

ESTIMASI KANDUNGAN SERPIH (V_{sh}), POROSITAS EFEKTIF (ϕ_e) DAN SATURASI AIR (S_w) UNTUK MENGHITUNG CADANGAN HIDROKARBON PADA RESERVOAR *LIMESTONE* LAPANGAN “PRB” DI SUMATERA SELATAN MENGGUNAKAN DATA LOG DAN PETROFISIKA

Leo Rivandi Purba*¹, Ordas Dewanto¹, Bagus Sapto Mulyatno¹

Jl Prof. Dr. Sumantri Brojonegoro No.1 Bandar Lampung 35145
Jurusan Teknik Geofisika, FT UNILA

e-mail: *¹geofisikaleo@gmail.com

ABSTRAK

Data log dan petrofisika dari daerah penelitian yang terletak pada Cekungan Sumatera Selatan, tepatnya pada Formasi Baturaja akan digunakan untuk menghitung cadangan hidrokarbon pada daerah penelitian. 3 data sumur diproses untuk menentukan lapisan prospek hidrokarbon dan menghitung cadangan hidrokarbon pada zona produktif dengan bantuan 1 data petrofisika pada sumur PRB-3. Dalam penentuan zona produktif hidrokarbon terlebih dahulu menentukan parameter-parameter petrofisika. Parameter yang digunakan adalah kandungan serpih, porositas efektif dan saturasi air. Nilai kandungan serpih yang kecil pada lapangan “PRB” menunjukkan bahwa reservoirnya bersih dari mineral serpih. Sedangkan berdasarkan nilai saturasi airnya, jenis hidrokarbon pada reservoir ini adalah gas bumi. Berdasarkan nilai ketiga parameter tadi, lapangan “PRB” memiliki 6 zona produktif hidrokarbon pada masing-masing sumur eksplorasi. Kemudian, menentukan zona *net pay* yang sudah ditentukan dengan menggunakan *cut-off* kandungan serpih rata-rata 8% artinya hidrokarbon akan diproduksi jika nilai kandungan serpihnya dibawah 8%, sedangkan porositas efektif 5% artinya hidrokarbon akan dapat diproduksi jika nilai porositas efektif lebih besar dari 5% dan saturasi air 70% artinya nilai saturasi air pada lapangan “PRB” harus lebih kecil dari 70% agar hidrokarbonnya bisa diproduksi. Tebal rata-rata *net pay* pada sumur PRB-1 adalah 2,275 meter. Pada sumur PRB-2 tebal rata-rata *net pay* adalah 4,09 meter. Pada sumur PRB-3 tebal rata-rata *net pay* adalah 2,65 meter. Tebal lapisan rata-rata ketiga sumur adalah sebesar 3,005 meter. Nilai rata-rata porositas efektif dari 3 sumur adalah 8,1%, dan nilai saturasi air rata-rata adalah 27,2%. Faktor formasi volume gas (Bg) adalah 0,0226 bbl/SCF dengan luas daerah 28 km². Cadangan gas bumi (OGIP) pada daerah penelitian ini adalah 7,764 BSCF.

ABSTRACT

Log and petrophysics data of research area are that located in South Sumatera Basin, exactly at formation Baturaja will be used for counting the hydrocarbon stock in research field. There are 3 the well datas processed to determine the prospect layer of hydrocarbon and estimate the hydrocarbon stock in the productive zone by using 1 petrophysic data from well PRB-3. In order to determine the productive zone of hydrocarbon, the first thing to do is to determine the petrophysics parameters. Parameters used is shale content, effective porosity and water saturation. The value of shale content on “PRB” field shows that reservoir is clean from shale minerals. But, based on the saturation of water, type hydrocarbon in reservoir it is natural gas. Based value of three parameters last, the field “PRB” having 6 zone productive hydrocarbon in each eploratory wells. Then, determine zone *net pay* that had been determined by using the *cut-off* of shale content which is 8% it means hydrocarbon will be produced if the value of shale content under 8%, effective porosity is 5% it means hydrocarbon will be produced if the value of porosity of effective larger than 5% and water saturation is 70% it means that the value of water saturation on field “PRB” must be less than 70% that hydrocarbon can be produced. Average thickness of the *net pay* in well PRB-1 is 6.78 meter. In well PRB-2, the average thickness is 7.37 meter while in well PRB-3 it is 3,825 meter. The average thickness from those three wells is 3,005 meter. The mean effective porosity of those 3 wells is 8,1% and the mean water saturation is 27,2%. Gas volume formation factor (Bg) is 0,0226 bbl/SCF which the area width is 28 km². Natural gas stock (OGIP) in this research area is 7,764 BSCF.

Keywords— *Limestone, Net pay, Cut-off, natural gas stock*

1. PENDAHULUAN

Meningkatnya pertumbuhan industri akan sumber energi dan semakin berkurangnya cadangan minyak bumi yang tersedia, telah mendorong perusahaan minyak dan gas untuk menemukan cadangan baru ataupun mengelola sumur-sumur tua (*brown pits*) untuk menjaga kesetaraan *supply and demand*.

Well Logging merupakan metode pengukuran parameter-parameter fisika, dalam lubang bor, yang bervariasi terhadap kedalaman sumur. Metode *logging* sangat berperan penting karena dapat memberikan gambaran detail sifat fisis dari batuan sekitar lubang pengeboran yang dilakukan. Analisa petrofisika dilakukan untuk memperoleh informasi secara vertikal, dan sebelum melakukan analisa petrofisika, maka kita harus paham konsep dasar *well logging* dimulai dari akuisisinya sampai pembacaan kurva log yang memberikan banyak informasi.

Lapisan produktif dianalisis menggunakan perhitungan petrofisika yaitu untuk mengetahui saturasi air, porositas dan permeabilitas. Nilai permeabilitas dan nilai R_w sudah diketahui nilainya dari hasil uji laboratorium. Nilai saturasi air dihitung menggunakan persamaan archie dikarenakan reservoirnya batugamping.

Untuk itu dilakukanlah pengestimasian kandungan serpih, porositas efektif dan saturasi air pada daerah produktif untuk mengetahui cadangan hidrokarbon pada lapangan "PRB".

2. TINJAUAN PUSTAKA

Daerah penelitian berada di Cekungan Sumatera Selatan, yang terbentuk di *backarc basin* serta evolusi cekungan ini terjadi pada zaman Mesozoic (Pulunggono, 1992). Tektonik cekungan Sumatera dipengaruhi oleh pergerakan konvergen antara Lempeng Hindia-Australia dengan Lempeng Paparan Sunda. Cekungan Sumatera Selatan dipengaruhi oleh tiga fasa tektonik utama.

Fasa *rifting* terjadi karena adanya subduksi miring Lempeng Samudra Hindia terhadap Lempeng Benua Asia pada masa Tersier yang membentuk sesar geser Musi dan sesar geser Lematang. Fasa *sagging* terjadi karena proses penyeimbangan iso statis yang menghasilkan depresi-depresi dangkal yang selanjutnya merubah cekungan Sumatera Selatan menjadi bersifat "*backarc*". Fasa Kompresi terjadi karena mengalami peningkatan tektonik akibat tumbukan konvergensi lempeng Samudera Hindia dengan lempeng *Sunda Land*.

Struktur geologi pada umumnya di cekungan Sumatera Selatan dibagi menjadi dua komponen yaitu batuan dasar pra-Tersier yang membentuk *half graben*, *horst* dan blok sesar serta elemen struktur berarah Baratlaut-Tenggara dan struktur depresi di Timurlaut yang keduanya terbentuk sebagai akibat dari orogen Plio-Plistosen (Gambar 1).

Stratigrafi cekungan Sumatera Selatan dibagi menjadi 3 kelompok, yaitu kelompok batuan Pra-Tersier, batuan Tersier dan batuan Kuartar. Stratigrafi yang dibahas dalam penelitian ini adalah stratigrafi batuan tersier yaitu Formasi Baturaja. Formasi Baturaja diendapkan selaras diatas formasi Talang Akar yang batumannya terdiri dari batu gamping terumbu dan batu pasir gampingan. Ketebalan Formasi Baturaja antara 19-150 meter dan berumur Miosen Awal serta lingkungan pengendapannya adalah laut dangkal (Gambar 2).

3. TEORI DASAR

3.1 Pengertian Dasar *Well Logging*

Well logging merupakan metode penelitian yang mempelajari karakter fisik batuan suatu formasi dari pengamatan dan perhitungan parameter fisik batuan dari pemboran. Parameter fisik tersebut berupa sifat porositas, resistivitas, temperatur, densitas, permeabilitas dan kemampuan cepat rambat yang direkam oleh gelombang elektron dalam bentuk kurva (Harsono, 1997).

3.2 Log Listrik

Kegunaan log listrik adalah untuk interpretasi litologi dan dapat juga digunakan untuk mendeteksi zona yang mengandung hidrokarbon atau tidak.

3.2.1 Log SP

Log SP adalah rekaman perbedaan potensial listrik antara elektroda di permukaan dengan elektroda yang terdapat dilubang bor yang bergerak naik-turun. Pada lapisan serpih, Kurva SP umumnya berupa garis lurus yang disebut garis dasar serpih, Sedangkan pada formasi *permeable* kurva SP menyimpang dari garis dasar serpih dan mencapai garis konstan pada lapisan *permeable* yang cukup tebal yaitu garis pasir. Penyimpangan SP dapat ke kiri atau ke kanan tergantung pada kadar garam air formasi dan filtrasi lumpur (Rider, 2002).

3.2.2 Log Resistivitas

Resistivitas atau tahanan jenis suatu batuan adalah suatu kemampuan batuan untuk menghambat jalannya arus listrik yang mengalir melalui batuan tersebut (Darling, 2005). Nilai resistivitas rendah apabila batuan mudah untuk mengalirkan arus listrik, sedangkan nilai resistivitas tinggi apabila batuan sulit untuk mengalirkan arus listrik.

3.3 Log Radioaktif

3.3.1 Log *Gamma Ray* (GR)

Prinsip dari Log *Gamma Ray* adalah suatu rekaman dari tingkat radioaktivitas alami yang terjadi karena unsur Uranium, Thorium dan Potassium pada batuan. Fungsi dari log *gamma ray* ialah untuk membedakan

lapisan *permeable* dan *impermeable* (Asquith dan Krygowsky, 2004).

3.3.2 Log Densitas (RHOB)

Log densitas merupakan kurva yang menunjukkan besarnya densitas (*bulk density*) dari batuan yang ditembus lubang bor dengan satuan gram/ cm³. Prinsip dasar dari log ini adalah menembakkan sinar gamma kedalam formasi, dimana sinar gamma ini dapat dianggap sebagai partikel yang bergerak dengan kecepatan yang sangat tinggi. Banyaknya energi sinar gamma yang hilang menunjukkan densitas elektron di dalam formasi, dimana densitas elektron merupakan indikasi dari densitas formasi (Rider, 2002).

3.3.3 Log Neutron (NPHI)

Prinsip dasar dari log neutron adalah mendeteksi kandungan atom hidrogen yang terdapat dalam formasi batuan dengan menembakkan atom neutron ke formasi dengan energi yang tinggi. Pengaruh serpih dalam lapisan permeabel akan memperbesar harga porositas neutron. Kandungan air asin atau air tawar dalam batuan akan memperbesar harga porositas neutron. Kurva log neutron ini tidak dapat untuk korelasi karena tidak mewakili litologi suatu batuan (Rider, 2002).

3.4 Log Caliper

Log ini digunakan untuk mengukur diameter lubang bor yang sesungguhnya untuk keperluan perencanaan atau melakukan penyemenan dan dapat merefleksikan lapisan *permeable* dan lapisan yang *impermeable*. Pada lapisan yang *permeable* diameter lubang bor akan semakin kecil karena terbentuknya kerak lumpur (*mud cake*) pada dinding lubang bor. Sedangkan pada lapisan

yang *impermeable* diameter lubang bor akan bertambah besar karena ada dinding yang runtuh atau *vug* (Rider, 2002).

3.5 Log Sonik

Sonic log merupakan log akustik dengan prinsip kerja mengukur waktu tempuh gelombang bunyi pada jarak tertentu didalam lapisan batuan. Prinsip kerja alat ini adalah bunyi dengan interval yang teratur dipancarkan dari sebuah sumber bunyi (*transmitter*) dan alat penerima akan mencatat lamanya waktu perambatan bunyi di dalam batuan (Δt). Lamanya waktu perambatan bunyi tergantung kepada litologi batuan dan porositas batuanya. Log sonik mengukur kemampuan formasi untuk meneruskan gelombang suara (Rider, 1996).

3.6 Interpretasi Kualitatif

Interpretasi secara kualitatif bertujuan untuk identifikasi lapisan batuan cadangan, lapisan hidrokarbon, serta perkiraan jenis hidrokarbon. Untuk mengidentifikasi litologi, maka dapat dilakukan interpretasi dari log GR atau log SP. Apabila defleksi kurva GRnya ke kiri atau minimum, kemungkinan litologinya menunjukkan batupasir, batugamping atau batubara, sedangkan untuk litologi *shale* atau organik *shale*, maka defleksi kurva GRnya ke kanan atau maksimum. Batugamping mempunyai porositas yang kecil, sehingga pembacaan ρ_b nya besar, dan harga ϕ_N nya kecil, sedangkan untuk litologi batubara menunjukkan pembacaan sebaliknya.

Untuk membedakan jenis fluida yang terdapat di dalam formasi, air, minyak atau gas, ditentukan dengan melihat log resistivitas dan gabungan log densitas-neutron. Zona hidrokarbon ditunjukkan oleh adanya separasi antara harga tahanan jenis zona terinvasi (R_{xo}) dengan harga resistivitas sebenarnya formasi pada zona tidak terinvasi (R_t). Pada lubang bor keterangan harga R_{mf} lebih kecil

daripada R_w (R_{mf}/R_w kecil), zona hidrokarbon ditunjukkan harga R_{xo}/R_t lebih kecil dari satu.

Untuk membedakan gas atau minyak yang terdapat di dalam formasi dapat dilihat pada gabungan log neutron-densitas. Zona gas ditandai dengan harga porositas neutron yang jauh lebih kecil dari harga porositas densitas, sehingga akan ditunjukkan oleh separasi kurva log neutron-densitas yang lebih besar. Dalam zona minyak, kurva neutron atau kurva densitas membentuk separasi positif yang lebih sempit daripada zona gas (dalam formasi bersih).

3.7 Interpretasi Kuantitatif

3.7.1 Vsh

Volume of shale atau yang dikenal sebagai *Vshale* merupakan persentasi atau desimal fraction dari *shale* pada sebuah volume batuan (Rider, 2002).

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

Dimana:

- I_{GR} : *shale* gamma ray Index
- GR : gamma ray log respon (v/v)
- GR_{cn} : *clean GR log* (GRMin) (v/v)
- GR_{sh} : *shale GR log* (GR Max) (v/v)

3.7.2 Porositas

Porositas suatu medium adalah bagian dari volume batuan yang tidak terisi oleh benda padat. Porositas terdiri dari porositas total dan porositas efektif (Harsono, 1997).

$$\phi_D = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f} \quad (2)$$

$$\phi_{total} = \frac{\phi_N + \phi_D}{2} \quad (3)$$

$$\phi_{DC} = \phi_D - (\phi_{Dsh} \times Vsh) \quad (4)$$

$$\phi_{NC} = \phi_N - (\phi_{Nsh} \times Vsh) \quad (5)$$

$$\phi_e = \sqrt{\frac{\phi_{NC}^2 + \phi_{DC}^2}{2}} \quad (6)$$

Dimana:

- ϕ_D : Porositas densitas
- ϕ_{DC} : Porositas densitas terkoreksi
- ϕ_{Dsh} : Porositas densitas *shale*
- ϕ_N : Porositas neutron

\emptyset_{NC} : Porositas neutron terkoreksi
 \emptyset_{Nsh} : Porositas neutron *shale*
 \emptyset_{total} : Porositas total
 \emptyset_e : Porositas efektif
 ρ_{ma} : Density matriks (gr/cc)
 ρ_b : *bulk density* (gr/cc)
 ρ_f : Densitas fluida (gr/cc)
 V_{sh} : Volume *shale* (v/v)

3.7.3 Sw Archie

Saturasi atau kejenuhan air adalah rasio dari volume pori yang terisi oleh air dengan volume porositas total (Harsono, 1997). Nilai saturasi air (S_w) dari log resistivitas dalam formasi bersih (*cleansand*) dapat ditentukan berdasarkan persamaan Archie (Rosyidan, 2005).

$$S_w = \left(\frac{a R_w}{\emptyset^m R_t} \right)^{1/n} \quad (7)$$

Dimana :

S_w : saturasi air dari zona *uninvaded* (metode Archie)
 \emptyset : porositas
 a : faktor *turtuosity*
 m : eksponen sementasi
 n : eksponen saturasi
 R_w : nilai resistivitas air formasi
 R_t : nilai resistivitas formasi, dibaca dari kurva resistivitas

3.8 Penentuan Cadangan Hidrokarbon

Cadangan adalah perkiraan volume minyak, gas alam, *natural gas liquids* dan substansi lain yang berkaitan secara komersial dapat diambil dari jumlah yang terakumulasi direservoar dengan metode operasi yang ada. Perkiraan cadangan didasarkan atas interpretasi data geologi dan teknik reservoir serta geofisika yang tersedia pada saat itu. Penentuan cadangan hidrokarbon dihitung menggunakan rumus volumetric (Triwibowo, 2010):

Untuk minyak bumi:

$$OOIP = \frac{7758 \cdot A \cdot h \cdot \emptyset \cdot (1 - S_w)}{B_o} \quad 8$$

Untuk gas bumi:

$$OGIP = \frac{43560 \cdot A \cdot h \cdot \emptyset \cdot (1 - S_w)}{B_g} \quad 9$$

Dimana:

OOIP : *Original Oil in Place* (Barel)
 OGIP : *Original Gas in Place* (SCF)
 A : Luas area (feet/kaki)
 h : Tebal *net pay* (feet/kaki)
 \emptyset : porositas (dec)
 S_w : Saturasi Air (dec)
 B_o : Faktor volume formasi minyak (bbl/STB)
 B_g : Faktor volume formasi gas (bbl/SCF)

4. METODE PENELITIAN

Adapun data yang digunakan pada penelitian ini yaitu:

4.1 Data Log (.las)

Pada penelitian ini menggunakan data log dari tiga sumur, yaitu sumur PRB-1, PRB-2 dan PRB-3 dengan kelengkapan data seperti pada tabel 1.

4.2 Data Core

Data *core* hanya terdapat pada satu sumur saja, yaitu PRB-3. Data *core* berupa analisis *routine core* dan analisis *special core* yang terlampir pada tabel 2.

4.3 Peta Persebaran sumur (gambar 3).

5. HASIL DAN PEMBAHASAN

5.1 Analisis Interpretasi Kualitatif

Penelitian ini dilakukan pada lapangan "PRB" yang memiliki 3 sumur yaitu sumur PRB-1, sumur PRB-2 dan sumur PRB-3 yang dapat dilihat pada gambar 3. Ketiga sumur tersebut diolah menggunakan program *interactive petrophysics* untuk melakukan interpretasi kualitatif. Dari hasil interpretasi kualitatif berdasarkan defleksi log *gamma*

ray, log resistivitas serta gabungan log densitas-neutron, maka diketahui lapisan prospek hidrokarbon dari masing-masing sumur.

Untuk lapisan prospek hidrokarbon pada sumur PRB-1 terdapat pada kedalaman 1846,8-1924,7 meter, sehingga ketebalan dari zona reservoir ini adalah sebesar 95,9 meter. Lapisan prospek hidrokarbon pada sumur PRB-2 terdapat pada kedalaman 1890,5-1992,5 meter, sehingga ketebalan dari zona ini adalah 102 meter. Lapisan prospek hidrokarbon pada sumur PRB-3 berada pada kedalaman 1826,6-1928,3 meter, sehingga ketebalan lapisan ini adalah sebesar 101,7 meter. Model litologi pada lapisan prospek hidrokarbon yang diperoleh dari *crossplot* antara kurva RHOB-NPHI menunjukkan bahwa litologi pada ketiga sumur didominasi oleh batu gamping dapat dilihat pada gambar 4.

5.2 Interpretasi Kuantitatif

Analisa kuantitatif bertujuan untuk mengetahui nilai-nilai parameter petrofisika dari suatu lapisan. Parameter-parameter tersebut diantaranya yaitu nilai kandungan serpih (V_{sh}), porositas efektif (ϕ_e) dan nilai saturasi air (S_w). dari ketiga parameter tersebut akan didapatkan nilai *cut-off* yang akan digunakan sebagai batas dari nilai petrofisika reservoir masing-masing sumur yang digambarkan dengan nilai *net pay* dan *net reservoir*.

Berdasarkan dari parameter tersebut, maka zona produktif dari masing-masing sumur dibedakan menjadi 6 zona, yaitu BRF1, BRF2, BRF3, BRF4, BRF5, dan BRF6.

5.2.1 Analisis Kandungan Serpih (V_{sh})

Dari hasil perhitungan menggunakan persamaan (1) maka didapatkan nilai kandungan serpih pada zona produktif untuk masing-masing sumur. Nilai kandungan serpih sumur PRB-1 masing-masing zona

produktif berturut-turut adalah 7,54%, 4,88%, 4,63%, 5,19%, 7,88% dan 7,67%. Nilai kandungan serpih sumur PRB-2 masing-masing zona produktif berturut-turut adalah 4,07%, 5,84%, 3,24%, 3,01%, 2,8% dan 2,63%. Nilai kandungan serpih sumur PRB-3 masing-masing zona produktif berturut-turut adalah 4,35%, 3,66%, 4,9%, 4,41%, 6,98% dan 2,09%. Dari nilai kandungan serpih maka zona produktif dari ketiga sumur diindikasikan sebagai lapisan *cleansand* hal ini dilihat dari kandungan serpih yang kecil dibawah 10%, sehingga perhitungan S_w digunakan persamaan Archie.

5.2.2 Analisis Porositas Efektif (ϕ_e) dan Saturasi Air (S_w)

Nilai porositas merupakan hasil perhitungan dari nilai porositas efektif berdasarkan data log densitas dan log neutron. Dengan menggunakan persamaan (2-6) sehingga didapatkan nilai porositas untuk masing-masing zona produktif pada masing-masing sumur. Sebelum dilakukan perhitungan S_w , perlu diketahui nilai dari resistivitas air formasi (R_w). Nilai R_w diperoleh dari metode *picket plot*. Selanjutnya, dilakukan perhitungan berdasarkan persamaan Archie. Porositas efektif sumur PRB-1 dari zona BRF1 sampai zona BRF6 berturut-turut adalah 7,2%, 10,05%, 6,52%, 5,06%, 4,42% dan 3,29%. Sedangkan nilai saturasi air sumur PRB-1 pada zona produktif berturut-turut adalah 22,81%, 19,20%, 20,33%, 31,52%, 37,52% dan 49,08%.

Porositas efektif sumur PRB-2 dari zona BRF1 sampai zona BRF6 berturut-turut adalah 6,23%, 5,73%, 5,97%, 5,83%, 6,45% dan 4,41%. Sedangkan nilai saturasi air sumur PRB-2 pada zona produktif berturut-turut adalah 23,58%, 22,31%, 38,05%, 44,2%, 48,91% dan 45,08%. Porositas efektif sumur PRB-3 dari zona BRF1 sampai zona BRF6 berturut-turut adalah 5,44%, 9,19%, 10,61%, 6,31%, 5,41% dan 4,84%. Sedangkan nilai saturasi air sumur PRB-3

pada zona produktif berturut-turut adalah 33,13%, 40,04%, 45,51%, 41,4%, 22,55% dan 25,19%.. Dari ketiga sumur tersebut, yang paling bagus untuk diproduksi adalah sumur PRB-3. Dari nilai saturasi air masing-masing zona produktif, maka disimpulkan kandungan hidrokarbonnya adalah gas bumi yang terlihat pada gambar 5 untuk sumur PRB-1, gambar 6 untuk sumur PRB-2 dan gambar 7 untuk sumur PRB-3.

5.2.3 Penentuan Nilai *Cut-off*

Parameter yang digunakan untuk menentukan nilai *cut-off* diantaranya adalah nilai kandungan serpih, nilai porositas efektif dan nilai saturasi air. Penentuan *cut-off* ini didasarkan atas grafik silang atau *crossplot* antar parameter tertentu. Nilai *cut-off* porositas efektif didapat dari nilai batas geologi yang digunakan pada permeabilitas minimum yaitu 0,1 mD (Gambar 8). Nilai tersebut sudah diuji dilaboratorium.

Dari hasil *crossplot* antara porositas dan permeabilitas, maka didapatlah nilai *cut-off* porositas efektif pada masing-masing sumur seperti pada tabel 3. Setelah didapatkan nilai porositas efektif dari *crossplot* gambar 8, maka dilanjutkan untuk menentukan nilai kandungan serpih dengan menggunakan nilai porositas efektif tersebut seperti pada gambar 9, yang merupakan *crossplot* antara nilai porositas efektif dan kandungan serpih. Hasil *crossplot* pada gambar 9 dapat dilihat pada tabel 3.

5.2.4 Analisis Lumping

Dari hasil *cut-off* dihasilkan data lumping yang berupa *summary* dari nilai parameter *net pay* dan *net reservoir*. Nilai pada *net reservoir* didapatkan dengan menggunakan nilai batas atau *cut-off* dari parameter porositas efektif dan kandungan serpih, sedangkan nilai parameter pada *net pay* didapatkan dari nilai *cut-off* porositas efektif, kandungan serpih dan saturasi air. Nilai porositas efektif yang digunakan

merupakan lapisan yang memiliki nilai porositas lebih dari nilai *cut-off*, sedangkan nilai kandungan serpih dan saturasi air yang digunakan merupakan nilai yang kurang dari nilai *cut-off*.

5.2.5 Pemodelan 2D dan 3D Parameter *Pay*

Setelah mendapatkan *summary pay* dari analisa kuantitatif, data tersebut digunakan untuk dijadikan parameter dalam pemodelan reservoir 2D dan 3D. Dari pemodelan ini, didapatkan informasi berupa visualisasi reservoir dari ketiga sumur dengan parameter berupa *net pay* (Gambar 10), porositas efektif pada gambar 11 dan saturasi air pada gambar 12.

5.2.6 Perhitungan Cadangan Hidrokarbon Awal (*OGIP*)

Perhitungan cadangan hidrokarbon awal di hitung menggunakan persamaan 9. Nilai B_g didapat dari analisis laboratorium petrofisika yaitu 0,0226 bbl/SCF (Wangge, 2013). Luas daerah penelitian adalah 28 km² dan dikonversikan ke acre menjadi 6918,94 acre. Tebal lapisan rata-rata ketiga sumur yaitu 3,005 meter dan dikonversikan ke kaki menjadi 9,86 kaki. Porositas efektif untuk lapangan "PRB" adalah 0,081, sementara saturasi air untuk lapangan "PRB" adalah 0,272. Dari perhitungan diatas, maka didapatlah cadangan gas bumi awal (*OGIP*) adalah sebesar 7,764 BSCF, dari nilai tersebut maka lapangan "PRB" layak untuk di produksi karena cadangan gas buminya cukup besar.

6. KESIMPULAN DAN SARAN

6.1 Kesimpulan

Adapun kesimpulan dari penelitian ini adalah sebagai berikut:

1. Tebal lapisan produktif sumur PRB-1 sebesar 95,9 meter, sumur PRB-2

- sebesar 102 meter dan sumur PRB-3 sebesar 101,7 meter.
2. Berdasarkan nilai rata-rata kandungan serpih sumur PRB-1, sumur PRB-2 dan sumur PRB-3 merupakan daerah *cleansand*.
 3. Berdasarkan nilai rata-rata saturasi air sumur PRB-1, sumur PRB-2 dan sumur PRB-3 hidrokarbonnya merupakan gas bumi.
 4. *Net-pay* ditentukan dengan *cut-off* porositas 5%, kandungan serpih 8% dan saturasi air 70%, artinya hidrokarbon akan diproduksi jika memenuhi nilai tersebut.
 5. Nilai *net pay* lapangan "PRB" kandungan serpih adalah 0,0346, porositas efektif sebesar 0,081 dan saturasi air sebesar 0,272.
 6. Tebal rata-rata *net-pay* sumur PRB-1 adalah 2,73 meter, sumur PRB-2 adalah 4,09 meter dan sumur PRB-3 adalah 2,65 meter.
 7. *Original Gas in Place (OGIP)* pada lapangan "PRB" adalah 7,764 BSCF.

6.2 Saran

Adapun saran untuk penelitian ini adalah sebagai berikut:

1. Disarankan penambahan sumur eksplorasi.
2. Disarankan penelitian lebih lanjut tentang teknik reservoir untuk mengetahui volume hidrokarbon yang sesungguhnya pada lapangan "PRB".

DAFTAR PUSTAKA

Asquith, G. B., 1976, *Basic Well Log Analysis for Geologist*, The American Association of Petroleum Geologists, Tulsa, Oklahoma.

Asquith, G. B., dan Krygowsky D.A., 2004, *Basic Well Log Analysis, Second Edition*, Tulsa, Oklahoma: AAPG, AAPG Methods in Exploration series 16.

Darling, T., 2005, *Well Logging and Formation Evaluation*, Oxford: Oilfield Serviced, Jakarta.

Harsono, A., 1997, *Evaluasi Formasi dan Aplikasi Log Schlumberger Oilfield Service*, edisi ke-8, Jakarta.

Heidrick dan Aulia, 1993, *A Structural And Tectonic Model of the Coastal Plains Block, South Sumatera Basins*, Indonesia: proceedings of the Indonesian petroleum association, 22 Annual Convention.

Koesoemadinata, R. P., 1980, *Geologi Minyak dan Gas Bumi*, Jilid 2 Edisi kedua, Institut teknologi bandung, Bandung.

Pulunggono, A., 1992, *Pre-Tertiary and Tertiary Fault System as a Framework of the South Sumatera Basin, a study of sar-maps: Proceedings Indonesia Petroleum Association Twenty First Annual Convention*.

Rider, M., 1996, *The Geological Interpretation of Well Logs*, Caithness, Scotland.

Rider, M., 2002, *The Geological Interpretation of Well Logs*, Second Edition, Revised 2002, Scotland: Whitetles Publishing.

Rosyidan, C., Satiawati. L., dan Satiyawira, B., 2015, Analisa Fisika Minyak (Petrophysics) dari Data Log Konvensional untuk Menghitung Sw berbagai Metode, *Prosiding Seminar Nasional Fisika*. Volume IV, ISSN: 2339-0654.

Triwibowo, B., 2010, Cut-off Porositas, Volume Shale dan Saturasi Air untuk Perhitungan Netpay sumur O Lapangan C cekungan Sumatera Selatan, *Jurnal Ilmiah MTG*, Volume 3.

Wangge, J., 2013, Simulasi Reservoir dan
Sertifikasi Cadangan Hidrokarbon
Lapangan X Cekungan Sumatera
Selatan, *Jurnal Ilmiah MTG*, Volume 5

LAMPIRAN

Tabel 1. Kelengkapan Data Log

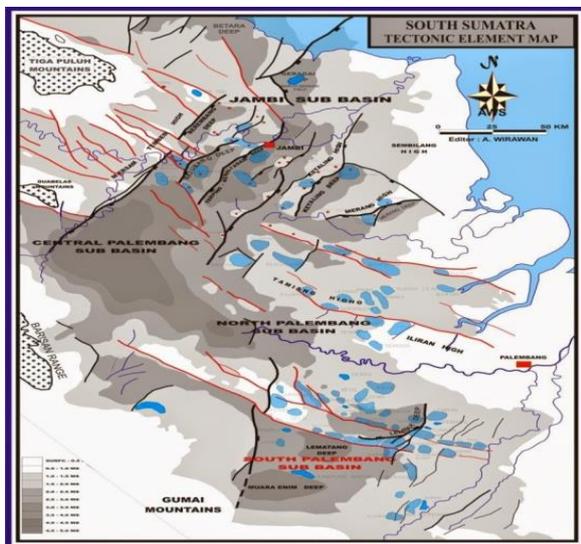
Sumur	Caliper	GR	SP	NPHI	RHOB	LLD
PRB-1	√	√	√	√	√	√
PRB-2	√	√	√	√	√	√
PRB-3	√	√	√	√	√	√

Tabel 2. Kelengkapan Data Core

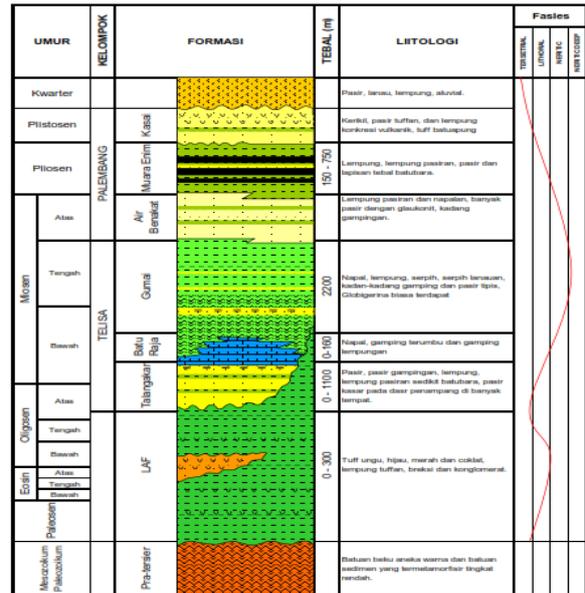
Sumur	Routine Core	Special Core
PRB-1	-	-
PRB-2	-	-
PRB-3	√	√

Tabel 3. Nilai Cut-off

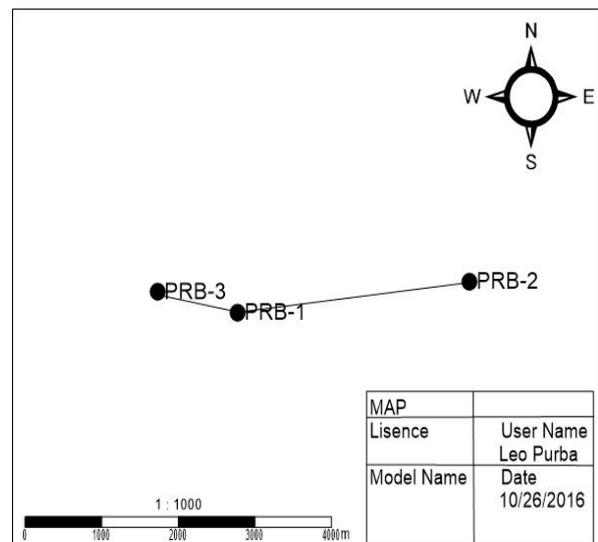
Sumur	ϕ_e	Vsh	Sw
PRB-1	5%	7%	70%
PRB-2	5%	10%	70%
PRB-3	5%	8%	70%



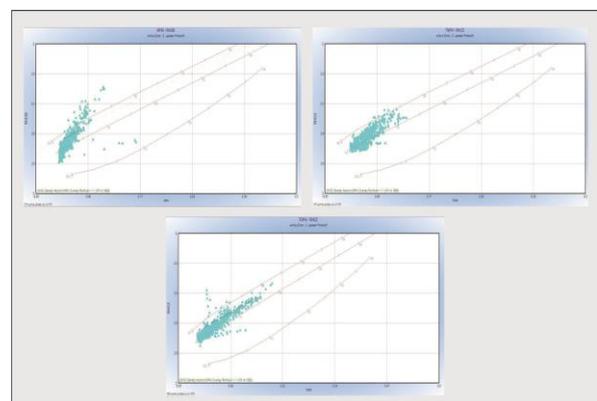
Gambar 1. Peta struktur geologi pada daerah Cekungan Sumatera Selatan (Heidrick dan Aulia, 1993).



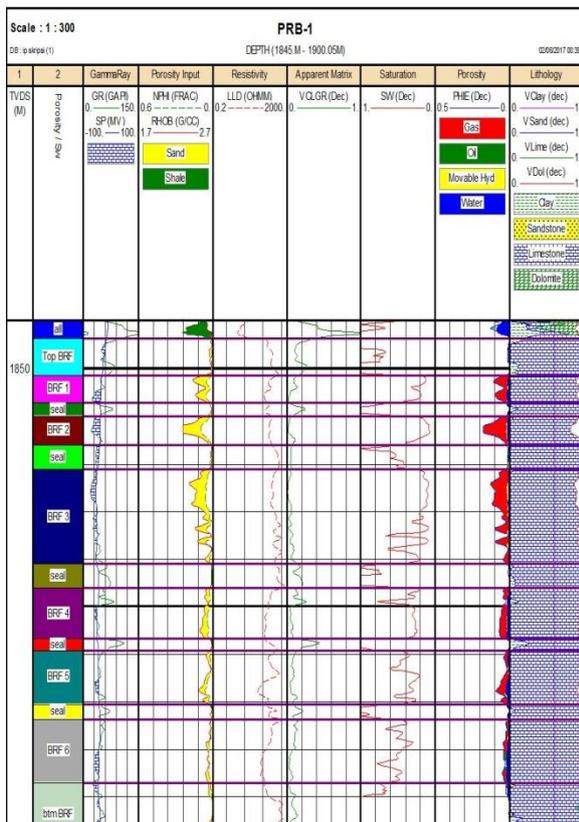
Gambar 2. Stratigrafi Redional Sumatera Selatan (Koesomadinata, 1980).



Gambar 3. Peta Penelitian Lapangan “PRB”

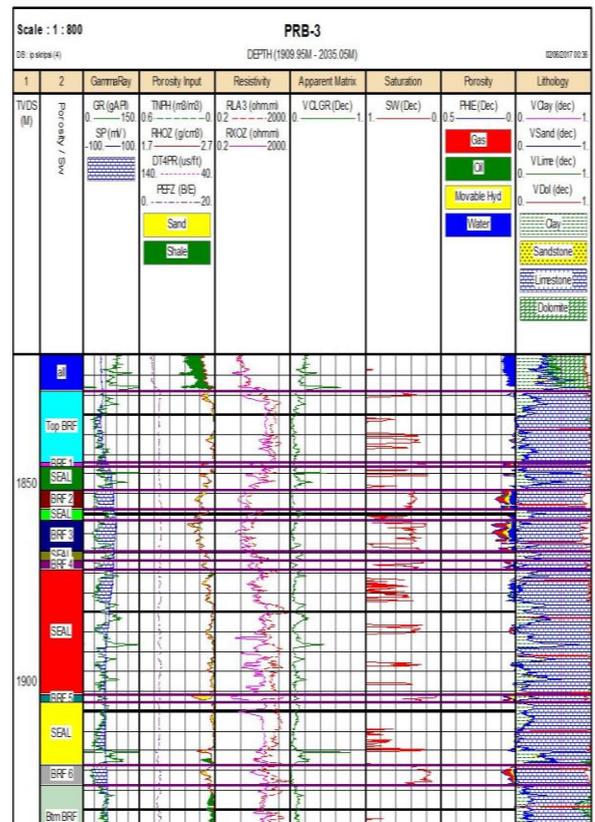


Gambar 4. Model Litologi Lapangan “PRB”

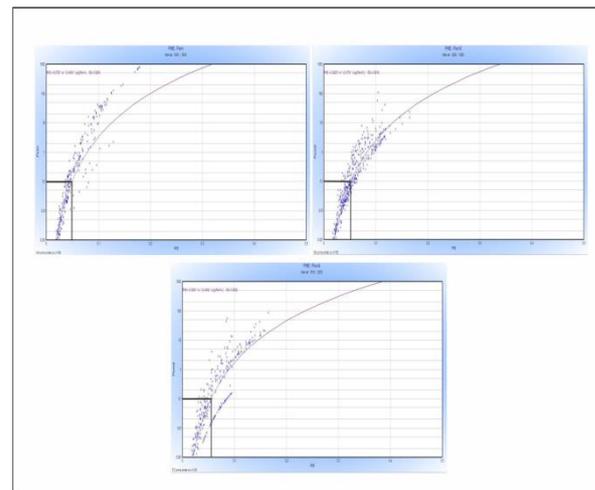
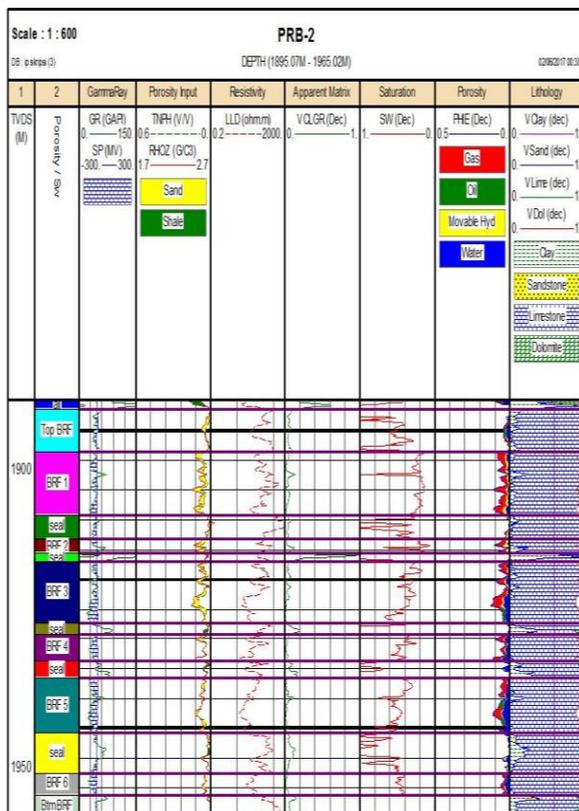


Gambar 5. Kurva Porositas Efektif dan Saturasi Air Sumur PRB-1

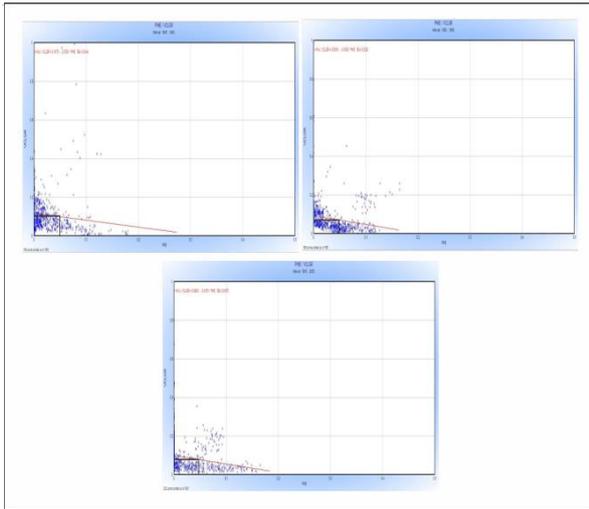
Gambar 6. Kurva Porositas Efektif dan Saturasi Air Sumur PRB-2



Gambar 7. Kurva Porositas Efektif dan Saturasi Air Sumur PRB-2

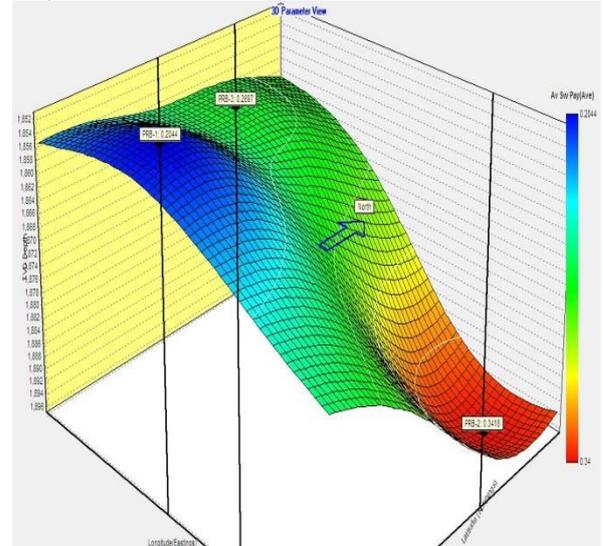


Gambar 8. Crossplot antara Porositas Efektif dan Permeabilitas

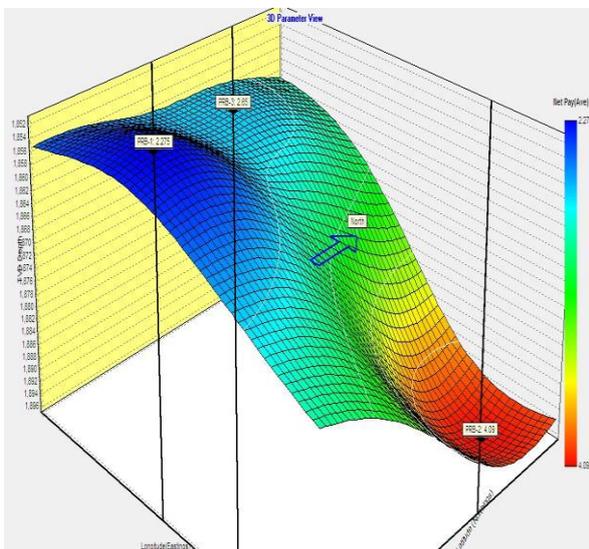


Gambar 9. Crossplot antara Porositas Efektif dan Kandungan Serpinit

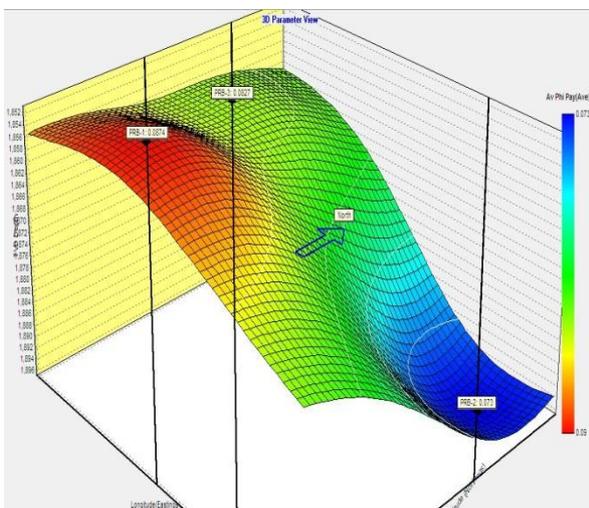
Pay.



Gambar 12. Pemodelan 3D dengan parameter Saturasi Air *Pay*.



Gambar 10. Pemodelan 3D dengan parameter *net-pay*.



Gambar 11. Pemodelan 3D dengan parameter Porositas Efektif