



KARAKTERISASI RESERVOIR MENGGUNAKAN ANALISIS PETROFISIKA PADA LAPANGAN Y FORMASI TALANG AKAR CEKUNGAN SUMATERA SELATAN

Ardika Giri Gahana^{1*}, Ildrem Sjafri¹, Reza Moh Ganjar Gani¹, Yusi Firmansyah¹

¹Fakultas Teknik Geologi Universitas Padjadjaran, Bandung

*Korespondensi: ardikagiri,gahana@gmail.com

ABSTRAK

Daerah penelitian berada di Pulau Sumatera bagian Selatan. Lapangan “Y” termasuk dalam Formasi Talang Akar, cekungan Sumatera Selatan. Penelitian ini bertujuan untuk menentukan karakteristik reservoir berdasarkan pendekatan dan perhitungan analisis petrofisika. Metode yang dilakukan dalam penelitian ini dilakukan dengan cara analisa kualitatif dan kuantitatif menggunakan data-data berupa; sepuluh (10) data log sumur, dua (2) data mudlog dan dua (2) data core. Data log sumur digunakan sebagai dasar pembuatan kerangka stratigrafi beserta data core dan data mudlog. Berdasarkan hasil analisis kualitatif didapatkan 4 zona batupasir yang diinterpretasikan sebagai zona reservoir lapangan Y. Masing-masing zona memiliki ciri dan karakteristik yang khas. Hal ini ditunjukkan oleh perolehan nilai hasil perhitungan parameter petrofisika pada dari setiap zona. Pada zona A memiliki nilai vshale sebesar 0.144, porositas sebesar 17%, saturasi air sebesar 77%, permeabilitas 16.3 mD. Zona B memiliki nilai vshale sebesar 0.091, porositas sebesar 23%, saturasi air sebesar 67%, permeabilitas 78.6 mD. Zona C memiliki nilai vshale sebesar 0.349, porositas sebesar 15%, saturasi air sebesar 71%, permeabilitas 22.5 mD. Zona D memiliki nilai vshale sebesar 0.26, porositas sebesar 15%, saturasi air sebesar 74% dan permeabilitas sebesar 9.8 mD. Lalu dilanjutkan penentuan nilai cutoff pada vshale sebesar 50%, cut off porositas sebesar 15% dan cutoff saturasi air sebesar 70%. Setelah melakukan analisis data dapat ditarik kesimpulan bahwa zona B merupakan reservoir dengan karakteristik paling baik dibanding zona lainnya. Ketebalan pada reservoir zona B memiliki nilai NTG sebesar 94% serta perangkap yang baik di sekitarnya.

Kata kunci: Lapangan Y, formasi Talang Akar, petrofisika, cutoff, vshale, porositas, permeabilitas, saturasi air.

ABSTRACT

The research area is located in South Sumatera island. Bernard Field is a part of Takang Akar Formation and South Sumatera Basin. The purpose of the research is to determine the characteristics of reservoir based petrophysical analysis. Methods undertaken in this study done by qualitative and quantitative analysis using several data consist of ten (10) well log data, two (2) mudlog data and two (2) core data. Based on qualitative analysis, there are four (4) sandstones zones which are interpreted as reservoir zones Y field. it shows by the calculation of petrophysical parameter from each zona. in zona A there are Vshale value of 0.1444, porosity value of 17%, water saturation value of 77%, and permeability value of 16.3 mD. B zone there are Vshale value of 0.091, porosity value of 23%, water saturation value of 67%, and permeability value of 78.6 mD. C zone there are Vshale value of 0.349, porosity value of 15%, water saturation value of 71%, and permeability value of 22.5 mD. D zone there are Vshale value of 0.26, porosity value of 15%, water saturation value of 71%, and permeability value of 9.8 mD. The, cutoff determination value of vshale 50%, porosity cutoff 15% and water saturation cut off 70%. After did data analysis there are conclusion that B zone are the best quality of reservoir than other zone. The thickness in reservoir B zone value 94% and have a good seal in other side.

Keywords: Y field, Talang Akar Formation, Petrophysisc, cutoff, vshale, porosity, permeability, water saturarion.

1. PENDAHULUAN

Minyak dan gas bumi masih menjadi sumber energi yang paling dibutuhkan di dunia dikarenakan nilai kalornya yang tinggi, sifat fluidanya yang mudah disimpan dan didistribusikan, serta dapat menjadi bahan baku pembuatan keperluan lain. Peningkatan akan kebutuhan energi ini harus diimbangi oleh produksi yang terus meningkat padahal minyak dan gas bumi ini termasuk ke dalam kategori sumberdaya energi fosil yang tidak terbarukan. Sehingga diperlukan beberapa solusi dalam usaha peningkatan produksi minyak dan gas bumi yang diantaranya adalah perluasan dan atau penambahan lapangan produksi, penambahan sumur baru dan upaya mempertahankan angka produksi minyak dan gas bumi pada suatu lapangan agar tidak menurun.

Karakterisasi reservoir merupakan upaya penentuan kualitas reservoir dari sistem batuan, fluida, geometri dan penyebarannya, sifat fisika dan kimia, interaksi dan interelasinya dalam model geologi reservoir setempat yang mencakup perkiraan kualitas reservoir yang berada di zona tersebut, sehingga dapat memberikan panduan bagi tahap pengembangan lapangan selanjutnya. Dengan dilakukannya karakterisasi reservoir ini diharapkan dapat memberikan hasil dan gambaran untuk membantu melihat potensi pengembangan lapangan ini lebih lanjut sehingga dapat mempertahankan atau bahkan meningkatkan angka produksi setiap tahunnya.

2. TINJAUAN PUSTAKA

Geologi Cekungan Sumatera Selatan adalah suatu hasil kegiatan tektonik yang berkaitan erat dengan penunjaman Lempeng Indo-Australia, yang bergerak ke arah utara hingga timurlaut terhadap Lempeng Eurasia yang relatif diam. Zona penunjaman lempeng meliputi daerah sebelah barat Pulau Sumatera dan selatan Pulau Jawa. Beberapa lempeng kecil (micro-plate) yang berada di antara zona interaksi

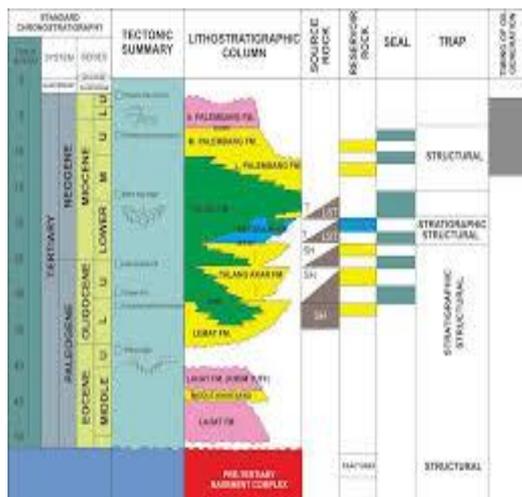
tersebut turut bergerak dan menghasilkan zona konvergensi dalam berbagai bentuk dan arah. Penunjaman lempeng Indo-Australia tersebut dapat mempengaruhi keadaan batuan, morfologi, tektonik dan struktur di Sumatera Selatan. Tumbukan tektonik lempeng di Pulau Sumatera menghasilkan jalur busur depan, magmatik, dan busur belakang (Bishop, 2000).

Cekungan Sumatera Selatan termasuk ke dalam cekungan busur belakang (Back Arc Basin) yang terbentuk akibat interaksi antara lempeng Indo-Australia dengan lempeng mikro-sunda.



Gambar 2.1 Peta Fisiografi Cekungan Sunda (Wight, 1986)

Stratigrafi daerah cekungan Sumatra Selatan secara umum dapat dikenal satu megacycle (daur besar) yang terdiri dari suatu transgresi dan diikuti regresi. Formasi yang terbentuk selama fase transgresi dikelompokkan menjadi Kelompok Telisa (Formasi Talang Akar, Formasi Baturaja, dan Formasi Gumai). Kelompok Palembang diendapkan selama fase regresi (Formasi Air Benakat, Formasi Muara Enim, dan Formasi Kasai), sedangkan Formasi Lemat dan older Lemat diendapkan sebelum fase transgresi utama.



Gambar 2.2 Stratigrafi Regional Cekungan Sunda (Wight, 1986)

Petroleum system di cekungan Sumatra Selatan adalah sebagai berikut:

- Batuan Induk

Batuan yang dianggap sebagai sumber utama penghasil hidrokarbon di lapangan minyak Prabumulih Barat adalah shale/serpih pada Formasi Talang Akar dan Lahat. Batuserpih tersebut dinilai berpotensi karena telah dalam kondisi matang (mature), dan telah menggenerasikan hidrokarbon.

- Batuan Reservoir

Reservoir utama di lapangan X adalah batupasir formasi Talang Akar yang telah terbukti berproduksi di sumur-sumur existing. Batupasir ini umumnya dari kelompok arenit yang didominasi oleh butiran ketimbang matrik. Penyusun utamanya adalah Kuarsa, sebagian feldspar dan fragmen batuan, sortasi sedang.

- Batuan Penyekat (Seal)

Batuan penyekat adalah batuserpih dari formasi Talang akar yang berselang seling dengan reservoir batupasir.

- Perangkat (Trap)

Perangkap yang berkembang di Struktur X merupakan kombinasi antara perangkat struktur dan stratigrafi

- Migrasi

Migrasi Hidrokarbon di Lapangan X diperkirakan terjadi secara insitu migration. Kematangan batuan induk Formasi Talang akar tercapai di dalaman (Half-Graben). Hidrokarbon umumnya terperangkap secara stratigrafi di Lapisan lapisan riftclimax. Kemudian pada PlioPleistosen, terjadi lagi migrasi (secondary migration) melalui pola patahan yang terbentuk pada saat itu.

3. METODE

Peneliti menggunakan data wireline log sumur X lapangan Y yang terdiri dari log GR(*Gamma Ray*), log SP (*Spontaneous Potential*), log Caliper, log densitas, log neutron, log resistivitas, beserta header log dan mudlog yang berisi data akuisisi log. *Header log* berisi informasi *top depth*, *bottom depth*, informasi pengukuran lumpur yang digunakan, BHT (*Bore Hole Temperature*) atau suhu maksimal yang terukur, dan lain-lain. Sedangkan *mudlog* berisi informasi litologi yang berguna untuk membantu interpretasi kualitatif.

1. Input Data Las

Pada tahap ini dilakukan proses *loading* data berupa data Las dari *well log*. Dimana sebelumnya sudah dibuat database untuk lembar kerjanya. Proses yang dilakukan pada tahap ini dengan klik input/output pada software *Interactive Petrophysics 3.5*, lalu load data dan pilih dengan format LAS data.

2. Input Temperature Gradient

Pada tahapan ini dilakukan *input data temperature* dari setiap kedalaman. Namun dikarenakan data suhu pada tiap kedalaman tidak ada, jadi dilakukan input data pada kedalaman KB dan *bottom depth*. Fungsi dari input temperature gradient ini adalah digunakan untuk koreksi lingkungan nantinya. Proses yang dilakukan dengan klik *calculation* – pilih pada kolom *temperature gradient*.

3. Interpretasi Kualitatif

Pada tahap ini dilakukan pembuatan zonasi reservoir dan penentuan litologi pintas. Zonasi reservoir dilakukan dengan melihat kurva log gamma ray, resistivitas dan separasi dari RHOB dan

NPHI, sedangkan Penentuan lithologi diinterpretasikan berdasarkan pembacaan kurva log dari setiap sumur. Kurva log yang digunakan sebagai parameter adalah kurva log gamma ray, namun bisa juga ditambah dengan log yang lain biasanya dengan log resistivitas untuk melihat fluidanya dan log Rhob serta Nphi untuk melihat zona hidrokarbonnya.

6. Interpretasi Kuantitatif

Pada tahap ini dilakukan perhitungan parameter petrofisika terhadap kandungan lempung (*Vshale*), porositas, permeabilitas dan saturasi air (*Sw*). Perhitungan terhadap keempat parameter tersebut dilakukan menggunakan software *Interactive Petrophysics 3.5* dengan penggunaan log yang berbeda. Pada perhitungan *Vshale* dilakukan perhitungan terhadap log gamma ray, spontaneous potential serta indikator ganda log neutron densitas. Pada penentuan *Sw* dan porositas dilakukan dalam satu proses menggunakan model porositas log densitas-neutron. Lalu pada perhitungan permeabilitas dilakukan menggunakan K-regresi.

7. Cut off

Dalam penelitian ini parameter cut off yang dilakukan adalah dengan melakukan *cut off* porositas, cut off saturasi dan *cut off Vshale*, sedangkan pada permeabilitas nilai *cut off* yang diambil adalah 1 mD yang diasumsikan sebagai batas nilai terendah untuk fluida dapat mengalir. Pada *cut off* porositas ditentukan berdasarkan hasil dari *crossplot* antara permeabilitas dan nilai porositas. Untuk *cut off* saturasi ditentukan dari hasil *crossplot* antara porositas dan nilai saturasi dan untuk *cut off Vshale* atau kandungan lempung ditentukan dari hasil *crossplot* antara nilai porositas dengan nilai *Vshale*.

4. HASIL DAN PEMBAHASAN

Prekalkulasi

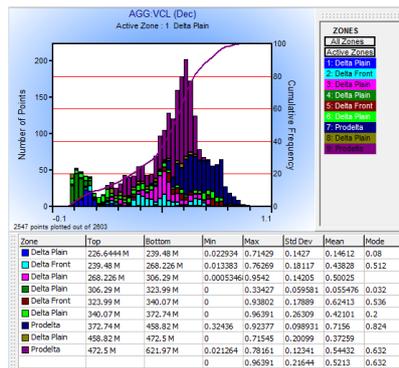
Quality control merupakan kegiatan untuk memeriksa dan mengontrol kualitas data yang dimiliki. Kualitas data yang dimaksud meliputi inventaris data, memeriksa kedalaman

sumur, dan kebergunaan data. Hal ini harus dilakukan untuk meyakinkan bahwa data yang digunakan semuanya valid dan benar harganya sehingga hasil akhir kalkulasi masuk akal dan dapat dipertanggung jawabkan. Data-data yang diperoleh melalui log cetakan adalah data-data seperti yang tertulis pada kepala log (*log header*). Bagian dari log ini menyediakan berbagai informasi mengenai kondisi pada saat aktifitas logging dilakukan seperti nama dari perusahaan pengelola, waktu dan tanggal logging, alat yang digunakan, referensi elevasi, harga elevasi, kedalaman pengeboran, mineral-mineral pemberat, temperature fluida pemboran, densitas keasaman fluida pemboran, nama-nama geologi di lapangan, dan lainnya.

Prekalkulasi merupakan kegiatan perhitungan awal untuk mempersiapkan data-data formasi yang akan digunakan selanjutnya dari masing-masing sumur di tiap kedalaman. Pada software IP dilakukan prekalkulasi pada gradien temperature.

Volume Shale (Vsh)

Penentuan volume shale pada sumur X menggunakan log gamma ray yang telah dikoreksi sebelumnya, kemudian ditentukan indeks gamma ray untuk menentukan baseline atau batas antara GR batugamping dan batuserpih, dengan mencari nilai gamma ray maksimal dan minimal dari sumur X lapangan Y. Dalam penentuan volume shale, metode yang ideal digunakan adalah metode linear (*straight line*) karena dalam perhitungan volume shale sama dengan indeks gamma ray. Perhitungan Volume of Shale pada sumur X akan dijelaskan pada Gambar 4.2 dan Gambar 4.3



Gambar 4.2 Histogram Nilai Vshale pada Sumur X.

Sehingga dihasilkan log volume shale (Tabel 4.1) dengan nilai rata-rata tiap zona masing-masing: Zona A memiliki nilai volume shale rata-rata 0,144, Zona B memiliki nilai volume shale rata-rata 0,091, Zona C memiliki nilai volume shale rata-rata 0,349 dan Zona D memiliki nilai volume shale rata-rata 0,26.

Tabel 4.1 Nilai Volume Shale pada Lapangan Y.

Zona	Vshale				
	BER-01	BER-02	BER-03	BER-04	BER-05
A	0.18	0.25	0.1	0.07	0.28
B	0.11	0.17	0.04	0.11	0.04
C	0.28	0.38	0.27	0.32	0.36
D	0.22	0.1	0.25	-	0.28
Zona	Vshale				
	BER-06	BER-07	BER-08	BER-09	BER-10
A	0.1	0.1	0.14	0.12	0.1
B	0.1	0.04	0.1	0.1	0.1
C	0.37	0.43	0.42	0.4	0.26
D	0.29	0.28	0.37	0.37	0.21

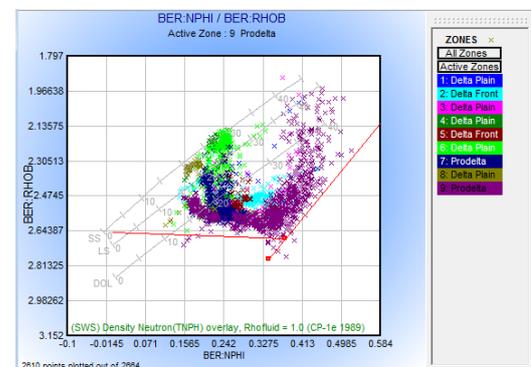
Berdasarkan nilai rata-rata dari volume shale, disimpulkan bahwa pada sumur X lapangan Y memiliki jumlah volume shale yang bervariasi diakibatkan dalam proses pengendapan sedimen dipengaruhi oleh fluktuasi air laut yang mengendapkan jumlah shale yang berbeda-eda pada masing-masing fasies pengendapan. Jika dikaji dalam rata-rata nilai kandungan lempung terhadap tiap zona didapatkan bahwa zona A dan B

merupakan kandidat yang baik sebagai reservoir daerah penelitian dengan nilai Vsh kurang dari 20%.

Hal ini terjadi dikarenakan pada saat fase pengendapan zona tersebut diendapkan pada lingkungan berenergi relative tinggi sehingga pengendapan material halus seperti lempung sedikit. Berbeda dengan fasies zona C dan D yang cenderung diendapkan pada lingkungan berenergi rendah sehingga material halus banyak terendapkan pada fase ini.

Porositas dan Saturasi Air

Perhitungan porositas dalam penelitian ini menggunakan metode yaitu metode density-neutron. Untuk mengetahui besar porositas dari suatu batuan dengan menggunakan metode ini, dibutuhkan besaran nilai porositas untuk shale, dry shale, matriks dan fluida sehingga nilai tersebut dicari terlebih dahulu dengan menggunakan picking parameter RHO NPHI dan GR yang ditampilkan dalam gambar 4.4.



Gambar 4.4 Crossplot Density-Neutron pada Sumur X.

Berdasarkan perhitungan porositas menggunakan log density-neutron pada sumur X lapangan Y, didapatkan hasil perhitungan berupa nilai masing-masing zona: Zona A memiliki nilai porositas rata-rata 17%, Zona B memiliki nilai porositas rata-rata 23%, Zona C memiliki nilai porositas rata-rata 15%, Zona D memiliki nilai porositas rata-rata 17%. Berdasarkan klasifikasi Koesoemadinata (1980), porositas yang

memiliki karakter yang paling baik berada di Zona B.

Tabel 4.3 Nilai Akumulasi Rata-Rata Porositas Efektif pada Lapangan Y.

Porositas Efektif		
Zona	Rata-Rata	Klasifikasi Koecosomadinata (1980)
A	17%	Baik
D	23%	Sangat Baik
F	15%	Cukup
H	15%	Cukup

Pori pada reservoir terisi penuh dengan fluida. Fluida tersebut dapat berupa air, minyak bumi ataupun gas. Untuk mengetahui kejenuhan hidrokarbon (1-Sw) perlu dihitung saturasi air (Sw). Tingkat kejenuhan air dapat dihitung melalui

$$\frac{1}{\sqrt{R_t}} = \left(\frac{\phi^m}{a \times R_w} + \frac{V_{sh}^{1-0.5}}{\sqrt{R_{sh}}} \right) \times S_w^{\frac{n}{2}}$$

- Dalam hal ini,
- Sw = Saturasi air (v/v)
- Ø = Porositas (v/v)
- n = eksponen kejenuhan
- m = Faktor sementasi
- a = Tortuositas
- Rt = Resistivitas sebenarnya (ohmm)
- Rw = Resistivitas air (ohmm)
- Vsh = Volume Shale

Litologi pada formasi Talang Akar didominasi oleh *clean sand*. Dalam menghitung saturasi air, terlebih dahulu adalah penentuan koefisien a, m dan n. Nilai a merupakan turtosity, nilai m merupakan eksponen sementasi dan n merupakan eksponen saturasi. Koefisien a dan m didapat dari hasil crossplot antara porositas core dengan faktor formasi. Sementara koefisien n didapat dari crossplot antara brine saturation dengan resistivitas formasi.

Perhitungan nilai saturasi air konvensional adalah metode penghitungan saturasi air dengan metode Simandoux, Dual Water, dan Indonesia. Dalam perhitungan nilai saturasi dengan metode ini, nilai resistivitas air yang digunakan yakni 0.36 ohm, dengan nilai

volume shale dan porositas yang sudah dihitung sebelumnya, serta nilai resistivitas shale (Rsh) didapat dari pembacaan pada log. Pada perhitungan saturasi air sumur X kali ini, penulis menggunakan persamaan Indonesia dalam pengerjaan dan didapatkan hasil berupa tabel berikut:

Tabel 4.4 Nilai Rata-Rata Saturasi Air pada Lapangan Y.

Saturasi Air					
Zona	BER-01	BER-02	BER-03	BER-04	BER-05
A	48%	64%	91%	100%	56%
B	72%	64%	60%	86%	62%
C	58%	60%	71%	77%	60%
D	65%	68%	89%	-	74%

Saturasi Air					
Zona	BER-06	BER-07	BER-08	BER-09	BER-10
A	99%	100%	49%	98%	70%
B	56%	99%	78%	47%	55%
C	67%	89%	76%	59%	89%
D	64%	86%	77%	75%	96%

Pada tabel diatas dilakukan perhitungan saturasi air didapatkan nilai rata-rata dari tiap zona di Lapangan Y, yaitu: Zona A memiliki nilai saturasi air rata-rata 77%, Zona B memiliki nilai saturasi air rata-rata 67%, Zona C memiliki nilai saturasi air rata-rata 71% dan Zona D memiliki nilai saturasi air rata-rata 74%.

Dari analisis peneliti, hasil saturasi air yang tinggi ini diakibatkan oleh rendahnya nilai resistivitas dari reservoir yang berisi minyak bumi, yakni sekitar 2-12 ohm. Hal ini merupakan suatu ketidakwajaran, sebab berdasarkan teori yang ada, seharusnya suatu batuan reservoir yang berisi hidrokarbon resistivitasnya adalah tinggi sebab hidrokarbon memiliki resistivitas yang tinggi. Dari pembahasan sebelumnya telah dianalisis bahwa rendahnya resistivitas batuan reservoir diakibatkan oleh karakteristik batuan reservoir yang shaly sand, dimana banyaknya kandungan mineral lempung yang terdapat pada batupasir yang bertindak sebagai reservoir. Mineral lempung ini

akan mengakibatkan penurunan selaras terhadap resistivitas batuan.

Permeabilitas

Permeabilitas adalah kemampuan batuan untuk meloloskan fluida melalui pori pada batuan. Parameter yang mempengaruhi permeabilitas seperti ukuran pori, bentuk butir dan kontinuitas. Dalam penelitian ini perhitungan permeabilitas dilakukan dengan menggunakan persamaan Regresi Linear:

$$y_i = b_0 + b_1 x_i + \dots + b_k x_i^k + \varepsilon_i \quad (1)$$

Dengan :

y_i : nilai peubah terikat dari percobaan ke- i (β_1, \dots)

β_k : koefisien regresi/slop

x_i : nilai peubah bebas dari percobaan ke- i

ε_i : error

Perhitungan permeabilitas dilakukan pada setiap interval fasies pengendapan di masing-masing sumur. Sehingga dihasilkan nilai permeabilitas rata-rata dari Lapangan Y sebagai berikut: Zona A memiliki nilai permeabilitas rata-rata 16.3 mD, Zona B memiliki nilai permeabilitas 78.6 mD, Zona C memiliki permeabilitas rata-rata 22.5 mD dan Zona D memiliki nilai permeabilitas rata-rata 9.8 mD. Nilai hasil perhitungan permeabilitas pada Lapangan Y akan dijelaskan pada Tabel 4.5.

Cut Off

Pada lapangan Y, *cut off volume shale* ditentukan dengan membandingkan data *volume shale* dari semua sumur dan kemudian dilihat polanya dan ditentukan batas nilainya. Tetapi dicari juga dengan menggunakan *crossplot volume shale* dan porositas. Untuk *cut off* porositas ditentukan dengan melakukan *crossplot* antara porositas dengan saturasi air diperoleh juga dari *crossplot volume shale* dan porositas. Dan untuk *cut off* saturasi air ditentukan dengan melakukan *crossplot* antara saturasi air dengan porositas. Pada lapangan Y, nilai *cut off* pada *Vshale*

diperoleh sebesar 50% (0,5), lalu pada *cut off* porositas sebesar 15% (0.15) dan *cut off* saturasi air sebesar 70% (0.7).

Nilai dari masing-masing cut-off digunakan untuk penentuan net sand, net reservoir, net pay pada lapangan Bernard. Net sand adalah tebal lapisan dalam hal ini adalah batupasir yang cut off volume shale. Net reservoir adalah tebal lapisan dalam hal ini batupasir yang dibawah nilai cut off volume shale dan cut off porositas. Net pay adalah tebal lapisan net reservoir yang dibawah nilai dari cut off saturasi air (Bob Cluff, 2015).

Penentuan zona net sand pada lapangan Y berada pada nilai volume shale dibawah 0.5, sehingga nilai volume shale yang berada diatas nilai 0.5 tidak termasuk net sand. Penentuan zona merupakan tebal lapisan net sand yang memiliki nilai porositas efektif (PHIE) di atas 0.15, sehingga nilai porositas efektif (PHIE) yang berada dibawah 0.15 dinyatakan non reservoir. Penentuan zona net pay merupakan tebal lapisan reservoir yang berisi hidrokarbon memiliki nilai saturasi air dibawah 0.7 sehingga nilai Saturasi air (S_w) yang berada di atas 0.7 dinyatakan sebagai reservoir yang diisi fluida air.

Cut Off

Pengklasifikasian kualitas reservoir didasarkan pada nilai porositas dan permeabilitas reservoir batupasir, geometri reservoir yang mencakup ketebalan, potensi batuan penyekat yang dapat menciptakan suatu perangkap hidrokarbon. Geometri reservoir berupa lateral dan kontinuitas lapisan serta bukti keterdapatannya hidrokarbon pada reservoir tersebut perlu dilakukan studi lebih lanjut.

Tabel 4.6 Karakteristik Reservoir Lapangan Y.

Zona	NTG	Rata-rata Porositas	Rata-rata Permeabilitas	Potensi Seal	Kualitas Reservoir Kumulatif
A	0.659	17%	16.29636	Baik	Baik
B	0.9343	23%	78.6009	Baik	Baik - Sangat Baik
C	0.4598	15%	22.49736	Baik	Baik
D	0.600556	15%	9.84372	Baik	Sedang

289.13 mD yang tergolong sangat baik (Kusumadinata, 1979). Ketebalan rata-rata batupasir 15 meter, sementara pada bagian atas reservoir terdapat batuan penyekat periode transgresif berupa batulempung dan cukup berpotensi sebagai seal. Berdasarkan uraian parameter-parameter pengontrol kualitas reservoir tiap fasies dapat disimpulkan bahwa reservoir zona B memiliki potensi yang paling baik sebagai reservoir

5. KESIMPULAN

1. Perhitungan *vshale* pada lapangan Y didapatkan nilai rata-rata masing-masing zona: Zona A memiliki nilai volume shale rata-rata 0,144, Zona B memiliki nilai volume shale rata-rata 0,091, Zona C memiliki nilai volume shale rata-rata 0,349 dan Zona D memiliki nilai volume shale rata-rata 0,26.
2. Hasil perhitungan porositas didapatkan nilai masing-masing zona: Zona A memiliki nilai porositas rata-rata 17%, Zona B memiliki nilai porositas rata-rata 23%, Zona C memiliki nilai porositas rata-rata 15%, Zona D memiliki nilai porositas rata-rata 17%. Berdasarkan klasifikasi Koesoemadinata (1980), porositas yang memiliki karakter yang paling baik berada di Zona B.
3. Nilai saturasi air rata-rata dari setiap zona di Lapangan Y yaitu: Zona A memiliki nilai saturasi air rata-rata 77%, Zona B memiliki nilai saturasi air rata-rata 67%, Zona C memiliki nilai saturasi air rata-rata 71% dan Zona D memiliki nilai saturasi air rata-rata 74%.
4. Nilai permeabilitas rata-rata dari Lapangan Y sebagai berikut: Zona A memiliki nilai permeabilitas rata-rata 16.3 mD, Zona B memiliki nilai permeabilitas 78.6 mD, Zona C memiliki permeabilitas rata-rata 22.5 mD dan Zona D memiliki nilai permeabilitas rata-rata 9.8 mD.
5. Nilai penggal (*cut off*) didapat dengan *crossplot* yaitu untuk *Vshale* diperoleh sebesar 50% (0,5), lalu pada *cut off* porositas sebesar 15% (0.15) dan *cut off* saturasi air sebesar 70% (0.7).
6. Berdasarkan hasil analisis, zona produktif pada semua sumur lapangan Y terdapat pada zona B, hal ini terlihat oleh hasil dari 4 parameter petrofisika yang telah di analisis secara kuantitatif.
7. Reservoir zona B memiliki nilai rata-rata porositas 23% dan permeabilitas 289.13 mD yang tergolong sangat baik (Kusumadinata, 1979). Ketebalan rata-rata batupasir 15 meter, sementara pada bagian atas reservoir terdapat batuan penyekat periode transgresif berupa batulempung dan cukup berpotensi sebagai seal.

UCAPAN TERIMAKASIH

Dengan terselesaikannya artikel ilmiah ini, penulis ingin mengucapkan terima kasih kepada Pertamina EP atas izinnya untuk mempublikasikan data – data di atas ke dalam sebuah artikel ilmiah.

DAFTAR PUSTAKA

- Archie, G. E. 1950. Introduction to Petrophysics. AAPG Bulletin.
- Asquith, 1979. *Subsurface Carbonate Depositional Model*. Tulsa: Pennwell Publishing.
- Bateman, R.M. dan Hepp, V.R. 1981. *Application of True Vertical Depth, True*
- Harsono, A. 1997. *Evaluasi Formasi dan Aplikasi Log*, Edisi Revisi-8 Mei 1997. Jakarta: Schlumberger Oilfield Service.
- Koesoemadinata, R. P. 1980. *Geologi Minyak dan Gas Bumi*. Bandung : ITB
- Rider, Malcolm. 2000. *The Geological Interpretation of Well Logs*. Whittless Publishing, Scotland
- Schlumberger Well Services, inc. 1972. *Log Interpretation Manual/Principles*, vol I:

Houston, Schlumberger Well
Service, Inca.
Schlumberger Well Services, inc. 1972.
Log Interpretation

Manual/Applications, vol II:
Houston, Schlumberger Well
Service, Inca.