



Petrofisika dan Pemodelan untuk Evaluasi Potensi Hidrokarbon Serpilh Formasi Kelesa, Cekungan Sumatra Tengah

Petrophysics and Modeling for Shale Hydrocarbon Potential Evaluation of Kelesa Formation, Central Sumatra Basin

Masykur Widhiyatmoko¹, Nurul Isnania Putri¹, Moh Heri Hermiyanto Zajuli¹, Yusup Iskandar¹, Ivan Rodearna Siallagan, Iwan Sukma Gumilar¹, dan Indra Nurdiana¹

¹Pusat Survei Geologi, Jalan Diponegoro No. 57 Bandung, Jawa Barat

e-mail: masykurwidhiyatmoko@gmail.com

Naskah diterima: 06 Juni 2022, Revisi terakhir: 31 Agustus 2022, Disetujui: 12 Oktober 2022, Online: 12 Oktober 2022

DOI: <http://dx.doi.org/10.33332/jgsm.geologi.v23.4.205-215>

Abstrak - Hidrokarbon serpih merupakan sumber energi minyak dan gas bumi non-konvensional yang terperangkap dalam formasi batuan serpih kaya akan kandungan material organik, akan tetapi memiliki porositas dan permeabilitas yang sangat rendah. Penyelidikan ini memiliki tujuan untuk menjelaskan proses karakterisasi serpih Formasi Kelesa yang berpotensi sebagai pembawa hidrokarbon serpih berdasarkan perbedaan kondisi geologi, struktur, petrofisika, geokimia, dan geomekanika. Penyelidikan ini dilakukan pada Formasi Kelesa di Cekungan Sumatra Tengah, Provinsi Riau. Penyelidikan ini menggunakan data hasil analisis laboratorium geokimia, data log sumur, dan data seismik 2D. Data log sumur digunakan untuk analisis petrofisika yang menghasilkan nilai property batuan pembawa hidrokarbon serpih, yaitu kandungan serpih, TOC, dan indeks kegetasan. Data hasil analisis laboratorium geokimia digunakan untuk kalibrasi hasil analisis petrofisika. Interpretasi seismik dengan melakukan penarikan horizon Formasi Kelesa menghasilkan peta struktur kedalaman. Pemodelan statis property kandungan serpih, TOC, dan indeks kegetasan dilakukan dengan mengintegrasikan hasil interpretasi seismik dan analisis data sumur. Selain itu, analisis sejarah pengendapan atau *burial history* dilakukan untuk membuat pemodelan kematangan. Integrasi dari semua hasil pengolahan data menentukan daerah menarik (*sweet spot*) dari serpih Formasi Kelesa di daerah penyelidikan.

Katakunci : Daerah menarik, Formasi Kelesa, hidrokarbon serpih, petrofisika.

Abstract - Shale hydrocarbons are non-conventional oil and gas energy sources trapped in shale rock formations that are rich in organic material content, but have very low porosity and permeability. This study aims to explain the process of characterizing the shale of the Kelesa Formation which has the potential as a carrier of shale hydrocarbons based on differences in geological, structural, petrophysical, geochemical, and geomechanical conditions. This research was conducted in the Kelesa Formation in the Central Sumatra Basin, Riau Province. This study uses data from geochemical laboratory analysis, well log data, and 2D seismic data. Well log data is used for petrophysical analysis which produces property values of shale hydrocarbon carrier rock, namely shale content, TOC, and brittleness index. The data from the geochemical laboratory analysis is used to calibrate the results of the petrophysical analysis. Seismic interpretation by drawing the horizon of the Kelesa Formation produces a Depth Structure Map. Static modeling of shale content properties, TOC, and brittleness index was carried out by integrating the results of seismic interpretation and well data analysis. In addition, the analysis of depositional history or burial history is carried out to make maturity modeling. The integration of all data processing results determines the sweet spot of the Kelesa Formation shale in the study area.

Keywords: Sweet spot, Kelesa Formation, shale hydrocarbons, petrophysics.

PENDAHULUAN

Salah satu sumber daya energi yang berpotensi untuk menambah cadangan minyak dan gas bumi baru adalah akumulasi hidrokarbon yang terdapat dalam serpih kaya organik atau hidrokarbon serpih. Definisi hidrokarbon serpih atau *shale hydrocarbon* adalah sumber energi migas non-konvensional (MNK) yang terperangkap dalam formasi batuan serpih yang kaya akan kandungan material organik, tetapi memiliki porositas dan permeabilitas yang sangat rendah (Zou, dkk., 2013). Hidrokarbon serpih dapat dibagi menjadi bentuk gas serpih dan minyak serpih.

Serpih mempunyai ukuran butir lempung hingga pasir halus dengan struktur belah (*fissile*) dan berlaminasi (Boggs, 2001). Serpih memiliki kandungan mineral lempung yang dominan. Serpih memiliki berbagai jenis seperti *black shale*, *carbonaceous shale*, *siliceous shale*, *ferruginous shale*, dan *calcareous shale*. Jenis serpih yang kaya akan kandungan material organik yaitu, serpih hitam dan serpih karbonat. Pembentukan hidrokarbon serpih terjadi pada saat serpih mengalami proses diagenesis dan generasi gas dan/atau minyak dalam cekungan sedimen. Serpih hitam umumnya disusun oleh material organik, pirit, dan siderit dengan TOC berkisar antara 3-15 %. Serpih karbonat umumnya disusun oleh material organik dengan TOC berkisar antara 10-20 %. Chinn (1991) menjelaskan bahwa karakteristik serpih yang dapat ditindaklanjuti untuk pengembangan secara komersial memiliki kriteria sebagai berikut:

1. Memiliki kandungan TOC lebih dari 1 %,
2. Berada dalam periode tingkat kematangan gas dan/atau minyak,
3. Memiliki kandungan mineral getas lebih dari 48 %,
4. Ketebalan efektif dari serpih tersebut adalah lebih dari 30 m ketika lapisan serpih tersebut menerus tanpa ada perselingan,
5. Ketebalan efektif dari serpih tersebut adalah lebih dari 50 m ketika perlapisan serpih tersebut tidak menerus atau memiliki TOC kurang dari 1 %.

Selain itu, serpih minyak (*oil shale*) adalah batuan yang mengandung bahan organik padat (sering disebut kerogen) yang menghasilkan hidrokarbon ketika dipirolisis atau dipanaskan sampai dengan suhu 500°C (Hutton, 2006). Serpih minyak tidak selalu berasal dari serpih, dapat berasal dari batugamping ataupun dari batulempung. Sebagian besar minyak yang dihasilkan merupakan hasil

turunan dari maseral liptinit, terutama alginite. Serpih minyak biasanya terdapat pada serpih yang kaya akan bahan organik. Serpih penghasil serpih minyak mempunyai tingkat kematangan yang belum mencapai matang atau masih belum matang (*immature*). Berdasarkan sumber material organik, endapan serpih minyak dibagi ke dalam tiga kelompok utama, yaitu:

1. Endapan serpih minyak terestrial, berkomposisi liptinit yang berasal dari tumbuhan darat (spora, kutikula dan resin).
2. Endapan serpih minyak lakustrin, berkomposisi liptinit yang berasal dari organisme lakustrin yang hidup dalam lingkungan air tawar, air payau (*brackish*) atau air asin.
3. Endapan serpih minyak marin, berkomposisi liptinit yang berasal dari alga laut, *arcritarchs* dan *dinoflagellata*.

Penyelidikan ini dilakukan oleh Pusat Survei Geologi, Badan Geologi, Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral yang berada di Cekungan Sumatra Tengah. Lokasi penyelidikan evaluasi potensi hidrokarbon serpih ini terletak di bagian selatan – barat dari Cekungan Sumatra Tengah yang secara administratif termasuk ke dalam wilayah Kabupaten Kuantan Singingi dan Kabupaten Indragiri Hulu, Provinsi Riau (Gambar 1). Fokus penyelidikan terdapat pada Formasi Kelesa yang secara dominan tersusun oleh batuan serpih.



Gambar 1. Lokasi daerah penyelidikan.

Penyelidikan ini memiliki tujuan untuk menjelaskan proses karakterisasi serpih Formasi Kelesa yang berpotensi sebagai pembawa hidrokarbon serpih berdasarkan perbedaan kondisi geologi, struktur, petrofisika, geokimia, dan geomekanika. Cakupan penyelidikan ini dibatasi pada data hasil analisis laboratorium geokimia, data log sumur, dan data seismik 2D. Data log sumur menghasilkan data petrofisika, geokimia, dan geomekanika. Data tersebut kemudian diintegrasikan sehingga dapat ditentukannya daerah menarik (*sweet spot*) serpih Formasi Kelesa di daerah ini.

GEOLOGI REGIONAL

Secara fisiografi, daerah penyelidikan berada pada Cekungan Sumatra Tengah, Provinsi Riau. Cekungan Sumatra Tengah merupakan cekungan busur belakang (*back-arc basin*) yang berkembang sepanjang tepi barat dan selatan Paparan Sunda. Cekungan Sumatra Tengah dibatasi oleh busur vulkanik dan Pegunungan Barisan pada bagian barat, di sebelah selatan cekungan dibatasi oleh Pegunungan Tigapuluh – Kampar, di sebelah utara cekungan dibatasi oleh Busur Asahan, dan pada bagian timur dibatasi oleh Paparan Sunda. Cekungan Sumatra Tengah ini relatif memanjang barat-laut-tenggara, dimana pembentukannya dipengaruhi oleh subduksi Lempeng Hindia-Australia di bawah Lempeng Eurasia. Cekungan ini terbentuk pada Paleogen (Eosen-Oligosen) membentuk blok setengah *graben* dan *horst* yang dihasilkan akibat dari regim ekstensional berarah timur-barat (Eubank & Makki, 1981).

Struktur geologi daerah Cekungan Sumatra Tengah memiliki pola yang hampir sama dengan Cekungan Sumatra Selatan, dimana pola struktur utama yang berkembang berupa struktur barat-laut-tenggara dan utara-selatan (Eubank & Makki, 1981; dalam Wibowo, 1995). Walaupun demikian, struktur berarah utara-selatan lebih dominan dibandingkan dengan struktur berarah barat-laut-tenggara. Cekungan Sumatra Tengah merupakan cekungan busur belakang yang pengendapan sedimennya dimulai pada awal Paleogen berupa *syn-rift sediment* yang kemudian disusul oleh pengendapan pada kondisi genang laut pada awal Miosen Awal - awal Miosen Tengah dan pengendapan selanjutnya berlangsung pada akhir Miosen Tengah - Plistosen dalam kondisi susut laut. Konfigurasi batuan dasar (*basement*) cekungan ini tersusun oleh batuan-batuan metasedimen berupa gres, kuarsit dan argilit. Batuan dasar ini diperkirakan berumur Mesozoik. Pada beberapa

tempat, batuan metasedimen ini terintrusi oleh granit (Koning & Darmono, 1984 dalam Wibowo, 1995). Lokasi penyelidikan yang terletak di bagian selatan – barat Cekungan Sumatra Tengah ini terutama tersusun atas batuan dasar Mesozoikum dan runtunan batuan berumur Paleogen-Neogen. Formasi batuan berumur tersebut terakhir meliputi Formasi Kelesa, Formasi Lakat, Formasi Tualang, Formasi Telisa, Formasi Binio, dan Formasi Korinci (Suwarna dkk., 1987; 1994).

Formasi Kelesa dapat dikolerasikan dengan Formasi Pematang di bagian utara Cekungan Sumatra Tengah dan dengan Formasi Lahat (de Coster, 1974) di Cekungan Sumatra Selatan. Formasi ini tersebar di bagian selatan Cekungan Sumatra Tengah, yaitu di Pegunungan Tigapuluh. Formasi Kelesa yang teramati di Sungai Pati Kayu Bukit Susah, sebelah barat daya dari Pegunungan Tigapuluh dapat dibagi menjadi 3 (tiga) bagian (Susanto dkk., 2004), yaitu bagian bawah berupa runtunan batuan klastika sangat kasar yang terdiri atas konglomerat dan breksi, bagian tengah berupa runtunan batuan klastika kasar-sedang yang terdiri atas batupasir konglomeratan dan batupasir bersisipan batulanau, serta bagian atas berupa runtunan batuan klastika halus yang terdiri atas perlapisan amalgamasi antara serpih dengan sisipan batulanau dan batupasir halus kaya bahan organik dan agak plastis berstruktur sedimen perlapisan sejajar. Hasil analisis polen memperlihatkan hadirnya *Pamae pollenite kutchensis*, *Discoidites borneensis*, *Durio avicennia*, *Acrostichun aureum*, *Verrucatosporites usmeusis*, dan *Triletespore*. Kumpulan fosil ini menunjukkan umur Eosen Akhir dengan lingkungan pengendapan berupa rawa air tawar (Heryanto & Hermiyanto, 2006). Formasi Kelesa memiliki kontak tidak selaras dengan Formasi Lakat yang menindihnya dan dengan batuan Mesozoikum di bawahnya.

DATA DAN METODOLOGI

Data

Ketersediaan data yang digunakan dalam penyelidikan ini terdiri dari:

- Data hasil analisis laboratorium geokimia pada batuan inti (*core*) dari sumur pengeboran yang berupa pirolisis Rock-Eval, *total organic carbon* (TOC), dan reflektansi vitrinit (Ro).
- Data log sumur berupa log sinar gamma, kaliper, resistivitas, densitas, porositas neutron, sonik, dan lumpur pengeboran pada 10 data sumur, yaitu AGHA-1, BENAI-1, CENAKO-1, EMAS-1, PARUM-17, PERAK-1, PERUNGGU-1, PURWO-1, RABUNG-1, WESTLIRIK-1,

Data seismik 2D yang berjumlah 289 lintasan seismik.

Metodologi

Metodologi penyelidikan yang digunakan secara umum terdiri atas tahap studi literatur, pengolahan data, dan analisis data. Tahap studi literatur meliputi kajian terkait kondisi geologi, struktur, dan stratigrafi regional dari penyelidikan terdahulu. Tahap pengolahan data meliputi pengolahan data hasil analisis laboratorium geokimia, data log sumur, dan data seismik 2D. Pada awal tahap pengolahan data dilakukan inventarisasi data hasil analisis laboratorium geokimia dari Formasi Kelesa di Cekungan Sumatra Tengah. Kemudian analisis petrofisika dilakukan dengan menggunakan data log sumur untuk mendapatkan nilai properti dari batuan tersebut. Nilai properti batuan meliputi nilai volume serpih (V_{sh}), *total organic carbon* (TOC), dan *brittleness index* (BI). Penentuan nilai volume serpih dilakukan dengan menggunakan beberapa metode, yaitu metode Linear, metode Stieber 1, metode Larinov 1 (*Paleogene-Neogene rocks*), dan metode Clavier 1. Penentuan nilai TOC dilakukan dengan menggunakan metode Passey (1990). Data TOC yang didapatkan dari hasil analisis laboratorium geokimia digunakan sebagai kalibrasi dengan perhitungan log TOC. Selanjutnya dilakukan penentuan nilai indeks kegetasan atau *brittleness index* (BI) yang berfungsi sebagai data geomekanika. Klasifikasi BI menggunakan metode Perez & Marfurt (2013) menerangkan bahwa sifat *brittle – ductile* suatu batuan ditentukan dengan mengasumsikan bahwa pori batuan semuanya terisi dengan fluida. Metode ini membutuhkan parameter nilai *Poisson's Ratio* dan *Modulus Young*. Pengolahan data seismik diawali dengan penarikan horizon dan struktur patahan sehingga menghasilkan peta struktur kedalaman. Selain itu, analisis sejarah pengendapan atau *burial history* dilakukan untuk membuat pemodelan kematangan. Tahap selanjutnya adalah analisis data yang meliputi analisis dan interpretasi dari data hasil pengolahan. Integrasi dari semua hasil pengolahan data menentukan daerah menarik (*sweet spot*) dari serpih Formasi Kelesa di daerah penyelidikan.

HASIL PENYELIDIKAN

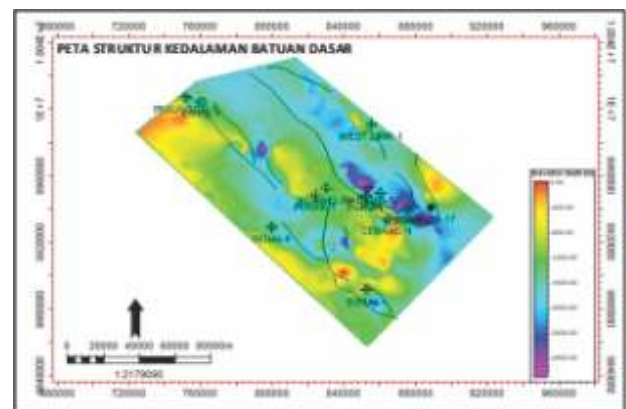
Interpretasi Seismik 2D dan Peta Struktur Kedalaman

Pola bawah permukaan secara menyeluruh untuk mendapatkan gambaran struktur dan stratigrafi dapat

diperoleh dengan melakukan interpretasi seismik. Interpretasi seismik dilakukan dengan menggunakan data yang tersedia berupa lintasan seismik 2D sebanyak 289 lintasan. Interpretasi seismik difokuskan pada 2 horizon, yaitu horizon Top Formasi Kelesa dan Top Batuan Dasar (*basement*). Penarikan horizon top formasi diawali dengan melakukan *well seismic tie*. Peta struktur kedalaman dibuat berdasarkan hasil interpretasi seismik 2D pada daerah ini. Interpretasi seismik menghasilkan horizon-horizon yang kemudian digunakan untuk membuat peta struktur waktu (*time structure map*) yang kemudian dikonversi menjadi peta struktur kedalaman (*depth structure map*) menggunakan kontrol dari data *checkshot* sumur. Dari peta struktur kedalaman terlihat bahwa Formasi Kelesa tidak melampar di seluruh daerah penyelidikan (Gambar 2). Formasi tersebut ditemukan pada beberapa tempat dengan ketebalan yang bervariasi. Peta struktur kedalaman yang dihasilkan adalah sebanyak 2 buah, yaitu Peta Struktur Kedalaman Horizon Top Formasi Kelesa dan Peta Struktur Kedalaman Horizon Top Batuan Dasar (*basement*; Gambar 3).



Gambar 2. Peta struktur kedalaman horizon Top Formasi Kelesa.



Gambar 3. Peta struktur kedalaman horizon Top Batuan Dasar (*basement*).

Analisis Petrofisika

Analisis petrofisika pada daerah penyelidikan dilakukan hanya pada interval formasi batuan pembawa hidrokarbon serpih, yaitu Formasi Kelesa. Analisis petrofisika dibutuhkan untuk menentukan nilai properti dari batuan pembawa hidrokarbon serpih yang meliputi kandungan volume serpih (Vsh), *total organic carbon* (TOC), dan *brittleness index* (BI). Properti tersebut digunakan untuk pemodelan statis dan estimasi sumber daya hidrokarbon serpih. Analisis petrofisika di daerah penyelidikan dilakukan pada 10 sumur, yaitu AGHA-1, BENAI-1, CENAKO-1, EMAS-1, PARUM-17, PERAK-1, PERUNGGU-1, PURWO-1, RABUNG-1, WEST LIRIK-1. Analisis ini membutuhkan data data log tali kawat dan laporan di semua sumur yang berada di daerah penyelidikan. Log tali kawat dalam format LAS terdiri dari data kedalaman, kaliper, sinar gamma, spontaneous potential, densitas, porositas neutron, resistivitas, dan sonik. Data sumur di daerah penyelidikan relatif sedikit dan tidak semua sumur memiliki kurva log yang lengkap karena merupakan blok eksplorasi. Keterbatasan kuantitas dan kualitas data log tali kawat dari setiap sumur di daerah penyelidikan membuat pemetaan dan pemodelan properti petrofisika kurang detail. Tahap awal analisis petrofisika adalah proses koreksi lingkungan data log tali kawat. Hal ini disebabkan oleh perbedaan kondisi lingkungan satu sumur dengan sumur lainnya pada saat proses pengeboran. Koreksi lingkungan data log tali kawat dilakukan pada log sinar gamma, resistivitas, densitas, dan porositas neutron. Semua proses analisis petrofisika dilakukan dengan menggunakan perangkat lunak *Interactive Petrophysics*.

Analisis Volume Serpih (Vsh)

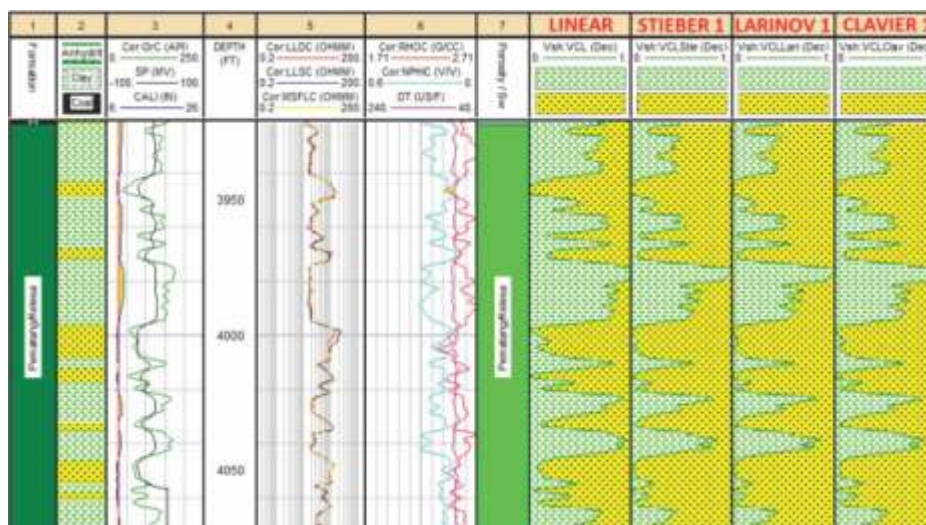
Perhitungan Vsh memerlukan data log sinar gamma dan menggunakan beberapa metode, yaitu metode Linear, metode Stieber 1, metode Larinov 1 (*Paleogene-Neogene rocks*), dan metode Clavier 1 (Gambar 3 dan 4). Kemudian, dipilih perhitungan Vsh dengan metode Linear yang sesuai dengan penentuan volume serpih di daerah penyelidikan, yaitu menggunakan persamaan sebagai berikut:

$$Vsh = \frac{GRmax - GRmin}{GRmax - GRmin} \quad (1)$$

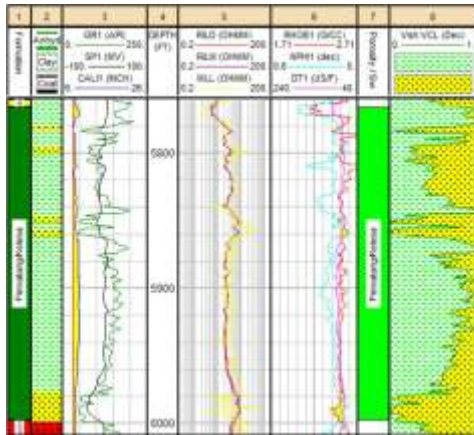
dengan:

- Vsh : Volume serpih (v/v)
- GRlog : Nilai log sinar gamma pada lapisan yang dihitung (API)
- GRmin : Nilai log sinar gamma minimal pada interval *clean sand* (API)
- GRmax : Nilai log sinar gamma maksimal pada interval *pure shale* (API)

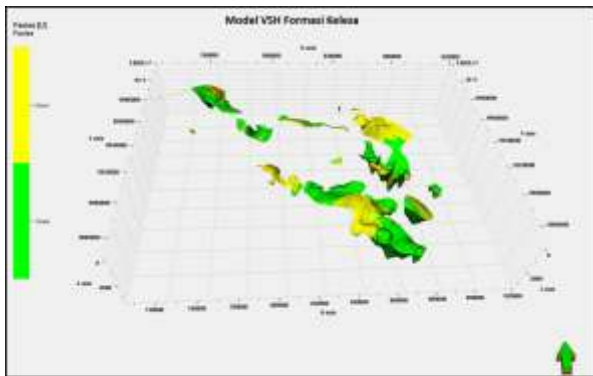
Pemodelan volume serpih (Vsh) menggunakan metode *Sequential Gaussian Simulation* (SGS) dengan arah utama 60.000 dan arah minor 35.000. Pada dua gambar di bawah ini terlihat bahwa Gambar 5 menunjukkan penyebaran Vsh yang bervariasi di daerah penyelidikan. Gambar 6 adalah hasil pemodelan fasies menggunakan litofasies berdasarkan *shaliness* (Vsh) dengan *cut off* Vsh > 0,5, dimana nilai Vsh > 0,5 akan didefinisikan sebagai fasies *shale* dan Vsh < 0,5 didefinisikan sebagai fasies *sand*. Pola sebaran pada daerah penyelidikan menunjukkan bahwa fasies *shale* yang lebih dominan dan lebih tebal, terutama pada bagian yang geometrinya lebih dalam.



Gambar 4. Analisis Vsh sumur AGHA-1



Gambar 5. Model Vsh Formasi Kelesa.



Gambar 6. Model fasies Formasi Kelesa.

Analisis Total Organic Carbon (TOC)

Perhitungan nilai TOC dilakukan dengan menggunakan metode metode log R (Passey dkk., 1990). Metode ini menggunakan log nilai resistivitas dan sonik, dimana log R merupakan fungsi linear antara nilai TOC dan LOM (*level of maturity*). Persamaan yang digunakan dalam perhitungan nilai TOC adalah sebagai berikut:

$$\log R = \log_{10} \left(\frac{R}{R_{baseline}} \right) + 0.02 (t - t_{baseline}) \quad (2)$$

$$TOC = (\log R) \cdot 10^{(2.297 - (0.1688 \cdot LOM))} \quad (3)$$

dengan:

TOC : Total organic carbon (wt%)

log R : Interval nilai pada log resistivitas terhadap log sonik

R : Resistivitas (ohm.m)

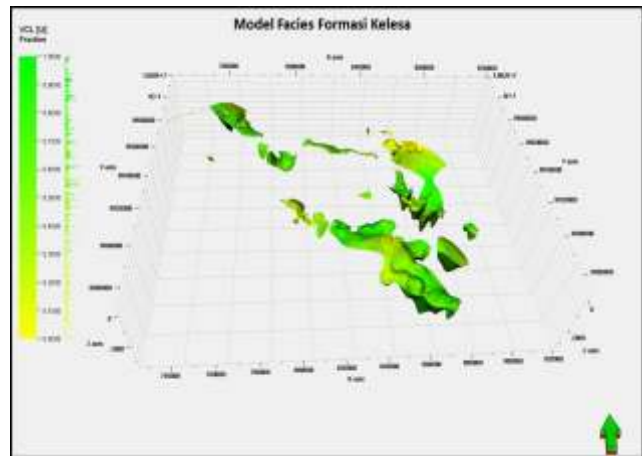
Rbaseline : Resistivitas yang sesuai dengan tbaseline (ohm.m)

t : Sonik (µsec/ft)

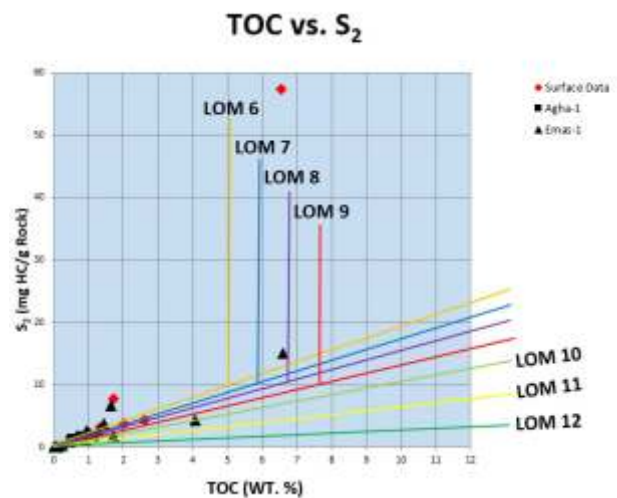
tbaseline : Sonik yang sesuai dengan Rbaseline (µsec/ft)

LOM : Level of organic maturity

Level of maturity (LOM) ditentukan berdasarkan hasil plot silang antara nilai S2 dan TOC dari hasil analisis laboratorium geokimia yang disesuaikan dengan tipe kerogennya. Kemampuan suatu kerogen mengubah material organik menjadi hidrokarbon dengan cepat, maka tingkat kematangan kerogen tersebut semakin tinggi (nilai S2 tinggi). Kecepatan perubahan TOC menjadi S2 ditunjukkan oleh garis-garis kematangan (LOM). Berdasarkan hasil plot silang pada Gambar 7, nilai LOM pada daerah penyelidikan termasuk ke dalam LOM 6-11. Nilai LOM tersebut akan digunakan untuk kalibrasi hasil perhitungan TOC dengan data TOC batuan inti (*core*). Gambar 8 menunjukkan hasil perhitungan nilai TOC pada interval Formasi Kelesa di sumur Emas-1 dengan nilai TOC berkisar antara 0-4,86 wt% yang berarti interval batuan tersebut memiliki kekayaan organik yang buruk-istimewa (*poor- excellent*; Peters & Cassa, 1994).

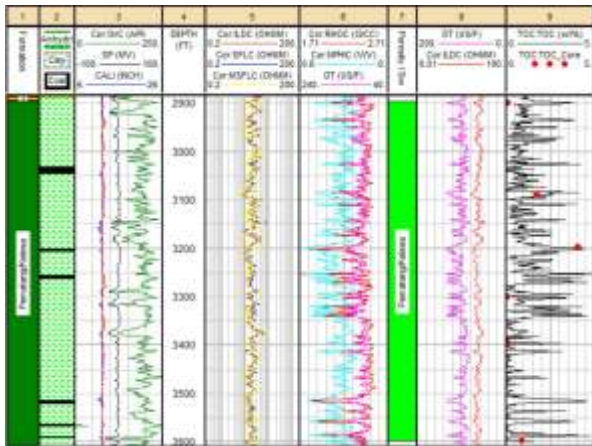


Gambar 7. Penentuan nilai LOM daerah penyelidikan dengan grafik TOC vs S2.



Gambar 8. Analisis TOC metode Passey sumur EMAS-1.

Pemodelan TOC dilakukan dengan *input well log upscaled* yang telah divalidasi dengan data TOC batuan inti (*core*) dan permukaan yang didistribusikan dengan metode *Sequential Gaussian Simulation (SGS)* dengan *co-kriging model* Vsh dengan arah utama 60.000 dan arah minor 35.000. Nilai TOC rata-rata pada model Formasi Kelesa menunjukkan nilai lebih dari 1 (Gambar 9).



Gambar 9. Hasil pemodelan TOC Formasi Kelesa yang menunjukkan nilai rata-rata TOC lebih dari 1

Analisis Indeks Kegetasan (BI)

BI menunjukkan kemampuan suatu batuan untuk pecah ketika diberikan gaya atau tekanan. Nilai BI dipengaruhi oleh beberapa parameter antara lain, mineralogi, *Modulus Young*, dan *Poisson's Ratio*. Nilai ini penting digunakan untuk karakterisasi hidrokarbon serpih karena menunjukkan tingkat kesulitan ketika diproduksi dengan metode rekahan (*fracturing*). Nilai BI idealnya diperoleh berdasarkan nilai *Modulus Young* dan *Poisson's Ratio* dari hasil uji geomekanika pada sampel batuan serpih. Nilai *Modulus Young* dan *Poisson's Ratio* juga dapat didekati dengan menggunakan nilai porositas dan volume serpih. *Poisson's Ratio* () merupakan perbandingan antara regangan (*strain*) lateral dan regangan axial. Nilai dipengaruhi oleh tipe batuan dan porositas. Perhitungan nilai dengan metode Anderson dkk. (1972) menggunakan nilai volume serpih yang dijabarkan pada Persamaan 4. *Modulus Young* (E) didefinisikan sebagai perbandingan antara tegangan (*stress*) dan regangan (*strain*). Semakin besar nilai E suatu batuan maka akan semakin susah batuan tersebut mengalami perpanjangan atau perpendekan, begitu juga sebaliknya semakin kecil nilai E suatu batuan maka akan semakin mudah batuan tersebut mengalami perpanjangan atau perpendekan (elastis). Nilai E sangat dipengaruhi oleh tipe batuan, porositas, ukuran partikel, dan

kandungan air. Adapun perhitungan nilai E dengan metode Crain (2015) menggunakan nilai modulus geser (*shear modulus / N*) dan nilai . Nilai N diperoleh dari perhitungan metode Murphy (1991) dengan menggunakan nilai porositas efektif (PHIE) yang ditunjukkan oleh Persamaan 5. Perhitungan nilai E dengan metode Crain (2015) ditunjukkan oleh Persamaan 6. Perhitungan BI yang menggunakan kombinasi parameter elastisitas batuan berupa E dan merupakan metode *brittleness index average (BA)* oleh Grieser & Bray (2007). Persamaan menghitung BA dapat dilihat pada Persamaan 7 hingga Persamaan 9.

$$=0.125.Vsh+0.27 \tag{4}$$

$$N=42.65\{(1-3.48.PHIE)+(2.19.PHIE^2)\} \tag{5}$$

$$E=2.N(1+) \tag{6}$$

$$E_{Brittleness} = \frac{E - E_{min}}{E_{max} - E_{min}} \tag{7}$$

$$Brittleness = \frac{max - min}{min - max} \tag{8}$$

$$BA= \frac{E_{brittleness} + Brittleness}{2} \tag{9}$$

dengan:

- : *Poisson's Ratio*
- Vsh : Volume serpih (v/v)
- N : *Shear modulus*
- PHIE : Porositas efektif (v/v)
- E : *Modulus Young*
- E_{Brittleness} : *Modulus Young brittleness*
- E_{max} : *Modulus Young* maksimal pada log
- E_{min} : *Modulus Young* minimal pada log
- Brittleness : *Poisson's Ratio brittleness*
- max : *Poisson's Ratio* maksimal pada log
- min : *Poisson's Ratio* minimal pada log
- BA : *Brittleness index average*

Setelah nilai *brittleness index average (BA)* diperoleh, selanjutnya dilakukan klasifikasi *Brittle-Ductile* berdasarkan nilai BI (Perez & Marfurt, 2013) yang ditunjukkan oleh Tabel 1. Hasil akhir perhitungan BI pada interval Formasi Kelesa di Sumur Emas-1 ditunjukkan oleh Gambar 10, dimana nilai BI pada interval batuan tersebut dominan masuk ke dalam klasifikasi *less brittle-brittle* (zona berwarna kuning – merah).

Pemodelan BI dilakukan dengan menggunakan metode *Sequential Gaussian Simulation* (SGS) dengan arah utama 60.000 dan arah minor 35.000, serta *input upscaled well log*, dimana pada studi ini nilai BI didekati dengan nilai porositas dan Vsh (Gambar 11).

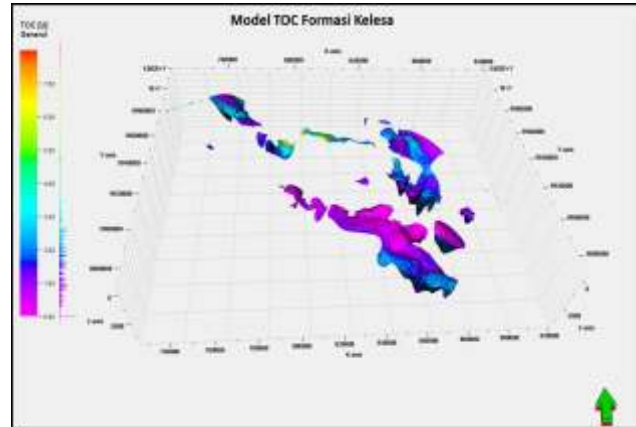
Analisis Burial History

Burial history atau sejarah pengendapan lapisan sedimen adalah suatu analisis rekonstruksi sejarah penimbunan yang biasanya direkonstruksi pada satu atau lebih lokasi yang mempunyai ciri-ciri tersendiri, dan diagram tersebut menunjukkan hubungan kedalaman dan waktu pada satuan batuan yang ada (Barker, 1996). Analisis *burial history* dibuat pada sumur AGHA-1, BENAI-1, CENAKO-1, EMAS-1, PARUM-17, PERAK-1, PERUNGGU-1, PURWO-1, RABUNG-1, dan WEST LIRIK-1. Data sumur yang digunakan adalah data stratigrafi hasil analisis biostratigrafi. Data umur geologi yang digunakan dari hasil analisis biostratigrafi dikonversi ke dalam angka (Ma). Interval kedalaman dikonversi ke dalam meter untuk *top* dan *base*-nya, kemudian akan didapatkan ketebalannya. Nilai TOC rata-rata hasil perhitungan petrofisika diberikan pada layer yang dianggap sebagai batuan pembawa hidrokarbon serpih, yaitu Formasi Kelesa. Untuk sumur AGHA-1 nilainya 2,45. Nilai HI diberikan nilai 150. Kurva *paleo water depth* (Gambar 12) dibuat berdasarkan analisis data lingkungan pengendapan yang terdapat pada analisis biostratigrafi sumur AGHA-1. *Paleo water depth* digunakan untuk menjelaskan perubahan lingkungan pengendapan atau perubahan kedalaman air.

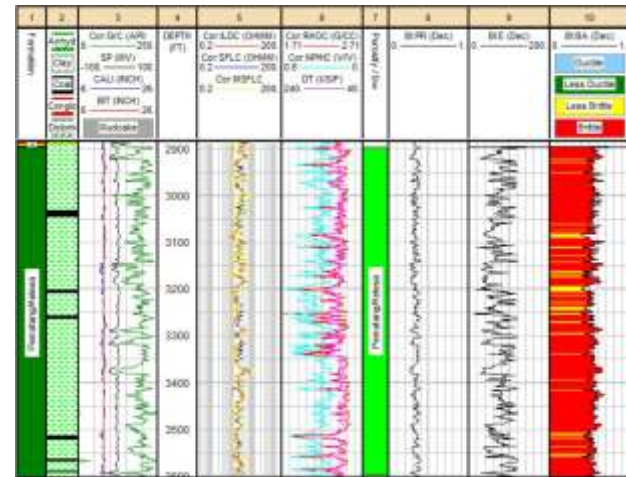
Surface water index temperature menggunakan model global Wygrala (1989), sedangkan model *heat flow* dibuat berdasarkan model McKenzie. Klasifikasi Sweeney & Burnham yang telah dimodifikasi akan digunakan dalam pemodelan cekungan 1-D ini. Kurva temperatur sudah sesuai dengan hasil perekaman *bottom hole temperature* yang direkam pada sumur AGHA-1. Hasil analisis *burial history* pada sumur AGHA-1 (Gambar 13) menunjukkan bahwa lapisan Tualang hingga ke bawah pada saat ini telah memasuki fase matang. Nilai Ro maksimal pada lapisan Kelesa berada pada kisaran 0,6. Semua proses tersebut diterapkan juga pada 9 sumur lainnya. Dari hasil *overlay* dengan *transformation ratio* menunjukkan bahwa batuan pembawa hidrokarbon serpih telah berubah menjadi hidrokarbon adalah kurang dari 50 % (Gambar 14).

Tabel 1. Klasifikasi brittle-ductile nilai BI (Perez & Marfurt, 2013)

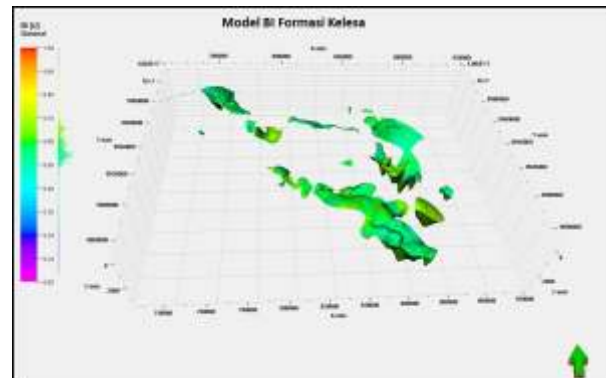
<i>Brittleness Index</i>	<i>Klasifikasi Brittle-Ductile</i>
> 0.48	<i>Brittle</i>
0.32 – 0.48	<i>Less Brittle</i>
0.16 – 0.32	<i>Less Ductile</i>
< 0.16	<i>Ductile</i>



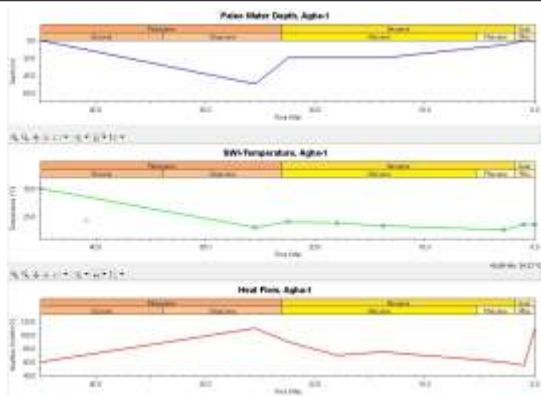
Gambar 10. Analisis ρ , E, dan BI sumur EMAS-1 pada interval Formasi Kelesa, dimana nilai BI pada interval batuan tersebut dominan masuk ke dalam klasifikasi *less brittle - brittle* (zona berwarna kuning-merah).



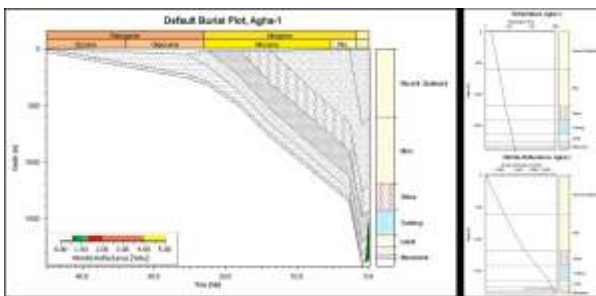
Gambar 11. Model *brittleness index* Formasi Kelesa dengan pendekatan nilai porositas dan VShale.



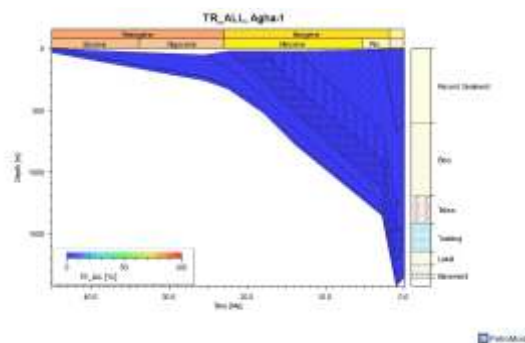
Gambar 12. Boundary condition sumur AGHA-1.



Gambar 13. Analisis *burial history* dengan data kematangan sumur AGHA-1 menunjukkan bahwa lapisan Tualang hingga ke bawah pada saat ini telah memasuki fase matang.



Gambar 14. Transformation ratio (TR) sumur AGHA-1 menunjukkan batuan sumber yang telah berubah menjadi hidrokarbon kurang dari 50 %.



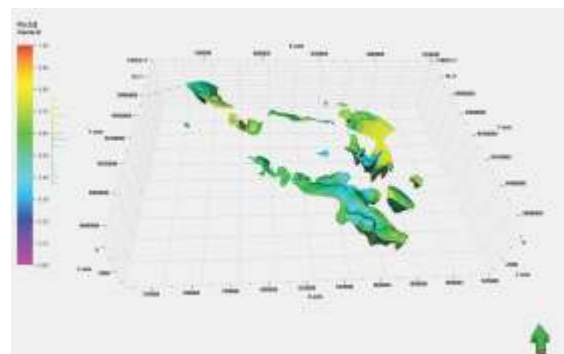
Gambar 15. Transformation ratio (TR) sumur AGHA-1 menunjukkan batuan sumber yang telah berubah menjadi hidrokarbon kurang dari 50%

Pemodelan Kematangan

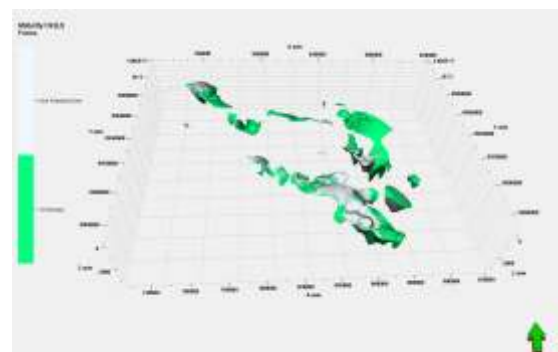
Pembuatan model kematangan diawali dengan pembuatan model reflektansi vitrinit (R_o) yang nilainya diperoleh berdasarkan nilai R_o hasil analisis *burial history* dari 10 sumur di daerah penyelidikan. Dari nilai R_o tersebut kemudian disebarakan pada geometri model dengan menggunakan metode *Sequential Gaussian Simulation* (SGS). Gambar 15 menunjukkan model sebaran data reflektansi vitrinit (R_o) Formasi Kelesa, sedangkan Gambar 16 menunjukkan model kematangan dengan batas nilai R_o (matang dan melewati *oil window*) sebesar 0,55.

Analisis Daerah Menarik (*Sweet Spot*) Potensi Hidrokarbon Serpih

Model *sweet spot* adalah model yang dibuat dengan dikontrol oleh parameter untuk penentuan potensi hidrokarbon serpih (*oil case* dan *gas case*). Parameter tersebut memiliki nilai batas (*cut off*) pada V_{sh} , TOC, BI, dan jendela kematangan (Tabel 2). Pemodelan menggunakan nilai batas V_{sh} sebesar 50 %, dimana daerah dominan serpih dengan nilai > 50 % dan daerah dominan batupasir dengan nilai < 50 %. Studi ini menggunakan nilai batas TOC yang baik (*good*) dan bernilai > 1 % berdasarkan Peters & Cassa (1994). Nilai batas BI yang digunakan adalah getas (*brittle*) dan bernilai $> 0,48$ berdasarkan Perez & Marfurt (2013). Penyelidikan ini menggunakan data jendela kematangan minyak sebagai batas kematangan hidrokarbon. Sehingga pemodelan daerah menarik (*sweet spot*) pada studi ini hanya dibuat untuk *oil case* pada interval Formasi Kelesa hingga *basement* (Gambar 17). Pemodelan daerah menarik (*sweet spot*) untuk *gas case* tidak dibuat dikarenakan oleh hasil pemodelan nilai R_o dan pemodelan kematangan menunjukkan bahwa pada daerah baru memasuki jendela awal kematangan – *oil window*, belum ada area yang mencapai nilai R_o untuk kategori *gas window*. Oleh karena itu, model *sweet spot* yang dibuat adalah untuk area yang memiliki potensi minyak serpih (Gambar 18).



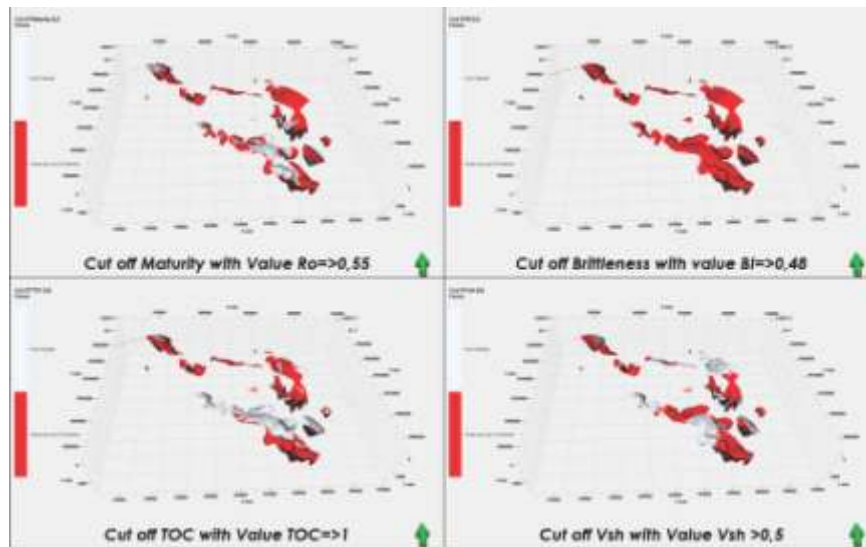
Gambar 16. Model sebaran nilai reflektansi vitrinit (R_o) Formasi Kelesa dengan variasi nilai antara 0,3 hingga kurang dari 0,8.



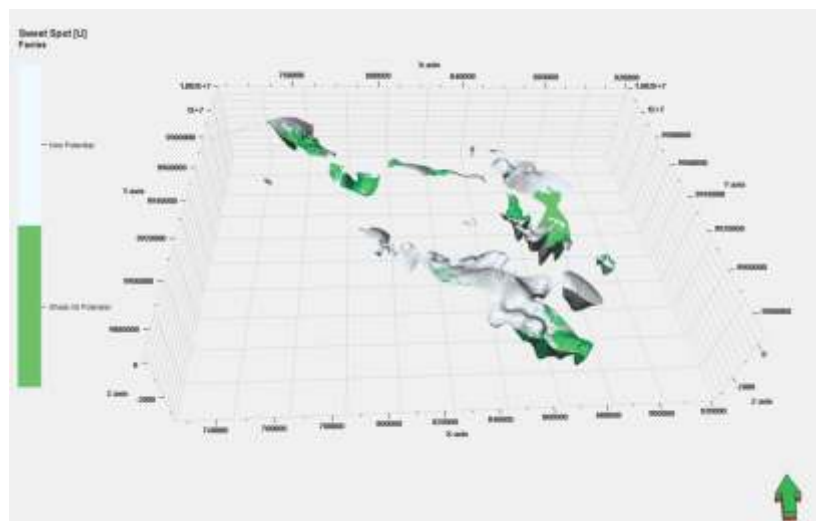
Gambar 17. Model area yang melewati jendela kematangan minyak (hijau) dengan nilai R_o 0,55, sedangkan area yang berwarna putih merupakan area yang belum matang.

Tabel 2. Parameter nilai batas daerah penyelidikan

Parameter	Nilai Batas Daerah Menarik (<i>Sweet Spot</i>)
Vsh	> 50%
TOC (Peters dan Cassa, 1994)	> 1
BI (Perez dan Marfurt, 2013)	> 0,48
Kematangan	Jendela Minyak



Gambar 18. Empat model yang digunakan sebagai nilai batas untuk penentuan daerah menarik (*sweet spot*) dengan masing-masing batas nilai.



Gambar 19. Model area menarik (*sweet spot*) untuk *oil case* Formasi Kelesa yang merupakan hasil penggabungan model kematangan, TOC, VShale dan *brittleness index*.

Perhitungan volumetrik dari daerah menarik (*sweet spot*) untuk *oil case* juga dilakukan, dimana potensi sumberdaya minyak atau total *original oil in place* (OOIP) pada interval Formasi Kelesa - *basement* diperoleh sebesar 3992,26 MMBbl.

KESIMPULAN

Integrasi dari hasil interpretasi seismik, analisis

petrofisika, analisis *burial history*, dan pemodelan kematangan menunjukkan bahwa daerah penyelidikan memiliki potensi minyak serpih (*shale oil*) pada interval Formasi Kelesa - *basement*. Total *original oil in place* (OOIP) potensi sumber daya minyak serpih Formasi Kelesa di daerah penyelidikan adalah sebesar 3992,26 MMBbl.

ACUAN

- Anderson, R.A., Ingram, D.S., and Zanier, A.M., 1973. Determining Fracture Pressure Gradients from Well Logs. *Journ. Pet. Technol.*, 25(11):1259–1268. doi:10.2118/4135-PA.
- Barker, C., 1986. Organic Geochemistry in Petroleum Exploration. *AAPG Bull.*, 10: 39-41.
- Boggs, S. Jr., 2001. *Principle of Sedimentology and Stratigraphy, 3rd edition*. Pearson Prentice Hall, Upper Saddle River, New Jersey, 726p.
- Chinn, E.W., 1991. *The Role of Organic Geochemistry in Petroleum Exploration*. Basin Research Institute Bulletin, Louisiana State University.
- Crain, E.R., 2015. *Crain's Petrophysical Handbook: Brittleness Index (BI)*.
- de Coster, G.L., 1974. The Geology of the Central and South Sumatra Basins. *Indonesian Petroleum Association, 3rd Annual Convention IPA Proceedings*, Jakarta.
- Eubank, R.T. and Makki A., 1981. Structural Geology of the Central Sumatra Back-arc Basin. *Proc. 10th Indonesia Petroleum Association Annual Convention*, Jakarta, 153-196.
- Grieser, B. and Bray, J., 2007. Identification of Production Potential in Unconventional Reservoirs. *Presented at SPE Production and Operations Symposium*.
- Heryanto, R. dan Hermiyanto, H., 2006. Potensi Batuan Sumber (*Source Rock*) Hidrokarbon di Pegunungan Tigapuluh, Sumatra Tengah. *Jurnal Geologi Indonesia*, 1(1): 37-48.
- Hutton, A.C., 1991. Classification, Organic Petrography and Geochemistry of Oil Shale. *Proceeding 1990 Eastern Oil Shale Symposium*. Lexington, University of Kentucky Institute for Mining and Minerals Research, p. 163-172.
- Murphy, W. F., Schwartz, L. M., and Hornby, B. E., 1991. Interpretation Physics of Compressional and Shear Velocities in Sedimentary Rocks. *32nd Ann. Logging Symp. Trans., Soc. Prof. Well Log Analysts*, paper FF, 24.
- Passey, Q.R., Creaney, S., Kulla, J.B., Moretti F.J., and Stroud J.D., 1990. A Practical Model for Orogenic Richness from Porosity and Resistivity Logs. *The American Association of Petroleum Geologist Bulletin*, 74.
- Perez, R. and Marfurt, K., 2013. Calibration of Brittleness to Elastic Rock Properties via Mineralogy Logs in Unconventional Reservoirs. *AAPG International Conference and Exhibition*, Cartagena, Colombia.
- Peters, K.E. and Cassa, M.R., 1994. Applied Source Rock Geochemistry. AAPG Memoir 60: *The Petroleum System - From Source to Trap*. The American Association of Petroleum Geologist, Tulsa, Okla.
- Susanto, E., Suwarna, N., dan Hermiyanto, M.H., 2004. Penelitian Fosil Fuel dan Paleontologi, Kajian Oil Shale di Daerah Bukit Susah, Riau. Laporan Internal Proyek Kajian dan Informasi Geologi Tematik, Tahun Anggaran 2004, Pusat Penelitian dan Pengembangan Geologi, Bandung.
- Suwarna, N., Budhitrisna, T. dan Santosa, S., 1987. *Laporan Geologi Lembar Rengat, Sumatra*. Open File Report, Geological Research and Development Centre, Bandung.
- Suwarna, N., Budhitrisna, T., Santosa, S. dan Andi Mangga, S., 1994. *Peta Geologi Lembar Rengat, Sumatra Skala 1:250.000*. Pusat Penelitian dan Pengembangan Geologi, Bandung.
- Wibowo, R.A., 1995. Pemodelan Termal Sub-Cekungan Aman Utara Sumatra Tengah. Bidang Studi Ilmu Kebumian – Program Pasca Sarjana Institut Teknologi Bandung, Unpublished.
- Wygrala, B.P., 1989. Integrated Study of an Oil Field in the Southern Po Basin, Northern Italy. Ph.D. dissertation, University of Cologne, 217 p.
- Zou, C., Zhu, R., Tao, S., Hou, L., Yuan, X., Song, Y., Niau, J., Dong, D., Liu, S., Jiang, L., Wang, S., and Zhang, G., 2013. *Unconventional Petroleum Geology*. Elsevier, 225 Wyman Street, Waltham, MA 02451, USA, 365 h.
-