

## PERENCANAAN LINTASAN DAN ANALISIS PEMBEBANAN PADA LUBANG 8-1/2", SUMUR FA-12, LAPANGAN A

Maruti Tiffany Adila, Widrajdat Aboekasan  
Jurusan Teknik Perminyakan – Universitas Trisakti

### Abstrak

Dalam pemboran berarah, perencanaan lintasan lubang bor harus direncanakan terlebih dahulu berdasarkan hasil *seismic* yang dilakukan seperti menentukan koordinat lokasi permukaan, koordinat titik target, kedalaman sebenarnya, kedalaman titik belok, kenaikan dan penurunan sudut agar pelaksanaan pemboran berarah dapat berhasil dengan baik. Dengan semakin rumitnya desain lintasan pemboran pada operasi pemboran berarah, maka akan semakin besar pula kemungkinan timbulnya masalah ketika operasi pemboran sedang berlangsung, seperti terjepitnya rangkaian pipa pemboran, tertekuknya rangkaian, terpuntirnya rangkaian, dan lain sebagainya. Masalah-masalah tersebut sangat dipengaruhi oleh *wellbore geometry*, *BHA tools* yang digunakan, *friksi* atau gesekan yang timbul antara rangkaian pemboran dengan lubang bor. Akibatnya terjadi beban tambahan yang dapat menghambat operasi pemboran. Maka dari itu, dalam merencanakan suatu pemboran berarah banyak parameter yang harus diperhatikan. Pada penelitian ini penulis memfokuskan pada perencanaan lintasan pemboran dan BHA yang digunakan dengan menganalisa pembebanan yang terjadi pada rangkaian tersebut, agar dapat mengantisipasi terjadinya kelelahan atau bahkan kegagalan pada rangkaian pemboran yang digunakan pada sumur tersebut. Selain itu, pengaruh lintasan dan analisa pembebanan ini dilakukan untuk memprediksi kekuatan beban yang akan ditanggung di permukaan untuk dasar penentuan spesifikasi rig minimum nantinya. Hal ini dilakukan demi mengoptimalkan suatu operasi pemboran.

*Kata Kunci* : lintasan, BHA, friksi, beban

### Pendahuluan

Dengan dilakukannya pemboran berarah maka dapat mengoptimalkan potensi dari suatu sumur dibandingkan dengan menggunakan pemboran lurus (*vertical well*). Hal ini dikarenakan pada pemboran berarah dapat mencapai zona-zona yang tidak dapat dijangkau oleh pemboran vertikal yang berbenturan dengan kondisi geologi, sosial, serta dari segi pertimbangan ekonomi lainnya.

Beberapa faktor seperti perencanaan lintasan bor, pemilihan *Bottom Hole Assembly* yang sesuai dengan beban tekan pada pahat (*Weight on Bit*), dan *Rotation per Minute* (RPM), merupakan faktor penting yang dapat mengoptimalkan keberhasilan suatu operasi pemboran berarah. Selain itu, ada pula beberapa faktor lain seperti pemilihan jenis lumpur, hidrolika lumpur, efisiensi pengangkatan *cutting*, serta pengaruh beban torsi dan drag yang dapat ditanggung oleh seluruh rangkaian pemboran.

Pada penulisan penelitian ini, penulis akan memfokuskan pada perencanaan lintasan pemboran berarah ditinjau dari target yang akan ditembus, litologi sumur yang akan dibor, titik KOP (*Kick of Point*), kemiringan lubang maksimal, DLS (*Dogleg Severity*) yang akan terbentuk, dan faktor *anti collision* atau jarak antar sumur yang berdekatan. Juga faktor lain seperti pemilihan rangkaian BHA serta pengaruh beban torsi dan drag pada lintasan yang telah di *design* tersebut.

Hal ini dilakukan untuk mengetahui berapa besar beban yang dapat ditanggung pada rangkaian akhir pemboran tersebut, yaitu pada lubang 8-1/2 inch. Perhitungan mengenai beban yang akan diderita pada rangkaian perlu dilakukan guna memastikan pipa tidak mengalami kelelahan, rangkaian tersebut aman untuk digunakan, dan sebagai gambaran beban total yang akan diderita oleh rangkaian sebagai dasar penentuan spesifikasi rig minimum nantinya. Hal ini dilakukan semata-mata demi mengoptimalkan suatu operasi pemboran berarah.

## Teori Dasar

Secara umum tujuan pemboran berarah adalah untuk memudahkan kita mencapai formasi yang dituju tanpa harus menembus formasi yang tidak ingin dilewati. Penggunaan pemboran berarah diharapkan dapat menjangkau zona produktif yang lebih luas dibandingkan dengan sumur vertikal, sehingga produksi minyak dan gas bumi dapat meningkat. Beberapa alasan dilakukannya pemboran berarah, yaitu karena disebabkan oleh faktor topografis, geologis, ekonomis dan lainnya. Pada pemboran berarah umumnya dikenal tiga macam tipe, yaitu :

1. *Shallow Deviation Type (J-profile)*

2. Tipe S (*S-profile*)

3. *Deep Deviation Type*

1. *Shallow Deviation Type (J-profile)*

Pada tipe ini mempunyai titik belok yang terletak tidak jauh dari permukaan. Tipe ini dilakukan untuk mencapai sasaran yang jauh dari sumbu vertikal, hal ini disebabkan karena pada tipe ini diperlukan jarak titik serap sumur cukup jauh. Pemboran dengan titik belok atau KOP berada di tempat dangkal.

2. Tipe S (*S-profile*)

Pada tipe ini lubang bor dimiringkan seperti tipe *J-Profile*, kemudian sudut kemiringan lubang dikembalikan seperti semula (vertikal) sampai mencapai target. Tipe S ini sangat sesuai untuk jenis lapangan-lapangan *multi pay-zone*.

3. *Deep Deviation Type*

Tipe ini dilaksanakan pada kondisi atau pada keadaan tertentu seperti kasus kubah garam. Sumur dengan titik belok atau KOP yang dalam mempunyai kelemahan, yaitu kemungkinan formasi lebih keras dan jauh lebih sulit dibelokkan, operasi *tripping* lebih banyak digunakan untuk mengganti peralatan bawah tanah.

Ada beberapa metoda yang dapat menentukan koordinat titik-titik survey dalam perencanaan lintasan. Salah satu perhitungan lintasan yang paling tepat perhitungannya adalah menggunakan metode *Minimum of Curvature (MOC)*.

Salah satu parameter yang harus diperhatikan dalam perencanaan suatu lintasan pemboran pada sumur berarah adalah besarnya beban yang diterima oleh rangkaian selama proses pemboran berlangsung. Beban yang diderita oleh rangkaian dapat terjadi ketika proses perputaran, pencabutan maupun penurunan rangkaian, dan besarnya beban tersebut dapat dipengaruhi oleh perubahan sudut kemiringan, gesekan yang terjadi antara *drill string* dengan lubang bor, dan stress yang terjadi pada pipa.

Beberapa jenis beban yang diderita oleh rangkaian ketika berlangsungnya operasi pemboran umumnya berasal dari berat dari rangkaian pemboran yang menggantung, tekanan pada pipa, serta gesekan antara rangkaian dengan dinding formasi. Besarnya beban tersebut sangat dipengaruhi oleh bentuk lintasan pemboran, diameter peralatan bor yang digunakan, karakteristik batuan formasi, sifat lubrikasi lumpur pemboran, dan parameter pemboran lainnya seperti WOB (*Weight on Bit*), ROP (*Rate of Penetration*), RPM (*Rotation Per Minute*).

Umumnya beban tersebut dikategorikan menjadi dua, yaitu beban akibat puntiran atau torsi, serta beban akibat gesekan antara rangkaian dengan lubang bor atau drag. Selama ini secara teoritis perhitungan terhadap torsi dan drag menggunakan persamaan yang diturunkan oleh Frank J Schuh<sup>18</sup>.

1. Torsi

Torsi adalah gaya gesek yang terjadi ketika rangkaian diputar dan terjadi kontak antara

mata pahat dengan batuan formasi, sehingga menimbulkan gaya gesek yang arahnya berlawanan dengan arah putar rangkaian. Selain itu, beban torsi juga ditimbulkan karena adanya kontak antara rangkaian yang sedang diputar dengan dinding lubang bor. Harga beban torsi yang terbesar diderita pada sambungan antar pipa (*tool joint*), pada bagian pipa yang tipis, serta pada alat pemutar (*rotary table* atau *top drive*) yang terletak di permukaan. Perhitungan torsi akan semakin kritis apabila tahap pemboran memasuki bagian penambahan atau pengurangan sudut yang akan membentuk suatu busur dengan kelengkungan tertentu. Dengan mengetahui nilai torsi total (bagian vertikal, lengkung, *hold*) kita dapat menentukan kekuatan pipa yang harus digunakan untuk melakukan pengeboran tersebut. Beban torsi maksimum dapat ditentukan dengan menjumlahkan beban torsi yang terjadi pada setiap segmen pemboran.

## 2. Drag

Beban drag didefinisikan sebagai beban yang ditimbulkan oleh gaya gesek yang terjadi akibat adanya kontak antara rangkaian dengan lubang bor ketika proses penurunan rangkaian (*run in hole*), maupun pencabutan rangkaian (*pull out of hole*). Besarnya gaya gesek ini tergantung dari kondisi pemboran. Kondisi pemboran ini dapat dibagi 2, yaitu di dalam casing atau di dalam formasi. Secara teknis beban drag yang sangat besar dapat merugikan proses pengeboran karena dapat memberikan beban tambahan yang sangat besar kepada *hook* yang dapat berakibat tidak kuatnya menara rig untuk menahan beban yang ada. Oleh sebab itu perlunya perhitungan beban drag yang teliti untuk mengantisipasi terjadinya hal yang tidak diinginkan

## Hasil dan Pembahasan

Lapangan A terletak di Blok Selat Malaka dan di lapangan tersebut sedang dicanangkan pemboran sumur FA-12 sebagai salah satu sumur pengembangan. Pemboran tersebut direncanakan sebagai sumur tipe *directional* atau pemboran berarah. Alasan dilakukannya pemboran berarah ini karena permasalahan *well pad* atau memanfaatkan tempat yang telah ada untuk pemboran sumur FA-12 tersebut.

Sumur FA-12 sendiri terletak di 118209,3 *North* dan 198467,14 *East*. Dengan elevasi sekitar 60 ft *above mean sea level*. Target formasi yang ingin ditembus oleh sumur FA-12 terdiri dari *primary* target dan *secondary* target. Dimana *primary* targetnya berada di formasi *lower* Sihapas yaitu pada lapisan batuan pasir G1010, batuan pasir G2010, dan batuan pasir G4010. Dan *secondary* targetnya berada di formasi *upper* Sihapas yaitu pada lapisan batuan pasir F3010. Target-target tersebut telah ditetapkan dengan kedalaman juga letak koordinat *Northing* dan *Easting* yang berbeda-beda. Radius toleransi penyimpangan terhadap penembusan target yang diizinkan yaitu sebesar 25 meter dari proyeksi koordinat *centre* yang telah ditetapkan sebelumnya.

Perencanaan bentuk lintasan yang dibuat adalah tipe "S" dan "J". Tipe "S" terlebih dahulu di *design* dengan menggunakan *Software Compass 5000.1* yang berbasis pada metode perhitungan *minimum of curvature*. *Kick of point* tipe "S" dimulai pada kedalaman 600 ft MD dengan pertimbangan bahwa di kedalaman tersebut zona lapisannya termasuk lapisan yang *consolidated*, tidak terlalu lunak juga tidak terlalu keras (pada formasi Minas) dengan litologi batuan *non permeable sand*. Laju kenaikan sudut dimulai di kedalaman 600 ft MD dengan BUR (*Build Up Rate*) sebesar 3°/100 ft MD. Dan terukur *dogleg severity* nya 3°/100 ft MD hingga mencapai sudut kemiringan maksimal di 55,42° dan arah azimuth di 254,35°. Sudut kemiringan maksimal sebesar 55,42° ini dirasa cukup karena inklinasi maksimum yang diizinkan untuk bisa dilakukan *logging* pada kondisi *open hole* adalah kurang dari 68,2°. Begitu pula dengan nilai *dogleg severity* nya, bisa dikatakan ideal karena kurang dari 7°/100 ft.

Kemudian pada kedalaman 2447,3 ft-4623,3 ft MD lintasan memasuki *tangent section* dengan sudut 55,42°. Setelah itu, pada kedalaman 4623,3 ft MD *drop section* pun dimulai dengan penurunan sudut sebesar 3° tiap kedalaman 100 ft MD. Penurunan sudut

dilakukan hingga target lapisan yang di *proposed* dapat tertembus. Lintasan tidak kembali lagi ke sudut  $0^\circ$ , namun di *hold* pada  $18^\circ$  di kedalaman 580,6 ft MD hingga keempat target lapisan batuan pasir di formasi *upper* Sihapas dan *lower* Sihapas tertembus semua. Oleh karena itu, lintasan pemboran berarah tipe “S” ini mencapai *total depth* pada kedalaman 6681,6 ft MD.

Semua target yang telah di *proposed* dapat ditembus oleh lintasan tipe “S” ini. Terdapat sedikit penyimpangan terhadap proyeksi koordinat *centre* yang telah ditetapkan. Pada target formasi G2010 mengalami penyimpangan sebesar 4,5 meter dan G4010 sebesar 9 meter. Hal ini masih dapat ditoleransi karena masih berada di dalam radius target yang telah ditetapkan yaitu kurang dari 25 meter terhadap proyeksi *centre*. Untuk mendapatkan trajektori yang lebih optimal, dibuat pula *design* trajektori tipe “J”. Namun pada trajektori tipe “J” ini penembusan targetnya kurang optimal. Ini dibuktikan dengan adanya penyimpangan target pada lapisan F3010 sebesar 45 meter terhadap proyeksi *centre* target yang telah ditentukan, dan pada lapisan G4010 sebesar 63 meter. Oleh karena itu, trajektori tipe “J” tidak memenuhi kriteria dalam penembusan target formasi yang ingin dituju oleh sumur FA-12 ini.

BHA yang dipakai pada lubang ini adalah *steerable* BHA dan mempunyai spesifikasi yang berbeda-beda, sesuai dari *grade* yang digunakan. Salah satunya yang digunakan pada *hole 8-1/2”* sumur FA-12 ini adalah *drillpipe grade G* dengan OD 5 inch. Data inputan tersebut untuk fase pemboran *section 8-1/2”* di antaranya : *flow rate pump* 560 gpm, WOB sebesar 5 Kip, RPM sebesar 60, ROP 60 ft/hr. Lumpur yang digunakan berjenis *water based mud* (WBM) dengan *mud weight* 9,2 ppg, PV sebesar 20 cp dan YP sebesar 23 lbf/100ft<sup>2</sup>.

Pada analisa beban torsi ini akan dikalkulasikan besarnya beban torsi yang dialami oleh *drillstring* pada lubang 8-1/2” oleh *Software Wellplan 5000.I* dan dengan perhitungan teoritis. Beban torsi total yang boleh dialami oleh rangkaian dibatasi oleh *torque limit* atau *maximum torsional yield strength*. *Torque limit* pada *drill pipe grade G* yang digunakan bernilai 57600 lb-ft . Sedangkan pada grafik torsi yang dikeluarkan oleh *Software Wellplan 5000.I*, *torsional load* yang terjadi pada pipa pada saat *rotate on bottom* bernilai 14021,8 lb-ft, pada saat *rotate off bottom* bernilai 11115,9 lb-ft masih dapat dikatakan aman karna tidak melebihi *torque limit* pipa tersebut. Dan besar beban tersebut mirip dengan perhitungan teoritis pada fase terakhir pemboran atau pada *tangent section* lubang 8-1/2” tersebut sebesar 13909,63 lb-ft.

Dari hasil pembacaan grafik *output Software Wellplan 5000.I* didapatkan besarnya drag pada saat *tripping in* adalah 57000 lb dan pada saat *tripping out* 50300 lb. Pada perhitungan *compressive drag* secara teoritis, perhitungan yang dilakukan pada saat rangkaian diturunkan kedalam lubang bor didapatkan nilai *compressive drag* total sebesar 57848 lb dan pada perhitungan *tensile drag* secara teoritis didapatkan nilai *tensile drag* total sebesar 50389,97 lb. Dimana beban yang terjadi tersebut dapat dikatakan aman, karena masih dibawah harga *maximum tensile yield strength* yang bernilai 553800 lb..

Selain faktor gesekan, adapula gaya-gaya yang dapat dapat menyebabkan stress pada pipa yang nantinya akan menyebabkan kegagalan pada material yang dipakai oleh rangkaian pemboran tersebut. *Vonmisses stress* atau nilai resultan stress sebesar 39009,4 psi. Sedangkan seperti yang dapat dilihat *stress limit* atau *maximum yield strength* pada material *drill pipe grade G* yang digunakan bernilai 105000 psi. Stress yang terjadi pada rangkaian ini dapat dikatakan aman karna tidak melebihi batas atau *limit stress* yang ada pada tiap material rangkaian tersebut.

## Kesimpulan

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

1. Pada perencanaan lintasan pemboran, trajectori tipe "S" lebih dipilih dibandingkan trajectori tipe "J", karena trajectori tipe "S" dapat menembus ke- 4 target lapisan yang telah ditentukan, sedangkan trajectori tipe "J" hanya dapat menembus 2 target lapisan.
2. Dengan batas radius toleransi penyimpangan sebesar 25 meter terhadap proyeksi *centre*, trajectori tipe "J" tidak memenuhi kriteria karena terdapat penyimpangan pada penembusan lapisan F3010 sebesar 45 meter dan G4010 sebesar 63 meter terhadap proyeksi *centre*.
3. Dalam perhitungan torsi dan drag secara manual, digunakan rumus dari Frank J Schuh dengan asumsi friksi sebesar 0,25 pada kondisi *cased hole* dan 0,3 pada *open hole*, OD yang dipakai adalah OD *tool joint*, dan panjang yang diperhitungkan adalah panjang pipa yang bersinggungan dengan dinding lubang bor.
4. Pada pemboran lubang 8-1/2" nilai torsi yang terbaca menggunakan *Software Wellplan 5000.I* adalah sebesar 14021,8 lb-ft. Sedangkan pada perhitungan teoritis terjadi kemiripan beban torsi total yaitu sebesar 13908,75 lb-ft. Beban tersebut masih dibawah *maximum torsional strength* sehingga dapat dikategorikan aman.
5. Pada pembacaan *Compressive drag* menggunakan *Software Wellplan 5000.I* didapat pada saat *tripping in* sebesar 57000 lb, sedangkan secara perhitungan teoritis terjadi kemiripan nilai *drag compressive* total sebesar 57848 lb.
6. Pada pembacaan nilai *Tensile drag* menggunakan *software* yaitu pada saat *tripping out* didapat sebesar 50300 lb sedangkan secara perhitungan teoritis terjadi kemiripan nilai *drag tensile* total sebesar 50389,38 lb.
7. Kedua beban drag yang diperhitungkan masih dibawah nilai *maximum tensile yield strength* sehingga dapat dikategorikan aman.
8. Nilai resultan stress atau *vonmisses stress* yang terbaca ialah 39009,4 psi. Sedangkan pada *drill pipe grade G* yang digunakan, *maximum yield strength* nya sebesar 105000 psi. Ini menunjukkan bahwa pemboran aman dari beban yang diderita karena beban yang diderita tidak lebih besar dari kemampuan *drill pipe grade G* yang digunakan.

### Daftar Simbol

- ° = Derajat, deg
- μ = Koefisien gesekan
- θ = Sudut inklinasi lubang, deg
- A = Azimuth, deg
- Dc = Drag ketika penurunan pipa (*compressive drag*), lb
- Dt = Drag ketika penarikan pipa (*tensile drag*), lb
- DLS = Dog leg Severity, deg/100 ft
- EOB = End Of Build, ft MD
- EOT = End Of Tangent, ft MD
- EOD = End Of Drop, ft MD
- H = Horizontal Displacement, ft
- L = Panjang pipa yang bersinggungan dengan dinding lubang bor, ft
- ID = Diameter dalam pipa, in
- MD = Measured Depth, ft
- OD = Diameter luar pipa, in
- R = Jari-jari kelengkungan, ft
- ROP = Rate Of Penetration, ft/hr
- T = Torsi, lb-ft

### Daftar Pustaka

Adam, Neal, "*Drilling Engineering*", Penwell Publishing Company, Oklahoma, 1985.

Anti-Collosion Training For CNOOC.

Baker Hughes INTEQ “*Drilling Engineering Workbook*”.

Bourgoyne, Adam T., et al, “*Applied Drilling Engineering*”, Society Of Petroleum Engineers, United States of America, 1991.

Computalog drilling services “*Advanced Directional Drilling*”.

Compass Software Release 5000.1.7 Training Manual.

“*End Of Well Report*” MSBG, Kondur Petroleum SA.

“*Geological and Geophysical (G&G) Report*” MSBG, Kondur Petroleum SA.

<http://brage.bibsys.no/xmlui/bitstream/handle/11250/183317/Terje%20Tveitdal%20Masteroppgave.pdf?sequence=1>

[http://brage.bibsys.no/xmlui/bitstream/handle/11250/223350/Taboada\\_Jose.pdf?sequence=1](http://brage.bibsys.no/xmlui/bitstream/handle/11250/223350/Taboada_Jose.pdf?sequence=1)

[http://www.oilproduction.net/files/casing\\_drilling/GrantPrideco\\_Drill\\_Pipe\\_Data\\_Tables.pdf](http://www.oilproduction.net/files/casing_drilling/GrantPrideco_Drill_Pipe_Data_Tables.pdf)

<https://www.scribd.com/doc/209019485/Well-Plan#scribd>

Orkhan Ismayilov, Application of 3-D Analytical Model For Wellbore Friction Calculation in Actual Wells.

Rabia, Hussaun, “*Oilwell Drilling Engineering : Principles & Practice*”, Graham Trotman, London, USA, 1985.

Rubiandini, R.S.S., Fadri, Fadli Satrio, “*Studi Kelayakan Pemboran Berarah Untuk Pindahan Wellhead di Lapangan Milik PT. Adara*”, Penelitian, Jurusan Teknik Perminyakan, FIKTM, Institut Teknologi Bandung, Bandung, 2011.

Rubiandini, R.S.S., Lesmana, Dodi, “*Modifikasi Persamaan Beban Drag & Torsi Pada Bagian Pertambahan Sudut Sumur Pemboran Horizontal Untuk Berbagai Harga Friction Factor*”, Penelitian, Jurusan Teknik Perminyakan, FIKTM, Institut Teknologi Bandung, Bandung, 2003.

Rubiandini, R.S., “*Teknik Pemboran I dan II*”, Jurusan Teknik Perminyakan, Institut Teknologi Bandung, 1994.

Schuh, Frank J. “*Horizontal Project Planning and Well Design*”, Drilling Technology Inc. 1989.

Young, Hugh D., Freedman, Roger A., “*Fisika Universitas*”, Edisi 10, Jilid 1, Terjemahan Juliasti, Endang, Erlangga, Jakarta, 2002.

## Lampiran

Tabel 1 Data Perencanaan Lintasan Tipe "S" Sumur FA-12

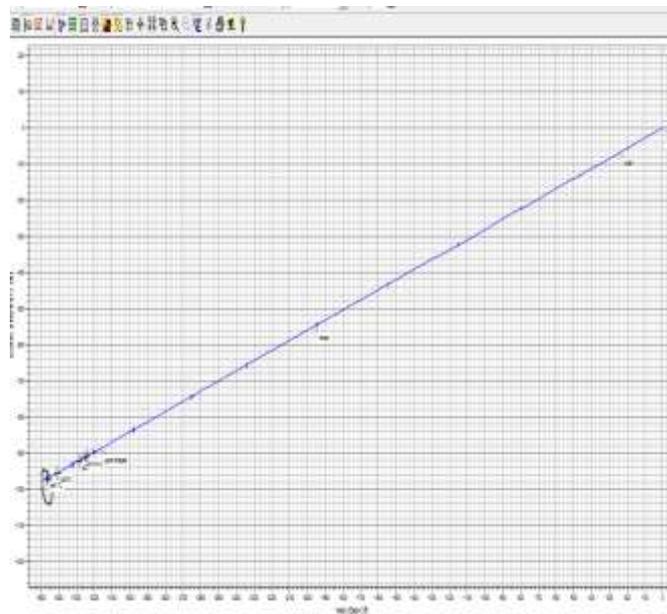
MD (ft)	Inc (°)	Azi (°)	TVD (ft)	N/S (ft)	E/W (ft)	V.Sec. (ft)	DLeg (°/100ft)
0	0	0	0	0	0	0	0
100	0	0	100	0	0	0	0
200	0	0	200	0	0	0	0
300	0	0	300	0	0	0	0
400	0	0	400	0	0	0	0
500	0	0	500	0	0	0	0
600	0	0	600	0	0	0	0
700	3	254.35	700	-0.7	-2.5	2.6	3
800	6	254.35	799.6	-2.8	-10.1	10.5	3
900	9	254.35	898.8	-6.3	-22.7	23.5	3
1000	12	254.35	997.1	-11.3	-40.2	41.7	3
1100	15	254.35	1094.3	-17.6	-62.7	65.1	3
1200	18	254.35	1190.2	-25.2	-90	93.5	3
1300	21	254.35	1284.4	-34.2	-122.2	126.9	3
1400	24	254.35	1376.8	-44.6	-159	165.1	3
1500	27	254.35	1467.1	-56.2	-200.5	208.2	3
1600	30	254.35	1554.9	-69	-246.4	255.9	3
1700	33	254.35	1640.2	-83.1	-296.7	308.1	3
1800	36	254.35	1722.6	-98.4	-351.2	364.8	3
1900	39	254.35	1801.9	-114.8	-409.8	425.6	3
2000	42	254.35	1877.9	-132.4	-472.4	490.6	3
2100	45	254.35	1950.5	-150.9	-538.6	559.4	3
2200	48	254.35	2019.3	-170.5	-608.5	631.9	3
2300	51	254.35	2084.2	-191	-681.7	707.9	3
2400	54	254.35	2145.1	-212.4	-758.1	787.3	3
2447.3	55.42	254.35	2172.5	-222.8	-795.3	825.9	3
2500	55.42	254.35	2202.3	-234.5	-837	869.3	0
2600	55.42	254.35	2259.1	-256.8	-916.3	951.6	0
2700	55.42	254.35	2315.9	-279	-995.6	1033.9	0
2800	55.42	254.35	2372.6	-301.2	-1074.9	1116.3	0
2900	55.42	254.35	2429.4	-323.4	-1154.2	1198.6	0
3000	55.42	254.35	2486.1	-345.6	-1233.4	1280.9	0
3100	55.42	254.35	2542.9	-367.8	-1312.7	1363.3	0
3200	55.42	254.35	2599.6	-390.1	-1392	1445.6	0
3300	55.42	254.35	2656.4	-412.3	-1471.3	1527.9	0
3400	55.42	254.35	2713.1	-434.5	-1550.6	1610.3	0
3500	55.42	254.35	2769.9	-456.7	-1629.8	1692.6	0
3600	55.42	254.35	2826.7	-478.9	-1709.1	1774.9	0

3800	55.42	254.35	2940.2	-523.3	-867.7	1939.6	0
3900	55.42	254.35	2996.9	-545.6	-1947	2021.9	0
4000	55.42	254.35	3053.7	-567.8	-026.2	2104.3	0
4100	55.42	254.35	3110.4	-590	-105.5	2186.6	0
4200	55.42	254.35	3167.2	-612.2	-184.8	2268.9	0
4300	55.42	254.35	3223.9	-634.4	-264.1	2351.3	0
4400	55.42	254.35	3280.7	-656.6	-343.4	2433.6	0
4500	55.42	254.35	3337.5	-678.8	-422.6	2515.9	0
4600	55.42	254.35	3394.2	-701.1	-501.9	2598.3	0
4623.3	55.42	254.35	3407.4	-706.2	-520.4	2617.4	0
4700	53.12	254.35	3452.2	-723	-580.3	2679.7	3
4800	50.12	254.35	3514.3	-744.2	-655.8	2758.1	3
4900	47.12	254.35	3580.4	-764.4	-728.1	2833.1	3
5000	44.12	254.35	3650.3	-783.7	-796.9	2904.6	3
5100	41.12	254.35	3723.9	-802	-862.1	2972.3	3
5200	38.12	254.35	3800.9	-819.2	-923.5	3036	3
5300	35.12	254.35	3881.2	-835.3	-290.9	3095.7	3
5400	32.12	254.35	3964.5	-850.2	-034.2	3151	3
5500	29.12	254.35	4050.5	-864	-083.2	3202	3
5600	26.12	254.35	4139.1	-876.5	-127.9	3248.3	3
5700	23.12	254.35	4230	-887.7	-3168	3290	3
5736	21.92	254.35	4300	-890.5	-3178	3100	1.2
5800	20.12	254.35	4323	-897.6	-203.4	3326.8	1.8
5870.6	18	254.35	4389.7	-903.9	-225.6	3349.9	3
5900	18	254.35	4417.6	-906.3	-234.4	3359	0
6000	18	254.35	4512.7	-914.6	-264.1	3389.9	0

6100	18	254.35	4607.9	-923	-293.9	3420.8	0
6200	18	254.35	4703	-931.3	-323.7	3451.7	0
6300	18	254.35	4798.1	-939.7	-353.4	3482.6	0
6400	18	254.35	4893.2	-948	-383.2	3513.5	0
6500	18	254.35	4988.3	-956.3	-412.9	3544.4	0
6600	18	254.35	5083.4	-964.7	-442.7	3575.3	0
6681.6	18	254.35	5161	-971.5	-3467	3600.5	0



Gambar 1 Perencanaan Penampang Pola Lintasan Vertikal Tipe “S” Sumur FA-12



Gambar 2 Perencanaan Penampang Pola Lintasan Horizontal Tipe “S” Sumur FA-12

Tabel 3 *Bottom Hole Assembly* Lubang 8-1/2" Sumur FA-12

Section Type	Length (ft)	Measured Depth (ft)	OD (in)	ID (in)	Weight (ppf)
5" 19.50 DPG, Premium	5899.31	5899.3	5	4.276	19.5
12 x 5" HWDP (12 joints)	366.13	6265.4	5	3	49.14
6-1/2" Jar	29.79	6295.2	6.5	2.25	91.79
5 x 5" HWDP (5 joints)	152.83	6448.1	5	3	49.7
6.5" X/O Sub	2.3	6450.4	6.5	2.375	79.51
3 x 6-1/4" DC (3 joints)	91.97	6542.3	6.25	2.813	83.25
6.5" X/O Sub	3.3	6545.6	6.5	2.25	79.51
6-3/4" SNMDC	11.15	6556.8	6.75	2.813	99.59
6-3/4" NMDC	30.41	6587.2	6.75	2.813	99.59
MWD	35.27	6622.5	6.75	3.88	100.8
6" NMDC	25.62	6648.1	6	2.813	74.3
Stabilizer	5.84	6653.9	6.75	2.813	89.23
Catcher Sub w/ Ported Float	3.05	6657	6.5	2.813	79.51
Mud motor	23.88	6680.8	6.75	5.5	90.53
8 1/2" PDC Bit	0.75	6681.6	8.5		80.61

Tabel 4 Record Beban Pada Lubang 8-1/2" Sumur FA-12

Start Time	End Time	Calc ROP ft/h	Flow gal/min	WOB 1000 lbf	SRPM c/min	Off Bot Torque 1000 ft.lbf	Torque 1000 ft.lbf	Svy MD ft	Incl deg	Azimuth deg	PU Weight 1000 lbf	Slack Off Weight 1000 lbf
09:35	09:42	141.67	590	5.0	40	9.0	11.0				175.00	87.00
10:22	10:35	13.64	580	5.0							175.00	87.00
10:55	10:57	166.67	595	5.0	40	9.0	11.0				175.00	87.00
12:02	14:57	15.41	590	5.0				5814.54	19.86	254.35	175.00	87.00
15:00	15:02	166.67	590	5.0	40	9.0	11.0				175.00	87.00
15:23	17:50	5.71	580	10.0							175.00	87.00
18:14	18:37	57.89	580	5.0	40	9.0	11.0				175.00	87.00
19:14	19:58	130.14	580	10.0	40	10.0	12.0	5900.13	18.00	256.38	185.00	87.00
20:29	21:12	133.33	580	10.0	40	10.0	12.0	5995.03	18.00	256.32	185.00	90.00
21:54	22:04	105.88	580	10.0	40	10.0	12.0	6089.45	18.00	254.36	190.00	90.00
22:10	22:57	35.90	580	5.0							190.00	90.00
23:00	23:44	65.75	580	10.0	40	10.0	12.0				190.00	90.00
00:35	01:52	74.22	580	5.0	40	10.0	13.0	6184.12	18.00	254.93	195.00	90.00
02:18	02:48	48.00	570	5.0	40	10.0	13.0	6277.64	18.00	254.35	195.00	95.00
02:59	03:59	30.00	570	5.0							200.00	95.00
04:04	05:53	20.88	570	5.0	60	11.0	14.0				200.00	95.00
06:13	07:00	123.08	580	5.0	60	11.0	14.0	6372.40	18.00	254.35	200.00	95.00
07:31	08:27	102.15	580	10.0	60	11.0	14.0	6467.26	18.00	254.35	200.00	95.00
09:00	09:02	200.00	580	10.0	60	11.0	14.0				210.00	95.00
09:35	10:25	6.02	590	10.0							210.00	95.00
10:45	11:50	76.85	570	10.0	60	11.0	14.0	6604.07	18.00	254.35	210.00	95.00
12:16	12:43	60.00	580	10.0	60	11.0	14.0				210.00	95.00
14:28	14:38	100.00	580	10.0	60	11.0	14.0				210.00	95.00
21:40	21:52	90.00	560	5.0	60	11.0	14.0				220.00	100.00
22:07	23:45	60.00	560	5.0	60	11.0	14.0	6702.00	18.00	254.35	220.00	100.00
<b>Min</b>		5.71	560	5.0	40	9.0	11.0		18.00	254.35	175.00	87.00
<b>Average</b>		81.19	579	7.2	49	10.3	12.8		18.19	254.81	193.80	91.84
<b>Max</b>		200.00	595	10.0	60	11.0	14.0		19.86	256.38	220.00	100.00