

ANALISIS KEBERADAAN DAN MEKANISME PEMBENTUKAN *OVERPRESSURE* PADA SUMUR AA-1, DI LAPANGAN “X”, *OFFSHORE* CEKUNGAN SUMATERA UTARAKhalid Baihaqi Johan^{1*}, Dicky Muslim¹, Budi Muljana¹, Riyan Mudastsir²¹Fakultas Teknik Geologi, Universitas Padjadjaran, Jatinangor*Email Korespondensi: khalidbaihaqi1@gmail.com**ABSTRAK**

Sumur AA-1 merupakan salah satu sumur yang terletak di lepas pantai Cekungan Sumatra Utara, Pulau Sumatera. Pengeboran sumur eksplorasi di wilayah lepas pantai Cekungan Sumatra Utara diketahui memiliki tantangan berupa risiko geologis seperti adanya zona *overpressure*. Tujuan penelitian ini adalah untuk menganalisis keberadaan zona *overpressure* serta faktor-faktor yang berkontribusi terhadap pembentukan *overpressure* terkait dengan kondisi geologi di area studi. Penelitian dilakukan dengan mengintegrasikan data sumur yang kemudian diproses untuk menentukan *shale baseline*, *Normal Compaction Trend* (NCT), perhitungan tegangan *overbuden*, dan estimasi tekanan pori menggunakan metode Eaton. Hasil analisis mengidentifikasi dua tren zona *overpressure*: zona *top overpressure*, yang mulai terdeteksi pada interval Intra-Keutapang, didominasi oleh litologi serpih dengan nilai tekanan pori 8,6 – 9,1 ppg, dan zona *hard overpressure* pada bagian *reservoir* Bampo Sand dan Formasi Parapat, didominasi oleh litologi batupasir, dengan nilai tekanan pori maksimum sebesar 10,4 ppg. Mekanisme pembentukan *overpressure* disebabkan oleh mekanisme *loading* berupa *disequilibrium compaction* pada interval serpih dan mekanisme *unloading*, yang diduga terjadi akibat *lateral transfer* pada batupasir.

Kata Kunci : *Overpressure, Log Sumur, Disequilibrium Compaction, Lateral Transfer, Eaton***ABSTRACT**

Well AA-1 is one of the wells located offshore in the North Sumatra Basin, Sumatra Island. Drilling exploratory wells in the offshore area of the North Sumatra Basin is known to pose challenges in the form of geological risks, such as the presence of overpressure zones. The objective of this study is to analyze the presence of overpressure zones and the factors contributing to the formation of overpressure related to the geological conditions in the study area. The research was conducted by integrating well data, which was then processed to determine the shale baseline, Normal Compaction Trend (NCT), overbuden stress calculation, and pore pressure estimation using the Eaton method. The analysis results identified two overpressure zone trends: the top overpressure zone, first detected in the Intra-Keutapang interval, dominated by shale lithology with pore pressure values of 8.6 - 9.1 ppg, and the hard overpressure zone in the Bampo Sand reservoir and Parapat Formation, dominated by sandstone lithology, with a maximum pore pressure value of 10.4 ppg. The mechanism of overpressure formation is attributed to loading mechanisms in the form of disequilibrium compaction in shale intervals and unloading mechanisms, which are suspected to be due to lateral transfer in sandstones.

Keywords : *Overpressure, Well Log, Disequilibrium Compaction, Lateral Transfer, Eaton*

1. PENDAHULUAN

Studi mengenai kondisi tekanan bawah permukaan di suatu area sangat penting dalam pelaksanaan operasi pengeboran minyak dan gas. Selama kegiatan pengeboran, terdapat risiko-risiko seperti *kick*, *blowout*, *loss circulation* dan *gas buoyancy*. Salah satu faktor utama penyebab masalah-masalah ini adalah adanya *overpressure*. Studi mengenai karakteristik tekanan bawah permukaan dilakukan untuk memitigasi *overpressure* dengan memprediksi dan memodelkan tekanan bawah permukaan (Siregar et al., 2013).

Cekungan Sumatra Utara merupakan salah satu cekungan produktif di Indonesia, di mana banyak penelitian telah dilakukan untuk eksplorasi dan produksi di lapangan minyak dan gas dalam cekungan ini. Cekungan Sumatra Utara diketahui memiliki kondisi *overpressure* berdasarkan penelitian sebelumnya, seperti yang dilakukan oleh Aziz dan Bolt (1984) serta Hutasoit et al. (2013).

Analisis dilakukan untuk menentukan keberadaan zona *overpressure* berdasarkan perhitungan tekanan pori, kedalaman puncak *overpressure*, dan mekanisme pembentukannya menggunakan data log sumur. Penelitian ini bertujuan untuk mendeteksi keberadaan *overpressure* serta penyebab pembentukannya pada Sumur AA-1, daerah lepas pantai Cekungan Sumatera Utara.

2. TINJAUAN PUSTAKA

2.1 Geologi Regional

Cekungan Sumatra Utara merupakan cekungan belakang busur yang terdiri dari sedimen Tersier yang terendapkan secara tidak selaras di atas basement yang terdiri dari *meta-sediment*, yang kemudian tertutupi oleh granit. Granit ini tersingkap di Pegunungan Barisan, membentang ke utara dan selatan cekungan. Di Selat Malaka, yang terletak di timur laut

Pegunungan Barisan, lapisan sedimen Tersier menipis di atas Lempeng Malaka, dan lebih ke timur, batuan dasar pra-Tersier tersingkap di atas permukaan laut di Semenanjung Malaya (Barber. dkk, 2005).

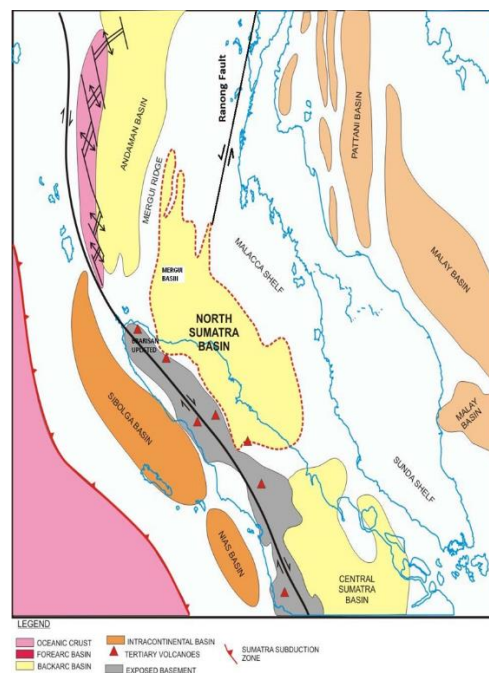
Area penelitian terletak di wilayah lepas pantai Cekungan Sumatra Utara (**Gambar 1**). Menurut Caughey (1994), evolusi pembentukan cekungan di area penelitian terbagi menjadi empat fase Tektono-stratigrafi:

1. *Pre-rift*, tahap ini terjadi pada Paleosen-Eosen. Selama Eosen, dolomit (Formasi Tampur) terendapkan di bawah kondisi *sub-litoral*.
2. *Syn-rift*, Pergerakan Lempeng India ke arah utara akhirnya mengakibatkan fase rift dari Oligosen Awal hingga Miosen awal, yang direpresentasikan oleh serangkaian *horst* dan *graben* dengan orientasi N-S dan NE-SW di Sumatra Utara. Selama fase awal *rift*, sedimen klastik bersumber dari dataran tinggi yang terbuka di sebelah timur dan timur laut. Sedimen *syn-rift* terawal (Formasi Parapat) terdiri dari konglomerat, breksi aluvial dan *fluviatile* yang berselingan dengan batupasir kalsium kasar dan *shale*. Pada fase akhir *syn-rift* terjadi pendalaman yang cepat pada cekungan yang disebabkan oleh *subsidence* tektonik dan kenaikan muka air laut, sedimentasi di *graben* mengalami perubahan lingkaran pengendapan dari laut dangkal atau lakustrin menjadi laut dalam (*deep-water setting*). *Shale* laut dalam dan pasir turbidit dari Formasi Bampo (Oligosen Akhir - Miosen Awal) terendapkan di bagian-bagian rendah topografi residu. Pasokan pasir tersebut utamanya berasal dari *Platform* Malaka, *Arch* Asahan dan blok *horst* lokal yang sebagian besar diantaranya tetap terbuka saat itu.
3. *Post-rift*, pada tahap ini dasar laut mengalami keadaan yang relatif stabil dan mengalami kenaikan muka air laut yang signifikan. Pembentukan karbonat yang kaya dengan foraminifera dan

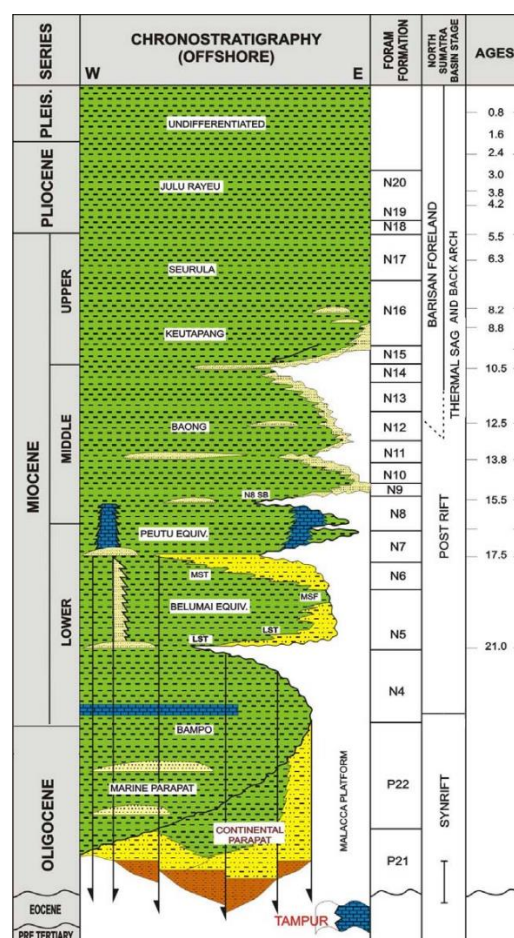
glaukonit, serta batu lumpur kapur dan siltstone (Formasi Peutu; Kamili et al., 1976), terbentuk di blok-blok *horst*. Pada *graben-graben*, Formasi Peutu berubah menjadi *marl* laut dalam dari Formasi Belumai yang setara pada masanya. Pada Miosen Tengah, Lempeng India mulai bergerak dengan lebih cepat, yang mengakibatkan pemekaran lantai samudera di Laut Andaman. Di dalam cekungan itu sendiri, laju subsidensi termal regional mulai menurun, bertepatan dengan regresi. Hal ini mengakibatkan pertumbuhan karbonat di ketinggian yang lebih tinggi dan pengendapan Formasi Baong sebagai deposit silisiklastik di lingkungan batial, yang ditandai oleh sedimentasi laut dalam. Formasi Baong sebagian besar terdiri dari serpih, dengan lapisan batupasir tipis yang tersebar (Banukarso, 2013).

4. Barisan *Foreland*, tektonik busur kompresional dimulai selama Miosen Akhir dan Pliosen. Tektonik kompresional juga menyebabkan pengangkatan Pegunungan Barisan di tepi selatan cekungan. Selama fase ini, pasir halus dan serpih tipis berlapis dari Formasi Keutapang dan Seurula terendapkan dalam kondisi neritik tengah hingga batial. Formasi terakhir yang terendapkan adalah Formasi Julu Rayue selama Pliosen Akhir.

Evolusi struktur di area studi sebagian besar dipengaruhi oleh subduksi Lempeng Indo-Australia di bawah Lempeng Eurasia. Sesar yang berarah utara-selatan membentuk serangkaian *horst* dan *graben* yang memanjang. Sesar-sesar tersebut menunjukkan kemiringan dan sudut yang bervariasi, baik ke arah timur maupun barat. Selain itu, terdapat beberapa sesar *minor* di dalam *graben* yang berakhir di atas formasi-formasi yang berasal dari zaman Oligosen (Elders, C, 2020).



Gambar 1. Kerangka tektonik Cekungan Sumatera Utara (Banukarso, 2013)



Gambar 2. Tektonostratigrafi regional offshore Cekungan Sumatera Utara (Banukarso, 2013)

2.2 Konsep Dasar Tegasan/Tekanan

a) Tekanan Hidrostatik

Tekanan yang diberikan oleh berat dari kolom fluida dalam kondisi statis atau dikenal dengan tekanan normal pada suatu formasi (Mouchet dan Mitchell, 1989). Tekanan hidrostatik dapat dicari dengan menggunakan persamaan berikut:

$$P_h = \rho_w g h$$

Keterangan:

P_h : Tekanan Hidrostatik (pa)
 ρ_w : Densitas fluida (kg/m)
 g : Kedalaman kolom fluida (m)
 h : Percepatan gravitasi (m/s)

b) Tegasan Overbuden

Tegasan yang ada pada suatu formasi akibat adanya pembebanan dari berat total batuan dan fluida yang berada di atas formasi tersebut atau dapat juga disebut sebagai tekanan litostatik (Ramdhan, 2022). Tegasan *overbuden* dapat dihitung dengan persamaan:

$$\sigma_v = \rho_b g z$$

Keterangan:

σ_v : Tegasan *overbuden* (psi)
 ρ_b : Densitas bulk batuan (gr/cc)
 z : Tebal kolom batuan (ft)
 g : Percepatan gravitasi (m/s)

c) Tegasan Efektif

Tegasan efektif didefinisikan sebagai perbedaan atau selisih antara tegasan *overbuden* (σ_v) dengan tekanan pori (P) pada suatu titik (Terzaghi & Peck, 1996). Tegasan efektif merupakan tegasan yang bekerja antar-matriks batuan dan tidak dapat diukur secara langsung. Nilai dari tegasan efektif dapat di estimasi menggunakan persamaan berikut:

$$\sigma' = \sigma_v - P$$

d) Tekanan Pori

Tekanan pori atau disebut juga dengan tekanan formasi merupakan tekanan yang

disebabkan oleh fluida yang berada di dalam pori-pori batuan sedimen atau batuan lainnya (Wang, 2015). Menurut Terzaghi (1996), tekanan pori pada formasi merupakan hasil dari pengurangan nilai tegasan *overbuden* dengan tegasan efektif. Hal tersebut diungkapkan dengan menggunakan persamaan:

$$P = \sigma_v - \sigma'$$

Keterangan:

P : Tekanan Pori (psi)
 σ_v : Tegasan Overbuden (Psi)
 σ' : Tegasan Efektif (Psi)

e) Estimasi Tekanan Pori

Estimasi tekanan pori dilakukan menggunakan metode Eaton dengan data log sonik. Metode ini dimulai dengan membuat tren kompaksi normal (NCT). Menurut Eaton, besarnya *overpressure* berbanding lurus dengan defleksi data dari tren kompaksi normal (NCT). Menurut Chapman (1983), kurva tren kompaksi normal dari data log sonik dapat ditentukan dengan persamaan berikut:

$$\Delta t_n = ae^{-bz} + \Delta t_m$$

Keterangan:

Δt_n : *Transite time* sonic normal (μ s/ft)
 a & b : Konstanta
 Δt_m : Nilai *transite time* matriks ketika mendekati nol; nilai Δt_m berkisar dari 50-60 μ s/ft.

Setelah memperoleh nilai tren kompaksi normal, perhitungan tekanan pori dapat diestimasi menggunakan persamaan berikut:

$$P = \sigma_v - (\sigma_v - P_h) \left(\frac{\Delta t_n}{\Delta t} \right)^x$$

Keterangan:

P = Tekanan pori
 σ_v = Tegasan vertikal (*overbuden*)
 P_h = Tekanan hidrostatik
 Δt = Nilai sonik *transite time* dari pembacaan log
 Δt_n = Nilai sonik *transite time* kondisi hidrostatik

x = Eksponen / pangkat empiris
Eaton

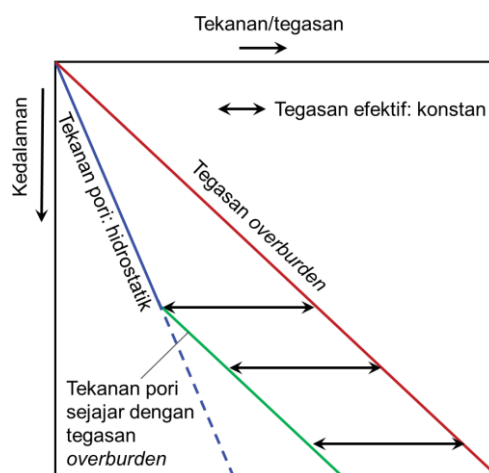
2.3 Mekanisme *Overpressure*

Overpressure merupakan kondisi dimana tekanan pori berada di atas gradien hidrostatik normal. *Overpressure* dapat disebabkan oleh cepatnya proses pengendapan sedimen, lapisan permeabel yang tipis terperangkap oleh lapisan impermeabel, terjadinya pengangkatan atau daerah sesar, dan pembentukan minyak dan gas bumi yang terekspansi akibat tekanan dan panas yang tinggi sedangkan volume pori pada batuan terbatas (Roy, Ray, dan Biswas, 2010). Penyebab *overpressure* menurut Swabrik, dkk (2002) dapat dibagi menjadi dua mekanisme utama, yaitu mekanisme *loading* (pembebanan), dan mekanisme *unloading* (non-pembebanan).

a) Mekanisme *Loading* (Pembebanan)

Mekanisme pembebanan adalah *overpressure* yang disebabkan oleh peningkatan tekanan litostatik karena sedimentasi yang cepat akibatnya fluida dari pori-pori batuan tidak mampu keluar ke permukaan sehingga sedimen mengalami kompaksi yang gagal. Dampaknya tekanan pori akan naik melebihi tekanan hidrostatik untuk mengimbangi laju kenaikan tekanan litostatik (Zoback, 2007).

Ciri yang khas dari *overpressure* yang diakibatkan oleh mekanisme *loading* ini adalah dalam kondisi ideal tidak terjadi penambahan tegasan efektif terhadap kedalaman karena batuan gagal untuk terkompaksi atau nilai tegasan efektifnya adalah konstan. Dengan demikian, maka profil tekanan pori yang dihasilkan adalah sejajar dengan tegasan *overburden* (Ramdhan, 2002) (**Gambar 3**).

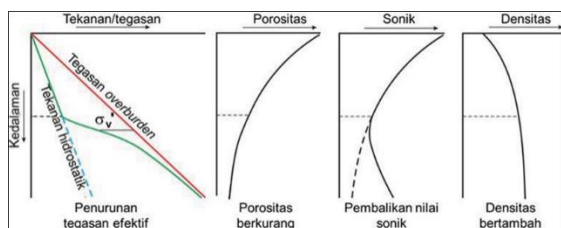


Gambar 3. Profil tekanan pori yang disebabkan oleh mekanisme *Loading* (Ramdhan, 2022)

b) Mekanisme *Unloading*

Mekanisme *unloading* berkuat pada prinsip transfer beban (load transfer) yaitu perpindahan sebagian tegasan *overburden* yang sebelumnya didukung oleh matriks ke fluida akibat konversi dari material padat menjadi fluida sehingga menyebabkan tekanan pori secara otomatis meningkat, apabila fluida pori tidak bisa keluar dari batuan. Beban butir batuan yang terkonversi menjadi fluida akan menyebabkan tekanan yang pada awalnya ditahan oleh kontak antar butir akan di *transfer* menjadi fluida dan akan menyebabkan kondisi *overpressure*.

Tekanan pori mungkin meningkat lebih cepat daripada tegasan vertikal pada profil tekanan terhadap kedalaman. Densitas dan porositas biasanya terus meningkat terhadap kedalaman pada interval *overpressure* ini, meskipun log sonik memperlihatkan respon langsung berbalik menjadi lebih besar untuk bacaan log waktu tempuh sonik (Ramdhan dan Goult, 2010) (**Gambar 4**). Menurut Bowers (1995), mekanisme *unloading* dapat berupa diagenesis mineral lempung berupa perubahan smektit menjadi ilit, pembentukan hidrokarbon dan mekanisme perpindahan *overpressure*.



Gambar 4. Profil tekanan pori yang disebabkan oleh mekanisme *Loading* (Ramdhan dan Goult, 2010)

3. METODE

Metode yang digunakan untuk menentukan keberadaan *overpressure* melibatkan estimasi tekanan pori menggunakan data log dan analisis data tekanan baik langsung maupun tidak langsung. Estimasi tekanan pori dilakukan berdasarkan metode Eaton dengan menggunakan data log sonik. Respons log yang menyimpang dari tren kompaksi normal menunjukkan adanya zona *overpressure* pada interval tersebut. Hasil analisis kemudian diintegrasikan dengan laporan kejadian selama pengeboran, khususnya data pengukuran tekanan langsung dan penggunaan berat lumpur. Penentuan mekanisme pembentukan *overpressure* didasarkan pada data geokimia batuan induk, khususnya data reflektansi vitrinit (% R_{ho}). Selain itu, penentuan penyebab *overpressure* dilakukan dengan mendeteksi diagenesis mineral lempung dari smektit menjadi ilit. Metode yang digunakan untuk mendeteksi diagenesis mineral lempung melibatkan pembuatan *cross-plot* antara log densitas dengan log sonik (Dutta, 2002). Dari *cross-plot* ini, diperoleh garis tren untuk eodiagenesis (kompaksi smektit) dan telodiagenesis (kompaksi ilit). Jika data bergeser dari garis smektit ke garis ilit seiring dengan bertambahnya kedalaman, dapat disimpulkan bahwa diagenesis mineral lempung telah terjadi.

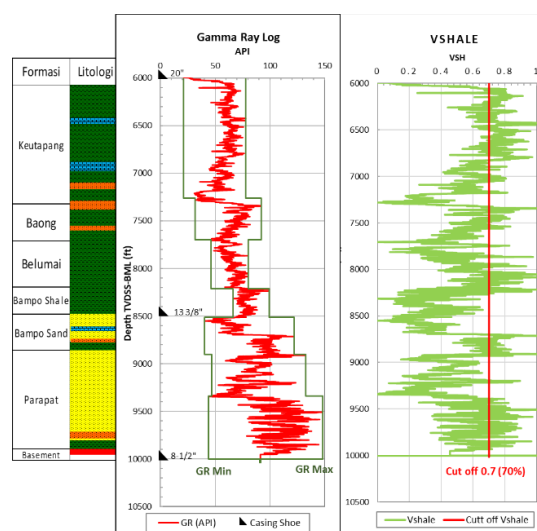
Untuk mengidentifikasi penyebab pembentukan *overpressure* kegagalan

kompaksi batuan, dilakukan pemodelan sejarah pemendaman sumur AA-1 berdasarkan data *marker top* formasi, umur, dan kedalaman untuk melihat laju sedimentasi.

4. HASIL DAN PEMBAHASAN

4.1 Estimasi Tekanan Pori

Estimasi tekanan pori dilakukan menggunakan metode Eaton. Metode ini dimulai dengan pembuatan kurva porositas normal, yang juga dikenal sebagai tren kompaksi normal pada litologi serpih. Perhitungan dilakukan pada litologi serpih agar menghindari anomali perubahan tren dari log akibat tekanan pori dengan berubahnya tren dari log akibat perubahan litologi yang tidak seragam dan juga melihat kondisi geologi pada sumur AA-1 yang terdapat sekuen *shale* yang tebal.



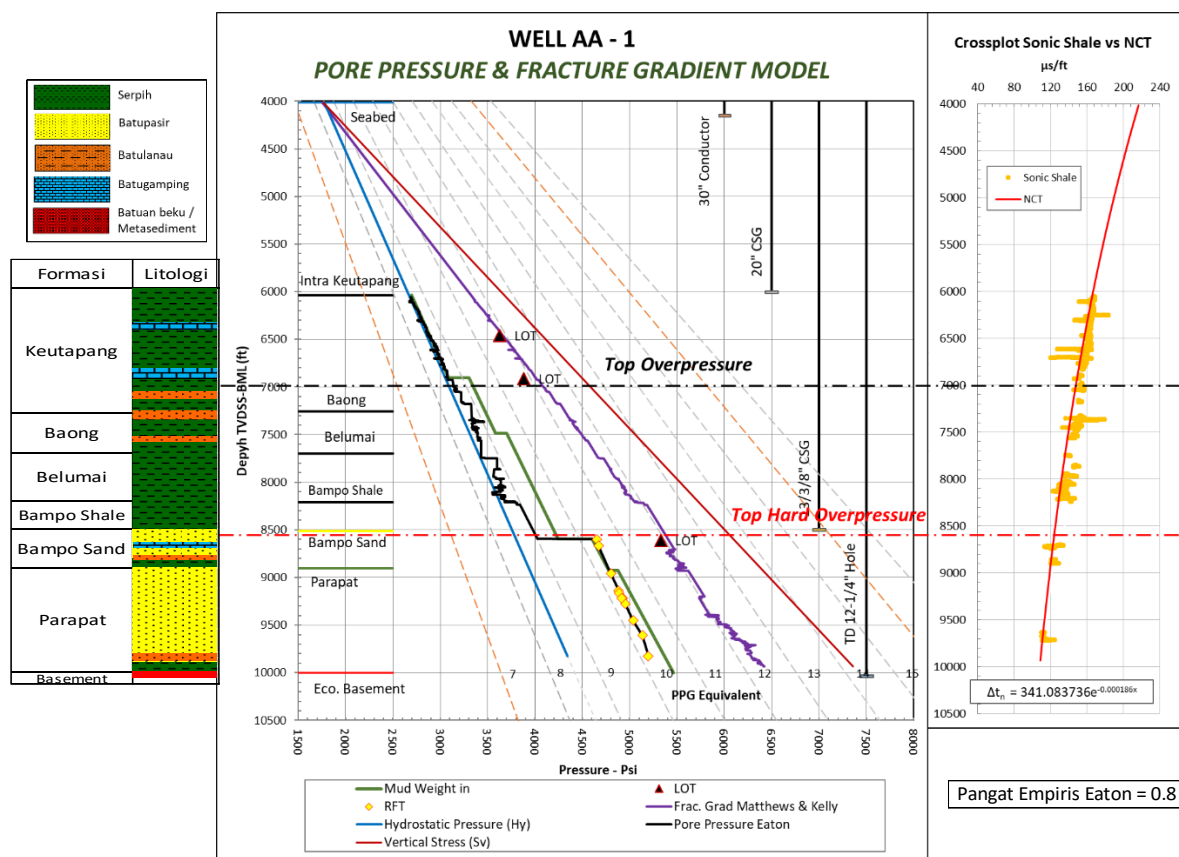
Gambar 5. Pemilahan shale point dengan pembuatan kurva *v-shale* menggunakan nilai *cut off* 0,7 (70%).

Pemilahan litologi selain serpih ini dilakukan dengan memisahkan litologi berdasarkan kandungan *vshale* dengan nilai *cut-off* 0,7 (70%) (**Gambar 5**). Tren kompaksi normal (NCT) digunakan untuk menentukan sejauh mana penyimpangan data log sonik dari kurva tren kompaksi normal. Jika terdapat penyimpangan data log sonik dari kurva tren normalnya, maka

dapat diestimasi bahwa interval tersebut terdapat zona *overpressure*.

Penggunaan metode Eaton di penelitian ini memerlukan beberapa parameter diantaranya nilai tekanan hidrostatik dengan gradien 0,442 psi/ft = 8,5 ppg, nilai tegasan vertikal dengan gradient 0,79-0,81 psi/ft dan pangkat empiris Eaton dengan nilai empiris 0.8. Perhitungan tegasan *overbuden* dilakukan dengan menggunakan data log densitas terhadap kedalaman. Hasil estimasi tekanan pori menggunakan *cross-plot* antara log sonik

dengan tren kompaksi normal menunjukkan defleksi log sonik dari tren kompaksi normal pada kedalaman sekitar ± 7.054 ftTVDSS, yang mengindikasikan perubahan tekanan dari hidrostatik menjadi *overpressure* (**Gambar 6**). Nilai eksponen empiris Eaton yang digunakan adalah 0,8, yang menunjukkan korelasi baik dengan berat lumpur yang digunakan, informasi pengeboran, dan data uji tekanan (RFT) sebagai validasi tekanan pori aktual pada interval kedalaman ± 8.600 –9.824 ftTVDSS.



Gambar 6. Model tekanan pori berdasarkan defleksi pada log sonik dan data pengukuran langsung berupa *Repeat Formation Tester* (RFT)

4.2 Analisis Zona Overpressure

Keberadaan zona *overpressure* mulai terdeteksi di kedalaman 7.054 ftTVDSS pada interval Intra-Keutapang yang didominasi oleh litologi serpilh dan batulanau, peningkatan tekanan pori menunjukkan kenaikan yang relatif kecil dengan nilai 8,57 – 9 ppg dari nilai

hidrostatiknya 8,5 ppg. Kenaikan tekanan pori ini divalidasi dengan naiknya berat lumpur pada kedalaman tersebut. Tekanan pori mengalami puncaknya (zona hard *overpressure*) mulai terdeteksi di kedalaman 8.600 ftTVDSS dengan nilai 10.4 ppg pada interval top Bampo sand

hingga Formasi Parapat dengan dominasi litologi batupasir, kenaikan ini divalidasi dengan data pengukuran langsung berupa RFT dan penambahan berat lumpur yang signifikan di dalam laporan pengeboran.

Berdasarkan informasi kejadian saat pengeboran (**Tabel 1**), terjadi permasalahan pengeboran berupa *kick* di kedalaman 8600 ftTVDSS pada interval Bampo Sand. Berdasarkan laporan pengeboran, penggunaan berat lumpur di kedalaman $\pm$ 7.000 – 8.503 ft TVDSS masih konstan

dengan nilai mud weight 9,5 ppg, namun pada kedalaman 8.600 ftTVDSS tekanan pori mengalami kenaikan yang signifikan dari 9 ppg menjadi 10,4 ppg. Hal ini menyebabkan fluida pada formasi akan masuk dalam lubang bor (*kick*) karena berat lumpur yang digunakan tidak bisa menahan tekanan pada formasi. Maka untuk mengatasi masalah tersebut berat lumpur di naikkan menjadi 10,4 ppg untuk menghindari terjadinya *blow out* pada sumur.

Tabel 1. Ringkasan kejadian saat pengeboran sumur AA-1

Casing Shoe	Interval Depth ft	Mud in ppg	Pressure Test (RFT)		Event	Remarks
			Depth (ft)	Pressure (ppg)		
30" Conductor	4015.74 - 4150.262 ft	8.5				
20" CSG	4150.262 - 6007.218 ft	8.5 - 8.6				
13/3/8" CSG	6007.218 - 8503.937 ft	8.6 - 9.5				LOT @6458.3 ft, 525 psi 1.29 sg EMW = 10.8 ppg, MW 9.1 ppg LOT @6911.4 ft, 525 psi 1.29 sg EMW = 10.8 ppg, MW 9.1 ppg
TD 12-1/4" Hole	8503.937 - 10036.09 ft	9.5 - 10.3	8600.72	10.400536	Kick @8600 ft, MW 10.3, Bampo Sand	LOT @8612.5 ft, 720 psi 1.43 sg EMW = 11.9 ppg, MW 10.3 ppg
			8669.62	10.363		
			8959.97	10.311564		
			9137.14	10.281812		
			9163.39	10.261428		
			9215.88	10.28267		
			9274.93	10.270526		
			9452.1	10.250184		
			9606.3	10.281434		
			9824.48	10.173845		
			9215.88	10.255501		

4.3 Mekanisme Pembentukan Overpressure

Untuk mengetahui penyebab terjadinya *overpressure* pada sumur ini, dilakukan plot silang antara log densitas dengan log sonik per 500 ft interval kedalaman (**Gambar 7**). Plot silang ini kemudian disandingkan dengan garis diagenesis mineral lempung plot Dutta. Plot silang dilakukan mulai dari kedalaman 6.000 – 10.000 ftTVDSS.

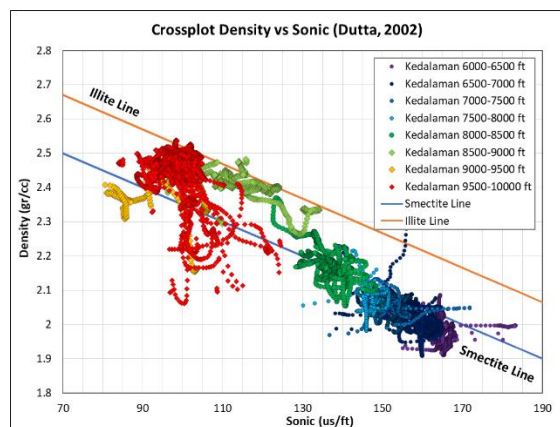
Hasil analisis *cross-plot* antara log densitas dan log sonik belum menunjukkan transformasi signifikan dari smektit menjadi ilit berdasarkan tren kompaksi mineral lempung pada plot Dutta, yang digunakan untuk mengidentifikasi keberadaan diagenesis mineral di sumur ini.

4.3.1 Diagenesis Mineral Lempung

Pada kedalaman 6.000–8.000 ftTVDSS, data cross-plot untuk serpih tetap berada pada garis kompaksi mineral smektit. Dari kedalaman 8.500–10.000 ft, terdapat indikasi pergerakan data dari kompaksi mineral smektit menuju kompaksi mineral ilit. Namun, pada interval ini, smektit belum sepenuhnya bertransformasi menjadi ilit (**Gambar 7**).

Diagenesis mineral lempung juga berkaitan dengan kondisi suhu. Menurut Bjørlykke (1998), mineral smektit bertransformasi menjadi ilit pada suhu 130–140°C. Hal ini tidak terlihat di sumur AA-1, di mana suhu maksimum berdasarkan laporan pengeboran adalah 122°C pada

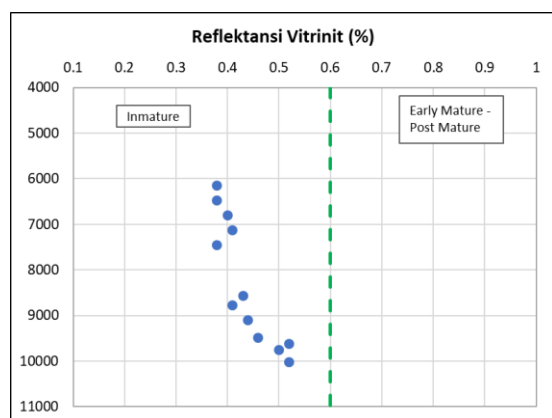
interval *basement*, yang menunjukkan bahwa transformasi dari smektit menjadi illit belum terjadi.



Gambar 7. Cross-plot log densitas dan log sonic beserta hubungannya dengan diagenesis mineral lempung

4.3.2 Pembentukan Hidrokarbon

Analisis kematangan batuan induk juga dilakukan berdasarkan data reflektansi vitrinit untuk menentukan apakah terdapat hubungan antara kematangan hidrokarbon dengan pembentukan *overpressure*.



Gambar 8. Plot reflektansi vitrinit terhadap kedalaman sumur AA-1

Gambar 8. memperlihatkan bahwa reflektansi vitrinit hingga kedalaman akhir sumur hanya berada pada nilai 0,52, hal ini mengindikasikan bahwa batuan induk tersebut belum matang (Swarbrick, 2002). Maka, hasil analisa diagenesis mineral dan faktor kematangan hidrokarbon tidak

berperan dalam mekanisme pembentukan *overpressure* pada sumur AA-1.

Berdasarkan fakta-fakta diatas mekanisme pembentukan *overpressure* dengan mekanisme *unloading* berupa diagenesis mineral dan pembentukan hidrokarbon dapat dikesampingkan.

4.3.3 Disequilibrium Compaction

Untuk mengetahui kegagalan kompaksi dilakukan pembuatan sejarah pemendaman (*burial history*) Sumur A- 1. Kegagalan kompaksi yang berakibat adanya *overpressure* terjadi karena sedimentasi yang cepat sehingga fluida yang berada pada sedimen tidak sempat keluar. Pada **Tabel 2** terlihat bahwa laju pengendapan pada sumur ini rata-rata sebesar 42 – 109 m/juta tahun. Hasil penelitian Swarbrick dkk. (2002) menyatakan bahwa laju sedimentasi yang dapat menyebabkan *overpressure* sangat bervariasi, mulai dari 35 m/juta tahun hingga 3.000 m/juta tahun. Besarnya sedimentasi ini yang menjadi faktor penyebab *overpressure*, yaitu mekanisme pembebanan (*loading mechanism*).

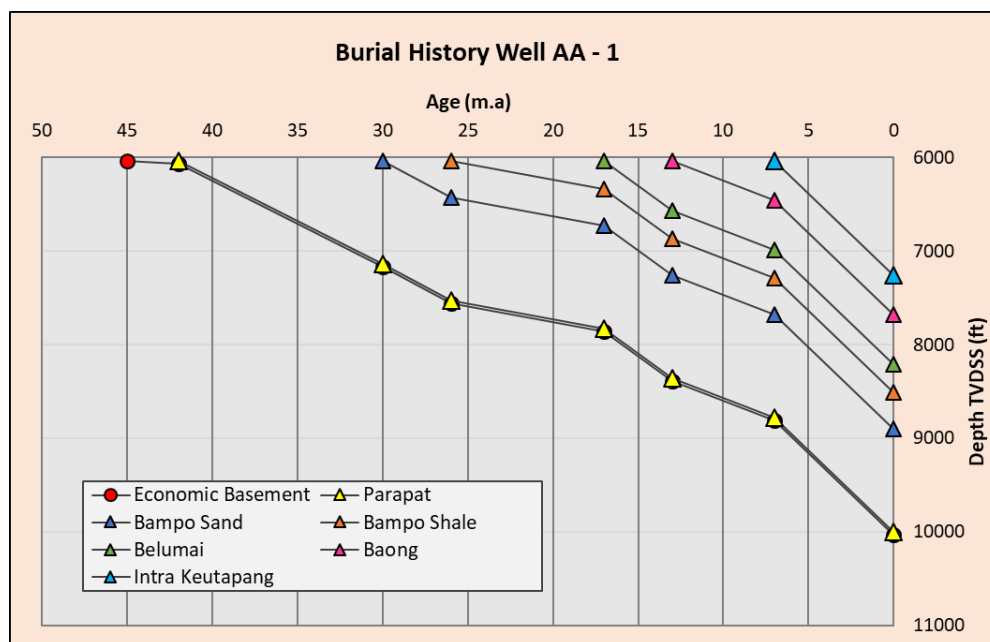
Berdasarkan tabel laju sedimentasi (**Tabel 2**), menunjukkan bahwa laju sedimentasi di interval Intra-Keutapang adalah 124,58 m/juta tahun, dengan sedimentasi yang cepat dapat menyebabkan kegagalan kompaksi pada batuan. Analisis sejarah pemendaman menunjukkan bahwa penyebab top *overpressure* adalah mekanisme *loading*, yang dimulai di interval Intra-Keutapang dengan litologi serpih yang berumur Miosen Akhir. Hal ini terkait dengan pengangkatan Pegunungan Barisan selama Miosen Tengah hingga Pleistosen, yang menciptakan kemiringan selama pengendapan Formasi Baong

hingga Formasi Keutapang. Akibatnya, sumber yang mengisi formasi-formasi ini terendapkan dengan cepat, disertai dengan kompresi, yang mengakibatkan kompaksi batuan yang tidak sempurna pada interval ini (**Gambar 9**). Mekanisme *loading* juga

didukung oleh analisis tekanan pori, di mana zona transisi dari *top overpressure* ke zona *hard overpressure* menunjukkan tegasan efektif yang relatif konstan pada kedalaman sekitar 7.000–8.500 ftTVDSS (**Gambar 10**).

Tabel 2. Tabulasi kecepatan sedimentasi berdasarkan marker top formasi dan umur

Formation	Top ftTVDSS	Bottom ftTVDSS	Thickness ft	Top age m.a	Bottom Age m.a	Sedimentation Rate ft/m.a	Sedimentation Rate m/m.a
Intrakeutapang	6036	7262.139	1226.14	5	8	408.71	124.58
Baong	7262.139	7680.446	418.31	10	13	139.44	42.50
Belumai	7680.446	8210.302	529.86	17	17	88.31	26.92
Bampo Shale	8210.302	8510.499	300.20	23	26	100.07	30.50
Bampo Sand	8510.499	8904.2	393.70	26	30	98.43	30.00
Parapat	8904.232	10001.64	1097.41	30	42	91.45	27.87
Economic Base	10001.67	10036.09	34.42	42	45	4.92	1.50



Gambar 9. Pemodelan sejarah pemendaman sumur AA-1

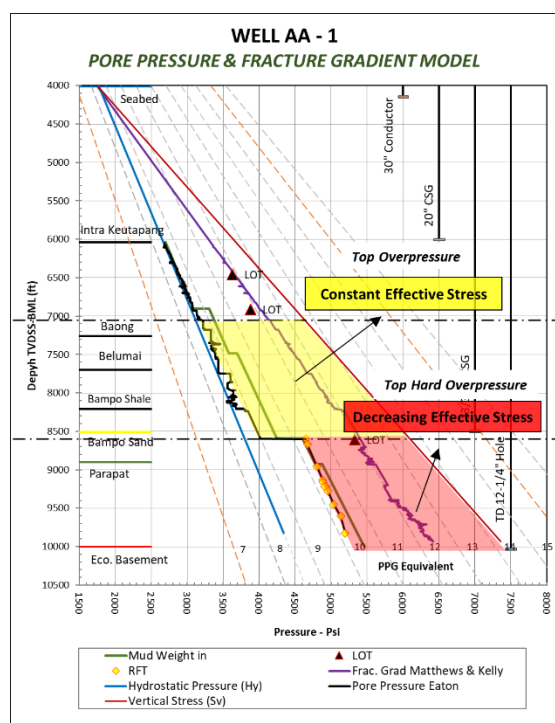
4.3.4 Lateral Transfer

Zona *hard overpressure* pada sumur AA– ditemukan pada interval Bampo Sand dengan kedalaman sekitar 8.550 ftTVDSS – kedalaman akhir sumur yang didominasi oleh batupasir mengalami kenaikan tekanan pori yang signifikan, hasil uji tekanan langsung RFT menunjukkan nilai tekanan pori maksimum 10,4 ppg. Hal ini diperkirakan adanya *pressure transfer* dari

tekanan pada lapisan batulempung yang sudah mengalami *overpressure* di atasnya. Fenomena perpindahan *overpressure* ini biasa disebut *lateral transfer* (Ramdhan, 2022).

Pada Sumur AA–1 *overpressure* yang terjadi pada batulempung diakibatkan oleh mekanisme *loading*, sehingga profil tekanannya sejajar dengan tegasan *overbuden* (**Gambar 10**). Tekanan pada

batulempung ini kemudian akan tertransfer ke dalam batupasir, sehingga batupasir-nya mengalami kondisi *overpressure* juga. Hal ini terjadi karena penimbunan akibat cepatnya suplai sedimen yang berfungsi sebagai seal sehingga fluida yang ada sebelumnya tidak dapat keluar. Cairan yang terperangkap dalam sebuah kolom batuan akan memberikan balasan sebagai aksi-reaksi terhadap energi yang datang akibat beban yang makin bertambah di atasnya. Kondisi ini menjadi penyebab terbentuknya *overpressure* di seluruh tubuh batupasir akibat perpindahan *overpressure* secara lateral dari lapisan batulempung di atasnya.



Gambar 10. Hubungan *effective stress* dengan mekanisme yang berperan dalam pembentukan *overpressure*

Berdasarkan **Gambar 10**, terlihat pada kedalaman 8.550 – 10.000 ftTVDSS ketika memasuki lapisan batupasir terjadi penurunan nilai tegasan efektif diikuti dengan kenaikan tekanan pori yang signifikan dengan nilai tekanan pori maksimum 10,4 ppg, hal ini diinterpretasikan mekanisme pembentukan *overpressure*-nya berupa mekanisme *unloading* melalui *lateral transfer* (Bowers, 1995).

Berdasarkan hasil analisis mekanisme penyebab *overpressure* sumur AA-1 dapat disimpulkan bahwa pembentukan *overpressure* dikontrol oleh mekanisme *loading* berupa kegagalan kompaksi batuan (*top overpressure*) dan mekanisme *unloading* yang diperkirakan berupa *lateral transfer* (*hard overpressure*).

5. KESIMPULAN

Berdasarkan penelitian yang dilakukan pada sumur AA-1, disimpulkan bahwa terdapat keberadaan zona *overpressure* yang terbagi menjadi dua tren: zona *top overpressure* dan zona *hard overpressure*. Kemunculan awal *overpressure* ditemukan pada interval Intra-Keutapang akibat kegagalan kompaksi batuan yang disebabkan oleh sedimentasi yang cepat. Zona *top overpressure* didominasi oleh litologi serpih dengan rentang tekanan pori 8,6 – 9 ppg, sedangkan zona *hard overpressure* pada *reservoir section* Bampo Sand yang didominasi oleh litologi batupasir dengan tekanan pori terukur maksimum sebesar 10,4 ppg.

Mekanisme yang menyebabkan terbentuknya *overpressure* di sumur AA-1, berupa mekanisme *loading* pada zona *top overpressure* dan mekanisme *unloading* melalui *lateral transfer* di zona *hard overpressure*. Mekanisme *loading* disebabkan oleh kegagalan kompaksi batuan akibat sedimentasi yang cepat, dibuktikan oleh pemodelan sejarah pemendaman yang menunjukkan laju sedimentasi di Lapangan "X" berkisar antara 65 hingga 161 meter/juta tahun, serta didukung oleh analisis tegasan efektif yang konstan.

Mekanisme *unloading* diperkirakan disebabkan oleh *lateral transfer* yang diamati pada litologi batupasir dan penurunan tegasan efektif ketika berada pada Anggota batupasir Formasi Bampo hingga batupasir Formasi Parapat yang berperan sebagai *reservoir* di sumur AA-1. efektif. Faktor geologi yang mempengaruhi

pembentukan *overpressure* meliputi keberadaan litologi serpih yang tebal mulai dari kedalaman 4.015-8.500 ftTVDSS dan *reservoir* batupasir yang terkungkung oleh litologi serpih pada kedalaman 8.510-10.0014 ftTVDSS.

DAFTAR PUSTAKA

- Aziz, A., and Bolt, L.H. (1984). Occurrence and Detection of Abnormal Pressures from Geological and Drilling Data, North Sumatera Basin. The Proceedings of 13th Annual Convention. p. 195-220.
- Banukarso, M., Meckel, L., Citajaya, N., & Raharjo, S. (2013). An Inverted SynRift Play in the Offshore North Sumatra Basin. Proceedings of the 37th Indonesian Petroleum Association Annual Convention and Exhibition, Jakarta, Indonesia. 11 p
- Barber, A.J., Crow, M.J., Milsom, J.S., (2005), Sumatra: Geology, Resources and Tectonic Evolution: Geological Society London Memoirs, 31, p. 234-259
- Bjørlykke, K. (1998). Clay mineral diagenesis in sedimentary basins: a key to the prediction of rock properties: examples from the North Sea Basin. Clay Minerals, Norway, p. 33
- Boles, J. R., & Franks, S. G. (1979). Clay diagenesis in Wilcox sandstones of Southwest Texas; implications of smectite diagenesis on sandstone cementation. Journal of Sedimentary Research, 49(1), p. 55-70.
- Caughey, Charles A., and Wahyudi, Turcahyo, (1993), Reservoirs in the Lower Miocene Peutu Formation, East Aceh, Sumatera. proceedings. Indonesian Petroleum Association, 22nd, vol 1. p. 191-218
- Chapman, R.E. (1983). Early Deformation of Sedimentary Basins Growth Structures. Development in petroleum science series, Vol. 16, Elsevier, Amsterdam, p. 23-40.
- Dutta, N.C. (2002). Deepwater geohazard prediction using prestack inversion of large offset P-wave data and rock model, The Leading Edge, 21, p. 193-198.
- Eaton, B. A. (1975). The equation for geopressured prediction from well logs. Society of Petroleum Engineers of Aime 5544, Dallas, Texas. Paper no. 5544, 11p
- Hutasoit, L.M., Suseno, W., Siahaan, D., Ramdhan, A.M., Goulty, N.R., Syaiful, M., Bachtiar, A., Iskandar, I., Hendarmawan, Sadirsan, W., Arifin, M., Bahesti, F., and Endarmoyo, K., (2013). *Overpressure* characteristics in Pertamina's area in the North Sumatra Basin. Proceedings of 37th Indonesian Petroleum Association, Jakarta.
- Kamili, Z.A. (1976). Contribution to the Pre Baong Stratigraphy of North Sumatera. proceedings. Indonesian Petroleum Association. Fifth Annual Convention, Jakarta, Vol, 2, p. 99-108
- Ramdhan, A. M. (2022). Analysis and Prediction of *Overpressure* in Sedimentary Basins. Bandung; ITB Press, 259 p
- Ramdhan, A. M., & O'Connor, S. (2022). Generation and estimation of *overpressure* from wireline logs using deterministic approaches in western Indonesia's Tertiary sedimentary basins. Petroleum Geoscience, 28(3), petgeo 2021-062.

- Roy, D. K., Ray, G. K., & Biswas, A. K. (2010). Overview of *overpressure* in Bengal basin, India. *Journal of the Geological Society of India*, 75(4), p. 644-660.
- Swarbrick, R.E., Osborne, M.J. dan Yardley, G.S. (2002): Comparison of *overpressure* magnitude resulting from the main generating mechanisms, AAPG Memoir 76, p. 1-12
- Terzaghi, K. & Peck, R.B. (1996). Soil mechanics in engineering practice 3rd edition. New York: John Wiley and Sons.
- Wang, Z. & Wang, R., (2015). Pore Pressure Prediction Using Geophysical Methods in Carbonate Reservoirs: Current Status, Challenges, and Way Ahead. s.l, *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, Elsevier, p. 986-993
- Zoback, M. L., Zoback, M., Watts, A., & Schubert, G. (2007). Lithosphere stress and deformation. *Treatise on geophysics*, p, 253-273