

Identifikasi Parameter Petrofisika dan Jenis Fluida Berdasarkan Sw dan Sequence Stratigraphy di Pesisir Cekungan Sumatra Tengah

(Identification of Petrophysics Parameters and Fluid Types Based on Sw and Sequence Stratigraphy in Coastal Basin Central Sumatra)

Perdana Rizki Ordas^{1*}, Abdurrokhim², Yoga A. Sendjaja², Tumpal B. Nainggolan³

¹Program Pascasarjana, Fakultas Teknik Geologi, Universitas Padjadjaran, Jl. Dipati Ukur No.35 Bandung, Indonesia 40132

²Fakultas Teknik Geologi, Universitas Padjadjaran, Jl. Dipati Ukur No.35 Bandung, Indonesia 40132

³Pusat Riset Sumber Daya Geologi, Badan Riset dan Inovasi Nasional, Jl. Dr. Djunjunan No.236, Bandung, Indonesia 40174

Dikirim:

9 Maret 2023

Direvisi:

17 April 2023

Diterima:

7 Mei 2023

* Email Korespondensi:

perdana.rizkiordas@gmail.com



Abstrak: Parameter petrofisika dan jenis fluida perlu diketahui pada setiap sumur di lapangan 'X' pesisir Cekungan Sumatra Tengah, sehingga akan memperlancar proses analisis dan eksploitasi. Tujuan penelitian ini adalah menentukan porositas, densitas, impedansi akustik dan saturasi fluida pada 3 (tiga) sumur. Metode yang digunakan adalah Metode Well Logging dan Seismik untuk menentukan porositas, densitas, impedansi akustik dan saturasi air (Sw). Berdasarkan integrasi seperangkat data log dan seismik 2D, jenis fluida dapat diidentifikasi dengan nilai Sw, sedangkan persebaran parameter porositas, densitas dan impedansi akustik dengan metode log dan Sequence Stratigraphy. Penentuan Sw pada sumur Merak-1, Garib-1 dan Melibur-1 menggunakan software Techlog dan Interactive Petrophysics (IP), dan untuk mendapatkan Sw dilakukan perhitungan Vshale, porositas, dan Rw. Hasil penelitian ini didapatkan Sw pada formasi Bekasap, Bangko dan Menggala pada sumur Merak-1 sekitar 20%, pada sumur Garib-1 antara 15%-55% sedangkan sumur Melibur-1 yaitu 20% dan jenis fluidanya gas dan minyak. Porositas di formasi Bekasap, Bangko dan Menggala antara 23,9%-27,8%, sedangkan nilai densitas antara 2,2-2,3 gr/cc dan nilai impedansi akustik antara 18863-22897 ft/s.gr/cc. Berdasarkan nilai saturasi fluida (Sw) tersebut diperoleh jenis fluida adalah gas dan minyak serta nilai parameter petrofisika tersebut di atas besarnya ada yang sama dalam satu sequence.

Kata kunci: Densitas, impedansi akustik, porositas, saturasi fluida, well logging

Abstract: Petrophysical parameters and fluid types need to be known in each well in the 'X' field on the coast of the Central Sumatra Basin, so that it will expedite the analysis and exploitation process. The purpose of this study was to determine the porosity, density, acoustic impedance and fluid saturation in 3 (three) wells. The methods used are Well Logging and Seismic Methods to determine porosity, density, acoustic impedance and water saturation (Sw). Based on the integration of 2D seismic and log data sets, the type of fluid can be identified by the value of Sw, while the distribution of porosity, density and acoustic impedance parameters is by the log method and Sequence Stratigraphy. Sw was determined for the Merak-1, Garib-1 and Melibur-1 wells using Techlog and Interactive Petrophysics (IP) software, and to obtain Sw, Vshale, porosity, and Rw were calculated. The results of this study found that Sw in the Bekasi, Bangko and Menggala formations in the Merak-1 well was around 20%, in the Garib-1 well it was between 15% -55% while the Melibur-1 well was 20% and the types of fluids were gas and oil. The porosity in the Bekasi, Bangko and Menggala formations is between 23.9%-27.8%, while the density values are between 2.2-2.3 gr/cc and the acoustic impedance values are between 18863-22897 ft/s.gr/cc. Based on the fluid saturation value (Sw), it is obtained that the types of fluids are gas and oil and the value of the petrophysical parameters mentioned above is the same in one sequence.

Keywords: Density, acoustic impedance, porosity, fluid saturation, well logging

1. PENDAHULUAN

Saat ini fokus produksi minyak di Indonesia masih sangat bertumpu pada ketersediaan minyak dan gas. Usaha pencarian sumber energi masih menjadikan prioritas utama di dalam dunia eksplorasi, selain itu juga berusaha mencari metode baru untuk memperlancar proses eksplorasi hidrokarbon (Mulyanto dkk., 2018). Cekungan Sumatra Tengah, yang merupakan salah satu cekungan terbesar di Indonesia yang menghasilkan hidrokarbon, mengalami hambatan dalam pengembangan dan peningkatan produksi dari minyak dan gas karena keterbatasan dalam eksplorasi dan studi tersebut. Oleh karena itu, studi

stratigrafi seismik dan sumur sangat perlu digunakan untuk meningkatkan akurasi interpretasi geologi sehingga meningkatkan keyakinan para penentu kebijakan dalam mengambil keputusan (Ridwan, 2014). Parameter petrofisika dan jenis fluida perlu diketahui pada setiap sumur di lapangan 'X' pesisir Cekungan Sumatra Tengah, sehingga akan memperlancar proses analisis dan eksploitasi (Adim di dalam Dewanto, 2016; Irawan dan Utama, 2009).

Berdasarkan latar belakang tersebut, maka integrasi data sumur dan seismik dapat menentukan jenis fluida dengan nilai saturasi fluida (Sw), karena Sw merupakan saturasi air yang

dirumuskan sebagai $1=Sw+So+Sg$ sehingga menurut Adim di dalam Dewanto (2016) saturasi minyak (So) dan gas (Sg) dapat ditentukan berdasarkan nilai Sw , penelitian Adim (1993) didukung oleh Irawan dan Utama (2009). Untuk mengidentifikasi parameter petrofisika dengan metode Well Logging (secara vertikal) dan *Sequence Stratigraphy* (secara lateral).

Penentuan jenis fluida dari hasil nilai saturasi air (Sw) berdasarkan hasil penelitian dari beberapa peneliti (Maulana dkk., 2016; Siallagan dkk., 2017; Putri, 2017; Pratiknyo dkk., 2017; Elhossainy dkk., 2021; Nadhifah, 2022), sedangkan secara kualitatif berdasarkan peneliti Varhaug (2016) dan Schlumberger (2021) dan penelitian tersebut didukung oleh Adim di dalam buku Dewanto (2016). Penentuan nilai porositas, densitas, dan impedansi akustik menggunakan metode *Well Logging* dan *Sequence Stratigraphy*.

Pada dasarnya sekuen stratigrafi adalah cabang stratigrafi yang membahas mengenai sekumpulan sedimen yang dibatasi oleh suatu bidang lain atau ketidakselarasan (Kendall, 2014). Dengan menganalisis sekuen stratigrafi, kita dapat membuat kerangka kronostratigrafi dari endapan yang sedang dianalisis, yang kemudian dapat digunakan untuk memetakan, mengkorelasikan beberapa fasies yang terdapat dalam suatu endapan (Agustin, 2017).

Sekuen stratigrafi dapat dikatakan sebagai konsep modern dalam bidang stratigrafi yang memanfaatkan sejumlah metode dan konsep dari disiplin lain seperti biostratigrafi, seismik stratigrafi, kronostratigrafi, dan sedimentologi. Dalam arti yang lebih spesifik, satu sekuen menggambarkan satu siklus pengendapan yang terbatas oleh erosi non-bahari dan diendapkan selama satu siklus naik turunnya muka air laut relatif, yang memiliki arti

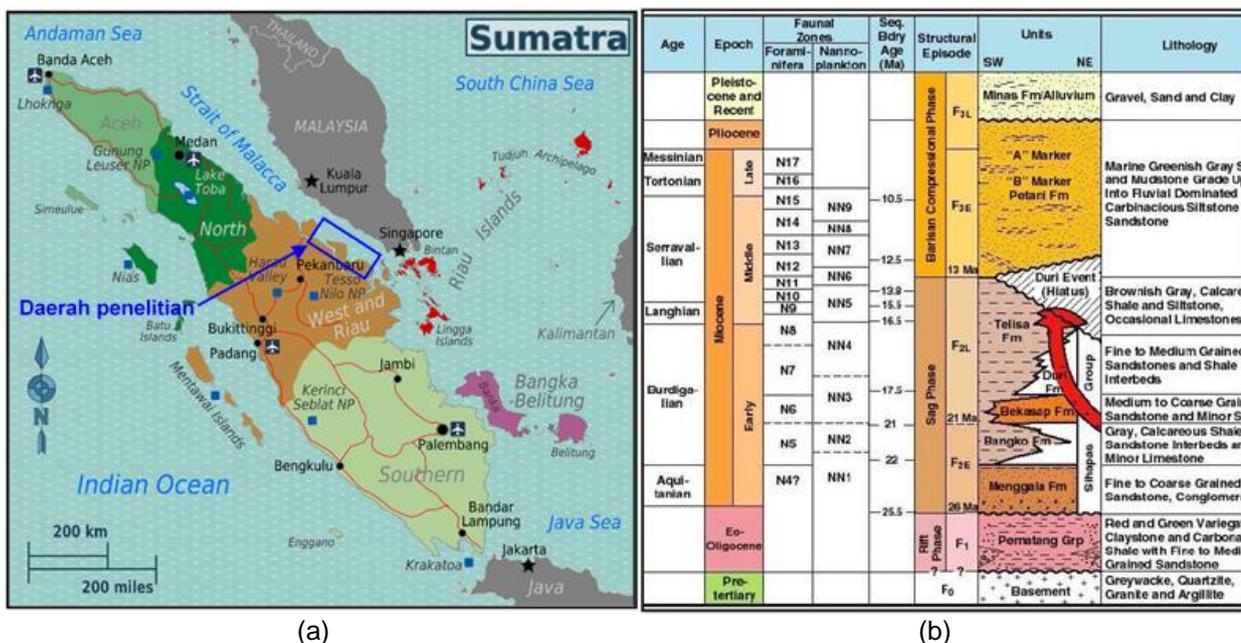
penting dalam skala penelitian sekuen (Pamungkas, 2017). Oleh karena itu, pada setiap sekuen adalah hasil dari satu siklus naik turunnya muka air laut secara relatif, seperti yang telah dijelaskan oleh Emery & Myers (1996) dan Ridwan (2014). Sekuen stratigrafi secara sederhana mempelajari paket-paket sedimen otomatis juga mempelajari karakteristik batuan. Nilai-nilai parameter petrofisika dalam satu sekuen memiliki nilai yang sama.

Tujuan penelitian ini adalah menentukan porositas, densitas, impedansi akustik dan saturasi fluida pada 3 (tiga) sumur, yaitu sumur Merak-1, Garib-1 dan Melibur-1. Adapun metode yang dipakai dalam penelitian yaitu metode *Well Logging* dan Seismik. Urgensi dari penelitian ini serta potensi temuan yang diinginkan diperoleh jenis fluida berdasarkan nilai saturasi fluida dan nilai parameter petrofisika berdasarkan sekuen stratigrafi.

2. BAHAN DAN METODE PENELITIAN

2.1 Data dan Lokasi Penelitian

Penelitian dilakukan di Universitas Padjadjaran (Unpad) dan *Geophysical Data Processing Laboratory*, Balai Besar Survei dan Pemetaan Geologi Kelautan (BBSPGL), Bandung. Data yang digunakan meliputi data sumur dan seismik yang diperoleh dari Pusat Data dan Informasi Teknologi (Pusdatin). Data log *gamma ray* (GR) dari sumur Merak-1 digunakan sebagai kontrol litologi untuk penentuan stratigrafi dari penampang seismik. Pada tahapan pengikatan antara data sumur dengan domain kedalaman (*depth*) dan data seismik yang memiliki domain waktu (*time*) dilakukan untuk mendapatkan keakuratan posisi kedalaman setiap batas formasi. Lokasi daerah pe-



Gambar 1. a) Peta Wilayah Studi Pesisir dan b) Stratigrafi Cekungan Sumatra Tengah (Heidrick & Aulia, 1993 dalam A'isah, 2022)

-nelitian terletak di Cekungan Sumatera Tengah yaitu daerah pesisir di antara Pulau Pedang dan Pulau Sumatra (Gambar 1a). Stratigrafi Cekungan Sumatera Tengah ditunjukkan dalam Gambar 1b.

2.2 Penentuan Jenis Fluida

Pertama mulai dilakukan studi literatur tentang penentuan jenis fluida. Kemudian melakukan pengambilan data sumur secara sekunder meliputi data log gamma ray (GR), data density (RHOB) dan neutron *porosity* (NPHI) serta resistivitas (Ild) selanjutnya dianalisis. Penentuan jenis fluida berdasarkan saturasi air dari beberapa literatur seperti jurnal, prosiding, buku dan skripsi baik secara kualitatif dari hasil gambar maupun kuantitatif.

Menentukan daerah target reservoir adalah dengan cara melihat log gamma ray yang nilainya kecil (litologi *sandstone* atau karbonat) kemudian adanya separasi antara log porositas dan densitas selanjutnya didukung data resistivitas, maka interpretasi secara geologi dapat dinyatakan sebagai daerah target reservoir. Analisis kuantitatif dilakukan perhitungan S_w (saturasi air) dan interpretasi secara geologi dapat dinyatakan sebagai daerah target reservoir.

Kemudian di daerah lapisan reservoir ini diidentifikasi nilai saturasi air (S_w), dan berdasarkan penelitian Adim (1993) di dalam Dewanto (2016) dan penelitian Irawan (2009) maka jenis fluida di daerah tersebut dapat ditentukan. Beberapa hasil penelitian para peneliti (Dewanto, 2016; Schlumberger, 2016; Varhaug, 2016; Pratiknyo, dkk., 2017; Putri, 2017; Elhossainy, dkk., 2021; Nadhifah, 2022) dapat mengidentifikasi jenis fluida sesuai nilai saturasi air. Mencari saturasi air secara kuantitatif menggunakan persamaan 1 menurut (Archie, G. E., 1941).

$$S_w^n = \frac{aR_w}{\phi^m R_t} \quad (1)$$

Keterangan:

S_w = saturasi air

R_w = resistivitas air formasi (Ωm)

R_t = resistivitas batuan yang dijenuhi air <100%

a = faktor tortuosity

ϕ = porositas batuan

m = faktor sementasi

n = eksponen saturasi bervariasi (umumnya 2.0)

2.3 Pentuan nilai impedansi akustik, porositas dan densitas

Pengolahan data seismik 2D dilakukan untuk menentukan kemenerusan lapisan (*horizon*) dan tanda permukaan stratigrafi. Tahap *horizon picking* dilakukan untuk menentukan batas-batas yang jelas dari setiap formasi pada penampang seismik. Input data seismik dan data sumur dengan koordinat dan data *marker* sebagai acuan. Tahap *well-seismic tie* digunakan untuk mengikat antara data sumur yang berupa domain kedalaman dan data seismik yang

berupa domain waktu, sehingga didapatkan data hubungan waktu-kedalaman untuk mendapatkan kondisi geologi yang sebenarnya. Model sistem petroleum daerah penelitian dapat diperoleh dengan data-data pendukung seperti data seismik, data sumur dan konsep geologi pada daerah tersebut dan hasil *picking* pada penampang seismik yang melintasi sumur Merak-1, Garib-1 dan Melibur-1 yang ditunjukkan pada gambar hasil *picking*.

• Persebaran Nilai Impedansi Akustik

Sebelum melakukan proses inversi, terlebih dahulu akan dilakukan pembuatan model *initial/awal* dengan menyebarkan nilai impedansi akustik data log pada data seismik yang akan digunakan sebagai acuan/data ikat. Model inisial ini dilakukan dengan menginput data sumur dan input horizon untuk membatasi hasil model inisial dan model inversinya. Adapun filter yang digunakan *High Cut Filter* 10/15 Hz. Model inisial ini akan digunakan sebagai kontrol dalam melakukan inversi, sehingga model inisial ini sangat mempengaruhi hasil inversi tersebut.

Selanjutnya dilakukan inversi impedansi akustik, dimana untuk mendapatkan korelasi yang bagus juga perlu menggunakan *wavelet* yang cocok untuk masing-masing data sumur hasil dari *well seismic tie*. Dalam proses inversi ini dilakukan beberapa data input berupa horizon, data sumur, dan hasil model inisial serta dengan menginput beberapa parameter pra-inversi yang dilakukan secara *trial error* dengan mengatur parameter number *iteration*, *block size*, dan jenis inversinya. Selanjutnya, dapat dilihat representatif nilai AI pada hasil inversi penampang *seismic* dan log AI, hal ini menunjukkan hasil baik jika nilai AI pada data *seismic* dan data log memiliki kecocokan warna pada nilai impedansi akustik data sumur dengan warna nilai impedansi akustik hasil inversi.

• Persebaran Porositas

Pada pengolahan model porositas yang dihasilkan dilakukan dengan menggunakan persamaan *trace math* dari hasil pemodelan inversi impedansi akustik. Persamaan ini didapatkan dengan melakukan *crossplot* nilai log porositas dengan log P-impedance hasil inversi pada data sumur. Dimana hasil *crossplot* tersebut menghasilkan suatu persamaan regresi dari kedua log tersebut dengan menunjukkan korelasi, sehingga mendapatkan pemodelan porositas bawah permukaan dari data seismik. Adapun persamaan regresinya adalah sebagai berikut, $porositas = -0.00138082 \times inverted + 53,8767$. Dari persamaan tersebut nantinya akan dilakukan perhitungan dengan menggunakan fungsi *trace math* pada *Hampson Russel*. Dan dengan persamaan tersebut didapatkan persebaran nilai porositas dengan satuan %.

• Persebaran Densitas

Sama halnya dengan pengolahan model densitas yang dihasilkan dilakukan dengan menggunakan persamaan *trace math* dari hasil pemodelan inversi impedansi akustik. Persamaan ini didapatkan dengan melakukan *crossplot* nilai log densitas dengan log P-impedance hasil inversi pada data sumur. Dimana hasil *crossplot* tersebut menghasilkan suatu persamaan regresi dari kedua log tersebut dengan menunjukkan korelasi, sehingga mendapatkan persebaran nilai densitas bawah permukaan dari data *seismic*. Adapun persamaan regresinya sebagai berikut $densitas = 0,000021841 \times inverted + 1,78863$. Dari persamaan tersebut nantinya akan dilakukan perhitungan dengan menggunakan fungsi *trace math* pada *Hampson Russel*. Dan dengan persamaan tersebut didapatkan persebaran nilai densitas dengan satuan gr/cc. Nilai parameter petrofisika dalam satu sekuen yang merupakan batas sekuen memiliki nilai yang sama (sebagian sama).

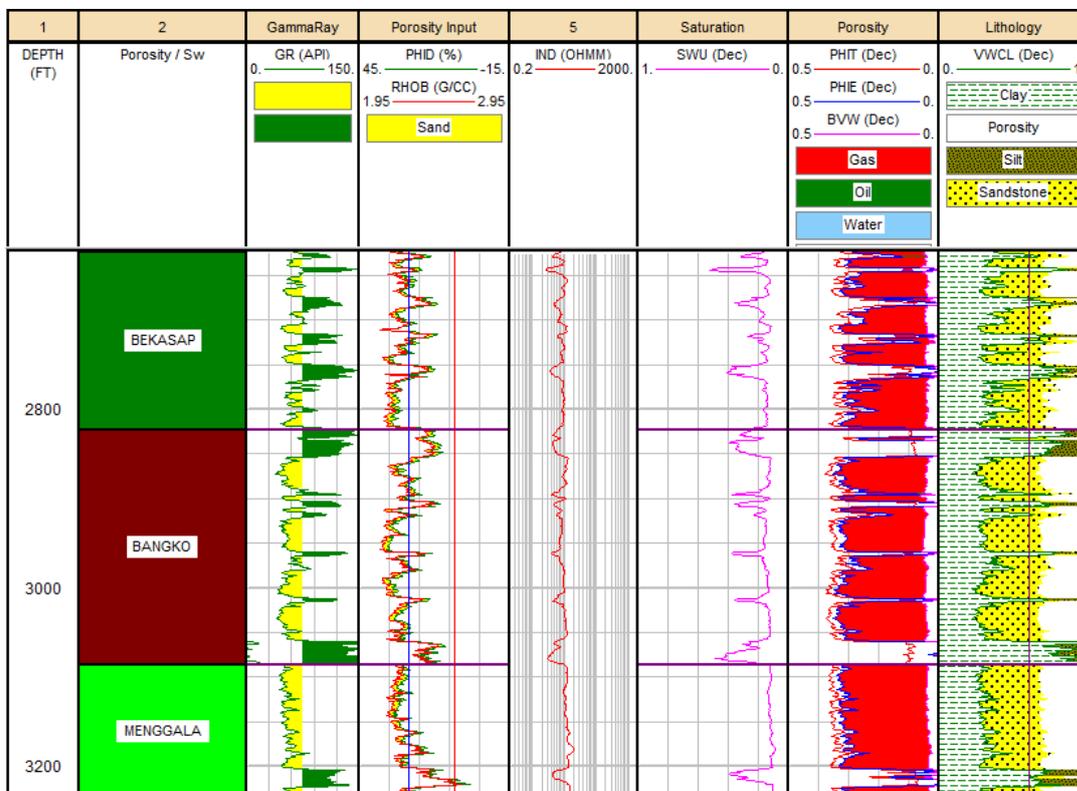
3. HASIL DAN PEMBAHASAN

Stratigrafi regional dari Cekungan Sumatera Tengah terdiri atas beberapa unit formasi dan kelompok batuan, yang disusun dari yang paling tua hingga yang paling muda. Unit-unit tersebut meliputi batuan dasar (*basement*), Kelompok Pematang, Kelompok Sihapas, Formasi Petani, dan Formasi Minas. Menurut Eubank dan Makki (1981) seperti yang dijelaskan dalam Heidrick dan Aulia (1993), batuan dasar yang berusia Pra-Tersier berperan

sebagai dasar bagi Cekungan Sumatera Tengah dan terbagi menjadi empat satuan litologi, yaitu: Mergui Terrane, Kualu Terrane, Mallaca Terrane dan Mutus Assemblage.

Menurut sistem minyak bumi di Cekungan Sumatera Tengah, lapisan penyimpan (*reservoir*) dan penutup (*seal*) dapat ditemukan pada Kelompok Sihapas. Pada formasi yang diidentifikasi sebagai batuan penutup yaitu Formasi Telisa, dapat dilihat bahwa dari hasil analisis kualitatif dan kuantitatif pada Sumur Merak-1, Sumur Garib-1 dan Sumur Melibur-1, pada Formasi Telisa dan Formasi Duri didominasi litologi *shale* dengan nilai log gamma ray yang tinggi, sedangkan analisis zona *reservoir* pada ketiga sumur ditunjukkan bahwa pada Formasi Bangko, Bekasap dan Menggala diidentifikasi sebagai zona *reservoir*. Hal ini dapat ditunjukkan bahwa litologi yang mendominasi dari ketiga formasi tersebut adalah batupasir.

Pada dasarnya batupasir dikategorikan sebagai penyusun utama zona *reservoir*, selain itu, hasil perhitungan nilai saturasi air (*Sw*) menunjukkan bahwa pada Formasi Bangko, Bekasap dan Menggala memiliki nilai *Sw* pada rentang 17%-60%. Menurut Adim (1993) di dalam Dewanto (2016) untuk *reservoir* yang memiliki nilai saturasi fluida dalam rentang 50%-60% itu dapat diperkirakan sebagai jenis *reservoir* dengan kandungan minyak dan gas, selain itu pada ketiga formasi tersebut memiliki nilai porositas efektif yang besar dan mendukung dapat dijadikan sebagai zona *reservoir*.



Gambar 2. Jenis fluida berdasarkan nilai saturasi air (*Sw*) daerah target lapisan *reservoir* pada Formasi Bekasap, Bangko dan Menggala di Sumur Merak-1

3.1 Jenis fluida berdasarkan Nilai Sw

Tiga formasi pada sumur Merak-1 didominasi oleh beberapa daerah target lapisan reservoir, karena nilai *gamma ray* pada formasi Bekasap, Bangko dan Menggala nilainya kecil dengan litologi batu pasir (GR warna kuning) serta terjadi separasi antara log porositas (PHD) dan log densitas (RHOB). Ketiga formasi tersebut juga terdapat sisipan-sisipan tipis dengan litologi *shale* (GR warna hijau). Meskipun resistivitasnya tidak terlalu tinggi, namun tiga formasi tersebut dikatakan daerah target lapisan reservoir yang produktif dengan nilai saturasi fluida (Sw) sekitar 18% (rendah) dan jenis fluidanya menunjukkan gas (warna merah), ditunjukkan dalam Gambar 2.

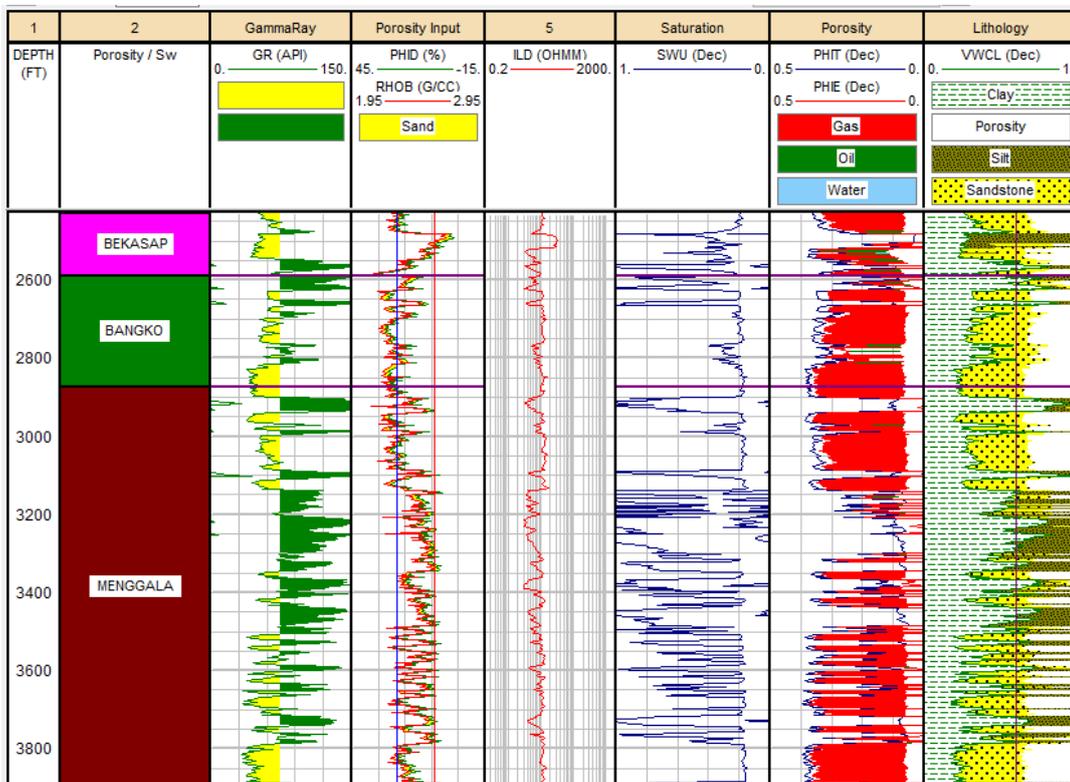
Selanjutnya pada sumur Melibur-1 beberapa daerah target lapisan reservoir terdapat di formasi Bekasap, Bangko dan Menggala karena nilai *gamma ray* kecil dengan litologi batu pasir (GR warna kuning) serta terjadi separasi antara log porositas (PHD) dan log densitas (RHOB).

Ketiga formasi tersebut juga terdapat sisipan-sisipan litologi *shale* (GR warna hijau). Nilai saturasi fluida (Sw) sekitar 20%, dan jenis fluidanya menunjukkan gas (warna merah), ditunjukkan dalam Gambar 3. Kemudian untuk sumur Garib-1, beberapa daerah target lapisan reservoir berada pada formasi Bekasap, Bangko dan Menggala (kelompok Sihapas), karena nilai *gamma ray* pada kelompok Sihapas (formasi Bekasap, Bangko dan Menggala) nilainya kecil dengan litologi batu pasir serta terjadi separasi antara log porositas (PHD) dan log densitas (RHOB). Terdapat juga pada

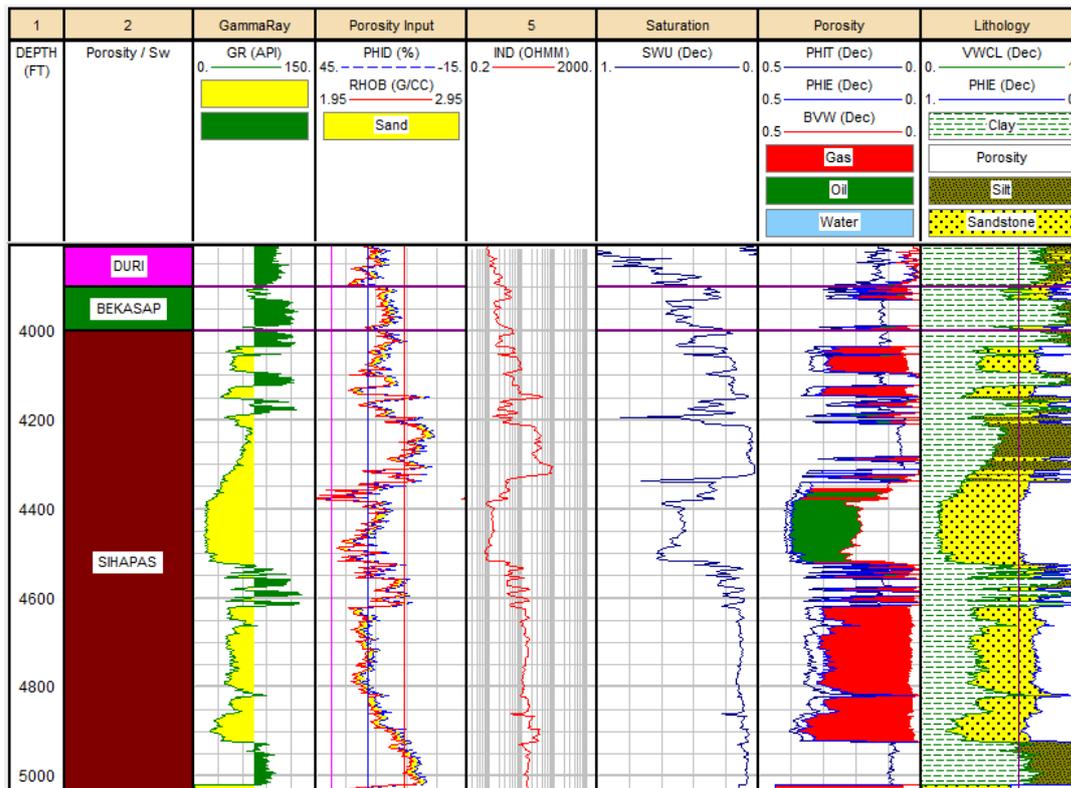
ketiga formasi tersebut sisipan-sisipan tipis dengan litologi *shale* (GR warna hijau). Meskipun resistivitasnya tidak terlalu tinggi, namun tiga formasi tersebut dikatakan daerah target lapisan reservoir yang produktif dengan nilai saturasi fluida (Sw) antara 17%-60% sedangkan jenis fluidanya menunjukkan minyak (warna hijau) dan gas (warna merah), ditunjukkan dalam Gambar 4.

3.2 Nilai Porositas, Densitas Dan Impedansi Akustik

Picking horizon merupakan proses untuk mengidentifikasi dan menentukan zona target dengan menentukan bentuk kemenerusannya secara horizontal pada data seismik. Sebelum melakukan suatu *picking horizon*, perlu diperhatikan struktur data seismik, seperti adanya patahan, lipatan, dan lain-lain. *Picking horizon* dilakukan pada suatu zona target yang terdapat di salah satu formasi di daerah penelitian cekungan. (Rismawati, 2019). Gambar 5 menunjukkan penampang seismik yang sudah terbagi menjadi lima sekuen dan terdapat tiga sumur di lapangan X Cekungan Sumatera Tengah tersebut, dari kiri ke kanan terdapat tiga sumur mulai dari Sumur Merak-1, Melibur-1 dan Garib-1. Adapun data yang digunakan dalam melakukan inversi adalah seismik 2D yang dilewati oleh 3 data sumur, yaitu Merak-1, Melibur-1 dan Garib-1. Dimana inversi yang digunakan ialah inversi impedansi akustik dengan tipe *model based*, dimana dalam melakukan inversi menggunakan data ikat atau kontrol berupa data sumur yang akan diekstraksi menjadi model geologi



Gambar 3. Jenis fluida berdasarkan nilai saturasi air (Sw) daerah target lapisan reservoir pada Formasi Bekasap, Bangko dan Menggala di Sumur Melibur-1



Gambar 4. Jenis fluida berdasarkan nilai saturasi air (Sw) daerah target lapisan reservoir pada Formasi Bekasap, Bangko dan Menggala di Sumur Garib-1

Sebelum melakukan proses inversi, terlebih dahulu akan dilakukan pembuatan model *initial* atau model geologi dengan menyebarkan nilai impedansi akustik dari data *log* pada data seismik yang akan digunakan sebagai acuan atau data ikat. Dalam pembuatan model *initial* dilakukan dengan filter *highcut* frekuensi 8/13 Hz yang mana digunakan untuk menghilangkan frekuensi yang tinggi.

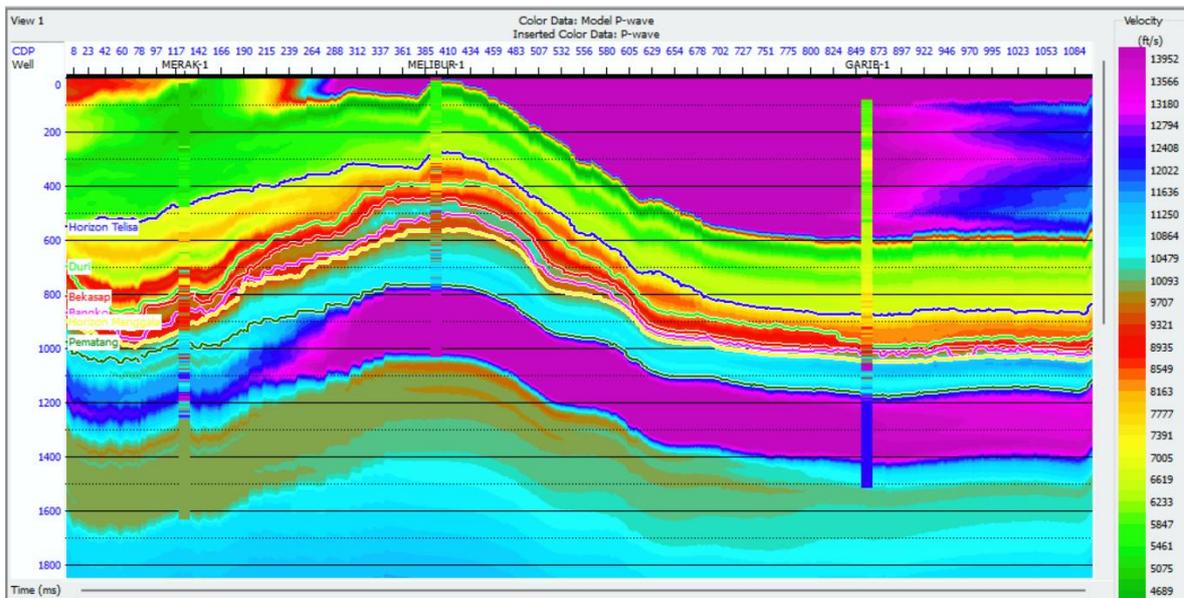
Sekuen stratigrafi merujuk pada unit stratigrafi yang terdiri dari urutan-urutan lapisan batuan yang relatif selaras dan secara genetik terhubung, serta dibatasi oleh bidang ketidakselarasan atau bidang selaras korelatifnya (Mitchum, 1997; Fercanza, dkk., 2017). Studi stratigrafi dilakukan untuk mengetahui penyebaran lapisan batuan di suatu daerah. Melalui penelitian tentang sejarah, umur relatif, komposisi dan distribusi perlapisan batuan dalam stratigrafi, sejarah bumi dapat dipahami. Dalam kajian stratigrafi, lapisan-lapisan batuan ditafsirkan sehingga dapat menjelaskan sejarah bumi secara lebih rinci.

Sekuen stratigrafi dapat mempermudah dalam mengenali dan menafsirkan petroleum system, termasuk fasies batuan induk (*source rock*), reservoir, dan batuan tudung (*seal*) yang pada akhirnya dapat mengurangi risiko kegiatan eksplorasi dan meningkatkan korelasi antara satuan-satuan reservoir untuk tujuan eksploitasi. Hal ini disebabkan oleh urutan lapisan batuan yang relatif selaras dan secara genetik terhubung dalam sekuen stratigrafi, yang dibatasi oleh bidang ketidakselarasan di bagian atas dan bawahnya

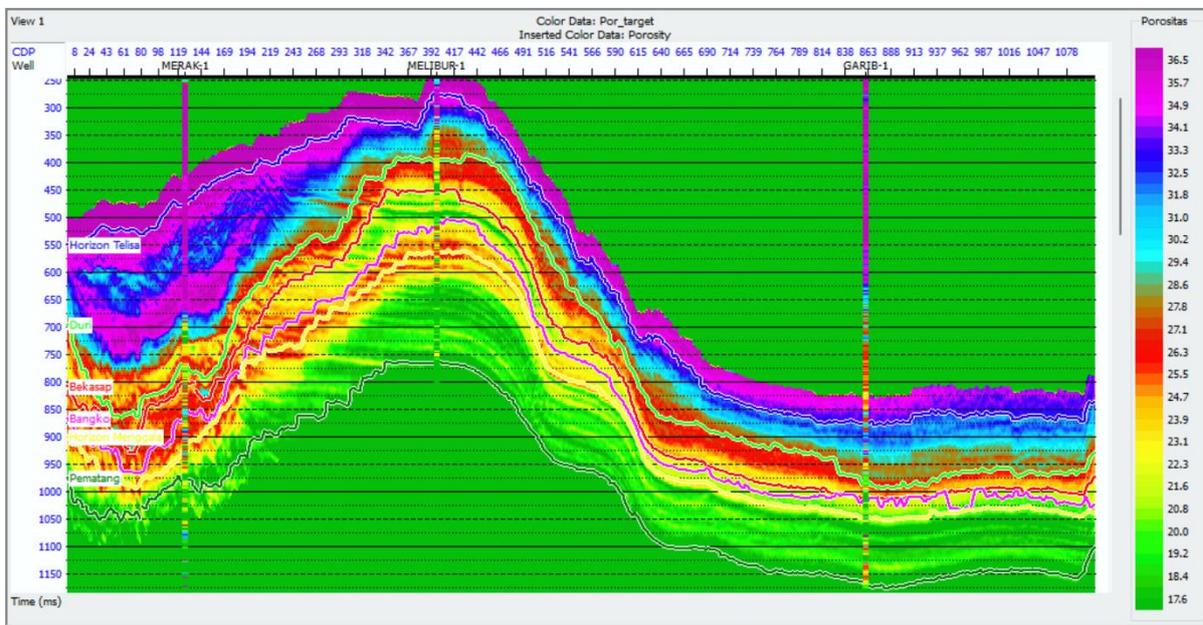
sehingga nilai parameter petrofisika batuan dalam satu sekuen hampir sama.

Berdasarkan penampang nilai porositas dalam Gambar 6 menunjukkan nilai porositas yang ditandai dengan warna hijau hingga ungu. Nilai porositas rendah ditunjukkan dengan warna hijau dan tinggi ditunjukkan warna ungu. Dalam persebaran nilai porositas memiliki korelasi dengan persebaran impedansi akustik setiap horizon (formasi), yaitu Telisa, Duri, Bekasap, Bangko, Menggala, dan Pematang, yang mana nilai impedansi akustik (AI) yang rendah akan menunjukkan nilai porositas yang tinggi yang menjadi zona prospek hidrokarbon.

Log neutron adalah jenis log porositas yang digunakan untuk mengukur jumlah ion hidrogen dalam formasi batuan. Pengukuran ini biasanya dilakukan dengan menggunakan log neutron bersamaan dengan log densitas yang digunakan untuk mengukur porositas batuan. Jika terdapat gas di dalam pori batuan, maka nilai porositas neutron yang ditunjukkan akan lebih kecil karena gas memiliki ion hidrogen yang lebih sedikit dibandingkan dengan air atau minyak. Efek penurunan nilai porositas neutron karena adanya gas di dalam pori-pori ini dikenal dengan istilah *gas effect*. Selain itu, terdapat juga efek akibat *shale effect* yang dapat mempengaruhi nilai porositas neutron total. *Shale effect* terjadi ketika kandungan *shale* pada formasi meningkat, sehingga membuat nilai porositas neutron meningkat karena ion hidrogen pada struktur lempung dan air yang terikat



Gambar 5. Model Awal (sumur dan penampang seismik)



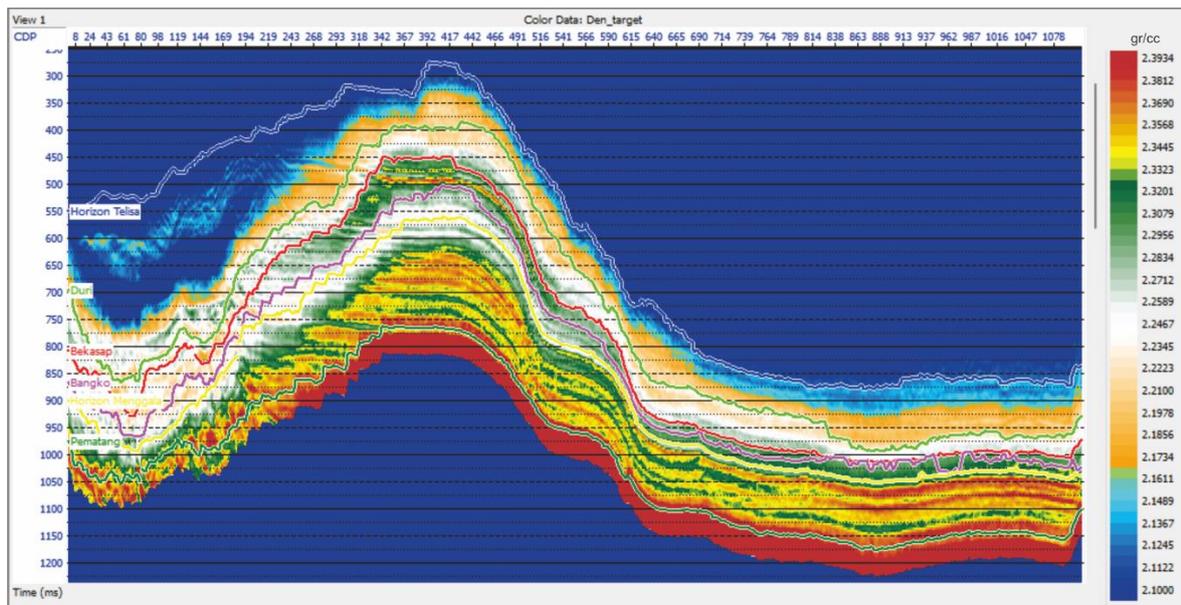
Gambar 6. Nilai porositas pada formasi Bekasap, Bangko dan Menggala

pada lempung tersebut juga dihitung sebagai ion hidrogen yang terdapat pada pori-pori batuan (Nukefi, 2007).

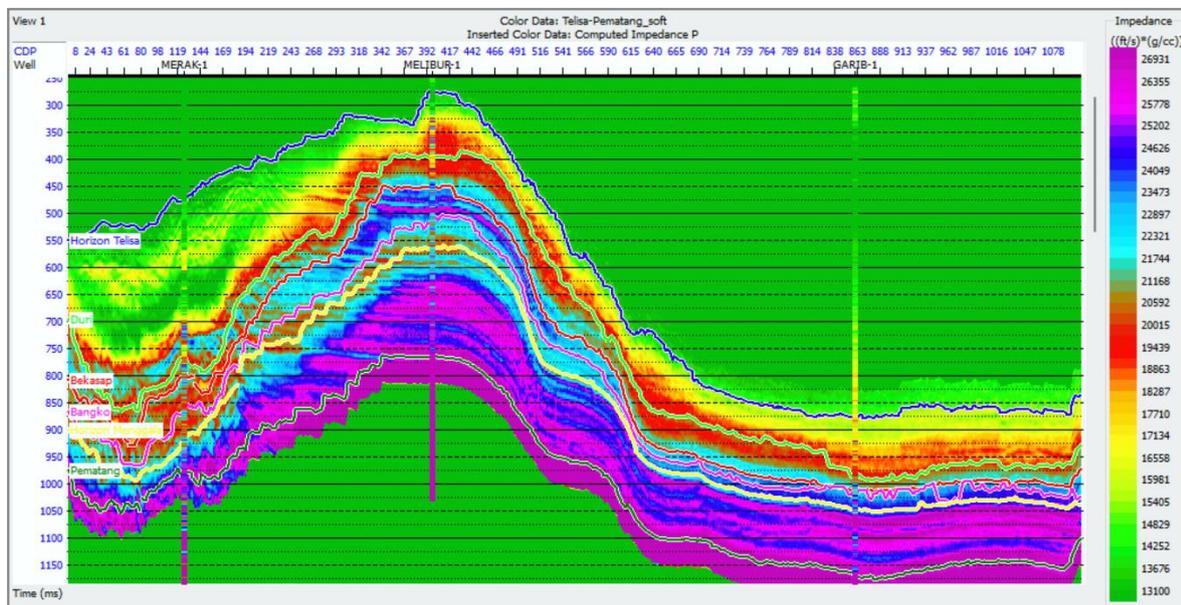
Nilai porositas pada Sumur Merak-1 secara vertikal di formasi Bekasap 22-34%, Bangko 20-34% dan Menggala 26-35%, sedangkan secara horizontal untuk ketiga sumur Merak-1, Garib-1 dan Melibur-1 pada formasi Bekasap, Bangko dan Menggala dalam sistem petroleum bertindak sebagai reservoir dan terletak dalam satu sekuen (sekuen yang ke-2) yang dibatasi sebelah atas oleh garis berwarna hijau muda dan bagian bawah oleh garis berwarna merah muda (*pink*). Nilai porositas pada ketiga formasi tersebut antara 23,9%-27,8%, ditunjukkan dalam Gambar 6. Dalam perhitungan porositas batuan menggunakan dua nilai densitas yang berbeda yaitu *bulk* densitas (ρ_b atau RHOB) dan densitas matriks (ρ_{ma}). Densitas total batuan dapat diukur menggunakan alat densitas log dan

terdiri dari bagian solid batuan dan fluida, yang disebut dengan *bulk* densitas. Di sisi lain, densitas matriks adalah densitas dari bagian batuan yang terdiri dari matriks saja, tanpa adanya fluida yang diukur secara terpisah (Asquith & Krygowski, 2004).

Nilai densitas pada formasi Bekasap, Bangko dan Menggala yang terletak dalam satu sekuen (sekuen yang ke-2) yang dibatasi sebelah atas oleh garis berwarna merah dan bagian bawah oleh garis berwarna hijau, mempunyai nilai antara 2,2-2,3 gr/cc (Gambar 7). Nilai impedansi akustik pada formasi Bekasap, Bangko dan Menggala antara 18863-22897 ft/s. g/cc, ditunjukkan dalam Gambar 8. Formasi Bekasap, Bangko dan Menggala terletak pada satu sekuen (sekuen-2) yang dibatasi sebelah atas oleh garis berwarna hijau dan bagian bawah oleh garis berwarna hijau.



Gambar 7. Nilai densitas pada formasi Bekasap, Bangko dan Menggala



Gambar 8. Nilai impedansi akustik pada formasi Bekasap, Bangko dan Menggala

Dengan mengetahui penyebaran parameter petrofisika, yaitu porositas (ϕ), densitas (ρ) dan impedansi akustik (AI) maka akan membantu tahap dalam melakukan evaluasi formasi. Dalam penelitian ini sebenarnya sudah bisa diidentifikasi nilai S_w , tetapi belum akurat sehingga perlu dilakukan penelitian tentang penyebaran saturasi air, sehingga akan memudahkan dalam menentukan jenis fluida berdasarkan hasil penelitian para peneliti yang sudah disebutkan di atas.

4. KESIMPULAN

Berdasarkan nilai saturasi air (S_w) di formasi Bekasap, Bangko dan Menggala pada sumur Merak-1, Garib-1 dan Melibur-1 diketahui jenis fluidanya adalah gas dan minyak. Parameter petrofisika berupa nilai persebaran porositas, densitas dan impedansi akustik di formasi Bekasap,

Bangko dan Menggala telah diketahui sehingga bermanfaat sebagai karakteristik reservoir pada daerah tersebut terutama sumur Merak-1, Garib-1 dan Melibur-1.

Temuan yang menarik dari hasil tersebut adalah jenis fluida dan karakteristik reservoir tersebut dan bisa digunakan untuk penelitian evaluasi formasi serta mendukung *petroleum system* di lapangan X di Pesisir Cekungan Sumatra Tengah. Tindak lanjut ke depannya mungkin perlu digunakan data seismik 3D.

UCAPAN TERIMA KASIH

Penulis mengucapkan terima kasih kepada Kepala Pusat Data dan Informasi Teknologi (Pusdatin) serta Kepala Balai Besar Survei dan Pemetaan Geologi Kelautan (BBSPGL) Bandung atas izin penggunaan data dan fasilitas selama penelitian hingga penelitian ini dapat terselesaikan.

DAFTAR PUSTAKA

- Adim, H. (1993). *Pengetahuan Dasar Ilmu Mekanika Reservoir dan Petunjuk Analisa Laboratorium Dari Sifat-Sifat Batuan Reservoir*. Jakarta: Pusat Penelitian dan Pengembangan Teknologi Minyak dan Gas Bumi (PPPTMGB) "LEMIGAS".
- Agustin, M.V., Novian, M.I., Darmawan, A., & Agung, T. (2017). Sekuen Stratigrafi Sub-Cekungan Palembang Berdasarkan Data Pemboran Pada Sumur "SSB", Kabupaten Musi Waras, Provinsi Sumatera Selatan. *Proceeding, Seminar Nasional Kebumihan Ke-10: Peran Penelitian Ilmu Kebumihan Dalam Pembangunan Infrastruktur Di Indonesia*. 1-15.
- Archie, G. E. (1941). The Electrical Resistivity Log as an Aid in Determining Some Reservoir Characteristics. *Trans., AIME*, 146(1), 54-62.
- Asquith, G. & Krygowski, D. (2004). *Basic Well log Analysis Second Edition*. AAPG Methods in Exploration series no.16. American Association of Petroleum Geologist: USA.
- Dewanto, O. (2016). *Petrofisika Log Edisi-1*. CV. Anugrah Utama Raharja (AURA).
- Elhossainy, M.M., Basal, A.K., El Badrawy, H.T., Salam, S.A. & Sarhan, M.A. (2021). Well logging data interpretation for appraising the performance of Alam El-Bueib reservoir in Safir Oil Field, Shushan Basin, Egypt. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 11, 2075-2089. <https://doi.org/10.1007/s13202-021-01165-7>.
- Emery, D., & Myers, K.J. (1996). *Sequence Stratigraphy*. Cambridge University Press.
- Eubank, R.T., & Makki, A.C. (1981). Structural Geology of the Central Sumatra Back-Arc Basin. Indonesian Petroleum Association 10th Annual Convention. <https://doi.org/10.29118/IPA.203.153.196>.
- Fercanza, F., Gani, F.M.G., Abdurrokhim, Muljana, B. & Budiana, R. (2017). Sikuen Stratigrafi dan Paleogeografi Formasi Talang Akar Pada Area "Fercanza", Cekungan Jawa Barat Utara. *Bulletin of Scientific Contribution*, 15(1), 53-68.
- Heidrick, T. L., & Aulia, K. (1993). A Structural and Tectonic Model of the Coastal Plains Block, Central Sumatra Basin, Indonesia. Proceedings Indonesian Petroleum Association, 22nd Annual Convention, IPA 93-1.1-179 Jakarta. <https://doi.org/10.29118/IPA.572.285.317>.
- Irawan, D. & Utama, W. (2009). Analisis Data Well Log (Porositas, Saturasi Air, dan Permeabilitas) untuk menentukan Zona Hidrokarbon, Studi Kasus: Lapangan "ITS" Daerah Cekungan Jawa Barat Utara. *Jurnal Fisika Dan Aplikasinya*, 5(1), 1-7.
- Kendall, CGSC. (2014). *Sequence Stratigraphy*. Earth and Ocean Sciences, University of South Carolina, Columbia, SC, USA: Encyclopedia of Marine Geosciences. https://doi.org/10.1007/978-94-007-6644-0_178-1.
- Maulana, M.I., Utama, W., & Hilyah, A. (2016). Analisis Petrofisika dan Penentuan Zona Potensi Hidrokarbon Lapangan "Kaprasida" Formasi Baturaja Cekungan Sumatera Selatan. *Jurnal Teknik ITS*, 5(2), B-503-B-505.
- Mitchum, C. (1977). *Sequence Stratigraphy Method for Exploration*. American Association of Petroleum Geologists: Tulsa.
- Mulyanto, B.S., Dewanto, O. & Rizky, S. (2018). Determining Layer Oil Shale as New Alternative Energy Sources Using Core Analysis and Well Log Method. *International Journal of Engineering & Technology (UAE)*, 7(4.36), 941-949.
- Nadhifah, N. (2022). Potensi Minyak Dan Gas Bumi Pada Formasi Cepu Berdasarkan Integrasi Data Sumur Dan Geokimia Di Cekungan Jawa Timur Utara. *Skripsi*. Teknik Geofisika Universitas Lampung. 1-114.
- Nukefi, A. (2007). Karakterisasi Reservoir dan Perhitungan Volumetrik Cadangan Hidrokarbon pada Reservoir "A", Lapangan Dalmatian, Cekungan Natuna Barat. *Skripsi Teknik Geologi, Fakultas Ilmu dan Teknologi Kebumihan Institut Teknologi Bandung*.
- Pamungkas, Fikri, D.I.J., & Herawan, T.H. (2017). Analisis Fasies Sekuen Stratigrafi Untuk Menentukan Lingkungan Pengendapan Dari Formasi Penosogan Zona Serayu Selatan Jawa Tengah. *Proceeding, Seminar Nasional Kebumihan Ke-10: Peran Penelitian Ilmu Kebumihan Dalam Pembangunan Infrastruktur Di Indonesia*. 912-920.
- Pratiknyo, S., Dewanto, O., Haerudin, N. & Sulistiyono. (2017). Estimasi Cadangan Migas Berdasarkan Analisis Petrofisika Dan Interpretasi Seismik Pada Formasi Talang Akar Dan Formasi Lemat Di Lapangan "RF" Cekungan Sumatera Selatan. *Jurnal Geofisika Eksplorasi*, 3(1), 71-84. <https://dx.doi.org/10.23960/jge.v3i1.1079>.
- Putri, H.L. (2017). Analisis Petrofisika Dan Karakterisasi Reservoir Migas Berdasarkan Data Log Dan Data Core Pada Sumur H2, H4, H5 Dan H6 Lapangan HLP Cekungan Bintuni, Papua Barat. *Skripsi*, Teknik Geofisika Universitas Lampung. 1-92.
- Ridwan, M.I. (2014). Analisis Sikuen Stratigrafi Dan Pemodelan Fasies Formasi Tanjung Berdasarkan Data Log Sumur Dan Data Inti Batuan Pada Lapangan Mir Cekungan Barito, Kalimantan Selatan. *Naskah Publikasi Tugas Akhir*, Program Studi Teknik Geologi, Fakultas Teknik Universitas Diponegoro. 1-15.
- Rismawati. (2019). Prediksi Sebaran Properti Log Untuk Karakterisasi Zona Reservoir Menggunakan Metode Seismic Inversi Impedansi Akustik Dan Analisis Multiatribut Pada Lapangan Sands Formasi Baturaja Dan Talang Akar Cekungan Sumatera Selatan.

- Skripsi, Teknik Geofisika Universitas Lampung.
- Schlumberger. (2016). Oilfield Review. *Oilfield Review in published and printed in the USA, Articles*, 28(1): 1-55.
- Siallagan, F., Dewanto, O & Mulyatno, B.S. (2017). Analisis reservoir migas berdasarkan parameter petrofisika dari 7 sumur di Cekungan Sumatra Selatan. *Jurnal Geofisika Eksplorasi*, 3(2), 52-64. <http://doi.org/10.23960/jge.v3i2.1040>.
- Varhaug, M. (2016). *Basic Well Log Interpretation*. Schlumberger: Oilfield Review.
- Yuliantina, A. (2022). Evaluasi Formasi Grup Sihapas Dan Pematang Berdasarkan Integrasi Data Well Logging Dan Geokimia Pada Sumur C Dan D Lapangan AIS Cekungan Sumatera Tengah. *Skripsi*. Teknik Geofisika Universitas Lampung. 1-93.