

Analisis Petrofisika Menggunakan *Python* Pada Reservoir Batupasir Formasi Hugin, *North Sea*

Dian Rosiyanti¹
Rian Cahya Rohmana²

^{1,2}Teknik Perminyakan, Tanri Abeng University, Jakarta, Indonesia

¹ dian.rosiyanti@student.tau.ac.id, ² rian@tau.ac.id

Abstrak

Analisis Petrofisika Menggunakan *Python* Pada Reservoir Batupasir Formasi Hugin, *North Sea*, Dian Rosiyanti dan Rian Cahya Rohmana, Tanri Abeng University.

Lapangan *Theta Vest* merupakan lapangan minyak yang berada di bagian tengah *North Sea* dan terdapat pada Formasi Hugin. Formasi Hugin disusun oleh sebagian besar batupasir dan diendapkan pada lingkungan laut tepatnya pada tidal channel dan estuary. Tujuan penelitian ini adalah untuk menganalisis sifat fisik batuan (properti) reservoir dengan menggunakan bahasa pemrograman *python*. *Python* merupakan bahasa pemrograman yang bersifat interpretatif dan multiguna sehingga dapat digunakan dalam menganalisis secara kuantitatif petrofisika batuan (Daqiqil, 2021). Data utama yang digunakan dalam penelitian ini adalah data well logging dari tiga sumur penelitian dan divalidasi menggunakan analisis core. Analisis petrofisika yang dilakukan pada penelitian ini meliputi perhitungan volume shale, porositas efektif, serta saturasi air menggunakan metode Archie. Berdasarkan hasil analisis petrofisika menggunakan *python*, didapatkan bahwa sumur potensial pada penelitian ini adalah Sumur DNR-2 karena memiliki *SW* terendah diantara sumur lainnya yaitu 25%, dan *VSH* 31.7% serta *PHIE* 22.7% dengan kualitas sangat baik. Hasil analisis menggunakan *python* ini sudah divalidasi menggunakan core dan terbukti mendekati nilai properti sebenarnya. Penggunaan *python* dalam analisis petrofisika terbukti akurat, ditambah lagi *python* dapat digunakan secara gratis sehingga dapat digunakan secara luas, khususnya dalam eksplorasi minyak dan gas bumi.

Kata Kunci : Formasi Hugin, Petrofisika, *Python*

Abstract

*Theta Vest field is an oil field located in the middle of the North Sea and is located in the Hugin Formation. The Hugin Formation is composed mostly of sandstones and was deposited in a marine environment, precisely in tidal channels and estuaries. The purpose of this study was to analyze the physical properties of the reservoir rocks using the python. Python is a programming language that is interpretive and multipurpose so that it can be used in quantitatively analyzing rock petrophysics. The main data used in this research is well logging from three research wells and validated using core. Petrophysical analysis carried out in this study included the calculation of shale volume, effective porosity, and water saturation using the Archie method. Based on the results of petrophysical analysis using python, it was found that the potential well in this study was the DNR-2 well because it had the lowest *SW* among the other wells, namely 25%, and *VSH* 31.7% and *PHIE* 22.7% with very good quality. The results of the analysis using python have been validated using core and are proven to be close to the actual property values. The use of python in petrophysical analysis has proven to be accurate, plus python can be used free of charge so that it can be used widely, especially in oil and gas exploration. This abstract section should be typed in Italic font and font size of 10 pt and number of words of 150-200. The single spacing should be used between lines in this article. If article is written in Indonesian, the abstract should be typed in Indonesian and English. The abstract should be typed as concise as possible and should be composed of: problem statement, method, scientific finding results, and short conclusion. The abstract should only be typed in one paragraph.*

Article History:

Received 21 Feb 2023

Revised 28 Feb 2023

Accepted 08 Jun 2023

Available online 08 Jun 2023

Keywords : Hugin Formation, petrophysics, Python

1. Pendahuluan

Minyak dan gas bumi (migas) merupakan salah satu sumber energi yang kehadirannya tidak dapat diperbaharui dan lama-kelamaan akan habis. Dalam upaya meningkatkan produksi cadangan minyak dan gas bumi yang potensial, ada berbagai macam metode yang dapat dilakukan, salah satunya adalah analisis petrofisika (Utami, 2017). Analisis petrofisika merupakan studi terkait sifat fisik batuan pada saat proses *logging* dilakukan (Bagenda, 2017). Adapun tujuan penelitian ini dilakukan adalah untuk menganalisis sifat fisik batuan (properti) reservoir menggunakan bahasa pemrograman *python*.

Studi petrofisika erat kaitannya dengan *well logging*, karena studi ini memanfaatkan data *well log* dalam menganalisis sifat fisik batuan. *Well logging* merupakan sebuah teknik untuk memperoleh data bawah permukaan dengan memasukkan sebuah alat ukur ke dalam lubang sumur, untuk mengetahui karakteristik batuan di bawah permukaan dan melakukan evaluasi formasi (Darling, 2005). *Well logging* dilakukan untuk mendapatkan informasi terkait litologi, resistivitas, porositas, dan kejenuhan hidrokarbon pada sebuah formasi (Aulia *et al.*, 2021).

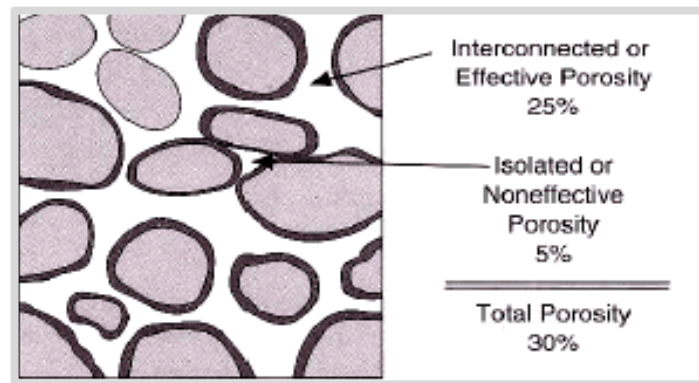
Dalam studi petrofisika terdapat 3 parameter utama yang dianalisis (Harsono, 1997), yaitu:

- Volume *Shale* (Vsh)

Volume *shale* merupakan parameter yang merepresentasikan banyaknya kandungan lempung di dalam batuan (Napitupulu *et al.*, 2019).

- Porositas (Φ)

Porositas merupakan rasio antara volume pori-pori batuan dengan volume total batuan. Porositas terbagi menjadi 2, yaitu: porositas absolut dan porositas efektif. Porositas absolut adalah perbandingan antara volume pori total dengan volume total batuan. Sedangkan porositas efektif adalah perbandingan antara volume *interconnected pores* dengan volume total batuan (Gambar 1) (Napitupulu *et al.*, 2019).



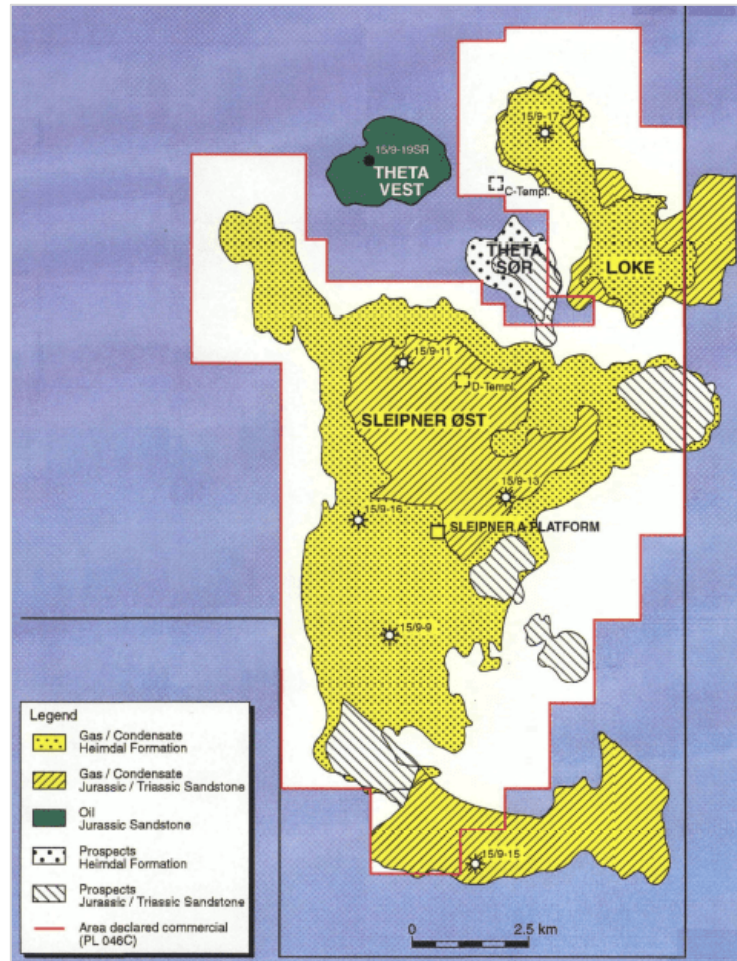
Gambar 1. Skema perbandingan porositas efektif dan non efektif (Napitupulu *et al.*, 2019)

- Saturasi Air (S_w)

Saturasi air adalah banyaknya kandungan air yang terdapat didalam pori-pori batuan. Apabila pori-pori batuan hanya mengandung air, maka $S_w = 1$. Sebaliknya, apabila pori-pori batuan mengandung fluida hidrokarbon maka $S_w < 1$ (Napitupulu *et al.*, 2019).

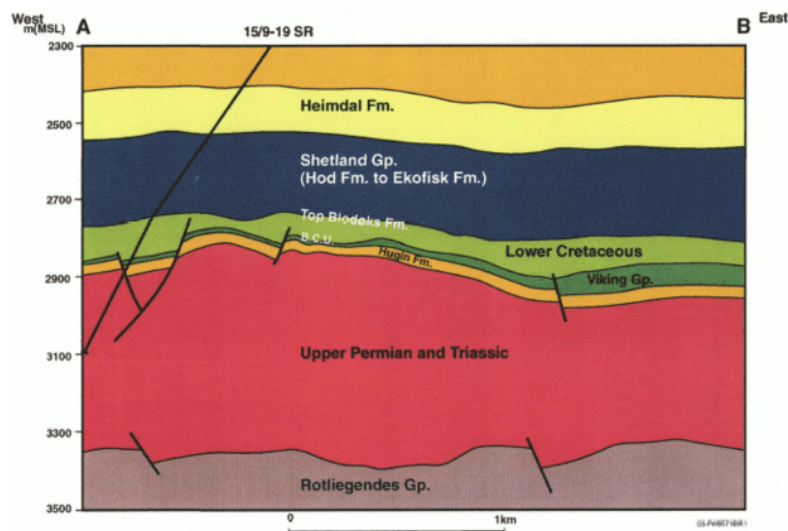
Parameter-parameter petrofisika diatas tidak hanya dapat dianalisis menggunakan *software* petrofisika saja, tetapi dapat juga dianalisis menggunakan *python*. *Python* merupakan bahasa pemrograman yang bersifat interpretatif dan multiguna sehingga dapat digunakan dalam menganalisis secara kuantitatif petrofisika batuan *Python* adalah bahasa pemrograman *freeware* yang dapat digunakan untuk membuat *prototype*, *scripting*, analisis, dan visualisasi data oleh para data *scientist* dan *programmer* (Clinton *et al.*, 2019).

Lapangan Theta Vest merupakan lapangan minyak *shallow marine* yang berada di bagian tengah *North Sea* (landas kontinen Norwegia) (Gambar 2).



Gambar 2. Peta Lapangan Theta Vest (Statoil, 1993)

Lapangan Theta Vest terdapat pada Formasi Hugin yang merupakan formasi berumur *Jurassic* Tengah dan telah menjadi formasi yang diesplorasi sejak tahun 1960-an. Sebagian besar formasi ini tersusun atas batupasir dan terdapat sedikit mineral lempung dan mika. Formasi Hugin diendapkan pada perairan laut dangkal tepatnya pada *tidal channel* dan *estuary* (Gambar 3). Formasi Hugin memiliki *petroleum system* berupa *source rock*, *reservoir rock*, *cap and seal rock*, dan *migration* (Statoil, 1993).



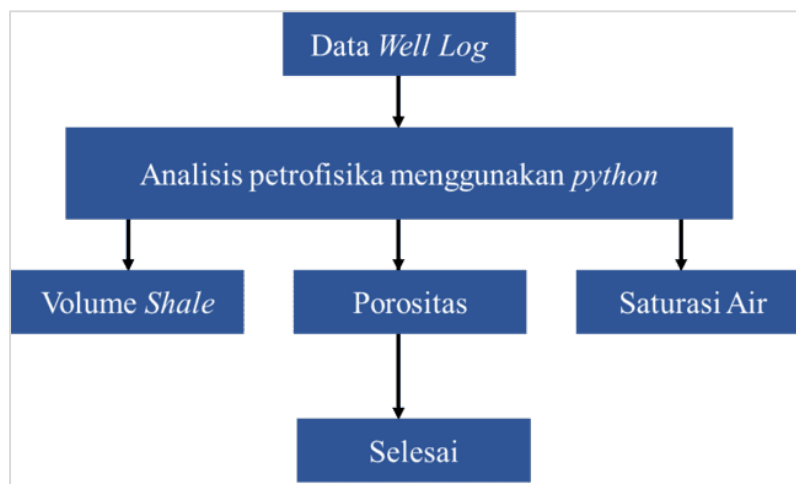
Gambar 3. Konfigurasi struktur dan stratigrafi Lapangan Theta Vest (Statoil, 1993)

2. Metode Penelitian

Data yang digunakan pada penelitian ini bersumber dari Equinor, yang mempublikasikan data dari Lapangan Theta Vest yang terletak di *Norwegian Continental Shelf* (NCS). Penelitian ini dilakukan menggunakan data primer berupa data *well log*, yang terdiri atas: log *gamma ray*, *resistivity*, neutron, *density*, dan PE yang kemudian dianalisis menggunakan *python* untuk mengetahui nilai dari parameter sifat fisik batuan pada Formasi Hugin dengan mengikuti diagram alir penelitian (Gambar 4). Adapun data *core* pada penelitian ini digunakan sebagai data validasi dari hasil analisis petrofisika. Terdapat 3 sumur penelitian, yaitu: Sumur DNR-2, DNR-3, dan DNR-4 (Tabel 1).

Tabel 1. Kelengkapan data penelitian

No	Sumur	<i>Gamma</i>	<i>Resistivity</i>		Neutron	<i>Density</i>	PE	<i>Conv.</i>
		<i>Ray</i>						<i>Cores</i>
		HGR	HRD	HRM	HCNL	HDEN		Φ
1	DNR-2	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
2	DNR-3	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
3	DNR-4	✓	✓	✓	✓	✓	✓	-



Gambar 4. Diagram alir penelitian

3. Hasil dan Pembahasan

A. Volume *Shale* (Vsh)

Volume *shale* adalah parameter yang menunjukkan banyaknya kandungan lempung yang terdapat di dalam batuan. Nilai volume *shale* pada sebuah formasi dapat ditentukan dengan menggunakan indikator tunggal log *gamma ray* (HGR) (Asquith & Krygowski, 2003). Log ini dapat mengukur kandungan radioaktif sebuah formasi. Umumnya, semakin tinggi nilai *gamma ray*, maka kandungan lempung akan semakin tinggi juga, karena *shale* relatif lebih banyak mengandung radioaktif seperti potassium (K), thorium (Th), dan uranium (U) (Harsono, 2001).

Perhitungan volume *shale* pada penelitian ini menggunakan persamaan Crain (2015) pada *python* dan terbagi menjadi 2 *equation* yaitu: *equation* dan *calculation syntax* (Gambar 5). *Equation syntax* adalah *syntax* yang berisi beberapa parameter *input* dalam menghitung volume *shale*, seperti: nilai dari *gamma ray* maksimum, dan minimum, serta nilai *gamma ray* pada batupasir. Sedangkan

calculation syntax merupakan *syntax* yang berfungsi menghitung nilai dari parameter-parameter input pada *equation volume shale* dengan kuantil tertentu (Crain, 2015).

```

A def shale_volume(gamma_ray, gamma_ray_max, gamma_ray_min):
  Vshale = (gamma_ray - gamma_ray_min) / (gamma_ray_max - gamma_ray_min)
  return abs(round(Vshale, 2))

# Calc. Vshale
B well['VSHALE'] = shale_volume(well['HGR'], well['HGR'].quantile(q=0.99),
                               well['HGR'].quantile(q=0.01))
    
```

Gambar 5. *Equation syntax* (A) dan *calculation syntax* (B) volume shale berdasarkan Crain (2015) pada *python*

Berdasarkan hasil perhitungan volume shale rata-rata pada Formasi Hugin, Lapangan Theta Vest, didapatkan bahwa Sumur DNR-4 merupakan sumur dengan kandungan lempung paling rendah sebesar 26% (Tabel 2). Hal ini menunjukkan bahwa sumur ini merupakan sumur yang paling *clean* diantara ketiga sumur yang diteliti.

Tabel 2. Nilai volume shale rata-rata pada Formasi Hugin, Lapangan Theta Vest

Sumur	Vsh (%)
DNR-2	31.7
DNR-3	28.5
DNR-4	26

B. Porositas (Φ)

Porositas adalah perbandingan antara volume pori dengan volume total batuan (Pasulle, 2019). Porositas berfungsi untuk menyimpan hidrokarbon di dalam tubuh batuan. Nilai porositas dipengaruhi oleh kandungan lempung yang terdapat di dalam batuan. Semakin tinggi nilai volume shale, maka semakin rendah nilai porositas yang didapatkan. Hal ini terjadi karena ruang pori pada batuan telah terisi oleh kandungan lempung (Zakaria, 2017).

Pada dasarnya terdapat 2 jenis porositas, yaitu: porositas total (PHIT) dan porositas efektif (PHIE). Porositas total adalah rasio antara volume total pori-pori, baik itu *connected* maupun *interconnected pores* terhadap volume keseluruhan batuan. Sedangkan porositas efektif adalah perbandingan pori-pori yang saling berhubungan (*interconnected pores*) dengan volume total batuan (Nurwidyanto *et al.*, 2005). Perhitungan porositas efektif pada penelitian ini menggunakan kombinasi log neutron (HCNL) dan densitas (HDEN). Log neutron (HCNL) berfungsi mengukur jumlah ion H⁺ yang terdapat di dalam formasi karena besarnya porositas dianggap sama dengan jumlah ion hidrogen yang mengisi pori-pori batuan. Sedangkan log densitas (HDEN) berfungsi untuk mengukur densitas total formasi, baik itu densitas fluida di dalam pori-pori batuan dan densitas matriks batuan (Sari *et al.*, 2014).

Sumur-sumur yang terdapat pada penelitian ini merupakan sumur dengan litologi yang didominasi oleh batupasir, sehingga besaran *matrix density* dan *fluid density* yang digunakan mengacu pada nilai berbagai mineral menurut Halliburton (1991) (Tabel 3).

Tabel 3. Nilai densitas pada berbagai mineral menurut Halliburton (1991)

Mineral	Densitas
Kuarsa	2.64
Kalsit	2.71
Dolomit	2.85
Kaolinit	~2.41
Klorit	~2.76
Ilit	~2.52
Monmorilonit	~2.12
Glaukonit	~2.86
Air	1.0 – 1.05
Minyak	0.7 – 0.9
Kondensat	0.5 – 0.7
Gas	0.15 – 0.4

Perhitungan porositas pada penelitian ini juga menggunakan persamaan Crain (2015), yang kemudian dibagi menjadi 2 *syntax* pada *python*, yaitu: *equation* dan *calculation syntax* (Gambar 6). *Equation syntax* berisi parameter-parameter *input* dalam menghitung porositas batuan. Sedangkan *calculation* porositas adalah *syntax* yang berfungsi menghitung nilai dari parameter-parameter *input* pada *equation* porositas (Crain, 2015).

Adapun hasil dari perhitungan porositas efektif rata-rata (\overline{PHIE}) beserta kualitasnya menunjukkan bahwa Sumur DNR-4 merupakan sumur dengan \overline{PHIE} tertinggi 24.6% dengan kualitas porositas yang sangat baik (Tabel 4). Beragamnya nilai porositas efektif pada setiap sumur dapat dipengaruhi oleh faktor-faktor berikut, yaitu: bentuk butir, ukuran butir, sementasi, kompaksi, dan distribusi penyusun batuan (Samponu *et al.*, 2021).

Hasil analisis porositas efektif yang telah didapatkan dengan menggunakan *python* kemudian dibandingkan dengan data *core* sebagai validasi bahwa nilai \overline{PHIE} yang dihitung menggunakan *python* dapat mendekati nilai data *core* porositas (Tabel 5).

```

# Crain, 2015 (spec2000.net)
def density_porosity(input_density, matrix_density, fluid_density):
    Denspor = (input_density - matrix_density) / (fluid_density - matrix_density)
    return abs(round(Denspor, 2))

# Crain, 2015 (spec2000.net)
def density_porosity_c(density_porosity, shale_volume, shale_density_porosity):
    Densporcor = ((density_porosity - shale_volume) * (shale_density_porosity))
    return abs(round(Densporcor, 2))

# Crain, 2015 (spec2000.net)
def effective_porosity_density(density_porosity, shale_volume, shale_density_porosity):
    DensporE = (density_porosity - (shale_volume * shale_density_porosity))
    return abs(round(DensporE, 2))

# Crain, 2015 (spec2000.net)
def neutron_porosity(input_neutron, matrix_neutron, fluid_neutron):
    Npor = (input_neutron - matrix_neutron) / (fluid_neutron - matrix_neutron)
    return abs(round(Npor, 2))

# Crain, 2015 (spec2000.net)
def neutron_porosity_c(neutron_porosity, shale_volume, shale_neutron_porosity):
    Nporcor = ((neutron_porosity - shale_volume) * (shale_neutron_porosity))
    return abs(round(Nporcor, 2))

# Crain, 2015 (spec2000.net)
def effective_porosity_neutron(neutron_porosity, shale_volume, shale_neutron_porosity):
    NporE = (neutron_porosity - ((shale_volume * shale_neutron_porosity)))
    return abs(round(NporE, 2))

# Crain, 2015 (spec2000.net)
def effective_cor_porosity_density_neutron(neutron_porosity_c, density_porosity_c):
    PHIEDNCor = ((neutron_porosity_c + density_porosity_c) / 2)
    return abs(round(PHIEDNCor, 2))

# Calc. PHID
well['PHID'] = density_porosity(well['HDEN'], 2.64, 0.75)

# Calc. PHIDCor
well['PHIDCor'] = density_porosity_c(well['PHID'], (well["VSHALE_LIM"]), 2.547)

# Calc. PHIDeff
well['PHIDeff'] = effective_porosity_density(well['PHID'], (well["VSHALE_LIM"]), 2.547)

# Calc. PHIN
well['PHIN'] = neutron_porosity(well['HCNL'], -0.02, 0.95)

# Calc. PHINCor
well['PHINCor'] = neutron_porosity_c(well['PHIN'], (well["VSHALE_LIM"]), 0.2971)

# Calc. PHINEff
well['PHINEff'] = effective_porosity_neutron(well['PHIN'], (well["VSHALE_LIM"]), 0.2971)

# Calc. PHIE
well['PHIE'] = effective_cor_porosity_density_neutron(well['PHINCor'], (well['PHIDCor']))
    
```

Gambar 6. Equation syntax (A) dan calculation syntax (B) porositas berdasarkan Crain (2015) pada python

Tabel 4. Nilai porositas efektif rata-rata pada Formasi Hugin, Lapangan Theta Vest

Sumur	PHIE (%)	Kualitas (Koesoemadinata, 1978)
DNR-2	22.7	Sangat baik
DNR-3	22.2	Sangat baik
DNR-4	24.6	Sangat baik

Tabel 5. Perbandingan nilai porositas efektif dengan porositas *core* Sumur DNR-2 dan DNR-3

Sumur	Depth (m)	PHIE Python	PHIE Core
DNR-2	4328.52	0.215	0.256
	4335.97	0.233	0.157
	4339.92	0.272	0.257
DNR-3	4091.75	0.223	0.203
	4095.75	0.258	0.221
	4101.25	0.245	0.217

C. Saturasi Air (Sw)

Saturasi air adalah persentase atau fraksi volume pori-pori batuan yang terisi oleh air. Apabila pori-pori batuan hanya mengandung air, maka $Sw = 1$. Tetapi, apabila pori-pori batuan mengandung fluida hidrokarbon, maka $Sw < 1$. Nilai saturasi air yang tinggi menunjukkan bahwa kandungan hidrokarbon semakin sedikit di dalam pori-pori batuan (Glover, 2007).

Perhitungan saturasi air pada penelitian ini menggunakan *deep resistivity log* (HRD). *Deep resistivity log* (HRD) merupakan log fluida yang membaca nilai resistivitas fluida pada lapisan batuan sehingga ketika kandungan fluida sama pada batuan maka nilai log resistivitasnya akan menunjukkan nilai yang sama juga. Ketika batuan hanya mengandung air, maka nilai log resistivitas rendah. Sebaliknya, ketika batuan mengandung hidrokarbon maka akan menunjukkan nilai resistivitas yang tinggi (Cannon, 2016).

Metode Archie berdasarkan Crain (2015) merupakan metode yang diimplementasikan dalam perhitungan saturasi air pada penelitian ini. Metode Archie digunakan karena Formasi Hugin merupakan formasi *clean sand*. Terdapat juga 2 *syntax* dalam perhitungan saturasi air, yaitu *equation* dan *calculation syntax* (Gambar 7). *Equation* saturasi air adalah *syntax* yang berisi parameter-parameter input dalam menghitung saturasi air. Sedangkan *calculation syntax* saturasi air merupakan *syntax* yang berfungsi menghitung nilai dari parameter-parameter *input* pada *equation syntax* saturasi air (Crain, 2015).

```
# Crain, 2015 (spec2000.net)
def sw_archie(porosity, rt, rw, archieA, archieM, archieN):
    sw = ((archieA / (porosity ** archieM)) * (rw/rt))**(1/archieN)
    return abs(round(sw, 2))

# Calc. SW Archie
well['SW_ARCH'] = sw_archie(well['PHIE'], well['HRD'], 0.07, 1, 2, 2)
```

Gambar 7. *Equation syntax* (A) dan *calculation syntax* (B) saturasi air berdasarkan Crain (2015) pada *python*

Nilai saturasi air yang diperoleh setelah dianalisis menggunakan *python*, yaitu Sumur DNR-2 merupakan sumur dengan saturasi air terendah sebesar 25% (Tabel 6). Hal ini menunjukkan bahwa Sumur DNR-2 merupakan sumur dengan kandungan hidrokarbon terbanyak diantara ketiga sumur penelitian.

Tabel 6. Nilai saturasi air rata-rata pada Formasi Hugin, Lapangan Theta Vest

Sumur	Sw (%)
DNR-2	25
DNR-3	98.1
DNR-4	66.2

D. Kesimpulan

Berdasarkan hasil analisis petrofisika menggunakan *python* yang telah dilakukan, dapat disimpulkan bahwa:

1. Bahasa pemrograman *python* dapat digunakan untuk menghitung parameter petrofisika karena hasil perhitungan PHIE mendekati nilai data *core*.
2. Sumur potensial pada penelitian ini adalah Sumur DNR-2 karena memiliki SW terendah diantara sumur lainnya yaitu 25%, dan VSH 31.7% serta PHIE 22.7% dengan kualitas sangat baik.
- 3.

Daftar Pustaka

- Asquith., & Krygowski. (2003). *Guide to Petrophysical Interpretation*. Austin, Texas, USA: Baker Hughes
- Aulia, Asy-Syaffa., Reza. Moh. Ganjar. G., Yusi F., dan Risdi. M. Zainal., (2021). *Evaluasi Formasi Menggunakan Analisis Petrofisika Pada Formasi Tuban Lapangan "SY" Cekungan Jawa Timut Utara*. Bandung: Padjadjaran Geoscience Journal Vol. 5(2), 161–171.
- Bagenda, Asyriyanti N. (2017). *Analisa Petrofisika Dengan Metode Multimin Pada Formasi Minahaki lapangan "Y", Cekungan Banggai*. Makassar: Universitas Hasanuddin.
- Cannon, Steve. (2016). *Petrophysics: A Practical Guide*. West Sussex : Wiley Blackwell
- Crain, E.R. (2015). *Crain's Petrophysical Pocket Pal*. www.Spec2000 (diakses 12 September 2022)
- Daqiqil, Ibnu. (2021). *Machine Learning: Teori, Studi, Kasus dan Implementasi Menggunakan Python*. Riau: Badan Penerbit Universitas Riau UR Press
- Darling, Toby. (2005). *Well Logging and Formation Evaluation*. Oxford: Elsevier Publishing Company
- Glover, Paul. (2007). *Petrophysics MSc Course Notes*. Nottingham, United Kingdom
- Harsono, Adi. (1997). *Evaluasi Formasi dan Aplikasi Log*, Edisi Revisi-8 Mei 1997. Jakarta: Schlumberger Oilfield Service
- Harsono, Adi. (2001). *Interpretasi logging analisa kualitatif dan kuantitatif*. Yogyakarta: Andi publisher
- Koesoemadinata R.P. (1980). *Geologi Minyak dan Gas bumi*, Edisi-2. Jilid 1 dan 2. Bandung: ITB
- Napitupulu, Veridaus. (2019). *Penilaian Formasi Pada Batupasir Formasi Lower Arang Bagian Atas Lapangan SBL Cekungan Natuna Barat*. Pekanbaru: Universitas Islam Riau.
- Nurwidyanto, M., Noviyanti, I., & Widodo, S. (2005). *Estimasi Hubungan Porositas Dan Permeabilitas Pada Batupasir (Study Kasus Formasi Kerek, Ledok, Selorejo)*. Berkala Fisika, 8(3), 87–90

- Pasulle, O. A. (2019). *Analisis Karakteristik Lapisan dan Estimasi Sumberdaya Batubara Berdasarkan Data Well Logging (Studi Kasus Musi Banyuasin , Sumatera Selatan)*. Makassar: Universitas Hasanuddin
- Raphael., Mathew, R., Clinton, R., Sengkey. (2019). *Purwarupa Sistem Daftar Pelanggaran Lalulintas Berbasis Mini-Komputer Raspberry Pi*. Manado: Jurnal Teknik Elektro dan Komputer Vol.8(3), 181–192.
- Samponu, I., Sulistiyono., Utomo, W., & Almuqtadir, M., T. (2021). *Analisis Petrofisika Dalam Menentukan Zona Potensi Hidrokarbon Pada Formasi Kais Berdasarkan Data Sumur X Di PT. Petroenergy Utama Wiriagar*. Blora: SNTEM Volume 1 (November), 224–232.
- Sari, M., Nugroho, H., Hidajat, W. K., & Satriawan, O. (2014). *Analisis Petrofisika Dengan Metode Deterministik Dan Probabilistik Serta Perhitungan Volume Hidrokarbon Dengan Metode Well Basis Pada Sumur Mg-04 Di Struktur Musi , Cekungan Sumatera Selatan PT. Pertamina Ep Region Sumatera*. Semarang: Universitas Diponegoro
- Statoil. (1993). *Discovery Evaluation Report Theta Vest Structure*.
- Utami, Erna. (2017). *Prediksi Zona Reservoir Berbasis Atribut Data Log Sumur Dengan Metode Levenberg - Marquardt*. Surabaya: Institut Teknologi Sepuluh Nopember
- Zakaria, H. (2017). *Evaluasi Formasi Baturaja Berdasarkan Parameter Petrofisika Pada Formasi Baturaja, Cekungan Jawa Barat Utara*. Bandung: Padjadjaran Geoscience Journal, 1 no 3.

Ucapan Terima Kasih

Penulis berterima kasih kepada semua pihak yang telah membantu selama penelitian ini dilaksanakan, terkhusus kepada panitia dan reviewer Seminar Nasional Rekayasa, Sains dan Teknologi (SNARSTEK) yang telah memberikan kesempatan kepada kami sehingga jurnal ini dapat dipublikasikan.