

**ANALISIS PENYEBAB TERBENTUKNYA SCALE PADA PIPA
PRODUKSI DI LAPANGAN X DENGAN METODE STIFF & DAVIS
DAN METODE SKILLMAN, McDONALD, DAVIS**

TUGAS AKHIR

Diajukan guna penyusunan tugas akhir Program Studi Teknik Perminyakan

Oleh

ADAM GUSFAROZI

NPM 163210107



FAKULTAS TEKNIK

PROGRAM STUDI TEKNIK PERMINYAKAN

UNIVERSITAS ISLAM RIAU

PEKANBARU

2021

HALAMAN PENGESAHAN

Tugas Akhir ini disusun oleh :

Nama : Adam Gusfarozzi

NPM : 163210107

Program Studi : Teknik Perminyakan

Judul Skripsi : Analisis penyebab terbentuknya *scale* pada pipa
Produksi di lapangan X dengan metode Stiff & Davis dan
metode Skillman, McDonald, Davis.

**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 : Hj. Fitrianti, ST, MT (.....)

Penguji I : Novrianti, ST, MT (.....)

Penguji II : Richa Melysa, ST, MT (.....)

Ditetapkan di : Pekanbaru

Tanggal : Februari 2021

Disahkan oleh:

| DEKAN FAKULTAS TEKNIK | KETUA PROGRAM STUDI TEKNIK PERMINYAKAN |
|-----------------------------|---|
| Dr.Eng. Muslim, M.T. | Novia Rita, S.T., M.T |

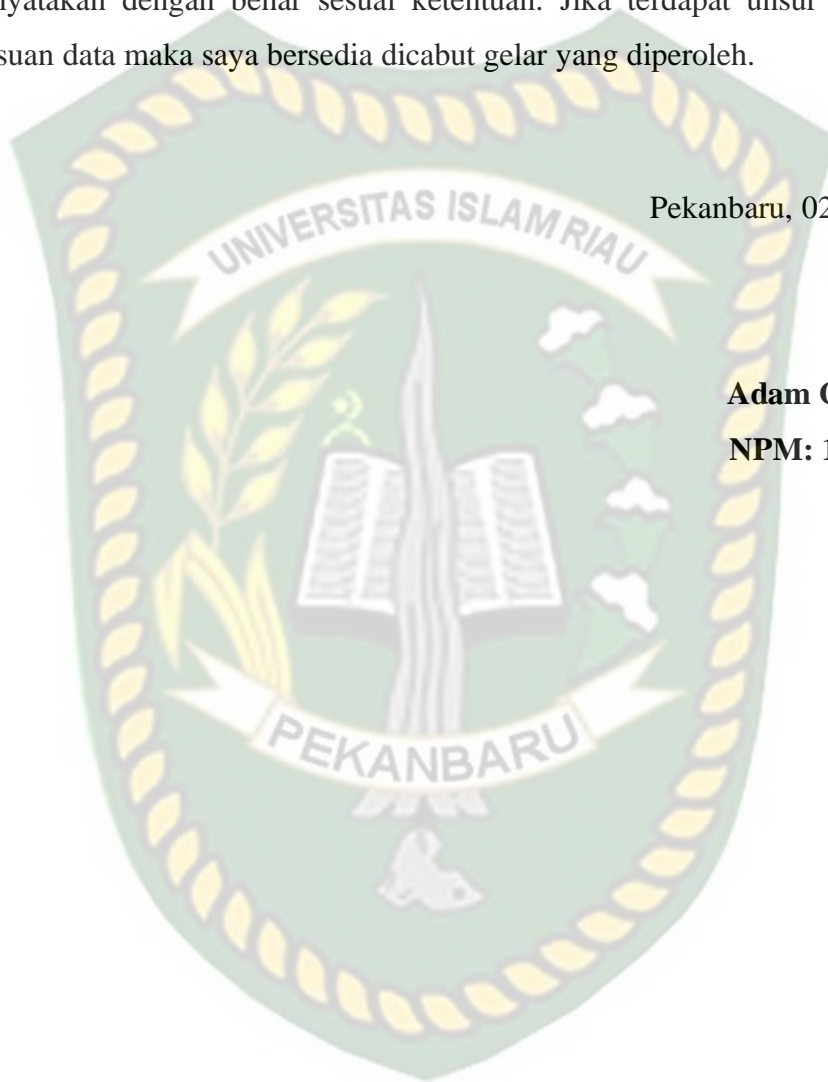
PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR

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

Pekanbaru, 02 Februari 2021

Adam Gusfarozki

NPM: 163210107



KATA PENGANTAR

Rasa syukur disampaikan kepada Allah Subhanna wa Ta'ala karena atas Rahmat dan limpahan ilmu dari-Nya saya dapat menyelesaikan tugas akhir ini. Penulisan tugas akhir ini merupakan salah satu syarat untuk memperoleh gelar Sarjana Teknik Program Studi Teknik Perminyakan Universitas Islam Riau. Saya menyadari bahwa banyak pihak yang telah membantu dan mendorong saya untuk menyelesaikan tugas akhir ini serta memperoleh ilmu pengetahuan selama perkuliahan. Oleh karena itu saya ingin mengucapkan terima kasih kepada:

1. Kedua orang tua dan adik-adik saya atas segala kasih sayang, dukungan moril yang selalu diberikan sampai penyelesaian Tugas Akhir ini.
2. Ibu Hj. Fitrianti, S.T., M.T selaku dosen pembimbing, yang telah menyediakan waktu, tenaga dan pikiran untuk memberikan masukan dalam penyusunan tugas akhir ini.
3. Ibu Novia Rita, S.T., M.T selaku Ketua Prodi Teknik Perminyakan Universitas Islam Riau sekaligus dosen penasehat akademik Saya.
4. Bapak dan Ibu Dosen, Staf pengajar di Teknik Perminyakan Fakultas Teknik, terimakasih atas ilmu yang telah diberikan.
5. Bapak Annur Suhadi, selaku pembimbing lapangan, yang telah menyediakan waktu, tenaga dan pikiran untuk memberikan masukan dalam penyusunan tugas akhir ini.
6. Pihak BOB PT. Bumi Siak Pusako – PT. Pertamina Hulu, yang telah memberikan Saya kesempatan untuk pengambilan data dan bimbingan tugas akhir Saya.
7. Serta kawan-kawan seperjuangan yang telah membantu saya dalam menyelesaikan tugas akhir ini.

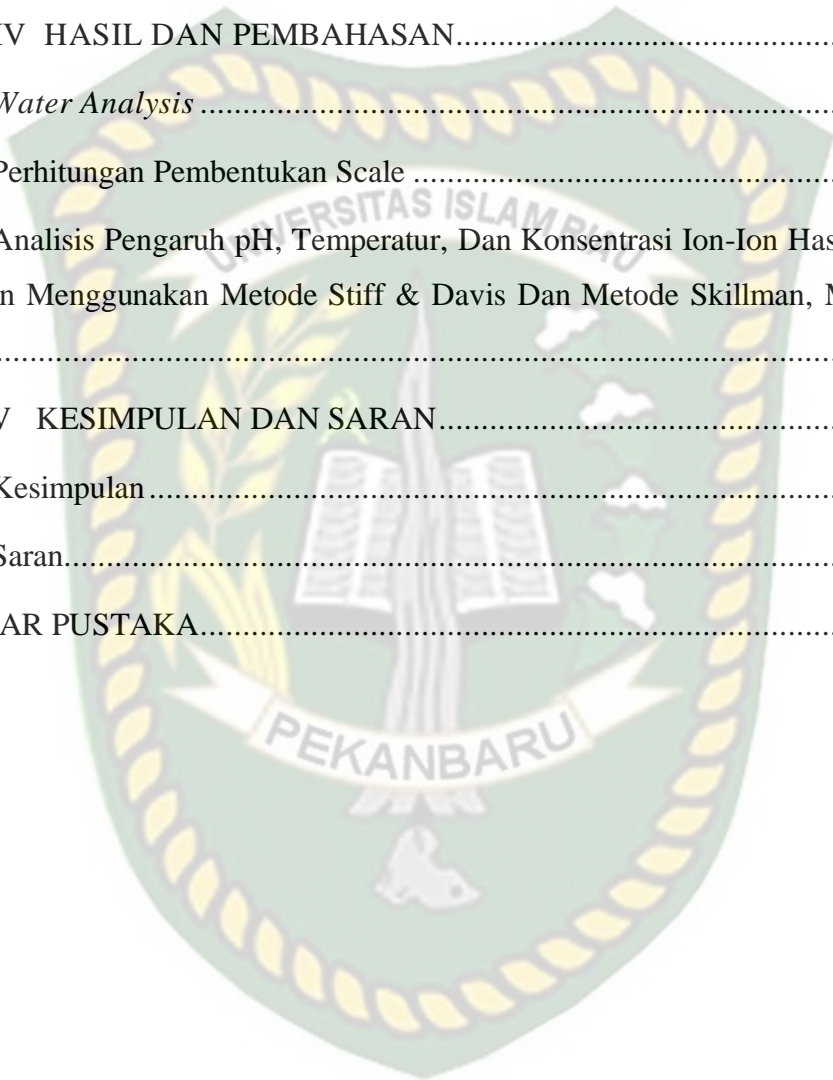
Pekanbaru, 02 Februari 2021

AdamGusfarozi

DAFTAR ISI

| | |
|---------------------------------------|------|
| HALAMAN PENGESAHAN..... | i |
| PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR | ii |
| KATA PENGANTAR..... | iii |
| DAFTAR ISI | iv |
| DAFTAR GAMBAR..... | vi |
| DAFTAR TABEL..... | vii |
| DAFTAR SINGKATAN | viii |
| DAFTAR SIMBOL..... | ix |
| ABSTRAK | x |
| <i>ABSTRACT</i> | xi |
| 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 State of the Art..... | 4 |
| 2.2 <i>Scale</i> | 6 |
| 2.3 Analisis Air Formasi..... | 11 |
| 2.4 Pipa Produksi | 15 |
| BAB III METODOLOGI PENELITIAN..... | 16 |
| 3.1. Gambaran Umum Lapangan | 16 |

| | |
|--|-----------|
| 3.2. Susunan Penelitian | 17 |
| 3.3. Prediksi <i>Scale</i> | 18 |
| 3.4. Jadwal Penelitian..... | 20 |
| 3.5. Flowchart..... | 21 |
| BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN..... | 23 |
| 4.1. <i>Water Analysis</i> | 23 |
| 4.2. Perhitungan Pembentukan <i>Scale</i> | 26 |
| 4.3. Analisis Pengaruh pH, Temperatur, Dan Konsentrasi Ion-Ion Hasil Perhitungan Dengan Menggunakan Metode Stiff & Davis Dan Metode Skillman, Mcdanold Dan Stiff | 35 |
| BAB V KESIMPULAN DAN SARAN..... | 37 |
| 5.1 Kesimpulan..... | 37 |
| 5.2 Saran..... | 37 |
| DAFTAR PUSTAKA..... | 38 |



DAFTAR GAMBAR

| | |
|---|----|
| Gambar 2. 1 Contoh scale (Pranondo & Agusandi, 2017) | 6 |
| Gambar 3. 1 Gambar Umum Lapangan | 16 |
| Gambar 3. 2 Gambar Peta Lokasi Sumur Lapangan X | 17 |
| Gambar 4. 1. Multi-Parameter (BOB PT. BSP-Pertamina Hulu File, 2020) | 23 |
| Gambar 4. 2. Spectrophotometer (BOB PT. BSP-Pertamina Hulu File, 2020)..... | 24 |
| Gambar 4. 3 Total Ionic Strength Dusun#4..... | 28 |
| Gambar 4. 4. <i>Total Ionic Strength</i> Benua#22..... | 29 |
| Gambar 4. 5. <i>Total Ionic Strength</i> Pedada 25..... | 30 |
| Gambar 4. 6. Pengaruh Temperatur Terhadap Kelarutan CaCO ₃ (Syahri & Sugiarto, 2008) | 36 |
| Gambar 4. 7. Diagram Hubungan Massa Scale Terhadap Temperatur (Mangestiyono, 2015) | 36 |

DAFTAR TABEL

| | |
|---|----|
| Tabel 2. 1 Jenis-jenis Sale..... | 8 |
| Tabel 4. 1. Analisis Air Formasi | 25 |
| Tabel 4. 2. Kandungan Ion-Ion Air Formasi Sample Dusun # 4..... | 26 |
| Tabel 4. 3. Kandungan Ion-Ion Air Formasi Benua # 22 | 26 |
| Tabel 4. 4. Kandungan Ion-Ion Air Formasi Pedada # 25..... | 27 |
| Tabel 4. 5. Hasil dari Perhitungan Harga Stability Index (SI) | 31 |
| Tabel 4. 6. Hasil dari Perhitungan Harga Kelarutan Gypsum (S)..... | 35 |



DAFTAR SINGKATAN

| | |
|-------|---|
| BSP | Bumi Siak Pusako |
| BOB | Badan Operasi Bersama |
| EBT | <i>Eriochrome Black T</i> |
| EDTA | <i>Ethylene Diamene Tetra Acetic Acid</i> |
| mg/L | <i>Miligram Per Day</i> |
| PH | Pertamina Hulu |
| PP | <i>Phenolphthalein</i> |
| S&DSI | <i>Stiff & Davis Stability Index</i> |
| SI | <i>Saturation Index</i> |
| WCP | <i>Water Cleaning Plant</i> |
| WIP | <i>Water Injection Plant</i> |

DAFTAR SIMBOL

| | |
|--------------------------------|----------------------------------|
| Ba ²⁺ | Barium,mg/L |
| BaSO ₄ | Barium Sulfat |
| CO ₃ | Karbonate |
| CO ₂ | Karbon Dioksida |
| Ca ²⁺ | Kalsium,mg/L |
| CaSO ₄ | Kalsium Sulfat |
| CaCO ₃ | Kalsium Karbonat/ <i>Calcite</i> |
| FeS | <i>Iron Sulfide</i> |
| Fe ₂ O ₃ | <i>Iron Oxide</i> |
| FeCO ₃ | <i>Iron Carbonate</i> |
| H ₂ O | Air |
| HCO ₃ ⁻ | Hidrogen Karbonat, mg/L |
| Mg ²⁺ | Magnesium, mg/L |
| NaCl | Natrium Clorida (garam) |
| P | Tekanan, Psia |
| pH | Derajat Keasaman |
| SrSO ₄ | Stronsium Sulfat |
| SO ₄ ²⁻ | Sulfat, mg/L |
| T | Temperatur, F |

**ANALISIS PENYEBAB TERBENTUKNYA SCALE PADA PIPA PRODUKSI
DI LAPANGAN X DENGAN METODE STIFF & DAVIS DAN METODE
SKILLMAN, McDONALD, DAVIS**

Adam Gusfarozzi

163210107

ABSTRAK

Scale didefinisikan sebagai endapan yang terdapat pada permukaan yang muncul terutama dari adanya garam mineral anorganik terlarut dalam fluida mengalir yang menunjukkan kejenuhan. Mekanisme pembentukan *scale* berkaitan erat dengan komposisi air di dalam air formasi. Air formasi mempunyai komposisi kimia yaitu komponen kation dan anion. Macam-macam *scale* yang terjadi tergantung pada komposisi air formasi (kandungan ion-ion dalam air formasi). Air formasi merupakan fluida yang dapat melarutkan ion-ion yang terdapat dalam reservoir. Air formasi yang terproduksi bersama minyak dan gas mengandung beberapa senyawa dalam bentuk ion-ion, yaitu kation (ion positif) dan anion (ion negatif). Perkiraan pertumbuhan *scale* dapat diperhitungkan dengan menggunakan metode Stiff & Davis dan metode Skillman, McDonald & Stiff. Tujuan pada penelitian ini yaitu mengetahui penyebab terjadinya *scale* pada lapangan X dan mengetahui pengaruh parameter pH, *temperature* dan konsentrasi ion-ion terhadap proses terbentuknya *scale* pada *pipe line*. Pada penelitian ini digunakan 3 sampel data lapangan menggunakan metode Stiff & Davis dan metode Skillman, McDonald & Stiff. Pada penelitian ini penyebab terjadinya *scale* adalah *scale* Calcium Carbonat (CaCO_3) dan tidak ada terdapat indikasi terbentuknya *scale* CaSO_4 . Pengaruh parameter yang didapatkan yaitu Semakin tinggi pH air formasi akan semakin besar kemungkinan terbentuknya *scale* CaCO_3 dan CaSO_4 . Temperatur yang tinggi akan menyebabkan besar kemungkinan terbentuk *scale* CaCO_3 dan CaSO_4 . Dan apabila Ion Postif bertemu dengan Ion negative maka proses terbentuknya *scale* akan terjadi

Kata kunci: Air formasi, *metode Stiff & Davis*, *metode Skillman, McDonald & Stiff*, *scale*.

**ANALYSIS OF THE CAUSES OF THE FORMATION OF SCALE ON
PRODUCTION PIPES IN FIELD X USING STIFF & DAVIS METHOD AND
SKILLMAN METHOD, McDONALD, DAVIS**

Adam Gusfarazi

163210107

ABSTRACT

Scale is defined as the deposits on the surface that arise mainly from the presence of dissolved inorganic mineral salts in the flowing fluid which indicates saturation. The scale formation mechanism is closely related to the composition of water in formation water. Formation water has a chemical composition, namely components of cations and anions. The kinds of scales that occur depend on the composition of the formation water (the content of ions in the formation water). Formation water is a fluid that can dissolve ions in the reservoir. Formation water that is produced with oil and gas contains several compounds in the form of ions, namely cations (positive ions) and anions (negative ions). Estimates of scale growth can be calculated using the Stiff & Davis method and the Skillman, McDonald & Stiff method. The purpose of this study is to determine the causes of scale in the X field and to determine the effect of pH, temperature and ion concentration parameters on the process of forming scales on pipe lines. In this study, 3 field data samples were used using the Stiff & Davis method and the Skillman, McDonald & Stiff method. In this study, the cause of the scale was the Calcium Carbonate (CaCO_3) scale and there was no indication of the formation of a CaSO_4 scale. The effect of the parameters obtained is that the lower the pH of the formation water, the less likely it is to form CaCO_3 and CaSO_4 scales. High temperatures will cause the CaCO_3 and CaSO_4 scales to form. And the higher the pressure, the greater the potential for the formation of CaCO_3 and CaSO_4 scales.

Key words : air formation, metode Stiff & Davis, metode Skillman, McDonald & Stiff, scale

BAB I

PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Dalam kegiatan produksi, suatu sumur minyak menghasilkan 3 jenis fluida, yaitu air, minyak, dan gas. Ketiga fluida tersebut mengalir dari reservoir menuju permukaan melalui peralatan *subsurface* (*tubing, artificial lift*) kemudian menuju ke peralatan *surface* melalui *flowline* ke sistem pengumpul. Adanya friksi antara fluida dengan dinding pipa baik pada *flowline* maupun *pipeline* selama aliran fluida, dapat mengakibatkan perubahan tekanan dan laju alir fluida. Hal ini dapat menyebabkan terbentuknya endapan di dinding pipa dan menyebabkan terganggunya aliran dengan pengecilan *inside diameter* pipa. Problem produksi ini umumnya terjadi baik pada lingkungan *subsurface* maupun *surface facilities* di suatu lapangan minyak, (Schlumberger,2005).

Salah satu permasalahan yang dapat mempengaruhi penurunan produksi pada reservoir adalah adanya endapan *scale* yang terdapat dalam formasi maupun peralatan produksi. *Scale* merupakan padatan hasil dari kristalisasi dan pengendapan mineral dari air formasi yang ikut terproduksi bersama minyak dan gas. Untuk memprediksi kecenderungan terbentuknya *scale* pada air formasi, dilakukan pengujian terhadap air formasi di laboratorium. Analisis air formasi dilakukan dengan dua metode, yaitu metode Stiff & Davis dan metode Skillman, McDonald, & Stiff (Liestyana, Said, & Pratiwi, 2018).

Macam-macam *scale* yang terjadi tergantung pada komposisi air formasi (kandungan ion-ion dalam air formasi). Air formasi merupakan fluida yang dapat melarutkan ion-ion yang terdapat dalam reservoir. Air formasi yang terproduksi bersama minyak dan gas mengandung beberapa senyawa dalam bentuk ion-ion, yaitu kation (ion positif) dan anion (ion negatif). Kation dari air formasi berupa Calcium, Magnesium, Ferrum, Barium, Natrium dan Strontium. Anion dari air formasi adalah

Chloride Carbonat, Bicarbonat dan sulfat. *Scale* yang menempel pada *flowline* akan menyebabkan kerusakan pipa dan menghambat laju produksi minyak dan gas. (Pranondo & Agusandi, 2017).

Masalah *scale* akan terus ada selama fluida yang diproduksi dari reservoir tersebut mengandung air formasi. *Scale* merupakan permasalahan yang tidak bisa dihindarkan dan harus ditangani secara berkelanjutan. Dalam penelitian ini, peneliti akan menganalisis penyebab terbentuknya *scale* pada pipa produksi dengan menentukan *stability index* (SI). *Stability index* dapat memperkirakan terbentuknya *scale* calcium carbonate (CaCO_3) dengan menggunakan metode Stiff dan Davis serta *scale* calcium sulfat (CaSO_4) dan *scale* barium sulfat (BaSO_4) dapat diperkirakan dari perbandingan besarnya nilai kelarutan CaSO_4 yang sebenarnya (S') dengan perhitungan kelarutan gypsum (S). Metode perhitungan yang digunakan adalah metode Skillman, McDonald dan Stiff (Liestyana et al., 2018).

Scale yang mengendap pada pipa produksi menjadi salah satu masalah utama pada setiap lapangan minyak, sehingga mendorong peneliti untuk mengetahui perkiraan pertumbuhan *scale* yang terbentuk dengan menggunakan metode Stiff & Davis dan metode Skillman, McDonald & Stiff. Metode ini dapat memperkirakan kecenderungan terjadinya pembentukan *scale* pada fasilitas permukaan.

1.2 Tujuan Penelitian

Adapun tujuan penelitian sebagai berikut:

1. Mengetahui penyebab terbentuknya *scale* pada *pipe line* dengan menghitung *scaling index scale* yang terbentuk dengan menggunakan metode Stiff & Davis dan metode Skillman, McDonald & Stiff.
2. Mengetahui pengaruh pH, temperatur dan konsentrasi ion-ion terhadap proses terbentuknya *scale* pada *pipe line* dengan metode metode Stiff & Davis dan metode Skillman, McDonald & Stiff.

1.3 Manfaat Penelitian

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

1.4 Batasan Masalah

Agar penelitian ini tidak keluar dari tujuan yang diharapkan, maka batasan masalah pada penelitian ini sebagai berikut:

1. Permasalahan pertumbuhan *scale* berfokus pada daerah pipa produksi saja dan tidak membahas keekonomian dari lapangan.
2. Penelitian ini hanya menggunakan metode Stiff & Davis dan metode Skillman, McDonald & Stiff untuk menghitung *stability index*.
3. Tidak membahas inhibitor atau *chemical* untuk penanggulangan *scale*.

BAB II TINJAUAN PUSTAKA

Al Qur'an Surat Al Rum 41

ظَهَرَ الْفَسَادُ فِي الْبَرِّ وَالْبَحْرِ بِمَا كَسَبَتْ أَيْدِي النَّاسِ لِيُذِيقَهُمْ بَعْضَ الَّذِي
عَمِلُوا لَعَلَّهُمْ يَرْجِعُونَ

"Telah tampak kerusakan di darat dan di laut disebabkan karena perbuatan tangan manusia; Allah menghendaki agar mereka merasakan sebagian dari (akibat) perbuatan mereka, agar mereka kembali (ke jalan yang benar). (41)

2.1 State of the Art

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

Scale adalah suatu endapan yang terbentuk sebagai akibat terjadinya kristalisasi dari ion-ion mineral yang terlarut di dalam air dan melebihi keadaan kesetimbangan, kerak tersebut biasanya mengendap di dalam sumur (*wellbore*) maupun di *surface facilities* (Musnal, 2013). *Scale* merupakan salah satu masalah kritis dan tantangan pada lapangan minyak dan gas. Dalam kondisi yang parah *scale* dapat menciptakan

penyempitan yang signifikan bahkan menyumbat pada pipa produksi maupun pada tubing (Eltaib & Rabah, 2012).

Collins et. al. (2006) terdapat 3 mekanisme yang mana menyebabkan terbentuknya *scale* di sistem lapangan minyak *offshore* dan *onshore* yaitu : 1. Menurunnya tekanan dan naiknya temperatur *brine*, berakibat berkurangnya kelarutan garam (biasanya pada pengendapan *scale* CaCO_3), 2. Bercampurnya dua air garam yang *incompatible* (kebanyakan dari air formasi yang kaya akan kation seperti barium, kalsium dan atau stronsium, bercampur dengan *seawater* yang kaya akan sulfat, akan membentuk *scale* sulfat seperti BaSO_4 , 3. Penguapan *brine*, menghasilkan meningkatnya konsentrasi garam di atas limit larutan dan menyebabkan pengendapan garam (seperti yang terjadi di HP/HT sumur gas dimana aliran gas dapat bercampur dengan aliran *brine* yang memiliki laju alir rendah menghasilkan pengeringan dan pengendapan NaCl) (Amiri, M. & J. Moghadasi, 2010).

Air yang ada di reservoir karbonat dan *calcite-cemented sandstone* biasanya terdapat divalen kation yang melimpah yaitu Ca^{2+} dan Mg^{2+} . Fluida formasi batuan *sandstone* biasanya mengandung Ba^{2+} dan Sr^{2+} . Faktor yang menyebabkan pembentukan *scale*, pengendapan, dan pertumbuhan *scale* adalah supersaturasi, temperatur, tekanan, *ionic strength*, kontak waktu dan pH yang dapat menyebabkan produksi menurun dan kehilangan *revenue* (McCartney, Burgos, & Sørhaug, 2010)

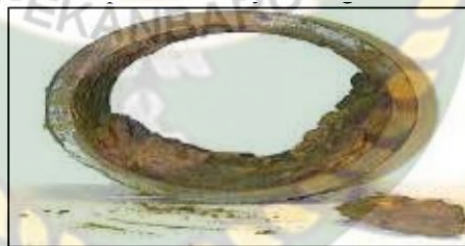
Elichev et al., (2010) meneliti tentang pengendapan *scale* yang terjadi di lapangan minyak Rosneft. Ada dua jenis *scale* yang terbentuk yaitu CaCO_3 dan sulfat. Pengendapan *scale* terjadi berdasarkan intensitas tinggi dari *water cut*, temperatur dan konsentrasi larutnya CO_2 pada fasa minyak dan air. *Scale* sulfat akan meningkat jika temperatur lingkungannya meningkat dan juga daya larut garam di air, dan jika *scale* CaCO_3 situasinya terbalik, daya larutnya menurun. Korelasi Oddo-Tomson digunakan untuk meneliti endapan *scale* ini. Korelasi ini telah dites di lapangan *Western Siberia* dengan hasil yang bagus. Keuntungan dari korelasi ini yaitu sebagai berikut: 1. Data input minimal, 2. Program korelasi yang sederhana, 3. Dapat digunakan untuk jenis *scale* kalsit dan sulfat.

Pengendapan *scale* yang diakibatkan dari tercampurnya air yang tidak terlarut seperti salah satu contohnya yaitu dengan *seawater* ke dalam fluida *Produced Water Re-Injection* (PWRI) yang digunakan untuk memelihara tekanan reservoir dan menyapu hidrokarbon menuju sumur produksi yang mana air dipisahkan dari fluida produksi di *surface facilities* dan diinjeksikan kembali ke formasi hidrokarbon yang berhubungan. Penggunaan air injeksi ini akan mengakibatkan pengendapan *scale* dimana *scale* CaCO_3 terbentuk oleh dirinya sendiri (dari sumber air produksi yang sama) dan *scale* sulfat timbul dari bercampurnya barium, stronsium dan kalsium yang terkandung dari air produksi dan kemudian bercampur dengan sulfat yang terkandung di dalam *seawater* (Jordan & Champion, 2018).

2.2 Scale

2.2.1. Definisi Scale

Scale adalah suatu problema yang sering dijumpai pada operasi lapangan minyak dan gas. *Scale* merupakan masalah produksi dalam sistem air formasi, karena *temperature*, perubahan tekanan dan pH sehingga dapat berpotensi menyebabkan endapan kristal atau padatan baik di reservoir dan di sepanjang pipa produksi maupun di permukaan peralatan minyak dan gas bumi (Pranondo & Agusandi, 2017).



Gambar 2. 1 Contoh scale (Pranondo & Agusandi, 2017)

Scale merupakan suatu endapan yang 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). *Scale* terjadi akibat keadaan larutan lewat jenuh, dalam keadaan larutan jenuh molekul akan membentuk inti kristal yang akan terlarut kembali menjadi ukuran lebih kecil daripada ukuran partikel kritis. Kristal yang terbentuk mempunyai muatan ion lebih rendah dan

cenderung untuk menggumpal sehingga scale dapat terbentuk (Suharso & Buhani, 2015).

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

2.2.2. Tahapan Pembentukan *Scale*

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

2.2.1.1. Tahap Nukleasi (Pembentukan Inti)

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

2.2.1.2. Tahapan 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 μ (ukuran koloid), kemudian akan tumbuh lagi hingga diameter 0,1 – 10 μ (kristal halus). Pada diameter 10 μ (kristal kasar) kristal akan mengendap.

2.2.1.3. Tahapan Pengendapan

Kecepatan pengendapan kristal dipengaruhi oleh ukuran dan berat jenis kristal yang lama-kelamaan akan membesar pada tahap sebelumnya. Selain itu,

proses pengendapan juga dipengaruhi oleh aliran fluida pembawa, dimana kristal akan mengendap apabila kecepatan pengendapan lebih besar dari kecepatan aliran fluida.

2.2.3. Jenis- Jenis Scale

Biasanya scale secara kimiawi diklasifikasikan sebagai tipe *carbonate* atau *sulphate*. Endapan mineral (*Scale*) yang biasa terjadi antara lain adalah CaSO_4 , BaSO_4 , dan CaCO_3 . Pembentukan *scale* akan bertambah dan menjadi lebih keras apabila *contact time* semakin lama. Turbulensi juga akan meningkatkan kecenderungan terbentuknya *scale*. Faktor yang mempengaruhi pembentukan *scale* antara lain adalah: tekanan, suhu, salinitas. Jumlah CO_2 yang terlarut dalam air sebanding dengan tekanan parsial CO_2 . Bila tekanan parsial CO_2 makin besar maka pH semakin kecil dan kelarutan CaCO_3 bertambah besar sehingga kecenderungan pembentukan *scale* semakin kecil. Pada suhu yang semakin besar maka kelarutan CaCO_3 akan berkurang.

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

Tabel 2. 1 Jenis-jenis Scale

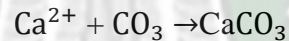
| Jenis <i>Scale</i> | Rumus Kimia | Faktor Penting yang Berpengaruh |
|--|---|---|
| <i>Calcium Carbonat (calcite)</i> | CaCO_3 | Tekanan, Temperatur, <i>total dissolve Salinity</i> |
| <i>Calcium sulfat</i> - <i>Gypsum</i> - <i>Hemihydrate</i> - <i>Anhydrite</i> | $\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$ $\text{CaSO}_4 \cdot \frac{1}{2}\text{H}_2\text{O}$ CaSO_4 | Tekanan, Temperatur, <i>total dissolve salinity</i> |

| | | |
|--|---|--|
| <i>Barium Sulfat (Barite)</i> | BaSO ₄ | Tekanan, Temperatur, <i>total dissolve salinity</i> |
| <i>Stronsium Sulfat (celestite)</i> | SrSO ₄ | |
| <i>Senyawa Besi</i> - <i>Ferro Carbonat</i> - <i>Ferro Sulfida</i> | FeCO ₃ FeS | Hasil korosi, <i>dissolve gas</i> , dan pH |
| - <i>Ferro Hydrixide</i> - <i>Ferro Oxide</i> | Fe(OH) ₂ Fe ₂ O ₃ | |

Sumber : (Moghadasi et. al., 2003; Nasiruddin & Lestari, 2015)

2.2.3.1. Scale Kalsium Karbonat (CaCO₃)

Scale ini terbentuk dari kombinasi ion *calcium* dan ion *carbonate* atau *bicarbonate*, sesuai dengan reaksi :



Pengujian pembentukan *scale* CaCO₃ telah dilakukan oleh (Mavredaki & Neville, 2014) yaitu fokus utama pengendapan CaCO₃ berlokasi pada permukaan baja *stainless* di *surface equipment*. Data dari permukaan disajikan bersama dengan temuan dari eksperimen *bulk phase*. Deposisi kalsium karbonat diperiksa pada berbagai kondisi dengan penekanan diberikan pada rasio *Saturation Ratio* (SR) yang berbeda. Hasilnya dibahas dalam korelasi dengan perhitungan teoritis berdasarkan pada perangkat lunak prediksi *scale* yaitu *Multiscale*. Data yang dikumpulkan untuk memahami tingkat rasio saturasi menjadi ancaman sehubungan dengan pembentukan *scale* di permukaan dengan langkah memprediksi waktu induksi kalsium karbonat pada permukaan, ketika input utama adalah rasio saturasi.

A. Efek CO₂

Ketika kadar CO₂ dalam larutan meningkat dan pH menurun, menghasilkan sedikit endapan (*precipitation*). Jumlah CO₂ yang larut dalam air, sebanding dengan tekanan parsial CO₂ dalam gas di atas air. Jika tekanan sistem atau persentasi CO₂ di dalam gas meningkat, maka kadar CO₂ di dalam larutan juga meningkat. Sebaliknya, jika ada penurunan tekanan dalam sistem, tekanan parsial CO₂ berkurang, CO₂ keluar dari larutan, dan pH air naik, maka *scale* CaCO₃ terbentuk (Exxon, 1998).

B. Efek Temperatur

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

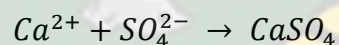
Kesimpulan

Adapun potensi terbentuknya *scale* CaCO₃ :

- a. Meningkat jika temperatur berkurang.
- b. Meningkat jika pH juga meningkat.
- c. Meningkat jika tekanan parsial CO₂ menurun.
- d. Meningkat jika TDS (*Total Dissolve Solid*) berkurang.

2.2.3.2. *Scale* Kalsium Sulfat

Scale kalsium Sulfat terbentuk dari reaksi ion *calcium* dan ion sulfat reaksinya sebagai berikut:



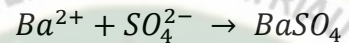
Pada lapangan minyak, kalsium sulfat mengendap terutama sebagai gipsum (CaSO₄ 2H₂O). Bentuk temperatur tinggi dari CaSO₄ dikenal sebagai anhidrat yang dapat mengendap pada kondisi tidak tentu. *Scale* gipsum lebih jarang ditemui dari pada kalsium karbonat karena gipsum lebih larut dari pada kalsium karbonat (Exxon, 1998). *Scale* kalsium sulfat dapat terbentuk karena adanya inkompatibilitas 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, Felipe, Miller, Ponnapati, & Loya, 2018).

Efek Temperatur

Larutan gypsum atau *calcium sulfat* akan meningkat dengan suhu di atas 38°C (100°F) (Exxon, 1998).

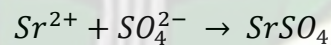
2.2.3.3. Scale Barium Sulfat

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



2.2.3.4. Scale Stronsium Sulfat

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



2.2.3.5. Senyawa Besi (Fe)

Ion besi dapat terjadi secara alami pada air produksi atau ditemukan sebagai hasil dari korosi. Air formasi biasanya terdiri dari besi yang berlevel rendah, terbilang 5 sampai 10 mg/l. Level tinggi secara normal disebabkan oleh korosi. Gas yang tidak terlarut seperti CO₂, H₂S atau O₂ berkontribusi terhadap korosi yang mengarah pada formasi dari berbagai senyawa besi. CO₂ bereaksi dengan besi membentuk FeCO₃ (Siderit). *Scale* ini bergantung pada sistem pH. pH di atas 7 *scale* kemungkinan terbentuk. Fe₂O₃.x H₂O praktis tidak larut di atas pH 4 sedangkan Fe(OH)₂ tetap larut bahkan pada pH 8.0. *Scale* besi juga dapat dibentuk oleh bakteri *gallionella ferruginea*. Bakteri ini mengambil Fe²⁺ dari air dan mengendapkan Fe³⁺ (Exxon, 1998).

2.3 Analisis Air Formasi

2.3.1. Definisi Air Formasi

Air formasi adalah air yang ikut terproduksi bersama-sama dengan minyak dan gas. Air ini biasanya mengandung bermacam-macam garam dan asam, terutama NaCl. Air formasi ini merupakan air yang mengandung kadar asam yang tinggi. Air formasi biasanya disebut dengan *oil field water* atau *connate water* atau *inertial water*.



Gambar 2.1 Sampel Air Formasi

Air formasi hampir selalu ditemukan di dalam reservoir hidrokarbon karena memang dengan adanya air ini ikut menentukan terakumulasinya hidrokarbon didalam suatu akumulasi minyak, air selalu menempati sebagian dari suatu reservoir, minimal 10% dan maksimal 100% dari keseluruhan pori. Air formasi selain berasal dari lapisan itu sendiri atau juga berasal dari air formasi dari lapisan lain yang masuk kedalam lapisan produktif.

2.3.2. Sifat Fisik Air Formasi

Air formasi hampir selalu dijumpai bersama dengan endapan minyak. Sering dijumpai dalam produksi suatu sumur minyak justru jumlah produksi air formasi lebih besar dari produksi minyak nya. Seperti pada gas dan minyak, maka sifat-sifat fisik air formasi meliputi : Densitas air, viskositas air, faktor volume formasi air, kompresibilitas, dan kelarutan gas dalam air formasi.

2.3.3. Komposisi Air Formasi

Air formasi memiliki berbagai macam ion yang terkandung di dalamnya. Ion-ion tersebut berupa kation (ion positif) dan anion (ion negatif) yang terlarut di dalam air formasi. Akibat adanya perubahan sifat geokimia reservoir, kation dan anion tersebut menjadi zat yang tidak terlarut dan mengendap di dalam media alirnya. Berikut

beberapa jenis kation dan anion yang terdapat di dalam air formasi (Suharso & Buhani, 2015)

2.3.3.1. Kation (Ion Positif)

A. Kalsium (Ca^{+2})

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

B. Magnesium (Mg^{+2})

Ion magnesium memiliki jumlah konsentrasi lebih kecil dari pada ion kalsium. Ion magnesium jika bereaksi dengan ion karbonat akan membentuk *scale* MgCO_3 dan jika bereaksi dengan sulfat akan membentuk *scale* MgSO_4

C. Besi (Fe^{+2})

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

Ion besi di formasi dapat berubah menjadi padatan berdasarkan kondisi reservoir seperti konsentrasi besi dan sulfat, temperatur, tekanan dan komposisi fluida (air, hidrokarbon dan garam). Jenis dari *scale* iron sulfida yang terbentuk yaitu kansite (Fe_9S_8), troilite (FeS), pyrrhotite (Fe_{1-x}S), mackinawite (Fe_{1+x}S), marcasite FeS_2 (S-tidak sempurna/*deficient*), pyrite FeS_2 (S atau Fe tidak sempurna).

D. Barium (Ba^{+2})

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

E. Natrium (Na^{+2})

Ion natrium tidak menimbulkan masalah yang berhubungan dengan pengendapan *scale* yang tidak dapat larut, kecuali pengendapan natrium klorida

(NaCl) yang bersifat mudah larut, yang biasanya terjadi pada air formasi dengan pH yang tinggi. Natrium juga merupakan komponen yang dominan dalam air.

F. Stronsium (Sr^{+2})

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

2.3.3.2. Anion (Ion Negatif)

A. Klorida (Cl^-)

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

B. Karbonat (CO_3^{-2}) dan Bikarbonat (HCO_3^{-})

Mineral *geochemical* karbonat terbentuk dari hasil reduksi tekanan, peningkatan temperatur, dan atau terlepasnya hidrokarbon *water-soluble* seperti CO_2 dan H_2S . Penurunan tekanan yang sangat tinggi terjadi di dalam atau di sekitar sumur produksi, dan bagaimanapun *scale* karbonat biasanya diamati di sumur produksi dan *surface facilities*. Antara tipe yang berbeda dari *scale* karbonat, kalsium karbonat sejauh ini masih menjadi hal biasa dari *scale* karbonat. Tambahan, *scale* karbonat tidak memiliki permasalahan dibandingkan dengan *scale* sulfat karena dapat dibersihkan dengan *acid treatment* (Abouie et al., 2017).

C. Sulfat (SO_4^{-2})

Pengalaman di lapangan telah membuktikan bahwa *scale* sulfat memiliki risiko terbesar mengendap di sekitar sumur-sumur produksi. Jika untuk beberapa alasan, campuran air yang tidak terlarut terjadi di dalam *wellbore*. Kandungan ion sulfat dapat menjadi masalah jika bereaksi dengan ion kalsium, barium ataupun stronsium. Reaksi dari ion-ion tersebut akan membentuk endapan *scale* yang bersifat tidak larut. Selain itu ion sulfat juga merupakan sumber makanan untuk jenis bakteri tertentu.

2.4 Pipa Produksi

Pipa Produksi adalah sebuah pipa tegak lurus berada didalam sumur produksi yang dipasang setelah dilakukan pemasangan kepala sumur yang bertujuan untuk mengalirkan fluida dari dasar sumur untuk menuju ke permukaan (Yudha Widaputra, Maulana Yusuf.,2015)

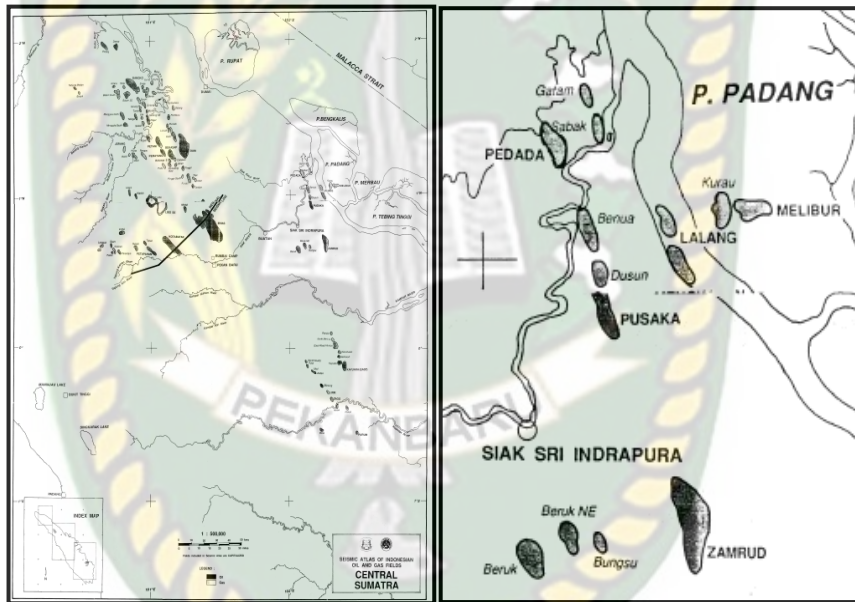
Fungsi dari pipa produksi adalah untuk mengalirkan kandungan minyak dan gas bumi ke permukaan. Jika ukuran pipa produksi yang digunakan tidak efisien maka akan timbul dampak negatif. Jika ukuran *Tubing* terlalu besar maka pipa produksi akan lebih cepat rusak akibat timbulnya masalah korosi dan kepasiran. Tetapi jika ukuran *Tubing* terlalu kecil maka akan mempercepat terjadinya kerusakan formasi pada sumur produksi. Dalam mengevaluasi penggunaan ukuran pipa produksi yang tepat harus menggunakan analisa kurva Inflow Performance Relationship, kurva pressure traverse dan analisa sistem nodal.

BAB III METODOLOGI PENELITIAN

3.1. Gambaran Umum Lapangan

3.1.1. Sejarah Lapangan X

Lapangan X 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 X sudah memasuki tahap perolehan kedua (*secondary recovery*) menggunakan injeksi air (*waterflood*) sejak tahun 1998. Lokasi lapangan dapat dilihat pada gambar di bawah ini :



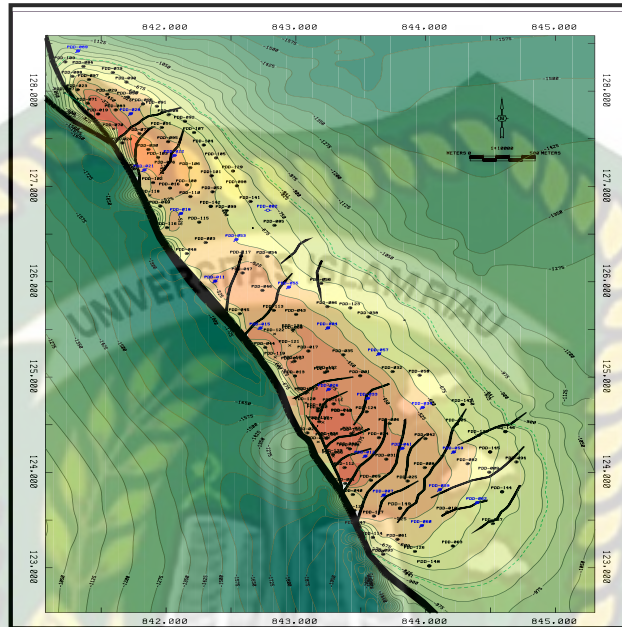
Gambar 3. 1 Gambar Umum Lapangan

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

Saat ini lapangan X memiliki 157 sumur yang terdiri dari 20 sumur injeksi dan 137 sumur produksi. Cadangan Minyak (*Original Oil In Place*) pada lapangan X sebesar 101.4 MMSTB dengan *recovery factor* 47,78 % yang mana total produksi

lapangan X adalah 52799 BFPD pada tahun 2019. Total produksi hidrokarbon sebesar 2580 BOPD dan *water* sebesar 50219 BWPD

3.1.2. Peta Lokasi Sumur Lapangan X



Gambar 3. 2 Gambar Peta Lokasi Sumur Lapangan X

3.2. Susunan Penelitian

Penelitian terhadap kecenderungan laju pertumbuhan *scale* yang dapat terjadi di pipa produkis dapat dilakukan melalui empat tahapan berikut ini:

1. Investigasi data-data produksi
2. Sampling air formasi dari fasilitas permukaan yang dipasang *scale coupon* yang telah diletakkan di *Gas Inlet Boot* dan *Water Cleaning Plant (WCP)* akibat pembentukan *scale*.
3. Analisa air formasi dengan uji Laboratorium pada *pipe line*
4. Melakukan perhitungan *Scaling Index (SI)* dengan menggunakan metode *Stiff-Davis* dan *Metode Skillman, McDonald, Davis*

3.3. Prediksi Scale

3.3.1. Metode Stiff & Davis

Indeks *Stiff-Davis Stability* sehubungan dengan batas *Total Dissolved Solids* (TDS), *Stiff-Davis Index* dapat digunakan untuk $TDS > 400 \text{ mg/l}$. 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.

$$SI = pH - (K - pCa - pAlk) \dots\dots\dots (1.1)$$

Keterangan :

SI = stability index

pH = pH air sebenarnya

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

pCa = negatif logaritma dari konsentrasi Ca^{2+}

pAlk = negatif logaritma dari konsentrasi total *alkalinity*

3.3.2. Metode Skillman, McDonald, dan Davis

Metode perkiraan pembentukan *scale* CaSO_4 dikembangkan oleh Skillman, McDonald dan Stiff, yang berlaku sampai temperatur 80°C . Metode ini menentukan kelarutan CaSO_4 (gypsum) dan BaSO_4 dengan persamaan sebagai berikut :

$$S = 1000 [(X^2 + 4Ksp)^{0.5} - X] \dots\dots\dots (1.2)$$

Keterangan :

S = Kelarutan dari gypsum atau BaSO_4 (meq/l)

Ksp = Konstanta kelarutan

X = Selisih Konsentrasi dari Ca^{2+} dan SO_4^{2-} atau Ba^{2+} dan SO_4^{2-}

menghitung kecenderungan pembentukan *scale* dengan menentukan Is (*ionic strenght*) dengan ketentuan sebagai berikut

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

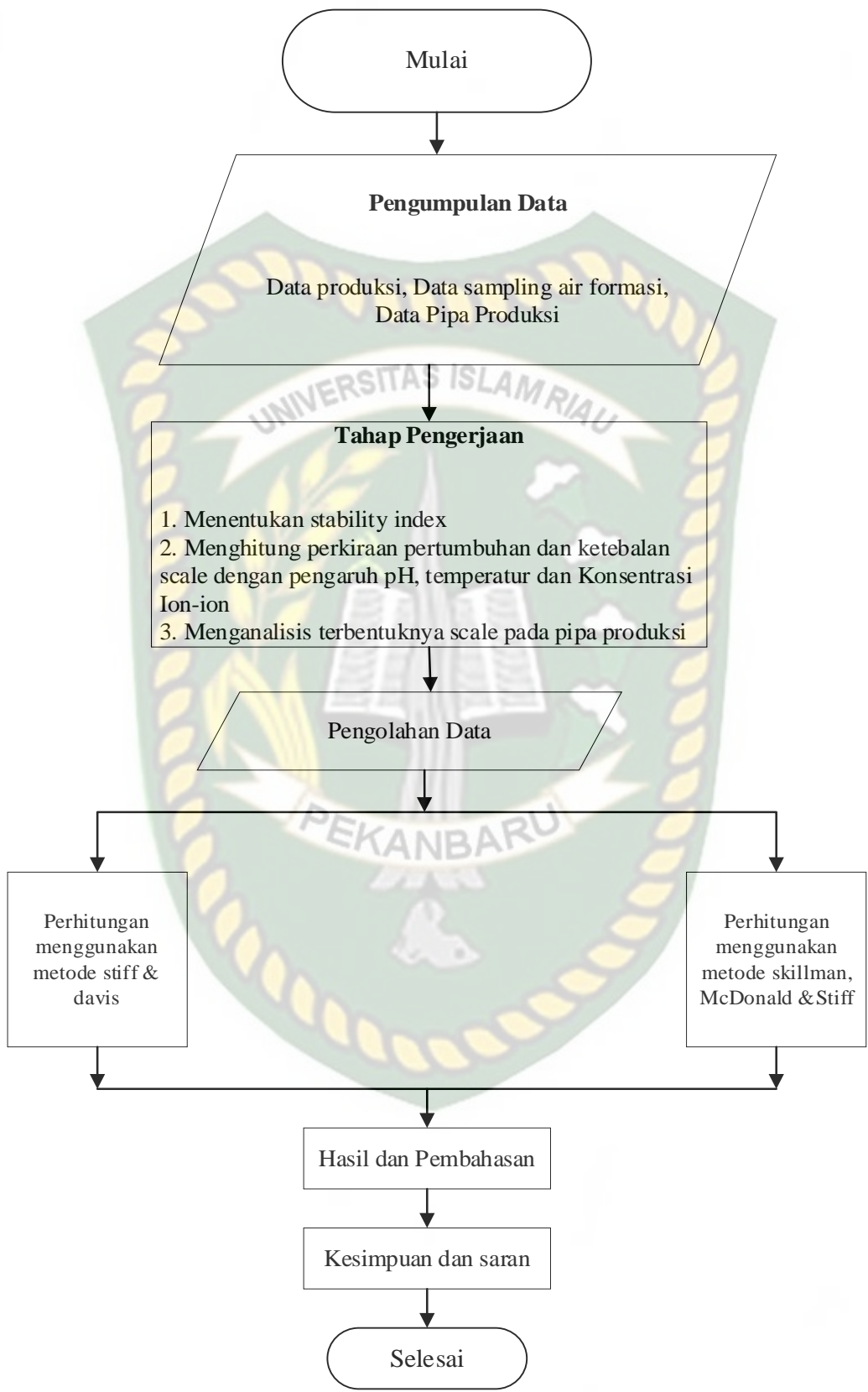
- Jika SI bernilai 0 (nol), menandakan air berada di titik jenuh dan *scale* tidak terbentuk.
- Jika SI bernilai positif (+), maka air berada di atas nilai kejenuhan dan mengindikasikan terbentuknya *scale*.



3.4. Jadwal Penelitian

| Deskripsi Kegiatan | Oktober 2020 | | | November- Desember 2020 | | | | Januari- Februari 2020 |
|--|-----------------|---|---|-------------------------------|---|---|---|------------------------------|
| | 2 | 3 | 4 | 1 | 2 | 3 | 4 | 1 |
| Studi Literatur | | | | | | | | |
| Menentukan <i>stability index scale</i> menggunakan metode Stiff & Davis dan Skillman, Mcdonald & Stiff. | | | | | | | | |
| Menganalisis <i>scaling tendency</i> dan <i>massa solid</i> terhadap pertumbuhan <i>scale</i> dengan pengaruh temperature yang berbeda | | | | | | | | |
| Menghitung pertumbuhan dan ketebalan <i>scale</i> yang terbentuk dengan menggunakan cara manual (rumus). | | | | | | | | |
| Menganalisis hasil perhitungan | | | | | | | | |
| Laporan Tugas Akhir | | | | | | | | |

3.5. Flowchart



BAB IV

HASIL DAN PEMBAHASAN

Penelitian ini membahas tentang perkiraan pertumbuhan *scale* yang terjadi pada Lapangan X dimana pada lapangan X tersebut mengandung minyak terbesar kedua di Blok CPP yang dioperasikan oleh BOB PT BSP-Pertamina Hulu. Lapangan yang diteliti memiliki permasalahan *scale* pada pipa produksi yang disebabkan oleh Temperatur, *total dissolve Salinity* dan pH. Permasalahan yang akan dibahas yaitu untuk meneliti pertumbuhan *scale* dan pengaruh pH, tekanan, temperatur dan *total dissolve Salinity* pada pembentukan dan ketebalan *scale*.

4.1. Water Analysis

Menurut Sari, (2011) analisis air formasi bertujuan untuk mengetahui kandungan kation dan anion yang terlarut di air formasi didalam proses produksi. Ada beberapa alat dan prosedur percobaan yang digunakan dalam mengetahui nilai-nilai dari kation serta anion. Berikut alat yang digunakan dalam analisis air formasi:

1. Multi-parameter

Alat ini dapat mengukur pH, Conductivity, Salinity dan TDS. Pengoperasian yang mudah baik kegunaan lapangan yang unggul maupun di laboratorium.



Gambar 4. 1. Multi-Parameter (BOB PT. BSP-Pertamina Hulu File, 2020)

2. Spectrophotometer

Alat ini digunakan untuk mengukur nilai dari setiap unsur yang terkandung pada air formasi. Metode analisis nya didasarkan pada besarnya nilai *absorpsi* (penyerapan) suatu zat terhadap radiasi sinar elektromagnetik. Dimana sinar tersebut akan diserap atau diteruskan dan dibaca dengan satuan detector.



Gambar 4. 2. Spectrophotometer (BOB PT. BSP-Pertamina Hulu File, 2020)

Karakteristik air formasi yang perlu diketahui yaitu komposisi kimia serta sifat fisik dari air formasi tersebut. Air formasi juga mengandung padatan yang berbentuk suspensi serta gas terlarut. Analisis terhadap air formasi dilakukan dengan analisa kuantitatif, yang digunakan untuk mengetahui besarnya kandungan masing-masing komponen dalam air. Dari hasil pengujian yang dilakukan di laboratorium dengan dilakukannya analisis air formasi pada 1 titik yaitu di *Pipe line* pada 2 Sumur Produksi dapat dilihat dari tabel 4.1 dimana memperlihatkan kandungan dari setiap unsur yang terlarut pada tiap-tiap sampel.

Tabel 4. 1. Analisis Air Formasi

| Parameter | DUSUN # 4 | BENUA # 22 | PEDADA #25 |
|--------------------------------------|-----------|------------|------------|
| Ph | 7.64 | 7,29 | 8.02 |
| Temperature °C | 75 | 64 | 75 |
| Conductivity (mS/cm) | 7,89 | 8,62 | 4.39 |
| Total Dissolved Solid (mg/L) | 4.230 | 4,650 | 2.290 |
| Salinity (mg/L) | 4,300 | 4,400 | 2.300 |
| SO ₄ ²⁺ (mg/L) | 1 | 15 | 7 |
| Cl ⁻ (mg/L) | 2399.26 | 2499.23 | 299.91 |
| Mg ²⁺ (mg/L) | 10.34 | 17.96 | 18.70 |
| Ca ²⁺ (mg/L) | 18.18 | 32.32 | 54.54 |
| CO ₃ ²⁻ (mg/L) | 60.48 | 90.72 | 221.76 |
| HCO ₃ ⁻ (mg/L) | 1108.8 | 1159.2 | 750.96 |
| Na (mg/L) | 1933.30 | 1993.17 | 382.85 |
| NaCl (mg/L) | 1649,49 | 1649,49 | 1649,49 |

Dari hasil analisis air pada tabel 4.1 dapat dilihat adanya kandungan ion kalsium (Ca) dengan kandungan ion bikarbonat (HCO₃⁻) yang cenderung akan terjadinya reaksi kimia pembentukan *scale* jenis kalsium karbonat (CaCO₃), dengan reaksi kimia sebagai berikut:



Dari hasil analisis air tersebut dapat dilihat tidak adanya konsentrasi dari ion-ion pembentuk *scale* jenis lainya, yaitu ion-ion seperti barium (Ba²⁺), strontium (Sr²⁺), dan besi (Fe²⁺). Dengan demikian pula penulis menggunakan metode *Stiff-Davis* dan metode *Skillman McDonald & Stiff* untuk dapat menghitung *stability index* sebagai metode penentuan kecenderungan terbentuknya *scale* pada penelitian kali ini. Metode ini lebih memperlihatkan kandungan ion selain ion Ca dan ion CO₃, selain metode *Stiff-Davis* dan metode *Skillman McDonald & Stiff* sudah

mewakilidari keadaan lapangan yang diteliti karna tidak adanya *scale* yang terbentuk selain *scale* kalsium karbonat.

4.2. Perhitungan Pembentukan Scale

Perhitungan kecenderungan terbentuknya scale pada sampel air formasi menggunakan metode Stiff dan Davis untuk scale *Calcium Carbonate* (CaCO_3) serta metode Skillman, McDonald dan Davis untuk scale *Calcium Sulfate* (CaSO_4).

4.2.1. Perhitungan dengan Menggunakan Metode Stiff & Davis

Metode ini menggunakan parameter *ionic strength* sebagai koreksi untuk menentukan harga K pada temperatur tertentu. Untuk mengetahui parameter *ionic strength*, kandungan ion-ion yang terdapat di air formasi dikalikan dengan faktor konversi.

Tabel 4. 2. Kandungan Ion-Ion Air Formasi Sample Dusun # 4

| Ion | Konsentrasi (mg/L) | Faktor Konversi | Ionic Strength |
|----------------------|--------------------|----------------------|----------------|
| Na^+ | 1933.30 | 2.2×10^{-5} | 0.0425326 |
| Ca^{2+} | 18.18 | 5.0×10^{-5} | 0.000909 |
| Cl^- | 2399.26 | 1.4×10^{-5} | 0.03358964 |
| SO_4^{2+} | 1 | 2.1×10^{-5} | 0.000021 |
| HCO_3^- | 1108.8 | 3.3×10^{-5} | 0.0365904 |
| Total Ionic Strength | | | 0.11364264 |

Tabel 4. 3. Kandungan Ion-Ion Air Formasi Benua # 22

| Ion | Konsentrasi (mg/L) | Faktor Konversi | Ionic Strength |
|----------------------|--------------------|----------------------|----------------|
| Na^+ | 1993.17 | 2.2×10^{-5} | 0.04384976 |
| Ca^{2+} | 32.32 | 5.0×10^{-5} | 0.001616 |
| Cl^- | 2499.23 | 1.4×10^{-5} | 0.03498922 |
| SO_4^{2+} | 15 | 2.1×10^{-5} | 0.000315 |
| HCO_3^- | 1159.2 | 3.3×10^{-5} | 0.0382536 |
| Total Ionic Strength | | | 0.11902356 |

Tabel 4. 4. Kandungan Ion-Ion Air Formasi Pedada # 25

| Ion | Konsentrasi (mg/L) | Faktor Konversi | Ionic Strength |
|-------------------------------|--------------------|----------------------|----------------|
| Na ⁺ | 382.85 | 2.2×10^{-5} | 0.00084227 |
| Ca ²⁺ | 54.54 | 5.0×10^{-5} | 0.002727 |
| Cl ⁻ | 299.91 | 1.4×10^{-5} | 0.00419874 |
| SO ₄ ²⁺ | 7 | 2.1×10^{-5} | 0.000147 |
| HCO ₃ ⁻ | 750.96 | 3.3×10^{-5} | 0.02478168 |
| Total Ionic Strength | | | 0.030247878 |

Setelah ditentukan nilai total ionic strength, maka di cari harga K dari grafik korelasi antara ionic strength dengan temperature. Temperature yang digunakan adalah 75°C .64 °C dan 75°C. Temperature di gunakan untuk mengetahui pengaruh perubahan suhu terhadap pembentukan scale pada sampel air formasi. Perhitungan stability index memakai data dalam bentuk ppm. Berikut ini adalah perhitungan stability index pada sampel air formasi Sampel Dusun # 4,Sampel Benua # 22 dan Pedada #25 :

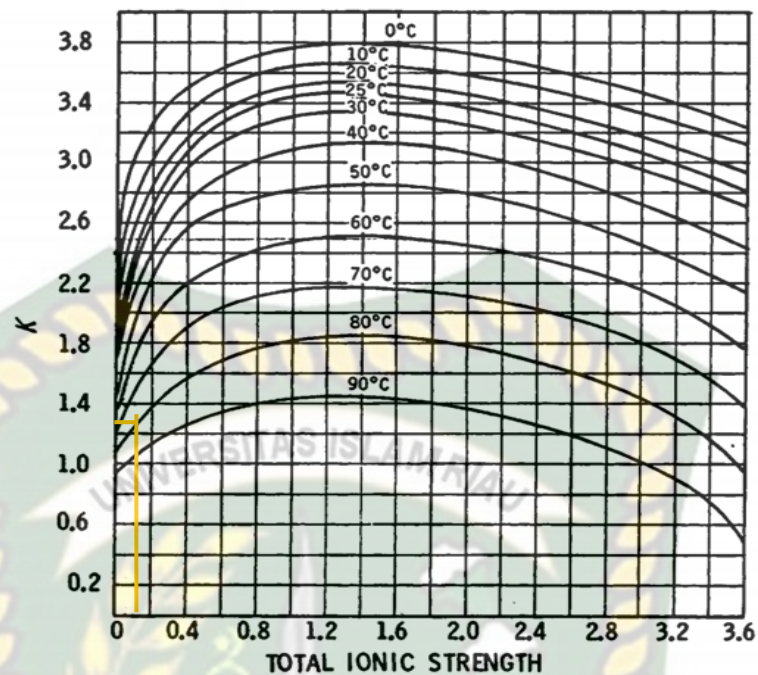
A. Sampel Dusun # 4

$$\text{Ph} = 7.64$$

$$\text{Ca}^{2+} = 18.18 \text{ mg/L}$$

$$\text{HCO}_3^- = 1108.8 \text{ mg/L}$$

$$\text{Ionic Strenght} = 0.11364264$$



Gambar 4. 3 Total Ionic Strength Dusun#4

Dari gambar di atas mengenai grafik hubungan antara ionic strength vs K, maka diperoleh nilai K pada suhu 75°C. adalah sebesar 1.2. Perhitungan untuk menentukan negatif logaritma dari konsentrasi Ca (pCa) menggunakan persamaan (dan untuk menentukan negatif logaritma dari konsentrasi total alkalinity (pAlk) juga menggunakan persamaan.

Maka dapat dihitung sabagai berikut :

$$pCa = 4,5977 - 0,4337 \log [Ca^{2+}]$$

$$= 4,5977 - 0,4337 \log [18.18]$$

$$= 3.339$$

$$pAlk = 4,8139 - 0,4375 \log [HCO_3^-]$$

$$= 4,8139 - 0,4375 \log [1108.8]$$

$$= 1.746$$

$$SI = pH_w - K - pCa - pAlk$$

$$= 7.64 - (1.2 - 3.339 - 1.746)$$

= 11.525 SI positif,

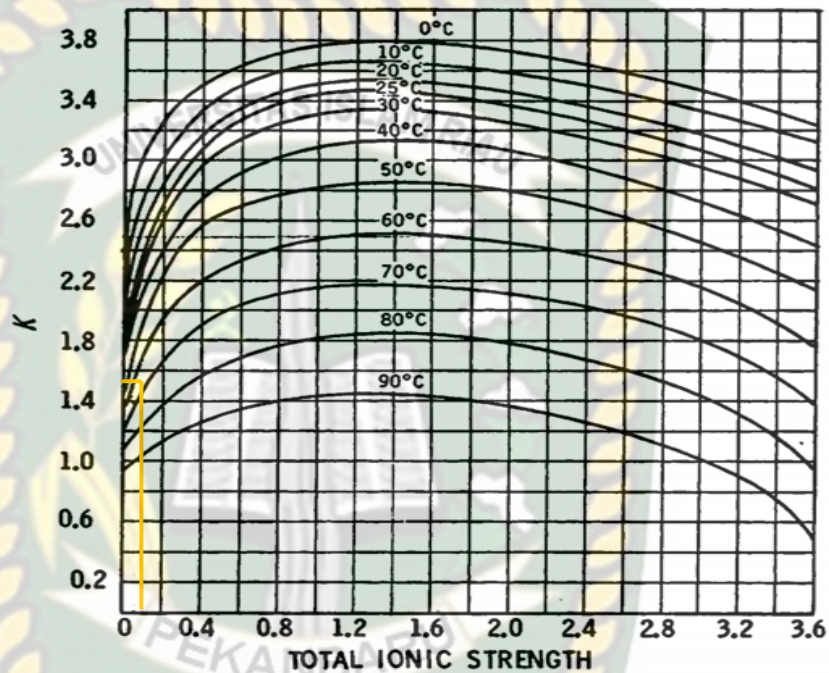
B. Sampel Benua # 22

Ph = 7.29

Ca²⁺ = 32.32 mg/L

HCO₃⁻ = 1159.2 mg/L

Ionic Strenght =0.11902356



Gambar 4. 4. Total Ionic Strength Benua#22

Dari gambar di atas mengenai grafik hubungan antara ionic strength vs K, maka diperoleh nilai K pada suhu 64°C. adalah sebesar 1.5. Perhitungan untuk menentukan negatif logaritma dari konsentrasi Ca (pCa) menggunakan persamaan (dan untuk menentukan negatif logaritma dari konsentrasi total alkalinity (pAlk) juga menggunakan persamaan.

Maka dapat dihitung sabagai berikut :

$$pCa = 4,5977 - 0,4337 \text{ Ion } [Ca^{2+}]$$

$$= 4,5977 - 0,4337 \text{ Ion } [32.32]$$

$$= 3.090$$

$$pAlk = 4,8139 - 0,4375 \text{ Ion } [HCO_3^-]$$

$$= 4,8139 - 0,4375 \text{ Ion [1159.2]}$$

$$= 1.727$$

$$\text{SI} = \text{pH}_w - K - \text{pCa} - \text{pAlk}$$

$$= 7.29 - (1.5 - 2,416 - 2,72)$$

$$= 10.926 \quad \text{SI positif,}$$

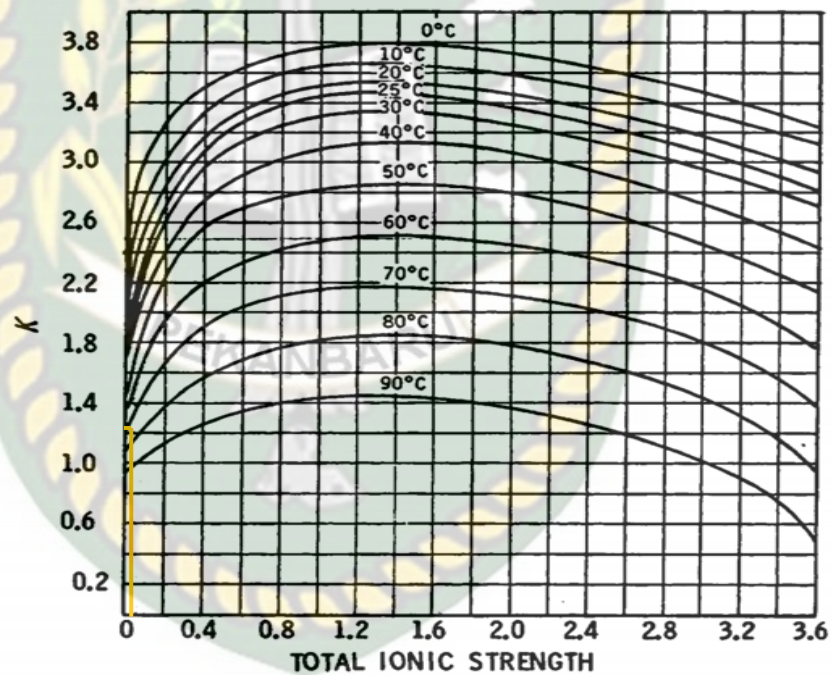
C. Sampel Pedada # 25

$$\text{Ph} = 8.02$$

$$\text{Ca}^{2+} = 54.54 \text{ mg/L}$$

$$\text{HCO}_3^- = 750.96 \text{ mg/L}$$

$$\text{Ionic Strenght} = 0.030247878$$



Gambar 4. 5. Total Ionic Strength Pedada 25

Dari gambar di atas mengenai grafik hubungan antara ionic strength vs K, maka diperoleh nilai K pada suhu 75°C. adalah sebesar 1.4. Perhitungan untuk menentukan negatif logaritma dari konsentrasi Ca (pCa) menggunakan persamaan (dan untuk menentukan negatif logaritma dari konsentrasi total alkalinity (pAlk) juga menggunakan persamaan.

Maka dapat dihitung sabagai berikut :

$$\begin{aligned} \text{pCa} &= 4,5977 - 0,4337 \text{ Ion } [\text{Ca}^{2+}] \\ &= 4,5977 - 0,4337 \text{ Ion } [54.54] \\ &= 2.863 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{pAlk} &= 4,8139 - 0,4375 \text{ Ion } [\text{HCO}_3^-] \\ &= 4,8139 - 0,4375 \text{ Ion } [750.96] \\ &= 1.917 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{SI} &= \text{pHw} - K - \text{pCa} - \text{pAlk} \\ &= 8.02 - (1.4 - 2.863 - 1.917) \\ &= 11 \text{ SI positif,} \end{aligned}$$

Hasil dari perhitungan harga stability index (SI) dengan metode Stiff dan Davis untuk masing-masing sampel air formasi pada temperatur 75°C, 64°C, dan 75°C. Dapat dilihat pada tabel. Untuk perhitungan sampel air formasi Dusun #4, Benua #22 dan Pedada #25 dapat dilihat pada lampiran table dibawah ini.

Tabel 4. 5. Hasil dari Perhitungan Harga Stability Index (SI)

| Temperature °C | Ph | Stability Index | | |
|----------------|------|-----------------|-----------|------------|
| | | Dusun #4 | Benua #22 | Pedada #25 |
| 75 °C | 7.64 | 11.525 | | |
| 64 °C | 7.29 | | 10.926 | |
| 75 °C | 8.02 | | | 11 |

Pada tabel diatas menunjukkan bahwa adanya indikasi terbentuknya *scale* CaCO₃ di *pipe line* Dusun #4, *pipe line* Benua #22 dan *pipe line* Pedada #25 dengan nilai *saturation index* (SI) sebesar 11.525,10.926 dan 11 . Dengan SI

bernilai positif (+), maka air berada di atas nilai kejenuhan dan mengindikasikan terbentuknya *scale* dengan level resiko pengendapan yang besar.

Pada perhitungan stability index (SI) dengan metode Stiff dan Davis pada table di atas dapat diketahui juga jika semakin tinggi temperatur maka pembentukan *scale* Calcium Carbonate (CaCO_3) akan semakin besar. Adapun pH air pada sampel air formasi juga mempengaruhi terbentuknya *scale*. Semakin tinggi harga pH maka kecenderungan terbentuknya *scale* Calcium Carbonate (CaCO_3) sangatlah besar, terlihat pada sampel air formasi yang pH nya di angka 7.64, 7.29 dan 8.02.

4.2.2. Perhitungan dengan Menggunakan Metode Skillman, McDonald dan Stiff

Metode perkiraan pembentukan *scale Calcium Sulfate* (CaSO_4) dikembangkan oleh Skillman, McDonald dan Stiff, yang berlaku sampai temperature 80°C . Perhitungan dengan metode ini ditentukan dengan perbandingan antara nilai kelarutan gypsum (S) dengan nilai kelarutan dari CaSO_4 yang sebenarnya (S'). Berikut ini adalah hasil perhitungan air formasi sampel Dusun #4 dan Benua #22 dengan metode Skillman, McDonald, & Stiff :

A. Sampel Dusun # 4

1. $[\text{Ca}^{2+}] = 18.18 \text{ mg/L (7,678 meq/l)}$
 $= 18.18 \text{ mg/L} \times 5,0 \times 10^{-5}$
 $= 0.909 \times 10^{-3} \text{ mole/}$
2. $[\text{SO}_4^{2+}] = 1 \text{ mg/L (69,341 meq/l)}$
 $= 1 \text{ mg/L} \times 2,1 \times 10^{-5}$
 $= 0.21 \times 10^{-3} \text{ mole/l}$
3. Ionic Strength = 0.11364264
4. $K_{sp} = 3.0 \times 10^{-4}$
5. $X = [\text{Ca}^{2+}] - [\text{SO}_4^{2+}]$
 $= [0.909 \times 10^{-3}] - [0.21 \times 10^{-3}] \text{ mol}$

$$= 0.888 \times 10^{-3}$$

$$\begin{aligned} 6. S &= 1000 \times [(X^2 + 4 K_{sp})^{0.5} - X] \\ &= 1000 \times [((0.888 \times 10^{-3})^2 + 4 (3.0 \times 10^{-4}))^{0.5} - (0.888 \times 10^{-3})] \\ &= 33.764395934 \text{ meq/l} \end{aligned}$$

B. Sampel Benua # 22

$$\begin{aligned} 1. [Ca^{2+}] &= 32.32 \text{ mg/L (7,678 meq/l)} \\ &= 32.32 \text{ mg/L} \times 5,0 \times 10^{-5} \\ &= 1.616 \times 10^{-3} \text{ mole/l} \\ 2. [SO_4^{2+}] &= 1 \text{ mg/L (69,341 meq/l)} \\ &= 1 \text{ mg/L} \times 2,1 \times 10^{-5} \\ &= 0.315 \times 10^{-3} \text{ mole/l} \\ 3. \text{ Ionic Strength} &= 0.11902356 \\ 4. K_{sp} &= 3.4 \times 10^{-4} \\ 5. X &= [Ca^{2+}] - [SO_4^{2+}] \\ &= [1.616 \times 10^{-3}] - [0.315 \times 10^{-3}] \text{ mol} \\ &= 1.301 \times 10^{-3} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} 6. S &= 1000 \times [(X^2 + 4 K_{sp})^{0.5} - X] \\ &= 1000 \times [((1.301 \times 10^{-3})^2 + 4 (3.4 \times 10^{-4}))^{0.5} - (1.301 \times 10^{-3})] \\ &= 35.600119238 \text{ meq/l} \end{aligned}$$

C. Sampel Pedada # 25

$$\begin{aligned}
 1. \quad [\text{Ca}^{2+}] &= 54.54 \text{ mg/L (7,678 meq/l)} \\
 &= 54.54 \text{ mg/L} \times 5,0 \times 10^{-5} \\
 &= 2.727 \times 10^{-3} \text{ mole/l}
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 2. \quad [\text{SO}_4^{2+}] &= 7 \text{ mg/L (69,341 meq/l)} \\
 &= 7 \text{ mg/L} \times 2,1 \times 10^{-5} \\
 &= 0.147 \times 10^{-3} \text{ mole/l}
 \end{aligned}$$

$$3. \quad \text{Ionic Strength} = 0.030247878$$

$$4. \quad K_{sp} = 2.4 \times 10^{-4}$$

$$\begin{aligned}
 5. \quad X &= [\text{Ca}^{2+}] - [\text{SO}_4^{2+}] \\
 &= [2.727 \times 10^{-3}] - [0.147 \times 10^{-3}] \text{ mol} \\
 &= 2.58 \times 10^{-3}
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 6. \quad S &= 1000 \times [(X^2 + 4 K_{sp})^{0.5} - X] \\
 &= 1000 \times [((2.58 \times 10^{-3})^2 + 4 (2.4 \times 10^{-4}))^{0.5} - (2.58 \times 10^{-3})] \\
 &= 28.511098405 \text{ meq/l}
 \end{aligned}$$

Dengan perhitungan yang sama pada masing-masing sampel air formasi di dapatkan hasil dari perhitungan harga kelarutan gypsum (S) dengan metode Skillman, McDonald dan Stiff dapat dilihat pada tabel di bawah ini. Untuk perhitungan sampel air formasi pipe line Dusun # 4, Benua # 22 dan Pedada # 25 dapat dilihat pada lampiran sebagai berikut :

Tabel 4. 6. Hasil dari Perhitungan Harga Kelarutan Gypsum (S)

| Sampel | Nilai S (meq/l) | Nilai Ca ²⁺ (meq/l) | Nilai SO ₄ ²⁺ (meq/l) |
|------------|-----------------|--------------------------------|---|
| Dusun # 4 | 33.764395934 | 0.909 | 0.888 |
| Benua # 22 | 35.600119238 | 1.616 | 0.315 |
| Pedada #25 | 28.511098405 | 2.727 | 0.147 |

Berdasarkan hasil perhitungan yang didapat nilai kelarutan gypsum (S) pada setiap sampel air formasi lebih besar di dibandingkan dengan nilai konsentrasi ion Ca²⁺ dan SO₄²⁺ (S'). Hal ini menunjukkan bahwa air tidak jenuh dengan CaSO₄ , maka scale Calcium Sulfate (CaSO₄) tidak mungkin terbentuk.

4.3. Analisis Pengaruh pH, Temperatur, Dan Konsentrasi Ion-Ion Hasil Perhitungan Dengan Menggunakan Metode Stiff & Davis Dan Metode Skillman, Mcdanold Dan Stiff

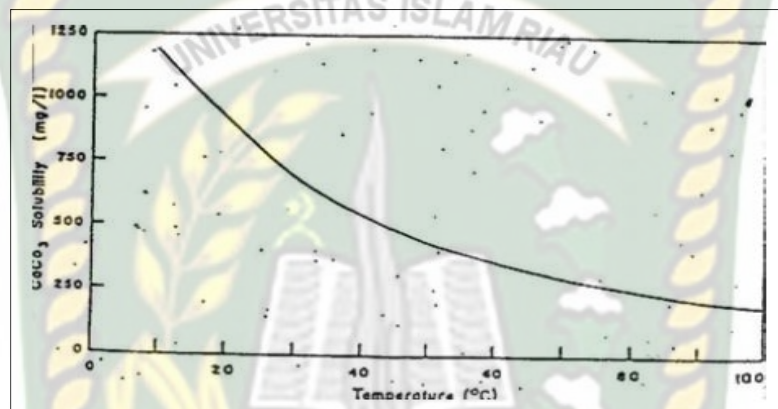
1. pH

Hasil dari perhitungan dengan menggunakan Metode Stiff & Davis dan Metode Skillman,McDanold dan Stiff dengan pH sebesar 7.64 pada Dusun # 4 menunjukkan nilai *scale index* sebesar 11.525, Pada Benua # 22 dengan pH sebesar 7,29 menunjukkan nilai *scale index* sebesar 10.926 dan Pada Pedada # 25 dengan pH sebesar 8,02 menunjukkan nilai *scale index* sebesar 11 . Ini menunjukkan bahwa semakin tinggi pH maka akan semakin besar kemungkinan *scale* CaCO₃ yang akan terbentuk. Dengan adanya sejumlah CO₂ didalam air akan memberikan pengaruh pH pada air tersebut dan daya larut dari *scale* CaCO₃. Semakin bertambahnya CO₂ di dalam air, maka air akan bersifat semakin asam atau pH air akan turun. Sebaliknya, jika gas CO₂ terlepas dari air maka pH air akan semakin besar(Sundjono & Saefudin, 2018)

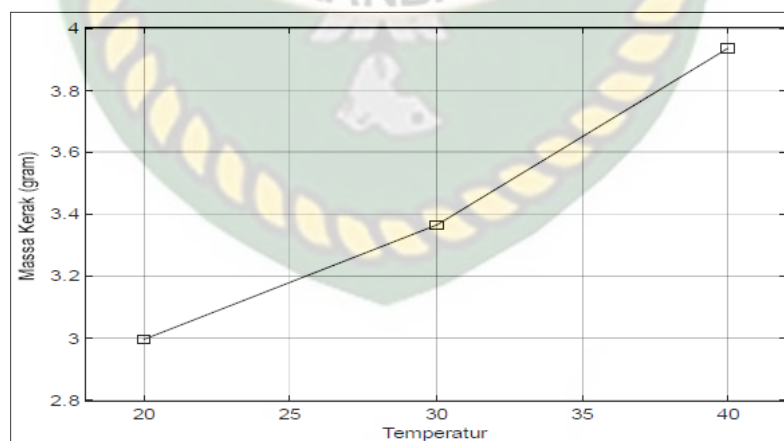
2. Temperatur

Hasil dari perhitungan dengan menggunakan Metode Stiff & Davis dan Metode Skillman,McDanold dan Stiff pada *pipe line* Dusun #4 dengan temeperatur

sebesar 75°C menunjukkan nilai *scale index* sebesar 11.52, Kemudian pada *Pipe line* Benua #22 dengan temperatur sebesar 64°C menunjukkan nilai *scale index* sebesar 10.926 dan pada *Pipe line* Pedada #25 dengan temperatur sebesar 75°C menunjukkan nilai *scale index* sebesar 11. Ini menunjukkan bahwa semakin tinggi temperatur maka kelarutan dari *scale* CaCO_3 itu menurun karena adanya penguapan, jadi daya larut *scale* menurun di temperatur tinggi. Karena daya larutnya menurun, maka kemampuan *scale* CaCO_3 untuk larut akan kecil, sehingga terbentuklah *scale* CaCO_3 di temperatur tinggi.



Gambar 4. 6. Pengaruh Temperatur Terhadap Kelarutan CaCO_3 (Syahri & Sugiarto, 2008)



Gambar 4. 7. Diagram Hubungan Massa Scale Terhadap Temperatur (Mangestiyono, 2015)

Berdasarkan (Gambar 4.6) terlihat hubungan antara temperatur dan pertumbuhan massa *scale*, dimana untuk temperatur yang semakin tinggi maka

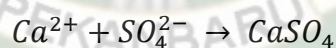
massa *scale* yang akan terbentuk akan lebih besar, sesuai dengan hasil yang didapatkan bahwa pada *pipe line* Dusun #4 dengan temperatur sebesar 75°C menunjukkan nilai *scale index* sebesar 11.525 kemudian pada *Pipe line* Benua #22 dengan temperatur sebesar 64°C menunjukkan nilai *scale index* sebesar 10.926 dan pada *Pipe line* Pedada #25 dengan temperatur sebesar 75°C menunjukkan nilai *scale index* sebesar 11 nilai *scale index* berbanding lurus dengan massa *scale* yang akan terbentuk, semakin tinggi temperatur maka kecenderungan akan terbentuknya *scale* akan semakin besar.

3. Konsentrasi Ion-ion

Hasil dari analisis air di laboratorium menunjukkan adanya kandungan yang mampu membentuk *scale*, dilihat dari hasilnya terdapat kandungan kalsium (Ca^{2+}) dan kandungan bikarbonat (HCO_3^-). Dengan adanya 2 kandungan ion tersebut di dalam air, maka kedua ion tersebut dapat berasosiasi, dimana akan terjadi reaksi:



Sedangkan *Scale* kalsium Sulfat terbentuk dari reaksi ion *calcium* dan ion sulfat reaksinya sebagai berikut:



Scale kalsium sulfat dapat terbentuk karena adanya inkompatibilitas 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, Felipe, Miller, Ponnapati, & Loya, 2018). Pada lapangan ini tidak terdapat *Scale* kalsium sulfat dikarenakan berdasarkan hasil perhitungan yang didapat nilai kelarutan gypsum (S) pada setiap sampel air formasi lebih besar di bandingkan dengan nilai konsentras ion Ca^{2+} dan SO_4^{2-} (S').

BAB V KESIMPULAN DAN SARAN

5.1 Kesimpulan

Berdasarkan evaluasi lapangan pada *surface facility* untuk mengetahui kecenderungan terbentuknya *scale* maka diperoleh kesimpulan sebagai berikut:

1. Hasil dari data-data analisis pada sampel yang digunakan untuk Metode Stiff & Davis didapatkan adanya indikasi terbentuknya *scale* CaCO_3 dengan *saturation index* sebesar 11.525 pada sampel di *pipe line* Dusun #4 kemudian *saturation index* sebesar 10.926 pada sampel di *pipe line* Benua # 22 dan *saturation index* sebesar 11 pada sampel di *pipe line* Pedada #25. Sedangkan pada sample yang digunakan untuk Metode *Skillman, McDanold Stiff* tidak didapatkan adanya indikasi terbentuknya *scale* CaSO_4 . Dikarenakan kelarutan gypsum (S) pada setiap sampel air formasi lebih besar di bandingkan dengan nilai konsentras ion Ca^{2+} dan SO_4^{2-} (S'). Hal ini menunjukkan bahwa air formasi tidak jenuh dengan CaSO_4 .
2. Semakin tinggi pH air formasi akan semakin besar kemungkinan terbentuknya *scale* CaCO_3 dan CaSO_4 . Temperatur yang tinggi akan menyebabkan besar kemungkinan terbentuk *scale* CaCO_3 dan CaSO_4 . Dan apabila Ion Postif bertemu dengan Ion negative maka proses terbentuknya *scale* akan terjadi.

5.2 Saran

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

1. Membandingkan hasil penelitian kali ini dengan hasil perhitungan menggunakan *software* untuk menghitung kecenderungan terbentuknya *scale* menggunakan metode *Stiff-Davis*.
2. Mengetahui laju pertumbuhan *scale* dan kandungan unsur dari *scale* menggunakan kupon pada *pipe line* ataupun *tubing*.

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., & 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.
- 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.
- Athanassopoulos, E., Rokidi, S., & Koutsoukos, P. G. (2016). Barium Sulfate Crystal Growth and Inhibition: Implications of Molecular Structure on Scale Inhibiti. *NACE International*, 13.
- Deng, G., Kan, A. T., Dai, Z., Lu, A. Y., Harouaka, K., Zhao, Y., 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*.
- Fadairo, A. S. A., Ako, C. T., Olusegun, O., & Olugbenga, F. (2009). Effect of Oilfield Sulphate Scale on Productivity Index. *Advances in Sustainable Petroleum Engineering and Science*, 1, 11.
- Ghorbani, N., Yan, C., Guraieb, P., Tomson, R. C., Abdallah, D., Aouda, 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*. Dipresentasikan pada Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference, Abu Dhabi, UAE.

- Hamid, S., De Jesus, O. D., Jacinto, C., Izetti, R., Pinto, H., Droguett, E., ... 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*. Dipresentasikan pada SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Calgary, Alberta, Canada.
- Kan, A. T., Dai, J. (Zhaoyi), Deng, G., Harouaka, K., Lu, Y.-T., Wang, X., Tomson, M. B. (2019). Recent Advances in Scale Prediction: Approach and Limitations. *SPE Journal*, 24(05), 2209–2220.
- Kumar, D., Bane, D., & Xu, Z. (2017). Scale Resistant Production Tools. *SPE Kingdom of Saudi Arabia Annual Technical Symposium and Exhibition*. Dipresentasikan pada SPE Kingdom of Saudi Arabia Annual Technical Symposium and Exhibition, Dammam, Saudi Arabia.
- Liestyana, R., & Said, L. (2018). *Analisa Air Formasi Terhadap Kecenderungan Pembentukan Scale Calcium Carbonate dan Calcium Sulphate*. 10.
- 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*. Dipresentasikan pada SPE International Symposium and Exhibition on Formation Damage Control, Lafayette, Louisiana, USA.
- Mavredaki, E., & Neville, A. (2014). Prediction and Evaluation of Calcium Carbonate Deposition at Surfaces. *SPE International Oilfield Scale Conference and*

Exhibition. Dipresentasikan pada SPE International Oilfield Scale Conference and Exhibition, Aberdeen, Scotland.

Merdhah, A. B. B., & Yassin, A. A. M. (2007). Scale Formation in Oil Reservoir During Water Injection at High-Salinity Formation Water. *Journal of Applied Sciences*, 7(21), 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.

OLI System. (2018). *A Guide to Using OLI Studio Version 9.5 Including Stream Analyzer ScaleChem Corrosion Analyzer EVS*. OLI System, Inc.

Quintero, L., Felipe, M. J., Miller, K., Ponnapati, 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*. Dipresentasikan pada SPE International Conference and Exhibition on Formation Damage Control, Lafayette, Louisiana, USA. <https://doi.org/10.2118/189514-MS>

Rodriguez, Valmore, & Evaristo. (2010a). Field Guidelines For Oilfields Scale and Corrosion Management and Control: Mechanisms, Mitigation, and Prevention. *NExT. Petronas Malaysia*.

- Rodriguez, Valmore, & Evaristo. (2010b). Flow Assurance Aspects: Oilfield Scale and Corrosion Management. *NExT. Petronas Malaysia*.
- Safari, H., Shokrollahi, A., Jamialahmadi, M., Ghazanfari, M. H., Bahadori, A., & Zendejboudi, S. (2014). Prediction of the aqueous solubility of BaSO₄ using pitzer ion interaction model and LSSVM algorithm. *Fluid Phase Equilibria*, 374, 48–62.
- Sanni, O., Charpentier, T., Kapur, N., & Neville, A. (2015). 5916: Study of Surface Deposition and Bulk Scaling Kinetics in Oilfield Conditions Using an In Situ Flow Rig. *In NACE-International Corrosion Conference Series (Vol. 2015). Leeds.*, 15.
- Siswoyo, & K, E. (2005). *Identifikasi Pembentukan Scale*. UPN Veteran Yogyakarta: Jurusan Teknik Perminyakan, Fakultas Teknologi Mineral.
- Suharso, & Buhani. (2015). *Penanggulangan Kerak (2nd ed.)*. Bandar Lampung: Graha Ilmu.
- Syahri, M., & Sugiarto, B. (2008). *SCALE TREATMENT PADA PIPA DISTRIBUSI CRUDE OIL SECARA KIMIAWI*. 5.
- 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*. Dipresentasikan pada SPE International Oilfield Scale Conference and Exhibition, Aberdeen, Scotland.