

STUDI GEOMEKANIKA 3D DI LAPANGAN ALPHA, MADURA UTARA, INDONESIA

RESTIO BRATA^{1,2}, BENYAMIN SAPIIE¹, FAJAR ARDHIANSYAH³, RICKI²

1. Program Studi Teknik Geologi, Fakultas Ilmu dan Teknologi Kebumihan, Institut Teknologi Bandung (ITB), Jl. Ganesha No.10, Bandung, Jawa Barat, Indonesia, Email: restio.brata@gmail.com
2. Schlumberger, Wisma Mulia Suite 4201, Jend. Gatot Subroto No. 42, Kota Jakarta Selatan, Daerah Khusus Ibukota Jakarta
3. Petronas Indonesia

Sari – Lapangan Alpha terletak di Lepas Pantai Madura Utara, Provinsi Jawa Timur, Indonesia. Daerah ini termasuk bagian Cekungan Jawa Timur Utara di selatan Paparan Sunda dan merupakan jenis cekungan busur-belakang yang secara tektonik relatif stabil. Lapangan Alpha memiliki cadangan hidrokarbon yang ekonomis, sehingga ada rencana untuk pengembangan lapangan dengan menargetkan pengeboran sumur-baru. Proses pengeboran di Formasi Kujung menghadapi masalah kerontokan sumur yang menyebabkan lamanya waktu pengeboran dan besarnya biaya yang dihabiskan. Studi geomekanika 1D (satu dimensi) telah dilakukan secara bertahap sebelum pengeboran sumur, tetapi masalah rontoknya sumur masih terjadi. Tidak akuratnya prediksi studi geomekanika 1D harus segera dicari solusinya untuk kelancaran proses pengeboran sumur-baru selanjutnya.

Lingkungan pengendapan perselingan silisiklastik dengan batugamping menyebabkan beragamnya litologi batuan dan juga properti geomekanika kekuatan batuan. Keragaman ini menyebabkan tidak akuratnya prediksi properti geomekanika 1D di trayek sumur-baru. Metode geomekanika 3D (tiga dimensi) dengan tambahan data seismik dapat membantu penyebaran properti geomekanika secara stokastik ke seluruh lapangan. Metode ini membuat properti geomekanika yang dihasilkan dapat menangkap keragaman properti geomekanika secara 3D dan membuat perhitungan tegasan dengan metode *Poroelastic* menjadi lebih valid.

Model geomekanika 3D dapat memetakan penyebaran batuan dan properti geomekanika batuan yang beragam secara 3D, sehingga perhitungan kestabilan di sumur-baru menjadi lebih akurat. Penggunaan lumpur pengeboran menjadi lebih sesuai untuk menghindari rontoknya batuan pada saat pengeboran.

Kata kunci: geomekanika 3D, kestabilan sumur, berat lumpur, Madura Utara

1. PENDAHULUAN LATAR BELAKANG

Lapangan Alpha memiliki cadangan hidrokarbon yang ekonomis berdasarkan data pengeboran sumur sebelumnya. Kesuksesan hasil produksi sumur tersebut telah menguatkan rencana untuk pengembangan lapangan ini. Pengembangan lapangan dilakukan dengan menargetkan pengeboran sumur-pengembangan selanjutnya. Proses pengeboran sumur di lapangan ini tidak mudah dan menghadapi masalah kerontokan sumur yang menyebabkan lamanya waktu pengeboran dan besarnya biaya yang dihabiskan. Rontokan sumur pada dua sumur NMJT-5 dan NMJT-2 telah menyebabkan pipa bor tersangkut sehingga sumur harus diganti trayeknya (*sidetracked*), sedangkan pipa bor beserta alat pengukuran tertinggal di dalam sumur. Permasalahan terjadi di interval Formasi Kujung pada pengeboran sumur-pengembangan dengan sudut kemiringan lebih besar dari 65°.

Studi geomekanika 1D telah dilakukan secara

bertahap di beberapa sumur-pengembangan sebelum pengeboran sumur tersebut dilakukan. Studi geomekanika 1D tersebut diharapkan dapat memberikan prediksi parameter pengeboran seperti berat lumpur bor yang tepat. Walaupun studi geomekanika 1D telah dilakukan, tetapi masalah utama rontoknya sumur masih terjadi dalam proses pengeboran sumur-pengembangan tersebut. Masalah pengeboran tersebut harus segera dicari solusinya dengan melakukan studi geomekanika lanjutan yang lebih mendalam untuk kelancaran proses pengeboran sumur selanjutnya.

RUMUSAN MASALAH

Permasalahan terjadi hanya pada pengeboran sumur-pengembangan NMJT-5, NMJT-2, NMKT-3, NMJT-4 dan NMJT-1 pada interval Formasi Kujung, yang dibedakan menjadi Formasi Kujung-1, Kujung-2 dan Kujung-3 (**Gambar 1**). Sedang di sumur eksplorasi

vertikal permasalahan pengeboran tidak terjadi.

Keragaman secara lateral pada properti geomekanika kekuatan batuan di Lapangan Alpha ini menyebabkan model geomekanika 1D tidak akurat untuk memprediksi properti geomekanika batuan di trayek sumur-baru. Karena dalam prediksi properti geomekanika 1D secara propagasi log dari trayek sumur-studi yang sudah ada ke trayek sumur-baru, memiliki asumsi properti geomekanika dan kekuatan batuan adalah sama dan tegasan adalah tetap. Jadi apabila properti geomekanika kekuatan batuan di sumur-studi dengan sumur-baru secara aktual ternyata berbeda, maka prediksi berat lumpur yang dilakukan juga menjadi tidak tepat. Berdasarkan hal ini, keragaman lateral properti geomekanika kekuatan batuan tidak dapat diprediksi oleh model geomekanika 1D, sehingga harus ditingkatkan menjadi model geomekanika 3D (tiga dimensi) dengan menggunakan data tambahan atribut seismik.

TUJUAN & RUANG LINGKUP

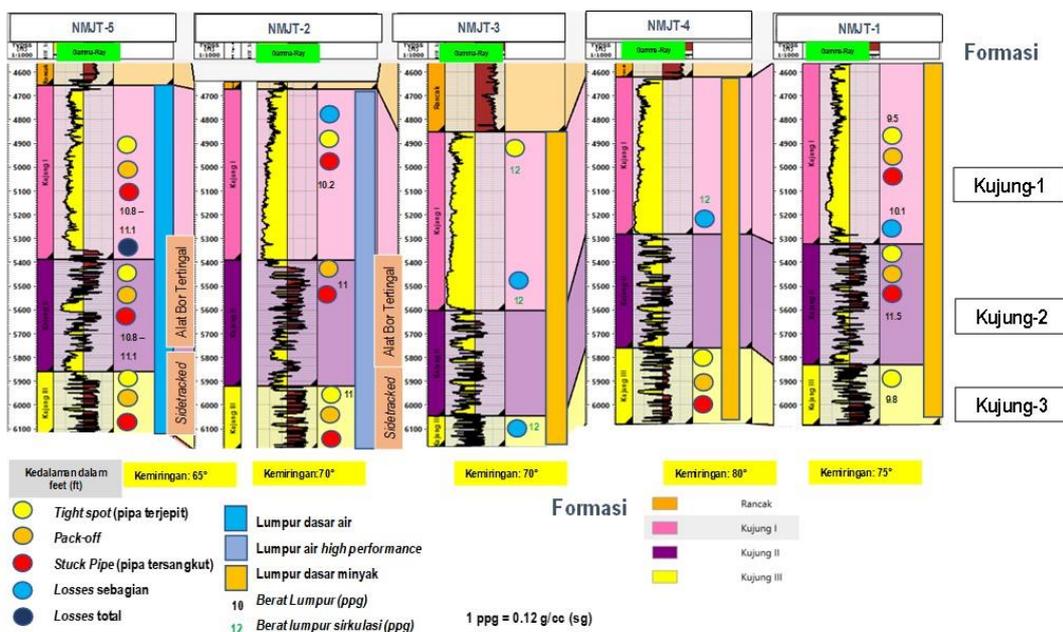
Berdasarkan latar belakang dan rumusan masalah maka tujuan penelitian adalah menemukan akar permasalahan rontoknya sumur dan memberikan solusi yang berhubungan dengan geomekanika batuan.

Penelitian ini difokuskan pada lapisan Formasi Kujung dengan tujuan penelitian adalah:

1. Pembuatan model geomekanika 3D dengan menyebarkan properti geomekanika batuan menggunakan panduan data atribut seismik, horizon formasi dan interpretasi bidang sesar. Properti geomekanika batuan 3D yang telah disebarkan, kemudian digunakan dalam perhitungan tegasan batuan secara simulasi 3D.
2. Melakukan analisis untuk memahami keragaman properti geomekanika kekuatan batuan dan karakteristik bidang lemah lapisan yang terdapat di Formasi Kujung.

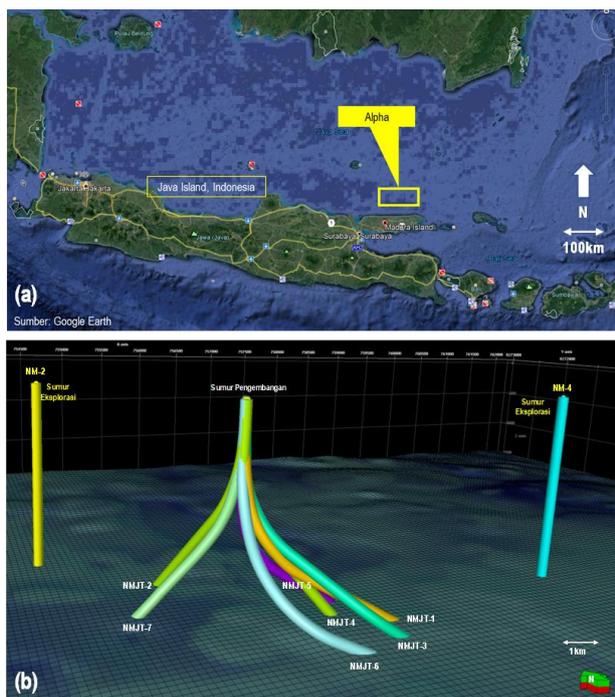
LOKASI PENELITIAN

Studi geomekanika yang menjadi objek pembahasan pada tesis ini dilakukan di Lapangan Alpha (nama lapangan dan nama sumur disamarkan). Lapangan Alpha merupakan penghasil hidrokarbon minyak dan gas yang berlokasi di lepas pantai Madura Utara, Provinsi Jawa-Timur, Indonesia (**Gambar 2a**). Pengeboran sumur eksplorasi pertama di lapangan ini pada tahun 2002 (NM-1) dan dilanjutkan sampai sumur eksplorasi ke-4 (NM-4) pada tahun 2004. Reservoir yang menjadi target pengeboran adalah Batugamping Formasi Ngimbang yang

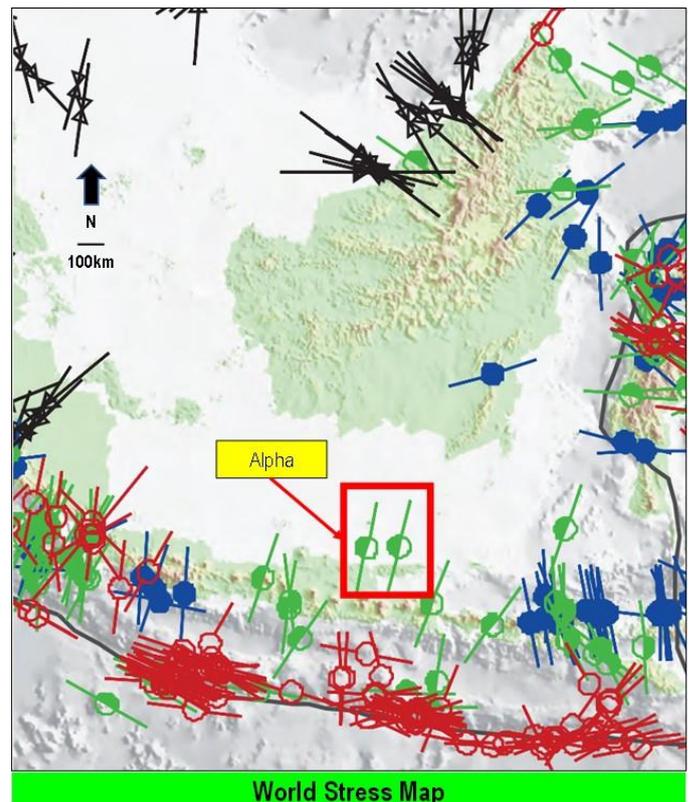


Gambar 1. Komparasi permasalahan pengeboran di Formasi Kujung (Kujung-1, Kujung-2 dan Kujung-3) pada sumur-pengembangan. Urutan sumur dari kiri ke kanan menunjukkan urutan waktu pengeboran.

berumur Eosen-Atas dan target reservoir kedua adalah Batugamping Formasi Kujung yang berumur Miosen-Bawah yang berada di atas Batugamping Formasi Ngimbang. Pada tahun 2015 dimulai kampanye pengeboran sumur-pengembangan dengan melakukan pengeboran tujuh (7) sumur-pengembangan (**Gambar 2b**). Lapangan ini mulai berproduksi pada tahun 2015, setelah selesainya pengeboran sumur-pengembangan pertama NMJT-5. Dari hasil produksi sumur-pengembangan tersebut diketahui bahwa cadangan hidrokarbon di Lapangan Alpha cukup ekonomis untuk dikembangkan lebih lanjut. World Stress Map yang terlihat untuk daerah di sekitar Madura Utara menunjukkan arah Tegasan Horizontal Maksimum *NNE-SSW* dengan rezim tegasan normal, dengan nilai Tegasan Horizontal Minimum paling kecil, Tegasan Horizontal Maksimum pertengahan dan Tegasan Vertikal paling besar ($S_{\text{igH}} > S_{\text{igH}} > S_{\text{igV}}$) (**Gambar 3**).



Gambar 2. Lokasi studi geomekanika di Lapangan Alpha yang terletak di Lepas Pantai Madura Utara, Provinsi Jawa Timur, (a) lokasi Lapangan Alpha berdasarkan peta google earth, (b) trayek pengeboran sumur-eksplorasi dan sumur-pengembangan di Lapangan Alpha.



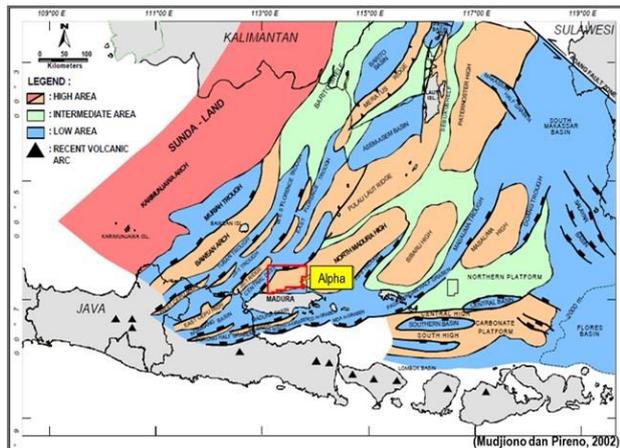
Gambar 3. World Stress Map di daerah sekitar Lapangan Alpha yang menunjukkan arah tegasan utama *NNE-SSW* dengan rezim tegasan normal.

GEOLOGI REGIONAL

Secara regional Lapangan Alpha termasuk dalam bagian Cekungan Jawa Timur Utara. Cekungan Jawa Timur berada di bagian selatan Paparan Sunda yang relatif stabil dan mencakup area seluas 50,000km². Cekungan ini terbentuk sebagai cekungan busur belakang (*back arc*) yang berhubungan dengan garis gunung api di bagian selatannya (**Gambar 4**). Punggungan (*platform*) di utara Jawa Timur secara tektonik relatif stabil yang hanya dipengaruhi oleh kompaksi cekungan (Mudjiono dan Pireno, 2002).

Urutan fase tektonik deformasi di daerah ini dimulai dengan fase deformasi pemekaran (*rifting*) pada umur Eosen-Tengah yang dilanjutkan dengan pembentukan cekungan (*sag phase*) sampai umur Oligosen-Bawah (Mudjiono dan Pireno, 2002). Pada umur Oligosen-Atas sampai Miosen-Bawah terjadi fase tektonik yang tenang (*tectonic quiescence*) dan kemudian terjadi fase deformasi tektonik inversi yang dimulai pada umur Miosen-

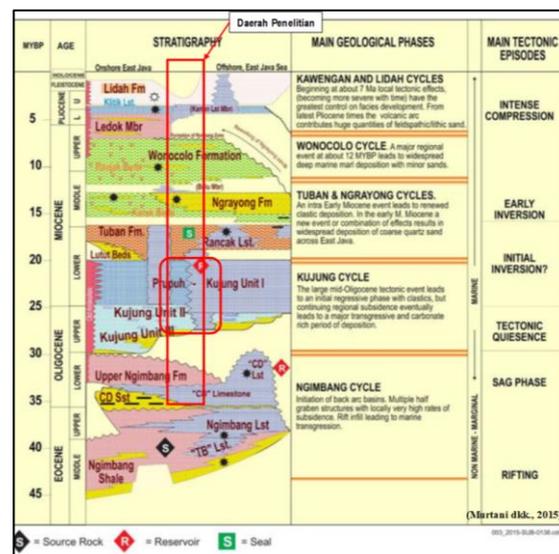
Bawah yang merubah rezim deformasi di daerah ini menjadi rezim deformasi kompresi. Fase deformasi kompresi yang intens terjadi pada umur Pliosen-Bawah. Fase deformasi di daerah Madura Utara ini ditampilkan pada kolom stratigrafi (**Gambar 5**) menurut Murtani dkk., (2015). Lapangan Alpha yang berada di lepas pantai Madura Utara ditunjukkan oleh kotak merah pada kolom stratigrafi.



Gambar 4. Peta tektonik Cekungan Jawa-Timur bagian utara (Mudjiono dan Pireno, 2002).

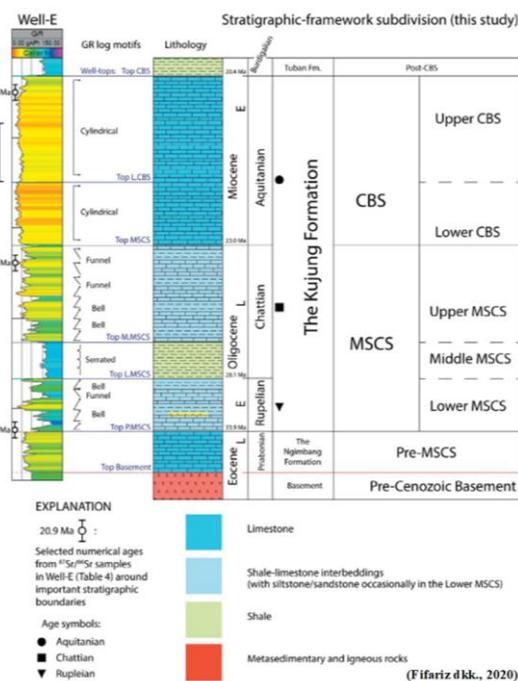
Berdasarkan *shelf architecture* Formasi Kujung dapat dibedakan menjadi dua bagian interval yaitu *Mixed-siliciclastic Carbonate Shelf* (MSCS) dan *Carbonate Build-ups Shelf* (CBS) (Fifariz dkk., 2020). Formasi Kujung-2 dan Kujung-3 adalah Formasi batuan yang disusun oleh perselingan batugamping dan batulempung yang menurut Fifariz dkk., (2020) termasuk interval MSCS. Interval ini memiliki ketebalan rata-rata 300-450m dan tersebar merata di Cekungan Madura Utara. Di atas endapan MSCS diendapkan endapan CBS yang berkorelasi dengan Formasi Kujung-1 dengan litologi penyusun didominasi oleh batugamping dan ketebalan rata-rata 230-300m. Pola log Gamma-Ray dan jenis litologi penyusun Formasi Kujung yang dibedakan menjadi dua interval MSCS dan CBS menurut Fifariz dkk., (2020) ditampilkan pada **Gambar 6**.

Reservoir di daerah Cekungan Jawa Timur ini terdapat pada Formasi Batugamping Ngimbang yang berumur Eosen-Atas dan Formasi Batugamping Kujung yang berumur



Gambar 5. Kolom stratigrafi daerah penelitian yang termasuk Cekungan Jawa-Timur Utara (Murtani dkk., 2015).

Miosen-Bawah (Murtani dkk., 2015). Untuk batuanbeban (*overburden*) dari bawah ke atas adalah Formasi Rancak, Formasi Tuban, Formasi Ngrayong, dan Formasi Batu Gamping Wonocolo. Studi penelitian ini difokuskan di formasi batuan yang memiliki permasalahan dalam proses pengeborannya yaitu batugamping Formasi Kujung.



Gambar 6. Pola log Gamma-Ray untuk Formasi Kujung yang dibedakan menjadi interval MSCS dan CBS menurut Fifariz dkk., (2020).

2. DATA AND METODOLOGI

Studi geomekanika 3D dengan analisis bidang lemah lapisan ini menggunakan data primer dan data sekunder. Data primer adalah:

1. Data geomekanika 1D yang telah dilakukan pada lima (5) trayek sumur-studi (NM-2, NM-4, NMJT-2, NMJT-3 dan NMJT-5). Data geomekanika 1D terdiri dari properti elastik batuan (*elastic properties*) dan kekuatan batuan (*rock strength*). Properti elastik batuan adalah Modulus Young dan *Poisson's Ratio* sedangkan properti kekuatan batuan adalah UCS (*Unconfined Compressive Strength*), *Tensile Strength* dan Sudut Friksi (*Friction Angle*). Properti elastik dan kekuatan batuan ini selanjutnya disebut sebagai properti geomekanika batuan. Data geomekanika 1D selanjutnya adalah tekanan, tegasan batuan, data arah Tegasan Horizontal dan rezim tektonik di daerah Lapangan Alpha.

Data log properti geomekanika batuan adalah:

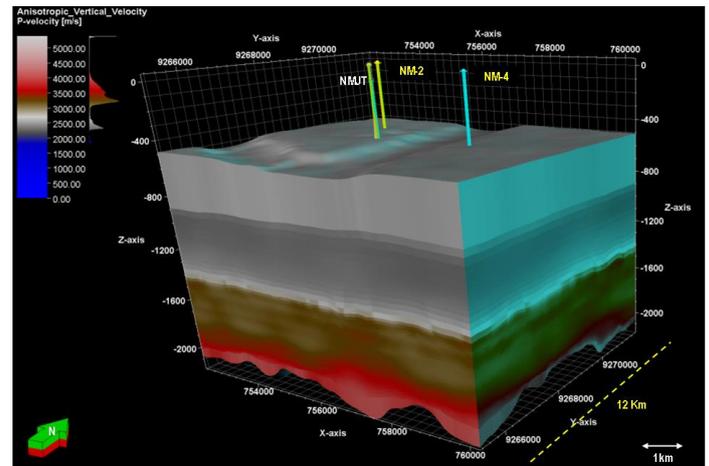
- Modulus Young: properti batuan yang mengindikasikan tingkatan kekakuan (*stiffness*) dari suatu batuan.
- *Poisson's Ratio*: properti batuan yang mengindikasikan tingkatan keuletan (*ductility*) dari suatu batuan.
- *Unconfined Compressive Strength* (UCS)
- *Tensile Strength* = $k \times \text{UCS}$ ($k = 0,1$)
- Sudut Friksi (*Friction Angle*)

Data tekanan dan tegasan batuan adalah:

- Tekanan Pori (*Pore Pressure*)
- Tegasan Vertikal (*Vertical/Overburden Stress*)
- Tegasan Horizontal Maksimum (*Minimum Horizontal Stress*)
- Tegasan Horizontal Minimum (*Maximum Horizontal Stress*)

2. Data log Densitas batuan (*Bulk Density*)

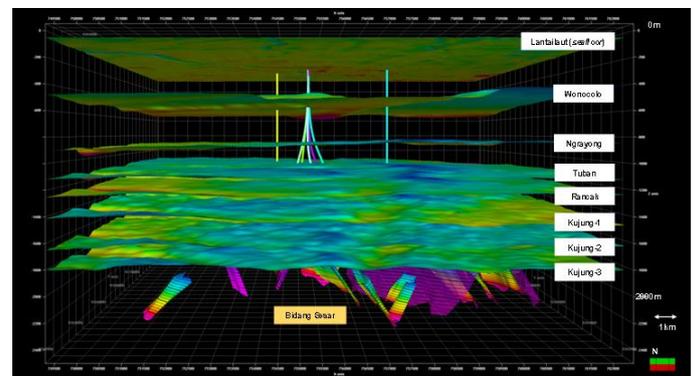
3. Data atribut seismik 3D (*Interval Velocity*) dengan luas sebesar 144 Km² yang ditampilkan pada **Gambar 7**.



Gambar 7. Data atribut seismik *Interval Velocity* dengan luas 144Km² di Lapangan Alpha.

Sedangkan data sekunder adalah:

1. Data interpretasi horizon seismik berdasarkan formasi batuan. Dari bawah sampai ke atas adalah: Kujung-3, Kujung-2, Kujung-1, Rancak, Tuban, Ngrayong, Wonocolo dan Lantailaut (*seafloor*). Data horizon ditampilkan pada **Gambar 8**.
2. Interpretasi seismik bidang sesar (ditampilkan pada **Gambar 8**).
3. Data laporan rekaman pengeboran sumur
4. NMJT-6: Data rekaman pengeboran
5. Studi literatur dan arah Tegasan Horizontal Maksimum dari World Stress Map.



Gambar 8. Data interpretasi horizon formasi dan interpretasi bidang sesar di Lapangan Alpha.

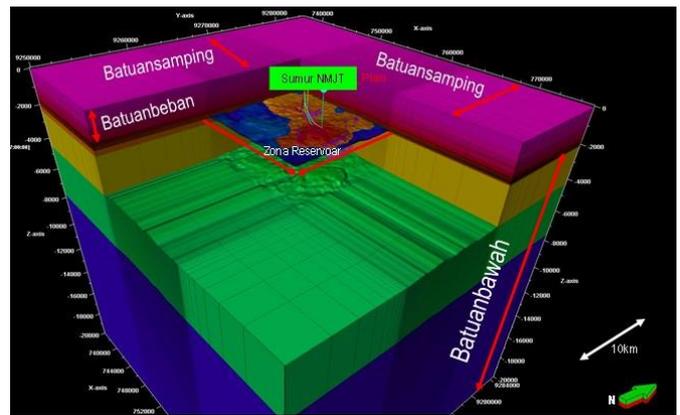
Setelah properti geomekanika disebarakan secara 3D dan dipakai untuk menghitung tegasan batuan 3D, maka model geomekanika 3D telah selesai dikonstruksi. Proses selanjutnya adalah melakukan validasi model. Validasi model geomekanika 3D terdiri dari beberapa tahapan:

- Validasi dengan data tegasan pada datageomekanika 1D di sumur-studi.
- Validasi dengan data aktual pengeboran sumur yang telah dilakukan, yaitu menggunakan sumur-pengembangan NMJT-6.

3. HASIL KONSTRUKSI MODEL GEOMEKANIKA 3D

Pembuatan Wadah Model

Konstruksi model geomekanika 3D dimulai dengan membuat wadah model (*embedment*) dan *grid cells* untuk properti geomekanika dan tegasan batuan. Ukuran *grid cells* secara lateral pada wadah model ini adalah sebesar 50x50m. Pada tahapan ini didefinisikan zona reservoir (*reservoir section*), zona batuanbeban (*overburden*), zona batuan samping (*sideburden*) dan zona batuan bawah (*underburden*). Pembuatan zona ini digunakan untuk membedakan kriteria kekuatan *Yield* dari batuan. Untuk zona reservoir dan batuanbeban memakai *Yield* kriteria Mohr-Coulomb, dan membutuhkan masukan semua properti geomekanika 3D seperti Modulus Young, *Poisson's Ratio*, *Unconfined Compressive Strenght* (UCS), *Tensile Strenght*, Sudut Friksi dan densitas formasi. Sedangkan untuk zona batuan samping dan batuan bawah menggunakan kriteria *elastic*, sehingga data yang dibutuhkan hanya densitas formasi, Modulus Young dan *Poisson's Ratio*. Wadah model geomekanika 3D di Lapangan Alpha, ditampilkan pada **Gambar 9**.



Gambar 9. Wadah model geomekanika 3D di Lapangan Alpha yang terdiri dari 6,9juta *grid cells*. Dengan ukuran *grid cell* secara lateral adalah 50x50m.

Pembuatan Perlapisan

Dalam studi geomekanika ini formasi batuan yang menjadi fokus adalah Formasi Kujung, terutama Kujung-2 dan Kujung-3. Banyak perlapisan pada formasi Kujung-2 dan Kujung-3 didefinisikan paling banyak untuk mendapatkan resolusi vertikal yang lebih baik dibandingkan formasi batuan lain. Selain itu, perselingan antara batulempung dan batugamping di Formasi Kujung-2 dan Kujung-3 juga membutuhkan jumlah perlapisan yang banyak agar dapat menangkap perbedaan litologi ini secara 3D. Tabel jumlah perlapisan untuk masing-masing horizon formasi batuan dari lantailaut (*seafloor*) sampai Formasi Kujung-3 ditampilkan pada **Tabel 1**.

Pengasaran Log Properti Geomekanika

Data log properti geomekanika di masing-masing sumur (1D) perlu dikasarkan (*upscaled*) agar sesuai dengan *grid cells* dari wadah geomekanika 3D yang sudah dibentuk sebelumnya. Log properti geomekanika yang

Tabel 1. Jumlah perlapisan untuk setiap horizon formasi batuan.

Name	Color	Calculate	Zone division	Perlapisan
Seabed - Top Wonocolo		<input checked="" type="checkbox"/> Yes	Proportional	Number of layers: 1
Top Wonocolo - Top Ngrayong		<input checked="" type="checkbox"/> Yes	Proportional	Number of layers: 1
Top Ngrayong - Top Tuban		<input checked="" type="checkbox"/> Yes	Proportional	Number of layers: 5
Top Tuban - Top Rancak		<input checked="" type="checkbox"/> Yes	Proportional	Number of layers: 5
Top Rancak - Top Kujung-1		<input checked="" type="checkbox"/> Yes	Proportional	Number of layers: 5
Top Kujung-1 - Top Kujung-2		<input checked="" type="checkbox"/> Yes	Proportional	Number of layers: 10
Top Kujung-2 - Top Kujung-3		<input checked="" type="checkbox"/> Yes	Proportional	Number of layers: 20
Top Kujung-3 - Top Ngimbang		<input checked="" type="checkbox"/> Yes	Proportional	Number of layers: 20

dikasarkan adalah:

- Modulus Young (ditampilkan dalam satuan Mpsi)
- *Poisson's Ratio* (tanpa satuan)
- *Unconfined Compressive Strength* (UCS) (ditampilkan dalam satuan psi)
- *Tensile Strength*, berdasarkan hasil geomekanika 1D nilai *Tensile Strength* = $k \times \text{UCS}$ ($k=0.1$) (ditampilkan dalam satuan psi)
- Sudut Friksi (*Friction Angle*) (ditampilkan dalam satuan *degree*)

konversi satuan log properti geomekanika:

- 1 Mpsi = 1000000 psi
- 1000 psi = 6.9 Mpa = 68.9 bar

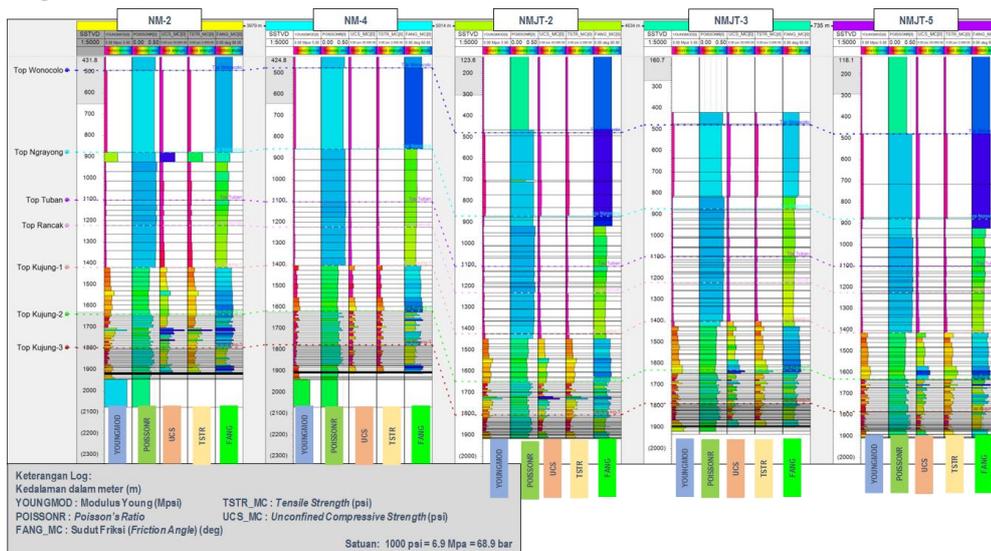
Log properti geomekanika 1D telah dibuat di sumur-studi yang mempunyai log talikawat Gamma-Ray, log Densitas, dan log Sonic *Compressional Slowness*. Hanya lima (5) sumur yang mempunyai log talikawat lengkap untuk membuat log properti geomekanika di Lapangan Alpha dan dijadikan sebagai sumur-studi, yaitu:

- NM-2 (sumur eksplorasi vertikal)
- NM-4 (sumur eksplorasi vertikal)
- NMJT-2 (sumur-pengembangan, kemiringan 70°)
- NMJT-3 (sumur-pengembangan, kemiringan 70°)
- NMJT-5 (sumur-pengembangan, kemiringan 65°)

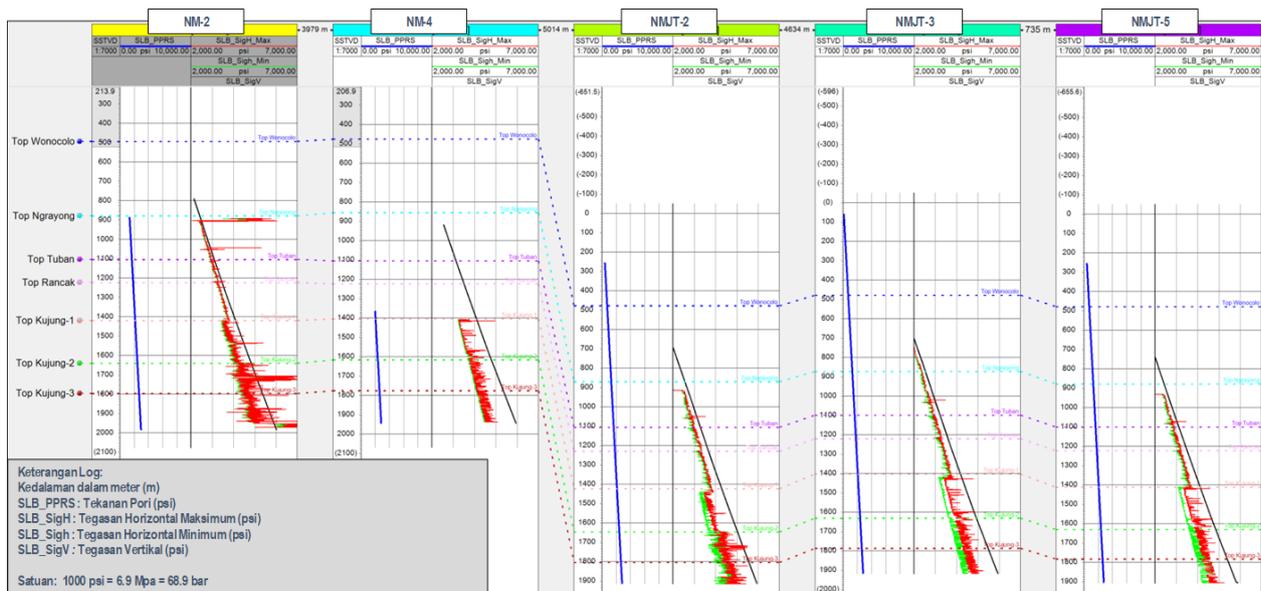
Hasil pengasaran log properti geomekanika di semua sumur-studi ditampilkan pada **Gambar 10**.

Untuk interval atau formasi di batuanbeban (*overburden*) yang tidak memiliki data geomekanika 1D dari sumur-studi, dibuat menggunakan fungsi log properti geomekanika dengan data atribut seismik *Interval Velocity*. Sedangkan untuk properti geomekanika di zona batuanbawah yang tidak dicakup oleh data seismik, dibuat menggunakan fungsi properti geomekanika dengan nilai kedalaman vertikal dibawah permukaan laut (*True Vertical Depth Sub-Sea*).

Data Tegasan Horizontal dan Tegasan Vertikal dari hasil geomekanika 1D tidak dimasukkan ke dalam perhitungan konstruksi geomekanika 3D, tapi nantinya akan digunakan untuk validasi hasil perhitungan tegasan horizontal pada geomekanika 3D. Log Tegasan Horizontal, Tegasan Vertikal dan Tekanan Pori dari data geomekanika 1D di sumur-studi ditampilkan pada **Gambar 11**. Dari data tegasan di sumur-studi diketahui rezim tektonik di daerah Lapangan Alpha adalah rezim tegasan normal, dengan nilai Tegasan Horizontal Minimum paling kecil, Tegasan Horizontal Maksimum pertengahan dan Tegasan Vertikal paling besar ($\text{SigH} > \text{SigH} > \text{SigV}$).



Gambar 10. Tampilan hasil pengasaran log properti geomekanika di lima (5) sumur-studi (kedalaman ditampilkan dalam satuan meter) sebagai masukan konstruksi geomekanika 3D.



Gambar 11. Tampilan data log tekanan dan tegasan dari data geomekanika 1D di semua sumur-studi (kedalaman ditampilkan dalam satuan meter).

Penyebaran Properti Geomekanika

Penyebaran log properti geomekanika batuan di zona reservoir dan zona batuanbeban merupakan hal terpenting dalam studi geomekanika 3D. Metode penyebaran dengan metode SGS dipilih di zona reservoir dan batuanbeban dikarenakan metode ini cocok digunakan untuk pemodelan dengan data sumur yang sedikit seperti di tahap awal pengembangan suatu lapangan. Metode SGS dengan cara stokastik ini memiliki sistem *multi-outputs* atau banyak kemungkinan hasil pemodelan, yang umum digunakan untuk pemodelan properti reservoir lain seperti porositas dan permeabilitas. Hasil pemodelan yang tepat akan dipilih dari beberapa iterasi yang cocok yang divalidasi dengan hasil perhitungan tegasan 3D nantinya. Variogram yang digunakan adalah variogram Gaussian dan *co-kriging* dengan data atribut seismik *Interval Velocity*. Berdasarkan peta penyebaran properti geomekanika kekuatan batuan, penyebaran nilai UCS di Puncak (*Top*) Formasi Kujung-3 dan Puncak (*Top*) Formasi Kujung-2 (**Gambar 12** dan **13**) terlihat lebih beragam dibandingkan di Puncak (*Top*) Formasi Kujung-1 (**Gambar 14**). Hal ini membuktikan bahwa Formasi Kujung-2 dan Kujung-3 yang disusun oleh perselingan batulempung dengan batugamping sebagai endapan campuran silisiklastik dengan batugamping

menyebabkan penyebaran litologi yang lebih beragam secara lateral di seluruh Lapangan Alpha. Litologi yang beragam ini juga membuat nilai properti kekuatan batuan menjadi beragam, sehingga nilai Tekanan Rontok batuan pada perhitungan kestabilan sumur juga akan berbeda-beda untuk setiap lokasi pengeboran sumur

Pembuatan Model Densitas

Model densitas batuan perlu dibuat secara 3D untuk menghitung nilai tegasan vertikal 3D. Atribut seismik *Interval Velocity* dapat digunakan untuk menghitung nilai densitas batuan dengan memakai Formula Gardner (1) (Gardner dan Dumanoir, 1980).

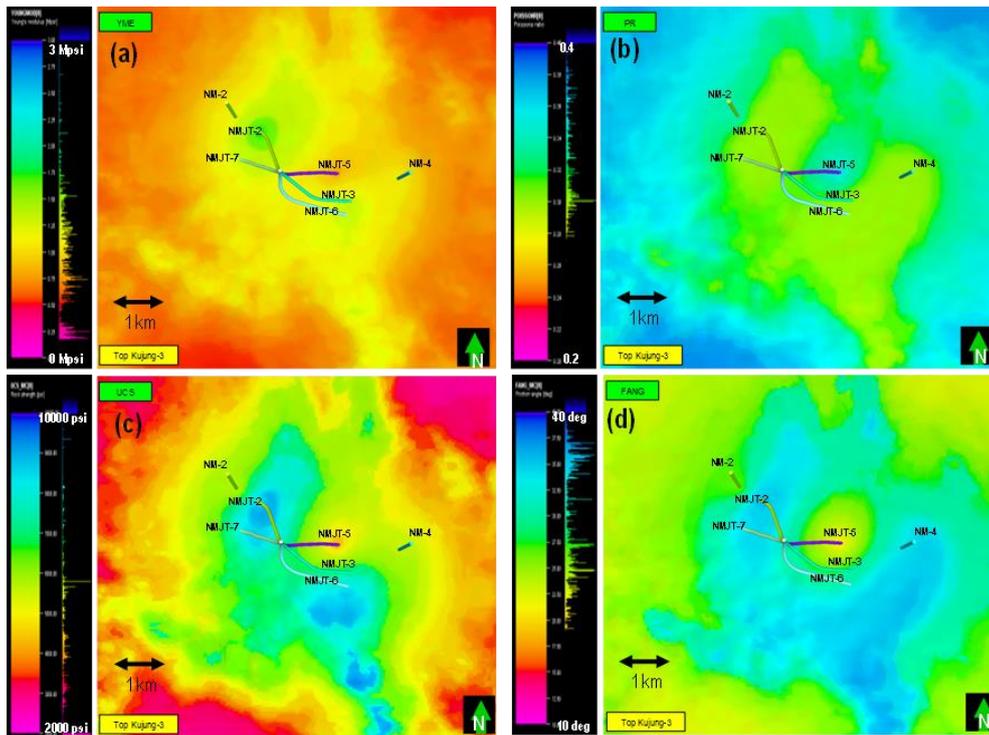
$$\rho = 0.31V_p^{0.25} \quad (1)$$

dengan:

ρ = Densitas batuan (g/cc)

V_p = Seismik *Interval Velocity* (m/s)

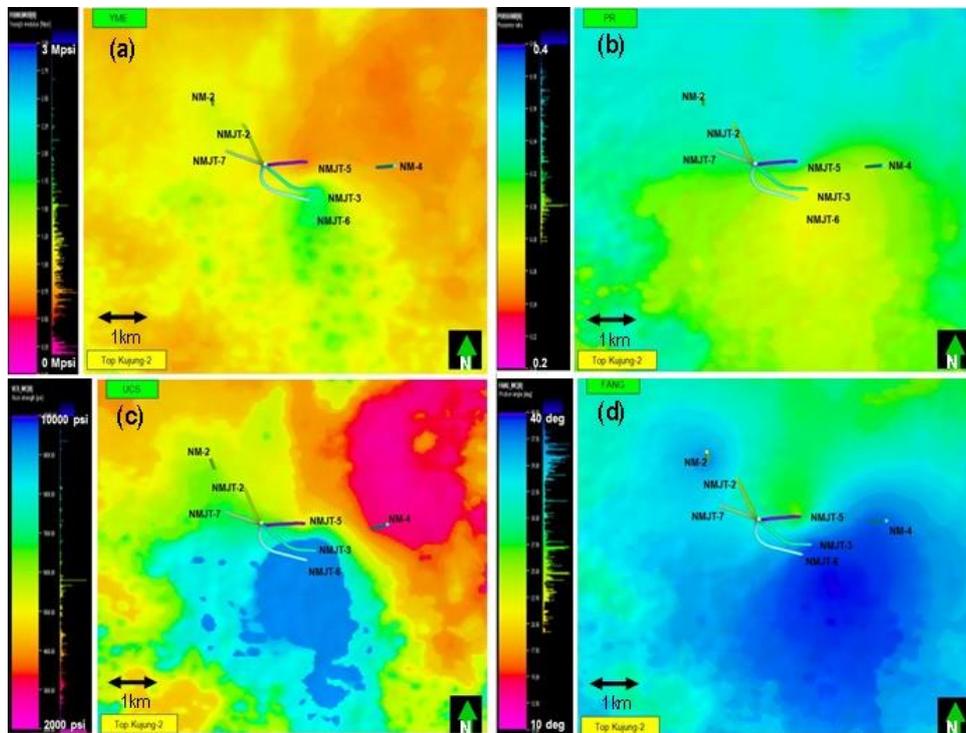
Hasil model densitas dengan Formula Gardner ini perlu divalidasi dengan log Densitas di sumur-studi. Model densitas dari atribut seismik digunakan untuk mengisi kekosongan interval yang tidak memiliki data log geomekanika 1D. Log Densitas di semua



Properti Batuan
 • Modulus Young Statik (YME) • *Unconfined Compressive Strength* (UCS)
 • *Poisson's Ratio* Statik (PR) • Sudut Friksi (*Friction Angle*) (FANG)

Satuan:
 1000 psi = 6.9 Mpa = 68.9 bar

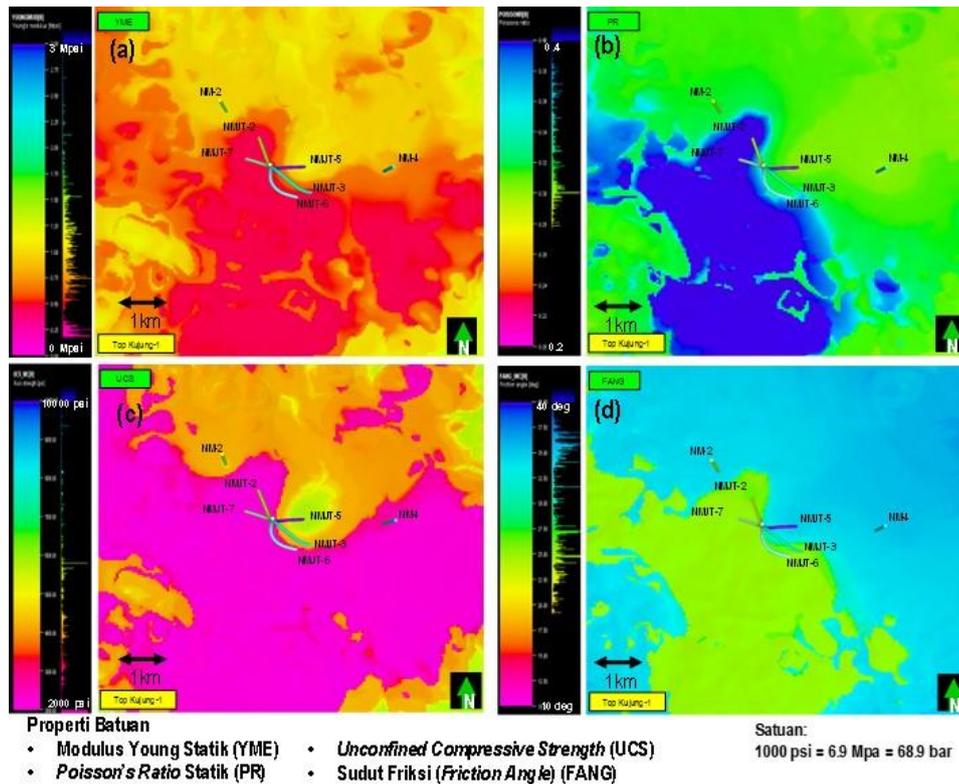
Gambar 12. Hasil penyebaran log properti geomekanika pada Puncak (*Top*) Formasi Kujung-3, (a) Modulus Young, (b) *Poisson's Ratio*, (c) UCS, (d) Sudut Friksi (FANG).



Properti Batuan
 • Modulus Young Statik (YME) • *Unconfined Compressive Strength* (UCS)
 • *Poisson's Ratio* Statik (PR) • Sudut Friksi (*Friction Angle*) (FANG)

Satuan:
 1000 psi = 6.9 Mpa = 68.9 bar

Gambar 13. Hasil penyebaran log properti geomekanika pada Puncak (*Top*) Formasi Kujung-2, (a) Modulus Young, (b) *Poisson's Ratio*, (c) UCS, (d) Sudut Friksi (FANG).



Gambar 14. Hasil penyebaran log properti geomekanika pada Puncak (*Top*) Formasi Kujung-1, (a) Modulus Young, (b) *Poisson's Ratio*, (c) UCS, (d) Sudut Friksi (FANG).

sumur-studi dikasarkan dan disebarakan menggunakan metode yang sama dengan log properti geomekanika, yaitu secara SGS dengan dengan variogram Gaussian dan *co-krigging* dengan menggunakan panduan model densitas 3D dari atribut seismik.

Model densitas 3D yang dihasilkan akan menjadi masukan sebagai perhitungan Tegasan Vertikal pada simulasi perhitungan tegasan 3D, yang dihitung dengan menggunakan Formula 2 (Plumb dkk., 2000).

$$\sigma_v = \int_0^z \rho_b(z) \cdot g \cdot dz \quad (2)$$

dengan:

- σ_v = Tegasan vertikal (psi)
- ρ_b = Densitas batuan (g/cc)
- Z = Kedalaman vertikal (m)
- g = Percepatan gravitasi (m/s²)
- dz = Perbedaan kedalaman vertikal (m)

Pembuatan Model Tekanan Pori 3D

Tekanan Pori 3D merupakan salah satu

masukan dalam perhitungan tegasan horizontal. Nilai Tekanan Pori batuan di Lapangan Alpha berdasarkan hasil perhitungan geomekanika 1D yang telah divalidasi dengan data tes pengukuran di sumur, menunjukkan gradien tekanan normal hidrostatik sebesar 0.433 psi/ft atau 1000 kg/m³ atau 1 g/cc. Dengan menggunakan kedalaman vertikal maka Tekanan Pori 3D dapat dihitung pada model geomekanika.

Perhitungan Tegasan 3D

Setelah semua masukan untuk perhitungan tegasan horizontal lengkap dimodelkan secara 3D, maka tegasan horizontal batuan secara 3D dapat dihitung dengan menggunakan Formula *Poroelastic* dari Blanton dan Olson (1999). Data masukan dalam perhitungan tegasan 3D adalah:

- Data Properti Geomekanika Batuan 3D
- Data Bidang Sesar
- Model Densitas 3D
- Tekanan Pori 3D
- Gradien Tegasan Horizontal (berdasarkan data rata-rata gradien

tegaskan geomekanika 1D dari semua sumur-studi)

- Tegaskan Horizontal Minimum = 0.155 bar/m (0.685 psi/ft)
- Tegaskan Horizontal Maksimum = 0.157 bar/m (0.693 psi/ft)
- Arah Tegaskan Horizontal Maksimum = N20°E (World Stress Map).

Formula *Poroelastic* (3 dan 4) oleh Blanton dan Olson (1999) digunakan untuk perhitungan tegaskan horizontal geomekanika secara 3D di setiap *grid cell*. Formula *Poroelastic* mempertimbangkan batuan yang memiliki porositas sehingga perhitungan tegaskan geomekanika menggunakan nilai Tegaskan Efektif (*effective stress*) dibandingkan dengan Tegaskan Total (*Total Stress*). Berdasarkan hukum Terzaghi, nilai Tegaskan Efektif adalah Tegaskan Total dikurangi Tekanan Pori (Terzaghi dan Peek, 2010).

Dari Formula *Poroelastic* dapat dibedakan faktor tegaskan karena pembebanan dan faktor tegaskan karena tektonik untuk perhitungan Tegaskan Horizontal Maksimum dan Tegaskan Horizontal Minimum. Tegaskan akibat pembebanan dipengaruhi oleh Tekanan Pori (P_p), Tegaskan Vertikal (σ_v), *Poisson's Ratio* (ν) dan koefisien Alpha (α) atau Biot's yang bernilai konstan 1. Sedangkan tegaskan akibat tektonik dipengaruhi oleh Modulus Young (E), *Poisson's Ratio* (ν) dan parameter *strain* (ϵ_h , ϵ_H). Formula *Poroelastic* (Formula 3 dan 4) juga digunakan pada pembuatan model geomekanika 1D sebelum studi ini dan secara konsisten digunakan untuk perhitungan tegaskan pada konstruksi model geomekanika 3D.

$$\sigma_h = \frac{\nu}{1-\nu} \sigma_v + \frac{1-2\nu}{1-\nu} \alpha P_p + \frac{E}{1-\nu^2} \epsilon_x + \frac{\nu E}{1-\nu^2} \epsilon_y$$

Formula 3 - Tegaskan Horizontal Minimum

$$\sigma_H = \frac{\nu}{1-\nu} \sigma_v + \frac{1-2\nu}{1-\nu} \alpha P_p + \frac{E}{1-\nu^2} \epsilon_y + \frac{\nu E}{1-\nu^2} \epsilon_x$$

Formula 4 - Tegaskan Horizontal Maksimum

dengan:

P_p = Tekanan Pori (psi)

σ_v = Tegaskan Vertikal (psi)

ν = *Poisson's Ratio* (tanpa satuan)

α = Koefisien Alpha / Biot

ϵ_h ϵ_H = Parameter strain (tanpa satuan)

Dalam perhitungan tegaskan secara 3D di setiap *grid cell* dari wadah geomekanika yang sudah dikonstruksi, mempertimbangkan bidang tidak menerus (*discontinuity*) dari bidang sesar yang telah diinterpretasi sebelum studi ini. Data hasil perhitungan Tegaskan Horizontal Minimum dan Tegaskan Horizontal Maksimum 3D ditampilkan pada **Gambar 15** dan **16**.

4. DISKUSI

VALIDASI MODEL GEOMEKANIKA 3D

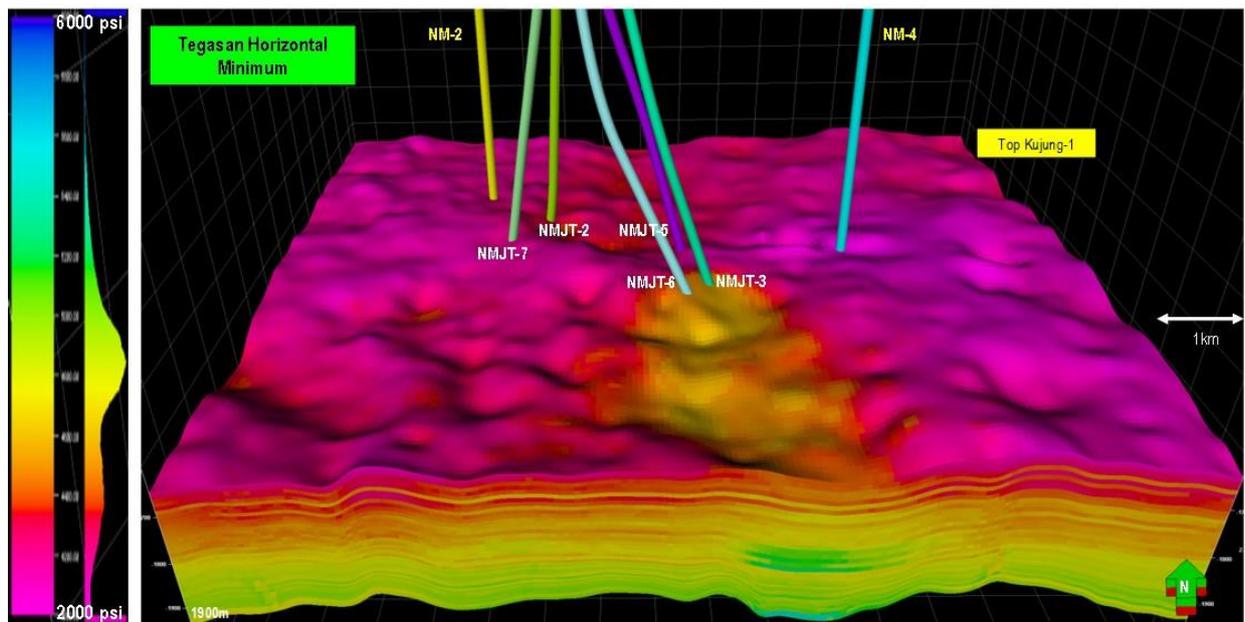
Model geomekanika 3D yang telah dikonstruksi perlu divalidasi untuk menyamakan hasil perhitungan 3D dengan data di sumur-studi. Beberapa tingkatan validasi dilakukan untuk mendapatkan hasil model geomekanika 3D yang valid.

Validasi Data Tegaskan

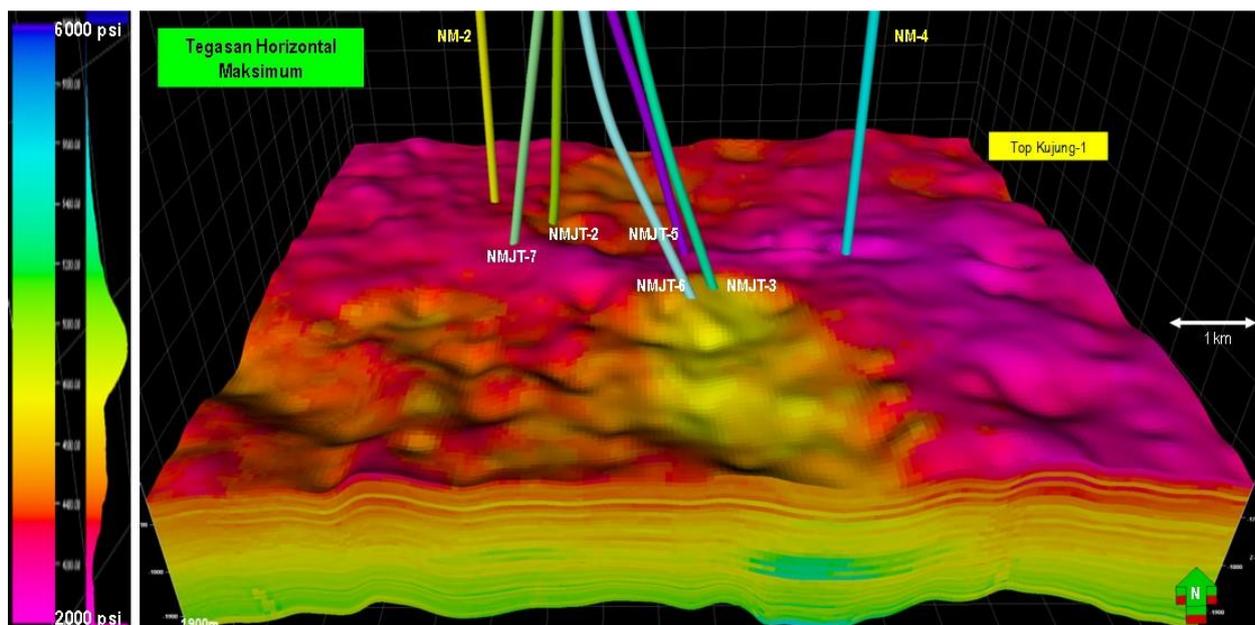
Data tegaskan geomekanika 1D di sumur-studi tidak menjadi masukan pada pembuatan model geomekanika 3D, sehingga bisa digunakan sebagai validasi hasil perhitungan tegaskan 3D. Nilai tegaskan di trayek sumur-studi tersebut dicocokkan dengan hasil perhitungan tegaskan secara ruang (3D) yang dilakukan dari data properti geomekanika yang telah disebarakan secara 3D sebelumnya. Perbandingan hasil perhitungan tegaskan secara 3D dan data tegaskan geomekanika 1D ditampilkan pada **Gambar 17**. Berdasarkan gambar tersebut dapat diketahui bahwa data log tegaskan 1D telah cocok atau memiliki pola tren yang sama dengan hasil perhitungan tegaskan 3D, sehingga model geomekanika 3D yang dihasilkan telah valid.

Validasi Data Sumur Aktual

Validasi hasil konstruksi geomekanika 3D selanjutnya adalah dengan mencocokkan hasil perhitungan dengan data aktual pengeboran yang telah dilakukan. Sumur yang digunakan sebagai sumur-validasi adalah sumur-pengembangan NMJT-6 yang tidak menjadi masukan dalam data konstruksi geomekanika 3D.



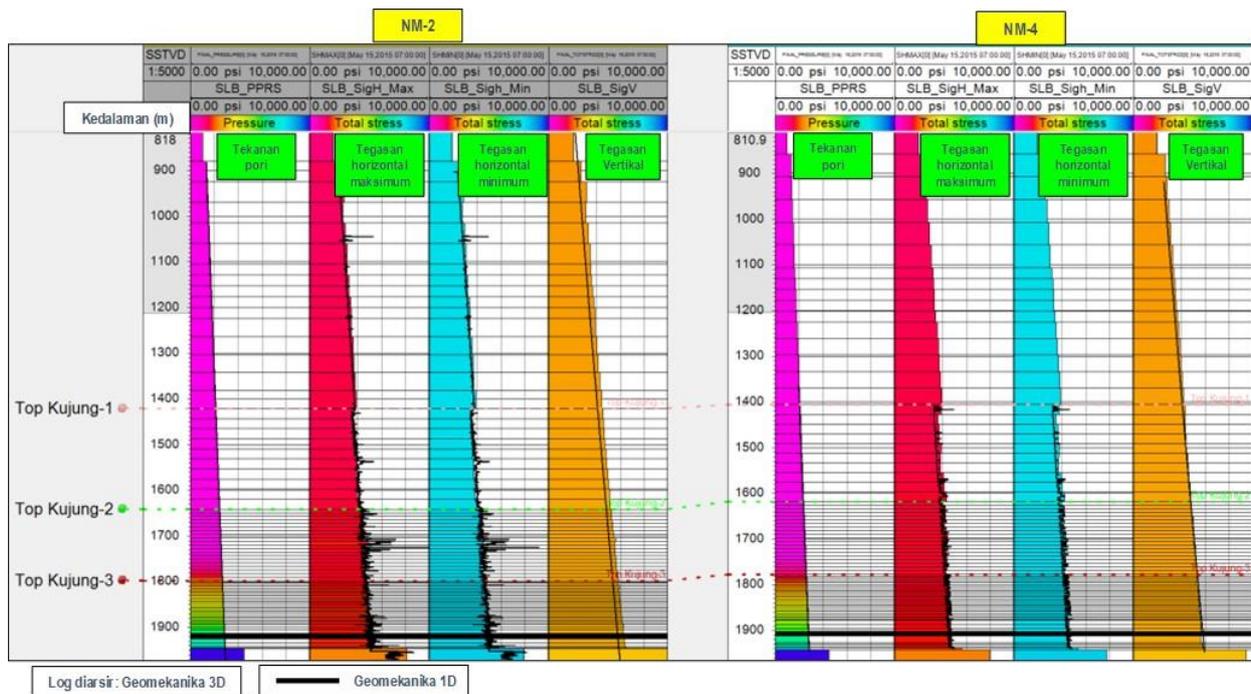
Gambar 15. Hasil perhitungan Tegasan Horizontal Minimum secara 3D di Puncak Formasi Kujung-1 Lapangan Alpha.



Gambar 16. Hasil perhitungan Tegasan Horizontal Maksimum secara 3D di Puncak Formasi Kujung-1 Lapangan Alpha.

Langkah pertama adalah melakukan ekstraksi data properti geomekanika batuan, tekanan dan tegasan dari model 3D ke model 1D di trayek pengeboran sumur. Hasil ekstraksi berupa log geomekanika sintetik yang merupakan prediksi di trayek sumur NMJT-6. Log sintetik properti geomekanika tersebut adalah, Modulus Young, *Poisson's Ratio*, UCS, *Tensile Strength*, Sudut Friksi, Tekanan Pori dan tegasan (vertikal dan horizontal) yang dikeluarkan dari model

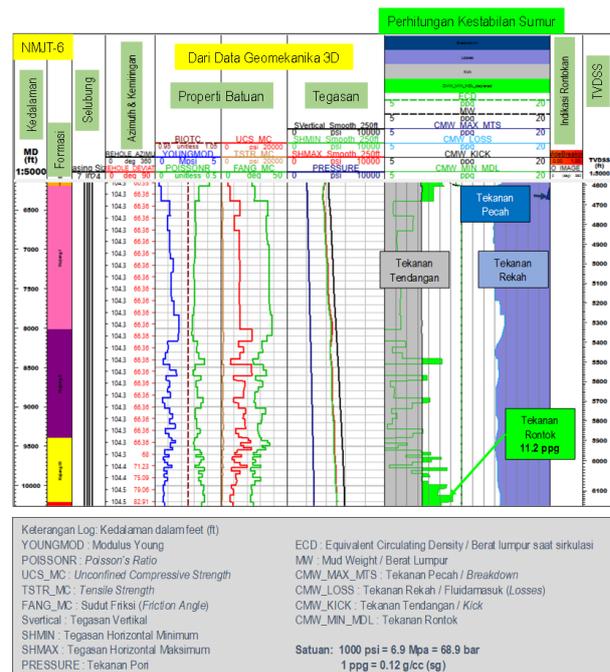
geomekanika 3D dan ditampilkan pada **Gambar 18**. Data log sintetik tersebut kemudian digunakan untuk menghitung nilai tegasan insitu kestabilan sumur (*wellbore stability*) sehingga diketahui nilai Tekanan Tendangan (*Kick Pressure*), Tekanan Rontok (*Shear Failure Pressure*), Tekanan Rekah (*Losses/Fracture gradient Pressure*) dan Tekanan Pecah (*Breakdown Pressure*) di trayek sumur NMJT-6.



Gambar 17. Data log tekanan-tegangan geomekanika 1D digunakan untuk memvalidasi hasil perhitungan tekanan-tegangan 3D. Dari gambar terlihat bahwa log tekanan-tegangan geomekanika 1D telah cocok dengan hasil perhitungan tekanan-tegangan 3D di sumur NM-2 dan NM-4.

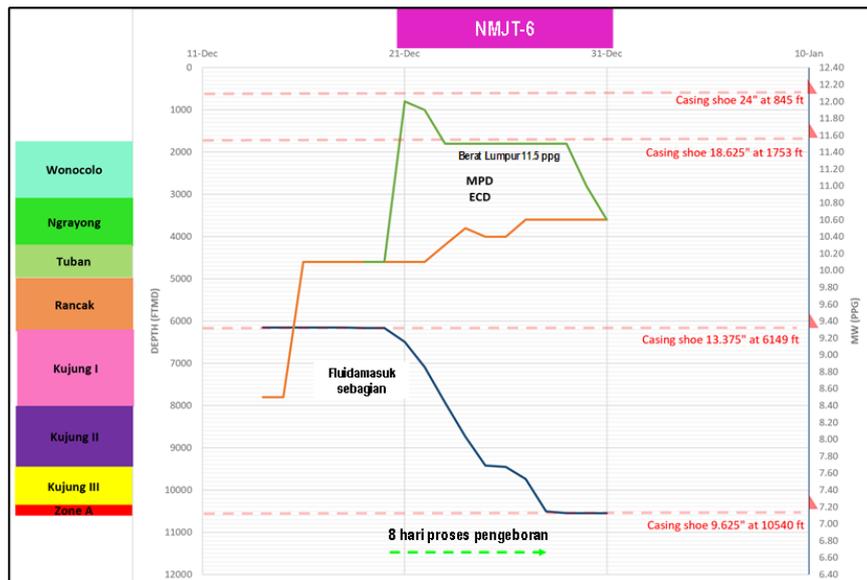
Perhitungan kestabilan sumur NMJT-6 menggunakan metode Modified Lade (Ewy, 1999), metode yang sama juga digunakan pada saat konstruksi geomekanika 1D, yang dilakukan sebelum studi ini. Hasil perhitungan kestabilan sumur NMJT-6 ditampilkan pada **Gambar 18**. Dari perhitungan kestabilan sumur diketahui nilai Tekanan Rontok batuan maksimum di satu seksi pengeboran sumur di Formasi Kujung sebesar 11,2ppg (1ppg = 0,12g/cc) di Formasi Kujung-3. Hasil perhitungan mengindikasikan bahwa berat lumpur yang digunakan untuk menghindari rontoknya sumur NMJT-6 di seksi pengeboran tersebut harus lebih besar dari 11,2ppg.

Langkah selanjutnya adalah memvalidasi hasil perhitungan kestabilan sumur tersebut dengan data aktual pengeboran. Rekaman kejadian pengeboran sumur NMJT-6 ditunjukkan pada plot kedalaman pengeboran dan waktu hari pengeboran (**Gambar 19**). Dari plot tersebut didapatkan informasi bahwa pengeboran Formasi Kujung-1 sampai Kujung-3 diselesaikan dalam waktu singkat delapan (8) hari tanpa terjadinya permasalahan pengeboran kerontokan sumur dan hanya terjadi sebagian fluidamasuk (*partial losses*). Berat lumpur maksimal yang digunakan untuk pengeboran



Gambar 18. Perhitungan kestabilan sumur NMJT-6 dengan metode Modified Lade yang menghasilkan perhitungan Tekanan Tendangan, Tekanan Rontok, Tekanan Rekah dan Tekanan Pecah.

satu seksi Formasi Kujung ini adalah 11,5ppg. Dengan menggunakan berat lumpur 11,5ppg berarti berat lumpur tersebut sudah cukup besar dibandingkan nilai Tekanan Rontok 11,2ppg



Gambar 19. Plot yang menunjukkan kemajuan kedalaman (ft) sumur dengan waktu pengeboran (hari), menunjukkan pengeboran interval Formasi Kujung-1 sampai Kujung-3 diselesaikan dalam waktu 8 hari dengan berat lumpur maksimal 11.5ppg dan tidak terdapat rontokan sumur.

yang didapatkan dari perhitungan kestabilan sumur berdasarkan model geomekanika 3D. Berat lumpur yang lebih besar dari Tekanan Rontok ini dikonfirmasi dengan tidak terdapatnya rontokan sumur pada Formasi Kujung-2 dan Kujung-3 di seksi pengeboran ini. Berdasarkan tahapan validasi ini yang membandingkan data pengeboran sumur aktual NMJT-6 dengan hasil perhitungan dari model geomekanika 3D, dapat disimpulkan bahwa penyebaran properti geomekanika dan perhitungan tegasan pada model geomekanika 3D sudah valid.

PERBANDINGAN PROPAGASI GEOMEKANIKA 1D DENGAN MODEL GEOMEKANIKA 3D

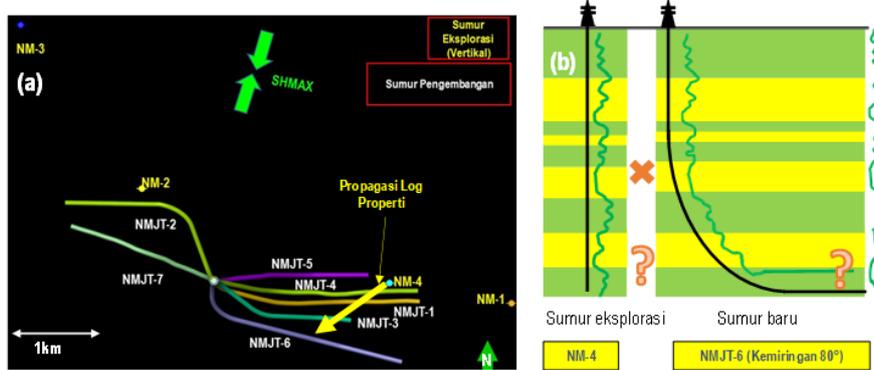
Tujuan melakukan perbandingan ini adalah untuk melihat, apakah hasil geomekanika 3D yang telah dilakukan dapat memberikan hasil yang lebih akurat dibandingkan cara propagasi log geomekanika 1D dalam memprediksi Tekanan Rontok di sumur-validasi NMJT-6.

Proses propagasi log properti geomekanika 1D di trayek sumur-baru menggunakan sumur eksplorasi vertikal sebagai sumur referensi dikarenakan mempunyai data pengukuran dan analisis paling lengkap. Sumur eksplorasi yang

paling dekat dengan sumur-validasi NMJT-6 adalah sumur eksplorasi NM-4 yang kemudian disebut sebagai sumur referensi. Data properti geomekanika 1D di sumur referensi NM-4 dipropagasikan ke sumur-validasi NMJT-6 dengan acuan kedalaman vertikal dan pada formasi batuan yang sama (**Gambar 20**). Hasil propagasi log properti geomekanika sumur referensi NM-4 ke sumur-validasi NMJT-6 ditampilkan pada **Gambar 21**. Log properti geomekanika yang dipropagasikan adalah:

- Log Densitas
- Modulus Young
- *Poisson's Ratio*
- *Unconfined Compressive Strength (UCS)*
- *Tensile Strength*
- Sudut Friksi (*Friction Angle*).
- Koefisien α (Biot's) = 1

Dari hasil propagasi log properti geomekanika tersebut dapat dihitung Tegasan Vertikal dan Tegasan Horizontal di sumur-validasi NMJT-6. Tegasan Vertikal dihitung dari data log Densitas batuan menggunakan Formula 2. Tegasan Horizontal Minimum dan Maksimum dihitung menggunakan Formula 3 dan 4, dan menggunakan parameter *strain* yang sama dengan yang digunakan di sumur referensi

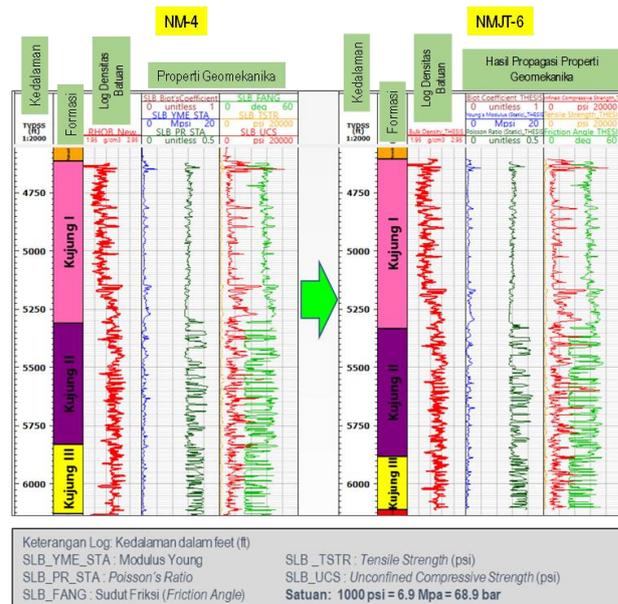


Gambar 20. Sumur eksplorasi NM-4 digunakan sebagai sumur referensi untuk propagasi log properti geomekanika ke sumur-validasi NMJT-6, (a) peta lokasi sumur NM-4 dan NMJT-6, (b) ilustrasi propagasi log secara geomekanika 1D dari sumur eksplorasi NM-4 ke sumur-baru NMJT-6.

NM-4. Tekanan Pori batuan menggunakan nilai tekanan normal hidrostatik 0,433psi/ft sama seperti sumur lainnya. Dari data propagasi log properti geomekanika beserta hasil perhitungan tegasan batuan dan Tekanan Pori dapat dihitung tekanan kestabilan sumur. Nilai tekanan kestabilan sumur dihitung menggunakan metode Modified Lade (Ewy, 1999). metode yang sama dengan perhitungan tekanan kestabilan sumur pada sumur NMJT-6 dari data geomekanika 3D. Log properti geomekanika, hasil perhitungan tegasan, Tekanan Pori dan perhitungan kestabilan sumur ditampilkan pada **Gambar 22**.

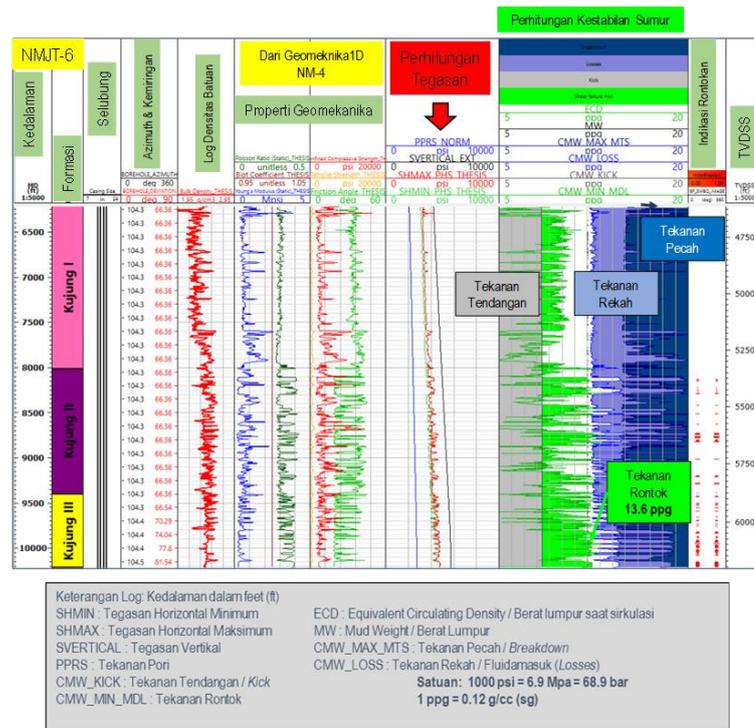
Berdasarkan perhitungan kestabilan sumur tersebut diketahui bahwa, Tekanan Rontok maksimum yang terdapat di Formasi Kujung-3 adalah 13,6ppg. Nilai Tekanan Rontok maksimum tersebut jauh lebih besar dari berat lumpur bor aktual waktu pengeboran sumur NMJT-6 yang hanya sebesar 11,5ppg. Dengan berat lumpur bor 11,5ppg, yang lebih kecil dari Tekanan Rontok 13,6ppg maka akan menyebabkan sumur harusnya mengalami kerontokan dan kemungkinan tidak bisa dilakukan pengeboran, tetapi data aktual pengeboran menyatakan hal sebaliknya, pengeboran sumur NMJT-6 berhasil dengan baik dan tidak ada kerontokan sumur. Berdasarkan hasil ini terdapat ketidakcocokan antara hasil perhitungan kestabilan sumur dari propagasi geomekanika 1D dengan data aktual pengeboran sumur-validasi NMJT-6. Sehingga

dalam hal ini, cara propagasi geomekanika 1D dapat disimpulkan tidak akurat.



Gambar 21. Data log propagasi properti geomekanika di trayek sumur-validasi NMJT-6 dari sumur referensi NM-4.

Tidak akuratnya propagasi log secara geomekanika 1D dalam menentukan berat lumpur bor di sumur-validasi NMJT-6 disebabkan adanya keragaman secara lateral properti geomekanika batuan di Lapangan Alpha tersebut. Keragaman lateral ini dapat terlihat pada properti geomekanika seperti UCS dan Modulus Young di Puncak (Top) Formasi Kujung-2 dan Kujung-3. Nilai UCS suatu batuan menentukan kekuatan batuan



Gambar 22. Hasil perhitungan tegangan dan tekanan kestabilan sumur pada sumur-validasi NMJT-6.

tersebut terhadap tegangan dan tekanan yang diberikan, semakin tinggi nilai UCS maka batuan tersebut semakin tahan (kuat) atau semakin susah untuk rontok. Nilai kontur UCS pada Puncak Kujung-2 di posisi sumur referensi NM-4 berbeda (lebih kecil) dibandingkan nilai UCS di posisi sumur-validasi NMJT-6.

Perbedaan nilai UCS di lokasi kedua sumur ini ditampilkan pada **Tabel 2**. Nilai UCS rata-rata di Formasi Kujung-1, Kujung-2 dan Kujung-3 untuk sumur referensi NM-4 ditampilkan pada kolom 2 sedangkan nilai UCS hasil propagasi log properti geomekanika 1D di sumur-validasi NMJT-6 ditampilkan pada kolom-3. Nilai UCS di kolom 2 dan kolom 3 ini menunjukkan nilai yang hampir sama karena propagasi geomekanika 1D memiliki asumsi properti geomekanika batuan adalah sama. Sedangkan nilai UCS rata-rata di posisi sumur-validasi

kolom 5, 7 dan 8. Semakin kecil nilai UCS maka Tekanan Rontok akan semakin besar, yang berarti batuan lebih mudah untuk rontok akibat proses pengeboran dan harus dijaga dengan penggunaan lumpur yang lebih berat dari Tekanan Rontok tersebut. Perhitungan tekanan rontok juga dipengaruhi oleh kemiringan sumur (ditampilkan pada kolom 6 dan 9), semakin besar kemiringan sumur maka tekanan rontok akan semakin besar yang membuat sumur semakin mudah untuk rontok. Dari hasil perbandingan perhitungan kestabilan sumur antara cara propagasi log geomekanika 1D dengan ekstraksi log model geomekanika 3D, dapat disimpulkan bahwa hasil ekstraksi log dari geomekanika 3D lebih valid dan sesuai dengan data aktual pengeboran sumur.

NMJT-6 menurut model geomekanika 3D ditampilkan pada kolom 4 dan menunjukkan nilai yang lebih besar dari nilai propagasi geomekanika 1D. Perbedaan nilai UCS dan properti geomekanika lainnya, maka akan berdampak kepada berbedanya perhitungan Tekanan Rontok batuan yang ditampilkan pada

Tabel 2. Perbandingan nilai UCS rata-rata di Formasi Kujung-1, Kujung-2 dan Kujung-3 dan Tekanan Rontok di sumur NM-4 dan sumur NMJT-6 secara geomekanika 1D dan geomekanika 3D.

Formasi	UCS (rata-rata) (psi)			Tekanan Rontok (Maksimum) dan Kemiringan Sumur				
	NM-4	NMJT-6 1D	NMJT-6 3D	NM-4 (ppg)	Kemiringan Sumur	NMJT-6 1D (ppg)	NMJT-6 3D (ppg)	Kemiringan Sumur
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Kujung-1	3378 (Min=1200, Maks=16500)	3382 (Min=865, Maks=16000)	5297 (Min=2749, Maks=5781)	8.9	0°	11.5	9.4	66°
Kujung-2	3468 (Min=750, Maks=13000)	3572 (Min=1050, Maks=14000)	6308 (Min=2800, Maks=9300)	10.7	0°	13.4	10.2	66°
Kujung-3	3112 (Min=1200, Maks=9600)	3030 (Min=1250, Maks=8640)	5186 (Min=2800, Maks=9200)	9.8	0°	13.6	11.2	80°

Satuan: 1000 psi = 6.9 MPa = 68.9 bar
1 ppg = 0.12 g/cc (sg)

5. KESIMPULAN

Berdasarkan hasil penelitian geomekanika 3D di Lapangan Alpha dapat diambil kesimpulan:

- Lingkungan pengendapan perselingan silisiklastik dengan batugamping di Formasi Kujung-2 dan Kujung-3 menyebabkan beragamnya penyebaran properti geomekanika kekuatan batuan secara lateral. Keragaman lateral ini tidak bisa diketahui menggunakan metode geomekanika 1D, tetapi harus dipetakan secara geomekanika 3D. Keragaman ini telah dibuktikan dengan perbandingan hasil prediksi properti geomekanika secara 1D dan 3D di sumur-validasi NMJT-6.
- Keragaman nilai properti kekuatan batuan membuat Tekanan Rontok kestabilan sumur juga akan berbeda-beda untuk setiap lokasi pengeboran sumur.
- Model geomekanika 3D yang dihasilkan telah divalidasi dengan data kejadian aktual pengeboran sumur.
- Model geomekanika digunakan sebagai rekomendasi parameter pengeboran untuk kelancaran proses dan menghindari keluarnya biaya yang tidak diperlukan.
- Perlu dilakukan analisis lanjutan setelah pengeboran sumur pengembangan (*post-drill*), untuk

melakukan validasi kembali parameter yang telah digunakan.

UCAPAN TERIMA KASIH

Penulis mengucapkan terimakasih kepada perusahaan tempat penulis bekerja dan juga operator dari Lapangan Alpha, Madura Utara. Dan tentunya tidak lupa, penulis juga mengucapkan terimakasih yang sebesar-besarnya kepada Bapak Dosen Pembimbing dan Dosen lain di ITB yang telah memberikan ilmu dan pengajaran yang berharga kepada penulis.

DAFTAR PUSTAKA

- Blanton, T.L., dan Olson, J.E. (1999): Stress Magnitudes from Logs – Effects of Tectonic Strains and Temperature, *Society of Petroleum Engineers*, SPE-54653.
- Data Arah Tegangan Horizontal Maksimum tahun 2016 hasil penelitian dari *World Stress Map* (WSM), data diperoleh melalui situs internet: <http://www.world-stress-map.org/>. Diunduh pada tanggal 17 Februari 2021.
- Ewy, R.T. (1999): Wellbore-Stability Predictions by Use of a Modified Lade Criterion, *Journal of Society of*

Petroleum Engineers Drilling & Completion, SPE-56862.

- Fifariz, R., Janson, X., Kerans, C., Sapiie, B. (2020): Carbonate-Shelf Evolution During The Oligocene to Early Miocene: Insight from Shelf Architecture, Lithofacies, and Depositional Models of The Kujung Formation, Offshore East Java, Indonesia, *Journal of Sedimentary Research*, 90, 796-820.
- Gardner, J.S., dan Dumanoir, J.L. (1980): Log-Density Log Intepretation, *Society of Petrophysicists and Well-log Analysts*, SPWLA-1980-N.
- Mudjiono, R., dan Pireno, G.E. (2002): Exploration of the North Madura Platform Offshore East Java, Indonesia, *Indonesian Petroleum Association, Twenty-Eighth Annual Convention, Proceedings*, Indonesia.
- Murtani, A.S., Irfee, B., Setyohadi, S., dan Dwiperkasa, D.W. (2015): Petroleum Trapping Mechanism Attributed to Facies and Deformation History of Kujung-1 Miocene Carbonate in Ujung Pangkah East Java, *Society of Petroleum Engineers*, SPE-176230-MS.
- Plumb, R., Edwards, S., Pidcock G., dan Lee, D. (2000): The Mechanical Earth Model Concept and its Application to High-Risk Well Construction Projects, *Society of Petroleum Engineers*, SPE-59128.
- Terzaghi, K., dan Peek, R.B. (2010): *Soil Mechanics in Engineering Practice*, Milton Keynes Lightning Source UK Ltd.