

Mengidentifikasi Potensi Kesekatan Sesar Menggunakan Metode Shale Gouge Ratio pada Sumur “X” Formasi Challis di Cekungan Bonaparte Indonesia

Tegar Narendra Angger Bagaskara¹⁾, Nashrullah Alfath Sugiyarso¹⁾, Muchammad Hasyim Varian¹⁾, Jasmine Alvia Pratiwi¹⁾, Gabriella Maharani Prita Purbasari¹⁾, dan Rahmadi Hidayat²⁾

¹⁾Program Sarjana Departemen Teknik Geologi Fakultas Teknik Universitas Gadjah Mada, Yogyakarta

²⁾Dosen Departemen Teknik Geologi Fakultas Teknik Universitas Gadjah Mada, Yogyakarta

Corresponding Author: Tegar Narendra Angger Bagaskara (Email: tegar.narendra.angger.bagaskara@mail.ugm.ac.id)

Abstract

The Bonaparte Basin is a Paleozoic-aged basin located between northwestern Australia and Timor Island. Stratigraphically, this basin consists of Upper Permian to Pliocene-aged rocks, with dominant lithologies including claystone, siltstone, sandstone, and limestone. Given this stratigraphic composition, the Bonaparte Basin has the potential for a petroleum system that can be explored, particularly in the Upper Triassic interval. The Challis Formation, composed of sandstone interbedded with claystone, can serve as a reservoir within the petroleum system. In addition to a good reservoir, the highly active tectonic conditions during the formation of the Bonaparte Basin led to the development of faults, which influence whether hydrocarbons can be sealed or if leakage occurs in a reservoir. Therefore, a fault seal analysis was conducted to determine whether the faults within the Challis Formation interval can effectively seal hydrocarbons or if leakage is present. This analysis was performed using the Shale Gouge Ratio (SGR) method on seven reservoirs, revealing that the faults within the Challis Formation interval can serve as effective hydrocarbon accumulation sites or be fully sealing at a throw of 440.2 meters

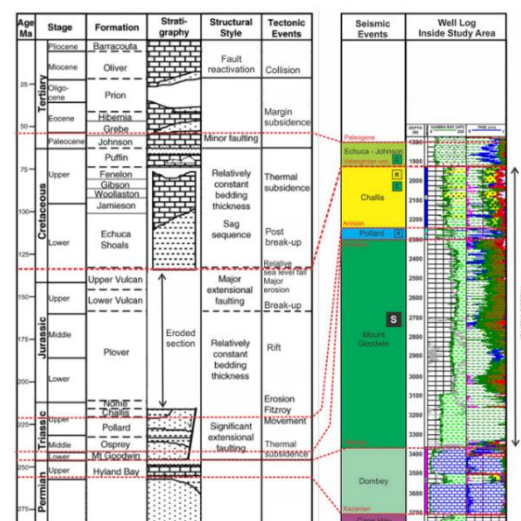
Keywords: SGR, Fault Seal Analysis, Challis

1. Pendahuluan

Cekungan Bonaparte merupakan sebuah cekungan sedimen berumur Paleozoikum yang terletak di antara barat laut Australia dan Pulau Timor. Cekungan ini terbentuk akibat proses tektonik baik yang bersifat ekstensi maupun kompresi. Terdapat pengaruh *thermal subsidence* yang berpengaruh dalam pembentukan cekungan ini pada trias awal dan kapur akhir



Gambar 1. Tatanan tektonik Cekungan Bonaparte (Charlton, 2002 dalam Surjono S., dkk., 2017)
Tektonostratigrafi



Gambar 2. Stratigrafi Cekungan Bonaparte (Chen, dkk., 2012 dalam Surjono S., dkk., 2017)

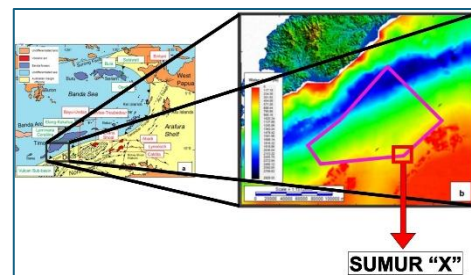
Cekungan Bonaparte mulai terbentuk pada Zaman Permian. Cekungan Bonaparte mulai terbentuk pada Zaman Permian yang diawali dengan peristiwa *rifting* pada batuan dasar yang tersusun oleh batuan metamorf berumur Proterozoikum. Peristiwa *rifting* tersebut membentuk sebuah deposekuen yang terisi oleh Formasi Cape Hay yang tersusun atas batulanau dan Formasi Hyland Bay yang tersusun oleh batugamping. Memasuki Trias Bawah, terjadi peristiwa *thermal subsidence* yang menyebabkan hadirnya sesar-sesar bersifat ekstensional yang sangat masif. Sesar-sesar tersebut kemudian membentuk deposekuen yang terisi oleh Formasi Mt. Goodwin, Formasi Osprey, Formasi Pollard, dan Formasi Challis yang tersusun atas batupasir dan batulanau.

Memasuki Trias Akhir, terjadi inversi yang menyebabkan terjadi pengangkatan pada Cekungan Bonaparte akibat adanya kolisi antar blok benua yang berada di sepanjang zona subduksi Irian Jaya. Inversi ini dikenal sebagai *Fitzroy movement erosion*. Pada Jura Tengah, terjadi regim tektonik ekstensional yang menyebabkan terbentuk sub-cekungan seperti Sub-Cekungan Vulcan, Malita Graben, dan Tinggian Ashmore. Pada Kapur Awal, terjadi erosi yang sangat masif akibat *Valanginian Event* khususnya di Tinggian Ashmore. Pada Kapur Awal juga mulai terjadi penurunan muka air laut. *Thermal subsidence* kembali terjadi pada Kapur Atas yang diikuti dengan pengisian sedimen dan kenaikan muka air laut sehingga terendapkan batugamping.

Salah satu aspek penting dalam petroleum system adalah keberadaan reservoir. Salah satu formasi yang memiliki potensi menjadi reservoir yang baik adalah Formasi Challis yang berumur Trias atas. Formasi ini tersusun atas batupasir yang berseling dengan batulempung dengan sisipan batugamping. Penelitian yang telah dilakukan oleh Surjono, dkk., (2017) menunjukkan tentang daerah yang potensial untuk dieksplorasi lebih lanjut di lepas pantai Timor Barat yaitu Formasi Challis

Dengan kondisi tektonik yang sangat masif pada perkembangan cekungan ini, struktur geologi seperti patahan baik patahan

normal maupun patahan anjak masif dijumpai. Patahan tersebut dapat berfungsi sebagai jalur migrasi hidrokarbon yang dapat menyebabkan kebocoran (*leaking*) seperti pada beberapa kegiatan eksplorasi yang menghasilkan pengeboran *dry hole*. Untuk mengidentifikasi patahan tersebut menjadi jalur migrasi atau penyekat dari hidrokarbon diperlukan analisis FSA (*Fault Seal Analysis*). Pada penelitian ini mengetahui pengaruh nilai pergeseran sesar (*throw*) di area penelitian. Analisis ini bertujuan untuk mengetahui nilai pergeseran sesar (*throw*) sebagai potensi *sealing* atau *leaking* serta menentukan reservoir yang memiliki lateral sealing yang paling baik yang dapat menjadi indikator reservoir lainnya untuk *sealing*. pada Cekungan Bonaparte yang terdapat pada Formasi Challis. Analisis dilakukan pada sumur "X" dengan target pada Formasi Challis pada kedalaman 2420 – 3251m.

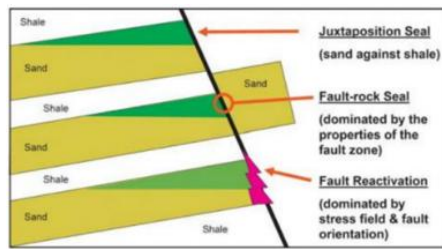


Gambar 3. Lokasi daerah penelitian (Surjono S., dkk., 2017)

2. Fundamental

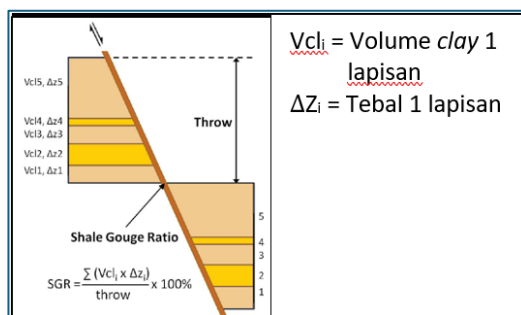
Fault Seal Analysis (FSA) merupakan metode yang digunakan dalam penelitian ini. Metode ini bertujuan untuk memahami apakah patahan yang terdapat pada reservoir dapat berperan sebagai penyegel yang dapat memerangkap hidrokarbon dari reservoir ke zona lain yang tidak diinginkan sehingga dapat membentuk sebuah perangkap hidrokarbon (Ogilvie et.al, 2020).

Juxtaposition merupakan mekanisme dimana satu reservoir memiliki karakteristik porositas dan permeabilitas yang berbeda dengan reservoir yang lain sehingga saling tidak meloloskan fluida (Yielding et al., 2010).



Gambar 4. Ilustrasi juxtaposition (Yielding dkk., 2010)

Shale Gouge Ratio adalah persentase material *shale* atau *clay* yang telah melewati satu titik patahan. SGR dapat dianalisis menggunakan segitiga diagram *juxtaposition* (Badleys, 2005). Berdasarkan Bretan, dkk., (2013), nilai SGR dapat dijadikan sebagai indikator dari penyegelan dari patahan yang diidentifikasi. Nilai SGR sebesar 15% - 20% dianggap mewakili ambang batas antara *sealing* dan *leaking* patahan dalam batuan klastik tanpa adanya diagenesis. SGR dihitung sebagai berikut (Yielding *et al.*, 1997).



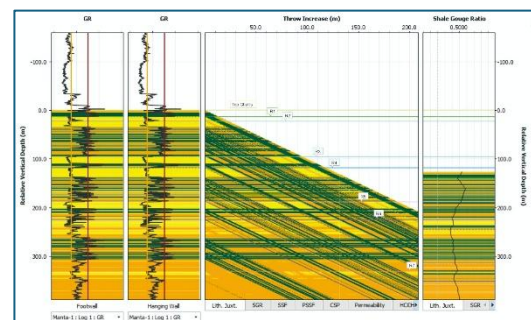
Gambar 5. Perhitungan dan ilustrasi SGR (Yielding, 1997)

3. Metodologi

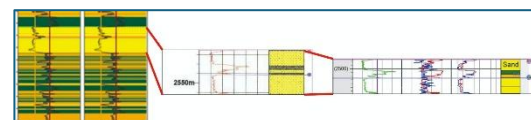
Pada penelitian ini dilakukan *Fault Seal Analysis* dengan menggunakan metode *Shale Gouge Ratio* (SGR). Data yang digunakan yaitu data log gamma ray pada sumur eksplorasi “X” Cekungan Bonaparte. Instrumen penelitian yang digunakan dalam penelitian ini meliputi perangkat lunak Petrel 2018 untuk analisis data log sumur, serta perangkat lunak Move 2018 untuk melakukan pemodelan *Fault Seal Analysis* dan mengetahui nilai *throw* sebagai indikator penyekatan hidrokarbon oleh sesar pada Formasi Challis.

4. Hasil dan Pembahasan

Berdasarkan hasil analisis yang dilakukan diperoleh 7 reservoir pada sumur “X”, Formasi Challis, Cekungan Bonaparte dengan litologi berupa *sandstone*, *shale*, dan *shally sand*. Ketiga litologi tersebut ditentukan berdasarkan nilai batas atau cut-off yang diperoleh dari batas tertinggi nilai gamma ray dari *sand* (*sand baseline*) dengan nilai 78 API dan *shale* (*shale baseline*) dengan nilai 155 API, yang selanjutnya diperoleh batas tengah/nilai *cut off* sebesar 116,5 API



Gambar 6. Reservoir yang diperoleh pada sumur “X”

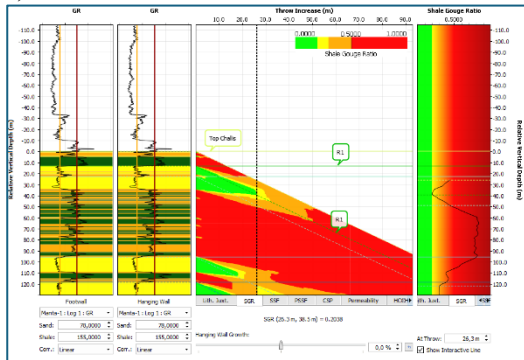


Gambar 7. Kesebandingan Log sumur “X” dengan data Mudlog.

Dalam melakukan *fault seal analysis* pada setiap reservoir menggunakan metode *shale gouge ratio* (SGR), diperoleh hasil seperti yang terdapat pada gambar 22. Berdasarkan analisis tersebut, diperoleh 2 kategori yaitu reservoir optimistik yang memiliki nilai SGR 20% (Yielding, 1997) dan reservoir pesimistik yang dengan nilai SGR 50% (Bretan, 2013). Reservoir optimistik menunjukkan asumsi batas *throw* minimum untuk terjadinya *sealing*, sedangkan reservoir pesimistik menunjukkan asumsi batas *throw* maksimum untuk terjadinya *sealing*.

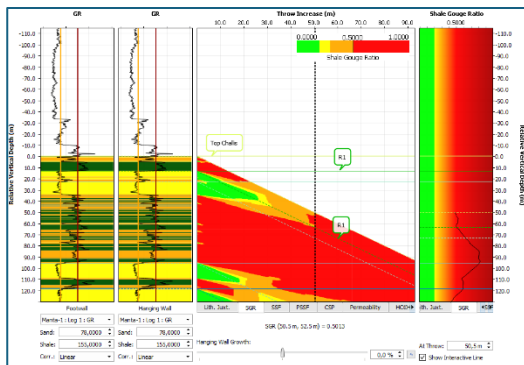
Besar throw minimum dan maksimum pada setiap reservoir berbeda berdasarkan nilai SGR dari setiap reservoir. Hal ini menandakan bahwa setiap reservoir memiliki potensi *sealing* yang berbeda-beda.

a) Reservoir 1



Gambar 8. SGR 0,2 pada reservoir 1

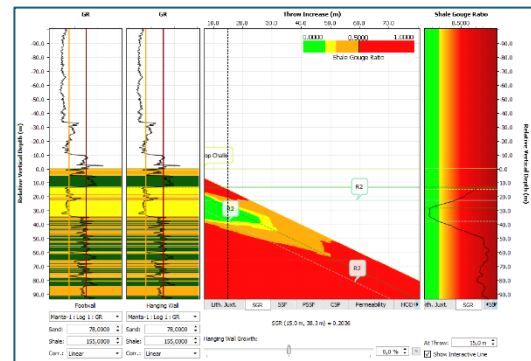
Pada SGR 20% didapat *throw* sebesar 26,3 m yang menjadikan patahan tergolong ke dalam kategori optimistik. Ketika *throw* yang memiliki besar kurang dari 26,3 m mengakibatkan terjadinya *leaking*. Hal ini terjadi pada *juxtaposition sandstone* bertemu lapisan *shaly sand* atau *clean sand*.



Gambar 9. SGR 0,5 pada reservoir 1

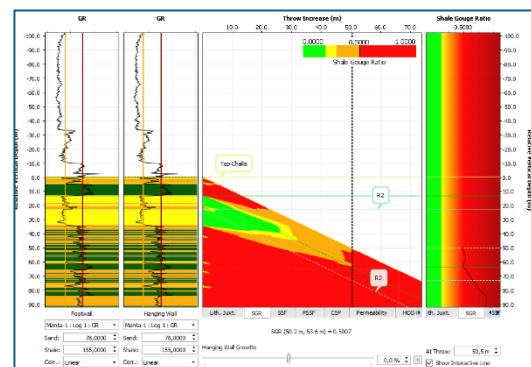
Pada SGR 50% didapat *throw* sebesar 50,5 m yang menjadikan patahan tergolong ke dalam kategori pesimistik. Ketika *throw* yang memiliki besar lebih dari 50,5 m mengakibatkan terjadinya *sealing*. Hal ini terjadi pada *juxtaposition sandstone* bertemu lapisan *shale*.

b) Reservoir 2



Gambar 10. SGR 0,2 pada reservoir 2

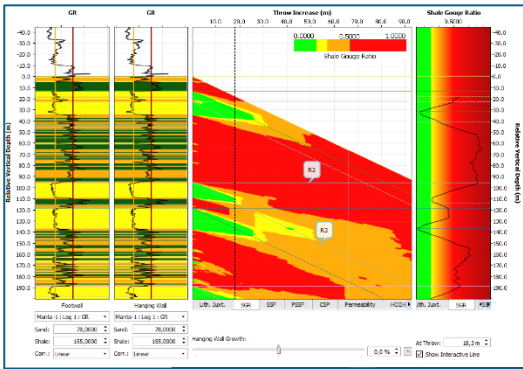
Pada SGR 20% didapat *throw* sebesar 15 m yang menjadikan patahan tergolong ke dalam kategori optimistik. Ketika *throw* yang memiliki besar kurang dari 15 m mengakibatkan terjadinya *leaking*. Hal ini terjadi pada *juxtaposition sandstone* bertemu lapisan *shaly sand* atau *clean sand*.



Gambar 11. SGR 0,5 pada reservoir 2

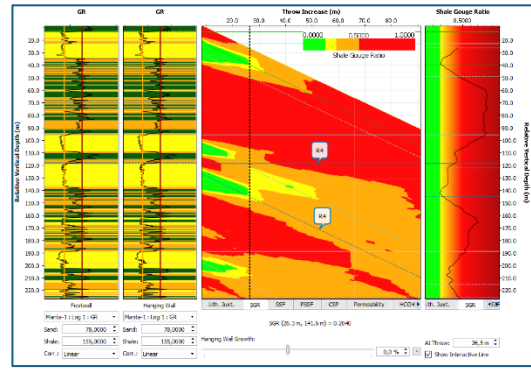
Pada SGR 50% didapat *throw* sebesar 50,5 m yang menjadikan patahan tergolong ke dalam kategori pesimistik. Ketika *throw* yang memiliki besar lebih dari 50,5 m mengakibatkan terjadinya *sealing*. Hal ini terjadi pada *juxtaposition sandstone* bertemu lapisan *shale*.

c) Reservoir 3



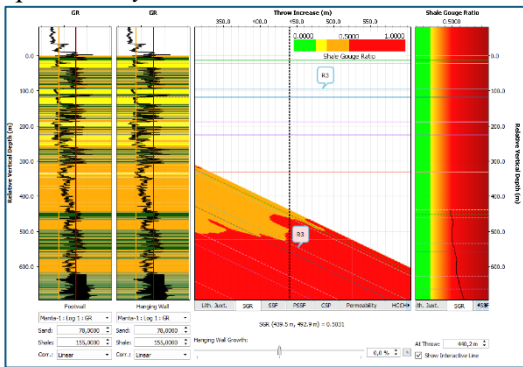
Gambar 12. SGR 0,2 pada reservoir 3

Pada SGR 20% didapat *throw* sebesar 18,3 m yang menjadikan patahan tergolong ke dalam kategori optimistik. Ketika *throw* yang memiliki besar kurang dari 18,3 m mengakibatkan terjadinya *leaking*. Hal ini terjadi pada *juxtaposition sandstone* bertemu lapisan *shaly sand* atau *clean sand*.



Gambar 14. SGR 0,2 pada reservoir 4

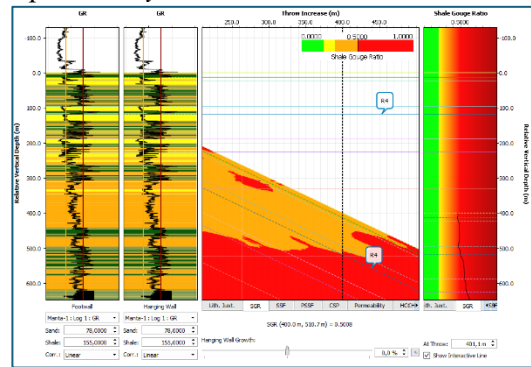
Pada SGR 20% didapat *throw* sebesar 26,5 m yang menjadikan patahan tergolong ke dalam kategori optimistik. Ketika *throw* yang memiliki besar kurang dari 26,5 m mengakibatkan terjadinya *leaking*. Hal ini terjadi pada *juxtaposition sandstone* bertemu lapisan *shaly sand* atau *clean sand*.



Gambar 13. SGR 0,5 pada reservoir 3

Pada SGR 50% didapat *throw* sebesar 440,2 m yang menjadikan patahan tergolong ke dalam kategori pesimistik. Ketika *throw* yang memiliki besar lebih dari 440,2 m mengakibatkan terjadinya *sealing*. Hal ini terjadi pada *juxtaposition sandstone* bertemu lapisan *shale*.

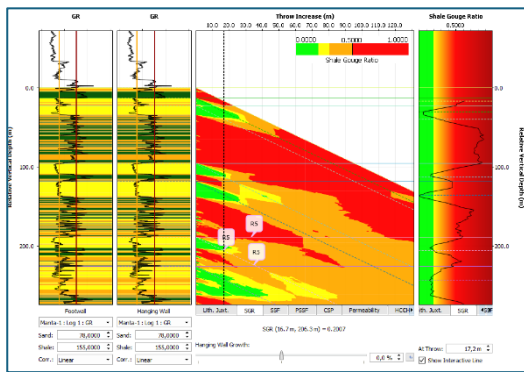
d) Reservoir 4



Gambar 15. SGR 0,5 pada reservoir 4.

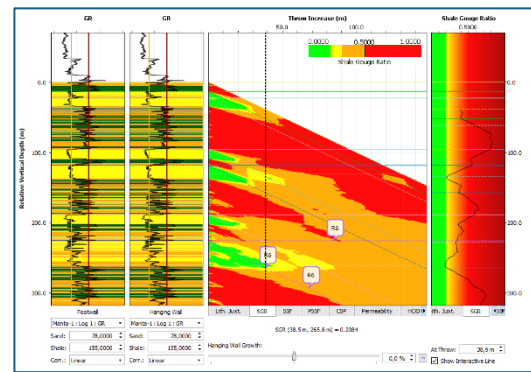
Pada SGR 50% didapat *throw* sebesar 401,1 m yang menjadikan patahan tergolong ke dalam kategori pesimistik. Ketika *throw* yang memiliki besar lebih dari 401,1 m mengakibatkan terjadinya *sealing*. Hal ini terjadi pada *juxtaposition sandstone* bertemu lapisan *shale*.

e) Reservoir 5



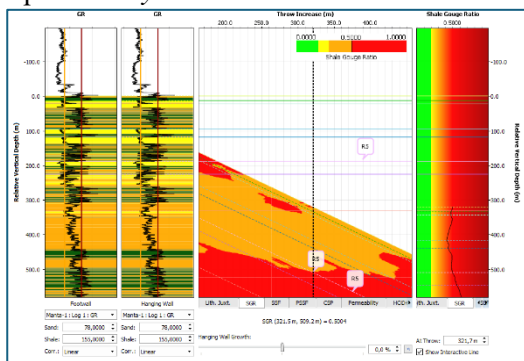
Gambar 16. SGR 0,2 pada reservoir 5

Pada SGR 20% didapat *throw* sebesar 17,2 m yang menjadikan patahan tergolong ke dalam kategori optimistik. Ketika *throw* yang memiliki besar kurang dari 17,2 m mengakibatkan terjadinya *leaking*. Hal ini terjadi pada *juxtaposition sandstone* bertemu lapisan *shaly sand* atau *clean sand*.



Gambar 18. SGR 0,2 pada reservoir 6

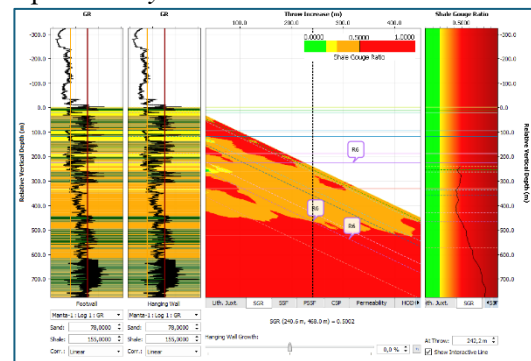
Pada SGR 20% didapat *throw* sebesar 38,9 m yang menjadikan patahan tergolong ke dalam kategori optimistik. Ketika *throw* yang memiliki besar kurang dari 38,9 m mengakibatkan terjadinya *leaking*. Hal ini terjadi pada *juxtaposition sandstone* bertemu lapisan *shaly sand* atau *clean sand*.



Gambar 17. SGR 0,5 pada reservoir 5

Pada SGR 50% didapat *throw* sebesar 321,7 m yang menjadikan patahan tergolong ke dalam kategori pesimistik. Ketika *throw* yang memiliki besar lebih dari 321,7 m mengakibatkan terjadinya *sealing*. Hal ini terjadi pada *juxtaposition sandstone* bertemu lapisan *shale*.

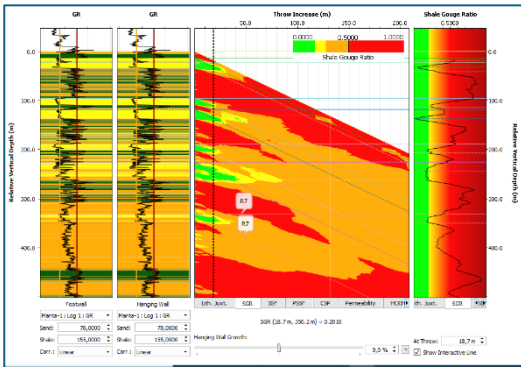
f) Reservoir 6



Gambar 19. SGR 0,5 pada reservoir 6

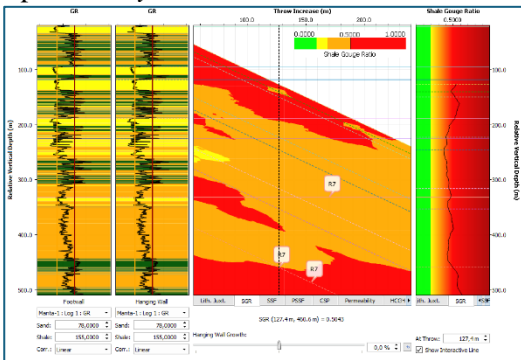
Pada SGR 50% didapat *throw* sebesar 242,2 m yang menjadikan patahan tergolong ke dalam kategori pesimistik. Ketika *throw* yang memiliki besar lebih dari 242,2 m mengakibatkan terjadinya *sealing*. Hal ini terjadi pada *juxtaposition sandstone* bertemu lapisan *shale*.

g) Reservoir 7



Gambar 20. SGR 0,2 pada reservoir 7

Pada SGR 20% didapat *throw* sebesar 18,7 m yang menjadikan patahan tergolong ke dalam kategori optimistik. Ketika *throw* yang memiliki besar kurang dari 18,7 m mengakibatkan terjadinya *leaking*. Hal ini terjadi pada *juxtaposition sandstone* bertemu lapisan *shaly sand* atau *clean sand*.



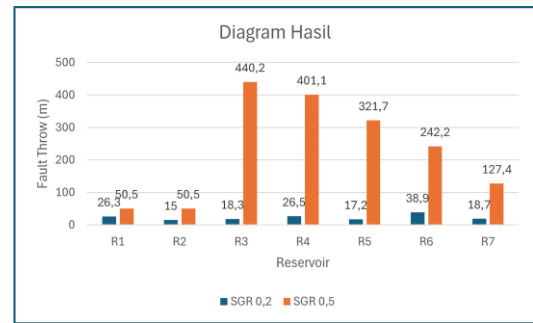
Gambar 21. SGR 0,5 pada reservoir 7

Pada SGR 50% didapat *throw* sebesar 127,4 m yang menjadikan patahan tergolong ke dalam kategori pesimistik. Ketika *throw* yang memiliki besar lebih dari 127,4 m mengakibatkan terjadinya *sealing*. Hal ini terjadi pada *juxtaposition sandstone* bertemu lapisan *shale*.

Pembahasan

Berdasarkan hasil yang didapat dengan menggunakan metode *shale gouge ratio* (SGR), SGR 20% (Yielding, 1997) menjadi parameter untuk menentukan sesar dengan kategori optimistik dan SGR 50% (Breetan, 2013) menjadi parameter untuk menentukan sesar dengan kategori pesimistik. Berdasarkan

metode SGR didapat hasil dari seluruh reservoir yang berada pada Formasi Challis, didapatkan *throw* minimum yang didapat dari besar *throw* terkecil dari SGR 20% dan *throw* maksimum yang didapat dari besar *throw* terbesar dari SGR 50% dari seluruh reservoir (gambar 22).



Gambar 22. Diagram hasil nilai *throw* pada nilai SGR 20% dan 50%

Berdasarkan hasil tersebut didapat *throw* minimum pada Formasi Challis terletak pada reservoir 2 dengan *throw* sebesar 15 yang menjadi parameter untuk semua reservoir yang berada pada Formasi Challis. *Throw* dengan besar kurang dari 15 m, patahan akan menjadi jalur migrasi atau *leaking* bagi hidrokarbon yang menyebabkan tidak terakumulasinya hidrokarbon pada reservoir. Hal ini terjadi dikarenakan *juxtaposition sandstone* yang bertemu dengan lapisan *sandstone*. *Sandstone* dominan tersusun dari mineral silika, mineral silika ketika terdampak oleh gaya tektonik akan menghasilkan mineral silika yang lebih kecil sehingga dapat menjadi jalur migrasi hidrokarbon. Pada *throw* dengan besar lebih dari 15 m, patahan akan bersifat menjadi penyekat atau *sealing* dari migrasi hidrokarbon dan menjadi factor untuk mengakumulasi hidrokarbon pada reservoir. Akan tetapi, patahan masih dapat menjadi jalur migrasi walaupun tidak signifikan pada *throw* yang memiliki besar kurang dari 15 m. Hal ini terjadi dikarenakan *juxtaposition sandstone* dapat bertemu dengan lapisan *shaly sand* atau *shale*. *Shaly sand* dan *shale* memiliki mineral lempungan, mineral lempungan ketika terdampak oleh gaya tektonik tidak akan merubah mineral

tersebut sehingga dapat menjadi penghambat jalur migrasi hidrokarbon dan menjadikan patahan bersifat *sealing*. Akan tetapi, *shaly sand* masih memiliki mineral silikaan yang ketika terdampak gaya tektonik akan hancur sehingga masih dapat berpotensi terjadi *leaking*. Pada *throw* minimum ini menjadi parameter untuk semua reservoir yang berada pada Formasi Challis.

Throw maksimum didapat pada reservoir 3 dengan besar *throw* sebesar 440,2 m yang menjadi parameter untuk semua reservoir yang berada pada Formasi Challis. *Throw* dengan besar kurang dari 440,2, patahan masih dapat bersifat menjadi jalur migrasi atau *leaking* walaupun tidak signifikan pada *throw* yang memiliki nilai SGR kurang dari 20%. Hal ini terjadi dikarenakan *juxtaposition sandstone* dapat bertemu dengan lapisan *shaly sand* dan *shale*. *Shaly sand* dan *shale* memiliki mineral lempungan, mineral lempungan ketika terdampak oleh gaya tektonik tidak akan merubah mineral tersebut sehingga dapat menjadi penghambat jalur migrasi hidrokarbon dan menjadikan patahan bersifat *sealing*. Akan tetapi, *shaly sand* masih memiliki mineral silikaan yang ketika terdampak gaya tektonik akan hancur sehingga masih dapat berpotensi terjadi *leaking*. *Throw* dengan besar lebih dari 440,2 m, patahan akan bersifat menjadi penyekat atau *sealing* dari migrasi hidrokarbon sehingga dapat terakumulasi pada reservoir. Hal ini dikarenakan *juxtaposition sandstone* bertemu dengan lapisan *shaly sand* atau *shale*. *Shaly sand* dan *shale* memiliki mineral lempungan, mineral lempungan ketika terdampak oleh gaya tektonik tidak akan merubah mineral tersebut sehingga dapat menjadi penghambat jalur migrasi hidrokarbon dan menjadikan patahan bersifat *sealing*.

5. Kesimpulan dan Saran

Berdasarkan penelitian yang dilakukan diperoleh kesimpulan sebagai berikut:

1. Potensi terjadinya *sealing* terjadi apabila patahan memiliki nilai SGR >50% atau pesimistik. Semakin besar

nilai *throw* nya maka patahan akan menjadi penyekat yang baik pada reservoir. Pada sumur "X" nilai *throw* terbesar bernilai 440,2 m yang menunjukkan bahwa reservoir yang memiliki besar nilai *throw* tersebut dapat menjadi batas minimum *throw* pada reservoir lainnya untuk dapat *sealing*.

2. Patahan bisa berpotensi *leaking* apabila memiliki nilai SGR <20%. Semakin kecil nilai *throw* atau pergeseran patahan, maka patahan mampu menjadi jalur migrasi fluida yang berpotensi menimbulkan *leaking* atau kebocoran. Hal ini tentunya memiliki implikasi terhadap migrasi dari fluida.
3. Sumur "X" memiliki potensi lateral *sealing* yang dapat menyekat migrasi fluida pada reservoir. Hal itu ditunjukkan dengan *fault seal analysis* yang dapat mengindikasikan lateral *sealing* dengan baik pada *throw* 440,2 m yang berada pada R3

Saran yang dapat diberikan setelah dilaksanakannya penelitian ini yaitu:

1. Diperlukan data seismik untuk mengetahui besar *throw* dari patahan yang berada di lokasi penelitian.
2. Diperlukan data log selain dari sumur lain yang digunakan pada lokasi penelitian untuk mengetahui persebaran lateral yang dapat digunakan untuk mengetahui arah migrasi dari fluida.

Daftar Pustaka

- Bretan P, Yielding G and Jones H., 2003, Using calibrated shale gouge ratio to estimate hydrocarbon column heights, Am. Assoc. Pet. Geol. Bull. 87 397–413
- Bretan P, Yielding G, Mathiassen O M and Thorsnes T., 2011, Fault-seal analysis for CO₂ storage: An example from the troll

- area, norwegian continental shelf Pet. Geosci. 17 181–92
- Dee S J, Yielding G, Freeman B and Bretan P., 2007, A comparison between deterministic and stochastic fault seal techniques, Geol. Soc. Spec. Publ. 292 259–70
- Fristad T, Groth A, Yielding G and Freeman B., 1997 Quantitative fault seal prediction: a case study from Oseberg, Syd Nor. Pet. Soc. Spec. Publ. 7 107–24
- Mory A J., 1991, Geology of the offshore Bonaparte Basin, northwestern Australia Geol. Surv. West. Aust. 1–57
- Ogilvie S R, Dee S J, Wilson R W and Bailey W R., 2020, Integrated fault seal analysis: An introduction, Geol. Soc. Spec. Publ. 496 1–8
- Pei Y, Paton D A, Knipe R J and Wu K., 2015, A review of fault sealing behaviour and its evaluation in siliciclastic rocks, Earth-Science Rev. 150 121–38
- Surjono S S, Hidayat R and Wagimin N., 2017, Triassic petroleum system as an alternative exploration concept in offshore western Timor Indonesia, J. Pet. Explor. Prod. Technol. 8 703–11
- Yielding G., 2002, Shale Gouge Ratio - calibration by geohistory Nor. Pet. Soc. Spec. Publ. 11 1–15
- Yielding G, Freeman B and Needham D T., 1997, Quantitative fault seal prediction, Am. Assoc. Pet. Geol. Bull. 81 897–917