

ANALISIS SEKATAN SESAR PADA SEGMENT ZONA SESAR LEMATANG CEKUNGAN SUMATERA SELATAN: IMPLIKASI TERHADAP MIGRASI HIDROKARBON

Shinta Ayu Puspita¹, Benyamin Sapiie¹, Indra Gunawan¹, Aveliansyah²

¹Program Studi Teknik Geologi, Fakultas Ilmu dan Teknologi Kebumihan-Institut Teknologi Bandung

²PT Pertamina EP

e-mail : puspitashintaayu@gmail.com

Abstrak. Sesar Lematang merupakan salah satu struktur utama di Cekungan Sumatera Selatan yang berperan penting dalam mengontrol pola deformasi, sedimentasi, dan sistem petroleum. Sesar Lematang berfungsi sebagai batas morfotektonik aktif yang terbentuk sejak fase ekstensional Eosen–Oligosen dan mengalami reaktivasi pada fase kompresi Miosen–Plio–Plistosen. Penelitian ini bertujuan untuk mengidentifikasi kerangka struktur dan mengevaluasi kemampuan sekatan (*fault sealing capacity*) Sesar Lematang berdasarkan integrasi data seismik 2D, data sumur, dan analisis petrofisika. Metode yang digunakan meliputi interpretasi seismik struktural untuk menentukan bidang dan geometri sesar, analisis petrofisika untuk menghitung kandungan lempung (*Vshale*), serta perhitungan *Shale Gouge Ratio* (SGR) guna menilai kemampuan sekatan sesar. Hasil perhitungan menunjukkan nilai SGR berkisar antara 47–61% dengan rata-rata sekitar 54%. Kombinasi kedua parameter tersebut. Implikasi hasil penelitian ini menunjukkan bahwa segmen-segmen Sesar Lematang berpotensi membentuk perangkap bertipe *fault-bounded* dan perangkap kombinasi stratigrafi-struktural yang baik bagi akumulasi hidrokarbon. Oleh karena itu, pemahaman terhadap kerangka struktur dan perilaku sekatan Sesar Lematang menjadi aspek penting dalam strategi eksplorasi dan pengembangan migas di Cekungan Sumatera Selatan.

Kata Kunci: Cekungan Sumatera Selatan; sekatan sesar; Sesar Lematang; *Shale Gouge Ratio* (SGR)

Abstract. The Lematang Fault is one of the major structural features in the South Sumatra Basin that plays a crucial role in controlling deformation, sedimentation, and the regional petroleum system. The Lematang Fault has remained tectonically active since the Eocene–Oligocene extensional phase, followed by reactivation during the Miocene–Plio–Pleistocene compression. This study aims to structural framework and evaluate the sealing behavior of the Lematang Fault through an integrated analysis of 2D seismic, well log, and petrophysical data. The research applies structural seismic interpretation to define the fault geometry, petrophysical analysis to estimate shale volume (*Vshale*), and quantitative fault seal analysis using *Shale Gouge Ratio* (SGR). The results show SGR values ranging from 47–61% (average 54%) These parameters collectively demonstrate that the Lematang Fault acts as a full sealing fault, effectively restricting fluid migration between the upthrown and downthrown blocks. The study implies that certain segments of the Lematang Fault form fault-bounded and structural–stratigraphic combination traps that are highly prospective for hydrocarbon accumulation. A thorough understanding of this fault's sealing behavior provides essential insight for hydrocarbon exploration and field development strategies in the South Sumatra Basin.

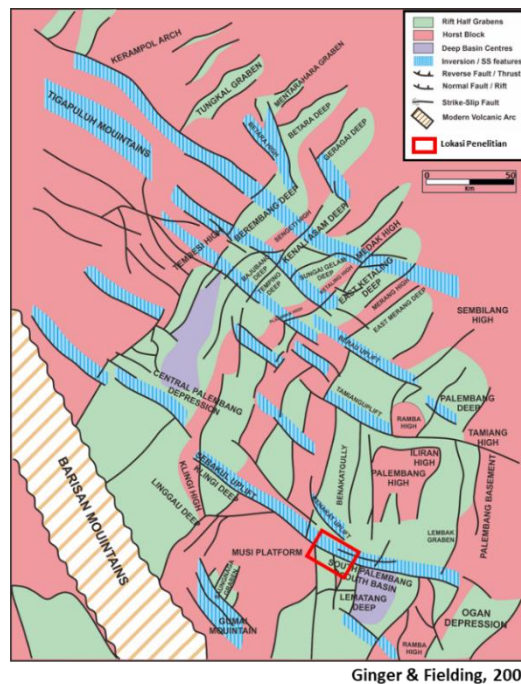
Keywords: South Sumatra Basin; fault seal analysis; Lematang Fault; *Shale Gouge Ratio* (SGR)

PENDAHULUAN

Aktivitas sesar Lematang telah berlangsung sejak masa Eosen hingga Miosen, memengaruhi pola pengendapan Formasi Lahat, Talang Akar, dan Air Benakat serta berperan penting dalam pembentukan perangkap dan jalur migrasi hidrokarbon. Dalam konteks eksplorasi migas, Sesar Lematang dikenal tidak hanya sebagai struktur pengontrol jebakan, tetapi juga sebagai elemen sekatan (*fault seal*) yang berpotensi memengaruhi aliran fluida antar-kompartemen reservoir. Studi sebelumnya menunjukkan bahwa variasi litologi pada zona patahan dapat menghasilkan perubahan rasio lempung (*Shale Gouge Ratio*) yang menentukan tingkat kemampuan sesar menahan migrasi fluida (Knipe, 1998; Yielding et al., 1997). Di wilayah Lematang, indikasi perbedaan tekanan dan saturasi fluida di kedua sisi sesar telah diinterpretasikan sebagai bukti adanya sekatan parsial akibat aktivitas reaktivasi dan pergeseran sesar berulang (Pandia, 2021).

Karakteristik struktural Sesar Lematang mencerminkan sistem sesar normal yang kemudian mengalami reaktivasi menjadi sesar geser-mendatar pada fase tektonik muda (Miosen–Pliosen–Plistosen). Pergeseran ini

menciptakan zona deformasi kompleks dengan rekahan dan rekahan isian mineral yang berpotensi memengaruhi permeabilitas efektif reservoir. Selain itu, posisi Sesar Lematang sebagai batas antara tinggian dan dalaman menyebabkan variasi ketebalan stratigrafi serta diferensiasi tekanan pori di sepanjang bidang sesar, yang menjadi faktor kunci dalam analisis sekatan sesar (Gambar 1).



Gambar 1. Lokasi Penelitian dalam Peta Kerangka Struktur Geologi (Ginger & Fielding, 2005).

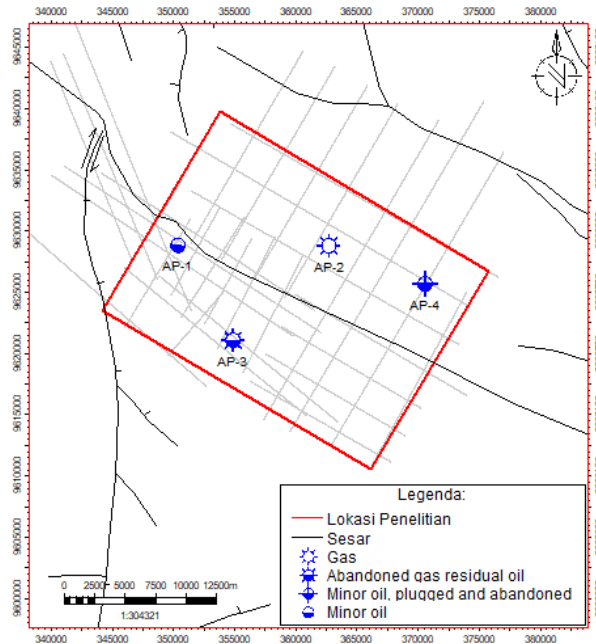
Berdasarkan kondisi tersebut penelitian ini dirumuskan untuk menjawab sejauh mana Sesar Lematang berperan sebagai elemen sekatan atau sebagai jalur migrasi fluida. Dengan demikian, penelitian ini bertujuan untuk mengidentifikasi kerangka struktur dan perilaku sekatan Sesar Lematang berdasarkan integrasi data seismik 2D dan data sumur, serta analisis petrofisika. Hipotesis yang diajukan dalam penelitian ini bahwa segmen Sesar Lematang pada daerah penelitian berfungsi sebagai sesar dengan karakter sekatan penuh terhadap aliran fluida. Kemampuan sekatan penuh tersebut dikontrol oleh akumulasi material lempungan pada zona patahan.

METODOLOGI

Penelitian ini dilakukan melalui integrasi data seismik 2D dan data sumur yang meliputi log talikawat dan marker stratigrafi (Tabel 1, Gambar 1). Sebanyak 29 lintasan seismik 2D dengan orientasi dominan barat laut–tenggara dan timur laut–barat daya digunakan untuk menginterpretasi kerangka struktur dan menganalisis perilaku sekatan Sesar Lematang. Seluruh lintasan melintasi zona sesar dan digunakan untuk penentuan horizon stratigrafi, geometri sesar, serta besarnya perpindahan sesar.

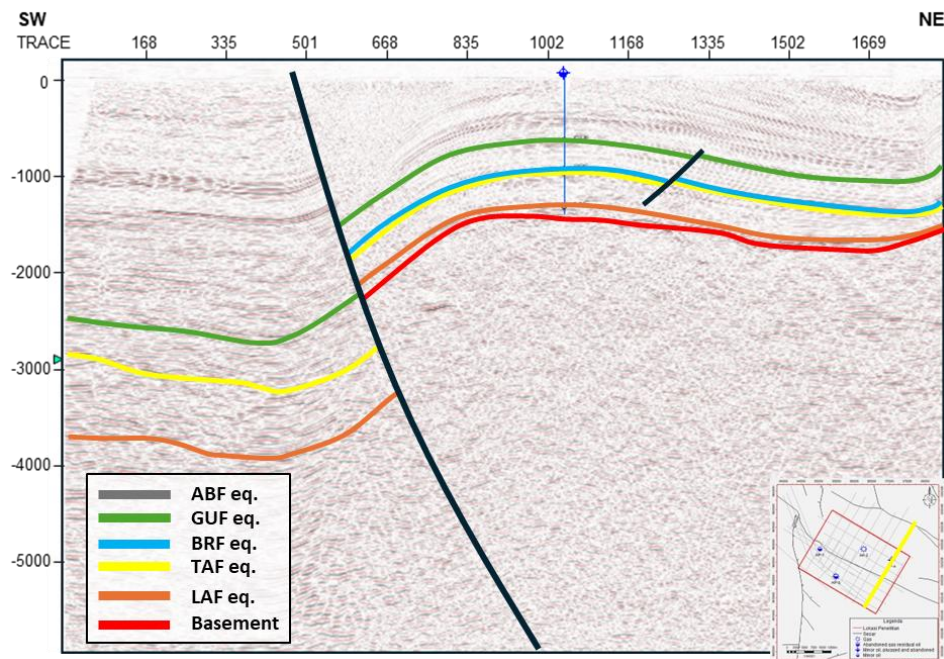
Tabel 1. Ketersediaan Data

Objek Data	Sumur			
	AP-1	AP-2	AP-3	AP-4
Laporan Akhir Sumuran	X	✓	✓	✓
Mudlog	✓	✓	✓	✓
Gamma Ray, RHOB, Caliper, Sonic	✓	✓	✓	✓
Checkshot / Profil Seismik Vertikal (VSP)	✓	✓	✓	✓



Gambar 2. Distribusi Data Penelitian.

Integrasi data seismik dan sumur dilakukan melalui proses *well-to-seismic tie* untuk memastikan kesesuaian antara domain waktu dan kedalaman. Marker stratigrafi sumur dikonversi ke domain waktu menggunakan kurva waktu–kedalaman yang disusun dari log sonik dan/atau data checkshot. Log densitas dan sonik digunakan untuk menghasilkan seismogram sintetik yang kemudian dikorelasikan dengan *trace* seismik pada lokasi sumur. Penyesuaian *wavelet* dilakukan secara terbatas untuk memperoleh kecocokan *event* refleksi dengan puncak formasi utama. Hasil kalibrasi ini menjadi dasar penentuan horizon puncak Formasi Lahat, Talang Akar, Gumai, dan Air Benakat pada seluruh lintasan seismik.



Gambar 3. Interpretasi Horizon dan Struktur pada Lintasan Seismik.

Interpretasi seismik struktural (Gambar 3) dilakukan dengan mengidentifikasi diskontinuitas reflektor, terminasi refleksi, serta indikasi lipatan seret (*drag folds*) yang berasosiasi dengan bidang sesar. Penarikan bidang Sesar Lematang dilakukan secara konsisten antar lintasan untuk memperoleh gambaran struktur tiga

dimensi yang representatif. Besarnya *throw* dihitung dari perbedaan kedalaman horizon yang terpotong sesar setelah konversi waktu–kedalaman. Hasil interpretasi digunakan untuk menyusun peta struktur (*structure contour map*) dan model struktur tiga dimensi (*3D structural model*) menggunakan perangkat lunak Petrel.

Analisis petrofisika dan litologi dilakukan pada interval Formasi Lahat, Talang Akar, Gumai, dan Air Benakat untuk menentukan karakteristik batuan. Volume lempung (*Vshale*) dihitung menggunakan log Gamma Ray berdasarkan normalisasi linear antara nilai Gamma Ray minimum (batuan bersih) dan maksimum (lempung), dengan rumus:

$$VSH_{LinearGRIndex} = IGR = \frac{GR_{LogSignal} - GR_{CleanRock}}{GR_{Shale} - GR_{CleanRock}} \quad (1)$$

Nilai *Vshale* digunakan sebagai parameter utama dalam perhitungan Shale Gouge Ratio (SGR) untuk analisis sekatan sesar. SGR dihitung sebagai proporsi kumulatif material lempungan yang terakumulasi pada bidang sesar akibat pergeseran lapisan, mengikuti persamaan Yielding et al. (1997):

$$SGR = \frac{\sum(V_{shi} \times T_i)}{Throw} \times 100\% \quad (2)$$

dimana V_{shi} adalah kandungan lempung tiap lapisan, T_i ketebalan lapisan yang mengalami pergeseran, dan *throw* merupakan perpindahan vertikal sesar. Nilai SGR diklasifikasikan untuk menentukan karakter sekatan sesar, dengan kriteria: $SGR > 20\%$ sebagai sekatan penuh (*full sealing*), $15\text{--}20\%$ sebagai sekatan parsial (*partial sealing*), dan $< 15\%$ sebagai sesar tidak menyekat (*non-sealing*) (Yielding et al., 1997).

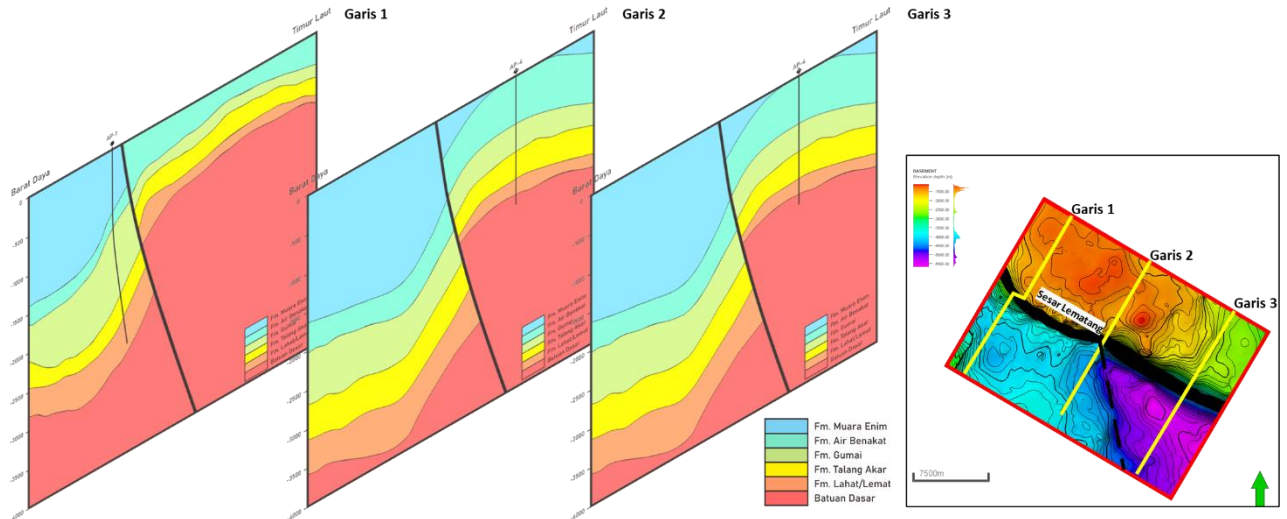
Sebagai ilustrasi, pada satu segmen Sesar Lematang yang memotong interval Formasi Talang Akar, diperoleh tiga lapisan dengan nilai V_{shi} dan T_i (ketebalan) berturut-turut sebesar 0,35 (30 m), 0,20 (20 m), dan 0,50 (10 m), sehingga nilai $\sum(V_{shi} \times T_i)$ adalah 19,5 m. Dengan *throw* sebesar 60 m, diperoleh nilai SGR sebesar 32,5%, yang diinterpretasikan sebagai karakter sekatan penuh.

Analisis ketidakpastian dilakukan untuk meningkatkan keandalan interpretasi. Ketidakpastian interpretasi seismik terutama berasal dari ketelitian picking horizon dan sesar serta ketidakpastian konversi waktu–kedalaman. Pada analisis SGR, ketidakpastian utama berasal dari variasi nilai *Vshale*, ketebalan lapisan, dan *throw*. Pendekatan skenario probabilistik (P10–P50–P90) digunakan untuk menghasilkan rentang nilai SGR, sehingga interpretasi karakter sekatan tidak hanya didasarkan pada satu nilai tunggal, tetapi pada interval nilai yang merepresentasikan variasi geologi yang mungkin.

Melalui integrasi interpretasi seismik, analisis petrofisika, perhitungan SGR, dan evaluasi ketidakpastian, metodologi ini dirancang untuk memberikan penilaian yang *robust* terhadap perilaku sekatan Sesar Lematang dan implikasinya terhadap aliran fluida serta kompartementalisasi reservoir.

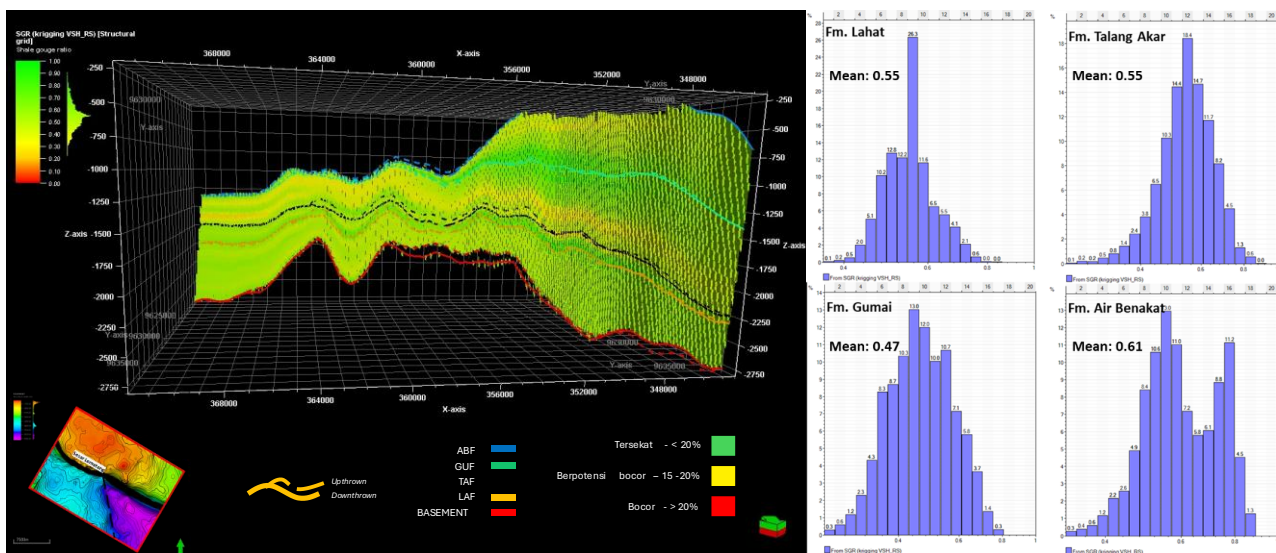
HASIL DAN PEMBAHASAN

Interpretasi seismik 2D menunjukkan bahwa Sesar Lematang memiliki orientasi dominan barat laut–tenggara (NW–SE) dengan kemiringan ke arah timurlaut. Pada beberapa penampang melintang seismik, bidang sesar memperlihatkan sesar naik dengan sudut kemiringan berkisar antara 45° hingga 60° di bagian dangkal dan menurun menjadi $25^\circ\text{--}35^\circ$ di bagian dalam (Gambar 4). Sesar ini membentuk *throw* yang bervariasi antara 150 – 600 m, dengan nilai *heave* antara 100 – 400 m, tergantung pada kedalaman dan horizon stratigrafi yang terpotong. Selain itu, variasi pergeseran vertikal cenderung menunjukkan pendalam kearah tenggara hal menunjukkan indikasi pergeseran mendatar (*oblique-slip*) akibat reaktivasi fase kompresi Miosen–Plio–Plistosen.



Gambar 4. Penampang melintang menunjukkan Sesar Lematang berarah baratlaut-tenggara.

Perhitungan *Shale Gouge Ratio* (SGR) dilakukan pada beberapa horizon utama, yaitu puncak Formasi Lahat, Formasi Talang Akar, Formasi Gumai dan Formasi Air Benakat. Nilai SGR yang diperoleh menunjukkan nilai yang umumnya tinggi berkisar antara 47 % – 61 %, dengan rata-rata sekitar 54 % di sepanjang bidang sesar. Hasil ini menunjukkan bahwa sebagian besar segmen sesar berpotensi sebagai zona sekat efektif (Gambar 5).

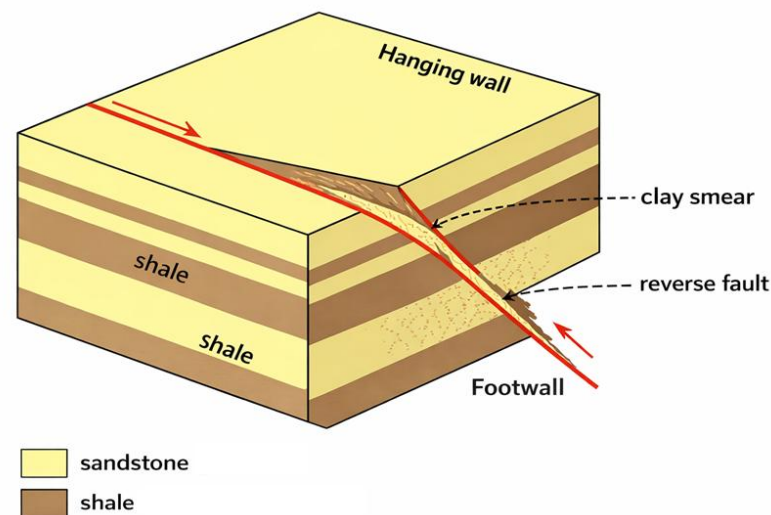


Gambar 5. *Shale Gouge Ratio* (SGR)

Pola sebaran SGR memperlihatkan bahwa segmen Sesar Lematang pada daerah penelitian secara konsisten menunjukkan nilai di atas 40%, sementara segmen selatan masih berada pada kisaran 45–55 %. Hal ini menunjukkan bahwa secara lateral, Sesar Lematang memiliki perilaku sekat yang kontinu dan kuat, dengan variasi intensitas tetapi tidak sampai menurun ke kondisi *non-sealing* atau *conduit*. Nilai SGR pada Sesar Lematang di penelitian ini (47–61%, rata-rata ~54%) berada jauh di atas ambang *sealing* yang secara luas digunakan pada sistem silisiklastik (sekitar 15–20%) (Yielding, 2002). Hal ini mengindikasikan dominasi material lempungan pada batuan sesar (*fault rock*) yang secara teoritis meningkatkan *capillary entry pressure* dan menurunkan permeabilitas zona sesar, sehingga mendukung interpretasi *full sealing*.

Dibandingkan studi-studi di cekungan sejenis di Sumatra (rift/half-graben Tersier dengan pengisian silisiklastik), nilai SGR penelitian ini relatif lebih tinggi. Pada studi kasus Formasi Talang Akar di Jambi Sub-Basin, Wibowo (2017) melaporkan SGR sekitar 15–15,3% dan menafsirkan sesar sebagai *leaking/migration pathway*. Sementara itu, studi “Lapangan Tulip” di Cekungan Sumatra Selatan menunjukkan segmen sesar dengan SGR $>0,2$ ($\geq 20\%$) yang cenderung *sealing*, namun juga terdapat bagian dengan SGR $<0,15$ ($\leq 15\%$) yang berpotensi *leaking*, menegaskan bahwa perilaku sekatan dapat bervariasi sepanjang bidang sesar (Fadhli, 2022). Hasil penelitian kali ini (SGR konsisten $>40\%$ sepanjang segmen yang dievaluasi) berada pada spektrum “lebih sealing” dibanding penelitian-penelitian tersebut, sehingga secara regional dapat diinterpretasikan sebagai sesar dengan dominasi *clay-rich gouge/smear* yang lebih kontinu.

Karakteristik geometri dan nilai SGR menunjukkan bahwa perilaku sekatan Sesar Lematang dikendalikan oleh beberapa mekanisme kunci diantaranya pada fase ekstensional awal (Eosen–Oligosen), sesar terbentuk bersamaan dengan pengendapan paket sedimen kaya lempung (Formasi Lahat dan serpih Talang Akar bawah). Ketika lapisan-lapisan ini tergeserkan oleh pergerakan sesar, material lempung terdorong dan tersebar (*smear*) sepanjang bidang patahan, menghasilkan zona *smear clay* (Gambar 6), tebal dan kontinu. Oleh karena itu meskipun Sesar Lematang mengalami reaktivasi pada fase kompresi Miosen–Plio–Plistosen, deformasi ulang tersebut tampaknya tidak cukup untuk menghancurkan kontinuitas *smear clay*, tetapi justru dapat memadatkan (*compaction*) dan memperkuat zona lempung pada bidang sesar. Hal ini menghasilkan zona patahan dengan permeabilitas sangat rendah, yang cenderung mempertahankan perbedaan tekanan dan mencegah *remigrasi* hidrokarbon lintas sesar.



Gambar 6. Model Skematik Zona *Clay Smear* Sepanjang Sesar (dimodifikasi Pei, 2013)

Kemampuan *sealing* yang tinggi pada Sesar Lematang mendukung pembentukan perangkat struktural bertipe *fault-bounded trap* yang sangat potensial. Di sisi yang lebih kaya hidrokarbon, kombinasi dip reservoir menuju sesar dan *full sealing fault* menghasilkan perangkat kombinasi struktural-stratigrafi yang mampu mempertahankan kolom hidrokarbon tebal. Hal ini membuka peluang untuk penemuan akumulasi hidrokarbon yang tersegmentasi namun bertekanan tinggi di sepanjang segmen sesar Lematang pada daerah penelitian. Perangkat hidrokarbon bertipe *fault-bounded trap* telah terdokumentasi pada berbagai lapangan besar dunia, seperti Brent, Statfjord, dan Gullfaks di Laut Utara, serta Duri dan Tulip di Cekungan Sumatra, di mana sesar berperilaku sebagai sekatan lateral yang efektif dan mengontrol kompartementalisasi reservoir (Knott, 1993; Yielding et al., 1997; De Coster, 1974; Fadhli, 2022).

Kemudian dari sudut pandang pengembangan lapangan, keberadaan Sesar Lematang sebagai sekatan penuh menegaskan pentingnya perencanaan sumur dan manajemen tekanan yang terpisah antar-blok. Kompartementalisasi yang kuat mengurangi risiko terhubungnya tekanan antar-sisi sesar namun sekaligus membatasi pola pengurasan alami antar-kompartemen. Oleh karena itu, strategi pengembangan harus

mempertimbangkan bahwa setiap blok di kedua sisi sesar dapat berperilaku sebagai reservoir independen yang memerlukan desain produksi tersendiri. Selain itu, Pengembangan pemodelan reservoir dinamik yang memasukkan Sesar Lematang sebagai batas aliran dengan transmissibility rendah atau nol juga diperlukan untuk mengevaluasi dampak sekatan sesar terhadap kinerja produksi jangka panjang serta mengoptimalkan strategi pengembangan dan manajemen tekanan reservoir.

PENUTUP

Simpulan dan Saran

Sesar Lematang Sesar Lematang memiliki orientasi dominan barat laut–tenggara dengan geometri sesar naik yang mengalami reaktivasi oblique pada fase tektonik muda, menghasilkan *throw* yang signifikan dan zona deformasi yang berkembang baik. Hasil perhitungan SGR pada seluruh horizon utama (Formasi Lahat, Talang Akar, Gumai, dan Air Benakat) memperlihatkan nilai tinggi dan konsisten, berkisar antara 47–61% dengan rata-rata sekitar 54%, yang berada jauh di atas ambang batas *sealing* pada sistem silisiklastik. Kondisi ini mengindikasikan dominasi material lempungan pada zona patahan yang secara efektif menurunkan permeabilitas dan menghambat aliran fluida lintas sesar. Berdasarkan nilai *Shale Gouge Ratio* (SGR) yang tinggi dan konsisten pada seluruh horizon yang dianalisis, Sesar Lematang pada daerah penelitian ini diinterpretasikan memiliki karakter sekatan penuh (*full sealing fault*). Namun demikian, secara konseptual kemampuan sekatan penuh tersebut berpotensi bersifat lokal dan bergantung pada kondisi litologi, geometri sesar, serta sejarah deformasi pada segmen yang dianalisis. Variasi lateral sepanjang jurus sesar, seperti perubahan *throw*, segmentasi struktural, atau keberadaan *relay zone*, dapat memengaruhi kontinuitas *clay smear* dan menyebabkan perbedaan lokal dalam efektivitas sealing, meskipun nilai SGR rata-rata tetap tinggi. Secara vertikal, perbedaan kontribusi litologi antar-horizon yang terseret pada bidang sesar juga berpotensi menghasilkan variasi kapasitas sekatan, terutama pada interval yang lebih berpasir. Oleh karena itu, meskipun hasil penelitian ini secara kuat mendukung interpretasi *full sealing* pada segmen yang dievaluasi, generalisasi perilaku sekatan Sesar Lematang secara keseluruhan. Penelitian lanjutan disarankan untuk memperluas cakupan analisis ke segmen-segmen Sesar Lematang lainnya, baik sepanjang jurus (*along-strike*) maupun ke arah kedalaman, guna mengevaluasi apakah perilaku sekatan penuh yang teridentifikasi bersifat regional atau hanya lokal pada segmen tertentu. Pendekatan ini penting mengingat kemampuan sekatan sesar dapat dipengaruhi oleh variasi geometri sesar, distribusi *throw*, dan perubahan litologi antar-segmen.

Ucapan Terima Kasih

Penulis menyampaikan terima kasih kepada seluruh pihak yang telah membantu dalam penyediaan data khususnya PT Pertamina EP. Apresiasi juga disampaikan kepada dosen pembimbing Bapak Benyamin Sapiie dan Bapak Indra Gunawan yang telah memberikan bimbingan, saran, dan evaluasi secara berkelanjutan selama penelitian ini berlangsung, serta kepada pihak-pihak yang terlibat atas masukan dan diskusi yang konstruktif.

DAFTAR PUSTAKA

- Ariyanto, P. & Kusdiantoro, F. (2014) “Secondary hydrocarbon migration & entrapment evaluation in Lematang area, South Sumatra”, *Proceedings of the 38th Indonesian Petroleum Association Annual Convention*, Jakarta.
- Biddle, K.T. & Wielchowsky, C.C. (1994) “Hydrocarbon traps” *AAPG Memoir 54*. Tulsa, OK: American Association of Petroleum Geologists.
- De Coster, G.L. (1974) “The geology of the Central & South Sumatra Basins”, *Proceedings of the 3rd Indonesian Petroleum Association Annual Convention*, pp. 77–110.
- Fadhli, M. (2022) “Fault seal analysis using shale gouge ratio in Tulip Field, South Sumatra Basin”, *Jurnal Geologi dan Sumberdaya Mineral*, 23(2), pp. 85–98.

- Fisher, Q.J. & Knipe, R.J. (2001) "Fault sealing processes in siliciclastic reservoirs", *Geological Society, London, Special Publications*, 186, pp. 117–134. <https://doi.org/10.1144/GSL.SP.2001.186.01.08>
- Ginger & Fielding. (2005) "The Petroleum Systems & Future Potential Of The South Sumatra Basin", *Proceedings, Indonesian Petroleum Association. IPA05-G-039*. Hal. 1 – 23.
- Knipe, R.J. (1997) "Fault seal analysis: successful methodologies, applications, & future directions", in Møller-Pedersen, P. & Koestler, A.G. (eds.) *Hydrocarbon seals: importance for exploration & production*. Norwegian Petroleum Society Special Publication No. 7, Amsterdam: Elsevier, pp. 15–26. [https://doi.org/10.1016/S0928-8937\(97\)80004-5](https://doi.org/10.1016/S0928-8937(97)80004-5)
- Knipe, R.J., Jones, G. & Fisher, Q.J. (1998) "Faulting, fault sealing & fluid flow in hydrocarbon reservoirs: an introduction", in Jones, G., Fisher, Q.J. & Knipe, R.J. (eds.) *Faulting, fault sealing & fluid flow in hydrocarbon reservoirs*. Geological Society, London, Special Publication No. 147, London: Geological Society, pp. 1–25. <https://doi.org/10.1144/GSL.SP.1998.147.01.01>
- Knott, S.D. (1993) "Fault seal analysis in the Brent Province", *Geological Society, London, Special Publications*, 73, pp. 89–103. <https://doi.org/10.1144/GSL.SP.1993.073.01.07>
- Levorsen, A.I. (1967) "Geology of petroleum", San Francisco: W.H. Freeman & Company
- Moulds, T.P. (1989) "Development of the Duri steamflood project", *Journal of Petroleum Technology*, 41(11), pp. 1224–1231. <https://doi.org/10.2118/16839-PA>
- P&ia, B.R. (2021) "Evaluasi cadangan reservoir menggunakan data log dan seismik pada lapangan minyak di Sub-Cekungan Palembang Selatan, Cekungan Sumatera Selatan", *Jurnal Teknologi dan Kejuruan (JTK)*, 47(1), pp. 55–64.
- Pei, Y., Paton, D.A. & Knipe, R.J. (2015) "A review of fault sealing behaviour & its evaluation in siliciclastic reservoirs", *Earth-Science Reviews*, 150, pp. 121–138. <https://doi.org/10.1016/j.earscirev.2015.07.011>
- Pulunggono, A. & Cameron, N.R. (1984) "Sumatran microplates, their characteristics & their role in the evolution of the Central & South Sumatra Basins", *Proceedings of the 13th Indonesian Petroleum Association Annual Convention*, pp. 121–144.
- Selley, R.C. (1998) "Elements of petroleum geology", 2nd edn. London: Academic Press.
- Schlüter, H.U., Gaedicke, C.H., Roeser, H.A., Schreckenberger, B., Meyer, H., Reichert, C.H., Djajadihardja, Y. & Prexl, A., (2002), "Tectonic features of the southern Sumatra-western Java forearc of Indonesia", *Tectonics*, 21(5), pp.11–1. <https://doi.org/10.1029/2001TC901048>
- U.S. Geological Survey. (1999) "*South Sumatra Basin Province, Indonesia: The Lahat/Talang Akar–Cenozoic total petroleum system*", Open-File Report 99-50S. Reston, VA: U.S. Geological Survey.
- Yielding, G., Freeman, B. & Needham, D.T. (1997) "Quantitative fault seal prediction", *AAPG Bulletin*, 81, pp. 897–917. <https://doi.org/10.1306/522B498D-1727-11D7-8645000102C1865D>
- Yielding, G. (2002) "Shale gouge ratio—calibration by geohistory", *Marine & Petroleum Geology*, 19, pp. 79–98. [https://doi.org/10.1016/S0928-8937\(02\)80003-0](https://doi.org/10.1016/S0928-8937(02)80003-0)