

EVALUASI PIPA BOR TERJEPT PADA SUMUR KIRANA LAPANGAN BUMI 2014-1

Yopy Agung Prabowo, Widrajat Aboekasan
Jurusan Teknik Perminyakan, Universitas Trisakti

Abstrak

Operasi pemboran yang dilakukan tidak selalu berjalan dengan lancar seperti yang diharapkan. Adakalanya terjadi masalah-masalah yang mengganggu operasi pemboran dan akan membuat kerugian. Salah satu permasalahan yang terjadi pada operasi pemboran yaitu pipa terjepit (*Stuck Pipe*). Pipa terjepit adalah masalah yang serius yang terjadi pada operasi pemboran, terjepitnya pipa bisa berpengaruh pada kenaikan biaya operasional dan mengakibatkan komplikasi permasalahan seperti kehilangan rangkaian pipa pemboran atau bahkan kehilangan sumur. Pada saat terjadinya pipa terjepit segala usaha untuk melepaskan harus dilakukan secara cepat.

Analisa masalah terjepitnya rangkaian pipa bor dilakukan untuk mengetahui faktor-faktor yang menyebabkan rangkaian pipa bor terjepit, kronologis terjepitnya rangkaian pipa bor, dan metode-metode yang digunakan untuk mengatasi masalah ini.

Penyebab terjepitnya rangkaian pipa bor pada sumur Kirana ini dianalisa dari beberapa aspek yaitu aspek lumpur pemboran, aspek formasi, aspek perhitungan tekanan hidrostatik, formasi, dan perbedaan tekanan.

Setelah dilakukan analisa terhadap beberapa aspek tersebut ternyata penyebab terjepitnya rangkaian pipa bor pada sumur Kirana ini adalah *differential pressure* akibat tingginya *density* sehingga membuat rangkaian *drill string* menempel pada dinding formasi. Dari analisa tersebut penyusun menyimpulkan bahwa terjepitnya rangkaian pipa bor pada sumur Kirana ini diakibatkan oleh faktor *differential sticking*.

Pada sumur Kirana ini metode-metode yang digunakan untuk mengatasi masalah pipa terjepit adalah dengan *jar-down & up*, *WOP* (*work on pipe*) secara berulang-ulang, penggunaan *hi. Vis* dan yang terakhir menggunakan metode perendaman. Permasalahan pipa yang terjepit pada sumur Kirana ini diselesaikan dengan menggunakan metode perendaman fluida (*spotting fluid*) yaitu dengan menggunakan *Pipelax* dan usaha tersebut berhasil..

Kata kunci : *stuck pipe*, *differential pressure*, *differential sticking*, *spotting fluid*, *pipelax*.

Pendahuluan

Usaha pemboran sumur merupakan salah satu kegiatan dalam dunia industri yang mempunyai ciri padat modal, sarat dengan teknologi canggih, serta beresiko tinggi baik di tinjau dari segi keteknikan, keekonomian maupun keselamatan kerja. Pemboran dilakukan dengan tujuan untuk menemukan atau membuktikan adanya hidrokarbon pada struktur di kedalaman yang telah ditentukan. Disamping itu juga untuk dapat memperoleh data dan informasi mengenai lapisan yang ditembus baik karakteristik batuan, kandungan fluida serta sasaran yang telah diperoleh, sehingga dari sumur diharapkan dapat mengalirkan fluida/gas ke permukaan. Dan bila hal tersebut tidak dapat dicapai, maka pemboran tersebut belum dikatakan mencapai sasaran, karena seluruh kegiatan pemboran harus mempertimbangkan nilai keekonomiannya. Pemboran berarah awalnya merupakan suatu sumur vertikal yang dibor hingga kedalaman tertentu hingga mencapai titik kedalaman *Kick Off Point* (*KOP*).

KOP adalah titik kedalaman dimana pemboran mulai dibelokkan atau dimiringkan dengan sudut kemiringan dan arah tertentu. Pembelokan lubang dilaksanakan berdasarkan nilai

Built Up Rate (BUR), dimana sudut yang terbentuk dilakukan per seratus feet. Pemboran berarah dilakukan untuk mengatasi keadaan dimana target tidak dapat dicapai dengan cara pengeboran vertikal. Tetapi pada setiap melakukan pemboran berarah tidak selalu mulus, karena pemboran berarah memiliki permasalahan yang lebih kompleks dari pada sumur vertikal. Salah satu yang menjadi kendala besar adalah ketika terjadi terjepit dan sebenarnya terjepit itu sendiri terjadi karena banyak hal, salah satunya bisa dikarena kesalahan manusia.

Keadaan-keadaan tersebut dapat dikurangi dengan cara yang tepat dan penanganan yang akurat. Dengan ini penulis merasa tertarik untuk dapat mengulas dan mempelajari bagaimana cara untuk melepaskan string bila terjadi terjepit. Karena menurut penulis dengan melakukan penanganan yang tepat maka, cost yang akan dikeluarkan akan dapat jauh ditekan sehingga dapat mencapai keuntungan yang maksimal dan seoptimal mungkin. Tugas akhir ini terdiri dari enam bab, yaitu Bab I Pendahuluan, Bab II Tinjauan Umum Lapangan, Bab III Teori Dasar, Bab IV Perhitungan Pipa Bor Terjepit Pada Sumur Kirana. Bab V Pembahasan, dan Bab VI Kesimpulan. Diharapkan dari hasil penelitian ini akan diperoleh penanganan yang tepat pada penanganan pipa terjepit, sehingga nantinya dapat memberikan kinerja atau hasil yang optimum.

Teori Dasar

Untuk pemboran horizontal dibutuhkan usahayang lebih besar daripada bila dibandingkan dengan pemboran vertikal. Oleh karena itu pada pemboran horizontal memiliki permasalahan yang jauh lebih banyak dari pemboran vertikal, permasalahan yang paling sering terjadi adalah ketika invasi air filtrasi lumpur yang berpindah ke formasi yang dapat menyerap air (sand stone) lebih besar. invasi air filtrasi lumpur ke dalam formasi juga dipengaruhi oleh tekanan hidrostatik.

Tekanan hidrostatik dan tekanan formasi saling terkait dalam menentukan program lumpur yang sesuai untuk dapat digunakan. Definisi dari tekanan hidrostatik (hydraulic pressure) adalah sebagai tekanan yang didapat dari TVD (True Vertical Depth) dengan berat jenis lumpur tertentu. Besar atau kecilnya tekanan hidrostatik tidak dipengaruhi oleh bentuk dan ukuran dari suatu kolom fluida, tetapi tekanan hidrostatik sangat dipengaruhi oleh nilai berat jenis lumpur dan kedalaman tegak kolom lumpur. Persamaan Tekanan Hidrostatik adalah sebagai berikut $P_h = TVD \times MW \times 0,052$ dan Pengertian dari tekanan formasi adalah dimana tekanan dapat tersimpan di dalam fluida yang mengisi ruang-ruang pada suatu batuan. Terjadinya pada saat proses dari sedimentasi akan terjadi kompaksi yang mengakibatkan saling tumpuknya batuan di atasnya, sehingga memberikan tekanan yang cukup besar, sehingga fluida yang terdapat di dalam pori-pori menyimpan tekanan pori yang tinggi. Hal ini akan menunjuk kan adanya gradient hydraulic pressure jika peningkatan tekanan formasi sebanding dengan kedalaman.

lumpur pemboran adalah suatu jenis campuran fluid yang digunakan untuk melakukan pemboran. Fungsi utama dan yang terpenting adalah mengangkat cutting dari dalam sumur dan dapat mengontrol tekanan formasi. walaupun pentingnya urutan juga ditentukan dari kondisi sumur dan aliran operasi, fungsi fluida pemboran atau lumpur pemboran yang umum adalah:

1. Mengangkat Serbuk Bor ke Permukaan
2. Mengontrol Tekanan Formasi
3. Menahan Serbuk Bor Selama Sirkulasi Dihentikan
4. Melindungi Dinding Lubang Bor
5. Menjaga Kestabilan Lubang Bor
6. Mendinginkan Serta Melumasi Bit Dan Drill String
7. Menghantarkan Tenaga Hidrolika ke Pahat Bor
8. Membantu Dalam Evaluasi Formasi
9. Mencegah Korosi

10. Memudahkan Cementing dan Completion
11. Meminimalisir Dampak Terhadap Lingkungan

Pipa dapat terjepit karena adanya perbedaan yang disebabkan oleh tekanan hidrostatik lumpur dengan tekanan formasi yang cukup besar. Permasalahannya adalah ketika tekanan hidrostatik lumpur menekan rangkaian pipa pada kesalah satu dinding lubang bor. Mud cake yang dihasilkan juga cukup tebal dan rangkaian pipa bor sebagian besar terendam ke dalam mud cake, mengakibatkan rangkaian pipa bor duduk di mud cake.

Differential sticking dapat dicegah dengan cara mengupayakan seoptimal mungkin agar perbedaan tekanan yang ada di formasi dapat dihilangkan. Indikasi bila ada suatu rangkaian pemboran terjepit yang disebabkan oleh differential sticking adalah:

1. Pada saat rangkaian pemboran atau drill collar dalam keadaan diam dan menempel pada dinding lubang bor.
2. Pada saat rangkaian pemboran yaitu drill collar berada di daerah yang permeable, porous dan mud cake mengikat salah satu sisi rangkaian pemboran.
3. Tebal mud cake dan perbedaan yang cukup tinggi antara tekanan hidrostatik lumpur dan tekanan formasi.

Cara yang dapat dilakukan untuk dapat meminimalisasi jepitan adalah sebagai berikut:

1. Mengurangi perbedaan tekanan (overbalance pressure)
2. Mengurangi daerah kontak (A_c) dengan mengurangi ketebalan mud cake dan mengurangi koefisien gesek (C_f).
3. Karena luas daerah kontak dan faktor gesekan berbanding lurus dengan waktu, maka semakin jarang (sedikit) rangkaian bor dalam keadaan statis(diam) akan semakin mengurangi kemungkinan terjadinya differential pipe sticking.
4. Minyak dan walnut hulls dapat digunakan untuk mengurangi faktor gesekan(C_f) pada saat membor formasi yang potensial mengalami differential sticking

Metode Usaha Pelepasan Pipa Bor Terjepit

Cara untuk menanggulangi pipa yang terjepit dapat dilakukan dengan sirkulasi, perendaman, metode regang lepas (Work On Pipe) dan (pelepasan sambungan) back-off.

Free Point indicator tool (FPIT) adalah sebuah alat yang digunakan untuk menentukan titik jepit pada saat operasi pemboran yang mengalami permasalahan pipa terjepit (Pipe Stuck). Hasil yang keluar dari pembacaan alat ini adalah berupa persentase kerenggangan di pipa akibat gaya tarik (Tension) yang diberikan dari torsi (Torque). Dengan menggunakan FPIT maka dapat menghemat biaya operasional, karena dengan menggunakan alat ini dapat menentukan titik jepit dengan melihat grafik antara kerenggangan (Stretch) dan torsi (Torque).

Hasil dan Pembahasan

Setiap pemboran yang dilakukan tidaklah selalu berjalan mulus sesuai dengan rencana yang telah dibuat semula, karena ada saatnya memiliki permasalahan-permasalahan yang mengganggu operasi pemboran yang pada umumnya terjadi adalah lost circulation, kick, shale problem, stuck pipe dan permasalahan-permasalahan lainnya. Pada sumur Kirana lapangan Bumi 2014-1 Medco E&P Indonesia ini memiliki permasalahan pipa bor terjepit (Stuck Pipe).

Pipa bor terjepit adalah masalah yang serius dan terjadi pada operasi pemboran, pipa bor terjepit akan berpengaruh pada kenaikan estimasi biaya operasional dan mengakibatkan komplikasi permasalahan seperti rangkaian pipa pemboran hilang atau tertinggal bahkan dapat kehilangan sumur.

Pemboran pada sumur Kirana Lapangan Bumi 2014-1 terletak di Selatan dari daerah dataran tinggi Palembang, dan platform ini berada di Barat Daya ke arah Sekayu. Dibatasi oleh Graben Jemakur di Utara, dan Graben Sekayu yang merupakan bagian dari Benakat Gulley ke arah Barat, dan Lematang mendalam ke Selatan dan dengan tanah Sunda ke Timur. Sumur tersebut merupakan sumur eksploitasi atau sumur pengembangan yang telah dilakukan operasi pembora untuk sumur ini hingga kedalaman total 5080 ft MD / 4806 ft TVD. Pada pemboran sumur ini menembus formasi Baturaja dan formasi Basement.

Analisa penyebab-penyebab terjadinya pipa bor yang terjepit pada sumur Kirana Lapangan Bumi 2014-1 menggunakan penggabungan antara indikasi yang ada ketika terjadi jepitan. Pertama indikasi bermula pada kedalaman bit \pm 4468 ftMD, pada keadaan normal string dapat dicabut atau diangkat dengan slack off sebesar \pm 30 klbs, tetapi didapati string overpull sebesar \pm 50 klbs yang merupakan indikasi adanya stuck. Dicoba dilakukan sirkulasi untuk mengetahui yang terjadi apakah ada indikasi pack off, ternyata berjalan normal (480 GPM SPP 1900 psi) yang berarti tidak ada indikasi pack off. Lalu dicoba melakukan slack off sebesar 50 klbs dan overpull sebesar 100 klbs untuk dapat mengaktifkan jar, namun yang terjadi jar malah tidak dapat berfungsi dan ini mengidentifikasi bahwa pipa bor yang terjepit di atas jar.

Pada awalnya dicoba working pipe, dengan cara melakukan naik-turunkan pipa dengan memberikan overpull sebesar 120 klbs dan sudah beberapa kali di berikan hi vis mud. Tetapi yang terjadi string tetap saja tidak terangkat ataupun turun.

Selanjutnya dilakukan pekerjaan free point indicator menggunakan unit logging untuk mengetahui titik jepit. Ternyata titik jepit yang telah dihitung tidak beda jauh dengan hasil yang telah didapat dari unit logging, yaitu estimasi titik jepit pada \pm 3500 ftMD. Sebenarnya dari hasil hitungan yang mengacu pada 2 acuan perhitungan dapat dilihat di bab 4 pada acuan 1 pada persamaan (3.5) dan acuan 2 pada persamaan (3.6).

Perbedaan dari keduanya ternyata menggunakan acuan 2 dapat lebih mendekati dari pada acuan 1. Acuan 1 adalah acuan yang selalu dipakai oleh para pekerja sedangkan acuan 2 adalah modifikasi baru untuk dapat menyempurnakan perhitungan acuan 1, sehingga dapat lebih mendekati dari acuan 1.

Setelah menentukan titik jepit, segera melakukan proses perendaman dengan menyiapkan spot pipelax yang dibutuhkan. Didapatkan capacity total string sebesar 132,69 bbls, capacity OH dan annulus 126,1 bbls dan volume total annulus 258,8 bbls. Dari hasil perhitungan tersebut maka dapat dipastikan untuk melakukan perendaman 100ft di atas Top 4 ½" HWDP yaitu 3335 ft MD. Selanjutnya menghitung volume annulus total Top 4 ½" HWDP sampai kedalaman Bit ternyata dibutuhkan 60 bbls, selanjutnya menentukan volume perendaman sebesar 66 bbls dan total setelah penambahan cadangan 6 bbls kedalam string adalah 72 bbls.

Untuk dapat melepaskan stuck yang disebabkan oleh perbedaan tekanan, maka harus mengetahui perbedaan tekanan hidrostatisnya sehingga dapat menentukan lumpur yang akan digunakan. Pada perhitungan total tekanan hidrostatis di annulus adalah 2163 psi, untuk menstabilkan agar melepaskan string yang menempel pada dinding formasi. Diketahui overbalance di titik jepit pada kedalaman 3500 ft MD adalah 156,1 psi.

Melakukan pekerjaan spot pipelax sebagai dari usaha yang dilakukan untuk dapat melepaskan string dari keadaan terjepit. Awal melakukan perendaman di injeksikan melalui string sampai pada kedalaman yang sudah di tentukan yaitu \pm 3500 ftMD dan setiap 15 menit di injeksi ¼ bbls dari 6 bbls yang sudah ada dalam string, dan dilakukan working pipe tetapi tidak dapat lepas juga.

Kemudian pipelax tersebut direndam selama \pm 8 jam, sambil melakukan working pipe dan tension secara berkala. Akhirnya pada pukul 15.30 didapatkan indikasi pipa dapat free dengan hanya melakukan overpull sebesar 60 klbs.

Kesimpulan

Berdasarkan hasil pembahasan yang telah disebutkan sebelumnya, didapat beberapa kesimpulan sebagai berikut :

1. Jenis stuck (terjepit) yang dialami oleh sumur ini bukan akibat mechanical sticking dan key seat karena dapat dilakukan sirkulasi dengan normal seperti biasa, jadi dapat disimpulkan ini adalah jenis differential sticking.
2. Penyebab terjadinya differential sticking adalah karena adanya perbedaan tekanan yang terjadi antara tekanan hidrostatik lumpur dengan tekanan formasi yang cukup besar pada formasi yang porous dan permeabel sebesar 156.1 psi.
3. Terjadinya perbedaan tekanan sebesar 156.1 psi dikarenakan besarnya penggunaan densitas lumpur pada trayek 8 ½" ini sebesar 9.8 ppg sehingga mempengaruhi besarnya tekanan hidrostatik sebesar 1783.6 psi, yang menyebabkan rangkaian drill string khususnya HWDP menempel pada dinding formasi
4. Berdasarkan hasil pembacaan FPIT letak titik jepit nya terjadi di kedalaman 3500 ft MD
5. Berdasarkan perhitungan 1 dan 2 memiliki perbedaan yang signifikan. Dengan perhitungan kedua lebih mendekati dengan FPIT sebesar 3458 ft MD dan perhitungan 1 sebesar 3100 ft MD, memungkinkan hitungan 2 menjadi acuan untuk kedepannya.
6. Pada permasalahan pipa terjepit yang terjadi pada lapangan Bumi sumur Kirana 2014-1, dilakukan usaha-usaha pelepasan pipa terjepit dengan menggunakan metoda sirkulasi Hi. Vis, regang lepas (Work on Pipe) secara berulang dan pada akhirnya permasalahan berhasil diatasi dengan menggunakan metode perendaman pipa dengan fluida PipeLax yang berfungsi sebagai pelumas sehingga rangkaian pipa dapat terlepas.

Daftar Simbol

APD	= Annular pressure Drop
BUR	= Build Up Rate, °/100ft
D	= Depth, ft
D hole	= Diameter lubang, ft
ECD	= Equivalent Circulating Density
G	= Gel Strength pada waktu T, gr lb/sgft
G'	= gel strength maksimum, grlb/sgft.
H	= Tinggi kolom lumpur, ft
ID DP	= Inside Diameter, ft
K	= Konstanta rate
KOP	= Kick of Point, ft
MD	= Measure Depth, ft
Mw	= Densitas Lumpur, ppg
OD DP	= Outside Diameter, ft
Pf	= Tekanan Formasi, psi
Ph	= Tekanan Hidrostatik, psi
T	= Waktu, menit
TVD	= True Vertical Depth, ft
ΔP	= Perbedaan Tekanan, psi
PV	= Plastic Viscosity (cp)
R300	= Dial Reading pada 300 RPM, derajat
R600	= Dial Reading pada 600 RPM, derajat
YP	= Yield Point, (lb/100 ft ²)
□m	= Densitas Lumpur
	= porositas, fraksi

Daftar Pustaka

Adim, Herlan et.al., "Pengetahuan Dasar Mekanika Reservoir" Vol 1, FTM, Universitas Trisakti, Jakarta, 2000.

Sumantri, R., "Teknik Reservoir I", Universitas Trisakti, Jakarta, 1996.

Chierici, Gian Luigi., "Principles of Petroleum Reservoir Engineering" Vol 1, Springer, Berlin, London, 1994.

Chriclow, H.B., "Modern Reservoir Engineering A Simulation Approach", Prentice-Hall, Inc., Englewood Cliffs, New Jersey, 1997.

<http://nukirman.blogspot.com/2013/07/hole-problem.html>

<http://www.geothermalenergy.org/pdf/IGAstandard/INAGA/2001/2001-37.pdf>

<http://www.scribd.com/doc/242414743/Paper-Problem-Pengeboran#scribd>

<http://www.sbdarron.com.sg/images/stabilizers.pdf>