

Analisis Maximum Allowable Operating Pressure Pada Jaringan Pipeline PT Tenggara Untuk Menunjang Rencana Reaktivasi Sumur

Analysis of Maximum Allowable Operating Pressure on PT Tenggara Pipeline Network to Support Well Reactivation Plan

Faroucki Seven Mahendra⁽¹⁾, Hadziqul Abror^{(1,a)*} dan Welayaturromadhona⁽¹⁾

⁽¹⁾Prodi Sarjana-1 Teknik Perminyakan, Universitas Jember, Jember, Indonesia, 68121

Email : ^(a*)hadziqulabror@unej.ac.id

Diterima (27 Desember 2023), Direvisi (11 November 2023)

Abstract. One of the efforts to increase oil and gas production is to reactivation of old wells. Reactivation of wells will increase the flow rate of production from a field. On the other hand, a pipeline must have its own strength and resistance to pressure or commonly referred to as MAOP (Maximum Allowable Operating Pressure) where the pipeline will leak if it is passed through a flow rate with pressure that exceeds the pipeline's capability limit. In this research, MAOP analysis will be carried out in the PT Tenggara using the Multiphase Flow Simulator, so that the fluid pressure in the pipeline will be known after reactivation of the well. The method used is to simulate the reactivation of 6 wells. From the scenario simulation it is known that by reactivating 6 wells, the pipeline in PT Tenggara is still safe (no leaks occur), the fluid pressure in the pipeline is still below the MAOP value. And by reactivating the 6 wells, the company will experience an increase in oil production of 238.77 BOPD, and gas production of 474.22 Mscf/d.

Keywords: MAOP, well reactivation, old wells, pipeline leaks.

Abstrak. Salah satu upaya dalam meningkatkan produksi minyak dan gas adalah dengan melakukan reaktivasi sumur yang sudah tua, dengan adanya reaktivasi sumur maka akan bertambah laju alir produksi dari suatu lapangan. Di sisi lain, sebuah *pipeline* pasti memiliki kekuatan dan ketahanan masing-masing terhadap tekanan atau biasa disebut dengan MAOP (*Maximum Allowable Operating Pressure*) yang mana *pipeline* akan mengalami kebocoran (*leak*) apabila dilalui laju alir dengan tekanan yang melebihi batas kemampuan *pipeline*. Dalam penelitian ini akan dilakukan analisis MAOP di PT Tenggara menggunakan *Multiphase Flow Simulator*, sehingga akan diketahui tekanan fluida dalam *pipeline* setelah adanya reaktivasi sumur. Metode yang digunakan ialah dengan melakukan simulasi skenario reaktivasi sumur sebanyak 6 sumur. Dari simulasi skenario tersebut diketahui bahwa dengan mereaktivasi 6 sumur, *pipeline* pada PT Tenggara masih aman (tidak terjadi kebocoran), tekanan fluida dalam *pipeline* masih dibawah nilai MAOP. Dengan adanya reaktivasi 6 sumur tersebut, terjadi peningkatan produksi minyak sebesar 238,77 BOPD, dan produksi gas sebesar 474,22 Mscf/d.

Kata kunci: MAOP, reaktivasi sumur, sumur tua, kebocoran *pipeline*.

PENDAHULUAN

PT Tenggara merupakan perusahaan yang bergerak di bidang eksplorasi dan produksi migas. PT Tenggara telah berproduksi dari tahun 1968 dan memiliki pipa bawah laut dengan panjang total 513 KM. Proses produksi migas memerlukan alat transportasi yang digunakan untuk menyalurkan migas ke pusat pengolahan yang ada [1]. Pada industri migas, penggunaan pipa bawah laut terbukti merupakan cara yang paling ekonomis dalam hal menyalurkan fluida dengan skala besar [2]. Secara umum, pipa bawah laut mengalami dua jenis pembebanan, yang pertama beban internal dimana terjadi akibat tekanan dan suhu dari fluida, dan yang kedua beban eksternal dimana terjadi akibat gelombang air, gempa bumi dan lain-lain [3]. Perencanaan pipa bawah laut harus dirancang dengan matang, sehingga dapat menghindari kegagalan saat beroperasi akibat salah perencanaan [4]. Pipa bawah laut akan sangat merugikan baik pada aspek lingkungan maupun ekonomi jika mengalami kegagalan saat beroperasi [5].

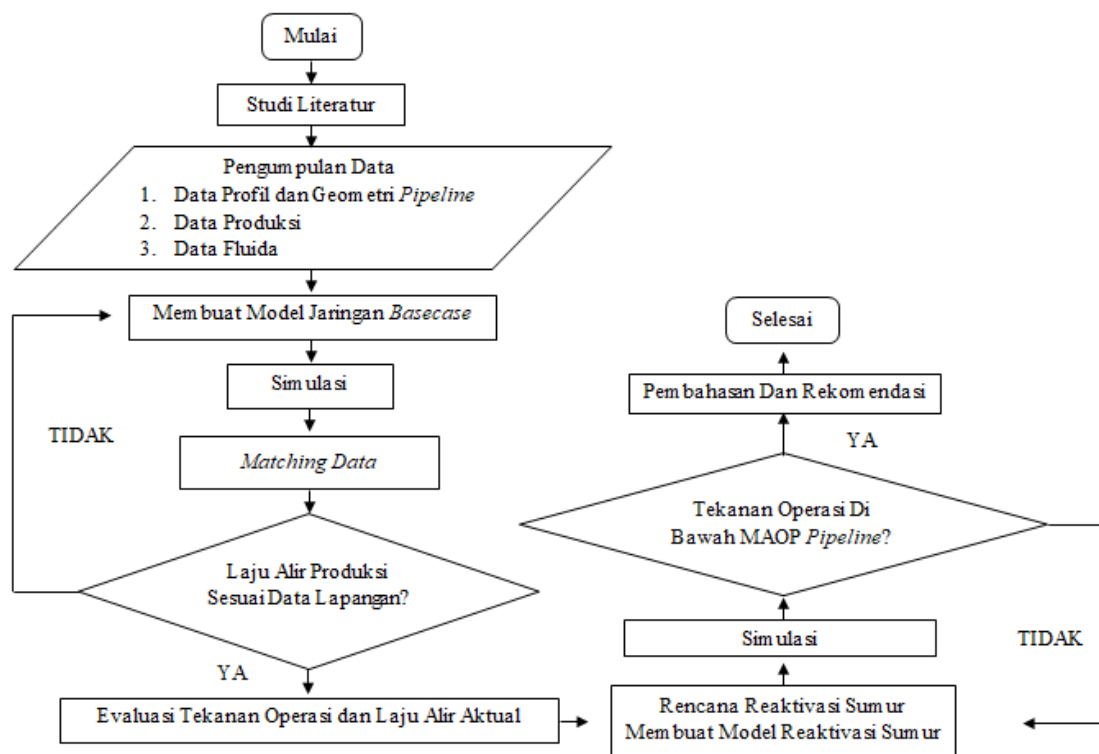
Sebuah lapangan migas tentunya akan mengalami produksi yang menurun akibat masalah produksi, menurunnya produksi biasanya ada pada lapangan yang sudah tua atau lapangan yang telah mencapai produksi tertingginya, penurunan ini biasanya ditandai juga dengan menurunnya fasilitas produksi yang digunakan [6]. Salah satu upaya dalam meningkatkan produksi adalah dengan melakukan reaktivasi sumur, dengan adanya reaktivasi sumur maka akan menambah laju alir produksi dari suatu lapangan, apabila laju alir produksi meningkat maka tekanan fluida yang melalui *pipeline* juga akan meningkat. *Pipeline* pasti memiliki kekuatan dan ketahanan masing-masing terhadap tekanan atau biasa disebut dengan *Maximum Allowable Operating Pressure* (MAOP) dimana *pipeline* akan mengalami kebocoran apabila dilalui laju alir dengan tekanan yang melebihi batas kemampuannya. Menurut penelitian F. A. Masitha and A. Rustandi (2014) faktor yang mempengaruhi perhitungan dari MAOP antara lain ketebalan *pipeline*, kondisi lingkungan *pipeline* (misalnya resistivitas dan pH), faktor sambungan *pipeline*, material yang digunakan untuk pembuatan *pipeline*, dan faktor suhu di sekitar *pipeline* [7].

Oleh karena itu, dalam penelitian ini dilakukan analisis terhadap MAOP *pipeline* untuk menunjang rencana reaktivasi sumur di PT Tenggara menggunakan *Multiphase Flow Simulator*. Sehingga dari penelitian ini akan diketahui tekanan operasi pada *pipeline* ketika dilakukan reaktivasi sumur, serta akan diketahui juga produksi minyak dan gas ketika dilakukan reaktivasi sumur pada PT Tenggara.

METODE PENELITIAN

Dalam penelitian tugas akhir ini, penulis melakukan penelitian dengan metode simulasi, dalam hal ini menggunakan *Multiphase Flow Simulator*. Prosedur penelitian diawali dengan studi literatur untuk menambah pengetahuan terkait topik dari tugas akhir. Kemudian dilanjutkan dengan pengumpulan data yang didapatkan dari perusahaan migas PT Tenggara, yaitu data produksi sumur eksisting, data produksi sumur yang berpotensi direaktivasi (6

sumur), data properti fluida serta data profil dan geometri *pipeline*. Kemudian, mulai pembuatan model, dimana dimasukkan komponen-komponen, antara lain *platform-platform* dan *pipeline* penyambung *platform*. Setelah model jadi, dilakukan *matching data* untuk mengetahui hasil simulasi sesuai dengan kondisi lapangan atau tidak, jika sudah sesuai kemudian dilakukan evaluasi terhadap tekanan operasi aktual dan laju alir aktual. Dan jika data tidak *matching*, maka dilakukan pemodelan ulang hingga didapatkan data yang sesuai kondisi lapangan. Kemudian model dikembangkan dengan membuat skenario reaktivasi semua sumur yang berpotensi. Jika hasil simulasi menunjukkan tekanan operasi di bawah nilai MAOP, maka skenario tersebut adalah skenario terbaik. Dan jika tekanan operasi melebihi nilai MAOP, maka dilakukan pemodelan reaktivasi yang baru, yaitu dengan cara mengurangi jumlah sumur yang direaktivasi, begitu seterusnya hingga mendapatkan skenario paling menguntungkan dan tekanan operasi tidak melebihi nilai MAOP *pipeline*. Hasil penelitian akan dijadikan rekomendasi kepada perusahaan untuk meningkatkan produksi di PT Tenggara. Secara lengkap metode penelitian yang dilakukan sebagaimana diagram alir pada Gambar 1.



Gambar 1. Diagram alir penelitian

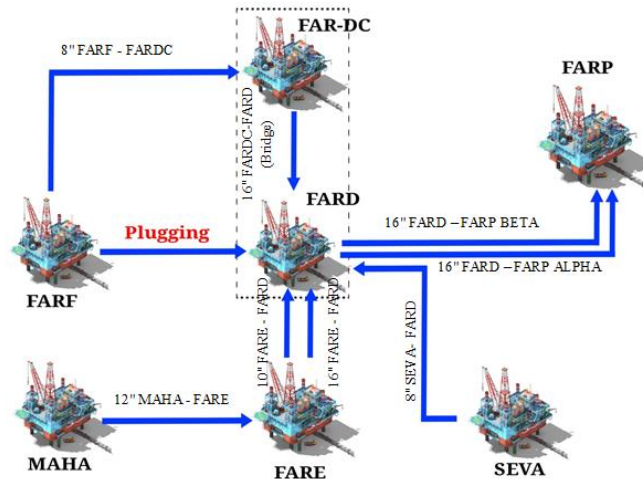
Multiphase Flow Simulator menerima nilai file (.tab) yang dihasilkan dari *Tools Multiflash*. *Multiflash* digunakan untuk karakterisasi fluida reservoir dan pemodelan PVT. Adapun data fluida yang digunakan di penelitian ini secara ringkas sebagaimana Tabel 1.

Pemodelan yang dilakukan pada penelitian ini disamakan dengan kondisi kenyataan di lapangan PT Tenggara. Terdapat 7 platform yang digunakan dalam penelitian ini, yaitu FARF, FARDC, MAHA, FARE, SEVA, FARD, dan FARP. Pada saat ini, kondisi dari

platform FARF tidak ada sumur yang dihidupkan karena adanya resiko *plugging* di *pipeline* yang disebabkan fluida reservoir dari FARF bertipe *Heavy Oil*, dan untuk kondisi *pipeline* dari FARDC-FARD merupakan sebuah *bridge*, dimana *pipeline* berada di permukaan. Adapun skema dari jaringan *Pipeline* PT Tenggara sebagaimana Gambar 2.

Tabel 1. Data fluida yang digunakan

Data	Range
Gas Gravity	0,61 - 0,75
Stock Tank Oil SG	0,86
Solution GOR (scf/stb)	32,28 – 2457,95
Watercut (%)	97,49 – 99,17



Gambar 2. Skema jaringan *pipeline* yang digunakan untuk penelitian

Dalam pemodelan simulasi ini perlu diketahui data profil *pipeline*. Data *pipeline* yang digunakan adalah sebagaimana Tabel 2.

Tabel 2. Data *pipeline* PT Tenggara

Pipeline	Length (m)	OD (in)	ID (in)
12" 3P MAHA - FARE	3316,00	12,75	12,00
10" 3P FARE - FARD	3020,00	10,75	10,00
16" 3P FARE - FARD	3099,00	16,00	15,25
8" 3P FARF - FARDC	4877,00	8,63	7,88
16" 3P FARDC - FARD (Bridge)	27,00	16,00	15,00
8" 3P SEVA - FARD	2520,00	8,63	7,88
16" 3P FARD - FARP OLD	2075,00	16,00	15,25
16" 3P FARD - FARP NEW	2810,00	16,00	15,25

Sumur yang masih aktif pada semua *platform* sebanyak 34 sumur dan yang berpotensi direaktivasi sebanyak 6 sumur. Penentuan sumur yang berpotensi direaktivasi ini didasarkan pada status sumur terbaru, dimana sumur yang berstatus *Downhole Problem* (DHP) dan

Shut-in (S) yang akan direaktivasi, sedangkan sumur yang berstatus *Temporary Abandon* (TA) tidak dilakukan reaktivasi. Data dari sumur-sumur yang berpotensi direaktivasi sebagaimana Tabel 3.

Tabel 3. Data sumur yang berpotensi direaktivasi

Sumur	Status	Penyebab	Target Produksi (BFPD)
SEVA-C22	<i>Downhole Problem</i>	<i>Electrical</i>	852
SEVA-C2	<i>Downhole Problem</i>	<i>Electrical</i>	376
SEVA-C12	<i>Downhole Problem</i>	<i>Electrical</i>	234
FARF-03	<i>Shut-in</i>	<i>Pipeline Risk Plugging</i>	1704
FARE-10	<i>Downhole Problem</i>	<i>Electrical</i>	9724
MAHA-07	<i>Downhole Problem</i>	<i>Electrical</i>	9940

HASIL DAN PEMBAHASAN

Umur *pipeline* pada PT Tenggara rata-rata lebih dari 20 tahun, dimana kualitas pipa sudah sangat menurun. Pipa ini memiliki tekanan operasi maksimum yang diizinkan (MAOP). MAOP ialah tekanan operasi maksimum yang diizinkan melewati pipa. MAOP merupakan hal penting yang harus diperhatikan pada saat pipa beroperasi, agar keamanan terjaga dan operasi berjalan tanpa adanya kegagalan [8]. Pada penelitian ini sebelum membuat model jaringan, telah dilakukan simulasi untuk mengetahui laju alir maksimum yang diizinkan. Nilai Q maksimum adalah laju alir maksimum yang diizinkan melewati *pipeline* ketika kondisi MAOP-nya pada tahun 2022. Nilai MAOP Tahun 2022 ini didapatkan dari inspeksi lapangan yang dilakukan oleh PT Tenggara dengan data MAOP dan laju alir maksimum dari setiap *Pipeline* sebagaimana Tabel 4.

Tabel 4. Data MAOP *pipeline* PT Tenggara

<i>Pipeline</i>	Tahun Konstruksi	MAOP Awal (psig)	MAOP Tahun 2022 (psig)	Q maksimum (BFPD)
12" MAHA - FARE	Desember 1995	1511,80	385,98	168687
10" FARE - FARD	April 2000	1877,20	281,25	80697
16" FARE - FARD	September 2001	1882,80	268,75	249251
8" FARF - FARDC	Februari 2000	2108,50	301,56	38731
16" FARDC - FARD (<i>Bridge</i>)	2000	1186,80	206,25	713212
8" SEVA - FARD	Desember 1999	1945,10	262,50	42527
16" FARD - FARP OLD	Desember 1995	1186,80	206,25	235272
16" FARD - FARP NEW	Oktober 2001	2027,90	187,50	193831

Pemodelan jaringan ini menggabungkan semua *pipeline* yang telah dibuat satu persatu. Simulasi ini menggunakan *source* berupa data produksi yang sesuai dengan kondisi lapangan. Data produksi yang digunakan adalah laju aliran massa. Untuk melakukan *blending fluid* pada simulasi jaringan, menggunakan bantuan *tools Multiflash*, persentase *blending fluid* tergantung besar kecilnya nilai laju alir massa fluida dari tiap *platform*. Hasil dari pemodelan simulasi jaringan (*network*) sebagaimana gambar 3 berikut:

dihasilkan, semakin panjang lintasan fluida maka potensi gesekannya semakin tinggi [9]. Pada penurunan tekanan tersebut terdapat fenomena tekanan yang fluktuasi, dimana seharusnya penurunannya konstan, hal ini disebabkan karena dasar laut yang tidak rata, sehingga *pipeline* memiliki *elevation* yang tidak sama. Karena terdapat perbedaan *elevation* tersebut, maka terdapat juga belokan-belokan pada *pipeline*, sehingga terjadi *minor loss* di sepanjang *pipeline* tersebut. Pada *section* awal *pipeline* terjadi peningkatan tekanan, hal ini disebabkan adanya riser yang diletakkan pada *section* tersebut. Posisi dari riser adalah vertikal dari permukaan laut (*platform*) ke dasar laut. Dimana semakin dalam risernya, maka semakin tinggi juga beda potensialnya dan juga adanya tekanan hidrostatik yang dapat menyebabkan tekanan fluida meningkat, begitu juga sebaliknya yang terjadi pada *section* akhir *pipeline*, terdapat riser yang berposisi vertikal dari dasar laut ke permukaan laut (*platform*), sehingga terjadi penurunan tekanan akibat riser yang memiliki beda ketinggian (terjadi *Head Loss*).

Berdasarkan hasil simulasi model jaringan (*network*) tersebut, diketahui tekanan operasi *pipeline* MAHA-FARE sebesar 194,18 psig, dan nilai MAOP dari *pipeline* MAHA-FARE sebesar 385,98 psig, dengan persentase tekanan operasi terhadap MAOP adalah 50%, maka untuk *pipeline* MAHA-FARE masih aman untuk dilewati fluida dari reaktivasi sumur MAHA-07 karena tekanan operasi masih di bawah MAOP *pipeline*. Pada *pipeline* FARE-FARD 10 inch dan 16 inch didapatkan nilai tekanan operasi sebesar 171,69 psig dan 171,46 psig, serta diketahui nilai MAOP-nya sebesar 281,25 psig dan 268,75 psig, dengan persentase 61% dan 64%, maka untuk reaktivasi sumur FARE-10 masih aman untuk dilakukan. Pada *pipeline* SEVA-FARD didapatkan nilai tekanan operasi sebesar 158,87 psig, dan nilai MAOP-nya sebesar 262,50 psig, dengan persentase 61%, maka untuk reaktivasi sumur SEVA-C2, SEVA-C12, dan SEVA-C22 masih aman dilakukan. Pada *pipeline* FARF-FARDC didapatkan nilai tekanan operasi sebesar 159,57 psig, dan nilai MAOP-nya sebesar 301,56 psig, dengan persentase 53%, maka sumur FARF-03 masih aman untuk dilakukan reaktivasi. Untuk menghindari resiko *plugging* pada *pipeline* ini, bisa diinjeksikan bahan kimia *Pour Point Depressant* (PPD) ke dalam *pipeline* sehingga dapat menurunkan viskositas dari *crude oil* [10]. Pada *pipeline* FARDC-FARD didapatkan nilai tekanan operasi sebesar 125,03 psig, dan diketahui nilai MAOP-nya sebesar 206,25 psig, dengan persentase 61%, maka *pipeline* ini masih aman untuk dilalui fluida. Pada *pipeline* FARD-FARP ALPHA dan *pipeline* FARD-FARP BETA didapatkan nilai tekanan operasi sebesar 147,44 psig dan 147,47 psig, serta diketahui nilai MAOP-nya sebesar 206,25 psig dan 187,50 psig, dengan persentase 71% dan 79%, maka *pipeline* FARD-FARP masih aman untuk dilalui fluida yang terakumulasi dari beberapa *platform*.

Berdasarkan persentase dari tekanan operasi terhadap nilai MAOP, dilakukan klasifikasi menjadi 4 status, yaitu aman sekali, aman, kritis, dan kritis sekali. Jika persentase tekanan operasi terhadap MAOP bernilai 0-50% maka statusnya Aman Sekali, jika persentase bernilai 51-70% berstatus Aman, jika persentase bernilai 71-90% berstatus Kritis, dan jika persentase bernilai 91-100% maka statusnya Kritis Sekali. Hasil dari simulasi ini dapat diketahui bahwa apabila dilakukan reaktivasi 6 sumur, kondisi pipa diperkirakan masih

mampu menahan tekanan operasi karena masih di bawah nilai MAOP *pipeline* sehingga tidak akan mengakibatkan kebocoran pada *pipeline*. Hal ini sudah sesuai dengan referensi yang ada bahwa tekanan operasi yang benar adalah tekanan pada pipa tidak melewati nilai MAOP, hal ini agar terhindar dari kegagalan pada pipa yang mana akan mengakibatkan kerugian pada perusahaan [7]. Jika ditabulasikan antara tekanan aktual sebelum (*P before*) dan tekanan aktual sesudah adanya reaktivasi sumur (*P after*), serta nilai MAOP sebagaimana pada Tabel 5 berikut.

Tabel 5. Perbandingan tekanan operasi dengan MAOP

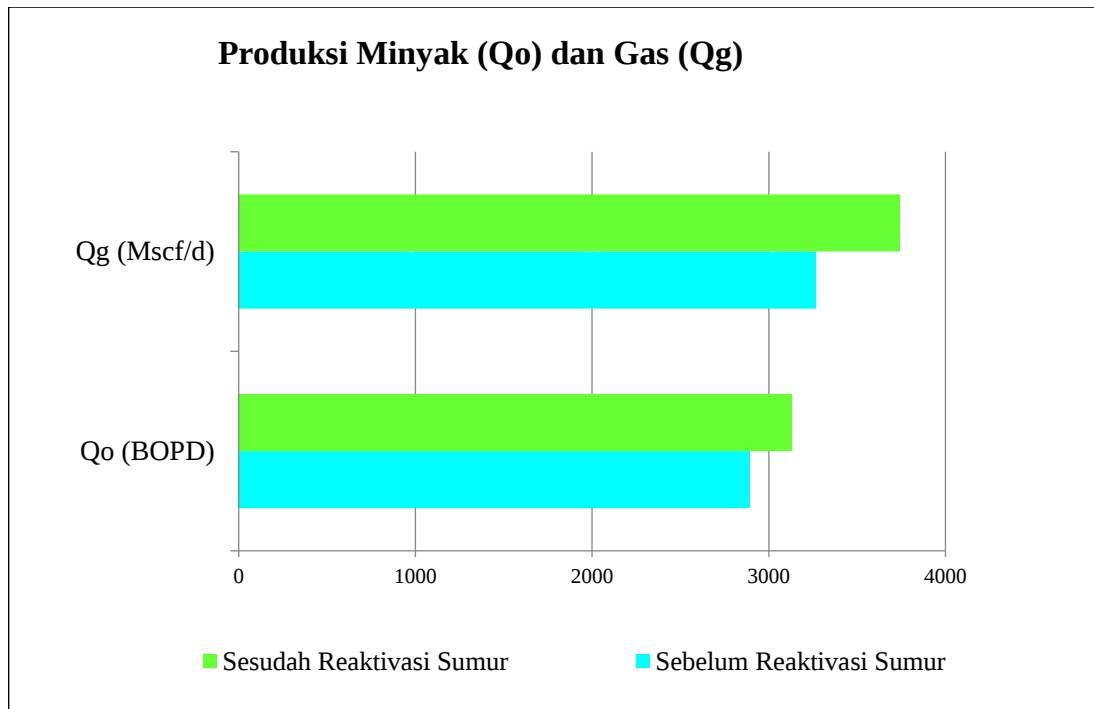
<i>Pipeline</i>	<i>P before</i> (psig)	<i>P after</i> (psig)	MAOP (psig)	Persentase (%)	Status
12" MAHA - FARE	175,77	194,18	385,98	50	Aman Sekali
10" FARE - FARD	160,48	171,69	281,25	61	Aman
16" FARE - FARD	160,33	171,46	268,75	64	Aman
8" FARF - FARDC	0	159,57	301,56	53	Aman
16" FARDC - FARD	120,03	125,03	206,25	61	Aman
8" SEVA - FARD	155,57	158,87	262,50	61	Aman
16" FARD - FARP ALPHA	142,33	147,44	206,25	71	Kritis
16" FARD - FARP BETA	143,01	147,47	187,50	79	Kritis

Dari Tabel 5 terlihat adanya peningkatan tekanan operasi ketika dilakukan reaktivasi sumur, hal ini disebabkan karena adanya penambahan laju alir pada *pipeline*, dimana ketika ada penambahan laju alir maka akan terjadi kenaikan *pressure drawdown* pada *pipeline* tersebut. Karena tekanan di *platform* akhir sudah ditentukan (konstrain) sebesar 100 psig, sehingga yang akan meningkat adalah tekanan di sepanjang *pipeline*-nya. Dari hasil penelitian ini, segmen pipa yang inspeksi lapangan lebih lanjut adalah segmen pipa FARD-FARP ALPHA dan FARD-FARP BETA yang memiliki tekanan operasi dengan klasifikasi kritis.

Berdasarkan simulasi tersebut, diketahui juga laju alir fluida aktual pada *Pipeline* MAHA-FARE sebesar 52631,75 BFPD, pada *Pipeline* FARE-FARD 10 inch sebesar 33382,58 BFPD, pada *Pipeline* FARE-FARD 16 inch sebesar 101599,38 BFPD, pada *Pipeline* FARF-FARDC sebesar 1734,25 BFPD, pada *Pipeline* FARDC-FARD sebesar 15842,34 BFPD, pada *Pipeline* SEVA-FARD sebesar 13485,09 BFPD, pada *Pipeline* FARD-FARP ALPHA sebesar 102330,48 BFPD dan pada *Pipeline* FARD-FARP BETA sebesar 100797,75 BFPD. Berdasarkan simulasi ini dan dibandingkan dengan laju alir maksimum yang diizinkan (*Q maksimum*), maka peningkatan laju alir aktual akibat reaktivasi sumur masih aman karena laju alir fluida aktual masih dibawah laju alir maksimum.

Selain digunakan untuk mengetahui tekanan operasi aktual dan laju alir aktual simulasi *network* juga dapat digunakan untuk mengetahui produksi minyak dan gas ketika dilakukan

reaktivasi 6 sumur. Adapun hasil produksi minyak dan gas berdasarkan simulasi sebagaimana Gambar 5 berikut.



Gambar 5. Perbandingan laju alir minyak dan gas sebelum dan sesudah reaktivasi

Produksi minyak pada PT Tenggara jika dilakukan reaktivasi sumur mengalami peningkatan sebesar 238,77 BOPD, dimana sebelum ada reaktivasi sumur produksi minyak (Q_o) sebesar 2893,53 BOPD, dan ketika dilakukan reaktivasi sumur meningkat menjadi 3132,30 BOPD. Produksi gas juga mengalami peningkatan sebesar 474,22 Mscf/d, dimana sebelum ada reaktivasi sumur produksi gas (Q_g) sebesar 3268,56 Mscf/d, dan ketika dilakukan reaktivasi sumur meningkat menjadi 3742,78 Mscf/d.

KESIMPULAN

Dari analisa yang dilakukan, tekanan operasi pada jaringan *pipeline* PT Tenggara masih di bawah MAOP dengan rincian 1 *pipeline* berstatus aman sekali, 5 *pipeline* berstatus aman, dan 2 *pipeline* berstatus kritis. Jumlah sumur yang dapat direaktivasi dengan kondisi *pipeline* masih aman (tekanan aktual dibawah MAOP dan laju alir actual di bawah Q maksimum) sebanyak 6 sumur, yaitu sumur MAHA-07, sumur FARE-10, sumur SEVA-C2, sumur SEVA-C12, sumur SEVA-C22 dan sumur FARF-03. Dengan adanya reaktivasi 6 sumur tersebut, PT Tenggara memperoleh peningkatan produksi minyak sebesar 238,77 BOPD, dan produksi gas meningkat sebesar 474,22 Mscf/d.

REFERENSI

- [1] A. Ridlwan, I. Rochani, and H. Ikhwan, "Analisis On-Bottom Stability Offshore Pipeline Pada Kondisi Operasi: Studi Kasus Platform SP Menuju Platform B1C/B2c PT. Pertamina Hulu Energi Offshore North West Java.," *J. Tek. ITS*, vol. 6, no. 2, pp. 193–197, 2017.
- [2] C. Sibuea, Y. Mulyadi, and I. Rochani, "Analisis On-Bottom Stability dan Local Buckling: Studi Kasus Pipa Bawah Laut dari Platform Ula Menuju Platform Uw," *J. Tek. ITS*, vol. 5, no. 2, pp. 249–253, 2016.
- [3] P. R. Smith and T. J. V. Laan, *Piping and Pipe Support Systems : Design And Engineering*. United States: McGraw-Hill Book Company, 1987.
- [4] A. G. R. Insani, "Analisa Karakteristik Aliran Kebocoran Aliran Kebocoran Minyak Pada Pipa Minyak Bawah Laut," ITS, 2016.
- [5] Y. Tian, M. J. Cassidy, and C. K. Chang, "Assessment of Offshore Pipelines Using Dynamic Lateral Stability Analysis. Applied Ocean Research.," *Appl. Ocean Res.*, pp. 47–57, 2015.
- [6] T. Babadagli, "Mature field development-a review," 2005.
- [7] F. A. Masitha and A. Rustandi, "Perhitungan Dan Analisa Tekanan Operasi Maksimum Yang Diperbolehkan (MAOP) Pada Empat Jalur Pipa Gas PT. X Menggunakan Pipa API 5L Grade B Berdasarkan Standar ASME B31.8 Dan Perangkat Lunak RSTRENG," UI, 2014.
- [8] ASME B31.8, *Gas Transmission And Distribution Piping Systems*. New York: ASME Code, 2003.
- [9] A. F. Wicaksono, S. Subekti, and K. Indriyanto, "Analisis Pengaruh Penyumbatan Aliran Fluida Pada Pipa Dengan Metode Fast Fourier Transform," *J. Din. Vokasional Tek. Mesin*, vol. 6, no. 1, pp. 77–83, 2021, [Online]. Available: <https://journal.uny.ac.id/index.php/dynamika/issue/view/2049>
- [10] V. Arisya, R. Juniati, S. Ellyta, and Ma. Ulfah, "Penggunaan Pour Point (PPD) Dalam Mengatasi Minyak Beku (Congeal) Pada Shipping Line Bangko - Dumai," vol. 4, no. 4, 2014.