

EVALUASI *EXISTING SURFACE FACILITIES* BERDASARKAN SKENARIO PENGEMBANGAN LAPANGAN AZ

Edgie Yuda Kaesti, Suranto, Aris Buntoro.

Program Studi Teknik Perminyakan UPN “Veteran” Yogyakarta Indonesia

Corresponding author : edgieyuda@upnyk.ac.id

Abstract.

The AZ Field is currently in a mature state. Therefore, to increase oil production, an analysis is needed to evaluate the condition of existing surface facilities in relation to the production optimization plan. The AZ Field has suspended wells that still have potential for production optimization through reactivation, reopening, repair, and KUPL programs. The methodology used in this study was to first collect data. The data required for this study included: well test analysis results, reservoir pressure history, well production performance, cumulative field production, and surface production equipment network data. The researchers then conducted a network analysis based on existing data (basecase). Then, several scenarios were conducted, including flowing fluids to the surface with minimum Pwh (Pwh) and simulating field development, well reopening, and the addition of new wells. The results showed a total liquid production of 10.563,81 blpd in the base case. Scenario 1 was conducted to achieve a low pressure drop, with the expectation that no additions or modifications to the separator tank would be necessary; in this scenario, total liquid production was 8.538,8 blpd. Scenario 2 involved reopening and adding new wells; in this scenario, the total liquid production was 17.125,64 blpd.

Keywords: *field development, oil fields, surface facilities.*

Abstrak.

Lapangan AZ saat ini sudah dalam kondisi *mature*, maka untuk peningkatan produksi minyak di Lapangan AZ perlu dilakukan analisis untuk mengevaluasi kondisi *surface facility existing* terhadap rencana optimalisasi produksi. Lapangan AZ mempunyai sumur-sumur *suspend* yang masih memiliki peluang untuk dilakukan optimalisasi produksi baik itu melalui program reaktivasi, *reopening*, reparasi maupun KUPL. Metodologi yang dilakukan dalam penelitian ini adalah pertama melakukan pengumpulan data. Data yang diperlukan dalam penelitian ini antara lain: data hasil analisis uji sumur, sejarah tekanan reservoir, produksi sumuran (*well production performance*), kumulatif produksi lapangan, dan data jaringan peralatan produksi di permukaan. Setelah itu peneliti melakukan analisis jaringan berdasarkan data *existing (basecase)*, kemudian melakukan beberapa skenario yaitu mengalirkan fluida di permukaan dengan Pwh minimum dan melakukan simulasi pengembangan lapangan *reopening* sumur dan penambahan sumur baru. Hasil didapatkan total *liquid* pada *basecase* sebesar 10.563,81 blpd. Skenario 1 dilakukan untuk mendapatkan *pressure drop* yang kecil sehingga diharapkan tidak diperlukannya penambahan atau perubahan pada tangki *separator*, pada skenario ini didapatkan total *liquid* 8,538,8 blpd. Skenario 2 dilakukan *reopening* dan penambahan sumur baru, pada skenario ini didapatkan total *liquid* 17.125,64 blpd.

Kata kunci: pengembangan lapangan, *surfase facilities*, lapangan minyak.

I. PENDAHULUAN

Penelitian ini akan melakukan bagaimana cara meningkatkan produksi pada lapangan migas yang sudah *mature* yang sedang mengalami penurunan (*decline*) laju produksi secara terintegrasi dengan menggabungkan aspek *reservoir*, aspek produksi dan peralatan produksi di permukaan. Stasiun Pengumpul (SP) minyak di Lapangan AZ (SP-AZ) digunakan untuk mengelola fluida dari sumur-sumur produksi di Lapangan AZ. Lapangan AZ mempunyai sumur-

Evaluasi Existing Surface Facilities Berdasarkan Skenario Pengembangan Lapangan AZ

sumur *suspend* yang masih memiliki peluang untuk dilakukan optimalisasi produksi baik itu melalui program reaktivasi, *reopening*, reparasi maupun KUPL. Mengingat Lapangan AZ saat ini sudah dalam kondisi *mature*, maka untuk peningkatan produksi minyak di Lapangan AZ perlu dilakukan analisis untuk mengevaluasi kondisi *surface facility existing* terhadap rencana optimalisasi produksi. Mengutip dari Giorgio, V., Danilo, A., Marco, D., & Almatasem, S. (2012) dalam jurnal berjudul “*Integrated Production Optimization and Surface Facilities Management Through Advanced Optimization Techniques*”, bahwa optimasi produksi adalah salah satu pekerjaan di industri minyak dan gas bumi yang paling kompleks dan multi disiplin dalam sudut pandang kegiatan operasional: melibatkan peralatan di permukaan dan proses improvisasi berkelanjutan.

II. METODOLOGI

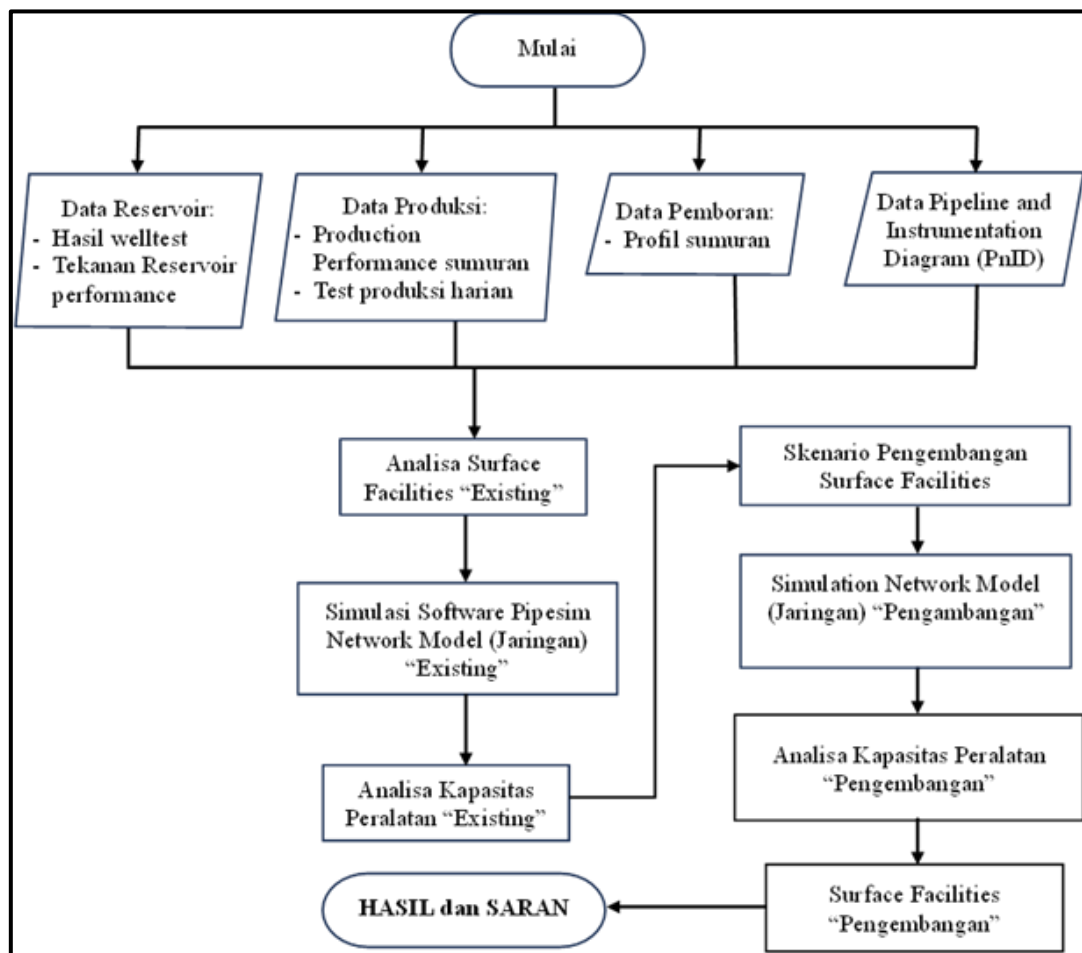
Banyak cara optimasi telah dilakukan dalam rangka peningkatan perolehan produksi lapangan. Berbagai optimasi seperti pada aspek pemboran, *reservoir*, produksi serta optimasi fasilitas produksi permukaan telah dilakukan. Optimasi tersebut biasanya dilakukan pada masing-masing aspek tetapi tidak terintegrasi sehingga menyebabkan hasil yang tidak maksimal. Oleh sebab itu dibutuhkan satu metode optimasi terintegrasi yang memberikan hasil maksimal.

Mengutip dari Bieker, H. P., Slupphaug, O., & Johansen, T. A. (2007) dalam jurnal berjudul “*Real-Time Production Optimization of Offshore Oil and Gas Production Systems: A Technology Survey*”, bahwa tujuan dari *Real-Time Production Optimization* (RTO) adalah untuk meningkatkan pemanfaatan kapasitas suatu sistem produksi untuk memperoleh peningkatan hasil produksi, dengan cara melakukan pendekatan dengan kondisi optimum yang diinginkan. Dalam upaya mencapai kondisi yang diinginkan maka model dari sistem produksi harus diperbarui dengan melakukan *update* pengukuran sistem produksi secara terus menerus, untuk mendapatkan perilaku sistem produksi aktual dari fasilitas proses, sumur atau jaringan, dan *reservoir*.

Beberapa metode dalam melakukan optimasi produksi pada lapangan migas yang sudah *mature*, diagram alir dalam pekerjaan penelitian ini diperlihatkan pada Gambar 1.

Pengumpulan Data. Data yang diperlukan untuk melakukan penelitian ini antara lain: data hasil analisis uji sumur, sejarah tekanan *reservoir*, sejarah tekanan injeksi, produksi sumuran (*well production performance*) dan kumulatif produksi lapangan, data *surface facilities* seperti; *flowline* dari sumuran hingga stasiun pengumpul, jaringan di stasiun pengumpul (PFD), data peralatan dan kapasitas peralatan proses di stasiun pengumpul, sistem *output* SP yang meliputi: data tekanan, laju aliran, kandungan air minimum di *sales point*.

Analisis model jaringan untuk mengetahui kemampuan jaringan dan distribusi tekanan alir fluida dari dasar sumur hingga *sales point* menggunakan simulator PipeSim berdasarkan model statis untuk mengetahui kondisi dinamis pengembangan lapangan.



Gambar 1. Diagram Alir Pengerjaan

III. HASIL DAN PEMBAHASAN

Fasilitas produksi permukaan Lapangan AZ digunakan untuk mengakomodir aliran fluida *reservoir* sampai ke Stasiun Pengumpul dan juga memisahkan fasa *liquid* dengan fasa gas. Lapangan AZ terdiri dari 34 sumur yaitu 10 sumur dalam keadaan aktif produksi, 22 sumur *suspended* atau *abandoned*, dan 2 sumur injeksi. Pada penelitian ini dilakukan analisis jaringan produksi dipermukaan dengan melakukan skenario pengembangan berdasarkan kondisi Lapangan AZ yang telah dilakukan pengembangan.

3.1. Kondisi Existing Lapangan AZ

Fasilitas produksi permukaan Lapangan AZ digunakan untuk mengakomodir aliran fluida *reservoir* sampai ke Stasiun Pengumpul dan juga memisahkan fasa *liquid* dengan fasa gas. Lapangan AZ terdiri dari 34 sumur yaitu 10 sumur dalam keadaan aktif produksi, dan 22 sumur *suspended* atau *abandoned*, dan 2 sumur injeksi. Lapangan AZ mempunyai 10 sumur produksi dan 2 sumur injeksi dengan interval perforasi produksi diperlihatkan pada Tabel 1 dan Tabel 2.

Evaluasi Existing Surface Facilities Berdasarkan Skenario Pengembangan Lapangan AZ

Tabel 1. Sumur Injeksi Lapangan AZ

No	Sumur	Lapisan	Tipe Sumur	Interval Perforasi (m)
1	AZ-17	a03b	Tegak	1.159,5 – 1.164
2	AZ-21	a03b	Tegak	1.164 – 1.164,5

Tabel 2. Status Sumur Produksi Lapangan AZ kondisi *Existing*

No	Sumur	Lapisan	Tipe Sumur	Interval Perforasi (m)	Metode Produksi	Keterangan
1	AZ-14	a0	Tegak	1.143,7 – 1.144,7	ESP/IND-1300	Sumur Minyak
		A3		1.139,6 – 1.140,6		
		A31		1.156,3 – 1.157,8		
2	AZ-16	aob	Tegak	1.156 – 1.157 1.158 – 1.160	ESP/IND-1750	Sumur Minyak
3	AZ-20	B	Tegak	1.180,5 – 1.183,4	PU	Sumur Minyak
4	AZ-22	a0	Tegak	1.163,5 – 1.165	ESP/TD-1200	Sumur Minyak
				1.166,5 – 1.167,5		
		a03		1.204 – 1.204,7		
		a04		1.211 – 1.211,5		
5	AZ-25	A	Berarah	1.216,5 – 1.219	GLV	Sumur Minyak
		A2		1.225,5 – 1.227		
		C		1.190 – 1.191,5		
				1.163 – 1.165		
6	AZ-28	a02	Tegak	1.167 – 1.169	PU	Sumur Minyak
		a03		1.178 – 1.180		
		A		1.181 – 1.183		
7	AZ-31	A	Berarah	1.172,5 – 1.175	ESP/TD-2500	Sumur Minyak
8	AZ-32	A	Berarah	1.301,5 – 1.304,5	ESP/IND-2000	Sumur Minyak
9	AZ-33	A	Berarah	1.289 – 1.291	ESP/IND-1300	Sumur Minyak
10	AZ-34	a01	Berarah	1.327 – 1.329	ESP/TD-1200	Sumur Minyak

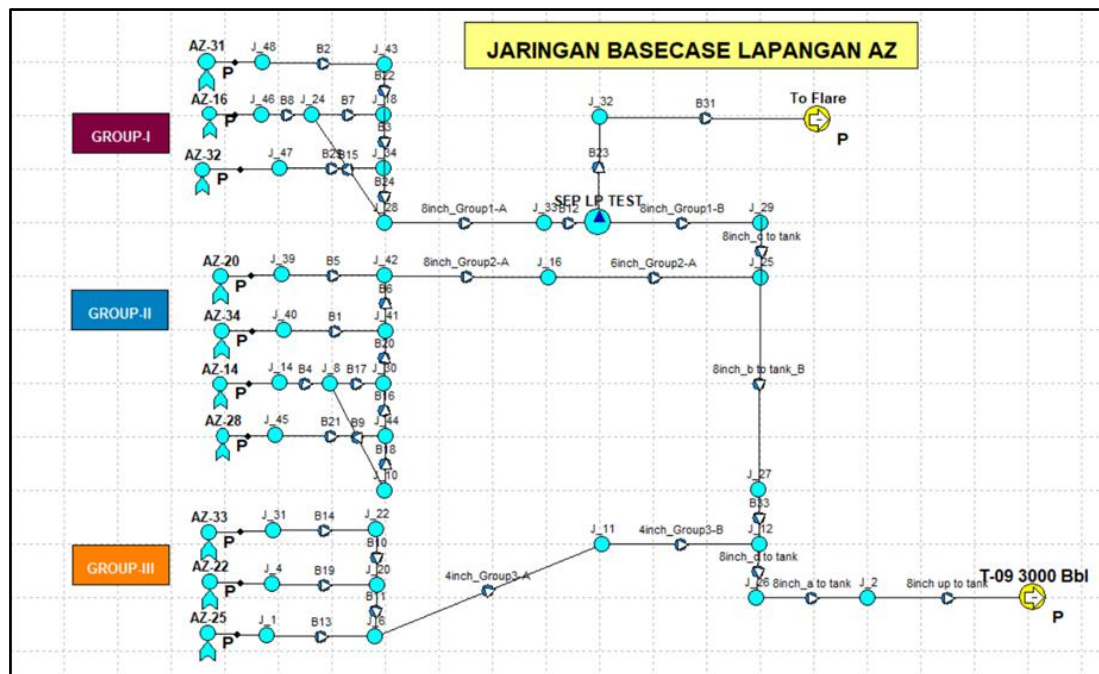
a) Fasilitas Produksi dan Potensi Produksi Lapangan AZ

Pemodelan sistem jaringan fasilitas produksi di permukaan dilakukan dengan membuat *model total system* dengan data yang tersedia agar mewakili kondisi aktual di Lapangan AZ. Pembuatan model terdiri dari pembuatan *model single branch* untuk sistem sumuran, dan *model network* untuk sistem jaringan di permukaan sampai ke Stasiun Pengumpul (SP) menggunakan Simulator PipeSim. Pada Tabel 3 menunjukkan data *flowline* dari sumuran ke *Header* pada kondisi *existing*.

Tabel 3. Data Flowline dari Sumur ke Header (*Existing*)

<i>Well Name</i>	<i>Flowline ID, inch</i>	<i>Flowline ID, ft</i>	<i>Flowline length, m</i>	<i>Header ID, inch</i>	<i>Header length, m</i>
AZ-14	3,0680	0,2557	800	8	7,2
AZ-16	3,0680	0,2557	700	8	9
AZ-20	3,0680	0,2557	2.500	8	7,2
AZ-22	3,0680	0,2557	2.800	4	6
AZ-25	3,0680	0,2557	4.400	4	6
AZ-28	3,0680	0,2557	2.300	8	7,2
AZ-31	3,0680	0,2557	3.200	8	9
AZ-32	3,0680	0,2557	3.080	8	9
AZ-33	3,0680	0,2557	3.200	4	6
AZ-34	3,0680	0,2557	3.000	8	7,2

Dalam pembuatan model jaringan yaitu membuat model fluida sebagai dasar pemodelan jaringan secara keseluruhan. Model fluida yang digunakan pada penelitian ini adalah model *black oil* berdasarkan pada data komposisi fluida sumuran hasil analisis fluida pada kondisi *separator*. Dalam studi ini, untuk aliran horizontal (*flowline*) menggunakan metode Beggs & Brill. Hasil Simulasi *Basecase* kondisi *existing* untuk jaringan fasilitas produksi di permukaan pada Lapangan AZ ditunjukkan pada Gambar 2 dan Grouping sumur SP-AZ dapat dilihat pada Tabel 4 dan Tabel 5.



Gambar 2. Model Jaringan Lapangan AZ (*Basecase*)

Evaluasi Existing Surface Facilities Berdasarkan Skenario Pengembangan Lapangan AZ

Tabel 4. *Grouping* Sumuran dan Potensi Produksi SP-AZ (*Existing*)

No.	Header Group	Sumur	Lifting	Potensi						
				Gross	KA	Nett Oil	Gas MMSCFD		Water	Pwh
				blpd	%	bopd	In	Out	bwpd	psig
1	Group I	AZ-31	ESP/TG-2500	2.376	75	594	0	0	1.782	320
2		AZ-16	ESP/IND-1750	1.849	97	55	0	0	1.794	100
3		AZ-32	ESP/IND-2000	1.375	40	825	0	0	550	280
4		AZ-20	PU	610	97	18	0	0	592	100
5	Group II	AZ-34	ESP/TD-1200	174	89	19	0	0	155	120
6		AZ-14	ESP/IND-1300	989	96	40	0	0	949	140
7		AZ-28	PU	381	97	11	0	0	370	120
8		AZ-25	GLV	517	95	26	0,12	0,44	491	220
9	Group III	AZ-22	ESP/TD-1200	1.181	97	35	0	0	1.146	150
10		AZ-33	ESP/IND-1300	1.193	99	12	0	0	1.181	150
Total				10.645,00	83	1.635,63		0,44	9.009,37	

Tabel 5. *Grouping* Sumuran dan Potensi Produksi Simulasi SP-AZ (*Existing*)

No.	Header Group	Sumur	Lifting	Simulasi Network						
				Gross	KA	Nett Oil	Gas MMSCFD		Water	Pwh
				blpd	%	bopd	In	Out	bwpd	psig
1	Group I	AZ-31	ESP/TG-2500	1.805	75	451	-	0,21	1.354	310
2		AZ-16	ESP/IND-1750	2.038	97	61	-	0,01	1.977	140
3		AZ-32	ESP/IND-2000	1.347	40	808	-	0,47	539	155
4		AZ-20	PU	597	97	18	-	0,01	579	115
5	Group II	AZ-34	ESP/TD-1200	252	89	28	-	0,03	224	120
6		AZ-14	ESP/IND-1300	1.090	96	44	-	0,01	1.046	140
7		AZ-28	PU	374	97	11	-	0,03	363	120
8		AZ-25	GLV	588	95	29	0,12	0,48	559	220
9	Group III	AZ-22	ESP/TD-1200	1.153	97	35	-	0,01	1.118	150
10		AZ-33	ESP/IND-1300	1.320	99	13	-	0,02	1.307	150
Total				10.563,81	83	1.497,87		1,28	9.065,94	

b) *Process Flow Diagram* Kondisi *Existing*

Process Flow Diagram (PFD) SP-AZ ditunjukkan pada Gambar 3.1. SP-AZ mempunyai 3 *header group* dan 1 *header test* (LP-Test). Sumur AZ-25 adalah sumur dengan metode pengangkatan menggunakan *Gas Lift* dan fluida produksi AZ-25 dialirkan ke *header Group-3*

dan langsung masuk ke T-9. Fluida dari *Group-1* dan *Group-2* dialirkan dengan *header* diameter 8 inch dan pada *group-3* fluida mengalir dari *flowline* ke *header* diameter 4 inch. Dari *header Group-1*, fluida diteruskan ke *separator* produksi, dengan kondisi operasi tekanan 100 psig dan suhu 173 °F dan gas dari *separator* kemudian dialirkan ke jalur *flare*, sedangkan *liquid* dialirkan ke tangki T-9. Proses dan kinerja hasil simulasi jaringan didasarkan pada jumlah sumur yang berkontribusi, kemampuan produksi sumuran, sistem jaringan, setting peralatan proses (*Separator* dan *Scrubber*) dan batasan-batasan yang diperlukan dari kondisi *existing*. Pada kondisi *existing* terdapat 10 sumur yang berproduksi, dengan total laju produksi liquid rata-rata 10,56 MBLPD, minyak 1,49 MBOPD, dan gas 1,28 MMSCFD. Fluida akan dipisahkan antara gas, minyak, dan air dengan metode gravitasional pada kondisi tekanan sebesar 98 psig didalam *Separator* LP-Test, setelah itu *liquid* dialirkan ke tangki pengumpul T-09 (3.000 bbl).

c) Analisis Kapasitas Peralatan pada *Existing*

Peralatan proses yang digunakan di SP-AZ antara lain tangki, *separator* dan pompa. Secara umum peralatan proses yang digunakan masih cukup untuk menampung fluida produksi namun beroperasi mendekati kapasitas maksimal. Peralatan proses yang bekerja kurang optimal adalah tangki T-9. Tangki T-9 adalah tangki yang digunakan untuk menampung fluida *gross* dari sumur-sumur di SP-AZ. Pada prinsipnya tangki ini difungsikan sebagai *Separator-Tank* (tangki pemisahan) namun kerja tangki ini masih belum optimum karena banyaknya air yang masih terikut minyak, artinya pemisahan yang terjadi di tangki belum sempurna. Hampir 60 % air terikut pada minyak sehingga kerja pompa transfer akan menjadi lebih besar.

3.2. Kondisi Pengembangan Lapangan AZ (Simulasi Pengembangan)

Skenario yang dilakukan untuk pengembangan pada Lapangan AZ adalah:

1. Skenario 1: mengalirkan fluida dengan Tekanan Kepala Sumur (Pwh) minimum.
2. Skenario 2: melakukan pengembangan dengan *re-opening* dan penambahan sumur baru.

Pada kondisi pengembangan Lapangan AZ akan dilakukan skenario pengembangan pada sumurannya sehingga akan mempengaruhi optimalisasi jaringan peralatan produksi permukaan. Skenario 1 dilakukan dengan megoperasikan *well head pressure* minimum sedangkan Skenario 2 dilakukan dengan melakukan reopening dan penambahan sumur baru.

a) Skenario 1: Mengalirkan Fluida dengan Tekanan Kepala Sumur (Pwh) Minimum

Skenario 1 ini dilakukan dengan membuat perhitungan untuk mencari tekanan kepala sumur minimum untuk masing-masing sumur produksi di lapangan AZ. Sumur akan dialirkan dengan Pwh minimum untuk mengetahui apakah dengan Pwh minimum kehilangan tekanan pada *flowline* dan *header* aliran fluida

Evaluasi Existing Surface Facilities Berdasarkan Skenario Pengembangan Lapangan AZ

menuju *separator* (bertekanan 100 psig) masih dapat mengalir dan tangki *separator* (T-9) masih bisa menampung fluida produksi tanpa harus menambahkan peralatan baru. Data yang diperlukan dalam perhitungan tekanan kepala sumur minimum adalah laju fluida produksi, diameter *flowline* dan *header*, panjang *flowline* dan *header*, kekasaran pipa, SG minyak, viskositas minyak, dan tekanan *separator*. Hasil dari perhitungan tersebut didapatkan *flow pattern* sumuran, faktor gesekan, *velocity* pada *flowline* dan *header*, kehilangan tekanan pada *flowline* dan *header*, dan tekanan kepala sumur minimum. Hasil perhitungan Pwh Minimum pada penelitian ini ditunjukkan pada **Tabel 6** berikut:

Tabel 6. Hasil Perhitungan Tekanan Kepala Sumur (Pwh) Minimum

<i>Well Name</i>	<i>Required Minimum Pwh, psi</i>
AZ-31	183,33
AZ-16	112,86
AZ-32	129,52
AZ-20	107,24
AZ-34	103,64
AZ-14	104,01
AZ-28	103,28
AZ-33	132,58
AZ-22	119,67
AZ-25	115,04

Hasil dari simulasi dengan menggunakan Pwh minimum didapatkan hasil perbandingan antara *Basecase* dan Skenario 1 diperlihatkan pada **Tabel 7**. Dari hasil scenario 1 didapatkan total *liquid* yang tertampung di tangki *separator* (T-9) sebesar 8.535,8 STB/d. Hasil dengan skenario 1 memperlihatkan bahwa dengan kapasitas tangki *separator* (T-9) sebesar 3.000 Barrel maka masih dapat menampung total fluida 8.535,8 STB/d.

Tabel 7. Perbandingan Hasil Simulasi *Basecase* dan Skenario 1

<i>Well Name</i>	<i>Basecase</i>				<i>Skenario 1</i>			
	<i>Liquid Rate, STB/d</i>	<i>WC %</i>	<i>Oil Rate, STB/d</i>	<i>Water Rate, STB/d</i>	<i>Liquid Rate, STB/d</i>	<i>WC %</i>	<i>Oil Rate, STB/d</i>	<i>Water Rate, STB/d</i>
AZ-31	1.693,69	75%	423,423	1.270,27	1.679,56	75%	419,89	1.259,67
AZ-16	1.833,84	97%	55,015	1.778,83	1.831,66	97%	54,95	1.776,71
AZ-32	1.348,29	40%	808,974	539,32	1.348,4	40%	809,04	539,36
AZ-20	507,57	97%	15,227	492,34	507,54	97%	15,23	492,31
AZ-34	125,39	89%	13,793	111,60	125,9	89%	13,85	112,05
AZ-14	796,34	96%	31,854	764,49	796,83	96%	31,87	764,96
AZ-28	267,76	97%	8,033	259,73	267,74	97%	8,03	259,71
AZ-33	1.159,34	99%	11,593	1.147,75	1.159,34	99%	11,59	1.147,75
AZ-22	448,16	97%	13,445	434,72	449,57	97%	13,49	436,08
AZ-25	369,38	97%	11,081	358,30	369,26	97%	11,08	358,18
Total	8.549,76		1.392,438	7.157,3	8.535,8		1.389,019	7.146,8

b) Pengembangan Jaringan di Permukaan Lapangan AZ

Skenario pengembangan yang dilakukan pada Lapangan AZ yaitu:

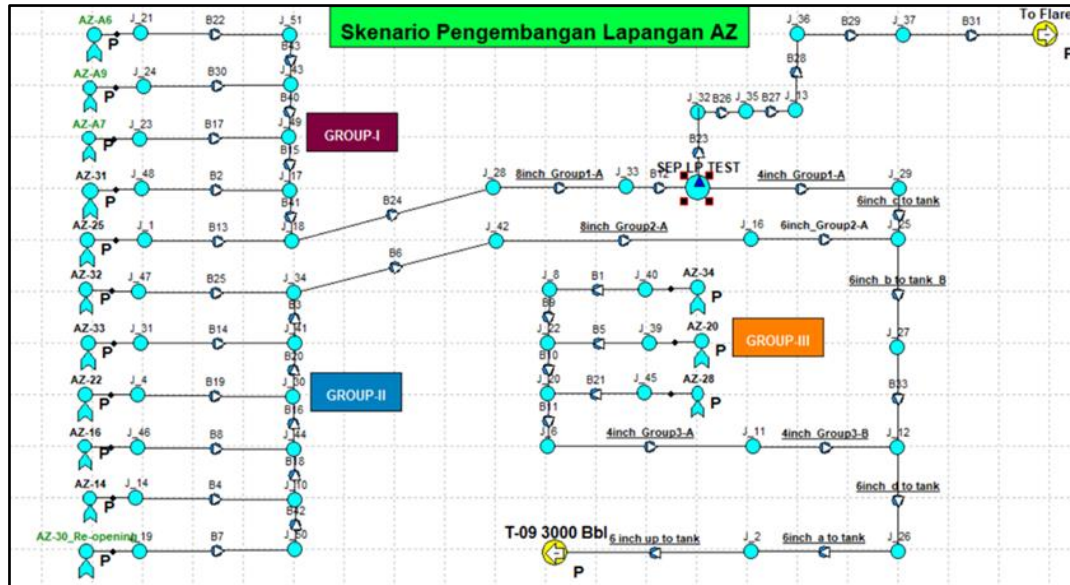
- Optimasi ulang pada sumur yang aktif: 5 sumur ESP (AZ-14, AZ-16, AZ-22, AZ-31 dan AZ-32) dan 3 sumur *Pumping Unit* (PU) (AZ-20, AZ-27, AZ-28).
- *Re-opening* sumur AZ-30
- Penambahan sumur bor baru yaitu sumur: OGN-A6, OGN-A7 dan OGN-A9.
- Melakukan *re-grouping* dengan melihat tekanan kepala sumur pada masing-masing sumur.

Setelah dilakukan skenario pengembangan pada Lapangan AZ maka terjadi peningkatan produksi sebesar 62% yaitu dari 10,74 Mblpd menjadi 17,12 Mblpd dengan *water cut* rata-rata 80%. Peningkatan produksi minyak sebesar 48% yaitu pada kondisi *existing* sebesar 1,67 Mbopd menjadi 3,42 Mbopd, dan kenaikan produksi air dari 9,70 Mbwpd pada kondisi *existing* menjadi 13,69 Mbwpd pada skenario pengembangan. Hasil dari skenario pengembangan dapat diperlihatkan pada Tabel 8. Dari hasil pengembangan pada Lapangan AZ maka jaringan produksi di permukaan juga akan terjadi perubahan agar dapat bekerja secara optimal. Dari hasil pengembangan pada Lapangan AZ maka jaringan produksi di permukaan juga akan terjadi perubahan agar dapat bekerja secara optimal. Hasil simulasi jaringan produksi di permukaan setelah dilakukan skenario pengembangan dapat ditunjukkan pada Gambar 3.

Tabel 8. Hasil Simulasi Jaringan Lapangan AZ (Pengembangan)

No.	Header Group	Sumur	Lifting	Simulasi Network						
				Liquid	KA Nett Oil		Gas, MMSCFD		Water	Pwh
				blpd	%	bopd	In	Out	bwpd	psig
1	Group I	AZ-A6	ESP/IND-1300	936	50	468	-	-	468	133
2		AZ-A9	ESP/IND-1300	933	50	467	-	-	467	137
3		AZ-A7	ESP/IND-2000	1.403	55	631	-	-	772	269
4		AZ-31	ESP/TG-2500	2.422	75	605	-	-	1.816	310
5		AZ-25	ESP/IND-1300	1.213	97	36	-	-	1.177	220
6	Group II	AZ-32	ESP/IND-2000	1.576	40	946	-	-	630	155
7		AZ-33	ESP/IND-1300	1.192	99	13	-	-	1.180	130
8		AZ-22	ESP/TD-1300	1.538	97	46	-	-	1.492	177
9		AZ-16	ESP/IND-1750	2.443	97	73	-	-	2.370	121
10		AZ-14	ESP/IND-1300	1.375	96	55	-	-	1.319	144
11	Group III	AZ-30	ESP/IND-1000	469	96	19	-	-	450	120
12		AZ-28	PU	555	97	17	-	-	539	120
13		AZ-20	PU	839	97	25	-	-	814	115
14		AZ-34	ESP/TD-1200	232	89	26	-	-	206	120
		Total		17.125,64	80	3.426,68	-	-	13.698,96	

Evaluasi Existing Surface Facilities Berdasarkan Skenario Pengembangan Lapangan AZ



Gambar 3. Jaringan pada Skenario Pengembangan Lapangan AZ

c) *Process Flow Diagram* Pengembangan Skenario 2

Fluida dari 5 sumur *group-1* masuk ke *header Group-1*. Kemudian, dari *header Group-1*, fluida diteruskan ke *separator* produksi, dengan kondisi operasi tekanan 110 psig dan suhu 100 °F. Gas dari *separator* kemudian dialirkan ke jalur *flare*, sedangkan *liquidnya* dialirkan ke tangki T-9. Fluida dari sumur *group-2* dan sumur *group-3* masing-masing masuk ke *header group-2* dan *header group-3*. Kemudian fluida langsung di alirkan ke tangki T-9. Tangki T-9 yang sudah di *re-engineering* dapat memisahkan minyak dan air secara optimal. Minyak yang keluar dari tangki T-9 dialirkan ke tangki minyak T-1 dan T-3 kemudian dipompa (dengan pompa P-02) ke Stasiun Tanjung Tiga. Sedangkan air dari T-9 dipompa menuju ke WIP. Dari WIP air diproses lanjut menjadi air injeksi dan langsung dipompa ke sumur-sumur injeksi (AZ-17, AZ-19, AZ-21 dan AZ-29).

Lapangan AZ juga memiliki sumur gas, yaitu AZ-03. Gas dari sumur AZ-03 dialirkan ke *separator* SEP-AZ-03, dan digunakan untuk keperluan *gas engine*. *Liquid* dari SEP-AZ-03 dialirkan ke *oil pit* bersama dengan *liquid* dari sumur TOS (AZ-27). *Liquid* dari *oil pit* dipompa ke Stasiun TT. Jika diperhatikan dari T-9 dengan volume 3.000 Barrel dan hasil simulasi pengembangan adalah 17.125,65 Barrel maka dapat disimpulkan bahwa perlu adanya penambahan *separator* baru agar pemisahan fluida produksi lebih optimal.

4. KESIMPULAN

Peralatan produksi di permukaan Lapangan AZ secara umum masih mampu menampung produksi minyak dan air pada kondisi *existing*, tetapi penggunaan peralatan tersebut sudah mendekati batas maksimum. Proses pemisahan minyak-air di tangki T-9 tidak berlangsung secara optimal, dikarenakan masih adanya fase air yang belum terpisahkan. Hal tersebut disebabkan karena waktu pemisahan secara gravitasi yang kurang lama dan *control* dari *level interface* minyak-air dilakukan secara manual, sehingga operator harus sering memonitor *level* tersebut. Berdasarkan hasil analisis pengembangan produksi minyak, peralatan proses *existing* tidak mampu menampung total produksi pengembangan, sehingga perlu dilakukan penambahan peralatan proses di SP-AZ. Jika diperhatikan dari T-9 dengan volume 3.000 Barrel dan hasil simulasi pengembangan adalah 17.125,65 Barrel maka dapat disimpulkan bahwa perlu adanya penambahan *separator* baru agar pemisahan fluida produksi lebih optimal.

REFERENSI

- Ali, S. A. (2011). Technology Focus: Mature Fields and Well Revitalization. *Journal of Petroleum Technology*, 63(1). <https://doi.org/10.2118/0111-0058-JPT>
- Babadagli, T. (2005). *Mature Field Development - A Review*. <https://doi.org/10.2118/93884-MS>
- Bieker, H. P., Slupphaug, O., & Johansen, T. A. (2007). Real-Time Production Optimization of Offshore Oil and Gas Production Systems: A Technology Survey. *2006 SPE Intelligent Energy Conference and Exhibition*, 22(4), 382–391. <https://doi.org/10.2523/99446-ms>
- Brown, K. E. (1982). Overview of Artificial Lift Systems. *Journal of Petroleum Technology*, 34(10). <https://doi.org/10.2118/9979-pa>
- Bucaram, S. M., & Patterson, J. C. (1994). Managing artificial lift. *JPT, Journal of Petroleum Technology*, 335–340. <https://doi.org/10.2118/26212-pa>
- Cuauro, A., Ali, M. I., Jadid, M. Bin, Kasap, E., & Friedel, T. (2006). An Approach for Production Enhancement Opportunities in a Bbrownfield Redevelopment Plan. *International Oil and Gas Conference and Exhibition in China 2006 - Sustainable Growth for Oil and Gas*. <https://doi.org/10.2118/101491-MS>
- Giorgio, V., Danilo, A., Marco, D., & Almatasem, S. (2012). Integrated Production Optimization and Surface Facilities Management Through Advanced Optimization Techniques. *SPE Production and Operations Symposium, Proceedings*. <https://doi.org/10.2118/156798-ms>
- Goel, P., Kumar, A., Duara, H., Mandal, T. K., Rao, K. R., & Manchalwar, V. V. (2017). Transition from Gas Lift to Electric Submersible Pump in Wells with High Gas Volume Fraction - Avenues for Profitability in Challenging Markets - a Novel Case Study of an Indian Offshore Field. *SPE Oil and Gas India Conference and Exhibition*. <https://doi.org/10.2118/185367-ms>
- Guo, B., Lyons, W. C., & Ghalambor, A. (2007). *Petroleum Production Engineering, A Computer Assisted Approach* (1st Editio). Gulf Professional Publishing.
- Jansen, J. D., & Currie, P. K. (2004). *Modelling and Optimisation of Oil and Gas Production*

Evaluasi Existing Surface Facilities Berdasarkan Skenario Pengembangan Lapangan AZ

Systems. 5c.

- Kahali, K., Rai, R., & Mukerjee, R. K. (1991). *Artificial Lift Methods for Marginal Fields*. 597–605. <https://doi.org/10.2118/21696-ms>
- Kandziora, C. (2019). Applying Artificial Intelligence to Optimize Oil and Gas Production. *Offshore Technology Conference*. <https://doi.org/10.4043/29384-ms>
- Kurnely, K., Aprilian, S., & Suarsana, P. (2006). A New Strategy of Brownfield Development in New PT PERTAMINA EP Indonesia. *SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition*. <https://doi.org/10.2118/101242-ms>
- Lea, J. F., & Nickens, H. V. (1999). Selection of Artificial Lift. *SPE Mid-Continent Operations Symposium*. <https://doi.org/10.2118/52157-ms>
- Vann, R. R., Gachuz-Muro, H., Alcazar-Cancino, L. O., & Guerra-López, M. (2007). Using a New Artificial-Lift System in Mexican Mature Oil Fields. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. <https://doi.org/10.2523/109141-MS>