



## Prediksi Tekanan Pori Pada Lapangan Wiriagar Cekungan Bintuni

Warto Utomo<sup>1</sup>, Refsi Dian Paparezzi<sup>2</sup>, Muhammad Thariq Almuqtadir<sup>3</sup>

<sup>1</sup>Institut Teknologi Petroleum Balongan

<sup>2</sup>Jurusan Fisika, Fakultas Ilmu Pengetahuan Alam, Universitas Brawijaya

<sup>3</sup>PERTAMINA EP Regional 4

### ABSTRAK

#### Artikel Info:

Naskah Diterima:

06 April 2022

Diterima setelah

perbaikan:

15 Juli 2022

Disetujui terbit:

15 Desember 2022

#### Kata Kunci:

Tekanan pori

Formasi Kais

Metode Eaton

Prediksi tekanan pori menunjang aspek keamanan dan keekonomian kegiatan pengeboran, terlebih jika dilakukan pada litologi batubakarbaton dengan tekanan pori beragam formasi yang sama. Cekungan Bintuni adalah salah satu cekungan produktif di Kawasan Timur Indonesia dengan prediksi tekanan pori terbatas pada Formasi Steenkool. Lapangan Wiriagar, Cekungan Bintuni aktif memproduksi minyak bumi dari litologi batubakarbaton di Formasi Kais, namun minim prediksi tekanan pori. Prediksi tekanan pori dari data sumur dilakukan untuk mendapatkan kondisi tekanan pori pada Formasi Kais, Lapangan Wiriagar, Cekungan Bintuni. Prediksi tekanan pori menggunakan metode Eaton, dengan nilai eksponensial Eaton untuk data log resistivitas adalah 0,3. Hasil prediksi pada sumur R-3, R-4, R-5, dan RD-1 menunjukkan kondisi tekanan pori normal hidrostatik yang divalidasi dengan plot data berat lumpur, *event* pengeboran, dan pembacaan gas.

### ABSTRACT

*Pore pressure prediction supports the safety and economic aspects of drilling activities to avoid loss of drilling mud, kick, or blowout. Moreover, the drilling is carried out on limestone lithology with various pore pressures in the same formation. The Bintuni Basin is one of the productive basins in Eastern Indonesia with limited pore pressure predictions in the Steenkool Formation. Brilliant Field in the Bintuni Basin, has been actively producing petroleum from limestone lithology in the Kais Formation since 1981. However, the prediction of pore pressure is still minimal. Pore pressure prediction from well log data was done to obtain pore pressure conditions in Kais Formation, Wiriagar Field, Bintuni Basin. Pore pressure prediction uses Eaton's method, with 0.3 Eaton's exponential value for resistivity log data. Pore pressure prediction in wells R-3, R-4, R-5, and RD-1 shows that the pore pressure distribution tends to be hydrostatically normal, which is validated by plotting mud weight data, drilling events, and gas readings for each well.*

© LPMGB - 2022

### PENDAHULUAN

Pemahaman mengenai kondisi tekanan pori berperan penting dalam keberhasilan proses pengeboran sumur minyak dan gas bumi. Analisis tekanan pori memegang persentase sebesar 27% dalam menentukan keberhasilan kegiatan pengeboran (Syahputra, dkk., 2017). Sehingga,

melakukan prediksi tekanan pori yang akurat, dapat menunjang aspek keamanan dan keekonomian untuk menghindari terjadinya *lost circulation*, *kick*, maupun *blowout*. Terlebih jika pengeboran dilakukan pada litologi dengan kondisi tekanan pori beragam meskipun masih dalam formasi yang sama (Green, dkk., 2016).

Cekungan Bintuni secara geomorfologi terdiri atas kawasan *offshore* (Teluk Bintuni), *onshore* bagian Utara (daerah Steenkool, Tembuni, Mogoi, Wasian,

Korespondensi:

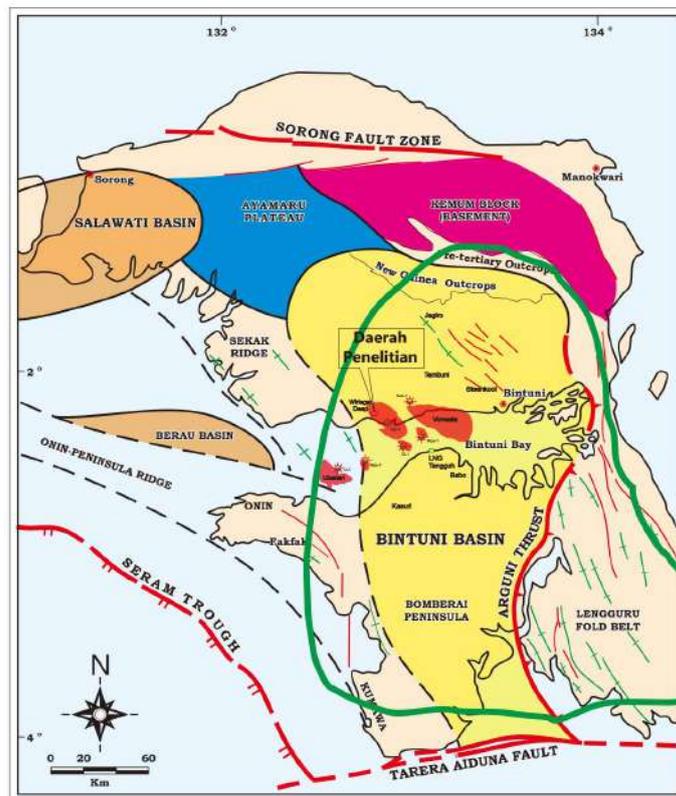
E-mail: [warto.utomo89@gmail.com](mailto:warto.utomo89@gmail.com) (Warto Utomo)

Wiriagar) dan *onshore* bagian Selatan (daerah Babo, Sumuri). Cekungan Bintuni menyumbangkan produksi minyak dan gas yang cukup signifikan, diantaranya adalah dari Teluk Bintuni (Utomo, dkk., 2016). Prediksi tekanan pori di Cekungan Bintuni masih terbatas pada Formasi Steenkool. Tekanan pori diprediksi berdasarkan pemodelan kecepatan seismik menggunakan data sumur dan data seismik. Hasilnya menunjukkan indikasi tekanan pori *abnormal*, yang divalidasi dengan berkurangnya kecepatan gelombang seismik (Haris, dkk., 2017). Lapangan Wiriagar berdasarkan Edmundo, dkk. (2021) merupakan salah satu lapangan minyak dan gas yang berada di Cekungan Bintuni, Provinsi Papua Barat. *Oil discovery* pada tahun 1981 dari batugamping Formasi Kais berumur Miosen Akhir dan *gas discovery* pada tahun 1994 dari reservoir batupasir Formasi Ainim – Tipuma yang berumur Permian - Jura. Namun, berdasarkan data dari perusahaan, Formasi Kais di Lapangan Wiriagar minim akan hasil prediksi tekanan pori. Sehingga, perlu dilakukan studi lebih lanjut untuk mengetahui kondisi tekanan pori pada Formasi Kais yang saat ini berada dalam tahap pengembangan. Hasil prediksi tekanan pori

yang tepat, dapat digunakan untuk bahan evaluasi faktor resiko pengeboran yang mungkin terjadi.

### Geologi Regional

Cekungan Bintuni berdasarkan Chevallier dan Bordenave (1986) dan Piagram dkk. (1982), merupakan cekungan seluas ± 30.000 km<sup>2</sup> berarah Utara Selatan dengan umur Tersier Akhir. Cekungan ini di sebelah Timur berbatasan dengan Sesar Arguni, di depannya terdapat Lengguru *Fold Belt* (Jalur Lipatan Anjakan Lengguru). Cekungan melampar/meluas sampai ke Utara dimana batuan dasar tersingkap yaitu Tinggian Kemum (Formasi Kemum). Di sebelah Barat cekungan ini ditandai dengan adanya tinggian struktural, yaitu Pegunungan Sekak yang meluas sampai ke Utara, di sebelah Barat Laut terdapat Dataran Tinggi Ayamaru yang memisahkan Cekungan Bintuni dengan Cekungan Salawati. Di sebelah Selatan, Cekungan Bintuni dibatasi oleh Sesar Tarera-Aiduna, sesar ini paralel dengan Sesar Sorong yang terletak di sebelah Utara Kepala Burung. Kedua sesar ini merupakan sesar utama di daerah Kepala Burung (Gambar 1).



Gambar 1

Peta situasi wilayah kepala burung dan cekungan Bintuni pada saat ini, serta elemen tektonik cekungan Bintuni. Poligon warna merah menunjukkan daerah penelitian. (dimodifikasi dari Chevallier dan Bordenave, 1986, Patra Nusa Data, 2006).

Cekungan Bintuni terbentuk dari hasil kompresi yang menyebabkan pergerakan relatif Lempeng Samudra Pasifik terhadap Lempeng Benua Indo – Australia dan berkembang pesat pada saat Plio-Pleistosen, setelah terjadinya pengangkatan Lengguru *fold belt* ke arah Timur dan Blok Kemum ke arah Utara (Dolan dan Hermany, 1988).

Pada Lapangan Wiriagar, Cekungan Bintuni, berdasarkan hasil penelitian Pusat Survei Geologi pada 2016, data gravitasi menunjukkan adanya anomali residual berupa antiklin dengan arah Tenggara-Barat Laut. Sementara, berdasarkan hasil analisis penggambaran data gravitasi oleh Handyarso & Saleh (2017) terdapat sesar mendatar (*strike-slip fault*) berarah Barat Daya-Timur Laut yang memotong tinggian dengan orientasi Tenggara-Barat Laut.

Tektonostratigrafi Cekungan Bintuni dalam Utomo, dkk. (2016) dijelaskan sebagai berikut; tersusun atas 5 tahap yaitu; 1. tahap *pre-rift*, 2. *syn-rift*, 3. *post-rift* atau *passive margin*, 4. konvergensi (tumbukan Australia bagian Utara terhadap Lempeng Pasifik), dan 5. orogenesis melanesia. Model setiap tahap/fase didasarkan pada modifikasi dari beberapa peneliti terdahulu.

#### **Tahap Kompresi / Orogenesis Melanesia (Miosen Akhir – Sekarang)**

Kala Miosen, Lempeng Australia bertumbukan bergerak ke arah Barat terhadap Lempeng Pasifik dan Filipina, menggabungkan Busur Kepulauan Kapur – Eosen sampai dengan sekarang Timur Laut Nugini. Tumbukan ditandai dengan perkembangan *New Guinea Trench*. Pola yang dihasilkan dari respon kerak sangat kompleks, dan membentuk Pulau Papua/Nugini seperti burung yang unik. Tahap tektonik tumbukan umur Neogen ini menghasilkan *New Guinea Mobile Belt* dan *Lengguru Fold Belt* yang diperkirakan telah berkembang kala Miosen Akhir - Pliosen Awal (Utomo, dkk., 2016).

#### **Stratigrafi**

Stratigrafi regional Cekungan Bintuni ditunjukkan pada Gambar 2. Berdasarkan pada Patra Nusa Data tahun 2006 dan Chevallier dan Bordenave, 1986, dan Pieters dkk., 1983 pada Pra-tercier (Mesozoik - Paleozoik) sukseksi Cekungan Bintuni dari bawah ke atas berturut-turut Kemum (batuan dasar), Kelompok Aifam (Formasi Aimau, Aifat, Ainim), Formasi

Tipuma, Kelompok Kembelangan (Kembelangan Bawah dan Atas atau Jass). Sedangkan sukseksi kala Tersier (Kenozoik) dari bawah ke atas berturut-turut Formasi Waripi, Kelompok Batugamping New Guinea (Formasi Faumai, Sirga, Sago, Kais and Klasafet), Formasi Steenkool dan Sele.

Fokus penelitian adalah Formasi Kais dengan litologi batugamping paling muda dari Kelompok New Guinea berusia Miosen Tengah-Miosen Atas. Formasi Kais pada lapangan ini tersusun dari Kais Atas, Kais Tengah, dan Kais Bawah. Tiap lapisan batugamping Formasi Kais ini tersusun dari batugamping bioklastik yang dipisahkan oleh lempung napalan (*shale break*). Pada data *conventional core*, petrografi, log, dan mudlog terdapat empat litofasies, yakni *mudstone*, *wackestone*, *packstone*, dan *dolomstone* (Rahman, dkk., 2019).

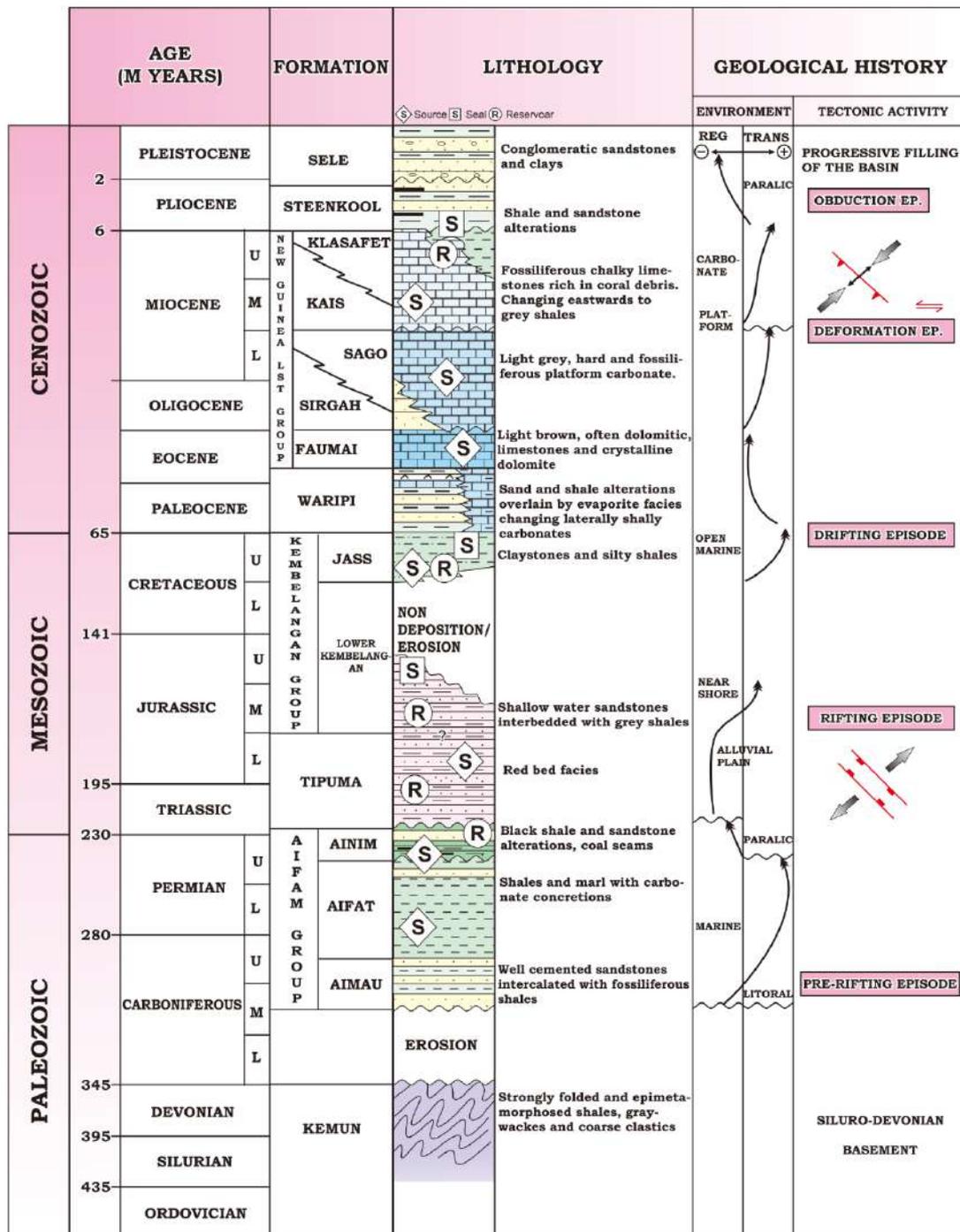
## **BAHAN DAN METODE**

### **Waktu dan Tempat Penelitian**

Penelitian dengan judul “Prediksi Tekanan Pori Pada Lapangan Wiriagar, Cekungan Bintuni” dilakukan mulai Bulan Juni sampai November 2021 dengan menggunakan data dari PT. Petroenergy Utama Wiriagar (KSO PERTAMINA EP – Wiriagar).

### **Data Penelitian**

Data yang digunakan dalam penelitian ini meliputi data log sumur dengan posisinya dalam peta dasar daerah penelitian ditunjukkan pada Gambar 3, data *mudlog*, data *Routine Core Analysis* (RCAL) dan *Special Core Analysis* (SCAL), serta *final well report*. Ketersediaan data dapat dilihat pada Tabel 1.



Gambar 2  
 Bagan tektonostratigrafi cekungan Bintuni di bagian kepala burung pulau papua (diperbarui dari Chevallier dan Bordenave, 1986 dalam Patra Nusa Data, 2006).

**Prediksi Tekanan Pori 1D**

• **Metode Penelitian**

Di bawah permukaan bumi terdapat tekanan yang dapat memengaruhi aktivitas pengeboran minyak dan gas bumi. Jenis tekanan bawah permukaan tersebut

meliputi tekanan hidrostatik, tekanan *overburden*, tekanan pori, dan tekanan efektif. Berikut adalah tahapan yang dilakukan dalam memprediksi tekanan pori bawah permukaan di Lapangan Wiriagar, Cekungan Bintuni:

Prediksi Tekanan Pori Pada Lapangan Wiriagar Cekungan Bintuni  
(Warto Utomo, dkk)

Tabel 1  
Ketersediaan data

Sumur	Data Log Sumur															Final Well Report	Mud Log	RCAL & SCAL	Master Log
	Start-Stop (ft)	GR	CALI	SP	DT	ILD	LLD	LLS	SFLU	MSFL	RHOB	NPHI	DRHO	PEF					
R-3	60-1918	✓	✓	✓	X	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	X	✓	X	✓	X
R-4	1400-1926	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	X	✓	✓	X	✓	✓	✓	✓	X	X	X
R-5	50-1910	✓	✓	✓	X	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	X	X	X
RD-1	42-8510	✓	✓	✓	✓	X	✓	✓	X	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	X	✓
Keterangan		✓ : tersedia X : tidak tersedia																	

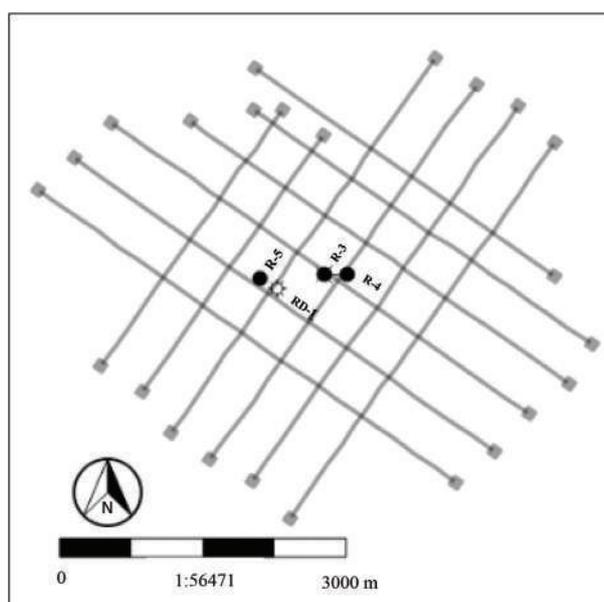
• **Perhitungan Tekanan Overburden**

Penelitian ini dimulai dengan melakukan perhitungan tekanan dan gradien *overburden* yang relatif terhadap datum referensi kedalaman. Tekanan *overburden* merupakan tekanan yang diakibatkan oleh tumpukan sedimen di atas zona atau formasi yang menjadi fokus penelitian. Pada penelitian ini, referensi kedalaman yang digunakan adalah *mean sea level* ataupun *true vertical depth sub sea* (TVDSS). Tekanan *overburden* secara matematis dihitung dari persamaan berikut:

$$\sigma = \rho_b g z \quad (1)$$

$$\rho_b = \rho_m (1 - \phi + \rho_f(\phi)) \quad (2)$$

dimana  $\sigma$  adalah tekanan *overburden*,  $\rho_b$  adalah densitas *bulk* batuan,  $\rho_f$  adalah densitas fluida,  $\rho_m$  adalah densitas matriks batuan,  $g$  adalah percepatan gravitasi, dan  $z$  adalah ketebalan sedimen (Ramdhan, 2010).



Gambar 3  
Peta dasar daerah penelitian

• **Pemisahan Interval Batuserpih dan Batu-ulempung**

Untuk membedakan batuan *impermeable* dan *permeable* pada formasi, digunakan *sand-shale determination*. Log yang digunakan untuk membedakan kedua litologi ini adalah log *clay volume* yang diperoleh dari hasil perhitungan menggunakan log *gamma ray*. Dari kurva log *clay volume*, ditarik garis *sand-shale determination*, dengan *cut off* berupa nilai tengah (median) dari data pada setiap zona yang sebelumnya telah dilakukan zonasi terlebih dahulu sesuai dengan tren yang terlihat pada plot log *gamma ray* di setiap sumur.

• **Analisis Prediksi Tekanan Pori**

Metode estimasi tekanan pori Eaton merupakan metode empiris, dimana memiliki konstanta yang berbeda di setiap daerah penelitian, seperti di Teluk Mexico menggunakan konstanta 1,2 dengan menggunakan log resistivitas. Prinsip dasar dari metode ini adalah mencari defleksi dari *Normal Compaction Trend* (NCT). Semakin besar defleksi dari tren kompaksi normal, maka *overpressure* diestimasikan semakin besar. Estimasi ini dapat dilakukan dengan menggunakan log sonik dan log resistivitas.

Melihat dari kurva NCT, formasi pada setiap sumur dapat dizonasi berdasarkan kekompakan antar matriks batuan. Apabila tren dari kurva log resistivitas sama dengan kurva NCT, maka formasi terkompaksi secara normal. Namun, jika telah ditemui adanya tren yang cenderung mengalami defleksi terhadap kurva NCT, dapat diartikan telah memasuki zona transisi dan *geopressured*. Pada penelitian ini, kurva NCT diestimasikan dari log resistivitas.

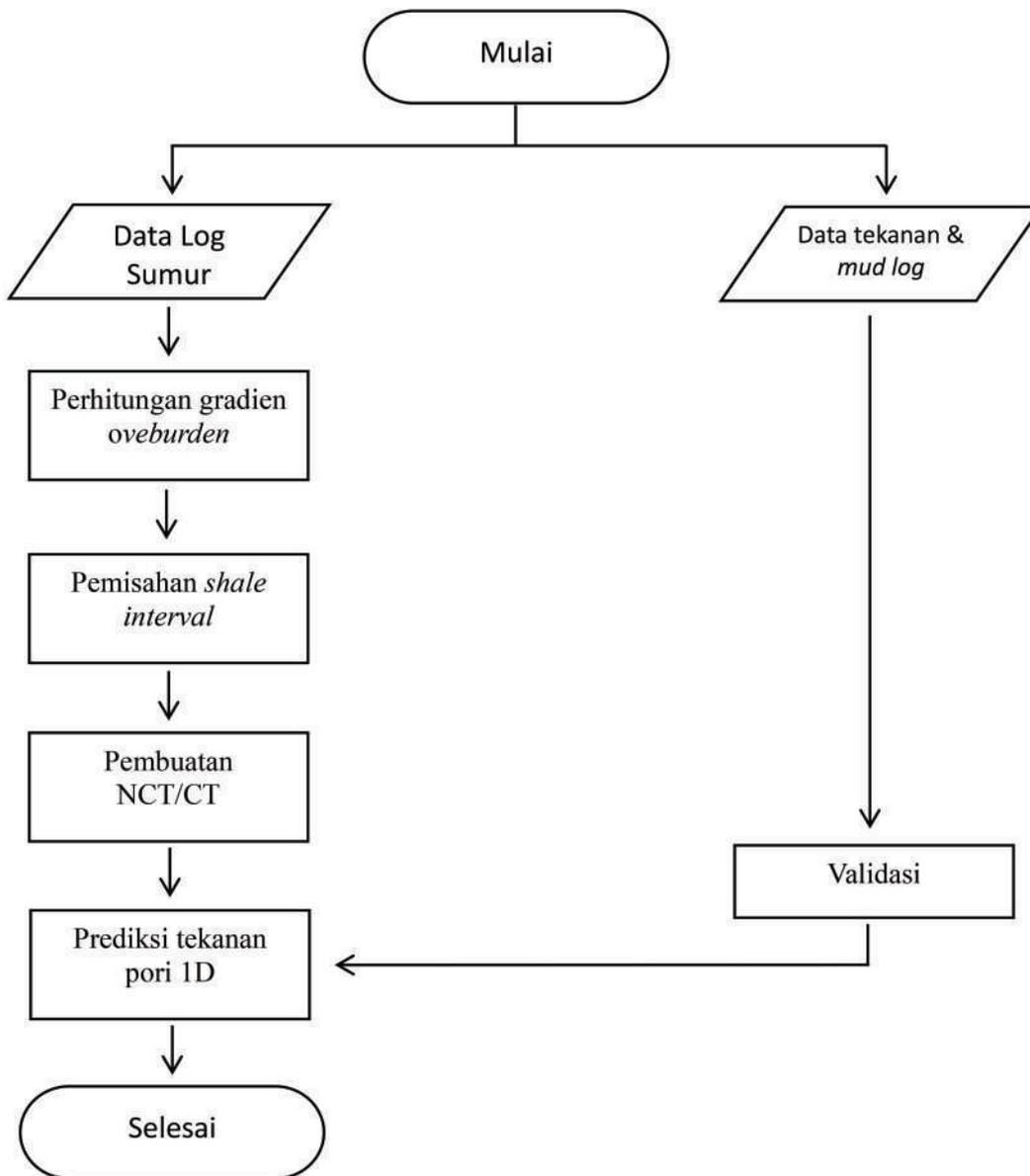
Perhitungan tekanan pori dilakukan dengan menggunakan metode Eaton dari log resistivitas (Eaton, 1975). Berikut adalah persamaan yang digunakan untuk estimasi tekanan pori menggunakan log resistivitas (Ramdhan, 2010):

$$P = \sigma_v - (\sigma_v - P_n) \left( \frac{R}{R_n} \right)^x \quad (1)$$

di mana  $P$  adalah tekanan pori, adalah tegangan vertikal, adalah nilai resistivitas, dan adalah nilai eksponensial Eaton.

Nilai eksponensial Eaton yang digunakan adalah 0,3 yang didapatkan dari kurva NCT yang telah diestimasi sebelumnya. Selain itu, estimasi tekanan pori divalidasi menggunakan data berat lumpur pengeboran dan data tekanan bawah permukaan. Tekanan pori di bawah permukaan pada

studi ini diestimasi dari data *mud weight* (MW) atau *equivalent circulating density* (ECD). Data validasi tekanan bawah permukaan diperoleh dari data *repeat formation tester* (RFT) yang merupakan alat untuk mengukur tekanan formasi secara cepat dan akurat. Sementara data *formation integrity test* (FIT) dan *leak off test* (LOT) digunakan untuk validasi gradien rekah dari formasi. Sejumlah kejadian pengeboran yang terjadi sepanjang sumur juga dapat memberikan informasi untuk hasil estimasi tekanan bawah permukaan yang lebih sesuai. Proses pengolahan dan analisis data dalam penelitian ini secara sederhana dirangkum dalam diagram alir pada Gambar 4.



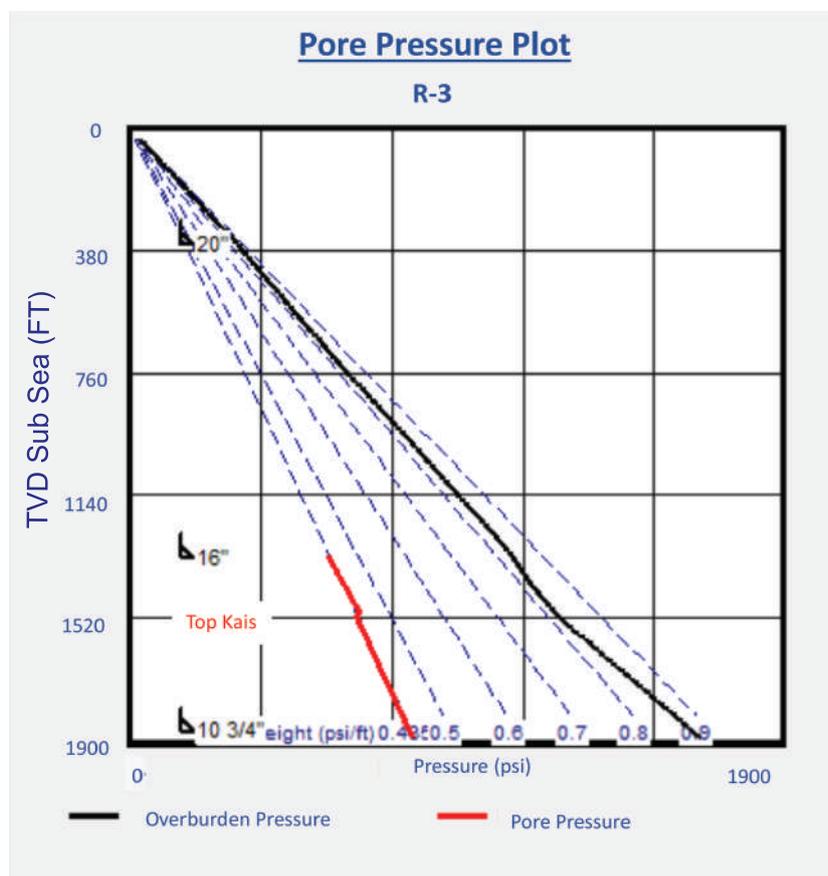
Gambar 4  
Diagram alir penelitian

## HASIL DAN DISKUSI

Hasil prediksi tekanan pori 1D pada setiap sumur yang menjadi objek penelitian di Lapangan Wiriagar, Cekungan Bintuni, ditunjukkan dalam plot tekanan pori terhadap kedalaman. Terdapat tiga jenis kurva tekanan pada masing – masing sumur. Kurva tersebut meliputi tekanan *overburden* yang ditunjukkan dengan kurva berwarna hitam, kurva tekanan hidrostatik yang digambarkan dengan menggunakan garis putus – putus berwarna biru. Kurva tekanan pori ditunjukkan oleh kurva berwarna merah, sementara untuk plot hasil tes tekanan digambarkan oleh titik berwarna hitam, yang letaknya disesuaikan dengan letak dan besar tekanan hasil tes.

### • Tekanan Pori 1D Sumur R-3

Kurva tekanan *overburden* pada sumur R-3 menunjukkan nilai tekanan akibat pembebanan di Formasi Kais berkisar antara 31,45 – 1653,47 psi. Apabila ditinjau secara kualitatif, tekanan *overburden* pada sumur ini sudah sesuai dengan Ramdhan (2010), yaitu nilainya meningkat secara gradual seiring dengan bertambahnya kedalaman. Pada penelitian ini, gradien tekanan hidrostatik untuk air formasi, berdasarkan hasil laporan akhir sumur R-3 bernilai 0,435 psi/ft (Hermany dan Daines, 1986). Kondisi tekanan pori pada sumur R-3 ini ditunjukkan dengan kurva tekanan pori yang berhimpitan dan linear dengan kurva tekanan hidrostatik (Gambar 5).

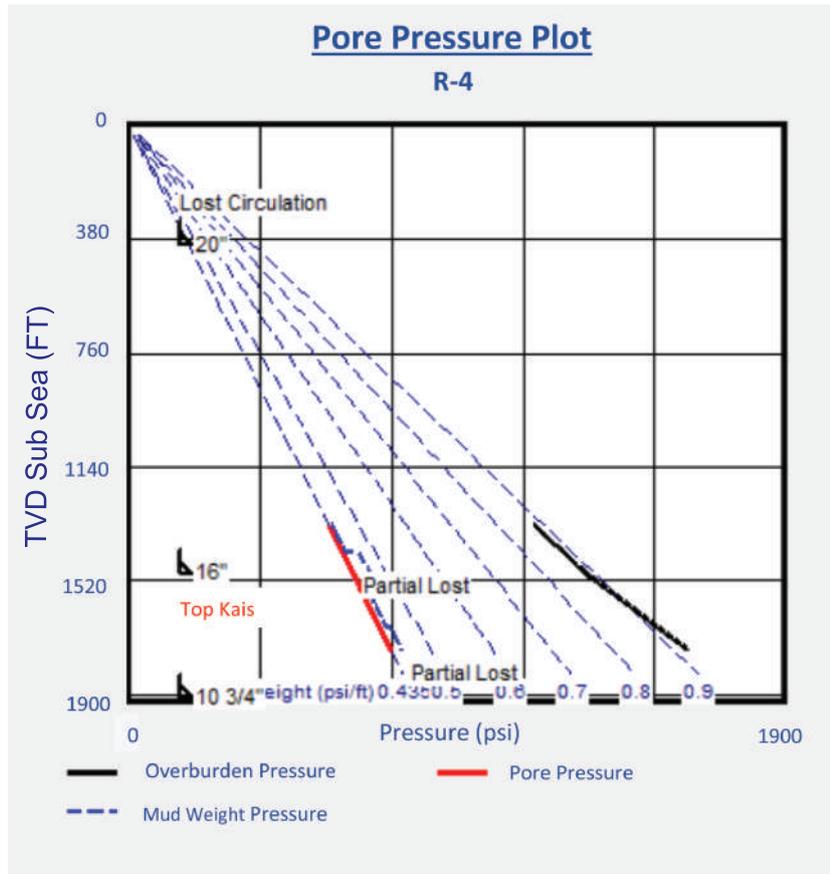


Gambar 5  
Plot prediksi tekanan pori sumur R-3

### • Tekanan Pori 1D Sumur R-4

Nilai tekanan *overburden* pada sumur R-4 meningkat seiring dengan bertambahnya kedalaman yang diakibatkan oleh adanya pembebanan dari formasi batuan di atas Formasi Kais. Secara kuantitatif, nilai tekanan *overburden* mulai dari

1171,2 – 1615,66 psi. Pada sumur R-4, prediksi tekanan pori yang dihitung menggunakan nilai eksponensial Eaton 0,3 secara kuantitatif bernilai 580,41 – 757,6 psi. Plot tekanan pori berwarna merah linear terhadap gradien tekanan hidrostatik yang bernilai 0,435 psi/ft (Gambar 6).



Gambar 6  
Plot prediksi tekanan pori sumur R-4

• **Tekanan Pori 1D Sumur R-5**

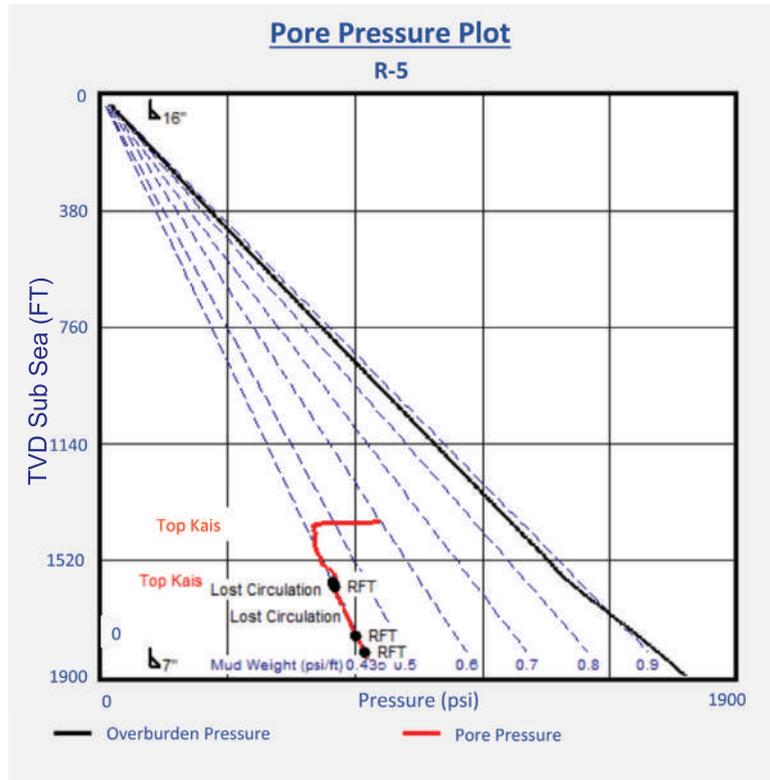
Tekanan *overburden* yang terbentuk akibat adanya pembebanan pada Formasi Kais pada sumur R-5 ini secara kuantitatif berada pada rentang nilai 34,86 – 1750,66 psi. Digambarkan dengan kurva berwarna hitam (Gambar 7), tekanan *overburden* ini secara kualitatif meningkat seiring dengan bertambahnya kedalaman. Pada prediksi tekanan pori di sumur R-5, penggunaan nilai eksponensial Eaton 0,3 menghasilkan prediksi tekanan pori dengan rentang nilai sebesar 641,35 – 797,47 psi. Prediksi tekanan pori ini divalidasi dengan menggunakan data hasil tes tekanan formasi berupa *repeat formation tester* (RFT). Data RFT ini diplot dengan titik hitam, dan menunjukkan kesesuaian dengan kurva tekanan pori hasil prediksi.

• **Tekanan Pori 1D Sumur RD-1**

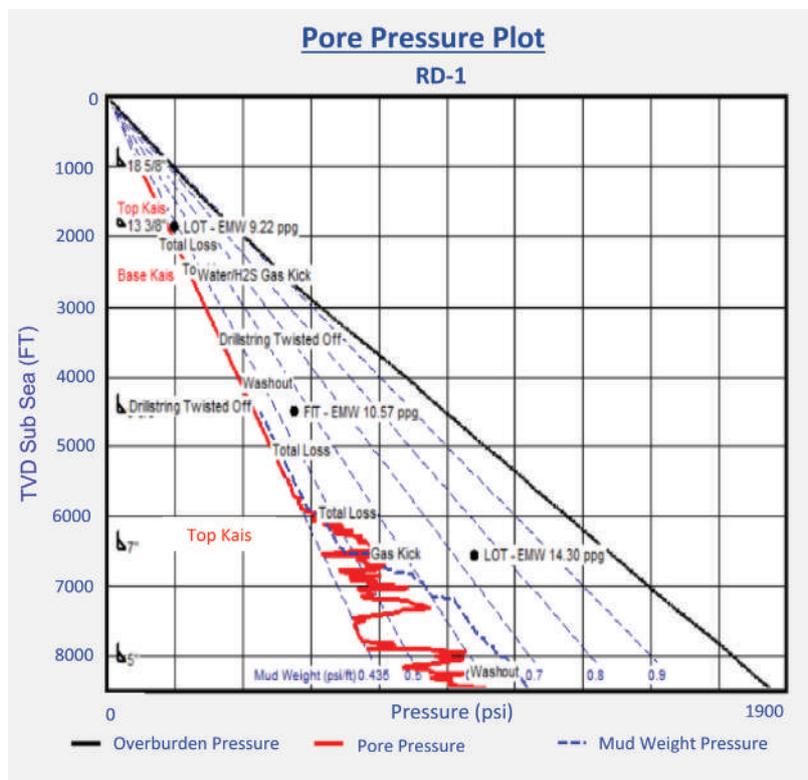
Sumur RD-1 merupakan sumur yang paling dalam dibanding ketiga sumur lainnya, dengan kedalaman mencapai 8500 kaki (Gambar 8). Formasi Kais yang menjadi fokus penelitian berada pada

kedalaman yang cukup dangkal, yakni 1606 – 2548 kaki. Tekanan *overburden* pada sumur RD-1 nilainya meningkat seiring dengan bertambahnya kedalaman mulai dari 36,56 – 8832,66 psi. Prediksi tekanan pori di sumur RD-1 ini menggunakan nilai eksponensial Eaton 0,3. Kondisi tekanan pori normal hidrostatik mulai dari permukaan hingga kedalaman 6000 kaki, dengan nilai tekanan pori berada pada rentang 470 – 2900 psi. Namun plot tekanan pori dari kedalaman 6000 – 8500 kaki, menunjukkan adanya defleksi ke kanan atau penambahan nilai tekanan pori melebihi tekanan pori normal hidrostatik. Formasi Kais yang menjadi objek dalam penelitian ini terletak di kedalaman 1606 – 2548 kaki, dengan tekanan pori yang nilainya linear dengan kurva normal hidrostatik.

Prediksi Tekanan Pori Pada Lapangan Wiriagar Cekungan Bintuni  
(Warto Utomo, dkk)



Gambar 7  
Plot prediksi tekanan pori sumur R-5



Gambar 8  
Plot prediksi tekanan pori sumur RD-1

## Pembahasan Hasil Penelitian

### • Tekanan Pori 1D Sumur R-3

Kondisi tekanan pori pada Formasi Kais di sumur R-3 menunjukkan nilai yang linear dengan tekanan hidrostatik sebesar 0,435 psi/ft. Berdasarkan laporan akhir sumur R-3, diketahui jika Formasi Kais pada sumur ini berada pada zona air tawar. Air jenis ini termasuk dalam air payau-tawar (Foley dan Watkins, 1985).

Air formasi ini adalah hasil dari proses *dewatering* dari litologi batuserpih. Proses *dewatering* ini terjadi karena adanya penambahan beban dari proses pengendapan dan kompaksi dari litologi *marine shales* di atasnya. Sehingga air yang mengisi pori batuan akan keluar dan membentuk *moldic porosity*, karena litologi Formasi Kais adalah *aragonite* yang dapat larut oleh air tawar. Karena air dalam pori dapat keluar dan membentuk porositas sekunder maka tekanan pori pada Formasi Kais di sumur R-3 cenderung normal dan stabil.

### • Tekanan Pori 1D Sumur R-4

Tekanan pori pada sumur R-4 diinterpretasikan cenderung normal hidrostatik dengan nilai yang meningkat seiring bertambahnya kedalaman. Hasil prediksi tekanan pori Formasi Kais yang dimulai pada kedalaman 1470 kaki, secara kuantitatif meningkat seiring bertambahnya kedalaman sebesar 603,32 – 757,6 psi dan linear dengan gradien hidrostatik.

Prediksi ini divalidasi dengan dengan plot data berat lumpur, kejadian pengeboran, dan hasil pembacaan gas dari laporan akhir sumur R-4. Pada permukaan hingga kedalaman 1500 kaki, dimana terdapat bagian dari Formasi Kais, nilai pembacaan gas latar berfluktuasi antara 10 – 50 unit (Seta Yasa - Core Lab., 1981). Namun tidak menunjukkan kecenderungan naik yang mengindikasikan peningkatan tekanan formasi. Pada Formasi Kais, terjadi *partial loss* ketika berat lumpur bertambah dan melebihi tekanan formasi, sehingga sebagian lumpur pengeboran masuk ke dalam formasi.

### • Tekanan Pori 1D Sumur R-5

Prediksi tekanan pori di sumur R-5 divalidasi dengan menggunakan data hasil tes tekanan formasi berupa *repeat formation tester* (RFT). Data RFT ini diplot dengan titik hitam, dan menunjukkan kesesuaian dengan kurva tekanan pori hasil prediksi (Gambar 7). Kondisi tekanan pori pada sumur R-5 diinterpretasikan cenderung normal hidrostatik.

Ditinjau dari kurva prediksi tekanan pori yang linear dengan gradien tekanan hidrostatik yang bernilai 0,435 psi/ft. Demikian dengan kondisi tekanan pori pada Formasi Kais yang dimulai pada kedalaman 1585 kaki. Terdapat dua kali kejadian *lost circulation* pada Formasi Kais di sumur R-5. Berdasarkan dari laporan akhir sumur R-5, *lost circulation* ini terjadi karena memasuki litologi dolomit dan batukarbonat yang poros.

### • Tekanan Pori 1D Sumur RD-1

Sumur RD-1 merupakan sumur paling dalam dengan Formasi Kais yang terletak pada kedalaman yang cukup dangkal. Formasi Kais yang menjadi objek dalam penelitian ini terletak di kedalaman 1606 – 2548 kaki, dengan tekanan pori yang masih berada pada kondisi normal hidrostatik.

Namun plot tekanan pori pada Gambar 8 dari kedalaman 6000 – 8500 kaki, menunjukkan adanya defleksi ke kanan atau penambahan nilai tekanan pori melebihi tekanan pori normal hidrostatik. Tekanan pori pada kedalaman tersebut, diinterpretasikan berada pada kondisi *overpressure*, dengan nilai tekanan pori sebesar 3000 – 4957 psi.

Hasil prediksi tekanan pori pada sumur RD-1 divalidasi dengan menggunakan data berat lumpur. Beban lumpur bertambah mulai dari kedalaman 6000 kaki, dimana terdapat indikasi *overpressure*. Kejadian pengeboran *total loss* lumpur terjadi ketika tekanan diferensial pada kondisi *overbalance* (kondisi tekanan lumpur melebihi tekanan formasi) yang mengakibatkan terdapat sejumlah lumpur pengeboran masuk ke dalam formasi. Selain *total loss*, kejadian pengeboran lain yang terjadi pada sumur RD-1 adalah *gas kick*, masuknya fluida (gas) formasi ke dalam lubang sumur pengeboran, pada kedalaman 6535 kaki. Ini sesuai dengan kondisi pengeboran, dimana tekanan diferensial berada pada kondisi *underbalance*, atau tekanan formasi melebihi tekanan lumpur yang disirkulasikan pada lubang bor (Salo dan Lawrence, 1994).

### • Kondisi Tekanan Pori Formasi Kais, Cekungan Bintuni

Edmundo, dkk. (2021) menyebutkan bahwa, Formasi Kais yang berumur Miosen Akhir dengan litologi batugamping yang tersedimentasi pada fasies *reefal*, *lagoonal*, dan *shoreface*. Formasi Kais diendapkan pada lingkungan *marine* dan dipengaruhi oleh *meteoric water* dan *transgression* (penurunan permukaan tanah dan naiknya permukaan air

laut) pada akhir pengendapan menjadi transisi. Batugamping ini merupakan batuan reservoir dengan pori-pori cukup – sangat baik. Di beberapa interval, batugamping terjadi *loss circulation* saat pengeboran.

Formasi Kais berada di atas Formasi Sago dan di bawah Formasi Steenkool. Formasi Kais diendapkan pada lingkungan transisi. Litologi tersusun atas *dolomite* dan *clay*. Formasi Kais dibagi menjadi 4 zona berurutan dari bawah Kais IV, III, II dan I. Kais I memiliki porositas paling baik 25-34%, Kais II dengan porositas paling kecil/jelek, Kais III & IV memiliki porositas sedang 15-18% (Zakti, dkk., 2020)

Sebagaimana dijelaskan dalam Foley dan Watkins (1985) dalam data laporan akhir sumur Lapangan Wiriagar, diketahui jika Formasi Kais berada pada zona air tawar. Air jenis ini termasuk dalam air payau-tawar, yang dihasilkan oleh proses *dewatering* dari litologi batuserpih. Proses *dewatering* ini terjadi karena adanya penambahan beban dari proses pengendapan dan kompaksi dari *marine shales* di atasnya. Sehingga air yang mengisi tekanan pori keluar dan membentuk *oldic porosity*, karena litologi Formasi Kais adalah *aragonite* yang dapat larut oleh air tawar

Karena air dalam pori dapat keluar dan membentuk porositas sekunder, maka tekanan pori pada Formasi Kais cenderung normal dan stabil. Hal ini juga didukung dengan nilai pembacaan gas pada sumur R-4 yang tidak menunjukkan peningkatan tekanan. Dalam laporan akhir sumur R-4 oleh Seta Yasa - Core Lab. (1981), dijelaskan adanya sedikit pengurangan minor pada tekanan formasi, atau nilai pembacaan gas yang tinggi, berkorelasi dengan litologi *clay sand* dengan lapisan karbonat yang mengeluarkan gas metana.

## KESIMPULAN DAN SARAN

Berdasarkan hasil pengolahan dan analisis data dari Lapangan Wiriagar, Cekungan Bintuni yang telah dilakukan, maka dapat disimpulkan bahwa:

Prediksi tekanan pori pada sumur R-3, R-4, R-5, dan RD-1 menunjukkan kondisi tekanan pori yang cenderung normal hidrostatik. Peningkatan tekanan pori masih dalam batas normal, ditinjau dari peningkatan tekanan pori gradual seiring bertambahnya kedalaman dan tidak menunjukkan adanya indikasi peningkatan atau penurunan nilai tekanan yang drastis.

Proses pembebanan yang menyebabkan air hasil

*dewatering* batuserpih membentuk *oldic porosity* sehingga air yang mengisi tekanan pori keluar dan tekanan pori menjadi normal. Prediksi tekanan pori menunjukkan kesesuaian dengan plot data berat lumpur, *event* pengeboran, dan hasil pembacaan gas.

## UCAPAN TERIMA KASIH

Penulis mengucapkan terima kasih kepada KSO PERTAMINA EP –Wiriagar dan PERTAMINA EP Regional 4, yang telah memfasilitasi dan memberikan izin publikasi hasil penelitian.

## DAFTAR ISTILAH / SINGKATAN

Simbol	Definisi	Satuan
<i>Background gas</i>	Kandungan gas yang masuk ke dalam sistem lumpur ketika pengeboran sedang berlangsung	
<i>Blow out</i>	<i>Kick</i> yang terjadi di permukaan	
<i>Brackish-to-fresh non-oxygenated water</i>	Air payau-tawar yang terjadi pada lingkungan alami dengan salinitas lebih tinggi daripada <i>fresh water</i>	
Densitas <i>bulk</i>	Fungsi dari densitas total mineral-mineral penyusun batuan	g/cc
ECD	<i>Equivalent Circulating Density</i>	ppg
<i>Fold Belt</i>	Struktur geologi berupa jalur lipatan	
FIT	<i>Formation Interval Tester</i>	ppg
<i>Gas kick</i>	Peristiwa masuknya fluida formasi berupa gas ke dalam formasi saat pengeboran sedang berlangsung	
<i>Kick</i>	Suatu keadaan saat tekanan formasi melebihi tekanan pada sumur pengeboran	
Kondisi <i>Underbalance</i>	Metode pengeboran dimana tekanan fluida yang digunakan untuk pengeboran lebih kecil dibanding tekanan formasi	
LOT	<i>Leak Off Test</i>	ppg
<i>Loss</i>	Suatu keadaan saat tekanan formasi lebih kecil dibanding dengan tekanan pada sumur pengeboran	
MDT	<i>Modular Dynamic Tester</i>	
<i>Moldic porosity</i>	jenis <i>dissolution porosity</i> pada batuan karbonat yang menghasilkan cetakan dari butir-butir asli atau sisa-sisa fosil	
MW	<i>Mud Weight</i>	ppg
<i>Mudlog</i>	Hasil pembacaan proses <i>mud logging</i>	
NCT	<i>Normal Compaction Trend</i>	
<i>Overpressure</i>	Tekanan bawah permukaan yang melebihi tekanan pori normal	
<i>Partial loss</i>	Kondisi hilang lumpur sebagian selama proses pengeboran	bb1
Proses <i>dewatering</i>	Proses keluarnya air dari dalam sistem pori batuan	
RFT	<i>Repeat Formation Tester</i>	psi
RCAL	<i>Routine Core Analysis</i>	
<i>Sand-shale determination</i>	Penentuan batas nilai data log untuk membedakan litologi batupasir dan batuserpih	
SCAL	<i>Special Core Analysis</i>	
Tahap <i>workover</i>	Tahapan produksi migas untuk mempertahankan, memperbaiki, ataupun menambah produksi	
Tekanan efektif	Tekanan yang bekerja pada antar-matriks dalam formasi batuan padat	psi
Tekanan hidrostatik	Tekanan yang dihasilkan oleh tebal kolom air dalam keadaan statis	psi
Tekanan <i>overburden</i>	Tekanan yang menekan suatu titik formasi pada kedalaman tertentu akibat berat total batuan dan fluida di atas kedalaman formasi tersebut	psi
Tekanan pori <i>abnormal</i>	Kondisi tekanan bawah permukaan yang lebih kecil atau lebih besar dari tekanan pori normal	psi
<i>Underpressure</i>	Tekanan bawah permukaan yang lebih kecil dari tekanan pori normal	psi
<i>Zona fresh water</i>	Zona air tawar	
<i>Zona geopressured</i>	Zona yang mengalami tekanan abnormal dengan gradien tekanan pori yang melebihi hidrostatik	

## KEPUSTAKAAN

- Chevallier, B. & Bordenave, M. L., 1986.** *Contribution of Geochemistry to The Exploration in The Bintuni Basin, Irian Jaya.* Jakarta, Indonesian Petroleum Association.
- Dolan, Paul J., & Hermany. 1988.** *The Geology of Wiriagar Field, Bintuni Basin, Irian Jaya.* Jakarta, Indonesian Petroleum Association.
- Eaton, B. A. 1975.** *The Equation for Geopressure Prediction from Well Logs.* SPE, Paper No. 5544, 11p.
- Edmundo, Muhammad T., Warto Utomo, dan Muhammad Thariq A. 2021.** Analisis Petrofisika dan Perhitungan Volumetrik Hidrokarbon Pada Batugamping Formasi Kais Lapangan Wiriagar, Cekungan Bintuni. Dalam Seminar Nasional Teknologi Energi & Mineral. Vol 1 1-15. Blora: PEM Akamigas Cepu.
- Foley, D. C. & Watkins, J. P., 1985.** *Wiriagar - 3*, Jakarta: P. J. Core/Hermany.
- Green, S., O'Connor, S. A. & Edwards, A. P., 2016.** *Predicting Pore Pressure in Carbonates: A Review. Search and Discovery Article*, 25 July.
- Handyarso, A. & Saleh, H. M., 2017.** *Strike-Slip Fault Identification Beneath Of The Wiriagar Oil Field. Scientific Contributions Oil and Gas*, 40(3), pp. 133-144.
- Haris, A., Parlindungan, E. & Riyanto, A., 2017.** *Pore Pressure Prediction in Laminated Shaly Sand Reservoir : A Case Study of Bintuni Basin.* Depok, AIP Publishing.
- Hermany & Daines, S. R., 1986.** *Final Well Report Wiriagar - 5*, Jakarta: Continental Oil Company of Indonesia.
- Patra Nusa Data. 2006.** Indonesia Basin Summaries (IBS), Ithameta (Indonesia Metadata Base) Series. Jakarta, 152-159.
- Rahman, A., Utomo, W. & Putri, S. A., 2019.** Decline Curve Analysis: Metode Loss Ratio Dan Trial Error And X2 Chi-Square Test, Pada Formasi Kais, Lapangan "R", Papua Barat. Lembaran Publikasi Minyak dan Gas Bumi, 53(3), pp. 175-191.
- Ramdhan, A. M., 2010.** Overpressure and Compaction in the Lower Kutai Basin, Indonesia. Durham: Durham theses, Durham University.
- Salo, J. P. & Lawrence, T., 1994.** *Final Well Report Wiriagar Deep No.1*, s.l.: Atlantic Richfield Wiriagar Inc..
- Seta Yasa - Core Lab., 1981.** *Wiriagar No. 4 Final Well Report and Plots*, Kebayoran Barat: P.T. Seta Yasa - Core Laboratories Int. Ltd..
- Syahputra, M. R., Mulyatno, B. S., Karyanto & Herdiana, Y., 2017.** Pemodelan Prediksi Tekanan Pori Menggunakan Metode Eaton Berdasarkan Data *Interval Velocity* Pada Lapangan Hidrokarbon "Ertiga", *Cekungan Sumatera Selatan.* Jurnal Geofisika Eksplorasi, 3(1), pp. 1-14.
- Utomo, Warto dkk. 2015.** *The Geology of The Mogoi Wasian Fields, Bintuni Basin, West Papua.* Balikpapan, Joint Convention Balikpapan.
- Utomo, Warto., Jarot Setyowiyoto, dan Suggeng S. Surjono. 2016.** "Potensi Permian Akhir-Trias Awal Formasi Ainim Sebagai Batuan Induk Pada Lapangan RAN, Cekungan Bintuni, Papua Barat." Yogyakarta: Tesis Universitas Gadjah Mada.
- Yanto, H. 2011.** Prediksi Tekanan Pori dengan Menggunakan Data Kecepatan Seismik: Studi Kasus, Lapangan X Laut Dalam Selat Makassar. Depok: Universitas Indonesia.
- Zakti, Selli C., Warto Utomo, dan Yan Wijaya. 2020.** *The Deterministic Petrophysical Analysis of Kais Limestone in "S" Field, Bintuni Basin, West Papua.* Surabaya, Annual Scientific Meeting of Himpunan Ahli Geofisika Indonesia.