



Seminar Nasional Ilmu Teknik dan Aplikasi Industri (SINTA)

Alamat Prosiding: sinta.eng.unila.ac.id



Evaluasi *problem* pemboran berdasarkan analisa *geopressure* sumur “AIG-1” untuk perencanaan *offset wells*

A I G Capah*, R A M Putra, dan C Julianto

Teknik Perminyakan, Fakultas Teknologi Mineral, UPN “Veteran” Yogyakarta Jl. SWK No.104, Ngropoh, Condongcatur, Kec. Depok, Kabupaten Sleman, Daerah Istimewa Yogyakarta

INFORMASI ARTIKEL

ABSTRAK

Riwayat artikel:

Diterima 29 September 2020

Direvisi 15 November 2020

Kata kunci:

Pore Pressure

Problem pemboran

Geopressure

Mud weight

Safe mud window

Pemboran sumur AIG-1 mengalami keterlambatan dalam mencapai target selama 15 hari dikarenakan terjadi hambatan-hambatan. Sekitar 79.1% *non productive time* disebabkan oleh masalah *well instability* seperti *lost circulation*, *sloughing shale/caving*. *Well instability* terjadi apabila *mudweight* yang digunakan tidak sesuai dengan *geopressure* model sumur tersebut sehingga menjadi tidak optimal. Penggunaan *mudweight* pada sumur AIG-1 didasarkan pada *geopressure* model tanpa pendekatan *safe mud window* dari sumur terdekat dimana sumur tersebut letaknya cukup jauh sehingga kurang relevan untuk digunakan sebagai acuan. *Mudweight* yang digunakan yaitu, 16,2 – 16,4 ppg pada trayek 17 1/2” dan 14,5 – 14,9 ppg pada trayek 8 1/2”. Analisa *geopressure* dilakukan dengan mengolah data *wireline log* dan menggunakan bantuan *Drillwork Predict Software*. Dalam mengestimasi tekanan pori, perlu diketahui mekanisme pembetulan *overpressure* pada sumur AIG-1 untuk menentukan metode - metode perhitungan tekanan pori ,selanjutnya hasil perhitungan tekanan pori dan tekanan rekah dikalibrasi dengan data tekanan aktual di beberapa titik yang diperoleh dari lapangan. Setelah dilakukan analisa *geopressure* model, maka dapat diketahui *safe mud window*. Dari hasil analisa *geopressure* yang dilakukan dapat disimpulkan bahwa terjadi *overpressure* pada kedalaman 890 m/1279.5 ft yang disebabkan oleh *disequilibrium compaction*, sedang penggunaan *mudweight* pada kedalaman tersebut yakni pada trayek 17 1/2” kurang optimal. *Mudweight* yang digunakan terlalu kecil sehingga mengakibatkan masalah *sloughing shale* dan *mudweight* terlalu besar pada trayek 8 1/2” sehingga menyebabkan *partial loss*. Berdasarkan *safe mud window* yang diperoleh dari analisa *geopressure* model sumur AIG-1 desain *mudweight* yang optimal pada trayek 17 1/2” adalah 16.49 – 17.24 ppg, dan 14.67 – 15.4 ppg untuk pemboran pada trayek 8 1/2”.

1. Pendahuluan

Sumur “AIG-1” terletak di Sumatera Utara. Dimana sumur AIG-1 merupakan sumur eksplorasi gas dengan kedalaman akhir pemboran mencapai 3469 m TVD. Seperti yang telah diketahui bahwa jenis patahan Cekungan Sumatera Utara merupakan jenis “strike-slip”. Pada daerah tersebut juga terjadi proses *clay diagenesis* yang mengakibatkan terjadinya *overpressure* (Agus M. Ramdhan, Neil R. G., Lambok M. H., 2011). Sumur AIG-1 menembus zona gas pada kedalaman 1776 m – 2975 m pada formasi Top Gebang Sand dengan lithologi batu pasir, dan juga menembus zona gas pada beberapa interval kedalaman pada formasi Top Lower Baong dengan lithologi batu pasir Pada saat dilakukan proses pemboran pada sumur AIG-1, terjadi *problem* pemboran yang mengakibatkan mengalami keterlambatan dalam mencapai target selama 15 hari dikarenakan terjadi hambatan-hambatan. Hal ini disebabkan karena tekanan fluida pemboran pada kedalaman tersebut kurang dari tekanan pori pada trayek 17 1/2” dan tekanan fluida pemboran melebihi dari tekanan rekah

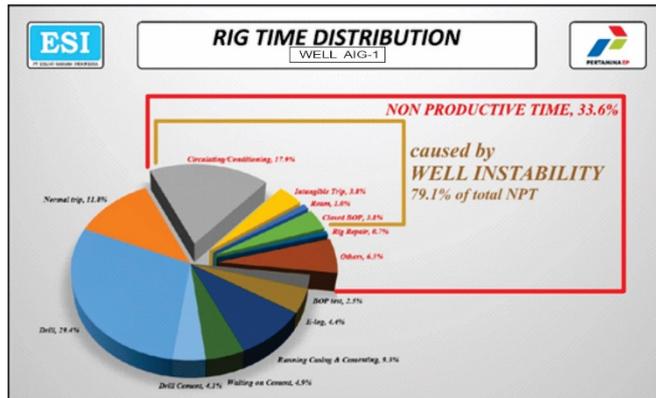
formasi pada trayek 8 1/2”, sehingga pada kedalaman tersebut terjadi *problem* pemboran *sloughing shale/caving* dan *partial loss*.

Problem partial loss dan *sloughing shale/caving* biasanya terjadi pada saat operasi pemboran. *Partial loss* merupakan bentuk dari *lost circulation* yang merupakan suatu kejadian hilangnya fluida pemboran ke dalam formasi karena adanya perbedaan tekanan pada saat operasi pemboran. Pengaruh dari *lost circulation* sendiri selain waktu pemboran diperpanjang juga mengakibatkan rusaknya formasi minyak dan gas dan tentunya kerugian secara ekonomi (G. Jiang, et al., 2019). *Partial loss* secara spesifik merupakan hilangnya sebagian lumpur pemboran ke dalam formasi. Lumpur pemboran yang masuk ke dalam formasi saat terjadi *partial loss* diperkirakan sebanyak 10-100 bbl/hr (Hutton et al., 2009). *Problem sloughing shale/caving* mempunyai keterkaitan dengan formasi *shale*. *Sloughing shale/caving* terjadi karena formasi tidak kompak sehingga dinding formasi akan runtuh. Formasi *shale* akan reaktif terhadap fluida pemboran terutama air sehingga akan menyebabkan

* Ade Indra Gurada Capah.

E-mail: indracapah15@gmail.com.

formasi tidak kompak (Tobing dan Tanjung, 2013). Untuk menanggulangi *problem* tersebut diperlukan desain densitas lumpur berdasarkan *safe mud window*.



Gambar 1. Rig Time Distribution Sumur AIG-1 (“Final Well Report Sumur AIG-1”. PT. GEOTAMA ENERGY, 2020)

Untuk mengevaluasi penggunaan *mud weight* akan digunakan pendekatan *safe mud window*, studi ini mempelajari tentang *range* densitas yang aman untuk dilakukannya suatu pemboran sehingga mengurangi *problem-problem* pemboran. Dari studi ini akan menghasilkan beberapa parameter tambahan yang selanjutnya bisa digunakan untuk memperbaiki perhitungan gradien tekanan bawah permukaan dan menentukan densitas yg aman untuk dipakai pada pemboran selanjutnya. Dari analisa *safe mud window* untuk mengevaluasi densitas yang digunakan perlu ditambahkan parameter *rock mechanics* yaitu *horizontal stress* dan *shear failure gradient*.

Overburden pressure dihitung berdasar konversi satuan dari *density log* (Syaiful M. et al., 2020). Dari *OBG* yang telah dianalisa sebelumnya, dan divalidasi dengan *problem* pemboran bisa didapatkan *pore pressure* dengan metode *Eaton dxc*. Untuk melakukan analisa selanjutnya, dilakukan perhitungan parameter-parameter *rock mechanics* terlebih dahulu. Kemudian *Fracture pressure* dihitung menggunakan metode *Eaton dxc* memasukkan data *OBG*, *PP* (*Pore Pressure*) dan ν (*Poisson Ratio*) *Zoback and Costagna* kemudian dikalibrasi dengan data *LOT* (Zhang, J., 2011., Mark D. Zoback, 2006). Langkah selanjutnya menentukan *minimum horizontal stress* metode *Eaton dxc* dengan memasukkan data *OBG*, *PP* dan *poisson ratio* dan divalidasi dengan data *fracture pressure*. Lalu untuk menghitung *maximum horizontal stress* digunakan data *OBG*, *Shmin* dan angka faktor tektonik menurut *Anderson*. Dan yang terakhir adalah perhitungan *shear failure gradient* menggunakan metode *Modified Lade Criteration* dan divalidasi dengan data *pore pressure*. Setelah semua perhitungan selesai, kemudian menghasilkan model *safe mud window*.

2. Metodologi

Ada beberapa tahapan yang dilakukan untuk melakukan evaluasi *mud weight* dengan menggunakan pendekatan *safe mud window* (Zhang, J., 2011). Metodologi yang dipilih dalam melakukan evaluasi *downhole problem* di atas adalah dengan melakukan pendekatan perhitungan *pore pressure prediction* menggunakan metode *eaton sonic log*. (P.Subiatmono et al., 2017).

Langkah pertama menentukan *cut off shale* melalui analisa hasil rekaman *gamma-ray log*. Selanjutnya menentukan besaran *overburden pressure* melalui hasil analisa *density log* serta menentukan *normal compaction trend* melalui hasil analisa *sonic*

log (Dewan, JT. 1983). Sehingga dapat menentukan jenis mekanisme *overpressure* apakah *loading* atau *unloading*.

Untuk perhitungan tekanan bawah permukaan pertama-tama melakukan perhitungan *overburden pressure* selanjutnya melakukan perhitungan *pore pressure* dengan menggunakan persamaan *Eaton* dan *Bower's* dan hasil perhitungan *Pore Pressure* divalidasi dengan data *DST*, jika *pore pressure* sama dengan *DST* maka dapat lanjut ke perhitungan *Fracture Pressure* dengan menggunakan persamaan *Hubbert & Willis*, *Mathews & Kelly*, dan *Eaton*. Selanjutnya validasi hasil perhitungan *Fracture Pressure* dengan data *LOT*, jika *pore pressure* sama dengan *LOT* maka dapat lanjut dengan melakukan perhitungan *Minimum Horizontal Stress* dengan menggunakan persamaan *Eaton, Zoback & Healy*, dan *Holbrook*. Kemudian memvalidasi hasil perhitungan *Minimum Horizontal Stress* dengan data *Fracture Pressure*, jika *Minimum Horizontal Stress* sama dengan *Fracture Pressure*. Untuk perhitungan *Maximum Horizontal Stress* dengan menggunakan persamaan *Anderson* dan *Zoback* dan perhitungan *Shear Failure Gradient* dengan menggunakan persamaan *Linearized Mohr-Coulomb*, *Hoek-Brown Criterion*, dan *Modified Lade Criteration* yang sudah divalidasi dengan hasil perhitungan *pore pressure*.

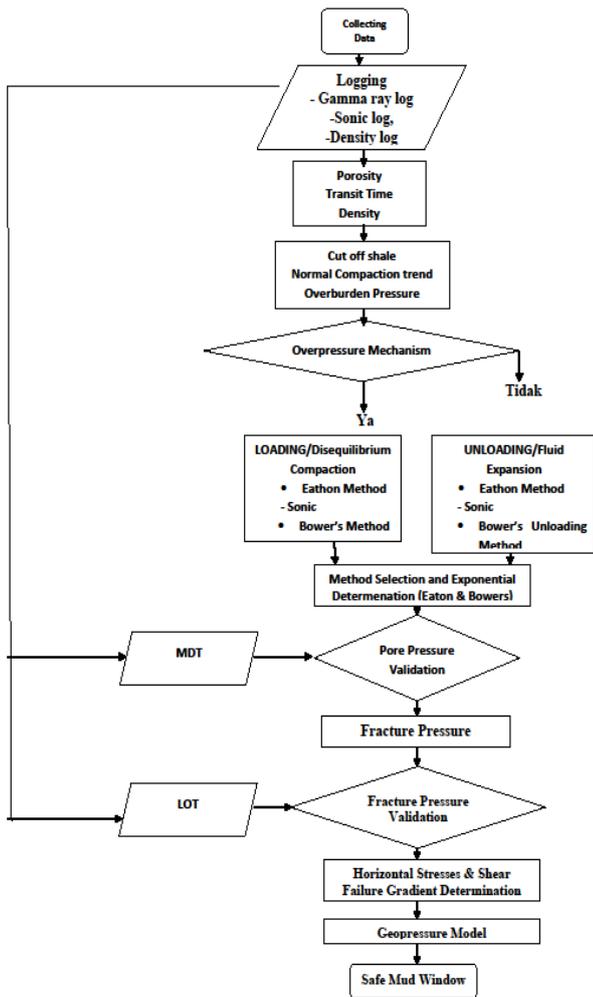
Untuk langkah air yaitu membuat plot gabungan parameter *overburden*, *pore pressure*, *fracture pressure*, *horizontal stress*, dan *shear failure gradient* untuk menghitung tekanan hidrostatik dan tekanan hidrodinamik lumpur pemboran sumur “AIG-1”. Selanjutnya membuat nilai *mud weight minimal* dan *maximal* untuk Sumur “AIG-1” dan membuat plot densitas yang *recommended* untuk pemboran Sumur “AIG-1”. Sehingga didapat model *Safe mud window*. Untuk mempermudah dalam memahami maka metodologi tersebut dapat disajikan dalam bentuk diagram alir pada **Gambar 2**.

3. Hasil dan pembahasan

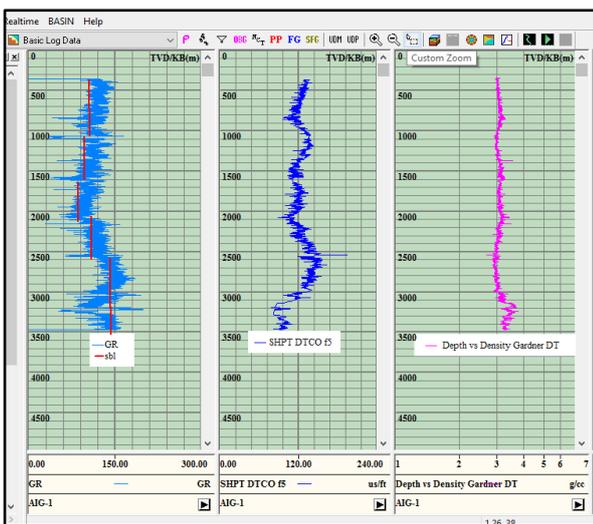
Langkah pertama dalam melakukan analisa adalah memasukkan data-data yang diperlukan untuk proses perhitungan

3.1 Input Data Log

Untuk menginput data log yang akan diolah pada *Drillworks Software*, dapat juga dilakukan *import data* (*LAS*) yang didapat dari data primer hasil *logging*. Setelah dilakukan *import data*, maka dipilih data-data log yang akan ditampilkan dan diolah selanjutnya. Dapat dilihat tampilan awal hasil *input* atau *import data*. Terdapat 3 data log yang diinput dalam *Drillwork Software* yaitu *Gamma Ray Log*, *Density Log*, dan *Sonic Log*. Seperti yang disajikan pada **Gambar 3**. Data *logging* yang tersedia dari sumur AIG-1 ini mencakup kedalaman pemboran 383.56 - 3469 m TVD.



Gambar 2. Diagram Alir Penelitian

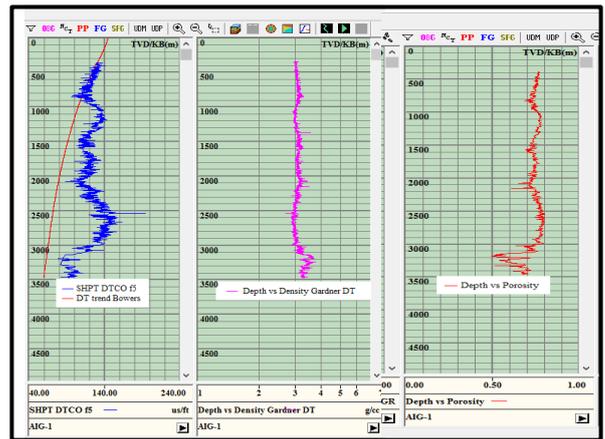


Gambar 3. Hasil Input Data Log

3.2 Penentuan Jenis Mekanisme Overpressure

Penyebab terjadinya *overpressure* dapat dibagi menjadi 2 yaitu *loading* dan *unloading*. Perbedaan keduanya yaitu pada *loading* tekanan *overburden* bertambah tinggi efektif *stress* tidak bertambah. Sedangkan *unloading overburden* konstan tetapi

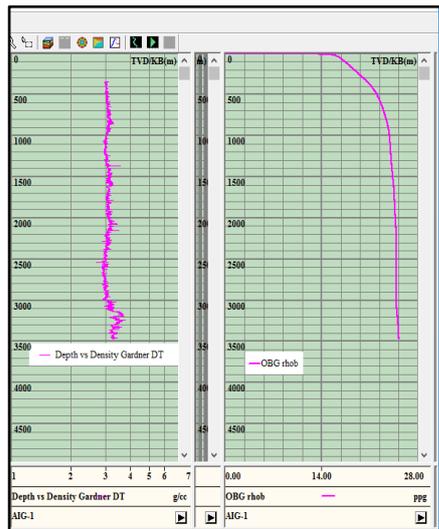
efektif *stress* menurun karena meningkatnya tekanan pori. Untuk mengetahui jenis mekanisme *overpressure* yang terjadi dapat dilihat dari grafik hasil pembacaan log, dan juga nilai porositas. Terdapat 3 grafik yaitu *Depth vs Transit time*, *Depth vs Porosity*, dan *Depth vs Density*. Ketiga grafik tersebut dianalisa untuk menentukan penyebab terjadinya *overpressure*, apakah termasuk *loading mechanism* atau *unloading mechanism*. Dari hasil grafik yang diperoleh, maka dapat disimpulkan bahwa mekanisme pembentukan *overpressure* pada sumur AIG-1 adalah *loading mechanism* yaitu *disequilibrium compaction* (Agus M. Ramdhan, Neil R. G., Lambok M. H., 2011). Seperti yang disajikan pada Gambar 4.



Gambar 4. Hasil Ploting *Depth vs DT*, *Depth vs Density*, *Depth vs Porosity*

3.3 . Penentuan Overburden Gradient

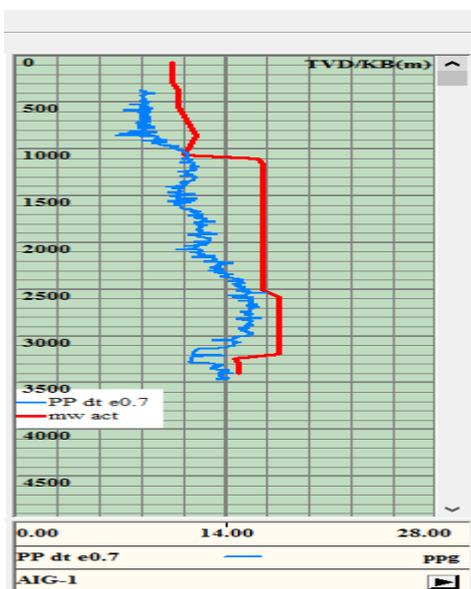
Dalam melakukan analisa *geopressure* yang pertama kali di tentukan adalah *overburden gradient*. Penentuan *overburden gradient* ini akan menjadi dasar bagi seluruh tahap analisa selanjutnya. *Overburden gradient* dapat dihitung integrasi dari log densitas. Hasil dari perhitungan *overburden gradient*, dimana pada track pertama merupakan *overburden gradient* dalam PPG. Dalam perhitungan *overburden pressure* semakin bertambahnya kedalaman yang dianalisa, maka nilai dari *overburden pressure* akan semakin bertambah. Data *density log* yang didapat hampir semua dari awal kedalaman, sehingga hanya perlu sedikit dilakukan analisa *normal trend* pada *density log* menggunakan metode *miller*, kemudian data *density log* dari log dan *miller* yang telah di *composite* dapat digunakan sebagai densitas *bulk* dalam proses perhitungan *overburden gradient*. Seperti yang disajikan pada Gambar 5.



Gambar 5. Hasil Overburden gradient Pada Drillwork Software

3.4 . Penentuan Pore Pressure

Setelah melakukan perhitungan *overburden gradient* maka tahap selanjutnya adalah menentukan *pore pressure*. Persamaan yang digunakan dalam perhitungan *Pore Pressure* pada *Drillwork Software* menggunakan *Eaton Method* dan *Bowers Method* dimana dalam analisa ini digunakan metode perhitungan *pore pressure* menggunakan *Eaton Method* yang berdasarkan *Sonic log* karena sesuai dengan hasil yang didapat dari metode tersebut paling mendekati dengan nilai *actual* pada uji DST (Eaton, 1975). Pada Gambar 6. dapat dilihat grafik hasil perhitungan *pore pressure* menggunakan metode *Eaton Dxc*.



Gambar 6. Hasil Pore Pressure metode Eaton Dxc

3.5 . Penentuan Rock Mechanics

Setelah melakukan perhitungan *Pore Pressure* dengan menggunakan *eaton method*, maka tahapan selanjutnya adalah menghitung tekanan rekah atau *fracture pressure*. Tapi sebelum kita menghitung tersebut, terlebih dahulu harus menghitung beberapa parameter *rock mechanics* (Eaton, 1975).

Perhitungan Compressional Velocities (V_p) pada 908.56 m TVD

$$V_p = (1/BHC) \times 908.56$$

$$V_p = (1/128,1093) \times 908.56$$

$$V_p = 2.4993 \text{ km/s}$$

Perhitungan Shear-wave Velocities (V_s) pada 908.56 m TVD

$$V_s = (0,862 \times 2.4993) - 1,172$$

$$V_s = (0,862 \times 2.4993) - 1,172$$

$$V_s = 0,8788 \text{ km/s}$$

Perhitungan Poisson Ratio pada 908.56 m TVD

$$\text{Poisson Ratio} = (V_p^2 - 2V_s^2) / (2 \times (V_p^2 - V_s^2))$$

$$\text{Poisson Ratio} = (1,893^2 - 2 \times 0,8788^2) / (2 \times (2,4993^2 - 0,8788^2))$$

$$\text{Poisson Ratio} = 0,394$$

Perhitungan Porosity pada 908.56 m TVD

$$\phi = 1 - (DT_m/DT)^{(1/x)}$$

$$\phi = 1 - (67,056/124,9146)^{(1/2,19)}$$

$$\phi = 0,754$$

Perhitungan Cohesive Strenght dan Friction Angle

$$CS = 5(V_p - 1) / (\sqrt{V_p})$$

$$CS = 5(2,4993 - 1) / (\sqrt{2,4993})$$

$$CS = 4,470$$

$$FA = \sin^{-1}((V_p - 1) / (V_p + 1))$$

$$FA = \sin^{-1}((2,4493 - 1) / (2,4493 + 1))$$

$$FA = 27,5^\circ$$

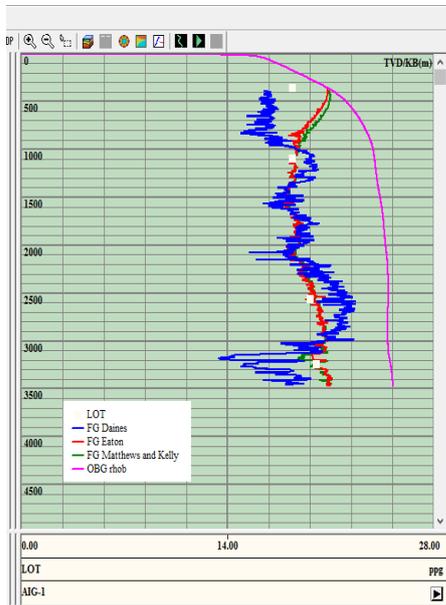
3.6 . Penentuan Fracture Pressure

Setelah melakukan perhitungan *rock mechanics* dengan menggunakan beberapa metode, maka tahapan selanjutnya adalah menghitung tekanan rekah atau *fracture pressure*. Untuk menghitung *fracture pressure* digunakan beberapa metode yaitu *Eaton, Daines, Mathews & Kelly, Hubbert & Willis* dan *Zhang*. Dari beberapa metode tersebut sebenarnya rumus yang digunakan hampir sama, yang membedakan adalah nilai *empirical number* yang digunakan masing-masing metode. Secara teori, Metode *Eaton* dinilai lebih akurat karena pada formulasi perhitungan *fracture pressure* Metode *Eaton* memperhitungkan aspek geomekanik dari batuan formasi. Hadirnya aspek tersebut direpresentasikan dengan adanya parameter *poisson ratio* pada persamaannya. Meski begitu perhitungan dengan Metode *Eaton* tetap dilakukan karena bisa saja asumsi yang dikemukakan masing – masing ahli lebih cocok pada sumur AIG-1. Hal ini dapat dianalisa dengan melihat kesesuaian hasil perhitungan dengan data LOT-nya. Dapat dilihat pada Gambar 7.

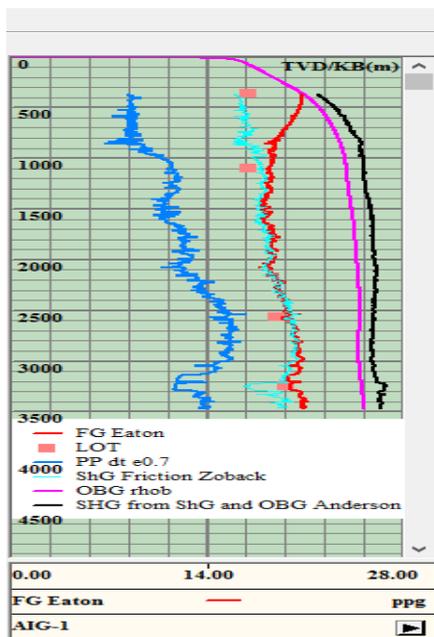
3.7 . Penentuan Minimum dan Maximum Horizontal Stress

Setelah melakukan perhitungan pada *fracture pressure* maka tahapan selanjutnya adalah menentukan *minimum horizontal stress* dan *maximum horizontal stress*. Sebelum melakukan perhitungan terhadap nilai *Shmin* dan *SHmax* terlebih dahulu kita harus menentukan jenis patahan yang terjadi pada regional sumur AIG-1. Menganut pada teori pengklasifikasian *Anderson* patahan dibagi menjadi 3 yaitu sesar normal, sesar datar dan sesar naik. Dimana data penelitian para *Geologist* terbaru menunjukkan bahwa pada sumur AIG-1 jenis patahan yang terjadi adalah patahan *strike-slip*. Seperti yang dijelaskan sebelumnya mengenai rezim patahan, pada Gambar 8. membuktikan bahwa jenis patahan diregional sumur AIG-1 merupakan patahan *strike-slip* ($SH_{max} > S_v > SH_{min}$). Hal ini dapat dilihat dari besarnya nilai tekanan *maximum horizontal stress* (SH_{max}) dan *Overburden* (S_v) lebih dari *minimum horizontal stress* (Sh_{min}), serta nilai *overburden pressure* (S_v) berada diantara nilai *maximum horizontal stress* (Sh_{max}) dan

minimum horizontal stress (Shmin). Analisa Shmin dan SHmax perlu dilakukan untuk mendukung analisa *Shear Failure Gradient* pada sumur.



Gambar 7. Hasil *Fracture Pressure* Validasi LOT Metode Eaton

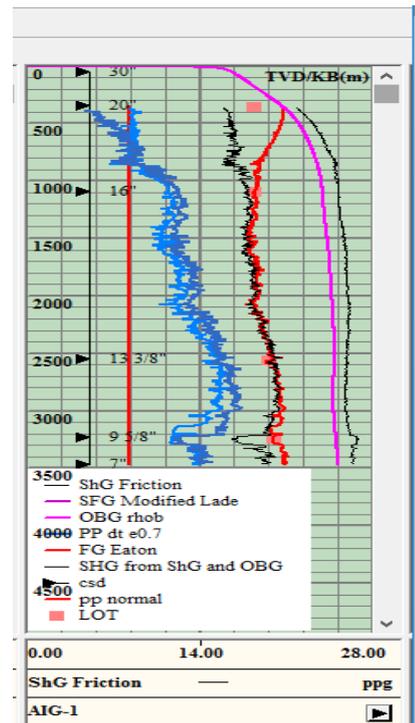


Gambar 8. Hasil Sh Min dan SH Max Metode Eaton Anderson

3.8 . Penentuan *Shear Failure Gradient*

Tahapan selanjutnya adalah menentukan nilai *Shear Failure Gradient*, dalam menghitung *shear failure gradient*, diperlukan data data seperti *friction angle* dan juga *Cohesive Stregth*. Pada *Drillwork Software* terdapat tiga metode untuk menentukan nilai *Shear Failure Gradient* yaitu *Linearized Mohr–Coulomb*, *Hoek–Brown criterion* dan *Modified Lade Criteration*. Pada pengolahan sumur AIG-1 metode yang digunakan adalah *Modified Lade Criteration* dikarenakan metode ini memiliki beberapa kelebihan, dimana dalam perhitungan *Shear Failure Gradient* pada metode ini mempertimbangkan tiga *principle*

stress. Hasil dari *Shear Failure Gradient* dapat dilihat pada Gambar 9.



Gambar 9. Hasil *Shear Failure Gradient* Metode Modified Lade Criteration

3.9 .Perhitungan Tekanan Hidrostatik dan Hidrodinamik Lumpur Aktual

Untuk menganalisa korelasi antara profil *geopressure* sumur AIG-1 dengan *problem* pemboran yang terjadi, perlu diketahui tekanan hidrostatik dan hidrodinamik dari pemakaian lumpur yang digunakan selama pemboran berlangsung. Tekanan hidrostatik dapat dihitung dengan mengetahui pemakaian *mudweight* yang didapat dari *mud report*.

Tabel 1. Hasil Perhitungan Tekanan Hidrostatik Lumpur Pemboran Sumur AIG-1

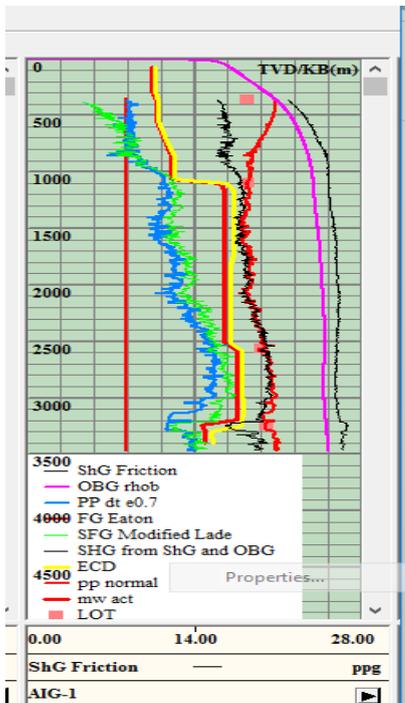
Depth,m	Mud Weight/ESD,ppg	Tekanan Hidrostatik Lumpur,psi
75	10,41	133,23
370	10,82	683,59
1060	12,07	2184,38
1171	16,49	3295,16
2396	16,49	6742,27
3245	14,57	8070,62
3399	14,91	8646,86

Tabel 2. Hasil Perhitungan *Pump Pressure* dan *Pressure loss* Sumur AIG-1

Depth,m	Pump Pressure,psi	Pressure loss,psi
75	3198	3194
370	3485	3481
1060	4525	4511
1171	4200	4062
2396	3720	3456
3245	4450	2531
3399	2050	1713

Tabel 3. Hasil Perhitungan Tekanan Hidrodinamik Lumpur & *Equivalent Circulating Density* Pemboran Sumur AIG-1

Depth,m	Tekanan	
	Hidrodinamik	ECD,ppg
	Lumpur,psi	
75	137	10,7
370	688	10,9
1060	2199	12,24
1171	3433	17,24
2396	7006	17,07
3245	9990	17,99
3399	8984	15,49



Gambar 10. Plot Hasil Plot Hasil Perhitungan ESD dan ECD Aktual vs Kedalaman

3.10 Korelasi antara Profil Geopressure dengan Problem Pemboran yang Terjadi pada Sumur AIG-1

Dari pembacaan *safe mud window* yang diperoleh berdasarkan analisa dengan menggunakan *Drillwork Predict Software*, kita dapat mengetahui pada kedalaman mana saja *mudweight* aktual yang digunakan pada sumur AIG-1 dirasa kurang tepat, serta kita juga dapat mengetahui batas aman untuk desain *mudweight* yang sebelumnya sudah dibahas pada bagian *safe mud window*. Pada kasus sumur AIG-1 ini, terdapat beberapa permasalahan pemboran yang berkaitan erat dengan penggunaan lumpur yang berfungsi untuk menjaga kestabilan lubang bor selama proses pemboran. *Problem* pemboran yang terjadi pada sumur AIG-1 dapat dilihat pada **Tabel 4.** berikut ini.

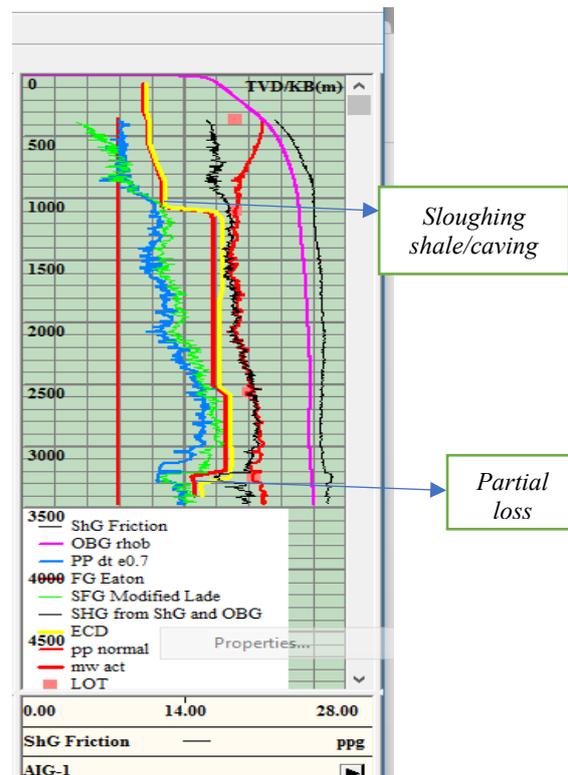
Tabel 4. *Problem* Pemboran Pada Sumur AIG-1

Problem	Kedalaman (mMD)	Lithologi
<i>Sloughing shale</i>	1139.4	<i>Shale</i>
<i>Partial loss</i>	3237	<i>Shale</i>

Pada **Gambar 12.** dapat dilihat proyeksi dari masalah – masalah yang terjadi pada pemboran sumur AIG-1 terhadap profil *geopressure* pada sumur AIG-1. Total ada 2 *Section* permasalahan yang ada. Tiap tiap *Section*-nya akan dijelaskan berikut ini.

Pada *Section 1*, permasalahan yang terjadi adalah *sloughing shale* yang terjadi pada kedalaman 1139.4 m. Pada *section* ini digunakan *mudweight* 16.2 ppg. . dapat dilihat harga *mudweight* dan ECD berada dibawah *shear failure gradient*. Dimana permasalahan *sloughing shale* yang terjadi pada Formasi Top Upper Baong yang mana disebabkan oleh faktor mekanis yaitu terlalu rendahnya *mudweight*.

Pada *Section 2*, permasalahan yang terjadi adalah *lost circulation* dengan kategori *partial lost* pada Formasi Top Upper Belumai di kedalaman 3237 m. Pada *section* ini digunakan *mudweight* 14.6 ppg. Pada **Gambar 11.**, dapat dilihat harga ECD berada diatas *horizontal stress*. Dimana pada Formasi Top Upper Belumai menjelaskan bahwa permasalahan *partial loss* yang terjadi disebabkan oleh faktor mekanis, sehingga perlu ada koreksi yang perlu dilakukan pada *mudweight*.



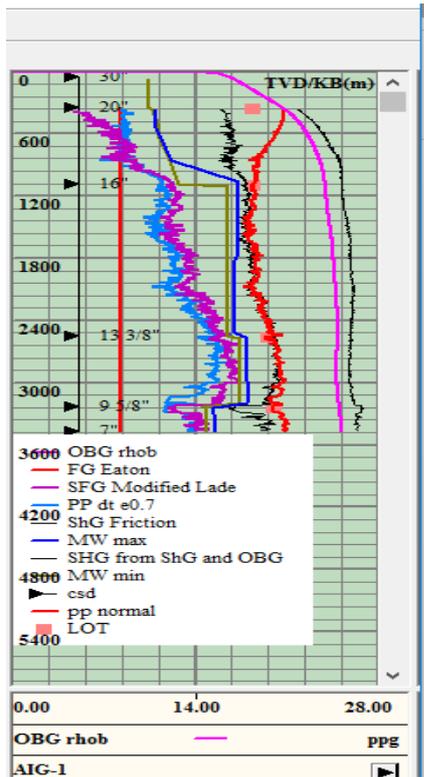
Gambar 11. Korelasi Profil Geopressure dengan Problem Pemboran yang Terjadi pada Sumur AIG-1

3.11 Desain Mud Weight yang Optimal pada Sumur AIG-1

Setelah menganalisa penggunaan *mud weight actual* pada proses pemboran yang dilakukan terhadap profil *geopressure*, dan dengan hadirnya masalah – masalah pemboran dalam penggunaan *mudweight* tersebut, kita bisa menarik kesimpulan bahwa *mudweight* yang digunakan kurang optimal. Kondisi ini sering terjadi karena hasil analisa *geopressure* baru bisa diperoleh setelah melakukan logging. Oleh karena itu perencanaan ulang penggunaan *mudweight* pada sumur AIG-1 diharapkan dapat memberikan gambaran tekanan bawah permukaan dan dapat digunakan sebagai gambaran untuk merencanakan program pemboran berikutnya pada kondisi lapangan, stratigrafi dan mekanika batuan yang sama. Dengan begitu, diharapkan terjadinya *problem* pada sumuran dapat lebih diminimalisir. Penggunaan *mudweight* optimal yang direkomendasikan untuk sumur AIG-1 dapat dilihat pada **Tabel 5.** berikut ini.

Tabel 5. Hasil Perhitungan *Pump Pressure* dan *Pressure loss* Sumur AIG-1

Depth,m	Trayek,inch	Mud Weight actual,ppg	Mud Weight recommended,ppg
75	36	10,4	10,4
370	24	10,4	10,4
1060	20	10,8-12,07	10,8-12,07
1171	17 ½	16,2-16,4	16,49-17,24
2396	12 ¼	17,4	17,4
3245	8 ½	14,5-14,9	14,67-15,4
3399		14,9	14,20



Gambar 12. Rekomendasi *Mud Weight* pada AIG-1

4. Kesimpulan

Pada saat dilakukan proses pemboran pada sumur AIG-1, terjadi *problem* pemboran yang mengakibatkan mengalami keterlambatan dalam mencapai target selama 15 hari dikarenakan terjadi hambatan-hambatan. Hampir 79.1% *non productive time* disebabkan oleh masalah berupa *sloughing shale* pada interval kedalaman yaitu 1139.4 m, dan *partial loss* pada interval kedalaman 3237m dengan lithologi *shale*. Berdasarkan analisa terhadap data sonic log diperkuat dengan data density log mekanisme pembentukan *overpressure* pada sumur AIG-1 adalah loading mechanism yang disebabkan oleh faktor disequilibrium compaction. Metode perhitungan tekanan pori yang digunakan adalah *Eaton Method* jenis loading pada metode tersebut dipilih karena sesuai dengan *overpressure* yang terjadi pada sumur “AIG-1” yaitu loading mechanism. Berdasarkan validasi dengan data leak-off test pada kedalaman 1096 m/3595.97 ft sebesar 16.24 ppg, pada kedalaman 2562 m/8405.92 ft sebesar 17.49 ppg, dan pada kedalaman 3240 m/10630.44 ft sebesar 14.55 ppg,metode perhitungan tekanan rekah formasi yang akurat digunakan pada sumur AIG-1 adalah Metode *Eaton* dengan menggunakan *poisson ratio* yang dihitung menggunakan Metode *Zoback & Castagna*. Berdasarkan analisa

geopressure dengan pendekatan *safe mud window*, desain *mudweight* yang optimal adalah *Mudweight* yang optimal untuk pemboran Sumur AIG-1 adalah sebagai berikut: 10.4 ppg untuk pemboran dari kedalaman 0 sampai 350 m (0- 1148.2 ft); 10.8 ppg hingga 12.7 ppg untuk pemboran dari kedalaman 350 sampai 1090 m (1148.2 – 3576.11 ft); dan 16.49 ppg hingga 17.24 ppg untuk pemboran dari kedalaman 1090 m sampai 2554 m); 17.4 ppg untuk pemboran dari kedalaman 2554 m sampai 3236 m (8379.210616.8 ft)); 14.57 ppg hingga 15.4 ppg untuk pemboran dari kedalaman 3236 m sampai 3348.9 m (10616.8-10987.2 ft)); 14.9 ppg untuk pemboran dari kedalaman 3348.9 hingga total target kedalaman pada 3469 m (10987.211384.5). Analisa *geopressure* pada sumur AIG-1 dengan pendekatan *safe mud window* dapat digunakan untuk acuan perencanaan mud weight yang optimal untuk pemboran selanjutnya dengan kondisi formasi dan stratigrafi yang sama.

Ucapan terima kasih

Terimakasih kami ucapkan kepada seluruh pihak – pihak terkait yang telah membantu dalam penelitian serta pembuatan paper ini.

Daftar pustaka

Adams, N.J., (1985) “Drilling Engineering: A Complete Well Planning”, Approach Penn Well Publishing Co, Tulsa Oklahoma, 102-110.

Agus M. Ramdhan, Neil R. G., Lambok M. H. (2011) “The Challenge Of Pore Pressure Prediction In Indonesia’s Warm Neogene Basins”, *Proceeding of the 35th Indonesian Petroleum Association, May 2011*, 2-3.

Eaton, Ben A. (1975) “The Equation For Geopressure Prediction From Well Logs”, Society of Petroleum Engineers.

Dewan, J.T. (1983) “Essentials of Modern Open-Hole Log Interpretation”, Penwell Books.

F, Hutton, dkk. (2009), Fusible-Particle System Helps to Control Severe Lost Circulation While Drilling Across Fractured Zone in Elk Hills Field, CA.

Final Well Report Sumur AIG-1. PT. GEOTAMA ENERGY, 2020.

Fjaer, E., Holt, R.M., Horsrud, P., Raaen, A.M., Risnes, R., (1992) “Petroleum Related Rock Mechanics”. Elsevier Science Publishers B.V.

Guancheng, Jiang,dkk, (2019), Cross-linked Polyacrylamide Gel As Loss Circulation Materials for Combating Lost Circulation in High Temperature Well Drilling Operation., No 0920-4105.

Hussain, Rabia. (2002) “Well Engineering & Construction”, Entrac Consulting Limited, 30-70.

Pasic, B., Medimurec, NG., Matanovic, D. (2007) “Wellbore Instability: Causes and Consequences”, Rudarsko-geološko-naftni zbornik, 19, 87-98.

Tobing, Jerry and Erwindo Tanjung, (2013), “Drilling Challenge of Unstable Hole Condition in Kilo Field: A Case Study in Southeast Asia, Society of Petroleum Engineers.

Zhang, J., (2011), “Pore Pressure Prediction from Well Logs: Method Modifications, and New Approaches. Houston: Elsevier Earth-Science Review.

Zoback, MD. (2006) “Reservoir Geomechanics: Earth Stress and Rock Mechanics Applied to Exploration, Production and Wellbore Stability”, Stanford University, California.