



EVALUASI PENANGGULANGAN *WELLCONTROL* MENGGUNAKAN *DRILLER'S METHOD* PADA TRAYEK 6-1/8" SUMUR "X" LAPANGAN "Y"

**Sahmil Habibi
Harahap**

Universitas Bhayangkara Jakarta
Raya, Indonesia

**Nugroho
Marsiyanto**

Universitas Bhayangkara
Jakarta Raya, Indonesia

Wahyu Sutresno

Universitas Bhayangkara
Jakarta Raya, Indonesia

Corresponding author:

Abdullah Rizky Agusman, Universitas
Bhayangkara Jakarta Raya, Indonesia.
nugroho.marsiyanto@dsn.ubharajaya.ac.id

Article Info :

Article history:

Received: Mei 3, 2026
Revised: Mei 10, 2026
Accepted: Mei 29, 2026
Published : Mei 30, 2026

Keywords:

Keywords 1; *Well control*
Keywords 2; *Driller's method*
Keywords 3; *Kill mud weight*

Kata Kunci:

Kata Kunci 1; Kontrol Sumur
Kata Kunci 2; Metode Pemboran
Kata Kunci 3; Kill mud weight

Abstract

This study evaluates the effectiveness of the application of the driller's method on the 6-1/8" trajectory of the X well in the Y field using secondary data from drilling operations, namely the values of SIDPP, SICP, ICP, FCP, mud volume, pump data, and Leak-Off Least (LOT) results. The method used is quantitative analysis and well control calculations carried out through the following stages: determining formation pressure, calculating Initial Circulating Pressure (ICP), Final Circulating Pressure (FCP), Kill Mud Weight (KMW), and evaluating the formation safety limit through MAASP and MADFD. The results showed that the actual mud weight of 14.2 ppg was underbalanced against the equivalent formation pressure of 14.5 ppg, thus triggering a kick. The calculation resulted in an ICP of 270 psi, FCP of 243 psi, and KMW of 14.39 ppg, while the LOT of 2195 psi indicated that the formation capacity was still safe for the circulation process. The evaluation concluded that the Driller's Method was effective and safe for use in mitigating kicks without causing lost circulation. as well as formation damage.

Abstrak

Penelitian ini mengevaluasi efektivitas penerapan *driller's method* pada trayek 6-1/8" sumur X lapangan Y dengan menggunakan data sekunder operasi pemboran, yakni nilai SIDPP, SICP, ICP, FCP, Volume lumpur, data pompa, serta parameter hasil *Leak-Off Lest* (LOT). metode yang digunakan adalah analisis kuantitatif dan perhitungan *well control* dilakukan melalui tahapan: penentuan tekanan formasi, perhitungan *Initial Circulating Pressure (ICP)*, *Final Circulating Pressure (FCP)*, *Kill Mud Weight (KMW)*, serta evaluasi batas keselamatan formasi melalui MAASP dan MADFD. Hasil penelitian menunjukkan bahwa berat lumpur aktual 14,2 ppg berada dalam kondisi *underbalanced* terhadap tekanan formasi ekuivalen 14,5 ppg sehingga memicu kick. Perhitungan menghasilkan ICP 270 psi, FCP 243 psi, dan KMW 14,39 ppg, sementara LOT sebesar 2195 psi menunjukkan kapasitas formasi masih aman untuk proses sirkulasi. Evaluasi menyimpulkan bahwa *Driller's Method* efektif dan aman digunakan dalam penanggulangan *kick* tanpa menyebabkan *lost circulation* maupun kerusakan formasi.

Pendahuluan

Dalam Industri minyak dan gas (migas), terdapat dua kegiatan yaitu kegiatan hulu dan kegiatan hilir, pada kegiatan hulu migas terdiri dari eksplorasi dan produksi, sedangkan pada proses hilir yaitu kegiatan mengenai pengolahan, pemasaran dan pendistribusian kepada konsumen (Bourgoyne, A. T., Millheim, K. K., Chenevert, M. E., & Young, 1986) . Dari kegiatan eksplorasi dan produksi tersebut terdapat kegiatan yang dikenal dengan operasi pemboran. Pemboran adalah proses membuat lubang sumur dengan kedalaman dan diameter tertentu guna membuktikan keberadaan hidrokarbon dalam suatu formasi geologi (Grace, 2017).

Untuk menjaga kelancaran oprasi pemboran, digunakan lumpur pemboran. lumpur pemboran, yaitu campuran fluida dan padatan yang berfungsi untuk mengontrol tekanan formasi, mengangkat cutting ke permukaan, mendinginkan dan melumasi mata bor serta drillstring, dan menjaga kestabilan dinding lubang Rabia.H, (1985). Fungsi lumpur dalam suatu operasi pemboran antara lain mengontrol tekanan formasi, mengangkat cutting ke

permukaan, mendinginkan dan melumasi bit dan drillstring. Biasanya didalam proses pemboran akan sering terjadi hole problem adalah masalah – masalah yang tidak diinginkan pada saat proses pemboran, antara lain ; lost circulation, stuck pipe, kick dan blowout.

1.1 Latar Belakang

Well control merupakan aspek krusial dalam operasi pemboran migas yang bertujuan untuk menjaga kestabilan tekanan formasi agar tidak terjadi aliran *fluida* formasi (*kick*) ke dalam lubang bor. Menurut Grace, (2017).

Well kick yaitu masuknya fluida formasi ke dalam lubang bor akibat tekanan formasi yang lebih tinggi dari tekanan hidrostatik lumpur Mitchell, (1996). Fluida formasi adalah fluida yang mengisi ruang pori atau rongga dalam batuan, seperti air, minyak, atau gas, yang terkandung dalam formasi geologi dibawah permukaan bumi. Mengingat arti pentingnya pengontrolan terhadap *well kick*, maka perlu dilakukan evaluasi dan penanggulangannya. Sehingga diharapkan bisa meminimal-kan pengaruh ataupun mencegah terjadinya *well kick* pada operasi pemboran. Penanggulangan *well kick* secara umum dapat dilakukan dengan beberapa metode yaitu *driller's method*, *wait and weigh method*, dan *concurrent method*. Grace, (2017)

untuk menganalisa *well control* dengan menggunakan *Driller's method*. Metode ini melibatkan dua tahap sirkulasi, yaitu: tahap pertama untuk mengalirkan fluida formasi (*kick*) ke permukaan menggunakan lumpur lama, dan tahap kedua untuk menyuntikkan lumpur pemberat guna menyeimbangkan tekanan formasi. Mitchell, (1996). Metode ini banyak diterapkan di lapangan karena relatif mudah diimplementasikan, tidak memerlukan perhitungan yang kompleks, serta mampu menangani *kick* dalam waktu yang lebih cepat.

1.2 Tujuan Penelitian.

Adapun tujuan pada penelitian ini Adalah

1. Mengevaluasi cara menjaga keseimbangan tekanan antara lumpur pemboran dan tekanan formasi agar tetap terkendali untuk mencegah terjadinya *kick*.
2. Mengevaluasi penanggulangan *wellcontrol* menggunakan *driller's method* pada sumur "X" lapangan "Y"
3. Mengevaluasi keefektifan *driller's method* dalam mengatasi terjadinya *kick*.

Metode Penelitian

Penelitian ini menggunakan pendekatan kuantitatif yang didukung oleh studi literatur untuk memperoleh landasan teori serta data sekunder dari buku teks, jurnal ilmiah, dan penelitian terdahulu yang berkaitan dengan *well control*. Objek penelitian difokuskan pada kejadian *well kick* yang terjadi selama proses pemboran pada Sumur X Lapangan Y, khususnya pada trayek 6-1/8", yang ditandai dengan peningkatan gas sebagai indikasi masuknya fluida formasi ke dalam lubang sumur.

Analisis dilakukan melalui serangkaian perhitungan teknis, meliputi penentuan tekanan hidrostatik lumpur, evaluasi kondisi lumpur di dalam drill string dan annulus, perhitungan kapasitas annulus, volume displacement, serta estimasi total sistem sumur guna memahami mekanisme terjadinya *kick* dan kondisi tekanan sumur secara menyeluruh. pada perhitungan penelitian ini menggunakan metode *driller's*, metode ini umum sangat umum digunakan untuk mengatasi terjadinya *kick* pada sumur, metode *driller's* yaitu teknik pengendali sumur menggunakan dua tahap sirkulasi untuk mengeluarkan *fluida* formasi dan menggantinya dengan densitas yang lebih tinggi. *Driller's Method* sering dipilih karena kemudahannya dan tidak memerlukan perhitungan yang kompleks.

Metode ini cukup efektif dalam mengatasi *kick* dengan memanfaatkan data tekanan seperti *SIDPP (Shut-In Drill Pipe Pressure)*, *SICP (Shut-In Casing Pressure)*, dan *Kill Rate Pressure (KRP)*. Namun demikian, metode ini juga memiliki kekurangan, antara lain membutuhkan waktu sirkulasi dua kali yang dapat memperlama penanganan jika tidak dilakukan dengan tepat. Oleh karena itu, pemahaman yang baik terhadap karakteristik tekanan sumur serta penggunaan alat pengendalian seperti *BOP (Blowout Preventer)* sangat krusial untuk keberhasilan metode ini (Mitchell, 1996.; Bourgoyne et al., 1986).

Well control dalam operasi pengeboran minyak dan gas terdiri dari tiga tahapan utama yaitu *Primary Well Control* (Kontrol Utama), *Secondary Well Control* (Kontrol Sekunder), *Tertiary Well Control* (Kontrol Tersier).

Adapun sebab terjadinya *well kick* antara lain:

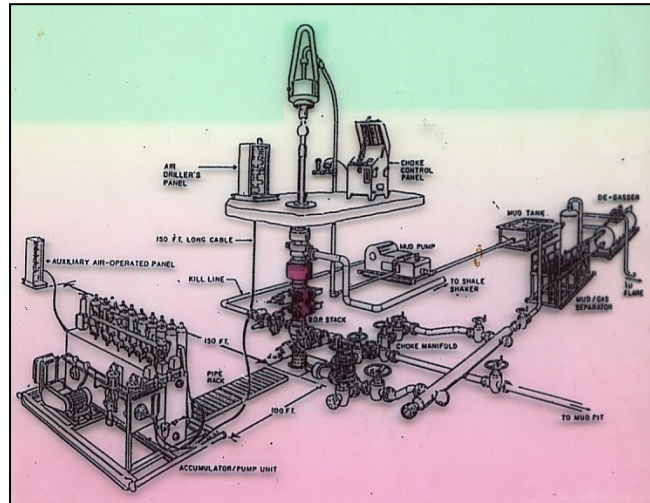
- a. Berat jenis lumpu yang tidak memadai
- b. swebing effect
- c. kurang tingginya kolom lumpur
- d. lost circulation
- e. abnormal pressure

Adapun tanda – tanda terjadinya *well kick* antara lain :

- a. lanju penembusan tiba – tiba naik

- b. volume lumpur di tangka naik
- c. di flow-line, laju alir dan temperature naik
- d. Tekanan Pompa untuk Sirkulasi Turun dengan Kecepatan Pompa Naik.
- e. Berat Pahat Bor Turun Dan Putaran Naik
- f. Berat Jenis *Shale* relatif Turun
- g. Hadirnya Gelembung-gelembung Gas Pada Lumpur

Gambar 1. BOP sistem



Sistem BOP Sumber : Buntoro, A. (2022)

Fungsi utama dari sistem *BOP* adalah menutup lubang bor ketika terjadi *kick*. Sistem *BOP* terdiri dari tiga komponen utama, yaitu *BOP stack*, *accumulator*, dan sistem pendukung yang meliputi *choke manifold* dan *kill line*.

Tabel 1 Data well kick

No	Parameter	Nilai	Satuan
1	Kick Depth TVD	3000	Ft
2	Surface Pressure	195	Psi
3	SIDPP	30	Psi
4	SICP	130	Psi
5	Pit Gain	1	Bbl
6	LOT Soes TVD	2709	Ft/TVD

HASIL DAN PEMBAHASAN

Hasil perhitungan dalam penelitian ini didasarkan pada data lapangan yang diperoleh selama kegiatan pemboran, meliputi data casing, data diameter lubang bor (hole data), data operasi pemboran, data kejadian well kick, data pompa, serta data lumpur pemboran. Seluruh data tersebut digunakan sebagai dasar analisis untuk mengevaluasi kondisi tekanan sumur dan efektivitas penanggulangan well control yang diterapkan.

Tabel 2. Data Perhitungan

Parameter	Nilai
Total Vol. Drill String	22,13 bbl
Total Vol. Annulus	167,20 bbl
Total Vol. Displacement	24,78 bbl
Total well system volume	214,11 bbl
Pump Out Pressure	0,0641 bbl/stk
Leak Of Test	2195,33 psi
MADFD	15,6 ppg

Initial MASP	197,2 Psi
KFD	14,39 PPg
Kill Fluida Gradient	0,75 Psi/ft
Initial Circulating Pressure	270 Psi
Parameter	Nilai
Final Circulating Pressure	243,25 Psi
Surface to Bit Stroke	358 stk
Bit to surface stroke	1554,2 stk
Pressure Drop	2,67 Psi

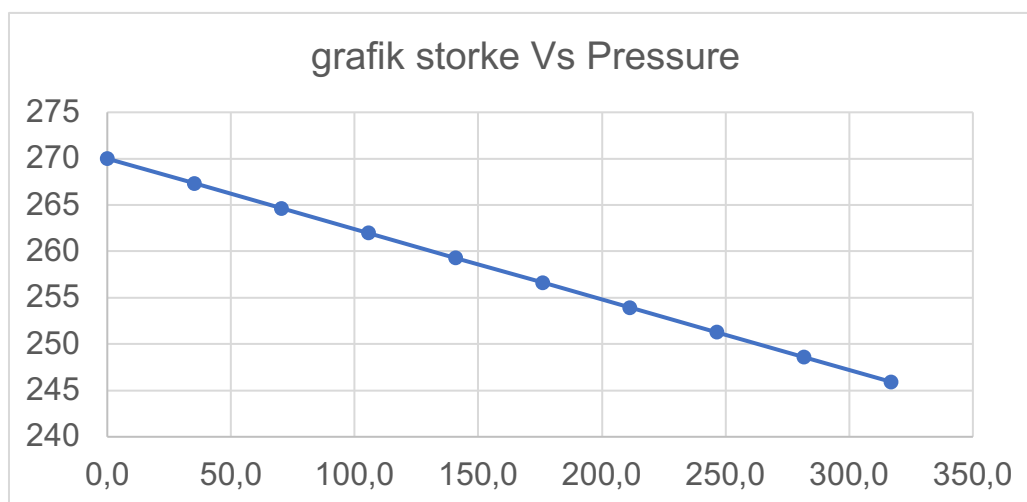
Berdasarkan hasil perhitungan sistem sumur, total volume drill string sebesar 22,13 bbl, total volume annulus 167,20 bbl, dan volume displacement 24,78 bbl, sehingga diperoleh total volume sistem sumur sebesar 214,11 bbl. Nilai ini merepresentasikan keseluruhan kapasitas fluida yang terlibat dalam proses sirkulasi pemboran dan pengendalian kick. Kapasitas pompa lumpur tercatat sebesar 0,0641 bbl/stroke, yang digunakan sebagai dasar perhitungan jumlah stroke pompa selama satu siklus sirkulasi penuh, dengan kebutuhan 358 stroke dari permukaan ke bit dan 1554,2 stroke dari bit ke permukaan. Berdasarkan hasil Leak-Off Test (LOT), diperoleh tekanan maksimum formasi sebesar 2195,33 psi, yang menghasilkan Maximum Allowable Drilling Fluid Density (MADF) sebesar 15,6 ppg serta Initial Maximum Allowable Surface Pressure (MASP) sebesar 197,2 psi, sebagai batas keselamatan tekanan permukaan dan integritas formasi.

Dalam analisis pengendalian sumur, fluida kick memiliki densitas sebesar 14,39 ppg dengan kill fluid gradient sebesar 0,75 psi/ft, yang digunakan untuk menentukan tekanan hidrostatik lumpur pembunuh. Tekanan sirkulasi awal (Initial Circulating Pressure/ICP) diperoleh sebesar 270 psi, sedangkan tekanan sirkulasi akhir (Final Circulating Pressure/FCP) sebesar 243,25 psi, yang menunjukkan penurunan tekanan seiring masuknya fluida pembunuh ke dalam sistem sumur. Selisih tekanan ini mencerminkan perubahan densitas fluida selama proses sirkulasi dengan metode Driller's Method. Selain itu, nilai pressure drop sebesar 2,67 psi menunjukkan kehilangan tekanan akibat gesekan fluida dalam sistem sirkulasi, yang tetap berada dalam batas aman operasi sehingga proses pengendalian sumur dapat dilakukan secara terkendali dan aman.

Tabel 3. Data *Stroke vs Pressure*

Stroke	Pump Pressure (Psi)
0	270
35,227	267,32
70,454	264,65
105,680	261,97
140,907	259,30
176,134	256,62
211,361	253,95
246,588	251,27
281,815	248,59
317,041	245,92

Gambar 2. Grafik Stroke Va Pressure



Grafik hubungan antara *Stroke* terhadap *Pump Pressure* menunjukkan perubahan tekanan pompa selama proses sirkulasi lumpur pada penanggulangan *well control* menggunakan *Driller's Method*. Pada awal proses sirkulasi, ketika jumlah *stroke* masih nol, tekanan pompa berada pada nilai 270 psi yang merupakan *Initial Circulating Pressure (ICP)*. Seiring bertambahnya jumlah *stroke* pompa, tekanan pompa mengalami penurunan secara bertahap hingga mencapai 245,92 psi pada *stroke* ke-317,041, yang merupakan nilai *Final Circulating Pressure (FCP)*.

Perbedaan tekanan antara ICP sebesar 270 psi dan FCP sebesar 243 psi menunjukkan bahwa sistem sirkulasi berfungsi dengan baik tanpa adanya fluktuasi tekanan yang signifikan. Pola penurunan tekanan yang teratur juga menandakan bahwa proses pengendalian tekanan menggunakan *Driller's Method* telah dilakukan dengan benar, di mana keseimbangan antara tekanan formasi dan tekanan hidrostatik lumpur berhasil dijaga secara stabil. Dengan demikian, grafik tersebut membuktikan bahwa penerapan *Driller's Method* pada Sumur X Lapangan Y efektif dalam mengendalikan tekanan formasi, menjaga kestabilan sistem hidraulik, serta mencegah terjadinya *kick* lanjutan selama proses pembunuhan sumur (*well killing*).

KESIMPULAN

Berdasarkan hasil analisis dan pembahasan yang telah dilakukan pada kegiatan penelitian "Evaluasi Penanggulangan Well Control Menggunakan *Driller's Method* pada Sumur X Lapangan Y", maka dapat diambil beberapa kesimpulan sebagai berikut :

1. Menjaga keseimbangan tekanan antara lumpur pemboran dan tekanan formasi merupakan faktor utama dalam mencegah terjadinya *kick*. Berdasarkan hasil perhitungan, berat lumpur aktual sebesar 14,2 ppg belum mampu menahan tekanan formasi ekuivalen sebesar 14,5 ppg sehingga menyebabkan kondisi *underbalanced*.
2. Penanggulangan *well control* dengan menggunakan *Driller's Method* terbukti efektif dalam mengembalikan keseimbangan tekanan formasi di Sumur X Lapangan Y. Berdasarkan hasil perhitungan diperoleh nilai *Initial Circulating Pressure (ICP)* sebesar 270 psi, *Final Circulating Pressure (FCP)* sebesar 243 psi, serta *Kill Fluid Density (KFD)* sebesar 14,39 ppg. Penurunan tekanan permukaan dari *Shut-In Casing Pressure (SICP)* sebesar 130 psi menjadi 0 psi menunjukkan bahwa proses sirkulasi berjalan sesuai prosedur dan berhasil mengembalikan tekanan formasi ke kondisi stabil tanpa menyebabkan kerusakan formasi maupun kehilangan sirkulasi.
3. Efektivitas metode *Driller's* dalam mengatasi kejadian *kick* dapat dilihat dari hasil sirkulasi yang stabil dan pengendalian tekanan yang terkendali selama proses berlangsung. Selisih tekanan antara ICP dan FCP sebesar 27 psi menandakan kestabilan sistem sirkulasi dan kemampuan metode ini dalam mempertahankan *bottom hole pressure* di atas tekanan formasi.

DAFTAR PUSTAKA

- Alexandri, M. (2016). *Teknik Pemboran Migas*. Jakarta: Penerbit Erlangga.
- Amjad, S., Irawan, D., & S. (2021). *Tekanan Formasi Subnormal dan Dampaknya terhadap Operasi Pemboran*. *Jurnal Teknik Perminyakan*. 9(2), 45-53.
- Berry, J. (2016). *Pressure in Oil and Gas Wells*. Houston. Houston: Oilfield.

- Bourgoyne, A. T., Millheim, K. K., Chenevert, M. E., & You Applied Drilling Engineeringng Jr., F. S. (1986). *Applied Drilling Engineering*.
- Bourgoyne, A. T., Millheim, K. K., Chenevert, M. E., & Young, F. S. (1986). *Applied Drilling Engineering*. Society of Petroleum Engineers.
- Grace, R. (2017). *Blowout and Well Control Handbook*. Gulf Professional.
- Migas. (2008). *teknik Pemboran Minyak dan Gas*. Jakarta: Direktorat Jenderal Minyak dan Gas Bumi. Jakarta: Direktorat Jenderal Minyak dan Gas Bumi.
- Mitchell, R. F. (1996). *Preventing and Managing Well Control Events*.
- Moore, P. (1974). *Drilling Practices and Blowout Prevention*. Houston: Petroleum Extension Service (PETEX).