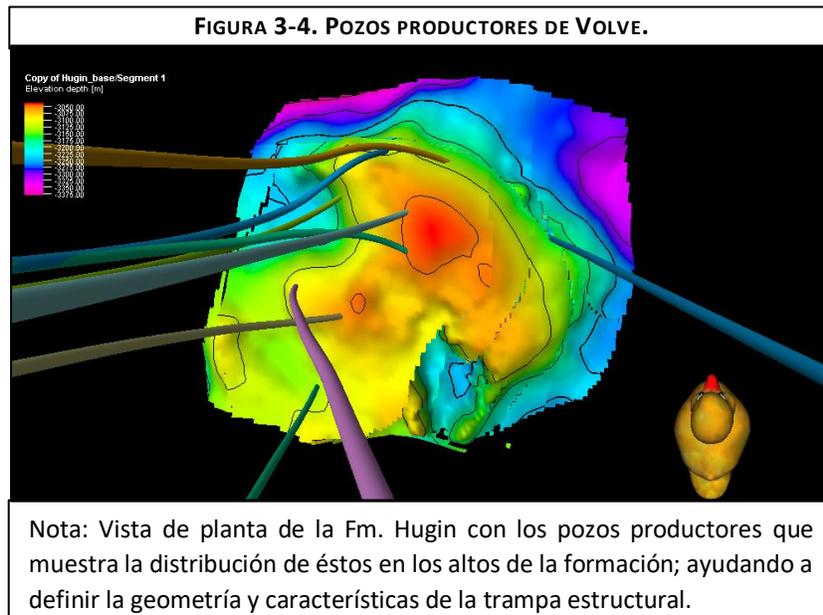
FIGURA 3-2. DESVIACIÓN PRESENTE EN LOS POZOS DE VOLVE.



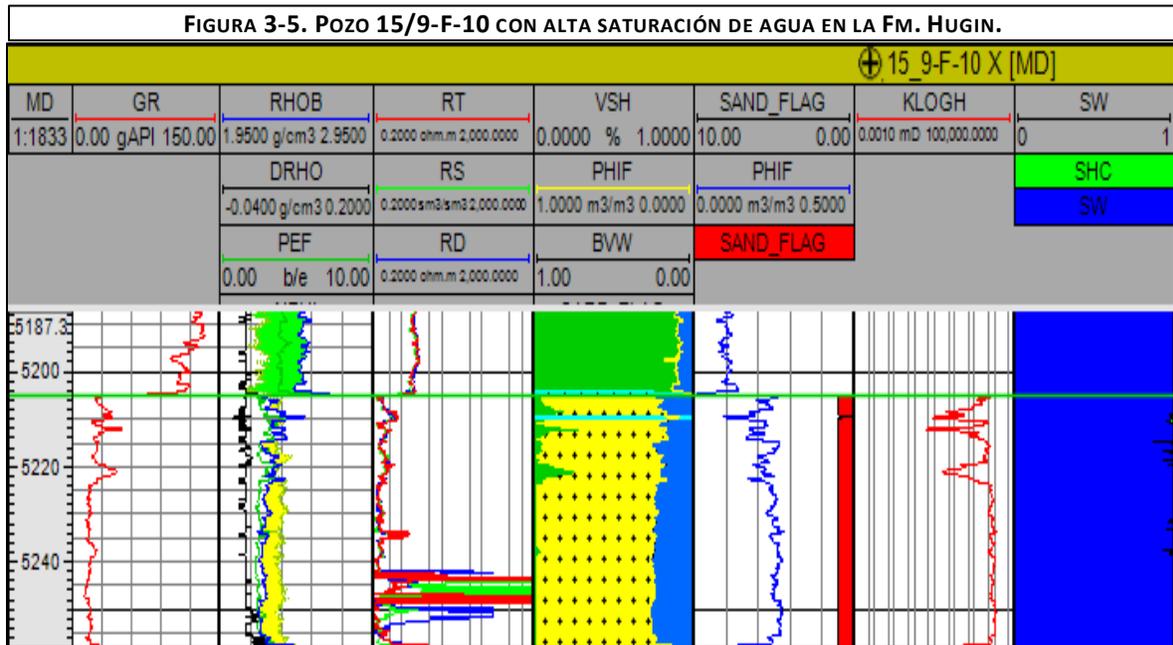
Notas: Sección 2D que indica la distribución e inclinación de los pozos presentes en Volve. La rosa de los vientos es representada por el pato de hule donde el pico apunta al norte y la vista de planta corresponde a la cabeza.



Del análisis de los registros se identifica que sólo los pozos 15/9-F-11-T2-A, 15/9-F-11-T2-B, 15/9-F-12, 15/9-F-14 (localizado en el alto de la cresta y con repetición de columna), 15/9-F-15-A, 15/9-F-15-C, 15/9-F-15-D, 15/9-19-SR, 15/9-19-A. Son pozos productores de hidrocarburos, Figura 3-4.



Los otros pozos no presentan la formación geológica, no tiene interés comercial o están inundados de agua como lo son los pozos 15/9-F-10 y 15/9-19-B-T2 que presentan una S_w de 0.997 y 0.98, respectivamente. Sin embargo, serán usados para la dispersión de propiedades en el modelo estático, Figura 3-5.



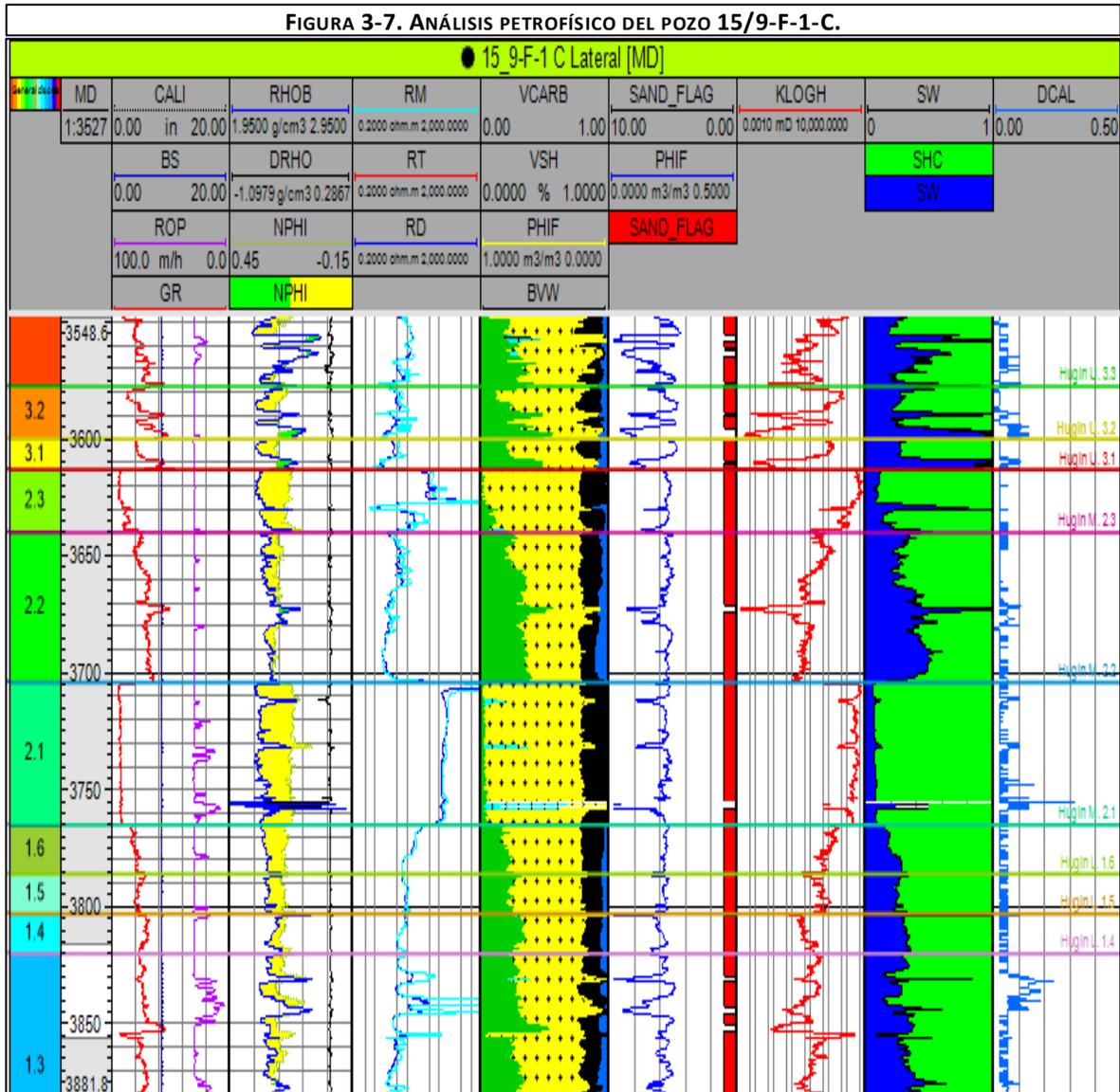
Nota: Sección del pozo 15/9-F-10. De acuerdo con el análisis de resistividades y la aplicación del modelo Archie la Fm. Hugin se encuentra totalmente saturada de agua haciendo que el pozo no tenga interés comercial. Sin embargo, este tipo de pozos se utilizaron para la dispersión de propiedades en el modelo estático como V_{sh} y BVW, y así definir óptimamente las áreas entre pozos.

Identificadas las formaciones del campo en cada pozo se procede a correlacionarlas entre sí, Figura 3-6. Finalmente, se realiza la petrología del campo para obtener el V_{sh} , ϕ_f , KLOGH y S_w empleando las ecuaciones 1 a 7 mencionadas en el apartado 1.2. Calculadas estas propiedades se facilita de manera visual la existencia de los intervalos de interés como se aprecia en el 4º carril, Figura 3-7. Al ser un campo predominante de aceite sólo se considera la existencia de dos tipos de fluidos: aceite y agua, esto repercutirá en el cálculo de las saturaciones.

Con el análisis petrofísico se aprecian grandes irregularidades respecto a la permeabilidad de Hugin. En los reportes se menciona como un campo con valores promedio de 1 [mD]. Sin embargo, se presentan valores con rango de 0.0001 [mD] a 10 000 [mD] esto se podría deber a la existencia de fallas a nivel pozo y/o fracturas abiertas, Figura 3-8.

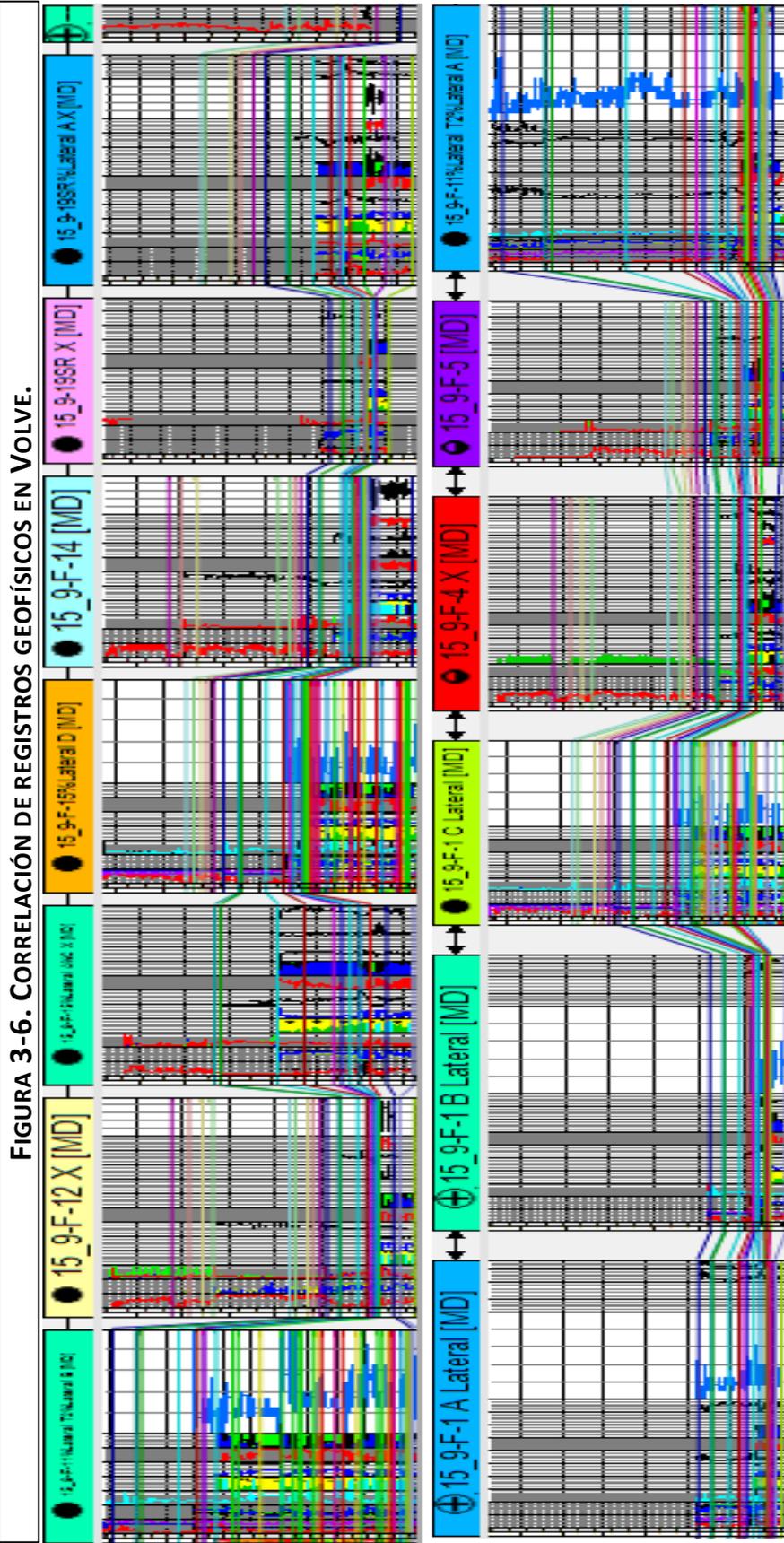
Obtenidas las cimas y bases de la Fm. Hugin, con ayuda de la correlación de los pozos, comienza el análisis sísmico.

FIGURA 3-7. ANÁLISIS PETROFÍSICO DEL POZO 15/9-F-1-C.

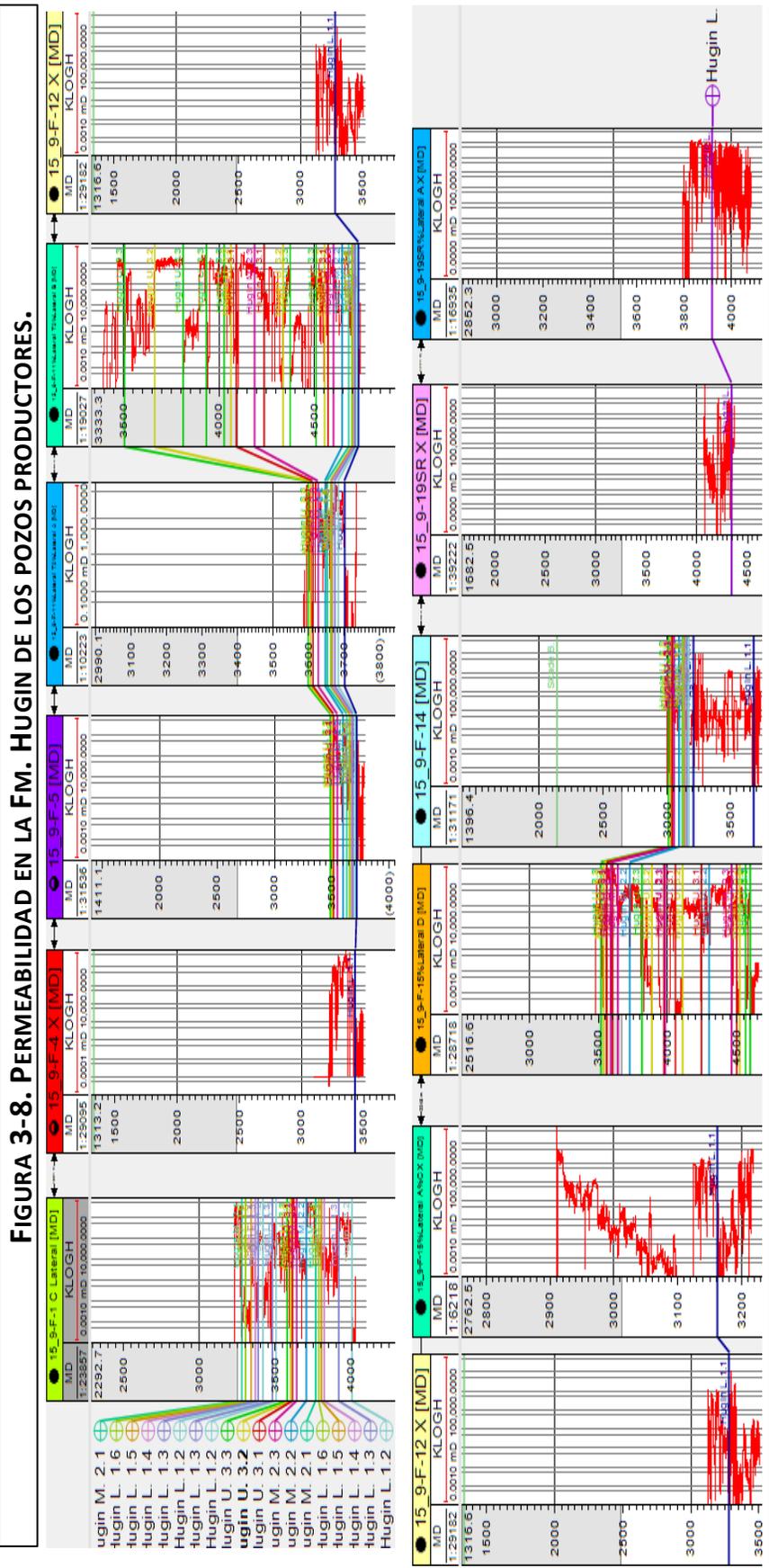


Notas: Sección del pozo 15/9-F-1-C. A partir del 4º carril se muestra el análisis petrofísico realizado empleando las ecuaciones citadas en el apartado 1.2. Estos datos serán empleados en la distribución de propiedades en el modelo tridimensional.

El 4º carril muestra arcillas (verde), arenas (amarillo), agua (azul), cian (carbonatos) e hidrocarburos (negro).



Nota: Sección de correlación de los registros geofísicos obtenidos de Volve. Este análisis funge como datos de entrada en la interpretación sísmica del campo, ya que ayuda a delimitar vertical y horizontalmente a la Fm. Hugin. Obtenidas las cimas y bases se procede a trazar los horizontes sísmicos que ayudan en la creación de las superficies estructurales, éstas deben concordar en profundidad con los *well tops* de los registros.

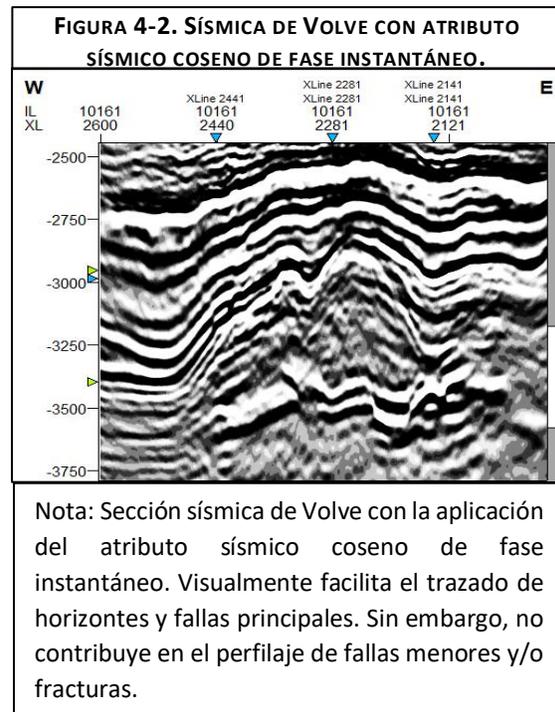
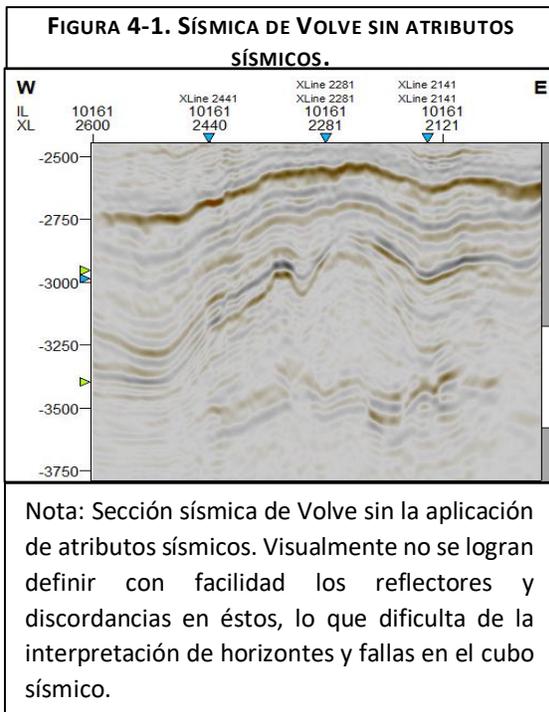


Nota: Esta sección de interpretación de registros muestra únicamente la permeabilidad obtenida de los pozos productores de la Fm. Hugin. Se aprecian grandes variaciones de los valores en la misma formación respecto a los 1 000 [mD] mencionados en los reportes esto puede ser indicador de presencia de fracturas, ya que contrario a lo que se menciona en el reporte de descubrimiento acerca de la existencia de fracturamiento con disminución en la porosidad aquí se percibe un gran incremento en la permeabilidad (ligada a porosidad efectiva en la roca almacén).

IV. Análisis y resultados de la interpretación sísmica

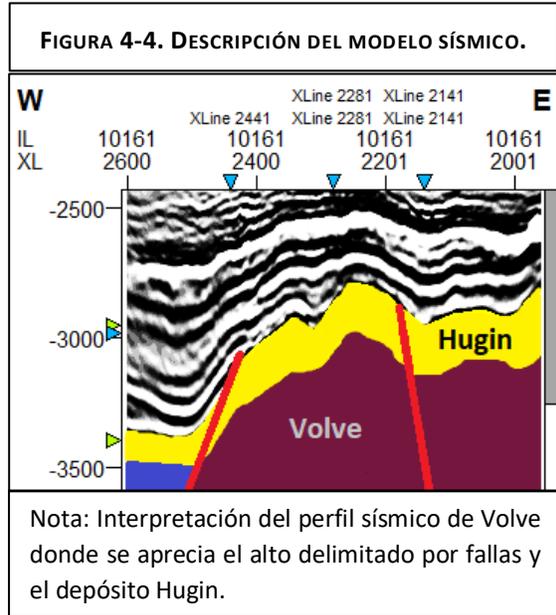
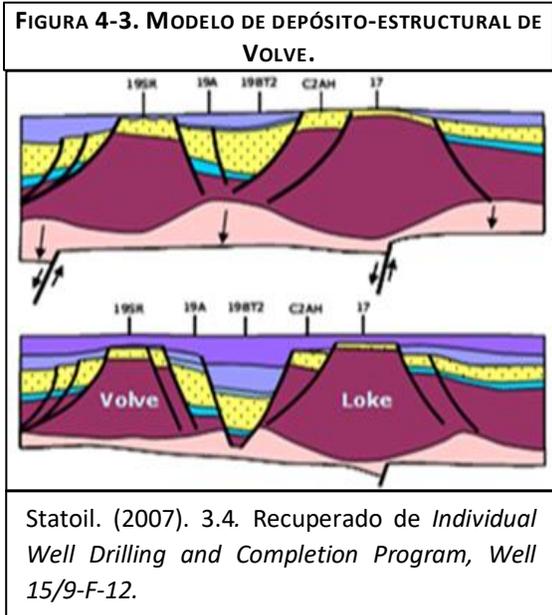
En este capítulo la sísmica es tratada con los diversos atributos sísmicos mencionados en el capítulo II con la finalidad de localizar las fallas que delimitan el campo y los posibles corredores de fracturas, ante la presencia de éstas en los núcleos y sospecha de su existencia por los cambios drásticos en la permeabilidad de los registros, además se trazan los horizontes sísmicos que ayudarán a construir el modelo tridimensional y, por último, propagar las propiedades del sistema. En concreto este apartado tiene como finalidad identificar a través de los indicadores indirectos sísmicos de fracturamiento la existencia de fracturas en Volve y relacionarlos con los resultados de los capítulos anteriores y datos de explotación, para indicar posibles áreas que puedan contener hidrocarburos.

Visualmente para lograr el trazado de los horizontes sísmicos y las fallas se opta por el atributo coseno de fase instantáneo, Figura 4-1 y Figura 4-2.



Aplicado el atributo se procede a la descripción del perfil sísmico. En el cubo sísmico se aprecia el alto delimitado por fallas que representa a Volve. En los puntos altos de la estructura se localizan sus pozos productores de acuerdo con lo mencionado por Statoil, 1993. Usando las cimas y bases de la Fm. Hugin definidas con ayuda de los registros geofísicos se logró delimitar el espesor de la formación en las secciones sísmicas (aprox. 10 [m] a 100 [m]). En función de la profundidad el alto comienza a los 2 800 [m] y sigue hasta los 3 750 [m].

En las Figuras 4-3 y 4-4 se muestra la comparativa entre el esquema de depósito-estructural de Volve según Statoil, 2007 y la descripción del perfil sísmico de acuerdo con los datos analizados e interpretados por el presente autor, respectivamente.



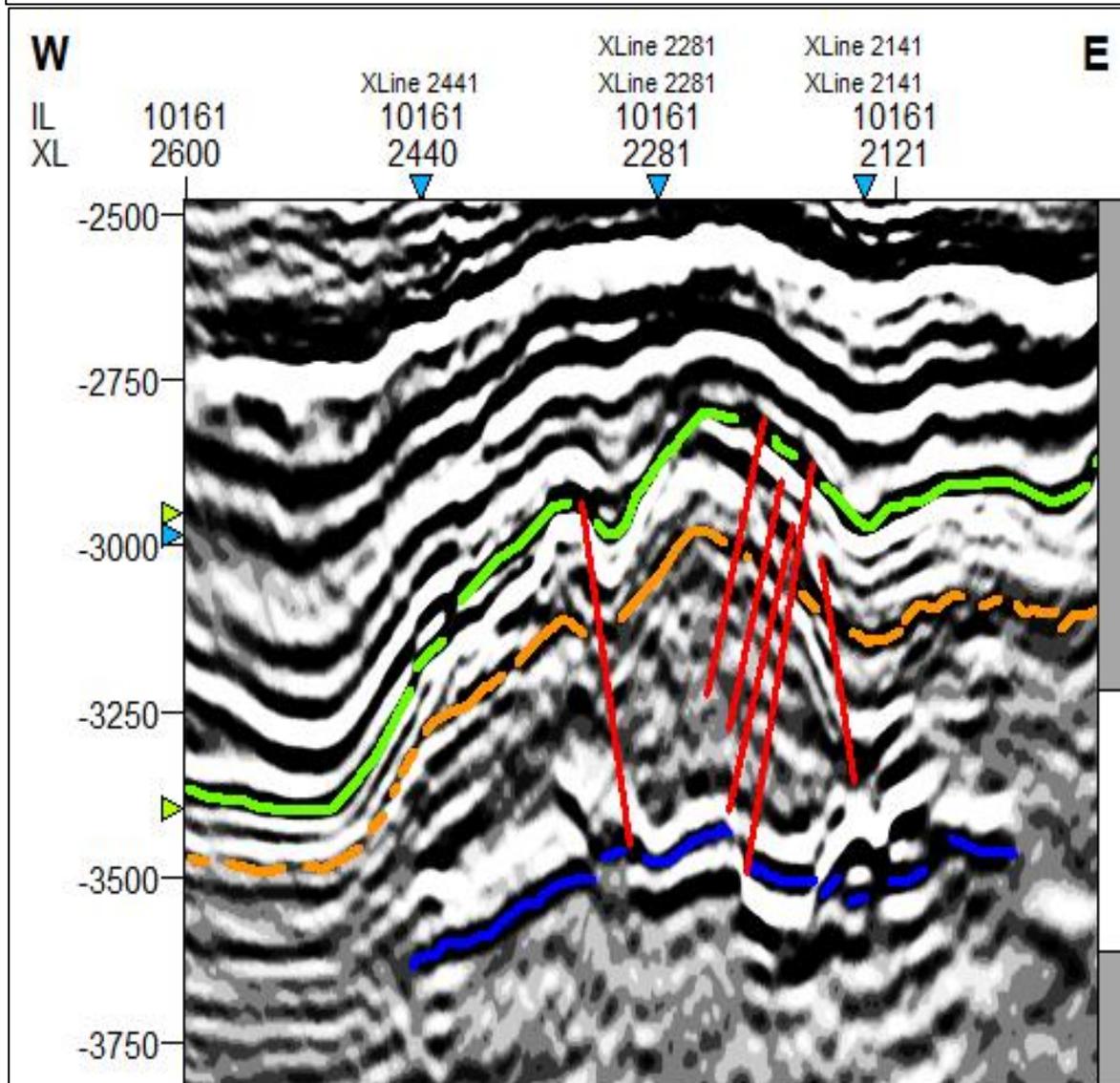
Identificada la Fm. Hugin y delimitado el alto estructural se realiza el trazado de cuatro fallas principales que envuelven las estructuras, cinco secundarias y tres horizontes; su cima y base (horizonte verde y naranja, respectivamente) además de una base estratigráfica (horizonte azul), Figura 4-5., este análisis se realiza cada diez líneas respecto a cada dirección InLine y XLine.

El horizonte cima presenta una profundidad promedio de 2 800 [m] y es intersecado por múltiples fallas. Por lo que no es continuo, esta característica se respeta al trazarlo a pesar de que no todas las fallas que lo atraviesan están marcadas en el cubo sísmico, esta acción se repite para los otros dos horizontes restantes. Finalmente, este horizonte presenta alta frecuencia, que facilita su trazado y en su mayoría representa a la facie 3.3 de areniscas limpias.

El reflector central es la base de la formación y también es discontinuo por la presencia de fallas que lo atraviesan. Éste no representa a una sola facie, ya que debido a las discordancias se tienen diversas laminaciones intercaladas como se pudo apreciar en el análisis de los registros sísmicos.

Finalmente, el último horizonte también presenta alta frecuencia y discontinuidad. Se marcó para delimitar el modelo y dar homogeneidad a la base. Por lo que en el análisis las fallas no lo atraviesan, aunque visualmente en las secciones sísmicas sí lo hacen. Los anteriores tres horizontes sísmicos y nueve fallas fungirán como información de entrada para la realización de la malla estructural del modelo tridimensional.

FIGURA 4-5. INTERPRETACIÓN SÍSMICA DEL CAMPO VOLVE (ZONA PRODUCTIVA).



Notas: Sección sísmica InLine 10 161 interpretada. En el perfil se aprecia el alto delimitado por fallas mientras que los horizontes verde y naranja representan a la cima y base de la Fm. Hugin, respectivamente. Estos reflectores se observan discontinuos debido a la presencia de fallas, además de que sus altos concuerdan con la ubicación de los pozos productores del campo.

En conjunto el análisis sísmico incluye tres horizontes sísmicos de alta intensidad y nueve fallas, analizados en ambas direcciones (InLine y XLine) con incrementos de diez en diez. En el caso de las fallas estas sólo son analizadas en una única dirección (InLine).

Ante la ausencia de información respecto a la trampa del sistema petrolero de Volve se puede inferir por los dos análisis realizados que presenta una trampa mixta. El segmento estructural es referido a las fallas que atraviesan a la Fm. Hugin y a la misma cresta situada en el alto del campo, que en conjunto ayudan a delimitar geoméricamente la zona de explotación. Por otro lado, un segmento estratigráfico existiría en la propia formación representado por la disminución de porosidad presente en las bandas de deformación. Sin embargo, se desconoce la transmisibilidad que presenten éstas, aunque Statoil, 1993 las ha catalogado como selladas; esta información tiene su sustento en sus análisis de núcleos. No obstante, el análisis de registros realizado por el presente autor ha demostrado que ésta no es cero en su totalidad. Otras dos trampas estratigráficas estarían representadas por las Fm. Sleipner y Heather que aprisionan a Hugin dadas sus características.

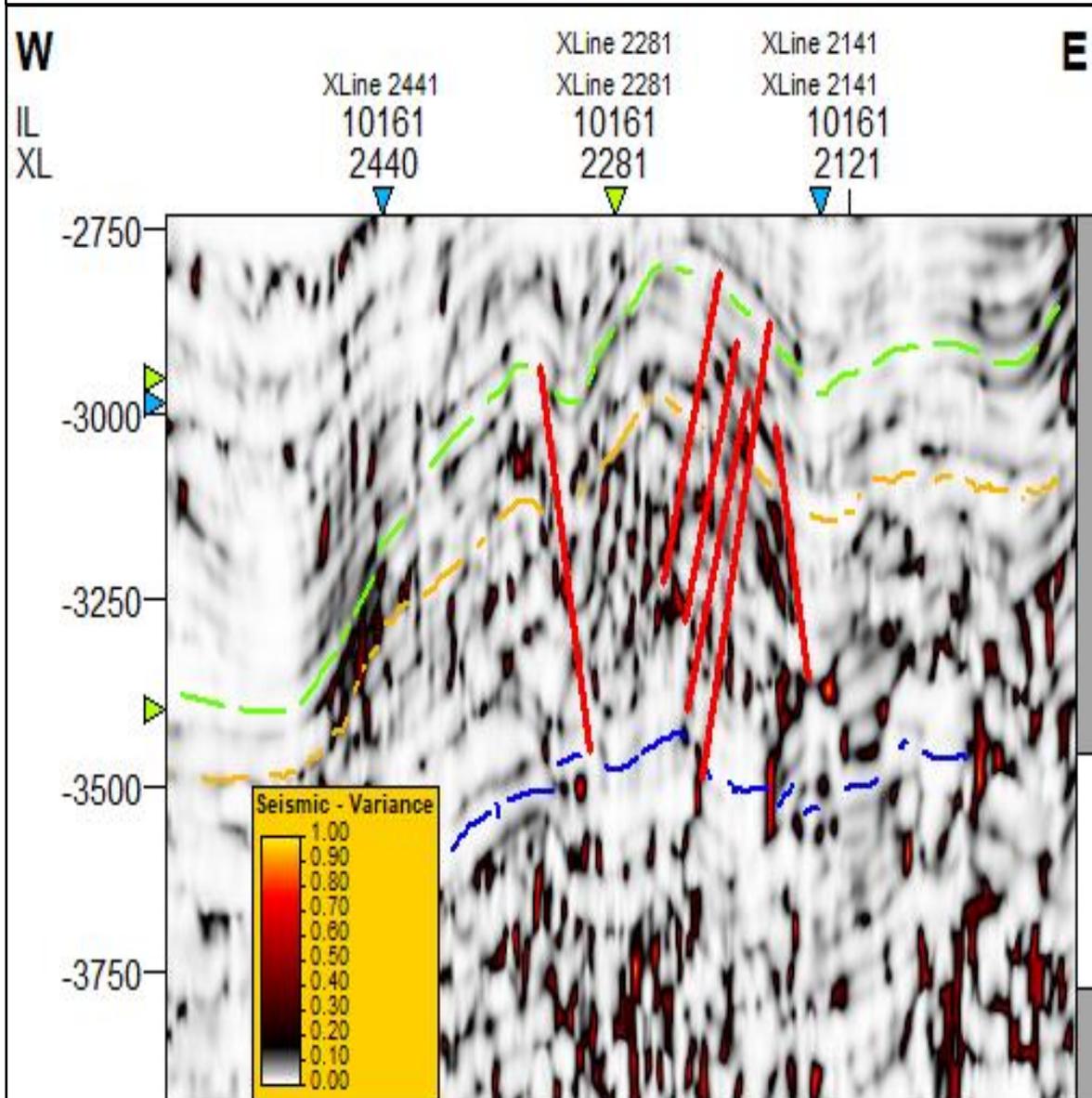
Se descartan trampas hidrodinámicas y estáticas, en función del desconocimiento del contacto agua-aceite, y trampas por autosellado debido a que el hidrocarburo se explotaba con apoyo de inyección de agua, lo que indicaba buenas condiciones de comunicación hidráulica entre pozos.

Con respecto al modelo sísmico realizado por Statoil se puede confirmar que no cuenta con un análisis estructural referido al fracturamiento de la zona, aun con el conocimiento del período extensivo jurásico, haber localizado fracturas en los núcleos, laminamiento sobrepuesto y columna repetida. Si bien con los registros de imagen que se realizaron en el campo se mostró la existencia de pequeñas fallas que ayudaron a visualizar la laminación sobrepuesta su resolución no es suficiente para observar fracturamiento (10 [cm] por intervalo) y ante la incertidumbre que éstas traen respecto al modelo del yacimiento realizado con anterioridad, se decidió analizar los datos sísmicos haciendo énfasis en el reconocimiento de éstas.

Si bien la resolución de los datos sísmicos no es la óptima para tratar fracturamiento puede asistir en la definición visual de posibles corredores de fracturas y fallas a nivel pozo. En este caso se analizan con ayuda del atributo ant-tracking; para mejores resultados visuales se aplican anteriormente y en este orden los atributos: smooth y varianza además los parámetros de ant-tracking se ajustan a la perpendicularidad de las fallas con respecto a los horizontes trazados.

Con la aplicación de los atributos, anteriormente mencionados, se logró reconocer la existencia de múltiples fallas y posibles corredores de fracturas en la zona de depósito de la Fm. Hugin, esto concuerda con la alta actividad tectónica existente en el período Jurásico de Volve. Incluso la zona con mayor índice de ruido después de la aplicación de los atributos corresponde a la cresta del domo donde se hayan los pozos productores y las permeabilidades más altas en los registros geofísicos, indicando la existencia de fracturas abiertas, Figura 4-6 y Figura 4.7.

FIGURA 4-6. ATRIBUTOS DE SMOOTH Y VARIANZA APLICADOS EN LA SÍSMICA DE VOLVE.

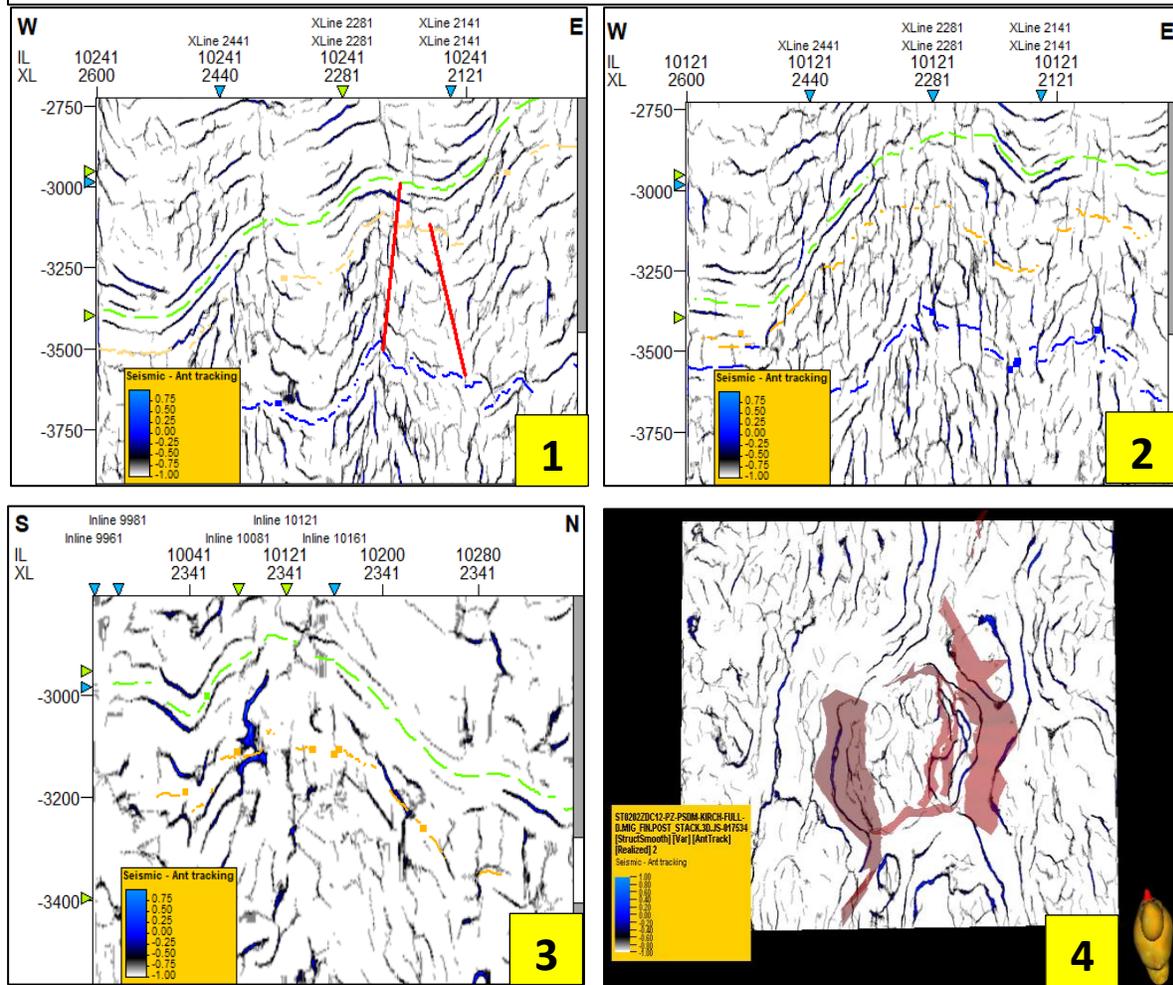


Notas: Sección sísmica InLine 10 161 interpretada y con la aplicación de los atributos Smooth y varianza. La finalidad de aplicarlos en conjunto es filtrar los datos sísmicos para eliminar el ruido conservando o resaltando los detalles geométricos en ellos y lograr una mejor respuesta visual del atributo ant-tracking.

El atributo smooth reduce el ruido de fondo y mejora la continuidad espacial de la señal sísmica además de agudizar la discontinuidad en éstos. Es decir, resalta las fallas o corredores de flujo provocados por fracturas. El segundo atributo varianza mide la semejanza de la forma de onda entre trazas vecinas remarcando los bordes de las fallas en la zona.

En el intervalo de interés se aprecia la varianza en los datos (intervalos rojizos) que pueden indicar conjuntos de fracturas o fallas, éstas últimas no eran visibles con métodos convencionales y siguen la dirección de aquellas trazadas con el atributo coseno de fase instantáneo.

FIGURA 4-7. ATRIBUTO ANT-TRACKING APLICADO A LA SÍSMICA DE VOLVE.

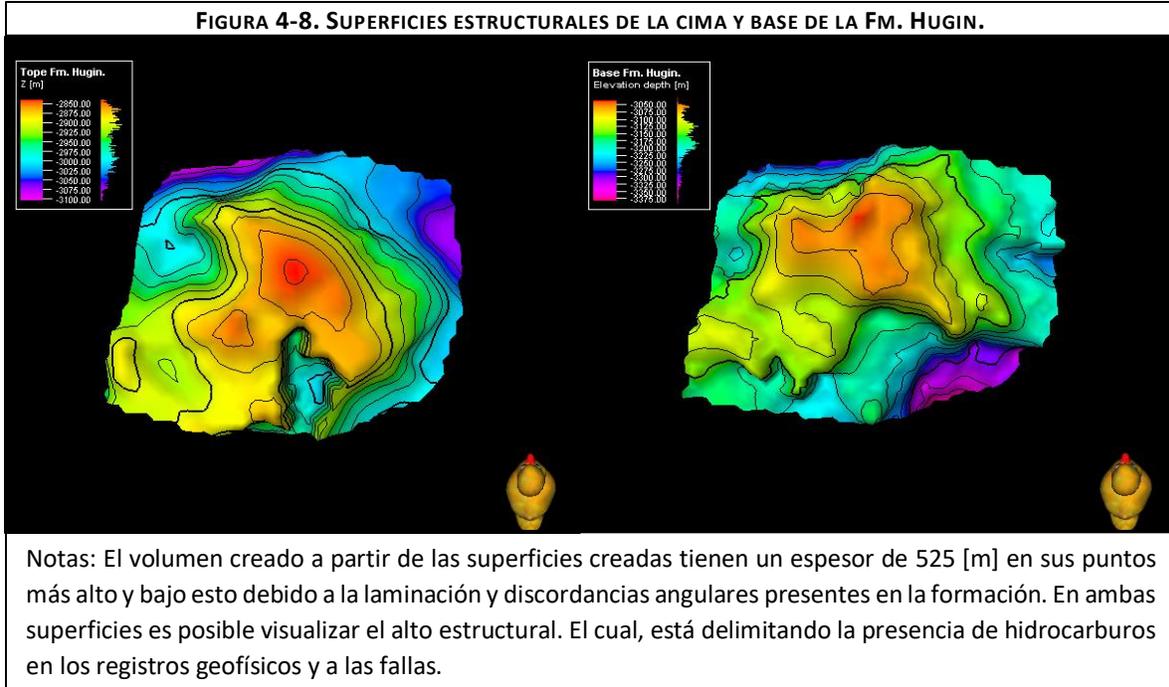


Notas: Con la aplicación de los diferentes atributos sísmicos, terminando con el ant-tracking, se puede demostrar visualmente la existencia de fallas y/o corredores de flujo creados por fracturas que en el análisis realizado por (Statoil, 1993) no eran posibles de observar, ya que su análisis sísmico no estaba enfocado en demostrar la presencia de estas discordancias. En las 4 secciones que integran esta imagen se puede percibir:

- Apartado 1. En la sección sísmica InLine 10 241 se muestran dos fallas trazadas con el atributo coseno de fase instantáneo que concuerdan con la aparición de discordancias una vez aplicado el Ant-tracking. Asimismo, han surgido otras más que no habían sido posibles de observar.
- Apartado 2. En la sección sísmica InLine 10 121 aparece el intervalo de la Fm. Hugin saturado de discordancias obtenidas a través de los atributos aplicados, demostrando así la existencia de múltiples fallas y/o corredores de fracturas en la formación productora.
- Apartado 3. Esta sección corresponde a la dirección CrossLine 2 341 donde se muestra una falla con longitud de más de 100 [m] atravesando el alto estructural. Esta discordancia concordaría con los incrementos de permeabilidad marcados en los registros además se observan otras de menor tamaño.
- Apartado 4. Vista de planta correspondiente a 2 800 [m] (tope promedio de la Fm. Hugin). Los trazos azules muestran las fallas y/o corredores de fracturas que se localizan a esa profundidad que concuerdan con las fallas anteriormente trazadas (planos de espectro rojizo). Comprobando así la correcta aplicación del atributo sísmico.

Empleando los horizontes y fallas trazadas con ayuda del atributo sísmico coseno de fase instantáneo, se realizan las superficies estructurales y se delimita el área de estudio. El mallado realizado para la caracterización emplea una resolución de 25 [m] por 25 [m], distinto a los 50 [m] por 50 [m] originarios en el análisis de Statoil, 1993 esto con finalidad de presentar mejor resolución ante la presencia de fracturas y fallas. Con ayuda de las superficies es más fácil apreciar los altos presentes en el domo representados por tonos rojizos, Figura 4-8

FIGURA 4-8. SUPERFICIES ESTRUCTURALES DE LA CIMA Y BASE DE LA FM. HUGIN.

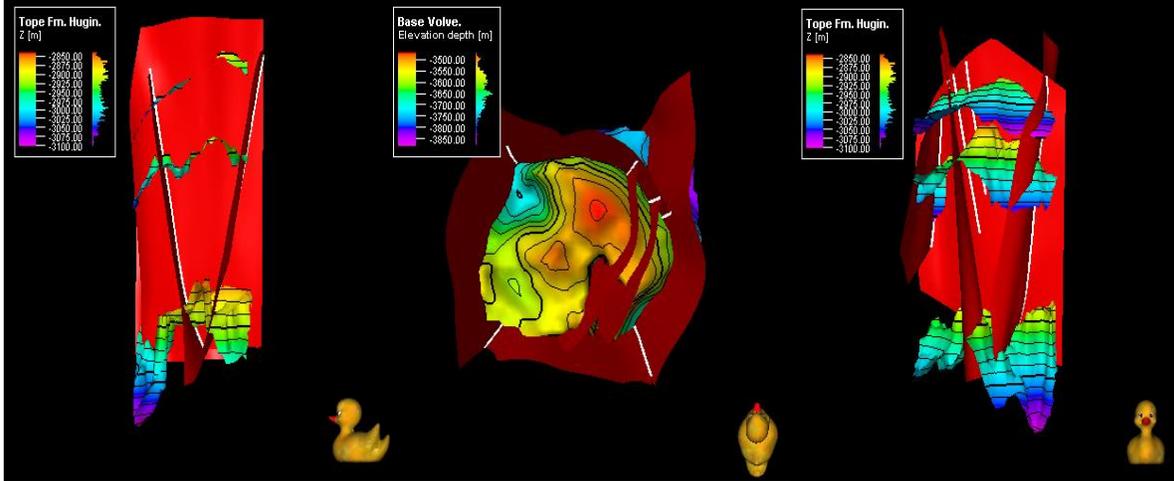


Construidas las superficies se crean los planos de las fallas. Las cuales deben seguir la geometría de depósito marcada en los horizontes debido al análisis sísmico realizado, Figura 4-9.

Con ayuda de las superficies de fallas y horizontes se crea el volumen representativo del yacimiento. Las fallas, al igual que las superficies estructurales, se representan como prismas cuadrangulares y/o cubos. Al tener sólo una cima y base de la formación se decide seccionar el espesor en quince, con respecto a la profundidad y repitiendo la geometría de la cima y base, con la finalidad de presentar mayor resolución en la población de propiedades del modelo y facilitar la ubicación de posibles zonas fracturadas. Esta acción se repite también entre la superficie de la base de la Fm. Hugin y la base del modelo, teniendo así un modelo representando por treinta capas, Figura 4-10.

Realizado el volumen se puebla de propiedades a partir de los registros geofísicos para hallar zonas de interés económico, se hace uso de la ϕ_f , S_w , V_{sh} y K_{logh} , estos parámetros también pueden fungir como métodos indirectos en la localización de intervalos fracturados, Figura 4-11.

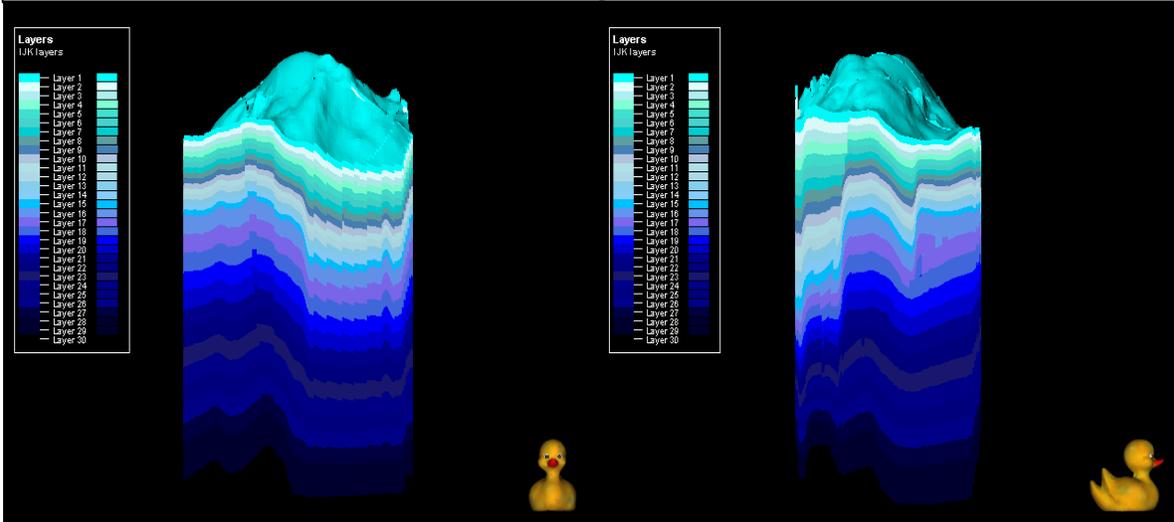
FIGURA 4-9. PLANOS DE FALLAS LOCALIZADOS EN VOLVE.



Notas: Cuatro fallas delimitan la zona de explotación en Volve siendo estas las fallas principales, las cinco sobrantes son secundarias que atraviesan a la Fm. Hugin. Visualmente se aprecia que las discordancias siguen la geometría de los horizontes sísmicos.

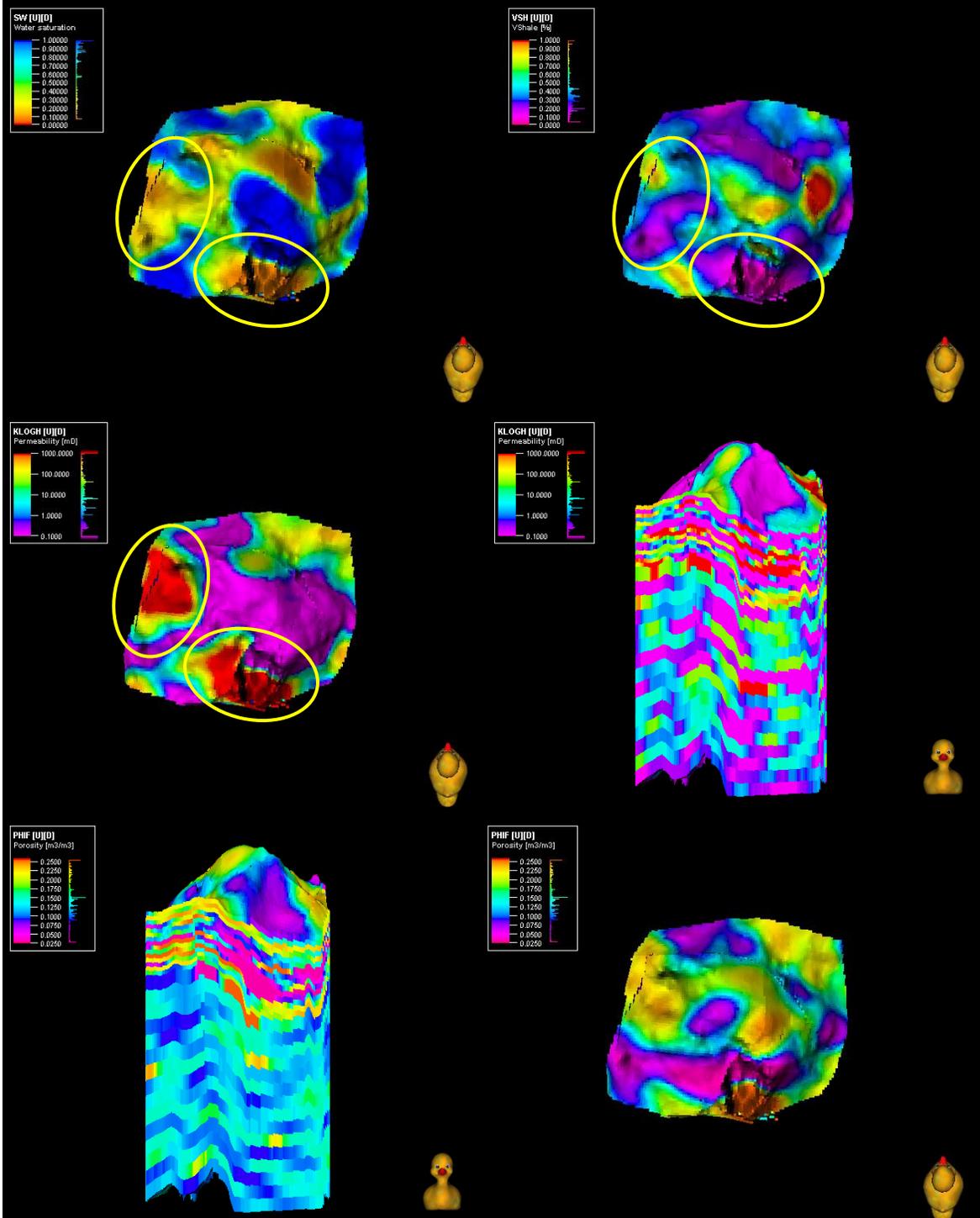
Para fines de la presente tomaremos la transmisibilidad en estas fallas como cero según lo mencionado por Statoil, 1993. Sin embargo, los análisis que se han planteado a lo largo de este escrito desconocen este resultado.

FIGURA 4-10. MODELO TRIDIMENSIONAL REPRESENTATIVO DE LA ZONA DE EXPLORACIÓN DE VOLVE.



Notas: El modelo tridimensional de Volve cuenta con 30 capas internas entre la primera y la última superficie estructural y 340 518 celdas (I=103, J=87, K=38). La capa de la profundidad cuenta con una resolución de 10 [m] a 15 [m] complicando la identificación de fracturas. Es importante mencionar que en éste se puede apreciar la cúpula que funge como principal trampa para el yacimiento, asimismo se ve el desplazamiento de las láminas a partir de las fallas.

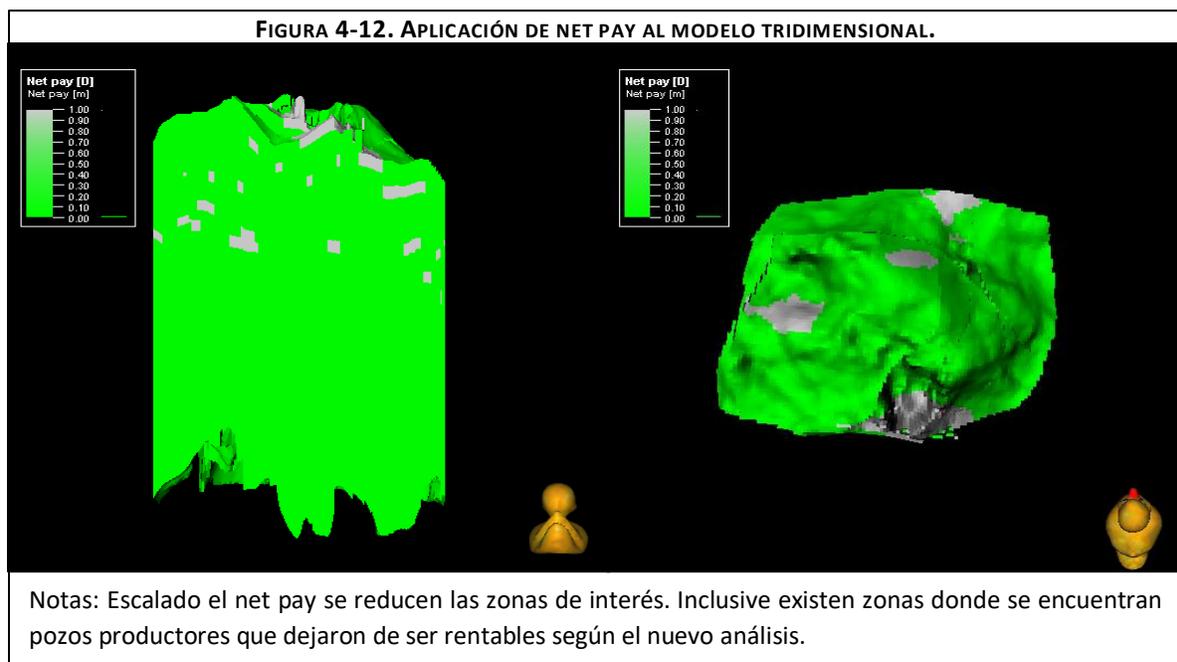
FIGURA 4-11. MODELO ESCALADO CON LAS PROPIEDADES DE POROSIDAD, VSH, SW Y PERMEABILIDAD.



Notas: Escaladas las propiedades se puede visualizar que las zonas de interés se encuentran en los altos estructurales y en las primeras capas de la Fm. Hugin. Resaltan como zonas de interés los dos intervalos delimitados por los óvalos amarillos y además son propensas a fracturamiento debido a las altas permeabilidades, bajo contenido de arcilla y altas porosidades.

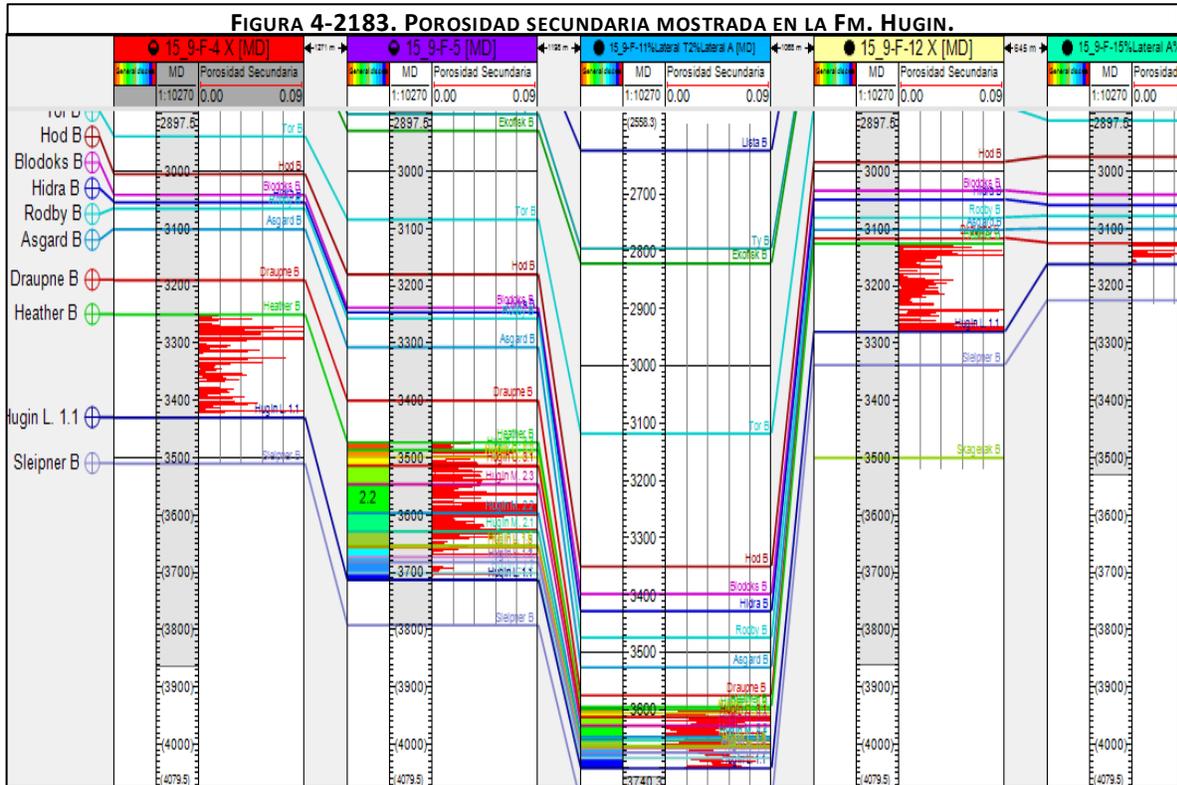
Con las propiedades escaladas se calculó el volumen de roca con hidrocarburos que pueden fluir (*net pay*) tomando en cuenta nuevos valores de corte distintos a los empleados por Statoil, 2006, ya que no concuerdan con la descripción petrográfica que dieron respecto a la roca almacén. Se decide cambiar el V_{sh} a ser menor o igual de 0.45, dado que se mencionó que las arenas eran limpias, Klogh toma un valor de 10 [mD] contrario a los 0.5 [mD] que se manejó con anterioridad, ϕ_f pasa a tomar valores de 0.195 o mayores, ya que si bien se mencionaron que las arenas tenían una porosidad de 0.2 este valor no se empleó en el análisis y se cambió por 0.1. Finalmente, se agregó el parámetro de S_w tomando en cuenta a la saturación irreductible (0.034 según Statoil, 2006) y un corte de 0.4 dado el análisis de los registros geofísicos y los valores empleados en los pozos de inyección de agua y producción. Se estima que haya una disminución en las zonas de interés. Sin embargo, serán más representativas que las empleadas en (Statoil, 2006).

Creada la propiedad *net pay*, se pobló el modelo resaltando como zonas interés a las tonalidades grises (respetan los valores de cortes antes mencionados). Estas zonas grisáceas también pueden fungir como intervalos fracturados al ser las propiedades involucradas métodos indirectos de identificación de fracturas abiertas, Figura 4-12.



En la búsqueda de intervalos fracturados se analizaron los registros geofísicos nuevamente con los métodos indirectos mencionados en el capítulo II, esto con la finalidad de proponer nuevas zonas de explotación. Sin embargo, los datos son altamente escasos para realizar una evaluación. Únicamente se logró obtener el análisis de porosidad secundaria a través de la ecuación 20. Demostrando así porosidades secundarias del rango de 0 [%] – 10 [%] con un promedio general de 1 [%] para la mayoría de los pozos en la Fm.

Hugin, Figura 4-13., estos resultados concuerdan con lo citado en Statoil, 1993 referente a la existencia de porosidad secundaria en los núcleos del rango de 1 [%] – 2 [%].

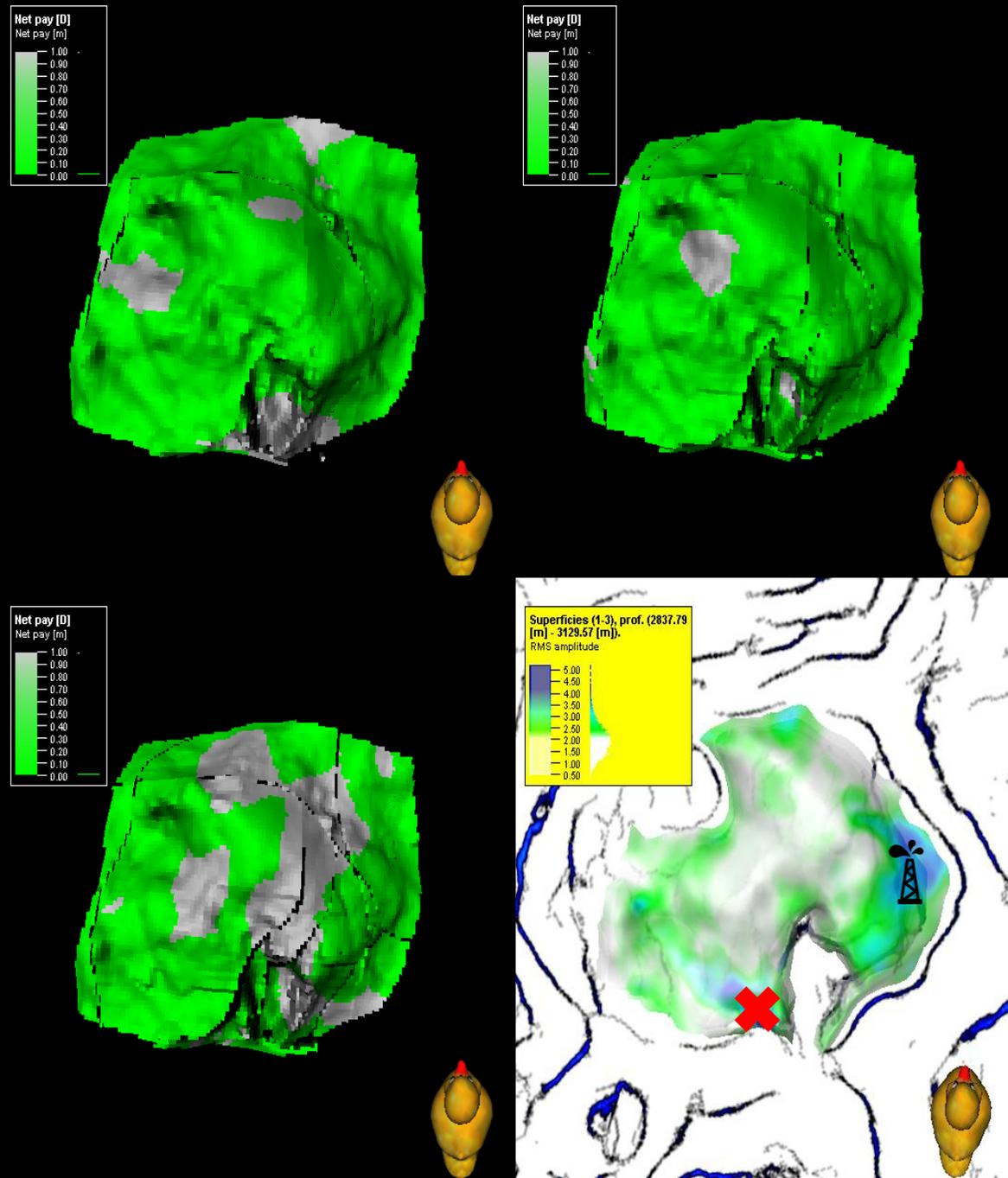


Notas: La porosidad secundaria calculada en los registros geofísicos emplea los datos de porosidad neutrón, densidad y sónica; que no son posibles de obtener para todos los pozos. Sin embargo, es el indicador indirecto con el que más frecuencia se cuenta y es validado por los núcleos (indicador directo). La finalidad de este cálculo es identificar posibles zonas fracturadas al establecer vínculos entre los otros métodos obtenidos y así presentar nuevos prospectos dados los resultados.

Finalmente, identificada la posible presencia de fracturas en la Fm. Hugin de acuerdo con los registros geofísicos, análisis *ant-tracking* y cálculo del volumen de roca que contiene hidrocarburos que pueden fluir, se procedió a aplicar el atributo sísmico RMS a las quince superficies que representan a la roca almacén con la finalidad de identificar posibles cuerpos arenosos y su relación con la existencia de fracturas. Este análisis consta de cuatro figuras, las tres primeras representan el volumen de roca que contiene hidrocarburos que pueden fluir y la última la sobreposición de los atributos *ant-tracking* y RMS en la vista de perfil, estas figuras son agrupadas en cinco esquemas que representan a las tres superficies de diferentes profundidades cada uno, Figuras 4-14 – 4-18.

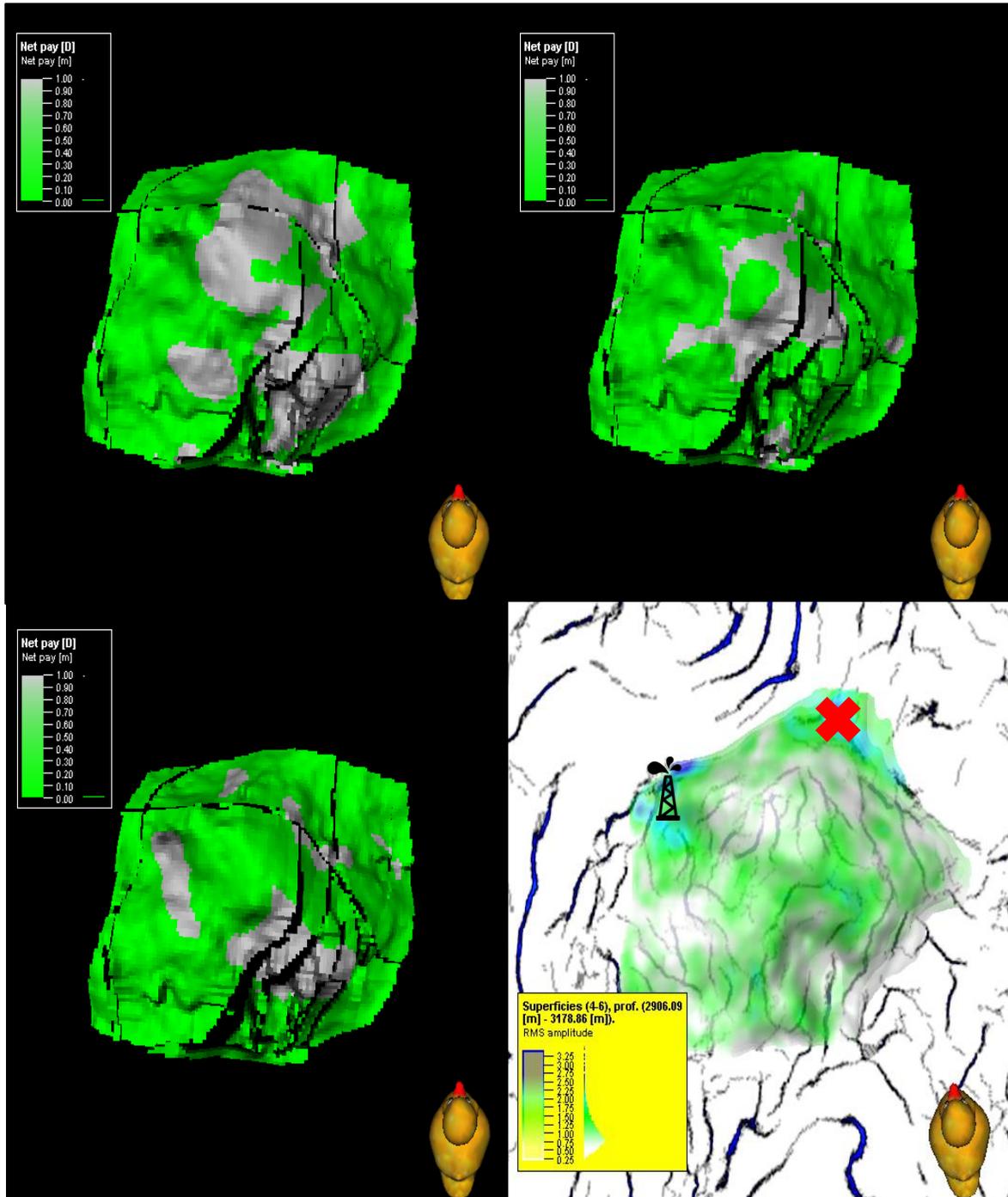
En las Figuras 4-14 – 4-18 las áreas que contienen pozos de producción en sus intervalos son representados por el esquema de una torre de perforación negra, mientras que las localidades marcadas por taches rojos son áreas que pueden ser de interés comercial al contener acumulaciones de hidrocarburos de acuerdo con el análisis explicado al finalizar el capítulo.

FIGURA 4-14. ANÁLISIS DE FRACTURAMIENTO (PROF. 2837.79 [M] - 3129.57 [M]).



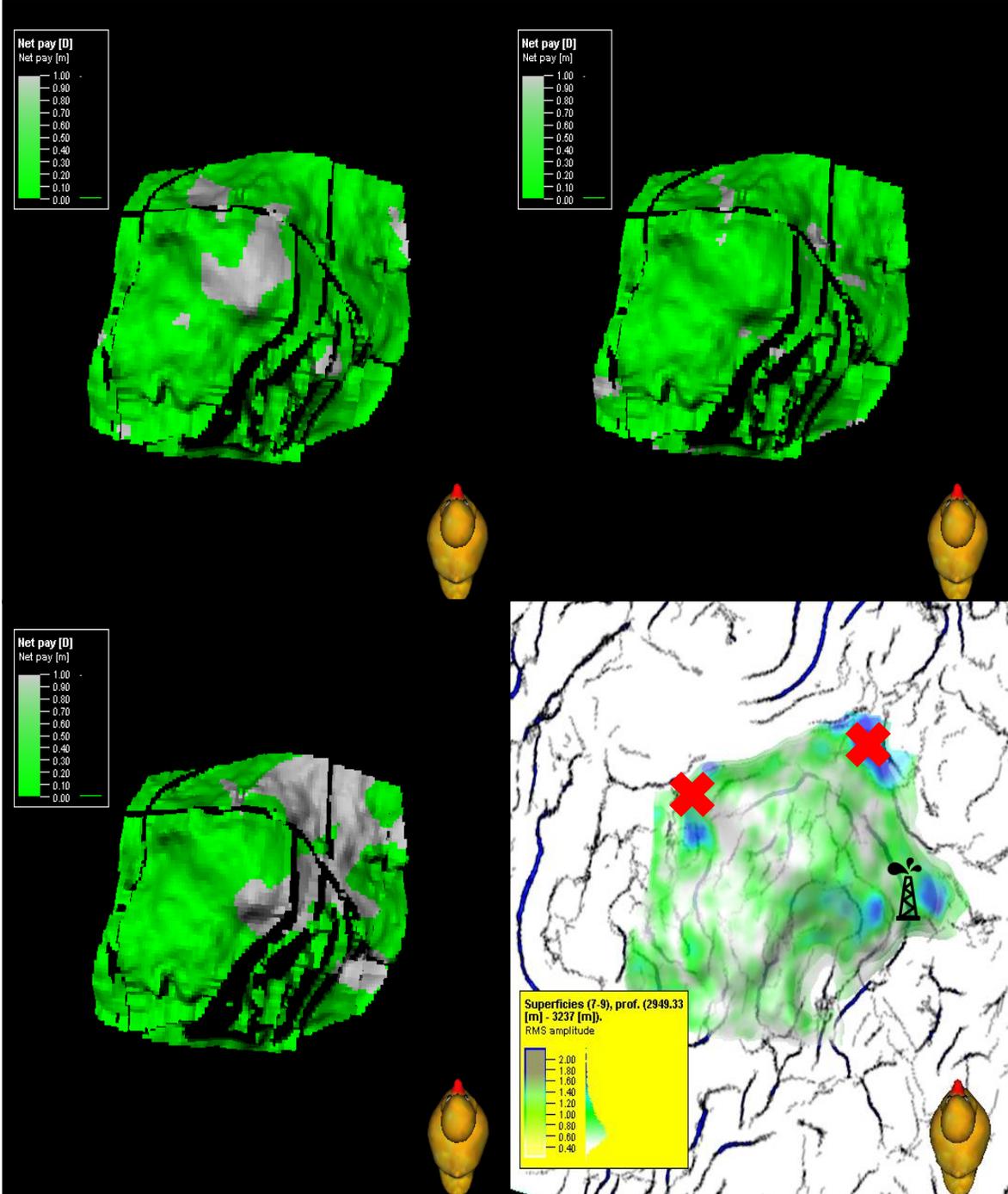
Notas: Primeras tres superficies representativas de la Fm. Hugin respectivas al rango de profundidad de 2837.79 [m] – 3129.57 [m]. El mapa superior izquierdo es el superficial, el superior derecho el intermedio, el inferior izquierdo el profundo. Estos tres mapas indican el *net pay* de esas áreas representando al gris como 1 y al verde como 0. Finalmente, el esquema inferior derecho representa la sobreposición de los dos atributos sísmicos *ant-tracking* (indicado por el plano) y RMS (indicado por las superficies) en las tres superficies superpuestas. En ambos, los intervalos azules son indicadores de posibles fallas, corredores de fracturas y fracturas; caso del *ant-tracking*; y cuerpos arenosos; caso del RMS.

FIGURA 4-15. ANÁLISIS DE FRACTURAMIENTO (PROF. 2906.09 [M] - 3178.86 [M]).



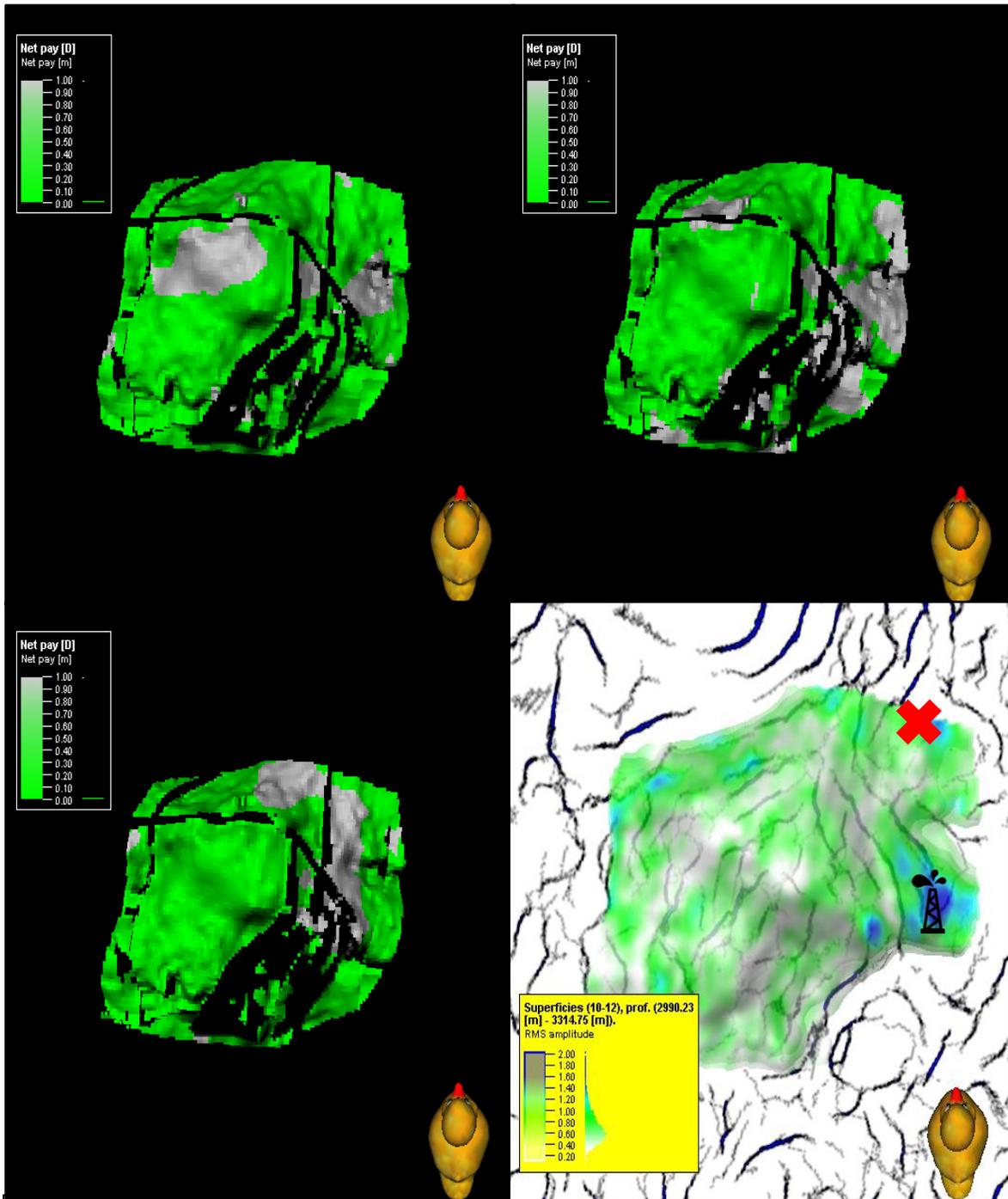
Notas: Segundas tres superficies representativas de la Fm. Hugin respectivas al rango de profundidad de 2906.09 [m] – 3178.86 [m]. El mapa superior izquierdo es el superficial, el superior derecho el intermedio, el inferior izquierdo el profundo. Estos tres mapas indican el *net pay* de esas áreas representando al gris como 1 y al verde como 0. Finalmente, el esquema inferior derecho representa la sobreposición de los dos atributos sísmicos *ant-tracking* (indicado por el plano) y RMS (indicado por las superficies) en las tres superficies sobrepuestas. En ambos, los intervalos azules son indicadores de posibles fallas, corredores de fracturas y fracturas; caso del *ant-tracking*; y cuerpos arenosos; caso del RMS.

FIGURA 4-16. ANÁLISIS DE FRACTURAMIENTO (PROF. 2949.33 [M] - 3237 [M]).



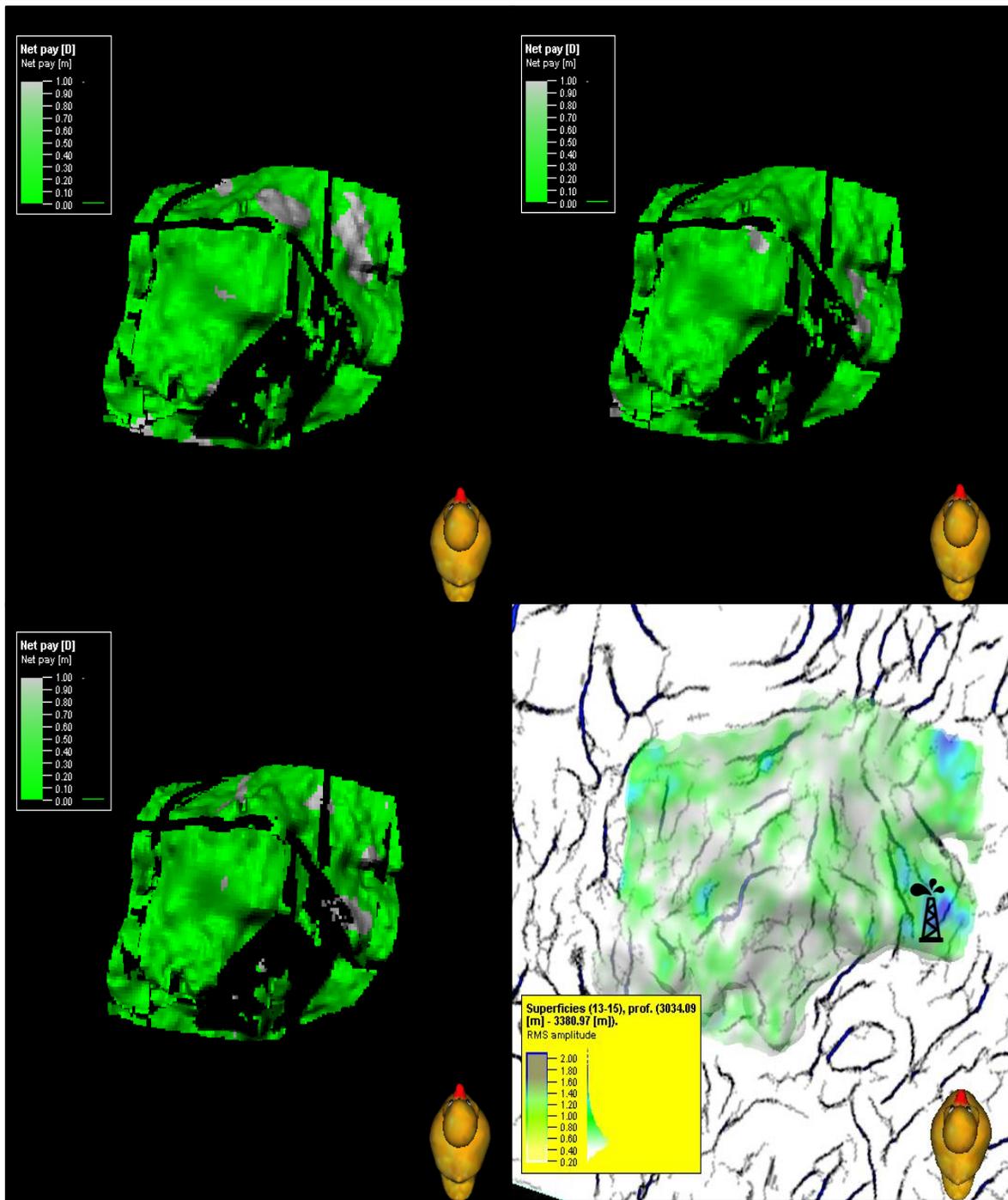
Notas: Tercer paquete de superficies representativas de la Fm. Hugin respectivas al rango de profundidad de 2949.33 [m] – 3237 [m]. El mapa superior izquierdo es el superficial, el superior derecho el intermedio, el inferior izquierdo el profundo. Estos tres mapas indican el *net pay* de esas áreas representando al gris como 1 y al verde como 0. Finalmente, el esquema inferior derecho representa la superposición de los dos atributos sísmicos *ant-tracking* (indicado por el plano) y RMS (indicado por las superficies) en las tres superficies superpuestas. En ambos, los intervalos azules son indicadores de posibles fallas, corredores de fracturas y fracturas; caso del *ant-tracking*; y cuerpos arenosos; caso del RMS.

FIGURA 4-17. ANÁLISIS DE FRACTURAMIENTO (PROF. 2990.23 [M] - 3314.75 [M]).



Notas: Penúltimo bloque de superficies representativas de la Fm. Hugin respectivas al rango de profundidad de 2990.23 [m] – 3314.75 [m]. El mapa superior izquierdo es el superficial, el superior derecho el intermedio, el inferior izquierdo el profundo. Estos tres mapas indican el *net pay* de esas áreas representando al gris como 1 y al verde como 0. Finalmente, el esquema inferior derecho representa la sobreposición de los dos atributos sísmicos *ant-Tracking* (indicado por el plano) y RMS (indicado por las superficies) en las tres superficies superpuestas. En ambos, los intervalos azules son indicadores de posibles fallas, corredores de fracturas y fracturas; caso del *ant-tracking*; y cuerpos arenosos; caso del RMS.

FIGURA 4-18. ANÁLISIS DE FRACTURAMIENTO (PROF. 3034.09 [M] - 3380.97 [M]).



Notas: Último conjunto de superficies representativas de la Fm. Hugin respectivas al rango de profundidad de 3034.09 [m] – 3380.97 [m]. El mapa superior izquierdo es el superficial, el superior derecho el intermedio, el inferior izquierdo el profundo. Estos tres mapas indican el *net pay* de esas áreas representando al gris como 1 y al verde como 0. Finalmente, el esquema inferior derecho representa la sobreposición de los dos atributos sísmicos *ant-tracking* (indicado por el plano) y RMS (indicado por las superficies) en las tres superficies sobrepuestas. En ambos, los intervalos azules son indicadores de posibles fallas, corredores de fracturas y fracturas; caso del *ant-tracking*; y cuerpos arenosos; caso del RMS.

Se identificaron áreas de interés para prospectos petroleros dados los atributos sísmicos, registros geofísicos y datos de producción, basados en la existencia de fracturamiento en la zona, y como se aprecia, hay zonas que cumplen con las mismas condiciones (discontinuidades en el RMS y *ant-tracking*) que las zonas perforadas. Sin embargo, no presentaron ningún interés al momento del desarrollo del campo y por lo tanto no se perforaron pozos exploratorios algunos en esas zonas.

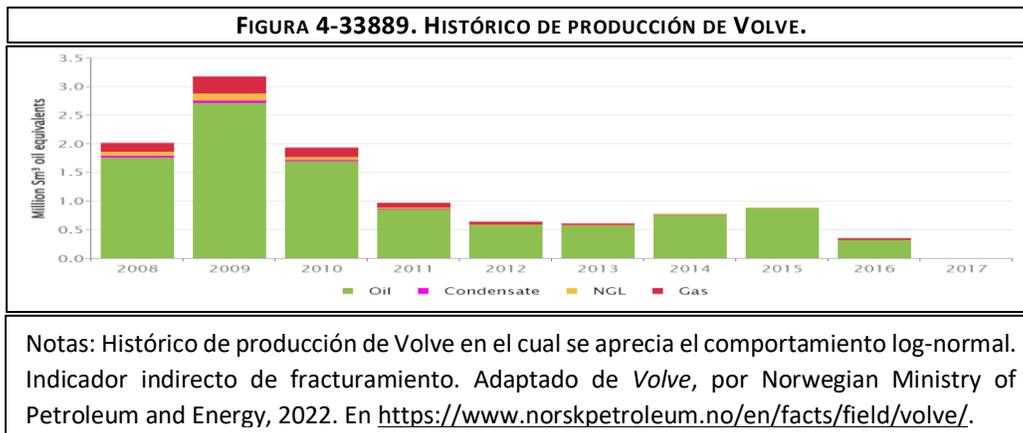
Se proponen así, diversas localidades en los esquemas que pueden ser de interés comercial al contener importantes acumulaciones de hidrocarburos. Esto basado en la similitud estratigráfica, sedimentológica y estructural respecto a los lugares de explotación.

Las áreas que pueden ser de interés también cumplen con otras similitudes respecto a los pozos productores como lo es producir de zonas cercanas a fallas o el cruce de éstas, esto puede deberse a la presencia de fracturas o fallas abiertas. Asimismo, se tienen fracturas que incrementaron la porosidad en la zona. Sin embargo, al ser mayor los conjuntos de fracturas cerradas se decidió eliminar por completo el análisis de fracturas abiertas.

Si bien, no se cuentan con registros geofísicos especializados orientados a la identificación y caracterización de fracturamiento, con el apoyo los registros convencionales de porosidad neutrón, sónico, densidad, eléctricos, factor fotoeléctrico y caliper, entre otros, al relacionarlos, se encontraron discontinuidades en los anteriores que pueden deberse a la presencia de fracturas abiertas como lo fue el cálculo de la porosidad secundaria a través de los registros convencionales de porosidad, Figura 4-13. Desafortunadamente los otros registros con los que se cuentan no fueron suficientes como para propagar la interpretación de estos a nivel superficie y sólo fungen como indicadores a nivel pozo como lo son el ROP, GR y eléctricos convencionales.

Finalmente, al aplicar el indicador indirecto de fracturamiento referido al histórico de producción se aprecia una distribución log-normal sesgada al lado derecho en sus datos que afirmarían la hipótesis de presencia de fracturamiento abierto en la Fm. Hugin., Figura 4-19.

La secuencia sedimentaria estuvo sujeta a una continua actividad tectónica del Jurásico Superior mencionada en el apartado 1.3. y posiblemente ésta haya generado dichas fracturas. Este fracturamiento se consolida al conocer que Volve fue producido con ayuda de inyección de agua, método de recuperación secundaria que debe contar con importante permeabilidad para efectuar el correcto avance del fluido inyectado.



Resultados de la interpretación sísmica y petrofísica:

- Se propone **una** zona prospecto a la profundidad de (2837.79 [m] – 3129.57 [m]; correspondiente a las primeras 3 superficies) en la zona central sureste. Dicha zona concuerda en características geofísicas con el intervalo de producción localizado en el flanco este, se encuentran en zonas altamente fracturadas con altos niveles de arenas, Figura 4-14.
- Se propone **una** zona prospecto a la profundidad de (2906.09 [m] – 3178.86 [m]; correspondiente a las segundas 3 superficies) en la zona noreste. Esta zona es similar, por las condiciones ya antes mencionadas, a la zona noroeste en donde se produce, además cumple con estar cerca a la intersección de 2 fallas. Lo que aumentaría el grado de fracturamiento de esas localidades, Figura 4-15.
- Se proponen **dos** zonas prospecto a la profundidad de (2949.33 [m] – 3237 [m]; correspondiente a las 3 antepenúltimas superficies) en las zonas norte y noroeste. Estas zonas son similares en condiciones de los atributos sísmicos y registros geofísicos, a la zona de explotación localizada en la zona este de la misma profundidad, Figura 4-16.
- Se propone **una** zona prospecto a la profundidad de (2990.23 [m] – 3314.75 [m]; correspondiente a las 3 penúltimas superficies) en la zona noreste. Esta zona es similar en condiciones a la zona de explotación localizada en la zona sureste de la misma profundidad además concuerdan al estar cerca, ambas localidades, de intersección de fallas. Asimismo, al propagar con métodos geoestadísticos al *net pay* indica alta probabilidad de éxito (1), Figura 4-17.
- A la profundidad de (3034.09 [m] – 3380.97 [m]; correspondiente a las 3 últimas superficies) no se propone **ninguna** zona prospecto. Si bien los indicadores pueden indicar como posible prospecto al área localizada en el noreste, se cataloga a ésta como una extensión de la zona prospecto localizada a la

profundidad anteriormente analizada, esto igual se puede comprobar con la sobreposición del área de explotación, Figura 4-18.

La existencia de nuevos prospectos podría ser refutada por la ubicación de estos en latitudes bajas respecto a la trampa estructural. Sin embargo, se tiene la posible existencia de diversas trampas estratigráficas que podrían estar seccionando al campo, incluso hay zonas productoras en latitudes similares a las de los prospectos. Dicha propuesta toma fuerza al no contar con un estudio de conexión entre fallas y no haberse identificado los contactos de fluidos en el campo que delimiten la profundidad a la que se puedan localizar hidrocarburos.

V. Conclusiones y recomendaciones

En el presente trabajo se investigó y se trabajó para comprobar la existencia de fracturamiento en campos maduros, que fueron caracterizados previamente como un solo medio poroso y permeable. Partiendo de la premisa de la alarmante dependencia hacia los hidrocarburos que nos impide lograr la tasa de restitución de reservas petroleras, la cual, podría alcanzarse volviendo a caracterizar estáticamente y optimizar los yacimientos maduros, y consigo encontrar, posiblemente, fracturamiento con hidrocarburos en zonas no explotadas a través de indicadores de fracturamiento. El estudio se apoyó en la creación de base datos referidas a los YNF, un modelo estático de un yacimiento maduro y la aplicación de indicadores de fracturamiento.

A continuación, se presentan las conclusiones del trabajo realizado, así como las recomendaciones para trabajos futuros.

1. Se logró el objetivo general del presente trabajo, al comprobar la existencia de fracturamiento en el yacimiento maduro modelado, que previamente fue caracterizado como un solo medio poroso y permeable.
2. A través de los indicadores de fracturamiento utilizados, petrofísicos y sísmicos, se consiguió delimitar cinco áreas en Volve que podrían ser prospectos petroleros, esto se apoyó, también, en las similitudes estratigráficas y estructurales de las zonas ya explotadas.
3. Con ayuda de los análisis petrofísicos y sísmicos se obtuvo la realización de un modelo tridimensional de Volve, que permitió caracterizar al campo.
4. Se logró crear una base de datos referida a los YNF, que permitió comprender el funcionamiento sísmico y petrofísico de estos yacimientos.
5. Por medio de la realización del marco geológico de Volve se logró identificar al Jurásico como la edad de las fracturas en el campo, además de ayudar a comprenderlo estratigráfica, estructural y sedimentológicamente.

En Volve con las conclusiones anteriormente citadas, se dan a consideración las siguientes recomendaciones:

1. Identificar la presencia de fracturas con métodos directos en los prospectos, se recomienda toma de núcleos y registros de imagen eléctricos esto con la finalidad de poder cuantificar la apertura, orientación y densidad de éstas.
2. Realizar en los prospectos la toma de registros convencionales que ayuden a la identificación de métodos indirectos de fracturamiento como los vistos en este

trabajo, que además podrán fungir como “*drivers geológicos*” en la etapa de identificación y propagación las propiedades de las fracturas. Siendo así, se propone la creación de un modelo combinado (continuo y discreto) dada la información que se tiene del área al ser un campo maduro.

3. Realizar de nuevo la petrofísica de Volve esta vez orientada a areniscas fracturadas, ya que algunas de las ecuaciones utilizadas en este trabajo muestran deficiencias al contar con estos medios y por lo general toman como base comportamientos lineales que no se presentan en YNF por su alta heterogeneidad. Ejemplo de esto es la ecuación utilizada para el cálculo de V_{sh} en Volve que toma al IGR igual al V_{sh} creando este comportamiento lineal y sobreestimando al parámetro. Parámetro que afectará el índice de fragilidad de la roca y por lo tanto al modelo de esfuerzos.
4. Facilitar los registros PLT de los pozos productores, ya que estos en conjunto con los otros métodos fungen como apoyo a la identificación de zonas productoras y así observar si el aporte de hidrocarburos proviene de aperturas en las fracturas y/o fallas.
5. Analizar las pruebas de presión de los pozos productores desde un enfoque matriz-fractura. Así como realizar análisis de conexión entre las fallas, ya que este es un punto determinante a la hora de producir los hidrocarburos en Volve. En el análisis sísmico se puede observar que hay zonas de producción cercanas a donde las fallas se cruzan, lo que se puede deber a fracturas abiertas cercanas a éstas o a las mismas.
6. Dado que no se localizaron los contactos de fluidos se propone un análisis de sísmica 4D que podría ayudar a la identificación de éstos, además, tomando en cuenta que es un campo maduro también ayudaría a comprender mejor su ámbito estructural para un posible análisis de esfuerzos. Así como la aplicación de otros atributos sísmicos que pueden servir como “*drivers geológicos*” para la identificación de fracturamiento o propagación de éste como lo son los atributos de curvatura, caos, AVO, etc.
7. Al no conocerse con certeza el origen de la roca madre del hidrocarburo en Volve se propone realizar diversas perforaciones y análisis de migración en zonas aledañas a la estructura del Gamma High, ya que pueden existir más campos similares a Volve que aún no han sido descubiertos. Esta hipótesis toma fuerza por la presencia de sal autóctona en la zona que podría estar atrapando a los hidrocarburos y formado distintos yacimientos. Es importante mencionar que no se han realizado estudios por debajo de esta sal.
8. Si se confirma la presencia de fracturas con métodos directos, se propone crear diversas redes de fracturas a partir del modelo estático, variando cada una de sus propiedades para realizar un análisis de sensibilidad. La finalidad es determinar el

grado de impacto de cada una de ellas en la producción de hidrocarburos. Este análisis de sensibilidad permitirá identificar aquellas propiedades que tengan un impacto mayor en la producción, y finalmente aplicar un método de recuperación secundaria o terciaria.

Los resultados son favorables para la identificación de prospectos petroleros en campos que no fueron analizados como medios fracturados al ser cuerpos arenosos y que sus pozos ya fueron cerrados pudiendo haber dejado reservas in situ. En México esta metodología de análisis puede ser aplicada a lo largo de las provincias petroleras que contienen cuencas explotables en localidades similares, como lo son Burgos y Veracruz.

VI. Bibliografía.

- [s./a.]. (2012). *Blogger*. Obtenido de The Keel and Caledonian Orogeny: <http://phosaletthinon.blogspot.com/2012/08/the-keel-and-caledonian-orogeny.html>
- [s./a.]. (2021). *The Appalachian System*. Obtenido de Instruct: <https://instruct.uwo.ca/earth-sci/300b-001/napp.htm>
- Aguilera, R. (1995). *Naturally Fractured Reservoirs*. Tulsa, Oklahoma: PennWell Publishing Company.
- Aragón, D., Gómez, Y., & Ocaña, E. (2019). *Atributos Sísmicos y Caracterización Petrosísmica en el Campo Poseidón 3D, Australia*. CDMX: [ESIA/IPN].
- Arango, S., Idrobo, E., & Perez, H. (2004). *A New Methodology to Estimate Fracture Intensity Index for Naturally Fractured*. California: SPE.
- Boldy, A., & Fleet, S. (1999). *Geology of Northwest Europe: Proceedings of the 5th Conference*. London: The Geological Society.
- Caballero, M. (2019). *Vol. 1: Precámbrico: Hadeano, Arqueano, Proterozoico*. Recuperado el 30 de 03 de 2022, de Breve Historia de la Vida en la Tierra: <http://usuarios.geofisica.unam.mx/cecilia/cursos/vidatierra1PC.pdf>
- Caineng, Z. (2012). *Unconventional Petroleum Geology*. USA: Elsevier.
- Canales, I. (2018). *Evolución Jurásica de las Secuencias Marinas del Sector Norte del Paleocanal de Chicotepec, Cuenca Tampico Misantla*. CDMX: [Ciencias del Mar y Limnología/UNAM].
- Cortes, E. (2008). *Simulación de Yacimientos Naturalmente Fracturados con Triple Porosidad*. CDMX : [UNAM/FI].
- Coward, & Zanella. (2003). *Sedimentologic Distribution of Upper Brent, Oseberg Field, North Sea*.
- Davies, R. (2001). *Sequential Dip-Slip Fault Movement During Rifting: A New Model for the Evolution of the Jurassic Trilete North Sea Rift System*. Petroleum Geoscience. Obtenido de <https://doi.org/10.1144/petgeo.7.4.371>
- Educalingo. (2021). *Precámbrico*. Obtenido de Educalingo: <https://educalingo.com/es/dic-es/precambrico>
- Faerseth, R. G. (1995). *Influence of Basement in Structuring of the North Sea Basin, Offshore Southwest Norway*. doi:ISSN 0029-196X
- Firoozabadi, A., & Hauge, J. (1990). *Capillary Pressure in Fractured Porous Media*. SPE.
- Gandulay, D. (2015). *Modelado del Sistema Petrolero en 2D del Transecto A, Ubicado en la Porción Sur de la Cuenca de Veracruz*. México: [FI/UNAM].
- Garb, F., & McNaughton, D. (1975). *Finding and Evaluating Petroleum Accumulations in Fractured Reservoir Rock*. Matthew Bender & Company Inc. .
- Garduza, V. (2019). *Manual de Registros Geofísicos de Pozo y algunas Aplicaciones*. Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros, CDMX.
- GeoExpro. (2019). New Insights into Hydrocarbon Potential of the Norwegian North Sea. *GeoExpro, Geoscience & Technology Explained*, 16(6).
- Glennie, K. (1998). *Petroleum Geology of the North Sea: Basic Concepts and Recent Advances* (4 ed.). Oxford: Blackwell Science for JAPEC (UK).

- Godínez, C. (2016). *Interpretación Sísmica de las Secuencias Sedimentarias de una Porción del Sector Norte del Paleocanal de Chicontepec*. CDMX: [FI/UNAM].
- Gómez, L., & Lozano, J. (2009). *Análisis de Fracturas Naturales y su Relación con la Producción de Hidrocarburos para el Diseño de Pozos en el Campo Piedemonte*. Bogotá: [Facultad de Ingenierías/Fundación Universidad de América].
- Graversen, O. (2006). *The Jurassic-Cretaceous North Sea Rift Dome and Associated Basin Evolution*. (U. o. Geological Institute, Ed.) [s./l.]: Denmark. doi:30040
- Hernández, D. (2013). La Vida a través del Tiempo. En *Paleontología Mexicana* (págs. 13-19).
- Hickman, S., & Plumb, R. (10 de Junio de 1985). Stress-Induced Borehole Elongation: A Comparison Between the Four-Arm Dipmeter and the Borehole Televiwer in the Auburn Geothermal Well. *Journal of Geophysical Research*, 90, 5513-5521.
- Holditch, S. (2006). *Tight Gas Sands*. Society of Petroleum Engineers (SPE).
- Jiménez, L. (2007). *Conocimientos Fundamentales de Biología. Tema 1. El Cambio de las Especies a través del Tiempo. 1.3 Evolución de la vida en la Tierra. Cenozoico*. Obtenido de <http://www.conocimientosfundamentales.unam.mx/vol2/biologia/m04/t01/04t01s0304.html>
- Jurado, J., & Téllez, D. (2010). *Interpretación Geológica de los Registros de Imágenes Eléctricas de Pared de Pozo (FMI) y de Echados (HDT) con Ayuda de los Registros de Litodensidad y Neutrón*. CDMX: [ESIA/IPN].
- Kaasschieter, E. (1983). *Petroleum Geology of the Southeastern North Sea and the Adjacent Onshore Areas (The Hague, 1982)* (1 ed.). [s./l.]: Springer Netherlands.
- Knut, B. (2010). *Petroleum Geoscience from Sedimentary Environments to Rock Physics*. Noruega: Springer-Verlag Berlin Heidelberg.
- Lamb, R. (2016). *Quaternary Environments of the Central North Sea from Basin-Wide 3D Seismic Data*. Reino Unido: Facultad de Ingeniería y Ciencias Físicas: Universidad de Manchester.
- Narr, W., Schechter, D., & Thompson, L. (2006). *Naturally Fractured Reservoir Characterization*. SPE.
- Nelson, R. (2001). *Geologic Analysis of Naturally Fractured Reservoirs*. EU: Gulf Professional Publishing.
- Norwegian Petroleum Directorate. (2022). *Norwegian Petroleum*. Recuperado el 30 de 03 de 2022, de Volve: <https://www.norskpetroleum.no/en/facts/field/volve/>
- Oleschko, K. (2006). Porosidad de los yacimientos naturalmente fracturados: una clasificación fractal. *Revista Mexicana de Ciencias Geológicas*, 23(2), 199-214. doi:1026-8774
- Phillips, T. (2019). *The Influence of Structural Inheritance and Multiphase Extension on Rift Development*. doi:10.1029/2019TC005756
- Prehistoria Fandom. (2021). *Cámbrico*. Obtenido de Fandom : <https://prehistoria.fandom.com/es/wiki/C%C3%A1mbrico>
- Reiss, L. (1980). *The Reservoir Engineering Aspects of Fractured Formations*. Paris: Editions Technip.
- Roque, E. (2016). *Caracterización Sísmica de Fracturas en Reservorios Carbonatados - Cuenca Ucayali Sur, Área de Camisea - Perú*. Arequipa: [UNSA/FGGM].
- Schlumberger. (1995). *STATOIL 15/9-19S, Special Core Analysis Wettability and Petrophysical Measurements 1995*. GeoQuest, Petroleum Laboratory.

- Schlumberger. (2007.). *Schlumberger Limited, 2007 Annual Report*.
- Sour, F. (1998). La Fauna del Paleozoico. *Revista de Cultura Científica*(52), 40-45.
- Statoil. (1993). *Discovery Evaluation, Well 15/9-19 SR, Theta Vest Structure - PL046A. Volume 1*. Autor.
- Statoil. (2006). *Sleiper Ost and Volve Model 2006, Hugin and Skagerrak Formation Petrophysical Evaluation*.
- Statoil. (2007). *Individual Well Drilling and Completion Program, Well 15/9-F-12*.
- Statoil. (2011). *Geosteering Procedure 15/9-F-1 C, 8 1/2" Reservoir Section*.
- Statoil. (2014). *Concept Selection Report, Well 15/9-F-15 D*.
- Tarek, A. (2000). *Reservoir Engineering Handbook* (2a ed.). EU: Gulf Professional Publishing.
- Van Golf-Racht, T. (1982). *Fundamentals of Fractured Reservoir Engineering*. Ámsterdam: Elsevier Scientific Publishing Company.
- Volcano Discovery. ([s./f.]). *Pluma Magmática*. Obtenido de Volcano Discovery:
<https://www.volcanodiscovery.com/es/geology/plate-tectonics/hotspots.html>
- Wang, F., & Reed, M. (2009). *Pore Networks and Fluid Flow in Gas Shales*. SPE. doi:10.2118/124253-MS
- Warren, J., & Root, P. (1963). *The Behavior of Naturally Fractured Reservoirs*. SPE . doi:10.2118/426-PA
- Wikipedia. (2002). *Variscan Orogeny*. Obtenido de Wikipedia:
https://en.wikipedia.org/wiki/Variscan_orogeny