

STUDI EVALUASI DATA LOGGING DAN SIFAT PETROFISIKA UNTUK MENENTUKAN ZONA HIDROKARBON PADA LAPISAN BATU PASIR FORMASI DURI LAPANGAN BALAM SOUTH, CEKUNGAN SUMATERA TENGAH

STUDY EVALUATION OF DATA LOGGING AND PETROPHYSICS PROPERTIES TO DETERMINE THE HYDROCARBON ZONES IN SANDSTONES OF DURI FORMATION BALAM SOUTH FIELD, CENTRAL SUMATERA BASIN

1,2,3 Yusuf Nur Ulum¹, Endang Wiwik Dyah Hastuti², Weny Herlina³

1,2,3 Jurusan Teknik Pertambangan, Fakultas Teknik, Universitas Sriwijaya,

Jl. Raya Palembang-Prabumulih KM.32 Indralaya Sumatera Selatan, Indonesia

Telp/Fax. (0711) 580137 ; email : yusuf_nur_ulum_10@yahoo.com

ABSTRAK

Lapisan batu pasir merupakan salah satu lapisan batuan yang dapat berperan sebagai sebuah reservoir minyak dan gas bumi. Karakteristik untuk menentukan prospek suatu reservoir adalah porositas, permeabilitas, saturasi air dan ketebalan lapisan hidrokarbon. Lapisan batu pasir yang akan diteliti adalah lapisan batu pasir pada Formasi Duri. Analisa dilakukan dengan menggunakan data dari proses logging, yaitu log DRHO, log caliper, log gamma ray, log resistivity, log RHOB dan log NPHI. Dalam perhitungan sifat petrofisika ini terlebih dahulu dilakukan evaluasi dan koreksi terhadap data log untuk mendapatkan data yang valid dan standar. Evaluasi yang dilakukan adalah koreksi lubang bor, normalisasi gamma ray semua sumur dan pengeditan data log. Penelitian ini menggunakan perangkat lunak (software) Geolog 6.7. Formasi Duri pada lapangan Balam South berada pada cekungan sumatera tengah yang terdiri dari 9 lapisan batu pasir. Berdasarkan klasifikasi Koesoemadinata (1980) mengenai kualitas porositas dan permeabilitas, didapat hasil bahwa nilai porositas dan permeabilitas lapisan A 23,3% dan 576,05 md, Lapisan C 21,9 % dan 1739,7 md, lapisan D 21% dan 1823,8 md, lapisan E 19,9% dan 360,8 md, lapisan G 21,4% dan 763,08 md, lapisan H 28,2% dan 618,48 md dan lapisan I 24% dan 371,74 md memiliki prospek yang baik sebagai reservoir dan mengandung hidrokarbon. Sedangkan lapisan yang kurang prospek adalah lapisan F dengan nilai porositas 15% dan permeabilitas 445,48 md, dan yang tidak prospek menjadi reservoir adalah lapisan B dengan porositas 9% dan permeabilitas 7,93 md

Kata kunci : logging sumur , petrofisika, hidrokarbon, lapisan batu pasir, .

ABSTRACT

Sandstone is one of the layer of rock that can act as a reservoir of oil and gas. Characteristic to determine the prospect of reservoir is the porosity, permeability, water saturation and the thickness of the layer of hydrocarbons. The sandstone layers are examined are the sandstone layers on the Duri Formation. The analysis was conducted using data from the process of well logging such as DRHO log, gamma ray log, caliper log, resistivity logs, log RHOB and NPHI log. First conducted the evaluation and correction of log data to get standards and validation data such as correction borehole, gamma ray normalization and editing log data. This research uses software Geolog 6.7. Duri Formation in Balam south field located at the central Sumatra basin consisting of 9 layers of sandstone. Based on classification of Koesoemadinata (1980) regarding the quality of porosity and permeability, the value of porosity and permeability at layer A 23,3% and 576,05 md, layer C 21,9% 1739,7 md, layer D 21% and 1823,8 md, layer E 19,9% and 360,8 md, layer G 21,4% and 763,08 md, layer H 28,2% and 618,48 md and layer I 24% and 371,74 md have good prospect and contain hydrocarbon. While the prospect of being less layers of good reservoir is layer F with porosity 15% and permeability 445,48 md, and no prospect of reservoir is layer B with porosity 9% and permeability 7,93 md.

Keywords : well logging, petrophysics, hydrocarbon, sandstones.

1. PENDAHULUAN

Dalam upaya peningkatan produksi dari minyak dan gas bumi, salah satu caranya adalah melakukan eksplorasi tahap lanjutan. PT. Chevron Pasific Indonesia salah satu perusahaan minyak dan gas bumi terbesar di Indonesia melaksanakan eksplorasi lanjutan pada lapangan Balam South dengan membuat sumur pengembangan. Eksplorasi tahap lanjutan ini dilakukan agar sumur produksi yang ada akan semakin banyak dan dapat meningkatkan produktivitas minyak dan gas. Dalam kegiatan eksplorasi ini didapatkan data hasil log sumur yang merupakan hasil pengukuran sifat fisik batuan yang ada di bawah permukaan. Data log tersebut diproses dan dianalisa untuk mendapatkan berapa besar prospek dari lapisan batuan untuk menjadi reservoir dan potensi hidrokarbon yang berada pada sumur tersebut beserta posisinya. Dengan adanya analisa sifat fisik dari batuan tersebut kita dapat mengetahui apakah ada prospek dan potensi yang baik untuk sumur tersebut menjadi sumur produksi.

Batuan reservoir adalah batuan sebagai wadah yang diisi dan dijenuhi oleh minyak dan/ gas bumi. Syarat utama sebuah batuan dapat menjadi reservoir adalah adanya pori-pori dalam batuan tersebut yang dapat menjadi tempat untuk menyimpan dari minyak bumi atau yang lebih dikenal dengan sifat porositas. Syarat lain adalah sifat dan kemampuan batuan untuk megalirkan dan meloloskan fluida dari batuan tersebut [1]. Pada lapangan Balam South, PT Chevron Pasific Indonesia batuan yang menjadi reservoir pada Formasi Duri adalah batu pasir (*sandstone*).

Dalam menentukan nilai porositas dan permeabilitas suatu lapisan batuan perlu dilakukan studi mengenai sifat petrofisika suatu batuan. Sifat petrofisika ini dapat di analisa menggunakan data hasil proses logging. Logging sumur (*well logging*) merupakan proses perekaman data hasil pengukuran batuan berdasarkan sifat fisiknya [2]. Ada 4 buah jenis log yaitu log radioaktif, log listrik, log suara dan log caliper. Jenis log radioaktif adalah log *gamma ray*, log densitas dan log neutron. Untuk jenis log listrik adalah log resistivitas dan log SP (*spontaneous potential*). Log caliper adalah log untuk mengukur diameter lubang bor sedangkan yang termasuk log suara adalah log sonik [3]. Dari data log ini dapat diketahui dan dianalisa nilai-nilai dari sifat petrofisika suatu batuan sehingga didapat zona-zona mana saja yang terdapat akumulasi hidrokarbon.

Sebelum melakukan perhitungan sifat petrofisika dari lapangan Balam South PT. Chevron Pasifik Indonesia, perlu dilakukan evaluasi koreksi lingkungan dan data logging agar data hasil proses logging ini valid dan sesuai standar yang telah ditetapkan oleh PT. Chevron Pasific Indonesia. Studi evaluasi yang dilakukan antara lain kontrol kualitas (*QC*), prekalkulasi, koreksi lingkungan lubang bor, normalisasi dan pengeditan log. Evaluasi dan perhitungan sifat petrofisika ini dilakukan dengan bantuan perangkat lunak (*softwere*) *Geolog 6.7* .

Evaluasi Sifat petrofisika menggambarkan karakteristik fisik suatu batuan yang meliputi porositas, permeabilitas, dan saturasi [4]. Dalam perhitungan petrofisika, parameter awal yang dihitung adalah *volume shale* (*Vsh*) yang dihitung berdasarkan log *gamma ray*.

Porositas adalah perbandingan antara volume ruang (pori) yang terdapat pada batuan terhadap volume batuan secara keseluruhan [5]. Porositas yang dihitung ada 2 macam, yaitu porositas total (PHIT) dan porositas efektif (PHIE). Perhitungan ini berdasarkan log density dan log porosity, serta hasil data *core lab* untuk perhitungan *clay bound water* (CBW)[6].

Permeabilitas adalah kemampuan batuan untuk megalirkan fluida, dengan satuan mili darcy (md) [7]. PT. Chevron pasific Indonesia melakuka perhitungan permeabilitas dengan konsep *multiple regresion* dengan melihat hubungan antara permeabilitas dengan porositas efektif (PHIE) dan *volume shale* (*Vsh*) [8]. Saturasi air (Sw) adalah besarnya volume pori batuan yang terisi oleh air formasi.yang dinyatakan dalam fraksi dan menggunakan persamaan simandoux [7].

Volume shale (*vsh*) menunjukkan seberapa banyak kandungan *shale/clay* dalam suatu batuan. Hal ini berpengaruh terhadap sifat batuan karena *shale/clay* menjadi penghambat suatu batuan untuk megalirkan fluida karena *clay* bersifat impermeabel (tidak dapat megalirkan fluida) [5]. Semakin banyak *clay* yang terdapat pada batuan tersebut maka akan mudah menghambat fluida untuk berada dibatuan tersebut dan batuan tersebut menjadi kurang baik menjadi sebuah reservoir. Porositas efektif (PHIE) adalah volume pori yang saling berhubungan satu sama lain pada batuan. Porositas menunjukkan seberapa besar volume dari batuan tersebut menampung hidrokarbon [9]. Semakin besar porositas pada batuan reservoir memungkinkan batuan tersebut menampung lebih banyak fluida hidrokarbon. Nilai saturasi air menunjukkan derajat kejenuhan air dalam fluida hidrokarbon [10]. Semakin kecil saturasi air memungkinkan fluida hidrokarbon lain seperti minyak dan gas lebih banyak. Saturasi air ini mengindikasikan dimana zona hidrokarbon berada.

Pada penelitian ini untuk menentukan zona hidrokarbon diperlukan nilai *cut off* dari masing-masing parameter sifat petrofisika. Nilai *cut off* pada penelitian ini didapat dari hasil analisa laboratorium pada data core. Dan didapatkan nilai *cut off* volume shale $\leq 60\%$, porositas $\geq 17,1\%$, dan saturasi water $\leq 80\%$ [8]. Dari nilai *cut off* ini dapat ditentukan posisi dan kedalaman zona hidrokarbon (*pay zone*) dan juga ketebalan (*pay thicknees*) dari zona hidrokarbon tersebut. Dari data sifat petrofisika per lapisan batuan ini selanjutnya dapat dianalisa lapisan manakah dari 9 lapisan batuan pada Formasi Duri ini yang prospek menjadi sebuah reservoir hidrokarbon.

2. METODE PENELITIAN

Metode penelitian yang digunakan dalam jurnal ilmiah ini adalah metode deskriptif yaitu metode penelitian dengan memberikan gambaran lengkap mengenai objek yang sedang diteliti dengan jalan mendeskripsikan berbagai variabel yang berkaitan masalah dan unit yang diteliti. Penerapan metode ini dalam kegiatan penelitian ini ialah mendeskripsikan mengenai tahapan dalam menganalisa sifat petrofisika dan menentukan potensi hidrokarbon berdasarkan data log menggunakan perangkat lunak (*software*) *Geolog 6.7*

Data primer yang digunakan berupa data hasil proses logging yaitu data log caliper, log DRHO, log *gamma ray*, log *resistivity*, log *density* dan log *porosity*. Data log tersebut juga menyimpan informasi mengenai lokasi sumur serta lumpur pengeboran. Data log ini menjadi data utama untuk perhitungan, data log caliper dan DRHO digunakan sebagai koreksi lingkungan lubang bor, data log *gamma ray* dinormalisasi terlebih dahulu dan digunakan untuk perhitungan volume shale dan porositas. Data log *density* dan log *porosity* dikoreksi terlebih dahulu sebelum digunakan untuk menghitung porositas. Data log *resistivity* bersama parameter lain digunakan untuk perhitungan saturasi air.

Data sekunder yang digunakan pada penelitian ini antara lain adalah data stratigrafi lapangan penelitian, data hasil perhitungan *Clay Bound Water* (CBW), data hasil laboratorium dari core untuk menentukan nilai *cut off*, data *Spesial Core Analysis* (SCAL) dalam penentuan parameter perhitungan saturasi air.

Proses pengolahan data diawali dengan melakukan koreksi dan evaluasi lingkungan dan data log. Perhitungan dilakukan menggunakan software geolog 6.7, hal pertama yang dilakukan adalah kontrol kualitas yang bertujuan data yang ada pada geolog 6.7 harus sama dengan data log yang telah tercetak. Kemudian proses prekalkulasi yaitu proses perhitungan temperatur sepanjang lubang bor. Lalu tahapan selanjutnya adalah koreksi mengenai kualitas dari lubang bor. Koreksi lain yaitu normalisasi log *gamma ray* agar sesuai dengan standar yang telah ditetapkan oleh PT. Chevron Pasific Indonesia dan proses yang terakhir dalam evaluasi dan koreksi data log adalah pengeditan log hasil dari analisa kualitas lubang bor. Setelah proses koreksi dan evaluasi selesai dilakukan maka perhitungan sifat petrofisika (Vsh, PHIE, Permeabilitas dan Saturasi air) dilakukan. Persamaan dalam perhitungan *volume shale* adalah sebagai berikut [3].

$$Vsh = \frac{GR \log - GR \text{ clean}}{GR \text{ clay} - GR \text{ clean}} \quad (1)$$

Porositas yang dihitung ada 2 macam, yaitu porositas total (PHIT) dan porositas efektif (PHIE). Perhitungan ini berdasarkan log density dan log porosity, serta hasil data *core lab* untuk perhitungan *clay bound water* (CBW)[6]. Persamaan dalam perhitungan porositas adalah sebagai berikut.

$$\text{PHIT} = \frac{\rho \text{ matriks} - \rho \text{ bulk}}{\rho \text{ matriks} - \rho \text{ fluida}} \quad (2)$$

$$\text{PHIE} = \text{PHIT} - (\text{Vsh} \times \text{CBW}) \quad (3)$$

Perhitungan permeabilitas dengan konsep *multiple regresion* dengan melihat hubungan antara permeabilitas dengan porositas efektif (PHIE) dan *volume shale* (Vsh). Persamaan yang digunakan dalam menghitung permeabilitas adalah sebagai berikut.

$$\text{Permeabilitas} = 10^{((-1.04063 - 0.903726 \times \text{Vsh}) + 14.5166 \times \text{PHIE})} \quad (4)$$

Perhitungan saturasi air dilakukan dengan menggunakan persamaan simandoux.

$$Sw = \frac{0.4 \cdot R_w}{(PHIE)^2} \left[-\frac{V_{sh}}{R_c} + \sqrt{\left(\frac{V_{sh}}{R_c}\right)^2 + 5 \left(\frac{(PHIE)^2}{R_t \cdot R_w}\right)} \right] \quad (5)$$

Keterangan :

- V_{sh} = Volume *Shale*, fraksi
- GR_{log} = *Gamma ray* pada kedalaman tertentu, °API
- GR_{clean} = *Gamma ray* minimum, °API
- GR_{clay} = *Gamma ray* maksimum, °API
- $PHIT$ = Porositas Total, fraksi
- ρ_{matrik} = Densitas matrik, gr/cc
- ρ_{fluid} = Densitas fluida, gr/cc
- ρ_{bulk} = Densitas batuan pada kedalaman tertentu, gr/cc
- $PHIE$ = Porositas Efektif, fraksi
- CBW = *Clay Bound Water*, fraksi
- Sw = Saturasi air, fraksi
- R_t = Resistivitas batuan pada kedalaman tertentu, ohm.m
- R_w = Resistivitas Air Formasi, ohm.m
- R_c = Resistivitas *Shale*, ohm.m

Untuk mendapatkan zona hirokarbon maka perlu adanya nilai batasan (cut off). Nilai *cut off* di tentukan berdasarkan hasil analisa data core di laboratorium.

Analisa selanjutnya adalah menentukan lapisan batu pasir manakah yang prospek menjadi reservoir yang baik. Pada lapangan Balam South ini lapisan batuan pada Formasi Duri terbagi 9 lapisan batuan. Dari kesembilan batuan tersebut dianalisa mengenai prospek batuan tersebut menjadi reservoir hidrokarbon. Analisa dilakukan berdasarkan klasifikasi kualitas porositas dan permeabilitas [1].

3. HASIL DAN PEMBAHASAN

Evaluasi data log yang pertama dilakukan adalah perhitungan temperatur dari lubang bor. Ini dilakukan untuk mengoreksi nilai log resistivity, karena log resistivity sangat dipengaruhi oleh temperatur dan karakteristik dari lumpur pemboran. Dengan adanya koreksi ini didapatkan nilai log resistivity yang *valid* pada zona diameter lubang yang tidak terpengaruh lumpur pemboran. Perhitungan temperatur menggunakan metode *Top Log Interval* (TLI) dan *Bottom Log Interval* (BLI).

Evaluasi yang selanjutnya adalah evaluasi terhadap kualitas diameter lubang bor, apakah mengalami *mudcake* ataupun *washed out*. Koreksi dilakukan pada log caliper dan log DRHO dengan batasan nilai 0.2 gr/cc untuk densitas *mudcake* yang terbentuk, dan juga lebih 2 inci dari diameter pengukuran lubang bor yang diwakili oleh data log caliper. Hasil analisa yang dilakukan pada setiap sumur penelitian ditampilkan pada tabel 1. Dari hasil pengamatan didapat bahwa sumur yang memiliki kualitas lubang yang buruk adalah BLSO#362, BLSO#365, BLSO#366 dan BLSO#368.

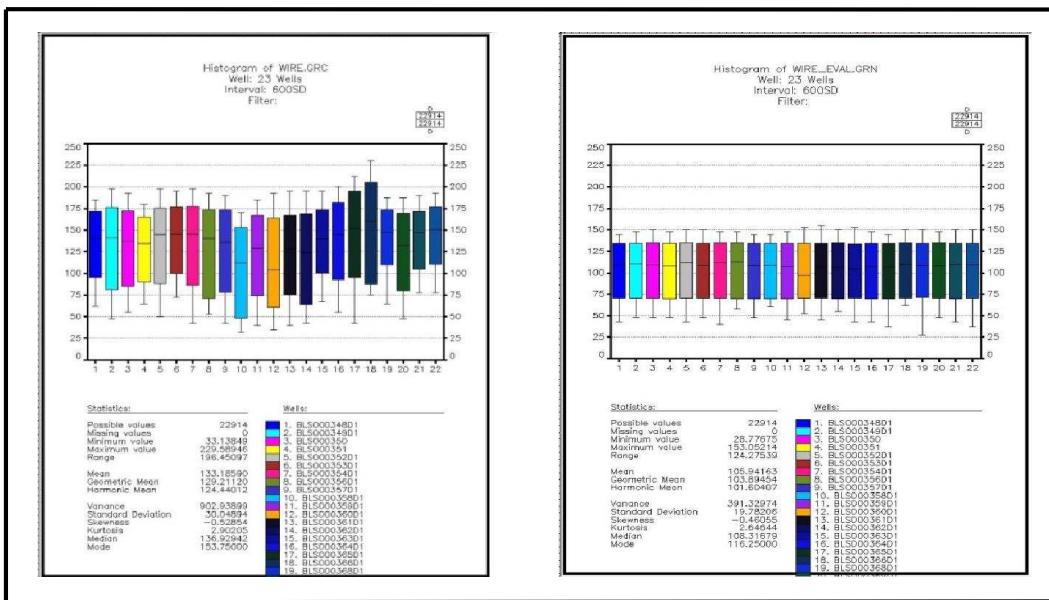
Tahapan selanjutnya adalah normalisasi *gamma ray* yang bertujuan untuk menyamakan distribusi data log *gamma ray* dengan distribusi data yang telah standar (telah ditetapkan oleh PT. Chevron Pasific Indonesia). Normalisasi dilakukan dengan menyamakan *precentil cummulatif* 5% dan *precentil cummulatif* 95% dari data log *gamma ray* dengan nilai yang telah ditetapkan yaitu *precentil cummulatif* 5% sebesar 70 dan *precentil cummulatif* 95% sebesar 134. Hasil dari normalisasi ini membuat distribusi data menjadi merata. Dari gambar 1 bisa dilihat perbandingan antara log *gamma ray* sebelum dan sesudah normalisasi.

Tahapan akhir evaluasi data logging adalah pengeditan log. Dari hasil koreksi kualitas lubang bor didapat zona-zona terjadi badhole. Pada zona badhole ini dianalisa apakah *washed out* dan *mudcake* ini berpengaruh terhadap pembacaan logging. Dari hasil analisa didapat bahwa pada sumur BLSO#366 zona badhole mempengaruhi pembacaan log RHOB (log *density*). Zona badhole yang terjadi pada lapisan *shale* memberikan pembacaan pada log RHOB yang lebih kecil dari pembacaan batuan *shale* pada kondisi normal. Oleh karena itu pengeditan dilakukan pada defleksi yang signifikan pada perbedaan pembacaan zona badhole. Pengeditan dilakukan secara manual dan membutuhkan log *sintetic* sebagai referensi pengeditan. Pembuatan log *synthetic* menggunakan aplikasi pada *software geolog* 6.7 yaitu *facimage*. Log *Syntetic* didapat menggunakan persamaan multiple regresion hubungan antara log RHOB (densitas) dengan log NPHI

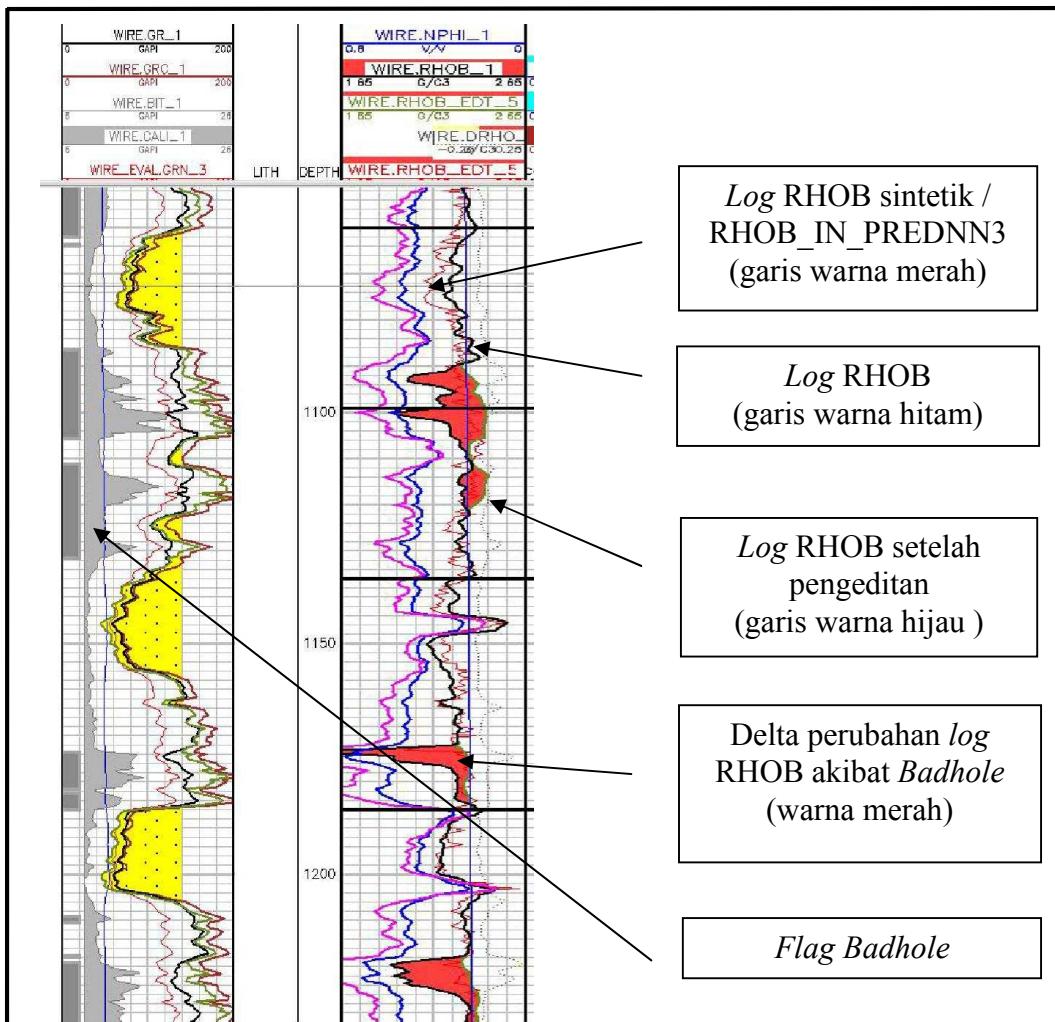
(neutron) dan log *gamma ray* melalui crossplot data. Pada aplikasi facimage proses dilakukan dengan menginput log *gamma ray normalisasi* dan log NPHI sebagai *model logs* dan log RHOB sebagai *associated log*.

Tabel 1. Hasil Koreksi Terhadap Kualitas Lubang Bor Sumur Penelitian

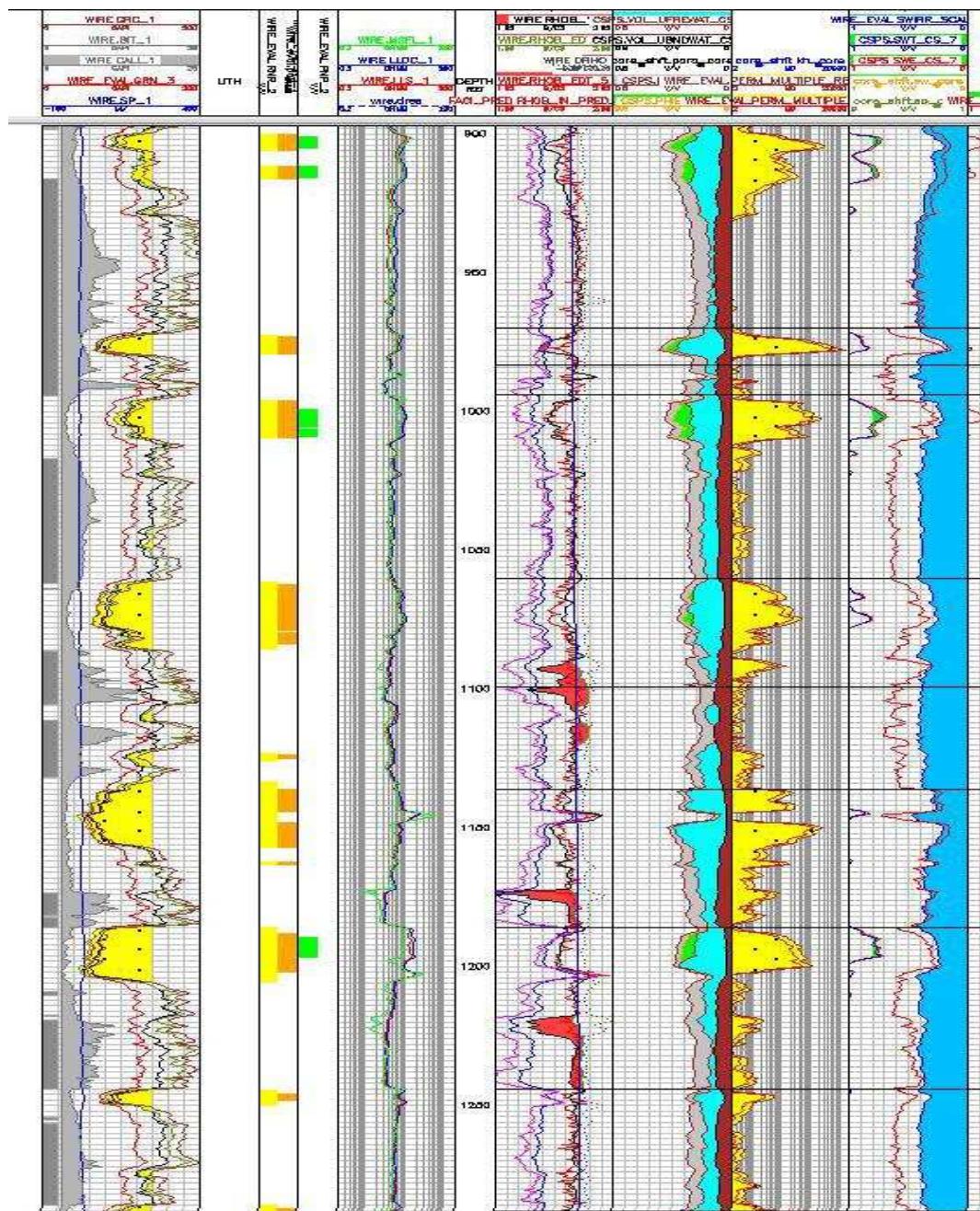
SUMUR	DEPTH (ft)	KONDISI LUBANG	PENGARUH TERHADAP WELL LOG
BLSO#348	650 – 1532	Baik	tidak ada
BLSO#349	199 – 1581	Baik	tidak ada
BLSO#350	200 – 1458	Baik	tidak ada
BLSO#351	600 – 1850	Baik	tidak ada
BLSO#352	200 – 2070	Baik	tidak ada
BLSO#353	200 – 1796	Baik	tidak ada
BLSO#354	800 – 2014	Baik	tidak ada
BLSO#356	830 – 2018	Baik	tidak ada
BLSO#357	200 – 1920	Baik	tidak ada
BLSO#358	640 – 2029	Baik	tidak ada
BLSO#359	658 – 2050	Baik	tidak ada
BLSO#360	199 – 1890	Baik	tidak ada
BLSO#361	200 – 1789	Baik	tidak ada
BLSO#362	1287 – 1293	<i>Badhole</i>	tidak ada
	1296 – 1300	<i>Badhole</i>	tidak ada
BLSO#363	897 – 1838	Baik	tidak ada
BLSO#364	200 – 1082	Baik	tidak ada
BLSO#365	1048 – 1061	<i>Badhole</i>	tidak ada
BLSO#366	914 – 992	<i>Badhole</i>	Buruk, perlu pengeditan
	1017 – 1063	<i>Badhole</i>	tidak ada
	1086 – 1108	<i>Badhole</i>	Buruk, perlu pengeditan
	1113 – 1136	<i>Badhole</i>	Buruk, perlu pengeditan
	1177 – 1188	<i>Badhole</i>	Buruk, perlu pengeditan
	1219 – 1244	<i>Badhole</i>	Buruk, perlu pengeditan
	1254 – 1288	<i>Badhole</i>	tidak ada
	1349 – 1368	<i>Badhole</i>	Buruk, perlu pengeditan
BLSO#368	1428 – 1464	<i>Badhole</i>	Buruk, perlu pengeditan
	862 – 886	<i>Badhole</i>	tidak ada
	926 – 933	<i>Badhole</i>	tidak ada
BLSO#369	991 – 1015	<i>Badhole</i>	tidak ada
	754 – 1991	Baik	tidak ada
BLSO#370	650 – 1866	Baik	tidak ada
BLSO#371	650 – 2155	Baik	tidak ada



Gambar 1. Perbandingan Histogram Distribusi Data Log Gamma Ray Sebelum (Kiri) Dan Setelah Normalisasi (Kanan)



Gambar 2. Pengeditan Log Pada Sumur BLSO#366



Gambar 3. Kurva Data Log, Hasil Perhitungan Petrofisika, Dan Zona Hidrokarbon Pada Sumur BLSO#366

Gambar 3 merupakan tampilan kurva log dari data log dan hasil perhitungan sifat petrofisika. Pada kolom pertama adalah gambar kurva log sinar gamma (log GR), log SP, dan log caliper. Nilai dari GRN di tandai dengan garis kurva berwarna merah, dan nilai dari *Volume Shale* (Vsh) ditandai dengan garis berwarna hijau dan juga ditandai dengan fill pattern berwarna kuning dengan batas cut off ≥ 0.6 . Pada kolom ketiga dan keempat merupakan flag dari zona-zona yang telah dibatasi oleh cut off. Flag berwarna kuning adalah flag untuk *net sand*, sedangkan flag berwarna orange adalah *net reservoir* dan flag berwarna hijau adalah *net pay / pay zone* (zona hidrokarbon).

Pada kolom kelima adalah log *resistivity*, dimana garis berwarna hijau adalah log NSFL, garis berwarna merah adalah log LLS dan garis berwarna biru adalah log LLD. Kolom keenam adalah kolom kedalaman dengan satuan nya adalah feet. Kolom ketujuh adalah kolom yang berisi log *density* (RHOB) dan log *porosity* (NPHI) serta ada log *syintetic* dari log RHOB (RHOBSYN) yang digunakan untuk pengeditan.

Tabel 2. Nilai Rata-Rata Sifat Petrofisika Setiap Lapisan Batu Pasir

Lapisan Batu Pasir	Ketebalan Rata-rata (feet)	Saturasi Air Rata-rata (fraksi)	Porositas Rata-rata (fraksi)	Permeabilitas Rata-rata (milidarcy)
A	9.9	0,645	0,233	576.05
B	-	1,00	0,09	7,93
C	11.8	0,624	0,219	1739.7
D	9.8	0,693	0,21	1823.80
E	8.7	0,698	0,199	360.80
F	2,5	0,737	0,152	445,488
G	26.6	0,657	0,214	763,085
H	7.5	0,77	0,282	618.48
I	22,5	0,546	0,24	371.74

Kolom kedelapan adalah kolom hasil perhitungan petrofisika yaitu porositas total (PHIT) berupa garis berwarna merah dengan warna fill pattern warna coklat dan porositas efektif (PHIE) yang ditandai dengan garis merah dan warna fill pattern berwarna hijau. Kolom kesembilan adalah kolom hasil kalkulasi petrofisika yaitu log permeabilitas. Kolom kesepuluh adalah kolom hasil perhitungan petrofisika berupa saturasi, dimana garis berwarna merah dan fill pattern berwarna hijau yaitu saturasi air.

Hasil perhitungan sifat petrofisika ini kemudian didapat zona hidrokarbon (*pay zone*) setiap lapisan dan setiap sumur. Analisa terakhir yaitu menentukan lapisan batu pasir yang prospek menjadi reservoir hidrokarbon yang baik. Formasi Duri pada lapangan Balam South ini secara umum memiliki 9 lapisan batuan (lapisan A sampai lapisan I). Zona hidrokarbon didapat dengan memberikan batasan nilai hasil perhitungan (*cut off*). Nilai cut off didapat dari hasil analisa perhitungan sample core di laboratorium. Nilai cut off untuk *volume shale* adalah $\leq 60\%$, nilai *cut off* untuk porositas $\geq 17,1\%$, dan nilai *cut off* untuk saturasi water $\leq 80\%$. Dari hasil perhitungan sifat petrofisika dan telah diberikan nilai batasan (*cut off*) maka didapat zona hidrokarbon (*pay zone*) dengan nilai rata-rata ketebalan, porositas rata-rata, permeabilitas rata-rata dan saturasi air rata-rata sumur penelitian seperti pada tabel 2.

Dari nilai rata-rata setiap lapisan kemudian porositas rata-rata dan permeabilitas rata-rata dibandingkan dengan klasifikasi kualitas oleh Koesoemadinata [1]. Ketebalan rata-rata dan keberadaan zona hidrokarbon pada lapisan disetiap sumur juga diperhatikan untuk menentukan prospek reservoir. Sehingga dengan faktor-faktor tersebut dapat dikelompokan lapisan batu pasir pada Formasi Duri yang memiliki kualitas baik, kurang dan tidak prospek menjadi reservoir. Dari analisa didapatkan bahwa lapisan batu pasir yang memiliki prospek yang baik sebagai reservoir adalah lapisan A, lapisan C, lapisan D, lapisan E, lapisan G lapisan H dan lapisan I, sedangkan yang kurang baik sebagai reservoir adalah lapisan F. Serta lapisan yang tidak prospek menjadi reservoir adalah lapisan B

4. KESIMPULAN

Berdasarkan evaluasi dan perhitungan pada penelitian diatas, maka dapat diambil kesimpulan :

1. Evaluasi data log yang dilakukan untuk mendapatkan data log yang standar dan valid adalah koreksi terhadap kualitas lubang bor setiap sumur, normalisasi log *gamma ray* setiap sumur dan pengeditan log RHOB pada sumur BLSO#366
2. Berdasarkan porositas rata-rata, permeabilitas rata-rata, ketebalan rata-rata dan keberadaan pada setiap sumur, prospek lapisan batu pasir Formasi Duri dapat dikelompokan sebagai berikut.
 - a. Lapisan yang memiliki prospek yang baik sebagai reservoir adalah lapisan A, lapisan C, lapisan D, lapisan E, lapisan G lapisan H dan lapisan I
 - b. Lapisan yang kurang prospek menjadi reservoir yang adalah lapisan F
 - c. Lapisan yang tidak prospek menjadi reservoir adalah lapisan B

DAFTAR PUSTAKA

- [1] Koesoemadinata. (1980). *Geologi Minyak Bumi dan Gas Bumi. Edisi Kedua Jilid I*. Bandung : Penerbit ITB.
- [2] Batemen, R. (1985). *Open-Hole Analysis and Formation Evaluation*. Boston : IHRDC.
- [3] Asquith, G dan Krygowski, D. (2004). *Basic Well Log Analysis*. Oklahoma : AAPG.
- [4] Bowen, D. G. (2003). *Formation Evaluation and Petrophysics*. Jakarta : Core Laboratories .
- [5] Harsono, A. (1997). *Evaluasi Formasi dan Aplikasi Log*. Jakarta : Schlumberger Oilfield Services.
- [6] Utami, F.M. (2013). *Evaluasi Cadangan Hidrokarbon dengan Metode Volumetrik Berdasarkan Analisa Sifat Petrofisik dan Penentuan Perforasi Optimal pada Sumur Baru Project Lapangan Bangko Region X PT Chevron Indonesia*. Skripsi. Fakultas Teknik : Universitas Sriwijaya.
- [7] Schlumberger. (1989). *Log Interpretation Principles/Applications*. Texas : Schlumberger.
- [8] PT. CPI. (2013). *Balam South FE Technical Review*. publikasi internal : PT CPI.
- [9] Darling, T. (2005). *Well Logging and Formation Evaluation*. USA : GPP.
- [10] Ellis, D.V. dan Julian, M. (2008). *Well Logging For Earth Scientist 2'nd Edition*. Dordrecht, The Netherland : Springer