

Perbandingan Performa Antara *Treatment Hydrochloric Acid* dan *Carboxylic Acid* Terhadap Kenaikan Produksi pada Sumur Minyak Berat

Hafizh Itsnaini^{ac}, Sunarno^{a*}, Padil^b

^aProgram Studi Magister Teknik Kimia, Universitas Riau, Kota Pekanbaru 28293, Indonesia

^bProgram Studi S1 Teknik Kimia, Universitas Riau, Kota Pekanbaru 28293, Indonesia

^cPT Pertamina Hulu Rokan, Lembah Damai, Kec. Rumbai Pesisir, Kota Pekanbaru 28263, Indonesia

ARTICLE HISTORY

Received : 25-12-2023

Accepted : 19-01-2024

Published : 29-03-2024

KEYWORDS

Acidizing Economics

Acidizing Stimulation

Carboxylic Acid

Duri Steam Flood

Hydrochloric Acid

*correspondence author:

Email: sunarno@lecturer.unri.ac.id



ABSTRACT

Duri steam flood is the largest hot steam injection project in Indonesia, facing challenges in preventing production declines. Objective project is showed decrease in production due to crustal deposition (scale). The Stiff and Davis method shows a Stability Index of 1.43, with a tendency for scale formation, especially CaCO₃, in accordance with the Ryznar method. Increasing the production of x, yz layer wells in the Duri field, designing acidification stimulation with a pumping pressure of 400 psi, an injection rate of 2 bbl/minute and an acid volume of 600 gallons, after that comparing the performance of hydrochloric acid and carboxylic acid. Analysis showed that hydrochloric stimulation resulted in a significant increase in production of 115 BFPD / 8 BOPD (42% increase), while carboxylate stimulation showed a slower increase of 40 BFPD / 3 BOPD (24% increase). An economic evaluation shows chloride acidification produces an annual NPV gain of \$48,002, compared to carboxylate acidification with an annual NPV gain of \$22,554. Thus, chloride acidification proved to be economically profitable for the x, yz layers in the Duri field. This study highlights optimal acid stimulation strategies to mitigate scale-related production challenges in steam flood projects.

1. PENDAHULUAN

Industri migas di Indonesia merupakan salah satu sektor yang memberi pemasukan terbesar dalam perekonomian negara. Migas masih merupakan sumber energi utama saat ini. Sehingga sangat perlu untuk mengoptimalkan produksi minyak bumi nasional. *Duri steam flood* adalah proyek penginjeksian uap panas terbesar di Indonesia. Setiap hari *steam* disuntikkan untuk memanaskan *reservoir* untuk meningkatkan perolehan minyak. Lapisan x, yz merupakan lapisan utama yang mengandung minyak. Lapisan x adalah zona yang lebih baru, memiliki suhu *reservoir* yang lebih rendah dan mulai dari kedalaman dangkal 300 hingga 450 kaki MD. y dan z sand adalah zona panas karena injeksi uap dan dimulai dari 500 hingga 700 ft MD.

Ketika pada lapisan x, yz bercampur, air formasi yang mengandung Ca²⁺ yang dingin dan memasuki lubang sumur yang panas sehingga membentuk endapan *scale* (Ali dkk, 2002). Lebih dari 6000 sumur di lapangan ini produksi minyak rata-rata pada tahun 2023 adalah 47.000 BOPD. Aktivitas produksi tidak terlepas dari permasalahan yang mengganggu aliran fluida ke permukaan. Gangguan aliran ini dapat menyebabkan penurunan produksi sumur. Gangguan ini dapat berupa kerusakan *casing*, kebocoran *casing* akibat korosi dan adanya endapan berupa *scale* pada lubang sumur menurut Zarrouk & McLean, (2019). Menurut Li dkk (2020), *scale* menjadi kasus yang sering terjadi pada operasi produksi *subsurface* di lapangan

minyak berat. *Scale* dapat terbentuk karena terjadinya perubahan temperatur dan tekanan secara signifikan sehingga terganggunya kesetimbangan kimia fluida di lubang sumur (Kaya & Siyez, 2010). Selain itu *scale* dapat terbentuk akibat endapan material atau kerak yang disebabkan oleh adanya proses kristalisasi antara ion-ion mineral yang terlarut dalam fluida (Musnal, 2013).

Oleh karena itu, apabila penurunan ini disebabkan *scale*, maka perlu dilakukan upaya membersihkan *scale* tersebut untuk menghindari penurunan produktivitas sumur yang lebih jauh. Menurut penelitian yang dilakukan oleh Zhou dkk (2011), metode yang tepat untuk menghilangkan *scale* yaitu metode pengasaman. Pengasaman bertujuan untuk menghilangkan pengaruh penurunan permeabilitas formasi akibat dari *formation damage* dengan cara memperbesar pori-pori batuan dan melarutkan partikel-partikel penyumbat pori-pori batuan dengan menginjeksikan sejumlah asam ke dalam sumur atau lapisan produktif dengan harapan laju produksi kembali meningkat (Gidley dkk, 1979). Peneliti mengidentifikasi penurunan produksi pada lapisan x, yz lapangan Duri dengan menganalisis *Stability Index* menggunakan metode *Stiff and Davis*. Melakukan stimulasi sumur menggunakan *hydrochloric acid* dan *carboxylic acid* dan menghitung keekonomian *hydrochloric acid* dan *carboxylic acid* pada lapisan x, yz lapangan Duri. Sehingga untuk kedepannya bisa menjadi pilihan dalam mengoptimalkan produksi minyak dengan menggunakan *acidizing* dengan *hydrochloric acid* atau *carboxylic acid* pada area lainnya.

2. METODE

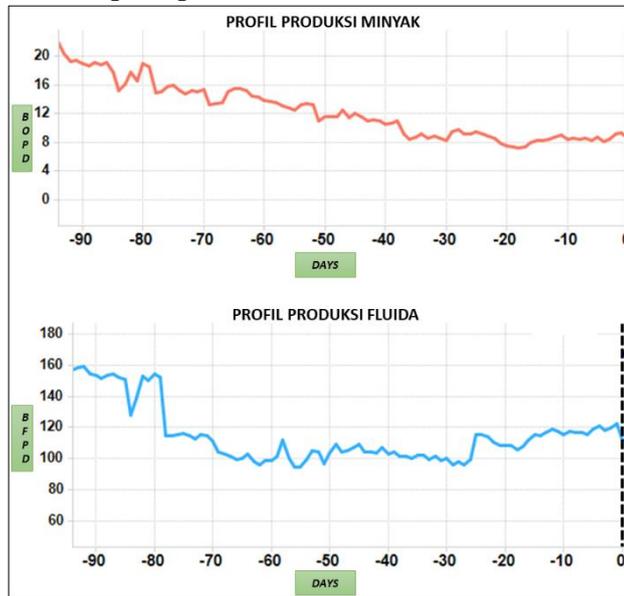
Penelitian dilakukan pada bulan Oktober 2022, pada sumur lapangan Duri PT. PHR di Provinsi Riau. Data yang digunakan dalam penelitian ini adalah data berupa air formasi, laju produksi sumur, temperatur dan tekanan reservoir, stimulasi program pengasaman untuk mengoptimasi produksi minyak pada lapisan x, yz lapangan Duri. Prosedur penelitian ini dilakukan dengan tahap menganalisis penurunan produksi sumur minyak, menganalisis air formasi yang mengandung senyawa-senyawa kimia dalam bentuk kation dan anion dengan menganalisis *stability index* menggunakan metode *Stiff and Davis*, menganalisis efektifitas *hydrochloric acid* dan *carboxylic acid* terhadap kenaikan produksi yang di peroleh pada sumur yang telah dilakukan stimulasi pengasaman pada sumur lapisan x, yz lapangan Duri, menghitung keekonomian dengan menggunakan perhitungan NPV pada pekerjaan stimulasi kimia yang menggunakan *hydrochloric acid* dan *carboxylic acid*, untuk menjadi indikator pembandingan dan acuan pada suatu proyek sumur intervensi untuk memperoleh keuntungan setelah dilakukannya perawatan pada sumur lapisan x, yz lapangan Duri.

3. HASIL DAN PEMBAHASAN

Analisis Penurunan Produksi Sumur

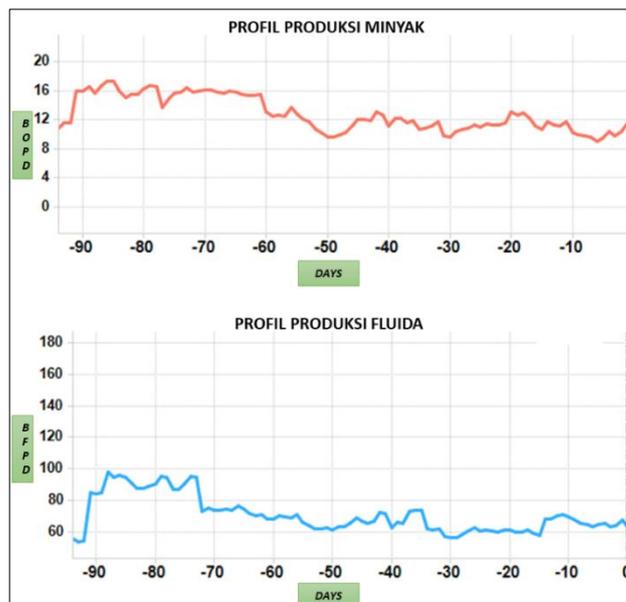
Berdasarkan pengamatan yang dilakukan, penurunan laju produksi setiap sumur merupakan hal yang perlu ditangani mengingat sumur mempunyai target produksi minyak. Terutama pada sumur-sumur yang telah dilakukan *steam flood* sehingga terjadinya perubahan suhu dan tekanan maka akan melewati batas kelarutan senyawa dalam air formasi yang mengakibatkan terbentuknya *scale* (Syahri & Sugiarto, 2008). Menurut Zhou dkk (2011),

stimulasi yang tepat untuk menghilangkan *scale* yaitu metode pengasaman. Stimulasi *acidizing* pada formasi *sandstone* memiliki tujuan memperbaiki kerusakan (Gidley dkk, 1979). Seperti pada sumur lapisan x, yz sampel sumur pengasaman *hydrochloric* yang semula berproduksi minyak rata-rata sebesar 150 BFPD / 12 BOPD dan mengalami penurunan produksi minyak sebesar 115 BFPD / 8 BOPD seperti pada Gambar 1.



Gambar 1. Laju Produksi Sebelum *Acidizing Hydrochloric*.

Produksi sumur lapisan x, yz lapangan Duri untuk sampel sumur menggunakan stimulasi pengasaman *carboxylic*. Setelah dilakukan pengamatan dari semula produksi minyak rata-rata sebesar 85 BFPD / 12 BOPD telah terjadi penurunan sebesar 70 BFPD / 9 BOPD seperti pada Gambar 2.



Gambar 2. Laju Produksi Sebelum *Acidizing Carboxylic*.

Permasalahan penurunan produksi disebabkan adanya gangguan pada aliran fluida dari lubang sumur ke permukaan. Gangguan ini dapat berupa adanya endapan *scale* pada lubang sumur (Zarrouk dkk, 2019), seperti permasalahan yang ditemukan pada sumur lapisan x, yz lapangan Duri.

Analisis Pembentukan *Scale*

Pembentukan *scale* selalu berhubungan dengan air formasi. Menurut Suharso & Buhani, (2015), salah satu faktor yang dapat mempengaruhi timbulnya kerak yaitu kualitas air formasi. Maka itu perlu diketahui karakteristik dari air formasi tersebut. Karakteristik air formasi yang perlu diketahui adalah komposisi ion-ion dari air formasi yang membentuk endapan *scale*. Berikut hasil perhitungan *Ionic Strength* Total dapat dilihat pada Tabel 1.

Tabel 1. Hasil Perhitungan *Ionic Strength* Total.

Analisis Air Formasi		Kalkulasi Ion	
Ion	Konsentrasi (mg/L)	Faktor Konversi (x10 ⁻⁵)	<i>Ionic Strength</i>
Na ⁺	9.605,01	2,2	0,21131
Ca ²⁺	53,27	5	0,00053
Mg ²⁺	9,92	8,2	0,00081
Cl ⁻	829,10	1,4	0,01161
HCO ₃ ⁻	788,03	0,8	0,00646
SO ₄ ²⁻	9,33	2,1	0,00019
CO ₃ ⁻	106,46	2,1	0,00224
Fe ³⁺	0,23	8,1	0,00002
Ionic Strength Total			0,23316

Tabel 1 menunjukkan nilai Ca²⁺ yang dominan sebesar 53,27 Mg/L serta nilai dari SO₄²⁻ sebesar 9,33 mg/L dan tidak menunjukkan adanya nilai dari Ba. Setelah itu didapatkan hasil dari total *ionic strength* adalah sebesar 0,23. Selanjutnya melakukan perhitungan kecenderungan *scale* CaCO₃ untuk mengetahui nilai *Stability Index* sumur lapisan x, yz lapangan Duri menggunakan pendekatan metode *Stiff and Davis* seperti yang diteliti oleh Lestari dkk (2007). Lima dari tujuh lapangan minyak terbukti terdapat *scale* CaCO₃ dengan menggunakan metode *Stiff and Davis*. Berikut hasil analisis air formasi seperti pada Tabel 2.

Tabel 2. Hasil Analisis Air Formasi

No	Parameter	Satuan	Nilai
1	<i>Ionic Strength</i> (μ)	mg/L	0,23
2	Temperatur	°C	90
2	K	-	1,25
3	pCa ²⁺	mg/L	2,87
4	pAlk	mg/L	1,84
5	pH	-	7,40
6	SI	-	1,43

Berdasarkan hasil analisis metode *Stiff and Davis* nilai *stability index* yang didapatkan lebih besar dari 0 yaitu 1,43 maka *scale* cenderung terbentuk dan terendapkan. Menurut metode Ryznar, jika $SI < 6,5$ maka menunjukkan pengendapan *scale* berupa $CaCO_3$. Penurunan laju produksi oleh *scale* perlu dilakukan upaya membersihkan *scale* untuk menghindari penurunan produktivitas sumur yang lebih jauh. Menurut Zhou dkk (2011), metode yang tepat untuk menghilangkan *scale* yaitu metode pengasaman. Stimulasi asam yang digunakan pada sumur lapisan x, yz lapangan Duri adalah *acid washing* ini akan mengisi asam ke dalam lubang sumur dan melakukan perendaman.

Perencanaan Stimulasi Acidizing

Tahapan perencanaan *acidizing* meliputi desain parameter operasi pengasaman, pemilihan jenis asam serta tahapan pelaksanaan stimulasi *acidizing*. Asam yang digunakan adalah asam *hydrochloric* dan asam *carboxylic*. Pada sumur lapisan x, yz lapangan Duri menggunakan asam yang diencerkan dengan *fresh water* dan ditambah dengan beberapa *additive*. Menurut penelitian yang dilakukan oleh Kinasih dkk (2013), pada proses desain *acidizing* dilakukan rancangan untuk memprediksi dan memperhitungkan batasan *pumping pressure*, laju injeksi, dan *volume* asam yang dibutuhkan sehingga dapat bekerja dengan optimal dan menjaga kondisi lubang sumur saat dilakukannya pengasaman. Berikut terlampir perhitungan perancangan operasi pengasaman pada sumur lapisan x, yz lapangan Duri seperti pada Tabel 3.

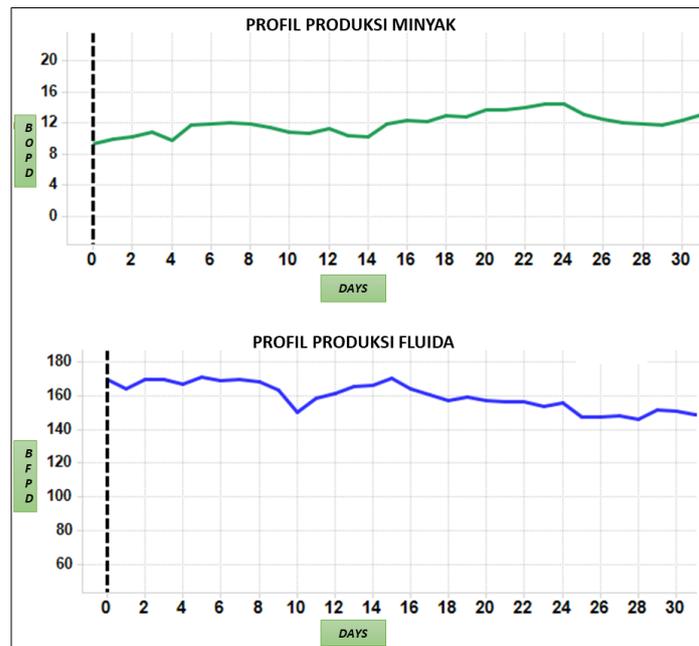
Tabel 3. Hasil Desain Parameter Operasi Pengasaman.

Parameter	Satuan	Nilai
Tekanan Rekah	psi	428,35
Tekanan Maksimal	psi	98,89
Laju Injeksi Maksimum	bbl/menit	2,03
Volume Injeksi	galon	600

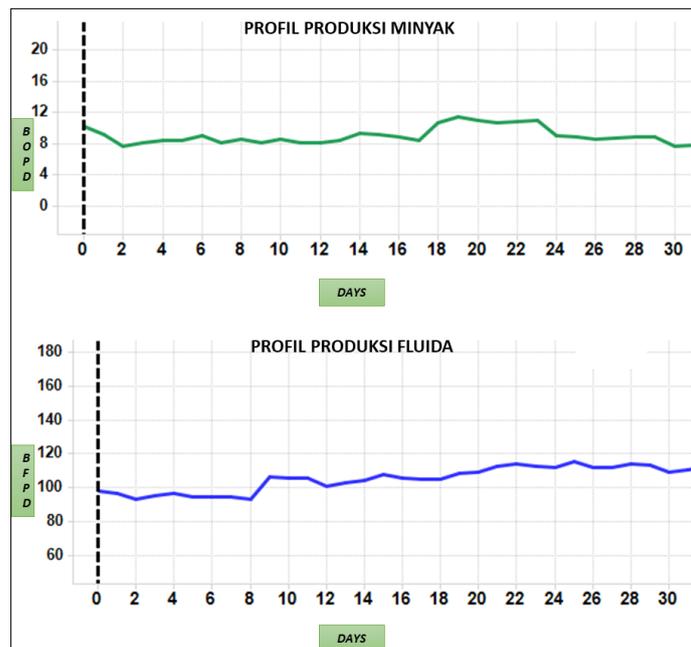
Evaluasi Keberhasilan Acidizing

Tujuan utama dari *acidizing* untuk dapat meningkatkan laju produksi. Keberhasilan pekerjaan stimulasi *acidizing* dapat dikatakan berhasil jika laju produksi meningkat dibandingkan dengan laju produksi sebelum *acidizing*. Peningkatan produksi setelah *acidizing hydrochloric* dapat dilihat pada Gambar 3.

Setelah melakukan pekerjaan *acidizing*, terlihat fluida langsung berdampak meningkat *significant* mengalami kenaikan menjadi 170 BFPD / 14 BOPD dari 115 BFPD / 8 BOPD meningkat dengan rata-rata 55 BFPD / 6 BOPD. Terlihat pada grafik produksi bahwasanya untuk *hydrochloric* persentasi kenaikan produksi aliran sebesar 42% dari produksi sebelumnya.



Gambar 3. Laju Produksi Setelah *Acidizing Hydrochloric*



Gambar 4. Grafik Laju Produksi Setelah *Acidizing Carboxylic*

Setelah dilakukan stimulasi *acidizing carboxylic* laju produksi sumur dapat dilihat pada Gambar 4. Gambar 4 menunjukkan perlahan terjadi kenaikan grafik fluida dan diperoleh produksi sebesar 110 BFPD / 12 BOPD dari 70 BFPD / 9 BOPD dengan rata-rata peningkatan sebesar 40 BFPD / 3 BOPD. Persentasi kenaikan produksi aliran sebesar 24% dari produksi sebelumnya. Perbedaan utama terletak pada kecepatan reaksi dan faktor-faktor yang mempengaruhi reaksi. Reaksi dengan *hydrochloric* umumnya lebih cepat dan *significant* seperti Gambar 3, karena sifat asam klorida yang kuat, sedangkan reaksi dengan asam karboksilat akan

lebih lama, terbukti dari kecendrungan kenaikan perlahan fluida pada Gambar 4. Hal ini telah sesuai dengan penelitian yang dilakukan oleh Alhamad dkk (2020), asam organik menunjukkan efek reaksi dalam waktu yang lama dan efisiensi kelarutan dari asam organik adalah lebih rendah dibandingkan dari asam anorganik.

Analisis keekonomian

Indikator keekonomian merupakan petunjuk dalam melakukan analisis ekonomi dan mengambil keputusan apakah lapangan minyak tersebut dapat memberikan keuntungan bila diproduksi (Partowidagdo, 2002). Perhitungan indikator keekonomian yang dilakukan pada penelitian ini adalah NPV (*Net Present Value*). Berikut terlampir nilai keekonomian setelah melakukan perhitungan seperti pada Tabel 4.

Tabel 4. Keekonomian *Hydrochloric*.

Kalkulasi Ekonomi	
NPV	\$ 48.000,00
Lapangan	Duri
Tanggal	28 Oktober 2021
Biaya Pengasaman	\$ 7.726,00
Harga Minyak	\$ 65,43
Biaya Operasi	\$ 0,76

Pada Tabel 4 dengan sumur *acidizing hydrochloric* diperoleh biaya operasi sebesar \$7.726,00 per sumur dengan perolehan laju produksi sumur *hydrochloric* yang mengalami kenaikan menjadi 165 BFPD / 14 BOPD dari 115 BFPD / 8 BOPD meningkat dengan rata-rata 50 BFPD / 6 BOPD. Dengan harga minyak saat eksekusi di tahun 2021, sebesar \$65,43 per *barrel* oleh karena itu keekonomian stimulasi *hydrochloric* mendapatkan keuntungan NPV per 1 tahun = \$48.000,00.

Tabel 5. Keekonomian *Carboxylic*.

Kalkulasi Ekonomi	
NPV	\$ 22.554,00
Lapangan	Duri
Tanggal	28 Oktober 2021
Biaya Pengasaman	\$ 8.074,00
Harga Minyak	\$ 65,43
Biaya Operasi	\$ 0,76

Pada Tabel 5 sumur *acidizing carboxylic* diperoleh biaya operasi sebesar \$8.074,00 per sumur dengan perolehan laju produksi sumur stimulasi *carboxylic* mengalami kenaikan menjadi 90 BFPD / 12 BOPD dari 70 BFPD / 9 BOPD. meningkat dengan rata-rata 20 BFPD / 3 BOPD. Dengan harga minyak saat eksekusi di tahun 2021, sebesar \$65.43 per *barrel* oleh karena itu keekonomian stimulasi *carboxylic* mendapatkan keuntungan NPV per 1 tahun = \$22.554,00.

4. KESIMPULAN

Penurunan produksi pada sumur lapisan x, yz di Lapangan Duri disebabkan oleh *scale* CaCO_3 . Analisis menggunakan metode *Stiff and Davis* menunjukkan nilai *Stability Index* sebesar 1,43, menandakan kecenderungan terbentuknya *scale*, terutama oleh CaCO_3 , sesuai dengan metode Ryznar dengan nilai $\text{SI} < 6.5$. Rancangan stimulasi *acidizing* menghitung *pumping pressure* 400 psi, laju injeksi 2 bbl/menit, dan volume asam 600 galon. Laju produksi sumur setelah perlakuan stimulasi *hydrochloric acid* mengalami kenaikan signifikan, rata-rata sebesar 42%. Sedangkan pengasaman dengan *carboxylic acid* menunjukkan kenaikan yang lebih lambat, rata-rata sebesar 24%. Dari segi keekonomian, *acidizing* dengan *hydrochloric acid* dengan NPV per 1 tahun \$48.002 dan *carboxylic acid* dengan NPV per 1 tahun \$22.554. Sehingga, stimulasi pengasaman dengan *hydrochloric acid* lebih menguntungkan untuk produksi sumur lapisan x, yz lapangan Duri.

DAFTAR PUSTAKA

- Ali, S. A., Irfan, M., Rinaldi, D., Malik, B. Z., Tong, K. K., & Ferdiansyah, E. (2002). Case Study: Using CT-Deployed Scale Removal to Enhance Production in Duri Steam Flood, Indonesia. In *SPE/ICoTA Coiled Tubing Conference and Exhibition*. OnePetro.
- Gidley, J. L., Schechter, R. S., & Williams, B. B. (1979). *Acidizing fundamentals. SPE-AIME Monograph Series (6), Dallas: Society of Petroleum Engineers.*
- Kaya, A., & Siyez, D. M. (2010). Child and adolescent KA-SI empathic tendency scale: Development, validity and reliability study. *Egitim ve Bilim*, 35(156), 110.
- Kinasih, R. C., Amin, M., Prabu, U. A., Pertambangan, J. T., Teknik, F., & Sriwijaya, U. (2015). Analisa Hasil Acidizing Treatment untuk Menanggulangi Scale CaCO_3 Dalam Upaya Pengoptimalan Kemampuan Berproduksi Sumur R-11 PT. *Pertamina EP Asset*, 2.
- Lestari, M. G., Wahyuni, S., & Sitaresmi, R. (2007). Problema “Scaling” di Beberapa Lapangan Migas. *Proceeding Simposium Nasional IATMI*, 25-28.
- Li, Y., Pang, Z., & Galeczka, I. M. (2020). Quantitative assessment of calcite scaling of a high temperature geothermal well in the Kangding geothermal field of Eastern Himalayan Syntax. *Geothermics*, 87, 101844.
- Musnal, A. (2013). Mengatasi Kerusakan Formasi Dengan Metoda Pengasaman Yang Kompetibel Pada Sumur Minyak Dilapangan X. *Journal of Earth Energy Engineering*, 2(2), 1-7.
- Partowidagdo, W. (2002). *Manajemen dan Ekonomi Minyak dan Gas Bumi*. ITB, Bandung.
- Suharso, B. Pembuatan Senyawa Turunan Kaliksarena Untuk Inhibitor Kerak Material Anorganik. *Semirata* 2015.
- Syahri, M., & Sugiarto, B. (2008). Scale treatment pada pipa distribusi crude oil secara kimiawi. In *Prosiding Seminar Nasional Teknoin*.
- Zarrouk, S. J., & McLean, K. (2019). Operation and Management of Geothermal Wells in Geothermal Well Test Analysis. *Academic Press*, 217-255.
- Zhou, Y., Eck, M., Veit, C., Zimmermann, B., Rauscher, F., Niyamakom, P., & Krüger, M. (2011). Efficiency enhancement for bulk-heterojunction hybrid solar cells based on acid treated CdSe quantum dots and low bandgap polymer PCPDTBT. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 95(4), 1232-1237.