ITATS

SEMITAN

Jurnal Sumberdaya Bumi Berkelanjutan

https://ejurnal.itats.ac.id/semitan

Analisis Petrofisik menggunakan data well logs di cekungan Manui, Sulawesi Tenggara

Muhammad Firdaus *[1]

[1] Pusat Riset Sumber Daya Geologi, Badan Riset dan Inovasi Nasional, Bandung

*e-mail: muh.ahmad.firdaus@gmail.com

Info Artikel

Diserahkan:
23 Juni 2022
Direvisi:
22 Juli 2022
Diterima:
2 Agustus 2022
Diterbitkan:
6 Agustus 2022

Abstrak

Cekungan Manui adalah cekungan tersier yang dikategorikan sebagai cekungan sedimen dengan indikasi kandungan hidrokarbon. Penelitian ini dilakukan dengan objektif untuk mengevaluasi sifat petrofisika batuan di Cekungan Manui, lepas pantai Sulawesi Tenggara, berdasarkan data log sumuran yang ada pada Sumur Abuki-1. Sifat kuantitatif diantaranya termasuk volume lempung, porositas, dan saturasi air dilakukan menggunakan log sumuran berupa log kaliper, *spontaneous potential*, sinar gamma, sonic, densitas, neutron, PEF, dan resistivitas. Perhitungan petrofisika lebih lanjut dilakukan pada interval kandidat reservoir yaitu Formasi Langkawola untuk mendapatkan nilai properti statis batuan dan menentukan kandidat reservoir serta prospek. Hasil perhitungan volume lempung menunjukkan bahwa formasi Boepinang memiliki kandungan lempung yang cukup tebal yang mana bisa berfungsi sebagai lapisan tudung untuk reservoir di bawahnya yaitu Formasi Langkawola. Nilai porositas efektif Formasi Langkawola berkisar antara 3-46% dengan rata-rata 19%. Nilai saturasi air Formasi Langkawola berkisar antara 19-76% dengan nilai rata-rata 48%. Setelah pengaplikasian nilai *cut-off* untuk parameter volume lempung <50%, positas efektif>10%, dan Saturasi air <50%, didapatkan interval reservoir paling prospektif pada kedalaman 6485.5 – 6610 ft dengan nilai rata-rata volume lempung 19%, porositas efektif 26% dan saturasi air 39%.

Kata kunci: petrofisika, Cekungan Manui, reservoar

Abstract

The Manui Basin is a tertiary basin that is categorized as a sedimentary basin with indications of hydrocarbon. This study was conducted with the objective to evaluate the petrophysical properties of sedimentary rocks in the Manui basin, off the coast of Southeast Sulawesi, based on well log data from the Abuku-1 Well. Quantitative properties including volume of shale, porosity, and water saturation were carried out using well logs data of Caliper, Spontaneous Potential, Gamma Rays, Sonic, Density, Neutron, PEF, and Resistivity. Further petrophysical calculations were carried out at the reservoir candidate interval, the Langkawola Formation to obtain static property values and determine reservoir candidates and prospects. From the volume of shale calculation, Boepinang Formation shows a fairly thick clay content which can serve as a seal for the reservoir below, the Langkawola Formation. The effective porosity value of the Langkawola Formation ranges from 3-46% with an average of 19%. The water saturation value of this interval ranges from 19-76% with an average value of 48%. After applying the cut-off values for the parameters of volume of shale <50%, effective porosity>10%, and water saturation <50%, the most promising reservoir intervals were found at a depth of 6485.5- 6610 ft MD with an average value of 19% volume of shale, effective porosity 26%, and water saturation 39%.

Keywords: petrophysics, Manui Basin, reservoir.

1. Pendahuluan

Karakterisasi reservoir melibatkan integrasi sejumlah besar data seismik, log sumuran, dan sampel batuan baik itu dari *core* sumuran maupun sampel permukaan [1]. Tujuan utama dari Evaluasi formasi adalah mengidentifikasi reservoir, memperkirakan cadangan dan perolehan hidrokarbon [2]. Penentuan kualitas reservoir dan proses evaluasi pembentukan reservoir sampai saat ini masih sangat tergantung pada evaluasi kuantitatif dari analisis petrofisika [3]. Sifat properti reservoir terbagi menjadi dua jenis yaitu sifat statis (porositas, permeabilitas, heterogenitas, net pay, dan ketebalan) dan sifat dinamis (aliran fluida dalam batuan reservoir) [4].

Peralatan logging dan metode interpretasi saat ini sudah sangat berkembang dalam tingkat ketelitian langkah yang lebih modern. Hal ini memainkan peran penting dalam proses pengambilan keputusan eksplorasi. Saat ini interpretasi data sumuran adalah salah satu alat yang paling berguna dalam menentukan parameter petrofisika suatu batuan [5]. Data sumuran membantu untuk mengidentifikasi zona permeabel pada batuan yang mana fluida bisa mengisi baik itu air, hidrokarbon, maupun keduanya [6].

Cekungan Manui adalah cekungan tersier yang terbentuk pertama kali pada paleogen hingga miosen awal ketika regional extension membentuk *half grabens* di tepi *Sunda Land* [7]. Cekungan ini diklasidikasikan sebagai cekungan dengan indikasi hidrokarbon. Cekungan ini terletak di sebelah tenggara Sulawesi pada 122,3° - 122,95° BT dan 3,3° - 3,8° LS, di antara dua tumbukan kontinen mikro Banggai-Sula di sebelah utara dan Buton di sebelah selatan. Pada Cekungan Manui diinterpretasikan Formasi Langkawola dan unit yang lebih tua terdiri dari sedimen terestrial yang berpotensi menghasilkan hidrokarbon [7]. Hasil analisis pemodelan cekungan dan studi kematangan mengindikasikan batas atas jendela minyak berada sekitar 8000 kaki dibawah laut pada daerah prospek Abuki [7].

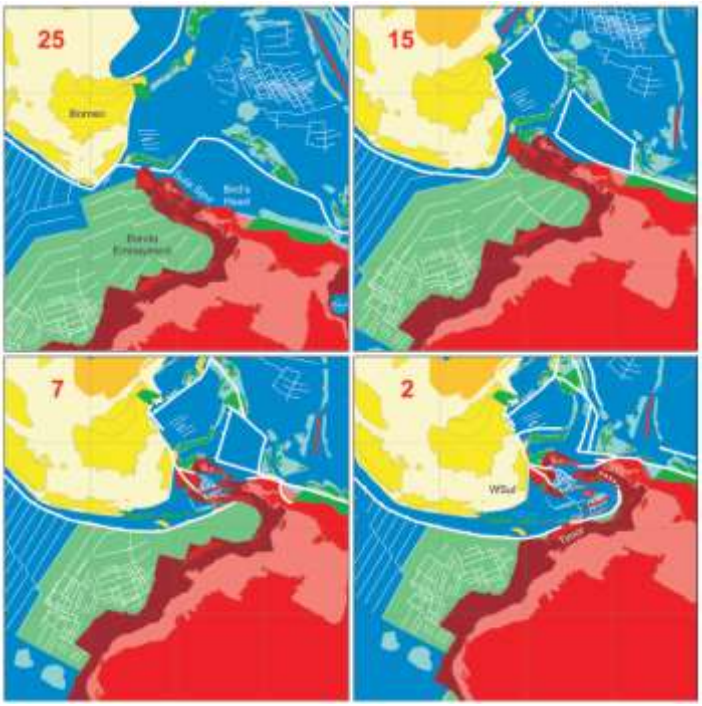
Sumur Abuki-1 terletak pada 3˚ 50' 35.40" S dan 122˚ 31'54.90" di lepas pantai Kendari (Gambar 1). Sumur ini dibor pada tanggal 17 Juni 1990 menembus kedalaman hingga 7347 ft MD mengcover lapisan batuan kuarter, Formasi Pandua, Formai Boepinang, Formasi Eeimoko, Formasi Langkawola, Formasi Tampakura, dan zona sesar Lawanopo. Dari laporan sumur Abuki-1, selama pengeboran ditemukan *minor oil* dan *gas shows* dan *sidewall cores*. Pengeboran umur ini mengejar reservoir objektif yaitu sekuen miosen formasi Boepinang dan Langkawola.

Gambar 1. Lokasi Cekungan Manui di lepas pantai Kendari, Sulawesi Tenggara ditunjukkan oleh garis warna biru (peta dasar diambil dari [8])

Penelitian tentang topik hidrokarbon di Cekungan Manui masih sangat sedikit. Cekungan Manui pernah dieksplorasi oleh Pertamina pada tahun 1990an dan dilakukan pengeboran eksplorasi pertama yaitu Sumur Abuki-1 dengan objektif pada *fault closure* bagian sisi bawah cekungan yang menempel sesar Lawanopo. [9] pada 2020 telah melakukan survei geologi dan evaluasi formasi pada Cekungan

Selabangka dan Manui secara regional. Penelitian ini bertujuan untuk melakukan perhitungan analisis petrofisik dan menggambarkan parameter atau sifat statis petrofisik batuan meliputi volume lempung (*v-shale*), porositas, dan saturasi air rata-rata serta menentukan zona prospek pada interval Reservoir di Sumur Abuki-1 dengan menambahkan perhitungan analisis *shaly sand*, serta menentukan interval prospek reservoir di Cekungan Manui.

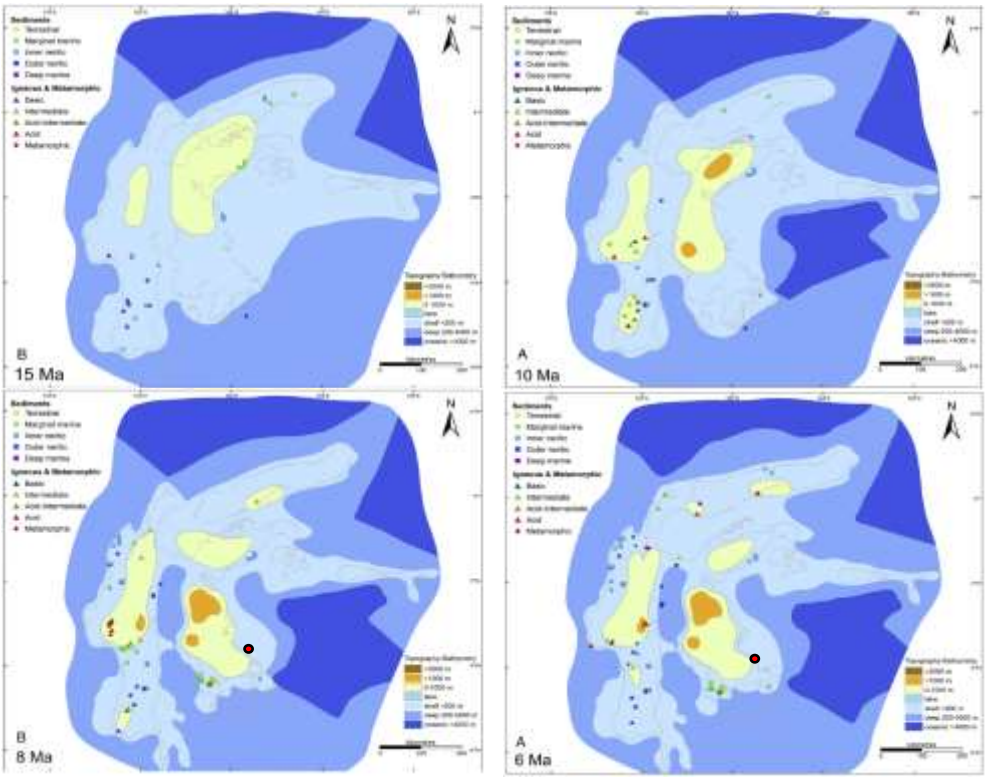
Tektonostratigrafi Sulawesi Bagian Lengan Timur, Rekonstruksi tektononostratigrafi menunjukkan bahwa tumbukkan antara Australia dan Asia Tenggara dimulai pada umur Miosen awal ketika bagian mikrokontinen Sula Spur menabrak North Sulawesi *Volcanic Arc* segera setelah 25 Ma [10] (Gambar 2). Konvergensi antara Australia dan Eurasia berlanjut pada Miosen Awal dengan subduksi Kerak Benua India pada Palung Jawa, subduksi Proto-Laut Cina Selatan, rotasi berlawanan arah jarum jam dari Sundaland, deformasi internal Sundaland, dan kontraksi, pengangkatan, dan erosi pada bagian timur dan tenggara Sulawesi [11].



Gambar 2. Peta tektonostratigraphi Sulawesi Tenggara [10]. Extension pertama dimulai rentang umur 25 juta tahun lalu diikuti dua kali extension selanjutnya sampai rentang umur 6 juta tahun yang lalu.

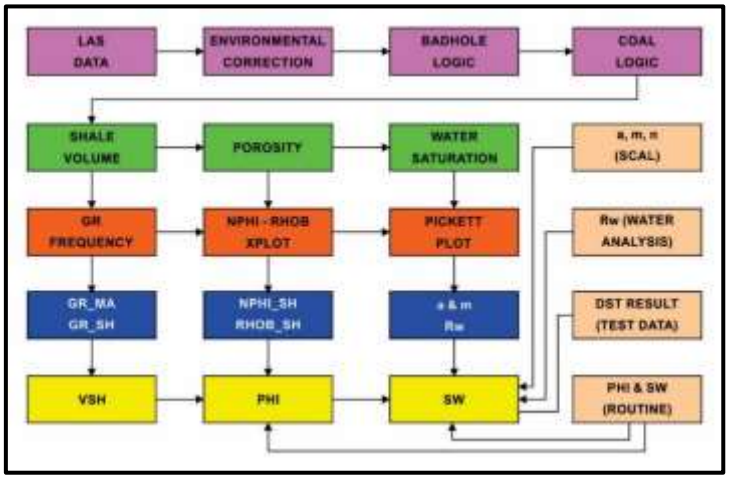
Laut Banda terbentuk pada Miosen Tengah [11]. Aktivitas korvergensi telah mengakibatkan terjadinya *subduction rollback* yang dimulai pada 15 juta tahun lalu yang menyebabkan *extension* pada bagian Sula *Spur*. *Extension* pertama ini membentuk North Banda Basin dan cekungan-cekungan di sekitarnya antara 12-7 juta tahun yang lalu [10]. Rentang umur ini lah yang menjadi fokus studi dalam kaitannya dengan eksplorasi hidrokarbon. Tahap pertama dari perluasan membentuk Cekungan Banda Utara terjadi antara 12-7 Ma dan sisa-sisa Sula *Spur* dibawa ke tenggara di atas engsel subduksi [10]. Busur vulkanik banda dibangun sebagian di atas fragmen-fragmen ini, yang lebih jauh diperpanjang saat busur membelah dan cekungan banda selatan terbentuk meninggalkan sisa-sisa kerak benua dan batuan busur di pegunungan banda antara cekungan banda utara dan selatan. Fragmen kerak benua ditemukan hari ini di banda *forearc* di pulau-pulau kecil di sebelah timur timor dan di timor di Kompleks Aileu.

Fase penting lain dari *extension* terjadi setelah 6 juta tahun lalu menyebabkan pembentukan Banda Selatan [10] dan kerak benua aslinya bagian dari Sula Spur, lalu Punggungan Banda, adalah selanjutnya diregangkan dan dibawa ke Banda *fore-arc* dan akhirnya ke Pulau Timor, ketika *Australian Margin* di sisi selatan dari Banda *embayment* mulai bertabrakan dengan Banda *fore-arc* [10].



Gambar 3. Peta paleogeografi lengan timur Sulawesi miosen tengah – miosen akhir [12]). Lingkaran merah adalah lokasi Sumur Abuki-1. Daratan pertama terbentuk padaumur 15 Ma di bagian utara lengan timur Sulawesi dan berkembang meluas ke Selatan pada umur 8 Ma dan diperkirakan penyebaran-nya di sepanjang pantai lengan timur Sulawesi.

Paleogeografi Miosen Tengah – Akhir Lengan Timur Sulawesi, Peta rekonstruksi paleogeografi menunjukkan bahwa pada Miosen Tengah di umur 15 juta tahun lalu daerah Pulau Sulawesi sudah berupa daratan di bagian utara [12] (Gambar 3). Daratan berkembang ke lengan timur pulau Sulawesi dan sudah terdapat dataran tinggi di beberapa wilayah (ditunjukkan warna coklat pada gambar 3). Daratan tinggi meluas pada umur 8 juta tahun lalu di lengan tenggara Sulawesi. Dataran yang terbentuk ini yang diharapkan akan menjadi sumber terrestrial bagi endapan-endapan berumur Miosen Tengah-Akhir di Cekungan di depannya (ke arah timur), membentuk endapan endapan penghasil hidrokarbon atau menjadi sumber *source rock*. Melihat penyebaran secara regional seperti pada Gambar 3 diprediksi endapan berumur Miosen Tengah – Akhir ini bisa ditemukan di sepanjang pantai lengan timur Pulau Sulawesi dengan lingkungan pengendapan *fluvial – marine* yang diharapkan menjadi elemen sistem petroleum di Cekungan Tersier di wilayah tersebut.



Gambar 4: Tahapan Langkah dasar analisis petrofisika.

2. Metodologi

Penelitian ini didasarkan pada analisis Petrofisika pada satu-satunya sumur di Cekungan Manui yaitu Sumur Abuki-1. Data yang digunakan adalah data LAS dari data pengukuran sumur berupa Gamma Ray, SP, Kaliper, Densitas, Neutron, Resistivitas, PEF, dan Sonik. Data digital ini kemudian dipindahkan ke Ms. Excel untuk analisis dan penggambaran log dan grafik. Perhitungan petrofisik akan dilakukan hanya pada interval reservoir target yaitu Formasi Langkawola dan Formasi Boepinang. Diagram alir evaluasi petrofisik diilustrasikan pada gambar 4 dan penjelasan tahapan dijelaskan pada paragraf selanjutnya.

Perhitungan Volume Lempung (*V-shale*), Data log yang digunakan untuk menghitung volume lempung dalam penelitian ini adalah log Sinar Gamma (GR). Rekam sinar gamma digunakan karena merupakan salah satu alat yang sangat sensitif terhadap perubahan kandungan radioaktif suatu batuan. Nilai sinar gamma yang tinggi menunjukkan kandungan shale yang tinggi karena adanya ion kalium dan nilai sinar gamma yang rendah menunjukkan kandungan shale yang rendah atau disebut juga *clean layer* karena tidak adanya ion kalium [13]. Banyak model pendekatan untuk menghitung volume lempung dari data log GR. Langkah pertama adalah dengan mencari nilai Index Sinar Gamma (I_{GR}) dari data log sinar gamma dengan rumusan sebagai berikut :

$$I_{GR} = \left(\frac{GR_{log} - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}}\right) \quad \text{..... (1)}$$

Dimana:

GR_{log} = nilai pembacaan sinar gamma pada kedalaman yang diinginkan.

GR_{min} = nilai pembacaan sinar gamma minimum, biasanya rata-rata minimum pembacaan sinar gamma, atau P5.

GR_{max} = nilai pembacaan sinar gamma maksimum, biasanya ra-rata maksimum melalui pembacaan sinar gamma, atau P95.

Perhitungan volume lempung [14] memiliki hubungan linier dengan IGR sehingga volume lempung = IGR. Beberapa peneliti menunjukkan bahwa terkadang nilai *Vsh* memiliki hubungan non linier dengan IGR, seperti ditunjukkan pada gambar 5, sehingga perhitungan untuk tiap kasus atau tiap sumur akan berbeda satu sama lainnya. Respon *non-linier* sebagaimana ditunjukan diagram oleh [15] diantaranya:

Larionov (1969) untuk batuan berumur tersier:

$$Vsh = 0.083(2^{3.7I_{GR}} - 1) \quad \text{.....(2)}$$

Steiber (1970):

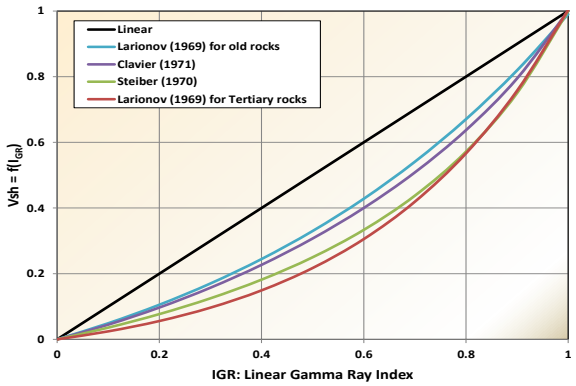
$$Vsh = \frac{I_{GR}}{3 - 2\,x\,I_{GR}} \quad \text{.....(3)}$$

Clavier (1971):

$$Vsh = 1.7 - [(3.38 - (I_{GR} + 0.7)^2]^{\frac{1}{2}} \quad \text{.....(4)}$$

Larionov (1969) untuk batuan lebih tua dari tersier:

$$Vsh = 0.33(2^{2I_{GR}} - 1) \quad \text{.....(5)}$$



Gambar 5. Perbandingan hasil perhitungan volume lempung (Vsh) dengan I_{GR} [15].

Pada penelitian ini, metode perhitungan yang digunakan adalah metode linier karena keterbatasan data dan tidak adanya data *X-Ray Diffraction* untuk menentukan kehadiran volume dari sampel.

Perhitungan Nilai Porositas, Porositas adalah volume batuan yang tidak terisi oleh bagian padat atau dalam hal ini butiran, semen, dan lainnya, terhadap volume total dari batu itu sendiri [16]. Nilai Porositas memiliki kecenderungan lebih tinggi terhadap batuan yang lebih dalam dan lebih tua akibat proses tekanan / pembebanan serta diagenesis (penyemenan) yang lebih ekstensif [17]. Terdapat dua terminologi, pertama yaitu porositas total (Øt) yang didefiniskan sebagai seluruh ruang pori batuan dibagi dengan volume total batuan (*bulk volume*) [18].atau yang diperoleh dari pengukuran log selama pengeboran tanpa dikoreksi kandungan lempungnya. Terminologi kedua adalah porositas efektif (Øe) yang didefinisikan sebagai representasi ruang pori yang sudah terisi oleh fluida dan air yang terikat [18] atau yang dihasilkan setelah koreksi kandungan nya dimana dalam interval batuan yang *clean*, maka nilai porositas total ekuivalen dengan nilai porositas efektif. Perhitungan nilai porositas bisa dilakukan dengan log tunggal seperti log densitas, *sonic*, dan neutron atau kombinasinya.
Hubungan antara nilai porositas total terhadap porositas efektif bisa didapat dengan mengaplikasikan rumus sebagai berikut:

$$\emptyset_t = \emptyset_e + V_{sh}\, x\, \emptyset_{sh} \quad \text{.....(6)}$$

Dimana, $\emptyset_{sh}$= Porositas lempung.
Nilai porositas dapat dihitung dari log densitas dengan pendekatan hubungan dari densitas total formasi batuan (ρb), densitas matrix (ρma), dan densitas fluida (ρf) sebagai berikut:

$$\emptyset_d = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f} \quad \text{.....(7)}$$

Nilai porositas dari log densitas ($\emptyset_d$) juga disebut dengan porositas total. Untuk mendapatkan porositas efektif dari log densitas ($\emptyset_{de}$) maka harus dilakukan koreksi dari lempung melalui persamaan 6

$$\emptyset_{de} = \emptyset_d - V_{sh}\, x\, \emptyset_{dsh} \quad \text{.....(8)}$$

Dimana, $\emptyset_{dsh}$= porositas lempung dari log densitas
Nilai porositas dari log Neutron ($\emptyset_n$) menyatakan jumlah hidrogen yang ada dalam fluida formasi dan menyatakan massa neutron yang berdekatan dengan massa hidrogen. Porositas untuk log neutron harus dikoreksi terhadap kandungan seperti dalam persamaan berikut :

$$\emptyset_{ncorr} = \emptyset_n - (V_{sh}\, x\, \emptyset_{nsh}) + Lithology\ correction \quad \text{.....(9)}$$

Dimana, $\emptyset nsh$ = porositas lempung dari log neutron dan koreksi litologi = 0.04.
Kombinasi log densitas – neutron ($\emptyset_{dn}$) adalah satu yang berguna dalam membaca nilai porositas interval batuan secara langsung. Jika diantara kedua log tersebut terdapat perbedaan pembacaan, maka kombinasi log denistas – neutron [19] harus dilakukan untuk mendapatkan nilai porositas yang terkoreksi, dengan melalui hubungan sebagai berikut:

$$\emptyset_{dn} = \sqrt{\frac{\emptyset_{ncorr}{}^2 + \emptyset_{de}{}^2}{2}} \quad \text{.....(10)}$$

Batuan sedimen akan memberikan pengaruh terhadap kecepatan gelombang *sonic* dimana batuan yang lebih padat akan memiliki kecepatan yang lebih tinggi. [20] memberikan persamaan dalam perhitungan log porositas sebagai berikut:

$$\emptyset_{s-sh} = \left(\frac{\Delta t_{log} - \Delta t_{ma}}{\Delta t_f - \Delta t_{ma}}\right) - Vsh\left(\frac{\Delta t_{sh} - \Delta t_{ma}}{\Delta t_f - \Delta t_{ma}}\right) \quad \text{.....(11)}$$

dimana; Δtma = 55.5 $\mu sec/ft$, Δtf = 185 $\mu sec/ft$, Δtsh = 113 $\mu sec/ft$.

Perhitungan Nilai Saturasi Air, Saturasi air (*Sw*) adalah jumlah pori-pori batuan yang terisi oleh fluida formasi. Saturasi air dihitumg untuk mengetahui tingkat kejenuhan air yang berada para pori-pori batuan. Pada penelitian ini penentuan saturasi air dilakukan dengan menggunakan Indonesia *Sw Equation* sebagai berikut :

$$Sw = \left\{\left[\sqrt{\left(\frac{Vsh^{2-Vsh}}{Rsh}\right)} + \sqrt{\left(\frac{Phie^m}{Rw}\right)}\right]^2 x\, Rt\right\}^{-1/n} \quad \text{.....(12)}$$

Dimana,

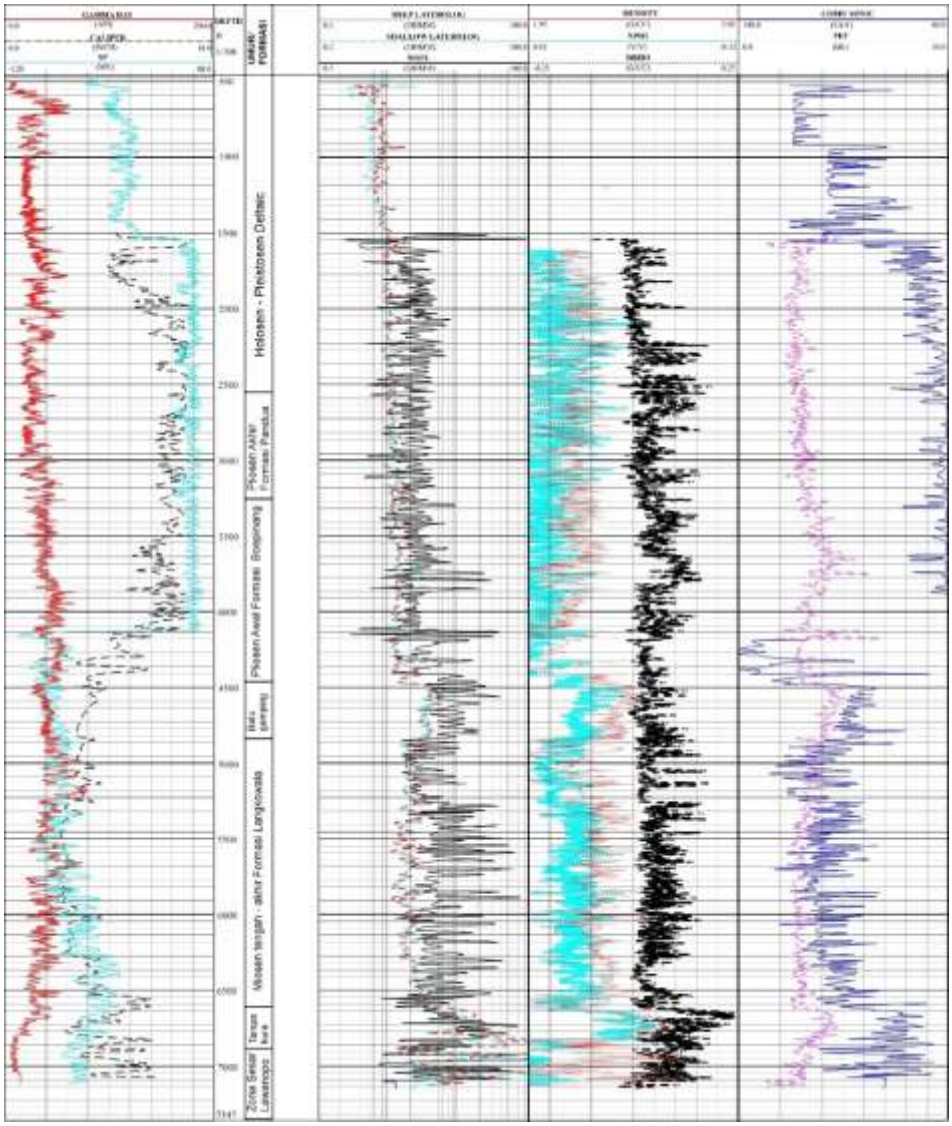
Rsh : Resistivitas lempung
Phie : Porositas efektif
Rw : Resistivitas air
Rt : Resistivitas batuan sebenarnya dari log Resistivitas dengan nilai parameter yang digunakan dalam perhitungan di penelitian ini adalah:
a : *Tortuisity*
m : Faktor sementasi
n : *Exponential saturation.*

Rw = 0.1 pada 60°F; a = 0.62; m = 2.13; n = 2

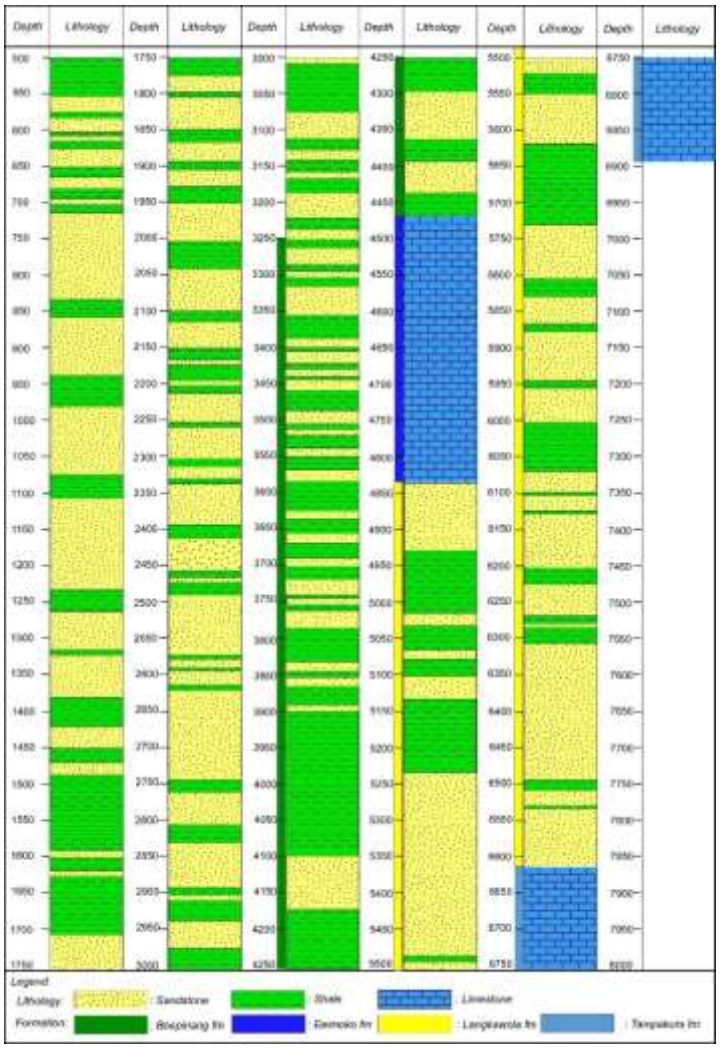
3. Hasil dan pembahasan

3.1 Lithologi Sumur

Profil log hasil konversi dari data LAS ditampilkan pada gambar 6 berserta batas formasi dan umur batuan dari laporan Sumur Abuki-1. Litologi sumur dapat diinterpretasi menggunakan log sumuran seperti Sinar Gamma (GR), *Spontaneous Potential* (SP), Resistivitas, dan Masa jenis (*RhoB*) [13]. Ada banyak metode dalam mendeterminasi litologi seperti menggunakan nilai referensi dari log-log tersebut [2] dan plot grafik litologi dari kombinasi log neutron-densitas. Log sinar gamma dan SP digunakan untuk mendeterminasi *clean sand* (bebas serpih). Pada interval batupasir, nilai sinar gamma berkisar antara 19-48 API, sedangkan interval serpih memiliki nilai lebih besar dari nilai tersebut. Hasil identifikasi litologi diilustrasikan pada gambar 7. Pada Formasi Langkawola teridentifikasi 18 interval batupasir seperti dijelaskan pada Tabel 1.



Gambar 6. Detail profil log Sumur Abuki-1 hasil pemprosesan di Ms. Excel, beserta batas formasi dan umur.



Gambar 7. *Profil litologi hasil identifikasi data log.*

Table 1. *Interval batupasir di Formasi Langkawola.*

No.	*Depth Range (ft) MD*			*Thickness (ft)*	*Formation*
1	4835	-	4868.5	33.5	Langkawola
2	5012	-	5030	18	
3	5064	-	5073.5	9.5	
4	5098	-	5132	34	
5	5229	-	5481	252	
6	5487.5	-	5522	34.5	
7	5550	-	5618.5	68.5	
8	5724	-	5790	66	
9	5827	-	5863.5	36.5	
10	5875.5	-	5941.5	66	
11	5950	-	5997.5	47.5	
12	6064	-	6093	29	
13	6097.5	-	6119.5	22	
14	6127.5	-	6195	67.5	
15	6219	-	6261.5	42.5	
16	6298	-	6483	185	
17	6498	-	6516	18	
18	6524	-	6610	86	

3.2 Volume Lempung

Hasil perhitungan volume lempung ditampilkan pada gambar 8. Dari hasil perhitungan volume lempung didapatkan bahwa bagian atas formasi Boepinang terdiri dari dominasi batupasir sedangkan pada bagian bawah dan tengah didominasi oleh batu lempung dan terlihat cukup tebal. Pada interval tersebut nilai rata-rata volume lempung adalah 23% untuk lapisan paling atas, 59% untuk interval lempung bagian tengah dan 62% untuk interval bawah. Kehadiran lempung yang cukup tebal ini diharapkan bisa berfungsi sebagai lapisan tudung untuk reservoir dibawahnya. Hasil perhitungan volume lempung diperkuat dengan data litologi dari sumur yang menyebutkan di interval kedalaman tersebut memang adalah batuan sedimen berbutir sangat halus. Interval kedalaman 4465-4835 ft adalah merupakan batugamping (*marine carbonate*), dalam studi ini tidak kami sertakan pembahasan petrofisik nya. Interval ini terlihat jelas pada log PEF (Gambar 6, log warna ungu) yang mana terbaca nilai yang tinggi (lebih dari 5) dan dikonfirmasi oleh data *sidewall coring*.

Pada Formasi langkawola terlihat bahwa nilai Sinar Gamma secara dominan relatif rendah yang menunjukkan indikasi batupasir dan hanya terdapat beberapa interval tebal yang sinar gamma relatif lebih tinggi atau yang menunjukkan *shale*. Nilai sinar gamma pada interval batupasir berkisar antara 19-54 API. Nilai rata-rata sinar gamma dan volume lempung interval batupasir Formasi Langkawola ditunjukkan pada Tabel 2 dan Gambar 8. Interval 16, 17, dan 18 menunjukkan interval batupasir paling bersih (*cleanest zone*) dengan nilai volume lempung masing-masing 0.13, 0.14, dan 0.15

Tabel 2. Index Sinar Gamma (IGR) dan volume lempung (v-shale) 18 interval batupasir di Formasi Langkawola.

Sand Zone	Depth Range (ft MD)			Average GR (API)	Average V-shale (%)
1	4835	-	4868.5	44.71	0.39
2	5012	-	5030	44.62	0.39
3	5064	-	5073.5	43.85	0.38
4	5098	-	5132	43.47	0.39
5	5229	-	5481	41.47	0.34
6	5487.5	-	5522	34.79	0.23
7	5550	-	5618.5	40.88	0.27
8	5724	-	5790	34.13	0.20
9	5827	-	5863.5	33.27	0.19
10	5875.5	-	5941.5	36.45	0.23
11	5950	-	5997.5	39.49	0.29
12	6064	-	6093	35.31	0.23
13	6097.5	-	6119.5	32.37	0.17
14	6127.5	-	6195	35.76	0.25
15	6219	-	6261.5	31.61	0.17
16	6298	-	6483	29.40	0.13
17	6498	-	6516	34.39	0.14
18	6524	-	6610	31.71	0.15

3.3 Perhitungan Nilai Porositas dan Saturasi Air

Perhitungan nilai porositas dan saturasi air hanya dilanjutkan terhadap Formasi Langkawola mengingat hasil perhitungan volume lempung Formasi Boepinang mengandung banyak interval lempung yang cukup tebal dan dominan sehingga hanya formasi Langkawola yang lebih prospek menjadi kandidat reservoir.

Hasil perhitungan porositas total, porositas efektif, dan saturasi air disajikan pada tabel 3 dan gambar 8. Hasil perhitungan porositas menggunakan data log sonik cenderung sangat berbeda dengan porositas dari data log lainnya di interval batuan dengan kandungan lempung yang banyak. Nilai porositas hasil

dari log neutron dan log densitas memberikan perbedaan di beberapa interval sehingga untuk perhitungan porositas, perhitungan saturasi air, dan penentuan prospek maka yang digunakan adalah hasil perhitungan dari kombinasi data log neutron dan densitas.

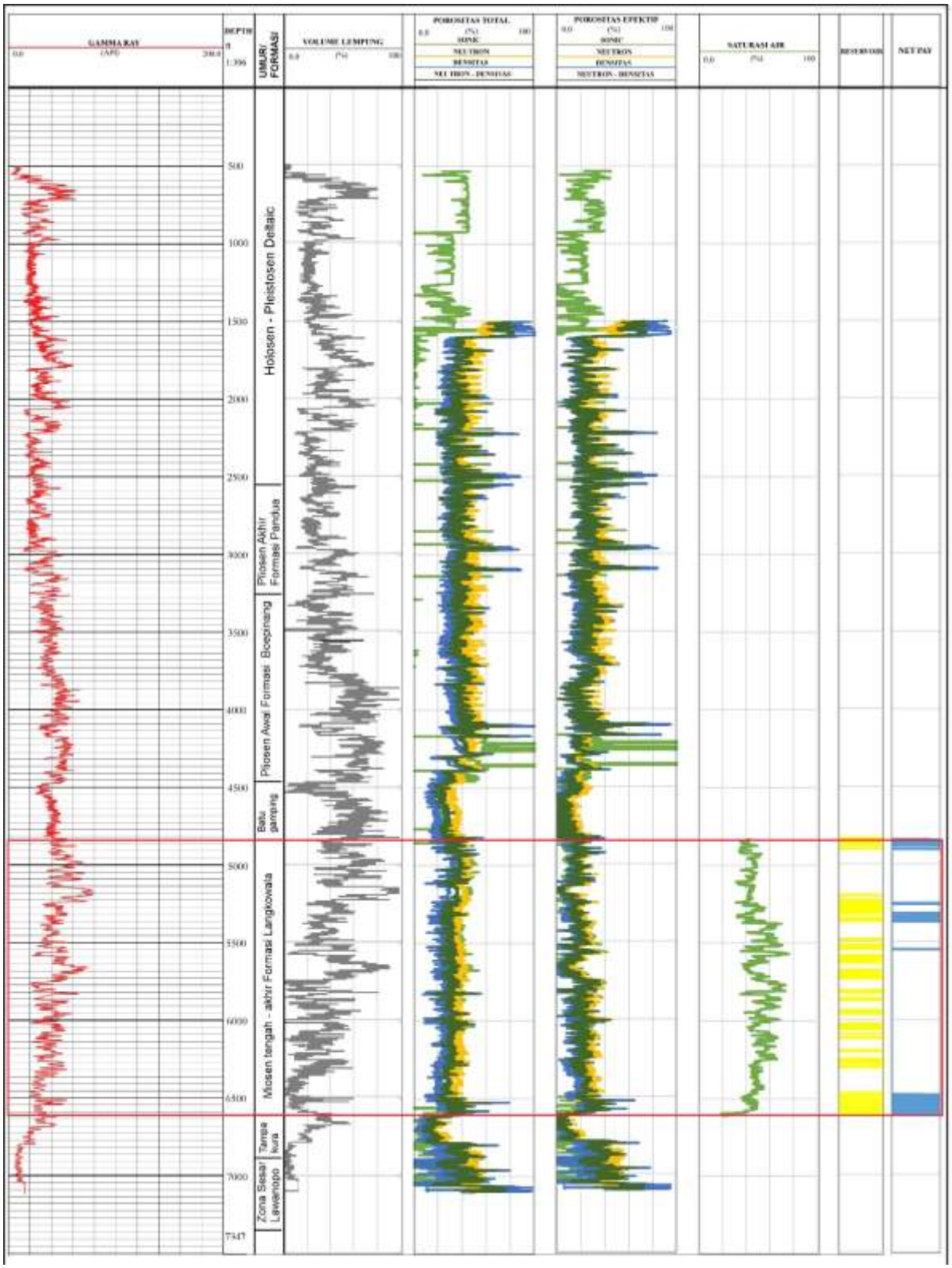
Nilai porositas total Formasi Langkawola berkisar antara 77-63 % dengan rata-rata antara 27-36%, sedangkan nilai porositas efektif berkisar antara 6-46 % dengan rata-rata antara 16-28 %. Interval 8 menunjukkan nilai rata-rata porositas efektif terbesar dengan nilai 28.45%. Nilai saturasi air formasi Langkawola menunjukkan nilai saturasi secara umum relatif tinggi yaitu antara 0.23- 0.61 dan hanya beberapa interval yang menunjukkan nilai saturasi air yang rendah. Interval dengan nilai Sw terendah adalah interval 4, 6, dan 18 dengan nilai masing-masing 0.38, 0.23, dan 0.39.

Tabel 3. Nilai Porositas rata-rata dan saturasi air interval batupasir Formasi Langkawola.

No.	Depth Range (ft) MD			Average total porosity (neutron density) %	Average effective porosity (neutron density) %	Average Sw(%)
1	4835	-	4868.5	34.60	20.26	0.40
2	5012	-	5030	36.91	22.62	0.44
3	5064	-	5073.5	33.20	19.39	0.43
4	5098	-	5132	29.94	16.80	0.38
5	5229	-	5481	29.77	17.48	0.50
6	5487.5	-	5522	30.64	22.58	0.23
7	5550	-	5618.5	30.68	18.76	0.57
8	5724	-	5790	32.25	24.61	0.61
9	5827	-	5863.5	28.61	21.57	0.57
10	5875.5	-	5941.5	29.59	20.49	0.57
11	5950	-	5997.5	31.58	20.59	0.55
12	6064	-	6093	30.98	22.60	0.56
13	6097.5	-	6119.5	30.26	23.74	0.61
14	6127.5	-	6195	30.42	21.74	0.56
15	6219	-	6261.5	30.11	22.69	0.58
16	6298	-	6483	27.61	22.96	0.49
17	6498	-	6516	30.65	22.85	0.43
18	6524	-	6610	34.57	28.45	0.39

3.4 Penentuan Zona Reservoir dan Prospek

Penentuan zona reservoir dilakukan dengan pengaplikasian nilai batas ambang (*cut-off*) terhadap invertal batuan Formasi Langwakola yaitu nilai volume lempung kurang dari 50% dan porositas efektif lebih dari 10%, sedangkan zona prospek ditambah dengan batas ambang nilai saturasi air kurang dari 50%. Zona reservoir ditunjukkan oleh warna kuning dan zona prospek warna merah pada Gambar 8 kolom paling kanan. Terdapat 5 zona prospek yang ditemukan pada interval Formasi Langkawola di Sumur Abuki-1 yang berada pada interval batupasir bagian bawah, tengah, dan bagian paling atas Formasi. Interval paling tipis berada di batupasir bagian tengah dengan kebetalan 3 ft dengan kandungan nilai volume lempung 41%, porositas efektif 16% dan saturasi air 36%. Zona paling prospek menurut hasil perhitungan adalah pada bagian paling bawah Formasi langkawola pada interval 17 dan 18 (pada 6498– 6610 ft MD) karena interval tebal (18 dan 86 ft) dan dengan kandungan volume lempung relatif lebih kecil (14 dan 15%), porositas efektif rata-rata paling tinggi (22 dan 28%), dan nilai saturasi air relatif paling kecil yaitu 0.43 dan 0.39.



Gambar 8. Hasil perhitungan volume lempung, perbandingan porositas total dan efektif menggunakan data log sonic, neutron, densitas, kombinasi netron-densitas, saturasi air, zona reservoir dan zona prospek Formasi langkawola di Sumur Abuki-1.

4. Kesimpulan

Formasi Boepinang di interval lapisan lempung yang tebal dengan kandungan volume lempung rata-rata tertinggi berkisar antara 59-62% berpotensi menjadi lapisan *seal*/ lapisan tudung untuk reservoir di bawahnya yaitu Formasi Langkawola. Formasi langkawola berpotensi sebagai reservoir dengan

kehadiran beberapa interval tebal lapisan batupasir, dengan kandungan volume lempung yang kecil, nilai porositas efektif yang cukup tinggi dan nilai saturasi air yang rendah. Interval batupasir paling bawah Formasi Langkawola merupakan interval paling prospektif dengan nilai rata-rata volume lempung 14-15%, porostas efektif rata-rata 22-28% dan saturasi air rata-rata 0.39-0.43.

Ucapan terima kasih
Penulis mengucapkan terima kasih kepada Pusat Survei Geologi, Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral yang telah memberikan ijin untuk mempublikasikan penelitian ini.

References:

[1] Shofiqul, I. M., & Nusrat, J. L., Reservoir characterization of Habiganj gas field. *International Journal of Oil, Gas and Coal Engineering*, 1(1), 7-15, (2013).
[2] Harsono, Adi., 1997. Evaluasi Formasi dan Aplikasi Log. Schlumberger Oilfield Services. Jakarta.
[3] Fatta, A.A., Islam, M.S., & Farhaduzzaman, M. (2018). Petrophysical Analysis of Sylhet Gas Field Using Well Logs and Associated Data from Well Sylhet #, Bangladesh. *International Journal of Petroleum and Petrochemical Engineering (IJPPE)*, Vol 4 (1), 2018, p.55-69. DOI: http://dx.doi.org/10.20431/2454-7980.0401007.
[4] Horsfall, O., Davies, D., and Davies, O., Hydrocarbon Reservoir Characterization Using Well Log in Niger Delta Basin of Nigeria, *International Journal of Applied and Natural Sciences (IJANS),* 4(5), (2015).
[5] Asquith G.B.,& Krygowski D., 2004. Basic Well Log Analysis*: AAPG Methods in Exploration Series*. (16).
[6] Ellis, D.V. & Singer, J.M., 2008, *Well Logging for Earth Scientist 2nd Edition*, Springer, Netherlands.
[7] Pertamina-Beicip, 1992. Well Report Abuki-1, unpublished.
[8] https://geoportal.esdm.go.id/migas/ diakses pada 21 April 2022 Pukul 14.15
[9] Slameto, E., Santy, L.D., Nurdiana, I., Firdaus, M., Arviallyn, G.G., Fakhruddin, R., Saleh, H.M., Fahruddin, A., Susilo, A., Sabra, E., Putri, N.I., Wahyudiono, J., Putra, A.P. 2020. Rekomendasi Wilayah Kerja Minyak dan Gas Bumi Selabangka. Pusat Survei Geologi.
[10] Hall, R, & Sevastjanova, I. 2012. Australian crust in Indonesia. *Australian Journal of Earth Sciences* 59:827-844.
[11] Hall, R. 2011. Australia-SE Asia collision: plate tectonics and crustal flow. *Geological Society, London*, Special Publications 355:75-109.
[12] Nugraha, A.M.S., & Hall, R., 2018. Late Cenozoic paleogeography of Sulawesi, Indonesia. *Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology* 490:191-209.
[13] Asquith, G.B., & Gibson, C.R., 1982. Basic well log analysis for geologists*; Text book, AAPG, Tulsa, Okalhoma, USA*, pp. 1-239.
[14] Schlumberger, 1972. Log Interpretation, Volume-I-Principles*;* Houston*, Schlumberger Well Services Inc.*
[15] Soto, O. D., Soto, B. R., Soto, O. J., Oliver, P., & Duarry, A., 2015. A Universal Equation to Calculate Shale Volume for Shaly-Sands and Carbonate Reservoirs. *SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference 2015, 18–20 November*, Quito, Ecuador; SPE-177224-MS.
[16] Mamaseni, W. J., Naqshabandi, S. F., & Al-Jaboury, F. Kh., 2018. Petrophysical Properties of the Early Cretaceous Formations in the Shaikhan Oilfield/Northern Iraq. *Earth Sciences Research Journal. Vol. 22, No. 1*: 45-52.
[17] Rider, M., 1996. The Geological Interpretation of Well Logs. 2nd ed., *Petroleum Exploration Consultant Rider French Consulting Ltd.* Aberdeen and Sutherland, 278 p.
[18] Nnaemeka, E., 2010. Petroleum Reservoir Engineering Practice: Porosity of Reservoir Rocks, 816 p.
[19] Schlumberger, 1999. Log interpretation principles/applications, 8th print, *Schlumberger Educational Services*. Sugarland*,* Texas, 200 p.
[20] Dresser Atlas., 1979. Log Interpretation Charts*, Dresser Industries Inc.,* Houston, Texas: 107p.