

GEOLOGI DAN ANALISIS GEOMEKANIKA TERHADAP OPTIMASI INJEKSI AIR PADA LAPANGAN “SARINA” CEKUNGAN SUMATRA TENGAH, INDONESIA

MUHAMMAD FADLI ROZAMURI¹, AGUS M. RAMDHAN¹, PRIANTO SETIAWAN²

1. Program Studi Teknik Geologi, Fakultas Ilmu dan Teknologi Kebumian, Institut Teknologi Bandung (ITB), Jl. Ganesha No.10 40132, Bandung, Jawa Barat, Indonesia, Email: sarinafamily02@gmail.com
2. PT. Chevron Pasific Indonesia, Jl. Main office 412 Rumbai 28261, Pekanbaru, Indonesia

Sari – Lapangan Sarina merupakan salah satu lapangan tua yang sebagian besar reservoir utamanya pada Formasi Bekasap, Formasi Bangko, dan Formasi Menggala, yang melampar secara horizontal dan menunjukkan adanya penurunan tekanan akibat lamanya produksi. Untuk menambah tekanan reservoir dan meningkatkan produksi minyak pada reservoir di Lapangan Sarina, diperlukan injeksi air ke dalam reservoir tersebut. Namun, injeksi yang dilakukan juga dapat menyebabkan pecahnya batuan tudung sehingga terjadi kebocoran fluida yang keluar dari reservoir tersebut.

Untuk mencegah terjadinya pergerakan sesar dan pecahnya batuan tudung, maka diperlukan model geomekanika yang dapat memperlihatkan kondisi tegasan dan sifat mekanika batuan di bawah permukaan. Analisis geomekanika di bawah permukaan sangat penting dalam penentuan batas tekanan maksimum injeksi air agar tidak terjadi kebocoran fluida. Analisis geomekanika dilakukan pada delapan sumur pemboran dengan menggunakan data log talikawat dan data pengukuran langsung berupa data RFT dan FIT. Berdasarkan model geomekanika yang dihasilkan, tekanan pori di Lapangan Sarina pada interval ketiga reservoir berada pada kondisi underpressure dan pada interval serpih berada pada kondisi normal hidrostatik dengan gradien tekanan hidrostatik sebesar 0,45 psi/kaki. Tegasan vertikal memiliki nilai rata-rata sebesar 0,89 psi/kaki, tegasan horizontal maksimum rata-rata 0,78 psi/kaki, dan tegasan horizontal minimum memiliki nilai rata-rata 0,68 psi/kaki. Rezim tegasan yang terdapat pada Lapangan Sarina yakni $S_v > S_{Hmax} > S_{Hmin}$ berupa sesar normal. Batas tekanan injeksi maksimum yang terdapat pada Lapangan Sarina dalam kondisi stabil adalah 0,69 psi/kaki.

Kata kunci: geomekanika, tekanan pori, tegasan in-situ, tekanan injeksi.

Abstract - Sarina Field is one of the old fields, with most of the main reservoir are in the Bekasap, Bangko, and Menggala Formation spread horizontally and show a decrease in pressure due to the length of the production. Water injection into the reservoir is required to increase the reservoir pressure and oil production in the Sarina Field. However, the injection carried out can also induce fracture in the caprock and cause fluid leaks out of the reservoir.

Geomechanical models that show the stress conditions and the mechanical properties of rocks below the surface are needed to prevent fault movement and caprock fracturing. The subsurface geomechanical analysis is very important in determining the maximum pressure limit for water injection to prevent fluid leakage. The geomechanical analysis was carried out on eight drilling wells using wireline log data and direct measurement data, including RFT and FIT data. Based on the result of geomechanical models, pore pressures in the Sarina Field at the three reservoirs are underpressure, while at the shale intervals, the pressure is normal hydrostatic with a hydrostatic pressure gradient of 0,45 psi /ft. The vertical stress has an average value of 0,89 psi/ft, the maximum horizontal stress is 0,78 psi/ft, and the minimum horizontal stress has an average value of 0,68 psi/ft. The stress regime in the Sarina Field is $S_v > S_{Hmax} > S_{Hmin}$, i.e., a normal fault. Determination of the maximum injection pressure limit found in the Sarina Field in stable conditions is 0,69 psi/ft.

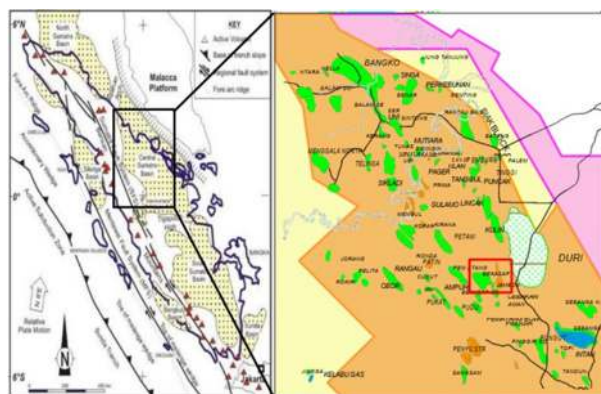
Key words: geomechanics, pore pressure, in-situ stress, injection pressure.

1. PENDAHULUAN

Lapangan Sarina merupakan salah satu lapangan tua penghasil minyak yang terdapat pada Cekungan Sumatra Tengah (**Gambar 1**). Lapangan ini mulai diproduksi pada tahun 1965, mencapai puncak produksi 120 MBOPD pada tahun 1970, kemudian terjadi penurunan bertahap setiap tahun (Agan dkk., 2009). Sejak 1997, skema injeksi air telah diterapkan pada

Lapangan Sarina untuk menjaga tekanan reservoir dan tingkat produksi. Adapun target dari proses injeksi *waterflood* ini pada reservoir utama yakni Formasi Bekasap, Formasi Bangko, dan Formasi Menggala. Ketiga reservoir tersebut menjadi fokus pada penelitian ini.

Penurunan tingkat produksi yang diakibatkan oleh turunnya tekanan pori pada reservoir di suatu lapangan merupakan permasalahan umum yang terjadi pada industri minyak dan gas bumi. Salah satu upaya untuk meningkatkan kembali tekanan pori pada reservoir adalah melakukan injeksi fluida ke dalam reservoir tersebut. Akan tetapi, tekanan pori akan mengalami perubahan penurunan seiring dengan penurunan tingkat produksi ataupun kenaikan pada tekanan pori ketika dilakukan injeksi pada reservoir. Injeksi pada reservoir untuk meningkatkan tekanan pori dapat menyebabkan sesar mengalami pergerakan karena tegasan efektif yang berkurang (Hubbert dan Rubey, 1959). Selain itu, injeksi yang dilakukan juga dapat menyebabkan pecahnya batuan tudung (*seal*) sehingga terjadi kebocoran fluida yang keluar dari reservoir tersebut. Untuk mencegah terjadinya pergerakan sesar dan pecahnya batuan tudung, maka diperlukan model geomekanika yang dapat memperlihatkan kondisi tegasan dan sifat mekanika batuan di bawah permukaan. Analisis geomekanika di bawah permukaan sangat penting dalam penentuan batas tekanan maksimum injeksi air agar tidak terjadi kebocoran fluida.

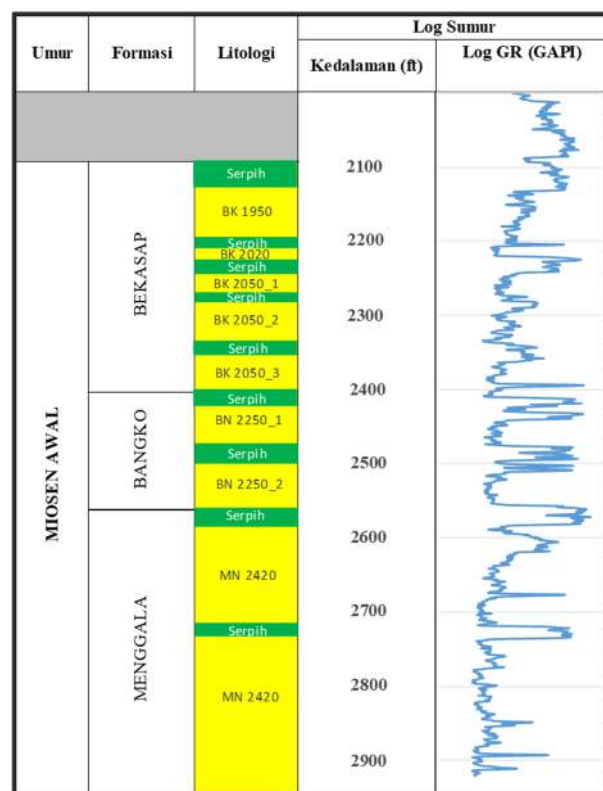


Gambar 1. Lokasi penelitian yang berada di Cekungan Sumatra Tengah (kiri) (Heidrick dan Aulia, 1993); area Lapangan Sarina (kotak merah).

2. GEOLOGI AREA PENELITIAN

Geologi yang terdapat pada Lapangan Sarina memiliki 5 (lima) reservoir batupasir utama yakni Formasi Bekasap, Formasi Bangko, dan Formasi Menggala (**Gambar 2**). Secara stratigrafi, Formasi Bekasap secara umum tersusun dari batupasir berbutir sedang hingga

kasar dan batulanau pada bagian atas. Batupasir pada formasi ini menunjukkan suksesi menghalus ke atas dan memiliki sortasi yang baik. Komposisi mineral pada ini yakni 59% kuarsa, 22% feldspar kalium, 12% lempung, 3% siderit, Tr. kalsit, dan Tr. dolomit. Formasi Bangko secara umum tersusun dari batupasir yang memiliki ciri litologi berukuran pasir halus sampai sedang, berseling dengan serpih. Adapun Formasi Menggala tersusun atas batupasir halus hingga sedang dengan suksesi menghalus ke atas. Pola struktur yang berkembang pada lapangan Sarina adalah struktur antiklin yang terbentuk akibat dua pola yang berkembang di Cekungan Sumatra Tengah. Pada bagian barat lapangan terdapat sesar geser utama dengan arah relatif utara-selatan dan pada bagian timur terdapat sesar naik yang berarah barat laut-tenggara (Pramudyo et al., 2007). Pola antiklin inilah yang merupakan struktur perangkap hidrokarbon utama pada Formasi Bekasap, Formasi Bangko, dan Formasi Menggala pada Lapangan Sarina dan sesar-sesar yang berkembang tersebut menjadi batas dari Lapangan Sarina.



Gambar 2. Interval lapisan reservoir pada Lapangan Sarina.

3. DATA DAN METODE PENELITIAN

3.1 Data

Data yang digunakan pada penelitian adalah data log sumur, data uji rekah hidraulik berupa FIT (*formation integrity test*), data uji tekanan formasi berupa RFT (*rock formation test*), dan data sekunder yakni laporan pengeboran. Terdapat 8 sumur (**Tabel 1**) yang dilakukan analisis geomekanika. Pembuatan model geomekanika pada Lapangan Sarina ini mencakup perhitungan tegasan vertikal, prediksi tekanan pori, sifat elastik, kekuatan batuan, tegasan horizontal minimum, dan tegasan horizontal maksimum yang diaplikasikan dalam penentuan estimasi batas maksimum injeksi fluida ke dalam reservoir.

Tabel 1. Ketersediaan data pada Lapangan Sarina.

Sumur	Log Talikawat						Laporan Pengeboran	RFT	WHIP
	GR	RHOB	Resistensi	DTC	DTS	Caliper			
F-003	√	√	√	√	-	√	-	√	-
F-004	√	√	√	√	-	√	-	√	-
F-005	√	√	√	√	-	√	-	√	-
F-006	√	√	√	√	-	√	-	√	√
F-012	√	√	√	√	-	√	-	√	-
F-016	√	√	√	√	-	√	-	√	-
F-017	√	√	√	√	-	√	-	√	√
F-019	√	√	√	√	√	√	√	√	-

3.2 Metode Penelitian

Metode penelitian yang dilakukan dalam pembuatan model geomekanika mencakup kekuatan batuan dan sifat elastik, tegasan in-situ, dan tekanan pori. Terdapat 3 (tiga) tahapan dalam pembuatan model geomekanika, yakni sebagai berikut:

1. Membedakan formasi berdasarkan struktur matriks batuan, batupasir (*grain supported*) atau serpih (*clay supported*) yang menggunakan log sinar gamma.
2. Estimasi sifat elastik batuan seperti modulus Young (E) dan nisbah Poisson (ν), sifat kekuatan batuan yakni UCS berdasarkan data log (dinamik), lalu dikalibrasi untuk mendapat nilai statik dari sifat elastik batuan.
3. Estimasi tegasan vertikal menggunakan log densitas dan tekanan pori menggunakan pengukuran langsung yakni data RFT. Begitu juga kedua tegasan horizontal yang diestimasi dari persamaan Blanton-Olson. Tegasan horizontal minimum dikalibrasi

menggunakan data FIT yang didapat dari laporan pengeboran.

Pembuatan model geomekanika ini bertujuan untuk menentukan batas tekanan injeksi yang dilakukan pada reservoir agar tidak terjadi kebocoran fluida. Di bawah ini akan dijelaskan proses estimasi sifat mekanika batuan dan profil tegasan in-situ pada Lapangan Sarina

3.2.1 Sifat Elastik Batuan dan UCS

Sifat elastik dinamik batuan yakni modulus Young (E_{dyn}) dan nisbah Poisson (ν_{dyn}) dihitung dari parameter densitas batuan (ρ), dan kecepatan gelombang kompresi (V_p) dan *shear* (V_s) yang didapat dari pembalikan data log sonik DTC dan DTS.

$$E_{dyn} = (\rho V_s^2 \frac{3V_p^2 - 4V_s^2}{V_p^2 - V_s^2}) / 10^9 \quad (1)$$

$$\nu_{dyn} = \frac{1}{2} \frac{(V_p/V_s)^2 - 1}{(V_p/V_s)^2 + 1} \quad (2)$$

Sifat elastik dinamik yang menggambarkan dari data log yang diperoleh diubah menjadi sifat elastik statik. Terdapat beberapa persamaan untuk mendapatkan nilai statik batuan, pada penelitian ini untuk modulus Young static (E_{sta}) menggunakan persamaan Lacy (1997) dan nisbah Poisson menggunakan persamaan Wang (2000).

$$E_{sta} = 0.018 E_{dyn}^2 + 0.422 E_{dyn} \quad (3)$$

$$\nu_{sta} = \nu_{dyn} \quad (4)$$

Nilai kekuatan batuan didapat dari data log sonik yang menggunakan persamaan dari Chang dkk. (2006). Nilai UCS yang dihitung berdasarkan jenis litologi yakni litologi batupasir dan litologi serpih. Chang dkk. (2006) menggunakan data log sonik untuk mengestimasi nilai UCS:

$$D_t \text{ Cubed-Sand} \\ C_0 = 2,05 \times 10^9 D_t^3 \quad (5)$$

$$D_t \text{ Cubed-Shale} \\ C_0 = 72,5 \times (304,8/D_t)^3 \quad (6)$$

3.2.2 Tekanan Pori

Tekanan pori merupakan salah satu parameter yang paling penting dalam rencana pengeboran, analisis geologi, dan model geomekanika.

Menurut Zhang (2011), jika tekanan pori lebih kecil dari tekanan hidrostatik disebut *underpressure*, sedangkan tekanan pori yang lebih besar dari tekanan hidrostatik disebut tekanan luap/*overpressure*. Tekanan pori dapat diketahui dari pengukuran langsung yakni menggunakan data RFT.

3.2.3 Tegasan Vertikal

Tegasan vertikal merupakan tegasan dari akumulasi beban batuan di atasnya yang berarah vertikal yang dipengaruhi oleh gaya gravitasi. Nilai tegasan vertikal dihitung berdasarkan densitas batuan, gravitasi, dan kedalaman.

$$S_v = \int_0^z \rho(z) g dz \approx \rho g z \quad (7)$$

3.2.4 Tegasan Horizontal

Tegasan horizontal minimum dan maksimum besarnya dihitung menggunakan persamaan Blanton dan Olson (1999) yang telah dikalibrasi oleh data LOT berupa FIT:

$$Sh_{min} = \frac{\nu}{1-\nu} \sigma_v + \frac{1-2\nu}{1-\nu} \alpha p_p + \frac{\nu E}{1-\nu^2} \epsilon_{min} \quad (8)$$

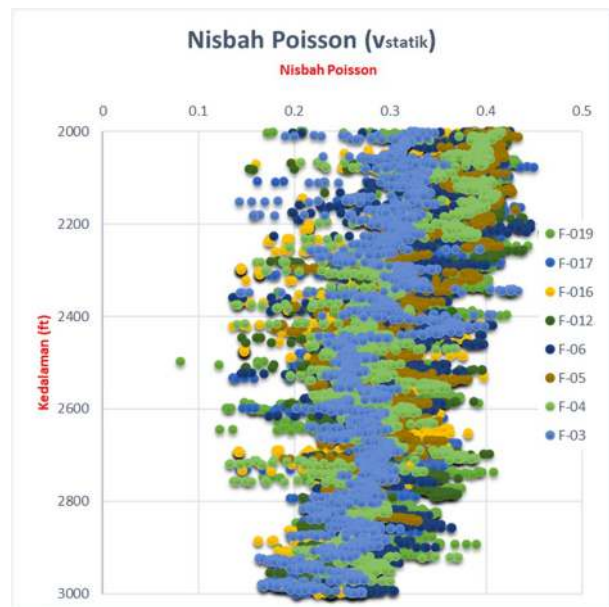
$$SH_{max} = \frac{\nu}{1-\nu} \sigma_v + \frac{1-2\nu}{1-\nu} \alpha p_p + \frac{E}{1-\nu^2} \epsilon_{max} \quad (9)$$

Nilai p_p adalah tekanan pori dan ϵ_{min} dan ϵ_{max} adalah parameter regangan tektonik yang terdapat di lapangan, serta nilai σ_v yang didapat dari tegasan vertikal. Nilai koefisien yang digunakan pada penelitian ini adalah 1.

4. HASIL

Berdasarkan hasil analisis sifat mekanika batuan, parameter sifat elastik pertama yang dihitung adalah nisbah Poisson. Nisbah Poisson merupakan rasio dari regangan lateral terhadap regangan longitudinal (Bell, 1973 dalam Gercek, 2006). Nilai dari perhitungan nisbah Poisson didapat dari log sonik menggunakan Persamaan III.3, maka dari itu nilai nisbah Poisson yang didapat pada penelitian ini adalah nilai dinamik. Karena tidak ada korelasi yang menjadi acuan untuk mengkonversikan nilai dinamik menjadi nilai nisbah Poisson statik, maka nilai dinamik diasumsikan sama dengan nilai nisbah Poisson

statik (Wang, 2000). Nilai nisbah Poisson pada batupasir memiliki rentang nilai 0,23-0,28, sedangkan pada serpih memiliki rentang nilai yang lebih tinggi yakni 0,29-0,34. Hal ini disebabkan batupasir bersifat lebih getas dibandingkan serpih (**Gambar 3**).

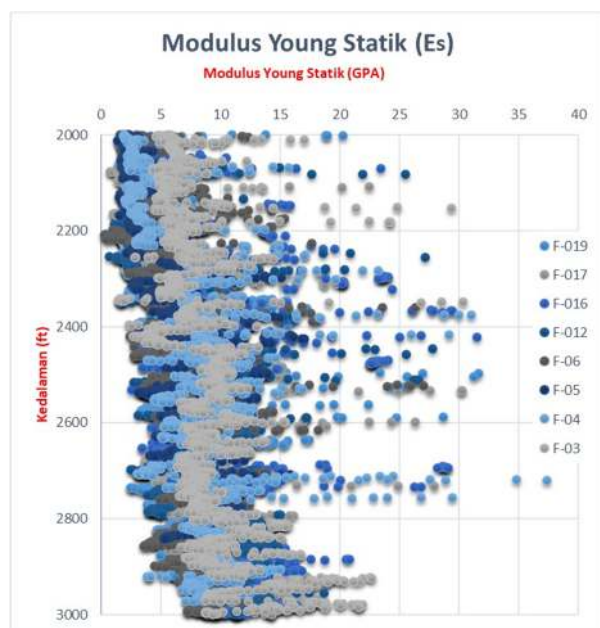


Gambar 3. Persebaran nilai nisbah Poisson pada kedalaman 2000-3000 kaki yang terdapat pada sumur di Lapangan Sarina.

Berdasarkan hasil perhitungan dari 8 sumur diperoleh nilai rata-rata modulus Young dinamik Lapangan Sarina adalah 15,5 GPa atau 2,25 Mpsi. Sementara itu, untuk nilai modulus Young statik didapat dari persamaan Lacy (1997) yang memiliki nilai rata-rata 7,3 GPa atau 1,06 Mpsi (Gambar IV.9). Hal tersebut menunjukkan bahwa nilai modulus Young dinamik yang terdapat pada Lapangan Sarina lebih besar dibandingkan nilai modulus Young statik. Nilai modulus Young statik akan konsisten lebih kecil daripada nilai modulus Young dinamik dari data log sonik. Hal ini disebabkan adanya perbedaan frekuensi gelombang yang digunakan dan nilai strain yang berbeda (Lacy, 1997).

Kekuatan dari suatu batuan tergantung dari kekuatan kompresif batuan ketika diberi tegasan dan sudut geser friksi. Pada penelitian ini, nilai kekuatan batuan didapat dari data log sonik dengan menggunakan pendekatan empiris Chang dkk. (2006) untuk batupasir dan batuserpih. Penggunaan persamaan empiris

Chang dkk. (2006) dikembangkan pada batupasir belum terkonsolidasi dan batuserpih dengan porositas tinggi yang berumur Tersier di *Gulf of Mexico*. Nilai kekuatan batuan yang terdapat pada Lapangan Sarina pada litologi batupasir memiliki rentang nilai 2069,5-2752,1 psi atau 14,27-18,97 MPa, sedangkan pada litologi serpih memiliki nilai kekuatan batuan dengan rentang nilai sebesar 1591,7-1794,1 psi atau 10,97-12,37 MPa.



Gambar 4. Persebaran nilai modulus Young statik pada kedalaman 2000-3000 kaki yang terdapat pada sumur di Lapangan Sarina.

Data tekanan formasi yang didapat dari RFT memperlihatkan bahwa terdapat nilai yang fluktuatif dari waktu ke waktu pada interval batupasir. Hal ini disebabkan karena pada Lapangan Sarina menggunakan sumur injeksi untuk mengoptimalkan produksi tiap sumurnya, sehingga nilai RFT yang didapat pada tiap sumur akan mengalami perbedaan di tiap reservoir berdasarkan waktu pengambilan data. Maka dari itu, nilai yang digunakan untuk pembuatan model geomekanika merupakan nilai dari estimasi tekanan pori pada interval batupasir

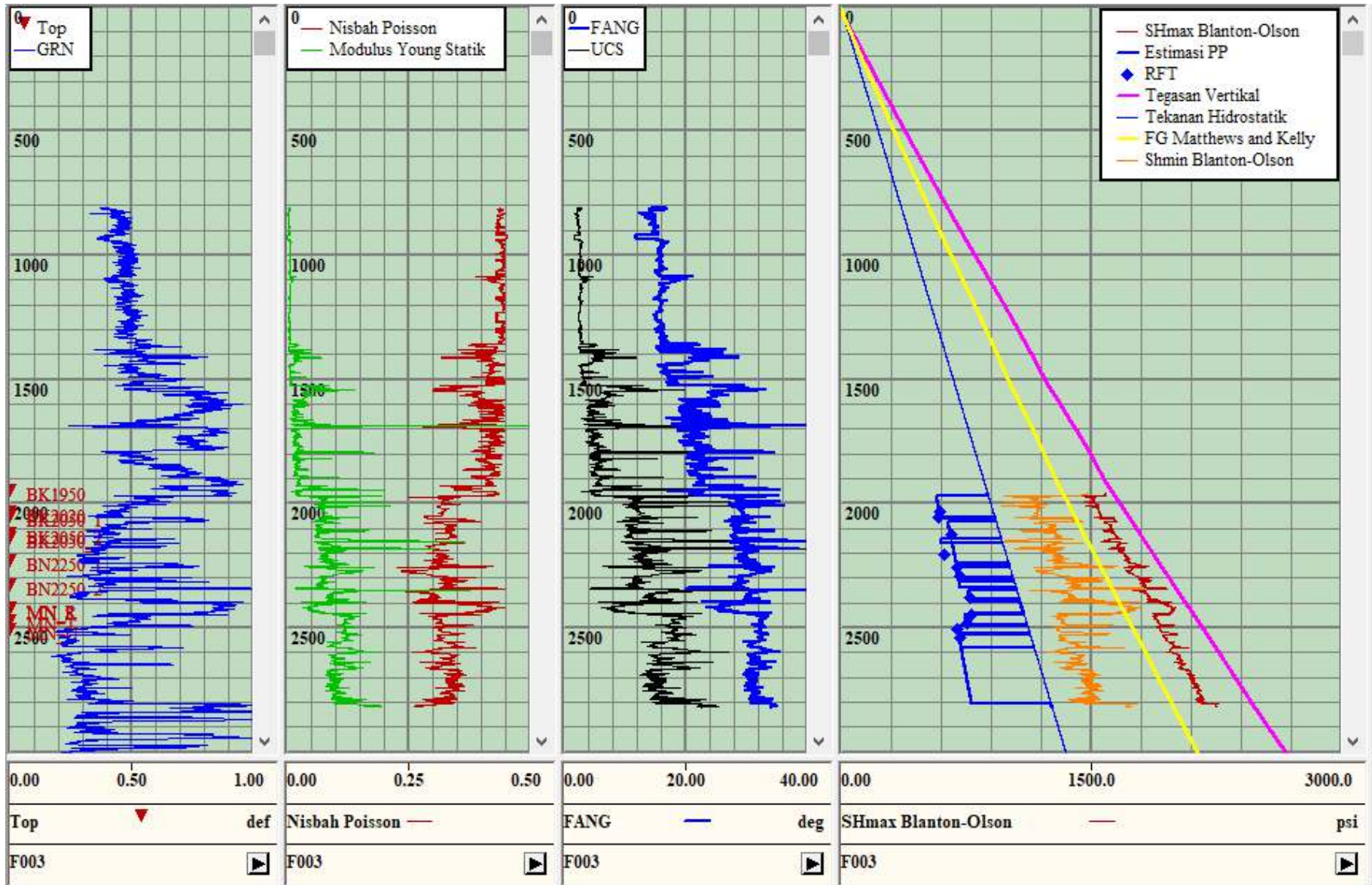
Hasil analisis tegasan *in-situ* memperlihatkan nilai dari perhitungan tegasan vertikal pada sumur penelitian menunjukkan gradien tegasan vertikal dengan rentang nilai 0,87-0,92 psi/kaki

dan menunjukkan hubungan linear terhadap kedalaman. Nilai perhitungan tegasan horizontal minimum selanjutnya dihitung menggunakan persamaan yang diperoleh dari Blanton dan Olson (1999) dengan gradien 0,68 psi/kaki.

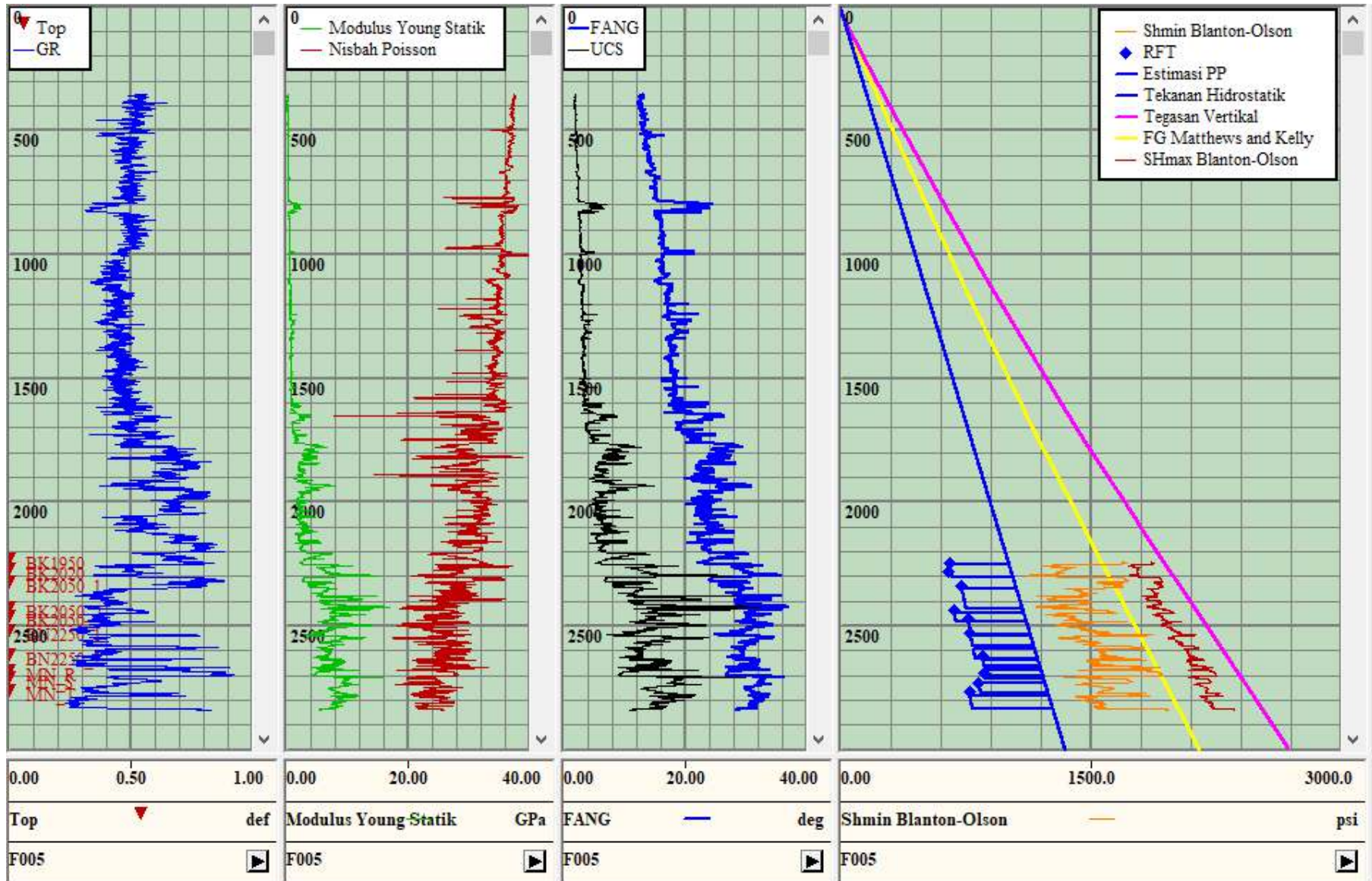
Perhitungan yang telah dilakukan memperlihatkan hasil tegasan horizontal minimum yang berbeda pada interval serpih dan interval batupasir yang merupakan reservoir utama. Penyebab perbedaan ini dikarenakan nilai dari tekanan pori pada interval batupasir berada di bawah tekanan hidrostatik normal (*underpressure*). Dengan demikian, nilai tegasan horizontal minimum yang didapat pada batupasir akan lebih rendah dibandingkan interval serpih.

Nilai tegasan horizontal maksimum dihitung menggunakan persamaan Blanton dan Olson (1999). Perhitungan ini diterapkan pada tiap sumur di Lapangan Sarina berdasarkan persamaan 9 yang menggunakan parameter nisbah Poisson, modulus Young statik, dan regangan tektonik. Nilai regangan tektonik yang dihitung memiliki nilai dua kali lebih besar dibandingkan pada perhitungan tegasan horizontal minimum (Song, 2012). Berdasarkan persamaan 8 dan 9, nilai regangan tektonik minimum (ϵ_{min}) sebesar 0,000246 dan regangan tektonik maksimum (ϵ_{max}) dengan nilai 0,000492.

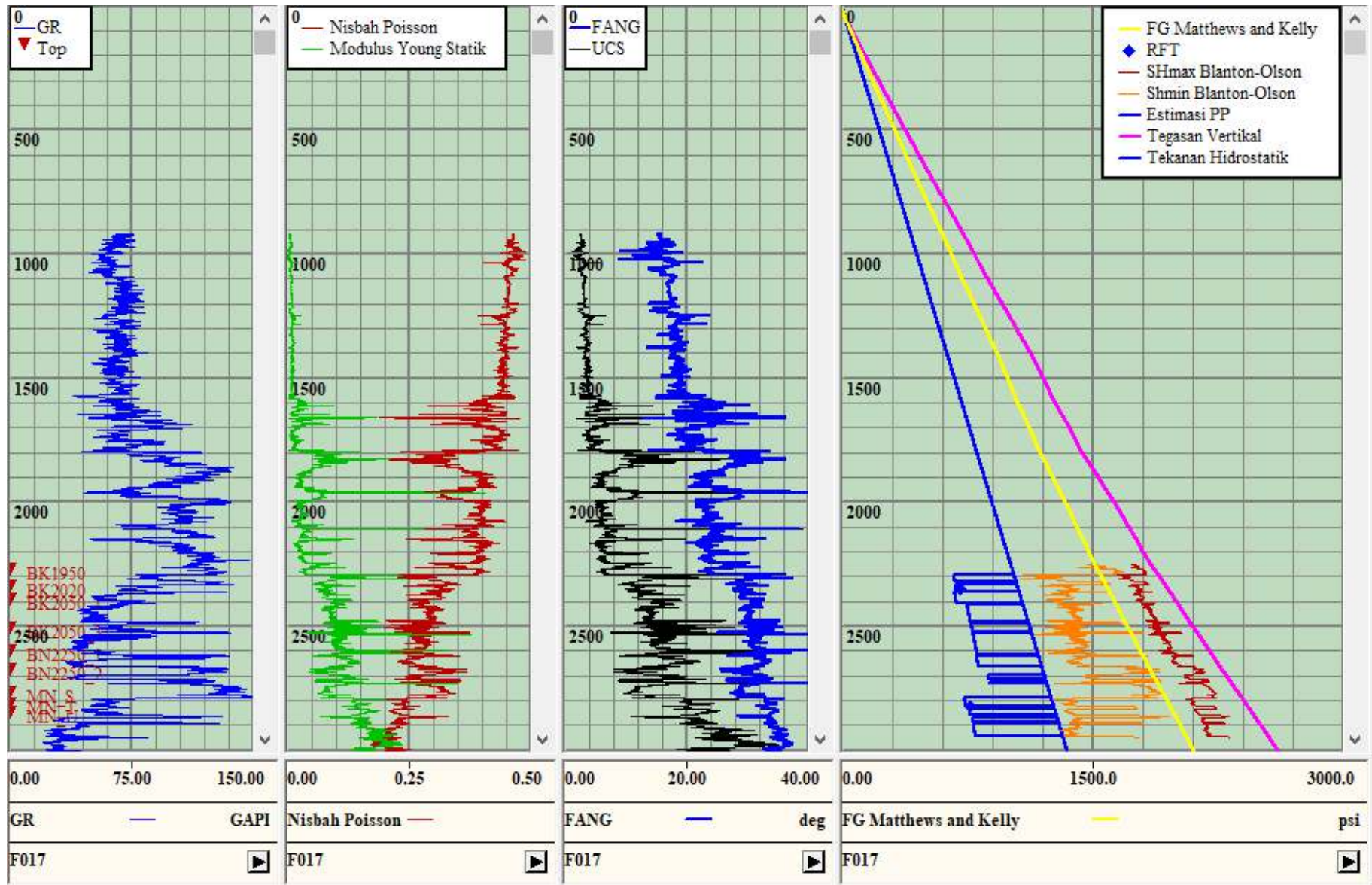
Hasil perhitungan menunjukkan nilai tegasan horizontal maksimum di Lapangan Sarina memiliki rentang nilai 0,76-0,79 psi/kaki dengan rata-rata sebesar 0,78 psi/kaki. Orientasi dari tegasan horizontal maksimum diestimasi sekitar 300N (*sub-parallel* ke arah Utara – Timur Laut dan Selatan – Barat Daya berdasarkan data dari sumur-sumur di lapangan terdekat dan data domain publik pada *World Stress Map*. Data ini merupakan kumpulan data tegasan yang berlangsung hingga saat ini berdasarkan metode pengukuran mekanisme fokal gempa bumi, analisis *breakout* dan *induced tensile*. Model geomekanika 1D yang terdapat pada Lapangan Sarina adalah sebagai berikut (**Gambar 5-Gambar 8**).



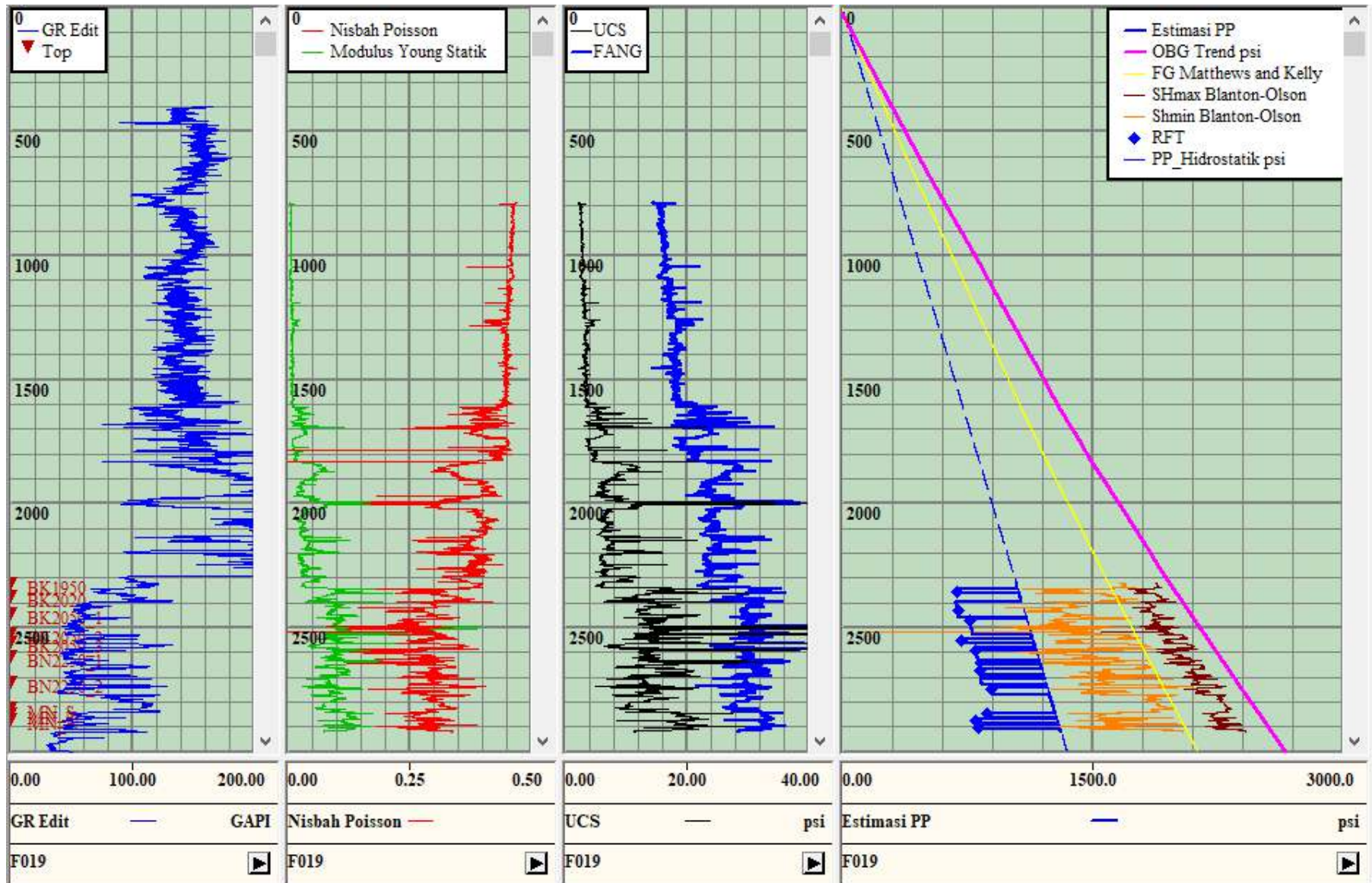
Gambar 5. Model geomekanika 1D pada sumur F-003.



Gambar 6. Model geomekanika 1D pada sumur F-005.



Gambar 7. Model geomekanika 1D pada sumur F-017.



Gambar 8. Model geomekanika 1D pada sumur F-019.

Penentuan tekanan injeksi maksimum bertujuan untuk mengantisipasi adanya kemungkinan gagal pada batuan yang mengakibatkan pecahnya batuan tudung di atasnya. Sebagaimana diketahui, ketika adanya penambahan tekanan pori akan membuat tegasan efektif yang bekerja pada batuan akan berkurang, sehingga akan membuat batuan tidak stabil. Oleh karena itu, tekanan pori yang digunakan dalam penelitian ini adalah estimasi tekanan pori saat ini. Selama terdapat perbedaan tegasan yang cukup antara tegasan pada reservoir dan tegasan batuan tudung di atasnya, maka tekanan injeksi akan menyebabkan air yang diinjeksikan mengalir pada jalur rekahan terkecil pada bagian reservoir.

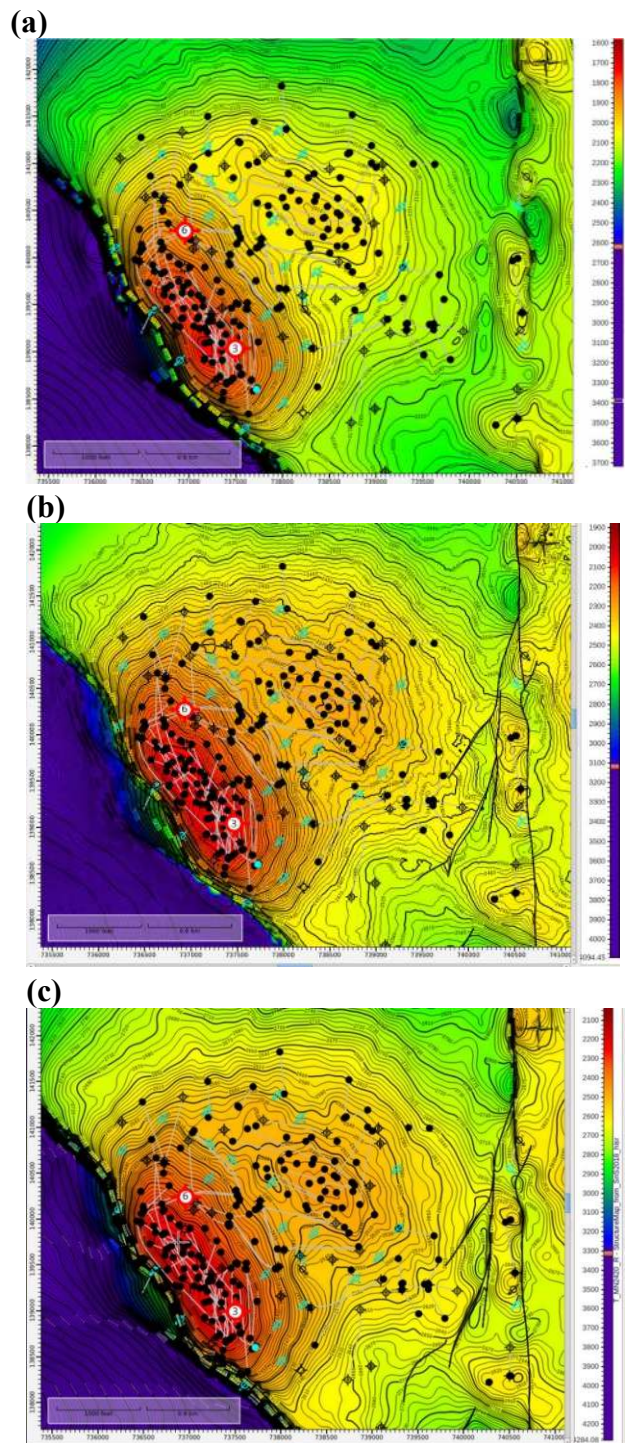
Penambahan tekanan pori pada reservoir akan menyebabkan tegasan horizontal minimum juga mengalami kenaikan (**Tabel 2 dan Tabel 3**). Oleh karena itu, kondisi kritis akan terjadi ketika tegasan horizontal minimum pada reservoir batupasir sama dengan tegasan horizontal minimum batuan tudung di atasnya. Pada kondisi ini, rekahan yang terjadi pada reservoir akan merambat menuju batuan tudung di atasnya dikarenakan tidak ada kontras tegasan pada keduanya. Pada penelitian ini, ada tiga reservoir utama yang dihitung yakni puncak Bekasap, Bangko dan Menggala pada sumur F-003 dan sumur injeksi F-006 (**Gambar 9**). Batas tekanan injeksi maksimum yang terdapat di lapangan ini adalah 0,69 psi/kaki.

Tabel 2. Perhitungan batas tekanan injeksi maksimum pada puncak reservoir tiap formasi pada sumur F-003.

Formasi	Kedalaman	Pp	S1	S3	Batas Pp	Total Pp
	kaki					
Top Bekasap	1959.5	573.65	1113.8	1647.9	155.45	729.1
Top Bangko	2240	691.01	1275.3	1923.2	153.79	844.8
Top Menggala	2432	778.29	1297.4	2115.4	157.75	936.04

Tabel 3. Perhitungan batas tekanan injeksi maksimum pada puncak reservoir tiap formasi pada sumur F-006.

Formasi	Kedalaman	Pp	S1	S3	Batas Pp	Total Pp
	kaki					
Top Bekasap	1959.5	573.65	1113.8	1647.9	155.45	729.1
Top Bangko	2240	691.01	1275.3	1923.2	153.79	844.8
Top Menggala	2432	778.29	1297.4	2115.4	157.75	936.04



19 Lokasi sumur penelitian 17 Sumur injeksi

Gambar 9. Peta puncak kedalaman struktur pada Formasi Bekasap (a), Formasi Bangko (b), dan Formasi Menggala (c).

5. DISKUSI

Nilai elastik batuan yang digunakan dalam model geomekanika sebaiknya menggunakan hasil dari uji laboratorium (UCS, modulus Young, dan Poisson Ratio). Hal ini guna mendapatkan nilai tegasan horizontal yang

lebih mendekati kondisi sebenarnya. Penggunaan nilai elastik batuan dengan data dinamik (data log) harus memperhitungkan tingkat kesalahan alat log pada saat melakukan akuisisi.

Data LOT yang digunakan sebagai nilai Shmin dapat diperhatikan Kembali, karena umumnya data yang digunakan untuk mendapatkan nilai Shmin adalah nilai FCP (*formation closure pressure*), Nilai FCP dapat dilihat pada grafik akan sedikit lebih rendah dibandingkan nilai LOT, sehingga kemungkinan akan mempengaruhi dari analisis nilai Shmin.

Nilai tekanan pori yang didapat dibatasi dengan baik dari pengukuran tekanan formasi (RFT) dan uji sumur yang tersedia. Nilai tekanan pori yang terdapat pada seluruh reservoir memiliki nilai tekanan pori pada kondisi *underpressure*. Kondisi *underpressure* ini kemungkinan bisa disebabkan beberapa hal yakni: *reservoir depleted*, *hydrodynamic effects*, osmosis, dan kompresi tektonik.

Berdasarkan kondisi geologi yang terdapat di Cekungan Sumatra Tengah serta hasil uji sumur yang memperlihatkan tekanan pori reservoir pada kondisi *undepressure*. Kondisi *undepressure* ini hampir ditemui di seluruh lapangan tua di Cekungan Sumatra Tengah, kemungkinan penyebabnya adalah akibat dari kompresi tektonik yang mengakibatkan batupasir berada pada kondisi *undepressure*.

6. KESIMPULAN

Hasil analisis geomekanika yang terdapat pada Lapangan Sarina memiliki tekanan pori pada interval serpih pada kondisi normal hidrostatik sebesar 0,45 psi/kaki, sedangkan pada interval batupasir (reservoir) pada kondisi *undepressure*. Analisis tegasan vertikal memiliki nilai rata-rata 0,89 psi/kaki, tegasan horizontal maksimum memiliki nilai rata-rata 0,78 psi/kaki, dan tegasan horizontal minimum memiliki nilai rata-rata 0,68 psi/kaki. Rezim tegasan yang terdapat pada Lapangan Sarina merupakan sesar normal ($S_v > S_{Hmax} > S_{Hmin}$). Berdasarkan model geomekanika 1D, hasil perhitungan tekanan injeksi maksimum berada pada kondisi stabil yakni di bawah 0,69

psi/kaki.

6. UCAPAN TERIMA KASIH

Penulis mengucapkan terima kasih kepada PT. Chevron Pacific Indonesia yang telah mengizinkan untuk mengikuti program *internship* tahun 2020. Penulis juga mengucapkan terima kasih kepada team AD-ARM PT.CPI atas fasilitas yang diberikan untuk melakukan analisis geomekanika.

REFERENSI

- Agan, A., Maneechai, K., Pramudyo, Y.B., Hendra, A.A. (2009): New fault reinterpretation using edge seismic attribute to optimize WF performance in Bekasap Field, Central Sumatra Basin, Proceeding Indonesian Petroleum Association 33rd Annual Convention. 33, 1272 – 1281
- Blanton, T.L. dan Olson, J.E. (1999): Stress magnitudes from logs: effects of tectonic strains and temperature, SPE Reservoir Eval. & Eng, 2, 62 – 68.
- Chang, C., Zoback, M. D. dan Khaksar, A. (2006): Empirical relations between rock strength and physical properties in sedimentary rocks. Journal of Petroleum Science & Engineering, 51, 223-237.
- Gercek, H. (2006): Poisson's ratio values for rocks, International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences, 44, 1 – 13.
- Hubbert, M.K. dan Rubey, W.W. (1959): Role of fluid pressure in mechanics of overthrust faulting, *Geological Society America Bulletin.*, 70, 115 – 166.
- Lacy, L. L. (1997): Dynamic rock mechanics testing for optimized fracture designs, *SPE Annual Technical Conference and Exhibition SPE 38716*, San Antonio, Texas, 23 – 36.
- Pramudyo, Y.B., Hendar, S.M., Hasyim, M.N., Mark, R.R., dan Garry, W.J. (2007): An integrated study of low permeability reservoir in the Bekasap Field, Central Sumatra Basin, Indonesia, *SPE Asia Pasific Oil and Gas Conference and Exhibition held in Jakarta, SPE 109846*, 5 Hal.

- Song, L. (2012): Minimum horizontal stress profile from logging data for Montney Formation of North East British Columbia, *SPE Canadian Unconventional Resources Conference held in Calgary*, SPE 162233, 13 Hal.
- Wang, H.F. (2000): *Theory of Linear Poroelasticity with Applications to Geomechanics and Hidrogeology*, Princeton University Express, New Jersey, 3 – 43.
- Zhang, J. (2011): Pore pressure prediction from well logs: methods, modifications, and new approaches, *Earth Science Reviews*, **108**, 50 – 63.