

FAULT SEAL ANALYSIS MENGGUNAKAN METODE *SHALE GOUGE RATIO* PADA RESERVOIR BATUGAMPING FORMASI KAIS LAPANGAN “AR”.

Arief Rahman¹, Wardo Utomo², Bangbang Panca Kusuma³, dan Muhammad Thariq Almuqtadir⁴

Akamigas Balongan Indramayu^{1,2,3} Pertamina EP Regional IV⁴.

Email: arief11rahman@gmail.com¹, bunk.w.utomo@gmail.com²,

bangbangpanca5@gmail.com³, muhammad.almuqtadir@pertamina.com⁴

Abstrak

Fault Seal Analysis (FSA) adalah analisis untuk menentukan patahan/sesar bersifat *sealing* (tersekat) atau *leaking* (bocor). Salah satu metode untuk menentukan FSA adalah *Shale Gouge Ratio (SGR)* yang pertama kali dikemukakan oleh Yielding (1997). Tujuan penelitian ini menentukan *sealing* atau *leaking* patahan pada batugamping Formasi Kais lapangan “AR” Cekungan Bintuni, Papua Barat, dan analisis pengaruh ketebalan lapisan (Δz) dan volume *shale* (*Vsh*) dalam rumus SGR. Data penelitian yang digunakan yaitu satu sumur minyak (sumur AR-3), penampang lapisan formasi, dan *throw* dari 3 (tiga) patahan (F1, F2, F3) di sekitar sumur tersebut. Metode penelitian adalah SGR untuk menentukan *sealing* atau *leaking*, sedangkan analisis pengaruh ketebalan lapisan (Δz) dan volume *shale* (*Vsh*) dalam rumus SGR dilihat berdasarkan *R square* dari grafik antara Δz dengan SGR, dan grafik antara *Vsh* dengan SGR, untuk tiga patahan tersebut. Hasil penelitiannya yaitu; dari tujuh lapisan di dalam satu tubuh formasi Kais, didapatkan berbagai macam sifat *leaking*, *sealing* / *leaking*, dan *sealing*, di tiga patahan (F1, F2, F3). Namun, SGR Formasi Kais dengan tebal 270 ft dan *Vsh* 21%, maka nilai SGR selalu lebih dari 100% yang berarti *sealing*. Hasil nilai *R square* grafik Δz terhadap SGR = 0,743 jauh lebih tinggi dibanding *Vsh* terhadap SGR = 0,036. Kesimpulannya; nilai total ketebalan *shale* ($\Delta z * Vsh$) harus lebih kecil sama dengan dengan nilai *throw fault*-nya, atau dapat ditulis $\Delta z * Vsh \leq Throw Fault$, jika tidak, maka nilai SGR akan selalu melebihi 100%. Rumus SGR jauh lebih dipengaruhi oleh ketebalan lapisan (Δz), dibanding dengan *Volume Shale (Vsh)*.

Kata kunci: *Fault Seal Analysis*; SGR; Batugamping; dan Formasi Kais.

Abstract

Fault Seal Analysis (FSA) is an analysis to determine whether the fault is *sealing* or *leaking*. One of the methods to determine FSA is the *Shale Gouge Ratio (SGR)* which was first proposed by Yielding (1997). The purpose of this study is to determine the *sealing* or *leaking* of faults in the limestone of the Kais Formation "AR" field in the Bintuni Basin, West Papua, and the effect of layer thickness (Δz) and shale volume (*Vsh*) in the SGR formula. The research data used are one oil well (AR-3 well), a cross section of the formation layer, and throws from 3 (three) faults (F1, F2, F3) around the well. The research method is SGR to determine *sealing* or *leaking*, while the analysis of the effect of layer thickness (Δz) and shale

Fault Seal Analysis Menggunakan Metode Shale Gouge Ratio Pada Reservoir Batugamping Formasi Kais Lapangan “AR”

*volume (Vsh) in the SGR formula is based on the R square of the graph between Δz and SGR, and the graph between Vsh and SGR, for these triple faults. The research results are; from seven layers in one body of the Kais formation, various leaking, sealing / leaking, and sealing properties were obtained, in three faults (F1, F2, F3). However, the SGR of the Kais Formation is 270 ft thick and Vsh 21%, so the SGR value is always more than 100% which means sealing. The result of the R square value of the z graph to SGR = 0.743 is much higher than Vsh to SGR = 0.036. In conclusion; the total value of the shale thickness ($\Delta z * Vsh$) must be less than the value of the throw fault, or it can be written $z * Vsh$ Throw Fault, otherwise the SGR value will always exceed 100%. The SGR formula is much more affected by the layer thickness (Δz), compared to the Shale Volume (Vsh).*

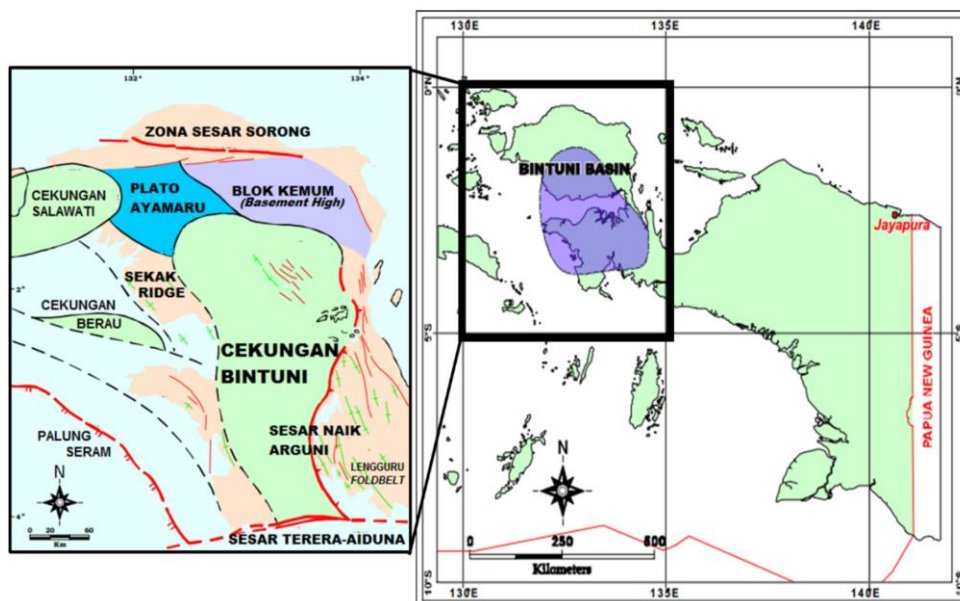
Keywords: Fault Seal Analysis, SGR, Limestone, and Kais Formation.

Pendahuluan

Lokasi Lapangan “AR” (nama alias) terletak di Kabupaten Teluk Bintuni, Provinsi Papua Barat. Lapangan ini termasuk dalam area yang sudah terbukti menghasilkan minyak dan gas bumi, yaitu cekungan Bintuni. Berdasarkan Badan Geologi (2010, dalam [Handyarso & Padmawidjaja, 2017](#)) luas cekungan Bintuni memiliki luas ± 30.000 km. Lihat Gambar 1.

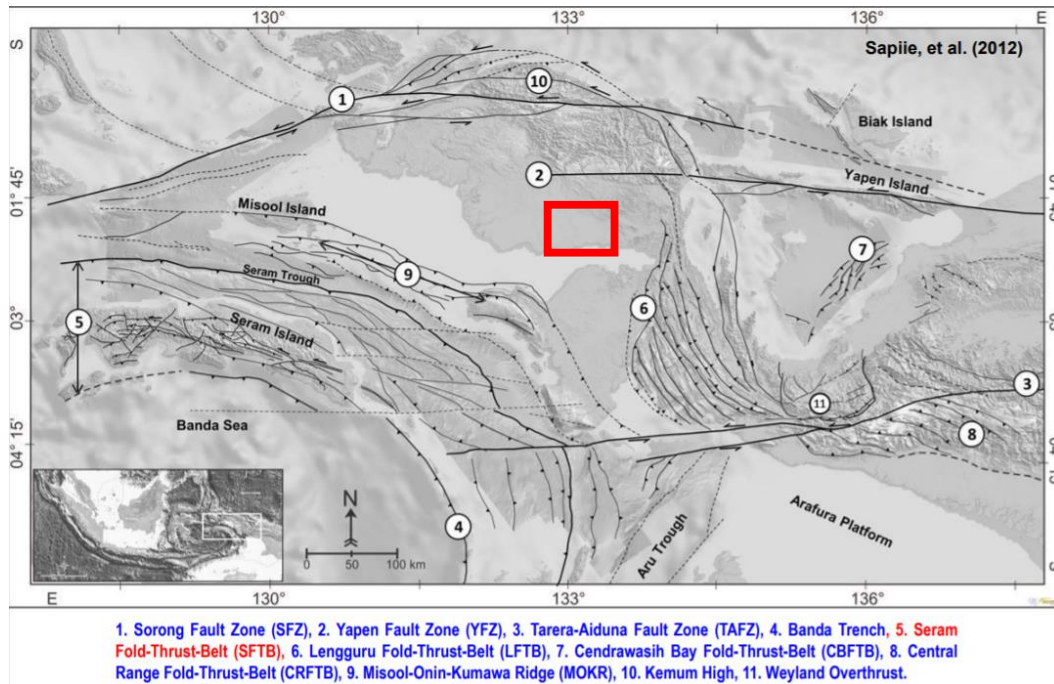
Geologi Regional

Cekungan Bintuni terbentuk saat Tersier Akhir yang mengalami perkembangan selama Plio-Pleistosen bersamaan dengan pengangkatan pegunungan Lipatan Lengguru (Lengguru *Foldbelt*) di sebelah timur dan Tinggian Kemum sebelah utara (Pigram dan Sukanta, 1981, dalam [Rasimeng, Ririn, Karyanto, Hidayat, & Muhammad Indragiri, 2018](#)). Lihat Gambar 2.



Gambar 1

Lokasi Cekungan Bintuni ([Maulananingsih](#), Hartantyo, & [Anggraini](#), 2015) diperbarui dari Chevallier dan Bordenave (1986), dalam ([Patra Nusa Data](#), 2006).



Gambar 2

Area penelitian (kotak merah) dikelilingi patahan naik dan patahan geser ([Sapiie](#), [Naryanto](#), [Adyagharini](#), & Pamumpuni, 2012) .

Formasi target di penelitian ini adalah Formasi Kais yang mempunyai litologi batugamping, dengan disisipi serpih (*shale*). Lihat Gambar 3.

Petroleum System

Berdasarkan dari ([Patra Nusa Data](#), 2006), sistem minyak bumi cekungan Bintuni adalah sebagai berikut:

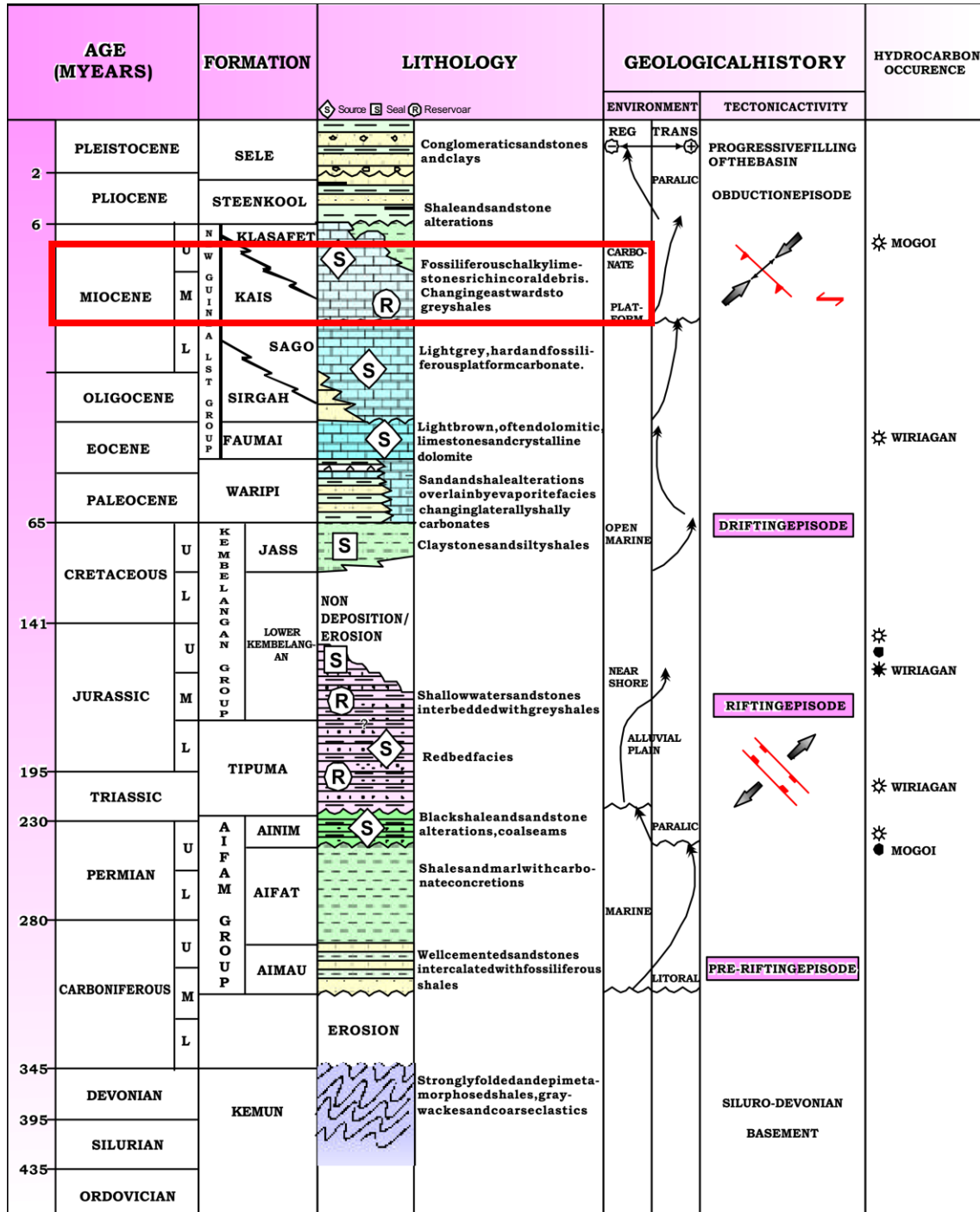
A. Batuan Induk

Batuan sumber potensial terjadi terutama di tiga zona: Formasi Permian Akhir serpih dan batubara kontinental, Formasi Jurassic Awal hingga Tengah dibatasi laut untuk serpih dan batubara kontinental, dan Batulempung berkapur laut Tersier dan batugamping Formasi Waripi dan Kelompok Batugamping Nugini.

Batuan induk (*source rock*) Permian Akhir terjadi di bagian paling atas dari sikuen *rift* dan mendasari reservoir gas-bearing Jurassic *post-rift* awal di sumur penemuan Teluk Bintuni. Semua diendapkan sebagai serpih karbon dan batubara di lingkungan pengendapan paludal dan danau. Kandungan karbon organik berkisar antara 87% hingga 88% yang menunjukkan bahwa banyak dari batubara ini mengandung komponen argillaceous yang signifikan. Potensi hasil pirolisis yang tinggi menunjukkan potensi menghasilkan (migas) yang sangat baik.

Fault Seal Analysis Menggunakan Metode Shale Gouge Ratio Pada Reservoir Batugamping Formasi Kais Lapangan "AR"

Batuan induk Jurassic Awal hingga Tengah mewakili sedimen pertama yang diendapkan setelah permulaan siklus transgresif utama dan terdiri dari serpih dan batubara yang diendapkan di lingkungan laut non-laut hingga marjinal marin. Indeks hidrogen pirolisis menunjukkan variasi utama (13-313), tetapi umumnya lebih besar dari 200 yang menunjukkan kematangan kerogen terutama humic tetapi dengan komponen sapropelik terbukti minyak (*oil-prone sapropelic*) yang signifikan pada kematangan saat ini.



Gambar 3

Kolom Stratigrafi Regional Cekungan Bintuni DATA, (2006) dalam ([Handyarso & Mauluda](#), 2018). Formasi target adalah Formasi Kais (kotak merah). diperbarui dari Chevallier dan Bordenave 1986, dalam ([Patra Nusa Data](#), 2006)

B. Reservoir

Reservoir *gas-bearing* utama terjadi di batupasir fluvio-deltaic masif Jurassic Tengah hingga Akhir yang ditugaskan ke Grup Kembelangan Bawah. Pola log sumur batupasir umumnya memiliki bentuk runcing (*sharp*), erosional pada bagian bawah, bentuk “*bell*” atau silinder. Batupasir tersebut diinterpretasikan terutama telah diendapkan di bawah kondisi yang didominasi fluvial pada “*point bar*” atau distribusi sungai.

Formasi Kais juga merupakan reservoir utama di Cekungan Bintuni. Formasi ini terbagi menjadi dua anggota: batugamping Kais berpori dan anggota Sekau yang terdiri dari “batugamping nodular karang”.

Minyak terbatas diproduksi dari anggota Sekau tetapi batugamping Kais biasanya mengandung air tawar, dan memiliki kualitas reservoir yang buruk karena kurangnya permeabilitas. Di bagian Cekungan Bintuni yang lebih tua, Formasi Tipuma menyediakan potensi reservoir pasir yang sangat baik. Reservoir penting sekunder termasuk Formasi Ainim.

C. *Seals Rock* (Batuan Penutup)

Batuan penutup (*seal rock*) regional ada di Cekungan Bintuni, Batulempung Kembelangan Atas dan Bawah Jurassic Akhir hingga Eosen dan serpih, yang menutup (menjadi penghalang) gas yang terperangkap di batupasir Kembelangan Atas dan Bawah. Batulempung Miosen Akhir dan Batulempung Steenkool Terbaru, yang menutup akumulasi minyak Batugamping Nugini.

Formasi Jass di Cekungan Bintuni sebagian besar terdiri dari serpih laut dan serpih karbonat dengan banyak lapisan batupasir tipis. Serpih laut kapur ini akan membentuk batuan penutup efektif di atas bagian Jurassic atau yang lebih tua.

D. Migrasi

Migrasi diyakini telah terjadi di sepanjang sisi barat laut Cekungan Bintuni yang landai di sepanjang sumbu antiklinal regional dengan jarak lebih dari lima puluh kilometer.

Migrasi jarak jauh dibantu oleh interpretasi masif, berkelanjutan alami dari *post-rift*. Reservoir batupasir delta Jurassic, yang memiliki akses luas ke batuan induk Jurassic *interbedded post-rift* dan mendasari urutan *rift* yang batuan induk Permian.

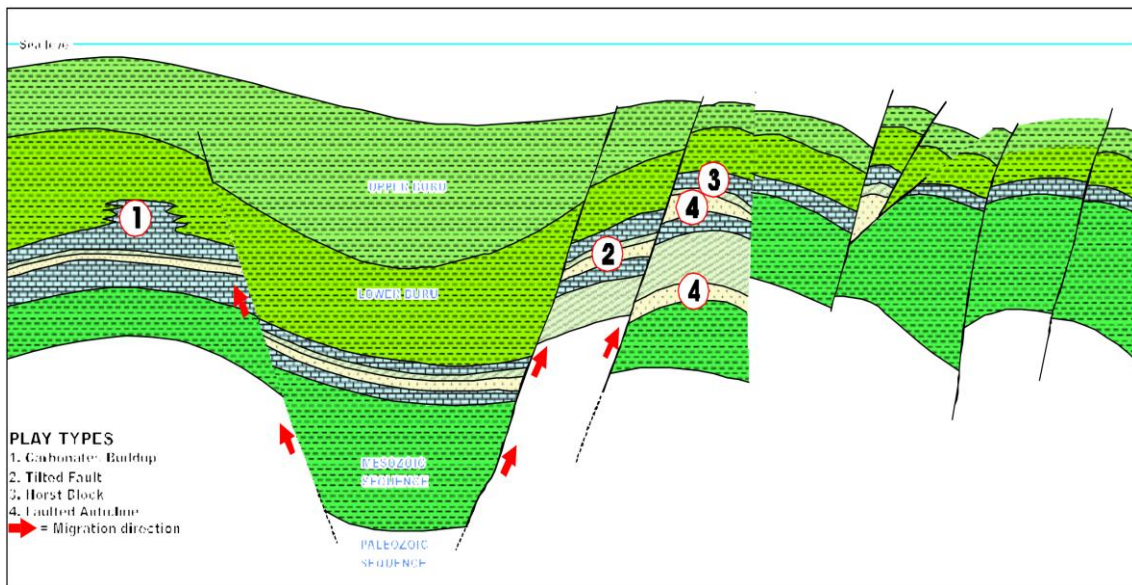
Migrasi gas baru-baru ini dari dalaman Cekungan Bintuni mungkin telah menggantikan minyak yang bermigrasi dari batuan induk yang lebih dangkal ke dalam perangkap di sisi cekungan, termasuk perangkap Roabiba yang berisi kondensat fraksional yang berasal dari minyak.

E. Perangkap Migas (*Oil and Gas Trap*)

Konfigurasi tektonik/cekungan yang mengontrol migrasi dan perangkap hidrokarbon dari batuan induk Pra-Tersier ke reservoir Jurassic. Penemuan gas

Fault Seal Analysis Menggunakan Metode *Shale Gouge Ratio* Pada Reservoir Batugamping Formasi Kais Lapangan “AR”

Roabiba-1 dibor di atas papan, struktur dengan relief rendah dip-closed di tingkat Jurassic teratas yang terletak di sumbu antiklinal regional terjun tenggara. Penutupan di ujung utara struktur Owaferi bergantung pada patahan. Penemuan gas Wos-1 dibor pada struktur "bunga" (*flower structure*) yang terbentuk di sepanjang salah satu patahan kunci E-W utama. Lihat Gambar 4.



Gambar 4

Beberapa tipe Perangkap Migas di Cekungan Bintuni ([Patra Nusa Data](#), 2006).

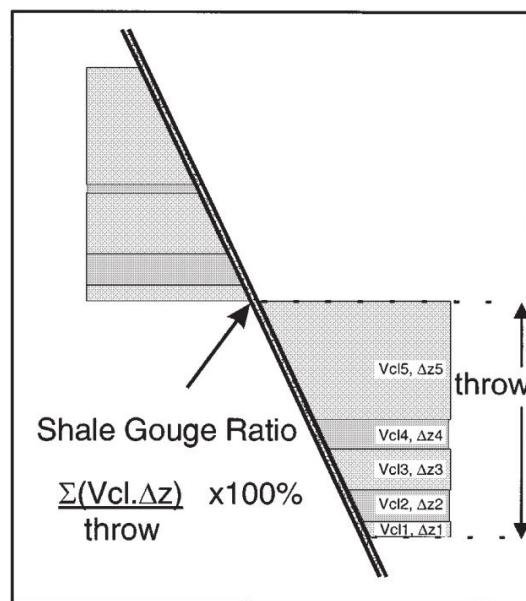
Formasi Kais Lapangan “AR”

Lapangan “AR” ditemukan pada tahun 1981. Minyak terperangkap di batugamping Formasi Kais yang berumur Miosen Atas yang berkembang pada fasies *reefal*, *lagoonal* dan *shoreface*. Perangkap di Lapangan “AR” terbentuk oleh kombinasi proses struktural, stratigrafi dan diagenetik. Terumbu tersebut kemungkinan berkembang pada ketinggian lokal yang dihasilkan oleh lipatan kala Oligosen Akhir. Kompresi berarah timur-barat berikutnya di Pliosen menciptakan perangkap struktural. Selain itu, perangkap minyak telah difasilitasi oleh adanya zona rapat berpori rendah, yang melindungi akumulasi minyak dari pembilasan air tawar (*meteoric water*). Zona ketat, mengalami sejarah diagenesa yang berbeda dibandingkan dengan *reservoir* berpori di atasnya. Deskripsi dan zonasi *reservoir* dihasilkan dari pengenalan fasies pengendapan primer, sejarah diagenesa dan analisis petrofisika intervalnya. Kontak fluida minyak-air atau *Oil Water Contact* (OWC) lapangan dibuat dengan membandingkan data analisis log, tampilan hidrokarbon di inti dan analisis *repeat formation test* RFT. Di wilayah Kontrak Kerja Kepala Burung Selatan (KBS), setelah 18 sumur eksplorasi dibor hingga saat ini untuk menguji tujuan Formasi Kais, minyak hanya ditemukan di Lapangan “AR”. Akumulasi tidak dikendalikan hanya oleh fasies pengendapan atau diagenesa, tetapi dijelaskan oleh serangkaian keadaan yang unik yang memungkinkan minyak bermigrasi dari batuan induk Pra-Tersier yang dalam, matang,

ke dalam *reservoir* dalam Formasi Kais. Sumber minyak yang paling mungkin adalah Formasi Kembelangan yang berumur Jura, meskipun lebih dari satu sumber telah disarankan oleh hasil studi inklusi fluida dan analisis geokimia. Migrasi mungkin terjadi di sepanjang patahan kunci Pliosen, di daerah dimana Formasi Jass yang berumur Kapur relatif tipis. Formasi Jass dianggap sebagai *regional seal* untuk hidrokarbon yang berpotensi terperangkap di *reservoir* Jura atau Trias di tempat lain di area KBS. Eksplorasi masa depan di area tersebut akan diarahkan ke Pre-Tertiary *Play* yang relatif belum teruji (Dolan, 1988).

Fault Seal Analysis

Fault Seal Analysis (FSA) atau Analisis Sekatan Sesar adalah analisis untuk menentukan patahan/sesar bersifat *sealing* (menutup/ menyekat/ menghalangi/ menahan) atau *leaking* (menyalurkan/ mengalirkan/ meneruskan/ melewati). Berbagai metode untuk menentukan analisis sekatan sesar, satu diantaranya adalah *Shale Gouge Ratio* (SGR) yaitu penentuan *sealing/leaking* melibatkan kandungan polisilikat (Vsh atau Vclay) suatu interval lapisan di suatu patahan. Lihat Gambar 5.



Gambar 5

Skema SGR untuk analisis sekatan sesar (Yielding, Freeman, & Needham, 1997)

Rumus SGR atau *Shale Gouge Ratio* pertama kali dikemukakan oleh (Yielding et al., 1997), yaitu:

$$SGR = \sum(Vsh \times \Delta z / \text{throw}) \times 100\%$$

Dimana:

Vsh = Volume *Shale* (serpih)

GR = log *Gamma Ray*

Δz = interval lapisan

Fault Seal Analysis Menggunakan Metode Shale Gouge Ratio Pada Reservoir Batugamping Formasi Kais Lapangan “AR”

Throw = komponen vertikal pemisahan lapisan pada suatu patahan

Variabel rumus dalam SGR diantaranya adalah Volume *shale* (*Vsh*) atau jumlah kandungan *shale/clay* dalam suatu batuan (Petroleum ID, 2020). Berbagai cara untuk menentukan *Vsh*. Salah satu caranya adalah menggunakan log GR (*Gamma Ray*) dari sumur pengeboran. Rumus *Vsh* atau *Volume shale* :

$$Vsh = \frac{GR \log - GR \min}{GR \max - GR \min}$$

Dimana:

GR log = log Gamma Ray (GR) pada titik kedalaman tertentu.

GR min = log GR minimal pada formasi / zona target

GR max = log GR maksimal pada formasi / zona target

Tujuan *Fault Seal Analysis* (FSA)

Tujuan dilakukan FSA untuk mengetahui apakah lapisan *reservoir* migas suatu lapangan dengan lapangan lain yang dibatasi oleh suatu sesar / patahan, terkoneksi atau tidak terkoneksi.

Batuan *reservoir* migas yang sangat banyak dijumpai adalah batupasir dan batugamping. Berikut ini nilai SGR untuk kedua litologi batuan *reservoir* jika berselingan dengan *shale* berdasarkan penelitian terdahulu.

Tabel 1

Penentuan *Sealing* dan *Leaking* perselingan antara batupasir-serpih (Yielding et al., 1997), (Ghifary Ardiansyah, Sapto Mulyanto, Haerudin, & Purba, 2018), dan (Hartanto, Sapiie, Gunawan, & Wibowo, 2018), berdasarkan nilai SGR.

Perbandingan	Batupasir – serpih	Batugamping (terumbu) – serpih
Leaking	< 20%	≤ 16 %
Sealing	> 20%	> 35 %

Selama ini, banyak publikasi SGR difokuskan pada penentuan *sealing* atau *leaking* antar kompartemen atau bagian lapangan migas yang dipisahkan oleh patahan (*fault*). Pembahasan terbaru dari tulisan ini bukan hanya penentuan sifat / klasifikasi *sealing* atau *leaking* suatu patahan, tapi pengaruh ketebalan lapisan atau interval (Δz), dalam menghasilkan nilai SGR, sebelum akhirnya “menjatuhkan vonis” sifat patahan tersebut.

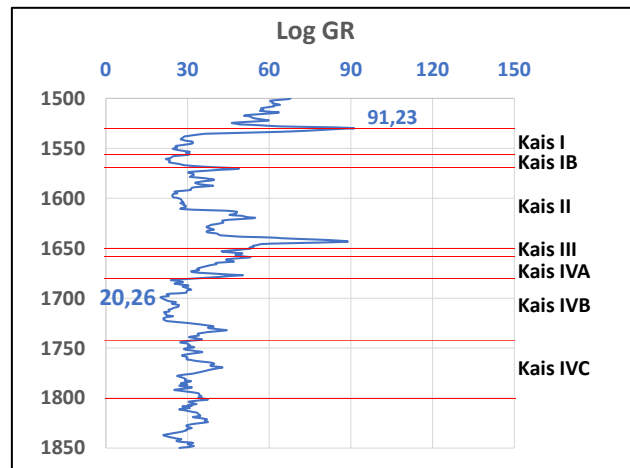
Metode Penelitian

Data yang tersedia di lapangan “AR”, cekungan Bintuni, Papua Barat, yaitu: log GR dari satu Sumur “AR-3”, satu penampang lapisan barat-timur dari Formasi Kais

(formasi target). Lapangan ini terdiri dari tujuh (7) lapisan target sebagai reservoir minyak bumi, yaitu : Kais IA pada 1530 – 1557 ft Kais IB pada 1557 – 1570 ft; Kais II 1570 – 1650 ft; Kais III pada 1650 – 1662 ft, Kais IVA pada 1662 – 1681 ft, Kais IVB pada 1682 – 1742 ft dan Kais IVC pada 1742 – 1800 ft. Lihat Gambar 6.

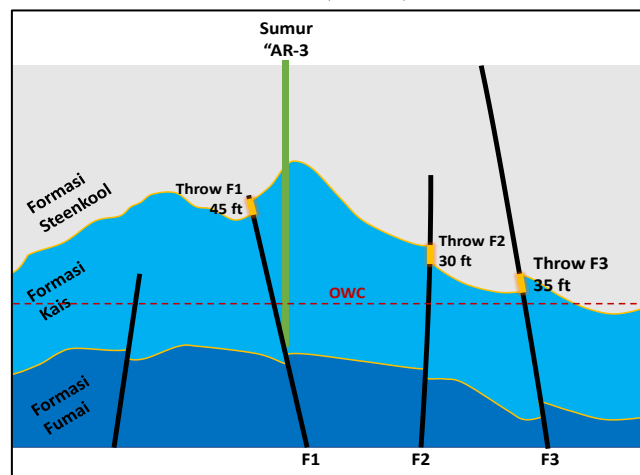
Di lapangan ini terdapat 3 (tiga) patahan (diberi nama F1, F2, dan F3) yang masih dalam area kontur OWC Formasi Kais, dengan masing-masing nilai *throw fault* sudah diketahui sebelumnya yaitu F1 = 45 ft, F2 = 30 ft, dan F3 = 35 ft. tiga patahan tersebut bersifat naik-geser sesuai geologi regional cekungan Bintuni. Lihat Gambar 7.

Pengolahan data awal dimulai dari menentukan ketebalan lapisan (Δz), dan nilai Vsh dari tiap lapisan dan interval keseluruhan Formasi Kais, dari log GR. Kemudian ditentukan nilai SGR nya untuk diklasifikasikan atau bersifat *leaking* (0-16%), *sealing* (35-100%), dan *leaking / sealing* atau tidak dapat didefinisikan (17-34%), berdasarkan Tabel 1, pada litologi batugamping (terumbu) – serpih atau *shale*, sesuai dengan litologi pada Formasi Kais, yaitu batugamping dengan sisipan *shale*. Selanjutnya, dilakukan beberapa analisis pengaruh ketebalan lapisan terhadap nilai SGR.



Gambar 6

Lapisan Target Kais I s.d IVC, dan Penentuan nilai GR min (20,26), dan GR maks (91,23).



Gambar 7

Penampang lapisan barat-timur dari Formasi Kais. Patahan naik-geser F1, F2, dan F3.

Hasil dan Pembahasan

Perbandingan SGR Tiap Lapisan dengan SGR Formasi

Nilai GR min dan GR maks yang sudah ditentukan kemudian digunakan untuk menghitung *Volume Shale* (Vsh) tiap lapisan (Kais I s.d kais IVC), dan menghitung Vsh keseluruhan (Formasi Kais). Nilai Vsh yang didapat dari tiap lapisan tersebut kemudian digunakan untuk menghitung masing-masing nilai SGR, dengan memasukkan masing-masing ketebalan nilai Δz , dan *throw* tiap patahan (F1, F2, dan F3). Hasil perhitungan SGR dan klasifikasi sifat patahannya dapat dilihat pada Tabel 2 dan Tabel 3.

Tabel 2
Hasil Perhitungan SGR tiga (3) patahan (*fault*) tiap lapisan.

No. Lapisan	Vsh	Δz	Vsh* Δz	F1	F2	F3	SGR F1	Sifat Patahan	SGR F2	Sifat Patahan	SGR F3	Sifat Patahan
1 Kais I A	24%	27	6,53	45	30	35	15%	Leaking	22%	Sealing/Leaking	19%	Sealing/Leaking
2 Kais I B	11%	13	1,40	45	30	35	3%	Leaking	5%	Leaking	4%	Leaking
3 Kais II	28%	80	22,75	45	30	35	51%	Sealing	76%	Sealing	65%	Sealing
4 Kais III	39%	12	4,69	45	30	35	10%	Leaking	16%	Leaking	13%	Leaking
5 Kais IV A	26%	19	4,88	45	30	35	11%	Leaking	16%	Sealing/Leaking	14%	Leaking
6 Kais IV B	11%	61	6,75	45	30	35	15%	Sealing/Leaking	23%	Sealing/Leaking	19%	Sealing/Leaking
7 Kais IV C	16%	58	9,54	45	30	35	21%	Sealing/Leaking	32%	Sealing	27%	Sealing/Leaking

Tabel 3
Hasil Perhitungan SGR tiga (3) patahan (*fault*) Formasi Kais.

Lapisan	Vsh	Δz	Vsh* Δz	F1	F2	F3	SGR F1	Sifat Patahan	SGR F2	Sifat Patahan	SGR F3	Sifat Patahan
Formasi Kais	21%	270	56,55	45	30	35	126%	Sealing	189%	Sealing	162%	Sealing

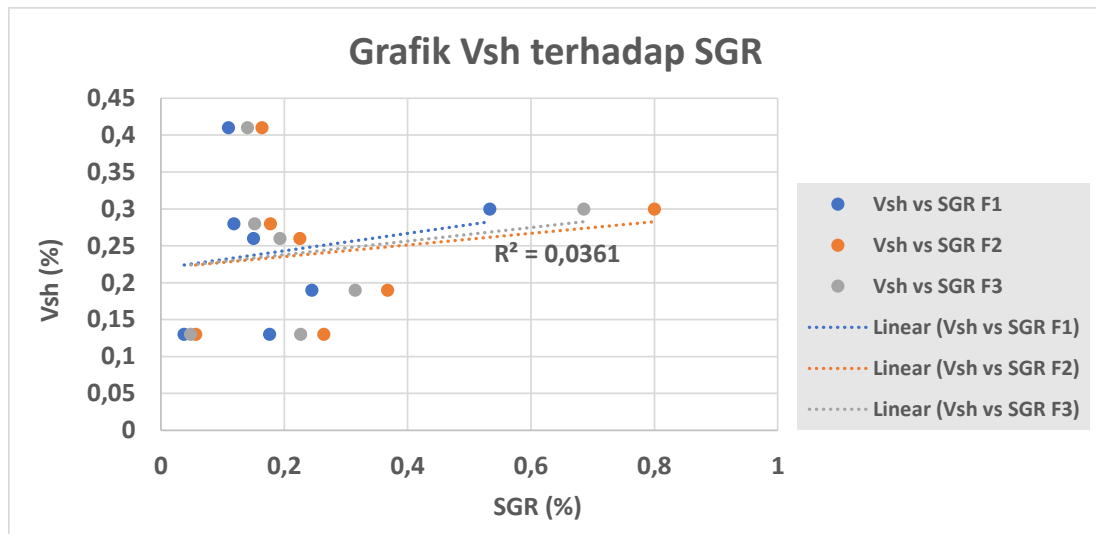
Di Tabel 2, berbagai variasi nilai Vsh dan Δz dari tujuh lapisan di dalam satu tubuh formasi Kais, didapatkan berbagai macam sifat/klasifikasi *leaking*, *sealing / leaking*, dan *sealing*, di tiap patahan (F1, F2, F3). Namun, jika SGR dihitung keseluruhan Formasi Kais yang mempunyai tebal 270 ft dan Vsh 21%, maka nilai SGR yang didapatkan di atas atau lebih dari 100% di 3 (tiga) patahan tersebut atau *sealing* semuanya, seperti ditunjukkan pada Tabel 3.

Di kedua tabel tersebut, didapat kesimpulan bahwa nilai total ketebalan *shale* ($\Delta z * Vsh$) atau perkalian antara ketebalan lapisan (Δz), dibanding dengan *Volume Shale* (Vsh) adalah harus lebih kecil sama dengan dengan nilai *throw fault*-nya, atau dapat ditulis $\Delta z * Vsh \leq Throw Fault$. Jika tidak diterapkan hal tersebut, maka nilai SGR akan selalu diatas 100%.

Signifikansi antara Δz dan Vsh terhadap nilai SGR

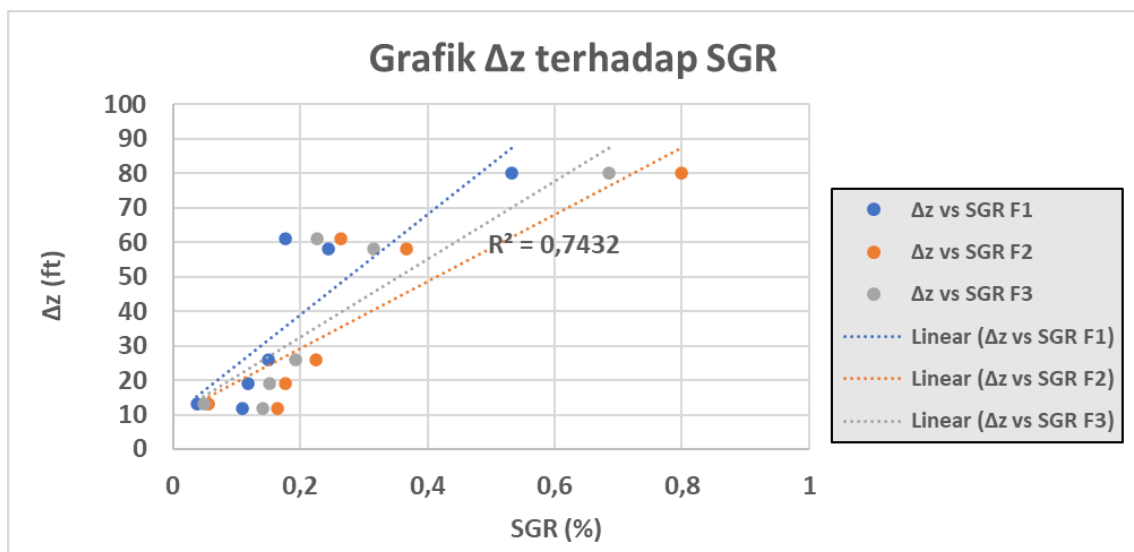
Selanjutnya dibahas mengenai seberapa besar pengaruh ketebalan lapisan (Δz) dan *Volume Shale* (Vsh) dalam perhitungan SGR. Cara yang dilakukan adalah membuat

grafik antara Vsh dengan SGR, dan grafik Δz dengan SGR. Input nilai diambil dari Tabel 2. Hasil grafik ditampilkan dalam Gambar 8 dan Gambar 9.



Gambar 8

Grafik Vsh terhadap SGR tiga (3) patahan (*fault*) tiap lapisan.



Gambar 9

Grafik Δz terhadap SGR tiga (3) patahan (*fault*) tiap lapisan.

Hasil dari R *square* atau koefisien determinasi (R^2) didapat dengan nilai paling tinggi yaitu 1,00. Jika nilai R *Square* semakin mendekati 1 (satu), maka pengaruh tersebut akan semakin kuat, dan sebaliknya (Aryani & Gustian, 2019).

1. Sebaran nilainya lebih “scatter” (menyebar), dibanding grafik Δz terhadap SGR sebaran nilainya lebih baik dalam menunjukkan bentuk tren linear,

2. Nilai R square dari keduanya yang sangat jauh berbeda; Vsh terhadap SGR = 0,036 berbanding Δz terhadap SGR = 0,743.

Dari dua poin diatas, didapat kesimpulan bahwa hasil perhitungan SGR jauh lebih dipengaruhi oleh ketebalan lapisan (Δz), dibanding dengan *Volume Shale* (Vsh), hal ini dibuktikan nilai R *square* masing-masing grafik tersebut.

Kesimpulan

Berdasarkan hasil penelitian ini, dapat dituliskan kesimpulan sebagai berikut:

1. Saat menghitung SGR, pastikan bahwa nilai total ketebalan *shale* ($\Delta z * Vsh$) harus lebih kecil sama dengan dengan nilai *throw fault*-nya, atau dapat ditulis $\Delta z * Vsh \leq Throw Fault$. Jika tidak diterapkan hal tersebut, maka nilai SGR akan selalu diatas / melebihi 100%.
2. Hasil perhitungan SGR jauh lebih dipengaruhi oleh ketebalan lapisan (Δz), dibanding dengan *Volume Shale* (Vsh), dilihat dari bentuk grafik Vsh terhadap SGR sebaran nilainya lebih “*scatter*” (menyebarkan), dibanding grafik Δz terhadap SGR sebaran nilainya lebih baik dalam menunjukkan bentuk tren linear, hal ini dibuktikan dengan perbedaan nilai R square dari keduanya yang sangat jauh berbeda; Vsh terhadap SGR = 0,036 berbanding Δz terhadap SGR = 0,743.

Bibliografi

- Aryani, Yanti, & Gustian, Dudih. (2019). *Sistem Informasi Penjualan Barang dengan Metode Regresi Linear Berganda Dalam Prediksi Pendapatan Perusahaan*. <https://doi.org/10.2005/jursistekni.v2i2.47>. [Google Scholar](#)
- Data, Patra Nusa. (2006). Indonesia Basin Summaries (IBS). [Google Scholar](#)
- Dolan, Paul J. (1988). *The geology of the Wiriagar field, Bintuni basin, Irian Jaya*. [Google Scholar](#)
- Ghifary Ardiansyah, Ahmad, Sapto Mulyanto, Bagus, Haerudin, Nandi, & Purba, Humbang. (2018). Karakterisasi Sesar Sealing Dan Non Sealing Dengan Metode Seismik Inversi Impedansi Akustik dan Shale Gouge Ratio Pada Lapangan Teapot Dome Usa. *Jurnal Geofisika Eksplorasi*. [Google Scholar](#)
- Handyarso, Accep, & Mauluda, A. D. (2018). Penerapan Metode Dekonvolusi Euler untuk Estimasi Kedalaman Sumber Anomali. *GEOMATIKA*, 24(1), 21–30. [Google Scholar](#)
- Handyarso, Accep, & Padmawidjaja, Tatang. (2017). Struktur Geologi Bawah Permukaan Cekungan Bintuni Berdasarkan Data Gaya Berat. *Jurnal Geologi Dan Sumberdaya Mineral*, 18(2), 53–65. <http://dx.doi.org/10.33332/jgsm.geologi.v18i2.125>. [Google Scholar](#)
- Hartanto, Sri, Sapiie, Benyamin, Gunawan, Indra, & Wibowo, Bintoro. (2018). Analisis Sekatan dan Karakteristik Sesar pada Formasi Kujung Reef di Kompleks Lapangan Ke, Cekungan Jawa Timur: Implikasi Terhadap Migrasi Hidrokarbon. *Bulletin of Geology*, 2(1), 134–148. <https://doi.org/10.5614/bull.geol.2018.2.1.1>. [Google Scholar](#)
- Maulananingsih, Nur Wahyu, Hartantyo, Eddy, & Anggraini, Ade. (2015). Simulasi Sebaran Porositas dan Permeabilitas Reservoir Jurassic Menggunakan Analisis Geostatistika di Lapangan “Iriyanti” Cekungan Bintuni. *Jurnal Fisika Indonesia*, 19(57). [Google Scholar](#)
- Rasimeng, Syamsurijal, Ririn, Yulianti, Karyanto, Karyanto, Hidayat, Hidayat, & Muhammad Indragiri, Noor. (2018). Identifikasi Struktur Bawah Permukaan Menggunakan Metode Magnetotellurik 2D di Daerah Cekungan Bintuni Sebagai Potensi Hidrokarbon. *Jurnal Geofisika Eksplorasi*, 4(2), 109–114. [Google Scholar](#)
- Sapiie, Benyamin¹, Naryanto, W., Adyagharini, Aileron C., & Pamumpuni, Astyka. (2012). Geology and tectonic evolution of bird head region Papua, Indonesia: Implication for hydrocarbon exploration in Eastern Indonesia. *Search & Discovery Article*, 30260. [Google Scholar](#)
- Yielding, Graham, Freeman, Brett, & Needham, D. Tim. (1997). Quantitative fault seal prediction. *AAPG Bulletin*, 81(6), 897–917. <https://doi.org/10.1306/522B498D-1727-11D7-8645000102C1865D>. [Google Scholar](#)