

**ANALISIS PENANGGULANGAN PERTUMBUHAN SCALE
DENGAN METODE INJEKSI SCALE INHIBITOR SECARA
CONTINUE DI SURFACE FACILITY PADA LAPANGAN
MINYAK VR**

TUGAS AKHIR

Diajukan guna melengkapi syarat dalam mencapai gelar Sarjana Teknik

Oleh:

VIONI RESTYA

NPM : 143210301

**PROGRAM STUDI TEKNIK PERMINYAKAN
UNIVERSITAS ISLAM RIAU
PEKANBARU
2019**

KATA PENGANTAR

Rasa syukur disampaikan kepada Allah Subhanallahu 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. Dr. Eng. Muslim, MT selaku dosen pembimbing I dan Fitrianti, ST. MT selaku dosen pembimbing 2 dan Dr. Mursyidah, M.Sc selaku pembimbing akademik saya, yang telah menyediakan waktu, tenaga dan pikiran untuk memberikan masukan dalam penyusunan tugas akhir ini.
2. Annur Suhadi, ST. MT. selaku dosen pembimbing lapangan, atas bimbingan dan ilmu yang diberikan selama proses pengerjaan tugas akhir.
3. Pihak PT. BOB BSP PERTAMINA yang telah memberikan kesempatan untuk pengambilan data dan bimbingan untuk tugas akhir saya.
4. Ketua dan sekretaris prodi serta dosen-dosen yang sangat banyak membantu terkait perkuliahan, ilmu pengetahuan dan hal lain yang tidak dapat saya sebutkan satu per satu.
5. Orang tua dan keluarga yang memberikan dukungan penuh material maupun moral.
6. Sahabat terbaik saya 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

Vioni Restya

DAFTAR ISI

HALAMAN PENGESAHAN.....	ii
PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR.....	iii
KATA PENGANTAR.....	iv
DAFTAR ISI.....	v
DAFTAR GAMBAR.....	vii
DAFTAR TABEL.....	viii
DAFTAR SINGKATAN.....	viii
DAFTAR SIMBOL.....	x
DAFTAR LAMPIRAN.....	xi
ABSTRAK.....	xii
ABSTRACT.....	xiii
BAB I PENDAHULUAN.....	1
1.1 Latar Belakang.....	1
1.2 Tujuan Penelitian.....	2
1.3 Batasan Masalah.....	3
1.4 Metodologi Penelitian.....	3
BAB II TINJAUAN PUSTAKA.....	5
2.1 Pengertian <i>Scale</i>	5
2.1.1 Proses Terbentuknya <i>Scale</i>	6
2.2 Tempat Terbentuknya <i>Scale</i>	7
2.2.1 <i>Scale</i> Pada Batuan Formasi.....	7
2.2.2 <i>Scale</i> Pada Sekitar Lubang Perforasi.....	7
2.2.3 <i>Scale</i> Pada Pipa dan Peralatan Produksi.....	8
2.3 Analisis Prolem <i>Scale</i>	12
2.3.1 Analisis <i>Pressure Drop</i>	13
2.3.2 Analisis Air Formasi.....	13
2.3.3 Komposisi Kimia Air Formasi	14
2.3.4 Monitoring PRC (<i>Phosphonate Residual Content</i>).....	14

2.4 Metode Pencegahan Scale	15
2.4.1 Penggunaan Zat Kimia.....	17
2.4.2 Pencegahan Alternatif Scale.....	18
2.5 Perhitungan Kelarutan Kecenderungan Scale	19
2.5.1 Identifikasi Kecenderungan Scale Calcium Carbonate.....	20
2.6 Proses Operation Production	22
2.6.1 Gathering Station (GS).....	22
2.6.2 Water Cleaning Plant (WCP).....	23
2.6.3 Water Injection Plant (WIP).....	23
BAB III GAMBARAN LAPANGAN	25
3.1 Sejarah Lapangan Zambrud	25
3.2 Struktur Reservoir	27
3.3 Peralatan Produksi pada Surface Facility	28
3.3.1 Gathering Station (GS).....	28
3.3.2 Water Cleaning Plant (WCP).....	30
3.3.3 Water Injection Plant (WIP).....	32
BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN PENELITIAN	33
4.1 Mengetahui Laju Pertumbuhan Scale dan Kandungan Unsur pada Scale Menggunakan Kupon pada Wash Tank II dan Inlet Skimming Tank di Lapangan Minyak VR	33
4.1.1 Analisis Air Formasi pada Lapangan Minyak VR.....	43
4.2 Penanggulangan Scale Problem Pada Flowline Lapangan Minyak VR	45
4.2.1 Penginjeksian Scale Inhibitor di Wash Tank II dan Inlet Skimming Tank.....	46
4.3 Monitoring PRC (Phosphonate Residual Content)	47
BAB V KESIMPULAN DAN SARAN	53
5.1 Kesimpulan	53
5.2 Saran	54
DAFTAR PUSTAKA	55
LAMPIRAN	58

DAFTAR GAMBAR

Gambar 1.1 Diargam Alir Penelitian.....	4
Gambar 2.1 Mekanisme Pembentukan <i>Scale</i>	7
Gambar 2.2 Pengaruh Temperature Terhadap <i>Calcium Carbonate</i>	10
Gambar 2.3 <i>Spectrophotometer</i> DR 2800.....	15
Gamabr 2.4 <i>UV Lamp With Power Supply</i>	15
Gambar 2.5 <i>Gathering Station</i>	23
Gambar 3.1 Peta Lokasi Reservoir Lapangan Zambrud.....	25
Gambar 3.2 Peta Sumur Produksi Lapangan Zambrud.....	26
Gambar 3.3 Struktur <i>Reservoir</i> Lapangan Zambrud.....	27
Gambar 3.4 <i>Gas Boot</i>	28
Gambar 3.5 <i>Wash Tank</i>	29
Gambar 3.6 <i>Vertical Skimming Tank</i>	30
Gambar 4.1 Bentuk Kupon di <i>Wash Tank II</i> dan <i>Inlet Skimming Tank</i>	40
Gambar 4.2 <i>Scale</i> pada Kupon di <i>Wash Tank II</i>	40
Gambar 4.3 Bentuk <i>Scale</i> pada <i>Wash Tank II</i>	41
Gambar 4.4 <i>Scale</i> pada Kupon di <i>Inlet Skimming Tank</i>	41
Gambar 4.5 <i>Structural Formula</i> BHMT-P.....	44

DAFTAR TABEL

Tabel 2.1 <i>Scale</i> yang Umum Dijumpai pada Lapangan Minyak	8
Tabel 2.2 Kelarutan <i>Scale</i> dalam Air pada Temperatur 25°C.....	11
Tabel 2.3 Jenis Komponen Endapan <i>Scale</i>	12
Tabel 3.1 Karakteristik <i>Crude Oil</i> di BOB PT.BSP Siak.....	26
Tabel 4.1 <i>Weight</i> pada Kupon di Titik <i>Wash Tank II</i> dan <i>Inlet Skimming Tank</i> pada Bulan Mei 2018.....	34
Tabel 4.2 <i>Weight</i> pada Kupon di Titik <i>Wash Tank II</i> dan <i>Inlet Skimming Tank</i> pada Bulan Agustus 2018.....	34
Tabel 4.3 Perbandingan <i>Scale Growth</i> dan Ketebalan <i>Scale</i> pada Bulan Mei 2018 dan Agustus 2018.....	36
Tabel 4.4 Kandungan Unsur pada <i>Scale</i> Lapangan Minyak VR.....	42
Tabel 4.5 Konsentrasi Ion pada Air Formasi Lapangan Minyak VR.....	43
Tabel 4.6 Perhitungan PRC (<i>Phosphonate Residual Content</i>) pada <i>Wash TankII</i>	49
Tabel 4.7 Perhitungan PRC (<i>Phosphonate Residual Content</i>) pada <i>Inlet Skimming Tank</i>	51

DAFTAR SINGKATAN

ATMP	<i>Amino Tri Methylene Phosphonate</i>
BHMTMP	<i>Bis Hexa Tri Methylene Phosphonate</i>
BSP	Bumi Siak Pusako
BOPD	<i>Barrels of Oil Per Day</i>
CPP	Coastal Plain Pekanbaru
CSP	<i>Controlled Solubility Polyphosphate</i>
DSST	<i>Downhole Scale Squeeze Treatment</i>
EDTA	<i>Ethylene Diamene Tetra Acetic Acid</i>
EOR	<i>Enhanced Oil Recovery</i>
GS	<i>Gathering Station</i>
ID	<i>Inside Diameter</i>
LSI	<i>Langelier Saturation Index</i>
PHE	Pertamina Hulu Energi
PRC	<i>Phosphonate Residual Content</i>
RSI	<i>Ryznar Saturation Index</i>
SI	<i>Scaling Index</i>
WCP	<i>Water Cleaning Plant</i>
WH	<i>Well Head</i>
WIP	<i>Water Injection Plant</i>
WT	<i>Wash Tank</i>

DAFTAR SIMBOL

Ba^{2+}	Barium,mg/L
$BaSO_4$	Barium Sulfat
$Ca(OH)_2$	Kalsium Hidroksida
C	Konsentrasi Ion, mol/1000gr air
CO_3	Karbonat
CO_2	Karbon Dioksida
Ca^{2+}	Kalsium,mg/L
$CaSO_4$	Kalsium Sulfat
$CaCO_3$	Kalsium Karbonat/ <i>Calcite</i>
FeS	<i>Iron Sulfide</i>
Fe_2O_3	<i>Iron Oxide</i>
$FeCO_3$	<i>Iron Carbonate</i>
H_2O	Air
H_2S	Hidrogen Sulfida
HCO_3^-	Hidrogen Karbonat, mg/L
Mg^{2+}	Magnesium, mg/L
$MgSO_4$	Magnesium Sulfat
NaCl	Natrium Clorida (garam)
P	Tekanan, Psia
pH	Derajat Keasaman
$SrSO_4$	Stronsium Sulfat
SO_4^{2-}	Sulfat, mg/L
T	Temperatur, F
Z	Valensi Ion pH

DAFTAR LAMPIRAN

Lampiran I.....	58
Lampiran II.....	63
Lampiran III.....	64
Lampiran IV.....	68



ABSTRAK

Permasalahan kandungan *scale* pada lapangan VR yang terjadi pada peralatan *surface facility* dan menyebabkan terjadinya penurunan produksi pada lapangan ini. *Scale* merupakan masalah yang cukup kompleks dan selalu terjadi di ladang-ladang minyak dan gas. *Scale* dapat memperkecil permeabilitas batuan formasi, memperkecil diameter dalam tubing, dan sistem perpipaan sehingga dapat menurunkan *flowrate* pada sumur. Lapangan VR sendiri *scale* yang terbentuk pada lapangan ini adalah jenis *scale CaCO₃*.

Dalam evaluasi ini membahas pertumbuhan *scale* pada peralatan di *surface facility* secara *continue* dan mengetahui kandungan unsur pada *scale* menggunakan kupon serta mengetahui konsentrasi (*Phosphonate Residual Content*) PRC untuk mencegah terjadinya *scale*, dan menanggulangi *scale* tersebut dengan penginjeksian *scale inhibitor* jenis BHMT-P.

Laju pertumbuhan *scale* pada lapangan ini dikategorikan tinggi karena nilainya berkisar antara $0,01 \text{ lb / day / ft}^2 - 0,02 \text{ lb / day / ft}^2$ di kedua titiknya yaitu titik *Wash Tank II* dan *Inlet Skimming Tank*. Sedangkan untuk ketebalannya pada dua titik tersebut tergolong rendah dengan nilai $0,02 \text{ in}$ dan $0,01 \text{ in}$. *Scale inhibitor* yang digunakan pada lapangan minyak VR dengan penginjeksian kurang dari 30% *Bis Hexa Tri Methylene Phosphonate* (BHMT-P) karena pH pada lapangan VR cenderung asam. Konsentrasi *Phosphonate Residual Content* (PRC) pada lapangan minyak VR yang dilakukan dalam kurun waktu 7 hari diketahui berhasil pada saat hari ke 6 dan ke 7 dimana perhitungan PRC yang didapat lebih dari 2ppm.

Kata Kunci: *scale*; *CaCO₃*; kupon; *Phosphonate Residual Content*; *scale inhibitor*

ABSTRACT

The problem of content scale in the VR field that occurs on surface facility equipment and causes a decrease in production on this field. Scale is a fairly complex problem and always occurs in oil and gas field. Scale can reduce permeability of formation rock, reduce diameter in tubing, and piping systems so as to reduce flowrate in wells. VR field itself it is known that the scale formed in this field is the CaCO₃ scale type.

In this evaluation, discussing the scale growth of equipment on surface facilities continuously and knowing the element content on scale using coupons and knowing the concentration (Phosphonate Residual Content) PRC to prevent scaling, and tackling the scale by injecting BHMT-P scale inhibitor types.

The scale growth rate in this field is categorized as high because its value ranges from 0,01 lb / day / ft² – 0.02 lb / day / ft² at both points namely Wash Tank II point and Inlet Skimming Tank. Whereas the thickness at these two points is classified as low with a value of 0,02 in and 0,01 in Scale. The inhibitor is used in the VR oil field by injecting less than 30% Hex Methylene Phosphonate (BHMT-P) Bus because the pH in the VR field tends to be acidic. whereas in the field that tends to base as in the offshore drilling scale inhibitor that can be injected is Amino Tri Methylene Phosphonate (ATMP). The concentration of phosphate residual content (PRC) on the VR oil field which was carried out within 7 days was known to be successful on the 6th and 7th days where the calculation of PRC obtained from the results of the study was more than 2ppm.

Keywords: *Scale; CaCO₃; coupons; Phosphonate Residual Content; scale inhibitor*

BAB I

PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Dalam dunia perminyakan khususnya proses produksi salah satu hal penting yang perlu diperhatikan adalah laju alir fluida produksi yang optimum. Ion-ion yang larut dalam air seperti Calcium (Ca), Carbonat (CO₃), dan Sulfate (SO₄) dapat membentuk endapan atau kerak (*scale*). *Scale* dapat memperkecil permeabilitas batuan formasi, memperkecil diameter dalam tubing, dan sistem perpipaan sehingga dapat menurunkan produksi. *Scale* merupakan masalah yang cukup kompleks dan selalu terjadi di ladang-ladang minyak. *Scale* atau kerak didefinisikan sebagai suatu deposit dari senyawa-senyawa anorganik yang terendapkan dan membentuk timbunan kristal pada permukaan suatu substansi. Dan *scale* merupakan suatu endapan mineral yang terendapkan (terdefosit) dan biasanya terbentuk dari air garam. *Scale* bisa terjadi didalam rongga atau retakan yang ada dalam formasi, wellbore, tubing, casing, flowline, dan peralatan produksi lainnya. (Derlismawan, 2009).

Permasalahan kandungan *scale* pada lapangan VR yang terjadi pada peralatan *surface facility* menyebabkan terjadinya penurunan produksi pada lapangan tersebut. Pada saat sekarang ini pengirimannya melalui GS Zamrud dan GS Pusaka dimana produksi rata – ratanya mencapai 15.000 bbl yang sebelumnya hanya mencapai 10.000bbl. Permasalahan utama dari terbentuknya *scale* pada lapangan ini dikarenakan pengaruh perubahan tekanan, suhu, Ph, dan kandungan air formasi. Sehingga terbentuk endapan pada sepanjang pipa alir produksi minyak. Untuk mengetahui bagaimana kandungan zat atau kandungan komposisi yang menyebabkan terbentuknya *scale* disarankan untuk menggunakan kupon, serta untuk mengetahui apakah *scale inhibitor* tersebut bekerja dengan baik dapat digunakan perhitungan PRC (*Phosphonate Residual Content*), dengan begitu kita dapat mengetahui bagaimana cara untuk menanggulangi permasalahan tersebut dan dapat mengurangi kandungan *scale* pada pipa sehingga nantinya produksi pada lapangan tersebut dapat meningkat. (BOB PT. Siak Bumi Pusako).

Pada lapangan minyak ini diletakkan kupon pada beberapa titik diantaranya, titik *Wash Tank II*, *Inlet Skimming Tank*, *Water Leg*, dan *Main Line Water* masing-masing jarak antara titiknya kurang lebih 500meter. Dan metode injeksi *scale* yang digunakan adalah metode injeksi *scale inhibitor* secara *continue* dimana maksudnya adalah dengan menginjeksikan *scale inhibitor* dipermukaan dari kepala sumur (*well head*) menuju stasiun pengumpul (*gathering station*) dengan *chemical injection pump*. Dengan cara tersebut dapat menghambat kecenderungan terbentuknya *scale* yang dapat memperkecil diameter dalam pipa.

Macam-macam *scale* yang terjadi tergantung pada komposisi air formasi (kandungan ion dalam air formasi). Besaran atau kadar tiap-tiap ion penyusun air formasi dapat diketahui dari hasil analisa air formasi. Sehingga dengan beberapa metode perhitungan dapat dihitung kecenderungan air membentuk *scale* yang dapat dilakukan dengan antara lain: metoda *Scalling Index (SI)* olehh Stiff Davis, Skillman dan McDonald. (Nasirudin Mahmud Ahmad & Lestari Said, 2015).

Tempat terbentuknya *scale* pada lapangan minyak dilihat pada produksi air sebagai hasil dari *scale inhibitor* yang dihasilkan dari penyebaran fasa cair. Perawatan sumur yang memproduksi sedikit air, penggunaan *scale inhibitor* dapat menyebabkan terbentuknya matriks pada aliran fluida. Bahkan dengan pengembangannya prosedur penyaringan telah dilakukan di laboratorium. (J.J Wylde & E.K.Mc Ara, 2004).

1.2 Tujuan Penelitian

Adapun tujuan penelitian Tugas Akhir ini adalah:

1. Mengetahui laju pertumbuhan *scale* dan kandungan unsur pada *scale* menggunakan kupon dari *flowline* sampai ke GS dan WCP.
2. Mengetahui penanggulangan *scale* pada lapangan minyak VR dengan *scale inhibitor* secara *continue* di *Surface Facility*.
3. Menentukan konsentrasi *Phosphonate Residual Content (PRC)* untuk mengetahui keberhasilan penanggulangan terbentuknya *scale* di *Surface Facility*.

1.3 Batasan Masalah

Agar penelitian ini dapat dilakukan lebih fokus, sempurna, dan mendalam maka penulis memandang permasalahan penelitian yang diangkat perlu dibatasi variabelnya dimana penulis mengangkat permasalahan pada 1 lapangan. Bagaimana pertumbuhan dan ketebalan *scale* dari lapangan tersebut. Dan dimana kupon diletakkan pada 2 titik yaitu titik *Wash Tank II* dan *Inlet Skimming Tank*. dan untuk jarak dari titik awal ke titik lainnya diletakkan kurang lebih pada jarak 500m. Penanggulangan *scale* pada lapangan ini menggunakan 4 jenis *scale inhibitor* diantaranya *oxygen scavenger*, *corrosion inhibitor*, *reverse demulsifier*, dan *bioside* secara *continue* di *surface facility*. Dan untuk mengetahui keberhasilan dari penanggulangan *scale* dilakukan perhitungan konsentrasi PRC.

1.4 Metodologi Penelitian

Adapun objek dan metodologi penelitian serta teknik pengumpulan data diuraikan sebagai berikut:

- a. Tempat atau objek penelitian
Lapangan Minyak VR di BOB PT. Bumi Siak Pusako Pertamina Hulu.
- b. Metodologi penelitian
Metodologi penelitian yang digunakan penulis pada tugas akhir ini adalah penelitian evaluasi lapangan (*Field Research*) dengan melakukan pengambilan sampel dan menganalisa sampel pada laboratorium lalu mengevaluasi hasil dari kandungan sampel tersebut, sehingga pada akhirnya didapat suatu kesimpulan. Metode penulisan tugas akhir ini berdasarkan hasil studi literatur yang berkaitan dengan penanggulangan *scale* dengan *scale inhibitor* secara *continue* di *surface facility*.
- c. Teknik Pengumpulan data
Data yang digunakan pada penelitian ini merupakan data sekunder dan data primer yang diperoleh dari PT. BOB BSP Pertamina Hulu. Adapun data yang digunakan adalah data lapangan seperti data produksi, data wash tank, data skimming, dan data *scalling index*.



Gambar 1.1 Diagram Alir Penelitian

BAB II

TINJAUAN PUSTAKA

Al-Qur'an sebagai sumber hukum Islam, secara tegas telah mengatur ketentuan tentang kepemilikan dalam Islam. Kepemilikan hakikatnya, adalah milik Allah SWT secara absolut. Dalam Al-Qur'an Surat Saba ayat 12 berbunyi “*wa asalnaa lahuu ‘ainal qithr*. Jika kata “qithr” di sini diterjemahkan sebagai “ter/tir” yang merupakan “minyak mentah” maka tidak memerlukan tafsiran tambahan dengan kata “yang meleleh” seperti yang terdapat pada kitab-kitab tafsir dan Terjemah Al Qur'an. Kalau kita teliti kembali ayat tersebut dengan seksama, ada dua kata yang menurut penulis sangat signifikan dalam mengkaji kebenaran akan ayat tersebut yaitu ASALNAA (kami alirkan) dan ‘AIN (sesuatu yang dialirkan) secara bahasa biasanya berkaitan dengan benda cair. Dengan demikian QS Saba (34) ayat 12 lebih tepat terjemahannya adalah “*dan kami alirkan padanya (Nabi Sulaiman) sumur minyak (spring of oil)*”. Kesimpulannya, boleh jadi sumur minyak pertama sudah ada sejak Nabi Sulaeman AS. Dalam hal ini dialirkannya minyak pada suatu tempat dapat menimbulkan munculnya suatu masalah pada produksinya diantara masalah yang dapat muncul di kemudian hari yaitu *scale*.

2.1 Pengertian *Scale*

Istilah *scale* dipergunakan secara luas untuk deposit keras yang terbentuk pada peralatan yang kontak atau berada dalam air. Penegertian lain *scale* merupakan endapan yang terbentuk akibat kristalisasi ion-ion mineral yang larut dalam air dan disebabkan oleh adanya senyawa pembentuk kerak didalam air yang melebihi kelarutannya pada keadaan kesetimbangan (Musnal, 2013). Dalam operasi produksi minyak bumi sering ditemui mineral *scale* seperti CaSO_4 , FeCO_3 , CaCO_3 , dan MgSO_4 . Senyawa-senyawa ini dapat larut dalam air. *Scale* CaCO_3 paling sering ditemui pada operasi produksi minyak bumi. Akibat dari pembentukan *scale* pada operasi produksi minyak bumi adalah berkurangnya produktivitas sumur akibat tersumbatnya pompa, valve, dan fitting serta aliran.

Penyebab terbentuknya deposit *scale* adalah terdapatnya senyawa-senyawa tersebut dalam air dengan jumlah yang melebihi kelarutannya pada keadaan kesetimbangan. Faktor utama yang berpengaruh besar pada kelarutan senyawa-senyawa pembentuk *scale* ini adalah kondisi fisik (tekanan, temperatur, konsentrasi ion-ion lain dan gas terlarut). (SLS Team, 2009).

2.1.1 Proses Terbentuknya Scale

Pada dasarnya proses terbentuknya *scale* dapat dikategorikan dalam tiga tahapan pokok, yaitu (Antoni & Ag, 2012):

1). Tahap Pembentukan Inti (nukleasi)

Pada tahap ini ion-ion yang terkandung dalam air formasi akan mengalami reaksi kimia untuk membentuk inti kristal. Inti kristal yang terbentuk sangat halus sehingga tidak akan mengendap dalam proses aliran.

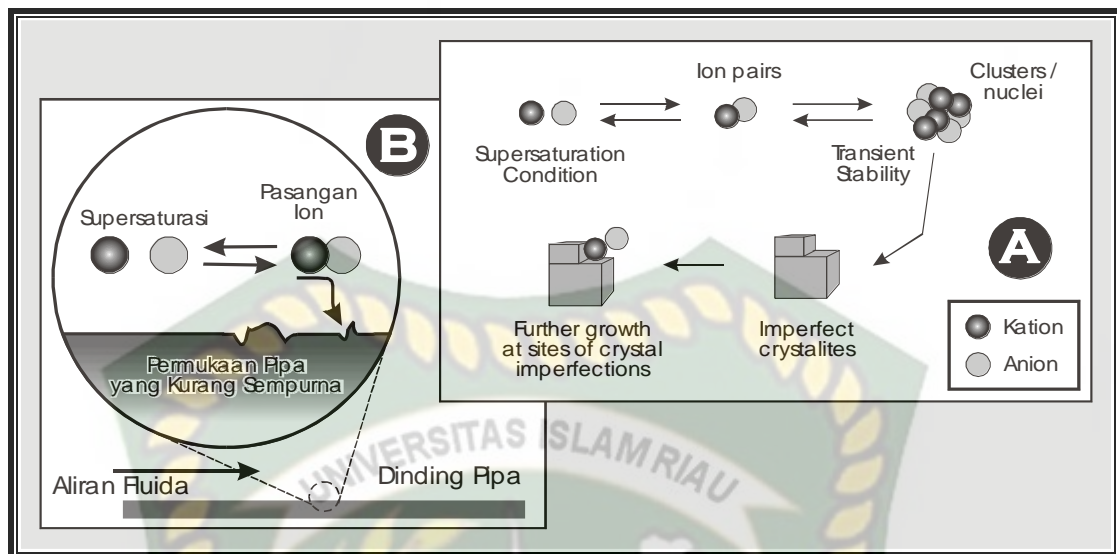
2). Tahap Pertumbuhan Inti

Pada tahap pertumbuhan inti kristal akan menarik molekul-molekul yang lain, sehingga inti akan tumbuh menjadi butiran yang lebih besar, dengan diameter 0,001 – 0,1 μ (ukuran koloid), kemudian tumbuh lagi sampai diameter 0,1 – 10 μ (kristal halus). Kristal akan mulai mengendap saat pertumbuhannya mencapai diameter > 10 μ (kristal kasar).

3). Tahap Pengendapan

Kecepatan pengendapan kristal dipengaruhi oleh ukuran dan berat jenis kristal yang membesar pada tahap sebelumnya. Selain itu proses pengendapan juga dipengaruhi oleh aliran fluida pembawa, dimana kristal akan mengendap apabila kecepatan pengendapan lebih besar dari kecepatan aliran fluida.

Mekanisme pembentukan *scale* dapat dibedakan menjadi dua jenis, yaitu secara homogen (*homogeneous nucleation*) dan heterogen (*heterogeneous nucleation*). Dimana dapat dilihat pada gambar 2.1 dibawah ini. Kondisi reservoir sangat besar pengaruhnya terhadap kecenderungan terbentuknya *scale*.



Gambar 2. 1 Mekanisme Pembentukan Scale (Siswoyo, 2005).

a. Homogeneous Nucleation

b. Heterogeneous Nucleation

2.2 Tempat Terbentuknya Scale dan Jenis Scale

Pembentukan *scale* terjadi bidang-bidang yang bersentuhan secara langsung dengan air formasi selama proses produksi berlangsung. Adapun tempat terbentuknya scale, yaitu: (Siswoyo, 2005).

- a. *Scale* pada Batuan Formasi
- b. *Scale* pada Sekitar Lubang Perforasi
- c. *Scale* pada Pipa dan Peralatan Produksi

2.2.1 *Scale* pada Batuan Formasi

Pada matriks formasi, endapan *scale* akan menyumbat aliran dan menurunkan permeabilitas batuan. *Scale* yang terbentuk pada matriks formasi sekitar dasar sumur biasanya mempunyai ukuran partikel yang lebih halus dibandingkan dengan *scale* pada pipa. *Scale* yang terbentuk adalah *scale carbonate* ataupun *sulfate*. Endapan *scale* yang terbentuk akan menyumbat matriks batuan, *screen liner*, *gravel pack* serta pada zona perforasi

2.2.2 *Scale* pada Sekitar Lubang Perforasi

Scale yang terjadi pada lubang perforasi sama dengan *scale* yang terbentuk pada formasi di sekitar sumur. *Scale* tersebut biasa terjadi pada sumur-sumur

injeksi. Mekanisme terbentuknya *scale* pada sumur injeksi berupa *auto-scaling* sebagai akibat dari pencampuran dua jenis air yang tidak cocok (*compatible*), yaitu pada saat injeksi bercampur dengan air formasi yang terdapat di sekitar dasar sumur injeksi pada tahap awal dari proses injeksi air. *Scale* yang terbentuk akan menurunkan permeabilitas dan berpengaruh terhadap keberhasilan proses injeksi.

2.2.3 *Scale* pada Pipa dan Peralatan Produksi

Pengendapan *scale* pada pipa biasanya berupa lapisan yang relative tipis yang menempel pada dinding bagian dalam pipa. Ukuran partikel *scale* yang terbentuk kasar, pada ukuran 1 cm atau bahkan lebih. Pembentukan endapan ini berpengaruh terhadap penurunan laju alir produksi, sehingga akan meningkatkan kekasaran permukaan pipa, memperkecil diameter dalam pipa serta peralatan produksi dipermukaan seperti separator dan tanki pengumpul. Pertumbuhan kristal *scale* yang tak terkendali memungkinkan terjadinya penyumbatan pipa. (Matar., 2004).

Komposisi *scale* pada lapangan minyak secara umum biasanya terdiri dari *scale Calcium Carbonate* (CaCO_3), *scale Calcium Sulfate* (CaSO_4), jenis *scale NaCl* atau garam, gypsum atau ($\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$) dan *Stronsium Sulfate* (SrSO_4), namun keberadaan *scale* jenis *Stronsium Sulfate* (SrSO_4) jarang terdapat di Indonesia. Untuk menghilangkan *scale* pada pipa-pipa di permukaan dilakukan dengan kombinasi penggunaan zat kimia dan *line scrappers* atau *pigs*.

2.2.4 Jenis-Jenis *scale*

Jenis-jenis *scale* dapat ditunjukkan pada table 2.1 Sebagai berikut:

Tabel 2.1 *Scale* yang Umum Dijumpai pada Lapangan Minyak
(Syahri, & Sugiarto, 2018).

Nama	Formula Kimia	Massa Jenis
<i>Calcium Carbonate</i> (<i>Calcite</i>)	CaCO_3	2,71
<i>Calcium Sulfate</i> <i>Gypsum</i>	$\text{CaSO}_4 \cdot \text{H}_2\text{O}$ $\text{CaSO}_4 \cdot \frac{1}{2} \text{H}_2\text{O}$	2,96 2,78

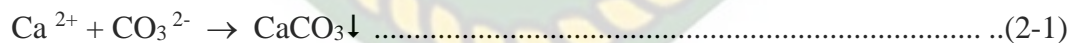
<i>Barium Sulfate</i>	$BaSO_4$	4,49
<i>Strontium Sulfate</i>	$SrSO_4$	3,96
<i>Ferrous Carbonate</i>	$FeCO_3$	3,90
<i>Ferrous Sulfite</i>	FeS	3,65
<i>Ferrous Hydroxide</i>	$Fe(OH)_2$	3,40
<i>Ferric Hydroxide</i>	$Fe(OH)_3$	4,25

Scale terbentuk karena tercapainya keadaan larutan lewat jenuh, dalam keadaan larutan jenuh beberapa molekul akan bergabung membentuk inti kristal. Inti kristal ini akan terlarut kembali menjadi ukuran lebih kecil daripada ukuran partikel kritis. Kristal-kristal yang terbentuk mempunyai muatan ion lebih rendah dan cenderung untuk menggumpal sehingga terbentuknya scale. (Suharso & Buhani, 2015).

a. *Scale Calcium Carbonate*

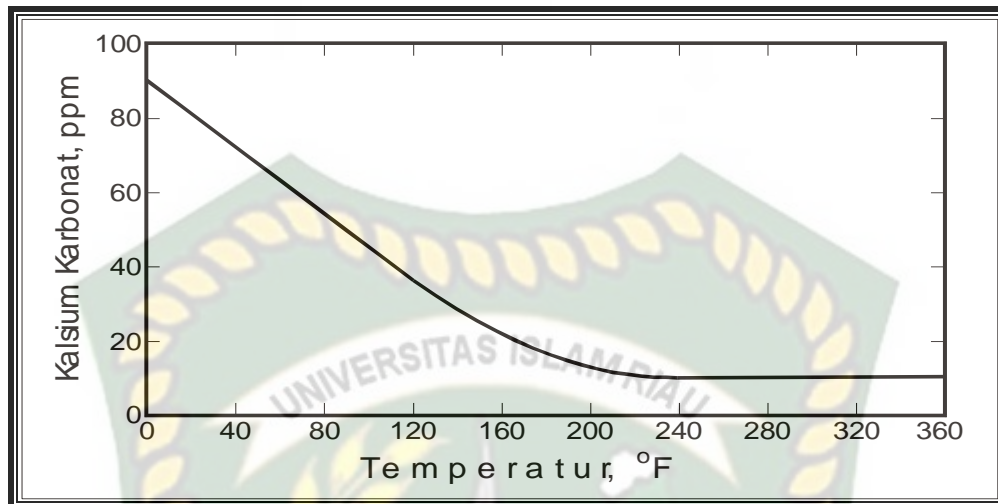
Untuk menanggulangi *scale* $CaCO_3$ pada berbagai kondisi, cara yang paling mudah dan murah adalah menggunakan HCl dengan konsentrasi 5%, 10% atau 15%. Sering juga ditambahkan surfactant untuk menghilangkan film minyak dari *scale* yang mengandung minyak. (Friadi, Prabu, & Iskandar, 2012).

Scale Calcium Carbonat merupakan endapan senyawa $CaCO_3$ (Calcite) yang terbentuk dari hasil reaksi antara ion Calcium (Ca) dengan ion Carbonat (CO_3^{2-}) ataupun dengan ion bikarbonat (HCO_3^-), dengan reaksi pembentukan sebagai berikut :



Faktor ataupun kondisi yang mempengaruhi pembentukan *scale* calcium carbonate antara lain adalah perubahan kondisi reservoir (tekanan dan temperatur), alkalinitas air, serta kandungan garam terlarut. Pengaruh Temperatur kelarutan kalsium karbonat akan semakin berkurang dengan bertambahnya temperatur, sehingga semakin besar temperatur air maka tingkat kecenderungan

terbentuknya scale CaCO_3 akan semakin besar. Pengaruh tersebut dapat dilihat pada Gambar 2.2.



Gambar 2.2 Pengaruh Temperature terhadap Calcium Carbonate (Bertran, 2014).

b. *Scale Calcium Sulfate*

Karena CaSO_4 bereaksi dengan HCl , maka digunakan fluida pengubah (*converter*). Inorganic converter biasanya carbonate atau hydroxide akan bereaksi dengan CaSO_4 dan mengubahnya menjadi CaCO_3 atau Ca(OH)_2 yang akan larut dalam asam. Conversion treatment tersebut diikuti dengan pengasaman untuk melarutkan CaCO_3 atau Ca(OH)_2 . (Suhadi, Noorahmansyah, & Hayatullah, 2015). Reaksi kimia yang terjadi adalah sebagai berikut :



CO_2 yang terbentuk akan membantu melepaskan endapan yang padat sekali. Dalam menghilangkan endapan CaSO_4 digunakan organic converter, seperti sodium sitrat. Zat-zat tersebut dapat bereaksi dengan endapan CaSO_4 dan akan menyebabkan endapan tersebut membengkak (*swell*), sehingga menjadi lunak dan mudah dihilangkan dengan cara mendorong dengan air. Selain zat-zat di atas, juga digunakan EDTA (*Ethylene Diamine Tetra Acetic Acid*), dan sodium hidroksida (*caustic*).

c. *Scale Barium Sulfate*

Scale barium sulfat merupakan jenis *scale* yang mempunyai kadar kelarutan kecil, sehingga tidak mudah untuk larut, seperti yang terlihat pada Tabel 2.2 yang menunjukkan harga kelarutan macam-macam *scale* dalam air pada temperatur 25°C. Barium sulfat terbentuk dari pengendapan padatan berdasarkan pada persamaan reaksi sebagai berikut :



Tabel 2. 2 Kelarutan *Scale* dalam Air pada Temperatur 25°C (Kormali, 2015).

Jenis Scale	Kelarutan (mg/l)
Sodium Khlorida	318300
Gypsum	2080
Calsium Carbonat	53
Barium Sulfat	2,3

Metode yang dapat digunakan untuk mengatasi endapan *scale* barium sulfat dalam pipa adalah sebagai berikut :

1. Penambahan EDTA

Penambahan *ethylene diamene tetra acetic acid* (EDTA) akan melarutkan BaSO₄ secara fisik, yaitu akan memisahkan ion barium dengan ion sulfat, kemudian ion barium akan bereaksi dengan ion lain menjadi campuran kimia yang baru, karena larutan barium sangat stabil. (Oddo & Tomson, 2001).

2. Penambahan NaCl

Penambahan garam NaCl dapat juga melarutkan BaSO₄. Yaitu tenaga yang dihasilkan dapat meningkatkan temperature, sehingga endapan-endapan tersebut dapat terpisahkan.

Jenis *scale Barium Sulfate* (BaSO₄) dan *Calcium Sulfate* (CaSO₄) hanya mungkin terbentuk apabila produksi bercampur (*commingle*) dari dua zona atau lebih. *Scale* CaSO₄ biasanya tidak terjadi di sumur melainkan di *heater treater*, *tubing* dan *flowline*, sedangkan CaCO₃ akan larut diasam karena *scale* ini cepat diendapkan dan mudah dihilangkan dengan asam. Pada jenis *scale* yang lambat

terjadinya sulit dihilangkan dengan asam walaupun bisa larut. CaSO_4 misalnya, harus diubah dengan *gypsum converter* menjadi CaCO_3 sebelum bisa dilarutkan oleh air garam atau asam. BaSO_4 tidak akan larut di asam HCl karena *scale* ini jenisnya sangat padat dan keras. (Samuelsen & Frederiksen , 2009).

Senyawa-senyawa yang berbentuk padatan dan mempunyai kecenderungan untuk membentuk endapan *scale* antara lain adalah kalsium karbonat (CaCO_3), gipsum atau kalsium sulfat ($\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$), dan barium sulfat (BaSO_4).

Endapan *scale* yang lain adalah stronsium sulfat (SrSO_4) yang mempunyai intensitas pembentukan rendah dan kalsium sulfat (CaSO_4 atau $\text{Ca}(\text{OH})_2$), yang biasa terbentuk pada peralatan pemanas, yaitu *boilers* dan *heater traters*, serta *scale* dengan komponen besi, seperti *iron carbonate* (FeCO_3), *iron sulfide* (FeS) dan *iron oxide* (Fe_2O_3). Seperti yang terlihat pada Tabel 2.3.

<i>Chemical Name</i>	<i>Chemical Formula</i>	<i>Mineral Name</i>
<i>Water Soluble Scale</i>		
<i>Sodium Chloride</i>	NaCl	<i>Halite</i>
<i>Calcium Carbonate</i>	CaCO_3	<i>Calcite</i>
<i>Iron Carbonate</i>	FeCO_3	<i>Siderite</i>
<i>Iron Sulfide</i>	FeS	<i>Trolite</i>
<i>Acid Soluble Scales</i>		
<i>Iron Oxide</i>	Fe_2O_3	<i>Hematite</i>
<i>Magnesium Hydroxide</i>	$\text{Mg}(\text{OH})_2$	<i>Brucite</i>
<i>Calcium Sulfate</i>	CaSO_4	<i>Anhydrite</i>
<i>Acid Insoluble Scales</i>		
<i>Calcium Sulfate</i>	$\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$	<i>Gypsum</i>
<i>Barium Sulfate</i>	BaSO_4	<i>Barite</i>
<i>Strontium Sulfate</i>	SrSO_4	<i>Celestite</i>

Tabel 2. 3 Jenis Komponen Endapan *Scale* (Siswoyo, 2005).

2.3 Analisis Problem Scale

Seiring waktu berjalan, laju produksi minyak makin menurun dan *water cut* makin meningkat. *Water cut* yang makin meningkat, cenderung untuk meningkatkan terjadinya pembentukan endapan *scale*. Jika hal ini terjadi, tentu

saja akan menghabiskan biaya mengatasi permasalahan *scale* yang tidak sedikit, baik untuk menghilangkan *scale* maupun untuk biaya penggantian peralatan yang mungkin rusak akibat adanya *scale*. Analisis masalah *scale* dan upaya pencegahan akan penulis uraikan dibawah ini, antara lain :

- Analisis *pressure drop*
- Analisis air formasi (*water analysis*)
- Perhitungan *Scaling Index* (SI)
- Proses penginjeksian *Scale Inhibitor* dengan metode *Downhole Scale Squeeze Treatment* (DSST)
- Analisis *Phosphonate Residual Content* (PRC)
- Monitoring efektifitas inhibitor dari hasil PRC

2.3.1 Analisis *Pressure Drop*

Data *pressure drop* dapat mengindikasikan ada tidaknya *scale* di sepanjang aliran produksi. Dari analisis *pressure drop* pada system sumur dan peralatan permukaan, dapat menunjukkan bahwa terjadi perubahan tekanan yang mempengaruhi terhadap perubahan laju alir pada *wellhead*, sebelum dan sesudah penggantian *flowline* ataupun sebelum dan sesudah *acidizing job*. (Sudjati, 2006)

Pengamatan ini bertujuan untuk mengetahui adanya perubahan tekanan antara *wellhead* (*flowline upstream*) dan *manifold* (*flowline downstream*). Apabila ada kecenderungan meningkatnya *pressure drop* dan penurunan laju alir produksi, maka diindikasikan adanya *scale* yang terbentuk pada pipa *tubing* maupun *flowline* (Sari, 2011). Hal ini dapat disebabkan karena adanya penumpukkan endapan di dinding pipa yang menyebabkan *inside diameter* (ID) pipa mengecil, sehingga menyebabkan penurunan aliran laju produksi akibat naiknya *pressure drop*.

2.3.2 Analisis Air Formasi

Analisis air formasi bertujuan untuk mengetahui kandungan kation dan anion yang terlarut di air formasi didalam proses produksi yang diambil dari kran pada *wellhead*. Dari data kandungan kation dan anion dengan metode perhitungan

kecenderungan pembentukan *scale* dan dapat diketahui jenis *scale*. (Fadairo & Omole, 2009).

Hal-hal yang perlu diperhatikan dalam memperkirakan kecenderungan pembentukan *scale* dengan analisa air formasi antara lain adalah sebagai berikut, analisa yang dilakukan terhadap air formasi yang terproduksi ke permukaan hanya representatif untuk memperkirakan pembentukan *scale* pada peralatan di permukaan. Dan apabila besarnya tekanan didasar sumur mendekati harga tekanan reservoirnya, maka data analisa yang baik akan didapat jika air formasi dianalisa pada kondisi tekanan dan temperatur dasar sumur. Untuk selanjutnya data tersebut akan representatif untuk memperkirakan pembentukan *scale* baik di permukaan maupun di dasar sumur.

2.3.3 Komposisi Kimia Air Formasi

Air dikenal sebagai larutan yang universal, karena air mempunyai daya larut yang besar sehingga terdapat begitu banyak zat inorganik dan organik yang terlarut didalamnya. Zat inorganik yang terkandung dalam air terdiri dari bahan-bahan mineral, misalnya kombinasi metal-metal alkali dan alkali tanah, belerang, oksida besi, dan aluminium. Sedangkan contoh dari bahan-bahan organik adalah asam nafta. (Sugiarto, 2016).

2.3.4 Monitoring *Phosphonate Residual Content* (PRC)

Pada monitoring PRC sampel di analisa dengan alat yang bernama spectrophotometry, dan ini merupakan metode untuk mengukur konsentrasi suatu senyawa berdasarkan kemampuan senyawa tersebut menyerap sinar/cahaya. Metode ini menggunakan alat Spectrophotometer seri DR2800, yaitu suatu alat yang menghasilkan sinar spectrum dengan panjang gelombang tertentu, dimana sinar tersebut akan diserap atau diteruskan dan dibaca dengan satuan detector. (Demadis & Ketsetzi, 2007)



Gambar 2.3 Spectrophotometer DR 2800 (BOB PT. BSP Pertamina Hulu File, 2018)



Gambar 2.4 UV Lamp with Power Supply (BOB PT. BSP Pertamina Hulu File, 2018)

2.4 Metode Pencegahan Scale

Pencegahan terhadap masalah *scale* dapat dikategorikan menjadi dua macam, yaitu tindakan preventif yang berupa pencegahan terhadap pembentukan *scale* maupun upaya untuk mengatasi setelah *scale* terbentuk yang menjadi gangguan terhadap proses produksi yaitu berkurangnya jumlah produksi fluida. Pencegahan terbentuknya *scale* adalah usaha preventif yang dilakukan sebelum terbentuknya endapan *scale*. Pada kenyataannya proses pembentukan *scale* sama

sekali tidak dapat dicegah, sehingga upaya yang dilakukan semata-mata hanyalah meminimalisasi pembentukan dan terutama pengendapan *scale*, sehingga permasalahan yang terjadi sebagai akibat dari pengendapan tersebut dapat dicegah.

Salah satu cara untuk mencegah terjadinya *scale* yaitu dengan cara menjaga kation-kation pembentuk *scale* tetap berada dalam larutannya. Zat-zat kimia yang ditambahkan dalam air berfungsi sebagai pencegah terbentuknya *scale* di dalam larutan tersebut. Ada beberapa metode treatment yang dapat dilakukan untuk menginjeksikan *scale inhibitor*, yaitu : (Septiapribadi, 2010).

a. *Squeeze Treatment*

Squeeze treatment ini merupakan suatu cara menginjeksikan *scale inhibitor* ke dalam formasi melalui *annulus* dengan tekanan injeksi tertentu di bawah tekanan rekah formasi dan di atas tekanan formasi.

b. *Batch Treatment*

Batch treatment merupakan suatu cara dengan menempatkan *scale inhibitor* ke dalam sumur melalui tubing dalam jumlah yang hampir sama dengan jumlah air yang diproduksi per hari. Dengan adanya aliran fluida dari reservoir yang mengalir ke lubang sumur, maka fluida akan bercampur dengan *scale inhibitor* yang ada.

c. *Continous Treatment*

Continous treatment merupakan suatu cara *treatment* dengan jalan menginjeksikan *scale inhibitor* dipermukaan dari kepala sumur (*well head*) menuju stasiun pengumpul (*gathering station*) dengan *chemical injection pump*. Dengan cara tersebut dapat menghambat kecenderungan terbentuknya *scale* yang dapat memperkecil diameter dalam pipa dan dengan segera dapat menjaga kelarutan. (Asnawati, 2001).

Untuk memenuhi kebutuhan di atas diperlukan kecepatan injeksi yang didasarkan pada jumlah produksi fluida total dan bahan kimianya harus dipompakan sedemikian rupa, sehingga konsentrasinya tidak kurang dari batas minimum yang diijinkan.

Selain itu, sebelum dilakukan injeksi inhibitor harus dipersiapkan instrument dan komponennya, antara lain *chemical tank*, *chemical pump*, *atomizer*, dan *chemical* yang akan digunakan. Jenis *scale* inhibitor yang biasa digunakan di lapangan adalah *inorganic polyphosphate*, *organic scale control chemical* (*organic phosphate* dan *phosphonate*) dan *polyorganic acid*. Selain itu adanya polimer sebagai *additive* juga digunakan untuk mencegah atau menghambat pembentukan *scale*. (Sugiarto, 2016). *Scale* mungkin terjadi di *downhole* atau di fasilitas permukaan. Formasi *scale* dapat menyebabkan terjadinya pengurangan produksi, merusak peralatan produksi yang akan menimbulkan besarnya biaya pemeliharaan. Oleh sebab itu, pentingnya mengetahui cara menanggulangnya dengan menggunakan *scale inhibitor*. Ada beberapa lapangan lainnya selain lapangan minyak VR yang menggunakan metode injeksi *scale inhibitor* secara *continue* misalnya di Limau Field.

2.4.1 Penggunaan Zat Kimia

Masalah utama dan terpenting dalam menghambat terbentuknya *scale* adalah memastikan bahwa inhibitor tersebut harus ditambahkan tingkat konsentrasi hambatannya, dan harus diingat bahwa setiap produksi minyak dan gas pada saat diproduksi tidak berada pada keadaan yang baik. Oleh sebab itu mengapa inhibitor harus ditambahkan agar produksi minyak dapat diproduksi dengan baik. Berikut jenis *scale inhibitor* yang biasa digunakan di lapangan, adalah : *inorganic polyphosphate*, *organic scale control chemical* (*organic phosphate* dan *phosphonate*) dan *polyorganic acid*. (Tomson, Fan, Zang, & Alsaiari, 2009).

a). *Inorganic Polyphosphate*

Merupakan padatan inorganic yang tidak berkrystal, yang terdiri dari dua jenis yaitu *plain polyphosphate* dan *controlled solubility polyphosphate*. Kedua macam zat tersebut mempunyai komposisi yang berbeda, tetapi mekanisme pencegahannya sama. *Plain Polyphosphate* zat kimia jenis ini lebih cepat larut dalam air daripada *controlled solubility polyphosphate* (CSP). Cara pemakaiannya adalah *plain polyphosphate* dapat dilarutkan dalam air kemudian diinjeksikan ke

system menggunakan pompa kimia (*chemical pump*) atau ditempatkan dalam ball feeder atau basket sebagai gumpalan padatan. *Controlled Solubility Polyphosphate* zat kimia jenis ini mempunyai kelebihan dibandingkan dengan *plain polyphosphate*, yaitu proses kelarutannya lebih lambat dan dapat memberikan konsentrasi yang diperlukan untuk suatu periode waktu yang lama. (Erany, 2016).

b). *Organic Scale Control Chemical*

Scale inhibitor jenis ini merupakan bahan organik yang larut dalam air. Bahan kimia ini biasanya diperdagangkan dalam bentuk cairan, kecuali beberapa polimer didapatkan di pasaran dalam bentuk tepung kemudian dilarutkan dalam air sebelum digunakan.

Organic scale control chemical tidak menimbulkan problem reversion seperti inorganic polyphosphate. Zat ini lebih efektif untuk mencegah *scale* calcium carbonat (CaCO_3) dan calcium sulfate (CaSO_4) daripada *inorganic polyphosphate*. Cairan organik diinjeksikan pada daerah yang mungkin paling efektif terbentuk *scale*.

c). *Polymer*

Jenis-jenis polymer yang biasa digunakan dalam upaya pencegahan pembentukan *scale* antara lain adalah *Corexit 7647*, *Corexit 7606* dan *Visco 962*, yang kesemuanya merupakan merek dagang.

Corexit 7647 (merek dagang dari perusahaan Exxon) merupakan jenis *low molecular weight water soluble polymer* dan *corexit 7606* merupakan *low molecular weight acrylic polymer*. Kedua jenis polimer ini sangat efektif apabila digunakan untuk *continuous injection*, *well circulation*, system peralatan di permukaan dan *squeezed treatment* ke dalam formasi. (Frenier, 2003).

2.4.2 Pencegahan Alternatif

Selain dengan menginjeksikan zat-zat kimia pencegah *scale*, upaya pencegahan lain yang bersifat tidak langsung dan dapat dipertimbangkan penggunaannya adalah:

1). Mengubah Komposisi Air

Setelah memperkirakan derajat kompatibilitas air yang akan dicampur, koreksi ataupun perbaikan dapat dilakukan dengan mengubah komposisi air. Metode yang dapat dilakukan untuk merubah komposisi air adalah:

a. Pengenceran air (*water dillution*)

Pengenceran air injeksi dimaksudkan untuk membuat campuran baru dari air injeksi yang telah diketahui komposisinya, dengan ditambah air lain, sehingga menghasilkan campuran yang tidak membentuk scale pada kondisi sistem.

b. Mengontrol pH

Adanya penurunan harga pH, maka akan menaikkan kelarutan komponen besi dan kecenderungan pembentukan scale karbonat. Tetapi hal ini akan membuat air semakin korosif, yang akan menimbulkan problem korosi.

2). Menghilangkan Zat-zat yang membentuk *Scale*

Zat-zat pembentuk scale yang dapat dikurangi keberadaannya antara lain adalah gas terlarut yang mendukung terbentunya scale, serta ion Ca^{2+} , Mg^{2+} , SO_4^{2-} , dan HCO_3^- . Gas-gas yang terlarut, seperti H_2S , CO_2 dan O_2 , dapat dihilangkan dari air dengan cara kimia atau mekanis. Sedangkan untuk menghilangkan ion-ion seperti Ca^{2+} , Mg^{2+} , SO_4^{2-} , dan HCO_3^- , dapat dilakukan dengan proses pelunakan air (*water softening process*).

2.5 Perhitungan Kelarutan Kecenderungan Scale

Identifikasi kecenderungan pembentukan *scale* juga dapat dilakukan dengan menghitung besarnya harga kecenderungan pembentukan *scale* (*scale tendency*). Metode yang digunakan berbeda-beda untuk tiap jenis *scale*. Metode-metode tersebut diatas mempunyai keterbatasan-keterbatasan dan keakuratan hasilnya tergantung pada data analisa air yang representatif untuk tiap kondisi yang dianalisa.

Besarnya harga pH suatu sistem larutan, terutama pada air, dipengaruhi oleh adanya kandungan gas CO_2 yang merupakan fungsi dari tekanan. Hal ini juga akan berpengaruh terhadap perhitungan kecenderungan pembentukan scale.

2.5.1 Identifikasi Kecenderungan *Scale* Calcium Carbonate (CaCO₃)

Untuk memperkirakan kecenderungan pembentukan *scale* kalsium karbonat (CaCO₃) dapat dilakukan dengan menggunakan metode *Langelier*, *Ryznar*, *Stiff-Davis*, serta metode *Oddo-Tompson*. (Antoni & Ag, 2012)

a. Metoda Langelier

Persamaan yang digunakan *Langelier* dikembangkan berdasarkan teori kesetimbangan larutan garam karbonat, dan juga didasarkan pada prinsip bahwa endapan suatu garam dapat terjadi jika pada suatu kondisi dimana angka kelarutannya sudah terlampaui (*supersaturation*). Oleh karena itu metode *Langelier* disebut juga metode *Saturation Index* atau dikenal sebagai *Langelier Saturation Index* (LSI). Secara matematis persamaan *Langelier*, dapat dituliskan sebagai berikut :

$$LSI = pH - pH_s \dots\dots\dots (2.5)$$

dimana :

LSI = *Langelier Saturation Index*

pH = derajat keasaman sistem

pH_s = pH sistem yang terjenuhi dengan CaCO₃.

b. Metoda Ryznar

Pada dasarnya, metode *Ryznar* hampir sama dengan metode *Langelier*, baik dalam pendekatannya maupun batasan-batasan pemakaiannya. Perbedaan antara keduanya hanya persamaan yang digunakan untuk menentukan indeks saturasinya. Pada metode *Ryznar*, indeks saturasi dihitung dengan persamaan berikut :

$$RSI = (2 \text{ pH}_s) - \text{pH} \dots\dots\dots (2.6)$$

dimana :

RSI = *Ryznar Saturation Index*

c. Metoda Stiff and Davis

Berdasarkan pada percobaan–percobaan yang telah dilakukan, metode *Langelier Saturation Index* hanya berlaku untuk air tawar dengan kandungan padatan terlarut total (TDS) kurang dari 5,000 ppm, dan kecenderungan pembentukan *scale* hanya bisa terjadi jika $LSI > 0,5$. (Collins, 2002).

Untuk selanjutnya, *Larsen-Bushwell* dan *Stiff-Davis* telah mengem-bangkan metode Langelier sehingga dapat digunakan untuk air garam, yaitu dengan cara memasukkan parameter kekuatan ion (*ionic strength*, μ), sebagai koreksi terhadap total konsentrasi garam dan temperatur. Persamaan yang digunakan untuk menentukan harga *ionic strength* adalah sebagai berikut :

$$\mu = 0.5 \left(C_1 Z_1^2 + C_2 Z_2^2 + C_3 Z_3^2 + \dots + C_n Z_n^2 \right) \dots\dots\dots (2.7)$$

dimana :

C = konsentrasi ion, mol/1000 gram air

Z = valensi ion

Metode *Stiff and Davis* akan memberikan hasil yang maksimal apabila data pH air yang digunakan merupakan data yang akurat. Keakuratan harga pH air formasi sulit untuk diperoleh, baik dengan pengukuran atau dengan cara perhitungan.

d. Metoda Oddo and Tompson

Metode *Oddo-Tomson* merupakan penyempurnaan dari metode perhitungan sebelumnya dengan memasukkan pertimbangan adanya faktor-faktor seperti tersebut diatas. Keberadaan kandungan gas yang terlarut didalam air formasi dan minyak serta terjadinya perubahan kondisi, yang berupa penurunan tekanan dan bertambahnya temperature. (Vetter & Kandarpa, 1994).

Perkiraan kecenderungan pembentukan *scale* kalsium karbonat dengan metode *Oddo-Thompson* ditentukan berdasarkan harga SI dengan ketentuan sebagai berikut :

- Jika SI berharga negatif, maka air jenuh dengan CaCO_3 dan *scale* cenderung tidak terbentuk.
- Jika SI berharga positif, maka air diatas kejenuhan CaCO_3 dan mengindikasikan terbentuknya *scale*.
- Jika SI sama dengan nol, maka air pada titik kejenuhan dan tidak terbentuk *scale*.

2.6 Proses Operation Production

Unit *Gathering Station* (GS), *Water Cleaning Plant* (WCP), dan *Water Injection Plant* (WIP) termasuk dalam *Department Operation* dan *Production*. Fluida yang diproduksi dari sumur produksi ditampung di stasiun pengumpul (*gathering station*) untuk dilakukan proses pemisahan antara minyak, air dan gas. (Arnold & Stewart, 1999).

Gas yang telah dipisahkan akan dibakar di *Flare Stack*, minyak dan dialirkan ke Minas, sementara air yang terproduksi akan disalurkan ke unit *Water Cleaning Plant* (WCP) lalu ke unit *Water Injection Plant* (WIP) yang kemudian akan diinjeksikan melalui *injection well* dan *disposal well* dengan tujuan untuk meningkatkan produksi minyak.

2.6.1 *Gathering Station* (GS)

Gathering Station (GS) adalah tempat pengumpulan fluida (air, minyak, dan gas) yang diproduksi dari sumur sumur produksi. Fluida yang berasal dari *field* dialirkan ke *Production Line* menuju ke *Gas Boot* untuk memisahkan gas dari liquid, gas yang dipisahkan akan dialirkan ke *Flare Stack* untuk membakar gas sebelum dilepaskan ke lingkungan. Sementara itu, cairan masuk ke *Wash Tank* untuk memisahkan minyak dari air dengan memanfaatkan gravitasi, dimana minyak akan berada pada lapisan atas dan air berada pada lapisan bawah. Minyak yang sudah bersih dialirkan ke *Shipping Tank*, sedangkan air dialirkan ke *Balance Tank* yang selanjutnya diproses untuk dibersihkan di WCP dan kemudian diinjeksikan ke sumur-sumur EOR.

BOB PT. Bumi Siak Pusako – Pertamina Hulu memiliki 2 *Gathering Station* (GS) utama, yaitu *Gathering Station* Pusaka dan *Gathering Station* Zambrud. *Gathering Station* Pusaka digunakan untuk memproses fluida yang berasal dari *Well* Pedada dan *Gathering Station* Zambrud digunakan untuk memproses fluida yang berasal dari *Well* Zambrud. Dimana dapat dilihat pada gambar 2.3.



Gambar 2.5 Gathering Station (BOB PT. BSP Pertamina Hulu File, 2018)

2.6.2 *Water Cleaning Plant (WCP)*

WCP adalah salah satu bagian penting dari EOR (*Enhanced Oil Recovery*). Pada dasarnya pekerjaan di WCP adalah membersihkan air yang terproduksi di GS sebelum air tersebut di injeksikan kembali. Air yang masuk ke WCP akan dibersihkan dengan proses penyaringan dengan menggunakan alat *filter unit*, alat ini sudah didesain sedemikian rupa, sehingga air yang keluar kita harapkan bisa mencapai titik kejernihan yang diharapkan. Kualitas kekeruhan air yang akan diinjeksi pada sumur injeksi ataupun sumur disposal tidak boleh melewati 10 NTU (*Normally Turbidity Unit*). Agar dapat menjalankan proses pengolahan dan penjernihan air, maka *Water Cleaning Plant (WCP)* dilengkapi dengan berbagai macam alat proses.

2.6.3 *Water Injection Plant (WIP)*

Water Injection Plant merupakan salah satu sarana penunjang untuk program pekerjaan di EOR, dimana di WIP ini terdapat 7 pompa, 6 buah pompa sentrifugal dan satu buah pompa reda dengan kapasitas masing-masing pompa sebesar 1300 gpm. Air *treatment* dari WCP di transportasikan dengan tekanan keluar sekitar 250 psig, namun *suction pump* di WIP hanya menerima 145 psig. Fungsi pompa-pompa tersebut meningkatkan tekanan masuk dari WCP sebesar 145 psig menjadi sekitar 1200-1400 psig. Setiap harinya WIP akan meninjeksikan air dengan volume kurang lebih 150.000 BOPD, suhu 150 F dan tekanan 1100 psi.

Pada unit WIP juga dilakukan injeksi chemical, yaitu *oxygen scavenger* dan *scale inhibitor* yang berfungsi untuk mencegah terbentuknya scale atau kerak. Injeksi air atau disebut juga *water flooding* adalah upaya yang dilakukan dalam meningkatkan perolehan minyak dari suatu reservoir (*Oil Recovery*) dengan cara memberikan tekanan tambahan pada reservoir untuk mendorong fluida masuk ke dalam sumur produksi melalui air yang diinjeksi. Di daerah zambrud, terdapat 50 sumur injeksi dan 4 sumur disposal. Sumur injeksi ini berfungsi untuk membuang air yang terproduksi di GS sehingga air tersebut tidak mencemari lingkungan.

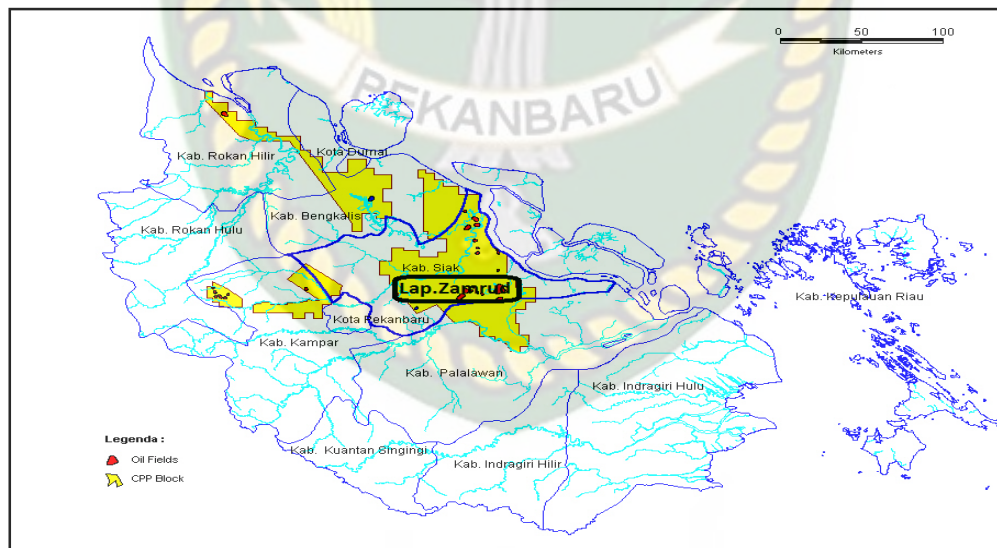


BAB III GAMBARAN LAPANGAN

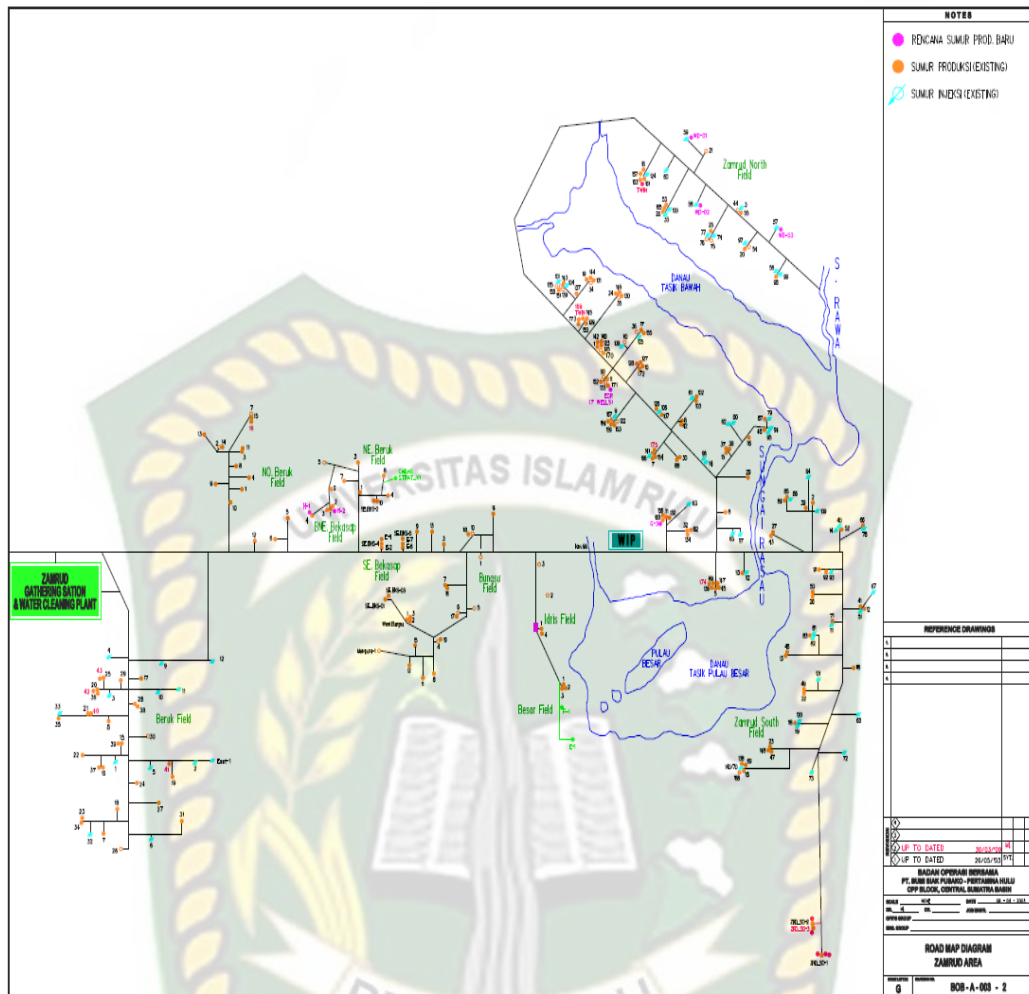
3.1 Sejarah Lapangan Zamrud

Lapangan Zamrud merupakan salah satu lapangan yang dikelola oleh Badan Operasi Bersama (BOB) PT.BSP (Bumi Siak Pusako) dan Pertamina Hulu. Lapangan ini termasuk dalam Blok Coastal Plan Pekanbaru (Blok CPP) yang pada awalnya dikelola oleh PT.CALTEX Pasifik Indonesia (CPI). Proses alih kelola Blok CPP ini mulai dilakukan oleh BOB PT.BSP Pertamina Hulu sejak tanggal 9 agustus 2002 sampai sekarang.

Lapangan zamrud terletak pada 130 km sebelah Timur laut Kota Pekanbaru. Lapangan ini mulai dioperasikan sejak bulan November 1976 dengan kapasitas produksi 2300 STB. Lapangan zamrud merupakan reservoir batu pasir (*sandstone*) pada Formasi Bekasap, Cekungan Sumatra Tengah. Peta lokasi reservoir dan peta lokasi sumur Lapangan zamrud dapat dilihat pada Gambar 3.1. dan Gambar 3.2.



Gambar 3. 1 Peta Lokasi Reservoir Lapangan Zamrud (BOB PT. Bumi Siak Pusako File,2018)



Gambar 3. 2 Peta Sumur Produksi Lapangan Zamrud (BOB PT. Bumi Siak Pusako File,2018)

Dan untuk mengetahui karakteristik dari *crude oil* pada lapangan di BOB PT. Bumi Siak Pusako kita dapat melihat pada tabel yang 3.1 yang disajikan dibawah ini.

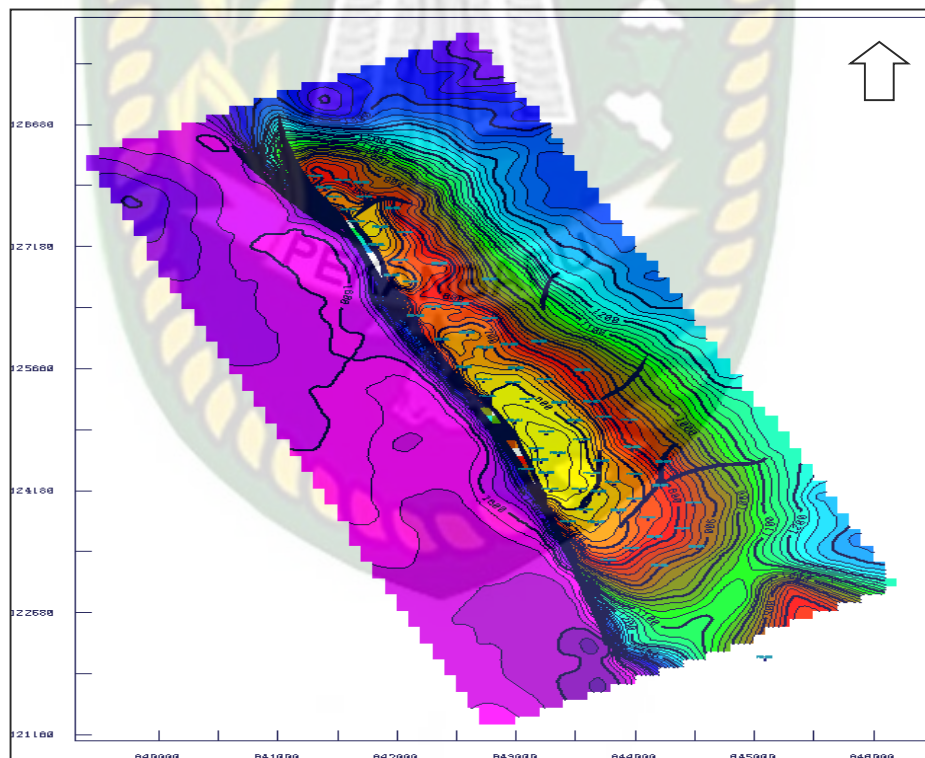
Tabel 3. 1 Karakteristik Crude Oil di BOB PT. Bumi Siak Pusako (BOB PT. Bumi Siak Pusako File,2018)

Determination	Unit	Result Gathering Station Zamrud
Specific Gravity at 60F	-	0.8349
Density	-	0.8345
API Gravity	-	37.98

<i>Pour Point</i>	C	42
<i>Wax Content</i>	%wt	21.29
<i>Base Sediment & Water</i>	%vol	0
<i>Parrafin Content</i>	%wt	73.40

3.2 Struktur Reservoir

Secara struktural Reservoir Lapangan zamrud merupakan *against fault structure* yang dibatasi oleh sesar berarah Barat laut–Tenggara di bagian Barat. Dasar interpretasi struktur sebagian besar diperoleh dari cerminan seismik dan dikenali sebagai Formasi Bekasap. Interpretasi seismik memperlihatkan bahwa Lapangan zamrud memiliki sepuluh *fault*, dengan satu *major fault* dan sisanya adalah *minor fault*. Gambar 3.3 memperlihatkan struktur reservoir Lapangan zamrud.



Gambar 3. 3 Struktur Reservoir Lapangan Zamrud (BOB PT. Bumi Siak Pusako File,2018)

3.3 Peralatan Produksi pada Surface Facility

3.3.1 Gathering Station (GS)

Gathering Station (GS) adalah tempat pengumpulan fluida (air, minyak, dan gas) yang diproduksi dari sumur sumur produksi. Proses pemisahan minyak dan pengumpul di *Gathering Station* melewati beberapa tahapan, antara lain :

1. Gas Boot

Gas boot merupakan kolom *gas separation* yang berfungsi untuk memisahkan gas dari minyak dan air. *Gas boot* merupakan unit pertama yang disinggahi minyak yang datang dari ladang minyak.



Gambar 3. 4 Gas Boot (BOB PT. Bumi Siak Pusako File,2018)

2. Wash Tank

Dari *gas boot*, fasa cair akan dialirkan menuju ke *wash tank*. *Wash tank* berfungsi untuk memisahkan minyak dari air. GS Zambrud memiliki 2 buah *wash tank* yang masing-masing berkapasitas 20.00 bbls.minyak dan air yang berasal dari *gas boot* masuk pada bagian bawah wash tank.

Peralatan yang terdapat pada *Wash tank* adalah sebagai berikut:

a. Inlet Wash Tank

Sebagai tempat masuknya fluida dari *gas boot* ke *wash tank*, sekaligus untuk memecahkan emulsi.

a. Water Leg

Alat ini berfungsi sebagai outlet untuk keluarnya air yang sudah terpisah dari minyak. Dan juga berfungsi, mengatur ketinggian air (*water level*) di dalam *wash tank*.



Gambar 3. 5 Wash Tank (BOB PT. Bumi Siak Pusako File,2018)

3. *Shipping Tank*

Minyak yang telah dipisahkan pada *wash tank* kemudian dialirkan ke *shipping tank*. GS Zambrud memiliki dua buah *shipping tank* yang berkapasitas 4.000 bbls. Minyak pada *wash tank* akan mengalir ke *shipping tank* secara *overflow*. *Shipping tank* adalah tanki pengumpul minyak bersih yang telah di proses dari *wash tank*.

4. *Charge Pump*

Charge Pump adalah pompa yang mengalirkan minyak dari *shipping tank* menuju ke *lact unit*, lalu ke *shipping pump*, hidup dan matinya pompa ini dapat diatur secara otomatis dan manual.

5. *Lact Unit (Metering Unit)*

Lact Unit (Metering Unit) merupakan alat mengukur volume minyak yang akan dikirim ke Minas. Minyak yang mengalir melalui *lact unit* akan dihitung volumenya dalam satuan barre, perhitungan ini dilakukan untuk mengetahui jumlah minyak yang dihasilkan dalam satu hari.

6. *Shipping Pump*

Shipping pump berfungsi untuk mendistribusikan atau memompakan minyak dari *shipping tank* menuju Minas melalui *shipping line*. Minyak dipompakan melalui *shipping pump* dengan tekanan 114 psi, suhu 117F, API gravity 37,6.

7. Flare Stack

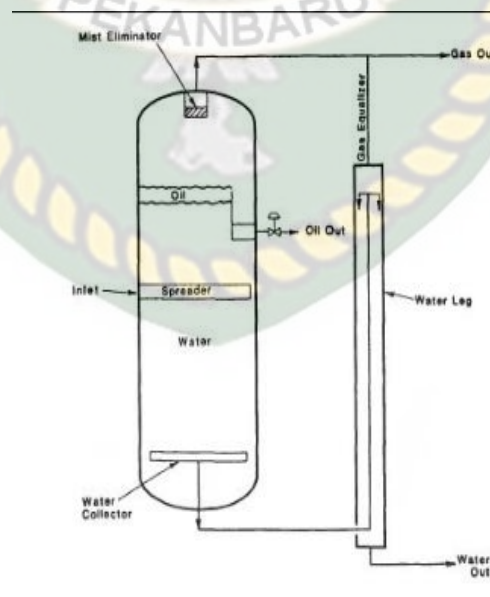
Flare stack adalah suatu unit sebagai tempat pembakaran gas yang diproduksi. Tujuannya adalah mencegah terjadinya kerusakan lingkungan

3.3.2 Water Cleaning Plant (WCP)

Pada dasarnya pekerjaan di WCP adalah membersihkan air yang terproduksi di GS sebelum air tersebut di injeksikan kembali. Air yang masuk ke WCP akan dibersihkan dengan proses penyaringan. Agar dapat menjalankan proses pengolahan dan penjernihan air, maka *Water Cleaning Plant* (WCP) dilengkapi dengan berbagai macam alat proses, diantaranya :

1. Skimming Tank

Skimming tank adalah tangki penampungan air yang didistribusikan dari GS. Pada dasarnya, air yang didistribusikan dari GS masih banyak mengandung minyak, sehingga di *skimming tank* masih terjadi proses pemisahan antara air dan minyak.



Gambar 3. 6 Vertical Skimming Tank (Arnold.P, 2012)

2. *Charge Pump*

Charge pump berfungsi untuk mengalirkan atau memompakan air dari *skimming tank* ke *filter unit*, dimana air tersebut akan dibersihkan. *Charge pump* terdiri dari 6 unit dengan kapasitas masing-masing 1300 gpm.

3. *Filter Unit*

Filter unit merupakan alat penyaring air yang berfungsi untuk mendapatkan kualitas air yang dibutuhkan untuk injeksi. *Filter* ini akan mengurangi *suspended solid* dan hidrokarbon dari air sebesar 98%, sehingga air yang terproduksi dapat digunakan untuk injeksi.

4. *Balance Tank*

Balance tank berfungsi sebagai penampung air bersih yang keluar dari *Filter Unit*, yang selanjutnya akan dipompakan ke WIP dan ke sumur injeksi yang terdaat di daerah beruk. Kapasitas *balance tank* pada WCP Zambrud adalah 20.850 bbls.

5. *Recycle Tank*

Recycle tank adalah tangki yang berfungsi untuk menampung aliran *overflow* dari *skimming tank*, dimana aliran ini masih memiliki kadar minyak yang cukup tinggi dan akan dikembalikan ke GS melalui *recycle pump*.

6. *Recycle Pump*

Recycle pump terdiri dari tiga unit pompa yang berfungsi untuk memompakan minyak dari *recycle tank* ke *incoming line* Zambrud GS.

7. *Transfer Pump*

Transfer pump berfungsi untuk memompakan atau mengalirkan air bersih yang keluar dari tangki penampung sementara ke WIP dan ke sumur injeksi yang terdapat di daerah beruk.

8. *Square Tank*

Square tank merupakan tangki yang berfungsi untuk menampung seluruh aliran *overflow* yang berasal dari tangki di GS maupun di WCP. Tangki ini memiliki kapasitas 200 bbls.

9. *Waste Pit*

Produksi air dari *Square tank* akan ditampung pada sebuah kolam terbuka yang disebut dengan *waste pit*. *Pit* ini berfungsi sebagai tempat penampungan sementara sebelum air diinjeksi melalui sumur injeksi ataupun sumur disposal.

3.3.3 *Water Injection Plant* (WIP)

Water Injection Plant merupakan salah satu sarana penunjang untuk program pekerjaan di EOR, dimana di WIP ini terdapat 7 pompa, 6 buah pompa sentrifugal dan satu buah pompa reda dengan kapasitas masing-masing pompa sebesar 1300 gpm. Air *treatment* dari WCP di transportasikan dengan tekanan keluar sekitar 250 psig, namun *suction pump* di WIP hanya menerima 145 psig. Fungsi pompa-pompa tersebut meningkatkan tekanan masuk dari WCP sebesar 145 psig menjadi sekitar 1200-1400 psig. Setiap harinya WIP akan meninjeksikan air dengan volume kurang lebih 150.000 barrel, suhu 150 F dan tekanan 1100 psi.

Pada unit WIP juga dilakukan injeksi chemical, yaitu *oxygen scavenger* dan *scale inhibitor* yang berfungsi untuk mencegah terbentuknya scale atau kerak. Injeksi air atau disebut juga *water flooding* adalah upaya yang dilakukan dalam meningkatkan perolehan minyak dari suatu reservoir (*Oil Recovery*) dengan cara memberikan tekanan tambahan pada reservoir untuk mendorong fluida masuk ke dalam sumur produksi melalui air yang diinjeksi. Di daerah zambrud, terdapat 50 sumur injeksi dan 4 sumur disposal. Sumur injeksi ini berfungsi untuk membuang air yang terproduksi di GS sehingga air tersebut tidak mencemari lingkungan.

BAB IV

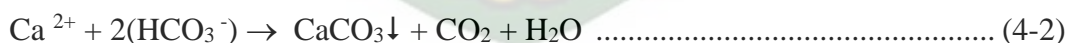
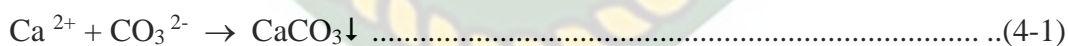
HASIL DAN PEMBAHASAN PENELITIAN

Analisis ini membahas tentang indikasi terjadinya *scale* pada lapangan minyak VR. Dimana disini terdapat dua titik yang terdapat pada *surface facility* yang akan dievaluasi yaitu titik *Wash Tank II* dan *Inlet Skimming Tank*. Pemilihan dua titik tersebut pada lapangan minyak ini berdasarkan pada karakteristik yang hampir mirip dan dimana pertumbuhan *scale* pada keduanya hampir mirip pula. Sehingga penulis akan membandingkan kedua titik tersebut.

4.1 Mengetahui Laju Pertumbuhan *Scale* dan Kandungan Unsur dari *Scale* Menggunakan Kupon pada *Wash Tank II* dan *Inlet Skimming Tank* di Lapangan Minyak VR.

Analisis *scale* pada lapangan minyak VR dilakukan dengan secara kualitatif dan kuantitatif yang bertujuan untuk mengetahui kandungan unsur apa saja yang terdapat pada lapangan minyak tersebut. Evaluasi *scale* secara kualitatif dilakukan secara visual di lapangan, dan evaluasi *scale* secara kuantitatif dilakukan di laboratorium.

Jenis *scale* yang terbentuk pada lapangan minyak ini adalah jenis *Scale Calcium Carbonate*. Endapan senyawa CaCO_3 (Calcite) yang terbentuk dari hasil reaksi antara ion Calcium (Ca) dengan ion Carbonat (CO_3^{2-}) ataupun dengan ion bikarbonat (HCO_3^-), dengan reaksi pembentukan sebagai berikut :



Pada awalnya untuk mengetahui kandungan unsur atau ion yang terkandung pada *scale* di lapangan minyak VR dipasang kupon pada *flowline* didekat *wellhead* dan dilengkapi *flat side facing* untuk mengatur aliran. Dalam penggunaannya, kupon ditimbang sebelum dan sesudah pemasangan sehingga berat *scale* yang terbentuk dapat diketahui dari selisih keduanya dan menghitung *scale growth*.

Fungsi utama kupon adalah untuk menentukan berat kandungan unsur zat kimia dari waktu ke waktu pada lokasi tertentu. Pengukuran ini dapat dikaitkan dengan laju *scale*. Kupon juga digunakan untuk memberikan contoh visual dari mekanisme *scale* yang terjadi di dalam sistem pada lokasi tersebut.

Berikut ditampilkan pada tabel 4.1 dan tabel 4.2 berat kupon *scale* awal dan akhir setelah kupon dicabut pada titik *Wash Tank II* dan *Inlet Skimming Tank* serta berat kupon setelah diberikan *toluene* yang digunakan untuk membersihkan kandungan minyak pada kupon pada bulan Mei 2018 dan Agustus 2018.

Tabel 4. 1 Weight pada kupon di titik *Wash Tank II* daan *Inlet Skimming Tank* pada bulan Mei 2018

Description	<i>Wash Tank II</i>	<i>Inlet Skimming Tank</i>
<i>Initial Weight (g)</i>	32,84	31,89
<i>Received Weight (g) at Lab</i>	35,99	34,35
<i>Toluene Cleaned Weight (g)</i>	33,08	31,43
<i>Total Deposit (g)</i>	3,15	2,46

Tabel 4. 2 Weight pada kupon di titik *Wash Tank II* daan *Inlet Skimming Tank* pada bulan Agustus 2018

Description	<i>Wash Tank II</i>	<i>Inlet Skimming Tank</i>
<i>Initial Weight (g)</i>	33,46	33,31
<i>Received Weight (g) at Lab</i>	36,16	35,43
<i>Toluene Cleaned Weight (g)</i>	33,70	29,60
<i>Total Deposit (g)</i>	2,69	2,12

Dari tabel diatas kita dapat mengetahui berapa berat awal kupon pada saat ditimbang di laboratorium untuk diletakkan pada *Wash Tank II* dan *Inlet Skimming Tank* dan berapa berat akhir kupon yang telah mengandung material *scale* pada saat di cabut dari titik tersebut. Titik diletakkannya kupon ini dicabut berkala yaitu dalam kurun waktu 3bulan.

Pada tabel diatas juga didapatkan berat dari kupon yang telah dicabut tersebut kita teteskan dengan larutan *toluene*, dimana fungsi dari larutan ini sebagai pelarut dari minyak agar pada saat dilakukan penimbangan *scale* tersebut

tidak lagi mengandung minyak. Jumlah *toluene* yang kita gunakan disini sebanyak 25ml. Kenapa yang dibutuhkan hanya 25ml *toluene* hal ini tergantung pada panjangnya ukuran atau *size* kupon yang kita gunakan. Jika larutan *toluene* ini tidak ada kita dapat menggantinya dengan *xylene*.

Dapat dilihat bahwa total *deposite* dari *scale*, pada bulan Mei 2018 total *deposite scale* pada kedua titik tersebut lebih besar dibandingkan dengan nilai total *deposite scale* yang didapatkan pada bulan Agustus 2018 itu artinya *scale inhibitor* yang diinjeksikan sudah bekerja dengan cukup baik. Total *deposite* pada titik *Wash Tank II* dan *Inlet Skimming Tank* pada bulan Mei 2018 masing-masing adalah 3,15g dan 2,46g sedangkan total *deposite scale* pada bulan Agustus 2018 adalah 2,69g dan 2,12g.

Total deposit atau pengendapan yang terkandung pada *Wash Tank II* dan *Inlet Skimming Tank* pada bulan Mei 2018 masing-masing 3,15g dan 2,46g. Nilai tersebut didapatkan dengan melakukan perhitungan sebagai berikut:

a. Total *scale deposite* pada *Wash Tank II*

$$\begin{aligned} &= \text{Received weight} - \text{Initial Weight} \\ &= 35,99g - 32,84g \\ &= 3,15g \end{aligned}$$

b. Total *scale deposite* pada *Inlet Skimming Tank*

$$\begin{aligned} &= \text{Received weight} - \text{Initial Weight} \\ &= 34,35g - 31,89g \\ &= 2,46g \end{aligned}$$

(Untuk perhitungan *scale deposite* pada bulan Agustus 2018 dapat dilihat pada lampiran I)

Perbedaan hasil perhitungan total deposit ini perbedaannya tidak terlalu besar, penyebab utama terjadinya perbedaan ini disebabkan oleh tekanan dan temperature yang tinggi serta karena masih banyaknya kandungan air dan kandungan beberapa zat kimia lainnya pada *Wash Tank II*. Sedangkan pada titik *Inlet Skimming Tank* nilainya mencapai 2,46g karena di titik ini kandungan air sudah berkurang setelah terjadi separasi di *Wash Tank II*, maksudnya sebelum fluida masuk ke *Inlet Skimming Tank* sudah terjadi penyaringan fluida di *Wash*

Tank II. Diketahui bahwa untuk masing-masing titik *temperature* nya adalah 179,8°F untuk *Wash Tank II* dan 179,9°F untuk *Inlet Skimming Tank*.

Setelah mengetahui total *deposite scale* pada titik *Wash Tank II* dan *Inlet Skimming Tank* kita dapat menghitung *scale growth* serta ketebalan *scale* pada titik tersebut dapat dilihat pada tabel 4.3 Dibawah ini perbandingan antara bulan Mei 2018 dan bulan Agustus 2018.

Tabel 4.3 Perbandingan *Scale growth* dan ketebalan *Scale* pada bulan Mei 2018 dan Agustus 2018

<i>Description</i>	Mei 2018	Agustus 2018
<i>Scale Growth</i> pada <i>Wash Tank II</i>	0,022 lb / day / ft ²	0,018 lb / day / ft ²
Ketebalan <i>Scale</i> pada <i>Wash Tank II</i>	0,02 in	0,017 in
<i>Scale Growth</i> pada <i>Inlet Skimming Tank</i>	0,016 lb / day / ft ²	0,013 lb / day / ft ²
Ketebalan <i>Scale</i> pada <i>Inlet Skimming Tank</i>	0,01 in	0,009 in

Berikut perhitungan yang dilakukan untuk mengetahui *scale growth* dan ketebalan *scale* untuk bulan Mei 2018:

1. Menghitung *scale growth* dan ketebalan *scale* pada *Wash Tank II*:

Diketahui : Diameter *tank* = 21,45m = 70,37ft

Kedalaman *tank* = 8,65m = 28,37ft

Deposite scale = 3,15g = 6,94 × 10⁻³ lb

Water production tank = 20.000 bbl / day

Umur *tank* = 35 year

Massa jenis *scale* = 2,71 g / cm³ = 0,098 lb / in³

- a. Mencari terlebih dahulu nilai dari Luas ID *Tank* :

$$\begin{aligned} \text{Luas ID Tank} &= \mu \times \text{Diameter Tank}(ft) \times \text{Kedalaman Tank}(ft) \\ &= 3,14 \times 70,37ft \times 28,37ft \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 &= 6.268,686 \text{ ft}^2 \\
 &= 6.268,686 \text{ ft}^2 \times 144 \\
 &= 902.690,8 \text{ in}^2
 \end{aligned}$$

- b. Setelah mendapat nilai Luas ID *tank* tentukan nilai untuk massa *scale* dengan cara :

Massa *Scale* = *Deposit scale (lb / bbl) × water prod tank (bbl / day)*

$$\begin{aligned}
 &= 6,94 \times 10^{-3} \text{ lb / bbl} \times 20.000 \text{ bbl / day} \\
 &= 138,8 \text{ lb / day} \\
 &= 138,8 \text{ lb / day} \times 365 \text{ hari} \\
 &= 50,66 \text{ lb / year}
 \end{aligned}$$

- c. Kemudian menentukan berapa (*scale growth*) dan ketebalan *scale* tersebut :

$$\begin{aligned}
 \text{Scale Growth} &= \frac{\text{massa scale (lb / day)}}{\text{luas ID tank (ft}^2\text{)}} \\
 &= \frac{138,8 \text{ lb / day}}{6.268,686 \text{ ft}^2} \\
 &= 0,022 \text{ lb / day / ft}^2
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 \text{Ketebalan Scale} &= \frac{\text{massa scale (lb / year)} \times \text{umur tangki (year)}}{\text{Luas ID tank (in}^2\text{)} \times \text{massa jenis (lb / in}^3\text{)}} \\
 &= \frac{50,66 \text{ lb / year} \times 35 \text{ year}}{902.690,8 \text{ in}^2 \times 0,098 \text{ lb / in}^3} \\
 &= 0,02 \text{ in}
 \end{aligned}$$

Dari hasil perhitungan diatas pada titik *Wash Tank II* didapatkan hasil *scale growth* sebesar $0.022 \text{ lb / day / ft}^2$ dan ketebalan *scale* $0,02 \text{ in}$ dari hasil ini kita dapat mengetahui bahwa laju pertumbuhannya tergolong tinggi dan ketebalannya termasuk dalam kategori rendah.

2. Menghitung *scale growth* dan ketebalan *scale* pada *Inlet Skimming Tank*:

Diketahui : Diameter *tank* = $21,45 \text{ m} = 70,37 \text{ ft}$

Kedalaman *tank* = $9,13 \text{ m} = 29,94 \text{ ft}$

Deposit scale = $2,46 \text{ g} = 5,4 \times 10^{-3} \text{ lb}$

Water production tank = 20.000 *bbl / day*

Umur tank = 35 *year*

Massa jenis scale = 2,71 *g / cm³* = 0,098 *lb / in³*

- a. Mencari terlebih dahulu nilai dari Luas ID Tank :

$$\begin{aligned} \text{Luas ID Tank} &= \mu \times \text{Diameter Tank}(ft) \times \text{Kedalaman Tank}(ft) \\ &= 3,14 \times 70,36ft \times 29.94ft \\ &= 6.614,656ft^2 \\ &= 6.614,656ft^2 \times 144 \\ &= 952.510,49 in^2 \end{aligned}$$

- b. Setelah mendapat nilai Luas ID tank tentukan nilai untuk massa scale dengan cara :

$$\begin{aligned} \text{Massa Scale} &= \text{Deposit scale (lb / bbl)} \times \text{water prod tank (bbl / day)} \\ &= 5,4 \times 10^{-3} lb / bbl \times 20.000 bbl / day \\ &= 108,24 lb / day \\ &= 108,24 lb / day \times 365 hari \\ &= 39,50 lb / year \end{aligned}$$

- c. Kemudian menentukan berapa (*scale growth*) dan ketebalan *scale* tersebut :

$$\begin{aligned} \text{Scale Growth} &= \frac{\text{massa scale (lb / day)}}{\text{luas ID tank (ft}^2\text{)}} \\ &= \frac{108,24 lb / day}{6.614,656 ft^2} \\ &= 0,016 lb / day / ft^2 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Ketebalan Scale} &= \frac{\text{massa scale (lb / year)} \times \text{umur tangki (year)}}{\text{Luas ID tank (in}^2\text{)} \times \text{massa jenis (lb / in}^3\text{)}} \\ &= \frac{39,50 lb / year \times 25 year}{952.510,49 in^2 \times 0.098 lb / in^3} \\ &= 0,01 in \end{aligned}$$

(Untuk perhitungan bulan Agustus 2018 dapat dilihat dari lampiran I)

Sama halnya dengan *Wash Tank II* dari hasil perhitungan diatas kita mengetahui nilai untuk *scale growth* dan ketebalan *scale* untuk titik *Inlet*

Skimming Tank, *scale growth* sebesar $0,016 \text{ lb / day / ft}^2$ ini dikategorikan dalam pertumbuhan yang tinggi dan untuk ketebalannya sebesar $0,01 \text{ in}$ yang dikategorikan rendah.

Artinya hasil yang didapatkan untuk titik *Wash Tank II* dan *Inlet Skimming Tank* nilai laju pertumbuhan *scale growth* dan ketebalan *scale* tersebut berada dikategori yang sama. Untuk *scale growth* nilainya berkisar antara $0,01 \text{ lb / day / ft}^2 - 0,02 \text{ lb / day / ft}^2$ dalam kategori *scale* tinggi, sedangkan untuk ketebalan *scale* berkisar antara $0,014 \text{ in} - 0,028 \text{ in}$ untuk kategori ketebalan *scale* rendah.

Perhitungan diatas dilakukan pada saat pencabutan pada bulan Mei 2018. Setelah 3 bulan kemudian *scale growth* dan ketebalan *scale* tersebut juga dihitung pada bulan Agustus 2018 diketahui *scale growth* nya juga tinggi dan untuk ketebalan *scale* nya tergolong rendah pada titik *Wash Tank II* *scale growth* nya sebesar $0,018 \text{ lb / day / ft}^2$ dengan ketebalan $0,017 \text{ in}$, sedangkan *Inlet Skimming Tank* *scale growth* nya sebesar $0,013 \text{ lb / day / ft}^2$ dan ketebalan *scale* pada titik ini sebesar $0,009 \text{ in}$.

Dapat dilihat bahwa perbedaan hasil tersebut tidak terlalu besar nilainya serta pertumbuhan dan ketebalannya masih dalam kategori yang sama untuk mengatasi hal ini kita harus melakukan penginjeksian *scale inhibitor* secara *continue* agar nilai laju pertumbuhan *scale* dapat turun, Berdasarkan penelitian (Ketrane et al. 2009) untuk mengatasi *scale* ini *scale inhibitor* phospat adalah yang paling tepat untuk digunakan. Dengan jenis *inhibitor* BHMT-P dan HEDPA.

Dari hasil ini juga dapat diketahui bahwa tekanan dan *temperature* dari masing-masing titik tersebut sangat berpengaruh pada laju pertumbuhan terbentuknya *scale* studi yang sama dilakukan oleh (Amiri & Moghadasi, 2014). Seiring berjalannya waktu jika *temperature* dan tekanan dapat turun maka pertumbuhan *scale* pun ikut turun. Begitu sebaliknya jika tekanan dan *temperature* naik maka pertumbuhan *scale* juga ikut naik.

Dan dibawah ini pada gambar 4.1 adalah bentuk kupon pada saat akan dimasukkan pada titik *Wash Tank II* dan titik *Inlet Skimming Tank*. Serta gambar 4.2 dan 4.4 ditampilkan gambaran kupon yang sudah mengandung material *scale*

maupun material lainnya pada *Wash Tank II* dan *Inlet Skimming Tank*. Untuk gambar 4.3 dapat dilihat bagaimana bentuk *scale* tersebut setelah dikeringkan dan berbentuk seperti serpihan.

Gambar 4. 1 Bentuk kupon di *Wash Tank II* dan *Inlet Skimming Tank*



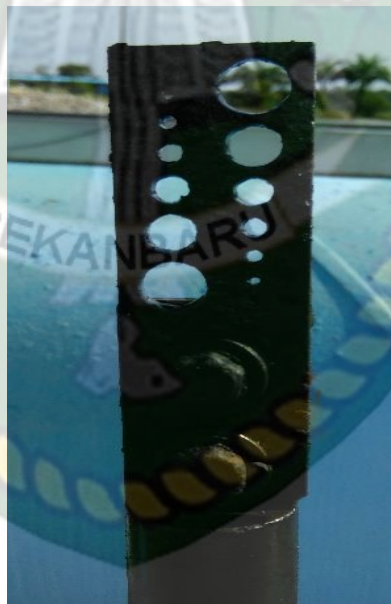
Gambar 4. 2 *Scale* pada kupon di *Wash Tank II*



Gambar 4. 3 Bentuk *Scale* pada *Wash Tank II*



Gambar 4. 4 *Scale* pada kupon di *Inlet Skimming Tank*



Dan berikut hasil penelitian yang dilakukan dilaboratorium bagaimana kandungan unsur dari *scale* dilapangan minyak VR dapat diuraikan pada tabel 4.4 dibawah ini.

Tabel 4. 4 Kandungan Unsur pada *Scale* Lapangan Minyak VR

Unsur	Unit	Wash Tank II	Inlet Skimming Tank
Sodium	mg/L	2095,33	2003,79
Calcium	mg/L	18,18	16,16
Magnesium	mg/L	10,32	10,83
Chloride	mg/L	2600	2475
Bicarbonate	mg/L	1179,36	1144,08
Sulphate	mg/L	12	15
Carbonate	mg/L	90,72	80,64

Nilai yang didapatkan dari tabel 4.4 diatas berasal dari pengujian yang dilakukan di laboratorium. Dapat dilihat dari tabel hasil penelitian diatas kandungan dari setiap unsur yang ditemukan pada kupon dititik *Wash tank II* dan *Inlet skimming tank* tidak terjadi perbedaan yang signifikan. Pada unsur *magnesium* dan *sulphate* yang ditemukan pada *Inlet Skimming Tank* kandugannya sedikit lebih tinggi dikarenakan adanya pengaruh ph, pada titik *Inlet Skimming Tank* pH yang didapat adalah diantara 7,0 hingga 8,0.

Hal ini berpengaruh dalam perhitungan penentuan nilai alkalinity dimana jika nilai pH di atas 7,0 digunakan indikator *Phenolphthalin* dan *Methyl Orange*, namun jika nilai pH di bawah 8,0 cukup digunakan indikator *Methyl Orange* saja. Sehingga dalam proses perhitungan alkalinity nantinya yang akan ditentukan hanyalah nilai kandungan ion HCO_3^- . Selain penentuan nilai alkalinity dilakukan juga pengujian kandungan-kandungan ion pada masing-masing sampel air formasi untuk menentukan seberapa besar konsentrasi yang terdapat di dalamnya. Adapun ion-ion yang akan ditentukan nilai konsentrasinya adalah ion Ca^{+2} , Mg^{+2} , Cl^- , Fe^- , SO_4^{-2} , dan Na^+ . (Boak & Heriot, 2015).

Dan temperatur yang diketahui pada titik tersebut adalah 179.8F. Untuk unsur lainnya pada *inlet skimming tank* kandugannya lebih rendah dibandingkan dengan kandungan unsur yang ada di *Wash Tank*. Yang kita ketahui adalah pada lapangan ini *scale* nya termasuk jenis *scale Calcium Carboate*.

Pada titik *Wash Tank II* dan *Inlet Skimming Tank* dilapangan ini diketahui masing-masing nilai Saturation Index (SI) yaitu 1,9223 dan 1,9291. Hasil ini

sudah diketahui dari perusahaan. Dapat kita lihat hasilnya hampir sama. Hal-hal ini dapat dipengaruhi oleh beberapa factor diantaranya kandungan ion Ca^{2+} , ion CO_3^{2-} , temperature, pH. Dimana makin besar nilai SI yang didapatkan maka potensi terbentuknya *scale* deposit semakin tinggi. (Lampiran III)

4.1.1 Analisis Air Formasi pada Lapangan Minyak VR

Pembentukan *scale* secara umum selalu berhubungan dengan air, oleh karena itu perlu diketahui karakteristik dari air pada formasi yang cenderung terbentuk *scale*. Karakteristik air formasi yang perlu diketahui adalah komposisi kimia serta sifat fisik dari air formasi tersebut. Air formasi juga mengandung padatan yang berbentuk suspensi serta gas terlarut. Analisa terhadap air formasi dilakukan dengan analisa kuantitatif, yang digunakan untuk mengetahui besarnya kandungan masing-masing komponen dalam air.

Komposisi ion pada air formasi lapangan minyak VR dapat dilihat pada tabel 4.5 dibawah ini.

Tabel 4. 5 Konsentrasi Ion Pada Air Formasi Lapangan Minyak VR

Parameter	<i>Inlet Skimming Tank</i> (ppm)	<i>Wash Tank II</i> (ppm)
Mg 2^{+}	4,17	3,91
Cl-	1815	1317
SO ₄	23,7	25,4
HCO ₃ -	1298	1267
CO ₃ -2	0	0
Ca +2	30,07	27
Na+	1314,05	1327
Fe ₂ ⁺	22	19

Hasil yang didapatkan dari tabel 4.5 diatas dilakukan test di laboratorium menggunakan alat yang dinamakan *Spectrophotometer*, alat ini digunakan untuk mencari nilai dari setiap unsur yang terkandung pada air formasi. Metode analisis nya didasarkan pada besarnya nilai *absorpsi* (penyerapan) suatu zat terhadap radiasi sinar elektromagnetik. Dimana sinar tersebut akan diserap atau diteruskan

dan dibaca dengan satuan detector. Alat tersebut dapat kita lihat pada gambar 4.5 dibawah ini



Gambar 4.5 Spectrophotometer DR 2800 (BOB PT. BSP Pertamina Hulu File, 2018)

Pada penelitian ini didapatkan beberapa unsur atau senyawa yang terkandung pada air formasi tersebut. Dimana nilai kandungan pada setiap unsur akan muncul dengan sendirinya pada *spectrophotometer*. Seperti berapa ppm untuk nilai ion *magnesium*, *clorida*, *asam sulfat*, dan senyawa lainnya.

Pentingnya mengetahui kandungan ion-ion yang terdapat pada air formasi untuk melakukan pencegahan sebelum terbentuknya *scale*. Pencegahan yang dapat dilakukan adalah dengan *scale inhibitor*. Adapun jenis *scale* yang terbentuk pada sumur tersebut harus di ketahui dahulu jenis apa saja *scale* yang terbentuk seperti CaCO_3 , CaSO_4 dan BaSO_4 . Dari analisa air formasi yang dilakukan di laboratorium, komposisi ion-ion yang terkandung didalamnya dapat digunakan untuk menentukan potensi terbentuknya *scale*.

Air formasi yang terproduksi bersama minyak dan gas mengandung senyawa-senyawa kimia dalam bentuk ion-ion, yaitu kation (ion positif) dan anion (ion negatif). Adapun pembagian ion-ion tersebut sudah diketahui melalui tabel diatas. Dapat dilihat kalsium jumlah konsentrasi ion magnesium lebih kecil dibandingkan konsentrasi ion kalsium. Permasalahan yang dihasilkan ion magnesium adalah apabila bereaksi dengan karbonat akan membentuk *scale*

MgCO₃ atau jika bereaksi dengan sulfat akan membentuk scale MgSO₄. (Nasirudin Mahmud Ahmad & Lestari Said, 2015).

4.2 Penanggulangan *Scale Problem* Pada *Flowline* Sumur VR

Penanggulangan *scale* pada lapangan ini meliputi upaya pencegahan terhadap pembentukan maupun pengendapan *scale* serta penanggulangan atau pembersihan *scale* yang telah terbentuk. Metode *acidizing* dengan cara *acid washing* merupakan cara yang dilakukan untuk mengurangi ketebalan *scale* pada *flowline* sumur VR.

Acid washing dengan menggunakan *generic acid* yaitu HCl sebagai bahan pelarut *scale* dianggap sebagai cara paling mudah dan murah. Namun penggunaan HCl dalam melarutkan *scale* yang terbentuk di *flowline* pada lapangan minyak ini juga menimbulkan berbagai masalah yaitu tingginya konsentrasi pH yang terkandung dalam *generic acid* menyebabkan *flowline* menjadi berkarat (korosi) sehingga pipa *flowline* menjadi rusak apabila dilakukan terus menerus. *Corrosion Inhibitor* harus ditambahkan untuk meminimalisir terjadinya korosi pada pipa *flowline* sumur VR.

HCl yang digunakan pada lapangan minyak VR dalam menanggulangi *scale problem* adalah HCl 15%. Perhitungan volume HCl 15% yang digunakan sesuai dengan kebutuhan yang digunakan PT. BOB BSP PERTAMINA HULU. Penggunaan larutan HCl 15% dalam melarutkan *scale* pada *flowline* sumur VR diharapkan dapat menghilangkan *scale* yang terbentuk pada *flowline* sumur VR penanggulangan *scale* tersebut dapat dikatakan berhasil apabila tingkat produksi naik dan tekanan pada *tubing* menurun setelah dilakukan proses *acid*.

Senyawa HCL dengan konsentrasi 15% yang digunakan di penelitian ini dikarenakan efektif dalam melarutkan jenis *scale* pada lapangan ini. HCL termasuk pada kategori asam kuat yaitu asam yang benar-benar terionisasi dengan sempurna. Dan HCL 15% ini digunakan juga untuk melarutkan *scale* CaCo₃ karena jika konsentrasinya kurang atau lebih dari 15% maka *scale* tersebut kemungkinan berpengaruh pada kepekatan larutannya.

4.2.1 Penginjeksian *Scale Inhibitor* di *Wash Tank* dan *Inlet Skimming*

Dalam upaya penanggulangan *scale* seringkali dilakukan dengan menginjeksikan *scale inhibitor*, Baik pada formasi maupun pada pipa-pipa dan peralatan produksi. Zat kimia tersebut bekerja dengan cara menjaga partikel pembentuk *scale* tetap dalam larutan, sehingga diharapkan tidak terjadi pengendapan.

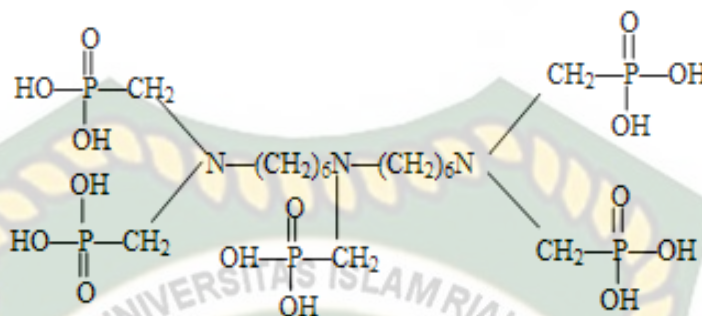
Pada lapangan minyak ini *scale inhibitor* diinjeksikan secara terus menerus (*continous treatment*) melalui annulus oleh *chemical injection pump*. Dengan cara tersebut chemical dapat tersebar secara merata pada titik-titik terbentuknya *scale*. Selain itu, sebelum dilakukan injeksi inhibitor harus dipersiapkan instrument dan komponennya antara lain *chemical tank*, *chemical pump*, *atomizer* dan *chemical* yang akan digunakan.

Jenis *scale inhibitor* yang disarankan pada Lapangan minyak VR adalah jenis *phosphonate*, *phosphonate* lebih stabil terhadap kenaikan temperatur dibandingkan dengan *phosphate ester*. Temperatur operasi maksimumnya adalah 350°F. *Phosphonate* yang dapat digunakan pada lapangan ini adalah *Bis Hexa Methylene Triamine* (BHMT). Karena jenis *scale* pada lapangan VR ini mengandung pH kurang dari 7,0 tergolong dalam keadaan asam. *Phosphonate* ini mempunyai reaksi kimia yang memiliki kecenderungan mencegah *scale* yang sangat baik, harganya ekonomis dan juga merupakan kelompok yang mudah didapat.

Jenis *phosphonate* ini digunakan karena beberapa pertimbangan diantaranya kecepatan *inhibitor* ini dalam menangani *scale* pada lapangan minyak ini, pengaruh nya terhadap kerusakan pada peralatan produksi, tubing ataupun formasi yang akan dibersihkan, serta kemampuan untuk mencegah terbentuknya endapan lanjutan (*re-precipitation*).

Kadar atau persentase kandungan BHMT di dalam *scale inhibitor* biasanya disebut *active content*. *Active content* BHMT dalam *scale inhibitor* yang diinjeksikan pada lapangan ini kurang dari 30% dan diinjeksikan secara (*continue*) terus menerus, jika pemakaian atau kandungan BHMT yang diinjeksikan diatas 30% menyebabkan pH dari *scale inhibitor* menjadi lebih basa sehingga bersifat

korosif. Selain nantinya dapat menaikkan produksi *scale inhibitor* pada lapangan ini nantiya juga dapat mengendalikan *damage formation* di *flowline*. Struktur Ilmiah dari BHMT-P dapat kita lihat pada gambar 4.6 dibawah ini.



Gambar 4.6 Strucural Formula BHMT-P (Asnawati, 2001)

Penggunaan *scale inhibitor* jenis BHMT ini disesuaikan dengan kondisi air formasi, kandungan ion – ion kalsium, barium, dan magnesium yang ada dalam air akan menyebabkan terjadinya reaksi dengan beberapa jenis *inhibitor* sehingga menimbulkan masalah baru yaitu terbentuknya endapan. Sehingga jenis *inhibitor* harus dipilih harus tepat.

Scale kalsium karbonat adalah jenis endapan yang paling umum ditemukan pada titik *Inlet Skimming Tank* dan *Wash Tank II* pada lapangan ini, karena pada kedua titik tersebut temperature nya lebih dari 140 C atau lebih dari 400F. Dan ada jenis pengendapan *scale* lain yang mungkin terjadi yaitu *zinc sulfat* (ZnS) yng biasanya terjadi pada pemboran lepas pantai atau pemboran di laut biasanya hal ini dapat di tangani dengan jenis *scale inhibitor Amino Tri Methylene Phosphonate* (ATMP). *Active content* dalam *scale inhibitor* ini umumnya lebih dari 30% yang menyebabkan pH menjadi lebih basa. Dan biasanya temperature yang terjadi hanya 180F hingga 200F. (William, Tortolano, & Champion, 2015).

Setelah masalah *scale* pada lapangan minyak ini dapat ditanggulangi, produksi minyak pada lapangan ini dapat terus naik. Sebelumnya produksi tidak dapat mencapai 10.000BOPD sekarang rata-rata produksi minyak sudah dapat mencapai hingga 15.000BOPD.

4.3 Monitoring Phosphonate Residual Content (PRC)

Monitoring Phosphonate Residual Content (PRC) dilakukan untuk mengetahui berhasil atau tidaknya pencegahan *scale* yang dilakukan dan nantinya tidak akan terbentuk *scale* baru mulai dari batuan formasi hingga ke permukaan. Maka tercapainya keberhasilan pencegahan terbentuknya *scale* di formasi maupun di permukaan jika diperoleh hasil atau nilai PRC > 2 ppm, *scale inhibitor* yang telah diinjeksikan akan menghambat terbentuknya *scale* mulai dari formasi menuju lubang sumur, lubang sumur menuju ke permukaan, *wellhead* menuju stasiun pengumpul (*gathering station*).

Hasil analisa PRC merupakan hasil yang menentukan apakah perhitungan penginjeksian *scale inhibitor* berhasil atau tidaknya, sedangkan jika hasil analisa PRC < 2 ppm maka pencegahan kecenderungan terbentuknya *scale* kurang berhasil. Maka perlu untuk dilakukan perhitungan dan penginjeksian ulang. Berikut hasil perhitungan dari monitoring PRC yang telah dilakukan pada lapangan minyak VR dalam 1 minggu.

Berikut rumus dan perhitungan yang dilakukan untuk mengetahui nilai PRC (*Phosphonate Residual Content*) pada titik *Wash Tank II* dan *Inlet Skimming Tank* :

Hasil *Reading* x *Multipliers* (karena *sample volume* yang diambil 25ml jadi nilai untuk *multipliers* nya 0.2) x Konsentari HEDPA (1.085 mg/l)

- a. Perhitungan untuk menentukan nilai PRC (*Phosphonate Residual Content*) pada *Wash_Tank_II* :

Nilai PRC (*Phosphonate Residual Content*)

Pada tanggal

$$14-08-2018 = 6,37 \times 0,2 \times 1,085$$

$$= 1,37 \text{ ppm}$$

$$15-08-2018 = 6,83 \times 0,2 \times 1,085$$

$$= 1,47 \text{ ppm}$$

(Untuk perhitungan dihari selanjutnya dapat dilihat pada lampiran IV)

Tabel 4. 6 Perhitungan PRC (Phosphonate Residual Content) pada Wash Tank II

<i>Sample Date</i>	<i>Wash Tank II (hasil reading sample ml)</i>	<i>Nilai PRC (ppm)</i>
14-08-2018	6,37	1,37
15-08-2018	6,83	1,47
16-08-2018	7,33	1,58
17-08-2018	8,42	1,81
18-08-2018	8,74	1,88
19-08-2018	9,63	2,08
20-08-2018	9,69	2,10

Dari perhitungan nilai PRC yang didapatkan diatas kita dapat melihat bahwa *scale inhibitor* yang diinjeksikan pada awalnya belum bekerja dengan baik, karena tidak ada hasil yang mencapai nilai lebih dari 2ppm. Hal itu dapat disebabkan karena kurangnya jumlah *scale inhibitor* yang diinjeksikan pada titik ini masih dengan dosis yang sedikit dan juga mungkin karena tekanan dan temperature yang terjadi pada titik ini besar maka berpengaruh terhadap kerja *scale inhibitor* . Maka dosis perlu dinaikkan untuk penginjeksian dihari selanjutnya. Setelah dosis *scale inhibitor* dinaikkan, pada hari ke enam dan ke tujuh nilai PRC sudah mencapai lebih dari 2ppm yaitu 2,08ppm dan 2,10ppm. Artinya *scale* tersebut sudah dapat diatasi dengan baik, dan kandungan *scale* nya berkurang. Dihari selanjutnya dosis dipertahankan agar tetap konstan dengan hasil yan baik.

- b. Perhitungan untuk menentukan nilai PRC (*Phosphonate Residual Content*) pada *Inlet Skimming Tank* :

Nilai PRC (*Phosphonate Residual Content*)

Pada tanggal :

$$14-05-2019 = 8,90 \times 0,2 \times 1,085$$

$$= 1,93 \text{ ppm}$$

$$15-08-2018 = 9,25 \times 0,2 \times 1,085$$

$$= 2,00 \text{ ppm}$$

(Untuk perhitungan dihari selanjutnya dapat dilihat pada lampiran III)

Sedangkan penginjeksian *scale inhibitor* yang dilakukan pada titik *Inlet Skimming Tank* hasilnya dapat kita lihat pada tabel 4.8 dibawah ini.

Tabel 4. 7 Perhitungan PRC (*Phosphonate Residual Content*) pada *Inlet Skimming Tank*

<i>Sample Date</i>	<i>Inlet Skimming Tank</i> (hasil reading sample ml)	<i>Nilai PRC (ppm)</i>
14-08-2018	8,90	1,93
15-08-2018	9,25	2,00
16-08-2018	9,38	2,03
17-08-2018	9,40	2,03
18-08-2018	9,47	2,05
19-08-2018	9,35	2,02
20-08-2018	9,42	2,04

Hasil monitoring *Phosphonate Residual Content* (PRC) yang diperoleh *Inlet Skimming Tank* pada hari pertama sudah hampir mencapai nilai 2ppm yaitu 1,93ppm, yang artinya pencegahan terbentuknya *scale* berhasil. Dari hasil penelitian diatas dapat dilihat perhitungan PRC yang dilakukan nilai yang didapat sudah langsung mendekati 2ppm, artinya perhitungan dengan hasil tersebut diakibatkan karena dipengaruhi oleh *salinity* airnya yang baik. Karena pada *Inlet Skimming Tank* ini ditambahkan dengan menuangkan bubuk *potassium persulfate*, dan *phosphonate reagent* sehingga *salinity* nya baik dan hasil dari PRC tersebut juga baik.

Jenis *scale inhibitor phosphonate* ternyata lebih baik dan cocok untuk keadaan *temperature* tinggi. Beberapa hal yang perlu diperhatikan dalam pemilihan jenis *inhibitor* untuk mendapatkan efektifitas kerja *inhibitor* yang baik

adalah sebagai berikut : Jenis *scale*, dengan diketahui komposisi *scale*, dapat dilakukan pemilihan *scale inhibitor* yang tepat. Kekerasan *scale*. Temperatur, secara umum *inhibitor* berkurang keefektifannya apabila temperatur meningkat. Kesesuaian bahan kimia, *scale inhibitor* yang digunakan harus sesuai dengan bahan kimia yang juga digunakan untuk kepentingan operasi seperti *corrosion inhibitor*. (Clariant, Chevron, 2014).





Dokumen ini adalah Arsip Milik :

Perpustakaan Universitas Islam Riau

BAB V

KESIMPULAN DAN SARAN

5.1 Kesimpulan

Berdasarkan evaluasi penanggulangan pertumbuhan *scale* dengan metode injeksi *scale inhibitor* secara *continue* di *surface facility* lapangan minyak VR maka diperoleh kesimpulan sebagai berikut :

1. Laju pertumbuhan *scale* pada lapangan ini dikategorikan tinggi karena nilainya berkisar antara $0,01 \text{ lb / day / ft}^2 - 0,02 \text{ lb / day / ft}^2$ pada kedua titik yaitu titik *Wash Tank II* dan *Inlet Skimming Tank*. Sedangkan untuk ketebalannya pada dua titik tersebut tergolong rendah dengan nilai $0,02 \text{ in}$ dan $0,01 \text{ in}$
2. *Scale inhibitor* yang digunakan pada lapangan minyak VR dengan penginjeksian kurang dari 30% *Bis Hexa Tri Methylene Phosphonate* (BHMTMP) karena pH pada lapangan VR cenderung asam.
3. Konsentrasi *Phosphonate Residual Content* (PRC) pada lapangan minyak VR yang dilakukan dalam kurun waktu 7 hari diketahui berhasil pada saat hari ke 6 dan ke 7 dimana perhitungan PRC yang didapat hasil penelitian lebih dari 2ppm pada *Wash Tank II* 2,08ppm dan 2,10ppm serta pada *Inlet Skimming Tank* dihari pertama sudah mendekati nilai 2ppm yaitu 1,93ppm. Hal ini disebabkan karena pada *Inlet Skimming Tank* kita tambahkan bubuk *potassium persulfate*, dan *phosphonate reagent* sehingga *salinity* nya baik dan hasil dari PRC tersebut juga baik

5.2 Saran

Berdasarkan penelitian yang telah dilakukan terdapat beberapa saran untuk peneliti selanjutnya, yaitu :

1. Selain peletakan titik kupon pada *Inlet Skimming Tank* dan *Wash Tank II* penelitian selanjutnya dapat mengetahui kondisi *scale* pada titik *Water Leg* dan *Main Line Water*.
2. Dapat melakukan penginjeksian *scale inhibitor Bis Hexa Tri Methylene Phosphonate* (BHMTMP) dicampur dengan penginjeksian *scale inhibitor Amino Tri Methylene Phosphonate* (ATMP) dan melihat keadaan *scale* yang terbentuk.



DAFTAR PUSTAKA

- Amiri, M., & Moghadasi, J. (2010). Prediction the Amount of Barium Sulfate Scale Formation in Siri Oilfield. *Asian Journal of Scientific Research*, 230–239.
- Antoni , I., & Ag, I. (2012). Evaluasi Penanggulangan *Problem Scale* Pada *Flowline* Sumur TLJ di PT. PERTAMINA EP ASSET II *Field* Prabumulih Sumatera Selatan . *Pertambangan STTNS Yogyakarta*.
- Arnold, K., & Stewart, M. (1999). *Surface Production Operations*. Unites Dtate of America: Butterworth-Heinemann. All.
- Asnawati. (2001). Pengaruh Temperatur Terhadap Reaksi Phosponate dalam *Inhibitor* Kerak pada Sumur Minyak serta Metode Pencegahan *Scale*. *Jurnal ILMU DASAR, Vol.2 No.1*.
- Chilingar, G. V, Mourhatch, R., & Al-Qahtani, G. (2008). *Fundamentals of Corrosion and Scaling A Handbook for Petroleum and Environmental Engineers*. Gulf Publishing Company. Houston: Gulf Publishing Company.
- Bertran, S. M. (2014). Pengaruh *Temperature* pada *Scale Calcium Carbonate*. *Journal of Colloid and Interface Science*, Hal 57-64.
- Boak, G., & Heriot, W. (1999). *The Influence of Divalent Cations on the Performance of HCO₃- Scale Inhibitor Species*. *SPE Conference Papper Watt University. SPE 50771*.
- Collins, G. G. (2002). *The Importance of Appropriate Laboratory Procedures for the Determination of Scale Inhibitor Performance*. *NACE Conference Papper Schlumberger Company. SSPE 74769*.
- Demadis, K. D., & Ketsetzi, A. (2007). *Degradation of Phosphonate-Based Scale Inhibitor Additives in the Presence of Oxidizing Biocides: “Collateral Damages” in Industrial Water Systems* .Taylor and Francis Group University of Crete.
- Derlismawan, A. C. (2009). Pencegahan *Scale* pada Pipa Produksi Minyak Bumi. *Analisa dan Pencegahan Scale pada Lapangan Minyak, Asian Journal of Scientific Research hal 5-10*.

- Erany, R. (2016). *A Study Of Scale and Scalling Potential Durring High Salinity And Low Salinity Waterflooding*. University of Stavenger.
- Fadairo, A., & Omole, O. (2009). *Effect of Oilfield Sulphae Scales on Productivity Index. Advances in Sustainable Petroleum Engineering and Science ISSN 1937-7991 Volume 1.*
- Frenier, W. W. (2003). *Review of Inorganic Scale Formation, Removal and Ingibition. Schlumberger*.
- Friadi, R., Prabu, U. A., & Iskandar , H. (2012). Evaluasi Penaggulangan *Scale* dengan Metode *Scale Inhibitor*. *Jurnal Ilmu Teknik South Sumatra Vol.2 No.5*.
- J.J Wylde, & E.K.Mc Ara. (2004). *Optimazation of an Oil Solube Scale Inhibitor for Minimision Formation Damage: Laboratory and Field Studies. SPE Jornal Vol22 Hal 1-5*.
- Kormali, A. (2015). *Laboratory Investigation of a New Scale Inhibitor for Preventing Calcium Carbonate Precipitation in Oil Reservoirs and Production Equipment. Crossmark, Spingerlink.com*.
- Matar., S. (2004). *Introduction to Scale Problems. Production Chemistry Manual. Journal of Colloid and Interface Science*.
- Musnal, A (2013). Mengatasi Kerusakan Formasi Dengan Metoda Pengasaman yang Kompetibel pada Sumur Minyak di Lapangan X. *Vol.2 No.2 UIR Journal*.
- Nasirudin Mahmud Ahmad, & Lestari Said. (2015). Analisa Air Formasi Dalam Menentukan Kecenderungan Pembentukan *Scale* Pada Sumur X, Y, Dan Z. *Seminar Nasional East Java 22-25 April 2012, 317-320*.
- Oddo, J. E., & Tomson, R. (2001). *Analysis of and Solution to the CaCo3 and CaSo4 Scalling Problem Encountered in Well. SPE Conference Papper. Maxus South East Sumatra Inc. SPE 22782*.
- Samuelson, D., & Frederiksen , H. (2009). *Downhole Scale Control Through Continuous Injection of Scale Inhibitor in the Water Injection. https://www.researchgate.net/publication/278685113*.

- Septiapribadi, A. W. (2010). Studi Penyebab Scale di Lapangan-Lapangan Minyak Sumatera. *LPL Vol. 44 No. 3*, 227-245.
- Siswoyo, K. E. (2005). Identifikasi Pembentukan Scale. *Proceeding Simposium Nasional IATMI*. Padang 1-3 November 2002.
- SLS Team, P. (2009). *Pencegahan Korosi dan Scale pada Proses Produksi Minyak Bumi*. United Arab: SLS Production.
- Sudjati, R. (2006). *Reservoir Minyak dan Gas Bumi*. Komunitas Migas Indonesia.
- Sugiarto, S. (2016). Pembentukan Kerak Pada Pipa yang dipengaruhi Ion Mineral. *Matech Web Conference*.
- Suhadi, A., Noorahmansyah, & Hayatullah, M. S. (2015). *Experiences of Downhole Scale Squeeze Treatment to Solve Problem of CaCo3 Scale in Zambrud Field. International Conference Papper on Oleo*.
- Suharso, & Buhani. (2015). *Penanggulangan Kerak* (2nd ed.). Bandar Lampung: Graha Ilmu.
- Syahri, M., & Sugiarto, B. (2008). Scale Treatment pada Pipa Distribusi Crude Oil Secara Kimiawi. *Prosiding Seminar Nasional Teknoin*, 33–37.
- Tomson, M., Fan, C., Zang, P., & Alsaiani, A. (2009). *Integration of Kinetics into Scale Prediction. SPE Journal Papper. Illonis Ins. of Technology. SPE 12681*.
- Vetter, R., & Kandarpa, S. (1994). *Test and Evaluation Methodology for Scale Inhibitor Evaluations. SPE Conference Papper. Bechtel Petroleum Operations. SPE 16259*.
- William, Tortolano, & Champion, N. (2015). *Mechanisms of Environmentally Acceptable Inhibitors for Zinc Sulphide Inhibition. SPE Conference Papper. Robert Gordon University. SPE 173771*.