

Analisis Hubungan antara Nilai *Critical Porosity* dan *Pore Space Stiffness* Terhadap Kualitas Reservoir Batupasir Lapangan "N" Cekungan Sumatera Selatan

Nahdah Novia^{1,*}, Handoyo¹, Fatkhan², Agus Laesanpura², dan Harnanti Yoga Putri¹

¹Teknik Geofisika Institut Teknologi Sumatera, Lampung Selatan, Indonesia

²Teknik Geofisika Institut Teknologi Bandung, Jawa Barat, Indonesia

*Email: nahdah.12117095@student.itera.ac.id; handoyo.geoph@tg.itera.ac.id

Submit: 2021-11-02; Revised: 2021-12-28 ; Accepted: 2021-12-29

Abstrak: Kualitas batuan reservoir yang baik adalah reservoir yang memiliki nilai porositas dan permeabilitas tinggi. Parameter utama dalam menentukan kualitas batuan reservoir adalah permeabilitas. Permeabilitas dipengaruhi oleh *grain size*, *tortuosity*, dan *surface area* yang pada praktiknya sulit untuk dihitung. Sebagai penghubung, parameter *critical porosity* dan *pore space stiffness* digunakan untuk mengetahui kualitas reservoir yang juga berkaitan dengan elastisitas batuan. Karakterisasi parameter-parameter tersebut dilakukan dengan menggunakan *data logging*, data XRD, dan permeabilitas. Untuk mendapatkan nilai *pore space stiffness* dan *critical porosity* dapat menggunakan persamaan Zimmerman dan model Nur. Penelitian ini menganalisis hubungan parameter petrofisika dengan parameter elastik untuk menentukan kualitas reservoir batuan. Hasil penelitian menunjukkan bahwa hubungan permeabilitas terhadap *critical porosity* dan *pore space stiffness* mampu merepresentasikan *grain size* dan *tortuosity* suatu batuan. Kualitas reservoir yang baik menunjukkan hubungan permeabilitas berbanding terbalik dengan *tortuosity* dan sebanding dengan *grain size* berdasarkan hasil nilai dari *pore space stiffness* dan nilai *critical porosity* sumur "N1" yaitu 0.1-0.3 dan 0.28-0.45, dan nilai permeabilitas berada pada rentang 2-46 mD.

Kata kunci: kualitas reservoir, permeabilitas, *critical porosity*, *pore space stiffness*

Abstract: The best reservoir rock quality has high porosity and permeability values. The primary parameter in determining reservoir rock quality is permeability. Permeability is influenced by grain size, tortuosity, and surface area which in practice is difficult to calculate. As a connector, the parameters of critical porosity and pore space stiffness are used to determine the reservoir quality which is also related to the rock elasticity. The characterization of these parameters is needed using logging data, XRD data, and permeability. To get the value of pore space stiffness and critical porosity can use Zimmerman's equation and Nur's model. This study analyzes the relationship between petrophysical parameters and elastic parameters to determine reservoir quality. The results showed that the relationship between permeability and critical porosity and pore space stiffness was able to represent the grain size and tortuosity of a rock. Good

reservoir quality shows a permeability relationship inversely proportional to tortuosity and proportional to grain size based on the results of the pore space stiffness and critical porosity of well "N1" are 0.1-0.3 and 0.28-0.45, and permeability values are in range 2-46 mD.

Keywords: reservoir quality, permeability, critical porosity, pore space stiffness

1 PENDAHULUAN

Formasi Gumai pada Cekungan Sumatera Selatan dikenal sebagai salah satu formasi penghasil hidrokarbon (BumiHumas, 2019). Formasi Gumai terdiri dari fosiliferous *marine shale* dan lapisan batugamping yang mengandung glaukonitik (Bishop, 2001). Litologi Formasi Gumai terutama terdiri dari lapisan *shale* tebal dengan sisipan tipis batulanau dan batupasir. Pada perkembangannya, produksi pada Formasi Gumai ditemukan adanya lapisan-lapisan yang bersumber dari reservoir batupasir pada Formasi Intra Gumai yang berumur Miosen (SKKMigas, 2020).

Reservoir merupakan suatu tempat terakumulasinya hidrokarbon di alam dalam perangkap batuan berpori. Saat ini, eksplorasi minyak dan gas bumi ditujukan kepada pencarian perangkap (Koesoemadinata, 1980). Reservoir batupasir pada Formasi Intra Gumai merupakan reservoir lapisan tipis sehingga menjadi menarik untuk dilakukan pengembangan lebih lanjut. Batupasir adalah batuan sedimen klastik kasar dengan porositas cukup baik dan sifat fisik yang dapat dibedakan dengan batuan jenis lainnya (meliputi tekstur, struktur, dan komposisinya). Reservoir batupasir yang ekonomis umumnya mempunyai porositas dan permeabilitas yang cukup baik.

Dalam menemukan potensi hidrokarbon penting untuk menentukan kualitas batuan reservoir terhadap zona target di lapangan penelitian. Kualitas reservoir batuan adalah produk dari alam dan proses perubahan secara fisika dan kimiawi sampai terakumulasinya hidrokarbon. Kualitas reservoir yang baik umumnya memiliki nilai porositas dan permeabilitas yang tinggi.

Pendekatan pemodelan fisika batuan terhadap parameter statik memiliki kesamaan untuk mencari parameter fisis

Tabel 1. Ketersediaan data log

Data Log	Sumur "N1"
Gamma-ray	v
Densitas	v
NPHI	v
Porositas	v
Vp	v
Vs	v
Permeabilitas	v

dan karakteristik dari batuan reservoir memanfaatkan pengukuran *data logging* (Handoyo dkk., 2019). Parameter statik dapat diperoleh dari pengukuran laboratorium dengan memberikan tekanan pada batuan. Begitu pula dilakukan dalam perhitungan porositas, permeabilitas, dan modulus elastisitas.

Permeabilitas adalah parameter utama dalam penentuan kualitas reservoir. Permeabilitas dipengaruhi oleh porositas, *tortuosity*, *surface area*, dan besar butir. Namun, *tortuosity* dan *surface area* cukup sulit dihitung karena sifat dan geometri pori yang kompleks. Penelitian sebelumnya untuk melihat bagaimana hubungan antara permeabilitas dan porositas dengan parameter elastis yang diturunkan dari metode fisika batuan seperti *pore space stiffness* dan *critical porosity* dari reservoir batupasir *tight* (Ambarsari dan Winardhi, 2018). Penelitian ini juga menggunakan persamaan Zimmerman dan model Nur (Mavko dkk., 2009) untuk memprediksi nilai *pore space stiffness* dan *critical porosity* setiap titik. Lebih lanjut, penelitian ini juga mempelajari hubungan parameter petrofisika dengan parameter elastisitas batuan (*petroelastic*) dan dilanjutkan pemodelan *saturated rock* menggunakan persamaan Biot-Gassmann. Kombinasi dari metode dalam penelitian ini diharapkan mampu memberikan alternatif studi untuk memahami karakteristik dan kualitas batuan reservoir.

2 DATA DAN METODOLOGI

Penelitian ini merupakan pemodelan fisika batuan berdasarkan properti elastik batuan pada kedalaman zona target. Data yang digunakan berasal dari sumur "N1" lapangan "N", Formasi Intra Gumai, Cekungan Sumatera Selatan. Adapun ketersediaan data penelitian dapat dilihat pada Tabel 1. Ketersediaan data log yang digunakan diantaranya adalah log gamma-ray, log densitas, log NPHI, log porositas, log Vp, dan Log Vs. sementara itu, nilai permeabilitas diperoleh dari sampling beberapa titik sepanjang data log dan dikorelasi oleh *data core* yang diukur di laboratorium

Terdapat beberapa tahapan dalam pemodelan fisika batuan pada zona target. Tahap awal adalah melakukan deliniasi zona target (*sandstones*) menggunakan data *Volume of shale* (Vsh) dan data log seperti log gamma-ray, log Porositas, log RHOB, dan log Vp. Setelah diperoleh kedalaman zona target, dilanjutkan tahap pemodelan *Solid Rock* menggunakan metode batas (Voigt, Reuss dan Hill Bounds). Pada metode ini dilakukan kalkulasi batas elastisitas dari mineral yang paling mendekati properti batuan sebenarnya berdasarkan prinsip fisika batuan. Parameter yang diperlukan adalah fraksi mineral *clay*, *quartz*, dan *calcite* serta data parameter elastisitas mineral (Mavko dkk., 2009).

Metode *pore space stiffness* menggunakan Persamaan

Zimmerman yang digunakan untuk memprediksi bentuk pori pada batuan (Mavko dkk., 2009). Hasil pemodelan, gradien yang terbentuk dari *cross-plot* "Bdry/Bma" terhadap porositas merupakan nilai konstanta *pore space stiffness* (k). Semakin besar nilai k maka batuan akan cenderung lebih *stiff* dibandingkan dengan batuan bernilai k kecil. Nilai *pore space stiffness* pada sumur N1 yaitu 0.1-0.3.

Pemodelan selanjutnya menggunakan Model Nur (Mavko dkk., 2009) untuk menghitung nilai *critical porosity* pada kedalaman zona target setiap sumur. Hasil pemodelan ini adalah dapat diketahui nilai *critical porosity* pada setiap titik dari *cross-plot* "Bdry/Bma" terhadap porositas. Parameter *critical porosity* digunakan sebagai parameter elastik yang sebanding dengan *grain size* (d). Ketika nilai ϕ_c besar maka *grain size* besar sehingga akan memiliki nilai permeabilitas yang besar pula. Nilai *critical porosity* pada sumur N1 yaitu 0.3-0.45.

Pemodelan *saturated rock* menggunakan persamaan Biot-Gassmann bertujuan untuk melihat respon dari kecepatan gelombang-P (Vp) dan gelombang-S (Vs) tersaturasi fluida *oil* 100% dan korelasinya dengan Vp dan Vs dari log. Hasil dari pemodelan ini adalah memprediksi parameter elastis seperti *modulus bulk* dan *modulus shear* saat tersaturasi fluida serta Vp dan Vs. Korelasi yang diperoleh untuk mengetahui apakah model yang telah dibuat sudah mendekati kondisi aktual pada lapisan reservoir. Secara lebih detail tahapan pada pemodelan fisika batuan dapat dilihat pada diagram alir penelitian seperti pada Gambar 1

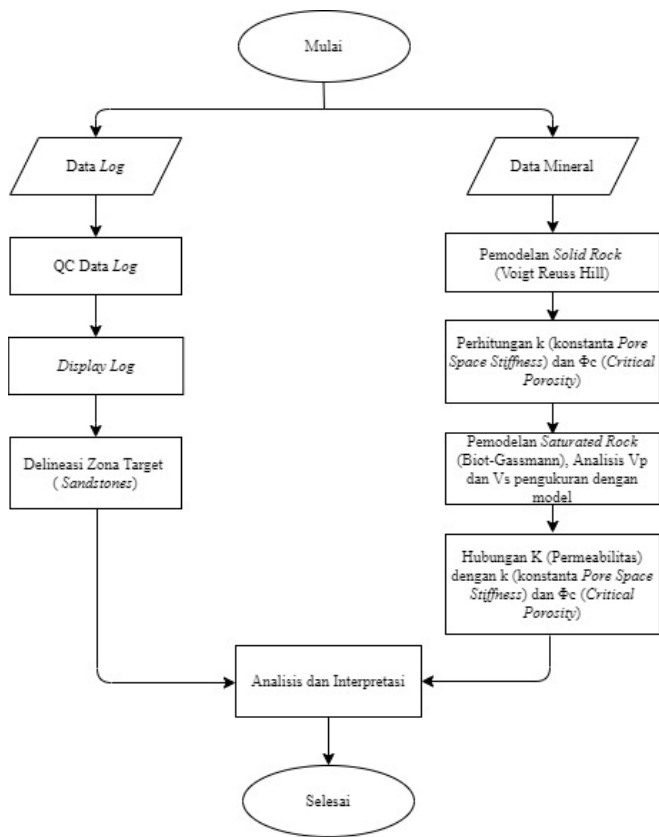
3 HASIL DAN DISKUSI

Proses awal dari penelitian ini melakukan pemisahan litologi yaitu zona target reservoir lapisan tipis batupasir (*sandstones*) dan zona non target (*shale*) dari hasil tampilan data *log* yang digunakan pada setiap sumur. Hasil deliniasi dilakukan berdasarkan parameter data log gamma-ray dan Vsh yang menjadi kontrol utama dari pemisahan litologi antara batupasir dan batulempung. Vsh diperoleh dari hasil kalkulasi dengan menggunakan persamaan yaitu (Harsono, 1997):

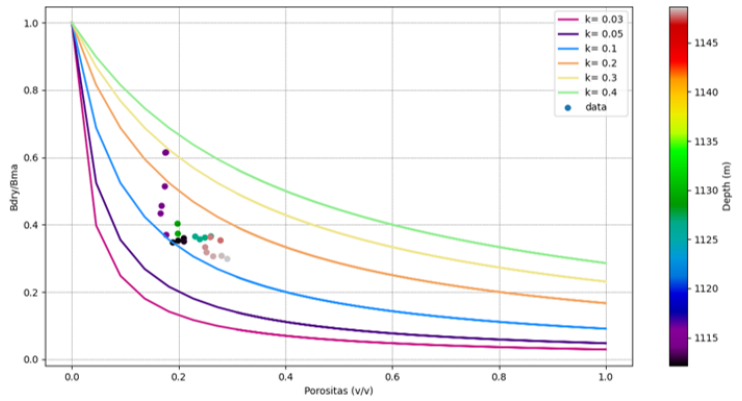
$$I_{GR} = \frac{GR_{log} - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}} \quad (1)$$

dimana Vsh = IGR adalah nilai indeks gamma-ray. Analisis data log pada zona target adalah respon log gamma-ray dan Vsh yang kurang dari nilai *cut-off* tertentu adalah zona target batupasir. Pemodelan selanjutnya adalah Voigt, Reuss dan Hill dilakukan saat kondisi batuan hanya terdiri dari fase homogen (padat) yang terisi mineral tanpa adanya ruang pori dan fluida pada batuan.

Hasil pemodelan *solid rock* pada Gambar 2 terlihat bahwa data tersebar pada batas Hill (batas tengah) menuju batas Reuss (batas bawah) yang menunjukkan bahwa batuan lunak. Pemodelan ini memperoleh hasil berupa parameter *modulus bulk* matriks (B_{ma}) dan modulus shear matriks (μ_{ma}), yang akan digunakan untuk pemodelan selanjutnya. Selanjutnya adalah metode *pore space stiffness* menggunakan persamaan Zimmerman yang bertujuan mengetahui kekakuan (*stiffness*) batuan berdasarkan nilai konstanta *pore space stiffness* (k). Berikut adalah persamaan Zimmerman (Mavko dkk., 2009):



Gambar 1. Diagram alir penelitian. Penelitian terbagi menjadi tiga bagian yakni pemisahan zona reservoir menggunakan data petrofisika, analisis kualitas reservoir, dan pemodelan fisika batuan.



Gambar 3. Kurva model *dry rock* Zimmermann Sumur "N1". Kurva-kurva berwarna menunjukkan nilai konstanta *stiffness* dan skala warna adalah kedalaman. Sebaran titik-titik data mewakili lapisan reservoir batupasir yang paling potensial. Dapat dilihat tren sebaran data sangat baik berada pada interval konstanta *stiffness* antara 0.1-0.3

$$B_{sat} = \rho_b(V_p^2 - V_s^2) \tag{2}$$

$$B_\phi = \phi \left(\frac{B_{ma} B_{sat}}{B_{ma} - B_{sat}} \right) - \left(\frac{B_{ma} B_{fl}}{B_{ma} - B_{fl}} \right) \tag{3}$$

$$\frac{1}{B_{dry}} = \frac{1}{B_{ma}} + \frac{\phi}{B_\phi} \tag{4}$$

Untuk mengetahui nilai konstanta pore space stiffness dikalkulasikan dengan persamaan berikut:

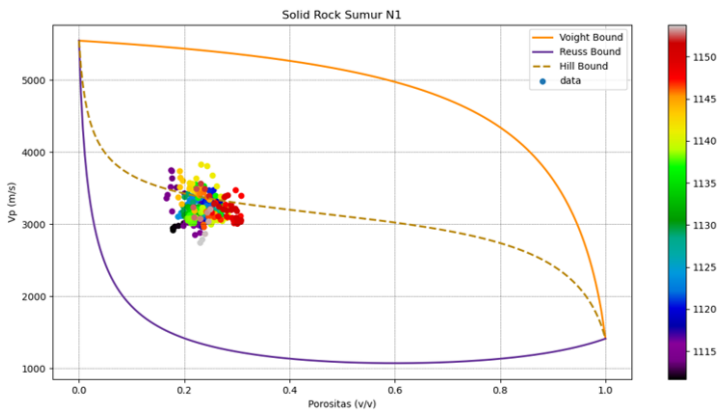
$$\frac{B_{dry}}{B_{ma}} = \frac{1}{1 + \frac{\phi}{k}} \tag{5}$$

Dimana untuk mencari nilai konstanta *pore space stiffness*, $k = \frac{B_\phi}{B_{ma}}$

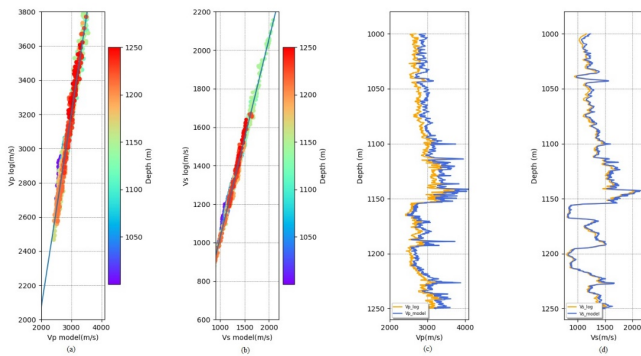
Hasil nilai konstanta *pore space stiffness* (k) Sumur "N1" berada pada interval 0.1-0.3 yang merepresentasikan bentuk dari geometri pori yaitu cenderung pori pipih (*soft pore*) sampai pori bulat (*stiff pore*) seperti terlihat pada Gambar 3. Selanjutnya, pemodelan *saturated rock* menggunakan persamaan Biot-Gassmann yang dilakukan saat kondisi batuan diasumsikan tersaturasi fluida *oil* 100% (Gambar 4).

Berdasarkan korelasi yang diperoleh, model yang dibuat telah mendekati kondisi aktual di lapisan batuan reservoir. Tahapan selanjutnya adalah mengetahui kualitas reservoir dengan membandingkan nilai porositas dan permeabilitas (Gambar 5). Dari gambar menunjukkan hubungan antara porositas dan permeabilitas sumur "N1" yang sebaran data masih terlihat acak jika hanya ditinjau dari kedua parameter yaitu porositas dan permeabilitas. Maka dari itu, perlu dilakukan analisis selanjutnya dengan parameter utama yaitu permeabilitas yang dipengaruhi oleh faktor *tortuosity* dan *grain size*. Parameter yang dapat mewakili faktor tersebut adalah *pore space stiffness* dan *critical porosity*.

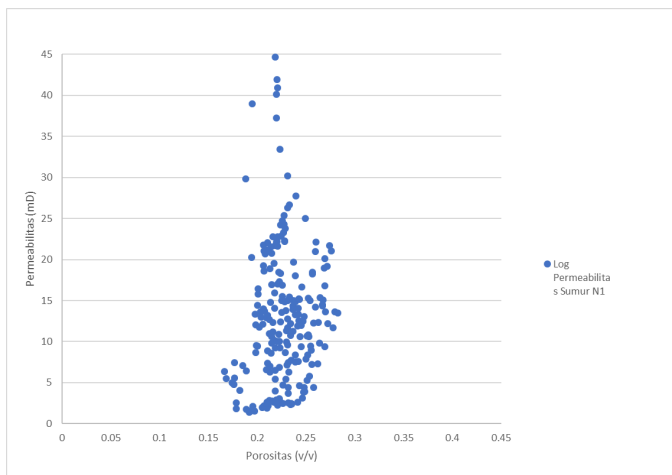
Hubungan *pore space stiffness* terhadap permeabilitas untuk mengetahui kualitas reservoir dengan melakukan plot-



Gambar 2. Pemodelan Solid rock Sumur "N1". Kurva berwarna jingga adalah batas Voigt, warna ungu adalah batas Reuss, dan garis putus-putus adalah batas Hill. Skala warna menunjukkan nilai kedalaman dari sebaran data. Sebaran data berada pada batas Hill dengan fraksi mineral yang digunakan adalah quartz, calcite, dan clay. Sebaran data kecepatan model *solid rock* adalah sekitar 3000-4000 m/s dan memiliki tren yang cukup terlihat. Rentang nilai porositas pada sumur ini adalah 16.63%-29.10%.



Gambar 4. Korelasi antara model fisika batuan terhadap data log Sumur "N1". Gambar pertama adalah korelasi antara nilai Vp model terhadap Vp log dengan skala warna adalah kedalaman. Gambar kedua adalah korelasi antara nilai Vs model terhadap Vs log dengan skala warna adalah kedalaman. Gambar ketiga adalah visualisasi Vp model dengan Vp log dan gambar keempat adalah visualisasi Vs model dengan Vs log

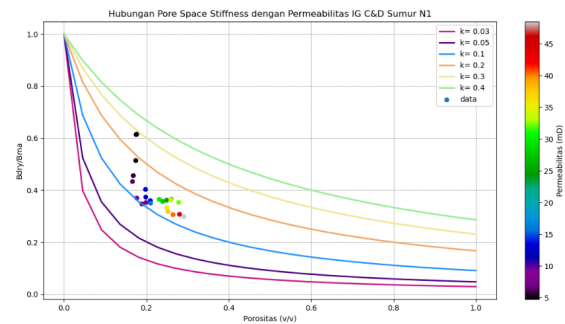


Gambar 5. Hubungan porositas dan permeabilitas dengan sebaran permeabilitas berada pada interval sumur "N1" 1.94-45.48 mD

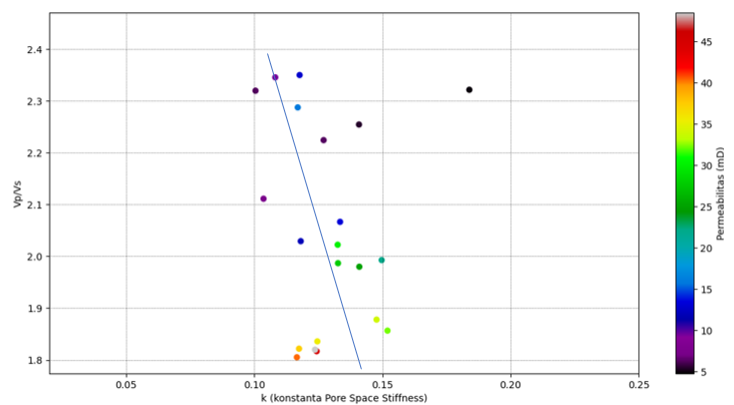
ting antara B_{dry}/B_{ma} terhadap porositas dengan bobot warna yaitu nilai permeabilitas. Hubungan antara permeabilitas dengan *pore space stiffness* adalah semakin rendah nilai permeabilitas berkorelasi dengan nilai *pore space stiffness* yang semakin tinggi (Gambar 6).

Nilai konstanta *pore space stiffness* (k) dihitung menggunakan ($k = \frac{B_{\phi}}{B_{ma}}$). Nilai k berkaitan dengan permeabilitas pada tipe pori yang bulat atau pipih. Perubahan tipe pori yang saling berhubungan berkaitan dengan *tortuosity*. Ketika pori pada batuan saling berhubungan dan B_{ϕ} (modulus bulk pori batuan) bernilai rendah, maka nilai τ mendekati 1 sehingga permeabilitas besar. Namun ketika pori tidak saling berhubungan dan B_{ϕ} (modulus bulk pori batuan) bernilai tinggi maka nilai τ mendekati ∞ , yang menyebabkan permeabilitas kecil. Sehingga nilai τ berbanding terbalik dengan konstanta *pore space stiffness* (k). Maka parameter elastik ini digunakan sebagai salah satu indikator dalam analisis *Rock Quality Index*.

Hubungan antara konstanta *pore space stiffness* dengan rasio V_p/V_s tersaturasi oil dan permeabilitas. Sebaran da-



Gambar 6. Hubungan porositas dan permeabilitas dengan sebaran permeabilitas berada pada interval sumur "N1" 1.94-45.48 mD

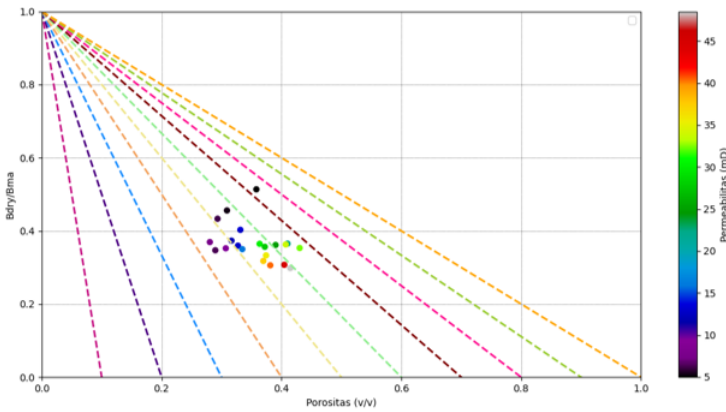


Gambar 7. Hubungan *pore space stiffness* terhadap rasio V_p/V_s dengan bobot warna permeabilitas Sumur "N1". Nilai permeabilitas tinggi pada sumur ini berada pada interval V_p/V_s rendah (j 2).

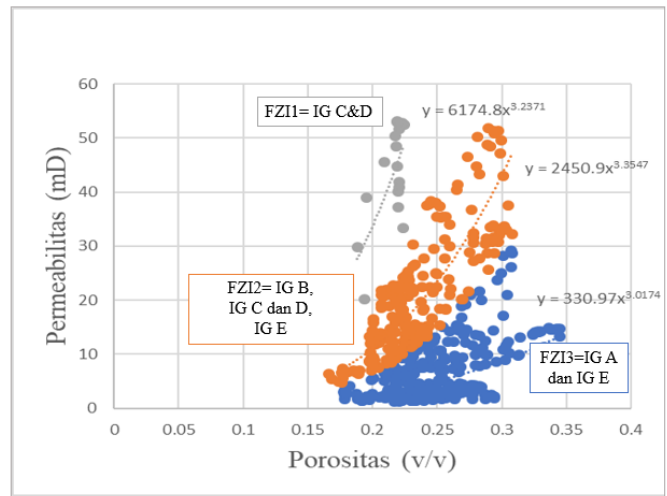
ta dengan nilai permeabilitas tinggi memiliki perbandingan V_p/V_s yang rendah dan begitu juga sebaliknya data dengan permeabilitas rendah memiliki rasio V_p/V_s yang besar (Gambar 7).

Gambar 8 menunjukkan persebaran nilai *critical porosity* dengan permeabilitas bahwa lapisan zona target memiliki nilai *critical porosity* berada pada interval 0.28-0.45 yang mengindikasikan lapisan *sandstone* yang didominasi oleh shale yang cukup banyak (*shaly sand*), sehingga nilai porositas kritis lebih besar dari model *clean sandstone* Nur yaitu pada nilai 0.4. Nilai permeabilitas sebanding dengan nilai *critical porosity*.

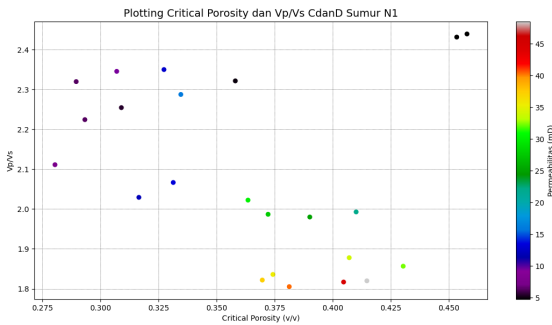
Pada sumur "N1" nilai *critical porosity* adalah 0.37 yang menandakan bahwa batas dari suspensi menjadi batuan yang mengalami perekatan. Nilai porositas yang kurang dari nilai batas *critical porosity* mengalami kompaksi dan proses diagenesis akibat *contact cement* sehingga semakin sulit untuk berubah bentuk dan kecepatan semakin tinggi. Sedangkan nilai porositas yang lebih dari nilai batas *critical porosity* maka mengalami suspensi, atau fasa fluida dari keadaan *load-bearing* dan kecepatan tidak berubah atau konstan yang berkaitan dengan sortasi pada batuan. Model *critical porosity* dirumuskan dengan persamaan:



Gambar 8. Hubungan Bdry/Bma terhadap porositas dengan bobot warna permeabilitas Sumur “N1”. Sebaran kurva berwarna adalah nilai *critical porosity* model Nur. Sebaran data berada pada interval *critical porosity* 0.28-0.45.



Gambar 10. *Plotting* porositas dan permeabilitas dengan data FZI Sumur “N1”. Sebaran data FZI dapat memisahkan lapisan dari seluruh lapisan batupasir Formasi Intra Gumai A-E. .



Gambar 9. Hubungan *critical porosity* terhadap rasio Vp/Vs dengan bobot permeabilitas Sumur “N1”. Secara garis besar, sebaran data rasio Vp/Vs berbanding terbalik dengan nilai *critical porosity*.

$$\frac{B_{dry}}{B_{ma}} = 1 - \frac{\phi}{\phi_c} \tag{6}$$

Hubungan antara *critical porosity* terhadap rasio Vp/Vs tersaturasi oil dengan bobot permeabilitas. Umumnya nilai Vp/Vs akan naik ketika melewati batuan berfluida dan berpori besar (Gambar 9). Namun, dari data ini permeabilitas lebih dikontrol oleh nilai porositas (*critical porosity*) dimana batuan dengan besar butir yang lebih besar akan memiliki nilai permeabilitas yang besar pula. Maka parameter *critical porosity* sebanding dengan permeabilitas.

Rock quality sangat penting untuk pembagian zona-zona reservoir dalam membangun pemodelan reservoir. RQI (*Rock Quality Index*) merupakan perbandingan permeabilitas dengan porositas. *Hydraulic flow unit* (HFU) merupakan volume yang mewakili total batuan reservoir yang termasuk sifat-sifat geologi, dimana sifat-sifat ini mengontrol aliran fluida dan dapat diperkirakan berbeda dengan sifat fisik batuan lainnya. Sehingga *flow unit* interval lapisan yang memiliki kesamaan properti petrofisik seperti porositas, permeabilitas, dan saturasi air. Formulasi HFU berawal dari generalisasi persamaan Kozeny-Carman:

$$K = \frac{\phi_e^3}{(1 - \phi_e)^2} \frac{1}{k_0 \tau S^2} \tag{7}$$

$$RQI(\mu m) = 0.0314x\left(\frac{k}{\phi_e}\right)^{0.5} \tag{8}$$

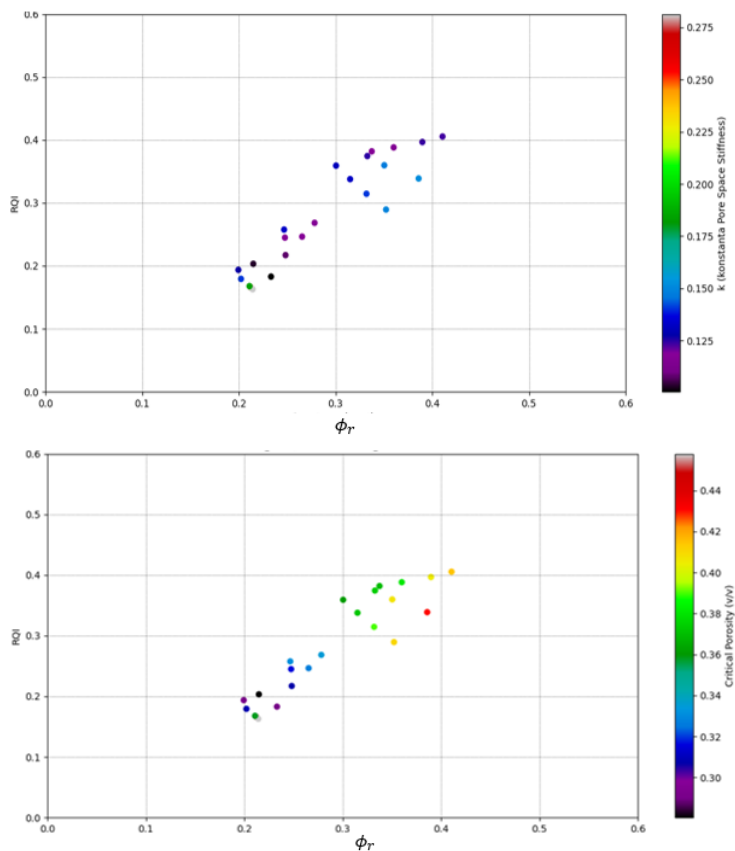
$$FZI(\mu m) = \frac{1}{\sqrt{k_0 \tau S^2}} \tag{9}$$

$$\phi_r = \frac{\phi_e}{(1 - \phi_e)} \tag{10}$$

$$\text{LogRQI} = \text{logFZI} = \text{log}\phi_r \tag{11}$$

Pengelompokkan batuan berdasarkan porositas dan permeabilitas dengan data FZI pada sumur “N1” terbagi menjadi tiga zona yaitu zona FZI-1, zona FZI-2, dan zona FZI-3 (Gambar 10). Semakin kecil FZI-1, semakin tinggi kemiringan garis yang mengakibatkan kualitas reservoir baik (porositas dan permeabilitas tinggi).

Parameter elastik konstanta *pore space stiffness* (k) pada plot dominasi nilai k kecil berada pada permeabilitas besar. Sedangkan parameter elastik ϕ_c , dominasi nilai *critical porosity* (ϕ_c) besar berada pada permeabilitas besar. Maka permeabilitas akan berbanding terbalik dengan *tortuosity* dan sebanding dengan grain size (Gambar 11).



Gambar 11. Plotting RQI terhadap *pore-to-Grain ratio* (ϕ_r) pada sumur “N1” (a) color key k (b) color key ϕ_c . Parameter elastik menggunakan k dan ϕ_c dapat merepresentasikan *tortuosity* dan *grain size*

4 KESIMPULAN

Berdasarkan hasil penelitian diperoleh lapisan tipis reservoir pada Formasi Intra Gumai sumur “N1” masing-masing berada pada Intra Gumai C dan D berdasarkan data log gamma-ray dan V_{sh} rendah dan memiliki lapisan yang paling tebal sekitar 30 m serta terdapat *oil*. Selain itu, dilakukan analisis *pore space stiffness* untuk mengetahui tipe geometri pori batuan. Semakin dalam keterdapatan zona reservoir lapisan tipis batupasir, maka semakin *stiff* pori dan nilai *critical porosity* besar berdasarkan hasil nilai *pore space stiffness* dan *critical porosity* sumur “N1” yaitu 0.1-0.3 dan 0.28-0.45.

Kualitas reservoir berkaitan dengan permeabilitas batuan yang dipengaruhi oleh beberapa faktor yaitu *grain size* dan *tortuosity*. Parameter elastik yang berkaitan dengan kedua faktor tersebut adalah *critical porosity* dan *pore space stiffness*. Hubungan antara permeabilitas dengan *critical porosity* sebanding karena semakin besar *critical porosity* maka *grain size* semakin besar. Sedangkan hubungan antara permeabilitas dengan *pore space stiffness* berbanding terbalik karena semakin rendah B_ϕ (*modulus bulk* pori batuan) dan pori saling berhubungan maka nilai τ (*tortuosity*) mendekati 1 sehingga permeabilitas menjadi besar. Hasil pemodelan fisika batuan V_p dan V_s dalam kondisi tersaturasi fluida *oil* 100% yang melibatkan variasi fisis konstanta *pore space stiffness* mempengaruhi V_p dan V_s .

UCAPAN TERIMA KASIH

Kami ingin mengucapkan terima kasih kepada pimpinan dan dosen Institut Teknologi Sumatera atas dukungannya dalam penyusunan penelitian ini. Terima kasih kepada PT LEMIGAS atas izin penggunaan data dalam tugas akhir ini. Serta kami juga berterima kasih kepada tim redaksi dan reviewer HAGI jurnal geofisika yang membantu proses penerbitan penelitian ini.

Pustaka

- Ambarsari, D.S. dan Winardhi, S. (2018): Rock physics modelling for estimating the quality of reservoir tight sand in bintuni basin, west papua, indonesia. *Jurnal Geofisika*, **16**(3), 14–18.
- Bishop, M.G. (2001): South sumatra basin province, indonesia: the lahat/talang akar-cenozoic total petroleum system. US Geological Survey Denver, Colorado, USA.
- BumiHupmas (2019): Laporan bumi januari 2019 skk-migas, <https://www.skk-migas.go.id/assets/bumi-januari-2019>. Tech. rep., SKKMigas.
- Handoyo, Fatkhan, Hutami, H.Y. dan Sudarsana, R. (2019): Rock physics model to determine the geophysical pore-type characterization and geological implication in carbonate reservoir rock. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, **311**(1), 012031, doi:10.1088/1755-1315/311/1/012031.
- Harsono, A. (1997): Evaluasi formasi dan aplikasi log. *Jakarta: Schlumberger Oilfield Services*.
- Koesoemadinata, R. (1980): Geologi minyak dan gas bumi, jilid 1 dan 2. *Institut Teknologi Bandung: Bandung*.
- Mavko, G., Mukerji, T. dan Dvorkin, J. (2009): The Rock Physics Handbook. Cambridge university press.
- SKKMigas (2015 [Online], Retrieved Desember 24, 2020): Petrochina temukan cadangan migas baru di jambi, <https://investor.id/archive/petrochina-temukan-cadangan-migas-baru-di-jambi>.