

Analisis Parameter Elastisitas untuk Interpretasi Litologi dan Fluida Pori Reservoir Batupasir Formasi Intra Gumai Cekungan Sumatera Selatan

Eliza Veronica Zanetta^{1,*}, Handoyo^{1,*}, Fatkhan², Agus Laesanpura, M.S², dan Harnanti Yogaputri Hutami¹

¹Teknik Geofisika, Institut Teknologi Sumatera, Lampung, Indonesia

²Teknik Geofisika, Intitut Teknologi Bandung, Jawa Barat, Indonesia

*Email: elizaveronica091@gmail.com; handoyo.geoph@tg.itera.ac.id

Submit: 2021-10-30; Revised: 2021-12-22 ; Accepted: 2021-12-28

Abstrak: Modulus elastisitas merupakan salah satu parameter yang digunakan untuk identifikasi litologi dan fluida pori dalam analisis reservoir batupasir tipis Formasi Intra Gumai di Cekungan Sumatera Selatan. Adapun parameter yang digunakan pada penelitian ini adalah Parameter *Lame* (LMR), *Poisson's ratio* (PR) dan V_p/V_s . Parameter *Lame* yang terdiri dari λ , dan μ merupakan parameter yang digunakan untuk identifikasi litologi, dan fluida pada reservoir menggunakan λ μ Rho (LMR). Parameter ini menggunakan kecepatan gelombang-P (V_p), kecepatan gelombang-S (V_s), densitas, modulus *bulk*, dan modulus *shear* yang diturunkan menjadi λ Rho, dan μ Rho. λ Rho sensitif terhadap fluida sedangkan μ Rho sensitif terhadap litologi. PR merupakan hasil turunan V_p dan V_s yang merepresentasikan sifat fisis batuan atau rasio dari *strain* transversal terhadap *strain* longitudinal. Teknik analisis ini akan dilakukan pada sumur EL-01. Hasil interpretasi log gamma ray (GR), dan *cross-plot* parameter *Lame* pada kedalaman 1090-1120 m merepresentasikan litologi zona target *sandstone*. *Cross-plot* antara PR dan V_p/V_s menunjukkan keterdapatannya *oil-sand* pada kedalaman 1100-1120 m dengan *gas-sand* memiliki nilai PR paling rendah yaitu 0-0,21, *oil-sand* memiliki PR 0,21-0,34, PR brine sand 0,34-0,39, PR shale 0,39-0,45 dan PR tertinggi yaitu *unconsolidated shallow sediment (shallysand/shale)* dengan sisipan sand tipis). Sifat petrofisika yang digunakan pada penelitian ini yaitu porositas, densitas, V_p dan V_s . Kombinasi antara sifat petrofisika batuan dan parameter *Lame* dapat menjadi metode optimal untuk memisahkan litologi dan kandungan fluida di dalam batuan reservoir.

Kata kunci: Parameter *Lame*, LMR, Formasi Intra Gumai

Abstract: The modulus of elasticity is one of the parameters used to identify lithology and pore fluids in the analysis of thin sandstone reservoirs of the Intra Gumai Formation in the South Sumatra Basin. The parameters used in this research are lame parameter (LMR), Poisson's ratio (PR) and V_p/V_s . Lame parameters consisting of λ , and μ are used for lithology identification, and reservoir fluids using λ μ Rho (LMR). These parameters use P-wave velocity (V_p), S-wave velocity (V_s), density, bulk modulus, and shear modulus which are derived into λ Rho, and μ Rho. λ Rho is sensitive to the fluids

while μ Rho is sensitive to the lithology. PR is derived from the V_p and V_s which represents the physical properties of the rock or the transverse to longitudinal strain ratio. This analysis technique will be carried out on well EL-01. The results of interpretation of the gamma-ray logs, and cross-plot of Lame parameters at a depth of 1090-1120m represent the lithology of the sandstone target zone. The cross-plot between PR and V_p/V_s shows the presence of oil sand at a depth of 1100-1120m with gas-sand has the lowest PR value of 0-0.21, oil-sand has a PR of 0.21-0.34, PR brine sand is 0.34-0.39, PR shale is 0.39-0.45 and the highest PR is the unconsolidated shallow sediment (shallysand/shale with thin sand beds). The petrophysical properties used in this research are porosity, density, V_p and V_s . The combination of rock petrophysical properties and Lame parameters can become an optimal method for separating lithology and fluid content in reservoir rocks.

Keywords: Lame parameter, LMR, rock physics, V_p , V_s

1 PENDAHULUAN

Parameter elastisitas adalah parameter untuk mengukur mekanika elastis batuan. Elastisitas batuan disebabkan karena adanya suatu gaya diberikan pada suatu material akan menyebabkan perubahan bentuk. Pengukuran parameter elastisitas batuan umumnya dibagi menjadi dua yaitu pengukuran statik dan dinamik. Pengukuran statik diperoleh dari laboratorium dengan memberikan tekanan pada batuan hingga terjadi perubahan bentuk atau hingga batuan tersebut pecah sedangkan pengukuran dinamik diperoleh dari penjalaran gelombang pada kedalaman saat melakukan *Well logging* atau survey seismik (Fei dkk., 2016).

Penelitian ini dilakukan pada salah satu cekungan yang masih aktif berproduksi yaitu Cekungan Sumatera Selatan dan merupakan cekungan penghasil hidrokarbon terbesar di Indonesia. Fokus pengeboran eksplorasi pada cekungan Sumatera Selatan mulai dari *basement* (batuan induk dan reservoir batupasir Formasi Talangakar) hingga reservoir batupasir pada Formasi Gumai dan Baturaja. Formasi Gumai memiliki karakteristik porositas sedang dan permeabilitas sedang (Li dkk., 2019). Selain itu, Formasi Gumai adalah

formasi batuan yang terdiri dari beberapa lapisan tipis batupasir (Intra Gumai) yang berselang-seling dengan *shale*. Dengan kondisi demikian, menjadi menarik untuk mempelajari karakteristik petrofisika dan sifat elastisitas batuan dari formasi batuan ini.

Parameter Lamé merupakan parameter yang digunakan untuk identifikasi litologi dan fluida pada reservoir menggunakan Lambda Mu Rho (LMR) (Goodway dkk., 1997). Parameter ini menggunakan V_p dan V_s yang diturunkan menjadi Lambda Rho (LR) dan Mu Rho (MR). LR sensitif terhadap fluida sedangkan MR sensitif terhadap litologi. Teknik ini diharapkan dapat membantu penelitian ini dalam analisis reservoir batupasir tipis formasi Intra Gumai di cekungan Sumatera Selatan pada sumur EL-01. Identifikasi litologi menggunakan Parameter Lamé ditunjukkan dengan nilai LR dan MR yang rendah. Respon log untuk menentukan keberadaan fluida pori ditunjukkan dengan perubahan respon log kecepatan dan log Poisson's ratio (PR) dari nilai yang tinggi menjadi nilai yang rendah. Tujuan dari penelitian ini adalah menentukan batas-batas reservoir lapisan tipis batupasir pada Formasi Intra Gumai menggunakan data log, mengidentifikasi perbedaan litologi batuan menggunakan parameter Lamé, mengidentifikasi jenis fluida pori menggunakan parameter PR, dan V_p/V_s kemudian membuat model fisika batuan pada reservoir batupasir Formasi Intra Gumai. Pembuatan model fisika batuan dapat membantu memahami karakteristik dari hubungan antara sifat petrofisika batuan terhadap parameter elastisitas seperti kecepatan gelombang (Handoyo dkk., 2019). Kombinasi dari analisis petrofisika dan analisis parameter Lamé dapat menjadi alternatif dalam karakterisasi kualitas batuan reservoir batupasir secara kuantitatif serta diharapkan dapat digunakan pada lapangan migas yang lain.

2 DATA DAN METODOLOGI

Penelitian ini merupakan analisis litologi dan fluida pori menggunakan parameter elastisitas dan pemodelan fisika batuan. Data yang digunakan pada penelitian ini merupakan data yang berasal dari Lapangan V, Cekungan Sumatera Selatan. Penelitian ini dilakukan berdasarkan informasi *Well logging*, parameter petrofisika dan modulus elastisitas batuan. Ketersediaan data pada sumur EL-01 adalah Log Gamma-ray, Log RHOB, Log V_p , Log V_s , dan Log Porositas.

Pada penelitian ini dilakukan beberapa tahapan yang ditunjukkan pada Gambar 1. Tahap pertama dilakukan organisasi data untuk memperbaiki dan melengkapi data, kemudian dilakukan deliniasi zona target untuk memisahkan zona target dan zona non-target, dengan ditentukan dari *cut off* gamma-ray. Setelah itu dilakukan identifikasi litologi dan fluida pori menggunakan parameter elastisitas yaitu parameter Lamé, PR dan V_p/V_s . Berikut adalah persamaan dari Parameter Lamé yang digunakan:

$$\lambda = \rho(V_p^2 - 2V_s^2) \quad (1)$$

$$\mu = \rho V_s^2 \quad (2)$$

$$\lambda\rho = (\rho V_p)^2 - 2(\rho V_s)^2 \quad (3)$$

$$\mu\rho = (\rho V_s)^2 \quad (4)$$

Berikut merupakan persamaan yang digunakan menghitung PR dan kecepatan gelombang V_p dan V_s (Mavko dkk., 2009):

$$v = \frac{(\frac{V_p}{V_s})^2 - 2}{2[(\frac{V_p}{V_s})^2 - 1]} \quad (5)$$

$$V_p = \sqrt{\frac{K + 4/3\mu}{\rho}} \quad (6)$$

$$V_s = \sqrt{\frac{\mu}{\rho}} \quad (7)$$

kemudian dilakukan Pemodelan solid rock dengan metode Voigt-Reuss-Hill (VRH) dilakukan dengan menentukan batas bawah dan batas atas modulus elastisitas mineral. Berikut adalah persamaan VRH yang digunakan:

$$M_v = \sum_{i=1}^N f_i M_i \quad (8)$$

$$\frac{1}{M_R} = \sum_{i=1}^N \frac{f_i}{M_i} \quad (9)$$

$$M_H = \frac{M_v + M_R}{2} \quad (10)$$

Pemodelan *dry rock* dengan model Pride melibatkan faktor konsolidasi suatu batuan yang menggambarkan derajat kompaksi batuan tersebut. Berikut adalah persamaan Pride yang digunakan pada pemodelan *dry rock* (Lee, 2005):

$$K_{dry} = \frac{K_{min}(1 - \phi)}{1 + \alpha\phi} \quad (11)$$

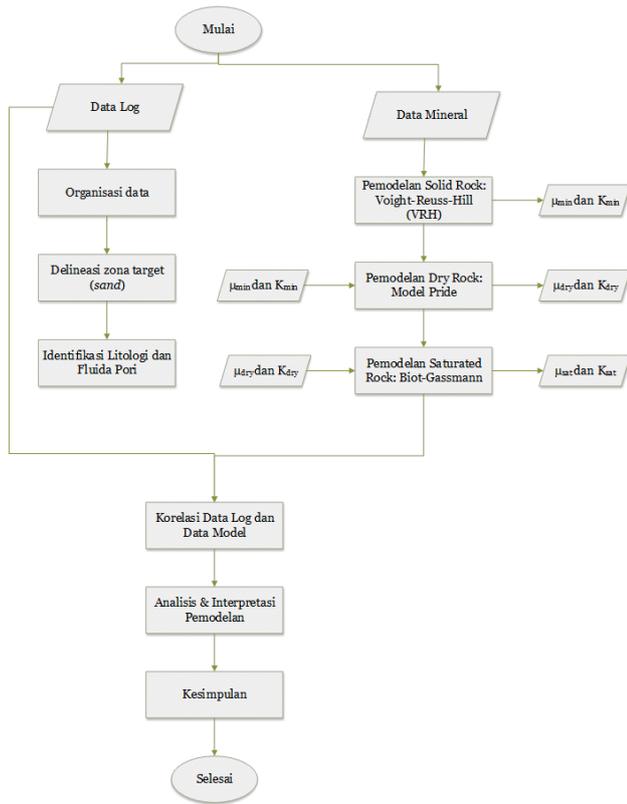
$$\mu_{dry} = \frac{\mu_{min}(1 - \phi)}{1 + 1.5\alpha\phi} \quad (12)$$

Derajat kompaksi batuan ditentukan oleh nilai faktor konsolidasi (α), dimana nilai α semakin kecil berkorelasi dengan tipe batuan yang semakin kompak. Berikut adalah persamaan Lee (2005):

$$\mu_{dry} = \frac{\mu_{min}(1 - \phi)}{1 + \gamma\alpha\phi} \quad (13)$$

$$\gamma = \frac{1 + 2\alpha}{1 + \alpha} \quad (14)$$

Pemodelan Saturated rock dilakukan untuk menganalisis pengaruh fluida pada target penelitian. Pemodelan ini dilakukan saat batuan tersaturasi oil 100%. Berikut adalah



Gambar 1. Diagram alir penelitian yang terdiri dari 3 bagian utama yaitu analisis petrofisika untuk pemisahan zona reservoir, identifikasi fluida pori dari kombinasi data petrofisika dan parameter Lamé, dan pemodelan fisika batuan

persamaan umum Biot-Gassmann untuk memprediksi modulus bulk tersaturasi fluida (Kumar, 2006):

$$K_{sat} = K_{dry} + \frac{(1 + \frac{K_{dry}}{K_{matrix}})^2}{\frac{\phi}{K_{fl}} + \frac{(1-\phi)}{K_{matrix}} - \frac{K_{dry}}{K_{matrix}^2}} \quad (15)$$

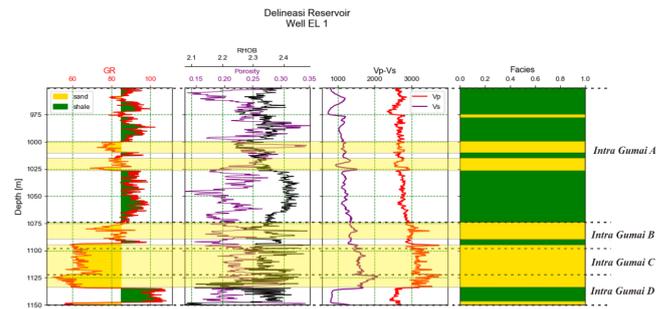
$$\rho_{matrix} = V_{clay}\rho_{clay} + V_{calcite}\rho_{calcite} + V_{quartz}\rho_{quartz} \quad (16)$$

Pada persamaan 15, nilai Ksat adalah modulus bulk tersaturasi, Kdry adalah modulus bulk dalam keadaan kering yang diperoleh dari persamaan 11, Kmatrix adalah modulus bulk mineral yang diperoleh dari persamaan 10, dan Kfl adalah modulus bulk fluida dengan asumsi fluida pori adalah 100% oil.

3 HASIL DAN DISKUSI

Delineasi reservoir bertujuan untuk menentukan batas kedalaman zona target reservoir berdasarkan respon data logging. Data logging yang umumnya digunakan adalah Log Gamma-ray, log densitas, log porositas, log Vp, dan log Vs.

Log Gamma-ray merupakan acuan utama log yang digunakan untuk menentukan cut-off karena log Gamma-ray sangat sensitif terhadap radioaktif dimana jika radioaktifnya tinggi maka mengandung shale begitupun sebaliknya. Setelah di sesuaikan dengan data petrografi yang sudah ada,



Gambar 2. Delineasi Zona Target sumur EL-01. Nilai gamma-ray kurang dari 82 adalah sandstone (warna kuning) sedangkan nilai gamma-ray diatas 82 adalah shale (warna hijau). Dari data log Gamma-ray, diperoleh 4 lapisan batupasir Formasi Intra Gumai yaitu lapisan A sampai D. Lapisan batupasir C-D dipisahkan oleh kontras nilai gamma-ray dengan lapisan D memiliki nilai gamma-ray lebih rendah

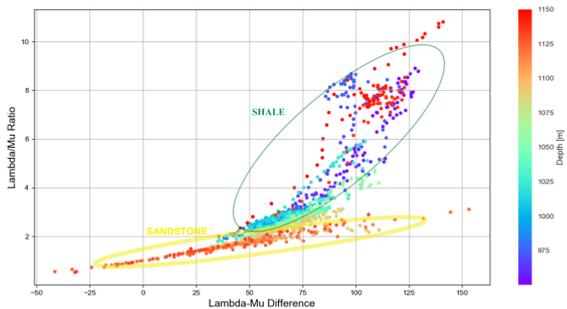
Tabel 1. Zona Target sumur EL-01

Zona Target	Kedalaman(m)	Ketebalan (m)
1	1000-1010	10
2	1015-1027	12
3	1074-1090	16
4	1095-1134	39

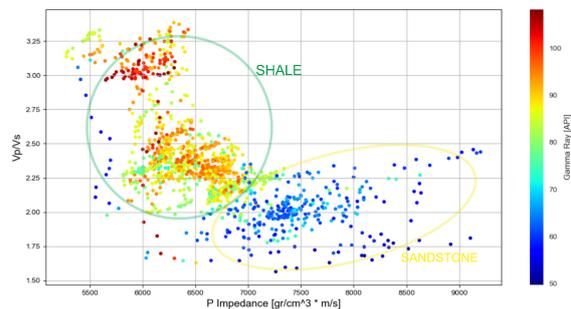
nilai cut-off nilai gamma-ray yang digunakan sebesar 82. Dengan ditentukannya nilai cut-off diharapkan dapat pemisahan litologi permeable, dan non-permeable, dimana nilai cut-off kurang dari 82 merupakan litologi sand sedangkan nilai cut-off lebih dari sama dengan 82 merupakan litologi shale/shally sand. Zona target pada penelitian merupakan sandstone yang ditunjukkan pada Gambar 2. Batas reservoir lapisan tipis batupasir formasi intra gumai dibagi menjadi 4 yaitu zona 1, zona 2, zona 3, dan zona 4 seperti ditunjukkan pada Tabel 1.

Gambar 3 menunjukkan Parameter Lamé menggunakan rasio Lambda (incompressibility), dan Mu (rigidity). Cross-plot lambda mu ratio terhadap lambda mu difference (LambdaRho-MuRho) dapat menunjukkan tren sandstone disebabkan oleh fluida atau efek saturasi. Nilai parameter Lamé (Lambda/Mu) pada kedalaman 1090-1120 m merepresentasikan litologi sandstone berwarna oranye yang sesuai dengan hasil interpretasi pada Gambar 2 yang pada kedalaman yang sama merupakan litologi batupasir. Litologi batupasir ditunjukkan dengan Mu Rho yang tinggi karena rigiditas sandstone lebih tinggi daripada shale. Fluida (hidrokarbon) akan menyebabkan nilai Lambda Rho rendah. Keterdapatan fluida (hidrokarbon) pengisi pori dapat mempengaruhi nilai inkompresibilitas batuan yang menyebabkan batuan akan lebih mudah terkompresi. Rasio Lambda Rho rendah, dan Mu Rho tinggi menunjukkan nilai Lambda/Mu Ratio yang rendah yang dengan harapan dapat lebih sensitif mengindikasikan keterdapatan sandstone dengan saturasi fluida yang ditunjukkan pada Gambar 4.

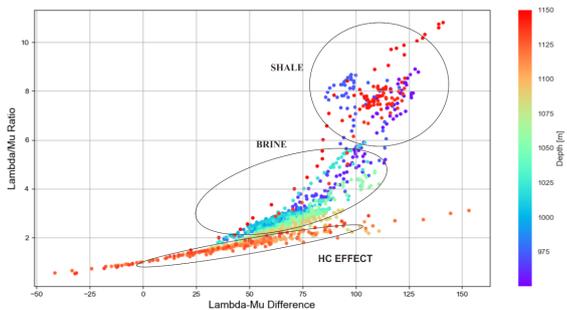
Cross-plot pada Gambar 5 dan Gambar 6 bertujuan untuk menunjukkan pemisahan litologi yang signifikan antara sandstone dan shale. Hasil nya adalah Cross-plot antara Impedansi-S dengan Vp/Vs pada Gambar 6 memiliki trend yang lebih baik daripada Cross-plot antara impedansi-



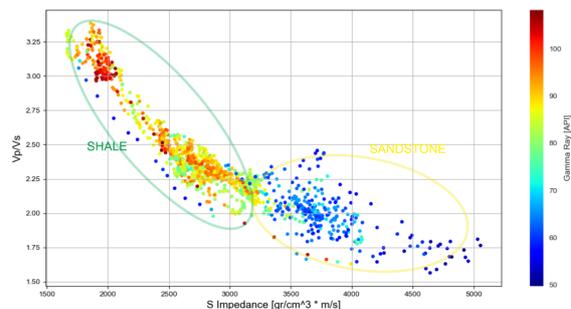
Gambar 3. Identifikasi Litologi dengan *Cross-plot* LMR sumur EL-01 dengan skala warna adalah kedalaman. Litologi batupasir, dan shale terpisah dengan jelas. Nilai lambda-mu ratio kurang dari 2 adalah litologi sandstone, sedangkan shale memiliki nilai di atas 2



Gambar 5. Hubungan Z_p terhadap V_p/V_s sumur EL-01 dengan skala warna adalah nilai gamma-ray. Litologi batupasir, dan shale dapat diidentifikasi cukup jelas. Lapisan litologi batupasir memiliki Z_p tinggi (6500-8500 [gr/cc*m/s]), dan V_p/V_s rendah (1,5-2,25). Sedangkan shale memiliki Z_p lebih rendah (kurang dari 6500 [gr/cc*m/s]), dan V_p/V_s lebih tinggi (lebih dari 2,25).



Gambar 4. *Cross-plot* Lambda per Mu vs (LambdaRho-MuRho) menunjukkan keterdapatn hidrokarbon, brine, dan shale. *HC Effect* ditunjukkan dengan Lambda per Mu yang lebih rendah dibandingkan brine



Gambar 6. Hubungan Impedansi-S (Z_s) terhadap V_p/V_s sumur EL-01 dengan skala warna adalah Gamma ray. Litologi batupasir, dan shale dapat diidentifikasi dengan lebih jelas dibandingkan pada Gambar 5. Lapisan litologi batupasir memiliki Z_s tinggi (3200-5000 [gr/cc*m/s]), dan V_p/V_s rendah (1,5-2,25). Sedangkan shale memiliki Z_s lebih rendah (kurang dari 3200 [gr/cc*m/s]), dan V_p/V_s lebih tinggi (lebih dari 2,25).

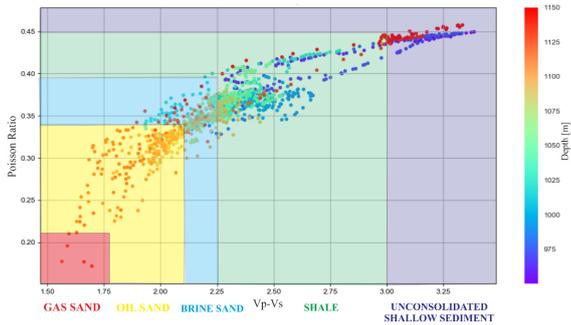
P (Z_p) dengan V_p/V_s pada Gambar 5. Pada kedua gambar tersebut dapat dilihat bahwa persebaran data berdasarkan nilai gamma-ray dibagi menjadi dua yaitu litologi shale dengan V_p/V_s tinggi, dan impedansi rendah yang berwarna hijau sedangkan litologi sandstone menunjukkan nilai V_p/V_s rendah, dan impedansi tinggi yang berwarna kuning. Hal ini disebabkan karena sandstone memiliki kompaksi yang lebih tinggi daripada shale.

Pada sumur EL-01 dilakukan analisis fluida pori. *Cross-plot* pada Gambar 7 dilakukan untuk melakukan prediksi fluida pori dengan menggunakan parameter elastisitas PR dengan V_p/V_s (Per Avseth lecture notes). Penggunaan *cross-plot* tersebut diharapkan mampu mengidentifikasi fluida pori lebih akurat PR merupakan parameter yang dapat mengukur perubahan material karena adanya kompresi, setiap perubahan dalam PR tersebut dapat mengindikasikan keberadaan fluida. Parameter yang terdapat pada PR adalah V_p dan V_s .

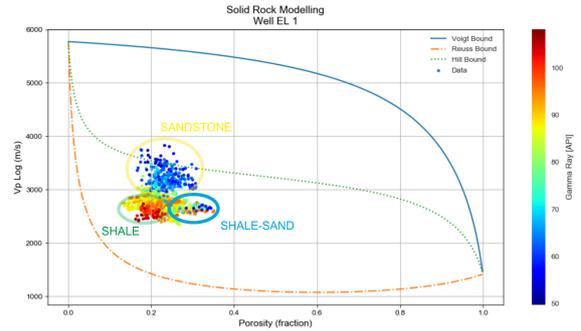
V_p dapat digunakan untuk memprediksi litologi, dan fluida pori, sedangkan V_s tidak sensitif terhadap fluida karena dipengaruhi oleh modulus shear. Parameter V_p dipengaruhi oleh densitas, modulus bulk, dan modulus shear sehingga V_p menjadi lebih ambigu untuk memprediksi litologi, dan fluida pori. Untuk meminimalisir ambiguitas tersebut dibu-

tuhkan nilai V_s . V_p/V_s lebih akurat dibandingkan dengan hanya digunakannya nilai V_p atau V_s saja. Berdasarkan hasil perhitungan ditunjukkan pada Gambar 7, keterdapatn oil sand pada kedalaman 1100-1120 m dimana Gas sand memiliki nilai velocity ratio dan PR paling rendah yaitu 0-0,21, oil sand memiliki PR 0,21-0,34, PR brine sand 0.34-0.39, PR shale 0,39-0,45 dan PR tertinggi yaitu *unconsolidated shallow sediment*.

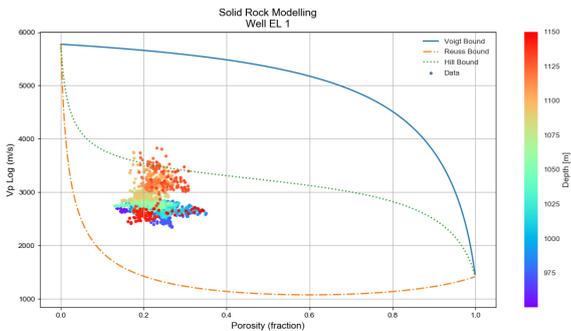
Pemodelan fisika batuan pada sumur EL-01 dilakukan untuk membuat model litologi zona target tersaturasi oil 100% yang akan dilakukan analisis bagaimana respon V_p dan V_s ketika keadaan kering hingga tersaturasi. Pada sumur EL-01 memiliki data XRD yaitu kuarsa antara 0,87-0,59, kalsit antara 0,1-0,19 dan lempung antara 0,22-0,03. Kemudian dari data XRD tersebut di interpolasi agar setiap kedalaman memiliki mineral kuarsa, kalsit dan lempung. Data hasil *cross-plot* pada Gambar 8 antara porositas dengan log V_p litologi sumur EL-01 mendekati batas Reuss yang secara tidak langsung mengarah ke model *soft rock*. Dalam beberapa kasus, batas Reuss memberikan hasil yg



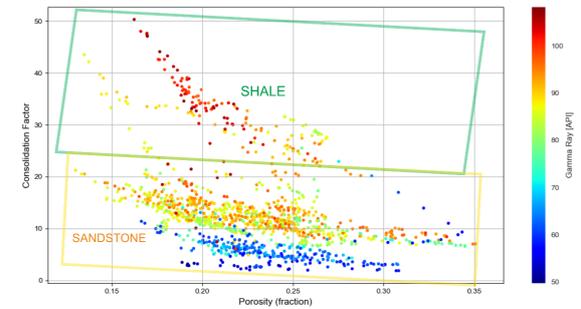
Gambar 7. Hubungan V_p/V_s terhadap PR sumur EL-01 dengan skala warna adalah kedalaman. Zona warna merah merupakan gas sand, kuning merupakan oil sand, biru merupakan brine sand, hijau merupakan shale, dan ungu merupakan unconsolidated shallow sediment.



Gambar 9. Hubungan porositas terhadap log V_p , dan kurva model *solid rock* sumur EL-01 dengan skala warna gamma-ray. Persebaran data lapisan batupasir dengan gamma-ray rendah (warna biru) berada pada batas Hill. Interval kecepatan lapisan batupasir adalah 2900-3800 m/s dengan porositas 0.18-0.35.



Gambar 8. Hubungan porositas terhadap log V_p , dan kurva model *solid rock* sumur EL-01 dengan skala warna adalah kedalaman. Kurva berwarna biru tegas adalah batas Voigt, kurva putus-putus berwarna biru adalah batas Hill, dan kurva putus-putus berwarna merah adalah batas Reuss. Sebaran data berada pada interval kecepatan 2500-3800 m/s, dan porositas 0.17-0.38.



Gambar 10. Hubungan porositas terhadap faktor konsolidasi (α) dengan skala warna gamma-ray pada sumur EL-01. Lapisan batupasir memiliki nilai faktor konsolidasi kurang dari 20.

mirip dengan batas Hashin Shtrikman *lower bound* dan model Friable Sand (Mavko dkk., 2009).

Hasil pemodelan *solid rock* pada sumur EL-01 berupa K_{min} antara 17,6-27,3 GPa dan μ_{min} antara 19,6-25,1 GPa. Pada Gambar 9 dapat dilihat bahwa keterdapatannya *sandstone* berada di kedalaman 1000-1120 m dengan nilai gamma-ray rendah kurang dari 82 tepat pada batas Hill menunjukkan bahwa shale lebih *soft* daripada *sandstone* dimana bentuk pori *shale* adalah bentuk pori pipih

Setelah di dapatkan K_{min} , dan μ_{min} dari pemodelan *solid rock*, hasil tersebut digunakan sebagai input dalam pemodelan *dry rock*. Metode Pride Lee pada sumur EL-01 yang akan menghasilkan nilai K_{dry} antara 1,6-4,8 GPa dengan rata-rata 4,89 GPa, dan μ_{dry} antara 0,94-9,93 GPa dengan rata-rata 3,15.

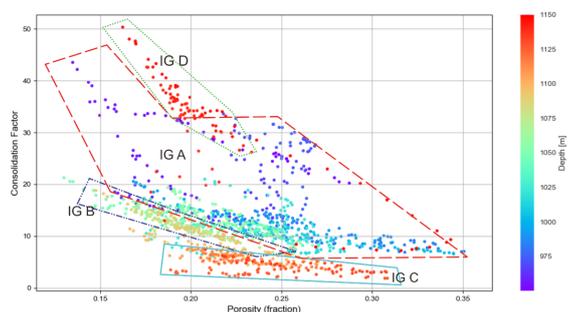
Hasil pada Gambar 10 trend data menunjukkan faktor konsolidasi berbanding terbalik dengan porositas, faktor konsolidasi tersebut didefinisikan sebagai derajat kompaksi batuan. Jika semakin kecil nilai faktor konsolidasi maka semakin kompak batuan tersebut sedangkan jika semakin besar nilai faktor konsolidasi maka semakin tidak kompak

batuan tersebut. Kompaksi dipengaruhi oleh matriks dan mineral.

Keberadaan *sandstone* ditunjukkan dengan faktor konsolidasi yang rendah dengan porositas tinggi sedangkan shale ditunjukkan dengan faktor konsolidasi yang tinggi dengan porositas rendah. Hal ini disebabkan karena batuan *shale* sulit semakin terkompaksi karena pori batuan tersebut sudah rapat dibandingkan dengan pori batuan *sandstone* sehingga dengan faktor konsolidasi yang rendah, *sandstone* dapat semakin kompak. Kompaksi *sandstone* yang lebih tinggi dibandingkan dengan *shale* dikarenakan mineral kuarsa pada *sandstone* dengan kekuatan yang lebih tinggi dibandingkan lempung pada *shale*.

Cross-plot antara faktor konsolidasi (α) terhadap porositas pada Gambar 10 menunjukkan persebaran Formasi Intra Gumai dalam hubungan porositas terhadap faktor konsolidasi dalam skala kedalaman dimana Intra Gumai A memiliki faktor konsolidasi menengah, Intra Gumai C memiliki faktor konsolidasi yang paling rendah sedangkan Intra Gumai D memiliki faktor konsolidasi yang paling tinggi.

Pemodelan *saturated rock* dilakukan dengan saturasi fluida 100% minyak yang menggunakan metode Biot-Gassmann untuk mendapatkan nilai K_{sat} , dan μ_{sat} . Teori Gassmann akan memprediksi perubahan modulus elastik batuan saat tersaturasi fluida dimana modulus *bulk* beru-



Gambar 11. Hubungan porositas terhadap faktor konsolidasi (α) sumur EL-01 dengan skala warna adalah kedalaman yang telah dibagi menjadi Intra Gumai A, Intra Gumai B, Intra Gumai C, dan Intra Gumai D. beberapa data Intra Gumai D berada pada factor konsolidasi tinggi (*shale*), dan juga pada nilai rendah (*sandstone*).

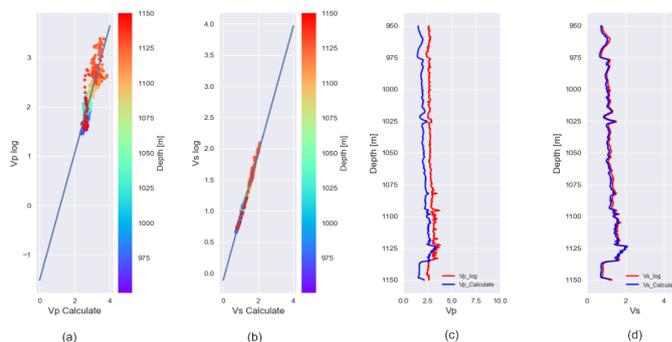
bah sedangkan modulus *shear* tetap karena tidak sensitif terhadap fluida, maka modulus *shear* yang digunakan pada metode ini berada dalam keadaan *dry rock* ($\mu_{dry} = \mu_{sat}$).

Pada sumur EL-01 didapatkan nilai K_{sat} antara 2,2-13,5 GPa. dengan rata-rata 7,17, dan nilai μ_{sat} antara 0,94-9,93 GPa dengan rata-rata 3,15 Gpa. Adanya fluida pada pori batuan akan mempengaruhi properti elastik batuan. Dari hasil yang telah didapatkan jika dibandingkan dengan modulus *bulk dry rock*, modulus *bulk saturated rock* lebih besar daripada modulus *bulk dry rock*. Hal ini disebabkan karena saturasi fluida yang terdapat pada batuan akan mempengaruhi inkompresibilitas batuan.

Hasil akhir pada pemodelan *saturated rock* didapatkan Vp dan Vs tersaturasi/kalkulasi yang akan di korelasikan dengan log Vp dan Vs. Garis lurus berwarna biru merupakan prediksi keadaan sebenarnya, jika hasil pengukuran mendekati garis prediksi maka hasil pengukuran semakin akurat. Hasil korelasi Vp kalkulasi dengan log Vp adalah 0,88 sedangkan hasil korelasi Vs kalkulasi dengan log Vs adalah 0,98 dimana jika nilai korelasi semakin mendekati 1 maka dapat dinyatakan bahwa korelasi baik yang ditunjukkan pada Gambar 12.

4 KESIMPULAN

Dari hasil yang diperoleh dari penelitian ini, kesimpulan yang diperoleh adalah: i) identifikasi litologi pada sumur EL-01 berupa litologi *sandstone* yang menjadi zona prospektif pada kedalaman 1090-1120 m dengan fluida pori adalah hidrokarbon *gas sand*, dan *oil sand*; ii) Parameter Lamé dapat membantu interpretasi secara kuantitatif litologi dan tipe fluida pori di dalam batuan reservoir; dan iii) pemodelan fisika batuan pada reservoir batupasir Formasi Intra Gumai di sumur EL-01 menggunakan *solid rock* dengan VRH, *dry rock* dengan Pride Lee, dan *saturated rock* dengan Biot-Gassman dapat diaplikasikan dengan korelasi Vp lebih dari 0,88, dan korelasi Vs lebih dari 0,98.



Gambar 12. Korelasi kecepatan model, dan data log dengan skala warna adalah kedalaman. Gambar (a) adalah korelasi Vp; (b) adalah korelasi Vs; (c) adalah tampilan kecepatan model, dan kecepatan log Vp, dan (d) adalah tampilan kecepatan model, dan kecepatan log Vs. Hasil pemodelan Vs adalah 0,98, dan korelasi Vp adalah 0,88.

UCAPAN TERIMA KASIH

Terima kasih kepada seluruh dosen Institut Teknologi Sumatera yang telah mendukung penelitian ini. Terima kasih kepada PT LEMIGAS atas izin penggunaan data untuk tugas akhir ini. Serta terima kasih juga kepada seluruh reviewer HAGI atas waktu dan perhatiannya.

Pustaka

- Fei, W., Huiyuan, B., Jun, Y. dan Yonghao, Z. (2016): Correlation of dynamic and static elastic parameters of rock. *Electronic Journal of Geotechnical Engineering*, **21**(04), 1551–1560.
- Goodway, B., Chen, T. dan Downton, J. (1997): Improved avo fluid detection and lithology discrimination using lamé petrophysical parameters; “ $\lambda\rho$ ”, “ $\mu\rho$ ”, & “ λ/μ fluid stack”, from p and s inversions. In: *SEG technical program expanded abstracts 1997*. Society of Exploration Geophysicists, 183–186.
- 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.
- Kumar, D. (2006): A tutorial on gassmann fluid substitution: Formulation, algorithm and matlab code. *matrix*, **2**(1).
- Lee, M.W. (2005): Proposed moduli of dry rock and their application to predicting elastic velocities of sandstones. US Department of the Interior, US Geological Survey.
- Li, M. dkk. (2019): New play discoveries in the south sumatra basin, indonesia-exploration case study in cnpc jabung block. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, IOP Publishing, vol. 360, 012–021.
- Mavko, G., Mukerji, T. dan Dvorkin, J. (2009): *The Rock Physics Handbook*. Cambridge university press.