

EVALUASI PERFORMA SUMUR INJEKSI AIR SHM-013 MENGGUNAKAN ANALISIS HALL PLOT DAN DESAIN *MATRIX ACIDIZING* SEBAGAI SOLUSI OPTIMASI PRODUKSI BERDASARKAN DATA ANALISIS AIR FORMASI DAN SIMULASI PADA LAPANGAN JETSTAR DI PT PERTAMINA HULU ROKAN REGIONAL 1 ZONA 4 *FIELD* LIMAU

PERFORMANCE EVALUATION OF WATER INJECTION WELL SHM-013 USING HALL PLOT ANALYSIS AND MATRIX ACIDIZING DESIGN AS A SOLUTION FOR PRODUCTION OPTIMIZATION BASED ON THE FORMATION WATER ANALYSIS AND SIMULATION AT JETSTAR FIELD AT PT PERTAMINA HULU ROKAN REGION 1 ZONE 4 LIMAU FIELD

Roni Alida¹⁾, Hendra Budiman²⁾, Azka Roby Antari³⁾, Trimadona⁴⁾, Siti Hajar Mursidah⁵⁾, Aldo Setiawan⁶⁾
^{1,2,3,4)} Program Studi Teknik Pertambangan Batubara Politeknik Akamigas Palembang, 30257, Indonesia
 Corresponding Author E-mail: roni@pap.ac.id

Abstract: Decline in injection well performance is commonly caused by formation damage that increases skin factor and reduces efficiency. This study evaluated SHM-013 before and after matrix acidizing based on skin factor, Injectivity Index (II), Scale Index (SI), and IPR–VLP analysis. Before treatment, the well showed high skin (4,96 Hall Plot; 4,28 Darcy) and low II (0,804 bpd/psi). After stimulation, skin decreased (–2,95 Hall Plot; 0,87 Darcy) and II rose to 2,323 bpd/psi. SI value of 3,091 indicated CaCO₃ scaling risk, addressed using 1.026,78 gal of 15% HCl dissolving 10,99 cuft carbonate. IPR–VLP results showed optimum injection improved from 432 to 594 BWPD under safe pressure. The integration of Hall Plot, scale analysis, and matrix acidizing proved effective in optimizing injection performance and can guide similar field applications.

Keywords: Injection Well, Hall Plot analysis, matrix acidizing.

Abstrak: Penurunan kinerja sumur injeksi umumnya disebabkan oleh kerusakan formasi yang meningkatkan skin factor dan menurunkan efisiensi. Penelitian ini mengevaluasi sumur SHM- 013 sebelum dan sesudah matrix acidizing berdasarkan skin factor, Injectivity Index (II), Scale Index (SI), serta analisis IPR–VLP. Sebelum stimulasi, sumur menunjukkan skin tinggi (4,96 Hall Plot; 4,28 Darcy) dan II rendah (0,804 bpd/psi). Setelah stimulasi, skin menurun (–2,95 Hall Plot; 0,87 Darcy) dan II meningkat menjadi 2,323 bpd/psi. Nilai SI sebesar 3,091 mengindikasikan potensi pengendapan CaCO₃, yang ditangani dengan 1.026,78 galon HCl 15% sehingga melarutkan 10,99 cuft karbonat. Hasil IPR–VLP menunjukkan laju injeksi optimum meningkat dari 432 menjadi 594 BWPD dalam batas tekanan aman. Integrasi Hall Plot, analisis scale, dan matrix acidizing terbukti efektif mengoptimalkan kinerja sumur injeksi dan dapat menjadi acuan pada lapangan sejenis.

Kata kunci: Sumur Injeksi, Analisis Hall Plot, matrix acidizing.

1. PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Dalam industri perminyakan, sumur injeksi air memainkan peran penting dalam mempertahankan tekanan *reservoir* dan meningkatkan efisiensi perolehan minyak melalui metode *secondary recovery*, khususnya *waterflooding*. (Wang et al. 2024). Lapangan Jetstar yang dikelola oleh PT Pertamina Hulu Rokan Regional 1 Zona 4 dan termasuk dalam wilayah Limau Field, Lapangan Jetstar merupakan salah satu lapangan produksi minyak dan gas. Metode

waterflooding digunakan di lapangan tersebut sebagai upaya menjaga *pressure maintenance*. Lapangan ini memproduksi minyak dan gas dari beberapa formasi utama seperti Formasi Baturaja, Talang Akar, dan Gumai, dengan karakteristik batuan batupasir-karbonat, serta memiliki sistem injeksi air yang aktif. Salah satu sumur injeksi utama di lapangan ini adalah sumur SHM-013, yang menargetkan formasi Gumai pada kedalaman ± 6.300–6.700 ft. Sumur ini sebelumnya memiliki laju injeksi lebih dari 4.000 BWPD, namun mengalami penurunan signifikan dalam kurun

waktu tertentu hingga menyentuh angka <1.000 BWPD.

Penurunan performa injeksi tersebut menjadi indikasi awal adanya permasalahan teknis seperti kerusakan formasi (*formation damage*), *plugging* akibat endapan *scale*, atau perubahan kualitas air formasi. Akibat ketidakseimbangan antara volume fluida yang diproduksi dan yang diinjeksi kembali, terjadi kelebihan volume cairan di fasilitas permukaan seperti *Skim Tank*, yang dapat menyebabkan kondisi “*Top Tank*” atau bahkan tumpahan minyak. Kondisi ini berpotensi mengganggu stabilitas operasi dan mengharuskan operator melakukan penghentian sementara pada sebagian sumur produksi untuk menjaga stabilitas operasi.

Untuk mengidentifikasi penyebab penurunan performa sumur injeksi dan merancang solusi yang efektif sehingga dilakukan analisis *Hall Plot* guna memastikan nilai *skin factor* dan indeks injektivitas (*injectivity index*). Selain itu, dilakukan peninjauan kualitas air formasi dan air injeksi untuk mengetahui potensi terbentuknya endapan *scale*, menggunakan *Langelier Saturation Index* (LSI). Adanya nilai $LSI > 0$ menunjukkan kondisi *oversaturated*, yang menandakan kemungkinan terbentuknya endapan $CaCO_3$, $BaSO_4$, atau jenis *scale* lainnya.

Hasil analisis *Hall Plot* menunjukkan bahwa sumur SHM-013 memiliki nilai *sk in* yang cukup tinggi serta kecenderungan terbentuknya *scale* yang menghambat aliran fluida. Oleh karena itu, diperlukan desain stimulasi berupa *matrix acidizing* sebagai solusi untuk melarutkan penyumbatan dan membuka kembali jalur aliran pada formasi. *Matrix acidizing* dipilih karena metode ini efektif dalam membersihkan zona *near-wellbore* dari *plugging* dan kerusakan kimiawi, sehingga injektabilitas dapat kembali ditingkatkan. Desain dilakukan berdasarkan karakteristik formasi, hasil analisis air formasi, dan simulasi nodal untuk memprediksi performa pasca stimulasi.

Setelah dilakukan *Matrix Acidizing* dan dilanjutkan dengan analisis *Hall Plot*,

diperoleh hasil bahwa stimulasi berhasil menurunkan *skin factor* secara signifikan, meningkatkan *injectivity index* dan menaikkan laju alir injeksi (IPR). Berdasarkan hasil tersebut, studi ini dapat memberikan solusi yang optimal terhadap performa sumur injeksi SHM-013. Tujuan utama dari penelitian ini adalah untuk memulihkan dan meningkatkan kembali kapasitas injeksi guna menunjang keberlanjutan produksi di Lapangan Jetstar secara efisien dan ekonomis.

1.2 Tujuan Penelitian

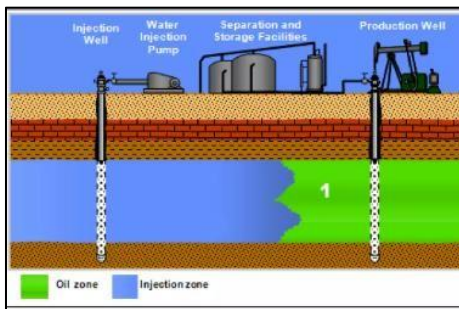
Tujuan dari penelitian ini antara lain:

1. Menganalisis performa kinerja sumur injeksi menggunakan metode *Hall Plot* pada Sumur SHM-013.
2. Menganalisis *Scale Index* dengan metode Stiff & Davis untuk mengidentifikasi penyebab penurunan laju injeksi akibat terbentuknya endapan *scale*.
3. Menentukan *Injectivity Index* dan Analisa laju injeksi air melalui *Inflow Performance Relationship* (IPR).
4. Melakukan Perencanaan program stimulasi *matrix acidizing* dalam menanggulangi *scale* yang terbentuk sepanjang tubing ataupun formasi.
5. Menentukan tekanan dan laju alir injeksi air optimum melalui pendekatan hubungan antara *Inflow Performance Relationship* (IPR) dan *Vertical Lift Performance* (VLP) pada Sumur SHM-013.

2. TEORI DASAR

2.1 Sumur Injeksi Air

Menurut Diah D.S., et.al., (2015), Injeksi air adalah salah satu teknik dalam *Enhanced Oil Recovery* (EOR) yang termasuk dalam fase pemulihan sekunder. Metode pemulihan sekunder adalah sebuah pendekatan dalam teknologi minyak yang bertujuan untuk meningkatkan efisiensi dan hasil ekstraksi minyak dari suatu reservoir, terutama pada lapangan minyak yang sudah berumur dan masih menyimpan cadangan yang belum sepenuhnya diambil, serta di mana produksi dengan bantuan tekanan alami (*primary secondary*) telah mengalami penurunan.



Sumber: www.minyak.up45ac.id

Gambar 2.1 Sumur Injeksi

2.2 Formation Damage

Formation damage adalah penurunan kualitas atau gangguan pada area sekitar lubang sumur minyak dan gas yang mengurangi kemampuan aliran. Umumnya kerusakan terjadi beberapa inci dari lubang sumur, namun bisa meluas hingga beberapa kaki, sehingga memengaruhi pemilihan jenis asam dan metode pengasaman. Beberapa penyebab utama kerusakan formasi antara lain:

1. Scale

Menurut Subekti, et.al., (2022), *scale* adalah akumulasi dari senyawa-senyawa anorganik yang mengendap dan membentuk kristal di permukaan suatu materi. Penyebab utama terbentuknya *scale* meliputi penurunan tekanan, perubahan suhu, serta pencampuran dua jenis mineral yang kandungan mineralnya tidak sesuai.



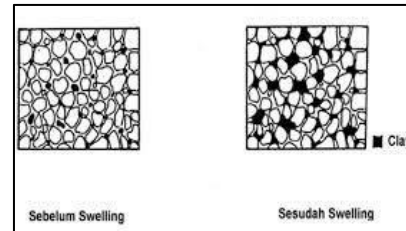
Sumber: www.ankerelemental.co.uk

Gambar 2.2 Scale

2. Clay Swelling

Swelling merupakan proses mengembangnya mineral *clay* akibat penyerapan cairan oleh mineral tersebut. Penyerapan cairan ini dipengaruhi oleh nilai CEC (*Cation Exchange Capacity*) yang menunjukkan kemampuan partikel mineral

tanah liat dalam melakukan pertukaran kation. Berdasarkan pendapat Musnal, (2020), *clay swelling* disebabkan oleh *fresh water* atau filtrat dari lumpur pengeboran yang meresap ke formasi yang mengandung *shale*.

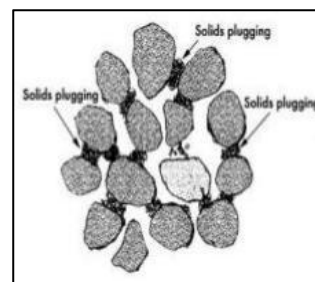


Sumber: repository.uir.ac.id

Gambar 2.3 Pengecilan Ruang Pori-pori Akibat *Swelling*

3. Partikel *Plugging*

Menurut Musnal, (2020), partikel *plugging* adalah partikel lumpur dari pemboran atau semen yang bisa menyebabkan pori – pori batuan di sekitar sumur menjadi tertutup. Di samping itu, terdapat kelompok *clay illite* (yang menyerupai serat) dan *kaolinite* (yang bersifat berlapis) yang partikel-partikelnya bisa bergerak dan menutup pori – pori ketika *clay* tersebut terpapar oleh filtrat dari *fresh water base mud*, baik dari silika maupun *clay* tersebut.



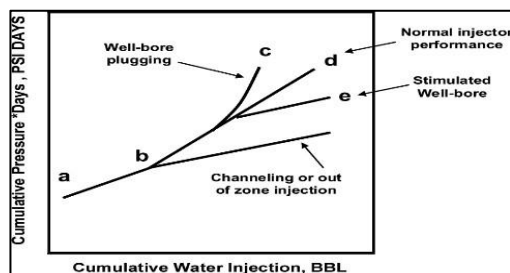
Sumber: www.mdpi.com

Gambar 2.4 *Plugging*

2.3 Hall Plot

Hall Plot adalah teknik yang digunakan untuk menganalisis performa sumur injeksi dengan membuat grafik yang menghubungkan tekanan yang dikalikan analisis dengan waktu terkait volume injeksi. Grafik ini berfungsi untuk memastikan kestabilan sistem injeksi dan mengidentifikasi kemungkinan masalah di formasi. Pada situasi injeksi yang normal, grafik *Hall Plot*

cenderung membentuk garis lurus, meskipun pada awalnya bisa menunjukkan sedikit kelengkungan yang diakibatkan oleh proses pengisian awal. Penyimpangan dari bentuk grafik yang seharusnya bisa menandakan adanya kerusakan pada formasi atau masalah pada sumur injeksi, seperti terhentinya aliran fluida ke dalam formasi. Metode *Hall Plot* juga tidak memerlukan waktu yang lama seperti uji sumur, tidak mengganggu produksi, dan tidak menimbulkan biaya yang tinggi Asmina & Anggraini PS, (2016).



Sumber: e-journal.trisakti.ac.id

Gambar 2.5 Hall Plot

Menurut Seka, et.al., (2019), Kurva *Hall Plot* menunjukkan keterkaitan antara tekanan kumulatif di *wellhead* (sumbu Y) dan volume injeksi kumulatif (sumbu X). Dari kurva ini, dapat dilihat apakah terdapat perubahan pada kemiringan yang menunjukkan adanya kerusakan pada formasi atau tidak.

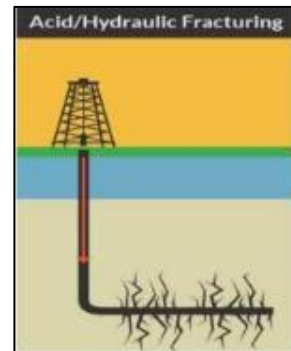
2.4 Acidizing

Menurut Yunia Estianti (2015), penurunan tingkat produksi adalah salah satu akibat yang bisa muncul akibat kerusakan pada formasi di sekitar lubang sumur. Salah satu metode untuk mengatasi masalah ini dan meningkatkan laju produksi sumur adalah melalui stimulasi. Stimulasi dengan menggunakan asam dapat dilakukan melalui dua pendekatan, yaitu: *acid fracturing* dan *matrix acidizing*.

1. Acid Fracturing

Menurut Yunia Estianti (2015), *acid fracturing* merupakan metode stimulasi sumur yang menggabungkan teknik *hydraulic fracturing* dengan *acidizing*. Rekahan dibentuk dengan tekanan tinggi, kemudian dialirkan asam untuk melarutkan mineral di

sepanjang rekahan, terutama pada reservoir karbonat seperti batu gamping dan dolomit. Proses ini menciptakan alur konduktif pada dinding rekahan yang tidak rata, sehingga berfungsi sebagai jalur alir permanen tanpa memerlukan proppant tambahan.

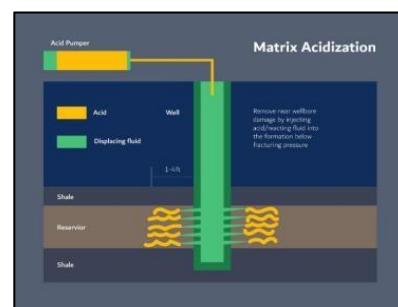


Sumber: www.flickr.com

Gambar 2.6 Ilustrasi Acid Fracturing

2. Matrix Acidizing

Menurut Kaliky, et.al., (2024), matrix acidizing adalah proses penyuntikan asam ke dalam lapisan pori-pori dari lapisan yang menghasilkan minyak, dengan tekanan injeksi yang rendah dibandingkan dengan tekanan rekahan formasi. Tujuannya adalah agar reaksi asam dapat menyebar ke dalam batuan dengan pola radial. Fungsi utama dari *matrix acidizing* adalah untuk mengatasi masalah kulit di sekitar sumur dan meningkatkan permeabilitas dengan melarutkan partikel-partikel yang menghalangi pori – pori.



Sumber: www.dubaipetroleum.ae

Gambar 2.7 Ilustrasi Matrix Acidizing

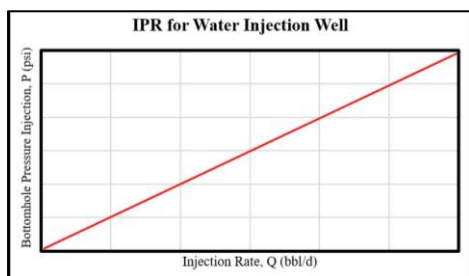
2.5 Inflow Performance Relationship (IPR) Sumur Injeksi

Menurut Musnal, (2020), Kurva *Inflow Performance Relationship (IPR)* merupakan grafik yang menunjukkan seberapa baik sumur dapat memproduksi, yang diungkapkan melalui

hubungan antara laju produksi (q) dan tekanan di dasar sumur (P_{wf}). Namun, pada kenyataannya, arah aliran fluida terjadi sebaliknya, yaitu dari permukaan menuju ke dalam formasi. Oleh sebab itu, meskipun istilah IPR jarang dipakai secara langsung dalam konteks injeksi, prinsip dasarnya bisa dibalik dan dianalisis menggunakan konsep yang disebut *injectivity Performance* atau *Injectivity Index* (II).

Perhitungan aliran fluida satu fasa dari formasi ke dasar sumur pertama kali dikembangkan oleh Darcy untuk aliran non-turbulen dan dikembangkan oleh Jones, Blount dan Glaze untuk aliran turbulen dan untuk menentukan besarnya laju injeksi dapat digunakan persamaan Darcy.

Dengan demikian harga PI menyatakan kemiringan kurva dimana pada fluida satu fasa IPR berupa garis lurus.



Sumber: Petroleum-learning.com

Gambar 2.8 Kurva IPR 1 Fasa

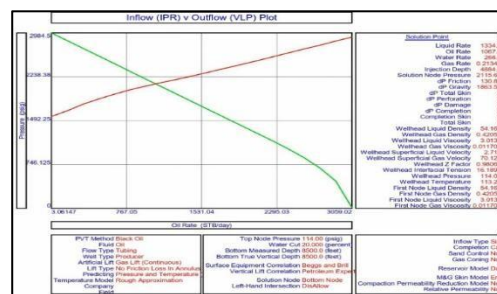
2.6 Hubungan Antara Kurva IPR dan VLP

Kurva IPR vs VLP pada sumur injeksi air digunakan untuk menentukan laju injeksi optimum berdasarkan keseimbangan antara tekanan yang dibutuhkan untuk mengalirkan fluida dari permukaan ke dasar sumur (VLP) dan kemampuan formasi dalam menerima fluida (IPR). Pada sumur injeksi, kurva IPR menggambarkan hubungan antara tekanan formasi dan laju injeksi air ke dalam reservoir, sedangkan kurva VLP menunjukkan besarnya tekanan dasar sumur (BHP) yang dibutuhkan untuk mencapai laju injeksi tertentu.

Dalam perhitungan kurva VLP, digunakan pendekatan model aliran dari Beggs and Brill (1973), yang memperhitungkan gaya gesek, gravitasi, dan

distribusi fase aliran dalam tubing vertikal. Meskipun fluida yang diinjeksi berupa air sebagai fase tunggal, pendekatan Beggs and Brill tetap relevan untuk menghitung distribusi tekanan secara akurat, khususnya pada sistem vertikal yang memiliki variasi tekanan signifikan terhadap kedalaman.

Hasil perpotongan antara kurva IPR dan VLP menunjukkan laju injeksi air optimum pada sumur injeksi air, yaitu pada saat tekanan dasar sumur yang dihitung melalui model VLP seimbang dengan tekanan formasi yang dihitung dari kurva IPR. Nilai inilah yang digunakan sebagai referensi utama dalam menentukan target operasi injeksi pada sumur tersebut. Pada **Gambar 2.9** adalah contoh grafik IPR VS VLP yang dibuat menggunakan *software* PROSPER.

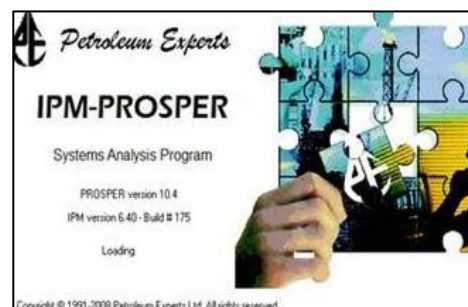


Sumber: www.sciencedirect.com

Gambar 2.9 Kurva Hubungan IPR VS VLP

2.7 Software PROSPER

PROSPER merupakan perangkat lunak untuk analisis performa sumur, perancangan, dan optimasi, yang digunakan untuk memodelkan berbagai jenis konfigurasi sumur yang umum dijumpai dalam industri minyak dan gas bumi di seluruh dunia.



Sumber: www.intechopen.com

Gambar 2.10 Tampilan Software PROSPER

PROSPER membantu para *engineer* produksi maupun reservoir dalam memprediksi hidraulika tubing dan pipa alir serta profil temperatur dengan akurat dan efisien. Versi PROSPER yang digunakan dalam simulasi penelitian ini adalah PROSPER *version* 10.4 IPM *version* 6.40.

3. METODOLOGI PENELITIAN

3.1 Tempat dan Waktu Pelaksanaan

Penelitian dengan judul bahasan tentang performa sumur injeksi ini dilaksanakan pada Fungsi *Production & Operation* PT Pertamina Hulu Rokan Regional 1 Zona 4 Limau Field yang telah dilakukan pada Maret s.d Mei 2025, berlokasi di Jalan Jend. Sudirman No. 3 Kelurahan Muntang Tapus, Prabumulih Barat, Kota Prabumulih, Provinsi Sumatera Selatan. Kegiatan penelitian mencakup pengumpulan data historis performa sumur injeksi, perhitungan manual *Hall Plot* dan *Stability Index*, desain skenario, hingga simulasi performa sumur setelah dilakukan stimulasi.

3.2 Tahap Pengolahan Data

Data-data yang telah diperoleh dari lapangan maupun berbagai sumber lainnya pada penelitian ini kemudian dilakukan tahap pengolahan data. Tahapan pengolahan data yang dilakukan untuk penentuan cadangan dan peramalan produksi pada penelitian ini meliputi:

1. Perhitungan Kerusakan Formasi Menggunakan Metode *Hall Plot*

Tahapan yang dilakukan sebagai berikut:

- Menghitung radius injeksi sumur berdasarkan karakteristik reservoir dan kedalaman.
- Penentuan kurva *Hall Plot* dilakukan dengan memplot data tekanan kumulatif di *wellhead* pada sumbu Y dan volume injeksi kumulatif pada sumbu X.
- Menghitung *slope* (m) kurva *Hall Plot*
- Dari *slope* tersebut kemudian mencari nilai *Tm1* (*Transmibility Undamaged*) dan *Tma* (*Transmibility Damaged*).
- Perhitungan *skin factor* dari sumur yang diindikasikan terjadi kerusakan

- formasi dengan pendekatan rumus *Darcy*
- Perhitungan *skin factor* dari sumur yang diindikasikan terjadi kerusakan formasi dengan pendekatan rumus *Hall Plot*
- Perhitungan *Injektivty Index* dari sumur.

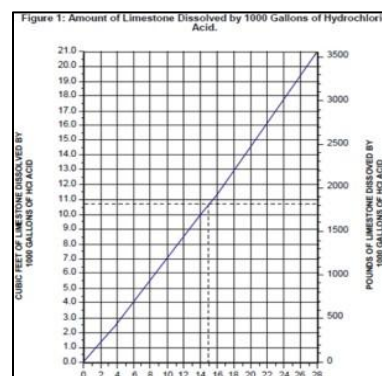
2. Perhitungan Pembentukan *Scale* (Metode Stiff & Davis)

Perhitungan SI dilakukan untuk menilai kecenderungan air formasi dalam membentuk *scale* dengan metode Stiff & Davis, tahapan yang dilakukan adalah sebagai berikut:

- Menghitung total ionic strength dari air formasi berdasarkan konsentrasi ion – ion utama..
- Menghitung Nilai *pCa* (*Negative Logarithm of Calcium Ion Activity*) dan *pAlk* (*Negative Logarithm of Alkalinity*) dengan persamaan sebagai:
 $pCa = 4,5977 - 0,4337 \text{ Ion } [Ca^{+}]$
 $pAlk = 4,8139 - 0,4375 \text{ Ion } [HCO_3^{-}]$
- Jika nilai *pCa* dan *pAlk* sudah diperoleh, maka selanjutnya menentukan nilai *Stability Index* (SI) dengan persamaan berikut:

$$SI = pH_w - K + pCa + pAlk$$

- Perhitungan *Inflow Performance Relationship* (IPR) Sumur Injeksi Air
- Perhitungan Desain *Acidizing*



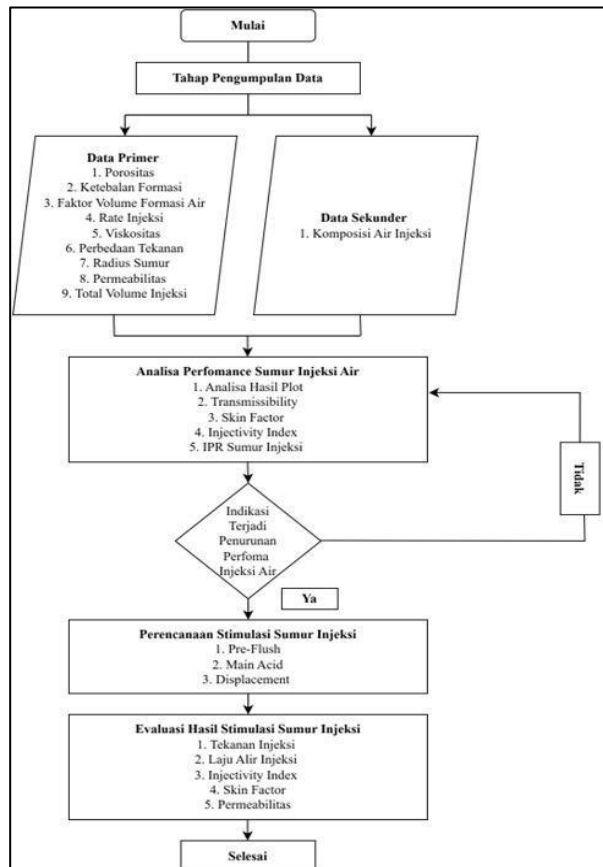
Gambar 3.1 Grafik Lime Stone Dissolved

Setelah menentukan nilai *limestone dissolved* selanjutnya, dapat menentukan Volume HCl.

- Perhitungan volume *displace* dapat dihitung dengan persamaan berikut:
 $V = (LCt \times IDt \times 3,281) + (LCc \times IDc \times 3,281)$

3. Penentuan Kurva IPR dan VLP Dengan *Software* PROSPER

Dalam menentukan kurva IPR dan VLP, penulis menggunakan perangkat lunak PROSPER untuk membantu dalam pelaksanaan penelitian ini.



3.3 Bagan Alir Penelitian

Tahapan dari penelitian tentang perhitungan stimulasi pada sumur injeksi Lapangan Jetstar di PT Pertamina Hulu Rokan Regional 1 Zona 4 *Field* Limau dapat dilihat pada bagan pada Gambar 3.2.

Gambar 3.2 Bagan Alir Penelitian

4. HASIL DAN PEMBAHASAN

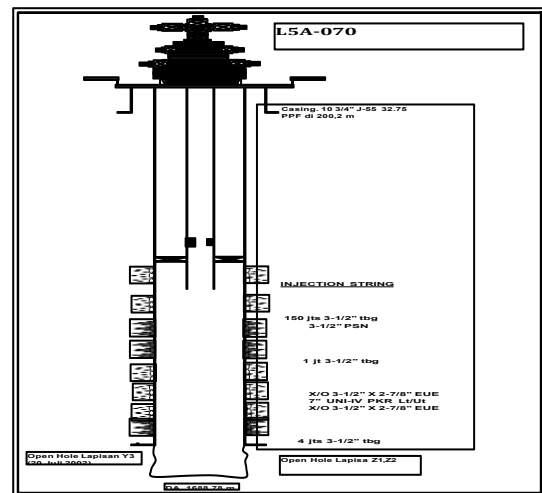
4.1 Tinjauan Sumur Injeksi SHM-013

Sumur SHM-013 merupakan sumur injeksi di Limau Field dengan konstruksi kompleks hasil beberapa tahap pengembangan. Sumur ini memiliki casing permukaan 10 3/4 inci (J-55, 32,75 m) dan casing produksi 7 inci yang disemen hingga 1623,5 m untuk menjaga integritas selama injeksi. Sistem tubing menggunakan string 3 1/2 inci dengan 150

sambungan, dilengkapi PSN pada kedalaman 1381,58 m dan packer

7 inci tipe U-NHV pada 1391,46 m.

Konfigurasi crossover dan nipple 2-7/8 inci di bawah packer memastikan aliran fluida terarah ke zona target.



Gambar 4.1 Well Schematic Injection Well SHM-013

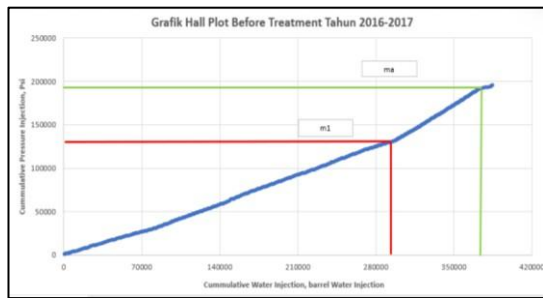
4.2 Evaluasi Data Sumur Injeksi SHM-013 Sebelum dilakukan Stimulasi

Berikut merupakan data properti sumur sebelum di stimulasi yang digunakan untuk mengetahui karakteristik sumur pada Lapangan Jetstar.

Tabel 4.1 Data Properti Sumur SHM- 013 Sebelum Distimulasi

Parameter	Simbol	Nilai	Satuan
Ketebalan Formasi	h	49,21	ft
Faktor Volume Formasi Air	Bw	1,04	Rb/STB
Viskositas	μ_w	0,3	cp
Rate Injeksi	qi	759	BWPD
Porositas	Φ	0,19	Fraksi
Perbedaan Tekanan	ΔP	943,84	psi
Radius Sumur	rw	0,3	ft
Permeabilitas	k	8	mD
Total Volume Injeksi	Vt	384.539	bbl

4.4 Analisa Hall Plot pada Sumur SHM-013 Sebelum Dilakukan Stimulasi



Gambar 4.3 Kurva Hall Plot Sumur Injeksi SHM-013 Sebelum Distimulasi

Grafik *Hall Plot* sebelum distimulasi pada tahun 2016-2017 menunjukkan adanya perubahan kemiringan (*slope*), yang mengindikasikan bahwa efektivitas injeksi mulai berkurang karena kemungkinan penyumbatan atau kerusakan pada formasi. Oleh karena itu, perlu dilakukan upaya perbaikan agar efektivitas injeksi dapat kembali pada kondisi terbaik.

Tabel 4.2 Hasil Analisis Hall Plot Sumur Injeksi SHM-013 Sebelum Stimulasi

No.	Parameter	Nilai	Satuan
1	Radius Injeksi	276,6	ft
2	<i>Transmissibility</i> Zona Undamaged	77,81	-
3	<i>Transmissibility</i> Zona Damaged	45,07	-
4	<i>Skin Factor</i> (metode Darcy)	4,282	-
5	<i>Skin Factor</i> (metode Hall Plot)	4,95	-
6	<i>Injectivity Index</i>	0,804	BWPD/psi

Berdasarkan hasil perhitungan, radius injeksi sumur SHM-013 mencapai 276,56 ft, dengan nilai *transmissibility* zona undamaged sebesar 77,81 dan zona damaged sebesar 45,07, menunjukkan adanya penurunan kemampuan alir akibat kerusakan formasi. Analisis *skin factor* menunjukkan nilai 4,282 dengan metode Darcy dan 4,95 dengan metode *Hall Plot*, yang sama-sama mengindikasikan adanya hambatan aliran di

sekitar sumur. Nilai *Injectivity Index* (II) sebesar 0,804 bwpd/psi memperlihatkan kinerja sumur yang rendah, sehingga diperlukan upaya stimulasi untuk mengembalikan performa injeksi.

4.5 Analisis Pembentukan Scale (Metode Stiff & Davis)

Kecenderungan pembentukan scale dapat diramalkan dan ditentukan dengan melakukan analisa air formasi dengan menggunakan metode perhitungan *Stiff & Davis*. Metode ini menggunakan parameter *ionic strength* (μ) sebagai koreksi terhadap total konsentrasi garam dan temperatur. Berikut ini adalah tabel kandungan ion-ion dalam sampel air formasi dalam menentukan nilai total *ionic strength*.

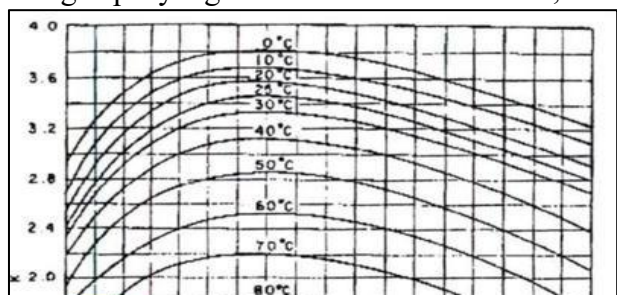
Tabel 4.3 Kandungan Ion Air Formasi Sumur SHM-013

Ion	Konsentrasi (ppm)	Faktor Konversi	<i>Ionic Strength</i> (μ)
Na ⁺	6.687,34	$2,20 \times 10^{-5}$	$1,50 \times 10^{-1}$
Ca ²⁺	35	$5,00 \times 10^{-5}$	$1,80 \times 10^{-3}$
Mg ²⁺	6,08	$8,20 \times 10^{-5}$	$5,00 \times 10^{-4}$
CO ₃ ²⁻	150	$2,10 \times 10^{-5}$	$3,20 \times 10^{-3}$
HCO ₃ ⁻	2.623	$8,20 \times 10^{-5}$	$2,20 \times 10^{-1}$
SO ₄ ²⁻	1	$2,10 \times 10^{-5}$	$2,10 \times 10^{-5}$
Cl ⁻	8.697,5	$1,40 \times 10^{-5}$	$1,20 \times 10^{-1}$
Fe ³⁺	0,32	$8,10 \times 10^{-5}$	$2,60 \times 10^{-5}$
Total <i>Ionic Strength</i>			$4,90 \times 10^{-1}$

Tabel 4.4 Parameter Data Scale Index

Sampel	Simbol	Nilai	Satuan
pH	-	8,1	
Konsentrasi Ca ²⁺	-	35	ppm
Konsentrasi HCO ₃ ⁻	-	2623	ppm
<i>Ionic Strenght</i>	μ	$4,90 \times 10^{-1}$	
Temperatur	T	75	°C
K	-	1,8	

Nilai K didapatkan dari plot grafik hubungan antara *ionic strength* vs K, berikut merupakan nilai K pada suhu 75 °C. Pada Gambar 4.4 maka didapat nilai K sebesar 1,8 dengan pH yang sudah diketahui sebesar 8,1.



Tabel 4.5 Data Properti Sumur SHM- 013
Sesudah Distimulasi

Parameter	Simbol	Nilai	Satuan
Ketebalan Formasi	h	49,21	ft
Faktor Volume Formasi Air	Bw	1,04	Rb/STB
Viskositas	μ	0,3	Cp
Rate Injeksi	qi	2.100	BWPD
Porositas	Φ	0,19	Fraksi
Perbedaan Tekanan	ΔP	903,85	psi
Radius Sumur	rw	0,3	ft
Permeabilitas	K	16	mD
Total Volume Injeksi	Vt	377.423,9	bbl

Gambar 4.4 Grafik Hubungan Antara Ionic Strength vs K

Setelah ditentukan nilai total *ionic strength* pada air formasi, maka perhitungan *stability* indeks dapat dilakukan. Perhitungan memakai data dalam bentuk ppm. Berikut ini adalah perhitungan *Stability Index* pada air formasi:

$$\begin{aligned}
 pCa &= 4,5977 - 0,4337 \text{ Ion}(\text{Ca}^{2+}) \\
 &= 4,5977 - 0,4337 \text{ Ion}(35) \\
 &= 3,056 \\
 pAlk &= 4,8139 - 0,4375 \text{ Ion}(\text{HCO}_3^{3-}) \\
 &= 4,8139 - 0,4375 \text{ Ion}(2.623) \\
 &= 1,346
 \end{aligned}$$

Setelah diketahui nilai pCa dan pAlk, maka selanjutnya menentukan nilai *Stability Index*. Berikut perhitungannya:

$$\begin{aligned}
 SI &= pH_w - K + pCa + pAlk \\
 SI &= 8,1 - 1,8 + 3,056 + 1,346 \\
 SI &= 11,201
 \end{aligned}$$

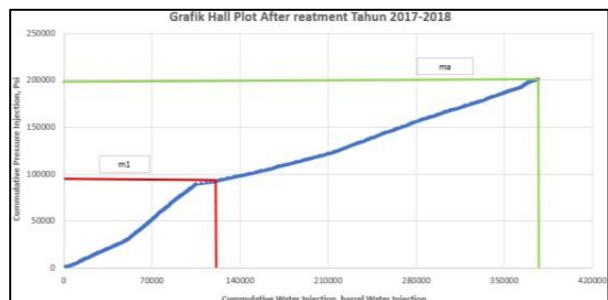
Dengan hasil $SI = 11,201$, ini adalah nilai yang sangat tinggi, jauh di atas batas netral ($SI = 0$). Artinya, *scale* CO_3^{2-} (kalsit) sangat mungkin terbentuk di kondisi ini dan lingkungan sangat jenuh terhadap CaCO_3 sehingga potensi tinggi terjadinya *precipitation* (pengendapan) kalsit.

4.6 Evaluasi Data Sumur Injeksi SHM- 013 Setelah Distimulasi

Berikut merupakan data properti sumur sesudah di stimulasi yang digunakan untuk mengetahui karakteristik sumur pada Lapangan Jetstar:

4.7 Analisis Hall Plot Pada Sumur SHM-013 Setelah Distimulasi

Grafik *Hall Plot* tahun 2017–2018 menunjukkan peningkatan signifikan pada kinerja sumur setelah stimulasi. Kemiringan awal (m1) menjadi lebih datar, menandakan hambatan formasi berkurang dan air lebih mudah masuk ke formasi. Pada laju injeksi lebih tinggi, kemiringan kedua (m2) juga tetap lebih rendah dibanding sebelum stimulasi, menunjukkan peningkatan kapasitas injeksi yang berkelanjutan.



Gambar 4.5 Kurva *Hall Plot* Sumur SHM-013 Setelah Stimulasi

Tabel 4.6 Hasil Analisis *Hall Plot* Sumur Injeksi SHM-013 Setelah Stimulasi

No.	Parameter	Simbol	Nilai	Satuan
1	Radius Pengurasan	re	273,98	ft
2	Transmissibility Zona Undamaged	Tm1	45,94	-

No.	Parameter	Simbol	Nilai	Satuan
3	Transmissibility Zona Damaged	T_{ma}	81,01	-
4	Skin Factor (metode Darcy)	S	0,872	-
5	Skin Factor (metode Hall Plot)	S	-2,951	-
6	Injectivity Index	II	2,32	BWPD/psi

4.8 Analisis Data Desain Acidizing

Tabel 4.7 Hasil Analisis Data Desain Acidizing

Output		
Target Remove Karbonat	0,311102	m ³
Target Remove Karbonat	10,98657	cuft
Volume HCl	1026,783	gallon
Volume HCl	24,4472	bbl
Volume Displace	30,50527	bbl

4.9 Analisis Kurva IPR dan VLP

Kurva *Inflow Performance Relationship* (IPR) merupakan peramalan kemampuan formasi menerima fluida pada berbagai tekanan, yaitu dengan memplot nilai q dengan berbagai asumsi harga Pwf seperti yang ditabulasikan pada Tabel 4.7.

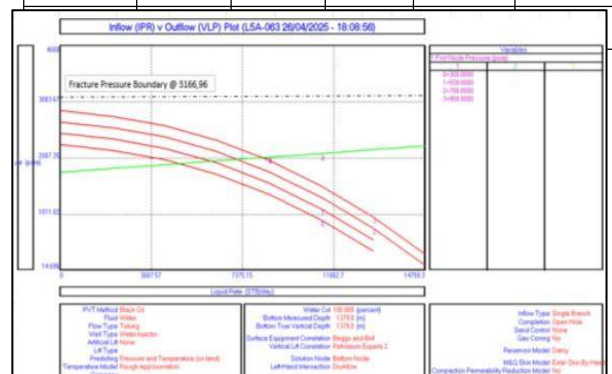


Gambar 4.6 Kurva IPR Sumur Injeksi Air SHM-013

Kurva IPR-VLP yang dibuat dengan software PROSPER digunakan untuk menentukan tekanan injeksi agar tidak melebihi *fracture pressure*. Pembuatan kurva ini membutuhkan data reservoir seperti permeabilitas, ketebalan, dan area pengurasan. Contoh hasil kurva IPR-VLP ditunjukkan pada Gambar 4.8.

Tabel 4.8 Data Laju Alir Terhadap Pwf

Parameter			Darcy		
Injection Pressure	BHP Injeksi	Pbh Asumsi	dP	$Q_w S=4,283$	$Q_w S=0,873$
0	1.989	1.755	0	0	0
50	2.039	1.800	45	73	106
100	2.089	1.850	95	154	223
150	2.139	1.900	145	235	341
200	2.189	1.950	195	316	458
250	2.239	2.000	245	397	576
300	2.289	2.050	295	478	693
350	2.339	2.100	345	560	810
400	2.389	2.150	395	641	928
450	2.439	2.200	445	722	1.045
500	2.489	2.250	495	803	1.163
550	2.539	2.300	545	884	1.280
600	2.589	2.350	595	965	1.398
650	2.639	2.400	645	1.046	1.515
700	2.689	2.450	695	1.127	1.633
750	2.739	2.500	745	1.208	1.750
800	2.789	2.550	795	1.289	1.868
850	2.839	2.600	845	1.371	1.985
900	2.889	2.650	895	1.452	2.103
950	2.939	2.700	945	1.533	2.220
1000	2.989	2.750	995	1.614	2.337



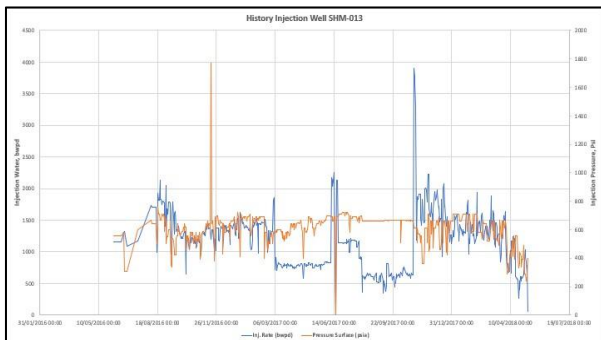
Gambar 4.7 Kurva IPR vs VLP Sumur SHM-013

Tabel 4.9 Analisis Kurva IPR vs VLP Menggunakan Software PROSPER

Tekanan Injeksi (psig)	Rate Injeksi (BWPD)	BHP Injeksi (psia)	Tekanan Fracture (psia)
300	4.810,4	1.908,6	3166,96
500	6.104,7	1.949,9	
700	7156	1.983,5	
900	8.152,4	2.015,3	

4.5 Analisis *History Injection Well* SHM-013

Pada Gambar 4.8, ditunjukkan kinerja injeksi dari Sumur SHM-013 pada periode tahun 2016 – 2017, dan hasil analisis terhadap grafik tersebut menunjukkan bahwa terdapat ketidakstabilan antara laju alir dan tekanan injeksi. Grafik yang tampak tidak konsisten ini menunjukkan adanya hambatan dalam formasi serta menunjukkan bahwa mungkin terjadi penumpukan *scale* atau penyumbatan pada sumur itu.



Gambar 4.8 Grafik *History Injection Well* SHM-013

4.10 Pembahasan

Evaluasi performa sumur SHM-013 menunjukkan penurunan signifikan pada nilai skin setelah stimulasi *matrix acidizing*. Sebelum stimulasi, skin tercatat 4,96 (Hall Plot) dan 4,28 (Darcy), menandakan adanya kerusakan formasi yang menghambat aliran fluida. Setelah stimulasi, nilai skin turun menjadi -2,95 (Hall Plot) dan 0,87 (Darcy), menunjukkan berkurangnya hambatan aliran.

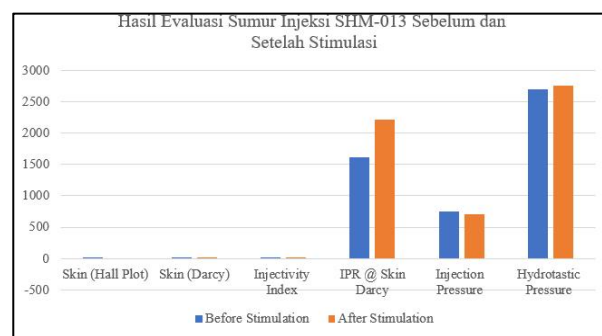
Peningkatan performa juga terlihat dari kenaikan *Injectivity Index* (II) dari 0,804 BPD/psi menjadi 2,323 BPD/psi, dan kapasitas injeksi dari 1.614 BWPD menjadi 2.220 BWPD. Tekanan injeksi turun dari 750

psi menjadi 700 psi, sejalan dengan kondisi formasi yang lebih mudah menerima fluida, didukung nilai *hydrostatic pressure* sebesar 2.750 psi (750 psi injeksi) dan 2.700 psi (700 psi injeksi).

Hasil operasi *matrix acidizing* melarutkan karbonat formasi sebesar 10,99 cu.ft menggunakan 1.026,78 galon HCl 15%, dengan bantuan 34,2 bbl fluida *displace* untuk distribusi asam. Secara keseluruhan, stimulasi terbukti efektif meningkatkan kinerja sumur SHM-013 melalui penurunan *skin factor*, peningkatan II, kenaikan kapasitas injeksi, serta penurunan tekanan injeksi Tabel 4.10.

Tabel 4.10 Hasil Evaluasi Kinerja Sumur Injeksi SHM-013

No.	Parameter	Before	After	Satuan
1.	<i>Skin (Hall Plot)</i>	4,96	-2,95	-
2.	<i>Skin (Darcy)</i>	4,28	0,87	-
3.	<i>Injectivity Index</i>	0,804	2,323	BPD/psi
4.	<i>IPR @ Skin Darcy</i>	1.614	2220	BWPD
5.	<i>Injection Pressure</i>	750	700	psi
6.	<i>Hydrostatic Pressure</i>	2.700	2.750	psi



Gambar 4.9 Diagram Evaluasi Sumur SHM-013 Sebelum dan Setelah Stimulasi

5. KESIMPULAN

Analisis performa sumur injeksi SHM-013 menunjukkan bahwa sebelum stimulasi sumur mengalami penurunan kinerja dengan nilai *skin factor* yang tinggi, namun setelah dilakukan *matrix acidizing* terjadi perbaikan signifikan, ditandai dengan penurunan skin

hingga $-2,95$ (*Hall Plot*) dan $0,87$ (*Darcy*). Hasil analisis *Scale Index* juga mengindikasikan kondisi air formasi yang sangat jenuh terhadap CaCO_3 dengan potensi tinggi terbentuknya endapan *scale*, sehingga diperlukan perlakuan kimia untuk mencegah penyumbatan aliran. Stimulasi terbukti meningkatkan kemampuan formasi menerima air, tercermin dari kenaikan *Injectivity Index* dari $0,804$ bpd/psi menjadi $2,323$ BPD/psi serta peningkatan kapasitas IPR dari 1.614 BWPD menjadi 2.220 BWPD. Pelaksanaan program *matrix acidizing* berhasil melarutkan karbonat sebesar $10,99$ cu.ft dengan $1.026,78$ galon HCl 15% dan $34,2$ bbl fluida *displace*, sehingga hambatan aliran dapat diminimalkan dan injektivitas sumur meningkat. Pendekatan kurva IPR– VLP juga memperlihatkan bahwa tekanan injeksi menurun dari 750 psi menjadi 700 psi dengan penurunan tekanan hidrostatik dari 2.750 psi menjadi 2.700 psi, sementara laju injeksi optimum meningkat menjadi 2.205 BWPD. Secara keseluruhan, integrasi analisis *Hall Plot*, *Scale Index*, dan desain *matrix acidizing* terbukti efektif dalam mengatasi kerusakan formasi dan *scale*, sekaligus mengoptimalkan efisiensi sistem injeksi air.

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.

Andaluciana, S., & Al Hafidz, F. A. 2016. *Analisis Hall Plot Untuk Mengidentifikasi Formation Damage Dan Performance Injeksi Pada Kegiatan Waterflooding di Lapangan North Rifa PT Pertamina EP Asset 1 Field Ramba*. Jurnal Teknik Patra Akademika, 7(2), 24–37.

Asmina, A., & Anggraini PS, I. 2016. *Analisa Kerusakan Formasi Pada Sumur Injeksi dengan Menggunakan Metode Hall Plot Di Lapangan Ridosa A dan Ridosa B PT Pertamina EP Asset 1 Field Ramba*. Jurnal Teknik Patra Akademika, 7(1), 33–40.

Budiman, H., & Triansyah, E. 2023. *Analisa Kerusakan Formasi Pada Sumber Injeksi H-01, H-02, H-03 & H-04 Menggunakan Metode Hall Plot Pada Lapangan Kenari*. Jurnal Cakrawala Ilmiah, 2(10), 4015–4030.

Furqan, M. B., Ridaliani, O., & Kustono, B. 2015. *Evaluation of the Success of Matrix Acidizing and Well Washing Geothermal Wells Mbf – 246 and Miz – 153 Field F - 25*. Seminar Nasional Cendekiawan 2015, 571–581.

Kaliky, I. I. A., Nirmala, G. S., & Pellu, D. I. 2024. *Perencanaan Stimulasi Pengasaman Menggunakan Matrix Acidizing pada Sumur IA Lapangan K*. Indonesian Journal of Energy & Mineral, 4(2), 99–107. <https://doi.org/10.53026/ijoom.v4i2.7>

Musnal, A. 2020. *Mengatasi Kerusakan Formasi Dengan Metoda Pengasaman yang Kompetibel Pada Sumur Minyak Di Lapangan X*. Jurnal of Eart, Energy, Engineering Jurusan Teknik Perminyakan - UIR, Jurusan Teknik Perminyakan Fakultas teknik Universitas Islam Riau Pekanbaru, 1– 7.

Seka, O. A., Suherman, A., & Anwar, U. 2019. *Evaluasi Performa Sumur Injeksi Menggunakan Metode Hall Plot dan Mengetahui Proses Waterflood Terhadap Peningkatan Sumur Job Pertamina – Jadestone Energy (OK), Ltd*. Jurnal Pertambangan, 3(1), 17–25.

Subekti, H., Sofyan, A., Untoro, E., & Yudho, B. 2022. *Evaluasi Potensi Scaling Pada Pipa Produksi Di Lapangan Tapen PT Pertamina EP Asset 4 Field Cepu*. Prosiding Seminar Nasional Teknologi Energi dan Mineral, 2(1), 1–10. <https://doi.org/10.53026/sntem.v2i1.811>