

**ANALISIS INDIKASI PERTUMBUHAN DAN KETEBALAN SCALE
PADA SUMUR T-104 DAN T-109 DI LAPANGAN X MENGGUNAKAN
METODE STIFF-DAVIS DAN SOFTWARE OLI STUDIO 9.6**

TUGAS AKHIR

Diajukan Guna Melengkapi Syarat Dalam Mencapai Gelar Sarjana Teknik

oleh

TOMMY SETIAWAN

143210762



PROGRAM STUDI TEKNIK PERMINYAKAN

UNIVERSITAS ISLAM RIAU

PEKANBARU

2019

HALAMAN PENGESAHAN

Tugas akhir ini disusun oleh :
Nama : Tommy Setiawan
NPM : 143210762
Program Studi : Teknik Perminyakan
Judul Skripsi : Analisis Integritas Pertumbuhan dan Ketebalan Scale pada Sumur Y-104 dan T-109 di Lapangan X Menggunakan Metode Stiff-Davis dan Software OLI Studio 9.6

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

DEWAN PENGUJI

Pembimbing I : Dr. Eng. Muslim, MT (.....)
Pembimbing II : Richa Melyssa, ST, MT (.....)
Penguji : Ir. H. Ali Musnal, MT (.....)
Penguji : Novrianti, ST, MT (.....)

Ditetapkan di : Pekanbaru
Tanggal : 30 Maret 2019

Disahkan oleh:

**KETUA PROGRAM STUDI
TEKNIK PERMINYAKAN**

(Dr. Eng. Muslim, MT)

UNIVERSITAS ISLAM RIAU
PEKANBARU



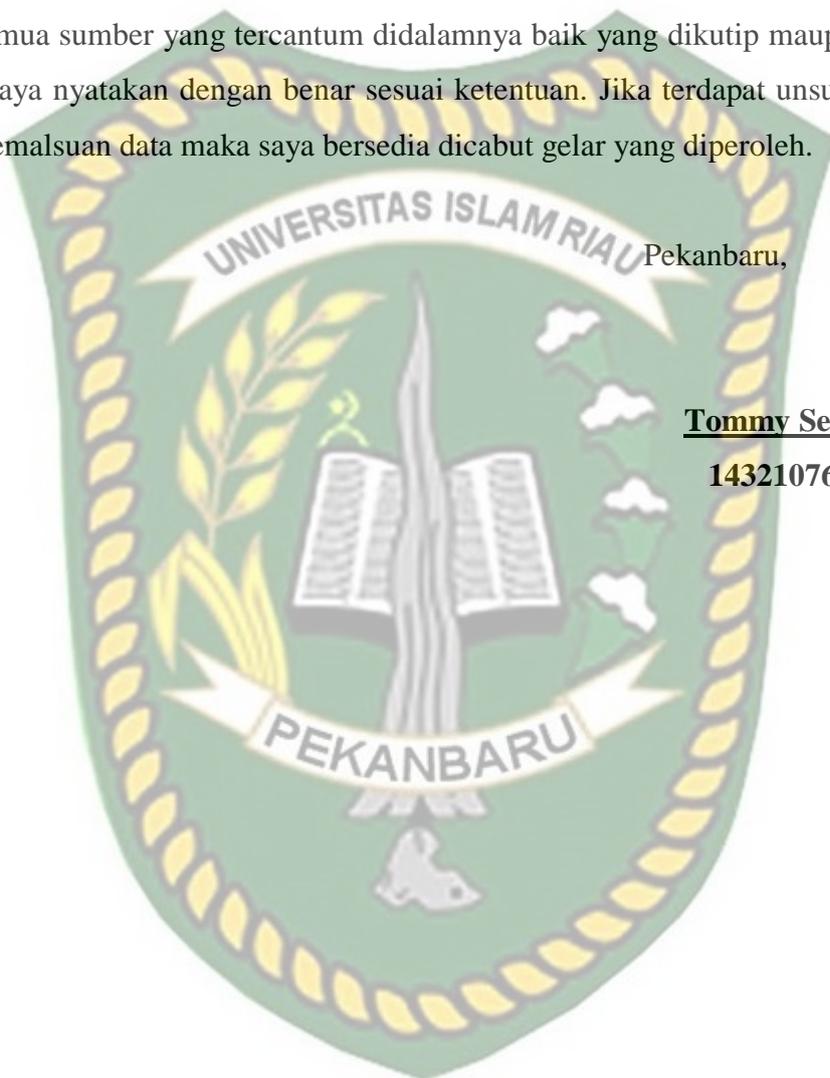
PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR

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

Pekanbaru, April 2019

Tommy Setiawan

143210762



KATA PENGANTAR

Rasa syukur disampaikan kepada Allah SubhannawaTa'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 1, serta ketua prodi Teknik Perminyakan Universitas Islam Riau yang telah menyediakan waktu, tenaga, dan pikiran untuk memberi masukan dalam penyusunan tugas akhir ini., dan Ibu Richa Melysa, S.T., M.T. selaku dosen pembimbing 2, serta pembimbing akademik yang telah memberikan arahan, nasehat, penyemangat selama menjalani perkuliahan di Teknik Perminyakan Universitas Islam Riau.
2. Ibu Novrianti S.T., M.T. selaku sekretaris prodi Teknik Perminyakan Universitas Islam Riau.
3. Bapak dan Ibu Dosen, Staf pengajar yang sangat banyak membantu terkait perkuliahan, ilmu pengetahuan dan hal lain yang tidak dapat saya sebutkan satu per satu.
4. Pihak BOB PT. Bumi Siak Pusako – Pertamina Hulu khususnya pembimbing lapangan saya bapak Annur Suhadi yang telah memberikan kesempatan untuk pengambilan data dan membimbing tugas akhir saya.
5. Ayah (Rahimi Setia), Ibu (Murniati), Adik (Uniken Setia Murni) beserta keluarga besar yang telah memberikan dukungan penuh material maupun moral.

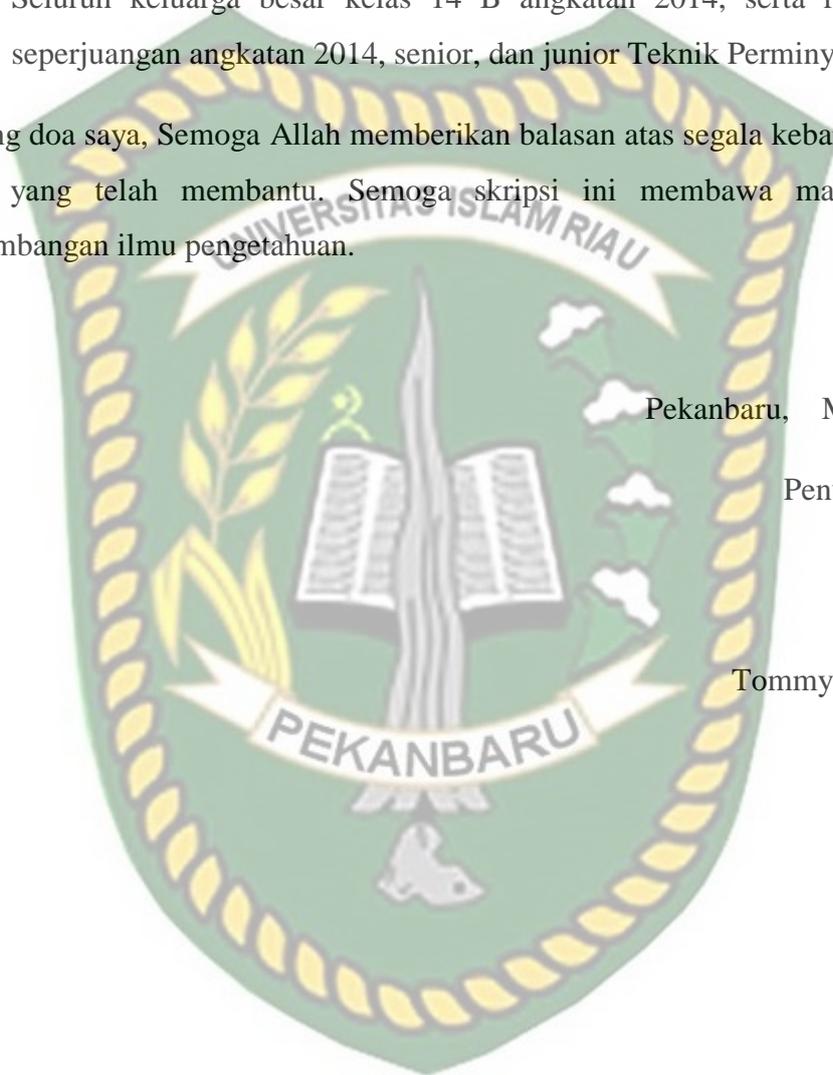
6. Seluruh anggota grup Ba Sing Se (Aldo Bea, Hisyam Riandika, Muswantoro, Syahreza Budiarto, dan Yoka Lingga) yang telah memberikan dukungan dari awal hingga akhir masa perkuliahan.
7. Seluruh keluarga besar kelas 14 B angkatan 2014, serta rekan-rekan seperjuangan angkatan 2014, senior, dan junior Teknik Perminyakan UIR

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

Pekanbaru, Maret 2019

Penulis

Tommy Setiawan



DAFTAR ISI

HALAMAN SAMBUL DEPAN	
HALAMAN SAMBUL DALAM.....	i
HALAMAN PENGESAHAN.....	ii
PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR.....	iii
KATA PENGANTAR/UCAPAN TERIMA KASIH.....	iv
DAFTAR ISI.....	vi
DAFTAR GAMBAR.....	viii
DAFTAR TABEL.....	ix
DAFTAR LAMPIRAN.....	x
DAFTAR SINGKATAN.....	xi
DAFTAR SIMBOL.....	xii
ABSTRAK.....	xiii
ABSTRACT.....	xiv
BAB I PENDAHULUAN	
1.1 Latar Belakang.....	1
1.2 Tujuan Penelitian.....	2
1.3 Batasan Masalah.....	2
1.4 Metodologi Penelitian.....	3
BAB II TINJAUAN PUSTAKA	
2.1 <i>Scale</i>	5
2.2 Jenis <i>Scale</i> dan Proses Terbentuknya <i>Scale</i>	8
2.2.1 <i>Scale</i> Kalsium Karbonat ($CaCO_3$).....	8
2.2.2 <i>Scale</i> Kalsium Sulfat ($CaSO_4$).....	9
2.2.3 <i>Scale</i> Barium Sulfat ($BaSO_4$).....	10
2.3 Komposisi Kimia dan Sifat Fisik Air Formasi.....	10
2.4 Penyebab Terbentuknya <i>Scale</i>	15
2.4.1 Penurunan Tekanan.....	15
2.4.2 Perubahan Temperatur.....	15

2.4.3	Bercampurnya Dua Jenis Air yang Berbeda	16
2.4.4	Pengaruh pH	16
2.5	Metode Perhitungan Kecendrungan Terbentuknya <i>Scale</i>	16
2.5.1	Metode <i>Langelier Saturation Index</i> (LSI)	16
2.5.2	Metode <i>Ryznar Stability Index</i>	17
2.5.3	Metode <i>Stiff and Davis Stability Index</i>	17
2.5.4	Metode <i>Oddo dan Thompson Saturation Index</i>	21
2.5.5	Metode <i>Skillman Mcdonal and Stiff</i>	22
2.6	Simulasi Konsentrasi <i>Scale</i> Menggunakan OLI Studio 9.6...	22
BAB III TINJAUAN LAPANGAN		
3.1	Geologi Regional.....	26
3.2	Karakteristik Sumur dan <i>Water Analysis</i> Lapangan X.....	28
BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN		
4.1	Penentuan Indikasi <i>Scale</i>	26
4.2	Penentuan Pertumbuhan dan Ketebalan <i>Scale</i>	28
4.2.1	Sumur T-104.....	29
4.2.1	Sumur T-109.....	32
BAB V KESIMPULAN DAN SARAN		
5.1	Kesimpulan.....	37
5.2	Saran.....	37
DAFTAR PUSTAKA		38

DAFTAR GAMBAR

Gambar 1.1	Diagram alir tugas akhir	4
Gambar 2.1	Ilustrasi <i>Scale</i>	6
Gambar 2.2	Ilustrasi <i>Scale</i> pada Tubing.....	6
Gambar 2.3	Mekanisme Pembentukan <i>Scale</i>	7
Gambar 2.4	Harga “K” pada Berbagai Harga <i>Ionic Strength</i>	19
Gambar 2.5	<i>Main Windows</i> OLI Studio 9.6	23
Gambar 3.1	Peta Lokasi Lapangan X di Zamrud Area.....	25
Gambar 3.2	Kerangka Umum Tektonik Pulau Sumatera	26
Gambar 3.3	Tatanan Stratigrafi Regional Cekungan Sumatra Tengah....	27
Gambar 4.1	Grafik Konsentrasi <i>Scale</i> pada Sumur T-104.....	29
Gambar 4.1	Grafik Konsentrasi <i>Scale</i> pada Sumur T-109.....	32

DAFTAR TABEL

Tabel 2.1	<i>Scale</i> yang Umum Dijumpai pada Lapangan Minyak	8
Tabel 2.2	Faktor Konversi Perhitungan <i>Ionic Strength</i>	18
Tabel 2.3	Kategori <i>Scale Growth</i> dan Ketebaan <i>Scale</i>	25
Tabel 3.1	Karakteristik Sumur Lapangan X	28
Tabel 3.2	Data <i>Water Analysis</i> Lapangan X	28
Tabel 4.1	Perhitungan <i>Ionic Strength</i> pada sumur T-104	26
Tabel 4.2	Hasil Perhitungan Indikasi <i>Scale</i> Sampel Sumur Lapangan X.	28
Tabel 4.2	Hasil Perhitungan <i>Scale Growth</i> (Pertumbuhan <i>Scale</i>)	31
	dan Ketebalan <i>Scale</i> Sumur T-104	
Tabel 4.2	Hasil Perhitungan <i>Scale Growth</i> (Pertumbuhan <i>Scale</i>)	34
	dan Ketebalan <i>Scale</i> Sumur T-109	

DAFTAR LAMPIRAN

LAMPIRAN I	Perhitungan <i>Stability Index</i> (SI) Menggunakan Metode <i>Stiff-Davis</i> pada Sumur T-10941
LAMPIRAN II	Perhitungan Pertumbuhan <i>Scale</i> dan Ketebalan <i>Scale</i> pada Lapangan X43
LAMPIRAN III	Hasil <i>Running Software</i> OLI Studio 9.647
LAMPIRAN IV	<i>Report Running Software</i> OLI Studio 9.6.....51



DAFTAR SINGKATAN

BFPD	<i>Barrels of Fluid Per Day</i>
BGS	Bungsu
BH	<i>Bottom Hole</i>
BKS	Bekasap
BOPD	<i>Barrels of Oil Per Day</i>
BRK	Beruk
BSR	Besar
BSP	Bumi Siak Pusako
BUMD	Badan Usaha Milik Daerah
BWPD	<i>Barrels of Water Per Day</i>
CPP	<i>Coastal Plain Pekanbaru</i>
IDR	Idris
NEB	<i>Nort East Beruk</i>
NOB	<i>North Beruk</i>
PHE	Pertamina Hulu Energi
SEB	<i>Sort East Bekasap</i>
SI	<i>Stability Index</i>
TDS	<i>Total Dissolved Solid</i>
WH	<i>Well Head</i>
WBGS	West Bungsu
ZRD	Zamrud
ZSO	<i>Zamrud South</i>

DAFTAR SIMBOL



Ba^{2+}	Barium
$BaSO_4$	Barium Sulfat (Barit)
Ca^{2+}	Kalsium, mg/L
$CaCO_3$	Kalsium Karbonat (Kalsit)
$CaSO_4$	Kalsium Sulfat
$CaSO_4 \cdot 2H_2O$	Gypsum
CH_4	Metana
Cl^-	Klor, mg/L
CO_2	Karbon Dioksida
CO_3^{2-}	Karbonat, mg/L
Fe^{2+}	Besi
$FeCO_3$	Besi Karbonat (siderite)
FeS	Besi Sulfida
H_2S	Hidrogen Sulfida
HCO_3^-	Bikarbonat, mg/L
Mg^{2+}	Magnesium, mg/L
Na^+	Natrium, mg/L
$NaCl$	Natrium Klorida
P	Tekanan, Psia
pAlk	<i>power of Alkalinity</i>
pCa	<i>power of Calcium</i>
pH	<i>power of Hydrogen</i>
SO_4^{2-}	Sulfat, mg/L
Sr^{2+}	Strontium
$SrSO_4$	Strontium Sulfat (Celestit)
T	Temperatur, °F

**ANALISIS INDIKASI, PERTUMBUHAN DAN KETEBALAN SCALE
PADA SUMUR T-104 DAN T-109 DI LAPANGAN X MENGGUNAKAN
METODE STIFF-DAVIS DAN SOFTWARE OLI STUDIO 9.6**

TOMMY SETIAWAN

143210762

ABSTRAK

Scale merupakan salah satu masalah serius pada lapangan minyak dan gas. *Scale* yang terdapat pada sumur minyak akan sangat mengganggu dalam proses produksi minyak, apabila *scale* dibiarkan terus menerus akan mengakibatkan penyempitan *inside diameter* tubing yang akan menurunkan *flowrate* pada sumur. Lapangan X sendiri sangat berpotensi terjadinya *scale* karena produksi air yang berlebihan hingga mencapai 85% *water cut*.

Studi ini membahas kecenderungan pembentukan *scale* menggunakan metode *Stiff and Davis Stability Index* dengan memperhitungkan komposisi air formasi yang dijenuhi oleh *scale CaCO₃*. Selain itu pada penelitian ini juga menggunakan simulasi OLI Studio 9.6 untuk menentukan pertumbuhan *scale* dan ketebalan *scale*.

Sumur T-104 dan sumur T-109 pada lapangan X terindikasi *scale CaCO₃* dengan nilai $SI > 0$. Sedangkan untuk pertumbuhan *scale* pada sumur T-104 dan sumur T-109 masing-masing mencapai $1,11 \cdot 10^{-4} \text{ lb/day/ft}^2$ dan $1,73 \cdot 10^{-4} \text{ lb/day/ft}^2$ dapat dikategorikan pertumbuhan *scale* sangat rendah. Harga *scale growth* sekecil apapun tidak boleh diabaikan, karna sumur T-104 membentuk *scale* mencapai 0,040 in dan sumur T-109 membentuk *scale* mencapai 0,067 in yang masuk dalam kategori sedang setelah sumur diproduksi selama 14 dan 15 tahun.

Kata kunci : *Scale, Inside Diameter, CaCO₃, Stiff and Davis Stability Index*, dan OLI Studio 9.6

ANALYSIS OF SCALING TENDENCY, SCALE GROWTH AND SCALE THICKNESS AT WELL T-104 AND T-109 IN X FIELD USING STIFF-DAVIS METHOD AND SOFTWARE OLI STUDIO 9.6

TOMMY SETIAWAN

143210762

ABSTRACT

Scale is one of serious problem at oil and gas field. Scale which is existing in oil well really disturb in oil producing, when it is existed for a long time will cause of tubing inside diameter, and it will reduce flow rate in oil/gas well. X field is very potential contaminated by scale because water produced is rate 85% of water cut.

This research will discuss about indication of scale by using Stiff and Davis Stability Index method by calculating the composition of produce water which is contaminated by scale $CaCO_3$. Beside that, this study is also OLI Studio 9.6 simulation to determine the growth and thickness of the scale.

The T-104 well and T-109 well on the X field indicate a scale of $CaCO_3$ with a value of $SI > 0$. While for scale growth in T-104 wells and T-109 wells each reached $1,11 \cdot 10^{-4} \text{ lb/day/ft}^2$ and $1,73 \cdot 10^{-4} \text{ lb/day/ft}^2$ can be as not having a scale growth. The smallest scale growth value should not be ignored, because the T-104 wells forms scale reaching 0.040 in and T-109 well form a scale reaching 0.067 in which fall into the medium category after the well is produced until 14 and 15 years.

Kata kunci : Scale, Insele Diameter, $CaCO_3$, Stiff and Davis Stability Index, and OLI Studio 9.6

BAB I

PENDAHULUAN

1.1. Latar Belakang

Scale atau kerak merupakan salah satu masalah kritis dan tantangan pada lapangan minyak dan gas. Dalam kondisi yang parah *scale* dapat menciptakan penyempitan yang signifikan bahkan menyumbat pada pipa produksi maupun pada tubing (Eltaib & Rabah, 2012). *Scale* terbentuk karena keadaan larutan (air formasi) lewat jenuh, beberapa molekul akan bergabung membentuk kristal. Kristal-kristal yang terbentuk mempunyai muatan ion lebih rendah dan cenderung untuk menggumpal sehingga terbentuk *scale* (Suharso & Buhani, 2015). Menurut Halimatuddahlia, 2003, faktor utama yang berpengaruh besar pada kelarutan senyawa-senyawa pembentuk *scale* adalah kondisi fisik (tekanan, temperature, konsentrasi ion-ion lain dan gas terlarut).

Produksi air yang berlebihan seperti yang terjadi pada lapangan X sangat beresiko terbentuknya *scale*. Macam-macam *scale* yang terbentuk tergantung pada komposisi air formasi. Dari hasil analisis air formasi dapat diperoleh besaran ion penyusun air formasi, sehingga dengan beberapa metode perhitungan kecenderungan air membentuk *scale* yang dapat dilakukan dengan beberapa metode antara lain: metode *Langlier Saturation Index*, *Ryznar Stability Index*, *Stiff and Davis Stability Index*, *Odde and Thompson Saturation Index*, dan *Skillman Mcdonald and Stiff* (Antony et al. 2011; Lestari et al. 2007; Patton, 1999). Dari hasil analisis laboratorium di lapangan X, tidak terbukti adanya kecenderungan terbentuknya selain *scale CaCO₃*, hal ini terbukti dari tidak ada kandungan ion Fe^{2+} dan Ba^{2+} pada air formasi yang akan membentuk $FeCO_3$ dan $BaSO_4$. Sehingga penulis menggunakan metode *Stiff and Davis Stability Index* karena metode ini sudah mewakili keadaan dari lapangan X dimana lapangan X cenderung membentuk *scale CaCO₃* saja.

Berdasarkan kondisi lapangan X yang memiliki produksi air yang berlebihan, sehingga kemungkinan terbentuknya *scale* sangat besar. *Scale* yang terdapat pada sumur minyak, lebih tepatnya pada tubing akan sangat mengganggu dalam proses produksi. Apabila *scale* dibiarkan terus menerus, maka *scale* akan mengakibatkan penyempitan *inside diameter* tubing yang akan menurunkan *flowrate* dari sumur. Oleh karena itu *scale* merupakan masalah serius yang sering dijumpai pada lapangan minyak dan gas dimanapun. Sehingga peneliti melakukan studi tentang prediksi terbentuknya *scale* menggunakan metode *Stiff and Davis Stability Index* dan menentukan pertumbuhan *scale* (*Scale Growth*) dan ketebalan *scale* menggunakan *software* yang dikembangkan oleh Shell Oil yaitu OLI Studio 9.6. Hasil yang diharapkan peneliti adalah mendapatkan hasil *Scale Growth* dan ketebalan *scale* dari sampel sumur lapangan X yang terprediksi adanya endapan *scale*.

1.2. Tujuan Penelitian

1. Memprediksi terbentuknya *scale* pada sampel sumur di Lapangan X menggunakan metode Stiff-Davis.
2. Menentukan pertumbuhan *scale* (*scale growth*) dan ketebalan *scale* menggunakan *software* OLI Studio 9.6

1.3. Batasan Masalah

Adapun batasan masalah dalam penelitian Tugas Akhir ini adalah:

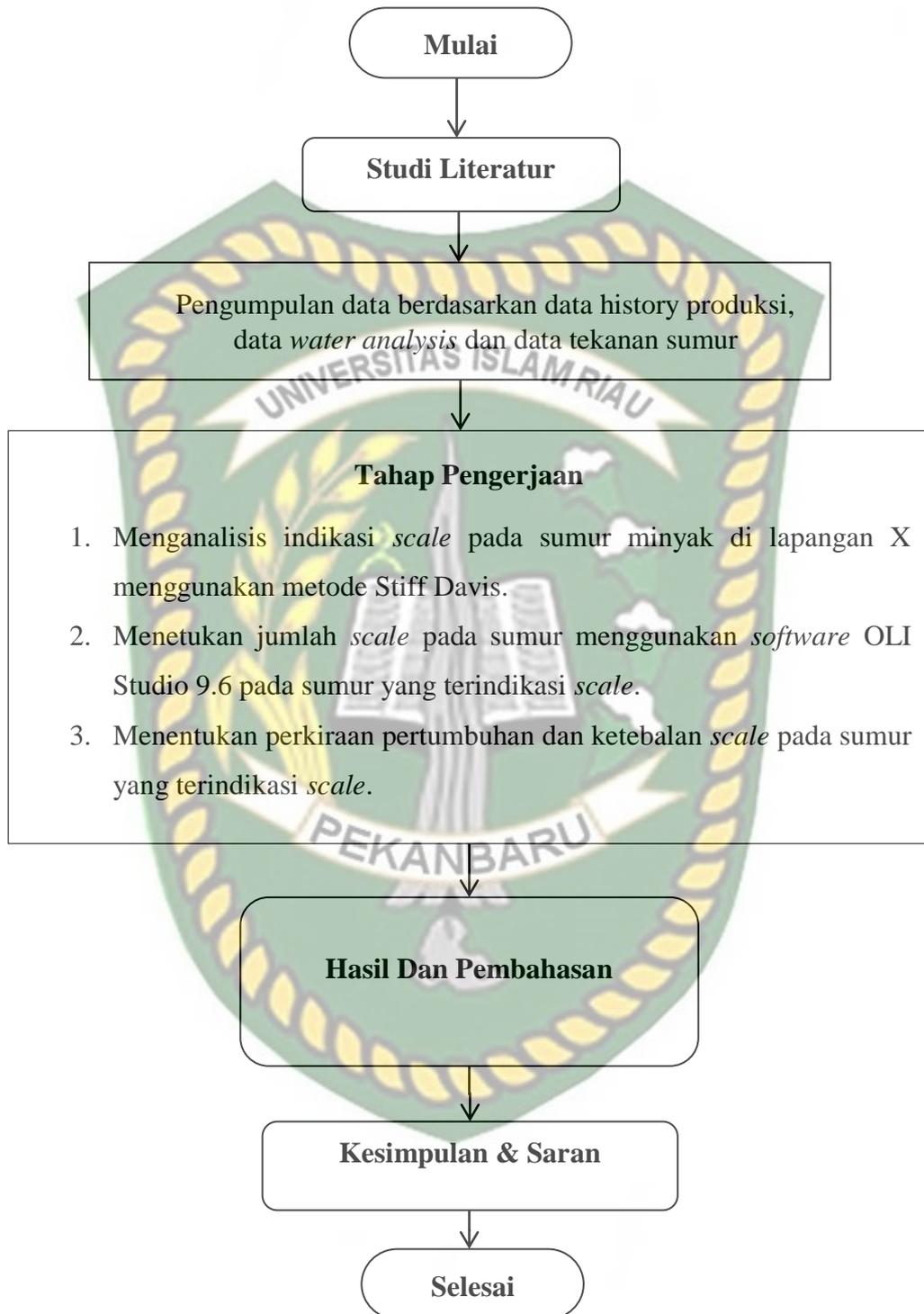
1. Data yang didapat berasal dari analisis laboratorium air formasi
2. Jenis *scale* yang dianalisis adalah *scale CaCO₃*
3. Prediksi *scale*, pertumbuhan *scale*, dan ketebalan *scale* yang dianalisis adalah *scale* yang berada pada tubing
4. Hanya menggunakan metode *Stiff and Davis Stability Index* dari lima metode yang ada
5. Penentuan pertumbuhan dan ketebalan *scale* menggunakan *Software* OLI Studio 9.6.
6. Tidak menentukan pencegahan dan penanggulangan *scale*

1.4. Metodologi Penelitian

Adapun metodologi penelitian Tugas Akhir ini adalah sebagai berikut :

1. Lokasi : Lapangan X, blok CPP (*Coastal Plain and Pekanbaru*), Riau.
2. Metode Penelitian : *field research* atau penelitian ini menggunakan data dari lapangan minyak.
3. Data yang digunakan adalah data sekunder yang diberikan oleh pembimbing lapangan, pendapat pakar, prinsip dan teori dari literatur yang diperoleh.





Gambar 1.1 Diagram Alir Penelitian

BAB II TINJAUAN PUSTAKA

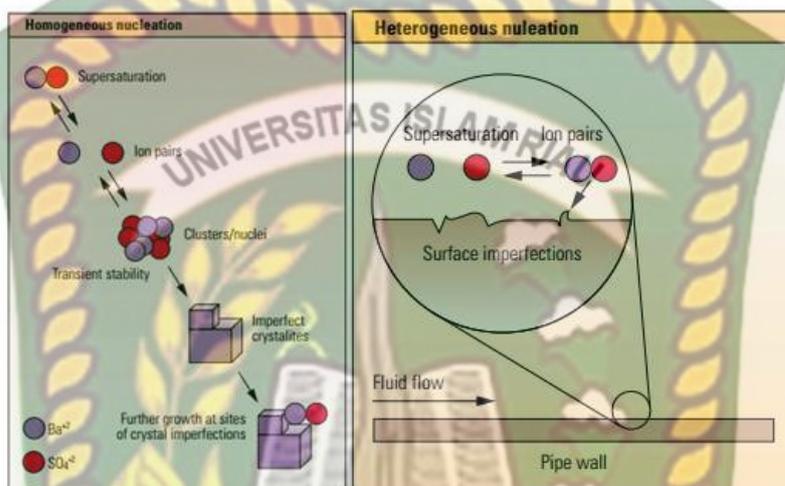
Allah Ta'ala berfirman pada surat Al A'raaf ayat 31 yang artinya “*Makan dan minumlah kalian, dan janganlah berlebih-lebihan. Sesungguhnya Allah tidak menyukai orang-orang yang berlebih-lebihan*” (QS. Al A'raaf : 31). Dan dari Ibnu Mas'ud ra, bahwa Nabi saw bersabda: “*Binasalah orang-orang yang berlebih-lebihan*”, tiga kali Rasulullah menyebutkan hadist ini, baik sebagai berita tentang kehancuran mereka ataupun sebagai doa untuk kehancuran mereka. (HR. Muslim). Dari firman Allah dan sabda Rasulullah diatas dapat diartikan bahwa segala sesuatu yang berlebihan itu tidak baik. Hal ini bukan hanya terjadi pada kehidupan manusia, tetapi juga terjadi pada proses produksi minyak bumi. Produksi air yang berlebihan pada suatu lapangan migas, walaupun produksi air ini tidak diinginkan apabila dibiarkan terus menerus akan menimbulkan masalah serius pada proses produksi air salah satunya adalah *scale*. Menurut Musnal, 2013 penyebab terbentuknya *scale* akibat kristalisasi dari ion-ion mineral yang larut dalam air. Jika *scale* dibiarkan terus menerus, maka *scale* akan mengakibatkan penyempitan *inside diameter* tubing yang akan menurunkan *flowrate* dari sumur.

2.1. Scale

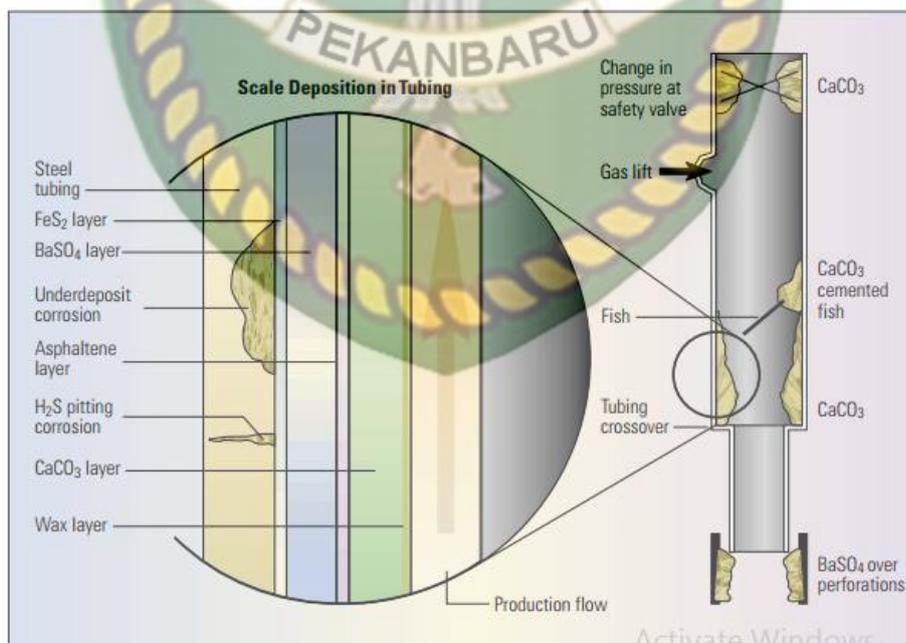
Scale atau kerak merupakan deposit keras mineral non inorganik yang berasal dari komponen air yang mengendap. *Scale* dapat melekat pada permukaan logam dan lainnya pada sistem produksi minyak dan gas atau mungkin deposit lumpur (Nalco, 1997). Pembentukan *scale* biasanya terjadi pada bidang-bidang yang bersentuhan secara langsung dengan air formasi selama proses produksi, seperti pada matrik dan rekahan formasi, lubang sumur, rangkaian pompa dalam sumur (*downhole pump*), pipa produksi, pipa selubung, pipa alir, serta peralatan produksi di permukaan (*surface facilities*) (Halimatuddahlia, 2003).

Adanya endapan *scale* pada komponen-komponen tersebut diatas, dapat menghambat aliran fluida baik dalam formasi, lubang sumur maupun pada pipa

pipa di permukaan. Pada matriks formasi, endapan *scale* akan menyumbat aliran dan menurunkan permeabilitas batuan. Sedangkan pada pipa, hambatan aliran terjadi karena adanya penyempitan volume alir fluida serta penambahan kekasaran permukaan pipa bagian dalam, seperti yang terlihat pada Gambar 2.1 dan Gambar 2.2 (Crabtree et al., 1999).

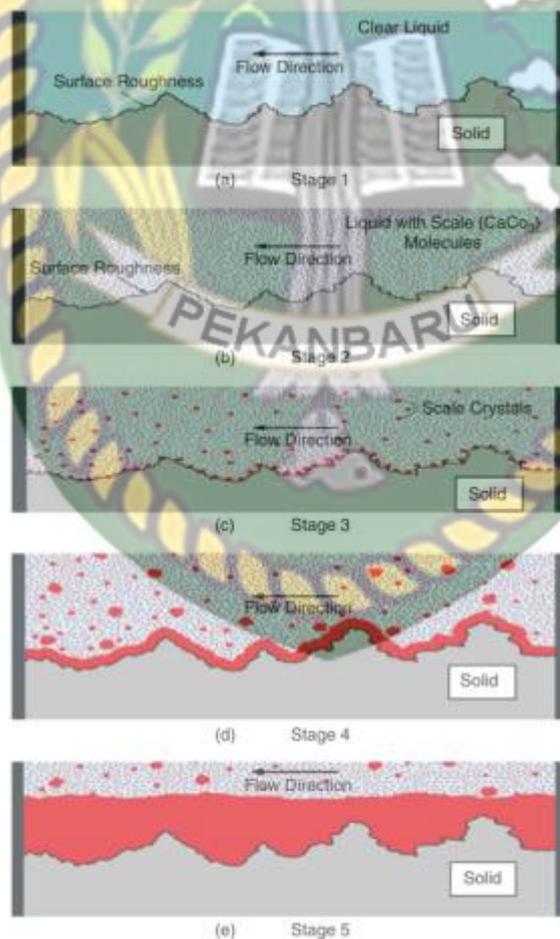


Gambar 2.1 Ilustrasi *scale* (Crabtree et al., 1999)



Gambar 2.2 ilustrasi *scale* pada tubing (Crabtree et al., 1999)

Mekanisme pembentukan *scale* berawal dari fluida yang mengalir dan memiliki kontak dengan permukaan pipa yang tidak rata yang ditunjukkan pada Gambar 2.3.a. Air formasi yang membawa ion-ion pembentuk *scale* menjadi penyebab timbulnya *scale* (Gambar 2.3.b). Ion-ion yang terdapat didalam air formasi akan saling tarik menarik dan membentuk inti kristal yang berukuran kecil, dan beberapa ion-ion membentuk inti kristal dipermukaan pipa dikarenakan adanya permukaan yang kasar sehingga menghambat lajunya alir ion tersebut (Gambar 2.3.c). Lama kelamaan inti kristal akan menarik ion-ion yang lain dan membentuk butiran yang lebih besar, sehingga akan mengendap di permukaan (Gambar 2.3.d) dan pada akhirnya endapan tersebut akan terus menebal dan mengeras (Gambar 2.3.e) (Hamid et al., 2016)



Gambar 2.3 Mekanisme Pembentukan *Scale* (Hamid et al., 2016)

2.2. Jenis *Scale* dan Proses Terbentuknya *Scale*

Jenis-jenis *scale* dapat ditunjukkan pada Tabel 2.1 sebagai berikut (Syahri & Sugiarto, 2008)

Tabel 2.1 *Scale* yang Umum Dijumpai pada Lapangan Minyak

Nama	Formula Kimia	Massa Jenis (g/cm^3)
<i>Calcium Carbonate</i> (<i>Calcite</i>)	$CaCO_3$	2,71
<i>Calcium Sulfate</i> <i>Gypsum</i>	$CaSO_4 \cdot H_2O$ $CaSO_4 \cdot \frac{1}{2}H_2O$	2,96 2,78
<i>Barium Sulfate</i> <i>Strontium Sulfate</i>	$BaSO_4$ $SrSO_4$	4,49 3,96
<i>Ferrous Carbonate</i> <i>Ferrous Sulfite</i> <i>Ferrous Hydroxide</i> <i>Ferric Hydroxide</i> <i>Ferric Oxide</i>	$FeCO_3$ FeS $Fe(OH)_2$ $Fe(OH)_3$ Fe_2O_3	3,90 3,65 3,40 4,25 5,24

Sumber: (Perry & Green, 1999; Syahri & Sugiarto, 2008)

Scale terbentuk karena tercapainya keadaan larutan lewat jenuh. Dalam keadaan larutan lewat jenuh beberapa molekul akan bergabung membentuk inti kristal. Inti Kristal ini akan terlarut kembali menjadi ukurannya lebih kecil dari ukuran partikel kritis. Apabila ukuran inti Kristal menjadi lebih besar dari inti kritis, maka akan mulailah pertumbuhan Kristal, dari Kristal ukuran kecil menjadi ukuran yang lebih besar (penebalan lapisan *scale*). Kristal-kristal yang terbentuk mempunyai muatan ion lebih rendah dan cenderung untuk menggumpal sehingga terbentuklah *scale* (Suharso & Buhani, 2015).

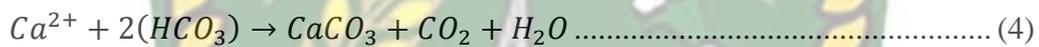
2.2.1. *Scale* Kalsium Karbonat ($CaCO_3$)

Scale kalsium karbonat merupakan hasil reaksi antara kalsium dengan ion karbonat atau ion bikarbonat dengan persamaan reaksi sebagai berikut (Garba & Sulaiman, 2014):

Reaksi Pembentukan Asam



Dari persamaan reaksi diatas, terlihat, terlihat bahwa semakin bertambahnya CO_2 di dalam air, maka air akan semakin asam dengan terbentuknya ion H_2CO_3 . Bila ion HCO_3^- dan Ca^{2+} yang ada pada air bereaksi, maka akan terjadi reaksi:



Persamaan reaksi diatas menunjukkan bahwa endapan $CaCO_3$ cenderung akan terbentuk bila gas CO_2 bereaksi dari air (pH semakin besar). *Scale* yang terbentuk akan menempel pada permukaan batuan formasi atau pada peralatan produksi sehingga akan mengganggu proses produksi mulai dari permukaan dinding sumur sampai peralatan produksi.

2.2.2. Scale Kalsium Sulfat ($CaSO_4$)

Oddo dan Tomson menyatakan *scale* kalsium sulfat yang sering terbentuk yaitu gysum pada temperature kurang dari $176^\circ F$ ($80^\circ C$). Pada *temperature* diantara $176^\circ F$ dan $250^\circ F$, *scale* yang sering terbentuk yaitu hemihydrate, sedangkan pada *temperature* diatas $250^\circ F$, *scale* yang sering terbentuk yaitu anhydrite. Karena nilai kelarutan dari kalsium sulfat ini tinggi, maka pembentukan *scale* kalsium sulfat ini hanya terjadi pada tempat-tempat yang memiliki temperatur yang tinggi, dan tidak mengendap pada formasi atau pun peralatan bawah permukaan, contohnya seperti *boiler* atau *heater treater* (Patton, 1999).

2.2.3. Scale Barium Sulfat ($BaSO_4$)

Barium sulfat terbentuk dari pengendapan padatan yang terbentuk dari ion Ba^{2+} dan SO_4^{2-} . Barium sulfat memiliki nilai kelarutan yang sangat rendah, sehingga sangat sekali mudah untuk membentuk *scale*, namun *scale* $BaSO_4$ hanya

dapat terbentuk jika terdapat kandungan ion Ba^{2+} dan SO_4^{2-} didalam air (Patton, 1999).

2.3. Penyebab Terbentuknya *Scale*

2.3.1. Perubahan Tekanan

Dengan diproduksinya fluida formasi secara terus menerus tentu akan menyebabkan turunnya tekanan formasi. Penurunan tekanan ini terjadi pada formasi ke dasar sumur, dari dasar sumur ke permukaan dan dari *well head* ke tangki pengumpul. Dengan turunnya tekanan ini akan menyebabkan terlepasnya CO_2 dari ion-ion bikarbonat (HCO_3). Adanya gas CO_2 didalam air akan membentuk suatu asam yang disebut asam karbonat (H_2CO_3) yang akan menurunkan kelarutan dari *scale* $CaCO_3$ (Syahri & Sugiarto, 2008).

2.3.2. Perubahan Temperatur

Kebalikan dengan karakteristik kebanyakan mineral, kalsium karbonat akan menjadi sedikit larut dengan bertambahnya temperature. Hal ini disebabkan karena semakin bertambahnya temperatur akan terjadi penguapan, sehingga terjadi perubahan kelarutan menjadi lebih rendah dan ini akan mengakibatkan terjadinya pembentukan *scale*. Oleh sebab itu, *scaling* (pengendapan) tidak akan terjadi di permukaan tetapi dapat terjadi di dasar sumur jika temperatur sumur cukup tinggi. Ini juga merupakan alasan bahwa *scale* kalsium karbonat merupakan fungsi temperatur (Syahri & Sugiarto, 2008).

2.3.3. Bercampurnya Dua Jenis Air yang Berbeda

Apabila terjadi pencampuran dua jenis air formasi yang mana susunan kimianya berbeda, maka kemungkinan besar akan terjadi reaksi kimia yang membentuk padatan atau Kristal yang kemudian akan mengendap (Kardiman et al., 2017).

2.3.4. Pengaruh pH

Dengan terdapatnya sejumlah CO_2 didalam air akan memberikan pengaruh pH air dan daya larut dari kalsium karbonat. Dengan rendahnya pH akan semakin kecil kemungkinan terdapatnya *scale* kalsium karbonat, dan

kebalikannya jika semakin tinggi pH maka semakin banyak *scale* kalsium karbonat yang akan terbentuk (Kardiman et al., 2017).

2.4. Metode Perhitungan Kecendrungan Terbentuknya *Scale*

Untuk memperkirakan kecendrungan terbentuknya *scale* kalsium karbonat dapat dilakukan dengan metode *Langelier Saturation Index*, *Stiff and Davis Stability Index*, *Oddo and Thompson Saturation Index*, dan *Skilman McDonal and Stiff* (Antony et al., 2011; Lestari et al., 2007; Patton, 1999).

2.4.1. Metode Langelier Saturation Index (LSI)

LSI merupakan metode paling umum untuk menentukan prediksi *scale* kalsium karbonat. Pada metode ini berasal dari konsep teori tentang tingkat kejenuhan air terhadap $CaCO_3$. Berikut adalah persamaan LSI (Antony et al., 2011):

$$LSI = pH - pH_s \dots\dots\dots (5)$$

Dimana pH merupakan nilai pH (keasaman) dari air dan untuk pH_s persamaanya sebagai berikut:

$$pH_s = (9,3 + A + B) - (C + D) \dots\dots\dots (6)$$

$$A = \frac{(\log[TDS]-1)}{10} \dots\dots\dots (7)$$

$$B = -13,12 \times \log(T \text{ in } K) + 34,55 \dots\dots\dots (8)$$

$$C = \log[Ca^{2+} \text{ as } CaCO_3] - 0,4 \dots\dots\dots (9)$$

$$D = \log[\text{alkalinity as } CaCO_3] \dots\dots\dots (10)$$

Apabila LSI bernilai negatif, tidak berpotensi indikasi *scale* dan air melarutkan $CaCO_3$. Dan apabila bernilai positif, menunjukkan bahwa *scale* terbentuk dan pengendapan $CaCO_3$ dapat terjadi.

2.4.2. Metode Ryznar Stability Index

Ryznar mengembangkan metode Langelier dalam melakukan perhitungan kecendrungan pembentukan *scale* baik dalam pendekatan maupun batasan-batasan dalam pemakaiannya. Perbedaan antara kedua metode ini hanya persamaan yang digunakan dalam menentukan indeks saturasinya. Metode ryznar

menggunakan persamaan 2.13 dalam menghitung kecendrungan pembentukan *scale* CaCO₃ (Patton, 1999).

$$SI = (2pH_s) - pH \dots\dots\dots (11)$$

Jika metode *Langelier* dalam menentukan kecendrungan terbentuknya *scale* dengan menggunakan tanda negatif dan positif, maka dalam metode dalam metode *Ryznar* kriteria pembentukan *scale* CaCO₃ dilihat dengan kriteria berikut:

- a. Jika SI < 6,5 maka menunjukkan pengendapan *scale* CaCO₃.
- b. Jika SI > 6,5 maka kemungkinan tidak terjadi pengendapan *scale* CaCO₃.

2.4.3. Metode Stiff and Davis Stability Index

Stiff-Davis telah mengembangkan metode analisa air formasi untuk dapat digunakan pada air formasi (*brine*), yaitu dengan cara memasukkan parameter kekuatan ion (*ionic strength*, μ), sebagai koreksi terhadap total konsentrasi garam dan temperatur. Persamaan yang digunakan untuk menentukan harga *ionic strength* adalah sebagai berikut (Lestari et al., 2007)

$$\mu = 0.5(C_1Z_1^2 + C_2Z_2^2 + C_3Z_3^2 + \dots + C_nZ_n^2) \dots\dots\dots (12)$$

dimana:

C = konsentrasi ion, mol/100 gram air

Z = valensi ion

Untuk mempermudah perhitungan *ionic strength*, dapat dibuat tabel faktor konversi untuk mengkonversikan hasil dari analisis contoh air formasi ke *ionic strength*, yang merupakan jumlah dari hasil perkalian antara masing-masing konsentrasi ion dengan faktor konversi. Besarnya faktor konversi masing-masing komponen ion dapat dilihat di Tabel 2.3

Tabel 2.3 Faktor Konversi Perhitungan *Ionic Strength*

No	Ion	Faktor Konversi, μ	
		dari ppm	dari meq/L
1	Na ⁺	2.20 × 10 ⁻⁵	5.0 × 10 ⁻⁴
2	Ca ²⁺	5.00 × 10 ⁻⁵	1.0 × 10 ⁻³
3	Mg ²⁺	8.20 × 10 ⁻⁵	1.0 × 10 ⁻³
4	Fe ³⁺	8.10 × 10 ⁻⁵	5.0 × 10 ⁻⁴

5	Cl^-	1.40×10^{-5}	5.0×10^{-4}
6	HCO_3^-	0.82×10^{-5}	5.0×10^{-4}
7	SO_4^{2-}	2.10×10^{-5}	1.0×10^{-3}
8	CO_3^{2-}	3.30×10^{-5}	1.0×10^{-3}

Sumber: (Chilingar et al., 2008)

Metode Stiff dan Davis ini adalah modifikasi dari metode Langelier dimana mempertimbangkan tingkat padatan terlarut pada kelarutan $CaCO_3$ pada suhu tertentu. Untuk persamaan umumnya sama dengan metode Langelier hanya saja untuk pH_s memiliki persamaan yang khusus sebagai berikut (Stiff & Davis, 1952):

$$pH_s = K - pCa - pAlk \dots\dots\dots (13)$$

Sehingga

$$SI = pH - (K - pCa - pAlk) \dots\dots\dots (14)$$

Dimana:

$SI = Stability Index$

K = konstanta yang merupakan fungsi dari komposisi, salinitas dan temperature air. Harga K diperoleh dari grafik pada Gambar 2.4, yang merupakan grafik hubungan antara ionic strength dengan temperature.

Sedangkan harga pCa dan $pAlk$ ditentukan dengan menggunakan persamaan-persamaan sebagai berikut (Stiff & Davis, 1952):

$$pCa = \log \left(\frac{1}{mol Ca^{2+} / liter} \right) \dots\dots\dots (15)$$

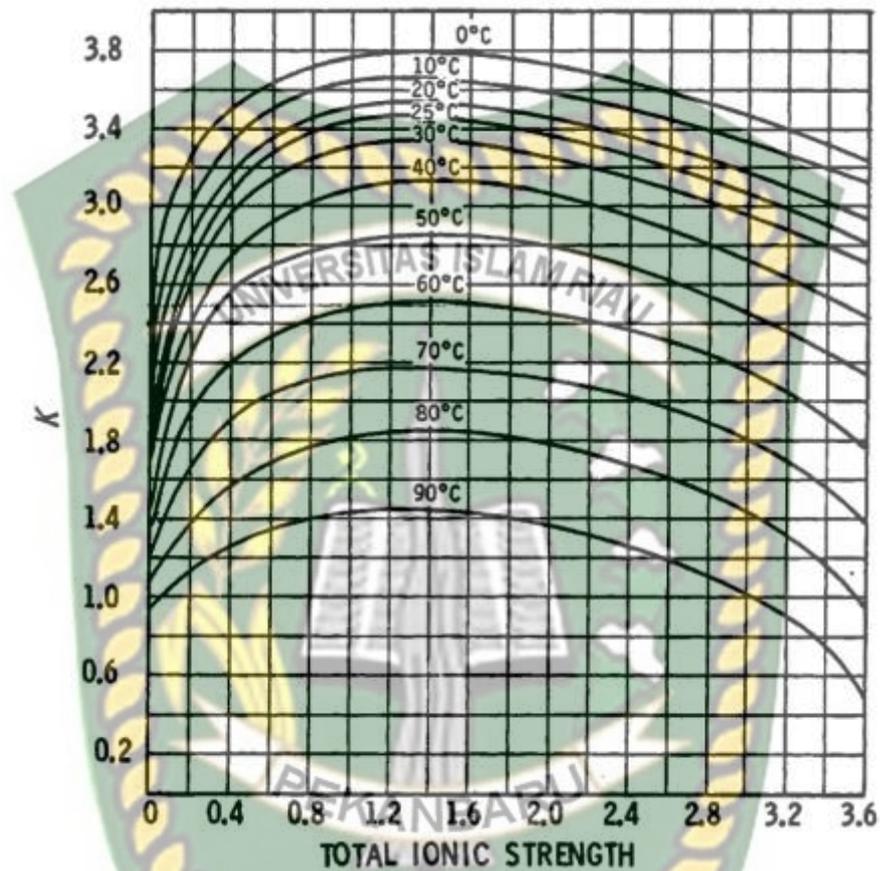
atau

$$pCa = 4.5977 - 0.4327 \ln(Ca^{2+}) \dots\dots\dots (16)$$

$$pAlk = \log \left(\frac{1}{equivalen total alkalinity/liter} \right) \dots\dots\dots (17)$$

atau

$$pAlk = 4.8139 - 0.4375 \ln(CO_3^{2-} + HCO_3) \dots\dots\dots (18)$$



Gambar 2.4 Harga “K” pada berbagai harga *ionic strength* (Chilingar et al., 2008)

Untuk menentukan harga SI dengan persamaan-persamaan diatas, maka terlebih dahulu harus diketahui data-data mengenai konsentrasi dari ion-ion Na^+ , Ca^{2+} , Mg^{2+} , Cl^- , CO_3^{2-} , HCO_3^- , dan SO_4^{2-} , serta pH dan temperatur air.

Besarnya harga K tergantung pada temperatur dan konsentrasi total garam dan air. Pada kondisi dimana air dalam keadaan setimbang dengan kalsium karbonat maka harga K dapat diketahui dengan menentukan pH kalsium dan alkalinitasnya. Terdapat kandungan garam terlarut yang berbeda akan mempengaruhi harga K. Pada air tawar, pengaruh ini dapat diabaikan, akan tetapi dalam air garam, khususnya air formasi, pengaruh ini harus diperhitungkan, yaitu

dengan memasukkan parameter *ionic strength* sebagai koreksi terhadap total konsentrasi garam dan temperature.

Metode *Stiff and Davis Stability Index* akan memberikan hasil yang maksimal apabila data pH air yang digunakan merupakan data yang akurat. Perkiraan kecenderungan terbentuknya *scale* kalsium karbonat ditentukan berdasarkan harga SI dengan ketentuan sebagai berikut (Stiff & Davis, 1952):

- Jika $SI < 0$ (negatif), maka sitem tidak dijenuhi oleh $CaCO_3$ dan *scale* cenderung tidak terbentuk
- Jika $SI > 0$ (positif), maka sistem telah dijenuhi oleh $CaCO_3$ dan *scale* cenderung terbentuk
- Jika $SI = 0$ (positif), maka sistem berada pada titik jenuh (saturation point), dan *scale* tidak terbentuk. Pada kondisi ini persamaan akan berubah menjadi:

$$pH - pCa - pAlk - K = 0 \dots\dots\dots (19)$$

Sehingga

$$K = pH - pCa - pAlk \dots\dots\dots (20)$$

Pada penelitian ini, penulis menggunakan metode *Stiff and Davis Stability Index* sebagai metode penentuan kecenderungan terbentuknya *scale* pada sampel sumur lapangan X. Penulis memilih metode ini dengan berbagai pertimbangan yaitu metode ini lebih memperhatikan kandungan ion selain ion Ca dan ion CO_3 . Selain itu metode *Stiff and Davis Stability Index* sudah mewakili dari keadaan lapangan X yang tidak terbukti adanya *scale* yang terbentuk selain *scale* $CaCO_3$.

Selain itu penulis juga mempertimbangan kecocokan metode *Stiff and Davis Stability Index* dari lapangan-lapangan lain yang telah diteliti oleh peneliti sebelumnya. Empat sampel sumur di lapangan minyak Duri, Riau yang menggunakan metode *Stiff and Davis Stability Index* terbukti terdapat *scale* $CaCO_3$ dengan nilai SI 1,29-2,15 (Tamboesai, 2012). Enam sampel sumur pada lapangan Ramba, Sumatera selatan terbukti terdapat *scale* $CaCO_3$ dengan nilai SI 0,74-1,16 (Pranondo & Agusandi, 2017). Dan lima dari tujuh lapangan minyak

yang diteliti oleh Lestari et al., 2007 terbukti terdapat *scale CaCO₃* dengan menggunakan metode *Stiff and Davis Stability Index*.

2.4.4. Metode Oddo and Thompson Saturation Index

Metode Oddo Thompson merupakan dari metode perhitungan sebelumnya dengan memasukkan pertimbangan adanya factor-faktor sebagai berikut (Lestari et al., 2007):

1. Variasi persen mol CO_2 terhadap perbandingan tekanan gas dari volume total gas, air formasi dan minyak yang terproduksi setiap harinya.
2. Kompresibilitas gas tertentu pada volume gas total yang terproduksi (CO_2 pada volume gas total).
3. Parameter sistem dibawah permukaan, diantaranya: aliran, komposisi mineral reservoir dan kondisi reservoir.

Saturation Index dapat dihitung dengan persamaan dibawah ini:

$$\begin{aligned}
 Is = & [\log(TCa \cdot Alk)] + pH - 2,78 \\
 & + (1,143 \cdot 10^{-2} \cdot T) - (4,72 \cdot 10^{-6} \cdot T^2) \\
 & - (4,37 \cdot 10^{-5} \cdot P) - (2,05 \times \mu^{0,5}) + (0,727 \times \mu) \dots\dots\dots (21)
 \end{aligned}$$

Dimana:

- Is = *Saturation Index*
- TCa = Konsentrasi Ca^{2+} , moles/L
- Alk = konsentrasi HCO_3^- , moles/L
- pH = pH air formasi
- T = Temperatur, °F
- μ = *ionic strength*

Perkiraan kecenderungan pembentukan *scale* dengan metode *Oddo-Thompson* ditentukan berdasarkan harga Is dengan ketentuan sebagai berikut (Lestari et al., 2007):

1. Jika Is berharga negative, *scale* cenderung tidak terbentuk

2. Jika Is berharga positif, maka air diatas kejenuhan dan mengindikasikan terbentuknya *scale*.
3. Jika Is sama dengan nol, maka air pada titik kejenuhan dan tidak terbentuk *scale*.

2.4.5. Metode Skillman McDonal and Stiff

Berbeda dengan metode diatas, metode *Skillman McDonal and Stiff* ini cenderung untuk menentukan jenis *scale* $CaSO_4$ dan $BaSO_4$. Perhitungan kelarutan $CaSO_4$ dapat dilakukan dengan rumus sebagai berikut (Lestari et al., 2007):

$$S = 1000[(X^2 + 4K_{sp})^{0.5} - X] \dots\dots\dots (22)$$

Dimana:

S = kelarutan $CaSO_4$ atau $BaSO_4$, meq/L

K_{sp} = Konstanta kelarutan $CaSO_4$ atau $BaSO_4$

X = selisih konsentrasi Ca^{2+} dan SO_4^{2-} atau Ba^{2+} dan SO_4^{2-} , molal

$S < S'$, *scale* cenderung terbentuk

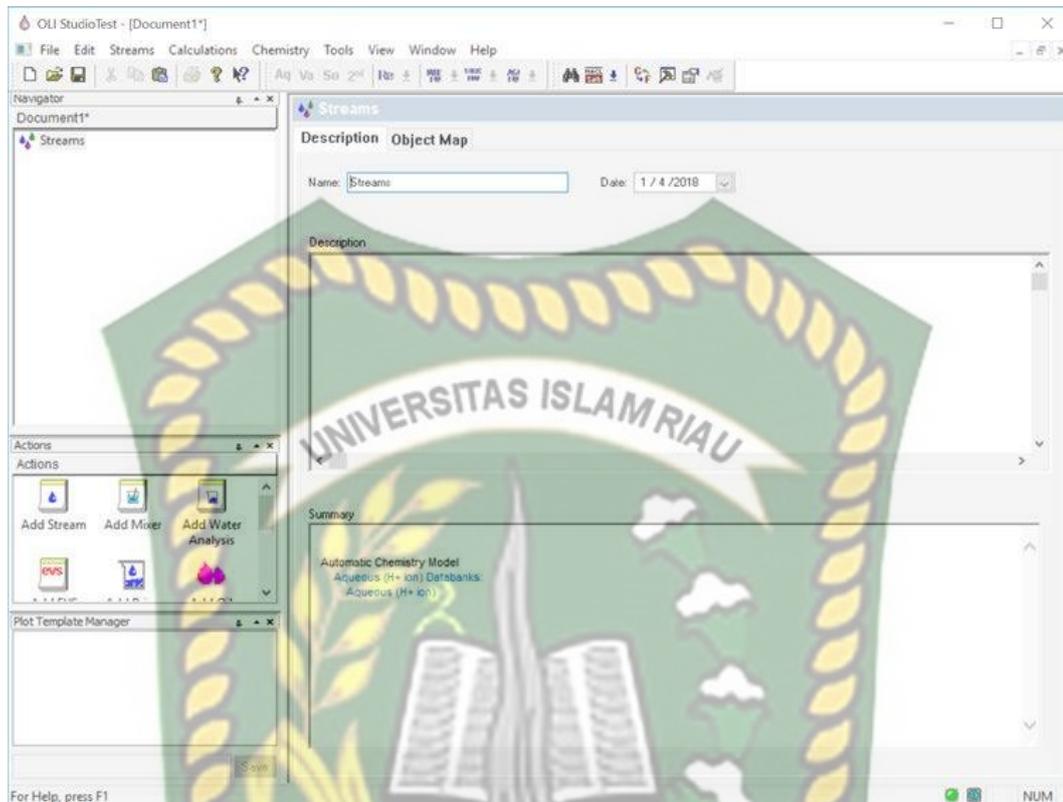
$S = S'$, *scale* pada titik jenuh

$S > S'$, *scale* tidak terbentuk

S' = harga terkecil antara konsentrasi ion Ca^{2+} dan SO_4^{2-}
atau antara Ba^{2+} dan SO_4^{2-}

2.5. Simulasi Konsentrasi Scale Menggunakan OLI Studio 9.6

Dalam memprediksi pengendapan *scale*, dapat pula digunakan program simulasi salah satunya adalah OLI Studio 9.6. Pada tugas akhir ini *software* yang digunakan sebagai alat bantu adalah OLI Studio 9.6 seperti pada Gambar 2.7



Gambar 2.5 Main Windows OLI Studio 9.6 (OLI System Inc, 2018)

Sebelum mengganti nama dengan OLI Studio, *Scalechem* pertama kali dikembangkan oleh *Shell Oil* untuk membantu operator mereka untuk menjaga dan mengatur laju alir operasi produksi minyak dan gas bumi dengan kandungan mineral air yang dapat menyebabkan masalah *scaling*. Perangkat ini merupakan alat yang memudahkan untuk mempelajari mineral air formasi terhadap masalah *scale* dan solusi atas berbagai kondisi yang diamati dalam proses eksplorasi produksi pada industri minyak di seluruh dunia (OLI System Inc, 2018).

Menurut laporan dari website resmi Oli system, sudah banyak perusahaan-perusahaan yang menggunakan software ini seperti perusahaan kimia, laboratorium negara, perusahaan mineral dan tambang, *water treatment*, serta perusahaan *oil and gas*. Perusahaan besar bidang *oil and gas* yang telah menggunakan software ini yaitu Chevron, ConocoPhillips, ExxonMobil, PetroChina, Petronas, Schlumberger, Shell dan masih banyak lagi.

Prediksi pembentukan *scale* menggunakan software OLI Studio 9.6 dimulai dengan memasukkan data sumur dan kondisi fluida reservoir diantaranya sebagai berikut:

1. Konsentrasi anion dan kation pada air formasi
2. pH air formasi
3. kedalaman sumur
4. produksi minyak, gas dan air
5. Temperatur, baik surface maupun subsurface
6. Tekanan, baik surface maupun subsurface
7. Kandungan gas, CO_2 dan H_2S jika ada

OLI Studio 9.6 mampu melakukan pembentukan *scale* sampai dengan 600°F (315°C) dengan 22.000 dan 700.000 ppm TDS. Jadi hampir semua operasi produksi dapat dimodelkan. *Software* ini memodelkan lingkungan air untuk memprediksi spesies distribusi dari berbagai model kimia di dalam air. Model kimia yang ada meliputi fasa uap, fasa cair, dan sejumlah fasa padat. Fasa cair berisi semua elemen yang terkandung dalam air (kation, anion), fasa uap terdiri dari H_2S , CO_2 , CH_4 , dan fasa padat mengandung sebagian besar *scale*, diantaranya anhidrat $CaSO_4$, barit $BaSO_4$, kalsit $CaCO_3$, gypsum $CaSO_4 \cdot 2H_2O$, siderite $FeCO_3$, besi sulfide FeS , halit $NaCl$, celestit $SrSO_4$, dan lainnya (OLI System Inc, 2018).

Lapangan yang menggunakan software ini yaitu lapangan Siri laut utara Denmark, Amiri dan Moghadasi telah melakukan analisis bahwa pada lapangan Siri dengan hasil konsentrasi *scale* $BaSO_4$ sangat rendah (Amiri & Moghadasi, 2010). Selain itu Amiri dan Moghadasi melakukan analisi pengaruh temperature terhadap kecenderungan pembentukan *scale* menggunakan software *scalechem* pada reservoir minyak Iranian, menyatakan temperatur sangat berpengaruh terhadap kecenderungan pembentukan *scale* $CaCO_3$, dimana temperatur meningkat maka kecenderungan pembentukan *scale* $CaCO_3$ juga meningkat (Amiri & Moghadasi, 2014).

Software ini memerlukan dua jenis analisis, yaitu *brine* (air formasi), dan gas. Setiap jenis analisis harus saling berhubungan. *Brine* yang digunakan bisa merupakan air permukaan, injeksi air, air formasi, air produksi, ataupun lainnya. Komposisi *brine* yang dimasukkan adalah konsentrasi ion yang terkandung didalamnya. Selain itu, pH air, densitas, dan alkalinitas juga ditentukan.

Hasil running software ini menghasilkan data *Scaling index* dan prediksi perkembangan pembentukan *scale* di sumur pada temperatur dan tekanan tertentu. Dengan diketahui nilai *Scaling index* pada temperatur tertentu, dapat diperkirakan pada rentang tekanan dimana *scale* tidak terbentuk atau dapat diminimalisir pembentukan *scale* dalam suatu sistem sumur. Selain itu, besar konsentrasi dan *Scale growth* yang ada dapat dicari besar ketebalan *scale* yang mungkin terjadi pada tubing maupun sistem perpipaan. Tabel 2.4 berikut ini mengkategorikan pertumbuhan dan ketebalan *scale* menurut Chilingar et al., 2008.

Tabel 2.4 Kategori *Scale Growth* dan Ketebalan *Scale*

<i>Scale Growth</i> (<i>lb/day/ft²</i>)	Ketebalan <i>Scale</i> (<i>in</i>)	Kategori
0	0	Tidak ada
0,001	0,0072	Sangat rendah
0,002 - 0,004	0,014 - 0,028	Rendah
0,005 – 0,009	0,036 – 0,065	Sedang
0,01 – 0,019	0,072 – 0,137	Tinggi
≥0,02	≥0,14	Sangat tinggi

Sumber: (Chilingar et al., 2008)

3.1. Geologi Regional

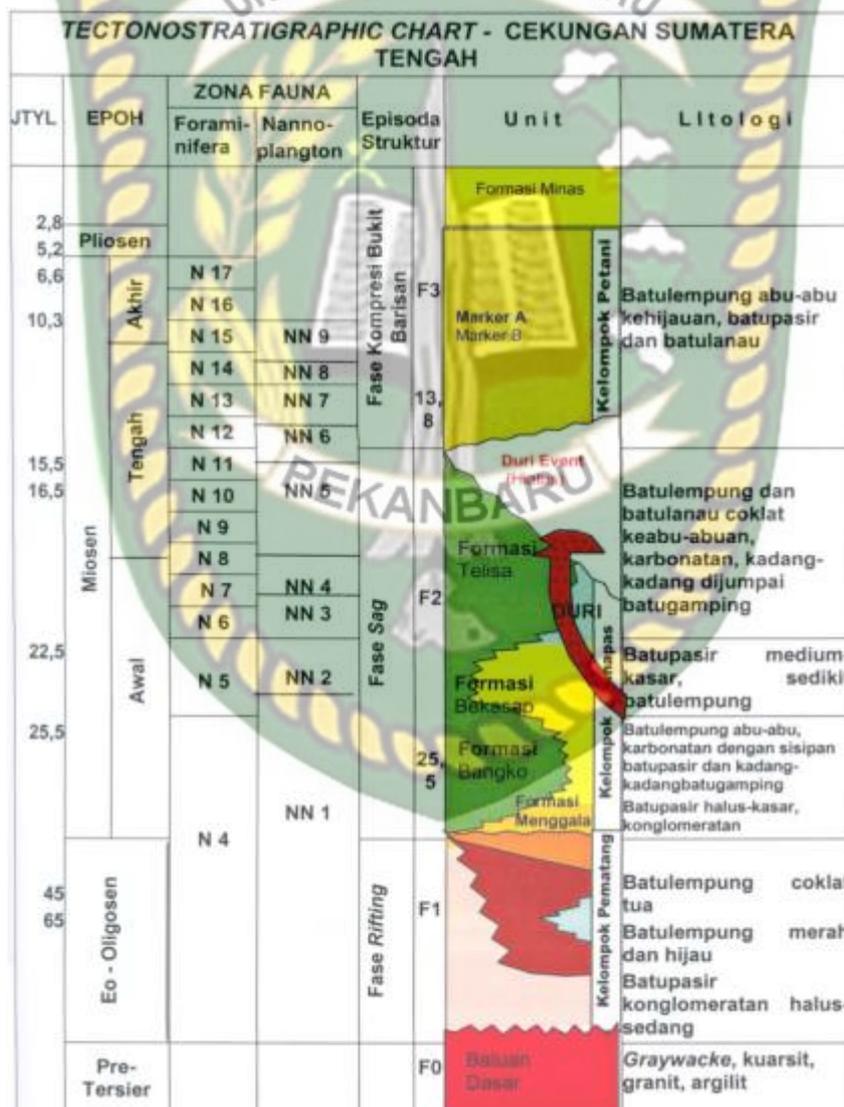
Lapangan X secara regional terletak di sebelah utara sub-cekungan dataran pantai (*Coastal Plain*). Sub cekungan ini merupakan bagian dari kerangka regional Cekungan Sumatera Tengah. Namun secara geologi lapangan ini terletak di bagian timur Cekungan Sumatera Tengah yang merupakan salah satu cekungan tersier di Pulau Sumatera. Kerangka Tektonik Sumatera merupakan busur magmatik yang berhubungan dengan penunjaman Lempeng Indo-Australia dengan Lempeng Eurasia dengan arah N 6°E seperti terlihat pada Gambar 3.2.

Batas cekungan Sumatera Tengah sebelah barat berbatasan dengan busur vulkanis dan pengangkatan geantiklin Pegunungan Barisan. Sebelah selatan berbatasan dengan tinggian Kampar-Tigapuluh, utara oleh busur Asahan dan sebelah timur berbatasan dengan Craton Sunda. Sejumlah elemen struktur utama aktif Sumatera berarah barat laut paralel dengan palung Sunda termasuk juga punggung busur luar, cekungan busur luar, dan busur vulkanis Barisan dan zona sesar besar Sumatera.



Gambar 3.2 Kerangka Umum Tektonik Pulau Sumatera (BOB PT. Bumi Siak Pusako – Pertamina Hulu, 2007)

Batuan dasar di Cekungan Sumatera Tengah terdiri dari empat satuan Litologi berumur *Paleozoik* sampai *Mesozoik*, terdiri dari Kelompok *Mutus* yang terdiri dari *ofiolit*, metasedimen dan sedimen berumur *Trias*, Kelompok *Malaka* terdiri dari *kuarsit*, *flit* dan intrusi *granodiorit*, Kelompok *Mergui* dari *graywacke* berumur *Kapur*, *kuarsit* dan batu lempung kerikilan dan Kelompok *Tapanuli* terdiri dari *batu sabak*, metasedimen dan *flit* yang diendapkan di atas batu gamping *shelf* berumur *Devon-Karbon*. Gambar 3.3 memperlihatkan tatanan stratigrafi regional Cekungan Sumatera Tengah.



Gambar 3.4. Tatanan Stratigrafi Regional Cekungan Sumatra Tengah (Heidrick & Aulia, 1993)

3.2. Karakteristik Sumur dan *Water Analysis* Lapangan X

Sumur yang digunakan pada kajian Tugas Akhir ini berada pada lapangan X yaitu sumur T-104 dan sumur T-109. Sumur ini menggunakan pompa ESP (*Electrical Submersible Pump*). Untuk karakteristik sumur dan *water analysis* pada setiap sumur dijelaskan pada Tabel 3.1, dan Tabel 3.2.

Tabel 3.1 Karakteristik Sumur Lapangan X

Parameter	Satuan	Sumur T-104	Sumur T-109
<i>Fluid Prod</i>	BFPD	385	503
<i>Water Prod</i>	BWPD	308	458
<i>Oil Prod</i>	BOPD	77	245
<i>Reservoir drive</i>	-	Water	Water
<i>Water Cut</i>	%	80	85
<i>Temperature, WH</i>	°F	189	158
<i>Temperature, BH</i>	°F	222	222
Tekanan, WH	Psia	283	285
Tekanan, Res	Psia	1283	1283
<i>Tubing Depth</i>	Ft	3600	2700
<i>Tubing Size</i>	In	3½	3½
Umur Produksi	Tahun	14	15

Sumber: BOB PT. Bumi Siak Pusako – Pertamina Hulu, 2018

Tabel 3.2. Data *Water Analysis* Lapangan X

No	Parameter	Satuan	Sumur	
			T-104	T-109
1	Na^+	mg/L	3420	3420
2	Ca^{2+}	mg/L	52,52	54,54
3	Mg^{2+}	mg/L	34,44	32,24
4	CO_3^{2-}	mg/L	31,22	30,24
5	HCO_3^-	mg/L	372,99	372,96
6	SO_4^{2-}	mg/L	38	35
7	Cl^-	mg/L	7600	7600
8	Suhu	°C	75	77,5
9	pH	-	8,49	8,43

Sumber: BOB PT. Bumi Siak Pusako – Pertamina Hulu, 2018

BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN PENELITIAN

Studi ini membahas tentang indikasi terjadinya *scale* pada lapangan X. Terdapat dua sampel sumur pada lapangan X yaitu sumur T-104 dan sumur T-109. Pemilihan dua sampel sumur ini berdasarkan dari karakteristik kedua sumur ini yang mirip serta hasil *water analysis* yang hampir mirip pula. Yang membedakan dari sumur ini yaitu perbedaan produksi air. Sehingga penulis akan membandingkan kedua sumur dengan perbedaan produksi air mempengaruhi terhadap pembentukan *scale*.

4.1. Penentuan Indikasi *Scale*

Perhitungan indikasi *scale* menggunakan metode Stiff-Davis pada lapangan X. Metode Stiff-Davis adalah metode paling cocok untuk mengindikasikan *scale* pada Lapangan X, hal tersebut dapat dilihat dari hasil analisis laboratorium dari sumur T-104 dan sumur T-109 yang tidak menunjukkan adanya konsentrasi Ba^{2+} , Sr^{2+} , dan Fe^{3+} yang akan membentuk jenis *scale* baru.

Berikut ini adalah perhitungan penentuan *Stability Index* pada Sumur T-104 dan untuk sumur T-109 dapat dilihat pada Lampiran I.

Tabel 4.1 Perhitungan *Ionic Strength* pada sumur T-104

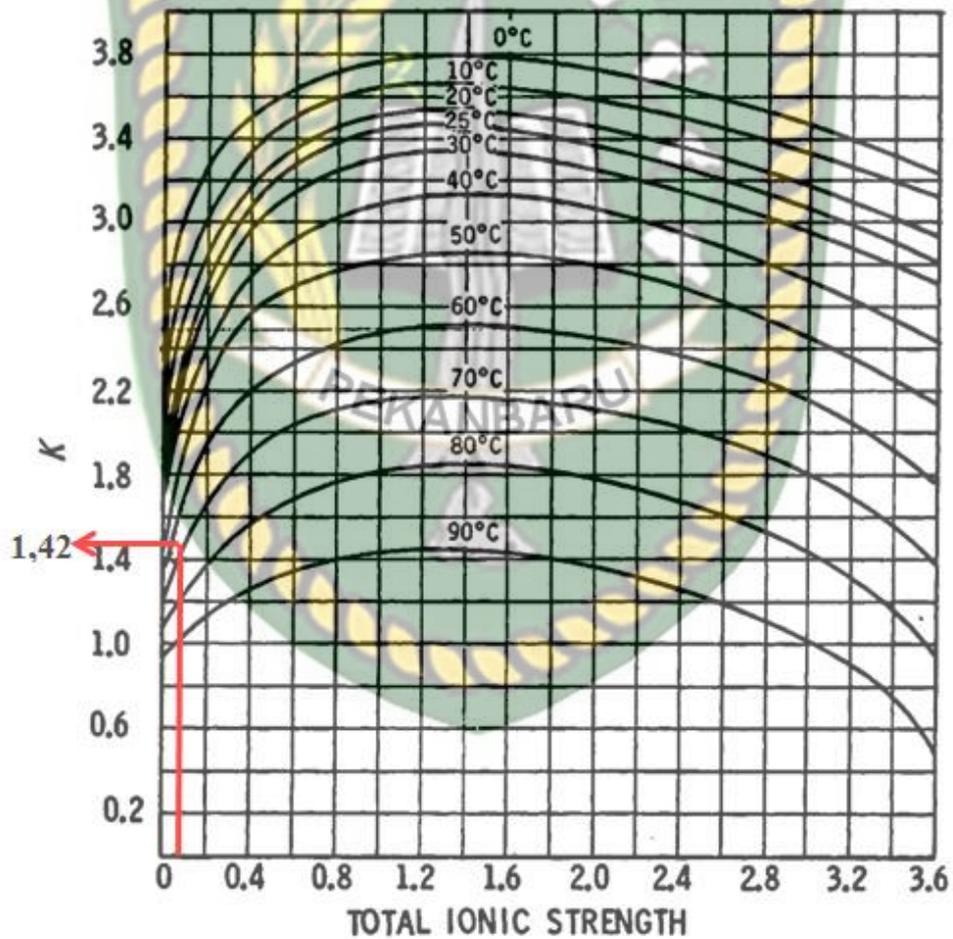
No	Ion	mg/L	meq/L	μ
1	<i>Na</i>	3420	148,695	0,074
2	<i>Ca</i>	52,52	2,626	$2,62 \cdot 10^{-3}$
3	<i>Mg</i>	34,44	2,833	$2,83 \cdot 10^{-3}$
4	CO_3	31,22	1,040	$1,56 \cdot 10^{-3}$
5	HCO_3	372,99	12,229	$6,11 \cdot 10^{-3}$

6	SO_4	38	0,791	$7,92 \cdot 10^{-4}$
7	Cl	7600	214,084	0,107
Total Ionic Strength				0.195

suhu = 75°C

pH = 8,450

K = 1,420



Gambar 4.1. Plot Total Ionic Strangth vs K

$$pCa = 0,598 - (0,433 \ln Ca) = 0,598 - (0,433 \ln 52.52) = 2,883$$

$$pAlk = 4,814 - (0,437 \ln(CO_3 + HCO_3))$$

$$= 4,814 - (0,437 \ln(31,220 + 372,990)) = 2.188$$

$$SI = pH - K - pCa - pAlk = 8,450 - 1,420 - 2,883 - 2,188 = 1,958$$

Tabel 4.2. Hasil Perhitungan Indikasi *Scale* Sumur Lapangan X

No	Sumur	Stability Index (SI)
2	T-104	1,958
3	T-109	1,980

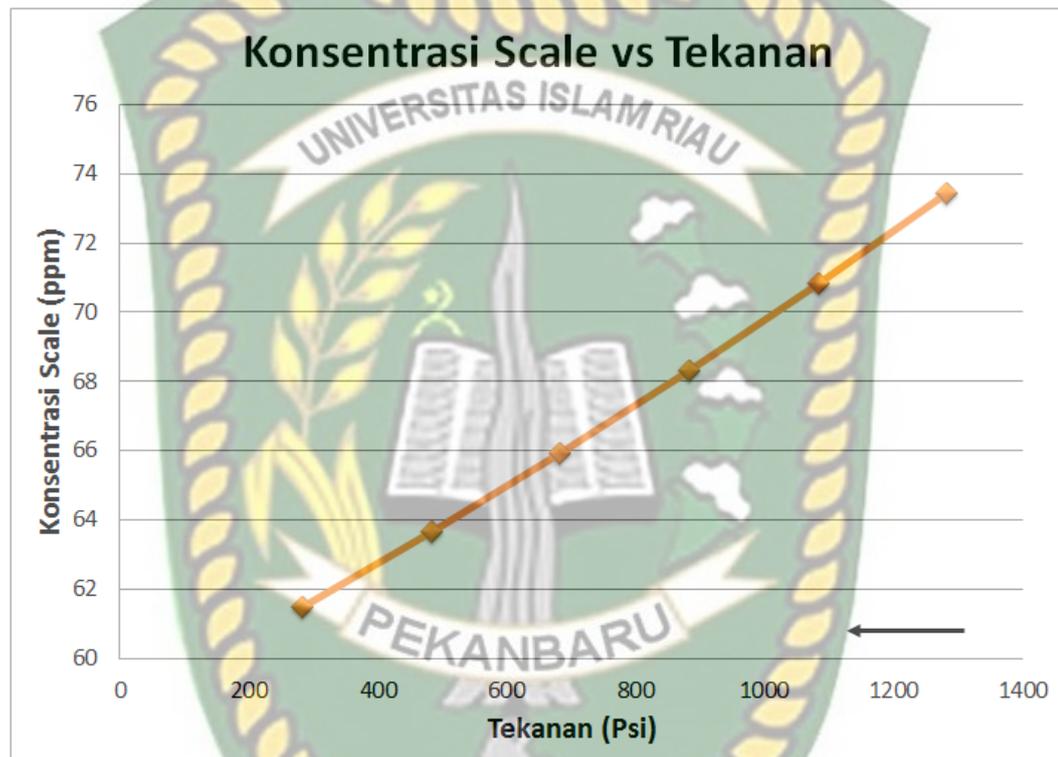
Dari hasil perhitungan diatas, sumur T-104 dan T-109 pada lapangan X terindikasi adanya *scale CaCO₃* dilihat dari hasil SI bernilai positif yang mana SI > 0 sistem dijenuhi oleh *CaCO₃* dan *scale* cenderung terbentuk. Metode *Stiff-Davis* tidak menyatakan nilai yang signifikan tentang besar kecilnya harga dari SI, *Stiff-Davis* hanya menyatakan bahwa SI bernilai positif maka *scale CaCO₃* cenderung terbentuk dan SI bernilai negatif *scale CaCO₃* cenderung tidak terbentuk. Hal serupa juga terjadi pada lapangan minyak Duri dengan empat sampel sumur terbukti terdapat *scale CaCO₃* dengan nilai SI 1,29 – 2,15 (Tamboesai, 2012) dan enam sampel sumur lapangan Ramba dengan nilai SI 0,74 – 1,16 (Pranondo & Agusandi, 2017). Akan tetapi berdasarkan data empiris BOB PT. BSP-PH, *scale* mulai terbentuk ketika SI > 1,75 dan apabila SI ≤ 1,75 maka *scale* masih terlarut di dalam air.

4.2. Penentuan Pertumbuhan dan Ketebalan *Scale*

Perhitungan penentuan pertumbuhan dan ketebalan *scale* berawal dari hasil running software OLI Studio 9.6 dengan input data *water analysis*, data tekanan dan temperatur operasi sumur, dan data produksi air. Berikut ini adalah hasil perhitungan pertumbuhan dan ketebalan *scale* dari setiap sampel sumur Lapangan X yang terindikasi *scale*.

4.2.1. Sumur T-104

Hasil perhitungan kemungkinan terbentuknya *scale* telah diketahui pada Tabel 4.2 yaitu tipe *scale* kalsium karbonat ($CaCO_3$). Gambar 4.1 dibawah ini menunjukkan konsentrasi padatan *scale* terhadap tekanan. Dan laju pertumbuhan dan ketebalan *scale* terdapat pada Tabel 4.3.



Gambar 4.1. Grafik Konsentrasi *Scale* pada Sumur T-104

Dari grafik diatas bahwa seiring dengan penurunan tekanan yang terjadi pada sumur T-104 maka konsentrasi ppm *scale* $CaCO_3$ juga menurun. Sehingga konsentrasi *scale* pada dasar sumur lebih besar dibandingkan dengan di kepala sumur. Penurunan konsentrasi ini berkisar 3,53% - 3,37% pada setiap penurunan tekanan sebesar 200 psi.

Menurut Syahri & Sugiarto, 2008 menyatakan perubahan tekanan dan temperature mempengaruhi terhadap pembentukan *scale*. Selain itu *software* OLI Studio 9.6 juga memperhitungkan produksi air, tekanan dan temperatur sumur serta *water analysis* terhadap besarnya harga konsentrasi *scale* yang terbentuk pada suatu sumur (OLI System Inc, 2018).

Hasil *running software* OLI Studio 9.6 memberikan harga konsentrasi *scale solid* sehingga penulis harus melakukan perhitungan manual untuk menentukan pertumbuhan *scale (scale growth)* dan ketebalan *scale*. Berikut perhitungan pertumbuhan *scale* dan ketebalan *scale* pada tekanan 283 psi, dan pada tekanan lainnya dapat dilihat pada Lampiran II.

$$\text{Luas ID Tubing} = \pi \times \text{ID (ft)} \times \text{Tubing depth (ft)}$$

$$= 3,141 \times 0,249 \times 3600 = 2.814,696 \text{ft}^2$$

$$= 405.858,816 \text{ in}^2$$

$$\text{Massa scale} = \text{scale solid (lb/bbl)} \times \text{water prod (bbl/day)}$$

$$= 8,51 \cdot 10^{-4} \times 308 = 0,262 \text{ lb/day} = 95,64 \text{ lb/year}$$

$$\text{Scale Growth} = \frac{\text{Massa Scale (lb/day)}}{\text{Luas ID Tubing (ft}^2\text{)}} = \frac{0,262}{2.814,696}$$

$$= 9,31 \cdot 10^{-5} \text{ lb/d/ft}^2$$

$$\text{Ketebalan} = \frac{\text{Massa Scale (lb/year)} \times \text{Umur Sumur (year)}}{\text{Luas ID Tubing (in}^2\text{)} \times \rho \text{ (lb/in}^3\text{)}}$$

$$= \frac{95,64 \times 15}{405.858,816 \times 0,098} = 0,034 \text{ in}$$

Tabel 4.3. Hasil Perhitungan *Scale Growth* (Pertumbuhan *Scale*) dan Ketebalan *Scale* Sumur T-104

Tekanan (psi)	Temperatur (°F)	Konsentrasi (ppm)	Konsentrasi (lb/bbl)	Massa (lb/day)	<i>Growth</i> (lb/day/ft ²)	Kategori <i>Growth</i> *	Ketebalan (in)	Kategori Ketebalan*
283	189	61.488	$8,51 \cdot 10^{-4}$	0,262	$9,31 \cdot 10^{-5}$	Sangat Rendah	0,034	Sedang
483	196	63.636	$8,80 \cdot 10^{-4}$	0,271	$9,63 \cdot 10^{-5}$	Sangat Rendah	0,035	Sedang
683	202	65.915	$9,12 \cdot 10^{-4}$	0,281	$9,98 \cdot 10^{-5}$	Sangat Rendah	0,036	Sedang
883	209	68.313	$9,45 \cdot 10^{-4}$	0,291	$1,03 \cdot 10^{-4}$	Sangat Rendah	0,037	Sedang
1.083	215	70.817	$9,80 \cdot 10^{-4}$	0,302	$1,07 \cdot 10^{-4}$	Sangat Rendah	0,039	Sedang
1.283	222	73.410	$1,01 \cdot 10^{-3}$	0,313	$1,11 \cdot 10^{-4}$	Sangat Rendah	0,040	Sedang

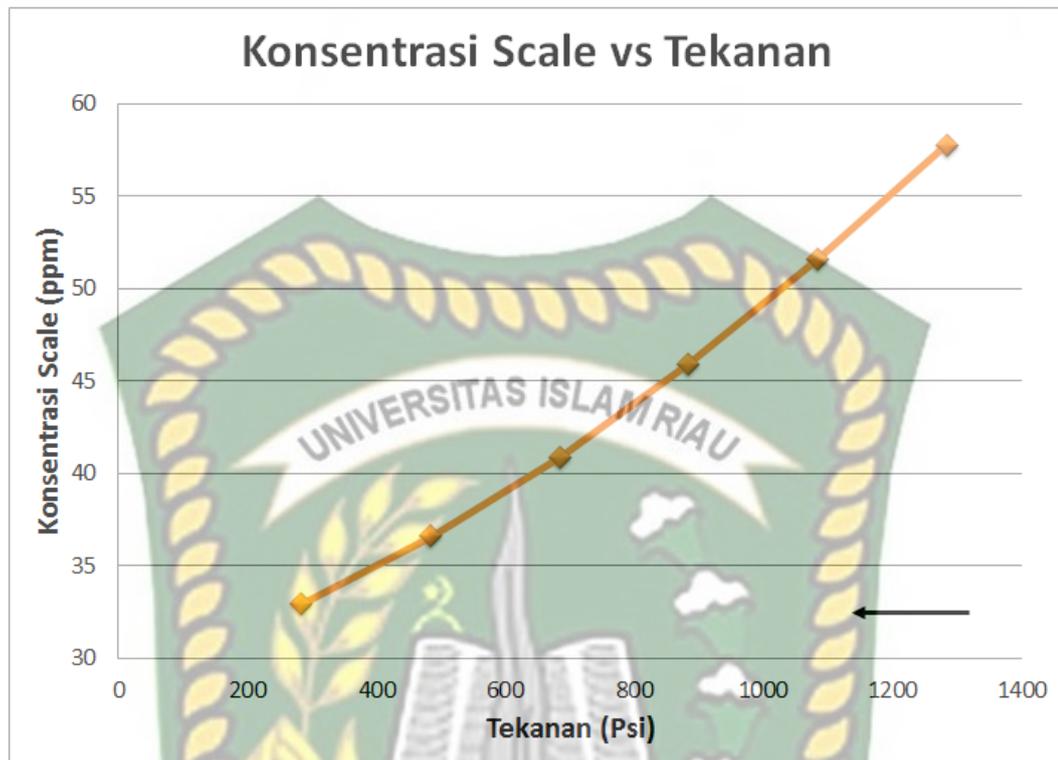
*Keterangan: Berdasarkan Tabel 2.4

Hasil perhitungan diatas, dengan estimasi pertumbuhan *scale* $CaCO_3$ yang berkisar $9,31 \cdot 10^{-5} \text{ lb/day/ft}^2$ hingga $1,11 \cdot 10^{-4} \text{ lb/day/ft}^2$. Seperti ditunjukkan pada Gambar 4.1, semakin besar tekanan menyebabkan konsentrasi $CaCO_3$ semakin besar, sehingga konsentrasi *scale* di permukaan (surface) lebih rendah daripada di bawah permukaan (subsurface) yang memiliki tekanan dan temperature yang lebih tinggi.

Harga pertumbuhan *scale* pada sumur T-104 sangat kecil sehingga dapat dikategorikan pertumbuhan *scale* sangat rendah. Tetapi harga sekecil apapun terhadap pertumbuhan *scale* tidak bisa diabaikan karena pada kasus sumur T-104 setelah 14 tahun beroperasi *scale* terbentuk dengan ketebalan 0,034 in – 0,040 in dengan kategori *scale* sedang. Oleh karena itu penulis menyarankan kepada perusahaan untuk terus melakukan perawatan sumur terhadap pertumbuhan *scale*. Dan apabila *scale* telah terbentuk di kategori sedang, maka perusahaan harus melakukan acidizing untuk mengurangi ketebalan *scale* agar tidak mengganggu proses produksi.

4.2.2. Sumur T-109

Pada Gambar 4.2 dibawah ini adalah hasil konsentrasi padatan *scale* terhadap tekanan. Dan laju pertumbuhan dan ketebalan *scale* terdapat pada Tabel 4.4.



Gambar 4.2. Grafik Konsentrasi *Scale* pada Sumur T-109

Dari grafik diatas bahwa seiring dengan penurunan tekanan yang terjadi pada sumur T-104 maka konsentrasi ppm *scale* $CaCO_3$ juga menurun. Sehingga konsentrasi *scale* pada dasar sumur lebih besar dibandingkan dengan di kepala sumur. Penurunan konsentrasi ini berkisar 10,7% - 9,9% pada setiap penurunan tekanan sebesar 200 psi.

Tabel 4.4. Hasil Perhitungan *Scale Growth* (Pertumbuhan *Scale*) dan Ketebalan *Scale* Sumur T-109

P	T	Konsentrasi (ppm)	Konsentrasi (lb/bbl)	Massa (lb/day)	<i>Growth</i> (lb/day/ft ²)	Kategori <i>Growth</i> *	Ketebalan (in)	Kategori Ketebalan*
285	158	32.921	$4,55 \cdot 10^{-4}$	0,209	$9,88 \cdot 10^{-5}$	Sangat Rendah	0,038	Sedang
485	171	36.539	$5,05 \cdot 10^{-4}$	0,231	$1,09 \cdot 10^{-4}$	Sangat Rendah	0,043	Sedang
684	184	40.875	$5,65 \cdot 10^{-4}$	0,259	$1,23 \cdot 10^{-4}$	Sangat Rendah	0,048	Sedang
884	196	45.908	$6,35 \cdot 10^{-4}$	0,291	$1,38 \cdot 10^{-4}$	Sangat Rendah	0,053	Sedang
1.083	209	51.572	$7,13 \cdot 10^{-4}$	0,326	$1,55 \cdot 10^{-4}$	Sangat Rendah	0,060	Sedang
1.283	222	57.751	$7,99 \cdot 10^{-4}$	0,366	$1,73 \cdot 10^{-4}$	Sangat Rendah	0,067	Sedang

*Keterangan: Berdasarkan **Tabel 2.4**

Hasil perhitungan diatas, dengan estimasi pertumbuhan *scale* $CaCO_3$ yang berkisar $9,88 \cdot 10^{-5} \text{ lb/day/ft}^2$ hingga $1,73 \cdot 10^{-4} \text{ lb/day/ft}^2$. Seperti ditunjukkan pada Gambar 4.1, semakin besar tekanan menyebabkan konsentrasi $CaCO_3$ semakin besar, sehingga konsentrasi *scale* di permukaan (surface) lebih rendah daripada di bawah permukaan (subsurface) yang memiliki tekanan dan temperature yang lebih tinggi.

Sama halnya dengan sumur T-104, harga pertumbuhan *scale* pada sumur T-109 sangat kecil sehingga dapat dikategorikan pertumbuhan *scale* sangat rendah pada sumur. Tetapi harga sekecil apapun terhadap pertumbuhan *scale* tidak bisa diabaikan karena pada kasus sumur T-109 setelah 15 tahun beroperasi *scale* terbentuk dengan ketebalan 0,038 in – 0,067 in dengan kategori *scale* sedang.

Karena ketebalan *scale* sedang pada sumur T-104 dan T-109 sudah mencapai kategori sedang, sehingga penulis menyarankan kepada perusahaan untuk segera menanggulangi permasalahan *scale* ini. Sumur T-104 dan sumur T-109 mengindikasikan *scale* $CaCO_3$, berdasarkan penelitian Ketrane et al. 2009 bahwa *scale* inhibitor phospat paling cocok untuk *scale* $CaCO_3$ dengan jenis inhibitor HMPS Sodium Hexametaphosphate, MEDPHOS, STTP Sodium Tripolyphosphate, dan SECAL.

Grafik yang dinyatakan pada gambar 4.1 dan gambar 4.2 bahwa konsentrasi *scale* berbanding lurus dengan tekanan, hal yang sama juga terjadi pada konsentrasi *scale* dan temperatur (dapat dilihat pada LAMPIRAN III). Studi yang sama dilakukan oleh Amiri & Moghadasi, 2014 di lapangan Siri, Iran juga mendapatkan hasil yang sama yaitu *scale tendency* (pembentukan *scale*) berbanding lurus dengan temperatur. Sehingga penelitian yang penulis lakukan pada sumur T-104 dan T-109 serta penelitian Amiri & Moghadasi membenarkan pernyataan dari Syahri & Sugiarto, 2008 bahwa perubahan tekanan dan temperature mempengaruhi terhadap pembentukan *scale*, seiring turunnya tekanan dan temperature maka konsentrasi *scale* juga ikut turun.

Dari hasil grafik sumur T-104 dan sumur T-109 bahwa penurunan konsentrasi *scale* yang terjadi tidak signifikan. Hal ini terjadi karena OLI Studio 9.6 mengasumsikan konsentrasi *scale* homogen pada setiap penurunan tekanan.

Hal yang sama juga terjadi pada penelitian *scale BaSO₄* yang dilakukan oleh Amiri & Moghadasi, 2010 di lapangan Siri, Iran. Pada penelitian tersebut konsentrasi *scale BaSO₄* hanya mengalami penurunan 5% - 4% pada setiap penurunan temperaturnya.

Walaupun software OLI Studio 9.6 memberikan kemudahan terhadap analisis air untuk menentukan konsentrasi *scale*, korosi, dll, penulis juga melihat terdapat kekurangan dari software ini. Adapun kekurangan software OLI Studio 9.6 yang penulis alami sebagai berikut.

1. Data *water analysis* yang diinput harus valid, karena keakuratan data dapat menentukan hasil perhitungan.
2. Asumsi yang digunakan pada software ini yaitu *scale* yang terbentuk dari dasar sumur sampai kepala sumur adalah homogen dan hal tersebut tidak sesuai pada kondisi lapangan.
3. Hasil running dari software ini hanya sampai konsentrasi *scale* saja, sehingga penulis harus melakukan perhitungan manual untuk menentukan pertumbuhan *scale* dan ketebalan *scale*.
4. Software ini mengharuskan memiliki data tekanan dan temperature pada setiap kedalaman sumur, jika hanya memiliki tekanan dan temperature reservoir dan kepala sumur saja maka grafik yang dihasilkan berupa asumsi mengikuti trandline dari kedua titik tersebut seperti pada penelitian ini.

BAB V

KESIMPULAN DAN SARAN

5.1. Kesimpulan

Berdasarkan penelitian yang telah dilakukan maka dapat disimpulkan sebagai berikut.

1. Hasil SI menggunakan metode *Stiff and Davis Stability Index* pada sampel sumur yaitu Sumur T-104 sebesar 1,953 dan Sumur T-109 sebesar 1,980. Dapat dilihat bahwa sampel sumur tersebut memiliki nilai $SI > 1$ yang artinya sistem dijenuhi oleh $CaCO_3$ dan *scale* cenderung terbentuk.
2. Sumur T-104 dan T-109 masuk dalam kategori pertumbuhan *scale* sangat rendah karena harga dari *scale growth* dari kedua sumur $< 0,002 \text{ lb/day/ft}^2$. Tetapi harga *scale growth* sekecil apapun tidak boleh diabaikan, karna sumur T-104 membentuk *scale* mencapai 0,040 in dan sumur T-109 membentuk *scale* mencapai 0,067 in yang masuk dalam kategori sedang setelah sumur diproduksi selama 14 dan 15 tahun.

5.2. Saran

Untuk penelitian selanjutnya penulis menyarankan untuk membahas diantaranya sebagai berikut:

1. Mendesain *scale inhibitor* yang digunakan pada sumur dan lapangan yang sama pada Tugas Akhir ini.
2. Menentukan kecendrungan pembentukan *scale*, pertumbuhan dan ketebalan *scale* pada sumur injeksi, sumur disposal, ataupun pada sumur produksi yang mengandung gas.

DAFTAR PUSTAKA

- Amiri, M., J. Moghadasi. (2010). *Prediction the Amount of Barium Sulfate Scale Formation in Siri Oilfield using OLI ScaleChem Software*. Asian Journal of Scientific Reasearch. 230-239
- Amiri, M., J. Moghadasi. (2014). *The Effect of Temperature on Calcium Carbonate Scale Formation in Iranian Oil Reservoir Using OLI ScaleChem Software*. Petroleum Science and Technology. 453-466
- Antony, Alice., Jor How Low., Stephen Gray., Amy E. Childress., Pierre Le-Clach., Greg Leslie. (2011). *Scale Formation and Control in High Pressure Membrane Water Treatment System: A Review*. Journal of Membrane Science, 383, 1-16
- BOB PT. Bumi Siak Pusako – Pertamina Hulu. (2007). *Sejarah Lapangan dan Letak Geografis*
- BOB PT. Bumi Siak Pusako – Pertamina Hulu. (2018). *Mounthly Test Report 8-Nov-18*
- Brawn, Karmit E. (1984). *The Technology of Artificial Lift Method* (Vol. 2a). Oklahoma: Penn Well Publishing Company
- Chilingar, George V., Ryan Mourhatch., Ghazi Al-Qahtani. (2008). *The Fundamentals of Corrosion and Scaling for Petroleum and Environmental Engineers*. Houston: Gulf Publishing Company
- Crabtree, Mike., David Eslinger., Phil Flatcher Matt Miller., Ashley Johnson., George King. (1999). *Fighting Scale-Removal and Prevention*. Houston: Schlumberger

- Etaib, Omer E., & Ali A. Rabah. (2012). *Crude Oil Pipeine Scale Depotion: Causes and Removal Methods*. Annual Conference of Postgraduate Studies and Scientific Reaserch, 17-20
- Garba, M. D., & M. S. Sulaiman (2014). *Oilfield Scale Treatment and Managerial Measures in the Fight for Sustainbele Production*. Petroleum Technology Development Journal, 19-37
- Halimatuddahlia. (2003). *Pencegahan Korosi dan Scale pada Proses Produksi Minyak Bumi*. Medan: Universitas Sumatra Utara
- Hamid, S., O. De Jesus., C. Jacinto., dkk. (2015). *A Practical Method of Predicting Calcium Carbonate Scale Formation in Well Competition*. SPE Production and Operation, 1-11
- Heidriect, Tom L., & Kursani Aulia. (1993). *A Struktural and Tectonic Model of the Coastal Plain Block, Central Basin, Indonesia*. Proceeding Indonesia Petroleum Association 22nd Annual Convention
- Kardiman., Eri Widiyanto., A.P. Bayuseno., Stefanus Muryono. (2017). *Analisis Pertumbuhan Fasa Kerak Kalsium Karbonat (CaCO₃) Akibat Penambahan Asam Tertrat (C₄H₆O₆) sebagai Aditif*. Barometer Jurna Ilmu dan Aplikasi Teknik. Volume 2 No.1
- Katrane, R., B. Saidani., O. Gil., L. Leleyter., F. Baraud. (2009). *Efficiency of Five Scale Inhibitors oc Calcium Carbonate Precipitation from Hard Water: Effect of Temperature and Concentration*. Desalination volume 249.
- Lestari., MG Sri Wahyuni., Ratna Ayu Sitaresmi. (2007). *Problema Scale di Beberapa Lapangan Migas*, Proceeding Simposium Nasional IATMI, IATMI 2007-TS-11.
- Musnal, Ali. (2013). *Mengatasi Kerusakan Formasi dengan Metode Pengasaman yang Kompetibel pada Sumur Minyak di Lapangan X*. Journal of Earth, Energy, Engineering Jurusan Teknik Perminyakan – UIR.

- Nalco. (1997). *Oilfield Chemicals Training Manual*. Toronto: Exxon Energy Chemicals, L.P.
- OLI Client. <https://www.olisystems.com/clients-partners>, diakses pada 13 Desember 2018 pukul 11:20
- OLI System Inc. (2018). *A Guide to Using OLI Studio version 9.6*.
- Patton, Charles C. (1999). *Applied Water Technology* (2nd ed.). Dallas: Campbell Petroleum Series
- Perry, Robert H., Don W. Green (1999). *Perry's Chemical Engineers' Handbook* (7th ed.). Kansas: The McGraw-Hill Companies. Inc.
- Pranondo, Diky., Syahrial Agusandi. (2017). *Evaluasi Permasalahan Scale Sumur SA-33, SA-101, SA-104 dan SA-108 di PT. Pertamina EP ASSET 1 Field Ramba*. Jurnal Teknik Patra Akademika. 11-21
- Stiff, Henry A. Jr., Lawrence E. Davis. (1952). *A Method For Predicting the Tendency of Oil Field Water to Deposit Calcium Carbonate*. Petroleum Transactions, AIME, 213-216
- Suharso., Buhani. (2015). *Penanggulangan Kerak* (2nd Ed.). Yogyakarta: Graha Ilmu
- Syahri, M., Bambang Sugiarto. (2008). *Scale Treatment pada Pipa Distribusi Crude Oil Secara Kimiawi*, Prosiding Seminar Nasional Teknoin Bidang Teknik Kimia dan Tekstil, B-33 – B-37.
- Tamboesai, Emrizal Mahidin. (2012). *Pengaruh Waktu Analisis Terhadap Nilai Indeks Scale dan Evaluasi Kecendrungan Terbentuknya Scale pada Pipa Produksi di Lapangan Minyak Duri Riau*. Seminar Bersama UR-UKM ke-7.