

STUDI HOMOGENITAS FLUIDA DALAM MEMPERTAHANKAN BOTTOM HOLE PRESSURE KONSTAN MENGGUNAKAN METHODODA DRILLER

Edonva Prianaival Andamel¹, Bambang Yudho Suranta^{1*}, Moch. Robbi Jay Affandy¹

¹Teknik Produksi Minyak dan Gas, Politeknik Energi dan Mineral Akamigas, Jalan Gajah Mada No. 38 Cepu, Blora, 58315

*E-mail: yudhosuranta@gmail.com

ABSTRAK

Studi ini membahas pengaruh homogenitas fluida untuk mempertahankan *Bottom Hole Pressure* (BHP) konstan selama proses mematikan sumur menggunakan Driller's Method. sebagai salah satu metode pengendalian *kick* pada operasi pengeboran. Penelitian dilakukan secara analitis-konseptual dengan menggunakan analogi pipa U untuk merepresentasikan kolom fluida di dalam sumur sebagai sistem tertutup dua sisi yang saling memengaruhi tekanan satu sama lain. Dua kondisi utama dianalisis, yaitu fluida homogen dengan densitas konstan dan fluida tidak homogen dengan densitas berbeda terhadap kedalaman yang mengisi sisi drillstring dan annulus. Dalam memahami dampaknya terhadap keseimbangan tekanan dan mempertahankan tekanan bawah permukaan (BHP) konstan. Hasil analisis menunjukkan bahwa fluida homogen akan menghasilkan tekanan yang mudah diatur dan stabil karena distribusi densitasnya seragam, sedangkan ketidakseragaman densitas yang terletak di string maupun diannulus dapat memicu ketidakseimbangan tekanan yang bervariasi sehingga untuk mengatur tekanan melalui annulus atau fluida yang tidak homogen akan lebih susah. Hal ini akan memberikan efek fluktuasi BHP, serta meningkatkan risiko *secondary kick* selama proses sirkulasi pada Driller's Method. Analisa ini menegaskan bahwa kondisi homogenitas fluida merupakan faktor kunci dalam menjaga kestabilan tekanan BHP konstan dan efektivitas proses *well killing* pada operasi pengeboran. Dengan demikian untuk mempertahankan botom hole pressure konstan maka di atur kolom yang mempunyai fluida homogen.

Kata kunci: *Bottom hole pressure*, Homogenitas, Tabung U

1. PENDAHULUAN

Kegiatan pengeboran sumur minyak dan gas bumi memiliki risiko tinggi terhadap terjadinya *kick*, yaitu masuknya fluida formasi ke dalam lubang bor akibat ketidakseimbangan antara tekanan kolom lumpur dan tekanan formasi [1][2]. Jika kondisi ini tidak dikendalikan secara tepat, tekanan yang tidak stabil dapat berkembang menjadi *blowout* yang menimbulkan kerugian besar dari sisi keselamatan, ekonomi, maupun lingkungan. Karena itu, pengendalian tekanan bawah permukaan (*bottom-hole pressure*, BHP) menjadi aspek kunci dalam menjamin keamanan operasi pengeboran.

Salah satu metode pengendalian tekanan yang paling umum digunakan adalah Driller's Method, yakni prosedur *well killing* dua tahap sirkulasi yang dirancang untuk mengeluarkan fluida formasi sambil menjaga BHP tetap konstan [3][4]. Prinsip utama metode ini adalah menjaga keseimbangan antara tekanan kolom lumpur dan tekanan formasi dengan mengatur tekanan di *drillpipe* dan *choke manifold*. Keberhasilan penerapan metode ini bergantung pada kestabilan tekanan di sepanjang kolom fluida, sehingga variasi kecil dalam densitas atau viskositas dapat berpengaruh besar terhadap kestabilan sistem [5].

Dalam praktiknya, stabilitas tekanan sangat dipengaruhi oleh tingkat homogenitas fluida, yaitu keseragaman densitas dan tekanan sepanjang kolom sumur [6][7]. Kondisi homogen memungkinkan distribusi tekanan hidrostatik yang seragam sehingga BHP dapat dipertahankan konstan. Sebaliknya, ketidakseragaman densitas akan menciptakan gradien tekanan yang berbeda antar zona, memicu redistribusi tekanan, serta meningkatkan beban kerja pada *choke* yang dapat berujung pada *secondary kick* [8]. Dengan demikian, memahami hubungan antara homogenitas fluida dan kestabilan BHP merupakan langkah penting dalam optimalisasi efektivitas Driller's Method.

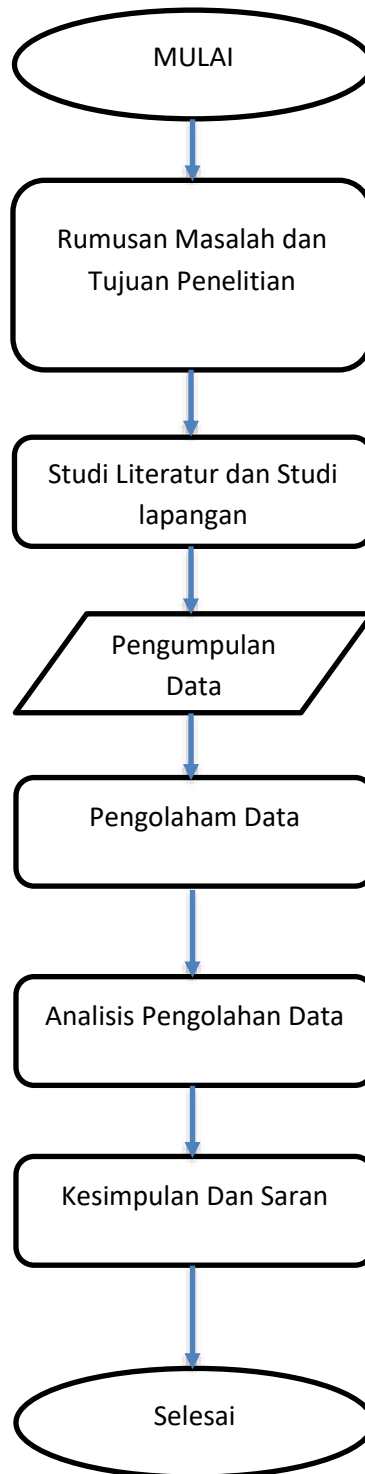
Penelitian sebelumnya menunjukkan bahwa variasi densitas akibat invasi gas dapat menurunkan BHP secara signifikan sebelum sistem mencapai keseimbangan baru [6]. Namun, belum ada kajian yang secara mendalam menjelaskan bagaimana tingkat homogenitas fluida berpengaruh langsung terhadap kestabilan tekanan bawah sumur selama tahapan sirkulasi. Dari penelitian ini, yakni menganalisis pengaruh homogenitas fluida terhadap kestabilan tekanan menggunakan model analogi pipa U yang merepresentasikan sistem tertutup dua sisi yang saling berinteraksi secara tekanan.

2. METODE

Penelitian ini menggunakan pendekatan analitis-konseptual berdasarkan prinsip dasar *Driller's Method* untuk memahami pengaruh homogenitas fluida terhadap kestabilan tekanan selama proses *well killing*. Pendekatan ini difokuskan pada analisis hubungan antara distribusi densitas lumpur dan kestabilan tekanan bawah sumur (*bottom-hole pressure*, BHP) dengan menggunakan analogi sistem fluida tertutup berbentuk pipa U sebagai penyederhanaan perilaku kolom lumpur di dalam sumur. Analogi ini dipilih karena mampu menggambarkan keseimbangan tekanan antara dua kolom fluida yang saling berhubungan, di mana setiap perubahan densitas atau ketinggian fluida pada salah satu sisi langsung memengaruhi tekanan total sistem. Dengan cara ini, fenomena perubahan tekanan akibat variasi densitas dapat dianalisis tanpa harus menggunakan data lapangan secara langsung.

Tahapan penelitian seperti pada Gambar 1 diawali dengan studi literatur yang membahas teori dasar *kick*, prinsip keseimbangan tekanan hidrostatik, serta mekanisme dua tahap sirkulasi pada *Driller's Method*. Literatur yang digunakan mencakup jurnal-jurnal modern dan standar operasi *well control* yang masih relevan dalam 15 tahun terakhir. Selanjutnya dilakukan analisis konseptual, di mana sistem sumur diibaratkan sebagai pipa U berisi fluida dengan dua kondisi yaitu fluida homogen, dan fluida tidak homogen dengan densitas berbeda antara sisi kiri dan kanan. Melalui pendekatan ini, dapat dipelajari bagaimana perubahan densitas kecil pada salah satu sisi menyebabkan ketidakseimbangan tekanan, memicu aliran kompensasi, dan berpotensi menimbulkan *secondary kick* atau fluktuasi BHP selama sirkulasi [3][4][5].

Tahap terakhir adalah analisis hasil dan interpretasi fenomena. Hasil perbandingan kedua kondisi pada model analogi pipa U digunakan sebagai dasar untuk menjelaskan fenomena nyata pada sumur pengeboran, khususnya pada tahap pertama dan kedua *Driller's Method*, di mana tekanan harus dijaga konstan melalui pengaturan *choke* dan laju sirkulasi. Analisis dilakukan secara kualitatif untuk melihat arah perubahan tekanan serta pengaruh homogenitas terhadap stabilitas sistem. Hasil interpretasi ini kemudian dibandingkan dengan teori *well control* untuk memvalidasi kesimpulan.



Gambar 1. Diagram Alir Penelitian

3. PEMBAHASAN

Analisis dilakukan untuk mengetahui pengaruh homogenitas fluida terhadap kestabilan tekanan selama proses *well killing* menggunakan Driller's Method. Data tekanan diperoleh dari tahapan simulasi yang terdiri atas kondisi *shut-in*, *sirkulasi pertama*, dan *sirkulasi kedua*. Analisis ini dilakukan untuk memahami bagaimana variasi densitas fluida dapat memengaruhi

keseimbangan tekanan hidrostatik, terutama terhadap perubahan *bottom-hole pressure* (BHP). Model analogi pipa U digunakan untuk merepresentasikan kolom fluida di dalam sumur, dengan dua kondisi yaitu fluida homogen (densitas seragam) dan fluida tidak homogen (densitas berbeda pada sisi kolom).

Sebelum proses *well killing* dilakukan, dilakukan penutupan sumur (*shut-in*) untuk menghentikan laju aliran fluida formasi yang masuk ke lubang bor, seperti tampak pada Gambar 2. Tekanan permukaan kemudian diukur, di mana *Shut-In Drillpipe Pressure* (SIDP) tercatat sebesar 300 psig, dan *Shut-In Casing Pressure* (SICP) sebesar 500 psig. Perbedaan tekanan ini menunjukkan adanya influx gas yang masuk ke dalam sumur dan menyebabkan tekanan pada sisi *casing* lebih tinggi dibandingkan sisi *drillpipe*.

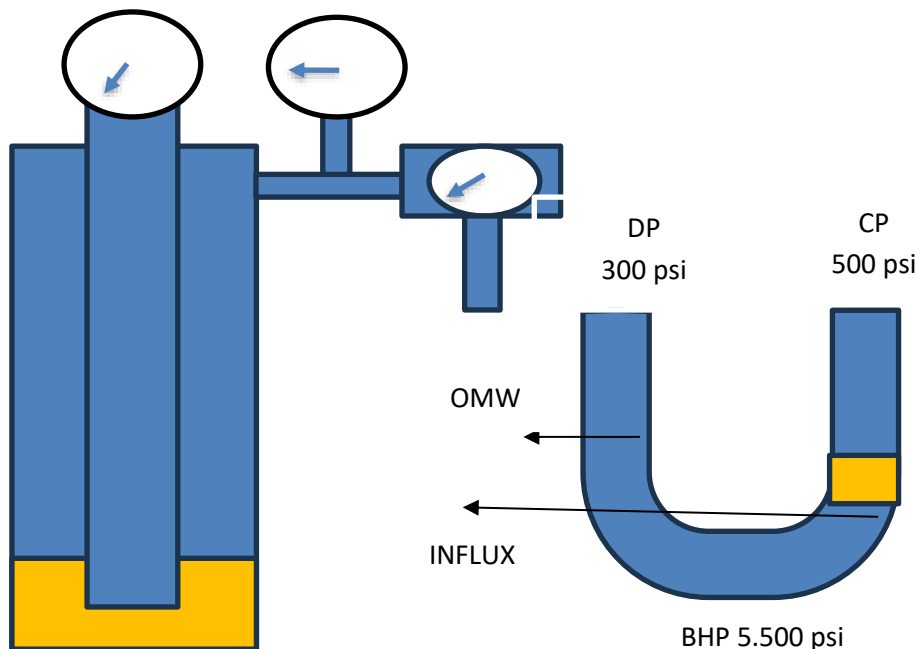
Tekanan ini menjadi dasar acuan (*baseline*) dalam proses perhitungan berikutnya. Dengan lumpur awal (*Original Mud Weight / OMW*) sebesar 10 ppg dan kedalaman vertikal (TVD = 10.000 ft), tekanan hidrostatik awal dihitung menggunakan rumus:

$$Ph = 0,052 \times MW \times TVD \quad (1)$$

BHP awal dapat ditentukan,

$$BHP = Ph + SIDP \quad (2)$$

Nilai Ph didapatkan sebesar 5.200 Psi sehingga BHP didapatkan sebesar 5.500 psi digunakan sebagai acuan kestabilan tekanan bawah sumur yang harus dijaga sepanjang proses *well killing*. Pada kondisi ini, kolom lumpur diibaratkan sebagai sistem fluida tertutup yang berada dalam keadaan setimbang. Jika tekanan permukaan dijaga konstan dan densitas lumpur seragam, maka tekanan di dasar sumur tidak akan berubah secara signifikan. Namun, bila terjadi perbedaan densitas akibat keberadaan gas atau campuran fluida lain, keseimbangan tekanan dapat terganggu dan menimbulkan fluktuasi di sepanjang kolom sumur.

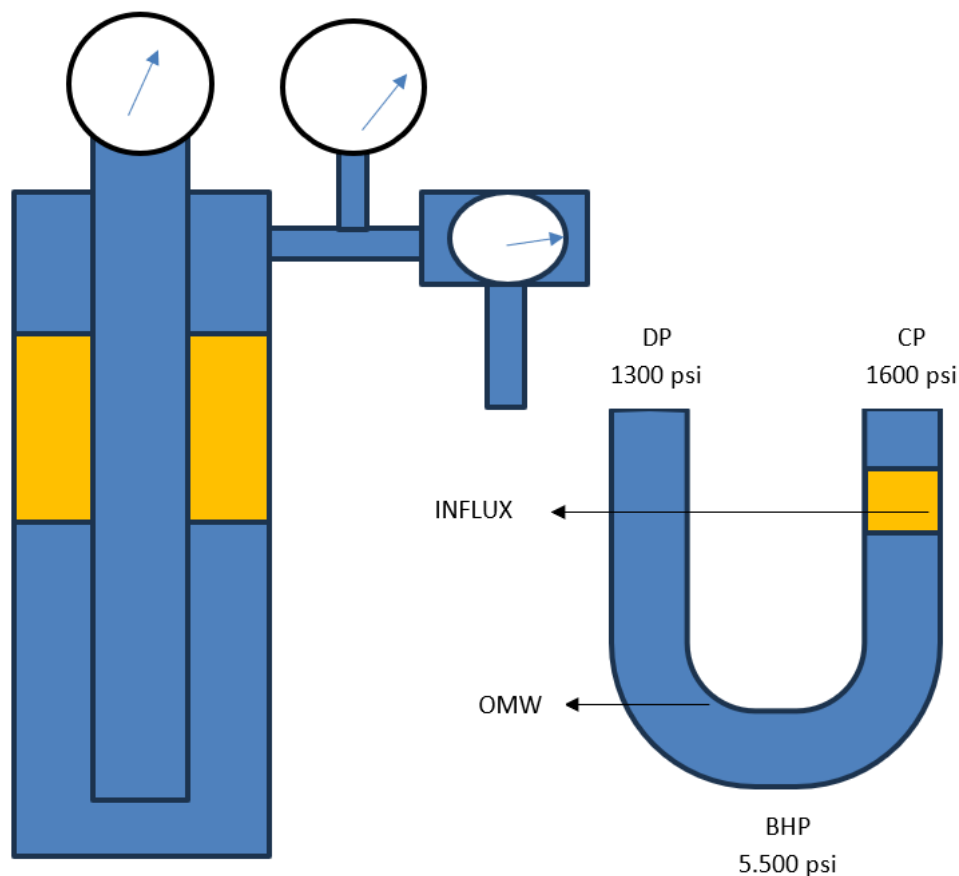


Gambar 2. Tahap Awal (*Shut-In Condition*)

Setelah kondisi tekanan awal diketahui, tahap berikutnya adalah proses sirkulasi pertama. Pada tahap ini, tujuan utama adalah mengeluarkan fluida formasi atau *influx* yang telah masuk ke dalam lubang bor tanpa menambah tekanan berlebih di dasar sumur. Proses dilakukan dengan tetap menggunakan lumpur lama (*Original Mud Weight* = 10 ppg) sambil menjaga tekanan konstan pada *drillpipe* sesuai nilai *SIDP* awal, yaitu 300 psig.

Secara prinsip, tahap ini dapat dianalogikan seperti pergerakan fluida pada sistem pipa U, di mana fluida di sisi kiri (*drillpipe*) didorong ke bawah oleh pompa, sementara fluida di sisi kanan (*annulus*) terdorong naik ke permukaan membawa *influx gas* keluar dari sistem. Perbedaan tekanan di kedua sisi dikendalikan agar tetap menjaga keseimbangan pada *bottom-hole pressure* sebesar 5.500 psi (Gambar 2). Selama proses ini berlangsung, *driller* secara hati-hati menyesuaikan tekanan pompa agar tekanan *drillpipe* tidak berubah dari nilai semula. Bila tekanan pompa dinaikkan terlalu cepat, maka tekanan total di dasar sumur dapat melebihi tekanan formasi (*formation pressure*), berisiko menyebabkan *lost circulation*. Sebaliknya, bila tekanan pompa terlalu rendah, tekanan dasar sumur akan turun di bawah tekanan formasi, memungkinkan *secondary kick* terjadi akibat gas kembali masuk ke lubang bor [4][5][6].

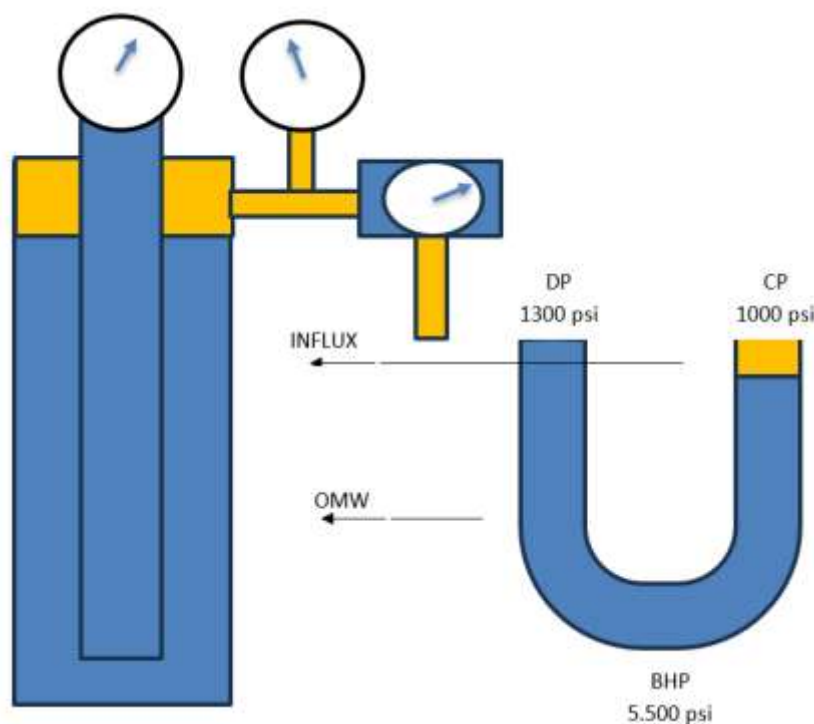
Fenomena pada Gambar 3 memperlihatkan hubungan langsung antara kestabilan tekanan dan homogenitas fluida. Saat kolom fluida masih homogen, kenaikan tekanan di sisi *casing* diimbangi oleh tekanan konstan pada *drillpipe*, sehingga BHP tetap stabil. Namun ketika gas (fluida ringan) mulai bercampur dalam kolom lumpur, distribusi densitas menjadi tidak seragam dan menimbulkan perbedaan tekanan hidrostatik di sepanjang kolom, yang dapat mengganggu keseimbangan sistem.



Gambar 3. Tahap Sirkulasi Pertama (*First Circulation*)

Proses *well killing* dilanjutkan dengan mengeluarkan influx gas yang telah masuk ke dalam lubang bor. Tahap ini menjadi fase paling kritis dalam Driller's Method, karena perubahan tekanan harus dikendalikan secara presisi agar bottom-hole pressure (BHP) tidak turun di bawah tekanan formasi. Saat gas mulai mengembang di dalam kolom lumpur, fluida di sisi annulus terdorong ke arah permukaan dan menyebabkan sebagian tekanan hidrostatik hilang. Untuk mencegah penurunan tekanan dasar sumur, operator mempertahankan tekanan drillpipe konstan pada 1.300 psig dengan pengaturan choke yang stabil.

Fenomena ini tergambar jelas pada Gambar 4, di mana gas yang mengembang (ditunjukkan dengan warna merah) mendorong kolom lumpur (warna kuning) ke arah permukaan. Seiring pergerakan gas ke atas, tekanan casing (CP) meningkat hingga 1.000 psig, sementara drillpipe pressure (DP) dijaga konstan. Dalam kondisi ini, bottom-hole pressure tetap stabil pada 5.500 psi, menandakan bahwa gaya dorong dari ekspansi gas telah diimbangi oleh gaya tekan fluida pada sisi seberang kolom.



Gambar 4. Tahap Influks Keluar (*Gas Expansion Phase*)

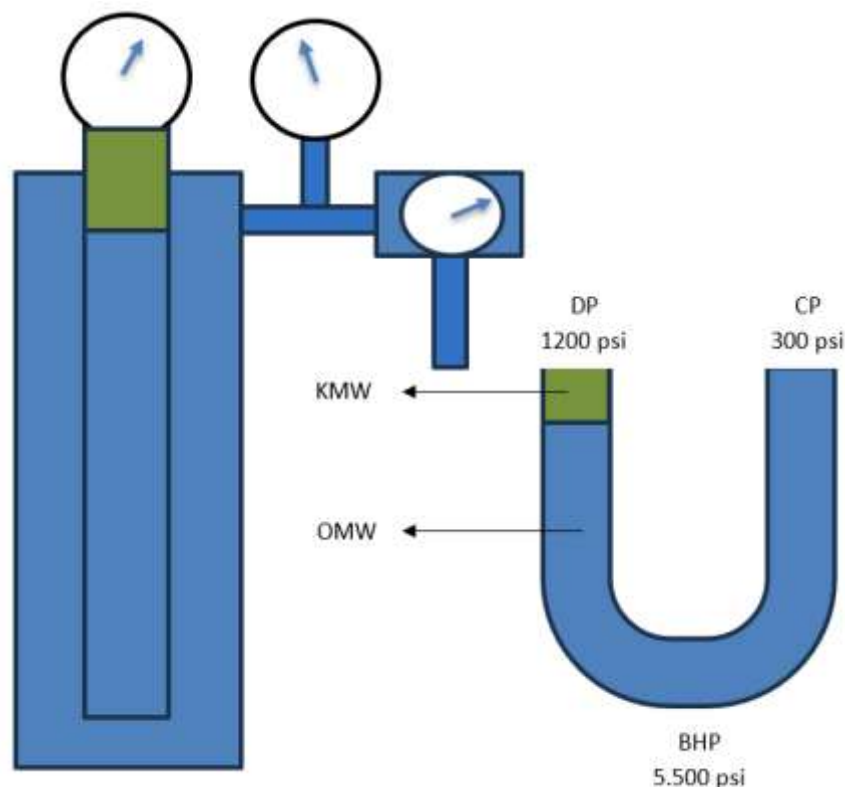
Keseimbangan tekanan ini hanya dapat dipertahankan jika distribusi densitas fluida tetap terkendali. Ketidakhomogenan fluida akibat gas yang bercampur dengan lumpur dapat menyebabkan fluktuasi tekanan, sehingga pengendalian tekanan permukaan menjadi kunci untuk menjaga kestabilan sistem. Prinsip inilah yang mendasari efektivitas Driller's Method pada tahap pengeluaran influx gas: tekanan dasar sumur tidak diatur dengan mengubah berat lumpur, melainkan dengan menjaga kestabilan tekanan permukaan agar BHP tetap konstan sepanjang sirkulasi berlangsung.

Setelah influx gas berhasil dikontrol melalui sirkulasi pertama, tahap selanjutnya adalah memasukkan lumpur pembunuh (*kill mud*) dengan densitas yang lebih tinggi untuk menyeimbangkan kembali tekanan formasi. Berdasarkan data awal, tekanan *shut-in* pada drillpipe (SIDP) sebesar 300 psig, kedalaman vertikal sejati (TVD) 10.000 ft, dan berat lumpur awal

(*Original Mud Weight*, OMW) sebesar 10 ppg. *Kill Mud Weight* (KMW) dihitung menggunakan persamaan standar,

$$KMW = OMW + \frac{SIDP}{0.052 \times TVD}, \quad (3)$$

sehingga diperoleh nilai KMW sebesar 10.58 ppg. Nilai ini menjadi acuan berat lumpur baru yang akan dipompa ke dalam sumur pada tahap sirkulasi kedua. Proses sirkulasi kedua dilakukan dengan menjaga tekanan pada drillpipe tetap konstan untuk mempertahankan kestabilan tekanan dasar sumur (BHP) sebesar 5.500 psi. Lumpur dengan densitas baru (10.6 ppg) mulai dimasukkan secara bertahap untuk menggantikan lumpur lama yang terdapat di annulus. Pada simulasi analogi pipa U, kondisi ini digambarkan sebagai perubahan fluida dengan densitas berbeda di sisi kiri dan kanan kolom. Pergantian fluida menyebabkan redistribusi tekanan hidrostatik, di mana sisi yang berisi *kill mud* akan menahan tekanan gas dari formasi dengan lebih stabil.

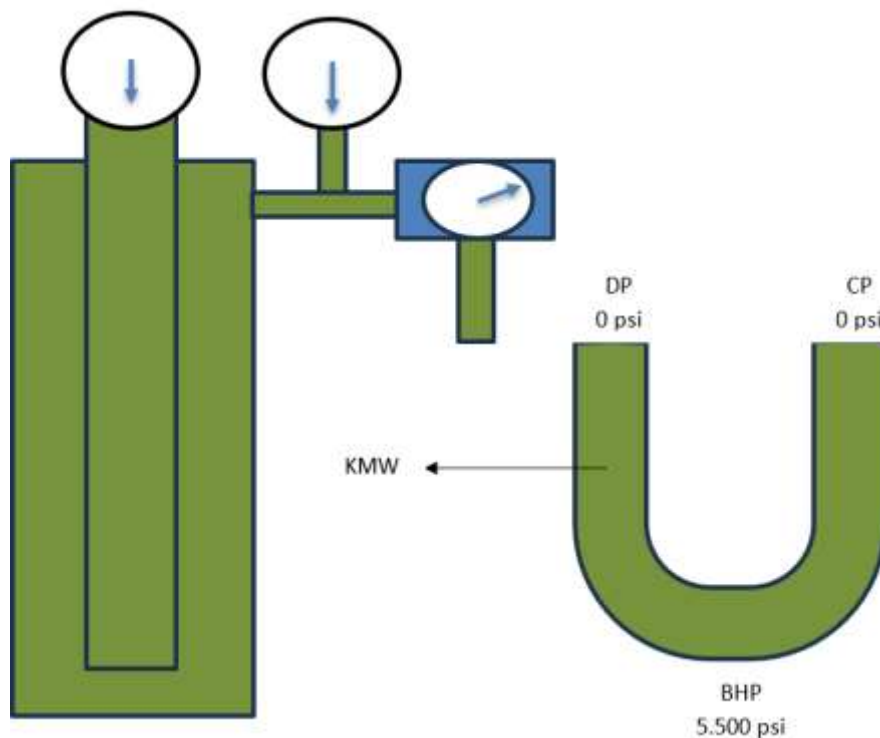


Gambar 5. Tahap Sirkulasi Kedua (*secondary Circulation*)

Setelah seluruh kolom sumur, baik *drillpipe* maupun *annulus*, terisi penuh dengan *kill mud* (KMW) dan tekanan permukaan mencapai nol, maka proses *well killing* dinyatakan selesai sebagaimana diperlihatkan pada Gambar 6. Kondisi ini menunjukkan bahwa tekanan di *drillpipe* (DP) dan *casing* (CP) telah sama, yaitu 0 psig, sedangkan tekanan bawah sumur (BHP) tetap terjaga konstan sebesar 5,500 psi.

Dalam analogi pipa U, kondisi ini merepresentasikan sistem fluida tertutup dengan densitas seragam di kedua sisi kolom. Tidak terdapat lagi gradien tekanan antara sisi kiri dan kanan, menandakan tercapainya keseimbangan hidrostatik sempurna. Dengan demikian, fluida formasi

tidak lagi memiliki kecenderungan untuk mengalir ke sumur, dan proses stabilisasi tekanan telah berhasil tanpa terjadi kehilangan sirkulasi maupun *secondary kick*.



Gambar 6. Kondisi akhir *well killing*

Setelah seluruh proses *well killing* selesai dan kolom sumur berada dalam kondisi seimbang, analisis homogenitas fluida menjadi aspek penting untuk menjelaskan kestabilan sistem secara menyeluruh. Fluida homogen, dengan densitas yang seragam di sepanjang kolom, memastikan bahwa tekanan hidrostatik yang dihasilkan pada setiap titik memiliki gradien yang konsisten terhadap kedalaman. Dalam kondisi ini, *bottom-hole pressure* (BHP) akan tetap stabil meskipun terjadi fluktuasi minor di permukaan, karena distribusi berat jenis lumpur tidak mengalami perubahan signifikan [6][7].

Sebaliknya, fluida yang tidak homogen misalnya akibat adanya sisa gas atau perbedaan densitas antara lumpur lama dan *kill mud* dapat menimbulkan ketidakseimbangan tekanan lokal. Fenomena ini sering memicu *pressure oscillation* di sepanjang kolom dan meningkatkan risiko *secondary kick*, terutama bila bagian atas kolom memiliki densitas lebih rendah dibandingkan bagian bawah [4]. Oleh karena itu, proses homogenisasi fluida selama dan setelah tahap sirkulasi kedua merupakan indikator keberhasilan dalam menjaga stabilitas tekanan bawah sumur.

Dari hasil simulasi dan analisis konseptual, terlihat bahwa kestabilan tekanan selama *well killing* sangat bergantung pada tingkat homogenitas fluida di sepanjang kolom sumur. Fluida homogen menghasilkan gradien tekanan yang konstan sehingga BHP dapat dijaga tetap stabil meskipun terjadi fluktuasi minor di permukaan [6]. Sebaliknya, fluida tidak homogen menyebabkan deviasi tekanan yang bersifat acak dan berpotensi menimbulkan ketidakseimbangan hidrostatik [7]. Hubungan ini bersifat proporsional dimana semakin besar variasi densitas, semakin besar pula deviasi tekanan bawah sumur. Oleh karena itu, menjaga kondisi fluida agar tetap homogen bukan hanya aspek fisik semata, melainkan juga menjadi indikator keberhasilan pengendalian tekanan dinamis dalam Driller's Method [8][10].

Temuan ini mempertegas pentingnya desain sistem sirkulasi dan pengawasan operasional yang mampu mempertahankan homogenitas fluida selama proses *well control* berlangsung. Dengan demikian, homogenitas fluida memiliki peran fundamental dalam memastikan kestabilan sistem dan efektivitas metode Driller's Method dalam mencegah *kick* maupun *secondary kick* pada operasi pengeboran.

4. SIMPULAN

Berdasarkan hasil analisis dan simulasi konsep Driller's Method menggunakan analogi sistem pipa U, diperoleh bahwa homogenitas fluida memiliki peranan krusial dalam menjaga kestabilan tekanan selama proses *well killing*. Fluida dengan densitas seragam di seluruh kolom sumur mampu mempertahankan *bottom-hole pressure* (BHP) konstan sebesar 5.500 psi sepanjang tahapan sirkulasi pertama dan kedua. Sebaliknya, ketidakseragaman densitas akibat keberadaan gas atau perbedaan campuran lumpur lama dan *kill mud weight* (KMW) terbukti menyebabkan fluktuasi tekanan pada *drillpipe* dan *casing pressure*, yang dapat memicu *secondary kick* apabila tidak dikontrol dengan tepat.

Dengan demikian, penerapan prinsip homogenitas fluida selama proses sirkulasi bukan hanya memastikan keseimbangan tekanan hidrostatik, tetapi juga meningkatkan efektivitas metode *Driller's Method* dalam menanggulangi *kick* tanpa menyebabkan overbalance maupun underbalance yang berlebihan. Studi ini menegaskan bahwa kestabilan sistem *well control* bergantung pada kemampuan operator dalam menjaga kondisi fluida tetap homogen, baik pada tahap pengeluaran *influx* maupun saat penggantian lumpur pembunuh.

5. DAFTAR PUSTAKA

- [1] Feng, J. "An Advanced Driller's Method Simulator for Deepwater Well Control". *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 145, 421–431. 2016.
- [2] Atchison, B. "Automated Well Control: A Step Change in Safety". *Journal of Petroleum Engineering*, 68(2), 55–63. 2022.
- [3] Yang, H.W., Zhao, J., & Liu, J. "A Dynamic Managed Pressure Well-Control Method for Drilling Operations". *Petroleum Science*, 19(5), 2341–2356. 2022.
- [4] Saifulizan, S.S., Rahman, M.N., & Ali, M.R. "Understanding the Well Control Procedures for Optimizing the Well Control System During Drilling". *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, 1190(1), 012015. 2023.
- [5] Gao, X., & Chen, L. "Numerical Simulation and Sensitivity Analysis of Well Control Parameters in Kick Situations". *Energies*, 14(18), 5809. 2021.
- [6] Zhang, Y., Liu, S., & Chen, M. "Simulation Study of Wellbore Three-Phase Flow After Gas Invasion in Large-Displacement Wells Drilled in Seabed Hydrates". *Processes*, 11(2), 455. 2023.
- [7] Li, X., Wang, D., & Zhang, Q. "Formation Pressure Distribution and Productivity Prediction of Fractured Horizontal Wells in Stress-Sensitive Reservoirs". *Frontiers in Energy Research*, 10, 978134. 2022.
- [8] Kharboutly, M., & Oussama, K. "Experimental Investigation of Pressure Distribution and Flow Homogeneity During Wellbore Circulation". *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 67, 102894. 2019.
- [9] Li, X., Wang, D., & Zhang, Q. "Formation Pressure Distribution and Productivity Prediction of Fractured Horizontal Wells in Stress-Sensitive Reservoirs". *Frontiers in Energy Research*, 10, 978134. 2019.
- [10] Saifulizan, S.S., Rahman, M.N., & Ali, M.R. "Understanding the Well Control Procedures for Optimizing the Well Control System During Drilling". *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, 1190(1), 012015. 2023.

Daftar Simbol

<i>Ph</i>	=	Pressure Hidrostatik , Psi
<i>MW</i>	=	Mud Weight, ppg
<i>OMW</i>	=	Original Mud Weight, ppg
<i>KMW</i>	=	Kill Mud Weight, ppg
<i>TVD</i>	=	Total Vertical Depth, ft
<i>BHP</i>	=	Bottom Hole Pressure, Psi
<i>DP</i>	=	Drill Pipe Pressure, Psi
<i>CP</i>	=	Casing Pressure, Psi
<i>SIDP</i>	=	Shut-In Drill Pipe Pressure, Psi
<i>SICP</i>	=	Shut-In Casing Pressure, Psi