

Perhitungan *Gross Sand*, *Net Sand* dan *Net Pay* untuk Optimasi Produksi berdasarkan Data Log, *Core* dan Tes Sumur pada Formasi Air Benakat Sumur W-4 dan Sumur W-7 Lapangan G Cekungan Sumatra Selatan

Artantra Ranggaprana¹, C. Prasetyadi², Dedy Kristanto³, Krisputranto Wahyu Nugroho⁴

¹Mahasiswa Magister Teknik Geologi, UPN “Veteran” Yogyakarta,
email: artantra.ranggaprana@gmail.com

²Jurusan Teknik Geologi, UPN “Veteran” Yogyakarta,

³Jurusan Teknik Perminyakan, UPN “Veteran” Yogyakarta,

⁴PT Sele Raya Merangin Dua, Jakarta

Abstrak

Kajian pada perulangan batupasir dan batulempung Formasi Air Benakat sebagai batuan reservoir dan lapisan pembawa hidrokarbon menarik dan perlu dilakukan untuk optimasi produksi. Sumur W-4 dan W-7 yang berada di bagian sayap struktur antiklin serta puncak jebakan antiklin di Lapangan G memiliki ketersediaan data log, *core*, dan tes sumur yang lengkap dan memadai. Analisis log sumur untuk perhitungan parameter petrofisika meliputi Volume shale (*Vsh*), porositas (ϕ), saturasi air (*Sw*), dan permeabilitas (*k*), mengacu pada diagram alir yang dikeluarkan oleh Satuan Kerja Khusus Pelaksana Kegiatan Usaha Minyak dan Gas Bumi (SKKMIGAS). Penentuan nilai cut-off *Vsh* dan ϕ dilakukan dengan *cross-plot* yang divalidasi dengan data tes sumur untuk menghitung *net sand*. Cut-off *Sw* didasarkan pada *cross-plot* fractional flow SCAL untuk menghitung *net pay*. Berdasarkan validasi data tes sumur jenis fluida hidrokarbon yang terkandung pada lapisan produktif berupa fluida minyak. Nilai hasil perhitungan cut-off *Vsh*, ϕ , dan *Sw* pada Lapangan G berturut-turut: 0.40; 0.10; dan 0.70. Pada Sumur W-4 diperoleh 1 lapisan batupasir produktif dan pada Sumur W-7 diperoleh 7 lapisan batupasir produktif dengan lapisan Batupasir-18 merupakan lapisan dengan ketebalan *net pay* tertinggi sebesar 52 feet atau 15,8 meter.

Kata-kata kunci: Formasi Air Benakat, reservoir batupasir, optimasi produksi, analisis log sumur, *cut-off* petrofisika, *net sand*, *net pay*.

Abstract

*Studies on repeating sandstones and claystones of the Air Benakat Formation as reservoir rocks which contained hydrocarbon are interesting and important for production optimization. Wells W-4 and W-7 which located on the wing of the anticline structure and the top of the anticline trap in Field G have complete availability of log, core, and well test data. Well log analysis for the calculation of petrophysical parameters includes shale volume (*Vsh*), porosity (ϕ), water saturation (*Sw*), and permeability (*k*), referring to the flow chart issued by Special Task Force for Upstream Oil and Gas Business Activities Republic of Indonesia (SKKMIGAS). Determination of the cut-off value of *Vsh* and ϕ was conducted by cross-plot which validated with well test data to calculate net sand. The cut-off *Sw* is based on a SCAL fractional flow cross-plot to calculate net pay. Based on the validation of well test data the hydrocarbon contained in the productive layer was oil-based. The value of the calculated cut-off *Vsh*, ϕ , and *Sw* respectively: 0.40; 0.10; and 0.70. 1 productive layer obtained at W-4 Well and 7 productive layer obtained at W-7 Well, with Sandstone-18 layer being the reservoir layer with the highest net-pay thickness of 52 feet or 15.8 meters.*

Keywords: Air Benakat Formation, sandstone reservoir, production optimization, well log analysis, petrophysics cut-off, *net sand*, *net pay*.

PENDAHULUAN

Lokasi Penelitian terletak pada Lapangan G yang merupakan wilayah Blok Merangin II dan termasuk ke dalam Sub-Cekungan Jambi di Cekungan Sumatera Selatan. (Gambar 1). Lapangan G merupakan lapangan tua, ditemukan pada tahun 1898 oleh *Royal Dutch Shell*, dan

telah menghasilkan minyak lebih dari 100 MMSTB. Dari data yang ada, masih tersisa minyak sekitar 30 MMSTB.

Geologi Regional

Cekungan Sumatra Selatan merupakan cekungan Tersier belakang busur magmatik, sebagai bagian

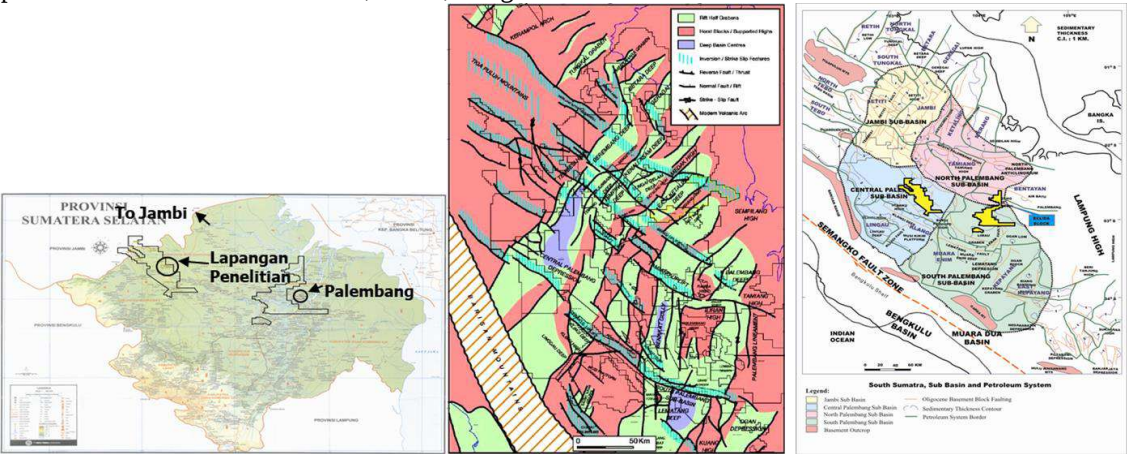
dari Sistem Busur Kepulauan Sunda baratdaya dibatasi oleh pegunungan Bukit Barisan, batas dengan Cekungan Sumatra Tengah berupa Tinggian Bukit Tigapuluh, dan batas bagian tenggara adalah Tinggian Lampung, Cekungan ini dibagi menjadi 4 sub-cekungan, yakni Sub-Cekungan Jambi, Sub-Cekungan Palembang Utara, Sub-Cekungan Central Palembang dan Sub Cekungan Palembang Selatan (de Coster, 1974, Ginger & Fielding, 2005, Koesoemadinata, 2020) (Gambar 1).

Target dan Tujuan Penelitian

Lapangan G berada di Sub-Cekungan Jambi. Obyek telitian berupa lapisan-lapisan batupasir yang terdapat di Formasi Air Benakat. Formasi Air Benakat merupakan endapan laut dangkal berumur Miosen Tengah-Miosen Akhir, penamaan awal oleh Gafoer dkk., 1986, dengan

litologi perselingan antara batupasir dan batulempung sisipan konglomerat, napal dan serpih bernilai ekonomis sebagai batuan reservoir minyak (Bhakti H, dkk., 2003).

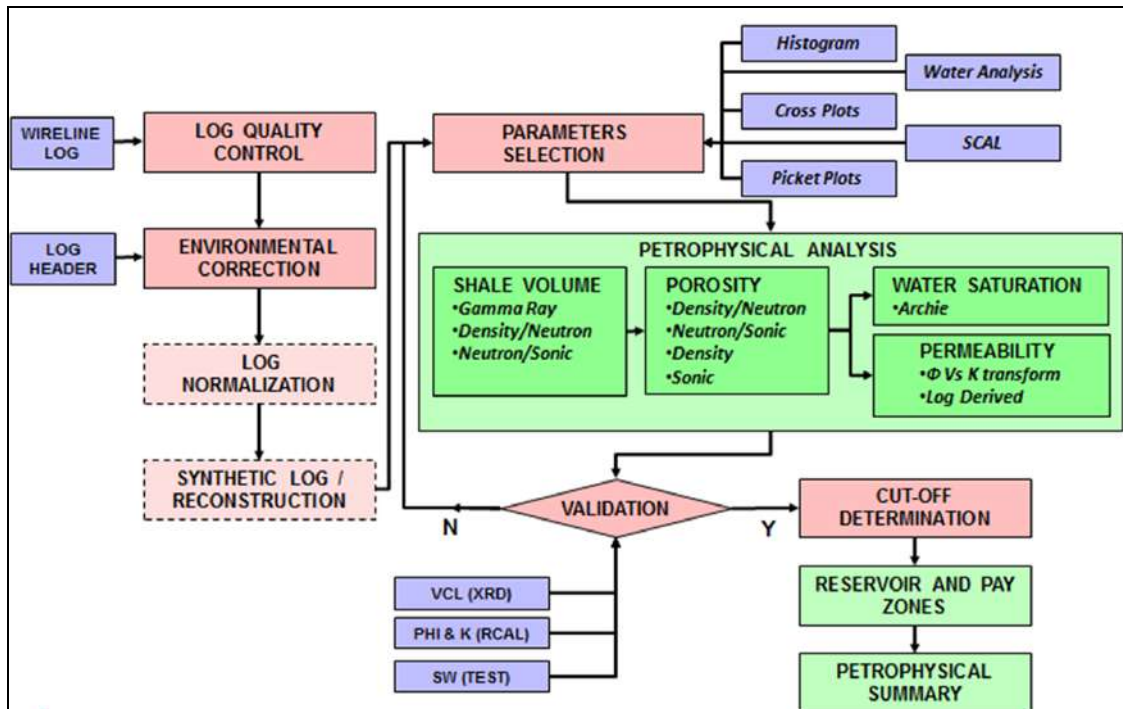
Sumur W-4 berada di sayap tepi jebakan struktur Antiklin, sedangkan sumur W-7 terletak di bagian puncak antiklin. Pada penelitian ini dilakukan perhitungan berdasarkan metodologi terbaru dari SKK Migas dengan validasi data pendukung yang dapat menjustifikasi hasil parameter batuan yang dihasilkan. Kedua sumur mempunyai data sumur yang lengkap, mencakup data log sumur, data *Core* berupa *routine core* dan *special core analysis*, data uji tes sumur, data analisa air. Tabulasi ketersediaan kedua sumur diatas disajikan pada Tabel 1.



Gambar 1. Lokasi Daerah Penelitian, Setting Geologi Pulau Sumatra (Ginger and Fielding, 2005), dan Peta Elemen Struktur Cekungan Sumatera Selatan.

Tabel 1. Tabulasi Ketersediaan Data Log

No	Nama Sumur	Logging Date	Header Log	Ketersediaan Data Log												TD (Feet)		Service Company
				Lithology					Resistivity			Porosity				Start	Stop	
				BS	CAL	SP	GR	PE	RD	RMLL	RS	NPHI	RHOB	DRHO	DT			
1	W-4	11-Jul-11	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	598	3797	Schlumberger
2	W-7	06-Dec-10	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	611	1998	Baker Hughes



Gambar 2. Diagram Alir Penelitian yang Sudah Mengacu pada Pedoman SKKMIGAS.

METODOLOGI

Analisis log sumur dilakukan sesuai dengan Diagram Alir Petrofisika mengikuti Pedoman SKKMigas terbaru, meliputi preparasi data, kontrol kualitas log, normalisasi, editing, sampai pemodelan/perhitungan parameter petrofisika berupa Volume Shale (Vsh), Porositas, Saturasi Air, dan Permeabilitas. (Gambar 2).

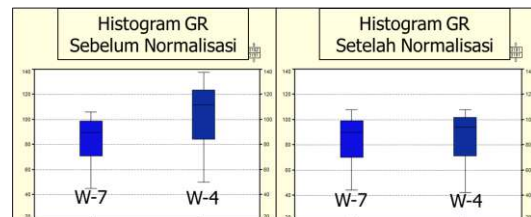
Penelitian ini dilakukan mulai dari pengolahan serta analisis log sumur yang mengintegrasikan data log, data *core*, data uji sumur, dan data produksi. Beberapa tahapan yang dilakukan pada penelitian ini adalah:

1. Analisis dan Pemodelan petrofisika.
2. Penentuan *cut-off Vshale*, *cut-off* porositas, *cut-off* saturasi air.
3. Penentuan kedalaman kontak fluida.
4. Perhitungan gross-sand, net-sand, dan net-pay.

HASIL

Analisis dan Pemodelan Petrofisika

Preparasi data log berupa kontrol kualitas dan editing data. Pada kedua sumur data log sudah di cek dan termasuk baik. Normalisasi GR dan log porositas mengacu pada sumur W-7 sebagai referensi, dikarenakan kualitas data dan posisi sumur yang lebih baik (Gambar 3).



Gambar 3. Histogram Log GR sebelum dan sesudah Normalisasi

Pemodelan petrofisika dilakukan setelah preparasi, control kualitas dan editing, serta normalisasi data log. Pada pemodelan ini dilakukan perhitungan nilai Vsh, por, Sw, dan k.

Penentuan Vsh

Metode yang digunakan untuk penentuan Vsh adalah metode GR Linear yang kemudian divalidasi dengan data XRD. Hasil perhitungan ditunjukkan oleh Gambar 5.

Penentuan Porositas

Penentuan porositas ditentukan dengan membandingkan 4 metode yaitu metode sonik, metode densitas, metode densitas-neutron, dan metode nneutron-sonik, dari hasil validasi dengan data *core* yang ditunjukkan oleh Gambar 6, didapatkan hasil bahwa metode yang paling optimal adalah metode densitas-neutron.

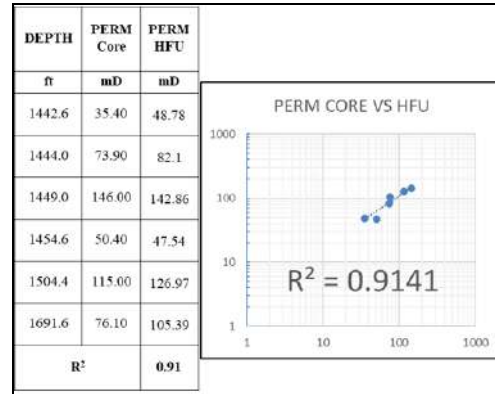
Penentuan Saturasi Air

Penentuan saturasi air pada daerah penelitian menggunakan nilai parameter $a = 1$, $m = 1.71$, $n = 1.75$ berdasarkan normalisasi data SCAL, kemudian dilakukan perbandingan metode Archie, Indonesia, dan Waxman-smith. Dari hasil perbandingan pada Gambar 7 menunjukkan bahwa persamaan Indonesia memberikan kurva Sw yang paling optimal dengan hasil data tes sumur.

Penentuan Permeabilitas

Kurva permeabilitas didapatkan dari metode *hydraulic flow unit (HFU)* dari hubungan porositas dan permeabilitas data sumur. Hasil kurva permeabilitas kemudian divalidasi dengan *core* permeabilitas dengan koefisien

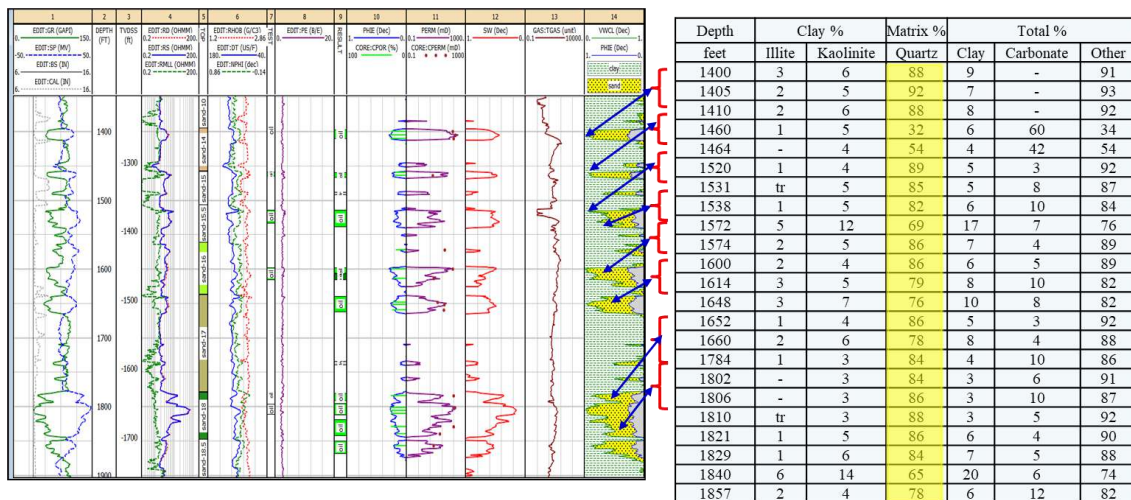
korelasi 0.91 seperti yang diperlihatkan oleh Gambar 4 di bawah.



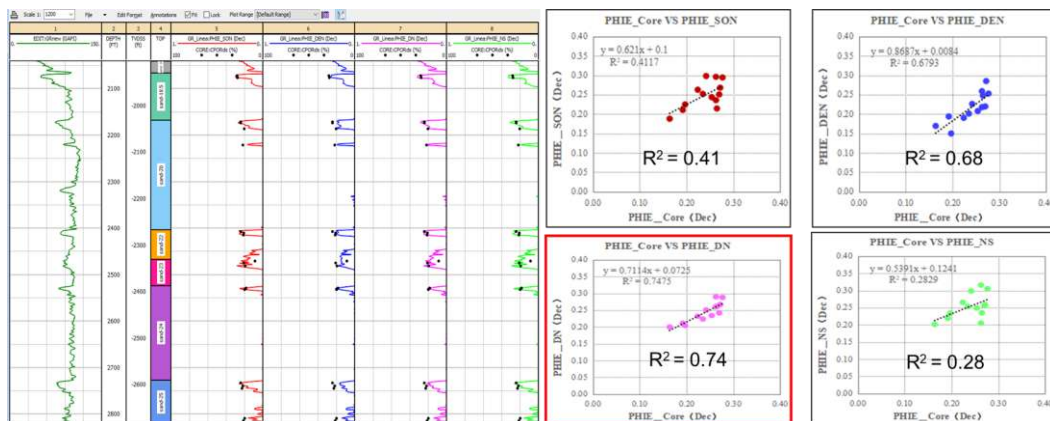
Gambar 4. Validasi Perhitungan Permeabilitas

Penentuan Cut-off

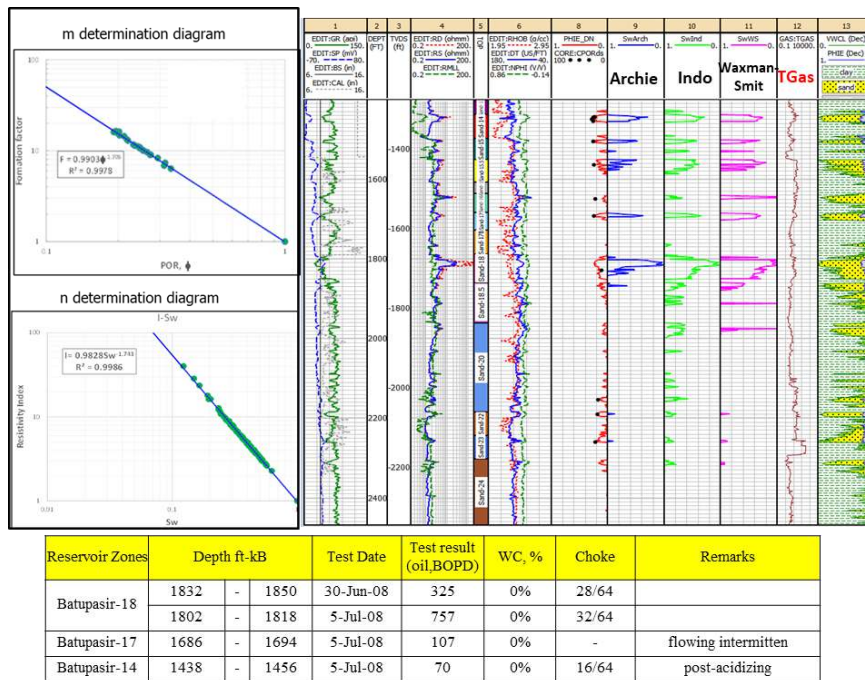
Penentuan *cut-off* Vshale dan *cut-off* porositas ditentukan berdasarkan plot silang antara porositas dengan data V-shale pada interval data well test. Cut-off ditentukan pada batas maksimum Vsh dan batas minimum porositas efektif zona minyak. Hasil cross-plot memperlihatkan nilai Vshale maksimum 0.40 dan nilai porositas minimum 0.10 seperti yang ditunjukkan Gambar 8.



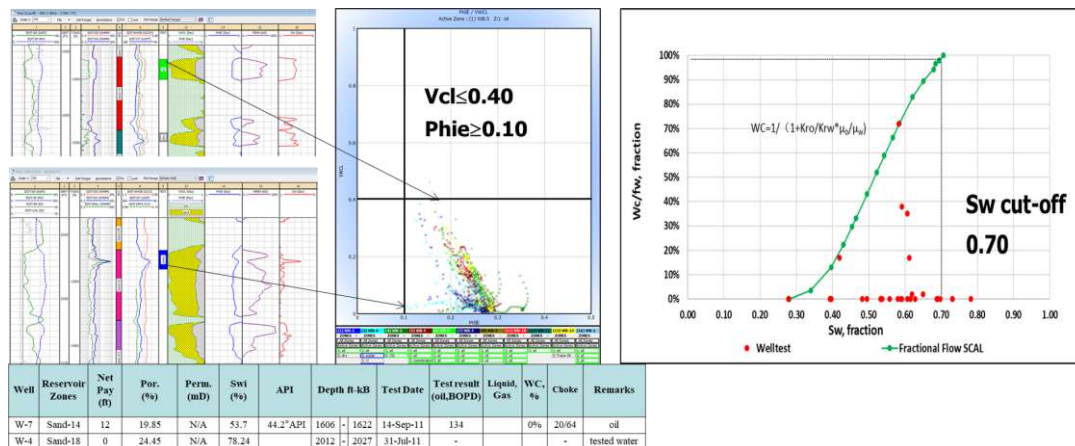
Gambar 5. Hasil Perhitungan Volume Shale dan Validasinya dengan data XRD.



Gambar 6. Hasil Perhitungan Porositas dan Validasinya dengan Data Porositas Core.



Gambar 7. Hasil Perhitungan Saturasi Air (Sw) dan Validasinya dengan Data Welltest



Gambar 8. Hasil Analisis Cut-off untuk Volume Shale, Porositas, dan Saturasi Air.

PEMBAHASAN

Penentuan nilai Gross Sand, Net Sand, dan Net Pay pada reservoir batupasir di Lapangan G dilakukan berdasarkan hasil analisis sumuran pada W-4 dan W-7. Dengan validasi dari data tambahan berupa data XRD, data *Routine Core* dan *Special Core Analysis*, data *production welltest* sebagai validasi dan justifikasi, maka nilai parameter petrofisika yang dihitung pada penelitian ini sudah memaksimalkan ketersediaan data yang ada dan dapat digunakan lebih lanjut untuk kepentingan optimasi produksi. Nilai permeabilitas dihitung pada lapisan produktif untuk memberikan tambahan justifikasi dan untuk

memberikan gambaran kapabilitas aliran fluida pada zona reservoir. Nilai *cut-off* yang didapat untuk tiap-tiap parameter Volume *Shale*, porositas, dan saturasi air pada daerah penelitian berturut-turut adalah 0,4 ; 0,1 ; dan 0,7.

KESIMPULAN

Pada Sumur W-4 yang terletak di sayap struktur antiklin didapatkan 1 lapisan batupasir produktif dengan nama Batupasir-14 dengan ketebalan *Gross pay* 46,35 feet dan *net pay* 8 feet sehingga memiliki rasio *net pay/gross (NTG)* sebesar 0,17. Pada Sumur W-7 yang terletak di puncak struktur antiklin didapatkan 7 lapisan batupasir produktif

dengan nama Batupasir-14 dengan ketebalan *net pay* 14,5 feet dan NTG 0,23, Batupasir-15 dengan *net pay* 8,5 feet dan NTG 0,17, Batupasir 15.5 dengan *net pay* 24,75 feet dan NTG 0,47, Batupasir-16B dengan *net pay* 9,25 feet dan NTG 0,23, Batupasir-17 dengan *net pay* 23 feet dan NTG 0,33, Batupasir-18 dengan *net pay* 52 feet dan NTG 0,75, Batupasir 18.5 dengan *net pay* 19,25 feet dan NTG 0,20. Tabulasi lumping reservoir pada Sumur W-4 dan W-7 ditunjukkan oleh Tabel 2. Berdasarkan hasil analisis masih terdapat beberapa lapisan produktif yang belum

memiliki data tes produksi maupun data *core* batuan sehingga daerah penelitian Lapangan G pada Formasi Air Benakat masih menarik untuk dikembangkan lebih lanjut.

UCAPAN TERIMA KASIH

Penulis mengucapkan terima kasih kepada PSME UPN “Veteran” Yogyakarta dan PT Sele Raya Merangin Dua yang telah memberikan fasilitas dan dukungan serta masukan yang sangat berharga dalam menyelesaikan penelitian ini.

Tabel 2. Tabulasi Lumping Reservoir

Well	Zone	Top(ft)	Bottom	Gross	RESERVOIR					PAY						Well test result
					Net Sand ft	Por f	Sw f	Vsh f	Net Sand/Gross	Net Pay ft	Por f	Sw f	Vsh f	Net Pay/Gross	PERM mD	
W-4	Sand-14	1670.3	1716.63	46.35	13.50	0.24	0.79	0.21	0.29	8.00	0.22	0.59	0.15	0.17	20.43	Oil
	Sand-15	1716.6	1765.33	48.7	18.50	0.22	0.98	0.07	0.38							
	Sand-15.5	1765.3	1820.36	55.03	38.50	0.20	0.95	0.17	0.70							
	Sand-16	1820.4	1860.73	40.37	9.00	0.18	0.97	0.23	0.22							
	Sand-16B	1860.7	1904.13	43.4	14.00	0.18	0.98	0.17	0.32							
	Sand-17	1904.1	1957.52	53.39	17.00	0.24	0.98	0.13	0.32							
	Sand-17B	1957.5	2011.77	54.25	0.52	0.11	1.00	0.39	0.01							
	Sand-18	2011.8	2066.89	55.12	50.98	0.21	0.95	0.09	0.92							
	Sand-18.5	2066.9	2166.81	99.92	24.50	0.27	0.85	0.17	0.25							
	Sand-20	2166.8	2403.35	236.54	23.50	0.28	0.83	0.15	0.10							

Well	Zone	Top(ft)	Bottom	Gross	RESERVOIR					PAY						Well test result
					Net Sand ft	Por f	Sw f	Vsh f	Net Sand/Gross	Net Pay ft	Por f	Sw f	Vsh f	Net Pay/Gross	PERM mD	
W-7	Sand-14	1394.96	1457.89	62.93	19.50	0.27	0.59	0.12	0.31	14.50	0.28	0.51	0.04	0.23	218.64	
	Sand-15	1457.89	1507.81	49.92	14.00	0.23	0.62	0.10	0.28	8.50	0.24	0.50	0.06	0.17	199.81	Oil
	Sand-15.5	1507.81	1560.76	52.95	27.75	0.23	0.56	0.17	0.52	24.75	0.23	0.53	0.15	0.47	97.89	Oil
	Sand-16	1560.76	1597.65	36.89	5.28	0.18	0.73	0.29	0.14							
	Sand-16B	1597.65	1637.67	40.02	27.72	0.24	0.63	0.11	0.69	9.25	0.27	0.54	0.02	0.23	30.25	Oil
	Sand-17	1637.67	1707.46	69.79	24.75	0.24	0.58	0.08	0.36	23.00	0.24	0.58	0.07	0.33	41.20	
	Sand-17B	1707.46	1778.3	70.84	9.50	0.16	0.82	0.27	0.13							
	Sand-18	1778.3	1848.09	69.79	64.25	0.24	0.45	0.11	0.92	52.00	0.23	0.51	0.09	0.75	103.88	Oil
	Sand-18.5	1848.09	1944.44	96.35	25.00	0.20	0.58	0.17	0.26	19.25	0.21	0.56	0.12	0.20	7.78	
	Sand-20	1944.44	2015	70.56	9.50	0.15	0.78	0.28	0.14							

DAFTAR PUSTAKA

- Asquith, G.B., dan Gibson, C.R., 1982. *Basic Well Log Analysis for Geologist*. AAPG, Tulsa.
- Barber, A.J., Crow, M.J., Milsom, J.S. 2005. *Sumatra: geology, resources and tectonic evolution*. London, UK, Geological Society of London, 290pp. (Geological Society of London Memoir, 31).
- Bhakti H. Harahap, Syaiful Bachri, Baharuddin, N. Suwarna, H. Panggabean, dan TO. Simanjuntak. 2003. *Stratigraphic Lexicon of Indonesia*, Geological Research and Development Centre, Bandung.
- Bishop, M. G. 2001. *South Sumatera Basin Province, Indonesia: The Lahat/Talang Akar-Cenoic Total Petroleum system*. United States Geological Survey Open-File Report 99-50-S.
- Crain, E. R., 2000. *The Log Analysis Handbook Volume 1, Quantitative Log Analysis Methods* PENNELL Books, Tulsa, Oklahoma, USA.
- De Coster G.L., 1974. *The Geology of The Central and South Sumatera Back Arc Basin*. Proceedings Indonesian Petroleum Association, 10th Annual Convention: Jakarta.
- Doust, H. dan R.A. Noble. 2008. *Petroleum systems of Indonesia*. Marine and Petroleum Geology, v. 25, p. 103-129.
- Ginger, D. dan Fielding, K., 2005. *The Petroleum System and Future Potential the South Sumatra Basin*. Proceedings of the Thirtieth Annual Convention and Exhibition Petroleum Association. Jakarta, Indonesia, August, 68.
- Harsono, A., 1997. *Evaluasi Formasi dan Aplikasi Log*, Schlumberger Oilfield Service.
- Koesoemadinata, R.P., 2008. *Petroleum Basins of Indonesia, The Development of Basins in Indonesia*. Institut Teknologi Bandung - BP MIGAS - IAGI, Bandung.
- Rider, M., 2002. *The Geological Interpretation of Well Logs*, Scotland.
- Rukmana, D., Kristanto D., V. Dedi C.A., 2017. *Teknik Reservoir: Teori dan Aplikasi*, Percetakan Pohon Cahaya, Yogyakarta.
- Van Bemmelen, R.W., 1970, *The Geology of Indonesia*, Govt. Printing Office, The Hague, v. 1A, 732 ps.