

Desain *Constant Bottom Hole Pressure Managed Pressure Drilling* Lubang 12.25” Sumur Eksplorasi “X”

Muhammad Faza Adiyat, Raka Sudira Wardana

Universitas Pertamina, DKI Jakarta

INFORMASI NASKAH

Diterima: 02 Maret 2021
Direvisi: 16 Maret 2021
Disetujui: 15 September 2021
Terbit: 30 September 2021

Email korespondensi:
mfadiyat@gmail.com

Laman daring:
[https://doi.org/10.37525/
sp/2021-2/283](https://doi.org/10.37525/sp/2021-2/283)

ABSTRAK

Managed pressure drilling (MPD) merupakan metode pengeboran yang menambahkan tekanan di permukaan sehingga tekanan di dalam lubang sumur dapat dikurangi disesuaikan tanpa harus melakukan perubahan pada densitas lumpur. Oleh karena itu MPD sering digunakan dalam operasi pengeboran sumur eksplorasi. *Constant bottom hole pressure* (CBHP) adalah salah satu varian MPD yang digunakan pada *drilling window* yang sempit untuk menjaga BHP tetap konstan. Sumur “X” merupakan sebuah sumur eksplorasi yang diperkirakan mengalami masalah *hole stability* yaitu *breakout pressure*. *Breakout pressure* ini harus dapat diatasi supaya tidak menyebabkan *stuck pipe*. Dengan alasan tersebut maka sumur “X” akan menggunakan CBHP MPD dalam operasi pengeborannya agar dapat mengubah *equivalent circulating density* (ECD) dengan cepat dan mudah. Penelitian ini akan membahas desain CBHP MPD yang optimal pada sumur eksplorasi “X” lubang 12.25”. Metode yang digunakan yaitu dengan menentukan model rheologi, limit dari pengoperasian laju alir, dan pembuatan skenario *surface backpressure* (SBP). Hasil simulasi hidrolika dapat dibuat lima skenario MPD yang memenuhi limit dan dibuat dari dua densitas lumpur 11 ppg dan 12 ppg, serta laju alir seragam 800 GPM. SBP yang diaplikasikan bervariasi 65 psi – 560 psi saat statis, 0 – 500 psi dalam kondisi dinamis. Skenario satu dan dua menggunakan densitas 11 ppg menghasilkan *equivalent mud weight* (EMW) 12.4 ppg dan 12.7 ppg, sementara skenario tiga, empat, lima menghasilkan EMW 12.4 ppg, 13.01 ppg, dan 13.36 ppg. Kelima skenario tersebut ditentukan berdasarkan kebutuhan saat operasi pengeboran.

Kata kunci: *drilling window, managed pressure drilling, constant bottom hole pressure, hole stability, surface backpressure*



PENDAHULUAN

Pengeboran sumur eksplorasi seringkali menemui permasalahan, terutama permasalahan yang disebabkan oleh ketidakpastian data. Apabila data tekanan formasi yang diperkirakan tidak sesuai dengan kondisi sebenarnya, maka hal itu bisa menyebabkan kesalahan pada saat mendesain lumpur pengeboran dan menyebabkan permasalahan seperti *loss circulation*, *kick* maupun *stuck pipe*. Hal ini tentu saja bisa menambah biaya operasi pengeboran dan kegagalan dalam mencapai target kedalaman. Oleh karena itu pada saat melakukan pengeboran eksplorasi *equivalent circulating density* (ECD) harus bisa diatur sesuai dengan kondisi indikasi dari permasalahan pengeboran yang ada.

Managed Pressure Drilling (MPD) merupakan metode pengeboran yang menambahkan tekanan di permukaan sehingga tekanan di dalam lubang sumur dapat dikurangi disesuaikan tanpa harus melakukan perubahan pada densitas lumpur. Oleh karena itu *Managed Pressure Drilling* (MPD) sering digunakan dalam operasi pengeboran sumur eksplorasi. CBHP MPD bisa mengubah tekanan bawah sumur dengan mudah dan cepat tanpa harus mengubah berat lumpur serta laju alir yang signifikan.

Constant Bottom Hole Pressure (CBHP) merupakan salah satu dari varian MPD yang dapat memanipulasi *bottom hole pressure* (BHP) melalui pemberian *surface backpressure*. Dengan cara ini CBHP MPD dapat menjaga BHP tetap konstan pada kondisi maupun statis sehingga dapat menghadapi *pressure window* yang sempit serta mengebor lebih dalam daripada metode konvensional (Rehm, Schubert, Haghshenas, Paknejad, & Hughes, 2008).

Sumur "X" merupakan sumur eksplorasi yang terletak di Indonesia. Survey eksplorasi memperkirakan bahwa sumur akan mengalami masalah terkait masalah *hole stability* yang berhubungan dengan *breakout pressure* dari sumur tersebut. Tekanan lumpur yang umumnya dapat menahan tekanan pori tidak selalu dapat menahan *compressive stress* yang dalam kasus ini menyebabkan *enlargement* pada *cross section* lubang bor. Hal ini yang kemudian dinamakan *breakout pressure*, dimana tekanan lumpur harus berada di atasnya untuk menghindari masalah seperti *collapse* dan *stuck pipe* (Mansourozadeh, Jamshidian, Bazargan, & Mohammadzadeh, 2016). Selain itu mengingat bahwa status sumur yang akan dibor merupakan sumur eksplorasi maka tentu saja data yang diperoleh mempunyai ketidakpastian yang tinggi. Oleh karena itu sumur X direncanakan untuk dibor dengan menggunakan MPD CBHP.

Operasi pengeboran CBHP MPD merupakan operasi berfokus pada tekanan lubang bor. Maka parameter hidrolika merupakan hal yang harus didesain dengan sebaik mungkin supaya dapat optimum serta mengurangi resiko masalah saat pengeboran. Penelitian ini bertujuan untuk membahas desain hidrolika dari operasi pengeboran CBHP MPD pada sumur X lubang sumur ukuran 12 1/4".

TINJAUAN PUSTAKA

A. *Managed Pressure Drilling*

International Association Drilling Committee (IADC) menyatakan definisi dari MPD: "*Proses pengeboran adaptif yang digunakan untuk mengatur tekanan anular secara presisi disepanjang sumur*". MPD berbeda dengan *Underbalanced Drilling* (UBD), berikut dinyatakan dengan "*Tujuan penggunaan MPD untuk menghindari influx secara kontinyu, jika terjadi influx maka akan dilakukan operasi untuk mengeluarkan secara aman*" (IADC, 2011).

Secara garis besar, MPD dapat dibedakan menjadi dua kategori berdasarkan cara



penerapannya yaitu (Malloy, et al., 2009):

- *Reactive* MPD, dimana MPD digunakan saat menghadapi masalah yang muncul selama pengeboran konvensional. Metode ini tidak menggunakan semua kelebihan dari MPD.
- *Proactive* MPD, ini berarti bahwa keseluruhan operasi pengeboran sudah direncanakan menggunakan MPD. Hal ini memungkinkan dalam penggunaan berbagai alat dan teknik yang akan digunakan, juga dapat memanfaatkan seluruh keuntungan yang disediakan dari MPD.

Beberapa jenis MPD telah dikembangkan, namun terdapat empat varian utama, yaitu (Qutob, 2012):

1. *Return Flow Control (RFC)*
RFC digunakan untuk menghindari paparan gas beracun seperti H₂S. Sirkulasi dilakukan secara tertutup dan terus menerus (Wenaas, 2014).
2. *Constant Bottom Hole Pressure (CBHP)*
CBHP umumnya digunakan pada *narrow drilling window*. Penggunaan *surface backpressure* (SBP) memungkinkan tekanan lubang bor tetap konstan pada saat statis maupun dinamis. (Wenaas, 2014).
3. *Pressurized Mud-Cap Drilling (PMCD)*
PMCD dilakukan pada zona *total loss circulation* yang sering ditemui pada *highly depleted* dan *naturally fractured formation*. Pengoprasian dengan menggunakan lumpur viskositas tinggi dan fluida *sacrificial* untuk menekan cutting dan mencegah kick. (Al-Awadhi, Ameri, Kikuchi, & Afifi, 2014).
4. *Dual Gradient (DGD)*
Dual gradient drilling merupakan metode pengeboran yang menggunakan 2 gradien fluida untuk menghasilkan BHP yang diinginkan. Metode ini sering ditemukan pada pengeboran laut dalam yang memiliki *drilling window* yang sempit (Wenaas, 2014).

B. Constant Bottom Hole Pressure (CBHP)

Umumnya, varian MPD yang dikenal sebagai CBHP, mengacu pada proses yang memungkinkan tekanan annular selama pengeboran untuk tetap lebih atau kurang konstan pada kedalaman yang telah ditentukan. Tekanan sumur bor selama pengeboran konvensional seringkali berfluktuasi antara kondisi dinamis dan statis. Jika pengeboran dilakukan di *narrow pressure window*, tekanan yang tidak konsisten lubang bor ini dapat menyebabkan masalah. Fluktuasi tekanan yang berubah tiba-tiba mungkin dapat membuat tekanan lubang bor keluar dari *pressure window*, yang berpotensi menyebabkan kehilangan sirkulasi dan kick (Wenaas, 2014).

Untuk mengontrol profil tekanan annular secara presisi, peralatan CBHP MPD melakukan operasi dengan sirkulasi tertutup dan choke untuk secara akurat dalam menerapkan *surface backpressure* (SBP) ke annulus. Besarnya tekanan yang diterapkan di permukaan, akan menjadi tekanan tambahan yang sama yang diterapkan di semua kedalaman di annulus, ini akan menciptakan *equivalent circulating density* (ECD) yang meningkat dengan titik acuan yang lebih dalam. Tidak seperti pengeboran konvensional, *bottom hole pressure* (BHP) dengan MPD memiliki satu parameter tambahan untuk diperhitungkan yaitu *surface back pressure* (SBP), seperti yang dijelaskan pada rumus di bawah ini (Zein, et al., 2016):

$$BHP_{static} = P_{hydrostatic} + SBP$$

$$BHP_{dynamic} = P_{hydrostatic} + AFP + SBP$$

Tekanan hidrostatik yang digunakan sama dengan pengeboran konvensional yaitu tekanan hidrostatik lumpur pengeboran:

$$P_{hydrostatic} = 0.052 \times \rho \times TVD$$

BHP juga dapat dinyatakan sebagai *equivalent density* dalam pound per gallon. *Equivalent density* itu sendiri terdiri dari dua kondisi yang berbeda, statis dan dinamis. Equivalent Static Density (ESD) menggambarkan kondisi dimana tidak ada sirkulasi fluida pengeboran di annulus, sedangkan Equivalent Circulating Density (ECD) menggambarkan kondisi saat sirkulasi sedang berlangsung. Menggunakan rumus, kedua kondisi tersebut diuraikan seperti di bawah ini (Zein, et al., 2016):

$$ESD = \frac{BHP_{static}}{0.052 \times TVD} = \frac{P_{hydrostatic} + SBP}{0.052 \times TVD}$$

$$ECD = \frac{BHP_{dynamic}}{0.052 \times TVD} = \frac{P_{hydrostatic} + AFP + SBP}{0.052 \times TVD}$$

Dari rumus di atas dan rumus tekanan hidrostatik yang telah dijabarkan sebelumnya, dapat diketahui bahwa untuk mengendalikan ECD, variabelnya yaitu berat lumpur, *annular pressure loss* (yang merupakan fungsi dari *flowrate*) dan SBP. Namun, tidak mungkin untuk menaikkan atau menurunkan laju aliran secara signifikan, oleh karena itu hanya berat lumpur dan SBP yang tetap sebagai variabel kunci. Dapat dilihat bahwa untuk mempertahankan BHP yang konstan ketika beralih dari pengeboran ke *making connections*, dapat dilakukan meningkatkan SBP, dengan memperhitungkan hilangnya *annular pressure loss* sehingga menjaga tekanan lubang bawah tetap konstan. Keuntungan dari memanipulasi SBP daripada berat lumpur adalah bahwa perubahan dapat dilakukan dengan cepat dan mudah, dan bahkan dapat dilakukan sebaliknya dengan cepat dan mudah juga. Fleksibilitas ini menghasilkan operasi yang efisien dalam hal biaya dan waktu (Zein, et al., 2016).

C. Desain Parameter Hidrolika Pengeboran

Hidrolika pengeboran merupakan faktor paling penting yang menentukan performa pengeboran. Bertujuan supaya memaksimalkan penggunaan pompa untuk membantu *bit* mengebor dengan efektif dan efisien (Guo & Liu, 2011). Beberapa parameter yang perlu diperhatikan dalam mendesain hidrolika MPD antara lain penentuan parameter lumpur pengeboran, limit laju alir lumpur, dan pengaplikasian SBP pada beberapa skenario.

1. Parameter lumpur pengeboran

Parameter lumpur pengeboran merupakan langkah awal dalam mendesain hidrolika pengeboran. Parameter ini mencakup densitas lumpur, *plastic viscosity* (PV), dan *yield point* (YP). Parameter lumpur pengeboran juga menentukan model *pressure loss* yang akan digunakan dalam desain hidrolika.



2. Limit laju alir lumpur

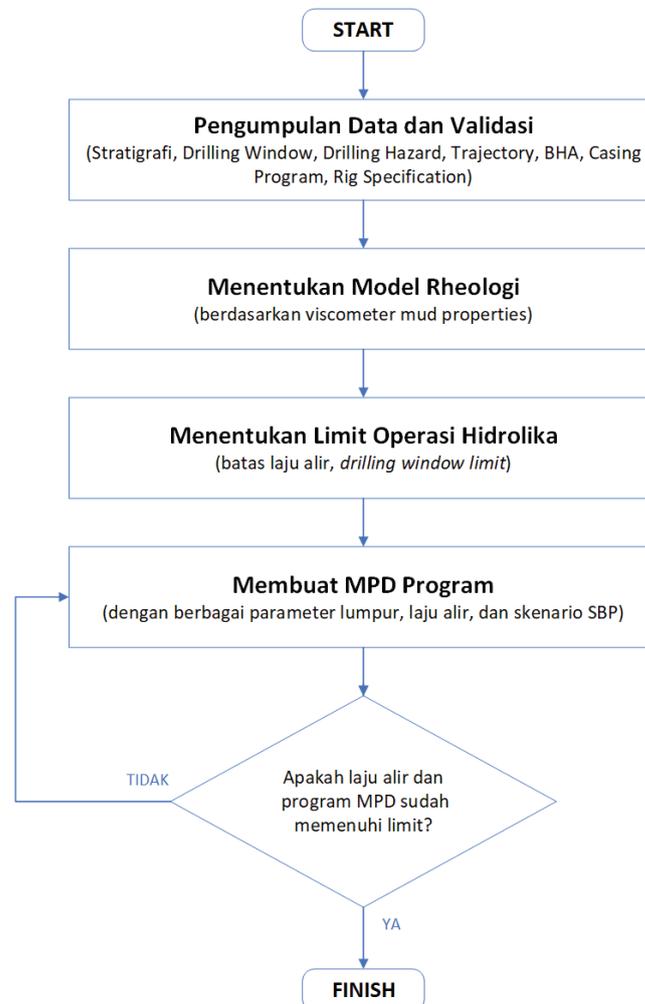
Limit laju alir lumpur terbagi menjadi minimal (Q_{\min}) dan maksimal (Q_{\max}). Laju alir minimal (Q_{\min}) didapatkan dari nilai tertinggi antara laju alir *cutting transport* dan laju alir minimum BHA. Sedangkan untuk laju alir maksimal didapatkan dari nilai terendah antara turbulensi pada annulus, laju alir maksimum BHA, laju alir maksimum pompa, nilai *standpipe pressure* (SPP) maksimum, dan ECD maksimal.

3. MPD program

Setelah parameter lumpur pengeboran dan limit laju alir lumpur didapatkan, maka MPD program dapat dibuat dengan menggunakan beberapa skenario laju alir dan penggunaan SBP pada saat statis maupun dinamis. Skenario ini dipilih dengan target ECD/ESD tertentu sesuai dengan *drilling window*. Skenario yang digunakan juga harus memperhatikan limitasi dari penggunaan SBP pada peralatan CBHP MPD.

METODE PENELITIAN

Metode penelitian yang digunakan dalam menentukan desain MPD bisa dilihat pada Gambar 1.



Gambar 1. Diagram alir penelitian

Penelitian diawali dengan pengumpulan data seperti stratigrafi, *drilling window*, *drilling hazard*, *trajectory*, BHA, *casing program*, *rig specification*. Setelah itu ditentukan model rheologi dari lumpur tersebut, nantinya model tersebut akan menentukan metode perhitungan *pressure loss*. Selanjutnya yaitu menentukan limit dari operasi hidrolika yang berisi batas bawah dan atas dari laju alir, dan *drilling window limit*. Setelah mendapatkan limit lalu dibuatlah beberapa skenario berdasarkan parameter, laju alir, dan pemberian SBP yang berbeda. Pembuatan MPD program harus tetap di dalam limit yang sudah ditentukan sebelumnya. Segala perhitungan yang ada dalam penelitian ini menggunakan *Microsoft Excel*.

HASIL PENELITIAN

A. Studi Kasus

Section sumur eksplorasi “X” berukuran 12.25” akan dibor dari 4000 ft MD/TVD hingga 7900 ft MD/TVD. Menurut hasil survei bahwa sumur ini berpotensi memiliki masalah mengenai *wellbore instability* yaitu adanya *breakout pressure* yang jika tidak diatasi maka akan terjadi runtuhnya lubang bor dan menyebabkan *stuck pipe*. Pengeboran sumur eksplorasi “X” section 12.25” direncanakan menggunakan CBHP MPD untuk mempermudah mengubah ECD/ESD dengan cepat ketika menghadapi ketidakpastian *breakout pressure* tersebut. Data pengeboran dan lumpur tersedia pada Tabel 1., konfigurasi BHA tercantum pada Tabel 2., dan spesifikasi pompa terdapat pada Tabel 3.

Tabel 1. Data Pengeboran dan Lumpur Pengeboran

Data Pengeboran			Data Lumpur Pengeboran		
Casing ID	12.415	inci	Jenis Lumpur	HPWBM	
Shoe MD	4000	ft	Densitas Lumpur	11 dam 12	ppg
Shoe TVD	4000	ft	PV	20	cP
Diameter Lubang	12.25	inci	YP	25	lbf/100ft ²
Inklinasi	Vertikal		θ600	65	lbf/100ft ²
Target MD	7900	ft	θ300	45	lbf/100ft ²
Target TVD	7900	ft	θ200	35	lbf/100ft ²
Laju Penembusan	60	ft/jam	θ100	24	lbf/100ft ²
Rotary Speed	60	RPM	θ6	11	lbf/100ft ²
Densitas Cutting	20	ppg	θ3	10	lbf/100ft ²
Diameter Cutting	0.25	inci			
Peralatan Permukaan	Tipe 4				



Tabel 2. Konfigurasi BHA

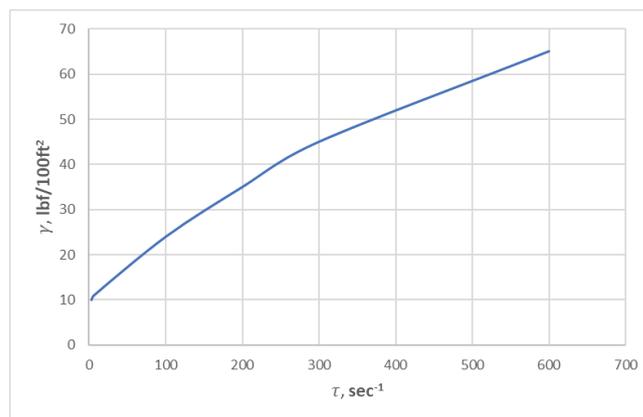
No	Tipe	Panjang Seksi (ft)	Panjang Kumulatif (ft)	ID (inci)	OD (inci)
1	Drill pipe	7438.85	7438.85	4	4.9
2	HWDP	32.8	7471.65	3	5
3	XO Sub	5	7476.65	3.5	8.25
4	Spiral Drill Collars	120	7596.65	3.5	8.25
5	Jars	32	7628.65	3	8
6	Spiral Drill Collars	120	7748.65	3.5	8.25
7	Drill Collars	30	7778.65	3.5	8.25
8	LWD	47.57	7826.22	1.92	8
9	Drill collars	30	7856.22	3.5	8.25
10	Stabilizer	5	7861.22	3	8.25
11	Float Sub	5	7866.22	3	8.25
12	Mud Motor	33.78	7900	3	9.625

Tabel 3. Spesifikasi Pompa

Spesifikasi Pompa		
Tipe Pompa	2 x Triple Mud Pump	
Ukuran Liner	7	inci
Panjang Stroke	12	inci
SPM	0 - 200	stroke/menit
HPmax	1600	HP
Pmax	5000	psi

B. Model Rheologi

Setelah ditentukan parameter lumpur pengeboran yang akan digunakan, dapat ditentukan model rheologinya berdasarkan *shear rate vs shear stress* pada pengujian viscometer.



Gambar 2. Shear rate vs shear stress

Dapat disimpulkan dengan Gambar 2., bahwa model rheologi yang cocok berdasarkan pengujian *viscometer* diatas yaitu dengan menggunakan *Power Law*, yang rumus perhitungannya akan dilampirkan pada lampiran A.

C. Limit Laju Alir Lumpur

Laju alir minimum (Q_{\min}) didapatkan dengan mengambil nilai tertinggi antara laju alir minimum *cutting transport* dan laju alir minimum BHA. Dengan menggunakan metode Rudi – Shindu didapatkan laju alir minimum sebesar 769 GPM pada densitas 11 ppg, serta 764 GPM pada densitas 12 ppg. Laju alir minimum *cutting transport* merupakan hal yang penting untuk menjaga konsentrasi *cutting* tidak lebih dari 5%. Sementara untuk laju alir minimum dalam pengoperasian BHA sebesar 600 GPM pada mud motor, dan 450 GPM pada LWD. Dengan melihat seluruh data diatas maka didapatkan laju alir minimum (Q_{\min}) yaitu 769 GPM pada 11 ppg dan 764 GPM pada 12 ppg.

Laju alir maksimum (Q_{\max}) didapatkan dengan mengambil nilai terendah antara laju alir saat turbulen pada annulus, laju alir maksimum BHA, laju alir maksimum pompa, nilai *standpipe pressure* (SPP) maksimum, dan ECD maksimal. Turbulensi pada annulus terjadi pada laju alir lebih dari 1071 GPM pada lumpur 11 ppg, dan 1010 pada lumpur 12 ppg. Laju alir maksimum pengoperasian BHA sebesar 1200 GPM pada mud motor dan LWD. Sesuai spesifikasi pompa, dapat dihitung laju alir maksimumnya sebesar 2049 GPM. Laju alir maksimum berdasarkan *standpipe pressure* (SPP) sebesar 1320 GPM pada 11 ppg dan 1253 GPM pada 12 ppg. Maka dengan melihat seluruh data diatas maka didapatkan laju alir maksimum yaitu 1071 GPM pada 11 ppg, dan 1010 GPM pada 12 ppg.

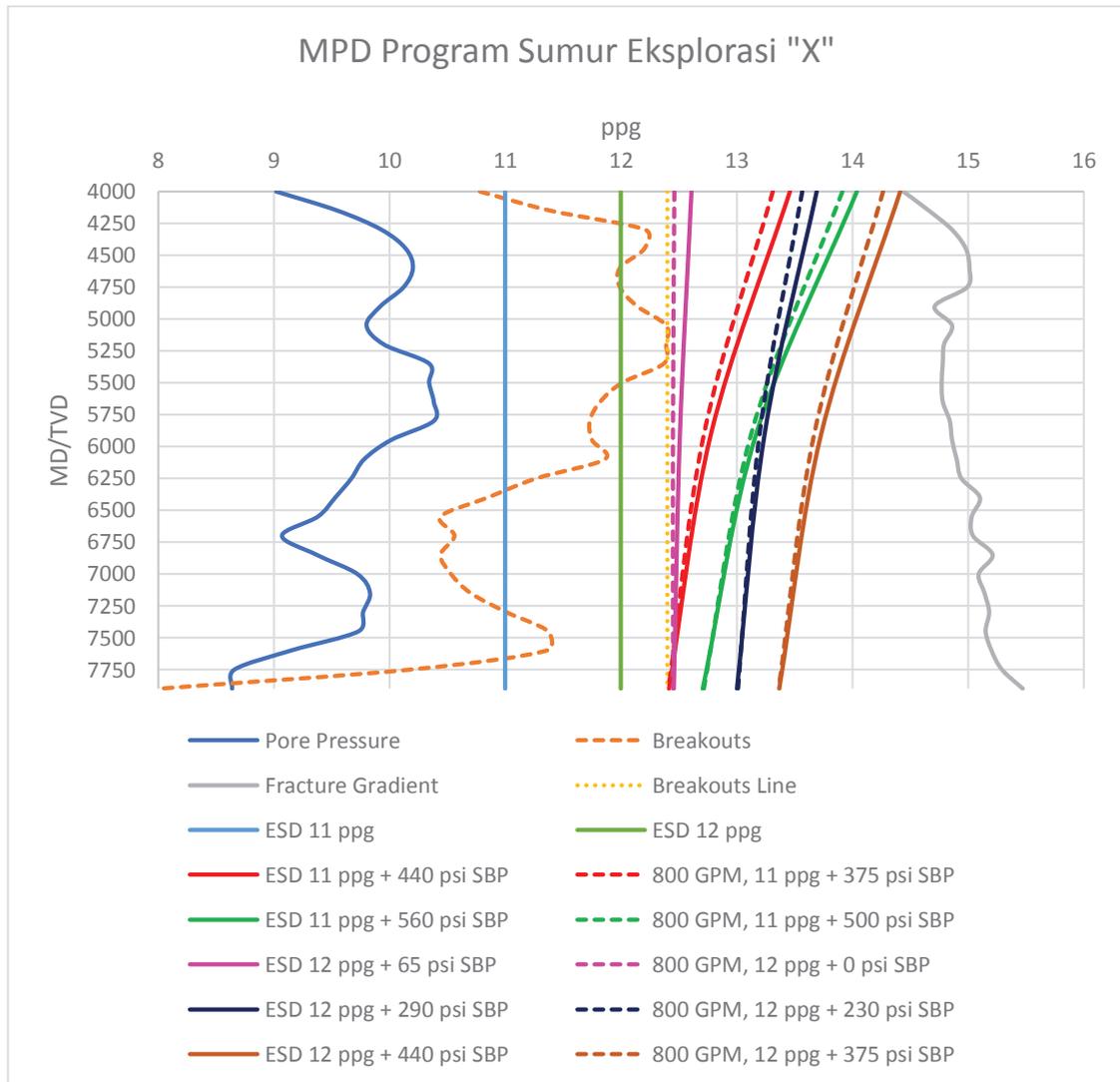
D. MPD Program

MPD program dibuat untuk mengakomodir beberapa skenario yang kemungkinan muncul pada operasi pengeboran. Atas dasar tersebut SBP program dibuat menggunakan dua densitas lumpur, satu laju alir dan opsi penerapan SBP. Pemberian SBP juga disesuaikan dengan limitasi keamanan peralatan yang ada, yaitu 500 psi pada saat dinamis serta 750 psi pada saat statis. Kombinasi dari variabel tersebut dirinci pada Tabel 4.

Tabel 4. Skenario MPD Program

Skenario	Densitas Lumpur (ppg)	Laju Alir (GPM)	SBP Statis (psi)	SBP Dinamis (psi)	Equivalent Mud Weight (EMW) @7900 ft (ppg)
1	11	800	440	375	12.41
2	11	800	560	500	12.70
3	12	800	65	0	12.45
4	12	800	290	230	13.01
5	12	800	440	375	13.36





Gambar 3. Skenario MPD Program

PEMBAHASAN

MPD program dibuat untuk menentukan skenario berdasarkan densitas lumpur, laju alir, dan penerapan SBP yang akan digunakan pada saat pengeboran. Penggunaan skenario ini disesuaikan dengan kebutuhan di lapangan dan harus memenuhi limit *drilling window* yang berupa *pore pressure*, *breakout pressure*, dan *fracture gradient* (untuk menghindari *kick*, *stuck pipe*, dan *loss circulation*). Selain itu limit laju alir lumpur yang sudah dibahas sebelumnya tetap diperhatikan.

Pada Gambar 3. terlihat bahwa ESD dari lumpur densitas 11 dan 12 ppg tanpa adanya tambahan SBP maka tidak dapat mengakomodir *breakout pressure* yang ada, sehingga besar kemungkinan akan mengalami masalah dengan *hole stability* yang bisa mengakibatkan *stuck pipe*. Atas alasan tersebut maka skenario-skenario penambahan SBP tersebut dibuat.

Skenario penggunaan MPD pada 11 ppg dibagi menjadi dua, yang pertama adalah untuk mengakomodir prediksi *breakout pressure* di titik 12.4 ppg membutuhkan 440 psi saat statis

dan 375 psi saat dinamis. Skenario yang kedua yaitu penggunaan SBP dengan tepat pada limit maksimal peralatan CBHP MPD (limit maks dinamis) yaitu menggunakan 560 psi pada saat statis dan 500 psi saat dinamis dan dapat mencapai EMW 12.70 pada 7900 ft. Kedua skenario masih berada pada safety limit dari pore pressure, breakout pressure maupun fracture pressure.

Skenario untuk densitas 12 ppg terbagi menjadi tiga skenario. Skenario pertama digunakan untuk mengakomodir *breakout pressure* di titik 12.4 ppg menggunakan 65 psi saat statis, dan 0 psi saat dinamis. Selanjutnya skenario ini digunakan untuk mengantisipasi di titik 13 ppg menggunakan 290 psi saat statis dan 230 psi saat dinamis. Skenario terakhir dengan mempertimbangkan kemampuan maksimal dan nilai sedekat mungkin dengan *fracture gradient* sehingga didapatkan 440 psi statis dan 375 dinamis, serta dapat menghasilkan EMW 13.36 ppg pada 7900 ft.

Penggunaan skenario ditentukan dan dapat diubah sesuai kebutuhan di lapangan. Jika tanda-tanda *kick (well flow, pit gain)* atau *stuck pipe (naiknya torque, drag dan muncul cutting ukuran besar)* maka skenario yang memiliki EMW lebih tinggi dapat digunakan. Begitupun jika terjadi *loss circulation* akibat tekanan yang melebihi *fracture gradient* maka dapat diturunkan ke skenario yang memiliki EMW lebih rendah.

KESIMPULAN

Lima skenario desain CBHP MPD untuk lubang ukuran 12.25” sumur eksplorasi “X” telah dibuat dengan memperhatikan profil tekanan sumur, laju alir minimum *cutting transport*, laju alir pengoperasian BHA, dan laju alir maksimal pada aliran turbulen, pompa, dan *standpipe pressure* (SPP). Skenario dibuat menggunakan dua densitas lumpur yaitu 11 dan 12 ppg, serta laju alir seragam pada 800 GPM. Penggunaan *surface backpressure* bervariasi dari 65 – 560 psi pada saat statis, dan 0 – 500 psi dalam kondisi dinamis. Menghasilkan EMW 12.4 ppg dan 12.7 ppg dengan menggunakan densitas 11 ppg, serta EMW 12.4 ppg, 13.01 ppg, dan 13.36 ppg menggunakan densitas 12 ppg. Kelima skenario ini telah memenuhi limit baik dari laju alirnya maupun *drilling window*-nya (*pore pressure, breakout pressure, dan fracture pressure*) sehingga pengeboran eksplorasi di sumur “X” bisa dilakukan dengan aman. Pemilihan skenario nantinya akan ditentukan sesuai dengan kebutuhan ESD/ECD pada saat operasi pengeboran.

DAFTAR PUSTAKA

- Al-Awadhi, F. K., Ameri, F. S., Kikuchi, S., & Afifi, H. A.-H. (2014). Drilling, Making Un-Drillable HPHT Well Drillable using Mud Cap. *Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference, 10-13 November 2014*. Abu Dhabi: SPE-171865-MS.
- Guo, B., & Liu, G. (2011). *Applied Drilling Circulation System*. Texas: Gulf Professional Publishing.
- IADC. (2011). *UBO & MPD Glossary*.
- Khoshnaw, F., Jaf, P., & Farkha, S. (2015). Pore, Abnormal Formation and Fracture Prediction. In H. Al-Kayiem, C. Brebbia, & S. Zubir, *Energy and Sustainability V* (pp. 579-593). Southampton: WIT Press.
- Malloy, K. P., Stone, R., Medley, G. H., Hannegan, D. M., Coker, O. D., Reitsma, D., . . . Sonnemann, P. (2009). Managed-Pressure Drilling: What It Is and What It Is Not. *IADC/SPE Managed Pressure Drilling and Underbalanced Operations Conference &*



Exhibition, 12-13 February. Texas: SPE-122281-MS.

- Mansourozadeh, M., Jamshidian, M., Bazargan, P., & Mohammadzadeh, O. (2016). Wellbore Stability Analysis and Breakout Pressure Prediction in Vertical and Deviated Boreholes Using Failure Criteria - A Case Study. In V. S. Suicmez, *Journal of Petroleum Science and Engineering Volume 145* (pp. 482-492). Amsterdam: Elsevier.
- Ochoa, M. V. (2006). *Analysis of Drilling Fluid Theology and Tool Joint Effect to Reduce Errors in Hydraulics Calculation, Dissertation*. Texas: Texas A&M University.
- Qutob, H. (2012). *Managed Pressure Drilling: Drill the Un-Drillable*. Retrieved from Society of Petroleum Engineers: <https://www.spe.org/dl/docs/2012/qutob.pdf>
- Rehm, B., Schubert, J., Haghshenas, A., Paknejad, A. S., & Hughes, J. (2008). *Managed Pressure Drilling*. Texas: Gulf Publishing Company.
- Rubiandini, R. (2012). *Teknik Operasi Pemboran Volume 1*. Bandung: Institut Teknologi Bandung.
- Wenaas, A. (2014). *A Case Study of How MPD Techniques Can Be Used to Adapt to Uncertain Pore and Fracture Pressure Gradients, Master Thesis*. Norwegian University of Science and Technology.
- Zein, J., Irawan, F., Hidayat, A. M., Amin, R. A., Ardhiansyah, F., Redzuan, M., . . . Prasetyo, D. (2016). Case Study - Constant Bottom Hole Pressure of Managed Pressure Drilling Utilization to Maintain Wellbore Instability in East Java Drilling Operation, Indonesia. *SPE Asia Pasific Oil & Gas Conference and Exhibition. 25-27 October 2016*. Perth: SPE-



LAMPIRAN

Kehilangan Tekanan Power Law (Ochoa, 2006)

Pipe Flow	Annular Flow
$n = 3.32 \log\left(\frac{R_{300}}{R_{300}}\right) \quad k = \frac{510 R_{300}}{511^n}$	
$v_p = \frac{0.408 q}{D p^2}$	$v_a = \frac{0.408 q}{D_2^2 - D_1^2}$
$N_{Re} = \frac{89100 \rho v_p^{2-n} \left(\frac{0.0416 D_p}{3 + \frac{1}{n}}\right)^n}{k}$	$N_{Re} = \frac{109000 \rho v_a^{2-n} \left[\frac{0.0208 (D_2 - D_1)}{2 + \frac{1}{n}}\right]^n}{k}$
Laminar $N_{Re} \leq 3470 - 1370 n$	
$\left(\frac{dp}{dL}\right) = \frac{k v_p^n \left(\frac{3 + \frac{1}{n}}{0.0416}\right)^n}{144000 D_p^{1+n}}$	$\left(\frac{dp}{dL}\right) = \frac{k v_a^n \left(\frac{2 + \frac{1}{n}}{0.0208}\right)^n}{144000 (D_2 - D_1)^{1+n}}$
Turbulent $N_{Re} \geq 4270 - 1370 n$	Turbulent $N_{Re} \geq 4270 - 1370 n$
$a = \frac{\log n + 3.93}{50}$	$b = \frac{1.75 - \log n}{7}$
$f_p = \frac{a}{N_{Re}^b}$	$f_a = \frac{a}{N_{Re}^b}$
$\left(\frac{dp}{dL}\right) = \frac{f_p v_p^2 \rho}{25.81 D_p}$	$\left(\frac{dp}{dL}\right) = \frac{f_a v_a^2 \rho}{25.81 (D_2 - D_1)}$
$\Delta p = \left(\frac{dp}{dL}\right) \Delta L$	$\Delta p = \left(\frac{dp}{dL}\right) \Delta L$
$\Delta P_{Nozzels} = \frac{156 \rho q^2}{(D_{N1}^2 + D_{N2}^2 + D_{N3}^2)^2}$	

Laju Alir Minimum Metode Rudi Rubiandini – Shindu L. M (Rubiandini, 2012)

