



Interpretasi Sumur Log untuk Menentukan Zona Prospek Hidrokarbon pada Cekungan Akimeugah, Papua

Dian Novita¹⁾, Dzul Fadli Badaruddin²⁾, Sorja Koesuma¹⁾ dan Handono Ramelan¹⁾

¹⁾Universitas Sebelas Maret
Jl. Ir. Sutami No. 36A, Surakarta, Jawa Tengah 57126 - Indonesia
²⁾Pusat Survei Geologi
Jl. Diponegoro No. 57, Bandung, Jawa Barat 40122 - Indonesia

Artikel Info:

Naskah Diterima:
13 Januari 2022
Diterima setelah perbaikan:
25 Maret 2022
Disetujui terbit:
30 April 2022

Kata Kunci:

Kandungan lempung
Porositas
Saturasi air
Cekungan Akimeugah
Saturasi Hidrokarbon
Volume clay
Porosity
Water Saturation
Akimeugah Basin
Hydrocarbon Saturation

ABSTRAK

Dalam eksplorasi cadangan minyak dan gas bumi memiliki proses yang sangat panjang, yaitu dari penentuan daerah yang potensial mengandung hidrokarbon, survei seismik, eksplorasi, dan produksi. Salah satu tahapan dalam proses tersebut adalah proses *well logging*, yaitu untuk memperkirakan zona reservoir pada suatu lapangan atau sumur minyak. Penelitian ini bertujuan untuk mengidentifikasi zona reservoir menggunakan data *well logging* dengan parameter berupa *volume clay*, porositas, dan saturasi air pada area Akimeugah di sumur KAU-1 dan KAU-2. Penelitian ini diharapkan dapat memberikan pemahaman mengenai pemanfaatan dan penggunaan sumur log. Metode yang digunakan adalah dengan menentukan koefisien korelasi antara porositas efektif (PHIE) dengan porositas laboratorium dan mengukur kandungan lempung, porositas, dan saturasi air dalam formasi. Koefisien korelasi porositas terhadap porositas laboratorium pada sumur KAU-1 adalah 0,739 dan sumur KAU-2 adalah 0,747. Hasil yang diperoleh dari penelitian ini dimungkinkan terdapat batuan tudung pada Formasi Piniya (sumur KAU-1 dan KAU-2) dengan zona reservoir antara Formasi Woniwogi hingga Toro pada sumur KAU-1 dan zona reservoir pada Formasi Woniwogi dan Toro pada sumur KAU-2. Kandungan saturasi hidrokarbon pada Formasi Woniwogi berkisar antara 0 - 86,51 % dan Formasi Toro 0 - 71,17 % di sumur KAU-1. Sedangkan di sumur KAU-2, pada Formasi Woniwogi saturasi hidrokarbon sekitar 0 - 86,71% dan Formasi Toro 0 - 87,08 %.

ABSTRACT

The exploration of oil and gas resources has a very long process, that is determination of potential areas containing hydrocarbons, seismic surveys, exploration, and production. One of the stages in the process is the well logging process, which is to estimate the reservoir zone in a field or oil well. This study aims to identify reservoir zones using well logging data with parameters such as clay volume, porosity, and water saturation in the Akimeugah area in KAU-1 and KAU-2 wells. This research is expected to provide an understanding of the utilization and use of well log so that it becomes a consideration for the use of sustainable energi. The method used is to determine the correlation coefficient between effective porosity (PHIE) and laboratory porosity and measuring clay volume, porosity, and water saturation in formations. The correlation coefficient of porosity to laboratory porosity in the KAU-1 well is 0.739 and the KAU-2 well is 0.747. The results obtained from this study are possible that there are cap rocks in the Piniya Formation

Korespondensi:

E-mail: diannov@student.uns.ac.id (Dian Novita)

(KAU-1 and KAU-2 wells) with a reservoir zone between the Woniwogi Formation to Toro Formation in the KAU-1 well and the reservoir zone in the Woniwogi and Toro Formation in the KAU-2 well. The hydrocarbon saturation content in the Woniwogi Formation ranges from 0 - 86.51% and the Toro Formation 0 - 71.17% in the KAU-1 well. Meanwhile in the KAU-2 well, in the Woniwogi Formation the hydrocarbon saturation is around 0 - 86.71% and the Toro Formation 0 - 87.08 %.

© LPMGB - 2022

PENDAHULUAN

Cekungan Akimeugah merupakan salah satu target utama eksplorasi hidrokarbon. Hal tersebut telah dibuktikan bahwa Formasi Woniwogi Cekungan Akimeugah dapat diinterpretasikan sebagai potensial reservoir hidrokarbon (Dewi, dkk., 2019) pada batuan sedimen Mesozoikum (Fakhrudin, dkk., 2018) dan memiliki potensi sebagai *shale gas* berdasarkan parameter TOC (*Total Organic Carbon*) (Wijayanti, dkk., 2019).

Well logging adalah pencatatan kontinu dan *plotting* parameter geofisika di sepanjang lubang bor. Karakterisasi formasi merupakan proses di mana kombinasi pengukuran diinterpretasikan. Proses ini digunakan untuk mendeteksi dan mengukur cadangan minyak dan gas di batuan yang berdekatan dengan sumur (Hasan, dkk., 2019). Model reservoir tersebut pada gilirannya dapat digunakan untuk membangun rencana pengembangan lapangan yang kuat, dan dengan demikian menghasilkan produksi yang efisien (Tatsipie & Sheng, 2021).

Dalam beberapa tahun terakhir, beberapa peneliti telah menggunakan data sumur log untuk memperkirakan cadangan minyak dan gas di berbagai belahan dunia. Identifikasi litologi dengan mengintegrasikan log sumur dan pola sedimen dilakukan oleh Ren, dkk., (2019) menghasilkan probabilitas litologi terintegrasi untuk karakterisasi suatu reservoir. de Sousa, dkk., (2020) mengevaluasi kerapatan mineral dan fluida dari zona reservoir menggunakan inversi gabungan dari sumur log untuk memperkirakan parameter petrofisika dan batas formasi di lapangan Norne, Norwegia. Data sumur log meliputi *self potential*, sinar gamma, *caliper*, resistivitas, dan log porositas (*sonic, neutron, density*) dilakukan oleh Mohamed & Kashlaf (2016) untuk interpretasi tampilan cepat dan dikorelasi dengan data inti dan plot silang di cekungan Murzuq, Libia. Hasilnya menunjukkan reservoir bersih, berpori, dan permeabel. Interpretasi sumur log seperti *gamma ray*, resistivitas, densitas dan log neutron dilakukan oleh Das & Chatterje (2018) untuk menentukan parameter petrofisika seperti volume

serpih (*shale*), porositas efektif dan saturasi air telah diestimasi dengan menggunakan hubungan empiris untuk mengevaluasi dan karakterisasi reservoir di cekungan Krishna-Godavari, India.

Penelitian ini memberikan gambaran mengenai potensi cadangan minyak dan gas lebih lanjut pada sumur KAU-1 dan KAU-2 di wilayah Akimeugah, Papua. Interpretasi menggunakan data sumur log dengan parameter yang dianalisis berupa kandungan lempung (*clay volume*), porositas, dan saturasi air. Tujuan yang dicapai dalam penelitian ini berupa menentukan zona prospek hidrokarbon pada sumur KAU-1 dan KAU-2 serta mengetahui saturasi hidrokarbon pada formasi zona prospek sumur KAU-1 dan KAU-2.

A. Geologi Regional

Sebagian besar pasif margin Jurrasic Australia - Barat Laut New Guinea mengalami *rifting* akibat akan terlepasnya massa tepian benua tersebut dari Australia dan pembentukan kerak samudera baru *Late Jurassic*. Pada masa Juras Tengah sampai Kapur Awal (*Early Cretaceous*), batupasir yang relatif luas seperti Formasi Woniwogi, Toro, dan Plover membentuk reservoir hidrokarbon yang signifikan (Van Gorsel, 2014).

Di lipatan *belt* Papua seluruh bagian sedimen telah terlipat dan telah berubah menjadi *foreland basin*. Margin tenggara yang dibatasi oleh tektonik Aure *belt*. Lipatan *belt* Papua terdiri atas kerak benua *para-autochthonous* dan meluas ke *belt* yang bergerak ke utara yang merupakan *terranes allochthonous* (Azeez, dkk., 2018).

Cekungan Akimeugah memiliki tipe *foreland basin* akibat berbenturan dengan *Central Range of Papua* pada saat Cekungan Akimeugah berumur *Neogen*. Sedimen *mollas* yang merupakan produk erosi pada tekukan (*foredeep*) *Passive margin* Paleozoikum-Neogen ke jalur Banda dan *Central Range*. Sedimen *mollas* mengalami penekukan dan penimbunan pada bagian *foredeep passive margin* Akimeugah dan mematangkan batuan induk Paleozoik, Mesozoik, atau Paleogen di dalam *graben*,

hidrokarbon yang terbentuk di zona bermigrasi dari bagian atas *passive margin* secara lateral atau vertikal menuju zona deformasi di wilayah tumbukan. Cekungan utama Akimeugah merupakan *rifting* dan *frifiting* pada Paleozoikum-Mesozoikum-Paleogen (Awang S pada Situmorang Y, 2017).

Batuan induk berumur Juras yang utama yaitu batulempung Formasi Toro pada Jurassic-Cretaceous yang diendapkan di lingkungan *fluvio-deltaic* regresif hingga paralik (Ahmed dkk., 2012). Lokasi sumur KAU-1 dan KAU-2 tertanda pada kotak merah dalam Gambar 1.

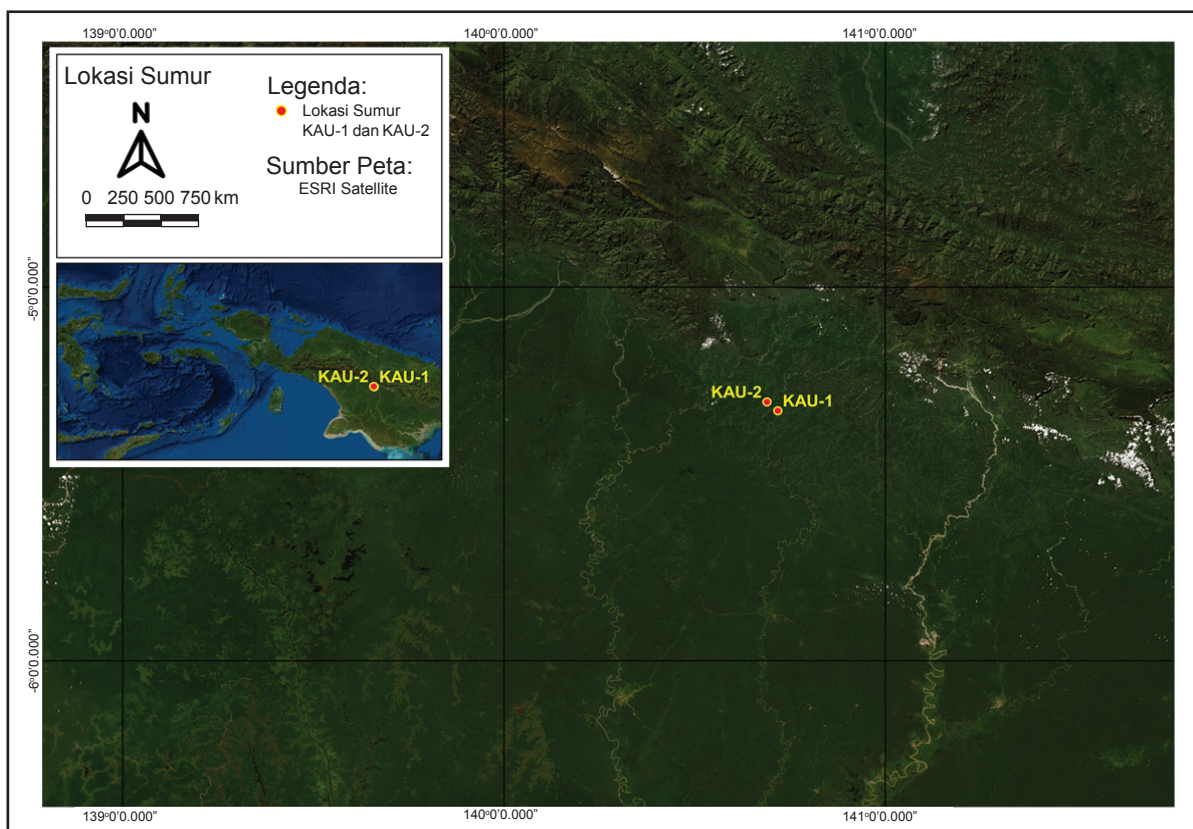
BAHAN DAN METODE

Data penelitian berasal dari Pusat Survei Geologi, Bandung. Data log terdiri dari *Gamma Ray* (GR), *Spontaneous Potensial* (SP), Densitas (RHOB), *Neutron* (NPHI), *Induction Deep Resistivity* (ILD), *Laterolog Deep Resistivity* (LLD), *Caliper*, porositas laboratorium, dan *header log*. *Header log* berisi informasi *bottom hole temperature* (BHT), *mud weight*, *zone depths*, dan lainnya. Alat yang digunakan berupa *Interactive Petrophysics* (IP).

Pada tahap awal, informasi dari *well header* dilakukan setelah penginputan data. Hal tersebut dilakukan untuk menyimpan informasi-informasi penting dari sumur. Selanjutnya kurva temperatur dibuat tiap kedalaman tertentu. Selanjutnya koreksi lingkungan dilakukan untuk mengurangi pengaruh dari kondisi lubang bor. Karena temperatur, tekanan, dan faktor lingkungan lainnya dapat mempengaruhi respons dari alat *logging*. Koreksi lingkungan *Schlumberger* digunakan dalam penelitian ini serta log yang dikoreksi berupa log GR, Densitas, *Neutron*, dan Resistivitas.

Tahap selanjutnya berupa korelasi (r) antara porositas efektif terhadap porositas laboratorium. Tujuannya untuk mengetahui model porositas yang cocok digunakan tiap sumur. Porositas efektif atau PHIE merupakan hasil perhitungan dari plot RHOB dan NPHI yang didapatkan dari data. Sedangkan porositas laboratorium berasal dari data *conventional core* yang dilakukan oleh PT. Corelab Indonesia. Model porositas yang dikorelasi berupa model porositas Neutron, Densitas, Neutron - Densitas, dan *Sonic*. Persamaan korelasi yang digunakan yaitu (Kurniawan, 2016):

$$r_{xy} = \frac{n \sum XY - \sum X \sum Y}{\sqrt{n \sum X^2 - (\sum X)^2} \sqrt{n \sum Y^2 - (\sum Y)^2}} \quad (1)$$



Gambar 1
Lokasi sumur KAU - 1 dan KAU - 2.

di mana r_{xy} adalah koefisien korelasi antara X dan Y, X adalah variabel bebas, Y adalah variabel terikat, dan n adalah jumlah data.

Interpretasi *clay volume* ditentukan menggunakan indikator tunggal berupa log *gamma ray*. NPHI dan RHOB untuk interpretasi porositas serta saturasi air menggunakan ILD untuk sumur KAU-1 dan LLD untuk sumur KAU-2. Pada *track* litologi, apabila kurva log GR atau SP berdefleksi ke kanan terdapat serpih (*shale*) dan apabila berdefleksi ke kiri terdapat pasir (*sand*). Pada *sand* dimungkinkan terdapat zona reservoir. Kurva log resistivitas apabila berdefleksi ke kanan dimungkinkan terdapat hidrokarbon minyak atau gas. Sedangkan apabila berdefleksi ke kiri dimungkinkan terdapat air. Pada kurva log porositas, apabila RHOB berada di sebelah kiri NPHI (*crossover*), dimungkinkan zona reservoir.

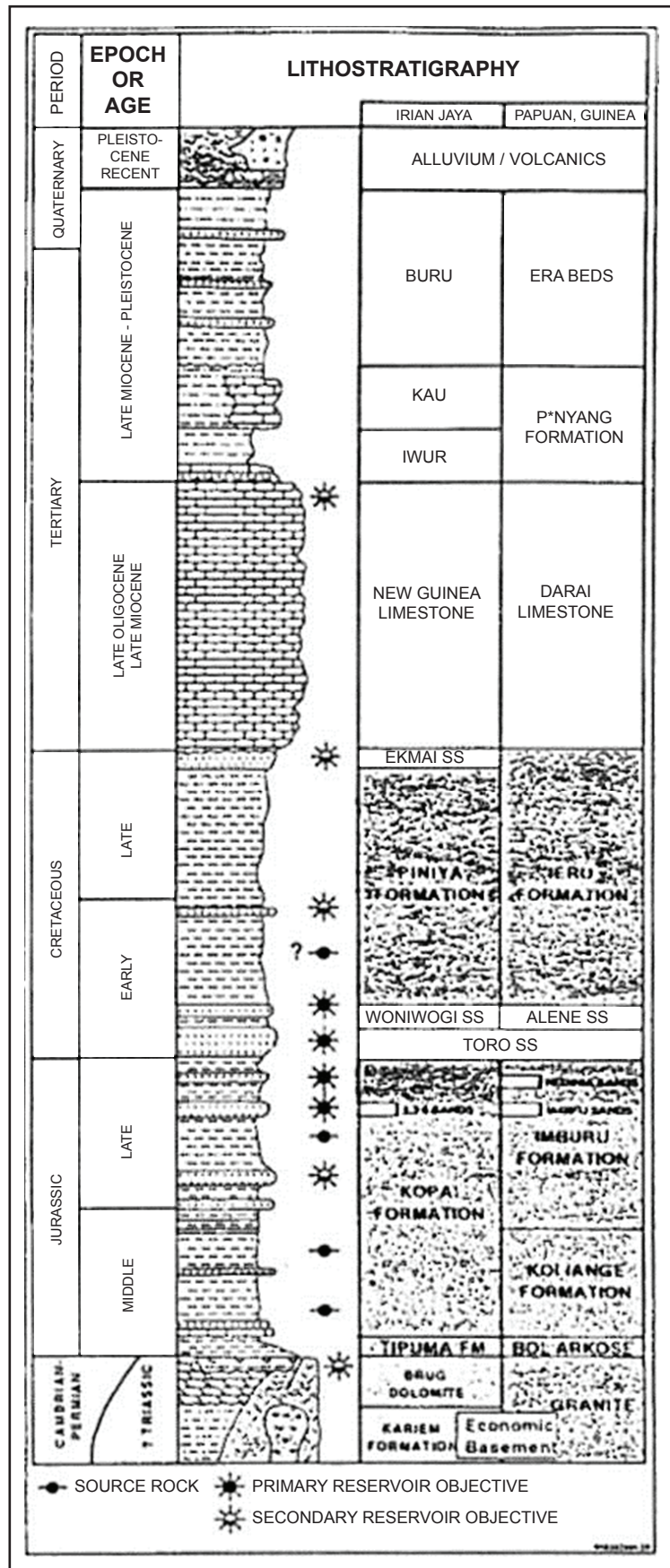
HASIL DAN DISKUSI

Korelasi porositas efektif terhadap porositas laboratorium dilakukan untuk mengetahui mana model porositas yang paling baik. Baik sumur KAU-1 maupun KAU-2 model porositas yang mendekati nilai porositas laboratorium berupa Neutron - Densitas. Gabungan porositas Neutron - Densitas dapat mengetahui keberadaan gas akibat adanya perpotongan antara kedua kurva tersebut.

Zona prospek reservoir pada kedua sumur dimungkinkan pada Formasi Woniwogi dan Toro dengan *cap rock* pada Formasi Piniya. Zona dapat dikatakan mengandung hidrokarbon memiliki GR yang rendah, resistivitas tinggi, dan adanya separasi pada *crossover* NPHI dan RHOB.

Pada sumur KAU-1, zona prospek reservoir diperkirakan di antara Formasi Woniwogi dan Toro. Pada Formasi Piniya diperkirakan terdapat *cap rock* dengan lapisan *claystone*.

Pada kedalaman 9.687 kaki - 9.690 kaki porositas bernilai 0,01 % dan terletak pada lapisan yang tidak permeabel sehingga dimungkinkan merupakan batuan tudung (*cap rock*). Zona prospek hidrokarbon

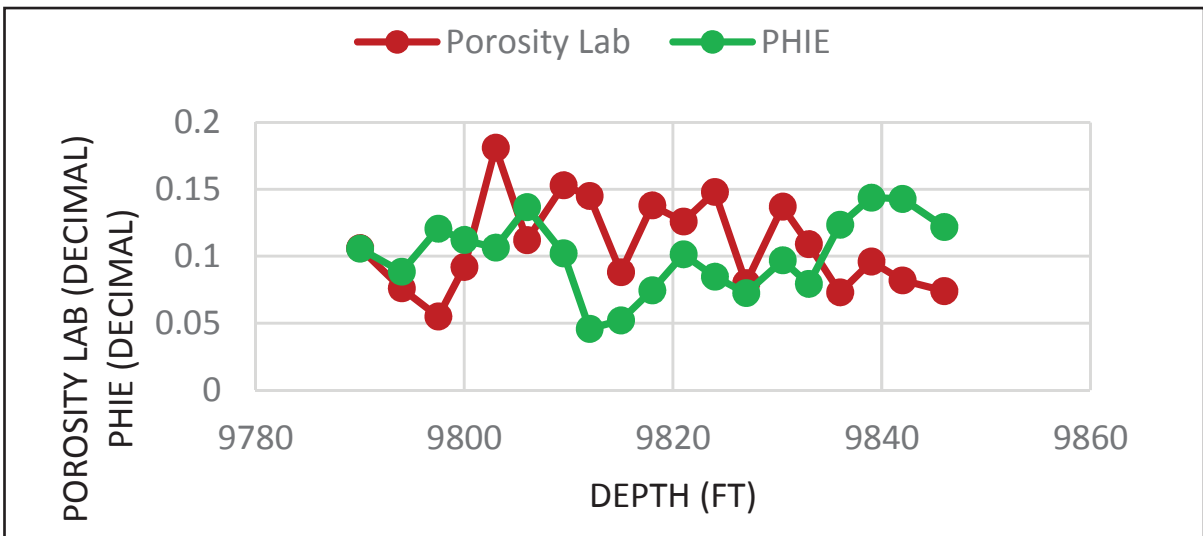


Gambar 2
Stratigrafi Warim (Irian Jaya) (Conoco Warim BV).

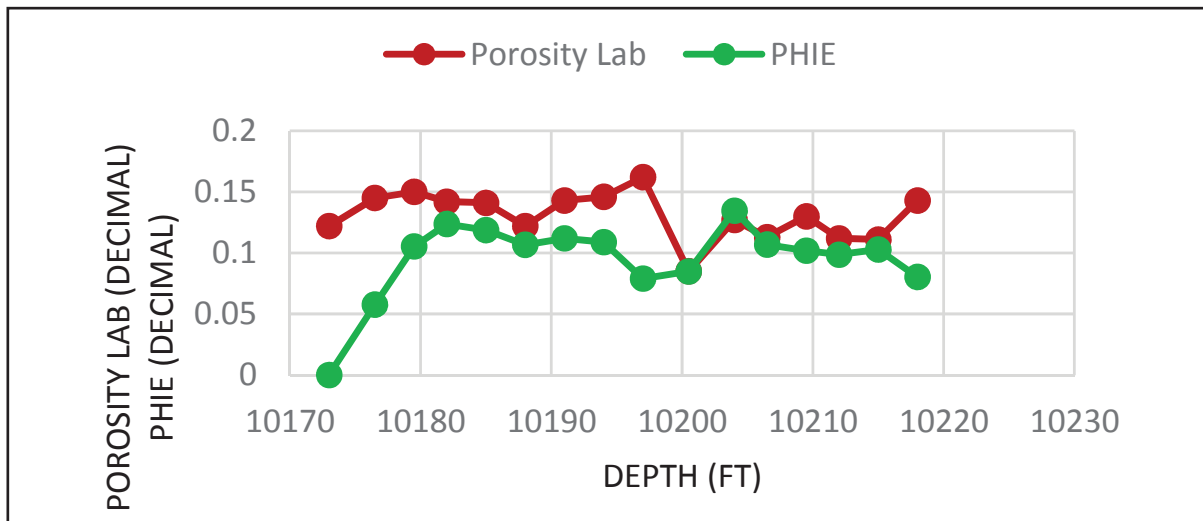
Interpretasi Sumur Log untuk Menentukan Zona Prospek Hidrokarbon pada Cekungan Akimeugah, Papua (Novita, dkk.)

Tabel 1
Hasil korelasi porositas dengan porositas laboratorium

Model Porositas	r Sumur KAU – 1	r Sumur KAU – 2
Neutron – Densitas	0,739	0,747
Neutron	0,732	0,625
Densitas	0,626	0,724
Sonic	0,728	0,738



Gambar 3
Perbandingan antara porositas dengan porositas laboratorium sumur KAU-1.

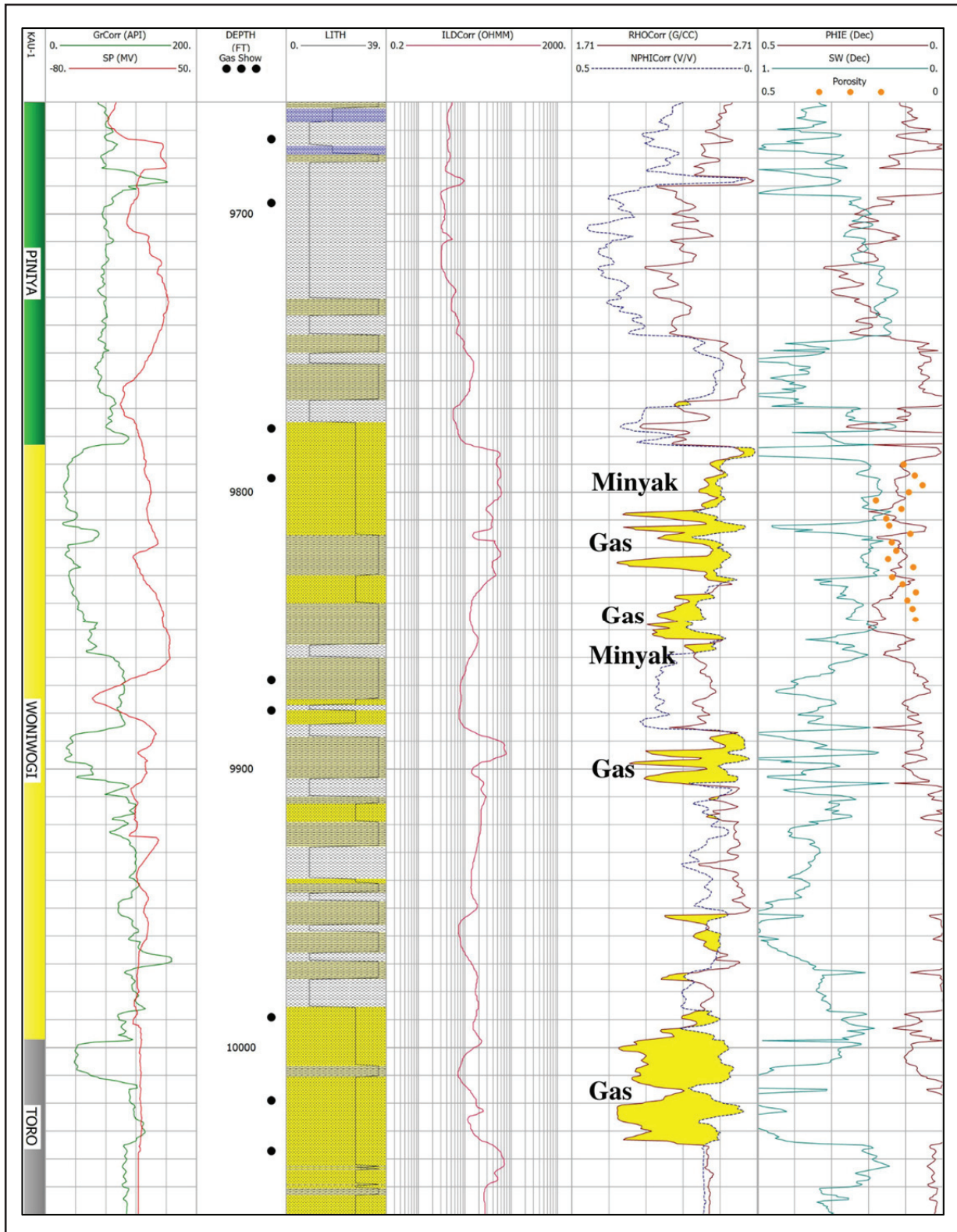


Gambar 4
Perbandingan antara porositas dengan porositas laboratorium sumur KAU-2.

sumur KAU-1 berada pada kedalaman 9.784 kaki - 9.806 kaki, 9.807 kaki - 9.833 kaki, 9.837 kaki - 9.854 kaki, 9.855 kaki - 9.858 kaki, 9.888 kaki - 9.906 kaki, dan 9.993 kaki - 10.015 kaki. Zona prospek hidrokarbon diperkirakan pada lapisan *permeabel* di mana log SP bernilai besar dan log GR

bernilai kecil. Sedangkan lapisan tidak *permeable* bersifat berlawanan yaitu log SP bernilai kecil dan log GR bernilai besar.

Pada kedalaman 9.784 kaki - 9.806 kaki, jenis hidrokarbon diperkirakan berupa minyak, karena



Gambar 5
Zona prospek hidrokarbon sumur KAU-1.

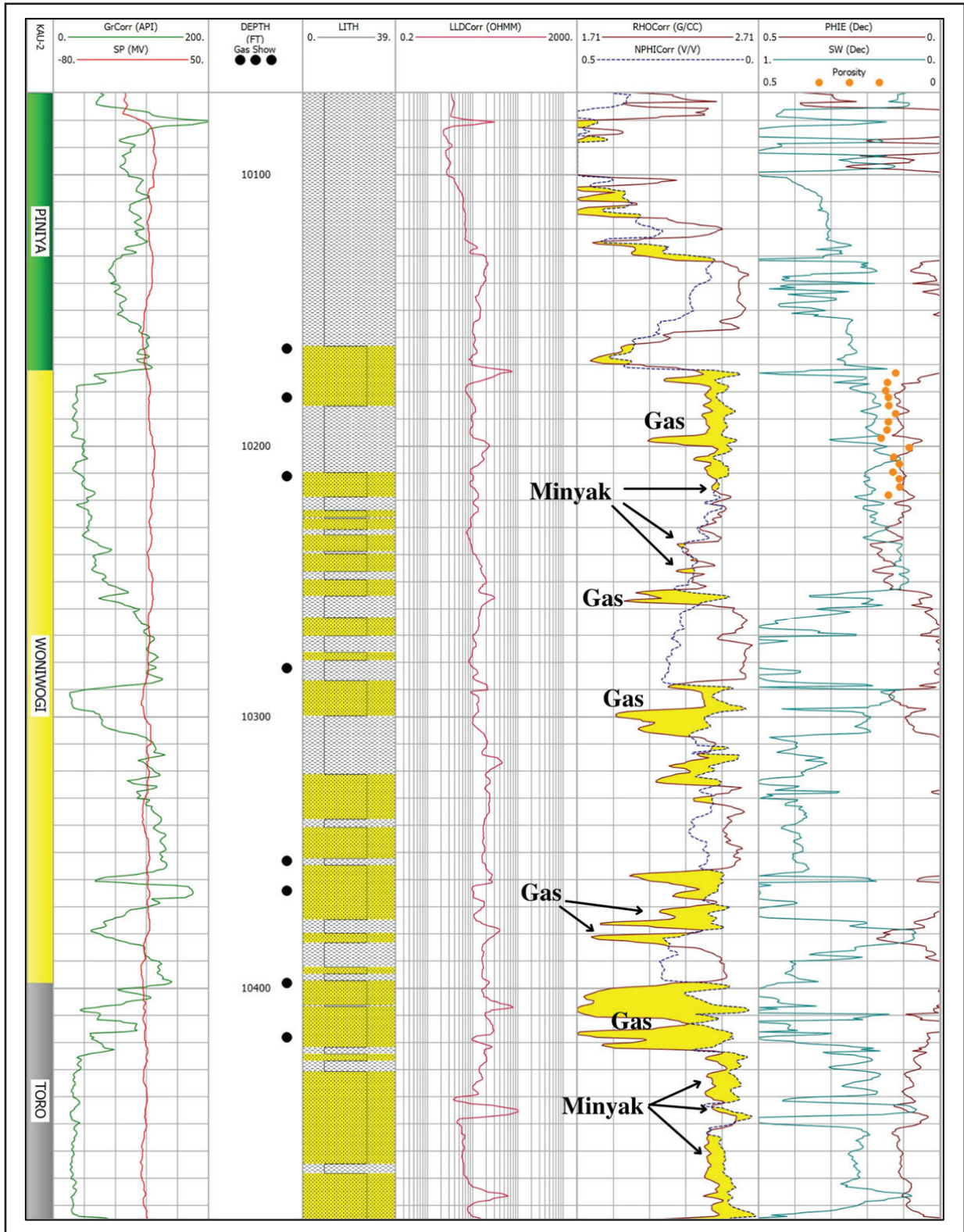
resistivitas tinggi, densitas menurun, neutron kecil, dan separasinya kecil. Hidrokarbon pada kedalaman 9.807 kaki - 9.833 kaki diperkirakan gas, karena resistivitas tinggi, densitas menurun dan

neutron kecil, serta separasi besar. Pada kedalaman 9.837 kaki - 9.854 kaki diperkirakan terkandung hidrokarbon berupa gas, karena densitas menurun dan neutron rendah, resistivitas hampir tinggi, dan

Interpretasi Sumur Log untuk Menentukan Zona Prospek Hidrokarbon pada Cekungan Akimeugah, Papua (Novita, dkk.)

separasi besar. Pada kedalaman 9855 kaki - 9858 kaki diperkirakan terkandung minyak, karena resistivitas cukup tinggi, densitas menurun dan neutron kecil, dan separasi sempit. Hidrokarbon pada kedalaman

9887 kaki - 9905,5 kaki dimungkinkan terkandung gas dengan resistivitas tinggi, densitas berubah-ubah dan neutron kecil, dan separasi besar. Pada kedalaman 9993 kaki - 10.015 kaki diperkirakan



Gambar 6
Zona prospek hidrokarbon sumur KAU-2.

lapisan mengandung gas, karena resistivitas tinggi, densitas menurun, *neutron* kecil, dan separasi sangat besar. Masing-masing kandungan V_{cl} , porositas, S_w , dan S_h tercatat pada Tabel 2.

Pada sumur KAU-2 zona prospek reservoir diperkirakan pada Formasi Woniwogi dan Toro. Formasi Piniya merupakan batuan tudung dan pada *claystone* dari Formasi ini diperkirakan merupakan *seal*.

Pada kedalaman 10.077 kaki - 10.083 kaki porositas bernilai 0,01 % dan terletak pada lapisan

yang tidak *permeabel* sehingga dimungkinkan merupakan batuan tudung. Prospek hidrokarbon sumur KAU-2 berada pada kedalaman 10.172 kaki - 10.212 kaki, 10.214 kaki - 10.216 kaki, 10.236 kaki - 10.238 kaki, 10.245 kaki - 10.247 kaki, 10.253 kaki - 10.259 kaki, 10.288 kaki - 10.308 kaki, 10.357 kaki - 10.362 kaki, 10.370 kaki - 10.379 kaki, 10.380 kaki - 10.385 kaki, 10.398 kaki - 10.423 kaki, 10.424 kaki - 10.442 kaki, 10.444 kaki - 10.449 kaki, dan 10.454 kaki - 10.485 kaki. Zona prospek hidrokarbon

Tabel 2
Hasil parameter zona prospek hidrokarbon sumur KAU-1

Kedalaman (kaki)	V_{cl} (%)	Porositas (%)	S_w (%)	S_h (%)	Resistivitas (ohm-m)
9784 – 9806	0 – 17,03	0,01 – 12,89	14,52 – 100	0 – 85,48	23,68 – 60,67
9807 – 9833	0 – 29,45	0,10 – 17,07	13,49 – 100	0 – 86,51	11,54 – 57,66
9837 – 9854	4,14 – 27,46	4,51 – 16,95	10,45 – 53,42	46,58 – 79,55	10,03 – 18,57
9855 – 9858	15,63 – 26,78	5,92 – 12,58	24,85 – 43,31	56,69 – 75,15	13,92 – 16,42
9887 – 9906	0 – 71,63	0,01 – 10,46	16,15 – 100	0 – 83,85	11,29 – 76,48
9993 – 10.015	0 – 85,84	0,01 – 10,52	40,57 – 100	0 – 59,43	6,83 – 18,27

Tabel 3
Hasil parameter zona prospek hidrokarbon sumur KAU-2

Kedalaman (kaki)	V_{cl} (%)	Porositas (%)	S_w (%)	S_h (%)	Resistivitas (ohm-m)
10.172 – 10.212	0 – 47,18	0,01 – 13,58	21,64 – 100	0 – 78,36	6,96 – 74,75
10.214 – 10.216	4,85 – 8,56	10,19 – 10,42	35,48 – 41,26	58,74 – 64,52	8,80 – 11,29
10.236 – 10.238	14,72 – 22,77	16,31 – 19,30	20,90 – 25,35	74,65 – 79,10	8,73 – 9,50
10.245 – 10.247	10,87 – 19,37	12,85 – 18,62	16,88 – 22,80	77,20 – 83,12	14,57 – 16,45
10.253 – 10.259	16,03 – 45,42	2,25 – 10,08	28,95 – 72,32	27,68 – 71,05	13,43 – 30,36
10.288 – 10.308	0 – 68,83	0,01 – 14,00	20,97 – 100	0 – 79,03	8,92 – 21,66
10.370 – 10.379	10,61 – 73,65	0,01 – 13,25	14,68 – 100	0 – 85,32	10,60 – 39,58
10.380 – 10.385	14,21 – 67,17	4,01 – 17,45	13,29 – 44,21	55,79 – 86,71	16,61 – 33,68
10.398 – 10.423	07,09 – 100	0,01 – 10,00	28,12 – 100	0 – 71,88	9,53 – 77,81
10.424 – 10.442	0,23 – 28,18	3,66 – 10,56	32,64 – 87,00	13,00 – 67,36	3,72 – 20,35
10.444 – 10.449	0 – 4,09	3,20 – 12,64	12,92 – 100	0 – 87,08	4,45 – 101,10
10.454 – 10.485	0 – 34,60	0,01 – 12,56	15,47 – 100	0 – 84,53	60,78 – 60,78

Tabel 4
Hasil parameter formasi Wonowogi dan Toro sumur KAU-1

Formasi	V_{cl} (%)	Porositas (%)	S_w (%)	S_h (%)	Resistivitas (ohm-m)
WONIWOGI	0,05 – 100	0,01 – 17,07	13,49 – 100	0 – 86,51	7,02 – 76,48
TORO	0,13 – 100	0,01 – 10,52	28,83 – 100	0 – 71,17	6,83 – 69,62

Tabel 5
Hasil parameter formasi Wonowogi dan Toro sumur KAU-2

Formasi	V_{cl} (%)	Porositas (%)	S_w (%)	S_h (%)	Resistivitas (ohm-m)
WONIWOGI	0,16 – 100	0,01 – 19,30	13,29 – 100	0 – 86,71	6,96 – 74,75
TORO	0,08 – 100	0,01 – 13,23	12,92 – 100	0 – 87,08	3,72 – 101,10

terdapat pada lapisan *permeabel* di mana log SP bernilai besar dan log GR bernilai kecil.

Hidrokarbon pada kedalaman 10.172 kaki - 10.212 kaki diperkirakan gas, karena resistivitas tinggi dengan nilai densitas dan neutron rendah, serta separasi besar. Pada kedalaman 10.214 kaki - 10.216 kaki diperkirakan terkandung minyak, karena resistivitas tidak terlalu tinggi, densitas dan neutron rendah, dan separasi kecil. Pada kedalaman 10.236 kaki - 10.238 kaki dan 10.245 kaki - 10.247 kaki diperkirakan mengandung minyak, karena resistivitas tidak terlalu tinggi, densitas menurun, neutron kecil, dan separasi kecil. Pada kedalaman 10.253 kaki - 10.259 kaki diperkirakan mengandung gas, karena resistivitas tinggi, densitas menurun, neutron kecil, dan separasi besar. Pada kedalaman 10.288 kaki - 10.308 kaki diperkirakan mengandung gas, karena resistivitas tinggi, densitas menurun drastis, neutron kecil, dan separasi besar. Gas terkandung pada kedalaman 10.370 kaki - 10.379 kaki, karena resistivitas tinggi dengan densitas menurun drastis, neutron kecil, dan separasi besar. Pada kedalaman 10.380 kaki - 10.385 kaki mengandung gas, karena resistivitas tinggi, densitas menurun drastis, neutron tidak terlalu tinggi, dan separasi besar. Gas diperkirakan terkandung pada kedalaman 10.3980 kaki - 10.423 kaki, karena resistivitas tinggi, densitas menurun drastis, neutron kecil, dan separasi sangat besar. Pada kedalaman 10.424 kaki - 10.442 kaki diperkirakan mengandung minyak, karena resistivitas tinggi, densitas dan neutron kecil, dan separasi kecil. Pada kedalaman 10.444 kaki - 10.449 kaki diperkirakan mengandung minyak, karena resistivitas tinggi, densitas dan neutron kecil, dan separasi kecil. Minyak diperkirakan pada kedalaman 10.454 kaki - 10.485 kaki, karena resistivitas tidak terlalu tinggi dengan nilai densitas dan neutron kecil, dan separasi kecil. Masing-masing kandungan V_{cl} , porositas, S_w , dan S_h tercatat pada Tabel 3.

Berdasarkan penelitian yang telah dilakukan, baik sumur KAU-1 maupun sumur KAU-2, pada Formasi Piniya terdapat batuan tudung yang diikuti adanya kandungan minyak dan gas pada Formasi Woniwogi dan Formasi Toro. Hal ini diperkuat dengan penelitian yang dilakukan oleh Dewi, dkk., (2019) bahwa Formasi Woniwogi diinterpretasikan sebagai zona potensial reservoir. Hasil parameter Formasi Woniwogi dan Formasi Toro pada setiap sumur disajikan dalam Tabel 4 dan Tabel 5.

Ringkasnya, tujuan utama kedua sumur ini adalah Batupasir Woniwogi dan Toro yang sekunder adalah beberapa Batupasir di Grup Piniya.

KESIMPULAN DAN SARAN

Berdasarkan analisis korelasi porositas terhadap porositas laboratorium, pada sumur KAU-1 dan sumur KAU-2 model porositas Neutron-Densitas. Pada sumur KAU-1, zona prospek reservoir diperkirakan di antara Formasi Woniwogi dan Toro. Pada Formasi Piniya diperkirakan terdapat batuan tudung (*cap rock*) dengan lapisan *claystone*. Sedangkan pada sumur KAU-2 Reservoir utama diperkirakan pada Formasi Woniwogi dan Toro. Formasi Piniya merupakan batuan tudung dan pada *claystone* dari Formasi ini diperkirakan merupakan *seal*. Saturasi hidrokarbon pada sumur KAU-2 yaitu S_h 0 - 86,51 % pada Formasi Woniwogi dan S_h 0 - 71,17 % pada Formasi Toro. Sedangkan saturasi hidrokarbon sumur KAU-2 yaitu S_h 0 - 86,71 % pada Formasi Woniwogi dan S_h 0 - 87,08 % pada Formasi Toro.

UCAPAN TERIMA KASIH

Terima kasih penulis ucapkan kepada Pusat Survei Geologi telah memberikan akses data yang diperlukan serta kepada Bapak Dzul Fadli Badaruddin atas bimbingan selama penelitian.

DAFTAR ISTILAH/SINGKATAN

Simbol	Definisi	Satuan
GR	<i>Gamma Ray</i>	API
SP	<i>Spontaneous Potential</i>	MV
RHOB	<i>Bulk Density</i>	G/CC
NPHI	<i>Neutron Porosity</i>	V/V
ILD	<i>Induction Deep Resistivity</i>	Ohm-m
LLD	<i>Laterolog Deep Porosity</i>	Ohm-m
Vcl	<i>Clay Volume</i>	%
Sw	<i>Water Saturation</i>	%
Sh	<i>Hydrocarbon Saturation</i>	%

KEPUSTAKAAN

- Ahmed, M., Volk, H., Allan, T., & Holland, D.,** 2012. Origin of oils in the eastern Papuan basin, Papua New Guinea. *Organic geochemistry*, 53, 137-152.
- Azeez, K. A., Athul, C., & Thiel, S.,** 2018. Reservoir characterization and basement estimates in the Papuan Fold belt (Papua New Guinea-PNG), from reanalysis of the PNG MT data set. *Marine and Petroleum Geology*, 98, 133-145.
- Das, B., & Chatterjee, R.,** 2018. Well log data analysis for lithology and fluid identification in Krishna-Godavari Basin, India. *Arabian Journal of Geosciences*, 11(10), 1-12.
- de Sousa, M. C., de Figueiredo, J. J., Régis, C. R., & da Silva, C. B.,** 2020. Interval mineral and fluid densities estimation from well-logs: Application to the Norne Field dataset. *Journal of Applied Geophysics*, 183, 104199.
- Dewi, F. R., Surjono, S. S., & Wintolo, D.,** 2019. Model Reservoir Formasi Woniwogi Blok” FRD”, Cekungan Akimeugah Menggunakan Metode Seismik Multiatribut. *Jurnal Fisika Indonesia*, 22(3), 31-36.
- Fakhrudin, R., k Ramli, T., & Saleh, H. M.,** 2018. Well and Outcrop Corellation in the Eastern Part of Akimeugah Basin, Papua: Mesozoic Play Potential. *Scientific Contributions Oil and Gas*, 41(2), 75-87.
- Hasan, M., Akter, S., Islam, K., & Tanjil, H. A.,** 2019. Potential hydrocarbon zone identification: a case study. *Arabian Journal of Geosciences*, 12(7), 1-10.
- Harahap, B. H.,** 2012. Tectonostratigraphy of the southern part of Papua and Arafura Sea, Eastern Indonesia. *Indonesian Journal on Geoscience*, 7(3), 167-187.
- Kurniawan, R.,** 2016. *Analisis regresi*. Prenada Media.
- Mohamed, A. K., & Kashlaf, A.,** 2016. Comparative study between well logging and core analysis of Hawaz reservoir in Murzuq Basin, Libya. *Egyptian Journal of Basic and Applied Sciences*, 3(3), 301-313.
- Ren, X., Hou, J., Song, S., Liu, Y., Chen, D., Wang, X., & Dou, L.,** 2019. Lithology identification using well logs: A method by integrating artificial neural networks and sedimentary patterns. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 182, 106336.
- Situmorang, Y., Irfree, B., Sendjaja, Y. A., & Firmansyah, Y.,** 2017. Studi Geokimia Batuan Induk Aktif Pra-Tersier Cekungan Akimeugah, Lepas Pantai Papua Selatan. *Geoscience Journal*, 1(2), 119-126.
- Tatsipie, N. R., & Sheng, J. J.,** 2021. Generating pseudo well logs for a part of the upper Bakken using recurrent neural networks. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 200, 108253.
- Van Gorsel, H.,** 2014. An introduction to Mesozoic faunas and floras of Indonesia. *Berita Sedimentol*, 31, 27-56.
- Wijayanti, J. A., Setyowiyoto, J., & Anggara, F.,** 2019. Persebaran TOC dan Porositas Total Menggunakan Seismik Inversi pada Shale Piniya, Cekungan Akimeugah, Papua. *Jurnal Fisika Indonesia*, 23(2), 24-28.