ANALISIS EMPIRIS FLUKTUASI SUHU AMBIEN SIANG-MALAM TERHADAP KEHILANGAN TEKANAN FLOWLINE SUMUR-X

Ditto Bagas Ammar Baihaqi Waluyan[1*], Dhio Dwi Viandika[1]
[1]Teknik Produksi Minyak dan Gas, PEM Akamigas, Jl. Gajah Mada No. 38, Cepu, Blora, Jawa Tengah, 58315
**E-mail*: dittowaluyan5@gmail.com

ABSTRAK

Siklus suhu harian memengaruhi keandalan aliran (*flow assurance*) pada pipa penyalur permukaan (*surface flowline*) tanpa isolasi termal. Penelitian ini menganalisis secara empiris hubungan antara fluktuasi temperatur fluida akibat siklus suhu ambien siang-malam dan kenaikan tekanan *flowline* (FLP) pada Sumur-X, menggunakan data log operasional interval 4 jam periode 29 Juni–9 Juli 2026 serta hasil uji laboratorium. Minyak Sumur-X memiliki densitas 30,9 °API, *wax content* 15,3%, dan *pour point* 105 °F yang turun menjadi 83 °F setelah injeksi *pour point depressant* (PPD). Temperatur fluida berfluktuasi antara 73 °F dan 98 °F dan berada di bawah 83 °F pada 59% pembacaan, terutama pukul 20.00–08.00 WIB dengan titik terendah sekitar pukul 04.00 WIB. FLP naik bertahap dari 90 psi menjadi 170 psi dengan laju rata-rata 8,4 psi/hari (R^2 = 0,94), tetapi tidak berkorelasi dengan temperatur sesaat (r = −0,05). Pada temperatur fluida yang sama, FLP di akhir periode 78–89% lebih tinggi daripada di awal periode, sehingga kenaikan tekanan lebih disebabkan oleh penyempitan akibat deposit *wax* daripada perubahan viskositas. Hal ini diperkuat oleh *hot oil flushing* pada 9 Juli yang mengembalikan FLP ke 90 psi. Berdasarkan persamaan Hagen–Poiseuille dan Blasius, kenaikan ini setara dengan penyusutan diameter efektif sedikitnya 11–15% atau luas penampang alir 21–27%. Sekitar 69% kenaikan FLP tercatat pada interval 12.00–20.00 WIB, kira-kira 8–16 jam setelah temperatur terendah. Sebagai penanggulangan, diusulkan jadwal *hot oil flushing* berdasarkan laju kenaikan FLP (sekitar 7 hari untuk batas 150 psi) dan pemantauan diameter efektif dari FLP harian, didukung evaluasi ulang dosis PPD.

Kata kunci: *Flow Assurance*, *Flowline Pressure*, Fluktuasi Suhu Siang-Malam, *Uninsulated Flowline*, *Wax Deposition*

1. PENDAHULUAN

Masalah pembentukan dan akumulasi lilin parafin (*wax*) pada jalur pipa permukaan (*flowline*) merupakan salah satu tantangan utama dalam menjaga keandalan aliran (*flow assurance*) pada lapangan minyak bumi dengan karakteristik *waxy crude oil* [1], [2]. Pada jalur pipa permukaan tanpa isolasi termal (*uninsulated surface flowline*), laju perpindahan panas dari fluida produksi ke lingkungan luar sangat dipengaruhi oleh dinamika fluktuasi suhu udara ambien antara siang dan malam hari [3]. Penurunan suhu lingkungan yang signifikan pada malam hari mempercepat laju pelepasan panas konvektif dari dinding pipa luar ke atmosfer.

Ketika suhu dinding dalam pipa turun melampaui *Wax Appearance Temperature* (WAT) atau titik tuang (*pour point*) minyak, molekul parafin berbobot molekul tinggi mengalami kristalisasi dan terdeposisi di dinding dalam pipa [4], [5], [6]. Deposisi yang berlangsung secara kontinu memperkecil diameter efektif pipa dan meningkatkan kekasaran permukaan internal, yang berujung pada akumulasi penambahan tekanan balik (*backpressure/flowline pressure*) dari sumur menuju manifold [7].

Pada Sumur-X, penanganan kimiawi menggunakan *pour point depressant* (PPD) telah diterapkan untuk menurunkan titik tuang fluida. Namun, fluktuasi suhu harian di lapangan tetap

menimbulkan gangguan aliran pada *flowline uninsulated* setelah kepala sumur (*wellhead*). Karena pengujian laju produksi (*well test*) dilakukan secara berkala menggunakan *test separator* bersama, pemantauan kontinu berbasis data tekanan *flowline* (FLP) dan temperatur fluida (FLT) menjadi parameter diagnostik utama untuk mendeteksi pembentukan deposit *wax*.

Kenaikan tekanan akibat periode dingin pada pipa minyak parafinik sudah banyak dibahas, misalnya pada skala musiman untuk pipa berisolasi [8] dan pada kondisi penghentian aliran (*shutdown*) [9]. Penelitian ini melihat fenomena yang sama pada skala siklus harian di *flowline* permukaan Sumur-X. Tujuannya adalah menganalisis secara empiris hubungan fluktuasi temperatur harian dengan akumulasi kenaikan FLP, memisahkan pengaruh viskositas dari pengaruh deposit *wax*, memperkirakan tingkat penyempitan *flowline*, dan merumuskan metode penanggulangan yang sesuai. Hasilnya diharapkan menjadi dasar peringatan dini (*early warning*) bagi tim operasi sebelum terjadi *involuntary well shut-in*.

2. METODE

Penelitian ini menggunakan kombinasi pengujian laboratorium sifat fisik fluida dan analisis empiris data historis lapangan. Pengujian laboratorium dilakukan terhadap sampel fluida Sumur-X untuk mengukur densitas (°API) berdasarkan standar ASTM D6822 [10], kadar air (*water cut*), kadar *wax* berdasarkan metode UOP 46-85 [11], serta *pour point* murni dan *pour point* setelah penambahan PPD berdasarkan standar ASTM D5853 [12]. Sumur yang sama juga dibahas pada kajian penulis sebelumnya [13], tetapi dengan periode data lapangan dan fokus analisis yang berbeda.

Data lapangan diambil dari log operasional dengan interval 4 jam (pukul 00.00, 04.00, 08.00, 12.00, 16.00, dan 20.00 WIB) mulai 29 Juni 2026 pukul 00.00 hingga 9 Juli 2026 pukul 12.00 WIB, dengan total 64 titik data. Parameter yang dicatat adalah temperatur fluida di *flowline* (FLT, °F) dan tekanan *flowline* (FLP, psi) yang dibaca di kepala sumur. FLP 170 psi pada 8–9 Juli dinilai sebagai indikasi *flowline* sudah mengalami *plugging*, sehingga pada 9 Juli 2026 dilakukan *hot oil flushing* dan FLP turun ke 90 psi pada pembacaan pukul 16.00 WIB. Data setelah intervensi ini tidak dimasukkan dalam analisis tren, tetapi penurunan FLP-nya dipakai sebagai pembanding di Subbab 3C.

Analisis dibagi menjadi empat bagian. Untuk setiap hari, ditentukan temperatur minimum dan maksimum beserta nilai FLP pada saat itu, juga durasi FLT berada di bawah *pour point* setelah PPD (83 °F). Hubungan FLT dan FLP diuji dengan koefisien korelasi Pearson, laju kenaikan FLP dihitung dengan regresi linier terhadap waktu, dan perubahan FLP antarpembacaan dikelompokkan menurut interval jam untuk melihat kapan tekanan naik. Nilai FLP pada temperatur fluida yang sama di awal dan akhir periode kemudian dibandingkan (perbandingan isotermal). Viskositas minyak pada temperatur yang sama dianggap sama, jadi selisih FLP mencerminkan tambahan hambatan aliran dari deposit. Prinsip ini sama dengan metode beda tekanan untuk memperkirakan ketebalan *wax* di *flow loop* maupun di pipa lapangan [8], [14]. Terakhir, rasio diameter efektif dihitung dengan persamaan (1), yang diturunkan dari persamaan Hagen–Poiseuille untuk aliran laminar (n = 4) dan korelasi Blasius untuk aliran turbulen (n = 4,75) [3]:

$$D_{\text{eff}} / D_0 = (\Delta P_0 / \Delta P_t)^{1/n} \tag{1}$$

D_0 dan D_{eff} adalah diameter dalam awal dan diameter efektif, sedangkan ΔP_0 dan ΔP_t adalah beda tekanan sepanjang *flowline* pada awal periode dan pada waktu t. Perhitungan menggunakan asumsi laju alir relatif konstan karena sumur diproduksikan dengan pompa *sucker rod* yang bersifat *positive displacement*, serta tekanan *manifold* diabaikan. Tekanan

manifold yang sebenarnya lebih besar dari nol membuat rasio beda tekanan yang sebenarnya lebih besar, sehingga hasil perhitungan ini merupakan batas bawah tingkat penyempitan.

3. PEMBAHASAN

A. Karakteristik Fluida Produksi Sumur-X

Hasil analisis laboratorium terhadap sampel fluida Sumur-X ditunjukkan pada Tabel 1. Fluida memiliki densitas 30,9 °API sehingga tergolong minyak mentah sedang yang mendekati ringan (*medium-light crude oil*) [15], dengan *water cut* yang sangat rendah, yaitu 3,9%.

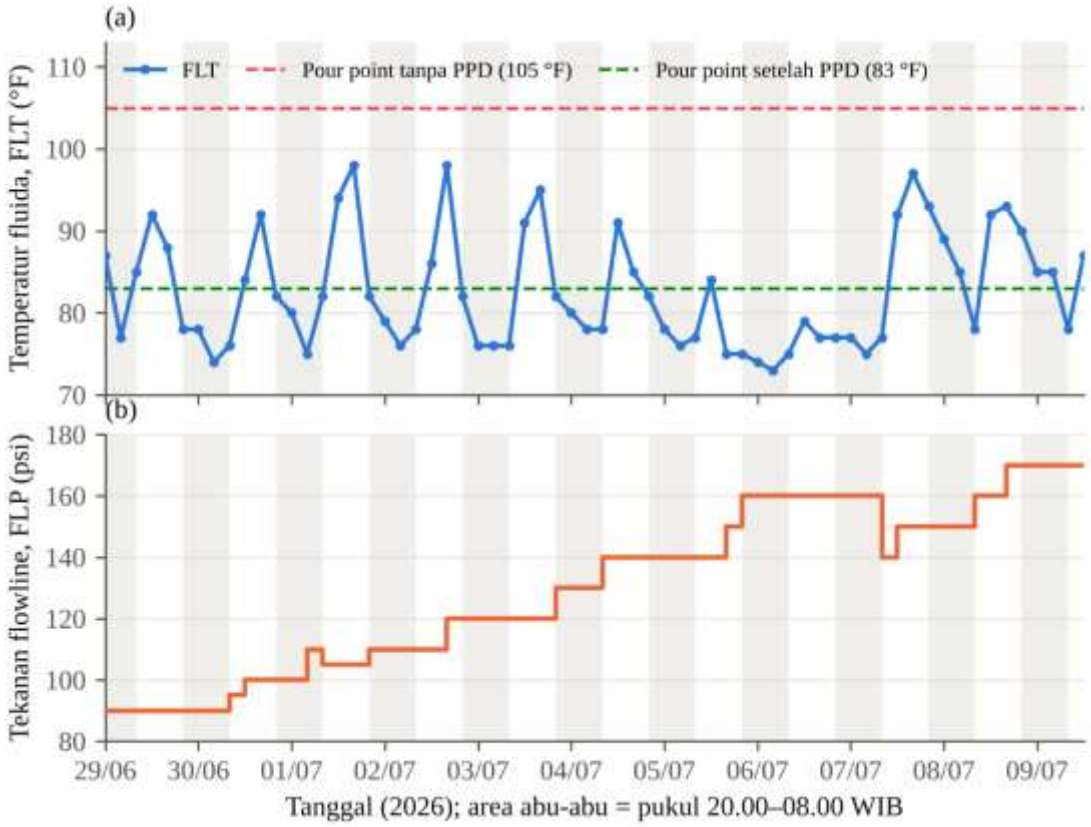
Tabel 1. Hasil Pengujian Laboratorium Fluida Sumur-X

Parameter	Nilai Sumur-X	Satuan	Metode Standar
API Gravity	30,9	°API	ASTM D6822
Water Cut	3,9	%	-
Wax Content	15,3	%	UOP 46-85
***Pour Point* (Murni)**	105	°F	ASTM D5853
***Pour Point After Treatment* (PPD)**	83	°F	ASTM D5853

Kadar *wax* fluida mencapai 15,3%, dan minyak memiliki *pour point* murni 105 °F. Injeksi PPD menurunkan *pour point* menjadi 83 °F. Penurunan 22 °F ini cukup besar, tetapi kadar *wax* yang tinggi membuat fluida tetap berpotensi mengalami gelasi dan deposisi bila temperatur operasi turun di bawah 83 °F [6], [16]. Gel *wax* yang terbentuk di bawah *pour point* juga memiliki *yield stress*, sehingga dibutuhkan tekanan tambahan untuk mengalirkannya kembali [16], [17].

B. Fluktuasi Temperatur Harian dan Respons Tekanan *Flowline*

Selama 29 Juni–9 Juli 2026, FLT berfluktuasi antara 73 °F dan 98 °F dengan rata-rata 82,6 °F, sedangkan FLP naik dari 90 psi menjadi 170 psi. Tren kedua parameter ditunjukkan pada Gambar 1. Pada pukul 12.00 dan 16.00 WIB rata-rata FLT mencapai 88,4 °F dan 89,8 °F, dan hanya 3 dari 21 pembacaan yang berada di bawah 83 °F. Pada pukul 20.00 hingga 08.00 WIB kondisinya terbalik: 35 dari 43 pembacaan berada di bawah 83 °F, dengan rata-rata terendah 77,3 °F pada pukul 04.00 WIB. Hampir setiap malam, fluida berada di bawah *pour point* setelah PPD selama sekitar 12 jam, dengan selisih hingga 10 °F. Temperatur ini diukur di dekat kepala sumur. Fluida di bagian hilir *flowline* lebih lama terpapar udara malam, jadi temperaturnya kemungkinan lebih rendah lagi [3].



Gambar 1. (a) Temperatur Fluida (FLT) dan (b) Tekanan *Flowline* (FLP) Sumur-X Periode 29 Juni–9 Juli 2026

Tabel 2 merangkum nilai FLP pada saat temperatur minimum dan maksimum setiap hari. Pada hari yang sama, selisih FLP saat temperatur minimum dan maksimum hanya 0–20 psi dan arahnya tidak konsisten. Perubahan FLP justru terlihat dari hari ke hari. Kenaikan harian terbesar (20 psi) tercatat pada 5 Juli dan 8 Juli. Pada 5 Juli FLT siang hari hanya mencapai 84 °F dan fluida berada di bawah 83 °F selama sekitar 20 jam, dan pada 6 Juli FLT tidak pernah melewati 79 °F. Sebaliknya, pada 8 Juli fluida hanya sekitar 4 jam berada di bawah 83 °F, sehingga kenaikan pada hari itu kemungkinan merupakan respons tertunda dari periode dingin 5–7 Juli. Pada pagi 7 Juli FLP sempat turun dari 160 psi ke 140 psi, lalu naik lagi menjadi 150 psi; sebagian deposit tampaknya dapat terlepas, tetapi tidak cukup untuk mengembalikan FLP ke kondisi awal.

Data ini menunjukkan bahwa FLP tidak mengikuti temperatur sesaat. Koefisien korelasi Pearson antara FLT dan FLP hanya −0,05 ($p = 0,69$). Jika kenaikan FLP terutama disebabkan oleh naiknya viskositas minyak saat dingin, FLP seharusnya naik pada malam hari dan turun kembali pada siang hari, dan pola tersebut tidak terlihat. Yang terlihat adalah kenaikan bertahap (*step-wise buildup*) dengan laju rata-rata 8,4 psi/hari ($R^2 = 0,94$), dari 90 psi pada 29 Juni menjadi 170 psi pada 8–9 Juli 2026, atau naik 88,9%. Pola ini sesuai dengan sifat deposit *wax* yang terakumulasi: setiap malam fluida berada di bawah *pour point* setelah PPD sehingga deposit bertambah, sedangkan pemanasan pada siang hari tidak cukup untuk melarutkannya kembali.

Tabel 2. Ringkasan Log Operasional Harian Sumur-X (29 Juni–9 Juli 2026)

Tanggal	FLT min. (°F) [jam]	FLP saat FLT min. (psi)	FLT maks. (°F) [jam]	FLP saat FLT maks. (psi)	Durasi FLT < 83 °F (jam)	ΔFLP harian (psi)
29/06/2026	77 [04.00]	90	92 [12.00]	90	8	–
30/06/2026	74 [04.00]	90	92 [16.00]	100	16	+10
01/07/2026	75 [04.00]	110	98 [16.00]	105	16	+10
02/07/2026	76 [04.00]	110	98 [16.00]	120	16	+10
03/07/2026	76 [00.00–08.00]	120	95 [16.00]	120	16	+10
04/07/2026	78 [04.00–08.00]	130–140	91 [12.00]	140	16	+10
05/07/2026	75 [16.00–20.00]	150–160	84 [12.00]	140	20	+20
06/07/2026	73 [04.00]	160	79 [12.00]	160	24	0
07/07/2026	75 [04.00]	160	97 [16.00]	150	12	−10
08/07/2026	78 [08.00]	160	93 [16.00]	170	4	+20
09/07/2026[a]	78 [08.00]	170	87 [12.00]	170	4	0

Keterangan: durasi dihitung dari jumlah pembacaan FLT < 83 °F × 4 jam; ΔFLP harian adalah selisih FLP pukul 20.00 WIB terhadap hari sebelumnya; [a]data 9 Juli hanya sampai pukul 12.00 WIB.

C. Perbandingan Isotermal dan Estimasi Penyempitan *Flowline*

Untuk memisahkan pengaruh viskositas dari pengaruh deposit, FLP dibandingkan pada temperatur fluida yang sama di awal dan akhir periode (Tabel 3). Pada FLT 78 °F, 85 °F, dan 87 °F, FLP naik dari 90 psi menjadi 170 psi, sedangkan pada 74 °F dan 92 °F, FLP naik dari 90 psi menjadi 160 psi. Karena temperaturnya sama, kenaikan 78–89% ini tidak dapat dijelaskan oleh perubahan viskositas dan lebih mungkin berasal dari berkurangnya luas penampang alir akibat deposit.

Tabel 3. Perbandingan FLP pada Temperatur Fluida yang Sama

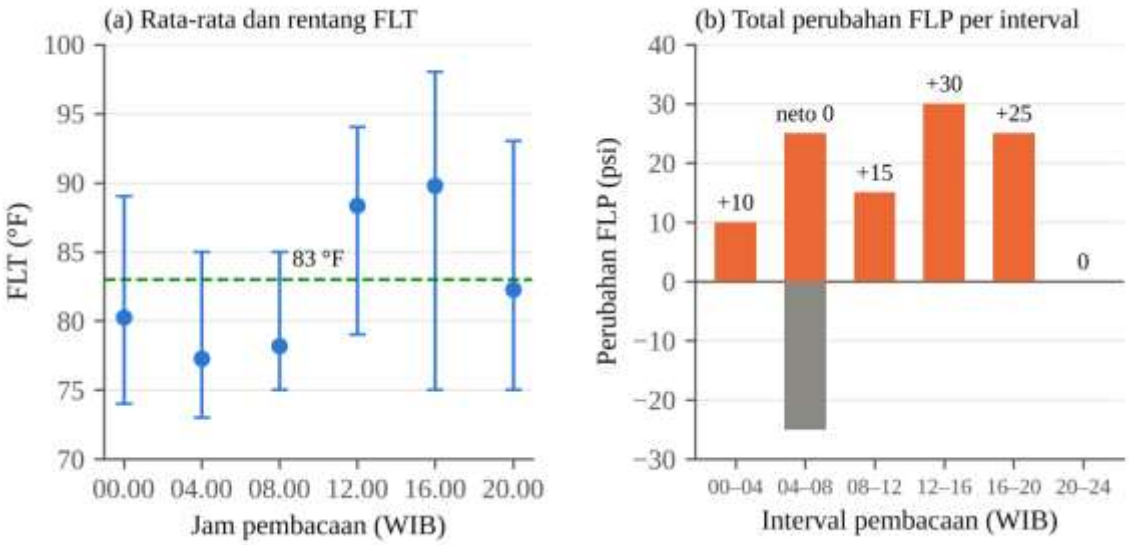
FLT (°F)	Waktu awal	FLP awal (psi)	Waktu akhir	FLP akhir (psi)	Kenaikan FLP (%)	D_{eff}/D_0 (laminar–turbulen)
74	30/06 04.00	90	06/07 00.00	160	77,8	0,866–0,886
78	29/06 20.00	90	09/07 08.00	170	88,9	0,853–0,875
85	29/06 08.00	90	09/07 04.00	170	88,9	0,853–0,875
87	29/06 00.00	90	09/07 12.00	170	88,9	0,853–0,875
92	29/06 12.00	90	08/07 12.00	160	77,8	0,866–0,886

Berdasarkan persamaan (1), diameter efektif *flowline* pada akhir periode tinggal 0,853–0,886 kali diameter awal. Diameter efektif menyusut sedikitnya 11–15% dan luas penampang alir berkurang 21–27%, setara dengan lapisan deposit merata setebal sekitar 6–7% dari diameter dalam pipa. Angka ini merupakan batas bawah karena tekanan *manifold* diabaikan. Deposit di lapangan juga belum tentu merata. Penyempitan bisa terpusat di titik tertentu seperti sambungan atau katup, sehingga angka tersebut lebih tepat dibaca sebagai penyempitan ekuivalen. Pen-

dekatan dengan beda tekanan yang serupa untuk memprediksi ketebalan deposit pada berbagai musim dan menentukan siklus pembersihan pipa minyak berisolasi di Tiongkok timur laut telah dilakukan[8]. Bukti tambahan datang dari intervensi lapangan. Setelah *hot oil flushing* pada 9 Juli 2026, FLP turun dari 170 psi ke 90 psi, sama dengan nilai awal pada 29 Juni. Hambatan aliran hilang setelah *flowline* dipanaskan, sehingga penyebabnya adalah deposit *wax* yang dapat dilelehkan, bukan kerusakan mekanis pipa atau perubahan karakter fluida.

D. Jendela Pendinginan Kritis dan Waktu Tunda Respons Tekanan

Gambar 2b menunjukkan bahwa kenaikan FLP tidak tercatat merata sepanjang hari. Dari total kenaikan 80 psi, 55 psi (69%) tercatat pada interval 12.00–16.00 dan 16.00–20.00 WIB, 15 psi pada interval 08.00–12.00 WIB, dan 10 psi pada interval 00.00–04.00 WIB. Interval 04.00–08.00 WIB memiliki kenaikan dan penurunan masing-masing 25 psi sehingga netonya nol. Dengan temperatur terendah rata-rata terjadi sekitar pukul 04.00 WIB, kenaikan FLP baru tercatat sekitar 8–16 jam kemudian. Jendela pendinginan kritis (*critical night-time cooling window*) dalam penelitian ini adalah pukul 20.00–08.00 WIB, dengan titik terdingin sekitar pukul 04.00 WIB.



Gambar 2. (a) Rata-rata dan Rentang FLT pada Setiap Jam Pembacaan; (b) Total Perubahan FLP per Interval Pembacaan (Batang Abu-abu Menunjukkan Penurunan)

Ada dua mekanisme yang dapat menjelaskan waktu tunda ini. Deposit yang terbentuk pada malam hari mengalami penuaan (*aging*): minyak yang terperangkap di dalam gel berdifusi keluar dan kadar *wax* dalam deposit meningkat, sehingga deposit makin keras dan makin sulit terkikis aliran [18]. Di sisi lain, laju deposisi dikendalikan oleh difusi molekuler *wax* ke dinding pipa yang digerakkan oleh gradien temperatur radial [19]. Fluida yang lebih hangat pada siang hari dapat melunakkan sebagian deposit di bagian hulu, lalu potongannya terbawa dan tertahan di bagian hilir yang lebih sempit. Mekanisme kedua ini masih dugaan dan perlu dibuktikan lewat inspeksi pipa. Ketelitian penentuan waktu tunda juga terbatas karena pembacaan dilakukan secara manual setiap 4 jam dan nilai FLP tercatat dalam kelipatan 5–10 psi.

Burger dkk. menunjukkan bahwa deposisi *wax* pada pipa minyak berlangsung selama dinding pipa lebih dingin daripada fluida, dan lajunya bertambah ketika perbedaan temperatur itu membesar [19]. Mohyaldinn dkk. melaporkan hal serupa pada pipa minyak parafinik di

Sudan: penurunan temperatur di bawah WAT membuat minyak bersifat non-Newtonian sehingga tekanan operasi harus dinaikkan, dan saat aliran berhenti, minyak dapat membentuk gel bila temperatur lingkungan berada di bawah *pour point* [9]. Di Sumur-X, mekanisme yang sama terjadi dalam siklus harian, dan jejaknya terlihat sebagai kenaikan FLP bertahap.

E. Metode Penanggulangan Berbasis Pemantauan Tekanan

Hasil di atas menunjukkan bahwa deposit di *flowline* Sumur-X terbentuk bertahap dan dapat dihilangkan dengan pemanasan. Karena itu, penanggulangan dalam makalah ini difokuskan pada hal yang dapat diturunkan langsung dari data tekanan, yaitu kapan pembersihan perlu dilakukan dan metode pembersihan apa yang sesuai [7], [20].

Laju kenaikan FLP sebesar 8,4 psi/hari dapat dipakai untuk menjadwalkan pembersihan sebelum *flowline* tersumbat. Interval pembersihan diperkirakan dengan $t = (P_{batas} - P_{awal})$/laju kenaikan FLP. Bila batas FLP ditetapkan 150 psi dari kondisi awal 90 psi, pembersihan perlu dilakukan kira-kira setiap 7 hari, sehingga FLP tidak sempat mencapai 170 psi seperti yang terjadi pada 9 Juli.

Supaya jadwal tersebut dapat diperbarui, FLP perlu dipantau dengan cara yang tidak terpengaruh oleh temperatur sesaat. Perbandingan isotermal pada Subbab 3C menunjukkan bahwa FLP yang dibaca pada temperatur atau jam yang sama mencerminkan pertumbuhan deposit. Operator dapat mencatat FLP pukul 12.00 WIB setiap hari dan menghitung rasio $(P_{awal}/P_t)^{1/4}$ sebagai indikator diameter efektif. Pembersihan perlu dipercepat bila rasio ini turun di bawah batas yang ditetapkan, misalnya 0,88 (setara FLP 150 psi), atau bila FLT bertahan di bawah 83 °F lebih dari 12 jam seperti pada 5–6 Juli.

Untuk metode pembersihannya, *hot oil flushing* terbukti efektif di Sumur-X karena mengembalikan FLP dari 170 psi ke 90 psi dalam satu kali perlakuan. Alternatif yang umum dipakai adalah *pigging* dan injeksi pelarut. *Pigging* merupakan metode mekanis yang paling banyak digunakan, tetapi umumnya memerlukan penghentian produksi sementara [20]. Pelarut aromatik seperti xilena paling cepat melarutkan parafin dalam pengujian, tetapi bersifat toksik, sehingga mulai dikembangkan pelarut yang lebih ramah lingkungan seperti terpena [20], [21].

Pembersihan berkala tetap perlu didukung PPD yang bekerja pada temperatur malam terendah. Efektivitas PPD bergantung pada jenis dan konsentrasinya [22], [23], [24], sehingga *pour point* setelah perlakuan (83 °F) perlu dievaluasi ulang terhadap FLT terendah selama pengamatan (73 °F). Risiko terbesar terjadi bila sumur berhenti berproduksi pada malam hari, karena minyak di dalam *flowline* dapat membentuk gel dan membutuhkan tekanan lebih tinggi untuk dialirkan kembali [9], [16], [17].

4. SIMPULAN

FLT Sumur-X selama 29 Juni–9 Juli 2026 berada di bawah *pour point* setelah PPD (83 °F) pada 59% pembacaan, terutama pukul 20.00–08.00 WIB dengan titik terendah sekitar pukul 04.00 WIB. Kondisi pembentukan deposit *wax* terjadi hampir setiap malam. FLP naik bertahap dari 90 psi menjadi 170 psi (88,9%) dengan laju rata-rata 8,4 psi/hari, tetapi tidak berkorelasi dengan temperatur sesaat ($r = -0{,}05$). Pada temperatur fluida yang sama, FLP naik 78–89%. Kenaikan tekanan ini berasal dari penyempitan oleh deposit, bukan dari perubahan viskositas, dan setara dengan berkurangnya diameter efektif sedikitnya 11–15%. *Hot oil flushing* pada 9 Juli mengembalikan FLP ke 90 psi, yang menegaskan bahwa penyempitan berasal dari deposit *wax*. Sekitar 69% kenaikan FLP tercatat pada pukul 12.00–20.00 WIB, atau 8–16 jam setelah temperatur terendah.

Penanggulangan yang disarankan adalah *hot oil flushing* terjadwal berdasarkan laju kenaikan FLP, pemantauan FLP harian pada jam yang sama sebagai indikator diameter efektif,

dan evaluasi ulang dosis PPD terhadap temperatur malam terendah. Penelitian lanjutan perlu mencakup data laju alir dan temperatur di beberapa titik sepanjang *flowline*, data jangka panjang yang mencakup musim hujan dan kemarau, serta inspeksi pipa untuk memastikan lokasi dan ketebalan deposit.

5. DAFTAR PUSTAKA

[1] A. Aiyejina, D. P. Chakrabarti, A. Pilgrim, and M. K. S. Sastry, "Wax formation in oil pipelines: A critical review," *International Journal of Multiphase Flow*, vol. 37, no. 7, pp. 671–694, Sep. 2011.

[2] S. Misra, S. Baruah, and K. Singh, "Paraffin problems in crude oil production and transportation: A review," *SPE Production & Facilities*, vol. 10, no. 01, pp. 50–54, Feb. 1995.

[3] O. Bratland, *Pipe Flow 1: Single-phase Flow Assurance*. drbratland.com, 2009.

[4] Z. Huang, H. S. Lee, M. Senra, and H. S. Fogler, "A fundamental model of wax deposition in subsea oil pipelines," *AIChE Journal*, vol. 57, no. 11, pp. 2955–2964, Nov. 2011.

[5] W. Chen and Z. Zhao, "Thermodynamic modeling of wax precipitation in crude oils," *Chinese Journal of Chemical Engineering*, vol. 14, no. 5, pp. 685–689, Oct. 2006.

[6] M. C. K. de Oliveira, A. Teixeira, L. C. Vieira, R. M. de Carvalho, A. B. M. de Carvalho, and B. C. do Couto, "Flow assurance study for waxy crude oils," *Energy & Fuels*, vol. 26, no. 5, pp. 2688–2695, May 2012.

[7] B. Elarbe, I. Elganidi, N. Ridzuan, N. Abdullah, and K. Yusoh, "Paraffin wax deposition and its remediation methods on crude oil pipelines: A systematic review," *Maejo International Journal of Energy and Environmental Communication*, vol. 3, no. 3, pp. 6–34, Dec. 2021.

[8] D. Sun, Z. Zhu, Z. Hu, and M. Wu, "Experimental and theoretical study on wax deposition and the application on a heat insulated crude oil pipeline in Northeast China," *Oil & Gas Science and Technology – Revue d'IFP Energies nouvelles*, vol. 75, art. no. 3, 2020.

[9] M. E. Mohyaldinn, H. Husin, N. Hasan, M. M. B. Elmubarak, A. M. E. Genefid, and M. E. A. Dheeb, "Challenges during operation and shutdown of waxy crude pipelines," in *Processing of Heavy Crude Oils – Challenges and Opportunities*, R. M. Gounder, Ed. London: IntechOpen, 2019.

[10] ASTM International, *Standard Test Method for Density, Relative Density, and API Gravity of Crude Petroleum and Liquid Petroleum Products by Thermohydrometer Method*, ASTM D6822-12B, West Conshohocken, PA, 2012.

[11] UOP LLC, *Paraffin Wax Content of Petroleum Oils and Asphalts*, UOP Method 46-85, Des Plaines, IL, 1985.

[12] ASTM International, *Standard Test Method for Pour Point of Crude Oils*, ASTM D5853-17a, West Conshohocken, PA, 2017.

[13] D. B. A. B. Waluyan, D. D. Viandika, R. Adhatama, and D. Rosiani, "Analysis of diurnal temperature effects on flowline wax deposition and proposed integrated mitigation strategies in Well-X," presented at the *2nd International Conference on Petroleum, Mining, Gas, Energy and Technology (ICPMGET 2026)*, Jakarta, Indonesia, Sep. 16, 2026.

[14] X. T. Chen, T. Butler, M. Volk, and J. P. Brill, "Techniques for measuring wax thickness during single and multiphase flow," in *Proceedings of the SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, San Antonio, TX, USA, Oct. 1997, SPE-38773-MS.

[15] J. G. Speight, *The Chemistry and Technology of Petroleum*, 5th ed. Boca Raton: CRC Press, 2014.

[16] Y. K. Anaya Jaimes, "Flow assurance of waxy crude oil: Physical and chemical characterization, critical temperatures and rheological behavior for the restart problem – experimental study," M.S. thesis, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, Brazil, 2016.

[17] R. Venkatesan, N. R. Nagarajan, K. Paso, Y. B. Yi, A. M. Sastry, and H. S. Fogler, "The strength of paraffin gels formed under static and flow conditions," *Chemical Engineering Science*, vol. 60, no. 13, pp. 3587–3598, Jul. 2005.

[18] P. Singh, R. Venkatesan, H. S. Fogler, and N. Nagarajan, "Formation and aging of incipient thin film wax-oil gels," *AIChE Journal*, vol. 46, no. 5, pp. 1059–1074, May 2000.

[19] E. D. Burger, T. K. Perkins, and J. H. Striegler, "Studies of wax deposition in the Trans Alaska Pipeline," *Journal of Petroleum Technology*, vol. 33, no. 6, pp. 1075–1086, Jun. 1981.
[20] M. R. Elkatory, E. A. Soliman, A. El Nemr, M. A. Hassaan, S. Ragab, M. A. El-Nemr, and A. Pantaleo, "Mitigation and remediation technologies of waxy crude oils' deposition within transportation pipelines: A review," *Polymers*, vol. 14, no. 16, art. no. 3231, 2022.
[21] Z. Huang, S. Zheng, and H. S. Fogler, *Wax Deposition: Experimental Characterizations, Theoretical Modeling, and Field Practices*. Boca Raton, FL: CRC Press, 2015.
[22] A. A. D. N. Pramana and T. A. Pagpa, "Analisis keefektifan pour point depressant pada waxy crude oil pada Lapangan TAP," *Lembaran Publikasi Minyak dan Gas Bumi*, vol. 57, no. 1, pp. 41–48, Apr. 2023.
[23] F. Yang, Y. Zhao, J. Sjöblom, C. Li, and K. G. Paso, "Polymeric wax inhibitors and pour point depressants for waxy crude oils: A critical review," *Journal of Dispersion Science and Technology*, vol. 36, no. 2, pp. 213–225, 2015.
[24] M. A. Kelland, *Production Chemicals for the Oil and Gas Industry*, 2nd ed. Boca Raton, FL: CRC Press, 2014.