

Drillstring Design Untuk Directional Drilling Pada Sumur X Lapangan Y

Khalid Akbar Suryakusuma

Politeknik Energi dan Mineral Akamigas, Cepu

ABSTRAK

Pada metode-metode awal, saat media informasi dan teknologi yang belum begitu maju, semua sumur di bor secara vertikal kebawah. Pengeboran berarah lahir dan berkembang dari kebutuhan pengeboran lubang sumur ke berbagai arah, tidak hanya kebawah. Peralatan pengeboran khusus dan bermacam metode digunakan untuk mengubah arah pemboran dari vertikal ke arah tertentu atau bahkan kearah horizontal dengan tujuan untuk mencapai target yang tidak dapat dicapai dengan metode pemboran biasa. Program pemboran yang efisien harus didesain secara hati-hati. Desain dapat dikatakan sukses jika memiliki *well path* yang mudah untuk dibor, kesiapan untuk *casing*, dan meminimalisir *hole problem*. *Well path* yang didesain pada sumur ini memiliki BUR sebesar $2.71^{\circ}/100$ ft dengan *final inclination* sebesar 15.42° . Sumur ini memiliki kedalaman target di 1875 ft dan total kedalaman di 2200 ft. Setelah *well path* selesai dibuat maka langkah selanjutnya adalah memilih *bottom hole assembly* yang tepat dan mendesain *drillpipe* agar sesuai dengan kondisi operasi pemboran sumur ini. Desain ini harus sesuai dengan parameter-parameter dalam pengeboran berarah seperti adanya kemungkinan *collapse*, adanya kemungkinan pipa putus, serta adanya *drag* dan torsi.

PENDAHULUAN

Sumur X pada lapangan Y ini merupakan salah satu usaha dari PT. Medco E&P Indonesia untuk menekan biaya awal investasi. Sumur ini diprogramkan akan dibor menggunakan pengeboran berarah (*directional drilling*). Sumur ini direncanakan dibor menggunakan *type well I*, yaitu *build and hold trajectory* atau juga dikenal dengan istilah *J-type well*. Beberapa alasan dipilihnya pengeboran berarah adalah karena letak *reservoir* berada dibawah sungai dan juga karena kontraktor menginginkan efisiensi biaya sewa menara pengeboran karena apabila melakukan pengeboran di sungai akan memerlukan *swamp barge* yang mana akan menambah beban biaya sewa dan juga waktu *moving*, karena perlu diketahui didaerah tersebut tidak ada pengeboran dengan menggunakan *swamp barge*. Sumur ini memiliki koordinat permukaan pada 290395 mN 9623635 mE dan koordinat target pada 290430 mN 9623600 mE. Dari koordinat tersebut, *azimuth* lokasi sumur ke target berada di kuadran ke-2 sebesar 135° dan akan memiliki *horizontal displacement* sepanjang 162.4 ft. Sumur ini direncanakan memiliki *target depth* dikedalaman 1,875 ft dan *total depth* dikedalaman 2,200 ft. Sumur ini akan dibor dengan kedalaman *kick-off point* (KOP) di 1,000 ft, setelah itu sumur akan mulai dibentuk sudut dengan *build-up rate* sebesar $2.71^{\circ}/100$ ft dengan *inclination* sebesar 15.4° sehingga sudut akan dibentuk dari 0° - 15.4° sepanjang *kick-off depth* hingga *end of build* sepanjang 561.78 ft.



Pada rencana pengeboran berarah sumur X ini pada intinya akan dibahas tentang perencanaan *drillstring* untuk sumur berarah. perencanaan ini dilakukan karena disetiap pengeboran, terlebih pengeboran berarah, akan selalu ditemui beberapa parameter yang dapat menyebabkan masalah pada rangkaian *drillstring* seperti *fatigue*, putus, dan *twisting*. Karena tentu saja berbeda penggunaan *drillstring* pada sumur vertikal dan sumur horisontal atau berarah, pada sumur berarah atau horisontal *drillstring* akan mengalami *bending* yang tidak dialami pada sumur vertikal

METODE PENELITIAN

A. Subjek Penelitian

Subjek dalam penelitian ini adalah kondisi geologi atas dan bawah permukaan, perencanaan *trajectory* sumur berarah, dan perencanaan *drillstring* yang tepat.

B. Objek Penelitian

Objek dalam penelitian ini adalah kordinat lokasi dan kordinat target, kordinat sumur disekitarnya, efek geologi dan efek mekanik, dan *drilling hazard* danantisipasi dari berbagaikendala yang akan dihadapi.

C. Tahapan Penelitian

Berikut ini tahapan-tahapan yang akan digunakan penulis selama melakukan penelitian:

1. Studi pustaka
2. Penentuan kordinat lokasi dan target
3. Penentuan lintasan sumur (*well path*)
4. Analisis kedalaman dan kondisi *reservoir*
5. Analisis parameter pengeboran
6. Analisis karakteristik dari formasi
7. Penentuan *drillstring* yang tepat
8. Evaluasi data hasil analisis
9. Penelitian selesai.

D. Pengolahan Data

Data akan dianalisis dan diolah dalam bentuk tabel maupun grafik dengan menggunakan *microsoft excel*. Hal ini bertujuan agar parameter evaluasi dan hasil analisis dapat diketahui dengan jelas.

HASIL PENELITIAN DAN PEMBAHASAN

Perhitungan *well trajectory* pada sumur dilakukan dengan metode manual dan menggunakan metode *minimum curvature* untuk dapat membuat gambaran *well trajectory* yang nantinya akan diplot dalam bentuk grafik. Terdapat dua grafik yang akan disajikan yaitu *horizontal view* dan *vertical view*. Setelah ditentukan lintasan yang akan dibuat maka langkah selanjutnya adalah memilih *bottom hole assembly* (BHA) yang akan digunakan kemudian mendesain *drillpipe* yang akan digunakan sesuai dengan parameter pengeboran yang akan dilakukan.

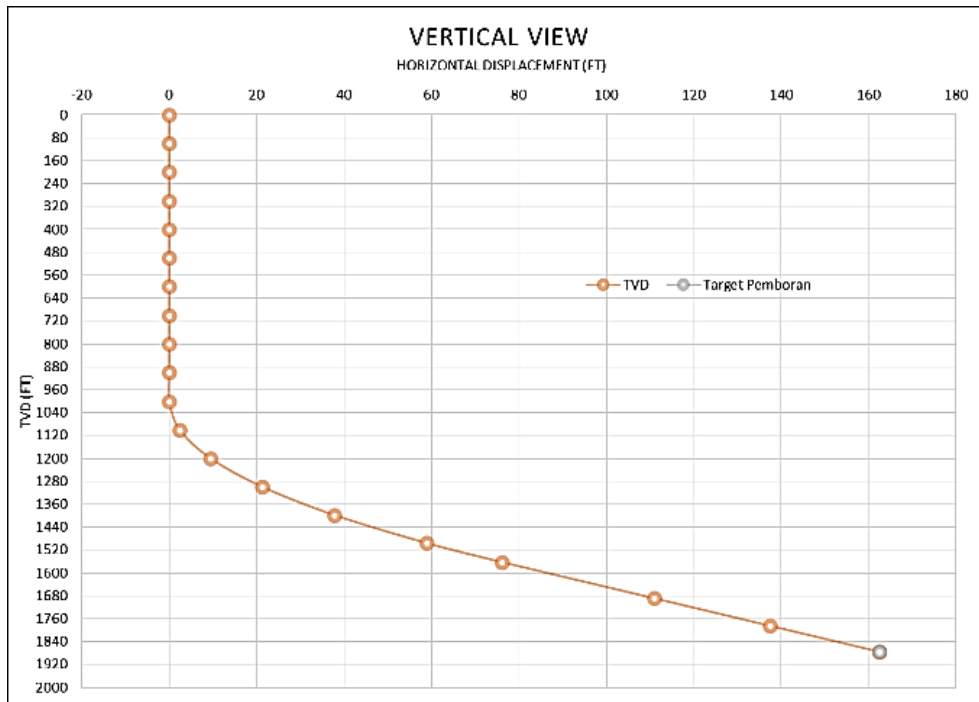


Tabel 1. Hasil perhitungan *well trajectory design*

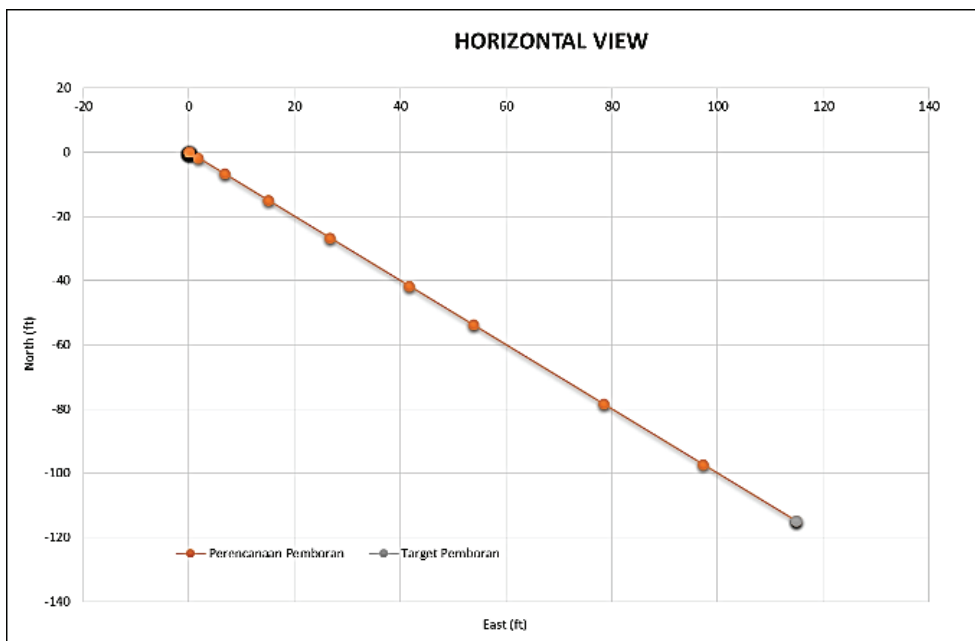
MD	INCL	NORTH	EAST	TVD	DEPARTURE
0	0	0	0	0	0
100	0	0	0	100	0
200	0	0	0	200	0
300	0	0	0	300	0
400	0	0	0	400	0
500	0	0	0	500	0
600	0	0	0	600	0
700	0	0	0	700	0
800	0	0	0	800	0
900	0	0	0	900	0
1000	0	0	0	1000	0
1100	2.71	-1.67163	1.671628	1099.944	2.3640395
1200	5.42	-6.68277	6.682774	1199.665	9.4308701
1300	8.13	-15.0222	15.02223	1298.939	21.244641
1400	10.84	-26.6713	26.67134	1397.544	37.718972
1500	13.55	-41.6041	41.60405	1495.26	58.837015
1568.8	15.42	-53.769	53.76905	1561.865	76.040918
1700	15.42	-78.4298	78.42978	1688.345	110.91645
1800	15.42	-97.2261	97.22606	1784.747	137.49842
1893.75	15.42	-114.848	114.8483	1875.128	162.42001

Kemudian setelah seluruh data dimasukkan dan seluruh parameter telah dihitung, maka langkah selanjutnya adalah merubah data pada tabel 1 yang masih berupa angka menjadi grafik atau yang biasa dikenal dengan istilah *plotting*. Pada gambar 1 merupakan hasil *plotting* dari tabel 1 yang dilihat secara vertikal. Sedangkan pada gambar 2 merupakan hasil *plotting* dari tabel 1 yang dilihat secara horizontal. Perlu di ingat bahwa *plotting* ini hanya merupakan program pengeboran. Pada pelaksanaannya nanti terkadang lintasan sumur tidak selalu sama persis dengan desain yang telah dibuat sebelumnya. Oleh karena itu biasanya pihak *oil company* memberikan radius toleransi target yang masih dibolehkan. Besarnya radius ini masing-masing ditentukan oleh besarnya *reseivoir* dan luas jari-jari pengurasan dari sumur yang akan dilakukan pengeboran. Jika pada saat dilakukan pengeboran terjadi penyimpangan lintasan (*trajectory*), maka terdapat salah satu solusi untuk mengembalikan lintasan ke program semula, yaitu dilakukan *correction run*. Yaitu memulai membuat lintasan kembali pada titik yang terjadi penyimpangan.





Gambar 1. Vertical View



Gambar 2. Horizontal View



Setelah ditentukan lintasan sumur dengan perhitungan diatas, maka selanjutnya adalah menentukan *drillstring* dan *bottom hole assembly* (BHA) yang akan digunakan. Pertama yang akan ditentukan adalah jumlah *heavy weight drill collar* (HWDP) yang akan digunakan sebagai pemberat rangkaian. HWDP digunakan sebagai pengganti *drill collar* (DC) karena HWDP lebih lentur dan dianggap dapat meminimalisir terjadinya *pipe sticking*.

1. Menghitung *bit weight*

$$\begin{aligned} \text{WOB} &= \frac{\text{WOB yang diprogramkan}}{\cos \theta} \\ &= 20,000 \text{ lbs.} / \cos 15.42^\circ \\ &= 20,750 \text{ lbs} \end{aligned}$$

2. Berat HWDP di udara dengan MW = 10.4 ppg dan SF = 1.1

$$\begin{aligned} \text{HWDP} &= \frac{(1.1 \times \text{WOB})}{\text{BF}} \\ &= \frac{(1.1 \times 20,750)}{0.8412} \\ &= 27,135 \text{ lbs} \end{aligned}$$

3. Menghitung jumlah joint HWDP

$$\begin{aligned} \text{joint HWDP} &= \frac{\text{Berat HWDP di udara}}{\text{panjang HWDP per joint} \times \text{ponder HWDP}} \\ &= \frac{27,135}{31 \times 50.38} \\ &= 18 \text{ jts} \end{aligned}$$

Setelah jumlah HWDP sudah ditentukan, selanjutnya dapat dihitung parameter perhitungan untuk penentuan *drillstring* yang akan digunakan pada sumur ini. Parameter yang akan dihitung adalah *collapse load*, *tension load*, *slip crushing*, *shock loading*, *stretch of drillpipe*, *dogleg severity analysis*, *critical buckling force*, *critical rotary speed*, *torque limitation*, dan *drag*.

1. *Collapse Load Calculation*

$$\begin{aligned} P_c &= \frac{L \cdot \rho_1}{19.251} \times \text{DF} \\ &= \frac{2200 \times 10.4}{19.251} \times 1.125 \\ &= 1337 \text{ psi} \end{aligned}$$

*perhitungan diatas dengan asumsi tidak ada lumpur didalam pipa dan dihitung saat *drillpipe* digunakan untuk pengeboran terdalam.

Tabel 2. Spesifikasi *drillpipe* yang dipilih

OD	T & C Nominal Weight	ID	GRADE	Collapse Resistance	Internal Yield	Body Yield Strenght	Torsional yield Stg
inch	lb/ft	inch		psi	psi	lbs	lbf-ft
4.5	13.75	3.958	E75	4686	7227	213258	20403
4.5	13.75	3.958	X95	5190	9154	270127	25844
4.5	13.75	3.958	G105	5352	10117	298561	28564
4.5	13.75	3.958	S135	5908	13008	383864	36725

2. Tension Load Calculation

$$\begin{aligned}P &= (\text{total berat BHA} + L_{dp} \times W_{dp}) \times \\ &\quad DF \times BF \\ &= \{59610 + (2200 - 1125.89) \times 13.75\} \\ &\quad \times 1.3 \times 0.841 \\ &= 81,319 \text{ lbs} \\ P_a &= 0.9 \times P_t \\ &= 0.9 \times 213,358 \\ &= 192,022 \text{ lbs} \\ \text{MOP} &= P_a - p \\ &= 192,022 - 81,319 \\ &= 110,703 \text{ lbs}\end{aligned}$$

3. Shock load

$$\begin{aligned}F_s &= 3200 \times W_{dp} \\ &= 3200 \times 13.75 \\ &= 44,000 \text{ lbs}\end{aligned}$$

4. Slip Crushing

$$\begin{aligned}\frac{S_H}{S_T} &= \left(1 + \frac{DK}{2L_s} + \left(\frac{DK}{2L_s} \times \frac{DK}{2L_s}\right)^{1/2}\right) \\ &= \left(1 + \frac{4.5 \times 4}{2 \times 16} + \left(\frac{4.5 \times 4}{2 \times 16} \times \frac{4.5 \times 4}{2 \times 16}\right)^{1/2}\right) \\ &= 1.371 \\ T_s &= T_L (S_H/S_T) \\ &= 81,319 \times 1.371 \\ &= 111,489 \text{ lbs}\end{aligned}$$

5. Stretch of drillpipe

elongation karena berat dari rangkaian

$$\begin{aligned}e_1 &= \frac{P.L}{A} \\ &= \frac{735,444 \times W_{dp}}{81,319 \times 1,074.11} \\ &= \frac{735,444 \times 13.75}{81,319 \times 1,074.11} \\ &= 8.64 \text{ inch}\end{aligned}$$

elongation karena berat dari *drillpipe* sendiri

$$\begin{aligned}e_2 &= \frac{L^2}{A} \times (65.44 - 1.44 \times \rho_m) \\ &= \frac{1,074.11^2}{9.625 \times 10^7} \times (65.44 - 1.44 \times 10.4) \\ &= 0.606 \text{ inch}\end{aligned}$$

Sehingga total penambahan panjang *drillpipe* adalah sebesar $e_1 + e_2$ yaitu sebesar 9.246 inch.



6. Dogleg Severity Analysis

a. Menghitung *tension stress* (σ_t)

$$\begin{aligned}\sigma_t &= \text{tension load} / \text{cross-sectional area} \\ &= 81,319 \text{ lbs} / 3.599 \text{ in}^2 \\ &= 22,849 \text{ psi}\end{aligned}$$

b. Menghitung maximum permissible bending stress

$$\begin{aligned}\sigma_b &= 20000 \left(1 - \frac{\sigma_t}{145000}\right) \\ &= 20000 \left(1 - \frac{22849}{145000}\right) \\ &= 16,849 \text{ psi}\end{aligned}$$

c. Menentukan K

$$\begin{aligned}K &= \sqrt{\frac{T}{EI}} \\ &= \sqrt{\frac{135,883}{30 \times 10^6 \times 9.86}} \\ &= 0.0214\end{aligned}$$

d. Menghitung maksimum dogleg severity

$$\begin{aligned}\text{Max DS} &= \frac{432,000}{\pi} \times \frac{\sigma_b}{ED} \times \frac{\tanh KL}{KL} \\ &= \frac{432,000}{3.14} \times \frac{16,849}{30 \times 10^6 \times 4.5} \times \frac{\tanh(0.0214 \times 180)}{0.0214 \times 180} \\ &= 4.5 \text{ deg}/100 \text{ ft}\end{aligned}$$

Dari hasil diatas, *drillpipe* masih aman untuk digunakan karena *dogleg* yang telah ditentukan hanya sebesar 2.71 deg/100 ft.

7. Buckling Force

$$\begin{aligned}F_{CR} &= 2\sqrt{\frac{EIW \sin\theta}{r}} \\ &= 2\sqrt{\frac{30 \times 10^6 \times 9.18 \times (1.15 \times 0.841) \times \sin 15.42^\circ}{0.5 \times (8.5 - 6.625)}}\end{aligned}$$

Berat nominal (W) diudara dari *drillpipe* yang digunakan adalah sebesar 13.75 lbs/ft dikonversi menjadi 1.15 lbs/in.

$$= 17,383 \text{ lbs}$$

Sehingga apabila compressive load mencapai nilai tersebut maka sinusoidal buckling akan terjadi.



8. Critical Rotary Speed

$$\begin{aligned} \text{RPM} &= \frac{258,000}{L} \\ &= \frac{258,000}{(2200 - 1125.89)} \\ &= 240 \text{ RPM} \end{aligned}$$

9. Torque Calculation

Pertama dihitung terlebih dahulu *polar moment of inertia* dengan persamaan berikut:

$$\begin{aligned} J &= \frac{\pi}{32} (D^4 - d^4) \\ J &= \frac{\pi}{32} (4.5^4 - 3.958^4) \\ &= 16.16 \end{aligned}$$

Kemudian menghitung *minimum torsional yield strength*

$$\begin{aligned} Q_t &= \frac{0.09616 \times J}{D} \sqrt{Y_m^2 - \frac{P^2}{A^2}} \\ &= \frac{0.09616 \times 16.16}{4.5} \sqrt{(213258 / A)^2 - \frac{81.319^2}{3.599^2}} \\ &= 18,880 \text{ lb-ft} \end{aligned}$$

Nilai diatas merupakan nilai dari *maximum allowable torque*. Namun jika nantinya nilai *make-up torque* lebih kecil dari nilai diatas maka nilai *make-up torque* tersebut yang menjadi batasan *maximum allowable torque*.

10. Drag Calculation

Pertama hitung berat *drillpipe* dalam lumpur per 100 ft

$$\begin{aligned} W_m &= L_{dp} \times \text{ponder} \times \text{BF} \\ &= 100 \times 13.75 \times 0.841 \\ &= 1156.4 \text{ lbs/ 100 ft} \end{aligned}$$

Kemudian hitung *normal force*

$$\begin{aligned} F_{N=} &= \sqrt{\{2T \sin\left(\frac{\Delta I}{2}\right) + W \sin I_{avg}\}^2 + \{2T \sin\left(\frac{\Delta A}{2}\right) \sin I_{avg}\}^2} \\ &= 71933.7 \text{ lbs} \end{aligned}$$

*nilai W (*bouyed weight of DP*) negatif karena DP bergerak melawan tarikan keatas pada saat pipa dicabut.

Menghitung *drag*

$$\begin{aligned} \text{Drag} &= \mu \times F_N \\ &= 0.25 \times 71933.7 \\ &= 17983.4 \text{ lbs} \end{aligned}$$

Nilai *drag* diatas adalah nilai 100 ft yang dihitung dari kedalaman target. Kemudian nilai *drag* selanjutnya akan disajikan dalam bentuk tabel.

Menghitung *tension load* pada interval selanjutnya karena adanya *drag* dengan persamaan 2.66

$$\begin{aligned} T_2 &= T_1 - W \cos I_{avg} + \mu F_N \\ &= 135883 - (-1156.4) \times \cos 15.42 + \\ &\quad 17983.4 \\ &= 154981.20 \text{ lbs} \end{aligned}$$



Untuk keseluruhan *normal force*, *drag*, dan *tension load* karena *drag* dapat dilihat pada tabel 3.3.

Tabel 3. Hasil perhitungan *drag* dan torsi

MD	I	Wf	FN	DRAG	T2
1000	0	-1156.4	4019.69	1004.92	83479.97
1100	2.71	-1156.4	12358.3	3089.57	85562.04
1200	5.42	-1156.4	21103.4	5275.86	87743.16
1300	8.13	-1156.4	30242.5	7560.62	90020.19
1400	10.84	-1156.4	39555.4	9888.84	92338.12
1500	13.55	-1156.4	47062.2	11765.5	94204.18
1568.8	15.42	-795.6	50328.3	12582.1	94668.04
1700	15.42	-1517.2	49127.3	12281.8	95063.40
1800	15.42	-1156.4	42925.3	10731.3	93165.11
1900	15.42	-1156.4	0	0	81319

KESIMPULAN

Berdasarkan hasil penelitian dan pembahasan yang telah disajikan, maka dapat diambil kesimpulan sebagai berikut:

1. Sumur ini memiliki koordinat permukaan pada $X = 952785.995$ ftE $Y = 31575146.4$ ftN dan koordinat target pada $X = 952900.83$ ftE $Y = 31575031.6$ ftN. Kedalaman target pada 1875 ftTVD dan kedalaman total pada 2200 ftTVD. Sumur ini memiliki *azimuth* sebesar 135° atau $S45^\circ E$, horizontal displacement sepanjang 162.4 ft, *radius of curvature* sebesar 2113.38 ft, dan *final inclination* sebesar 15.42° . *Total measured depth* sumur ini, untuk mencapai target, sedalam 1893.75 ftMD.
2. *Plotting* dari *well trajectory* menggunakan metode *minimum of curvature*.
3. Parameter *drillstring design* yang dihitung adalah sebagai berikut: *Collapse load* sebesar 1337 psi, *tension load* sebesar 135883 lbs, *slip crushing* sebesar 111489 lbs, *stretch of drillpipe* sepanjang 9.246 inch, *dogleg severity analysis* sebesar 4.5 deg/100 ft, *critical buckling force* sebesar 17383 lbs, *critical rotary speed* sebesar 240 RPM, *torque* akan terjadi pada nilai 18880 lbf-ft.
4. Dari perhitungan parameter *drillstring design*, didapatkan bahwa pada pengeboran sumur ini akan menggunakan *drillstring* dengan diameter luar (OD) 4.5", diameter dalam (ID) 3.958", *grade* E75, kelas peremium, range 2.
5. Menggunakan skenario dua *bottom hole assembly* (BHA) yaitu BHA#1 untuk trayek 12.25" dengan susunan *mud motor*, *stabilizer*, NMDC, MWD, HWDP, dan *jar* serta BHA#2 untuk trayek 8.5" yang memiliki susunan *mud motor*, *stabilizer*, NMDC, HWDP, *jar*.
6. Dari tiga trayek yang direncanakan, hanya dua trayek terakhir yang menggunakan *mud*

motor. Mud motor yang digunakan merupakan tipe *low speed 7:8 lobe* untuk trayek 12.25” dan *6:7 lobe* untuk trayek 8.5” yang bertujuan untuk mengatur agar kecepatan putaran (RPM) bit rendah sehingga akan mudah dibelokkan.

Menggunakan *mud motor* ukuran 8 inch untuk trayek 12.25 inch dan ukuran 6.75 inch untuk pengeboran pada trayek 8.5 inch.

DAFTAR PUSTAKA

- Adams, Neal (1985). “Drilling Engineering”. PenWell Publishing Company: Tulsa, Oklahoma.
- Baker Huger INTEQ (1995). “Drilling Engineering Workbook”. Baker Huger INTEQ: Houston, Texas.
- Bourgoyne, Adam T., dkk. (1986). “Applied Drilling Engineering”. Society of Petroleum Engineers: Richardson, Texas.
- Carden, Richard S. (2007). “Horizontal and Directional Drilling”. PetroSkill: Tulsa, Oklahoma.
- Hyne, Norman J. (1991). “Dictionary of Petroleum Exploration, Drilling, and Production”. PennWell Publishing Company: Tulsa, Oklahoma.
- IADC Drilling Manual (V.11) (2000). Technical Toolboxes Inc.: Houston, Texas.
- Inglis, T.A. (1987). “Vol. 2 : Direcional Drilling”. Kluwer academic Publisher Group: Norwell, USA.
- Prassl, Wolfgang F. (n.d.). “Drilling Engineering”. Curtin University of Technology: Perth, Australia.
- Rabia, H. (2001). “Well Engineering and Construction”. USA.
- Short, J.A. (1993). “Introduction To Directional and Horizontal Drilling”. PennWell: Tulsa, Oklahoma.
- Slumberger (1996). “Directional Drilling Training Manual”. Anadrill: USA.

