

**PERKIRAAN PERTUMBUHAN SCALE DI PRODUCTION  
TUBING PADA LAPANGAN HM MENGGUNAKAN  
NUMERICAL MODELLING**

**TUGAS AKHIR**

*Diajukan guna melengkapi syarat dalam mencapai gelar Sarjana Teknik*

Oleh

**RODHKA AFRIANY AULIA**

**NPM 153210371**



**PROGRAM STUDI TEKNIK PERMINYAKAN**

**UNIVERSITAS ISLAM RIAU**

**PEKANBARU**

**2020**

## HALAMAN PENGESAHAN

Tugas akhir ini di susun oleh :

Nama : Rodhika Afriany Aulia  
 NPM : 153210371  
 Program Studi : Teknik Perminyakan  
 Judul Tugas akhir : Perkiraan Pertumbuhan *Scale* Di *Production Tubing*  
 Pada Lapangan HM Menggunakan *Numerical Modelling*

Telah berhasil dipertahankan dihadapan Dewan Penguji dan diterima sebagai salah satu syarat guna memperoleh gelas Sarjana Teknik pada Program Studi Teknik Perminyakan, Fakultas Teknik, Universitas Islam Riau.

### DEWAN PENGUJI

Pembimbing : Dr. Eng. Muslim, M.T. ( )

Penguji I : Novia Rita, S.T., M.T. ( )

Penguji II : Fiki Hidayat, M.Eng. ( )

Ditetapkan di : Pekanbaru

Tanggal : 25 Juni 2020

Disahkan Oleh

**DEKAN  
 FAKULTAS TEKNIK**

**KETUA PROGRAM STUDI  
 TEKNIK PERMINYAKAN**

**Dr. Eng. Muslim, M.T.**

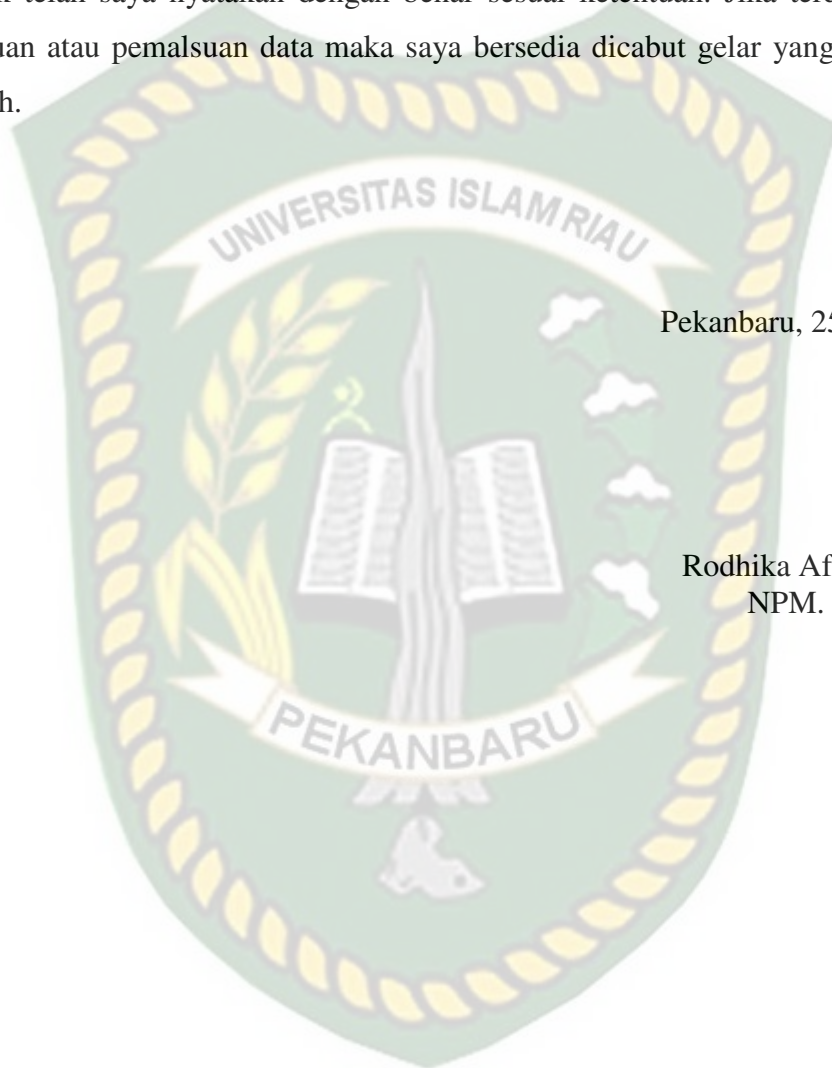
**Novia Rita, S.T., M.T.**

## PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR

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

Pekanbaru, 25 Juni 2020

Rodhika Afriany Aulia  
NPM. 153210371



## KATA PENGANTAR

Rasa syukur disampaikan kepada Allah Subhanahu 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. Bapak Dr. Eng. Muslim, M.T. selaku dosen pembimbing seminar proposal dan tugas akhir yang telah menyediakan waktu, tenaga, dan pikiran untuk memberikan masukan dalam penyusunan tugas akhir ini.
2. Ibu Richa Mellysa, S.T., M.T. selaku pembimbing akademik yang telah memberikan arahan, nasihat, penyemangat selama menjalani perkuliahan di Teknik Perminyakan.
3. Ketua dan sekretaris prodi serta dosen-dosen yang sangat banyak membantu terkait perkuliahan, ilmu pengetahuan dan hal lain yang tidak dapat saya sebutkan satu per satu.
4. Orang tua saya H. Hendri Zakir dan Hj. Mesrayetti, A.Md., serta saudara-saudara saya Jordan Rizki Maulana, Syifa Nur Medina, Shaqila Gardenia Jasmin dan keluarga besar yang telah memberikan dukungan penuh material maupun moral.
5. Teman terbaik saya selama di kampus Chalidah Pratiwi Siregar, Muspitta, Syafrina Putri, Merly Nadia, Jenetri Ariska Audelia dan teman teman seperjuangan yang tidak bisa saya sebutkan satu persatu yang telah membantu saya dalam menyelesaikan tugas akhir ini.
6. Terakhir dan tidak ada habisnya, para alumni dan senior-senior yang telah membantu mencarikan referensi, memberikan info keadaan di lapangan, berbagi info mengenai pengetahuannya terkait tugas akhir saya, dan lainnya.

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

Pekanbaru, 25 Juni 2020

Rodhika Afriany Aulia



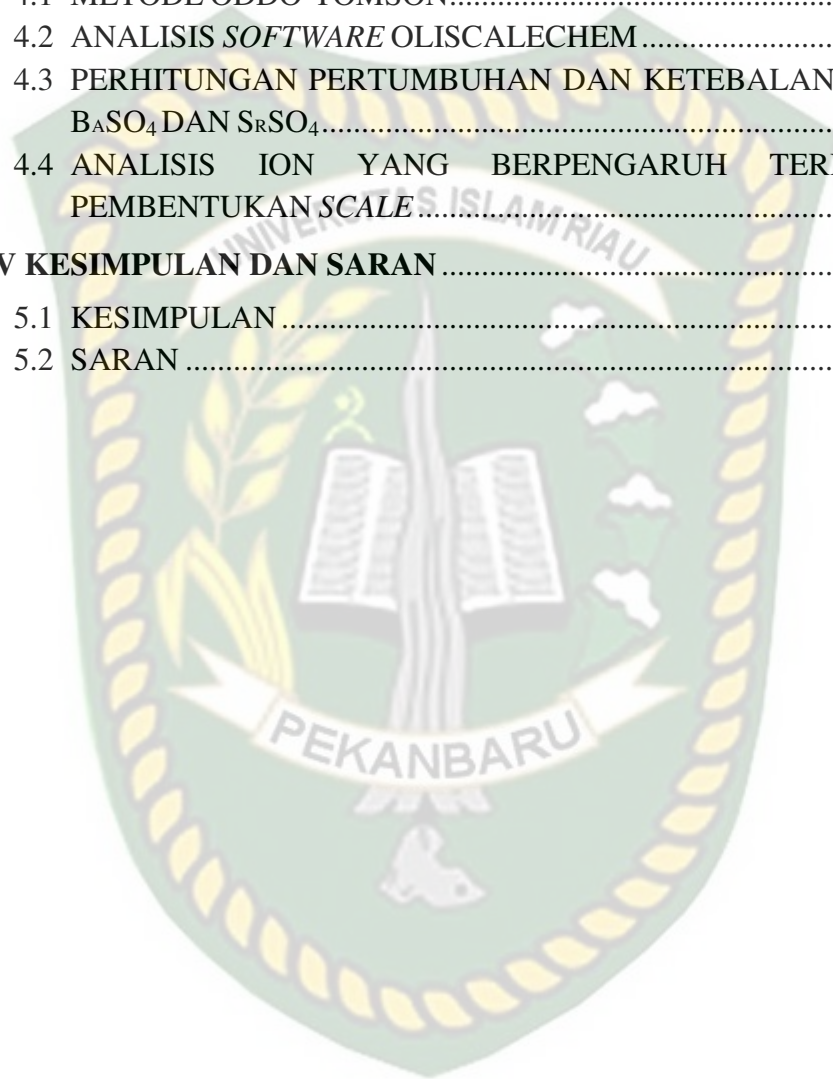
Dokumen ini adalah Arsip Miik :  
Perpustakaan Universitas Islam Riau



## DAFTAR ISI

HALAMAN PENGESAHAN.....	I
PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR .....	II
KATA PENGANTAR.....	III
DAFTAR ISI.....	V
DAFTAR GAMBAR.....	VII
DAFTAR TABEL .....	VIII
DAFTAR LAMPIRAN.....	IX
DAFTAR SINGKATAN.....	X
DAFTAR SIMBOL.....	XI
ABSTRAK .....	XII
ABSTRAC.....	XIII
<b>BAB I PENDAHULUAN.....</b>	<b>1</b>
1.1 LATAR BELAKANG.....	1
1.2 TUJUAN PENELITIAN .....	2
1.3 MANFAAT PENELITIAN.....	3
1.4 BATASAN MASALAH .....	3
<b>BAB II TINJAUAN PUSTAKA.....</b>	<b>4</b>
<i>STATE OF THE ART</i> .....	4
2.1 <i>Scale</i> BaSO <sub>4</sub> dan SrSO <sub>4</sub> .....	4
2.2 Daerah Pengendapan <i>Scale</i> .....	7
2.3 <i>Water Analysis</i> .....	8
2.4 Komposisi Air Formasi .....	9
2.4.1 Kation (Ion Positif) .....	9
2.4.2 Anion (Ion Negatif).....	10
2.5 PENGERTIAN <i>SCALE</i> .....	11
2.5.1 Tahapan Pembentukan <i>Scale</i> .....	11
2.5.2 Jenis-jenis <i>Scale</i> .....	12
2.6 Metode Oddo-Tomson .....	14
2.7 <i>Software</i> OLIScaleChem.....	15
HIPOTESIS .....	17
<b>BAB III METODOLOGI PENELITIAN .....</b>	<b>17</b>
3.1 METODE PENELITIAN .....	17
3.1.1 Metode Oddo-Tomson .....	17
3.1.2 Perhitungan Penentuan Pertumbuhan dan Ketebalan <i>Scale</i> .....	19

3.2	JENIS PENELITIAN .....	20
3.3	PENGAMBILAN DATA .....	20
3.4	<i>FLOW CHART</i> .....	22
3.5	JADWAL PENELITIAN .....	23
<b>BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN .....</b>		<b>24</b>
4.1	METODE ODDO-TOMSON.....	24
4.2	ANALISIS <i>SOFTWARE</i> OLISCALECHEM.....	27
4.3	PERHITUNGAN PERTUMBUHAN DAN KETEBALAN <i>SCALE</i> BaSO <sub>4</sub> DAN SrSO <sub>4</sub> .....	31
4.4	ANALISIS ION YANG BERPENGARUH TERHADAP PEMBENTUKAN <i>SCALE</i> .....	34
<b>BAB V KESIMPULAN DAN SARAN .....</b>		<b>41</b>
5.1	KESIMPULAN .....	41
5.2	SARAN .....	42



## DAFTAR GAMBAR

<b>Gambar 2.1</b>	Gambar dari pembentukan <i>scale</i> pada posisi yang berbeda di sepanjang <i>tubing</i> (Hosny et al., 2009).....	7
<b>Gambar 2.2</b>	Skema <i>area</i> pengendapan <i>scale</i> yang sering terjadi di lapangan minyak dan gas (Exxon, 1998).....	8
<b>Gambar 2.3</b>	<i>ScaleChem Main Window</i> , (OLIScaleChem, 2011) .....	16
<b>Gambar 3.1</b>	Peta lokasi lapangan minyak dari Campos Basin. Lapangan <i>deep-water</i> ditandai dengan warna merah (Maria C.M. Bezerra et al., 2003) .....	20
<b>Gambar 3.2</b>	Diagram Alir Penelitian.....	22
<b>Gambar 4.1</b>	Hasil <i>scale solid</i> BaSO <sub>4</sub> vs Temperatur .....	30
<b>Gambar 4.2</b>	Hasil <i>scale solid</i> SrSO <sub>4</sub> vs Temperatur .....	31



## DAFTAR TABEL

<b>Tabel 3.1</b>	Konversi konsentrasi ion dari mg/L ke moles/L .....	17
<b>Tabel 3.2</b>	Level Pengendapan <i>Scale</i> .....	19
<b>Tabel 3.3</b>	Data Lapangan HM .....	21
<b>Tabel 3.4</b>	<i>Water Analysis</i> Lapangan HM, <i>Campos Basin</i> , Brazil. ....	21
<b>Tabel 3.5</b>	Karakteristik lapangan HM .....	21
<b>Tabel 3.6</b>	Lama Waktu Penelitian .....	23
<b>Tabel 4.1</b>	Hasil Konversi ion dari mg/L ke moles/L .....	25
<b>Tabel 4.2</b>	Nilai Hasil <i>Saturation Index Scale</i> BaSO <sub>4</sub> dan SrSO <sub>4</sub> .....	26
<b>Tabel 4.3</b>	Gradien Temperatur Kedalaman Yang Akan Diteliti.....	27
<b>Tabel 4.4</b>	Rasio 80% Air Formasi 20% Air Injeksi .....	27
<b>Tabel 4.5</b>	Rasio 60% Air Formasi 40% Air Injeksi .....	28
<b>Tabel 4.6</b>	Rasio 40% Air Formasi 60% Air Injeksi .....	29
<b>Tabel 4.7</b>	Rasio 20% Air Formasi 80% Air Injeksi .....	29
<b>Tabel 4.8</b>	<i>Scale growth &amp; Thickness</i> Pada Kondisi 80% Air Formasi 20% Air Injeksi .....	31
<b>Tabel 4.9</b>	<i>Scale Growth &amp; Thickness</i> Pada Kondisi 60% Air Formasi 40% Air Injeksi .....	31
<b>Tabel 4.10</b>	<i>Scale Growth &amp; Thickness</i> Pada Kondisi 40% Air Formasi 60% Air Injeksi .....	32
<b>Tabel 4.11</b>	<i>Scale Growth &amp; Thickness</i> Pada Kondisi 20% Air Formasi 80% Air Injeksi .....	33
<b>Tabel 4.12</b>	Konsentrasi Sulfat 2134 mg/L.....	34
<b>Tabel 4.13</b>	Konsentrasi Sulfat 1434 mg/L.....	36
<b>Tabel 4.14</b>	Konsentrasi Sulfat 734 mg/L.....	37
<b>Tabel 4.15</b>	Konsentrasi Sulfat 34 mg/L.....	38

## DAFTAR LAMPIRAN

- LAMPIRAN I**      Perhitungan *Saturation Index*
- LAMPIRAN II**    Perhitungan *Scaling Tendency* dan *Scale Solid*
- LAMPIRAN III**   Perhitungan *Scale Growth* dan *Thickness*



## DAFTAR SINGKATAN

HP/HT	<i>High Pressure/High Temperatur</i>
PWRI	<i>Produce Water Re-Injection</i>
ID	<i>Inside diameter</i>
BOPD	<i>Barrel oil per day</i>
LSSW	<i>Low sulphate seawater</i>
LSW	<i>Low sulphate water</i>
ST	<i>Scaling tendency</i>
SS	<i>Scale solid</i>
SI	<i>Saturation index</i>



**DAFTAR SIMBOL**

$\mu$	<i>Ionic strength</i>
P	Tekanan
T	Temperatur
Mg	Magnesium
Ba	Barium
Sr	Stronsium
SO <sub>4</sub>	Sulfat
SrSO <sub>4</sub>	Stronsium sulfat
BaSO <sub>4</sub>	Barium sulfat
CaSO <sub>4</sub>	Kalsium sulfat
CaCO <sub>3</sub>	Kalsium karbonat
NaCl	Natrium klorida (garam)





## PERKIRAAN PERTUMBUHAN SCALE DI PRODUCTION TUBING PADA LAPANGAN HM MENGGUNAKAN NUMERICAL MODELLING

**RODHKA AFRIANY AULIA**

**153210371**

### ABSTRAK

*Scale* terjadi karena perubahan tekanan, suhu dan pH sehingga keseimbangan ion-ion melebihi kelarutannya dan membentuk endapan baik di *reservoir*, formasi produktif, ataupun di sepanjang pipa alir produksi migas. Permasalahan *scale* yang terjadi pada lapangan HM akibat dari tercampurnya dua air yang *incompatible* antara air injeksi dan air formasi di *production tubing* pada sumur produksi. Hal ini mengakibatkan perubahan mendadak terhadap kondisi fluida produksi seperti temperatur, tekanan dan kandungan air formasi yang mengakibatkan kecenderungan terbentuknya *scale* sulfat seperti BaSO<sub>4</sub> dan SrSO<sub>4</sub>.

Metode yang digunakan yaitu metode Oddo-Tomson untuk menentukan *saturation index (SI)* pada jenis *scale* sulfat. Penelitian ini menghitung perkiraan pertumbuhan *scale* dengan *numerical modelling* menggunakan *software* OLIScaleChem untuk menentukan *scaling tendency* dan *scale solid* terhadap pengaruh temperatur per kedalaman formasi. Selanjutnya, menghitung pertumbuhan dan ketebalan *scale* menggunakan rumus empiris untuk mengetahui besar pengendapan *scale* yang terbentuk pada lapangan HM. Menganalisis ion SO<sub>4</sub> dan parameter tekanan yang berpengaruh terhadap pertumbuhan *scale* BaSO<sub>4</sub> dan SrSO<sub>4</sub>.

Perhitungan *scale* BaSO<sub>4</sub> dan SrSO<sub>4</sub> menggunakan metode Oddo-Tomson menghasilkan nilai SI masing-masing yaitu 2.94 dan 1.89 dimana level pengendapan *scale* sangat tinggi. Pengujian *scaling tendency* dan *scale solid* menghasilkan pengendapan tertinggi *scale* BaSO<sub>4</sub> menghasilkan *scale solid* 59.62 mg/L sedangkan pengendapan tertinggi *scale* SrSO<sub>4</sub> menghasilkan *scale solid* 191.33 mg/L. Perhitungan menggunakan rumus empiris menghasilkan nilai tertinggi *scale* BaSO<sub>4</sub> dengan nilai *scale growth* sebesar 0.0315 lb/d/ft<sup>2</sup> dan ketebalan sebesar 7.395 in. Sedangkan pada *scale* SrSO<sub>4</sub> menghasilkan nilai tertinggi pertumbuhan *scale* sebesar 0.1011 lb/d/ft<sup>2</sup> dan ketebalan sebesar 26.884 in. Hasil perhitungan *software* OLIScaleChem yaitu pada konsentrasi sulfat 34 mg/L, mengalami pengendapan *scale* BaSO<sub>4</sub> yang lebih sedikit. Sementara itu, pada kondisi yang sama *scale solid* SrSO<sub>4</sub> cenderung tidak terbentuk. Kondisi ini merupakan kondisi ideal dimana kedua jenis *scale* tersebut cenderung tidak terbentuk.

**Kata kunci:** *Scale*, BaSO<sub>4</sub>, SrSO<sub>4</sub>, *scale growth*, ketebalan.



**ESTIMATING THE GROWTH OF THE SCALE ON PRODUCTION  
TUBING ON HM FIELD BY USING NUMERICAL MODELLING**

**RODHKA AFRIANY AULIA**  
**153210371**

**ABSTRACT**

*Scale occurs due to the changes in pressure, temperature and pH so that the balance of ions exceeds its solubility and forms deposits in reservoirs, formations, or along production pipelines. The problem regarding the scale that occurs in the HM field occurred due to the mixing of two incompatible water, that is injection water and formation water, in the production tubing in production well. It results occur in a sudden change in the conditions of production fluids, such as temperature, pressure, and the content of the formation water, which results in the tendency to form sulfate scales such as BaSO<sub>4</sub> and SrSO<sub>4</sub>.*

*The method that is used in this study is the Oddo-Tomson method. It is used to determine the saturation index (SI) on sulfate scale. This study calculated the estimated growth of the scale by using the numerical modeling of OLIScaleChem software. The software is used to determine the scaling tendency and scale solid to the effect of temperature per depth of the formation. Next, this study calculated the growth and thickness of the scale using an empirical formula to find the depositional scale that is formed on the HM field. Afterwards, it analyzed SO<sub>4</sub> ions and pressure parameters that affect the growth of BaSO<sub>4</sub> and SrSO<sub>4</sub> scales.*

*The calculation of BaSO<sub>4</sub> and SrSO<sub>4</sub> scales using the Oddo-Tomson method resulted in SI values of 2.94 and 1.89, respectively, in which the scale deposition level is very high. Scaling tendency and solid scale test produced the highest deposition of BaSO<sub>4</sub> scale of 59.62 mg/L solid scale while the highest deposition of SrSO<sub>4</sub> scale produced solid scale of 191.33 mg/L. Calculations using empirical formulas produced the highest value of BaSO<sub>4</sub> scale with a scale growth value of 0.0315 lb/d/ft<sup>2</sup> and a thickness of 7,395 in. Whereas on SrSO<sub>4</sub> scale, the highest value of growth scale is 0.1011 lb/d/ft<sup>2</sup> and thickness is 26.884 in. The OLIScaleChem software calculation, at 34 mg/L sulfate concentration, result in lower deposition of BaSO<sub>4</sub> scale. Meanwhile, under the same conditions, the SrSO<sub>4</sub> solid scale tends to not form. This condition is an ideal condition where both types of scale tend to not form.*

**Keywords:** Scale, BaSO<sub>4</sub>, SrSO<sub>4</sub>, scale growth, thickness.

# BAB I PENDAHULUAN

## 1.1 LATAR BELAKANG

Kegiatan produksi pada lapangan minyak dan gas, sering kali menghadapi berbagai masalah. Salah satu penyebab permasalahan tersebut yaitu terbentuknya pengendapan *scale*. *Scale* merupakan problema produksi dalam sistem air, karena perubahan tekanan, suhu dan pH sehingga keseimbangan ion-ion melebihi kelarutannya dan membentuk endapan atau padatan baik di reservoir, formasi produktif, ataupun di sepanjang pipa alir produksi minyak dan gas (Ahmad & Said, 2015). Faktor utama penyebab pengendapan *scale* yaitu kelarutan dari masing-masing komponen air di formasi yang dipengaruhi oleh pH, temperatur dan tekanan (Abouie et al., 2017; Hosny et al., 2009). Untuk itu, perlu dilakukan identifikasi parameter kondisi fluida produksi terhadap pembentukan *scale*.

Permasalahan *scale* yang terjadi pada lapangan HM akibat dari tercampurnya dua air yang *incompatible* antara air injeksi dan air formasi *brine* yang mengakibatkan perubahan mendadak terhadap kondisi fluida produksi seperti temperatur, tekanan dan kandungan air formasi. Salah satu lokasi terjadinya pengendapan yaitu pada *production tubing* di sumur produksi (Maria C.M. Bezerra, Rosario, & Rocha, 2003). Penggunaan *seawater* sebagai fluida injeksi yang tidak dikontrol mengakibatkan pengendapan *scale* sulfat, dimana ion negatif seperti  $SO_4^{2-}$  yang terkandung di dalam *seawater* akan bertemu dengan ion positif (seperti  $Ba^{2+}$  dan  $Sr^{2+}$ ) yang terkandung dalam air formasi kemudian bercampur dan mengakibatkan ion yang tidak terlarut (Jordan & Champion, 2018). Penelitian difokuskan untuk meneliti pembentukan *scale*  $BaSO_4$  dan  $SrSO_4$  di *production tubing* pada lapangan ini dikarenakan kedua *scale* tersebut merupakan jenis *hard scale* dan sulit dibersihkan (Minami, Cardoso, Bezerra, & Melo, 2000).

Metode Oddo-Tomson merupakan metode yang sesuai untuk menentukan indikasi terbentuknya *scale* atau *saturation index (SI)* pada jenis *scale* sulfat (Lestari, MG Sri Wahyuni & Sitaresmi, 2007). Selanjutnya, akan dilakukan

perkiraan pertumbuhan *scale* menggunakan *software* OLIScaleChem dengan menentukan *scaling tendency* dan *scale solid* terhadap pengaruh temperatur per kedalaman formasi. *Software* OLIScaleChem merupakan *software* yang dibentuk oleh OLI Studio dari Shell Oil yang dapat membantu menghitung perkiraan pertumbuhan *scale* (OLI System, 2018). Selanjutnya, menghitung pertumbuhan dan ketebalan *scale* menggunakan rumus empiris untuk mengetahui besar pengendapan *scale* yang terbentuk pada lapangan HM.

Berdasarkan kondisi pada lapangan HM, pengendapan dari mineral *scale* dapat mencegah akses fluida produksi menuju *production tubing* untuk intervensi (Haugen et al., 2017). *Scale* BaSO<sub>4</sub> dan SrSO<sub>4</sub> yang mengendap pada *production tubing* menjadi salah satu masalah serius pada lapangan minyak dan gas, sehingga mendorong peneliti untuk mengetahui perkiraan pertumbuhan *scale* yang terbentuk. Penelitian ini disarankan menggunakan metode Odde-Tomson untuk mengetahui *index scale*, mengetahui pengaruh temperatur terhadap pertumbuhan *scale* BaSO<sub>4</sub> dan SrSO<sub>4</sub> dengan menggunakan *software* OLIScaleChem serta menggunakan rumus empiris untuk menentukan *scale growth* dan ketebalan *scale*. Adapun pengaruh temperatur yang akan diteliti ditentukan dengan menghitung gradien temperatur per kedalaman *production tubing*. Hasil yang diharapkan agar nantinya dapat memprediksi pertumbuhan dan ketebalan *scale* akibat dari *incompatible water* pada lapangan HM.

## 1.2 TUJUAN PENELITIAN

Adapun tujuan penelitian yang dilakukan adalah sebagai berikut :

1. Menghitung *saturation index scale* BaSO<sub>4</sub> dan SrSO<sub>4</sub> yang terbentuk dengan menggunakan metode Odde-Tomson.
2. Menganalisis *scaling tendency* dan *scale solid* terhadap pertumbuhan *scale* menggunakan *software* OLIScaleChem terhadap perbedaan temperatur kedalaman.
3. Menghitung pertumbuhan dan ketebalan *scale* BaSO<sub>4</sub> dan SrSO<sub>4</sub> menggunakan rumus empiris.
4. Menganalisis ion SO<sub>4</sub> dan parameter tekanan yang berpengaruh terhadap pembentukan pertumbuhan *scale* BaSO<sub>4</sub> dan SrSO<sub>4</sub>.



### 1.3 MANFAAT PENELITIAN

Manfaat penelitian ini bagi perusahaan yang bergerak di sektor minyak dan gas yaitu untuk mengetahui pertumbuhan *scale* yang terjadi pada setiap lapangan minyak dan gas sesuai dengan potensi jenis *scale* yang terbentuk, serta mengantisipasinya dengan cara menghitung ketebalan *scale* yang mengendap untuk menghindari adanya dampak dari pengendapan *scale* tersebut. Penelitian ini juga diharapkan dapat menjadi gagasan dan referensi untuk mahasiswa/i Teknik Perminyakan untuk melanjutkan penelitian berikutnya.

### 1.4 BATASAN MASALAH

Agar permasalahan yang dibahas lebih efektif dan dalam lingkup ruang yang akan dibahas, maka penelitian ini berfokus pada :

1. Penelitian permasalahan pertumbuhan *scale* berfokus pada daerah *production tubing* sumur produksi dan tidak membahas keekonomian.
2. Permasalahan *scale* yang terjadi akibat dari bercampurnya dua jenis air yang *incompatible* antara air injeksi dan air formasi pada lapangan HM.
3. Data analisis air diambil dari paper.
4. Menggunakan metode Oddo-Tomson untuk menghitung *saturation index*.
5. Faktor yang dibahas yaitu pengaruh temperatur diambil berdasarkan kedalaman sumur dengan menghitung gradien temperatur.
6. Menganalisis *scaling tendency* dan *scale solid* menggunakan *software* OLIScaleChem.
7. Tidak membahas inhibitor atau *chemical* untuk penanggulangan *scale*.

## BAB II TINJAUAN PUSTAKA

Di jelaskan dalam Al-Quran surat Ar-Rum ayat 50 dengan potongan ayat sebagai berikut :

“...إِنَّ دَلِيلَ لِمُحْيِ الْمَوْتَىٰ وَهُوَ عَلَىٰ كُلِّ شَيْءٍ قَدِيرٌ”

Terjemah Arti: “... Sesungguhnya (Tuhan yang berkuasa seperti) demikian benar-benar (berkuasa) menghidupkan orang-orang yang telah mati. Dan Dia Maha Kuasa atas segala sesuatu.

Dari firman Allah di atas dapat diartikan, Allah SWT Maha Kuasa atas segala sesuatu yang ada di langit maupun di bumi. Allah dapat menghidupkan orang mati dengan kuasanya, begitupun Allah menciptakan segala isi bumi dan langit hingga hal sekecil apapun di dalamnya, salah satunya *scale*. *Scale* yang terjadi karena proses kimia yang sebelumnya tidak terpikirkan oleh akal manusia juga sudah tercipta jauh sebelumnya. Itulah Allah SWT atas segala sesuatu itu ada hikmahnya. Untuk itu, manusia disuruh berpikir dan bersyukur atas apa-apa yang Allah kehendaki. Agar tetap terus belajar untuk mencari ilmu yang bermanfaat dan yakin bahwa Allah itu ada dari makhluk atau sesuatu ciptaanNya.

### **STATE OF THE ART**

#### 2.1 *Scale* BaSO<sub>4</sub> dan SrSO<sub>4</sub>

*Scale* pada lapangan minyak merupakan masalah yang sangat serius yang ditimbulkan oleh sistem injeksi air, terutama ketika dua jenis air yang *incompatible* terlibat. Pengendapan *scale* dapat mengakibatkan permasalahan dalam operasi produksi di minyak dan gas seperti kerusakan formasi, kehilangan produksi, meningkatkan *workover* sumur produksi dan sumur injeksi, kualitas air injeksi yang buruk dan kegagalan peralatan karena pengendapan korosi. *Scale* dihasilkan dari berubahnya sifat *physicochemical* (pH, temperatur, tekanan, dan sebagainya) dari fluida produksi dan/atau sumber utama *scale* yang mana ketidakcocokan kimia antara air dari komposisi yang berbeda (seperti formasi *brine* dan injeksi *brine*) (Elmorsey, 2013).



Collins et. al. (2006) terdapat 3 mekanisme yang mana menyebabkan terbentuknya *scale* di sistem lapangan minyak *offshore* dan *onshore* yaitu : 1. Menurunnya tekanan dan naiknya temperatur *brine*, berakibat berkurangnya kelarutan garam (biasanya pada pengendapan *scale*  $\text{CaCO}_3$ ), 2. Bercampurnya dua air garam yang *incompatible* (kebanyakan dari air formasi yang kaya akan kation seperti barium, kalsium dan atau stronsium, bercampur dengan *seawater* yang kaya akan sulfat, akan membentuk *scale* sulfat seperti  $\text{BaSO}_4$ , 3. Penguapan *brine*, menghasilkan meningkatnya konsentrasi garam di atas limit larutan dan menyebabkan pengendapan garam (seperti yang terjadi di HP/HT sumur gas dimana aliran gas dapat bercampur dengan aliran *brine* yang memiliki laju alir rendah menghasilkan pengeringan dan pengendapan  $\text{NaCl}$ ) (Amiri, M. & J. Moghadasi, 2010).

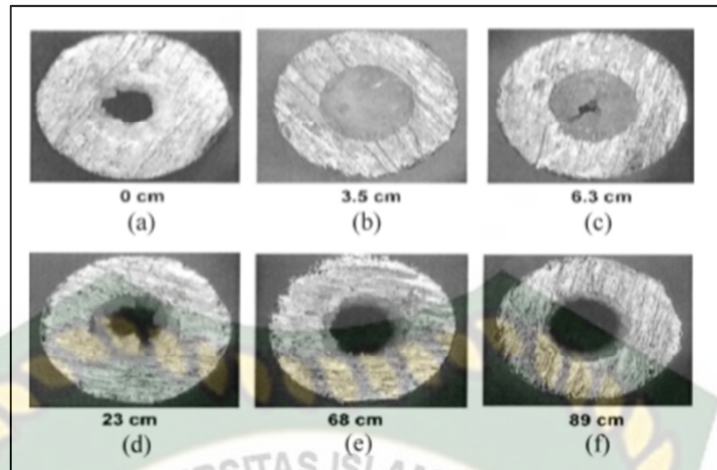
Air yang ada di reservoir karbonat dan *calcite-cemented sandstone* biasanya terdapat divalen kation yang melimpah yaitu  $\text{Ca}^{2+}$  dan  $\text{Mg}^{2+}$ . Fluida formasi batuan *sandstone* biasanya mengandung  $\text{Ba}^{2+}$  dan  $\text{Sr}^{2+}$ . Faktor yang menyebabkan pembentukan *scale*, pengendapan, dan pertumbuhan *scale* adalah supersaturasi, temperatur, tekanan, *ionic strength*, kontak waktu dan pH yang dapat menyebabkan produksi menurun dan kehilangan *revenue* (McCartney, Burgos, & Sørhaug, 2010). Proses injeksi juga berpengaruh dalam pembentukan *scale* sebab akan mengakibatkan kerusakan formasi akibat dari kualitas air injeksi yang tidak bagus (Veri, 2012).

*Scale*  $\text{BaSO}_4$  terbentuk ketika ion konsentrasi sulfat *seawater* tinggi, dan diinjeksikan ke reservoir *offshore* untuk pengaturan tekanan dimana air formasi memiliki ion konsentrasi barium yang tinggi (Mpelwa & Tang, 2019). Kelarutan (*solubility*) sulfat (kalsium, strosium, dan barium) dan kalsit akan terbentuk jika mengalami peningkatan temperatur (Elichev et al., 2010). Efek dari temperatur merupakan efek yang kuat dalam pembentukan *scale*  $\text{BaSO}_4$  (Amiri, M. & J. Moghadasi, 2010). Berbeda dengan *scale*  $\text{BaSO}_4$ , kelarutan *scale*  $\text{SrSO}_4$  disebabkan oleh peningkatan *ionic strength* dan tekanan, akan tetapi *solubility scale*  $\text{SrSO}_4$  akan berkurang seiring dengan meningkatnya temperatur. Beberapa kasus yang terjadi di lapangan minyak, banyak ditemui pembentukan *scale*  $\text{SrSO}_4$

bersamaan dengan *scale* BaSO<sub>4</sub>. Hal ini menunjukkan jika *scale* BaSO<sub>4</sub> terbentuk, *scale* SrSO<sub>4</sub> juga akan terbentuk (Fadairo & Falode, 2009).

Elichev et al., (2010) meneliti tentang pengendapan *scale* yang terjadi di lapangan minyak Rosneft. Ada dua jenis *scale* yang terbentuk yaitu CaCO<sub>3</sub> dan sulfat. Pengendapan *scale* terjadi berdasarkan intensitas tinggi dari *water cut*, temperatur dan konsentrasi larutnya CO<sub>2</sub> pada fasa minyak dan air. Peningkatan temperatur pada lingkungan sulfat juga meningkatkan daya larut garam di air, dan jika *scale* CaCO<sub>3</sub> situasinya terbalik, daya larutnya menurun. Korelasi Oddo-Tomson digunakan untuk meneliti endapan *scale* ini. Korelasi ini telah dites di lapangan *Western Siberia* dengan hasil yang bagus. Keuntungan dari korelasi ini yaitu sebagai berikut : 1. Data input minimal, 2. Program korelasi yang sederhana, 3. Dapat digunakan untuk jenis *scale* kalsit dan sulfat.

Efek utama pertumbuhan *scale* di *tubing* adalah mengurangi laju alir produksi dengan meningkatkan kekasaran permukaan pipa dan mengurangi daerah alir. Paper ini meneliti *scaling tendency* dari bercampurnya 2 air yang *incompatible* yang berada di reservoir minyak Egypt, daerah *Gulf of Suez*. Hasil identifikasi menemukan adanya *scaling tendency* yang besar dari *scale* CaCO<sub>3</sub> dan BaSO<sub>4</sub> pada variasi komposisi air, temperatur dan tekanan yang menutupi kondisi lapangan minyak. Menggunakan jar-test dan *software prediction* untuk menentukan jenis *scale* yang mengendap dan meneliti perbandingan antara percampuran air formasi dengan air injeksi yang dapat menyebabkan pengendapan *scale* terparah dengan perbedaan temperatur dan tekanan sesuai dengan kondisi lapangan minyak. Penelitian ini juga membahas inhibitor AII dan SII dengan konsentrasi ppm yang berbeda. Hasilnya, air injeksi dengan perbandingan 60 : 40 terhadap air formasi menghasilkan pengendapan *scale* sulfat yang parah. Dalam hal ini, komposisi air injeksi di atas 50% mempengaruhi terhadap pertumbuhan *scale* (Hosny et al., 2009).



**Gambar 2.1** Gambar dari pembentukan *scale* pada posisi yang berbeda di sepanjang *tubing* (Hosny et al., 2009)

Pengendapan *scale* yang diakibatkan dari tercampurnya air yang tidak terlarut seperti salah satu contohnya yaitu dengan *seawater* ke dalam fluida PWRI yang digunakan untuk memelihara tekanan reservoir dan menyapu hidrokarbon menuju sumur produksi yang mana air dipisahkan dari fluida produksi di *surface facilities* dan diinjeksikan kembali ke formasi hidrokarbon yang berhubungan. Penggunaan air injeksi ini akan mengakibatkan pengendapan *scale* dimana *scale*  $\text{CaCO}_3$  terbentuk oleh dirinya sendiri (dari sumber air produksi yang sama) dan *scale* sulfat timbul dari bercampurnya barium, stronsium dan kalsium yang terkandung dari air produksi dan kemudian bercampur dengan sulfat yang terkandung di dalam *seawater* (Jordan & Champion, 2018).

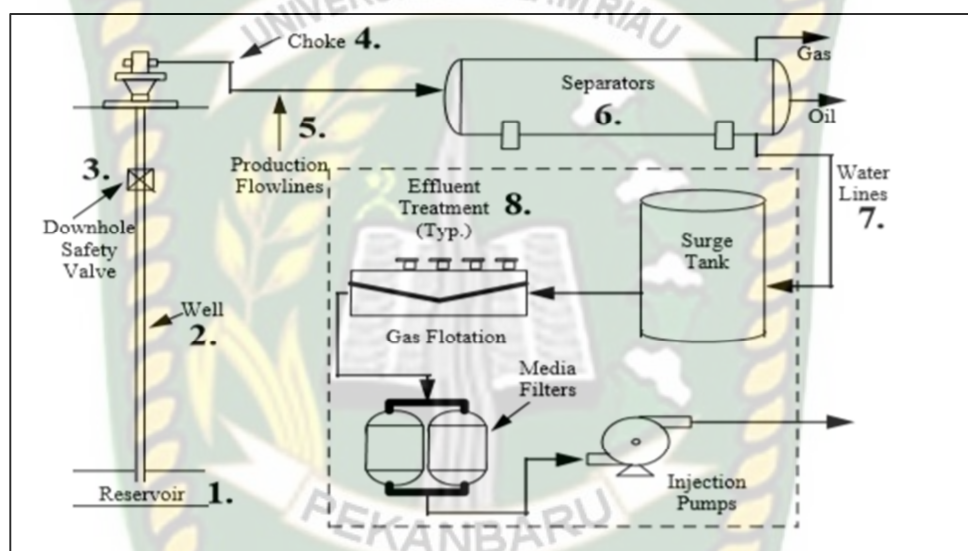
## 2.2 Daerah Pengendapan *Scale*

Pada sumur *offshore* dan *subsea deep water*, *scale* dapat terbentuk di perforasi, *tubing* produksi, *wx-tree*, dan *flowline* yang dapat menyebabkan pengurangan produksi dan dapat menghambat produksi minyak (M. C.M. Bezerra et al., 2013). Fenomena pengendapan *scale* dapat terjadi di *wellbore* selama kegiatan injeksi *waterflooding* (Fadairo & Falode, 2009). Pada saat air diinjeksikan, air akan berpindah dari sumur injeksi ke sumur produksi, dan pengendapan akan terjadi di zona pencampuran (Elichev et al., 2010). Penginjeksian air ke reservoir minyak dan gas (untuk *secondary recovery* atau sebelum operasi *acidizing*) akan mengarahkan reaksi *fresh water* dengan kedua air telah berada di pori-pori batuan (air formasi) dan mineral dalam batuan itu sendiri.



Reaksi ini membentuk deposisi mineral di sumur produksi (Farrokhrouz & Asef, 2010).

Olijare (2015) Pembentukan mineral *scale* di sepanjang komponen mekanik pada *production string* memiliki efek perusakan di *wellbore* seperti mengemblok aliran hidrokarbon di dalam *production string* mendekati *chokes* dan *tubing joints*, dan juga mengotori *artificial lift* (Mackey et al., 2019). Pengendapan *scale* di *tubing* juga dapat mengakibatkan pengecilan ID pada tubing produksi dan penurunan laju produksi (Johnston, Sutherland, & Herrman, 2014)



**Gambar 2.2** Skema *area* pengendapan *scale* yang sering terjadi di lapangan minyak dan gas (Exxon, 1998)

### 2.3 Water Analysis

Metode instrumental digunakan untuk menganalisis pH, bikarbonat, metal dan anion. *Sample* dikumpulkan di lapangan disaring terlebih dahulu dan dijaga dengan pH < 2 dengan penambahan asam *nitric* ( $\text{HCO}_3$ ) atau didinginkan (temperatur 4 hingga 10°C) pada masing-masing analisis metal dan anion. Untuk analisi metal menggunakan *plasma spectrometry* (ICP-OES). Untuk analisis sulfat dan asetat, menggunakan ion kromatografi (Maria C.M. Bezerra, Rosario, Rocha, & Sombra, 2004).

## 2.4 Komposisi Air Formasi

Air formasi memiliki berbagai macam ion yang terkandung di dalamnya. Ion-ion tersebut berupa kation (ion positif) dan anion (ion negatif) yang terlarut di dalam air formasi. Akibat adanya perubahan sifat geokimia reservoir, kation dan anion tersebut menjadi zat yang tidak terlarut dan mengendap di dalam media alirnya. Berikut beberapa jenis kation dan anion yang terdapat di dalam air formasi penyusun *scale* sulfat (Suharso & Buhani, 2015) :

### 2.4.1 Kation (Ion Positif)

#### 2.4.1.1 Kalsium ( $\text{Ca}^{+2}$ )

Ion kalsium mudah bereaksi dengan beberapa ion negatif seperti ion *carbonat* dan *sulfat* yang dapat membentuk suatu endapan padatan yang tidak terlarut yang dikenal sebagai *scale*.

#### 2.4.1.2 Magnesium ( $\text{Mg}^{+2}$ )

Ion magnesium memiliki jumlah konsentrasi lebih kecil dari pada ion kalsium. Ion magnesium jika bereaksi dengan ion karbonat akan membentuk *scale*  $\text{MgCO}_3$  dan jika bereaksi dengan sulfat akan membentuk *scale*  $\text{MgSO}_4$ .

#### 2.4.1.3 Besi ( $\text{Fe}^{+2}$ )

Konsentrasi kandungan ion besi di dalam air relatif rendah (kurang dari 1000 mg/l), yang berupa ferric ( $\text{Fe}^{+3}$ ) dan ferro ( $\text{Fe}^{+2}$ ) ataupun dalam suatu suspensi yang berupa senyawa besi yang terendapkan. Ion besi dengan konsentrasi yang tinggi biasanya menunjukkan adanya masalah korosi dan juga dapat mengakibatkan penyumbatan akibat adanya pengendapan.

Ion besi di formasi dapat berubah menjadi padatan berdasarkan kondisi reservoir seperti konsentrasi besi dan sulfat, temperatur, tekanan dan komposisi fluida (air, hidrokarbon dan garam). Jenis dari *scale* iron sulfida yang terbentuk yaitu kansite ( $\text{Fe}_9\text{S}_8$ ), troilite ( $\text{FeS}$ ), pyrrhotite ( $\text{Fe}_{1-x}\text{S}$ ), mackinawite ( $\text{Fe}_{1+x}\text{S}$ ), marcasite  $\text{FeS}_2$  (S- tidak sempurna/*deficient*), pyrite  $\text{FeS}_2$  (S atau Fe tidak sempurna).



#### 2.4.1.4 Barium ( $Ba^{+2}$ )

Barium sulfat *scale* merupakan salah satu *scale* yang sukar diatasi dan dihilangkan dimana jenis *scale* ini sangat tahan dengan metode kimia dan mekanik. Konsentrasi ion barium jumlahnya lebih sedikit, namun jika bereaksi dengan sulfat maka akan membentuk barium sulfat ( $BaSO_4$ ) yang sangat sukar larut sehingga bisa menyebabkan permasalahan yang serius.

#### 2.4.1.5 Natrium ( $Na^{+2}$ )

Ion natrium tidak menimbulkan masalah yang berhubungan dengan pengendapan *scale* yang tidak dapat larut, kecuali pengendapan natrium klorida ( $NaCl$ ) yang bersifat mudah larut, yang biasanya terjadi pada air formasi dengan pH yang tinggi. Natrium juga merupakan komponen yang dominan dalam air.

#### 2.4.1.6 Stronsium ( $Sr^{+2}$ )

Seperti halnya kalsium dan barium, reaksi stronsium dengan ion sulfat akan membentuk *scale* stronsium sulfat yang juga bersifat tidak larut. Meskipun stronsium sulfat memiliki kadar kelarutan yang lebih besar dari barium sulfat, seringkali kedua jenis *scale* ini terendapkan secara bersamaan dan membentuk endapan *scale* campuran.

### 2.4.2 Anion (Ion Negatif)

#### 2.4.2.1 Klorida ( $Cl^-$ )

Jenis anion yang paling dominan pada air formasi dan air tawar adalah ion klorida. Membentuk senyawa dengan natrium, ion klorida biasanya dijadikan sebagai indikator harga salinitas dari air.

#### 2.4.2.2 Karbonat ( $CO_3^{-2}$ ) dan Bikarbonat ( $HCO_3^{-}$ )

Mineral *geochemical* karbonat terbentuk dari hasil reduksi tekanan, peningkatan temperatur, dan atau terlepasnya hidrokarbon *water-soluble* seperti  $CO_2$  dan  $H_2S$ . Penurunan tekanan yang sangat tinggi terjadi di dalam atau di sekitar sumur produksi, dan bagaimanapun *scale* karbonat biasanya diamati di sumur produksi dan *surface facilities*. Antara tipe yang berbeda dari *scale* karbonat, kalsium karbonat sejauh ini masih menjadi

hal biasa dari *scale* karbonat. Tambahan, *scale* karbonat tidak memiliki permasalahan dibandingkan dengan *scale* sulfat karena dapat dibersihkan dengan *acid treatment* (Abouie, Korrani, & Sepehrnoori, 2017).

#### 2.4.2.3 Sulfat ( $\text{SO}_4^{-2}$ )

Pengalaman di lapangan telah membuktikan bahwa *scale* sulfat memiliki risiko terbesar mengendap di sekitar sumur-sumur produksi. Jika untuk beberapa alasan, campuran air yang tidak terlarut terjadi di dalam *wellbore*.

Kandungan ion sulfat dapat menjadi masalah jika bereaksi dengan ion kalsium, barium ataupun stronsium. Reaksi dari ion-ion tersebut akan membentuk endapan *scale* yang bersifat tidak larut. Selain itu ion sulfat juga merupakan sumber makanan untuk jenis bakteri tertentu .

### 2.5 Pengertian *Scale*

*Scale* merupakan padatan yang mengendap di dalam sumur (*wellbore*) maupun di *surface facilities* akibat dari tidak terlarutnya ion-ion dari air formasi sehingga menyebabkan padatan yang mengendap pada media alirnya (Musnal, 2017).

#### 2.5.1 Tahapan Pembentukan *Scale*

Pembentukan *scale* dapat dibagi dalam beberapa tahapan dari awal hingga akhir sebagai berikut (El Hajj et al., 2015) :

##### 2.5.1.1 Tahap Nukleasi (Pembentukan Inti)

Tahapan ini merupakan tahapan pertama pembentukan *scale*, dimana ion-ion yang terkandung di dalam air formasi akan membentuk kristal sebab mengalami supersaturasi (Sariman et al., 2018). Inti kristal yang terbentuk tidak akan mengendap dalam proses aliran karena terbentuk dengan sangat halus.

##### 2.5.1.2 Tahap Pertumbuhan Inti

Pada tahapan ini, pertumbuhan inti kristal akan melakukan tarik-menarik dengan molekul-molekul yang lain, sehingga butiran yang lebih besar akan terbentuk dengan diameter 0,001 - 0,1  $\mu$  (ukuran koloid),

kemudian akan tumbuh lagi hingga diameter 0,1 – 10  $\mu$  (kristal halus). Pada diameter 10  $\mu$  (kristal kasar) kristal akan mengendap.

### 2.5.1.3 Tahap Pengendapan

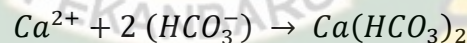
Kecepatan pengendapan kristal dipengaruhi oleh ukuran dan berat jenis kristal yang lama-kelamaan akan membesar pada tahap sebelumnya. Selain itu, proses pengendapan juga dipengaruhi oleh aliran fluida pembawa, dimana kristal akan mengendap apabila kecepatan pengendapan lebih besar dari kecepatan aliran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

## 2.5.2 Jenis-jenis *Scale*

*Scale* terbagi menjadi beberapa macam jenis tergantung dari ion-ion yang terkandung di dalamnya, berikut beberapa contoh jenis *scale*. Adapun jenis-jenis *scale* adalah sebagai berikut :

### 2.5.2.1 *Scale* Kalsium Karbonat

*Scale* kalsium karbonat merupakan *scale* yang dapat ditemukan pada air formasi alami pada *reservoir* Laut Utara. Pada lapangan minyak dan gas, *scale* kalsium karbonat terbentuk dari kombinasi ion kalsium dan ion bikarbonat yang dibentuk dengan reaksi kimia sebagai berikut (Exxon, 1998) :



### Efek CO<sub>2</sub>

Ketika kadar CO<sub>2</sub> dalam larutan meningkat dan pH menurun, menghasilkan sedikit endapan (*precipitation*). Jumlah CO<sub>2</sub> yang larut dalam air, sebanding dengan tekanan parsial CO<sub>2</sub> dalam gas di atas air.

Jika tekanan sistem atau persentasi CO<sub>2</sub> di dalam gas meningkat, maka kadar CO<sub>2</sub> di dalam larutan juga meningkat. Sebaliknya, jika ada penurunan tekanan dalam sistem, tekanan parsial CO<sub>2</sub> berkurang, CO<sub>2</sub> keluar dari larutan, dan pH air naik, maka *scale* CaCO<sub>3</sub> terbentuk (Exxon, 1998).

### Efek Temperatur

*Scale* kalsium karbonat memiliki kelarutan terbalik terhadap kenaikan suhu. Jenis *scale* ini akan terbentuk jika suhu berkurang (Exxon, 1998).

### Kesimpulan

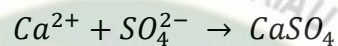
Adapun potensi terbentuknya *scale*  $\text{CaCO}_3$  :

- a. Meningkatkan jika temperatur berkurang.
- b. Meningkatkan jika pH juga meningkat.
- c. Meningkatkan jika tekanan parsial  $\text{CO}_2$  menurun.
- d. Meningkatkan jika TDS (*Total Dissolve Solid*) berkurang.

Cara penanggulangan *scale*  $\text{CaCO}_3$  dengan menggunakan asam yang diinjeksikan, jenis asam yang biasa digunakan yaitu HCl (Exxon, 1998).

#### 2.5.2.2 *Scale* Kalsium Sulfat

Reaksi dari *scale* kalsium sulfat sebagai berikut :



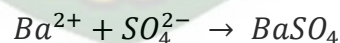
Pada lapangan minyak, kalsium sulfat mengendap terutama sebagai gipsum  $\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$ . Bentuk temperatur tinggi dari  $\text{CaSO}_4$  dikenal sebagai anhidrat yang dapat mengendap pada kondisi tidak tentu. *Scale* gipsum lebih jarang ditemui dari pada kalsium karbonat karena gipsum lebih larut dari pada kalsium karbonat (Exxon, 1998).

#### **Efek Temperatur**

Larutan gypsum atau *calcium sulfat* akan meningkat dengan suhu di atas  $38^\circ\text{C}$  ( $100^\circ\text{F}$ ) (Exxon, 1998).

#### 2.5.2.3 *Scale* Barium Sulfat

Bercampurnya dua jenis air (air tawar dan air laut) yang tidak terlarut yang terdiri dari 2800 ppm sulfat tanpa barium dan air formasi yang mengandung *scale* barium sulfat dalam sistem lapangan minyak. Reaksi yang terjadi adalah sebagai berikut (Exxon, 1998) :



#### **Efek Temperatur**

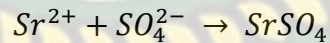
Larutan  $\text{BaSO}_4$  akan meningkat dengan temperatur sebagai berikut (Exxon, 1998) :

- a. Dalam air suling pada  $250^\circ\text{C}$  sekitar 2,3 mg / liter  $\text{BaSO}_4$  larut.
- b. Dalam air suling pada  $1000^\circ\text{C}$  sekitar 3,9 mg / liter  $\text{BaSO}_4$  larut.



#### 2.5.2.4 *Scale* Stronsium Sulfat

Stronsium seringkali ditemukan bersamaan dengan barium pada air formasi. Hasil dari *scale* stronsium sulfat ditemui pada beberapa sistem lapangan minyak. *Scale* ini jarang ditemui hanya dalam jenisnya saja tetapi *scale* stronsium sulfat ditemukan bersamaan dengan barium sulfat. Reaksi kimia *scale* strontium sulfat yaitu sebagai berikut (Exxon, 1998) :



#### 2.5.2.5 Senyawa Besi (Fe)

Ion besi dapat terjadi secara alami pada air produksi atau ditemukan sebagai hasil dari korosi. Air formasi biasanya terdiri dari besi yang berlevel rendah, terbilang 5 sampai 10 mg/l. Level tinggi secara normal disebabkan oleh korosi.

Gas yang tidak terlarut seperti CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>S atau O<sub>2</sub> berkontribusi terhadap korosi yang mengarah pada formasi dari berbagai senyawa besi. CO<sub>2</sub> bereaksi dengan besi membentuk FeCO<sub>3</sub> (Siderit). *Scale* ini bergantung pada sistem pH. pH di atas 7 *scale* kemungkinan terbentuk.

Fe<sub>2</sub>O<sub>3</sub>.x H<sub>2</sub>O praktis tidak larut di atas pH 4 sedangkan Fe(OH)<sub>2</sub> tetap larut bahkan pada pH 8.0.

*Scale* besi juga dapat dibentuk oleh bakteri *gallionella ferruginea*. Bakteri ini mengambil Fe<sup>2+</sup> dari air dan mengendapkan Fe<sup>3+</sup> (Exxon, 1998).

### 2.6 Metode Oddo-Tomson

Metode Oddo-Tomson merupakan metode penyempurnaan dari perhitungan sebelumnya (Lestari, MG Sri Wahyuni & Sitaresmi, 2007). Metode ini digunakan untuk menentukan *saturation index* (SI) yaitu hasil prediksi *scale* yang ditunjukkan sebagai indeks saturasi (SI) dan potensi jumlah pengendapan (Hosny et al., 2009). Metode ini digunakan untuk 5 jenis *scale* sulfat seperti kalsium sulfat (*gypsum*, *anhydrate* dan *hemihydrate*), barium sulfat dan stronsium sulfat (Oddo, Smith, & Tomson, 1991). Keuntungan menggunakan metode ini adalah (Elichev et al., 2010) :

1. Minimum pengaturan data yang diinput.
2. Kesederhanaan dalam korelasi program.
3. Dapat digunakan untuk jenis *scale* sulfat dan kalsit.

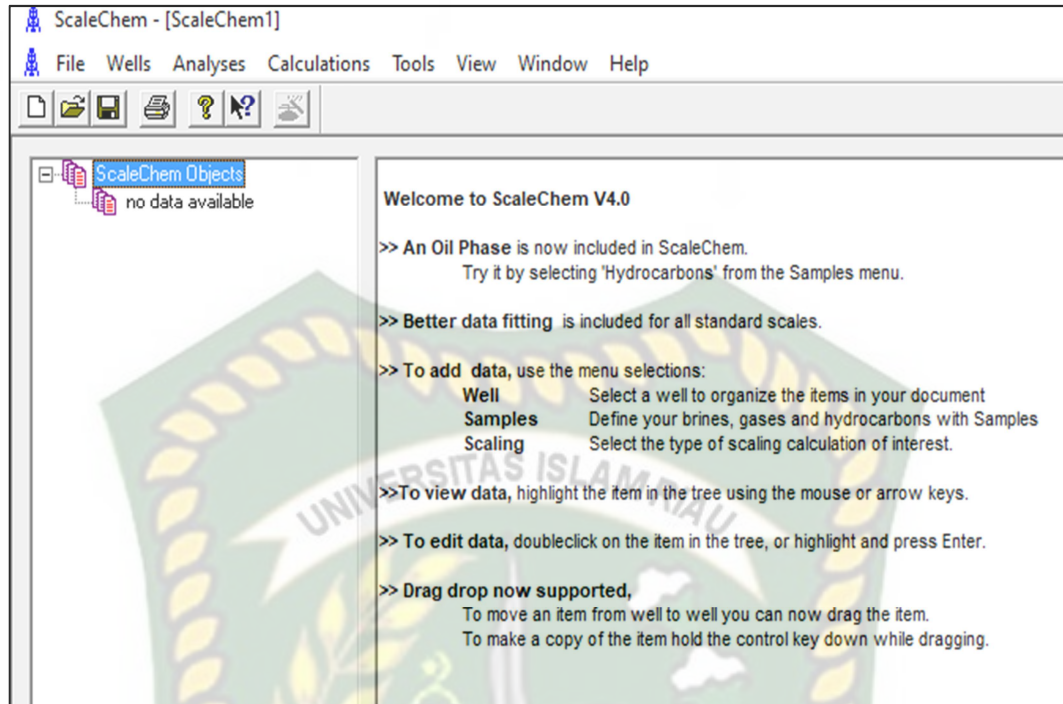
Metode perhitungan Oddo-Tomson menghitung kecenderungan pembentukan *scale* untuk menentukan SI dengan ketentuan sebagai berikut (Nasiruddin & Lestari, 2015) :

1. Jika SI bernilai negatif (-), maka cenderung tidak terbentuknya endapan *scale*.
2. Jika SI bernilai 0 (nol), menandakan air berada di titik jenuh dan *scale* tidak terbentuk.
3. Jika SI bernilai positif (+), maka air berada di atas nilai kejenuhan dan mengindikasikan terbentuknya *scale*.

#### 2.7 *Software* OLIScaleChem

OLISaleChem ditemukan pertama kali pada tahun 1971 oleh Dr. Marshall Rafal. Selama empat dekade terakhir, OLI telah dikembangkan, dengan biaya hampir \$40.000.000, perangkat lunak komputer komersial yang telah menjadikan perusahaan sebagai pemimpin dunia dalam simulasi sistem kimia berbasis air (OLI Systems, 2018).

Kemampuan unik OLI adalah memberi dunia satu-satunya kerangka kerja termodinamika prediktif berbahan kimia dalam air, dan dapat diprediksi pada hampir semua temperatur, tekanan, dan konsentrasi yang dimungkinkan. Dengan menggunakan kerangka kerja yang unik dan kuat ini, mesin OLI didukung oleh bank data yang sangat besar, memungkinkan pengguna untuk memprediksi perilaku kimia dan fase (termasuk cairan, uap, cairan tidak-berair dan banyak padatan), dari sebagian besar campuran bahan kimia anorganik atau organik dalam air. Pemisahan fase yang dihasilkan menjadi berair, uap, cairan organik dan banyak padatan dilakukan secara otomatis (OLI Systems, 2018).



**Gambar 2.3** *ScaleChem Main Window*, (OLIScaleChem, 2011)

OLIScaleChem merupakan solusi OLI untuk aplikasi lapangan minyak termasuk prediksi mineral *scale* permukaan dan bawah permukaan, profil saturasi, dan pencampuran air produksi/formasi. OLIScaleChem didasarkan pada pemasangan data biner, terner, dan kuaterner yang akurat untuk beberapa *scale* biasa, dan lainnya seperti *scale* “yang tidak biasa”. OLIScaleChem merupakan *software* yang digunakan untuk mengetahui *scaling tendency* pada suatu formasi berdasarkan jenis ion yang terdapat pada air formasi tersebut (OLI Systems, 2018). Perhitungan produksi air, tekanan, temperatur serta hasil *water analysis* dapat dilakukan dengan menggunakan *software* OLIScaleChem untuk menentukan besarnya harga konsentrasi *scale* yang terbentuk. OLIScaleChem dapat memprediksi *scaling tendency*, *ionic strength*, *massa solid* dan parameter-parameter fluida hingga temperatur 600°F, tekanan 22.000 psi, 700.000 ppm *total dissolved salts* (TDS), dengan demikian hampir semua operasi produksi dapat dimodelkan (Amiri, 2010).

**Hipotesis**

1. Penggunaan metode Oddo-Tomson untuk menentukan *saturation index* dapat dilakukan untuk jenis *scale* BaSO<sub>4</sub> dan SrSO<sub>4</sub>.
2. Efek temperatur sangat berpengaruh terhadap pembentukan dan pertumbuhan *scale* BaSO<sub>4</sub> maupun SrSO<sub>4</sub>.



Dokumen ini adalah Arsip Miik :

Perpustakaan Universitas Islam Riau



## BAB III METODOLOGI PENELITIAN

### 3.1 METODE PENELITIAN

#### 3.1.1 Metode Oddo-Tomson

Metode Oddo-Tomson digunakan untuk menentukan indeks stabilitas kelarutan air yang tersaturasi (Elichev et al., 2010). Adapun rumus perhitungan *saturation index* dengan menggunakan metode Oddo-Tomson adalah sebagai berikut (Patton, 1995) :

1. Mencari *ionic strength* ( $\mu$ ) satuan moles/L :

$$\mu \text{ (moles/L)} = 10^{-5} (2.2 \times Na^+ + 5.0 \times Ca^{++} + 8.2 \times Mg^{++} + 1.5 \times Ba^{++} + 2.3 \times Sr^{++} + 1.4 \times Cl^- + 2.1 \times SO_4^{2-} + 0.8 \times HCO_3^-)$$

(konsentrasi ion dalam mg/L dari *water analysis*)

2. Menghitung  $K_{st}$  :

$$K_{st} = +1.86 + 4.5 \times 10^{-3}T - 1.2 \times 10^{-6}T^2 + 10.7 \times 10^{-5}P - 2.38\sqrt{\mu} + 0.58\mu - 1.3 \times 10^{-3}\sqrt{\mu}T$$

3. Konversi konsentrasi ion dari mg/L ke moles/L dengan membagi konsentrasi ion yang didapat dari *water analysis* yang sesuai dengan faktor konversi yang diberikan sebagai berikut :

**Tabel 3.1** Konversi konsentrasi ion dari mg/L ke moles/L

Konsentrasi Ion (mg/L) dari <i>Water Analysis</i>	Dibagi dengan	Total Konsentrasi (moles/L)
$SO_4^{2-}$	96060	$C_{SO4}$
$Ca^{2+}$	40080	$C_{Ca}$
$Mg^{2+}$	24305	$C_{Mg}$
$Sr^{2+}$	87620	$C_{Sr}$
$Ba^{2+}$	137330	$C_{Ba}$

4. Menghitung *CatSum*. Ini merupakan *sum* dari pengukuran konsentrasi keempat kation metal (moles/L) :

$$CatSum = C_{Ca} + C_{Mg} + C_{Sr} + C_{Ba}$$

5. Hitung konsentrasi *free sulfate* (moles/L) :

$$[SO_4^{2-}] = \frac{-\{1 + K_{st}(CatSum - C_{SO_4})\} + \{[1 + K_{st}(CatSum - C_{SO_4})]^2 + 4K_{st}C_{SO_4}\}^{0.5}}{2K_{st}}$$

6. Menghitung konsentrasi ion *free metal* (moles/L) :

$$[Sr^{2+}] = \frac{C_{Sr}}{1 + K_{st}[SO_4^{2-}]}$$

$$[Ba^{2+}] = \frac{C_{Ba}}{1 + K_{st}[SO_4^{2-}]}$$

7. Menghitung nilai *saturation index* untuk *scale* sulfat.

Barium Sulfat :

$$SI_{Ba} = \log_{10} \{[Ba^{2+}][SO_4^{2-}]\} + 10.03 - 4.8 \times 10^{-3} T + 11.4 \times 10^{-6} T^2 - 4.8 \times 10^{-5} P - 2.62 \sqrt{\mu} + 0.89 \mu - 2.0 \times 10^{-3} \sqrt{\mu} T$$

Strontium Sulfat :

$$SI_{Sr} = \log_{10} \{[Sr^{2+}][SO_4^{2-}]\} + 6.11 - 2.0 \times 10^{-3} T + 6.4 \times 10^{-6} T^2 - 4.6 \times 10^{-5} P - 1.89 \sqrt{\mu} + 0.67 \mu - 1.9 \times 10^{-3} \sqrt{\mu} T$$

Dimana :

SI = *saturation index*

T = temperatur, °F

P = tekanan (psia)

$\mu$  = *ionic strength*

Metode perhitungan Oddo-Tomson ini menghitung kecenderungan pembentukan *scale* dengan menentukan SI dengan ketentuan sebagai berikut (Nasiruddin & Lestari, 2015) :

1. Jika SI bernilai negatif (-), maka cenderung tidak terbentuknya endapan *scale*.

2. Jika SI bernilai 0 (nol), menandakan air berada di titik jenuh dan *scale* tidak terbentuk.
3. Jika SI bernilai positif (+), maka air berada di atas nilai kejenuhan dan mengindikasikan terbentuknya *scale*.

Kemudian menentukan level pengendapan *scale* menurut hasil dari *saturation index*.

**Tabel 3.2** Level Pengendapan *Scale*

SI	Level Pengendapan <i>Scale</i>
< 0,5	Resiko Kecil (I)
0,5-1,0	Resiko Cukup / Sedang (II)
1,0 – 1,5	Resiko Tinggi (III)
> 1,5	Resiko Sangat Tinggi (IV)

Sumber : Elichev et al., (2010)

### 3.1.2 Perhitungan Penentuan Pertumbuhan dan Ketebalan *Scale*

#### 3.1.2.1 Menggunakan *Software* OLIScaleChem

Perhitungan menggunakan *software* OLIScaleChem digunakan untuk mencari hasil *scaling tendency* dan *scale solid* dari kedua jenis *scale* tersebut berdasarkan gradient temperatur dimana diambil perkedalaman sumur. *Scaling tendency* digunakan untuk menentukan indeks terbentuknya *solid* sedangkan *scale solid* merupakan kecenderungan *solid* yang akan terbentuk (OLI systemsInc., 2011). Rumus gradient temperatur yang digunakan yaitu menggunakan rumus Braak sebagai berikut (Purwantara, 2015) :

$$t = S + d \times \left( \frac{T-S}{D} \right) \dots\dots\dots (1)$$

Dimana :

t = gradient temperatur (°F atau °C)

S = temperatur tahunan permukaan (°F atau °C)

d = kedalaman yang akan dihitung (ft atau meter)

T = temperatur *downhole* pada kedalaman yang diketahui (°F atau °C)

D = total kedalaman (ft atau meter)

### 3.1.2.2 Menggunakan Rumus Empiris

Cara manual menggunakan rumus yang dipakai untuk menghitung *scale coupon* sebagai berikut :

$$\text{Luas ID Tubing} = \pi \times \text{ID (ft)} \times \text{Tubing Depth (ft)} \dots\dots\dots (2)$$

(ft<sup>2</sup> konvers ke in<sup>2</sup>)

$$\text{Massa scale} = \text{scale solid (lb/d)} \times \text{water production (bbl/d)} \dots\dots\dots (3)$$

(bbl/d konvers ke bbl/y)

$$\text{Scale growth} = \frac{\text{Massa scale (lb/d)}}{\text{Luas ID tubing (ft}^2\text{)}} = \text{lb/d/ft}^2 \dots\dots\dots (4)$$

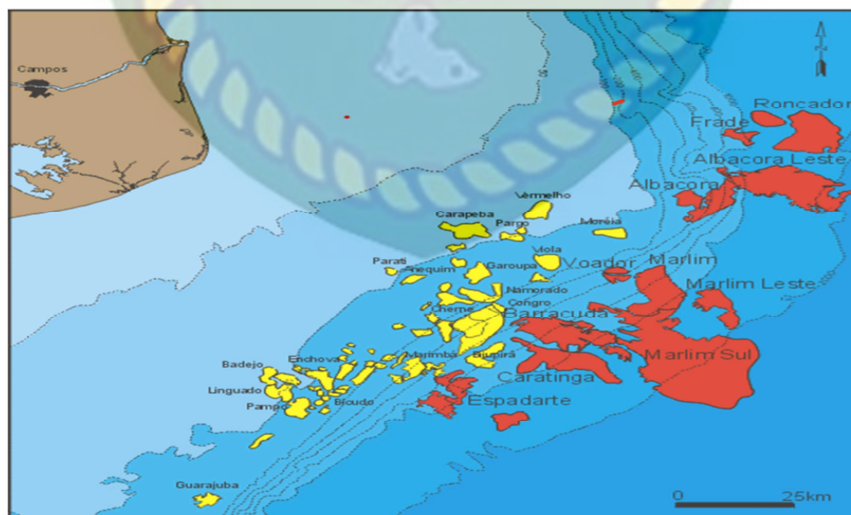
$$\text{Ketebalan} = \frac{\text{Massa scale (lb/y)} \times \text{umur sumur (y)}}{\text{Luas ID tubing (in}^2\text{)} \times \rho \text{ (lb/in}^3\text{)}} = \text{in} \dots\dots\dots (5)$$

## 3.2 JENIS PENELITIAN

Berdasarkan jenis penelitian yang akan dilakukan, maka jenis dari penelitian ini merupakan Simulasi dengan menggunakan *software* OLIScaleChem di Laboratorium Simulasi Teknik Perminyakan Universitas Islam Riau.

## 3.3 PENGAMBILAN DATA

Adapun sumber data yang diperlukan merupakan data sekunder yang diambil dari beberapa *paper conference*, buku, dan jurnal.



**Gambar 3.1** Peta lokasi lapangan minyak dari Campos Basin. Lapangan *deep-water* ditandai dengan warna merah (Maria C.M. Bezerra et al., 2003)



Lapangan HM merupakan salah satu lapangan raksasa *deep-water offshore* yang terletak di sebelah utara Campos Basin, Brazil.

**Tabel 3.3** Data Lapangan HM

Ditemukan	Tahun 1996
Luas area	132 km <sup>2</sup>
Kedalaman air	1500 - 2000 meter
API dari reservoir <i>cretaceous (Maastrichtian)</i>	31°

Sumber : Bezerra et. al. (2003)

**Tabel 3.4** Water Analysis Lapangan HM, Campos Basin, Brazil.

Item	Mg/L	
	Formation Water	Seawater
pH (25°C)	6.4	8.0
Sodium, Na <sup>+</sup>	65000	11500
Calcium, Ca <sup>2+</sup>	7100	504
Magnesium, Mg <sup>2+</sup>	800	1390
Potassium, K <sup>+</sup>	410	226
Barium, Ba <sup>2+</sup>	44	1
Strontium, Sr <sup>2+</sup>	580	9
Chlorides, Cl <sup>-</sup>	116982	21300
Bromides, Br <sup>-</sup>	210	-
Borate, B <sub>4</sub> O <sub>7</sub> <sup>2-</sup>	-	26
Bicarbonates, HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	20	150
Sulphates, SO <sub>4</sub> <sup>-</sup>	32	2834

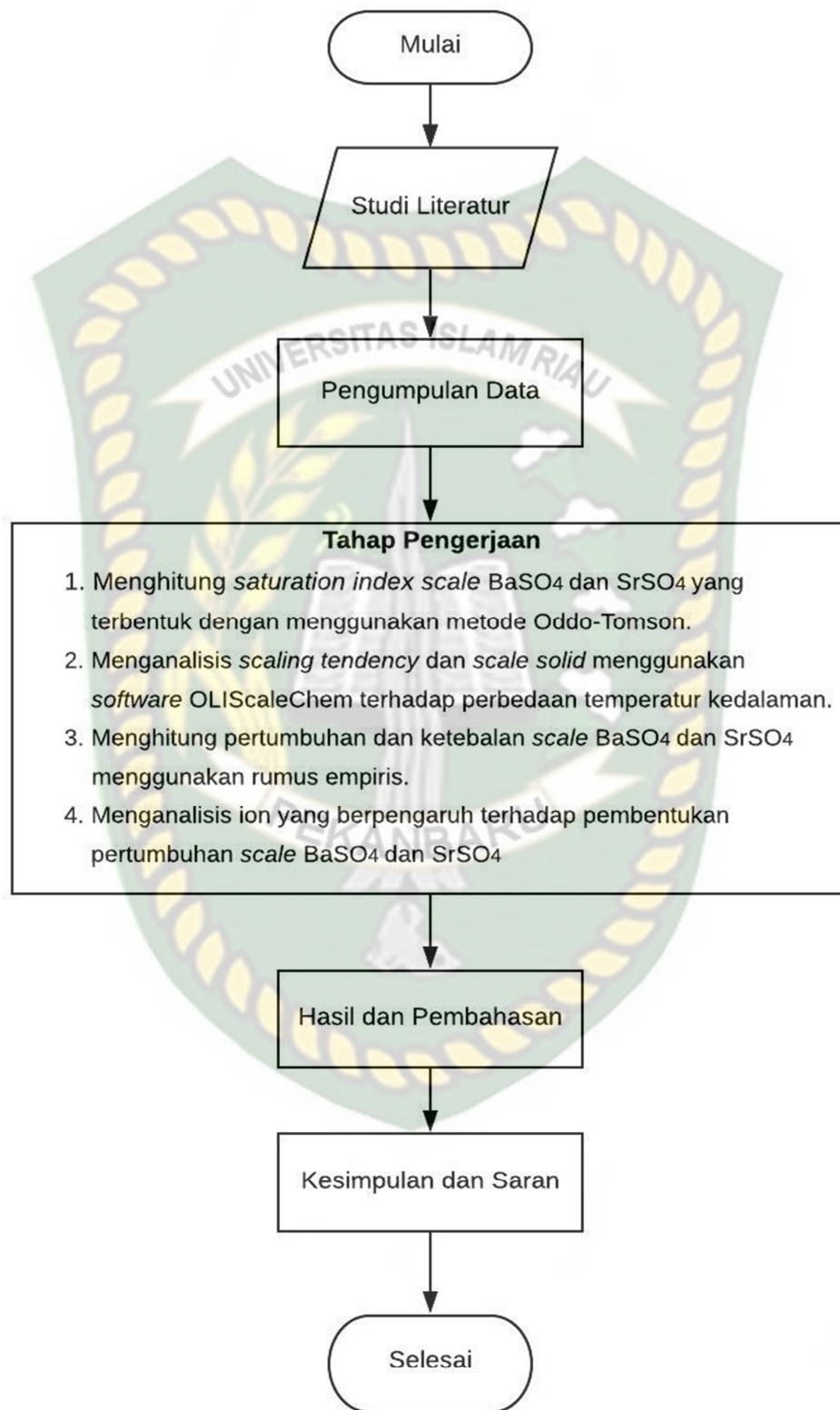
Sumber : Bezerra et. al. (2003)

**Tabel 3.5** Karakteristik lapangan HM

Downhole Pressure	320 bar
Temperatur (downhole)	65°C

Sumber : Bezerra et. al. (2004)

### 3.4 FLOW CHART



Gambar 3.2 Diagram Alir Penelitian

### 3.5 JADWAL PENELITIAN

Adapun jadwal penelitian sebagai berikut :

**Tabel 3.6** Lama Waktu Penelitian

Deskripsi Kegiatan	Januari 2020	Februari 2020	Maret 2020	April 2020	Mei 2020
Studi Literatur.					
Menentukan <i>saturation index scale</i> menggunakan metode Oddo-Tomson.					
Menganalisis <i>scaling tendency</i> dan <i>scale solid</i> menggunakan <i>software</i> OLIScaleChem dengan pengaruh temperatur berbeda.					
Menghitung pertumbuhan dan ketebalan <i>scale</i> yang terbentuk dengan menggunakan rumus empiris.					
Menganalisis ion SO <sub>4</sub> dan parameter tekanan yang berhubungan dengan pembentukan <i>scale</i> .					
Menganalisis hasil perhitungan.					
Laporan Tugas Akhir					

## BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN

Penelitian ini membahas tentang perkiraan pertumbuhan *scale* yang terjadi pada lapangan HM. Lapangan yang diteliti memiliki permasalahan *scale* pada *production tubing* sumur produksi yang disebabkan oleh bercampurnya dua jenis air yang *incompatible* antara air injeksi dan air formasi. Permasalahan yang akan dibahas yaitu untuk meneliti pertumbuhan *scale* dan pengaruh temperatur pada pembentukan dan ketebalan *scale*.

### 4.1 Metode Oddo-Tomson

Tujuan digunakan metode Oddo-Tomson pada penelitian ini untuk menentukan *saturation index* yang mencerminkan stabilitas larutan air (Elichev et al., 2010). Perhitungan metode Oddo-Tomson adalah sebagai berikut (Oddo et al., 1991; Patton, 1995) :

1. Mencari *ionic strength* ( $\mu$ ) satuan moles/L :

$$\begin{aligned}\mu \text{ (moles/L)} &= 10^{-5}(2.2 \times Na^{+} + 5.0 \times Ca^{++} + 8.2 \times Mg^{++} + 1.5 \times Ba^{++} + \\ &\quad 2.3 \times Sr^{++} + 1.4 \times Cl^{-} + 2.1 \times SO_4^{2-} + 0.8 \times HCO_3^{-}) \\ &= 10^{-5}(2.2 \times 76,500 + 5.0 \times 7604 + 8.2 \times 2190 + 1.5 \times 45 + \\ &\quad 2.3 \times 589 + 1.4 \times 138,282 + 2.1 \times 2,866 + 0.8 \times 170) \\ &= 10^{-5}(168,300 + 38,020 + 17,958 + 67.5 + 1,354.7 + \\ &\quad 193,594.8 + 6,018.6 + 136) \\ &= 4.254\end{aligned}$$

2. Menghitung  $K_{st}$  :

Dimana :

$$\begin{aligned}K_{st} &= +1.86 + 4.5 \times 10^{-3}T - 1.2 \times 10^{-6}T^2 + 10.7 \times 10^{-5}P - 2.38\sqrt{\mu} \\ &\quad + 0.58\mu - 1.3 \times 10^{-3}\sqrt{\mu} T \\ &= +1.86 + 4.5 \times 10^{-3} \times 149 - 1.2 \times 10^{-6} \times 149^2 + 10.7 \times 10^{-5} \times \\ &\quad 4641.21 - 2.38\sqrt{4.254} + 0.58 \times 4.254 - 1.3 \times 10^{-3}\sqrt{4.254} \times 149 \\ &= +1.86 + 0.6705 - 0.0266 + 0.4966 - 4.908 + 2.47 - 0.4 \\ &= 0.2151\end{aligned}$$



3. Konversi konsentrasi ion dari mg/L ke moles/L dengan membagi konsentrasi ion yang didapat dari *water analysis* yang sesuai dengan faktor konversi yang diberikan sebagai berikut :

**Tabel 4.1** Hasil Konversi ion dari mg/L ke moles/L

Konsentrasi Ion (mg/L) dari <i>Water Analysis</i>	Dibagi dengan	Total Konsentrasi (moles/L)
$SO_4^{2-} = 2866$	96060	$C_{SO_4} = 0.0298$
$Ca^{2+} = 7604$	40080	$C_{Ca} = 0.1897$
$Mg^{2+} = 2190$	24305	$C_{Mg} = 0.0901$
$Sr^{2+} = 589$	87620	$C_{Sr} = 6.72 \times 10^{-3}$
$Ba^{2+} = 45$	137330	$C_{Ba} = 3.27 \times 10^{-4}$

4. Menghitung *CatSum*. Ini merupakan sum dari pengukuran konsentrasi keempat kation metal (moles/L) :

$$\begin{aligned} CatSum &= C_{Ca} + C_{Mg} + C_{Sr} + C_{Ba} \\ &= 0.1897 + 0.0901 + 6.72 \times 10^{-3} + 3.27 \times 10^{-4} \\ &= 0.286 \end{aligned}$$

5. Hitung konsentrasi *free sulfate* (moles/L) :

$$\begin{aligned} [SO_4^{2-}] &= \frac{-\{1 + K_{st}(CatSum - C_{SO_4})\} + \{[1 + K_{st}(CatSum - C_{SO_4})]^2 + 4K_{st}C_{SO_4}\}^{0.5}}{2K_{st}} \\ &= \frac{-\{1 + 0.2151(0.28 - 0.0298)\} + \{[1 + 0.2151(0.28 - 0.0298)]^2 + 4 \times 0.2151 \times 0.0298\}^{0.5}}{2 \times 0.2151} \\ &= \frac{-1.0538 + 1.066}{0.4302} \\ &= 0.0283 \end{aligned}$$

6. Menghitung konsentrasi ion *free metal* (moles/L) :

$$[Sr^{2+}] = \frac{C_{Sr}}{1 + K_{st}[SO_4^{2-}]} = \frac{6.72 \times 10^{-3}}{1 + 0.2151 \times 0.0283} = 6.68 \times 10^{-3}$$

$$[Ba^{2+}] = \frac{C_{Ba}}{1 + K_{st}[SO_4^{2-}]} = \frac{3.27 \times 10^{-4}}{1 + 0.2151 \times 0.0283} = 3.25 \times 10^{-4}$$

7. Menghitung nilai *saturation index* untuk *scale* sulfat

Barium Sulfat :

$$\begin{aligned}
 SI_{Ba} &= \log_{10} \{[Ba^{2+}][SO_4^{2-}]\} + 10.03 - 4.8 \times 10^{-3} T + 11.4 \times 10^{-6} T^2 - \\
 &\quad 4.8 \times 10^{-5} P - 2.62 \sqrt{\mu} + 0.89 \mu - 2.0 \times 10^{-3} \sqrt{\mu} T \\
 &= \log_{10} \{[3.25 \times 10^{-4}][0.0283]\} + 10.03 - 4.8 \times 10^{-3} \times 149 + \\
 &\quad 11.4 \times 10^{-6} \times 149^2 - 4.8 \times 10^{-5} \times 4641.21 - 2.62 \sqrt{4.254} + \\
 &\quad 0.89 \times 4.254 - 2.0 \times 10^{-3} \sqrt{4.254} \times 149 \\
 &= 2.87
 \end{aligned}$$

Strontium Sulfat :

$$\begin{aligned}
 SI_{Sr} &= \log_{10} \{[Sr^{2+}][SO_4^{2-}]\} + 6.11 - 2.0 \times 10^{-3} T + 6.4 \times 10^{-6} T^2 - \\
 &\quad 4.6 \times 10^{-5} P - 1.89 \sqrt{\mu} + 0.67 \mu - 1.9 \times 10^{-3} \sqrt{\mu} T \\
 &= \log_{10} \{[6.68 \times 10^{-3}][0.0283]\} + 6.11 - 2.0 \times 10^{-3} \times 149 + \\
 &\quad 6.4 \times 10^{-6} \times 149^2 - 4.6 \times 10^{-5} \times 4641.21 - 1.89 \sqrt{4.254} + \\
 &\quad 0.67 \times 4.254 - 1.9 \times 10^{-3} \sqrt{4.254} \times 149 \\
 &= 1.77
 \end{aligned}$$

Hasil perhitungan metode Oddo-Tomson untuk penentuan *saturation index scale* yaitu sebagai berikut :

**Tabel 4.2** Nilai Hasil *Saturation Index Scale* BaSO<sub>4</sub> dan SrSO<sub>4</sub>

Jenis Scale	Saturation Index Scale
Barium Sulfat	2.87
Stronsium Sulfat	1.77

Perhitungan *Saturation index* di atas untuk mengetahui potensi *scale* yang kemungkinan terbentuk dengan temperatur dan tekanan konstan masing-masing 149°F (65°C) dan 4641.21 psi. Adapun *scale* BaSO<sub>4</sub> dan SrSO<sub>4</sub> mendapat nilai SI masing-masing sebesar 2.87 dan 1.77. Hasil *saturation index* tersebut lebih dari 1 (positif) yang menandakan air dalam kondisi *supersaturated* (*scale* kemungkinan terbentuk) (Hosny et al., 2009; Suharso & Buhani, 2015). *Scale* yang terbentuk dengan level pengendapan di atas nilai 1.5 dapat diartikan sebagai level

pengendapan beresiko sangat tinggi berdasarkan analisis lapangan minyak Rosneft, Western Siberia (Elichev et al., 2010).

#### 4.2 Analisis Software OLIScaleChem

Penentuan perkiraan pertumbuhan *scale* menggunakan *software* OLIScaleChem dengan menentukan *scale solid* dan *scaling tendency*. Jenis brine yang digunakan ada 2 macam yaitu *formation water* dan *injection water*. Keduanya dalam keadaan bercampur dan teridentifikasi dapat menyebabkan pembentukan *scale*. Penelitian ini juga melihat pengaruh temperatur terhadap pembentukan *scale* dengan menggunakan temperatur gradien untuk menentukan temperatur per ke dalaman sumur. Kedalaman sumurnya yaitu 1000 meter (*horizontal well*) (Bordieri, Lage, Moro, & Maia, 2013). Perhitungan gradien temperatur dapat dilihat pada Lampiran II.

**Tabel 4.3** Gradien Temperatur Kedalaman Yang Akan Diteliti

Kedalaman yang Akan Diteliti (m)	Lokasi Pengendapan	Gradien Temperatur (°C)
200	<i>Selected Point</i>	35.4
400	<i>Selected Point</i>	42.8
600	<i>Selected Point</i>	50.2
800	<i>Selected Point</i>	57.6
1000	<i>Downhole</i>	65

Dari hasil perhitungan menggunakan *software* OLIScaleChem dimana pada bagian *mix water* pada *software*, hasil dari pencampuran kedua jenis air tersebut akan di kalkulasikan menurut rasio antara air formasi dan air injeksi. Adapun hasil *calculate* sebagai berikut :

**Tabel 4.4** Rasio 80% Air Formasi 20% Air Injeksi

Temperatur (°C)	ST	ST	<i>Scale Solid</i>	<i>Scale Solid</i>
	SrSO <sub>4</sub>	BaSO <sub>4</sub>	SrSO <sub>4</sub> (mg/L)	BaSO <sub>4</sub> (mg/L)
35.4	1.02	40.25	0	59.62
42.8	0.97	32.34	0	59.00
50.2	0.92	26.04	0	58.28

57.6	0.89	21.50	0	57.53
65	0.88	18.31	0	56.79

Nilai *scaling tendency scale*  $\text{SrSO}_4$  dan  $\text{BaSO}_4$  mengalami penurunan konstan seiring dengan meningkatnya temperatur pada kondisi pencampuran 80% air formasi dan 20% air injeksi. Nilai *scaling tendency scale*  $\text{SrSO}_4$  di bawah 1 yang berarti tidak terbentuknya atau sedikit *scale solid* yang terbentuk. Hal ini terlihat pada nilai *scale solid* yaitu 0 mg/L pada setiap perbedaan temperatur.

*Scaling tendency*  $\text{BaSO}_4$  menunjukkan nilai lebih dari 1 yang menandakan munculnya *scale solid*, terlihat dari nilai *scale solid*  $\text{BaSO}_4$  yang muncul pada hasil perhitungan. Pada kondisi ini, nilai *scale solid*  $\text{BaSO}_4$  menghasilkan nilai tertinggi dibandingkan dengan pada kondisi rasio air formasi dan air injeksi setelahnya. Nilai tertinggi tersebut terdapat pada temperatur 35.4°C dengan nilai *scale solid* 59.62 mg/L. Pengaruh temperatur membuat *scale*  $\text{BaSO}_4$  terbentuk disebabkan oleh kadar larut *scale* tersebut berkurang seiring dengan berkurangnya temperatur (Amiri, 2010; Fadairo & Falode, 2009). Hal tersebut terjadi karena adanya reaksi endotermik, dimana reaksi tersebut menyerap kalor dari lingkungan ke sistem dimana adanya penurunan temperatur lingkungan di sekitar sistem (Binmerdhah, 2015).

**Tabel 4.5** Rasio 60% Air Formasi 40% Air Injeksi

Temperatur (°C)	ST $\text{SrSO}_4$	ST $\text{BaSO}_4$	<i>Scale Solid</i> $\text{SrSO}_4$ (mg/L)	<i>Scale Solid</i> $\text{BaSO}_4$ (mg/L)
35.4	1.45	64.18	191.33	45.53
42.8	1.41	52.63	178.64	45.19
50.2	1.35	42.86	160.45	44.81
57.6	1.33	35.48	150.57	44.40
65	1.35	30.15	154.76	43.97

Hasil perhitungan di atas terlihat bahwa nilai *scaling tendency*  $\text{SrSO}_4$  terlihat lebih dari 1 yang menandakan bahwa *scale solid* cenderung terbentuk. Hal itu terbukti dari nilai *scale solid*  $\text{SrSO}_4$  yang tersedia. Nilai *scaling tendency scale*  $\text{SrSO}_4$  mengalami penurunan pada kenaikan temperatur, tetapi naik kembali



pada temperatur 65°C. Peristiwa tersebut terjadi dikarenakan pada temperatur tinggi kadar larut *scale* SrSO<sub>4</sub> mengalami penurunan yang menyebabkan akan terbentuknya pengendapan. Perbandingan pencampuran air formasi dan air injeksi masing-masing 60 : 40 ini menghasilkan *scale solid* SrSO<sub>4</sub> pada puncaknya yaitu pada temperatur 35.4°C dengan nilai *scale solid* 191.33 mg/L.

*Scaling tendency* BaSO<sub>4</sub> masih mengalami kondisi yang sama dari kondisi sebelumnya yaitu tetap mengalami penurunan nilai *scaling tendency* dan *scale solid* terhadap kenaikan temperatur (Amiri, 2010; Binmerdhah, 2015).

**Tabel 4.6** Rasio 40% Air Formasi 60% Air Injeksi

Temperatur (°C)	ST SrSO <sub>4</sub>	ST BaSO <sub>4</sub>	<i>Scale Solid</i> SrSO <sub>4</sub> (mg/L)	<i>Scale Solid</i> BaSO <sub>4</sub> (mg/L)
35.4	1.47	70.83	149.62	30.97
42.8	1.43	58.85	142.28	30.77
50.2	1.40	48.69	135.44	30.55
57.6	1.41	40.70	137.61	30.30
65	1.49	34.71	152.57	30.04

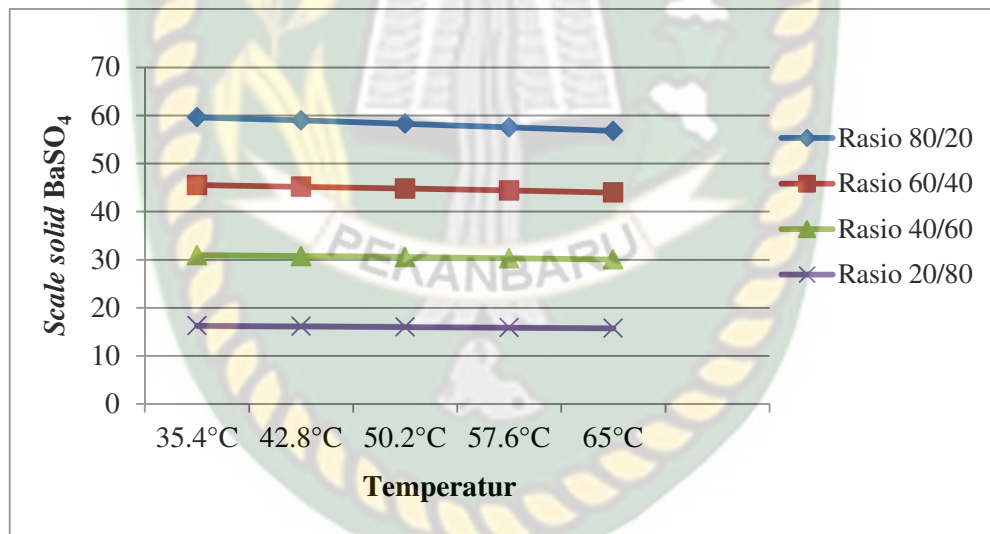
Hasil *scaling tendency scale* SrSO<sub>4</sub> terlihat peningkatan kembali nilai *scaling tendency* yaitu pada temperatur 57.6°C dan 65°C pada kondisi rasio pencampuran 40 : 60. Sedangkan *scale* BaSO<sub>4</sub> terlihat tetap mengalami penurunan konstan seiring dengan naiknya temperatur.

**Tabel 4.7** Rasio 20% Air Formasi 80% Air Injeksi

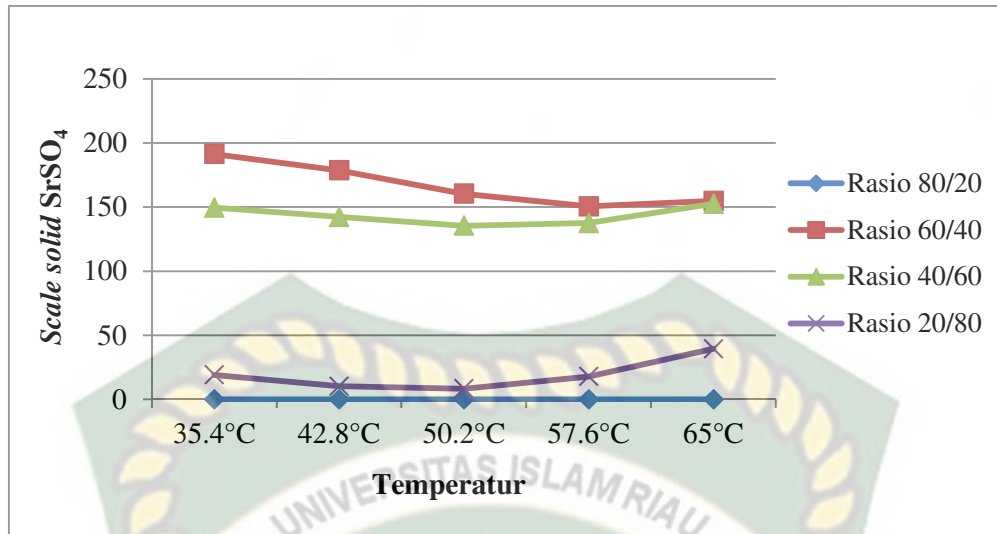
Temperatur (°C)	ST SrSO <sub>4</sub>	ST BaSO <sub>4</sub>	<i>Scale Solid</i> SrSO <sub>4</sub> (mg/L)	<i>Scale Solid</i> BaSO <sub>4</sub> (mg/L)
35.4	1.08	55.32	19.09	16.26
42.8	1.04	45.62	10.26	16.15
50.2	1.03	38.14	8.37	16.02
57.6	1.08	32.36	17.83	15.88
65	1.18	27.95	39.50	15.74

Kondisi perbandingan 20 : 80 ini kedua jenis *scale* masih mengalami fenomena yang sama dengan kondisi perbandingan sebelumnya, tetapi dengan nilai yang lebih kecil dari kondisi perbandingan sebelumnya.

Kesimpulan yang didapat yaitu pada pengendapan tertinggi *scale* BaSO<sub>4</sub> terjadi pada kondisi rasio 80 : 20 pada masing-masing air formasi dan air injeksi. Pengendapan tersebut terjadi pada temperatur 35.4°C dengan nilai *scale solid* 59.62 mg/L. Sedangkan pengendapan tertinggi *scale* SrSO<sub>4</sub> terjadi pada kondisi rasio 60 : 40 pada temperatur 35.4°C dengan nilai *scale solid* 191.33 mg/L. Hal ini juga dapat dilihat pada lapangan C di penelitian (Lestari, MG Sri Wahyuni & Sitaresmi, 2007) menyatakan bahwa nilai kelarutan *scale* BaSO<sub>4</sub> meningkat seiring dengan meningkatnya temperatur dengan  $\Delta T$  sebesar 27°F (-2.7°C). Ini membuktikan jika temperatur berkurang, kelarutan *scale* BaSO<sub>4</sub> juga berkurang dan akan menyebabkan pengendapan *scale* (Binmerdhah, 2015).



**Gambar 4.1** Hasil *Scale Solid* BaSO<sub>4</sub> Vs Temperatur



Gambar 4.2 Hasil Scale Solid SrSO<sub>4</sub> Vs Temperatur

#### 4.3 Perhitungan Pertumbuhan dan Ketebalan Scale BaSO<sub>4</sub> dan SrSO<sub>4</sub>

Sebagai pembuktian dari bertumbuhnya kedua jenis *scale* ini, maka penting dilakukan penelitian lebih lanjut untuk mengetahui besar pertumbuhan *scale* dan ketebalan *scale* yang terbentuk dari masing-masing jenis *scale* ini. Hasil perhitungan dari rumus empiris penentuan ketebalan *scale* adalah sebagai berikut :

Tabel 4.8 Scale growth & Thickness Pada Kondisi 80% Air Formasi 20% Air Injeksi

Temperatur (°C)	Scale Solid BaSO <sub>4</sub> (mg/L)	Scale Growth (lb/d/ft <sup>2</sup> )	Thickness (in)
35.4	59.62	0.0315	7.395
42.8	59	0.0311	7.318
50.2	58.28	0.0308	7.228
57.6	57.53	0.0304	7.135
65	56.79	0.03	7.043

Tabel 4.9 Scale Growth & Thickness Pada Kondisi 60% Air Formasi 40% Air Injeksi

Temperatur (°C)	Scale Solid BaSO <sub>4</sub> (mg/L)	Scale Growth (lb/d/ft <sup>2</sup> )	Thickness (in)
35.4	45.53	0.024	5.647

42.8	45.19	0.0238	5.605
50.2	44.81	0.0236	5.558
57.6	44.4	0.0234	5.507
65	43.97	0.0232	5.453

<b>Temperatur (°C)</b>	<i>Scale Solid</i> SrSO <sub>4</sub> (mg/L)	<i>Scale Growth</i> (lb/d/ft <sup>2</sup> )	<i>Thickness</i> (in)
35.4	191.33	0.1011	26.884
42.8	178.64	0.0944	25.101
50.2	160.45	0.0848	22.545
57.6	150.57	0.0795	21.157
65	154.76	0.0817	21.746

**Tabel 4.10** *Scale Growth & Thickness* Pada Kondisi 40% Air Formasi 60% Air Injeksi

<b>Temperatur (°C)</b>	<i>Scale Solid</i> BaSO <sub>4</sub> (mg/L)	<i>Scale Growth</i> (lb/d/ft <sup>2</sup> )	<i>Thickness</i> (in)
35.4	30.97	0.0163	3.841
42.8	30.77	0.0162	3.816
50.2	30.55	0.0161	3.789
57.6	30.3	0.0160	3.758
65	30.04	0.0158	3.726

<b>Temperatur (°C)</b>	<i>Scale Solid</i> SrSO <sub>4</sub> (mg/L)	<i>Scale Growth</i> (lb/d/ft <sup>2</sup> )	<i>Thickness</i> (in)
35.4	149.62	0.0791	21.02
42.8	142.28	0.0752	19.99
50.2	135.44	0.0715	19.03
57.6	137.61	0.0727	19.33
65	152.57	0.0806	21.43



**Tabel 4.11** *Scale Growth & Thickness* Pada Kondisi 20% Air Formasi 80% Air Injeksi

<b>Temperatur</b> (°C)	<i>Scale Solid</i> BaSO <sub>4</sub> (mg/L)	<i>Scale Growth</i> (lb/d/ft <sup>2</sup> )	<i>Thickness</i> (in)
35.4	16.26	0.0086	2.016
42.8	16.15	0.0085	2.003
50.2	16.02	0.00846	1.987
57.6	15.88	0.00839	1.967
65	15.74	0.00831	1.952

<b>Temperatur</b> (°C)	<i>Scale Solid</i> SrSO <sub>4</sub> (mg/L)	<i>Scale Growth</i> (lb/d/ft <sup>2</sup> )	<i>Thickness</i> (in)
35.4	19.09	0.01008	2.682
42.8	10.26	0.00542	1.441
50.2	8.37	0.00442	1.1761
57.6	17.83	0.00942	2.5053
65	39.5	0.02087	5.5503

Simulasi dengan menggunakan *software* OLIScaleChem telah dilakukan dengan menggunakan temperatur yang berbeda di setiap titik pada *production tubing*. Hasil yang didapat selanjutnya akan digunakan untuk menentukan *scale growth* dan ketebalan *scale*.

Tabel di atas menunjukkan bahwa pengaruh temperatur masih menjadi suatu hal yang menyebabkan terbentuknya *scale*. Hasil perhitungan di atas menunjukkan hasil yang sejalan dimana semakin tinggi temperatur, maka pertumbuhan dan ketebalan *scale* akan semakin rendah. Hal ini dikarenakan kadar larut *scale* BaSO<sub>4</sub> akan meningkat pada temperatur tinggi. Beda halnya dengan temperatur yang hampir mendekati *surface* dimana pengendapan *scale* BaSO<sub>4</sub> akan semakin tinggi dikarenakan kemampuan kadar larut *scale* BaSO<sub>4</sub> juga akan berkurang (Fadairo & Falode, 2009).

Puncak nilai *Scale growth* dan ketebalan *scale* BaSO<sub>4</sub> yaitu pada kondisi rasio pencampuran 80 : 20 pada temperatur 35.4°C yang menghasilkan *scale*

*growth* sebesar 0.0315 lb/d/ft<sup>2</sup> dan ketebalan sebesar 7.395 in. Pada rasio tersebut nilai *scale growth* yang terjadi pada masing-masing *selected point* menurun pada setiap kenaikan temperatur. Sedangkan dari hasil perhitungan di atas, *scale SrSO<sub>4</sub>* terlihat bahwa pada kondisi rasio 60 : 40 mencapai puncak dari pertumbuhan dan ketebalan *scale SrSO<sub>4</sub>*. Nilai tertinggi yaitu pada temperatur 35.4°C dengan nilai pertumbuhan *scale* 0.1011 lb/d/ft<sup>2</sup> dan ketebalan yaitu 26.884 in.

Hal yang sama juga terjadi pada wilayah Teluk Suez, Mesir, dimana hasil *scaling tendency scale BaSO<sub>4</sub>* juga meningkat seiring dengan penurunan temperatur. Terlihat di sana bahwa pada temperatur 60°F hasil *scaling tendency* lebih tinggi dibandingkan dengan pada temperatur 149°F untuk masing-masing rasio air formasi yang sama (Hosny et al., 2009). Hal ini dapat dijadikan referensi sebab hasil perhitungan *scale growth* dan *thickness* dapat dicari dengan menggunakan data hasil perhitungan *scaling tendency* dan *scale solid* yang telah terlebih dahulu ditentukan dengan menggunakan *software OLIScaleChem*.

#### 4.4 Analisis Ion yang Berpengaruh Terhadap Pembentukan Scale

Pembahasan ini melibatkan jenis *scale* yang dibahas yaitu BaSO<sub>4</sub> yang memiliki komponen ion campuran antara ion barium sebagai kation dan ion sulfat sebagai anion dan *scale SrSO<sub>4</sub>* yang memiliki komponen ion campuran antara ion stronsium sebagai kation dan ion sulfat sebagai anion. Dalam hal ini, peneliti memfokuskan untuk meneliti pengaruh asumsi pengurangan ion SO<sub>4</sub> pada *seawater*, asumsi pengurangan tekanan dan pengaplikasian temperatur berbeda sesuai dengan gradient temperatur terhadap kecenderungan pertumbuhan *scaling tendency* dan *scale solid*. Adapun hasil perhitungan *software OLIScaleChem* sebagai berikut :

**Tabel 4.12** Konsentrasi Sulfat 2134 mg/L

Air Formasi : Air Injeksi (%)	Tekanan (psi)	Temperatur (°C)	ST SrSO <sub>4</sub>	ST BaSO <sub>4</sub>	SS SrSO <sub>4</sub> (mg/L)	SS BaSO <sub>4</sub> (mg/L)
80 : 20	241,21	35.4	1.11	44.30	26.00	59.16
	1341.21	42.8	0.92	32.85	0	58.60

	2441.21	50.2	0.79	24.26	0	57.80
	3541.21	57.6	0.71	18.29	0	56.84
	4641.21	65	0.68	14.13	0	55.73

Air Formasi : Air Injeksi (%)	Tekanan (psi)	Temperatur (°C)	ST SrSO <sub>4</sub>	ST BaSO <sub>4</sub>	SS SrSO <sub>4</sub> (mg/L)	SS BaSO <sub>4</sub> (mg/L)
60 : 40	241,21	35.4	1.61	74.30	215.38	45.15
	1341.21	42.8	1.36	56.30	146.57	44.90
	2441.21	50.2	1.18	41.77	78.87	44.57
	3541.21	57.6	1.08	31.12	33.45	44.15
	4641.21	65	1.06	23.42	22.78	43.59

Air Formasi : Air Injeksi (%)	Tekanan (psi)	Temperatur (°C)	ST SrSO <sub>4</sub>	ST BaSO <sub>4</sub>	SS SrSO <sub>4</sub> (mg/L)	SS BaSO <sub>4</sub> (mg/L)
40 : 60	241,21	35.4	1.68	89.93	182.38	30.73
	1341.21	42.8	1.43	69.17	136.15	30.60
	2441.21	50.2	1.26	51.63	93.27	30.42
	3541.21	57.6	1.18	37.93	67.91	30.17
	4641.21	65	1.19	27.55	69.61	29.81

Air Formasi : Air Injeksi (%)	Tekanan (psi)	Temperatur (°C)	ST SrSO <sub>4</sub>	ST BaSO <sub>4</sub>	SS SrSO <sub>4</sub> (mg/L)	SS BaSO <sub>4</sub> (mg/L)
20 : 80	241,21	35.4	1.30	82.61	57.00	16.18
	1341.21	42.8	1.10	62.81	22.24	16.11
	2441.21	50.2	0.98	46.52	0	16.01
	3541.21	57.6	0.94	33.37	0	15.85
	4641.21	65	0.98	23.00	0	15.62

**Tabel 4.13** Konsentrasi Sulfat 1434 mg/L

Air Formasi : Air Injeksi (%)	Tekanan (psi)	Temperatur (°C)	ST SrSO <sub>4</sub>	ST BaSO <sub>4</sub>	SS SrSO <sub>4</sub> (mg/L)	SS BaSO <sub>4</sub> (mg/L)
80 : 20	241,21	35.4	0.78	30.65	0	58.51
	1341.21	42.8	0.65	22.73	0	57.66
	2441.21	50.2	0.56	16.81	0	56.55
	3541.21	57.6	0.50	12.70	0	55.20
	4641.21	65	0.48	9.85	0	53.65

Air Formasi : Air Injeksi (%)	Tekanan (psi)	Temperatur (°C)	ST SrSO <sub>4</sub>	ST BaSO <sub>4</sub>	SS SrSO <sub>4</sub> (mg/L)	SS BaSO <sub>4</sub> (mg/L)
60 : 40	241,21	35.4	1.13	50.69	42.20	44.89
	1341.21	42.8	0.97	38.46	0	44.57
	2441.21	50.2	0.84	28.62	0	44.09
	3541.21	57.6	0.77	21.45	0	43.47
	4641.21	65	0.75	16.31	0	42.72

Air Formasi : Air Injeksi (%)	Tekanan (psi)	Temperatur (°C)	ST SrSO <sub>4</sub>	ST BaSO <sub>4</sub>	SS SrSO <sub>4</sub> (mg/L)	SS BaSO <sub>4</sub> (mg/L)
40 : 60	241,21	35.4	1.19	61.22	60.41	30.57
	1341.21	42.8	1.03	47.26	8.87	30.40
	2441.21	50.2	0.92	35.15	0	30.16
	3541.21	57.6	0.86	26.40	0	29.82
	4641.21	65	0.85	19.56	0	29.36



Air Formasi : Air Injeksi (%)	Tekanan (psi)	Temperatur (°C)	ST SrSO <sub>4</sub>	ST BaSO <sub>4</sub>	SS SrSO <sub>4</sub> (mg/L)	SS BaSO <sub>4</sub> (mg/L)
20 : 80	241,21	35.4	0.93	56.42	0	16.09
	1341.21	42.8	0.81	43.23	0	15.99
	2441.21	50.2	0.74	32.45	0	15.85
	3541.21	57.6	0.71	23.80	0	15.66
	4641.21	65	0.72	16.99	0	15.36

**Tabel 4.14** Konsentrasi Sulfat 734 mg/L

Air Formasi : Air Injeksi (%)	Tekanan (psi)	Temperatur (°C)	ST SrSO <sub>4</sub>	ST BaSO <sub>4</sub>	SS SrSO <sub>4</sub> (mg/L)	SS BaSO <sub>4</sub> (mg/L)
80 : 20	241,21	35.4	0.44	16.94	0	56.52
	1341.21	42.8	0.37	12.57	0	55.01
	2441.21	50.2	0.31	9.31	0	53.01
	3541.21	57.6	0.28	7.05	0	50.60
	4641.21	65	0.27	5.49	0	47.86

Air Formasi : Air Injeksi (%)	Tekanan (psi)	Temperatur (°C)	ST SrSO <sub>4</sub>	ST BaSO <sub>4</sub>	SS SrSO <sub>4</sub> (mg/L)	SS BaSO <sub>4</sub> (mg/L)
60 : 40	241,21	35.4	0.61	26.86	0	44.05
	1341.21	42.8	0.53	20.41	0	43.42
	2441.21	50.2	0.46	15.24	0	42.56
	3541.21	57.6	0.42	11.49	0	41.47
	4641.21	65	0.41	8.83	0	40.16

Air Formasi : Air Injeksi (%)	Tekanan (psi)	Temperatur (°C)	ST SrSO <sub>4</sub>	ST BaSO <sub>4</sub>	SS SrSO <sub>4</sub> (mg/L)	SS BaSO <sub>4</sub> (mg/L)
40 : 60	241,21	35.4	0.65	32.03	0	30.10
	1341.21	42.8	0.57	24.81	0	29.79
	2441.21	50.2	0.52	18.77	0	29.35
	3541.21	57.6	0.48	14.13	0	28.76
	4641.21	65	0.47	10.70	0	28.01

Air Formasi : Air Injeksi (%)	Tekanan (psi)	Temperatur (°C)	ST SrSO <sub>4</sub>	ST BaSO <sub>4</sub>	SS SrSO <sub>4</sub> (mg/L)	SS BaSO <sub>4</sub> (mg/L)
20 : 80	241,21	35.4	0.51	29.43	0	15.81
	1341.21	42.8	0.46	22.73	0	15.64
	2441.21	50.2	0.42	17.31	0	15.41
	3541.21	57.6	0.41	13.01	0	15.08
	4641.21	65	0.41	9.67	0	14.63

**Tabel 4.15** Konsentrasi Sulfat 34 mg/L

Air Formasi : Air Injeksi (%)	Tekanan (psi)	Temperatur (°C)	ST SrSO <sub>4</sub>	ST BaSO <sub>4</sub>	SS SrSO <sub>4</sub> (mg/L)	SS BaSO <sub>4</sub> (mg/L)
80 : 20	241,21	35.4	0.08	3.19	0	30.05
	1341.21	42.8	0.07	2.37	0	23.92
	2441.21	50.2	0.06	1.75	0	16.75
	3541.21	57.6	0.05	1.33	0	9.13
	4641.21	65	0.05	1.04	0	1.39

Air Formasi : Air Injeksi (%)	Tekanan (psi)	Temperatur (°C)	ST SrSO <sub>4</sub>	ST BaSO <sub>4</sub>	SS SrSO <sub>4</sub> (mg/L)	SS BaSO <sub>4</sub> (mg/L)
60 : 40	241,21	35.4	0.07	2.83	0	23.10
	1341.21	42.8	0.06	2.15	0	18.26
	2441.21	50.2	0.05	1.61	0	12.25
	3541.21	57.6	0.05	1.22	0	5.54
	4641.21	65	0.04	0.95	0	0

Air Formasi : Air Injeksi (%)	Tekanan (psi)	Temperatur (°C)	ST SrSO <sub>4</sub>	ST BaSO <sub>4</sub>	SS SrSO <sub>4</sub> (mg/L)	SS BaSO <sub>4</sub> (mg/L)
40 : 60	241,21	35.4	0.05	2.36	0	14.98
	1341.21	42.8	0.05	1.84	0	11.42
	2441.21	50.2	0.04	1.40	0	6.85
	3541.21	57.6	0.04	1.07	0	1.47
	4641.21	65	0.04	0.83	0	0

Air Formasi : Air Injeksi (%)	Tekanan (psi)	Temperatur (°C)	ST SrSO <sub>4</sub>	ST BaSO <sub>4</sub>	SS SrSO <sub>4</sub> (mg/L)	SS BaSO <sub>4</sub> (mg/L)
20 : 80	241,21	35.4	0.03	1.69	0	5.93
	1341.21	42.8	0.03	1.31	0	3.39
	2441.21	50.2	0.03	1.02	0	0.23
	3541.21	57.6	0.03	0.79	0	0
	4641.21	65	0.03	0.61	0	0

Hasil perhitungan *software* OLIScaleChem di atas dapat dilihat bahwa pada konsentrasi sulfat 34 mg/L dan pada perbandingan air formasi dan air injeksi 20 : 80 mengalami pengendapan *scale* BaSO<sub>4</sub> yang sedikit dibandingkan pada kondisi-kondisi sebelumnya. Terlihat pada temperatur dan tekanan menurun *scale* BaSO<sub>4</sub>

tampak mengendap. Semakin tinggi penurunan temperatur dan tekanan, *scale* BaSO<sub>4</sub> juga semakin tinggi menghasilkan nilai *scaling tendency* dan *scale solid*. Hal ini dikarenakan tekanan dan temperatur mempengaruhi terhadap kelarutan *scale* BaSO<sub>4</sub>. Sementara itu, pada kondisi yang sama dengan rasio 20 : 80 dan pada konsentrasi sulfat 34 mg/L *scale solid* SrSO<sub>4</sub> cenderung tidak terbentuk. Nilai *scaling tendency* SrSO<sub>4</sub> tergolong kecil yaitu 0.03 pada setiap penurunan tekanan dan temperatur yang mana jika *scaling tendency* lebih kecil dari 1 menandakan jika *scale solid* tidak terbentuk.

Kesimpulan dari perhitungan di atas, dibuktikan dengan melakukan pengurangan ion SO<sub>4</sub> dapat membuat *scale* tidak terbentuk terlepas dari berubahnya parameter air formasi seperti tekanan dan temperatur. Fenomena yang terjadi yaitu dengan adanya sedikit penambahan ion SO<sub>4</sub> dari air injeksi, menyebabkan kadar larut semakin tinggi, sehingga pembentukan *scale* semakin sedikit (Patton, 1995). Caranya yaitu dengan diberlakukan *sulphate removal plant*. Cara tersebut dapat dilakukan untuk menjadi alternatif pencegahan pembentukan *scale* SO<sub>4</sub> pada air injeksi terutama pada penggunaan *seawater* yang mengandung banyak ion SO<sub>4</sub> (Jordan & Champion, 2018). Pencegahan *scale* dapat dibantu pula dengan *squeeze treatment* berupa pengasaman matriks yang terdapat pada beberapa sumur yang mengalami penurunan produksi (Ira Herawati, Novrianti, 2015).



## BAB V KESIMPULAN DAN SARAN

### 5.1 KESIMPULAN

Berdasarkan penelitian yang telah dilakukan, maka dapat disimpulkan sebagai berikut :

1. Perhitungan *saturation index* pada kedua jenis *scale* yaitu  $\text{BaSO}_4$  dan  $\text{SrSO}_4$  dengan menggunakan metode Oddo-Tomson menghasilkan nilai *saturation index* masing-masing yaitu 2.87 dan 177. Hasil *saturation index* tersebut lebih dari 1 yang menandakan bahwa *scale* kemungkinan terbentuk. Hal ini sesuai dengan level pengendapan pada Tabel 3.1, jika level pengendapan *scale* lebih besar dari 1.5 menandakan level pengendapan *scale* sangat tinggi.
2. Pengujian *scaling tendency* dan *scale solid* menggunakan OLIScaleChem terhadap temperatur dari  $35.4^\circ\text{C}$  ke  $65^\circ\text{C}$  dengan berbagai kondisi pencampuran antara air formasi dan air injeksi untuk melihat pembentukan *scale*  $\text{BaSO}_4$  dan *scale*  $\text{SrSO}_4$ . Hasilnya yaitu pada pengendapan tertinggi *scale*  $\text{BaSO}_4$  terjadi pada kondisi rasio 80 : 20 pada masing-masing air formasi dan air injeksi. Pengendapan tersebut terjadi pada temperatur  $35.4^\circ\text{C}$  dengan nilai *scale solid* 59.62 mg/L. Sedangkan pengendapan tertinggi *scale*  $\text{SrSO}_4$  terjadi pada kondisi rasio 40 : 60 pada temperatur  $35.4^\circ\text{C}$  dengan nilai *scale solid* 191.33 mg/L.
3. Penentuan *scale growth* dan ketebalan *scale* dengan menggunakan rumus empiris pada tiap-tiap titik kedalam *production tubing*. Nilai tertinggi *scale growth* dan ketebalan *scale*  $\text{BaSO}_4$  yaitu pada kondisi rasio pencampuran 80 : 20 pada temperatur  $35.4^\circ\text{C}$  yang menghasilkan *scale growth* sebesar  $0.0315 \text{ lb/d/ft}^2$  dan ketebalan sebesar 7.395 in. Hasil perhitungan di atas pada *scale*  $\text{SrSO}_4$  terlihat bahwa pada kondisi rasio air formasi dan air injeksi masing-masing 60 : 40 mencapai puncak dari pertumbuhan dan ketebalan *scale*  $\text{SrSO}_4$ . Nilai tertinggi *scale*  $\text{SrSO}_4$  yaitu pada temperatur  $35.4^\circ\text{C}$  dengan nilai pertumbuhan *scale*  $0.1011 \text{ lb/d/ft}^2$  dan ketebalan yaitu 26.884 in.
4. Hasil perhitungan *software* OLIScaleChem terhadap analisis ion  $\text{SO}_4$ , penurunan temperatur dan asumsi tekanan yaitu pada konsentrasi sulfat 34

mg/L, perbandingan air formasi dan air injeksi 20 : 80 mengalami pengendapan *scale* BaSO<sub>4</sub> yang sedikit dibandingkan pada kondisi-kondisi sebelumnya. Sementara itu, pada kondisi yang sama dengan rasio 20 : 80 dan pada konsentrasi sulfat 34 mg/L *scale solid* SrSO<sub>4</sub> cenderung tidak terbentuk. Kondisi ini merupakan kondisi ideal dimana kedua jenis *scale* tersebut tidak terbentuk.

## 5.2 SARAN

Adapun saran yang diberikan, guna untuk melanjutkan penelitian selanjutnya, yaitu sebagai berikut :

1. Meneliti *scaling tendency* dan *scale solid* untuk parameter TDS (*total dissolve solid*) dan tekanan.
2. Membahas inhibitor yang tepat untuk penanggulangan *scale* sulfat.

## DAFTAR PUSTAKA

- Abouie, A., Korrani, A. K. N., & Sepehrnoori, K. (2017). *Aspects of Scale Deposition in a Compositional Coupled Wellbore/Reservoir Simulator*. 1–17. <https://doi.org/10.2118/184507-ms>
- Abouie, A., Korrani, A. K. N., Shirdel, M., & Sepehrnoori, K. (2017). Comprehensive Modeling of Scale Deposition by Use of a Coupled Geochemical and Compositional Wellbore Simulator. *SPE Journal*, 22(04), 1225–1241. <https://doi.org/10.2118/185942-pa>
- Ahmad, N. M., & Said, L. (2015). *Analisa Air Formasi Dalam Menentukan Kecenderungan Pembentukan Scale Pada Sumur X , Y Dan Z*. 317–325.
- Amiri, M. & J. M. (2010). Prediction the Amount of Barium Sulfate Scale Formation inSiri Oilfield using OLI ScaleChem Software. *Asian Journal Os Scientific Research* 3, (Prediction the Amount of Barium Sulfate Scale Formation inSiri Oilfield using OLI ScaleChem Software), 230–239.
- Bezerra, M. C.M., Rosário, F. F., & Rosa, K. R. S. A. (2013). Scale management in deep and ultradeep water fields. *Proceedings of the Annual Offshore Technology Conference*, 3(October), 1870–1882. <https://doi.org/10.4043/24508-ms>
- Bezerra, Maria C.M., Rosario, F. F., & Rocha, A. A. (2003). Scale Prediction and Remediation for Deep Water Fields. *SPE Oilfield Scale Symposium*. <https://doi.org/10.2523/80403-ms>
- Bezerra, Maria C.M., Rosario, F. F., Rocha, A. A., & Sombra, C. L. (2004). Assessment of scaling tendency of Campos Basin fields based on the characterization of formation waters. *Proceedings - SPE Sixth International Symposium on Oilfield Scale; Exploring the Boundaries of Scale Control*, (1), 259–265. <https://doi.org/10.2523/87452-ms>
- Binmerdhah, A. B. (2015). *Study of Scale Formation Due to Incompatible Water*. (September).
- Bordieri, E., Lage, D. H., Moro, H. P., & Maia, G. C. (2013). Roncador module IV: A successful case in heavy oil projects under ultradeepwaters. *Proceedings of the Annual Offshore Technology Conference*, 3(December 2007), 2031–2038. <https://doi.org/10.4043/24529-ms>
- El Hajj, H., Pal, O., & Zoghbi, B. (2015). Compositional analysis and treatment of oilfield scales. *Society of Petroleum Engineers - SPE Saudi Arabia Section Annual Technical Symposium and Exhibition*, (1), 21–23. <https://doi.org/10.2118/178002-ms>
- Elichev, V. A., Voloshin, A. I., Latypov, O. A., Topolnikov, A. S., Gotvig, K. L.,



- & Khabibullin, R. A. (2010). Scale deposition prediction for pump design in oil wells. *Society of Petroleum Engineers - SPE Russian Oil and Gas Technical Conference and Exhibition 2010, RO and G 10, 1*, 186–189. <https://doi.org/10.2118/135084-ru>
- Elmorsey, S. A. (2013). *Challenge and Successful Application for Scale Removal Gemsa Oil Field, Egypt: Field Study*. 1–7. <https://doi.org/10.2118/164274-ms>
- Exxon, N. (1998). *Oilfield Chemicals Training Manual Part 6*. 1–21.
- Fadairo, A., & Falode, O. (2009). Predicting tool for sulphate scale build-up around the wellbore in oilfield. *International Journal of Oil, Gas and Coal Technology*, 2(4), 347–364. <https://doi.org/10.1504/IJOGCT.2009.030679>
- Farrokhrouz, M., & Asef, M. R. (2010). *SPE 135854 Production Enhancement via Scale Removal in Nar Formation*. (June), 8–10.
- Haugen, I., Døssland, L., Brankovic, M., Osaland, E., Osugo, L., Grødem, M., & Grønnerød, A. (2017). *Electric-Line Deployed Lightweight Intervention Technology for The Effective Removal of Barium Sulphate Scale Obstructions from Small Diameter Wellbores*. 1–15. <https://doi.org/10.2118/184758-ms>
- Hosny, R., Desouky, S. E. M., Ramzi, M., Abdel-Moghny, T., El-Dars, F. M. S., & Farag, A. B. (2009). Estimation of the scale deposits near wellbore via software in the presence of inhibitors. *Journal of Dispersion Science and Technology*, 30(2), 203–211. <https://doi.org/10.1080/01932690802498658>
- Ira Herawati, Novrianti, A. S. (2015). *Evaluasi Peningkatan Produksi Pada Formasi Sandstone Sumur #H Dan #P Dengan Perencanaan Stimulasi Pengasaman Matriks (Studi Kasus Lapangan Falih)*. 4(2), 1–14.
- Johnston, C., Sutherland, L., & Herrman, T. (2014). The influence of turbulence (or hydrodynamic effects) on strontium sulphate scale formation and inhibitor performance. *Society of Petroleum Engineers - SPE International Conference and Exhibition on Oilfield Scale 2014*, 167–176. <https://doi.org/10.2118/169760-ms>
- Jordan, M. M., & Champion, N. (2018). *SPE-190713-MS Management of Scale Control in Produced Water Reinjection - The Near Wellbore Scale Challenge Overcome Introduction to Scale Control with Seawater ( SW ) Injection and Produced Water Injection ( PWRI )*.
- Lestari, MG Sri Wahyuni & Sitaresmi, R. (2007). Problema Scale di Beberapa Lapangan Migas. *Proceeding Simposium Nasional IATMI*, 19.
- Mackey, J., Gardiner, J., Kutchko, B., Brandi, M., Fazio, J., & Alexandra Hakala, J. (2019). Is it in the water? Elucidating mineral scale precipitation mechanisms on unconventional production string components. *SPE/AAPG/SEG Unconventional Resources Technology Conference 2019*,



URTC 2019, 2020(Table 1), 1–16. <https://doi.org/10.15530/urtec-2019-444>

- McCartney, R. A., Burgos, A., & Sørhaug, E. (2010). Changing the injection water on the Blane Field, North Sea: A novel approach to predicting the effect on the produced water BaSO<sub>4</sub> scaling risk. *Society of Petroleum Engineers - 10th SPE International Conference on Oilfield Scale 2010*, 199–216. <https://doi.org/10.2523/130624-ms>
- Minami, K., Cardoso, C. A. B. R., Bezerra, M. C. M., & Melo, A. P. (2000). Roncador field development - the impact of fluid properties. *Proceedings of the Annual Offshore Technology Conference*, 3, 633–641. <https://doi.org/10.4043/12138-ms>
- Mpelwa, M., & Tang, S. F. (2019). State of the art of synthetic threshold scale inhibitors for mineral scaling in the petroleum industry: a review. *Petroleum Science*, 16(4), 830–849. <https://doi.org/10.1007/s12182-019-0299-5>
- Musnal, A. (2017). Mengatasi Kerusakan Formasi Dengan Metoda Pengasaman Yang Kompetibel Pada Sumur Minyak Dilapangan X. *Journal of Earth Energy Engineering*, 2(2), 1. <https://doi.org/10.22549/jeee.v2i2.933>
- Oddo, J. E., Smith, J. P., & Tomson, M. B. (1991). Analysis of and solutions to the CaCO<sub>3</sub> and CaSO<sub>4</sub> scaling problem encountered in wells offshore Indonesia. *Proceedings - SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, Pt 1, 233–242. <https://doi.org/10.2523/22782-ms>
- OLI systems Inc. (2011). *OLI ScaleChem* (Vol. 1).
- OLI systems Inc. (2018). *OLI studio*. OLI System.
- Patton, C. C. (1995). *Applied Water Technology* (Second). Dallas, Texas: Campbell Petroleum Series.
- Purwantara, S. (2015). *temperature udara, gradien suhu*. 13, 41–52.
- Sariman, F., Bayuseno, A. P., & Muryanto, S. (2018). Crystallization of Barium Sulfate (BaSO<sub>4</sub>) in a Flowing System: Influence of malic acid on Induction Time and Crystal Phase Transformation. *MATEC Web of Conferences*, 159. <https://doi.org/10.1051/mateconf/201815902065>
- Suharso & Buhani. (2015). *Penanggulangan Kerak Edisi 2* (2nd ed.). Yogyakarta: Graha Ilmu.
- Veri, I. N. (2012). Evaluasi Kinerja Injeksi Air Menggunakan Analisa Fall-Off Test Dan Analisa Kualitas Air Menggunakan Metode Stiff-Davis Di Lapangan Selta. *Journal of Earth Energy Engineering*, 1(1), 80–91. <https://doi.org/10.22549/jeee.v1i1.932>

## LAMPIRAN

### LAMPIRAN I

Perhitungan *Saturation Index*

*Water Analysis Lapangan HM, Campos Basin, Brazil.*

Item	Mg/L		Total konsentrasi (mg/L)
	Formation Water	Seawater	
<i>pH</i> (25°C)	6.4	8.0	14.4
<i>Sodium, Na<sup>+</sup></i>	65000	11500	76500
<i>Calcium, Ca<sup>2+</sup></i>	7100	504	7604
<i>Magnesium, Mg<sup>2+</sup></i>	800	1390	2190
<i>Potassium, K<sup>+</sup></i>	410	226	636
<i>Barium, Ba<sup>2+</sup></i>	44	1	45
<i>Strontium, Sr<sup>2+</sup></i>	580	9	589
<i>Chlorides, Cl<sup>-</sup></i>	116982	21300	138282
<i>Bromides, Br<sup>-</sup></i>	210	-	210
<i>Borate, B<sub>4</sub>O<sub>7</sub><sup>2-</sup></i>	-	26	26
<i>Bicarbonates, HCO<sub>3</sub><sup>-</sup></i>	20	150	170
<i>Sulphates, SO<sub>4</sub><sup>-</sup></i>	32	2834	2866

Sumber : Bezerra et. al. (2003)

Rumus *saturation index* metode Oddo-Tomson (Patton, 1995)

1. Mencari *ionic strength* ( $\mu$ ) satuan moles/L :

$$\begin{aligned}
 \mu \text{ (moles/L)} &= 10^{-5} (2.2 \times Na^{+} + 5.0 \times Ca^{++} + 8.2 \times Mg^{++} + 1.5 \times Ba^{++} + \\
 &\quad 2.3 \times Sr^{++} + 1.4 \times Cl^{-} + 2.1 \times SO_4^{2-} + 0.8 \times HCO_3^{-}) \\
 &= 10^{-5} (2.2 \times 76,500 + 5.0 \times 7604 + 8.2 \times 2190 + 1.5 \times 45 + \\
 &\quad 2.3 \times 589 + 1.4 \times 138,282 + 2.1 \times 2,866 + 0.8 \times 170) \\
 &= 10^{-5} (168,300 + 38,020 + 17,958 + 67.5 + 1,354.7 + \\
 &\quad 193,594.8 + 6,018.6 + 136) \\
 &= 4.254
 \end{aligned}$$

2. Menghitung  $K_{st}$  :

Dimana :

$$\begin{aligned}
 K_{st} &= +1.86 + 4.5 \times 10^{-3}T - 1.2 \times 10^{-6}T^2 + 10.7 \times 10^{-5}P - 2.38\sqrt{\mu} \\
 &\quad + 0.58\mu - 1.3 \times 10^{-3}\sqrt{\mu}T \\
 &= +1.86 + 4.5 \times 10^{-3} \times 149 - 1.2 \times 10^{-6} \times 149^2 + 10.7 \times 10^{-5} \times \\
 &\quad 4641.21 - 2.38\sqrt{4.254} + 0.58 \times 4.254 - 1.3 \times 10^{-3}\sqrt{4.254} \times 149 \\
 &= +1.86 + 0.6705 - 0.0266 + 0.4966 - 4.908 + 2.47 - 0.4 \\
 &= 0.2151
 \end{aligned}$$

3. Konversi konsentrasi ion dari mg/L ke moles/L dengan membagi konsentrasi ion yang didapat dari *water analysis* yang sesuai dengan faktor konversi yang diberikan sebagai berikut :

Konsentrasi Ion (mg/L) dari <i>Water Analysis</i>	Dibagi dengan	Total Konsentrasi (moles/L)
$SO_4^{2-} = 2866$	96060	$C_{SO_4} = 0.0298$
$Ca^{2+} = 7604$	40080	$C_{Ca} = 0.1897$
$Mg^{2+} = 2190$	24305	$C_{Mg} = 0.0901$
$Sr^{2+} = 589$	87620	$C_{Sr} = 6.72 \times 10^{-3}$
$Ba^{2+} = 45$	137330	$C_{Ba} = 3.27 \times 10^{-4}$

4. Menghitung  $CatSum$ . Ini merupakan sum dari pengukuran konsentrasi keempat kation metal (moles/L) :

$$\begin{aligned}
 CatSum &= C_{Ca} + C_{Mg} + C_{Sr} + C_{Ba} \\
 &= 0.1897 + 0.0901 + 6.72 \times 10^{-3} + 3.27 \times 10^{-4} \\
 &= 0.286
 \end{aligned}$$

5. Hitung konsentrasi *free sulfate* (moles/L) :

$$\begin{aligned}
 &[SO_4^{2-}] \\
 &= \frac{-\{1 + K_{st}(CatSum - C_{SO_4})\} + \{[1 + K_{st}(CatSum - C_{SO_4})]^2 + 4K_{st}C_{SO_4}\}^{0.5}}{2K_{st}} \\
 &= \frac{-\{1 + 0.2151(0.28 - 0.0298)\} + \{[1 + 0.2151(0.28 - 0.0298)]^2 + 4 \times 0.2151 \times 0.0298\}^{0.5}}{2 \times 0.2151} \\
 &= \frac{-1.0538 + 1.066}{0.4302}
 \end{aligned}$$

$$= 0.0283$$

6. Menghitung konsentrasi ion *free metal* (moles/L) :

$$[Sr^{2+}] = \frac{C_{Sr}}{1+K_{st}[SO_4^{2-}]} = \frac{6.72 \times 10^{-3}}{1+0.2151 \times 0.0283} = 6.68 \times 10^{-3}$$

$$[Ba^{2+}] = \frac{C_{Ba}}{1+K_{st}[SO_4^{2-}]} = \frac{3.27 \times 10^{-4}}{1+0.02151 \times 0.0283} = 3.25 \times 10^{-4}$$

7. Menghitung nilai *saturation index* untuk *scale* sulfat

Barium Sulfat :

$$\begin{aligned} SI_{Ba} &= \log_{10} \{[Ba^{2+}][SO_4^{2-}]\} + 10.03 - 4.8 \times 10^{-3} T + 11.4 \times 10^{-6} T^2 - \\ &\quad 4.8 \times 10^{-5} P - 2.62 \sqrt{\mu} + 0.89 \mu - 2.0 \times 10^{-3} \sqrt{\mu} T \\ &= \log_{10} \{[3.25 \times 10^{-4}][0.0283]\} + 10.03 - 4.8 \times 10^{-3} \times 149 + \\ &\quad 11.4 \times 10^{-6} \times 149^2 - 4.8 \times 10^{-5} \times 4641.21 - 2.62 \sqrt{4.254} + \\ &\quad 0.89 \times 4.254 - 2.0 \times 10^{-3} \sqrt{4.254} \times 149 \\ &= 2.87 \end{aligned}$$

Strontium Sulfat :

$$\begin{aligned} SI_{Sr} &= \log_{10} \{[Sr^{2+}][SO_4^{2-}]\} + 6.11 - 2.0 \times 10^{-3} T + 6.4 \times 10^{-6} T^2 - \\ &\quad 4.6 \times 10^{-5} P - 1.89 \sqrt{\mu} + 0.67 \mu - 1.9 \times 10^{-3} \sqrt{\mu} T \\ &= \log_{10} \{[6.68 \times 10^{-3}][0.0283]\} + 6.11 - 2.0 \times 10^{-3} \times 149 + \\ &\quad 6.4 \times 10^{-6} \times 149^2 - 4.6 \times 10^{-5} \times 4641.21 - 1.89 \sqrt{4.254} + \\ &\quad 0.67 \times 4.254 - 1.9 \times 10^{-3} \sqrt{4.254} \times 149 \\ &= 1.77 \end{aligned}$$



## LAMPIRAN II

### Perhitungan *Scaling Tendency* dan *Scale Solid*

Menghitung *scaling tendency* dan *scale solid* menggunakan *software* OLIScaleChem.

#### *Mixing Scenario*

Perhitungan *scaling tendency* dan *scale solid* terhadap pengaruh dengan temperatur dengan melakukan pencarian gradient temperatur menggunakan rumus Braak terhadap kedalaman sumur dengan menggunakan perhitungan sebagai berikut :

$$t = S + d \times \left( \frac{T - S}{D} \right)$$

Dimana :

t = gradien temperatur (°F atau °C)

S = temperatur tahunan permukaan (°F atau °C)

d = kedalaman yang akan dihitung (ft atau meter)

T = temperatur *downhole* pada kedalaman yang diketahui (°F atau °C)

D = total kedalaman (ft atau meter)

Total kedalaman lapangan HM (D) = 1000 meter

Temperatur tahunan Brazil (S) = 28°C

Temperatur *downhole* sumur (T) = 65°C

Jawab :

1. Gradien temperatur kedalaman 200 meter

$$\begin{aligned} t &= S + d \times \left( \frac{T - S}{D} \right) \\ &= 28^\circ\text{C} + 200 \text{ m} \times \left( \frac{65^\circ\text{C} - 28^\circ\text{C}}{1000 \text{ m}} \right) \\ &= 35.4^\circ\text{C} \end{aligned}$$

2. Gradien temperatur kedalaman 400 meter

$$\begin{aligned} t &= S + d \times \left( \frac{T - S}{D} \right) \\ &= 28^\circ\text{C} + 400 \text{ m} \times \left( \frac{65^\circ\text{C} - 28^\circ\text{C}}{1000 \text{ m}} \right) \\ &= 42.8^\circ\text{C} \end{aligned}$$

3. Gradien temperatur kedalaman 600 meter

$$\begin{aligned}t &= S + d \times \left(\frac{T - S}{D}\right) \\&= 28^{\circ}\text{C} + 600 \text{ m} \times \left(\frac{65^{\circ}\text{C} - 28^{\circ}\text{C}}{1000 \text{ m}}\right) \\&= 50.2^{\circ}\text{C}\end{aligned}$$

4. Gradien temperatur kedalaman 800 meter

$$\begin{aligned}t &= S + d \times \left(\frac{T - S}{D}\right) \\&= 28^{\circ}\text{C} + 800 \text{ m} \times \left(\frac{65^{\circ}\text{C} - 28^{\circ}\text{C}}{1000 \text{ m}}\right) \\&= 57.6^{\circ}\text{C}\end{aligned}$$

5. Gradien temperatur kedalaman 1000 meter

$$\begin{aligned}t &= S + d \times \left(\frac{T - S}{D}\right) \\&= 28^{\circ}\text{C} + 1000 \text{ m} \times \left(\frac{65^{\circ}\text{C} - 28^{\circ}\text{C}}{1000 \text{ m}}\right) \\&= 65^{\circ}\text{C}\end{aligned}$$

### LAMPIRAN III

Perhitungan *Scale Growth* dan *Thickness*

Menghitung *scale growth* dan ketebalan *scale* menggunakan rumus empiris.

Diketahui : *Inside-diameter tube* =  $6 \frac{5}{8}$  inci = 0.552 ft

*Tubing depth* = 1000 meter = 3280.84 ft

*Water production* = 8580 bbl/d

Umur sumur = 15 tahun

Densitas barium =  $4.5 \text{ gr/cm}^3 = 0.162 \text{ lb/in}^3$

Densitas stronsium =  $3.96 \text{ gr/cm}^3 = 0.143 \text{ lb/in}^3$

Jawab :

$$\begin{aligned} \text{Luas ID Tubing} &= \pi \times \text{ID (ft)} \times \text{Tubing Depth (ft)} \\ &= 3,14 \times 1,2495 \text{ (ft)} \times 3280,84 \text{ (ft)} \\ &= 12,872,15 \text{ (ft}^2\text{)} = 1,853,589 \text{ (in}^2\text{)} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} 1. \text{ Massa scale} &= \text{scale solid (lb/d)} \times \text{water production (bbl/d)} \\ &\text{(bbl/d konvers ke bbl/y)} \\ &= 0,0111 \text{ (lb/d)} \times 8,580 \text{ (bbl/d)} \\ &= 95,238 \text{ (bbl/d)} = 34,761,87 \text{ (bbl/y)} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Scale growth} &= \frac{\text{Massa scale (lb/d)}}{\text{Luas ID tubing (ft}^2\text{)}} = \text{lb/d/ft}^2 \\ &= \frac{95,238 \text{ (lb/d)}}{12,872,15 \text{ (ft}^2\text{)}} \\ &= 0,007399 \text{ lb/d/ft}^2 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Ketebalan} &= \frac{\text{Massa scale (lb/y)} \times \text{umur sumur (y)}}{\text{Luas ID tubing (in}^2\text{)} \times \rho \text{ (lb/in}^3\text{)}} \\ &= \frac{34,761,87 \text{ (lb/y)} \times 15 \text{ (y)}}{1,853,589 \text{ (in}^2\text{)} \times 0,162 \text{ (lb/in}^3\text{)}} \\ &= 1,736 \text{ in} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} 2. \text{ Massa scale} &= \text{scale solid (lb/d)} \times \text{water production (bbl/d)} \\ &\text{(bbl/d konvers ke bbl/y)} \\ &= 0,00884 \text{ (lb/d)} \times 8,580 \text{ (bbl/d)} \\ &= 75,84 \text{ (bbl/d)} = 27,684,23 \text{ (bbl/y)} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Scale growth} &= \frac{\text{Massa scale (lb/d)}}{\text{Luas ID tubing (ft}^2\text{)}} = \text{lb/d/ft}^2 \\ &= \frac{75.84 \text{ (lb/d)}}{12,872.15 \text{ (ft}^2\text{)}} \\ &= 0.005892 \text{ lb/d/ft}^2 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Ketebalan} &= \frac{\text{Massa scale (lb/y)} \times \text{umur sumur (y)}}{\text{Luas ID tubing (in}^2\text{)} \times \rho \text{ (lb/in}^3\text{)}} \\ &= \frac{27,684.23 \text{ (lb/y)} \times 15 \text{ (y)}}{1,853,589 \text{ (in}^2\text{)} \times 0.162 \text{ (lb/in}^3\text{)}} \\ &= 1.38 \text{ in} \end{aligned}$$

3.  $\text{Massa scale} = \text{scale solid (lb/d)} \times \text{water production (bbl/d)}$   
 (bbl/d konvers ke bbl/y)  
 $= 0.00677 \text{ (lb/d)} \times 8,580 \text{ (bbl/d)}$   
 $= 58.08 \text{ (bbl/d)} = 21,201.61 \text{ (bbl/y)}$

$$\begin{aligned} \text{Scale growth} &= \frac{\text{Massa scale (lb/d)}}{\text{Luas ID tubing (ft}^2\text{)}} = \text{lb/d/ft}^2 \\ &= \frac{58.08 \text{ (lb/d)}}{12,872.15 \text{ (ft}^2\text{)}} \\ &= 0.004513 \text{ lb/d/ft}^2 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Ketebalan} &= \frac{\text{Massa scale (lb/y)} \times \text{umur sumur (y)}}{\text{Luas ID tubing (in}^2\text{)} \times \rho \text{ (lb/in}^3\text{)}} \\ &= \frac{21,201.61 \text{ (lb/y)} \times 15 \text{ (y)}}{1,853,589 \text{ (in}^2\text{)} \times 0.162 \text{ (lb/in}^3\text{)}} \\ &= 1.06 \text{ in} \end{aligned}$$

4.  $\text{Massa scale} = \text{scale solid (lb/d)} \times \text{water production (bbl/d)}$   
 (bbl/d konvers ke bbl/y)  
 $= 0.00456 \text{ (lb/d)} \times 8,580 \text{ (bbl/d)}$   
 $= 39.12 \text{ (bbl/d)} = 14,280.55 \text{ (bbl/y)}$

$$\begin{aligned} \text{Scale growth} &= \frac{\text{Massa scale (lb/d)}}{\text{Luas ID tubing (ft}^2\text{)}} = \text{lb/d/ft}^2 \\ &= \frac{39.12 \text{ (lb/d)}}{12,872.15 \text{ (ft}^2\text{)}} \\ &= 0.003039 \text{ lb/d/ft}^2 \end{aligned}$$

$$\text{Ketebalan} = \frac{\text{Massa scale (lb/y)} \times \text{umur sumur (y)}}{\text{Luas ID tubing (in}^2\text{)} \times \rho \text{ (lb/in}^3\text{)}}$$



$$= \frac{14,280.55(\text{lb/y}) \times 15 (\text{y})}{1,853,589 (\text{in}^2) \times 0.162 (\text{lb/in}^3)}$$

$$= 0.713 \text{ in}$$

5.  $\text{Massa scale} = \text{scale solid (lb/d)} \times \text{water production (bbl/d)}$   
*(bbl/d konvers ke bbl/y)*  
 $= 0.00285 (\text{lb/d}) \times 8,580 (\text{bbl/d})$   
 $= 24.453 (\text{bbl/d}) = 8,925.345 (\text{bbl/y})$

$$\text{Scale growth} = \frac{\text{Massa scale (lb/d)}}{\text{Luas ID tubing (ft}^2\text{)}} = \text{lb/d/ft}^2$$

$$= \frac{24.453 (\text{lb/d})}{12,872.15 (\text{ft}^2)}$$

$$= 0.0019 \text{ lb/d/ft}^2$$

$$\text{Ketebalan} = \frac{\text{Massa scale (lb/y)} \times \text{umur sumur (y)}}{\text{Luas ID tubing (in}^2\text{)} \times \rho (\text{lb/in}^3)}$$

$$= \frac{8.925.345(\text{lb/y}) \times 15 (\text{y})}{1,853,589 (\text{in}^2) \times 0.162 (\text{lb/in}^3)}$$

$$= 0.446 \text{ in}$$