



EVALUASI JARINGAN PIPA MINYAK LEPAS PANTAI GUNA OPTIMASI PRODUKSI AREA "WK-1" LAPANGAN "R"

Alfan Khoirul Umam, *Hadziqul Abror, Riska Laksmi Sari
Teknik Perminyakan, Universitas Jember
*hadziqulabrор@unej.ac.id

Abstrak

Lapangan "R" merupakan lapangan tua *offshore* yang terdapat di Blok South East Sumatra. Jaringan pemipaan yang terdapat pada Area "WK-1" pada lapangan "R" mempunyai 8 anjungan yaitu anjungan RIPB, RIPD, RIPI, SWRIP, WARIP, NWRIP, GRIP, dan RIPC. Terdapat 31 sumur berproduksi melalui 8 anjungan tersebut. Tujuan dilakukannya penelitian ini adalah mengidentifikasi kondisi optimal jaringan pemipaan pada Area "WK-1" Lapangan "R" melalui hasil simulasi dan *matching* pada model jaringan pemipaan berdasarkan data aktual, melakukan identifikasi apakah terjadi permasalahan *bottlenecking* pada jaringan pemipaan Area "WK-1" Lapangan "R" menggunakan hasil *matching* pada model jaringan pemipaan sehingga lokasi pipa dan *node* dengan permasalahan fluida dapat ditemukan dengan cepat dan tepat, dan melakukan simulasi optimasi produksi untuk meningkatkan laju produksi minyak pada Area "WK-1" Lapangan "R". Pembuatan model sumur produksi dan model jaringan pipa menggunakan aplikasi simulator produksi *multiphase steady-state*, model yang telah dibuat akan dilakukan validasi *matching* terhadap kondisi aktual. Dari hasil *matching* pada model jaringan pipa dilakukan analisa terhadap permasalahan pipa yang dapat terjadi seperti *bottlenecking*. Dari hasil simulasi jaringan terlihat terjadi *bottlenecking* pada jalur pipa di Area "WK-1" Lapangan "R". Hal ini disebabkan kondisi jaringan pemipaan yang sudah cukup lama beroperasi sejak 1974. Dari hasil simulasi terdapat 2 skenario optimasi kemampuan produksi dari masing-masing sumur masih dapat ditingkatkan dan total laju produksi minyak meningkat. Pada skenario pertama yaitu pengaturan *bean size* pada *choke* sebesar 48,92 BOPD dengan kenaikan rata-rata sebesar 1,55%. Sedangkan pada skenario kedua yaitu dengan membuka batasan-batasan tekanan pada titik-titik kepala sumur didapatkan hasil sebesar 583,25 BOPD dengan kenaikan rata-rata sebesar 16,13%.

Kata kunci: *Bottlenecking*, Jaringan Pipa, Optimasi.

Abstract

Field "R" is an offshore mature field located in the South East Sumatra Block. The pipeline network in Area "WK-1" in field "R" has 8 platforms namely the Rama-B, Rama-D, Rama-I, S.W. Wanda-A, Wanda-A, N. Wanda-A, Gita-A, and Rama-C. There are 31 producing wells through the 8 platforms. The purpose of this research is to create a piping network model for Area "WK-1" Field "R", identify optimal or non-optimal conditions for pipelines through simulation results and matching on the pipeline network model, identify whether bottlenecking problems occur in the piping network Area "WK-1" Field "R" using the matching results on the piping network model so that the location of pipes and nodes with fluid problems can be found precisely, and carry out production optimization simulations to increase production rates oil in Area "WK-1" Field "R". Production well modeling and pipeline network modeling using a multiphase steady-state production simulator application, the models that have been made will be validated matching against actual conditions. From the results of matching the pipe network model, an analysis of pipe problems that can occur such as bottlenecks is carried out. From the network simulation results, it can be seen that there is bottlenecking on the pipeline in Area "WK-1" Field "R". This is due to the condition of the pipeline network which has been operating for quite a long time since 1974. From the simulation results, there are 2 optimization scenarios, the production capacity of each well can still be increased and the total rate of oil production increases. In the first scenario, the Bean Size setting on the Choke is 48.92 BOPD with an average increase of 1.55%. Whereas in the second scenario, by opening the pressure limits at the wellhead points, the yield is 583.25 BOPD with an average increase of 16.13%.

Keywords: *Bottlenecking*, Pipelines, Optimization.



copyright is published under [Lisensi Creative Commons Atribusi 4.0 Internasional](https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/).

1. PENDAHULUAN

PT SES merupakan perusahaan minyak dan gas yang beroperasi di wilayah lepas pantai Indonesia di Sumatera Tenggara. Permasalahan yang sering terjadi di PT SES adalah pada *facility integrity*, faktor fiskal yang rendah dan *flow assurance*. Kepastian aliran fluida (*Flow Assurance*) merupakan analisa teknik secara menyeluruh untuk menjamin pengangkutan fluida hidrokarbon tersebut berjalan secara aman dan ekonomis di setiap lingkungan yang dilalui [1]. Pada penelitian ini peneliti berfokus pada permasalahan *flow assurance* yang terkait dengan sistem perpipaan, sistem perpipaan pada industri minyak dan gas berfungsi untuk mengalirkan fluida dari satu tempat ke tempat lainnya [2]. Salah satu fokusnya adalah *Bottlenecking* di sepanjang pipa bawah laut. Pipa bawah laut digunakan untuk transportasi fluida seperti gas, minyak dan air dalam jumlah yang sangat besar dan juga jarak yang sangat jauh melalui laut atau daerah lepas pantai [3]. Lapangan “R” yang dimiliki oleh PT SES adalah lapangan tua yang terdapat di Blok South East Sumatra. Jaringan pemipaan yang terdapat pada Area “WK-1” pada lapangan “R” mempunyai 8 anjungan yaitu anjungan RIPB, RIPD, RIPI, SWRIP, WARIP, NWRIP, GRIP, dan RIPC. Terdapat 31 sumur berproduksi melalui 8 anjungan tersebut.

Model jaringan simulasi penting di area dengan banyak sumur yang terhubung ke satu fasilitas produksi untuk meminimalkan kerugian produksi yang tidak terduga [4]. Penelitian terbaru dari hasil *matching* dan simulasi skenario optimasi atas permasalahan *back pressure* dan *bottlenecking* menunjukkan peningkatan laju produksi sebesar 1,006.2 BOPD atau 19% lebih tinggi dari laju produksi awal [5]. Maka dari itu, penting untuk membangun model jaringan permukaan secara tepat dan menggabungkan kondisi sumur serta kondisi perpipaannya [6]. *Flow assurance* pun dapat dikelola selama tahap operasi berlangsung. Sehingga semua potensi masalah yang mungkin dan telah terjadi dapat ditanggulangi [7]. Pada sistem pipa bertekanan, aliran fluida sering mengalami kondisi penurunan tekanan yang disebabkan karena aliran fluida mengalami gesekan di sepanjang permukaan pipa dengan pengaruh parameter kekasaran permukaan, ukuran dimensi pipa, dan penggunaan sambungan pipa [8]. Tekanan pada pipa distribusi sangat tergantung pada ukuran dimensi penampang pipa serta total sambungan antar pipa dengan laju aliran tertentu [9].

Berdasarkan keterangan di atas maka penelitian ini berfokus untuk mengidentifikasi permasalahan *bottlenecking* dan melakukan *history matching* produksi guna mengoptimasikan produksi area “WK-1” Lapangan “R” sehingga dapat memenuhi target produksi perusahaan. Untuk mengetahui adanya permasalahan *bottlenecking* yaitu dilakukan perhitungan *bottlenecking index* (BNI). Selanjutnya membuat model jaringan pipa produksi area “WK-1” Lapangan “R” sesuai keadaan aktual dengan bantuan software simulator produksi dan mendesain 2 skenario optimasi produksi. Perancangan sistem pipa bertekanan yang tepat dapat meningkatkan efisiensi distribusi aliran fluida bertekanan dan menurunkan persentase kerugian tekanan aliran fluida yang signifikan [10]. Kemudian model di *running* untuk mengetahui keberhasilan optimasi produksi yang dilakukan. Penelitian ini diharapkan berhasil menaikkan laju alir produksi minyak pada area “WK-1” Lapangan “R” sesuai dengan target produksi.

2. METODE

2.1. Rancangan Penelitian

Penelitian ini dilaksanakan mengikuti diagram alir penelitian sebagaimana Gambar 1. Secara ringkas penelitian ini diawali dengan studi literatur, pengumpulan dan pengorganisasian data lapangan, identifikasi kondisi *bottlenecking*, pemodelan dan *matching* sumuran dan jaringan pipa, penentuan skenario optimasi, serta analisa skenario optimasi dan rekomendasi.

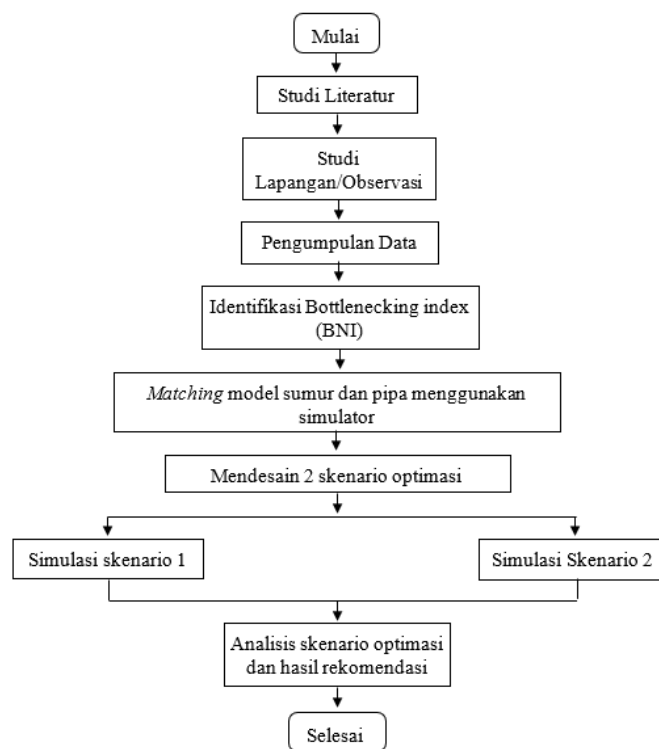
1. Studi Literatur

Studi literatur dilakukan dengan mempelajari terkait dengan teori tentang *flow assurance*, *bottlenecking*, analisa nodal, aliran fluida, analisa optimasi produksi dan jaringan pemipaan. Studi literatur yang dilakukan berasal dari buku, jurnal, tesis, skripsi dan materi dari perusahaan.

2. Studi Lapangan

Studi lapangan yang dilakukan dengan tanya jawab dan konsultasi kepada orang-orang yang berkompetensi untuk mendapatkan informasi yang lebih aktual terkait tentang permasalahan operasi produksi, serta memahami objek yang diteliti untuk mendapatkan data-data yang dibutuhkan dalam penelitian ini.





Gambar 1. Diagram Alir Penelitian

3. Pengumpulan Data

Data-data yang dibutuhkan dalam penelitian ini adalah Data Properti Sumur, Data Reservoir, Data produksi, Data performa sumur, Data pipeline, Data tekanan pada riser, dan Data layout dari subsea pipeline pada Area “WK-1”.

4. Identifikasi *Bottlenecking Index* (BNI)

Identifikasi *bottlenecking* dilakukan dengan menghitung nilai *bottlenecking index* (BNI) pada Area “WK-1”. Rumus yang digunakan dalam perhitungan ini bisa dilihat pada persamaan berikut.

$$BNI = \frac{q_{GS}}{(q_{max})_T} \quad (1)$$

Penjelasan Simbol :

dimana q_{GS} adalah laju alir maksimum total yang tercatat di *process platform*.

dimana $(q_{max})_T$ adalah jumlah laju alir maksimum dari masing-masing sumur.

5. Matching model sumur dan Pipa

Matching model sumur dan pipa dilakukan dengan menggunakan software simulator produksi untuk merepresentasikan kondisi jaringan pipa di lapangan.

6. Mendesain 2 skenario Optimasi

Peneliti melakukan optimasi produksi dari hasil evaluasi dengan mengembangkan skenario-skenario optimasi. Ada 2 skenario optimasi yang dikembangkan yaitu Skenario pertama adalah dengan mengatur bean size pada choke dan Skenario kedua adalah dengan membuka batasan-batasan tekanan pada titik-titik kepala sumur.

7. Analisis skenario optimasi dan hasil rekomendasi

Dari semua hasil simulasi yang telah didapatkan, untuk selanjutnya yaitu pengambilan hasil skenario terbaik dari hasil simulasi yang paling optimal dan paling memungkinkan untuk dilakukan terhadap kasus tersebut. Selanjutnya didapatkan kesimpulan untuk menjawab tujuan dari penelitian ini.

3. HASIL DAN PEMBAHASAN

3.1. Identifikasi *Bottlenecking Index* (BNI) Area “WK-1”



copyright is published under [Lisensi Creative Commons Atribusi 4.0 Internasional](https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/).

Evaluasi pipa area “WK-1” diawali dengan perhitungan *bottlenecking index* (BNI). Perhitungan BNI di dapatkan dari hasil perbandingan laju alir maksimum total yang tercatat di *Gathering Station* (q_{GS}) dengan laju alir maksimum total (q_{max})_T. Laju alir di *Gathering Station* di dapatkan dari hasil penjumlahan laju alir masing-masing sumur sebesar 46556 STB/d. Laju alir maksimum total (q_{max})_T diperoleh dengan menjumlahkan laju alir maksimum masing-masing sumur menggunakan rumus Metode Vogel dan dikalikan 80% karena sesuai dengan kondisi dilapangan bahwa laju alir maksimum fluida yang mengalir rata-rata hanya 80% dari laju alir maksimum total, selanjutnya pada penelitian ini diperoleh laju alir maksimum total sebesar 93264,33 STB/d. Kemudian, dari perhitungan BNI didapatkan nilai sebesar 0,50. BNI berharga maksimum adalah bernilai 1. semakin besar harga BNI, maka *bottlenecking* yang terjadi semakin kecil. Begitupun sebaliknya semakin kecil harga BNI, maka *bottlenecking* yang terjadi semakin besar. Dengan melakukan evaluasi pipa dan optimasi produksi, maka harga laju alir fluida dan BNI juga mengalami perubahan.

$$BNI = \frac{q_{GS}}{(q_{max})_T}$$

$$BNI = \frac{46.556 \frac{STB}{d}}{93264,33 \frac{STB}{d}}$$

$$BNI = 0,50 \quad (2)$$

Untuk mengatasi permasalahan *bottlenecking* diperlukan upaya pengurangan tekanan pada segmen pipa yang terdapat *bottlenecking*, antara lain: perawatan segmen pipa dengan pigging, penggantian pipa dengan diameter lebih besar, atau pengendalian korosi menggunakan sistem proteksi katodik [11].

3.2. Pemodelan dan Matching Simulasi Sumur Produksi

Simulasi pemodelan sumur produksi di area “WK-1” menggunakan aplikasi simulator produksi *multiphase steady-state*. Tujuannya untuk memudahkan analisis pipa produksi dari dalam tangki hingga ke permukaan baik dalam perencanaan maupun optimalisasi. RIPB, RIPD, RIPI, SWRIP, WARIP, NWRIP, GRIP, dan RIPC. Di peroleh hasil matching antara data aktual dan simulasi untuk variabel rate produksi dan tekanan diperoleh menggunakan persamaan Hagedorn and Brown, seperti pada Tabel 1. berikut:

Tabel 1. Daftar Sumur dan Hasil Proses Matching

Well	Laju Alir Minyak/Q			Pwf		
	Actual (BFPD)	Matching (BFPD)	ΔQ (%)	Actual (Psia)	Matching (Psia)	ΔPwf (%)
GRIP-10TA	968	968,2366	0,02%	228	227,7461	0,11%
GRIP-11TA	4.903	4923,716	0,42%	996	992,4819	0,35%
GRIP-14TA	1.472	1471,742	0,02%	553	553,0245	0,00%
NWRIP-C3TA	752	756,3607	0,58%	185	184,7192	0,15%
NWRIP-C4TA	691	690,114	0,13%	169	169,0935	0,06%
RIPB-01TA	6.710	6685,809	0,36%	319	319,2894	0,09%
RIPB-04BR	1.830	1832,35	0,13%	214	213,8548	0,07%
RIPB-05BR	861	862,3401	0,16%	106	105,4844	0,49%
RIPB-06BR	398	397,8566	0,04%	211	211,0384	0,02%
RIPB-11TA	5.832	5814,628	0,30%	277	277,3043	0,11%
RIPC-01TA	4.031	4039,885	0,22%	330	329,9023	0,03%
RIPC-05BR	624	622,5291	0,24%	247	247,3413	0,14%
RIPC-14BR	456	490,5653	7,05%	118	103,1011	14,45%
RIPD-02BR	501	501,4351	0,09%	125	124,8799	0,10%
RIPD-03BR	145	145,3629	0,25%	130	128,9172	0,84%
RIPD-04BR	403	407,4473	1,09%	173	171,88	0,65%
RIPD-07BR	1.298	1296,351	0,13%	204	204,0639	0,03%
RIPD-08BR	1.024	1020,445	0,35%	112	112,6531	0,58%
RIPD-09BR	696	698,2339	0,32%	95	93,97929	1,09%
RIPD-12BR	2.051	2053,12	0,10%	145	144,29	0,49%
RIPD-13BR	2.057	2061,336	0,21%	120	119,7024	0,25%



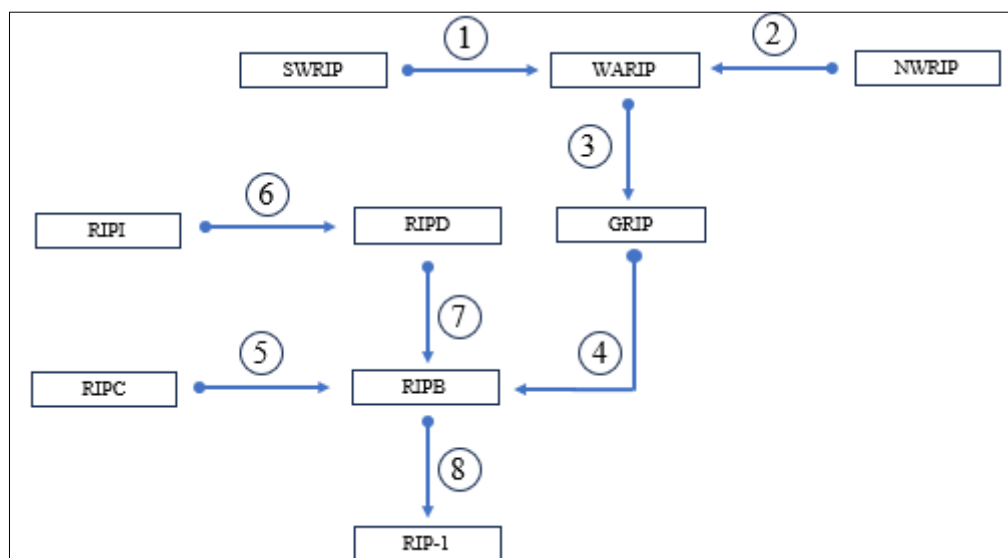
Well	Laju Alir Minyak/Q			Pwf		
	Actual (BFPD)	Matching (BFPD)	ΔQ (%)	Actual (Psia)	Matching (Psia)	ΔPwf (%)
RIP-02BR	522	521,8796	0,02%	97	116,84	16,98%
RIP-03BR	367	367,5381	0,15%	69	67,23969	2,62%
RIP-08BR	367	367,5438	0,15%	132	130,8332	0,89%
RIP-09BT	1.073	1081,52	0,79%	386	384,9381	0,28%
SWRIP-C3TA	727	728,4878	0,20%	479	478,0016	0,21%
SWRIP-C5TA	396	394,4329	0,40%	242	242,664	0,27%
SWRIP-C8TA	400	398,9859	0,25%	167	167,1817	0,11%
SWRIP-C9TA	1.497	1492,537	0,30%	213	213,3626	0,17%
WARIP-01TA	3.216	3235,015	0,59%	704	702,7236	0,18%
WARIP-12TA	288	285,7735	0,78%	77	77,50075	0,65%
	Rata-rata Perbedaan		0,51%	Rata-rata Perbedaan		1,37%

Perbandingan *rate* produksi dan tekanan antara kondisi aktual dan simulasi untuk masing-masing sumur, ditunjukkan dalam Tabel 1, terlihat bahwa pada saat *matching* perbedaan rata-rata laju aliran liquid sebesar 0,51 % dengan perbedaan maksimal 7,05 % pada sumur RIPC-14BR dan perbedaan rata-rata tekanan dasar sumur sebesar 1,37 % dengan perbedaan maksimal 16,98 % pada sumur RIP-2BR.

Hasil *matching* pada Tabel 1 menunjukkan ada 2 sumur yang memiliki nilai perbedaan Pwf yang melebihi 10% yaitu pada sumur RIPC-14BR sebesar 14,45% dan sumur RIP-2BR sebesar 16,98%. Hal ini dapat disebabkan karena keterbatasan data seperti data kompleksi sumur yang tidak lengkap. Sehingga peneliti mengambil data kompleksi dari sumur yang satu anjungan dengan sumur tersebut.

3.3. Pemodelan dan Matching Jaringan Pemipaan Bawah Laut

Gambar 2 merupakan model jaringan pemipaan pada Area “WK-1”. Akhir dari jaringan pemipaan Area ini adalah anjungan RIP-1, titik akhir produksi cairan hidrocarbon diproses di anjungan proses Rama-B. Jaringan pemipaan Area “WK-1” menghubungkan 8 anjungan dimulai dari anjungan RIPB, RIPD, RIPI, SWRIP, WARIP, NWRIP, GRIP, dan RIPC.



Gambar 2. Model Jaringan Pemipaan Pada Area “WK-1”

Aliran fluida bergerak mulai dari anjungan SWRIP dan anjungan NWRIP menuju anjungan WARIP. Aliran fluida anjungan WARIP mengalir menuju GRIP. Aliran fluida di anjungan RIPI mengalir menuju anjungan RIPD. Aliran fluida dari anjungan RIPD, RIPC dan GRIP, masing-masing mengalir menuju anjungan RIPB. Seluruh fluida yang terkumpul di anjungan RIPB di proses menggunakan separator. Minyak hasil pemisahan fluida di separator anjungan RIPB diteruskan ke anjungan RIP-1 sebagai titik akhir aliran fluida Area “WK-1”. Hasil *matching* tekanan *riser* terdapat pada Tabel 2. Berdasarkan hasil simulasi nilai rata-rata perbedaan *matching* tekanan sebesar 4,95%.



copyright is published under [Lisensi Creative Commons Atribusi 4.0 Internasional](https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/).

Tabel 2. Hasil Matching Tekanan dan Laju Alir Minyak

Anjungan	Tekanan Riser			Anjungan	Laju Alir Minyak		
	Actual (Psia)	Matching (Psia)	ΔP (%)		Actual (BOPD)	Matching (BOPD)	ΔQ (%)
SWRIP <i>out</i>	340	335	1,49	SWRIP <i>out</i>	619	618,967	0,01
WARIP <i>in</i> SWRIP	310	325	4,62	NWRIP <i>out</i>	211	210,98	0,01
NWRIP <i>out</i>	330	334	1,20	WARIP <i>out</i>	185	185,14	0,08
WARIP <i>in</i> NWRIP	305	325	6,15	GRIP <i>out</i>	286	285,73	0,09
WARIP <i>out</i>	295	325	9,23	RIPi <i>out</i>	352	351,02	0,28
GRIP <i>in</i> WARIP	240	224	7,14	RIPD <i>out</i>	751	724,1	3,58
GRIP <i>out</i>	230	224	2,68	RIPC <i>out</i>	300	299,97	0,01
RIPi <i>out</i>	170	180	5,56	RPB <i>out</i>	474	474,73	0,15
RIPD <i>in</i> RIPi	165	162	1,85	RIP-1 <i>in</i>	3178	3150,65	0,86
RIPD <i>out</i>	150	162	7,41	Rata Rata			0,56
RIPC <i>out</i>	196	192	2,08				
RIPB <i>in</i> GRIP	130	120	8,33				
RIPB <i>in</i> RIPD	132	121	9,09				
RIPB <i>in</i> RIPC	130	121	7,44				
RIPB <i>out</i>	114	120	5,00				
RIP-1 <i>in</i> RIPB	50	50	0,00				
Rata Rata			4,95				

Dari hasil *matching* dilakukan analisa terhadap kemungkinan terjadinya *bottlenecking* pada jaringan pemipaan Area “WK-1”. Analisa dilakukan dengan cara melakukan perhitungan besarnya selisih nilai tekanan pada pipa antar anjungan, data tekanan yang masuk ke dalam pipa terhadap data tekanan keluar dari pipa. Data penurunan tekanan pipa tersebut dibagi dengan panjang dari pipa antar anjungan, kemudian diperoleh nilai koefisien penurunan tekanan per feet. Berikut ini adalah data koefisien gradient penurunan tekanan (psia/ft) dari masing-masing pipa antar anjungan.

Tabel 3. Tabel Penurunan Tekanan dan harga BNI dari Segmen Pipa Area “WK-1”

Segmen	Panjang Pipa (ft)	Match Riser Pressure (psia)			(psia/ft)	Laju Alir Fluida (BFPD)			BNI
		In	Out	ΔP		In	out	ΔQ	
1	9174,98	335	325	10	0,00109	3130,2	3121,15	9,04	0,997
2	8717,98	334	325	9	0,00103	1501,71	1492,14	9,56	0,993
3	9962,02	325	224	101	0,01014	8266,72	8241,95	24,77	0,997
4	30392,02	224	120	104	0,00342	15909,32	15823,27	86,05	0,994
5	9963,01	192	121	71	0,00713	5285,50	5266,54	18,96	0,996
6	4661,14	180	162	18	0,00386	2383,58	2377,26	6,31	0,997
7	7025,98	162	121	41	0,00584	9378,97	9367,85	11,12	0,998
8	27652,36	120	50	70	0,00253	46634,5	46557,6	76,87	0,998
Rata-rata					0,00438				0,996

Dari Tabel 3 terlihat pada segmen 3 (WARIP ke GRIP), segmen 5 (RIPC ke RIPB), dan segmen 7 (RIPD ke RIPB) penurunan tekanan per feet dari ketiga segmen tersebut lebih besar dari rata-rata data penurunan tekanan per feet segmen lainnya. Hal ini mengindikasikan terjadinya *bottlenecking* pada ketiga segmen tersebut. Sehingga untuk mengatasi permasalahan tersebut diperlukan upaya pengurangan tekanan pada segmen pipa yang terdapat *bottlenecking*.

3.4. Analisa Skenario Optimasi Jaringan Pemipaan

Berdasarkan hasil sebagaimana Tabel 4 terdapat peningkatan produksi minyak sebesar 48,92 BOPD dengan rata-rata kenaikan sebesar 1,55%. Didapatkan perhitungan BNI sebesar 0,522. Sehingga, optimasi pengaturan *opening choke* mampu meningkatkan BNI sebesar 5%.



copyright is published under [Lisensi Creative Commons Atribusi 4.0 Internasional](https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/).

Dari Tabel 4 hasil optimasi pengaturan *bean size* choke didapatkan hasil dari semua sumur rata-rata menambah ukuran *bean size* choke kecuali ada 2 sumur yang didapatkan hasil untuk mengurangi ukuran *bean size* yaitu pada sumur SWRIP-C8TA dan WARIP-12TA. Hal ini dapat disebabkan karena kondisi tekanan di kepala sumur sudah sesuai dengan laju produksi yang diinginkan sehingga ukuran *bean size* choke di kurangi.

Tabel 4. Hasil Optimasi Pengaturan *Bean Size Choke*

Well	<i>Bean Choke</i> (/64 inch)		Laju Alir Minyak (BOPD)		ΔQ
	<i>Matching</i>	Skenario 1	<i>Matching</i>	Skenario 1	
GRIP-10TA	5	48	87,12	82,58	-5,21%
GRIP-11TA	25	107	147,09	139,16	-5,39%
GRIP-14TA	5	62	51,52	60,61	17,64%
NWRIP-C3TA	2	49	127,99	152,83	19,41%
NWRIP-C4TA	2	40	82,99	92,76	11,77%
RIPB-01TA	25	148	134,20	172,05	28,21%
RIPB-04BR	25	78	55,08	60,08	9,06%
RIPB-05BR	5	15	68,97	30,76	-55,40%
RIPB-06BR	5	62	99,26	140,92	41,97%
RIPB-11TA	25	126	117,22	124,93	6,58%
RIPC-01TA	25	97	180,99	205,33	13,45%
RIPC-05BR	3	52	15,97	16,67	4,35%
RIPC-14BR	5	54	103,01	76,65	-25,59%
RIPD-02BR	5	34	256,01	292,07	14,09%
RIPD-03BR	1	8	22,00	18,76	-14,72%
RIPD-04BR	2	17	97,00	142,14	46,53%
RIPD-07BR	25	72	128,24	150,91	17,68%
RIPD-08BR	5	23	101,99	126,61	24,13%
RIPD-09BR	2	17	84,01	69,90	-16,79%
RIPD-12BR	25	72	20,92	20,43	-2,33%
RIPD-13BR	25	51	13,93	51,94	272,86%
RIPI-02BR	5	45	161,98	153,07	-5,50%
RIPI-03BR	5	30	95,02	80,31	-15,48%
RIPI-08BR	3	13	73,00	67,71	-7,24%
RIPI-09BT	25	62	21,03	21,10	0,33%
SWRIP-C3TA	5	42	196,00	181,36	-7,47%
SWRIP-C5TA	1	29	123,00	165,79	34,79%
SWRIP-C8TA	250	80	210,00	168,75	-19,64%
SWRIP-C9TA	5	9	89,97	11,98	-86,69%
WARIP-01TA	50	93	32,16	30,04	-6,59%
WARIP-12TA	50	38	152,99	91,38	-40,27%
Total			3150,65	3199,57	Ave = 1,55%
$Q_{GS} = 48685,09$ BFPD		$Q_{Max(tot)} = 93264,33$ BFPD			BNI = 0,522

Tabel 5 menunjukkan bahwa untuk meningkatkan laju produksi minyak dilakukan penurunan tekanan pada kepala sumur, sehingga diperoleh peningkatan produksi sebesar 583,25 BOPD atau rata-rata kenaikan sebesar 16,13%. Didapatkan perhitungan BNI sebesar 0,545. Dapat disimpulkan bahwa optimasi dengan membuka batasan-batasan tekanan pada titik-titik kepala sumur mampu meningkatkan BNI sebesar 9%. Untuk mengurangi tekanan pada kepala sumur perlu dilakukan usaha-usaha penurunan tekanan kerja separator pada *block station production facility*.

Dari Tabel 5 hasil optimasi penurunan tekanan di kepala sumur didapatkan data hasil tekanan *wellhead* dari 16 sumur yang mengalami pengurangan dan 15 sumur mengalami penambahan. Dari hasil tersebut dapat disimpulkan bahwa pengaturan tekanan *wellhead* ini diusahakan serendah mungkin, dimana semakin rendah tekanan dari *wellhead* akan semakin baik disamping itu kehilangan tekanan antara *wellhead* dan separator dibuat sekecil mungkin. Pada Tabel 5 didapatkan nilai penambahan tekanan *wellhead* yang besar yaitu pada sumur RIPI-03BR dengan nilai penambahan sebesar 289,80% dan sumur SWRIP-C8TA dengan nilai



pertambahan sebesar 156,97%. Untuk mendapatkan hasil yang semakin baik maka dari itu pada 2 sumur ini perlu dilakukan penurunan tekanan pada *wellhead*.

Tabel 5. Hasil Optimasi Penurunan Tekanan di Kepala Sumur

Well	WHP (psia)			Laju Alir Minyak (BOPD)			
	Match	Skenario 2	Δ WHP	Match	Skenario 2	Δ Q	Δ Q
GRIP-10TA	227	190,54	-16,02%	87,12	90	3,31%	2,88
GRIP-11TA	629	652,95	3,86%	147,09	150	1,98%	2,91
GRIP-14TA	242	206,41	-14,70%	51,52	52,5	1,90%	0,98
NWRIP-C3TA	320	293,97	-8,13%	127,99	153,18	19,68%	25,19
NWRIP-C4TA	320	298,47	-6,73%	82,98	108,09	30,25%	25,11
RIPB-01TA	1066	1093,6	2,55%	134,2	160	19,23%	25,8
RIPB-04BR	1341	1436,7	7,11%	55,08	75,25	36,61%	20,17
RIPB-05BR	1126	1144,2	1,63%	68,96	80,1	16,14%	11,14
RIPB-06BR	149	122,69	-17,48%	99,26	149,64	50,75%	50,38
RIPB-11TA	228	237,36	4,17%	117,22	140,7	20,03%	23,48
RIPC-01TA	2490	2575,7	3,43%	180,99	184,09	1,71%	3,1
RIPC-05BR	225	160,50	-28,67%	15,97	16,64	4,17%	0,67
RIPC-14BR	229	166,57	-27,42%	103,01	112,95	9,65%	9,94
RIPD-02BR	578	578,39	0,00%	256,01	256,01	0,00%	0
RIPD-03BR	233	165,18	-29,08%	21,99	30,34	37,93%	8,35
RIPD-04BR	267	198,95	-25,46%	97	108,31	11,66%	11,31
RIPD-07BR	3130	3139,2	0,31%	128,24	128,44	0,15%	0,2
RIPD-08BR	385	403,22	4,70%	101,99	109,56	7,42%	7,57
RIPD-09BR	220	129,49	-41,15%	84	84,49	0,57%	0,49
RIPD-12BR	666	697,31	4,63%	20,92	21,42	2,39%	0,5
RIPD-13BR	6038	6037,7	0,00%	13,93	13,93	0,00%	0
RIPI-02BR	150	195,36	30,25%	161,97	164,45	1,53%	2,48
RIPI-03BR	150	584,69	289,80%	95,01	103,56	8,99%	8,55
RIPI-08BR	1000	1391,4	39,14%	72,99	79,56	8,99%	6,57
RIPI-09BT	150	189,88	26,59%	21,03	21,56	2,52%	0,53
SWRIP-C3TA	340	295,65	-13,04%	195,99	269,6	37,55%	73,61
SWRIP-C5TA	340	298,82	-12,11%	122,99	217,42	76,77%	94,43
SWRIP-C8TA	340	873,70	156,97%	210	367,5	75,00%	157,5
SWRIP-C9TA	340	297,42	-12,52%	89,96	90,15	0,20%	0,19
WARIP-01TA	335	295,88	-11,81%	32,16	35	8,83%	2,84
WARIP-12TA	326	283,98	-12,76%	152,98	159,36	4,17%	6,38
Total BOPD				3150,65	3733,82		583,25
Ratan-rata Kenaikan BOPD						16,13%	18,81
$Q_{GS} = 50831$ BFPD			$Q_{Max(tot)} = 93264,33$ BFPD			$BNI = 0,545$	

4. KESIMPULAN

Ditemukan permasalahan *bottlenecking* pada tiga segmen, dimana penurunan tekanan per feet dari ketiga segmen tersebut lebih besar dari rata-rata data penurunan tekanan per feet segmen lainnya. Segmen tersebut yaitu segmen 3 (WARIP ke GRIP) sebesar 0,01014, segmen 5 (RIPC ke RIPB) sebesar 0,00713, dan segmen 7 (RIPD ke RIPB) sebesar 0,00584. Didapatkan nilai *Bottlenecking index* (BNI) sebelum optimasi dilakukan yang di dapatkan dari hasil perbandingan laju alir maksimum total yang tercatat di GS (q_{GS}) dengan laju alir maksimum total (q_{max})_T yaitu sebesar 0,5. Pada skenario pertama didapatkan perhitungan BNI sebesar 0,522 dan mampu meningkatkan BNI sebesar 5%. Pada skenario kedua didapatkan perhitungan BNI sebesar 0,545



copyright is published under [Lisensi Creative Commons Atribusi 4.0 Internasional](https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/).

dan mampu meningkatkan BNI sebesar 9%. Dari kedua skenario optimasi produksi yang telah dilakukan ada peningkatan produksi. Pada skenario pertama sebesar 48,92 BOPD dengan kenaikan rata-rata sebesar 1,55%. Sedangkan pada skenario kedua didapatkan hasil sebesar 583,25 BOPD dengan kenaikan rata-rata sebesar 16,13%.

UCAPAN TERIMA KASIH

Penulis mengucapkan terimakasih kepada perusahaan yang telah berkenan untuk dijadikan tempat dan memfasilitasi peneliti, serta penulis juga berterimakasih kepada dosen teknik perminyakan Universitas Jember yang telah membimbing sampai hasil penelitian.

DAFTAR PUSTAKA

- [1] R. F. Rachman dan R. Permatasari, "Analisis aliran fluida dan insulasi aliran pipa bawah laut menggunakan pipesim," *Jurnal Teknik Mesin Indonesia*, vol. 13, no. 1, hlm. 21–27, Apr 2018, doi: 10.36289/jtmi.v13i1.85.
- [2] Sulardi, "Inspeksi Teknik Sistem Perpipaian Industri MIGAS," *JIEOM*, vol. 2, no. 1, pp. 1–5, 2019
- [3] Ridlwan, Asfarur, et al. "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." *Jurnal Teknik ITS*, vol. 6, no. 2, 2017,
- [4] E. Haryanto, J. Thomson, N. Bolanos, dan F. H. Soendoro, "SPE-171493-MS Brownfield-Surface Network Debottlenecking and Mitigation Analysis: A Case Study," 2014.
- [5] Slamet Widodo Kurniansyah, "Pipeline Network Evaluation For Production Optimization Of Area "X1" Lapangan "X"", Magister Thesis, Teknik Perminyakan, Universitas Trisakti, Jakarta, 2016.
- [6] H. Almohammad dan M. Al-Saqabi, "SPE-182226-MS Production Surface Network Modelling and De-Bottlenecking Analysis for Gathering Center in Kuwait," 2016.
- [7] Ansyori, R. "Flow Assurance Pada Produksi Migas, Masalah Dan Penanggulangannya". *Swara Patra : Majalah Ilmiah PPSDM Migas*, vol. 6, no. 4, Dec. 2016.
- [8] Kong R., Kim S., Bajorek S., Tien K., Hoxie K.. Effects of pipe size on horizontal two-phase-flow : flow regimes, pressure drop, two- phase flow parameters and drift-flux analysis. *Experimental Thermal and Fluid Science*, Vol. 96, pp. 75-89, 2018.
- [9] A. Penurunan Tekanan Aliran Udara Pada Pipa Bertekanan Ismail, E. Augupta Pane, B. M. Suyitno, F. Dwi Yudhanto, dan N. Diterima, "INFORMASI ARTIKEL ABSTRAK," 2019. [Daring]. Tersedia pada: <http://jurnal.untirta.ac.id/index.php/jwl>
- [10] Miguel A.F., Constructal branching design for fluid flow and heat transfer. *International Journal Heat and Mass Transfer* Vol.122, pp.204-211. 2018.
- [11] Nur Azisah., Daeng Paroka, dan Wahyuddin. Analisa Penempatan Dan Kebutuhan Proteksi Katodik Pada Sistem Pipa Gas Bawah Laut Offshore Dari Pulau Pemping Ke Tanjung Uncang Batam. *Zona Laut : Jurnal Inovasi Sains Dan Teknologi Kelautan* .Vol.2, pp.57-63. 2021.

