

# **PREDIKSI PORE PRESSURE DAN FRACTURE GRADIENT (PPFG) PADA SUMUR HSN MENGGUNAKAN PENDEKATAN SUMUR RHN & FGO PADA LAPANGAN BUNYU CEKUNGAN KUTAI**

Rahdin Fiqri Salfigo<sup>1</sup>, Firdaus<sup>1</sup>, Amiruddin<sup>1\*</sup>, Esterina Natalia Paindan<sup>1</sup>, Risna<sup>1</sup>, Fatma<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Program Studi Teknik Perminyakan,  
Sekolah Tinggi Teknologi Migas, Balikpapan  
\*E-mail: amir\_bppn@yahoo.com

## **ABSTRACT**

*Bunyu field is an oil and gas field located in the Kutai basin of East Kalimantan, to increase the amount of production in the field, a new/proposed well drilling (HSN) is carried out. Because the well has no data, the available well data (RHN & FGO) or wells that have been drilled (post mortem) are utilized. RHN & FGO wells have several drilling problems encountered, therefore pore pressure and fracture gradient (PPFG) analysis and evaluation are carried out to prevent problems that may arise in subsequent drilling operations. The results showed that in the RHN & FGO overburden gradient wells both wells will increase with depth, with the highest OBG value in the FGO well 2.054 SG and RHN 2,372SG. Then the results of PPFG analysis on the wells obtained ramp up at a depth of 2735.10 mTVD and FGO wells ramp up at a depth of 2876 mTVD with a hydrostatic pressure value of 1.03 SG. Based on the geological context analysis, the FGO well was chosen as the reference for the HSN well and the ramp-up result from the marker correlation was obtained at a depth of 2869.43 mTVD, which shows that it is by the TD (2657.21 mTVD) targeted that the HSN well does not indicate overpressure. Then in determining the potential drilling hazard using the correlation results, it is found that the proposed well will experience loss circulation at a depth of 1735.06 mTVD and 1792.29 mTVD.*

**Keywords:** *Pore pressure, Fracture Gradient, Eaton Method, Drilling Hazard, Overpressure*

## **ABSTRAK**

Lapangan Bunyu merupakan lapangan migas yang terletak di cekungan Kutai Kalimantan Timur, untuk meningkatkan jumlah produksi pada lapangan tersebut maka dilakukan pemboran sumur baru / usulan (HSN). Pada sumur RHN & FGO terdapat beberapa masalah pemboran yang dihadapi, oleh sebab itu dilakukan analisa dan evaluasi *pore pressure* dan *fracture gradient* (PPFG). Hasil penelitian menunjukkan bahwa pada sumur RHN & FGO *Overburden gradient* kedua sumur akan meningkat seiring bertambahnya kedalaman, dengan nilai OBG tertinggi pada sumur FGO 2,054 SG dan RHN 2,372 SG. Lalu hasil analisa PPFG pada sumur tersebut didapatkan ramp up pada kedalaman 2735,10 mTVD dan sumur FGO terjadi *ramp up* pada kedalaman 2876 mTVD dengan nilai tekanan hidrostatik 1,03 SG. Berdasarkan analisis geological konteks, sumur FGO dipilih sebagai referensi sumur HSN dan didapatkan hasil ramp up dari korelasi marker dikedalaman 2869,43 mTVD yang dimana hasil tersebut menunjukkan sesuai dengan TD (2657,21 mTVD) yang di targetkan bahwa sumur HSN tidak terdapat indikasi terjadi *overpressure*. Lalu dalam penentuan potensi *drilling hazard* menggunakan hasil korelasi didapatkan pada sumur usulan akan terjadi loss circulation pada kedalaman 1735,06 mTVD dan 1792,29 mTVD.

**Kata Kunci:** Tekanan Pori, Tekanan Rekah, Metode *Eaton*, *Drilling Hazard*, Tekanan Luap

## PENDAHULUAN

Lapangan Bunyu, Cekungan Kutai mengandung cadangan minyak sebesar 2,47 MMBO dan 28,1 TCF gas. Merupakan cekungan Tersier yang berlokasi di Propinsi Kalimantan Timur, memanjang ke arah timur menuju lepas pantai Selat Makassar. Dengan formasi geologi yang kompleks, terdiri dari batuan sedimen yang berasal dari periode Tersier yang mengandung lapisan - lapisan reservoir hidrokarbon yang berlimbang. Cekungan ini terkenal karena potensi minyak dan gas bumi yang besar (Fernandes and Djuhaeni, 2018). Cekungan ini menjadi salah satu lokasi yang penting dalam industri ini, sehingga diperlukan sumur usulan (HSN) untuk meningkatkan produksi dalam Negeri. Namun secara geologi dan variasi formasi di lapangan ini menimbulkan tantangan khusus dalam mengevaluasi PPFG. Hal ini dikarenakan sumur usulan (HSN) tersebut tidak memiliki data sehingga digunakan data-data sumur yang tersedia atau yang terdekat yaitu sumur RHN & FGO (*post mortem*).

Menilai tekanan pori dan tekanan rekah adalah dasar penting dalam merancang program pengeboran agar proses pengeboran dapat berlangsung dengan aman dan seefisien mungkin dalam hal biaya. Sumur RHN & FGO sering mengalami problem pemboran, yaitu berupa *kick* dan *loss circulation* sehingga dilakukan analisa prediksi *pore pressure* dan *fracture gradient* (PPFG) pada sumur daerah penelitian untuk mengurangi nilai *non- productive time* (NPT) pada sumur selanjutnya yang akan dibor yaitu sumur HSN (Ahedor and Sarkodie-Kyeremeh, 2020).

Untuk memprediksikan *pore pressure* dan *fracture gradient* (PPFG) formasi di setiap kedalaman pada penelitian ini dilakukan menggunakan simulasi berupa *Drillwork Software* dengan menggunakan berbagai data *logging* sumur yang telah dibor yaitu dengan menggunakan data terproses (*Lithologi, LOT, pressure test, mudlog, well report, survey data*, dan *marker*) dan data tidak terproses (*Gamma ray, Resistivity, Depth, Sonic DT, porosity*, dan *Density*) dan hasil korelasi marker digunakan sebagai pendekatan pada sumur usulan untuk mengetahui potensi *drilling hazard* yang akan terjadi pada sumur tersebut dengan menggunakan perhitungan “*Annomorphous*”, untuk perhitungan tekanan pori (*Pore pressure*) dan tekanan rekah (*fracture gradient*) menggunakan metode *Eaton* (Astuti, et. al., 2019) sedangkan untuk penentuan potensi *Drilling hazard* yang kemungkinan akan terjadi pada sumur usulan (HSN) dengan menggunakan hasil korelasi marker dengan pendekatan pada sumur *post mortem* RHN & FGO.

## METODE PENELITIAN

Diawali dengan pengumpulan data - data lapangan. Data – data yang dikumpulkan berupa *End of Well* dan data – data *logging* serta data penunjang lainnya. Adapun dalam penelitian ini dimulai dengan:

1. Penyeleksian litologi *Shale*

Penyeleksian litologi *Shale* dilakukan untuk memisahkan zona *Sand* dengan zona *Shale*, dikarenakan prediksi tekanan pori harus dilakukan pada litologi yang konsisten yaitu *shale*, sehingga dilakukan penyeleksian zona *Shale*, dengan data utama *log gamma ray* (Lestari, et. al., 2017).

2. Penentuan *Overburden gradient*

*Overburden gradient* yang merupakan tekanan yang disebabkan oleh berat total sedimen yang membebani suatu kedalaman, meliputi keseluruhan densitas sedimen, baik densitas butir sedimen maupun fluida yang ada di dalamnya, dapat dihitung dengan menggunakan program *DrillWorks Predict*.

3. Penentuan *Normal compaction trend* (NCT)

Tren kompaksi normal pada penelitian ini di analisis menggunakan *log sonic* ataupun *log resistivity* dengan parameter tambahan berupa *volume shale*, *shale baseline (cut off)*, tegasan *overburden* dan tekanan hidrostatik normal (pada penelitian ini tekanan hidrostatik normal bernilai 1,03 SG) dengan menggunakan *software Drill Works Predict*.

4. Penentuan tekanan pori (*pore pressure*)

Menentukan besarnya tekanan pori menggunakan Metode *Eaton* yaitu metode empiris yang biasa digunakan dalam melakukan estimasi *overpressure* pada lapisan batu lempung, dalam proses perhitungannya dibutuhkan suatu kurva pola normal kompaksi atau NCT. Metode ini menghitung selisih antara tegasan efektif aktual terhadap tegasan efektif normal, sehingga semakin besar perbedaan nilai *transit time* terhadap NCT artinya *overpressure* akan semakin tinggi (Ramdhan, 2010).

5. Penentuan tekanan rekah (*fracture gradient*),

Program *Drill Works Predict* digunakan untuk melakukan perhitungan ini secara otomatis dengan data yang digunakan adalah data *leak off test* (LOT). Hasil penentuan tegasan *overburden gradient* dan tekanan pori (*pore pressure*) adalah parameter yang digunakan dalam penentuan *fracture gradient*.

6. Prediksi *pore pressure* dan *fracture gradient* (PPFG) pada sumur usulan (HSN)

Setelah menentukan pendekatan/referensi sumur yang akan digunakan, nilai kedalaman ramp up (nilai tekanan mula-mula naik melebihi hidrostatik) pada sumur tersebut dipindahkan dengan menggunakan hasil korelasi marker dengan perhitungan *Annomorphous* sebagai berikut (Syafudin, et. al., 2020; Zhang, 2011):

$$HK = Msr - Msu - Actual \quad (1)$$

Keterangan:

*HK*: Hasil Korelasi pada sumur (mTVD)

*Msr*: Marker pada sumur referensi (mTVD)

*Msu*: Marker pada sumur usulan (mTVD)

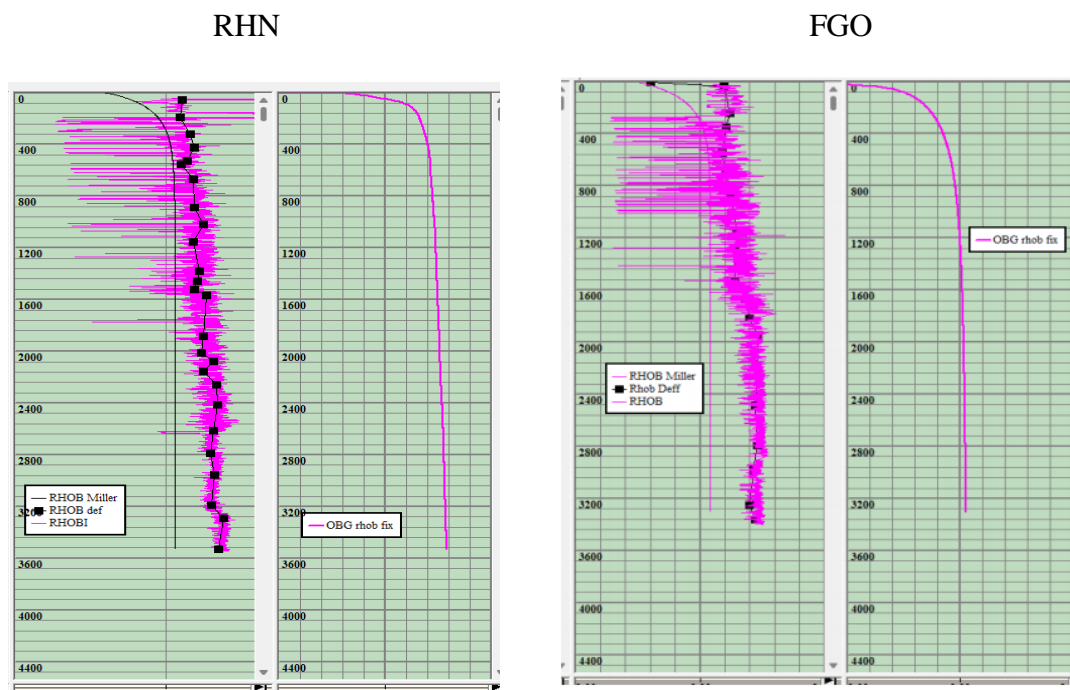
*Actual*: *Depth actual (event/ramp up yang terjadi pada sumur (mTVD)*

7. Penentuan potensi *drilling hazard* yang akan terjadi pada sumur usulan.

Hasil *drilling event (kick/loss circulation)* yang telah terjadi pada sumur *post mortem* di pindahkan ke sumur usulan (HSN) dengan dikorelasikan berdasarkan marker pada setiap sumur yang dianalisis, sehingga diperoleh kedalaman yang akan terjadi *drilling event* (Mouchet and Mitchell, 1989).

## HASIL PENELITIAN DAN PEMBAHASAN

Hasil *Overburden gradient* dengan *Drillworks predict* ditunjukkan pada Gambar 1.



**Gambar 1.** Hasil OBG Sumur RHN (kiri) dan FGO (kanan)

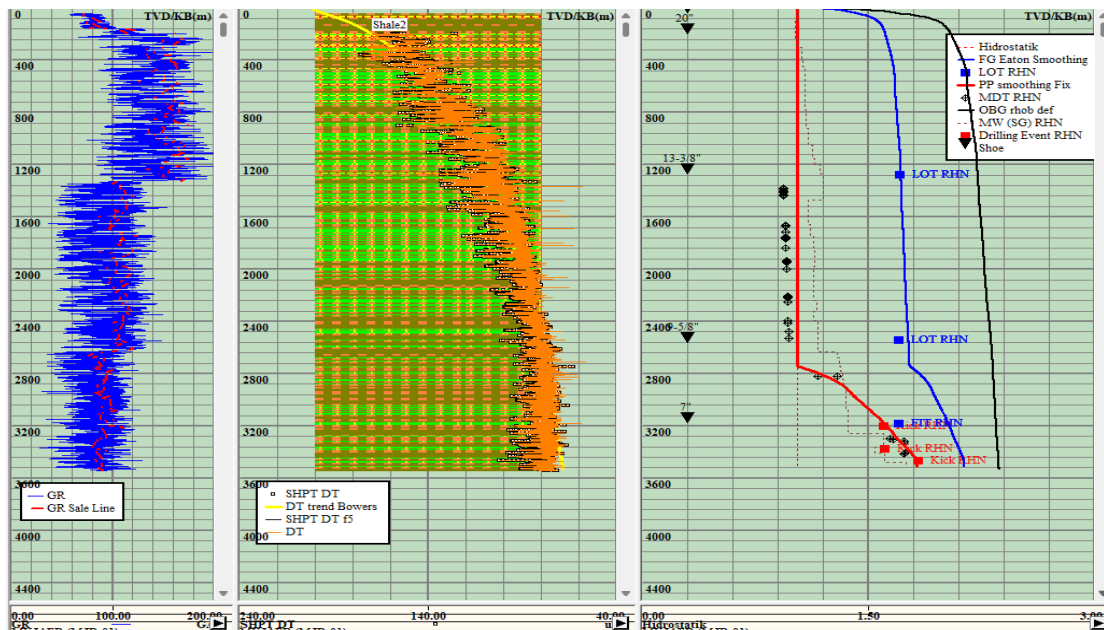
Dapat dilihat dari kedua gambar tersebut hasil *Overburden Gradient* pada kedua sumur memiliki nilai stress yang berbeda tergantung pada kondisi dan waktu sedimentasi yang terjadi pada lapisan sumur, dan juga dapat dilihat kondisi OBG pada kedua sumur normal. Dengan bertambahnya kedalaman, stress yang ditimbulkan semakin bertambah. Dari hasil ini didapatkan nilai *Overburden Gradient* pada kedua sumur:

**Tabel 1.** Hasil *Overburden Gradient*

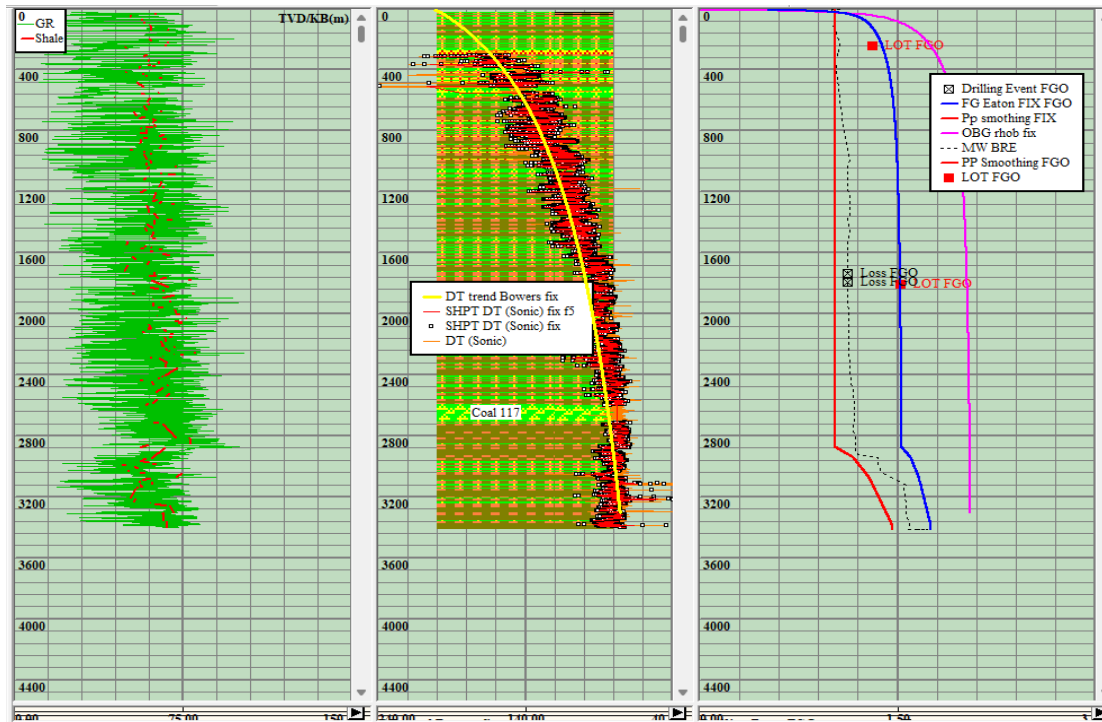
Sumur	Water Density	Depth range (mTVD)	Value range (SG)
FGO	1,03	0 – 3303,75	0 – 2,054
RHN	1,03	0 – 3528,36	0 – 2,372

*Penentuan (PPFG) pada sumur post mortem*

Hasil di kedalaman 2735,1 mTVD terjadi ramp up dengan bertambahnya kedalaman tekanan *overpressure* terus naik sehingga didapatkan nilai *top overpressure* sumur tersebut ialah 1,826 SG dengan TD sumur 3558 mTVD, dan dapat dilihat juga *overpressure* yang terjadi mempengaruhi nilai *effective stress* yang semakin kecil. Hasil analisa PPFG dengan penyesuaian dari data tersebut dapat dilihat pada Gambar 2:



**Gambar 2.** Hasil PPFG Sumur RHN



**Gambar 3.** Hasil PPFG Sumur FGO

Sedangkan hasil pada (Gambar 3) dapat dianalisa bahwa pada sumur FGO di kedalaman 2876 mTVD ramp up, dengan bertambahnya kedalaman nilai *overpressure* terus naik hingga menyentuh nilai top *overpressure* 1,464 SG. Dan effective stress pada sumur tersebut konstan dengan bertambahnya *overpressure* dan kedalaman. hasil nilai PPFG pada tiap sumur dapat dilihat pada Tabel 2:

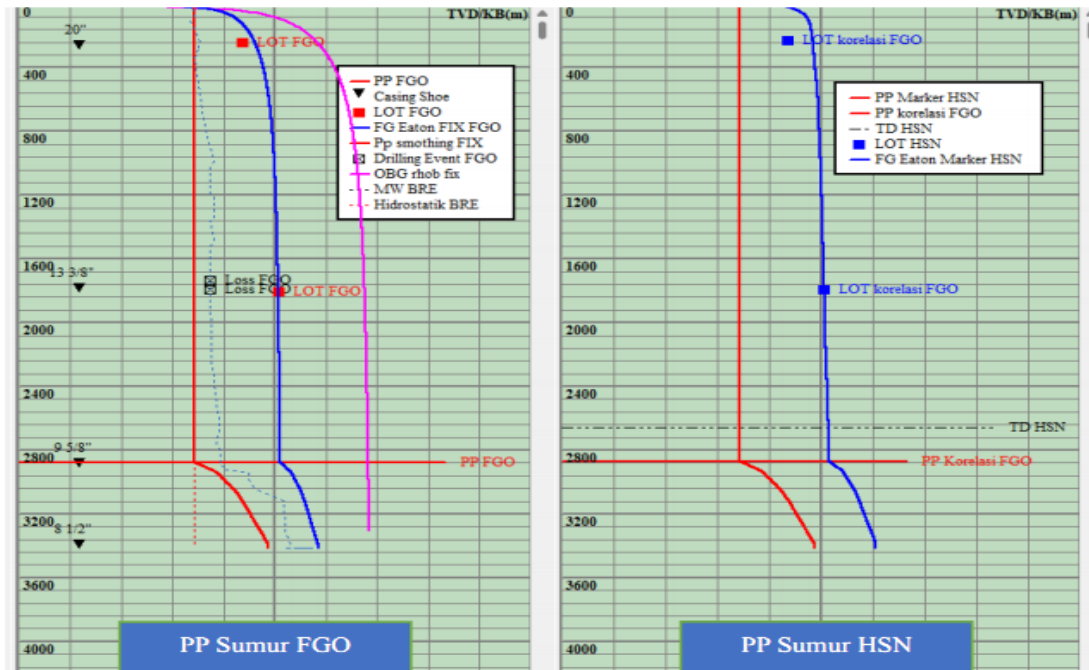
**Tabel 2.** Hasil *Overburden Gradient*

Sumur	Ramp up (mTVD)	Nilai tekanan Ramp up (SG)	Top Overpressure (mTVD)	Nilai tekanan Top Overpressure (SG)	TD Sumur (mTVD)
FGO	2876	1,031	3390	1,464	3412
RHN	2735,1	1,031	3459	1,826	3558

#### *Hasil prediksi PPFG pada sumur usulan (HSN)*

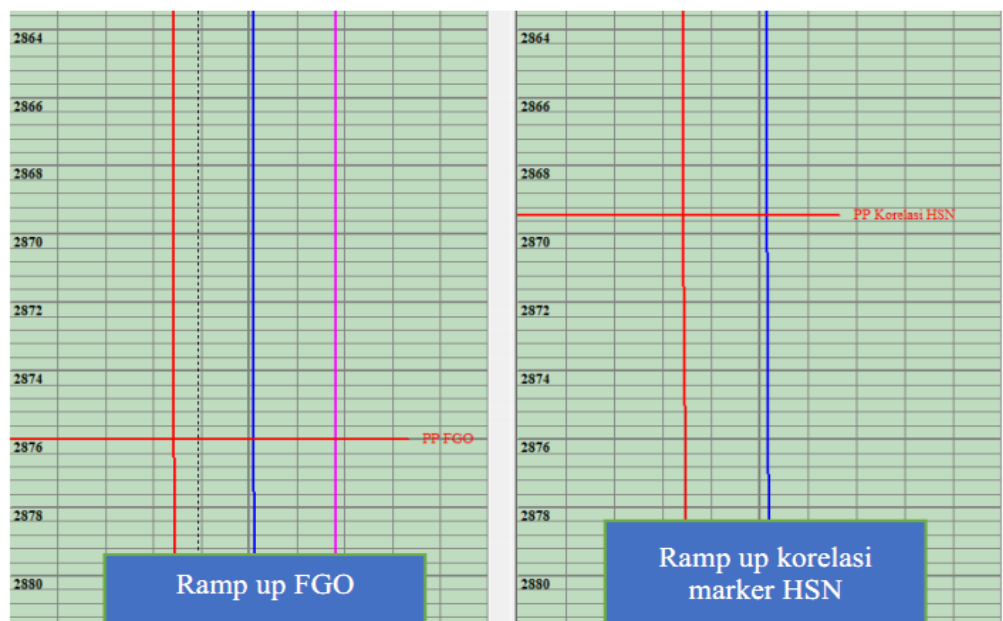
Setelah menentukan PPFG pada kedua sumur tersebut (*post mortem*) dilanjutkan dengan memilih sumur yang akan digunakan sebagai pendekatan pada sumur usulan, Dipilihlah sumur FGO sebagai referensi untuk mewakili prediksi sumur usulan, karena berdasarkan analisis geologi sumur FGO lebih mewakili untuk sumur usulan (Rider, 2002). Hasil pada Gambar 4 didapatkan bahwa prediksi PPFG pada sumur usulan (HSN) dapat dilihat pada garis putus-putus berwarna hitam (TD HSN), bahwa tidak terdapat indikasi terjadinya *overpressure* sampai

dengan TD (*True depth*) yang ditargetkan (2657,21 mTVD). Dan perbandingan hasil korelasi marker pada kedua sumur tersebut dapat dilihat pada Gambar 5.



**Gambar 4.** Hasil prediksi PPFG HSN

Pada perhitungan korelasi marker ini didapatkan hasil nilai kedalaman *pore pressure* dan *fracture gradient* PPFG pada (Tabel 3). Sehingga dapat disimpulkan bahwa, prediksi ramp up yang akan terjadi pada sumur HSN lebih *earlier* atau lebih dahulu terjadi dibandingkan dengan sumur FGO.



**Gambar 5.** Perbedaan nilai kedalaman PP pada sumur FGO dengan HSN

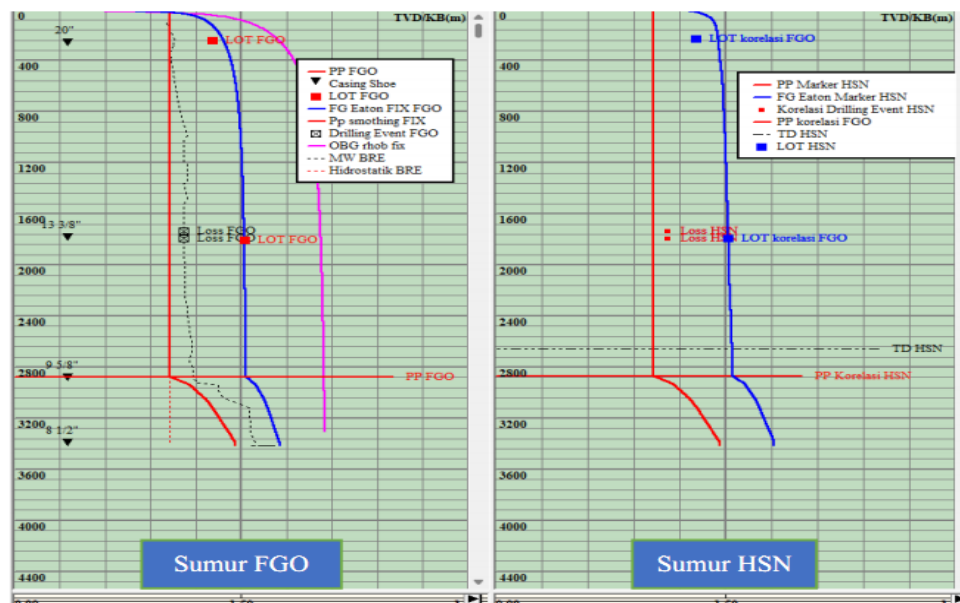
Hasil perhitungan korelasi marker dengan menggunakan metode *annomorphous* dapat dilihat pada tabel di bawah ini:

**Tabel 3.** Hasil Koreksi marker PPFG pada sumur penelitian

<i>Ramp up</i> sumur FGO (mTVD)	<i>Ramp up</i> sumur HSN (mTVD)	Selisih (mTVD)	Keterangan
2876	2869,43	6,57	<i>Earlier</i>

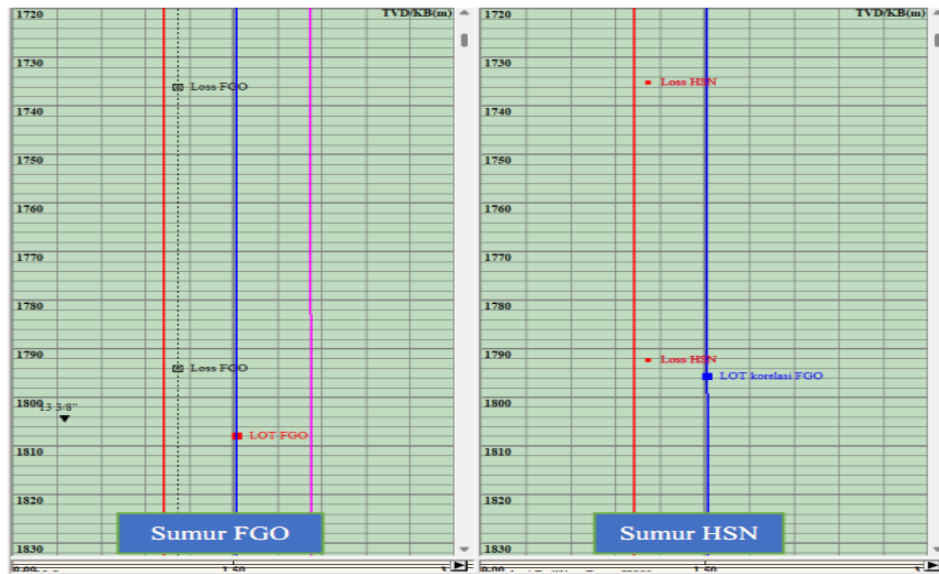
#### 1. Penentuan potensi *drilling hazard* pada sumur HSN

Hasil penentuan potensi *drilling hazard* pada sumur usulan (HSN), bahwa terdapat indikasi terjadinya *loss circulation* sampai dengan TD (*True depth*) yang ditargetkan (2657,21 mTVD), sehingga dari hasil tersebut kita dapat mempersiapkan atau memperkirakan *mud weight* yang akan digunakan pada saat mengebor sumur usulan tersebut.



**Gambar 6.** Hasil potensi *Drilling Hazard* yang akan terjadi pada sumur HSN





**Gambar 7.** Perbedaan nilai kedalaman sumur FGO dengan HSN

hasil korelasi marker potensi *drilling hazard* pada sumur HSN pada (Tabel 4) menunjukkan bahwa, *event* yang akan terjadi berupa *loss circulation* pada sumur HSN *earlier* atau lebih dahulu terjadi dibandingkan dengan sumur FGO.

**Tabel 4.** Hasil korelasi marker *Drilling hazard* pada sumur penelitian

Potensi <i>Drilling Hazard</i>			
<i>Event</i> sumur FGO (mTVD)	Hasil korelasi marker potensi <i>hazard</i> sumur HSN (mTVD)	Selisih (mTVD)	Keterangan
1736	1735,06	0,94	<i>Earlier</i>
1794	1792,29	1,71	<i>Earlier</i>

## KESIMPULAN

*Overburden Gradient* pada sumur *post-mortem* (RHN&FGO), tekanan akan terus meningkat seiring bertambahnya kedalaman dikarenakan pembebanan yang terus bertambah. *Top Overburden* pada sumur FGO 2,054 SG dan pada sumur RHN 2,372 SG. Analisis PPFG pada sumur *post mortem* (RHN & FGO) didapatkan hasil *pore pressure* pada kedua sumur, FGO *ramp up* pada kedalaman 2876 mTVD (1,031 SG atau 1,463 psi/m) dengan *top overpressure* kedalaman 3390 mTVD (1,464 SG atau 2,1 psi/m), dan RHN *ramp up* pada kedalaman 2876 mTVD (1,031 SG atau 1,463 psi/m) dengan *top overpressure* kedalaman 3459 mTVD (1,826 SG atau 3 psi/m) dan didapatkan *poisson ratio* pada kedua sumur, FGO 0,37 dan RHN 0,35. Analisis prediksi *pore pressure & fracture gradient* (PPFG) pada sumur usulan (HSN) menggunakan pendekatan sumur FGO tidak ada indikasi *overpressure* dan *kick* sampai

TD (2657,21 mTVD). Prediksi *ramp up* pada sumur HSN terjadi pada kedalaman 2869,43 mTVD, dengan selisih 6,57 mTVD lebih awal terjadi dibandingkan sumur FGO dan nilai *poisson ratio*. Potensi *drilling hazard* yang kemungkinan akan terjadi pada sumur usulan (HSN) dengan menggunakan pendekatan sumur *post mortem* (FGO) yaitu: (1). *Drilling Event, Loss circulation* pertama di sumur HSN pada kedalaman 1794 mTVD, lebih cepat terjadi 1,71 mTVD dari sumur FGO dan *Loss circulation* kedua di kedalaman 2970 mTVD lebih cepat terjadi 6,57 mTVD dari sumur FGO mengikuti nilai pada sumur FGO 0,37. (2). *Ramp up Overpressure, Ramp up Overpressure* di sumur HSN (2717,4 mTVD), lebih cepat terjadi 17,72 mTVD dari sumur RHN.

## PENGAKUAN DAN UCAPAN TERIMA KASIH

Ucapan terima kasih penulis sampaikan kepada semua pihak yang telah membantu sehingga penyusunan artikel dapat terselesaikan.

## DAFTAR PUSTAKA

- Astuti, W., Sudira Wardana, R., and Sinaga, J. F. (2019). Analisa prediksi tekanan pori formasi menggunakan persamaan eaton. *Petro Jurnal Ilmiah Teknik Perminyakan*, 8(3), pp. 127–130.
- Fernandes, H., and Djuhaeni. (2018). Analisis Stratigrafi Sikuen Interval Pliosen Pada Lapangan Bunyu Tapa, Kalimantan Utara. *Bulletin of Geology*, 2(1), 175–196.
- Ahedor, M. K., Anumah, P., and Sarkodie-Kyeremeh, J. (2020). Post-Drill Pore Pressure and Fracture Gradient Analyses of Y-Field in the Offshore Tano Basin of Ghana. Alaska, OnePetro.
- Lestari, P. R., Warnana, D. D., and Marianto, F. (2017). Karakterisasi Reservoir Karbonat dengan Menggunakan Metode AVO Inversi Studi Kasus Lapangan “Ngawen”. *Jurnal Geosaintek*, 3(2), 121-126.
- Mouchet, J. P., and Mitchell, A. (1989). Abnormal Pressures While Drilling Origins, Prediction, Detection, Evaluation. Boussen, Societe Nationale Elf Aquitaine.
- Ramdhan, A. M. (2010). Durham E-Theses overpressure and compaction in the lower Kutai Basin, Indonesia. *Tesis*. Durham University.
- Ramdhan, A. M. (2022). *Analisis dan prediksi overpressure di cekungan sedimen*. Bandung, ITB Press.
- Rider, M. (2002). *The Geological Interpretation of Well Logs, Second Edition*. French, Rider-French Consulting.
- Sumotarto, U. (2016). *Geologi Minyak dan Gas Bumi*. Yogyakarta, Penerbit Ombak.
- Zhang, J. (2011). Pore pressure prediction from well logs: Methods, modifications, and new approaches. *Earth-Science Reviews*, 108(1-2), pp. 50–63.