

ANALISIS EFEKTIVITAS *MATRIX ACIDIZING* TERHADAP PRODUKTIVITAS SUMUR X LAPANGAN Y

May Angelica¹, Gerry Sasanti Nirmala^{1*}, Desi Kusri²

¹Teknik Produksi Migas, Politeknik Energi dan Mineral Akamigas, Jl. Gajah Mada no. 58 Cepu, Blora, 58312

²Teknik Perminyakan, Institut Teknologi Petroleum Balongan, Jl. Soekarno Hatta, Indramayu, 45216

*E-mail: gerry.nirmala@esdm.go.id

ABSTRAK

Kinerja produksi Sumur X di Lapangan Y menunjukkan penurunan signifikan akibat meningkatnya hambatan aliran (*skin*) yang disebabkan oleh kerusakan formasi di sekitar lubang sumur. Untuk mengatasi kondisi tersebut dan meningkatkan produktivitas, diterapkan metode stimulasi formasi melalui *matrix acidizing*. Pemilihan metode ini didasarkan pada hasil analisis yang mengindikasikan adanya penyumbatan pori akibat endapan mineral karbonat. Evaluasi produktivitas dilakukan dengan metode Standing menggunakan larutan HCl 15%, yang memiliki reaktivitas tinggi terhadap batuan karbonat (*limestone*). Tahap perancangan perlakuan menghasilkan nilai *Initial Bulk Volume* (IBV) sebesar 2178.22 cuft, *Net Initial Bulk Volume* (NIBV) 1960.40 cuft, *Target Bulk Volume* (TBV) 2122.37 cuft, dan *Net Target Carbonate Volume* (NTCV) 1910.13 cuft, dengan total kebutuhan asam sebesar 4697.82 galon atau 112.1 barel. Proses pengasaman dilakukan dalam tiga tahap, yaitu *preflush*, *main treatment*, dan *overflush*. Hasil evaluasi menunjukkan peningkatan performa signifikan, dengan laju produksi maksimum mencapai 368.65 BLPD, *Flow Efficiency* meningkat menjadi 1.01, nilai *skin* menurun menjadi -12.43, serta *Productivity Index* naik menjadi 0.419 BLPD/psi. Dengan demikian, penerapan metode *matrix acidizing* terbukti efektif dalam meningkatkan efisiensi aliran dan produktivitas Sumur X.

Kata kunci: Larutan HCl, *Matrix Acid*, *Scale*, *Skin*

1. PENDAHULUAN

Produksi minyak dan gas bumi merupakan salah satu kegiatan utama dalam industri hulu migas yang bertujuan untuk memperoleh hidrokarbon dari reservoir bawah permukaan. Seiring berjalannya waktu, setiap sumur produksi akan mengalami penurunan laju produksi akibat berbagai faktor alamiah maupun teknis. Secara alamiah, penurunan tersebut terutama disebabkan oleh menurunnya tekanan reservoir sebagai akibat dari berkurangnya energi pendorong alami. Namun, selain faktor alami, penurunan produksi juga sering kali diakibatkan oleh berbagai permasalahan teknis yang terjadi di sekitar zona produktif maupun pada sistem permukaan, seperti kerusakan formasi, pengendapan *scale*, penyumbatan oleh lumpur pemboran, hingga gangguan pada peralatan produksi seperti pompa, *flowline*, *choke*, dan *christmas tree*.

Salah satu penyebab utama menurunnya kemampuan aliran fluida dari formasi ke lubang sumur adalah terjadinya kerusakan formasi (*formation damage*). Kerusakan ini ditandai dengan penurunan nilai permeabilitas efektif akibat adanya penyumbatan di zona dekat sumur (*near-wellbore region*). Penyumbatan tersebut dapat disebabkan oleh berbagai mekanisme, antara lain *clay swelling*, presipitasi mineral, pengendapan *scale*, pembentukan emulsi minyak-air, serta adanya endapan organik seperti parafin dan asfaltenes. Akumulasi partikel-partikel tersebut akan memperkecil saluran pori batuan dan menghambat pergerakan fluida menuju lubang sumur, yang pada akhirnya menurunkan nilai *Productivity Index* (PI) dan *Flow Efficiency* (FE) [1], [2].

Formation damage juga dapat muncul akibat interaksi antara fluida pemboran dan batuan formasi. Misalnya, pada batuan karbonat yang sensitif terhadap fluida, invasi lumpur pemboran dapat menyebabkan penyumbatan mikropori di zona sekitar sumur. Selain itu, fenomena *scale deposition* merupakan salah satu bentuk kerusakan formasi yang paling sering terjadi pada sumur-sumur produksi minyak. *Scale* terbentuk akibat perubahan tekanan, temperatur, dan komposisi fluida yang menyebabkan presipitasi mineral-mineral anorganik seperti kalsium karbonat (*Calcium Carbonate*, CaCO_3), kalsium sulfat (CaSO_4), atau barium sulfat (BaSO_4). Dari berbagai jenis *scale* tersebut, kalsium karbonat merupakan yang paling umum ditemukan karena kelarutannya yang rendah terhadap air formasi pada kondisi tekanan dan temperatur reservoir [1], [3].

Keberadaan *scale* pada dinding sumur, tubing, ataupun formasi batuan menyebabkan penurunan luas penampang aliran, meningkatnya hambatan hidrodinamik, serta berkurangnya efisiensi aliran fluida. Oleh karena itu, diperlukan suatu metode remediasi untuk menghilangkan penyumbatan tersebut. Salah satu metode yang terbukti efektif adalah *matrix acidizing*, yaitu proses penginjeksian fluida asam ke dalam formasi dengan tekanan di bawah tekanan rekah formasi. Tujuan utama dari metode ini adalah melarutkan partikel penyumbat di pori-pori batuan, memperbaiki aliran fluida dari formasi menuju lubang sumur, serta meningkatkan nilai permeabilitas efektif dan *productivity index*.

Secara prinsip, *matrix acidizing* dilakukan dengan menginjeksikan larutan asam, seperti asam klorida (HCl), ke dalam zona produktif. Pada batuan karbonat, asam klorida dengan konsentrasi 15% merupakan jenis yang paling umum digunakan karena mampu melarutkan mineral karbonat seperti kalsium karbonat (CaCO_3) dan dolomit ($\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$). Reaksi kimia yang terjadi antara asam dan batuan karbonat akan menghasilkan karbon dioksida (CO_2), air, serta garam terlarut yang dapat terbawa keluar dari formasi. Reaksi ini membentuk saluran aliran mikro yang disebut *wormhole*, yang secara signifikan meningkatkan konduktivitas aliran fluida dari formasi menuju lubang sumur. Keberhasilan proses *matrix acidizing* pada batuan karbonat umumnya lebih tinggi dibandingkan pada batuan pasir karena batuan karbonat lebih reaktif terhadap asam [1], [3], [4].

Selain jenis batuan, efektivitas *acidizing* juga dipengaruhi oleh parameter operasi seperti konsentrasi asam, laju injeksi, temperatur reservoir, tekanan kerja, waktu kontak, serta keberadaan aditif seperti *corrosion inhibitor*, *iron control agent*, dan *surfactant*. Aditif tersebut berfungsi mencegah korosi pada peralatan logam, mengontrol presipitasi ion besi, serta memperbaiki penetrasi asam ke dalam formasi. Dengan pengaturan parameter yang tepat, *matrix acidizing* dapat memperluas area pengaruh reaksi asam hingga beberapa kaki dari dinding sumur dan secara signifikan meningkatkan produksi [1], [5], [6].

Dalam penelitian ini, Sumur X yang berada pada Lapangan Y menjadi objek studi karena mengalami penurunan laju produksi yang signifikan. Berdasarkan hasil *Pressure Build-Up (PBU) test*, diperoleh nilai *skin* positif yang menunjukkan adanya hambatan aliran akibat kerusakan formasi pada lapisan L. Selain itu, hasil uji laboratorium terhadap air formasi mengindikasikan adanya presipitasi *scale* kalsium karbonat dalam jumlah besar. Kondisi ini menyebabkan penurunan tekanan formasi dan penurunan laju produksi cairan hingga mencapai 117 BLPD dengan kandungan air sebesar 21% serta produksi gas 0,03 MMSCFD. Untuk mengatasi hal tersebut, dilakukan proses *matrix acidizing* dengan menggunakan larutan HCl 15% yang diharapkan mampu melarutkan endapan CaCO_3 dan memperbaiki aliran fluida.

Evaluasi keberhasilan proses *matrix acidizing* pada Sumur X dilakukan dengan membandingkan data sebelum dan sesudah stimulasi, yang meliputi perubahan laju produksi (*flow rate*), nilai *skin*, *flow efficiency (FE)*, serta *productivity index (PI)*. Peningkatan nilai PI dan penurunan nilai *skin* menjadi indikator keberhasilan utama dari proses stimulasi ini. Analisis

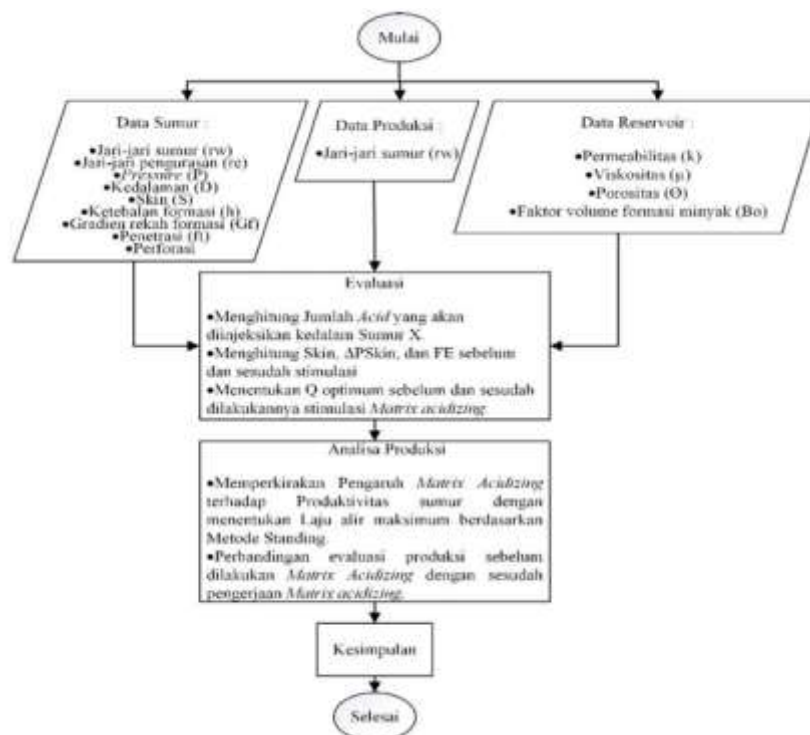
juga dilakukan melalui pembentukan kurva *Inflow Performance Relationship (IPR)* untuk memvisualisasikan peningkatan kemampuan produksi sumur [2], [7], [8], [9].

Dengan demikian, penelitian ini bertujuan untuk menganalisis efektivitas penerapan metode *matrix acidizing* pada Sumur X Lapangan Y dalam mengatasi permasalahan *scale* kalsium karbonat, meningkatkan permeabilitas formasi, serta mengoptimalkan produktivitas sumur. Hasil dari penelitian ini diharapkan dapat menjadi acuan dalam penerapan operasi stimulasi asam pada sumur-sumur lain dengan karakteristik batuan karbonat yang serupa, sehingga dapat meningkatkan efisiensi dan keberhasilan program perawatan sumur di lapangan produksi migas.

2. METODE

Metode yang digunakan dalam penelitian ini adalah dengan melakukan analisis terhadap data lapangan yang diperoleh dari Sumur X Lapangan Y, yang mengalami penurunan produksi akibat adanya kerusakan formasi yang disebabkan oleh endapan *scale* kalsium karbonat (CaCO_3). Data yang digunakan dalam penelitian ini meliputi data produksi, data tekanan reservoir, data *Pressure Build-Up (PBU)*, serta data hasil analisis laboratorium terhadap air formasi. Seluruh data tersebut digunakan untuk menentukan kondisi awal sumur, tingkat kerusakan formasi, serta parameter-parameter yang dibutuhkan dalam perencanaan desain *matrix acidizing*.

Proses penelitian ini mengikuti tahapan sistematis sebagaimana ditunjukkan pada diagram alir penelitian. Diagram tersebut menggambarkan urutan kegiatan mulai dari pengumpulan data hingga tahap analisis dan evaluasi hasil *matrix acidizing* pada Sumur X Lapangan Y. Gambaran umum metode penelitian yang digunakan dalam studi ini dapat dilihat pada Gambar 1.



Gambar 1. Diagram Alir Penelitian

3. PEMBAHASAN

Pada tahap ini dilakukan pembahasan terhadap hasil analisis data lapangan yang digunakan sebagai dasar dalam perencanaan pelaksanaan *matrix acidizing* pada Sumur X Lapangan Y. Tahapan analisis diawali dengan pengumpulan data dasar sumur dan karakteristik reservoir yang diperlukan untuk perhitungan desain pengasaman serta estimasi peningkatan produktivitas sumur setelah stimulasi dilakukan.

Tabel 1. Data Sumur X

Indikator	Nilai	Satuan
<i>Total Depth</i>	2535	m
<i>Casing</i>		
20"K-55,94ppf	300	m
13 3/8"K-55 54.5 ppf	1009	m
9 5/8"N-80 40 ppf	1977	m
7"N-80 26 ppf	2525,4	m
<i>Perforation (F)</i>	1809-1812	m
	1815-1819	m
	1822-1825	m
	1831-1834	m
	1835-1840	m

Tabel 2. Data Reservoir Sumur X

Indikator	Data
Nama Formasi	F
Tipe Litologi	Limestone
Hydrocarbon	Oil
Temperatur	240 °F
BHSP	2200 psia
Porosity Initial	22 %
Porosity Target	24 %
Impurities	10 %

Tabel 1 menyajikan *Wellbore Data* Sumur X yang memuat informasi mengenai kedalaman total sumur, ukuran dan panjang casing, serta interval perforasi pada formasi target yang akan dilakukan proses pengasaman. Data tersebut digunakan untuk menentukan zona kerja dan volume fluida asam yang akan diinjeksikan ke dalam formasi. Sementara itu, Tabel 2 menampilkan *Reservoir Data* Sumur X yang meliputi nama formasi, litologi, jenis fluida hidrokarbon, temperatur, tekanan dasar lubang sumur (*Bottom Hole Static Pressure*), serta data porositas awal dan target setelah pengasaman. Informasi ini berfungsi untuk mengetahui kondisi fisik dan sifat petrofisika batuan karbonat (limestone) sebagai dasar dalam perhitungan kebutuhan asam dan penentuan efektivitas proses *matrix acidizing* [10]

Perhitungan Volume Larutan Asam

Perhitungan volume asam yang akan diinjeksikan pada saat Main Treatment adalah sebagai berikut:

Initial Bulk Volume (IBV)

$$IBV = \frac{22}{7} \times ((penetration + open\ hole: 12: 2)^2 - (open\ hole: 12: 2)^2 \times (perfo \times 3.281) \times (1 - porosity: 10)) \quad (1)$$

Net Initial Bulk Volume (NIBV)

$$NIBV = \text{Initial Bulk Volume} \times (1 - \text{impurities: } 100) \quad (2)$$

Target Bulk Volume (TBV)

$$TBV = \frac{22}{7} \times ((\text{penetration} + \text{open hole: } 12: 2)^2 - (\text{open hole: } 12: 2)^2 \times (\text{perfo} \times 3.281) \times (1 - \text{porosity target: } 100)) \quad (3)$$

Net Target Carbonate Volume (NTCV)

$$NTCV = \text{Target Bulk Volume} \times (1 - \text{impurities: } 100) \quad (4)$$

Tabel 3. Hasil Perhitungan Parameter IBV, NIBV, TBV dan NTCV

Interval Perforasi(m)	IBV(cuft)	NIBV(cuft)	TBV(cuft)	NTCV(cuft)
1809-1812	363.04	326.73	353.73	318.36
1815-1819	484.05	435.64	471.64	424.47
1822-1825	363.04	326.73	353.73	318.36
1831-1834	363.04	326.73	353.73	318.36
1835-1840	605.06	544.56	589.55	530.59
Total	2178.22	1960.40	2122.37	1910.13

Volume Carbonat Solved

$$VCS = \text{Net Initial Bulk Volume} - \text{Net Target Carbonate Volume} \quad (5)$$

$$VCS = 50.27 \text{ cuft}$$

Volume Asam

$$Va = \frac{VCS}{10.7} \times 1000 \quad (6)$$

$$Va = 4697.82 \text{ gal HCl } 15\%$$

Tabel 4. Hasil Perhitungan Volume Asam Pada Setiap Interval Perforasi

Interval Perforasi (m)	Va (gal/ft)
1809-1812	782.97
1815-1819	1043.96
1822-1825	782.97
1831-1834	782.97
1835-1840	1304.95
Total	4697.82

Berdasarkan perhitungan *Initial Bulk Volume (IBV)*, *Net Initial Bulk Volume (NIBV)*, *Target Bulk Volume (TBV)*, dan *Net Target Carbonate Volume (NTCV)* untuk masing-masing interval perforasi, diperoleh total *NTCV* sebesar 1910.13 cuft. Nilai ini digunakan sebagai dasar dalam menentukan volume asam yang akan diinjeksikan selama tahap *main treatment*. Dari hasil perhitungan, total volume asam yang dibutuhkan untuk keseluruhan interval perforasi adalah sebesar 4697.82 gal HCl 15%. Volume terbesar terdapat pada interval 1835–1840 m sebesar 1304.95 gal/ft, sedangkan volume terkecil berada pada interval 1809–1812 m dan 1831–1834 m dengan nilai 782.97 gal/ft. Perbedaan ini disebabkan oleh variasi ketebalan dan karakteristik formasi pada setiap zona, sehingga distribusi asam disesuaikan untuk mencapai efektivitas pelarutan yang optimal tanpa menimbulkan *channeling* berlebihan.

Analisa Produktivitas Sumur

Setelah pelaksanaan pekerjaan selesai, tahap selanjutnya adalah melakukan evaluasi terhadap hasil kegiatan tersebut untuk menilai tingkat keberhasilannya. Keberhasilan suatu proses stimulasi dapat ditentukan melalui perbandingan antara kondisi sumur sebelum dan

sesudah pelaksanaan pengasaman. Data yang disajikan pada Tabel 5 merupakan informasi yang diperlukan sebagai dasar perhitungan dalam menentukan efektivitas atau keberhasilan proses stimulasi pada sumur X.

Tabel 5. Data Sumur

Indikator	Nilai	Konversi
Kedalaman (Depth)	2535 m	8316,92 ft
Ketebalan lapisan (h)	15 m	49,212 ft
OD	2 7/8 in	
ID	2,441 in	
P reservoir (Pr)	900 Psi	
Penetrasi	3,5 ft	
Faktor Volume Formasi (Bo)	1,57	
Porositas (Ø)	14%	
Permeabilitas (k)	11.34md	
Viskositas (µ)	1,29 cp	
Laju alir liquid (Q)	117 BLPD	
Jari – jari pengurasan (re)	977,66 ft	
Jari – jari sumur (rw)	0,291 ft	
Pi before	127 Psi	
Pi after	621 Psi	
API	44,32	
Kadar air	21 %	0.21
PSD	1786,84 m	5862,33 ft
Skin sebelum	4.31	
Skin sesudah	-12,43	Prosessing well test di lapangan
Top perfo	1815 m	5954,72 ft

Untuk mengevaluasi efektivitas pelaksanaan *matrix acidizing* terhadap peningkatan produktivitas sumur, dilakukan perhitungan terhadap beberapa parameter utama yang mencerminkan kinerja sumur sebelum dan sesudah stimulasi. Parameter-parameter tersebut meliputi kehilangan tekanan akibat *skin* (ΔP_{skin}), *Flow Efficiency* (FE), *Productivity Index* (PI), serta kapasitas produksi maksimum (Q_{max})

$$\Delta P_{skin} = \left(\frac{141.2 \mu B_o Q_S}{k h} \right) : P_r \quad (7)$$

$$FE = \frac{\frac{q}{q_{max}}}{1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2} \quad (8)$$

$$PI = \frac{q}{P_r - P_{wf}} \quad (9)$$

$$q_{max} = \frac{q}{FE \left(1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2 \right)} \quad (10)$$

Tabel 6. Perbandingan Skin, ΔP_{skin} , FE, PI dan Q_{max}

Indikator	Sebelum Stimulasi	Sesudah Stimulasi
S	4.31	-12.43
ΔP_{skin}	0.287	-0.828
FE	0.98	1.01
PI	0.151 blpd/psi	0.419 blpd/psi
Q_{max}	124.27 BLPD	368.65 BLPD

Tabel 6 menyajikan hasil perhitungan parameter-parameter utama yang digunakan untuk mengevaluasi kinerja sumur sebelum dan sesudah pelaksanaan *matrix acidizing*, meliputi tekanan kehilangan akibat *skin* (ΔP_{skin}), *Flow Efficiency* (FE), *Productivity Index* (PI), dan kapasitas produksi maksimum (Q_{max}). Secara keseluruhan, hasil ini membuktikan bahwa pelaksanaan *matrix acidizing* pada Sumur X efektif dalam menurunkan hambatan aliran, meningkatkan efisiensi aliran fluida, serta memperbaiki produktivitas sumur secara keseluruhan. Keberhasilan ini ditunjukkan oleh penurunan nilai kehilangan tekanan akibat *skin* (ΔP_{skin}) dan peningkatan nilai *Flow Efficiency* (FE), *Productivity Index* (PI), serta kapasitas produksi maksimum (Q_{max}). Perubahan nilai-nilai tersebut mencerminkan terjadinya perbaikan karakteristik aliran fluida di sekitar lubang sumur akibat pelarutan endapan mineral penyumbat pori oleh larutan asam. Dengan demikian, dapat disimpulkan bahwa proses *matrix acidizing* tidak hanya berhasil menghilangkan efek kerusakan formasi (*formation damage*), tetapi juga mampu mengembalikan bahkan meningkatkan kemampuan alami formasi dalam mengalirkan fluida hidrokarbon menuju permukaan.

Inflow Performance Relationship

Evaluasi keberhasilan proses *matrix acidizing* dilakukan dengan menggunakan analisis *In-flow Performance Relationship* (IPR) plot, yaitu dengan membandingkan karakteristik kurva IPR sebelum dan sesudah pelaksanaan pekerjaan *acidizing*. Secara prinsip, *matrix acidizing* bertujuan untuk meningkatkan permeabilitas formasi batuan reservoir dengan cara melarutkan endapan mineral atau material penyumbat yang terdapat pada pori-pori batuan. Proses pelarutan tersebut memungkinkan peningkatan konektivitas antar-pori, sehingga memfasilitasi aliran fluida hidrokarbon dari reservoir menuju sumur produksi secara lebih efisien [1], [3], [11].

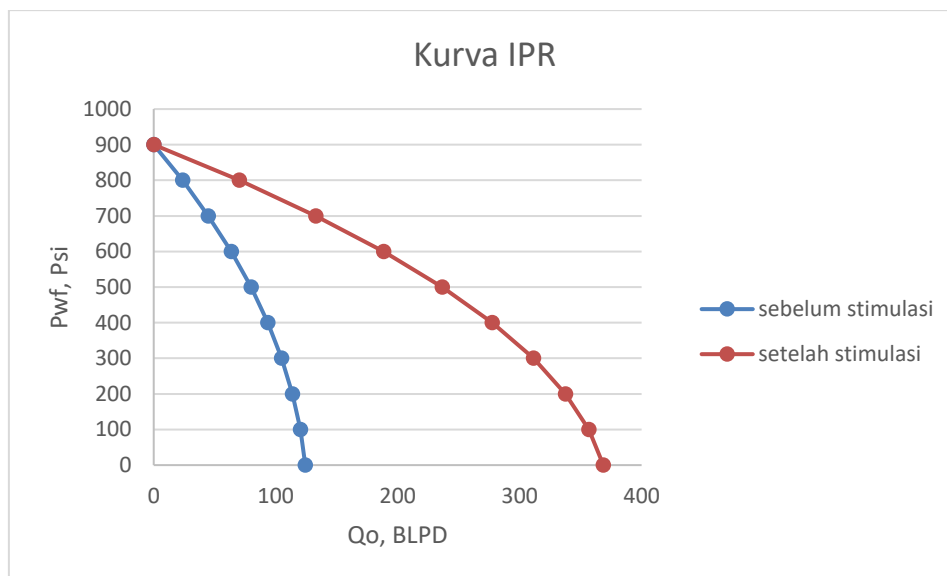
Setelah perlakuan *acidizing* dilakukan, hasil pengukuran lapangan umumnya menunjukkan bahwa kurva IPR pasca-stimulasi mengalami pergeseran ke arah atas dibandingkan dengan kondisi sebelum *acidizing*. Pergeseran ini mengindikasikan peningkatan laju alir (*flow rate*) pada tekanan dasar sumur (*bottom hole pressure*) yang sama, yang berarti produktivitas sumur mengalami peningkatan.

Evaluasi lebih lanjut dilakukan dengan memperhatikan beberapa parameter kunci, antara lain peningkatan nilai kapasitas maksimum produksi sumur, serta perubahan kemiringan kurva pada bagian awal yang mencerminkan peningkatan efisiensi aliran fluida di sekitar zona produktif. Dengan demikian, keberhasilan pelaksanaan *matrix acidizing* dapat dinyatakan efektif apabila terjadi pergeseran kurva IPR ke arah atas, yang menunjukkan peningkatan kemampuan sumur dalam mengalirkan fluida hidrokarbon ke permukaan.

$$\frac{Q}{Q_{max}} = 1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{P_s} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_s} \right)^2 \quad (11)$$

Tabel 7. Hubungan Antara Pwf dengan Qo Sebelum Dan Sesudah Stimulasi

Pwf	Qo before	Qo after
900	0	0
800	23.63	70.09
700	44.80	132.90
600	63.52	188.42
500	79.78	236.66
400	93.59	277.63
300	104.94	311.30
200	113.84	337.70
100	120.28	356.82
0	124.27	368.65



Gambar 2. IPR Plot Sebelum dan Sesudah Stimulasi

Kurva IPR pada gambar menunjukkan adanya peningkatan kinerja sumur setelah dilakukan *matrix acidizing*. Kurva setelah stimulasi (merah) tampak bergeser ke kanan dan ke atas dibandingkan dengan sebelum stimulasi (biru), yang berarti laju alir fluida meningkat pada tekanan dasar sumur yang sama. Kapasitas produksi maksimum sumur juga mengalami kenaikan signifikan, dari 124.27 BLPD menjadi 368.65 BLPD, menandakan berkurangnya hambatan aliran di sekitar lubang sumur dan meningkatnya permeabilitas formasi. Selain itu, perubahan kemiringan kurva yang lebih landai setelah stimulasi mengindikasikan efisiensi aliran yang lebih baik. Secara keseluruhan, hasil ini menunjukkan bahwa *matrix acidizing* berhasil memperbaiki karakteristik aliran fluida dan meningkatkan produktivitas sumur.

4. SIMPULAN

Berdasarkan hasil analisis, metode *matrix acidizing* menggunakan larutan HCl 15% dengan total volume 4697.82 galon/ 111.8 bbl terbukti efektif meningkatkan kinerja Sumur X di Lapangan Y yang sebelumnya mengalami penurunan produksi akibat endapan *scale* kalsium karbonat (CaCO_3). Setelah dilakukan pengasaman, nilai *skin* turun dari 4.31 menjadi -12.43, *Productivity Index (PI)* naik dari 0.151 menjadi 0.419 BLPD/psi, *Flow Efficiency (FE)* meningkat dari 0.98 menjadi 1.01, dan kapasitas produksi maksimum (Q_{max}) bertambah dari 124.27 BLPD menjadi 368.65 BLPD. Hasil ini menunjukkan bahwa pengasaman dengan volume asam tersebut berhasil menghilangkan sumbatan di sekitar lubang sumur, memperlancar aliran fluida, serta meningkatkan kemampuan batuan dalam mengalirkan minyak ke permukaan.

Selain itu, analisis *Inflow Performance Relationship (IPR)* memperlihatkan pergeseran kurva setelah pengasaman ke arah kanan dan atas, yang berarti laju aliran meningkat pada tekanan dasar yang sama. Hal ini membuktikan bahwa proses *matrix acidizing* berhasil memperbaiki efisiensi aliran fluida dan meningkatkan produktivitas sumur secara signifikan. Secara keseluruhan, metode ini dinilai efektif untuk mengatasi kerusakan formasi akibat endapan mineral dan dapat dijadikan acuan bagi pekerjaan stimulasi asam pada sumur-sumur dengan karakteristik batuan karbonat yang serupa.

5. DAFTAR PUSTAKA

- [1] O. G. Chacon and M. Pournik, "Matrix Acidizing in Carbonate Formations," Jan. 01, 2022, *MDPI*. doi: 10.3390/pr10010174.
- [2] S. Mojtaba Bassir and K. Shahbazi, "A Comprehensive Review of Optimization of Acidizing in Sandstone/Carbonate Reservoirs," 2016. [Online]. Available: <https://www.researchgate.net/publication/329058670>
- [3] S. Mohammadi, "Mechanistic analysis of matrix-acid treatment of carbonate formations: An experimental core flooding study," *Heliyon*, vol. 10, no. 3, Feb. 2024, doi: 10.1016/j.heliyon.2024.e24936.
- [4] C. Wang, L. Zhao, B. He, X. Zhang, and A. O. Mmbuji, "Comparative analysis of matrix-retarded acidizing methods for tight carbonate reservoirs: Gelled acid, micro-emulsified acid, and foamed acid," *Front Earth Sci (Lausanne)*, vol. 10, Jan. 2023, doi: 10.3389/feart.2022.1060213.
- [5] M. Keihani Kamal, J. Mahdavi Kalatehno, P. Daneshfar, and F. Yousefmarzi, "A comprehensive analysis of carbonate matrix acidizing using viscoelastic diverting acid system in a gas field," *Sci Rep*, vol. 14, no. 1, Dec. 2024, doi: 10.1038/s41598-024-52104-5.
- [6] M. Al-Shargabi, S. Davoodi, D. A. Wood, M. Ali, V. S. Rukavishnikov, and K. M. Minaev, "A critical review of self-diverting acid treatments applied to carbonate oil and gas reservoirs," Apr. 01, 2023, *KeAi Communications Co*. doi: 10.1016/j.petsci.2022.10.005.
- [7] A. Almalichy, M. S. Aljawad, Z. Turzo, and A. Al-Yaseri, "A novel approach to assess acid diversion efficiency in horizontal wells," *Sci Rep*, vol. 15, no. 1, Dec. 2025, doi: 10.1038/s41598-024-84671-y.
- [8] A. Abdulrahman, N. Salih, I. Kamal, and A. Pr  at, "Adopted Factorial and New In-Situ Micro-Designs for Stimulation of Matrix Acidizing of Carbonate Reservoir Rocks," *Applied Sciences (Switzerland)*, vol. 13, no. 3, Feb. 2023, doi: 10.3390/app13031752.
- [9] G. Selvaraj *et al.*, "Experimental study of nanoparticles as catalyst in enhancing matrix acidizing for carbonate reservoir," *J Pet Explor Prod Technol*, vol. 10, no. 3, pp. 1145–1153, Mar. 2020, doi: 10.1007/s13202-019-0684-z.
- [10] D. Kusri and D. Winarto, "Analisa Peningkatan Produktivitas Sumur Menggunakan Metode Matrix Acidizing pada Sumur X Lapangan Y The Analysis of Increasing Well Productivity Using Matrix Acidizing Method in Well X Field Y," 2023.
- [11] A. Almalichy, M. S. Aljawad, Z. Turzo, and A. Al-Yaseri, "A study of the optimum injection rate of carbonic acid during matrix acidizing of carbonate reservoirs: Implications for reducing CO₂ emissions," *Heliyon*, vol. 10, no. 21, Nov. 2024, doi: 10.1016/j.heliyon.2024.e39955.

Daftar Simbol

Qo	=	Laju Alir minyak, STB/hari
h	=	Ketebalan lapisan, ft
k	=	Permeabilitas, md
Bo	=	Faktor volume formasi minyak, bbl/STB
Pwf	=	Tekanan alir dasar sumur, Psi
Pr	=	Tekanan reservoir, psi
re	=	Jari-jari pengurasan sumur, ft
rw	=	Jari-jari sumur, ft
OH	=	Diameter open hole, inch