

**EVALUASI PEKERJAAN *ACIDIZING TREATMENT* DALAM
MENGATASI *SCALE CaCO₃* MENGGUNAKAN ASAM
ORGANIK DI SUMUR X DAN Y PADA LAPANGAN JE**

TUGAS AKHIR

Diajukan guna melengkapi syarat dalam mencapai gelar Sarjana Teknik

Oleh

JIHAN RAHMAPUTRI MAREVI

NPM 163210369



PROGRAM STUDI TEKNIK PERMINYAKAN

UNIVERSITAS ISLAM RIAU

PEKANBARU

2021

**EVALUASI PEKERJAAN *ACIDIZING TREATMENT* DALAM
MENGATASI *SCALE CaCO₃* MENGGUNAKAN ASAM
ORGANIK DI SUMUR X DAN Y PADA LAPANGAN JE**

TUGAS AKHIR

Diajukan guna melengkapi syarat dalam mencapai gelar Sarjana Teknik

Oleh

JIHAN RAHMAPUTRI MAREVI

NPM 163210369



PROGRAM STUDI TEKNIK PERMINYAKAN

UNIVERSITAS ISLAM RIAU

PEKANBARU

2021

KATA PENGANTAR

Rasa syukur disampaikan kepada Allah Subhanna wa Ta'ala karena atas rahmat dan limpahan ilmu dari-Nya saya dapat menyelesaikan tugas akhir ini. Penulisan tugas akhir ini merupakan salah satu syarat untuk memperoleh gelar Sarjana Teknik Program Studi Teknik Perminyakan, Universitas Islam Riau. Saya menyadari bahwa banyak pihak yang telah membantu dan mendorong saya untuk menyelesaikan tugas akhir ini serta memperoleh ilmu pengetahuan selama proses perkuliahan. Tanpa bantuan dari mereka tentu akan sulit rasanya untuk mendapatkan gelar Sarjana Teknik ini. Oleh karena itu saya ingin mengucapkan terima kasih kepada :

1. Novrianti, S.T., M.T selaku dosen pembimbing.
2. Hj. Fitrianti, S.T., M.T selaku pembimbing akademik yang telah memberikan nasihat selama menjalani perkuliahan di Teknik Perminyakan.
3. Pihak Baker Hughes Indonesia *pressure pumping* Duri bapak Elang Ershad, S.T., dan bapak Toharuddin Rambe, S.T., yang telah memberikan kesempatan untuk pengambilan data dan bimbingan untuk tugas akhir saya.
4. Ketua dan sekretaris prodi serta dosen-dosen yang sangat banyak membantu terkait perkuliahan, ilmu pengetahuan dan hal lain yang tidak dapat saya sebutkan satu per satu.
5. Kedua orang tua, abang dan kakak atas segala kasih sayang, doa, dan dukungan penuh baik materil maupun moral yang tidak ternilai.
6. Kepada Muhammad Panji Putra Irwan yang selalu memberikan dukungan, selalu sabar dan selalu menemani saya dalam menyelesaikan tugas akhir.
7. Sahabat-sahabat saya Shinta, Intan, Vebi, Cindy, Hanifatul, Annisa, Dian, Nada dan Mayang yang selalu menghibur saya dan tiada henti memberikan motivasi hingga saat ini.
8. Kepada Sari Rahayu Mulyati yang membantu memberi masukan perihal skripsi saya.

9. Kucing-kucing saya, flow, nala dan aslan yang selalu menghibur sekaligus menjadikan saya babu mereka.

10. *Last but not least, i wanna thank me, for believing in me, for doing all these hard work, for having no days off, for never quitting, for always being me at all times.*

Teriring doa saya, semoga Allah memberikan balasan atas segala kebaikan semua pihak yang telah membantu. Semoga Tugas akhir ini membawa manfaat bagi pengembangan ilmu pengetahuan.

Pekanbaru, 26 November 2021



(Jihan Rahmaputri Marevi)



DAFTAR ISI

HALAMAN PENGESAHAN	ii
PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR	iii
KATA PENGANTAR	iv
DAFTAR ISI.....	vi
DAFTAR GAMBAR.....	viii
DAFTAR TABEL	ix
DAFTAR LAMPIRAN	x
DAFTAR SINGKATAN.....	xi
DAFTAR SIMBOL	xii
ABSTRAK	xiii
ABSTRACT	xiv
BAB I PENDAHULUAN.....	1
1.1 Latar Belakang.....	1
1.2 Tujuan Penelitian.....	2
1.3 Manfaat Penelitian.....	2
1.4 Batasan Masalah.....	2
BAB II TINJAUAN PUSTAKA.....	3
2.1 <i>State of The Art</i>	3
2.2 Jenis-Jenis <i>Scale</i>	4
2.3 Jenis-jenis <i>Acidizing Treatment</i>	5
2.3.1 Pengasaman Matriks (<i>Matrix Acidizing</i>)	5
2.3.2 Perekahan Asam (<i>Acid Fracturing</i>).....	5
2.3.3 Pencucian Dengan Asam (<i>Acid Washing</i>)	6
2.4 Asam Karboksilat	6
2.5 Mekanisme <i>Acid Washing</i>	7
2.6 Perencanaan <i>Acid Washing</i>	8
2.6.1 Menentukan Nilai Tekanan Rekah Formasi	9
2.6.2 Menentukan Batasan <i>Pumping Pressure</i>	9
2.6.3 Menentukan Volume Injeksi Asam	9

2.7 Evaluasi <i>Well Productivity</i> Berdasarkan <i>Pre And Post Job Acid Washing</i>	10
2.8 Evaluasi Berdasarkan Kurva IPR Tiga Fasa.....	10
2.7 Evaluasi Berdasarkan <i>Productivity Index</i>	11
BAB III METODOLOGI PENELITIAN	12
3.1 Metode Penelitian.....	12
3.2 Diagram Alir Penelitian.....	14
3.3 Studi Lapangan.....	15
3.3.1 Sejarah Lapangan.....	15
3.3.2 Pembagian Area.....	15
3.3.3 Karakteristik Reservoir.....	16
3.4 Tempat Pelaksanaan Penelitian	16
3.5 Jadwal Penelitian	16
BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN	18
4.1 Perencanaan Desain <i>Acid Washing</i>	18
4.2 Langkah Kerja Proses <i>Acid Washing</i>	20
4.2.1 Persiapan Sumur Sebelum Melakukan <i>Treatment</i>	20
4.2.2 Prosedur Pengasaman	21
4.3 Evaluasi Keberhasilan <i>Well Productivity</i> Berdasarkan <i>Pre And Post Job Acid Washing</i>	22
4.4 Evaluasi Keberhasilan Berdasarkan Kurva IPR Tiga Fasa	23
4.5 Evaluasi Keberhasilan Berdasarkan <i>Productivity Index</i>	26
BAB V KESIMPULAN DAN SARAN	28
5.1 Kesimpulan.....	28
5.2 Saran	28
DAFTAR PUSTAKA	29
LAMPIRAN.....	33

DAFTAR GAMBAR

Gambar 2.1 Asam Karboksilat	7
Gambar 2.2 Skema Tahapan <i>Acid Washing</i> Metode <i>Bullhead</i>	7
Gambar 3.1 Diagram Alir.....	14
Gambar 3.2 Gambar Peta Lokasi Lapangan JE.....	15
Gambar 4.1 <i>Scale CaCO₃</i> di Sumur X.....	19
Gambar 4.2 Skema Sumur X Dan Sumur Y.....	21
Gambar 4.3 Laju Produksi Sumur X dan Y Sebelum dan Sesudah Pengasaman	22
Gambar 4.4 Kurva IPR Sumur X Sebelum Dan Sesudah Pengasaman	24
Gambar 4.5 Kurva IPR Sumur Y Sebelum Dan Sesudah Pengasaman	25

DAFTAR TABEL

Tabel 2.1 Jenis-jenis <i>scale</i>	4
Tabel 2.2 Karakteristik Asam Karboksilat	6
Tabel 3.1 Parameter Penelitian.....	13
Tabel 3.2 Jadwal Penelitian.....	16
Tabel 4.1 Perencanaan Desain <i>Acid Washing</i>	19
Tabel 4.2 Data IPR Sebelum Pengasaman Sumur X.....	24
Tabel 4.3 Data IPR Sesudah Pengasaman Sumur X	24
Tabel 4.4 Data IPR Sebelum Pengasaman Sumur Y.....	25
Tabel 4.5 Data IPR Sesudah Pengasaman Sumur Y	26



DAFTAR LAMPIRAN

LAMPIRAN I	Perencanaan Pengasaman Sumur X dan Y Lapangan JE
LAMPIRAN II	Perhitungan Perencanaan Desain <i>Acidizing Treatment</i> Sumur X
LAMPIRAN III	Hasil Tes <i>Solubility</i> Di Laboratorium Stimulasi Duri
LAMPIRAN IV	Data Laju Produksi Sumur X dan Y Lapangan JE
LAMPIRAN V	Perhitungan IPR Sebelum Pengasaman Sumur X Lapangan JE
LAMPIRAN VI	Perhitungan IPR Sesudah Pengasaman Sumur X Lapangan JE
LAMPIRAN VII	Perhitungan IPR Sebelum Pengasaman Sumur Y Lapangan JE
LAMPIRAN VIII	Perhitungan IPR Sesudah Pengasaman Sumur Y Lapangan JE
LAMPIRAN IX	Hasil <i>Live Acid</i> Dan <i>Spent Acid</i> Di Laboratorium Stimulasi Duri
LAMPIRAN X	Perhitungan <i>Productivity Index</i> Sumur X
LAMPIRAN XI	Perhitungan <i>Productivity Index</i> Sumur Y

DAFTAR SINGKATAN

Bbl	Barel
BH Frac Pressure	Bottom hole frac pressure
Bopd	Barel oil per day
Bpm	Barel per menit
Bwpd	Barel water per day
Ft	Feet
ID	Inside diameter
In	Inch
IPR	Inflow performance relationship
MASP	Max allowed surface pressure
OD	Outside diameter
Td	Target kedalaman



DAFTAR SIMBOL

ρ	Berat fluida
D	Kedalaman
Gf	Gradien rekah formasi
Pr	Tekanan reservoir
Pwf	Tekanan alir dasar sumur
Qo	Laju produksi minyak
Qw	Laju produksi air



EVALUASI PEKERJAAN *ACIDIZING TREATMENT* DALAM MENGATASI *SCALE CaCO₃* MENGGUNAKAN ASAM ORGANIK DI SUMUR X DAN Y PADA LAPANGAN JE

JIHAN RAHMAPUTRI MAREVI
NPM 163210369

ABSTRAK

Pada sumur minyak dan gas bumi terdapat beberapa hal yang menyebabkan terjadinya penurunan laju alir produksi salah satunya karena adanya endapan di dalam lubang sumur. Permasalahan yang umum terjadi pada lapangan JE berupa *heavy scale*, yang menyebabkan penurunan laju produksi pada sumur X sebesar 40% dan laju produksi pada sumur Y sebesar 23.5%. *Scale* yang terbentuk pada lapangan JE adalah *scale calcium carbonate* yang diketahui dari analisis laboratorium stimulasi. Stimulasi *acid washing* dilakukan untuk memecahkan permasalahan pada sumur X dan Y tersebut. Stimulasi *acid washing* diimplementasikan dengan asam karboksilat menggunakan metode *bullheading*. Asam karboksilat termasuk jenis asam organik yang digunakan karena tidak bersifat korosifitas sehingga ramah lingkungan dan tidak membutuhkan penambahan *corrosion inhibitor* yang banyak. Untuk mengetahui pengaruh dari asam karboksilat terhadap keberhasilan maka dilakukan evaluasi berdasarkan perhitungan *well productivity*, kurva IPR dan *productivity index*. Evaluasi dari hasil tes setelah dilakukannya *acidizing treatment* menunjukkan bahwa stimulasi *acidizing treatment* berhasil meningkatkan kualitas sumur. Laju produksi minyak sumur X dan Y meningkat dari 12 bopd dan 13 bopd menjadi 73.6 bopd dan 24 bopd. Berdasarkan *well productivity* sumur X meningkat sebesar 83.7% dan sumur Y sebesar 45.8%, berdasarkan *productivity index* sumur X meningkat dari 0.31 menjadi 1.56 dan sumur Y meningkat dari 0.18 menjadi 0.31, pH asam setelah reaksi pada sumur X bernilai 6.26 dan sumur Y bernilai 6.09.

Kata kunci: *acidizing treatment*, *well productivity*, *scale CaCO₃*, *heavy scale*, *productivity index*

EVALUATION OF ACIDIZING TREATMENT WORK IN OVERCOMING SCALE CaCO_3 USING ORGANIC ACID IN WELL X AND Y IN THE JE FIELD

JIHAN RAHMAPUTRI MAREVI
NPM 163210369

ABSTRACT

In oil and gas wells, there are several things that cause a decrease in the production flow rate, one of which is due to deposits in the wellbore. The problem that commonly occurs in the JE field is heavy scale, which causes a decrease in production rate at well X by 40% and rate at well Y by 23.5% and well Y. The scale formed in the JE field is a calcium carbonate scale which is known from the stimulation laboratory analysis. Acid washing stimulation was carried out to solve the problems in the X and Y wells. Acid washing stimulation was implemented with carboxylic acid using the bullheading method. Carboxylic acid is one of the types of organic acids used because it is not corrosive so it is environmentally friendly and does not require the addition of a lot of corrosion inhibitors. To determine the effect of carboxylic acid on success, an evaluation was carried out based on the calculation of well productivity, IPR curve and productivity index. Evaluation of the test results after the acidizing treatment showed that the stimulation of the acidizing treatment succeeded in improving the quality of the well. The oil production rate of wells X and Y increased from 12 bopd and 13 bopd to 73.6 bopd and 24 bopd, respectively. Based on the well productivity of well X increased by 83.7% and well Y by 45.8%, based on the productivity index of well X increased from 0.31 to 1.56 and well Y increased from 0.18 to 0.31, acidic pH after reaction in well X was 6.26 and well Y was 6.09.

Keywords: acidizing treatment, well productivity, CaCO_3 scale, heavy scale, productivity index

BAB I PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Minyak dan gas bumi merupakan kekayaan alam yang tidak dapat diperbaharui, sehingga seiring dengan berjalannya waktu produksi minyak dan gas bumi akan mengalami penurunan. Pada sumur minyak dan gas bumi terdapat beberapa hal yang dapat menyebabkan terjadinya penurunan laju alir produksi salah satunya karena adanya endapan di dalam lubang sumur. Pembentukan endapan umumnya terjadi pada bidang-bidang yang bersentuhan langsung dengan air formasi selama proses produksi, seperti pada rekahan formasi, lubang sumur, rangkaian pompa dalam sumur (*downhole pump*), pipa produksi, pipa selubung, pipa alir dan peralatan produksi di permukaan (Ahmad & Said, 2015). Guna mengembalikan dan menjaga laju produksi yang turun sebagai akibat adanya problem produksi dilakukanlah operasi kerja ulang (*workover*). (Prasetyawati Umar et al., 2017). Salah satu pekerjaan *workover* yaitu melakukan stimulasi *acidizing treatment* menggunakan metode *acid washing*.

Menurut penelitian yang dilakukan oleh (Zimmermann et al., 2011) metode yang tepat untuk menghilangkan *scale* yaitu metode pengasaman. Terdapat dua jenis asam yang digunakan pada pekerjaan *acid washing* yaitu asam organik dan asam anorganik. Penggunaan asam anorganik memiliki dampak negatif yaitu kerusakan lingkungan sehingga penggunaannya harus diminimalisir. Oleh karena itu, digunakanlah asam organik sebagai pilihan alternatif untuk menghilangkan *scale* di lubang sumur. Asam organik memiliki kelebihan tidak menyebabkan korosi sehingga lebih ramah terhadap lingkungan.

Pada penelitian yang dilakukan oleh (Ali et al., 2002) Lapangan JE yang terletak di Duri Riau merupakan lapangan berformasi *sandstone*, permasalahan yang umumnya terjadi di lapangan JE yaitu *heavy scale* pada peralatan produksi di permukaan maupun di bawah permukaan. Permasalahan yang terjadi pada sumur X dan Y di lapangan ini yaitu mengalami penurunan laju produksi yang disebabkan oleh *scale deposit* yang terletak di *screen liner*. Penelitian yang dilakukan oleh (Ali et al., 2002) pada *paper*-nya yang berjudul *Case Study: Using CT-Deployed Scale Removal to Enhance Production in Duri Steam Flood*,

Indonesia menjelaskan bahwa ketika produksi pada lapisan Rindu dan Pertama Kedua bercampur, air formasi yang mengandung Ca^{++} yang dingin dan memasuki lubang sumur yang panas sehingga membentuk endapan *scale* CaCO_3 . Untuk mengetahui pengaruh asam organik terhadap keberhasilan pekerjaan *acidizing treatment* maka dilakukan penelitian evaluasi keberhasilan penggunaan asam organik untuk mengatasi *scale* CaCO_3 , menghitung perencanaan *acidizing treatment* pada kegiatan tersebut, mengevaluasi *well productivity*, kurva IPR sebelum dan sesudah *acidizing treatment*, dan menghitung *productivity index* pada kedua sumur, perhitungan ini diperlukan sehingga nantinya dapat memaksimalkan kegiatan produksi dan meminimalisir kegagalan. Sehingga kedepannya dapat dijadikan acuan pada sumur lain yang memiliki karakteristik reservoir yang sama.

1.2 Tujuan Penelitian

Adapun tujuan penelitian tugas akhir ini adalah:

1. Perencanaan *acid washing* menggunakan asam organik pada sumur X dan Y guna meningkatkan laju produksi
2. Mengevaluasi keberhasilan berdasarkan *well productivity*, kurva IPR dan *productivity index* pada pekerjaan *acid washing*

1.3 Manfaat Penelitian

Manfaat penelitian ini dalam ilmu pengetahuan ialah sebagai pengkayaan materi stimulasi sumur pada perkuliahan di universitas islam riau dan dapat dijadikan karya ilmiah yang dipublikasikan dalam skala nasional sedangkan untuk perusahaan dapat mengevaluasi parameter apa saja yang mempengaruhi kesuksesan dari penggunaan asam organik.

1.4 Batasan Masalah

Agar penulisan penelitian ini tidak menyimpang dari tujuan yang diharapkan maka batasan masalah dalam penelitian ini adalah:

1. Adapun asam organik yang digunakan yaitu *carboxylic acid*
2. Tidak membahas aspek keekonomian

BAB II TINJAUAN PUSTAKA

Allah SWT menetapkan Al-Qur'an sebagai sumber hukum Islam. Di dalam Al-Qur'an, Allah SWT dan Rasulullah SAW tegas memperingatkan bahwa manusia dilarang untuk melakukan kerusakan bumi dan isinya serta tiap apa yang mereka kerjakan dicatat dan akan dipertanggungjawabkan seperti yang tercantum dalam QS Al jatsiyah ayat 29 yang artinya: "Inilah kitab (catatan) Kami yang menuturkan kepadamu yang benar. Sesungguhnya Kami telah menyuruh mencatat apa yang telah kamu kerjakan".

Stimulasi merupakan suatu metode yang digunakan untuk memperbaiki sumur-sumur yang mengalami penurunan produksi yang disebabkan oleh kerusakan formasi maupun adanya endapan-endapan di dalam sumur (Panas et al., 2015). Stimulasi dapat dikatakan berhasil apabila terjadi peningkatan laju produksi, ditentukan dengan menggunakan kurva *inflow performance relationship* (IPR). Menurut pendapat (Musnal, 2014) kurva IPR dapat dikatakan kurva yang menggambarkan kemampuan suatu sumur untuk berproduksi, yang dinyatakan dalam bentuk hubungan antara laju produksi (q) terhadap tekanan alir dasar sumur (pwf). Selanjutnya, menurut penelitian (S. Ariyono, 2018) kemampuan suatu sumur untuk berproduksi yang dicerminkan dengan tingkatan produktivitas sumur (tinggi, sedang atau rendah).

2.1 *State of The Art*

Beberapa referensi membahas mengenai aplikasi metode *acidizing treatment*, pada lapangan minyak berformasi karbonat dan *sandstone* terjadi permasalahan berupa *scale* untuk itu dilakukan metode uji laboratorium dan kasus di lapangan sehingga didapatkan hasil bahwa HCl merupakan asam yang dipilih pada operasi pengasaman pada sebagian besar formasi karbonat namun karena tingginya tingkat korosi, rendahnya penetrasi dan *sludging* pada suhu tinggi maka dipilihlah asam organik seperti *formic acid*, *acetic acid*, *citric acid*, *lactic acid* sebagai pengganti HCl, asam organik yang memiliki sifat tidak korosif dan yang prosesnya tidak merusak formasi serta ramah lingkungan. (Alhamad et al., 2020a).

Stimulasi pengasaman diterapkan pada sumur JRR-2 dan JRR-4 di Lapangan Y dimana *scale* yang terbentuk berupa *scale CaCO₃*, (Anisa & Sudibjo,

2015) menggunakan metode *acid washing* dengan HCl 32% dan perlu penambahan *corrosion inhibitor* serta *soda ash*. Umumnya, asam yang digunakan untuk menghilangkan endapan yaitu HCl, namun HCl memiliki sifat korosif yang dapat dikatakan tinggi untuk itu perlu tambahan *soda ash* sebagai bahan untuk menetralkan kadar asam pada sumur (*acid neutralizer*) dan memerlukan aditif lain seperti *corrosion inhibitor*.

Pada penelitian yang dilakukan oleh (Al-Douri et al., 2013) terjadi pembentukan *scale CaCO₃* pada lapangan berformasi karbonat dengan menginjeksikan asam organik dan inorganik, metode pengasaman yang digunakan berupa metode *acid washing*. Dari hasil penelitian didapatkan, menginjeksikan asam organik memiliki hasil yang lebih baik karena dapat digunakan pada suhu tinggi dan rendahnya tingkat korosivitas.

(Gamal et al., 2021) telah melakukan penelitian menggunakan metode uji laboratorium pada *scale* di batuan karbonat dan *sandstone*, hasil akhir menunjukkan terjadinya peningkatan permeabilitas inti dan pH *scale dissolver* bernilai 9 yang berarti aman digunakan.

2.2 Jenis-Jenis Scale

Scale merupakan padatan yang terbentuk akibat adanya perubahan suhu ataupun tekanan yang terbentuk dari proses produksi minyak bumi. Endapan *scale* mengakibatkan penyempitan *inside diameter (ID)* baik pada lubang perforasi, *tubing* maupun *flowline* yang dapat menghalangi aliran produksi. Pembentukan *scale* terjadi akibat air formasi yang memiliki kandungan ion terlarut yang tinggi seperti kation maupun anion kemudian mengalami pengendapan mineral hingga membentuk kerak yang padat (Irawan, Antoni, 2011).

Tabel 2.1 Jenis-jenis *scale*

Jenis <i>Scale</i>	Rumus Kimia	Faktor yang Mempengaruhi
<i>Calcium carbonate (calcite)</i>	CaCO ₃	Tekanan, suhu, <i>total dissolved salinity</i>
<i>Calcium sulfat</i> a. <i>Gypsum</i>	CaSO ₄	Tekanan, suhu, <i>total dissolved salinity</i>

b. <i>Hemihydrate</i> c. <i>Anhydrite</i>		
<i>Barium sulfat (barit)</i> <i>Stronsium sulfat (celestite)</i>	BaSO ₄ SrSO ₄	Tekanan, suhu, <i>total dissolved salinity</i>
Senyawa besi a. <i>Ferro carbonat</i> b. <i>Ferro sulfide</i> c. <i>Ferro hydroxide</i> d. <i>Ferro oxide</i>	FeCO ₃ FeS Fe(OH) ₂ Fe ₂ O ₃	Hasil korosi, <i>dissolved gasses</i> , dan pH

Sumber: (Ahmad & Said, 2015)

2.3 Jenis-jenis *Acidizing Treatment*

Acidizing treatment adalah metode untuk melarutkan asam kedalam sumur agar dapat melarutkan semen jenis *limestone*, *calcite* ataupun *dolomite* yang terletak diantara butir batuan sedimen. *Acidizing treatment* pada formasi *sandstone* memiliki tujuan memperbaiki kerusakan, sedangkan pada formasi karbonat bertujuan memperbaiki kerusakan dan meningkatkan permeabilitas (Williams et al., 1979).

2.3.1 Pengasaman Matriks (*Matrix Acidizing*)

Matrix acidizing dipompakan pada kondisi tekanan yang cukup rendah untuk mencegah terjadinya rekah batuan reservoir (Shafiq & Mahmud, 2017). *Matrix acidizing* yang dilakukan pada *sandstone* dan karbonat menggunakan *volume acid* yang relatif kecil (100 galon/ft) untuk menghilangkan kerusakan formasi di sekitar lubang sumur (penetrasi radial 5 ft atau lebih).

2.3.2 Perekahan Asam (*Acid Fracturing*)

Teknik pengasaman ini umumnya hanya digunakan untuk batuan karbonat (*limestone/dolomite*). Perbandingannya dengan *matrix acidizing*, *acid fracturing* biasanya membutuhkan lebih banyak jumlah larutan asam untuk dipompakan, dan asam dipompa dengan kecepatan dan tekanan yang lebih tinggi daripada pemompaan *matrix acidizing* (Aljawad et al., 2019).

2.3.3 Pencucian Dengan Asam (*Acid Washing*)

Acid washing merupakan suatu operasi yang didesain untuk mengurangi dan menghilangkan *scale* yang terdapat di lubang sumur atau untuk membuka lubang perforasi yang tersumbat. Pada *acid washing* metode yang digunakan yaitu membersihkan permukaan lubang sumur dan peralatan lainnya dengan asam tanpa menembus lubang formasi di dekat sumur (Robertson & Chilingarian, 1989). *Acid washing* ini akan memenuhi asam ke dalam lubang sumur dan merendamnya (*soaking*) selama beberapa saat. Asam dalam jumlah dan konsentrasi tertentu diinjeksikan melalui annulus (metode *bullhead*) atau diantarkan langsung ke interval-interval tertentu di lubang sumur (metode *coiled tubing*), sehingga asam akan bereaksi dengan endapan *scale* di sekitar lubang perforasi atau di sekitar lubang sumur. Untuk penelitian ini, teknik *acidizing treatment* yang digunakan adalah *acid washing*.

2.4 Asam Karboksilat

Asam karboksilat organik terdiri dari gugus karboksil dan molekul lain (R-COOH), asam karboksilat dikenal tergantung pada jumlah atom karbon dan struktur molekul terkait misalnya asam format dikenal sebagai asam metanoat karena hanya mengandung satu atom karbon (Tian et al., 2019). Pada pekerjaan stimulasi, asam format telah diterapkan untuk menghilangkan kerusakan formasi akibat batuan bikarbonasi dalam operasi batu pasir (Alhamad et al., 2020b). Penelitian yang telah dilakukan oleh (Hughes, 2015), bahwa asam organik jenis *carboxylic acid* dapat digunakan pada berbagai temperatur hingga 500°F dan memiliki tingkat korosif yang rendah serta sangat reaktif terhadap *scale* dan lebih ramah lingkungan karena *pH hardness* yang cepat kembali stabil sehingga dapat mempercepat proses pengasaman namun memiliki harga yang cukup mahal.

Dari data analisis uji lab yang dilakukan oleh PT. Baker Hughes, pemilihan *carboxylic acid (high temperature organic acid)* sebagai asam organik pada proses pengasaman dikarenakan asam ini memiliki sifat sebagai berikut:

Tabel 2.2 Karakteristik Asam Karboksilat

<i>Apperance</i>	<i>Liquid, amber color</i>
------------------	----------------------------

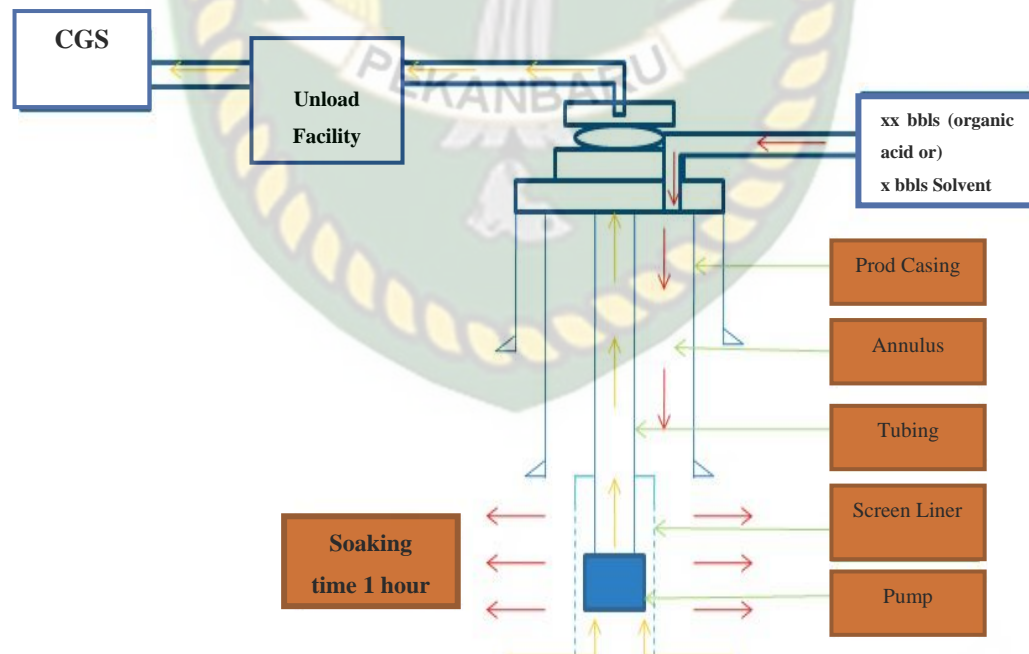
<i>Live acid pH</i>	2.2
<i>Specific gravity (fresh water, 75°F)</i>	1.03
<i>Solubility in water and brine</i>	100 %
<i>Spent acid</i>	5
<i>Formation</i>	Carbonate and sandstone

Sumber : (Hughes, 2015)



Gambar 2.1 Asam Karboksilat

2.5 Mekanisme Acid Washing



Gambar 2.2 Skema Tahapan Acidizing Washing Metode Bullhead

Metode yang dilakukan pada penelitian ini yaitu metode penginjeksian asam melalui *bullhead*. Metode ini merupakan metode yang paling sederhana

dimana asam diinjeksikan melalui annulus. Namun, pada pengasaman *bullhead* memiliki tantangan memperbaiki secara seragam atau keseluruhan sehingga aliran terdistribusi di seluruh interval dan sepenuhnya bergantung pada tekanan zona produksi (Salman Hayatullah et al., 2015).

Selanjutnya, pada metode *acid washing* melalui *bullhead* ini dibagi menjadi beberapa tahapan, yaitu:

1. *Preflush*, pada tahapan ini larutan fluida diinjeksikan didalam rangkaian *tubing* maupun *flowline*, hal ini dilakukan untuk membersihkan kotoran di sekitar lubang sumur. *Preflush* pada *tubing* diperlukan agar tidak terjadi pemompaan bahan yang tidak diinginkan masuk ke dalam formasi dan agar menghilangkan endapan korosi, *scale* dan kontaminasi lainnya pada *tubing*, sehingga memungkinkan terjadi keberhasilan pada pekerjaan *acidizing treatment* (Al-Mutairi et al., 2010).
2. *Main acid*, pada tahapan ini pelarut bereaksi dengan material penyumbat dan dilanjutkan dengan perendaman (*soaking*).
3. *Overflush*, menunggu hasil dari reaksi pengasaman terhadap *scale* dan selanjutnya melakukan tahapan *overflush* pada sumur untuk mengeluarkan sisa-sisa larutan asam (*clean up*). Umumnya pada tahapan ini air digunakan sebagai *overflush fluid*.

2.6 Perencanaan Acid Washing

Sumur yang sudah diketahui mengalami *problem scale* dan layak untuk dilakukan *acidizing treatment*, maka langkah selanjutnya melakukan desain *acidizing* untuk mendapatkan hasil yang optimal. Menurut penelitian yang dilakukan oleh (Kinasih et al., 2013) pada proses desain *acidizing* dilakukan rancangan untuk memprediksi dan memperhitungkan batasan *pumping pressure*, laju injeksi, volume dan konsentrasi serta untuk menentukan *volume tubing*, *volume annulus* dan *volume displacement* dilakukanlah perhitungan berdasarkan kapasitas *tubing*, *casing*, *annulus*, *net perforasi*.

2.6.1 Menentukan Nilai Tekanan Rekah Formasi

Penentuan nilai tekanan rekah formasi dilakukan agar tidak terjadi keretakan pada formasi. Besarnya nilai tekanan rekah formasi dapat ditentukan dengan menggunakan persamaan:

$$BH \text{ Frac Pressure} = Gf \times D \dots\dots\dots(1)$$

Dimana:

BH Frac Pressure = Tekanan rekah formasi, psi

Gf = Gradien rekah formasi, psi

D = Kedalaman sumur, ft

2.6.2 Menentukan Batasan Pumping Pressure

Pada *pumping pressure*, tekanan fluida yang akan diinjeksikan ke sumur tidak boleh melebihi MASP (*max allowed surface pressure*), perusahaan merekomendasi 80% dari hasil perhitungan *pumping pressure* dikarenakan apabila tekanan yang diinjeksikan melebihi MASP maka akan memberikan potensi *formation break* dan mengakibatkan kegagalan pada pekerjaan stimulasi *acid washing*. PT. Baker Hughes Indonesia memiliki persamaan sendiri, yaitu :

$$Pressure \text{ cal} = (Gf \times Td) - (\rho \times 0.052 \times Td) \dots\dots\dots(2)$$

Dimana:

Gf = Gradien rekahan, psi/ft

Td = Target kedalaman, ft

ρ = Berat fluida, ppg

2.6.3 Menentukan Volume Injeksi Asam

Perhitungan volume injeksi asam diperlukan agar pekerjaan *acidizing treatment* dapat berhasil sehingga perhitungan ini dapat ditentukan dari susunan *well schematic* pada sumur yang akan dilakukan pekerjaan *acidizing treatment*.

Kapasitas annulus:

$$(ID \text{ pipe})^2 - (OD \text{ pipe})^2 / 1029.4 \dots\dots\dots(3)$$

Volume annulus:

$$\text{length of pipe} \times KA \dots\dots\dots(4)$$

Dimana:

- ID = *Inside diameter*, inch
 OD = *Outside diameter*, inch
 KA = Kapasitas *annulus* bbl/ft
 VA = *Volume annulus*, bbl

2.7 Evaluasi *Well Productivity* Berdasarkan *Pre And Post Job Acid Washing*

Pada pekerjaan *acidizing treatment* terutama *acid washing* untuk mengetahui tingkat *success ratio* suatu sumur dapat ditentukan dengan besarnya nilai *oil gain* sumur tersebut.

Menurut penelitian yang dilakukan oleh (Okologume C. Wilfred, 2015) penyebab dari gagal ataupun buruknya hasil yang diperoleh pada pekerjaan *acidizing treatment* disebabkan oleh:

- 1) Jumlah *volume acid* yang digunakan tidak tepat sehingga menyebabkan ketidaksempurnaan proses pengasaman
- 2) Terjadi *formation break* pada saat *acidizing treatment* dilakukan
- 3) Tidak segera melakukan proses *clean up*

2.8 Evaluasi Berdasarkan Kurva IPR Tiga Fasa

Kurva *Inflow Performance Relationship* (IPR) diberikan dalam bentuk hubungan antara tekanan alir dasar sumur (P_{wf}) dengan laju produksi (Q) yang menunjukkan produktivitas suatu sumur (Pranondo & Agusandi, 2017). Pada penelitian yang diperoleh dari (Denny & Raharjo, 2017) mengatakan bahwa kurva IPR Wiggins tepat digunakan untuk meramalkan sumur minyak dengan *water cut* sangat tinggi (> 90%). Selanjutnya, Wiggins menurunkan persamaan aliran tiga fasa sebagai berikut:

Untuk aliran air

$$\frac{q_w}{q_{w,max}} = 1 - 0.722235 \left(\frac{p_{wf}}{p_r} \right) - 0.284777 \left(\frac{p_{wf}}{p_r} \right)^2 \dots \dots \dots (5)$$

Untuk aliran minyak

$$\frac{q_o}{q_{o,max}} = 1 - 0.519167 \left(\frac{p_{wf}}{p_r} \right) - 0.481092 \left(\frac{p_{wf}}{p_r} \right)^2 \dots \dots \dots (6)$$

Dimana:

Qo	= Laju produksi minyak, <i>barrel of oil/day</i>
Qomax	= Laju produksi minyak maksimum, <i>barrel of oil/day</i>
Qw	= Laju produksi air, <i>barrel water of/day</i>
Qwmax	= Laju produksi air maksimum, <i>barrel water of/day</i>
Pwf	= Tekanan alir dasar sumur, psia
Pr	= Tekanan reservoir, psia

2.7 Evaluasi Berdasarkan *Productivity Index*

Productivity Index (PI) menyatakan kemampuan suatu sumur untuk berproduksi, pada umumnya nilai perbandingan *productivity index* akan meningkat setelah pekerjaan stimulasi dilakukan (Cahyaningsih et al., 2012).

Untuk mencari nilai *productivity index* suatu sumur data yang harus didapatkan yaitu laju produksi, tekanan reservoir dan tekanan alir dasar sumur. Sehingga, didapatkan persamaan sebagai berikut:

$$PI = \frac{Q}{Pr - Pwf} \dots\dots\dots(7)$$

Dimana:

PI	= <i>Productivity Index</i> , bpd/psi
Q	= Laju Produksi Sumur, bpd
Pr	= Tekanan reservoir, psi
Pwf	= Tekanan alir dasar sumur, psi

BAB III METODOLOGI PENELITIAN

3.1 Metode Penelitian

Metode penelitian yang digunakan berupa *field research*. Data yang digunakan adalah data sekunder berupa data lapangan yang diberikan oleh perusahaan dan pembimbing lapangan, pendapat pakar dan teori dari literatur yang diperoleh. Adapun tahapan metode penelitian yang dilakukan dalam penelitian ini yaitu:

1. Studi Pustaka

Menemukan beberapa referensi mengenai *acidizing treatment* dan bagaimana proses tersebut dapat menghilangkan *scale*.

2. Kunjungan Lapangan

Kunjungan Lapangan JE yang terletak di Duri Riau. Data tersebut didapatkan dari kegiatan kunjungan ke PT. Baker Hughes Indonesia, pada kunjungan ini membahas mengenai data yang dibutuhkan untuk melakukan penelitian. Pada kegiatan ini peneliti berdiskusi dengan *Petroleum Engineer* dan *STIM Engineer*.

3. Pengumpulan Data

Pada pengumpulan data ini, dilakukan investigasi dan evaluasi yaitu mengetahui data *well diagram* dan *fluid characteristic* sehingga nantinya dihitung untuk mengetahui desain *acid washing* pada stimulasi *acidizing treatment*. Selanjutnya mengetahui data laju produksi sumur sebelum dan sesudah dilakukan *acid washing* lalu menganalisis *well productivity* dan menghitung kurva IPR untuk mengetahui tingkat keberhasilan pada pekerjaan stimulasi *acidizing treatment* terutama pada pekerjaan *acid washing*.

4. Langkah penelitian

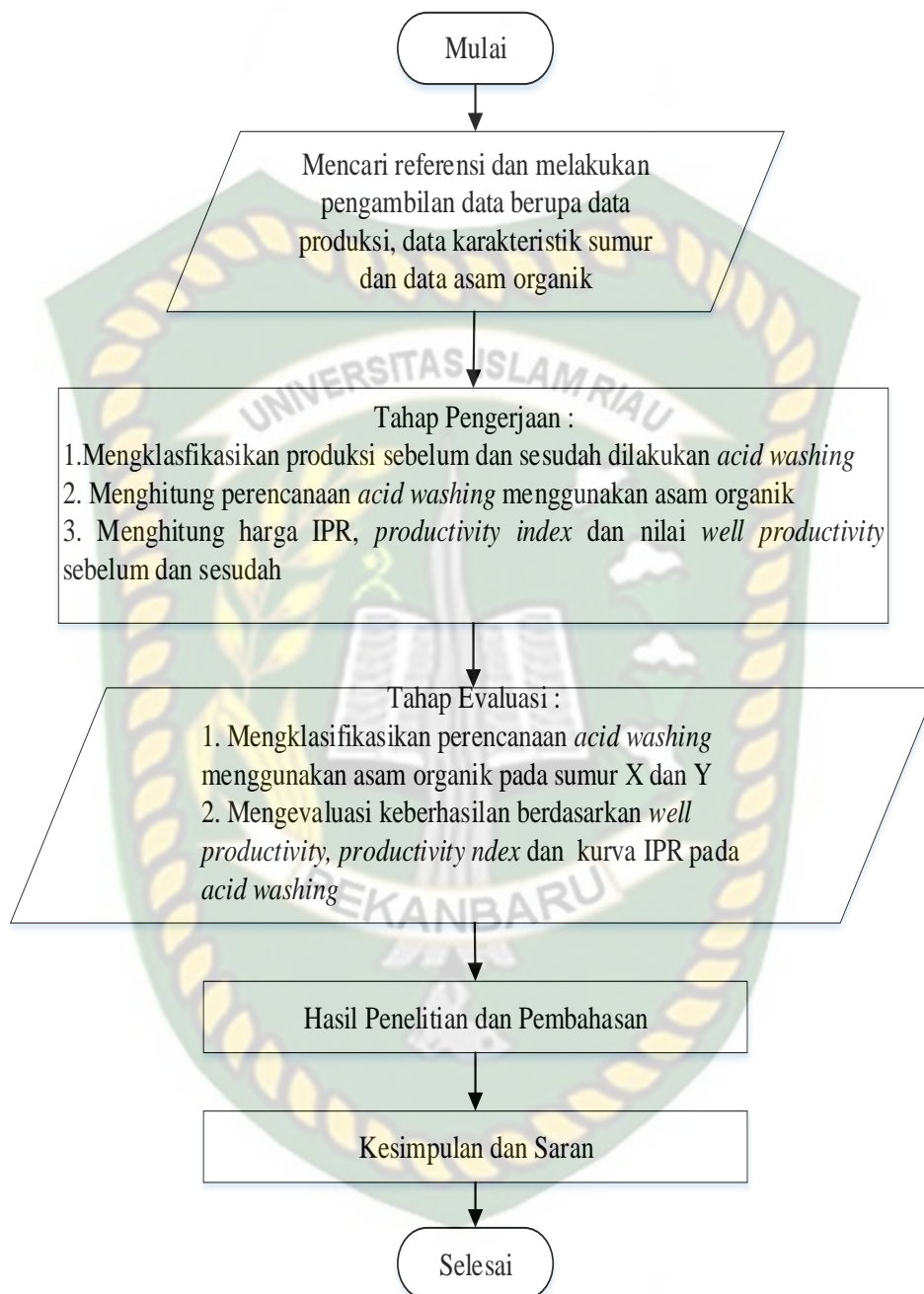
- a. Menghitung perencanaan *acid washing* dengan menggunakan persamaan pada sub bab 2.6.1, 2.6.2, dan 2.6.3
- b. Mengevaluasi keberhasilan berdasarkan *well productivity*, *productivity index* dan kurva IPR menggunakan persamaan 2.7, 2.8 dan 2.9

Berikut tabel parameter data yang akan dilakukan penelitian:

Tabel 3.1 Parameter Penelitian

Parameter	Sumur	
	X	Y
Gf (psi/ft)	0.65	0.65
Td (ft)	499	386
<i>Depth</i> (ft)	694	694
<i>Target zones</i> (ft)	195	308
ρ (ppg)	8.59	8.75
ID (inch)	4.86	5.29
OD (inch)	5.51	6.62
Qw sebelum	167	107
Qo sebelum	12	13
Qw sesudah	124.2	74.6
Qo sesudah	73.6	24
Viskositas minyak (cp)	120	129
Permeabilitas (md)	426	426
<i>Watercut</i> (%)	91.1	91
Porositas (%)	17	17
GOR (mscf/bbl)	3.67	3.60
Temperatur reservoir (°C)	152.1	169
Tekanan reservoir (psi)	201.2	242.9
Tekanan alir dasar sumur (psi)	163	175.6
Kompleksi	<i>Open hole gravel pack</i>	<i>Open hole gravel pack</i>

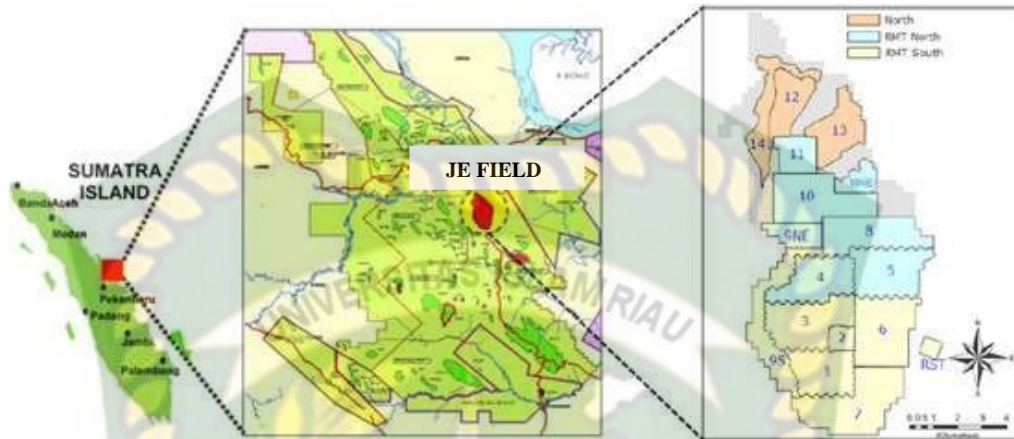
3.2 Diagram Alir Penelitian



Gambar 3.1 Diagram Alir

3.3 Studi Lapangan

3.3.1 Sejarah Lapangan



Gambar 3.2 Gambar Peta Lokasi Lapangan JE

Lapangan JE terletak di Provinsi Riau berjarak ± 5 km ke arah kota Dumai dan 120 km ke utara kota Pekanbaru. Menurut peta lokasi lapangan JE berbentuk memanjang dari arah Utara ke Selatan dengan lebar kurang lebih 8 km dan panjang 18 km. Pada tahun 1941 ditemukanlah lapangan JE dengan luas 34.730 hektar dan mulai beroperasi pada tahun 1958. Ditemukan minyak pada kedalaman antara 300 hingga 700 ft. Dari total cadangan minyak pada lapangan JE, hanya 7.5 % saja yang dapat diproduksi pada tahap pengurusan primer (*primary recovery*). Jenis minyak pada lapangan JE bersifat *heavy oil* dikarenakan memiliki sifat fisik antara lain pada kondisi awal temperatur memiliki densitas 22.4° API dan viskositas 118 maka dari itu digunakan sistem injeksi uap untuk memproduksi minyak tersebut sehingga lapangan ini disebut sebagai *Duri Steam Flood*.

3.3.2 Pembagian Area

Pembagian area kerja *Duri Steam Flood* dibagi menjadi 14 area pengembangan. Tiga kompleks yang digunakan bervariasi seperti *perforasi cased hole completion*, tetapi sebagian besar produksi diselesaikan dengan *open hole gravel pack completion*. Dari area 1,3,4 dan 5 dikerjakan dengan *pattern 7 spot inverted* yang memiliki luas area 11.625 hektar sementara itu, area 2,6,8,9,10 dan 11 menggunakan *pattern 9 spot inverted* dengan luas 15.5 hektar.

3.3.3 Karakteristik Reservoir

Sebanga Fault membatasi struktur lapangan JE di sepanjang sisi barat. Sesar pada lapangan minyak JE mempunyai kemiringan yang curam yaitu 65° sampai vertikal dengan pergeseran semu dari 10 sampai 100 ft. Lapangan JE memiliki struktur antiklin yang hampir simetris, membentang dari arah Utara ke Selatan sepanjang 18 km dengan lebar 8 km. Patahan-patahan dengan arah Timur Laut hingga Barat Daya terdapat di bagian Utara.

Reservoir minyak ditemukan pada lapisan-lapisan *sandstone* berumur "*Early Miocene*". Formasi ini terdiri dari formasi Rindu dan formasi Pertama Kedua dengan porositas rata-rata 35 % dan memiliki ketebalan 140 ft. Data-data mengenai sifat fisik batuan reservoir diperoleh dari analisa terhadap sejumlah 2200 sampel batuan yang diambil secara konvensional pada saat pemboran dan saat melakukan logging. Berdasarkan sifat-sifat lapisan pada lapangan JE serta jenis minyak yang terkandung, maka pendesakan uap untuk menaikkan perolehan minyak di lapangan JE sangat ideal karena reservoir yang tebal dan dangkal serta memiliki jenis minyak *heavy oil* dengan tekanan rendah.

3.4 Tempat Pelaksanaan Penelitian

Tempat pelaksanaan penelitian berlokasi di PT. Baker Hughes Indonesia (BHI) *pressure pumping* – Duri.

3.5 Jadwal Penelitian

Tabel 3.2 Jadwal Penelitian

Kegiatan	Tahun 2021																											
	Juni Minggu ke -				Juli Minggu ke -				Agustus Minggu ke -				Septem- ber Minggu ke -				Oktober Minggu ke -				Novem- ber Minggu ke -							
	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4				
Studi Literatur																												
Pembuatan Proposal Penelitian																												

BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN

Lapangan JE merupakan lapangan DSF (*duri steam flood*) yang bersifat *heavy oil* dengan 22.1° API dan viskositas 120 cp. Pada lapangan ini, terdapat dua sumur yang diindikasikan terjadi penurunan laju produksi yaitu pada sumur X sebesar 40% dan pada sumur Y penurunan terjadi sebesar 23.5%. Penurunan ini disebabkan oleh adanya *scale* yang terdapat pada *screen liner* sehingga perlu dilakukan *acidizing treatment*. Terdapat dua metode yang digunakan yaitu metode *coiled tubing* dan metode *bullheading*. Pada penelitian ini dilakukan stimulasi *acidizing treatment* jenis *acid washing* menggunakan *bullheading* pada kedua sumur. Hal ini dikarenakan agar *scale* yang mengendap di area *screen liner* dapat diatasi dengan melakukan *acid washing* atau pencucian asam dengan menginjeksikan asam ke dalam lubang sumur sehingga endapan tersebut dapat bereaksi dengan asam. Metode *bullheading* digunakan karena memadai untuk interval kecil dan semua interval *ditreatment* secara keseluruhan namun hanya bergantung pada tekanan pada zona produktif, hal ini sejalan dengan penelitian yang dilakukan oleh (Garrouch & Jennings, 2017).

4.1 Perencanaan Desain Acid Washing

Penurunan laju produksi pada sumur X dan Y disebabkan adanya *scale* yang mengendap di sekitar lubang sumur, adapun *scale* yang terbentuk berupa *scale CaCO₃* hal ini diketahui dari hasil analisa laboratoirum stimulasi. Pada pekerjaan *acidizing treatment*, salah satunya *acid washing* untuk mendapatkan hasil yang optimal parameter desain yang digunakan yaitu batasan *pumping pressure*, volume fluida, laju injeksi dan konsentrasi. Dalam memompakan asam perlu diperhatikan laju injeksi, konsentrasi asam, dan batasan *pumping pressure* agar tidak merusak kompleksi sumur dan dapat menyebabkan kegagalan pada stimulasi *acidizing treatment* (Widyanti, 2015). Volume *fill up* yang dibutuhkan untuk *acid washing* pada sumur X sebanyak 53.27 bbl dan pada sumur Y sebanyak 53.67 bbl. Persamaan tersebut terdapat pada persamaan satu sampai empat. Perhitungan desain *acid washing* terdapat pada lampiran II. Pada penelitian ini, jenis *brine*, jenis *acid* dan jenis *solvent* yang digunakan yaitu KCL,

carboxylic acid dan *envirosol*. Adapun tahapan pengasaman terdapat pada lampiran I.

Pada sumur X padatan yang berupa *scale* terletak di area *screen liner* yang berada sepanjang 499 ft – 694 ft, sedangkan pada sumur Y padatan tersebut berada di area *screen liner* sepanjang 386 ft – 694 ft. Adapun perhitungan *acid washing* sumur X dan sumur Y lapangan JE terdapat pada lampiran II.

Tabel 4.1 Perencanaan Desain *Acid Washing*

No.	Parameter	Sumur	
		X	Y
1.	Gradien rekah formasi, psi/ft	0.65	0.65
2.	Tekanan rekah formasi, psi	324.35	250.9
3.	Tekanan hidrostatik, psi	222.89	175.63
4.	Volume <i>fluid treatment</i> , bbl	138.27	128.67
5.	Volume <i>fill up</i> , bbl	53.27	53.67
6.	<i>Total time treatment</i> , menit	198.27	188.67
5.	Volume asam, bbl	6.5	6.5
6.	Volume <i>solvent</i> , bbl	2.5	2.5
7.	Volume <i>brine</i> , bbl	129.27	119.67
8.	Batasan <i>pumping pressure</i> (psi)	82	61
9.	pH asam setelah reaksi	6.26	6.09



Gambar 4.1 *Scale CaCO₃* di Sumur X

Berdasarkan *best practice* perusahaan, untuk menentukan batasan *pumping pressure* direkomendasikan 80% dari hasil MASP (*max allowed surface pressure*). Hal ini dilakukan untuk menghindari terjadinya rekahan pada formasi dan menyebabkan operasi pengasaman yang tidak efisien (Kozikhin et al., 2018). Dalam mengatasi *scale CaCO₃* pada lapangan JE perusahaan menggunakan asam karboksilat, hal ini dilakukan karena asam karboksilat memiliki karakteristik yang terdapat pada tabel 2.2 dan sifat asam organik yang tidak korosif namun sangat reaktif terhadap *scale* (C Kurniawan, D Miswar, T Sukotrihadiyono, 2018). pH asam setelah reaksi menunjukkan pelarut tersebut tidak bersifat korosif sehingga dapat mencegah terjadinya kerusakan lingkungan. Berbeda dengan HCl yang dapat membahayakan sumur karena tingginya tingkat korosifitas dan menghasilkan gas H₂S (gas beracun) (Gamal et al., 2021). Tes laboratorium yang dilakukan berupa pengujian *live acid* dan *spent acid* pada asam karboksilat terdapat pada lampiran XI.

4.2 Langkah Kerja Proses Acid Washing

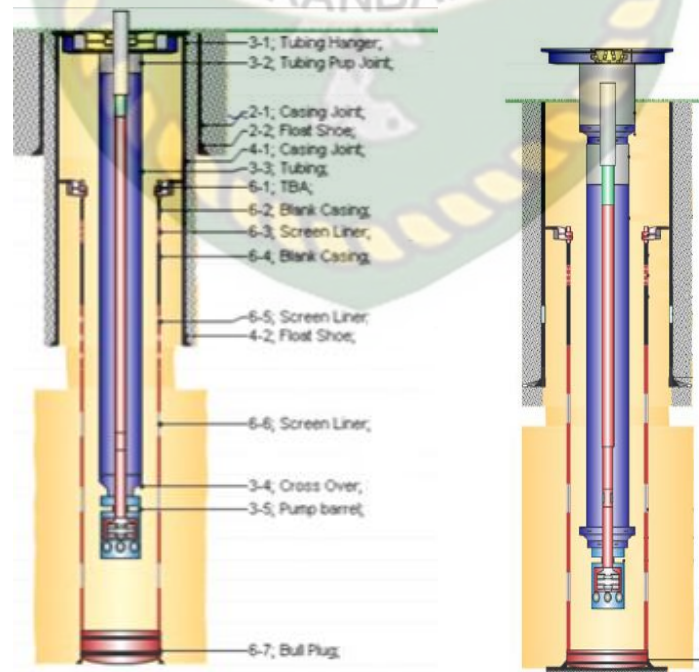
Pada saat melakukan *acid washing treatment*, terdapat beberapa langkah yang harus dilakukan yaitu:

4.2.1 Persiapan Sumur Sebelum Melakukan Treatment

1. Sebelum melakukan *treatment*, hal yang perlu dilakukan adalah memastikan peralatan berfungsi dengan baik yaitu peralatan pengasaman *bullhead: Pump unit + accessories (1 unit), acid tank (internal coated) (1 unit) dan water tank (optional) (1 unit)*.
2. Selanjutnya, melakukan uji tekanan hingga 2000 psi di permukaan (*optional*) tahan tekanan selama 10 menit dan amati jika terjadi kebocoran.
3. Saat melakukan pengujian *pressure build up test*, terus lakukan pemompaan asam apabila terdapat tekanan pada *sucker rod pump*.
4. Apabila *sucker rod pump* sudah dimatikan, lakukan persiapan pencampuran asam berdasarkan program yang telah ditentukan oleh PT. Baker Hughes Indonesia.

4.2.2 Prosedur Pengasaman

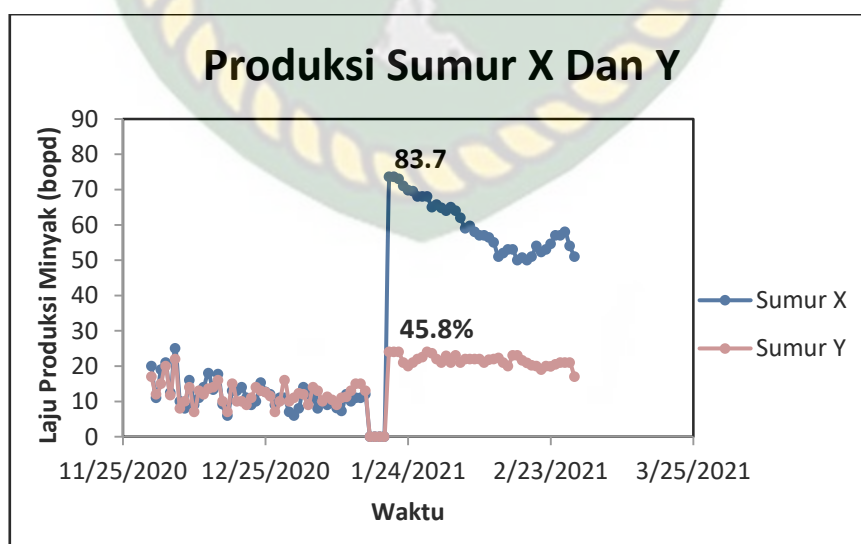
1. Melakukan QAQC lapangan dari sistem fluida, mengukur SG, dan pH campuran asam
2. Selanjutnya, pada tahapan pengerjaan *acid washing* hal yang pertama dilakukan yaitu *preflush*, pada tahapan ini digunakan *solvent* sebanyak 2.5 bbl dan dilanjutkan dengan penggunaan *brine*. Setelah itu, melakukan *soaking* atau perendaman yang dilakukan selama 1 jam.
3. Tahapan *main acid* yaitu asam organik diinjeksikan sebanyak 6.5 bbl lalu dilanjutkan dengan tahap *displacement* menggunakan *brine*.
4. Tahapan *overflow*, setelah dilakukan tahapan *main acid* dan lakukan *soaking* selama 3-4 jam, selanjutnya akan di *displacement* menggunakan *brine*. Kemudian pompa dinyalakan untuk mengeluarkan asam yang ada di dalam lubang sumur ke permukaan. Asam tersebut akan ditampung di *unload facility* sampai didapatkan pH 7 dan setelah normal, sumur akan diproduksi kembali.



Gambar 4.2 Skema Sumur X Dan Sumur Y

4.3 Evaluasi Keberhasilan *Well Productivity* Berdasarkan *Pre And Post Job Acid Washing*

Berdasarkan *history* sumur X dan sumur Y, sumur X sudah 4 kali dilakukan stimulasi *acidizing treatment* sedangkan pada sumur Y stimulasi *acidizing treatment* sudah dilakukan sebanyak 7 kali. Pada sumur X dan Y sudah diberikan *scale inhibitor* namun tetap saja pembentukan *scale* tidak dapat dihindari, ini terjadi karena karakteristik dari sumur di lapangan JE dan dapat pula terjadi karena pemilihan *scale inhibitor* yang tidak tepat ataupun pengaruh dari temperatur (Vazquez et al., 2016). Selanjutnya, berdasarkan kinerja produksi sumur X dan Y di lapangan JE tampak mengalami peningkatan laju produksi setelah dilakukan pekerjaan *acid washing*. Sebelum dilakukan pekerjaan *acid washing* pada tahun 2021, sumur X berproduksi sebesar 12 bopd dan sumur Y berproduksi sebesar 13 bopd. Sedangkan, setelah dilakukannya pekerjaan *acid washing* terjadi peningkatan pada sumur X menjadi 73.6 bopd dan pada sumur Y menjadi 24 bopd. Dapat dilihat pada kedua sumur mengalami peningkatan yang dilihat dari *oil gain* sehingga apabila dipersentasekan kenaikan sumur X sebesar 83.7% dan pada sumur Y sebesar 45.8%. Untuk mengetahui pekerjaan *acidizing treatment* berhasil atau tidak dapat dilihat dari kenaikan *oil gain* setelah dilakukannya pekerjaan *acidizing treatment* tersebut (Jeffry et al., 2020).

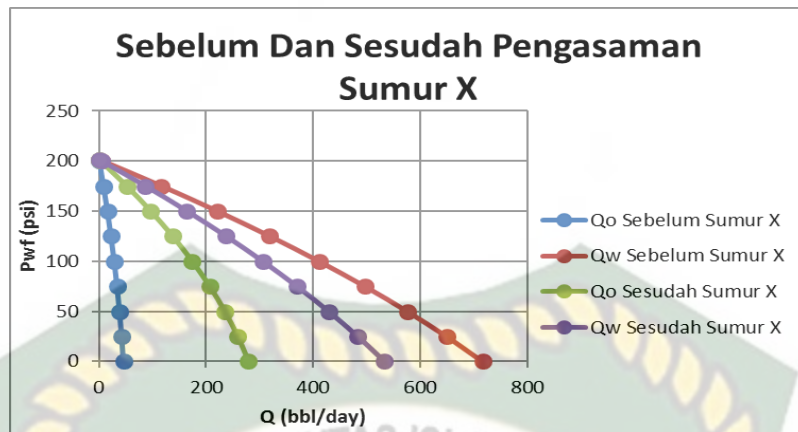


Gambar 4.3 Laju Produksi Sumur X dan Y Sebelum dan Sesudah Pengasaman

Dari nilai persentase sebesar 83.7% pada sumur X dapat dikatakan berhasil karena berdasarkan apabila mengalami kenaikan diatas 50% maka dapat dikatakan pekerjaan tersebut berhasil. Sedangkan pada sumur Y dengan nilai persentase sebesar 45.8% dikatakan tidak mencapai nilai optimal keberhasilan (rendah), hal ini sejalan dengan penelitian (S. Ariyono, 2018) bahwa apabila nilai produktivitas sumur tidak mencapai 50% maka dari itu disebut keberhasilan yang tidak optimal yang disebabkan oleh pengaruh jarak interval pengasaman yang jauh pada sumur Y dengan interval kedalaman 308 ft hal ini dapat mempengaruhi keberhasilan pekerjaan *acid washing* karena injeksi asam yang digunakan dengan volume yang sama pada sumur X dengan interval kedalaman hanya 195 ft, sejalan dengan penelitian yang dilakukan oleh (Widyanti, 2015) bahwa perbedaan persentase keberhasilan pada kedua sumur dapat dipengaruhi oleh adanya perbedaan interval kedalaman formasi yang akan diinjeksikan pengasaman dan kondisi masing-masing reservoir sumur untuk dapat menerima keefektifan fuida.

4.4 Evaluasi Keberhasilan Berdasarkan Kurva IPR Tiga Fasa

Kurva *inflow performance relationship* menunjukkan hasil produktivitas sumur dengan menggambarkan hubungan antara laju alir sumur dan laju produksi, hal ini sejalan dengan penelitian (Marpaung, 2015) bahwa dengan pembacaan kurva IPR juga dapat mengetahui laju alir maksimal dari suatu sumur. Berdasarkan nilai *watercut* sumur yang tinggi diatas 90% dapat diasumsikan menggunakan metode IPR Wiggins (Denny & Raharjo, 2017) selain itu, terdapat 3 fasa aliran yang ada pada sumur X dan Y. Adapun perhitungan kurva IPR sebelum dan sesudah sumur X dan sumur Y lapangan JE terdapat pada lampiran V sampai lampiran VIII.



Gambar 4.4 Kurva IPR Sumur X Sebelum Dan Sesudah Pengasaman

Berikut data IPR sebelum dan sesudah dilakukan *acid washing* pada sumur X:

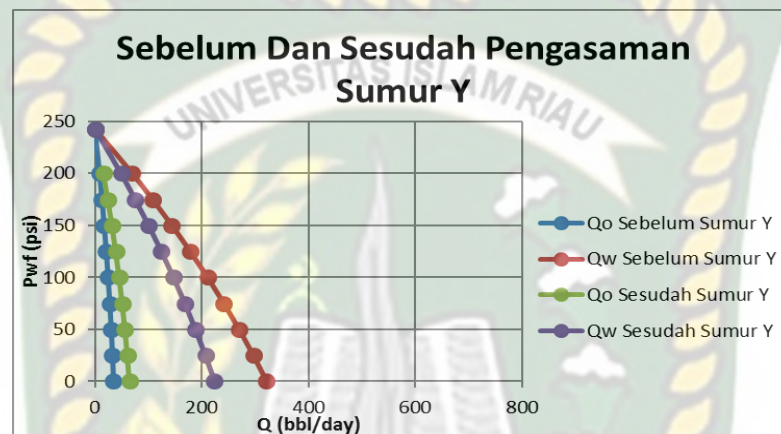
Tabel 4.2 Data IPR Sebelum Pengasaman Sumur X

Pwf	Qo	Qw
0	45.50774	716.9577
25	42.23013	649.717
50	38.27802	576.2775
75	33.65142	496.6392
100	28.35031	410.8021
125	22.37471	318.7663
150	15.72461	220.5317
175	8.400016	116.0984
200	0.400922	5.466254
201.2	0	0

Tabel 4.3 Data IPR Sesudah Pengasaman Sumur X

Pwf	Qo	Qw
0	279.1141	533.2104
25	259.0115	483.2027
50	234.7719	428.5848
75	206.3954	369.3568
100	173.8819	305.5187

125	137.2316	237.0705
150	96.44429	164.0122
175	51.5201	86.34383
200	2.458985	4.065322
201.2	0	0



Gambar 4.5 Kurva IPR Sumur Y Sebelum Dan Sesudah Pengasaman

Berikut data IPR sebelum dan sesudah dilakukan *acid washing* pada sumur Y:

Tabel 4.4 Data IPR Sebelum Pengasaman Sumur Y

Pwf	Qo	Qw
0	34.8326	321.1735
25	32.79125	296.4205
50	30.39567	269.7622
75	27.64586	241.1986
100	24.54183	210.7298
125	21.08356	178.3557
150	17.27107	144.0764
175	13.10435	107.8918
200	8.583409	69.80201
242.9	0	0

Tabel 4.5 Data IPR Sesudah Pengasaman Sumur Y

Pwf	Qo	Qw
0	64.30635	223.921
25	60.53769	206.6633
50	56.11508	188.0772
75	51.03851	168.1628
100	45.30799	146.92
125	38.9235	124.349
150	31.88506	100.4495
175	24.19265	75.22179
200	15.84629	48.6657
242.9	0	0

Dari pembacaan grafik sebelum dan sesudah pengasaman dapat dilihat bahwa terjadi kenaikan laju produksi pada kedua sumur hal ini sejalan dengan penelitian (Rabbani et al., 2018) bahwa apabila terjadi divergensi pada kurva IPR menunjukkan terjadi keberhasilan pada pekerjaan *acidizing treatment* yang semula laju produksi minyak maksimum hanya bernilai 45.51 bopd menjadi 279.11 bopd sejalan dengan sumur Y yang juga mengalami peningkatan yang semula bernilai 34.83 bopd menjadi 64.30 bopd.

4.5 Evaluasi Keberhasilan Berdasarkan *Productivity Index*

Salah satu indikator untuk mengetahui kemampuan suatu sumur dan keberhasilan dari suatu pekerjaan *acidizing treatment* yaitu dengan menghitung nilai perbandingan laju produksi dengan nilai tekanan alir dasar sumur dan tekanan reservoir (Mota et al., 2020). Nilai perbandingan laju produksi dengan nilai tekanan alir dasar sumur dan tekanan reservoir ini disebut dengan *productivity index*. Dari hasil perhitungan *productivity index* pada sumur X dan sumur Y didapatkan hasil sebagai berikut:

Tabel 4.6 *Productivity Index* Sumur X dan Sumur Y

Sumur X			Sumur Y		
Parameter	Sebelum <i>Acidizing Treatment</i>	Sesudah <i>Acidizing Treatment</i>	Parameter	Sebelum <i>Acidizing Treatment</i>	Sesudah <i>Acidizing Treatment</i>
Qo rate (bopd)	11.92	59.72	Qo rate (bopd)	12.21	21.53
PI (bopd/psi)	0.31	1.56	PI (bopd/psi)	0.18	0.31
Δ	1.25		Δ	0.13	

Perhitungan *productivity index* sumur X dan Y terdapat pada lampiran X dan lampiran XI. Dari data diatas didapatkan bahwa nilai PI sumur X mengalami kenaikan dari 0.31 menjadi 1.56 begitu pula dengan sumur Y yang juga mengalami kenaikan dari 0.18 menjadi 0.31. Akan tetapi, pada sumur Y dikatakan keberhasilan dengan tingkat rendah hal ini sejalan dengan penelitian yang dilakukan oleh (Anisa & Sudibjo, 2015) bahwa apabila nilai PI rendah jika $PI < 0.5$, PI sedang jika $0.5 < PI < 1.5$ dan PI tinggi jika $PI > 1.5$.

BAB V KESIMPULAN DAN SARAN

5.1 Kesimpulan

Dari penelitian yang telah dilakukan, peneliti dapat menyimpulkan bahwasanya:

1. Berdasarkan perhitungan perencanaan desain *acid washing* yang telah dilakukan pada sumur X dan Y pada lapangan JE didapatkan yaitu nilai tekanan rekah formasi sebesar 324.35 psi dan 250.9 psi dengan tekanan injeksi maksimum asam dipermukaan 82 psi dan 61 psi serta *volume fluid treatment* pada sumur X sebesar 138.27 bbl dan pada sumur Y sebesar 128.67 bbl.
2. Dari hasil kenaikan laju produksi setelah dilakukan stimulasi *acid washing*, sumur X dikatakan berhasil karena terjadi peningkatan sebesar 83.7% dan begitu pula pada sumur Y terjadi peningkatan sebesar 45.8%. Selanjutnya, berdasarkan perhitungan kurva IPR pada sumur X terjadi peningkatan yang pada mulanya Q_o maks 45.51 bbl/day menjadi 279.11 lalu pada sumur Y Q_o maks 34.83 bbl/day menjadi 64.31 bbl/day dan harga PI sesudah pengasaman pada sumur X dikatakan PI tinggi dengan nilai 1.56 sementara pada sumur Y dikatakan PI rendah dengan nilai 0.31.

5.2 Saran

Berdasarkan penelitian yang telah dilakukan, diharapkan pada peneliti selanjutnya dapat menghitung aspek keekonomian dari penerapan *acidizing treatment* terutama *acid washing* menggunakan asam organik pada kedua sumur pada lapangan JE.

DAFTAR PUSTAKA

- Ahmad, N. M., & Said, L. (2015). Analisa Air Formasi Dalam Menentukan Kecendrungan Pembentukan Scale Pada Sumur X , Y dan Z. *Seminar Nasional Cendekiawan*, 317–325.
- Al-Douri, A. F., Sayed, M. A., Nasr-El-Din, H. A., & Aften, C. (2013). A new organic acid to stimulate deep wells in carbonate reservoirs. *Proceedings - SPE International Symposium on Oilfield Chemistry*, 2, 779–795. <https://doi.org/10.2118/164110-ms>
- Al-Mutairi, S. H., Daniel Hill, A., & Nasr-El-Din, H. A. (2010). Modeling of tubing pickling in conjunction with acidizing treatments. *SPE Journal*, 15(3), 822–833. <https://doi.org/10.2118/93291-PA>
- Alhamad, L., Alrashed, A., Al Munif, E., & Miskimins, J. (2020a). A review of organic acids roles in acidizing operations for carbonate and sandstone formations. *Proceedings - SPE International Symposium on Formation Damage Control, 2020-Febru*. <https://doi.org/10.2118/199291-ms>
- Alhamad, L., Alrashed, A., Al Munif, E., & Miskimins, J. (2020b). Organic Acids for Stimulation Purposes: A Review. *SPE Production & Operations, December 2019*, 19–21. <https://doi.org/10.2118/199291-pa>
- 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. *Proceedings of the SPE/ICoTA Coiled Tubing Roundtable Conf*, 201–212. <https://doi.org/10.2118/74850-ms>
- Aljawad, M. S., Aljulaih, H., Mahmoud, M., & Desouky, M. (2019). Integration of field, laboratory, and modeling aspects of acid fracturing: A comprehensive review. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 181(June). <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2019.06.022>
- Anisa, M., & Sudibjo, R. (2015). Analisis perencanaan pengasaman pada Sumur JRR-2 dan JRR-4 di Lapangan Y. *Seminar Nasional Cendekiawan*, 276–284.
- C Kurniawan, D Miswar, T Sukotrihadiyono, F. G. (2018). *Organic Acidizing, Unlock Remaining Oil in Tight Sandstone with High Clay Content and High Temperature, Case Study IB-0033*.

- Cahyaningsih, B., Prabu, U. A., Herlina, W., Pertambangan, J. T., Teknik, F., & Sriwijaya, U. (2012). *Evaluasi Hasil Aplikasi Hydraulic Fracturing Pada Reservoir Karbonat Sumur BCN-28 di Struktur APP PT Pertamina EP Asset 2 Pendopo Field Evaluation of Application Hydraulic Fracturing Result at Carbonate Reservoir BCN-28 Well APP Structure in PT Pertamina.*
- Denny, A., & Raharjo, U. (2017). Vol . 9 No . 2 Februari 2017 ISSN : 1979-8415 Evaluasi Perhitungan Potensi Sumur Minyak Tua Dengan Water Cut Tinggi Vol . 9 No . 2 Februari 2017. *Vol. 9 No. 2 Februari 2017 ISSN: Evaluasi Perhitungan Potensi Sumur Minyak Tua Dengan Water Cut Tinggi 1979-8415*, 9(2), 106–110.
- Gamal, H., Elkatatny, S., Al-Afnan, S., & Bahgat, M. (2021). Development of a Unique Organic Acid Solution for Removing Composite Field Scales. *ACS Omega*, 6(2), 1205–1215. <https://doi.org/10.1021/acsomega.0c04335>
- Garrouch, A. A., & Jennings, A. R. (2017). A contemporary approach to carbonate matrix acidizing. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 158, 129–143. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2017.08.045>
- Hughes, B. (2015). *StimCarb HTOA Acid System*. 43593.
- Irawan, Antoni, A. I. (2011). Studi Penanggulangan Problem Scale dari Nearwellbore Hingga Flowline di Lapangan Minyak LIMAU. *Universitas Indonesia*.
- Jeffrey, S. J. M., Trjangganung, K., Chandrakant, A. A., Madon, B., Katende, A., & Ismail, I. (2020). Selection of suitable acid chemicals for matrix stimulation: A Malaysian Brown field scenario. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 186, 106689. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2019.106689>
- Kinasih, R. C., Amin, M., Prabu, A., Pertambangan, J. T., Teknik, F., & Sriwijaya, U. (2013). *Analisa Hasil Acidizing Treatment Untuk Menaggulangi Scale CaCO₃ Dalam Upaya Mengoptimalkan Kemampuan Berproduksi Sumur R-11 PT . Pertamina EP Asset 2 Limau The Result Analysis of Acidizing Treatment for Talking Scale CaCO₃ in Effort to Optimize The AB.*
- Kozikhin, R. A., Daminov, A. M., Fattakhov, I. G., Kuleshova, L. S., &

- Gabbasov, A. K. (2018). Identifying the efficiency factors on the basis of evaluation of acidizing of carbonate reservoirs. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, 194(6). <https://doi.org/10.1088/1755-1315/194/6/062013>
- Marpaung. (2015). Optimasi Penggunaan Electric Submersible Pump Pada Sumur RN dan NM di Lapangan Y Berikut Rincian Merode Pemasangannya. *Seminar Nasional Cendekiawan*, 3(9), 1689–1699.
- Mota, T. M., Ir, P., & Rachmat, S. (2020). *Parametric Wormhole Studies on Matrix Acidizing Carbonate Reservoir*. 1(1), 11–27.
- Musnal, A. (2014). Perhitungan Laju Aliran Fluida Kritis Untuk Mempertahankan Tekanan Reservoir Pada Sumur Ratu Di Lapangan Kinantan. *Journal of Earth Energy Engineering*, 3(1), 1–8. <https://doi.org/10.22549/jeee.v3i1.934>
- Okologume C. Wilfred. (2015). Evaluation of a Systematic Approach To Matrix Acidizing on an Oil Producing Well. *International Journal of Research in Engineering and Technology*, 04(06), 219–224. <https://doi.org/10.15623/ijret.2015.0406036>
- Panas, S., Mbf, B., Miz, D. A. N., Furqan, M. B., & Ridaliani, O. (2015). *Evaluasi Keberhasilan Matrix Acidizing Dan Well Washing*. 571–581.
- Pranondo, D., & Agusandi, S. (2017). *Jurnal Teknik Patra Akademika Vol 8. No.1 Juli 2017*. 8(1), 11–21.
- Prasetyawati Umar, E., Rianto Pradana, E., Rauf Husain, J., & Nurwaskito, A. (2017). Perbandingan Hasil Produksi Berdasarkan Pengaruh Workover Terhadap Hasil Produksi Sumur Walio 212 Pt. Petrogas (Basin) Ltd, Kabupaten Sorong, Provinsi Papua Barat. *Jurnal Geomine*, 5(3), 120–123. <https://doi.org/10.33536/jg.v5i3.142>
- Rabbani, E., Davarpanah, A., & Memariani, M. (2018). An experimental study of acidizing operation performances on the wellbore productivity index enhancement. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 8(4), 1243–1253. <https://doi.org/10.1007/s13202-018-0441-8>
- Robertson, J. O., & Chilingarian, G. V. (1989). Acidizing Oilwells. *Developments in Petroleum Science*, 19(PB), 161–190. [https://doi.org/10.1016/S0376-7361\(08\)70504-1](https://doi.org/10.1016/S0376-7361(08)70504-1)

- S. Ariyono. (2018). *Kajian Teknis Pompa SRP Untuk Optimalisasi Produksi Komering) Ltd , Air Serdang Field Technical Study of SRP Pump for Optimazation of Well- Form Production AS-100 in Job Pertamina-Jadestone Energy (Ogan Komering) Ltd , Air Serdang Field*. 2(3), 11–18.
- Salman Hayatullah, M., Ridwan, R., Meifresia, L., Kurniawan, H., & Napitupulu, B. H. (2015). Relative permeability modifier (RPM) as chemical diverter in bullhead matrix acidizing treatment. *Society of Petroleum Engineers - SPE/IATMI Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, APOGCE 2015*. <https://doi.org/10.2118/176100-ms>
- Shafiq, M. U., & Mahmud, H. Ben. (2017). Sandstone matrix acidizing knowledge and future development. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 7(4), 1205–1216. <https://doi.org/10.1007/s13202-017-0314-6>
- Tian, Q., Zhang, Y., Li, G., & Wang, Y. (2019). Application of Carboxylic Acid in Low-Rank Coal Flotation. *International Journal of Coal Preparation and Utilization*, 39(1), 44–53. <https://doi.org/10.1080/19392699.2017.1297299>
- Vazquez, O., Fursov, I., & Mackay, E. (2016). Automatic optimization of oilfield scale inhibitor squeeze treatment designs. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 147, 302–307. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2016.06.025>
- Widyanti, S. (2015). *Evaluasi Keberhasilan Matrix Acidizing Dalam Peningkatan Produksi Sumur Rama a-02 Dan Rama a-03 Pada Lapangan Rama-a*. 494–500.
- Williams, B. B., Gidley, J. L., & Schechter, R. S. (1979). Acidizing Fundamentals. In *SPE Monograph Series* (p. 131).
- Zimmermann, G., Blöcher, G., Reinicke, A., & Brandt, W. (2011). Rock specific hydraulic fracturing and matrix acidizing to enhance a geothermal system - Concepts and field results. *Tectonophysics*, 503(1–2), 146–154. <https://doi.org/10.1016/j.tecto.2010.09.026>