

**PERKIRAAN PERTUMBUHAN *SCALE* DI *SURFACE*
FACILITY PADA *GAS BOOT* DAN *WATER CLEANING PLANT*
DI LAPANGAN #PDD MENGGUNAKAN SIMULASI
*NUMERICAL MODELLING***

TUGAS AKHIR

Diajukan guna melengkapi syarat dalam mencapai gelar Sarjana Teknik

Oleh

**DINDA PAMELA FASYA
NPM 153210788**

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

2020

**PERKIRAAN PERTUMBUHAN *SCALE* DI *SURFACE*
FACILITY PADA *GAS BOOT* DAN *WATER CLEANING PLANT*
DI LAPANGAN #PDD MENGGUNAKAN SIMULASI
*NUMERICAL MODELLING***

TUGAS AKHIR

Diajukan guna melengkapi syarat dalam mencapai gelar Sarjana Teknik

Oleh

**DINDA PAMELA FASYA
NPM 153210788**



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

2020

HALAMAN PENGESAHAN

Tugas akhir ini disusun oleh :

Nama : Dinda Pamela Fasya
NPM : 153210788
Program Studi : Teknik Perminyakan
Judul Skripsi : *Perkiraan Pertumbuhan Scale Di Surface Facility Pada Gas Boot Dan Water Cleaning Plant Di Lapangan #PDD Menggunakan Simulasi Numerical Modelling*

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 : Dr. Eng Muslim., MT (.....)

Penguji I : Fiki Hidayat, ST., M.Eng (.....)

Penguji II : Idham Khalid, ST., MT (.....)

Ditetapkan di : Pekanbaru

Tanggal : 16 April 2020

Disahkan Oleh:

KETUA PROGRAM STUDI
TEKNIK PERMINYAKAN


NOVIA RITA, ST., MT

DOSEN PEMBIMBING
TUGAS AKHIR



Dr. ENG MUSLIM, MT

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 telah saya peroleh.

Pekanbaru, 13 Mei 2020




Dinda Pamela Fasya

153210788

KATA PENGANTAR

Rasa syukur disampaikan kepada Allah SWT karena atas rahmat dan limpahan ilmu dari-Nya penulis 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 terimakasih kepada:

1. Bapak **Dr, Eng, Muslim, MT** selaku pembimbing Tugas Akhir dan Kepala Prodi Teknik Perminyakan yang telah menyediakan waktu, tenaga, serta pikiran untuk memberikan masukan dalam penyusunan Tugas Akhir ini.
2. Bapak **M. Ariyon, ST, MT** selaku pembimbing akademik yang telah memberikan arahan, nasihat serta menyemangati penulis selama menjalani perkuliahan di Teknik Perminyakan.
3. Bapak **Annur Suhadi, ST. MT.** selaku dosen pembimbing lapangan, atas bimbingan dan ilmu yang diberikan selama proses pengerjaan tugas akhir.
4. Pihak **BOB. PT. BUMI SIAK PUSAKO - PHE** yang telah memberikan kesempatan untuk pengambilan data dan bimbingan untuk tugas akhir saya.
5. **Ibu Novrianti S.T, M.T.** selaku Sekretaris Prodi Perminyakan dan seluruh Dosen yang ada di Prodi Perminyakan yang telah membantu penulis selama perkuliahan dan ilmu pengetahuan yang telah diberikan.
6. Kedua orang tua, Ayahanda Ir.H. Syafrinal Hedy, MM, MH dan Ibunda tercinta Hj. Rosmida Fattah, kakak Nadya Fasya ST, kakak Shandria Fasha ST, abang Andriyanto, dan abang Dimas Maulana Fasya, ST Terimakasih atas segala doa, kasih sayang, dan dukungan moril maupun

materil yang selalu diberikan kepada penulis sampai penulis mampu menyelesaikan Tugas Akhir ini.

7. Seluruh orang terdekat yang telah memberikan semangat kepada penulis yang telah menyemangati penulis tiada henti, teman-teman Prodi Perminyakan seperjuangan Tugas Akhir Bardan Rahmatan, Putri Diofita Wulandhary, Miftah Huljannah, Dyo Zanira, Nur Venny Helina, Rizki Triwulanda dan Rodhika Afriany A. Tak lupa juga untuk teman sepenanggungan dikampus serta teman-teman lain yang tak bisa disebutkan satu persatu.

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

Pekanbaru, 13 Mei 2020

Dinda Pamela Fasya
NPM 153210788

DAFTAR ISI

HALAMAN PENGESAHAN	Error! Bookmark not defined.
PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR ...	Error! Bookmark not defined.
DAFTAR ISI	iv
DINDA PAMELA FASYA	x
BAB I PENDAHULUAN	1
1.1 LATAR BELAKANG	1
1.2 TUJUAN PENELITIAN	2
1.3 MANFAAT PENELITIAN	3
1.4 BATASAN MASALAH	3
BAB II TINJAUAN PUSTAKA	4
2.1 <i>Scale</i> pada Produksi	4
2.2 <i>Scale</i> Kalsium Karbonat	6
2.3 <i>Scale</i> Sulfat	7
2.3.1 <i>Scale</i> Kalsium Sulfat (CaSO_4)	7
2.3.2 <i>Scale</i> Barium Sulfat	7
2.3.3 <i>Scale</i> Strontium Sulfat	8
2.4 Penyebab Terbentuknya <i>Scale</i>	9
2.4.1 Perubahan Tekanan	9
2.4.2 Perubahan Temperatur	9
2.4.3 Bercampurnya Dua Jenis Fluida yang Berbeda	9
2.5 Stasiun Pengumpul (<i>Gathering Station</i>)	9
2.5.1 <i>Gas Boot</i>	10
2.5.2 <i>Water Cleaning Plant (WCP)</i>	11
2.6 Analisis Problem <i>Scale</i>	12
2.6.1 Analisis <i>Pressure Drop</i>	12
2.6.2 Analisis Air Formasi	13
2.6.3 Analisa <i>Scale Coupon</i>	13
BAB III METODOLOGI PENELITIAN	15
3.1 Gambaran Umum Lapangan	15
3.1.1 Sejarah Lapangan PDD	15
3.1.2 Peta Lokasi Sumur Lapangan PDD	16
3.3 Prediksi <i>Scale</i>	16

3.3.1.	<i>Stiff-Davis Stability Index (SI)</i>	16
3.3.2	Perangkat Lunak <i>OLIScaleChem</i>	20
3.3.3.	Simulasi <i>OLI ScaleChem</i>	21
3.4	Flowchart.....	24
BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN		25
4.1	Data <i>Water Analysis Scale</i> pada Lapangan PDD	25
4.2	Perhitungan Indikasi <i>Scale</i>	26
4.3	Simulasi kecenderungan <i>scale</i> menggunakan <i>OLIScaleChem</i>	27
4.3.1	<i>Gas Boot</i>	27
4.3.2	<i>Water Cleaning Plant (WCP)</i>	30
BAB V KESIMPULAN DAN SARAN.....		34
5.1.	Kesimpulan.....	34
5.2.	Saran	34
DAFTAR PUSTAKA		35



DAFTAR GAMBAR

Gambar 2. 1 - Pembentukan <i>Scale</i> dalam Fluida yang Mengalir Bersentuhan Dengan Permukaan Padat (Hamid dkk., 2013).....	6
Gambar 2. 2 - Skema Alir Produksi pada Gathering Station Pedada (BOB PT. BSP-PHE File, 2019)	10
Gambar 2. 3 - <i>Gas Boot</i> pada <i>Gathering Station</i> (BOB, Bumi Siak Pusako).....	11
Gambar 2. 4 - <i>Water Cleaning Plant</i> pada <i>Gathering Station</i> (BOB, Bumi Siak Pusako)	12
Gambar 2. 5 – <i>Scale Coupon</i> dengan 6 Lubang pada Masing-Masing Sisinya (PT.BOB-BSP-PHE).....	14
Gambar 2. 7 - 16	
Gambar 3. 1 - Lokasi Lapangan PDD.....	15
Gambar 3. 2 - Peta lokasi sumur lapangan PDD (BOB PT BSP-Pertamina Hulu, 2019).....	16
Gambar 3. 3 - Harga 'K' untuk Berbagai <i>Ionic Strenth</i> (Chilingar dkk., 2008).....	18
Gambar 3. 4 - Main Window Scalechem	21
Gambar 3. 5 - Hasil <i>Scale Prediction</i> pada Berbagai Tekanan dan Temperatur... ..	22
Gambar 3. 6 - Diagram Alir Penelitian	24
Gambar 4. 1 - Grafik <i>Scaling Tendency</i> pada <i>Gas Boot</i>	28
Gambar 4. 2 - Grafik <i>Scaling Tendency</i> pada WCP	31
Gambar 4. 3 - Penginjeksian <i>Scale Inhibitor</i> pada Peralatan Permukaan (BOB, Bumi Siak Pusako).....	35

DAFTAR TABEL

Tabel 2. 1 - Jenis <i>Scale</i> dan Variabel yang Mempengaruhinya (Moghadasi dkk., 2003)	4
Tabel 3. 1 - Faktor Konversi Perhitungan <i>Ionic Strength</i>	17
Tabel 3. 2 - Kategori <i>Scale Growth</i> dan Ketebaan <i>Scale</i> (Chillingar dkk., 2008)	19
Tabel 3. 3 - Lama Waktu Penelitian	23
Tabel 4. 1 - Hasil Uji Laboratorium Air Formasi	26
Tabel 4. 2 - Hasil <i>SI</i> Menggunakan Metode Manual	27
Tabel 4. 3 - Hasil Simulasi <i>Scale Tendency</i> menggunakan <i>OLIScaleChem</i>	28
Tabel 4. 4 - <i>Scale Growth</i> dan <i>Thickness Scale</i> pada CaCO_3	29
Tabel 4. 5 – Hasil Simulasi <i>OLIScaleChem</i> Apabila Tekanan Turun	30
Tabel 4. 6 - Harga Simulasi <i>Scaling Tendency</i> dengan Berbagai Temperatur.....	31
Tabel 4. 7 - Harga Perhitungan <i>Scale Growth</i> dan <i>Thickness</i> Pada <i>WCP</i>	32
Tabel 4. 8 - Hasil Simulasi <i>OLIScaleChem</i> apabila Temperatur Turun	32

DAFTAR LAMPIRAN

LAMPIRAN 1	38
LAMPIRAN 2	41
LAMPIRAN 3	45

DAFTAR SINGKATAN

BFPD	<i>Barrel Fluid Per Day</i>
BOPD	<i>Barrel Oil Per Day</i>
BWPD	<i>Barrel Water Per Day</i>
CPP	<i>Costal Plain Pekanbaru</i>
F	<i>Fahrenheit</i>
g/ml	<i>Gram per Mili Liter</i>
GS	<i>Gathering Station</i>
ID	<i>Inside Diamter</i>
In	<i>Inches</i>
Lb/bbl	<i>Pound per barrel</i>
Mg/l	<i>Mili gram/Liter</i>
MI	<i>Mili litre</i>
MMSTB	<i>Million Stock Tank Barrel</i>
pH	<i>Power of Hydrogen</i>
SI	<i>Scaling Index</i>
ST	<i>Scaling Tendency</i>
TDS	<i>Total Dissolved Solids</i>
psia	<i>Pound per inch</i>
BWPD	<i>Barrel Water Per Day</i>
WCP	<i>Water Cleaning Plant</i>

DAFTAR SIMBOL

Ba ²⁺	Barium,mg/L
BaSO ₄	Barium Sulfat
Ca(OH) ₂	Kalsium Hidroksida
CO ₃	Karbonat
CO ₂	Karbon Dioksida
Ca ²⁺	Kalsium,mg/L
CaSO ₄	Kalsium Sulfat
CaCO ₃	Kalsium Karbonat/ <i>Calcite</i>
FeS	Besi Sulfida
Fe ₂ O ₃	Besi Oksida
FeCO ₃	Besi Karbonat
H ₂ O	Air
H ₂ S	Hidrogen Sulfida
HCO ₃ ⁻	Hidrogen Karbonat, mg/L
Mg ²⁺	Magnesium, mg/L
MgSO ₄	Magnesium Sulfat
NaCL	Natrium Clorida (garam)
P	Tekanan, Psia
SrSO ₄	Stronsium Sulfat
SO ₄ ²⁻	Sulfat, mg/L
T	Temperatur, F

DINDA PAMELA FASYA
153210788

ABSTRAK

Pengendapan mineral atau biasa disebut *scale* merupakan salah satu masalah utama yang dihadapi sektor minyak dan gas. Terbentuknya *scale* dapat berdampak besar pada operasi, ekonomi dan keamanan di berbagai lapangan dan sumur minyak. Penelitian dilakukan bertujuan untuk mengetahui kecenderungan terbentuknya *scale* pada *surface facility*, selanjutnya agar dapat diketahui nilai *scale index*, laju pertumbuhan hingga ketebalan *scale* pada lapangan PDD. Jenis *scale* umum yang terdapat pada lapangan minyak yaitu adalah *scale* CaCO₃, CaSO₄, BaSO₄ dan SrSO₄. Oleh karena itu, untuk meningkatkan pengetahuan dan penanganan *scale* dan pembentukan *scale* pada peralatan permukaan perlu dipahami secara komprehensif. Pengujian dilakukan dengan melakukan metode tahapan investigasi data produksi lapangan PDD, analisa laboratorium menggunakan *scale coupon*, perhitungan menggunakan metode *stiff-davis* dan simulasi *software OLIScaleChem*, Selanjutnya menentukan *scale growth* dan *thickness*. Penelitian yang disajikan dalam makalah ini, memiliki fokus utama yang terletak pada peralatan *gas boot* dan *water cleaning plant (wcp)* pada *Gathering Station* yang diukur dengan cara analisis kimia sampling air formasi. Metode yang digunakan adalah *stiff-davis* dan perangkat lunak *OLIScaleChem* untuk menentukan kecenderungan pembentukan *scale (scaling tendency)* pada berbagai kondisi dengan memperhatikan pengaruh pH, temperatur dan tekanan. Hasil pengujian yang diperoleh menunjukkan bahwa hasil SI dengan menggunakan metode *stiff-davis* dan simulasi *OLIScaleChem* ditemukan jenis *scale* CaCO₃ lapangan PDD dengan nilai hampir sama dengan perbedaan yang tidak terlalu signifikan. Apabila tekanan, temperatur dan pH naik, maka harga SI juga akan mengalami kenaikan larutan *scale* menjadi sukar larut.

Kata Kunci: *scale*, air formasi, *OLIScaleChem*, *scaling tendency*, *surface facility*

DINDA PAMELA FASYA
153210788

ABSTRACT

Mineral deposition or commonly called scale is one of the main problems faced by the oil and gas sector. The formation of scale can have a major impact on operations, economy and security in various fields and oil wells. The study was conducted aiming to determine the tendency of the formation of a scale on the surface facility, then in order to know the value of the scale index, the growth rate to the thickness of the scale in the PDD field. Common types of scale contained in the oil field are the CaCO_3 , CaSO_4 , BaSO_4 and SrSO_4 scales. Therefore, to improve knowledge and scale handling and scale formation on surface equipment needs to be comprehensively understood. Tests carried out by conducting the method of investigating the stages of PDD field production data, laboratory analysis using a scale coupon, calculations using the stiff-davis method and OLIScaleChem software simulation, then determining the scale growth and thickness. The research presented in this paper, has a main focus which lies in the gas boot equipment and water cleaning plant (wcp) at the Gathering Station as measured by chemical analysis of formation water sampling. The method used is stiff-davis and OLIScaleChem software to determine the tendency to scale (scaling tendency) in various conditions by paying attention to the influence of pH, temperature and pressure. The test results obtained indicate that the SI results using the stiff-davis method and OLIScaleChem simulation found the type of CaCO_3 scale PDD field with a value almost equal to the difference that is not too significant. If the pressure, temperature and pH rise, the price of SI will also increase in scale solution becoming difficult to dissolve.

Keywords: *scale, air formation, OLIScaleChem, scaling tendency, surface facility*

BAB I PENDAHULUAN

1.1 LATAR BELAKANG

Dalam kegiatan produksi, Endapan *scale* pada peralatan permukaan produksi adalah masalah penting dan serius yang menimbulkan permasalahan sistem injeksi air pada lapangan minyak dan menghalangi proses produksi. Hal itu dapat menyumbat jalur produksi dan mengganggu aliran fluida. Konsekuensinya dapat berupa kegagalan peralatan, penutupan darurat, peningkatan biaya perawatan, dan penurunan efisiensi produksi secara keseluruhan. (Merdhah & ., 2007)

Mekanisme pembentukan *scale* berkaitan erat dengan komposisi air di dalam air formasi. Air formasi mempunyai komposisi kimia yaitu komponen kation dan anion. Apabila adanya pencampuran dua macam mineral yang inkompatibel atau berbeda jenis pH, tekanan, dan temperatur, mengakibatkan kelarutan senyawa dalam air formasi yang melewati batas dan akan menyebabkan terbentuknya *scale* (Syahri & Sugiarto, 2008).

Permasalahan kandungan *scale* pada lapangan PDD yang terjadi pada *surface facilities* menyebabkan terjadi penurunan produksi pada lapangan tersebut. Pada saat sekarang ini pengiriman melalui GS Pedada dan GS Pusaka menuju GS Zamrud produksi rata – rata mencapai 10.000 bbl yang sebelumnya mencapai 20.000 bbl. Permasalahan utama dari terbentuknya *scale* pada lapangan ini dikarenakan pengaruh perubahan tekanan, suhu, Ph, dan kandungan air formasi. Sehingga terbentuk endapan pada sepanjang pipa alir produksi minyak (BOB.PT.Bumi Siak Pusako-Pertamina Hulu Energi)

Oleh karena itu, sangat penting untuk mengetahui kandungan ion mineral yang terdapat pada air formasi minyak untuk melakukan penghambatan sebelum terbentuknya *scale* (Moghadas dkk., 2003). Data yang telah diperoleh, selanjutnya digunakan untuk menentukan ada atau tidaknya potensi/kecenderungan terbentuknya *scale*. Air formasi mengandung ion-ion terlarut, berupa kation (Na^+ , Ca^{2+} , Mg^{2+} , Ba^{2+} dan Fe^{2+}), maupun anion (Cl^- , HCO^- , SO^{2-} , dan CO^{2-}). (Kumar dkk., 2017).

Scale merupakan permasalahan yang tidak bisa dihindarkan dan harus ditangani secara serius dan berkelanjutan. Penggunaan simulasi perangkat lunak *OLIScaleChem* bermanfaat secara ekonomi dan pada perolehan nilai kecenderungan pertumbuhan *scale* karena Dengan memasukkan *brine* ke dalam perhitungan, pemodelan pada fasilitas pemrosesan dapat dilakukan dengan lebih akurat. serta potensi dan penumpukan *scale* dilaporkan pada setiap titik perhitungan (Amiri dkk., 2013).

Dalam penelitian ini, peneliti ingin melihat nilai laju pertumbuhan dan kecenderungan pembentukan *scale* pada fasilitas permukaan dari kinerja perangkat lunak *OLIScalechem* dan menggunakan metode tambahan *perhitungan Stiff-Davis* untuk mengetahui apakah simulasi data yang dimasukkan akurat dan agar memungkinkan tindakan pencegahan untuk dilakukan untuk mengurangi biaya produksi dan kehilangan produksi.

1.2 TUJUAN PENELITIAN

Adapun tujuan dilaksanakannya penelitian ini adalah :

1. Menentukan kecenderungan *scale* (*scaling tendency*) dan *scale Index* (*SI*) yang terbentuk di *Gas Boot* dan *Water Celaning Plant* di *surface facility* pada lapangan #PDD menggunakan simulasi *software OLI ScaleChem* serta mengetahui *Scaling Index* dengan melakukan perhitungan metode *Stiff-Davis*.
2. Menentukan laju pertumbuhan *scale* (*scale growth*) pada masing-masing tipe *scale* yang terbentuk di *surface facilities* dengan bantuan *software OLI ScaleChem*
3. Mengestimasi ketebalan *scale* anorganik yang dapat terjadi di lapangan #PDD di *surface facilities* pada *Gas Boot* dan *Water Cleaning Plant*

1.3 MANFAAT PENELITIAN

Adapun manfaat dari penelitian ini adalah sebagai berikut :

1. Pengkayaan materi untuk mengetahui kecenderungan terbentuknya *scale* dan laju pertumbuhan *scale* dengan menggunakan metode *numerical/software* yang *real* di lapangan.
2. Dapat dijadikan bahan pertimbangan dalam industri minyak dan gas bumi untuk memprediksi problem *scale* khususnya di bagian *surface facilities*.

1.4 BATASAN MASALAH

Batasan masalah dalam pelaksanaan tugas akhir ini adalah :

1. Data diambil menggunakan *scale coupon* di 2 titik di *surface* pada *Gathering Station* yaitu *Gas Inlet Boot* dan *Water Cleaning Plant (WCP)*
2. Melakukan sampling air formasi menggunakan *scale coupon* pada masing-masing titik untuk mendapatkan kandungan kation dan anion dalam air formasi.
3. Melakukan perhitungan guna mengetahui *Scaling Index* menggunakan metode *stiff-davis*.
4. Disimulasikan dengan *OLIScaleChem* untuk mengetahui kandungan *scale growth* dan *thickness* yang terbentuk dan harga konsentrasi *scale* dengan memasukkan data harga kation dan anion.
5. Sensitivitas dilakukan pada temperatur, tekanan dan pH

BAB II TINJAUAN PUSTAKA

2.1 *Scale* pada Produksi

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). *Scale* terbentuk akibat kristalisasi ion mineral yang larut dalam air dan disebabkan oleh adanya senyawa pembentuk endapan didalam air melebihi kelarutannya pada keadaan kesetimbangan (Musnal, 2013).

Menurut (Mackay, 2010) penyebab *scale* di permukaan yaitu saat produksi, air formasi menjadi kering setelah sampai ke permukaan dan mengakibatkan perubahan tekanan dan variasi suhu yang signifikan.

Pencegahan dan penanggulangan *scale* yang umum digunakan di fasilitas permukaan diantaranya penginjeksian *scale inhibitor* dengan memonitor efektivitas inhibitor dari *sampling* air formasi dan *scale coupon*, pekerjaan *pigging* dan *line scrapper*, *scale cleaner*, dan berbagai metode pencegahan alternatif (Siswoyo & K, Erna 2005).

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

Jenis *scale* pada lapangan minyak tercantum pada Tabel 1, (Moghadasi dkk., 2003)

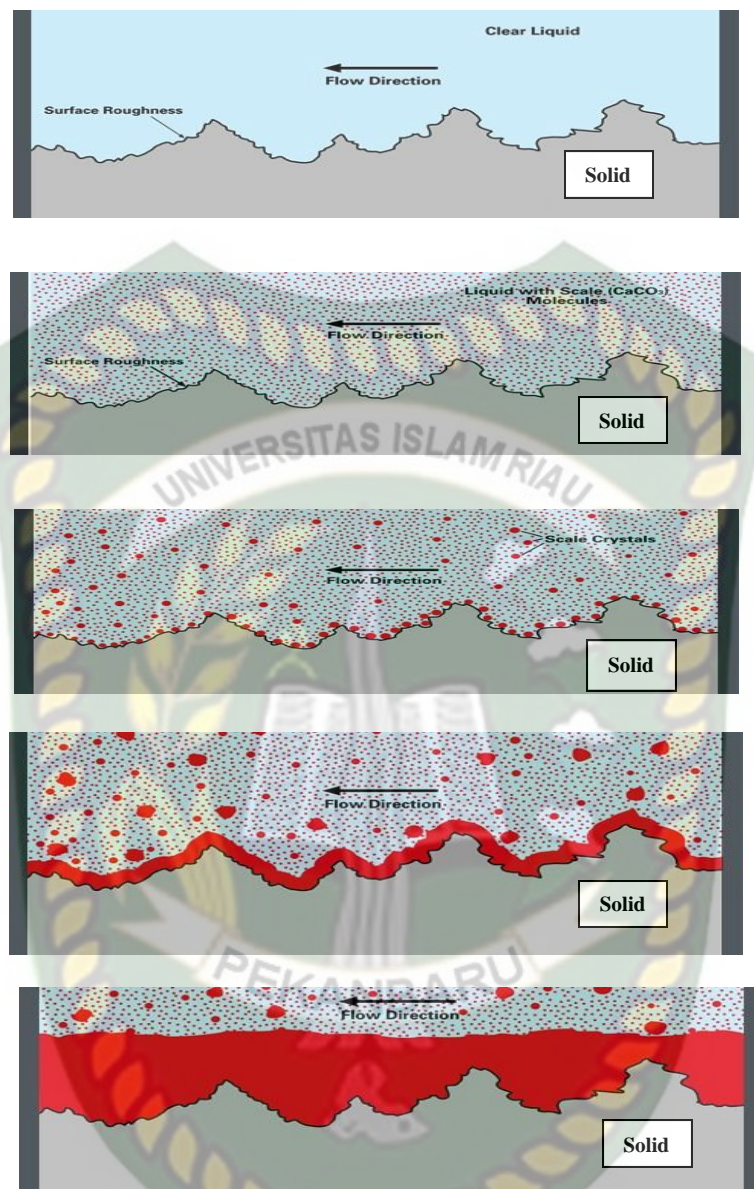
Tabel 2. 1 - Jenis *Scale* dan Variabel yang Mempengaruhinya (Moghadasi dkk., 2003)

Nama	Formula	Variabel Utama
Kalsium Karbonat	CaCO_3	Tekanan Parsial CO_2 , temperatur, total garam terlarut (TDS), pH

Kalsium Sulfat: Gypsum Hemihidrat Anhidrat	CaSO ₄ .2H ₂ O CaSO ₄ .1/2H ₂ O CaSO ₄	Temperatur, total garam terlarut, dan tekanan
Barium Sulfat	BaSO ₄	Temperatur, tekanan
Strontium Sulfat	SrSO ₄	Temperatur, total garam terlarut, dan tekanan
Komponen Besi: Besi Karbonat Besi Sulfida Besi Hidroksida	FeCO ₃ FeS Fe(OH) ₂ Fe(OH) ₃	Korosi, gas terlarut, pH

Scale yang paling umum terdapat pada industri migas yaitu kalsium karbonat (CaCO₃) dan sulfat (SO₄), seperti barium, strontium dan kalsium sulfat. *scale* karbonat terjadi karena perubahan suhu dan tekanan (terutama terjadi pada tahap awal proses ekstraksi minyak), dan *scale* sulfat sebagai hasil dari campuran dua air asin yang tidak kompatibel (terutama terjadi pada tahap akhir ekstraksi minyak (Mackay Dkk., 2003).

Mekanisme pembentukan *scale* berawal dari fluida yang mengalir dan memiliki kontak dengan permukaan pipa yang tidak rata. Air formasi yang membawa ion-ion pembentuk *scale* menjadi penyebab timbulnya *scale*. 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. Lama kelamaan inti kristal akan menarik ion-ion yang lain dan membentuk butiran yang lebih besar, sehingga akan mengendap di permukaan dan pada akhirnya endapan tersebut akan terus menebal dan mengeras (Hamid dkk., 2013).



Gambar 2. 1 - Pembentukan *Scale* dalam Fluida yang Mengalir Bersentuhan Dengan Permukaan Padat (Hamid dkk., 2013)

2.2 *Scale* Kalsium Karbonat

Kalsium karbonat atau kalsit sering dijumpai dalam operasi suatu industri minyak. Empat faktor utama yang mempengaruhi peningkatan skala CaCO_3 , yaitu: tekanan parsial CO_2 , pH, suhu, dan total garam terlarut. Semakin rendah pH, semakin tinggi kelarutan CaCO_3 dan semakin tinggi pH, semakin rendah kelarutan CaCO_3 (Moghadas, Dkk., 2004). Skala kalsium karbonat dapat dibentuk dengan kombinasi ion kalsium oleh ion karbonat atau bikarbonat sebagai berikut (Patton, 1977):



Pengujian pembentukan *scale* CaCO_3 telah dilakukan oleh (Mavredaki & Neville, 2014) yaitu fokus utama pengendapan CaCO_3 berlokasi pada permukaan baja *stainless* di *surface equipment* menggunakan QCM. Hasilnya dibahas dalam korelasi dengan perhitungan teoritis berdasarkan pada perangkat lunak prediksi *scale* yaitu *Multiscale*. rasio saturasi sama atau lebih kecil dari 4,8 menghasilkan waktu induksi yang lama dari pengendapan CaCO_3 dan pengendapan skala rendah.

2.3 *Scale* Sulfat

2.3.1 *Scale* Kalsium Sulfat (CaSO_4)

Scale kalsium sulfat dapat terbentuk karena ketidakcocokan antara air formasi yang ada dalam aliran produksi, dan mengendap sebagai akibat dari sifat *physicochemical* berubah sebagai tekanan, suhu, pH dan salinitas air garam (Quintero dkk., 2018) Reaksi kimia yang terjadi adalah sebagai berikut :



(Deng dkk., 2018) Melakukan penelitian prediksi CaSO_4 dengan uji konsentrasi Ca^+ dan SO^+ yang dilakukan secara ekperimental dengan uji temperatur tinggi dengan suhu 120°C hingga 220°C menggunakan reaktor tahan tekanan berbahan *stainless steel* yang dirancang untuk mengisi botol *Pyrex* lalu melakukan perbandingan menggunakan perangkat lunak *ScaleSoftPitzer*. Hasil menunjukkan model *Pitzer* memprediksi nilai indeks saturasi (SI) dengan kesalahan kurang dari 0,1SI hingga 0,77 m Ca^{2+} , tetapi menunjukkan kesalahan sebanyak $-0,21$ SI pada kondisi 1 m Ca^{2+} . Untuk air yang diproduksi kurang dari 30.000 mg / L Ca (sekitar 0,75 m), model saat ini memberikan prediksi andal untuk kelarutan anhidrit. Jika air yang diproduksi mengandung lebih dari 30.000 mg/L Ca, model dapat menghasilkan kesalahan yaitu sebanyak 2.02 SI.

2.3.2 *Scale* Barium Sulfat

Barium sulfat adalah *scale* yang paling tidak larut yang dapat diendapkan dari perairan lapangan industri. Ini membentuk *scale* keras yang sangat sulit untuk dihilangkan. Kelarutan BaSO_4 meningkat dengan meningkatnya suhu, dengan meningkatnya kekuatan ionik air garam dan dengan tekanan, pengendapan BaSO_4

paling dipengaruhi oleh suhu (Athanasopoulos dkk., 2016). Barium sulfat terbentuk dari pengendapan padatan berdasarkan pada persamaan reaksi sebagai berikut :



Penelitian yang dilakukan oleh (Safari dkk., 2014) melakukan prediksi dengan model kelarutan berdasarkan hibrida dari *least square support vector machines* (LSSVM) dan *coupled simulated annealing* (CSA) yang bertujuan untuk memprediksi kelarutan barium sulfat pada rentang suhu yang luas, tekanan dan komposisi ionik. Hasil menunjukkan prediksi model sesuai dengan pengukuran eksperimental menghasilkan koefisien korelasi keseluruhan (R2) 0,996 dan RMSE total 0,00077. Prediksi menggunakan *software Pitzer* juga dibandingkan dengan prediksi CSA-LSSVM. Hasil penelitian menunjukkan model CSA-LSSVM dapat diimplementasikan pada rentang suhu yang luas dari 0 hingga 279 °C dan tekanan mulai dari 1 hingga 1517 *bars* dengan tingkat akurasi yang dapat diterima.

2.3.3 Scale Strontium Sulfat

Pembentukan *scale* strontium sulfat telah menjadi perhatian yang berkembang dalam sistem produksi minyak. *Scale* SrSO₄ yang hampir murni sekarang diamati di beberapa sumur produksi di seluruh dunia.. Strontium sulfat berperilaku seperti barium sulfat kecuali yang pertama lebih larut dalam kondisi yang sama. Sebagian besar endapan barium sulfat *scale* lapangan mengandung strontium sulfat juga (Merdhah & Yassin, 2008).



Strontium sulfat *scale* diteliti oleh (Amiri dkk., 2014) dengan prediksi *scale* melakukan perbedaan temperatur dan tekanan di *Siri Oilfield*. dengan menggunakan persamaan *maximum amount of scale (MA)* yang mungkin dapat terbentuk lalu menggunakan *software OLIscalechem* untuk melakukan perbandingan persamaan *MA*. Hasil yang diperoleh yaitu pada lapangan *Siri Oilfield scale* SrSO₄ tidak dapat terbentuk pada tekanan dan temperatur yang berbeda dari bidang ini. Juga, angka-angka ini menunjukkan bahwa, ketika air yang diinjeksikan dicampur dengan air formasi ladang minyak Siri-C, Siri-D, dan Nosrat, jumlah endapan SrSO₄ dari ladang-ladang ini meningkat.

2.4 Penyebab Terbentuknya *Scale*

2.4.1 Perubahan Tekanan

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

2.4.2 Perubahan Temperatur

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*. (Syahri & Sugiarto, 2008).

2.4.3 Bercampurnya Dua Jenis Fluida 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 (Syahri & Sugiarto, 2008).

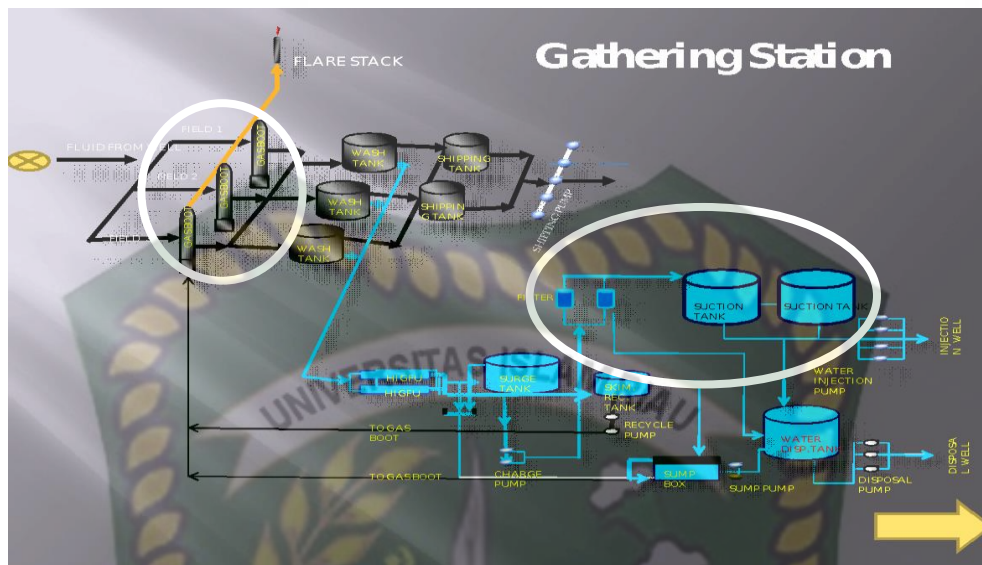
2.4.4 Pengaruh pH

Dengan terdapatnya sejumlah 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 (Syahri & Sugiarto, 2008).

2.5 Stasiun Pengumpul (*Gathering Station*)

Gathering Station (GS) adalah tempat pengumpulan fluida (air, minyak, dan gas) yang diproduksi dari sumur. Fluida dialirkan ke *Production Line* menuju *Gas Boot* untuk memisahkan gas dari cairan. Sementara itu, cairan masuk ke *Wash Tank* untuk memisahkan minyak dari air. Minyak yang sudah bersih dialirkan ke *Shipping Tank*, sedangkan air dialirkan ke *Balance Tank* selanjutnya diproses untuk

dibersihkan di WCP dan kemudian diinjeksikan ke sumur-sumur EOR (BOB.PT.Bumi Siak Pusako-Pertamina Hulu Energi).



Gambar 2. 2 - Skema Alir Produksi pada Gathering Station Pedada (BOB PT. BSP-PHE File, 2019)

2.5.1 Gas Boot

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



Gambar 2. 3 - Gas Boot pada Gathering Station (BOB, Bumi Siak Pusako)

Peneliti (Kan dkk., 2019) melakukan pengujian prediksi *scale* di peralatan permukaan yang terletak pada *separator* dengan melakukan perkembangan dalam *equation-of-state* (EOS) dan model Pitzer untuk secara akurat memodelkan partisi H₂O, CO₂, dan H₂S dalam fase hidrokarbon / aqueous dan aktivitas ion aqueous pada suhu tinggi, tekanan tinggi dan kondisi campuran-elektrolit. Hasil prediksi kelarutan CO₂ dan H₂S akurat hingga dalam 4% dengan adanya garam 0 hingga 6 m, 0 hingga 250°C, dan tekanan 1- hingga 1400-bar.

2.5.2 Water Cleaning Plant (WCP)

Water Cleaning Plant adalah bagian penting EOR yang berfungsi membersihkan air yang terproduksi di GS sebelum air tersebut di injeksikan kembali. Air dibersihkan dengan proses penyaringan menggunakan alat *filter unit*, Kualitas kekeruhan air yang akan diinjeksi pada sumur injeksi ataupun sumur disposal tidak boleh melewati 10 NTU (*Normally Turbidity Unit*) (Ishikawa dkk., 2019).



Gambar 2. 4 - *Water Cleaning Plant* pada *Gathering Station* (BOB, Bumi Siak Pusako)

Peneliti (Wylde, 2014) melakukan pertahanan jaminan aliran dan injeksi air terproduksi yang dipengaruhi oleh *scale* besi sulfida dengan mekanisme pengendapan yang berfokus pada interaksi pH. Penelitian ini membahas tentang evaluasi metode kontrol laboratorium dan lapangan. Kontrol *scale* besi sulfida melibatkan *chemical* Agen *chelating* (untuk sekuestrasi besi), Surfaktan (untuk pembasahan air), *Biocide* (untuk menargetkan BPRS dan biofilm), *corrosion inhibitor* (untuk menurunkan total zat besi dalam sistem), *Inhibitor scale* sulfida (inhibisi ambang batas *scale*).

2.6 Analisis Problem Scale

Analisis masalah *scale* dan upaya pencegahan akan penulis uraikan dibawah ini, antara lain :

- Analisis *pressure drop*
- Analisis air formasi (*water analysis*)
- Analisis *scale coupon*

2.6.1 Analisis Pressure Drop

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

2.6.2 Analisis Air Formasi

Analisis air formasi bertujuan untuk mengetahui kandungan kation dan anion yang terlarut di air formasi didalam proses produksi. Dari data kandungan kation dan anion dengan metode perhitungan kecenderungan pembentukan *scale* dan dapat diketahui jenis *scale*. (Fadairo & Omole, 2009).

Pengujian penelitian komposisi air formasi telah diuji oleh (Ghorbani dkk., 2016) dengan uji laboratorium kombinasi spektrofotometri ditentukan dengan *Inductively Coupled Plasma Optical Emission Spectrometry (ICP-OES)* yang dapat secara instan mengukur sifat air yang dihasilkan pada tekanan dan suhu yang mengalir hingga 172 bar (2500 psi) dan 90°C termasuk pH, alkalinitas, strontium, barium, sulfat, *total hardness*, *total dissolved solids (TDS)* dan lain-lain. Hal ini akan memberikan pembacaan pH dan alkalinitas yang akurat bersama dengan kation untuk mengetahui komposisi air yang mungkin dapat terbentuk dengan harapan mengurangi resiko *operational expenditure (OPEX)* and *health safety and environmental (HSE)*. *water sampling* diambil dari *wellhead* dan *separator*. Perangkat otomatis ini mampu memisahkan air yang diproduksi dari presipitasi endapan dan mengukur berbagai sifat air yang diproduksi. hasilnya menunjukkan pengukuran yang tepat dari semua parameter. Hasil dari uji dinamis yang menggunakan aliran waktu nyata dan uji statik sesuai dan akurasi dikonfirmasi oleh metode tradisional.

2.6.3 Analisa Scale Coupon

Analisa *scale coupon* dilakukan secara kualitatif dan kuantitatif bertujuan untuk memprediksi pertumbuhan *scale*. Kualitatif dapat dilakukakn secara visual di

lapangan. Dan kuantitatif dilakukan di laboratorium yang digunakan hampir sama dengan *corrosion coupon*. Dengan 6-8 lubang pada berbagai ukuran.



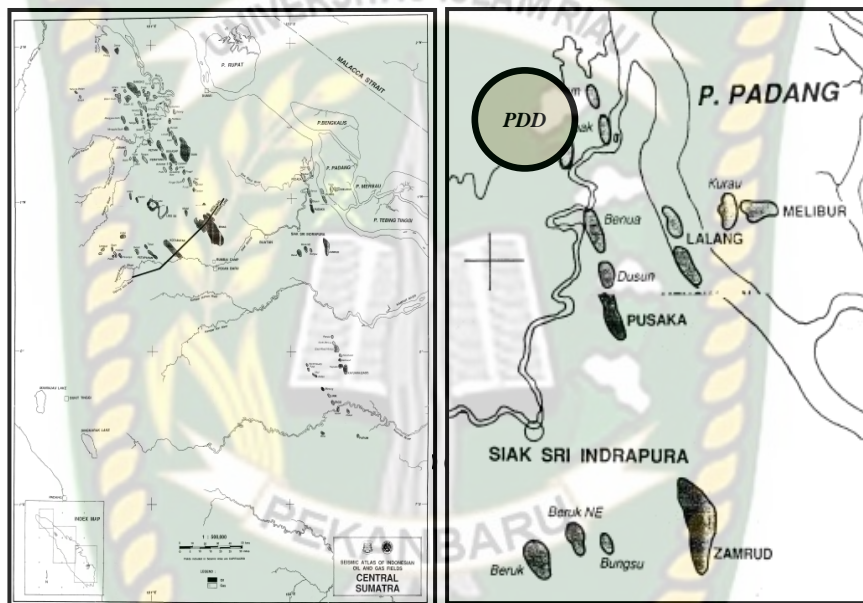
Gambar 2. 5 – *Scale Coupon* dengan 6 Lubang pada Masing-Masing Sisinya (PT.BOB-BSP-PHE)

BAB III METODOLOGI PENELITIAN

3.1 Gambaran Umum Lapangan

3.1.1 Sejarah Lapangan PDD

Lapangan PDD adalah lapangan minyak terbesar kedua di Blok CPP yang dioperasikan oleh BOB PT BSP-Pertamina Hulu sejak 9 Agustus 2002 yang terletak di Kabupaten Siak. Lapangan PDD sudah memasuki tahap perolehan kedua (*secondary recovery*) menggunakan injeksi air (*waterflood*) sejak tahun 1998. Lokasi lapangan dapat dilihat pada gambar 6 di bawah ini :

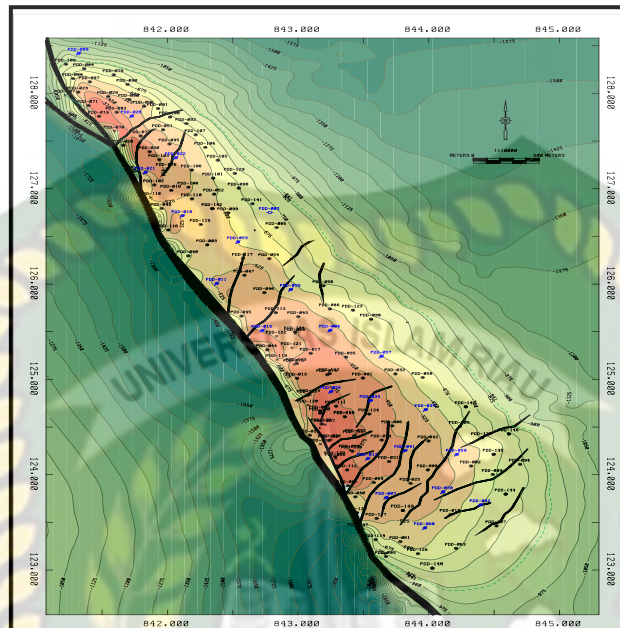


Gambar 3. 1 - Lokasi Lapangan PDD

Lapangan PDD terletak di cekungan Sumatera tengah tepatnya di tengah-tengah pesisir Plain Blok sekitar 130 km sebelah barat laut Kota Pekanbaru, provinsi Riau. Lapangan PDD telah diproduksi sejak November 1976 yang memiliki empat sumur dengan kapasitas produksi 2280 BOPD.

Saat ini lapangan PDD memiliki 157 sumur yang terdiri dari 20 sumur injeksi dan 137 sumur produksi. Cadangan Minyak (*Original Oil In Place*) pada lapangan PDD sebesar 101.4 MMSTB dengan *recovery factor* 47,78 % yang mana total produksi lapangan PDD adalah 52799 BFPD pada tahun 2019. Total produksi hidrokarbon sebesar 2580 BOPD dan *water* sebesar 50219 BWPD.

3.1.2 Peta Lokasi Sumur Lapangan PDD



Gambar 3. 2 - Peta lokasi sumur lapangan PDD (BOB PT BSP-Pertamina Hulu, 2019)

3.2 Rancangan Penelitian

Penelitian terhadap kecenderungan laju pertumbuhan *scale* yang dapat terjadi di fasilitas permukaan, dapat dilakukan melalui enam tahapan berikut ini:

1. Investigasi data-data produksi
2. Sampling air formasi dari fasilitas permukaan yang dipasang *scale coupon* di *Gas Inlet Boot* dan *Water Cleaning Plant (WCP)*.
3. Analisa air formasi dengan uji Laboratorium pada *scale coupon*
4. Melakukan perhitungan *Scaling Index (SI)* dengan menggunakan metode *Stiff-Davis*
5. Memasukkan data air formasi pada perangkat lunak *OLI ScaleChem* untuk memprediksi kondisi tekanan dan temperatur serta *growth scale* dan *thickness*.
6. Menentukan perbandingan estimasi perbedaan antara metode manual menggunakan perhitungan dan dengan menggunakan *software*.

3.3 Prediksi Scale

3.3.1. *Stiff-Davis Stability Index (SI)*

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 dengan persamaan dibawah ini (Lestari dkk., 2007).

$$\mu = 0.5(C_1Z_1^2 + C_2Z_2^2 + C_3Z_3^2 + \dots + C_nZ_n^2) \quad (3.1)$$

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 3.

Tabel 3. 1 - Faktor Konversi Perhitungan *Ionic Strength*

No	Ion	Faktor Konversi, μ	
		dari ppm	dari meq/L
1	Na ⁺	2.20 x 10 ⁻⁵	5.0 x 10 ⁻⁴
2	Ca ⁺²	5.00 x 10 ⁻⁵	1.0 x 10 ⁻⁴
3	Mg ⁺²	8.20 x 10 ⁻⁵	1.0 x 10 ⁻⁴
4	Fe ⁺³	8.10 x 10 ⁻⁵	5.0 x 10 ⁻⁴
5	Cl ⁻	1.40 x 10 ⁻⁵	5.0 x 10 ⁻⁴
6	HCO ₃ ⁻	0.82 x 10 ⁻⁵	5.0 x 10 ⁻⁴
7	SO ₄ ⁻²	2.10 x 10 ⁻⁵	1.0 x 10 ⁻⁴
8	CO ₃ ²⁻	3.30 x 10 ⁻⁵	1.0 x 10 ⁻⁴

Indeks *Stiff-Davis Stability* sehubungan dengan batas *Total Dissolved Solids* (TDS), *Stiff-Davis Index* dapat digunakan untuk TDS > 400mg / l. Indeks *Stiff-Davis* membandingkan pH air dengan pH air jika jenuh dengan Kalsium Karbonat. Indeks *Stiff-Davis* dapat dinyatakan seperti ditunjukkan dalam persamaan di bawah ini.

$$SI = pH - pCa - pAlk - K \quad (3.2)$$

Ket : SI = *stability index*

pH = pH air sebenarnya

K = konstanta yang merupakan fungsi dari komposisi, salinitas dan temperatur air.

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

$$pCa = \log \left(\frac{1}{\text{mol } Ca^{2+} / \text{liter}} \right) \dots\dots\dots (3.3)$$

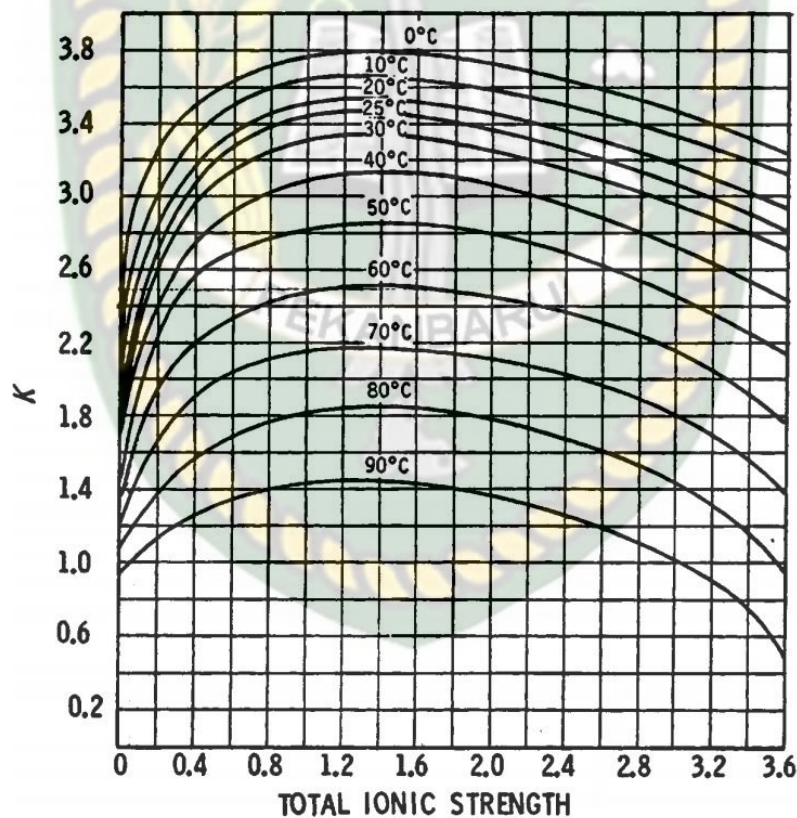
atau

$$pCa = 4.5977 - 0.4327 \ln(Ca^{2+}) \dots\dots\dots (3.4)$$

$$pAlk = \log \left(\frac{1}{\text{equivalen total alkalinity/liter}} \right) \dots\dots\dots (3.5)$$

atau

$$pAlk = 4.8139 - 0.4375 \ln(CO_3^{2-} + HCO_3) \dots\dots\dots (3.6)$$



Gambar 3.3 - Harga 'K' untuk Berbagai *Ionic Strength* (*Chilingar dkk., 2008*)

Untuk menentukan harga SI dengan persamaan-persamaan diatas, maka terlebih dahulu harus diketahui data-data mengenai konsentrasi dari ion-ion, 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. Dimana,

- Jika $SI < 0$ (negatif), maka sistem tidak dijenuhi oleh dan *scale* cenderung tidak terbentuk
- Jika $SI > 0$ (positif), maka sistem telah dijenuhi oleh 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:

Tabel 3. 2 - Kategori *Scale Growth* dan Ketebaan *Scale* (Chillingar dkk., 2008)

<i>Scale Growth</i> (lb/day/ft ²)	Ketebalan <i>Scale</i> (In)	Kategori
0	0	Tidak ada
0,001	0,0072	Sangat rendah
0,002 - 0,009	0,014 - 0,028	Rendah
0,01 - 0,019	0,036 - 0,065	Sedang
>0,02	0,072 - 0,137	Tinggi

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 CO₃²⁻. Selain itu metode *Stiff and Davis Stability Index* sudah mewakili dari keadaan lapangan X yang tidak terbukti adanya *scale* yang terbentuk selain *scale* CaCO₃.

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* dengan nilai SI 0,74-1,16 (Pranondo & Agusandi, 2017). Dan lima dari tujuh lapangan minyak yang diteliti oleh Lestari dkk., 2007 terbukti terdapat *scale* CaCO_3 dengan menggunakan metode *Stiff and Davis*.

3.3.2 Perangkat Lunak *OLIScaleChem*

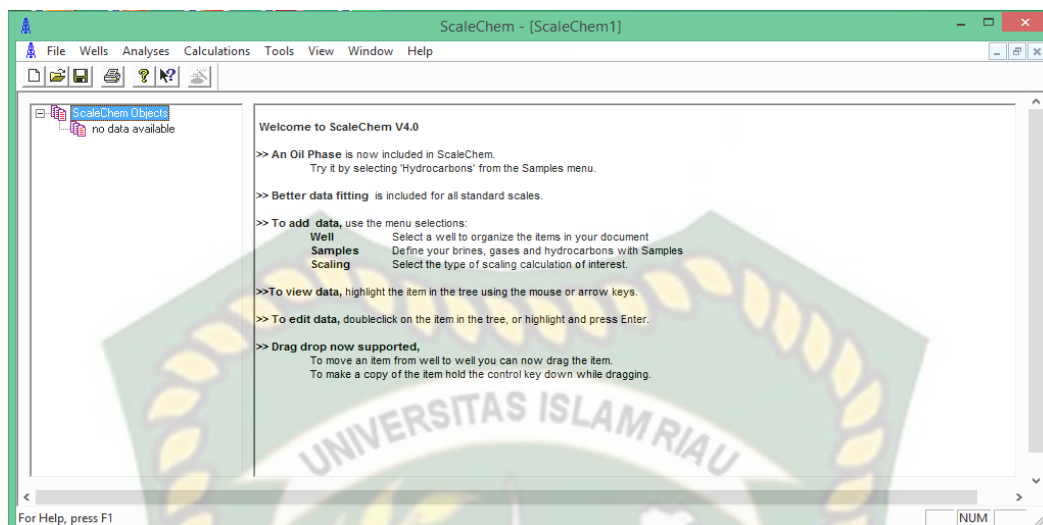
Scalechem pertama kali dikembangkan oleh *Shell Oil* untuk membantu operator mereka untuk menjaga dan mengatur laju alir operasi produksi minyak dan gas bumi dengan kandungan mineral air yang dapat menyebabkan masalah *scaling*. Perangkat ini merupakan alat yang memudahkan untuk mempelajari mineral air 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.

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* sangat rendah (Amiri & Moghadasi, 2010). Selain itu Amiri dan Moghadasi melakukan analisis pengaruh temperature terhadap kecendrungan pembentukan *scale* menggunakan *software scalechem* pada reservoir minyak Iranian, menyatakan temperatur sangat berpengaruh terhadap kecendrungan pembentukan *scale*, dimana temperatur meningkat maka kecendrungan pembentukan *scale* juga meningkat (Amiri & Moghadasi, 2014).

Hasil running software ini menghasilkan data *Scaling index* dan prediksi perkembangan pembentukan *scale* di sumur pada temperatur dan tekanan tertentu. Dengan diketahui nilai *Scaing 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* (Chillingar dkk., 2008).





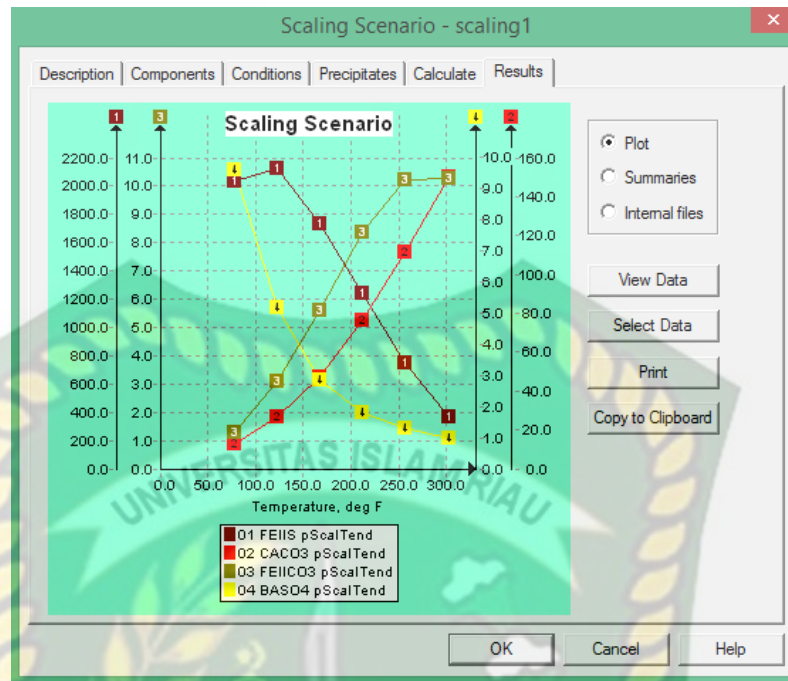
Gambar 3. 4 - Main Window Scalechem

3.3.3. Simulasi *OLI ScaleChem*

Simulasi prediksi pembentukan *scale* dimulai dengan memasukkan data sumur dan kondisi fluida reservoir diantaranya adalah:

1. Konsentrasi kation dan anion yang terdapat pada air formasi
2. pH air formasi
3. Produksi minyak, gas dan air
4. *Temperature*
5. *Pressure*

Hasil *running* membentuk hasil data *scaling index* dan prediksi pembentukan *scale* dari fasilitas permukaan pada tekanan dan temperatur tertentu seperti pada Gambar 6 dibawah ini :



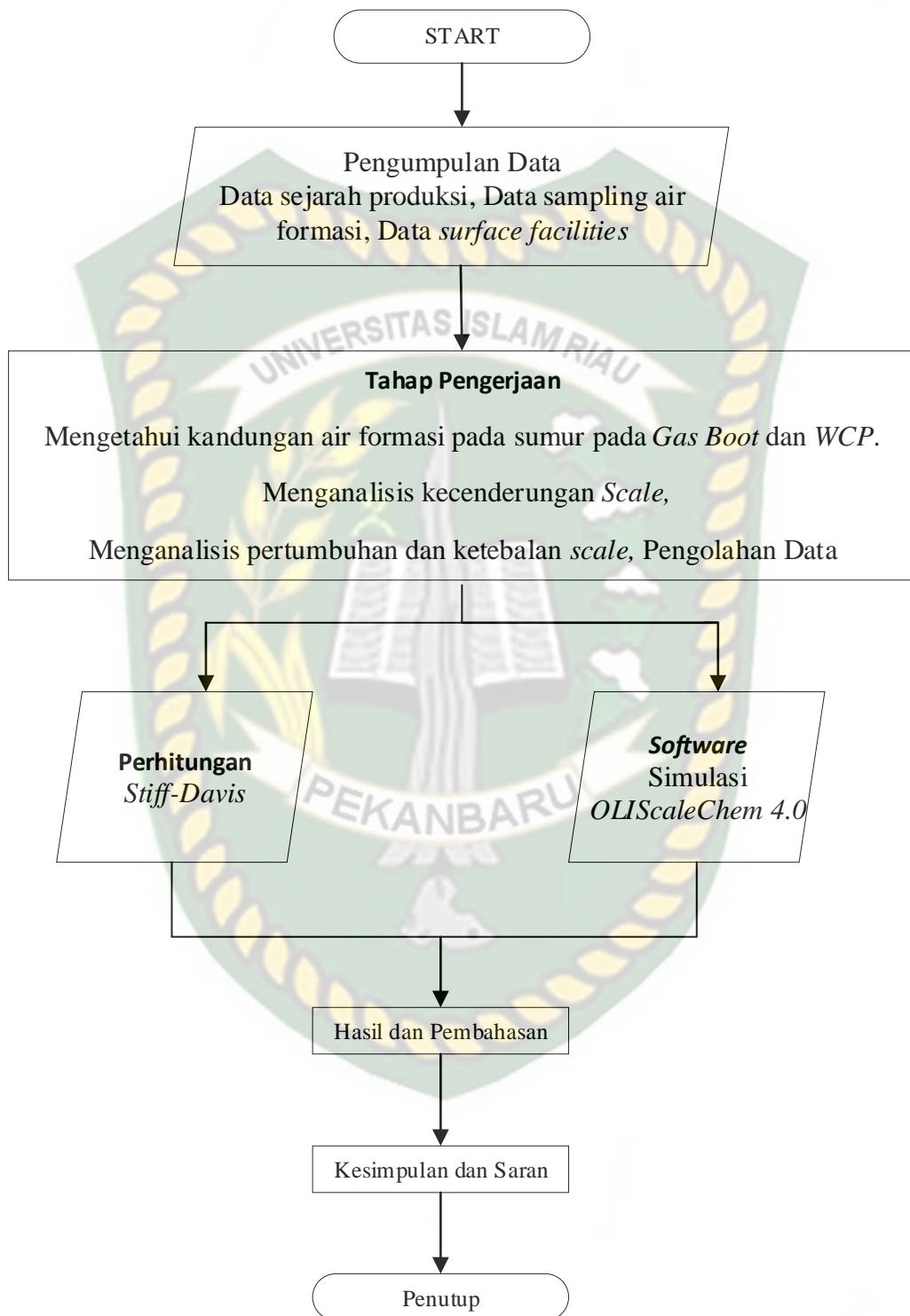
Gambar 3. 5 - Hasil *Scale Prediction* pada Berbagai Tekanan dan Temperatur

Setelah hasil *scaling index* pada tekanan dan temperatur tertentu diketahui, selanjutnya dapat dilakukan penentuan pada rentang tekanan dimana *scale* tidak terbentuk. Selain itu, besar konsentrasi dan *scale growth* yang ada selanjutnya dapat digunakan untuk mencari besar ketebalan *scale* yang mungkin terjadi pada peralatan fasilitas permukaan.

Tabel 3. 3 - Lama Waktu Penelitian

TAHAP PENELITIAN	TAHUN 2019-2020													
	November		Desember				Januari				Februari			
	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4
Studi Literatur														
Peninjauan lapangan (BOB PT.Bumi Siak Pusako)														
Menentukan jenis <i>scale</i> yang terbentuk berdasarkan analisa air formasi.														
Menganalisis <i>scale</i> yang terbentuk menggunakan metode <i>Stiff-Davis</i>														
Membandingkan hasil analisis pertumbuhan <i>scale</i> secara manual dengan menggunakan <i>software</i> OLIScaleChem.														
Pengolahan Data														
Analisis Hasil dan Pembahasan														

3.4 Flowchart



Gambar 3. 6 - Diagram Alir Penelitian

BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN

Al-Qur'an sebagai sumber hukum Islam, secara tegas telah mengatur ketentuan tentang kepemilikan dalam Islam adalah milik Allah SWT secara absolut. Dalam Al-Qur'an Surat Saba ayat 12 berbunyi "wa asalnaa lahuu 'ainal qithr. Kata "qithr" sebagai "ter/tir" yang merupakan "minyak mentah" dan dua kata sangat signifikan dalam mengkaji kebenaran ayat tersebut yaitu ASALNAA (kami alirkan) dan 'AIN (sesuatu yang dialirkan) secara bahasa biasanya berkaitan dengan benda cair. Dengan demikian QS Saba (34) ayat 12 terjemahannya adalah "dan kami alirkan padanya (Nabi Sulaiman) sumur minyak (*spring of oil*)". Kesimpulannya, boleh jadi sumur minyak pertama sudah ada sejak Nabi Sulaiman AS.

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). Dari firman Allah diatas dapat diartikan bahwa segala sesuatu yang berlebih itu tidak baik. Bukan hanya terjadi pada kehidupan manusia, tetapi juga terjadi pada proses produksi minyak bumi. Produksi air yang berlebih 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*.

Analisis ini membahas tentang indikasi terjadinya *scale* pada lapangan minyak PDD di *surface facility* tepatnya pada *Gas Boot* dan *Water Cleaning Plant* di *Gathering Station*. Pemilihan dua titik tersebut pada lapangan minyak ini berdasarkan pada karakteristik yang hampir mirip dan dimana pertumbuhan *scale* pada keduanya hampir mirip pula. Sehingga penulis akan melakukan analisis hasil dari kedua titik tersebut.

4.1 Data *Water Analysis Scale* pada Lapangan PDD

Hasil analisa air formasi dibawah didapat berdasarkan hasil dari uji laboratorium BOB PT. Bumi Siak Pusako-Pertamina Hulu . Data berisi kandungan kation dan anion yang telah diambil menggunakan *scale coupon* di dua titik pada *Gathering Station* yaitu *Incoming Gas Boot* dan *Water Cleaning Plant* pada Tabel 4.1 dibawah ini.

Tabel 4. 1 - Hasil Uji Laboratorium Air Formasi

No.	Parameter	Satuan	Hasil Water Analysis	
			Incoming Gas Boot	Water Cleaning Plant
1	TDS	mg/L	2.53	2.48
2	Density	g/L	1,0141	1,0134
3	Fe	mg/L	-	-
4	Na	mg/L	756.09	789.72
5	Ca	mg/L	22.22	80.20
6	Mg	mg/L	16.74	18.46
7	Ba	mg/L	-	-
8	Sr	mg/L	-	-
9	Cl-	mg/L	730	680
10	SO ₄ ²⁻	mg/L	0	5
11	CO ₃ ²⁻	mg/L	161.28	0
12	HCO ₃ ⁻	mg/L	902.16	1073.52
13	pH	-	8.54	7.17

4.2 Perhitungan Indikasi Scale

Perhitungan indikasi *Scale* dilakukan dengan menggunakan metode *Stiff-Davis* pada lapangan PDD karena perhitungan menggunakan metode *Stiff-Davis* merupakan metode paling tepat untuk melakukan indikasi *scale* pada lapangan PDD. Hal tersebut dapat dilihat dari hasil analisa laboratorium dari titik *Incoming Gas Boot* dan *Water Cleaning Plant* yang tidak menunjukkan adanya konsentrasi Ba²⁺, Sr²⁺, Fe³⁺, bahkan kandungan SO₄²⁻ yang sangat kecil yang tidak memungkinkan membentuk *scale* baru.

Berikut pada Tabel 6 ini adalah perhitungan penentuan *Scaling Index* pada *Incoming Gas Boot* dan *Water Cleaning Plant* yang solusi perhitungan yang dapat dilihat pada Lampiran 1

Tabel 4. 2 - Hasil SI Menggunakan Metode Manual

No	Nama	Metode <i>Stiff-Davis</i> (SI)
		CaCO ₃
1	<i>Gas Boot</i>	2.017
2	<i>Water Cleaning Plant</i>	1.105

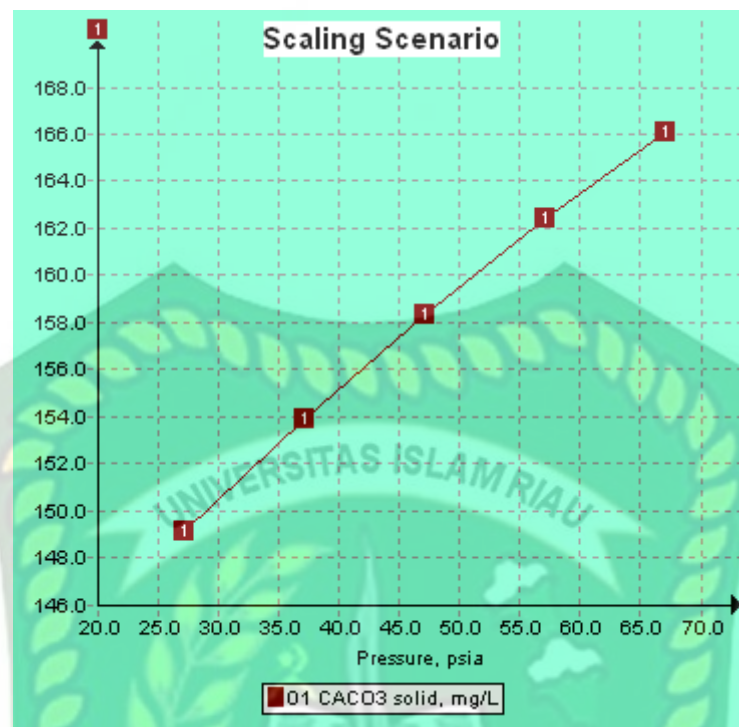
Dari hasil perhitungan dengan menggunakan metode *Stiff-Davis* diatas, diketahui *Gas Boot* dan *Water Cleaning Plant* terindikasi adanya *scale* CaCO₃ dilihat dari hasil SI bernilai positif dimana $SI > 0$ sistem dijenuhi oleh CaCO₃ dan *scale* cenderung terbentuk. Metode *Stiff-davis* tidak menyatakan nilai yang signifikan tentang besar kecilnya harga dari SI. Metode *Stiff-Davis* hanya menyatakan bahwa apabila SI bernilai positif maka *scale* CaCO₃ cenderung terbentuk begitu sebaliknya. Hal serupa juga terjadi pada lapangan minyak Duri dengan empat sampel sumur terbukti terdapat *scale* 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).

4.3 Simulasi kecenderungan *scale* menggunakan *OLIScaleChem*

Menentukan kecenderungan *scale* (*scaling tendency*) menggunakan perangkat lunak *OLIScaleChem* dapat dilihat dalam lampiran 2, dengan kesimpulan hasil pengolahan data tersebut pada kedua titik di *surface facility* yaitu *Gas Boot* dan *Water Cleaning Plant* pada keadaan suhu dan tekanan tertentu dapat dilihat dibawah ini.

4.3.1 *Gas Boot*

Hasil pengolahan data perangkat lunak *OLIScaleChem* menunjukkan bahwa peluang indikasi jenis *scale* yang dapat terbentuk adalah jenis *scale* kalsium karbonat (CaCO₃) dengan ditunjukkan pada Grafik 1 dan beserta hasil *Scaling Index* pada Tabel 7.



Gambar 4.1 - Grafik *Scaling Tendency* pada *Gas Boot*

Tabel 4.3 - Hasil Simulasi *Scale Tendency* menggunakan *OLIScaleChem*

Tekanan (psia)	CaCO ₃		NaCl		CaCl ₂ .2H ₂ O		CaCl ₂		MgOH ₂	
	ScalTend	SI	ScalTend	SI	ScalTend	SI	ScalTend	SI	ScalTend	SI
27	32.242	1.508	0.16E-04	-4.796	0.17E-13	-13.769	0.000	0.000	0.0618	-1.209
37	33.211	1.541	0.16E-04	-4.796	0.20E-13	-13.699	0.000	0.000	0.0843	-1.074
47	34.985	1.574	0.16E-04	-4.796	0.24E-13	-13.619	0.000	0.000	0.1179	-0.928
57	36.879	1.597	0.16E-04	-4.796	0.28E-13	-13.552	0.000	0.000	0.1637	-0.786
67	38.899	1.632	0.16E-04	-4.796	0.34E-13	-13.468	0.000	0.000	0.2258	-0.646

Dari grafik diatas ditunjukkan bahwa seiring dengan kenaikan tekanan yang terjadi di lokasi *GasBoot* di *surface facility* maka konsentrasi ppm *scale* juga akan mengalami kenaikan. (Syahri & Sugiarto, 2008) menyatakan bahwa perubahan tekanan dan suhu berpengaruh dalam terbentuknya *scale* hal ini dikarenakan Dengan meningkatnya tekanan akan menyebabkan ion-ion bikarbonat (Adanya gas didalam air akan membentuk suatu asam yang disebut asam karbonat) menjadi sukar larut dan jika temperatur disebabkan karena semakin bertambahnya temperatur akan terjadi penguapan, sehingga terjadi perubahan kelarutan menjadi lebih rendah dan ini akan mengakibatkan terjadinya pembentukan *scale*.

Hasil simulasi penentuan kecenderungan *scale* dan SI pada *Gas Boot* di Tabel 7 didapatkan bahwa jenis *scale* yang terbentuk adalah sama dengan jenis *scale* pada

perhitungan menggunakan metode *Stiff-Davis*. Namun hasil SI dengan menggunakan *OLIScaleChem* nilainya lebih kecil yaitu 1.508 pada suhu 58°C dan tekanan 27psia dibandingkan dengan menggunakan metode perhitungan *Stiff-Davis* yang nilai SI nya mencapai 2.017. Akan tetapi perbedaan diantara kedua metode tersebut tidak terlalu signifikan.

Tabel 4. 4 - Scale Growth dan Thickness Scale pada CaCO₃

Temperatur (°F)	Tekanan (Psia)	CaCO ₃ solid (mg/L)	Scale Growth CaCO ₃ (lb/ft ² /day)	Scale Growth CaCO ₃ (lb/ft ² /year)	Kategori Growth*	Thickness scale CaCO ₃ (in)	Kategori Thickness*
136.4	27	52.98	0.0054	1.97	Rendah	0.0051	Sangat rendah
143.4	37	53.50	0.0055	2.01	Rendah	0.0053	Sangat rendah
150.4	47	53.98	0.056	2.04	Rendah	0.0055	Sangat rendah
157.4	57	54.50	0.0057	2.08	Rendah	0.0057	Sangat rendah
164.4	67	54.98	0.0058	2.11	Rendah	0.0059	Sangat rendah

*Keterangan berdasarkan Tabel 3

Hasil dari perhitungan diatas, dengan estimasi pertumbuhan scale CaCO₃ yang berkisar 5.2×10^{-3} lb/ft²/day hingga 5.8×10^{-3} lb/ft²/day dan mencapai sekitar 2 lb/ft² /year dalam setiap tahunnya seperti ditunjukkan pada Tabel 8 bahwa semakin besar tekanan menyebabkan konsentrasi semakin besar, dan semakin besar temperatur maka kelarutan CaCO₃ juga semakin kecil. dengan hasil laju pertumbuhan *scale* diatas maka untuk harga konsentrasi *scale* di permukaan (*surface*) lebih rendah daripada di bawah permukaan (*subsurface*) yang memiliki tekanan dan temperature yang lebih tinggi.

Dengan menghasilkan ketebalan *scale* sebesar 5.1×10^{-3} in hingga 5.9×10^{-3} in didapatkan *scale* sangat rendah. Hasil tersebut hanya berlaku untuk kondisi tertentu yang dibahas oleh penulis. Nilai sewaktu-waktu dapat berubah seiring dengan kondisi sistem produksi pada tiap sumur dan *gathering station* yang dapat berubah. Ketebalan *scale* dapat terjadi pada tiap suatu peralatan di permukaan karena adanya pengaruh kondisi kimia air, pH larutan dan kondisi operasi suatu produksi yang berbeda.

Terbentuknya endapan CaCO₃ akan meningkat seiring meningkatnya perubahan temperatur, tekanan, peningkatan pH. Selain itu, turbulensi aliran dan

lamanya waktu kontak (*contact time*) juga berpengaruh terhadap kecepatan pengendapan dan tingkat kekerasan kristal yang terbentuk (Antony dkk., 2011).

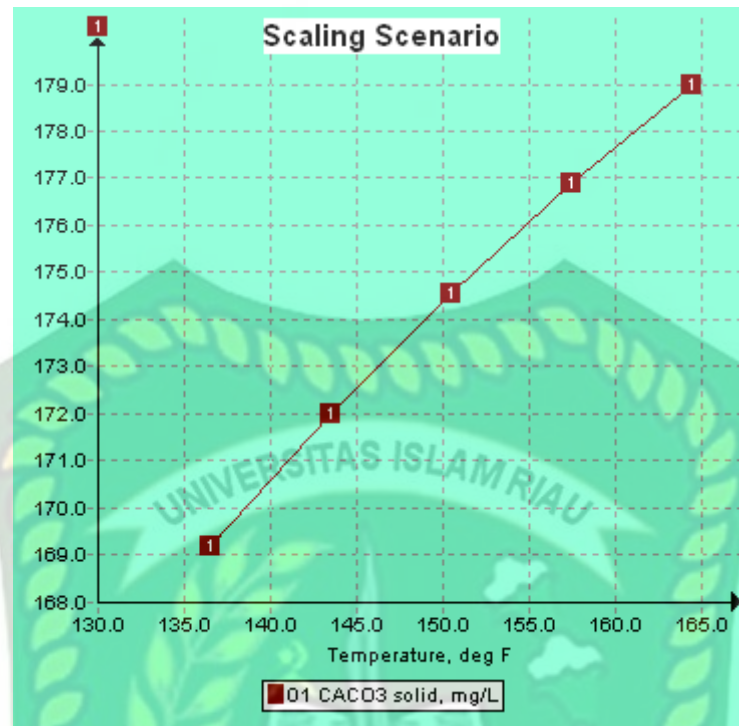
Tabel 4. 5 – Hasil Simulasi *OLIScaleChem* Apabila Tekanan Turun

Tekanan (psia)	CaCO ₃		NaCl		CaCl ₂ .2H ₂ O		CaCl ₂		MgOH ₂	
	ScalTend	SI	ScalTend	SI	ScalTend	SI	ScalTend	SI	ScalTend	SI
27	35.499	1.550	0.14E-04	-4.853	0.12E-13	-13.920	0.00	0.000	0.0587	-1.231
24	33.555	1.526	0.14E-04	-4.854	0.11E-13	-13.958	0.00	0.000	0.0441	-1.356
21	32.391	1.510	0.14E-04	-4.824	0.93E-14	-14.031	0.00	0.000	0.0342	-1.466
18	31.288	1.495	0.14E-04	-4.824	0.81E-14	-14.092	0.00	0.000	0.0264	-1.578
15	30.242	1.480	0.14E-04	-4.824	0.93E-14	-14.032	0.00	0.000	0.0342	-1.466

Simulasi dengan melakukan penurunan tekanan dilakukan dengan menurunkan tekanan masing-masing sebesar 3 psia untuk melihat hasil SI maka didapatkan bahwa nilai *Scale Index* (SI) hasilnya adalah semakin menurun seiring dengan menurunnya tekanan, hal tersebut juga telah membuktikan bahwa nilai SI berbanding terbalik dengan nilai *scale index* apabila tekanan dinaikkan, maka apabila tekanan naik akan membuat nilai *scale* bertambah akibat ion sukar larut begitu sama halnya juga dengan kenaikan temperatur.

4.3.2 Water Cleaning Plant (WCP)

Berikut harga simulasi data kecenderungan *scale* dengan menggunakan *software OLIScaleChem* bahwa endapan yang didapatkan adalah kalsium karbonat (CaCO₃).



Gambar 4.2 - Grafik *Scaling Tendency* pada WCP

Hasil dari simulasi menggunakan *OLIScaleChem* di *surface facility* pada *Gas Boot* diketahui bahwa endapan *scale* yang dapat terbentuk adalah kalsium karbonat (CaCO_3). Endapan tersebut dapat mengakibatkan dinding akan mengerak pada pipa dan tank pada *gathering saturation* dan dapat menghambat aliran pada *surface facility*. Dari grafik diatas juga ditunjukkan bahwa apabila temperatur meningkat yang terjadi di lokasi *Water Cleaning Plant* maka konsentrasi ppm *scale* juga akan mengalami kenaikan.

Tabel 4.6 menunjukkan besarnya harga *Scaling Tendency* dengan berbagai kemungkinan tipe *scale* yang terbentuk pada temperature dengan menggunakan simulasi *OLIScaleChem*, sedangkan pada Tabel 4.7 menunjukkan adanya estimasi data konsentrasi *scale growth* dan *scale thickness*.

Tabel 4.6 - Harga Simulasi *Scaling Tendency* dengan Berbagai Temperatur

Temperature (F)	CaCO3		NaCl		MgOH2		CaSO4		CaSO4.2H2O	
	ScalTend	SI	ScalTend	SI	ScalTend	SI	ScalTend	SI	ScalTend	SI
136.4	9.458	0.976	1.40E-05	-4.854	0.0001	-4000	0.0008	-3.097	0.0006	-3.222
143.4	10.332	1.014	1.40E-05	-4.854	0.0002	-3.699	0.0008	-3.045	0.0006	-3.222
150.4	11.693	1.068	1.40E-05	-4.854	0.0003	-3.523	0.0009	-3.046	0.0006	-3.222
157.4	13.252	1.122	1.40E-05	-4.854	0.0005	-3.301	0.001	-3.000	0.0006	-3.222
164.4	15.037	1.177	1.40E-05	-4.854	0.0008	-3.097	0.0011	-2.959	0.0006	-3.222

Tabel 4.7 - Harga Perhitungan *Scale Growth* dan *Thickness* Pada WCP

Temperatur (°F)	Tekanan (Psia)	CaCO ₃ solid (mg/L)	Scale Growth CaCO ₃ (lb/ft ² /day)	Scale Growth CaCO ₃ (lb/ft ² /year)	Kategori Growth*	Thickness scale CaCO ₃ (in)	Kategori Thickness*
136.4	27	149.11	0.0058	2.117	Rendah	0.0053	Sangat rendah
143.4	37	153.91	0.0062	2.263	Rendah	0.0058	Sangat rendah
150.4	47	158.34	0.0067	2.445	Rendah	0.0063	Sangat rendah
157.4	57	162.41	0.0072	2.628	Rendah	0.0067	Sangat rendah
164.4	67	166.12	0.0077	2.810	Rendah	0.0072	Sangat rendah

Pada tabel 4.6 ditunjukkan bahwa dengan bertambahnya temperatur maka konsentrasi untuk terbentuknya *scale* juga akan meningkat. Hal tersebut berbanding lurus dengan tekanan. Nilai SI yang didapat menggunakan simulasi *OLIScaleChem* sebesar 0.976. nilai tersebut lebih kecil dibanding dengan menggunakan metode *Stiff Davis* dengan nilai *scale* 1.148. Akan tetapi selisih perbedaan diantara kedua metode tersebut cukup mendekati. Dari hasil perhitungan Tabel 10 diketahui harga *scale growth* dari *scale tendency* CaCO₃ adalah antara 5.8×10^{-3} hingga 7.7×10^{-3} dan berkisar hingga 2 lb/ft²/year setiap tahunnya.

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). Studi yang sama dilakukan oleh (Amiri & Moghadasi, 2012) di lapangan Siri, Iran juga mendapatkan hasil yang sama yaitu *scale tendency* berbanding lurus dengan temperatur dan tekanan. Sehingga penelitian yang penulis lakukan pada *Gas Boot* dan *Water Cleaning Plant* 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.

Tabel 4.8 - Hasil Simulasi *OLIScaleChem* apabila Temperatur Turun

Temperatur (°F)	CaCO ₃		NaCl		MgOH ₂		CaSO ₄		CaSO ₄ ·2H ₂ O	
	ScalTend	SI	ScalTend	SI	ScalTend	SI	ScalTend	SI	ScalTend	SI
136.4	9.458	0.976	1.40E-05	-4.854	0.0001	-4000	0.0008	-3.097	0.0006	-3.222
131.4	8.390	0.924	1.40E-05	-4.854	0.94E-04	-4.027	0.0007	-3.155	0.0006	-3.222
126.4	7.705	0.887	1.40E-05	-4.854	0.67E-04	-4.174	0.0007	-3.155	0.0006	-3.222
121.4	7.084	0.850	1.40E-05	-4.854	0.48E-04	-4.319	0.0007	-3.155	0.0006	-3.222

116.4	6.522	0.814	1.40E-05	-4.854	0.34E-04	-4.469	0.0006	-3.155	0.0006	-3.222
-------	-------	-------	----------	--------	----------	--------	--------	--------	--------	--------

Sama halnya dengan *Gas Boot*, harga pertumbuhan *scale* pada *Water Cleaning Plant* sangat kecil sehingga dapat dikategorikan pertumbuhan *scale* sangat rendah pada *Gathering Station* di *surface facility* lapangan #PDD. Estimasi ketebalan *scale* sekitar 6×10^{-3} in setelah 36 tahun beroperasi dengan ketebalan *scale* tersebut berada dalam kategori rendah. Walaupun nilai ketebalan *scale* rendah hal tersebut tidak dapat diabaikan karna sewaktu waktu nilai akan berubah dan dapat mengakibatkan pengecilan inside diameter pada *flowline* di *surface facility* dan dapat mengalami kerusakan peralatan. Maka disarankan untuk melakukan *treatment* injeksi kimia *scale inhibitor* di setiap *Gathering Station* pada *surface facility* untuk menghambat pertumbuhan *scale*.

Dari hasil grafik *Gas Boot* dan *Water Cleaning plant* pada lapangan #PDD penurunan konsentrasi *scale* yang terjadi tidak terlalu signifikan. Hal ini dapat terjadi karena *OLIScaleChem* 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* hanya mengalami perubahan 1% - 3% pada setiap perubahan temperatur dan tekanannya.

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

1. Data *water analysis* yang diinput harus valid, karena keakuratan data dapat menentukan hasil perhitungan.
2. Hasil *running* dari *software* hanya sampai konsentrasi *scale* saja, sehingga penulis harus melakukan perhitungan manual untuk menentukan pertumbuhan dan ketebalan *scale*.
3. *Software* ini mengharuskan memiliki data tekanan dan temperature pada setiap kenaikan suhu, jika hanya memiliki tekanan dan temperature di *surface* saja maka grafik yang dihasilkan berupa asumsi mengikuti *trandline* dari kedua titik tersebut seperti pada penelitian ini.

Setelah diindikasikan dan diidentifikasi jenis *scale* yang terjadi di lapangan #PDD selanjutnya dapat dilakukan pengontrolan, melakukan maintenance, dan analisis evaluasi metode penanggulangan *scale* agar dapat dilakukan perencanaan penanggulangan *scale* dengan meninjau keefektifan dan efisiensi di lapangan. Adapun penanggulangan *scale* pada *surface facilities* mulai dari *flowline* hingga sampai ke *gathering station* menurut (Widi & Santoso, 2005) dengan melakukan *scale treatment* yaitu menjaga kondisi operasi transportasi produksi pada batas-batas tertentu agar tidak terjadi pengendapan deposit. Sedangkan penanggulangan *scale* dilakukan dengan injeksi asam pada peralatan permukaan. Sebagai langkah pencegahan terbentuknya *scale* di lapangan #PDD, dilakukan metode injeksi *scale inhibitor* dengan tipe *scale inhibitor* yang digunakan adalah tipe *phosphat* dan *phosphonat*. Penginjeksian inhibitor pada lapangan #PDD dilakukan dengan metode *Continous treatment*. Metode menginjeksikan *scale inhibitor* ini merupakan suatu cara *treatment* dengan jalan dari *chemical injection pump* secara kontinyu baik pada *surface facilities*.

Sedangkan untuk menjaga tekanan selama proses produksi perlu dilakukan agar tidak terjadinya tercampurnya air formasi yang tidak kompatibel pada sumur injeksi, perlu dilakukannya penjagaan tekanan formasi (*pressure maintenance*) dan agar dapat terjadinya air injeksi yang kompatibel dengan air formasi maka dapat disarankan untuk melakukan *system water treatment* sebagai salah satu pencegahan alternatif terbentuk *scale* di *surface facility*.



Gambar 4.3 - Penginjeksian *Scale Inhibitor* pada Peralatan Permukaan (BOB, Bumi Siak Pusako)

BAB V KESIMPULAN DAN SARAN

5.1. Kesimpulan

Berdasarkan penelitian yang telah dilakukan maka dapat disimpulkan sebagai berikut.

1. Hasil *Scale Index* menggunakan metode *Stiff and Davis* pada sampel dipermukaan *Gas Boot* sebesar 2.017 dan *Water Cleaning Plant* 1.148. sedangkan menggunakan *software OLIScaleChem* didapatkan nilai SI *Gas Boot* sebesar 1.55 dan pada *water cleaning plant* 0.98. Dengan demikian sampel sumur tersebut memiliki nilai $SI > 0$ yang artinya sistem dijenuhi oleh *scale* dan cenderung terbentuk.
2. Hasil perhitungan SI menggunakan metode *stiff-davis* dan dengan melakukan metode simulasi SI menggunakan *software OLIScaleChem* terdapat kesesuaian dari keduanya dan jenis *scale* yang terbentuk yaitu $CaCO_3$ baik pada *Gas Boot* dan *Water Cleaning Plant*
3. Deposit *scale* pada *Gas Boot* dan *Water Cleaning Plant* termasuk dalam kategori pertumbuhan dan ketebalan *scale* rendah karena harga dari *scale growth* dari kedua sumur $< 0,001 \text{ lb/day/ft}^2$.

5.2. Saran

Berdasarkan penelitian yang telah dijabarkan, diharapkan untuk penelitian selanjutnya penulis menyarankan untuk membahas Penentuan *scale index*, *scaling tendency*, *scale growth* dan *thickness* pada *wellhead* dan *flowline* dengan melakukan perbandingan menggunakan *software OLIScaleChem* dan *Multiscale* serta penanggulangannya.

DAFTAR PUSTAKA

- Amiri, M., & Moghadasi, J. (2010). Prediction the Amount of Barium Sulfate Scale Formation in Siri OilField Using OLIScaleChem Software. *Sian Journal of Scientific Research*, 3(4), 230–239.
- Amiri, M., & Moghadasi, J. (2012). The Effect of Temperature on Calcium Carbonate Scale Formation in Iranian Oil Reservoirs Using OLI ScaleChem Software. *Petroleum Science and Technology*, 30(5), 453–466. <https://doi.org/10.1080/10916461003735145>
- Amiri, M., Moghadasi, J., & Jamialahmadi, M. (2014). A Prediction of the Amount of Strontium Sulfate Scale Formation in Siri Oilfield at Different Temperatures and Pressures. *Energy Sources, Part A: Recovery, Utilization, and Environmental Effects*, 36(1), 5–14. <https://doi.org/10.1080/15567036.2010.535104>
- Amiri, M., Moghadasi, J., Jamialahmadi, M., & Shahri, M. P. (2013). The Study of Calcium Sulfate Scale Formation during Water Injection in Iranian Oil Fields at Different Pressures. *Energy Sources, Part A: Recovery, Utilization, and Environmental Effects*, 35(7), 648–658. <https://doi.org/10.1080/15567036.2010.509092>
- Antony, A., Low, J. H., Gray, S., Childress, A. E., Le-Clech, P., & Leslie, G. (2011). Scale formation and control in high pressure membrane water treatment systems: A review. *Journal of Membrane Science*, 383(1–2), 1–16. <https://doi.org/10.1016/j.memsci.2011.08.054>
- Athanassopoulos, E., Rokidi, S., & Koutsoukos, P. G. (2016). Barium Sulfate Crystal Growth and Inhibition: Implications of Molecular Structure on Scale Inhibiti. *NACE International*, 13.
- Chillingar, G. V., Mourhatch, R., & Al-Qahtani, G. D. (2008). *The Fundamentals of Corrosion and Scaling for Petroleum & Environmental Engineers*. Elsevier.
- Deng, G., Kan, A. T., Dai, Z., Lu, A. Y., Harouaka, K., Zhao, Y., Wang, X., & Tomson, M. B. (2018). Impact of High Calcium Concentration on Sulfate Scale Prediction at High Temperature from 120°C to 220°C. *SPE International Oilfield Scale Conference and Exhibition*. SPE International Oilfield Scale Conference and Exhibition, Aberdeen, Scotland, UK. <https://doi.org/10.2118/190744-MS>
- Ghorbani, N., Yan, C., Guraieb, P., Tomson, R. C., Abdallah, D., Aouda, A. B., Odeh, N. M., & Al Daghar, T. A. (2016). An Automated Real-Time Produced Water Composition Measurement Device for Scale Risk Prediction and Prevention. *Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference*. Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference, Abu Dhabi, UAE. <https://doi.org/10.2118/183158-MS>
- Hamid, S., De Jesus, O. D., Jacinto, C., Izetti, R., Pinto, H., Droguett, E., Cassidy, J., Zhang, H., Dagenais, P., & Batocchio, M. (2013). A Practical Method of Predicting Chemical Scale Formation in Well Completions. *SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, Society of Petroleum Engineers.*, 20.

- Ishikawa, F., Mima, S., Nakamura, A., & Shinohara, M. (2019). Industrial Scale Demonstration of Ceramic Membrane Filtration for Produced Water Treatment. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Calgary, Alberta, Canada. <https://doi.org/10.2118/196160-MS>
- Kan, A. T., Dai, J. (Zhaoyi), Deng, G., Harouaka, K., Lu, Y.-T., Wang, X., Zhao, Y., & Tomson, M. B. (2019). Recent Advances in Scale Prediction: Approach and Limitations. *SPE Journal*, 24(05), 2209–2220. <https://doi.org/10.2118/190754-PA>
- Kumar, D., Bane, D., & Xu, Z. (2017). Scale Resistant Production Tools. *SPE Kingdom of Saudi Arabia Annual Technical Symposium and Exhibition*. SPE Kingdom of Saudi Arabia Annual Technical Symposium and Exhibition, Dammam, Saudi Arabia. <https://doi.org/10.2118/187994-MS>
- Mackay, E J, Collins, I. R., Jordan, M. M., & Feasey, N. (2003). PWRI: Scale Formation Risk Assessment and Management. *Society of Petroleum Engineers.*, 18.
- Mackay, Eric J. (2010). Comparison of Scale Control Challenges Between Production and PWRI Wells. *SPE International Symposium and Exhibition on Formation Damage Control*. SPE International Symposium and Exhibition on Formation Damage Control, Lafayette, Louisiana, USA. <https://doi.org/10.2118/129181-MS>
- Matar, S. (2004). Introduction to Scale Problems. Production Chemistry Manual. *Journal of Colloid and Interface Science*.
- Mavredaki, E., & Neville, A. (2014). Prediction and Evaluation of Calcium Carbonate Deposition at Surfaces. *SPE International Oilfield Scale Conference and Exhibition*. SPE International Oilfield Scale Conference and Exhibition, Aberdeen, Scotland. <https://doi.org/10.2118/169796-MS>
- Merdhah, A., & Yassin, A. (2007). Scale Formation in Oil Reservoir During Water Injection at High-Salinity Formation Water. *Journal of Applied Sciences*, 7(21), 3198–3207. <https://doi.org/10.3923/jas.2007.3198.3207>
- Moghadasi, J., Jamialahmadi, M., Muller-Steinhagen, H., & Sharif, A. (2004). *Formation Damage Due to Scale Formation in Porous Media Resulting From Water Injection*. 11.
- Moghadasi, J., Jamialahmadi, M., Muller-Steinhagen, H., Sharif, A., Ghalambor, A., Izadpanah, M. R., & Motaie, E. (2003). Scale Formation in Iranian Oil Reservoir and Production Equipment During Water Injection. *SPE International Symposium and Exhibition on Formation Damage Control*. *Society of Petroleum Engineers.*, 14.
- Musnal, A. (2013). 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>
- Nalco. (1997). *Oilfield Chemicals Training Manual*.
- Patton, C. C. (1977). *Oilfield water systems*. (Second).

- Pranondo, D., & Agusandi, S. (2017). *EVALUASI PERMASALAHAN SCALE SUMUR SA-33, SA-101, SA-104 DAN SA-108 DI PT. PERTAMINA EP ASSET 1 FIELD RAMBA*. 11.
- Quintero, L., Felipe, M. J., Miller, K., Ponnepati, R., & Loya, M. (2018). Microemulsions Increase Well Productivity by Removing Organic Deposits and Inorganic Scale in One Step. *SPE International Conference and Exhibition on Formation Damage Control*. SPE International Conference and Exhibition on Formation Damage Control, Lafayette, Louisiana, USA. <https://doi.org/10.2118/189514-MS>
- Safari, H., Shokrollahi, A., Jamialahmadi, M., Ghazanfari, M. H., Bahadori, A., & Zندهboudi, S. (2014). Prediction of the aqueous solubility of BaSO₄ using pitzer ion interaction model and LSSVM algorithm. *Fluid Phase Equilibria*, 374, 48–62. <https://doi.org/10.1016/j.fluid.2014.04.010>
- Siswoyo, & K, E. (2005). *Identifikasi Pembentukan Scale*. Jurusan Teknik Perminyakan, Fakultas Teknologi Mineral.
- Syahri, M., & Sugiarto, B. (2008). *SCALE TREATMENT PADA PIPA DISTRIBUSI CRUDE OIL SECARA KIMIAWI*. 5.
- Tamboesai, E. M. (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*.
- Widi, E., & Santoso, A. P. (2005). *Problem Produksi* (Jurusan Teknik Perminyakan, Fakultas Teknologi Mineral).
- Wylde, J. J. (2014). Sulfide Scale Control in Produced Water Handling and Injection Systems: Best Practices and Global Experience Overview. *SPE International Oilfield Scale Conference and Exhibition*. SPE International Oilfield Scale Conference and Exhibition, Aberdeen, Scotland. <https://doi.org/10.2118/169776-MS>