

**APLIKASI METODE PENGASAMAN MENGGUNAKAN
COILED TUBING UNIT UNTUK MENGHILANGKAN SCALE
PADA SUMUR PANASBUMI “SAR-1” DI LAPANGAN
WAYANG WINDU JAWA BARAT**

TUGAS AKHIR

Diajukan guna melengkapi syarat dalam mencapai gelar Sarjana Teknik

Oleh

SARI RAHAYU MULYATI

NPM 163210123



**PROGRAM STUDI TEKNIK PERMINYAKAN
UNIVERSITAS ISLAM RIAU
PEKANBARU**

2021

PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR

Dengan ini saya menyatakan bahwa tugas akhir ini merupakan karya saya sendiri dan semua sumber yang tercantum didalamnya baik yang dikutip maupun dirujuk telah saya nyatakan dengan benar sesuai ketentuan. Jika terdapat unsur penipuan atau pemalsuan data maka saya bersedia dicabut gelar yang telah saya peroleh.

Pekanbaru, 13 Juli 2021



Sari Rahayu Mulyati

NPM 163210123

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 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 1.
2. Muhammad Ariyon, S.T., M.T selaku pembimbing akademik yang telah memberikan nasihat selama menjalani perkuliahan di Teknik Perminyakan
3. Pihak Star Energy Wayang Windu bapak Marpriansyah, S.T., M.T., M.Eng 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. Dr. Eng. Adi Novriansyah, S.T., M.T selaku dosen pembimbing yang selalu memberi masukan dan dukungan penuh untuk menyelesaikan tugas akhir ini.
6. Kedua orang tua dan keluarga yang memberikan dukungan penuh material maupun moral.
7. Sahabat-sahabat saya Yessi Ratna Sari dan Mahmud Hakim yang selalu memberi support dalam menyelesaikan tugas akhir ini.

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, 13 Juli 2021


(Sari Rahayu Mulyati)

DAFTAR ISI

HALAMAN PENGESAHAN.....	ii
PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR	iii
KATA PENGANTAR.....	iv
DAFTAR ISI.....	v
DAFTAR GAMBAR.....	vii
DAFTAR TABEL	viii
DAFTAR LAMPIRAN.....	ix
DAFTAR SINGKATAN.....	x
DAFTAR SIMBOL.....	xi
ABSTRAK	xii
ABSTRACT.....	xiii
BAB I PENDAHULUAN.....	1
1.1 LATAR BELAKANG.....	1
1.2 TUJUAN PENELITIAN.....	2
1.3 MANFAAT PENELITIAN.....	2
1.4 BATASAN MASALAH	3
BAB II TINJAUAN PUSTAKA.....	4
2.1 JENIS <i>SCALE</i>	4
2.2 PENGASAMAN (<i>ACIDIZING</i>).....	5
2.2.1 Tahapan Pengasaman	6
2.2.2 Perencanaan Pengasaman Matriks	7
2.2.3 Evaluasi Keberhasilan Pengasaman	8
2.3 CTU (<i>COILED TUBING UNIT</i>).....	11
2.4 <i>STATE OF THE ART</i>	12
BAB III METODOLOGI PENELITIAN	14
3.1 LANGKAH-LANGKAH PEKERJAAN PENELITIAN.....	14
3.2 ALUR PENELITIAN.....	16
3.3 JENIS PENELITIAN	17
3.4 LOKASI PENELITIAN	17
3.5 JADWAL PENELITIAN	18
BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN	19

4.1 LAJU PRODUKSI SEBELUM PENGASAMAN.....	19
4.2 PERENCANAAN PENGASAMAN MATRIKS	20
4.3 PELAKSANAAN STIMULASI PENGASAMAN	22
4.3.1 Persiapan Sebelum Melakukan <i>Running</i> Alat.....	22
4.3.2 Pengasaman Matriks.....	22
4.4 EVALUASI KEBERHASILAN STIMULASI PENGASAMAN	23
4.4.1 Evaluasi Berdasarkan Data Produksi	23
4.4.2 Evaluasi Berdasarkan Data <i>Injectivity Test</i>	24
4.4.3 Evaluasi Berdasarkan Data Kurva IPR	24
4.4.4 Evaluasi Berdasarkan <i>Pressure Build-Up</i>	26
BAB V KESIMPULAN DAN SARAN	27
5.1 KESIMPULAN	27
5.2 SARAN	27
DAFTAR PUSTAKA	28
LAMPIRAN.....	31

DAFTAR GAMBAR

Gambar 2.1 Stimulasi menggunakan <i>coiled tubing unit</i> (CTU).....	11
Gambar 3.1 Alur Penelitian.....	16
Gambar 3.2 Lokasi Lapangan Panasbumi Wayang Windu.....	17
Gambar 4.1 Laju Produksi Sumur SAR-1.....	19
Gambar 4.2 <i>Calcite</i> sumur SAR-1 (789 mMD)	19
Gambar 4.3 Lamanya Waktu Yang Dibutuhkan Untuk Melakukan Pengasaman Didalam Formasi.....	21
Gambar 4.4 Skematik Sumur SAR-1	23
Gambar 4.5 Laju Produksi Sumur SAR-1 Sesudah Pengasaman.....	24
Gambar 4.6 <i>Injectivity Index</i> Sumur SAR-1 Sebelum dan Sesudah Pengasaman.....	24
Gambar 4.7 IPR Sumur SAR-1	26

DAFTAR TABEL

Tabel 3.1 Data Sumur SAR-1 (<i>Casing & Perforated Liner</i>)	14
Tabel 3.2 Data Produksi Sumur SAR-1 Sebelum dan Setelah Pengasaman	14
Tabel 3.3 Data Reservoir dan Fluida Sumur SAR-1	14
Tabel 3.4 <i>Feedzone</i> yang akan diinjeksikan asam.....	15
Tabel 3.5 Jadwal Penelitian.....	18
Tabel 4.1 Perencanaan Pengasaman Matriks.....	20
Tabel 4.2 Nilai C dan n Sebelum dan Sesudah Pengasaman	25
Tabel 4.3 Hasil Perhitungan Laju Produksi Total Sebelum dan Sesudah Pengasaman	25



DAFTAR LAMPIRAN

LAMPIRAN I	Data Laju Produksi Sumur SAR-1
LAMPIRAN II	Perhitungan Perencanaan Pengasaman Matriks
LAMPIRAN III	Hasil Tes Solubility Di Laboratorium
LAMPIRAN IV	Data Injectivity Sebelum Pengasaman
LAMPIRAN V	Data Injectivity Setelah Pengasaman
LAMPIRAN VI	Perhitungan IPR Sebelum Pengasaman
LAMPIRAN VII	Perhitungan IPR Setelah Pengasaman
LAMPIRAN VIII	Pressure Build-Up Sebelum Pengasaman
LAMPIRAN IX	Pressure Build-Up Setelah Pengasaman
LAMPIRAN X	Program Pengasaman

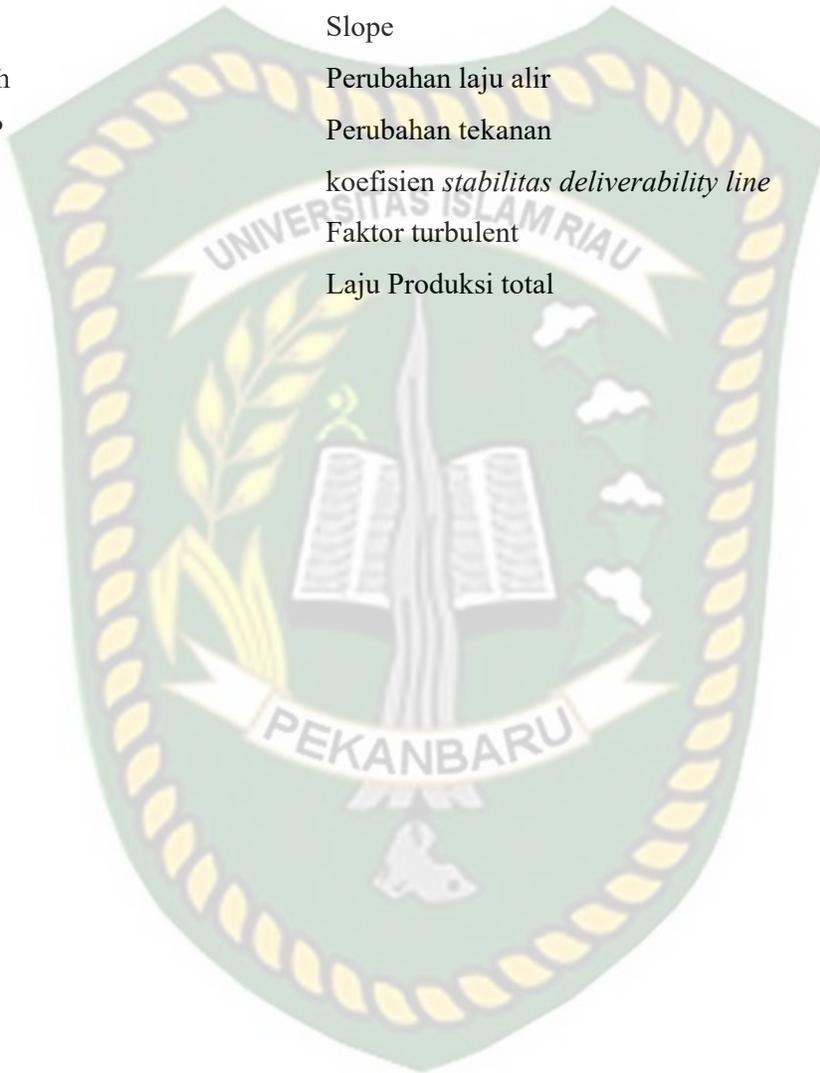


DAFTAR SINGKATAN

Bbl	Barel
CTU	Coiled tubing unit
Ft	Feet
h	Hours
In	Inch
IPR	Inflow performance relationship
Kg	Kilogram
m	Meter
mD	Millidarcy
MW	Mega watt
Pa	Pascal
PBU	Pressure build up
POOH	Pull out of hole
Psi	Pound square inch
PTS	Pressure temperature spinner
RIH	Run in hole
s	Second
S	Skin
WHP	Wellhead pressure

DAFTAR SIMBOL

ϕ	Porositas
μ	Viskositas
ρ_{acid}	Densitas asam
k	Permeabilitas
m	Slope
Δn	Perubahan laju alir
ΔP	Perubahan tekanan
C	koeffisien <i>stabilitas deliverability line</i>
n	Faktor turbulents
Q	Laju Produksi total



APLIKASI METODE PENGASAMAN MENGGUNAKAN *COILED TUBING UNIT* UNTUK MENGHILANGKAN *SCALE* PADA SUMUR PANASBUMI “SAR-1” DI LAPANGAN WAYANG WINDU JAWA BARAT

SARI RAHAYU MULYATI
NPM 163210123

ABSTRAK

Seiring berjalannya waktu, produksi uap pada sumur SAR-1 mengalami penurunan dari tahun 2018 sampai tahun 2019 sebesar 12% pertahun, diatas penurunan normalnya 5,3% pertahun. *Decline* laju alir massa yang abnormal pada sumur produksi di lapangan panas bumi mengindikasikan adanya kerusakan yang terjadi pada zona produktif (*feedzone*). Kerusakan formasi yang terjadi pada sumur SAR-1 disebabkan oleh terbentuknya *scale*. *Scale* yang terbentuk pada sumur SAR-1 adalah *scale calcite* yang diketahui dari analisis di laboratorium. Stimulasi pengasaman (*acidizing*) dilaksanakan untuk menyelesaikan permasalahan pada sumur tersebut. Stimulasi pengasaman diaplikasikan dengan asam HCl 20% menggunakan teknologi *coiled tubing unit* (CTU). Metode *coiled tubing* dilakukan dengan cara menginjeksikan asam ke target interval dengan memperhatikan laju injeksi dan juga lama waktu pengasaman. Evaluasi dari hasil tes yang dilakukan setelah dilakukan pengasaman menunjukkan bahwa stimulasi pengasaman berhasil meningkatkan karakteristik sumur. Pekerjaan stimulasi asam dengan menggunakan *coiled tubing* di lapangan panas bumi telah menunjukkan tingkat keberhasilan yang cukup tinggi. Laju produksi uap meningkat dari 24,4 kg/s menjadi 28,3 kg/s, Injectivity Index meningkat dari 17,42 L/s bar menjadi 19,29 L/s bar, dan nilai skin menurun dari +2,4 menjadi -1,0.

Kata kunci: Pengasaman, *Scale*, *Coiled Tubing Unit* (CTU), *Injectivity Index*, Skin

APPLICATION ACIDIZING METHOD USING COILED TUBING UNIT TO REMOVE SCALE IN “SAR-1” GEOTHERMAL WELL IN WAYANG WINDU FIELD, WEST JAVA

SARI RAHAYU MULYATI
NPM 163210123

ABSTRACT

Over time, steam production in the SAR-1 well decreased from 2018 to 2019 by 12% per year, above the normal decline of 5.3% per year. The abnormal drop mass flow rate decline in the production well in the geothermal field indicates damage has occurred in the productive zone (feedzone). The formation damage that occurred in the SAR-1 well was caused by the formation of scale. The scale formed in the SAR-1 well is the calcite scale which is known from the analysis in the laboratory. Acidizing stimulation was carried out to solve the problem in the well. Acidizing stimulation was applied with 20% HCl acid using coiled tubing unit (CTU) technology. The coiled tubing method is carried out by injecting acid into the target interval monitoring to the injection rate and also the length of acidizing time. Evaluation of the results of tests carried out after acidizing showed that acidizing stimulation succeeded in improving the characteristics of the well. Acid stimulation work using coiled tubing in geothermal fields has shown a fairly high success rate. The steam production rate increased from 24.4 kg/s to 28.3 kg/s, the Injectivity Index increased from 17.42 L/s bar to 19.29 L/s bar, and the skin value decreased from +2.4 to - 1.0.

Keywords: *Acidizing, Coiled Tubing Unit (CTU), Injectivity Index, Skin*

BAB I PENDAHULUAN

1.1 LATAR BELAKANG

Pemilihan energi panas bumi sebagai energi alternatif dalam membangkitkan energi listrik terbukti efektif dan ramah lingkungan karena menghasilkan emisi karbon dioksida (CO₂) yang paling rendah diantara sumber energi lain seperti batubara, minyak bumi, dan gas bumi (Sun et al., 2018). Energi panas bumi ini mempunyai potensi besar di Indonesia dengan total potensi pembangkit sebesar 29.000 MW. Akan tetapi, hanya 4% yang telah dimanfaatkan sebagai pembangkit listrik tenaga panas bumi (Fauzi, 2015). Salah satu lapangan panas bumi itu adalah Lapangan Panasbumi Wayang Windu. Lapangan panasbumi Wayang Windu memiliki sistem transisi antara *vapor-dominated* dan *liquid-dominated* (Mulyadi & Ashat, 2011) dengan kapasitas produksi listrik yang dihasilkan sebesar sebesar 227 MW yang berasal dari pembangkit unit 1 dengan kapasitas 110 MW dan unit 2 117 MW (Fadillah et al., 2013).

Laju alir massa fluida yang berasal dari sumur panas bumi akan dianalisis untuk mengidentifikasi perilaku produksi sumur yang signifikan. Produksi uap yang akan dihasilkan dari suatu sumur dipengaruhi oleh besarnya tekanan reservoir (Melysa & Fitrianti, 2017). Produksi sumur yang lebih rendah dari perkiraan biasanya mengindikasikan adanya kerusakan di lubang sumur atau formasi yang diakibatkan oleh adanya *scale* (Exler et al., 2014). *Scale* merupakan permasalahan umum dalam memproduksi fluida panas bumi ke permukaan. Perubahan suhu dan tekanan selama produksi dapat mengganggu keseimbangan kimia fluida formasi sehingga menyebabkan terbentuknya *scale* (Glassley, 2015).

Sumur SAR-1 merupakan sumur produksi satu fasa. Dari data produksi tahun 2018 sampai tahun 2019 diketahui bahwa penurunan produksi pada sumur SAR-1 sebesar 12% pertahun. Hal ini mengindikasikan bahwa sumur SAR-1 memiliki nilai penurunan yang besar (abnormal) diatas nilai penurunan normal 5,3% pertahun. Berdasarkan analisis sampel dari sumur SAR-1 di laboratorium, ternyata terdapat permasalahan *scale* berjenis *calcite*. Sumur SAR-1 merupakan salah satu sumur yang memiliki kemampuan produksi uap yang besar ke pembangkit unit-2 yang memiliki kapasitas sebesar 117 MW. Akibat penurunan produksi yang besar pada sumur SAR-1 sehingga akhirnya sumur SAR-1

sebagai kandidat untuk dilakukan stimulasi pengasaman. Stimulasi pengasaman (*acidizing*) merupakan proses injeksi sejumlah volume asam ke dalam reservoir panas bumi. Metode ini dapat menghilangkan partikel penyumbat pori di dalam batuan (*scale*) sehingga produktivitas sumur meningkat (Zimmermann et al., 2011). Stimulasi pengasaman terbukti efektif membersihkan *scale* pada bagian lubang sumur dan *micro-fracture* (Barrios et al., 2012). Proses pengasaman di lapangan panas bumi biasanya dilakukan dengan menggunakan *rig* dan *coiled tubing unit* (CTU) (Eker et al., 2017). Teknologi *coiled tubing* merupakan salah satu yang efektif karena mudah dalam proses mobilisasi dan dapat langsung menghantarkan asam ke target interval (Akin et al., 2015).

Pada penelitian sebelumnya tingkat keberhasilan stimulasi pengasaman dengan *coiled tubing* yang telah dilakukan pada beberapa lapangan di luar negeri dengan permasalahan yang sama maupun berbeda cukup tinggi. Sedangkan penelitian ini bertujuan mengetahui cara menentukan perencanaan pengasaman matriks dan mengevaluasi stimulasi pengasaman dengan menggunakan teknologi *coiled tubing* di sumur panasbumi SAR-1 yang mengalami permasalahan *scale* berjenis *calcite* dengan memperhatikan perubahan *injectivity index*, kurva IPR dan nilai skin. Dengan adanya penelitian ini, diharapkan penerapan teknologi *coiled tubing* pada sumur panasbumi “SAR-1” dapat meningkatkan laju produksi dan dapat diterapkan pada sumur produksi lainnya.

1.2 TUJUAN PENELITIAN

Tujuan dari penelitian ini adalah:

1. Menentukan perencanaan pengasaman matriks yang akan digunakan untuk meningkatkan laju produksi.
2. Mengevaluasi keberhasilan pekerjaan stimulasi pengasaman dengan menggunakan *coiled tubing* pada sumur SAR-1 berdasarkan *injectivity index*, kurva IPR, dan skin sebelum dan sesudah pengasaman.

1.3 MANFAAT PENELITIAN

Manfaat yang diperoleh dari tugas akhir ini:

1. Mengetahui cara menentukan perencanaan pengasaman matriks yang digunakan untuk pekerjaan stimulasi pengasaman.
2. Mengetahui tingkat keberhasilan stimulasi pengasaman dengan

menggunakan *coiled tubing* di sumur SAR-1.

3. Menjadi referensi bagi mahasiswa Teknik Perminyakan Universitas Islam Riau

1.4 BATASAN MASALAH

Agar penelitian lebih terarah dan tidak menyimpang dari tujuan, maka penelitian ini terdapat beberapa batasan masalah sebagai berikut:

1. Pembahasan hanya difokuskan pada pengaplikasian stimulasi pengasaman untuk mengatasi permasalahan *scale calcite* yang menyebabkan terjadinya penurunan produksi pada sumur SAR-1.
2. Tingkat keberhasilan pekerjaan stimulasi pengasaman pada sumur SAR-1 berdasarkan data *injectivity index*, kurva IPR dengan metode Fetkovich dan nilai skin dengan metode Horner.
3. Tidak membahas aspek keekonomian.

BAB II TINJAUAN PUSTAKA

Di dalam islam, energi panas bumi dijelaskan dalam Al-Qur'an yaitu surah Ath-Thalaq ayat 12. Dimana Allah SWT berfirman yang artinya: "Allah-lah yang menciptakan tujuh langit dan seperti itu pula bumi. Perintah Allah berlaku padanya, agar kamu mengetahui bahwasanya Allah Maha Kuasa atas segala sesuatu, dan Sesungguhnya Allah ilmu-Nya benar-benar meliputi segala sesuatu." (QS. Ath-Thalaq [65] : 12).

Manusia hanya dapat membuat perkiraan berdasarkan data seismik dan tidak dapat mengamati atau mengambil sampel secara langsung dari setiap lapisan yang ada, maka tidak mungkin untuk mengetahui secara pasti jumlah lapisan bumi yang sebenarnya. Kondisi bumi yang berlapis-lapis dengan karakteristik yang berbeda-beda memiliki hikmah tersendiri bagi kehidupan di bumi. Energi panas yang terdapat di bumi dapat dimanfaatkan oleh manusia sebagai sumber energi untuk pembangkit listrik (Sada, 2016).

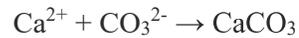
2.1 JENIS SCALE

Produksi fluida dari suatu reservoir panas bumi akan menurun dengan sendirinya secara alamiah. Namun terkadang terdapat hal-hal lain yang dapat mempercepat terjadinya peristiwa tersebut. Salah satu faktor yang menyebabkan penurunan produksi itu antara lain kerusakan (*damage*) di area reservoir yang terdapat di sekitar sumur karena proses pemboran maupun kompleksi sumur. Proses tersebut menyebabkan masuknya lumpur pemboran atau padatan ke dalam formasi di sekitar lubang sumur dan mengakibatkan kerusakan yang menjadi penyebab menurunnya permeabilitas di sekitar sumur. Selain itu kerusakan yang mungkin terjadi biasanya diakibatkan karena terbentuknya *scale* dari mineral yang terkandung dalam fluida reservoir (Exler et al., 2014).

Endapan *scale* adalah endapan mineral yang terbentuk pada bidang permukaan yang bersentuhan langsung dengan air formasi yang memiliki tingkat pengendapan yang tinggi. *Scale* terbentuk jika air mengandung ion-ion membentuk komponen yang tingkat kelarutannya terbatas dan jika ada perubahan kimia berpotensi menurunkan kelarutannya dibawah konsentrasi yang ada (Glassley, 2015). Ada beberapa jenis *scale* yang umumnya dijumpai di lapangan panasbumi, yaitu:

1. *Scale Calcite*

Scale calcite ini terbentuk dari reaksi antara ion Ca^{2+} dan CO_3^{2-} , seperti terlihat dalam reaksi berikut:

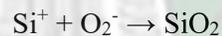


Kehadiran CO_2 dalam air akan menambah kelarutan CaCO_3 , dimana jika CO_2 turun maka reaksi akan cenderung mempercepat pembentukan CaCO_3 dan kelarutan karbonat menurun karena pH akan naik. Sedangkan pada temperatur tinggi, kelarutan CaCO_3 akan semakin kecil sehingga akan mempercepat terjadinya pengendapan (Rajvanshi, 2018).



2. *Scale Silika*

Scale silika dapat berbentuk kwarsa maupun silika amorf. Secara umum pengendapan silika dapat terjadi bila konsentrasi silika melebihi kelarutan silika amorf. Silika amorf akan terendapkan pada saat pendinginan (*flashing*) dan besarnya laju alir fluida yang diproduksi (Herianto et al., 2020).



Larutan silika umumnya terdapat dalam bentuk asam silikat. Kelebihan asam silikat yang terendapkan akan membentuk *scale* yang keras.



2.2 PENGASAMAN (*ACIDIZING*)

Pengasaman (*acidizing*) adalah proses perbaikan sumur untuk mengatasi atau mengurangi kerusakan formasi dengan tujuan untuk meningkatkan produktivitas suatu sumur. Pekerjaan ini dilakukan dengan cara melarutkan sebagian batuan, sehingga meningkatkan permeabilitas akibat pelarutan atau reaksi antara asam dan batuan.

Stimulasi pengasaman secara umum dapat digolongkan menjadi tiga jenis, yaitu: pencucian dengan asam (*Acid Washing*), pengasaman matriks (*Matrix Acidizing*) dan perekahan dengan asam (*Acid Fracturing*).

1. Pencucian Dengan Asam (*Acid Washing*)

Acid washing merupakan suatu operasi yang didesain untuk mengurangi dan menghilangkan *scale* yang terdapat di lubang sumur. Sejumlah asam dengan konsentrasi tertentu diinjeksikan ke interval yang telah

ditentukan pada lubang sumur. Sehingga asam akan bereaksi dengan endapan *scale* di sekitar lubang sumur atau yang terdapat pada *seloted liner*, selanjutnya asam disirkulasikan untuk mempercepat proses pelarutan (Williams et al., 1979).

2. Pengasaman Matriks (*Matrix Acidizing*)

Matrix acidizing dilakukan untuk mengatasi masalah kerusakan formasi yang terjadi disekitar lubang sumur. Sejumlah asam diinjeksikan ke formasi dengan tekanan dan laju injeksi di bawah tekanan rekah formasi, sehingga larutan asam akan menembus formasi melalui pori batuan tanpa menimbulkan rekahan di formasi. Pengasaman matriks dapat dilakukan pada formasi batu pasir atau formasi batuan karbonat (Alcalá, 2012).

3. Perekahan Asam (*Acid Fracturing*)

Teknik pengasaman ini biasanya hanya digunakan untuk batuan karbonat (*limestone/dolomite*). Pada *acid fracturing* dibutuhkan jumlah asam yang relatif besar dibandingkan dengan pengasaman matriks. Prinsip rekahan asam hampir sama dengan rekahan hidraulik, yaitu tekanan injeksi asam lebih besar dari pada tekanan rekah formasi.

2.2.1 Tahapan Pengasaman

Menurut Zarrouk & Mclean 2019, proses pengasaman terbagi tiga tahapan yaitu:

a. *Pre-flush*

Preflush bertujuan untuk melarutkan mineral-mineral *carbonate* pada formasi sebelum menginjeksikan campuran asam HF. Jika asam HF bereaksi dengan karbonat seperti *calcite* maka akan membentuk endapan baru yaitu CaF_2 . Standar dari *preflush* adalah asam *hydrochloric* (HCl), biasanya konsentrasi 5% sampai 15%.

b. *Main Acid*

Main acid bertujuan untuk melarutkan partikel-partikel silika yang menghambat permeabilitas disekitar lubang sumur dan menyumbat perforasi. Tahap *main acid* biasanya menggunakan campuran asam *hydrochloric* (HCl) dan asam *hydrofluoric* (HF).

c. *Overflush*

Overflush bertujuan untuk membersihkan sisa-sisa pengasaman dengan menempatkan asam di perforasi dan untuk mendesak asam HF menjauh dari lubang sumur. Jika dilakukan *overflush* pengendapan reaksi yang tak terduga hanya terjadi jauh dari lubang sumur dimana dampak pada produktifitas tidak signifikan. Tahap *overflush* ini umumnya menggunakan air sebagai *overflush fluid*.

2.2.2 Perencanaan Pengasaman Matriks

Hal-hal yang perlu diperhitungkan dalam stimulasi pengasaman adalah : tekanan rekah formasi, penentuan laju injeksi dan tekanan maksimum di permukaan serta volume asam (*fluida treatment*) yang diperlukan (McLeod, 1989).

1. Menentukan gradien rekah formasi

Persamaan matematis yang digunakan untuk menentukan gradien rekah formasi yaitu dengan persamaan:

$$G_f = \alpha + (G_{ob} - \alpha) \frac{P_s}{D} \dots \dots \dots (1)$$

Keterangan:

- G_f = gradien rekah formasi (psi/ft)
- G_{ob} = gradien overburden (psi/ft) (1 psi/ft)
- α = konstanta (0,33 – 0,55)
- P_s = tekanan reservoir (psi)
- D = kedalaman (ft)

2. Menentukan besarnya harga tekanan rekah formasi

Pentingnya mengetahui besarnya tekanan rekah formasi untuk mengatur berapa besar tekanan yang diperlukan untuk menginjeksikan asam agar tidak terjadi rekahan pada formasi. Persamaan yang digunakan sebagai berikut:

$$P_f = G_f \times D \dots \dots \dots (2)$$

Keterangan:

- P_f = tekanan rekah formasi (psi)
- G_f = gradien rekah formasi (psi/ft)
- D = kedalaman sumur (ft)

3. Penentuan tekanan injeksi maksimum asam di permukaan

Persamaan yang digunakan untuk menghitung besarnya tekanan injeksi maksimum yang diperlukan di permukaan adalah sebagai berikut:

$$\text{Tekanan Hidrostatik} = 0.052 \times \rho_{acid} \times D \dots \dots \dots (3)$$

$$P_{max} = P_f - \text{tekanan hidrostatik} \dots \dots \dots (4)$$

Keterangan:

P_{max} = tekanan injeksi maksimum di permukaan (psi)

4. Penentuan laju injeksi maksimum di permukaan

Untuk menghitung besarnya laju injeksi dapat digunakan persamaan berikut:

$$Q_{max} = \frac{4.917 \times 10^{-6} \times kh \times (P_{reka} - P_{res})}{\mu_{asam} \times \ln\left(\frac{r_s}{r_w}\right)} \dots \dots \dots (5)$$

Keterangan:

Q_{max} = laju injeksi maksimum di permukaan (bbl/menit)

kh = permeabilitas thickness (mD.m)

Gf = gradien rekah formasi (psi/ft)

r_s = radius pengurasan (ft)

r_w = radius sumur (ft)

5. Penentuan volume injeksi asam pada casing

Adapun persamaan yang digunakan untuk menentukan berapa volume asam yang harus diinjeksi, berikut persamaannya:

$$V = \frac{ID^2}{1029.4} \times h \times \phi \dots \dots \dots (6)$$

Keterangan:

V = volume injeksi asam (barell)

h = ketinggian (ftMD)

ID = inside diameter casing (in)

ϕ = porositas

2.2.3 Evaluasi Keberhasilan Pengasaman

a. Pressure Build-Up

Pressure Build-up Testing (PBU) adalah suatu teknik pengujian transien tekanan yang paling dikenal dan banyak dilakukan. Pada dasarnya, pengujian ini dilakukan pertama-tama dengan memproduksi sumur selama selang waktu

tertentu dengan laju aliran yang tetap, kemudian menutup sumur tersebut (biasanya dengan menutup kepala sumur di permukaan). Penutupan sumur ini menyebabkan naiknya tekanan yang dicatat sebagai fungsi waktu. Biasanya tekanan yang dicatat adalah tekanan dasar sumur (Rutagarama, 2012).

Tahapan untuk melakukan analisa *pressure build-up test* berdasarkan metoda Horner adalah:

- 1) Berdasarkan data-data PBU buat tabulasi yang menghubungkan harga Pws terhadap Horner time.

$$\text{Horner time} = \left(\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t} \right) \dots \dots \dots (7)$$

- 2) Plot harga-harga Pws vs Horner time pada grafik semilog.
- 3) Buat garis ekstrapolasi berdasarkan plot harga tersebut (langkah 2) sampai harga $\left(\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t} \right) = 1$, maka akan didapatkan harga tekanan statis reservoir (P^*).

- 4) Tentukan besarnya *slope* (m) pada bagian garis yang lurus grafik tersebut.

$$m = \frac{P_1 - P_2}{\log t_1 - \log t_2} \dots \dots \dots (8)$$

- 5) Tentukan besarnya permeabilitas (k).

$$k = 2,303 \frac{q\mu}{4\pi mh} \dots \dots \dots (9)$$

- 6) Tentukan besarnya harga P_{1jam} yang diambil pada bagian garis ekstrapolasi.

- 7) Tentukan skin faktor, dan berdasarkan harga skin tersebut tentukan apa yang terjadi pada formasi produktif yang diamati.

$$s = 1,151 \left(\frac{P_{1jam} - P_{wf}(\Delta t=0)}{m} - \log \left(\frac{k}{\phi \mu C_t r_w^2} \right) + 0,251 \right) \dots \dots \dots (10)$$

- 8) Buat evaluasinya dari hasil-hasil yang didapatkan.

Keterangan:

- tp = waktu produksi (jam)
 m = *slop* (kemiringan)
 k = permeabilitas (m^2)
 q = laju alir (m^3/s)
 h = ketebalan formasi produktif (m)
 s = skin, dimana: s (+) terjadi kerusakan

s (-) telah dilakukan perbaikan

P_{1jam} = tekanan pada waktu 1 jam (bar)

ϕ = porositas

μ = viskositas (cp)

C_t = kompresibilitas total (Pa^{-1})

r_w = jari-jari sumur (m)

b. *Injectivity Index*

Injectivity test merupakan tes yang dilakukan untuk mengetahui kemampuan suatu formasi mengalirkan fluida produksi yang berhubungan dengan permeabilitas batuan disekitar lubang sumur atau di daerah *feedzone*. Jika permeabilitas formasi tinggi maka kemampuan formasi meloloskan air tinggi (Zarrouk & Mclean, 2018). Perhitungan *injectivity index* menggunakan persamaan:

$$II = \frac{\Delta \dot{m}}{\Delta P} \dots \dots \dots (11)$$

Keterangan:

II = *injectivity index* (L/s/bar)

$\Delta \dot{m}$ = perubahan laju alir (L/s)

ΔP = perubahan tekanan (bar)

c. *Inflow Performance*

Flow performance curve yang disebut *Inflow Performance Relationship* (IPR) pada lapangan panas bumi merupakan grafik kemampuan suatu sumur selama produksi, yang menunjukkan hubungan antara kapasitas produksi dengan tekanan alir dasar sumur (Situmorang et al., 2011). Perhitungan *inflow performance* menggunakan persamaan Fetkovich:

$$Q = C(P_r^2 - WHP^2)^n \dots \dots \dots (12)$$

Keterangan:

Q = laju produksi (kg/s)

C = koefisien *stabilitas deliverability line*

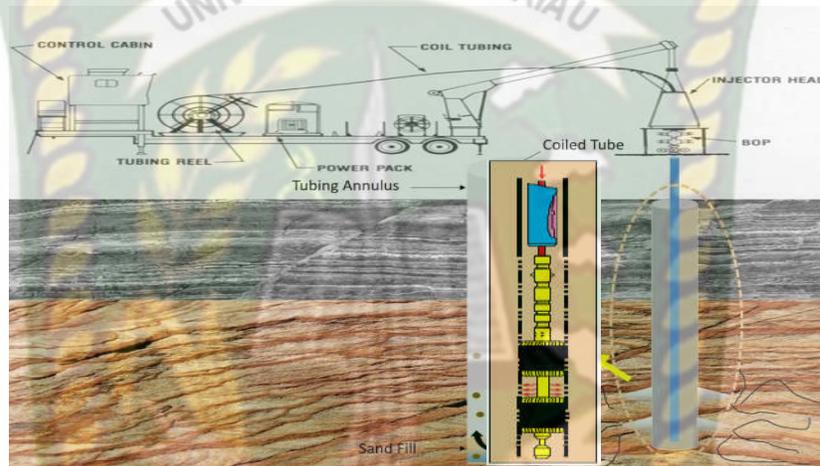
P_r = tekanan Reservoir (bar)

WHP = tekanan Kepala Sumur (bar)

n = faktor turbulent ($0,5 < n < 1$) dimana, $n=1$ laminar, $n=0,5$ tubulen

2.3 CTU (COILED TUBING UNIT)

PLUTO (*Pipe Lines Under the Ocean*) merupakan teknologi *Coiled tubing* yang pertama kali dikembangkan pada tahun 1944 (Sandven, 2015). *Coiled tubing* merupakan salah satu teknologi yang mudah beradaptasi dan fleksibel sehingga digunakan hingga saat ini. *Coiled tubing* berkembang pesat di industri migas dan panas bumi. Pertumbuhannya hingga 10% per tahun dibandingkan teknologi-teknologi baru. Kelebihan dalam penggunaan *coiled tubing* yakni prosedur yang aman dan efisien dalam *well intervention*, persiapan *well site* yang dibutuhkan tidak banyak, mudah dalam proses mobilisasi dan *rig-up*, *less risk*, dan biaya yang digunakan lebih rendah (Khan & Raza, 2015).



Gambar 2.1 Stimulasi menggunakan *coiled tubing unit* (CTU)

Dalam tahap pengasaman menggunakan *coiled tubing* sama pada umumnya yaitu *preflush*, *main acid* dan *postflush*. Dengan *run in hole* (RIH) *coiled tubing* ke dalam sumur hingga mencapai target interval terjauh dengan memompakan *brine* lalu POOH (*pull out of hole*) dengan memompakan aditif ke target interval yang akan dilakukan *treatment*. Setelah itu RIH kembali *coiled tubing* ke dalam sumur sambil memompakan *brine* hingga mencapai target interval terjauh. POOH *coiled tubing* hingga permukaan sambil menginjeksikan asam ke target interval. Setelah itu diamkan selama 30 menit (*soaking time*). Setelah tahap itu masuk ke tahap *overflush* yaitu membersihkan sumur dari asam agar tidak merusak formasi atau *well completion*.

2.4 STATE OF THE ART

Beberapa referensi membahas tentang aplikasi metode pengasaman di lapangan panas bumi seperti pada lapangan panasbumi Alasehir (Turki) yang mengalami penurunan produksi di empat sumur produksi yang disebabkan terbentuknya *scale calcite* sehingga dilakukan stimulasi pengasaman. Dimana senyawa asam yang digunakan adalah asam HCl cair dengan konsentrasi 18% yang dicampur dengan aditif-aditif berupa *retarder* dan *corrothion inhibitor* yang diinjeksikan melalui *coiled tubing unit*. Hasil dari proses pengasaman ini dapat dilihat dari peningkatan rata-rata produksi yang berkisar antara 47%-421% terhadap produksi sebelum pekerjaan pengasaman dilakukan (Akin et al., 2015).

Stimulasi pengasaman juga diterapkan pada sumur injeksi PK4a yang terletak di lapangan panas bumi Kawerau (Selandia Baru) yang mengalami penurunan produksi yang disebabkan adanya permasalahan *scale* berjenis *silika*. Metode yang digunakan yaitu dengan menginjeksikan 10% HCl *preflush*, *mud acid* dengan komposisi 5% HF + 10% HCl *main acid*, dan *postflush* dengan air yang diinjeksikan melalui *coiled tubing*. Hasilnya, sumur PK4a mengalami peningkatan *injectivity index* yang sebelumnya sebesar 8,1 t/jam/bar menjadi 26,7 t/jam/bar. Serta hasil uji *pressure build-up* menunjukkan peningkatan ketebalan permeabilitas (kh) dari 20.000 md.m menjadi 44.000 md.m dan penurunan skin dari +3 menjadi +0.51 (Coutts et al., 2018).

17 sumur di Lapangan Las Tres Virgenes Meksiko juga menjadi target stimulasi pengasaman. Hal ini karena adanya kerusakan formasi yang disebabkan oleh lumpur pemboran dan endapan *scale*. Sumur dengan permasalahan *calcite* diinjeksikan 10% HCl *preflush*, 12% HCL + 3% HF *main acid*, dan *postflush* dengan air. Sedangkan sumur dengan permasalahan silika diinjeksikan 10% HCl *preflush*, 10% HCl + 5% HF *main acid*, dan *postflush* dengan air. Teknik stimulasi pengasaman yang digunakan ada 2 yaitu dengan *workover* (WO) *rig* dan 2 3/8 *Coiled Tubing*. Dari 17 sumur, 15 diantaranya mengalami peningkatan laju alir massa dengan persentase peningkatan sebesar 13-540% (Flores-Armenta & Ramirez-Montes, 2010).

Sumur Awi 8-7 yang terletak di lapangan panas bumi salak akan dilakukan stimulasi pengasaman. Hal ini dikarenakan hasil pengujian *pressure build-up test*

menunjukkan adanya kerusakan formasi dengan nilai skin +2,2 yang disebabkan proses pemboran sebelumnya. Metode pengasaman yang dipilih yaitu dengan menginjeksikan asam HCL dan HF melalui *coiled tubing* berukuran 2 in. Hasil stimulasi ini menunjukkan adanya peningkatan *injectivity index* yang sebelumnya 2,56 kph/psi menjadi 6,6 kph/psi. Serta hasil pengujian *pressure build-up* setelah pengasaman menunjukkan penurunan skin menjadi -1,2 (Pasikki & Gilmore, 2006).

Berdasarkan penelitian yang telah dilakukan peneliti terdahulu, tingkat keberhasilan stimulasi pengasaman dengan *coiled tubing* yang telah dilakukan pada beberapa lapangan di luar negeri dengan permasalahan yang berbeda cukup tinggi. Akan tetapi, pada penelitian ini stimulasi pengasaman dengan menggunakan teknologi *coiled tubing* di sumur panasbumi SAR-1 yang berada di Indonesia yang mengalami permasalahan yaitu *scale* berjenis *calcite* dengan memperhatikan perubahan *injectivity index*, kurva IPR dan nilai skin.



BAB III METODOLOGI PENELITIAN

3.1 LANGKAH-LANGKAH PEKERJAAN PENELITIAN

Langkah-langkah penelitian yang akan dilakukan sebagai berikut:

1. Melakukan pengumpulan data:

Tabel 3.1 Data Sumur SAR-1 (Casing & Perforated Liner)

Parameter			Satuan
Type	Casing	<i>Perforated Liner</i>	
OD Size	13 3/8"	10 3/4"	Inch
Weight Per Foot	68	40,5	Lbs/ft
ID Size	12,415	10,050	Inch
Volume Per Foot	0,1497	0,0981	Bbls/ft
Tie Back X-Over	359	-	m
Top of Liner	-	742	m
Botome (Shoe) Of Liner	843	1106	m

Tabel 3.2 Data Produksi Sumur SAR-1 Sebelum dan Setelah Pengasaman

Parameter	Satuan	Sebelum	Setelah
Steam	Kg/s	24,4	28,3
WHP	Barg	12,5	13,6
Entalpy	Kg/KJ	2784	2784

Tabel 3.3 Data Reservoir dan Fluida Sumur SAR-1

Parameter	Nilai	Satuan
Tekanan Reservoir	27,4	Bar
Temperatur Reservoir	228,3	C
Ketebalan Formasi	30	m
Kedalaman Sumur	1130	m
Porositas	10	%
Densitas Steam	17,021	Kg/m ³
Radius pengurasan	640	ft
Radius penetrasi asam	5,38	ft

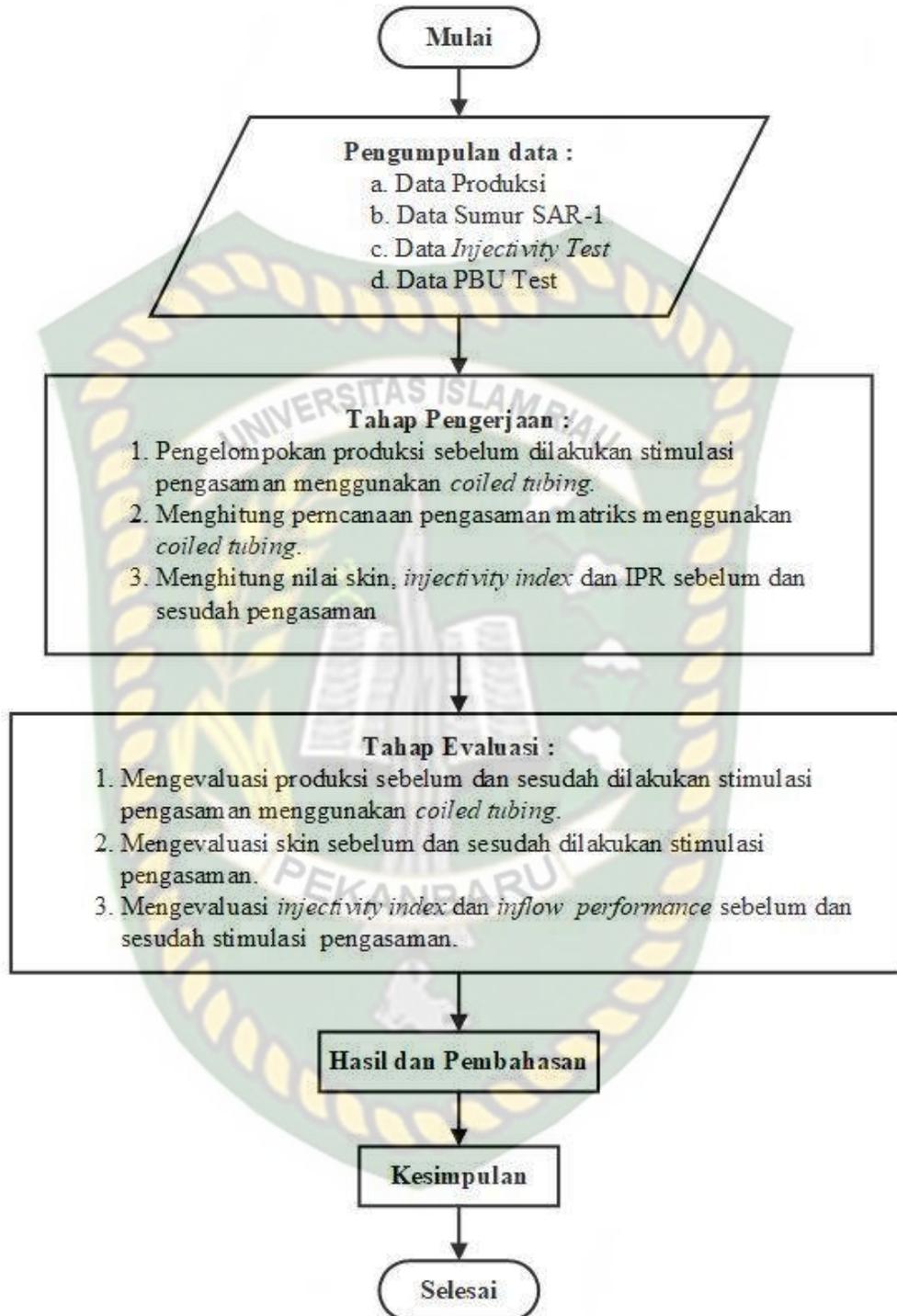
μg	0,000171	Kg/m.s
μf	0,000111	Kg/m.s
Kompresibilitas Total	0,000003	psi-1
Jari-jari Sumur	0,838	ft
Waktu Produksi (durasi discharge) <i>pre-acid</i>	72	jam
Waktu Produksi (durasi discharge) <i>post-acid</i>	51	jam
μ asam	0,42	cp
pH asam	3,2	
Densitas asam	8,916	ppg

Tabel 3.4 *Feedzone* yang akan diinjeksikan asam

Feedzone	Interval (mMD)	Kedalaman (mMD)
1	907-917	10
2	1033-1043	10
3	1057-1067	10

2. Menentukan perencanaan pengasaman matriks dengan menggunakan persamaan 1 sampai 6.
3. Mengevaluasi keberhasilan pengasaman berdasarkan produksi sumur sebelum dan sesudah pengasaman.
4. Mengevaluasi keberhasilan pengasaman berdasarkan *pressure build-up* sumur sebelum dan sesudah pengasaman dengan metode Horner menggunakan persamaan 7 sampai 10.
5. Mengevaluasi *injectivity test* sebelum dan sesudah pengasaman sumur dengan persamaan 11.
6. Mengevaluasi keberhasilan pengasaman berdasarkan IPR sumur sebelum dan sesudah pengasaman dengan metode Fetkovich menggunakan persamaan 12.

3.2 ALUR PENELITIAN



Gambar 3.1 Alur Penelitian

3.3 JENIS PENELITIAN

field research dengan menggunakan data sekunder dari lapangan Wayang Windu berupa data produksi, data sumur SAR-1, data proses pelaksanaan pengasaman menggunakan *coiled tubing*, data *pressure build up test* (PBU), dan data *injectivity test*.

3.4 LOKASI PENELITIAN

Pengambilan data dilakukan di Star Energy Geothermal Wayang Windu, Jawa Barat. Lapangan Panasbumi Wayang Windu terletak 40 km sebelah selatan kota Bandung, Jawa Barat. Wayang Windu merupakan proyek pengembangan energi panasbumi yang operasikan oleh Star Energy. Berkerja sama dengan Pertamina dalam bentuk *Joint Operation Contract* (JOC) dalam pengembangan geothermal energi dengan kontrak area sebesar 12.960 hektar.



Gambar 3.2 Lokasi Lapangan Panasbumi Wayang Windu (Star Energy, 2016)

Pada tahun 1999 dilakukan pengembangan unit 1 sebesar 110 MW dan telah berproduksi dengan kapasitas penuh sejak tahun 2000. Pada 2 maret 2009 Indonesia *Minister of Energy and Resource* membuka Wayang Windu unit 2 dengan kapasitas pembangkit dari single turbin sebesar 117 MW. Kapasitas total keseluruhan saat ini Wayang Windu mensuplai sebesar 227 MW elektrik kepada PLN yang digunakan untuk pembangkit listrik Jawa-Bali.

3.5 JADWAL PENELITIAN

Tabel 3.5 Jadwal Penelitian

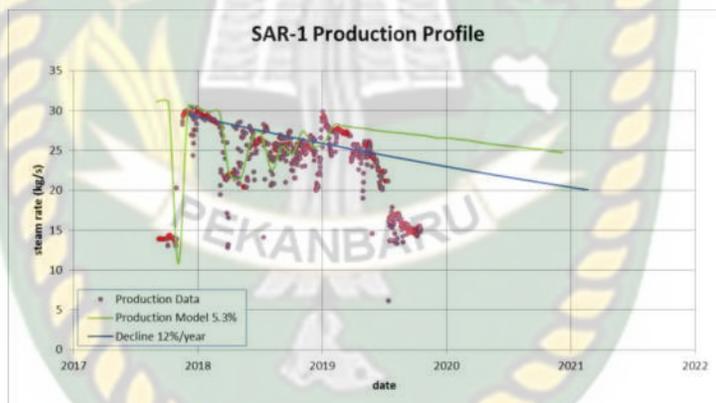
Kegiatan	Maret				April				Mei				Juni				Juli			
	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4
Studi Literatur																				
Pembuatan dan Seminar Proposal Penelitian																				
Pengambilan Data																				
Pengolahan Data																				
Pembuatan Hasil Dan Pembahasan																				
Penyusunan Tugas Akhir																				

BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN

4.1 LAJU PRODUKSI SEBELUM PENGASAMAN

Sumur SAR-1 yang berada di lapangan panas bumi Wayang Windu merupakan kandidat sumur yang akan dilakukan stimulasi pengasaman. Sumur SAR-1 dipilih karena mengalami penurunan produksi signifikan (abnormal) yang ditunjukkan pada gambar 4.1. Pada sumur SAR-1 diketahui mengalami penurunan produksi sebesar 12% pertahun, nilai penurunan ini melewati batas penurunan normal sebesar 5,3 % pertahun.

Berdasarkan analisis laboratorium dari sampel *scale* yang diambil dari sumur SAR-1 pada kedalaman 789 m ditemukan adanya pengendapan *scale* berjenis *calcite* yang dapat dilihat pada gambar 4.2. Penurunan produksi kemungkinan besar disebabkan terjadinya kerusakan formasi di sekitar lubang sumur, yang dapat diketahui dari uji tekanan transien *pressure build-up* dengan nilai skin +2,4. Sumur SAR-1 memiliki potensi produksi uap yang cukup besar, yang diketahui dari data produksi awal sebesar 28 kg/s pada tahun 2018.



Gambar 4.1 Laju Produksi Sumur SAR-1



Gambar 4.2 Calcite sumur SAR-1 (789 mMD)

4.2 PERENCANAAN PENGASAMAN MATRIKS

Adapun persamaan yang dipergunakan untuk perhitungan adalah persamaan satu sampai persamaan enam. Perhitungan perencanaan pengasaman matriks untuk sumur SAR-1 terdapat pada lampiran II.

Sumur SAR-1 memiliki gradient rekah sebesar 0,514 psi/ft dengan kedalaman target 2992 ft, tekanan rekah yang bisa menyebabkan terjadinya perekahan pada sumur SAR-1 sebesar 1537,89 psi, tekanan hidrostatik yang dihasilkan sebesar 1387,19 psi tekanan permukaan dapat diperoleh dari selisih antara tekanan rekah dengan tekanan hidrostatik. Tekanan maksimum injeksi di permukaan dan laju injeksi maksimum di permukaan didapatkan sebesar 120,56 psi dan 14,5 bbl/min. Dalam memompakan fluida treatment ke target interval perlu diperhatikan besarnya tekanan dan laju injeksi agar tidak merusak kompleksi sumur dan formasi (Alcalá, 2012). Tabel 4.1 dibawah ini dapat dilihat perencanaan operasi pelaksanaan pengasaman matriks.

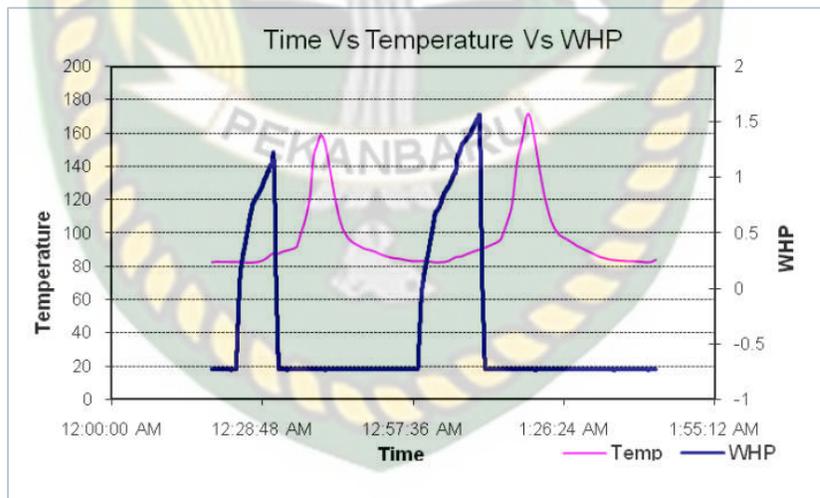
Tabel 4.1 Perencanaan Pengasaman Matriks

No	Parameter	Nilai
1	Gradien Rekah Formasi, Psi/ft	0,514
2	Tekanan Rekah Formasi, Psi	1537,89
3	Tekanan Hidrostatik, Psi	1387,19
4	Tekanan Injeksi Maksimum di Permukaan, Psi	120,56
5	Volume Injeksi Asam Pada <i>Coil Tubing</i> , bbl	1,64
6	Laju Injeksi Maksimum di Permukaan, bbl/min	14,5

Mengatasi permasalahan *scale calcite* umumnya dengan menginjeksikan asam HCl, sedangkan untuk permasalahan *scale* silika umumnya menginjeksikan campuran asam HCl dan HF (Siratovich et al., 2017). Hasil tes laboratorium pada lampiran III berdasarkan pengujian sampel *scale calcite* dari sumur SAR-1, menghasilkan hasil *treatment* pengasaman yang optimal menggunakan komposisi asam 20% HCl karena asam HCl memiliki keunggulan karena memiliki reaksi yang cukup tinggi terhadap *calcite* serta membentuk *calciumclorida* yang larut (Akin et al., 2015). Tes laboratorium yang dilakukan berupa pengujian *solubility* sampel *scale calcite* terhadap asam HCl dengan berbagai konsentrasi. Volume asam yang

dibutuhkan untuk pengasaman matriks yang akan dilakukan adalah sebanyak 156 bbl. Perhitungan volume asam terdapat pada lampiran II, hasil ini dihitung berdasarkan total interval yang akan diinjeksikan asam.

Waktu stimulasi yang dibutuhkan untuk melakukan pengasaman pada zona target dapat dilihat pada gambar 4.3. Data tersebut di ambil saat sumur dilakukan tes *injectivity* sebelum dilakukan pengasaman pada kedalaman 1062 m dengan laju injeksi 55 L/s. Untuk mengetahui lamanya waktu kenaikan temperatur dan tekanan di dalam sumur maka pompa dihentikan selama beberapa menit. Hal ini dilakukan untuk mengetahui respon temperatur dan tekanan pada saat injeksi air dihentikan. Ketika air yang diinjeksikan dihentikan maka temperatur dan tekanan di dalam sumur akan mengalami kenaikan. Kenaikan tersebut terhadap waktu menghasilkan lamanya waktu optimum untuk dilakukannya pengasaman. Dari gambar 4.3 didapatkan waktu pengasaman selama 7 menit. Penentuan lamanya waktu untuk pengasaman berhubungan dengan kerja dari *corroton inhibitor* yang terdapat dalam komposisi asam terhadap casing sumur. *Corroton inhibitor* berfungsi sebagai aditif mencegah terjadinya korosi pada casing yang efektif bekerja di bawah suhu 150°C (Pasikki et al., 2010).



Gambar 4.3 Lamanya Waktu Yang Dibutuhkan Untuk Melakukan Pengasaman Di dalam Formasi

4.3 PELAKSANAAN STIMULASI PENGASAMAN

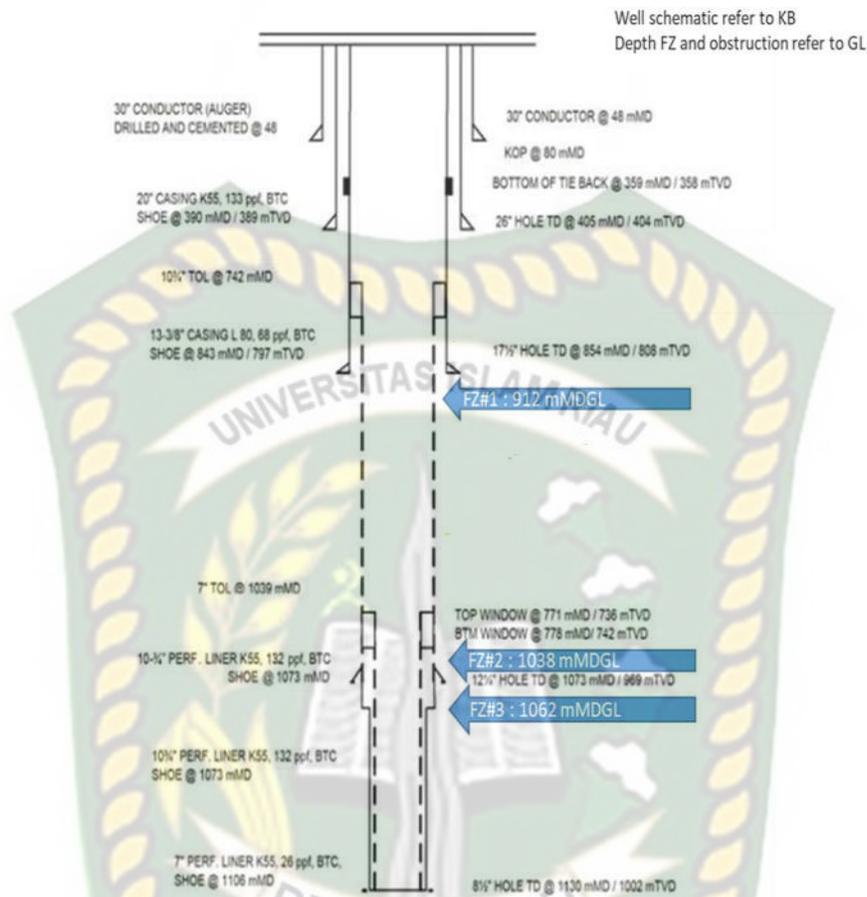
4.3.1 Persiapan Sebelum Melakukan *Running* Alat

1. Memasang peralatan yang mendukung kegiatan stimulasi pengasaman di area sekitar sumur SAR-1 seperti pompa, tangki air, *baker tank*, dan peralatan yang mendukung.
2. Memonitor kandungan H₂S disekitar kepala sumur menggunakan H₂S *detector*.
3. Mengambil sampel *scale* pada sumur menggunakan *scale catcher* dan menganalisis *scale* sampel untuk menentukan persentasi formula asam yang akan digunakan dan melakukan *go devils* untuk mengetahui kondisi sumur apakah sumur tersebut mengalami pengecilan diameter sumur. Dengan tujuan melancarkan kerja dari *Coiled Tubing Unit* pada saat proses pengasaman.
4. *Quenching* sumur (memvakumkan sumur) sampai tekanan kepala sumur lebih kecil dari 0 barg dengan menginjeksikan air dengan rate tertentu sampai sumur menjadi vakum. Pastikan sumur tetap dalam keadaan vakum.
5. Kemudian melakukan *safety meeting* sebelum pekerjaan dilakukan.

4.3.2 Pengasaman Matriks

1. Tahap *tubing pickling* dengan memompakan 15 bbls air melalui *coiled tubing*, kemudian pastikan *coiled tubing* bebas dari hambatan.
2. Mempersiapkan cairan asam dan aditif untuk operasi.
3. RIH *coiled tubing* dengan *nozzle* pada kecepatan 50 mpm kemudian pompa air pada *coiled tubing* sebesar 1 bpm dan 5 bpm melalui *annulus*.
4. Melakukan *pull test* setiap 300 m.
5. Menurunkan kecepatan RIH sampai 20 mpm ketika berada pada sambungan antar casing.
6. Setelah cairan kimia dicampurkan dan siap untuk dipompakan, mulai *treatment* asam pada setiap zona target yang ditentukan dengan laju injeksi 3 bpm.
7. Menggantikan asam didalam *coiled tubing* dengan air setiap program pertukaran asam.

8. *Pull Out Of Hole (POOH) coiled tubing* ke permukaan dengan laju injeksi maksimum.

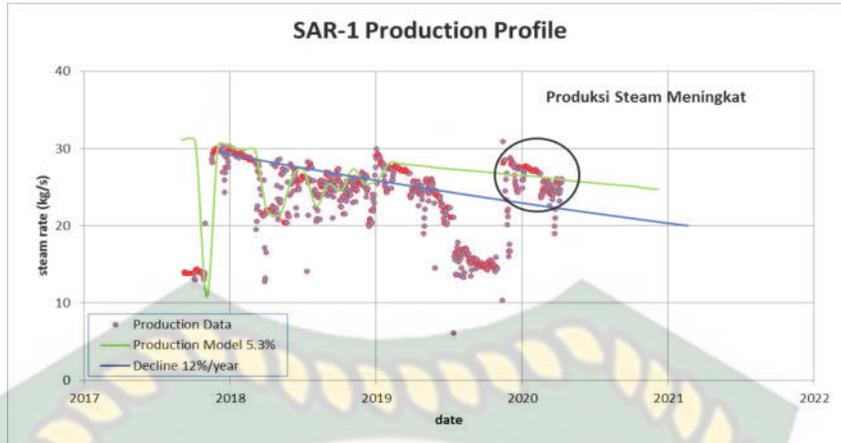


Gambar 4.4 Skematik Sumur SAR-1

4.4 EVALUASI KEBERHASILAN STIMULASI PENGASAMAN

4.4.1 Evaluasi Berdasarkan Data Produksi

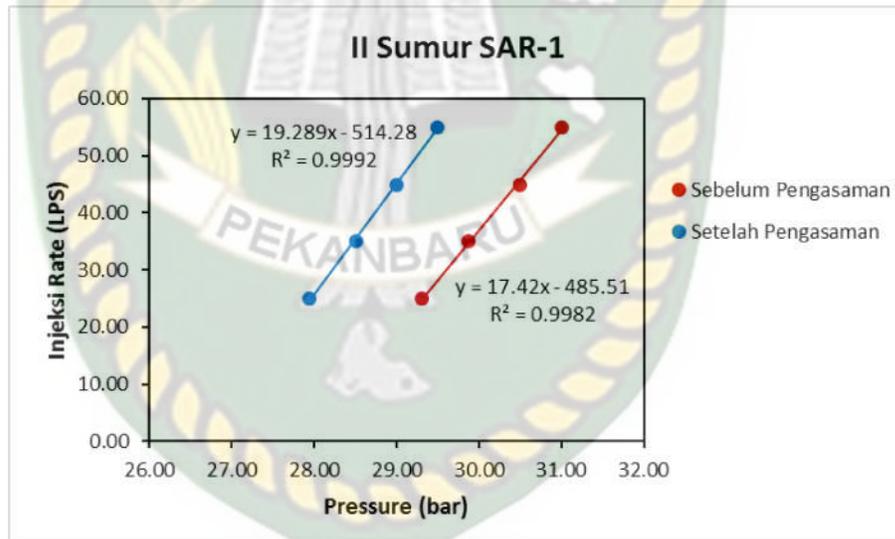
Berdasarkan performa produksi sumur SAR-1 terlihat bahwa laju produksi mengalami peningkatan produksi setelah dilakukan pengerjaan stimulasi pengasaman matriks yang ditunjukkan oleh gambar 4.5. Sebelum dilakukan stimulasi pengasaman, sumur SAR-1 berproduksi sebesar 24,4 kg/s pada tahun 2019. Sedangkan sesudah dilakukan stimulasi pengasaman terjadi peningkatan menjadi 28,3 kg/s pada tahun 2020, dimana persentase kenaikan yang terjadi sebesar 15,9%. Hal ini sejalan dengan penelitian Flores-Armenta & Ramírez-Montes 2010, bahwasannya adanya peningkatan produksi menunjukkan keberhasilan dari stimulasi pengasaman.



Gambar 4.5 Laju Produksi Sumur SAR-1 Sesudah Pengasaman

4.4.2 Evaluasi Berdasarkan Data *Injectivity Test*

Gambar 4.6 menunjukkan *injectivity index* sumur SAR-1 sebelum dan sesudah dilakukannya pengasaman matriks. *Injectivity index* mengalami perubahan dari 17,42 L/s.bar menjadi 19,29 L/s.bar. Semakin tinggi nilai *injectivity index* maka kemampuan formasi meloloskan fluida semakin tinggi (Indriana et al., 2018).



Gambar 4.6 *Injectivity Index* Sumur SAR-1 Sebelum dan Sesudah Pengasaman

4.4.3 Evaluasi Berdasarkan Data Kurva IPR

Kurva *inflow performance* merupakan plot antara tekanan kepala sumur (WHP) dengan laju produksi (W). Kurva IPR didapatkan untuk mengetahui kemampuan maksimum produksi sumur pada kondisi tekanan kepala sumur yang ditentukan. Menurut Situmorang et al 2011, mengasumsikan sumur panas bumi

dominasi uap berperilaku seperti sumur gas, maka dapat dihitung menggunakan persamaan Fetkovich. Harga C dan n diperoleh dari plot antara laju produksi terhadap $(Pr^2 - Pwf^2)$ pada skala log-log. Nilai C merupakan harga dari sepuluh pangkat *intercept*, sedangkan n merupakan harga dari *slope trendline* yang didapat (Melysa & Fitrianti, 2017). Perhitungan C dan n terdapat pada lampiran VI dan lampiran VII. Pada tabel 4.2 didapatkan harga C dan n pada saat sebelum dan setelah dilakukan pengasaman.

Tabel 4.2 Nilai C dan n Sebelum dan Sesudah Pengasaman

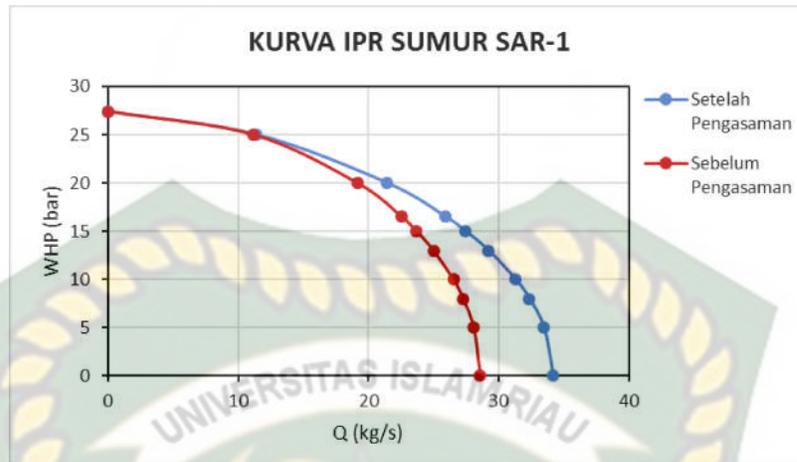
Parameter	Sebelum Pengasaman	Setelah Pengasaman
C	0,87	0,59
n	0,53	0,61

Tabel 4.3 Hasil Perhitungan Laju Produksi Total Sebelum dan Sesudah Pengasaman

Sebelum Pengasaman		Setelah Pengasaman	
WHP (bar)	W (kg/s)	WHP (bar)	W (kg/s)
0	28,59	0	34,18
5	28,09	5	33,48
8	27,29	8	32,37
10	26,52	10	31,32
13	24,99	13	29,24
15	23,69	15	27,48
16,5	22,55	16,5	25,94
20	19,14	20	21,44
25	11,14	25	11,43
27,4	0	27,4	0

Gambar 4.7 merupakan plot laju produksi sebelum dan setelah pengasaman dengan tekanan kepala sumur sebelum dan setelah pengasaman dari data tabel 4.3 dimana perhitungan terdapat pada lampiran VI dan lampiran VII dari kurva IPR tersebut dapat dilihat adanya perbedaan sebelum dan sesudah dilakukan pengasaman. Kurva tersebut menunjukkan terjadinya peningkatan laju produksi

uap. Adanya perbedaan kurva IPR menunjukkan keberhasilan dari pengasaman matriks yang dilakukan (Pasikki & Gilmore, 2006).



Gambar 4.7 IPR Sumur SAR-1

4.4.4 Evaluasi Berdasarkan *Pressure Build-Up*

Keberhasilan berdasarkan nilai skin salah satunya dapat di evaluasi dari *pressure build-up test*. Pada sumur SAR-1 ini baik sebelum dan sesudah pengasaman dilakukan PBU Test. Untuk menentukan nilai skin penulis menggunakan metode Horner seperti yang terlampir pada lampiran VIII dan lampiran IX. Nilai skin sebelum pengasaman sebesar (+2,4) sedangkan sesudah pengasaman nilainya sebesar (-1,0). Penurunan nilai skin menjadi negatif menunjukkan bahwa pelaksanaan stimulasi pengasaman matriks ini telah mengatasi kerusakan formasi yang ada di sekitar lubang sumur dengan melarutkan material endapan *scale calcite* yang menyumbat pori batuan tersebut. Sehingga dapat mengembalikan ke kondisi sumur sesuai dengan potensinya (Rutagarama, 2012).

BAB V KESIMPULAN DAN SARAN

5.1 KESIMPULAN

Dari hasil penelitian yang telah dilakukan, peneliti dapat menyimpulkan bahwasannya:

1. Perencanaan stimulasi pengasaman matriks yang didapatkan yaitu nilai tekanan injeksi maksimum dipermukaan sebesar 14,5 bpm serta waktu pengasaman yang akan dilakukan maksimum selama 7 menit.
2. Pengasaman matriks ini dianggap berhasil dapat dilihat dari kenaikan produksi sebesar 15,9%, *injectivity index* naik dari 17,42 L/s bar menjadi 19,29 L/s bar, dan nilai skin turun dari +2,4 menjadi -1,0.

5.2 SARAN

Berdasarkan penelitian yang telah dilakukan, diharapkan pada peneliti berikutnya dapat menghitung aspek keekonomian dari penerapan stimulasi pengasaman menggunakan *coiled tubing* di lapangan panas bumi.

DAFTAR PUSTAKA

- Akin, S., Yildirim, N., Yazman, M., Karadağ, M., Seçkin, C., Tonguç, E., Gurel, E., & Yarim, H. (2015). *Coiled Tubing Acid Stimulation of Alaşehir Geothermal Field, Turkey*.
- Alcalá, L. M. (2012). Acid Stimulation Of Geothermal Wells In Mexico, El Salvador And The Philippines. *United Nations University*, 419–436.
- Barrios, L., Guerra, E., Jacobo, P., & Mayorga, H. (2012). Acid Stimulation Of Geothermal Reservoirs. *LaGeo S.A. de C.V.*, 419–436.
- Coutts, C., Richardson, I., Quinao, J., & Goh, O. (2018). *Acid stimulation of Kawerau injection well PK4A using Hydrofluoric acid*.
- Eker, A., Yal, G., Cambazoglu, S., Şen, O., & Dünya, H. (2017). *Enhancement of Geothermal Reservoir Through Varying Acidizing Operation Procedures in Aydın Kuyucak Geothermal Field*.
- Exler, V. A., Cisneros, F. T., Quevedo, M. A., & Milne, A. (2014). Hybrid Matrix Acidizing Techniques Successfully Stimulate Geothermal Wells in Latin America. In *SPE International Symposium and Exhibition on Formation Damage Control* (p. 11). Society of Petroleum Engineers. <https://doi.org/10.2118/168206-MS>
- Fadillah, A., Nugraha, T., & Gumilar, J. (2013). West java geothermal update. *38th Workshop on Geothermal Reservoir Engineering*, 1–8.
- Fauzi, A. (2015). Geothermal resources and reserves in Indonesia: an updated revision. *Geothermal Energy Science*, 3, 1–6. <https://doi.org/10.5194/gtes-3-1-2015>
- Flores-Armenta, M., & Ramírez-Montes, M. (2010). Evaluation of acid treatments in Mexican geothermal fields. *Transactions - Geothermal Resources Council*, 34 2(April), 1034–1038.
- Glassley, W. E. (2015). Geothermal Energy Renewable Energy and the Environment. In *Dairy Science & Technology*, CRC Taylor & Francis Group (Second Edi). CRC Press.
- Herianto, Kristiati, M. T., Bintarto, B., & Asmorowati, D. (2020). Analisa Indikasi Pembentukan Scaling Berdasarkan Simulasi Numerik Sumur Panas Bumi. *Teknik Kimia*.

- Indriana, I. N., Kasmungin, S., Kustono, B., Teknik, J., Fakultas, P., Kebumian, T., Energi, D., Trisakti, U., & Pustaka, S. (2018). *Evaluasi Pekerjaan Matrix Acidizing Pada Sumur U-48 Lapangan*. 385–390.
- Khan, A., & Raza, M. (2015). Coiled Tubing Acidizing: An Innovative Well Intervention for Production Optimization. *International Journal of Engineering Research and Technology* 2278-0181, Volume 4, 497–500.
- McLeod, H. O. (1989). *Significant Factors for Successful Matrix Acidizing* .
<https://doi.org/10.2118/20155-MS>
- Melysa, R., & Fitrianti, F. (2017). Analisis Potensi Daya Listrik Pada Sumur Produksi Panas Bumi Dengan Menggunakan Metode Back Pressure Pada Unit XY. *Journal Of Earth Energy Engineering*, 6, 30.
<https://doi.org/10.22549/jee.v6i1.627>
- Mulyadi, & Ashat, A. (2011). *Reservoir Modeling Of The Northern Vapor-Dominated Two-Phase Zone Of The Wayang Windu Geothermal Field, Java, Indonesia*.
- Pasikki, R., & Gilmore, T. G. (2006). Coiled Tubing Acid Stimulation : the Case of Awi 8-7 Production Well in Salak Geothermal Field , Indonesia. *Thirty-First Workshop on Geothermal Reservoir Engineering*.
- Pasikki, R., Libert, F., Yoshioka, K., & Leonard, R. (2010, April 26). Well Stimulation Techniques Applied at the Salak Geothermal Field. *World Geothermal Congress*.
- Rajvanshi, U. (2018). Effect of Mineral Scaling on Geothermal Wells. *Delft University of Technology*. <http://repository.tudelft.nl/>
- Rutagarama, U. (2012). *the Role of Well Testing in Geothermal Resource Assessment*. November.
- Sada, H. juabdin. (2016). Alam semesta dalam prespektif al-qur'an dan hadist. *Jurnal Pendidikan Islam*, 7(November), 21.
- Sandven, H. (2015). *Concentric Coiled Tubing Drilling System*. June.
- Siratovich, P. A., Mordensky, S. P., & Richardson, I. (2017). *Acid Solubility Testing of Greywacke Core and Implications for Well Permeability Enhancement*. November.
- Situmorang, J., Ashat, A., & Saptadji, N. M. (2011). Pengembangan Persamaan IPR

Tak Berdimensi Lapangan Panas Bumi “X.” *Indonesia Geothermal Association*, 4(12), 87.

Star Energy. (2016). *Konsistensi Untuk Operasi Keberlanjutan*.

Sun, F., Yao, Y., Li, G., & Li, X. (2018). Geothermal energy extraction in CO₂ rich basin using abandoned horizontal wells. *Energy*, 158, 760–773. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.energy.2018.06.084>

Williams, B. B., Gidley, J. L., & Schecter, R. S. (1979). Acidizing Fundamentals. In *SPE Monograph Series* (p. 131).

Zarrouk, S. J., & Mclean, K. (2019). Geothermal Well Test Analysis. In R. Zanol (Ed.), *Elsevier*. Katie Hammon. <https://doi.org/10.1016/c2017-0-02723-4>

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), 146–154. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.tecto.2010.09.026>

