

Tinjauan Geologi dan Pemodelan Fasies 3D, Lapangan “Glory”, Formasi Talang Akar, Cekungan Sumatra Selatan

Angela Hotmaida Rosalline¹⁾, M. Ocky Bayu Nugroho¹⁾, Aga Rizky*¹⁾

¹⁾Teknik Geologi, Fakultas Teknologi Mineral, Universitas Pembangunan Nasional Veteran Yogyakarta
Jl. SWK (104) Lingkar Utara, Condongcatur, Depok, Sleman, Daerah Istimewa Yogyakarta, 55283

*aga.rizky@upnyk.ac.id

Abstrak - Cekungan Sumatera Selatan menempati peringkat kedua produksi hidrokarbon di Indonesia setelah Cekungan Kutai jika dihitung dari total produksinya. Cekungan Sumatera Selatan, terutama pada Formasi Talang Akar merupakan sumber hidrokarbon komersial yang dominan. Namun Cekungan Sumatera Selatan, yang sebagian besar merupakan ladang-ladang tua, memiliki tingkat produksi yang rendah karena faktor pemulihan yang rendah. Akumulasi produksi minyak yang terdapat pada Cekungan Sumatera Selatan sebesar 2,3 BBO (Billion Barrels of Oil) dari nilai cadangan awal sebesar 3,1 BBO. Optimalisasi produksi dapat dilakukan dengan berbagai cara untuk mendukung eksplorasi dan produksi cadangan hidrokarbon. Kajian analisis fasies dan pengendapan bawah permukaan dapat dijadikan acuan untuk menentukan reservoir mana yang berpotensi untuk melanjutkan pengembangannya. Metode yang digunakan dalam pemodelan fasies menggunakan kombinasi metode Truncated Gaussian Simulasi (TGS) dengan Trend and Sequential Indicator Simulasi (SIS), dan pemodelan dilakukan pada 3 zona reservoir. Analisis fasies dan lingkungan pengendapan pada daerah penelitian membentuk lingkungan pasang surut-muara dengan asosiasi fasies Tidal Sand Bar, Tidal Sand Flat, Sand-Sheet, Tidal Mixed Flat, dan Tidal Mud Flat. Hasil pemodelan menunjukkan sebaran reservoir relatif timur laut-barat daya dengan endapan yang berpotensi sebagai batuan reservoir dan diendapkan pada asosiasi fasies Tidal Sand Bar.

Kata kunci: Formasi Talang Akar, Fasies model, *Sand-sheet*, *Tidal Sand Bar*, *Tidal Sand Flat*

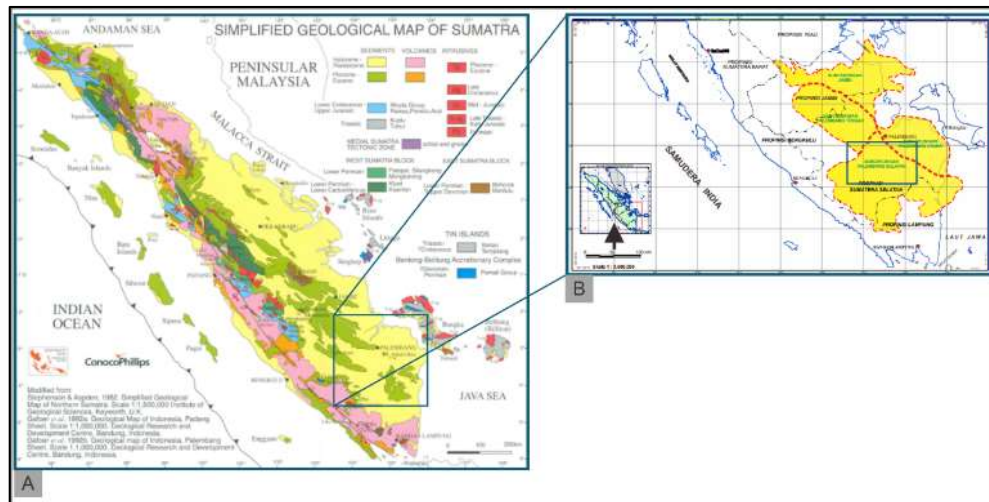
Abstract - The South Sumatra Basin is ranked second for hydrocarbon production in Indonesia after the Kutai Basin is calculated from its total production. In the South Sumatra Basin, the Talang Akar Formation is the dominant source of commercial hydrocarbons. Still, the South Sumatra Basin, with mostly old fields, has a low production rate from a low recovery factor. In the South Sumatra Basin, accumulated oil production is 2.3 BBO (Billion Barrels of Oil) from the initial reserve value of 3.1 BBO. Production optimization can be done in various ways to support the exploration and production of hydrocarbon reserves. Facies and subsurface deposition analysis studies can be used as a reference to determine which reservoirs have the potential to continue their development. The method used in facies modeling uses a combination method of Truncated Gaussian Simulation (TGS) with Trend and Sequential Indicator Simulation (SIS), and modeling is carried out in 3 reservoir zones. Facies analysis and depositional environment in the study area formed a tide dominate-estuary environment with facies associations Tidal Sand Bar, Tidal Sand Flat, Sand-Sheet, Tidal Mixed Flat, and Tidal Mud Flat. The modeling results show that the distribution of reservoirs is relatively northeast-southwest with deposits that have the potential as reservoir rocks and are deposited in the Tidal Sand Bar facies association.

Keywords: Talang Akar Formation, Facies Modelling, *Sand-sheet*, *Tidal Sand Bar*, *Tidal Sand Flat*

PENDAHULUAN

Cekungan Sumatra Selatan merupakan peringkat kedua untuk produksi hidrokarbon di Indonesia setelah Cekungan Kutai dihitung dari total produksinya (Syamsuddin, et al., 2009). Pada Cekungan Sumatra Selatan, yang menjadi sumber dominan hidrokarbon komersial adalah Formasi Talang Akar (Ginger & Fielding, 2005), formasi produktif di Cekungan Sumatra Selatan adalah batupasir Formasi Talang Akar berumur Oligosen Akhir-Miosen Awal dan batugamping Formasi Baturaja berumur Miosen Awal (Argakoesoemah & Kamal, 2004). Cekungan Sumatra Selatan dengan sebagian besar lapangan tua memiliki laju produksi rendah dilihat dari recovery factor yang rendah (Sugiantoro, 2014). Maka dari itu perlu ditemukan dan juga identifikasi lapangan-lapangan yang masih berpotensi untuk ditingkatkan produksinya. Optimalisasi produksi dapat dilakukan dengan berbagai cara sehingga dapat menunjang kegiatan eksplorasi maupun

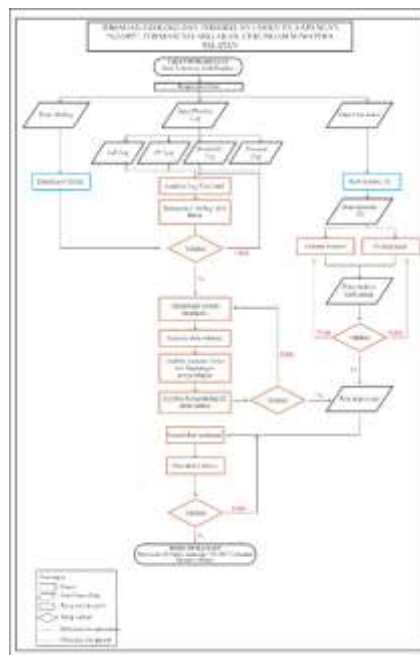
produksi cadangan hidrokarbon. Kajian analisis fasies dan pengendapan bawah permukaan dapat dijadikan salah satu acuan untuk menentukan reservoir mana yang memiliki potensi untuk dilanjutkan pengembangannya.



Gambar 1. Peta Indeks Lokasi Penelitian (A: Peta Geologi Pulau Sumatra (Barber & Crow, 2005), B: Peta Administratif Cekungan Sumatra Selatan (Pangabeau & Sandy, 2012))

Lokasi penelitian ini berada pada lapangan penelitian wilayah operasi PT. Pertamina Hulu Rokan Zona 4 Prabumulih, Lapangan “GLORY”. Penelitian terfokus pada Sub-Cekungan Palembang Selatan, Formasi Talang Akar.

METODE PENELITIAN



Gambar 2. Diagram Alir Penelitian

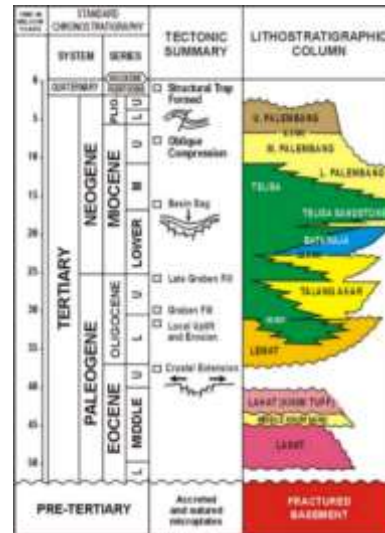
Metode penelitian dibagi menjadi tiga tahap yaitu tahap pendahuluan meliputi studi pustaka dan studi regional, tahap pengumpulan data, dan tahap interpretasi serta analisis data dengan melakukan pemetaan geologi bawah permukaan menggunakan data log sumur, *mudlog*, inti batuan, dan seismik 3D.

GEOLOGI REGIONAL

Stratigrafi Regional

Stratigrafi daerah cekungan Sumatra Selatan secara umum dapat dikenal satu *megacycle* (daur besar) yang terdiri dari suatu transgresi dan diikuti regresi. Formasi yang terbentuk selama fase transgresi dikelompokkan menjadi Kelompok

Telisa (Formasi Talang Akar, Formasi Baturaja, dan Formasi Gumai). Kelompok Palembang diendapkan selama fase regresi (Formasi Air Benakat, Formasi Muara Enim, dan Formasi Kasai), sedangkan Formasi Lemat dan older Lemat diendapkan sebelum fase transgresi utama. Stratigrafi regional Cekungan Sumatra Selatan dari tua ke muda (Gambar 3.) terdiri dari Formasi Lahat/Lemat, Formasi Talangakar, Formasi Baturaja, Formasi Gumai, Formasi Air Benakat, Formasi Muara Enim, Formasi Kasai.



Gambar 3. Kolom Stratigrafi Regional Cekungan Sumatra Selatan (Argakoesoemah, *et al.*, 2005)

Tektonik dan Struktur Geologi Regional

Fase tektonik pada cekungan Sumatra Selatan dapat dibagi menjadi 3 megasikuen, yaitu (Ginger & Fielding, 2005):

1.Megasikuen Syn-rift (40-29 Ma)

Cekungan Sumatra mendapatkan gaya ekstensi timur-barat akibat subduksi sepanjang trench Sumatra Barat. Ekstensi ini menghasilkan banyak half-grabens dengan geometri dan orientasi yang bervariasi akibat heterogenitas basement di bawahnya.

2.Megasikuen Post-rift (29-5 Ma)

Pada megasikuen ini terjadi juga dua tahap besar pengendapan yaitu Fase Transgresi dan Fase Regresi. Pada Oligosen akhir, seluruh daerah mengalami penurunan cekungan pada fase sagging.

3.Megasikuen inversi (5Ma-present)

Terjadi fase inversi, menghasilkan lipatan-lipatan transpresional berorientasi NW-SE di seluruh cekungan dan memotong struktur-struktur sebelumnya atau pada saat syn-rift. Fase inversi ini menghasilkan banyak jebakan struktural migas.



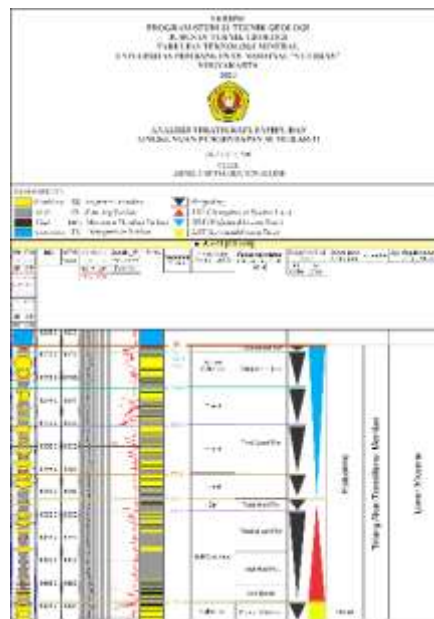
Gambar 4. Elemen kunci struktur geologi cekungan Sumatra Selatan (Ginger & Fielding, 2005)

HASIL DAN PEMBAHASAN

Analisis Sikuen Stratigrafi

Sebuah sikuen pengendapan adalah unit stratigrafi yang terusun dari unit-unit dengan genetika yang saling berkaitan dan hubungan antar unitnya relatif selaras, dipisahkan dengan sikuen pengendapan lain pada bagian atas dan bawah oleh batas ketidakselarasan atau padanannya (Mitchum, *et al.*, 1997). Analisis sikuen stratigrafi dilakukan menggunakan Orde IV (Parasikuen) dan Orde III (Sikuen). Orde 4 dibatasi oleh *flooding surface* sementara batas orde 3 adalah *sequence boundary*, *maximum flooding surface*, dan *transgressive surface*. Marker stratigrafi yang hadir adalah *transgressive surface* (TS), *flooding surface 1* (FS 1), *flooding surface 2* (FS 2), *flooding surface 3* (FS 3), *flooding surface 4* (FS 4), *maximum flooding surface* (MFS), dan *sequence boundary* (SB).

Berdasarkan analisis sikuen stratigrafi orde 4 terlihat bahwa pola-pola *coarsening upward* dibatasi FS. Hadir TS yang merupakan permukaan stratigrafi penanda perubahan pada urutan *stacking pattern* dari regresi normal ke transgresi, istilah *Transgressive Surface* adalah penekanan untuk menunjukkan permulaan fase transgresif. Urutan perkembangan marker sikuen stratigrafi diurutkan dari bawah adalah diawali dengan hadirnya *transgressive surface* (TS) pada kedalaman (-1435 m) ditandai dengan setelah endapan batupasir dengan setebal 20 m dan perselingan batubara muncul endapan sedimen berbutir halus yang menjadi penanda bahwa terjadi penambahan muka air laut atau mulainya fase transgresi. Selanjutnya hadir FS 1 pada kedalaman (-1356 m), FS 2 pada kedalaman (-1324 m), FS 3 pada kedalaman (-1281m), dan FS 4 pada kedalaman (-1249m). MFS ditunjukkan ketika hadir perubahan litologi semakin menghalus dan di atasnya terdapat perubahan mengkasar. MFS menimpa pola yang menunjukkan perubahan menghalus ke atas dan selanjutnya MFS akan ditimpa dengan pola mengkasar ke atas. Hadir MFS pada kedalaman (-1348m). MFS menjadi batas antara berakhirnya fase transgresif lalu permulaan fase regresif. *Sequence boundary* meliputi ketidakselarasan mayor atau padanannya hadir di bawah batugamping serta menutup 1 sikuen pengendapan.



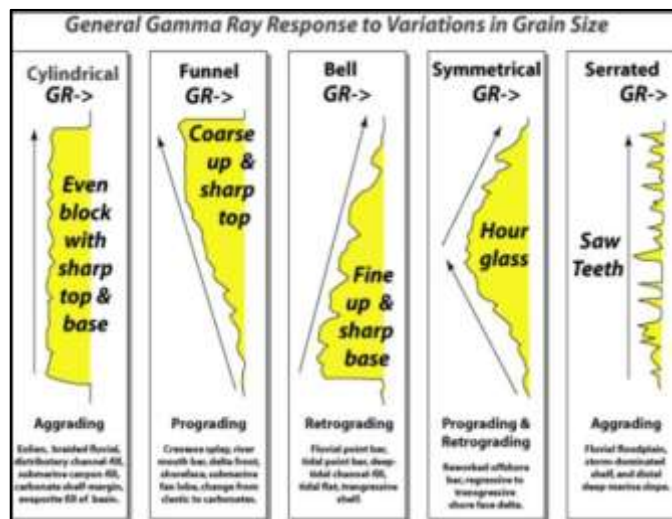
Gambar 5. Analisis Sumur Kunci AR-11

Analisis Fasies dan Lingkungan Pengendapan

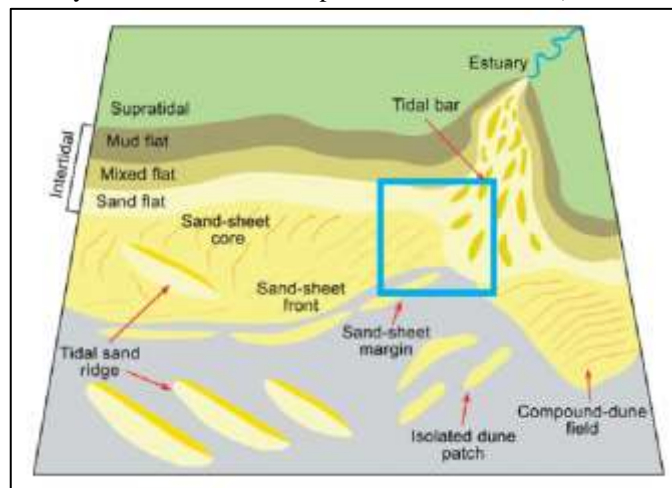
Berdasarkan data mudlog sumur AR-11, litologi penyusun interval penelitian terdiri dari perselingan batupasir-batuserpih, batupasir massif, dan sisipan batubara. Batupasir dan batuserpih hadir berselang-seling dan terus mengulang sepanjang sumur. Hal tersebut berpengaruh kepada pola log GR yang terbentuk sehingga berdasarkan Kendall, 2003 pada sumur-sumur di daerah penelitian menunjukkan pola kombinasi *Bell-Cylindrical*, *Funnel-Cylindrical*, *Funnel*, dan *Bell*.

Hadirnya perselingan batupasir-batuserpih menjadi indikasi pengaruh pasang surut berpengaruh pada lapangan ini sehingga penulis menginterpretasikan lingkungan yang dibentuk adalah *tide-dominated estuary*. Acuan referensi terdahulu yang peneliti gunakan adalah Dalrymple, 1992 dan Desjardins *et al.*, 2012 untuk identifikasi fasies dan

pemodelan yang digunakan adalah menggunakan pemodelan Desjardins *et al.*, 2012. Asosiasi fasies yang terdapat di daerah penelitian adalah *Salt Marsh*, *Tidal Mud Flat*, *Tidal Mixed Flat*, *Tidal Sand Flat*, *Tidal Sand Bar*, dan *Sand-sheet*



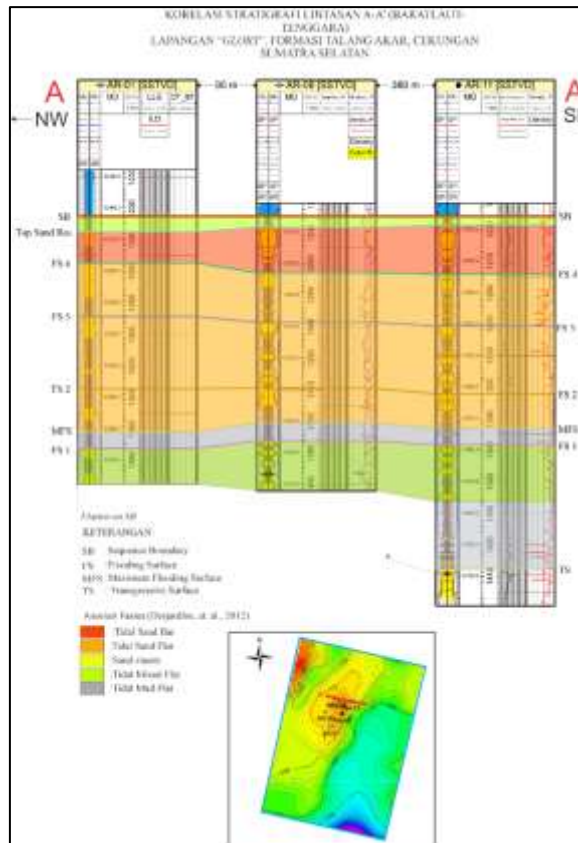
Gambar 6. Respon Gamma Ray secara umum terhadap variasi ukuran butir (Kendall, 2003 dalam Nugraha 2014)



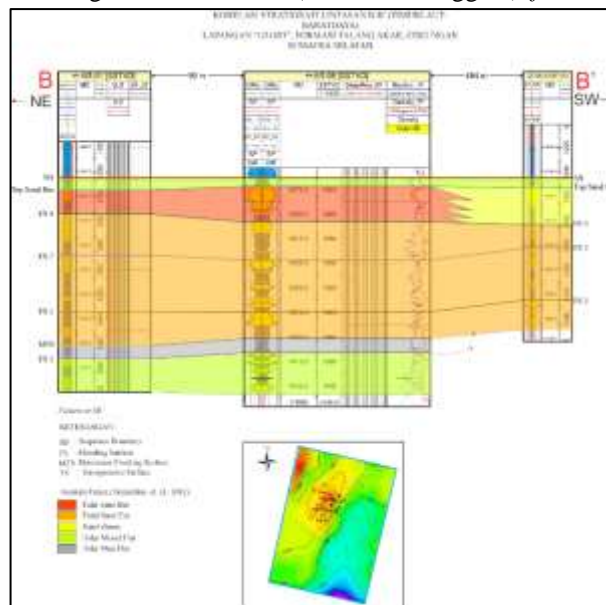
Gambar 7. Lingkungan pengendapan dan sebaran badan pasir di lingkungan laut dangkal yang didominasi pasang surut (Desjardins, *et al.*, 2012), kotak biru= lingkup daerah penelitian

Korelasi Stratigrafi

Merupakan korelasi stratigrafi dengan lintasan A-A' (**Gambar 8.**) (baratlaut-tenggara/ tegak lurus pengendapan). *Flatten* dilakukan pada datum SB dikarenakan SB merupakan peristiwa regional yang juga ditemukan markernya pada semua sumur penelitian. Korelasi dilakukan menghubungkan satuan stratigrafi berdasarkan bidang kesamaan waktu. Korelasi stratigrafi kedua adalah searah pengendapan (**Gambar 9.**) dengan lintasan B-B' (timurlaut-baratdaya). Berdasarkan penampang korelasi stratigrafi terlihat bahwa endapan pasir lebih tebal pada bagian utara yang mengindikasikan lebih dekat dengan suplai sedimen.



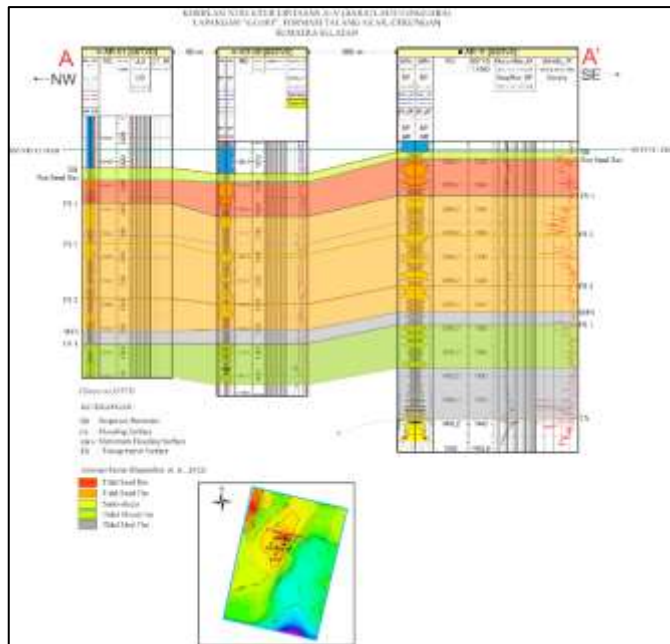
Gambar 8. Korelasi stratigrafi lintasan A-A' (Baratlaut-Tenggara), *flattening* pada marker SB



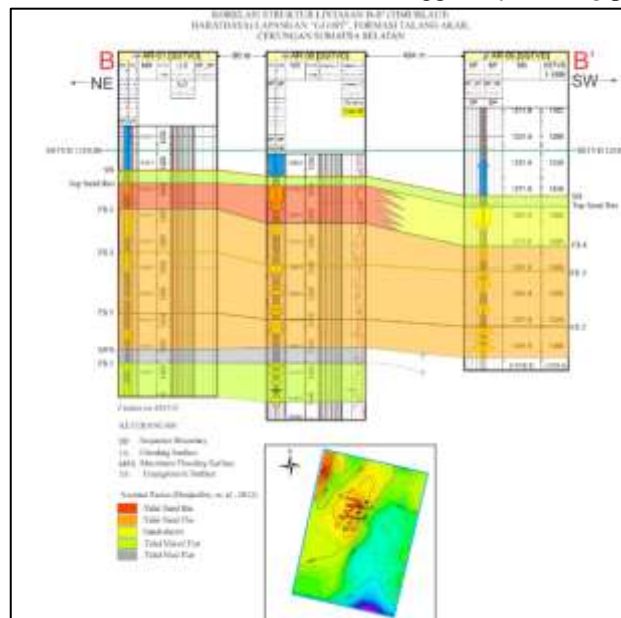
Gambar 9. Korelasi stratigrafi lintasan B-B' (Timurlaut-Baratdaya), *flattening* pada marker SB

Korelasi Struktur

Korelasi Struktur bertujuan untuk mengetahui kondisi bawah permukaan masa kini. Dimana berarti kita dapat mengidentifikasi kondisi bawah permukaan setelah mengalami tektonik selama terjadinya pengendapan. Korelasi struktur dilakukan dengan menggunakan datum kedalaman dimana pada penelitian ini menggunakan datum SSTVD 1210. Berdasarkan korelasi ini mampu melihat daerah dengan morfologi tinggian dan rendahan. Hadirnya perbedaan morfologi yang sangat drastis dapat diinterpretasikan terjadi akibat sesar. Untuk mengetahui apakah benar akibat hadirnya sesar serta arah bidang sesarnya perlu dilakukan validasi dengan data seismik.



Gambar 10. Korelasi struktur lintasan A-A' (Baratlaut-Tenggara), *flattening* pada datum kedalaman

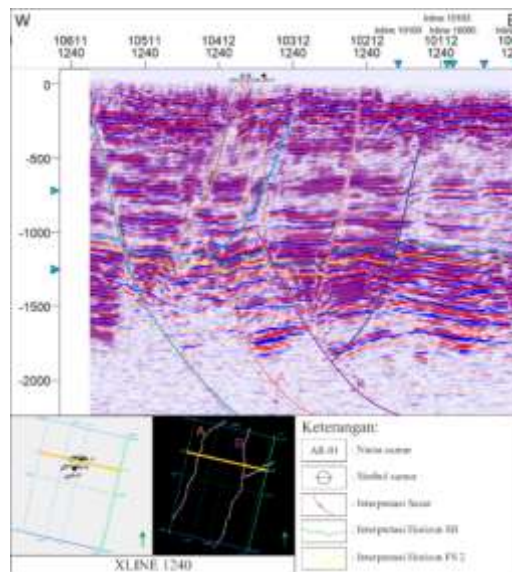


Gambar 11. Korelasi struktur lintasan B-B' (Timurlaut-Baratdaya), *flattening* pada datum kedalaman

Interpretasi Seismik

Kerangka struktur geologi pada lapangan “GLORY” adalah ekstensi timur-barat yang memicu pemekaran dan membentuk graben-graben dengan pola utara-selatan di Sumatra Utara, Sumatra Tengah, dan Sumatra Selatan, sesar turun dengan orientasi NE-SW, dan pull-apart basin. Terjadi juga proses *transtensional* yang menghasilkan *negative flower structure*. Ditunjukkan di penampang seismik hadir *negative flower structure* Eosen-Oligosen dengan arah N-S, serta *thick skinned tectonic*, sesar anjak yang memotong sampai batuan dasar kristalin (Piffner, 2017). Setelah melewati fase transgresi dan regresi, pada pliosen-olistosen terjadi fase inversi akibat dorongan kolisi Australia sehingga terbentuk *counterclockwise rotation* yang membuat orientasi pulau Sumatra adalah seperti saat ini. Pada fase ini orientasi lipatan *transpressional* NW-SE terbentuk dan memotong struktur yang ada sebelumnya. Struktur yang sudah ada pada Eosen-Oligosen mengalami inversi sehingga terbentuk perangkat-perangkat struktural, dan pada penampang seismik terekam beberapa pop-up akibat inversi dari sesar turun menjadi naik akibat *transpressional stress* sesar-sesar reaktivasi yang membentuk *flower structure*. Sesar-sesar tua terbentuk pada kala eosen-oligosen ketika fase ekstensi yang membentuk horst dan graben serta terbentuk sesar-sesar turun. Reaktivasi terjadi akibat kompresi plio-olistosen yang menghasilkan sesar-sesar

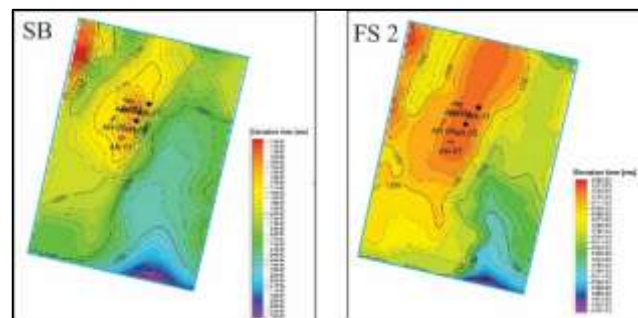
naik serta sesar yang telah ada sebelumnya reaktivasi dan mengalami inversi sehingga terbentuk lipatan-lipatan sebagai jebakan hidrokarbon.



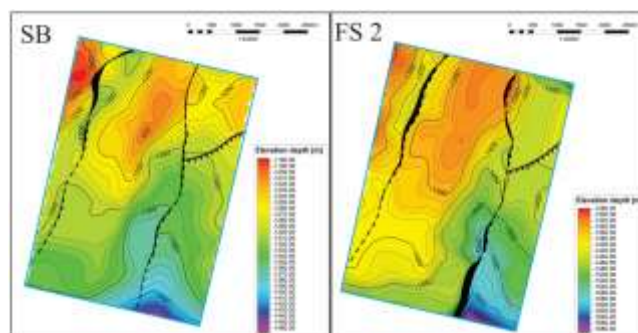
Gambar 12. Interpretasi sesar dan horizon pada XLine 1240

Peta Struktur Waktu dan Kedalaman

Interpretasi horizon dan struktur geologi dalam seismik adalah menggunakan domain waktu, sementara untuk melakukan pemodelan fasies ataupun perhitungan volumetrik interpretasi tersebut perlu dikonversi ke domain kedalaman. Proses ini sangat penting dilakukan dikarenakan adanya perbedaan antara kedua domain ini yang dapat menimbulkan ambiguitas ketika diinterpretasi.



Gambar 13. Peta struktur waktu horizon SB dan FS 2

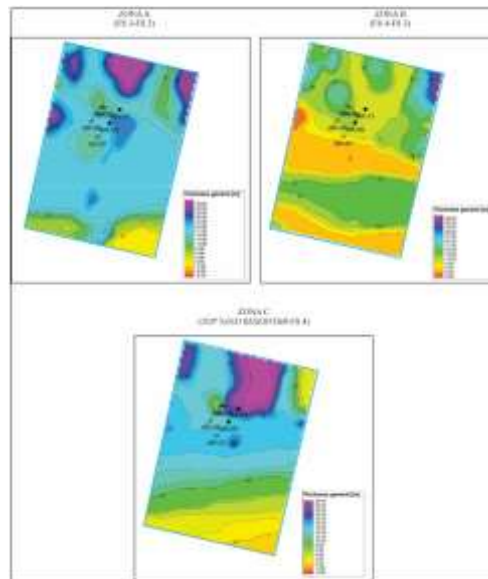


Gambar 14. Peta struktur kedalaman horizon SB dan FS 2

Peta Isopach

Peta isopach (**Gambar 15.**) adalah peta ketebalan yang dihasilkan dari pengurangan batas atas dan batas bawah suatu interval endapan sedimen. Pada penelitian ini, terdapat tiga peta isopach yang mewakili tiga zona Lapangan “GLORY”, Formasi Talang Akar. Zona A adalah interval FS 3-FS 2, Zona B interval FS 4-FS 3, dan Zona C Top Sand Reservoir-FS 2

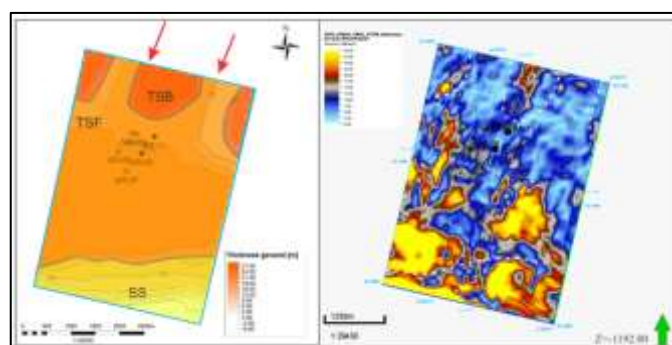
4. Berdasarkan peta-peta isopach ini, dapat menunjukkan area yang tebal dan tipis sehingga mampu menunjukkan keberadaan dari fasies-fasies pada Zona A-C. Warna ungu menunjukkan lapisan yang tebal sementara semakin ke warna merah ketebalan lapisan lebih tipis. Dan berdasarkan peta ketebalan ini menunjukkan ketebalan batupasir semakin menipis ke arah selatan. Selanjutnya, peta ini akan digunakan dalam pembuatan peta depofasies dan pemodelan fasies 3D.



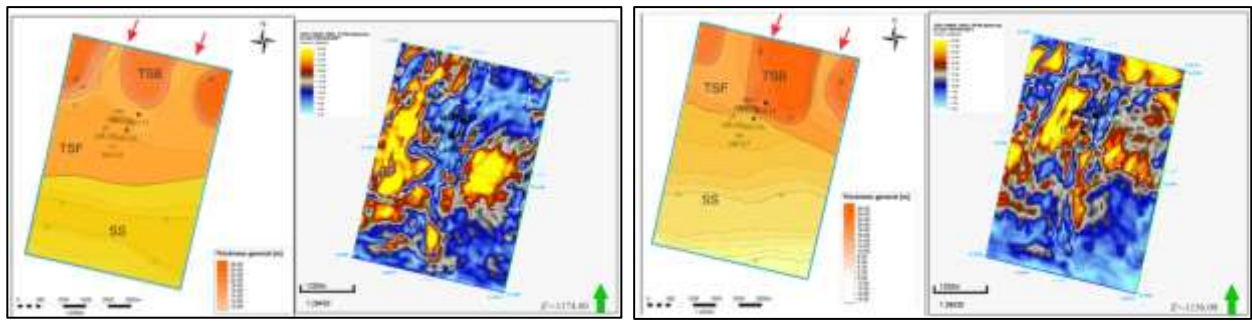
Gambar 15. Peta Isopach Zona A-C

Peta Depofasies

Peta *depositional facies* merupakan peta yang menggambarkan sebaran asosiasi fasies secara lateral, yang digambar berdasarkan diskrit fasies pada tiap sumur. Peta depofasies dibuat menggunakan peta ketebalan batupasir pada tiap zona dengan trend yang digunakan adalah peta ketebalan antara *horizon top* (SB) dan *bottom* (FS 2). Peta ketebalan batupasir dikombinasikan dengan timeslice pada tiap zona untuk mendapatkan sebaran nilai amplitudo secara lateral dengan atribut seismik yang digunakan adalah RMS (Root Mean Square) amplitude. Atribut digunakan untuk memberikan informasi sebaran litologi pada daerah yang tidak memiliki data sumur sehingga dapat membantu dalam interpretasi sebaran secara lateral pada daerah tanpa titik-titik sumur. Menurut Sahoo *et al.*, 2014 dalam Ashraf *et al.*, 2018 amplitudo RMS dapat membantu dalam menetapkan batas untuk berbagai jenis asosiasi fasies dan lingkungan pengendapan. Amplitudo RMS tinggi biasa dihubungkan dengan perubahan litologi, fasies kaya akan pasir mengarah ke pantai, *bright spot*, dan zona pasir tersaturasi gas sementara amplitudo RMS yang rendah dapat mengindikasikan zona serpih pasiran, fasies serpih (Hu dan Zhu, 2013 dalam Ashraf *et al.*, 2018).



Gambar 16. Zona A (FS 3-FS 2), peta depofasies (kiri) dan timeslice RMS attribute (kanan)

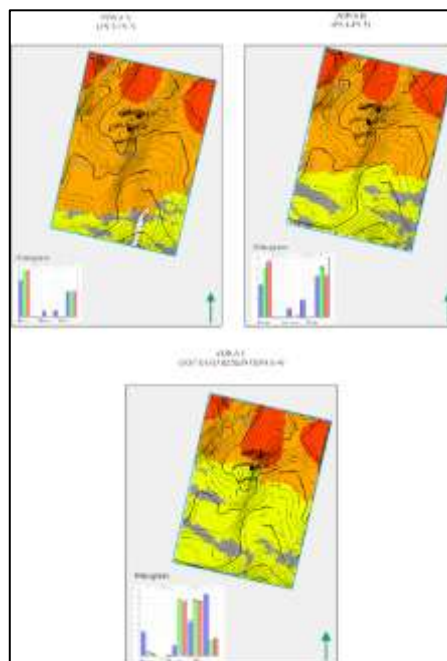


Gambar 17. Zona AB (FS 4-FS 3) dan Zona C (Top Sand Reservoir-FS 4), peta depofasies (kiri), dan timeslice RMS attribute (kanan)

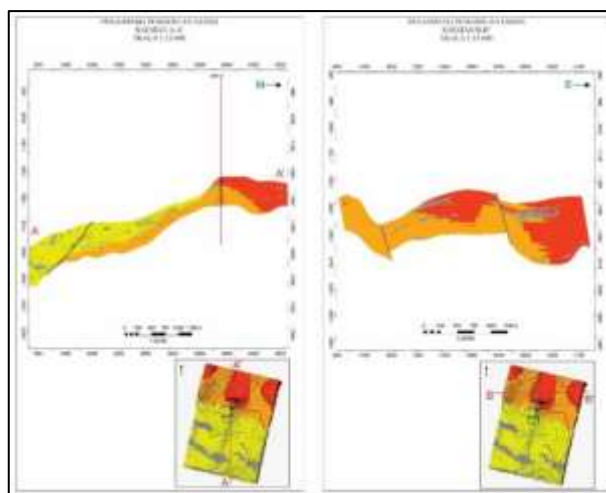
Pemodelan Properti Fasies 3D

Pemodelan fasies dilakukan menggunakan dua metode yaitu *Truncated Gaussian Simulation (TGS) with Trend* dan *Sequential Indicator Simulation (SIS)*. Pada beberapa pemodelan, geostatistik bergantung pada data sumur sehingga daerah dengan sedikit data sumur atau jauh dari data yang ada akan memiliki ketidakpastian yang tinggi. Maka dari itu menurut Mizuno & Deutsch, 2022 memungkinkan untuk mengikutsertakan data lain yaitu seismik atau peta konseptual geologi untuk mengurangi ketidakpastian, seismik adalah sumber data yang penting dikarenakan meskipun resolusi detail lebih rendah daripada log sumur namun data ini mampu mencakup volume yang luas. Metode TGS digunakan bersamaan dengan *trend probability map* atau pada penelitian ini menggunakan Peta Depofasies yang sudah dibangun sebelumnya. Menggunakan Peta Depofasies sebagai *trend probability map* karena peta tersebut sudah dibangun dengan konsep geologi sehingga dianggap metode inilah yang sesuai untuk digunakan. Sementara untuk pemodelan batuserpih menggunakan metode SIS dikarenakan SIS sesuai bila digunakan pada pemodelan yang tidak menunjukkan geometri tubuh fasies yang jelas, sehingga kontinuitas atau persebarannya ditentukan oleh variogram (Mizuno & Deutsch, 2022) dan akan menghasilkan pemodelan yang acak. Pemodelan batuserpih dilakukan dengan *upscale* diskrit log fasies dimana pada tiap zona kehadiran batupasir akan dibaca sesuai asosiasi fasiesnya sementara batuserpih pembacaannya tetap sebagai batuserpih.

Berdasarkan penampang (**Gambar 19**) tersebut dapat dilihat adanya struktur sedimen menjari antar fasies yang diakibatkan adanya perubahan ukuran butir dan fasies dari NE-SW 128 maupun NW-SE. Berdasarkan penampang sayatan searah pengendapan dapat terlihat semakin ke atas (Zona C), garis pantai semakin mengarah ke darat yang mengindikasikan terjadi fase *transgresif* secara regional akibat laju suplai sedimen lebih lambat dibanding laju penambahan ruang akomodasi.



Gambar 18. Pemodelan Properti Fasies 3D



Gambar 19. Penampang Sayatan Pemodelan Fasies 3D

KESIMPULAN

Setelah dilakukan pengolahan data dan analisis pada daerah penelitian, maka didapat kesimpulan, yaitu:

1. Litologi yang berkembang pada daerah penelitian adalah perselingan batupasir-serpih, batupasir massif, dan sisipan batubara
2. Hasil identifikasi sikuen stratigrafi pada 6 sumur penelitian menunjukkan Formasi Talang Akar-*Transgressive Member* terdiri dari 1 sikuen stratigrafi, 4 parasikuen *flooding surface*, dan 2 *system track* yaitu TST (*Transgressive System Tract*) dan HST (*Highstand System Tract*) pada tiap sumur penelitian
3. Asosiasi fasies penyusun tiap sumur penelitian adalah *Tidal Sand Flat*, *Tidal Sand Bar*, *Sand-sheets*, *Tidal Mixed Flat*, dan *Tidal Mud Flat* dengan suplai sedimen yang berasal dari timurlaut.
4. Berdasarkan pola persebaran ketebalan batupasir dan material penyusun litologi dapat diidentifikasi lingkungan pengendapan adalah *tide-dominant estuary*.
5. Berdasarkan pemodelan fasies, menunjukkan asosiasi fasies *Tidal Sand Flat*, *Tidal Sand Bar*, *Sand-sheets* hadir menghampar dengan arah NE-SW. Pada pemodelan Fasies 3D Zona A-Zona C menunjukkan adanya perubahan garis pantai yang semakin ke arah darat pada area penelitian, hal ini dapat menunjukkan laju suplai sedimen lebih lambat dibanding laju penambahan ruang akomodasi.
6. Endapan yang berpotensi sebagai batuan reservoir dan dapat dikembangkan adalah endapan pada asosiasi fasies *Tidal Sand Bar*

DAFTAR PUSTAKA

- Abi Tiyana, R., Supriyanto, S., Astuti, T.R.P., Jabbar, G.A. and Septyandy, M.R., 2022. Mineralogy, geochemistry, and genesis of glauconite mineral from paleotsunami deposit in Lebak, Banten, Indonesia. In E3S Web of Conferences (Vol. 340, p. 01004). EDP Sciences.
- Argakoesoemah, R.M.I. and Kamal, A., 2004. Ancient Talang Akar deepwater sediments in South Sumatra Basin: a new exploration play.
- Ashraf, U., Zhu, P., Yasin, Q., Anees, A., Imraz, M., Mangi, H.N. and Shakeel, S., 2019. Classification of reservoir facies using well log and 3D seismic attributes for prospect evaluation and field development: A case study of Sawan gas field, Pakistan. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 175, pp.338-351.
- Asquith, G.B., Krygowski, D. and Gibson, C.R., 2004. *Basic well log analysis* (Vol. 16). Tulsa: American Association of Petroleum Geologists.
- Barber, A.J., Crow, M.J. and Milsom, J. eds., 2005. *Sumatra: Geology, resources and tectonic evolution*. Geological Society of London.
- Bishop, M.G., 2001. *South Sumatra basin province, Indonesia: the lahat/talang akar-cenozoic total petroleum system*. Denver, Colorado, USA: US Geological Survey.
- Boggs, S., 2012. *Principles of sedimentology and stratigraphy*.
- Catuneanu, O., 2017. *Sequence stratigraphy: Guidelines for a standard methodology*. In *Stratigraphy & timescales* (Vol. 2, pp. 1-57). Academic Press.
- De Coster, G.L., 1974. *The geology of the central and south Sumatra basins*.

- Ellis, D.V. and Singer, J.M., 2008. Well logging for earth scientists (Vol. 692). Dordrecht: Springer.
- Embry, A.F., 2009. Practical sequence stratigraphy. Canadian Society of Petroleum Geologists, 81, p.79.
- Ginger, David., Kevin Fielding. 2005. The Petroleum Systems And Future Potential Of The South Sumatra Basin. Proceedings, Indonesian Petroleum Association Thirtieth Annual Convention&Exhibition, August 2005
- Indonesia, K.S.S., 1996. Sandi Stratigrafi Indonesia. Ikatan Ahli Geologi Indonesia, 14.
- Julikah, J., Rahmat, G., Wicaksono, A.B. and Anwari, J., 2020. Shale Plays Characterization of the Talang Akar Formation in the Jambi Sub-Basin, South Sumatra Basin. Scientific Contributions Oil and Gas, 43(3), pp.99-114.
- Kendall. 2003. Carbonate and Relatives Change in Sea Level. Mar. Geol. 44.
- Mitchum Jr, R.M., Vail, P.R. and Thompson III, S., 1977. Seismic stratigraphy and global changes of sea level: Part 2. The depositional sequence as a basic unit for stratigraphic analysis: Section 2. Application of seismic reflection configuration to stratigraphic interpretation.
- Nichols, G., 2009. Sedimentology and stratigraphy. John Wiley & Sons.
- Nugraha, Reza Satria.2014. Facies Modelling of Prabu Reservoir in Sevilla Field, West Natuna Basin. Thesis
- Octavian, C., Kendall, C.G.S.C., Posamentier, H. and Strasser, A., Sequence Stratigraphy: Methodology and Nomenclature.
- Panggabean, H. and Santy, L.D., 2012. Sejarah penimbunan cekungan Sumatra Selatan dan implikasinya terhadap waktu generasi hidrokarbon. Jurnal Geologi dan Sumberdaya Mineral, 22(4), pp.225-235.
- Pramudito, D., Nugroho, D. and Abdurrachman, M., 2021. Reservoir Characterization And Compartment In Postrift Deposited, Upper Talangakar Formation, Belut Field, South Sumatra Basin. Bulletin of Geology, 5(2), pp.638-651.
- Purwanto, T., Isnaniawardhani, V., Mulyana, B. and Widiyanto, E., Seal Caprock And Stratigraphic Trap Identification In Transition Member-Talang Akar Formation At Limau Area Using Cwt-Seismic Attribute, Integration With Sequence Stratigraphy And Biostratigraphy Data.
- Rifki, Alfin (2021) Analisis Geometri Dan Pemodelan Fasies Reservoir Batupasir A-66 Dan E-62, Lapangan "Alpha", Formasi Talang Akar, Sub-Cekungan Ardjuna, Cekungan Jawa Barat Utara. Diploma Thesis, Upn "Veteran" Yogyakarta.
- Schlumberger. 2015. Mudlogging
- Schlumberger. 2016. Basic Well Log Interpretation
- Sitompul, N., Rudiyanto, A.W. and Zaim, Y., 1992. Effects of Sea Level Drops During Late Early Miocene to the Reservoirs in South Palembang Sub Basin, South Sumatra, Indonesia.
- Sugiantoro, J.J., 2014. Analisis Laju Pengurusan Produksi Minyak Lapangan-Lapangan Sumatra Selatan. Lembaran publikasi minyak dan gas bumi, 48(3), pp.133-140.
- Sukmono, S. and Ambarsari, D.S., 2019. Practical seismic interpretation for petroleum exploration.
- Sumuyut Sarjono, S., 1989. Hydrocarbon source rock identification in the South Palembang Sub-basin.
- Suta, I.N. and Xiaoguang, L., 2005, November. Complex Stratigraphic and Structural Evolution of Jabung Sub-basin and its Hydrocarbon Accumulation; Case Study from Talang Akar Reservoir, South Sumatra Basin, Indonesia. In International Petroleum Technology Conference. OnePetro.
- Syamsuddin, E., Shehzad, K. and Wahyuni, S., 2019, October. Bio-markers based oil to source rock correlation and paleo-environmental interpretation: A case study from Talang Akar Formation, South Sumatra Basin, Indonesia. In Journal of Physics: Conference Series (Vol. 1341, No. 8, p. 082023). IOP Publishing.
- Tucker, M.E., 2003. Sedimentary rocks in the field. John Wiley & Sons.
- Van Wagoner, J.C., Mitchum, R.M., Campion, K.M. and Rahmanian, V.D., 1990. Siliciclastic sequence stratigraphy in well logs, cores, and outcrops: concepts for high-resolution correlation of time and facies.