

## ANALISIS KESELAMATAN ALAT PTS DI DALAM SUMUR PANAS BUMI PADA KONDISI FLOWING MENGGUNAKAN METODE CABLE FORCE MODELING

Harry Nurulfuad, Jooned Hendrarsakti, dan Zuher Syihab  
Magister Program in Geothermal Technology, ITB  
[harrynurulfuad@rocketmail.com](mailto:harrynurulfuad@rocketmail.com)

### **ABSTRACT**

*Cable force modeling (CFM) was developed to analyze the PTS tool safety inside the geothermal well under flowing condition. This analysis was conducted to reduce failure during PTS testing especially due to the upward motion force of fluid to the surface. That occurs when the force is greater than the weight of the tool. Therefore the testing tool can be throwing to the surface (blow up).*

*The CFM method was applied to their cases condition: optimum pressure calculation at the wellhead, load additional effect, and the speed of tool inside the well evaluation. Before that, the drag coefficient comparison was conducted using literature study, field data evaluation, and flow simulation.*

*Keynote: Cable force modeling (CFM), blowup, well flowing, and drag coefficient*

### **PENDAHULUAN**

Pengujian PTS (*Pressure, Temperature* dan *Spinner*) merupakan bagian dari proses pengujian sumur pada saat sumur diproduksikan (*well flowing*) atau pada kondisi injeksi. Pengujian ini merupakan bagian dari *down-hole survey*. Pengujian ini dilakukan untuk mendapatkan informasi karakteristik kuantitatif dari sumur, lokasi *feed-zones*, gradien tekanan dan temperatur, entalpi, kontribusi massa fluida, *production index* (PI), dan *injection index* (II).

Dalam pengujian sumur menggunakan peralatan seperti PTS, sering mengalami kegagalan (*failure*). Hal tersebut dapat disebabkan oleh keadaan sumur seperti:

- Inklinasi sumur yang terlalu besar, deformasi sumur, atau akibat dari deposisi material dilubang sumur yang bisa menyebabkan alat tersangkut atau terjepit di dalam lubang sumur.

- Akibat gaya dorong ke atas dari fluida, hal ini biasanya terjadi karena gaya dari fluida yang bekerja terhadap alat lebih besar dari gaya berat alat tersebut dan alat pengukuran bisa saja terlempar menuju ke permukaan (*blowup*).

Karena peralatan pengujian yang digunakan dalam pengukuran merupakan peralatan yang sangat mahal dan mengganggu proses produksi, sangat penting dilakukan analisis mengenai keselamatan alat di dalam sumur terutama akibat gaya dorong fluida, agar dapat mengurangi resiko kegagalan pada saat pengujian sumur.

Perhitungan CFM pada dasarnya adalah perhitungan kesetimbangan gaya. Gaya-gaya yang digunakan dalam perhitungan ini adalah gaya drag, gaya bouyancy, gaya berat, tension, dan gaya gerak fluida. Dari semua parameter perhitungan yang ada dalam persamaan gaya yang digunakan dalam perhitungan CFM hanya koefisien drag ( $C_d$ ) pada perhitungan gaya drag. Sehingga, penelitian ini akan dimulai dengan menentukan nilai koefisien drag. Penentuan nilai koefisien drag dilakukan menggunakan studi literatur, perhitungan menggunakan data lapangan dari lapangan dan melakukan *flow simulation*.

### **METODE CFM**

Metode CFM (*cable force modeling*) pada sumur minyak dan gas telah lama dilakukan untuk menghitung keselamatan alat pada saat *production logging*, terutama pada sumur *directional* dengan kemiringan yang tinggi atau mencapai 90°. Namun, metode ini belum pernah diterapkan pada sumur panas bumi. Metode ini adalah metode perhitungan kesetimbangan gaya. Gaya-gaya yang digunakan dalam perhitungan di metode ini adalah gaya drag, gaya berat, gaya bouyancy dan gaya gerak fluida.

Metode CFM pertama kali diperkenalkan oleh McSpadden dkk (2001) untuk menghitung gaya drag fluida pada alat. Dalam penelitiannya menyatakan bahwa CFM sangat akurat dalam penentuan gaya

drag yang terjadi pada alat dan keakurasi dari gaya drag tergantung kepada informasi yang tepat dari parameter operasi pengukuran seperti densitas fluida, *flow-rate*, tekanan di kepala sumur, dan koefisien friksi dari lubang sumur. Sumur yang digunakan pada penelitian ini adalah sumur *directional* berdeviasi tinggi (*long horizontal well*).

Castilo dkk (2008) menerapkan metode CFM untuk menganalisis *logging* produksi pada *long horizontal well* dengan *flow-rate* tinggi dengan menggunakan *downhole tractor*. Penelitiannya menjelaskan kondisi-kondisi ekstrim pada *long horizontal wells*, terutama pada parameter fisis dari fluida untuk menunjang pemodelan mekanik dan gaya drag, dan resiko operasi *logging* pada kondisi *well flowing* menggunakan *wireline* dan *downhole tractors*.

### Persamaan dasar metode CFM

Gaya yang terjadi pada alat didalam sumur dipengaruhi oleh dua hal yaitu percepatan gravitasi dan pergerakan fluida. Percepatan gravitasi pada saat alat PTS diturunkan arahnya sama dengan arah turun alat. Sedangkan, Gaya fluida yang bekerja pada alat dan arahnya berlawanan dengan arah turun alat di dalam sumur. Gaya fluida yang bekerja pada alat adalah gaya drag ( $F_d = \frac{1}{2} \cdot \rho_{fl} \cdot (v_f + v_{tool})^2 \cdot C_d \cdot A$ ), gaya bouyancy ( $F_b = \rho_{fl} \cdot g \cdot V$ ) dan gaya pada fluida bergerak ( $F_f = \dot{m}_f \cdot v_f$ ).

Sehingga secara matematis persamaan CFM dapat dituliskan sebagai berikut:

$$\Sigma F = 0 \quad (1)$$

$$W - F_f - F_b - F_d - \tau = 0 \quad (2)$$

$$\tau = ((m_{tool} + m_{cable})g \cos \theta) - (\dot{m}_f \cdot v_f) - (\rho_f g V_{tool}) - \left( \frac{1}{2} \rho_f (v_f + v_{tool})^2 C_d A_{tool} \right) \quad (3)$$

Dari persamaan ini disimpulkan bahwa tegangan tali ( $\tau$ ) yang terbaca dipermukaan adalah selisih antara percepatan gravitasi dengan gaya fluida dari sumur yang bekerja pada alat PTS.

### Koefisien drag untuk perhitungan gaya drag

Pada persamaan (3) hanya koefisien drag ( $C_d$ ) yang belum diketahui nilainya. Oleh karena itu sebelum persamaan CFM digunakan kita terlebih dahulu harus mencari nilai dari koefisien tersebut. Secara umum persamaan koefisien drag sebagai berikut:

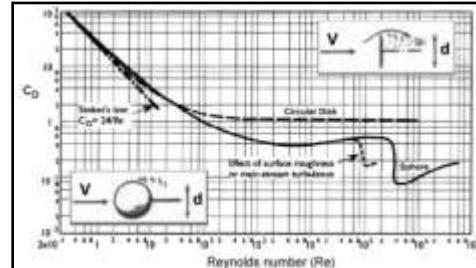
$$C_d = \frac{2F_d}{\rho_f (v_f + v_{tool})^2 A_{tool}} \quad (4)$$

Selain menggunakan persamaan (4), ada tiga cara untuk mendapatkan nilai dari koefisien drag yaitu:

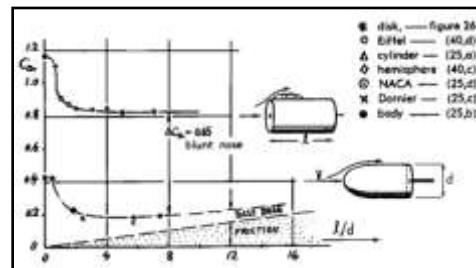
### Koefisien drag berdasarkan literature

Bentuk yang sangat populer pada beberapa literatur untuk perhitungan koefisien drag adalah *circular disk* dan *circular cylinder*. Untuk *circular disk* dengan *Reynolds number* diatas 1000, nilai koefisien drag konstan pada nilai 1,17 (Gambar 1).

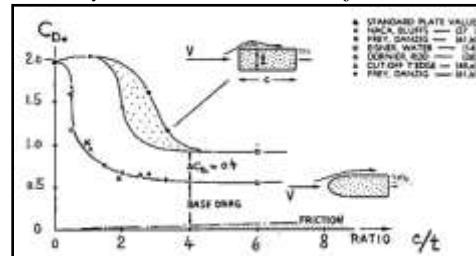
Sedangkan, apa bila bentuk dari *disk* tersebut adalah sebuah *cylinder* yang memiliki diameter ( $d$ ) dan panjang ( $l$ ). Nilai koefisien drag sekitar 0,81 selama  $l/d$  lebih besar dari pada 2 (Gambar 2). Sedangkan, untuk bentuk *rectangular cylinder* nilai koefisien drag yang didapatkan dari perhitungan adalah 1 untuk  $c/t > 4$  (Gambar 3).



Gambar 1: Koefisien drag untuk *circular disk* dan *circular cylinder* terhadap *Reynolds number*



Gambar 2: Koefisien drag untuk beberapa jenis *cylinder 3D* dalam axial flow



Gambar 3: Koefisien drag untuk beberapa bentuk *rectangular* dari *cylinder*

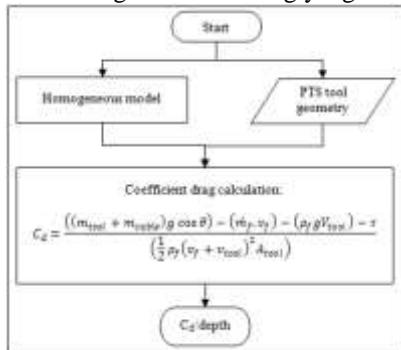
Dengan asumsi bahwa nilai koefisien drag cenderung akan tetap 0,81 untuk  $l/d > 16$  dan 1 untuk  $c/t > 6$ . Maka nilai koefisien drag untuk alat PTS yang memiliki bentuk yang sama dengan *cylinder* adalah 0,81–1.

### Koefisien drag menggunakan data lapangan

Koefisien drag dihitung berdasarkan data hasil pengukuran di lubang sumur. Persamaan yang digunakan adalah modifikasi dari persamaan (3). Persamaan yang digunakan adalah:

$$C_d = \left( (m_{tool} + m_{cable})g \cos \theta \right) - \left( \dot{m}_f v_f \right) - \rho_f g V_{tool} - \tau / 12 \rho_f v_f^2 + v_{tool}^2 A_{tool} \quad (5)$$

Perhitungan koefisien drag hanya dilakukan pada aliran yang berada pada *casing*, sedangkan aliran pada *liner* diabaikan. Alasannya data dimiliki hanya *mass rate* di permukaan sehingga apabila perhitungan dilakukan sampai bagian *liner* ada kehawatiran bahwa hasil perhitungan koefisien drag yang didapatkan untuk bagian tersebut tidak dapat mencerminkan harga koefisien drag yang sebenarnya.

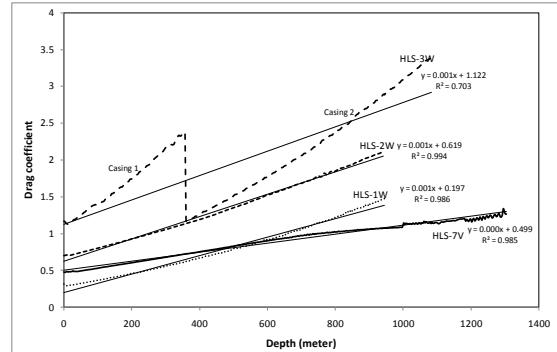


Gambar 4: Bagan alur perhitungan koefisien drag menggunakan data lapangan

Data yang digunakan berasal dari pengukuran PTS di empat sumur panas bumi yaitu tiga sumur dominasi air (HLS-1W, HLS-2W dan HLS-3W), dan satu sumur dominasi uap (HLS-7V).

Perubahan nilai koefisien drag terhadap kedalaman sumur berubah secara konstan hal itu dapat dilihat dari nilai  $R^2$  (Gambar 5) yang menunjukkan bahwa nilai koefisien drag mendekati persamaan garis lurus dengan  $R^2$  rata-rata 0,9. Kecuali pada sumur HLS-3W nilai  $R^2$  adalah 0,7, karena untuk sumur ini terdapat dua jenis casing sehingga ada perubahan kecepatan fluida yang menyebabkan perubahan nilai koefisien drag. Namun, secara garis besar nilai koefisien drag berubah konstan terhadap kedalaman.

Nilai koefisien drag untuk tiap sumur berbeda-beda (Tabel 1). Meskipun untuk sumur HLS-1W, HLS2W, dan HLS-3W memiliki kelembaban (*dryness*) yang hampir sama dibawah 30%, tetapi karena kondisi oprasi pengukuran yang berbeda nilai koefisien drag yang dihasilkan menjadi tidak sama. Dari Tabel 1 dapat disimpulkan bahwa hasil perhitungan koefisien drag akan selalu berbeda untuk tiap-tiap sumur akibat kondisi oprasi sumur yang berbeda.



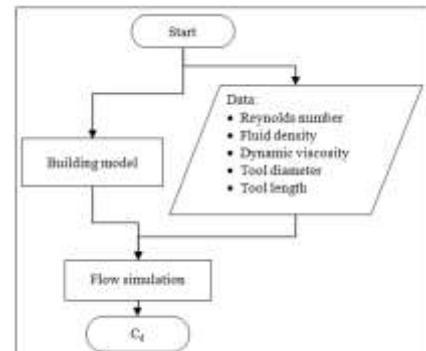
Gambar 5: Nilai koefisien drag terhadap kedalaman sumur

Tabel 1: Hasil perhitungan koefisien drag menggunakan data lapangan

Well	Casing		C_d			Average Dryness
	Type	Diameter (m)	Max	Median	Min	
HLS-7V	C 13" 3/8	0.315	1.34	0.94	0.47	1
HLS-1W	C 13" 3/8 6B	0.315	2.10	1.13	0.49	0.14
HLS-2W	C 13" 3/8 6B	0.315	2.12	1.30	0.70	0.26
HLS-3W	C 14" J 75	0.304	2.17	1.67	1.12	0.11
	C 13" 3/8 6B	0.315	3.19	2.12	1.17	0.09

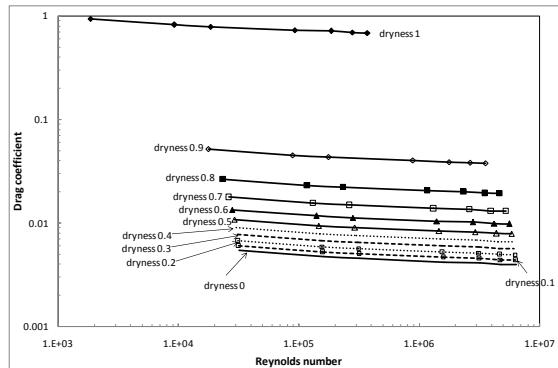
### Koefisien drag menggunakan data lapangan

Pemodelan ini dilakukan untuk mengetahui perubahan koefisien drag terhadap *Reynolds number* dan densitas fluida yang nantinya akan digunakan sebagai acuan dalam perhitungan CFM, alur pemodelan untuk perhitungan koefisien drag menggunakan *flow simulation* dapat dilihat pada Gambar 6.



Gambar 6: Bagan alur flow simulation

Koefisien drag dari hasil pemodelan pada dryness yang sama memiliki kecenderungan untuk berubah terhadap *Reynolds number* dan semakin besar kecepatan aliran di dalam model nilai koefisien drag semakin berkurang (Gambar 7).

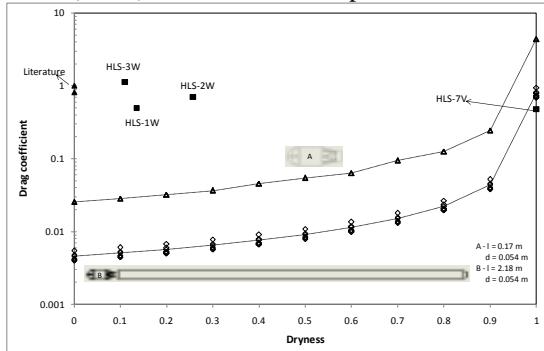


Gambar 7: Koefisien drag terhadap perubahan Reynolds number hasil flow simulation dengan spesifik dryness

### Koefisien drag menggunakan data lapangan

Dari ketiga cara yang digunakan untuk penentuan koefisien drag, yaitu: penentuan koefisien drag berdasarkan kajian literatur, perhitungan berdasarkan data lapangan, dan *flow simulation* didapatkan variasi nilai koefisien drag seperti pada Gambar 8. Untuk hasil dari kajian literatur nilai koefisien drag untuk alat PTS dipekirakan sekitar 0,81–1 dan dari hasil perhitungan menggunakan data lapangan diambil nilai minimum yaitu 0,47–1,2 yang bergantung terhadap kondisi properti fluida dari sumur pada saat pengukuran.

Sedangkan dari hasil *flow simulation* hanya pada dryness 1 yang nilainya reasonable, sedangkan pada dryness kurang dari 1 nilainya terlalu kecil padahal seharusnya hambatan fluida dengan dryness kurang dari 1 (water) lebih besar dari vapor.



Gambar 8: Koefisien drag terhadap perubahan dryness

Selanjutnya untuk pengujian metode CFM pada sumur yang sudah ditentukan akan menggunakan nilai koefisien drag hasil perhitungan lapangan karena dianggap mewakili kondisi dari sumur tersebut.

## PENGUJIAN DAN PEMBAHASAN

### Pengujian metoda CFM

Pengujian dilakukan menggunakan tiga tahapan yaitu evaluasi WHP optimum, evaluasi efek penambahan beban alat, dan evaluasi kecepatan alat.

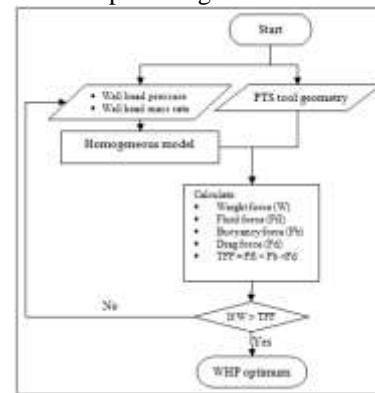
### Evaluasi WHP optimum pengujian

Evaluasi ini dilakukan untuk mencari tekanan optimum di kepala sumur pada saat dilakukan oprasi pengujian sumur menggunakan alat PTS dengan berat yang telah ditentukan. Pengujian dilakukan dengan cara menghitung gaya total fluida yang terjadi di dalam sumur dan dibandingkan dengan gaya berat alat (*tool weight*). Perhitungan dilakukan hanya pada bagian *casing* saja. Keselamatan alat ditentukan oleh besarnya selisih antara gaya berat alat dengan gaya total fluida, dimana gaya total fluida tidak boleh lebih besar dari gaya berat alat.

$$W > F_b + F_{fl} + F_d \quad (6)$$

$$((m_{tool} + m_{cable})g \cos \theta) > (\dot{m}_f \cdot v_f) - (\rho_f g V_{tool}) - \left( \frac{1}{2} \rho_f (v_f + v_{tool})^2 C_d A_{tool} \right) \quad (7)$$

Evaluasi hanya dilakukan pada tiga sumur saja yaitu sumur HLS-1W, HLS-2W, dan HLS-3W (Tabel 2) karena ketiga sumur ini memiliki data produksi yang dibutuhkan dalam perhitungan.



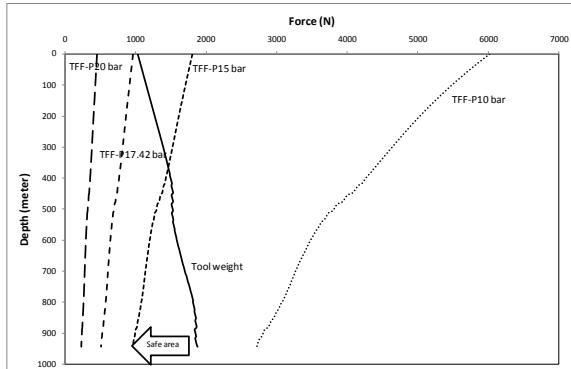
Gambar 9: Bagan alir evaluasi WHP optimum

Tabel 2: Tekanan dan mass rate di kepala sumur untuk evaluasi keselamatan alat

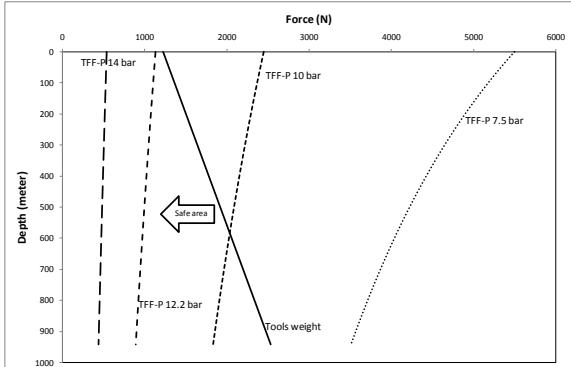
HLS-1W					
Pressure	10	12	15	17.42	20
Mass rate	60.5	53.8	43.4	35.0	26.1
HLS-2W					
Pressure	7.5	10	11.5	12.20	14
Mass rate	32.3	25.2	21.0	19.0	14.0
HLS-3W					
Pressure	10.0	13	16	19.3	21
Mass rate	52.6	46.3	39.9	32.9	29.3

kondisi produksi  
oprasi pengujian PTS

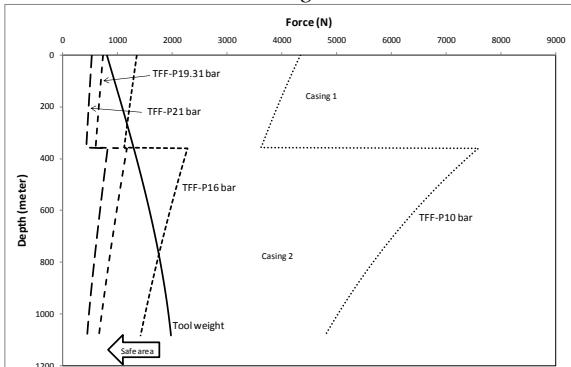
Hasil evaluasi untuk sumur HLS-1W, HLS-2W dan HLS-3W secara berturut-turut dapat dilihat pada Gambar 10, 11, dan 12. Garis hitam adalah garis hasil perhitungan gaya berat alat. Sedangkan, garis-garis yang lain adalah hasil perhitungan *total fluid force* berdasarkan WHP. Dari hasil evaluasi tersebut dapat dilihat bahwa pengujian sudah dilakukan pada kondisi yang tepat. Selama gaya total fluida tidak lebih besar dari gaya berat dari alat, alat selalu dalam kondisi aman di dalam sumur.



Gambar 10: Hasil evaluasi sumur HLS-1W terhadap kedalaman casing



Gambar 11: Hasil evaluasi sumur HLS-2W terhadap kedalaman casing



Gambar 12: Hasil evaluasi sumur HLS-3W terhadap kedalaman casing

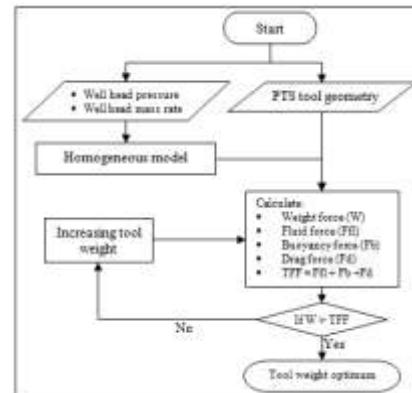
### Evaluasi efek penambahan beban alat

Evaluasi ini dilakukan dengan cara menambahkan beban pada alat untuk mengimbangi gaya total fluida di dalam sumur.

$$W > F_b + F_{fl} + F_d \quad (8)$$

$$((m_{tool} + m_{cable} + m_{load})g \cos \theta) > (\dot{m}_f \cdot v_f) - (\rho_f g V_{tool}) - \left( \frac{1}{2} \rho_f v_f^2 C_d A_{tool} \right) \quad (9)$$

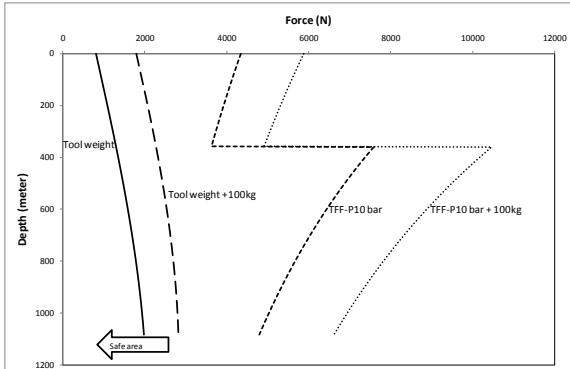
Persamaan (9) digunakan untuk menganalisis kebutuhan berat alat pada tekanan yang telah ditentukan. Berat pemberat bervariasi terhadap tingginya, pada pengujian pemberat ditentukan yaitu untuk setiap 0.5 meter beratnya 20 kg. Bagan alur perhitungan dapat dilihat pada Gambar 13. Pengujian hanya akan dilakukan pada sumur HLS-3W dengan asumsi bahwa perhitungan dalam satu sumur dapat mewakili. Tekanan sumur HLS-3W yang akan digunakan adalah tekanan kepala sumur pada saat sumur tersebut diproduksikan yaitu pada tekanan 10 bara.



Gambar 13: Bagan alur evaluasi penambahan berat alat

Hasil yang didapatkan sangat tidak memuaskan karena setelah ditambahkan beban seberat 100 kg *total fluid force* semakin besar. Hal tersebut terjadi akibat konfigurasi alat yang semakin panjang (mencapai 8.19 meter).

Hal tersebut kemungkinan terjadi akibat pada nilai koefisien drag yang tetap, gaya drag pada alat akan semakin besar karena luas area yang digunakan pada perhitungan gaya drag adalah *total surface area* sehingga semakin panjang konfigurasi alat daya hambat terhadap fluidanya semakin besar. Selain itu juga, penambahan panjang pada alat berpengaruh terhadap volume alat yang akan bertambah, volume alat sendiri digunakan pada perhitungan gaya bouyancy.

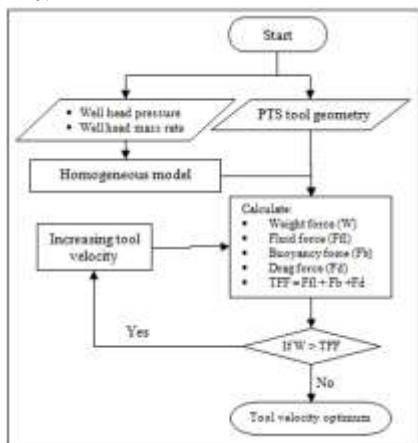


Gambar 14: Hasil analisis penambahan beban alat untuk sumur HLS-3W

### Evaluasi kecepatan alat

Evaluasi ini dilakukan untuk optimasi kecepatan penurunan alat di dalam sumur pada saat pengujian PTS. Kecepatan alat adalah salah satu komponen yang sangat penting dalam pengukuran. Semakin cepat alat diturunkan kedalam sumur maka pengujian dapat dilakukan dengan cepat.

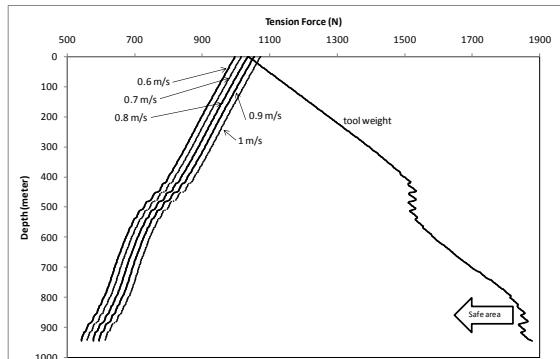
Evaluasi dilakukan pada sumur HLS-1W, kecepatan alat di casing dari data lapangan (data aktual) untuk pengujian pada sumur ini adalah 0,5 m/s. Pengujian dilakukan dengan cara membandingkan tegangan tali untuk setiap variasi kecepatan alat menggunakan Persamaan (7). Hasilnya evaluasi dapat dilihat pada Gambar 16.



Gambar 15: Bagan alur evaluasi optimalisasi kecepatan alat

Kecepatan optimum untuk pengujian menggunakan alat PTS adalah 0,8 m/s. Namun, karena nilai tegangan tali di kedalaman 0 meter untuk kecepatan alat 0,8 m/s dibawah 1 (0,77 N) maka kecepatan optimum yang bisa digunakan pada saat pengukuran adalah 0,7–0,8 m/s. Kecepatan ini hanya berlaku pada *casing* saja, sedangkan untuk bagian *liner* tidak dilakukan pengujian karena posisi dari *feedzone* dan *mass rate* untuk setiap kedalaman di *liner* tidak diketahui.

Kecepatan alat sebenarnya bisa dioptimalisasi lagi akan tetapi sensor alat sendiri memiliki keterbatasan waktu dalam merekam data di dalam sumur.



Gambar 16: Hasil analisis kecepatan alat untuk sumur HLS-1W

### SIMPULAN

Dapat disimpulkan bahwa metode ini dapat digunakan sebagai bahan evaluasi awal untuk mengurangi resiko terjadinya kegagalan dalam pengukuran PTS.

Koefisien drag sangat bergantung pada konfigurasi alat yang digunakan, tetapi untuk kajian awal kita bisa menggunakan nilai koefisien drag yang didapatkan dari literatur.

Hasil penambahan beban pada pengujian memang kurang memuaskan tetapi dengan melakukan kombinasi dengan perubahan tekanan di kepala sumur kita akan mendapatkan konfigurasi yang aman untuk pengujian dan dengan melakukan evaluasi kecepatan kita bisa menggunakan kecepatan optimum untuk mengurangi waktu pengukuran.

Penelitian lanjutan dalam kajian perhitungan koefisien drag dan metode perhitungan CFM ini harus dilakukan untuk mengurangi kesalahan dari penelitian ini. Sehingga selanjutnya metode CFM ini dapat mewakili kondisi sebenarnya dari alat didalam sumur.

### UCAPAN TERIMA KASIH

Penulis mengucapkan terima kasih kepada MB Century yang telah membantu untuk menyelesaikan penelitian ini.

### DAFTAR PUSTAKA

Aerospaceweb.org, Ask us – drag of cylinders & cones.  
<http://www.aerospaceweb.org/question/aerodynamics/q0231.shtml>

- Ansari, A.M., Sylvester, N.D., Sarica, C., Shoham, O., dan Brill, J.P., 1994. *A comprehensive mechanistic model for upward two-phase flow in wellbores*. SPE Production & Facilities, May 1994.
- Brown, K. E. and Beggs, H.D., 1977. *The technology of artificial lift methods*. Pennwell Books. Tulsa.
- Castillo, H.C., Turner, D.R., dan Smalley, E.A., 2008. *Extreme production logging in long horizontal well with high flow rates using downhole tractors*. SPE 115947.
- Chace, D., Wang, J., Mirzwinski, R., Maxit, J., dan Trcka, D., 2000. *Application of new multiple sensor production logging system for horizontal and highly-deviated multiphase producers*. SPE 63141.
- Goff, F dan Janik, C.J., 2000. *Geothermal systems*. Encyclopedia of volcanoes.
- Grant, M.A. dan Bixley, P.F., 2011. *Geothermal reservoir engineering*. Second edition. Elsevier.
- Hasan, A.R., and Kabir, C.S., 2002. *Fluid Flow and Heat Transfer in Wellbores*. SPE, Richardson, Texas.
- Hasan, A.R., and Kabir, C.S., 2010. *Modeling Two-Phase Fluid and Heat Flows in Geothermal Wells*. Journal of Petroleum Science and Engineering. Elsevier.
- Huenges, E., 2011. *Geothermal energy systems; exploration, development, and utilization*. Wiley-vch.
- Hoerner, S. F., 1985. *Fluid-dynamic drag: theoretical, experimental and statistical information*. Publised by writer.
- Hochstein M.P. dan Browne P.R.L., 2000. *Surface manifestations of geothermal systems with volcanic heat sources*. Encyclopedia of volcanoes.
- K10 Geothermal PTS-SRO tool; *Operation and service manual*. Kuster Company.
- McSpadden, A., Brown, P., dan Davis, T., 2001. *Field validation of 3-dimensional drag model for tractor and cable-conveyed well intervention*. SPE 71560.
- Nurulfaud, H., 2013. Thesis: Safty tool analysis for PTS inside geothermal well in flowing condition useing cable force modeling method.
- Nurulfaud, H., Hendrarsakti, J., dan Syihab, Z., 2013. *Drag Coefficient for PTS Tool Based on Literature, Field data, and Flow Modeling*. 2nd IGW.
- Panton, R.L., 1995. *Incompressible flow*. A Wiley-Interscience publication. NY.
- Rao, B., 1999. *Fluid Drag on a Tool*. CTES, L.C “Tech Note”. Publised by writer.
- Rochter Wire and Cable Catalog - 1-H-220M armoured cable Rochester Wire and Cable, LLC
- Situmorang, J., 2012. Thesis : *Pengembangan program komputer "PTS3" untuk karakteristik zona permeabel dan aliran fluida dalam sumur panas bumi berdasarkan survei PTS*.
- Syms, C.M., Syms, P. H., Bixley, P., 1980. *Application of a downhole flowmeter to detecting casing breaks in a geothermal well*. Proceedings 6th Workshop on Geothermal Reservoir Engineering, Stanford University. California.
- UU Republik Indonesia No. 27 Tahun 2003 tentang panas bumi, Bab 1 ayat 1.
- Zemansky, S., 1991, *Fisika untuk universitas 1, mekanika, panas dan bunyi*. Binacipta. Jakarta.