

# Perencanaan Stimulasi Pengasaman Menggunakan *Matrix Acidizing* pada Sumur IA Lapangan K

Iglina Ihda Aulia Kaliky<sup>1</sup>, Gerry Sasanti Nirmala<sup>2\*</sup>, Deny Ismail Pellu<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Teknik Mesin/Teknik Produksi Minyak dan Gas, Politeknik Negeri Ambon, Indonesia

<sup>2</sup>Teknik Produksi Minyak dan Gas, Politeknik Energi dan Mineral Akamigas, Indonesia

## ABSTRAK

Salah satu aktivitas perbaikan sumur untuk meningkatkan permeabilitas batuan dan memperkecil *formation damage* guna meningkatkan laju produksi ialah stimulasi pengasaman, dilakukan dengan menginjeksikan larutan asam ke dalam pori-pori batuan atau lapisan produktif bertujuan melarutkan batuan reservoir dari partikel penyumbat pori-pori. Produktivitas sumur IA di lapangan K pada PT Pertamina EP Field Cepu Regional 4 Zona 11 mengalami penurunan laju produksi saat ini sebesar 200 BLPD karena kerusakan formasi disekitar lubang sumur. Untuk meningkatkan kembali produktivitas sumur IA, penelitian ini menggunakan metode *matrix acidizing* yang menjadi salah satu kegiatan stimulasi menghilangkan *damage* di dekat lubang sumur dengan menginjeksikan *acid* ke dalam media berpori pada tekanan injeksi dibawah tekanan rekah formasi. Pengasaman dilakukan pada batuan reservoir *sandstone* menggunakan jenis asam HCl 15% dengan volume sebesar 78 bbl dan beberapa aditif yang diharapkan dapat meningkatkan kembali laju produksi. Penulis mengevaluasi produktivitas indeks dan kurva *Inflow Performance Relationship* sebagai parameter keberhasilan dari penelitian. Hasil dari penelitian menunjukkan adanya keberhasilan setelah dilakukan perencanaan stimulasi *matrix acidizing* pada sumur IA diperoleh laju produksi sebesar 489.8 BLPD dengan produktivitas indeks sebesar 0.4 STB/d/psi dan kurva *inflow performance relationship* menunjukkan laju produksi maksimum yang mampu dicapai sumur sebesar 602 BLPD serta laju produksi optimum sebesar 482 BOPD.

**Kata kunci:** formation damage, stimulasi pengasaman, matrix acidizing

 gerry.nirmala@esdm.go.id

## 1. Pendahuluan

Salah satu faktor terjadinya penurunan produktivitas sumur adalah akibat rusaknya formasi di sekitar lubang sumur, hal ini menyebabkan terhambatnya permeabilitas alami batuan pada formasi minyak dan gas sehingga terjadi penurunan *rate* produksi. Pe-

nurunan produksi dapat terjadi dimana saja dalam sistem produksi mulai dari lubang sumur hingga perforasi bahkan sampai ke dalam formasi [1]. Kerusakan formasi dapat terjadi kapan saja selama operasi pengeboran, *completion*, *workover*, produksi, dan stimulasi [2]. Untuk menghasilkan sumur minyak atau gas yang produktif, permeabilitas batuan re-

servoair sangat penting untuk evaluasi reservoir yang tepat. Permeabilitas adalah ukuran seberapa mudah fluida baik minyak, gas, atau air melewati pori-pori batuan yang dinyatakan dalam milidarcy (mD). Oleh karena itu, sangat penting untuk mengetahui nilai permeabilitas formasi pada setiap lapisan batuan karena nilai ini mengatur laju aliran, letak perforasi, dan jarak sumur. Sehingga tidak akan efektif jika nilai permeabilitas formasi pada setiap lapisan batuan tidak diketahui. Terdapat tiga macam permeabilitas, diantaranya permeabilitas absolut merupakan ukuran permeabilitas sampel batuan yang jenuh sepenuhnya dengan satu fluida. Kedua, permeabilitas efektif adalah permeabilitas suatu fluida yang lebih dari satu fasa, yang akan selalu kurang dari mutlak dan akan bervariasi seiring perubahan saturasi. Ketiga, permeabilitas relatif yaitu perbandingan antara permeabilitas efektif dan permeabilitas absolut pada keadaan jenuh tertentu.

Apabila sumur tidak berproduksi seperti yang diharapkan atau dapat dikatakan formasinya mengalami *damage* yang ditandai dengan menurunnya *rate* produksi, maka stimulasi diperlukan untuk meningkatkan *rate* produksi agar sumur tersebut kembali berproduksi sesuai dengan yang diharapkan. Stimulasi sumur merupakan aktivitas teknis bertujuan meningkatkan aliran minyak atau gas dari reservoir karena adanya *damage* atau *skin* disekitar lubang sumur dengan cara melarutkan batuan atau membuat saluran baru disekitar lubang sumur [3]. Stimulasi sumur adalah prosedur perbaikan sumur untuk meningkatkan permeabilitas suatu formasi yang rusak sehingga menghasilkan laju produksi lebih tinggi dibandingkan sebelum sumur distimulasi [4]. Aktivitas perbaikan yang dilakukan pada suatu sumur untuk meningkatkan permeabilitas batuan dan memperbaiki atau memperkecil *formation damage* dengan tujuan meningkatkan *rate* produksi adalah stimulasi pengasaman (*acidizing*). *Acidizing* dilakukan dengan injeksi larutan *acid* ke dalam lubang sumur atau lapisan produktif untuk melarutkan batuan reservoir ataupun

material penyusunnya dari partikel penyumbat pori-pori, sehingga meningkatkan laju produksi yang terjadi karena adanya pelarutan atau reaksi antara asam dan batuan. Proses ini dilakukan pada formasi *sandstone* yang mempunyai tujuan utama untuk memperbaiki *damage*. Sedangkan pada formasi *carbonate* menargetkan untuk memperbaiki *damage* dan meningkatkan permeabilitas.

Beberapa metode pengasaman yang dapat dilakukan diantaranya *matrix acidizing*, *acid fracturing*, dan *acid washing* [5]. Apabila *formation damage* telah mengakibatkan penurunan produktivitas pada suatu sumur, maka *matrix acidizing* merupakan metode yang tepat digunakan untuk meningkatkan kembali produktivitas sumur tersebut. *Matrix acidizing* adalah kegiatan stimulasi yang digunakan untuk menghilangkan *damage* di dekat lubang sumur dengan melibatkan injeksi *acid* ke dalam media berpori pada tekanan injeksi dibawah tekanan rekah formasi agar reaksi *acid* dapat meresap secara merata ke seluruh formasi batuan [6].

Pada penelitian ini, sumur IA ialah salah satu sumur produksi di PT Pertamina EP Field Cepu Regional 4 Zona 11 yang pertama kali dilakukan pemboran eksplorasi pada tahun 2012 dan menjadi sumur produksi pada tahun 2013 yang terletak di wilayah Kabupaten Tuban, Jawa Timur. Sumur IA memiliki formasi batuan reservoir yaitu *sandstone* dan mengandung fluida dua fasa. Permasalahan produksi pada sumur IA karena terdapat *formation damage* yang mengakibatkan penurunan pada *rate* produksi dari sumur tersebut sebesar 200 BLPD. Dengan demikian, sumur IA dijadikan sebagai sumur kandidat dilakukannya stimulasi pengasaman. Dalam pelaksanaan operasi stimulasi pengasaman menggunakan menggunakan metode *coiled tubing* yang umumnya digunakan untuk aktivitas *well intervention* seperti rekahan, *well testing*, pengasaman, dan lainnya [7]. Perencanaan dan pemilihan jenis stimulasi pengasaman yang sesuai untuk sumur produksi bertujuan agar mengatasi *formation damage* yang mungkin terpengaruh oleh *damage*.

Oleh karena itu, akan dievaluasi keberhasilan perencanaannya menggunakan parameter indeks produktivitas dan kurva *inflow performance relationship* pada sumur IA di lapangan K.

## 2. Metode

Penelitian ini dilakukan pada sumur IA di wilayah pengelolaan PT Pertamina EP Field Cepu Regional 4 Zona 11 yang secara administratif terletak di Kabupaten Tuban, Jawa Timur. Reservoir pada Lapangan K terdiri dari formasi Ngrayong, formasi Bulu, dan formasi Wonocolo. Sumur IA memiliki lapisan produktif yang terletak pada formasi Wonocolo dengan litologi *calcareous sandstone* atau batupasir berkapur yang berbeda dengan batupasir lain yang biasanya terikat oleh silica atau oksida besi, melainkan tersusun dari kalsium karbonat (kalsit) sebagai bahan pengikat. Metode yang digunakan dalam penelitian ini adalah *matrix acidizing*, kegiatan stimulasi untuk menghilangkan *damage* di dekat lubang sumur dengan melibatkan injeksi asam dan beberapa aditif ke dalam media berpori pada tekanan injeksi dibawah tekanan rekah formasi agar reaksinya dapat meresap secara merata ke seluruh formasi batuan.

### 2.1 Data

Sementara itu, segala data yang dibutuhkan penulis dalam pengumpulan data berasal dari data primer yaitu data yang diperoleh secara langsung, dan data sekunder yaitu dari sumber yang sudah ada serta data penunjang lainnya. Adapun beberapa data yang diperlukan penulis untuk menyelesaikan penelitian ini antara lain:

- Data sumur yang digunakan untuk menginjeksikan asam pada kegiatan stimulasi pengasaman, dipaparkan pada Tabel 1.
- Data reservoir digunakan untuk melakukan perencanaan stimulasi pengasaman, dipaparkan pada Tabel 2.
- Data produksi yang berupa data laju alir produksi harian digunakan sebagai acuan untuk mengevaluasi PI dan kurva IPR sebelum dan sesudah dilakukan perencanaan stimulasi pengasaman menggunakan metode *matrix acidizing*.
- Data asam dan aditif yang diinjeksikan, mencakup jenis dan konsentrasi asam yang akan diinjeksikan serta penambahan beberapa aditif untuk menunjang perencanaan stimulasi pengasaman. Dipaparkan pada Tabel 3 dan 4.

Tabel 1. Data Sumur IA

Parameter	Nilai	Satuan
Nama Sumur	IA	
<i>Well Trajectory</i>	<i>Vertical</i>	
<i>Lifting Method</i>	<i>Artificial Lift</i>	
<i>Artificial Lift Type</i>	<i>Electric Submersible Pump</i>	
<i>Perforated Interval</i>	1362-1368	m
<i>Casing</i>	20" K-55 ; 94 ppf ; @60 m 13 3/8" K-55 ; 54.5 ppf ; @453 m 9 5/8" N-80 ; 47 ppf ; @1248 m 7" (Liner) N-80 ; 26 ppf ; @1799 m	inch
<i>Plug Bottom Total Depth (PBSD)</i>	1372 (7" bridge plug)	m

<i>Completion String</i>	2 7/8" tubing 7" mech packer 2 jts 2-7/8 tubing 2-7/8 bell shoe	inch
<i>End of String</i>	1359	m
Kedalaman Sumur	1800	ft
Laju Produksi	200	BLPD

Tabel 2. Data Reservoir Sumur IA

Parameter	Nilai	Satuan
Tekanan Reservoir (Pr)	1870	psi
Tekanan Aliran Dasar Sumur (Pwf)	1100	psi
Temperatur Reservoir (T)	203°	F
Producing Layer	Layer F, Wonocolo	
Porositas ( $\phi$ )	14	%
Permeabilitas (k)	57.53	mD
Viskositas Asam	1.27	cp
Jari-jari Sumur (rw) Asumsi	0.3	ft
Jari-jari Pengurasan (re) Asumsi	820.21	ft
Kedalaman Formasi	1368 ; 4488	m, ft
Tebal Formasi (h) Asumsi	2 ; 6.562	m, ft
Gradien Overburden Asumsi	1.106	psi/ft
Gradien Hidrostatik Asam 15%	0.4659	psi/ft

Tabel 3. Data *Preflush* dan *Overflush* Yang Akan Digunakan

				Total Volume 68 bbl			
Material	SG		1.06	Job Requirement			
	Code	Dens, ppg	Conc / 1000 gal	Qty	Unit	Qty	Unit
<i>Fresh Water</i>	F/W	8.34	907	2590.16	gal	61.67	bbl
<i>Pottasium Chloride</i>	KCl	12.77	333	951.05	lb	9.51	sack
<i>Non Emulsifier</i>	NEA-113	7.39	5	14.28	gal	0.26	drum
<i>Non Ionic Surfactant</i>	S-10L	7.68	10	28.56	gal	0.52	drum
<i>Mutual solvent</i>	MS-10	7.50	50	142.80	gal	2.60	drum
<i>Clay Stabilizer</i>	CI-100	8.34	2	5.71	gal	0.10	drum

Tabel 4. Data Sistem HCl 15% Yang Akan Digunakan

15% HCl System				Total Volume 78 bbl			
SG		1.06		Job Requirement			
Material	Code	Dens, ppg	Conc / 1000 gal	Qty	Unit	Qty	Unit
Fresh Water	F/W	8.34	490	1605.2	gal	38.22	bbl
Hydrogen Chloride 32%	HCl 32%	9.66	432	1415.2	gal	25.73	drum
Mutual Solvent	MS-10	7.50	50	163.8	gal	2.98	drum
Non Ionic Surfactant	S-10	7.68	8	266.2	gal	0.48	drum
Corrosion Inhibitor	CI-203S	8.12	10	32.80	gal	0.60	drum
Non Emulsifier	NEA-113	7.39	5	16.4	gal	0.30	drum
Iron Chelating Agent	IC-10	11.9262	30	98.3	lb	1.79	sack
Clay Stabilizer	CS-100	8.34	2	6.6	gal	0.12	drum
Methanol	M-10	6.56	0	0.0	gal	0	drum

### 2.2 Productivity Index

Penulis menggunakan *productivity index* (PI) dan kurva *inflow performance relationship* (IPR) sebagai parameter keberhasilan dari penelitian. PI adalah nilai indeks yang menunjukkan kemampuan produksi suatu formasi sumur produktif untuk mengalirkan fluida, baik minyak, gas atau air ke dasar sumur pada kondisi tertentu [8] menggunakan persamaan berikut:

$$PI = J = \frac{q}{Pr - Pwf} \tag{1}$$

Terdapat tiga penentuan terhadap tingkat *productivity index* (PI), diantaranya PI dikatakan rendah apabila  $PI < 0,5$ , PI dikatakan sedang apabila  $0,5 < PI < 1,5$  dan PI dikatakan tinggi apabila  $PI > 1,5$ . Serta kurva IPR memberikan gambaran kinerja suatu sumur yang dapat digunakan untuk merencanakan pengoperasian suatu sumur produksi [9]. Dalam hal ini, menunjukkan kemampuan produksi suatu sumur dinyatakan dengan hubungan antara laju produksi ( $q$ ) dan tekanan aliran dasar sumur ( $Pwf$ ) menggunakan persamaan

Vogel karena sumur IA mengandung fluida dua fasa dengan menentukan laju produksi maksimum sebagai berikut:

$$q_{max} = \frac{q}{1 - 0,2\left(\frac{Pwf}{Pr}\right) - 0,8\left(\frac{Pwf}{Pr}\right)^2} \tag{2}$$

Laju produksi optimum ( $Q_{opt}$ ) ditentukan dari 80% fluida yang terproduksi dari nilai laju produksi maksimum ( $Q_{maks}$ ).

### 3. Hasil dan Pembahasan

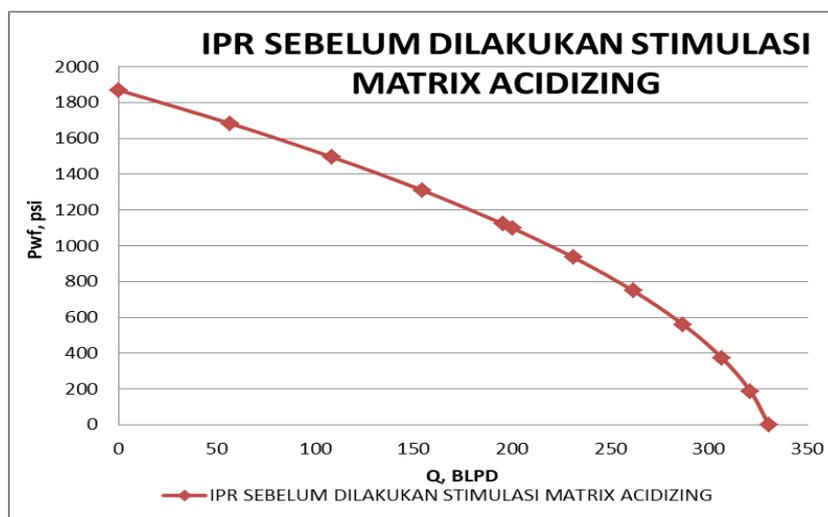
#### 3.1 PI dan IPR Sebelum Dilakukan Pengasaman

Permasalahan yang dihadapi pada sumur IA yang mengandung 2 fasa ini berupa penurunan produktivitas sumur. Salah satu faktor turunnya laju produksi adalah rusaknya formasi di sekitar *wellbore*. Penelitian sebelumnya [10] diperoleh nilai skin -8.5 yang berarti telah melalui stimulasi, hal ini menunjukkan bahwa sebelumnya terjadi *damage* pada sumur tersebut. Aktivitas yang dapat mengatasi masalah ini adalah stimulasi pengasaman, dengan tujuan meningkatkan permeabilitas batuan dan perbaikan atau memperkecil kerusakan formasi.

PI dan IPR terlebih dahulu harus dianalisis untuk mengetahui kinerja produktivitas formasi sumur IA yang akan diasamkan. Berdasarkan data yang diperoleh dari beberapa parameter pada sumur IA dan menggunakan Pers. (1), maka didapatkan nilai PI sebesar 0.3 STB/d/psi. Berdasarkan klasifikasi *productivity index* menurut Brown [8], maka kemampuan produktivitas formasi pada sumur IA dapat dikatakan rendah.

Laju produksi maksimum sumur IA menggunakan kurva IPR digunakan Pers. (2), dan

didapatkan bahwa laju produksi maksimum yang seharusnya mampu dicapai oleh sumur IA sebesar 330.3 BLPD. Hal ini menunjukkan bahwa laju produksi pada sumur tersebut masih bisa ditingkatkan lagi jika dibandingkan dengan laju produksi aktual saat ini yaitu 200 BLPD, seperti dipaparkan pada Tabel 1. Sedangkan laju produksi optimum diperoleh dari 80% fluida sehingga diperoleh laju produksi optimum sebesar 264.2 BOPD. Gambar 1 merupakan kurva IPR yang didapatkan dari plot laju alir menggunakan Pers (2) dengan berbagai  $P_{wf}$  asumsi.



Gambar 1. Kurva IPR Sumur IA Sebelum Dilakukan Stimulasi *Matrix Acidizing*

### 3.2 Perencanaan Stimulasi Pengasaman Menggunakan Metode *Matrix Acidizing*

Untuk meningkatkan kembali laju produksi sumur IA lapangan K, maka perlu dilakukan desain pengasaman dengan menentukan gradien rekah formasi, *rate* injeksi asam maksimum, tekanan injeksi asam maksimum di permukaan, dan volume asam yang akan diinjeksikan ke dalam sumur.

- Menentukan gradien rekah formasi (*gf*) menggunakan persamaan:

$$gf = \alpha + (g_o - \alpha) \frac{Pr}{D} \quad (3)$$

Dari persamaan diatas, besar nilai gradien rekah formasi didapatkan 0,72 psi/ft menun-

unjukkan bahwa pengaruh terhadap kondisi reservoir cukup baik dan tidak menyebabkan keruntuhan pada formasi.

- Menghitung *rate* injeksi asam maksimum ( $i_{max}$ ) agar tidak terjadi perekahan pada batuan formasi menggunakan persamaan:

$$i_{max} = \frac{4.917 \times 10^{-6} k_{avg} h (gf \times D - Pr)}{\mu \ln \left( \frac{r_e}{r_w} \right)} \quad (4)$$

Berdasarkan persamaan diatas, diperoleh 0.25 bbl/menit untuk *rate* injeksi asam maksimum agar tidak terjadi perekahan. Supaya mencegah rekahan atau keretakan formasi, *rate* injeksi ( $q_i$ ) harus kurang dari  $i_{max}$

atau  $q_i < 10\%$  dari  $i_{max}$  menggunakan persamaan:

$$q_i = 0.9i_{max} \quad (5)$$

didapatkan 0.22 bbl/menit

- Menghitung tekanan injeksi asam maksimum di permukaan ( $P_{max}$ ) menggunakan persamaan:

$$P_{max} = (gf - g_{ha})D \quad (6)$$

Dari perhitungan diatas, diperoleh nilai  $P_{max}$  sebesar 1127 psi untuk diinjeksikan tanpa merusak formasi.

Untuk mencapai kondisi optimal dalam proses stimulasi sumur IA menggunakan metode *matrix acidizing* maka digunakan HCl 15 % agar asam dapat meresap dengan efektif ke dalam formasi batuan dan menghilangkan *formation damage*. Cairan yang digunakan untuk *preflush* sebanyak 34 bbl dan *overflush* juga sebanyak 34 bbl sehingga total cairan yang digunakan untuk keduanya sebesar 68 bbl dengan radius penetrasi 4.5 ft dan porositas 13%. Untuk sistem HCl 15% dibutuhkan 78 bbl dengan radius penetrasi 7 ft dan porositas 13%.

### 3.3 Evaluasi Keberhasilan Perencanaan Stimulasi *Matrix Acidizing*

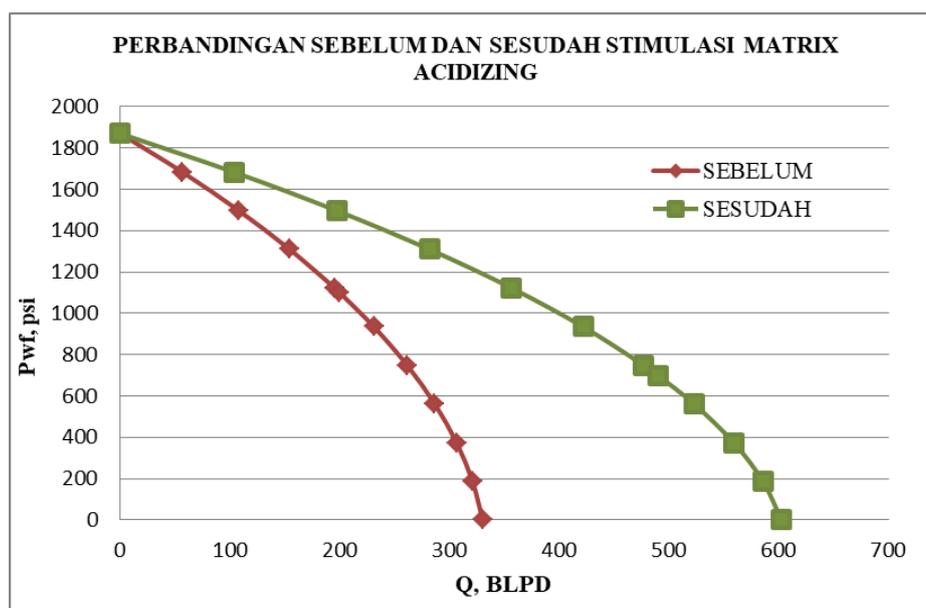
Setelah melakukan tahapan perencanaan stimulasi *matrix acidizing*, maka diperoleh laju produksi yang dihasilkan oleh sumur IA sebesar 489.8 BLPD dengan tekanan aliran dasar

sumur ( $P_{wf}$ ) sebesar 700 psi. Tingkat keberhasilan dievaluasi dengan membandingkan *rate* produksi sumur IA sebelum dan sesudah dilakukan perencanaan stimulasi *matrix acidizing* berdasarkan parameter PI dan kurva IPR pada sumur IA menggunakan persamaan (1) dan (2) sebagai berikut:

$$PI = J = \frac{489.8}{1870 - 700} = 0.4 \text{ STB/d/psi}$$

Berdasarkan perhitungan diatas, yakni PI sebesar 0.4 menunjukkan bahwa kemampuan formasi sumur IA untuk berproduksi adalah rendah, walaupun terjadi peningkatan dibandingkan nilai PI sebelumnya yaitu 0,3. Hal ini juga menunjukkan bahwa keberhasilan program stimulasi tidak serta merta ditunjukkan melalui kenaikan nilai PI. Nilai PI merupakan tingkat kemampuan sumur dalam berproduksi yang dipengaruhi oleh banyak factor di luar *rate* yang dihasilkan.

Evaluasi laju produksi maksimum sumur IA menggunakan kurva IPR maka perhitungan menggunakan Pers. (2) didapatkan nilai 602 BLPD. Hal ini menunjukkan bahwa setelah dilakukan stimulasi *matrix acidizing* laju produksi pada sumur IA mengalami peningkatan. Laju produksi optimum diperoleh dari 80% fluida dalam laju produksi maksimum, sehingga diperoleh laju produksi optimum sumur IA sebesar 482 BOPD. Hal ini merupakan peningkatan pesat dari laju produksi actual saat ini yaitu pada 200 BLPD.



Gambar 2. Kurva Perbandingan IPR Sumur IA Sebelum Dan Sesudah Stimulasi *Matrix Acidizing*

Berdasarkan Gambar 2 hasil perbandingan kurva IPR serta laju produksi sebelum dan sesudah dilakukan stimulasi *matrix acidizing* menunjukkan terdapat kenaikan pada *rate* produksinya. Pengaruh tekanan aliran dasar sumur ( $P_{wf}$ ) sebelum stimulasi sebesar 1100 psi terhadap laju produksi ( $q$ ) sebesar 200 BLPD menjadi 700 psi untuk tekanan aliran dasar sumur ( $P_{wf}$ ) menghasilkan peningkatan laju produksi secara signifikan menjadi 489,8 BLPD setelah distimulasi. Hal ini menunjukkan bahwa hambatan terhadap aliran fluida di dalam formasi telah berkurang setelah proses *acidizing* sehingga memungkinkan lebih banyak fluida untuk mengalir ke permukaan, yang berarti stimulasi pengasaman efektif dalam meningkatkan *rate* produksi sumur tersebut.

#### 4. Kesimpulan

Berdasarkan hasil yang diperoleh dalam penelitian yang dilakukan untuk menjawab permasalahan penurunan laju produksi pada sumur IA lapangan K akibat adanya kerusakan formasi disekitar lubang sumur, maka dapat disimpulkan bahwa perencanaan stimulasi pengasaman menggunakan metode *matrix acidizing* dinyatakan berhasil karena mengalami kenaikan laju produksi sebesar

489.8 BLPD dengan laju produksi maksimum yang mampu dicapai oleh sumur sebesar 602 BLPD dan laju produksi maksimum sebesar 482 BOPD.

#### Daftar Pustaka

- [1] M. J. Economides, A. D. Hill, C. Ehlig-Economides, and D. Zhu, *Petroleum production systems*. Prentice Hall, 2013.
- [2] D. B. Bennion, "An overview of formation damage mechanisms causing a reduction in the productivity and injectivity of oil and gas producing formations," *J. Can. Pet. Technol.*, vol. 41, no. 11, pp. 29–36, 2002, doi: 10.2118/02-11-DAS.
- [3] O. Ifeanyi, "Effect of Matrix Acidizing on The Performance of Selected Niger Delta Reservoirs," *Int. J. Oil, Gas Coal Eng.*, vol. 3, no. 2, pp. 18–23, 2015, doi: 10.11648/j.ogce.20150302.11.
- [4] M. Anisa and R. Sudibjo, "Analisis Perencanaan Pengasaman Sumur pada Sumur Jrr-2 dan Jrr-4 Dilapangan Y," *Pros. Semin. Nas. Cendekiawan*, pp. 276–284, 2016.
- [5] R. S. S. Bert B. Williams, John L. Gidley, *Bert B. Williams, John L. Gidley, Robert S. Schechter - Acidizing Fundamentals-Society of Petroleum (1979).pdf*. 1979.

- [6] M. J. Economides and K. G. Nolte, *Reservoir Stimulation Second Edition*. 1989.
- [7] A. Khan and M. T. Raza, "Coiled Tubing Acidizing : An Innovative Well Intervention for Production Optimization," vol. 4, no. 06, pp. 497–500, 2015.
- [8] K. Brown E, *The Technology of Artificial lift, Vol 1*. 1977.
- [9] E. Yani, "Analisis Penentuan Laju Aliran Optimum Pada Sumur Ukuran Tubing 3.5 Inchi Dengan Ipr Vogel," 2021, [Online].
- [10] M. Y. Fattah, "Analisa Deliverabilitas Pada Sumur 'X' Lapangan 'Y' Dengan Uji Modified Isochronal Test Metode Konvensional," 2023.

#### Daftar Simbol

$q$	=	Laju produksi dalam kondisi stock tanck, bbl/d
$P_r$	=	Tekanan reservoir static dasar sumur, psi
$P_{wf}$	=	Tekanan aliran dasar sumur, psi
$gf$	=	Gradien rekah formasi, psi/ft
$\alpha$	=	Konstanta tanpa dimensi
$g_o$	=	Gradien overburden, psi/ft
$D$	=	Kedalaman formasi, ft
$i_{max}$	=	Tekanan injeksi asam maksimum, bbl/menit
$K_{avg}$	=	Permeabilitas rata-rata, md
$h$	=	Ketebalan formasi, ft
$\mu$	=	Viskositas asam, cp
$r_e$	=	Jari-jari pengurasan, ft
$r_w$	=	Jari-jari sumur, ft
$q_i$	=	Laju injeksi asam, bbl/menit
$P_{max}$	=	Tekanan maksimum injeksi di permukaan, psi
$gha$	=	Gradien hidrostatik asam, psi/ft
$Q_{max}$	=	Laju produksi maksimum, BLPD