



Analisis *geopressure* dan evaluasi *mud weight* untuk perencanaan *offset wells* pada sumur “Turangga-01” lapangan “CETA” menggunakan data log untuk perencanaan *offset wells*

H. MARWAN ASOF*, BUDHI SETIAWAN, DAN ADE INDRA GURADA CAPAH

Jurusan Teknik Pertambangan, Fakultas Teknik, Universitas Sriwijaya

Kata kunci:

problem pemboran,
mud weight,
geopressure

ABSTRAK: Permasalahan dapat terjadi dalam proses pemboran apabila *mud weight* yang digunakan tidak sesuai dengan *geopressure* model sumur tersebut. Pada beberapa titik kedalaman sumur TRG-1, *mud weight* yang digunakan tidak optimal mengikuti model *geopressure* sehingga menyebabkan beberapa permasalahan pada proses pemboran. Berat lumpur yang digunakan yaitu, 9,4 ppg pada trayek 17 1/2” dan 12,3 ppg pada trayek 8 1/2”. Pengolahan data *wireline log* dan *Drillwork Predict Software* digunakan dalam proses Analisis *geopressured*. Dalam memperkirakan tekanan pori, penting untuk memahami mekanisme terbentuknya *overpressure* pada sumur TRG-1 guna menentukan metode yang tepat untuk menghitung tekanan pori. Selanjutnya, hasil perhitungan tekanan pori dan tekanan rekah dikalibrasi dengan data tekanan aktual yang diambil dari beberapa titik di lapangan. Setelah analisis model *geopressure* dilakukan, *safe mud window* dapat ditentukan. Dari hasil analisis *geopressure* yang dilakukan dapat disimpulkan bahwa terjadi problem gumbo pada kedalaman 670 m/2200 ft dan 2040 m/6700 ft yang disebabkan oleh penggunaan *mud weight* yang kurang. *Mud weight* yang digunakan terlalu kecil terhadap *pore pressure* pada trayek 17 1/2” sehingga mengakibatkan masalah gumbo dan *mud weight* terlalu besar pada trayek 8 1/2” sehingga menyebabkan *loss circulation*. Berdasarkan *safe mud window* yang diperoleh dari analisis *geopressure* model sumur TRG-1 desain *mud weight* yang optimal pada trayek 17 1/2” adalah 10,4 ppg, dan 11 ppg untuk pemboran pada trayek 8 1/2”.

Keywords:

Problem Pemboran,
Mud weight,
Geopressure

ABSTRACT: Problems can occur in the drilling process if the *mud weight* used does not match the *geopressure* of the well model. At several points in the depth of the TRG-1 well, the *mud weight* used was not optimal following the *geopressure* model, causing several problems in the drilling process. The weight of the mud used was 9.4 ppg on the 17 1/2" route and 12.3 ppg on the 8 1/2" route. *Wireline log* data processing and *Drillwork Predict Software* are used in the *geopressured* analysis process. In estimating pore pressure, it is important to understand the mechanism of *overpressure* formation in the TRG-1 well in order to determine the appropriate method for calculating pore pressure. Next, the results of the pore pressure and fracture pressure calculations are calibrated with actual pressure data taken from several points in the field. After the *geopressure* model analysis is carried out, the *safe mud window* can be determined. From the results of the *geopressure* analysis carried out, it can be concluded that gumbo problems occurred at depths of 670 m/2200 ft and 2040 m/6700 ft which were caused by the use of insufficient *mud weight*. The *mud weight* used is too small for the *pore pressure* on the 17 1/2" route, causing gumbo problems and the *mud weight* is too large on the 8 1/2" route, causing *loss of circulation*. Based on the *safe mud window* obtained from *geopressure* analysis of the TRG-1 well model, the optimal *mud weight* design for a 17 1/2" route is 10.4 ppg, and 11 ppg for drilling on an 8 1/2" route.

1 PENDAHULUAN

Formasi bawah permukaan dalam kondisi underbalance sebelum pengeboran dapat menyebabkan ketidakstabilan lubang bor saat sumur dibor dalam kondisi non-ekuilibrium. Lumpur pengeboran

hanya mampu mendukung lubang bor hingga kedalaman tertentu, yang bisa menimbulkan masalah keseimbangan tekanan. Jika tekanan melebihi kekuatan batuan, kegagalan pemboran dapat terjadi. Untuk mencegah hal ini, tekanan dalam lubang sumur harus ditentukan terlebih

* Corresponding Author: marwan_asof@yahoo.com

dahulu, termasuk tekanan pori yang mempengaruhi stabilitas lubang bor [1].

Dalam operasi pengeboran di seluruh dunia, ketidakstabilan lubang bor adalah salah satunya masalah terbesar yang pernah dihadapi dan dapat disebut sebagai meningkatnya kerugian waktu (meningkatnya *non productive time*), dan yang dapat menyebabkan pemborosan dari tenaga kerja dalam jumlah besar dan dalam pengeboran minyak dan gas [2]

Seiring dengan kebutuhan dunia akan energi serta potensi permasalahan dan ancaman terhadap keselamatan pemboran yang meningkat, diperlukan perencanaan pemboran yang matang dan sesuai. Dengan beberapa penelitian terkait mengenai permasalahan lubang sumur pemboran, dapat ditemukan bahwa permasalahan tersebut masih menjadi masalah yang utama dalam proses pemboran industri minyak dan gas, sehingga diperlukan riset berkelanjutan guna menjadi acuan dalam kasus dengan kondisi yang hampir sama [3].

Keseimbangan tekanan lumpur yang cukup dalam pengeboran yang aman pada *safe drilling window* (di atas tekanan pori dan di bawah tekanan rekahan) adalah kriteria minimum yang diperlukan untuk menghasilkan lubang bor yang aman dan stabil hingga kedalaman targetnya. Merencanakan *overpressure* dan *shear failure pressure* membuat ahli geosains dan insinyur pengeboran untuk merencanakan kebijakan pengeboran (lumpur, casing, dan peralatan) dengan lebih baik dan menerapkan strategi penyelesaian yang paling sesuai. Oleh karena itu analisis tekanan pori dan stabilitas lubang bor telah menjadi bagian penting dari studi pra-pengeboran dan pasca-pengeboran untuk aplikasi dalam eksplorasi, pengembangan reservoir dan penutupan sumur [4].

Perencanaan berat lumpur pemboran berdasarkan *pressure window* saja seringkali tidak cukup aman untuk menjaga stabilitas lubang bor. Oleh karena itu, perencanaan perlu mencakup parameter mekanika batuan seperti *shear failure gradient* atau *collapse pressure* untuk menghindari masalah stabilitas dalam *pressure window*. Penambahan ini menghasilkan *range safe mud window* yang lebih akurat. Studi geomekanik membantu menghitung gradien tekanan formasi dan gradien rekah formasi, yang digunakan untuk merancang densitas lumpur pemboran agar mencegah masalah seperti *lost circulation*, *caving*, dan ketidakstabilan lubang bor. Pada proses pemboran, analisis tekanan pori digunakan untuk membantu pemahaman mekanisme dan

pengaruh *overpressure* dalam proses akumulasi hidrokarbon [5].

Perencanaan berat lumpur pemboran (*mud weight*) biasanya didasarkan pada *pressure window* untuk sumur tersebut [6]. *Pressure window* adalah rentang tekanan yang dibatasi oleh *pore pressure* dan *fracture pressure*. Untuk menganalisis *geopressure* dan mendapatkan *safe mud window* pada sumur Turangga-01, digunakan simulasi dengan Drillwork Predict Software. Simulasi ini didukung oleh data logging seperti Gamma Ray Log, Density Log, dan Sonic Log untuk menganalisis mekanisme *overpressure* dan menghitung *overburden gradient*, *pore pressure*, *fracture pressure*, minimum dan maksimum *horizontal stress*, serta *shear failure gradient*. Data ini bermanfaat dalam perencanaan *offset wells*.

Offset wells adalah sumur yang digunakan sebagai acuan, dimana sumur tersebut menyediakan data yang digunakan dalam perencanaan pemboran sumur. *Offset wells* dapat digunakan untuk memperoleh permasalahan yang akan terjadi pada proses pemboran pada formasi yang sama [7]. *Offset wells* juga dapat digunakan sebagai acuan dalam perencanaan *properties* lumpur, baik berat lumpur dan jenis lumpur yang akan digunakan dalam proses pemboran.

Perencanaan berat lumpur pemboran berdasarkan *pressure window* saja seringkali tidak cukup aman untuk menjaga stabilitas lubang bor. Oleh karena itu, perencanaan perlu mencakup parameter mekanika batuan seperti *shear failure gradient* atau *collapse pressure* untuk menghindari masalah stabilitas dalam *pressure window*. Penambahan ini menghasilkan *range safe mud window* yang lebih akurat. Studi geomekanik membantu menghitung gradien tekanan formasi dan gradien rekah formasi, yang digunakan untuk merancang densitas lumpur pemboran agar mencegah masalah seperti *lost circulation*, *caving*, dan ketidakstabilan lubang bor.

2 METODE

Sumur appraisal Turangga merupakan sumur kedua yang menguji timbunan karbonat Sukowati berumur Miosen Awal yang terletak 8,7 kilometer barat daya Lapangan Mudi A – Pad, di cekungan Jawa Timur bagian darat (Gambar 1). Sumur penemuan Turangga dibor secara vertikal dari lokasi *surface pad* di Blok Tuban bagian barat, dan dibelokkan dari permukaan yang sama ke lokasi TD di Blok Cepu bagian timur. Sumur tersebut telah mengkonfirmasi bahwa Lapangan Ceta terletak di Blok Tuban (kon-

trak JOB Tuban) dan Blok Cepu (kontrak Cepu TAC).

Penelitian ini mencakup beberapa tahap untuk merancang ruang lingkup penelitian. Tahap pertama meliputi penyusunan proposal, konsultasi dengan

pembimbing, dan diskusi pemilihan lokasi penelitian yang dipilih berdasarkan minat peneliti dan saran pembimbing. Setelah lokasi ditentukan, dilakukan studi pustaka dengan merujuk hasil penelitian sebelumnya yang terkait lokasi atau topik utama penelitian.



Gambar 1. Peta Lokasi Sumur Turangga - 01

3 HASIL DAN PEMBAHASAN

Sumur TRG-1 adalah sumur eksplorasi untuk membuktikan kandungan hidrokarbon di cekungan Jawa Timur. Sumur ini ditajak pada 29 Juli 2001 dan mencapai kedalaman 7610 ft pada 16 Oktober 2001. Pada Tabel 1. dan Gambar 2., sumur TRG-1 merupakan sumur vertikal dengan trayek pemboran sebagai berikut: 26” hingga kedalaman 301 m, 17 ½” hingga 1402 m, 12 ¼” hingga 2070 m, dan 8 ½” hingga 2303 m. Pemboran sumur TRG-1 menghadapi masalah seperti *gumbo* pada trayek 17 ½” dan *lost circulation* pada trayek 8 ½”. Untuk mengatasi masalah ini, analisis geopressure perlu dilakukan untuk menentukan safe mud window dan *mud weight* optimal pada sumur TRG-1.

Untuk melakukan analisis *geopressure* dengan *Drillwork Predict Software*, langkah pertama adalah menentukan profil tekanan bawah permukaan di trayek yang akan dianalisis. Profil ini mencakup *overburden pressure*, *pore pressure*, *fracture pressure*, *minimum horizontal stress*, *maximum horizontal stress*, dan *shear failure gradient*. Penghitungan tekanan ini memerlukan berbagai data logging, seperti *resistivity log*, *gamma ray log*, *sonic log*, *density*

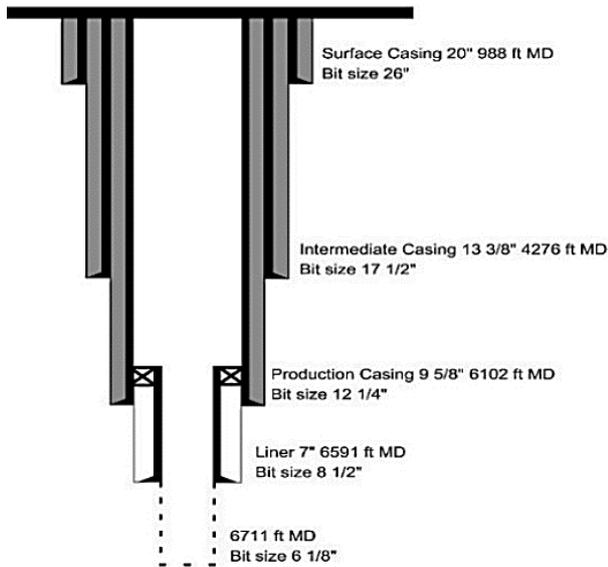
log, dan *caliper log*. Namun, data logging sumur TRG-1 tidak mencakup seluruh kedalaman pemboran; data log tersedia dari kedalaman 252 m hingga 2056 m. Data yang tersedia meliputi *density log*, *gamma ray log*, dan *sonic log*, serta data penunjang lain seperti litologi, LOT, dan data lumpur pemboran.

Tabel 1. Data Penggunaan Bit dan Casing

Depth (m)	Casing Size (inch)	Bit Size (inch)
0 - 301	20	26
301 - 1402	13 3/8	17 1/2
1402 - 2070	9 3/8	12 1/4
2070 - 2303	7	8 1/2

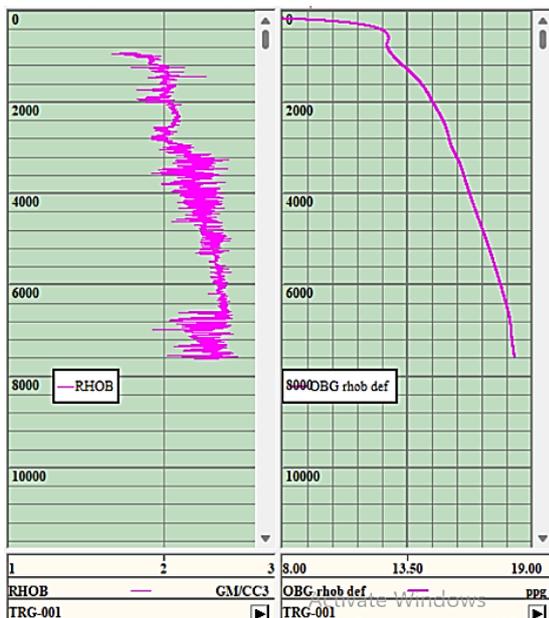
Dalam penentuan Profil Geopressure menggunakan *Drillwork Predict Software*, langkah pertama setelah input data adalah menganalisis shale cut-off. Shale cut-off ditentukan dari analisis *gamma ray log* untuk membedakan lapisan shale dan non-shale. Analisis *shale point* ini penting untuk penentuan *pore pressure* yang memerlukan dataset tren porositas. Filter dilakukan pada nilai *shale point* sebelumnya menggunakan metode *moving weighted average (MWA)* agar hasil lebih stabil.

Setelah MWA filter, shale point digunakan untuk perhitungan pore pressure.



Gambar 2. Lubang Pemboran Sumur TRG-1

Penentuan overburden gradient menjadi dasar analisis selanjutnya, dimana semakin dalam kedalaman yang dianalisis, tekanan overburden meningkat. Data density log yang mencakup hampir seluruh kedalaman awal membuat analisis normal trend seperti metode Miller's tidak diperlukan, dan dapat dihasilkan analisis yang dapat dilihat pada Gambar 3.



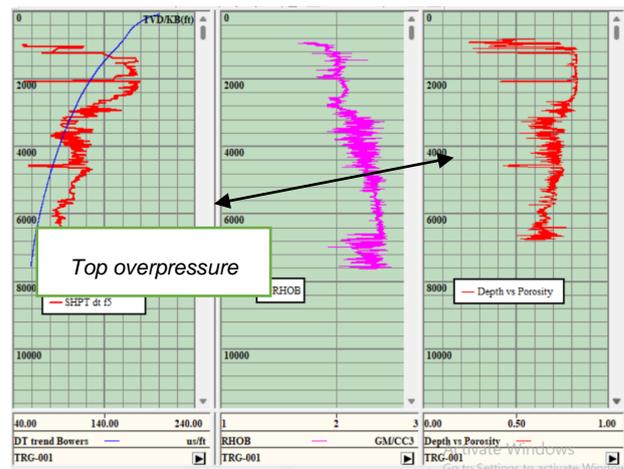
Gambar 3. Hasil Perhitungan Overburden gradient pada Drillwork Software

Pore pressure gradient ditentukan setelah melakukan perhitungan overburden gradient. Namun sebelum beranjak untuk menentukan besarnya

tekanan pori, data – data yang dibutuhkan untuk perhitungan perlu disiapkan terlebih dahulu.

Pada dasarnya semua metode perhitungan tekanan pori membutuhkan beberapa basic data, yakni

1. Porosity trend, didapatkan dari data sonic log atau resistivity log,
2. Normal compaction trend (NCT), setiap porosity trend harus diketahui trend normalnya, baik pada sonic log maupun resistivity log,
3. Overburden gradient, dan gradien rekah

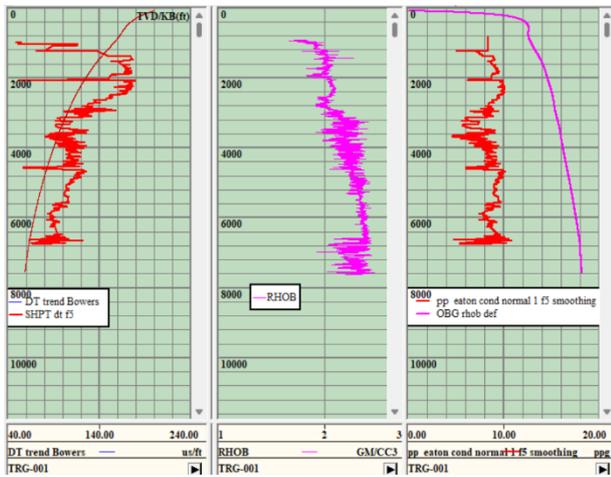


Gambar 4. Analisis ITT Aktual terhadap Normal Compaction Trend

Data porosity trend dan overburden gradient telah tersedia, dengan perhitungan overburden gradient yang telah dijelaskan sebelumnya. Namun, gradien tekanan pori normal dan Normal Compaction Trend (NCT) masih diperlukan. Berdasarkan salinitas sumur sekitar, gradien tekanan normalnya adalah 0,433 psi/ft (air tawar). NCT dapat ditentukan dari porosity trend, dan penarikan NCT pada sonic atau resistivity log memengaruhi nilai tekanan pori. Pada sonic log, ITT tinggi menunjukkan zona overpressure, sedangkan ITT rendah menunjukkan zona subnormal. Pada resistivity log, resistivity di atas NCT menunjukkan zona subnormal, sementara resistivity di bawah NCT menunjukkan zona overpressure. Penentuan tekanan pori melibatkan analisis mekanisme overpressure, menggunakan chart ITT pada sonic log dan persamaan Bower's yang dapat dilihat pada Gambar 4.

Top overpressure teridentifikasi pada Formasi Alluvium pada kedalaman 400 m (1311 ft). Seiring bertambahnya kedalaman, chart ITT dan density log menunjukkan nilai yang relatif konstan, yang menunjukkan bahwa mekanisme overpressure yang terjadi adalah loading mechanism akibat

disequilibrium compaction. Untuk menghitung tekanan pori pada *loading mechanism*, dapat digunakan metode Eaton, *Bower Loading Method*, dan *Equivalent Depth Method*.



Gambar 5. Pore pressure dengan Eaton Metode dan Bowers Metode

Pada sumur TRG-1, tekanan pori dihitung menggunakan *Eaton Method* dan *Bower Loading Method*, keduanya berbasis sonic log. Hasil perhitungan dibandingkan dengan Drillwork Predict Software, seperti yang ditunjukkan pada Gambar 5. Kalibrasi estimasi tekanan pori dilakukan menggunakan data tekanan pori aktual, yang biasanya diperoleh dari Drill Stem Test (DST), Repeat Formation Tester (RFT). Namun, Final Well Report menunjukkan bahwa data DST dan RFT tidak tersedia, sehingga kalibrasi dilakukan menggunakan ESD dan MW aktual. Berdasarkan korelasi dengan penggunaan *mud weight actual* dan problem pemboran yang terjadi pada sumur TRG-1, estimasi metode yang paling sesuai dengan masalah yang terjadi pada sumur TRG-1 adalah *Eaton Sonic Method*.

Terdapat tiga metode yang digunakan untuk menghitung tekanan rekah (*fracture pressure*) adalah Hubbert & Willis, Matthew & Kelly, serta Eaton. Hasil dari masing-masing perhitungan ini kemudian divalidasi menggunakan data LOT (*Leak-Off Test*), yang memberikan informasi mengenai tekanan rekah aktual dari formasi.

Nilai *poisson's ratio* memiliki pengaruh signifikan terhadap *fracture gradient*, karena *poisson's ratio* merupakan salah satu parameter yang digunakan dalam penentuannya. Dalam penelitian ini, perhitungan *fracture gradient* dilakukan dengan menggunakan metode Eaton. Untuk menentukan nilai *poisson's ratio*, akan diterapkan tiga pendekatan, yaitu metode Brocher, metode Ludwig, dan metode Zoback & Castagna. [13].

Pada metode Brocher, dibutuhkan nilai P-wave velocity (V_p) yang didapatkan dari pengolahan data sonic log. Persamaan yang digunakan adalah sebagai berikut [13]:

$$v = 0.8335 - 0.315 V_p + 0.0491 V_p^2 - 0.0024 V_p^3 \quad (1)$$

dengan:

v = Poisson's ratio, dimensionless

V_p = P-wave velocity, km/s

Metode Ludwig merupakan awal dari persamaan *Poisson ratio* menurut Brocher, dimana metode Ludwig ini biasa disebut dengan "Ludwig's Empirical Fit". Persamaan yang digunakan adalah sebagai berikut:

$$v = 0.769 - 0.226 V_p + 0.0316 V_p^2 - 0.0014 V_p^3 \quad (2)$$

dengan:

v = Poisson's ratio, dimensionless

V_p = P-wave velocity, km/s

Metode Zoback & Castagna memerlukan data *P-waves velocity* dan *S-waves velocity* yang diperoleh dari data Seismik atau Sonic Log. Namun, karena data dari Sonic Log hanya mencakup *P-waves velocity*, nilai *S-waves velocity* diasumsikan menggunakan metode Castagna. Nilai tersebut kemudian digunakan untuk menghitung *Poisson ratio* dengan pendekatan Zoback. Metode Castagna ini digunakan dengan asumsi bahwa formasi yang ditembus didominasi oleh *shale* dan *sandstone*.

$$V_s = 0.826 V_p - 1.172 \quad (3)$$

$$v = \frac{1}{2} \frac{(V_p^2 - 2V_s^2)}{(V_p^2 - V_s^2)} \quad (4)$$

dengan:

V_s = S-waves velocity, km/s

V_p = P-waves velocity, km/s

v = Poisson ratio, dimensionless

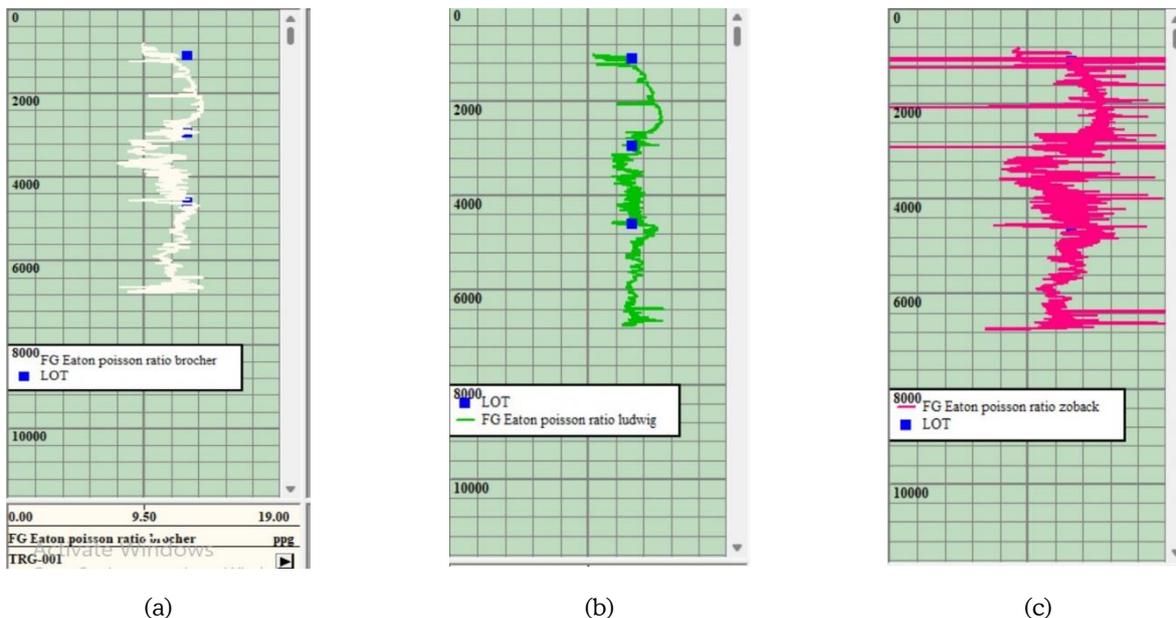
Perhitungan tiga metode *Poisson ratio* dilakukan pada setiap kedalaman yang dapat dilihat pada Tabel 2.

Dilakukan perhitungan *fracture gradient* dengan metode Eaton berdasarkan tiga pendekatan *poisson ratio* dan divalidasi dengan data *leak off test*. Pada sumur TRG-1, aktivitas LOT dilakukan sebanyak tiga kali, yaitu pada kedalaman 274 m dengan tekanan 12.6 ppg, kedalaman 893 m dengan tekanan 13 ppg, dan kedalaman 1402 m dengan tekanan 12.5 ppg.

Perbandingan validasi antara hasil *fracture gradient* pada Gambar 6. dengan tiga pendekatan *poisson ratio* dapat dilihat

Tabel 2. Tabulasi perhitungan metode penentuan *poisson ratio* pada interval kedalaman.

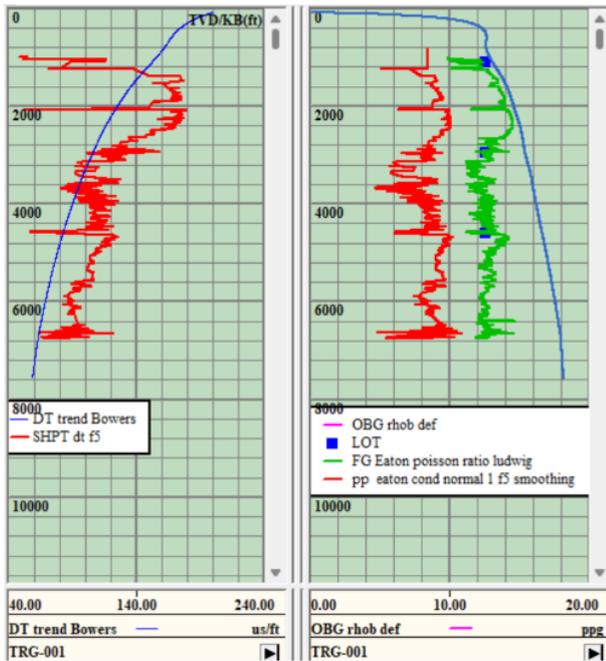
Depth (ft)	Vp (m)	Vs (km/s)	Poisson ratio			
			Brocher unitless	Ludwig unitless	Zoback & Castagna Unitless	
827,5	252,20	5,725062	3,763003	0,189072	0,248163	0,0721147
1200	365,74	1,946638	0,506002	0,388665	0,438478	0,4633702
1700	518,13	1,813118	0,390908	0,409474	0,454772	0,4821854
2200	670,52	1,767383	0,351484	0,416896	0,460550	0,4878999
2700	822,91	2,42451	0,917927	0,324197	0,386861	0,3868653
3200	975,31	3,819075	2,120043	0,212945	0,288802	0,2068777
3700	1127,70	3,71916	2,033916	0,217658	0,293544	0,2168724
4200	1280,09	3,166796	1,557778	0,252143	0,325746	0,2797521
4700	1432,49	2,4725	0,959295	0,318547	0,382233	0,3792207
5200	1584,88	3,132105	1,527874	0,254819	0,328126	0,2841697
5700	1737,27	3,042071	1,450265	0,262064	0,334512	0,2959092
6200	1889,66	3,344656	1,711094	0,239404	0,314226	0,2580075
6700	2042,06	3,807292	2,109885	0,213478	0,289345	0,208036
6749	2056,99	4,555151	2,75454	0,190583	0,262893	0,1438773



Gambar 6. Perbandingan validasi antara *fracture gradient* dengan tiga metode pendekatan terhadap data LOT. (a) *Fracture gradient* dengan *poisson ratio* Brocher; (b) *Fracture gradient* dengan *poisson ratio* Ludwig (c) *Fracture gradient* dengan *poisson ratio* Zoback&Castagna

Berdasarkan analisa yang dilakukan, digunakan *poisson ratio* Ludwig dalam perhitungan *fracture gradient* Eaton dengan pertimbangan persen error yang lebih kecil terhadap data LOT dibandingkan dengan metode *poisson ratio* lainnya.

Setelah dilakukan perhitungan dengan beberapa metode, didapatkan hasil *fracture pressure* yang paling mendekati nilai LOT adalah *fracture pressure* dengan metode Eaton dan dengan *poisson ratio* metode Ludwig yang dapat dilihat pada Gambar 7.

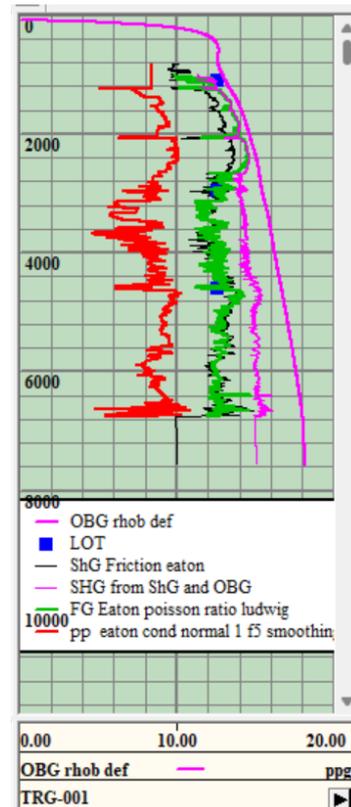


Gambar 7. Plot Hasil Perhitungan Fracture Pressure vs Kedalaman

Setelah perhitungan tekanan rekah (*fracture pressure*), tahap selanjutnya adalah menentukan *minimum horizontal stress* (S_{hmin}) dan *maximum horizontal stress* (S_{Hmax}). Sebelum melakukan perhitungan terhadap nilai S_{hmin} dan S_{Hmax} , penting untuk menentukan jenis patahan yang terjadi di wilayah regional sumur TRG-1. Berdasarkan teori klasifikasi patahan Anderson, patahan dibagi menjadi tiga jenis: sesar normal, sesar geser, dan sesar naik. Berdasarkan data penelitian terbaru dari para geologis, jenis patahan yang terjadi di sumur TRG-1 adalah patahan normal.

Gambar 8. membuktikan bahwa jenis patahan di regional sumur TRG-1 adalah patahan normal ($S_v > S_{Hmax} > S_{hmin}$). Hal ini terlihat dari besarnya nilai *maximum horizontal stress* dan *overburden pressure* yang lebih besar dari *minimum horizontal stress*, serta nilai S_{Hmax} yang berada di antara nilai *overburden pressure* dan *minimum horizontal stress* yang diperlukan untuk mendukung analisis *Shear Failure Gradient* pada sumur.

Perhitungan *shear failure gradient* dilakukan dengan data seperti *friction angle* dan *cohesive strength*. Dalam pengolahan data pada sumur TRG-1, metode yang digunakan adalah Modified Lade Criterion dengan pertimbangan adanya ketiga *principle stress* yang telah dilakukan pada perhitungan sebelumnya yaitu *overburden pressure*, *minimum horizontal stress* dan *maximum horizontal stress*.



Gambar 8. Plot Hasil Perhitungan S_{hmin} dan S_{Hmax} vs Kedalaman

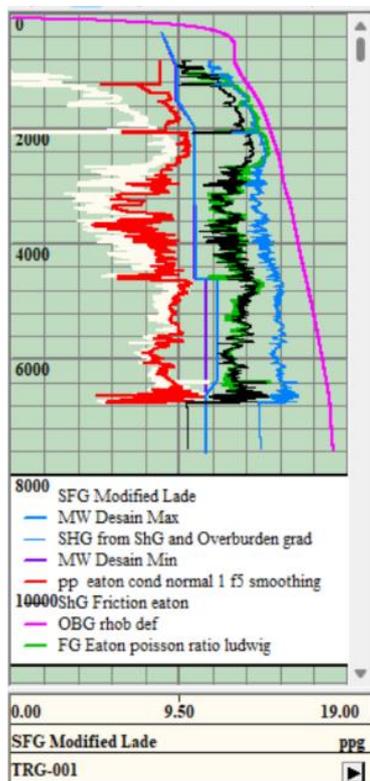
Setelah perhitungan komponen profil geopressure menggunakan Drillwork Predict Software, dilakukan analisis penggunaan *mud weight* saat pemboran. Berdasarkan safe mud window yang diperoleh dari analisis dengan Drillwork Predict Software, ditemukan ketidaktepatan dalam penggunaan *mud weight* dan perlunya desain *mud weight* yang sesuai dengan safe mud window. Pada sumur TRG-1, terdapat kendala pemboran terkait penggunaan lumpur untuk menjaga kestabilan lubang bor selama proses pemboran.

Tabel 3. Problem Pemboran pada Sumur TRG-1

Problem	Kedalaman (ftMD)	Lithologi
Gumbo	2200	Shale
Loss Circulation	6700	Shale

Pada Section 1, permasalahan yang terjadi adalah *Gumbo* yang terjadi pada kedalaman 2200ft/ 670,52m. Pada section ini digunakan *mud weight* 9.5 ppg. . dapat dilihat harga *mud weight* berada dibawah *pore pressure*. Dimana permasalahan *Gumbo* yang terjadi pada Formasi Kawengan – Mundu Member yang mana disebabkan oleh faktor mekanis yaitu terlalu rendahnya *mud weight*. Pada Section 2, permasalahan yang terjadi adalah *lost circulation* pada Formasi Tuban di kedalaman 6700 / 2042 m. Pada section ini digunakan *mud weight* 12.3 ppg, di-

mana lithologi kedua tersebut adalah *shale*, yang dapat dilihat pada Tabel 3. Dimana pada Formasi Tuban menjelaskan bahwa permasalahan *loss circulation* yang terjadi disebabkan oleh faktor mekanis, sehingga perlu ada koreksi yang perlu dilakukan pada *mud weight*.



Gambar 11. Rekomendasi *Mud weight* pada TRG-1

Mud weight yang optimal berada dalam *range safe mud window*, yaitu lebih besar dari *collapse pressure* dan kurang dari *minimum in-situ stress*. Setelah menganalisis penggunaan *mud weight* aktual dalam pengeboran dan masalah yang timbul akibat penggunaannya, disimpulkan bahwa *mud weight* yang digunakan kurang optimal. Hal ini disebabkan oleh fakta bahwa analisis *geopressure* baru dapat dilakukan setelah proses logging selesai. Oleh karena itu, peninjauan kembali perencanaan penggunaan *mud weight* pada sumur TRG-1 diharapkan dapat memberikan gambaran lebih akurat mengenai tekanan bawah permukaan dan berfungsi sebagai referensi untuk program pengeboran selanjutnya. Perencanaan ini akan mempertimbangkan kondisi lapangan, stratigrafi, dan mekanika batuan dengan karakteristik serupa.

4 KESIMPULAN

Sumur TRG-1 adalah sumur eksplorasi yang bertujuan untuk membuktikan keberadaan hidrokarbon di Cekungan Jawa Timur. Sumur ini dibor pada 29

Juli 2001 dan mencapai kedalaman akhir 7610 ft pada 16 Oktober 2001. Beberapa masalah dalam proses pengeboran dihadapi, termasuk gumpo pada kedalaman 2200 ft dan *loss circulation* pada kedalaman 6700 ft. Untuk mengatasi masalah ini, analisis *geopressure* dilakukan untuk menentukan *safe mud window* dan mengoptimalkan *mud weight* untuk pengeboran. Dengan menggunakan *Drillwork Predict Software*, berbagai parameter seperti tekanan beban, tekanan pori, dan tekanan rekah dianalisis berdasarkan data logging yang tersedia. Analisis ini bertujuan mengidentifikasi metode terbaik untuk estimasi tekanan pori, dengan Metode Eaton Sonic dan Poisson ratio Ludwig dipilih berdasarkan validasi data LOT. Dari pembacaan *safe mud window* yang diperoleh melalui *Drillwork Predict Software*, kedalaman di mana penggunaan berat lumpur aktual pada sumur TRG-1 tidak tepat dapat diidentifikasi. Analisis ini juga memungkinkan penentuan batas aman dalam desain berat lumpur. Berat lumpur actual yang digunakan adalah sebagai berikut : 8,4 ppg pada kedalaman 0-825 ft, 9,4-9,5 ppg pada kedalaman 1200-3200 ft, 9,8 ppg pada kedalaman 320-4700 ft, 12,1-12,3 ppg pada kedalaman 5200-6749 ft. Berat lumpur optimal ditentukan dari *safe mud window* untuk meminimalkan masalah pengeboran di masa depan. Setelah analisis dan koreksi, rekomendasi *mud weight* adalah: 8,5-9,4 ppg pada 0-825 ft, 9,4-10,4 ppg pada 1200-3200 ft, 10,4-11,7 ppg pada 3200-4700 ft, dan 11 ppg pada 5200-6749 ft. Rencana berat lumpur yang dikoreksi ini mempertimbangkan tekanan bawah permukaan dan membantu mengurangi tantangan pengeboran pada kondisi geologi serupa.

UCAPAN TERIMAKASIH

Ucapan terima kasih diberikan kepada para pembimbing, penasehat, pemberi data, *proofreader*, yang telah mendukung baik secara moral dan material di dalam proses pembuatan jurnal.

REFERENSI

- [1] Abe, J. S. (2021). Identification of Geo – Hazard Using Pore Pressure Analysis in 'MAC' Field, Niger Delta. *Adv Earth & Env Sci*.
- [2] Ashena, R., Elmgerbi, A., Rasouli, V., Ghalambor, A., Rabiell, M., & Bahrami, A. (2020). Severe wellbore instability in a complex lithology formation necessitating casing while drilling and continuous circulation system. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*.
- [3] Baouche, R., Sen, S., & Sadaoui, M. (2020). Characterization of pore pressure, fracture pressure, shear failure and its implications for drilling, wellbore stability and completion design – A case study from the Takouazet

- field, Illizi Basin, Algeria. *Marine and Petroleum Geology*.
- [4] Buntoro, A., Rahmad, B., Asmorowati, D., Lukmana, A., Fattah, E., & Anuraga, E. (2022). Overpressure mechanism prediction based on well log and mineralogy analysis from drill cuttings of well NSE-001 in the North Sumatra Basin area, Indonesia. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*.
- [5] He, W., Chen, K., Hayatdavoudi, A., Sawant, K., & Lomas, M. (2019). Effects of clay content, cement and mineral composition characteristics on sandstone rock strength and deformability behaviors. *Journal of Petroleum Science and Engineering*.
- [6] Junianto, A., Rosyidan, C., & Satyawira, B. (2017). PERENCANAAN LUMPUR PEMBORAN BERBAHAN DASAR AIR PADA SUMUR X LAPANGAN Y. *Jurnal Petro*.
- [7] Pasic, B., Gaurina-Medimurec, N., & Matanovic, D. (2007). Wellbore Instability: Cause and Consequences. *Rudarsko-geološko-naftni zbornik*, 19, 87-98. _____