

PERHITUNGAN CADANGAN HIDROKARBON FORMASI TALANG AKAR MENGGUNAKAN ANALISIS PETROFISIKA DAN SEISMIK INVERSI *AI* DENGAN PENDEKATAN *MAP ALGEBRA* PADA LAPANGAN BISMA, CEKUNGAN SUMATERA SELATAN

Egi Ramdhani¹, Ordas Dewanto¹, Karyanto¹, Nanang Yulianto²

¹) Jurusan Teknik Geofisika, Universitas Lampung

Jl. Prof. Dr. Soeamtri Brodjonegoro No.1, Bandar Lampung 35145

²) PT Pertamina EP Asset 2

Jl. Jenderal Sudirman No.3, Prabumulih 31122

*email: egiramdhanim@gmail.com

ABSTRAK

Sebagai salah satu lapangan dengan prospek hidrokarbon potensial, Lapangan Bisma, yang merupakan bagian dari Cekungan Sumatera Selatan, dapat dievaluasi guna memetakan akumulasi hidrokarbon dan total cadangannya. Analisis petrofisika merupakan metode analitik data untuk evaluasi formasi yang sensitif terhadap perubahan vertikal. *Output* utama analisis ini adalah kompilasi nilai properti yang berguna dalam penentuan kualitas reservoir. Seismik inversi akustik impedan merupakan metode yang dapat digunakan dalam memetakan sebaran zona poros yang bertindak sebagai reservoir hidrokarbon. Melalui inversi, dapat dihasilkan peta sebaran zona poros menggunakan interpretasi gabungan antara peta *AI*, densitas dan *Pwave*. *Map algebra* merupakan metode kalkulasi yang melibatkan peta sebagai *input* utamanya. Metode ini memungkinkan kita melakukan operasi aritmatik pada peta dengan jumlah *grid* yang sama. Menggunakan tiga metode tersebut, dilakukan perhitungan cadangan hidrokarbon lapangan Bisma. Hasil analisis petrofisika mengindikasikan zona target merupakan zona prospek minyak pada dua lapisan utama yakni S dan W3. Sedangkan hasil analisis seismik inversi menyatakan sebaran zona poros berkisar pada rentang *AI* 7400 – 9315 m/s*g/cc. Dilakukan penyebaran nilai porositas efektif, *sw* dan isopach dengan *guide* hasil *picking horizon* dan inversi seismik *AI* serta dilakukan perhitungan cadangan. Lapisan S mengakumulasi 21.1 juta barrel minyak dan lapisan W3 mengakumulasi 50.2 juta barrel. Hasil didapatkan setelah mengaplikasikan persamaan *Original Oil in Place (OOIP)* pada peta sebaran properti dengan pendekatan *map algebra*.

ABSTRACT

As a potential field in hydrocarbon prospect, Bisma field, the part of south Sumatra basin, can be evaluated in order to mapping the hydrocarbon accumulation and total reserve calculation purpose. Petrophysical analysis is an analytic method to evaluate the formation which sensitive with vertical contrast. Main output of this analysis is the compilation of some property value that useful on reservoir quality justification. Seismic acoustic impedance inversion is a method that can be used to define the distribution of porous zone as a hydrocarbon reservoir. This inversion result is the distribution of prospect area map by using combination of interpretation in *AI* map, density map and *P-wave* map. *Map algebra* is a calculation method that used to map that has the same grid number. By using those three methods, the reserve of hydrocarbon accumulation on Bisma field can be calculated. Petrophysical analysis results the indication of hydrocarbon in target zone is oil on two main layer, S and W3. Meanwhile, seismic inversion interpreting the distribution of porous zone is between 7400 – 9315 m/s*gr/cc in *AI* value context. Then, the effective porosity, *Sw* value and isopach are spread laterally using picked horizon and seismic acoustic impedance result as a guide, also, calculating the reserve. Layer S accumulating 21.1 million barrel oil and W3 accumulating 50.2 million barrel oil. This value resulted by applying *Original Oil in Place (OOIP)* equation on property map with *map algebra* approachment.

Keywords: Talang Akar Formation Hydrocarbons, Petrophysical Analysis, Acoustic Impedance Inversion, Map Algebra, and Original Oil in Place (OOIP)

1. PENDAHULUAN

Minyak dan gas bumi (migas) merupakan komoditas strategis bagi Indonesia. Selain menyediakan pasokan

energi, migas juga menjadi kontributor utama penerimaan negara. Tidak heran jika sektor hulu migas dituntut untuk terus meningkatkan produksi migas nasional

walaupun berdasarkan data SKK Migas pada 2015 diketahui kesenjangan produksi dan konsumsi migas di Indonesia cukup tinggi. Namun, dibalik tuntutan yang tinggi tersebut, banyak yang belum paham bahwa cadangan migas tidak serta merta ditemukan. Perlu kegiatan pencarian cadangan migas, atau eksplorasi yang bertahun-tahun, sampai suatu cadangan migas ditemukan. Salah satu metode yang baik untuk digunakan dalam eksplorasi migas yaitu metode seismik. Metode seismik yang sering digunakan dalam menggambarkan keadaan bawah permukaan yaitu metode seismik inversi. Untuk menentukan kalkulasi cadangan, dapat digunakan metode petrofisika dengan perhitungan cadangan menggunakan persamaan *original oil in place (OOIP)*.

Metode seismik inversi merupakan teknik inversi berupa suatu pendekatan keadaan geologi secara maju ke depan (*forward modelling*), metode ini dapat memberikan hasil penampakan geologi bawah permukaan sehingga dapat diidentifikasi karakter dan pola penyebaran reservoir di daerah target berupa interpretasi geologi, litologi dan fluida serta batas lapisan petrofisika bawah permukaan (Sukmono, 2000). Dalam studi kali ini metode inversi yang digunakan adalah Impedansi Akustik.

Petrofisika pada dasarnya merupakan suatu metode analisis menggunakan data sumur (*log data*) dalam proses interpretasinya. Metode ini memanfaatkan besaran-besaran fisis hasil pengukuran *logging* untuk menghitung nilai properti suatu batuan menggunakan persamaan-persamaan tertentu. Kombinasi antara kedua metode diatas dapat diaplikasikan dalam perhitungan cadangan memanfaatkan persamaan *original oil in place* dengan pendekatan *map algebra* yakni operasi kalkulasi yang melibatkan peta sebagai input utamanya.

2. TINJAUAN PUSTAKA

Cekungan Sumatera Selatan terletak memanjang berarah Baratlaut-Tenggara di bagian selatan Pulau Sumatera. Luas cekungan ini sekitar 85,670 km² dan terdiri atas 2 sub-cekungan yaitu: sub-cekungan Jambi berarah Timurlaut-Baratdaya sedangkan sub-cekungan Palembang berarah Utara-Baratlaut-Selatan-Tenggara dan di antara keduanya dipisahkan oleh sesar normal Timurlaut-Baratdaya. Cekungan Sumatera Selatan ini berbentuk tidak simetris, di bagian Pegunungan Tigapuluh dan Pegunungan Duabelas, sedangkan di sebelah Timur dibatasi oleh Pulau-pulau Bangka-Biliton dan di sebelah Selatan dibatasi oleh Tinggian Lampung.

Gambar 1 menunjukkan peta tektonik dari Cekungan Sumatera Selatan. Stratigrafi Cekungan Sumatera Selatan ditunjukkan oleh **Gambar 2**. Formasi Talang Akar terdapat di Cekungan Sumatra Selatan, formasi ini terletak di atas Formasi Lahat dan di bawah Formasi Baturaja dengan kontak formasi selaras. Formasi Talang Akar terdiri dari batupasir yang berasal dari delta plain, serpih, lanau, batupasir kuarsa, dengan sisipan batulempung karbonan, batubara dan di beberapa tempat konglomerat. Endapan Talang Akar didominasi endapan dari Tinggian Palembang dan Tinggian Tiga Puluh yang berada di utara hingga timur cekungan yang ditunjukkan **Gambar 3**. Dan ketebalan dari Formasi Talang Akar bervariasi 1500-2000 *feet* (sekitar 460-610 m) (Pulunggono, 1992).

3. TEORI DASAR

3.1. Metode Seismik Inversi

Pengertian secara lebih spesifik tentang seismik inversi dapat didefinisikan sebagai suatu teknik pembuatan model bawah permukaan dengan menggunakan data seismik sebagai *input* dan data sumur sebagai kontrol (Simm dan Bacon, 2014). Definisi tersebut menjelaskan bahwa

metode inversi merupakan kebalikan dari pemodelan dengan metode ke depan (*forward modelling*) yang berhubungan dengan pembuatan seismogram sintetik berdasarkan model bumi. Pada penelitian ini akan dibahas inversi *post-stack* yang berhubungan dengan inversi amplitudo yang menggunakan jenis inversi berbasis model (*model based*)

3.1.1. Inversi Seismik Model Based

Pada metode ini langkah yang pertama dilakukan adalah membangun model geologi, kemudian model tersebut dibandingkan dengan data seismik, diperbaharui secara iteratif sehingga didapatkan kecocokan yang lebih baik dengan data seismik. Semakin banyak iterasinya maka koefisien korelasi antara seismik sintetik dan seismik riilnya akan semakin besar dan *error* semakin kecil. Keuntungan penggunaan metode inversi berbasis model adalah metode ini tidak menginversi langsung dari seismik melainkan menginversi model geologinya (Simm dan Bacon, 2014).

3.2. Metode Petrofisika

Analisis petrofisika merupakan analisis yang dilakukan pada lapangan ukur dengan data sumur sebagai data utamanya. Analisis ini dilakukan guna mengetahui besaran besaran fisis tertentu didalam suatu formasi dalam satuan besar atau litologi dalam satuan kecil. Lebih kecil lagi, analisis ini dapat menentukan nilai perkedalaman dengan interval kedalaman tertentu (Harsono, 1997).

3.2.1. Analisis Kualitatif

Analisis ini merupakan analisis secara langsung dengan menggunakan data sumur sebagai pembacaan utamanya. Analisis ini memanfaatkan data hasil pengukuran langsung dilapangan yang terdiri dari *data log Gamma Ray (GR)*, *Spontaneous Potential (SP)* dan *Caliper* dalam penentuan zona permeabelnya. Serta dukungan data log *NPHI* dan *RHOB*

dalam identifikasi reservoir berikut log *Resistivitas Deep (LLD / ILD)* dalam identifikasi kandungan reservoir.

3.2.2. Analisis Kuantitatif

Analisis kuantitatif memanfaatkan data log hasil pengukuran dalam input perhitungannya. Dalam fase analisis ini, dilakukan perhitungan nilai *volume shale (Vsh)*, Porositas total dan efektif, saturasi air (*Sw*) dan permeabilitas menggunakan **Persamaan 1** hingga **Persamaan 5**. Hasil akhirnya adalah menerapkan metode pemenggalan data (*lumping*) menggunakan batasan nilai (*cut-off*).

$$IGR = \frac{GR_{log} - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}} \quad (1)$$

$$Vsh = 0.083 (2^{3.7 \times IGR} - 1) \quad (2)$$

$$\phi D = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f} \quad (3)$$

$$\phi_{tot} = \frac{\phi N + \phi D}{2} \quad (4)$$

$$\phi_{eff} = \sqrt{\frac{\phi D c^2 + \phi N c^2}{2}} \quad (5)$$

$$\phi D c = \phi D - (\phi D sh \times Vsh) \quad (6)$$

$$\phi N c = \phi N - (\phi N sh \times Vsh) \quad (7)$$

$$\frac{1}{\sqrt{R_t}} = \left[\frac{V_{sh} (1 - \frac{V_{sh}}{2})}{\sqrt{R_{sh}}} + \frac{\phi_{eff} m/z}{\sqrt{\alpha R_w}} \right] \cdot S_w^{n/2} \quad (8)$$

$$k = \alpha \cdot \frac{\phi^b}{S_w^c} \quad (9)$$

Dimana,

IGR = Indeks Gamma Ray

Vsh = Volume Shale

GR = Nilai gamma ray pada kurva

ϕD = Porositas Densitas

ρ_{ma} = Dansitas matriks batuan

ρ_b = Densitas matriks batuan dari log (gr/cc)
 ρ_f = Densitas Fluida
 ϕ_{tot} = Porositas total
 ϕ_N = Porositas Neutron / *NPHI*
 ϕ_{Dc} = Koreksi porositas densitas
 ϕ_{Nc} = Koreksi porositas neutron
 ϕ_{Dsh} = Porositas densitas *shale*
 ϕ_{Dsh} = Porositas neutron *shale*
 S_w = Saturasi Air (%)
 R_t = Resistivitas Formasi
 R_w = Resistivitas air formasi
 R_{sh} = Resistivitas *shale*
 V_{sh} = Volume *shale* (%)
 ϕ_e = porositas efektif (%)
 a = faktor turtuositi
 m = faktor sementasi
 n = eksponen saturasi
 k = permeabilitas
 a = konstanta Schlumberger = 10000
 b = konstanta Schlumberger = 4.5
 c = konstanta Schlumberger = 2

3.3. Metode Perhitungan Cadangan Hidrokarbon

Perhitungan cadangan hidrokarbon menggunakan prinsip *map algebra*, dimana tiap titik dengan spasi x dan y tertentu memiliki nilai cadangannya sendiri. hasil operasi pada peta perlu dijumlahkan untuk mendapatkan nilai cadangan total, karena persamaan hanya mengoperasikan bilangan pada titik yang sama memanfaatkan **Persamaan 10** untuk minyak dan **Persamaan 11** untuk gas (Triwibowo, 2010).

$$OOIP = \frac{A \times h \times \phi \times (1 - S_w)}{B_{oi}} \times 7758 \quad (10)$$

$$OGIP = \frac{A \times h \times \phi \times (1 - S_w)}{B_{gi}} \times 43560 \quad (11)$$

Dimana,

OOIP = Original Oil in Place (STB, Stock Tank Barrels)

OGIP = Original Gas in Place

7758 = Faktor Konversi dari acre/ft ke *barrel*.
 43560 = Faktor Konversi dari acre/ft ke *MMSCF*.
 ϕ = Porositas (%)
 S_w = Saturasi air (%)
 B_{oi} = *Oil formation volume factor (STB/bbls)*
 B_{gi} = *Gas formation volume factor (Vidhotomo dkk., 2011)*.

3.4. Operasi Map Algebra

Map algebra merupakan proses aritmetik sederhana yang dilakukan pada satu atau lebih peta untuk mendapatkan keluaran berupa peta baru (Berry, 2004). Pada operasi ini, dilakukan penyebaran properti reservoir menggunakan guide hasil *AI* dengan memanfaatkan kontrol dari beberapa persamaan gradien hasil pengolahan. *Output* penyeraban adalah peta isopach, peta saturasi air dan peta porositas efektif secara *netpay*.

4. HASIL DAN PEMBAHASAN

4.1. Pengolahan dan Analisis Data Seismik

Data seismik yang digunakan merupakan data *Post Stack Time Migration (PoSTM)* dengan 6 data sumur yang yakni 228, 257, 260, 290, 291 dan 293. Hasil analisis menunjukkan terdapat dua lapisan prospek pada area penelitian yakni S dan W3 ditunjukkan **Gambar 4** sebagai sampel gambar. Selanjutnya dilakukan analisis *crossplot* sebagai uji sensitivitas sumur antara *log P-Impedance* dan *Gamma Ray* serta *Log P-Impedance* dan *RHOB*. Diperoleh hasil bahwa data sumur hanya dapat memisahkan zona batupasir poros dan non-poros tanpa dapat memisahkan litologi. Hal ini dikarenakan terjadi *overlap* data ditunjukkan oleh **Gambar 5** sebagai sampel gambar. Tahap ini juga menentukan batasan *cut-off* densitas yang bernilai 2.53 gr/cc dan *AI (P-Impedance)* dengan nilai 9315 m/s*gr/cc.

Selanjutnya dilakukan proses *well seismic tie* menggunakan sintetik seismogram hasil konvolusi *wavelet* ekstraksi dan koefisien refleksi. Proses ini juga memanfaatkan *log DT* sebagai kontrol pengikatan. Hasil menunjukkan korelasi rata-rata 0.77 dengan time shift 0 ms yang disimpulkan proses berhasil. Setelah dilakukan fase ini dilakukan *picking horizon* dan *fault* lalu didapatkan *time structure map*. Peta struktur waktu kemudian dikonversi menggunakan *velocity modeling process* dengan *velocity single well* sebagai kontrolnya hingga didapatkan peta struktur kedalaman lapisan S dan W3 seperti pada **Gambar 6** dan **Gambar 7**. Hasil menunjukkan terdapat struktur antiklin yang merupakan bagian dari antiklinorium limau berarah Barat Laut-Tenggara. Pada peta telah dilakukan *input* batas *oil water contact (OWC)*, artinya, area dibawah *OWC* yang tidak berkontur dianggap tidak produktif karena tersaturasi tinggi. Patahan yang ada berorientasi Timur Laut-Barat Daya dan diidentifikasi sebagai patahan turun yang dapat bertindak sebagai jalur migrasi hidrokarbon.

Hasil akhir dari proses pengolahan data seismik adalah hasil inversi *AI* yang dilakukan. Proses inversi menggunakan proses inversi akustik *impedance* dengan metode *model based*. Berdasarkan hasil interpretasi *crossplot* sebelumnya, diketahui bahwasannya nilai *cut-off AI* untuk area penelitian adalah pada nilai 9315 m/s*gr/cc. Sehingga, hasil yang didapatkan adalah sebaran zona prospek dibawah nilai *cut-off* yang diinterpretasikan sebagai batupasir poros dengan rentang *AI* pada nilai 7400 – 9315 m/s*gr/cc untuk kedua lapisan. Pola zona poros menunjukkan pola pengendapan sedimen area penelitian datang dari arah utara hingga timur dan diinterpretasi berada pada sistem pengendapan *fluvial* hingga *shallow marine*. Hal ini ditunjukkan oleh **Gambar 8** dan **Gambar 9**.

Dilakukan penurunan parameter *AI* menjadi parameter densitas pada area

penelitian sehingga didapatkan pola sebaran densitas area penelitian lapisan S dan lapisan W3 yang selanjutnya digunakan sebagai input utama dalam penyebaran properti reservoir. Adapun pola sebaran densitas memiliki keseragaman pola terhadap pola sebaran *AI*.

4.2. Pengolahan dan Analisis Petrofisika

Berdasarkan data sumur yang ada, dilakukan interpretasi baik secara kualitatif dan kuantitatif. **Gambar 10** hingga **Gambar 15** menunjukkan hasil interpretasi kualitatif keenam data sumur yang menunjukkan hasil bahwasannya lapisan S produktif ditemukan pada sumur 260, 290 dan 291 sedangkan lapisan W3 Produktif berada pada sumur 228 dan 257. Sumur 293 diidentifikasi tidak prospek pada kedua lapisan. Hasil interpretasi juga menunjukkan baik lapisan S dan W3 hanya prospek minyak sehingga, area penelitian dinyatakan tidak prospek gas.

Selanjutnya dilakukan interpretasi *clay parameter* guna menentukan batas *sand baseline (GR Min)* dan *shale baseline (GR Max)* untuk diinput pada interpretasi *volume shale*. Proses ini menggunakan sistem *crossplot* antara *NPHI*, *RHOB* dan *GR* sebagai indikator warna serta *NPHI*, *GR* dan *RHOB* sebagai indikator warna. **Gambar 16** dan **Gambar 17** menunjukkan interpretasi *clay parameter* dan didapatkan hasil nilai *sand baseline* berada pada 35 API dan *shale baseline* berada pada 170 API. **Gambar 18** menunjukkan proses perhitungan *volume shale* salah satu sumur.

Identifikasi nilai resistivitas air formasi (*Rw*) dan resistivitas lumpur pemboran (*Rmf*) juga seharusnya dilakukan. Namun, pada penelitian ini, nilai *Rw* yang digunakan merupakan nilai hasil uji laboratorium dan nilai *Rmf* didapatkan dari *well head* yang merupakan hasil pengukuran langsung pada uji *mud filtrate*. Sehingga, tidak dilakukan interpretasi nilai *Rw* dan *Rmf*.

Setelah didapatkan beberapa parameter diatas dan dilakukan perhitungan secara kuantitatif menggunakan **Persamaan 1** dan **Persamaan 2** untuk V_{shale} , **Persamaan 3** hingga **Persamaan 7** untuk $PHIT$ dan $PHIE$, **Persamaan 8** untuk Sw dan **Persamaan 9** untuk permeabilitas, didapatkan hasil bahwasannya pada zona prospek baik lapisan S dan W3 nilai *volume shale* berada pada rentang 6,1% hingga 15,7% yang dinyatakan lapisan reservoir masih digolongkan bersih. Nilai porositas efektif ($PHIE$) berada pada nilai 16,6% hingga 20,6%; Nilai Saturasi Air pada rentang 29,1% hingga 47,6%; dan nilai permeabilitas pada rentang 41 mD hingga 310 mD. Hasil interpretasi keseluruhan diketahui lapisan target merupakan lapisan produktif dengan tingkat saturasi air yang rendah dengan permeabilitas baik hingga sangat baik yang berkorelasi linear terhadap porositas efektif ($PHIE$).

Fase penentuan nilai *cut-off* dilakukan setelah proses diatas dengan metode *crossplot*. *Cut-off* porositas efektif ($PHIE$) didapatkan dengan meng-*crossplot* nilai $PHIE$ terhadap permeabilitas (K). Setelah dilakukan penarikan garis poligon pada sebaran data di area reservoir, dibaca garis poligon saat nilai K adalah 1 mD yang merupakan K minimum formasi dalam mengalirkan minyak. Nilai terbaca rata-rata pada keseluruhan sumur adalah 10,3% yang selanjutnya dianggap sebagai nilai *cut-off* porositas efektif. *Cut-off volume shale* didapatkan dengan *crossplot* antara $PHIE$ terhadap *Volume shale* (VSh atau VCl) titik data tertinggi pada batas nilai *cut-off* $PHIE$ (10,3%) merupakan data dengan *volume shale* tertinggi yang masuk dalam kategori produktif minimum berdasarkan *cut-off* $PHIE$. Sehingga, nilai VCl terbaca pada data tersebut dianggap sebagai *cut-off Volume Shale* atau *cut-off* pengotor yakni pada nilai rata-rata tiap sumur adalah 31,9%. Sedangkan *cut-off* Sw didapatkan dari hasil uji lab menggunakan *crossplot* Sw terhadap Wc

(*Water Cut*) yang didapatkan nilai *cut-off* 63% untuk lapisan W3 dan 68% untuk lapisan S. **Gambar 19** menunjukkan *crossplot* pada identifikasi *cut-off* $PHIE$ dan *crossplot* VSh .

Nilai *crossplot* diatas kemudian diaplikasikan dalam proses *lumping data* (pemenggalan data) yang dianggap *movable hydrocarbon* atau hidrokarbon yang diinterpretasikan dapat diproduksi dalam suatu reservoir. Hasil *lumping* menunjukkan lapisan W3 lebih tebal pada nilai 6,4 m hingga 11,4 m dibanding lapisan S pada nilai 2,8 m hingga 4,2 m. Perbandingan ketebalan *gross* (reservoir) terhadap nilai ketebalan *net (pay)* atau G/N rata-rata lapisan S adalah 7.6 m dan lapisan W3 adalah 2.0 m. Nilai G/N ini diaplikasikan pada peta ketebalan (isopach) *gross* untuk mendapatkan peta ketebalan *pay*.

4.3. Map Analysis

Proses ini bertujuan untuk memperoleh peta sebaran properti reservoir yang akan menjadi input dalam perhitungan cadangan. Peta pertama yakni peta isopach *pay* (ketebalan bersih) yang diperoleh dengan membagi peta isopach *gross* (ketebalan kotor) reservoir hasil *picking top* dan *bottom* reservoir dengan nilai G/N tiap lapisan. Hasilnya ditunjukkan pada **Gambar 20**. Selanjutnya dilakukan penyebaran properti porositas efektif dengan memanfaatkan gradien persamaan hasil *crossplot* antara $RHOB$ terhadap $PHIE$ pada semua data sumur yang dijadikan satu hingga diperoleh gradien $y = -0.503x + 1.3501$ yang sebelumnya dikorelasikan dengan nilai korelasi -0.91 (terkorelasi sangat tinggi). Pada gradien persamaan, fungsi x yang menjadi *input* adalah peta sebaran densitas ($RHOB$) hasil pengurutan atribut pada proses inversi AI dimana y merupakan peta sebaran porositas efektif. Hasilnya ditunjukkan pada **Gambar 21**. Terakhir, dilakukan penyebaran properti saturasi air (Sw) dimana persamaan buckles menjadi kontrol utamanya. Persamaan ini

memanfaatkan nilai konstanta batuan reservoir. Dimana, pada lapangan Bisma, batuan reservoir adalah *sandstone* dengan nilai konstanta hasil perhitungan adalah 0,067. Persamaan buckles menunjukkan hubungan porositas terhadap saturasi air (S_w) dengan persamaan $S_w = \text{konstanta} / \text{porositas}$. Pada kasus ini, porositas yang menjadi *input* adalah peta sebaran *PHIE* hasil sebelumnya dan konstanta yang diinput adalah konstanta tunggal 0,067. Hasil peta sebaran S_w ditunjukkan pada **Gambar 22**.

Sebelum dilakukan perhitungan cadangan hidrokarbon, dilakukan pemotongan (*cutting*) peta terlebih dahulu. Hal ini bertujuan untuk menghilangkan data lapisan yang tidak produktif. Untuk dapat dilakukan fase perhitungan secara *map algebra*, jumlah *cell* tiap peta haruslah sama yang artinya luas hasil potongan pada peta harus sama. Batas yang dianggap sebagai zona produktif adalah batas yang ditunjukkan pada peta sebaran *PHIE* yang diindikasikan paling representatif untuk memisahkan area poros dan non-poros pada batas 10,3%. Hasil potongan peta ditunjukkan oleh **Gambar 23** untuk lapisan S sebagai sampel.

4.4. Perhitungan Cadangan Hidrokarbon

Menggunakan input peta yang telah dilakukan *cutting* sebelumnya, dilakukan proses perhitungan cadangan hidrokarbon menggunakan **Persamaan 10** dikarenakan area penelitian hanya prospek minyak. Peta isopach mengambil porsi A_{xh} pada persamaan sedangkan peta *PHIE* mengambil porsi ϕ dan peta Saturasi air mengambil porsi S_w . Nilai B_{oi} didapatkan dari data uji laboratorium yakni pada nilai 1,274 pada lapangan Bisma. Setelah dilakukan proses aritmatik pada peta, secara langsung didapatkan peta sebaran akumulasi minyak area penelitian pada **Gambar 24**. Dari gambar tersebut, diketahui akumulasi minyak terbanyak tidak terkonsentrasi pada area antiklin sehingga diidentifikasi bahwasannya

baik lapisan S maupun W3 memiliki tipe jebakan stratigrafi bukan jebakan struktur.

Hasil akumulasi *cell* pada peta menunjukkan nilai cadangan lapisan pada penelitian. Lapisan S teridentifikasi mengakumulasi sebesar 21,1 juta *barrel oil* dan lapisan W3 mengakumulasi 50,2 juta *barrel oil*. Dengan akumulasi keseluruhan lapangan Bisma memiliki cadangan minyak sebesar 71,3 juta *barrel* pada lapisan S dan W3.

5. KESIMPULAN

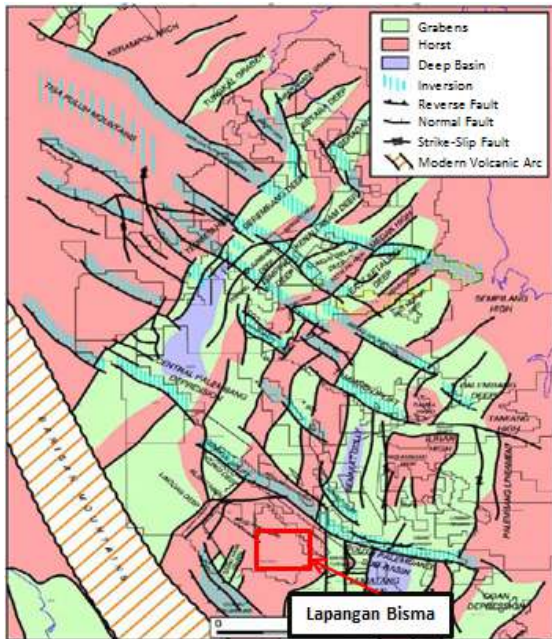
Adapun kesimpulan dari penelitian ini adalah sebagai berikut,

1. Reservoir batupasir memiliki nilai AI pada rentang 7400-9315 m/s*gr/cc dengan metode inversi seismik impedansi akustik dan hasil inversi berdasarkan analisis *crossplot* hanya dapat memisahkan antara lapisan poros dan non-poros.
2. Lapisan S dan W3 sebagai zona target teridentifikasi prospek minyak berdasarkan hasil interpretasi data petrofisika dengan hasil *lumping* menunjukkan ketebalan pada rentang 6.4 m hingga 11.4 m untuk lapisan W3 dan 2.8 m hingga 4.2 m untuk lapisan S.
3. Batas *body sandstone* menggunakan batas yang ditunjukkan oleh peta sebaran porositas. Batas *body sandstone* peta porositas digunakan sebagai *cut-off* untuk memperoleh peta *netpay* tiap parameter.
4. Hasil perhitungan cadangan minyak untuk lapisan S adalah 21.1 juta *barrel* dan lapisan W3 sebesar 50.2 juta *barrel* dengan total 71.3 juta *barrel* untuk lapangan Bisma.

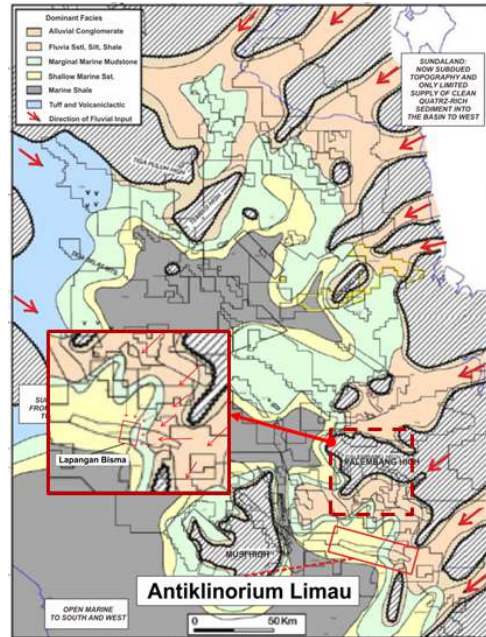
DAFTAR PUSTAKA

- Berry, J.K. 2004. Bridging GIS and Map Analysis: Identifying and Utilizing Spatial Relationships. *ASPRS Annual Conference*, p. 1 – 9.

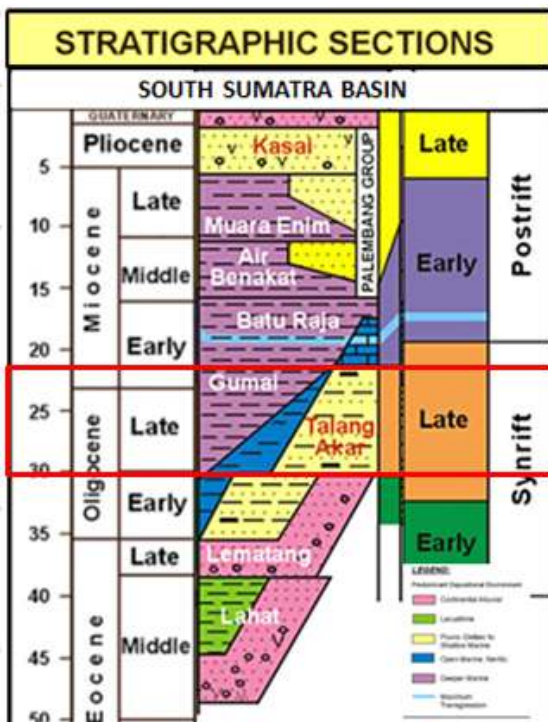
- Doust, H. dan Noble, R.A. 2008. Petroleum Systems of Indonesia. Marine and Petroleum Geology. Elsevier - Marine and Petroleum Geology, 25, p. 103 - 129.
- Ginger, D. dan Fielding, K. 2005. The Petroleum Systems and Future Potential of the South Sumatera Basin. *Proceedings Indonesian Petroleum Association 2005*, IPA05-G-039, p. 67 – 89.
- Harsono, A. 1997. *Evaluasi Formasi dan Aplikasi Log: Edisi Revisi-8*. Schlumberger Oil Services: Indonesia
- Pulunggono, A., Haryo S. dan Kosuma, C.G. 1992. Proceedings Indonesian Petroleum Association: Pre-Tertiary and Tertiary Fault Systems as a Framework of the South Sumatera Basin; a Study of SAR-Maps. *Proceedings Indonesian Petroleum Association 1992*, IPA92-11.37, p. 339 – 360.
- Simm, R. dan Bacon, M. 2014. *Seismic Amplitude: An Interpreter's Handbook*. Cambridge University Press: UK.
- Sukmono, S., 2000. *Seismik Inversi Untuk Karakterisasi Reservoir*. Bandung: Departemen teknik Geofisika Institut Teknologi Bandung.
- Triwibowo, B. 2010. Cut-off Porositas, Volume Shale, dan Saturasi Air untuk Perhitungan Netpay Sumur O Lapangan C Cekungan Sumatera Selatan. *Jurnal Ilmiah MTG*, 3 (2).



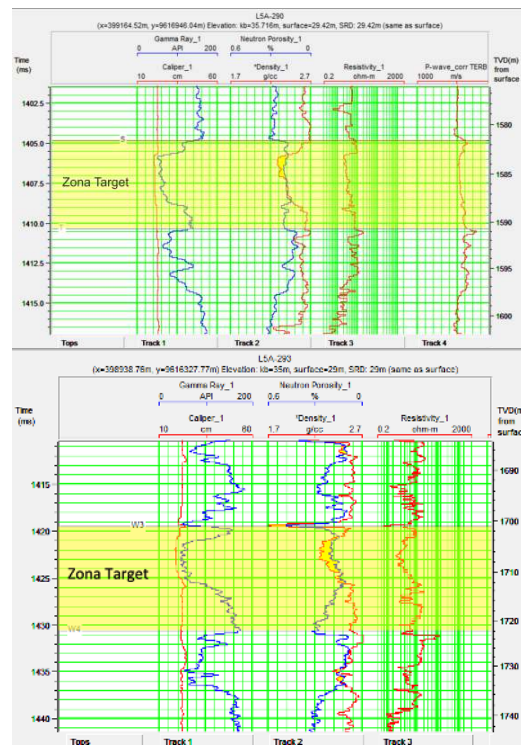
Gambar 1. Peta tektonik cekungan sumatera selatan (Ginger dan Fielding, 2005)



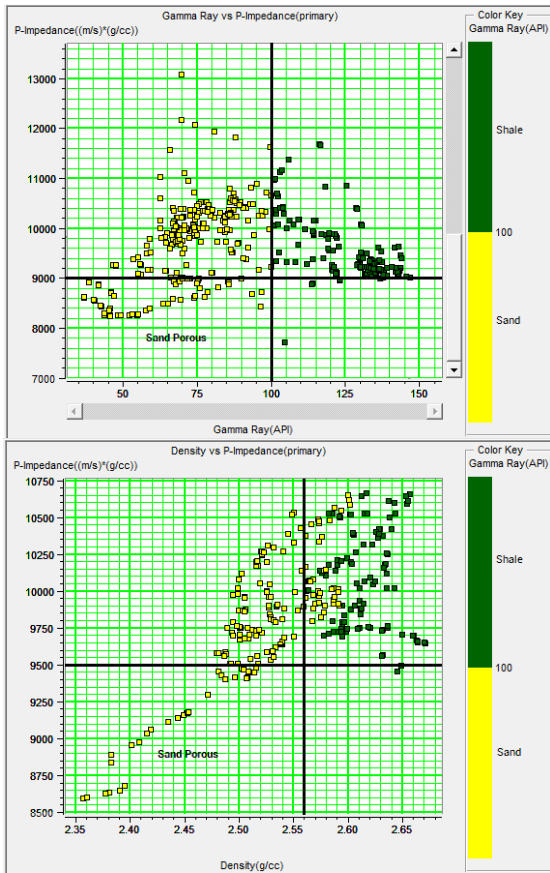
Gambar 3. Lingkungan pengendapan TRM cekungan sumatera selatan (Ginger dan Fielding, 2005).



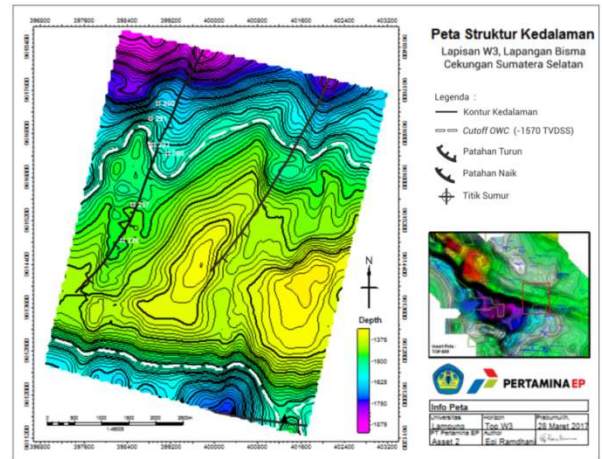
Gambar 2. Stratigrafi cekungan sumatera selatan (Doust dan Noble, 2008)



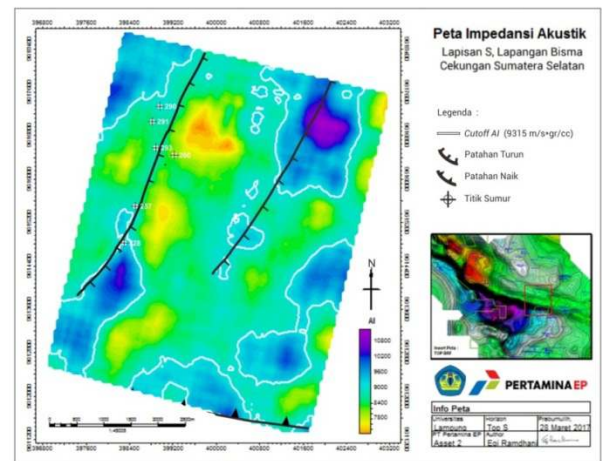
Gambar 4. Identifikasi zona target S dan W3



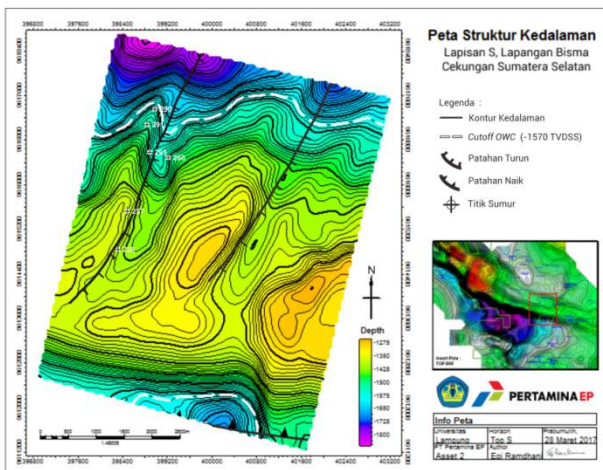
Gambar 5. Analisis crossplot PI-GR dan PI-RHOB



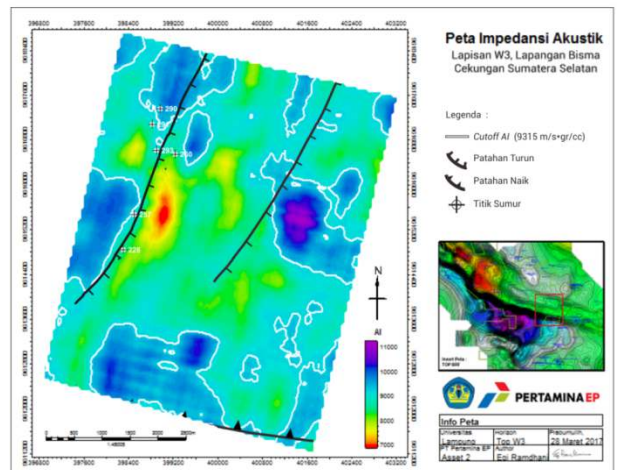
Gambar 7. Peta struktur kedalaman lapisan W3



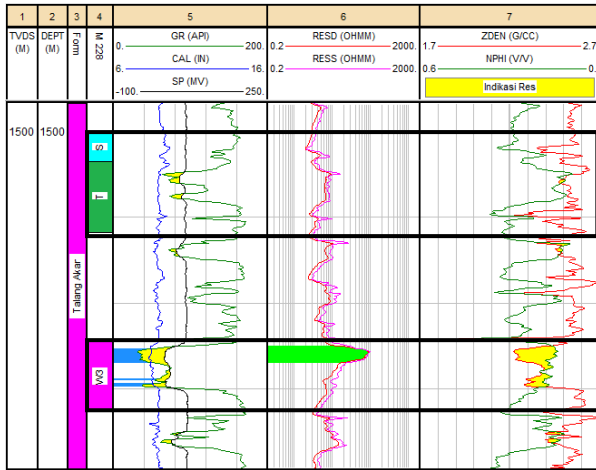
Gambar 8. Distribusi AI Lapisan S, indikator distribusi sandstone.



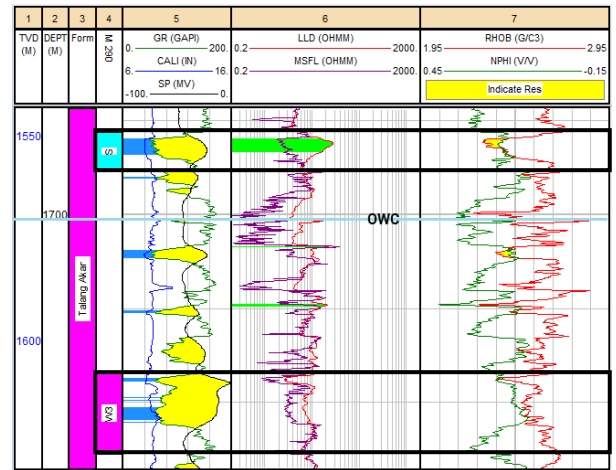
Gambar 6. Peta struktur kedalaman lapisan S



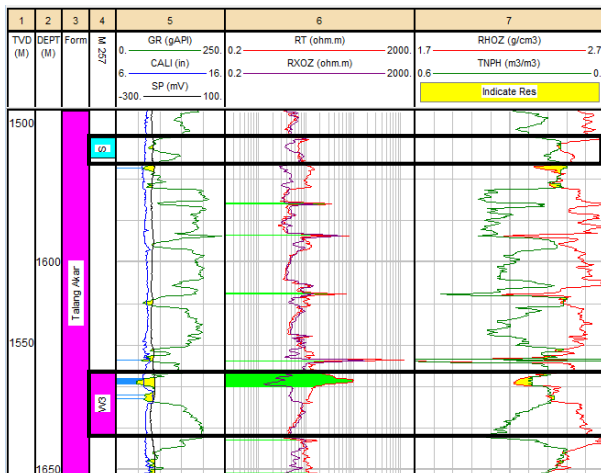
Gambar 9. Distribusi AI Lapisan W3, indikator distribusi sandstone.



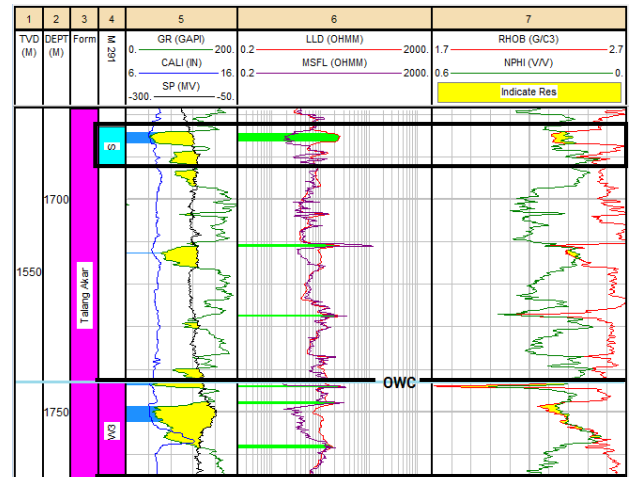
Gambar 10. Interpretasi kualitatif zona target sumur 228 pada tampilan triple combo.



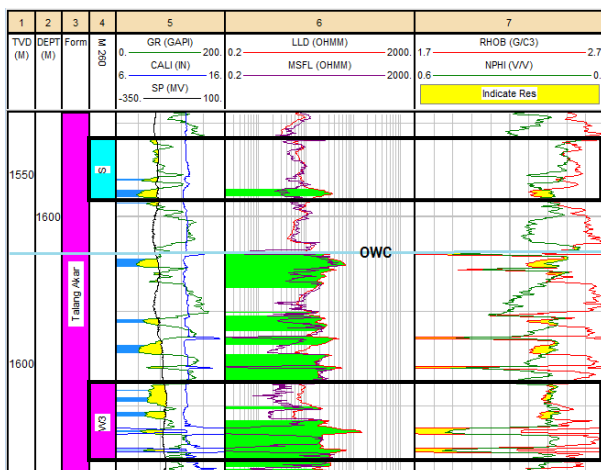
Gambar 13. Interpretasi kualitatif zona target sumur 290 pada tampilan triple combo.



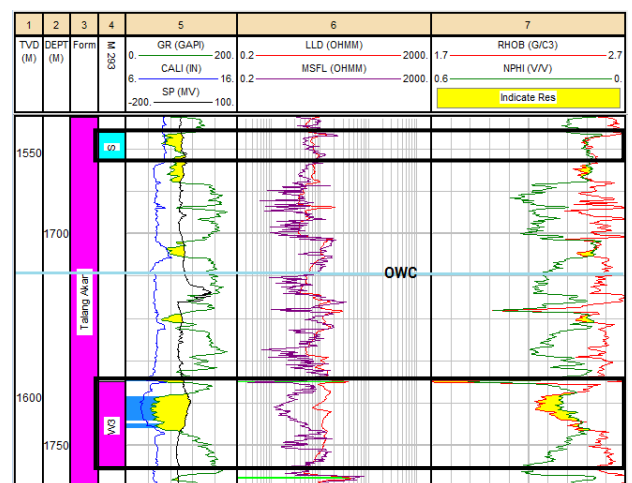
Gambar 11. Interpretasi kualitatif zona target sumur 257 pada tampilan triple combo.



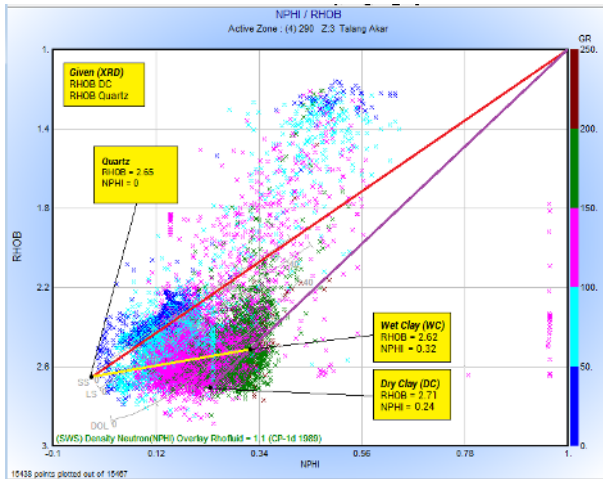
Gambar 14. Interpretasi kualitatif zona target sumur 291 pada tampilan triple combo.



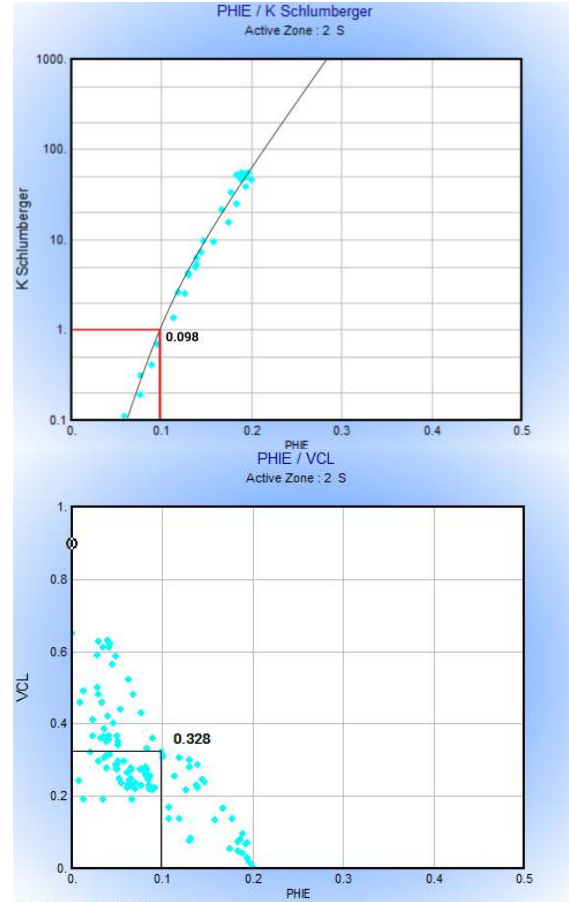
Gambar 12. Interpretasi kualitatif zona target sumur 260 pada tampilan triple combo.



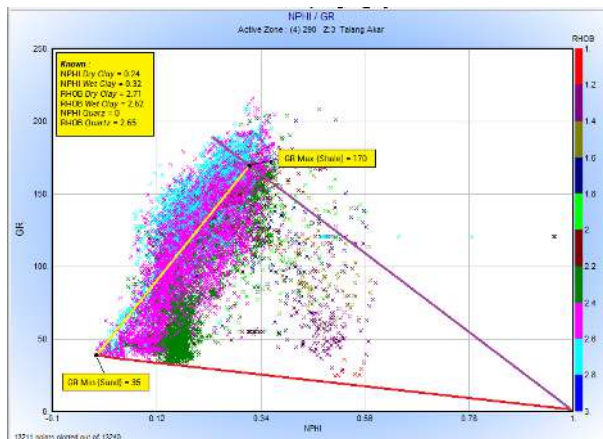
Gambar 15. Interpretasi kualitatif zona target sumur 293 pada tampilan triple combo.



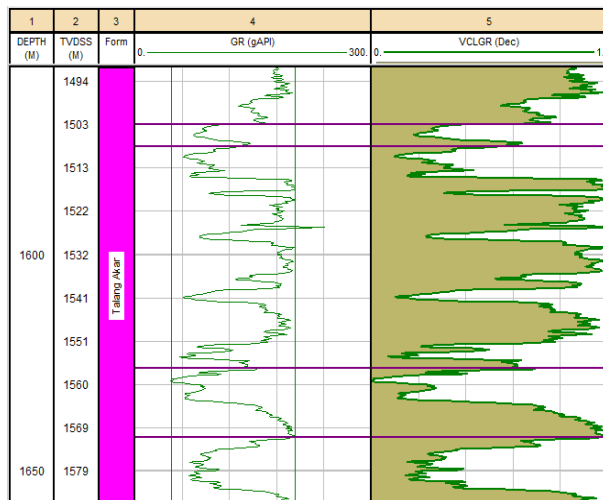
Gambar 16. Interpretasi clay parameter crossplot NPHI/RHOB



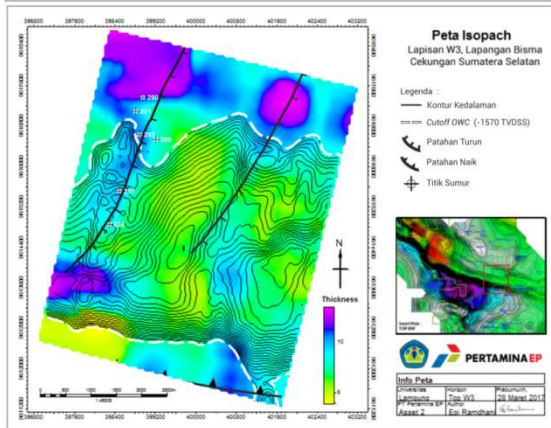
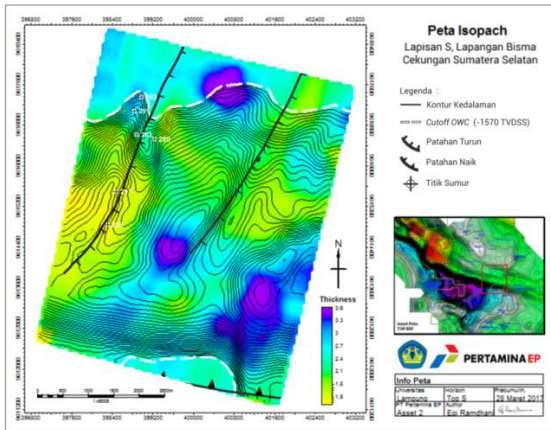
Gambar 19. PHIE cut-off (crossplot PHIE/K) dan VSh cut-off (crossplot PHIE/Vsh)



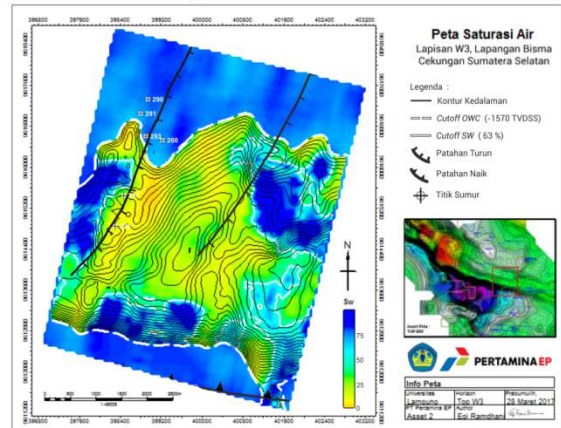
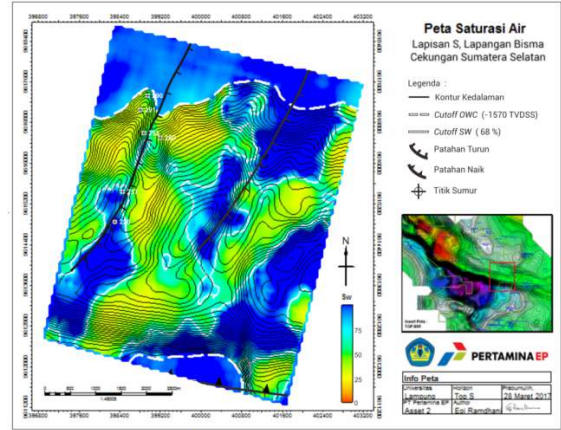
Gambar 17. Interpretasi clay parameter crossplot NPHI/GR



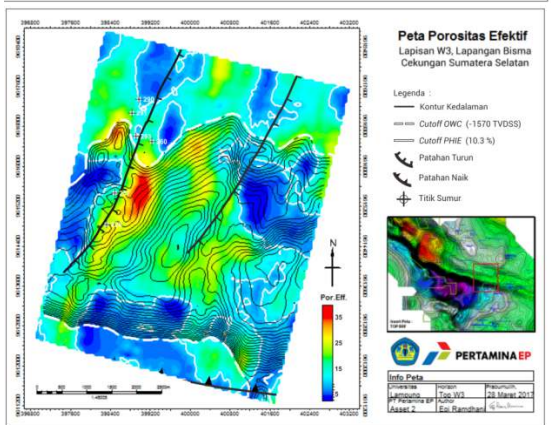
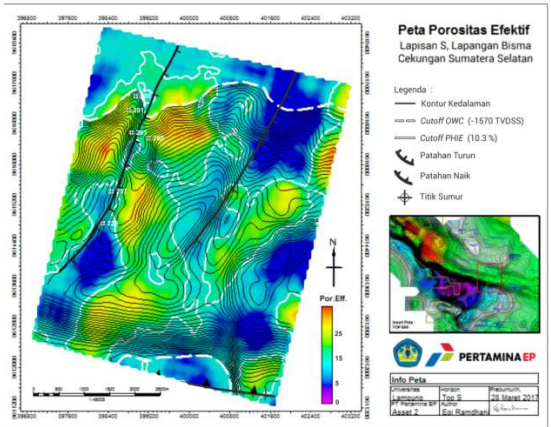
Gambar 18. Vsh interpretation



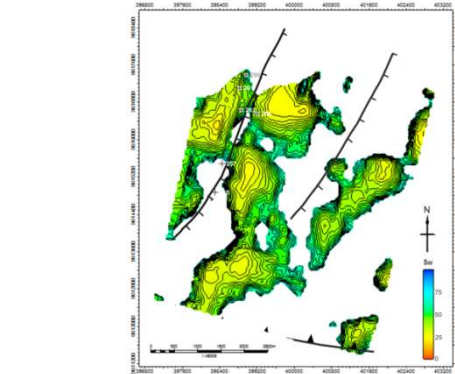
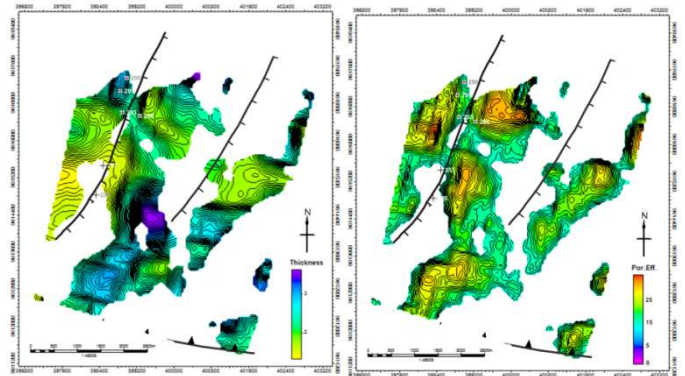
Gambar 20. Peta isopach lapisan S dan W3



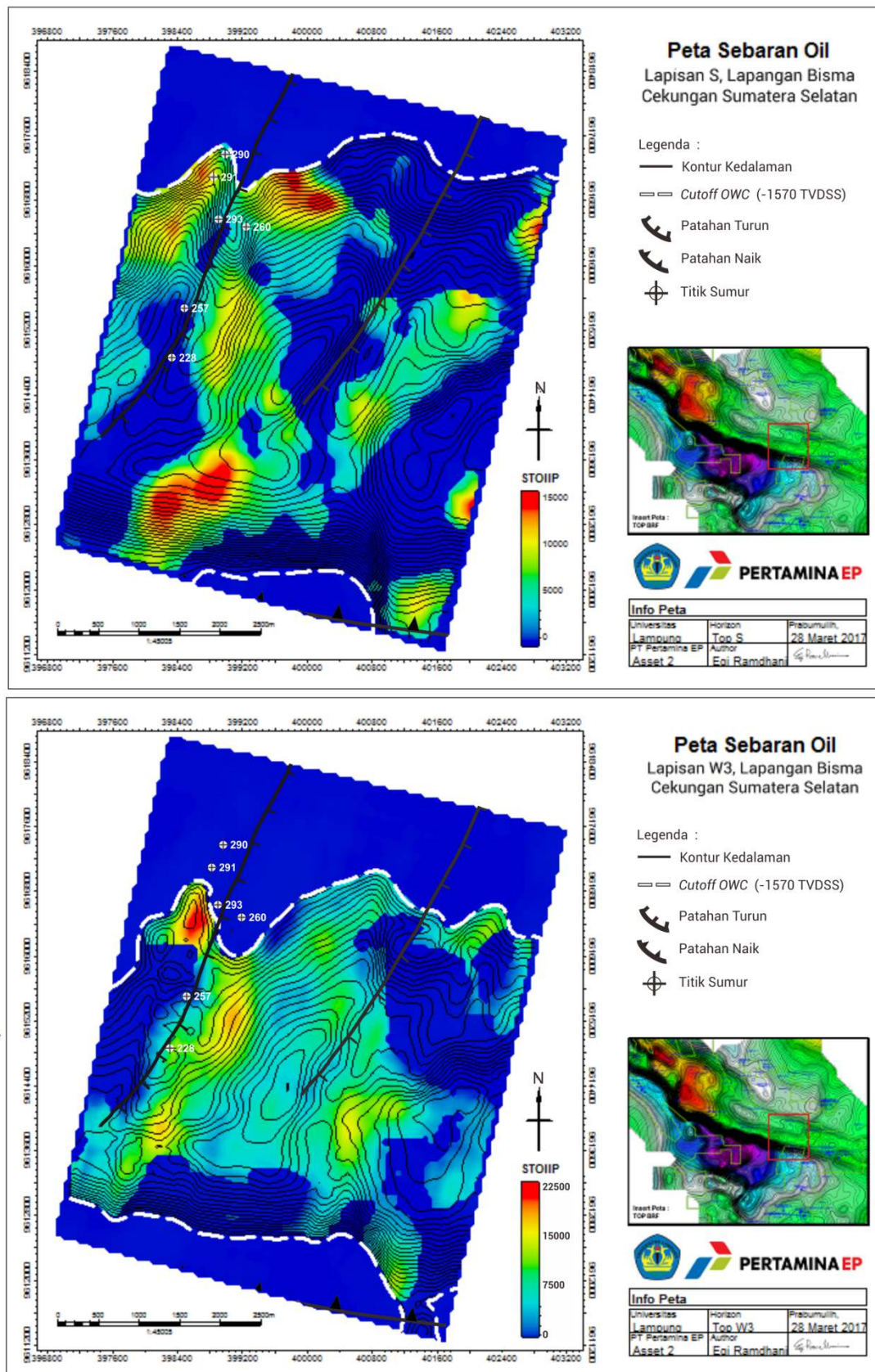
Gambar 22. Peta sebaran Sw lapisan S dan W3



Gambar 21. Peta sebaran PHIE lap. S dan W3



Gambar 23. Peta pay (hasil cutting) lapisan S



Gambar 24. Peta cadangan minyak lapisan S dan W3 Lapangan Bisma