

ANALISIS METODE CASING WHILE DRILLING UNTUK SETTING CASING 16" PADA SUMUR C2

Bobby Rifki Saputra^{1*}, Asri Nugrahanti¹, Rizki Akbar¹

¹Program Studi Teknik Perminyakan – Universitas Trisakti

Abstrak

Sumur C2 merupakan sumur eksplorasi yang berada di daerah Sumatera Selatan yang dikelola oleh PT. MEPI di lapangan CSS yang direncanakan akan dibor sampai kedalaman 12.000 ftTVD dengan secara vertikal. Perencanaan penggunaan casing while drilling yaitu dilakukan dengan menggunakan protective casing 16" pada trayek 17-1/2" dari kedalaman 1.500 ft hingga 4.600 ft. Penggunaan casing while drilling (CWD), diharapkan dengan menggunakan casing sebagai drillstring, maka clearance antara dinding lubang bor dengan OD casing menjadi kecil yang akan menyebabkan terjadinya peristiwa "Plastering Effect". Peristiwa ini diharapkan dapat mengisolasi dinding lubang bor yang mudah terjadi lost circulation. Pada sumur vertikal hanya perlu metode casing while drilling level-2 (non-retrievable) karena pada level-2 hanya casing dengan bit (drillshoe) saja, dimana drillshoe nantinya akan ditinggal di casing shoe. Dari hasil analisis dapat dikatakan pada sumur C2 dapat diaplikasikan metode casing while drilling karena dari segi hidrolika pemboran yaitu seperti pembersihan lubang bor dengan metode horsepower square inch (HSI) dan pengangkatan cutting berdasarkan nilai cutting carrying index (CCI) sangat baik, namun dari segi mekanika pemboran perlu diperhatikan beban torsi, drag, dan buckling. Dari segi beban torsi perlu diinstal MLT Rings untuk protective casing 16", dari beban drag dimana rig 2.000 HP dapat menahan beban maksimum hookload, dan protective casing 16" tidak mengalami buckling akibat weight on bit (WOB) maksimum masih dibawah beban critical buckling.

Kata-kata kunci: Casing While Drilling, Depleted Zone, Hidrolika Pemboran, Lost Circulation, Mekanika Pemboran.

Abstract

C2 well is an exploration well located in south Sumatera area managed by PT. MEPI in planned CSS field will be drilled to a depth of 12.000 ftTVD vertically. Planning the use of casing while drilling is done by using 16" protective casing on the trajectory 17-1/2" from a depth of 1.500 ft to 4.600 ft. The use of casing while drilling (CWD), is expected by using the casing as drillstring, then the clearance between the boreholes wall with the OD casing becomes small which will cause the event "Plastering Effect". This phenomenon is expected to isolate the wall of the drill hole which is easy to happen lost circulation. On vertical wells only need a casing method while drilling level-2 (non-retrievable) because at level-2 only casing with bits (drillshoe) only, where drillshoe will be left in the shoe casing. From the analysis results can be said on well C2 can be applied casing method while drilling because in terms of hydraulics drilling which the drill hole clearance with horsepower square inch method (HSI) and cutting lift based on cutting carrying index (CCI) is good, but for mechanics drilling needs to be considered torque, drag, and buckling loads. In terms of torque loads MLT Rings should be installed for 16" protective casing, from drag loads where the 2.000 HP rig can withstand maximum load of hookload, and 16" protective casing might not occur buckling as the maximum weight on bit (WOB) is still under critical buckling load.

Keywords: Casing While Drilling, Depleted Zone, Drilling Hydraulics, Lost Circulation, Drilling Mechanics.

* Program Studi Teknik Perminyakan, Universitas Trisakti

Jl. Kyai Tapa No. 1 Grogol Jakarta Barat 11440, Tel: +62-21-5663232, Faksimili: +62-21-5644270

Email : bobbyrifki29@gmail.com

I. PENDAHULUAN

Saat ini PT. MEPI sedang merencanakan suatu pemboran sumur minyak eksplorasi C2 di lapangan CSS dengan secara vertikal. Sebelumnya PT. MEPI sudah dilakukan pemboran pada sumur D1 yaitu sebagai sumur acuan atau *offset well* dari sumur C2 ini yang dilakukan secara pemboran konvensional di wilayah Sumatera Selatan. Namun terjadi permasalahan yang cukup banyak pada sumur D1, salah satunya pada trayek 17-1/2" pada kedalaman 2.800 ft sampai 4.400 ft dengan menembus zona *depleted* pada lapisan *pangadang coal* yang berakibat terjadinya *lost circulation* yang sangat

signifikan pada zona *depleted* tersebut, dimana berimbas pada *non-productive time* yang tinggi akibat terjadinya *lost circulation* pada sumur D1. Zona *depleted* itu sendiri terjadi akibat *pore pressure* mengalami situasi *subnormal* atau *pore pressure* yang sangat kecil, jadi untuk mengimbangi *pore pressure* tersebut perlu tekanan hidrostatik yang kecil pula yang apabila tidak terlaksana dengan baik dapat terjadinya *lost circulation*.

Untuk mengatasinya, PT. MEPI sedang melakukan analisis terhadap permasalahan *lost circulation* untuk di sumur C2 dengan beberapa metode untuk

menanggulangnya, seperti penggunaan LCM (*Lost Circulation Material*), *Underbalanced Drilling*, *Pressure Mud Cap Drilling*, dan *Casing While Drilling*. PT. MEPI menginginkan penulis untuk melakukan penelitian terhadap metode *casing while drilling* pada sumur C2 di trayek 17-1/2" dengan menggunakan *protective casing* 16" BTC *connection* dari kedalaman 1.500 ft sampai 4.600 ft dengan menggunakan *Mud Pump* 1.600 HP dan *Rig* 2.000 HP berdasarkan sumur D1. Metode *casing while drilling* ini secara umum yaitu suatu metode pemboran dengan bersamaan dengan proses *running casing* dimana *casing* yang biasa digunakan sebagai pelindung lubang bor agar tidak runtuh dan sebagai tempat duduknya peralatan – peralatan untuk memproduksi minyak, digunakan sebagai *drillstring*. Akibat penggunaan *casing* sebagai *drillstring* yang berdampak pada *non-productive time* yang rendah karena metode ini tidak perlu dilakukannya *tripping out* seperti yang dilakukan pada pemboran konvensional. Metode pemboran *casing while drilling* dapat mengatasi masalah seperti *lost circulation* dengan cepat ketika *casing* melewati zona *loss* tersebut. Fenomena itu diyakini sebagai hasil dari "*plastering effect*" pada proses *casing while drilling* yaitu efek plasterisasi dimana *cutting* yang naik ke atas melalui *annulus casing-open hole* ditekan dan digiling pada lubang bor akibat adanya perputaran *casing*.

II. TEORI DASAR

Casing while drilling merupakan suatu proses pemboran dengan menggunakan *casing* sebagai pengganti pipa pemboran konvensional. Metode pemboran ini dikembangkan dengan tujuan yaitu mengatasi masalah *lost circulation* pada suatu sumur, pemasangan *casing* akan dilakukan setelah pemboran dengan *casing* tersebut mencapai titik *casing point* yang dituju. *Casing while drilling* memiliki waktu pengoperasian yang lebih cepat dibandingkan dengan pemboran konvensional, karena dengan metode ini kegiatan cabut pasang rangkaian seperti pada metode konvensional tidak perlu dilakukan karena *casing* langsung diset sampai *casing setting depth*. *Casing* berfungsi sebagai media untuk melewatkan energi mekanik dan hidrolik kepada pahat bor. Pengoperasian dalam sistem ini memerlukan peralatan khusus dengan beberapa bentuk modifikasi dari peralatan konvensional yang sudah ada.

2.1 Metode Non-Retrieveable BHA

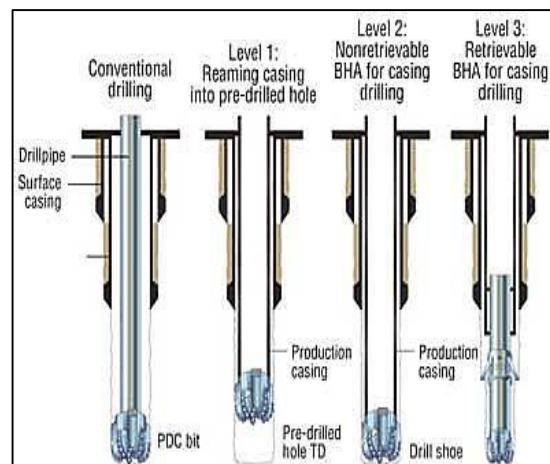
Pada *casing while drilling level 1*, lubang sudah ada dimana lubang tersebut dibor terlebih dahulu dengan pemboran konvensional, lalu untuk membesarkan diameter lubang yaitu dengan mengebor langsung dengan *casing*.

Pada *casing while drilling level 2*, dari awal sudah dilakukan dengan *casing* sebagai *drillstring* karena

sudah memiliki *offset well* sebagai acuan untuk target formasi yang akan dicapai. BHA untuk *level 2* ini umumnya hanya *drillshoe*, *float collar*, dan *casing*.

2.2 Metode Retrieveable BHA

Pada *casing while drilling level 3* ini *bit* yang digunakan satu ukuran lebih kecil dari ukuran *casing* agar dapat di"*retrieve*" atau dapat diambil kembali melewati *casing*. Agar lubang sumur dapat dibor dengan trayek yang diinginkan, digunakan *underreamer* yang dapat melebar sampai ukuran trayek yang diinginkan dengan memberikan tekanan pompa pada saat operasi pemboran. Penggunaan kedua metode atau sistem ini tergantung dari kegunaan dan fungsi pemakaian di lapangan, karena pemboran dengan *casing* ditawarkan sebagai solusi bagi masalah – masalah yang mungkin terjadi pada saat pemboran. Berikut pada gambar 1. merupakan contoh BHA *casing while drilling* dari *level 1* sampai 3.



Gambar 1. BHA Setiap Level Casing While Drilling

2.3 Peralatan Casing While Drilling

Berikut peralatan untuk operasi *casing while drilling*:

- *Drillshoe*
- *Float Collar*
- *Top Drive*
- *Casing Drive System (CDS)*
- *Centralizer*

2.4 Analisis Perhitungan Metode Casing While Drilling

Pada studi kelayakan teknis metode *casing while drilling* ini ada beberapa metode perhitungan yang diperlukan, diantaranya yaitu perhitungan Hidrolika Pemboran dan Mekanika Pemboran pada trayek 17-1/2".

a. Hidrolika Pemboran

- Kehilangan Tekanan Sistem Sirkulasi

Pada kehilangan tekanan pada sistem sirkulasi akan dianalisis yaitu dari kehilangan tekanan di *surface*, lalu kehilangan tekanan di dalam *casing*, kehilangan tekanan di *bit*, kehilangan tekanan di *annulus open hole* maupun *cased hole*.

▪ HSI (*Horsepower Square Inch*)

Prinsip dasar dari metode ini menganggap bahwa semakin besar daya yang disampaikan fluida terhadap batuan akan semakin besar pula efek pembersihannya, sehingga metode ini berusaha untuk mengoptimalkan *horse power* (daya) yang dipakai di *bit* dari *horse power* pompa yang tersedia di permukaan.

▪ CCI (*Cutting Carrying Index*)

Cutting carrying index merupakan nilai yang dihitung untuk sebagai acuan agar cutting dapat terangkat ke permukaan dengan baik, maka nilai dari CCI ini yang dapat mengangkat cutting dengan baik yaitu harus lebih besar dari 1 namun bila dibawah 1 maka dapat dikatakan bahwa sirkulasi lumpur kurang baik karena *cutting* tidak terangkat.

b. Mekanika Pemboran

▪ Beban Torsi

Beban torsi terjadi pada saat *casing* dirotasi dan gigi (*cutter bit*) tertahan oleh batuan formasi, maka *casing* akan mengalami putaran atau puntiran. Selain itu, pada proses pemboran beban torsi juga diakibatkan karena *casing* yang dirotasi mengalami kontak dan gesekan dengan dinding lubang bor.

▪ Beban Drag

Drag adalah gaya yang harus dilawan oleh rangkaian *drillstring* akibat kontak dan gesekan antara *drillstring* dengan dinding lubang bor ketika *drillstring* bergerak turun (*run in hole*), bergerak naik (*pull out of hole*), dan saat *drilling* (*weight off rotating bottom*).

▪ Beban Buckling

Buckling adalah tertekuknya *casing string* akibat *stress* yang berlebihan. Biasanya *buckling* merupakan gabungan antara gaya *axial* dan gaya *lateral* dalam memberikan beban untuk menghasilkan WOB (*Weight on Bit*) yang maksimum.

III. HASIL DAN PEMBAHASAN

3.1 Desain BHA Casing While Drilling Sumur C2

Berikut dari tabel 1. dapat dilihat desain dari *bottom hole assembly*.

Tabel 1. Desain BHA Casing While Drilling

BHA CWD	OD, in	ID, in	Length, ft	Joint
Protective Casing	16	15,01	36	128
Float Collar 2	16	15,031	2,36	1
Casing Joint	16	15,01	36	1

Centralizer				1
Float Collar 1	16	15,031	2,36	1
Drill Shoe	17,5	0,92	2,64	1

Dari hasil tabel 1. dapat dilihat bahwa desain *bottom hole assembly* yang digunakan untuk *casing while drilling level-2* pada sumur C2. Dengan menggunakan *float collar* sebanyak 2 buah bertujuan agar setelah sampai *casing setting depth* yang diinginkan maka dapat langsung dilakukan *dual stage cementing*, sserta tujuan digunakan level-2 yaitu agar tidak dilakukannya lagi *tripping out* saat pemboran berlangsung.

3.2 Hidrolika Pemboran

▪ Kehilangan Tekanan Total Sistem Sirkulasi

Dengan menggunakan lumpur KCl Polimer maka dapat digunakan persamaan *pressure loss* dengan metode *power law* dengan *mud weight* 10 hingga 11 ppg, dengan laju alir sebesar 830 gpm. Dapat dilihat pada tabel 2. hasil dari *pressure loss* di trayek 17-1/2”.

Tabel 2. Analisis Pressure Loss

Trayek 17 1/2" CWD LEVEL 2	Avg. V, ft/min	Critical V, ft/min	Tipe Alir	Pres. Loss, Psi
Surface	-	-	-	90,53
Inside CSG	90,26	185,30	Lam.	4,44
Bit	-	-	-	1.589
Annulus CSG (Open Hole)	405,02	406,91	Lam.	322,55
Annulus CSG (Cased Hole)	214,48	322,81	Lam.	43,10
Total				2.050

Dari tabel 2. dapat dilihat bahwa aliran yang akan terjadi yaitu laminer di dalam maupun annulus *casing*, ini sangat baik untuk pengangkatan *cutting* akibat dari penggunaan *casing* sebagai *drillstring*, serta nilai total sistem *pressure loss* sebesar 2.050 psi dengan menggunakan *mud pump* 1.600 HP *triplex single acting* dengan *liner* 6-1/2”, 80 SPM maka dengan menggunakan 2 pompa sudah cukup untuk melawan tekanan *loss* yaitu sebesar 4.012 psi.

▪ Horsepower Square Inch (HSI)

Berikut hasil analisis HSI dengan *flowrate* yang berbeda yaitu dari minimum hingga maksimum

pada tabel 3. dengan menggunakan ukuran *nozzle* 12/32” sebanyak 6 buah *nozzle*.

Tabel 3. Analisis HSI Setiap *Flowrate*

<i>Flowrate (GPM)</i>	HSI	Keterangan
205	0,05	Buruk
600	1,21	Baik
830	3,2	Baik

Pada tabel 3. dapat dilihat bahwa pada laju alir minimum tidak baik untuk pembersihan lubang bor, maka laju alir yang baik yaitu 600 gpm dan 830 gpm karena melebihi rekomendasi nilai HSI yaitu dari 1 hingga 6.

▪ *Cutting Carrying Index (CCI)*

Berikut hasil analisis berdasarkan pengangkatan *cutting* pada trayek 17-1/2” dilihat pada tabel 3.4.

Tabel 4. Hasil Perhitungan CCI Dengan *Casing While Drilling*

Interval, ft	V annulus, ft/min		CCI	
	CSG-OH	CSG-CSG	CSG-OH	CSG-CSG
0-1500	-	214,48	-	3,02
1500-1550	390,05	206,72	5,66	3,00
1550-2850	365,67	193,80	4,95	2,62
2850-3100	341,29	180,88	3,78	2,00
3100-4350	316,92	167,96	4,11	2,18
4350-4600	292,54	155,04	4,70	2,49

Pada tabel 4. dapat dilihat bahwa dari semua desain *mud weight* dari 10 hingga 11 ppg dikatakan baik karena untuk pengangkatan *cutting* yang baik memiliki nilai CCI di atas 1 semua di annulus *open hole* maupun *cased hole*.

3.3 Mekanika Pemboran

▪ Estimasi Beban Torsi

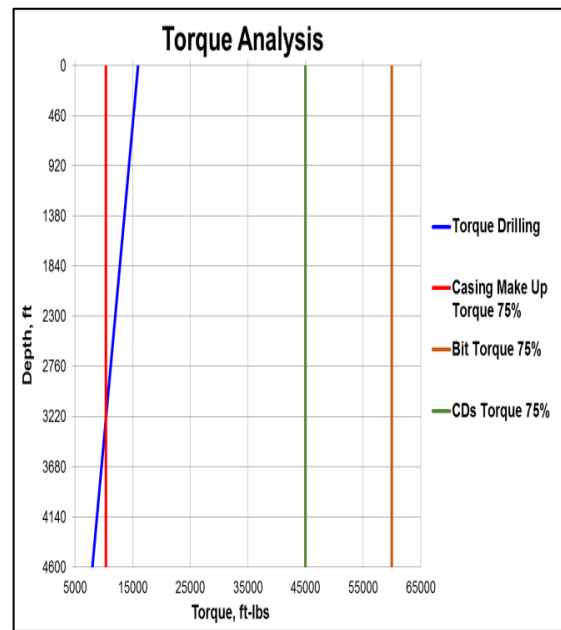
Berikut pada tabel 5. hasil perhitungan estimasi beban torsi yang diperkirakan terjadi pada sumur C2.

Tabel 5. Hasil Perhitungan Beban Torsi

Depth, ft	Wm, ppf	θ	Torsi Drilling, ft-lbs
1500	71,18	0,125	8082
1700	70,53	0,375	8278
1900	70,53	0,625	8518
2100	70,53	0,875	8801
2300	70,53	1,125	9128
2500	70,53	1,375	9499
2700	70,53	1,625	9913
2900	70,28	1,875	10362
3100	70,28	2,125	10861
3300	70,15	2,375	11398
3500	70,15	2,625	11982
3700	70,15	2,875	12611

3900	70,15	3,125	13282
4100	70,15	3,375	13997
4300	70,15	3,625	14755
4500	69,89	3,875	15528
4600	69,89	4,0	15943

Pada tabel 5. dapat dilihat bahwa beban torsi terbesar pada kedalaman 4.600 ft yaitu sebesar 15.943 ft-lbs. Apabila dilihat dari *make up torque casing 16”* sebesar 10.388 ft-lbs, maka *protective casing 16”* tidak dapat digunakan untuk operasi *casing while drilling* dan perlu diinstal *MLT Rings*.



Gambar 2. Grafik Analisis Beban Torsi

Pada gambar 2. dapat dilihat grafik analisis torsi bahwa apabila *protective casing 16’* akan terjadi “galling” tau terjadi aus saat dilakukan *connection*.

▪ Estimasi Beban Drag

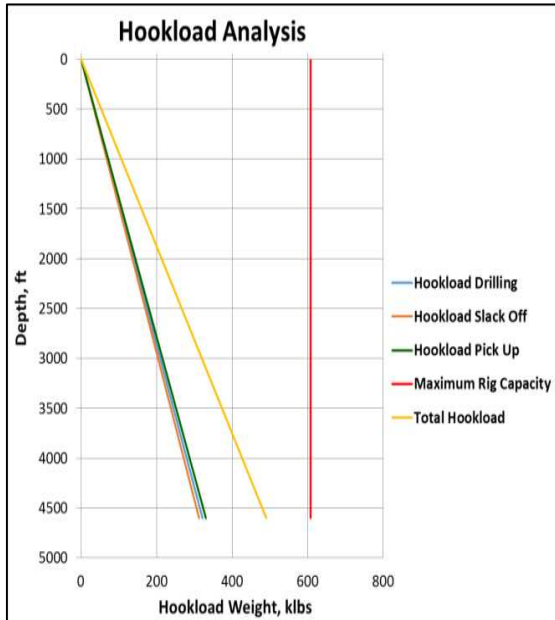
Berikut hasil perhitungan *drag* dapat dilihat pada tabel 6.

Tabel 6. Hasil Perhitungan Beban Drag

Depth, ft	Wm, ppf	θ	Drag, lbs
1500	71,18	0,125	116
1700	70,53	0,375	392
1900	70,53	0,625	731
2100	70,53	0,875	1131
2300	70,53	1,125	1593
2500	70,53	1,375	2116
2700	70,53	1,625	2700
2900	70,28	1,875	3334
3100	70,28	2,125	4039
3300	70,15	2,375	4797
3500	70,15	2,625	5622
3700	70,15	2,875	6509
3900	70,15	3,125	7457

4100	70,15	3,375	8466
4300	70,15	3,625	9536
4500	69,89	3,875	10628
4600	69,89	4,0	11214

Dari tabel diatas dapat dilihat bahwa *drag* terbesar terjadi pada kedalaman 4.600 ft yaitu sebesar 11.214 lbs.



Gambar 3. Grafik Analisis Beban Hookload

Pada gambar 3. dapat dilihat dengan melihat beban maksimum hookload dimana beban drag ditambah beban hookload saat pick up atau pull out of hole dengan ditambah (Block Weight+TDS) sebesar 493 klbs. Maka rig 2.000 HP dapat menahan beban maksimum hookload.

▪ Estimasi Beban Buckling

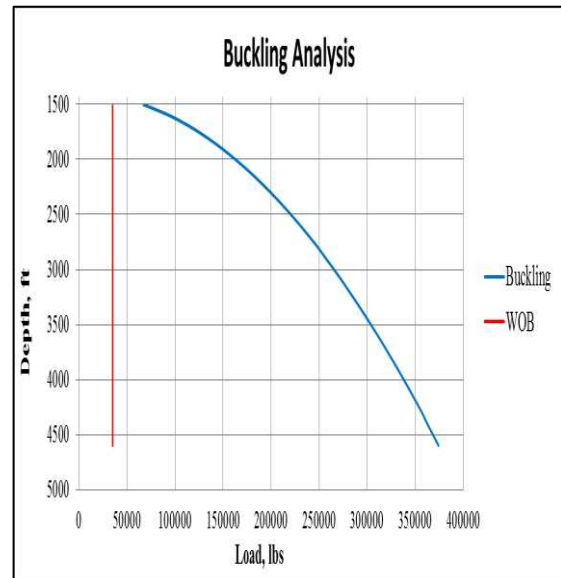
Berikut hasil estimasi beban critical buckling pada tabel 7.

Tabel 7. Hasil Perhitungan Beban Buckling

Depth, Ft	MW, PPG	θ	Fc, lbs
1500	10	0,125	66807
1700	10,5	0,375	115190
1900	10,5	0,625	148708
2100	10,5	0,875	175952
2300	10,5	1,125	199509
2500	10,5	1,375	220562
2700	10,5	1,625	239771
2900	10,7	1,875	257081
3100	10,7	2,125	273677
3300	10,8	2,375	289055
3500	10,8	2,625	303879
3700	10,8	2,875	318009
3900	10,8	3,125	331535
4100	10,8	3,375	344527
4300	10,8	3,625	357043

4500	11	3,875	368457
4600	11	4	374343

Pada tabel 7. dimana beban critical buckling terkecil yaitu terjadi pada kedalaman 1.500 ft yaitu sebesar 66.807 lbs dan beban critical buckling terbesar terjadi di kedalaman 4.600 ft yaitu sebesar 374.343 lbs. Dari grafik dapat dilihat pada gambar 4.



Gambar 4. Grafik Beban Critical Buckling

Dari gambar 4. bila dilihat bahwa beban critical buckling terkecil masih lebih besar dari weight on bit (WOB) maksimum yang diperkirakan yaitu sebesar 35 klbs.

IV. PERSAMAAN MATEMATIKA

4.1 Hidrolika Pemboran

$$P_{sc} = 4,2 MW^{0,8} Q^{1,8} PV^{0,2}, Psi \tag{1}$$

$$V_{average} = \frac{24,5Q}{ID_{Csg}^2}, ft/min \tag{2}$$

$$V_c = \left[\frac{5,82(10^4)K}{MW} \right]^{\frac{1}{2-n}} \left[\frac{1,6}{ID_{Csg}} \frac{3n+1}{4n} \right]^{\frac{n}{2-n}}, ft/min \tag{3}$$

$$P_{inside} = \left[\frac{1,6Va}{ID_{Csg}} \frac{3n+1}{4n} \right]^n \frac{KL}{300 ID_{Csg}}, Psi \tag{4}$$

$$V_{annulus\ OH} = \frac{24,5Q}{DH^2 - OD_{Csg}^2}, ft/min \tag{5}$$

$$V_c = \left[\frac{3,878(10^4)K}{MW} \right]^{\frac{1}{2-n}} \left[\frac{2,4}{DH - OD_{Csg}} \frac{(2n+1)}{3n} \right]^{\frac{n}{2-n}}, ft/min \tag{6}$$

$$P_{OH} = \left[\frac{2,4Va}{DH - OD_{Csg}} \frac{2n+1}{3n} \right]^n \frac{KL}{300 (DH - OD_{Csg})}, Psi \tag{7}$$

$$V_{annulus\ CH} = \frac{24,5Q}{ID_{Last\ Casing}^2 - OD_{Csg}^2}, ft/min \tag{8}$$

$$V_c = \left[\frac{3,878(10^4)K}{MW} \right]^{\frac{1}{2-n}} \left[\frac{2,4}{ID_{LC} - OD_{Csg}} \frac{(2n+1)}{3n} \right]^{\frac{n}{2-n}}, ft/min \tag{9}$$

$$P = \left[\frac{2,4Va}{ID_{Last\ Casing} - OD_{Csg}} \frac{2n+1}{3n} \right]^n \frac{KL}{300 (ID_{LC} - OD_{Csg})}, Psi \tag{10}$$

$$TFA = \frac{1}{4} \pi \left(\frac{D_n}{32} \right)^2 \times \sum \text{Nozzle}, \text{ in}^2 \quad (11)$$

$$P_{bit} = \frac{Q^2 MW}{10858 TFA^2}, \text{ Psi} \quad (12)$$

$$HHP = \frac{P_{bit} Q}{1714}, \text{ HP} \quad (13)$$

$$HSI = \frac{HHP}{\left(\frac{DH}{2} \right)^2 \pi} \quad (14)$$

$$CCI = \frac{K \times MW \times V_a}{400000} \quad (15)$$

$$ECD = \frac{APL}{0,052 TVD} + MW, \text{ ppg} \quad (16)$$

$$BU = \frac{L_{OH}}{AV_{OH}} + \frac{L_{CH}}{AV_{CH}}, \text{ menit} \quad (17)$$

4.2 Mekanika Pemboran

$$T = \frac{OD_{ij} W_m L \mu \sin \theta}{24} + T_b, \text{ ft-lb} \quad (18)$$

$$D = W_m L \mu \sin \theta, \text{ lb} \quad (19)$$

$$HL_{\text{Drilling}} = W_m L C_{sg}, \text{ lb} \quad (20)$$

$$HL_{\text{Slack off}} = HL_{\text{Drilling}} - D, \text{ lb} \quad (21)$$

$$HL_{\text{Pick up}} = HL_{\text{Drilling}} + D, \text{ lb} \quad (22)$$

$$\text{Max. HL} = HL_{p,u} + (\text{Block} + \text{TDS}) + \text{MOP}, \text{ lb} \quad (23)$$

$$\text{Drawworks} = \frac{R_{igHP} \times 76 \times 0,9}{0,5 \times 0,45}, \text{ lbs} \quad (24)$$

$$F_c = 550 \left[\frac{I W_a (65,5 - M_w) \sin \theta}{DH - OD_{ij}} \right]^{0,5}, \text{ lb} \quad (25)$$

$$I = A_s \frac{OD^2 + ID^2}{16}, \text{ inch}^4 \quad (26)$$

$$A_s = 0,7854 (OD^2 - ID^2), \text{ inch}^2 \quad (27)$$

V. KESIMPULAN

Dari analisis metode *casing while drilling* yang direncanakan di trayek 17-1/2" dapat disimpulkan :

1. Dari analisis hidrolika pemboran, kehilangan tekanan total di sistem sirkulasi yang terjadi saat maksimum *flowrate* 830 gpm yang dipompakan yaitu sebesar 2.050 psi, maka dengan *mud pump* 1.600 HP *triplex single acting* 80 SPM, *liner* 6-1/2" dapat *discharge pressure* sebesar 4.012 psi..
2. Dari perhitungan bit *horsepower square inch* (HSI) untuk pembersihan lubang bor pada laju alir 600 gpm dan 830 gpm yaitu didapat nilai bit HSI sebesar 1,21 dan 3,2 dikatakan baik. Serta dari perhitungan *cutting carrying index* (CCI) pengangkatan *cutting* yang dihasilkan di *annulus open hole* maupun *annulus cased hole* semuanya melebihi dari 1 (satu).
3. Dari perhitungan estimasi beban torsi yang terjadi saat *drilling* yaitu sebesar 15.943 ft-lbs, dimana *protective casing* 16" BTC *connection* memiliki *make up torque* sebesar 10.388 ft-lbs, maka *protective casing* 16" perlu diinstal MLT *Rings* agar dapat menambah *make up torque protective casing* 16" sebesar 76.500 ft-lbs.
4. Nilai estimasi beban *drag* maksimum yang telah dihitung yaitu sebesar 11.214 lbs dimana nilai *hookload pick up* sebesar 333 klbs. Serta beban maksimum *hookload* setelah ditambah berat *block* dan top drive system (TDS) 60.000 lbs serta *margin over pull* (MOP) 100.000 lbs

yaitu sebesar 493 klbs atau dikonversi menjadi 1.622 HP, maka dengan *Rig* 2.000 HP mampu digunakan operasi *casing while drilling*.

5. *Protective casing* 16" yang digunakan tidak akan terjadi *buckling* karena nilai dari beban *critical buckling* masih jauh lebih besar yaitu 66 klbs pada kedalaman 1.500 ft, sementara WOB maksimum yang diperkirakan yaitu sebesar 35 klbs.

UCAPAN TERIMA KASIH

Pada kesempatan ini penulis ingin berterima kasih kepada PT. Medco E&P Indonesia yang telah memberi kesempatan kepada penulis untuk melakukan penelitian di tempat yang telah disediakan dengan mendapat bimbingan dari Mas Wijanarko selaku pembimbing di kantor serta penulis ucapkan terima kasih kepada pembimbing di kampus yaitu Prof. Ir Asri Nugrahanti, M.S., Ph.D., IPU selaku pembimbing I dan Rizki Akbar S.T., M.T. selaku pembimbing II dari penulis.

DAFTAR PUSTAKA

1. Baker Hughes Inteq. (1995). *Drilling Engineering Workbook. Baker Hughes INTEQ, Houston, TX, 77073*(December).
2. Bourgoyne, A. T., Millhelm, K. K., Chenevert, M. E., & Young, F. S. (1991). *Applied Drilling Engineering. SPE TEXTBOOK SERIES.*
3. El Islammy, A. R. (2017). Analisis Pengoperasian Metode Casing Drilling Trayek 17-1/2" Pada Sumur ART-1087. Jakarta: Trisakti.
4. Fontenot, K. R., Strickler, R. D. B., & Warren, T. M. (2005). Using Casing to Drill Directional Wells Drilling with large-diameter tubulars eliminates the need to run conventional. *Oilfield Review*, 44–61.
5. Mohammed, A., Okeke, C. J., & Abolle-okoyeagu, I. (2012). Current Trends and Future Development in Casing Drilling, 2(8), 567–582.
6. Pavkovic, B., Bizjak, R., & Petrovic, B. (2016). Review of casing while drilling technology. *Podzemni Radovi, 2016*, 11–32. <https://doi.org/10.5937/podrad1629011P>
7. Rabia, H. (2001). *Well Engineering & Construction. Entrac Consulting.* London.
8. Rosenberg, S. (2009). Drilling-with-Casing (DwC™), 0–56.
9. Rubiandini, R. (2009). Teknik Pemboran I. In *Teknik Pemboran* (Vol. I). Bandung: Institut Teknologi Bandung.
10. Sánchez, F. J., Said, H., Turki, M., & Cruz, M. (2012). Casing While Drilling (CwD): A New Approach To Drilling Fiq Formation in he Sultanate of Oman--A Success Story. *SPE Drilling & Completion*, 27(02), 223–232. <https://doi.org/10.2118/136107-PA>
11. Schlumberger. (2013). Type 5C PDC Underreamer. Schlumberger. Retrieved from

[https://www.slb.com/~media/Files/drilling/product_sheets/drilling_applications/casing_type5
C_pdc_underreamer_ps.pdf](https://www.slb.com/~media/Files/drilling/product_sheets/drilling_applications/casing_type5/C_pdc_underreamer_ps.pdf)