

## Karakteristik Reservoir Hidrokarbon Silisiklastik: Studi Kasus Formasi Hugin, North Sea

Mahdani Mahardika Sastra<sup>1</sup>, Rian Cahya Rohmana<sup>1</sup>, Jehezkiel Nafael Makapuan<sup>2</sup>, Rezandy Purnomo Setyo<sup>2</sup>, Sally Ulianda Azalia<sup>2</sup>

<sup>1,2</sup> Teknik Perminyakan, Fakultas Teknik & Teknologi, Universitas Tanri Abeng, Indonesia  
<sup>1,2</sup> Petrophysics TAU Research Group, Jakarta Selatan

<sup>1</sup> [mahdani@student.tau.ac.id](mailto:mahdani@student.tau.ac.id), <sup>1</sup> [rian@tau.ac.id](mailto:rian@tau.ac.id), <sup>2</sup> [rezandy.purnomo@student.tau.ac.id](mailto:rezandy.purnomo@student.tau.ac.id),  
<sup>2</sup> [sally.ulianda@student.tau.ac.id](mailto:sally.ulianda@student.tau.ac.id), <sup>2</sup> [jehezkiel.nafael@student.tau.ac.id](mailto:jehezkiel.nafael@student.tau.ac.id),

### Abstrak

Studi berlokasi di Lapangan Volve, North Sea, khususnya pada Formasi Hugin yang merupakan salah satu formasi dengan litologi batupasir dari Vestland Group yang memiliki prospek hidrokarbon. Tujuan penelitian ini adalah mencari zona potensial hidrokarbon dan mengetahui karakteristik reservoir hidrokarbon meliputi volume shale, porositas, permeabilitas, dan saturasi air. Penelitian ini menggunakan data well logging yang didukung oleh data mudlog dan sampel core. Data tersebut digunakan dalam analisis petrofisika pada sumur PTRG, Formasi Hugin untuk mengetahui karakteristik reservoir. Data mudlog dan sampel core digunakan untuk memvalidasi serta mengoptimalkan hasil interpretasi data log sumur. Berdasarkan hasil interpretasi, ditemukan 3 zona potensial hidrokarbon. Analisis petrofisika pada setiap zona potensial didapatkan nilai volume shale rata – rata berkisar antara 0.49% - 2.67%, nilai porositas efektif rata – rata sebesar antara 21.29% - 23.83%, nilai permeabilitas rata - rata berkisar antara 782.05 mD – 6967.15 mD. Klasifikasi nilai porositas efektif dan permeabilitas yang didapatkan adalah sangat baik. Perhitungan nilai saturasi air dilakukan untuk melihat kejenuhan fluida pada zona potensial, hasilnya nilai saturasi air rata – rata berkisar antara 7.39% - 18.96%. Berdasarkan hasil penelitian, Formasi Hugin memiliki kandungan hidrokarbon yang potensial dan didukung oleh properti batuan reservoir yang sangat baik, sehingga kita dapat mengetahui karakter reservoir hidrokarbon silisiklastik yang ideal.

**Kata Kunci :** Formasi Hugin, Petrofisika, Well Log

### Abstract

This study is located in Volve Field, North Sea, specifically in the Hugin Formation which is one of the formations with sandstone lithology from the Vestland Group that has hydrocarbon prospects. The purpose of this study is to find potential hydrocarbon zones and determine hydrocarbon reservoir characteristics including shale volume, porosity, permeability, and water saturation. This research uses well logging data and is supported by mud log data and core samples. The data is used to conduct petrophysical analysis on the PTRG well, Hugin Formation to determine the characteristics of the reservoir. Mudlog and sample core data were used to validate and optimize the results of well log data interpretation. The results of the interpretation showed 3 potential hydrocarbon zones. Petrophysical analysis in each potential zone obtained average clay volume values ranging from 0.49% - 2.67%, average effective porosity values between 21.29% - 23.83%, average permeability values ranging from 782.05 mD – 6967.15 mD. The classification of effective porosity and permeability values obtained is very good. Calculation of water saturation value is carried out to see the saturation of fluid in the potential zone, the results showed that the average water saturation value ranged from 7.39% - 18.96%. Based on the results of the study, the Hugin Formation has potential hydrocarbon deposits and is supported by excellent reservoir rock properties, so that we can identify the ideal siliciclastic hydrocarbon reservoir character.

**Keywords :** Hugin Formation, Petrophysics, Well Log

### Article History:

Received 09 Feb 2023

Revised 01 Mar 2023

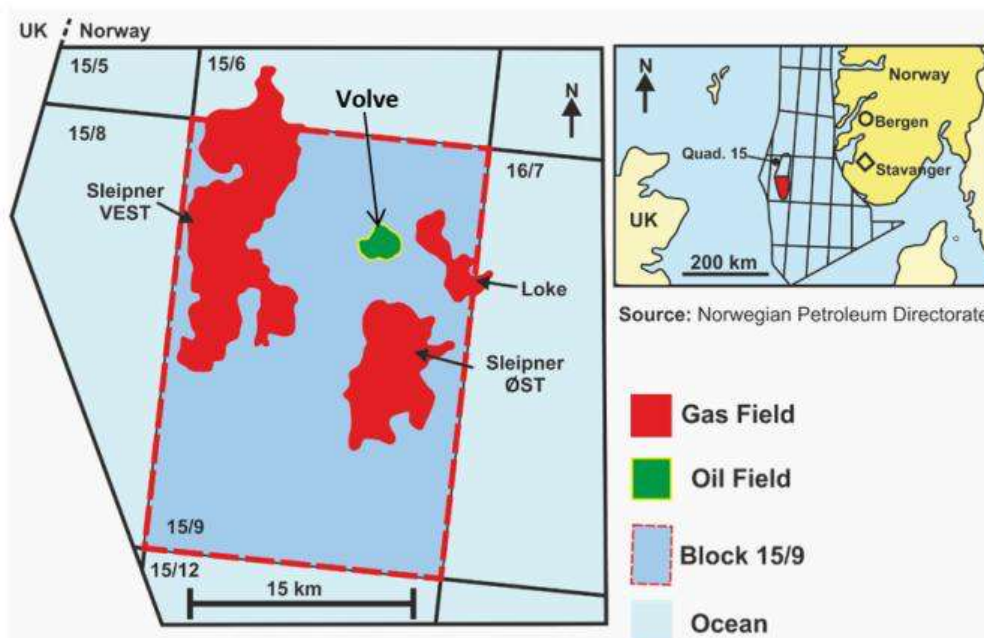
Accepted 26 Mei 2023

Available online 26 Mei 2023

## 1. Pendahuluan

Pesatnya perkembangan teknologi seiring dengan meningkatnya kebutuhan akan cadangan hidrokarbon (minyak dan gas) menuntut untuk terus melakukan eksplorasi dan eksploitasi di berbagai wilayah di dunia. Penelitian ini bertujuan untuk menentukan karakteristik parameter petrofisika pada *reservoir* silisiklastik sehingga dapat menghasilkan zona potensial pada formasi penelitian dengan menggunakan metode analisis deterministik petrofisika.

Lapangan Volve (Gambar 1) sebagai lokasi penelitian, terletak di blok 15/9 selatan Laut Utara Norwegia, lapangan ini berfokus pada Formasi Hugin sebagai interval objek *reservoir* penelitian dimana hidrokarbon diproduksi (Vollset & Dore, 1984; Otoo & Hodgetts, 2021). Lapangan Volve pada Sumur 15/9-19, pada struktur *Theta Vest (Vestland Group)* terbukti mengandung minyak di Formasi Hugin pada lingkungan pengendapan *shallow marine* dengan ciri khas litologi *reservoir* batupasir (*sandstone*) (Statoil, 1998). Struktur Theta Vest berbentuk kubah untuk menjebak minyak. Struktur tersebut memiliki titik tumpahan yang terdefinisi dengan baik di sebelah timur dan merupakan kasus dasar yang diyakini terisi hingga ke titik ini. Namun, beberapa patahan yang memotong puncak struktur dapat menutup akumulasi hidrokarbon agar tidak tumpah ke arah timur (Hardanto et al, 2021). Lapangan Volve adalah lapangan minyak kecil dengan struktur berbentuk kubah (*dome-shaped*) yang dibentuk oleh runtuhnya *salt ridges* selama periode *Jurassic* (Szydluk et al, 2007).

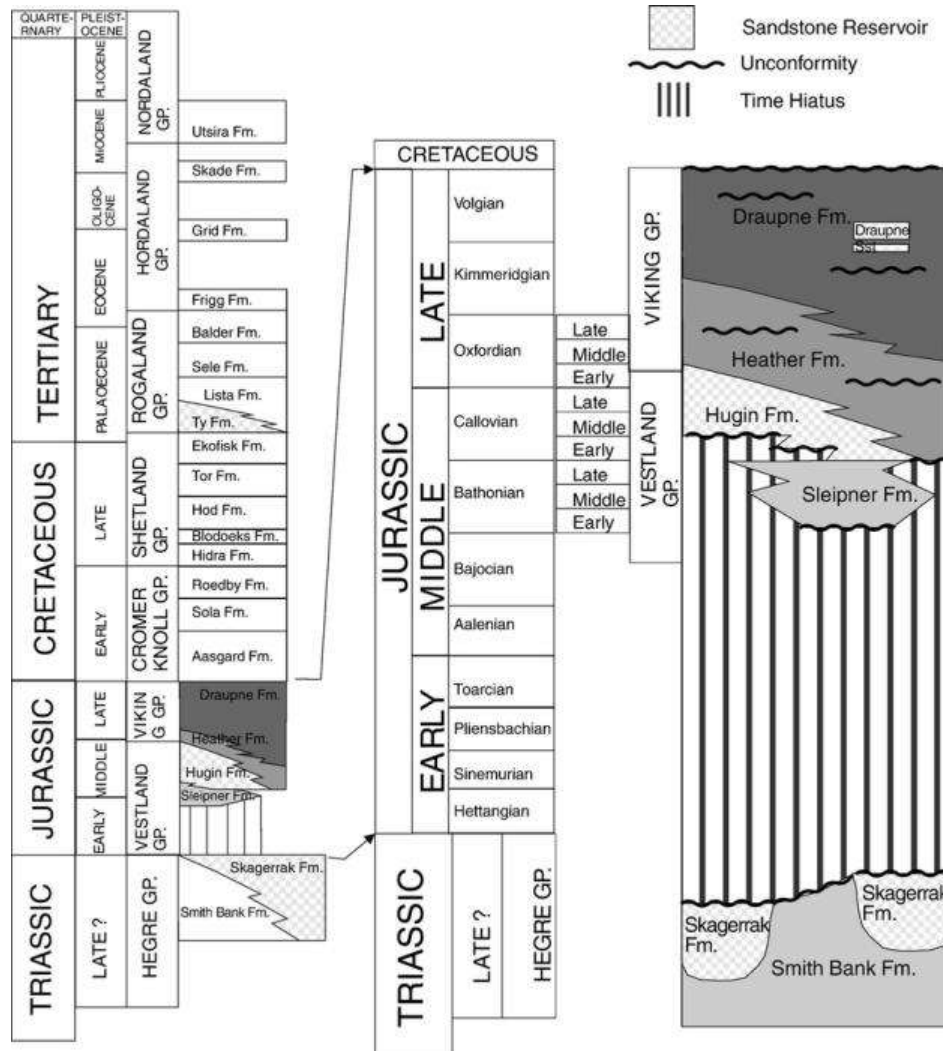


**Gambar 1.** Lokasi map lapangan Volve yang menunjukkan lapangan minyak dan gas 15/9, Norwegia North Sea (Ravasi et.al, 2015)

Lapangan Volve berada di lingkungan *shallow marine* (kedalaman air sekitar 80 m) dengan struktur geologi yang sangat kompleks dan memiliki potensi cadangan *reservoir* berupa hidrokarbon (minyak dan gas) yang ditemukan pada tahun 1993. Lapangan Volve terletak dibagian tengah *North Sea (Norwegian continental shelf)* pertama kali melakukan pengeboran pada tahun 2007 dan mulai berproduksi pada Februari 2008 selama 3-5 tahun, namun pada September 2016 Lapangan Volve telah ditutup setelah beroperasi selama 8 tahun (Sen & Ganguli, 2019).

*Norwegian North Sea* memiliki aktivitas tektonik yang kompleks baik dari kompresional maupun ekstensional sehingga dapat mempengaruhi cekungan (Ziegler, 1990). Kerangka struktural dasar *North Sea* sebagian besar merupakan hasil dari retakan (*rifting*) pada skala umur geologi *Upper Jurassic/Lower Cretaceous* dan sebagian dikendalikan oleh elemen struktural yang lebih tua. Formasi Hugin ditemukan di *Southern Viking Graben* di bagian barat laut Dataran Tinggi Sørvestlandet, di mana ia menutupi formasi Sleipner yang mengandung batu bara delta. Distribusi ketebalan Formasi Hugin sebagian dikendalikan oleh *salt tectonics*, umumnya ketebalannya mengecil ke arah timur dan utara. Rata – rata porositas dan permeabilitas yang dilaporkan berkisar antara 16 – 20% dan 0.1 – 4000 mD (Halland et al, 2014).

Berdasarkan litostratigrafi area *Norwegian North Sea* memiliki beberapa cekungan dan struktur diantaranya *Central North Sea*, *Norwegian Danish Basin*, *Southern Viking Graben*, *Tampen Spur*, dan *Horda Platform*. Berdasarkan data litostratigrafinya terdapat beberapa grup penyusun antara lain *Nordland Group*, *Hordaland Group*, *Rogaland Group*, *Shetland Group*, *Kromer Knoll Group*, *Viking Group*, *Vestland Group*, dan *Hegre Group* (Statoil, 1998) (Gambar 2).



**Gambar 2.** Stratigrafi regional lapangan volve (Folkested & Satur, 2008).

Formasi Hugin pada periode *Middle Jurassic* telah menjadi subyek upaya eksplorasi di *South Viking Graben*, *North Sea* bagian utara, sejak tahun 1960-an (Kieft et al., 2010). Formasi Hugin merupakan bagian dari *Vestland Group*, dan terdiri dari endapan laut-dangkal (*shallow marine*) dan laut-marginal (*marginal marine*) yang bersinggungan dengan endapan kontinental dari Formasi Sleipner di bawahnya dan serpih laut lepas pantai dari Formasi Heather di atasnya (Vollset & Dore 1984; Partington et al, 1993).

Pada bagian *Vestland Group* baik Formasi Hugin maupun Formasi Sleipner hadir dengan ketebalan total sekitar 153 m, dimana Formasi Hugin menjadi formasi yang sangat signifikan dengan membentuk ketebalan sekitar 111 m. Formasi Hugin mengandung hidrokarbon dan terbukti sekitar 4 kali lebih tebal dari yang diperkirakan daripada Formasi Sleipner. Formasi Hugin yang menjadi objek penelitian memiliki interval kedalaman yakni pada 3796.5 – 3919.6 meter dibawah permukaan tanah (Statoil, 1998).

Pada area *North Sea* terdapat beberapa formasi di *South Viking Graben* yang dengan potensi batuan induk. Secara umum, batuan induk dapat didefinisikan sebagai sedimen yang mampu menghasilkan minyak atau gas secara signifikan (Cornford, 1998), berikut diantaranya yaitu:

- Formasi Sleipner dan Formasi Hugin Jurasik Tengah (*Middle Jurassic*): batubara lokal, formasi ini memiliki TOC sangat tinggi dan rentan terhadap gas dan minyak *volatile*.
- Formasi Heather (*middle - upper jurassic*): *facies* organik yang memiliki kerogen tipe II, III dan IV dan memiliki TOC rata - rata 2 - 4 % (Thomas et al, 1985).
- Formasi Draupne Jurasik atas - *Crustaceous* atas dan bawah: dianggap batuan induk terbaik di *North Sea* yang memiliki TOC sebesar 5 - 12%, dan memiliki campuran kerogen tipe II dan III.

Batuan *reservoir* (*reservoir rock*) yang menjadi formasi utama di wilayah *North Sea* yaitu Formasi Sandnes dan Bryne yang telah menjadi target eksplorasi utama dibagian timur, sedangkan di bagian barat terdapat Fornasi Hugin dan Sleipner yang menjadi target. Lingkungan pengendapannya adalah endapan *fluvial*, *deltaic*, dan *shallow marine*. Pada batuan penutup (*cap rock*) Kimmeridge clay Formasi Draupne dan Formasi Tau merupakan *cap rock* umum di sebagian besar *Central North Sea* (Hansen et al, 2020). *Shale* pada Formasi Draupne juga diyakini memiliki sifat *capillary sealing* yang kuat karena memiliki pori yang kecil. *Cap rock* lain adalah termasuk Formasi Asgard yang berlokasi di *Utsira High*, dan *Claystones* Formasi Smith Bank di Cekungan *Norwegian - Danish* dan *shales cenozoic* di *Central Graben*. Selain itu migrasi minyak bumi terjadi pada bagian tengah *North Sea* yang dikaitkan dengan penurunan Formasi Draupne setelah sistem retakan (*rift*) yang gagal. Hidrokarbon dari *Viking Graben* bermigrasi sepanjang jalur ke tepi (*Utsira High*). Proses migrasi hidrokarbon bergerak dari Formasi Draupne di Graben ke Formasi *middle jurassic* Hugin dan Sleipner (Isaksen et al, 2002; Kaspersen, 2016).

## 2. Bahan dan Metode

Penelitian ini melakukan pengolahan analisis petrofisika berbasis (*Interactive Petrophysics Software*) metode kuantitatif dan kualitatif dalam menentukan zona prospek *reservoir* hidrokarbon dengan karakterisasi sifat fisik batuan pada formasi. Metode analisis kuantitatif dan kualitatif digunakan untuk mengetahui zona potensial *reservoir* dan karakterisasi sifat fisik batuan pada formasi. Metode kualitatif digunakan untuk melakukan observasi dalam menginterpretasikan data petrofisika berdasarkan respon log yang didapatkan oleh formasi *reservoir* dengan validasi data pendukung yaitu data *core* dan *mud log* yang digunakan sebagai referensi untuk memvalidasi dan atau mengoptimalkan data batuan. Hasil interpretasi analisis kualitatif pada data log sumur atau petrofisika merupakan sebagai dasar untuk menentukan litologi formasi, akumulasi atau estimasi hidrokarbon pada zona potensi *reservoir* dan sebagai penentuan jenis fluida pengisi yang terdapat pada *reservoir* tersebut. Sedangkan untuk metode kuantitatif digunakan untuk mengetahui kapasitas hidrokarbon dalam melakukan estimasi atau perhitungan parameter petrofisika. Analisis parameter petrofisika yang diperhitungkan antara lain yaitu *volume shale*, porositas, permeabilitas, dan saturasi air.

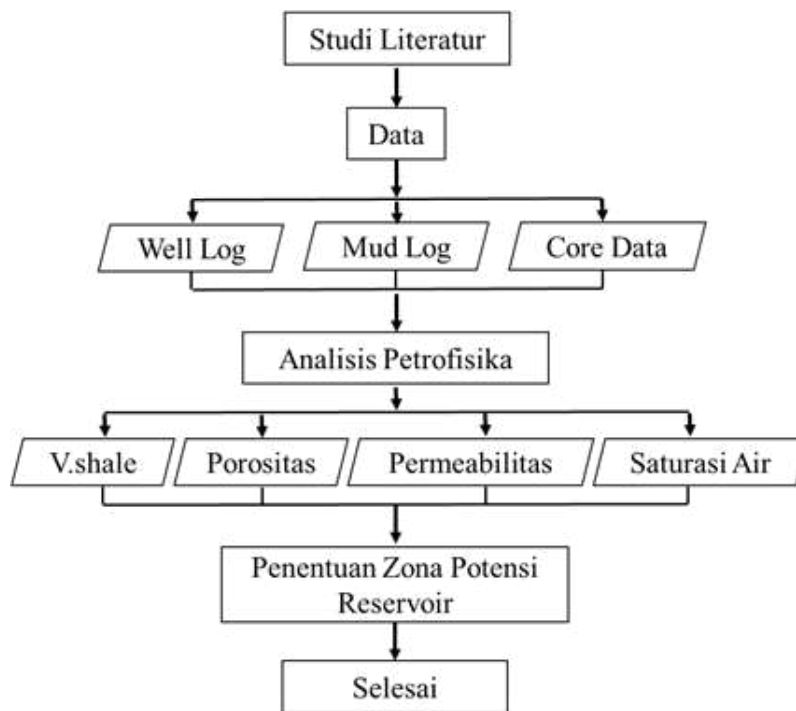
Metode perhitungan petrofisika yang digunakan dalam menentukan *volume shale* pada batuan *reservoir* menggunakan log gamma ray sebagai indikator utama dalam analisis data *well log*, sedangkan untuk melakukan perhitungan porositas dan saturasi air digunakan model porositas *Neutron - Density* dengan persamaan Archie, serta dalam metode analisis perhitungan permeabilitas pada penelitian ini digunakan persamaan Morris Biggs Oil.

Penelitian ini menggunakan metode analisis petrofisika (*deterministic*), kemudian data yang digunakan adalah data log sumur, *mudlog* dan *data core*. Kelengkapan data - data dapat dilihat pada tabel 1.

**Tabel 1.** Kelengkapan data atau bahan penelitian

No	Data	Availability	UNIT
1	Caliper	√	INCH
2	Gamma Ray	√	API
3	Shallow Depth Resistivity	√	Ohm.m
4	Medium Depth Resistivity	√	Ohm.m
5	Deep Depth Resistivity	√	Ohm.m
6	Density (ZDEN)	√	G/C3
7	Neutron (CNC)	√	dec
8	Sonic (DT)	√	US/F
9	PEF	√	BARN
10	Mud Log	√	-
11	Core Analysis	√	-

Berdasarkan jenis dan kegunaannya alat log dapat dikategorikan menjadi beberapa macam seperti log akustik (log sonik), log listrik (log resistivitas dan log *spontaneous potential*), dan log radioaktif (log gamma ray, log densitas dan log neutron). Log akustik merupakan log yang digunakan untuk menentukan porositas, litologi, serta rekahan, log ini sangat efektif untuk mendeteksi adanya zona gas. Kemudian adapula log listrik yang digunakan untuk mengidentifikasi lapisan *permeable* atau *impermeable*, keunggulan log ini dapat menentukan zona yang berisi minyak (fluida). Selanjutnya ada log radioaktif yaitu log yang digunakan untuk mengetahui litologi dan atau mineral – mineral yang terkandung dalam formasi batuan (George & Charles, 1982). Diagram alir pada penelitian ini ditunjukkan pada gambar 3.



**Gambar 3.** Diagram alir penelitian



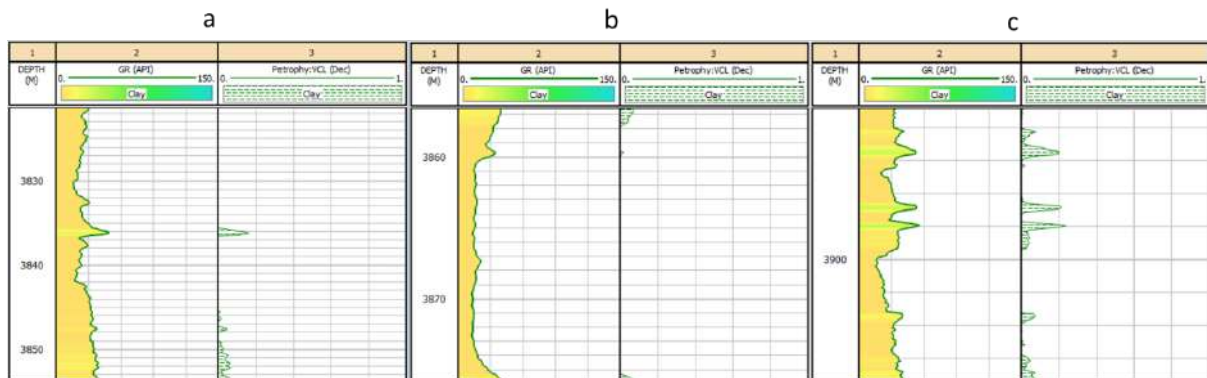
### 3. Hasil dan Pembahasan

#### 3.1. Analisis Petrofisika

Analisis petrofisika merupakan salah satu bagian dari proses yang penting dilakukan guna mengetahui karakteristik sifat fisik batuan dan fluida untuk menentukan zona potensi formasi hidrokarbon. Hasil analisis petrofisika berguna untuk mendapatkan atau mengetahui jenis litologi, nilai porositas, permeabilitas, *volume shale*, saturasi air dan zona potensi *reservoir* hidrokarbon.

##### 1. Volume Shale (Vsh)

Perhitungan *volume shale* pada penelitian ini ditentukan dari nilai rata – rata ketiga zona pada setiap kedalaman pada formasi yang diteliti. Hal pertama yang dilakukan untuk menentukan nilai *volume shale* adalah mengatur nilai gamma ray maksimum sebesar 33 API dan nilai gamma ray minimum yaitu 130 API pada Formasi Hugin yang diteliti. Hasil dari keseluruhan *volume shale* pada masing – masing zona potensial dapat dilihat pada gambar 4. Secara rinci dari keseluruhan Formasi Hugin pada Sumur PTRG dengan ke-3 zona potensial formasi memiliki nilai rata – rata *volume shale* yang bervariasi diantaranya pada zona MS-1 memiliki nilai *volume shale* rata – rata sebesar 0.86% dengan ketebalan sekitar 32.31 m, sedangkan pada zona MS-2 memiliki nilai rata – rata *volume shale* yang sangat rendah dibandingkan dengan zona potensi lainnya yaitu hanya sekitar 0.49% dengan ketebalan zona sebesar 19.20 m, dan pada zona MS-3 yaitu memiliki nilai rata – rata *volume shale* sebanyak 2.67% dengan ketebalan zona potensi sebesar 41.30 meter (m) (Tabel 2).



Gambar 4. Hasil Perhitungan *volume shale* zona potensial dalam bentuk grafik pada Formasi Hugin, Sumur PTRG: (a) zona MS-1, (b) zona MS-2, (c) zona MS-3

Tabel 2. Hasil perhitungan *volume shale* (Vsh) pada masing-masing zona potensial pada sumur PTRG Formasi Hugin, Lapangan Volve

FORMASI HUGIN			
Sumur	Zona	Ketebalan (Meter)	Rata – rata Vsh (%)
PTRG	MS-1	32.31	0.86
	MS-2	19.2	0.49
	MS-3	41.3	2.67

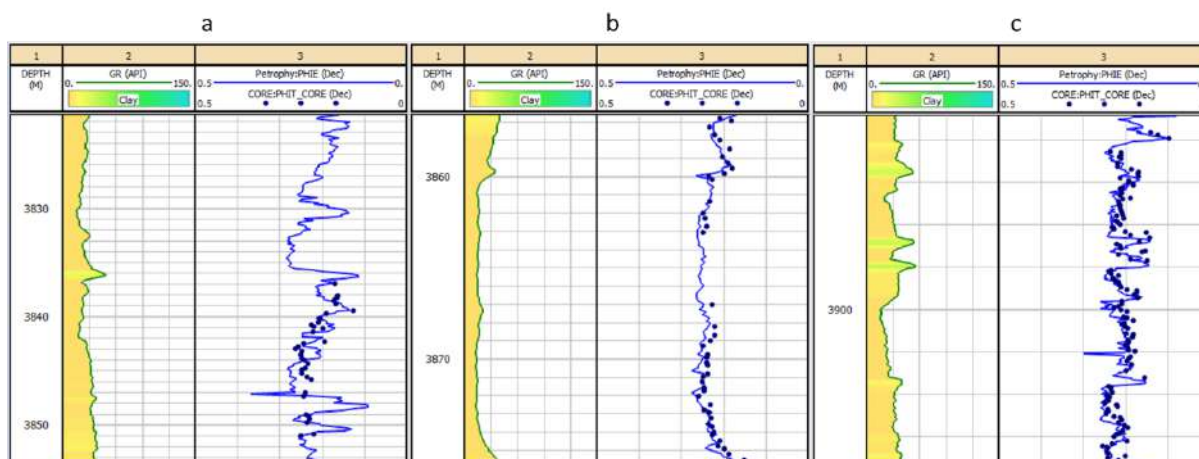
##### 2. Porositas (Φ)

Penentuan dalam melakukan perhitungan porositas pada penelitian ini menggunakan data log yang divalidasi dengan data *core* sebagai acuan untuk mengoptimalkan hasil perhitungan porositas. Perbandingan antara data log dengan data *core* diambil pada beberapa titik sampel kedalaman dari zona potensi hidrokarbon. Hasil dari kecocokan antara data log dengan data *core* di beberapa titik kedalaman menunjukkan adanya kemiripan diantara data tersebut (Tabel. 3).

**Tabel 3.** Validasi nilai porositas antara data *core* dengan data log pada beberapa titik kedalaman formasi

FORMASI HUGIN		
Depth (M)	Por., Core (%)	Por., Log (%)
3837	0.17	0.169
3844	0.243	0.244
3858.9	0.203	0.204
3869.3	0.25	0.252
3917	0.24	0.241

Pada perhitungan ini porositas efektif digunakan untuk menentukan nilai rata – rata dari setiap zona potensi formasi. Perhitungan porositas pada ketiga zona potensial secara sederhana disajikan dalam bentuk grafik atau gambar 5. Pada sumur PTRG dengan zona MS-1 memiliki nilai rata – rata porositas efektif sebesar 21.44%, zona MS-2 memiliki nilai rata – rata porositas yang paling besar diantara ketiga zona potensi yaitu sebesar 23.83% dengan kategori sangat baik, dan pada zona MS-3 memiliki nilai rata – rata porositas sebesar 21.29% dengan klasifikasi sangat baik (Tabel. 4) (Koesoemadinata, 1980).



**Gambar 5.** Hasil perhitungan porositas zona potensial dalam bentuk grafik Formasi Hugin, sumur PTRG: (a) zona MS-1, (b) zona MS-2, (c) zona MS-3

**Tabel 4.** Klasifikasi porositas pada masing-masing zona potensial pada sumur PTRG Formasi Hugin, Lapangan Volve

FORMASI HUGIN					
Sumur	Zona	Ketebalan (Meter)	Rata-rata PHIT (%)	Rata-rata PHIE (%)	Klasifikasi Koesoemadinata (1980)
PTRG	MS-1	32.31	21.61	21.44	Sangat Baik
	MS-2	19.2	23.93	23.83	Sangat Baik
	MS-3	41.3	21.85	21.29	Sangat Baik

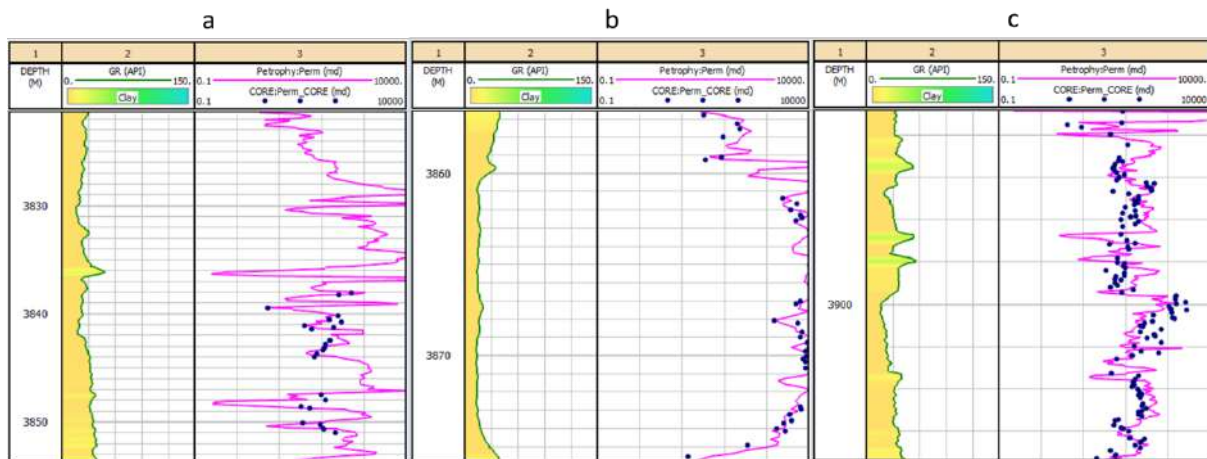
### 3. Permeabilitas

Hasil perhitungan permeabilitas pada penelitian ini menggunakan data *core* sebagai bahan acuan untuk memvalidasi atau mengoptimalkan data log sumur yang divalidasi dengan data *core*. Hasil Perbandingan antara data log dengan data *core* pada beberapa titik sampel kedalaman menunjukkan adanya kecocokan pada data tersebut (Tabel. 5).

**Tabel 5.** Validasi nilai permeabilitas antara data *core* dengan data log pada beberapa titik kedalaman formasi

FORMASI HUGIN		
Depth (M)	Perm., Core (mD)	Perm., Log (mD)
3840	152	147
3862	3660	3896
3873.2	3480	3400
3886.5	402	398
3887.3	199	193

Perhitungan permeabilitas penelitian ini menggunakan persamaan Morris Biggs Oil, sehingga didapatkan permeabilitas rata - rata dari masing – masing zona potensi *reservoir* di Formasi Hugin tersebut. Satuan permeabilitas disimbolkan dengan milidarcy (mD). Hasil perhitungan permeabilitas dari setiap zona potensial formasi dilampirkan pada gambar 6. Sumur PTRG pada zona potensi MS-1 memiliki nilai rata – rata permeabilitas yaitu sebesar 1874.99 mD, sedangkan zona MS-2 memiliki nilai rata – rata yang sangat baik diantara ketiga zona potensi tersebut yaitu sebesar 6967.15 mD, dan zona MS-3 memiliki nilai rata – rata permeabilitas sebesar 782.05 mD (Tabel. 6).



**Gambar 6.** Hasil perhitungan permeabilitas zona potensial dalam bentuk grafik Formasi Hugin, sumur PTRG: (a) zona MS-1, (b) zona MS-2, (c) zona MS-3

**Tabel 6.** Klasifikasi permeabilitas pada masing-masing zona potensial pada sumur PTRG Formasi Hugin, Lapangan Volve

FORMASI HUGIN				
Sumur	Zona	Ketebalan (Meter)	Permeabilitas rata-rata (Milidarcy)	Klasifikasi Koesoemadinata (1980)
PTRG	MS-1	32.31	1874.99	Sangat Baik
	MS-2	19.2	6967.15	Sangat Baik
	MS-3	41.3	782.05	Sangat Baik

#### 4. Saturasi Air

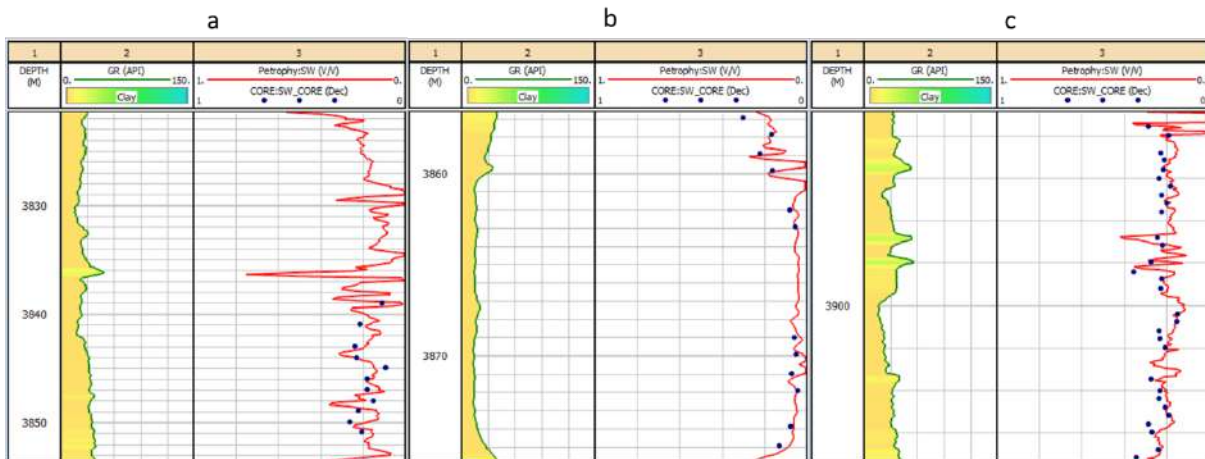
Demikian dalam menentukan hasil nilai saturasi air pada penelitian ini yang menggunakan data *core* sebagai bukti dalam menghasilkan nilai perhitungan saturasi air yang optimal dan relevan terhadap sifat petrofisika batuan. Hasil dari data log yang di validasi dengan data *core* pada beberapa titik sampel kedalaman menunjukkan adanya kecocokan diantara kedua data tersebut (Tabel. 7).



**Tabel 7.** Validasi nilai saturasi air antara data *core* dengan data log pada beberapa titik kedalaman formasi

FORMASI HUGIN		
Depth (M)	SW., Core (%)	SW., Log (%)
3844	0.233	0.246
3857.9	0.17	0.167
3871.9	0.045	0.0465
3901	0.15	0.152
3904.9	0.206	0.21

Metode analisis perhitungan saturasi air pada penelitian ini menggunakan model Archie karena dapat diketahui dari nilai gamma ray log dan data core yang membuktikan bahwa Formasi Hugin merupakan formasi dengan litologi batupasir (*sandstone*). Beberapa parameter yang digunakan untuk menentukan nilai saturasi air diantaranya *volume shale* ( $V_{sh}$ ), porositas efektif ( $\Phi_{eff}$ ), resistivitas air ( $r_w$ ), dan *true resistivity* ( $R_t$ ) yang telah dihitung sebelumnya. Perhitungan saturasi air pada ketiga zona potensi *reservoir* hidrokarbon secara sederhana disajikan dalam bentuk grafik pada gambar 7. Pada Sumur PTRG zona MS-1 diketahui memiliki nilai rata – rata saturasi air ( $sw$ ) sebesar 17.62%, zona MS-2 memiliki nilai rata – rata saturasi air terendah yaitu sebesar 7.39% dan zona MS-3 dengan nilai rata – rata saturasi tertinggi yaitu 18.96%. Hasil perhitungan saturasi air pada sumur PTRG, Formasi Hugin dilampirkan dalam bentuk tabel (Tabel. 8).



**Gambar 7.** Hasil perhitungan saturasi air zona potensial dalam bentuk grafik Formasi Hugin, sumur PTRG: (a) zona MS-1, (b) zona MS-2, (c) zona MS-3

**Tabel 8.** Hasil perhitungan saturasi air pada masing-masing zona potensial pada sumur PTRG Formasi Hugin, Lapangan Volve

FORMASI HUGIN			
Sumur	Zona	Ketebalan (Meter)	Rata-rata SW (%)
PTRG	MS-1	32.31	17.62
	MS-2	19.2	7.39
	MS-3	41.3	18.96

### 3.2. Penentuan Zona Potensial

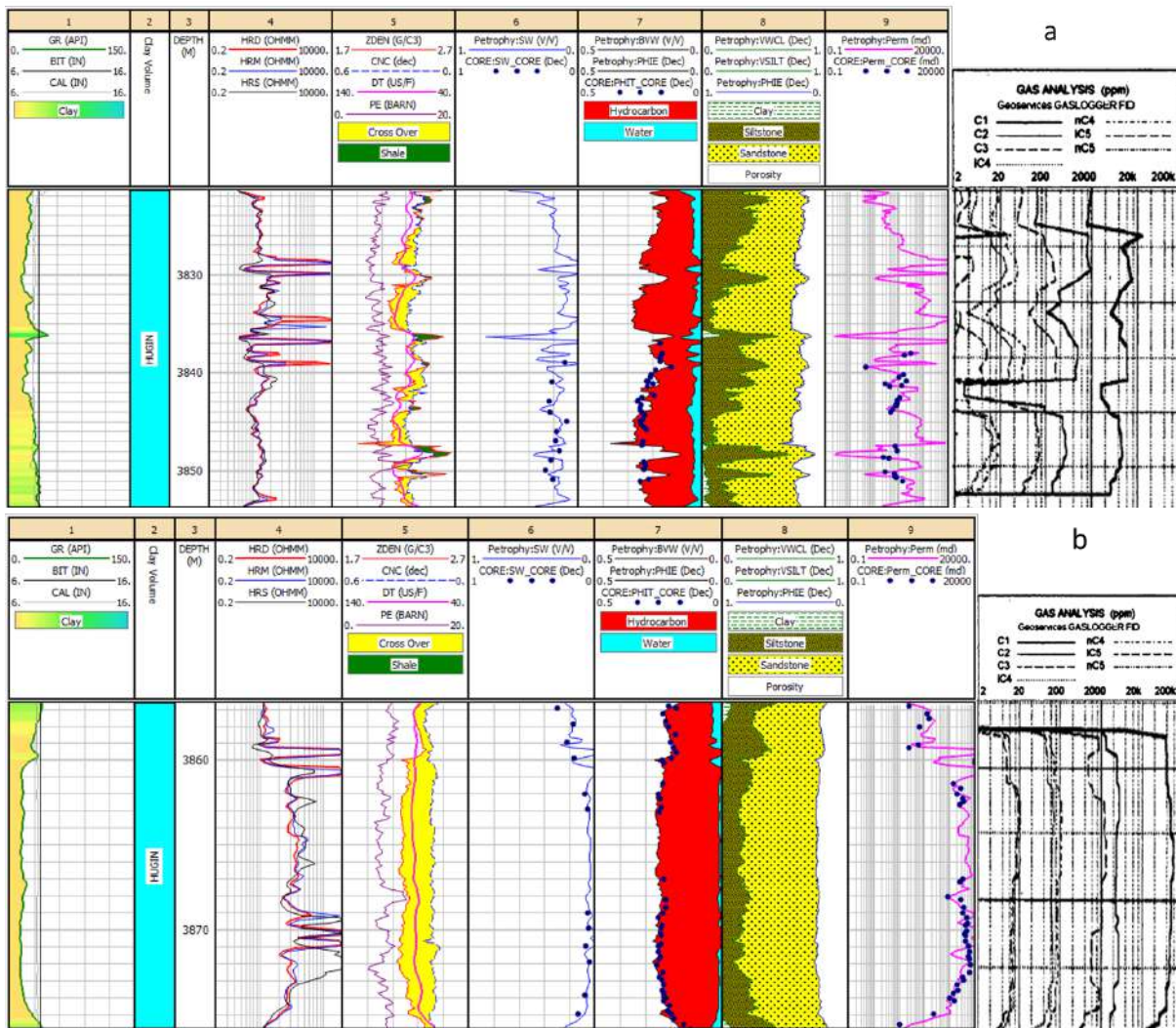
Penentuan zona potensial hidrokarbon pada sumur PTRG, Formasi Hugin ditentukan berdasarkan data well log dan data pendukung lain seperti data mud log (gas kromatografi) dan sampel core. Berdasarkan respon log yang diterima oleh formasi dapat diketahui beberapa parameter sifat fisik dan fluida batuan (petrofisika) pada formasi yang akan diteliti. Adapun data core dan mud log yang

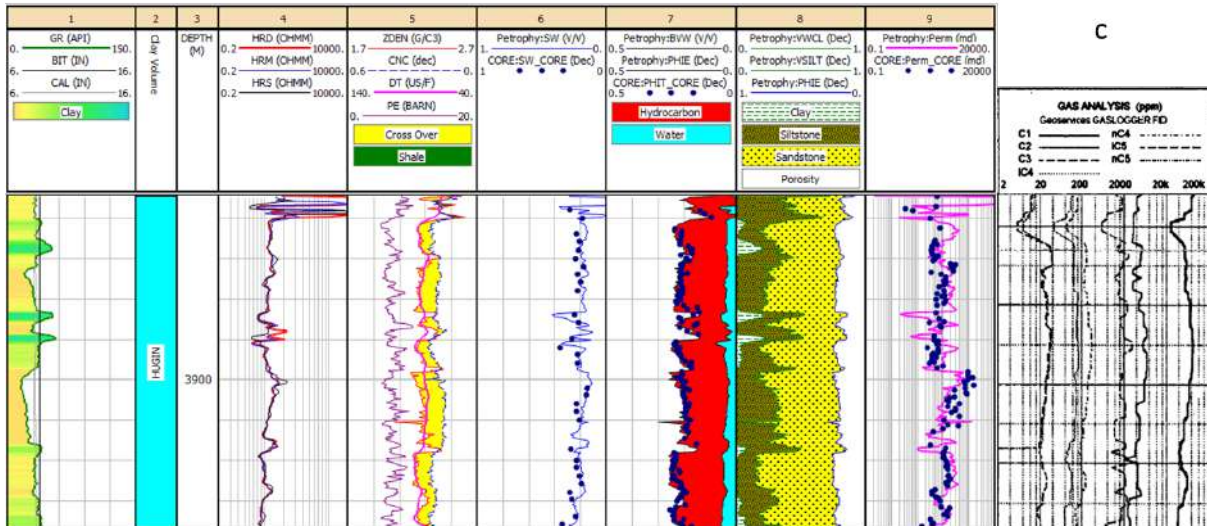
digunakan untuk mengetahui atau membuktikan zona potensial dengan melihat litologi, jejak hidrokarbon (trace oil) dan keberadaan gas C1 – C5 pada data gas kromatografi (mud log).

Pada sumur PTRG diketahui memiliki 3 zona potensi *reservoir* yang disusun oleh litologi umum batupasir dengan sedikit batulanau dan batulempung. Beberapa Zona potensi *reservoir* yang terdapat pada sumur PTRG, Formasi Hugin, dapat dibuktikan dengan melihat pada data resistivitas (Tabel 9) yang memiliki nilai rata – rata bervariasi pada ketiga zona potensi *reservoir* yaitu berkisar antara 326.4 – 955.5 ohm.m. Ketebalan total dari ketiga lapisan zona potensi *reservoir* pada sumur PTRG, Formasi Hugin adalah 92.81 meter. Secara sederhana keseluruhan zona potensi *reservoir* hidrokarbon dilampirkan dalam bentuk grafik pada gambar 8.

**Tabel 9.** Zona potensi *reservoir* hidrokarbon berdasarkan data kedalaman, log resistivitas dan deskripsi batuan (mud log) MS-1, MS-2, MS-3 pada Formasi Hugin, sumur PTRG

Zona	Kedalaman, ft	Resistivitas, ohm.m	Deskripsi
MS - 1	3821.4 - 3853.7	448.6	Sandstone, Siltstone, serta kehadiran gas C1 - C5
MS - 2	3856.6 - 3875.8	955.5	Sandstone, berkisar sangat halus - kasar, serta kehadiran gas C1 - C5
MS - 3	3877.2 - 3918.5	326.4	Sandstone, Siltstone, berkisar sangat halus - kasar, serta kehadiran gas C1 - C5





**Gambar 8.** Zona potensial dalam bentuk grafik Formasi Hugin, sumur PTRG: (a) zona MS-1, (b) zona MS-2, (c) zona MS-3

#### 4. Kesimpulan

Berdasarkan hasil analisis kualitatif dan kuantitatif, ditemukan 3 zona potensial hidrokarbon pada Lapangan Volve, Formasi Hugin, Sumur PTRG. Zona potensial *reservoir* tersebut adalah zona MS-1, MS-2, dan MS-3.

Analisis petrofisika pada setiap zona potensial menghasilkan nilai volume shale rata – rata pada setiap zona potensi *reservoir* yaitu pada zona MS-1 0.86%, MS-2 0.49%, dan MS-3 2.67%, nilai porositas efektif rata – rata pada zona MS-1 21.44%, MS-2 23.83% dan MS-3 21.29%, nilai permeabilitas rata - rata pada zona MS-1 1874.99 mD, MS-2 6967.15 mD dan MS-3 782.05 mD, nilai saturasi air rata – rata pada zona MS-1 17.62%, MS-2 7.39% dan MS-3 18.96%. Klasifikasi nilai porositas efektif dan klasifikasi nilai permeabilitas yang didapatkan adalah sangat baik.

Berdasarkan hasil penelitian, Formasi Hugin memiliki kandungan hidrokarbon yang potensial dengan ketebalan yang cukup besar yaitu sebesar 92.81 meter dan didukung dengan properti batuan *reservoir* yang sangat baik.

#### Daftar Pustaka

- Cornford, C. (1998). Source Rocks and Hydrocarbons of the North Sea. Norway: Petroleum Geology of the North Sea, Blackwell Science Ltd, 376–462. doi:10.1002/9781444313413.ch11
- Final Report. (1998). PL 046 Well 15/9-19A. Norway: Statoil.
- Folkestad, A. & Satur, N. (2008). Depositional model and sedimentary portioning of the Middle Jurassic Hugin Formation, Southern Viking Graben, North Sea. Norway: Sedimentary Geology, Elsevier, 207, 1–21. DOI:10.1016/j.sedgeo.2008.03.006
- George, A., & Charles, G. (1982). Basic Well Log Analysis For Geologist. Tulsa, Oklahoma, USA: The America Association of petroleum Geologist.
- Hardanto L.T, Mirzam, A., Dwiharso, N. (2021). Exploring Reservoir within Hugin Formation in Theta Vest Structure using 4-D Seismic and Machine Learning Approach. Bandung: Institute of Physics. doi:10.1088/1755-1315/873/1/012042.
- Hansen, J.A., Nazmul, H.M., Jens J., & Filippou, T. (2020). Reservoir Assesment of Middle Jurassic Sandstone-Dominated Formations in The Egersund Basin and Ling Depression, Eastern Central North Sea. Oslo, Norway: Elsevier, Marine and Petroleum Geology 529-543. https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2019.08.044.



- Halland K. Eva, J. Mujezinovic, F. Riis. (2014). CO2 Storage Atlas Norwegian Continental Shelf. Norway: Norwegian Petroleum Directorate 29-73.
- Isaksen, G.H., R. Patience, G. van Graas, & A. I. Jenssen. (2002). Hydrocarbon system analysis in a rift basin with mixed marine and nonmarine source rocks: The South Viking Graben, North Sea. Norway: AAPG Bulletin, v. 86, no. 4, pp. 557–591.
- Kieft, R. L., C. A.-L. Jackson, G. J. Hampson, And E. Larsen. (2015). Sedimentology and sequence stratigraphy of the Hugin Formation, Quadrant 15, Norwegian sector, South Viking Graben. London: Geological Society of London. DOI: 10.1144/0070157.
- Kaspersen, H. M. (2016). Reservoir Characterization of Jurassic Sandstones of the Johan Sverdrup Field, Central North Sea. Norway: Department of Geosciences, University of Oslo.
- Koesomadinata, R. P. (1980). Geologi Minyak Dan Gas Bumi (Edisi Kedua Jilid 1). Bandung: Institut Teknologi Bandung.
- Otoo, D., & David, H. (2021). Porosity and permeability prediction through forward stratigraphic simulations using GPM™ and Petrel™: application in shallow marine depositional settings. Manchester: Geoscientific Model Development. <https://doi.org/10.5194/gmd-14-2075-2021>.
- Partington, M. A., Copestake, P., Mitchener, B. C. & Underhill, J. R. (1993). Biostratigraphic calibration of genetic stratigraphic sequences of the Jurassic-lowermost Cretaceous (Hettangian to Ryazanian) of the North Sea and adjacent areas. In: Parker, J. R. (ed.) Petroleum Geology of Northwest Europe: Proceedings of the 4th Conference. Geological Society, London, 347–370; doi: 10.1144/0040347.
- Ravasi, M., Ivan, V., Andrew, C., & Alexander, K. (2015). Vector-acoustic reverse time migration of Volve ocean-bottom cable data set without up/down decomposed wavefields, UK, University of Edinburg: Society of Exploration Geophysics, VOL. 80, NO. 4. P. S137–S150.
- Sen, Souvik & Shib, S.G. (2019). Estimation of Pore Pressure and Fracture Gradient in Volve Field, Norwegian North Sea. Norway: Society of Petroleum Engineers. <https://doi.org/10.2118/194578-MS>.
- Szydlak, T., Smith, P., Way, S., Aamodt, L. and Friedrich, C., (2007). 3D PP/PS prestack depth migration on the Volve field. First Break 25:43–47.
- Thomas, B. M., Moeller, P. P., Whitaker, M. F. and Shaw, N. D. (1985) Organic facies and hydrocarbon distribution in the Norwegian North Sea (Eds B. M. Thomas et al.). q. v, 3-26.
- Vollset, J., & A.G. Dore. (1984). A Revised Triassic and Jurassic Lithostratigraphic Nomenclature for the Norwegian North Sea. Norway. NPD – BULLETIN NO 3, Oljedirektoratet, 3, 53. Norwegian Petroleum Directorate.
- Ziegler, P.A. (1990). Geological Atlas of Western and central Europe. Amsterdam: Shell International Petroleum Maatschappij, Elsevier, Den Haag, Netherlands.

### **Ucapan Terima Kasih**

Ucapan terima kasih kepada pihak Universitas Tanri Abeng dan Petrophysics TAU Research Group (PTRG) yang telah membantu serta membimbing hingga terselesaikannya penelitian ini.