



**PENERAPAN METODE *LANGLIER SATURATION INDEX*  
UNTUK ANALISIS TERBENTUKNYA *SCALE* PADA SUMUR  
T-104 DAN T-109 DI LAPANGAN X**

**SKRIPSI**

**Oleh**

**Wahyuning Tyas Kurniawati  
201910801008**

**KEMENTERIAN PENDIDIKAN, KEBUDAYAAN, RISET DAN TEKNOLOGI  
UNIVERSITAS JEMBER  
FAKULTAS TEKNIK  
PROGRAM STUDI TEKNIK PERMINYAKAN  
JEMBER  
2024**



**PENERAPAN METODE *LANGLIER SATURATION INDEX*  
UNTUK ANALISIS TERBENTUKNYA *SCALE* PADA SUMUR  
T-104 DAN T-109 DI LAPANGAN X**

*diajukan untuk memenuhi sebagian persyaratan memperoleh gelar Sarjana, pada  
program studi Teknik Perminyakan*

**SKRIPSI**

**Oleh**

**Wahyuning Tyas Kurniawati  
201910801008**

**KEMENTERIAN PENDIDIKAN, KEBUDAYAAN, RISET DAN TEKNOLOGI  
UNIVERSITAS JEMBER  
FAKULTAS TEKNIK  
PROGRAM STUDI TEKNIK PERMINYAKAN  
JEMBER  
2024**

## PERSEMBAHAN

Puji syukur kehadiran Tuhan yang Maha Esa atas karunia, rahmat, dan hidayah-Nya telah memberikan kekuatan, kelancaran, dan kesabaran untuk dapat menyelesaikan penyusunan skripsi dengan judul “Penerapan Metode *Langlier Saturation Index* untuk Analisis Terbentuknya *Scale* pada Sumur T-104 dan T-109 di Lapangan X”. Penyusunan laporan skripsi ini dapat terselesaikan dikarenakan adanya bantuan dari berbagai pihak. Pada kesempatan kali ini peneliti ingin menyampaikan rasa syukur, terima kasih dan hormat kepada :

1. Kedua orang tua, Bapak Sugeng Nugroho Priyo Wibowo dan Ibu Fidiawati yang telah memberikan doa, kasih sayang, dan *support* baik secara moril maupun materil. Tidak ada motivasi yang lebih besar daripada motivasi membahagiakan orang tua dengan menyelesaikan masa sarjana dengan baik;
2. Anggar Elitasari, adik satu - satunya yang selalu memberikan semangat, motivasi dan dukungannya;
3. Moh. Husyain, yang sudah menemani dan menjadi bagian dari perjalanan hidup saya yang penuh suka duka, memberikan dukungan dan waktunya ketika proses penyusunan skripsi.
4. Seluruh teman PE 02 dan HMTM “CAKRA” yang telah memberikan masukan dan semangat dari proses penyusunan skripsi sehingga skripsi ini dapat terselesaikan.

Jember, 28 Maret 2024

Penulis

**MOTTO**

“Barang siapa menempuh satu jalan (cara) untuk mendapatkan ilmu, maka Allah pasti mudahkan baginya jalan menuju surga”

**(HR. Muslim)**



**PERNYATAAN ORISINALITAS**

Saya yang bertanda tangan di bawah ini :

Nama : Wahyuning Tyas Kurniawati

NIM : 201910801008

Menyatakan dengan sesungguhnya bahwa skripsi yang berjudul : *Penerapan Metode Langlier Saturation Index untuk Analisis Terbentuknya Scale pada Sumur T-104 dan T-109 di Lapangan X.*

adalah benar-benar hasil karya sendiri, kecuali jika dalam pengutipan substansi disebutkan sumbernya, dan belum pernah diajukan pada institusi manapun, serta bukan karya jiplakan. Saya bertanggung jawab atas keabsahan dan kebenaran isinya sesuai dengan skripsi ilmiah yang harus dijunjung tinggi.

Demikian pernyataan ini saya buat dengan sebenarnya, tanpa adanya tekanan dan paksaan dari pihak manapun serta bersedia mendapat sanksi akademik jika ternyata di kemudian hari pernyataan ini tidak benar.

Jember, 28 Maret 2024

Yang menyatakan,



Wahyuning Tyas Kurniawati

NIM 201910801008

**HALAMAN PERSTUJUAN**

Skripsi berjudul *Penerapan Metode Langlier Saturation Index untuk Analisis Terbentuknya Scale pada Sumur T-104 dan T-109 di Lapangan X* telah diuji dan disahkan oleh Fakultas Teknik Universitas Jember pada:

Hari : Senin  
Tanggal : 22 April 2024  
Tempat : Fakultas Teknik Universitas Jember

**Pembimbing**

**1. Pembimbing Utama**

Nama : Ir. Hadziqul Abror, S.Si., M.T.  
NIP : 199202122019031014

**Tanda Tangan**

()

**2. Pembimbing Anggota**

Nama : Ir. Riska Laksmi Sari, S.Si., M.T.  
NIP : 199104302022032009

()

**Penguji**

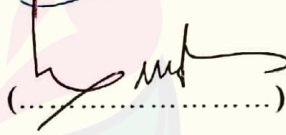
**1. Penguji Utama**

Nama : Dr. Ir. Agus Triono S.T., M.T.  
NIP : 197008072002121001

()

**2. Penguji Anggota**

Nama : Ir. Welayaturromadhona, S.Si., M.Sc.  
NIP : 199103262020121003

()

## BAB 1. PENDAHULUAN

### 1.1 Latar Belakang

Lapangan X yang terletak di Zamrud Area di dalam *Block Coastal Plain* Pekanbaru (CPP *Block*) Provinsi Riau, merupakan bagian dari kerangka regional Cekungan Sumatera Tengah di Pulau Sumatera. Wilayah ini dikelola bersama oleh beberapa perusahaan, termasuk BUMD Kabupaten Siak, PT. Bumi Siak Pusako, BUMN Republik Indonesia, dan PT. Pertamina Hulu Energi melalui Badan Operasi Bersama (BOB PT. BSP-PHE). CPP Blok sendiri terbagi menjadi tiga area yaitu Zamrud Area (sebagian besar di Kabupaten Siak), Pedada Area (mencakup Kabupaten Siak dan Bengkalis), dan *West Area* (mencakup Kabupaten Kampar dan Rokan Hulu).

Cekungan Sumatera Tengah memiliki empat lapisan batuan dasar berbeda, yang masing-masing berasal dari zaman Paleozoik hingga Mesozoik. Ini termasuk Kelompok Mutus (Trias), Kelompok Malaka (mengandung kuarsit, filit, dan granodiorit), Kelompok Mergui (mengandung kapur, kuarsit, dan batu lempung kerikil), dan Kelompok Tapanuli (mengandung sabak, metasedimen, dan filit), yang semuanya melekat pada batu kapur shelf Devon-Karbon.

Kehadiran batuan kapur dalam litologi Lapangan X menyebabkan risiko pembentukan *scale* kalsium karbonat ketika air produksi mengandung senyawa kalsium. Dalam industri perminyakan, khususnya dalam proses produksi, terdapat faktor krusial yang perlu mendapat perhatian serius, yaitu laju aliran optimal dari fluida produksi. Ion-ion seperti Kalsium (Ca), Karbonat (CO<sub>3</sub>) yang terlarut dalam air, memiliki potensi untuk membentuk endapan atau lapisan keras yang disebut sebagai "*scale*". Akumulasi *scale* ini dapat menyebabkan penurunan permeabilitas batuan pembentuk reservoir, pengurangan diameter dalam pipa produksi (*tubing*), serta perenggangan dalam sistem perpipaan, yang pada akhirnya berakibat pada penurunan produktivitas produksi minyak. *Scale* dapat terbentuk di berbagai tempat, seperti dalam formasi geologi, pipa bor, pipa produksi, dan alat produksi lainnya. Untuk memprediksi kemungkinan terbentuknya *scale* dalam air yang dihasilkan, dilakukan pengujian laboratorium

terhadap sifat air tersebut. Penelitian juga dapat dilanjutkan dengan memprediksi laju pembentukan *scale* (Amiri, 2010).

Data dan penelitian terdahulu yang dipakai di penelitian ini dilakukan oleh Tommy Setiawan pada tahun 2019. Penelitian kecenderungan terbentuknya *scale* tersebut menggunakan metode Stiff Davis *Stability Index* dengan hasil SI sumur T-104 sebesar 1,958 dan T-109 sebesar 1,980. Pada penelitian ini dilakukan analisa kecenderungan *scale* menggunakan metode *Langlier Saturation Index*. Lapangan ini dipilih sebagai objek penelitian karena Lapangan X yang terletak di Cekungan Sumatera Tengah merupakan salah satu daerah dengan cadangan minyak terbesar dan paling produktif di Indonesia. Cekungan Sumatera Tengah dikenal sebagai cekungan minyak bumi yang menghasilkan sekitar separuh dari total produksi minyak bumi di Indonesia.

Sumur T-104 dan T-109 dipilih sebagai fokus penelitian terkait terbentuknya *scale* kalsium karbonat karena perbedaan data antara keduanya dan relevansinya dengan tujuan penelitian. Meskipun keduanya memiliki *drive mechanism* dari air dan beberapa parameter mirip seperti suhu dan kedalaman tubing, namun terdapat perbedaan dalam produksi fluida terutama air dan minyak, serta komposisi kimia air produksi khususnya konsentrasi ion kalsium ( $\text{Ca}^{2+}$ ). Analisis perbedaan data di antara kedua sumur ini dapat memberikan perbandingan komprehensif mengenai faktor-faktor yang mempengaruhi terbentuknya *scale* kalsium karbonat.

Metode *Langlier Saturation Index* dipilih karena kehadiran batuan kapur dalam litologi Lapangan X dan konsentrasi ion  $\text{Ca}^{2+}$ , dan  $\text{HCO}_3^-$  yang tinggi, pH air berada pada rentang 5,5-8,5, serta suhu sekitar 0-100 °C yang menyebabkan risiko pembentukan *scale* kalsium karbonat.

Hasil yang ingin dicapai dari penelitian ini adalah memvalidasi hasil penelitian sebelumnya yang dilakukan oleh Tommy Setiawan pada tahun 2019. Meskipun sudah ada penelitian sebelumnya yang menggunakan metode Stiff Davis *Stability Index*, penelitian ini dilakukan bertujuan untuk memberikan sudut pandang yang berbeda dalam menganalisis kecenderungan terbentuknya *scale* di sumur T-104 dan T-109 di Lapangan X.



### 1.2 Rumusan Masalah

Berdasarkan uraian latar belakang dan permasalahan adapun rumusan masalah dalam penelitian ini meliputi :

1. Bagaimana kecenderungan terbentuknya *scale* kalsium karbonat menggunakan metode *Langlier Saturation Index*.
2. Berapa nilai laju pembentukan *scale* pada sumur T-104 dan T-109 di lapangan X.
3. Bagaimana komparasi hasil penelitian yang menggunakan metode *Langlier Saturation Index* dengan hasil penelitian sebelumnya yang menggunakan metode *Stiff - Davis Stability Index*.

### 1.3 Tujuan Penelitian

Berdasarkan uraian rumusan masalah adapun tujuan yang ingin dicapai dalam penelitian yaitu :

1. Mendapatkan nilai *Langlier Saturation Index* yang menyatakan nilai kecenderungan terbentuknya *scale*.
2. Mendapatkan nilai laju pembentukan *scale* pada sumur T-104 dan T-109 di lapangan X.
3. Membandingkan hasil penelitian yang menggunakan metode *Langlier Saturation Index* dengan hasil penelitian sebelumnya yang menggunakan metode *Stiff - Davis Stability Index*.

### 1.4 Batasan Masalah

Batasan masalah dari penelitian ini adalah sebagai berikut:

1. Parameter yang akan dianalisis adalah konsentrasi ion  $\text{Ca}^{2+}$ ,  $\text{CO}_3^{2-}$ ,  $\text{HCO}_3^-$ , pH air berada pada rentang 5,5 - 8,5, dan suhu sekitar 0 - 100°C.
2. Menghitung kecenderungan terbentuknya *scale* dengan temperatur 75° C dan 77,5° C serta pH 8,49 dan 8,43.
3. Penelitian akan menggunakan metode *Langlier Saturation Index* untuk melakukan analisis terbentuknya *scale*  $\text{CaCO}_3$ .

4. Penelitian ini akan terbatas pada analisis kecenderungan terbentuknya *scale* dan laju pembentukan *scale*, serta tidak akan mempertimbangkan dampak ekonomi, strategi pencegahan *scale*, atau penggunaan air formasi untuk keperluan lain.

### 1.5 Manfaat Penelitian

Penelitian ini menghasilkan manfaat penting dengan menganalisis lebih mendalam pertumbuhan *scale* pada sumur T-104 dan T-109 di lapangan X menggunakan metode *Langlier Saturation Index*. Dengan menganalisis parameter kimia dari air formasi, penelitian ini memberikan pemahaman yang lebih dalam tentang faktor-faktor yang mempengaruhi pembentukan *scale* di lingkungan sumur. Hasil analisis dari metode ini diharapkan memberikan wawasan tentang laju pembentukan *scale* yang terjadi. Informasi ini dapat digunakan untuk merancang strategi pencegahan yang lebih efektif, mengurangi potensi pertumbuhan *scale* yang merugikan dan mengganggu operasi lapangan. Dengan demikian, penelitian ini berpotensi meningkatkan efisiensi dan keberlanjutan operasional fasilitas di lapangan tersebut.

## BAB 2. TINJAUAN TEORI

### 2.1 *Scale*

*Scale* atau kerak adalah hasil endapan mineral keras yang berasal dari unsur-unsur dalam air yang mengendap. *Scale* dapat menempel pada permukaan logam dan komponen lainnya dalam sistem produksi minyak dan gas, atau bisa juga berupa endapan lumpur (Garba, 2014). Pembentukan *scale* umumnya terjadi pada area yang bersentuhan langsung dengan air formasi selama proses produksi, seperti pada matriks dan retakan formasi, lubang sumur, pompa di dalam sumur (*downhole pump*), pipa produksi, pipa pelindung, pipa transportasi, serta peralatan produksi di permukaan (*surface facilities*) (Manrique et al., 2020).

Keberadaan endapan *scale* pada elemen-elemen yang disebutkan di atas dapat menghambat kelancaran aliran fluida, baik dalam formasi, lubang sumur, maupun dalam pipa-pipa di permukaan (Sayed & Cairns, 2020). Pada matriks formasi, endapan *scale* dapat menghambat aliran dan mengurangi permeabilitas batuan. Sementara pada pipa, hambatan aliran terjadi karena adanya penyempitan dalam volume aliran fluida dan peningkatan kekasaran permukaan bagian dalam pipa, seperti yang terlihat pada Gambar 2.1.



Gambar 2.1(a) *Scale* menghalangi asupan pompa



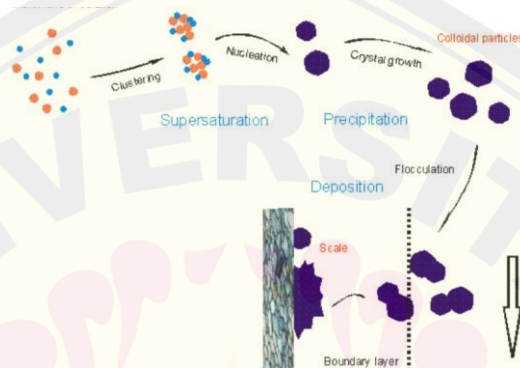
Gambar 2.1(b) *Scale* di dalam pipa produksi

(Sumber: Crabtree et al, 1999)

### 2.2 Tahapan Pembentukan *Scale*

Proses pembentukan *scale* dimulai dengan aliran fluida yang bersentuhan dengan permukaan pipa yang tidak rata. Air formasi yang mengandung ion-ion penyebab pembentukan *scale* merupakan faktor pemicu utama. Ion-ion dalam air

formasi saling berinteraksi dan membentuk inti kristal kecil, dan beberapa di antaranya mengendap pada permukaan pipa yang kasar, menghambat pergerakan mereka. Seiring berjalannya waktu, inti kristal tersebut menarik lebih banyak ion-ion dan membentuk butiran yang lebih besar yang kemudian mengendap pada permukaan. Endapan ini terus mengalami penumpukan dan pengerasan seiring waktu (Maciel et al., 2018). Mekanisme pembentukan *scale* dapat dilihat pada gambar 2.2.



Gambar 2.2 Mekanisme Pembentukan *Scale*  
(Sumber: Crabtree et al, 1999)

Proses pembentukan *scale* dapat dibagi menjadi beberapa langkah dari awal hingga akhir, sebagaimana dijelaskan oleh Suharso, (2015):

1. Tahap *Clustering* (Pengelompokan): *Clustering* adalah tahap awal dalam pembentukan *scale* di mana ion-ion mineral terlarut dalam air mulai berkumpul ketika konsentrasinya melebihi batas jenuh, disebut kondisi supersaturasi. Ion-ion dengan sifat kimia serupa atau muatan listrik yang sesuai cenderung berinteraksi dan membentuk agregat. Agregat menghasilkan inti kristal yang sangat kecil, mungkin hanya terdiri dari beberapa molekul mineral yang tidak mengendap selama aliran berlangsung. Tahap *Clustering* adalah persiapan penting untuk tahap selanjutnya yaitu nukleasi di mana inti kristal akan tumbuh dan mengendap menjadi butiran *scale* yang lebih besar.
2. Tahap Pertumbuhan Inti: Pada tahapan ini, pertumbuhan inti kristal akan melakukan tarik-menarik dengan molekul-molekul yang lain, sehingga butiran yang lebih besar akan terbentuk dengan diameter 0,001 - 0,1  $\mu$  (ukuran koloid), kemudian akan tumbuh lagi hingga diameter 0,1 – 10  $\mu$  (kristal halus). Pada diameter 10  $\mu$  (kristal kasar) kristal akan mengendap.

3. Tahap Pembentukan *Scale* (*Scale Growth*): Pada tahap ini, kristal-kristal terus tumbuh dan menumpuk membentuk inti-inti kristal yang lebih besar saat butiran kristal berkembang. Pertumbuhan kristal yang semakin besar dapat menghasilkan lapisan-lapisan *scale* yang tebal. Proses ini bisa memakan waktu bertahun-tahun tergantung pada kondisi air formasi.
4. Tahap *Flocculation* (Flokulasi): *Flocculation* adalah proses di mana partikel-*scale* berkumpul dan membentuk struktur yang lebih padat yang disebut "flok". Hal ini bisa terjadi alami atau dengan bantuan zat kimia untuk mengendalikan pertumbuhan *scale*. Flok yang terbentuk akan lebih cepat mengendap daripada partikel individual.
5. Tahap Pengendapan (Deposisi): Kecepatan pengendapan kristal dipengaruhi oleh ukuran dan berat jenisnya, semakin besar kristalnya semakin cepat mengendap. Kecepatan ini juga tergantung pada kecepatan aliran fluida pembawa, jika kecepatan pengendapan melebihi kecepatan aliran, kristal-kristal *scale* akan mengendap pada permukaan pipa, peralatan, atau infrastruktur yang bersentuhan dengan air formasi. Tahap ini adalah tahap akhir dalam pembentukan *scale*.

### 2.3 Penyebab Terbentuknya *Scale*

#### 2.3.1 Fluktuasi Tekanan

Ketika produksi fluida formasi berlangsung secara berkelanjutan, tekanan dalam formasi secara alami akan menurun. Penurunan tekanan ini terjadi mulai dari dasar sumur hingga mencapai permukaan dan dari *wellhead* hingga tangki pengumpul. Penurunan tekanan ini memicu pelepasan karbon dioksida ( $\text{CO}_2$ ) dari ion-ion bikarbonat ( $\text{HCO}_3$ ). Kehadiran gas  $\text{CO}_2$  dalam air akan menghasilkan asam karbonat ( $\text{H}_2\text{CO}_3$ ), yang pada gilirannya akan mengurangi kelarutan kalsium karbonat ( $\text{CaCO}_3$ ) yang menjadi komponen *scale*. Tekanan yang lebih tinggi dapat mempercepat reaksi kimia dalam larutan, termasuk proses pembentukan *scale* kalsium karbonat. Peningkatan tekanan memungkinkan lebih banyak reaksi terjadi dalam waktu yang sama yang mempercepat proses pembentukan *scale* (Syahri, 2008).

### 2.3.2 Perubahan Suhu

Tidak seperti sebagian besar mineral, kalsium karbonat menjadi kurang larut saat suhu meningkat. Hal ini terjadi karena peningkatan suhu mengakibatkan penguapan yang mengubah kelarutan menjadi lebih rendah, sehingga menyebabkan pembentukan *scale*. Oleh karena itu, pengendapan *scale* (*scaling*) tidak terjadi di permukaan, tetapi bisa terjadi di dasar sumur jika suhu sumur cukup tinggi. Hal ini juga menjelaskan mengapa pembentukan *scale* kalsium karbonat sangat dipengaruhi oleh suhu (Syahri, 2008).

### 2.3.3 Campuran Dua Jenis Air yang Berbeda

Apabila dua jenis air formasi dengan komposisi kimia yang berbeda dicampurkan, kemungkinan besar akan terjadi reaksi kimia yang menghasilkan padatan atau kristal yang kemudian akan mengendap (Kardiman et al., 2017).

### 2.3.4 Pengaruh pH

Kehadiran CO<sub>2</sub> dalam air akan mempengaruhi pH air dan daya larut kalsium karbonat. Ketika pH rendah, kemungkinan pembentukan *scale* kalsium karbonat akan semakin kecil, dan sebaliknya jika pH tinggi akan lebih banyak *scale* kalsium karbonat yang terbentuk (Kardiman et al., 2017).

## 2.4 Kondisi Litologi, Geologi Regional dan Stratigrafi Lapangan X

Kondisi litologi berdasarkan gambar 1 di lampiran 2 menunjukkan bahwa Lapangan X merupakan salah satu lapangan minyak yang terletak di dalam *Block Coastal Plain* Pekanbaru (*CPP Block*) di Provinsi Riau. Batuan dasar di Cekungan Sumatera Tengah terdiri dari berbagai satuan litologi seperti batuan kapur dan batu lempung kerikil yang cenderung mengandung mineral-mineral penyusun *scale* CaCO<sub>3</sub>. Kondisi geologi berdasarkan gambar 2 di lampiran 2 menunjukkan bahwa Lapangan X adalah bagian dari struktur regional Cekungan Sumatera Tengah. Kerangka tektonik Sumatera terbentuk oleh interaksi antara subduksi Lempeng Indo-Australia dengan Lempeng Eurasia dengan arah utara 6 derajat timur (BOB PT. Bumi Siak Pusako – Pertamina Hulu, 2007).

Gambar 3 di lampiran 2 menunjukkan stratigrafi lapangan ini tersusun mulai dari batuan dasar (*basement*) Pra Tersier yang terdiri dari batuan Mesozoikum dan batuan metamorf karbonat dari Paleozoikum hingga Mesozoikum. Batuan ini terbagi menjadi tiga satuan litologi yaitu *Mallaca*

*Terrane, Mutus Assemblage, dan Greywacke Terrane*. Di atasnya terdapat Kelompok Pematang yaitu lapisan sedimen tertua dari Eosen hingga Oligosen yang terbentuk sebagai *synrift deposits* dengan lingkungan fluvial dan danau, termasuk konglomerat, batupasir kasar, dan batulempung. Kelompok Sihapas terbentuk selama Oligosen Akhir hingga Miosen Tengah, terdiri dari beberapa formasi seperti Menggala, Bangko, Bekasap, dan Duri. Di atasnya terdapat Formasi Telisa dan Petani, menceritakan tentang lingkungan endapan dari Miosen Awal hingga Pliosen. Formasi Minas adalah endapan Kuartar yang menutupi Formasi Petani menunjukkan lingkungan fluvial – alluvial yang mencerminkan perkembangan geologi dan perubahan lingkungan di Lapangan X dari Pra Tersier hingga Kuartar (Wira Cakrabuana, 2018).

## 2.5 Analisis Air Formasi

Air formasi merujuk kepada air yang secara bersamaan terbentuk bersama minyak dan gas. Biasanya, air ini mengandung berbagai jenis garam, terutama NaCl, dan memiliki tingkat keasaman yang tinggi. Istilah lain yang digunakan untuk menggambarkan air formasi ini adalah *oil field water*, *connate water*, atau *inertial water* (Kankaria & Nasr-El-Din, 2017).

Air formasi mengandung berbagai jenis ion yang terlarut di dalamnya, termasuk kation (ion positif) dan anion (ion negatif). Akibat perubahan sifat geokimia di reservoir, ion-ion ini dapat mengendap dan menjadi zat yang tidak larut dalam air. Berikut adalah beberapa contoh jenis kation dan anion yang hadir dalam air formasi. Kation (ion positif) terdiri dari ion Kalsium ( $\text{Ca}^{+2}$ ), Magnesium ( $\text{Mg}^{+2}$ ), Besi ( $\text{Fe}^{+2}$ ), Barium ( $\text{Ba}^{+2}$ ), Natrium ( $\text{Na}^{+2}$ ), dan Stronsium ( $\text{Sr}^{+2}$ ). Anion (ion negatif) terdiri dari ion klorida ( $\text{Cl}^-$ ), ion karbonat ( $\text{CO}_3^{-2}$ ) dan bikarbonat ( $\text{HCO}_3^-$ ), ion sulfat ( $\text{SO}_4^{-2}$ ) (Al et al., 2016).

## 2.6 Metode Perhitungan Kecendrungan Terbentuknya Scale

Untuk menilai kemungkinan terbentuknya endapan *scale*, digunakan metode Langlier Saturation Index dan Stiff Davis Stability Index sebagai pembandingan.

### 2.5.1 Metode *Langlier Saturation Index* (LSI)

LSI merupakan metode paling umum untuk menentukan kecenderungan *scale* kalsium karbonat. Metode ini berasal dari konsep teori tentang tingkat kejenuhan air terhadap  $\text{CaCO}_3$ . Berikut adalah persamaan LSI (Antony, 2011):

$$LSI = pH - pHs \dots\dots\dots(1)$$

dan untuk  $pHs$  persamaanya sebagai berikut:

$$pHs = (9,3 + A + B) - (C + D) \dots\dots\dots(2)$$

$$A = \frac{(\log[TDS]-1)}{10} \dots\dots\dots(3)$$

$$B = -13,12 \times \log(T \text{ in } K) + 34,55 \dots\dots\dots(4)$$

$$C = \log[Ca^{2+} \text{ as } CaCO_3] - 0,4 \dots\dots\dots(5)$$

$$D = \log[alkalinity \text{ as } CaCO_3] \dots\dots\dots(6)$$

*Total Dissolved Solids* (TDS) adalah ukuran yang menunjukkan konsentrasi total semua senyawa anorganik yang larut dalam air. Termasuk garam, mineral, ion, dan zat terlarut lainnya. TDS diukur dalam satuan ppm (*parts per million*) atau mg/L (milligram per liter) dan digunakan untuk menggambarkan tingkat keasaman, tingkat mineralisasi, dan kemurnian air.

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

Metode Langlier Saturation Index yang umum bersifat sederhana dan banyak digunakan, namun hanya cocok untuk memprediksi *scale* kalsium karbonat. pH air antara 5,5-8,5, dan suhu sekitar 0-100 °C. Rumusnya merupakan rumus empiris yang tidak memperhitungkan tekanan dan kecepatan aliran, ketidakpastian terhadap pengaruh pH pada laju korosi, karena pengaruh pH dapat dipengaruhi oleh faktor lain seperti kecepatan aliran (Palazzo et al., 2015).

#### 2.5.2 Metode Stiff and Davis *Stability Index*

*Stiff-Davis* telah mengembangkan suatu pendekatan analisis air formasi yang dapat diterapkan pada air formasi yang melibatkan penggunaan parameter kekuatan ion (*ionic strength*,  $\mu$ ) sebagai koreksi terhadap total konsentrasi garam dan temperatur. Rumus yang digunakan untuk menghitung nilai kekuatan ion adalah sebagai berikut (Lestari et al., 2007).

$$\mu = 0.5 (C_1Z_1^2 + C_2Z_2^2 + C_3Z_3^2 + \dots + C_nZ_n^2) \dots\dots\dots(7)$$

Persamaan umumnya mirip dengan metode Langelier, kecuali untuk pH, yang memiliki persamaan khusus sebagai berikut (Stiff & Davis, 1952).

$$pHs = K - pCa - pAlk \dots\dots\dots(8)$$



Sehingga

$$SI = pH - (K - pCa - pAlk) \dots \dots \dots (9)$$

Kecenderungan pembentukan *scale* kalsium karbonat dapat diperkirakan berdasarkan nilai SI dengan beberapa kriteria berikut (Stiff Davis, 1952).

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

$$pH - pCa - pAlk - K = 0 \dots \dots \dots (10)$$

Sehingga

$$K = pH - pCa - pAlk \dots \dots \dots (11)$$

Metode Stiff dan Davis menggabungkan kekuatan ionik sampel air untuk memprediksi *scale*, terutama dapat diterapkan pada prediksi *scale* kalsium karbonat. Walaupun metode ini sederhana dan cepat, namun hanya mempertimbangkan kondisi termodinamika saja tidak mempertimbangkan pengaruh tekanan dan aliran fluida, sehingga hasil prediksinya mempunyai keterbatasan tertentu (Yan et al., 2021).

## 2.7 Prediksi Laju Pembentukan *Scale*

Menurut (Tommy Setiawan, 2019), prediksi laju pembentukan *scale* dilakukan untuk memahami dan mengantisipasi tingkat pertumbuhan *scale* dalam sistem produksi minyak dan gas. Rumus yang digunakan untuk memprediksi laju pembentukan *scale* adalah sebagai berikut :

$$\text{Luas ID Tubing} = \pi \times ID \text{ (ft)} \times \text{Tubing depth \text{ (ft)} \dots \dots \dots (12)$$

$$\text{Massa scale} = \text{scale solid \text{ (lb/bbl)} } \times \text{water prod \text{ (bbl/day)} \dots \dots \dots (13)$$

$$\text{Ketebalan} = \frac{\text{Massa scale \text{ (lb/year)} } \times \text{Umur sumur \text{ (year)}}}{\text{Luas ID tubing \text{ (in}^2\text{)} } \times \rho \text{ \text{ (lb/in}^3\text{)}} \dots \dots \dots (14)$$

$$\text{Laju pembentukan scale} = \frac{\text{Massa scale \text{ (lb/day)}}}{\text{Luas ID tubing \text{ (ft}^2\text{)}} \dots \dots \dots (15)$$

Kategori pertumbuhan dan ketebalan *scale* menurut (Chilingar et al., 2008) dapat dilihat pada tabel 2.1.

Tabel 2.1 Kategori Laju Pembentukan dan Ketebalan *Scale*

Laju Pertumbuhan <i>Scale</i> (lb/day/ft <sup>2</sup> )	Ketebalan <i>Scale</i> (in)	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)

## 2.8 Regresi Linier

Penelitian ini menggunakan regresi untuk memprediksi laju pembentukan *scale* karena menurut (Tjiptono, 2012) metode regresi merupakan metode paling populer dan banyak digunakan dalam praktik peramalan. Menurut (Nurdin & Sugiman, 2018), *regression statistics* memberikan gambaran tentang seberapa baik model regresi cocok dengan data yang diamati. Nilai *Multiple R* adalah koefisien korelasi antara variabel dependen (Y) dan variabel independen (X) dalam model regresi.

*R Square* adalah koefisien determinasi yang menjelaskan seberapa besar variabilitas variabel dependen dijelaskan oleh variabel independen dalam model regresi, dengan nilai antara 0 hingga 1. Nilai yang lebih tinggi menandakan model yang lebih baik dalam menjelaskan variasi variabel dependen. *Adjusted R Square* mempertimbangkan jumlah variabel independen dan pengamatan dalam model, memberikan indikasi kinerja model pada populasi yang lebih luas. Standar Error adalah perkiraan deviasi standar dari kesalahan residual dalam model, menunjukkan seberapa akurat model dalam memprediksi nilai observasi. Jumlah Observasi adalah jumlah pasangan data yang digunakan dalam analisis regresi.

ANOVA adalah metode statistika yang membandingkan rata-rata dari tiga atau lebih kelompok data dengan memperhatikan variansnya. Tujuannya adalah untuk menentukan apakah perbedaan-perbedaan tersebut signifikan secara statistic (Ghozali, 2009).

### BAB 3. METODOLOGI PENELITIAN

#### 3.1 Tempat dan Waktu Penelitian

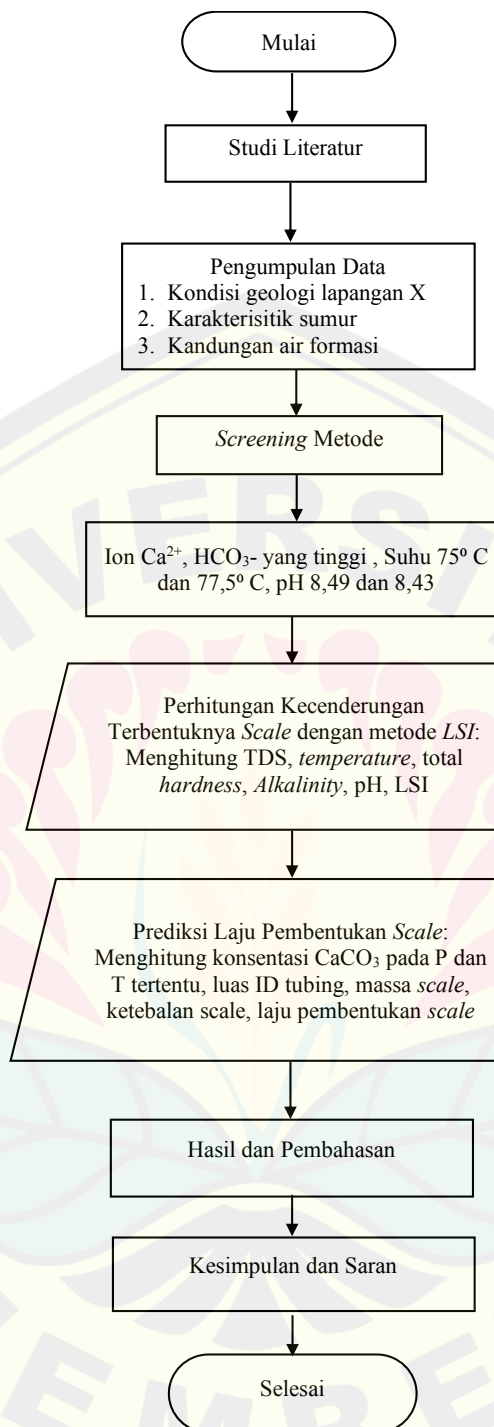
Penelitian ini dilakukan di Program Studi Teknik Perminyakan Universitas Jember. Adapun waktu penelitian berlangsung selama 16 minggu yaitu mulai minggu pertama bulan Desember 2023 sampai dengan minggu terakhir bulan Maret 2024.

#### 3.2 Alat dan Bahan

Alat dan bahan yang digunakan pada penelitian ini adalah *Personal Computer* (PC), *microsoft Excel*, kalkulator, *overview* lapangan, data karakteristik sumur, data air formasi. *Personal Computer* (PC) digunakan untuk penyusunan proposal dan laporan. *Microsoft Excel* digunakan untuk melakukan pengolahan data, analisa kecenderungan terbentuknya *scale* dan prediksi laju pembentukan *scale*. Kalkulator digunakan sebagai alat hitung manual.

#### 3.3 Metode Penelitian

Metode ini dilakukan melalui analisis literatur yang terkait dengan *scale* pengukuran pada sumur T-104 dan T-109 di lapangan X, dimana informasi data sekunder terkait pertumbuhan *scale* dikumpulkan dari sumber-sumber seperti buku-buku referensi, jurnal, dan tugas akhir yang relevan dengan topik penelitian ini. Penelitian dilaksanakan sesuai diagram alir pada Gambar 3.1 berikut:



Gambar 3.1 Diagram Alir Penelitian

- a) Penelitian diawali dengan melakukan studi literatur untuk memperoleh informasi literatur sesuai teori yang diteliti. Langkah ini melibatkan pembacaan penelitian terdahulu, artikel, buku, dan sumber lainnya untuk memahami konsep, teori, dan metode yang relevan dengan penelitian.

- b) Data yang diperlukan mencakup kondisi geologi lapangan, data karakteristik sumur dan sampel air formasi. Jika data sudah lengkap, maka penelitian akan dilanjutkan ke langkah selanjutnya. Data ini akan digunakan secara penuh dalam analisis untuk menjawab rumusan masalah penelitian.
- c) *Screening* metode dilakukan untuk pemilihan metode analisis dalam penelitian ini, dilakukan suatu proses *screening* untuk mengidentifikasi dan menentukan metode yang paling tepat dan relevan. Hasil *screening* menunjukkan nilai ion  $\text{Ca}^{2+}$ ,  $\text{HCO}_3^-$  yang tinggi, Suhu  $75^\circ\text{C}$  dan  $77,5^\circ\text{C}$ , pH 8,49 dan 8,43. Dari hasil *screening* dapat diambil kesimpulan bahwa metode LSI yang paling tepat digunakan.
- d) Selanjutnya dilakukan perhitungan kecenderungan terbentuknya *scale* menggunakan metode LSI. Perhitungan ini dilakukan untuk mendapatkan nilai LSI negatif atau positif, jika positif maka *scale* cenderung terbentuk begitupun sebaliknya.
- e) Setelah nilai kecenderungan terbentuknya *scale* diperoleh, dilanjutkan memprediksi laju pembentukannya. Prediksi ini dilakukan untuk mengetahui sejauh mana *scale* terbentuk.
- f) Hasil dan Pembahasan membahas secara lengkap tentang nilai yang diperoleh dari hasil perhitungan.
- g) Kesimpulan menjawab rumusan masalah penelitian. Selain itu, saran-saran untuk penelitian di masa mendatang atau tindakan yang dapat diambil berdasarkan temuan juga dapat diberikan.

#### 3.4 Pengumpulan Data Penelitian

Data penelitian ini diambil dari penelitian tugas akhir Tommy Setiawan, 2019 yang berjudul 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. Sumur ini dilengkapi dengan pompa ESP (*Electrical Submersible Pump*). Informasi mengenai karakteristik sumur dan analisis air pada masing-masing sumur diuraikan dalam 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	3,5	3,5
Umur Produksi	Tahun	14	15

*Sumber:* (BOB PT. Bumi Siak Pusako – Pertamina Hulu, 2018) yang didapatkan dari jurnal (Tommy Setiawan, 2019)

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
10	TDS	mg/L	11549,17	11544,98

*Sumber:* (BOB PT. Bumi Siak Pusako – Pertamina Hulu, 2018) yang didapatkan dari jurnal (Tommy Setiawan, 2019)

## BAB 4. HASIL DAN PEMBAHASAN

### 4.1 *Screening* Metode

Dalam proses pemilihan metode analisis untuk penelitian ini, dilakukan suatu proses *screening* untuk mengidentifikasi dan menentukan metode yang paling tepat dan relevan. Dari lima metode analisis *scale* yang tercantum, yaitu Metode Langelier Saturation Index (LSI), Metode Ryznar Stability Index, Metode Stiff and Davis Stability Index, Metode Oddo and Thompson Saturation Index, serta Metode Skillman McDonald and Stiff masing-masing memiliki keunikan dan aplikasinya sendiri.

Melalui analisis data geologi yang tersedia, terlihat bahwa Lapangan X memiliki potensi untuk membentuk *scale* kalsium karbonat ( $\text{CaCO}_3$ ) karena keberadaan batuan seperti batu kapur dan batu lempung kerikil yang cenderung mengandung mineral-mineral penyusun *scale*  $\text{CaCO}_3$ . Kondisi geologi ini dipengaruhi oleh struktur tektonik kompleks dan proses tektonik regional yang melibatkan subduksi lempeng yang dapat mempengaruhi sirkulasi fluida di reservoir dan sumur-sumur. Zona aktivitas vulkanik dan sesar di sekitar Lapangan X dapat memengaruhi komposisi kimia air sumur dan ketersediaan mineral-mineral penyusun *scale*  $\text{CaCO}_3$  dalam air sumur. Oleh karena itu, tiga dari lima metode tersebut dapat dipertimbangkan yaitu LSI, Ryznar, dan Stiff and Davis karena ketiga metode tersebut adalah metode untuk menganalisa *scale* kalsium karbonat.

Berdasarkan data yang diperoleh, produksi fluida sumur T-104 memiliki produksi fluida sebesar 385 BFPD, dengan 80% dari produksi berupa air, sedangkan sumur T-109 memiliki produksi fluida sebesar 503 BFPD, dengan *water cut* mencapai 85%. *Water cut* yang tinggi menunjukkan bahwa sebagian besar dari produksi adalah air. Tingginya *water cut* dapat mempercepat terbentuknya *scale* karena air bertindak sebagai pembawa mineral pembentuk *scale*. Oleh karena itu, mineral-mineral tersebut lebih cenderung terakumulasi dengan *water cut* yang tinggi.

Suhu air di sumur di T-104 sekitar 75° C, sedangkan di T-109 sekitar 77,5° C. Suhu yang tinggi seperti ini dapat mempengaruhi kelarutan mineral-mineral penyusun *scale* CaCO<sub>3</sub> dalam air sumur. Kenaikan suhu dapat meningkatkan kemampuan air untuk melarutkan kalsium dan karbonat. Ini disebabkan oleh perubahan kelarutan mineral-mineral tersebut. Pada suhu yang lebih tinggi, kelarutan CaCO<sub>3</sub> meningkat sehingga larutan menjadi lebih jenuh dengan ion-ion kalsium dan karbonat. Kondisi jenuh ini dapat menyebabkan deposisi mineral-mineral penyusun *scale* CaCO<sub>3</sub>.

Tekanan pada kedua sumur cukup tinggi, dengan nilai sekitar 283-285 Psia di *wellhead* dan 1283 Psia di reservoir. Tekanan yang tinggi baik di *wellhead* maupun di reservoir mempengaruhi kelarutan mineral dalam air sumur. Tekanan yang lebih tinggi dapat meningkatkan kelarutan mineral dalam larutan, termasuk kalsium dan karbonat yang merupakan komponen utama *scale* CaCO<sub>3</sub>.

Dari data analisis air, Tingginya konsentrasi Ca<sup>2+</sup> dan HCO<sub>3</sub><sup>-</sup> merupakan faktor utama yang mendukung terbentuknya *scale* CaCO<sub>3</sub>. pH air sumur di T-104 adalah sekitar 8,49 dan di T-109 adalah sekitar 8,43. pH yang tinggi juga mendukung terbentuknya *scale* CaCO<sub>3</sub>. Rentang *temperature* dan pH tersebut masuk pada rentang metode LSI yaitu 0-100° C dan pH 5,5-8,5. Metode LSI sederhana dan banyak digunakan, namun memiliki keterbatasan dalam memprediksi *scale* kalsium karbonat karena merupakan rumus empiris yang tidak memperhitungkan tekanan dan kecepatan aliran, ketidakpastian terhadap pengaruh pH pada laju korosi, karena pengaruh pH dapat dipengaruhi oleh faktor lain seperti kecepatan aliran.

Hasil perbandingan menunjukkan bahwa Metode Langelier Saturation Index (LSI) menonjol sebagai pilihan yang lebih cocok untuk digunakan dalam konteks ini. Alasan utamanya adalah bahwa kedua metode lainnya, yaitu Ryznar dan Stiff and Davis, tidak memperhitungkan aspek tekanan lingkungan, TDS dan aliran fluida. Dalam pembentukan *scale*, khususnya dalam konteks kalsium karbonat, faktor yang memiliki peran yang sangat penting adalah pH, tekanan, temperatur dan TDS. Oleh karena itu, penting bagi metode analisis yang digunakan untuk memperhitungkan secara komprehensif keempat aspek ini. Maka



dari itu, metode LSI dipilih karena memperhitungkan faktor pH, temperatur dan TDS. Meskipun LSI juga tidak memperhitungkan tekanan lingkungan dan aliran fluida dalam rumusnya, pengaruh tekanan lingkungan dan aliran fluida masih bisa menjadi faktor yang perlu dipertimbangkan dalam evaluasi lebih lanjut yaitu dengan perhitungan prediksi laju pembentukan *scale* sehingga hasilnya akan lebih akurat.

#### **4.2 Proses Pengambilan Data Air Formasi**

Proses pengambilan data air formasi yang tercantum dalam tabel 3.1 dan 3.2 dimulai dengan pengambilan sampel air formasi. Sampel air formasi diambil dengan alat pengambil sampel seperti botol samper steril atau perangkat pengambil sampel lainnya, alat tersebut dimasukkan ke dalam sumur dengan menggunakan peralatan khusus seperti *wireline* atau pompa sumur.

Setelah sampel berhasil diambil, botol atau wadah sampel tersebut ditutup dengan rapat untuk mencegah kontaminasi kemudian diidentifikasi dengan label yang sesuai untuk memastikan analisa yang akurat. Selanjutnya, sampel dibawa ke laboratorium untuk dilakukan analisis lebih lanjut. Di laboratorium, sampel air formasi disubjekkan pada pengukuran parameter seperti pH, TDS (*Total Dissolved Solids*), suhu, dan salinitas menggunakan alat multiparameter. Setelah semua parameter tersebut diukur, langkah berikutnya melibatkan penggunaan alat spektrofotometer. Alat ini berfungsi untuk mengukur nilai dari setiap unsur yang terkandung dalam sampel air formasi dengan prinsip kuantitatif transmisi atau absorpsi cahaya. Cahaya yang dipancarkan akan diserap atau diteruskan melalui sampel, kemudian dibaca dalam bentuk nilai numerik oleh detektor yang ada. Dengan menggunakan alat spektrofotometer, kita memperoleh informasi yang lebih rinci mengenai konsentrasi ion-ion yang terkandung dalam air formasi.

#### **4.3 Perhitungan Kecenderungan Terbentuknya *Scale* dengan Metode LSI**

Perhitungan indikasi *scale* menggunakan metode *Langlier Saturation Index* pada lapangan X. Metode *Langlier Saturation Index* 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. Konsentrasi ion  $\text{Ca}^{2+}$  dan  $\text{HCO}_3^-$  yang tinggi, suhu berkisar 0 - 100° C dan pH berada pada rentang 5,5 - 8,5 juga menjadi alasan pemilihan metode. Berikut ini adalah perhitungan penentuan indikasi *scale* pada sumur T- 104 dan sumur T-109.

➤ Sumur T-104 :

$$\begin{aligned}
 A &= \frac{(\log[\text{TDS}]-1)}{10} \\
 &= \frac{(\log[11549,17]-1)}{10} = 0,306 \\
 B &= -13,12 \times \log(T \text{ in } K) + 34,55 \\
 &= -13,12 \times \log(348,15) + 34,55 = 1,202 \\
 C &= \log[\text{Ca}^{2+} \text{ as } \text{CaCO}_3] - 0,4 \\
 &= \log[52,52] - 0,4 = 1,320 \\
 D &= \log[\text{alkalinity as } \text{CaCO}_3] \\
 &= \log[372,99 + 31,22] = 2,607 \\
 \text{pHs} &= (9,3 + A + B) - (C + D) \\
 &= (9,3 + 0,306 + 1,202) - (1,320 + 2,607) \\
 &= 6,881 \\
 \text{LSI} &= \text{pH} - \text{pHs} \\
 &= 8,49 - 6,881 \\
 &= 1,609
 \end{aligned}$$

➤ Sumur T-109 :

$$\begin{aligned}
 A &= \frac{(\log[\text{TDS}]-1)}{10} \\
 &= \frac{(\log[11544,98]-1)}{10} = 0,306 \\
 B &= -13,12 \times \log(T \text{ in } K) + 34,55 \\
 &= -13,12 \times \log(350,650) + 34,55 = 1,161 \\
 C &= \log[\text{Ca}^{2+} \text{ as } \text{CaCO}_3] - 0,4 \\
 &= \log[54,54] - 0,4 = 1,337 \\
 D &= \log[\text{alkalinity as } \text{CaCO}_3] \\
 &= \log[372,96 + 30,24] = 2,606 \\
 \text{pHs} &= (9,3 + A + B) - (C + D)
 \end{aligned}$$

$$= (9,3 + 0,306 + 1,161) - (1,337 + 2,606)$$

$$= 6,825$$

$$\text{LSI} = \text{pH} - \text{pH}_s$$

$$\text{LSI} = 8,43 - 6,825$$

$$\text{LSI} = 1,605$$

Tabel 4.1 Hasil Perhitungan Indikasi *Scale* Sumur Lapangan X

No	Sumur	LSI
1	T-104	1,609
2	T-109	1,605

Dari hasil perhitungan diatas, sumur T-104 dan T-109 pada lapangan X terindikasi adanya *scale* CaCO<sub>3</sub> ditunjukkan oleh hasil LSI bernilai positif yang mana sistem dijenuhi oleh CaCO<sub>3</sub> dan *scale* cenderung terbentuk. Metode LSI menyatakan bahwa jika LSI bernilai positif maka *scale* CaCO<sub>3</sub> cenderung terbentuk, apabila LSI bernilai *negative*, maka *scale* CaCO<sub>3</sub> cenderung tidak terbentuk.

Nilai LSI (Langlier Saturation Index) yang dihasilkan seperti yang tercantum dalam Tabel 1 di lampiran 2, berada dalam rentang  $0,5 < \text{LSI} < 2$ , yang menunjukkan adanya potensi terbentuknya *scale* tanpa sifat yang korosif. Berbeda dengan rentang nilai  $0,0 < \text{LSI} < 0,5$  yang menunjukkan terbentuknya *scale* dalam jumlah yang lebih sedikit namun dengan sifat yang korosif. Hal ini dapat terjadi karena hubungan antara nilai LSI yang lebih tinggi dengan pH yang juga lebih tinggi atau dalam kata lain, keseimbangan kimiawi air yang lebih basa. Tingkat pH yang lebih tinggi membuat air menjadi kurang korosif karena air yang bersifat basa memiliki kemampuan yang lebih rendah untuk melarutkan atau merusak logam-logam pada permukaan pipa.

Pentingnya kondisi keseimbangan kimia ini terlihat saat terbentuknya *scale* kalsium karbonat. Meskipun pada awalnya terbentuk sebagai akumulasi mineral yang menyebabkan pengendapan, *scale* kalsium karbonat sebenarnya dapat bertindak sebagai lapisan pelindung. Ketika *scale* terbentuk pada permukaan pipa maka *scale* dapat meminimalkan kontak langsung antara logam

pipa dan air sehingga mengurangi kemungkinan terjadinya korosi yang disebabkan oleh air itu sendiri.

*Scale* yang terlalu tebal dapat menyebabkan masalah operasional yang serius. Salah satu masalah utama yang mungkin timbul adalah penyempitan pipa. Ketika *scale* terbentuk tebal maka dapat menyempitkan diameter dalam pipa, yang dapat mengurangi aliran fluida dan meningkatkan tekanan dalam sistem. Hal ini dapat menyebabkan berbagai masalah, seperti penurunan produksi, peningkatan beban kerja pada pompa, dan bahkan dapat menyebabkan kerusakan pada infrastruktur pipa.

#### 4.4 Prediksi Laju Pembentukan *Scale*

Proses penghitungan laju pembentukan *scale* dimulai dengan menentukan nilai konsentrasi *scale* pada suhu dan tekanan tertentu menggunakan fungsi regresi di *Excel* sebagai alat analisis data. Pendekatan ini dipilih berdasarkan keterbatasan data yang tersedia dan keputusan untuk tidak menggunakan perangkat lunak khusus seperti OLI Studio 9.6 dengan merujuk pada temuan dari penelitian sebelumnya.

Tabel 4.2 Data Input Regresi

Sumur	<i>Pressure</i> (X1)	<i>Temperature</i> (X2)	Konsentrasi (ppm) (Y)
T-104	283	189	61,488
	483	196	63,636
	683	202	65,915
	883	209	68,313
	1083	215	70,817
	1283,00	222,00	73,410
T-109	285	158	32,921
	485	171	36,539
	684	184	40,875
	884	196	45,908
	1083	209	51,572
	1283	222	57,751

*Sumber:* (Tommy Setiawan, 2019)

Regresi dimulai dengan menggunakan *tool data analysis* pada *excel*. Setelah itu, menentukan variabel Y (nilai yang akan dicari) yaitu konsentrasi *scale*. Variabel X1 adalah tekanan dan X2 adalah temperatur. Dari hasil analisis regresi sumur T-104 yang dilakukan diperoleh hasil sebagai berikut, untuk sumur T-109 dapat dilihat di Lampiran 1:

Tabel 4.3 *Summary Output*

<i>Regression Statistics</i>	
<i>Multiple R</i>	0,999416355
<i>R Square</i>	0,998833051
<i>Adjusted R Square</i>	0,998055084
Standard Error	0,19707056
Observations	6

Berdasarkan hasil *Summary Output*, nilai *Multiple R* adalah 0,999416355, yang menunjukkan bahwa terdapat hubungan linear yang sangat kuat antara variabel dependen dan variabel independen. Nilai *R Square* adalah 0,998833051, yang berarti sekitar 99,11% variabilitas dalam variabel dependen dapat dijelaskan oleh variabel independen dalam model regresi. Nilai *Adjusted R Square* lebih rendah daripada *R Square* dan digunakan saat membandingkan model regresi yang berbeda. Nilai *Adjusted R Square* adalah 0,998055084. Standar Error adalah 0,19707056. Jumlah Observasi mengacu pada jumlah pasangan data yang digunakan dalam analisis regresi. Terdapat 6 observasi yang digunakan dalam membangun model regresi.

Secara keseluruhan, statistik regresi ini menunjukkan bahwa model regresi yang dibangun memiliki hubungan yang sangat kuat antara variabel dependen dan independen dengan tingkat penjelasan variasi yang sangat tinggi. Nilai Standar Error yang relatif kecil juga menunjukkan bahwa model memiliki presisi yang baik dalam memprediksi nilai-nilai observasi.

Tabel 4.4 Anova Sumur T-104

	<i>df</i>	<i>SS</i>	<i>MS</i>	<i>F</i>	<i>Significance F</i>
Regression	2	99,72537242	49,86268621	1283,902872	3,98637E-05
Residual	3	0,116510417	0,038836806		
Total	5	99,84188283			

	<i>Coefficients</i>
<i>Intercept</i>	60,87049792
<i>X Variable 1</i>	0,012472917
<i>X Variable 2</i>	-0,016416667

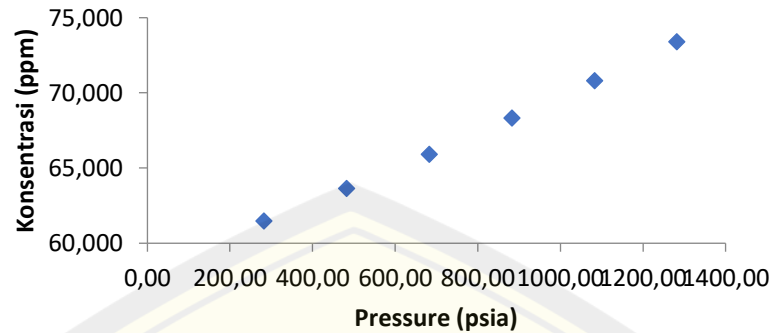
Jumlah df untuk regresi adalah 2, yang menunjukkan bahwa terdapat dua variabel independen atau prediktor yang digunakan. SS (*Sum of Squares*) menunjukkan jumlah kuadrat antara variabel dependen (Y) dan nilai prediksi yang dihasilkan oleh model. MS (*Mean Squares*) merupakan rata-rata dari jumlah kuadrat. Ini diperoleh dengan membagi SS dengan jumlah df. F (*F-statistic*) adalah statistik uji untuk mengevaluasi signifikansi keseluruhan model. Nilai F yang lebih tinggi menunjukkan bahwa model secara keseluruhan lebih signifikan. *Significance F* adalah nilai p yang menunjukkan signifikansi statistik dari F. Nilai yang lebih kecil menunjukkan bahwa model secara keseluruhan signifikan.

Residual adalah bagian yang menunjukkan statistik untuk kesalahan atau residu dalam model. df menunjukkan derajat kebebasan dari residual, yaitu jumlah observasi dikurangi dengan jumlah *predictor*. SS 0,116510417 menunjukkan jumlah kuadrat antara variabel dependen (Y) dan nilai prediksi yang dihasilkan oleh model. MS 0,038836806 merupakan rata-rata dari jumlah kuadrat residual. MS diperoleh dengan membagi SS residual dengan jumlah df residual. Derajat kebebasan residual adalah 3, menunjukkan ada tiga observasi yang tersisa setelah memperhitungkan dua prediktor (*X Variable 1* dan *X Variable 2*).

Total adalah bagian yang menunjukkan statistik untuk keseluruhan model. df total adalah 5, menggambarkan jumlah total observasi dikurangi satu. SS total adalah 99,84188283, menunjukkan jumlah kuadrat total dari selisih antara nilai observasi aktual dan nilai rata-rata variabel dependen dalam model regresi.

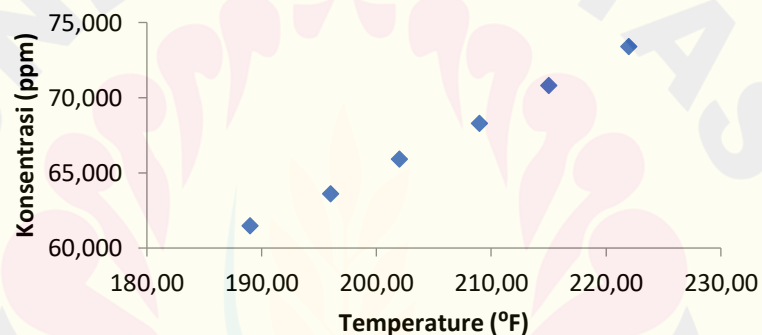
Hasil regresi diatas menunjukkan bahwa nilai koefisien untuk *Intercept* adalah 60.87049792. Koefisien untuk variabel independen pertama yaitu tekanan (*X Variable 1*) adalah 0.012472917. Sedangkan koefisien untuk variabel independen kedua yaitu temperatur (*X Variable 2*) adalah -0.016416667.

### Pressure Line Fit Plot



Gambar 4.1 *Pressure Line Fit Plot Regression*

### Temperature Line Fit Plot



Gambar 4.2 *Temperature Line Fit Plot Regression*

*Pressure* dan *temperature line fit plot* digunakan untuk memvisualisasikan hubungan antara *pressure* dan *temperature* terhadap konsentrasi *scale*. Garis regresi yang dihasilkan menunjukkan hubungan linier antara kedua variabel tersebut. Dalam konteks regresi linier, ini berarti bahwa perubahan dalam variabel independen (X) secara langsung sebanding dengan perubahan dalam variabel dependen (Y).

Tekanan dan suhu berbanding lurus terhadap konsentrasi *scale*. Hal ini terjadi karena tekanan dan suhu yang lebih tinggi meningkatkan pelarutan mineral dalam air formasi sehingga meningkatkan kemungkinan pembentukan *scale*. Peningkatan tekanan menyebabkan penurunan kelarutan kalsium karbonat dan meningkatkan kemungkinan pembentukan *scale* karena perubahan tekanan memengaruhi kesetimbangan kimia antara kalsium, karbonat, dan bikarbonat

dalam larutan. Tekanan yang lebih tinggi juga mengurangi kelarutan gas-gas seperti karbon dioksida dalam larutan air, meningkatkan pH larutan dan mendorong pembentukan kalsium karbonat. Pada suhu yang lebih tinggi, kelarutan kalsium karbonat meningkat, menyebabkan larutan menjadi lebih jenuh dengan ion-ion kalsium dan karbonat.

Dari regresi yang dilakukan, diperoleh persamaan untuk menghitung konsentrasi *scale* (dalam ppm) sebagai berikut:

$$K_{T-104} = 60.87049792 + (0.012472917 \times P) - (0.016416667 \times T) \dots \dots \dots (16)$$

$$K_{T-109} = 39.26927682 + (0.031604742 \times P) - (0.104138918 \times T) \dots \dots \dots (17)$$

Langkah selanjutnya adalah menghitung luas ID tubing, massa *scale*, ketebalan dan laju pembentukan *scale*. Berikut ini adalah perhitungan prediksi laju pembentukan *scale* pada sumur T- 104 di *wellhead* suhu 189 °F dan tekanan 283 psi, untuk perhitungan yang lain dapat dilihat pada Lampiran 1.

$$\begin{aligned} \text{Konsentrasi } scale &= 60.87049792 + (0.012472917 \times P) - (0.016416667 \times T) \\ &= 60.87049792 + (0.012472917 \times 283) - (0.016416667 \times 189) \\ &= 61,3 \text{ ppm} = 8,48 \times 10^{-4} \text{ lb/bbl} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Luas ID Tubing} &= \pi \times ID \text{ (ft)} \times \text{Tubing depth (ft)} \\ &= 3,14 \times 0,292 \text{ ft} \times 3600 \text{ ft} \\ &= 3296,99 \text{ ft}^2 = 474766,10 \text{ in}^2 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Massa } scale &= scale \text{ solid (lb/bbl)} \times water \text{ prod (bbl/day)} \\ &= 8,48 \times 10^{-4} \text{ lb/bbl} \times 308 \text{ bbl/day} \\ &= 0,261 \text{ lb/day} = 95,518 \text{ lb/year} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Laju pembentukan } scale &= \frac{\text{Massa } scale \text{ (lb/day)}}{\text{Luas ID tubing (ft}^2\text{)}} \\ &= \frac{0,261 \text{ lb/day}}{3296,99 \text{ ft}^2} \\ &= 7,93 \times 10^{-5} \text{ lb/day/ft}^2 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Ketebalan} &= \frac{\text{Massa } scale \text{ (lb/year)} \times \text{Umur sumur (year)}}{\text{Luas ID tubing (in}^2\text{)} \times \rho \text{ (lb/in}^3\text{)}} \\ &= \frac{95,518 \text{ lb/year} \times 14 \text{ year}}{474766,10 \text{ in}^2 \times 0,098 \text{ lb/in}^3} \\ &= 0,029 \text{ in} \end{aligned}$$



Tabel 4.5 Hasil Prediksi Laju Pembentukan *Scale*

Sumur	Tekanan (psi)	Temperatur (F)	Konsentrasi (ppm)	Konsentrasi (lb/bbl)	Massa (lb/day)	Massa (lb/year)	Laju (lb/day/ft <sup>2</sup> )	Ketebalan (in)
T-104	283	189	61,298	$8,48 \times 10^{-4}$	0,261	95,518	$7,93 \times 10^{-5}$	0,029
	383	192	62,496	$8,65 \times 10^{-4}$	0,266	97,385	$8,08 \times 10^{-5}$	0,029
	483	196	63,677	$8,81 \times 10^{-4}$	0,271	99,227	$8,23 \times 10^{-5}$	0,030
	585	199	64,900	$8,98 \times 10^{-4}$	0,277	101,132	$8,39 \times 10^{-5}$	0,030
	683	202	66,073	$9,15 \times 10^{-4}$	0,282	102,960	$8,54 \times 10^{-5}$	0,031
	783	206	67,255	$9,31 \times 10^{-4}$	0,287	104,802	$8,70 \times 10^{-5}$	0,032
	883	209	68,453	$9,48 \times 10^{-4}$	0,292	106,668	$8,85 \times 10^{-5}$	0,032
	983	212	69,651	$9,64 \times 10^{-4}$	0,297	108,535	$9,01 \times 10^{-5}$	0,033
	1.083	215	70,849	$9,81 \times 10^{-4}$	0,302	110,402	$9,16 \times 10^{-5}$	0,033
	1.183	218	72,047	$9,97 \times 10^{-4}$	0,307	112,269	$9,32 \times 10^{-5}$	0,034
1.283	222	73,229	$1,01 \times 10^{-3}$	0,312	114,110	$9,47 \times 10^{-5}$	0,034	
T-109	285	158	31,823	$4,40 \times 10^{-4}$	0,202	73,739	$8,16 \times 10^{-5}$	0,032
	385	164	34,358	$4,76 \times 10^{-4}$	0,218	79,614	$8,81 \times 10^{-5}$	0,034
	485	171	36,790	$5,09 \times 10^{-4}$	0,233	85,248	$9,43 \times 10^{-5}$	0,037
	584	178	39,190	$5,42 \times 10^{-4}$	0,248	90,809	$1,00 \times 10^{-4}$	0,039
	684	184	41,725	$5,78 \times 10^{-4}$	0,265	96,685	$1,07 \times 10^{-4}$	0,042
	784	190	44,261	$6,13 \times 10^{-4}$	0,281	102,560	$1,13 \times 10^{-4}$	0,044
	884	196	46,797	$6,48 \times 10^{-4}$	0,297	108,436	$1,20 \times 10^{-4}$	0,047
	985	203	49,260	$6,82 \times 10^{-4}$	0,312	114,143	$1,26 \times 10^{-4}$	0,049
	1083	209	51,732	$7,16 \times 10^{-4}$	0,328	119,872	$1,33 \times 10^{-4}$	0,052
	1183	216	54,164	$7,50 \times 10^{-4}$	0,343	125,507	$1,39 \times 10^{-4}$	0,054
1283	222	56,699	$7,85 \times 10^{-4}$	0,359	131,382	$1,45 \times 10^{-4}$	0,056	

Hasil perhitungan di atas menunjukkan bahwa laju pembentukan *scale* CaCO<sub>3</sub> berkisar antara  $7,93 \times 10^{-5}$  hingga  $9,47 \times 10^{-5}$  lb/day/ft<sup>2</sup> untuk sumur T-104, dan berkisar antara  $8,16 \times 10^{-5}$  hingga  $1,45 \times 10^{-4}$  lb/day/ft<sup>2</sup> untuk sumur T-109. Seperti yang tercantum dalam Tabel 4.5, peningkatan tekanan dan suhu mengakibatkan peningkatan konsentrasi CaCO<sub>3</sub>, dengan demikian konsentrasi *scale* pada permukaan lebih rendah daripada di bawah permukaan yang memiliki tekanan dan suhu lebih tinggi.

Terdapat keunikan pada hasil perhitungan massa *scale* di sumur T-104 dan T-109, dimana dengan pressure dan tekanan yang sama yaitu 1283 psi dan 222°F didapatkan konsentrasi *scale* pada sumur T-104 lebih besar daripada sumur T-109. Sedangkan pada hasil massa *scale*, sumur T-109 membentuk *scale* dengan

massa yang lebih besar dari sumur T-104. Hal ini dapat terjadi karena pengaruh *water cut*, dimana *water cut* sumur T-109 lebih besar dan massa *scale* didapatkan dari perkalian konsentrasi *scale* dengan produksi air per hari. Air merupakan sumber utama pembawa unsur pembentuk *scale* karena mengandung berbagai mineral yang dapat mengendap ketika air menguap atau ketika tekanannya berubah. Ketika air mengandung kadar ion yang tinggi, seperti kalsium ( $\text{Ca}^{2+}$ ) dan karbonat ( $\text{CO}_3^{2-}$ ), ion tersebut memiliki potensi untuk bereaksi dan membentuk *scale* ketika air menguap atau ketika suhu dan tekanan berubah.

Ketika air yang mengandung mineral ini terpapar pada kondisi suhu meningkat atau air menguap, mineral-mineral ini cenderung mengendap dan membentuk *scale*. Ketika air menguap dari permukaan pipa atau peralatan, mineral-mineral tersebut menjadi lebih padat dan menumpuk pada permukaan, membentuk lapisan *scale* yang dapat mengganggu aliran fluida atau bahkan menyumbat pipa. Kehadiran air dalam sistem dapat memfasilitasi pertukaran ion antara larutan dan permukaan pipa sehingga mempercepat proses pengendapan mineral-mineral tersebut.

Berdasarkan tabel 2.1, laju pertumbuhan *scale* pada sumur T-104 dan T-109 tergolong sangat rendah, tetapi pertumbuhan *scale* yang kecil tidak boleh diabaikan. Hal ini terbukti dari kasus sumur T-104 dimana setelah 14 tahun beroperasi, *scale* terbentuk dengan ketebalan 0,029 - 0,034 in yang dikategorikan sebagai *scale* sedang. Demikian juga pada sumur T-109 setelah 15 tahun beroperasi, *scale* terbentuk dengan ketebalan 0,032 – 0,056 in juga dikategorikan sebagai *scale* sedang.

Karena ketebalan *scale* pada kedua sumur tersebut sudah mencapai kategori sedang, maka disarankan kepada perusahaan untuk segera menanggulangi masalah *scale* ini. Penelitian Ketrane tahun 2009 menunjukkan bahwa *scale* inhibitor fosfat seperti HMPS *Sodium Hexametaphosphate*, MEDPHOS, STTP *Sodium Tripolyphosphate*, dan SECAL sangat cocok untuk mengatasi *scale*  $\text{CaCO}_3$ .

Konsentrasi *scale* berbanding lurus dengan tekanan dan suhu. Studi lain juga mengkonfirmasi bahwa pembentukan *scale* memiliki perbandingan yang

lurus dengan tekanan dan suhu. Oleh karena itu, perawatan sumur terhadap pertumbuhan *scale* harus dilakukan secara terus-menerus. Ketika *scale* telah terbentuk pada kategori sedang, *acidizing* dapat dilakukan untuk mengurangi ketebalan *scale* agar tidak mengganggu proses produksi. Berdasarkan penelitian sebelumnya yang dilakukan Amiri & Moghadasi tahun 2014, disimpulkan bahwa perubahan tekanan dan suhu mempengaruhi pembentukan *scale*, sehingga penelitian pada sumur T-104 dan T-109 serta penelitian Amiri & Moghadasi membenarkan pernyataan dari Syahri & Sugiarto (2008).

#### 4.5 Komparasi Hasil Penelitian dengan Penelitian Sebelumnya

##### 4.6.1 Komparasi Nilai Kecenderungan Terbentuknya *Scale*

Penelitian yang dilakukan oleh Tommy Setiawan tahun 2019 juga melakukan analisa indikasi *scale*  $\text{CaCO}_3$  menggunakan metode Stiff - Davis Stability Index. Hasil penelitiannya menghasilkan nilai SI positif yang berarti terindikasi membentuk *scale*  $\text{CaCO}_3$  yaitu sumur T-104 sebesar 1,958 dan T-109 sebesar 1,980. Indikasi lebih lanjut berasarkan tabel 1 dan 2 di lampiran 2 menyatakan perhitungan yang dihasilkan metode LSI yaitu *scale* terbentuk dan tidak korosif. Sedangkan hasil metode SI menyatakan bahwa level pengendapan *scale* sangat tinggi. Dalam jangka panjang, baik pembentukan *scale* yang tidak korosif maupun risiko tinggi memiliki dampak serius terhadap produktivitas sumur. *Scale* yang tidak korosif menurut metode LSI, meskipun tidak secara langsung merusak peralatan tetapi dapat mengganggu produksi minyak dan gas, meningkatkan tekanan operasional, dan memperpendek umur operasional peralatan produksi. Risiko tinggi yang disebabkan oleh pembentukan *scale* menurut metode SI juga berarti level pengendapan *scale* sudah tinggi sehingga dapat menyebabkan permasalahan pada sumur T-104 dan T-109.

Tabel 4.6 Perbandingan Hasil LSI dan SI

No	Sumur	Tyas (LSI)	Tommy (SI)
1	T-104	1,609	1,958
2	T-109	1,605	1,980

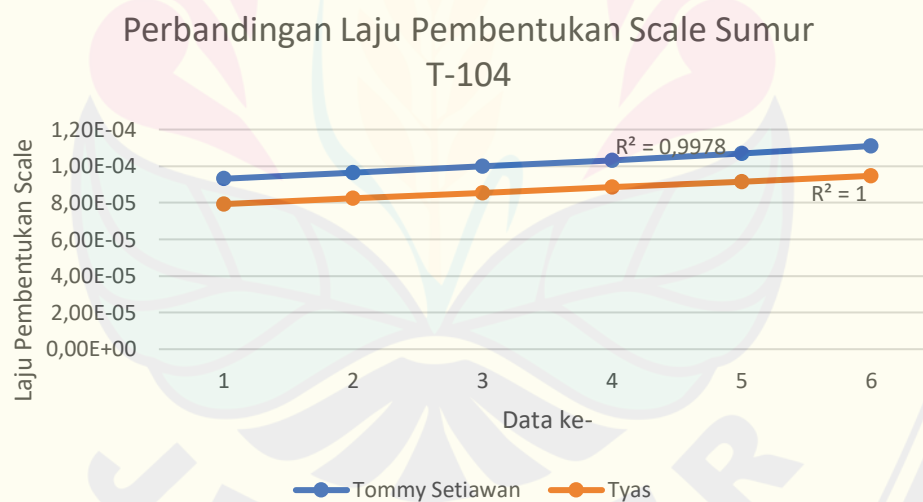
Perbedaan nilai kecenderungan terbentuknya *scale* antara hasil perhitungan dan penelitian terdahulu disebabkan oleh beberapa faktor, termasuk perbedaan dalam parameter yang digunakan dalam rumus perhitungan dan juga perbedaan dalam rumus perhitungan serta perbedaan dalam metode perhitungan. Dimana metode LSI menggunakan parameter TDS, pH dan temperatur, sedangkan metode SI menggunakan parameter ionic strength, pH dan temperatur dalam perhitungannya. LSI memberikan nilai yang lebih rendah yang menunjukkan bahwa metode ini cenderung memberikan perkiraan yang lebih *underpredict* terhadap potensi pembentukan *scale* kalsium karbonat ( $\text{CaCO}_3$ ). Artinya, LSI merujuk pada situasi di mana risiko pembentukan *scale* lebih rendah, atau lebih sedikit larutan yang jenuh terhadap  $\text{CaCO}_3$ , dibandingkan dengan perkiraan berdasarkan Stiff Davis. Stiff Davis memberikan nilai yang lebih tinggi, hal ini menunjukkan bahwa metode ini cenderung memberikan perkiraan yang lebih *overpredict* terhadap potensi pembentukan *scale*  $\text{CaCO}_3$ .

Perbedaan hasil bisa terjadi karena, metode Stiff Davis berfokus pada aspek termodinamika dalam menilai kecenderungan pembentukan *scale*. Metode ini memperhitungkan parameter-parameter seperti aktivitas ion-ion dalam larutan dan kondisi termodinamika untuk menentukan kecenderungan pembentukan *scale* tanpa menghitung *Total Dissolved Solids* (TDS). Konsentrasi TDS dalam air mempengaruhi kecenderungan pembentukan *scale*. Air dengan kandungan TDS tinggi cenderung memiliki lebih banyak mineral terlarut, termasuk kalsium dan bikarbonat yang dapat menyebabkan pembentukan *scale* kalsium karbonat. Dengan menghitung TDS kita dapat memperkirakan potensi pembentukan *scale* dalam sistem air. Berdasarkan perbedaan dalam perkiraan kecenderungan pembentukan *scale*, implikasinya adalah dapat dijadikan dasar memilih strategi pengendalian dan pencegahan yang sesuai. Jika Stiff Davis mengindikasikan kemungkinan pembentukan *scale* yang lebih tinggi, mungkin diperlukan tindakan pencegahan tambahan, meskipun risiko sebenarnya mungkin lebih rendah dari perkiraan. Sebaliknya, jika LSI memperkirakan risiko yang lebih rendah, tindakan pencegahan tetap diperlukan meskipun risiko sebenarnya mungkin lebih tinggi dari perkiraan.

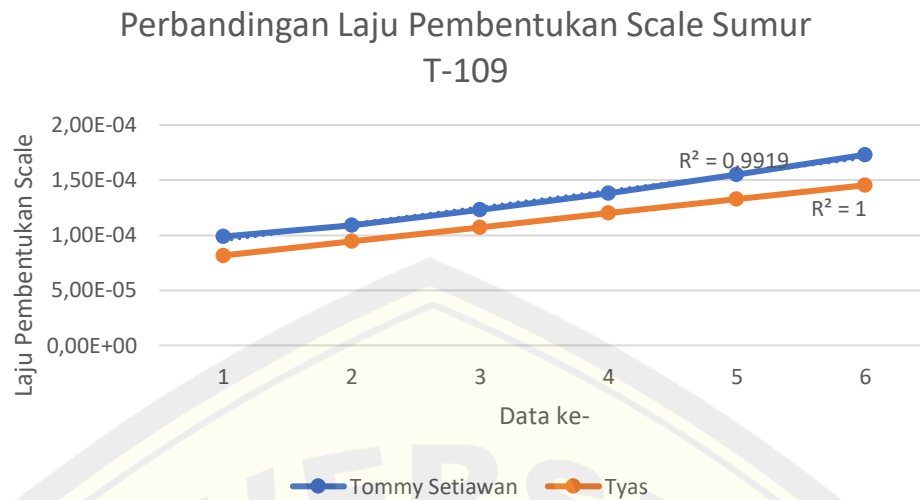
Meskipun terdapat perbedaan nilai dari kedua perhitungan, namun kedua perhitungan menghasilkan nilai yang positif untuk sumur T-104 dan T-109. Hal ini menunjukkan bahwa keduanya mengindikasikan adanya kemungkinan terbentuknya *scale*  $\text{CaCO}_3$ . Dalam hal ini, konsistensi dalam hasil positif menunjukkan bahwa baik perhitungan maupun penelitian terdahulu mengarah pada kesimpulan yang serupa. Analisis terbentuknya *scale*  $\text{CaCO}_3$  dilakukan untuk mengevaluasi kemungkinan terjadinya proses pengendapan *scale* dalam sistem air formasi. Kedua perhitungan, meskipun menghasilkan nilai yang sedikit berbeda namun masih menunjukkan adanya potensi terbentuknya *scale*. Oleh karena itu, perbedaan kecil tidak mengubah kesimpulan utama analisis.

#### 4.6.2 Komparasi Laju Pembentukan *Scale*

Perbandingan hasil antara data hasil laju pembentukan *scale* yang diperoleh melalui analisis regresi dengan penelitian Tommy (2019) dapat dilihat pada grafik perbandingan laju pembentukan *scale* pada gambar 4.5 dan 4.6.



Gambar 4.3 Grafik Laju Pembentukan *Scale* Sumur T-104



Gambar 4.4 Grafik Laju Pembentukan *Scale* Sumur T-109

Penelitian sebelumnya menggunakan *Software* Oli Studio 9.6. Metode yang digunakan oleh *software* OLI Studio 9.6 adalah simulasi kimia termodinamika untuk memprediksi pengendapan *scale* dalam sistem sumur minyak dan gas. *Software* melakukan dua jenis analisis, yaitu *brine* (air formasi) dan gas yang saling berhubungan. Komposisi *brine* yang dimasukkan meliputi konsentrasi ion, pH air, densitas, dan alkalinitas. Metode analisa didasarkan pada kesetimbangan kimia, interaksi antara berbagai senyawa kimia dalam air. Hasil akhir dari simulasi *software* ini adalah mendapatkan nilai konsentrasi padatan *scale* berdasarkan kondisi operasional, dalam hal ini pada tekanan dan temperatur tertentu.

Penelitian ini menunjukkan analisis nilai *R-Squared* dari kedua set data baik di sumur T-104 atau T-109 menunjukkan perbedaan yang signifikan. Data Tyas memiliki *R-Squared* sebesar 1 yang menunjukkan model linier yang digunakan secara sempurna sesuai dengan data. Data dari Tyas memiliki *R-Squared* sebesar 1 dapat terjadi karena sebelumnya untuk mendapatkan hasil konsentrasi *scale*, Tyas telah menggunakan fungsi regresi yang memberikan hasil yang tepat sesuai dengan data yang ada. Data Tommy memiliki *R-Squared* sebesar 0,9978 dan 0,9919 yang menunjukkan kualitas model yang sangat baik dalam menjelaskan variasi dalam data. Meskipun selisih antara kedua nilai tersebut kecil yaitu 0,0022 dan 0,0081, perbedaan ini menandakan bahwa model

yang digunakan untuk data Tyas secara teoritis lebih baik dalam menjelaskan variasi dalam data daripada model yang digunakan untuk data Tommy. Nilai *R-Squared* yang tepat 1 dapat menimbulkan kecurigaan, karena jarang sekali model benar-benar dapat memprediksi data dengan presisi mutlak dalam situasi dunia nyata yang kompleks. Oleh karena itu, penting untuk mempertimbangkan konteks dan memvalidasi hasil dengan metode lain, misalnya dengan melakukan pengecekan langsung di lapangan menggunakan *scale coupon*. *Scale coupon* berfungsi sebagai alat pengukur langsung pembentukan *scale* di lapangan, sehingga dapat memberikan konfirmasi lebih lanjut terhadap prediksi model yang telah dibuat berdasarkan data.



## BAB 5. PENUTUP

### 5.1 Kesimpulan

Berdasarkan rumusan masalah adapun kesimpulan dalam penelitian ini meliputi :

1. Nilai Langlier Saturation Index untuk sumur T-104 sebesar 1,609 dan sumur T-109 sebesar 1,605 yang mengindikasikan *scale* kalsium karbonat terbentuk dan tidak korosif.
2. Hasil prediksi pembentukan *scale* menggunakan metode regresi linier menunjukkan bahwa laju pembentukan *scale*  $\text{CaCO}_3$  pada sumur T-104 berkisar antara  $7,93 \times 10^{-5}$  hingga  $9,47 \times 10^{-5}$  lb/day/ft<sup>2</sup>, sementara pada sumur T-109 berkisar antara  $8,16 \times 10^{-5}$  hingga  $1,45 \times 10^{-4}$  lb/day/ft<sup>2</sup>. Laju pembentukan *scale* pada kedua sumur termasuk kategori sangat rendah.
3. Kecenderungan terbentuknya *scale* dengan metode LSI mengindikasikan *scale* terbentuk tetapi tidak korosif, sedangkan dengan metode SI mengindikasikan level pengendapan *scale* sangat berisiko. Untuk prediksi laju pembentukan *scale*, penelitian ini menggunakan metode regresi linier dan penelitian sebelumnya menggunakan metode simulasi kimia termodinamika, sama-sama memberikan hasil laju pembentukan *scale* dengan kategori sangat rendah.

### 5.2 Saran

Saran yang bisa disampaikan untuk penelitian selanjutnya, yaitu:

1. Diperlukan validasi tambahan dengan menggunakan alat *scale coupon* untuk mengecek langsung kondisi lapangan.
2. Diperlukan pemantauan secara teratur terhadap tekanan dan laju aliran fluida dalam sumur untuk mengendalikan pertumbuhan endapan *scale*, terutama pada sumur yang menggunakan pompa ESP sebagai guna mencegah terjadinya kebuntuan (*stuck*) pompa akibat endapan *scale*.



## DAFTAR PUSTAKA

- Al, H., Sabry, D., Venhuis, L. P., & Nederland, S. (2016). *SPE-182998-MS Optimizing LNG Cooling Water System Performance-Biofouling Control Through Pulse-Chlorination* ®.
- Amiri, M. , J. M. (2010). *Prediction the Amount of Barium Sulfate Scale Formation in Siri Oilfield using OLI ScaleChem Software*. 230–239.
- Antony, Alice. , J. H. Low. , S. Gray. , A. E. Childress. , P. L.-Clach. , G. L. (2011). *Scale Formation and Control in High Pressure Membrane Water Treatment System. A Review. Journal of Membrane Science*, 383.
- 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*.
- Chilingar, G. V. , R. Mourhatch. , G. A.-Q. (2008). *The Fundamentals of Corrosion and Scaling for Petroleum and Environmental Engineers*. Houston. *Gulf Publishing Company*.
- Crabtree, Mike. , D. Eslinger. , P. F. M. Miller. , A. Johnson. , G. K. (1999). *Fighting Scale-Removal and Prevention. . . Houston: Schlumberger*.
- Garba, M. D. , & M. S. S. (2014). *Oilfield Scale Treatment and Managerial Measures in the Fight for Sustainbele Production. Petroleum Technology Development Journal*, 19–37.
- Ghozali, I. (2009). *Aplikasi Analisis Multivariate dengan Program SPSS*. Semarang : *UNDIP*.
- Kankaria, S., & Nasr-El-Din, H. A. (2017). *SPE-184528-MS Matrix Acidizing of Carbonate Rocks Using New Mixtures of HCl/ Methanesulfonic Acid* (Vol. 2).
- Kardiman., E. Widiyanto. , A. P. Bayuseno. , S. M. (2017). *Analisis Pertumbuhan Fasa Kerak Kalsium Karbonat (CaCO<sub>3</sub>) Akibat Penambahan Asam Tertrat (C<sub>4</sub>H<sub>6</sub>O<sub>6</sub>) sebagai Aditif. Barometer Jurnal Ilmu Dan Aplikasi Teknik*, 2 No.1.
- Lestari., M. S. Wahyuni. , R. A. S. (2007). *Problema Scale di Beberapa Lapangan Migas. Proceeding Simposium Nasional IATMI, IATMI 2007-TS-11*.

- Maciel, R. S., Maciel, F. S., Pereira, F. A. R., Ribeiro, D. C., Aldeia, ; W, Martins, I. ; A. L., Bloch, M., & Ferreira, M. V. D. (2018). *SPE-190703-MS Study of Carbonatic Scale in Completion Tools Through Modeling and Simulation Techniques*.
- Manrique, E., Delgadillo, C., & Maya, G. (2020). *2 SPE-199107-MS*.
- Nurdin, I., & Sugiman, S. (2018). Penerapan Kombinasi Metode Ridge Regression (RR) dan Metode Generalized Least Square (GLS) untuk Mengatasi Masalah Multikolinearitas dan Autokorelasi Info Artikel. In *Jurnal MIPA* (Vol. 41, Issue 1). <http://journal.unnes.ac.id/nju/index.php/JM>
- Palazzo, A., Van Der Merwe, J., & Combrink, G. (2015). The accuracy of calcium-carbonate based saturation indices in predicting the corrosivity of hot brackish water towards mild steel. *Journal of the Southern African Institute of Mining and Metallurgy*, 115(12), 1229–1238. <https://doi.org/10.17159/2411-9717/2015/v115n12a12>
- Sayed, M., & Cairns, A. J. (2020). *IPTC-20282-MS Low-Viscosity Acid Platform: Benchmark Study Reveals Superior Reaction Kinetics at Reservoir Conditions*.
- Stiff, H. A. Jr. , L. E. D. (1952). A Method For Predicting the Tendency of Oil Field Water to Deposit Calcium Carbonate. *Petroleum Transactions, AIME*, 213–216.
- Suharso, & B. (215 C.E.). Penanggulangan Kerak (2nd ed.). *Bandar Lampung: Graha Ilmu*.
- Syahri, M. , & S. B. (2008). *SCALE TREATMENT PADA PIPA DISTRIBUSI CRUDE OIL SECARA KIMIAWI*.
- Tjiptono, F. , et al. (2012). Pengukuran Tingkat Kepuasan Pelanggan. *Jakarta: Andi*.
- Tommy Setiawan. (2019). *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*. UNIVERSITAS ISLAM RIAU.
- Wira Cakrabuana. (2018). *Karakterisasi Reservoir dan Estimasi Cadangan Formasi Upper Red Bed, Lapangan C, Cekungan Sumatera Tengah*. Institut Teknologi Bandung.

Yan, Y., Yu, T., Song, J., Wu, B., & Qu, C. (2021). A review of prediction methods for oilfield produced water scaling. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, 651(3). <https://doi.org/10.1088/1755-1315/651/3/032052>



LAMPIRAN

Lampiran 1. <https://bit.ly/DataHasilPerhitungan>



Lampiran 2. <https://bit.ly/TabeldanGambar>

