**EVALUASI PENANGANAN PIPA TERJEPIT SUMUR-A LAPANGAN-B PT PERTAMINA EP *ASSET* 4 CEPU *FIELD***

Awang Novitan1, Bambang Yudho Suranta2, dan Akhmad Sofyan3

STEM Akamigas, Jl. Gajah Mada No. 38, Cepu

*E-mail*: awangnovitan@gmail.com

ABSTRAK

Salah satu masalah pemboran yang akan dibahas kali ini yaitu Pipa Terjepit atau *Stuck Pipe*. Yang dimaksud dengan pipa terjepit yaitu suatu keadaan dimana rangkaian pipa pemboran sudah tidak dapat digerakkan, baik diputar maupun diangkat. Secara umum, pipa terjepit dapat dibedakan menjadi *differential pipe sticking, mechanical pipe sticking,* dan *key seatting.* Jenis jepitan yang dialami pada sumur A diakibatkan karena adanya aliran balik pada saat sirkulasi lumpur. Jenis jepitan yang terjadi yaitu *Differential Pipe Sticking*. Penyebab terjadinya *differential pipe sticking* yaitu adanya perbedaan tekanan yang cukup besar antara tekanan hidrostatik lumpur dengan tekanan formasi pada lapisan yang *porous* dan *permeable*, perbedaan tekanan yang terjadi yaitu sebesar 660 psia. Perbedaan tekanan sebesar 660 psia disebabkan karena penggunaan lumpur dengan densitas sebesar 12 ppg pada trayek 12 ¼”. Sehingga mempengaruhi besarnya tekanan hidrostatik sebesar 3949 psi yang menyebabkan rangkaian *drill string* khususnya HWDP menempel pada dinding formasi. Pada penggunaan densitas lumpur sebesar 10,4 ppg, dapat meminimalisir terjadinya *differential pipe sticking* karena perbedaan tekanan hidrostatik lumpur dengan tekanan formasi cukup stabil, dengan perbedaan tekanan sebesar 178 psia. Berdasarkan hasil pembacaan FPIT, letak titik jepit terjadi pada kedalaman 7040 ft MD. Penentuan metode pelepasan harus tepat dengan analisa lapangan agar didapatkan hasil yang optimal.

**Kata kunci:** pipa terjepit, *differential pressure sticking*, tekanan hidrostatik, tekanan formasi

***ABSTRACT***

*One of the drilling problems is Stuck Pipe. Stuck pipe is condition when drill pipe can not be moved, either rotated or lifted. In general, stuck pipe can be divided into differential pipe sticking, mechanical pipe sticking, and key seatting. The type of pipe stuck in well A is caused by the backflow during mud circulation. Type of stuck pipe that occurs is Differential Pipe Sticking. It is occured because there is a considerable pressure difference between hydrostatic pressure of mud with formation pressure on porous and permeable layers, the pressure difference is 660 psia, due to the use of mud with a density of 12 ppg on the 12 ¼" hole. So as to affect of hydrostatic pressure 3949 psi causing drill strings especially HWDP attached to formation wall. In the use of mud density 10.4 ppg, it can minimize the occurrence of differential pipe sticking due to difference of hydrostatic pressure of mud with formation pressure is quite stable, with a pressure difference 178 psia. Based on the results of FPIT readings, the location of stuck point occurs at 7040 ft MD. Determination of release method should be appropriate with field analysis in order to obtain optimal results.*

***Key words:*** *stuck pipe, differential pressure sticking, hydrostatic pressure, formation pressure*

1. **PENDAHULUAN**

Salah satu masalah pemboran yang akan dibahas kali ini yaitu Pipa Terjepit atau *Stuck Pipe*. Pipa terjepit merupakan suatu masalah yang serius pada operasi pemboran, terjadinya pipa terjepit dapat berpengaruh pada kenaikan biaya operasional dan dapat mengakibatkan komplikasi permasalahan seperti kehilangan rangkaian pipa pemboran atau bahkan kehilangan sumur.

Yang dimaksud dengan pipa terjepit yaitu suatu keadaan dimana rangkaian pipa pemboran sudah tidak dapat digerakkan, baik diputar maupun diangkat. Pada saat terjadi pipa terjepit, segala upaya pelepasan rangkaian pipa harus dilakukan dengan cepat. Analisa masalah terjepitnya rangkaian pipa bor dilakukan untuk mengetahui faktor-faktor penyebab terjepitnya rangkaian pipa bor, kronologi terjepitnya rangkaian pipa bor, dan metode-metode yang dapat digunakan untuk mengatasi masalah ini.

Secara umum, pipa terjepit dapat dibedakan menjadi tiga jenis, yaitu *differential pipe sticking, mechanical pipe sticking,* dan *key seatting.* Terjadinya pipa terjepit secara mekanikal disebabkan oleh hal-hal yang berupa mekanis seperti runtuhan (*pack off*), pengembangan clay (*swelling clay*), atau geometri lubang (*hole geometry* atau *dog leg*). Pipa terjepit secara *differential* disebabkan oleh perbedaan yang cukup besar antara tekanan hidrostatis lumpur dengan tekanan formasi.

Usaha membebaskan jepitan diawali dengan menentukan titik jepitnya, ada beberapa metode untuk menentukannya, salah satunya yaitu FPIT (*Free Point Indicator Tool*). Metode ini merupakan metode *logging* yang membaca titik jepitan dari presentasi perenggangan pipa akibat gaya tarik (*tension*), dan torsi (*torque*) yang diberikan pada rangkaian pipa bor.

Usaha selanjutnya yaitu penentuan pembebasan pipa yang terjepit. Metode pembebasan pipa terjepit dibagi menjadi dua yaitu secara mekanika dan kimiawi. Secara mekanika yaitu dengan menggunakan *drilling jar* yaitu dengan memberi tekanan ke atas dan ke bawah yang diharapkan dapat melepaskan terjepitnya rangkaian pipa bor. Sedangkan secara kimiawi dapat dilakukan dengan melakukan perendaman fluida dengan menggunakan larutan khusus yang dapat mengurangi tegangan permukaan dan melicinkan daerah titik terjepit. Adapun fluida yang dapat digunakan antara lain *Black Magic*TM, *pipe lax*TM, *pipe loose*TM, dan *stuck breaker*TM. Penentuan metode pelepasan harus tepat dengan analisa lapangan yang ada agar didapatkan hasil yang optimal.

1. **METODE**

Subjek dalam penelitian ini adalah metode penanganan pipa terjepit. Objek dalam penelitian ini adalah penyebab terjadinya pipa terjepit. Data-data yang diperlukan untuk melakukan penelitian meliputi data formasi dan batuan, data dokumen *drilling program*, data prediksi dan laporan *drilling problem/drilling hazard,* data pemboran sumur dan *trajectory*. Data akan dianalisis dan diolah dalam bentuk tabel maupun grafik dengan menggunakan *microsoft excel*. Data yang sudah diolah, disajikan dalam bentuk hasil analisis, tabel serta grafik yang dijadikan dasar dalam analisis dan evaluasi.

1. **PEMBAHASAN**

Sumur yang akan dievaluasi dan dianalisis adalah sumur A lapangan B yang merupakan sumur *directional well* yang merupakan sumur pengembangan yang terletak pada bagian Blok Gundih, Blora Provinsi Jawa Tengah. Sumur yang merupakan sumur perkembangan ini telah dilakukan operasi pemboran hingga kedalaman 9950 ft MD / 6571 ft TVD. Pada pemboran yang dilakukan ini lithologi dan formasi yang ditembus pada lapisan ini adalah:

**Tabel 1. Formasi dan Lithologi Sumur A Lapangan B**

|  |  |
| --- | --- |
| **Formasi** | **Lithologi** |
| Wonocolo | Napal dan batuan lempung serta didapati sisipan batuan gamping dan dibagian bawah tersusun oleh batu gamping. |
| Ngrayong | Batu serpih, batu pasir, batu lempung, batu lanau, dan beberapa sisipan batu gamping. |
| Tuban | Batuan lempung, serpih, dan beberapa sisipan batu gamping. |
| Kujung | Batugamping terumbu, wackstone, dan Batugamping berinterkalasi dengan calcareous Shale dan Marl |

1. **Data Sumur**

Pengeboran sumur A Lapangan B dimulai sejak tanggal 5 Desember 2009 dan pemboran selesai pada tanggal 25 Januari 2010. Tujuan pemboran ini dilakukan untuk sumur pengembangan yang dibuat untuk mencapai Blok Gundih dalam upaya mencapai target produksi yang diinginkan.

Sumur ini merupakan *directional well* yang memiliki titik KOP yang dimulai pada kedalaman 985 ft MD yang berada pada trayek 17 1/2 dengan BUR sebesar 3⁰/100 ft.

1. **Evaluasi Pemboran Trayek 12-1/4”**

Pemboran pada trayek ini dimulai dari kedalaman 4852 ft MD sampai 9603 ft MD dengan menggunakan pahat 12 1/4” dengan panjang interval 4751 ft MD. Formasi yang terdapat pada trayek ini yaitu formasi Wonocolo yang didominasi oleh lapisan batuan lempung dengan sisipan batu gamping, dan formasi Ngrayong yang tersusun oleh batu pasir, serpih, batu lempung dengan sisipan batu gamping. Lumpur yang digunakan pada trayek ini yaitu SOBM.

Ketika pemboran memasuki trayek 12 ¼“, ditemukan masalah pemboran yaitu rangkaian pipa pemboran tidak dapat digerakkan ke atas maupun ke bawah, tetapi sirkulasi masih dapat dilakukan. Pada kedalaman ini terjadi jepitan dengan ciri-ciri yaitu: torsi naik hingga mencapai 2000 psia dan dinyatakan rangkaian pipa terjepit pada trayek ini. Hambatan yang terjadi mengakibatkan kenaikan biaya operasional, sehingga masalah ini perlu diselesaikan dengan cepat dan tepat. Untuk menanggulangi masalah pipa terjepit dilakukan dengan menggunakan mekanisme perendaman dengan *work on pipe,* sirkulasi Hi.Vis & Low.Vis serta perendaman dengan menggunakan *black magic* pada daerah disekitar pipa terjepit.

1. **Evaluasi Penggunaan Lumpur Bor**

Pada sumur A Lapangan B, lumpur bor yang digunakan yaitu jenis SOBM, penggunaan lumpur jenis ini dilakukan untuk mencegah terjadinya *swelling clay* karena formasi yang ditembus berpotensi mengalami *swelling clay*. Swelling merupakan mengembangnya mineral *clay* akibat pengikatan air oleh mineral *clay.*

Penyebab terjadinya rangkaian pipa terjepit pada pemboran sumur A lapangan B yaitu karena adanya perbedaan tekanan hidrostatis lumpur dengan tekanan formasi yang cukup besar, dan juga terjadi karena densitas lumpur yang terlalu besar sehingga menyebabkan tekanan hidrostatis lumpur menjadi lebih besar daripada tekanan formasi. Akibatnya, rangkaian pipa pemboran khususnya rangkaian drill string menempel pada dinding lubang bor. Jenis jepitan yang terjadi pada pemboran sumur A ini yaitu *Differential Pipe Sticking*.

Berdasarkan *rheology* lumpur pada sistem perencanaan pemboran sumur A pada trayek 12 ¼ ” terdapat beberapa perencanaan sifat fisik fluida pemboran yang kurang optimal yaitu penggunaan fluida pemboran dengan densitas sebesar 12 - 12,8 ppg. Akan tetapi perencaan rheology lumpur yang direncanakan diantaranya seperti: *Plastic Viscosity, Yield Point, Gel Strength 10 sec, Gel Strength 10 min, API HTHP Filtrate,* dan *Sand Content*. Perencanaan rheology lumpur tersebut dilakukan agar proses pemboran berjalan dengan aman dan sesuai dengan rencana yang telah ditentukan.

Berikut ini penjelasan mengenai rheology lumpur yang digunakan pada trayek 12 ¼” :

|  |  |
| --- | --- |
| **Properties** | **12 ¼” Hole** |
| Mud Type | SOBM |
| Depth Interval (ft) | 4855-9616  |
| Mud Weight (ppg) | 12-12.8 |
| Plastic Viscosity (cp) | 42-52 |
| Yield Point (lbs/100ft2) | 12-25 |
| Mud Cake Thickness (in/32) | 1 |
| Gel Strength 10 sec (lbs/100ft2) | 18-22 |
| Gel Strength 10 min (lbs/100ft2) | 47-49 |
| API HTHP Filtrate (ml/30 min) | 3.8-4 |
| Sand Content (%) | 15-20 |

**Tabel 2. *Rheology* Lumpur**

1. **Analisis Terjadinya Pipa Terjepit**

Analisis terjadinya pipa terjepit meliputi perhitungan tekanan hidrostatik, tekanan formasi, dan perbedaan tekanan.

Masalah pipa terjepit pada sumur A terjadi pada kedalaman 7444 ft MD / 5144 ft MD, dengan pemakaian densitas lumpur sebesar 12 ppg dan tekanan pompa di surface sebesar 740 psi. Pada kedalaman terjadinya pipa pemboran dapat diketahui tekanan hidrostatik dari lumpur sebagai berikut:

**Tabel 3. Perhitungan Tekanan Hidrostatik Lumpur Saat Pipa Terjepit**

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| **Kedalaman Stuck (ft)** | **Tekanan Surface (psi)** | **Mud Weight****(ppg)** | **Tekanan Hidrostatik (psi)** |
| 5144 | 740 | 12 | 3949 |

Perhitungan Tekanan Formasi dilakukan untuk mengetahui berapa besaran berat lumpur yang harus digunakan agar mendapat perbedaan tekanan yang tidak terlalu besar. Selain itu, hal ini dilakukan untuk meminimalisir *problem* pemboran yang dapat terjadi khususnya pada masalah terjepitnya pipa. Perhitungan tekanan formasi dapat dilihat pada tabel dibawah ini:

**Tabel 4. Perhitungan Tekanan Formasi**

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| **Kedalaman (ft)** | **TVD****(ft)** | **Pore Pressure****(ppg)** | **Tekanan Formasi (psi)** |
| 7444 | 5144 | 12.3 | 3290 |

Analisis perbedaan tekanan dilakukan untuk mengetahui seberapa besar perbedaan tekanan antara tekanan hoidrostatik lumpur dengan tekanan formasi. Selain itu analisa perbedaan tekanan juga dapat mengukur besarnya densitas fluida pemboran yang dapat digunakan untuk mengurangi perbedaan tekanan dan mencegah terjadinya pipa terjepit. Berdasarkan data yang diperoleh, perhitungan perbedaan tekanan dapat dilihat pada tabel dibawah ini:

**Tabel 5. Hasil Perhitungan Perbedaan Tekanan**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Ph (psi) | Pf (psi) | ∆P (psi) |
| 3949 | 3290 | 660 |

1. **Kronologi Terjadinya Pipa Terjepit**

Terjepitnya rangkaian pipa bor pada sumur A Lapangan B ini terjadi pada trayek 12 ¼” dari kedalaman 4852 ft MD sampai dengan 9603 ft MD (WOB sebesar 7-13 klbs, GPM sebesar 810, SPP sebesar 4066-4145 psi, RPM 70-105, Torque sebesar 12851-15371 ft/lbs). Pada saat *pull out of hole* (POOH) atau pencabutan rangakaian dari kedalaman 9603 ft MD sampai kedalaman 8492 ft MD tidak terjadi hambatan sama sekali. Tetapi, dari kedalaman 8492ft MD sampai kedalaman 7444ft MD terdapat kenaikkan pada *drag* sebesar 5 klbs.

Pada pencabutan rangkaian dari kedalaman 7444 ft MD tiba-tiba rangkaian tidak dapat diputar, diangkat maupun diturunkan, tetapi sirkulasi masih tetap berjalan dengan baik. Hal tersebut mengindikasikan terjadinya *stuck pipe* atau pipa terjepit. Kegiatan pencabutan dilanjutkan dengan sirkulasi pembersihan lubang dengan *reaming* dan naik-turunkan rangkaian dari kedalaman 7439-7444 ft MD (760 GPM, SPP= 3380 psi) dengan pemberian torsi sebesar 15000 ft/lbs, akan tetapi rangkaian masih belum dapat terlepas.

1. **Upaya Penanggulangan Pipa Terjepit**

Adapun langkah awal yang telah dilakukan yaitu: *Work on Pipe*, secara berulang dan sirkulasi Hi. Vis & Low. Vis, dan metode perendaman.

Metode *work on pipe* ini dilakukan pada interval kedalaman 7441-7444 ft MD, dengan melakukan *jarring up* sebesar 80 klbs, dan *jarring down* 40-50 klbs secara berulang, sampai kondisi SPP naik sebesar 4293 psi, tetapi rangkaian pipa pemboran masih belum terlepas. Kemudian upaya berikutnya yaitu dengan menggunakan metode sirkulasi Hi. Vis & Low. Vis *swept out* 20 bbls bersamaan dengan metode *work on pipe* pada kedalaman 7441-7444 ft MD, akan tetapi upaya tersebut masih belum dapat melepaskan rangkaian pipa yang terjepit.

Usaha berikutnya yang dilakukan untuk membebaskan rangkaian pipa yang terjepit yaitu dengan melakukan perendaman menggunakan *Black Magic*.Dari data *Drilling Report* *Black Magic* ini dipompakan sebanyak 30 bbl dengan didorong 118 bbl lumpur, kemudian direndam sambil diberi torsi ke kanan sebesar 20000 ft/lbs dan diberi *tension* sebesar 300 klbs. Setelah itu didapatkan kenaikan torsi sebesar 2000 ft/lbs, kemudian dilanjutkan dengan WOP (GPM= 897, SPP= 4171 psi) pada kedalaman 7441-7444 ft MD sambil dilakukan sirkulasi berulang-ulang dengan tekanan normal dan *cutting* bersih, tetapi rangkaian masih belum juga terlepas.

Upaya lain yang dilakukan yaitu dengan memompakan 2.5 bbl diesel , diikuti dengan memompakan 82 bbl *black magic* di belakangnya, dan 2.5 bbl *diesel* di belakang larutan *black magic* yang didorong dengan 111 bbl lumpur. Kemudian direndam sambil *work on pipe* rangkaian (angkatan maA = 400 klbs, dan dudukan sampai 75 klbs), dan dilakukan usaha putar rangkaian torsi 20000 klbs, sambil dilakukan sirkulasi (900 GPM, SPP 3780-4350 psi). Upaya terakhir ini berhasil melepaskan rangkaian pipa pemboran dari jepitan.

1. **Ringkasan Hasil Analisis dan Evaluasi**

Pemboran pada sumur A Lapangan B terletak pada bagian Blok Gundih, Kabupaten Blora, Provinsi Jawa Tengah. Sumur tersebut merupakan sumur eksploitasi atau pengembangan yang telah dilakukan operasi pemboran untuk sumur ini hingga kedalaman total 9950 ft MD / 6571 ft TVD. Sumur A merupakan sumur *directional* (berarah). Pada pemboran sumur ini menembus formasi Lidah *Claystone*, Tuban Karbonat, Kawengan, Wonocolo dan Ngrayong.

Analisis penyebab terjadinya pipa terjepit pada sumur A Lapangan B menggunakan penggabungan antara indikasi yang ada ketika terjadinya jepitan seperti apa yang telah dibahas pada bab sebelumnya dengan lumpur dan perbedaan tekanan. Hal-hal ini dapat dijadikan bahan untuk menganalisa penyebab terjadinya pipa terjepit pada sumur A lapangan B. Dari indikasi pipa terjepit yang terjadi pada sumur ini, dapat di analisa terjadinya penyebab terjadinya pipa terjepit tersebut. Analisa dapat dilakukan dengan mengkorelasikan antara teori dengan data aktual yang terjadi di lapangan. Permasalahan pipa yang terjepit pada sumur ini berada pada kedalaman 7444 ft MD / 5144 ft TVD dengan indikasi yaitu: rangkaian tidak dapat diputar, rangkaian tidak dapat di naik-turunkan, torsi naik, dan tekanan dalam *string* normal.

Dari indikasi yang terjadi dalam permasalahan pipa terjepit ini, memiliki dugaan bahwa pipa yang terjepit yaitu jenis *differential sticking,* yang di akibatkan karena adanya perbedaan tekanan hidrostatik lumpur dengan tekanan formasi. Pada formasi ini sebagian besar berada pada lapisan *claystone* 80% dan *limestone* 20%, hal ini dapat dilihat dari data yang terjadi pada kedalaman 7444 ft MD/ 5144 ft TVD. Berdasarkan data dari *pore pressure* pada sumur A dapat diketahui dari tekanan formasi pada kedalaman terjadinya pipa terjepit tersebut. Pada kedalaman 7444 ft MD/ 5144 ft TVD dengan penggunaan bit 12 ¼ yang menembus formasi Wonocolo dan Ngrayong diketahui memiliki tekanan formasi sebesar 3290 psia. Sistem fluida pemboran berupa *Synthetic Oil Based Mud* (SOBM) yang digunakan pada kedalaman tersebut dengan berat lumpur sebesar 12 ppg, dengan besar pompa di *surface* sebesar 740 psi. Maka dari itu perhitungan yang telah didapat dalam menentukan tekanan hidrostatiknya sebesar 3949 psi. Hal ini menyatakan pada trayek ini memiliki perbedaan tekanan yang besar yaitu sebesar 660 psi. Hal ini disebabkan karena penggunaan densitas lumpur yang cukup besar pada trayek ini memberikan dampak terhadap perbedaan tekanan yang cukup besar yang terjadi pada sumur ini dan menyebabkan rangkaian *drill string* menempel pada dinding formasi.

Berdasarkan perhitungan yang telah dilakukan pada sumur A ini, dapat dilihat bahwa permasalahan *differential pipe sticking* yang terjadi pada sumur A ini disebabkan oleh penggunaan berat lumpur yang tidak sesuai, sehingga memberikan perbedaan tekanan yang cukup besar. Dari perhitungan yang telah dilakukan maka diketahui bahwa tekanan hidrostatik yang didapat jauh lebih besar dari tekanan formasi.

Setelah melakukan analisa penyebab terjadinya pipa terjepit pada sumur A lapangan B, maka diperlukan solusi yang tepat untuk meminimalisir masalah tersebut dalam pengembangan sumur A. Salah satu cara yang dapat digunakan yaitu dengan menggunakan densitas fluida pemboran yang lebih kecil untuk mengatasi masalah *differential pressure*. Dalam upaya mendapat densitas yang ideal pada pahat 12 ¼ ”, perlu dilakukan perhitungan tekanan hidrostatik. Dari perhitungan yang telah dilakukan, tekanan hidrostatik dengan menggunakan lumpur 10,4 ppg sebesar 3521 psia, dan perbedaan tekanannya sebesar 231 psi. Semakin besar densitas yang digunakan maka semakin besar juga tekanan hidrostatiknya, sebaliknya, jika densitas semakin kecil maka tekanan hidrostatik semakin kecil. Dengan demikian, perbedaan tekanan juga akan semakin kecil. Tujuan utama dari optimasi penggunaan sifat fisik lumpur ini adalah untuk memberikan kinerja yang baik dalam proses pemboran dan meninimalisir terjadinya *problem* pemboran khususnya *stuck pipe*. Keberhasilan pada pemboran dapat dilihat dari pencapaian target sesuai dengan yang direncanakan.

Berdasarkan permasalahan yang terjadi, maka direncanakan usaha pelepasan pipa terjepit dengan menggunakan metoda-metoda yang tepat. Metoda pertama yang dilakukan pada upaya pelepasan pipa terjepit pada trayek ini yaitu dengan metoda *work on pipe*, dilanjutkan dengan metoda sirkulasi Hi-Vis dan Low-Vis. Low-Vis berfungsi untuk membuat aliran didalam lubang bor menjadi turbulen, dan diharapkan semua *cutting* dapat terangkat. Sedangkan Hi-Vis berfungsi untuk membentuk aliran laminer sehingga *cutting* dari dasar sumur dapat terangkat hingga ke permukaan. Namun, semua upaya ini belum berhasil melepasan rangkaian pipa yang terjepit. Upaya pelepasan pipa terjepit kemudian dilanjutkan dengan menggunakan metoda *spotting fluid* atau perendaman fluida dengan menggunakan Black MagicTM, dengan menggunakan metoda ini ada indikasi bahwa rangkaian pipa telah berhasil terlepas. Setelah semua proses perendaman fluida selesai, maka dilakukan POOH atau *Pull Out of Hole* sampai rangkaian *drill pipe* terangkat ke permukaan.

1. **SIMPULAN**

Setelah dijelaskan mengenai masalah pipa terjepit pada bab sebelumnya, maka dapat disimpulkan sebagai berikut:

1. Penyebab terjadinya rangkaian pipa terjepit pada pemboran sumur A lapangan B yaitu karena adanya perbedaan tekanan formasi yang cukup besar, dan juga terjadi karena densitas lumpur yang terlalu besar sehingga menyebabkan tekanan hidrostatis lumpur menjadi lebih besar daripada tekanan formasi.
2. Jenis jepitan yang terjadi yaitu *differential pipe sticking* karena adanya perbedaan tekanan yang cukup besar antara tekanan hidrostatik lumpur dengan tekanan formasi pada lapisan yang *porous* dan *permeable*, pada kedalaman tersebut tekanan formasi tercatat sebesar 3295 psia, sedangkan akibat penggunaan lumpur dengan densitas 12 ppg pada trayek 12 ¼” mempengaruhi tekanan hidrostatis menjadi 3950 psia, sehinggal terjadi perbedaan tekanan sebesar 660 psi, dengan differential force sebesar 518.00 lbs. Hal tersebut memnyebabkan rangkaian drill string khususnya HWDP menempel pada dinding formasi.
3. Pada penggunaan densitas lumpur sebesar 10,4 ppg, dapat meminimalisir terjadinya *differential pipe sticking* karena perbedaan tekanan hidrostatik lumpur dengan tekanan formasi cukup stabil, dengan perbedaan tekanan sebesar 178 psia.
4. Berdasarkan hasil pembacaan *Free Point Indicator Tool*, letak titik jepit terjadi pada kedalaman 7040 ft MD.
5. Upaya yang dilakukan untuk mengatasi masalah pipa terjepit pada sumur A lapangan B ini yaitu: *work on pipe*, sirkulasi Hi-Vis dan Low-Vis, dan menggunakan metoda perendaman pipa dengan fluida Black MagicTM yang berfungsi sebagai pelumas sehingga rangkaian dapat terlepas.
6. **DAFTAR PUSTAKA**
7. Adams, Neal. “Drilling Engineering: A Complete Well Planning Approach”. Tulsa, Oklahoma: PenWell Publishing Company; 1985.
8. Amin, M. Mustaghfirin. “Lumpur dan Hidrolika Lumpur Pemboran”. Jakarta: Kementrian Pendidikan dan Kebudayaan Republik Indonesia; 2013.
9. Bourgoyne, Adam T., dkk. “Applied Drilling Engineering”. Richardson, Texas: Society of Petroleum Engineers; 1986.
10. Rubiandini. Rudi. “Lumpur dan Suspensi Semen (Teknik Pemboran dan Praktikum)”. Bandung: Institut Teknologi Bandung; 2003.
11. Rubiandini. Rudi. “Teknik Operasi Pemboran Volume 1 & 3 Edisi 1”. Bandung: Institut Teknologi Bandung; 2012.