

**EVALUASI KEBERHASILAN PENGGUNAAN ACETIC
ACID PADA PEKERJAAN ACID WASHING UNTUK
MENANGGULANGI SCALE CaCO_3 DALAM UPAYA
OPTIMASI PRODUKSI SUMUR SG-05 DI LAPANGAN S**

TUGAS AKHIR

Diajukan Guna Melengkapi Syarat dalam Mencapai Gelar sarjana Teknik

Oleh
SUGIANTO
123210494

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

2019

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. M. Aryon, ST., MT selaku dosen pembimbing 1 dan Fiki Hidayat, ST., M,eng selaku dosen Pembimbing 2, yang telah menyediakan waktu, tenaga dan pikiran untuk memberikan masukan dalam penyusunan tugas akhir ini.
2. Pihak PT. Asrindo Citraseni Satria (ACS) terkhusus bapak Chres Deski Setiawan, ST., Dan bapak Reffi, ST., yang telah memberikan kesempatan untuk pengambilan data dan bimbingan untuk tugas akhir saya.
3. 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
4. Orang tua Edi Sutrisno dan Deri, serta kakak Sapriyanti Amd,keb yang telah memberikan dukungan penuh material maupun moral.
5. Sabahat terbaik D'Petro12 serta sahabat sahabat yang telah membantu saya dalam menyelesaikan tugas akhir ini.

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

Pekanbaru, Juni 2019

SUGIANTO

DAFTAR ISI

HALAMAN SAMPUL.....	i
HALAMAN PENGESAHAN	ii
PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR	iii
KATA PENGANTAR	iv
DAFTAR ISI	v
DAFTAR GAMBAR	ix
DAFTAR TABEL	x
DAFTAR LAMPIRAN	xi
DAFTAR SINGKATAN	xii
ABSTRAK	xiii
ABSTRACT	xiv
BAB I PENDAHULUAN.....	1
1.1. Latar Belakang.....	1
1.2. TujuanPenulisan	3
1.3. Batasan Masalah	3
1.4. Metodologi Penulisan	3
BAB II TINJAUAN PUSTAKA	6
2.1. Proses Terbentuknya <i>Scale</i>	6
2.1.1 Fluida Reservoir.....	7
2.1.2 Kondisi Reservoir	12
2.1.3 Jenis <i>Scale</i> yang sering dijumpai dan sifat-sifatnya	14
2.1.3.1 <i>Scale Kalsium Karbonate</i> (CaCO_3)	14
2.1.3.2 <i>Scale Kalsium Sulfat</i> (CaSO_4)	15

2.2	Perkiraan pembentukan scale	16
2.2.1	Analisa air Formasi.....	16
2.2.2	Perhitungan perkiraan kecenderungan Pembentukan scale	17
2.2.2.1	<i>Scale Calcium Carbonat</i> (CaCO_3).....	17
2.2.2.2	<i>Scale Calsium Sulfat</i> (CaSO_4)	20
2.3	Penanggulangan Problem <i>Scale</i> Dengan Stimulasi Pengasaman.....	20
2.3.1	Pemilihan Jenis Asam.....	21
2.3.2	Teknik Penempatan Asam	21
2.3.3	Perencanaan Stimulasi Pengasaman.....	22
2.3.4	Evaluasi Keberhasilan Stimulasi Pengasaman	26
2.3.5	Evaluasi Stimulasi Pengasaman Berdasarkan Laju Produksi	26
2.3.6	Evaluasi berdasarkan Produktivity Indeks (PI) dan Kurva IPR ...	26
BAB III TINJAUAN LAPANGAN		29
3.1	Sejarah Lapangan S	29
3.2	Stratigrafi Cekungan	31
3.2.1	Stratigrafi Regional.....	31
3.3	Aspek Geologi Lapangan S	34
3.4	Karakteristik Reservoir dan Fluida.....	35
3.4.1	<i>Initial Condition</i>	35
3.4.2	<i>Fluid Properties</i>	36
3.5	Sejarah Produksi Lapangan S.....	38
BAB VI HASIL DAN PEMBAHASAN PENELITIAN		40
4.1	Analisis Penyebab Terjadinya <i>Scale</i> Pada Sumur SG-05	40
4.2	Penanggulangan Masalah <i>Scale</i> Pada Sumur SG-05	42
4.3	Analisa Keberhasilan Acidizing	45
4.3.1	Berdasarkan Laju Produksi	45
4.3.2	Berdasarkan Kurva IPR.....	47

BAB V KESIMPULAN	51
5.1 Kesimpulan.....	51
5.2 Saran.....	51
DAFTAR PUSTAKA	52
LAMPIRAN	54



DAFTAR GAMBAR

Gambar 1.1 bagan alir penelitian	5
Gambar 3.1 Peta Lokasi Sumur minyak “SG-05”(Chevron <i>Documentation</i> , 2010)	29
Gambar 3.2 Peta Persebaran Sumur pada Lapangan S(CPI PT. ACS)	32
Gambar 3.3 Kolom Stratigrafi Cekungan Sumatra Tengah (Heidrick dan Aulia, 1993).	33
Gambar 3.4 Interpretasi Struktur dan Peta Struktur Kedalaman Lapangan S yang memperlihatkan struktur yang berkembang di Lapangan ini(CPI PT. ACS)	34
Gambar 3.5 Sejarah Produksi Lapangan S	39
Gambar 4.1 Analisis Air di Dalam Pipa Transportasi (CPI PT. ACS)	41
Gambar 4.2 Data Produksi Sumur SG-05 (CPI PT. ACS)	42
Gambar 4.3 Data Produksi Sumur SG-05 Setelah Acidizing (CPI PT. ACS) ...	47
Gambar 4.4 Hasil Kurva IPR Sumur SG-05 Sebelum dan Setelah Acidizing. ..	49

DAFTAR TABEL

Tabel 2.1 Faktor Koreksi Salinitas.	10
Tabel 2.2 <i>Initial Condition</i> lapangan S	12
Tabel 2.3 <i>Scale</i> yang Umum Dijumpai Di Lapangan Minyak	13
Tabel.2.4 Konversi	19
Tabel 3.1 <i>Initial Condition</i> lapangan S	36
Tabel 3.2 <i>Initial Condition</i> Lapangan S	36
Tabel 3.3 Sifat Fisik Sampel Fluida Lapangan S	37
Tabel 3.4 Komposisi <i>Hidrocarbon</i> (Komponen) Lapangan S	37
Tabel 4.1 Data Sumur SG-05	43
Tabel 4.2 Hasil Perhitungan Kapasitas dan Volume Tubing	43
Tabel 4.3 Data Produksi Sumur SG-05 Sebelum Acidizing	46
Tabel 4.4 Data Perhitungan Perbandingan Kurva IPR	48
Tabel 4.5 Hasil Perhitungan Perbandingan Kurva IPR	48
Tabel 4.6 Hasil Perhitungan Perbandingan Kurva IPR	50

DAFTAR LAMPIRAN

LAMPIRAN I Data Sumur serta Analisa air formasi

LAMPIRAN II Perhitungan Kurva IPR



DAFTAR SINGKATAN

Ba	= Barium
C	= Konsentrasi ion dalam mole/ 1000 gr air
Ca	= Calsium
Cl	= Chloride
CO ₃	= Carbonate
Fe	= Besi
Gf	= Gradien rekah formasi, psi/ft
HCO ₃	= Bicarbonate
K	= Konstanta.
Mg	= Magnesium
SI	= Scaling Index
Pf	= Tekanan rekah formasi, psi
pH	= pH air sebenarnya
pHs	= pH air sistem yang dijenuhi CaCO ₃
SO ₄	= Sulfate
Z	= Faktor konversi

**THE SUCCESS EVALUATION OF ACETIC ACID USE IN ACID WASHING
WORK FOR ADDRESSING SCALE CaCO_3 IN THE OPTIMIZATION OF
SG-05 WELL PRODUCTION OPTIMIZATION IN THE S FIELD**

SUGIANTO

NPM : 123210494

ABSTRACT

The SG-05 well has a production rate that has dropped from 55.25 BOPD on February 23, 2018 to 14.16 BOPD on February 24, 2018. This decrease is caused by the formation of scales that inhibit fluid flow both in the perforation zone, tubing or flowline, as well as surface equipment so that pump performance is hampered and production decreases. The type of acid that is often used to overcome scale is Acetic Acid. Acetic Acid reacts with carbonate formation so it is very effective to be used to dissolve carbonate scale.

The results of the water analysis in the SG-05 production well can be seen that the formation water that exists or flows in the SG-05 well is Scaling, this is because the saturation scalling Index (SI) is greater than 0 ($\text{SI} > 0$), with this larger SI value causes CaCO_3 to tend to be deposited.

Based on the results of reading the Inflow Performance Relationship (IPR) curve, before acidizing, the maximum flow rate (Q_{max}) = 88.51 BOPD was obtained, increasing to Q_{max} = 183.54 BOPD. The Productivity Index (PI) after the acidizing program has increased from 0.203 BOPD / Psi to 0.421 BOPD / Psi.

Keywords: Scale, Acidizing, Acetic Acid, Scalling Index.

**EVALUASI KEBERHASILAN PENGGUNAAN ACETIC ACID PADA
PEKERJAAN ACID WASHING UNTUK MENANGGULANGI SCALE CaCO_3
DALAM UPAYA OPTIMASI PRODUKSI SUMUR SG-05 DI LAPANGAN S**

SUGIANTO

NPM : 123210494

ABSTRAK

Sumur SG-05 memiliki laju produksi yang turun dari 55.25 BOPD pada 23 Februari 2018 menjadi 14.16 BOPD pada 24 Februari 2018. Penurunan ini disebabkan karena terbentuknya scale yang menghambat aliran fluida baik pada zona perforasi, tubing atau flowline, maupun pada peralatan permukaan sehingga kinerja pompa menjadi terhambat dan produksinya menurun. Jenis asam yang sering digunakan untuk menanggulangi scale adalah *Acetic Acid*. *Acetic Acid* bereaksi dengan formasi karbonat sehingga sangat efektif digunakan untuk melarutkan scale karbonat.

Hasil analisis air di dalam sumur produksi SG-05 dapat dilihat bahwa air formasi yang ada atau mengalir di dalam sumur SG-05 tersebut adalah bersifat *Scalling*, hal ini dikarenakan nilai *Scalling Index* (SI) lebih besar dari pada 0 ($\text{SI} > 0$), dengan nilai SI yang lebih besar ini menyebabkan CaCO_3 cenderung akan terendapkan.

Berdasarkan hasil pembacaan kurva Inflow Performance Relationship (IPR), sebelum *acidizing* didapatkan laju alir maksimum (Q_{maks}) = 88.51 BOPD, mengalami kenaikan menjadi Q_{maks} = 183.54 BOPD. Productivity Index (PI) setelah program *acidizing* mengalami kenaikan dari 0.203 BOPD/Psi menjadi 0.421 BOPD/Psi.

Kata Kunci : *Scale, Acidizing, Acetic Acid, Scalling Index.*

BAB I

PENDAHULUAN

1.1. LATAR BELAKANG

Seiring berjalannya waktu, produksi minyak pada sumur SG-05 mengalami penurunan laju produksi. Salah satu penyebab terjadinya penurunan produksi adalah terbentuknya endapan *scale* yang dapat menghambat aliran fluida baik pada zona perforasi, tubing atau flowline, maupun pada peralatan permukaan. *Scale* merupakan endapan yang terbentuk karena proses kristalisasi dan pengendapan mineral yang terkandung pada air formasi. Untuk mengatasi *scale* dan diharapkan dapat meningkatkan produksi maka dilakukan stimulasi dengan metode acid washing.

Selain dari penurunan tekanan reservoir, menurunnya laju produksi dapat disebabkan karena adanya *formation damage* yang terjadi akibat aktivitas pemboran, injeksi, maupun aktivitas produksi. Masalah yang sering terjadi adalah terbentuknya endapan *scale* yang akan menghambat aliran fluida baik pada zona perforasi, tubing atau *flowline*, maupun pada peralatan permukaan. *Scale* adalah endapan yang terbentuk dari proses kristalisasi dan pengendapan mineral yang terkandung dalam air formasi (Siswoyo, 2005).

Dalam mengidentifikasi jenis *scale* yang terbentuk dapat digunakan beberapa cara perhitungan, salah satunya dengan menentukan nilai *scaling indeks* dengan menggunakan Metode *Stiff and Davis* (sari, 2011). Dengan prosedur yaitu mempersiapkan data Analisis air formasi yang didapat berdasarkan hasil laboratorium. Kemudian hitung ionic strength masing-masing ion dengan mengalikan konsentrasi ion dengan faktor konversinya, lalu jumlahkan ionic strength masing-masing ion untuk memperoleh *ionic strength* total (μ) dan tentukan harga K, konstanta yang diperoleh dari grafik hubungan *ionic strength* dan temperatur.

Apabila nilai $SI > 0$ maka CaCO_3 cenderung mengendap terendapkan, $SI = 0$ maka larutan jenuh dengan CaCO_3 , sedangkan apabila $SI < 0$ maka endapan CaCO_3

tidak akan terbentuk. Adapun solusi yang dapat digunakan untuk mengatasi sumur yang mengalami penurunan produksi akibat adanya *scale* adalah melakukan proses perbaikan terhadap sumur atau yang dikenal dengan stimulasi. *Acidizing* merupakan salah satu proses perbaikan terhadap sumur (stimulasi) untuk menanggulangi atau mengurangi *formation damage* dalam upaya peningkatan laju produksi (Economides, 1989).

Acidizing bertujuan untuk menghilangkan pengaruh penurunan permeabilitas formasi akibat dari *formation damage* dengan cara memperbesar pori-pori batuan dan melarutkan partikel-partikel penyumbat pori-pori batuan dengan menginjeksikan sejumlah asam ke dalam sumur atau lapisan produktif dengan harapan laju produksi kembali meningkat (William, 1979).

Asam yang dapat digunakan untuk operasi pengasaman sumur adalah asam Hydroclorida (HCl), asam Hydroflorida (HF), serta asam organik seperti *Acetic Acid* dan asam formic.

Nama asam asetat (*Acetic Acid*) berasal dari kata Latin asetum, “vinegar”. Asam asetat, asam etanoat atau asam cuka adalah senyawa kimia asam organik yang merupakan asam karboksilat yang paling penting di perdagangan, industri, dan laboratorium dan dikenal sebagai pemberi rasa asam dan aroma dalam makanan. Asam cuka memiliki rumus kimia $\text{CH}_3\text{-COOH}$, CH_3COOH , atau $\text{CH}_3\text{CO}_2\text{H}$ (Depkes, RI).

Dalam bentuk cair atau uap, *Acetic Acid* sangat korosif terhadap kulit dan jaringan lain suatu molekul *Acetic Acid* mengandung gugus – OH dan dengan sendirinya dapat membentuk ikatan hidrogen dengan air. Karena adanya ikatan hidrogen ini, maka *Acetic Acid* yang mengandung atom karbon satu sampai empat dan dapat bercampur dengan air (Hewitt, 2003).

Asam asetat merupakan asam lemah yang terionisasi sebagian dalam air, walaupun demikian, keasaman asam asetat tetap lebih tinggi dibanding dengan keasaman air (Kohar, 2004). *Acetic Acid* telah berhasil digunakan dalam sejumlah

aplikasi yang berbeda seperti sebagai Fluida perforasi, penanggulangan dan mengatasi scale Karbonat.

Penggunaan *Acetic Acid* dalam pekerjaan *Acid Washing* 10% sampai dengan 15% (*by weight*) konsentrasi *Acetic Acid* yang sering digunakan dalam pengasaman stimulasi karena reaksi *Acid-Rock* tidak mengendapkan pada konsentrasi ini.(Williams, Gidley & Schechter,1979).

1.2.TUJUAN PENELITIAN

Penelitian ini bertujuan:

1. Melakukan analisis terbentuk dan terakumulasinya *scale* CaCO_3 pada sumur SG-05 Lapangan S menggunakan *Water Analysis*.
2. Mengevaluasi penyebab terjadinya penurunan produksi sumur SG-05 yang diakibatkan pengendapan *scale* pada sumur.
3. Melakukan analisis keberhasilan pekerjaan *acid washing* dengan *acetic acid* berdasarkan kenaikan produksi dan kurva IPR setelah pekerjaan *acid washing*.

1.3. BATASAN MASALAH

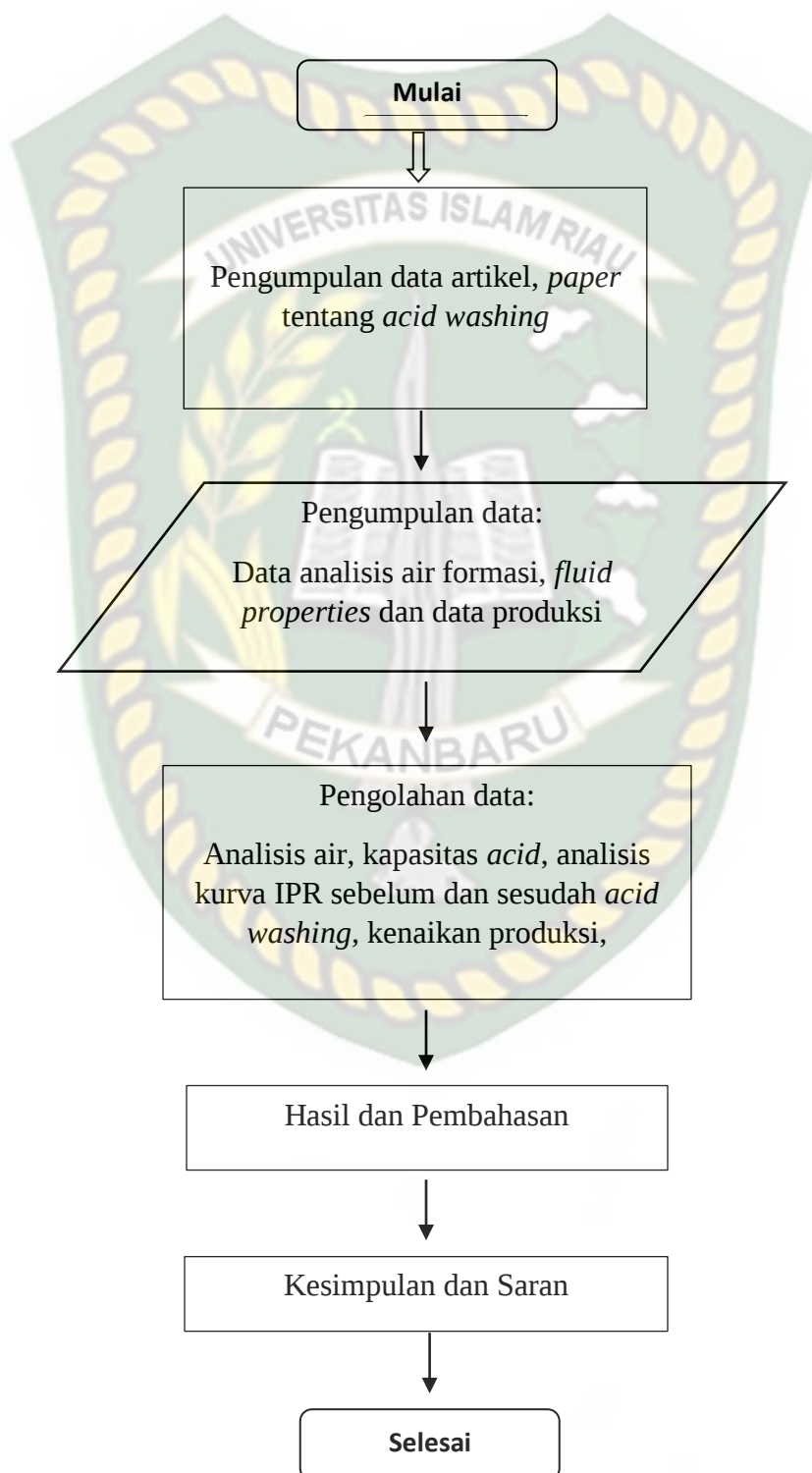
Batas permasalahan yang akan dibahas dalam Tugas Akhir ini adalah Penulis hanya melakukan analisis permasalahan terbentuk dan terakumulasinya *scale* CaCO_3 menggunakan metode *water analysis* stiff, menentukan kapasitas *acetic acid* dalam menanggulangi permasalahan *scale* CaCO_3 dan menentukan keberhasilan pekerjaan *acid washing* menggunakan atau berdasarkan laju produksi setelah *acid washing* dan kurva IPR.

1.4. METODOLOGI PENELITIAN

Metodologi penelitian Tugas Akhir ini meliputi :

- a. Penelitian Tugas Akhir ini dilakukan pada sumur SG-05terdapat pada Lapangan S wilayah kerja CPI PT. ASRINDO CITRASENI SATRIA.

- b. Metode penelitian yang digunakan adalah pengumpulan data
- c. Teknik Pengumpulan data
 - 1. Data primer, diperoleh dengan cara pengumpulan data langsung dari CPI PT. ACS yaitu: data analisis air, data tubing dan skematik sumur dan data produksi.
 - 2. Data sekunder, untuk mendukung penelitian tugas akhir ini dalam penentuan distribusi saturasi air penulis menggunakan literatur, serta jurnal atau paper dan hasil diskusi dengan pembimbing yang dituangkan dalam setiap bab dan sub-bab nantinya.



Gambar 1.1 Bagan alir penelitian



Dokumen ini adalah Arsip Milik :
Perpustakaan Universitas Islam Riau

BAB II TINJAUAN PUSTAKA

Alhamdulillah kita telah diberi kesempatan oleh Allah SWT. untuk menjalani kehidupan di bumi ini dengan segala rahmat dan nikmat rezeki- Nya yang telah tersedia, sebagaimana Allah SWT. Yang dimana telah diciptakannya langit dan bumi sebagai mana Allah SWT telah berfirman dalam QS. Saad ayat: 27 yang artinya:”Dan kami tidak menciptakan langit dan bumi dan apa yang ada antara keduanya tanpa hikmah, yang demikian itu adalah anggapan orang-orang kafir maka celakalah orang-orang kafir itu, karena mereka akan masuk neraka”.

Dimana pada QS AL-Mulk ayat 15 menyatakan bahwa “Dia-lah yang menjadikan bumi untuk kalian yang mudah dijelajahi,maka jelajahilah di segala penjurunya dan makanlah sebagian dari rezekinya-lah kamu (kembali setelah) dibangkitkan” dari beberapa ayat tersebut mengisyaratkan bahwasanya allah telah menciptakan langit dan bumi untuk kita manusia hidup dan pada ayat berikutnya yang dimana mengatakan bahwasanya Allah SWT telah menjadikan bumi ini mudah untuk dijelajahi agar manusia mampu untuk bekerja dan berusaha mendapatkan rezeki darinya.

2.1. PROSES TERBENTUKNYA SCALE

Identifikasi kemungkinan terbentuknya *Scale* sangat perlu di lakukan, (Lestari, 2007). Untuk dapat mengetahui cara yang tepat menanggulangi problem *scale* ini terlebih dahulu akan kita uraikan mengenai proses terbentuknya *scale*, dimana akan dibahas mengenai Analisis air formasi. Hal ini dilakukan guna mendapatkan data mengenai jumlah kandungan masing-masing ion-ionnya dan dari data tersebut digunakan untuk menentukan kecenderungan terhadap terbentuknya *scale*.

Scale adalah endapan mineral yang terbentuk pada bidang permukaan yang bersentuhan dengan air formasi saat minyak diproduksi dari reservoir ke permukaan. Atau dengan kata lain, *scale* adalah endapan mineral sebagai hasil

kristalisasi dan presipitasi mineral-mineral yang berasal dari air formasi. Di dalam air terlarut sejumlah ion antara lain :

- Kation (ion positif) yang terdiri dari (Na^+ , Ca^{2+} , Mg^{2+} , Ba^{2+} , Sr^{2+} , dan Fe^{3+})
- Anion (ion negatif) yang terdiri dari (Cl^- , HCO_3^- , SO_4^{2-} , CO_3^{2-})

Kation dan anion yang terlarut di dalam air bila bergabung akan membentuk suatu senyawa atau komponen. Pada suatu kondisi tertentu, yaitu bila konsentrasi dari komponen atau senyawa tersebut telah melampaui kelarutan komponen tersebut, maka komponen tersebut tidak lagi larut tetapi terpisah dari pelarutnya sebagai padatan. Padatan ini dalam dunia perminyakan lebih dikenal sebagai *scale*. (Patton; 1995).

2.1.1. FLUIDA RESERVOIR

Fluida reservoir dapat berupa hidrokarbon dan air (air formasi). Hidrokarbon terbentuk di alam, dapat berupa gas, zat cair ataupun zat padat. Sedangkan air formasi merupakan air yang dijumpai bersama-sama dengan minyak dimana berdasarkan berat jenisnya air formasi selalu berada dibagian bawah. Berikut akan diuraikan tentang ketergantungan pembentukan *scale* dari air formasi, gas yang terlarut dalam air formasi dan yang terlarut dalam minyak.

A. Air Formasi

Air formasi yang terdapat dalam reservoir minyak mengandung sejumlah impuritis yang dihasilkan oleh kontak air dengan batuan formasi sehingga air formasi melarutkan sejumlah komponen dari batuan formasi tersebut. Garam-garam mineral yang terlarut dalam air formasi pada reservoir minyak bumi terionisasi sebagai kation dan anion. (Patton, 1995). Kation-kation yang penting diantaranya :

a. Sodium/Natrium (Na^+)

Sodium merupakan salah satu penyusun utama air formasi, yang dalam kondisi normal tidak menimbulkan masalah, tetapi dengan adanya penguapan yang besar akan menyebabkan terbentuknya endapan NaCl dari air formasi yang kandungan garamnya tinggi.

b. Calcium (Ca^{2+})

Ion calcium merupakan unsur terbanyak yang terdapat dalam air formasi (dapat mencapai $\pm 30.000 \text{ mg/l}$). Ion calcium dapat bereaksi dengan ion karbonat atau sulfat membentuk *scale*.

c. Magnesium (Mg^{2+})

ion magnesium biasanya terdapat dalam konsentrasi yang relatif lebih rendah dari calcium. Tetapi masalah yang timbul akan tetap sama seperti ion calcium. Ion magnesium dapat bereaksi dengan ion karbonat membentuk *scale*.

d. Barium (Ba^{2+})

Barium sangat penting terutama karena kemampuannya bergabung dengan ion sulfat membentuk barium sulfat yang sangat sukar larut, bahkan dalam jumlah yang sangat kecil dapat menimbulkan masalah serius.

e. Besi (Fe^{2+} dan Fe^{3+})

Konsentrasi senyawa besi dalam air formasi terdapat dalam jumlah yang relatif rendah. Dan adanya senyawa besi menunjukkan adanya korosi. Senyawa besi ada dalam larutan sebagai ion ferric (Fe^{3+}) atau sebagai ferrous (Fe^{2+}) atau tersuspensi sebagai komponen besi yang terpisah.

f. Strontium (Sr^{2+})

seperti juga barium dan kalsium, maka strontium dapat bergabung dengan ion sulfat membentuk strontium sulfat yang sukar larut. Meskipun relatif lebih mudah dibandingkan barium sulfat, strontium sulfat sering dijumpai dalam *scale* bercampur dengan barium sulfat.

Sedangkan untuk jenis-jenis anion yang penting diantaranya adalah :

a. Chlorida (Cl^-)

Ion chlorida merupakan yang hampir selalu ada dalam air formasi dan biasanya merupakan unsur pokok. Sumber utama adalah NaCl, sehingga konsentrasi ion chlorida dipakai sebagai ukuran salinitas air. Masalah yang ditimbulkan oleh ion chlorida ini adalah korositivitas yang sangat tinggi dengan bertambahnya konsentrasi Cl^- . Karena itu konsentrasi ion chlorida yang sangat tinggi lebih membuka peluang terjadinya korosi. (Patton, 1995)

b. Carbonate (CO_3^{2-}) dan Bicarbonate (HCO_3^-)

Ion-ion ini bereaksi dengan calcium, strontium atau barium membentuk *scale* yang sukar larut.

Pada beberapa lapangan minyak, jumlah kandungan ion yang ada dalam formasi antara lapisan yang satu dengan lapisan yang lainnya tidaklah sama. Hal ini tergantung dari lingkungan pengendapannya.

Karena ketergantungan pembentukan *scale* dari fluida reservoir dipengaruhi oleh beberapa faktor diantaranya tekanan parsial gas CO_2 yang terlarut dalam air formasi, maka berikut ini akan diuraikan terlebih dahulu kelarutan gas dalam air dan minyak serta kandungan gas dan impuritiesnya.

B. Gas

Terbentuknya *scale* juga dipengaruhi oleh adanya gas yang terlarut di dalam air formasi maupun minyak. Adanya perubahan tekanan dan temperatur maka gas yang terlarut didalam minyak akan terlepas dan akan mempengaruhi terbentuknya *scale* dari air formasi. Jumlah gas dan tekanannya yang terdapat di dalam air formasi akan mempengaruhi tekanan air formasi itu sendiri yang selanjutnya mempengaruhi kelarutan ion-ionnya. (Lestari, 2007).

Kelarutan gas air formasi dapat ditentukan dengan persamaan sebagai berikut:

$$R_{sw} = R_{swp} \left(1 - \frac{X.Y}{10.000}\right) \dots\dots\dots(2-1)$$

Tabel 2.1. Faktor Koreksi Salinitas.

Temperatur °F	Faktor Koreksi (X)
100	0,074
150	0,050
200	0,044
250	0,033

Sumber: Analisa kemungkinan terbentuknya *scale*.(Lestari, 2007)

Gas yang keluar dari minyak selain mempengaruhi tekanan sistem juga akan terjadi slip dimana gas akan bergerak mendahului minyak dan air sehingga dengan kecepatan minyak dan air yang lebih rendah akan memperbesar kemungkinan terbentuknya *scale*. Dalam kondisi minyak yang terjenuhi oleh gas, apabila tekanan mengalami penurunan, maka akan terjadi pembebasan gas dari minyak tersebut.

Beberapa pengaruh yang dapat menyebabkan terbentuknya endapan *scale* dari fluida formasi, yaitu :

- a. Kandungan ion-ion yang terlarut dalam air formasi.
- b. Perubahan konsentrasi garam-garam yang terlarut disebabkan oleh bercampurnya air yang tidak sejenis.

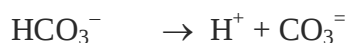
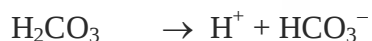
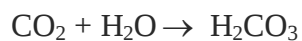
Pengaruh perubahan ini, misalnya perubahan konsentrasi NaCl terhadap ion Ca^{2+} dan HCO_3^- yang semakin besar sehingga kelarutan CaCO_3 akan bertambah. Tetapi karena kelarutan garam NaCl terbatas maka jika kelarutannya sudah terlampaui atau sudah mencapai batas-batas kelarutan CaCO_3 akan turun.

- c. Perubahan pH

Makin besar ion H^+ dalam larutan maka sifat larutan semakin asam (pH rendah), demikian pula sebaliknya makin besar ion OH^- dalam larutan maka larutan makin basa (pH tinggi). Tidak adanya CO_2 . Jika pH semakin besar, maka makin banyak kemungkinan CaCO_3 mengendap. Sebaliknya semakin rendah pH, semakin sedikit pula kemungkinan pengendapan *scale* terjadi.

- d. Gas terlarut

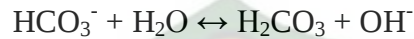
CO_2 yang terlarut dalam air akan membentuk asam karbonat. Oleh karena asam karbonat merupakan asam lemah, maka karbonat akan bersifat basa yang disebabkan karena hidrolisa.



Hidrolisa larutan karbonat :



Bikarbonat dalam larutan akan terhidrolisa :



Larutan asam karbonat dengan kalsium karbonat kemudian akan membentuk garam kalsium karbonat yang larut. Gas-gas yang terdapat dalam air formasi, terutama O_2 dan CO_2 serta H_2S merupakan gas-gas yang akan mempengaruhi timbulnya problem produksi. Jumlah gas dalam air tergantung dalam beberapa hal diantaranya tekanan dan temperatur.

Oksigen yang terlarut akan meningkatkan korosivitas air. Jika terdapat besi yang terlarut dalam air, maka adanya oksigen dapat menimbulkan pembentukan oksida besi yang mengakibatkan penyumbatan, sedangkan gas CO_2 dalam air akan membentuk asam karbonat (H_2CO_3) dan kalsium karbonat (CaCO_3) akan membentuk bikarbonat (HCO_3). (Michael, Hill & cristine, 1994)

2.1.2. KONDISI RESERVOIR

Ketergantungan pembentukan *scale* pada kondisi reservoir, yaitu terhadap tekanan dan temperatur reservoir. Beberapa jenis *scale* yang umum dijumpai di lapangan minyak dan faktor-faktor utama yang menyebabkan terbentuknya *scale* ditunjukkan pada tabel 2.2.

Tabel 2.2 *Initial Condition* lapangan S

Parameter	Nilai
Pi, Psia	320
T, °F	120
Rsi, scf/stb	3,6
Boi, bbl/stb	1,0204

Pb, Psia	32
----------	----

Sumber: chevron pacific Indonesia PT.ACS.

Tabel 2.3 Scale yang Umum Dijumpai Di Lapangan Minyak

<i>Name</i>	<i>Chemical Formula</i>	<i>Primary Variables</i>
Calcium Carbonate (Calcite)	CaCO_3	<i>Partial Pressure of CO_2, Temperature, Total Dissolved Salts</i>
Calcium Sulfate Gypsum (Most Common) Hemi-Hydrate Anhydrite	$\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$ $\text{CaSO}_4 \cdot \frac{1}{2}\text{H}_2\text{O}$ CaSO_4	<i>Temperature, Total Dissolved Salts, Pressure</i>
Barium Sulfate Strontium Sulfate	BaSO_4 SrSO_4	<i>Temperature, Pressure, Total Dissolved Salts</i>

Iron Compounds		
Ferrous Carbonate	FeCO_3	
Ferrous Sulfide	FeS	<i>Corrosion, Dissolved</i>
Ferrous Hydroxide	Fe(OH)_2	<i>Gases, pH</i>
Ferric Hydroxide	Fe(OH)_3	
Ferric Oxide	Fe_2O_3	

Sumber: Studi penanggulangan *scale* CaCO_3 (Sari .FT, UI, 2011)

2.1.3. JENIS *SCALE* YANG SERING DI JUMPAI DAN SIFAT-SIFATNYA

Pengaruh yang sangat besar terhadap timbulnya *scale* di suatu lapangan adalah faktor tekanan, temperatur serta garam-garam terlarut. Dua jenis *scale* yang sering dijumpai dilapangan yang akan dibahas yaitu *scale* kalsium karbonate (CaCO_3), dan *scale* kalsium sulfat (CaSO_4).

2.1.3.1. *SCALE* KALSIUM KARBONAT (CaCO_3)

Scale calcium carbonate dapat terbentuk oleh kombinasi ion carbonate atau bicarbonate. Persamaan reaksinya adalah sebagai berikut :



Pembentukan *scale* akan bertambah dan menjadi lebih keras apabila contact time semakin lama. Turbulensi juga akan meningkatkan kecenderungan terbentuknya *scale*.

Adapun faktor-faktor yang mempengaruhi pembentukan *scale* antara lain:

a. Pengaruh temperatur

Kelarutan CaCO_3 akan berkurang dengan bertambahnya temperatur, sehingga semakin tinggi temperatur air, makin tinggi kemungkinan *scale* CaCO_3 terbentuk.

b. Pengaruh Tekanan

Penurunan tekanan akan menyebabkan CO_2 yang terlarut berkurang, dimana berkurangnya fraksi CO_2 dalam sistem akan menyebabkan tekanan parsial dari CO_2 berkurang. Harga tekanan parsial CO_2 sama dengan hasil kali fraksi mol CO_2 dengan tekanan total gas.

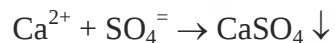
c. Pengaruh garam terlarut

Daya larut CaCO_3 akan bertambah dengan bertambahnya kandungan garam didalam air. Sebagai contoh ditamhkannya 200,000 mg/lit NaCl, akan menaikkan daya larut CaCO_3 dari 100 mg/lit menjadi 250 mg/lit. Apabila harga kelarutan kedua komponen tersebut telah melewati maka akan terjadi pengendapan *scale*.

Aktualnya, semakin tinggi jumlah garam yang terlarut, kelarutan CaCO_3 didalam air akan semakin tinggi (tidak cenderung membentuk *scale*). Maksimum padatan yang terlarut (tidak termasuk ion Ca^{2+} dan CO_3^{2-}) adalah 200,000 mg/lit.

2.1.3.2. SCALE KALSIUM SULFAT (CaSO_4)

Pengendapan calcium sulfate dari air dihasilkan oleh reaksi berikut ini :



Kebanyakan endapan calcium sulfate yang didapatkan di lapangan minyak sebagai gypsum ($\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$) yang stabil pada temperatur 40 °C atau kurang pada tekanan atmosfer. Diatas temperatur ini, maka anhydrite (CaSO_4) dan hemi-hidrate

($\text{CaSO}_4 \cdot \frac{1}{2}\text{H}_2\text{O}$) akan terbentuk pada kondisi tertentu. Umumnya gypsum stabil pada temperatur rendah, sedangkan anhydrite terbentuk pada temperatur tinggi.

a. Pengaruh Temperatur

Kelarutan gypsum bertambah dengan kenaikan temperatur sampai 100 °F, kemudian akan menurun dengan kenaikan temperatur lebih lanjut.

b. Pengaruh tekanan

Penurunan tekanan akan mengakibatkan pengendapan CaSO_4 . Jika dibandingkan dengan CaCO_3 , maka CaSO_4 menjadi kurang larut jika tekanannya turun.

b. Pengaruh Garam Terlarut

Dengan adanya NaCl atau garam-garam terlarut yang lain, selain dari ion calcium dan sulfate akan menambah kelarutan gypsum atau anhydrite, seperti halnya CaCO_3 , hingga konsentrasi garam 150 gr/lit. Apabila konsentrasi garam (NaCl) dalam sistem lebih dari 150 gr/lit, maka akan menurunkan kelarutan CaSO_4 dan mengakibatkan kemungkinan pembentukan *scale* yang semakin besar.

2.2. PERKIRAAN PEMBENTUKAN SCALE

Kemungkinan terbentuknya *scale* dapat diperkirakan dengan suatu metode/cara apabila telah dilakukan analisis air formasi dilaboratorium. Analisis air formasi dilakukan untuk mengetahui jenis dan konsentrasi dari tiap-tiap ion yang terdapat didalam air formasi tersebut. Yang selanjutnya digunakan untuk memperkirakan tingkat kecendrungan air formasi terhadap pembentukan *scale*.

2.2.1. ANALISIS AIR FORMASI

Komponen-komponen utama dan sifat-sifat air formasi yang penting untuk dipelajari adalah ion-ion dan sifat-sifat fisik air formasi yang berhubungan dengan gejala pembentukan *scale*. Ion-ion tersebut antara lain : calcium (Ca), magnesium (Mg), besi (Fe), barium (Ba), chloride (Cl), carbonate (CO_3), bicarbonate (HCO_3) dan sulfate (SO_4). Sedangkan sifat fisik dari air formasi yang perlu diketahui antara lain : pH, temperatur dan specific gravity, (Ahmad,2004). Untuk memperkirakan tingkat kecenderungan air formasi membentuk *scale*, maka data-data tersebut harus diketahui terlebih dahulu melalui analisis air formasi di laboratorium untuk setiap contoh air formasi.

Melakukan analisis contoh air formasi untuk memperkirakan tingkat kecenderungan pembentukan *scale*, maka perlu diperhatikan beberapa hal, yaitu :

- a. Analisis terhadap contoh air formasi yang terproduksi ke permukaan hanya baik untuk memperkirakan kecenderungan pembentukan *scale* pada peralatan-peralatan di permukaan. Sedangkan untuk memperkirakan pembentukan *scale* di dasar sumur hasil analisis ini kurang representatif, karena sebelum air terproduksi ke permukaan sudah terjadi endapan *scale* di dasar sumur sehingga komposisi masing-masing komponen sudah berubah.
- b. Besarnya tekanan di dasar sumur mendekati harga tekanan reservoirnya, maka contoh air formasi dari dasar sumur yang dianalisis di laboratorium pada kondisi tekanan dan temperatur dasar sumur akan memberikan data yang representatif untuk memperkirakan pembentukan *scale* di dasar sumur maupun di permukaan.

2.2.2. PERHITUNGAN PERKIRAAN KECENDRONGAN PEMBENTUKAN SCALE

Dalam perhitungan perkiraan kecenderungan *scale* kalsium sulfat (CaSO_4) digunakan metode metode Stiff-Davis sedangkan kecenderungan pembentukan *scale* kalsium sulfat (CaSO_4) menggunakan metode Skillman.

2.2.2.1. SCALE CALSIUM CARBONAT (CaCO₃)

Identifikasi terhadap pembentukan *scale* karbonat dapat menggunakan metode Stiff-Davis.

Untuk perkiraan kecenderungan pembentukan *scale* CaCO₃, Stiff dan Davis menggunakan *Scaling Index* (SI). (Lestari, 2007). Secara matematis dapat dinyatakan dalam persamaan berikut :

$$SI = pH - pHs \dots\dots\dots (3-2)$$

$$pHs = K + pCa + pAlk \dots\dots\dots (3-3)$$

$$SI = pH - K - pCa - pAlk \dots\dots\dots (3-4)$$

dimana :

SI = Scaling Index

pH = pH air sebenarnya

pHs = pH air sistem yang dijenuhi CaCO₃

K = konstanta yang merupakan fungsi dari komposisi, salinitas dan temperatur air. Harga K ini diperoleh dari hubungan grafik ionic strength dengan temperatur.

Besarnya harga K diperoleh dari grafik antara ionic strength (μ) dengan temperatur air. Besarnya ionic strength ditentukan dengan persamaan berikut :

$$\mu = 0,5 (C_1Z_1^2 + C_2Z_2^2 + \dots + C_nZ_n^2) \dots\dots\dots (3-5)$$

keterangan :

C = konsentrasi ion dalam mole/ 1000 gr air

Z = faktor konversi

Sedangkan harga pCa dan pAlk dihitung berdasarkan persamaan berikut :

$$pCa = \log \frac{1}{molCa^{+2} / lt} \dots\dots\dots (3-6)$$

$$pCa = \log \frac{1}{equivalenttotalalkalinity / lt} \dots\dots\dots (3-7)$$

keterangan : alkalinitas total = $CO_3^{-2} + HCO_3^{-}$

Pembentukan *scale* calsium carbonat ($CaCO_3$) dapat dilihat dari harga *scaling indeks* (SI). Dari analisis air formasi dilaboratorium :

- Harga SI negatif, maka diperkirakan tidak terbentuk *scale* $CaCO_3$
- Harga SI positif, maka diperkirakan terbentuk *scale* $CaCO_3$

Berdasarkan pada persamaan diatas, maka prosedur perhitungan SI dapat dilakukan sebagai berikut :

1. Menyiapkan data analisis air formasi berupa :
 - a. Konsentrasi masing-masing ion
 - b. pH sistem
 - c. Temperatur sistem
2. Menghitung ionic strenght masing-masing ion yaitu dengan mengalikan konsentrasi ion (mg/l) dengan faktor konversinya.

Tabel.2.4 Konversi

ION	FAKTOR KONVERSI

Na ⁺	2,2 x 10 ⁻⁵
Ca ⁺⁺	5,0 x 10 ⁻⁵
Mg ⁺⁺	8,2 x 10 ⁻⁵
Cl ⁻	1,4 x 10 ⁻⁵
CO ₃ ⁻	3,3 x 10 ⁻⁵
HCO ₃ ⁻	0,82 x 10 ⁻⁵
SO ₄ ⁼	2,1 x 10 ⁻⁵

Sumber: Studi penanggulangan *scale* CaCO₃ (Sari .FT, UI, 2011)

3. Jumlah ionic strength masing-masing ion untuk memperoleh ionic strength total.
4. Tentukan harga K berdasarkan harga ionic strength total dan temperatur
5. Tentukan harga pCa dan pAlk menggunakan persamaan (3-6) dan (3-7)
6. Hitung SI dengan persamaan (3-4)
7. Apabila harga SI negatif maka *scale* CaCO₃ tidak terbentuk.
8. Ulangi perhitungan untuk berbagai harga variasi temperatur yang lainnya.

2.2.2.2. SCALE CALSIUM SULFAT (CaSO₄)

Metode Skillman digunakan untuk memperkirakan kecenderungan pembentukan *scale* kalsium (CaCO₃) dan barium sulfat (BaSO₄) . Metode ini didasarkan pada perhitungan kelarutan thermodinamika, sesuai dengan persamaan berikut :

$$S = 1000 \left\{ (x^2 + 4K)^{0,5} - x \right\} \dots\dots\dots (3-8)$$

Keterangan :

S = kelarutan gypsum (meg/lit)

x = kelebihan konsentrasi ion (selisih konsentrasi ion kalsium dan ion sulfat), mole/l.

Berdasarkan hasil perhitungan S , kecenderungan pembentukan *scale* diidentifikasi sebagai berikut :

1. S lebih kecil dari konsentrasi ion, baik konsentrasi ion Ca^{++} maupun konsentrasi ion SO_4^{--} , maka cenderung terjadi pembentukan *scale*.
2. S lebih besar dari konsentrasi Ca^{++} atau SO_4^{--} , maka *scale* tidak terbentuk.

2.3. PENANGGULANGAN *PROBLEM SCALE* DENGAN STIMULASI PENGASAMAN

Stimulasi pengasaman merupakan salah satu metode yang dapat dipergunakan untuk menanggulangi *problem scale*. Stimulasi pengasaman adalah suatu cara untuk melarutkan partikel-partikel penyumbat pada rongga pori-pori yang menghambat laju aliran fluida, seperti endapan-endapan *scale* dengan jalan menginjeksikan asam tertentu kedalam sumur pemboran.

Ada dua macam metode pengasaman yang dicirikan dengan rate dan tekanan injeksi. Stimulasi pengasaman dengan tekanan injeksi dibawah tekanan rekah formasinya dinamakan pengasaman matriks (*matrik acidizing*), sedangkan jika tekanan injeksi diatas tekanan formasinya dinamakan pengasaman rekah (*acid Fracturing*). (Michael, Hill & cristine, 1994).

2.3.1. PEMILIHAN JENIS ASAM

Asam yang dapat digunakan untuk operasi pengasaman sumur adalah asam Hydroclorida (HCl), asam Hydroflorida (HF), serta asam organik seperti asam asetic dan asam formic.

Acetic acid merupakan asam lemah yang terionisasi sebagian dalam air, walaupun demikian, keasaman Acetic Acid tetap lebih tinggi dibanding dengan keasaman air (Kohar, 2004). *Acetic Acid* Telah banyak digunakan dalam mengatasi masalah stimulasi dan rekondisi dengan baik.

Penggunaan *Acetic Acid* Pada pekerjaan *Acid Washing* 10% (*by weight*) konsentrasi *Acetic Acid* yang sering digunakan dalam pengasaman stimulasi karena reaksi *Acid-Rock* tidak mengendapkan pada konsentrasi ini. (Williams, Gidley dan Schechter, 1979).

2.3.2. TEKNIK PENEMPATAN ASAM

Yang perlu diperhatikan dalam penempatan asam pada stimulasi pengasaman matriks adalah untuk mencegah terjadinya kontak antara acid dan fluida formasi yang dapat menyebabkan terjadinya masalah/problem akibat dari incompatibilitas. Untuk itu maka sering dipompakan fluida stimulasi dalam tiga tahap, Yaitu : Preflush, Treatment dan Overflush.

A. Preflush

Preflush adalah yang diinjeksikan sebelum fluida treatment, bertujuan untuk menghindari kontak langsung antara larutan asam dengan fluida formasi atau fluida di dalam lubang sumur yang incompartible. Disamping itu dimaksudkan untuk melarutkan mineral-mineral atau unsur-unsur karbonat yang berada disekitar lubang sumur atau formasi.

Jenis-jenis preflush yang dapat dipilih antara lain adalah *Acetic Acid*, KCL, diesel oil atau kerosen. Biasanya Volume fluida preflush yang diinjeksikan adalah antara 50 sampai 100 gallon per feet interval perforasi.

B. Treatment

Fluida ini dirancang untuk melarutkan dan menghilangkan material-material yang menyebabkan kerusakan formasi. Untuk pengasaman matriks karbonat, sistem asam yang digunakan adalah larutan *Acetic Acid* 15% dengan penetrasi dan displace KCL 2%.

C. Overflush

Tujuan dilakukan overflush adalah untuk mendorong fluida treatment ke dalam formasi. Ini untuk meyakinkan bahwa asam akan bereaksi didalam formasi. Maksud lain dilakukan overflush adalah mencegah terjadinya kontak langsung antara fluida pendorong dengan larutan asam yang dapat menimbulkan endapan. Yang dapat digunakan sebagai overflush antara lain adalah 7.5% *Acetic Acid* , 2% larutan KCL, kerosen, diesel oil atau crude oil. Fluida yang diinjeksikan biasanya 50 gall/ft sampai 150% dari volume asam. (Michael, Hill & cristine, 1994).

2.3.3. PERENCANAAN STIMULASI PENGASAMAN

Dalam merencanakan stimulasi pengasaman, hal-hal yang perlu diperhitungkan adalah : tekanan rekah formasi, penentuan laju injeksi dan tekanan maksimum dipermukaan serta volume asam (*fluida treatment*) yang diperlukan.(Michael, Hill & cristine, 1994).

1. Menentukan gradien rekah formasi

Gradien rekah formasi telah ditentukan dari leak off test atau casing shou test. Seandainya kedua test ini tidak dilakukan maka gradient rekah formasi sumur yang bersangkutan dapat diperkirakan dengan persamaan (dikemukakan oleh Gidley-William-Schetcher) :

$$G_f = 0,45 + (\text{gradien overburden} - \alpha) \frac{\text{Tekanan reservoir}}{\text{Kedalaman}} \dots\dots\dots (3-9)$$

Dimana :

G_f = gradien rekah formasi, psi/ft

α = konstanta, harganya berkisar 0,33 – 0,55 yang tiap lapisan berbeda

Gradien overburden : 1 psi/ft untuk kedalaman < 10.000 ft

1 - 1,2 psi/ft untuk kedalaman > 10.000 ft

Ben Eaton juga mengembangkan konsep yang disajikan oleh Mathews dan Kelly, dengan mengintroduksi Poisson Ratio dalam menyatakan gradien rekah yaitu :

$$G_f = \left(\frac{S}{D} - \frac{P}{D} \right) \left(\frac{\alpha}{1-\alpha} \right) + \frac{P}{D} \dots\dots\dots (3-10)$$

Dimana :

S/D = gradien overburden

α = poisson ratio

P = tekanan, psi

D = Kedalaman, ft

2. Menentukan tekanan rekah formasi

Tekanan rekah formasi dapat ditentukan dengan persamaan :

$$P_f = G_f \times D \dots\dots\dots (3-11)$$

Dimana :

P_f = tekanan rekah formasi, psi

G_f = gradient rekah formasi, psi/ft

D = Kedalaman, ft

3. Memperkirakan laju injeksi

Untuk memperkirakan laju injeksi maksimum yang mungkin tanpa penyebab terjadinya rekahan, menggunakan persamaan :

$$Q_{\max} = \frac{4,917 \times 10^{-6} K h (P_f - P_r)}{\mu \ln r_e / r_w} \dots\dots\dots (3-12)$$

Dimana :

$Q_{\max}$ = laju injeksi maksimum, BPM

K = permeabilitas, md

h = ketebalan formasi(selang perforasi), ft

P_f = tekanan rekah formasi, ft

P_r = tekanan reservoir, psi

μ = viskositas fluida, cp

r_e = radius pengurasan sumur, ft

r_w = radius sumur,ft

4. Menghitung tekanan maksimum dipermukaan

Dalam menghitung tekanan maksimum dimana larutan asam dapat diinjeksikan kedalam formasi tanpa merekahkan formasi, menggunakan persamaan :

$$P_{\max} = (G_f - \alpha_{\text{acid}}) \times D \dots\dots\dots (3-13)$$

Dimana :

$P_{\max}$ = tekanan maksimum pemompaan dipermukaan,psi

G_f = gradient rekah formasi, psi/ft

α_{acid} = gradient hidrostatik asam, (diperoleh dari gambar 3.10)

5. Menentukan volume asam

Penentuan volume asam untuk pengasaman jumlahnya ditentukan berdasarkan radius penetrasi asam sejauh 3 sampai 6 ft tergantung dari penyebabnya kerusakannya.

Untuk sumur-sumur yang mengalami conning biasa digunakan penetrasi sampai 6 ft, sedang untuk pembersihan perforasi dipakai penetrasi 3 ft.

Penentuan volume asam berdasarkan kriteria geometri dengan anggapan bahwa formasi homogen, pori-pori berukuran seragam dan asam menembus formasi secara radial. Persamaan yang digunakan adalah :

$$V = 3,14 \phi h (r_x^2 - r_w^2) \dots\dots\dots (3-14)$$

Dimana :

V = volume fluida treatment yang diperlukan, cuft

ϕ = porositas batuan, fraksi

h = tebal lapisan/selang perforasi, ft

r_x = radius penetrasi fluida treatment, ft

r_w = radius sumur/diameter luar casing, ft

2.3.4. EVALUASI KEBERHASILAN STIMULASI PENGASAMAN

Kebhasilan dari suatu sumur yang telah distimulasikan pengasaman adalah didasarkan pada adanya kenaikan laju produksi minyak harian dan *Productivity Indeks* (PI). (Michael, Hill & cristine, 1994).

2.3.5. EVALUASI STIMULASI PENGASAMAN BERDASARKAN LAJU PRODUKSI

Salah satu parameter yang dapat diketahui langsung setelah pekerjaan stimulasi pengasaman pada sumur adalah dengan naiknya laju produksi minyak perhari. Stimulasi pengasaman dikatakan berhasil jika laju produksi minyak harian setelah stimulasi pengasaman lebih besar dibandingkan dengan laju produksi minyak harian sebelum dilakukan stimulasi pengasaman

2.3.6. EVALUASI BERDASARKAN PRODUCTIVITY INDEKS (PI) DAN KURVA IPR

Untuk menggambarkan perbaikan produktivitas formasi yang dimungkinkan dengan menghilangkan kerusakan formasi disekitar lubang sumur, sistem radial yang sederhana.

Zona yang berkurang permeabilitasnya (K_s) berkembang dari radius sumur (r_w) sampai radius tertentu (r_s), dimana permeabilitas konstan (K) sampai radius pengurasan (r_e). Oleh Muskat ditunjukkan bahwa produksi fluida untuk sistem ini jika dibandingkan sistem serupa tetapi dengan permeabilitas yang seragam adalah sebagai berikut :

$$\frac{J_s}{J_o} = \frac{F_k \log r_e / r_w}{\log r_s / r_w + F_k \log r_e / r_s} \dots\dots\dots (3-15)$$

Dimana :

$F_k = k_s/k_o$, ratio permeabilitas

J_s = produktivitas damage well

J_o = produktivitas undermage well

Stimulasi tersebut dikatakan berhasil apabila harga permeabilitas dalam zona damage (Ks) naik.

Productivity Indeks (PI) adalah indeks yang menyatakan kemampuan suatu formasi produktif untuk mengalirkan fluidanya ke dasar sumur pada drawdown tertentu. (Ahmed, 2006). Drawdown adalah perbedaan tekanan reservoir dengan tekanan aliran dasar sumur (Pwf). Secara matematis PI dinyatakan :

$$PI = \frac{q}{P_s - P_{wf}} \dots\dots\dots (3-16)$$

Dimana :

PI = Productivity Indeks, bbl/day/psi

q = laju produksi cairan total, bbl/day

P_s = tekanan statik reservoir, psi

Persamaan diatas menganggap bahwa PI selalu tetap untuk setiap harga tekanan alir dasar sumur (p_{wf}). Persamaan ini tidak dapat dipenuhi bila terdapat gas dalam aliran fluida. Pada keadaan yang demikian harga PI untuk setiap harga P_{wf} selalu berubah, dan dapat dinyatakan dengan persamaan :

$$PI = \frac{dq}{qP_{wf}} \dots\dots\dots (3-17)$$

Penentuan kinerja aliran gas, minyak dan air dari formasi ke lubang sumur yang menggunakan kurva IPR dengan metode vogel. Dengan persamaan sebagai berikut :

$$\frac{q}{q_{\max}} = 1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{P_s} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_s} \right)^2 \dots\dots\dots (3-18)$$

$$Q_{\max} = \frac{q_o}{1 - 0.2 \left(\frac{p_{wf}}{p_s} \right) - 0.8 \left(\frac{p_{wf}}{p_s} \right)^2} \dots\dots\dots (3-19)$$

Dimana :

q = laju alir fluida, bbl/d

$q_{\max}$ = laju alir maksimum suatu fluida, bbl/d

P_{wf} = tekanan alir dasar sumur, psi

P_s = tekanan static sumur, psi

Prosedur perhitungan metode vogel adalah sebagai berikut :

1. dari data uji tekanan dan produksi, hitung harga (P_{wf}/P_s)
2. Substitusikan harga P_{wf}/P_s dari langkah (1) dan harga laju produksi (q_o) dari data uji ke dalam persamaan (3-18). Hitung harga $q_{\max}$.
3. Untuk membuat kurva IPR, anggap beberapa harga P_{wf} dan hitung harga q_o berdasarkan $q_{\max}$ yang didapat pada langkah (2).
4. Plot q_o terhadap P_{wf} pada kertas grafik linier. Kurva yang diperoleh adalah kurva kinerja aliran minyak dari formasi ke lubang sumur.

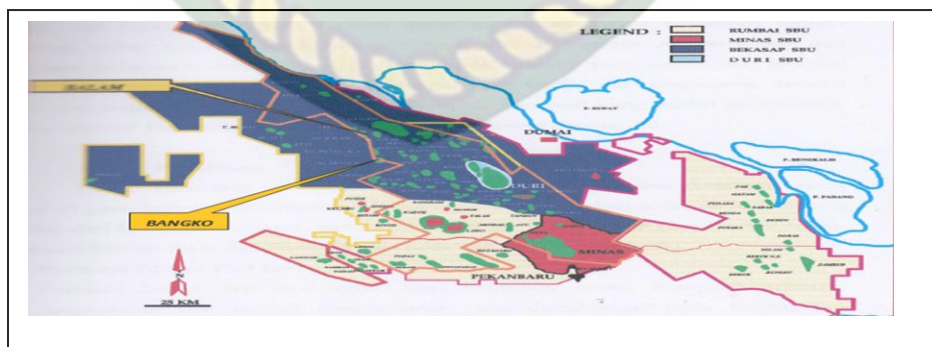
BAB III

GAMBARAN LAPANGAN

3.1. Sejarah Pengembangan Sumur

Sumur “SG-05” termasuk dalam kawasan Sumur minyak Bangko. Berdasarkan pemetaan yang dilakukan oleh W.E. Nygren pada tahun 1938 disimpulkan bahwa struktur di Sumur minyak Bangko adalah antiklin. Pada tahun 1938 W.F. Krijen dari *Nederlandsche Pacific Maatschappij* (NPM), yang merupakan cikal bakal PT. Caltex Pacific Indonesia, dan mulai melakukan studi yang lebih detail mengenai antiklin Bangko. Dari hasil studi tersebut ditetapkan pemboran di dekat daerah sebelah selatan Bangko.

Sumur “SG-05” terletak di kabupaten Rokan Hilir kurang lebih 130 km ke arah Utara yang ditunjukkan pada (Gambar 2.1). Area ini ditemukan pada tahun 1941 dan mulai berproduksi pada tahun 1958. Area yang produktif dari Sumur ini adalah sepanjang 18 km dan lebar 8 km. Sumur “SG-05” telah memberikan sumbangan yang cukup besar terhadap produksi minyak Indonesia, yaitu sebesar 9% dari 42% total produksi minyak PT. CPI. Sumur “SG-05” menghasilkan minyak yang dikenal dengan Nama *Sumatera Light Oil*. Peta lokasi Sumur minyak “SG-05” ditampilkan pada gambar 3.1.



Gambar 3.1 Peta Lokasi Sumur minyak “SG-05”
 (Chevron Documentation, 2010)

Sejarah dunia perminyakan di Sumatera Tengah hingga abad yang baru ini telah memakan waktu hampir delapan dekade. Berawal dari suatu ekspedisi tim eksplorasi SOCAL (*Standard Oil of California*, sekarang *Chevron Overseas Petroleum Inc.*) pada tahun 1924 untuk mencari daerah eksplorasi baru di tengah belantara Sumatera. Hingga saat ini, cekungan Sumatera Tengah masih merupakan daerah penyumbang minyak bumi terbesar yang sebagian besar konsesinya dimiliki oleh PT. Chevron Pacific Indonesia.

Lapisan produktif dilapangan S dinamakan Bangko Sd yang termasuk didalam Sihapas Group terdapat pada kedalaman 600 ftSS s/d 640 ftSS. Ketebalan lapisan Bangko ini berkisar antara 10 ft s/d 50 ft dengan porositas rata-rata sebesar 22 % dan Sw rata-rata 40 %. Lapangan S di Bangko Sd., terbagi dalam 4 zona, yang masing masing zona terpisahkan oleh adanya *flooding surface (FS)*.

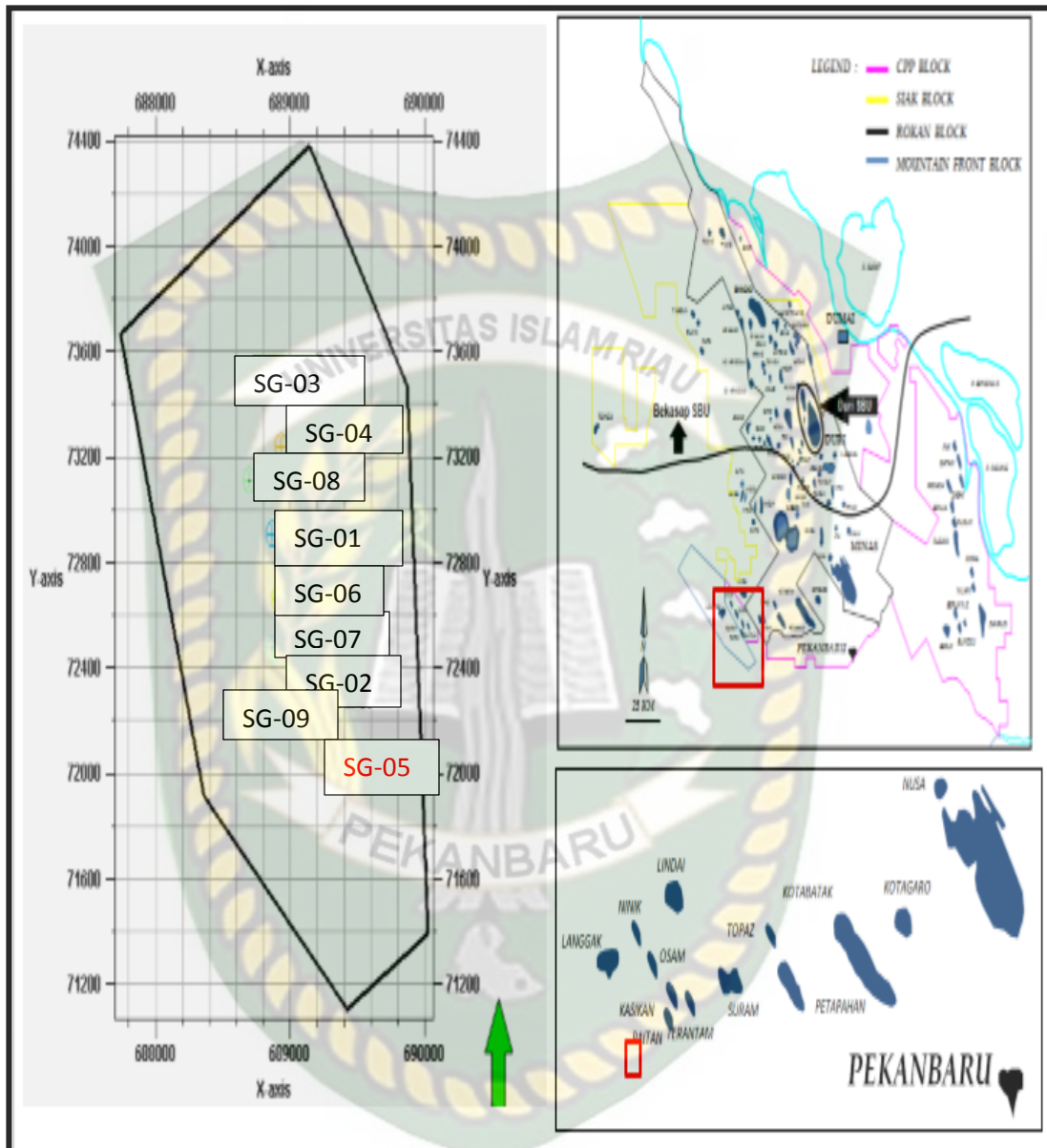
Struktur Lapangan S memanjang relatif dari Utara – Selatan dan dibatasi oleh patahan normal sepanjang Utara sampai Selatan. Akuisisi Seismik 3D telah dilakukan pada tahun 2004 untuk mengenal lebih detail struktur dan karakter reservoir di Lapangan S. Diperkirakan kandungan awal isi minyak ditempat (OOIP) adalah sebesar $\pm 25,7$ MMSTB. Produksi di lapangan S telah dimulai semenjak bulan Januari 1958 yang diproduksi oleh PT. Caltex Pacific Indonesia (PT. CPI) sampai sekarang. Hampir seluruh bagian dari struktur S telah dieksploitasi dan sebagai lapangan tua lapangan S sudah memasuki periode *Secondary Recovery*. Hingga saat ini lapangan S memproduksi dengan *Water Cut (WC)* yang sangat tinggi mencapai 98%. Kumulatif produksi minyak pada lapisan A 6,52 MMSTB dan pada lapisan B 0,64 dengan faktor perolehan minyak (RF) pada lapisan A sebesar 44,96 % dan RF di lapisan B sebesar 5,71 dengan laju produksi minyak sebesar (20 – 100) BOPD di Lapisan A 600 ft dan sebesar $\pm (100 - 350)$ BOPD di Lapisan B 640 ft. Jumlah sumur di lapangan S sebanyak 11 sumur dengan status 3 sumur tidak memproduksi (SG-02, SG-02, SG-03) sehingga total yang memproduksi hanya 8 sumur (SG-04, SG-05, SG-06, SG-07, SG-08, SG-09, SG-10 dan SG-11).

3.2. STRATIGRAFI CEKUNGAN

3.2.1. STRATIGRAFI REGIONAL

Lapangan S berada pada Cekungan Sumatera Tengah yang umumnya memiliki batuan reservoir berupa batupasir. Reservoir batupasir tersebut termasuk dalam Kelompok Sihapas dengan ciri memiliki efisiensi *recovery factor* yang cukup rendah yaitu sekitar 16,96 %. Hal ini disebabkan oleh beberapa hal yaitu API gravity yang kecil, *driving* solusi yang rendah dan heterogenitas reservoir. Tubuh batupasir pada Lapangan S merupakan *multistories channel* yang berada pada lingkungan yang dipengaruhi oleh pasang surut (tidal).

Pada bagian bawah ditemukan sedimen yang terutama diendapkan pada lingkungan *fluvial* dan *lacustrine* dengan adanya pengerosian dibagian dasar sehingga menjadi batas sekuen. Endapan inilah yang menjadi batuan induk pada Lapangan S yaitu pada Kelompok Pematang. Kelompok Sihapas merupakan endapan batupasir *fluvial- tidal channel* hingga ke *tidal channel* dan adanya fase transgressif menyebabkan semakin keatas terjadi perubahan tipe endapan yang semakin kearah laut. Adapun peta persebaran sumur di lapangan S dapat dilihat pada Gambar 3.2 di bawah ini:



Gambar 3.2 Peta Persebaran Sumur pada Lapangan S(CPI PT. ACS)



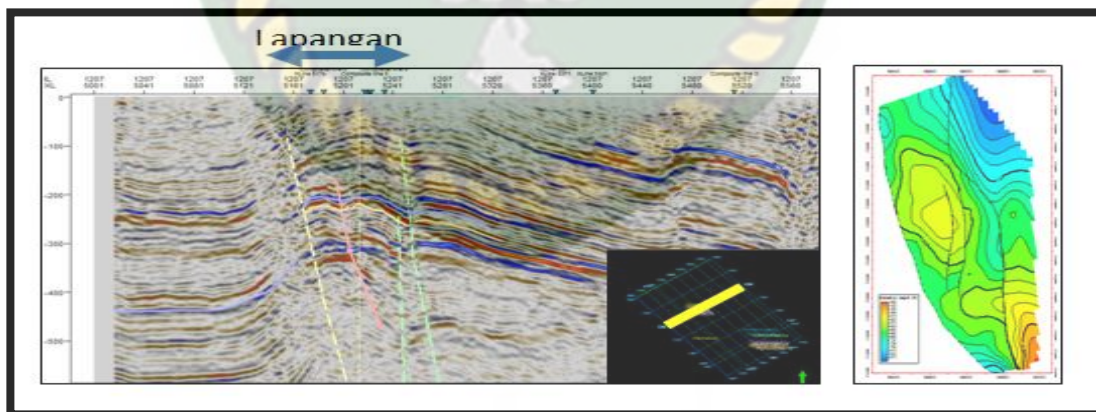
Formasi Bangko

Formasi Bangko diendapkan secara selaras di atas Formasi Bangko. Formasi ini disusun oleh batupasir, batupasir glaukonitan berbutir halus sampai kasar, berlapis hingga masif, dan dengan sisipan tipis; serpih, batugamping dan batubara. Formasi ini diendapkan pada Miosen Awal di lingkungan *delta plain* dan *delta front* sampai laut dangkal (Dawson, et. al, 1997). Ketebalan formasi ini mencapai 1300 kaki. Formasi inilah yang menjadi reservoir pada lapangan S.

3.3. ASPEK GEOLOGI LAPANGAN S

Analisis Struktur Lapangan S

Berdasarkan hasil studi regional, Lapangan S berada pada daerah Tinggian yang dikenal sebagai Tinggian S. Pemetaan Struktur pada *Seismik* 3D yang dikontrol oleh data sumur menunjukkan area studi berada pada tinggian yang relatif berarah Baratlaut – Tenggara. Gambar Interpretasi Struktur dan Peta Struktur Kedalaman Lapangan S yang memperlihatkan struktur yang berkembang di Lapangan ini dapat dilihat pada Gambar 3.4.



Gambar 3.4 Interpretasi Struktur dan Peta Struktur Kedalaman Lapangan S yang memperlihatkan struktur yang berkembang di Lapangan ini (CPI PT. ACS)

Struktur – struktur geologi yang berkembang pada Lapangan S terlihat pada penampang seismik berarah NE - SW yang memperlihatkan adanya 2 struktur utama yaitu:

- a. Sesar Naik yang berarah NW – SE
- b. Sesar Normal yang berarah N – S hingga NNW – SSE

Sesar – sesar tersebut merupakan hasil inversi dari Periode Tektonik pada Fase F3 yang merupakan Fase Kompresi yang terjadi pada Miosen Akhir hingga Plio – Plistosen. Selain itu terdapat juga 2 sesar minor yang merupakan antitetik dari sesar utama. Arah Sesar minor tersebut yaitu N – S hingga NNE – SSW. Pola tektonik dan stratigrafi pada Lapangan S masih mengikuti Pola Regional yaitu pada Fase F1 (*Syn-rift*) hingga Fase F3 (*Post Rift*). Berdasarkan Mark Log Sumur HS-01 diperoleh stratigrafi Lapangan S yaitu: *Basement*, Kelompok Pematang, Kelompok Sihapas. Keterdapatan Kelompok Pematang yang berfungsi sebagai batuan induk, Kelompok Sihapas Sebagai Batuan Reservoir dan Penutup (*sealing*), serta proses tektonik yang membentuk perangkat dan migrasi yang tepat pada Lapangan S menyebabkan Lapangan S memiliki Sistem *Petroleum* yang lengkap dan menjadikannya berpotensi memiliki kandungan hidrokarbon.

3.4. KARAKTERISTIK RESERVOIR DAN FLUIDA

3.4.1. INITIAL CONDITION

Initial condition yaitu kondisi awal reservoir seperti: Tekanan (P_i , Psi), suhu (T_i , oF), *formation volume factor* (B_{gi} , Bbl/SCF), *solution gas oil ratio* (R_{si} , SCF/STB), *oil formation volume factor* (B_{oi} , Bbl/STB), *bubble point pressure* (P_b , Psi).

Tabel 3.1 Initial Condition lapangan S.

Parameter	Nilai
Pi, Psia	320
T, °F	120
Rsi, scf/stb	3,6
Boi, bbl/stb	1,0204
Pb, Psia	32

Sumber: chevron pacific Indonesia PT.ACS.

Tabel 3.2 Initial Condition Lapangan S.

TEMP	TEKANAN PSIA		Bo - BBL/STB		μ_o - CP		API	DENS OIL	RS
	DATUM 487 FT	PB	AWAL	PB	AWAL	PB		gr/cc	SCF/STB
120	240	22	1.021	1.023	19,4	18,5	28,7	0,8621	0.5

3.4.2. FLUID PROPERTIES

Untuk Lapangan S data PVT menggunakan data PVT minyak yang di diperoleh dari sumur SG-05 pada 21 Oktober 1974 dan SG-05 pada 14 September 1989. Dilihat dari hasil analisis PVT dan catatan produksi, maka minyak di Lapangan S mempunyai jenis minyak berat dengan kisaran harga viskositas minyak antara (19 – 23) CP. Sedangkan dari hasil pencatatan produksi dapat dikatakan tidak adanya gas yang terproduksi ataupun gas yang terlarut, karena hasil dari analisis PVT menunjukkan bahwa Rs (gas terlarut) adalah sangat kecil yaitu 0.5 SCF/STB. Dan juga dapat dikatakan bahwa reservoir Lapangan S adalah bersifat *under saturated reservoir*. Hasil analisis PVT dari sumur SG-05 menunjukkan bahwa tekanan awal adalah sebesar 255 Psi atau tekanan pada datum 438 ft-ss (*Oil Water Contact-OWC*) sebesar 286 Psi dengan *Boi* (*Oil Formation Volume Factor*) = 1.02564 BBL/STB dan

harga viskositas minyak (μ_{oi}) = 20.04 CP. Sedang harga *Boi* (*Oil Formation Volume Factor*) dan harga viskositas minyak (μ_{oi}) pada *bubble*.

Tabel 3.3 Sifat Fisik Sampel Fluida Lapangan S

@DEPTH FEET-SS	TEMP OF	TEKANAN –PSIA			Bo-BBL/STB		μ_0 -CP		°API	DENS OIL gm/cc	RS SCF/ STB
		@DEPTH	@DATUM 438 FT-SS	@PB	AWAL	@PB	AWAL	@PB			
355	120	255	286	32	1.02564	1.0270	20.0386	19.4021	32.5	0.8679	0.5
394	120	260	276	50	1.03204	1.0339	25.3007	23.9686	28.0	0.8155	7
377	120	260	286	41	1.02884	1.0305	22.6242	21.6558	30.7	0.8717	3.75

Sumber: chevron pacific Indonesia PT.ACS.

Tabel 3.4 Komposisi *Hidrocarbon* (Komponen) Lapangan S

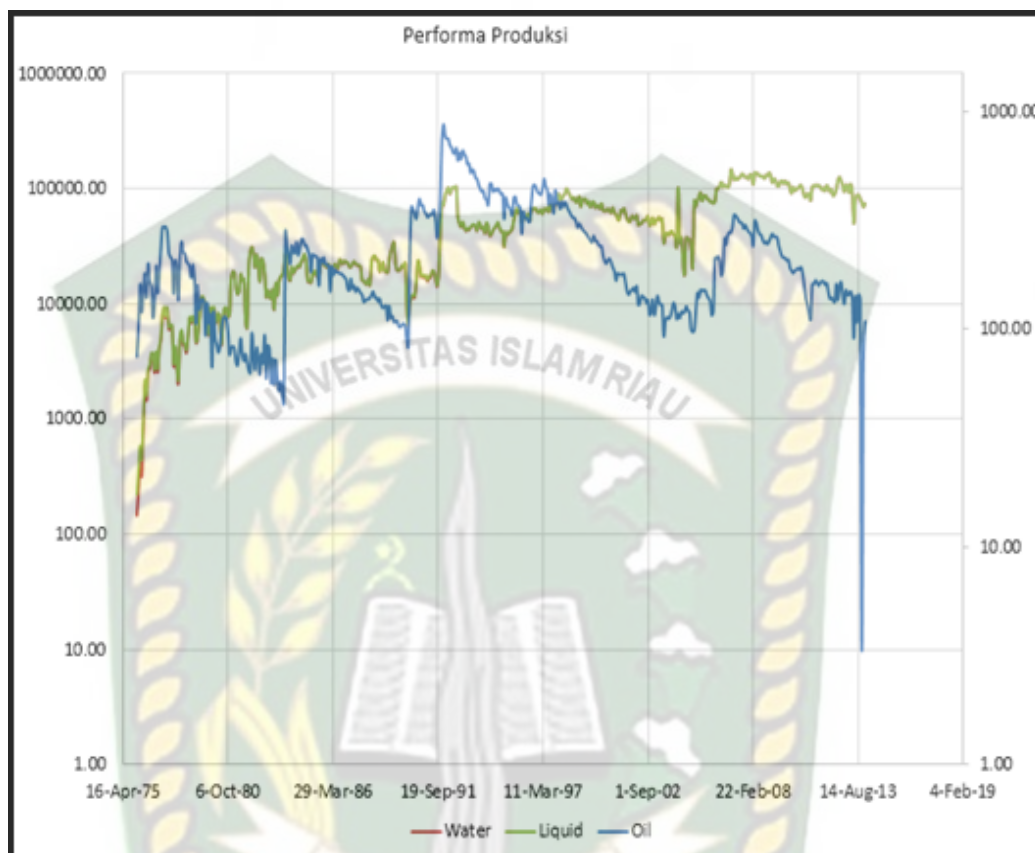
No	Komponen	% Mol	Mol Weight
1	CO ₂	0,06	44,01
2	N ₂	0,12	28,01
3	C ₁	0,34	16,74
4	C ₂	0,41	26,07
5	C ₃	1,53	34,10
6	IC ₄	1,61	48,12
7	NC ₄	1,47	48,12
8	IC ₅	2,43	72,15
9	NC ₅	1,45	72,15
10	C ₆	4,09	84,00
11	C ₇₊	86,49	375,00

Sumber: chevron pacific Indonesia PT.ACS.

Harga harga sifat fisik fluida lainnya seperti halnya density minyak, density air dan density gas masing masing adalah sebesar 50.1978 Lb/ft³, 63.02 Lb/ft³ dan 0.0482 Lb/ft³. Sedangkan harga *Bwi* (*Water Formation Volume Factor*), harga viskositas air (μ_{wi}) dan *Rock Compressibility* (*Cr*) pada tekanan awal sebesar 286 Psia adalah masing masing sebesar 1.037925 BBL/STB, 0.6148 CP dan 3.75E-06 Psia.

3.5. SEJARAH PRODUKSI LAPANGAN S

Diperkirakan kandungan awal isi minyak ditempat (OOIP) adalah sebesar $\pm$ 24.2 MMSTB. Produksi di lapangan S telah dimulai semenjak bulan Januari 1958 yang diproduksi oleh PT. Caltex Pacific Indonesia (PT. CPI) sampai sekarang. Hampir seluruh bagian dari struktur S telah dieksploitasi dan sebagai lapangan tua, lapangan S sudah memasuki periode *Secondary Recovery*. Hingga saat ini lapangan S memproduksi dengan *Water Cut* (WC) yang sangat tinggi mencapai lebih dari 90%. Kumulatif produksi minyak hingga Desember 2013 adalah $\pm$ 3.16 MMSTB atau dengan faktor perolehan minyak (RFo) sebesar 14 % dan dengan laju produksi minyak sebesar $\pm$ (10 – 35) BOPD. Pada 1 Januari 2012 jumlah sumur di lapangan S sebanyak 11 sumur, dengan status 4 sumur tidak memproduksi (SG-02, SG-02, SG-03 dan SG-07), sehingga total yang memproduksi hanya 7 sumur (SG-04, SG-05, SG-06, SG-08, SG-09, SG-10 dan SG-11). Sifat minyak di lapangan S adalah *high pour point* dengan viskositas minyak $\pm$ 20 CP pada temperatur reservoir 120 °F, sehingga laju aliran minyak sering tersendat.



Gambar 3.5 Sejarah Produksi Lapangan S.

BAB IV

HASIL DAN PEMBAHASAN PENELITIAN

Pada bab IV ini akan dibahas tentang penanganan masalah *Scale* yang terjadi pada SG-05 milik CPI PT. ACS – Asrindo Citraseni Satria yang berada di kabupaten Rokan Hilir.

4.1. ANALISIS PENYEBAB TERJADINYA SCALE PADA SUMUR SG-05

1. Analisis Air Formasi

Air formasi mengandung bermacam-macam bahan kimia dalam bentuk ion-ion yang larut. Ion-ion tersebut dapat bergabung satu sama lain membentuk senyawa yang tidak larut dalam air. Apabila jumlah senyawa tersebut cukup banyak sehingga melampaui batas kelarutannya pada suatu kondisi, maka senyawa tersebut akan mengendap dalam bentuk padatan (*Scale*).

Scale ada endapan kimiawi yang dapat terjadi di tanki, *water treatment*, *separator*, *flowline*, *tubing*, *casing*, perforasi, pompa dll. *Scale* ini merupakan kristalisasi dan endapan mineral dari air. Penyebab terjadinya permasalahan *scale* pada sumur SG-05 milik CPI PT. ACS adalah karena sifat air formasi yang terdapat pada sumur SG-05 tersebut bersifat scalling. Hal inilah yang menyebabkan CaCO_3 semakin banyak terendapkan di dalam pipa.

Dalam mengidentifikasi jenis *scale* yang terbentuk dapat digunakan beberapa cara perhitungan, salah satunya dengan menentukan nilai scalling indeks dengan menggunakan Metode Stiff and Davis. Dengan prosedur yaitu mempersiapkan data analisis air formasi yang didapat berdasarkan hasil laboratorium. Kemudian hitung ionic strength masing-masing ion dengan mengalikan konsentrasi ion dengan faktor konversinya, dapat dilihat pada Tabel 1, lalu jumlahkan ionic strength masing-masing ion untuk memperoleh ionic strength total (μ) dan tentukan harga K, konstanta yang

diperoleh dari grafik hubungan ionic strength dan temperatur. Hasil analisis air dapat dilihat pada gambar 4.1 di bawah ini.

Komponen	mg / ltr	meq / ltr	% react. value
Natrium, Na+ (+ K+)	7359,10	319,96	49,397
Kalium, K+	0,00	0,00	0,000
Calcium, Ca++	37,60	1,88	0,290
Magnesium, Mg++	24,32	2,00	0,309
Karbonat, CO3=	0,00	0,00	0,000
Bikarbonat, HCO3-	2000,80	32,80	5,064
Sulfat, SO4=	50,00	1,04	0,161
Khlorida, Cl-	10295,00	290,00	44,772
Silika, SiO2	3,00	0,05	0,008
Besi, Fe+++	0,00	0,00	0,000
Total Terlarut	19769,82	647,73	100,000

Hambatan, ohm-m / 25°C : 0,31 (Dihitung)	Kesadahan Total : 10,90	mg/ltr
25,0 °C : 0,32 (Diukur)	SI : 0,78	
pH : 8,30	Sifat air : Scalling	
CO2 bebas, mg/ltr : 176,00		
NH3, mg/l : -	Suspended Solid : -	mg/ltr
Jumlah setara NaCl, mg/ltr : 18303,68	Dissolved Solid : -	mg/ltr
Phenols, mg/ltr : 0,00	Total Solid : 0,00	mg/ltr
S.G. / °C : 1.017/22		

Gambar 4.1. Analisis Air di Dalam Pipa Transportasi (CPI PT. ACS)

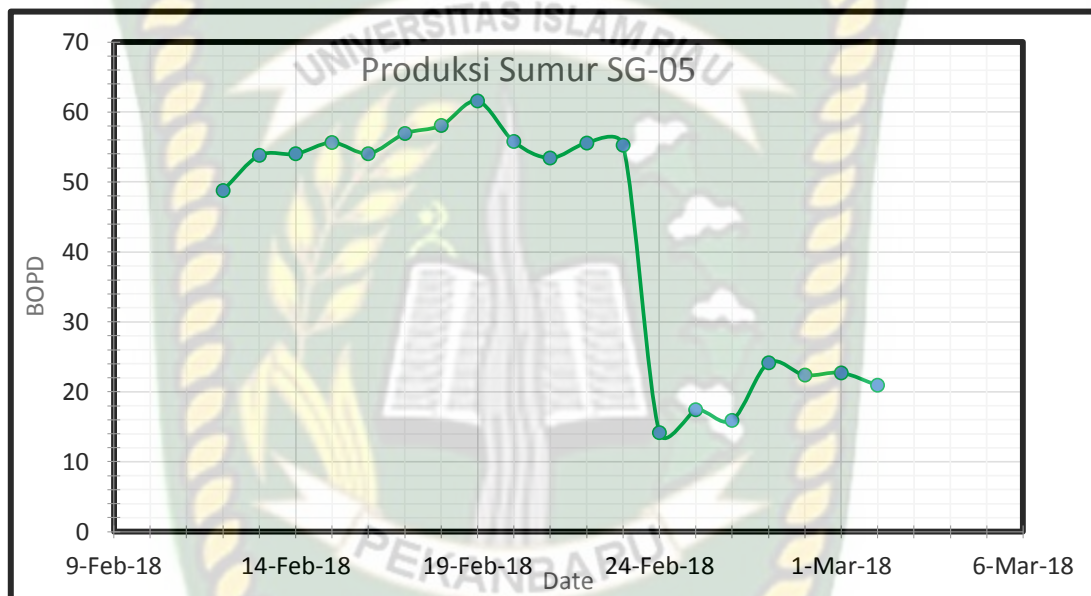
Berdasarkan hasil analisis air di dalam sumur produksi SG-05 di atas dapat dilihat bahwa air formasi yang ada atau mengalir di dalam sumur SG-05 tersebut adalah bersifat *Scalling*, hal ini dikarenakan nilai indek saturasi (SI) 0.78 lebih besar dari pada 0 (SI>0) (Chevron Pacific Indonesia, 2003), dengan nilai SI yang lebih besar ini menyebabkan CaCO₃ cenderung akan terendapkan.

2. Evaluasi Laju Produksi Minyak Sumur SG-05

Awalnya produksi sumur SG-05 terlihat stabil, tidak ada peningkatan dan tidak ada penurunan dari BOPD. Seiring berjalannya waktu performa sumur SG-05 terlihat

semakin menurun dan belum diketahui apa permasalahannya, pada tanggal 24 Februari 2018 terlihat penurunan produksinya hingga 14,16 BOPD.

Tanggal 2 Maret 2018 produksi sumur SG-05 terlihat masih terlihat rendah yaitu 20.91 BOPD. Berikut adalah grafik produksi sumur SG-05 dari tanggal 12 Februari 2018 hingga 2 Maret 2018.



Gambar 4.2. Data Produksi Sumur SG-05 (CPI PT. ACS)

4.2. PENANGGULANGAN MASALAH SCALE PADA SUMUR SG-05

1. Acidizing Treatment

Untuk mengatasi *scale* dan menaikkan kembali laju produksi, maka dilakukan proses *acidizing* yaitu penginjeksian *acid* agar *scale* yang menghambat dapat terlarutkan. Besarnya pemakaian fluida yang akan dipakai pada proses *acidizing treatment* dihitung berdasarkan kapasitas tubing, casing, annulus, net perforasi yang diperlukan untuk menentukan volume tubing, volume annulus, dan volume displacement. Data sumur SG-05 sebagai berikut :

Tabel 4.1. Data Sumur SG-05

Data	Nilai	Satuan
End of Tubing	5791	Ft
Tubing Size	2,875 (OD), 2,441 (ID)	In
Casing Size	7 (OD), 6,366 (ID)	In

Sumber: chevron pacific Indonesia PT.ACS.

Berdasarkan data di atas dapat ditentukan kapasitas dan volume dari casing, tubing dan annulus yang berguna untuk menentukan volume acid yang akan digunakan.

Tabel 4.2. Hasil Perhitungan Kapasitas dan Volume Tubing

Data	Nilai	Satuan
Kapasitas Tubing	0,0058	Bbl/ft
Kapasitas Casing	0,0392	Bbl/ft
Kapasitas Annulus	0,0336	Bbl/ft
Volume Tubing	33,5	Bbl
Volume Annulus	0,64	Bbl
Volume Displacement	34,1	Bbl

Acidizing dilakukan pada tanggal 13 Februari – 20 Februari 2013. Didalam pelaksanaan acidizing treatment ini dibagi menjadi tiga tahap utama, yaitu *Pickle Job*, *Main Acid Job*, dan *Swab*. Dalam setiap tahapan dari *acidizing* ini memiliki fungsi masing-masing yang memiliki tujuan utama untuk memperbaiki produktivitas formasi yang diasamkan.

a. Pickle Job

Merupakan kegiatan untuk membersihkan tubing dari endapan atau korosi sebelum proses *acidizing* dilakukan. Dalam pekerjaan acidizing ini di gunakan

tubing 2 7/8", dengan packer 7" yang akan di set pada kedalaman 1755 m. Jumlah volume tubing sepanjang 1765 m adalah 33.5 bbl, nilai ini digunakan untuk pickle tubing, karena acid untuk pickle tubing tidak boleh keluar dari lubang string. Menggunakan 10 bbl larutan *Acetic Acid* 7.5% dan displace dengan larutan KCl 2% 23 bbl sampai di ujung rangkaian dan dilakukan sirkulasi balik menggunakan KCl 2% ± 60 bbl melalui annulus lalu larutan asam ini akan keluar melalui tubing. Pada saat pickle job, packer belum diset. KCl di gunakan karena kandungannya yang relatif aman terhadap formasi, bila menggunakan air asin kandungan mineral yang terkandung di dalamnya di takutkan bisa menghasilkan reaksi samping dan menyebabkan damage yang baru.

Setelah chemical dikeluarkan, selanjutnya packer diset dan menguji kekuatan packer dengan 500 psi selama 10 menit. Kemudian injectivity test dengan 2% KCL, didapat tekanan terakhir sebesar 600 psi dan rate 0.7 bpm.

b. Main Acid Job

Setelah tekanan dan rate terakhir diketahui selanjutnya adalah main acid job. Pada tahap ini akan dipompakan 38 bbl 15% *Acetic Acid*. Tujuan dari penginjeksian adalah untuk melarutkan *scale* yang terbentuk. Pada job stimulasi ini packer tidak di set setelah pickle tubing, tetapi di set setelah acid mengisi volume string yaitu sebesar 33 bbl. Kemudian set packer, masukan kembali 5 bbl acid lalu displace menggunakan KCl 34 bbl, displace di lakukan agar semua asam yang ada di string tergantikan dengan KCl. Saat awal pemompaan acid tekanan di permukaan akan naik, namun setelah beberapa waktu tekanan akan turun hal ini di sebabkan karena asam bereaksi dengan *scale*.

c. Swab

Tunggu asam bereaksi dengan *scale* selama 4 jam, kemudian lakukan swab sumur untuk mengeluarkan asam, parameter yang di gunakan adalah PH dan Cl-, bila sudah mendapatkan properties air formasi (PH : 7 dan Cl- : 11k) maka swab

selesai. Kemudian cabut rangkaian tubing 2-7/8" + packer 7" dan masuk rangkaian pipa produksi berupa tubing 2 7/8" dengan pompa ESP, kemudian di produksi seperti biasa.

4.3 ANALISIS KEBERHASILAN ACIDIZING

Tujuan utama dari *acidizing* adalah untuk meningkatkan laju produksi. Perbandingan laju produksi sebelum dan sesudah *acidizing* adalah salah satu indikator keberhasilan *acidizing*. Selain itu, indikator keberhasilan *acidizing* dapat berdasarkan kurva *Inflow Performance Relationship* (IPR) dan berdasarkan *Productivity Index* (PI).

4.3.1. BERDASARKAN LAJU PRODUKSI

Analisis keberhasilan stimulasi *acidizing* berdasarkan laju produksi dapat dilihat dari laju produksi sumur tersebut dengan membandingkan laju produksi sebelum dan sesudah stimulasi *acidizing*.

a. Sebelum Acidizing

Sumur SG-05 adalah sumur yang sudah lama memproduksi. Laju produksi yang dianalisis adalah laju produksi dimulai pada tanggal 2 Februari 2018 hingga terakhir produksi sebelum *acidizing* tanggal 2 Mei 2018. Laju produksi sebelum *acidizing* dapat dilihat pada Gambar 4.2 dan Tabel 4.3. Dari rekam laju produksi sebelum dilakukan *acidizing*, besarnya laju produksi mengalami penurunan. Rata-rata laju produksi minyak sebelum dilaksanakan *acidizing*, tanggal 2 Februari 2018 sampai 2 Mei 2018 adalah 42,13 BOPD.

Tabel 4.3. Data Produksi Sumur SG-05 Sebelum Acidizing

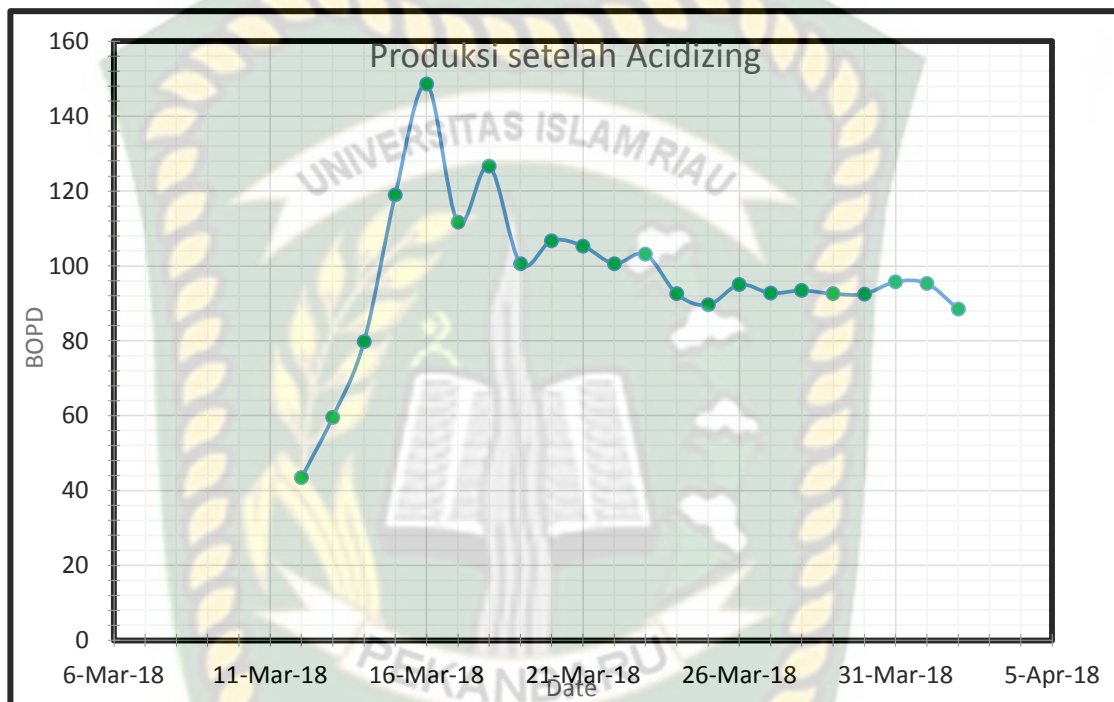
Tanggal	BOPD
12-Feb-18	48,79
13-Feb-18	53,79
14-Feb-18	54,01
15-Feb-18	55,63
16-Feb-18	54,07
17-Feb-18	56,92
18-Feb-18	58,08
19-Feb-18	61,56
20-Feb-18	55,76
21-Feb-18	53,43
22-Feb-18	55,55
23-Feb-18	55,25
24-Feb-18	14,16
25-Feb-18	17,42
26-Feb-18	15,94
27-Feb-18	24,12
28-Feb-18	22,38
1-Mar-18	22,71
2-Mar-18	20,91

Sumber: *chevron pacific Indonesia PT.ACS.*

b. Setelah Acidizing

Analisis laju produksi setelah acidizing adalah untuk mengetahui besarnya laju produksi yang didapatkan setelah dilaksanakan program acidizing. Indikator keuntungan dapat dilihat dari laju produksi minyak yang dihasilkan. Keberhasilan

program stimulasi acidizing dapat dikatakan berhasil jika laju produksi meningkat dibandingkan laju produksi sebelum acidizing. Laju produksi setelah acidizing dapat dilihat pada Gambar 4.3.



Gambar 4.3. Data Produksi Sumur SG-05 Setelah Acidizing (CPI PT. ACS)

Setelah melaksanakan program acidizing, tanggal 3 Maret sampai 11 Maret 2018, laju produksi sumur meningkat cukup tinggi, dengan rata-rata produksi sebesar 96,94 BOPD. Berdasarkan analisis laju produksi dapat diketahui bahwa rata-rata produksi sumur SG-05 mengalami kenaikan menjadi 43,46 BOPD dari 20,91 BOPD sebelum dilaksanakan program acidizing dan mencapai puncak produksi sebesar 148,53 BOPD pada 16 Maret 2018.

4.3.2 BERDASARKAN KURVA IPR

Untuk mengetahui keberhasilan pekerjaan acidizing menggunakan *Acetic Acid* dapat dengan menggunakan perbandingan kurva IPR setelah dan sebelum dilakukannya pekerjaan acidizing menggunakan *Acetic Acid*. Berikut adalah data yang digunakan :

Tabel 4.4. Data Perhitungan Perbandingan Kurva IPR

Data	Sebelum	Setelah	Satuan
Tekanan Reservoir	435	435	Psi
Tekanan Dasar Sumur	332	332	Psi
Qo	20.91	43.46	BOPD
Qmax	88,30	183.54	BOPD

Sumber: *chevron pacific Indonesia PT.ACS.*

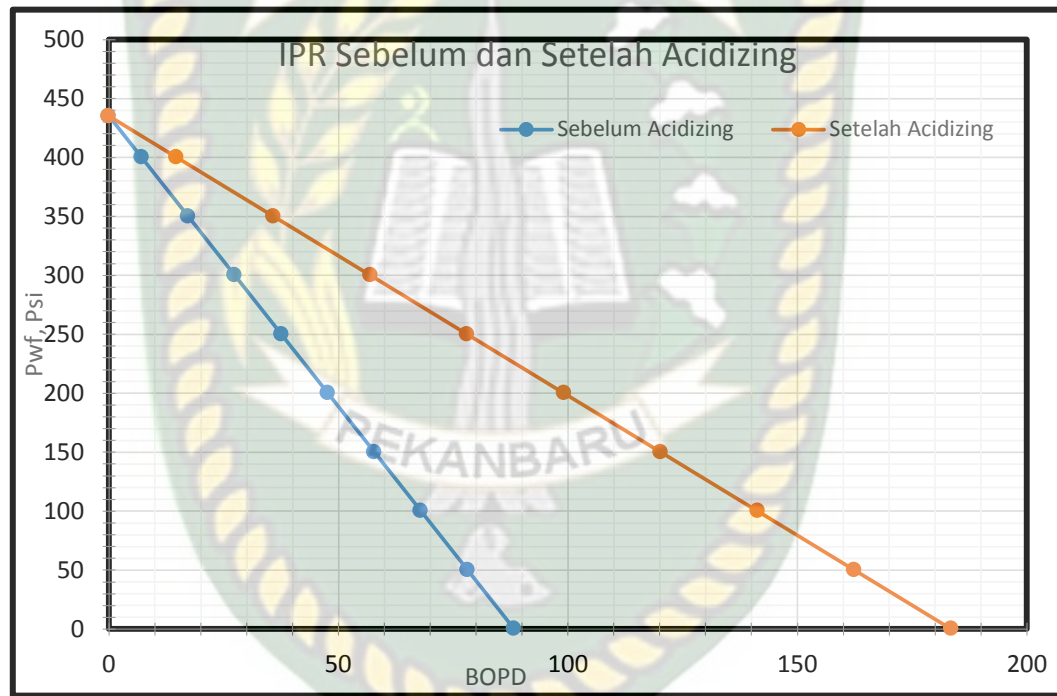
Berdasarkan data yang telah diketahui dan perhitungan dengan persamaan vogel maka hasil perbandingan yang didapatkan sebelum dan setelah acidizing dapat terlihat pada Tabel 4.5.

Tabel 4.5. Hasil Perhitungan Perbandingan Kurva IPR

Sebelum Acidizing		Setelah Acidizing	
Pwf	Qo	Pwf	Qo
435	0	435	0
400	7.1	400	14.76
350	17.25	350	35.86
300	27.40	300	56.96
250	37.55	250	78.05
200	47.70	200	99.15
150	57.85	150	120.25
100	68	100	141.35

50	78.15	50	162.44
0	88,30	0	183.54

Berdasarkan hasil pembacaan kurva Inflow Performance Relationship (IPR) sebelum program stimulasi acidizing dilaksanakan, laju alir maksimumnya (Q_{maks}) = 88,51 BOPD. Pada kurva IPR sesudah program acidizing diketahui laju alir maksimum (Q_{maks}) = 183.54 BOPD. Hasil perbandingan berdasarkan kurva IPR dapat dilihat pada Gambar 4.4



Gambar 4.4. Hasil Kurva IPR Sumur SG-05 Sebelum dan Setelah Acidizing

Dari kurva IPR juga didapat Productivity Index yang lebih besar dari sebelum dilaksanakan program acidizing, yaitu sebesar 0.421 BOPD/Psi yang sebelumnya hanya 0,203 BOPD/Psi. Berdasarkan hasil analisis laju produksi (rate), Productivity Index (PI) dan Q_{maks} yang di hasilkan dari kurva IPR maka program acidizing pada sumur SG-05 dapat dikatakan berhasil. Hasil parameter dapat dilihat pada Tabel 4.6.

Tabel 4.6. Hasil Perhitungan Perbandingan Kurva IPR

Sebelum Acidizing		Setelah Acidizing	
Pwf	Qo	Pwf	Qo
435	0	435	0
400	7.1	400	14.76
350	17.25	350	35.86
300	27.40	300	56.96
250	37.55	250	78.05
200	47.70	200	99.15
150	57.85	150	120.25
100	68	100	141.35
50	78.15	50	162.44
0	88,30	0	183.54

BAB V

KESIMPULAN DAN SARAN

5.1. KESIMPULAN

Berdasarkan uraian dan pembahasan sebelumnya maka dapat diambil kesimpulan sebagai berikut :

1. Hasil analisis air di dalam sumur produksi SG-05 di atas dapat dilihat bahwa air formasi yang ada atau mengalir di dalam sumur SG-05 tersebut adalah bersifat *Scalling*, hal ini dikarenakan nilai indek scalling (SI) yaitu 0.78 lebih besar dari pada 0 ($SI > 0$), dengan nilai SI yang lebih besar ini menyebabkan $CaCO_3$ cenderung akan terendapkan.
2. Sumur SG-05 memiliki laju produksi yang turun dari 55,25 BOPD pada 23 Februari 2018 menjadi 14,16 BOPD pada 24 Februari 2018. Penurunan pada sumur SG-05 dikarenakan terbentuknya *scale* di tubing pump sehingga kinerja pompa menjadi terhambat dan produksi menurun.
3. Setelah dilaksanakan program *Acidizing* menggunakan *Acetic Acid*, rata-rata produksi sumur SG-05 mengalami kenaikan dari 20.91 BOPD menjadi 43.46 BOPD. Berdasarkan hasil pembacaan kurva *Inflow Performance Relationship* (IPR), sebelum *acidizing* didapatkan laju alir maksimum (Q_{maks}) = 88,51 BOPD, mengalami kenaikan menjadi Q_{maks} = 183.54 BOPD. *Productivity Index* (PI) setelah program *acidizing* mengalami kenaikan dari 0.20 BOPD/Psi menjadi 0.42 BOPD/Psi.

5.2. SARAN

Penulis selanjutnya diharapkan Menggunakan metode *Acidizing* lainnya seperti *Acid Fracturing* dan *Matrix Acidizing*.

DAFTAR PUSTAKA

- Achmad. (2004). Kimia Lingkungan. penerbit ANDI.
- Ahmed, T. (2006). *Reservoir Engineering Handbook*, Elsevier, 2006: *Reservoir Engineering Handbook* (Vol. 1). Bukupedia.
- Ali, Syed & Dickerson. (1998). *Horizontal Completion Manual*.
Indonesia : *Chevron Petroleum Technology Company*.
- Angsori. (2013). Evaluasi Keberhasilan Acidizing Dan *Scale* Inhibition Dalam Penanggulangan *Scale* CaCO_3 Dengan Menggunakan Analisis Vogel Pada Sumur 'X' Di PT. Pertamina Ep Asset – I Field Jambi. Skripsi, Fakultas Teknik : Universitas Sriwijaya.
- Anwar, Ubaidillah. (2013). Inject, E. P. S. D. M. Scale Inhibitor Pada Sumur “X” Di Pt Pertamina Ep Asset 2 Field Limau. Universitas Sriwijaya: Palembang.
- Bambang. (2005). Well Stimulation. Jakarta : PT. Medco E & P Indonesia.
- Day, & Underwood. (2002). Analisis Kimia Kuantitatif Edisi Keenam. Jakarta: Erlangga.
- Economides, Michael & Nolte. (1989). *Reservoir Stimulation* (Second Edition). Houston Texas : *Schlumberger Educational Services*.
- Economides, Michael & Nolte.(1991). *Reservoir Stimulation* (Third Edition). Englewood Cliffs, NJ: Prentice Hall.
- Huner & Pshtiwan. (2018). *Matrix Acidizing Carbonate Of Formation; A Case Study International Journal Of Engineering Technique-Volume 4*. Houston Texas : *Schlumberger Educational Services*.
- Halimatuddahlia. (2003). Pencegahan Korosi dan Scale pada Proses Produksi Minyak Bumi. Medan: Universitas Sumatera Utara.
- Latil. (1980). Enhanced Oil Recovery. Paris: Institute Francais Du Petrole Publication.

- Lemigas. (2010). Studi Penyebab Scale di Lapangan-lapangan Minyak Sumatra. Jakarta: Lemigas.
- Lestari dan Wahyuni. (2007). *Problema Scale* di Lapangan Migas. Jakarta: Universitas Trisakti.
- Michael, Hill & Christine. (1994). *Petroleum Production System. Prentice hall Petroleum Engineering Series.*
- Martin. (2007). *Acidizing Concept and Design. Houston : BJ Services.*
- Rukmana, Dadang & Kristanto. (2012). Teknik Reservoir Teori dan Aplikasi. Yogyakarta: Pohon Cahaya.
- Sari. (2011). Studi Penanggulangan *Problem Scale* dari Near-Wellbore Hingga Flowline di Lapangan Minyak Limau. Skripsi, Fakultas Teknik : Universitas Indonesia.
- Sari. (2011). Studi penanggulangan *Scale CaCO₃*. Fakultas Teknik: Universitas Indonesia.
- Schechter. (1992). *Oil Well Stimulation. New Jersey : Prentice Hall, Englewood Cliffs.*
- Siswoyo. (2005). Mekanisme Pembentukan Dan Jenis Scale. *Jurusan Teknik Perminyakan, Fakultas Teknologi Mineral. UPN Veteran: Yogyakarta.*
- Syauqi. (2017). Mikrobiologi Lingkungan Peranan Mikroorganisme dan Kehidupan. Penerbit Andi.
- Syahri & Sugiarto. (2008). Scale Treatment Pada Pipa Distribusi Crude Oil Secara Kimiawi. *Jurnal: Fakultas Hukum UII..*
- Patton. (1995). *Applied Water Technology. Texas. Campbell Petroleum Series.*
- Williams, Gidley, & Schechter. (1979). *Acidizing Fundamentals Society of Petroleum Engineers.*