

## Kajian Penyelesaian Permasalahan Flow Assurance – Slugging dan Pipeline Depressurization dalam Fasilitas Produksi Gas Bumi

Babar Priyadi Mugi Hanggana\*

PT. Rekayasa Industri, Jalan Kalibata Timur I 36 2 8, RT.2/RW.8, Kalibata, Kec. Pancoran, Kota Jakarta Selatan, Daerah Khusus Ibukota Jakarta 12740

\*e-mail: priyadibabar@gmail.com

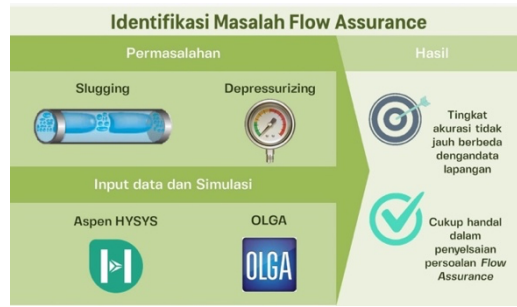
**Abstrak.** Di dalam fasilitas produksi sering ditemukan masalah flow assurance. Permasalahan tersebut dapat diselesaikan dengan bantuan perangkat lunak, namun kinerja perangkat lunak antara satu dengan yang lain memiliki tingkat akurasi yang berbeda. Oleh karena itu, kajian ini dikerjakan dengan menggunakan Aspen Hysys dan OLGA dengan tujuan memeriksa tingkat akurasi dalam mengidentifikasi masalah flow assurance. Dalam studi ini, dilakukan pengamatan fenomena slugging pada pipa inlet unit Produced Water Stripper berukuran 82,80 mm dan simulasi depressurizing dalam pipeline sales gas sepanjang 2889,3 m. Validasi hasil studi dilakukan dengan membandingkan profil laju alir inlet pada Produced Water Stripper dan profil penurunan temperatur dalam simulasi depressurizing untuk sistem hidrokarbon dan non-hidrokarbon. Dari kajian ini ditemukan baik Aspen Hysys maupun OLGA mampu mendeteksi fenomena slugging pada Produced Water Stripper pada keadaan transien, sedangkan pada kondisi steady state rezim aliran yang terdeteksi oleh OLGA adalah stratified pada aliran horisontal. Pada studi depressurizing sistem non-hidrokarbon, proses depressurization dilakukan selama 65 detik dengan menurunkan tekanan gas non-hidrokarbon dari 150 bar ke 1,013 bar. Berdasarkan data lapangan, nilai deviasi temperatur minimum yang dihasilkan oleh Aspen Hysys dan OLGA masing-masing sebesar 1,37% dan 9,44%. Sementara itu, simulasi sistem hidrokarbon dilakukan selama 1200 detik dengan menurunkan tekanan gas hidrokarbon dari 120 bar hingga 1,013 bar. Dari perbandingan terhadap data lapangan, diperoleh hasil simulasi menggunakan Aspen Hysys dan OLGA memiliki deviasi temperatur minimum terhadap data lapangan sebesar 2,92% dan 1,33%. Mitigasi fenomena slugging dilakukan dengan injeksi fuel gas ke dalam pipa inlet Produced Water Stripper dengan laju sebesar 1,25 MMSCFD. Selain itu, ukuran orifice dan durasi unit depressurizing disarankan sebesar 32,18 mm dan 2 jam.

**Kata kunci:** Aspen Hysys, OLGA, simulasi depressurizing, slugging analysis, steady state.

**Abstract.** The Study of Flow Assurance in Gas Production Facilities. In production facilities, flow assurance problems are often encountered. These issues can be solved by software, but the performance of the software with each other varies. Hence, this study was conducted using Aspen Hysys and OLGA to assess the level of accuracy in identifying flow assurance problems. The slugging phenomenon in the inlet pipe of the 82.80 mm Produced Water Stripper unit and simulated depressurizing in the 2889.3 m gas sales pipeline were observed in this study. The inlet flow rate profile on the Produced Water Stripper and the temperature drop profile in depressurizing simulation for hydrocarbon and non-hydrocarbon systems were compared to validate the study results. In this study, it was discovered that both Aspen Hysys and OLGA could detect the slugging phenomenon in the Produced Water Stripper in a transient state, whereas the OLGA detected stratified in horizontal flow in the steady state regime. The non-hydrocarbon system was depressurized for 65 seconds by lowering the pressure of the non-hydrocarbon gas from 150 bar to 1.013 bar. Based on field data, Aspen Hysys and OLGA produced minimum temperature deviation values of 1.37% and 9.44%, respectively. Meanwhile, the hydrocarbon system simulation was run for 1200 seconds while the hydrocarbon gas pressure was reduced from 120 bar to 1.013. According to the results and field data, the Aspen Hysys and OLGA simulation results have a minimum temperature deviation of 2.92% and 1.33%, respectively. The slugging phenomenon is mitigated by injecting fuel gas at a rate of 1.25 MMSCFD into the Produced Water Stripper inlet pipe. Furthermore, the orifice size and duration of the depressurizing unit are recommended to be 32.18 mm and 2 hours, respectively.

**Keywords:** Aspen Hysys, OLGA, depressurizing simulation, slugging analysis, steady state.

## Graphical Abstract



## 1. Pendahuluan

*Flow Assurance* dalam industri migas dapat diartikan sebagai hal-hal yang dijadikan pertimbangan untuk memastikan hidrokarbon (migas) mengalir dari reservoir sampai ke titik penjualan secara ekonomis. Dasar-dasar *flow assurance* yang harus dipertimbangkan antara lain yaitu karakteristik reservoir, profil produksi, sifat kimia fluida produksi, dan kondisi peralatan operasional (Ansyori, 2016).

Beberapa persoalan yang sering terjadi di industri migas yaitu *slugging* dan *pipeline depressurization*. *Slugging* terjadi ketika adanya akumulasi air, minyak, atau kondensat di dalam pipa gas. *Slugging* dapat diatasi dengan proses *pigging* (Schlumberger, 2023). *Slugging* yang parah ditandai dengan fluktuasi tekanan dan laju aliran yang besar, yang dapat merusak peralatan pemrosesan hilir, meningkatkan tegangan pipa, mengurangi produktivitas, dan mempersingkat masa operasional reservoir (Ngoufack, dkk., 2015). Pembentukan *slug* dapat menimbulkan masalah dalam pengoperasian pipa dan peralatan hilir. Dalam pipa konfigurasi horizontal *slugging* terjadi pada kisaran laju alir yang luas untuk ukuran pipa sedang. Pola aliran seperti itu tidak stabil, sehingga proses perpindahan panas dan massa juga tidak stabil dengan fluktuasi suhu dan konsentrasi yang substansial. Ini menimbulkan masalah khusus dan sulit bagi perancang (Dukler dan Hubbard, 1975). Dalam meningkatkan efisiensi pipa dan mencegah kerusakan pada peralatan, perlu dilakukan tindakan untuk mencegah pembentukan *slug*. Penangkap *slug* juga perlu diterapkan untuk menghilangkan *slug* sebelum pemrosesan gas.

*Depressurization* adalah teknik yang paling umum digunakan untuk memulihkan penyumbatan dalam sistem produksi. Dari sudut pandang keamanan dan teknis, metode yang lebih disukai untuk memisahkan hidrat adalah dengan menurunkan tekanan dari kedua sisi sumbatan (Bai, 2018). Dalam *depressurization*, tekanan pipa dikurangi pada suhu sekitar cukup untuk membalikkan kondisi kesetimbangan dan untuk mencapai tekanan disosiasi pada suhu sekitar. Tekanan harus dikurangi secara merata (Khan, 2011). *Depressurization* untuk tujuan pemeliharaan, pipa akan dimulai dengan memberi tekanan tinggi (superkritis) dari rangkaian kompresor (McAllister, 2013). *Pipeline depressurization* dari jalur pipa gas alam mungkin melibatkan pembuangan

gas dalam jumlah besar ke atmosfer, dan dapat dilakukan karena alasan berikut (Terenzi, 2022):

- Perbaikan penyumbatan hidrat dengan 2 sisi *depressurization*
- Perbaikan kebocoran atau kerusakan pipa
- Pemeliharaan *isolation valves*
- *Pig stuck dislodging*
- *Overpressure*
- Perbaikan jangka panjang

Dalam aplikasi *flow assurance* saat ini dapat menggunakan perangkat lunak untuk mempermudah prediksi fenomena yang akan terjadi. Banyaknya perangkat lunak yang bisa digunakan untuk simulasi proses *flow assurance* memberikan alternatif pilihan untuk memudahkan pekerjaan para insinyur dalam mengidentifikasi persoalan-persoalan *flow assurance*. Perangkat lunak yang umum digunakan untuk mengidentifikasi dan menyelesaikan persoalan-persoalan *flow assurance* adalah OLGA dari Schlumberger, meskipun masih banyak terdapat perangkat lunak lainnya. Banyaknya pilihan perangkat lunak tersebut, berimplikasi pada adanya tingkat akurasi perangkat lunak yang berbeda-beda.

Kecenderungan yang ada sekarang ini perangkat lunak yang tersedia dirancang sedemikian rupa untuk menyelesaikan permasalahan-permasalahan *flow assurance* pada sisi *upstream* proses yang cakupannya meliputi sumur produksi, *choke valve*, hingga *pipeline*. Hal ini karena kasus-kasus *flow assurance* seperti *slugging*, pembentukan *wax deposit*, & hidrat seringkali ditemukan pada fluida-fluida di sisi *upstream*. Selain itu, karena memang fluida yang mengalir belum mengalami proses pemisahan/pengolahan lebih lanjut. Seringkali juga ditemukan perubahan kondisi operasi yang cukup ekstrim seperti penurunan tekanan yang terjadi pada *choke valve*. Namun demikian, tidak menutup kemungkinan kasus-kasus *flow assurance* tersebut ditemukan juga di dalam fasilitas produksi. Kondisi ini dapat disebabkan oleh ketidakakuratan data pada saat tahap desain *engineering* atau karena adanya perubahan komposisi fluida yang masuk sehingga desain awalnya tidak bisa mengimbangi perubahan tersebut.

Pemilihan perangkat lunak yang digunakan dalam desain atau pemecahan suatu masalah harus mempertimbangkan tujuan simulasi dan kesesuaian perangkat lunak terhadap area (spesialisasi proses) yang akan disimulasikan. Atas dasar pengelompokkan sesuai

area simulasi tersebut, terjadi kecenderungan anggapan bahwa satu perangkat lunak cenderung hanya cocok digunakan untuk menyelesaikan persoalan *flow assurance* atau perangkat lunak lain hanya cocok digunakan untuk permodelan proses saja. Contohnya adalah anggapan bahwa OLGA hanya cocok untuk *flow assurance* sedangkan Aspen Hysys hanya cocok untuk permodelan proses.

Di dalam perangkat lunak Aspen Hysys V9 dan yang lebih baru, terdapat fitur untuk permodelan *flow assurance*. Aspen Hydraulics adalah alat yang tersedia di Aspen HYSYS Upstream untuk memodelkan jaringan pipa dalam mode tunak dan mode dinamis. Dalam simulasi dinamis, Aspen Hydraulics memecahkan persamaan diferensial parsial yang mengatur untuk aliran dua fase untuk memprediksi evolusi aliran dalam saluran pipa, termasuk *slugging* yang disebabkan oleh medan (Tsavaris, dkk, 2016). Simulator OLGA digunakan di semua fase pengembangan lapangan. Dengan kemampuan jaringan penuh, jaringan transportasi dan proses konvergen dan divergen, dan *loop* tertutup, simulator OLGA memberikan wawasan tentang perilaku aliran dinamis di sumur, saluran pipa, dan peralatan proses (Schlumberger, 2014). Keakuratan fitur *flow assurance* dapat dibandingkan pada perangkat lunak Aspen HYSYS dan OLGA. Dengan memanfaatkan simulasi menggunakan Aspen Hysys V10 dan OLGA, dilakukan kajian penyelesaian permasalahan *flow assurance* berupa *slugging* dan *pipeline depressurization* dalam fasilitas produksi.

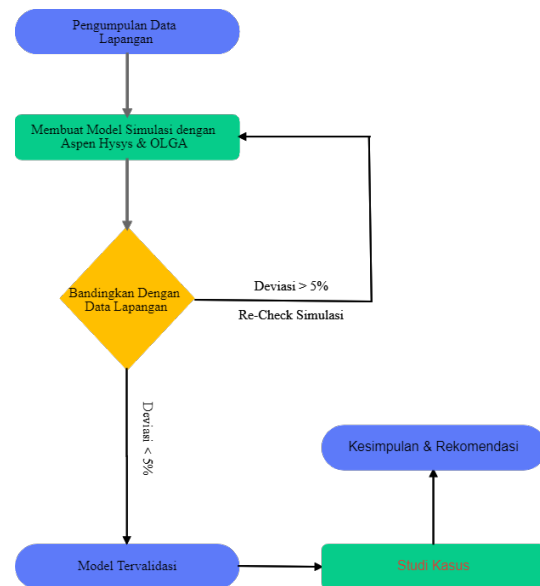
## 2. Metodologi

### 2.1. Metodologi kajian

Kajian ini terdiri dari tahap pengumpulan data, permodelan, dan evaluasi hasil yang didapatkan dari permodelan serta studi kasus untuk alternatif penyelesaian masalah *flow assurance*. Diagram alir dari tahapan tersebut dapat dilihat pada Gambar 1 berikut ini.

Data seperti konfigurasi pipa, kondisi operasi fluida, data lingkungan, & komposisi fluida menjadi data utama yang harus tersedia untuk dapat membuat simulasi dengan Aspen Hysys / OLGA. Data lapangan berupa data laju alir cairan pada inlet *Produced Water Stripper* yang terekam dari DCS (*Distributed Control System*) menjadi data pembandingan untuk kasus fenomena *slugging* pada inlet *Produced Water Stripper*.

Sementara itu, karena tersedia data lapangan untuk proses *depressurizing* pada fasilitas produksi gas yang menjadi objek penelitian, data profil penurunan temperatur yang diambil dari percobaan oleh Haque, dkk. pada tahun 1990 digunakan sebagai pembandingan simulasi *depressurizing* dengan Aspen Hysys & OLGA untuk sistem non-hidrokarbon. Sedangkan untuk sistem berisi gas hidrokarbon, data lapangan profil penurunan temperatur pada percobaan oleh Haque dkk. pada tahun 1992 di Fasilitas Spadeadam, Britania Raya digunakan sebagai pembandingan simulasi *depressurizing* dengan Aspen Hysys & OLGA.



Gambar 1. Diagram alir

Dari data yang sudah terkumpul tersebut dibuat simulasi untuk memodelkan sistem pipa *inlet Produced Water Stripper* dan sistem non-hidrokarbon serta sistem hidrokarbon pada percobaan yang menjadi objek penelitian ini. Pada permodelan fenomena *slugging* pipa *inlet Produced Water Stripper*, profil laju alir cairan pada *inlet Produced Water Stripper* menjadi sasaran hasil simulasi yang dilakukan secara *transient* dengan menggunakan Aspen Hysys V10 & OLGA. Sementara itu, prediksi rezim aliran pada semua arah aliran baik itu horisontal maupun vertikal dari simulasi *steady state* Aspen Hysys V10 & OLGA menjadi variabel yang dibandingkan dengan kenyataan fenomena data lapangan yang terekam dari DCS.

Pada simulasi *depressurizing* profil penurunan temperatur yang dihasilkan dibandingkan dengan data percobaan yang tersedia untuk sistem non-hidrokarbon & sistem hidrokarbon. Nilai temperatur terendah (minimum) akan digunakan sebagai dasar perhitungan deviasi yang dihasilkan oleh kedua perangkat lunak. Jika nilai deviasi yang dihasilkan melebihi 5% atau kurang dari -5% maka simulasi akan diperiksa ulang untuk memastikan apakah terdapat *input* parameter yang kurang tepat. Jika pemeriksaan ulang sudah dilakukan namun angka deviasinya masih melebihi 5% atau kurang dari -5% maka dapat disimpulkan bahwa nilai akurasi suatu perangkat lunak adalah pada nilai yang terhitung tersebut.

Dari hasil simulasi Aspen Hysys/OLGA yang sudah dibangun dan dihitung tingkat akurasi, kemudian dibuat penyelesaian kasus yang meliputi (1) mitigasi *slugging* pada pipa *inlet* sistem *Produced Water Stripper* di *Gas Processing Facility* (GPF) sebagai langkah korektif untuk menyelesaikan masalah *slugging*; (2) estimasi *depressurizing* dari *pipeline sales gas* untuk mengetahui durasi *depressurizing* & ukuran *orifice* yang direkomendasikan sehingga tidak melewati batas ketahanan material dan beban suar bakar; (3) hasil yang didapatkan dari penyelesaian kasus digunakan sebagai

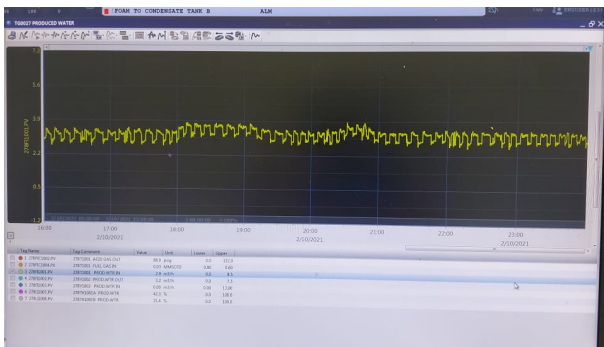
dasar rekomendasi atas masalah-masalah *flow assurance* pada fasilitas produksi gas yang menjadi objek penelitian ini.

## 2.2. Basis data dan asumsi

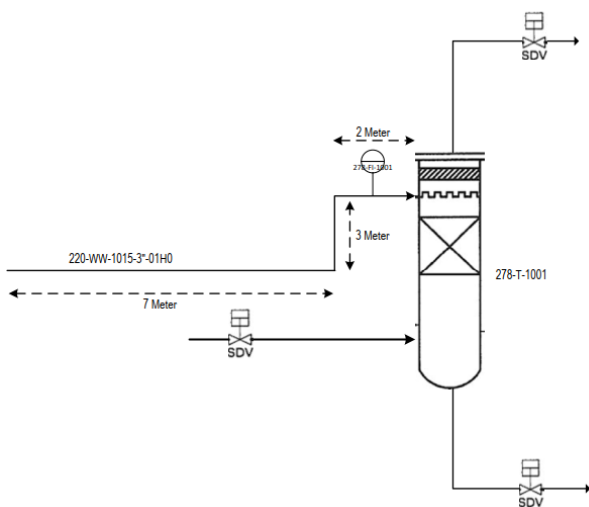
### 2.2.1. Fenomena Slugging Pada Pipa Inlet Produced Water Stripper

Data lapangan yang berupa laju alir cairan di pipa inlet Produced Water Stripper diambil dari rekaman DCS (*Distributed Control System*) pada fasilitas produksi gas alam yang menjadi objek penelitian dalam kajian ini. Data lapangan direkam pada tanggal 10 Februari 2021 pukul 16.00 – 23.00 WIB. Berdasarkan data lapangan yang dikumpulkan pada waktu tersebut terlihat bahwa terdapat indikasi ketidakstabilan *flow* pada pipa inlet dari Produced Water Stripper sebagai berikut (Gambar 2)

Pada Gambar 2 dapat terlihat bahwa ketidakstabilan *flow* terjadi dalam amplitudo 2,5 – 3,8 m<sup>3</sup>/jam selama rentang waktu 7 jam pengamatan. Nilai laju alir ini menjadi dasar laju alir untuk mengidentifikasi fenomena *slugging* yang terjadi pada pipa inlet Produced Water Stripper.



Gambar 2. Profil laju alir cairan pada inlet Produced Water Stripper



Gambar 3. Skema konfigurasi Produced Water Stripper

Produced Water Stripper merupakan alat yang digunakan untuk menghilangkan gas-gas ringan termasuk H<sub>2</sub>S pada aliran air terproduksi di fasilitas produksi gas yang menjadi objek penelitian ini. Setelah proses separasi tersebut, air terproduksi aman untuk disimpan di dalam tangki untuk kemudian diinjeksikan kembali ke dalam sumur injeksi. Proses separasi yang terjadi menggunakan prinsip *stripping* dengan *fuel gas* sebagai *stripping gas* yang masuk dari sisi bawah kolom. Berikut ini merupakan skema konfigurasi Produced Water Stripper.

Mengingat cairan yang mengalir pada pipa inlet menuju Produced Water Stripper adalah fluida dua fasa dengan komposisi yang tertera pada Tabel 3, terdapat risiko fenomena *slugging* pada pipa inlet Produced Water Stripper. Pipa inlet Produced Water Stripper memiliki spesifikasi sebagai berikut ini.

Pipa tersebut tidak ditanam di dalam tanah melainkan terletak di atas *pipe rack*. Pada fasilitas produksi gas yang menjadi objek penelitian ini, data lingkungan yang digunakan adalah sebagai berikut ini dengan kondisi tekanan operasi fluida sebesar 7,25 bar dan temperatur sebesar 49,26 °C.

Tabel 1. Spesifikasi pipa inlet Produced Water Stripper

No.	Parameter	Pipa Inlet	Satuan
1	Roughness	0,0457	mm
2	Konduktivitas Pipa	14,4	W/m °C
3	Kapasitas Panas Pipa	502,42	J/kg °C
4	Densitas Pipa	7916,45	Kg/m <sup>3</sup>
5	Diameter pipa internal	82,80	mm
6	Tebal pipa	3,048	mm

Tabel 2. Data lingkungan

No.	Data Lingkungan	Pipa Inlet	Satuan
1	Temperatur Lingkungan	27,5	°C
2	Kecepatan Angin	2,72	m/s

### 2.2.2. Simulasi Depressurizing

Simulasi *depressurizing* merupakan suatu permodelan yang sangat penting dalam industri minyak dan gas mengingat hasil dari permodelan ini dapat mempengaruhi nilai CAPEX yang harus dikeluarkan pada saat merancang suatu fasilitas produksi migas. Salah satu tujuan dari simulasi ini adalah untuk memprediksi penurunan temperatur yang dialami oleh fluida pada waktu *depressurizing*. Pada saat *depressurizing*, temperatur fluida dapat turun secara signifikan. Perpindahan panas antara fluida dan dinding bejana dapat mengakibatkan penurunan temperatur pada dinding bejana. Hal ini menimbulkan risiko retak pada dinding bejana jika temperatur turun hingga di bawah transisi

temperatur *ductile-brittle* pada dinding bejana. Oleh karena itu, pemilihan material yang lebih akurat dapat ditentukan jika prediksi penurunan temperatur fluida dilakukan secara tepat.

**Tabel 3.** Komposisi fluida *inlet Produced Water Stripper*

Komponen	Komposisi (%mol)
H <sub>2</sub> S	0,3994
Nitrogen	0,1207
CO <sub>2</sub>	2,4547
Metana	13,9250
Etana	0,2130
Propana	0,0799
H <sub>2</sub> O	82,8072

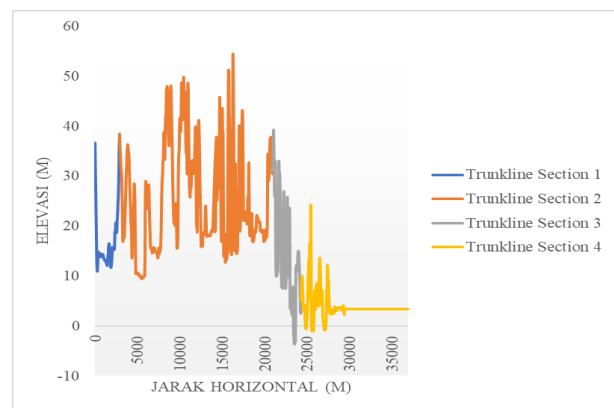
**Tabel 4.** Dimensi bejana pada percobaan *depressurizing*

No.	Parameter	Sistem Non-hidrokarbon	Sistem Hidrokarbon
1	Diameter (ID)	0,273 m	1,13 m
2	Panjang	1,524 m	3,24 m (2,25 m <i>tangent to tangent</i> )
3	Tipe Head	<i>Flat</i>	<i>Torispherical</i>
4	Tebal dinding	25 mm	59 mm

Mengingat tidak adanya data lapangan untuk simulasi *depressurizing* pada fasilitas produksi gas alam yang menjadi objek penelitian ini, data percobaan yang dilakukan oleh Haque dkk. pada tahun 1990 menjadi dasar validasi untuk sistem non-hidrokarbon dan data percobaan yang dilakukan oleh Haque dkk. pada tahun 1992 menjadi dasar validasi untuk sistem-hidrokarbon. Adapun dimensi bejana yang menjadi acuan untuk percobaan

*depressurizing* disajikan pada Tabel 4. Sementara itu kondisi awal dari fluida percobaan disajikan pada Tabel 5.

Model yang telah tervalidasi dengan data percobaan tersebut kemudian digunakan untuk memprediksi durasi *depressurizing*, ukuran *orifice*, dan beban suar bakar. Selain itu, juga prediksi temperatur minimum yang terjadi pada proses *depressurizing* sebagian volume *pipeline sales gas* pada fasilitas produksi gas alam yang menjadi objek penelitian pada kajian ini. Jalur *pipeline* sepanjang ± 37 km memiliki kontur elevasi seperti Gambar 4 namun hanya pipa berwarna biru (*Trunkline Section 1*) sepanjang 2889,3 m di bawah ini dimanfaatkan dalam simulasi *depressurizing* karena terdapat *line break control valve* sebagai batasan fasilitas dengan *pipeline*.



**Gambar 4.** Profil elevasi pada jalur *pipeline sales gas*

Data lingkungan diambil dari catatan pengukuran data lingkungan yang terdapat pada laporan analisis mengenai dampak lingkungan pada fasilitas yang menjadi objek penelitian ini. Data lingkungan yang diperlukan untuk melakukan simulasi ini di antaranya adalah kecepatan angin, temperatur *ambient*, serta konduktivitas tanah.

**Tabel 5.** Kondisi awal fluida pada percobaan *depressurizing*

No.	Parameter	Sistem Non-Hidrokarbon	Sistem Hidrokarbon
1	Komposisi	70% N <sub>2</sub> 30% CO <sub>2</sub>	85,5% mol C <sub>1</sub> 4,5% mol C <sub>2</sub> 10% C <sub>3</sub>
2	Tekanan awal	150 bar	120 bar
3	Orientasi bejana	Vertikal	Vertikal
4	Diameter <i>orifice</i>	6,35 mm	10 mm
5	<i>Backpressure</i>	1,01325 bar	1,01325 bar
6	Temperatur <i>ambient</i>	290 K	293 K

**Tabel 6.** Data lingkungan simulasi *depressurizing*

No.	Parameter Lingkungan	Nilai	Satuan	Catatan
1	Temperatur <i>Ambient</i> Rata-rata	27,5	°C	
2	Temperatur <i>Ambient</i> Minimum	20	°C	
3	Kecepatan Angin	2,56	m/s	
4	Konduktivitas Tanah	0,346	W/m- °C	
5	Kapasitas Panas Tanah	910	J/kg- °C	Data Asumsi
6	Densitas Tanah	1600	Kg/m <sup>3</sup>	Data Asumsi

Tabel 7. Data pipa sales gas

No.	Parameter	Data Pipa	Satuan
1	Panjang Pipa	2889,3	m
2	ID Pipa	385,80	mm
3	Tebal Pipa	10,310	mm
4	Roughness	0,05	mm
5	Konduktivitas Pipa	60,58	W/m.°C
6	Kapasitas Panas Pipa	470	J/kg.°C
7	Densitas Pipa	7850	Kg/m <sup>3</sup>

Tabel 8. Komposisi fluida sales gas

Komponen	Komposisi (%-mol)
H <sub>2</sub> S	0,0003
M-Mercaptan	0,0001
E-Mercaptan	0,0002
2C <sub>3</sub> Mercaptan	0,0003
nPMercaptan	0,0000
COS	0,0004
diM-Sulphide	0,0002
Nitrogen	1,5172
CO <sub>2</sub>	0,0046
Methane	94,2742
Ethane	1,5135
Propane	1,5496
i-Butane	0,3342
n-Butane	0,3463
i-Pentane	0,1666
n-Pentane	0,0974
n-Hexane	0,0886
Mycyclopentan	0,0157
Benzene	0,0000
Cyclohexane	0,0063
n-Heptane	0,0335
Mycyclohexane	0,0040
Toluene	0,0004
n-Octane	0,0261
E-Benzene	0,0000
m-Xylene	0,0000
o-Xylene	0,0000
n-Nonane	0,0074
nPBenzene	0,0000
124-MBenzene	0,0000
n-Decane	0,0007
H <sub>2</sub> O	0,0123
C <sub>11</sub> +*	0,0000

C<sub>11</sub>+\* merupakan plus fraction dengan nilai properties sebagai berikut: Berat Molekul = 208,1; Densitas = 750,9 kg/m<sup>3</sup>.

Pipa yang digunakan pada pipeline sales gas merupakan pipa dengan material carbon steel tanpa coating. Data-data pipa yang digunakan pada pipeline sales gas adalah sebagai berikut (Tabel 7).

Komposisi fluida yang mengalir pada pipeline sales gas diambil dari data yang terekam dalam custody meter di titik penjualan gas. Tabel 8 berikut ini merupakan detail fluida untuk sales gas yang melalui pipeline sales gas.

### 2.3. Metode Simulasi

Perangkat lunak yang digunakan dalam permodelan ini adalah OLGA versi 2017 dan Aspen Hysys V10. Pada model simulasi OLGA karakterisasi fluida dilakukan dengan menggunakan perangkat lunak PVTsim. Pada model dengan menggunakan Aspen Hysys, fluid package Peng-Robinson dipilih sebagai basis. Sementara itu untuk flow correlation pipa horisontal menggunakan Gregory Aziz Mandhane sedangkan untuk flow correlation pipa vertikal menggunakan Aziz, Govier and Fogarasi korelasi ini dipilih atas dasar kesesuaian terhadap geometri pipa yang terpasang sesuai dengan Gambar 4. Pada simulasi depressurizing digunakan model dinamik & depressuring tools pada Aspen Hysys sementara itu pada OLGA digunakan model transient.

## 3. Hasil dan Pembahasan

### 3.1. Fenomena slugging pada pipa inlet Produced Water Stripper

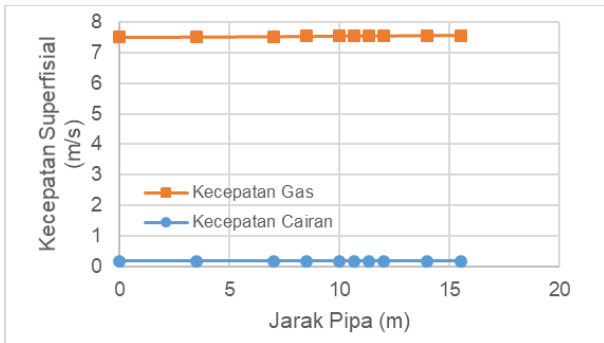
Pada dasarnya, simulasi penentuan rezim aliran pada aliran fluida dua fasa yang ada pada pipa didasarkan pada kecepatan masing-masing fluida yang mengalir di dalam pipa tersebut. Meskipun seringkali seorang insinyur tidak memiliki pilihan, slug flow pada aliran hirozontal dan rezim slug/froth pada aliran vertikal sangat diharapkan untuk dihindari. Slug flow mengakibatkan ketidakstabilan aliran yang mengganggu pengendalian proses. Dalam beberapa kasus, slug flow dapat dicegah dengan memilih diameter pipa yang lebih kecil. Tentunya hal ini mengakibatkan hilang tekan menjadi lebih besar. Pada aliran vertikal ukuran pipa yang terlampau besar dapat menyebabkan bubble flow regime, dan meningkatkan akumulasi hold up cairan. Akumulasi ini dapat menyebabkan peningkatan hilang tekan karena hidrostatik.

Pada aliran fluida pada inlet Produced Water Stripper, prediksi fenomena slugging dengan menggunakan Aspen Hysys telah dilakukan dengan hasil sebagai berikut. Pada laju alir liquid 3,5 m<sup>3</sup>/jam didapatkan profil kecepatan fluida sepanjang pipa yang disajikan pada Gambar 5. Jika ditabulasi, maka hasil yang didapatkan dari Aspen Hysys disajikan pada Tabel 9.

Pada Tabel 9 dapat terlihat bahwa rezim aliran yang terjadi pada pipa horizontal dan vertikal adalah slug. Hal ini sesuai dengan apa yang tergambar pada peta rezim

aliran horizontal yang dibuat oleh (Aziz dkk., 1974) sebagai berikut ini.

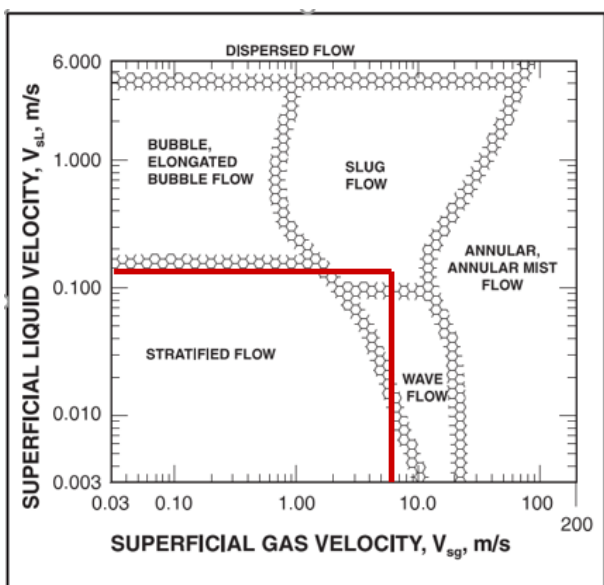
Pada aliran horizontal dengan kecepatan gas sebesar 7,5 m/s dan kecepatan cairan sebesar 0,178 m/s maka rezim aliran yang didapatkan adalah *slug*. Sementara itu pada aliran vertikal (Fogarasi dkk., 1972) membuat peta rezim aliran vertikal seperti pada Gambar 7.



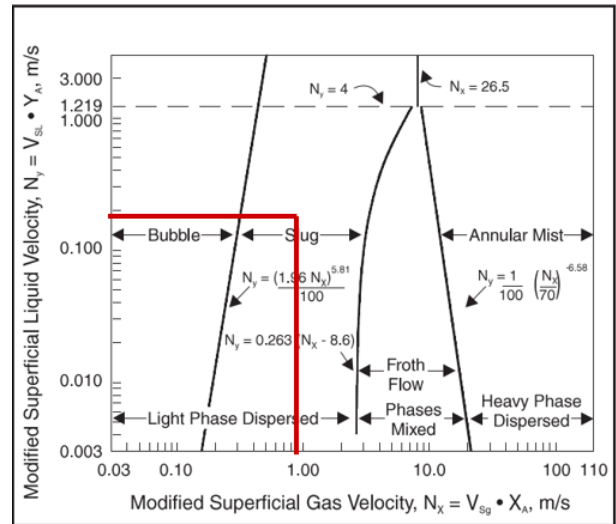
Gambar 5. Profil kecepatan fluida pada pipa inlet Produced Water Stripper

Tabel 9. Tabulasi hasil simulasi Aspen Hysys

Arah Aliran	Panjang Pipa (m)	Kecepatan Cairan (m/detik)	Kecepatan Gas (m/detik)	Rezim Aliran
Horisontal	0,00	0,177869	7,508647	Slug
Horisontal	3,50	0,177868	7,518745	Slug
Horisontal	7,00	0,177867	7,528856	Slug
Vertikal ke atas	8,50	0,177865	7,536151	Slug
Vertikal ke atas	10,00	0,177864	7,543456	Slug
Horisontal	10,67	0,177864	7,545396	Slug
Horisontal	11,33	0,177864	7,547336	Slug
Horisontal	12,00	0,177864	7,549278	Slug



Gambar 6. Peta Rezim Aliran Horizontal (Aziz dkk., 1974)



Gambar 7. Peta rezim aliran vertikal (Fogarasi dkk., 1972)

Pada peta rezim aliran vertikal yang disusun oleh (Fogarasi dkk., 1972) terdapat faktor koreksi pada kecepatan yaitu  $X_a$  dan  $Y_a$  untuk mendapatkan nilai  $N_x$  dan nilai  $N_y$ . Adapun perhitungan koreksi tersebut adalah sebagai berikut:

$$N_x = V_{sg} X_A \tag{1}$$

$$N_y = V_{sl} Y_A \tag{2}$$

$$X_A = \left(\frac{\rho_g}{\rho_a}\right)^{0,333} \tag{3}$$

$$Y_A = \left(\frac{\rho_L \sigma_{WA}}{\rho_w \sigma}\right)^{0,25} \tag{4}$$

dengan:

$N_x$  : Koordinat horizontal, m/detik

$N_y$  : Koordinat vertikal, m/detik

$V_{sg}$  : Kecepatan superfisial gas, m/detik

$V_{sl}$  : Kecepatan superfisial cairan, m/detik

$X_a$  : Faktor koreksi aziz (horizontal)

$Y_a$  : Faktor koreksi aziz (vertikal)

$\rho_g$  : Densitas gas,  $kg/m^3$

$\rho_L$  : Densitas cairan,  $kg/m^3$

$\rho_a$  : Densitas udara pada 15 °C, 1,22  $kg/m^3$

$\rho_w$  : Densitas air pada 15 °C dan 1,0156 bara, 999,5  $kg/m^3$

$\sigma_{wa}$  : Tegangan antarmuka udara dan air pada 15 °C dan 1,0156 bara, 0,0724 N/m

$\sigma$  : Tegangan antarmuka fluida pada kondisi operasi aliran, N/m

Pada aliran vertikal inlet Produced Water Stripper dengan nilai-nilai variabel sebagai berikut:

$V_{sg}$  : 7,54 m/detik

$V_{sl}$  : 0,17784 m/detik

$\rho_g$  : 5,688  $kg/m^3$

$\rho_L$  : 989,3  $kg/m^3$

$\sigma$  : 0,06784 N/m

didapatkan nilai  $N_x$  dan  $N_y$  sebesar 1,372 dan 0,18. Atas dasar tersebut, sesuai dengan peta rezim aliran vertikal (Fogarasi dkk., 1972) rezim yang terjadi pada aliran

vertikal ke atas pipa inlet Produced Water Stripper adalah slug.

Hal ini sejalan dengan hasil prediksi menggunakan slug analysis pada simulasi Aspen Hysys. Pada dasarnya perhitungan prediksi slug pada Aspen Hysys didasarkan pada model matematika yang telah dikembangkan oleh (Watson, 2001) untuk memprediksi sifat-sifat slug dalam aliran multifasa. Aliran slug dianalisis dengan menemukan penyelesaian travelling wave pada rata-rata persamaan kekekalan massa dan momentum satu dimensi yang mana kemudian dianalisis lebih lanjut untuk menghasilkan sifat-sifat slug (panjang slug, panjang gelembung, gradien tekanan). Pendekatan ini didasarkan pada analisis stabilitas di mana rezim stratified kemudian diuji ketidastabilannya dengan memberikan gangguan kecil dan kemudian dianalisis dalam daerah ketidastabilan untuk menentukan apakah aliran slug memungkinkan atau tidak. Jika gelombang amplitudo yang besar dapat melewati pipa maka aliran slug dianggap mungkin terjadi. Untuk laju alir gas yang tinggi ketika kondisi aliran tidak stabil sementara aliran slug dianggap tidak mungkin, rezim aliran diinterpretasikan sebagai aliran annular. Untuk laju alir cairan yang tinggi ketika aliran tidak stabil sementara aliran slug dianggap mungkin, rezim aliran diinterpretasikan sebagai aliran gelembung/ bubble (Watson, 2001).

Watson menggunakan persamaan berikut ini untuk memprediksi kecepatan translation slug:

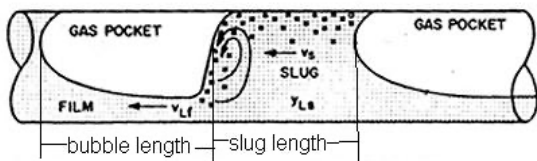
$$c = C_0 V_M + V_0 \quad (5)$$

dimana:

- $V_M$  : kecepatan campuran ( $U_{Ls} + U_{Gs}$ ) [m/detik]
- $c$  : kecepatan translational slug [m/detik]
- $C_0, V_0$  : konstanta empiris, biasanya dihitung dengan menggunakan model Bendikson (1984)

Tabel 10. Hasil slug analysis Aspen Hysys

Arah	Panjang	Status	Frekuensi [1/second]	Slug Length [m]
Horizontal	0,00	Slug Flow	0,0164	9,99
Horizontal	3,50	Slug Flow	0,0164	10,00
Horizontal	7,00	Slug Flow	0,0164	10,00
Vertikal	8,50	Slug Flow	0,1330	8,95
Vertikal	10,00	Slug Flow	0,1331	8,95
Horizontal	10,67	Slug Flow	0,0164	10,01
Horizontal	11,33	Slug Flow	0,0164	10,01
Horizontal	12,00	Slug Flow	0,0164	10,01

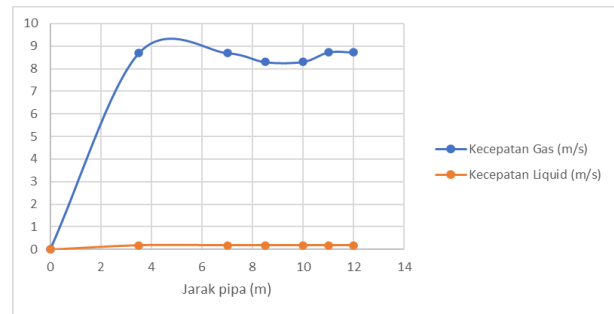


Gambar 8. Slug length dan Bubble length (Watson, 2001)

Hasil yang didapatkan dari simulasi hysys untuk slug analysis pada pipa inlet Produced Water Stripper seperti yang terlihat pada Tabel 10 berikut, Aspen Hysys mendeteksi adanya fenomena slugging sepanjang pipa dari 0 m hingga 12 m. jika dilihat pada kolom slug length tertera bahwa panjang slug pada masing-masing posisi pipa memiliki panjang 9-10m di mana tidak melebihi panjang pipa. Hal tersebut menunjukkan bahwa fenomena slug memang terjadi. Dengan demikian kesimpulan yang didapatkan dari simulasi Aspen Hysys ini adalah rezim aliran yang terbentuk untuk arah horisontal dan vertikal merupakan rezim slug. Sebagai ilustrasi Gambar 8 berikut ini menunjukkan apa yang dimaksud dengan slug length dan bubble length.

Simulasi OLGA dilakukan secara steady state untuk memastikan apa yang menyebabkan fenomena ketidastabilan aliran pada pipa inlet Produced Water Stripper. Hasil yang didapatkan dari simulasi OLGA tersebut adalah sebagai berikut: untuk laju alir produced water 3,5 m<sup>3</sup>/jam perangkat lunak OLGA memprediksi bahwa rezim aliran yang terbentuk merupakan rezim stratified (pada 0-7 m aliran horisontal dan 11-12 m aliran horisontal) dan rezim aliran slug (pada 8,5 – 10 m aliran vertikal).

Seperti yang terlihat pada Gambar 9 bahwa kecepatan cairan rata-rata yang dihitung dengan menggunakan perangkat lunak OLGA adalah 0,178 m/s sementara kecepatan aliran fluida gas rata-rata yang diprediksi oleh perangkat lunak OLGA adalah 8,57 m/s. Dalam kondisi steady state perangkat lunak OLGA tidak mendeteksi adanya fenomena rezim aliran slug pada aliran horisontal. Namun pada kondisi vertikal, fenomena slug terdeteksi oleh OLGA pada simulasi steady state.

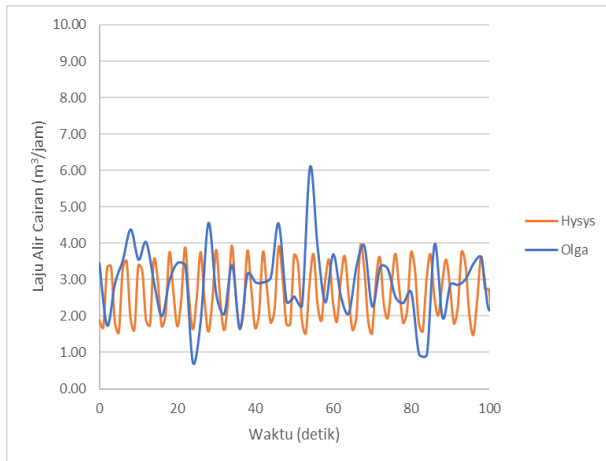


Gambar 9. Profil kecepatan fluida pada OLGA

Tabel 11. Identifikasi aliran slug pada OLGA

Panjang Pipa [m]	Identifikasi Slug	Arah Aliran
0	1 (stratified)	Horisontal
3,5	1 (stratified)	Horisontal
7	1 (stratified)	Horisontal
8,5	3 (slug)	Vertikal
10	3 (slug)	Vertikal
11	1 (stratified)	Horisontal
12	1 (stratified)	Horisontal

Simulasi *transient* dengan menggunakan Aspen Hysys dan OLGA telah dilakukan untuk memprediksi fenomena *slugging* pada pipa *inlet Produced Water Stripper*. Simulasi dibatasi hanya dilakukan pada rentang waktu 0 hingga 100 detik dan data yang diambil adalah pada posisi ujung keluaran pipa (arah horisontal). Hasil yang didapatkan dari simulasi tersebut dituangkan dalam gambar berikut ini.

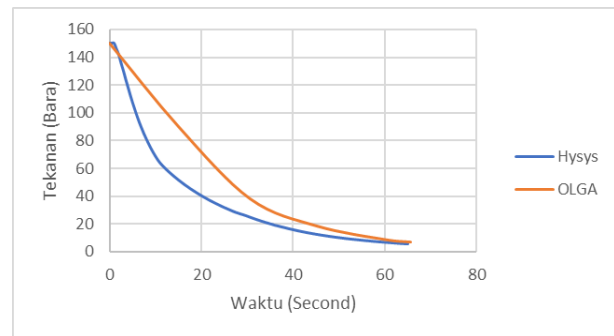


**Gambar 10.** Profil laju alir liquid terhadap waktu

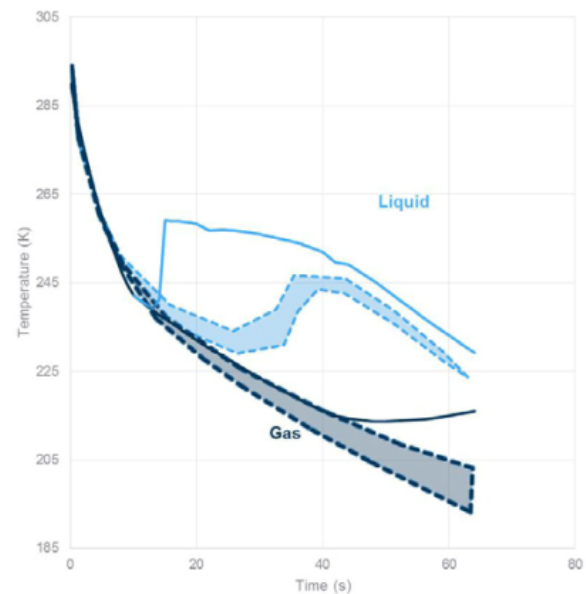
Pada hasil simulasi Hysys terdeteksi fluktuasi laju alir fluida cair mulai dari 1,5 m<sup>3</sup>/jam hingga 3,9 m<sup>3</sup>/jam yang berulang sebagai tanda bahwa fenomena *slug* sedang terjadi pada aliran tersebut. Sementara itu pada simulasi yang dilakukan dengan menggunakan OLGA terdeteksi fenomena yang sama di mana fluktuasi laju alir fluida cair terjadi pada 0,8 m<sup>3</sup>/jam hingga 6,1 m<sup>3</sup>/jam. pada simulasi *transient* kedua perangkat lunak tersebut berhasil mendeteksi adanya fenomena *slugging* pada pipa *inlet Produced Water Stripper*. Dengan demikian kedua simulator proses baik Aspen Hysys dan OLGA mampu memberikan gambaran yang sama terhadap fenomena *slug* secara *transient* yang ditunjukkan juga pada rekaman data DCS pada Gambar 2.

### 3.2. Simulasi *Depressurizing*

Untuk sistem non-hidrokarbon dan hidrokarbon yang menjadi objek validasi pada simulasi ini, keduanya menghasilkan profil temperatur yang memiliki kecenderungan yang sedikit berbeda. Pada sistem non-hidrokarbon yang ditunjukkan pada Gambar 12, data temperatur cenderung terus turun tanpa ada kenaikan pada waktu tertentu, sementara itu untuk sistem hidrokarbon data yang ditunjukkan oleh Gambar 15 setelah terjadi penurunan temperatur maka pada detik ke 600 temperatur cenderung kembali naik. Adapun hasil lengkap yang didapatkan dari validasi terhadap kedua sistem tersebut sebagai berikut ini:



**Gambar 11.** Profil penurunan tekanan pada simulasi Aspen Hysys & OLGA pada percobaan sistem non-hidrokarbon



**Gambar 12.** Data percobaan sistem non-hidrokarbon (Fischer, 2016)

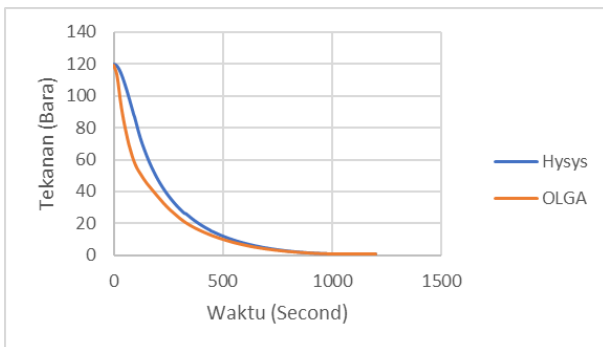


**Gambar 13.** Profil penurunan temperatur pada simulasi Hysys & OLGA pada percobaan sistem non-hidrokarbon

Seperti yang terlihat pada Gambar 11 penurunan tekanan dari 150 bara menuju 1,013 bara terjadi dalam kurun waktu 65 detik. Penurunan tekanan tersebut mengakibatkan penurunan temperatur pada fluida. Aspen Hysys memprediksi penurunan temperatur gas terendah berada pada nilai 197 Kelvin sementara itu OLGA memprediksi penurunan temperatur terendah berada pada nilai 215,3 Kelvin. Data lapangan menunjukkan bahwa penurunan temperatur gas berada pada rentang 195 Kelvin hingga 204 Kelvin. Pada simulasi dengan menggunakan OLGA maupun Aspen Hysys pada percobaan ini tidak dimunculkan profil temperatur untuk cairan mengingat kondisi awal fluida pada percobaan ini adalah gas. Baik Aspen Hysys maupun OLGA tidak mendeteksi adanya fenomena pembentukan cairan akibat adanya penurunan temperatur ini sehingga nilai profil temperatur cairan yang dihasilkan sama dengan temperatur gas. Berdasarkan data-data tersebut didapatkan nilai deviasi temperatur yang diukur berdasarkan data lapangan terendah (195 Kelvin) (lihat Tabel 12).

**Tabel 12.** Nilai deviasi simulasi Aspen Hysys & OLGA pada sistem non-hidrokarbon

Perangkat Lunak	Nilai Deviasi
OLGA	9,44%
Aspen Hysys	1,37%

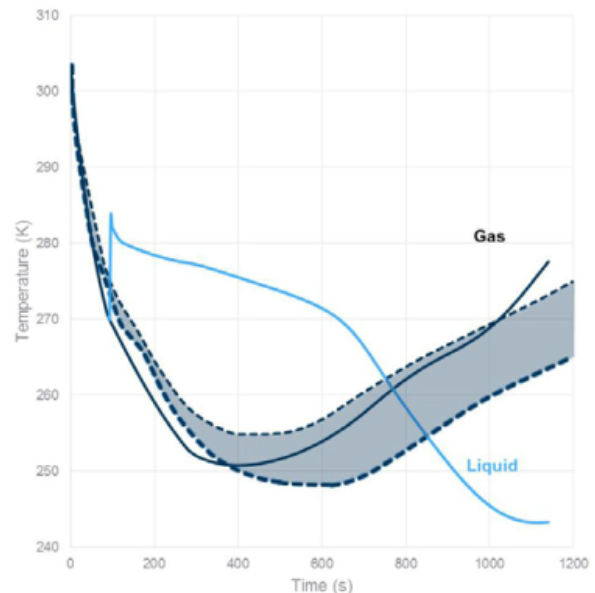


**Gambar 14.** Profil penurunan tekanan pada simulasi Aspen Hysys & OLGA pada percobaan sistem hidrokarbon

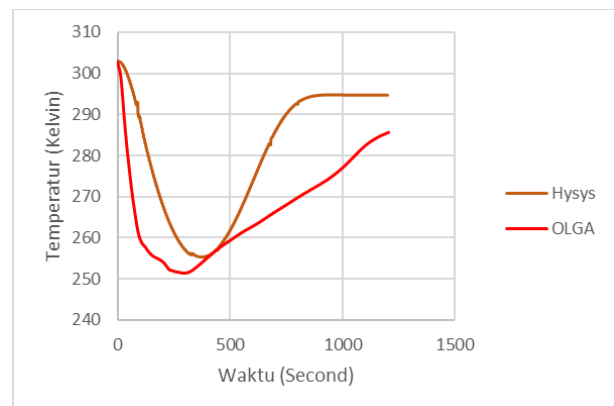
Pada simulasi percobaan untuk sistem hidrokarbon dengan fluida 85,5% mol C1, 4,5% mol C2, dan 10% C3 didapatkan hasil seperti pada Gambar 14. Seperti yang terlihat pada Gambar 14 penurunan tekanan dari 120 bara menuju 1,013 bara terjadi dalam kurun waktu 1200 detik. Penurunan tekanan tersebut mengakibatkan penurunan temperatur pada fluida. Aspen Hysys memprediksi penurunan temperatur gas terendah berada pada nilai 255,45 Kelvin sementara itu OLGA memprediksi

penurunan temperatur terendah berada pada nilai 251,36 Kelvin. Data lapangan menunjukkan bahwa penurunan temperatur gas berada pada rentang 248 Kelvin hingga 255 Kelvin.

Tidak ada data temperatur cairan yang terukur pada data lapangan. Pada simulasi dengan menggunakan OLGA maupun Aspen Hysys pada percobaan ini tidak dimunculkan profil temperatur untuk cairan mengingat kondisi awal fluida pada percobaan ini adalah gas. Baik Aspen Hysys maupun OLGA tidak mendeteksi adanya fenomena pembentukan cairan akibat adanya penurunan temperatur ini sehingga nilai profil temperatur cairan yang dihasilkan sama dengan temperatur gas. Berdasarkan data-data tersebut didapatkan nilai deviasi temperatur yang diukur berdasarkan data lapangan terendah seperti disajikan pada Tabel 13.



**Gambar 15.** Data percobaan sistem hidrokarbon (Fischer, 2016)



**Gambar 16.** Profil penurunan temperatur pada simulasi

**Tabel 13.** Nilai deviasi simulasi Aspen Hysys & OLGA pada sistem hidrokarbon

Perangkat Lunak	Nilai Deviasi
OLGA	1,33%
Aspen Hysys	2,92%

3.3. Penyelesaian Kasus

3.3.1. Mitigasi *slugging* pada pipa inlet *Produced Water Stripper*

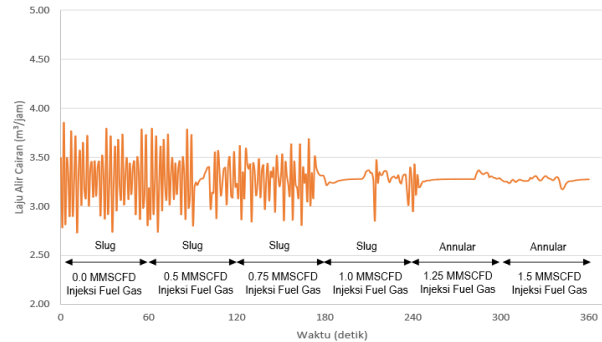
Fenomena *slugging* yang terjadi pada pipa inlet *Produced Water Stripper* merupakan *hydrodynamic slugging* yang terjadi karena perbedaan yang cukup besar antara kecepatan superfisial gas dengan cairan. Untuk meningkatkan kecepatan superfisial gas dapat dilakukan dengan berbagai cara seperti modifikasi ukuran pipa, injeksi gas, atau menaikkan tekanan. Namun dalam kasus ini mengingat pada fasilitas produksi gas yang menjadi objek penelitian ini tidak mungkin dilakukan modifikasi ukuran pipa dan menaikkan tekanan maka opsi yang diambil adalah dengan injeksi *fuel gas* (95% C1) ke dalam pipa inlet *Produced Water Stripper*. Dengan melakukan simulasi selama lima menit dengan perubahan injeksi setiap satu menit didapatkan hasil seperti Gambar 17.

Terlihat dari Gambar 17 bahwa pada injeksi *fuel gas* dengan laju alir sebesar 1,25 MMSCFD pada detik ke-240 dapat meminimalisasi efek *slugging* yang terjadi pada inlet pipa *Produced Water Stripper*. Hal ini sebagai akibat dari naiknya laju alir gas dari semula hanya 792,5 kg/jam menjadi 1871 kg/jam sehingga kecepatan superfisial gas meningkat dari semula hanya 7,5 m/detik menjadi 19,54 m/detik.

3.3.2 Estimasi *depressurizing pipeline sales gas*

Perhitungan estimasi *depressurizing* dilakukan untuk (1) memprediksi berapa beban laju alir fluida maksimal

yang harus diterima oleh sistem *flare*; (2) mengestimasi penurunan temperatur terendah pada *pipeline sales gas* yang menjadi objek kajian (3) mengestimasi ukuran *orifice* yang diperlukan.



**Gambar 17.** Efek injeksi *fuel gas* terhadap laju alir cairan

Dalam penyelesaian kasus ini panjang *pipeline sales gas* yang dipertimbangkan pada kajian ini hanya sebesar 2889,3 m dari total 37000 m. Hal ini dikarenakan pada panjang 2889,3 m tersebut tersedia *line break control valve* yang digunakan untuk mengisolasi *pipeline*. Tekanan awal yang dipertimbangkan adalah 74,78 bar dengan temperatur sebesar 20 °C (sama dengan temperatur *ambient* minimum).

Waktu *depressurizing* menjadi variabel yang berubah pada simulasi ini. Terdapat tiga variasi waktu yaitu 1 jam, 2 jam, dan 3 jam. Batasan kapasitas suar bakar *existing* yang terpasang adalah 60 MMSCFD. Atas dasar data-data tersebut, dari simulasi Aspen Hysys yang telah dilakukan didapatkan hasil pada Tabel 15.

**Tabel 14.** Hasil perhitungan rezim aliran pada pipa inlet *Produced Water Stripper* setelah injeksi *fuel gas*

Arah Aliran	Laju Alir Gas (kg/jam)	Laju Alir Cair (kg/jam)	Kecepatan Gas (m/detik)	Kecepatan Erosional Gas (m/detik)	Kecepatan Cairan (m/detik)	Rezim Aliran (HTFS)
Horizontal	1871,28	3258,95	19,54	33,3	0,17	Annular
Vertikal	1871,46	3258,77	19,72	33,4	0,17	Annular
Horizontal	1871,51	3258,72	19,78	33,5	0,17	Annular

**Tabel 15.** Hasil variasi simulasi *depressurizing*

	Orifice Diameter (mm)	Laju alir suar bakar maksimal (MMSCFD)	Temperatur minimum <i>pipeline</i> (°C)	Temperatur minimum keluaran <i>orifice</i> (°C)
1 Jam	45,56	87,9	-1,31	-28,16
2 Jam	32,18	44,1	2,14	-26,52
3 Jam	26,15	29,1	3,97	-25,85

Pada kasus *depressurizing*, dari Tabel 15 di atas durasi *depressurizing pipeline sales gas* yang direkomendasikan adalah 2 jam dengan menggunakan *orifice* berdiameter 32,18 mm. Dengan konfigurasi seperti ini, akan dihasilkan beban laju alir suar bakar sebesar 44,1 MMSCFD. Laju alir tersebut masih lebih rendah dibandingkan dengan kapasitas *flare existing* sebesar 60 MMSCFD. Temperatur minimum *pipeline sales gas* yang dihasilkan adalah 2,14 °C dan nilai temperatur keluaran *orifice* minimum adalah -26,52 °C, angka ini masih masuk batasan untuk material *carbon steel* yang digunakan baik pada *pipeline sales gas* dan sistem suar bakar.

#### 4. Kesimpulan

Pada validasi investigasi fenomena ketidakstabilan aliran pada sistem *Produced Water Treatment* di *gas processing facility* (GPF) secara kondisi tunak (*steady state*), simulasi menggunakan Aspen Hysys mampu mendeteksi adanya fenomena *slug* pada seluruh arah aliran pipa baik itu horizontal maupun vertikal. Sementara itu pada simulasi OLGA hanya arah aliran vertikal saja yang terdeteksi adanya fenomena *slug*. Namun demikian pada kondisi *transient* kedua model baik Aspen Hysys dan OLGA memiliki gambaran fenomena *slug* yang sesuai dengan data lapangan. Untuk penyelesaian kasus mitigasi fenomena *slugging* pada pipa *inlet Produced Water Stripper* injeksi *fuel gas* dengan laju alir sebesar 1,25 MMSCFD disimulasikan mampu mengubah rezim aliran dari *slug* menjadi *annular* akibat naiknya kecepatan superficial gas naik dari hanya 7,5 m/s menjadi 19,7 m/s.

Untuk validasi simulasi *depressurizing* pada sistem non-hidrokarbon, Aspen Hysys memiliki tingkat akurasi yang lebih tinggi (deviasi 1,37%) dibandingkan OLGA (deviasi 9,44%). Sementara untuk sistem hidrokarbon tingkat akurasi OLGA lebih baik (deviasi 1,33%) dibandingkan hasil simulasi Aspen Hysys (deviasi 2,92%). Dalam penyelesaian kasus *depressurizing* durasi *depressurizing pipeline sales gas* yang direkomendasikan adalah 2 jam dengan menggunakan *orifice* berdiameter 32,18 mm. Dengan konfigurasi seperti ini, dihasilkan beban laju alir suar bakar sebesar 44,1 MMSCFD (lebih rendah dari kapasitas *existing flare* 60 MMSCFD). Temperatur minimum *pipeline sales gas* yang dihasilkan adalah 2,14 °C dan nilai temperatur minimum keluaran *orifice* adalah -26,52 °C. Temperatur ini masih masuk batasan untuk material *carbon steel* yang digunakan baik pada *pipeline sales gas* dan sistem suar bakar.

Dari proses validasi dan simulasi penyelesaian kasus yang telah dibuat pada kajian ini terlihat bahwa Aspen Hysys memiliki tingkat akurasi yang tidak jauh berbeda jika dibandingkan data lapangan yang ada serta terbukti cukup handal dalam menyelesaikan persoalan-persoalan *flow assurance* khususnya pada kasus prediksi fenomena *slugging* dan *depressurizing*.

#### Daftar Pustaka

American Petroleum Institute, *API RP 17A: Design and Operation of Subsea Production Systems: General Requirements and Recommendations*. 4th Ed. Washington, D.C: American Petroleum Institute, 2006.

Ansyori, R., Flow Assurance Pada Produksi Migas, Masalah dan Penanggulangannya. *Swara Patra: Majalah Ilmiah PPSDM Migas*, 2016, 6(4), 47-60.

Aspen Technology, Inc. *An Integrated Approach to Modeling Pipeline Hydraulics in a Gathering and Production System*. White Paper AspenTech. Houston: Aspen Technology, Inc. 2015.

Atkins, P.W.; De Paula, J., *Atkins' Physical Chemistry*. Oxford: Oxford University Press, 2016.

Bai, Y.; Bai, Q., *Subsea Engineering Handbook*. Gulf Oxford: Professional Publishing, 2018.

BP, *BP Energy Outlook 2020*. London: BP, 2020.

Dukler, A.E.; Hubbard, M.G., A Model for Gas-Liquid Slug Flow in Horizontal and Near Horizontal Tubes. *Industrial & Engineering Chemistry Fundamentals*, 1975, 14, 337–347.

Fischer, B.; Biswas, S., *Validation of BLOWDOWN™ Technology in V9 of Aspen Hysys*. White Paper AspenTech, Houston: Aspen Technology, Inc., 2016.

Guo, B.; Song, S.; Ghalambor, A.; Lin, T.R., *Offshore Pipelines: Design, Installation, and Maintenance*. Oxford: Gulf Professional Publishing, 2013.

Haque, A.; Richardson, S.; Saville, G.; Chamberlain, G., Rapid Depressurization of Pressure Vessels. *Journal of Loss Prevention in the Process Industries*, 1990, 3, 4–7.

Hague, M.A.; Richardson, S.M.; Saville, G.; Chamberlain, G.; Schirvil, L., Blowdown of Pressure Vessels II: Experimental Validation of Computer Model and Case Studies. *Trans. Inst. Chem. Engrs*, 1992, 70, 10–17.

Hass, A.B., *Simulation of Joule-Thomson Throttling of Gases*. PhD Thesis, Sheffield: University of Shiffield., 2019.

Jang, M.; Fischer, B., *Multiphase Pipe Flow Modeling in Aspen Hysys*. White Paper AspenTech, Houston: Aspen Technology, Inc., 2018.

Khan, M.R., ed., *Advances in Clean Hydrocarbon Fuel Processing: Science and Technology*. Elsevier, 2011.

Mandhane, J.M.; Gregory, G.A.; Aziz, K., Critical Evaluation of Friction Pressure Drop Prediction Methods for Gas-Liquid Flow in Horizontal Pipes. *Journal of Petroleum Technology*, 1977, 29(10), 1348–1358.

McAllister, E.W., *Pipeline Rules of Thumb Handbook: A Manual of Quick, Accurate Solutions to Everyday Pipeline Engineering Problems*. Singapore: Gulf Professional Publishing, 2013.

- Mokhatab, S.; Poe, W.A.; Mak, J.Y., *Handbook of Natural Gas Transmission and Processing*, 3rd Edition. Singapore: Gulf Professional Publishing, 2015.
- Ngoufack, M., Slugging Flow Control with Time Delay in Oil and Gas Production. *Poster Presentation at 22<sup>nd</sup> Annual Summer Undergraduate Research Forum (SURF)*, LSU, July 31, 2015.
- Ooms, G.; Guet, S., *Fluid Mechanical Aspects of the Gas-Lift Technique*. Laboratory for Aero and Hydrodynamics, Delft University of Technology, 2006.
- Sarraf, A., *Pipeline Engineering Studies Using Dynamic Simulation*. Process Ecology Resources, 2021.
- Schlumberger. *OLGA Dynamic Multiphase Flow Simulator*. 2023. <https://www.slb.com/products-and-services/delivering-digital-at-scale/software/olga/olga-dynamic-multiphase-flow-simulator>.
- Schlumberger Energy Glossary. 2023. <https://glossary.slb.com/>.
- Terenzi, A., *Flow Analysis for Hydrocarbon Pipeline Engineering*. Oxford: Gulf Professional Publishing, 2022.
- Theyab, M.A., Fluid Flow Assurance Issues: Literature Review. *SciFed Journal of Petroleum*, 2018, **2**(1), 1-11.
- Tsavaris, A.; Chang, Y.T.; Rao, A.; Dymont, J., *A Study of Terrain-Induced Slugging in Pipelines Using Aspen Hydraulics Within Aspen Hysys Upstream*. White Paper, Houston: Aspen Technology, Inc., 2016.
- Watson, M., The Modelling of Slug Flow Properties. *Proceedings of the 10<sup>th</sup> International Conference on Multiphase Flow*, Cannes, June 13–15, 2001.