

EVALUASI KESESUAIAN KAPASITAS *HYDRAULIC DRILLING UNIT* TERHADAP BEBAN *JACK ASSEMBLY* PADA PENGEBORAN *ONE-PHASE WELL*

Fikhan Akbar Ramdhani¹, Pradini Rahalintar^{1*}, Fatih Raka Subiantoro¹

¹Teknik Produksi Migas, Politeknik Energi dan Mineral Akamigas, Jl. Gajah Mada No.38, Cepu, Blora, 58315

*E-mail: pradini.rahalintar@esdm.co.id

ABSTRAK

Penelitian ini dilakukan untuk mengevaluasi pemilihan kapasitas Hydraulic Drilling Unit (HDU) yang optimal pada kegiatan pengeboran *One-Phase Well* (OPW) di lapangan *mature* dengan mempertimbangkan beban maksimum pada *jack assembly*. Metode penelitian menggunakan data sekunder dari PT FRS berupa *drilling program*, spesifikasi HDU, dan spesifikasi *swamp rig*. Analisis dilakukan dengan menghitung berat rangkaian pengeboran, berat *casing*, serta gaya gesek (*drag*) pada lima sumur OPW. Hasil perhitungan menunjukkan bahwa total beban pada sumur berkisar antara 90.791,57 lbs hingga 121.644,08 lbs, dengan komponen utama penyumbang beban terbesar adalah rangkaian pengeboran. Kedalaman sumur menjadi faktor yang paling berpengaruh terhadap total beban dibandingkan bentuk lintasan (*trajectory*). Berdasarkan hasil evaluasi, HDU berkapasitas 150k tidak dapat digunakan karena tidak mampu menahan total beban maksimum. Analisis margin *overpull* saat terjadi *stuck pipe* menunjukkan bahwa HDU 225k dengan kapasitas angkat efektif 188.000 lbs dan *safety factor* 1,55 masih dapat digunakan dengan aman apabila diikuti dengan prosedur pencegahan dan *contingency stuck pipe*. Dari sisi keekonomian, penggunaan HDU 225k memberikan efisiensi biaya sebesar 10% dibandingkan HDU 340k, atau setara dengan penghematan \$145.410 untuk lima sumur OPW. Dengan demikian penelitian ini dilakukan sebagai referensi kepada perusahaan minyak dan gas untuk memilih strategi yang lebih efisien untuk melakukan pengeboran OPW di lapangan *mature*.

Kata kunci: *Hydraulic Drilling Unit, One-Phase Well, Margin Overpull*

1. PENDAHULUAN

Peningkatan kebutuhan energi nasional sangat mempengaruhi aktivitas industri dan ekonomi masyarakat. Sektor minyak dan gas bumi masih menjadi penyumbang energi utama di Indonesia [1]. Namun, sebagian besar lapangan migas di Indonesia sudah tergolong lapangan tua (*mature field*), sehingga memerlukan inovasi untuk menjaga dan meningkatkan produksi. Pemerintah menargetkan produksi sebesar 1 juta barel minyak per hari dan 1,2 miliar standar kaki kubik gas per hari [2]. Untuk mencapai target tersebut, dikembangkan inovasi seperti metode *One-Phase Well* (OPW) dan penggunaan *Hydraulic Drilling Unit* (HDU). Sistem OPW menghilangkan kebutuhan penggunaan *surface casing* dan *intermediate casing*, sehingga operasi pengeboran menjadi lebih cepat, aman, dan murah [3].

Hydraulic Drilling Unit (HDU) merupakan inovasi rig dengan tenaga hidrolik yang menawarkan efisiensi tinggi dan biaya operasi yang lebih rendah dibandingkan dengan *swamp rig*, ideal untuk pengeboran pada lapangan dengan keterbatasan ruang dan proyek dengan target efisiensi biaya. Pemilihan kapasitas HDU berdasarkan beban *jack assembly* merupakan hal krusial agar dapat menyesuaikan kapasitas angkat dengan total beban maksimal dari rangkaian pipa pengeboran agar operasi pengeboran berjalan dengan aman dan efisien. HDU merupakan hasil modifikasi dari *Hydraulic Workover Unit* (HWU) yang menggunakan sistem tenaga

hidrolik penuh untuk proses pengangkatan. Unit ini memiliki ukuran yang lebih kecil, mudah dipindahkan, serta biaya operasional yang lebih rendah dibandingkan rig konvensional [4].

Hydraulic Drilling Unit (HDU) lebih sering digunakan dibanding rig konvensional karena menawarkan mobilisasi yang cepat, ukuran peralatan yang lebih kompak, serta biaya operasi yang relatif lebih rendah, terutama untuk pekerjaan pengeboran sumur dangkal hingga menengah, workover, dan completion termasuk pada penerapan One-Phase Well [6],[7],[8]. Rig konvensional, meskipun memiliki kapasitas angkat yang lebih besar dan cocok untuk pengeboran sumur dalam, memiliki kelemahan berupa waktu mobilisasi lebih lama, biaya instalasi yang tinggi, serta kompleksitas operasi, sehingga kurang ekonomis untuk proyek dengan target kedalaman sumur terbatas atau kegiatan intervensi sumur[7], [9].

Pada lapangan FAR inovasi *One-Phase Well (OPW)* yang diterapkan pada sumur OPW-1 hingga OPW-5 merupakan salah satu upaya efisiensi dalam kegiatan pengeboran dengan cara menghilangkan penggunaan *surface casing* dan *intermediate casing*. Pendekatan ini terbukti dapat menurunkan biaya pembangunan sumur secara signifikan karena mengurangi jumlah tahapan pengeboran dan waktu operasi [5]. Meskipun demikian, metode OPW memiliki risiko teknis seperti kemungkinan terjadinya kepasiran (*sand production*) dan keruntuhan lubang bor akibat tidak adanya lapisan pelindung tambahan.

Penelitian tidak hanya membandingkan spesifikasi kapasitas angkat nominal, tetapi juga mengevaluasi kesesuaian terhadap beban statis dan dinamis aktual, termasuk berat drill string, BHA, gaya *overpull*, serta faktor keselamatan (*safety factor*) yang bekerja selama operasi lapangan [10].

2. METODE PENELITIAN

Penelitian ini menggunakan data sekunder yang didapatkan secara langsung dari PT. FRS dengan menggunakan Data *Drilling Program*, Spesifikasi HDU, dan Spesifikasi *Swamp Rig*. Data *drilling program* pada pengeboran 5 sumur OPW seperti *bottom hole assembly* (BHA), spesifikasi *casing*, spesifikasi rangkaian pengeboran, dan profil sumur digunakan untuk menghitung total beban dan *margin overpull*. Spesifikasi HDU dan *swamp rig* seperti kapasitas angkat maksimum, spesifikasi peralatan pendukung, dan harga sewa akan digunakan sebagai acuan dalam menganalisa dan mengevaluasi kapasitas rig yang optimal dalam pengeboran kelima sumur OPW.

Pengolahan data yang dilakukan dalam penelitian ini menghitung beban rangkaian pipa pengeboran, beban casing, dan beban *drag* pada 5 sumur OPW. Pengolahan data dilakukan dengan perhitungan rumus yang telah tersedia menggunakan data *drilling program* dan data spesifikasi HDU.

Berdasarkan Gambar 1, diagram alir tersebut menggambarkan proses metodologi penelitian yang dimulai dari tahap studi literatur hingga analisis keekonomian penggunaan HDU 340k pada lapangan FAR, analisis keekonomian dilakukan dengan membandingkan biaya dan efektivitas penggunaan HDU 340k, kapasitas HDU rekomendasi hasil kalkulasi, dan *swamp rig*. Proses ini diakhiri pada tahap evaluasi keekonomian yang memberikan dasar rekomendasi pemilihan kapasitas HDU yang paling efisien dan ekonomis untuk pengeboran pada sumur OPW-1 sampai OPW-5. Secara keseluruhan, diagram ini menunjukkan pendekatan sistematis untuk mengoptimalkan rig pengeboran berdasarkan analisis teknis dan finansial yang berfokus pada kebutuhan kapasitas angkat HDU sesuai beban sebenarnya pada lapangan seperti dipaparkan pada Tabel 1.



Gambar 1. Diagram Alir Penelitian

Tabel 1. Spesifikasi HDU yang Tersedia Pada PT. FRS

Description	HDU 150k	HDU 225k	HDU 340k
<i>Hydraulic Jack Assy</i>	<i>150,720 lbs Max Pull Capacity (350 HP)</i>	<i>235,560 lbs Max Pull Capacity (550 HP)</i>	<i>340,000 lbs Max Pull Capacity (750 HP)</i>
	<i>66,940 lbs Max Snub Capacity</i>	<i>120,000 lbs Max Snub Capacity</i>	<i>188,400 lbs Max Snub Capacity</i>
	<i>4-Leg with 2-Leg/4-Leg selector valve</i>		
	<i>Short Stroke 10 ft Travel</i>		
	<i>8-1/2" ID Bore</i>	<i>11" ID Bore</i>	<i>14" ID Bore</i>

Untuk melakukan perhitungan dan mengetahui berat casing, *drag*, dan total beban dapat dilakukan dengan menggunakan persamaan - persamaan sebagai berikut :

$$Wms = Ws \times BF \quad (1)$$

$$Wtc = Wmc \times Ltc \quad (2)$$

$$Dt = \Sigma Dv + \Sigma Dh \quad (3)$$

$$Max Weight = Wt + Dt \quad (4)$$

3. PEMBAHASAN

Pengeboran 5 sumur OPW dalam penelitian ini merupakan salah satu proyek yang dilakukan pada lapangan yang berada di area sungai dan memiliki kedalaman air yang dangkal. Lapangan tersebut termasuk kedalam kategori lapangan *mature* yang sudah dieksploitasi selama bertahun-tahun. Dengan cadangan minyak dan tekanan *reservoir* yang sudah menurun drastis, diperlukan efisiensi biaya dalam setiap proyek yang dilakukan.

Lima sumur yang dianalisis yang dipaparkan pada Tabel 2 (OPW-1 hingga OPW-5) merupakan sumur gas dangkal yang terletak di wilayah delta sungai dengan kedalaman antara 4.000–5.300 ft. Semua sumur menggunakan pipa bor 4 inci dan casing 3½ inci, serta desain *One-Phase Well Completion* tanpa *surface* dan *intermediate casing*.

Tabel 2. Profil 5 Sumur OPW

Sumur	Tipe Trayek	Total Kedalaman (mMD)
OPW-1	Semi S-Type	4906,88
OPW - 2	J-Type	5287,36
OPW - 3	J-Type	4536,24
OPW -4	Semi S-Type	5031,52
OPW - 5	J-Type	4011,44

Berdasarkan pada Tabel 2 Kelima sumur OPW tersebut adalah sumur berarah dengan tipe *J-type* dan *semi S-type* dengan kedalaman dari 4.000 – 5.300 ft. Pengeboran pada kelima sumur OPW tersebut diawali dengan tahap persiapan yaitu *piling conductor casing* dengan diameter 20” dengan panjang 451,1 ft. Setelah itu *rig* akan bergerak menuju lokasi sumur dan melakukan *rig up* serta pengecekan setiap alat.

A. Hasil Perhitungan

Berdasarkan perhitungan pada Tabel 3 diperoleh berat total rangkaian pengeboran dan casing dihitung dengan menggunakan persamaan (1) dapat mempertimbangkan bahwa pengaruh fluida pengeboran berdensitas 9,57 ppg dan *buoyancy factor* sebesar 0,85. Hasil perhitungan menunjukkan bahwa berat total casing jauh lebih ringan dibandingkan dengan berat total rangkaian pengeboran. Oleh karena itu, komponen utama yang digunakan dalam perhitungan total beban dengan menggunakan persamaan (2) adalah berat rangkaian pengeboran. Dari data yang diperoleh, rangkaian pengeboran memiliki berat tertinggi yaitu sebesar 94.920,41 lbs, yang akan digunakan untuk perhitungan total beban.

Tabel 3. Hasil Perhitungan Berat Rangkaian Pengeboran dan Casing

Deskripsi	OPW - 1	OPW - 2	OPW - 3	OPW - 4	OPW - 5
Berat Rangkaian Pengeboran (lbs)	89.898,44	94.920,41	84.977,07	91.521,18	39.526,70
Berat Casing (lbs)	38.547,55	41.536,53	35.635,87	39.526,70	31.513,14

Berdasarkan perhitungan pada Tabel 4 dengan menggunakan persamaan (3) didapatkan hasil *drag* yang terjadi pada pengeboran 5 sumur OPW dan didapatkan total beban untuk setiap sumur yang bervariasi dari 90.000 lbs hingga 122.000 lbs dengan menggunakan persamaan (4). Total beban ini yang menentukan kapasitas *Hydraulic Drilling Unit* (HDU) yang optimal untuk operasi pengeboran di kelima sumur tersebut. Kapasitas HDU yang dipilih berdasarkan beban ini diharapkan dapat memaksimalkan efisiensi operasional dengan meminimalisir risiko kelebihan beban pada sistem angkat serta mengoptimalkan biaya pengeboran.

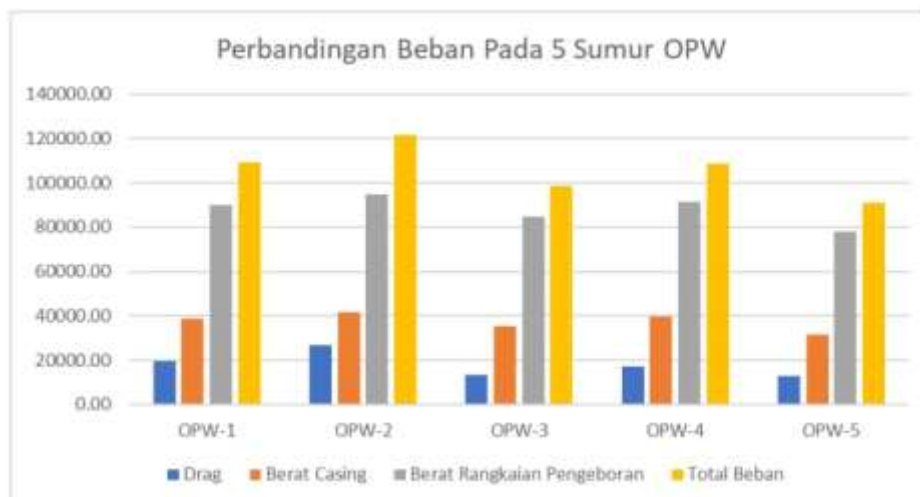
Tabel 4. Hasil Perhitungan Hasil Perhitungan *Drag* dan Total Beban

Deskripsi	OPW - 1	OPW - 2	OPW - 3	OPW - 4	OPW - 5
<i>Drag</i> (lbs)	19.395,60	26.723,67	13.610,44	17.029,30	12.786,74
Total Beban (lbs)	109.294,04	121.644,08	98.587,50	108.550,49	90.791,57

B. Analisa Total Beban

Berat dari rangkaian pengeboran lebih besar dibandingkan dengan berat *casing*. Hal ini disebabkan oleh ukuran *casing* yaitu 3-1/2" yang lebih kecil daripada ukuran DP yaitu 4" sehingga beratnya jauh lebih kecil. Selain itu, berat BHA juga sangat mempengaruhi perbedaan berat tersebut, dimana komponen yang menyusun BHA berkisar antara 80 hingga 2.000 kg. Total berat sangat ditentukan oleh parameter kedalaman sumur seperti yang dapat dilihat dari Gambar 2 bahwa sumur OPW-2 yang memiliki kedalaman 1600 mMD memiliki total berat yang paling tinggi daripada sumur yang lain.

Selain perbedaan berat, terdapat juga perbedaan *drag* yang terjadi pada operasi pengeboran masing - masing sumur OPW. Hal ini disebabkan oleh perbedaan *trajectory* pada masing - masing sumur yaitu *S-type* dan *J-type*. Dapat dilihat pada sumur OPW-1 dan OPW-4 yang memiliki *trajectory S-type* memiliki *drag* yang jauh lebih besar daripada sumur OPW-3 dan OPW-5. Namun, parameter kedalaman sumur lebih berpengaruh daripada parameter *trajectory*. Hal ini dibuktikan oleh sumur OPW-2 dengan *trajectory J-type* dengan kedalaman yang paling tinggi dan memiliki nilai *drag* yang paling besar diantara sumur lainnya. Dari Gambar 2 dapat ditarik kesimpulan bahwa total beban sangat dipengaruhi oleh kedalaman sumur dan sedikit dipengaruhi oleh *trajectory* sumur. Berdasarkan total beban maksimum pada kelima sumur OPW sebesar 121.644,08 maka HDU 150k tidak dapat digunakan. Hal ini dikarenakan kapasitas HDU 150k tidak dapat mengangkat total beban maksimum pada pengeboran kelima sumur OPW.



Gambar 2. Grafik Perbandingan Beban Pada 5 Sumur OPW

C. Analisa *Margin Overpull* Saat *Stuck Pipe*

Dalam pemilihan kapasitas rig, selain memperhitungkan total beban maksimum, juga harus mempertimbangkan adanya potensi beban tambahan akibat *stuck pipe* yang membutuhkan *margin overpull* pada sistem angkat rig. Karena perhitungan total beban didasarkan pada berat rangkaian pengeboran, maka *tensile strength drill pipe* (DP) menjadi faktor penting yang digunakan dalam menentukan *margin overpull*. *Tensile strength* yang dimiliki DP 4" dengan grade X-95 IU adalah 399.000 lbs yang lebih besar dari pada semua kapasitas angkat maksimum HDU. Oleh karena itu, besaran kapasitas angkat maksimum HDU-lah yang menjadi acuan beban maksimum pada penentuan *margin overpull*.

Dari perhitungan yang telah dilakukan dan ditunjukkan pada Tabel 5, HDU 340k memiliki safety factor sebesar 2,23, sedangkan HDU 225k sebesar 1,55, yang berada pada batas minimum dan memberikan *margin overpull* yang sempit. Untuk mengatasi risiko *stuck pipe*, dilakukan beberapa tindakan pencegahan seperti pemompaan lumpur dengan viskositas tinggi setiap tiga sambungan pipa, serta *backreaming* saat penarikan pipa untuk menjaga lubang tetap bersih. Apabila *stuck pipe* tetap terjadi, maka diterapkan prosedur *stuck pipe contingency*, yaitu upaya pelepasan rangkaian pipa menggunakan unit *wireline*, pemotongan pipa jika tidak dapat dilepaskan, dan dilanjutkan dengan penyemenan serta *side tracking* untuk melanjutkan operasi pengeboran. Berdasarkan analisis, HDU 340k dianggap terlalu besar, sedangkan HDU 225k dinilai masih aman digunakan karena kapasitas angkat efektifnya (188.000 lbs) cukup untuk menunjang operasi pengeboran, dengan syarat dijalankan bersama prosedur pencegahan *stuck pipe* tadi.

Tabel 5. *Margin Overpull* HDU 350k dan HDU 225k

Deskripsi	<i>Margin Overpull</i>	<i>Safety Factor</i>
HDU 340k	150.355,92	2,23
HDU 225k	66.835,92	1,15

D. Analisis Keekonomian HDU 340k dan HDU 225k

Tabel 6. Durasi Peneboran Pada 5 Sumur OPW Menggunakan HDU

Deskripsi	OPW - 1 (Day)	OPW - 2 (Day)	OPW - 3 (Day)	OPW - 4 (Day)	OPW - 5 (Day)
Moving	0,75	0,50	0,75	0,50	0,50
Preparation	0,75	0,65	0,73	0,66	0,70
Drilling	6,39	5,86	6,21	5,69	4,99
Completion	2,11	2,97	2,03	2,94	2,79
Total	10,00	9,98	9,72	9,79	8,98

Durasi pembuatan dari kelima sumur OPW bervariasi mulai dari 9 hari hingga 10 hari, berdasarkan pada Tabel 5 perbedaan tersebut sangat dipengaruhi oleh kedalaman sumur dimana semakin dalam sumur maka semakin lama juga waktu pengeborannya. Dan berdasarkan Tabel 6 perbedaan biaya sewa per hari untuk HDU 350k dan 225k tidak terlalu signifikan, untuk HDU 350k adalah \$ 29.500,00 dan untuk HDU 225k adalah \$ 26.500,00.

Tabel 7. Perbandingan Biaya Sewa HDU 350k dan HDU 225k

Tipe Rig	Sewa/Hari	Biaya Sewa Sumur Untuk 5 Sumur	Penurunan Harga
HDU 340k	\$ 29.500,00	\$ 1.429.865,00	-
HDU 225k	\$ 26.500,00	\$ 1.284.455,00	10%

Berdasarkan Tabel 7, penurunan biaya sewa HDU 225k memang tidak terlalu signifikan yaitu hanya sebesar 10% dari harga sewa HDU 340k. Namun, selisih total biaya sewa HDU 340k dan HDU 225k pada pengeboran 5 sumur OPW berdasarkan perhitungan di atas adalah sebesar \$ 145.410,00 atau Rp 2.451.612.600,00. Efisiensi biaya ini sangat berpengaruh terhadap perusahaan – perusahaan minyak dan gas yang ada di lapangan *mature* yang memiliki banyak proyek pengeboran sumur dengan karakteristik serupa.

4. SIMPULAN

Berdasarkan hasil analisis yang telah dilakukan dengan tujuan membandingkan spesifikasi kapasitas angkat nominal, mengevaluasi kesesuaian berat drill string, BHA, dan gaya overpull, diperoleh bahwa total beban pada kelima sumur *One-Phase Well* (OPW) berada dalam rentang 90.791,57 lbs hingga 121.644,08 lbs. Nilai beban tersebut terdiri dari tiga komponen utama, yaitu berat rangkaian pengeboran, berat casing, dan gaya gesek (*drag*). Dari ketiga komponen tersebut, rangkaian pengeboran menjadi penyumbang beban terbesar karena terdiri dari pipa bor, *Bottom Hole Assembly* (BHA), serta berat lumpur pengeboran yang signifikan. Perbedaan total beban antar sumur dipengaruhi oleh variasi kedalaman dan bentuk lintasan sumur.

Analisis menunjukkan bahwa kedalaman sumur memiliki pengaruh yang paling dominan terhadap total beban, sedangkan bentuk lintasan sumur (S-type atau J-type) hanya memberikan pengaruh kecil. Hal ini dapat dilihat pada sumur OPW-2, yang memiliki lintasan J-type namun kedalaman paling besar, menghasilkan total beban tertinggi di antara semua sumur. Sebaliknya, sumur dengan lintasan S-type seperti OPW-1 dan OPW-4 memiliki nilai drag yang lebih besar, namun tidak selalu menghasilkan total beban tertinggi karena faktor kedalaman lebih berperan.

Dari sisi keekonomian, hasil analisis menunjukkan bahwa penggunaan HDU 225k lebih efisien dibandingkan HDU 340k. Berdasarkan perbandingan biaya sewa, HDU 225k memiliki tarif harian sebesar \$26.500, sedangkan HDU 340k sebesar \$29.500. Selisih ini menghasilkan penghematan sekitar 10% atau senilai \$145.410 untuk pengeboran lima sumur OPW. Meskipun perbedaannya tidak terlalu besar secara persentase, efisiensi ini memiliki dampak signifikan bagi proyek-proyek di lapangan *mature* yang memerlukan optimasi biaya dalam jumlah besar dan berulang

5. DAFTAR PUSTAKA

- [1] World Bank, Energy Outlook Indonesia 2020.
- [2] R. Ummah, "Indonesia's Oil and Gas Production Target," Jurnal Kementerian ESDM, 2019.
- [3] I. Hanif, et al., "One-Phase Well Design for Shallow Gas Development," Proceedings of Indonesian Petroleum Association, 2021.
- [4] R. Wijaya, et al., "Hydraulic Drilling Unit Conversion from HWU: Design and Performance," Laporan Teknis PT FR, 2021
- [5] I. Maulana, A. R. Dwi, and T. Prasetyo, "Analisis Penerapan One-Phase Well Completion pada Sumur Gas untuk Efisiensi Biaya Pengeboran," Jurnal Teknologi Perminyakan Indonesia, vol. 8, no. 2, pp. 45–52, 2019
- [6] R. Bourgoyne, K. Millheim, M. Chenevert, and F. Young, Applied Drilling Engineering. Society of Petroleum Engineers, 1986.
- [7] G. Lyons, W. Plisga, and J. Lorenz, Standard Handbook of Petroleum and Natural Gas Engineering, 2nd ed. Gulf Professional Publishing, 2005.
- [8] A. M. Rabia, Well Engineering and Construction. Entrac Consulting, 2001.
- [9] J. J. Azar and G. R. Samuel, Drilling Engineering. PennWell Books, 2007.
- [10] H. Herianto, "Analisis Beban Angkat dan Margin Overpull pada Sistem Watson Drawworks Rig," Jurnal Teknik Perminyakan, vol. 12, no. 2, pp. 101–109, 2008.

Daftar Simbol

wms	=	Berat rangkaian pipa pengeboran per feet di dalam lumpur, ppf
ws	=	Berat rangkaian pipa pengeboran per feet, ppf
BF	=	<i>Buoyancy factor</i>
wtc	=	Total berat <i>casing</i> , lbs
wmc	=	Berat <i>casing</i> per feet di dalam lumpur, ppf
ltc	=	Total panjang <i>casing</i> , ft
dt	=	<i>Drag</i> total, lbs
ΣDv	=	<i>Drag</i> vertikal, lbs
ΣDh	=	<i>Drag</i> horizontal, lbs
wt	=	<i>Weight total</i>