UNIVERSITAS INDONESIA

STUDI PENANGGULANGAN PROBLEM *SCALE* DARI *NEAR-WELLBORE* HINGGA *FLOWLINE* DI LAPANGAN MINYAK LIMAU

SKRIPSI

RATNA PERMATA SARI
0806368130

FAKULTAS TEKNIK
PROGRAM EKSTENSI TEKNIK KIMIA
DEPOK
JUNI 2011

UNIVERSITAS INDONESIA

STUDI PENANGGULANGAN PROBLEM *SCALE* DARI *NEAR-WELLBORE* HINGGA *FLOWLINE* DI LAPANGAN MINYAK LIMAU

SKRIPSI

Diajukan sebagai salah satu syarat memperoleh gelar Sarjana Teknik

RATNA PERMATA SARI
0806368130

FAKULTAS TEKNIK
PROGRAM EKSTENSI TEKNIK KIMIA
DEPOK
JUNI 2011

HALAMAN PERNYATAAN ORISINALITAS

Skripsi ini adalah hasil karya saya sendiri,

dan semua sumber baik yang dikutip maupun dirujuk

telah saya nyatakan dengan benar.

Nama	**: Ratna Permata Sari**
NPM	**: 0806368130**
Tanda Tangan	**:**
Tanggal	**:** 5 Juli 2011

HALAMAN PENGESAHAN

Skripsi ini diajukan oleh	:
Nama	: Ratna Permata Sari
NPM	: 0806368130
Program Studi	: Ekstensi Teknik Kimia
Judul Skripsi	: Studi Penanggulangan Problem *Scale* dari *Near-Wellbore* Hingga *Flowline* di Lapangan Minyak Limau

Telah berhasil dipertahankan di hadapan Dewan Penguji dan diterima sebagai bagian persyaratan yang diperlukan untuk memperoleh gelar Sarjana Teknik pada Program Studi Ekstensi Teknik Kimia, Fakultas Teknik, Universitas Indonesia

DEWAN PENGUJI

Pembimbing I : Dr. Ir. Asep Handaya Saputra, M.Eng ( )

Pembimbing II : Ir. Sugriwan Soedarmo ( )

Penguji : Ir. Mahmud Sudibandriyo, M.Sc, PhD ( )

Penguji : Dr. Ir. Andy Noorsaman S, DEA ( )

Penguji : Prof. Ir. Sutrasno Kartohardjono, M.Sc, PhD ( )

Ditetapkan di : Depok

Tanggal : 5 Juli 2011

KATA PENGANTAR

Puji dan syukur penulis panjatkan kepada Allah SWT atas izin-Nya tugas ini dapat diselesaikan tepat pada waktunya. Tak lupa penulis panjatkan shalawat dan salam kepada Nabi Muhammad S.A.W. beserta keluarga, dan pengikut-Nya.

Skripsi dengan judul "Studi Penanggulangan Problem *Scale* Dari *Near-Wellbore* Hingga *Flowline* di Lapangan Minyak Limau" ini disusun untuk mendapatkan batas operasi produksi minyak bumi di suatu sumur minyak agar tidak terjadi pembentukan *scale* dan menentukan langkah yang dilakukan untuk menanggulangi *scale* yang terbentuk di lapangan. Dalam penyusunan skripsi ini, penulis banyak mendapatkan bantuan dan bimbingan dari berbagai pihak. Oleh karena itu, penulis mengucapkan terima kasih yang sebesar-besarnya kepada:

1. Bapak Dr. Ir. Widodo Wahyu Purwanto, DEA, selaku ketua Departemen Teknik Kimia FTUI.
2. Bapak Dr. Ir. Asep Handaya Saputra M.Eng dan Bapak Ir.Sugriwan Soedarmo atas bimbingan yang telah diberikan.
3. Semua dosen Teknik Kimia FTUI, guru-guru di sekolah dan akademi atas ilmu yang telah diberikan.
4. Bapak I Nengah Suabdi dan Bapak I Putu Suarsana yang telah membantu penulis untuk melaksanakan penelitian tugas akhir di Pertamina EP.
5. Bang Nathanael Nainggolan dan Mas Gurmilang Andika serta engineer-engineer di lapangan yang membantu dan memberi banyak masukan dan bimbingan kepada penulis.
6. Bapak Sukriyatno M, Bang Donald Aryanto Tambunan, dan Mas Tunggal Purwoko atas masukan materi dan bimbingan personal yang disampaikan, serta dukungan kepada penulis selama ini.
7. Alm. Ayahku tercinta atas doanya dan selalu memberikan semangat bagi penulis.
8. Ibu dan kakak yang sangat ingin penulis bahagiakan. Terima kasih atas dukungan, kasih sayang, dan doa yang diberikan.
9. Teman-teman Teknik Perminyakan dari UPN dan Trisakti yang telah membantu penulis melalui materi dan diskusi yang diberikan.
10. Teman-teman angkatan 2008 Teknik Kimia Ekstensi atas kebersamaan dan pertemanannya selama ini.
11. Pihak-pihak lain yang telah mendukung dan membantu yang tidak dapat disebutkan satu persatu.

Studi penanggulangan..., Ratna Permata Sari, FT UI, 2011

Penulis menyadari masih terdapat banyak kekurangan dalam penulisan tugas skripsi ini. Untuk itu, penulis mengharapkan saran dan kritik dari pembaca untuk memperbaiki penulisan-penulisan lain di masa yang akan datang.

Depok, Juni 2011

Penulis

Studi penanggulangan..., Ratna Permata Sari, FT UI, 2011

HALAMAN PERNYATAAN PERSETUJUAN PUBLIKASI TUGAS AKHIR UNTUK KEPENTINGAN AKADEMIS

Sebagai sivitas akademik Universitas Indonesia, saya yang bertanda tangan di bawah ini :

Nama	: Ratna Permata Sari
NPM	: 0806368130
Program Studi	: Ekstensi Teknik Kimia
Departemen	: Teknik Kimia
Fakultas	: Teknik
Jenis Karya	: Skripsi

demi pengembangan ilmu pengetahuan, menyetujui untuk memberikan kepada Universitas Indonesia **Hak Bebas Royalti Noneksklusif (*Non-exclusive Royalty-Free Right)*** atas karya ilmiah saya yang berjudul :

Studi Penanggulangan Problem *Scale* dari *Near-Wellbore* Hingga *Flowline* di Lapangan Minyak Limau.

beserta perangakat yang ada (jika diperlukan). Dengan Hak Bebas Royaliti Noneksklusif ini Universitas Indonesia berhak menyimpan, mengalihmedia/format-kan, mengelola dalam bentuk pangkalan data *(database)*, merawat, dan memublikasikan tugas akhir saya selama tetap mencantumkan nama saya sebagai penulis/pencipta dan sebagai pemilik Hak Cipta.

Demikina pernyataan ini saya buat dengan sebenarnya.

Dibuat di : Depok

Pada tanggal : 5 Juli 2011

Yang menyatakan

(Ratna Permata Sari)

Studi penanggulangan..., Ratna Permata Sari, FT UI, 2011

ABSTRAK

Nama : Ratna Permata Sari
Program Studi : Teknik Kimia
Judul : "Studi Penanggulangan Problem *Scale* Dari *Near-Wellbore* Hingga *Flowline* di Lapangan Minyak Limau"

Scale merupakan problem produksi yang terjadi di dalam sistem air. Pembentukan *scale* terjadi dikarenakan adanya inkompatibilitas campuran fluida, perubahan tekanan, temperatur, serta pH. Umumnya *scale* terbentuk di sekitar perforasi, peralatan *subsurface* seperti pada *tubing*, dan pada peralatan produksi di *surface* seperti pada *wellhead* dan *flowline*, sehingga dapat mengakibatkan turunnya laju produksi karena aliran minyak dari formasi ke permukaan terhambat. Oleh karena itu, diperlukan adanya upaya penanganan dari permasalahan *scale* tersebut baik berupa langkah preventif maupun penanggulangan ketika sudah terjadi pengendapan *scale* di lapangan. Langkah preventif merupakan tindakan pencegahan yang dapat dilakukan dengan menggunakan zat kimia pengontrol *scale* (*scale inhibitor*), maupun dengan menjaga komponen ion air yang diinjeksikan ke dalam sumur. Melalui simulasi *OLI ScaleChem 4.0*, didapatkan konsentrasi *scale* yang terbentuk serta laju pertumbuhan *scale*. Selanjutnya, dapat diestimasi ketebalan *scale* yang mungkin terbentuk dengan mengasumsikan kondisi sistem sumur. Langkah penanggulangan yang dapat dilakukan mencakup metode kimia maupun mekanis. *Scale* yang terbentuk pada pori-pori batuan (*near-wellbore*) maupun sumur dilakukan dengan cara kimiawi, yaitu *acidizing*. Sedangkan *scale* yang terbentuk pada sistem perpipaan dapat dibersihkan dengan menggunakan larutan kimia, maupun dengan menggunakan *line scrappers* maupun *pigs*.

Kata kunci :*Scale*, preventif, *scale inhibitor*, *OLI ScaleChem 4.0*, penanggulangan, kimia.

Studi penanggulangan..., Ratna Permata Sari, FT UI, 2011

ABSTRACT

Nama : Ratna Permata Sari
Program Studi : Chemical Engineering
Judul :"Study of Scale Problem Handling From Near-Wellbore to Flowline in the Limau Oilfield"

Scale is a production problem happening in the water system. Forming of the scale is happened because of the existing of incompatibility fluid mixture, pressure, temperature and pH changing. Generally, scale is made around perforation, subsurface tools as in tubing and production equipments of surface facilities as like at wellhead and flowline, so that it causes the decline of production rate because the oil flow from the formation to surface is hampered. Therefore, the effort for controlling it is needed, both preventive steps and handling when the problem has happened. Preventive steps are the preventive actions which can be done by using some chemicals of scale inhibitor or keeping the chemical components injecting to the well. Formed scale concentration and scale growth are gotten by *OLI ScaleChem 4.0*. Then it's estimated thickness of scale which may be formed by assuming the condition of well. Handling steps that can be done are chemical and mechanical method. Scale formed in the pores of stone (near-wellbore) or well is taken chemically like acidizing. Whereas scale forming in the piping system could be cleaned using chemical solution both line scrappers.

Keyword : Scale, preventive, scale inhibitor, *OLI ScaleChem 4.0*, handling, chemical.

Studi penanggulangan..., Ratna Permata Sari, FT UI, 2011

DAFTAR ISI

HALAMAN JUDUL ..... **ii**

HALAMAN PERNYATAAN ORISINALITAS ..... **iii**

HALAMAN PENGESAHAN ..... **iv**

KATA PENGANTAR ..... **v**

HALAMAN PERNYATAAN PERSETUJUAN PUBLIKASI ..... **vii**

ABSTRAK ..... **viii**

ABSTRACT ..... **ix**

DAFTAR ISI ..... **x**

DAFTAR GAMBAR ..... **xiii**

DAFTAR TABEL ..... **xv**

DAFTAR LAMPIRAN ..... **xvii**

BAB 1 PENDAHULUAN **1**

1.1 Latar Belakang 1

1.2 Rumusan Masalah 2

1.3 Tujuan Penelitian 3

1.4 Ruang Lingkup Masalah 3

1.5 Sistematika Penulisan 4

BAB 2 TINJAUAN PUSTAKA **5**

2.1 Reservoir Minyak dan Gas Bumi 5

2.1.1 Batuan Reservoir 5

2.1.2 Lapisan Penutup 6

2.1.3 Batuan Asal 6

2.2 Dasar Teknik Reservoir 6

2.2.1 Sifat Batuan Reservoir 6

2.2.1.1 Porositas *(φ)* 7

2.2.1.2 Permeabilitas *(k)* 7

2.2.1.3 Saturasi *(S)* 8

2.2.1.4 Kebasahan *(Wettability)* 8

2.2.2 Karakteristik Fluida Hidrokarbon 9

2.2.2.1 Faktor Volume Formasi Gas (B_g) 9

2.2.2.2 Kelarutan Gas (R_s) 9

2.2.2.3 Faktor Volume Formasi Minyak (B_o) 10

2.2.2.4 Faktor Volume Formasi Dwi-Fasa (B_t) 10

2.2.2.5 Viskositas *(μ)* 10

2.2.2.6 Berat Jenis (^{o}API) 11

2.2.3 Tekanan Reservoir 11

2.2.4 Temperatur Reservoir 12

2.3 Perubahan Fasa 12

2.4 Produktivitas Sumur 13

2.4.1 Aliran Fluida dalam Media Berpori 13

Studi penanggulangan..., Ratna Permata Sari, FT UI, 2011

2.4.2 Indeks Produktivitas 14
2.4.2.1 Faktor-Faktor yang mempengaruhi Indeks Produktivitas 16
2.5 Skin Sebagai Efek dari *Scale* 19
2.6 *Scale* 20
2.6.1 Mekanisme Pembentukan *Scale* 21
2.6.2 Komposisi Kimia dan Sifat Fisik Air Formasi 24
2.6.3 Jenis *Scale* Dan Faktor Yang Berpengaruh Terhadap Pembentukannya 28
2.6.2.1 Kalsium Karbonat 31
2.6.2.2 Kalsium Sulfat 35
2.6.2.3 Barium Sulfat 38
2.6.2.4 Senyawa Besi 41
2.6.2.5 Stronsium Sulfat 42
2.6.2.6 Natrium Klorida 43
2.6.5 Analisis Problem *Scale* 44
2.6.5.1 Analisis *Pressure Drop* 44
2.6.5.2 Analisis Air Formasi 45
2.6.5.3 Analisis *Scale Coupon* 45
2.6.5.4 Penanganan *Scale* 49

BAB 3 METODOLOGI PENELITIAN 59
3.1 Rancangan Penelitian 59
3.2 Rincian Penelitian 61
3.2.1 Investigasi Data Produksi dan *Well History* 61
3.2.2 Uji Laboratorium Air Formasi 61
3.2.2.1 Prosedur Pengambilan Sampel 61
3.2.3 Perhitungan Kelarutan Kecenderungan *Scale* 65
3.2.3.1 *Scale* Kalsium Karbonat 65
3.2.3.2 *Scale* Barium Sulfat, Kalsium Sulfat dan Jenis *Scale* Lainnya 69
3.2.4 Prediksi *Scale* Menggunakan *Software* 73
3.2.4.1 Simulasi *Scale Tendency* dengan Menggunakan *ScaleChem* 73
3.2.4.2 Simulasi *OLI ScaleChem 4.0* 74

BAB 4 HASIL PENELITIAN DAN PENGOLAHAN DATA 76
4.1 Data Produksi Tiap Sumur 77
4.2 Kondisi Operasi Produksi Minyak Bumi 81
4.3 Data *Scale* Pada Lapangan Limau-Sumatera Selatan 82
4.3.1 Data Air Formasi 82
4.3.2 Hasil Simulasi *Scaling Tendency* dengan *OLI ScaleChem4.0*. 83
4.3.2.1 Sumur Produksi LMC-XXX 84
4.3.2.2 Sumur Produksi L5A-YYY 86
4.3.2.3 Sumur Produksi L5A-ZZZ 90
4.3.2.4 Sumur Produksi L5A-RRR 93
4.3.2.5 Sumur Produksi L5A-GGG 97
4.4 Evaluasi Pengasaman 101
4.4 Penanggulangan *Scale* di Lapangan 108

Studi penanggulangan..., Ratna Permata Sari, FT UI, 2011

BAB 5 KESIMPULAN 112
5.1 Kesimpulan 112
5.2 Saran 113

DAFTAR PUSTAKA 115

Studi penanggulangan..., Ratna Permata Sari, FT UI, 2011

DAFTAR GAMBAR

Gambar 2.1 Reservoir Minyak dan Gas Bumi 4

Gambar 2.2 Diagram P – T untuk Sistem Multikomponen..... 11

Gambar 2.3 Ilustrasi Endapan *Scale* 21

Gambar 2.4 Metode Pembentukan dan Pengendapan *Scale* 23

Gambar 2.5 Ionisasi Asam Karbonat pada Berbagai Harga pH..... 32

Gambar 2.6 Pengaruh Tekanan Parsial CO_2 Terhadap Kelarutan $CaCO_3$ pada Berbagai Harga Temperatur..... 33

Gambar 2.7 Pengaruh Tekanan Parsial CO_2 terhadap pH Air 33

Gambar 2.8 Pengaruh Temperatur Terhadap Kelarutan Kalsium Karbonat. 34

Gambar 2.9 Pengaruh Konsentrasi NaCl Terhadap Kelarutan $CaCO_3$ pada Temperatur 24^oC 35

Gambar 2.10 Kadar Kelarutan Kalsium Sulfat pada Air Murni 36

Gambar 2.11 Pengaruh Tekanan Terhadap Kelarutan Kalsium Sulfat pada Beberapa Harga Temperatur 37

Gambar 2.12 Pengaruh Konsentrasi NaCl Terhadap Kelarutan Gypsum dalam Air 38

Gambar 2.13 Pengaruh Temperatur Terhadap Kelarutan $BaSO_4$ pada Beberapa Harga Tekanan 39

Gambar 2.14 Pengaruh Konsentrasi NaCl Terhadap Kelarutan Barium Sulfat dalam Air 40

Gambar 2.15 Diagram Stabilitas Senyawa Besi Sulfida..... 41

Gambar 2.16 Pengaruh konsentrasi NaCl Terhadap Kelarutan Stronsium Sulfat dalam Air 43

Gambar 2.16 Pengaruh konsentrasi NaCl Terhadap Kelarutan Stronsium Sulfat dalam Air 43

Gambar 2.17 *Scale Coupon* Dengan Tujuh Lubang Pada Masing-Masing Sisinya 45

Gambar 3.1 Skema Penelitian Penanganan Problem *Scale* di Sumur Minyak…….... 60

Gambar 3.2 Skema Uji Laboratorium Air Formasi..... 65

Gambar 3.3 Harga “K” pada berbagai Harga *Ionic Strength*..... 67

Studi penanggulangan..., Ratna Permata Sari, FT UI, 2011

Gambar 3.4 Grafik Penentuan Harga pCa dan pAlk 68

Gambar 3.5 Skema Langkah Analisa *Scale Tendency* $CaCO_3$ dengan Metode *Stiff-Davis* 69

Gambar 3.6 Grafik Kelarutan Barium Sulfat pada Larutan Natrium Klorida 70

Gambar 3.7 Skema Langkah Analisa *Scale Tendency* dengan Metode *Oddo-Tompson* 72

Gambar 3.8 *Main Window Scalechem* 73

Gambar 3.9 Hasil *Scale Prediction* Pada Berbagai Tekanan dan Temperatur Operasi 75

Gambar 4.1 Grafik Kinerja Sumur LMC-XXX 77

Gambar 4.2 Grafik Kinerja Sumur L5A-YYY 78

Gambar 4.3 Grafik Kinerja Sumur L5A-ZZZ 79

Gambar 4.4 Grafik Kinerja Sumur L5A-RRR 80

Gambar 4.5 Grafik Kinerja Sumur L5A-GGG 81

Gambar 4.6 Grafik *Scale Tandency* Sumur Produksi LMC-XXX 84

Gambar 4.7 Grafik *Scale Tandency* Sumur Produksi L5A-YYY 87

Gambar 4.8 Grafik *Scale Tandency* Sumur Produksi L5A-ZZZ 90

Gambar 4.9 Grafik *Scale Tandency* Sumur Produksi L5A-RRR 94

Gambar 4.10 Grafik *Scale Tandency* Sumur Produksi L5A-GGG 98

Gambar 4.11 Pengendapan *Scale* Kalsium Karbonat pada Matriks Bantuan 103

Gambar 4.12 Pemilihan Formula Fluida Pengasaman 104

Gambar 4.13 Pemilihan Formula Fluida Pengasaman untuk *Acid Preflush* ... 105

Gambar 4.14 Pemilihan Formula Fluida Pengasaman untuk Jenis Formasi yang Mengandung *Clay* 105

Gambar 4.15 Pemilihan Formula Fluida Pengasaman untuk Jenis Formasi yang Mengandung *Zeolite* 106

Gambar 4.16 Pemilihan Formula Fluida Pengasaman untuk Jenis Formasi *Sandstone* yang Mengandung *Chlorite* 106

Gambar 4.17 Padatan *Scale* di Kepala Sumur 109

Gambar 4.18 Contoh Padatan *Scale* di *Tubing* dan *Flowline* 109

Gambar 4.19 *Continous Treatment* pada Sumur *Gas Lift* L5A-GGG 110

Gambar 4.20 Injeksi *Scale* Inhibitor di Lapangan 110

Studi penanggulangan..., Ratna Permata Sari, FT UI, 2011

DAFTAR TABEL

Tabel 2.1 Komponen Utama dan Sifat Fisik Air Formasi 24

Tabel 2.2 Sifat Fisik Air Murni 24

Tabel 2.3 Jenis Komponen Endapan *Scale* 29

Tabel 2.4 Klasifikasi Pengendapan *Scale* 29

Tabel 2.5 Endapan *Scale* yang Umum terdapat di Lapangan Minyak..... 30

Tabel 2.6 Perbandingan Kelarutan *Scale* dalam Air pada Temperatur 25 ^{o}C.. 38

Tabel 2.7 Pengaruh Temperatur dan Kandungan NaCl pada Kelarutan Barium Sulfat 39

Tabel 2.8 Pengaruh Temperatur Terhadap Kelarutan NaCl. 43

Tabel 2.8 Contoh Komposisi Ion Dalam Air Formasi. 54

Tabel 3.1 Larutan Titrasi dan Indikator Perubahannya. 63

Tabel 3.2 Faktor Konversi Perhitungan *Ionic Strength*. 66

Tabel 3.3 Daftar Konstanta Kesetimbangan Kondisional pada Berbagai Jenis *Scale*. 71

Tabel 4.1 Kandidat Sumur Produksi yang di Evaluasi 76

Tabel 4.2 Data Kondisi Operasi Produksi Sumur..... 82

Tabel 4.3 Hasil Analisis Laboratorium Air Formasi 83

Tabel 4.4 Hasil Perhitungan *Scaling Index* pada Tiap Sumur 83

Tabel 4.5 Hasil Perhitungan *Scaling Tendency* pada Berbagai Tekanan dan Temperatur Sumur LMC-XXX. 84

Tabel 4.6 Konsentrasi *Scale* $CaCO_3$ pada Tekanan dan Temperatur Operasi Produksi Minyak Bumi pada Sumur LMC-XXX..... 85

Tabel 4.7 Pengecilan *Inside Diameter* Pipa pada Sumur LMC-XXX. 85

Tabel 4.8 Hasil Perhitungan *Scaling Tendency* pada Berbagai Tipe *Scale* yang Mungkin Terbentuk Sumur L5A-YYY. 88

Tabel 4.9 Konsentrasi Padatan *Scale* yang Mungkin Terbentuk pada Tekanan dan Temperatur Operasi Produksi pada Sumur L5A-YYY 88

Tabel 4.10 Hasil Estimasi Perhitungan *Scale Growth* $CaCO_3$ dan $FeCO_3$ pada Sumur L5A-YYY. 88

Tabel 4.11 Pengecilan *Inside Diameter* Pipa pada Sumur L5A-YYY. 89

Studi penanggulangan..., Ratna Permata Sari, FT UI, 2011

Tabel 4.12 Hasil Perhitungan *Scaling Tendency* Sumur Produksi L5A-ZZZ pada Berbagai Tekanan dan Temperatur. 91

Tabel 4.13 Hasil Estimasi Perhitungan Scale Growth $CaCO_3$ dan $FeCO_3$ Sumur L5A-ZZZ 91

Tabel 4.14 Pengecilan *Inside Diameter* Pipa pada Sumur L5A-ZZZ..... 92

Tabel 4.15 Hasil Perhitungan *Scaling Tendency* Sumur L5A-RRR pada Berbagai Tipe *Scale* yang Mungkin Terbentuk..... 95

Tabel 4.16 Konsentrasi Padatan *Scale* yang Mungkin Terbentuk pada Tekanan dan Temperatur Operasi Produksi pada Sumur L5A-RRR 95

Tabel 4.17 Hasil Estimasi Perhitungan *Scale Growth* pada Sumur L5A-RRR. 95

Tabel 4.18 Pengecilan *Inside Diameter* Pipa pada Sumur L5A-RRR. 96

Tabel 4.19 Hasil Perhitungan *Scaling Tendency* Sumur L5A-GGG pada Berbagai Tekanan dan Temperatur. 98

Tabel 4.20 Hasil Estimasi Perhitungan *Scale Growth* pada Sumur L5A-GGG. 98

Tabel 4.21 Pengecilan *Inside Diameter* Pipa pada Sumur L5A-GGG. 99

Tabel 4.22 Evaluasi Pengasaman Sumur 101

Tabel 4.23 *Acidizing* Formula 102

Tabel 4.24 Sumber Ion Besi yang Bersumber dari Pipa Produksi dan Formasi 107

Studi penanggulangan..., Ratna Permata Sari, FT UI, 2011

DAFTAR LAMPIRAN

Lampiran A. Data Produksi Sumur 117

Lampiran B. Perhitungan Kecenderungan Pembentukan *Scale*, *Scaling Index* Dengan Menggunakan Metode *Stiff-Davis* dan *Oddo-Tompson* 140

Lampiran C. Hasil Simulasi *OLI ScaleChem 4.0* 145

Lampiran D. *Downhole* Diagram Sumur Produksi 193

Studi penanggulangan..., Ratna Permata Sari, FT UI, 2011

BAB 1

PENDAHULUAN

1.1. Latar Belakang

Produksi di suatu lapangan minyak akan mengalami penurunan dari tahun ke tahun seiring dengan semakin menipisnya cadangan minyak di perut bumi. Hal yang lazim dilakukan untuk mempertahankan produksi adalah dengan memperbaiki cara pengangkatan minyak melalui pengangkatan buatan (*artificial lift*), memperbaiki kerusakan reservoir minyak (*reservoir damage*) ataupun memperbaiki sarana pengangkatannya (*tubing* dan *accessory*-nya). Usia sumur-sumur tua di Indonesia berkisar antara 20-35 tahun sehingga menyebabkan banyak *tubing* produksi dan/atau *completion* yang bermasalah secara mekanis, mengalami penuaan, ataupun bermasalah akibat sifat bawaan reservoir masing-masing lapangan seperti kepasiran, sumbatan *deposite scale*, kenaikan kadar air (*water cut*) dan lain-lain, yang mengharuskan kerja-kerja perbaikan sumur minyak ataupun sumur gas secara spesifik. Banyak teknologi mutakhir yang sudah dilakukan baik berupa aplikasi peralatan baru maupun bahan kimia yang diaplikasikan untuk usaha-usaha perbaikan sumur dan menelan biaya yang tidak sedikit untuk mengatasi problem produksi tersebut (PELITA, 2010).

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. Dari fenomena yang terjadi tersebut, dapat menyebabkan terbentuknya endapan di dinding pipa dan menyebabkan terganggunya aliran dengan pengecilan *inside diameter* pipa yang terjadi. Problem produksi ini umumnya terjadi baik pada lingkungan *subsurface* maupun *surface facilities* di suatu lapangan minyak, diantaranya masalah *scale*, korosi, emulsi, wax, paraffin, dan lainnya (Schlumberger, 2005).

Untuk problem *scale*, terbentuk dari adanya endapan senyawa ion-ion kimia tertentu, baik itu berupa kation (Na^+, Ca^{2+}, Mg^{2+}, Ba^{2+}, Sr^{2+} dan Fe^{3+}), maupun anion (Cl^-, HCO_3^-, SO_4^{2-} dan CO_3^{2-}) yang terbawa oleh air formasi selama sumur berproduksi. Dengan

Studi penanggulangan..., Ratna Permata Sari, FT UI, 2011

meningkatnya *water cut*, adanya perubahan tekanan dan temperatur akan mempercepat terjadinya pembentukan endapan. Problem ini harus ditangani secara efektif dan efisien, karena jika tidak akan mengganggu kinerja produksi minyak dan mengurangi reliabilitas dari *surface facilities* itu sendiri. Dalam Skripsi yang disusun ini akan berusaha dipaparkan tentang penanganan problem *scale* produksi di suatu lapangan minyak di perusahaan ***PT Pertamina EP*** dengan mengambil studi kasus di Lapangan Limau Sumatera Selatan yang dikelola oleh Unit Bisnis PT Pertamina EP (UBEP) Limau.

Scale merupakan suatu presipitan yang berbentuk kristal ataupun kerak yang terbentuk dari ion-ion yang terkandung di dalam air. Problem ini berkaitan erat dengan fluida produksi yang dipengaruhi oleh jenis batuannya, kandungan ion-ion dalam air formasi, perubahan tekanan dan temperatur. Air formasi yang terproduksi mempunyai komposisi kimia yang berbeda-beda antara lain komponen kation dan anion yang terkandung didalamnya. Jika terjadi pencampuran dua jenis fluida yang *incompatible* dan adanya perubahan pH, tekanan, dan temperatur maka akan melewati batas kelarutan senyawa dalam air produksi yang menyebabkan terbentuknya endapan *scale*. Untuk mengidentifikasi jenis *scale* yang terbentuk dapat dilakukan melalui perhitungan dari kecenderungan terbentuknya scale yang dinyatakan dengan *Scaling Index* yang dapat dilakukan berdasarkan metode *Stiff-Davis* dan *Oddo-Tompson* ataupun dengan menggunakan simulasi *Scaling Tendency* menggunakan *OLI ScaleChem* 4.0.

Setelah diindikasikan dan diidentifikasi jenis *scale* yang terjadi di sumur produksi tersebut, direncanakan langkah preventif dengan melakukan pengontrolan terhadap peralatan produksi terkait dengan permasalahan *scale* yang terjadi mulai dari *near-wellbore, tubing, wellhead* hingga *flowline*. Dengan mengetahui permasalahan yang terjadi, diharapkan kita dapat melakukan *maintenance* pada proses produksi minyak bumi. Selain itu, untuk permasalahan yang terjadi pada peralatan produksi yang telah terjadi *scaling*, dilakukan analisis dan evaluasi metode penanggulangan *scale* yang telah ada agar dapat dilakukan perencanaan penanggulangan *scale* dengan meninjau keefektifan dan efisiensi di lapangan.

1.2. Rumusan Masalah

Berdasarkan apa yang telah diuraikan pada Latar Belakang diatas, maka jelaslah bahwa problem *scale* merupakan salah satu problem produksi yang harus ditangani secara efektif dan efisien, karena jika tidak, akan mengganggu kinerja produksi minyak dan

Studi penanggulangan..., Ratna Permata Sari, FT UI, 2011

mengurangi reliabilitas pada fasilitas permukaan. Maka dalam penelitian ini, rumusan masalah yang akan diajukan adalah bagaimana menangani masalah *scale* yang terjadi dengan melakukan tindakan penanggulangan maupun pencegahan melalui *pengaturan* kondisi operasi dan preventif *maintenance* serta upaya menangani permasalahan *scale* yang sudah terbentuk yang dalam penelitian ini dibatasi hanya dari *near-wellbore*, lubang perforasi, *tubing, wellhead,* hingga *flowline* di suatu lapangan minyak.

1.3. Tujuan Penelitian

Adapun tujuan dilaksanakannya penelitian ini adalah

1. Memahami proses pembentukan *scale* disuatu lapangan minyak mulai dari *near-wellbore* hingga *flowline.*
2. Mengetahui kecenderungan *scale* yang terbentuk di lapangan (*scaling index*) dengan menggunakan metode *Stiff-Davis* dan *Oddo Tompson* serta menggunakan simulasi *OLI ScaleChem 4.0*.
3. Mengetahui laju pertumbuhan *scale* (*scale growth*) pada masing-masing tipe *scale* yang terbentuk di lapangan dengan bantuan *OLI ScaleChem 4.0*.
4. Mengestimasi ketebalan *scale* anorganik yang terjadi di lapangan dari *near-wellbore* hingga *flowline*.
5. Mencari upaya yang dapat dilakukan untuk menghindari/meminimalkan terjadinya pembentukan *scale* dan menanggulangi masalah *scale* di lapangan.

1.4. Ruang Lingkup Masalah

Ruang lingkup dari permasalahan yang akan dibahas adalah:

1. Menentukan sumur yang mengalami *decline* produksi akibat *scale* selama rentang waktu tertentu dari data produksi dan *well history*.
2. Dilakukan sampling air formasi pada masing-masing sumur di lapangan Limau, untuk mengetahui kandungan kation dan anion yang menjadi penyebab terbentuknya *scale* dalam air formasi dengan konsentrasi dan tingkat kelarutannya masing-masing.
3. Dilakukan identifikasi *scale* yang terbentuk secara kuantitatif di laboratorium kemudian dihitung *Scaling Index* dengan metode *Stiff-Davis* dan *Oddo-Tompson*, untuk dihitung kecenderungan *scale* yang dapat terbentuk di lapangan.

Studi penanggulangan..., Ratna Permata Sari, FT UI, 2011

4. Disimulasikan dengan *OLI ScaleChem 4.0* untuk mendapatkan kecenderungan *scale* yang terbentuk dan harga konsentrasi *scale* dengan memasukkan harga kation dan anion di dalam sistem air serta data dan riwayat sumur.
5. Mengevaluasi metode-metode penanggulangan *scale* yang telah diterapkan di lapangan dengan mengkaji kelebihan dan keterbatasan metode yang ada terhadap permasalahan *scale* di lapangan.
6. Menentukan langkah-langkah preventif agar pembentukan *scale* dapat diminimalisir dan penanggulangan *scale* baik secara kimia maupun mekanik dari *scale* yang telah terbentuk.
7. Menentukan langkah-langkah penanganan untuk mengatasi *scale* yang sudah terlanjur terbentuk.
8. Membuat usulan perencanaan penanganan *scale* pada lapangan minyak UBEP Limau.

1.5. Sistematika Penulisan

BAB I PENDAHULUAN, dalam bagian ini terkandung gambaran umum tentang permasalahan yang diangkat meliputi latar belakang masalah, rumusan masalah, tujuan penelitian yang akan dilakukan, ruang lingkup dan sistematika penulisan.

BAB II TINJAUAN PUSTAKA, bagian ini berisi tentang teori-teori yang akan dijadikan sebagai landasan dan dasar acuan yang mendukung penelitian yang akan dilakukan.

BAB III METODOLOGI PENELITIAN, bagian ini berisi mengenai tahap dan langkah kerja yang akan dilakukan selama penelitian.

BAB IV HASIL PENELITIAN DAN PENGOLAHAN DATA, bagian ini berisi mengenai data hasil penelitian dan pengolahan data selama proses penelitian.

BAB V KESIMPULAN DAN SARAN, bagian ini berisi mengenai kesimpulan akhir yang didapatkan selama penelitian dan saran yang mungkin berguna pada penelitian selanjutnya.

Studi penanggulangan..., Ratna Permata Sari, FT UI, 2011

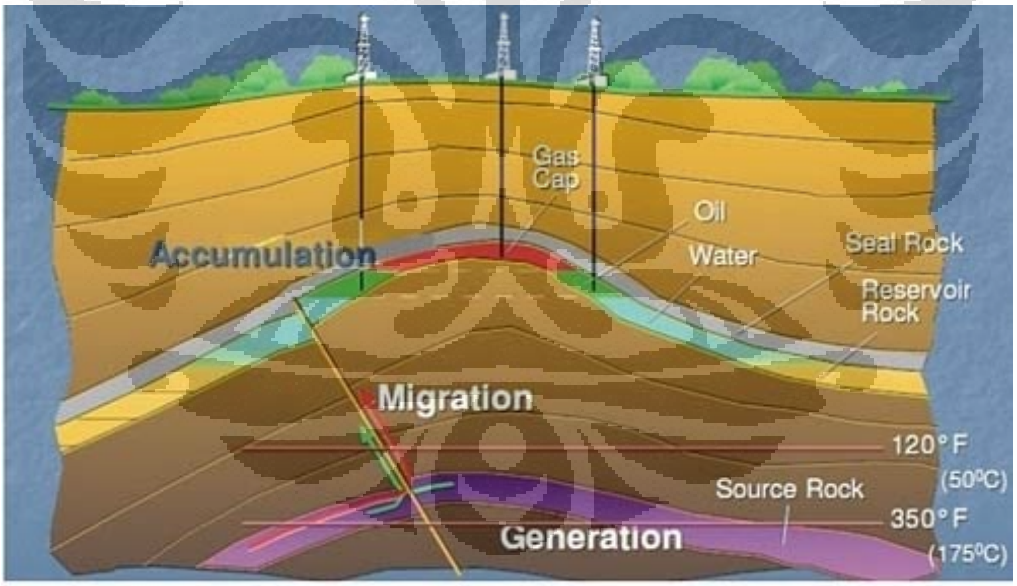
BAB 2

TINJAUAN PUSTAKA

2.1 Reservoir Minyak Dan Gas Bumi[12]

Reservoir minyak dan gas bumi merupakan batuan berpori dan permeabel tempat minyak dan/atau gas bergerak serta berakumulasi. Melalui batuan reservoir ini fluida dapat bergerak ke arah titik serap (sumur-sumur produksi) dibawah pengaruh tekanan yang dimilikinya atau tekanan yang diberikan dari luar. Seperti digambarkan pada Gambar 2.1, suatu reservoir dapat mengandung minyak dan/atau gas harus memiliki beberapa syarat yang terdiri dari:

1. Batuan reservoir (*reservoir rocks*)
2. Lapisan penutup (*sealing cap rocks*)
3. Batuan asal (*source rock*)



Gambar 2.1 Reservoir Minyak dan Gas Bumi[7]

2.1.1 Batuan Reservoir

Didefinisikan sebagai suatu wadah yang diisi dan dijenuhi minyak dan gas, yang merupakan suatu lapisan berongga/berpori. Secara teoritis semua batuan, baik batuan beku

Studi penanggulangan..., Ratna Permata Sari, FT UI, 2011

maupun batuan metamorf dapat bertindak sebagai batuan reservoir, tetapi pada kenyataan ternyata 99% batuan reservoir adalah batuan sedimen.

Jenis batuan reservoir ini akan berpengaruh terhadap besarnya porositas dan permeabilitas. Porositas merupakan perbandingan volume pori-pori terhadap volume batuan keseluruhan, sedangkan permeabilitas merupakan kemampuan dari medium berpori untuk mengalirkan fluida yang dipengaruhi oleh ukuran butiran, bentuk butiran serta distribusi butiran. Disamping itu, batuan reservoir akan dipengaruhi juga oleh fasa fluida yang mengisi pori-pori tersebut berhubungan atau tidak satu sama lainnya.

2.1.2 Lapisan Penutup

Minyak dan/atau gas terdapat didalam reservoir. Untuk dapat menahan dan melindungi fluida tersebut, lapisan reservoir ini harus mempunyai penutup di bagian luar lapisannya. Sebagai penutup lapisan reservoir biasanya merupakan lapisan batuan yang mempunyai sifat kedap (*impermeable*), yaitu sifat yang tidak dapat meloloskan fluida yang dibatasinya.

Jadi lapisan penutup didefinisikan sebagai lapisan yang berada di bagian atas dan tepi reservoir yang dapat dan melindungi fluida yang berada didalam lapisan dibawahnya, hal ini akan mengakumulasikan minyak dalam reservoir.

2.1.3 Batuan Asal

Pada saat terjadinya minyak dan/atau gas yang berasal dari organisme purba terdapat dalam batuan asal (*source rock*), dengan kondisi tekanan dan temperature tertentu kemudian berubah menjadi minyak atau gas bumi, kemudian bermigrasi dan terperangkap pada batuan berpori yang disebut batuan reservoir.

2.2 Dasar Teknik Reservoir [2], [3], [4], [8], [12]

Dalam teknik perminyakan, dikenal adanya teknik reservoir, dimana didalam teknik reservoir ini diantaranya mencakup sifat-sifat batuan dan fluida yang terdapat di reservoir.

Studi penanggulangan..., Ratna Permata Sari, FT UI, 2011

2.2.1 Sifat Batuan Reservoir[2],[12]

Batuan merupakan bahan alamiah yang terdiri dari satu mineral maupun sekelompok mineral. Sedangkan yang dimaksud dengan batuan reservoir disini adalah sifat yang dimiliki oleh formasi batuan suatu reservoir minyak dan gas bumi yang berhubungan dengan ilmu mekanika, kelistrikan, kemagnetan, dan sebagainya. Setiap batuan reservoir, mempunyai sifat fisik yang berbeda-beda. Bergantung dari waktu dan proses pembentukan batuan tersebut. Adapun sifat-sifat fisik yang ada antara lain adalah sebagai berikut:

2.2.1.1 Porositas *(φ)*

Porositas didefinisikan sebagai perbandingan antara volume batuan yang tidak terisi oleh padatan (pori-pori) terhadap volume batuan secara keseluruhan (bulk volume). Sehingga dapat dikatakan bahwa porositas merupakan ukuran yang menunjukkan besarnya rongga pori didalam batuan tersebut.

$$\varphi = \frac{pore\ volume}{bulk\ volume} \tag{2.1}$$

Dimana: φ = porositas

Berdasarkan sifat-sifat batuan reservoir, maka porositas dapat dibagi lagi menjadi porositas efektif dan porositas absolut. Porositas efektif yaitu perbandingan volume pori-pori yang saling berhubungan terhadap volume batuan secara keseluruhan. Porositas absolut adalah perbandingan volume pori-pori total tanpa memandang saling berhubungan atau tidak, terhadap volume batuan secara keseluruhan.

2.2.1.2 Permeabilitas *(k)*

Permeabilitas batuan didefinisikan sebagai kemampuan batuan tersebut untuk melewatkan fluida dalam medium berpori-pori yang saling berhubungan tanpa merusak partikel pembentuk atau kerangka batuan tersebut. Permeabilitas merupakan hal penting yang digunakan untuk menunjukkan mudah tidaknya fluida mengalir didalam batuan reservoir seperti ditunjukkan pada persamaan berikut:

$$v = \frac{k}{\mu}\frac{\partial P}{\partial L} \tag{2.2}$$

Studi penanggulangan..., Ratna Permata Sari, FT UI, 2011

Dimana:

v = kecepatan alir fluida (cm/detik)

k = permeabilitas (*Darcy*)

μ = viskositas fluida (cp)

$\frac{\partial P}{\partial L}$ = penurunan tekanan setiap satuan panjang (psi/cm)

Permeabilitas dikenal dengan tiga istilah, yaitu permeabilitas absolut, permeabilitas efektif, dan permeabilitas relatif. Permeabilitas absolut dipakai untuk aliran fluida satu fasa. Permeabilitas efektif digunakan untuk aliran yang terdiri dari dua fasa atau lebih dikenal sebagai: k_o, k_w, k_g. Sedangkan permeabilitas relatif adalah perbandingan permeabilitas efektif terhadap permeabilitas absolut, hal ini bergantung pada jenis fluidanya.

2.2.1.3 Saturasi *(S)*

Reservoir mengandung fluida-fluida berupa minyak, gas, dan air. Saturasi didefinisikan sebagai fraksi salah satu fluida terhadap pori-pori dari batuan.

Disini dikenal S_o, S_w, dan S_g, dimana:

$$S_o = \frac{volume\ minyak\ dalam\ pori - pori}{volume\ pori - pori\ keseluruhan} \quad (2.3)$$

$$S_w = \frac{volume\ air\ dalam\ pori - pori}{volume\ pori - pori\ keseluruhan} \quad (2.4)$$

$$S_g = \frac{volume\ gas\ dalam\ pori - pori}{volume\ pori - pori\ keseluruhan} \quad (2.5)$$

Sehingga: $S_o + S_w + S_g = 1{,}0$

Untuk mendapatkan harga saturasi dapat dilakukan di laboratorium dengan prinsip penguapan air dan pelarutan minyak.

2.2.1.4 Kebasahan (*Wettability*)

Kebasahan didefinisikan sebagai suatu kecenderungan suatu fluida untuk menyebar atau menempel pada permukaan padatan dengan adanya fluida lain yang *immiscible*. Kecenderungan untuk menyebar atau menempel ini karena adanya gaya adhesi yang

Studi penanggulangan..., Ratna Permata Sari, FT UI, 2011

merupakan faktor tegangan permukaan. Faktor ini pula yang menentukan fluida mana yang akan lebih membasahi suatu padatan.

$$\sigma_{os} - \sigma_{ws} = \sigma_{ow} \cos\theta_c \quad (2.6)$$

Dimana:

σ_{os} = energi antar muka antara minyak dengan padatan, (dyne/cm)

σ_{ws} = energi antar muka antara air dengan padatan, (dyne/cm)

σ_{ow} = energi antar muka antara minyak dengan air, (dyne/cm)

θ_c = sudut pada antar muka antara minyak, air, dan padatan (derajat)

Untuk menentukan energi antar muka sistem diatas, biasanya dapat dilakukan di laboratorium secara langsung. Harga θ disebut sebagai sudut kontak, berkisar antara 0^o-180^o. Untuk $\theta > 90^o$, sifat kebasahan batuan reservoir disebut sebagai basah minyak (*oil-wet*), sedangkan untuk $\theta < 90^o$, sifat kebasahan batuan reservoir disebut sebagai basah air (*water-wet*).

2.2.2 Karakteristik Fluida Hidrokarbon[3],[12]

Fluida reservoir umumnya terdri dari minyak, gas, dan air formasi. Minyak dan gas kebanyakan merupakan campuran yang rumit berbagai senyawa hidrokarbon, yang terdiri dari golongan *nafthene, paraffin*, aromatik dan sejumlah kecil gabungan oksigen, nitrogen, dan sulfur. Karakteristik-karakteristik fluida hidrokarbon yang berhubungan dengan sifat fisis, dinyatakan dalam berbagai besaran, diantaranya:

1. Faktor volume formasi gas
2. Kelarutan gas
3. Faktor volume formasi minyak
4. Faktor volume formasi dwi-fasa
5. Viskositas
6. Berat jenis (^{o}API)

2.2.2.1 Faktor Volume Formasi Gas (B_g)

Faktor volume formasi gas didefinisikan sebagai volume (dalam barrel) yang ditempati oleh suatu standar kubik *feet* gas (60^oF; 14,7 Psi) bila dikembalikan pada keadaan temperatur dan tekanan reservoir. Hubungan faktor volume formasi gas (B_g) sebagai fungsi tekanan dan temperatur, digambarkan sebagai berikut:

Studi penanggulangan..., Ratna Permata Sari, FT UI, 2011

$$B_g = 0{,}00504 \frac{Z_o T_o}{P_o} \; bbl/scf \qquad (2.7)$$

Dimana:

B_g = faktor volume formasi gas, bbl/scf

P_o = tekanan reservoir, psia

T_o = temperatur reservoir, ^oF

Z_o = kompressibilitas, *dimensionless*

2.2.2.2 Kelarutan Gas (R_s)

Kelarutan gas (R_s) didefinisikan sebagai banyaknya volume gas yang terbebaskan (kubik feet gas pada tekanan dan temperatur standard) dari suatu minyak mentah di dalam reservoir yang dipermukaan volumenya sebesar tangki satu barrel.

R_s merupakan fungsi dari tekanan, untuk minyak mentah yang jenuh, penurunan tekanan akan mengakibatkan kelarutan gas menurun karena gas yang semula larut dalam minyak mentah pada tekanan yang lebih rendah. Untuk minyak mentah yang tak jenuh, penurunan tekanan sampai tekanan gelembung, tidak akan menurunkan kelarutan gas, tetapi setelah melewati tekanan gelembung, penurunan tekanan mengakibatkan menurunnya kelarutan gas.

2.2.2.3 Faktor Volume Formasi Minyak (B_o)

Faktor volume formasi minyak (B_o) didefinisikan sebagai perbandingan V_1 barrel minyak pada keadaan reservoir terhadap V_2 barrel minyak pada tangki pengumpul (60^oF, 14.7 psi). Dimana, $V_1 - V_2$ berupa gas yang dibebaskan karena penurunan tekanan dan temperatur.

2.2.2.4 Faktor Volume Formasi Dwi-Fasa (B_t)

Faktor volume formasi dwi-fasa (B_t) didefinisikan sebagai volume yang ditempati oleh minyak sebanyak satu barrel tangki pengumpul ditambah dengan gas bebas yang semula larut dalam sejumlah minyak tersebut. Harga B_t dapat ditentukan dan karakteristik cairan reservoir yang disebutkan terdahulu, yang digambarkan sebagai:

$$B_t = B_o + (R_{si} - R_s)B_g \qquad (2.8)$$

Studi penanggulangan..., Ratna Permata Sari, FT UI, 2011

Dimana:

B_t = faktor volume formasi dwi-fasa

B_o = faktor volume formasi minyak

B_g = faktor volume formasi gas

R_s = kelarutan gas

i = keadaan mula-mula

2.2.2.5 Viskositas (μ)

Viskositas suatu cairan adalah suatu ukuran tentang besarnya keengganan cairan untuk mengalir. Viskositas didefinisikan sebagai besarnya gaya yang harus bekerja pada satu satuan luas bidang horizontal yang terpisah sejauh satu satuan jarak dan suatu bidang horizontal lain, agar relative terhadap bidang kedua ini, bidang pertama bergerak sebesar satu satuan kecepatan. Diantara kedua bidang horizontal ini terdapat cairan yang dimaksud.

Umumnya viskositas dipengaruhi langsung oleh tekanan dan temperatur. Hubungan tersebut adalah:

- Viskositas akan menurun dengan naiknya temperatur.
- Viskositas akan naik dengan naiknya tekanan, dimana tekanan tersebut semata-mata untuk pemanfaatan cairan.
- Viskositas akan naik dengan bertambahnya gas dalam larutan.

2.2.2.6 Berat Jenis (^{o}API)

Berat jenis (^{o}API) minyak menunjukkan kualitas fluida hidrokarbon. Apakah hidrokarbon tersebut termasuk minyak ringan, gas, atau minyak berat. Besaran ini dinyatakan dalam:

$$^oAPI = \frac{141.5}{spesific\ gravity\ minyak\ pada\ 60^oF} - 131{,}5 \qquad (2.9)$$

Semakin besar harga ^{o}API berarti berat jenis minyak semakin kecil dan sebaliknya.

2.2.3 Tekanan Reservoir

Tekanan reservoir didefinisikan sebagai tekanan fluida didalam pori-pori reservoir yang berada dalam keadaan setimbang, baik sebelum maupun sesudah dilakukannya suatu proses produksi. Berdasarkan hasil penyelidikan, besarnya tekanan reservoir mengikuti suatu

Studi penanggulangan..., Ratna Permata Sari, FT UI, 2011

hubungan yang linier dengan kedalaman reservoir tersebut ke permukaan, sehingga reservoir menerima tekanan hidrostatik fluida pengisi formasi. Berdasarkan ketentuan ini, maka pada umumnya *gradient* tekanan berkisar antara 0,435 psi/ft. Dengan adanya tekanan *overburden* dari batuan atasnya, gradient tekanan dapat lebih besar dari harga tersebut diatas, hal ini tergantung pada kedalaman reservoir. Dengan adanya kebocoran gas sebelum/selama umur geologi migrasi minyak, dapat mengakibatkan tekanan reservoir akan lebih rendah. [12]

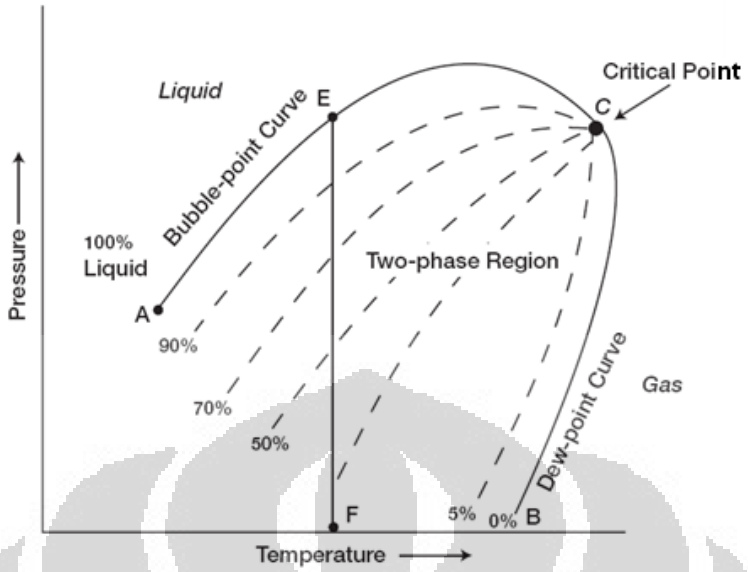
2.2.4 Temperatur Reservoir [12]

Temperatur reservoir merupakan fungsi dari kedalaman. Hubungan ini dinyatakan oleh *gradient geothermal*. Harga *gradient geothermal* tersebut berkisar antara 0,3^{o}F/100 ft sampai dengan 4^{o}F/100 ft.

2.3 Perubahan Fasa[4]

Perubahan fasa sistem hidrokarbon dalam bentuk cairan dan gas merupakan fungsi dari tekanan, temperatur, dan komposisinya (Gambar 2.2). Menurut Hawkin NF, fasa adalah bagian dan sistem yang sifat-sifatnya homogen dalam komposisi, memiliki batas permukaan secara fisik serta terpisah secara mekanis dengan fasa lainnya yang mungkin ada. Fluida hidrokarbon suatu sistem yang heterogen, sangat dipengaruhi oleh jumlah komponen yang ada didalamnya. Untuk itu analisa fasa fluida hidrokarbon dilakukan dalam berbagai komponen yang kemudian diinterpretasikan dalam diagram tekanan dan temperatur. Berdasarkan posisi tekanan dan temperatur pada diagram fasa, kita dapat membedakan berbagai tipe reservoir, misalnya gas kondensat reservoir, gas reservoir, dan lainnya. Berdasarkan fenomena perubahan fasa fluida ini, kita dapat merencanakan fasilitas yang baik untuk sistem produksi, separator, pemipaan, serta *storage* atau cara penyimpanannya.

Studi penanggulangan..., Ratna Permata Sari, FT UI, 2011



Gambar 2.2. Diagram P – T untuk Sistem Multikomponen[4]

2.4. Produktivitas Sumur[1]

Sebelum membicarakan parameter produktivitas sumur seperti laju produksi, *productivity index*, terlebih dahulu akan dibicarakan mengenai aliran fluida dalam media berpori.

2.4.1. Aliran Fluida Dalam Media Berpori[1]

Fluida akan mengalir dalam media berpori apabila media tersebut mempunyai permeabilitas yang searah dengan arah tenaga pendorong dan dipengaruhi oleh beberapa faktor yaitu :

1. Sifat fisik dari formasi.
2. Geometri sumur dan daerah pengurasan.
3. Sifat fisik fluida yang mengalir.
4. Perbedaan tekanan antara formasi dan lubang sumur pada saat terjadinya aliran.

Persamaan yang menggambarkan mengenai aliran fluida dalam media berpori pertama kali dikembangkan oleh *Henry Darcy* (1856). Persamaan tersebut merupakan persamaan yang menunjukkan kecepatan aliran fluida dengan permeabilitas batuan, viskositas fluida serta gradien tekanan antar jarak tempuh aliran (Persamaan 2.2).

Studi penanggulangan..., Ratna Permata Sari, FT UI, 2011

2.4.2. Indeks Produktivitas

Produktivitas formasi merupakan kemampuan suatu formasi untuk memproduksikan fluida yang dikandungnya pada kondisi tertentu. untuk mengetahui kemampuan suatu sumur berproduksi pada setiap saat, maka digunakan konsep "*Productivity Index*" (Indeks Produktivitas) dimana dengan diketahuinya indeks produktivitas tersebut diharapkan masa hidup dari suatu reservoir dapat diketahui.

Indeks Produktivitas (*PI*) didefinisikan sebagai angka atau indeks yang menyatakan besarnya kemampuan suatu sumur/reservoir untuk memproduksi fluida pada kondisi tertentu, atau dapat pula didefinisikan sebagai perbandingan antara laju produksi (q) yang dihasilkan oleh suatu sumur tertentu dengan perbedaan tekanan dasar sumur dalam keadaan statik (P_s) dan tekanan dasar sumur dalam keadaan terjadi aliran (P_{wf}). Dalam bentuk persamaan, definisi tersebut dapat dinyatakan sebagai :

$$PI = \frac{q_o}{(P_s - P_{wf})} \qquad (2.10)$$

dimana :

PI = Indeks Produktivitas, bbl/hari/psi

q_o = laju produksi minyak, bbl/hari

$P_s - P_{wf}$ = perbedaan tekanan atau *"draw down"*, psi

Persamaan (2-10) di atas didapat berdasarkan data test tekanan dan hanya digunakan untuk satu macam cairan (dalam hal ini hanya minyak).

Sedangkan untuk dua macam cairan (minyak dan air), maka Persamaan (2.10) menjadi :

$$PI = \frac{q_o + q_w}{(P_s - P_{wf})} \qquad (2.11)$$

dimana :

q_w = laju produksi air, bbl/hari

Bilamana didalam suatu reservoir minyak terdapat *plugging* akibat dari *scale*, maka perlu diperhitungkan faktor skin yang akan mempengaruhi besarnya *Productivity Index* (PI) akibat dari kerusakan formasi:

$$S = \left\{ \frac{k}{k_s} - 1 \right\} ln\left(\frac{r_s}{r_w} \right) \qquad (2.12)$$

Studi penanggulangan..., Ratna Permata Sari, FT UI, 2011

dimana:

S = faktor skin

k = permeabilitas absolut formasi

k_s = permeabilitas absolut formasi yang rusak

r_s = jari-jari formasi yang mengalami kerusakan

r_w = jari-jari sumur

sehingga harga PI dengan penentuan berdasarkan persamaan aliran radial dari *Darcy*, maka akan didapat :

$$PI = \frac{7{,}082\ h}{\ln(\frac{r_e}{r_w} + S)}\left[\frac{k_o}{\mu_o B_o} + \frac{k_w}{\mu_w B_w}\right] \qquad (2.13)$$

dimana :

h = ketebalan lapisan reservoir, ft

k_w = permeabilitas batuan terhadap air, D

k_o = permeabilitas batuan terhadap minyak, D

μ_w = viskositas air, cp

μ_o = viskositas minyak, cp

B_w = faktor volume formasi air, bbl/STB

B_o = faktor volume formasi minyak, bbl/STB

r_e = jari-jari pengurasan, ft

r_w = jari-jari sumur, ft

S = faktor skin

2.4.2.1. Faktor-Faktor yang Mempengaruhi PI

Faktor-faktor yang mempengaruhi besar kecilnya harga PI, antara lain :

a. Sifat fisik batuan reservoir

Sifat fisik batuan reservoir yang mempengaruhi besar kecilnya PI, yaitu :

- Permeabilitas batuan

  Permeabilitas batuan merupakan kemampuan batuan untuk mengalirkan fluida. Dengan turunnya permeabilitas maka fluida akan sulit mengalir, sehingga kemampuan berproduksi atau PI menjadi turun.

Studi penanggulangan..., Ratna Permata Sari, FT UI, 2011

- Saturasi fluida

  Saturasi fluida adalah ukuran kejenuhan fluida di dalam pori-pori batuan. Pada proses produksi, saturasi minyak berkurang dengan naiknya produksi kumulatif minyak dan pori-pori yang kosong diganti oleh air atau gas bebas. Disamping itu, berlangsungnya proses produksi disertai dengan penurunan tekanan dan bila melewati tekanan titik gelembung akan mengakibatkan munculnya fasa gas yang mengakibatkan saturasi gas bertambah dan saturasi minyak berkurang. Hal ini akan mengurangi permeabilitas efektif batuan terhadap minyak, sehingga dapat menurunkan PI.

b. Sifat fisik fluida reservoir

Beberapa sifat fisik fluida reservoir yang mempengaruhi besar kecilnya PI, yaitu :

- Kelarutan gas dalam minyak

  Dalam proses produksi, penurunan tekanan di bawah tekanan saturasi (tekanan titik gelembung) dapat menyebabkan bertambahnya gas yang membebaskan diri dari larutan. Hal ini akan menyebabkan turunnya harga PI akibat berkurangnya permeabilitas efektif batuan terhadap minyak karena naiknya saturasi gas.

- Faktor Volume Formasi

  Faktor volume formasi minyak (B_o) juga berpengaruh terhadap besar kecilnya harga PI. Di atas harga tekanan saturasi B_o turun dengan cepat karena penyusutan volume minyak akibat dibebaskannya gas yang terlarut. Dari Persamaan 2.12 dapat diketahui bahwa kenaikan B_o akan menurunkan harga PI.

- Viskositas Fluida

  Viskositas adalah ukuran ketahanan fluida terhadap pengaliran. Bila tekanan reservoir sudah berada di bawah tekanan saturasi, maka pernurunan tekanan selanjutnya akan mengakibatkan bertambahnya gas yang dibebaskan dari larutan sehingga akan menaikan harga viskositas minyak. Hal ini akan menyulitkan proses produksi, sehingga akan menurunkan harga PI.

c. Ketebalan lapisan formasi

Semakin tebal lapisan atau zona produktif semakin besar pula harga PI, seperti yang ditunjukkan oleh Persamaan 2.12 yang berarti laju produksinya juga dapat naik, tetapi lapisan

Studi penanggulangan..., Ratna Permata Sari, FT UI, 2011

tersebut bisa diselingi oleh sub-sub lapisan tipis dari air atau gas sehingga laju produksinya akan berkurang.

Terproduksinya air dapat juga menyebabkan terjadinya *scale* yang dapat mengurangi kapasitas kerja dari alat-alat produksi atau terjadinya korosi pada alat-alat produksi. Pencegahan hal ini antara lain juga dilakukan dengan memasang casing sehingga menembus zona produktif, kemudian diperforasi pada interval-interval minyak.

d. Draw-down

Semakin besar *draw-down* semakin besar pula laju produksinya, sehingga PI akan naik, tetapi dengan semakin besarnya *draw-down* yang diakibatkan oleh mengecilnya P_{wf} hingga di bawah tekanan saturasi akan mengakibatkan terbebasnya gas yang semula sehingga PI turun. Dengan dibebaskannya gas yang semula terlarut di dalam minyak akan mengakibatkan kehilangan tekanan (*pressure loss*) yang besar pada aliran vertikal ke permukaan, sehingga tekanan ke tubing (*tubing head pressure/THP*) yang dihasilkan akan kecil dan ini akan mengurangi kemampuan fluida untuk mengalir ke separator karena tidak dapat mengatasi tekanan balik (*back pressure*) yang terjadi. Di samping itu, laju produksi minyak akan turun karena terhambat aliran gas. Perlu diperhatikan juga bahwa dengan membesarkan *draw-down* untuk formasi yang kurang kompak dapat mengakibatkan terproduksinya pasir.

e. Mekanisme pendorong reservoir

Kecepatan perubahan tekanan suatu reservoir akibat proses produksi sangat dipengaruhi oleh jenis mekanisme pendorong yang dimilikinya.

- *Solution gas drive*

Pada reservoir dengan tipe pendorongan *solution gas drive*, energi yang menyebabkan minyak bergerak ke sumur produksi berasal dari ekspansi volumetrik larutan gas yang berada dalam minyak dan pendesakan minyak akibat berkurangnya tekanan karena produksi. Hal ini akan menyebabkan gas yang larut didalam minyak akan keluar berupa gelembung-gelembung yang tersebar merata didalam fasa minyak. Penurunan tekanan selanjutnya akan menyebabkan gelembung-gelembung gas tadi akan berkembang, sehingga mendesak minyak untuk mengalir ke daerah yang bertekanan rendah.

Pada kurva riwayat produksi suatu lapangan yang reservoirnya memiliki mekanisme pendorong *solution gas drive* akan memperlihatkan bahwa pada saat produksi baru

Studi penanggulangan..., Ratna Permata Sari, FT UI, 2011

dimulai, tekanan turun dengan perlahan dan selanjutnya menurun dengan cepat. Hal ini disebabkan karena pada saat pertama, gas belum bias bergerak, karena saturasinya masih berada dibawah saturasi kritis, setelah saturasi kritis dilampaui, barulah tekanan turun dengan cepat.

Pada *solution gas drive* semakin rendah tekanan akan semakin banyak gas yang dibebaskan dari larutan, sehingga saturasi gas naik dan saturasi minyak turun. Hal ini akan mengakibatkan turunnya harga permeabilitas efektif batuan terhadap minyak (k_o), sehingga harga PI-nya juga akan turun. Bila tekanan masih berada di atas tekanan saturasi, maka PI konstan karena belum ada yang yang dibebaskan.

- *Gas cap drive*

Pada reservoir dengan mekanisme pendorongan gas cap drive, energi pendorongan berasal dari ekspansi gas bebas yang terdapat pada gas bebas (gas cap). Hal ini akan mendorong minyak ke arah posisi yang bertekanan rendah yaitu ke arah bawah struktur dan selanjutnya ke arah sumur produksi. Gas yang berada di gas cap ini sudah ada sewaktu reservoir itu ditemukan atau bias juga berasal dari gas yang terlarut dalam minyak dan akan keluar dari zona minyak bila tekanan reservoir dibawah *bubble point pressure*.

Penurunan tekanan pada *gas cap drive* agak lambat bila dibandingkan dengan *solution gas drive*. Hal ini disebabkan disamping akibat pengembangan gas yang terlarut juga diakibatkan pendesakan *gas cap*, sehingga penurunan PI tidak secepat pada *solution gas drive*.

- *Water drive*

Pada reservoir dengan tipe pendorongan *water drive*, energi yang menyebabkan perpindahan minyak dari reservoir ke sumur minyak adalah disebabkan oleh pengembangan air, penyempitan pori-pori dari lapisan dan sumber air di permukaan bumi yang berhubungan dengan formasi yang mengandung 100% air (*aquifer*) sebagai akibat adanya penurunan tekanan selama produksi.

Air sebagai suatu fasa yang sering berasa bersama-sama dengan minyak dan gas dalam suatu reservoir yang mengandung hidrokarbon tersebut seringkali merupakan suatu fasa kontinu dalam suatu formasi sedimen yang berdekatan dengan reservoir tersebut. Setiap perubahan tekanan dalam reservoir minyak sebagai akibat dan pada produksi minyak melalui sumur akan diteruskan kedalam *aquifer*. Terbentuknya gradien tekanan ini akan mengakibatkan air mengalir kedalam lapisan minyak (merembes) bila

Studi penanggulangan..., Ratna Permata Sari, FT UI, 2011

permeabilitas disekitarnya memungkinkan. Secara umum, dapat dikatakan bahwa *aquifer* merupakan suatu tenaga yang membantu dalam hal pendorongan minyak.

Dalam pendorongan *water drive* ini, karena dalam pengosongan minyak dari reservoir diimbangi oleh perembesan air, maka PI-nya relatif konstan. Tetapi bila *water drive* sangat lemah dan tidak dapat mengimbangi pengosongan, maka tekanan akan turun di bawah tekanan saturasi dan fasa gas akan terbentuk. Dalam kondisi seperti ini terjadi aliran minyak, air dan gas, dimana PI akan turun selama produksi.

2.5 Skin Sebagai Efek dari *Scale*

Dalam suatu proses produksi pengangkatan minyak bumi, selain jumlah fasa yang mengalir, faktor lain yang perlu diperhatikan pula adalah adanya hambatan aliran di sekitar lubang sumur atau dalam media berpori. Hambatan tersebut dinyatakan sebagai efek skin, *dimensionless*. Sumber terjadinya hambatan aliran di sekitar lubang bor adalah[1] :

1. Adanya invasi filtrat lumpur pemboran ke formasi produktif
2. Adanya partikel lumpur pemboran yang menutup pori-pori batuan di sekitar lubang sumur
3. Lubang *perforasi*, dan *gravel pack*
4. Hambatan aliran minyak yang disebabkan oleh penurunan saturasi minyak di sekitar lubang bor, sebagai akibat peningkatan saturasi gas
5. Aliran berkecepatan tinggi.

Pengaruh skin ini menimbulkan tambahan penurunan tekanan di sekitar lubang sumur, yang memperkecil laju produksi. Dibawah ini adalah beberapa hal umum yang dapat menyebabkan terjadinya efek skin yang terjadi pada formasi (*formation damage*), yaitu sebagai berikut [6]:

1. Kerusakan ketika operasi pengeboran sumur:
   a. Solids (padatan) dari lumpur bor.
   b. Invasi filtrat lumpur bor kedalam formasi, menyebabkan *oil-wetted formation*, terbentuk emulsi, dan flokulasi *clay*.
2. Kerusakan ketika pemasangan dan *cementing* pada pipa selubung:
   a. Kebuntuan dari partikel semen yang dipengaruhi bahan-bahan kimia (*cement additives* merubah sifat-sifat dan bentuk dari partikel *clay*)
   b. Invasi filtrat dari adonan semen dengan *highfluid loss*.

Studi penanggulangan..., Ratna Permata Sari, FT UI, 2011

3. Kerusakan ketika *completion well* (penyelesaian sumur):

   a. Ketika melakukan perforasi:
      - Kebuntuan lubang perforasi oleh sisa tembakan/fluida.
      - Formasi yang hancur dan terkompaksi disekitar lubang.

   b. Ketika menurunkan *tubing* dan *packer*:
      - Bila terjadi *fluid loss*
      - Ada perbedaan tekanan hidrostatik dan invasi lumpur.

   c. Ketika awal pengaliran produksi: kerusakan dari fluida sirkulasi yang tidak kompatibel dan hasil pengendapan kotoran seperti *paraffin, asphaltene, scale*, populasi bakteri, dan sebagainya.

4. Kerusakan ketika stimulasi sumur:

   a. Fluida sirkulasi, *killing fluids* dan invasi filtrat ke formasi mengandung solid.
   b. Pengasaman batu pasir dengan *hydraulic acid fracture* yang meninggalkan partikel-partikel.
   c. Perengkahan hidrolik: rekahan tersumbat oleh solid/pasir dan fluida *fracturing* dengan viskositas tinggi.
   d. Pengasaman (*acidizing*) adanya fluida tercampur dan tidak kompatibel.

Dari keterangan diatas, dapat diketahui bahwa *skin damage* merupakan kerusakan formasi yang salahsatunya disebabkan oleh endapan *scale*, dan endapan *scale* tidak disebabkan oleh skin.

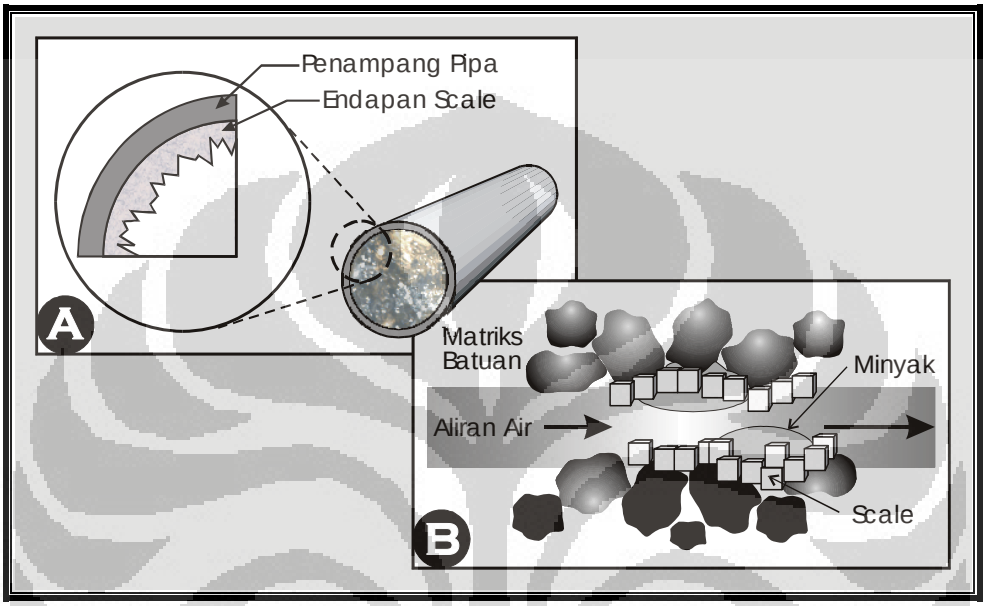
2.6 *Scale*[17]

Scale merupakan endapan yang terbentuk dari proses kristalisasi dan pengendapan mineral yang terkandung dalam air formasi. Pembentukan *scale* biasanya terjadi pada bidang-bidang yang bersentuhan secara langsung dengan air formasi selama proses produksi, seperti pada matrik dan rekahan formasi, lubang sumur, rangkaian pompa dalam sumur (*downhole pump*), pipa produksi, pipa selubung, pipa alir, serta peralatan produksi di permukaan (*surface facilities*).

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

Studi penanggulangan..., Ratna Permata Sari, FT UI, 2011

matriks formasi, endapan *scale* akan menyumbat aliran dan menurunkan permeabilitas batuan. Sedangkan pada pipa, hambatan aliran terjadi karena adanya penyempitan volume alir fluida serta penambahan kekasaran permukaan pipa bagian dalam, seperti yang terlihat pada Gambar 2.3.



Gambar 2.3 Ilustrasi Endapan *Scale*.

a. Pada Pipa b. Pada Matriks Formasi[17]

2.6.1 Mekanisme Pembentukan *Scale*[17]

Faktor utama yang berpengaruh terhadap pembentukan, pertumbuhan kristal serta pengendapan *scale* antara lain adalah perubahan kondisi reservoir (penurunan tekanan reservoir dan perubahan temperatur), percampuran dua jenis fluida yang mempunyai susunan mineral tidak sesuai, adanya supersaturasi, penguapan (akibat dari perubahan konsentrasi), pengadukan (agitasi, pengaruh dari turbulensi), waktu kontak antara padatan dengan permukaan media pengendapan serta perubahan pH.

Mekanisme pembentukan endapan *scale* berkaitan erat dengan komposisi air di dalam formasi. Secara umum, air mengandung ion-ion terlarut, baik itu berupa kation (Na^+, Ca^{2+}, Mg^{2+}, Ba^{2+}, Sr^{2+} dan Fe^{3+}), maupun anion (Cl^-, HCO_3^-, SO_4^{2-} dan CO_3^{2-}). Kation dan anion yang terlarut dalam air akan membentuk senyawa yang mengakibatkan terjadinya proses kelarutan (*solubility*). Kelarutan didefinisikan sebagai batas/limit suatu zat yang dapat

Studi penanggulangan..., Ratna Permata Sari, FT UI, 2011

dilarutkan dalam zat pelarut pada kondisi fisik tertentu. Proses terlarutnya ion-ion dalam air formasi merupakan fungsi dari tekanan, temperatur serta waktu kontak (*contact time*) antara air dengan media pembentukan. Air mempunyai batas kemampuan dalam menjaga senyawa ion-ion tersebut tetap dalam larutan, sehingga pada kondisi tekanan dan temperatur tertentu, dimana harga kelarutan terlampaui, maka senyawa tersebut tidak akan terlarut lagi, melainkan terpisah dari pelarutnya dalam bentuk padatan.

Dalam proses produksi, perubahan kelarutan terjadi seiring dengan penurunan tekanan dan perubahan temperatur selama produksi. Perubahan angka kelarutan pada tiap zat terlarut dalam air formasi akan menyebabkan terganggunya keseimbangan dalam air formasi, sehingga akan terjadi reaksi kimia antara ion positif (kation) dan ion negatif (anion) dengan membentuk senyawa endapan yang berupa kristal.

Dari penjelasan diatas, kondisi-kondisi yang mendukung pembentukan dan pengendapan *scale* antara lain adalah sebagai berikut :

- Air mengandung ion-ion yang memiliki kecenderungan untuk membentuk senyawa-senyawa yang mempunyai angka kelarutan rendah.
- Adanya perubahan kondisi fisik atau komposisi air yang akan menurunkan kelarutan lebih rendah dari konsentrasi yang ada.
- Kenaikan temperatur akan menyebabkan terjadinya proses penguapan, sehingga akan terjadi perubahan kelarutan.
- Air formasi yang mempunyai derajat keasaman (pH) besar akan mempercepat terbentuknya endapan *scale*.
- Pengendapan *scale* akan meningkat dengan lamanya waktu kontak dan ini akan mengarah pada pembentukan *scale* yang lebih padat dan keras.

Proses pembentukan endapan *scale* dapat dikategorikan dalam tiga tahapan pokok, yaitu:

1. Tahap Pembentukan Inti (nukleasi)

   Pada tahap ini ion-ion yang terkandung dalam air formasi akan mengalami reaksi kimia untuk membentuk inti kristal. Inti kristal yang terbentuk sangat halus sehingga tidak akan mengendap dalam proses aliran.

Studi penanggulangan..., Ratna Permata Sari, FT UI, 2011

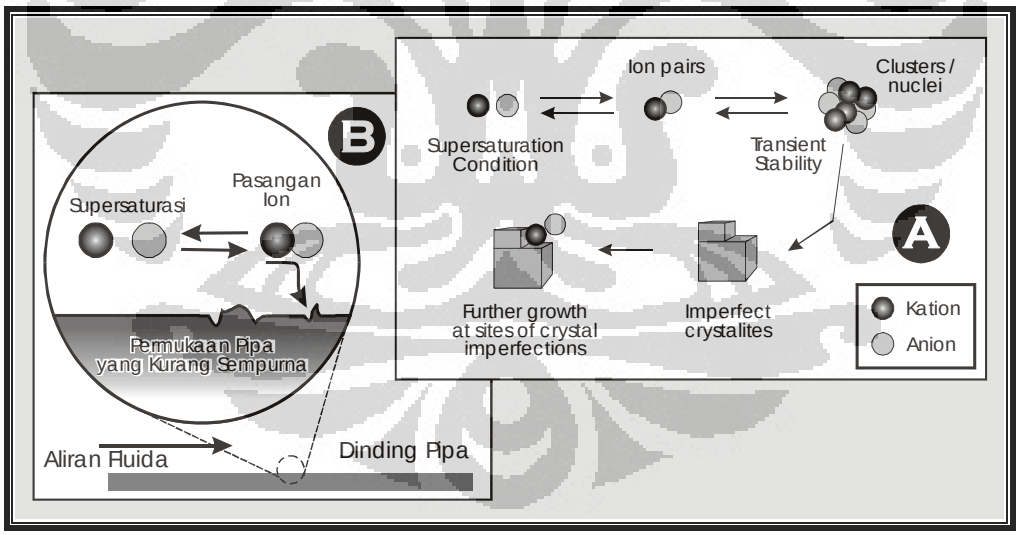
2. Tahap Pertumbuhan Inti

   Pada tahap pertumbuhan inti kristal akan menarik molekul-molekul yang lain, sehingga inti akan tumbuh menjadi butiran yang lebih besar, dengan diameter 0,001 – 0,1 μ (ukuran koloid), kemudian tumbuh lagi sampai diameter 0,1 – 10 μ (kristal halus). Kristal akan mulai mengendap saat pertumbuhannya mencapai diameter > 10 μ (kristal kasar).

3. Tahap Pengendapan

   Kecepatan pengendapan kristal dipengaruhi oleh ukuran dan berat jenis kristal yang 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.

Sedangkan berdasarkan metode pembentukannya, pembentukan *scale* dapat dibedakan menjadi dua jenis, yaitu secara homogen (*homogeneus nucleation*) dan heterogen (*heterogeneus nucleation*), seperti yang terlihat pada Gambar 2.4.



Gambar 2.4 Metode Pembentukan dan Pengendapan *Scale*

a. *Homogeneus Nucleation* *b. Heterogeneus Nucleation*[17]

Studi penanggulangan..., Ratna Permata Sari, FT UI, 2011

2.6.2. Komposisi Kimia dan Sifat Fisik Air Formasi

Scale terbentuk pada sistem air yang memiliki komponen utama yang harus diketahui antara lain adalah ion-ion yang terkandung di dalam air, serta sifat fisik air yang berhubungan dengan proses pembentukan *scale*. Tabel 2.1 berikut ini menunjukkan komponen utama serta sifat fisik dari air formasi, sedangkan Tabel 2.2 menunjukkan sifat fisik air dalam keadaan murni.

Tabel 2.1. Komponen Utama dan Sifat Fisik Air Formasi[17]

Ion-ion	Sifat lainnya
Kation Kalsium (Ca) Magnesium (Mg) Natrium (Na) Besi (Fe) Barium (Ba) Stronsium (Sr) **Anion** Klorida (Cl) Karbonat (CO_3) Bikarbonat (HCO_3) Sulfat (SO_4)	• Keasaman (pH) • Padatan Tersuspensi jumlah, ukuran, bentuk, komposisi kimia • Turbiditas • Temperatur • *Specific Gravity* • Gas Terlarut oksigen, karbon dioksida • Sulfida (pada H_2S) • Populasi Bakteri • Kandungan Minyak

Tabel 2.2. Sifat Fisik Air Murni[17]

Berat molekul	18
Densitas @ 4^oC	1 mg/lt
Titik beku	0 ^oC
Titik didih	100^oC

Studi penanggulangan..., Ratna Permata Sari, FT UI, 2011

Kation-kation yang terkandung dalam air antara lain adalah sebagai berikut :

a. Kalsium (Ca)

Kalsium umumnya merupakan komponen terbesar dalam air formasi, dengan konsentrasi yang mencapai 30.000 mg Ca/lt air. Kalsium juga merupakan komponen pembentuk *scale* yang paling dominan, karena dapat bereaksi baik dengan ion karbonat maupun sulfat dan mengendap untuk membentuk *scale* maupun padatan tersuspensi.

b. Magnesium (Mg)

Konsentrasi magnesium dalam air biasanya lebih rendah jika dibandingkan dengan kalsium, meskipun demikian seperti halnya kalsium, keberadaan magnesium juga akan menimbulkan permasalahan. Reaksi antara magnesium dengan ion karbonat dan sulfat akan akan menyebabkan pengendapan *scale* ataupun penyumbatan matriks batuan. Padatan yang terbentuk dari reaksi dengan ion karbonat antara magnesium dan kalsium mempunyai perbedaan, dimana $MgSO_4$ bersifat dapat larut (*soluble*) sementara $CaSO_4$ tidak. Demikian juga jika bereaksi dengan ion sulfat.

c. Natrium (Na)

Natrium juga merupakan komponen yang dominan dalam air, tetapi keberadaannya 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.

d. Besi (Fe)

Besi biasanya terkandung dalam air dengan konsentrasi yang relatif rendah (kurang dari 1000 mg/lt), 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 problem korosi. Selain itu adanya pengendapan senyawa besi juga dapat mengakibatkan penyumbatan.

e. Barium (Ba)

Konsentrasi barium dalam air cenderung rendah, meskipun demikian reaksi barium dengan ion sulfat akan menimbulkan permasalahan besar, karena padatan bentukan yang terendapkan berupa barium sulfat ($BaSO_4$) bersifat tidak larut.

Studi penanggulangan..., Ratna Permata Sari, FT UI, 2011

f. Stronsium (Sr)

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 bersama dan membentuk endapan *scale* campuran.

Anion-anion yang terkandung dalam air antara lain adalah sebagai berikut :

a. Klorida (Cl)

Klorida merupakan jenis anion yang paling dominan dalam air formasi maupun dalam air tawar. Ion klorida pada umumnya membentuk senyawa dengan natrium sehingga dijadikan sebagai indikator harga salinitas dari air. Kandungan ion klorida pada air tawar mencapai 3000 mg/lt, sedangkan pada air formasi dapat mencapai 20.000 sampai 30.000 mg/lt. Meskipun kandungan klorida yang besar dapat menyebabkan terjadinya endapan natrium klorida, hal ini tidak akan menimbulkan masalah karena bersifat mudah larut. Akan tetapi besarnya kandungan klorida menunjukkan tingginya salinitas air, dan air dengan harga salinitas yang tinggi cenderung menimbulkan korosi.

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

Ion-ion ini dapat membentuk endapan *scale* yang tidak larut jika bereaksi dengan kalsium, dan membentuk *scale* yang larut dengan magnesium. Kandungan ion bikarbonat juga berpengaruh terhadap derajat keasaman (pH) larutan. Konsentrasi ion karbonat sering disebut sebagai *phenophthalein alkalinity*, sedangkan konsentrai ion bikarbonat disebut *methyl orange alkalinity*.

c. Sulfat (SO_4^{2-})

Kandungan ion sulfat dapat menjadi masalah jika bereaksi dengan 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.

Sifat-sifat air formasi yang lain adalah sebagai berikut :

a. Derajat Keasaman (pH)

Derajat keasaman merupakan salah satu sifat air yang penting jika dikaitkan dengan terbentuknya *scale*. Besarnya pH air berpengaruh terhadap kadar kelarutan beberapa jenis

Studi penanggulangan..., Ratna Permata Sari, FT UI, 2011

scale. Semakin tinggi pH air, semakin besar pula kecenderungan terbentuknya *scale*. Jika harga pH semakin kecil (lebih asam) kecenderungan terbentuknya *scale* akan menurun, sebaliknya kecenderungan terjadinya korosi (*corrosivity*) akan meningkat. Air formasi biasanya mempunyai pH pada kisaran 4 sampai 8. Selain itu pH larutan juga dipengruhi oleh gas terlarut, dimana kandungan H_2S dan CO_2 yang terlarut dalam larutan akan menurunkan pH larutan.

b. Kandungan Padatan Tersuspensi

Kandungan padatan merupakan jumlah padatan yang tersaring dari sejumlah sampel air formasi dengan menggunakan saringan membran, yang menunjukkan perkiraan kecenderungan penyumbatan. Besar pori saringan yang biasanya digunakan berukuran 0,45 μm. Padatan tersuspensi dapat berupa padatan organik maupun inorganik. Padatan organik antara lain adalah titik-titik minyak dalam air, asphalt, titik-titik emulsi serta parafin, sedangkan padatan inorganik dapat berupa pasir, lempung, silt, serta endapan *scale*. Selain jumlah, hal lain yang perlu diketahui dari padatan tersuspensi adalah distribusi ukuran partikel, bentuk serta komposisi kimianya.

c. Turbiditas

Turbiditas air formasi dapat disebut sebagai derajat kekotoran air formasi, yang merupakan ukuran dari kandungan padatan tersuspensi dan hidrokarbon dalam air formasi. Turbiditas dapat digunakan sebagai indikator kecenderungan terjadinya penyumbatan, terutama pada air injeksi.

d. Temperatur

Besarnya temperatur air formasi berpengaruh terhadap pH dan *specific gravity* air formasi, kecenderungan pembentukan *scale*, serta kadar kelarutan padatan dan gas dalam air formasi tersebut.

e. *Specific Gravity*

Specific gravity didefinisikan sebagai perbandingan antara densitas sampel air dengan densitas air murni, dengan satuan berat per unit volume (gr/ml). Air murni mempunyai harga berat sebesar 1,0 gr/lt, sehingga air formasi dengan *specific gravity* lebih besar dari 1,0 menunjukkan bahwa air formasi mengandung zat-zat terlarut (anion, kation, gas dan sebagainya). Semakin besar harga *specific gravity* air formasi, maka semakin besar juga zat-zat yang terlarut didalamnya. Sebagai perbandingan, *specific gravity* dari air formasi

Studi penanggulangan..., Ratna Permata Sari, FT UI, 2011

dengan kandungan 2% KCl adalah sebesar 1,010 dengan densitas 8,42 lbs/gal, sedangkan untuk air formasi yang terjenuhi kalsium klorida mempunyai *specific gravity* 1,410 dengan densitas 11,76 lbs/gas. [12]

f. Kandungan Gas Terlarut (Oksigen dan Karbon Dioksida)

Kandungan oksigen terlarut akan meningkatkan kecenderungan terjadinya korosi, dan adanya kandungan ion besi akan menyebabkan terbentuknya endapan senyawa besi yang bersifat tidak larut. sedangkan kandungan karbon dioksida akan berpengaruh terhadap pH air, kecenderungan terbentuknya *scale* dan korosi. Apabila air yang mengendung karbon dioksida mengalami penurunan tekanan, maka karbon dioksida akan cenderung terlepas dari larutan dan membentuk endapan berupa *scale* karbonat.

g. Kandungan Hidrogen Sulfida (H_2S)

Kandungan H_2S akan berpengaruh secara langsung terhadap kecenderungan terjadinya korosi. Hidrogen sulfida dapat terbentuk secara alami ataupun secara biologis dihasilkan dari kegiatan bakteri penghasil sulfat.

h. Populasi Bakteri

Keberadaan bakteri dalam air formasi kemungkinan besar menyebabkan terjadinya penyumbatan akibat pengendapan zat-zat yang dihasilkannya.

2.6.3. Jenis *Scale* dan Faktor yang Berpengaruh Terhadap Pembentukannya[5],[17],[18]

Senyawa-senyawa yang berbentuk padatan dan mempunyai kecenderungan untuk membentuk endapan *scale* antara lain adalah kalsium karbonat ($CaCO_3$), gipsum atau kalsium sulfat ($CaSO_4 . 2H_2O$), dan barium sulfat ($BaSO_4$). Endapan *scale* yang lain adalah stronsium sulfat ($SrSO_4$) yang mempunyai intensitas pembentukan rendah dan kalsium sulfat ($CaSO_4$), yang biasa terbentuk pada peralatan pemanas, yaitu *boilers* dan *heater traters*, serta *scale* dengan komponen besi, seperti *iron carbonate* ($FeCO_3$), *iron sulfide* (FeS) dan *iron oxide* (Fe_2O_3), seperti yang terlihat pada Tabel 2.3.

Studi penanggulangan..., Ratna Permata Sari, FT UI, 2011

Tabel 2.3. Jenis Komponen Endapan *Scale*[17]

Chemical Name	*Chemical Formula*	*Mineral Name*
Water Soluble Scale		
Natrium Chloride	*NaCl*	*Halite*
Acid Soluble Scales		
Calcium Carbonate	*$CaCO_3$*	*Calcite*
Iron Carbonate	*$FeCO_3$*	*Siderite*
Iron Sulfide	*FeS_7*	*Trolite*
Iron Oxide	*Fe_2O_3*	*Hematite*
Iron Oxide	*Fe_2O_4*	*Magnetit*
Magnesium Hydroxide	*$Mg(OH)_2$*	*Brucite*
Acid Insoluble Scales		
Calcium Sulfate	*$CaSO_4$*	
Calcium Sulfate	*$CaSO_4 . 2H_2O$*	*Anhydrite*
Barium Sulfate	*$BaSO_4$*	*Gypsum*
Strontium Sulfate	*$SrSO_4$*	*Barite*
Barium-Strontium Sulfate	*$BaSr(SO_4)_2$*	*Celestite*

Scale dapat dikenali dengan mengklasifikasikannya berdasarkan komposisi yang membentuk *scale* dan jenis pengendapannya. Berdasarkan komposisinya, secara umum *scale* dibedakan menjadi *scale* karbonat, *scale* sulfat, serta campuran dari keduanya. Sedangkan berdasarkan jenis pengendapannya, klasifikasi *scale* dapat dilihat pada Tabel 2.4.

Tabel 2.4. Klasifikasi Pengendapan *Scale*[17]

Jenis	Sifat Utama	Komponen	Reaksi Kimia
Hard Scale	Umumnya berwarna terang, dan apabila terdapat pengotor (minyak atau oksida besi) akan menjadi agak gelap. Hampir tidak larut dalam asam	$BaSO_4$, $SrSO_4$, $CaSO_4$, dan 2 H_2O, ataupun kombinasi dari keempatnya, serta kecenderu-ngan terdapat-nya SiO_2.	$BaCl_2 + Na_2SO_4 \rightarrow BaSO_4\downarrow + 2NaCl$ $SrCl_2 + CaSO_4 \rightarrow SrSO_4\downarrow + CaCl_2$

Studi penanggulangan..., Ratna Permata Sari, FT UI, 2011

Jenis	Sifat Utama	Komponen	Reaksi Kimia
Soft Scale	Umumnya terang atau agak gelap (jika mengandung pengotor). Larut dalam asam. Mengandung CO_2.	$CaCO_3$ dengan kandungan sedikit $MgCO_3$, $FeCO_3$, SiO_2, $CaSO_4.2H_2O$, FeS dan S.	$Ca(HCO_3)_2 \rightarrow CaCO_3\downarrow + CO_2 + H_2O$
Misc	Tidak mudah larut dalam asam. Mengandung H_2S. Berwarna coklat tua sampai hitam.	FeS, Fe_2O_3, H_2O, S	$Fe + H_2S \rightarrow FeS\downarrow + H$ $Fe_2O_3 + 3H_2S \rightarrow 2FeS\downarrow + 3H_2O + S$ $2Fe_2O_3 + 6H_2S \rightarrow 2FeS_3\downarrow + 6H_2O$ $2Fe_2S_3 + 3O_2 \rightarrow 2Fe_2O_3\downarrow + 6S$ $6H_2S + 3O_2 \rightarrow 6H_2O + 6S\downarrow$

Dari sekian banyak jenis *scale* yang dapat terbentuk, hanya sebagian kecil yang seringkali dijumpai pada industri perminyakan. Tabel 2.5 menunjukkan jenis-jenis *scale* yang umum terdapat dilapangan.

Tabel 2.5. Endapan *Scale* yang Umum terdapat di Lapangan Minyak[5]

Jenis *Scale*	Rumus Kimia	Faktor yang Berpengaruh
Kalsium Karbonat (Kalsit)	$CaCO_3$	• Penurunan Tekanan (CO_2) • Perubahan Temperatur • Kandungan Garam Terlarut • Perubahan Keasaman (pH)
Kalsium Sulfat *Gypsum* (sering) *Hemi-Hydrate* *Anhydrite*	 $CaSO_4 . 2\ H_2O$ $CaSO_4 . ½\ H_2O$ $CaSO_4$	 • Perubahan Tekanan dan Temperatur • Kandungan Garam Terlarut
Barium Sulfate *Strontium Sulfate*	$BaSO_4$ $SrSO_4$	• Perubahan Tekanan dan Temperatur • Kandungan Garam Terlarut
Komponen Besi Besi Karbonat Sulfida Besi *Ferrous Hydroxide* *Ferric Hydroxide* Oksida Besi	 $FeCO_3$ FeS $Fe(OH)_2$ $Fe(OH)_3$ Fe_2O_3	• Korosi • Kandungan Gas Terlarut • Derajat Keasaman (pH)

Studi penanggulangan..., Ratna Permata Sari, FT UI, 2011

2.6.3.1 Kalsium Karbonat

Scale kalsium karbonat merupakan endapan senyawa $CaCO_3$ (kalsit) yang terbentuk dari hasil reaksi antara ion kalsium (Ca) dengan ion karbonat (CO_3^{2-}) ataupun dengan ion bikarbonat (HCO_3^-), dengan reaksi pembentukan sebagai berikut:

$$Ca^{2+} + CO_3^{2-} \rightarrow CaCO_3\downarrow \quad \text{..... (2.14)}$$

$$Ca^{2+} + 2(HCO_3^-) \rightarrow CaCO_3\downarrow + CO_2 + H_2O \quad \text{..... (2.15)}$$

Kondisi yang mempengaruhi pembentukan *scale* kalsium karbonat antara lain adalah perubahan kondisi reservoir (tekanan dan temperatur), alkalinitas air, serta kandungan garam terlarut, dimana kecenderungan terbentuknya *scale* kalsium karbonat akan meningkat dengan:

- Meningkatnya temperatur
- Penurunan tekanan parsial CO_2
- Peningkatan pH
- Penurunan kandungan gas terlarut secara keseluruhan

Selain hal-hal yang telah disebutkan diatas, turbulensi aliran dan lamanya waktu kontak (*contact time*) juga berpengaruh terhadap kecepatan pengendapan dan tingkat kekerasan kristal yang terbentuk.

Berikut adalah faktor-faktor yang mempengaruhi pembentukan *scale* kalsium karbonat:

1. Pengaruh CO_2

Keberadaan CO_2 dalam air akan meningkatkan kelarutan $CaCO_3$ dalam air. Pada waktu CO_2 terlarut dalam air, senyawa tersebut akan membentuk asam karbonat, dengan reaksi ionisasi sebagai berikut:

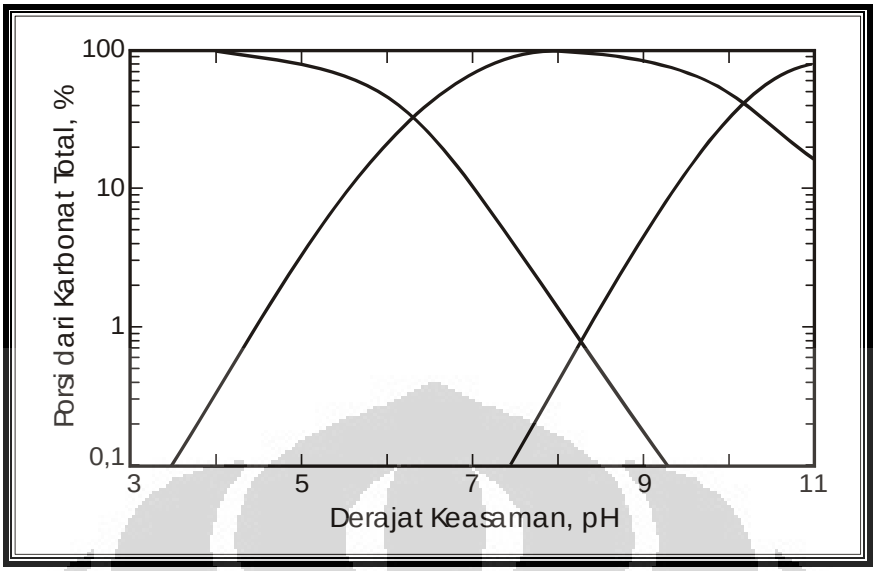
$$CO_2 + H_2O \rightarrow H_2CO_3 \quad \text{..... (2.16)}$$

$$H_2CO_3 \rightarrow H^+ + HCO_3^- \quad \text{..... (2.17)}$$

$$HCO_3^- \rightarrow H^+ + CO_3^{2-} \quad \text{..... (2.18)}$$

Prosentase ionisasi asam karbonat dalam pembentukan ion H^+ dan CO_3^{2-} pada berbagai harga pH dapat dilihat pada Gambar 2.5.

Studi penanggulangan..., Ratna Permata Sari, FT UI, 2011



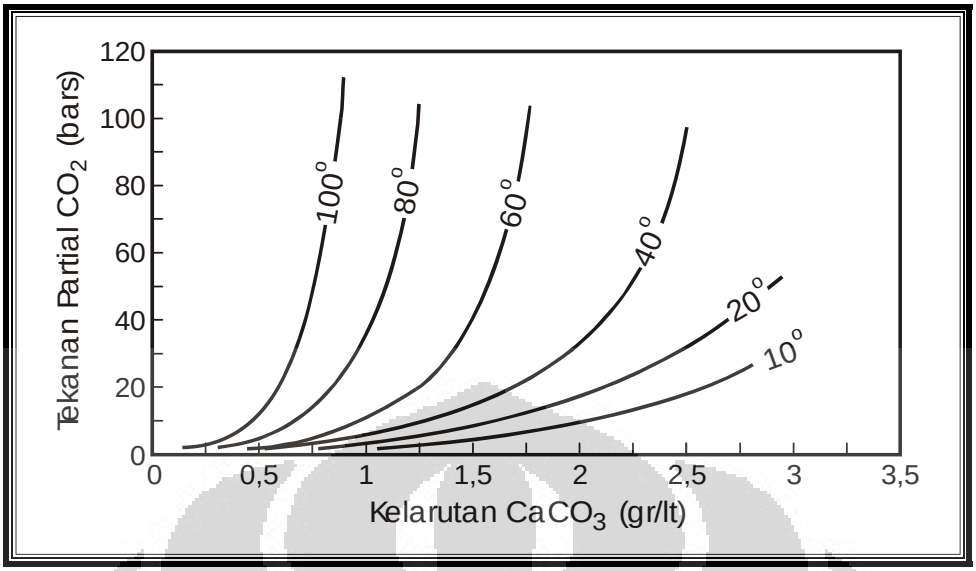
Gambar 2.5. Ionisasi Asam Karbonat pada Berbagai Harga pH[17]

Pengaruh lain CO_2 adalah meningkatnya tekanan dalam sistem, yang besarnya dipengaruhi oleh tekanan parsial CO_2. Besarnya tekanan parsial CO_2 sendiri sebanding dengan fraksi mol CO_2 dalam gas dikalikan dengan tekanan total dalam sistem. Apabila terdapat perubahan tekanan dalam sistem maka jumlah CO_2 yang larut dalam air akan semakin banyak, sesuai dengan reaksi pada (2.15), sebagai berikut :

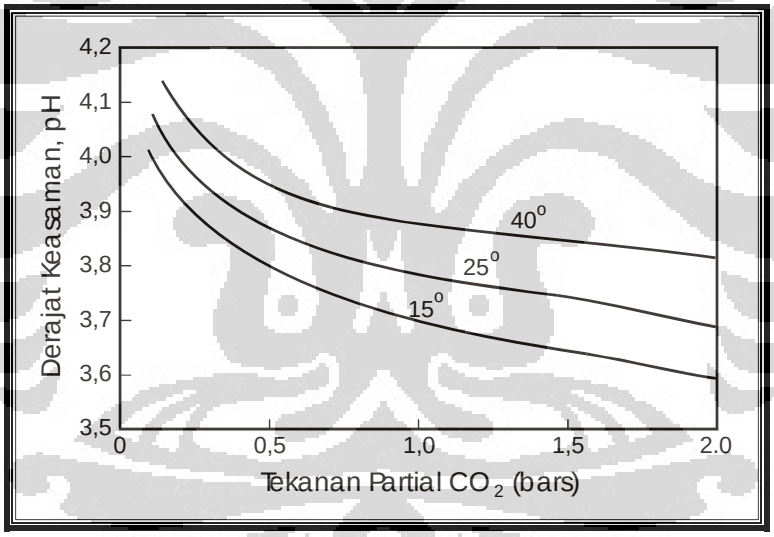
$$Ca(HCO_3)_2 \leftrightarrow H_2O + CO_2 + CaCO_3 \quad \text{..... (2.19)}$$

Apabila konsentrasi CO_2 dalam larutan bertambah, maka reaksi diatas akan bergeser ke kiri dan air akan menjadi lebih asam (pH turun) serta pembentukan $CaCO_3$ akan berkurang. Sedangkan apabila tekanan dalam sistem turun, maka CO_2 akan terbebaskan dari larutan. Pada kondisi yang demikian, tekanan parsial CO_2 akan berkurang, sehingga reaksi akan bergeser ke arah kanan, yang menyebabkan pH air akan meningkat dan terjadi pengendapan $CaCO_3$. Besarnya kelarutan $CaCO_3$ akan bertambah dengan meningkatnya tekanan partial CO_2, dimana pengaruh tersebut akan berkurang dengan adanya kenaikan temperatur, seperti yang terlihat pada Gambar 2.6. Sedangkan pengaruh tekanan parsial CO_2 terhadap pH air dapat dilihat pada Gambar 2.7.

Studi penanggulangan..., Ratna Permata Sari, FT UI, 2011



Gambar 2.6 Pengaruh Tekanan Parsial CO_2 Terhadap Kelarutan $CaCO_3$ pada Berbagai Harga Temperatur[17]

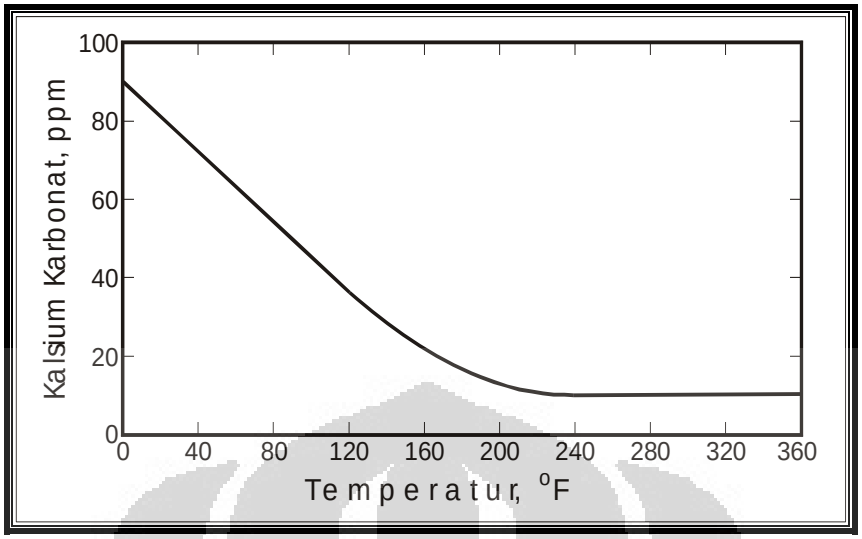


Gambar 2.7. Pengaruh Tekanan Parsial CO_2 terhadap pH Air[17]

2. Pengaruh Temperatur

Kelarutan kalsium karbonat akan semakin berkurang dengan bertambahnya temperatur, sehingga semakin besar temperatur air maka tingkat kecenderungan terbentuknya *scale* $CaCO_3$ akan semakin besar. Pengaruh tersebut dapat dilihat pada Gambar 2.8.

Studi penanggulangan..., Ratna Permata Sari, FT UI, 2011



Gambar 2.8. Pengaruh Temperatur Terhadap Kelarutan Kalsium Karbonat[17]

Pengaruh tersebut dapat terjadi karena kenaikan temperatur air akan menyebabkan adanya penguapan sehingga jumlah dalam air akan berkurang, sehingga berdasarkan reaksi pada (2.19) maka reaksi akan bergeser ke arah kanan dan *scale* kalsium karbonat akan terbentuk.

Fenomena ini dapat digunakan untuk menjelaskan terbentuknya *scale* pada formasi sumur-sumur injeksi yang mempunyai tekanan dasar sumur yang cukup tinggi, serta *scale* yang terjadi pada dinding tabung alat pemanas.

3. Pengaruh pH

Seperti telah dijelaskan diatas, kandungan CO_2 dalam air akan berpengaruh terhadap pH air dan kadar kelarutan $CaCO_3$. Apabila pH air meningkat, maka semakin besar pula kecenderungan terbentuknya *scale* kalsium karbonat, demikian juga sebaliknya, semakin rendah harga pH air, kecenderungan tersebut akan semakin kecil.

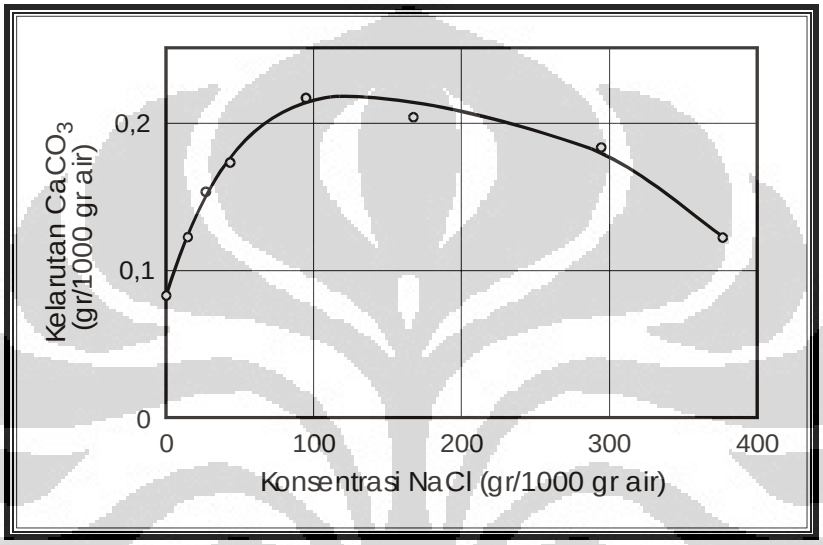
4. Pengaruh Garam Terlarut

Kadar kelarutan $CaCO_3$ akan meningkat dengan bertambahnya kandungan garam terlarut dalam air, tetapi apabila garam-garam tersebut sudah mencapai batas kelarutannya, yaitu suatu kondisi dimana hasil kali kelarutan zat-zat semula sama dengan hasil kali

Studi penanggulangan..., Ratna Permata Sari, FT UI, 2011

kelarutan zat-zat yang terbentuk, maka kadar kelarutan $CaCO_3$ akan menurun (untuk NaCl pada konsentrasi 120 gr NaCl / 1000 gr air). Hubungan ini dapat dilihat pada Gambar 2.9.

Pada kenyataannya, semakin besar jumlah padatan yang terlarut dalam air (kecuali ion Ca^{2+} dan ion CO_3^{2-}), kadar kelarutan $CaCO_3$ dalam air akan semakin besar pula, sehingga $CaCO_3$ cenderung tidak terbentuk. Batas maksimum padatan yang terlarut (tidak termasuk ion Ca^{2+} dan ion CO_3^{2-}) adalah 200 gr/lt air.



Gambar 2.9. Pengaruh Konsentrasi NaCl Terhadap Kelarutan $CaCO_3$ pada Temperatur 24°C[17]

2.6.3.2 Kalsium Sulfat

Scale kalsium sulfat terbentuk dari pengendapan padatan berdasarkan pada persamaan reaksi sebagai berikut :

$$Ca^{2+} + SO_4^{2-} \rightarrow CaSO_4 \quad \text{..... (2.20)}$$

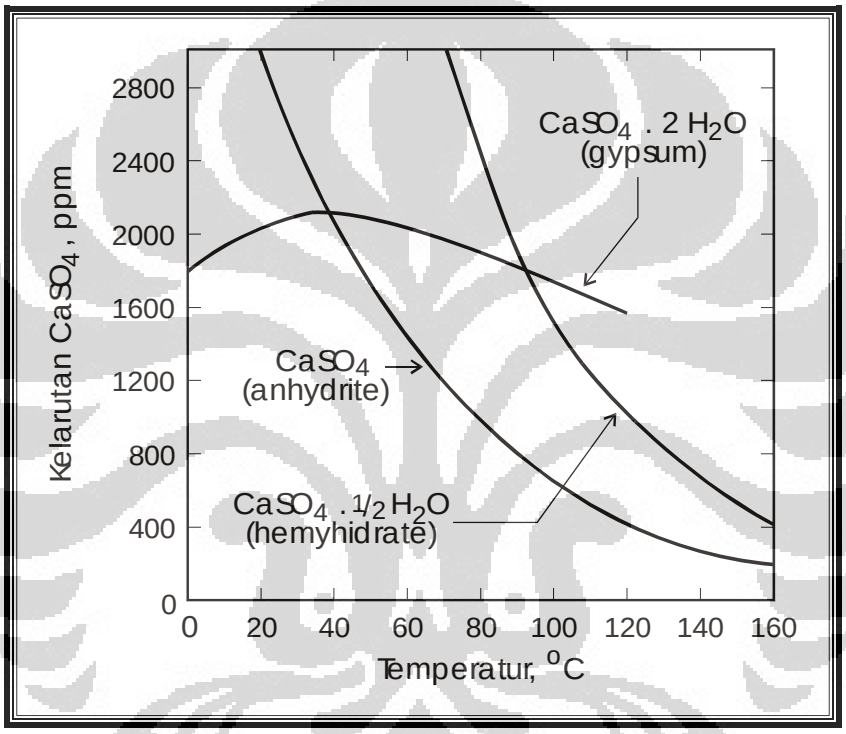
Jenis *scale* kalsium sulfat pada umumnya berupa *gypsum* atau *hydrous calsium sulfate* ($CaSO_4 . 2H_2O$) yang bersifat stabil pada kondisi temperatur 40 °C dan tekanan yang lenih kecil dari tekanan atmosfer. Pada kondisi temperatur yang lebih tinggi, akan terbentuk *anhydrite* ($CaSO_4$) ataupun hemi-hidrat ($CaSO_4 . ½ H_2O$), dimana $CaSO_4$ hanya terbentuk pada temperatur tinggi, seperti boiler ataupun *heater treater* di permukaan, dan tidak mengendap pada formasi ataupun peralatan bawah permukaan.

Studi penanggulangan..., Ratna Permata Sari, FT UI, 2011

Faktor ataupun kondisi yang berpengaruh dalam pembentukan *scale* kalsium sulfat antara lain adalah perubahan kondisi reservoir (tekanan dan temperatur), serta kandungan garam terlarut dalam air.

1. Pengaruh Temperatur

Pengaruh temperatur terhadap kadar kelarutan *gypsum* ($CaSO_4.2H_2O$) dan *anhydrite* ($CaCO_3$) mempunyai perbedaan, seperti yang terlihat pada Gambar 2.10.



Gambar 2.10. Kadar Kelarutan Kalsium Sulfat pada Air Murni[17]

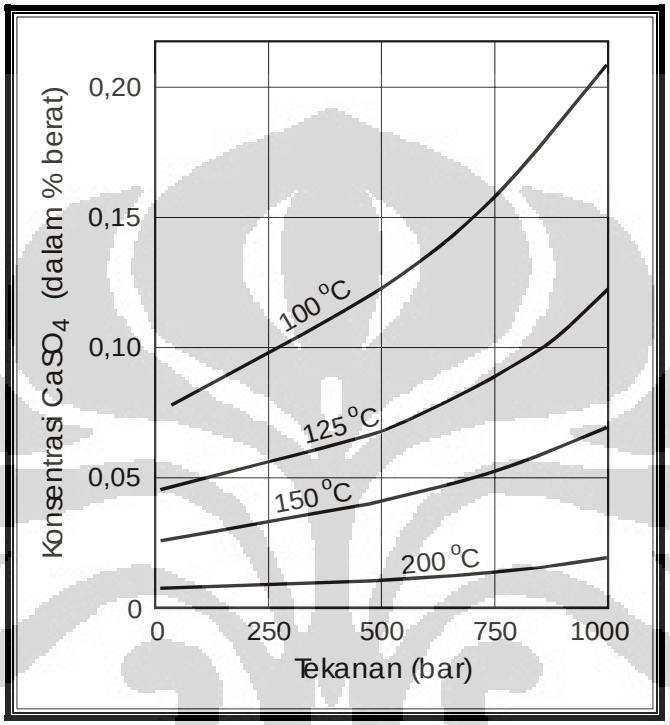
Pada *gypsum*, kadar kelarutannya dalam air akan meningkat dengan bertambahnya temperatur air sampai pada temperatur 40 ^oC, dan setelah melewati batas temperatur tersebut kelarutan gypsum akan menurun. Sedangkan untuk *anhydrite*, kadar kelarutannya akan turun dengan bertambahnya temperatur.

2. Pengaruh Tekanan

Kadar kelarutan kalsium sulfat dalam air akan bertambah dengan adanya kenaikan tekanan. Hal ini terjadi karena kenaikan tekanan akan menyebabkan ukuran molekul kalsium sulfat menjadi semakin kecil. Pengaruh ini biasanya terjadi pada sumur-sumur injeksi yang

Studi penanggulangan..., Ratna Permata Sari, FT UI, 2011

pada umumnya menggunakan tekanan tinggi. Pengaruh tekanan terhadap kelarutan kalsium sulfat dalam air dapat dilihat pada Gambar 2.11, dimana pengaruh tekanan akan meningkat dengan adanya penurunan temperatur reservoir. Oleh karena itu scale kalsium sulfat seringkali terbentuk pada zona-zona yang mengalami penurunan tekanan (*pressure drop*) yang berlebihan.

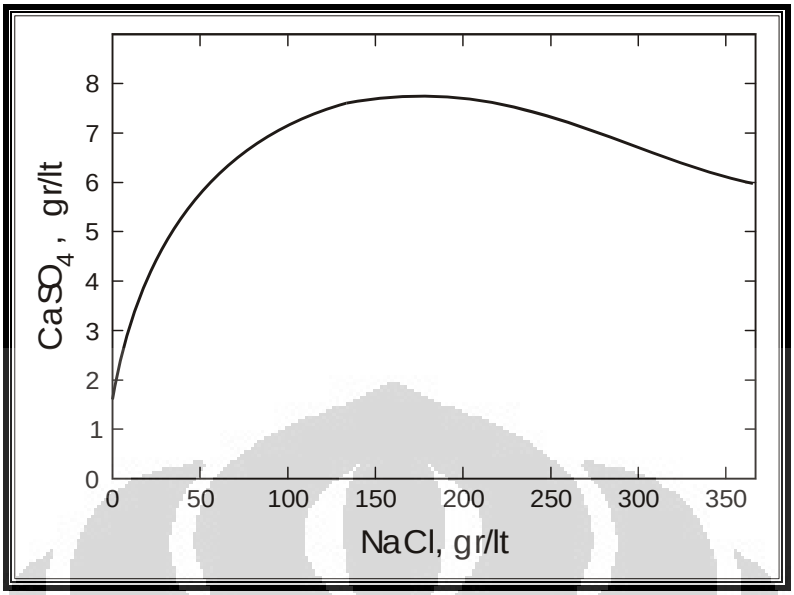


Gambar 2.11. Pengaruh Tekanan Terhadap Kelarutan Kalsium Sulfat pada Beberapa Harga Temperatur[17]

3. Pengaruh Garam Terlarut

Seperti halnya pada kalsium karbonat, keberadaan NaCl ataupun garam-garam terlarut lainnya, selain ion kalsium dan sulfat sendiri, akan menyebabkan kenaikan harga kelarutan kalsium sulfat dalam air, dengan batas konsentrasi garam 150 gram garam per liter air. Akan tetapi setelah batas tersebut terlampaui, penambahan konsentrasi garam terlarut akan menurunkan kelarutan, seperti terlihat pada Gambar 2.12. Pada kondisi yang demikian, *scale* kalsium sulfat cenderung terbentuk.

Studi penanggulangan..., Ratna Permata Sari, FT UI, 2011



Gambar 2.12. Pengaruh Konsentrasi NaCl Terhadap Kelarutan Gypsum dalam Air [17]

2.6.3.3 Barium Sulfat

Scale barium sulfat merupakan jenis *scale* yang mempunyai kadar kelarutan kecil, sehingga tidak mudah untuk larut, seperti yang terlihat pada Tabel 2.6, yang menunjukkan harga kelarutan macam-macam *scale* dalam air pada temperatur 25 ^{o}C. Barium sulfat terbentuk dari pengendapan padatan berdasarkan pada persamaan reaksi sebagai berikut :

$$Ba^{2+} + SO_4^{2-} \rightarrow BaSO_4\downarrow \quad \text{..... (2.21)}$$

Kecilnya harga kelarutan barium sulfat serta besarnya perbedaan dengan kelarutan *scale* yang lain, menjadikan *scale* jenis ini memiliki kecenderungan yang cukup besar untuk terbentuk jika kedua ion pembentuknya (Ba^{2+} dan SO_4^{2-}) terkandung dalam air.

Seperti halnya kalsium karbonat dan kalsium sulfat, pembentukan barium sulfat dipengaruhi oleh perubahan kondisi reservoir (tekanan dan temperatur), serta kandungan garam terlarut dalam air.

Tabel 2.6. Perbandingan Kelarutan *Scale* dalam Air pada Temperatur 25 ^{o}C [17]

Jenis *Scale*	Kelarutan (mg/L)
Natrium Klorida	318300
Gypsum	2080
Kalsium Karbonat	53
Barium Sulfat	2,3

Studi penanggulangan..., Ratna Permata Sari, FT UI, 2011

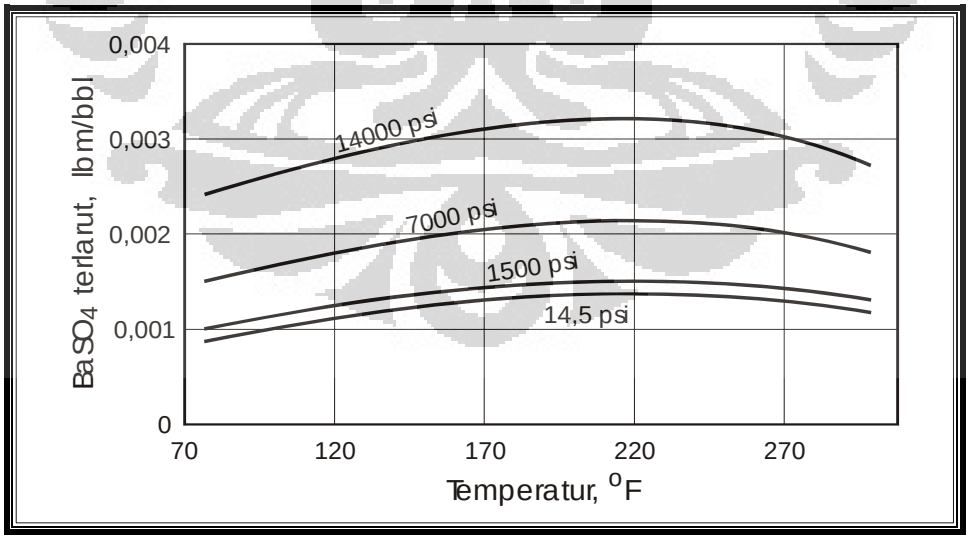
1. Pengaruh Temperatur

Kenaikan temperatur air dari 25°C sampai pada temperatur batas (100°C) akan menyebabkan bertambahnya kelarutan barium sulfat dalam air tersebut, akan tetapi setelah melewati temperatur 100 °C, kelarutan barium sulfat akan berkurang kembali. Hal ini dapat dilihat pada Tabel 2.7, yang menunjukkan perbandingan kelarutan barium sulfat pada temperatur tertentu serta pengaruh kandungan NaCl pada air dan Gambar 2.13, yang menunjukkan pengaruh temperatur terhadap kelarutan barium sulfat pada beberapa harga tekanan.

Meskipun demikian hal ini masih tergantung pada pengaruh kandungan garam terlarut dalam air, yang akan dijelaskan kemudian.

Tabel 2.7. Pengaruh Temperatur dan Kandungan NaCl pada Kelarutan Barium Sulfat[18]

Temperatur (°C)	Kandungan NaCl (mg/L)	Kelarutan $BaSO_4$ (mg/L)
25	0	2,3
95	0	3,9
25	100000	30
95	100000	65



Gambar 2.13. Pengaruh Temperatur Terhadap Kelarutan $BaSO_4$ pada Beberapa Harga Tekanan[17]

Studi penanggulangan..., Ratna Permata Sari, FT UI, 2011

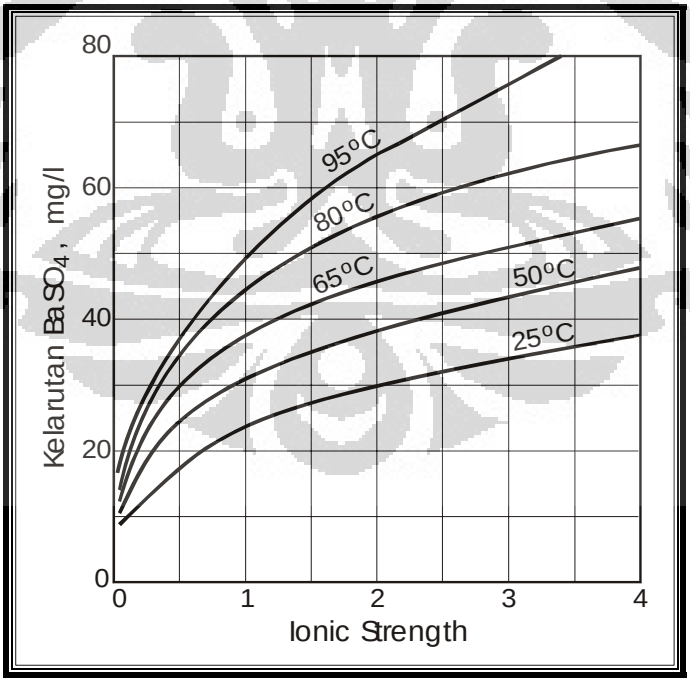
2. Pengaruh Tekanan

Seperti halnya pengaruh temperatur, kadar kelarutan barium sulfat dalam air akan bertambah dengan adanya kenaikan tekanan. Mekanisme kenaikan kelarutan tersebut sama dengan mekanisme bertambahnya kelarutan kalsium sulfat karena kenaikan tekanan akan menyebabkan ukuran molekul barium sulfat menjadi semakin kecil. Hal ini dapat dilihat pada Gambar 2.13 diatas.

3. Pengaruh Garam Terlarut

Kadar kelarutan barium sulfat dalam air akan bertambah dengan penambahan kandungan garam terlarut lainnya pada air tersebut. Seperti itunjukkan pada Tabel 2-5 diatas, penambahan 100000 mg/lt NaCl pada air akan menaikkan kelarutan barium sulfat dari 2,3 mg/lt menjadi 30 mg/lt (pada temperatur 25 ^{o}C).

Gambar 2.14 berikut menunjukkan pengaruh NaCl terhadap kelarutan barium sulfat dalam air pada beberapa harga temperatur, yang merupakan fungsi dari *ionic strength* dari konsentrasi natrium klorida (NaCl) terhadap kelarutan barium sulfat.



Gambar 2.14. Pengaruh Konsentrasi NaCl Terhadap Kelarutan Barium Sulfat dalam Air[17]

Studi penanggulangan..., Ratna Permata Sari, FT UI, 2011

2.6.3.4 Senyawa Besi

Kandungan besi dalam air dapat terjadi secara alamiah ataupun dihasilkan dari proses korosi, yang berupa besi oksida ataupun besi sulfida.. Pada umumnya, air formasi memiliki kandungan senyawa besi alamiah tidak lebih dari 100 mg/L. Pembentukan senyawa besi dipengaruhi oleh keberadaan CO_2, H_2S dan O_2 dalam air.

1. Pengaruh CO_2

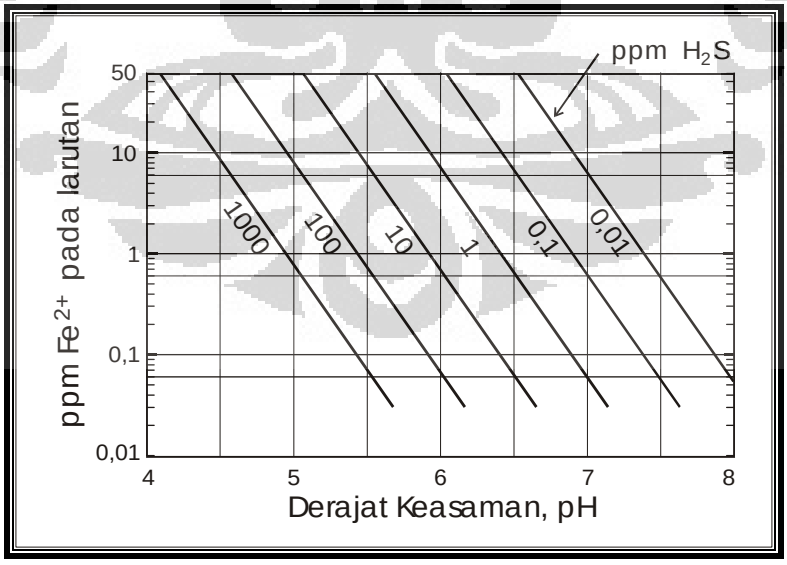
Keberadaan CO_2 dalam air akan bereaksi dengan besi dan membentuk padatan scale besi karbonat. Pembentukan *scale* besi karbonat dipengaruhi pH sistem, dimana scale hanya akan terbentuk jika pH sistem lebih dari 7.

2. Pengaruh H_2S

H_2S akan membentuk besi sulfida (FeS) berdasarkan reaksi, dengan besi yang terkandung dalam air, sebagai berikut:

$$Fe + H_2S \rightarrow FeS\downarrow + H_2 \quad \text{..... (2.22)}$$

Besi sulfida yang terbentuk dari reaksi diatas bersifat sukar larut yang biasanya membentuk lapisan scale yang relatif tipis. Gambar 2.15 berikut merupakan diagram stabilitas senyawa besi sulfida, yang menunjukkan konsentrasi ion ferro (Fe^{2+}) pada berbagai harga pH larutan dan konsentrasi kandungan H_2S dalam larutan.



Gambar 2.15 Diagram Stabilitas Senyawa Besi Sulfida[17]

Studi penanggulangan..., Ratna Permata Sari, FT UI, 2011

3. Pengaruh O_2

Reaksi antara besi dengan O_2 dapat menghasilkan beberapa senyawa besi, antara lain adalah ferro hidroksida ($Fe(OH)_2$), ferri hidroksida ($Fe(OH)_3$) dan ferri oksida (Fe_2O_3). Apabila air mengalami kontak dengan udara, maka Ion ferro (Fe^{2+}) yang teroksidasi akan membentuk ion Fe^{3+} yang akan bereaksi dengan O_2 yang akan menghasilkan ferri hidroksida. Reaksi yang terjadi adalah sebagai berikut :

$$2\ Fe^{2+} + 4\ HCO_3^- + H_2O \rightarrow 2Fe(OH)_3 + 4\ CO_2 \quad \text{..... (2.23)}$$

Senyawa besi yang terbentuk dari reaksi diatas mempunyai sifat yang tidak akan terlarut pada larutan dengan pH lebih dari 4.

Selain dari reaksi dengan senyawa-senyawa diatas, senyawa besi juga dapat terbentuk dari kinerja biologis suatu bakteri (*gallionella ferruginea*) yang hidup dalam air yang mengandung udara. Bakteri tersebut akan memisahkan ion ferro (Fe^{2+}) dari air dan membentuk senyawa *ferri hydroxide*.

2.6.3.5 Stronsium Sulfat

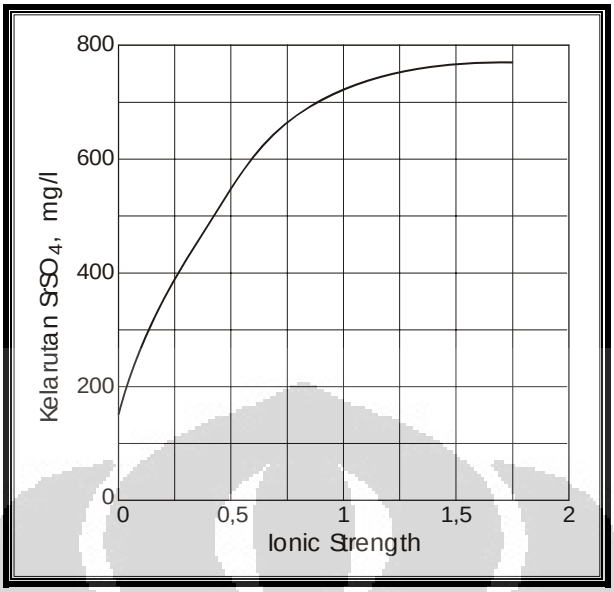
Stronsium sulfat terbentuk dari pengendapan padatan berdasarkan pada persamaan reaksi sebagai berikut :

$$SrCl_2 + MgSO_4 \rightarrow SrSO_4\downarrow + MgCl_2 \quad \text{..... (2.24)}$$

Perilaku kelarutan stronsium sulfat dalam air hampir sama dengan kelarutan barium sulfat, akan tetapi kelarutan stronsium sulfat lebih besar dibandingkan dengan kelarutan barium sulfat. Pada temperatur 25^oC, kelarutan stronsium sulfat dalam air mencapai 114 mg/lt, sedangkan pada temperatur yang sama kelarutan barium sulfat hanya 2,3 mg/L.

Secara umum kelarutan stronsium sulfat dalam air dipengaruhi oleh perubahan temperatur serta besarnya kandungan garam terlarut dalam air. Hal ini dapat dilihat pada Gambar 2.16**,** yang menunjukkan kelarutan stronsium sulfat pada air yang mengandung NaCl pada temperatur 25 ^oC dan tekanan atmosfer.

Studi penanggulangan..., Ratna Permata Sari, FT UI, 2011



Gambar 2.16. Pengaruh konsentrasi NaCl Terhadap Kelarutan Stronsium Sulfat dalam Air[17]

2.6.3.6 Natrium Klorida

Terlepasnya natrium klorida dari larutan dan pengendapannya biasanya terjadi pada kondisi supersturasi (akibat dari adanya evaporasi dan penurunan temperatur). Hal ini terlihat pada Tabel 2.8 yang menunjukkan pengaruh penurunan temperatur terhadap kelarutan natrium klorida dalam larutan.

Pada tabel tersebut, terlihat bahwa 4000 mg/L NaCl akan mengendapkan *supersaturated salt water* bila temperatur berkurang dari 60^{o}C menjadi 30^{o}C.

Pengendapan natrium klorida dapat terjadi pada *tubing* bagian bawah maupun dalam lubang sumur yang mempunyai perbandingan minyak-gas (GOR) tinggi, dengan produksi air sangat kecil ataupun tanpa produksi air di permukaan. Pengendapan tersebut juga dapat terjadi sebagai akibat dari penurunan tekanan dan temperatur pada formasi ataupun dalam *tubing*.

Tabel 2.8. Pengaruh Temperatur Terhadap Kelarutan NaCl[18]

Temperatur ^{o}C	NaCl dalam Larutan		
	% berat	Ppm	mg/L
0	25,9	259000	310000
30	26,8	268000	323000
60	27,1	271000	327000
80	27,7	277000	335000
100	28,5	285000	346000

Studi penanggulangan..., Ratna Permata Sari, FT UI, 2011

2.6.4. Analisis Problem *Scale*[20],[23],[16]

Seiring waktu berjalan, laju produksi minyak makin menurun dan *water cut* makin meninggi. *Water cut* yang makin tinggi, cenderung untuk meningkatkan terjadinya pembentukan endapan *scale*. Jika hal ini terjadi, tentu saja akan menghabiskan biaya penanggulangan *scale* yang tidak sedikit, baik untuk menghilangkan *scale* maupun untuk biaya penggantian peralatan yang mungkin rusak akibat adanya *scale*. Analisis masalah *scale* dan upaya penanggulangannya akan penulis uraikan dibawah ini, antara lain:

- Analisis *Pressure drop*
- Analisis air formasi
- Pemasangan instalasi *scale coupon*
- Evaluasi *scale coupon*
- Identifikasi *scale* dari analisis sampling air formasi dan *scale coupon*
- Pencegahan dan penanggulangan *scale* antara lain:
  - Penginjeksian *scale* inhibitor dengan memonitor efektifitas inhibitor dari sampling air formasi dan *scale coupon*
  - Pekerjaan *pigging* dan *line scrapper*
  - *Acidizing*
  - *Scale cleaner*
  - Metode pencegahan alternatif

2.6.4.1 Analisis *Pressure Drop* [23]

Data *pressure drop* dapat mengindikasikan ada tidaknya *scale* di sepanjang aliran produksi. Dari analisis *pressure drop* pada sistem sumur dan peralatan permukaan, dapat menunjukkan bahwa terjadi perubahan tekanan yang berelasi terhadap perubahan laju alir pada *wellhead*, sebelum dan sesudah penggantian *flowline* ataupun sebelum dan sesudah *acid job*.

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

Studi penanggulangan..., Ratna Permata Sari, FT UI, 2011

2.6.4.2 Analisis Air Formasi[16]

Analisis air formasi bertujuan untuk mengetahui kandungan kation dan anion yang terlarut di air formasi didalam proses produksi yang diambil dari kran pada *wellhead*. Dari data kandungan kation dan anion dengan metode-metode perhitungan kecenderungan pembentukan *scale* dapat diketahui kecenderungan terbentuknya berbagai *scale* yang akan dijelaskan pada Bab 3. Selain itu, analisis air formasi dapat pula digunakan untuk memonitor *performance* dari *scale* inhibitor.

2.6.4.3 Analisis *Scale Coupon*[20],[23]

Evaluasi *scale coupon* dilakukan secara kualitatif dan kuantitatif yang bertujuan untuk memprediksi pertumbuhan *scale* (*scale growth*). Evaluasi *scale coupon* secara kualitatif dilakukan secara visual di lapangan. Dan evaluasi *scale coupon* secara kuantitatif dilakukan di laboratorium. *Scale coupon* yang digunakan hampir sama seperti *corrosion coupon*, dengan 6-8 lubang pada berbagai skala ukuran (Gambar 2.17).

Gambar 2.17. *Scale Coupon* Dengan Tujuh Lubang Pada Masing-Masing Sisinya

Coupon yang dipasang pada *flowline* di dekat *wellhead* dan dilengkapi *flat side facing* untuk mengatur aliran. Dalam penggunaannya, *coupon* ditimbang sebelum dan sesudah pemasangan sehingga berat *scale* yang terbentuk dapat diketahui dari selisih keduanya. Dan untuk menghitung *scale growth*, perlu dilakukan analisis lebih lanjut melalui prosedur-prosedur tertentu, diantaranya adalah sebagai berikut.

Studi penanggulangan..., Ratna Permata Sari, FT UI, 2011

1. Pencatatan semua informasi tentang *scale coupon*, diantaranya adalah tipe *coupon*, tanggal pemasangan, tanggal pencabutan, dan berat awal *coupon*.

2. Setelah masa pemasangan *coupon* selesai, dilakukan pencabutan *coupon* dan diamati serta dicatat penampakan dan kondisi *coupon* yang digunakan. Selain itu, dikumpulkan pula data-data produksi selama pemasangan *coupon* tersebut untuk nantinya dapat digunakan untuk analisis *pressure drop* pada sistem perpipaan tersebut.

3. Analisis penentuan hidrokarbon pada komponen *scale* yang terbentuk pada *coupon*, dilakukan di laboratorium dengan prosedur sebagai berikut.

   a. Ditimbang *beaker glass* dengan timbangan analitis dan dicatat beratnya

   b. Diletakkan *coupon* dalam *beaker glass* kemudian ditimbang keduanya dan dicatat beratnya. Dicari berat *coupon* dengan menghitung selisihnya terhadap berat *beaker glass* pada langkah 3.a.

   c. Diisi *beaker glass* dengan *xylene* hingga *coupon* terendam seluruhnya, kemudian dipanaskan perlahan pada *hot plate* hingga mendidih dan seluruh material hidrokarbon larut dalam *xylene*.

   d. Dilakukan pengulangan langkah 3.c jika perlu hingga *xylene* tidak berubah warna setelah proses pemanasan.

   e. Dikeringkan *beaker glass* yang berisi *coupon* dengan oven lalu didinginkan pada suhu ruang dalam desikator. Ditimbang berat beaker glass yang berisi *coupon* dan dicatat beratnya. Kurangi dengan berat *beaker glass* pada langkah 3.a untuk mengetahui berat *coupon* tanpa adanya komponen hidrokarbon dalam *scale*. Dan kurangi dengan langkah 3.b untuk mengetahui berat hidrokarbon yang terkandung pada *scale*.

4. Analisis penentuan karbonat pada komponen *scale* yang terbentuk pada *coupon*, dilakukan di laboratorium dengan prosedur sebagai berikut.

   a. Diisi *beaker glass* dari langkah 3.e diatas dengan larutan asam asetat hingga *coupon* terendam seluruhnya, kemudian dipanaskan perlahan pada *hot plate* hingga mendidih dan seluruh material hidrokarbon larut dalam asam asetat.

Studi penanggulangan..., Ratna Permata Sari, FT UI, 2011

b. Dilakukan pengulangan langkah 4.a jika perlu hingga larutan asam asetat tidak berubah warna setelah proses pemanasan.

c. Dikeringkan *beaker glass* yang berisi *coupon* dengan oven lalu didinginkan pada suhu ruang dalam desikator. Ditimbang berat *beaker glass* yang berisi *coupon* dan dicatat beratnya. Lalu kurangi dengan berat *beaker glass* pada langkah 3.a untuk mengetahui berat *coupon* tanpa adanya komponen hidrokarbon dan karbonat dalam *scale*. Dan kurangi dengan langkah 3.e untuk mengetahui berat karbonat yang terkandung pada *scale*.

5. Analisis penentuan *iron compound* pada komponen *scale* yang terbentuk pada coupon, dilakukan di laboratorium dengan prosedur sebagai berikut.

   a. Diisi *beaker glass* dari langkah 4.c diatas dengan larutan 15% HCl yang mengandung 5% *corrosion inhibitor* hingga *coupon* terendam seluruhnya, kemudian dipanaskan perlahan pada *hot plate* hingga mendidih dan seluruh material hidrokarbon larut dalam asam asetat.

   b. Dilakukan pengulangan langkah 4.b diatas jika perlu hingga larutan asam tidak berubah warna.

   c. Dikeringkan *beaker glass* yang berisi *coupon* dengan oven lalu didinginkan pada suhu ruang dalam desikator. Ditimbang berat *beaker glass* yang berisi *coupon* dan dicatat beratnya. Kurangi dengan berat *beaker glass* pada langkah 3.a untuk mengetahui berat *coupon* tanpa adanya komponen hidrokarbon, karbonat, dan *iron coumpound* dalam *scale*. Dan kurangi dengan langkah 4.e untuk mengetahui berat kandungan besi yang terkandung pada *scale*.

6. Analisis penentuan *total solid* pada komponen *scale* yang terbentuk pada *coupon*, dilakukan di laboratorium dengan prosedur sebagai berikut.

   a. Dari langkah 5.c diatas, dibilas *coupon* dalam *beaker glass* dengan menggunakan *isopropyl alcohol* kemudian dikeringkan dengan oven dan didinginkan dalam desikator pada suhu ruang.

   b. Ditimbang berat *beaker glass* yang berisi *coupon* dan dicatat beratnya. Kurangi dengan berat *beaker glass* pada langkah 3.a untuk mengetahui berat *coupon*.

Studi penanggulangan..., Ratna Permata Sari, FT UI, 2011

c. Dilakukan perhitungan *scale growth* berikut untuk mengetahui laju pertumbuhan *scale*.

- *Total scale deposit*

  Total deposite scale (mg)= [berat langkah 3.b (gram)] – berat pada langkah 6.b (gram)] x (1000) …… (2.25)

- *mg scale per square inch*

$$\frac{mg}{sq\ inch} = \frac{mg\ scale\ deposite}{750} \quad \text{……} \quad (2.26)$$

- *Scale growth* (*g per square inch per year*)

$$\frac{g / sq\ inch}{year} = \frac{(mg / sq.in)\ (10)(365)}{total\ days\ in\ system} \quad \text{……} \quad (2.27)$$

- *Corrosion rate (mpy)*

$$corrosion\ rate\ (mpy) = \frac{\left[berat\ langkah\ 3.b - berat\ langkah\ 6.b\right] x\ factor\ area}{total\ days\ in\ system}$$

…….. (2.28)

Dalam pemasangan dan pencabutan *scale coupon* terlebih dahulu sumur dimatikan. Hal ini dapat mengurangi hasil produksi kumulatif suatu lapangan minyak. Maka, sebaiknya dilakukan pemrograman secara terencana dan dapat dilakukan pemantauan terhadap kehilangan produksi per jamnya ketika sumur dimatikan. Seiring naiknya *water cut*, evaluasi ini sebaiknya dilakukan secara kontinyu tiap 3 bulan sekali.

Dari identifikasi *scale coupon* diatas, dapat pula dilakukan dan didapatkan analisis secara kualitatif, diantaranya sebagai berikut:

1. Perendaman terhadap sampel *scale* pada suatu pelarut, jika didapatkan warna larutan yang gelap, maka dapat diperkirakan endapan yang terbentuk adalah endapan organik hidrokarbon, seperti senyawaan *wax*, dan *paraffin*.

2. Dengan memeriksa kadar kemagnetan suatu sampel *scale*, dapat diketahui kandungan *iron compound* di dalamnya. Jika kadar kemagnetannya kuat, diperkirakan *scale* yang dianalisis adalah besi oksida seperti Fe_3O_4, sedangkan jika kemagnetannya lemah, maka *scale* tersebut dapat berupa *scale* FeS.

Studi penanggulangan..., Ratna Permata Sari, FT UI, 2011

3. Perendaman sampel *scale* dalam larutan HCl 15%, kemudian diamati perubahan yang terjadi, terutama kekuatan reaksi (efek *efferversant*), bau, serta perubahan warna yang terjadi. Apabila warna larutan HCl berubah menjadi kuning, diperkirakan pada *scale* tersebut terdapat komponen besi.

4. Memeriksa kadar kelarutan sampel *scale* dalam air. Jika sampel larut dalam air, maka endapan tersebut kemungkinan adalah endapan garam NaCl.

Selain dari analisis kualitatif diatas, dapat pula dilakukan identifikasi dengan menggunakan metode *X-Ray Diffraction*. Metode ini merupakan metode yang dilakukan dengan melakukan penyinaran sinar X terhadap sampel dari kristal *scale* yang sudah berbentuk bubuk. Identifikasi dilakukan terhadap pantulan cahaya dari komposisi kimia komponen *scale* yang terdifraksi oleh sinar X, yang menunjukkan karakteristik dari masing-masing komponen tersebut.

2.6.4.4 Penanganan *Scale*[23]

Penanganan masalah *scale* meliputi upaya pencegahan terhadap pembentukan maupun pengendapan *scale* serta penanggulangan atau pembersihan *scale* yang telah terbentuk. Program penanganan didesain berdasarkan pada data hasil identifikasi mekanisme dan kondisi pembentukan, lokasi terbentuknya *scale* serta komposisi endapan yang terbentuk.

Upaya pencegahan yang seringkali dilakukan adalah dengan meninjeksikan zat kimia pengontrol *scale* (*scale inhibitor*), baik pada formasi maupun pada pipa-pipa dan peralatan produksi. Zat kimia tersebut bekerja dengan cara menjaga partikel pembentuk *scale* tetap dalam larutan, sehingga diharapkan tidak terjadi pengendapan.

Selain penggunaan *scale inhibitor*, dengan mempertimbangkan pengaruh tekanan pada penurunan kelarutan, *pressure maintenance* baik dengan injeksi air ataupun injeksi gas, dapat berperan dalam upaya pencegahan terbentuknya *scale*. Sedangkan pada program injeksi air untuk meningkatkan perolehan minyak (*waterflooding*), upaya pencegahan diterapkan pada perencanaan air yang akan diinjeksikan. Air yang akan diinjeksikan dirancang sifat fisiknya dan kandungan kimia tertentu, sehingga kemungkinan adanya reaksi pembentukan padatan *scale* dapat dieliminasi.

Penanggulangan masalah *scale* bertujuan untuk menghilangkan endapan *scale* baik *scale* yang menyumbat pada matriks batuan formasi ataupun *scale* yang menempel pada

Studi penanggulangan..., Ratna Permata Sari, FT UI, 2011

dinding pipa. Hal pokok yang perlu dipertimbangkan dalam perencanaan program penanggulangan adalah kecepatan proses, pengaruh terhadap adanya kerusakan pada peralatan produksi, tubing ataupun formasi yang akan dibersihkan, serta kemampuan untuk mencegah terbentuknya endapan lanjutan (*re-precipitation*).

Berdasarkan metode yang digunakan, penanggulangan *scale* dapat dibedakan menjadi dua macam, yaitu penanggulangan secara mekanik dan kimiawi. Pemilihan metode mekanik yang digunakan pada program penanggulangan *scale* didasarkan pada lokasi terbentuknya *scale*, sedangkan pemilihan metode kimia didasarkan pada jenis *scale* yang terbentuk. *Scale* yang terbentuk pada formasi dapat dibersihkan secara kimiawi dengan pengasaman (*acidizing*). Untuk endapan *scale* pada sistem perpipaan baik pada *tubing* ataupun peralatan produksi, dapat digunakan dengan cara mekanik ataupun kimia atau merupakan kombinasi dari keduanya, yaitu dengan menggunakan zat kimia dan dengan cara mekanis seperti *coiled tubing*, *line scrappers, pigs* ataupun *cathodic protection* pada *surface line*.

1. Pencegahan Terbentuknya Endapan *Scale*[23]

Pencegahan terbentuknya *scale* adalah usaha preventif yang dilakukan sebelum terbentuknya endapan *scale*. Pada kenyataannya proses pembentukan *scale* sama sekali tidak dapat dicegah, sehingga upaya yang dilakukan semata-mata hanyalah meminimalisasi pembentukan dan terutama pengendapan *scale*, sehingga permasalahan yang terjadi sebagai akibat dari pengendapan tersebut dapat dicegah dan diminimalisir.

a. Menggunakan Zat-zat Kimia Pengontrol *Scale*[23]

Salah satu cara untuk mencegah terjadinya *scale* yaitu dengan cara menjaga kation-kation pembentuk *scale* tetap berada dalam larutannya. Zat-zat kimia yang ditambahkan dalam air berfungsi sebagai pencegah terbentuknya *scale* (*scale inhibitor*) di dalam larutan tersebut.

Scale inhibitor merupakan suatu bahan kimia yang berfungsi untuk menjaga anion-kation pembentuk *scale* tetap berada dalam larutannya. Untuk memenuhi kebutuhan tersebut, diperlukan kecepatan injeksi yang didasarkan pada jumlah produksi fluida total dan bahan kimianya yang harus dipompakan sedemikian rupa, sehingga konsentrasinya tidak kurang dari batas minimum yang diijinkan dan dosis yang digunakan. Setelah penentuan jenis *scale* inhibitor, perlu diperhatikan beberapa hal berikut agar diperoleh hasil yang maksimal, yaitu:

Studi penanggulangan..., Ratna Permata Sari, FT UI, 2011

- *Scale* inhibitor harus ditambahkan pada titik dimana kristal *scale* mulai terbentuk. Ini berarti bahwa inhibitor harus diinjeksikan pada *upstream* area yang bermasalah. Dalam hal ini adalah pada sumur produksi.
- *Scale* inhibitor harus diinjeksikan secara kontinyu agar selalu mencegah terbentuknya kristal *scale* dalam air terproduksi.

Ada beberapa metode *treatment* yang dapat dilakukan untuk menginjeksikan *scale* inhibitor, yaitu :

- *Squeeze Treatment*

Squeeze treatment ini merupakan suatu cara menginjeksikan inhibitor ke dalam formasi dengan tekanan injeksi tertentu dibawah tekanan rekah formasi dan diatas tekanan formasi.

Inhibitor dilarutkan dalam fluida pembawa yang disertai dengan zat aktif permukaan untuk memperbaiki kebasahan batuan formasi. Dengan adanya inhibitor ini, maka terbentuklah lapisan pelindung (*protective film*) pada permukaan pipa selama operasi injeksi dan selama aliran fluida produksi mengandung inhibitor dengan konsentrasi yang cukup tinggi.

- *Batch Treatment*

Batch treatment merupakan suatu cara dengan menempatkan *scale* inhibitor ke dalam sumur melalui *tubing* dalam jumlah yang hampir sama dengan jumlah air yang diproduksikan per hari. Dengan adanya aliran fluida dari reservoir yang mengalir ke lubang sumur, maka fluida akan bercampur dengan *scale* inhibitor yang ada. Akibatnya *scale* inhibitor bercampur dengan fluida produksi dan selanjutnya akan terbawa ke atas melalui peralatan-peralatan produksi.

Scale inhibitor ditempatkan pada beberapa kaki (ft) dibawah lubang sumur, ketika fluida mengalir ke lubang sumur. Namun demikian, ternyata *scale* inhibitor yang ditempatkan di dasar sumur ini tidak dapat bertahan lama, sehingga *scale* inhibitor hanya berguna dalam waktu yang relatif singkat.

- *Continous Treatment*

Continous treatment merupakan suatu *treatment* dengan jalan menginjeksikan *scale* inhibitor ke dalam sumur melalui *annulus* oleh *chemical injection pump*. Dengan cara tersebut dapat menyebabkan zat kimia tersebut menyembur ke bawah (ke dasar sumur) dan

Studi penanggulangan..., Ratna Permata Sari, FT UI, 2011

dengan segera dapat menjaga kelarutan. Untuk memenuhi kebutuhan di atas diperlukan kecepatan injeksi yang didasarkan pada jumlah produksi fluida total dan bahan kimianya harus dipompakan sedemikian rupa, sehingga konsentrasinya tidak kurang dari batas minimum yang diijinkan.

Selain itu, sebelum dilakukan injeksi inhibitor harus dipersiapkan instrument dan komponennya, antara lain *chemical tank, chemical pump, atomizer*, dan *chemical* yang akan digunakan. Jenis *scale* inhibitor yang biasa digunakan di lapangan adalah *inorganic polyphospate*, *organic scale control chemical* (*organic phospate* dan *phosphonate*) dan *polyorganic acid*. Selain itu adanya polimer sebagai *additive* juga digunakan untuk mencegah atau menghambat pembentukan *scale*.

b. Metode Pengujian *Scale* Inhibitor[13],[23]

Metode ini dilakukan pengujian efektifitas *scale* inhibitor secara laboratorium dengan menggunakan *Static Beaker Test* dan *Dynamic Tube Blocking Test*. *Static Beaker Test* atau *NACE Test* dilakukan di laboratorium dengan melakukan uji coba *scale* inhibitor dengan konsentrasi berbeda. *NACE Test* adalah metode perhitungan efektifitas *scale* inhibitor dengan memantau kandungan terlarut dalam air formasi.[13]

Faktor-faktor yang harus diperhatikan dalam pemilihan *scale* inhibitor adalah jenis *scale*, laju produksi, *water cut*, komposisi kimia didalam *scale*, dosis bahan kimia pada inhibitor, laju pembentukan *scale* (*scale growth*), temperatur, reaksi dengan ion-ion dalam air, dan reaksi dengan senyawaan kimia lain yang mungkin terjadi. Perkembangan *scale* didalam sumur dan konsentrasi *scale* inhibitor yang efektif dapat dimonitor dengan beberapa metode, yaitu[23]:

1. Analisis *scale coupon*, melalui penentuan besar laju pembentukan *scale* (*scale growth*)
2. *Residual phosphonate*, melalui penentuan harga *residual phosphonate* yang merupakan sisa *scale* inhibitor yang tidak bereaksi dengan kation dan anion pembentuk *scale*.
3. *Turbidity*, melalui penentuan harga kadar kekeruhan dalam air yang telah bereaksi dengan *scale* inhibitor.
4. Kelarutan *Hardness* (Ca dan Mg), melalui penentuan harga kelarutan konsentrasi Ca dan Mg terhadap kalsium karbonat yang bereaksi dengan *scale* inhibitor.

Studi penanggulangan..., Ratna Permata Sari, FT UI, 2011

c. Metode Pencegahan Alternatif[23],[17]

Selain dengan menginjeksikan zat-zat kimia pencegah *scale*, upaya pencegahan lain yang bersifat tidak langsung dan dapat dipertimbangkan penggunaannya adalah program *pressure maintenance* pada formasi, *temperature maintenance* pada instalasi pemipaan dipermukaan, serta perencanaan air yang sesuai pada program injeksi air untuk meningkatkan perolehan minyak (*water flooding*).

Berdasarkan pada besarnya pengaruh penurunan tekanan selama proses produksi berlangsung terhadap kelarutan komponen dalam air formasi, maka upaya untuk menjaga tekanan formasi (*pressure maintenance*) dapat berfungsi sebagai upaya pencegahan terendapkannya partikel *scale*.

Penurunan temperatur yang sangat besar akan terjadi pada saat fluida mengalir dipermukaan. Hal ini dapat menyebabkan mengendapnya partikel *scale* pada bagian-bagian pipa yang memungkinkan, seperti pada sambungan-sambungan pipa, belokan yang menyebabkan adanya perubahan arus, serta pada bagian pipa dengan permukaan dalam yang kurang sempurna. Untuk mengatasi ini dapat diterapkan metode untuk menjaga agar penurunan temperatur tidak terlalu tinggi, baik itu dengan menggunakan pemanas (*heater*) ataupun melapisi pipa dengan peredam panas.

Pembentukan *scale* akibat dari tercampurnya dua jenis air yang tidak kompatibel biasanya terjadi pada sumur injeksi pada proses injeksi air (*water flooding*). Tercampurnya dua jenis air yang tidak kompatibel akan menimbulkan reaksi antar ion-ion terlarut, sehingga akan memungkinkan terbentuknya endapan *scale*. Sebagai contoh, jika air yang mengandung ion Ca^{2+} bercampur dengan air yang mengandung ion CO_3^{2-} maka kondisi ini cenderung menyebabkan terbentuknya endapan *scale* $CaCO_3$.

Berdasarkan pada keterangan diatas, maka dalam perencanaan air untuk injeksi, pencampuran dua jenis air harus dihindari, karena hal tersebut akan menimbulkan masalah apabila kedua jenis air tersebut tidak kompatibel. Permasalahan akan menjadi semakin kompleks apabila air injeksi juga tidak kompatibel dengan air formasi, yang dapat dipastikan akan saling kontak pada formasi, walaupun dengan bidang kontak yang terbatas. Akan tetapi keadaan menjadi lain setelah air injeksi menerobos (*breaktrough*) dan ikut terproduksi, dimana bidang kontak antara air injeksi dengan air formasi akan semakin luas, sehingga reaksi yang terjadi antara ion-ion komponen pembentuk *scale* akan semakin sering terjadi.

Studi penanggulangan..., Ratna Permata Sari, FT UI, 2011

Untuk menghindari hal tersebut, dalam perencanaan air injeksi perlu diperkirakan kompatibilitas masing-masing jenis air. Metode yang paling sederhana untuk memperkirakan derajat kompatibilitas dua jenis air adalah dengan membandingkan komposisi kimia dari masing-masing jenis air tersebut, kemudian diperkirakan reaksi antar ion yang akan terjadi. Sebagai contoh adalah data komposisi kimia dua jenis air hasil analisis sebagai berikut:

Tabel 2.9. Contoh Komposisi Ion Dalam Air Formasi[17]

Komponen	Air I	Air II
Ca^{2+}	ada	tidak ada
HCO_3^-	tidak ada	ada
SO_4^{2-}	tidak ada	ada
Ba^{2+}	ada	tidak ada
Fe^{2+} atau Fe^{3+}	tidak ada	ada
H_2S	ada	tidak ada

Dari data-data diatas, serta konsentrasi tiap komponen, pH, temperatur dan perbandingan pencampuran air, dapat diperkirakan endapan yang mungkin terbentuk adalah kalsium karbonat, kalsium sulfat, barium sulfat dan besi sulfida.

Dalam merencanakan air injeksi yang kompatibel dengan air formasi, upaya yang dapat dilakukan adalah dengan mengubah komposisi air dan menghilangkan zat-zat yang memungkinkan untuk terbentuknya komponen *scale*.

Mengubah Komposisi Air[23]

Setelah memperkirakan derajat kompatibilitas air yang akan dicampur, koreksi ataupun perbaikan dapat dilakukan dengan mengubah komposisi air. Metode yang dapat dilakukan untuk merubah komposisi air adalah:

- Pengenceran air (*water dillution*)

  Pengenceran air injeksi dimaksudkan untuk membuat campuran baru dari air injeksi yang telah diketahui komposisinya, dengan ditambah air lain, sehingga menghasilkan komposisi campuran air dengan konsentrasi yang tidak membentuk *scale* pada kondisi sistem.

Studi penanggulangan..., Ratna Permata Sari, FT UI, 2011

- Mengontrol pH

  Adanya penurunan harga pH, maka akan menaikkan kelarutan komponen besi dan menurunkan kecenderungan pembentukan *scale* karbonat. Tetapi hal ini akan membuat air semakin korosif, yang akan menimbulkan problem korosi, sehingga perlu di kontrol pH larutan mendekati harga pH normal dan dilakukan optimasi injeksi scale inhibitor dan *corrosion* inhibitor.

Menghilangkan Zat-zat yang membentuk *Scale*[23]

Zat-zat pembentuk *scale* yang dapat dieliminir keberadaannya antara lain adalah gas terlarut yang mendukung terbentunya *scale*, serta ion Ca^{2+}, Mg^{2+}, SO_4^{2-}, dan HCO_3. Gas-gas yang terlarut, seperti H_2S, CO_2 dan O_2, dapat dihilangkan dari air dengan cara kimia atau mekanis. Sedangkan untuk menghilangkan ion-ion seperti Ca^{2+}, Mg^{2+}, SO_4^{2-}, dan HCO_3^-, dapat dilakukan dengan proses pelunakan air (*water softening process*)**,** yang terdiri dari *ion exchange*, *precipitation softening* serta *destilation*). Proses-proses di atas dapat dilakukan secara kombinasi atau sendiri-sendiri.

2. Penanggulangan Endapan *Scale*[23],[13],[15]

Secara langsung timbulnya problem *scale* ini dapat menyebabkan kapasitas produksi menurun, proses pengolahan selanjutnya menjadi lebih sulit, terjadinya kerusakan peralatan produksi, tidak optimalnya sumur dalam berproduksi dan biaya yang diperlukan untuk pengolahan menjadi lebih besar. Oleh karena itu *scale* perlu segera dibersihkan. Pembersihan *scale* ini dapat dilakukan secara mekanik, kimia dan gabungan dari mekanik-kimia.

Untuk menanggulangi *scale* yang dilakukan secara kimia, dapat dibedakan menjadi dua tempat, yaitu *scale* yang terdapat pada pipa-pipa dan peralatan produksi di permukaan serta *scale* yang terbentuk pada dasar sumur atau formasi. Untuk itu semua digunakan zat kimia yang dapat melarutkannya.

a. Endapan *Scale* dalam Pipa

Untuk menghilangkan *scale* pada pipa-pipa di permukaan dilakukan dengan kombinasi penggunaan zat kimia dan *line scrappers* atau *pigs*.

Studi penanggulangan..., Ratna Permata Sari, FT UI, 2011

b. Scale Kalsium Karbonat

Untuk menanggulangi *scale* $CaCO_3$ pada berbagai kondisi, cara yang paling mudah dan murah adalah menggunakan HCl dengan konsentrasi 5%, 10% atau 15%.

Reaksi kimia yang terjadi adalah :

$$CaCO_3 + 2HCl \rightarrow CaCl_2 + H_2O + CO_2 \uparrow \quad (2.29)$$

Corrosion inhibitor juga harus ditambahkan ke dalam asam untuk menjaga agar tidak melarutkan besi. Sering juga ditambahkan surfaktan untuk menghilangkan film minyak dari *scale* yang mengandung deposit organik.

c. *Scale* Kalsium Sulfat

Karena $CaSO_4$ bereaksi dengan HCl, maka digunakan fluida pengubah (*converter*). *Inorganic converter* biasanya karbonat (CO_3^{2-}) atau hidroksida (OH^-) akan bereaksi dengan $CaSO_4$ dan mengubahnya menjadi $CaCO_3$ atau $Ca(OH)_2$ yang akan larut dalam asam. *Conversion treatment* tersebut diikuti dengan pengasaman untuk melarutkan $CaCO_3$ atau $Ca(OH)_2$.

Reaksi kimia yang terjadi adalah sebagai berikut :

$$CaSO_4 + (NH_4)_2CO_3 \rightarrow (NH_4)_2SO_4 + CaCO_3 \quad (2.30)$$

Kemudian $CaCO_3$ yang terbentuk dilarutkan oleh HCl, dengan reaksi sebagai berikut :

$$CaCO_3 + 2HCl \rightarrow CaCl_2 + H_2O + CO_2 \uparrow \quad (2.31)$$

CO_2 yang terbentuk akan membantu melepaskan endapan yang sangat padat. Dalam menghilangkan endapan $CaSO_4$ digunakan *organic converter*, seperti natrium sitrat, kalium glikolat, dan kalium asetat. Zat-zat tersebut dapat bereaksi dengan endapan $CaSO_4$ dan akan menyebabkan endapan tersebut membengkak (*swell*), sehingga menjadi lunak dan mudah dihilangkan dengan cara mendorong dengan air. Zat kimia ini mahal dan membutuhkan waktu kontak beberapa jam untuk endapan yang tebal, sehingga sebaiknya dicoba terlebih dahulu pada laboratorium sebelum digunakan.

Selain zat-zat di atas, juga digunakan EDTA (*Etylene Diamine Tetra Acetit Acid*), natrium hidroksida (*caustic*) yaitu 10% NaOH akan melarutkan 12.5% berat *scale*. Juga digunakan air asin yang mengandung 55.000 mg/L NaCl akan melarutkan gipsum pada 100°F, yang besar kelarutannya tiga kali lebih besar dibandingkan dengan air tawar pada temperatur yang sama.

Studi penanggulangan..., Ratna Permata Sari, FT UI, 2011

d. *Scale* Barium Sulfat

Metode yang dapat digunakan untuk mengatasi endapan *scale* barium sulfat dalam pipa adalah sebagai berikut :

- **Penambahan EDTA**

  Penambahan *ethylene diamene tetra acetic acid* (EDTA) akan melarutkan $BaSO_4$ secara fisik, yaitu akan memisahkan ion barium dengan ion sulfat, kemudian ion barium akan bereaksi dengan ion lain menjadi campuran kimia yang baru, karena larutan barium sangat stabil. Tetapi sebelum membentuk campuran yang baru, barium sempat bereaksi lagi dengan sulfat sehingga *scale* barium sulfat baru dapat terbentuk lagi.

- **Penambahan NaCl**

  Penambahan garam NaCl yang akan melarutkan $BaSO_4$. Tenaga melarutkannya naik dengan naiknya temperatur.

e. *Scale* Komponen Besi

Untuk melarutkan komponen besi biasanya digunakan HCl. Apabila HCl digunakan, maka harus ditambahkan *corrosion* inhibitor untuk mencegah korosi pada pipa. Sering juga ditambahkan *iron squeeztering agent* yang akan mencegah pengendapan besi kembali. Pembentukan scale ini dapat terjadi apabila asam habis dan pH naik tinggi.

3. Endapan *Scale* dalam Sumur dan Formasi[23]

Penghilangan *scale* dalam sumur dan formasi terdiri dari pembersihan *scale* di *tubing* maupun permukaan formasi, yaitu ruang pori dan rekahan. Pembersihan *scale* di *tubing* pada dasarnya hanya dapat dilakukan dengan cara kimia. Jika *scale* di *tubing* sulit dihilangkan, maka *tubing* harus dikeluarkan dan dibersihkan di permukaan.

Pembersihan *scale* di lubang perforasi, di permukaan formasi, atau di pori-pori atau rekahan pada matrik formasi, biasanya dilakukan operasi perendaman. Jika *scale* terbentuk pada pori-pori batuan, maka cara yang efektif adalah dengan menggunakan *acidizing*. Prinsip dasar dari metode ini adalah melarutkan batuan dari material-material yang menghambat aliran dalam reservoir dengan cara menginjeksikan sejumlah asam kedalam lubang sumur atau lapisan produktif. *Acidizing* bertujuan untuk menghilangkan pengaruh

Studi penanggulangan..., Ratna Permata Sari, FT UI, 2011

penurunan permeabilitas formasi disekitar lubang sumur (zona skin) dengan cara memperbesar pori-pori batuan dan melarutkan partikel-partikel penyumbat pori batuan antara lain *scale*. Material kimia yang digunakan untuk pembersihan *scale* yang dilakukan kurang lebih hampir sama dengan pembersihan *scale* pada pipa disesuaikan dengan jenis scale yang terbentuk pada lapisan produktif. Namun, sebaiknya terlebih dahulu melalui uji laboratorium untuk memastikan kecocokan dari fluida asam yang diinjeksikan ke sumur terhadap batuan dan fluida reservoir. Selain material asam yang digunakan diperlukan senyawa aditif yang ditambahkan untuk menghindari faktor korosi, foam, ataupun kejadian lain yang justru dapat menyebabkan terjadinya kerusakan formasi yang lebih parah. *Acidizing* ini biasanya dilakukan setelah melakukan PBU Test (*Pressure Build Up Test)* yang terbukti adanya *skin damage* dengan harga skin faktornya positif.

Studi penanggulangan..., Ratna Permata Sari, FT UI, 2011

BAB 3
METODOLOGI PENELITIAN

Dalam Bab 3 ini akan dibahas mengenai beberapa hal yang berhubungan dengan alur penelitian, diantaranya rancangan penelitian dan rincian kegiatan penelitian.

3.1 Rancangan Penelitian

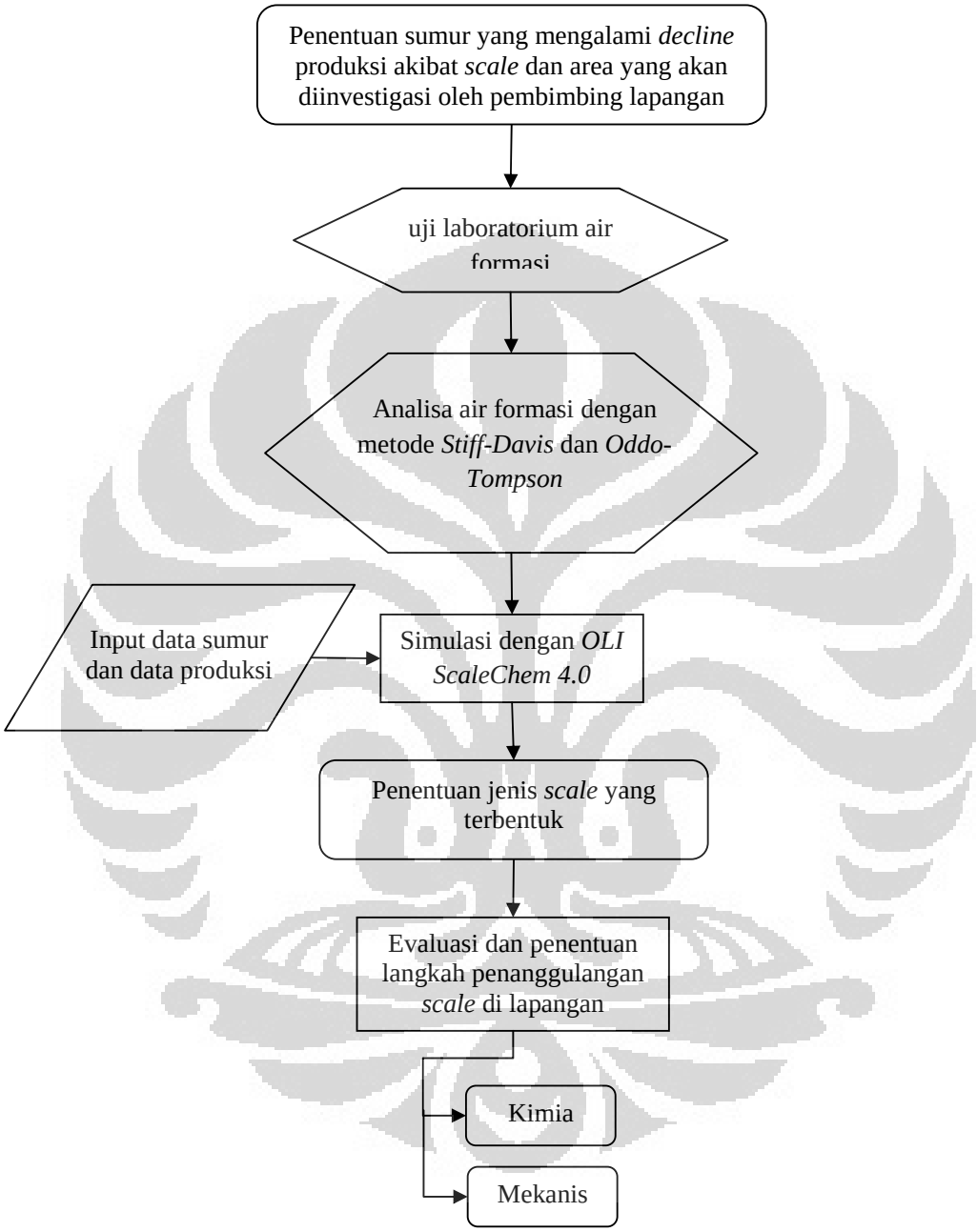
Kegiatan penelitian terhadap perkembangan pembentukan *scale* yang mungkin terjadi di suatu sumur minyak, dapat dilakukan melalui tujuh tahapan berikut:

1. Investigasi data-data produksi dan *well history*

   Dengan melakukan investigasi data-data produksi dan *well history*, dapat dilakukan analisa penurunan kurva produksi dari suatu sumur minyak yang mengalami *decline* produksi akibat pengaruh *scale*.
2. Sampling air formasi dari sumur minyak yang mengalami *decline* produksi akibat *scale*. Kemudian dilakukan uji laboratorium untuk mengetahui kandungan ion apa saja yang dapat menyebabkan terbentuknya *scale*.
3. Analisa air formasi dengan menghitung *Scaling Index* (SI) dengan menggunakan metode *Stiff-Davis* dan *Oddo-Tompson*.
4. Simulasi dengan menggunakan *OLI ScaleChem 4.0* untuk memprediksi kondisi batas tekanan dan temperatur *growth scale* di suatu sistem sumur.
5. Melakukan tindakan preventif dengan menentukan limit tekanan dan temperatur operasi agar *decline* produksi akibat *scale* dapat diminimalisir.
6. Mengevaluasi metode penanggulangan *scale* yang telah diterapkan di lapangan.
7. Menentukan langkah penanggulangan dari *scale* yang terbentuk di lapangan ditinjau dari lokasi, jenis *scale*, dan metode yang digunakan.

Studi penanggulangan..., Ratna Permata Sari, FT UI, 2011

Untuk lebih jelasnya, lima tahapan diatas beserta alurnya dapat dilihat pada Gambar 3.1 berikut.



Gambar 3.1 Skema Penelitian Penanganan Problem *Scale* di Suatu Lapangan Minyak

Studi penanggulangan..., Ratna Permata Sari, FT UI, 2011

3.2 Rincian Penelitian

3.2.1 Investigasi Data Produksi dan *Well History*

Tahap ini dilakukan oleh pihak perusahaan dengan mengumpulkan data-data produksi dan riwayat sumur di suatu lapangan minyak. Dari data yang ada, di analisa dan dilihat penurunan produksi yang terjadi akibat *scale* untuk nantinya dilakukan evaluasi terhadap metode penanggulangan *scale* dilapangan.

3.2.2 Uji Laboratorium Air Formasi

Dilakukan pengambilan sampel fluida reservoir dari dalam sumur yang terdiri dari air dan minyak dari sumur yang telah ditetapkan oleh petugas *sampling*. Air dengan kandungan mineral didalamnya yang dapat menyebabkan terbentuknya *scale* dipisahkan dari campurannya dengan minyak secara gravimetri. Berikut ini adalah prosedur pengambilan sampel.

3.2.2.1 Prosedur Pengambilan Sampel

Satu hal yang menentukan keberhasilan dalam analisa air formasi adalah pemilihan dan pengambilan sampel air yang akan dianalisa. Penentuan sampel yang tidak representatif dalam mendeskripsikan sistem secara keseluruhan akan menggiring hasil analisa ke arah kesimpulan yang menyimpang atau bahkan bertentangan dengan kondisi yang sebenarnya. Selain itu keberhasilan juga dipengaruhi oleh keakuratan pengukuran, pengamatan dan penilaian terhadap obyek yang dianalisa.

Prosedur pengambilan sampel untuk analisa air formasi meliputi media penyimpanan sampel, volume sampel serta prosedur pengambilan serta kaitannya dengan jenis analisa yang dilakukan.

1. Media Penyimpanan Sampel

Untuk media penyimpanan yang biasa digunakan adalah botol plastik dengan volume 500 ml yang disertai tutup. Jika sampel yang diambil digunakan untuk menganalisa kandungan minyak ataupun konsentrasi dari komponen yang berupa zat organik, sebaiknya digunakan botol gelas. Pada botol plastik, minyak ataupun zat-zat organik akan menempel atau bahkan terserap pada dinding botol. Untuk menyimpan sampel tidak boleh menggunakan tempat dari bahan logam baik untuk botol maupun tutupnya, karena akan menyebabkan terjadinya korosi dan air sampel akan terkontaminasi.

Studi penanggulangan..., Ratna Permata Sari, FT UI, 2011

Pada prosedur pengambilan, botol diisi dengan air kemudian ditutup dengan rapat dan pastikan tutup botol tidak terlepas ataupun bocor. Selanjutnya label keterangan sampel ditempelkan pada botol (jangan pada tutupnya) sehingga sampel akan mudah dikenali. Diukur dan dicatat temperatur sampel yang diambil.

2. Volume Sampel

Pada dasarnya volume sampel disesuaikan dengan kebutuhan analisa, terutama untuk analisa ditempat secara personal. Akan tetapi untuk analisa di laboratorium, biasanya diambil sampel sejumlah 500 ml, dan untuk cadangan paling tidak 2,5 liter.

3. Prosedur Pengambilan

Pada umumnya sampel air diambil atau dialirkan malalui katup pengambilan sampel (*sampling valve*) melalui selang penghubung. Pada saat mengalirkan air kedalam botol diamati adanya perubahan warna air, jika terdapat perubahan warna, ditunggu sampai warna sampel konstan.

Berkaitan dengan jenis analisa, prosedur khusus yang dianjurkan adalah sebagai berikut :

a. Sampel untuk Analisa Rutin

Dalam pengambilan sampel untuk analisa rutin, ujung selang sebaiknya ditempatkan pada bagian dasar dari botol dan setelah mencukupi, selang dicabut dengan perlahan dan botol secepatnya ditutup. Hal ini dimaksudkan untuk mengurangi kontaminasi oksigen serta meminimalkan menguapnya gas-gas terlarut dalam air.

b. Sampel untuk Analisa Kandungan Minyak

Untuk menampung sampel digunakan botol gelas, dan air dialirkan langsung dari selang dan secepatnya botol ditutup. Selang atau penghubung sebaiknya juga terbuat dari gelas agar minyak tidak menempel pada dinding penghubung.

Selain prosedur diatas, beberapa hal yang harus diperhatikan dalam pengambilan sampel antara lain adalah sebagai berikut :

Studi penanggulangan..., Ratna Permata Sari, FT UI, 2011

1. Sampel air formasi dipermukaan harus diambil dari *wellhead*, dan jangan mengambil sampel dari *heater-treater*, tangki ataupun peralatan permukaan yang lain setelah *wellhead*.
2. Sedangkan khusus untuk sampel pada tangki, sebisa mungkin diambil sampel dari beberapa bagian tangki, misalnya pada dasar tangki, tengah maupun pada bagian atas dari tangki.
3. Pengambilan sampel sebaiknya dilakukan pada sistem yang sedang berjalan secara normal, terutama laju alir dari fluida produksinya. Meskipun pengambilan sampel akan mudah pada sistem yang sedang dihentikan (*shutdown*), namun sampel yang tidak murni lagi berkaitan dengan kemungkinan terjadinya pengendapan dan sebagainya.
4. Jika sampel yang diambil diperkirakan berasal dari air injeksi, data-data sifat fisik, terutama turbiditas, konsentrasi oksigen terlarut serta populasi bakteri, harus diperbaharui. Pengambilan sampel ini dianjurkan dilakukan secara periodik untuk mengamati perubahan sifat-sifat tertentu yang memungkinkan untuk menganalisa pengaruh perubahan tersebut.

Setelah didapatkan sampel berupa air formasi, dilakukan uji laboratorium, dimana dicari kandungan ion yang terdapat pada air formasi tersebut dengan metode titrasi oleh praktikan (penulis). Analisa dengan menggunakan metode titrasi dilakukan dengan meneteskan larutan indikator (*titrant*) pada sampel air yang dianalisa. Penambahan *titrant* dilakukan sampai air sampel berubah warna, atau disebut juga '*end-point*'. Volume larutan indikator yang ditambahkan dicatat dan digunakan untuk menentukan volume zat yang terbentuk. Tabel 3.1 berikut ini menunjukkan jenis *titrant* berdasarkan komponen yang dianalisa serta indikator perubahan warna. [19]

Tabel 3.1. Larutan Titrasi dan Indikator Perubahannya[19]

Ions	Titrant	Indikator
CO_3^{2-}	H_2SO_4 atau HCl	*Phenolphthalein*
HCO_3^-	H_2SO_4 atau HCl	*Methyl Purple*
Ca^{2+}	EDTA	*Cal-Red, Calcon, Murexide*
Mg^{2+}	EDTA	*Eriochrome Black T*
Cl^-	$AgNO_3$ (*Silver Nitrate*)	*Potassium Chromate*

Studi penanggulangan..., Ratna Permata Sari, FT UI, 2011

Hasil dari analisa yang berupa konsentrasi berbagai komponen obyek analisadapat dinyatakan dengan beberapa satuan, sebagai berikut :

1. Hasil dari analisa titrasi dinyatakan dalam mg / L dari masing-masing komponen.
2. Selain satuan diatas, hasil suatu analisa juga dapat dinyatakan secara khusus dengan satuan sebagai berikut :

   a. meq/L

   dimana meq/L = $\frac{mg / L}{berat\ ekuivalen}$

   b. Grains / US Gallon

   dimana grn/US gal = $\frac{mg / L}{17{,}1}$

   c. ppm $CaCO_3$

   Satuan ini dihitung dengan mengalikan konsentrasi ion dengan perbandingan berat ekivalen $CaCO_3$ dengan berat ekivalen ion tersebut. Sebagai contoh adalah sebagai berikut :

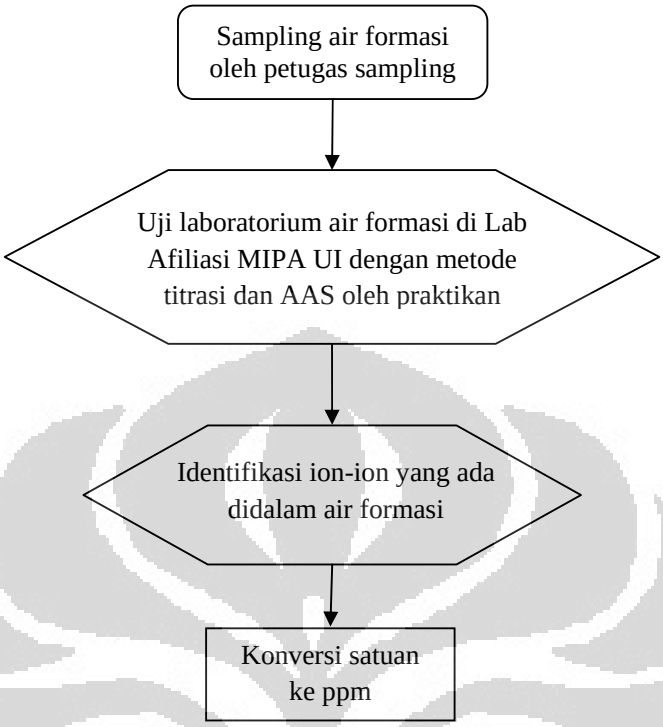
$$\text{ppm } Ca^{2+} - CaCO_3 = \text{ppm } Ca^{2+} \times \frac{\text{berat ekivalen } CaCO_3}{\text{berat ekivalen } Ca^{2+}}$$

$$= \text{ppm } Ca^{2+} \times \frac{50}{20}$$

$$= 2{,}5\ (\text{ppm } Ca^{2+}).$$

Untuk lebih jelasnya, input dan output yang akan diperoleh pada tahapan ini dapat dilihat pada Gambar 3.2 berikut.

Studi penanggulangan..., Ratna Permata Sari, FT UI, 2011



Gambar 3.2 Skema Uji Laboratorium Air Formasi

3.2.3 Perhitungan Kelarutan Kecenderungan *Scale*

3.2.3.1 *Scale* Kalsium Karbonat[16, 18]

Untuk memperkirakan kecenderungan pembentukan *scale* kalsium karbonat dapat dilakukan dengan menggunakan metode *Stiff-Davis*.

Metode *Stiff-Davis*

Stiff-Davis telah mengembangkan metode analisa air formasi untuk dapat digunakan pada air garam (*brine*), yaitu dengan cara memasukkan parameter kekuatan ion (*ionic strength*, μ), sebagai koreksi terhadap total konsentrasi garam dan temperatur. Persamaan yang digunakan untuk menentukan harga *ionic strength* adalah sebagai berikut[16] :

$$\mu = 0.5\left(C_1 Z_1^{\,2} + C_2 Z_2^{\,2} + C_3 Z_3^{\,2} + ... + C_n Z_n^{\,2}\right) \quad (3.1)$$

dimana :

C = konsentrasi ion, mol/1000 gram air.

Z = valensi ion

Studi penanggulangan..., Ratna Permata Sari, FT UI, 2011

Untuk mempermudah perhitungan *ionic strength*, dapat dibuat tabel faktor konversi untuk mengkonversikan hasil dari analisis contoh air formasi ke *ionic strength*, yang merupakan jumlah dari hasil perkalian antara masing-masing konsentrasi ion dengan faktor konversi. Besarnya faktor konversi masing-masing komponen ion dapat dilihat di Tabel 3.2.

Tabel 3.2 Faktor Konversi Perhitungan *Ionic Strength*[18]

Ion	Faktor Konversi, μ	
	dari ppm	dari meq/L
Na^+	$2{,}20 \times 10^{-5}$	$5{,}0 \times 10^{-4}$
Ca^{2+}	$5{,}00 \times 10^{-5}$	$1{,}0 \times 10^{-3}$
Mg^{2+}	$8{,}20 \times 10^{-5}$	$1{,}0 \times 10^{-3}$
Fe^{3+}	$8{,}10 \times 10^{-5}$	$1{,}5 \times 10^{-3}$
Cl^-	$1{,}40 \times 10^{-5}$	$5{,}0 \times 10^{-4}$
HCO_3^-	$0{,}82 \times 10^{-5}$	$5{,}0 \times 10^{-4}$
SO_4^{2-}	$2{,}10 \times 10^{-5}$	$1{,}0 \times 10^{-3}$
CO_3^{2-}	$3{,}30 \times 10^{-5}$	$1{,}0 \times 10^{-3}$

Untuk memperkirakan kecenderungan pembentukan *scale* $CaCO_3$, *Stiff dan Davis* menggunakan harga indeks stabilitas sistem (*stability index*, SI) berdasarkan persamaan sebagai berikut :

$$pHs = K - pCa - pAlk \quad \text{.....} \quad (3.2)$$

sehingga

$$SI = pH - (K - pCa - pAlk) \quad \text{.....} \quad (3.3)$$

dimana :

SI = *stability index*

pH = pH air sebenarnya

K = konstantan yang merupakan fungsi dari komposisi, salinitas dan temperatur air. Harga K ini diperoleh dari grafik pada Gambar 3.3, yang merupakan grafik hubungan antara *ionic strength* dengan temperatur.

Sedangkan harga pCa dan pAlk ditentukan dengan menggunakan persamaan-persamaan sebagai berikut :

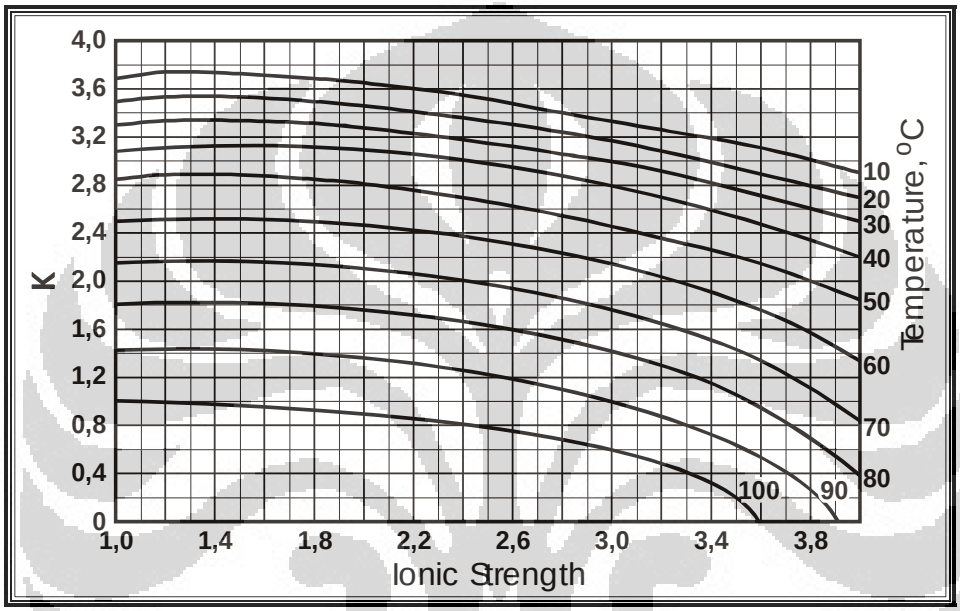
Studi penanggulangan..., Ratna Permata Sari, FT UI, 2011

$$pCa = \log\left(\frac{1}{\text{mol } Ca^{2+} / \text{liter}}\right) \quad \text{..... (3.4)}$$

$$\text{atau } pCa = 4.5977 - 0.4327\,\text{Ln}\left(Ca^{2+}\right) \quad \text{..... (3.5)}$$

$$\text{dan } pAlk = \log\left(\frac{1}{\text{equivalent total alkalinity / liter}}\right) \quad \text{..... (3.6)}$$

$$\text{atau } pAlk = 4.8139 - 0.4375\ \text{Ln}\left(CO_3^{2-} + HCO_3\right) \quad \text{..... (3.7)}$$



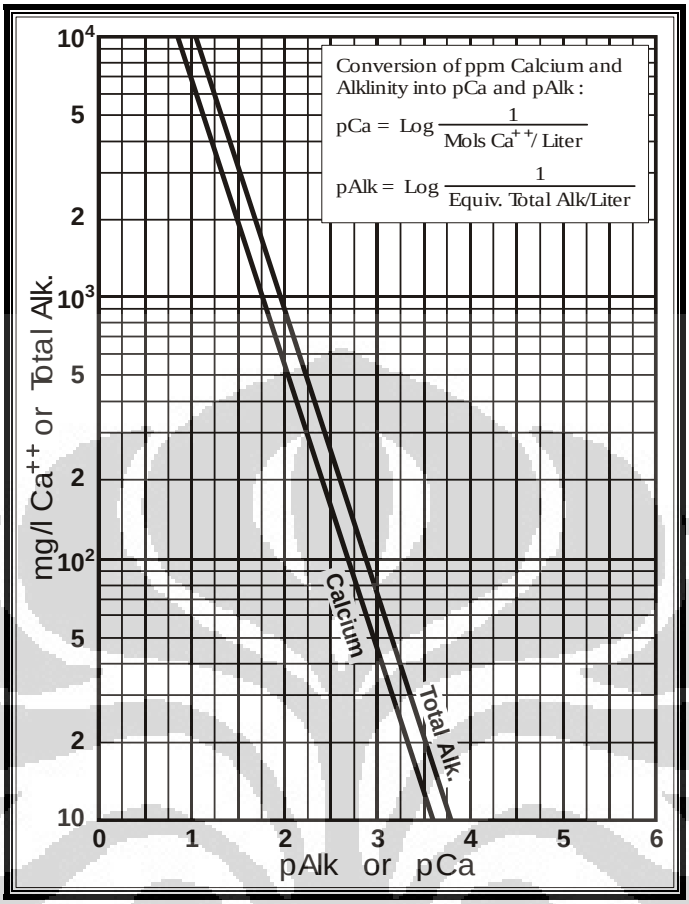
Gambar 3.3 Harga "K" pada berbagai Harga *Ionic Strength*[16]

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

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

Selain perhitungan dengan menggunakan Persamaan (3.5) sampai Persamaan (3.7), harga pCa dan pAlk dapat ditentukan dengan grafik pada Gambar 3.4.

Studi penanggulangan..., Ratna Permata Sari, FT UI, 2011



Gambar 3.4 Grafik Penentuan Harga pCa dan pAlk [16]

Metode *Stiff-Davis* akan memberikan hasil yang maksimal apabila data pH air yang digunakan merupakan data yang akurat.

Perkiraan kecenderungan pembentukan *scale* kalsium karbonat ditentukan berdasarkan harga SI dengan ketentuan sebagai berikut :

- Jika SI < 0 (negatif), maka sistem tidak terjenuhi oleh $CaCO_3$ dan *scale* cenderung tidak terbentuk.
- Jika SI > 0 (positif), maka sistem telah terjenuhi oleh $CaCO_3$ dan terdapat kecenderungan pengendapan *scale*.
- Jika SI = 0 (negatif), maka sistem berada pada titik jenuh (*saturation point*), dan *scale* tidak akan terbentuk. Pada kondisi ini Persamaan 3.3 akan berubah menjadi

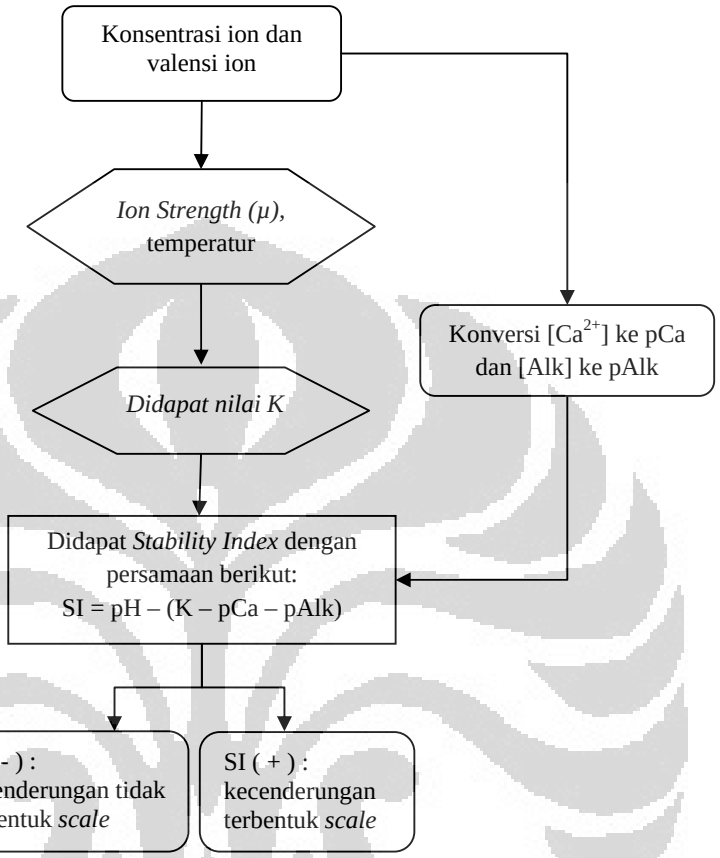
  $pH - pCa - pAlk - K = 0$ ..... (3.8)

  sehingga

  $K = pH - pCa - pAlk$ ..... (3.9)

Studi penanggulangan..., Ratna Permata Sari, FT UI, 2011

Dibawah ini adalah langkah-langkah yang dilakukan pada tahapan penentuan *Stability Index* dengan menggunakan metode *Stiff-Davis* yang dapat dilihat pada Gambar 3.5 berikut.

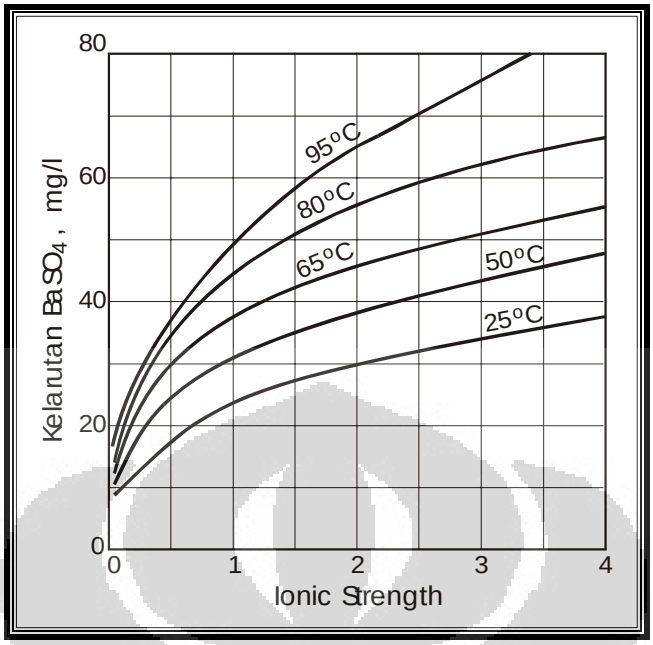


Gambar 3.5 Skema Langkah Analisa *Scale Tendency* $CaCO_3$ dengan Metode *Stiff-Davis*

3.2.3.2 *Scale* Barium Sulfat, Kalsium Sulfat dan Jenis *Scale* Lainnya [13], [14], [16]

Perkiraan terhadap kecenderungan terbentuknya *scale* barium sulfat dapat dilakukan terhadap air yang mengandung dominasi ion natrium dan klorida, serta sedikit magnesium ataupun calcium, dengan menggunakan grafik untuk larutan natrium klorida, seperti yang terlihat pada Gambar 3.6. Meskipun demikian, barium sulfat merupakan senyawa yang bersifat sukar larut, sehingga keberadaan ion Ba^{2+} dan ion SO_4^{2-} dalam air sudah dapat digunakan sebagai indikator terbentuknya *scale* barium sulfat.

Studi penanggulangan..., Ratna Permata Sari, FT UI, 2011



Gambar 3.6. Grafik Kelarutan Barium Sulfat Pada Larutan Natrium Klorida[16]

Metode *Oddo- Thompson*

Untuk mencari kecenderungan pembentukan *scale* barium sulfat dan jenis *scale* lainnya juga dapat dilakukan dengan menggunakan metode *Oddo-Tompson* yang merupakan penyempurnaan dari metode lainnya. Besarnya harga pH suatu sistem larutan, terutama pada air, dipengaruhi oleh adanya kandungan gas CO_2 yang merupakan fungsi dari tekanan. Hal ini juga akan berpengaruh terhadap perhitungan kecenderungan pembentukan *scale*. Selain hal tersebut masih ada beberapa faktor yang berpengaruh terhadap perhitungan *scaling index*. Faktor-faktor tersebut antara lain adalah sebagai berikut[16] :

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

Metode *Oddo-Tompson* merupakan penyempurnaan dari metode perhitungan sebelumnya dengan memasukkan pertimbangan adanya faktor-faktor seperti tersebut diatas. Keberadaan kandungan gas yang terlarut didalam air formasi dan minyak serta terjadinya perubahan kondisi, yang berupa penurunan tekanan dan bertambahnya temperatur, pada saat

Studi penanggulangan..., Ratna Permata Sari, FT UI, 2011

fluida mengalir dari formasi menuju lubang sumur sampai ke permukaan akan mempengaruhi dalam perhitungan *Saturation Index* seperti dibawah ini[13]:

$$Is = log\left[\frac{[cation][anion]}{K_c}\right] \ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots \quad (3.10)$$

Dimana: Is = *Saturation Index*

[ ] = konsentrasi molar dalam satuan mol/liter

K_c = Tetapan kesetimbangan kondisional, dengan persamaan seperti dibawah ini:

$$-\log(K_c) = a + bT + cT^2 + d\,P + e\mu^{0.5} + f\mu^{1.5} + hT\mu^{0.5} \ldots\ldots\ldots\ldots \quad (3.11)$$

Dimana :

T = temperatur (^oF),

P = tekanan (Psi)

μ = *ion strength* (mol/L)

Dengan nilai dari variabel-variabel diatas berbeda-beda pada jenis *scale*, diantaranya seperti pada Tabel 3.3 berikut:

Table 3.3. Daftar Konstanta Kesetimbangan Kondisional pada Berbagai Jenis *Scale*[14]

Konstanta (K_c)	**a**	**b**	**c**	**d**	**e**	**f**	**G**	**h**
$CaCO_3$ (kalsit)	7,981	$4{,}820 \times 10^{-3}$	$11{,}183 \times 10^{-6}$	$-6{,}973 \times 10^{-5}$	-2,725	1,183	-0,1207	$-2{,}904 \times 10^{-4}$
$BaSO_4$ (Barit)	10,147	$-4{,}946 \times 10^{-3}$	$11{,}650 \times 10^{-6}$	$-5{,}315 \times 10^{-5}$	-4,003	2,787	-0,619	$-1{,}850 \times 10^{-3}$
$SrSO_4$ (celestit)	6,090	$2{,}237 \times 10^{-3}$	$5{,}739 \times 10^{-6}$	$-4{,}197 \times 10^{-5}$	-2,082	0,944	$-8{,}650 \times 10^{-2}$	$-1{,}873 \times 10^{-3}$
Gypsum	3,599	$-0{,}266 \times 10^{-3}$	$9{,}029 \times 10^{-6}$	$-5{,}586 \times 10^{-5}$	-0,847	$5{,}240 \times 10^{-2}$	$8{,}520 \times 10^{-2}$	$-2{,}090 \times 10^{-3}$
Hemihidrat	4,053	$-1{,}792 \times 10^{-3}$	$11{,}400 \times 10^{-6}$	$-7{,}070 \times 10^{-5}$	-1,734	-0,562	$-2{,}170 \times 10^{-2}$	$-6{,}436 \times 10^{-4}$
$CaSO_4$ (Anhidrat)	2,884	$9{,}327 \times 10^{-3}$	$0{,}188 \times 10^{-6}$	$-3{,}4 \times 10^{-5}$	-1,994	1,267	-0,190	$3{,}195 \times 10^{-3}$

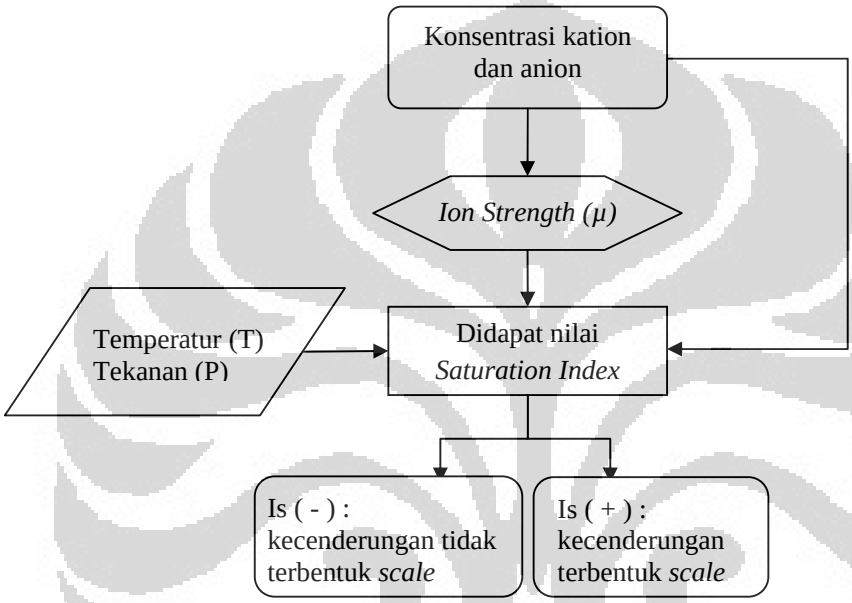
Perkiraan kecenderungan pembentukan *scale* dengan metode *Oddo-Tompson* ditentukan berdasarkan harga Is dengan ketentuan sebagai berikut[13] :

- Jika Is berharga negatif, *scale* cenderung tidak terbentuk.

Studi penanggulangan..., Ratna Permata Sari, FT UI, 2011

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

Dibawah ini adalah langkah-langkah yang dilakukan pada tahapan penentuan *Index Saturation* dengan menggunakan metode *Oddo-Tompson* yang dapat dilihat pada Gambar 3.7 berikut.



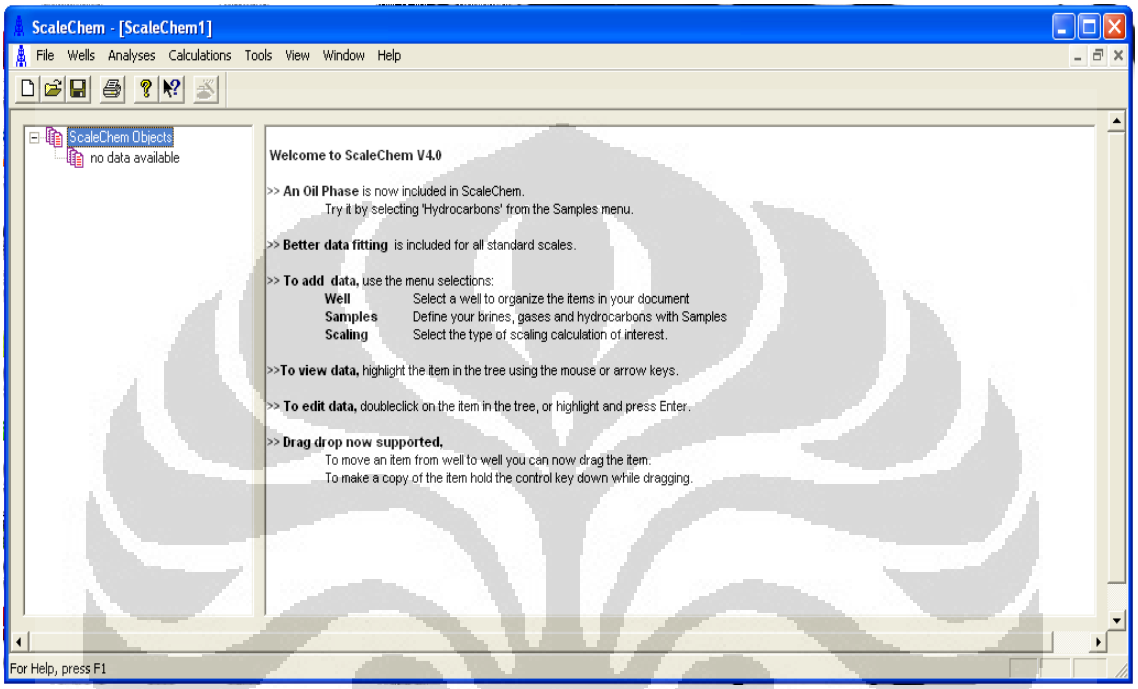
Gambar 3.7 Skema Langkah Analisa *Scale Tendency* dengan Metode *Oddo-Tompson*

Harga *Scaling Index* pada metode *Stiff-Davis (SI)* dan *Oddo-Tompson (Is)* didapatkan berdasarkan tingkat kestabilan dan kelarutan suatu senyawaan dari ion-ion di dalam sistem air. Air mempunyai batas kemampuan dalam menjaga senyawa ion-ion tersebut tetap dalam larutan, sehingga pada kondisi tekanan dan temperatur tertentu, dimana harga kelarutan terlampaui, maka senyawa tersebut tidak akan terlarut lagi, melainkan terpisah dari pelarutnya dalam bentuk padatan. Harga *Scaling Index* yang didapatkan pada masing-masing metode menunjukkan kecenderungan suatu senyawaan presipitan yang mungkin terbentuk pada suatu kondisi operasi yang terjadi di lapangan. Untuk selanjutnya, harga *Scaling Index* yang didapatkan pada metode *Stiff-Davis* dibandingkan dengan metode *Oddo-Tompson* dan dilihat seberapa besar kecenderungan pembentukan *scale* di lapangan.

Studi penanggulangan..., Ratna Permata Sari, FT UI, 2011

3.2.4. Prediksi *Scale* Dengan Menggunakan *Software*

Dalam memprediksi pengendapan *scale*, dapat pula digunakan program simulasi salah satunya adalah *OLI ScaleChem*. Pada tugas akhir ini *software* yang digunakan sebagai alat bantu adalah *OLI ScaleChem 4.0* seperti pada Gambar 3.8.



Gambar 3.8. *Main Window Scalechem*

3.2.4.1 Simulasi *Scaling Tendency* dengan Menggunakan *ScaleChem*[13]

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

ScaleChem mampu melakukan prediksi pembentukan *scale* sampai dengan 600^{o}F (315^{o}C) dengan 22.000 dan 700.000 ppm TDS. Jadi, hampir semua operasi produksi dapat dimodelkan.

Software ini memodelkan lingkungan air untuk memprediksi spesies distribusi dari berbagai model kimia di dalam air. Model kimia yang ada meliputi fasa uap, fasa cair, dan

Studi penanggulangan..., Ratna Permata Sari, FT UI, 2011

sejumlah fasa padat. Fasa cair berisi semua elemen yang terkandung dalam air (kation, anion), fasa uap terdiri dari H_2S, CO_2, CH_4, dan fasa padat mengandung sebagian besar *scale*, diantaranya anhidrit $CaSO_4$, barit $BaSO_4$, kalsit $CaCO_3$, gipsum $CaSO_4.2H_2O$, siderit $FeCO_3$, besi sulfida FeS, halit NaCl, celestit $SrSO_4$, dan lainnya.

Software ini memerlukan dua jenis analisa, yaitu *brine* (air formasi), dan gas. Setiap jenis analisa harus saling berhubungan. *Brine* yang digunakan bisa merupakan air permukaan, injeksi air, air formasi, air produksi, ataupun lainnya. Komposisi *brine* yang dimasukkan adalah konsentrasi ion yang terkandung didalamnya. Selain itu, pH air, densitas, dan alkalinitas juga ditentukan[10].

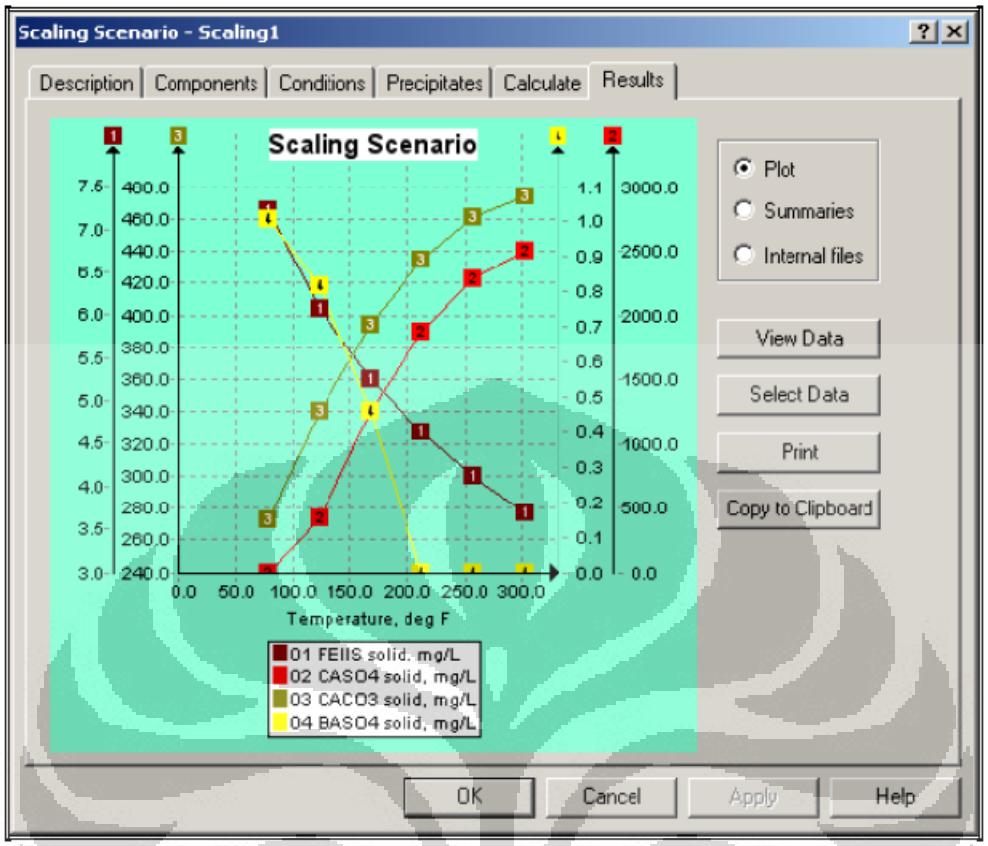
3.2.4.2 Simulasi *OLI ScaleChem 4.0*

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

1. Konsentrasi kation dan anion yang terdapat pada air formasi
2. pH air formasi
3. Kedalaman sumur
4. Tipe batuan
5. Produksi minyak, gas dan air
6. *Temperature*, baik BHT maupun WHT
7. *Pressure*, baik BHP maupun WHP
8. Kandungan CO_2 dan H_2S

Hasil *running software* tersebut menghasilkan suatu data *scaling index* dan prediksi perkembangan pembentukan *scale* dari suatu sumur pada temperatur dan tekanan tertentu seperti ditunjukkan pada Gambar 3.9 dibawah ini.

Studi penanggulangan..., Ratna Permata Sari, FT UI, 2011



Gambar 3.9 Hasil *Scale Prediction* Pada Berbagai Tekanan dan Temperatur Operasi

Dengan diketahuinya nilai *scaling index* pada tekanan dan temperatur tertentu, dapat diperkirakan pada rentang tekanan dimana *scale* tidak terbentuk atau dapat diminimalisir pembentukan *scale* dalam suatu sistem sumur. Selain itu, besar konsentrasi dan *scale growth* yang ada dapat dicari besar ketebalan scale yang mungkin terjadi pada tubing maupun sistem perpipaan.

Studi penanggulangan..., Ratna Permata Sari, FT UI, 2011

BAB 4

HASIL PENELITIAN DAN PENGOLAHAN DATA

Permasalahan *scale* pada lapangan Limau-Sumatera Selatan dipengaruhi oleh jenis batuan, kandungan ion-ion dalam air formasi, perubahan tekanan dan temperatur. Pada lapangan Limau, sebagian besar sumurnya berproduksi dengan bantuan *Electric Submersible Pump* (ESP) dan *gas lift* dengan tipe batuan karbonat (*sandstone*). Mekanisme pembentukan kristal-kristal pembentuk *scale* berhubungan dengan sejumlah ion-ion yang terlarut didalam air formasi, sedangkan kecepatan pembentukan *scale* dipengaruhi oleh kondisi sistem air formasi, pH, tekanan, dan temperatur.

Adanya endapan *scale* mengakibatkan pengecilan *inside diameter* (ID) baik pada lubang perforasi, *tubing*, maupun *flowline* yang dapat menghambat aliran produksi atau volume aliran fluida selama proses produksi. Sedangkan pada lubang perforasi atau matriks batuan formasi, endapan *scale* akan menyumbat aliran fluida dan menurunkan permeabilitas reservoir. Pembentukan endapan *scale* terjadi pada bidang-bidang yang bersentuhan secara langsung dengan air formasi selama proses produksi, seperti pada matriks batuan formasi, lubang perforasi, rangkaian pipa produksi maupun pada pompa ataupun *gas lift* dalam sumur (*downhole equipment*), hingga *flowline* dan peralatan fasilitas produksi di pemukaan (*surface facilities*).

Dari serangkaian kegiatan penelitian yang dilakukan, diketahui bahwa dari sekian banyak sumur minyak yang terdapat di lapangan minyak Unit Bisnis Pertamina EP (UBEP) Limau, hanya beberapa sumur yang dibahas oleh penulis terkait penanggulangan problem *scale* di lapangan. Berikut adalah sumur-sumur yang akan dievaluasi.

Tabel 4.1. Kandidat Sumur Produksi Lapangan Limau yang Dievaluasi

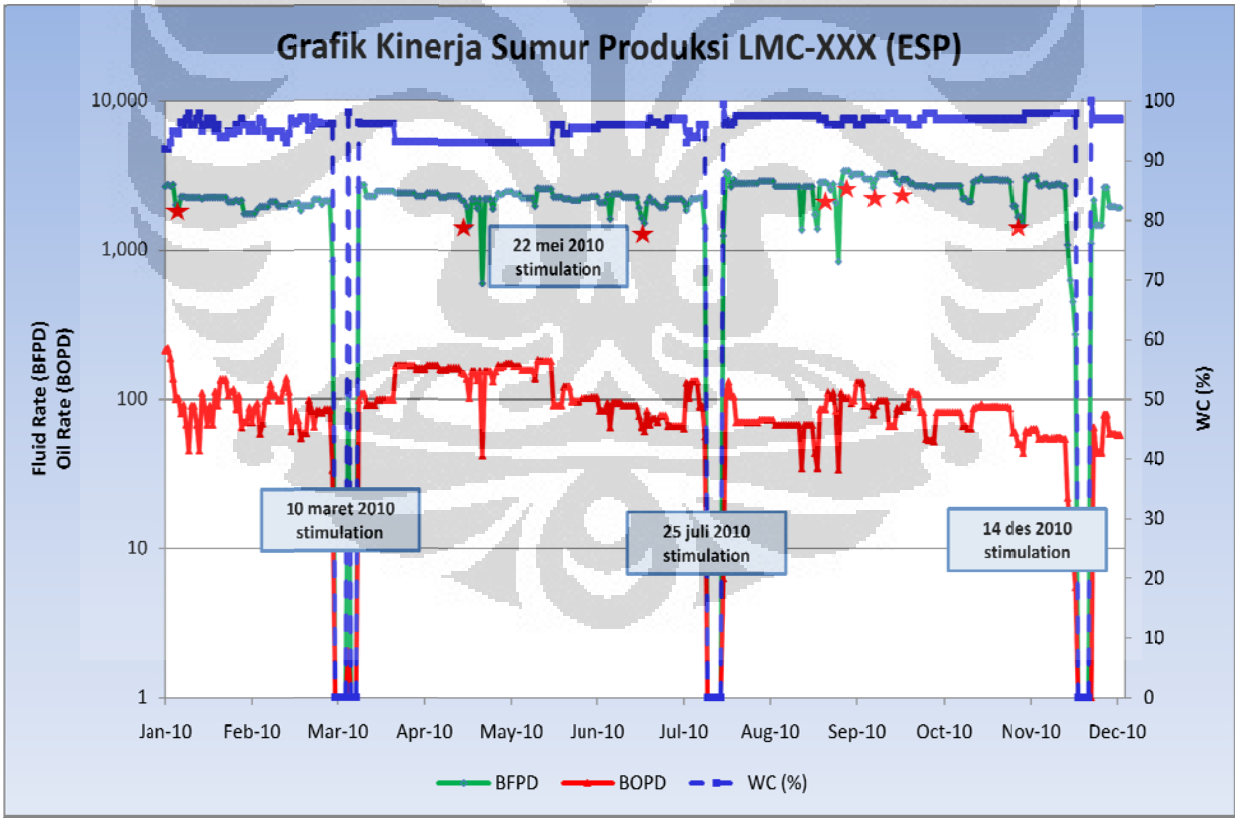
No.	Nama Sumur	Area	Teknologi Produksi
1.	Sumur LMC-XXX	Niru	ESP
2.	Sumur L5A-YYY	Niru	ESP
3.	Sumur L5A-ZZZ	Niru	ESP
4.	Sumur L5A-RRR	Seksi Q-51	ESP
5.	Sumur L5A-GGG	Seksi Q-51	Gas Lift

Studi penanggulangan..., Ratna Permata Sari, FT UI, 2011

Dibawah ini adalah data-data yang penulis peroleh dan dibutuhkan untuk menganalisis dan mengkaji lebih lanjut mengenai metode penanggulangan problem *scale* yang diterapkan di lapangan.

4.1. Data Produksi Tiap Sumur

Berikut adalah data produksi masing-masing sumur minyak yang dievaluasi dan dianalisis permasalahan *scale*nya dalam rentang periode waktu selama 1 (satu) tahun. Data produksi pada tiap sumur dapat dilihat pada Lampiran A.1. hingga Lampiran A.5. dengan data grafik ditampilkan pada gambar dibawah ini pada masing-masing sumur dengan keterangan yang terdapat pada gambar, sehubungan waktu pelaksanaan *acidizing* baik di sumur maupun *acid wash* pada *flowline*. Injeksi *acid* di *flowline* pada gambar, ditandai dengan bintang berwarna merah, sedangkan *acidizing* pada sumur ditandai dengan keterangan waktu yang tertera di Gambar.

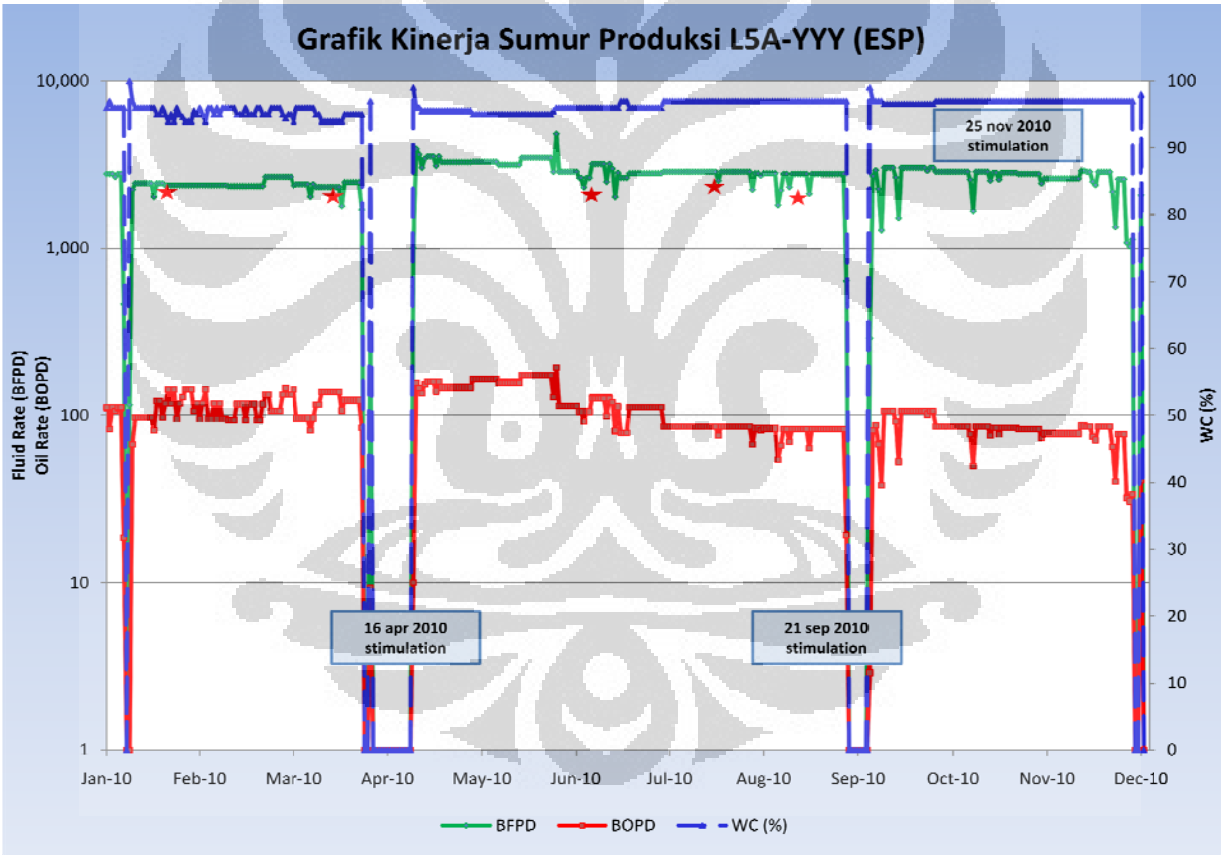


Gambar 4.1. Grafik Kinerja Produksi Sumur LMC-XXX

Studi penanggulangan..., Ratna Permata Sari, FT UI, 2011

Pada sumur produksi LMC-XXX dilakukan *lifting* dengan menggunakan *Electric Submersible Pump* (ESP) dengan laju fluida produksi berkisar antara 1500 BFPD hingga 3200 BFPD dengan laju minyaknya sebesar 40 BOPD hingga 180 BOPD. Laju alir fluida rata-rata sebesar 2.247 BFPD. Selama 1 (satu) tahun terakhir, dilakukan stimulasi berupa *acidizing* pada sumur minyak sebanyak 4 (empat) kali pada tanggal 10 Maret 2010, 22 Mei 2010, 25 Juli 2010, dan 14 Desember 2010. Selain itu, dilakukan 8 (delapan) kali injeksi *acid* pada *flowline* sebagai langkah penanggulangan *scale* baik pada sumur maupun *flowline*.

Injeksi *acid* pada *flowline* biasanya dilakukan jika di lapangan ditemukan padatan *scale* ataupun pada peralatan permukaan yang macet akibat adanya padatan *scale* diantara sambungan, baik pada *wellhead* maupun di *flowline*.



Gambar 4.2. Grafik Kinerja Produksi Sumur L5A-YYY

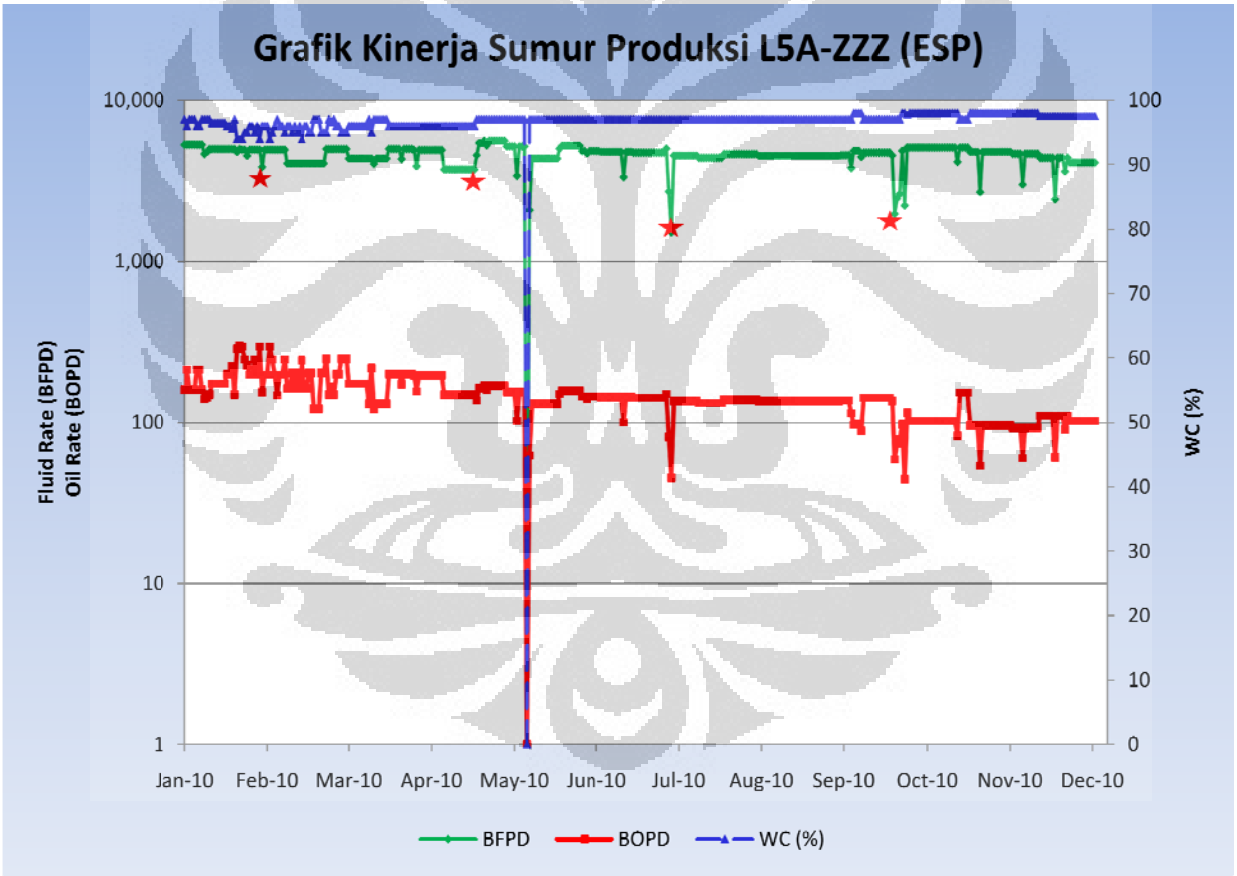
Pada sumur produksi L5A-YYY dilakukan *lifting* dengan menggunakan *Electric Submersible Pump* (ESP) dengan laju fluida produksi berkisar antara 2.300 BFPD hingga 3.500 BFPD dengan laju minyaknya sebesar 40 BOPD hingga 180 BOPD. Laju alir fluida

Studi penanggulangan..., Ratna Permata Sari, FT UI, 2011

rata-rata sebesar 2.499 BFPD. Selama 1 (satu) tahun terakhir, dilakukan stimulasi berupa *acidizing* pada sumur minyak sebanyak 3 (tiga) kali dan 5 (lima) kali injeksi *acid* pada *flowline* dalam rangka penanggulangan *scale*.

Pada tanggal 5 April 2010 adanya *scale* pada sumur L5A-YYY menyebabkan pompa ESP *stuck* sehingga tidak dapat bekerja dan produksi terhenti. Dengan matinya pompa ESP, perlu dilakukan *maintenance* pada pompa tersebut dan tindakan berupa *acidizing* pada sumur yang membutuhkan waktu sekitar 13 hari.

Injeksi *acid* pada *flowline* biasanya dilakukan jika di lapangan ditemukan padatan *scale* ataupun pada peralatan permukaan yang macet akibat adanya padatan *scale* diantara sambungannya, baik pada *wellhead* maupun di *flowline*.



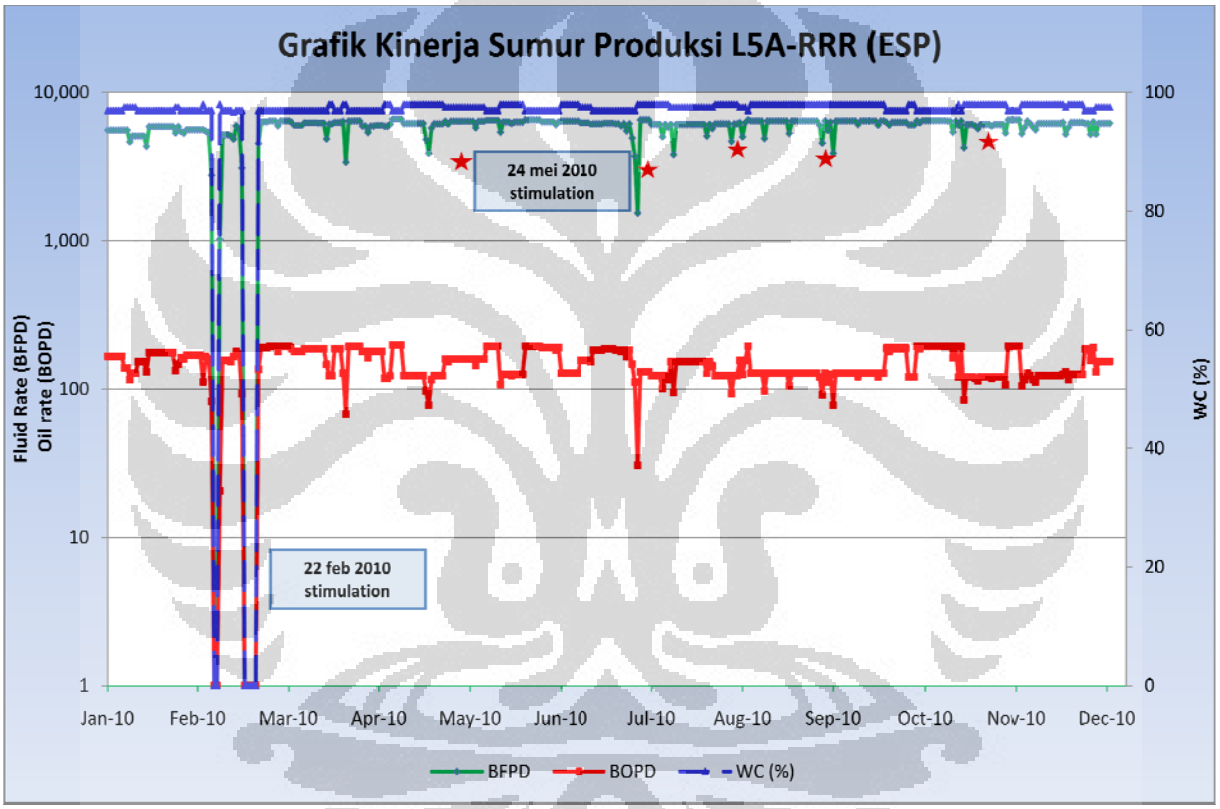
Gambar 4.3. Grafik Kinerja Produksi Sumur L5A-ZZZ

Pada sumur produksi L5A-ZZZ dilakukan *lifting* dengan menggunakan *Electric Submersible Pump* (ESP) dengan laju fluida produksi berkisar antara 3.750 BFPD hingga

Studi penanggulangan..., Ratna Permata Sari, FT UI, 2011

5.500 BFPD dengan laju minyaknya sebesar 44 BOPD hingga 290 BOPD. Laju alir fluida rata-rata sebesar 4.586 BFPD. Selama 1 (satu) tahun terakhir, tidak dilakukan stimulasi dan hanya dilakukan injeksi *acid* sebanyak 4 (empat) kali pada *flowline* dengan tujuan menanggulangi masalah *scale* tersebut.

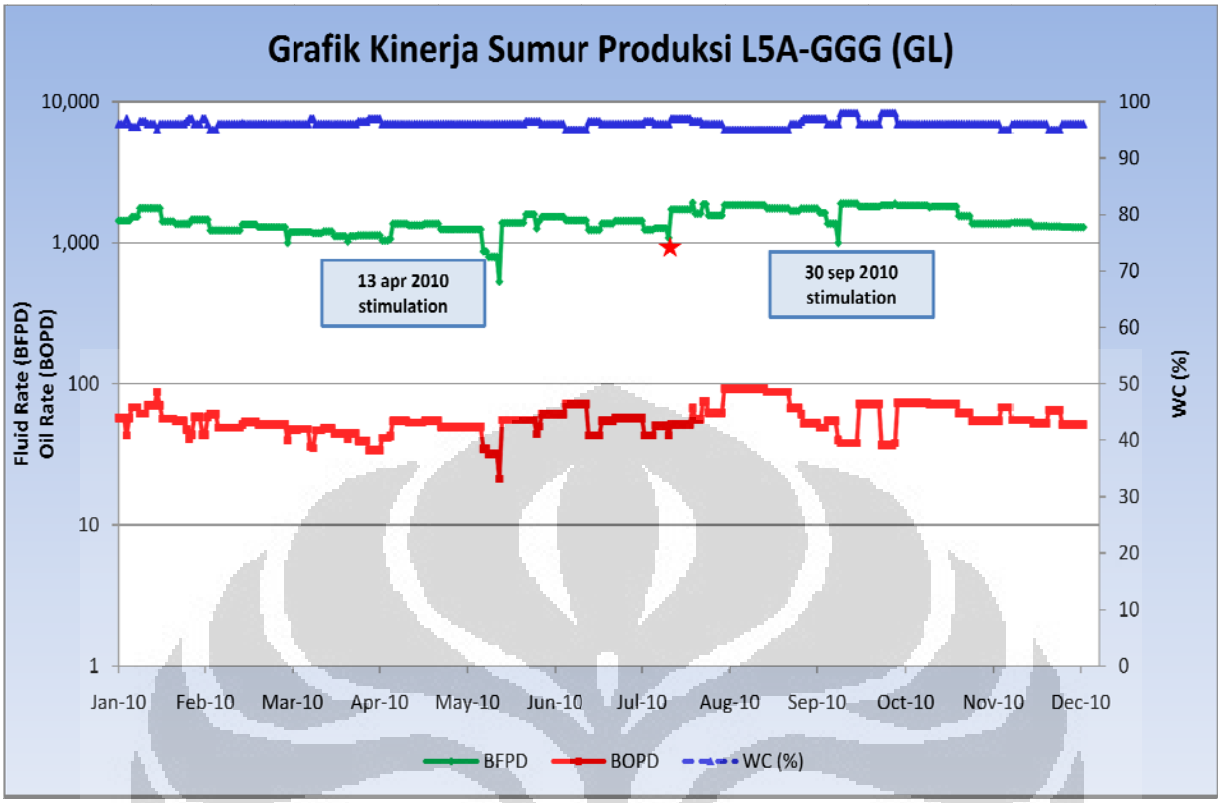
Dari grafik produksi, diketahui bahwa hasil produksi pada sumur L5A-ZZZ cenderung stabil, sehingga sebagian besar penanganan *scale* hanya dilakukan di *flowline* setiap ±2,5 bulan sekali.



Gambar 4.4. Grafik Kinerja Produksi Sumur L5A-RRR

Pada sumur produksi L5A-RRR dilakukan *lifting* dengan menggunakan *Electric Submersible Pump* (ESP) dengan laju fluida produksi berkisar antara 5000 BFPD hingga 6500 BFPD dengan laju alir minyak sebesar 100 BOPD hingga 198 BOPD. Laju alir fluida rata-rata sebesar 5.864 BFPD. Selama 1 (satu) tahun terakhir, dilakukan stimulasi berupa *acidizing* pada sumur minyak sebanyak 2 (dua) kali dan 5 (lima) kali injeksi *acid* pada *flowline* dalam rangka penanggulangan *scale*.

Studi penanggulangan..., Ratna Permata Sari, FT UI, 2011



Gambar 4.5. Grafik Kinerja Produksi Sumur L5A-GGG

Pada sumur produksi L5A-GGG dilakukan *lifting* secara *gas lift* dengan laju fluida produksi berkisar antara 1100 BFPD hingga 1850 BFPD dengan laju minyaknya sebesar 40 BOPD hingga 90 BOPD. Laju alir fluida rata-rata sebesar 1.451 BFPD. Selama 1 (satu) tahun terakhir, dilakukan stimulasi berupa *acidizing* pada sumur minyak sebanyak 2 (dua) kali dan 1 (satu) kali injeksi *acid* pada *flowline* dengan tujuan menanggulangi *scale* di sumur maupun di *flowline*.

4.2. Kondisi Operasi Produksi Minyak Bumi

Pada proses produksi minyak bumi, diketahui tekanan dan temperatur operasi selama sumur berproduksi. Berikut ini adalah kondisi pengoperasian produksi minyak bumi pada masing-masing sumur dengan tekanan dan temperatur tertentu.

Studi penanggulangan..., Ratna Permata Sari, FT UI, 2011

Tabel 4.2. Data Kondisi Operasi Produksi Sumur Minyak

No.	Sumur	Tekanan (Psi)					Temperatur (^oC)	
		PBHP	CHP	THP	FLP	SEP	ambient	DHT
1	LMC-XXX	765	190	190	190	40	>50	114
2	L5A-YYY	417,6	95	95	95	50	>50	106
3	L5A-ZZZ	830,6	150	150	150	50	>50	111
4	L5A-RRR	1.313,4	180	180	180	56	>50	105
5	L5A-GGG	-	530	120	120	56	>50	105

Keterangan:

PBHP : *Production Bottom Hole Pressure*
CHP : *Casing Head Pressure*
THP : *Tubing Head Pressure*
FLP : *Flowline Pressure*
SEP : *Separator Pressure*
DHT : *Downhole Temperature*

Pemeriksaan tekanan pada tiap unit dan bagian yang berhubungan pada proses produksi sangat penting dilakukan untuk mengetahui seberapa besar penurunan tekanan yang terjadi, dan kemampuan suatu sumur untuk berproduksi. Selain itu, tekanan dan temperatur sangat erat kaitannya dengan pembentukan *scale* maupun deposit-deposit organik pada sistem perpipaan. Sehingga dengan informasi tekanan dan temperatur tersebut, dapat diketahui kecenderungan *scale* yang mungkin terbentuk mulai dari *near-wellbore* hingga *flowline*.

Namun, pengukuran dan pendataan tekanan pada *flowline* masih jarang untuk dilakukan secara berkala, terutama sebelum dan sesudah pelaksanaan *acid wash* pada *flowline*, sehingga untuk mengevaluasi keberhasilannya agak sulit untuk dilakukan.

4.3. Data *Scale* Pada Lapangan Limau-Sumatera Selatan

4.3.1. Data Air Formasi

Data air formasi yang didapatkan berasal dari analisis laboratorium Pertamina EP Region Sumatra, penulis, maupun vendor dari Unit Bisnis Pertamina EP (UBEP) Limau. Data ini memberikan sejumlah hasil analisis kandungan kation dan anion air formasi yang diambil dari beberapa sumur di Lapangan Limau seperti ditunjukkan pada Tabel 4.3 dengan hasil perhitungan *Scaling Index* dari Lampiran B dapat dilihat pada Tabel 4.4 berikut ini.

Studi penanggulangan..., Ratna Permata Sari, FT UI, 2011

Tabel 4.3. Hasil Analisis Laboratorium Air Formasi

No.	Parameter	Satuan	Hasil Analisis Sumur				
			LMC-XXX	L5A-YYY	L5A-ZZZ	L5A-RRR	L5A-GGG
1.	TDS	mg/L	19.890	19.300	12.400	19.040	11.600
2.	Density	g/L	1,0141	1,0134	1,0210	1,0119	1,0160
3.	Fe	mg/L	0,01	0,31	0,71	0,95	0,81
4.	Na	mg/L	7.177,5	6.685	7.024,59	7.035	4.685,48
5.	Ca	mg/L	413	109,9	80	131,4	180
6.	Mg	mg/L	28,7	27,1	72,96	31,8	48,64
7.	K	mg/L	242,9	120,2	213	150,6	89
8.	Ba	mg/L	1,16	23,6	17,3	28,7	11.1
9.	Sr	mg/L	1,11	94,83	33,9	90,33	25,8
10.	C^{l-}	mg/L	9.984,19	9.907,5	9.743,15	10.102,72	6.097,48
11.	SO_4^{2-}	mg/L	45,35	3,3	0	20,93	0
12.	CO_3^{2-}	mg/L	606	1.247,35	90	828,3	270
13.	HCO_3^-	mg/L	739,32	1.521,77	2.318	1.022,73	2.196
14.	pH	-	9	9,2	8,18	8,9	7,967
15.	R	Ω	63,21	62,7	0,33	62,46	0,49

Tabel 4.4. Hasil Perhitungan *Scaling Index* pada Tiap Sumur

No.	Nama Sumur	Metode Stiff-Davis (SI)	Metode Oddo Tompson (Is)					
		$CaCO_3$	$CaCO_3$	$BaSO_4$	$SrSO_4$	$CaSO_4.2H_2O$	$CaSO_4.1/2H_2O$	$CaSO_4$
1.	LMC-XXX	5,25	4,8434	-1,3001	-3,07	-2,5457	-2,8356	-1,0856
2.	L5A-YYY	4,79	4,4094	-0,9909	-2,3718	-4,3318	-4,6847	-2,9352
3.	L5A-ZZZ	3,62	3,1614	-	-	-	-	-
4.	L5A-RRR	4,63	4,2684	0,2713	-1,5949	-3,4667	-3,7897	-2,1192
5.	L5A-GGG	3,68	4,0032	-	-	-	-	-

Dari hasil perhitungan *Scaling Index* diatas, baik dengan menggunakan metode *Stiff-Davis* maupun *Oddo-Tompson*, didapatkan nilai yang tidak begitu signifikan diantara keduanya. Seluruh sumur didapati *scale* yang terbentuk adalah kalsium karbonat dengan nilai *scaling index* yang cukup besar. Pada sumur L5A-RRR juga ditemukan kecenderungan terbentuknya *scale* barium sulfat dengan nilai yang relatif kecil.

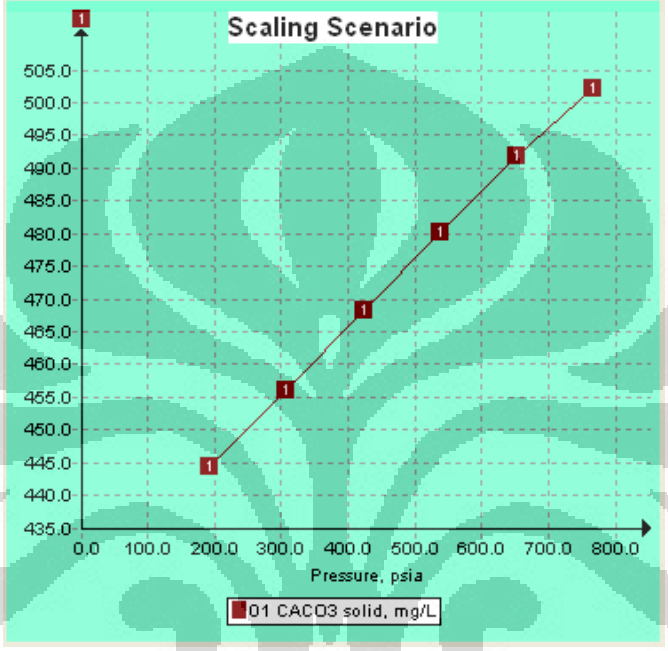
4.3.2. Hasil Simulasi *Scaling Tendency* Dengan *OLI ScaleChem 4.0*

Simulasi *Scaling Tendency* dengan menggunakan *OLI ScaleChem 4.0* seperti terdapat pada Lampiran C1 hingga Lampiran C.5, dengan ringkasan hasil dan pengolahan data simulasi tersebut pada masing-masing sumur pada temperatur dan tekanan tertentu adalah sebagai berikut.

Studi penanggulangan..., Ratna Permata Sari, FT UI, 2011

4.3.2.1 Sumur Produksi LMC-XXX

Hasil simulasi *scaling tendency* pada sumur produksi LMC-XXX diketahui bahwa kemungkinan *scale* yang dapat terbentuk adalah tipe *scale* kalsium karbonat ($CaCO_3$) seperti ditunjukkan pada Gambar 4.6 dengan hasil *scaling index* pada Tabel 4.5 dan konsentrasi padatan *scale* yang terbentuk serta laju pertumbuhan *scale* seperti terdapat pada Tabel 4.6.



Gambar 4.6. Grafik *Scaling Tendency* Sumur Produksi LMC-XXX

Tabel 4.5. Hasil Perhitungan *Scaling Tendency* pada Berbagai Tekanan dan Temperatur

Tekanan (Psia)	$CaCO_3$		$BaCO_3$		$BaSO_4$		$CaSO_4.2H_2O$		$CaSO_4$		$SrSO_4$	
	ScalTend	SI	ScalTend	SI	ScalTend	SI	ScalTend	SI	ScalTend	SI	ScalTend	SI
190	361,53	2,56	0,02	-1,7	0,51	-0,29	6,40E-03	-2,19	8,40E-03	-2,08	1,30E-03	-2,89
305	386,64	2,59	0,02	-1,7	0,39	-0,41	6,40E-03	-2,19	0,01	-2,00	1,30E-03	-2,89
420	425,57	2,63	0,02	-1,7	0,33	-0,48	6,90E-03	-2,16	0,01	-2,00	1,40E-03	-2,85
535	469,94	2,67	0,02	-1,7	0,28	-0,55	7,40E-03	-2,13	0,02	-1,70	1,50E-03	-2,82
650	519,77	2,72	0,02	-1,7	0,25	-0,60	7,80E-03	-2,11	0,02	-1,70	1,50E-03	-2,82
765	575,14	2,76	0,02	-1,7	0,22	-0,66	8,20E-03	-2,09	0,03	-1,52	1,60E-03	-2,80

Dari hasil *scaling index* diatas, didapatkan jenis *scale* yang terbentuk adalah sama dengan hasil perhitungan pada metode *Stiff-Davis* dan metode *Oddo Tompson* yaitu *scale* kalsium karbonat. Namun hasil *Scaling Index* pada metode *Stiff Davis* dan *Oddo-Tompson* 2 kali lebih besar daripada dengan menggunakan bantuan *OLI ScaleChem*.

Studi penanggulangan..., Ratna Permata Sari, FT UI, 2011

Tabel 4.6. Konsentrasi *Scale* $CaCO_3$ pada Tekanan dan Temperatur Operasi Produksi Minyak Bumi Pada Sumur LMC-XXX

Temperatur (^oF)	Tekanan (Psia)	$CaCO_3$ *solid* (mg/L)	*Scale Growth* $CaCO_3$ (mg/in^2/day)	*Scale Growth* $CaCO_3$ (g/in^2/year)
140	190	444,48	25,49	9,30
159,44	305	456,02	26,15	9,55
178,88	420	468,13	26,85	9,80
198,32	535	480,24	27,54	10,05
217,76	650	491,76	28,20	10,29
237,2	765	502,18	28,80	10,51

Dari hasil perhitungan diatas, didapatkan estimasi laju pertumbuhan *scale* $CaCO_3$ dari kecenderungan konsentrasi $CaCO_3$ yang terbentuk, berkisar antara 9 g/sq in/year hingga 11 g/sq in/year. Seperti ditunjukkan pada Gambar 2.8, bahwa semakin besar temperatur, menyebabkan kelarutan $CaCO_3$ semakin kecil, sehingga besar konsentrasi *scale* $CaCO_3$ pada kondisi dalam sumur lebih besar daripada kondisi permukaan yang lebih rendah temperaturnya.

Dari hasil perhitungan diatas, dengan estimasi laju pertumbuhan *scale* $CaCO_3$ yang berkisar antara 9 g/sq in/year hingga 11 g/sq in/year. Dari hasil *scale growth* tersebut, dapat diestimasi perkiraan besar pengecilan *inside diameter* pipa *tubing* maupun *flowline*. Dengan diameter pipa sebesar 3,5 in dengan *inside diameter* pipa 2,992 in, seperti dijabarkan pada Lampiran B-1, maka didapatkan luas penampang pipa adalah 7,0274 in^2. Dari laju pertumbuhan *scale* yang terbentuk diatas, dengan mengasumsikan densitas $CaCO_3$ sebesar 2,71 g/cm^3 maka diperkirakan pengecilan ID pipa seperti hasil perhitungan pada Tabel 4.7 dibawah ini.

Tabel 4.7. Pengecilan *Inside Diameter* Pipa Pada Sumur LMC-XXX

Temperatur (^oF)	Tekanan (Psia)	*mass scale* $CaCO_3$ (gram)	volume $CaCO_3$ (in^3)	*thickness scale* $CaCO_3$ (in/year)
140	190	65,3894	1,4724	0,2095
159,44	305	67,0871	1,5107	0,2150
178,88	420	68,8687	1,5508	0,2207
198,32	535	70,6502	1,5909	0,2264
217,76	650	72,3450	1,6291	0,2318
237,2	765	73,8779	1,6636	0,2367

Studi penanggulangan..., Ratna Permata Sari, FT UI, 2011

Dari Tabel 4.7 diatas, dapat diketahui bahwa pada sumur LMC-XXX selama 1 tahun ketebalan *scale* yang terbentuk pada sistem sumur sebesar 0,21 in/year hingga 0,24 in/year. Dimana nilai ini hanya berlaku untuk kondisi dan lapisan reservoir tertentu yang dibahas oleh penulis. Nilai yang didapatkan sewaktu-waktu dapat berubah seiring dengan kondisi sistem sumur yang berubah. Besarnya ketebalan *scale* tersebut selain dipengaruhi oleh kondisi kimia air, juga sangat dipengaruhi oleh pH larutan dan kondisi operasi produksi yang berubah-ubah. Sebagaimana diketahui bahwa selama produksi berlangsung, akan terjadi perubahan temperatur dan tekanan yang semakin turun nilainya dari lubang sumur hingga permukaan. Perubahan tekanan dan temperatur yang terjadi dapat mengganggu kesetimbangan kimia pada sistem air formasi yang terproduksi dari dalam sumur menuju fasilitas produksi.

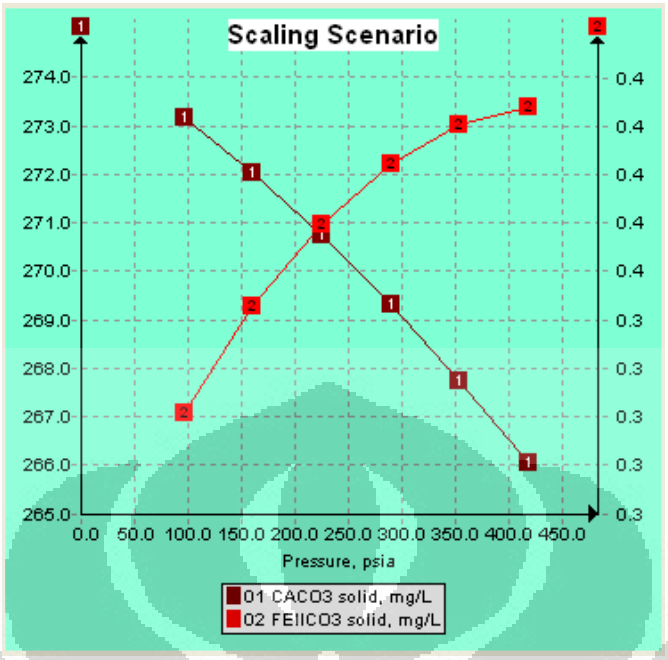
Pembentukan *scale* $CaCO_3$ akan meningkat dengan meningkatnya temperatur, penurunan tekanan parsial CO_2 (alkalinitas sumur), peningkatan pH. Selain itu, turbulensi aliran dan lamanya waktu kontak (*contact time*) juga berpengaruh terhadap kecepatan pengendapan dan tingkat kekerasan kristal yang terbentuk.

Selain itu, adanya kemungkinan deposit organik seperti senyawaan *asphaltene* diantaranya *wax* dan *paraffin* dapat berikatan dengan *scale* anorganik tersebut baik secara langsung maupun tidak langsung pada proses pembentukannya, yang menyebabkan penambahan skala ukuran dari ketebalan *scale* didalam sistem pipa.

4.3.2.2 Sumur Produksi L5A-YYY

Dibawah ini adalah hasil simulasi perhitungan *Scaling Tendency* pada sumur produksi L5A-YYY dengan menggunakan *OLI ScaleChem 4.0.*

Studi penanggulangan..., Ratna Permata Sari, FT UI, 2011



Gambar 4.7. Grafik *Scaling Tendency* Sumur Produksi L5A-YYY

Hasil simulasi *scaling tendency* pada sumur produksi L5A-YYY diketahui bahwa kemungkinan *scale* yang dapat terbentuk adalah tipe *scale* kalsium karbonat ($CaCO_3$) dan $FeCO_3$ seperti ditunjukkan pada Gambar 4.7 diatas. *Scale* kalsium karbonat semakin lama akan mengerak di dinding-dinding pipa yang memperkecil *inside diameter* pipa dan menghambat aliran mulai dari *wellbore* hingga *flowline* dan fasilitas permukaan. Selain itu, *scale* ini juga dapat menyebabkan pompa ESP *stuck* dan tidak dapat berfungsi, sehingga diperlukan *maintenance* lebih lanjut terhadap pompa dan peralatan *downhole* lainnya yang menyita waktu yang tidak sebentar. Adanya besi karbonat mengindikasikan terjadinya korosi pada *equipment* di sekitar *near-wellbore* hingga *wellhead*. Pengerjaan *acidizing* di lapangan juga dapat menjadi salah satu pemicu terbentuknya *scale* ini. Karena *acid* yang digunakan dalam konsentrasi yang cukup besar, yaitu 15%, maka perlu ditambahkan *corrosion* inhibitor ke dalam formulasi *acidizing* yang akan diinjeksikan ke dalam sumur.

Pada Tabel 4.8 dapat dilihat besar *Scaling Tendency* yang didapatkan dari berbagai tipe *scale* yang memiliki kecenderungan pembentukan *scale*. Sedangkan pada Tabel 4.9 ditampilkan data konsentrasi padatan dari kedua tipe *scale* tersebut. Dari data konsentrasi *scale* tersebut dapat diestimasi *scale growth* seperti ditunjukkan pada Tabel 4.10.

Studi penanggulangan..., Ratna Permata Sari, FT UI, 2011

Tabel 4.8. Hasil Perhitungan *Scaling Tendency* pada Berbagai Tipe *Scale* yang Mungkin Terbentuk

Tekanan (psia)	$CaCO_3$		$BaSO_4$		$SrSO_4$		$CaSO_4$		$CaSO_4.2H_2O$	
	ScalTend	SI	ScalTend	SI	ScalTend	SI	ScalTend	SI	ScalTend	SI
50	239,38	2,3791	0,73	-0,1367	9,20E-03	-2,04	1,10E-04	-3,9586	8,10E-05	-4,0915
123,52	255,92	2,4081	0,57	-0,2441	9,10E-03	-2,04	1,20E-04	-3,9208	8,10E-05	-4,0915
197,04	282,84	2,4515	0,49	-0,3098	9,80E-03	-2,01	1,50E-04	-3,8239	8,50E-05	-4,0706
270,56	313,64	2,4964	0,43	-0,3665	0,01	-2	1,90E-04	-3,7212	8,90E-05	-4,0506
344,08	348,55	2,5423	0,39	-0,4089	0,01	-2	2,40E-04	-3,6198	9,30E-05	-4,0315
417,6	387,78	2,5886	0,36	-0,4437	0,01	-2	3,10E-04	-3,5086	9,90E-05	-4,0044

Tabel 4.9. Konsentrasi Padatan *Scale* yang Mungkin Terbentuk pada Berbagai Tekanan dan Temperatur Operasi Produksi Sumur L5A-YYY

Temperatur (^oF)	Tekanan (psia)	$CaCO_3$ solid (mg/L)	$FeCO_3$ solid (mg/L)
140	50	273,16	0,3
156,56	123,52	272,01	0,35
173,12	197,04	270,72	0,38
189,68	270,56	269,29	0,4
206,24	344,08	267,74	0,42
222,8	417,6	266,06	0,43

Tabel 4.10. Hasil Estimasi Perhitungan *Scale Growth* $CaCO_3$ dan $FeCO_3$

Temperatur	Tekanan	*Scale Growth* $CaCO_3$		*Scale Growth* $FeCO_3$	
(^oF)	(psia)	(mg/in^2/day)	(g/in^2/year)	(mg/in^2/day)	(g/in^2/year)
140	50	15,67	5,72	0,0172	0,0063
156,56	123,52	15,60	5,69	0,0201	0,0073
173,12	197,04	15,53	5,67	0,0218	0,0080
189,68	270,56	15,45	5,64	0,0229	0,0084
206,24	344,08	15,36	5,61	0,0241	0,0088
222,8	417,6	15,26	5,57	0,0247	0,0090

Dari hasil perhitungan diatas, didapatkan estimasi laju pertumbuhan *scale* $CaCO_3$ dari kecenderungan konsentrasi $CaCO_3$ yang terbentuk, berkisar antara 5-6 g/sq in/year. Sedangkan laju pertumbuhan *scale* $FeCO_3$ sebesar 0,0063 hingga 0,009 g/sq in/year. Dari nilai *scale growth* tersebut, dapat diestimasi pengecilan *inside diameter* pipa *tubing* maupun *flowline*. Dengan diameter pipa sebesar 3,5 in dengan *inside diameter* pipa 2,992 in, seperti dijabarkan pada Lampiran B-1, maka didapatkan luas penampang pipa adalah 7,0274 in^2. Dari laju pertumbuhan *scale* yang terbentuk diatas, dengan mengasumsikan densitas $CaCO_3$

Studi penanggulangan..., Ratna Permata Sari, FT UI, 2011

sebesar 2,71 g/cm^3 dan densitas $FeCO_3$ sebesar 3,8 g/cm^3, maka diperkirakan pengecilan ID pipa seperti hasil perhitungan pada Tabel 4.11 dibawah ini.

Tabel 4.11. Pengecilan *Inside Diameter* Pipa Pada Sumur L5A-YYY

Temperatur (^{o}F)	Tekanan (psia)	*Scale* $FeCO_3$			*Scale* $CaCO_3$		
		Mass scale (gram)	*Volume (in^3)*	*Thickness (in/year)*	*Mass scale (gram)*	*Volume (in^3)*	*Thickness (in/year)*
140	50	0,0441	0,0007	0,0001	40,1858	0,9049	0,1288
156,56	123,52	0,0515	0,0008	0,0001	40,0166	0,9011	0,1282
173,12	197,04	0,0559	0,0009	0,0001	39,8268	0,8968	0,1276
189,68	270,56	0,0588	0,0009	0,0001	39,6164	0,8921	0,1269
206,24	344,08	0,0618	0,0010	0,0001	39,3884	0,8869	0,1262
222,8	417,6	0,0633	0,0010	0,0001	39,1413	0,8814	0,1254

Dari Tabel 4.11 diatas, dapat diketahui bahwa pada sumur L5A-YYY selama 1 tahun ketebalan *scale* $CaCO_3$ yang terbentuk pada sistem sumur adalah berada di kisaran 0,13 in/year dan ketebalan *scale* $FeCO_3$ sebesar 0,0001 in/year. Dimana nilai ini hanya berlaku untuk kondisi dan lapisan reservoir tertentu yang dibahas oleh penulis. Nilai yang didapatkan sewaktu-waktu dapat berubah seiring dengan perubahan pada kondisi sistem sumur. Besarnya ketebalan *scale* tersebut selain dipengaruhi oleh kondisi kimia air, juga sangat dipengaruhi oleh pH larutan dan kondisi operasi produksi yang berubah-ubah. Sebagaimana diketahui bahwa selama produksi berlangsung, akan terjadi perubahan temperatur dan tekanan yang semakin turun nilainya dari lubang sumur hingga permukaan. Perubahan tekanan dan temperatur yang terjadi dapat mengganggu kesetimbangan kimia pada sistem air formasi yang terproduksi dari dalam sumur menuju fasilitas produksi.

Pembentukan *scale* $CaCO_3$ akan meningkat dengan meningkatnya temperatur, penurunan tekanan parsial CO_2 (alkalinitas sumur), peningkatan pH. Selain itu, turbulensi aliran dan lamanya waktu kontak (*contact time*) juga berpengaruh terhadap kecepatan pengendapan dan tingkat kekerasan kristal yang terbentuk.

Scale $FeCO_3$ atau besi karbonat dapat dilihat dari tampilan luarnya yang berwarna coklat atau berwarna gelap. Dimana kandungan besi (Fe^{2+}/*ferrous*) dapat berasal dari air formasi, korosi, ataupun lainnya. CO_2 pada fluida formasi akan bereaksi dengan ion Fe^{2+} dan membentuk *scale* $FeCO_3$. Kecenderungan kelarutan *scale* ini hampir sama dengan *scale* $CaCO_3$ dan dipengaruhi pula oleh pH, temperatur, dan *ionic strength*, hanya saja kelarutan

Studi penanggulangan..., Ratna Permata Sari, FT UI, 2011

scale $FeCO_3$ lebih rendah 100 kalinya. Mekanisme reaksi yang terjadi pada pembentukan *scale* $FeCO_3$ adalah sebagai berikut.

$$CO_2 + H_2O \rightarrow H_2CO_3 \rightarrow H^+ + HCO_3^- \quad (4.1)$$

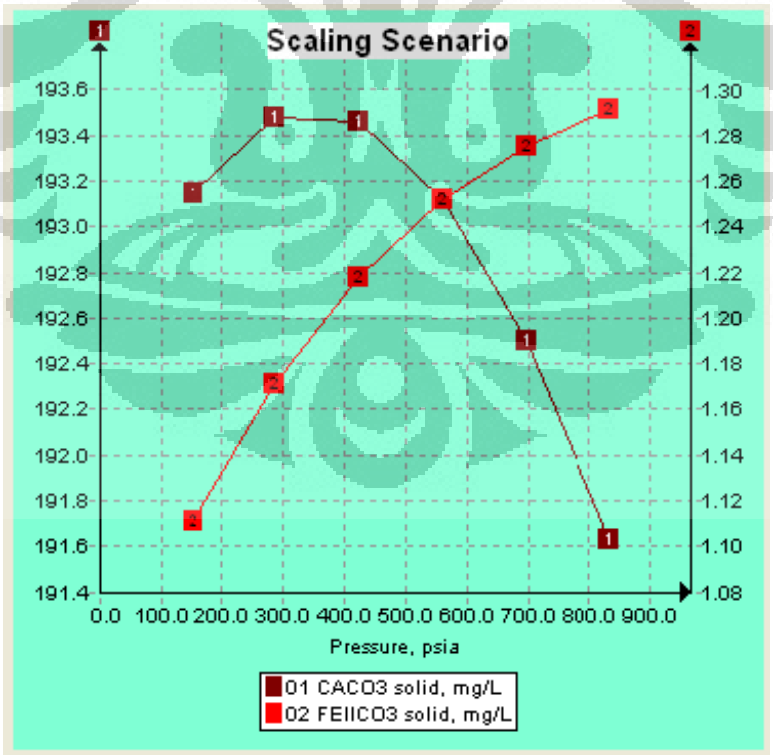
Dimana asam karbonat kontak dengan komponen besi, dengan reaksi:

$$2Fe + H_2CO_3 \rightarrow FeCO_3 \downarrow + H_2 \uparrow \quad (4.2)$$

Selain itu, adanya kemungkinan deposit organik seperti senyawaan *asphaltene* diantaranya *wax* dan *paraffin* dapat berikatan dengan *scale* anorganik tersebut baik secara langsung maupun tidak langsung pada proses pembentukannya, yang menyebabkan penambahan skala ukuran dari ketebalan *scale* didalam sistem pipa.

4.3.2.3 Sumur Produksi L5A-ZZZ

Dibawah ini adalah hasil simulasi perhitungan *Scaling Tendency* pada sumur produksi L5A-ZZZ dengan menggunakan *OLI ScaleChem 4.0*.



Gambar 4.8. Grafik *Scaling Tendency* Sumur Produksi L5A-ZZZ

Hasil simulasi *scaling tendency* pada sumur produksi L5A-ZZZ diketahui bahwa kemungkinan *scale* yang dapat terbentuk adalah tipe *scale* kalsium karbonat ($CaCO_3$) dan besi karbonat ($FeCO_3$). *Scale* kalsium karbonat akan mengerak di dinding-dinding pipa yang memperkecil *inside diameter* pipa dan menghambat aliran mulai dari *wellbore* hingga *flowline* dan fasilitas permukaan. Selain itu, *scale* ini juga dapat menyebabkan pompa ESP *stuck* dan tidak dapat berfungsi, sehingga diperlukan *maintenance* lebih lanjut terhadap pompa dan peralatan *downhole* lainnya yang menyita waktu yang tidak sebentar. Adanya besi karbonat mengindikasikan terjadinya korosi pada *equipment* di sekitar *near-wellbore* hingga *wellhead*.

Pada Tabel 4.12 ditampilkan data *scaling index* dan konsentrasi padatan dari kedua tipe *scale* tersebut. Dari data konsentrasi *scale* tersebut dapat diestimasi *scale growth* seperti ditunjukkan pada Tabel 4.13.

Tabel 4.12. Hasil Perhitungan *Scaling Tendency* Sumur Produksi L5A-ZZZ Pada Berbagai Tekanan dan Temperatur

Temperatur (^oF)	Tekanan (psia)	$CaCO_3$ solid (mg/L)	$FeCO_3$ solid (mg/L)	$CaCO_3$		$FeCO_3$	
				pScalTend	SI	pScalTend	SI
140	150	193,15	1,11	72,15	1,8582	4,5	0,6532
158,36	286,12	193,48	1,17	79,77	1,9018	5,46	0,7372
176,72	422,24	193,46	1,22	92,71	1,9671	6,56	0,8169
195,08	558,36	193,12	1,25	108,45	2,0352	7,82	0,8932
213,44	694,48	192,5	1,28	127,48	2,1054	9,25	0,9661
231,8	830,6	191,62	1,29	150,33	2,1770	10,79	1,0330

Tabel 4.13. Hasil Estimasi Perhitungan *Scale Growth* $CaCO_3$ dan $FeCO_3$ Sumur L5A-ZZZ

Temperatur	Tekanan	*Scale Growth* $CaCO_3$		*Scale Growth* $FeCO_3$	
(^oF)	(psia)	(mg/in^2/day)	(g/in^2/year)	(mg/in^2/day)	(g/in^2/year)
140	150	11,08	4,04	0,0637	0,0232
158,36	286,12	11,10	4,05	0,0671	0,0245
176,72	422,24	11,10	4,05	0,0700	0,0255
195,08	558,36	11,08	4,04	0,0717	0,0262
213,44	694,48	11,04	4,03	0,0734	0,0268
231,8	830,6	10,99	4,01	0,0740	0,0270

Studi penanggulangan..., Ratna Permata Sari, FT UI, 2011

Dari hasil perhitungan diatas, didapatkan estimasi laju pertumbuhan *scale* $CaCO_3$ dari kecenderungan konsentrasi $CaCO_3$ yang terbentuk, sebesar ± 11 g/sq in/year. Sedangkan *scale* $FeCO_3$ relatif kecil, yaitu sebesar 0,02-0,03 g/sq in/year. Dari hasil *scale growth* tersebut, dapat diestimasi pengecilan *inside diameter* pipa *tubing* maupun *flowline*. Dengan diameter pipa sebesar 3,5 in dengan *inside diameter* pipa 2,992 in, seperti dijabarkan pada Lampiran B-1, seperti dijabarkan pada Lampiran B-1, maka didapatkan luas penampang pipa adalah 7,0274 in^2. Dari laju pertumbuhan *scale* yang terbentuk diatas, dengan mengasumsikan densitas $CaCO_3$ sebesar 2,71 g/cm^3 dan densitas $FeCO_3$ sebesar 3,8 g/cm^3, maka diperkirakan pengecilan ID pipa seperti hasil perhitungan pada Tabel 4.14 dibawah ini.

Tabel 4.14.Pengecilan *Inside Diameter* Pipa Pada Sumur L5A-ZZZ

Temperatur (^oF)	Tekanan (psia)	*Scale* $FeCO_3$			*Scale* $CaCO_3$		
		Mass scale (gram)	*Volume (in^3)*	*Thickness (in/year)*	*Mass scale (gram)*	*Volume (in^3)*	*Thickness (in/year)*
140	150	0,1633	0,0037	0,0005	28,4151	0,6399	0,0911
158,36	286,12	0,1721	0,0039	0,0006	28,4637	0,6409	0,0912
176,72	422,24	0,1795	0,0040	0,0006	28,4608	0,6409	0,0912
195,08	558,36	0,1839	0,0041	0,0006	28,4107	0,6398	0,0910
213,44	694,48	0,1883	0,0042	0,0006	28,3195	0,6377	0,0907
231,8	830,6	0,1898	0,0043	0,0006	28,1901	0,6348	0,0903

Dari Tabel 4.14 diatas, dapat diketahui bahwa pada sumur L5A-ZZZ selama 1 tahun ketebalan *scale* $CaCO_3$ yang terbentuk pada sistem sumur adalah sekitar 0,09 in/year dan ketebalan *scale* $FeCO_3$ sebesar 0,0006 in/year. Dimana nilai ini hanya berlaku untuk kondisi dan lapisan reservoir tertentu yang dibahas oleh penulis. Nilai yang didapatkan sewaktu-waktu dapat berubah seiring dengan perubahan pada kondisi sistem sumur. Besarnya ketebalan *scale* tersebut selain dipengaruhi oleh kondisi kimia air, juga sangat dipengaruhi oleh pH larutan dan kondisi operasi produksi yang berubah-ubah. Sebagaimana diketahui bahwa selama produksi berlangsung, akan terjadi perubahan temperatur dan tekanan yang semakin turun nilainya dari lubang sumur hingga permukaan. Perubahan tekanan dan temperatur yang terjadi dapat mengganggu kesetimbangan kimia pada sistem air formasi yang terproduksi dari dalam sumur menuju fasilitas produksi.

Pembentukan *scale* $CaCO_3$ akan meningkat dengan meningkatnya temperatur, penurunan tekanan parsial CO_2 (alkalinitas sumur), peningkatan pH. Selain itu, turbulensi

Studi penanggulangan..., Ratna Permata Sari, FT UI, 2011

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

Scale $FeCO_3$ atau besi karbonat dapat dilihat dari tampilan luarnya yang berwarna coklat atau berwarna gelap. Dimana kandungan besi (Fe^{2+}/*ferrous*) dapat berasal dari air formasi, korosi, ataupun lainnya. CO_2 pada fluida formasi akan bereaksi dengan ion Fe^{2+} dan membentuk *scale* $FeCO_3$. Kecenderungan kelarutan *scale* ini hampir sama dengan *scale* $CaCO_3$ dan dipengaruhi pula oleh pH, temperatur, dan *ionic strength*, hanya saja kelarutan *scale* $FeCO_3$ lebih rendah 100 kalinya. Mekanisme reaksi yang terjadi pada pembentukan *scale* $FeCO_3$ adalah sebagai berikut.

$$CO_2 + H_2O \rightarrow H_2CO_3 \rightarrow H^+ + HCO_3^- \quad (4.3)$$

Dimana asam karbonat kontak dengan komponen besi, dengan reaksi:

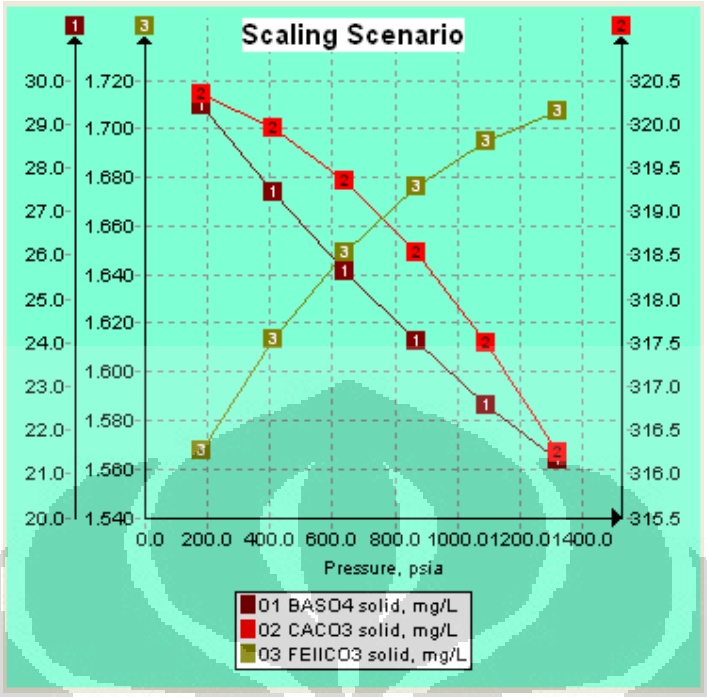
$$2Fe + H_2CO_3 \rightarrow FeCO_3 \downarrow + H_2 \uparrow \quad (4.4)$$

Selain itu, adanya kemungkinan deposit organik seperti senyawaan *asphaltene* diantaranya *wax* dan *paraffin* dapat berikatan dengan *scale* anorganik tersebut baik secara langsung maupun tidak langsung pada proses pembentukannya, yang menyebabkan penambahan skala ukuran dari ketebalan *scale* didalam sistem pipa.

4.3.2.4 Sumur Produksi L5A-RRR

Dibawah ini adalah hasil simulasi perhitungan *Scaling Tendency* pada sumur produksi L5A-RRR dengan menggunakan *OLI ScaleChem 4.0.*

Studi penanggulangan..., Ratna Permata Sari, FT UI, 2011



Gambar 4.9. Hasil *Scaling Tendency* Sumur L5A-RRR

Hasil simulasi *scaling tendency* pada sumur produksi L5A-RRR diketahui bahwa kemungkinan *scale* yang dapat terbentuk adalah tipe *scale* kalsium karbonat ($CaCO_3$), barium sulfat ($BaSO_4$) dan besi karbonat ($FeCO_3$). Ketika *scale* tersebut akan mengerak di dinding-dinding pipa yang memperkecil *inside diameter* pipa dan menghambat aliran mulai dari *wellbore* hingga *flowline* dan fasilitas permukaan. Selain itu, *scale* ini juga dapat menyebabkan pompa ESP *stuck* dan tidak dapat berfungsi, sehingga diperlukan *maintenance* lebih lanjut terhadap pompa dan peralatan *downhole* lainnya yang menyita waktu yang tidak sebentar. Adanya besi karbonat mengindikasikan terjadinya korosi pada *equipment* di sekitar *near-wellbore* hingga *wellhead*.

Pada Tabel 4.15 ditampilkan data *scalling index* dan konsentrasi padatan dari *scale* kemungkinan terbentuk pada Tabel 4.16. Dari data konsentrasi *scale* tersebut dapat diestimasi *scale growth* seperti ditunjukkan pada Tabel 4.17.

Studi penanggulangan..., Ratna Permata Sari, FT UI, 2011

Tabel 4.15. Hasil Perhitungan *Scaling Tendency* Sumur L5A-RRR pada Berbagai Tipe *Scale* yang Mungkin Terbentuk

$BaSO_4$		$CaCO_3$		$SrSO_4$		$CaSO_4.2H_2O$		$CaSO_4$		$FeCO_3$	
ScalTend	**SI**	**ScalTend**	**SI**	**ScalTend**	**SI**	**ScalTend**	**SI**	**ScalTend**	**SI**	**ScalTend**	**SI**
5,82	0,7649	170,48	2,2317	0,05	-1,30	8,40E-04	-3,08	1,10E-03	-2,96	5,78	0,7619
4,6	0,6628	178,68	2,2521	0,05	-1,30	8,40E-04	-3,08	1,30E-03	-2,89	6,62	0,8209
3,94	0,5955	195,27	2,2906	0,05	-1,30	8,80E-04	-3,06	1,60E-03	-2,80	7,45	0,8722
3,46	0,5391	214,06	2,3305	0,06	-1,22	9,40E-04	-3,03	2,00E-03	-2,70	8,26	0,9170
3,11	0,4928	235,1	2,3713	0,06	-1,22	1,00E-03	-3,00	2,50E-03	-2,60	8,98	0,9533
2,84	0,4533	258,37	2,4122	0,06	-1,22	1,10E-03	-2,96	3,20E-03	-2,49	9,53	0,9791

Hasil *scaling tendency* diatas dengan masing-masing nilai *scale index* didapatkan scale yang terbentuk adalah kalsium karbonat dan barium sulfat. Hal ini sama dengan hasil yang didapatkan dari perhitungan secara manual dengan menggunakan metode *Stiff-Davis* dan metode *Oddo-Tompson*.

Tabel 4.16 Konsentrasi Padatan *Scale* yang Mungkin Terbentuk pada berbagai Tekanan dan Temperatur Operasi Produksi Sumur L5A-RRR

Temperatur (^oF)	**Tekanan (psia)**	**$BaSO_4$ solid (mg/L)**	**$CaCO_3$ solid (mg/L)**	**$FeCO_3$ solid (mg/L)**
140	180	29,41	320,33	1,57
156,2	406,68	27,44	319,94	1,61
172,4	633,36	25,64	319,34	1,65
188,6	860,04	24,01	318,52	1,68
204,8	1.086,72	22,58	317,48	1,69
221	1.313,4	21,33	316,23	1,71

Tabel 4.17. Hasil Estimasi Perhitungan *Scale Growth*

Temperatur	**Tekanan**	***Scale Growth* $CaCO_3$**		***Scale Growth* $FeCO_3$**		***Scale Growth* $BaSO_4$**	
(^oF)	**(psia)**	**(mg/in^2/day)**	**(g/in^2/year)**	**(mg/in^2/day)**	**(g/in^2/year)**	**(mg/in^2/day)**	**(g/in^2/year)**
140	180	18,37	6,71	0,0900	0,0329	1,69	0,62
156,2	406,68	18,35	6,70	0,0923	0,0337	1,57	0,57
172,4	633,36	18,32	6,69	0,0946	0,0345	1,47	0,54
188,6	860,04	18,27	6,67	0,0964	0,0352	1,38	0,50
204,8	1.086,72	18,21	6,65	0,0969	0,0354	1,30	0,47
221	1.313,4	18,14	6,62	0,0981	0,0358	1,22	0,45

Dari hasil perhitungan diatas, didapatkan estimasi laju pertumbuhan *scale* $CaCO_3$ dari kecenderungan konsentrasi $CaCO_3$ yang terbentuk, sebesar ± 7 g/sq in/year. Sedangkan *scale*

Studi penanggulangan..., Ratna Permata Sari, FT UI, 2011

$BaSO_4$ relatif kecil, yaitu sebesar 0,5-0,6 g/sq in/year. Dari hasil *scale growth* tersebut, dapat diestimasi pengecilan *inside diameter* pipa *tubing* maupun *flowline*. Dengan diameter pipa sebesar 3,5 in dengan *inside diameter* pipa 2,992 in, seperti dijabarkan pada Lampiran B-1, maka didapatkan luas penampang pipa adalah 7,0274 in^2. Dari laju pertumbuhan *scale* yang terbentuk diatas, dengan mengasumsikan densitas $CaCO_3$ sebesar 2,71 g/cm^3 , densitas $FeCO_3$ sebesar 3,8 g/cm^3, dan densitas $BaSO_4$ sebesar 4,3 g/cm^3, maka diperkirakan pengecilan ID pipa seperti pada Tabel 4.18 dibawah ini.

Tabel 4.18. Pengecilan *Inside Diameter* Pipa Pada Sumur L5A-RRR

Temperatur (^oF)	Tekanan (psia)	*Scale* $FeCO_3$			*Scale* $CaCO_3$			*Scale* $BaSO_4$		
		Mass scale (gram)	*Volume (in^3)*	*Thickness (in/year)*	*Mass scale (gram)*	*Volume (in^3)*	*Thickness (in/year)*	*Mass scale (gram)*	*Volume (in^3)*	*Thickness (in/year)*
140	180	0,23	0,0052	0,0007	47,13	1,06	0,1510	4,33	0,0087	0,0012
156,2	406,68	0,24	0,0053	0,0008	47,07	1,06	0,1508	4,04	0,0082	0,0012
172,4	633,36	0,24	0,0055	0,0008	46,98	1,06	0,1505	3,77	0,0076	0,0011
188,6	860,04	0,25	0,0056	0,0008	46,86	1,06	0,1502	3,53	0,0071	0,0010
204,8	1.086,72	0,25	0,0056	0,0008	46,71	1,05	0,1497	3,32	0,0067	0,0010
221	1.313,4	0,25	0,0057	0,0008	46,52	1,05	0,1491	3,14	0,0063	0,0009

Dari Tabel 4.18 diatas, dapat diketahui bahwa pada sumur L5A-RRR selama 1 tahun ketebalan *scale* $CaCO_3$ yang terbentuk pada sistem sumur adalah sekitar 0,15 in/year dan ketebalan *scale* $FeCO_3$ sebesar 0,0008 in/year serta ketebalan *scale* $BaSO_4$ sebesar 0,001 in/year. Dimana nilai ini hanya berlaku untuk kondisi dan lapisan reservoir tertentu yang dibahas oleh penulis. Nilai yang didapatkan sewaktu-waktu dapat berubah seiring dengan perubahan pada kondisi sistem sumur. Besarnya ketebalan *scale* tersebut selain dipengaruhi oleh kondisi kimia air, juga sangat dipengaruhi oleh pH larutan dan kondisi operasi produksi yang berubah-ubah. Sebagaimana diketahui bahwa selama produksi berlangsung, akan terjadi perubahan temperatur dan tekanan yang semakin turun nilainya dari lubang sumur hingga permukaan. Perubahan tekanan dan temperatur yang terjadi dapat mengganggu kesetimbangan kimia pada sistem air formasi yang terproduksi dari dalam sumur menuju fasilitas produksi.

Pembentukan *scale* $CaCO_3$ akan meningkat dengan meningkatnya temperatur, penurunan tekanan parsial CO_2 (alkalinitas sumur), peningkatan pH. Selain itu, turbulensi

Studi penanggulangan..., Ratna Permata Sari, FT UI, 2011

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

Scale $FeCO_3$ atau besi karbonat dapat dilihat dari tampilan luarnya yang berwarna coklat atau berwarna gelap. Dimana kandungan besi (Fe^{2+}/*ferrous*) dapat berasal dari air formasi, korosi, ataupun lainnya. CO_2 pada fluida formasi akan bereaksi dengan ion Fe^{2+} dan membentuk *scale* $FeCO_3$. Kecenderungan kelarutan *scale* ini hampir sama dengan *scale* $CaCO_3$ dan dipengaruhi pula oleh pH, temperatur, dan *ionic strength*, hanya saja kelarutan *scale* $FeCO_3$ lebih rendah 100 kalinya.

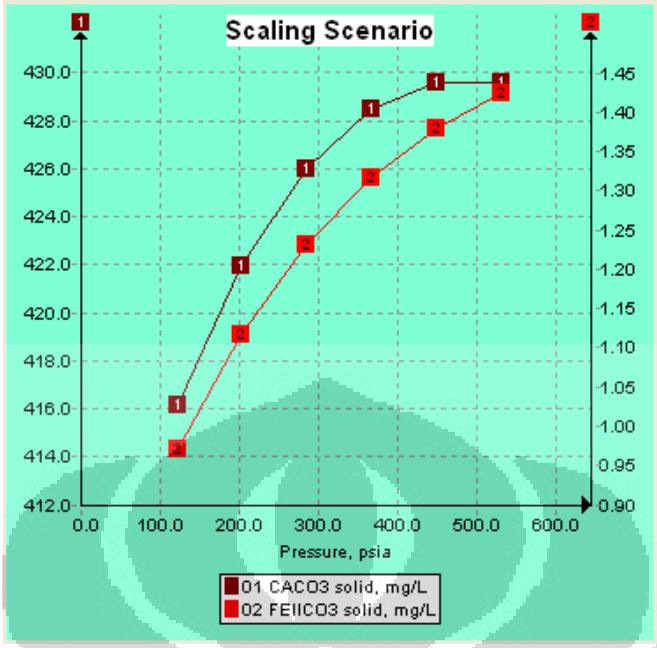
Barium sulfat ($BaSO_4$) memiliki kelarutan yang sangat rendah jika dibandingkan dengan $CaCO_3$. Kelarutan $BaSO_4$ pada kondisi *ambient* sebesar ±2 mg/lt dimana kelarutannya tidak berpengaruh pada pH. *Scale* $BaSO_4$ sangat keras dan akan membentuk *scale* pada kondisi tertentu saja dengan sifat *insolubility* yang tinggi, konsentrasi padatan *scale* yang rendah pun akan relatif sulit untuk dihilangkan.

Selain itu, adanya kemungkinan deposit organik seperti senyawaan *asphaltene* diantaranya *wax* dan *paraffin* dapat berikatan dengan *scale* anorganik tersebut baik secara langsung maupun tidak langsung pada proses pembentukannya, yang menyebabkan penambahan skala ukuran dari ketebalan *scale* didalam sistem pipa.

4.3.2.4 Sumur Produksi L5A-GGG

Dibawah ini adalah hasil simulasi perhitungan *Scaling Tendency* pada sumur produksi L5A-GGG dengan menggunakan *OLI ScaleChem 4.0*.

Studi penanggulangan..., Ratna Permata Sari, FT UI, 2011



Gambar 4.10. Grafik *Scaling Tendency* Sumur Produksi L5A-GGG

Hasil simulasi *scaling tendency* pada sumur produksi L5A-GGG diketahui bahwa kemungkinan scale yang dapat terbentuk adalah tipe *scale* kalsium karbonat ($CaCO_3$) dan $FeCO_3$. *Scale* kalsium karbonat akan mengerak di dinding-dinding pipa yang memperkecil *inside diameter* pipa dan menghambat aliran dari *wellbore* hingga *flowline* dan fasilitas permukaan. Selain itu, *scale* ini juga dapat menyebabkan pompa ESP *stuck* dan tidak dapat berfungsi, sehingga diperlukan *maintenance* lebih lanjut terhadap pompa dan peralatan *downhole* lainnya yang menyita waktu yang tidak sebentar. Adanya besi karbonat mengindikasikan terjadinya korosi pada *equipment* di sekitar *near-wellbore* hingga *wellhead*.

Pada Tabel 4.19 ditampilkan data *Scalling Index* dan konsentrasi padatan dari kedua tipe *scale* tersebut. Dari data konsentrasi *scale* tersebut dapat diestimasi *scale growth* seperti ditunjukkan pada Tabel 4.20.

Tabel 4.19. Hasil Perhitungan *Scaling Tendency* Pada Berbagai Tekanan dan Temperatur

Temperatur (^oF)	Tekanan (psia)	$CaCO_3$ solid (mg/L)	$FeCO_3$ solid (mg/L)	$CaCO_3$	
				pScalTend	SI
140	120	416,12	0,97	117,85	2,0713
156,2	202	421,97	1,12	130,27	2,1148
172,4	284	426,03	1,23	150,4	2,1772
188,6	366	428,49	1,32	174,83	2,2426
204,8	448	429,59	1,38	204,35	2,3104
221	530	429,56	1,42	239,85	2,3799

Tabel 4.20. Hasil Estimasi Perhitungan *Scale G*rowth $CaCO_3$ dan $FeCO_3$

Temperatur	Tekanan	*Scale Growth* $CaCO_3$		*Scale Growth* $FeCO_3$	
(^oF)	(psia)	(mg/in^2/day)	(g/in^2/year)	(mg/in^2/day)	(g/in^2/year)
140	120	23,87	8,71	0,06	0,02
156,2	202	24,20	8,83	0,06	0,02
172,4	284	24,43	8,92	0,07	0,03
188,6	366	24,58	8,97	0,08	0,03
204,8	448	24,64	8,99	0,08	0,03
221	530	24,64	8,99	0,08	0,03

Dari hasil perhitungan diatas, didapatkan estimasi laju pertumbuhan *scale* $CaCO_3$ dari kecenderungan konsentrasi $CaCO_3$ yang terbentuk, berkisar antara 9 g/sq in/year hingga 11 g/sq in/year.

Dari hasil *scale growth* tersebut, dapat diestimasi pengecilan *inside diameter* pipa *tubing* maupun *flowline*. Dengan diameter pipa sebesar 3,5 in dengan *inside diameter* pipa 2,992 in, seperti dijabarkan pada Lampiran B-1, maka didapatkan luas penampang pipa adalah 7,0274 in^2. Dari laju pertumbuhan *scale* yang terbentuk diatas, dengan mengasumsikan densitas $CaCO_3$ sebesar 2,71 g/cm^3 dan $FeCO_3$ sebesar 3,8 g/cm^3,maka diperkirakan pengecilan ID pipa seperti hasil perhitungan pada Tabel 4.21 dibawah ini.

Tabel 4.21. Pengecilan *Inside Diameter* Pipa Pada Sumur L5A-GGG

Temperatur (^oF)	Tekanan (psia)	*Scale* $FeCO_3$			*Scale* $CaCO_3$		
		Mass scale (gram)	*Volume (in^3)*	*Thickness (in/year)*	*Mass scale (gram)*	*Volume (in^3)*	*Thickness (in/year)*
140	120	0,1427	0,0032	0,0005	61,2172	1,3785	0,1962
156,2	202	0,1648	0,0037	0,0005	62,0779	1,3979	0,1989
172,4	284	0,1810	0,0041	0,0006	62,6752	1,4113	0,2008
188,6	366	0,1942	0,0044	0,0006	63,0371	1,4195	0,2020
204,8	448	0,2030	0,0046	0,0007	63,1989	1,4230	0,2025
221	530	0,2089	0,0047	0,0007	63,1945	1,4230	0,2025

Dari Tabel 4.21 diatas, dapat diketahui bahwa pada sumur L5A-GGG selama 1 tahun ketebalan *scale* $CaCO_3$ yang terbentuk pada sistem sumur adalah sekitar 0,2 in/year dan ketebalan *scale* $FeCO_3$ sebesar 0,0007 in/year. Dimana nilai ini hanya berlaku untuk kondisi dan lapisan reservoir tertentu yang dibahas oleh penulis. Nilai yang didapatkan sewaktu-waktu dapat berubah seiring dengan perubahan pada kondisi sistem sumur. Besarnya

Studi penanggulangan..., Ratna Permata Sari, FT UI, 2011

ketebalan *scale* tersebut selain dipengaruhi oleh kondisi kimia air, juga sangat dipengaruhi oleh pH larutan dan kondisi operasi produksi yang berubah-ubah. Sebagaimana diketahui bahwa selama produksi berlangsung, akan terjadi perubahan temperatur dan tekanan yang semakin turun nilainya dari lubang sumur hingga permukaan. Perubahan tekanan dan temperatur yang terjadi dapat mengganggu kesetimbangan kimia pada sistem air formasi yang terproduksi dari dalam sumur menuju fasilitas produksi.

Pembentukan *scale* $CaCO_3$ akan meningkat dengan meningkatnya temperatur, penurunan tekanan parsial CO_2 (alkalinitas sumur), peningkatan pH. Selain itu, turbulensi aliran dan lamanya waktu kontak (*contact time*) juga berpengaruh terhadap kecepatan pengendapan dan tingkat kekerasan kristal yang terbentuk.

Scale $FeCO_3$ atau besi karbonat dapat dilihat dari tampilan luarnya yang berwarna coklat atau berwarna gelap. Dimana kandungan besi (Fe^{2+}/*ferrous*) dapat berasal dari air formasi, korosi, ataupun lainnya. CO_2 pada fluida formasi akan bereaksi dengan ion Fe^{2+} dan membentuk *scale* $FeCO_3$. Kecenderungan kelarutan *scale* ini hampir sama dengan *scale* $CaCO_3$ dan dipengaruhi pula oleh pH, temperatur, dan *ionic strength*, hanya saja kelarutan *scale* $FeCO_3$ lebih rendah 100 kalinya.

Selain itu, adanya kemungkinan deposit organik seperti senyawaan *asphaltene* diantaranya *wax* dan *paraffin* dapat berikatan dengan *scale* anorganik tersebut baik secara langsung maupun tidak langsung pada proses pembentukannya, yang menyebabkan penambahan skala ukuran dari ketebalan *scale* didalam sistem pipa.

Studi penanggulangan..., Ratna Permata Sari, FT UI, 2011

4.4. Evaluasi Pengasaman

Data hasil pekerjaan pengasaman pada masing-masing sumur produksi dapat dilihat pada Tabel 4.22 dibawah ini.

Tabel 4.22. Evaluasi Stimulasi Sumur

Nama Sumur	Tanggal	PBHP		SBHP	Pre-Job		Post Job (7 Days)		Post Job (30 Days)		PI			Gain (BOPD)	Ket
		Pre-job	Post-job		BOPD	BFPD	BOPD	BFPD	BOPD	BFPD	Pre	Post	Delta		
LMC-XXX	10/03/10	-	-	-	84	2109	90	2260	166	2377	-	-	-	82	Tanpa data PBHP
	22/05/10	-	402	1889	156	2234	181	2581	94	2360	-	1.59	-	-62	!!!
	31/07/10	402.4	710.1	1638	90	2243			67	2678	1.82	2.89	1.07	-23	!!
	14/12/10	829	1652	1900	9	452	79	2645	64	2143	0.42	10.66	10.23	70	***
L5A-YYY	16/04/10	-	471	1369	95	1700	136	3030	164	3285	-	3.66	-	69	Tanpa data PBHP *pre-job*
	21/09/10	444.6	461.7	1745.2	83	2780	106	3025	86	2862	2.14	2.23	0.09	3	*
	25/11/10	554	423	1369	83	2781	78	2802	86	2855	3.41	2.75	-0.66	3	*
L5A-RRR	22/02/10	-	-	-	93	3096	193	6417	188	6271	-	-	-	95	Tanpa data PBHP
	24/05/10	759	1374	1889	194	6480	126	6520	128	6387	5.73	12.40	6.67	-66	WC increment
L5A-GGG	8/04/10	-	-	-	34	1127	34	1127	50	1242	-	-	-	16	*Gas Lift*
	30/09/10	-	-	-	69	3437	51	5122	-	-	-	-	-	-18	*Gas Lift*

Pekerjaan *acidizing* yang dilakukan terdiri atas komposisi bahan kimia seperti dibawah ini:

Tabel 4.23. *Acidizing* Formula

Pickle Tubing String	**420 Gals**		**10 bbls**	
Product	**Concentration**		**Total**	
Fresh Water	718	Gpt	302	Gals
HCl 32%	282	Gpt	119	Gals

***Xylene* (pre-*Flush*)**	**4000 Gals**		**95 bbls**	
Product	**Concentration**		**Total**	
Fresh Water	790	Gpt	3160	Gals
Xylene	210	Gpt	840	Gals

Main Acid (15% HCl)	**4000 Gals**		**95 bbls**	
Product	**Concentration**		**Total**	
Fresh Water	459	Gpt	1836	Gals
Corr.Inhibitor	4	Gpt	16	Gals
Mutual Solvent	75	Gpt	300	Gals
An-Ionic Surfactant	150	Gpt	600	Gals
Citric Acid	30	Pptg	120	Lbs
HCl 32%	282	Gpt	1128	Gals

2% KCl Solution	**4200 Gals**		**100 bbls**	
Product	**Concentration**		**Total**	
Fresh Water	794	Gpt	3335	Gals
KCl	169	Pptg	710	Lbs

Keterangan:

Gpt : *gallon per thousand gallon*

Pptg : *pound per thousand gallon*

ppg *:pound per gallon*

Kegiatan *acidizing* yang dilakukan diasumsikan untuk menghilangkan *scale* kalsium karbonat ($CaCO_3$). Untuk menanggulangi *scale* $CaCO_3$ pada berbagai kondisi, cara yang paling mudah dan murah adalah menggunakan HCl dimana pada lapangan Limau menggunakan HCl 15%.

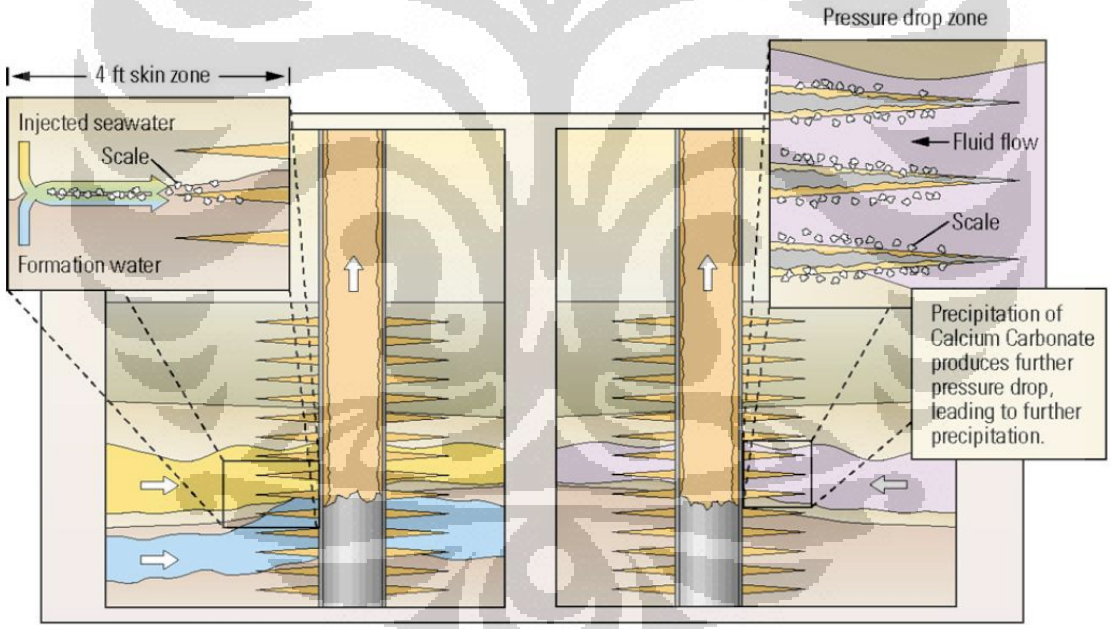
Reaksi kimia yang terjadi ketika dilakukan tahap injeksi asam adalah sebagai berikut.

$$CaCO_3 + 2HCl \rightarrow CaCl_2 + H_2O + CO_2 \uparrow \qquad (4.5)$$

Studi penanggulangan..., Ratna Permata Sari, FT UI, 2011

Corrosion inhibitor juga turut ditambahkan ke dalam formulasi asam untuk menjaga agar tidak melarutkan besi. Selain itu juga terdapat surfaktan untuk meningkatkan wettabilitas fluida terhadap matriks batuan dan juga dapat menghilangkan film minyak dari *scale* yang mengandung deposit organik.

Pada tahap *pickle tubing string*, dilakukan untuk menghilangkan komponen *scale* $CaCO_3$ yang terdapat pada daerah pipa produksi. Sedangkan ketika *xylene* diinjeksikan ke sumur, digunakan untuk melarutkan deposit organik hidrokarbon yang turut terendapkan pula pada tubing pipa produksi dan menghilangkan lapisan film minyak pada tubing produksi. Kegiatan utama dari pekerjaan *acidizing* adalah untuk menghilangkan padatan *scale* yang terendapkan pada lapisan produktif batuan reservoir sumur, dimana dilakukan pada zona perforasi dan *near-wellbore* yang berjarak setidaknya 4 ft dari lubang perforasi yang merupakan zona skin (Gambar 4.11).



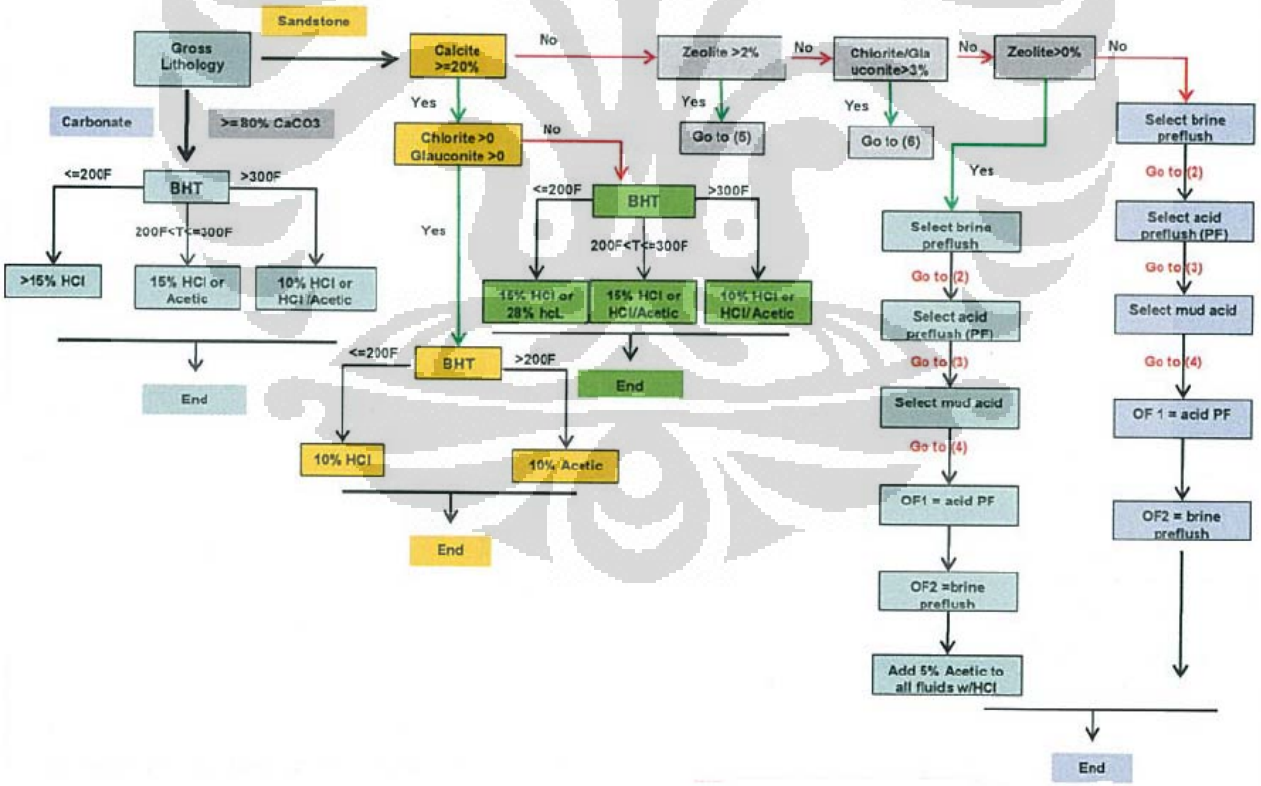
Gambar 4.11. Pengendapan *Scale* Kalsium Karbonat Pada Matriks Batuan[5]

Pekerjaan *main acid* ini perlu sekali dilakukan secara berhati-hati dan berada pada lapisan yang tepat, yaitu pada kedalaman sumur di zona minyak, bukan di zona air agar didapatkan gain yang relatif besar dan menguntungkan produksi sumur secara ekonomis. Namun keberhasilan dari *acid job* adalah kemampuan *acid* yang diinjeksikan berhasil melarutkan padatan *scale* baik yang terdapat pada pipa, *tubing*, maupun pada lapisan matriks

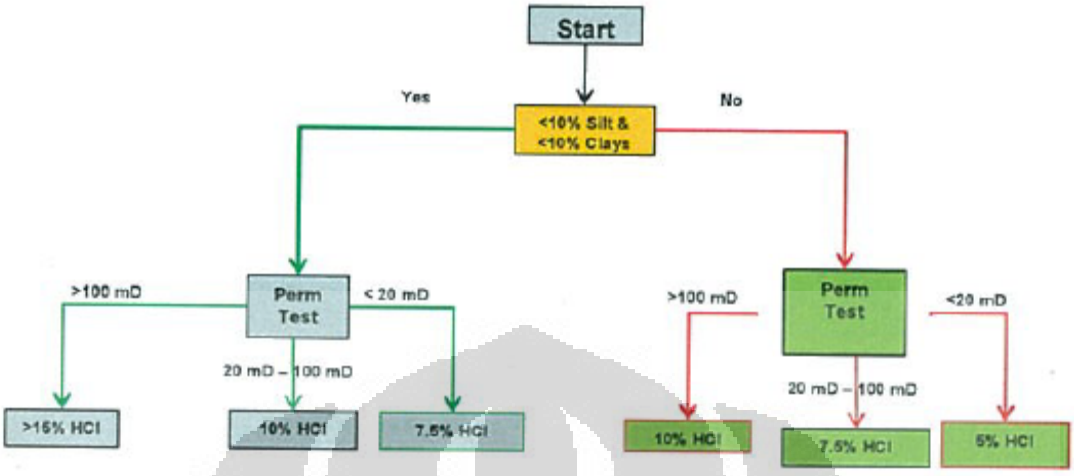
Studi penanggulangan..., Ratna Permata Sari, FT UI, 2011

batuan. Dari keseluruhan *acid job* yang dilakukan pada pelaksanaan *acidizing* di lapangan dapat dikatakan berhasil melarutkan komponen *scale* di sumur yang ditandai dengan peningkatan laju produksi fluida (BFPD). Selain itu, pemilihan *chemical* yang bersifat *water base* juga dapat meningkatkan kecenderungan peningkatan *water cut*.

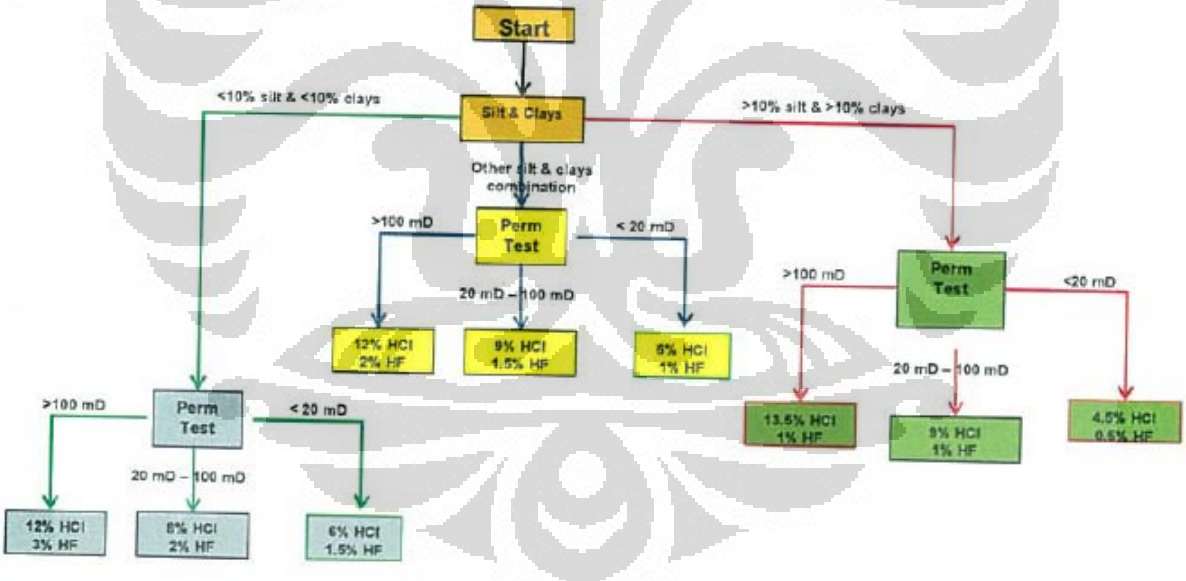
Pemakaian acid pada formulasi acid job selain dengan HCl 15%, dapat pula dengan menginjeksikan jenis asam-asam lainnya yang seharusnya dilakukan uji kompatibilitas terhadap batuan dan fluida reservoir. Pemilihan asam ini sebaiknya dilakukan uji laboratorium terlebih dahulu agar diketahui kompatibilitas dari reaksi yang nantinya akan berlangsung pada proses injeksi asam dan kelarutan dari komponen *scale* yang dapat tercapai, serta pengaruh dari *acid job* terhadap batuan reservoir. Berikut ini adalah pemilihan jenis fluida pengasaman yang dilakukan berdasarkan dari uji laboratorium untuk beberapa *acid* formula pada pekerjaan *acidizing*, *main acid* yang digunakan perlu dilakukan uji kompatibilitas terhadap batuan dan kondisi reservoir tertentu (Gambar 4.12 hingga Gambar 4.16).



Gambar 4.12. Pemilihan Formula Fluida Pengasaman[21]

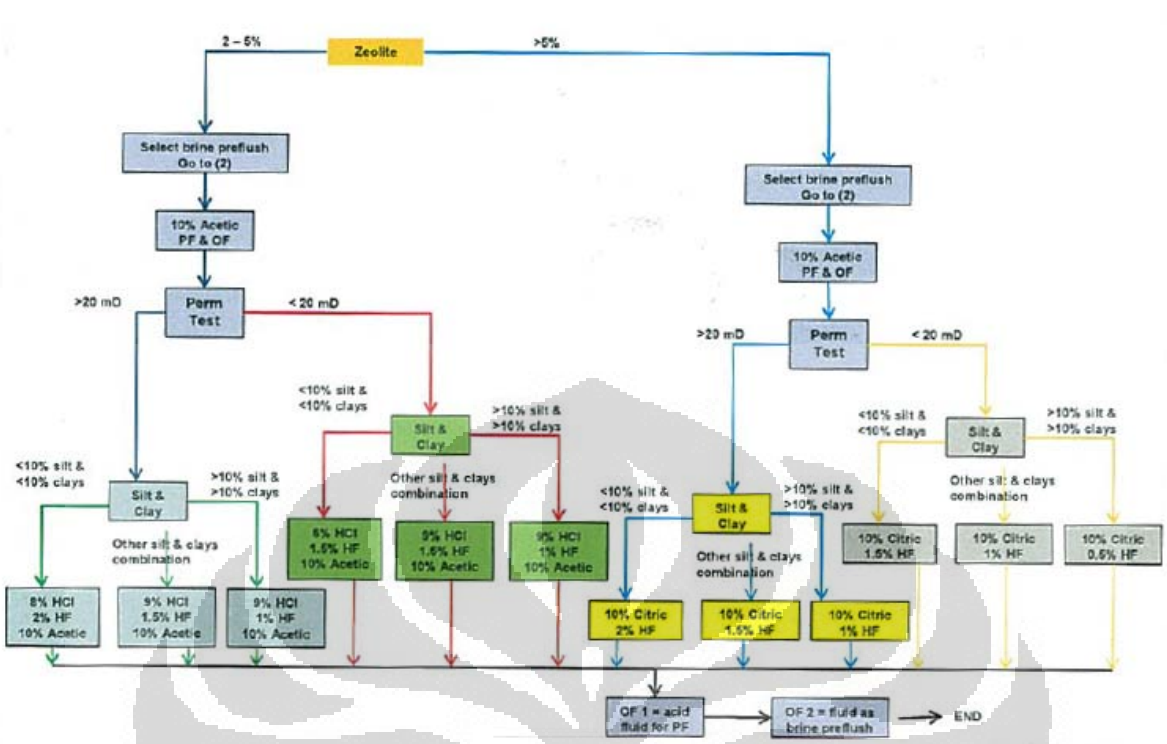


Gambar 4.13. Pemilihan Formula Fluida Pengasaman untuk *Acid Preflush*[21]

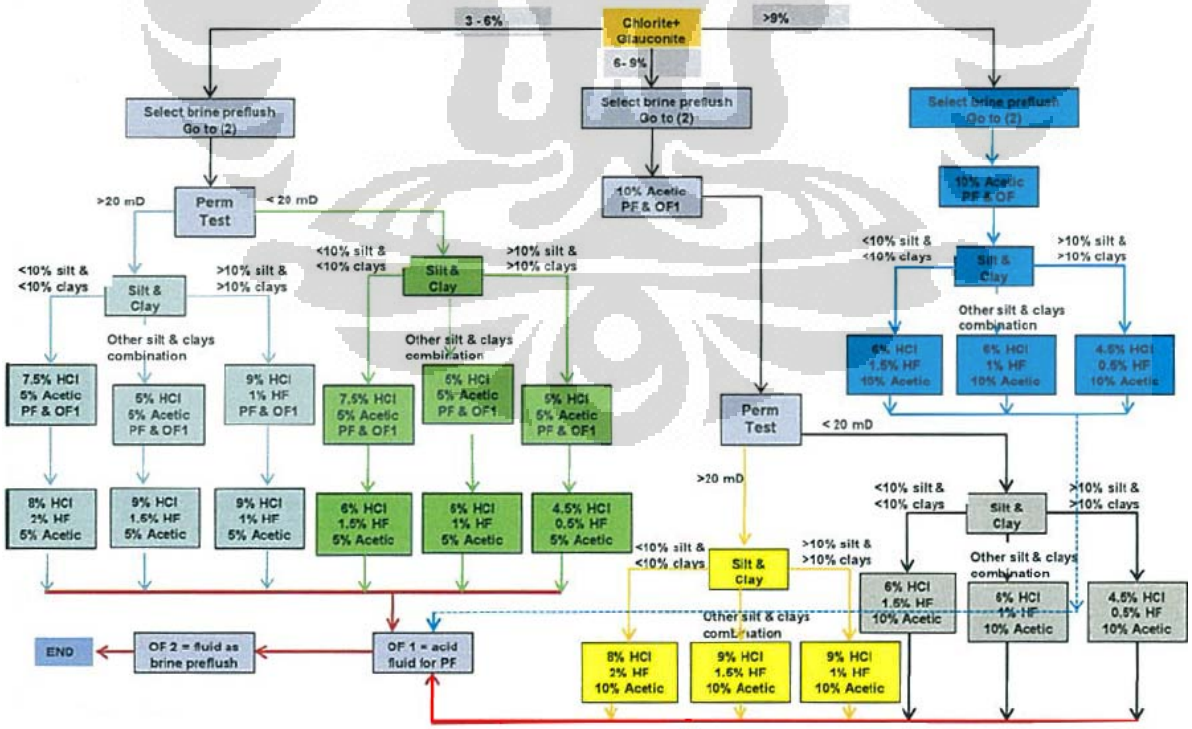


Gambar 4.14. Pemilihan Formula Fluida Pengasaman Untuk Jenis Formasi yang Mengandung Clay[21]

Studi penanggulangan..., Ratna Permata Sari, FT UI, 2011



Gambar 4.15. Pemilihan Formula Fluida Pengasaman Untuk Formasi Sandstone yang Mengandung *Zeolite*[21]



Gambar 4.16. Pemilihan Formula Fluida Pengasaman Untuk Formasi Sandstone yang Mengandung *Chlorite*[21]

Pemakaian *corrosion* inhibitor harus ditambahkan pada proses pengasaman. Besi akan berkarat karena pengasaman yang dilakukan, dan ini akan merusak pipa produksi dan bisa mengendapkan senyawa besi di formasi yang dapat menyebabkan *formation damage*. Meskipun sumber ion besi yang ada tidak hanya berasal dari komponen besi pada pipa yang terlarutkan dan dapat pula bersumber dari formasi reservoir itu sendiri (Tabel 4.24). Namun besi yang berasal dari reservoir tidak seberbahaya dari pipa, walaupun pada konsentrasi tertentu tetap harus dihambat dengan *corrosion* inhibitor. Sebaiknya *corrosion* inhibitor ditambahkan pula pada *tubing pickle*, dimana penambahan *corrosion* inhibitor disini untuk menghambat/mencegah korosi pipa yang dapat menyebabkan terbentuknya ion besi dari pipa produksi yang mungkin masuk ke formasi batuan bersama asam yang diinjeksikan ketika main acid dan dapat menyebabkan *formation damage*.

Tabel 4.24. Sumber Ion Besi yang Bersumber dari Pipa Produksi dan Formasi[20]

Sumber ion besi dari pipa	Angka oksidasi	Sumber formasi	Angka oksidasi
Iron oxide	+3	Hematite	+3
Karat (rust)	+3	Magnetite	+2 dan +3
Ferric oxide	+3	Glauconite	+3
Iron sulfide	+2	Pyrite	+2
		Siderite	+2
		Chlorite	+2

Semua pengasaman harus memakai *corrosion* inhibitor. *Acid corrosion* inhibitor menghambat karat dengan membentuk lapisan film tipis di dinding pipa besi untuk melindungi besi (mulai dari 120^{o}F). *Corrosion* inhibitor adalah campuran dari beberapa persenyawaan termasuk *quartenary amines, acetylenic, alcohols, methanol*, dan surfaktan. Kebanyakan *corrosion* inhibitor adalah kationik (membuat *sandstone* menjadi *oil wet* dan *limestone* menjadi *water wet*). *Corrosion* inhibitor juga turut di tambahkan pada formulasi untuk *main acid*. Corrosion inhibitor ini tidak akan melindungi menyerangan asam terhadap *scale* di pipa. Kompatibilitas *corrosion* inhibitor dengan aditif lain di asam harus di cek apakah akan timbul reaksi negatif dengan produk merugikan ataupun endapan. *Corrosion* inhibitor mudah terpisah dari asam jadi harus diaduk sistem asamnya sebelum dipompa. Terpisahnya *corrosion* inhibitor dari asam terlihat dengan timbulnya lapisan tipis hitam

Studi penanggulangan..., Ratna Permata Sari, FT UI, 2011

seperti minyak di permukaan asam. Lapisan ini dapat terlihat hanya dalam waktu 15 menit setelah sistem asam didiamkan.

Pada formulasi *main acid,* surfaktan yang dipilih adalah *an-ionic surfactant* yang ketika bereaksi dengan *sandstone*, maka anionik akan menyebabkan *water wet* di *sandstone*. Surfaktan anionik ini bisa berupa suatu senyawaan sulfat, sulfonat, fosfat maupun fosfonat. Parameter dari pemilihan surfaktan yang ditambahkan adalah dapat menurunkan *interfacial tension* (tegangan antar muka), meningkatkan wettabilitas, dan harus kompatibel terhadap batuan dan fluida reservoir. Dimana jika tidak adanya kompatibilitas antara fluida dan batuan reservoir dengan surfaktan yang digunakan, bisa menyebabkan emulsi yang justru dapat menghambat aliran fluida dari reservoir ke permukaan. Namun untuk mengetahui *performance* dari masing-masing surfaktan tersebut perlu dilakukan uji laboratorium dan kompatibilitas terhadap batuan dan fluida reservoir.

Penggunaan *fresh water* sebaiknya yang seminimal mungkin mengandung ion-ion kalsium, magnesium, barium, stronsium, dan terutamanya adalah ion karbonat dan sulfat sehingga dapat meminimalisir dan menurunkan kemampuan *re-precipitation scale* pada sistem sumur. Jika *fresh water* yang digunakan berasal dari *formation water*, maka perlu dilakukan *water treatment* sebelum diinjeksikan ke dalam sumur injeksi, dan dilakukan uji laboratorium sebelum digunakan sebagai pelarut asam pada proses *acidizing*.

Agar pelaksanaan *acidizing* sukses dan menghasilkan laju produksi dan laju minyak yang meningkat, maka sebelum pengerjaan *acid job* tersebut perlu dilakukan perencanaan yang baik dan diketahui data lapisan produktif minyak terkait kedalaman, permeabilitas, porositas, mineralogi batuan, dan informasi lainnya mengenai kondisi reservoir dan tekanan sumur yang mampu diterima ketika dilakukan stimulasi.

4.5. Penanggulangan *Scale* di Lapangan

Pada lapangan Limau, pemantauan perubahan tekanan dapat dilihat pada Tabel 4.1, dimana pada lapangan ini yang diperhatikan hanya sebatas pada sistem sumur saja, karena berhubungan dengan nilai produktivitas sumur, sedangkan pada *flowline* tidak terlalu diperhatikan. Penanggulangan yang dilakukan pada *surface facilities* mulai dari *flowline* hingga separator dilakukan dengan menjaga kondisi operasi transportasi minyak bumi pada batas-batas tertentu agar tidak terjadi pengendapan deposit organik. Sedangkan

Studi penanggulangan..., Ratna Permata Sari, FT UI, 2011

penanggulangan *scale* anorganik dilakukan dengan injeksi asam pada peralatan permukaan jika ditemukan kerak pada peralatan produksi seperti ditunjukkan pada Gambar 4.17 dan Gambar 4.18 dibawah ini.

Gambar 4.17. Padatan *Scale* di Kepala Sumur

Gambar 4.18. Contoh Padatan *Scale* di *Tubing* dan *Flowline*

Pada lapangan Limau Unit Bisnis Pertamina EP, evaluasi terhadap *scale coupon* baru mulai dilakukan. Oleh karena itu, sangat penting nantinya dilakukan dan dipantau dari laju pertumbuhan *scale* (*scale growth*) pada permasalahan *scale* dilapangan. Dengan mengetahui laju pertumbuhan *scale* ini, dapat dibuat suatu perencanaan terhadap kegiatan *acid job* yang

Studi penanggulangan..., Ratna Permata Sari, FT UI, 2011

dapat dilakukan di lapangan terkait salah satu cara penanggulangan masalah *scale* tersebut. Sebagai langkah pencegahan terbentuknya scale di lapangan Limau, dilakukan metode injeksi *scale* inhibitor dengan tipe scale inhibitor yang digunakan adalah tipe *phosphat* dan *phosphonat*. Penginjeksian inhibitor pada lapangan Limau dilakukan dengan metode *Continous treatment.* Metode ini merupakan suatu cara *treatment* dengan jalan menginjeksikan *scale* inhibitor dari *chemical injection pump* secara kontinyu baik pada peralatan permukaan maupun di sumur.

Gambar 4.19. *Continous Treatment* pada sumur *gas lift* L5A-GGG

Gambar 4.20. Injeksi *Scale* Inhibitor di Lapangan

Studi penanggulangan..., Ratna Permata Sari, FT UI, 2011

Sejauh pemantauan penulis, evaluasi yang dilakukan terhadap kinerja dari *scale* inhibitor yang digunakan masih minim dilakukan. Evaluasi terhadap unjuk kerja *scale* inhibitor yang diinjeksikan ke dalam sumur dapat dilakukan dengan menguji kandungan *phosponat*, *turbidity*, evaluasi *scale growth*, dan kelarutan *hardness* konsentrasi Ca dan Mg terhadap *scale* inhibitor yang digunakan. Jika nilai yang didapatkan dari evaluasi *scale* inhibitor yang digunakan didapatkan hasil kurva yang menurun, maka *scale* inhibitor yang digunakan pada sistem sumur relatif cocok dan memiliki unjuk kerja yang baik.

Untuk menjaga penurunan tekanan selama proses produksi terhadap kelarutan komponen dalam air formasi dan tercampurnya dua jenis air yang tidak kompatibel pada sumur injeksi didalam proses injeksi air, yang akan menimbulkan reaksi antar ion-ion terlarut, sehingga akan memungkinkan terbentuknya endapan *scale*, maka dilakukan penjagaan tekanan formasi (*pressure maintenance*). Dan dalam merencanakan air injeksi yang kompatibel dengan air formasi, upaya yang dapat dilakukan adalah dengan *system water treatment* yang mengubah komposisi air dan menghilangkan zat-zat yang mungkin dapat membentuk komponen *scale* dalam sistem air. Hal tersebut dapat dilakukan sebagai salah satu langkah pencegahan alternatif terbentuknya *scale* di lapangan.

Studi penanggulangan..., Ratna Permata Sari, FT UI, 2011

BAB 5

KESIMPULAN DAN SARAN

5.1. Kesimpulan

Dari hasil penelitian yang dilakukan dapat diambil beberapa kesimpulan, yaitu sebagai berikut.

1. Pembentukan *scale* di suatu lapangan minyak dipengaruhi oleh perubahan kondisi sistem sumur, percampuran dua jenis fluida yang mempunyai susunan mineral tidak sesuai, adanya supersaturasi, penguapan (akibat dari perubahan konsentrasi), waktu kontak antara padatan dengan permukaan media pengendapan serta perubahan pH.
2. Dari hasil analisa air formasi melalui perhitungan *Scalling Index* dengan menggunakan metode *Stiff-Davis* dan *Oddo-Tompson*, diketahui bahwa kecenderungan *scale* yang terbentuk adalah *scale* $CaCO_3$ pada sumur-sumur yang dikaji dengan nilai SI dan Is yang positif yang tinggi, dengan *range* antara +3,16 hingga +5,25. Selain itu pada sumur L5A-RRR didapatkan pula terjadi kecenderungan terbentuknya *scale* $BaSO_4$ dengan nilai Is yang cukup kecil sebesar +0,27.
3. Dari perhitungan *Scaling Index* dengan menggunakan *ScaleChem*, didapatkan pula kecenderungan terbentuk *scale* $CaCO_3$ pada semua sumur dengan nilai yang relatif tinggi bervariasi dari +1,86 hingga +2,8. Pada sumur L5A-YYY, L5A-ZZZ, L5A-RRR, dan L5A-GGG didapatkan pula kecenderungan terbentuknya *scale* besi karbonat dengan nilai konsentrasi yang relatif kecil, yaitu sebesar 0,3 mg/L hingga 1,7 mg/L $FeCO_3$ padat.
4. Terdapat kesesuaian antara metode perhitungan *scaling index* dengan menggunakan metode *Stiff-Davis, Oddo Tompson*, dan simulasi *ScaleChem* terhadap jenis *scale* yang terbentuk yaitu *scale* $CaCO_3$ pada tiap sumur, dan *scale* $BaSO_4$ pada sumur L5A-RRR.
5. Dari hasil pengolahan data simulasi *OLI ScaleChem 4.0* didapatkan:
    a. Laju pertumbuhan *scale* $CaCO_3$ yang terbentuk cukup besar pada masing-masing sumur, yaitu pada sumur LMC-XXX, L5A-YYY, L5A-ZZZ, L5A-RRR, L5A-GGG berturut-turut sebesar 10,5 g/sq in/year, 5,7 g/sq in/year, 4,1 g/sq in/year, 6,7 g/sq in/year, dan 9 g/sq in/year.

Studi penanggulangan..., Ratna Permata Sari, FT UI, 2011

b. Ketebalan *scale* $CaCO_3$ yang terbentuk pada sumur LMC-XXX, L5A-YYY, L5A-ZZZ, L5A-RRR, L5A-GGG berturut-turut sebesar 0,24 in/year, 0,13 in/year, 0,09 in/year, 0,15 in/year, dan 0,21 in/year.

c. Ketebalan *scale* $FeCO_3$ yang terbentuk pada sumur L5A-YYY, L5A-ZZZ, L5A-RRR, L5A-GGG berturut-turut sebesar 0,0001 in/year, 0,0006 in/year, 0,0008 in/year, dan 0,0007 in/year.

d. Ketebalan *scale* $BaSO_4$ yang terbentuk pada sumur L5A-RRR relatif kecil, yaitu sebesar 0,0012 in/year.

e. Total *scale* anorganik yang terbentuk pada sumur LMC-XXX, L5A-YYY, L5A-ZZZ, L5A-RRR, dan L5A-GGG berturut-turut sebesar 0,24 in/year, 0,1301 in/year, 0,0906 in/year, 0,152 in/year, dan 0,2107 in/year.

6. Masih terdapat keterbatasan dalam penanggulanan *scale* di lapangan Limau, yaitu:
   a. Injeksi *scale* inhibitor yang dilakukan tanpa adanya monitoring *performance scale* inhibitor yang digunakan, sehingga tingkat keberhasilannya tidak terukur,
   b. Análisis air formasi dan penanggulangan problema *scale* yang dilakukan hanya terkonsentrasi pada jenis *scale* $CaCO_3$
   c. Masih minimnya uji kompatibilitas fluida sebelum dilakukan *acid job*.
7. Upaya penanggulangan *scale* yang telah terbentuk di sumur dilakukan secara kimiawi, yaitu melalui pelaksanaan *acidizing*. Sedangkan untuk *scale* yang terbentuk pada pipa-pipa di permukaan dilakukan dengan kombinasi penggunaan zat kimia dan *line scrappers*.

5.2. Saran

Dari hasil penelitian yang dilakukan masih diperlukan banyak perbaikan-perbaikan dari program penanggulangan scale di lapangan. Dibawah ini adalah beberapa saran yang sebaiknya dilakukan, yaitu :

1. Perlu dilakukan analisis rutin terhadap masalah *scale* di lapangan seperti dijelaskan pada Subbab 2.6.4
2. Perlu dilakukan dan dihitung evaluasi *scale coupon* pada sumur-sumur di lapangan yang nantinya akan dihasilkan laju pertumbuhan *scale* untuk mengevaluasi *scale* inhibitor yang digunakan, dan keberhasilan *acid job* yang dilakukan.

Studi penanggulangan..., Ratna Permata Sari, FT UI, 2011

3. Perlu dilakukan analisis laboratorium dan uji kompatibilitas fluida yang akan diinjeksikan ke dalam sumur terhadap kandungan mineralogi pada batuan dan fluida reservoir.
4. Pada pekerjaan *acidizing*, ketika dilakukan *pickle tubing*, sebaiknya ditambahkan formula *corrosion* inhibitor untuk mencegah terjadinya korosi pada pipa yang dapat memicu pembentukan *scale* $FeCO_3$ baik pada formasi maupun pada *tubing*.
5. Perlu dilakukan pemantauan *pressure* dan laju alir fluida terhadap pertumbuhan *scale* di dalam sumur terutama untuk sumur-sumur yang menggunakan pompa ESP sebagai *artificial lift* agar dapat diminimalisir terjadinya pompa yang *stuck* akibat terjadinya *scale*. Penjagaan ini bisa dilakukan melalui hasil evaluasi *scale coupon* dan analisa *pressure drop*.
6. Penting dilakukan monitoring terhadap *performance scale* inhibitor untuk mengetahui keefektifan kinerja dari *scale* inhibitor yang diinjeksikan ke sumur dengan parameter PRC, *turbidity*, dan *hardness* yang dihubungkan terhadap waktu. Keberhasilan penanggulangan *scale* dalam pekerjaan injeksi *scale* inhibitor dengan memonitor perubahan laju alir produksi sebelum dan setelah injeksi. Dari hal tersebut, dapat menentukan keberhasilan *treatment* dari perhitungan *pay out time*, biaya operasi, dan perubahan laju alir tersebut.
7. Untuk merencanakan penjadwalan *acidizing*, terlebih dahulu perlu diketahui pembentukan dari masing-masing tipe *scale*, baik anorganik maupun *scale* organik. Oleh karena itu, diperlukan studi lanjutan terhadap penanganan *scale* organik di lapangan.

Studi penanggulangan..., Ratna Permata Sari, FT UI, 2011

DAFTAR PUSTAKA

1. Anonim. *Produktivitas Sumur*. http://dosenmigasngawur.com/wp-content/.../03/produktivitas-sumur.doc

2. Anonim. Sifat Fisik Batuan Reservoir. http://petroleum-zone.blogspot.com/2009/09/sifat-fisik-batuan-reservoir.html

3. Anonim. Sifat Fisik Fluida Reservoir. http://petroleum-zone.blogspot.com/2009/09/sifat-fisik-fluida-reservoir-2.html

4. Ahmad, Tarek. *Reservoir Engineering Handbook*. Gulf Publishing Company, Houston, Texas. 2000.

5. Frenier, W.,W. *Review of Inorganic Scale Formation, Removal and Inhibition*. Schlumberger. 2003.

6. Harberg, T. Granbakken, D.B. *Scale Formation in Reservoir and Production Equipment During Oil Recovery*. SPE Production Engineering. 1992.

7. http://ngelmumigas.wordpress.com/

8. Lake, Larry W. *Petroleum Engineering Handbook, General Engineering, Volume I*. Society of Petroleum Engineers. United States of America. 2006.

9. OLI System 2010, New Version 4.0. http://www.megaupload.com/?d=359FQRVC

10. OLI System, Inc. *ScaleChem: General Introduction of ScaleChem Features*. 2006.

11. OLI System, Inc. *Aqueous Modelling Course and Workshop*. 2006.

12. Rachmat, Sudjati. *Reservoir Minyak dan Gas Bumi*. Buku Pintar Migas Indonesia. Komunitas Migas Indonesia.

13. Rodriguez, Valmore and Evaristo Baron. *Field Guidelines For Oilfiels Scale and Corrosion Management and Control: Mechanisms, Mitigation, and Prevention*. NExT. Petronas. Malaysia. 2010.

Studi penanggulangan..., Ratna Permata Sari, FT UI, 2011

14. Rodriguez, Valmore and Evaristo Baron. *Flow Assurance Aspects: Oilfield Scale and Corrosion Management.* NExT. Petronas. Malaysia. 2010.

15. Shukeir, Ras. *Approach of Scale Problem Removal in GOS Oil Companies*. Egypt. Schlumberger. 2005.

16. Siswoyo, K Erna. *Identifikasi Pembentukan Scale.* Jurusan Teknik Perminyakan, Fakultas Teknologi Mineral. UPN Veteran Yogyakarta. 2005.

17. Siswoyo, K. Erna. *Mekanisme Pembentukan dan Jenis Scale.* Jurusan Teknik Perminyakan, Fakultas Teknologi Mineral. UPN Veteran Yogyakarta. 2005.

18. Snoeyink, Vernon L., David Jenkins. *Water Chemistry*. John Willey & Sons. USA. 1980.

19. Tjondro, Bambang. 1999. *Peralatan Eksploitasi Migas.* Jurusan Teknik Perminyakan Institut Teknologi Bandung.

20. Tjondro, Bambang. 1999. *Stimulasi Sumur*. Jurusan Teknik Perminyakan Institut Teknologi Bandung.

21. Tunggal, Purwoko, Training Center PT Pertamina EP (EPTC). 2010. *Stimulation : A Way To Increase Hydrocarbon Production From Your Wells. Pertamina EP. Jakarta.*

22. Underwood. Analisa Kimia Kuantitatif, Edisi Keempat. New York. 2000

23. Widi, Eko., Anas Puji Santoso, Joko A. *Problem Produksi*. Jurusan Teknik Perminyakan, Fakultas Teknologi Mineral. UPN Veteran Yogyakarta. 2005.

24. William D. McCain. 1990. *The Properties of Petroleum Fluids, Second Edition*. PennWell Publishing Company. Oklahoma. USA

Studi penanggulangan..., Ratna Permata Sari, FT UI, 2011

LAMPIRAN A

DATA PRODUKSI SUMUR

Lampiran A.1

Data Sumur LMC-XXX

SP-III Date	Zone	TYPE PROD	FLUID (BFPD)	WC (%)	OIL (BOPD)	WATER (BWPD)
01/01/10	Y1,Y3,X3	MMU-3000	2,676	92	214	2,462
02/01/10	Y1,Y3,X3	MMU-3000	2,762	92	221	2,541
03/01/10	Y1,Y3,X3	MMU-3000	2,704	93	189	2,515
04/01/10	Y1,Y3,X3	MMU-3000	2,762	95	138	2,624
05/01/10	Y1,Y3,X3	MMU-3000	2,009	95	100	1,909
06/01/10	Y1,Y3,X3	MMU-3000	1,860	95	102	1,758
07/01/10	Y1,Y3,X3	MMU-3000	2,285	97	80	2,205
08/01/10	Y1,Y3,X3	MMU-3000	2,285	96	91	2,194
09/01/10	Y1,Y3,X3	MMU-3000	2,259	97	68	2,191
10/01/10	Y1,Y3,X3	MMU-3000	2,259	98	45	2,214
11/01/10	Y1,Y3,X3	MMU-3000	2,259	96	90	2,169
12/01/10	Y1,Y3,X3	MMU-3000	2,259	96	90	2,169
13/01/10	Y1,Y3,X3	MMU-3000	2,259	97	68	2,191
14/01/10	Y1,Y3,X3	MMU-3000	2,259	98	45	2,214
15/01/10	Y1,Y3,X3	MMU-3000	2,212	95	111	2,101
16/01/10	Y1,Y3,X3	MMU-3000	2,259	96	90	2,169
17/01/10	Y1,Y3,X3	MMU-3000	2,260	97	68	2,192
18/01/10	Y1,Y3,X3	MMU-3000	2,260	96	90	2,170
19/01/10	Y1,Y3,X3	MMU-3000	2,260	97	68	2,192
20/01/10	Y1,Y3,X3	MMU-3000	2,260	95	113	2,147
21/01/10	Y1,Y3,X3	MMU-3000	2,260	96	90	2,170
22/01/10	Y1,Y3,X3	MMU-3000	2,260	94	136	2,124
23/01/10	Y1,Y3,X3	MMU-3000	2,260	94	136	2,124
24/01/10	Y1,Y3,X3	MMU-3000	2,260	94	136	2,124
25/01/10	Y1,Y3,X3	MMU-3000	2,109	95	105	2,004
26/01/10	Y1,Y3,X3	MMU-3000	2,109	95	112	1,997
27/01/10	Y1,Y3,X3	MMU-3000	2,109	95	116	1,993
28/01/10	Y1,Y3,X3	MMU-3000	2,159	96	86	2,073
29/01/10	Y1,Y3,X3	MMU-3000	2,114	95	106	2,008
30/01/10	Y1,Y3,X3	MMU-3000	2,159	97	65	2,094
31/01/10	Y1,Y3,X3	MMU-3000	1,757	96	70	1,687
01/02/10	Y1,Y3,X3	MMU-3000	1,757	96	70	1,687
02/02/10	Y1,Y3,X3	MMU-3000	1,757	95	88	1,669
03/02/10	Y1,Y3,X3	MMU-3000	1,757	96	70	1,687
04/02/10	Y1,Y3,X3	MMU-3000	1,757	95	88	1,669
05/02/10	Y1,Y3,X3	MMU-3000	1,876	95	94	1,783
06/02/10	Y1,Y3,X3	MMU-3000	1,958	97	59	1,899
07/02/10	Y1,Y3,X3	MMU-3000	1,958	97	69	1,889
08/02/10	Y1,Y3,X3	MMU-3000	1,958	95	98	1,860
09/02/10	Y1,Y3,X3	MMU-3000	1,958	95	98	1,860
10/02/10	Y1,Y3,X3	MMU-3000	2,109	94	127	1,982
11/02/10	Y1,Y3,X3	MMU-3000	2,109	95	105	2,004
12/02/10	Y1,Y3,X3	MMU-3000	2,109	95	105	2,004
13/02/10	Y1,Y3,X3	MMU-3000	1,975	95	99	1,876
14/02/10	Y1,Y3,X3	MMU-3000	1,975	95	99	1,876
15/02/10	Y1,Y3,X3	MMU-3000	1,975	94	119	1,857
16/02/10	Y1,Y3,X3	MMU-3000	1,975	93	138	1,837
17/02/10	Y1,Y3,X3	MMU-3000	2,042	95	112	1,930
18/02/10	Y1,Y3,X3	MMU-3000	2,042	97	61	1,981
19/02/10	Y1,Y3,X3	MMU-3000	2,042	97	71	1,971
20/02/10	Y1,Y3,X3	MMU-3000	2,042	96	82	1,960
21/02/10	Y1,Y3,X3	MMU-3000	2,042	97	71	1,971
22/02/10	Y1,Y3,X3	MMU-3000	1,815	97	54	1,761
23/02/10	Y1,Y3,X3	MMU-3000	1,958	97	59	1,899
24/02/10	Y1,Y3,X3	MMU-3000	1,958	97	59	1,899
25/02/10	Y1,Y3,X3	MMU-3000	1,958	95	98	1,860
26/02/10	Y1,Y3,X3	MMU-3000	1,958	96	85	1,873
27/02/10	Y1,Y3,X3	MMU-3000	2,159	97	65	2,094
28/02/10	Y1,Y3,X3	MMU-3000	2,159	96	83	2,076
01/03/10	Y1,Y3,X3	MMU-3000	2,159	96	83	2,076
02/03/10	Y1,Y3,X3	MMU-3000	2,002	96	80	1,922
03/03/10	Y1,Y3,X3	MMU-3000	2,109	96	84	2,025
04/03/10	Y1,Y3,X3	MMU-3000	2,109	96	84	2,025
05/03/10	Y1,Y3,X3	MMU-3000	2,109	96	84	2,025
06/03/10	Y1,Y3,X3	MMU-3000	835	96	33	801
07/03/10	Y1,Y3,X3	MMU-3000	0	0	0	0
08/03/10	Y1,Y3,X3	MMU-3000	0	0	0	0
09/03/10	Y1,Y3,X3	MMU-3000	0	0	0	0
10/03/10	Y1,Y3,X3	MMU-3000	0	0	0	0
11/03/10	Y1,Y3,X3	MMU-3000	0	0	0	0
12/03/10	Y1,Y3,X3	MMU-3000	101	98	2	99
13/03/10	Y1,Y3,X3	MMU-3000	0	0	0	0
14/03/10	Y1,Y3,X3	MMU-3000	0	0	0	0
15/03/10	Y1,Y3,X3	MMU-3000	0	0	0	0
16/03/10	Y1,Y3,X3	MMU-3000	2,609	96	98	2,511
17/03/10	Y1,Y3,X3	MMU-3000	2,711	96	108	2,603
18/03/10	Y1,Y3,X3	MMU-3000	2,711	96	108	2,603
19/03/10	Y1,Y3,X3	MMU-3000	2,260	96	90	2,170
20/03/10	Y1,Y3,X3	MMU-3000	2,260	96	90	2,170
21/03/10	Y1,Y3,X3	MMU-3000	2,260	96	90	2,170
22/03/10	Y1,Y3,X3	MMU-3000	2,260	96	90	2,170
23/03/10	Y1,Y3,X3	MMU-3000	2,458	96	98	2,360
24/03/10	Y1,Y3,X3	MMU-3000	2,461	96	98	2,363
25/03/10	Y1,Y3,X3	MMU-3000	2,461	96	98	2,363
26/03/10	Y1,Y3,X3	MMU-3000	2,461	96	98	2,363
27/03/10	Y1,Y3,X3	MMU-3000	2,461	96	98	2,363
28/03/10	Y1,Y3,X3	MMU-3000	2,461	96	98	2,363
29/03/10	Y1,Y3,X3	MMU-3000	2,461	96	98	2,363

SP-III	Zone	TYPE PROD	FLUID (BFPD)	WC (%)	OIL (BOPD)	WATER (BWPD)
30/03/10	Y1,Y3,X3	MMU-3000	2,377	93	166	2,211
31/03/10	Y1,Y3,X3	MMU-3000	2,377	93	166	2,211
01/04/10	Y1,Y3,X3	MMU-3000	2,377	93	166	2,211
02/04/10	Y1,Y3,X3	MMU-3000	2,377	93	166	2,211
03/04/10	Y1,Y3,X3	MMU-3000	2,377	93	166	2,211
04/04/10	Y1,Y3,X3	MMU-3000	2,377	93	166	2,211
05/04/10	Y1,Y3,X3	MMU-3000	2,377	93	166	2,211
06/04/10	Y1,Y3,X3	MMU-3000	2,377	93	166	2,211
07/04/10	Y1,Y3,X3	MMU-3000	2,276	93	159	2,117
08/04/10	Y1,Y3,X3	MMU-3000	2,276	93	159	2,117
09/04/10	Y1,Y3,X3	MMU-3000	2,277	93	159	2,118
10/04/10	Y1,Y3,X3	MMU-3000	2,277	93	159	2,118
11/04/10	Y1,Y3,X3	MMU-3000	2,377	93	166	2,211
12/04/10	Y1,Y3,X3	MMU-3000	2,377	93	166	2,211
13/04/10	Y1,Y3,X3	MMU-3000	2,377	93	166	2,211
14/04/10	Y1,Y3,X3	MMU-3000	2,377	93	166	2,211
15/04/10	Y1,Y3,X3	MMU-3000	2,377	93	166	2,211
16/04/10	Y1,Y3,X3	MMU-3000	2,260	93	158	2,102
17/04/10	Y1,Y3,X3	MMU-3000	2,260	93	158	2,102
18/04/10	Y1,Y3,X3	MMU-3000	2,260	93	158	2,102
19/04/10	Y1,Y3,X3	MMU-3000	2,312	93	162	2,150
20/04/10	Y1,Y3,X3	MMU-3000	2,312	93	162	2,150
21/04/10	Y1,Y3,X3	MMU-3000	2,312	93	162	2,150
22/04/10	Y1,Y3,X3	MMU-3000	2,312	93	162	2,150
23/04/10	Y1,Y3,X3	MMU-3000	2,312	93	162	2,150
24/04/10	Y1,Y3,X3	MMU-3000	2,176	93	152	2,024
25/04/10	Y1,Y3,X3	MMU-3000	2,131	93	149	1,982
26/04/10	Y1,Y3,X3	MMU-3000	1,972	93	138	1,834
27/04/10	Y1,Y3,X3	MMU-3000	1,451	93	102	1,349
28/04/10	Y1,Y3,X3	MMU-3000	2,209	93	155	2,054
29/04/10	Y1,Y3,X3	MMU-3000	2,209	93	155	2,054
30/04/10	Y1,Y3,X3	MMU-3000	1,910	93	134	1,776
01/05/10	Y1,Y3,X3	MMU-3000	2,209	93	155	2,054
02/05/10	Y1,Y3,X3	MMU-3000	598	93	42	556
03/05/10	Y1,Y3,X3	MMU-3000	2,209	93	155	2,054
04/05/10	Y1,Y3,X3	MMU-3000	2,209	93	155	2,054
05/05/10	Y1,Y3,X3	MMU-3000	2,209	93	155	2,054
06/05/10	Y1,Y3,X3	MMU-3000	1,887	93	132	1,755
07/05/10	Y1,Y3,X3	MMU-3000	2,209	93	155	2,054
08/05/10	Y1,Y3,X3	MMU-3000	2,410	93	169	2,241
09/05/10	Y1,Y3,X3	MMU-3000	2,360	93	165	2,195
10/05/10	Y1,Y3,X3	MMU-3000	2,410	93	169	2,241
11/05/10	Y1,Y3,X3	MMU-3000	2,477	93	173	2,304
12/05/10	Y1,Y3,X3	MMU-3000	2,477	93	173	2,304
13/05/10	Y1,Y3,X3	MMU-3000	2,477	93	173	2,304
14/05/10	Y1,Y3,X3	MMU-3000	2,384	93	167	2,217

SP-III	Zone	TYPE PROD	FLUID (BFPD)	WC (%)	OIL (BOPD)	WATER (BWPD)
15/05/10	Y1,Y3,X3	MMU-3000	2,384	93	167	2,217
16/05/10	Y1,Y3,X3	MMU-3000	2,384	93	167	2,217
17/05/10	Y1,Y3,X3	MMU-3000	2,234	93	156	2,078
18/05/10	Y1,Y3,X3	MMU-3000	2,234	93	156	2,078
19/05/10	Y1,Y3,X3	MMU-3000	2,234	93	156	2,078
20/05/10	Y1,Y3,X3	MMU-2000	2,234	93	156	2,078
21/05/10	Y1,Y3,X3	MMU-2000	2,234	93	156	2,078
22/05/10	Y1,Y3,X3	MMU-2000	1,978	93	138	1,840
23/05/10	Y1,Y3,X3	MMU-2000	2,613	93	183	2,430
24/05/10	Y1,Y3,X3	MMU-2000	2,581	93	181	2,400
25/05/10	Y1,Y3,X3	MMU-2000	2,581	93	181	2,400
26/05/10	Y1,Y3,X3	MMU-2000	2,581	93	181	2,400
27/05/10	Y1,Y3,X3	MMU-2000	2,581	93	181	2,400
28/05/10	Y1,Y3,X3	MMU-2000	2,581	93	181	2,400
29/05/10	Y1,Y3,X3	MMU-2000	2,277	96	91	2,186
30/05/10	Y1,Y3,X3	MMU-2000	2,277	96	91	2,186
31/05/10	Y1,Y3,X3	MMU-2000	2,277	96	91	2,186
01/06/10	Y1,Y3,X3	MMU-2000	2,277	96	91	2,186
02/06/10	Y1,Y3,X3	MMU-2000	2,210	95	122	2,088
03/06/10	Y1,Y3,X3	MMU-2000	2,210	95	122	2,088
04/06/10	Y1,Y3,X3	MMU-2000	2,210	95	122	2,088
05/06/10	Y1,Y3,X3	MMU-2000	2,160	96	97	2,063
06/06/10	Y1,Y3,X3	MMU-2000	2,160	96	97	2,063
07/06/10	Y1,Y3,X3	MMU-2000	2,160	96	97	2,063
08/06/10	Y1,Y3,X3	MMU-2000	2,160	96	97	2,063
09/06/10	Y1,Y3,X3	MMU-2000	2,249	96	101	2,148
10/06/10	Y1,Y3,X3	MMU-2000	2,249	96	101	2,148
11/06/10	Y1,Y3,X3	MMU-2000	2,249	96	101	2,148
12/06/10	Y1,Y3,X3	MMU-2000	2,249	96	101	2,148
13/06/10	Y1,Y3,X3	MMU-2000	2,287	96	103	2,184
14/06/10	Y1,Y3,X3	MMU-2000	2,287	96	103	2,184
15/06/10	Y1,Y3,X3	MMU-2000	2,287	96	103	2,184
16/06/10	Y1,Y3,X3	MMU-2000	2,084	96	83	2,001
17/06/10	Y1,Y3,X3	MMU-2000	2,084	96	83	2,001
18/06/10	Y1,Y3,X3	MMU-2000	2,084	96	83	2,001
19/06/10	Y1,Y3,X3	MMU-2000	2,360	96	94	2,266
20/06/10	Y1,Y3,X3	MMU-2000	1,623	96	65	1,558
21/06/10	Y1,Y3,X3	MMU-2000	2,377	96	95	2,282
22/06/10	Y1,Y3,X3	MMU-2000	2,377	96	95	2,282
23/06/10	Y1,Y3,X3	MMU-2000	2,377	96	95	2,282
24/06/10	Y1,Y3,X3	MMU-2000	2,377	96	95	2,282
25/06/10	Y1,Y3,X3	MMU-2000	2,262	96	90	2,172
26/06/10	Y1,Y3,X3	MMU-2000	2,262	96	90	2,172
27/06/10	Y1,Y3,X3	MMU-2000	2,262	96	90	2,172
28/06/10	Y1,Y3,X3	MMU-2000	2,262	96	90	2,172
29/06/10	Y1,Y3,X3	MMU-2000	2,262	96	90	2,172

SP-III	Zone	TYPE PROD	FLUID (BFPD)	WC (%)	OIL (BOPD)	WATER (BWPD)
30/06/10	Y1,Y3,X3	MMU-2000	2,262	96	90	2,172
01/07/10	Y1,Y3,X3	MMU-2000	1,925	96	77	1,848
02/07/10	Y1,Y3,X3	MMU-2000	1,636	96	65	1,570
03/07/10	Y1,Y3,X3	MMU-2000	1,517	96	61	1,457
04/07/10	Y1,Y3,X3	MMU-2000	2,086	96	83	2,003
05/07/10	Y1,Y3,X3	MMU-2000	2,260	97	68	2,192
06/07/10	Y1,Y3,X3	MMU-2000	2,109	97	74	2,035
07/07/10	Y1,Y3,X3	MMU-2000	2,109	97	74	2,035
08/07/10	Y1,Y3,X3	MMU-2000	2,021	97	71	1,950
09/07/10	Y1,Y3,X3	MMU-2000	1,942	96	78	1,864
10/07/10	Y1,Y3,X3	MMU-2000	1,942	96	78	1,864
11/07/10	Y1,Y3,X3	MMU-2000	1,942	96	78	1,864
12/07/10	Y1,Y3,X3	MMU-2000	2,210	97	66	2,144
13/07/10	Y1,Y3,X3	MMU-2000	2,210	97	66	2,144
14/07/10	Y1,Y3,X3	MMU-2000	2,210	97	66	2,144
15/07/10	Y1,Y3,X3	MMU-2000	2,210	97	66	2,144
16/07/10	Y1,Y3,X3	MMU-2000	2,210	97	66	2,144
17/07/10	Y1,Y3,X3	MMU-2000	2,210	97	66	2,144
18/07/10	Y1,Y3,X3	MMU-2000	2,118	97	64	2,054
19/07/10	Y1,Y3,X3	MMU-2000	1,852	93	130	1,723
20/07/10	Y1,Y3,X3	MMU-2000	2,059	95	103	1,956
21/07/10	Y1,Y3,X3	MMU-2000	2,209	94	133	2,076
22/07/10	Y1,Y3,X3	MMU-2000	2,213	94	133	2,080
23/07/10	Y1,Y3,X3	MMU-2000	2,213	94	133	2,080
24/07/10	Y1,Y3,X3	MMU-2000	2,243	96	90	2,153
25/07/10	Y1,Y3,X3	MMU-2000	2,243	96	90	2,153
26/07/10	Y1,Y3,X3	MMU-2000	1,402	96	56	1,346
27/07/10	Y1,Y3,X3	MMU-2000	0	0	0	0
28/07/10	Y1,Y3,X3	MMU-2000	0	0	0	0
29/07/10	Y1,Y3,X3	MMU-2000	0	0	0	0
30/07/10	Y1,Y3,X3	MMU-2000	0	0	0	0
31/07/10	Y1,Y3,X3	MMU-2000	0	0	0	0
01/08/10	Y1,Y3,X3	MMU-2000	0	0	0	0
02/08/10	Y1,Y3,X3	EJP-3200	1,253	100	6	1,246
03/08/10	Y1,Y3,X3	EJP-3200	3,348	97	110	3,238
04/08/10	Y1,Y3,X3	EJP-3200	3,281	96	131	3,150
05/08/10	Y1,Y3,X3	EJP-3200	2,666	96	107	2,559
06/08/10	Y1,Y3,X3	EJP-3200	2,987	97	105	2,882
07/08/10	Y1,Y3,X3	EJP-3200	2,811	98	70	2,741
08/08/10	Y1,Y3,X3	EJP-3200	2,811	98	70	2,741
09/08/10	Y1,Y3,X3	EJP-3200	2,811	98	70	2,741
10/08/10	Y1,Y3,X3	EJP-3200	2,811	98	70	2,741
11/08/10	Y1,Y3,X3	EJP-3200	2,811	98	70	2,741
12/08/10	Y1,Y3,X3	EJP-3200	2,812	98	70	2,742
13/08/10	Y1,Y3,X3	EJP-3200	2,812	98	70	2,742
14/08/10	Y1,Y3,X3	EJP-3200	2,812	98	70	2,742

SP-III	Zone	TYPE PROD	FLUID (BFPD)	WC (%)	OIL (BOPD)	WATER (BWPD)
15/08/10	Y1,Y3,X3	EJP-3200	2,812	98	70	2,742
16/08/10	Y1,Y3,X3	EJP-3200	2,913	98	73	2,840
17/08/10	Y1,Y3,X3	EJP-3200	2,913	98	73	2,840
18/08/10	Y1,Y3,X3	EJP-3200	2,913	98	73	2,840
19/08/10	Y1,Y3,X3	EJP-3200	2,913	98	73	2,840
20/08/10	Y1,Y3,X3	EJP-3200	2,913	98	73	2,840
21/08/10	Y1,Y3,X3	EJP-3200	2,913	98	73	2,840
22/08/10	Y1,Y3,X3	EJP-3200	2,678	98	67	2,611
23/08/10	Y1,Y3,X3	EJP-3200	2,678	98	67	2,611
24/08/10	Y1,Y3,X3	EJP-3200	2,678	98	67	2,611
25/08/10	Y1,Y3,X3	EJP-3200	2,678	98	67	2,611
26/08/10	Y1,Y3,X3	EJP-3200	2,678	98	67	2,611
27/08/10	Y1,Y3,X3	EJP-3200	2,678	98	67	2,611
28/08/10	Y1,Y3,X3	EJP-3200	2,678	98	67	2,611
29/08/10	Y1,Y3,X3	EJP-3200	2,678	98	67	2,611
30/08/10	Y1,Y3,X3	EJP-3200	2,678	98	67	2,611
31/08/10	Y1,Y3,X3	EJP-3200	2,678	98	67	2,611
01/09/10	Y1,Y3,X3	EJP-3200	1,367	98	34	1,333
02/09/10	Y1,Y3,X3	EJP-3200	2,678	98	67	2,611
03/09/10	Y1,Y3,X3	EJP-3200	2,678	98	67	2,611
04/09/10	Y1,Y3,X3	EJP-3200	2,678	98	67	2,611
05/09/10	Y1,Y3,X3	EJP-3200	2,678	98	67	2,611
06/09/10	Y1,Y3,X3	EJP-3200	1,733	98	43	1,690
07/09/10	Y1,Y3,X3	EJP-3200	1,390	98	35	1,355
08/09/10	Y1,Y3,X3	EJP-3200	2,862	97	86	2,776
09/09/10	Y1,Y3,X3	EJP-3200	2,862	97	86	2,776
10/09/10	Y1,Y3,X3	EJP-3200	2,862	97	86	2,776
11/09/10	Y1,Y3,X3	EJP-3200	2,779	96	111	2,668
12/09/10	Y1,Y3,X3	EJP-3200	2,547	96	102	2,446
13/09/10	Y1,Y3,X3	EJP-3200	2,779	96	111	2,668
14/09/10	Y1,Y3,X3	EJP-3200	2,084	96	83	2,001
15/09/10	Y1,Y3,X3	EJP-3200	839	96	34	806
16/09/10	Y1,Y3,X3	EJP-3200	2,779	96	111	2,668
17/09/10	Y1,Y3,X3	EJP-3200	3,414	97	102	3,312
18/09/10	Y1,Y3,X3	EJP-3200	3,414	97	102	3,312
19/09/10	Y1,Y3,X3	EJP-3200	3,414	97	102	3,312
20/09/10	Y1,Y3,X3	EJP-3200	3,144	97	94	3,049
21/09/10	Y1,Y3,X3	EJP-3200	3,245	97	97	3,148
22/09/10	Y1,Y3,X3	EJP-3200	3,250	96	130	3,120
23/09/10	Y1,Y3,X3	EJP-3200	3,250	96	130	3,120
24/09/10	Y1,Y3,X3	EJP-3200	3,250	96	130	3,120
25/09/10	Y1,Y3,X3	EJP-3200	3,010	97	90	2,920
26/09/10	Y1,Y3,X3	EJP-3200	3,010	97	90	2,920
27/09/10	Y1,Y3,X3	EJP-3200	3,010	97	90	2,920
28/09/10	Y1,Y3,X3	EJP-3200	2,636	97	79	2,557
29/09/10	Y1,Y3,X3	EJP-3200	3,013	97	90	2,923

SP-III	Zone	TYPE PROD	FLUID (BFPD)	WC (%)	OIL (BOPD)	WATER (BWPD)
30/09/10	Y1,Y3,X3	EJP-3200	3,247	97	97	3,150
01/10/10	Y1,Y3,X3	EJP-3200	3,247	97	97	3,150
02/10/10	Y1,Y3,X3	EJP-3200	3,247	97	97	3,150
03/10/10	Y1,Y3,X3	EJP-3200	3,247	97	97	3,150
04/10/10	Y1,Y3,X3	EJP-3200	3,289	98	66	3,223
05/10/10	Y1,Y3,X3	EJP-3200	3,289	98	66	3,223
06/10/10	Y1,Y3,X3	EJP-3200	3,289	98	66	3,223
07/10/10	Y1,Y3,X3	EJP-3200	2,889	97	87	2,802
08/10/10	Y1,Y3,X3	EJP-3200	2,799	97	84	2,715
09/10/10	Y1,Y3,X3	EJP-3200	2,986	97	90	2,896
10/10/10	Y1,Y3,X3	EJP-3200	2,986	97	90	2,896
11/10/10	Y1,Y3,X3	EJP-3200	2,986	97	90	2,896
12/10/10	Y1,Y3,X3	EJP-3200	2,811	96	112	2,699
13/10/10	Y1,Y3,X3	EJP-3200	2,811	96	112	2,699
14/10/10	Y1,Y3,X3	EJP-3200	2,712	96	108	2,604
15/10/10	Y1,Y3,X3	EJP-3200	2,712	96	108	2,604
16/10/10	Y1,Y3,X3	EJP-3200	2,712	97	81	2,631
17/10/10	Y1,Y3,X3	EJP-3200	2,712	97	81	2,631
18/10/10	Y1,Y3,X3	EJP-3200	2,712	98	54	2,658
19/10/10	Y1,Y3,X3	EJP-3200	2,662	98	53	2,609
20/10/10	Y1,Y3,X3	EJP-3200	2,662	98	53	2,609
21/10/10	Y1,Y3,X3	EJP-3200	2,607	98	52	2,554
22/10/10	Y1,Y3,X3	EJP-3200	2,712	97	81	2,631
23/10/10	Y1,Y3,X3	EJP-3200	2,712	97	81	2,631
24/10/10	Y1,Y3,X3	EJP-3200	2,712	97	81	2,631
25/10/10	Y1,Y3,X3	EJP-3200	2,712	97	81	2,631
26/10/10	Y1,Y3,X3	EJP-3200	2,712	97	81	2,631
27/10/10	Y1,Y3,X3	EJP-3200	2,712	97	81	2,631
28/10/10	Y1,Y3,X3	EJP-3200	2,712	97	81	2,631
29/10/10	Y1,Y3,X3	EJP-3200	2,712	97	81	2,631
30/10/10	Y1,Y3,X3	EJP-3200	2,712	97	81	2,631
31/10/10	Y1,Y3,X3	EJP-3200	2,712	97	81	2,631
01/11/10	Y1,Y3,X3	EJP-3200	2,209	97	66	2,143
02/11/10	Y1,Y3,X3	EJP-3200	2,209	97	66	2,143
03/11/10	Y1,Y3,X3	EJP-3200	2,112	97	63	2,049
04/11/10	Y1,Y3,X3	EJP-3200	2,112	97	63	2,049
05/11/10	Y1,Y3,X3	EJP-3200	2,885	97	87	2,798
06/11/10	Y1,Y3,X3	EJP-3200	2,946	97	88	2,858
07/11/10	Y1,Y3,X3	EJP-3200	2,946	97	88	2,858
08/11/10	Y1,Y3,X3	EJP-3200	3,080	97	92	2,988
09/11/10	Y1,Y3,X3	EJP-3200	2,960	97	89	2,871
10/11/10	Y1,Y3,X3	EJP-3200	2,960	97	89	2,871
11/11/10	Y1,Y3,X3	EJP-3200	2,960	97	89	2,871
12/11/10	Y1,Y3,X3	EJP-3200	2,980	97	89	2,891
13/11/10	Y1,Y3,X3	EJP-3200	2,980	97	89	2,891
14/11/10	Y1,Y3,X3	EJP-3200	2,980	97	89	2,891

SP-III	Zone	TYPE PROD	FLUID (BFPD)	WC (%)	OIL (BOPD)	WATER (BWPD)
15/11/10	Y1,Y3,X3	EJP-3200	2,946	97	88	2,858
16/11/10	Y1,Y3,X3	EJP-3200	2,946	97	88	2,858
17/11/10	Y1,Y3,X3	EJP-3200	2,946	97	88	2,858
18/11/10	Y1,Y3,X3	EJP-3200	2,946	97	88	2,858
19/11/10	Y1,Y3,X3	EJP-3200	2,885	97	87	2,798
20/11/10	Y1,Y3,X3	EJP-3200	1,983	97	59	1,924
21/11/10	Y1,Y3,X3	EJP-3200	1,983	97	59	1,924
22/11/10	Y1,Y3,X3	EJP-3200	1,667	97	50	1,617
23/11/10	Y1,Y3,X3	EJP-3200	1,667	97	50	1,617
24/11/10	Y1,Y3,X3	EJP-3200	1,459	97	44	1,415
25/11/10	Y1,Y3,X3	EJP-3200	3,080	98	62	3,018
26/11/10	Y1,Y3,X3	EJP-3200	3,016	98	60	2,956
27/11/10	Y1,Y3,X3	EJP-3200	3,147	98	63	3,084
28/11/10	Y1,Y3,X3	EJP-3200	3,147	98	63	3,084
29/11/10	Y1,Y3,X3	EJP-3200	3,147	98	63	3,084
30/11/10	Y1,Y3,X3	EJP-3200	2,712	98	54	2,658
01/12/10	Y1,Y3,X3	EJP-3200	2,712	98	54	2,658
02/12/10	Y1,Y3,X3	EJP-3200	2,779	98	56	2,723
03/12/10	Y1,Y3,X3	EJP-3200	2,779	98	56	2,723
04/12/10	Y1,Y3,X3	EJP-3200	2,692	98	54	2,638
05/12/10	Y1,Y3,X3	EJP-3200	2,737	98	55	2,682
06/12/10	Y1,Y3,X3	EJP-3200	2,737	98	55	2,682
07/12/10	Y1,Y3,X3	EJP-3200	2,779	98	56	2,723
08/12/10	Y1,Y3,X3	EJP-3200	2,779	98	56	2,723
09/12/10	Y1,Y3,X3	EJP-3200	2,711	98	54	2,657
10/12/10	Y1,Y3,X3	EJP-3200	2,711	98	54	2,657
11/12/10	Y1,Y3,X3	EJP-3200	1,085	98	22	1,063
12/12/10	Y1,Y3,X3	EJP-3200	630	98	13	617
13/12/10	Y1,Y3,X3	EJP-3200	452	98	9	443
14/12/10	Y1,Y3,X3	EJP-3200	273	98	5	268
15/12/10	Y1,Y3,X3	EJP-3200	0	0	0	0
16/12/10	Y1,Y3,X3	EJP-3200	0	0	0	0
17/12/10	Y1,Y3,X3	EJP-3200	0	0	0	0
18/12/10	Y1,Y3,X3	EJP-3200	0	0	0	0
19/12/10	Y1,Y3,X3	EJP-3200	0	0	0	0
20/12/10	Y1,Y3,X3	EJP-3200	1,107	100	0	1,107
21/12/10	Y1,Y3,X3	EJP-3200	2,166	97	65	2,101
22/12/10	Y1,Y3,X3	EJP-3200	1,466	97	44	1,422
23/12/10	Y1,Y3,X3	EJP-3200	1,466	97	44	1,422
24/12/10	Y1,Y3,X3	EJP-3200	1,466	97	44	1,422
25/12/10	Y1,Y3,X3	EJP-3200	2,645	97	79	2,566
26/12/10	Y1,Y3,X3	EJP-3200	2,645	97	79	2,566
27/12/10	Y1,Y3,X3	EJP-3200	1,959	97	59	1,900
28/12/10	Y1,Y3,X3	EJP-3200	1,959	97	59	1,900
29/12/10	Y1,Y3,X3	EJP-3200	1,959	97	59	1,900
30/12/10	Y1,Y3,X3	EJP-3200	1,928	97	58	1,870

Lampiran A.2
Data Sumur L5A-YYY

SP-III Date	Zone	TYPE PROD	FLUID (BFPD)	WC (%)	OIL (BOPD)	WATER (BWPD)
01/01/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-4000	2,781	96	111	2,670
02/01/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-4000	2,781	97	83	2,698
03/01/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-4000	2,781	96	111	2,670
04/01/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-4000	2,665	96	107	2,559
05/01/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-4000	2,781	96	111	2,670
06/01/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-4000	2,781	96	111	2,670
07/01/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-4000	464	96	19	445
08/01/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-4000	0	0	0	0
09/01/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-4000	116	100	0	116
10/01/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-4000	2,236	97	67	2,169
11/01/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-4000	2,439	96	98	2,341
12/01/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-4000	2,439	96	98	2,341
13/01/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-4000	2,439	96	98	2,341
14/01/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-4000	2,439	96	98	2,341
15/01/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-4000	2,439	96	98	2,341
16/01/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-4000	2,439	96	98	2,341
17/01/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-4000	2,439	96	98	2,341
18/01/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-4000	2,033	96	81	1,951
19/01/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-4000	2,439	95	122	2,317
20/01/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-4000	2,439	95	122	2,317
21/01/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-4000	2,439	96	98	2,341
22/01/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-4000	2,374	95	119	2,255
23/01/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-4000	2,374	94	142	2,232
24/01/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-4000	2,374	95	119	2,255
25/01/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-4000	2,374	94	142	2,232
26/01/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-4000	2,374	96	95	2,279
27/01/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-4000	2,374	95	119	2,255
28/01/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-4000	2,374	95	128	2,246
29/01/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-4000	2,374	94	142	2,232
30/01/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-4000	2,374	94	142	2,232
31/01/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-4000	2,374	94	142	2,232
01/02/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-4000	2,374	96	107	2,267
02/02/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-4000	2,374	95	119	2,255
03/02/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-4000	2,374	96	95	2,279
04/02/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-4000	2,374	95	119	2,255
05/02/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-4000	2,374	94	142	2,232
06/02/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-4000	2,374	96	95	2,279
07/02/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-4000	2,374	96	95	2,279
08/02/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-4000	2,374	95	119	2,255
09/02/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-4000	2,374	96	95	2,279
10/02/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-4000	2,374	95	119	2,255
11/02/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-4000	2,374	96	95	2,279
12/02/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-4000	2,374	96	95	2,279
13/02/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-4000	2,342	96	94	2,248
14/02/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-4000	2,342	96	94	2,248
15/02/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-4000	2,342	96	94	2,248
16/02/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-4000	2,342	95	117	2,225
17/02/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-4000	2,342	95	117	2,225
18/02/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-4000	2,342	95	117	2,225
19/02/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-4000	2,342	96	94	2,248
20/02/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-4000	2,342	95	117	2,225
21/02/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-4000	2,342	95	117	2,225
22/02/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-4000	2,342	95	117	2,225
23/02/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-4000	2,342	96	94	2,248
24/02/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-4000	2,342	96	94	2,248
25/02/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-4000	2,342	95	117	2,225
26/02/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-4000	2,667	95	133	2,534
27/02/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-4000	2,667	95	133	2,534
28/02/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-2500	2,667	96	107	2,560
01/03/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-2500	2,667	96	107	2,560
02/03/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-2500	2,667	96	107	2,560
03/03/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-2500	2,667	96	107	2,560
04/03/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-2500	2,667	95	133	2,534
05/03/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-2500	2,667	95	147	2,520
06/03/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-2500	2,667	95	133	2,534
07/03/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-2500	2,667	95	133	2,534
08/03/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-2500	2,374	94	142	2,232
09/03/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-2500	2,407	96	96	2,311
10/03/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-2500	2,407	96	96	2,311
11/03/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-2500	2,407	96	96	2,311
12/03/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-2500	2,407	96	96	2,311
13/03/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-2500	2,407	96	96	2,311
14/03/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-2500	2,031	96	81	1,950
15/03/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-2500	2,407	96	96	2,311
16/03/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-2500	2,316	95	116	2,200
17/03/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-2500	2,316	95	116	2,200
18/03/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-2500	2,316	94	139	2,177
19/03/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-2500	2,316	94	139	2,177
20/03/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-2500	2,316	94	139	2,177
21/03/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-2500	2,316	94	139	2,177
22/03/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-2500	2,316	94	139	2,177
23/03/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-2500	2,316	94	139	2,177
24/03/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-2500	2,316	94	139	2,177
25/03/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-2500	1,785	94	107	1,678
26/03/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-2500	2,472	95	124	2,348
27/03/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-2500	2,472	95	124	2,348
28/03/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-2500	2,472	95	124	2,348
29/03/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-2500	2,472	95	124	2,348

SP-III Date	Zone	TYPE PROD	FLUID (BFPD)	WC (%)	OIL (BOPD)	WATER (BWPD)
30/03/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-2500	2,472	95	124	2,348
31/03/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-2500	2,472	95	124	2,348
01/04/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-2500	1,700	95	85	1,615
02/04/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-2500	0	0	0	0
03/04/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-2500	0	0	0	0
04/04/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-2500	309	97	9	300
05/04/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-2500	0	0	0	0
06/04/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-2500	0	0	0	0
07/04/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-2500	0	0	0	0
08/04/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-2500	0	0	0	0
09/04/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-2500	0	0	0	0
10/04/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-2500	0	0	0	0
11/04/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-2500	0	0	0	0
12/04/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-2500	0	0	0	0
13/04/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-2500	0	0	0	0
14/04/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-2500	0	0	0	0
15/04/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-2500	0	0	0	0
16/04/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-2500	0	0	0	0
17/04/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-2500	0	0	0	0
18/04/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-2500	0	0	0	0
19/04/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-2500	1,000	99	10	990
20/04/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-2500	3,927	96	157	3,770
21/04/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-2500	3,641	96	146	3,495
22/04/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-2500	3,030	96	136	2,893
23/04/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-2500	3,436	96	155	3,282
24/04/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-2500	3,547	96	160	3,387
25/04/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-2500	3,547	96	160	3,387
26/04/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-2500	3,547	96	160	3,387
27/04/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-2500	3,104	96	140	2,964
28/04/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-2500	3,547	96	160	3,387
29/04/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-2500	3,268	96	147	3,121
30/04/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-2500	3,268	96	147	3,121
01/05/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-2500	3,268	96	147	3,121
02/05/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-2500	3,268	96	147	3,121
03/05/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-2500	3,268	96	147	3,121
04/05/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-2500	3,268	96	147	3,121
05/05/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-2500	3,268	96	147	3,121
06/05/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-2500	3,268	96	147	3,121
07/05/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-2500	3,268	96	147	3,121
08/05/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-2500	3,268	96	147	3,121
09/05/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-2500	3,268	96	147	3,121
10/05/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-2500	3,285	95	164	3,121
11/05/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-2500	3,285	95	164	3,121
12/05/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-2500	3,285	95	164	3,121
13/05/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-2500	3,285	95	164	3,121
14/05/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-2500	3,285	95	164	3,121

SP-III Date	Zone	TYPE PROD	FLUID (BFPD)	WC (%)	OIL (BOPD)	WATER (BWPD)
15/05/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-2500	3,285	95	164	3,121
16/05/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-2500	3,285	95	164	3,121
17/05/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-2500	3,285	95	164	3,121
18/05/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-2500	3,285	95	164	3,121
19/05/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-2500	3,153	95	158	2,995
20/05/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-2500	3,153	95	158	2,995
21/05/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-2500	3,153	95	158	2,995
22/05/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-2500	3,153	95	158	2,995
23/05/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-2500	3,153	95	158	2,995
24/05/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-2500	3,153	95	158	2,995
25/05/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-2500	3,153	95	158	2,995
26/05/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-2500	3,153	95	158	2,995
27/05/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-2500	3,480	95	174	3,306
28/05/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-2500	3,480	95	174	3,306
29/05/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-2500	3,480	95	174	3,306
30/05/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-2500	3,480	95	174	3,306
31/05/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-2500	3,480	95	174	3,306
01/06/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-2500	3,480	95	174	3,306
02/06/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-2500	3,480	95	174	3,306
03/06/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-2500	3,480	95	174	3,306
04/06/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-2500	3,480	95	174	3,306
05/06/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-2500	3,480	95	174	3,306
06/06/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-2500	3,480	95	174	3,306
07/06/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-2500	2,861	96	129	2,732
08/06/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-2500	4,829	96	193	4,636
09/06/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-2500	2,861	96	114	2,747
10/06/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-2500	2,861	96	114	2,747
11/06/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-2500	2,861	96	114	2,747
12/06/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-2500	2,861	96	114	2,747
13/06/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-2500	2,861	96	114	2,747
14/06/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-2500	2,861	96	114	2,747
15/06/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-2500	2,861	96	114	2,747
16/06/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-2500	2,634	96	105	2,529
17/06/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-2500	2,634	96	105	2,529
18/06/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-2500	2,305	96	92	2,213
19/06/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-2500	2,634	96	105	2,529
20/06/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-2500	2,634	96	105	2,529
21/06/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-2500	3,187	96	127	3,060
22/06/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-2500	3,187	96	127	3,060
23/06/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-2500	3,187	96	127	3,060
24/06/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-2500	3,187	96	127	3,060
25/06/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-2500	3,187	96	127	3,060
26/06/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-2500	2,490	96	100	2,390
27/06/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-2500	3,187	96	127	3,060
28/06/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-2500	2,988	96	120	2,868
29/06/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-2500	2,025	96	81	1,944

SP-III Date	Zone	TYPE PROD	FLUID (BFPD)	WC (%)	OIL (BOPD)	WATER (BWPD)
30/06/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-2500	2,822	96	113	2,709
01/07/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-2500	2,634	97	79	2,555
02/07/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-2500	2,634	97	79	2,555
03/07/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-2500	2,634	97	79	2,555
04/07/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-2500	2,797	96	112	2,685
05/07/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-2500	2,797	96	112	2,685
06/07/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-2500	2,797	96	112	2,685
07/07/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-2500	2,797	96	112	2,685
08/07/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-2500	2,797	96	112	2,685
09/07/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-2500	2,797	96	112	2,685
10/07/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-2500	2,797	96	112	2,685
11/07/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-2500	2,797	96	112	2,685
12/07/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-2500	2,797	96	112	2,685
13/07/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-2500	2,797	96	112	2,685
14/07/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-2500	2,797	96	112	2,685
15/07/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-2500	2,797	96	112	2,685
16/07/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-2500	2,861	97	86	2,775
17/07/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-2500	2,861	97	86	2,775
18/07/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-2500	2,861	97	86	2,775
19/07/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-2500	2,861	97	86	2,775
20/07/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-2500	2,861	97	86	2,775
21/07/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-2500	2,861	97	86	2,775
22/07/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-2500	2,861	97	86	2,775
23/07/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-2500	2,861	97	86	2,775
24/07/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-2500	2,861	97	86	2,775
25/07/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-2500	2,861	97	86	2,775
26/07/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-2500	2,861	97	86	2,775
27/07/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-2500	2,861	97	86	2,775
28/07/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-2500	2,861	97	86	2,775
29/07/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-2500	2,861	97	86	2,775
30/06/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-2500	2,822	96	113	2,709
01/07/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-2500	2,634	97	79	2,555
02/07/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-2500	2,634	97	79	2,555
03/07/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-2500	2,634	97	79	2,555
04/07/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-2500	2,797	96	112	2,685
05/07/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-2500	2,797	96	112	2,685
06/07/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-2500	2,797	96	112	2,685
07/07/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-2500	2,797	96	112	2,685
08/07/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-2500	2,797	96	112	2,685
09/07/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-2500	2,797	96	112	2,685
10/07/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-2500	2,797	96	112	2,685
11/07/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-2500	2,797	96	112	2,685
12/07/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-2500	2,797	96	112	2,685
13/07/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-2500	2,797	96	112	2,685
14/07/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-2500	2,797	96	112	2,685
15/07/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-2500	2,797	96	112	2,685

SP-III Date	Zone	TYPE PROD	FLUID (BFPD)	WC (%)	OIL (BOPD)	WATER (BWPD)
16/07/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-2500	2,861	97	86	2,775
17/07/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-2500	2,861	97	86	2,775
18/07/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-2500	2,861	97	86	2,775
19/07/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-2500	2,861	97	86	2,775
20/07/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-2500	2,861	97	86	2,775
21/07/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-2500	2,861	97	86	2,775
22/07/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-2500	2,861	97	86	2,775
23/07/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-2500	2,861	97	86	2,775
24/07/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-2500	2,861	97	86	2,775
25/07/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-2500	2,861	97	86	2,775
26/07/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-2500	2,861	97	86	2,775
27/07/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-2500	2,861	97	86	2,775
28/07/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-2500	2,861	97	86	2,775
29/07/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-2500	2,861	97	86	2,775
30/07/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-2500	2,861	97	86	2,775
31/07/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-2500	2,861	97	86	2,775
01/08/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-2500	2,861	97	86	2,775
02/08/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-2500	2,861	97	86	2,775
03/08/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-2500	2,861	97	86	2,775
04/08/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-2500	2,533	97	76	2,457
05/08/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-2500	2,861	97	86	2,775
06/08/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-2500	2,861	97	86	2,775
07/08/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-2500	2,861	97	86	2,775
08/08/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-2500	2,861	97	86	2,775
09/08/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-2500	2,861	97	86	2,775
10/08/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-2500	2,861	97	86	2,775
11/08/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-2500	2,861	97	86	2,775
12/08/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-2500	2,861	97	86	2,775
13/08/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-2500	2,861	97	86	2,775
14/08/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-2500	2,861	97	86	2,775
15/08/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-2500	2,861	97	86	2,775
16/08/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-2500	2,235	97	67	2,168
17/08/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-2500	2,797	97	84	2,713
18/08/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-2500	2,797	97	84	2,713
19/08/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-2500	2,710	97	81	2,628
20/08/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-2500	2,797	97	84	2,713
21/08/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-2500	2,797	97	84	2,713
22/08/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-2500	2,797	97	84	2,713
23/08/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-2500	2,797	97	84	2,713
24/08/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-2500	2,797	97	84	2,713
25/08/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-2500	1,806	97	54	1,752
26/08/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-2500	2,214	97	66	2,148
27/08/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-2500	2,780	97	83	2,697
28/08/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-2500	2,780	97	83	2,697
29/08/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-2500	2,317	97	70	2,247
30/08/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-2500	2,780	97	83	2,697

SP-III Date	Zone	TYPE PROD	FLUID (BFPD)	WC (%)	OIL (BOPD)	WATER (BWPD)
31/08/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-2500	2,780	97	83	2,697
01/09/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-2500	2,780	97	83	2,697
02/09/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-2500	2,780	97	83	2,697
03/09/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-2500	2,780	97	83	2,697
04/09/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-2500	2,780	97	83	2,697
05/09/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-2500	2,114	97	63	2,051
06/09/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-2500	2,780	97	83	2,697
07/09/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-2500	2,780	97	83	2,697
08/09/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-2500	2,780	97	83	2,697
09/09/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-2500	2,780	97	83	2,697
10/09/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-2500	2,780	97	83	2,697
11/09/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-2500	2,780	97	83	2,697
12/09/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-2500	2,780	97	83	2,697
13/09/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-2500	2,780	97	83	2,697
14/09/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-2500	2,780	97	83	2,697
15/09/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-2500	2,780	97	83	2,697
16/09/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-2500	2,780	97	83	2,697
17/09/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-2500	2,780	97	83	2,697
18/09/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-2500	637	97	19	618
19/09/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-2500	0	0	0	0
20/09/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-2500	0	0	0	0
21/09/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-2500	0	0	0	0
22/09/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-2500	0	0	0	0
23/09/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-2500	0	0	0	0
24/09/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-2500	0	0	0	0
25/09/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-2500	0	0	0	0
26/09/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-4000	290	99	3	287
27/09/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-4000	2,699	97	81	2,618
28/09/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-4000	2,927	97	88	2,839
29/09/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-4000	2,256	97	68	2,189
30/09/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-4000	1,281	97	38	1,242
01/10/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-4000	3,025	97	106	2,919
02/10/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-4000	3,025	97	106	2,919
03/10/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-4000	3,025	97	106	2,919
04/10/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-4000	3,025	97	106	2,919
05/10/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-4000	2,647	97	93	2,554
06/10/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-4000	1,513	97	53	1,460
07/10/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-4000	3,025	97	106	2,919
08/10/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-4000	3,025	97	106	2,919
09/10/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-4000	3,025	97	106	2,919
10/10/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-4000	3,025	97	106	2,919
11/10/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-4000	3,025	97	106	2,919
12/10/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-4000	3,025	97	106	2,919
13/10/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-4000	3,025	97	106	2,919
14/10/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-4000	3,025	97	106	2,919
15/10/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-4000	3,025	97	106	2,919

SP-III Date	Zone	TYPE PROD	FLUID (BFPD)	WC (%)	OIL (BOPD)	WATER (BWPD)
16/10/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-4000	2,899	97	101	2,797
17/10/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-4000	3,025	97	106	2,919
18/10/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-4000	3,025	97	106	2,919
19/10/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-4000	2,862	97	86	2,776
20/10/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-4000	2,862	97	86	2,776
21/10/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-4000	2,862	97	86	2,776
22/10/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-4000	2,862	97	86	2,776
23/10/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-4000	2,862	97	86	2,776
24/10/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-4000	2,862	97	86	2,776
25/10/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-4000	2,862	97	86	2,776
26/10/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-4000	2,862	97	86	2,776
27/10/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-4000	2,862	97	86	2,776
28/10/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-4000	2,862	97	86	2,776
29/10/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-4000	2,862	97	86	2,776
30/10/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-4000	2,862	97	86	2,776
31/10/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-4000	2,564	97	77	2,487
01/11/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-4000	1,670	97	50	1,619
02/11/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-4000	2,862	97	86	2,776
03/11/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-4000	2,862	97	86	2,776
04/11/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-4000	2,862	97	86	2,776
05/11/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-4000	2,862	97	86	2,776
06/11/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-4000	2,862	97	86	2,776
07/11/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-4000	2,534	97	76	2,458
08/11/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-4000	2,829	97	85	2,744
09/11/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-4000	2,829	97	85	2,744
10/11/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-4000	2,564	97	77	2,487
11/11/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-4000	2,829	97	85	2,744
12/11/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-4000	2,829	97	85	2,744
13/11/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-4000	2,829	97	85	2,744
14/11/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-4000	2,829	97	85	2,744
15/11/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-4000	2,829	97	85	2,744
16/11/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-4000	2,829	97	85	2,744
17/11/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-4000	2,781	97	83	2,698
18/11/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-4000	2,781	97	83	2,698
19/11/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-4000	2,781	97	83	2,698
20/11/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-4000	2,781	97	83	2,698
21/11/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-4000	2,781	97	83	2,698
22/11/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-4000	2,781	97	83	2,698
23/11/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-4000	2,781	97	83	2,698
24/11/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-4000	2,781	97	83	2,698
25/11/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-4000	2,433	97	73	2,360
26/11/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-4000	2,602	97	78	2,524
27/11/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-4000	2,602	97	78	2,524
28/11/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-4000	2,602	97	78	2,524
29/11/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-4000	2,602	97	78	2,524
30/11/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-4000	2,602	97	78	2,524

SP-III Date	Zone	TYPE PROD	FLUID (BFPD)	WC (%)	OIL (BOPD)	WATER (BWPD)
01/12/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-4000	2,602	97	78	2,524
02/12/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-4000	2,602	97	78	2,524
03/12/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-4000	2,602	97	78	2,524
04/12/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-4000	2,602	97	78	2,524
05/12/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-4000	2,602	97	78	2,524
06/12/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-4000	2,602	97	78	2,524
07/12/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-4000	2,602	97	78	2,524
08/12/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-4000	2,602	97	78	2,524
09/12/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-4000	2,893	97	87	2,806
10/12/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-4000	2,893	97	87	2,806
11/12/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-4000	2,855	97	86	2,769
12/12/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-4000	2,855	97	86	2,769
13/12/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-4000	2,498	97	75	2,423
14/12/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-4000	2,379	97	71	2,308
15/12/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-4000	2,855	97	86	2,769
16/12/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-4000	2,855	97	86	2,769
17/12/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-4000	2,855	97	86	2,769
18/12/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-4000	2,855	97	86	2,769
19/12/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-4000	2,855	97	86	2,769
20/12/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-4000	2,171	97	65	2,106
21/12/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-4000	1,338	97	40	1,298
22/12/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-4000	2,586	97	78	2,508
23/12/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-4000	2,586	97	78	2,508
24/12/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-4000	2,586	97	78	2,508
25/12/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-4000	1,078	97	32	1,045
26/12/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-4000	1,024	97	31	993
27/12/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-4000	1,131	97	34	1,097
28/12/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-4000	0	0	0	0
29/12/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-4000	0	0	0	0
30/12/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-4000	2,073	98	41	2,031
31/12/10	W3,X123,Y123,Z1	ING-4000	0	0	0	0

Lampiran A.3
Data produksi Sumur L5A-ZZZ

SP-III Date	Zone	TYPE PROD	FLUID (BFPD)	WC (%)	OIL (BOPD)	WATER (BWPD)
01/01/10	X0	ING_5600	5,301	97	159	5,142
02/01/10	X0	ING_5600	5,301	96	212	5,089
03/01/10	X0	ING_5600	5,301	97	159	5,142
04/01/10	X0	ING_5600	5,301	97	159	5,142
05/01/10	X0	ING_5600	5,301	97	159	5,142
06/01/10	X0	ING_5600	5,301	96	212	5,089
07/01/10	X0	ING_5600	5,301	96	212	5,089
08/01/10	X0	ING_5600	5,301	97	159	5,142
09/01/10	X0	ING_5600	4,638	97	139	4,499
10/01/10	X0	ING_5600	4,769	97	143	4,626
11/01/10	X0	ING_5600	4,976	97	149	4,827
12/01/10	X0	ING_5600	4,976	97	174	4,802
13/01/10	X0	ING_5600	4,976	97	174	4,802
14/01/10	X0	ING_5600	4,976	97	174	4,802
15/01/10	X0	ING_5600	4,976	97	174	4,802
16/01/10	X0	ING_5600	4,976	97	174	4,802
17/01/10	X0	ING_5600	4,976	97	174	4,802
18/01/10	X0	ING_5600	4,976	96	199	4,777
19/01/10	X0	ING_5600	4,976	96	199	4,777
20/01/10	X0	ING_5600	4,976	96	224	4,752
21/01/10	X0	ING_5600	4,976	97	149	4,827
22/01/10	X0	ING_5600	4,769	94	286	4,483
23/01/10	X0	ING_5600	4,976	94	299	4,677
24/01/10	X0	ING_5600	4,927	94	296	4,631
25/01/10	X0	ING_5600	4,927	95	246	4,681
26/01/10	X0	ING_5600	4,516	95	226	4,291
27/01/10	X0	ING_5600	4,927	96	197	4,730
28/01/10	X0	ING_5600	4,927	96	197	4,730
29/01/10	X0	ING_5600	4,927	95	246	4,681
30/01/10	X0	ING_5600	4,927	96	197	4,730
31/01/10	X0	ING_5600	4,927	94	296	4,631
01/02/10	X0	ING_5600	3,849	96	154	3,695
02/02/10	X0	ING_5600	4,927	96	197	4,730
03/02/10	X0	ING_5600	4,927	96	197	4,730
04/02/10	X0	ING_5600	4,927	94	296	4,631
05/02/10	X0	ING_5600	4,927	95	246	4,681
06/02/10	X0	ING_5600	4,927	96	197	4,730
07/02/10	X0	ING_5600	4,927	97	148	4,779
08/02/10	X0	ING_5600	4,927	96	197	4,730
09/02/10	X0	ING_5600	4,927	96	197	4,730
10/02/10	X0	ING_5600	4,927	95	246	4,681
11/02/10	X0	ING_5600	4,049	96	162	3,887
12/02/10	X0	ING_5600	4,049	96	162	3,887
13/02/10	X0	ING_5600	4,049	95	202	3,847

SP-III Date	Zone	TYPE PROD	FLUID (BFPD)	WC (%)	OIL (BOPD)	WATER (BWPD)
14/02/10	X0	ING_5600	4,049	96	162	3,887
15/02/10	X0	ING_5600	4,049	95	202	3,847
16/02/10	X0	ING_5600	4,049	96	162	3,887
17/02/10	X0	ING_5600	4,049	94	243	3,806
18/02/10	X0	ING_5600	4,049	96	162	3,887
19/02/10	X0	ING_5600	4,049	96	162	3,887
20/02/10	X0	ING_5600	4,049	95	202	3,847
21/02/10	X0	ING_5600	4,049	95	202	3,847
22/02/10	X0	ING_5600	4,049	97	121	3,928
23/02/10	X0	ING_5600	4,049	97	121	3,928
24/02/10	X0	ING_5600	4,049	97	121	3,928
25/02/10	X0	ING_5600	4,049	95	202	3,847
26/02/10	X0	ING_5600	4,049	95	202	3,847
27/02/10	X0	ING_5600	4,976	95	249	4,727
28/02/10	X0	ING_5600	4,976	97	149	4,827
01/03/10	X0	ING_5600	4,976	97	166	4,810
02/03/10	X0	ING_5600	4,976	97	149	4,827
03/03/10	X0	ING_5600	4,976	96	199	4,777
04/03/10	X0	ING_5600	4,976	96	199	4,777
05/03/10	X0	ING_5600	4,976	95	249	4,727
06/03/10	X0	ING_5600	4,976	95	249	4,727
07/03/10	X0	ING_5600	4,976	95	249	4,727
08/03/10	X0	ING_5600	4,342	96	174	4,168
09/03/10	X0	ING_5600	4,342	96	174	4,168
10/03/10	X0	ING_5600	4,342	96	174	4,168
11/03/10	X0	ING_5600	4,342	96	174	4,168
12/03/10	X0	ING_5600	4,342	96	174	4,168
13/03/10	X0	ING_5600	4,342	96	174	4,168
14/03/10	X0	ING_5600	4,342	96	174	4,168
15/03/10	X0	ING_5600	4,342	96	174	4,168
16/03/10	X0	ING_5600	4,342	97	130	4,212
17/03/10	X0	ING_5600	4,342	95	217	4,125
18/03/10	X0	ING_5600	4,025	97	121	3,905
19/03/10	X0	ING_5600	4,342	97	130	4,212
20/03/10	X0	ING_5600	4,342	97	130	4,212
21/03/10	X0	ING_5600	4,342	97	130	4,212
22/03/10	X0	ING_5600	4,342	97	130	4,212
23/03/10	X0	ING_5600	4,342	97	130	4,212
24/03/10	X0	ING_5600	4,989	96	200	4,789
25/03/10	X0	ING_5600	4,989	96	200	4,789
26/03/10	X0	ING_5600	4,989	96	200	4,789
27/03/10	X0	ING_5600	4,989	96	200	4,789
28/03/10	X0	ING_5600	4,989	96	200	4,789
29/03/10	X0	ING_5600	4,313	96	173	4,141

SP-III Date	Zone	TYPE PROD	FLUID (BFPD)	WC (%)	OIL (BOPD)	WATER (BWPD)
30/03/10	X0	ING_5600	4,989	96	200	4,789
31/03/10	X0	ING_5600	4,989	96	200	4,789
01/04/10	X0	ING_5600	4,989	96	200	4,789
02/04/10	X0	ING_5600	4,989	96	200	4,789
03/04/10	X0	ING_5600	4,909	96	196	4,713
04/04/10	X0	ING_5600	3,886	96	155	3,731
05/04/10	X0	ING_5600	4,909	96	196	4,713
06/04/10	X0	ING_5600	4,909	96	196	4,713
07/04/10	X0	ING_5600	4,909	96	196	4,713
08/04/10	X0	ING_5600	4,909	96	196	4,713
09/04/10	X0	ING_5600	4,909	96	196	4,713
10/04/10	X0	ING_5600	4,909	96	196	4,713
11/04/10	X0	ING_5600	4,909	96	196	4,713
12/04/10	X0	ING_5600	4,909	96	196	4,713
13/04/10	X0	ING_5600	4,909	96	196	4,713
14/04/10	X0	ING_5600	4,909	96	196	4,713
15/04/10	X0	ING_5600	3,708	96	148	3,560
16/04/10	X0	ING_5600	3,708	96	148	3,560
17/04/10	X0	ING_5600	3,708	96	148	3,560
18/04/10	X0	ING_5600	3,708	96	148	3,560
19/04/10	X0	ING-5600	3,708	96	148	3,560
20/04/10	X0	ING-5600	3,708	96	148	3,560
21/04/10	X0	ING-5600	3,708	96	148	3,560
22/04/10	X0	ING-5600	3,708	96	148	3,560
23/04/10	X0	ING-5600	3,708	96	148	3,560
24/04/10	X0	ING-5600	3,708	96	148	3,560
25/04/10	X0	ING-5600	3,708	96	148	3,560
26/04/10	X0	ING-5600	3,708	96	148	3,560
27/04/10	X0	ING-5600	3,708	96	148	3,560
28/04/10	X0	ING-5600	4,557	97	137	4,420
29/04/10	X0	ING-5600	5,433	97	163	5,270
30/04/10	X0	ING-5600	5,433	97	163	5,270
01/05/10	X0	ING-5600	5,608	97	168	5,440
02/05/10	X0	ING-5600	5,258	97	158	5,100
03/05/10	X0	ING-5600	5,608	97	168	5,440
04/05/10	X0	ING-5600	5,608	97	168	5,440
05/05/10	X0	ING-5600	5,608	97	168	5,440
06/05/10	X0	ING-5600	5,608	97	168	5,440
07/05/10	X0	ING-5600	5,608	97	168	5,440
08/05/10	X0	ING-5600	5,608	97	168	5,440
09/05/10	X0	ING-5600	5,608	97	168	5,440
10/05/10	X0	ING-5600	5,171	97	155	5,016
11/05/10	X0	ING-5600	5,171	97	155	5,016
12/05/10	X0	ING-5600	5,171	97	155	5,016
13/05/10	X0	ING-5600	5,171	97	155	5,016
14/05/10	X0	ING-5600	3,393	97	102	3,292

SP-III Date	Zone	TYPE PROD	FLUID (BFPD)	WC (%)	OIL (BOPD)	WATER (BWPD)
15/05/10	X0	ING-5600	5,171	97	155	5,016
16/05/10	X0	ING-5600	5,171	97	155	5,016
17/05/10	X0	ING-5600	5,171	97	155	5,016
18/05/10	X0	ING-5600	0	0	0	0
19/05/10	X0	ING-5600	2,080	97	62	2,018
20/05/10	X0	ING-5600	4,341	97	130	4,211
21/05/10	X0	ING-5600	4,341	97	130	4,211
22/05/10	X0	ING-5600	4,341	97	130	4,211
23/05/10	X0	ING-5600	4,341	97	130	4,211
24/05/10	X0	ING-5600	4,341	97	130	4,211
25/05/10	X0	ING-5600	4,341	97	130	4,211
26/05/10	X0	ING-5600	4,341	97	130	4,211
27/05/10	X0	ING-5600	4,341	97	130	4,211
28/05/10	X0	ING-5600	4,341	97	130	4,211
29/05/10	X0	ING-5600	4,341	97	130	4,211
30/05/10	X0	ING-5600	4,341	97	130	4,211
31/05/10	X0	ING-5600	5,003	97	150	4,852
01/06/10	X0	ING-5600	5,220	97	157	5,063
02/06/10	X0	ING-5600	5,220	97	157	5,063
03/06/10	X0	ING-5600	5,220	97	157	5,063
04/06/10	X0	ING-5600	5,220	97	157	5,063
05/06/10	X0	ING-5600	5,220	97	157	5,063
06/06/10	X0	ING-5600	5,220	97	157	5,063
07/06/10	X0	ING-5600	5,220	97	157	5,063
08/06/10	X0	ING-5600	5,220	97	157	5,063
09/06/10	X0	ING-5600	4,829	97	145	4,684
10/06/10	X0	ING-5600	4,829	97	145	4,684
11/06/10	X0	ING-5600	4,678	97	140	4,538
12/06/10	X0	ING-5600	4,829	97	145	4,684
13/06/10	X0	ING-5600	4,829	97	145	4,684
14/06/10	X0	ING-5600	4,829	97	145	4,684
15/06/10	X0	ING-5600	4,829	97	145	4,684
16/06/10	X0	ING-5600	4,829	97	145	4,684
17/06/10	X0	ING-5600	4,781	97	143	4,638
18/06/10	X0	ING-5600	4,781	97	143	4,638
19/06/10	X0	ING-5600	4,781	97	143	4,638
20/06/10	X0	ING-5600	4,781	97	143	4,638
21/06/10	X0	ING-5600	4,781	97	143	4,638
22/06/10	X0	ING-5600	4,781	97	143	4,638
23/06/10	X0	ING-5600	4,781	97	143	4,638
24/06/10	X0	ING-5600	4,781	97	143	4,638
25/06/10	X0	ING-5600	4,781	97	143	4,638
26/06/10	X0	ING-5600	3,337	97	100	3,237
27/06/10	X0	ING-5600	4,781	97	143	4,638
28/06/10	X0	ING-5600	4,781	97	143	4,638
29/06/10	X0	ING-5600	4,781	97	143	4,638

SP-III Date	Zone	TYPE PROD	FLUID (BFPD)	WC (%)	OIL (BOPD)	WATER (BWPD)
30/06/10	X0	ING-5600	4,732	97	142	4,590
01/07/10	X0	ING-5600	4,732	97	142	4,590
02/07/10	X0	ING-5600	4,732	97	142	4,590
03/07/10	X0	ING-5600	4,732	97	142	4,590
04/07/10	X0	ING-5600	4,732	97	142	4,590
05/07/10	X0	ING-5600	4,732	97	142	4,590
06/07/10	X0	ING-5600	4,732	97	142	4,590
07/07/10	X0	ING-5600	4,732	97	142	4,590
08/07/10	X0	ING-5600	4,732	97	142	4,590
09/07/10	X0	ING-5600	4,732	97	142	4,590
10/07/10	X0	ING-5600	4,732	97	142	4,590
11/07/10	X0	ING-5600	4,732	97	142	4,590
12/07/10	X0	ING-5600	4,732	97	142	4,590
13/07/10	X0	ING-5600	5,008	97	150	4,858
14/07/10	X0	ING-5600	2,713	97	81	2,631
15/07/10	X0	ING-5600	1,513	97	45	1,467
30/06/10	X0	ING-5600	4,732	97	142	4,590
01/07/10	X0	ING-5600	4,732	97	142	4,590
02/07/10	X0	ING-5600	4,732	97	142	4,590
03/07/10	X0	ING-5600	4,732	97	142	4,590
04/07/10	X0	ING-5600	4,732	97	142	4,590
05/07/10	X0	ING-5600	4,732	97	142	4,590
06/07/10	X0	ING-5600	4,732	97	142	4,590
07/07/10	X0	ING-5600	4,732	97	142	4,590
08/07/10	X0	ING-5600	4,732	97	142	4,590
09/07/10	X0	ING-5600	4,732	97	142	4,590
10/07/10	X0	ING-5600	4,732	97	142	4,590
11/07/10	X0	ING-5600	4,732	97	142	4,590
12/07/10	X0	ING-5600	4,732	97	142	4,590
13/07/10	X0	ING-5600	5,008	97	150	4,858
14/07/10	X0	ING-5600	2,713	97	81	2,631
15/07/10	X0	ING-5600	1,513	97	45	1,467
30/06/10	X0	ING-5600	4,732	97	142	4,590
01/07/10	X0	ING-5600	4,732	97	142	4,590
02/07/10	X0	ING-5600	4,732	97	142	4,590
03/07/10	X0	ING-5600	4,732	97	142	4,590
04/07/10	X0	ING-5600	4,732	97	142	4,590
05/07/10	X0	ING-5600	4,732	97	142	4,590
06/07/10	X0	ING-5600	4,732	97	142	4,590
07/07/10	X0	ING-5600	4,732	97	142	4,590
08/07/10	X0	ING-5600	4,732	97	142	4,590
09/07/10	X0	ING-5600	4,732	97	142	4,590
10/07/10	X0	ING-5600	4,732	97	142	4,590
11/07/10	X0	ING-5600	4,732	97	142	4,590
12/07/10	X0	ING-5600	4,732	97	142	4,590
13/07/10	X0	ING-5600	5,008	97	150	4,858

SP-III Date	Zone	TYPE PROD	FLUID (BFPD)	WC (%)	OIL (BOPD)	WATER (BWPD)
14/07/10	X0	ING-5600	2,713	97	81	2,631
15/07/10	X0	ING-5600	1,513	97	45	1,467
16/07/10	X0	ING-5600	4,535	97	136	4,399
17/07/10	X0	ING-5600	4,535	97	136	4,399
18/07/10	X0	ING-5600	4,535	97	136	4,399
19/07/10	X0	ING-5600	4,535	97	136	4,399
20/07/10	X0	ING-5600	4,535	97	136	4,399
21/07/10	X0	ING-5600	4,535	97	136	4,399
22/07/10	X0	ING-5600	4,535	97	136	4,399
23/07/10	X0	ING-5600	4,535	97	136	4,399
24/07/10	X0	ING-5600	4,535	97	136	4,399
25/07/10	X0	ING-5600	4,535	97	136	4,399
26/07/10	X0	ING-5600	4,390	97	132	4,258
27/07/10	X0	ING-5600	4,390	97	132	4,258
28/07/10	X0	ING-5600	4,390	97	132	4,258
29/07/10	X0	ING-5600	4,390	97	132	4,258
30/07/10	X0	ING-5600	4,390	97	132	4,258
31/07/10	X0	ING-5600	4,390	97	132	4,258
01/08/10	X0	ING-5600	4,390	97	132	4,258
02/08/10	X0	ING-5600	4,390	97	132	4,258
03/08/10	X0	ING-5600	4,390	97	132	4,258
04/08/10	X0	ING-5600	4,390	97	132	4,258
05/08/10	X0	ING-5600	4,617	97	139	4,478
06/08/10	X0	ING-5600	4,617	97	139	4,478
07/08/10	X0	ING-5600	4,617	97	139	4,478
08/08/10	X0	ING-5600	4,617	97	139	4,478
09/08/10	X0	ING-5600	4,617	97	139	4,478
10/08/10	X0	ING-5600	4,617	97	139	4,478
11/08/10	X0	ING-5600	4,617	97	139	4,478
12/08/10	X0	ING-5600	4,617	97	139	4,478
13/08/10	X0	ING-5600	4,617	97	139	4,478
14/08/10	X0	ING-5600	4,617	97	139	4,478
15/08/10	X0	ING-5600	4,617	97	139	4,478
16/08/10	X0	ING-5600	4,617	97	139	4,478
17/08/10	X0	ING-5600	4,617	97	139	4,478
18/08/10	X0	ING-5600	4,617	97	139	4,478
19/08/10	X0	ING-5600	4,521	97	136	4,385
20/08/10	X0	ING-5600	4,521	97	136	4,385
21/08/10	X0	ING-5600	4,521	97	136	4,385
22/08/10	X0	ING-5600	4,521	97	136	4,385
23/08/10	X0	ING-5600	4,521	97	136	4,385
24/08/10	X0	ING-5600	4,521	97	136	4,385
25/08/10	X0	ING-5600	4,521	97	136	4,385
26/08/10	X0	ING-5600	4,521	97	136	4,385
27/08/10	X0	ING_5600	4,521	97	136	4,385
28/08/10	X0	ING_5600	4,521	97	136	4,385

SP-III Date	Zone	TYPE PROD	FLUID (BFPD)	WC (%)	OIL (BOPD)	WATER (BWPD)
29/08/10	X0	ING_5600	4,521	97	136	4,385
30/08/10	X0	ING_5600	4,521	97	136	4,385
31/08/10	X0	ING_5600	4,521	97	136	4,385
01/09/10	X0	ING_5600	4,521	97	136	4,385
02/09/10	X0	ING_5600	4,521	97	136	4,385
03/09/10	X0	ING_5600	4,521	97	136	4,385
04/09/10	X0	ING_5600	4,521	97	136	4,385
05/09/10	X0	ING_5600	4,521	97	136	4,385
06/09/10	X0	ING_5600	4,521	97	136	4,385
07/09/10	X0	ING_5600	4,521	97	136	4,385
08/09/10	X0	ING_5600	4,521	97	136	4,385
09/09/10	X0	ING_5600	4,521	97	136	4,385
10/09/10	X0	ING_5600	4,521	97	136	4,385
11/09/10	X0	ING_5600	4,521	97	136	4,385
12/09/10	X0	ING_5600	4,521	97	136	4,385
13/09/10	X0	ING_5600	4,521	97	136	4,385
14/09/10	X0	ING_5600	4,521	97	136	4,385
15/09/10	X0	ING_5600	4,521	97	136	4,385
16/09/10	X0	ING_5600	4,521	97	136	4,385
17/09/10	X0	ING_5600	4,521	97	136	4,385
18/09/10	X0	ING_5600	4,521	97	136	4,385
19/09/10	X0	ING_5600	4,521	97	136	4,385
20/09/10	X0	ING_5600	4,521	97	136	4,385
21/09/10	X0	ING_5600	4,552	97	137	4,415
22/09/10	X0	ING_5600	4,552	97	137	4,415
23/09/10	X0	ING_5600	4,552	97	137	4,415
24/09/10	X0	ING_5600	4,552	97	137	4,415
25/09/10	X0	ING_5600	3,793	97	114	3,680
26/09/10	X0	ING_5600	4,846	98	97	4,749
27/09/10	X0	ING_5600	4,846	98	97	4,749
28/09/10	X0	ING_5600	4,846	98	97	4,749
29/09/10	X0	ING_5600	4,442	98	89	4,353
30/09/10	X0	ING_5600	4,732	97	142	4,590
01/10/10	X0	ING_5600	4,732	97	142	4,590
02/10/10	X0	ING_5600	4,732	97	142	4,590
03/10/10	X0	ING_5600	4,732	97	142	4,590
04/10/10	X0	ING_5600	4,732	97	142	4,590
05/10/10	X0	ING_5600	4,732	97	142	4,590
06/10/10	X0	ING_5600	4,732	97	142	4,590
07/10/10	X0	ING_5600	4,732	97	142	4,590
08/10/10	X0	ING_5600	4,732	97	142	4,590
09/10/10	X0	ING_5600	4,732	97	142	4,590
10/10/10	X0	ING_5600	4,732	97	142	4,590
11/10/10	X0	ING_5600	4,535	97	136	4,399
12/10/10	X0	ING_5600	1,972	97	59	1,913
13/10/10	X0	ING_5600	2,465	97	74	2,391

SP-III Date	Zone	TYPE PROD	FLUID (BFPD)	WC (%)	OIL (BOPD)	WATER (BWPD)
14/10/10	X0	ING_5600	2,612	97	78	2,534
15/10/10	X0	ING_5600	4,846	98	97	4,749
16/10/10	X0	ING_5600	2,221	98	44	2,177
17/10/10	X0	ING_5600	5,095	98	115	4,980
18/10/10	X0	ING_5600	5,095	98	102	4,993
19/10/10	X0	ING_5600	5,095	98	102	4,993
20/10/10	X0	ING_5600	5,095	98	102	4,993
21/10/10	X0	ING_5600	5,095	98	102	4,993
22/10/10	X0	ING_5600	5,095	98	102	4,993
23/10/10	X0	ING_5600	5,095	98	102	4,993
24/10/10	X0	ING_5600	5,095	98	102	4,993
25/10/10	X0	ING_5600	5,095	98	102	4,993
26/10/10	X0	ING_5600	5,095	98	102	4,993
27/10/10	X0	ING_5600	5,095	98	102	4,993
28/10/10	X0	ING_5600	5,095	98	102	4,993
29/10/10	X0	ING_5600	5,095	98	102	4,993
30/10/10	X0	ING_5600	5,095	98	102	4,993
31/10/10	X0	ING_5600	5,095	98	102	4,993
01/11/10	X0	ING_5600	5,095	98	102	4,993
02/11/10	X0	ING_5600	5,095	98	102	4,993
03/11/10	X0	ING_5600	5,095	98	102	4,993
04/11/10	X0	ING_5600	5,095	98	102	4,993
05/11/10	X0	ING_5600	5,095	98	102	4,993
06/11/10	X0	ING_5600	4,140	98	83	4,057
07/11/10	X0	ING_5600	5,095	97	153	4,942
08/11/10	X0	ING_5600	5,095	97	153	4,942
09/11/10	X0	ING_5600	5,095	97	153	4,942
10/11/10	X0	ING_5600	5,095	97	153	4,942
11/11/10	X0	ING_5600	4,781	98	96	4,685
12/11/10	X0	ING_5600	4,781	98	96	4,685
13/11/10	X0	ING_5600	4,781	98	96	4,685
14/11/10	X0	ING_5600	4,781	98	96	4,685
15/11/10	X0	ING_5600	2,689	98	54	2,636
16/11/10	X0	ING_5600	4,781	98	96	4,685
17/11/10	X0	ING_5600	4,781	98	96	4,685
18/11/10	X0	ING_5600	4,781	98	96	4,685
19/11/10	X0	ING_5600	4,781	98	96	4,685
20/11/10	X0	ING_5600	4,781	98	96	4,685
21/11/10	X0	ING_5600	4,781	98	96	4,685
22/11/10	X0	ING_5600	4,781	98	96	4,685
23/11/10	X0	ING_5600	4,781	98	96	4,685
24/11/10	X0	ING_5600	4,781	98	96	4,685
25/11/10	X0	ING_5600	4,781	98	96	4,685
26/11/10	X0	ING_5600	4,781	98	96	4,685
27/11/10	X0	ING_5600	4,781	98	96	4,685
28/11/10	X0	ING_5600	4,643	98	93	4,550

SP-III Date	Zone	TYPE PROD	FLUID (BFPD)	WC (%)	OIL (BOPD)	WATER (BWPD)
29/11/10	X0	ING_5600	4,643	98	93	4,550
30/11/10	X0	ING_5600	4,643	98	93	4,550
01/12/10	X0	ING_5600	4,643	98	93	4,550
02/12/10	X0	ING_5600	2,999	98	60	2,939
03/12/10	X0	ING_5600	4,643	98	93	4,550
04/12/10	X0	ING_5600	4,643	98	93	4,550
05/12/10	X0	ING_5600	4,643	98	93	4,550
06/12/10	X0	ING_5600	4,643	98	93	4,550
07/12/10	X0	ING_5600	4,643	98	93	4,550
08/12/10	X0	ING_5600	4,643	98	93	4,550
09/12/10	X0	ING_5600	4,390	98	110	4,280
10/12/10	X0	ING_5600	4,390	98	110	4,280
11/12/10	X0	ING_5600	4,390	98	110	4,280
12/12/10	X0	ING_5600	4,390	98	110	4,280
13/12/10	X0	ING_5600	4,390	98	110	4,280
14/12/10	X0	ING_5600	4,390	98	110	4,280
15/12/10	X0	ING_5600	2,424	98	61	2,363
16/12/10	X0	ING_5600	4,390	98	110	4,280
17/12/10	X0	ING_5600	4,390	98	110	4,280
18/12/10	X0	ING_5600	4,390	98	110	4,280
19/12/10	X0	ING_5600	3,613	98	90	3,522
20/12/10	X0	ING_5600	4,390	98	110	4,280
21/12/10	X0	ING_5600	4,098	98	102	3,996
22/12/10	X0	ING_5600	4,098	98	102	3,996
23/12/10	X0	ING_5600	4,098	98	102	3,996
24/12/10	X0	ING_5600	4,098	98	102	3,996
25/12/10	X0	ING_5600	4,098	98	102	3,996
26/12/10	X0	ING_5600	4,098	98	102	3,996
27/12/10	X0	ING_5600	4,098	98	102	3,996
28/12/10	X0	ING_5600	4,098	98	102	3,996
29/12/10	X0	ING_5600	4,098	98	102	3,996
30/12/10	X0	ING_5600	4,098	98	102	3,996
31/12/10	X0	ING_5600	4,098	98	102	3,996

Lampiran A.4
Data produksi Sumur L5A-RRR

SP-III Date	Zone	TYPE PROD	FLUID (BFPD)	WC (%)	OIL (BOPD)	WATER (BWPD)
01/01/10	S1	EJP-5200	5,559	97	167	5,392
02/01/10	S1	EJP-5200	5,559	97	167	5,392
03/01/10	S1	EJP-5200	5,566	97	167	5,399
04/01/10	S1	EJP-5200	5,566	97	167	5,399
05/01/10	S1	EJP-5200	5,566	97	167	5,399
06/01/10	S1	EJP-5200	5,566	97	167	5,399
07/01/10	S1	EJP-5200	5,566	98	139	5,427
08/01/10	S1	EJP-5200	5,566	98	139	5,427
09/01/10	S1	EJP-5200	4,638	98	116	4,522
10/01/10	S1	EJP-5200	5,078	98	127	4,951
11/01/10	S1	EJP-5200	5,078	98	127	4,951
12/01/10	S1	EJP-5200	5,078	97	152	4,926
13/01/10	S1	EJP-5200	5,078	97	152	4,926
14/01/10	S1	EJP-5200	5,078	97	152	4,926
15/01/10	S1	EJP-5200	4,337	97	130	4,207
16/01/10	S1	EJP-5200	5,882	97	176	5,706
17/01/10	S1	EJP-5200	5,882	97	176	5,706
18/01/10	S1	EJP-5200	5,882	97	176	5,706
19/01/10	S1	EJP-5200	5,882	97	176	5,706
20/01/10	S1	EJP-5200	5,882	97	176	5,706
21/01/10	S1	EJP-5200	5,882	97	176	5,706
22/01/10	S1	EJP-5200	5,882	97	176	5,706
23/01/10	S1	EJP-5200	5,882	97	176	5,706
24/01/10	S1	EJP-5200	5,882	97	176	5,706
25/01/10	S1	EJP-5200	5,882	97	176	5,706
26/01/10	S1	EJP-5200	5,331	98	133	5,197
27/01/10	S1	EJP-5200	5,882	98	147	5,735
28/01/10	S1	EJP-5200	5,429	97	163	5,266
29/01/10	S1	EJP-5200	5,312	97	159	5,153
30/01/10	S1	EJP-5200	5,604	97	168	5,436
31/01/10	S1	EJP-5200	5,604	97	168	5,436
01/02/10	S1	EJP-5200	5,604	97	168	5,436
02/02/10	S1	EJP-5200	5,604	97	168	5,436
03/02/10	S1	EJP-5200	5,604	97	168	5,436
04/02/10	S1	EJP-5200	5,604	97	168	5,436
05/02/10	S1	EJP-5200	5,604	98	112	5,492
06/02/10	S1	EJP-5200	5,468	97	164	5,304
07/02/10	S1	EJP-5200	5,354	97	161	5,193
08/02/10	S1	EJP-5200	2,768	97	83	2,685
09/02/10	S1	EJP-5200	0	0	0	0
10/02/10	S1	EJP-5200	0	0	0	0
11/02/10	S1	EJP-5200	1,025	98	21	1,005
12/02/10	S1	EJP-5200	5,187	97	156	5,031
13/02/10	S1	EJP-5200	5,187	97	156	5,031

SP-III Date	Zone	TYPE PROD	FLUID (BFPD)	WC (%)	OIL (BOPD)	WATER (BWPD)
14/02/10	S1	EJP-5200	5,187	97	156	5,031
15/02/10	S1	EJP-5200	5,102	97	153	4,949
16/02/10	S1	EJP-5200	4,836	97	164	4,672
17/02/10	S1	EJP-5200	5,945	97	178	5,767
18/02/10	S1	EJP-5200	5,697	97	171	5,526
19/02/10	S1	EJP-5200	3,096	97	93	3,003
20/02/10	S1	EJP-5200	0	0	0	0
21/02/10	S1	EJP-5200	0	0	0	0
22/02/10	S1	EJP-5200	0	0	0	0
23/02/10	S1	EJP-5200	0	0	0	0
24/02/10	S1	EJP-5200	0	0	0	0
25/02/10	S1	EJP-5200	4,526	97	136	4,390
26/02/10	S1	EJP-5200	6,337	97	190	6,147
27/02/10	S1	EJP-5200	6,337	97	190	6,147
28/02/10	S1	EJP-5200	6,337	97	190	6,147
01/03/10	S1	EJP-5200	6,417	97	193	6,224
02/03/10	S1	EJP-5200	6,417	97	193	6,224
03/03/10	S1	EJP-5200	6,417	97	193	6,224
04/03/10	S1	EJP-5200	5,949	97	178	5,771
05/03/10	S1	EJP-5200	6,417	97	193	6,224
06/03/10	S1	EJP-5200	6,417	97	193	6,224
07/03/10	S1	EJP-5200	6,417	97	193	6,224
08/03/10	S1	EJP-5200	6,417	97	193	6,224
09/03/10	S1	EJP-5200	6,283	97	188	6,095
10/03/10	S1	EJP-5200	5,980	97	179	5,801
11/03/10	S1	EJP-5200	5,980	97	179	5,801
12/03/10	S1	EJP-5200	5,980	97	179	5,801
13/03/10	S1	EJP-5200	5,980	97	179	5,801
14/03/10	S1	EJP-5200	6,232	97	187	6,045
15/03/10	S1	EJP-5200	6,232	97	187	6,045
16/03/10	S1	EJP-5200	6,232	97	187	6,045
17/03/10	S1	EJP-5200	6,232	97	187	6,045
18/03/10	S1	EJP-5200	6,232	97	187	6,045
19/03/10	S1	EJP-5200	6,216	97	186	6,030
20/03/10	S1	EJP-5200	6,216	97	186	6,030
21/03/10	S1	EJP-5200	6,216	97	186	6,030
22/03/10	S1	EJP-5200	4,856	97	146	4,711
23/03/10	S1	EJP-5200	6,126	98	123	6,003
24/03/10	S1	EJP-5200	6,126	98	123	6,003
25/03/10	S1	EJP-5200	6,271	97	188	6,083
26/03/10	S1	EJP-5200	6,271	97	188	6,083
27/03/10	S1	EJP-5200	6,271	97	188	6,083
28/03/10	S1	EJP-5200	6,369	98	127	6,242
29/03/10	S1	EJP-5200	3,384	98	68	3,316

SP-III Date	Zone	TYPE PROD	FLUID (BFPD)	WC (%)	OIL (BOPD)	WATER (BWPD)
30/03/10	S1	EJP-5200	6,418	97	193	6,225
31/03/10	S1	EJP-5200	6,418	97	193	6,225
01/04/10	S1	EJP-5200	6,418	97	193	6,225
02/04/10	S1	EJP-5200	6,418	97	193	6,225
03/04/10	S1	EJP-5200	6,418	97	193	6,225
04/04/10	S1	EJP-5200	5,930	97	178	5,752
05/04/10	S1	EJP-5200	5,930	97	178	5,752
06/04/10	S1	EJP-5200	5,374	97	161	5,213
07/04/10	S1	EJP-5200	5,930	97	178	5,752
08/04/10	S1	EJP-5200	5,930	97	178	5,752
09/04/10	S1	EJP-5200	5,980	97	179	5,801
10/04/10	S1	EJP-5200	5,980	97	179	5,801
11/04/10	S1	EJP-5200	5,980	97	179	5,801
12/04/10	S1	EJP-5200	5,901	98	118	5,783
13/04/10	S1	EJP-5200	5,901	98	118	5,783
14/04/10	S1	EJP-5200	6,091	98	122	5,969
15/04/10	S1	EJP-5200	6,613	97	198	6,415
16/04/10	S1	EJP-5200	6,613	97	198	6,415
17/04/10	S1	EJP-5200	6,613	97	198	6,415
18/04/10	S1	EJP-5200	6,613	97	198	6,415
19/04/10	S1	EJP-5200	6,174	98	123	6,051
20/04/10	S1	EJP-5200	6,174	98	123	6,051
21/04/10	S1	EJP-5200	6,174	98	123	6,051
22/04/10	S1	EJP-5200	6,174	98	123	6,051
23/04/10	S1	EJP-5200	6,174	98	123	6,051
24/04/10	S1	EJP-5200	6,174	98	123	6,051
25/04/10	S1	EJP-5200	6,174	98	123	6,051
26/04/10	S1	EJP-5200	6,174	98	123	6,051
27/04/10	S1	EJP-5200	4,823	98	96	4,727
28/04/10	S1	EJP-5200	3,884	98	78	3,806
29/04/10	S1	EJP-5200	5,753	98	115	5,637
30/04/10	S1	EJP-5200	6,136	98	123	6,013
01/05/10	S1	EJP-5200	6,136	98	123	6,013
02/05/10	S1	EJP-5200	6,136	98	123	6,013
03/05/10	S1	EJP-5200	6,136	98	123	6,013
04/05/10	S1	EJP-5200	6,376	98	159	6,217
05/05/10	S1	EJP-5200	6,110	98	153	5,958
06/05/10	S1	EJP-5200	6,376	98	159	6,217
07/05/10	S1	EJP-5200	6,376	98	159	6,217
08/05/10	S1	EJP-5200	6,376	98	159	6,217
09/05/10	S1	EJP-5200	6,376	98	159	6,217
10/05/10	S1	EJP-5200	6,376	98	159	6,217
11/05/10	S1	EJP-5200	6,376	98	159	6,217
12/05/10	S1	EJP-5200	6,376	98	159	6,217
13/05/10	S1	EJP-5200	6,376	98	159	6,217
14/05/10	S1	EJP-5200	6,376	98	159	6,217

SP-III Date	Zone	TYPE PROD	FLUID (BFPD)	WC (%)	OIL (BOPD)	WATER (BWPD)
15/05/10	S1	EJP-5200	5,778	98	144	5,634
16/05/10	S1	EJP-5200	6,376	98	159	6,217
17/05/10	S1	EJP-5200	6,376	98	159	6,217
18/05/10	S1	EJP-5200	6,376	98	159	6,217
19/05/10	S1	EJP-5200	6,480	97	194	6,286
20/05/10	S1	EJP-5200	6,480	97	194	6,286
21/05/10	S1	EJP-5200	6,480	97	194	6,286
22/05/10	S1	EJP-5200	6,480	97	194	6,286
23/05/10	S1	EJP-5200	6,480	97	194	6,286
24/05/10	S1	EJP-5200	5,398	98	108	5,290
25/05/10	S1	EJP-5200	6,320	98	126	6,194
26/05/10	S1	EJP-5200	6,320	98	126	6,194
27/05/10	S1	EJP-5200	6,320	98	126	6,194
28/05/10	S1	EJP-5200	6,188	98	124	6,065
29/05/10	S1	EJP-5200	6,320	98	126	6,194
30/05/10	S1	EJP-5200	6,320	98	126	6,194
31/05/10	S1	EJP-5200	6,320	98	126	6,194
01/06/10	S1	EJP-5200	6,320	98	126	6,194
02/06/10	S1	EJP-5200	6,533	97	196	6,337
03/06/10	S1	EJP-5200	6,533	97	196	6,337
04/06/10	S1	EJP-5200	6,533	97	196	6,337
05/06/10	S1	EJP-5200	6,533	97	196	6,337
06/06/10	S1	EJP-5200	6,533	97	196	6,337
07/06/10	S1	EJP-5200	6,533	97	196	6,337
08/06/10	S1	EJP-5200	6,337	97	190	6,147
09/06/10	S1	EJP-5200	6,337	97	190	6,147
10/06/10	S1	EJP-5200	6,337	97	190	6,147
11/06/10	S1	EJP-5200	6,337	97	190	6,147
12/06/10	S1	EJP-5200	6,337	97	190	6,147
13/06/10	S1	EJP-5200	6,073	97	182	5,891
14/06/10	S1	EJP-5200	6,337	97	190	6,147
15/06/10	S1	EJP-5200	6,387	98	128	6,259
16/06/10	S1	EJP-5200	6,387	98	128	6,259
17/06/10	S1	EJP-5200	6,387	98	128	6,259
18/06/10	S1	EJP-5200	6,387	98	128	6,259
19/06/10	S1	EJP-5200	6,387	98	128	6,259
20/06/10	S1	EJP-5200	6,387	98	128	6,259
21/06/10	S1	EJP-5200	6,387	98	128	6,259
22/06/10	S1	EJP-5200	6,239	98	156	6,083
23/06/10	S1	EJP-5200	6,239	98	156	6,083
24/06/10	S1	EJP-5200	6,239	98	156	6,083
25/06/10	S1	EJP-5200	6,239	98	156	6,083
26/06/10	S1	EJP-5200	6,109	98	153	5,956
27/06/10	S1	EJP-5200	6,143	97	184	5,959
28/06/10	S1	EJP-5200	6,143	97	184	5,959
29/06/10	S1	EJP-5200	6,143	97	184	5,959

SP-III Date	Zone	TYPE PROD	FLUID (BFPD)	WC (%)	OIL (BOPD)	WATER (BWPD)
30/06/10	S1	EJP-5200	6,143	97	184	5,959
01/07/10	S1	EJP-5200	6,192	97	186	6,006
02/07/10	S1	EJP-5200	6,192	97	186	6,006
03/07/10	S1	EJP-5200	6,192	97	186	6,006
04/07/10	S1	EJP-5200	6,192	97	186	6,006
05/07/10	S1	EJP-5200	6,143	97	184	5,959
06/07/10	S1	EJP-5200	6,143	97	184	5,959
07/07/10	S1	EJP-5200	5,951	97	179	5,773
08/07/10	S1	EJP-5200	6,143	97	184	5,959
09/07/10	S1	EJP-5200	5,503	97	165	5,338
10/07/10	S1	EJP-5200	6,143	97	184	5,959
11/07/10	S1	EJP-5200	4,927	97	148	4,779
12/07/10	S1	EJP-5200	3,711	97	111	3,600
13/07/10	S1	EJP-5200	1,536	98	31	1,505
14/07/10	S1	EJP-5200	6,533	98	131	6,402
15/07/10	S1	EJP-5200	6,533	98	131	6,402
16/07/10	S1	EJP-5200	6,533	98	131	6,402
17/07/10	S1	EJP-5200	6,533	98	131	6,402
18/07/10	S1	EJP-5200	6,090	98	122	5,968
19/07/10	S1	EJP-5200	6,090	98	122	5,968
20/07/10	S1	EJP-5200	6,090	98	122	5,968
21/07/10	S1	EJP-5200	6,090	98	122	5,968
22/07/10	S1	EJP-5200	5,012	98	100	4,911
23/07/10	S1	EJP-5200	6,090	98	122	5,968
24/07/10	S1	EJP-5200	5,836	98	117	5,720
25/07/10	S1	EJP-5200	6,094	98	152	5,942
26/07/10	S1	EJP-5200	3,809	98	95	3,714
27/07/10	S1	EJP-5200	6,094	98	152	5,942
28/07/10	S1	EJP-5200	6,094	98	152	5,942
29/07/10	S1	EJP-5200	6,094	98	152	5,942
30/07/10	S1	EJP-5200	6,094	98	152	5,942
31/07/10	S1	EJP-5200	6,094	98	152	5,942
01/08/10	S1	EJP-5200	6,094	98	152	5,942
02/08/10	S1	EJP-5200	6,094	98	152	5,942
03/08/10	S1	EJP-5200	6,094	98	152	5,942
04/08/10	S1	EJP-5200	6,094	98	152	5,942
05/08/10	S1	EJP-5200	6,094	98	152	5,942
06/08/10	S1	EJP-5200	6,094	98	152	5,942
07/08/10	S1	EJP-5200	5,078	98	127	4,951
08/08/10	S1	EJP-5200	6,094	98	152	5,942
09/08/10	S1	EJP-5200	5,713	98	143	5,570
10/08/10	S1	EJP-5200	6,142	98	123	6,019
11/08/10	S1	EJP-5200	6,142	98	123	6,019
12/08/10	S1	EJP-5200	6,142	98	123	6,019
13/08/10	S1	EJP-5200	6,142	98	123	6,019
14/08/10	S1	EJP-5200	6,143	98	123	6,020

SP-III Date	Zone	TYPE PROD	FLUID (BFPD)	WC (%)	OIL (BOPD)	WATER (BWPD)
15/08/10	S1	EJP-5200	6,143	98	123	6,020
16/08/10	S1	EJP-5200	4,671	98	93	4,578
17/08/10	S1	EJP-5200	6,143	98	123	6,020
18/08/10	S1	EJP-5200	6,143	98	123	6,020
19/08/10	S1	EJP-5200	6,242	98	156	6,086
20/08/10	S1	EJP-5200	5,007	98	125	4,881
21/08/10	S1	EJP-5200	6,242	98	156	6,086
22/08/10	S1	EJP-5200	6,524	97	196	6,328
23/08/10	S1	EJP-5200	6,422	98	128	6,294
24/08/10	S1	EJP-5200	6,422	98	128	6,294
25/08/10	S1	EJP-5200	6,422	98	128	6,294
26/08/10	S1	EJP-5200	6,422	98	128	6,294
27/08/10	S1	EJP-5200	6,422	98	128	6,294
28/08/10	S1	EJP-5200	4,883	98	98	4,786
29/08/10	S1	EJP-5200	6,422	98	128	6,294
30/08/10	S1	EJP-5200	6,422	98	128	6,294
31/08/10	S1	EJP-5200	6,422	98	128	6,294
01/09/10	S1	EJP-5200	6,422	98	128	6,294
02/09/10	S1	EJP-5200	6,422	98	128	6,294
03/09/10	S1	EJP-5200	6,422	98	128	6,294
04/09/10	S1	EJP-5200	6,422	98	128	6,294
05/09/10	S1	EJP-5200	6,422	98	128	6,294
06/09/10	S1	EJP-5200	5,285	98	106	5,179
07/09/10	S1	EJP-5200	6,422	98	128	6,294
08/09/10	S1	EJP-5200	6,422	98	128	6,294
09/09/10	S1	EJP-5200	6,422	98	128	6,294
10/09/10	S1	EJP-5200	6,422	98	128	6,294
11/09/10	S1	EJP-5200	6,422	98	128	6,294
12/09/10	S1	EJP-5200	6,422	98	128	6,294
13/09/10	S1	EJP-5200	6,422	98	128	6,294
14/09/10	S1	EJP-5200	6,422	98	128	6,294
15/09/10	S1	EJP-5200	6,422	98	128	6,294
16/09/10	S1	EJP-5200	6,422	98	128	6,294
17/09/10	S1	EJP-5200	6,021	98	120	5,900
18/09/10	S1	EJP-5200	4,549	98	91	4,458
19/09/10	S1	EJP-5200	6,422	98	128	6,294
20/09/10	S1	EJP-5200	5,552	98	111	5,441
21/09/10	S1	EJP-5200	6,288	98	126	6,162
22/09/10	S1	EJP-5200	3,880	98	78	3,802
23/09/10	S1	EJP-5200	6,422	98	128	6,294
24/09/10	S1	EJP-5200	6,422	98	128	6,294
25/09/10	S1	EJP-5200	6,422	98	128	6,294
26/09/10	S1	EJP-5200	6,422	98	128	6,294
27/09/10	S1	EJP-5200	6,422	98	128	6,294
28/09/10	S1	EJP-5200	6,422	98	128	6,294
29/09/10	S1	EJP-5200	6,422	98	128	6,294

SP-III Date	Zone	TYPE PROD	FLUID (BFPD)	WC (%)	OIL (BOPD)	WATER (BWPD)
30/09/10	S1	EJP-5200	6,422	98	128	6,294
01/10/10	S1	EJP-5200	6,088	98	122	5,966
02/10/10	S1	EJP-5200	6,422	98	128	6,294
03/10/10	S1	EJP-5200	6,422	98	128	6,294
04/10/10	S1	EJP-5200	6,422	98	128	6,294
05/10/10	S1	EJP-5200	6,422	98	128	6,294
06/10/10	S1	EJP-5200	6,422	98	128	6,294
07/10/10	S1	EJP-5200	6,422	98	128	6,294
08/10/10	S1	EJP-5200	6,021	98	120	5,900
09/10/10	S1	EJP-5200	6,422	98	128	6,294
10/10/10	S1	EJP-5200	6,422	98	128	6,294
11/10/10	S1	EJP-5200	6,287	97	189	6,098
12/10/10	S1	EJP-5200	6,025	97	181	5,844
13/10/10	S1	EJP-5200	6,287	97	189	6,098
14/10/10	S1	EJP-5200	6,287	97	189	6,098
15/10/10	S1	EJP-5200	6,287	97	189	6,098
16/10/10	S1	EJP-5200	6,287	97	189	6,098
17/10/10	S1	EJP-5200	6,287	97	189	6,098
18/10/10	S1	EJP-5200	6,287	97	189	6,098
19/10/10	S1	EJP-5200	6,045	98	121	5,924
20/10/10	S1	EJP-5200	6,045	98	121	5,924
21/10/10	S1	EJP-5200	6,045	98	121	5,924
22/10/10	S1	EJP-5200	6,438	97	193	6,245
23/10/10	S1	EJP-5200	6,237	97	187	6,050
24/10/10	S1	EJP-5200	6,438	97	193	6,245
25/10/10	S1	EJP-5200	6,438	97	193	6,245
26/10/10	S1	EJP-5200	6,438	97	193	6,245
27/10/10	S1	EJP-5200	6,438	97	193	6,245
28/10/10	S1	EJP-5200	6,438	97	193	6,245
29/10/10	S1	EJP-5200	6,438	97	193	6,245
30/10/10	S1	EJP-5200	6,438	97	193	6,245
31/10/10	S1	EJP-5200	6,438	97	193	6,245
01/11/10	S1	EJP-5200	6,438	97	193	6,245
02/11/10	S1	EJP-5200	6,406	97	192	6,214
03/11/10	S1	EJP-5200	6,406	97	192	6,214
04/11/10	S1	EJP-5200	5,405	97	162	5,243
05/11/10	S1	EJP-5200	6,406	97	192	6,214
06/11/10	S1	EJP-5200	6,006	98	120	5,886
07/11/10	S1	EJP-5200	6,406	97	192	6,214
08/11/10	S1	EJP-5200	4,243	98	85	4,158
09/11/10	S1	EJP-5200	6,080	98	122	5,958
10/11/10	S1	EJP-5200	6,080	98	122	5,958
11/11/10	S1	EJP-5200	6,080	98	122	5,958
12/11/10	S1	EJP-5200	5,953	98	119	5,834
13/11/10	S1	EJP-5200	5,700	98	114	5,586
14/11/10	S1	EJP-5200	6,080	98	122	5,958

SP-III Date	Zone	TYPE PROD	FLUID (BFPD)	WC (%)	OIL (BOPD)	WATER (BWPD)
15/11/10	S1	EJP-5200	6,080	98	122	5,958
16/11/10	S1	EJP-5200	6,080	98	122	5,958
17/11/10	S1	EJP-5200	6,080	98	122	5,958
18/11/10	S1	EJP-5200	5,953	98	119	5,834
19/11/10	S1	EJP-5200	6,080	98	122	5,958
20/11/10	S1	EJP-5200	6,080	98	122	5,958
21/11/10	S1	EJP-5200	6,080	98	122	5,958
22/11/10	S1	EJP-5200	6,080	98	122	5,958
23/11/10	S1	EJP-5200	5,320	98	106	5,214
24/11/10	S1	EJP-5200	6,535	97	196	6,339
25/11/10	S1	EJP-5200	6,535	97	196	6,339
26/11/10	S1	EJP-5200	6,535	97	196	6,339
27/11/10	S1	EJP-5200	6,535	97	196	6,339
28/11/10	S1	EJP-5200	6,535	97	196	6,339
29/11/10	S1	EJP-5200	5,272	98	105	5,167
30/11/10	S1	EJP-5200	5,806	98	116	5,690
01/12/10	S1	EJP-5200	6,407	98	128	6,279
02/12/10	S1	EJP-5200	6,178	98	124	6,054
03/12/10	S1	EJP-5200	5,856	98	117	5,739
04/12/10	S1	EJP-5200	5,599	98	112	5,487
05/12/10	S1	EJP-5200	6,178	98	124	6,054
06/12/10	S1	EJP-5200	6,178	98	124	6,054
07/12/10	S1	EJP-5200	6,178	98	124	6,054
08/12/10	S1	EJP-5200	6,178	98	124	6,054
09/12/10	S1	EJP-5200	6,178	98	124	6,054
10/12/10	S1	EJP-5200	6,178	98	124	6,054
11/12/10	S1	EJP-5200	6,178	98	124	6,054
12/12/10	S1	EJP-5200	6,178	98	124	6,054
13/12/10	S1	EJP-5200	6,178	98	124	6,054
14/12/10	S1	EJP-5200	6,272	98	125	6,147
15/12/10	S1	EJP-5200	5,227	98	131	5,096
16/12/10	S1	EJP-5200	5,815	98	116	5,698
17/12/10	S1	EJP-5200	6,272	98	125	6,147
18/12/10	S1	EJP-5200	6,272	98	125	6,147
19/12/10	S1	EJP-5200	6,272	98	125	6,147
20/12/10	S1	EJP-5200	6,272	98	125	6,147
21/12/10	S1	EJP-5200	6,272	98	125	6,147
22/12/10	S1	EJP-5200	6,178	97	185	5,993
23/12/10	S1	EJP-5200	6,178	97	185	5,993
24/12/10	S1	EJP-5200	5,213	97	156	5,056
25/12/10	S1	EJP-5200	6,338	97	190	6,148
26/12/10	S1	EJP-5200	5,215	98	130	5,085
27/12/10	S1	EJP-5200	6,181	98	155	6,026
28/12/10	S1	EJP-5200	6,181	98	155	6,026
29/12/10	S1	EJP-5200	6,181	98	155	6,026
30/12/10	S1	EJP-5200	6,181	98	155	6,026

Lampiran A.5
Data Produksi Sumur L5A-GGG

SP-III Date	Zone	TYPE PROD	FLUID (BFPD)	WC (%)	OIL (BOPD)	WATER (BWPD)
01/01/10	S1	GL	1,433	96	57	1,376
02/01/10	S1	GL	1,433	96	57	1,376
03/01/10	S1	GL	1,433	96	57	1,376
04/01/10	S1	GL	1,433	97	43	1,390
05/01/10	S1	GL	1,433	96	57	1,376
06/01/10	S1	GL	1,521	96	68	1,453
07/01/10	S1	GL	1,521	96	68	1,453
08/01/10	S1	GL	1,521	96	68	1,453
09/01/10	S1	GL	1,757	97	61	1,696
10/01/10	S1	GL	1,757	97	61	1,696
11/01/10	S1	GL	1,757	97	61	1,696
12/01/10	S1	GL	1,757	96	70	1,687
13/01/10	S1	GL	1,757	96	70	1,687
14/01/10	S1	GL	1,757	96	70	1,687
15/01/10	S1	GL	1,757	96	70	1,687
16/01/10	S1	GL	1,757	95	88	1,669
17/01/10	S1	GL	1,757	96	70	1,687
18/01/10	S1	GL	1,415	96	57	1,358
19/01/10	S1	GL	1,415	96	57	1,358
20/01/10	S1	GL	1,415	96	57	1,358
21/01/10	S1	GL	1,415	96	57	1,358
22/01/10	S1	GL	1,415	96	57	1,358
23/01/10	S1	GL	1,361	96	54	1,307
24/01/10	S1	GL	1,361	96	54	1,307
25/01/10	S1	GL	1,361	96	54	1,307
26/01/10	S1	GL	1,361	96	54	1,307
27/01/10	S1	GL	1,361	97	48	1,313
28/01/10	S1	GL	1,361	97	41	1,320
29/01/10	S1	GL	1,454	97	44	1,410
30/01/10	S1	GL	1,454	96	58	1,396
31/01/10	S1	GL	1,454	96	58	1,396
01/02/10	S1	GL	1,454	96	58	1,396
02/02/10	S1	GL	1,454	97	44	1,410
03/02/10	S1	GL	1,454	97	44	1,410
04/02/10	S1	GL	1,454	96	58	1,396
05/02/10	S1	GL	1,221	95	61	1,160
06/02/10	S1	GL	1,221	95	61	1,160
07/02/10	S1	GL	1,221	95	61	1,160
08/02/10	S1	GL	1,221	96	49	1,172
09/02/10	S1	GL	1,221	96	49	1,172
10/02/10	S1	GL	1,221	96	49	1,172
11/02/10	S1	GL	1,221	96	49	1,172
12/02/10	S1	GL	1,221	96	49	1,172
13/02/10	S1	GL	1,221	96	49	1,172
14/02/10	S1	GL	1,221	96	49	1,172
15/02/10	S1	GL	1,221	96	49	1,172
16/02/10	S1	GL	1,221	96	49	1,172
17/02/10	S1	GL	1,348	96	51	1,297
18/02/10	S1	GL	1,348	96	54	1,294
19/02/10	S1	GL	1,348	96	54	1,294
20/02/10	S1	GL	1,348	96	54	1,294
21/02/10	S1	GL	1,348	96	54	1,294
22/02/10	S1	GL	1,348	96	54	1,294
23/02/10	S1	GL	1,289	96	52	1,237
24/02/10	S1	GL	1,289	96	52	1,237
25/02/10	S1	GL	1,289	96	52	1,237
26/02/10	S1	GL	1,289	96	52	1,237
27/02/10	S1	GL	1,289	96	52	1,237
28/02/10	S1	GL	1,289	96	52	1,237
01/03/10	S1	GL	1,289	96	52	1,237
02/03/10	S1	GL	1,289	96	52	1,237
03/03/10	S1	GL	1,289	96	52	1,237
04/03/10	S1	GL	1,289	96	52	1,237
05/03/10	S1	GL	1,289	96	52	1,237
06/03/10	S1	GL	997	96	40	957
07/03/10	S1	GL	1,190	96	48	1,142
08/03/10	S1	GL	1,190	96	48	1,142
09/03/10	S1	GL	1,190	96	48	1,142
10/03/10	S1	GL	1,190	96	48	1,142
11/03/10	S1	GL	1,194	96	48	1,146
12/03/10	S1	GL	1,194	96	48	1,146
13/03/10	S1	GL	1,194	96	48	1,146
14/03/10	S1	GL	1,194	96	48	1,146
15/03/10	S1	GL	1,194	97	36	1,158
16/03/10	S1	GL	1,169	97	35	1,134
17/03/10	S1	GL	1,169	96	47	1,122
18/03/10	S1	GL	1,169	96	47	1,122
19/03/10	S1	GL	1,169	96	47	1,122
20/03/10	S1	GL	1,203	96	48	1,155
21/03/10	S1	GL	1,203	96	48	1,155
22/03/10	S1	GL	1,203	96	48	1,155
23/03/10	S1	GL	1,203	96	48	1,155
24/03/10	S1	GL	1,112	96	44	1,068
25/03/10	S1	GL	1,112	96	44	1,068
26/03/10	S1	GL	1,112	96	44	1,068
27/03/10	S1	GL	1,112	96	44	1,068
28/03/10	S1	GL	1,112	96	44	1,068
29/03/10	S1	GL	1,019	96	41	979

SP-III Date	Zone	TYPE PROD	FLUID (BFPD)	WC (%)	OIL (BOPD)	WATER (BWPD)
30/03/10	S1	GL	1,112	96	44	1,068
31/03/10	S1	GL	1,113	96	45	1,068
01/04/10	S1	GL	1,113	96	45	1,068
02/04/10	S1	GL	1,127	97	39	1,088
03/04/10	S1	GL	1,127	97	39	1,088
04/04/10	S1	GL	1,127	97	39	1,088
05/04/10	S1	GL	1,127	97	39	1,088
06/04/10	S1	GL	1,127	97	34	1,093
07/04/10	S1	GL	1,127	97	34	1,093
08/04/10	S1	GL	1,127	97	34	1,093
09/04/10	S1	GL	1,127	97	34	1,093
10/04/10	S1	GL	1,127	97	34	1,093
11/04/10	S1	GL	1,036	96	41	995
12/04/10	S1	GL	1,036	96	41	995
13/04/10	S1	GL	1,036	96	41	995
14/04/10	S1	GL	1,065	96	43	1,022
15/04/10	S1	GL	1,363	96	55	1,308
16/04/10	S1	GL	1,363	96	55	1,308
17/04/10	S1	GL	1,363	96	55	1,308
18/04/10	S1	GL	1,363	96	55	1,308
19/04/10	S1	GL	1,363	96	55	1,308
20/04/10	S1	GL	1,363	96	55	1,308
21/04/10	S1	GL	1,327	96	53	1,274
22/04/10	S1	GL	1,327	96	53	1,274
23/04/10	S1	GL	1,327	96	53	1,274
24/04/10	S1	GL	1,327	96	53	1,274
25/04/10	S1	GL	1,327	96	53	1,274
26/04/10	S1	GL	1,327	96	53	1,274
27/04/10	S1	GL	1,364	96	55	1,309
28/04/10	S1	GL	1,364	96	55	1,309
29/04/10	S1	GL	1,364	96	55	1,309
30/04/10	S1	GL	1,364	96	55	1,309
01/05/10	S1	GL	1,364	96	55	1,309
02/05/10	S1	GL	1,364	96	55	1,309
03/05/10	S1	GL	1,242	96	50	1,192
04/05/10	S1	GL	1,242	96	50	1,192
05/05/10	S1	GL	1,242	96	50	1,192
06/05/10	S1	GL	1,242	96	50	1,192
07/05/10	S1	GL	1,242	96	50	1,192
08/05/10	S1	GL	1,242	96	50	1,192
09/05/10	S1	GL	1,242	96	50	1,192
10/05/10	S1	GL	1,242	96	50	1,192
11/05/10	S1	GL	1,242	96	50	1,192
12/05/10	S1	GL	1,242	96	50	1,192
13/05/10	S1	GL	1,242	96	50	1,192
14/05/10	S1	GL	1,242	96	50	1,192

SP-III Date	Zone	TYPE PROD	FLUID (BFPD)	WC (%)	OIL (BOPD)	WATER (BWPD)
15/05/10	S1	GL	1,242	96	50	1,192
16/05/10	S1	GL	1,242	96	50	1,192
17/05/10	S1	GL	1,242	96	50	1,192
18/05/10	S1	GL	1,242	96	50	1,192
19/05/10	S1	GL	867	96	35	832
20/05/10	S1	GL	867	96	35	832
21/05/10	S1	GL	794	96	32	762
22/05/10	S1	GL	794	96	32	762
23/05/10	S1	GL	794	96	32	762
24/05/10	S1	GL	794	96	32	762
25/05/10	S1	GL	529	96	21	508
26/05/10	S1	GL	1,382	96	55	1,327
27/05/10	S1	GL	1,382	96	55	1,327
28/05/10	S1	GL	1,382	96	55	1,327
29/05/10	S1	GL	1,382	96	55	1,327
30/05/10	S1	GL	1,382	96	55	1,327
31/05/10	S1	GL	1,382	96	55	1,327
01/06/10	S1	GL	1,382	96	55	1,327
02/06/10	S1	GL	1,382	96	55	1,327
03/06/10	S1	GL	1,382	96	55	1,327
04/06/10	S1	GL	1,590	97	56	1,534
05/06/10	S1	GL	1,590	97	56	1,534
06/06/10	S1	GL	1,590	97	56	1,534
07/06/10	S1	GL	1,590	97	56	1,534
08/06/10	S1	GL	1,259	97	44	1,215
09/06/10	S1	GL	1,424	97	50	1,375
10/06/10	S1	GL	1,528	96	61	1,467
11/06/10	S1	GL	1,528	96	61	1,467
12/06/10	S1	GL	1,528	96	61	1,467
13/06/10	S1	GL	1,528	96	61	1,467
14/06/10	S1	GL	1,528	96	61	1,467
15/06/10	S1	GL	1,528	96	61	1,467
16/06/10	S1	GL	1,528	96	61	1,467
17/06/10	S1	GL	1,528	96	61	1,467
18/06/10	S1	GL	1,528	96	61	1,467
19/06/10	S1	GL	1,439	95	72	1,367
20/06/10	S1	GL	1,439	95	72	1,367
21/06/10	S1	GL	1,439	95	72	1,367
22/06/10	S1	GL	1,439	95	72	1,367
23/06/10	S1	GL	1,439	95	72	1,367
24/06/10	S1	GL	1,439	95	72	1,367
25/06/10	S1	GL	1,439	95	72	1,367
26/06/10	S1	GL	1,439	95	72	1,367
27/06/10	S1	GL	1,439	95	72	1,367
28/06/10	S1	GL	1,232	97	43	1,189
29/06/10	S1	GL	1,232	97	43	1,189

SP-III Date	Zone	TYPE PROD	FLUID (BFPD)	WC (%)	OIL (BOPD)	WATER (BWPD)
30/06/10	S1	GL	1,232	97	43	1,189
01/07/10	S1	GL	1,232	97	43	1,189
02/07/10	S1	GL	1,232	97	43	1,189
03/07/10	S1	GL	1,369	96	55	1,314
04/07/10	S1	GL	1,369	96	55	1,314
05/07/10	S1	GL	1,369	96	55	1,314
06/07/10	S1	GL	1,369	96	55	1,314
07/07/10	S1	GL	1,369	96	55	1,314
08/07/10	S1	GL	1,430	96	57	1,373
09/07/10	S1	GL	1,430	96	57	1,373
10/07/10	S1	GL	1,430	96	57	1,373
11/07/10	S1	GL	1,430	96	57	1,373
12/07/10	S1	GL	1,430	96	57	1,373
13/07/10	S1	GL	1,430	96	57	1,373
14/07/10	S1	GL	1,430	96	57	1,373
15/07/10	S1	GL	1,430	96	57	1,373
16/07/10	S1	GL	1,430	96	57	1,373
17/07/10	S1	GL	1,430	96	57	1,373
18/07/10	S1	GL	1,430	96	57	1,373
19/07/10	S1	GL	1,235	97	43	1,192
20/07/10	S1	GL	1,235	97	43	1,192
21/07/10	S1	GL	1,235	97	43	1,192
22/07/10	S1	GL	1,235	97	43	1,192
23/07/10	S1	GL	1,268	96	51	1,217
24/07/10	S1	GL	1,268	96	51	1,217
25/07/10	S1	GL	1,268	96	51	1,217
26/07/10	S1	GL	1,268	96	51	1,217
27/07/10	S1	GL	1,268	96	51	1,217
28/07/10	S1	GL	1,083	96	43	1,040
29/07/10	S1	GL	1,723	97	52	1,671
30/07/10	S1	GL	1,723	97	52	1,671
31/07/10	S1	GL	1,723	97	52	1,671
01/08/10	S1	GL	1,723	97	52	1,671
02/08/10	S1	GL	1,723	97	52	1,671
03/08/10	S1	GL	1,723	97	52	1,671
04/08/10	S1	GL	1,723	97	52	1,671
05/08/10	S1	GL	1,723	97	52	1,671
06/08/10	S1	GL	1,924	97	67	1,857
07/08/10	S1	GL	1,610	97	56	1,554
08/08/10	S1	GL	1,610	97	56	1,554
09/08/10	S1	GL	1,610	97	56	1,554
10/08/10	S1	GL	1,878	96	75	1,803
11/08/10	S1	GL	1,878	96	75	1,803
12/08/10	S1	GL	1,561	96	62	1,499
13/08/10	S1	GL	1,561	96	62	1,499
14/08/10	S1	GL	1,561	96	62	1,499

SP-III Date	Zone	TYPE PROD	FLUID (BFPD)	WC (%)	OIL (BOPD)	WATER (BWPD)
15/08/10	S1	GL	1,561	96	62	1,499
16/08/10	S1	GL	1,561	96	62	1,499
17/08/10	S1	GL	1,561	96	62	1,499
18/08/10	S1	GL	1,853	95	93	1,760
19/08/10	S1	GL	1,853	95	93	1,760
20/08/10	S1	GL	1,853	95	93	1,760
21/08/10	S1	GL	1,853	95	93	1,760
22/08/10	S1	GL	1,853	95	93	1,760
23/08/10	S1	GL	1,853	95	93	1,760
24/08/10	S1	GL	1,853	95	93	1,760
25/08/10	S1	GL	1,853	95	93	1,760
26/08/10	S1	GL	1,853	95	93	1,760
27/08/10	S1	GL	1,853	95	93	1,760
28/08/10	S1	GL	1,853	95	93	1,760
29/08/10	S1	GL	1,853	95	93	1,760
30/08/10	S1	GL	1,853	95	93	1,760
31/08/10	S1	GL	1,853	95	93	1,760
01/09/10	S1	GL	1,853	95	93	1,760
02/09/10	S1	GL	1,853	95	93	1,760
03/09/10	S1	GL	1,754	95	88	1,666
04/09/10	S1	GL	1,754	95	88	1,666
05/09/10	S1	GL	1,754	95	88	1,666
06/09/10	S1	GL	1,754	95	88	1,666
07/09/10	S1	GL	1,754	95	88	1,666
08/09/10	S1	GL	1,754	95	88	1,666
09/09/10	S1	GL	1,754	95	88	1,666
10/09/10	S1	GL	1,754	95	88	1,666
11/09/10	S1	GL	1,754	95	88	1,666
12/09/10	S1	GL	1,681	96	67	1,614
13/09/10	S1	GL	1,681	96	67	1,614
14/09/10	S1	GL	1,681	96	67	1,614
15/09/10	S1	GL	1,681	96	67	1,614
16/09/10	S1	GL	1,745	97	61	1,684
17/09/10	S1	GL	1,745	97	52	1,693
18/09/10	S1	GL	1,745	97	52	1,693
19/09/10	S1	GL	1,745	97	52	1,693
20/09/10	S1	GL	1,745	97	52	1,693
21/09/10	S1	GL	1,745	97	52	1,693
22/09/10	S1	GL	1,745	97	52	1,693
23/09/10	S1	GL	1,627	97	49	1,578
24/09/10	S1	GL	1,627	97	49	1,578
25/09/10	S1	GL	1,627	97	49	1,578
26/09/10	S1	GL	1,365	96	55	1,310
27/09/10	S1	GL	1,365	96	55	1,310
28/09/10	S1	GL	1,365	96	55	1,310
29/09/10	S1	GL	1,365	96	55	1,310

SP-III Date	Zone	TYPE PROD	FLUID (BFPD)	WC (%)	OIL (BOPD)	WATER (BWPD)
30/09/10	S1	GL	996	96	40	956
01/10/10	S1	GL	1,897	98	38	1,859
02/10/10	S1	GL	1,897	98	38	1,859
03/10/10	S1	GL	1,897	98	38	1,859
04/10/10	S1	GL	1,897	98	38	1,859
05/10/10	S1	GL	1,897	98	38	1,859
06/10/10	S1	GL	1,897	98	38	1,859
07/10/10	S1	GL	1,897	98	38	1,859
08/10/10	S1	GL	1,803	96	72	1,731
09/10/10	S1	GL	1,803	96	72	1,731
10/10/10	S1	GL	1,803	96	72	1,731
11/10/10	S1	GL	1,803	96	72	1,731
12/10/10	S1	GL	1,803	96	72	1,731
13/10/10	S1	GL	1,803	96	72	1,731
14/10/10	S1	GL	1,803	96	72	1,731
15/10/10	S1	GL	1,803	96	72	1,731
16/10/10	S1	GL	1,846	98	37	1,809
17/10/10	S1	GL	1,846	98	37	1,809
18/10/10	S1	GL	1,846	98	37	1,809
19/10/10	S1	GL	1,846	98	37	1,809
20/10/10	S1	GL	1,846	98	37	1,809
21/10/10	S1	GL	1,895	98	38	1,857
22/10/10	S1	GL	1,838	96	74	1,764
23/10/10	S1	GL	1,838	96	74	1,764
24/10/10	S1	GL	1,838	96	74	1,764
25/10/10	S1	GL	1,838	96	74	1,764
26/10/10	S1	GL	1,838	96	74	1,764
27/10/10	S1	GL	1,838	96	74	1,764
28/10/10	S1	GL	1,838	96	74	1,764
29/10/10	S1	GL	1,838	96	74	1,764
30/10/10	S1	GL	1,838	96	74	1,764
31/10/10	S1	GL	1,838	96	74	1,764
01/11/10	S1	GL	1,838	96	74	1,764
02/11/10	S1	GL	1,838	96	74	1,764
03/11/10	S1	GL	1,781	96	71	1,709
04/11/10	S1	GL	1,810	96	72	1,738
05/11/10	S1	GL	1,810	96	72	1,738
06/11/10	S1	GL	1,810	96	72	1,738
07/11/10	S1	GL	1,810	96	72	1,738
08/11/10	S1	GL	1,810	96	72	1,738
09/11/10	S1	GL	1,810	96	72	1,738
10/11/10	S1	GL	1,810	96	72	1,738
11/11/10	S1	GL	1,810	96	72	1,738
12/11/10	S1	GL	1,810	96	72	1,738
13/11/10	S1	GL	1,810	96	72	1,738
14/11/10	S1	GL	1,545	96	62	1,483

SP-III Date	Zone	TYPE PROD	FLUID (BFPD)	WC (%)	OIL (BOPD)	WATER (BWPD)
16/11/10	S1	GL	1,545	96	62	1,483
17/11/10	S1	GL	1,545	96	62	1,483
18/11/10	S1	GL	1,545	96	62	1,483
19/11/10	S1	GL	1,366	96	55	1,311
20/11/10	S1	GL	1,366	96	55	1,311
21/11/10	S1	GL	1,366	96	55	1,311
22/11/10	S1	GL	1,366	96	55	1,311
23/11/10	S1	GL	1,366	96	55	1,311
24/11/10	S1	GL	1,366	96	55	1,311
25/11/10	S1	GL	1,366	96	55	1,311
26/11/10	S1	GL	1,366	96	55	1,311
27/11/10	S1	GL	1,366	96	55	1,311
28/11/10	S1	GL	1,366	96	55	1,311
29/11/10	S1	GL	1,366	96	55	1,311
30/11/10	S1	GL	1,366	95	68	1,298
01/12/10	S1	GL	1,366	95	68	1,298
02/12/10	S1	GL	1,366	95	68	1,298
03/12/10	S1	GL	1,366	95	68	1,298
04/12/10	S1	GL	1,388	96	56	1,332
05/12/10	S1	GL	1,388	96	56	1,332
06/12/10	S1	GL	1,388	96	56	1,332
07/12/10	S1	GL	1,388	96	56	1,332
08/12/10	S1	GL	1,388	96	56	1,332
09/12/10	S1	GL	1,388	96	56	1,332
10/12/10	S1	GL	1,388	96	56	1,332
11/12/10	S1	GL	1,388	96	56	1,332
12/12/10	S1	GL	1,313	96	53	1,260
13/12/10	S1	GL	1,313	96	53	1,260
14/12/10	S1	GL	1,313	96	53	1,260
15/12/10	S1	GL	1,313	96	53	1,260
16/12/10	S1	GL	1,313	96	53	1,260
17/12/10	S1	GL	1,313	96	53	1,260
18/12/10	S1	GL	1,302	95	65	1,237
19/12/10	S1	GL	1,302	95	65	1,237
20/12/10	S1	GL	1,302	95	65	1,237
21/12/10	S1	GL	1,302	95	65	1,237
22/12/10	S1	GL	1,302	95	65	1,237
23/12/10	S1	GL	1,290	96	52	1,238
24/12/10	S1	GL	1,290	96	52	1,238
25/12/10	S1	GL	1,290	96	52	1,238
26/12/10	S1	GL	1,290	96	52	1,238
27/12/10	S1	GL	1,285	96	51	1,234
28/12/10	S1	GL	1,285	96	51	1,234
29/12/10	S1	GL	1,285	96	51	1,234
30/12/10	S1	GL	1,285	96	51	1,234
31/12/10	S1	GL	1,285	96	51	1,234

LAMPIRAN B

PERHITUNGAN KECENDERUNGAN PEMBENTUKAN *SCALE*, *SCALING INDEX* DENGAN MENGGUNAKAN METODE *STIFF-DAVIS* DAN *ODDO-TOMPSON*

Tabel B-1: Perhitungan *Ionic Strength* pada Sampling Sumur Produksi

No.	ion	Hasil Analisa Sumur									
		LMC-XXX		L5A-YYY		L5A-ZZZ		L5A-RRR		L5A-GGG	
		mg/L	µ	mg/L	µ	mg/L	µ	mg/L	µ	mg/L	µ
1.	Fe	0,01	8.1E-07	0,31	2.5E-05	0,71	5.8E-05	0,95	7.7E-05	0,81	6.6E-05
2.	Na	7.177,5	0.16	6.685	0.1471	7024,59	0.1545	7.035	0.1548	4685,48	0.1031
3.	Ca	413	0.0207	109,9	0.0055	80	0.0040	131,4	0.0066	180	0.0090
4.	Mg	28,7	0.0024	27,1	0.0022	72,96	0.0060	31,8	0.0026	48,64	0.0040
5.	K	242.9	0.0031	120,2	0.0015	213	0.0027	150,6	0.0019	89	0.0011
6.	Ba	1,16	1.74E-05	23,6	0.0004	17.3	0.0003	28,7	0.0004	11.1	0.0002
7.	Sr	1,11	2.53E-05	94,83	0.0022	33,9	0.0008	90,33	0.0021	25.8	0.0006
8.	Cl^-	9.984,19	0.1398	9.907,5	0.1387	9743,15	0.1364	10.102,72	0.1414	6097,48	0.0854
9.	SO_4^{2-}	45,35	0.00010	3,3	0.00001	0	0	20,93	0.00004	0	0
10.	CO_3^{2-}	606	0.0200	1.247,35	0.0412	90	0.0030	828,3	0.0273	270	0.0089
11.	HCO_3^-	739,32	0.0606	1.521,77	0.1248	2318	0.1901	1022,73	0.0839	2196	0.1801
Total Ionic Strength			**0.4046**		**0.4635**		**0.4978**		**0.4211**		**0.3924**

Perhitungan:

1. **Metode Stiff-Davis Index**

   a. Sumur LMC-XXX

   pCa = 4,5997-0,4327 ln (Ca^{2+}) atau (dari grafik pada Gambar 3.4)

   pCa = 1,9898

   pAlk = 4,8139 – 0,4375 ln (CO_3^{2-} + HCO_3^-) atau (dari grafik pada Gambar 3.4)

   pAlk = 0,9128

   total *ionic strength* (µ) = 0,4046

   K dari Gambar 3.3 sebesar = 0,8490

   SI = pH- (K+pCa+pAlk)

   = 9- (0,8490+1,9898+0,9128)

   = 5,25

   b. Sumur L5A-YYY

   pCa = 4,5997-0,4327 ln (Ca^{2+}) atau (dari grafik pada Gambar 3.4)

   pCa = 2,5667

   pAlk = 4,8139 – 0,4375 ln (CO_3^{2-} + HCO_3^-) atau (dari grafik pada Gambar 3.4)

   pAlk = 0,9442

total *ionic strength* (μ) = 0,4635

K dari Gambar 3.3 sebesar = 0,9063

SI = pH- (K+pCa+pAlk)

= 9,2- (0,9063+2,5667+0,9442)

= 4,78

c. Sumur L5A-ZZZ

pCa = 4,5997-0,4327 ln (Ca^{2+}) atau (dari grafik pada Gambar 3.4)

pCa = 2,7051

pAlk = 4,8139 – 0,4375 ln (CO_3^{2-} + HCO_3^-) atau (dari grafik pada Gambar 3.4)

pAlk = 0,9223

total *ionic strength* (μ) = 0,4978

K dari Gambar 3.3 sebesar = 0,9396

SI = pH- (K+pCa+pAlk)

= 8,18- (0,9396+2,7051+0,9223)

= 3,61

d. Sumur L5A-RRR

pCa = 4,5997-0,4327 ln (Ca^{2+}) atau (dari grafik pada Gambar 3.4)

pCa = 2,4889

pAlk = 4,8139 – 0,4375 ln (CO_3^{2-} + HCO_3^-) atau (dari grafik pada Gambar 3.4)

pAlk = 0,9217

total *ionic strength* (μ) = 0,4211

K dari Gambar 3.3 sebesar = 0,8651

SI = pH- (K+ pCa+ pAlk)

= 8,9- (0,8651+2,4889+0,9217)

= 4,62

e. Sumur L5A-GGG

pCa = 4,5997-0,4327 ln (Ca^{2+}) atau (dari grafik pada Gambar 3.4)

pCa = 2,3517

pAlk = 4,8139 – 0,4375 ln (CO_3^{2-} + HCO_3^-) atau (dari grafik pada Gambar 3.4)

pAlk = 1,1010

total *ionic strength* (μ) = 0,3924

K dari Gambar 3.3 sebesar = 0,8372

SI = pH- (K+pCa+pAlk)

= 8- (0,8372+2,3517+1,1010)

= 3,68

2. Metode Oddo-Tompson

Dari Tabel 3.3, dengan memasukkan pada persamaan 3.11 dan 3.10, maka didapatkan hasil perhitungan Is pada masing-masing sumur sebagai berikut.

a. Sumur LMC-XXX

Scale	(-logKc)	[kation] [anion] = X	log X	Is
$CaCO_3$	8,2275	0,000412959	-3,3841	4,8434
$BaSO_4$	7,4806	1,65709E-09	-8,7807	-1,3001
$SrSO_4$	5,5475	2,41296E-09	-8,6175	-3,0700
$CaSO_4.2H_2O$	3,1606	1,9666E-06	-5,7063	-2,5457
$CaSO_4.1/2H_2O$	2,8706	1,9666E-06	-5,7063	-2,8356
$CaSO_4$	4,6207	1,9666E-06	-5,7063	-1,0856

b. Sumur L5A-YYY

Scale	(-logKc)	[kation] [anion] = X	log X	Is
$CaCO_3$	8,0549	2,2619E-4	-3,6455	4,4094
$BaSO_4$	9,6011	2,45322E-09	-8,6103	0,9909
$SrSO_4$	5,4521	1,50006E-08	-7,8239	-2,3718
$CaSO_4.2H_2O$	3,0875	3,80804E-08	-7,4193	-4,3318
$CaSO_4.1/2H_2O$	2,7346	3,80804E-08	-7,4193	-4,6847
$CaSO_4$	4,4841	3,80804E-08	-7,4193	-2,9352

c. Sumur L5A-ZZZ

Scale	(-logKc)	[Kation] [anion] = X	log X	Is
$CaCO_3$	8,0549	0,0002	-3,6455	4,4094
$BaSO_4$	8,0866	$1,188 \times 10^{-5}$	-4,9252	3,1614
$SrSO_4$	7,4343	0	0	0
$CaSO_4.2H_2O$	5,4383	0	0	0
$CaSO_4.1/2H_2O$	3,0551	0	0	0
$CaSO_4$	2,6654	0	0	0

d. Sumur L5A-RRR

Scale	(-logKc)	[kation] [anion] = X	log X	Is
$CaCO_3$	8,0141	0,000179584	-3,74573	4,2684
$BaSO_4$	7,4517	1,89218E-08	-7,72304	-0,2713
$SrSO_4$	5,4478	9,06255E-08	-7,04275	-1,5949
$CaSO_4.2H_2O$	3,0728	2,88771E-07	-6,53945	-3,4667
$CaSO_4.1/2H_2O$	2,7497	2,88771E-07	-6,53945	-3,7897
$CaSO_4$	4,4203	2,88771E-07	-6,53945	-2,1192

e. Sumur L5A-GGG

Scale	(-logKc)	[Kation] [anion] = X	log X	Is
$CaCO_3$	8,0991	8,019E-05	-4,09588	4,0032
$BaSO_4$	7,5162	0	0	0
$SrSO_4$	5,5110	0	0	0
$CaSO_4.2H_2O$	3,1446	0	0	0
$CaSO_4.1/2H_2O$	2,8629	0	0	0
$CaSO_4$	4,4411	0	0	0

B-1. PERHITUNGAN KETEBALAN *SCALE*

Berdasarkan data *scale growth*, dapat dihitung ketebalan *scale* yang terbentuk pada penampang pipa, yaitu sebagai berikut.

$$massa\ (g/year) = scale\ growth\ (g/in^2/year)\ x\ luas\ penampang\ pipa\ (in^2) \ldots..\ (B.1\text{-}1)$$

$$volume\ (in^3/year) = \frac{massa\ scale\ (g/year)}{densitas\ tipe\ scale\ (g/in^3)} \quad \ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots..\ (B.1\text{-}2)$$

$$ketebalan\ scale\ (in/year) = \frac{volume\ (in^3/year)}{luas\ penampang\ pipa\ (in^2)} \quad \ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots...\ (B.1\text{-}3)$$

Dengan memasukkan persamaan B.1-1 dan B.1-2 ke dalam persamaan B.1-3, maka didapatkan persamaan:

$$ketebalan\ scale\ (in/year) = \frac{scale\ growth\ (g/in^2/year)}{densitas\ scale\ (g/in^3)} \quad \ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ (B.1\text{-}4)$$

Dari data lapangan, diketahui bahwa diameter pipa *tubing* dan *flowline* sebesar 3,5 in dengan *inside diameter* pipa sebesar 2,992 in. Dari data tersebut, maka didapatkan luas penampang pipa sebesar:

$$A = \frac{1}{4}\pi D^2 = \frac{1}{4}(3{,}14)(2{,}992in)^2 = 7{,}0274\ \text{in}^2$$

Diketahui bahwa densitas dari masing-masing tipe *scale* adalah sebagai berikut:

a. Densitas $CaCO_3$ = 2,71 g/cm^3 = $\frac{(2{,}71\ g/cm^3)}{(0{,}0610\ in^3/cm^3)}$ = 44,4262 g/in^3

b. Densitas $FeCO_3$ = 3,8 g/cm^3 = $\frac{(3{,}8\ g/cm^3)}{(0{,}0610\ in^3/cm^3)}$ = 62,2951 g/in^3

c. Densitas $BaSO_4$ = 4,3 g/cm^3 = $\frac{(4{,}3\ g/cm^3)}{(0{,}0610\ in^3/cm^3)}$ = 70,4918 g/in^3

Perhitungan:

1. **Sumur LMC-XXX**

   Dengan data *scale growth* pada data Tabel 4.5 dan memasukkan pada persamaan diatas, maka didapatkan:

   $massa\ scale\ CaCO_3 = 10{,}5129 g/in^2/year\ x\ 7{,}0274 in^2$ =73,8779 gram/year

$$volume\ scale\ CaCO_3 = \frac{73{,}8779 g / year}{44{,}4262 g / in^3} = 1{,}6636\ \text{in}^3\text{/year}$$

$$ketebalan\ scale = \frac{1{,}6636 in^3 / year}{7{,}0274 in^2} = 0{,}2367\ \text{in/year}$$

Pada masing-masing kondisi operasi, didapatkan nilai ketebalan *scale* sebagai berikut:

scale growth $CaCO_3$	**massa *scale*** $CaCO_3$	**volume** $CaCO_3$	***thickness scale*** $CaCO_3$
g/in²/year	**gram**	**in³**	**in/year**
9,3050	65,3894	1,4724	0,2095
9,5465	67,0871	1,5107	0,2150
9,8001	68,8687	1,5508	0,2207
10,0536	70,6502	1,5909	0,2264
10,2947	72,3450	1,6291	0,2318
10,5129	73.8779	1,6636	0,2367

2. Sumur L5A-YYY

Dengan data *scale growth* pada data Tabel 4.9 dan memasukkan pada persamaan diatas, maka didapatkan:

$$massa\ scale\ CaCO_3 = 5{,}5698 g / in^2 / year\ x\ 7{,}0274 in^2 = 39{,}1413\ \text{gram/year}$$

$$volume\ scale\ CaCO_3 = \frac{39{,}1413 g / year}{44{,}4262 g / in^3} = 0{,}8814\ \text{in}^3\text{/year}$$

$$ketebalan\ scale = \frac{0{,}8814 in^3 / year}{7{,}0274 in^2} = 0{,}1254\ \text{in/year}$$

Pada masing-masing kondisi operasi, didapatkan nilai ketebalan *scale* $CaCO_3$ dan $FeCO_3$ sebagai berikut:

scale growth $CaCO_3$	**massa *scale*** $CaCO_3$	**volume** $CaCO_3$	***thickness scale*** $CaCO_3$
g/in²/year	**gram**	**in³**	**in/year**
5,7185	40,1858	0,9049	0,1288
5,6944	40,0166	0,9011	0,1282
5,6674	39,8268	0,8968	0,1276
5,6374	39,6164	0,8921	0,1269
5,6050	39,3884	0,8869	0,1262
5,5698	39,1413	0,8814	0,1254

scale growth $FeCO_3$	massa *scale* $FeCO_3$	volume $FeCO_3$	*thickness scale* $FeCO_3$
g/in^2/year	gram	in^3	in/year
0,0063	0,0441	0,0007	0,0001
0,0073	0,0515	0,0008	0,0001
0,0080	0,0559	0,0009	0,0001
0,0084	0,0588	0,0009	0,0001
0,0088	0,0618	0,0010	0,0001
0,0090	0,0633	0,0010	0,0001

3. Sumur L5A-ZZZ

Dengan data *scale growth* pada data Tabel 4.12 dan memasukkan pada persamaan diatas, maka didapatkan:

$massa\ scale\ CaCO_3 = 4{,}0115 g/in^2/year\ x\ 7{,}0274 in^2$ =28,1901 gram/year

$$volume\ scale\ CaCO_3 = \frac{28{,}1901 g/year}{44{,}4262 g/in^3} = 0{,}6348\ \text{in}^3\text{/year}$$

$$ketebalan\ scale = \frac{0{,}6348 in^3/year}{7{,}0274 in^2} = 0{,}0903\ \text{in/year}$$

Pada masing-masing kondisi operasi, didapatkan nilai ketebalan *scale* $CaCO_3$ dan $FeCO_3$ sebagai berikut:

scale growth $CaCO_3$	massa *scale* $CaCO_3$	volume $CaCO_3$	*thickness scale* $CaCO_3$
g/in^2/year	gram	in^3	in/year
4,0435	28,4151	0,6399	0,0911
4,0504	28,4637	0,6409	0,0912
4,0500	28,4608	0,6409	0,0912
4,0429	28,4107	0,6398	0,0910
4,0299	28,3195	0,6377	0,0907
4,0115	28,1901	0,6348	0,0903

scale growth $FeCO_3$	massa *scale* $FeCO_3$	volume $FeCO_3$	*thickness scale* $FeCO_3$
g/in^2/year	gram	in^3	in/year
0,0232	0,1633	0,0037	0,0005
0,0245	0,1721	0,0039	0,0006
0,0255	0,1795	0,0040	0,0006
0,0262	0,1839	0,0041	0,0006
0,0268	0,1883	0,0042	0,0006
0,0270	0,1898	0,0043	0,0006

4. Sumur L5A-RRR

Dengan data *scale growth* pada data Tabel 4.16 dan memasukkan pada persamaan diatas, maka didapatkan:

$$massa\ scale\ CaCO_3 = 6{,}6201 g/in^2/year\ x\ 7{,}0274 in^2 = 46{,}5221 \text{ gram/year}$$

$$volume\ scale\ CaCO_3 = \frac{46{,}5221 g/year}{44{,}4262 g/in^3} = 1{,}0476 \text{ in}^3\text{/year}$$

$$ketebalan\ scale = \frac{1{,}0476 in^3/year}{7{,}0274 in^2} = 0{,}1491 \text{ in/year}$$

Pada masing-masing kondisi operasi, didapatkan nilai ketebalan *scale* $CaCO_3$ dan $FeCO_3$ sebagai berikut:

scale growth $CaCO_3$	massa *scale* $CaCO_3$	volume $CaCO_3$	*thickness scale* $CaCO_3$
g/in^2/year	gram	in^3	in/year
6,7059	47,1252	1,0612	0,1510
6,6978	47,0678	1,0599	0,1508
6,6852	46,9795	1,0579	0,1505
6,6681	46,8589	1,0552	0,1502
6,6463	46,7059	1,0517	0,1497
6,6201	46,5221	1,0476	0,1491

scale growth $FeCO_3$	massa *scale* $FeCO_3$	volume $FeCO_3$	*thickness scale* $FeCO_3$
g/in^2/year	gram	in^3	in/year
0,0329	0,23	0,0052	0,0007
0,0337	0,24	0,0053	0,0008
0,0345	0,24	0,0055	0,0008
0,0352	0,25	0,0056	0,0008
0,0354	0,25	0,0056	0,0008
0,0358	0,25	0,0057	0,0008

scale growth $BaSO_4$	massa *scale* $BaSO_4$	volume $BaSO_4$	*thickness scale* $BaSO_4$
g/in^2/year	gram	in^3	in/year
0,6157	4,33	0,0087	0,0012
0,5744	4,04	0,0082	0,0012
0,5368	3,77	0,0076	0,0011
0,5026	3,53	0,0071	0,0010
0,4727	3,32	0,0067	0,0010
0,4465	3,14	0,0063	0,0009

5. Sumur L5A-GGG

Dengan data *scale growth* pada data Tabel 4.19 dan memasukkan pada persamaan diatas, maka didapatkan:

$$massa\ scale\ CaCO_3 = 8{,}9926 g/in^2/year\ x\ 7{,}0274 in^2 = 63{,}1945 \text{ gram/year}$$

$$volume\ scale\ CaCO_3 = \frac{63{,}19 g/year}{44{,}4262 g/in^3} = 1{,}4230 \text{ in}^3\text{/year}$$

$$ketebalan\ scale = \frac{1{,}42 in^3/year}{7{,}0274 in^2} = 0{,}2025 \text{ in/year}$$

Pada masing-masing kondisi operasi, didapatkan nilai ketebalan *scale* $CaCO_3$ dan $FeCO_3$ sebagai berikut:

scale growth $CaCO_3$	massa *scale* $CaCO_3$	volume $CaCO_3$	*thickness scale* $CaCO_3$
$g/in^2/year$	gram	in^3	in/year
8,7113	61,2172	1,3785	0,1962
8,8337	62,0779	1,3979	0,1989
8,9187	62,6752	1,4113	0,2008
8,9702	63,0371	1,4195	0,2020
8,9932	63,1989	1,4230	0,2025
8,9926	63,1945	1,4230	0,2025

scale growth $FeCO_3$	massa *scale* $FeCO_3$	volume $FeCO_3$	*thickness scale* $FeCO_3$
$g/in^2/year$	gram	in^3	in/year
0,0203	0,1427	0,0032	0,0055
0,0234	0,1648	0,0037	0,0063
0,0257	0,1810	0,0041	0,0070
0,0276	0,1942	0,0044	0,0075
0,0289	0,2030	0,0046	0,0078
0,0297	0,2089	0,0047	0,0080

LAMPIRAN C

HASIL SIMULASI *OLI SCALECHEM 4.0*

C.1. SUMUR LMC-XXX

Brine Analysis Data

brine048	03/15/11
Well	LMC-XXX
Type of Water	Modified Water

Original Brine Analysis

	Conc, mg/L
Cations	
Na+1	7177.50
K+1	242.90
Ca+2	413.00
Mg+2	28.70
Sr+2	1.11
Ba+2	1.16
Fe+2	0.01
Anions	
Cl-1	9984.19
SO4-2	45.35
HCO3-1	739.32
Properties	
Total Dissolved Solids, mg/L	18633.00
Measured Density, g/cc	1.01

ElectroNeutrality Balance

1657.41 mg/L of Cl-1 added to balance charge

Reconciliations

Reconciliation Type - pH and Alkalinity.

Variables	**Measured**	**Calculated**	**Units**
Temperature	140.00		deg F
Pressure	190.00		psia
pH	9.00	9.00	
Alkalinity	739.32	740.48	as HCO3-, mg/L
HCl added		-8.31	mg/L
CO2 added		-157.27	mg/L
Density	1.01	1.00	g/cc
Electrical Conductivity		0.06	1/ohm-cm

Report

scaletend048	03/15/11

Input Summary

Analyses

brine048	03/15/11
Well	LMC-XXX
Flowrate(bbl/day)	2600.00
Type of Water	Modified Water

Conditions

Temperature	**Pressure**	**Description**
deg F	**psia**	
140.00	190.00	surface
159.44	305.00	selected point

178.88	420.00	selected point
198.32	535.00	selected point
217.76	650.00	selected point
237.20	765.00	downhole

Solids Selected as Possible Precipitants

NaCl (Halite)
CaCO3 (Calcite)
CaSO4.2H2O (Gypsum)
CaSO4 (Anhydrite)
SrSO4 (Celestite)
BaSO4 (Barite)
FeCO3 (Siderite)

Output Summary

Selected Plot Variables

Pressure	**CACO3**
psia	**solid, mg/L**
190.00	444.48
305.00	456.02
420.00	468.13
535.00	480.24
650.00	491.76
765.00	502.18

Output Brine, Gas and Oil - Point 1

Temperature:	140	deg F
Pressure:	190	psia
pH:	6.74	
Ionic Strength:	0.3473	
Brine Density:	1	g/cc
Elec Conductivity:	0.5673E-01	1/ohm-cm
Water Activity:	0.9887E+00	

Equilibrium Brine Composition

Brine Flow:	2599.8	bbl/day

Cations	**mg/l**	**Anions**	**mg/l**
BAHCO3+	0.0299	OH-	0.0124
BA+2	0.9034	CL-	11634.1162
CACL+	0.0095	CO3-2	0.3221
CAHCO3+	6.6493	HCO3-	190.9128
CA+2	231.8789	HSO4-	0.0005
CAOH+	0.0020	KSO4-	0.6807
FEII+2	0.0096	NACO3-	0.0446
FEIIOH+	0.0001	NASO4-	8.6319
H+	0.0002	SO4-2	36.8761
K+	242.0882		
MGHCO3+	2.5456		
MG+2	27.8833		
MGOH+	0.0025		
NA+	7171.6722		
BACL+	0.2926		
SR+2	1.1070		

Neutrals	**mg/l**
CO2	28.6953
BASO4	0.0055
BACO3	0.0003
FEIICO3	0.0006
CACO3	0.5761

KCL	1.2056
MGCO3	0.0404
MGSO4	0.3987
NAHCO3	17.9775
CASO4	0.9977
SRSO4	0.0064

Brine Totals:

Cations	**mg/l**	**meq/l**
Na+1	7178.2712	312.2349
K+1	242.9174	6.2130
Ca+2	235.0458	11.7294
Mg+2	28.7021	2.3618
Sr+2	1.1101	0.0253
Ba+2	1.1601	0.0169
Fe+2	0.0100	0.0004

Anions / Neutrals	**mg/l**	**meq/l**
Cl-1	11634.7541	328.1740
SO4-2	45.3532	0.9442
HCO3-1	250.3390	4.1028

**NOTE: Bicarbonate concentration does not represent alkalinity.

Scaling Tendencies and Solids - Point 1

Scale Mineral	**Maximum Scale**		**Scale Tendency(*) / Scale Index(**)**	
	mg/L	**lb/bbl**	**pre-scale**	**pre-scale**
NACL	0.0	0.0000	0.0014	-2.8539
CACO3	444.5	0.1558	361.5271	2.5581
CASO4.2H2O	0.0	0.0000	0.0064	-2.1938
CASO4	0.0	0.0000	0.0084	-2.0757
SRSO4	0.0	0.0000	0.0013	-2.8861
BASO4	0.0	0.0000	0.5134	-0.2895
FEIICO3	0.0	0.0000	0.0555	-1.2557
MGOH2	0.0	0.0000	0.7908	-0.1019
SRCO3	0.0	0.0000	2.8242	0.4509
BACO3	0.0	0.0000	0.0206	-1.6861
FEIIOH2	0.0	0.0000	0.0082	-2.0862

Alkalinity - Point 1

Brine Alkalinity not calculated.

Output Brine, Gas and Oil - Point 2

Temperature:	159.4	deg F
Pressure:	305	psia
pH:	6.64	
Ionic Strength:	0.3470	
Brine Density:	0.99	g/cc
Elec Conductivity:	0.6438E-01	1/ohm-cm
Water Activity:	0.9887E+00	

Equilibrium Brine Composition

Brine Flow:	2614.3	bbl/day	
Cations	**mg/l**	**Anions**	**mg/l**
BAHCO3+	0.0371	OH-	0.0173
BA+2	0.8794	CL-	11569.7822
CACL+	0.0210	CO3-2	0.2661
CAHCO3+	6.5904	HCO3-	177.0535
CA+2	224.9482	HSO4-	0.0010

CAOH+	0.0033	KSO4-	0.7666
FEII+2	0.0096	NACO3-	0.0310
FEIIOH+	0.0001	NASO4-	5.7659
H+	0.0003	SO4-2	38.7190
K+	240.5800		
MGHCO3+	2.2262		
MG+2	27.8109		
MGOH+	0.0038		
NA+	7134.1117		
BACL+	0.3084		
SR+2	1.1015		

Neutrals	**mg/l**
CO2	34.6434
BASO4	0.0056
BACO3	0.0003
FEIICO3	0.0005
CACO3	0.5508
KCL	1.4783
MGCO3	0.0385
MGSO4	0.4226
NAHCO3	12.5364
CASO4	1.1956
SRSO4	0.0051

Brine Totals:

Cations	**mg/l**	**meq/l**
Na+1	7138.6645	310.5121
K+1	241.5771	6.1787
Ca+2	228.1469	11.3851
Mg+2	28.5437	2.3488
Sr+2	1.1040	0.0252
Ba+2	1.1537	0.0168
Fe+2	0.0099	0.0004

Anions / Neutrals	**mg/l**	**meq/l**
Cl-1	11570.5583	326.3633
SO4-2	45.1030	0.9390
HCO3-1	240.4288	3.9403

**NOTE: Bicarbonate concentration does not represent alkalinity.

Scaling Tendencies and Solids - Point 2

Scale Mineral	**Maximum Scale**		**Scale Tendency(*) / Scale Index(**)**	
	mg/L	**lb/bbl**	**pre-scale**	**pre-scale**
NACL	0.0	0.0000	0.0014	-2.8539
CACO3	456.0	0.1598	386.6426	2.5873
CASO4.2H2O	0.0	0.0000	0.0064	-2.1938
CASO4	0.0	0.0000	0.0101	-1.9957
SRSO4	0.0	0.0000	0.0013	-2.8861
BASO4	0.0	0.0000	0.3940	-0.4045
FEIICO3	0.0	0.0000	0.0634	-1.1979
MGOH2	0.0	0.0000	1.6101	0.2069
SRCO3	0.0	0.0000	2.5955	0.4142
BACO3	0.0	0.0000	0.0196	-1.7077
FEIIOH2	0.0	0.0000	0.0136	-1.8665

Alkalinity - Point 2

Brine Alkalinity not calculated.

Output Brine, Gas and Oil - Point 3

Temperature:	178.9	deg F
Pressure:	420	psia

pH:	6.56	
Ionic Strength:	0.3466	
Brine Density:	0.99	g/cc
Elec Conductivity:	0.7203E-01	1/ohm-cm
Water Activity:	0.9888E+00	

Equilibrium Brine Composition

Brine Flow:	2630.5	bbl/day	
Cations	**mg/l**	**Anions**	**mg/l**
BAHCO3+	0.0452	OH-	0.0237
BA+2	0.8556	CL-	11498.2678
CACL+	0.0442	CO3-2	0.2165
CAHCO3+	6.4998	HCO3-	160.8594
CA+2	217.5317	HSO4-	0.0016
CAOH+	0.0052	KSO4-	0.8549
FEII+2	0.0095	NACO3-	0.0217
FEIIOH+	0.0002	NASO4-	3.5505
H+	0.0004	SO4-2	40.0020
K+	238.8976		
MGHCO3+	1.9279		
MG+2	27.7205		
MGOH+	0.0058		
NA+	7091.5728		
BACL+	0.3225		
SR+2	1.0956		

Neutrals	**mg/l**
CO2	40.9535
BASO4	0.0055
BACO3	0.0002
FEIICO3	0.0004
CACO3	0.5176
KCL	1.7971
MGCO3	0.0359
MGSO4	0.4170
NAHCO3	8.6967
CASO4	1.4342
SRSO4	0.0033

Brine Totals:

Cations	**mg/l**	**meq/l**
Na+1	7094.6444	308.5974
K+1	240.0874	6.1406
Ca+2	220.7650	11.0168
Mg+2	28.3677	2.3343
Sr+2	1.0971	0.0250
Ba+2	1.1466	0.0167
Fe+2	0.0099	0.0004

Anions / Neutrals	**mg/l**	**meq/l**
Cl-1	11499.2093	324.3508
SO4-2	44.8249	0.9332
HCO3-1	229.8495	3.7670

**NOTE: Bicarbonate concentration does not represent alkalinity.

Scaling Tendencies and Solids - Point 3

Scale Mineral	**Maximum Scale**		**Scale Tendency(*) / Scale Index(**)**	
	mg/L	**lb/bbl**	**pre-scale**	**pre-scale**
NACL	0.0	0.0000	0.0013	-2.8861
CACO3	468.1	0.1641	425.5694	2.6290
CASO4.2H2O	0.0	0.0000	0.0069	-2.1612
CASO4	0.0	0.0000	0.0132	-1.8794
SRSO4	0.0	0.0000	0.0014	-2.8539

BASO4	0.0	0.0000	0.3297	-0.4819
FEIICO3	0.0	0.0000	0.0703	-1.1530
MGOH2	0.0	0.0000	3.1339	0.4961
SRCO3	0.0	0.0000	2.5181	0.4011
BACO3	0.0	0.0000	0.0192	-1.7167
FEIIOH2	0.0	0.0000	0.0208	-1.6819

Alkalinity - Point 3

Brine Alkalinity not calculated.

Output Brine, Gas and Oil - Point 4

Temperature:	198.3	deg F
Pressure:	535	psia
pH:	6.48	
Ionic Strength:	0.3462	
Brine Density:	0.98	g/cc
Elec Conductivity:	0.7962E-01	1/ohm-cm
Water Activity:	0.9888E+00	

Equilibrium Brine Composition

Brine Flow:	2648.5	bbl/day

Cations	**mg/l**	**Anions**	**mg/l**
BAHCO3+	0.0540	OH-	0.0317
BA+2	0.8317	CL-	11419.9295
CACL+	0.0886	CO3-2	0.1739
CAHCO3+	6.3715	HCO3-	143.3843
CA+2	209.8668	HSO4-	0.0027
CAOH+	0.0081	KSO4-	0.9428
FEII+2	0.0094	NACO3-	0.0153
FEIIOH+	0.0003	NASO4-	2.0110
H+	0.0004	SO4-2	40.7033
K+	237.0465		
MGHCO3+	1.6496		
MG+2	27.6125		
MGOH+	0.0086		
NA+	7044.4006		
BACL+	0.3351		
SR+2	1.0888		

Neutrals	**mg/l**
CO2	47.3711
BASO4	0.0053
BACO3	0.0002
FEIICO3	0.0004
CACO3	0.4793
KCL	2.1675
MGCO3	0.0327
MGSO4	0.3861
NAHCO3	6.0006
CASO4	1.7154
SRSO4	0.0018

Brine Totals:

Cations	**mg/l**	**meq/l**
Na+1	7046.4353	306.5004
K+1	238.4560	6.0989
Ca+2	213.1423	10.6364
Mg+2	28.1749	2.3184
Sr+2	1.0897	0.0249
Ba+2	1.1388	0.0166
Fe+2	0.0098	0.0004

Anions / Neutrals	mg/l	meq/l
Cl-1	11421.0706	322.1468
SO4-2	44.5203	0.9269
HCO3-1	218.9661	3.5886

**NOTE: Bicarbonate concentration does not represent alkalinity.

Scaling Tendencies and Solids - Point 4

Scale Mineral	Maximum Scale		Scale Tendency(*) / Scale Index(**)	
	mg/L	lb/bbl	pre-scale	pre-scale
NACL	0.0	0.0000	0.0013	-2.8861
CACO3	480.2	0.1683	469.9372	2.6720
CASO4.2H2O	0.0	0.0000	0.0074	-2.1308
CASO4	0.0	0.0000	0.0174	-1.7595
SRSO4	0.0	0.0000	0.0015	-2.8239
BASO4	0.0	0.0000	0.2825	-0.5490
FEIICO3	0.0	0.0000	0.0753	-1.1232
MGOH2	0.0	0.0000	5.7814	0.7620
SRCO3	0.0	0.0000	2.4743	0.3935
BACO3	0.0	0.0000	0.0189	-1.7235
FEIIOH2	0.0	0.0000	0.0298	-1.5258

Alkalinity - Point 4

Brine Alkalinity not calculated.

Output Brine, Gas and Oil - Point 5

Temperature:	217.8	deg F
Pressure:	650	psia
pH:	6.42	
Ionic Strength:	0.3457	
Brine Density:	0.97	g/cc
Elec Conductivity:	0.8709E-01	1/ohm-cm
Water Activity:	0.9889E+00	

Equilibrium Brine Composition

Brine Flow:	2668.2	bbl/day	
Cations	**mg/l**	**Anions**	**mg/l**
BAHCO3+	0.0634	OH-	0.0417
BA+2	0.8077	CL-	11335.1334
CACL+	0.1699	CO3-2	0.1382
CAHCO3+	6.2050	HCO3-	125.6019
CA+2	202.1911	HSO4-	0.0042
CAOH+	0.0123	KSO4-	1.0291
FEII+2	0.0093	NACO3-	0.0108
FEIIOH+	0.0003	NASO4-	1.0475
H+	0.0005	SO4-2	40.8967
K+	235.0319		
MGHCO3+	1.3926		
MG+2	27.4855		
MGOH+	0.0127		
NA+	6992.9369		
BACL+	0.3467		
SR+2	1.0812		

Neutrals	mg/l
CO2	53.6349
BASO4	0.0051
BACO3	0.0002
FEIICO3	0.0003
CACO3	0.4385
KCL	2.5952
MGCO3	0.0290

MGSO4	0.3380
NAHCO3	4.1188
CASO4	2.0422
SRSO4	0.0007

Brine Totals:

Cations	**mg/l**	**meq/l**
Na+1	6994.2693	304.2313
K+1	236.6907	6.0537
Ca+2	205.5266	10.2563
Mg+2	27.9663	2.3013
Sr+2	1.0816	0.0247
Ba+2	1.1303	0.0165
Fe+2	0.0097	0.0003

Anions / Neutrals	**mg/l**	**meq/l**
Cl-1	11336.5184	319.7619
SO4-2	44.1907	0.9200
HCO3-1	208.1529	3.4114

**NOTE: Bicarbonate concentration does not represent alkalinity.

Scaling Tendencies and Solids - Point 5

Scale Mineral	**Maximum Scale**		**Scale Tendency(*) / Scale Index(**)**	
	mg/L	**lb/bbl**	**pre-scale**	**pre-scale**
NACL	0.0	0.0000	0.0013	-2.8861
CACO3	491.8	0.1724	519.7730	2.7158
CASO4.2H2O	0.0	0.0000	0.0078	-2.1079
CASO4	0.0	0.0000	0.0231	-1.6364
SRSO4	0.0	0.0000	0.0015	-2.8239
BASO4	0.0	0.0000	0.2471	-0.6071
FEIICO3	0.0	0.0000	0.0779	-1.1085
MGOH2	0.0	0.0000	10.1361	1.0059
SRCO3	0.0	0.0000	2.4551	0.3901
BACO3	0.0	0.0000	0.0187	-1.7282
FEIIOH2	0.0	0.0000	0.0396	-1.4023

Alkalinity - Point 5

Brine Alkalinity not calculated.

Output Brine, Gas and Oil - Point 6

Temperature:	237.2	deg F
Pressure:	765	psia
pH:	6.36	
Ionic Strength:	0.3453	
Brine Density:	0.96	g/cc
Elec Conductivity:	0.9437E-01	1/ohm-cm
Water Activity:	0.9890E+00	

Equilibrium Brine Composition

Brine Flow:	2689.7	bbl/day	
Cations	**mg/l**	**Anions**	**mg/l**
BAHCO3+	0.0731	OH-	0.0540
BA+2	0.7836	CL-	11244.2491
CACL+	0.3129	CO3-2	0.1090
CAHCO3+	6.0044	HCO3-	108.3291
CA+2	194.7073	HSO4-	0.0064
CAOH+	0.0181	KSO4-	1.1130
FEII+2	0.0092	NACO3-	0.0077
FEIIOH+	0.0004	NASO4-	0.5022
H+	0.0006	SO4-2	40.7013
K+	232.8588		
MGHCO3+	1.1588		

MG+2	27.3378
MGOH+	0.0185
NA+	6937.5143
BACL+	0.3575
SR+2	1.0728

Neutrals	**mg/l**
CO2	59.5156
BASO4	0.0048
BACO3	0.0002
FEIICO3	0.0002
CACO3	0.3970
KCL	3.0863
MGCO3	0.0249
MGSO4	0.2822
NAHCO3	2.8141
CASO4	2.4184
SRSO4	0.0002

Brine Totals:

Cations	**mg/l**	**meq/l**
Na+1	6938.3835	301.8005
K+1	234.7994	6.0054
Ca+2	198.1373	9.8876
Mg+2	27.7429	2.2829
Sr+2	1.0730	0.0245
Ba+2	1.1213	0.0163
Fe+2	0.0097	0.0003

Anions / Neutrals	**mg/l**	**meq/l**
Cl-1	11245.9370	317.2069
SO4-2	43.8376	0.9127
HCO3-1	197.7400	3.2407

**NOTE: Bicarbonate concentration does not represent alkalinity.

Scaling Tendencies and Solids - Point 6

Scale Mineral	**Maximum Scale**		**Scale Tendency(*) / Scale Index(**)**	
	mg/L	**lb/bbl**	**pre-scale**	**pre-scale**
NACL	0.0	0.0000	0.0012	-2.9208
CACO3	502.2	0.1760	575.1390	2.7598
CASO4.2H2O	0.0	0.0000	0.0082	-2.0862
CASO4	0.0	0.0000	0.0308	-1.5114
SRSO4	0.0	0.0000	0.0016	-2.7959
BASO4	0.0	0.0000	0.2200	-0.6576
FEIICO3	0.0	0.0000	0.0774	-1.1113
MGOH2	0.0	0.0000	16.9544	1.2293
SRCO3	0.0	0.0000	2.4548	0.3900
BACO3	0.0	0.0000	0.0186	-1.7305
FEIIOH2	0.0	0.0000	0.0491	-1.3089

Alkalinity - Point 6

Brine Alkalinity not calculated.

Definitions

* Scale Tendency (ST): ST < 1 ==> Brine is undersaturated.
ST > 1 ==> Brine is supersaturated.
ST = 1 ==> Brine is at equilibrium.
post-scale ==> Scale Tendency after solids precipitation
pre-scale ==> Scale Tendency before solids precipitation

* Solids with a Scale Tendency < 1.0E-05 are not reported here.

** Scale Index = Log10(Scale Tendency)

C.2. SUMUR L5A-YYY

Brine Analysis Data

brine167	03/15/11
Well	L5A-YYY
Type of Water	Modified Water

Original Brine Analysis

	Conc, mg/L
Cations	
Na+1	6685.00
K+1	120.20
Ca+2	109.90
Mg+2	27.10
Sr+2	94.83
Ba+2	23.60
Fe+2	0.31
Anions	
Cl-1	9907.50
SO4-2	3.30
HCO3-1	1521.77
Properties	
Total Dissolved Solids, mg/L	18494.00
Measured Density, g/cc	1.01

ElectroNeutrality Balance

8.65 mg/L of Na+1 added to balance charge

Reconciliations

Reconciliation Type - pH and Alkalinity.

Variables	Measured	Calculated	Units
Temperature	140.00		deg F
Pressure	50.00		psia
pH	9.20	9.20	
Alkalinity	1521.77	1524.34	as HCO3-, mg/L
HCl added		-18.48	mg/L
CO2 added		-294.90	mg/L
Density	1.01	1.00	g/cc
Electrical Conductivity		0.05	1/ohm-cm

Report

scaletend167	03/16/11

Output Brine, Gas and Oil - Point 1

Temperature:	140	deg F
Pressure:	95	psia
pH:	9.08	
Ionic Strength:	0.3100	
Brine Density:	1	g/cc
Elec Conductivity:	0.5075E-01	1/ohm-cm
Water Activity:	0.9901E+00	

Equilibrium Brine Composition

Brine Flow:	2599	bbl/day	
Cations	**mg/l**	**Anions**	**mg/l**
BAHCO3+	1.8087	OH-	2.6627

BA+2	16.1514	CL-	9892.0755
BAOH+	0.0011	CO3-2	221.5650
CAHCO3+	0.0301	FEIICO32-2	0.0589
CA+2	0.3070	HCO3-	636.2230
CAOH+	0.0006	KSO4-	0.0252
FEII+2	0.0055	NACO3-	29.8060
FEIIOH+	0.0134	NASO4-	0.6770
K+	119.9656	SO4-2	2.6954
MGHCO3+	5.8752		
MG+2	19.2701		
MGOH+	0.3706		
NA+	6672.2606		
BACL+	4.7793		
SR+2	94.7935		
SROH+	0.0627		

Neutrals	**mg/l**
CO2	0.4473
BASO4	0.0072
BACO3	3.4507
FEIICO3	0.2687
FEO	0.0012
CACO3	0.5735
KCL	0.5204
MGCO3	20.6208
MGSO4	0.0209
NAHCO3	56.8743
CASO4	0.0001
SRSO4	0.0421

Brine Totals:

Cations	**mg/l**	**meq/l**
Na+1	6696.2119	291.2667
K+1	120.2458	3.0755
Ca+2	0.5491	0.0274
Mg+2	27.1103	2.2308
Sr+2	94.8661	2.1654
Ba+2	23.6090	0.3438
Fe+2	0.1649	0.0059

Anions / Neutrals	**mg/l**	**meq/l**
Cl-1	9893.3036	279.0541
SO4-2	3.3013	0.0687
HCO3-1	673.3979	11.0362
CO3-2	268.7378	8.9565

**NOTE: Bicarbonate concentration does not represent alkalinity.

Scaling Tendencies and Solids - Point 1

Scale Mineral	**Maximum Scale**		**Scale Tendency(*) / Scale Index(**)**	
	mg/L	**lb/bbl**	**pre-scale**	**pre-scale**
NACL	0.0	0.0000	0.0011	-2.9586
CACO3	273.2	0.0958	237.9236	2.3764
CASO4.2H2O	0.0	0.0000	0.81E-04	-4.0915
CASO4	0.0	0.0000	0.0001	-4.0000
SRSO4	0.0	0.0000	0.0091	-2.0410
BASO4	0.0	0.0000	0.7234	-0.1406
FEIICO3	0.3	0.0001	1.8111	0.2579
MGOH2	0.0	0.0000	1.5249	0.1832
SRCO3	0.0	0.0000	994.1738	2.9975
BACO3	0.0	0.0000	1.5070	0.1781
FEIIOH2	0.0	0.0000	0.1827	-0.7383

Alkalinity - Point 1

Brine Alkalinity not calculated.

Output Brine, Gas and Oil - Point 2

Temperature:	156.6	deg F
Pressure:	159.52	psia
pH:	9.03	
Ionic Strength:	0.3101	
Brine Density:	0.99	g/cc
Elec Conductivity:	0.5663E-01	1/ohm-cm
Water Activity:	0.9901E+00	

Equilibrium Brine Composition

Brine Flow:	2611.5	bbl/day	
Cations	**mg/l**	**Anions**	**mg/l**
BAHCO3+	2.2844	OH-	3.8033
BA+2	15.3329	CL-	9844.8846
BAOH+	0.0019	CO3-2	217.9175
CAHCO3+	0.0278	FEIICO32-2	0.0533
CA+2	0.2568	HCO3-	645.7936
CAOH+	0.0008	KSO4-	0.0282
FEII+2	0.0045	NACO3-	25.2796
FEIIOH+	0.0155	NASO4-	0.5124
K+	119.3401	SO4-2	2.8135
MGHCO3+	5.4990		
MG+2	18.6365		
MGOH+	0.5597		
NA+	6644.8499		
BACL+	4.9027		
SR+2	94.3098		
SROH+	0.1050		

Neutrals	**mg/l**
CO2	0.5293
BASO4	0.0071
BACO3	3.8502
FEIICO3	0.2220
FEO	0.0021
CACO3	0.5504
KCL	0.6194
MGCO3	22.3564
MGSO4	0.0217
NAHCO3	45.1976
CASO4	0.0001
SRSO4	0.0349

Brine Totals:

Cations	**mg/l**	**meq/l**
Na+1	6664.3201	289.8795
K+1	119.6731	3.0608
Ca+2	0.4888	0.0244
Mg+2	26.9812	2.2202
Sr+2	94.4143	2.1551
Ba+2	23.4966	0.3422
Fe+2	0.1421	0.0051

Anions / Neutrals	**mg/l**	**meq/l**
Cl-1	9846.1852	277.7250
SO4-2	3.2855	0.0684
HCO3-1	670.1908	10.9836
CO3-2	267.3479	8.9102

**NOTE: Bicarbonate concentration does not represent alkalinity.

Scaling Tendencies and Solids - Point 2

Scale Mineral	Maximum Scale		Scale Tendency(*) / Scale Index(**)	
	mg/L	lb/bbl	pre-scale	pre-scale
NACL	0.0	0.0000	0.0011	-2.9586
CACO3	272.0	0.0954	254.7086	2.4060
CASO4.2H2O	0.0	0.0000	0.81E-04	-4.0915
CASO4	0.0	0.0000	0.0001	-4.0000
SRSO4	0.0	0.0000	0.0091	-2.0410
BASO4	0.0	0.0000	0.5734	-0.2415
FEIICO3	0.3	0.0001	2.1038	0.3230
MGOH2	0.0	0.0000	2.9727	0.4732
SRCO3	0.0	0.0000	946.6379	2.9762
BACO3	0.0	0.0000	1.4600	0.1644
FEIIOH2	0.0	0.0000	0.3044	-0.5166

Alkalinity - Point 2

Brine Alkalinity not calculated.

Output Brine, Gas and Oil - Point 3

Temperature:	173.1	deg F
Pressure:	224.04	psia
pH:	8.98	
Ionic Strength:	0.3100	
Brine Density:	0.99	g/cc
Elec Conductivity:	0.6262E-01	1/ohm-cm
Water Activity:	0.9901E+00	

Equilibrium Brine Composition

Brine Flow:	2625.2	bbl/day	
Cations	**mg/l**	**Anions**	**mg/l**
BAHCO3+	2.8719	OH-	5.2821
BA+2	14.4757	CL-	9793.1656
BAOH+	0.0032	CO3-2	212.3856
CAHCO3+	0.0258	FEIICO32-2	0.0485
CA+2	0.2137	HCO3-	654.2836
CAOH+	0.0011	HFEO2-	0.0001
FEII+2	0.0038	KSO4-	0.0318
FEIIOH+	0.0176	NACO3-	21.6091
K+	118.6519	NASO4-	0.3727
MGHCO3+	5.1706	SO4-2	2.9115
MG+2	17.9864		
MGOH+	0.8249		
NA+	6613.3806		
BACL+	4.9718		
SR+2	93.7639		
SROH+	0.1707		

Neutrals	mg/l
CO2	0.6319
BASO4	0.0068
BACO3	4.2400
FEIICO3	0.1834
FEO	0.0038
CACO3	0.5216
KCL	0.7327
MGCO3	23.9041
MGSO4	0.0215
NAHCO3	36.2572
CASO4	0.0001
SRSO4	0.0256

Brine Totals:

Cations	mg/l	meq/l
Na+1	6629.3605	288.3588
K+1	119.0453	3.0448
Ca+2	0.4337	0.0216
Mg+2	26.8397	2.2086
Sr+2	93.9190	2.1438
Ba+2	23.3733	0.3404
Fe+2	0.1241	0.0044

Anions / Neutrals	mg/l	meq/l
Cl-1	9794.5342	276.2681
SO4-2	3.2683	0.0680
HCO3-1	666.6751	10.9260
CO3-2	265.8481	8.8602

**NOTE: Bicarbonate concentration does not represent alkalinity.

Scaling Tendencies and Solids - Point 3

Scale Mineral	Maximum Scale		Scale Tendency(*) / Scale Index(**)	
	mg/L	lb/bbl	pre-scale	pre-scale
NACL	0.0	0.0000	0.0011	-2.9586
CACO3	270.7	0.0949	281.8559	2.4500
CASO4.2H2O	0.0	0.0000	0.84E-04	-4.0757
CASO4	0.0	0.0000	0.0002	-3.6990
SRSO4	0.0	0.0000	0.0098	-2.0088
BASO4	0.0	0.0000	0.4919	-0.3081
FEIICO3	0.4	0.0001	2.3889	0.3782
MGOH2	0.0	0.0000	5.9289	0.7730
SRCO3	0.0	0.0000	982.0007	2.9921
BACO3	0.0	0.0000	1.4998	0.1760
FEIIOH2	0.0	0.0000	0.4911	-0.3088

Alkalinity - Point 3

Brine Alkalinity not calculated.

Output Brine, Gas and Oil - Point 4

Temperature:	189.7	deg F
Pressure:	288.56	psia
pH:	8.93	
Ionic Strength:	0.3100	
Brine Density:	0.98	g/cc
Elec Conductivity:	0.6855E-01	1/ohm-cm
Water Activity:	0.9902E+00	

Equilibrium Brine Composition

Brine Flow:	2640.3	bbl/day

Cations	mg/l	Anions	mg/l
BAHCO3+	3.5909	OH-	7.1337
BA+2	13.5802	CL-	9737.0985
BAOH+	0.0052	CO3-2	205.0845
CAHCO3+	0.0242	FEIICO32-2	0.0443
CA+2	0.1774	HCO3-	662.3456
CAOH+	0.0015	HFEO2-	0.0003
FEII+2	0.0031	KSO4-	0.0359
FEIIOH+	0.0197	NACO3-	18.5722
K+	117.9023	NASO4-	0.2600
MGHCO3+	4.8849	SO4-2	2.9866
MG+2	17.3466		
MGOH+	1.1868		

NA+	6578.2258
BACL+	4.9862
SR+2	93.1487
SROH+	0.2693

Neutrals	**mg/l**
CO2	0.7624
BASO4	0.0065
BACO3	4.6007
FEIICO3	0.1514
FEO	0.0064
CACO3	0.4889
KCL	0.8618
MGCO3	25.1353
MGSO4	0.0206
NAHCO3	29.3608
CASO4	0.0001
SRSO4	0.0163

Brine Totals:

Cations	**mg/l**	**meq/l**
Na+1	6591.4554	286.7100
K+1	118.3647	3.0274
Ca+2	0.3839	0.0192
Mg+2	26.6862	2.1959
Sr+2	93.3820	2.1315
Ba+2	23.2397	0.3384
Fe+2	0.1104	0.0040

Anions / Neutrals	**mg/l**	**meq/l**
Cl-1	9738.5314	274.6885
SO4-2	3.2496	0.0677
HCO3-1	662.8632	10.8635
CO3-2	264.2433	8.8067

**NOTE: Bicarbonate concentration does not represent alkalinity.

Scaling Tendencies and Solids - Point 4

Scale Mineral	**Maximum Scale**		**Scale Tendency(*) / Scale Index(**)**	
	mg/L	**lb/bbl**	**pre-scale**	**pre-scale**
NACL	0.0	0.0000	0.0011	-2.9586
CACO3	269.3	0.0944	312.9323	2.4955
CASO4.2H2O	0.0	0.0000	0.88E-04	-4.0555
CASO4	0.0	0.0000	0.0002	-3.6990
SRSO4	0.0	0.0000	0.0106	-1.9747
BASO4	0.0	0.0000	0.4329	-0.3636
FEIICO3	0.4	0.0001	2.6567	0.4243
MGOH2	0.0	0.0000	11.3665	1.0556
SRCO3	0.0	0.0000	1026.8277	3.0115
BACO3	0.0	0.0000	1.5464	0.1893
FEIIOH2	0.0	0.0000	0.7539	-0.1227

Alkalinity - Point 4

Brine Alkalinity not calculated.

Output Brine, Gas and Oil - Point 5

Temperature:	206.2	deg F
Pressure:	353.08	psia
pH:	8.89	
Ionic Strength:	0.3099	
Brine Density:	0.97	g/cc
Elec Conductivity:	0.7443E-01	1/ohm-cm
Water Activity:	0.9902E+00	

Equilibrium Brine Composition

Brine Flow:	2656.7	bbl/day	
Cations	**mg/l**	**Anions**	**mg/l**
BAHCO3+	4.4603	OH-	9.3705
BA+2	12.6488	CL-	9676.8702
BAOH+	0.0081	CO3-2	196.1553
CAHCO3+	0.0229	FEIICO32-2	0.0406
CA+2	0.1472	HCO3-	670.4202
CAOH+	0.0019	HFEO2-	0.0006
FEII+2	0.0026	KSO4-	0.0406
FEIIOH+	0.0216	NACO3-	16.0127
K+	117.0929	NASO4-	0.1738
MGHCO3+	4.6374	SO4-2	3.0380
MG+2	16.7414		
MGOH+	1.6675		
NA+	6539.6962		
BACL+	4.9461		
SR+2	92.4556		
SROH+	0.4123		

Neutrals	**mg/l**
CO2	0.9307
BASO4	0.0062
BACO3	4.9102
FEIICO3	0.1250
FEO	0.0104
CACO3	0.4540
KCL	1.0082
MGCO3	25.9275
MGSO4	0.0191
NAHCO3	23.9956
CASO4	0.0001
SRSO4	0.0089

Brine Totals:

Cations	**mg/l**	**meq/l**
Na+1	6550.7319	284.9387
K+1	117.6334	3.0087
Ca+2	0.3395	0.0169
Mg+2	26.5213	2.1824
Sr+2	92.8051	2.1184
Ba+2	23.0961	0.3364
Fe+2	0.1008	0.0036

Anions / Neutrals	**mg/l**	**meq/l**
Cl-1	9678.3646	272.9914
SO4-2	3.2295	0.0672
HCO3-1	658.7679	10.7964
CO3-2	262.5382	8.7499

**NOTE: Bicarbonate concentration does not represent alkalinity.

Scaling Tendencies and Solids - Point 5

Scale Mineral	**Maximum Scale**		**Scale Tendency(*) / Scale Index(**)**	
	mg/L	**lb/bbl**	**pre-scale**	**pre-scale**
NACL	0.0	0.0000	0.0010	-3.0000
CACO3	267.7	0.0939	348.1648	2.5418
CASO4.2H2O	0.0	0.0000	0.93E-04	-4.0315
CASO4	0.0	0.0000	0.0002	-3.6990
SRSO4	0.0	0.0000	0.0114	-1.9431
BASO4	0.0	0.0000	0.3895	-0.4095
FEIICO3	0.4	0.0001	2.8731	0.4584
MGOH2	0.0	0.0000	20.9462	1.3211

SRCO3	0.0	0.0000	1079.1600	3.0331
BACO3	0.0	0.0000	1.5944	0.2026
FEIIOH2	0.0	0.0000	1.0931	0.0387

Alkalinity - Point 5

Brine Alkalinity not calculated.

Output Brine, Gas and Oil - Point 6

Temperature:	222.8	deg F
Pressure:	417.6	psia
pH:	8.84	
Ionic Strength:	0.3097	
Brine Density:	0.97	g/cc
Elec Conductivity:	0.8023E-01	1/ohm-cm
Water Activity:	0.9902E+00	

Equilibrium Brine Composition

Brine Flow:	2674.5	bbl/day	
Cations	**mg/l**	**Anions**	**mg/l**
BAHCO3+	5.4956	OH-	11.9773
BA+2	11.6858	CL-	9612.6730
BAOH+	0.0120	CO3-2	185.7927
CACL+	0.0001	FEIICO32-2	0.0373
CAHCO3+	0.0218	HCO3-	678.7444
CA+2	0.1224	HFEO2-	0.0012
CAOH+	0.0024	KSO4-	0.0459
FEII+2	0.0021	NACO3-	13.8220
FEIIOH+	0.0234	NASO4-	0.1112
K+	116.2249	SO4-2	3.0674
MGHCO3+	4.4228		
MG+2	16.1891		
MGOH+	2.2894		
NA+	6498.0573		
BACL+	4.8531		
SR+2	91.6755		
SROH+	0.6122		

Neutrals	**mg/l**
CO2	1.1501
BASO4	0.0058
BACO3	5.1455
FEIICO3	0.1033
FEO	0.0162
CACO3	0.4181
KCL	1.1738
MGCO3	26.1781
MGSO4	0.0172
NAHCO3	19.7817
CASO4	0.0001
SRSO4	0.0041

Brine Totals:

Cations	**mg/l**	**meq/l**
Na+1	6507.3209	283.0504
K+1	116.8538	2.9887
Ca+2	0.3002	0.0150
Mg+2	26.3456	2.1679
Sr+2	92.1901	2.1043
Ba+2	22.9430	0.3341
Fe+2	0.0951	0.0034

Anions / Neutrals	**mg/l**	**meq/l**
Cl-1	9614.2271	271.1823

SO4-2	3.2081	0.0668
HCO3-1	654.4023	10.7249
CO3-2	260.7376	8.6899

**NOTE: Bicarbonate concentration does not represent alkalinity.

Scaling Tendencies and Solids - Point 6

Scale Mineral	Maximum Scale		Scale Tendency(*) / Scale Index(**)	
	mg/L	lb/bbl	pre-scale	pre-scale
NACL	0.0	0.0000	0.0010	-3.0000
CACO3	266.1	0.0933	387.7799	2.5886
CASO4.2H2O	0.0	0.0000	0.99E-04	-4.0044
CASO4	0.0	0.0000	0.0003	-3.5229
SRSO4	0.0	0.0000	0.0124	-1.9066
BASO4	0.0	0.0000	0.3574	-0.4468
FEIICO3	0.4	0.0001	2.9987	0.4769
MGOH2	0.0	0.0000	37.1226	1.5696
SRCO3	0.0	0.0000	1136.9250	3.0557
BACO3	0.0	0.0000	1.6383	0.2144
FEIIOH2	0.0	0.0000	1.4861	0.1720

Alkalinity - Point 6

Brine Alkalinity not calculated.

Definitions

* Scale Tendency (ST): ST < 1 ==> Brine is undersaturated.
ST > 1 ==> Brine is supersaturated.
ST = 1 ==> Brine is at equilibrium.
post-scale ==> Scale Tendency after solids precipitation
pre-scale ==> Scale Tendency before solids precipitation

* Solids with a Scale Tendency < 1.0E-05 are not reported here.

** Scale Index = Log10(Scale Tendency)

C.3. SUMUR L5A-ZZZ

Brine Analysis Data

brine187 03/15/11
Well L5A-ZZZ
Type of Water Modified Water

Original Brine Analysis

	Conc, mg/L
Cations	
Na+1	7024.59
K+1	213.00
Ca+2	80.00
Mg+2	72.96
Sr+2	33.90
Ba+2	17.30
Fe+2	0.71
Anions	
Cl-1	9743.15
HCO3-1	2318.00
Properties	
Total Dissolved Solids, mg/L	19504.00
Measured Density, g/cc	1.02

ElectroNeutrality Balance

327.48 mg/L of Cl-1 added to balance charge

Reconciliations

Reconciliation Type - pH and Alkalinity.

Variables	Measured	Calculated	Units
Temperature	140.00		deg F
Pressure	150.00		psia
pH	8.18	8.18	
Alkalinity	2318.00	2315.87	as HCO3-, mg/L
HCl added		-36.11	mg/L
CO2 added		-45.93	mg/L
Density	1.02	1.00	g/cc
Electrical Conductivity		0.05	1/ohm-cm

Report

Scaletendency187 03/15/11

Input Summary

Analyses

brine187	03/15/11
Well	L5A-ZZZ
Flowrate(bbl/day)	4993.00
Type of Water	Modified Water

Conditions

Temperature deg F	Pressure psia	Description
140.00	150.00	surface
158.36	286.12	selected point
176.72	422.24	selected point
195.08	558.36	selected point
213.44	694.48	selected point
231.80	830.60	downhole

Solids Selected as Possible Precipitants

NaCl (Halite)
CaCO3 (Calcite)
FeCO3 (Siderite)

Output Summary

Selected Plot Variables

Pressure psia	CACO3 solid, mg/L	FEIICO3 solid, mg/L
290.00	193.10	1.11
398.12	193.47	1.17
506.24	193.46	1.22
614.36	193.13	1.25
722.48	192.51	1.28
830.60	191.62	1.29

Output Brine, Gas and Oil - Point 1

Temperature:	140	deg F
Pressure:	290	psia
pH:	7.76	
Ionic Strength:	0.3260	
Brine Density:	1	g/cc
Elec Conductivity:	0.5270E-01	1/ohm-cm
Water Activity:	0.9887E+00	

Equilibrium Brine Composition

Brine Flow:	4990.6	bbl/day	
Cations	**mg/l**	**Anions**	**mg/l**
BAHCO3+	3.8176	OH-	0.1290
BA+2	11.6718	CL-	10039.6432
CAHCO3+	0.6420	CO3-2	32.5896
CA+2	2.2253	FEIICO32-2	0.0088
CAOH+	0.0002	HCO3-	1892.3755
FEIIHCO3+	0.0001	NACO3-	4.4631
FEII+2	0.0391		
FEIIOH+	0.0046		
K+	212.6174		
MGHCO3+	50.0888		
MG+2	56.2681		
MGOH+	0.0516		
NA+	6979.3948		
BACL+	3.4605		
SR+2	33.9157		
SROH+	0.0011		

Neutrals	**mg/l**
CO2	27.2682
BACO3	0.3492
FEIICO3	0.2720
CACO3	0.5864
KCL	0.9283
MGCO3	8.4258
NAHCO3	174.0628

Brine Totals:

Cations	**mg/l**	**meq/l**
Na+1	7028.2662	305.7101
K+1	213.1042	5.4505
Ca+2	2.7148	0.1355
Mg+2	72.9957	6.0066
Sr+2	33.9166	0.7742
Ba+2	17.3085	0.2521
Fe+2	0.1766	0.0063

Anions / Neutrals	**mg/l**	**meq/l**
Cl-1	10040.7948	283.2142
HCO3-1	2131.2550	34.9287
CO3-2	5.7700	0.1923

**NOTE: Bicarbonate concentration does not represent alkalinity.

Scaling Tendencies and Solids - Point 1

Scale Mineral	**Maximum Scale**		**Scale Tendency(*) / Scale Index(**)**	
	mg/L	**lb/bbl**	**pre-scale**	**pre-scale**
NACL	0.0	0.0000	0.0012	-2.9208
CACO3	193.1	0.0677	70.7891	1.8500
FEIICO3	1.1	0.0004	4.5043	0.6536
MGOH2	0.0	0.0000	0.0397	-1.4012
SRCO3	0.0	0.0000	97.8826	1.9907
BACO3	0.0	0.0000	0.3011	-0.5213

FEIIOH2	0.0	0.0000	0.0143	-1.8447

Alkalinity - Point 1

Brine Alkalinity not calculated.

Output Brine, Gas and Oil - Point 2

Temperature:	158.4	deg F
Pressure:	398.12	psia
pH:	7.73	
Ionic Strength:	0.3265	
Brine Density:	0.99	g/cc
Elec Conductivity:	0.5952E-01	1/ohm-cm
Water Activity:	0.9887E+00	

Equilibrium Brine Composition

Brine Flow: 5016.6 bbl/day

Cations	**mg/l**	**Anions**	**mg/l**
BAHCO3+	4.8096	OH-	0.2070
BA+2	10.8213	CL-	9987.4324
CACL+	0.0001	CO3-2	34.3335
CAHCO3+	0.5444	FEIICO32-2	0.0084
CA+2	1.7129	HCO3-	1904.7675
CAOH+	0.0003	NACO3-	3.9899
FEIIHCO3+	0.0001		
FEII+2	0.0298		
FEIIOH+	0.0055		
K+	211.4075		
MGHCO3+	47.5991		
MG+2	56.0832		
MGOH+	0.0908		
NA+	6954.1027		
BACL+	3.4963		
SR+2	33.7389		
SROH+	0.0020		

Neutrals	**mg/l**
CO2	30.0642
BACO3	0.4144
FEIICO3	0.2207
CACO3	0.5620
KCL	1.1264
MGCO3	10.1334
NAHCO3	133.6788

Brine Totals:

Cations	**mg/l**	**meq/l**
Na+1	6991.7913	304.1236
K+1	211.9983	5.4222
Ca+2	2.1541	0.1075
Mg+2	72.6169	5.9755
Sr+2	33.7406	0.7702
Ba+2	17.2186	0.2508
Fe+2	0.1432	0.0051

Anions / Neutrals	**mg/l**	**meq/l**
Cl-1	9988.6856	281.7444
HCO3-1	2120.1944	34.7474
CO3-2	4.8866	0.1629

**NOTE: Bicarbonate concentration does not represent alkalinity.

Scaling Tendencies and Solids - Point 2

Scale Mineral	Maximum Scale		Scale Tendency(*) / Scale Index(**)	
	mg/L	lb/bbl	pre-scale	pre-scale
NACL	0.0	0.0000	0.0012	-2.9208
CACO3	193.5	0.0678	78.6043	1.8954
FEIICO3	1.2	0.0004	5.4601	0.7372
MGOH2	0.0	0.0000	0.0906	-1.0429
SRCO3	0.0	0.0000	95.1806	1.9785
BACO3	0.0	0.0000	0.2912	-0.5358
FEIIOH2	0.0	0.0000	0.0269	-1.5702

Alkalinity - Point 2

Brine Alkalinity not calculated.

Output Brine, Gas and Oil - Point 3

Temperature:	176.7	deg F
Pressure:	506.24	psia
pH:	7.72	
Ionic Strength:	0.3268	
Brine Density:	0.99	g/cc
Elec Conductivity:	0.6636E-01	1/ohm-cm
Water Activity:	0.9887E+00	

Equilibrium Brine Composition

Brine Flow:	5045.7	bbl/day	
Cations	**mg/l**	**Anions**	**mg/l**
BAHCO3+	5.9681	OH-	0.3245
BA+2	9.8991	CL-	9929.6950
BAOH+	0.0001	CO3-2	36.0754
CACL+	0.0002	FEIICO32-2	0.0082
CAHCO3+	0.4607	HCO3-	1907.9667
CA+2	1.2996	NACO3-	3.6295
CAOH+	0.0004		
FEII+2	0.0225		
FEIIOH+	0.0064		
K+	210.0636		
MGHCO3+	45.3301		
MG+2	55.7150		
MGOH+	0.1567		
NA+	6922.1033		
BACL+	3.4607		
SR+2	33.5427		
SROH+	0.0038		

Neutrals	**mg/l**
CO2	33.0519
BACO3	0.4848
FEIICO3	0.1790
CACO3	0.5304
KCL	1.3565
MGCO3	12.0647
NAHCO3	103.5555

Brine Totals:

Cations	**mg/l**	**meq/l**
Na+1	6951.4483	302.3687
K+1	210.7750	5.3909
Ca+2	1.6951	0.0846
Mg+2	72.1979	5.9410
Sr+2	33.5459	0.7657
Ba+2	17.1193	0.2493
Fe+2	0.1164	0.0042

Anions / Neutrals	**mg/l**	**meq/l**

Cl-1	9931.0503	280.1188
HCO3-1	2107.9607	34.5470
CO3-2	4.1618	0.1387

**NOTE: Bicarbonate concentration does not represent alkalinity.

Scaling Tendencies and Solids - Point 3

Scale Mineral	Maximum Scale		Scale Tendency(*) / Scale Index(**)	
	mg/L	lb/bbl	pre-scale	pre-scale
NACL	0.0	0.0000	0.0011	-2.9586
CACO3	193.5	0.0678	91.7264	1.9625
FEIICO3	1.2	0.0004	6.5567	0.8167
MGOH2	0.0	0.0000	0.2121	-0.6735
SRCO3	0.0	0.0000	100.6348	2.0027
BACO3	0.0	0.0000	0.2973	-0.5268
FEIIOH2	0.0	0.0000	0.0497	-1.3036

Alkalinity - Point 3

Brine Alkalinity not calculated.

Output Brine, Gas and Oil - Point 4

Temperature:	195.1	deg F
Pressure:	614.36	psia
pH:	7.71	
Ionic Strength:	0.3270	
Brine Density:	0.98	g/cc
Elec Conductivity:	0.7317E-01	1/ohm-cm
Water Activity:	0.9887E+00	

Equilibrium Brine Composition

Brine Flow:	5077.9	bbl/day

Cations	mg/l	Anions	mg/l
BAHCO3+	7.2777	OH-	0.4979
BA+2	8.9176	CL-	9866.6959
BAOH+	0.0002	CO3-2	37.8294
CACL+	0.0003	FEIICO32-2	0.0082
CAHCO3+	0.3893	HCO3-	1904.1032
CA+2	0.9744	NACO3-	3.3515
CAOH+	0.0006		
FEII+2	0.0168		
FEIIOH+	0.0074		
K+	208.5894		
MGHCO3+	43.1989		
MG+2	55.1960		
MGOH+	0.2652		
NA+	6884.3555		
BACL+	3.3545		
SR+2	33.3277		
SROH+	0.0069		

Neutrals	mg/l
CO2	36.2677
BACO3	0.5576
FEIICO3	0.1450
FEO	0.0002
CACO3	0.4939
KCL	1.6222
MGCO3	14.1636
NAHCO3	80.9020

Brine Totals:

Cations	mg/l	meq/l
Na+1	6907.4240	300.4538
K+1	209.4402	5.3568
Ca+2	1.3271	0.0662
Mg+2	71.7406	5.9034
Sr+2	33.3334	0.7609
Ba+2	17.0109	0.2477
Fe+2	0.0952	0.0034

Anions / Neutrals	mg/l	meq/l
Cl-1	9868.1558	278.3447
HCO3-1	2094.6108	34.3282
CO3-2	3.5786	0.1193

**NOTE: Bicarbonate concentration does not represent alkalinity.

Scaling Tendencies and Solids - Point 4

Scale Mineral	Maximum Scale		Scale Tendency(*) / Scale Index(**)	
	mg/L	lb/bbl	pre-scale	pre-scale
NACL	0.0	0.0000	0.0011	-2.9586
CACO3	193.1	0.0677	107.7050	2.0322
FEIICO3	1.3	0.0004	7.8219	0.8933
MGOH2	0.0	0.0000	0.4828	-0.3162
SRCO3	0.0	0.0000	108.2397	2.0344
BACO3	0.0	0.0000	0.3048	-0.5160
FEIIOH2	0.0	0.0000	0.0894	-1.0487

Alkalinity - Point 4

Brine Alkalinity not calculated.

Output Brine, Gas and Oil - Point 5

Temperature:	213.4	deg F
Pressure:	722.48	psia
pH:	7.71	
Ionic Strength:	0.3272	
Brine Density:	0.97	g/cc
Elec Conductivity:	0.7990E-01	1/ohm-cm
Water Activity:	0.9887E+00	

Equilibrium Brine Composition

Brine Flow:	5113.1	bbl/day	
Cations	**mg/l**	**Anions**	**mg/l**
BAHCO3+	8.7038	OH-	0.7480
BA+2	7.8988	CL-	9798.7115
BAOH+	0.0004	CO3-2	39.6005
CACL+	0.0005	FEIICO32-2	0.0082
CAHCO3+	0.3287	HCO3-	1894.7529
CA+2	0.7237	NACO3-	3.1339
CAOH+	0.0008		
FEII+2	0.0125		
FEIIOH+	0.0084		
K+	206.9889		
MGHCO3+	41.1416		
MG+2	54.5594		
MGOH+	0.4402		
NA+	6841.6090		
BACL+	3.1838		
SR+2	33.0939		
SROH+	0.0122		

Neutrals	mg/l
CO2	39.7499

BACO3	0.6292
FEIICO3	0.1176
FEO	0.0003
CACO3	0.4548
KCL	1.9272
MGCO3	16.3363
NAHCO3	63.7157

Brine Totals:

Cations	**mg/l**	**meq/l**
Na+1	6859.9139	298.3872
K+1	207.9996	5.3199
Ca+2	1.0369	0.0517
Mg+2	71.2472	5.8628
Sr+2	33.1042	0.7556
Ba+2	16.8939	0.2460
Fe+2	0.0785	0.0028

Anions / Neutrals	**mg/l**	**meq/l**
Cl-1	9800.2815	276.4302
HCO3-1	2080.2038	34.0920
CO3-2	3.1160	0.1038

**NOTE: Bicarbonate concentration does not represent alkalinity.

Scaling Tendencies and Solids - Point 5

Scale Mineral	**Maximum Scale**		**Scale Tendency(*) / Scale Index(**)**	
	mg/L	**lb/bbl**	**pre-scale**	**pre-scale**
NACL	0.0	0.0000	0.0011	-2.9586
CACO3	192.5	0.0675	127.0502	2.1040
FEIICO3	1.3	0.0004	9.2461	0.9660
MGOH2	0.0	0.0000	1.0712	0.0299
SRCO3	0.0	0.0000	118.1857	2.0726
BACO3	0.0	0.0000	0.3127	-0.5049
FEIIOH2	0.0	0.0000	0.1563	-0.8060

Alkalinity - Point 5

Brine Alkalinity not calculated.

Output Brine, Gas and Oil - Point 6

Temperature:	231.8	deg F
Pressure:	830.6	psia
pH:	7.72	
Ionic Strength:	0.3273	
Brine Density:	0.97	g/cc
Elec Conductivity:	0.8649E-01	1/ohm-cm
Water Activity:	0.9888E+00	

Equilibrium Brine Composition

Brine Flow:	5151.2	bbl/day	
Cations	**mg/l**	**Anions**	**mg/l**
BAHCO3+	10.1947	OH-	1.1015
BA+2	6.8732	CL-	9726.0154
BAOH+	0.0007	CO3-2	41.3866
CACL+	0.0006	FEIICO32-2	0.0083
CAHCO3+	0.2775	HCO3-	1881.0976
CA+2	0.5337	NACO3-	2.9608
CAOH+	0.0010		
FEII+2	0.0093		
FEIIOH+	0.0093		
K+	205.2658		
MGHCO3+	39.1116		

MG+2	53.8379
MGOH+	0.7163
NA+	6794.4558
BACL+	2.9597
SR+2	32.8413
SROH+	0.0212

Neutrals	**mg/l**
CO2	43.5410
BACO3	0.6956
FEIICO3	0.0953
FEO	0.0006
CACO3	0.4149
KCL	2.2757
MGCO3	18.4513
NAHCO3	50.5602

Brine Totals:

Cations	**mg/l**	**meq/l**
Na+1	6809.1126	296.1775
K+1	206.4593	5.2805
Ca+2	0.8109	0.0405
Mg+2	70.7196	5.8193
Sr+2	32.8590	0.7500
Ba+2	16.7688	0.2442
Fe+2	0.0655	0.0023

Anions / Neutrals	**mg/l**	**meq/l**
Cl-1	9727.7052	274.3831
HCO3-1	2064.7988	33.8396
CO3-2	2.7526	0.0917

**NOTE: Bicarbonate concentration does not represent alkalinity.

Scaling Tendencies and Solids - Point 6

Scale Mineral	**Maximum Scale**		**Scale Tendency(*) / Scale Index(**)**	
	mg/L	**lb/bbl**	**pre-scale**	**pre-scale**
NACL	0.0	0.0000	0.0011	-2.9586
CACO3	191.6	0.0672	150.3277	2.1770
FEIICO3	1.3	0.0004	10.7941	1.0332
MGOH2	0.0	0.0000	2.3210	0.3657
SRCO3	0.0	0.0000	130.7421	2.1164
BACO3	0.0	0.0000	0.3202	-0.4946
FEIIOH2	0.0	0.0000	0.2649	-0.5769

Alkalinity - Point 6

Brine Alkalinity not calculated.

Definitions

* Scale Tendency (ST): ST < 1 ==> Brine is undersaturated.
ST > 1 ==> Brine is supersaturated.
ST = 1 ==> Brine is at equilibrium.
post-scale ==> Scale Tendency after solids precipitation
pre-scale ==> Scale Tendency before solids precipitation

* Solids with a Scale Tendency < 1.0E-05 are not reported here.

** Scale Index = Log10(Scale Tendency)

C.4. SUMUR L5A-RRR

Brine Analysis Data

BRINE	03/15/11
Well	L5A-RRR
Type of Water	Modified Water

Original Brine Analysis

	Conc, mg/L
Cations	
Na+1	7035.00
K+1	150.60
Ca+2	131.40
Mg+2	31.80
Sr+2	90.33
Ba+2	28.70
Fe+2	0.95
Anions	
Cl-1	10102.72
SO4-2	20.93
HCO3-1	1022.73
Properties	
Total Dissolved Solids, mg/L	18615.00
Measured Density, g/cc	1.01

ElectroNeutrality Balance

687.24 mg/L of Cl-1 added to balance charge

Reconciliations

Reconciliation Type - pH and Alkalinity.

Variables	**Measured**	**Calculated**	**Units**
Temperature	140.00		deg F
Pressure	180.00		psia
pH	8.90	8.90	
Alkalinity	1022.73	1024.20	as HCO3-, mg/L
HCl added		-13.42	mg/L
CO2 added		-145.64	mg/L
Density	1.01	1.00	g/cc
Electrical Conductivity		0.05	1/ohm-cm

Report

CALCULATE 03/15/11

Input Summary

Analyses

BRINE	03/15/11
Well	L5A-RRR
Flowrate(bbl/day)	6026.00
Type of Water	Modified Water

Conditions

Temperature deg F	**Pressure psia**	**Description**
140.00	180.00	surface
156.20	406.68	selected point
172.40	633.36	selected point
188.60	860.04	selected point
204.80	1086.72	selected point
221.00	1313.40	bottomhole

Solids Selected as Possible Precipitants

NaCl (Halite)
CaCO3 (Calcite)
CaSO4.2H2O (Gypsum)
CaSO4 (Anhydrite)
SrSO4 (Celestite)
BaSO4 (Barite)
FeCO3 (Siderite)

Output Summary

Selected Plot Variables

Pressure	**BASO4**	**CACO3**	**FEIICO3**
psia	**solid, mg/L**	**solid, mg/L**	**solid, mg/L**
180.00	29.41	320.33	1.57
406.68	27.44	319.94	1.61
633.36	25.64	319.34	1.65
860.04	24.01	318.52	1.68
1086.72	22.58	317.48	1.69
1313.40	21.33	316.23	1.71

Output Brine, Gas and Oil - Point 1

Temperature:	140	deg F
Pressure:	180	psia
pH:	8.19	
Ionic Strength:	0.3241	
Brine Density:	1	g/cc
Elec Conductivity:	0.5363E-01	1/ohm-cm
Water Activity:	0.9893E+00	

Equilibrium Brine Composition

Brine Flow:	6025.2	bbl/day	
Cations	**mg/l**	**Anions**	**mg/l**
BAHCO3+	0.8244	OH-	0.3436
BA+2	8.5527	CL-	10777.4633
CACL+	0.0001	CO3-2	25.0640
CAHCO3+	0.2373	FEIICO32-2	0.0067
CA+2	2.8207	HCO3-	546.7705
CAOH+	0.0007	KSO4-	0.0833
FEII+2	0.0502	NACO3-	3.4797
FEIIOH+	0.0157	NASO4-	1.7872
K+	150.2265	SO4-2	7.1976
MGHCO3+	7.5498		
MG+2	28.6213		
MGOH+	0.0711		
NA+	7020.6545		
BACL+	2.6774		
SR+2	90.2843		
SROH+	0.0076		

Neutrals	**mg/l**
CO2	2.9667
BASO4	0.0105
BACO3	0.2000
FEIICO3	0.2695
FEO	0.0002
CACO3	0.5778
KCL	0.7034
MGCO3	3.3780
MGSO4	0.0823
NAHCO3	51.0067

CASO4	0.0025
SRSO4	0.1069

Brine Totals:

Cations	**mg/l**	**meq/l**
Na+1	7035.9223	306.0431
K+1	150.6195	3.8523
Ca+2	3.1474	0.1571
Mg+2	31.8041	2.6171
Sr+2	90.3417	2.0621
Ba+2	11.3969	0.1660
Fe+2	0.1945	0.0070

Anions / Neutrals	**mg/l**	**meq/l**
Cl-1	10778.3472	304.0179
SO4-2	8.8265	0.1838
HCO3-1	596.4846	9.7757
CO3-2	27.8240	0.9273

**NOTE: Bicarbonate concentration does not represent alkalinity.

Scaling Tendencies and Solids - Point 1

Scale Mineral	**Maximum Scale**		**Scale Tendency(*) / Scale Index(**)**	
	mg/L	**lb/bbl**	**pre-scale**	**pre-scale**
NACL	0.0	0.0000	0.0013	-2.8861
CACO3	320.3	0.1123	170.4756	2.2317
CASO4.2H2O	0.0	0.0000	0.0008	-3.0969
CASO4	0.0	0.0000	0.0011	-2.9586
SRSO4	0.0	0.0000	0.0523	-1.2815
BASO4	29.4	0.0103	5.8192	0.7649
FEIICO3	1.6	0.0006	5.7788	0.7618
MGOH2	0.0	0.0000	0.5352	-0.2715
SRCO3	0.0	0.0000	398.8574	2.6008
BACO3	0.0	0.0000	0.8405	-0.0755
FEIIOH2	0.0	0.0000	0.3356	-0.4742

Alkalinity - Point 1

Brine Alkalinity not calculated.

Output Brine, Gas and Oil - Point 2

Temperature:	156.2	deg F
Pressure:	406.68	psia
pH:	8.13	
Ionic Strength:	0.3242	
Brine Density:	0.99	g/cc
Elec Conductivity:	0.5972E-01	1/ohm-cm
Water Activity:	0.9893E+00	

Equilibrium Brine Composition

Brine Flow:	6050.5	bbl/day	
Cations	**mg/l**	**Anions**	**mg/l**
BAHCO3+	1.1468	OH-	0.4877
BA+2	9.0457	CL-	10732.3286
BAOH+	0.0001	CO3-2	24.6446
CACL+	0.0002	FEIICO32-2	0.0061
CAHCO3+	0.2237	HCO3-	551.2932
CA+2	2.4356	KSO4-	0.1011
CAOH+	0.0010	NACO3-	2.9504
FEII+2	0.0429	NASO4-	1.4470
FEIIOH+	0.0186	SO4-2	8.1741

K+	149.5227
MGHCO3+	7.1589
MG+2	28.4857
MGOH+	0.1083
NA+	6994.3730
BACL+	3.0409
SR+2	89.9060
SROH+	0.0126

Neutrals	**mg/l**
CO2	3.4699
BASO4	0.0138
BACO3	0.2462
FEIICO3	0.2265
FEO	0.0003
CACO3	0.5667
KCL	0.8366
MGCO3	3.6890
MGSO4	0.0953
NAHCO3	40.4852
CASO4	0.0028
SRSO4	0.1007

Brine Totals:

Cations	**mg/l**	**meq/l**
Na+1	7006.5491	304.7655
K+1	149.9907	3.8362
Ca+2	2.7528	0.1374
Mg+2	31.6713	2.6062
Sr+2	89.9645	2.0535
Ba+2	12.4362	0.1811
Fe+2	0.1686	0.0060

Anions / Neutrals	**mg/l**	**meq/l**
Cl-1	10733.3505	302.7487
SO4-2	9.5499	0.1988
HCO3-1	593.9945	9.7349
CO3-2	27.1097	0.9035

**NOTE: Bicarbonate concentration does not represent alkalinity.

Scaling Tendencies and Solids - Point 2

Scale Mineral	**Maximum Scale**		**Scale Tendency(*) / Scale Index(**)**	
	mg/L	**lb/bbl**	**pre-scale**	**pre-scale**
NACL	0.0	0.0000	0.0012	-2.9208
CACO3	319.9	0.1121	178.6805	2.2521
CASO4.2H2O	0.0	0.0000	0.0008	-3.0969
CASO4	0.0	0.0000	0.0013	-2.8861
SRSO4	0.0	0.0000	0.0508	-1.2941
BASO4	27.4	0.0096	4.5972	0.6625
FEIICO3	1.6	0.0006	6.6184	0.8208
MGOH2	0.0	0.0000	1.0022	0.0010
SRCO3	0.0	0.0000	368.9211	2.5669
BACO3	0.0	0.0000	0.7947	-0.0998
FEIIOH2	0.0	0.0000	0.5431	-0.2651

Alkalinity - Point 2

Brine Alkalinity not calculated.

Output Brine, Gas and Oil - Point 3

Temperature:	172.4	deg F
Pressure:	633.36	psia

pH:	8.08	
Ionic Strength:	0.3243	
Brine Density:	0.99	g/cc
Elec Conductivity:	0.6583E-01	1/ohm-cm
Water Activity:	0.9893E+00	

Equilibrium Brine Composition

Brine Flow:	6078.6	bbl/day	
Cations	**mg/l**	**Anions**	**mg/l**
BAHCO3+	1.5629	OH-	0.6780
BA+2	9.3887	CL-	10682.6242
BAOH+	0.0003	CO3-2	24.1270
CACL+	0.0003	FEIICO32-2	0.0056
CAHCO3+	0.2108	HCO3-	553.7114
CA+2	2.0837	KSO4-	0.1215
CAOH+	0.0013	NACO3-	2.5306
FEII+2	0.0365	NASO4-	1.1072
FEIIOH+	0.0216	SO4-2	9.0806
K+	148.7444		
MGHCO3+	6.8225		
MG+2	28.3174		
MGOH+	0.1624		
NA+	6964.4245		
BACL+	3.3707		
SR+2	89.4923		
SROH+	0.0203		

Neutrals	**mg/l**
CO2	4.0589
BASO4	0.0172
BACO3	0.2963
FEIICO3	0.1902
FEO	0.0006
CACO3	0.5485
KCL	0.9888
MGCO3	3.9812
MGSO4	0.1045
NAHCO3	32.3575
CASO4	0.0032
SRSO4	0.0834

Brine Totals:

Cations	**mg/l**	**meq/l**
Na+1	6974.1944	303.3581
K+1	149.2981	3.8185
Ca+2	2.3890	0.1192
Mg+2	31.5251	2.5941
Sr+2	89.5491	2.0440
Ba+2	13.3664	0.1947
Fe+2	0.1470	0.0053

Anions / Neutrals	**mg/l**	**meq/l**
Cl-1	10683.7862	301.3507
SO4-2	10.1966	0.2123
HCO3-1	591.2515	9.6899
CO3-2	26.4364	0.8811

**NOTE: Bicarbonate concentration does not represent alkalinity.

Scaling Tendencies and Solids - Point 3

Scale Mineral	**Maximum Scale**		**Scale Tendency(*) / Scale Index(**)**	
	mg/L	**lb/bbl**	**pre-scale**	**pre-scale**
NACL	0.0	0.0000	0.0012	-2.9208
CACO3	319.3	0.1119	195.2665	2.2906

CASO4.2H2O	0.0	0.0000	0.0009	-3.0458
CASO4	0.0	0.0000	0.0016	-2.7959
SRSO4	0.0	0.0000	0.0534	-1.2725
BASO4	25.6	0.0090	3.9440	0.5959
FEIICO3	1.6	0.0006	7.4509	0.8722
MGOH2	0.0	0.0000	1.9126	0.2816
SRCO3	0.0	0.0000	368.0442	2.5659
BACO3	0.0	0.0000	0.7930	-0.1007
FEIIOH2	0.0	0.0000	0.8508	-0.0702

Alkalinity - Point 3

Brine Alkalinity not calculated.

Output Brine, Gas and Oil - Point 4

Temperature:	188.6	deg F
Pressure:	860.04	psia
pH:	8.04	
Ionic Strength:	0.3244	
Brine Density:	0.98	g/cc
Elec Conductivity:	0.7193E-01	1/ohm-cm
Water Activity:	0.9894E+00	

Equilibrium Brine Composition

Brine Flow: 6109.4 bbl/day

Cations	**mg/l**	**Anions**	**mg/l**
BAHCO3+	2.0884	OH-	0.9244
BA+2	9.5732	CL-	10628.6044
BAOH+	0.0004	CO3-2	23.5304
CACL+	0.0005	FEIICO32-2	0.0052
CAHCO3+	0.1987	HCO3-	554.4669
CA+2	1.7694	KSO4-	0.1445
CAOH+	0.0018	NACO3-	2.1919
FEII+2	0.0309	NASO4-	0.8003
FEIIOH+	0.0247	SO4-2	9.8832
K+	147.8941		
MGHCO3+	6.5241		
MG+2	28.1229		
MGOH+	0.2394		
NA+	6931.1355		
BACL+	3.6546		
SR+2	89.0420		
SROH+	0.0321		

Neutrals	**mg/l**
CO2	4.7513
BASO4	0.0208
BACO3	0.3489
FEIICO3	0.1596
FEO	0.0010
CACO3	0.5249
KCL	1.1616
MGCO3	4.2388
MGSO4	0.1090
NAHCO3	26.0382
CASO4	0.0035
SRSO4	0.0599

Brine Totals:

Cations	**mg/l**	**meq/l**
Na+1	6939.0229	301.8283
K+1	148.5451	3.7993

Ca+2	2.0609	0.1028
Mg+2	31.3661	2.5810
Sr+2	89.0975	2.0337
Ba+2	14.1793	0.2065
Fe+2	0.1292	0.0046

Anions / Neutrals	**mg/l**	**meq/l**
Cl-1	10629.9069	299.8310
SO4-2	10.7610	0.2240
HCO3-1	588.2698	9.6410
CO3-2	25.8116	0.8603

**NOTE: Bicarbonate concentration does not represent alkalinity.

Scaling Tendencies and Solids - Point 4

Scale Mineral	**Maximum Scale**		**Scale Tendency(*) / Scale Index(**)**	
	mg/L	**lb/bbl**	**pre-scale**	**pre-scale**
NACL	0.0	0.0000	0.0012	-2.9208
CACO3	318.5	0.1116	214.0646	2.3305
CASO4.2H2O	0.0	0.0000	0.0009	-3.0458
CASO4	0.0	0.0000	0.0020	-2.6990
SRSO4	0.0	0.0000	0.0564	-1.2487
BASO4	24.0	0.0084	3.4647	0.5397
FEIICO3	1.7	0.0006	8.2613	0.9170
MGOH2	0.0	0.0000	3.5233	0.5469
SRCO3	0.0	0.0000	370.4886	2.5688
BACO3	0.0	0.0000	0.7948	-0.0997
FEIIOH2	0.0	0.0000	1.2802	0.1073

Alkalinity - Point 4

Brine Alkalinity not calculated.

Output Brine, Gas and Oil - Point 5

Temperature:	204.8	deg F
Pressure:	1086.7	psia
pH:	8.00	
Ionic Strength:	0.3244	
Brine Density:	0.98	g/cc
Elec Conductivity:	0.7799E-01	1/ohm-cm
Water Activity:	0.9894E+00	

Equilibrium Brine Composition

Brine Flow:	6142.9	bbl/day

Cations	**mg/l**	**Anions**	**mg/l**
BAHCO3+	2.7369	OH-	1.2369
BA+2	9.5951	CL-	10570.5239
BAOH+	0.0007	CO3-2	22.8667
CACL+	0.0008	FEIICO32-2	0.0049
CAHCO3+	0.1876	HCO3-	553.8849
CA+2	1.4940	KSO4-	0.1702
CAOH+	0.0023	NACO3-	1.9140
FEII+2	0.0261	NASO4-	0.5466
FEIIOH+	0.0279	SO4-2	10.5587
K+	146.9745		
MGHCO3+	6.2507		
MG+2	27.9070		
MGOH+	0.3472		
NA+	6894.7927		
BACL+	3.8818		
SR+2	88.5527		
SROH+	0.0497		

Neutrals	mg/l
CO2	5.5688
BASO4	0.0244
BACO3	0.4020
FEIICO3	0.1338
FEO	0.0017
CACO3	0.4973
KCL	1.3570
MGCO3	4.4449
MGSO4	0.1089
NAHCO3	21.0904
CASO4	0.0039
SRSO4	0.0367

Brine Totals:

Cations	mg/l	meq/l
Na+1	6901.2002	300.1831
K+1	147.7355	3.7786
Ca+2	1.7707	0.0884
Mg+2	31.1951	2.5670
Sr+2	88.6118	2.0226
Ba+2	14.8702	0.2166
Fe+2	0.1149	0.0041

Anions / Neutrals	mg/l	meq/l
Cl-1	10571.9661	298.1967
SO4-2	11.2397	0.2340
HCO3-1	585.0633	9.5885
CO3-2	25.2385	0.8412

**NOTE: Bicarbonate concentration does not represent alkalinity.

Scaling Tendencies and Solids - Point 5

Scale Mineral	Maximum Scale		Scale Tendency(*) / Scale Index(**)	
	mg/L	lb/bbl	pre-scale	pre-scale
NACL	0.0	0.0000	0.0012	-2.9208
CACO3	317.5	0.1113	235.0967	2.3712
CASO4.2H2O	0.0	0.0000	0.0010	-3.0000
CASO4	0.0	0.0000	0.0025	-2.6021
SRSO4	0.0	0.0000	0.0599	-1.2226
BASO4	22.6	0.0079	3.1076	0.4924
FEIICO3	1.7	0.0006	8.9827	0.9534
MGOH2	0.0	0.0000	6.2629	0.7968
SRCO3	0.0	0.0000	375.3972	2.5745
BACO3	0.0	0.0000	0.7975	-0.0983
FEIIOH2	0.0	0.0000	1.8426	0.2654

Alkalinity - Point 5

Brine Alkalinity not calculated.

Output Brine, Gas and Oil - Point 6

Temperature:	221	deg F
Pressure:	1313.4	psia
pH:	7.97	
Ionic Strength:	0.3244	
Brine Density:	0.97	g/cc
Elec Conductivity:	0.8396E-01	1/ohm-cm
Water Activity:	0.9894E+00	

Equilibrium Brine Composition

Brine Flow:	6178.9	bbl/day

Cations	**mg/l**	**Anions**	**mg/l**
BAHCO3+	3.5169	OH-	1.6253
BA+2	9.4545	CL-	10508.6372
BAOH+	0.0012	CO3-2	22.1437
CACL+	0.0011	FEIICO32-2	0.0046
CAHCO3+	0.1774	HCO3-	552.1986
CA+2	1.2565	KSO4-	0.1988
CAOH+	0.0029	NACO3-	1.6823
FEII+2	0.0220	NASO4-	0.3530
FEIIOH+	0.0312	SO4-2	11.0965
K+	145.9881		
MGHCO3+	5.9921		
MG+2	27.6724		
MGOH+	0.4951		
NA+	6855.6537		
BACL+	4.0434		
SR+2	88.0221		
SROH+	0.0754		

Neutrals	**mg/l**
CO2	6.5378
BASO4	0.0280
BACO3	0.4532
FEIICO3	0.1122
FEO	0.0027
CACO3	0.4670
KCL	1.5768
MGCO3	4.5832
MGSO4	0.1047
NAHCO3	17.1880
CASO4	0.0043
SRSO4	0.0190

Brine Totals:

Cations	**mg/l**	**meq/l**
Na+1	6860.8916	298.4298
K+1	146.8726	3.7565
Ca+2	1.5178	0.0757
Mg+2	31.0129	2.5520
Sr+2	88.0943	2.0108
Ba+2	15.4361	0.2248
Fe+2	0.1036	0.0037

Anions / Neutrals	**mg/l**	**meq/l**
Cl-1	10510.2173	296.4549
SO4-2	11.6306	0.2421
HCO3-1	581.6460	9.5325
CO3-2	24.7165	0.8238

**NOTE: Bicarbonate concentration does not represent alkalinity.

Scaling Tendencies and Solids - Point 6

Scale Mineral	**Maximum Scale**		**Scale Tendency(*) / Scale Index(**)**	
	mg/L	**lb/bbl**	**pre-scale**	**pre-scale**
NACL	0.0	0.0000	0.0012	-2.9208
CACO3	316.2	0.1108	258.3735	2.4122
CASO4.2H2O	0.0	0.0000	0.0011	-2.9586
CASO4	0.0	0.0000	0.0032	-2.4949
SRSO4	0.0	0.0000	0.0638	-1.1952
BASO4	21.3	0.0075	2.8392	0.4532
FEIICO3	1.7	0.0006	9.5340	0.9793
MGOH2	0.0	0.0000	10.7432	1.0311
SRCO3	0.0	0.0000	382.0401	2.5821
BACO3	0.0	0.0000	0.7986	-0.0977

FEIIOH2	0.0	0.0000	2.5266	0.4025

Alkalinity - Point 6

Brine Alkalinity not calculated.

Definitions

* Scale Tendency (ST): ST < 1 ==> Brine is undersaturated.
ST > 1 ==> Brine is supersaturated.
ST = 1 ==> Brine is at equilibrium.
post-scale ==> Scale Tendency after solids precipitation
pre-scale ==> Scale Tendency before solids precipitation

* Solids with a Scale Tendency < 1.0E-05 are not reported here.

** Scale Index = Log10(Scale Tendency)

C.5. SUMUR L5A-GGG

Brine Analysis Data

brine051 03/15/11
Well L5A-GGG
Type of Water Modified Water

Original Brine Analysis

	Conc, mg/L
Cations	
Na+1	4685.48
K+1	89.00
Ca+2	180.00
Mg+2	48.64
Sr+2	25.80
Ba+2	11.10
Fe+2	0.81
Anions	
Cl-1	6097.48
HCO3-1	2196.00
Properties	
Total Dissolved Solids, mg/L	13334.00
Measured Density, g/cc	1.02

ElectroNeutrality Balance

420.78 mg/L of Cl-1 added to balance charge

Reconciliations

Reconciliation Type - pH and Alkalinity.

Variables	**Measured**	**Calculated**	**Units**
Temperature	140.00		deg F
Pressure	120.00		psia
pH	7.97	7.97	
Alkalinity	2196.00	2194.14	as HCO3-, mg/L
HCl added		-32.28	mg/L
CO2 added		-13.59	mg/L
Density	1.02	0.99	g/cc
Electrical Conductivity		0.04	1/ohm-cm

Report

scaletend051 03/15/11

Input Summary

Analyses

brine051	03/15/11
Well	L5A-GGG
Flowrate(bbl/day)	1600.00
Type of Water	Modified Water

Conditions

Temperature deg F	Pressure psia	Description
140.00	120.00	surface
156.20	202.00	selected point
172.40	284.00	selected point
188.60	366.00	selected point
204.80	448.00	selected point
221.00	530.00	downhole

Solids Selected as Possible Precipitants

NaCl (Halite)
CaCO3 (Calcite)
FeCO3 (Siderite)

Output Summary

Selected Plot Variables

Pressure psia	CACO3 solid, mg/L	FEIICO3 solid, mg/L	Temperature deg F
120.00	416.12	0.97	140.00
202.00	421.97	1.12	156.20
284.00	426.03	1.23	172.40
366.00	428.49	1.32	188.60
448.00	429.59	1.38	204.80
530.00	429.56	1.42	221.00

CACO3 pScalTend
117.85
130.27
150.40
174.83
204.35
239.85

Output Brine, Gas and Oil - Point 1

Temperature:	140	deg F
Pressure:	120	psia
pH:	7.03	
Ionic Strength:	0.2165	
Brine Density:	0.99	g/cc
Elec Conductivity:	0.3601E-01	1/ohm-cm
Water Activity:	0.9922E+00	

Equilibrium Brine Composition

Brine Flow:	1600	bbl/day	

Cations	**mg/l**	**Anions**	**mg/l**
BAHCO3+	2.4849	OH-	0.0233
BA+2	7.8611	CL-	6486.4422
CACL+	0.0003	CO3-2	4.3227
CAHCO3+	3.2842	FEIICO32-2	0.0012
CA+2	11.8359	HCO3-	1622.6688
CAOH+	0.0002	NACO3-	0.4862
FEIICL+	0.0001		
FEIIHCO3+	0.0007		
FEII+2	0.2054		
FEIIOH+	0.0049		
H+	0.0001		
K+	88.8558		
MGHCO3+	32.7022		
MG+2	39.0109		
MGOH+	0.0069		
NA+	4655.0135		
BACL+	1.8707		
SR+2	25.8001		
SROH+	0.0002		

Neutrals	**mg/l**
CO2	135.2115
BACO3	0.0455
FEIICO3	0.2745
CACO3	0.5868
KCL	0.2761
MGCO3	1.0746
NAHCO3	111.0543

Brine Totals:

Cations	**mg/l**	**meq/l**
Na+1	4685.5400	203.8080
K+1	89.0007	2.2763
Ca+2	13.3731	0.6674
Mg+2	48.6404	4.0025
Sr+2	25.8002	0.5889
Ba+2	11.1001	0.1617
Fe+2	0.3423	0.0123

Anions / Neutrals	**mg/l**	**meq/l**
Cl-1	6486.9576	182.9734
HCO3-1	1922.9756	31.5153

**NOTE: Bicarbonate concentration does not represent alkalinity.

Scaling Tendencies and Solids - Point 1

Scale Mineral	**Maximum Scale**		**Scale Tendency(*) / Scale Index(**)**	
	mg/L	**lb/bbl**	**pre-scale**	**pre-scale**
NACL	0.0	0.0000	0.0006	-3.2218
CACO3	416.1	0.1459	117.8481	2.0713
FEIICO3	1.0	0.0003	5.0150	0.7003
MGOH2	0.0	0.0000	0.0106	-1.9747
SRCO3	0.0	0.0000	53.9873	1.7323
BACO3	0.0	0.0000	0.1428	-0.8453
FEIIOH2	0.0	0.0000	0.0093	-2.0315

Alkalinity - Point 1

Brine Alkalinity not calculated.

Output Brine, Gas and Oil - Point 2

Temperature:	156.2	deg F
Pressure:	202	psia
pH:	7.03	
Ionic Strength:	0.2166	
Brine Density:	0.99	g/cc
Elec Conductivity:	0.4014E-01	1/ohm-cm
Water Activity:	0.9922E+00	

Equilibrium Brine Composition

Brine Flow:	1607.4	bbl/day	
Cations	**mg/l**	**Anions**	**mg/l**
BAHCO3+	3.0400	OH-	0.0372
BA+2	7.3772	CL-	6456.6387
CACL+	0.0005	CO3-2	4.7152
CAHCO3+	2.6927	FEIICO32-2	0.0012
CA+2	8.9103	HCO3-	1622.3618
CAOH+	0.0003	NACO3-	0.4606
FEIICL+	0.0001		
FEIIHCO3+	0.0006		
FEII+2	0.1527		
FEIIOH+	0.0057		
H+	0.0001		
K+	88.4201		
MGHCO3+	31.2486		
MG+2	39.1219		
MGOH+	0.0121		
NA+	4640.0057		
BACL+	1.9228		
SR+2	25.6815		
SROH+	0.0003		

Neutrals	**mg/l**
CO2	138.5116
BACO3	0.0558
FEIICO3	0.2282
CACO3	0.5651
KCL	0.3282
MGCO3	1.3413
NAHCO3	87.3518

Brine Totals:

Cations	**mg/l**	**meq/l**
Na+1	4664.0385	202.8728
K+1	88.5923	2.2659
Ca+2	10.2046	0.5092
Mg+2	48.4172	3.9841
Sr+2	25.6818	0.5862
Ba+2	11.0491	0.1609
Fe+2	0.2678	0.0096

Anions / Neutrals	**mg/l**	**meq/l**
Cl-1	6457.1896	182.1338
HCO3-1	1909.3411	31.2918

**NOTE: Bicarbonate concentration does not represent alkalinity.

Scaling Tendencies and Solids - Point 2

Scale Mineral	**Maximum Scale**		**Scale Tendency(*) / Scale Index(**)**	
	mg/L	**lb/bbl**	**pre-scale**	**pre-scale**
NACL	0.0	0.0000	0.0005	-3.3010
CACO3	422.0	0.1479	130.2690	2.1148
FEIICO3	1.1	0.0004	5.9953	0.7778
MGOH2	0.0	0.0000	0.0227	-1.6440

SRCO3	0.0	0.0000	52.6954	1.7218
BACO3	0.0	0.0000	0.1387	-0.8579
FEIIOH2	0.0	0.0000	0.0169	-1.7721

Alkalinity - Point 2

Brine Alkalinity not calculated.

Output Brine, Gas and Oil - Point 3

Temperature:	172.4	deg F
Pressure:	284	psia
pH:	7.04	
Ionic Strength:	0.2166	
Brine Density:	0.98	g/cc
Elec Conductivity:	0.4429E-01	1/ohm-cm
Water Activity:	0.9922E+00	

Equilibrium Brine Composition

Brine Flow:	1615.6	bbl/day	
Cations	**mg/l**	**Anions**	**mg/l**
BAHCO3+	3.6823	OH-	0.0587
BA+2	6.8523	CL-	6423.9123
CACL+	0.0007	CO3-2	5.1664
CAHCO3+	2.1929	FEIICO32-2	0.0012
CA+2	6.5867	HCO3-	1618.6761
CAOH+	0.0004	NACO3-	0.4454
FEIICL+	0.0001		
FEIIHCO3+	0.0005		
FEII+2	0.1118		
FEIIOH+	0.0066		
H+	0.0001		
K+	87.9404		
MGHCO3+	29.9775		
MG+2	39.1378		
MGOH+	0.0211		
NA+	4621.3348		
BACL+	1.9425		
SR+2	25.5513		
SROH+	0.0006		

Neutrals	**mg/l**
CO2	141.1426
BACO3	0.0682
FEIICO3	0.1895
CACO3	0.5375
KCL	0.3877
MGCO3	1.6732
NAHCO3	69.3011

Brine Totals:

Cations	**mg/l**	**meq/l**
Na+1	4640.4236	201.8456
K+1	88.1437	2.2544
Ca+2	7.6720	0.3829
Mg+2	48.1720	3.9640
Sr+2	25.5518	0.5832
Ba+2	10.9932	0.1601
Fe+2	0.2089	0.0075

Anions / Neutrals	**mg/l**	**meq/l**
Cl-1	6424.4956	181.2116

HCO3-1	1895.8337	31.0704

**NOTE: Bicarbonate concentration does not represent alkalinity.

Scaling Tendencies and Solids - Point 3

Scale Mineral	Maximum Scale		Scale Tendency(*) / Scale Index(**)	
	mg/L	lb/bbl	pre-scale	pre-scale
NACL	0.0	0.0000	0.0005	-3.3010
CACO3	426.0	0.1493	150.4033	2.1773
FEIICO3	1.2	0.0004	7.0887	0.8506
MGOH2	0.0	0.0000	0.0491	-1.3089
SRCO3	0.0	0.0000	55.3210	1.7429
BACO3	0.0	0.0000	0.1406	-0.8520
FEIIOH2	0.0	0.0000	0.0295	-1.5302

Alkalinity - Point 3

Brine Alkalinity not calculated.

Output Brine, Gas and Oil - Point 4

Temperature:	188.6	deg F
Pressure:	366	psia
pH:	7.06	
Ionic Strength:	0.2167	
Brine Density:	0.98	g/cc
Elec Conductivity:	0.4843E-01	1/ohm-cm
Water Activity:	0.9922E+00	

Equilibrium Brine Composition

Brine Flow:	1624.5	bbl/day	
Cations	**mg/l**	**Anions**	**mg/l**
BAHCO3+	4.4078	OH-	0.0914
BA+2	6.2906	CL-	6388.3835
CACL+	0.0009	CO3-2	5.6835
CAHCO3+	1.7759	FEIICO32-2	0.0013
CA+2	4.7937	HCO3-	1612.4841
CAOH+	0.0006	NACO3-	0.4386
FEIIHCO3+	0.0004		
FEII+2	0.0808		
FEIIOH+	0.0076		
H+	0.0001		
K+	87.4177		
MGHCO3+	28.8335		
MG+2	39.0719		
MGOH+	0.0362		
NA+	4599.4904		
BACL+	1.9281		
SR+2	25.4097		
SROH+	0.0010		

Neutrals	**mg/l**
CO2	143.2114
BACO3	0.0826
FEIICO3	0.1573
CACO3	0.5059
KCL	0.4556
MGCO3	2.0783
NAHCO3	55.4341

Brine Totals:

Cations	**mg/l**	**meq/l**

Na+1	4614.7823	200.7302
K+1	87.6566	2.2420
Ca+2	5.7012	0.2845
Mg+2	47.9058	3.9421
Sr+2	25.4106	0.5800
Ba+2	10.9325	0.1592
Fe+2	0.1631	0.0058

Anions / Neutrals	**mg/l**	**meq/l**
Cl-1	6388.9962	180.2103
HCO3-1	1882.3733	30.8498

**NOTE: Bicarbonate concentration does not represent alkalinity.

Scaling Tendencies and Solids - Point 4

Scale Mineral	**Maximum Scale**		**Scale Tendency(*) / Scale Index(**)**	
	mg/L	**lb/bbl**	**pre-scale**	**pre-scale**
NACL	0.0	0.0000	0.0005	-3.3010
CACO3	428.5	0.1502	174.8317	2.2426
FEIICO3	1.3	0.0005	8.3530	0.9218
MGOH2	0.0	0.0000	0.1040	-0.9830
SRCO3	0.0	0.0000	59.0213	1.7710
BACO3	0.0	0.0000	0.1434	-0.8435
FEIIOH2	0.0	0.0000	0.0508	-1.2941

Alkalinity - Point 4

Brine Alkalinity not calculated.

Output Brine, Gas and Oil - Point 5

Temperature:	204.8	deg F
Pressure:	448	psia
pH:	7.09	
Ionic Strength:	0.2167	
Brine Density:	0.97	g/cc
Elec Conductivity:	0.5254E-01	1/ohm-cm
Water Activity:	0.9923E+00	

Equilibrium Brine Composition

Brine Flow:	1634.3	bbl/day	
Cations	**mg/l**	**Anions**	**mg/l**
BAHCO3+	5.2044	OH-	0.1405
BA+2	5.7004	CL-	6350.1768
CACL+	0.0012	CO3-2	6.2718
CAHCO3+	1.4318	FEIICO32-2	0.0014
CA+2	3.4444	HCO3-	1604.3174
CAOH+	0.0007	NACO3-	0.4384
FEIIHCO3+	0.0003		
FEII+2	0.0578		
FEIIOH+	0.0085		
H+	0.0001		
K+	86.8535		
MGHCO3+	27.7691		
MG+2	38.9349		
MGOH+	0.0616		
NA+	4574.8549		
BACL+	1.8799		
SR+2	25.2572		
SROH+	0.0019		

Neutrals	**mg/l**

CO2	144.8446
BACO3	0.0992
FEIICO3	0.1306
CACO3	0.4717
KCL	0.5326
MGCO3	2.5603
NAHCO3	44.6845

Brine Totals:

Cations	**mg/l**	**meq/l**
Na+1	4587.2050	199.5307
K+1	87.1328	2.2286
Ca+2	4.2021	0.2097
Mg+2	47.6196	3.9185
Sr+2	25.2587	0.5766
Ba+2	10.8671	0.1583
Fe+2	0.1279	0.0046

Anions / Neutrals	**mg/l**	**meq/l**
Cl-1	6350.8164	179.1334
HCO3-1	1868.8567	30.6283

**NOTE: Bicarbonate concentration does not represent alkalinity.

Scaling Tendencies and Solids - Point 5

Scale Mineral	**Maximum Scale**		**Scale Tendency(*) / Scale Index(**)**	
	mg/L	**lb/bbl**	**pre-scale**	**pre-scale**
NACL	0.0	0.0000	0.0005	-3.3010
CACO3	429.6	0.1506	204.3465	2.3104
FEIICO3	1.4	0.0005	9.7939	0.9910
MGOH2	0.0	0.0000	0.2165	-0.6645
SRCO3	0.0	0.0000	63.8957	1.8055
BACO3	0.0	0.0000	0.1466	-0.8339
FEIIOH2	0.0	0.0000	0.0857	-1.0670

Alkalinity - Point 5

Brine Alkalinity not calculated.

Output Brine, Gas and Oil - Point 6

Temperature:	221	deg F
Pressure:	530	psia
pH:	7.12	
Ionic Strength:	0.2167	
Brine Density:	0.97	g/cc
Elec Conductivity:	0.5659E-01	1/ohm-cm
Water Activity:	0.9923E+00	

Equilibrium Brine Composition

Brine Flow:	1644.8	bbl/day	
Cations	**mg/l**	**Anions**	**mg/l**
BAHCO3+	6.0521	OH-	0.2132
BA+2	5.0942	CL-	6309.4210
BAOH+	0.0001	CO3-2	6.9354
CACL+	0.0015	FEIICO32-2	0.0015
CAHCO3+	1.1509	HCO3-	1594.4909
CA+2	2.4502	NACO3-	0.4438
CAOH+	0.0009		
FEIIHCO3+	0.0002		
FEII+2	0.0411		
FEIIOH+	0.0094		

H+	0.0001
K+	86.2490
MGHCO3+	26.7447
MG+2	38.7364
MGOH+	0.1033
NA+	4547.7347
BACL+	1.8004
SR+2	25.0940
SROH+	0.0033

Neutrals	**mg/l**
CO2	146.1744
BACO3	0.1177
FEIICO3	0.1084
FEO	0.0001
CACO3	0.4364
KCL	0.6197
MGCO3	3.1168
NAHCO3	36.2764

Brine Totals:

Cations	**mg/l**	**meq/l**
Na+1	4557.7852	198.2510
K+1	86.5740	2.2143
Ca+2	3.0826	0.1538
Mg+2	47.3141	3.8934
Sr+2	25.0967	0.5729
Ba+2	10.7974	0.1572
Fe+2	0.1012	0.0036

Anions / Neutrals	**mg/l**	**meq/l**
Cl-1	6310.0858	177.9845
HCO3-1	1855.1793	30.4042

**NOTE: Bicarbonate concentration does not represent alkalinity.

Scaling Tendencies and Solids - Point 6

Scale Mineral	**Maximum Scale**		**Scale Tendency(*) / Scale Index(**)**	
	mg/L	**lb/bbl**	**pre-scale**	**pre-scale**
NACL	0.0	0.0000	0.0005	-3.3010
CACO3	429.6	0.1506	239.8495	2.3799
FEIICO3	1.4	0.0005	11.4051	1.0571
MGOH2	0.0	0.0000	0.4436	-0.3530
SRCO3	0.0	0.0000	70.0879	1.8456
BACO3	0.0	0.0000	0.1501	-0.8236
FEIIOH2	0.0	0.0000	0.1419	-0.8480

Alkalinity - Point 6

Brine Alkalinity not calculated.

Definitions

* Scale Tendency (ST): ST < 1 ==> Brine is undersaturated.
ST > 1 ==> Brine is supersaturated.
ST = 1 ==> Brine is at equilibrium.
post-scale ==> Scale Tendency after solids precipitation
pre-scale ==> Scale Tendency before solids precipitation

* Solids with a Scale Tendency < 1.0E-05 are not reported here.

** Scale Index = Log10(Scale Tendency)

LAMPIRAN D

DOWNHOLE DIAGRAM SUMUR PRODUKSI

D.1. Sumur Produksi LMC-XXX

PT. PERTAMINA EP
UNIT BISNIS PERTAMINA EP (LIMAU)

DOWN HOLE EQUIPMENT DIAGRAM

SP-III 60005 | **LMC-XXX** | DATE RUN : AUGUST 03, 2010

X = 401.565.90
Y = 9.613.760.90

KB ELEVATION : 13.80 M
CF ELEVATION : 6.90 M

KB-CF = **6.90** M

13 3/8", K55, 54.5 PPF — **31.00 mKB**

9 5/8", K55, 36 PPF — **256.00 mKB**

EJP ESP SYSTEM

Pump Assy (New)
Model : 540
S/N : EJP-2090075
Stages : 113FL
TYPE : ING-3200

Gas Separator (New)
Model : KGS-540S
S/N : EJP-2100017

Protector (New)
TYPE : PFDB
S/N : EJP-3100006
Series : 540

Motor (New)
TYPE : 76UT-540S
S/N : EJP-1090027
180 HP, 1940V, 59A, 60HZ.

PRODUCTION STRING

161 Jts 3-½" tbg
3-1/2" PSN
1 Jts 3-½" tbg
Pump Head
5-1/8" Pump Assy
5-1/8" Gas Separator
5-1/8" Protector
5-1/2" Motor
3-3/4" Psi Unit
6" Stabilizer

PSN @ 1530,70 mKB
Pump Intake at 1546,25 mKB
EOS @ 1557,92 mKB

FISH IN HOLE (MMU ESP System)
5-1/8" GAS SEPARATOR
5-1/8" PROTECTOR
5-1/8" MOTOR

"X3" — **1596.00 - 1599.00 mKB**
"Y1" — 1599.00 - 1601.00 mKB
Top Fill at 1616,67 mKB
"Y3" — **1641.00 - 1643.50mKB**
7" UNI-VI 10 K. RBP — **1646.40 mKB**
7" B.P — **1650.00 mKB**
"Z1" — **1655.50 - 1657.50 mKB**
TOC — **1676.20 mKB**
7", K55, 26 PPF
TD : 1682 mKB

LATEST SERVICE / WORK OVER	: POOH MMU ESP TOOLS, CLEAN UP HOLE, ACID JOB & SWAB SPEND ACID, RIH EJP ESP.	DRAWN BY DATE	: MOH, AMAIN / ADIMAN : AUGUST 03, 2010
WELL STATUS	: ON PRODUCTION	ALL DEPTH MEASURED FROM KELLY BUSHING ELEVATION	

D.2. Sumur Produksi L5A-YYY

PT. PERTAMINA EP
Unit Bisnis Pertamina EP (Limau)

DOWNHOLE EQUIPMENT DIAGRAM

SP-XI	**L5A-YYY**	**DATE RUN : 27-Sep-10**

X = + 741.05
Y = - 33,819.72

KB ELEVATION 22.48 M
CF ELEVATION 19.03 M

KB-CF = 3.45 M

10 3/4" ; 32.75 #/ FT — 196.70 mKB

UBPL ESP SYSTEM :

PUMP ASSY (USED)
Model / Series : ING-4000,EJP-209025
S/N : P7-28848
Type : ING-4000
Stage : 100FL

Gas Separator (NEW)
Model : KGS540S
S/N : 420-14594

Seal Section (NEW)
Model : NPN-CC
S/N : 316-67779
Series : 54W

MOTOR (Redress)
Model : 90-D
S/N : 21K-61140A
Horsepower : 180HP, 1940V, 59A.

PRODUCTION STRING :
144 JTS 3 1/2" TBG
3 1/2" PSN
1 JT 3 1/2" TBG
5-1/8" PUMP ASSY
5-1/8" GAS SEPARATOR
5-1/8" PROTECTOR
5-1/8" MOTOR

PSN : 1363,18 mKB

Pump intake : 1380,32 mKB

EOS at 1391,41 mKB

"W3"	1474.50 - 1475.50 mKB
"X0"	1512.00 - 1515.50 mKB
"X1"	1524.00 - 1525.00 mKB
"X2"	1536.00 - 1537.00 mKB
"X3"	1538.50 - 1542.50 mKB 1544.70 - 1546.70 mKB
"Y1"	1555.30 - 1557.00 mKB 1558.60 - 1560.10 mKB 1563.90 - 1567.10 mKB
"Y2"	1573.90 - 1576.80 mKB 1584.50 - 1587.40 mKB
"Y3"	1590.50 - 1594.40 mKB 1594.80 - 1596.10 mKB
"Z1"	1608.00 - 1612.00 mKB
FILL	1613,55 mKB
PBTD	**1624.50 mKB**
7" ; 20/23 #/ FT	1637.50 mKB

TD : 1638.00 MKB

LATEST SERVICE / WORKOVER	: CHECK UBPL ESP PROBLEM, ACID JOB AND SWAB CLEAN, RE-RIH UBPL ESP.	DRAWN BY UPDATE	: MELU S. / ASDIIMAN : 30-Sep-10
WELL STATUS	: ON PRODUCTION	ALL DEPTH MEASURED FROM KELLY BUSHING ELEVATION	

D.3. Sumur Produksi L5A-ZZZ

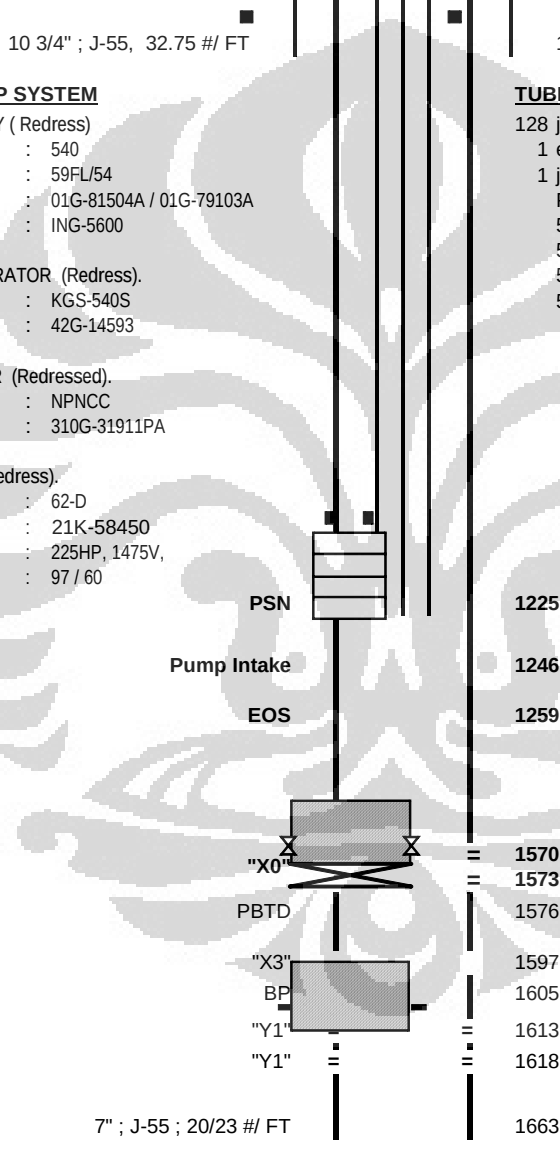
PT. PERTAMINA EP
UNIT BISNIS PERTAMINA EP (LIMAU)

DOWN HOLE EQUIPMENT DIAGRAM

SP-XI 60001	**L5A-ZZZ**	**DATE RUN : 18-Oct-10**

X = - 1,089.41
Y = - 33,182.16

KB ELEVATION : 22.91 mKB
CF ELEVATION : 18.82 mKB



TD : 1683.00 mKB

UBPL ESP SYSTEM

PUMP ASSY (Redress)
Model : 540
Stage : 59FL/54
S/N : 01G-81504A / 01G-79103A
Type : ING-5600

GAS SEPARATOR (Redress).
Model : KGS-540S
S/N : 42G-14593

EQUALIZER (Redressed).
Model : NPNCC
S/N : 310G-31911PA

MOTOR (Redress).
Model : 62-D
S/N : 21K-58450
Horse power : 225HP, 1475V,
Current/Freq : 97 / 60

TUBING STRING :

128 jts 3 1/2" Tbg
1 ea 3 1/2" PSN
1 jt 3 1/2" Tbg
Pump Head
5 1/8" Pump Assy (LT / UT)
5 1/8" Gas separator
5-1/8" Protector
5-1/2" Motor

LATEST SERVICE / WORK OVER : REPAIR ESP FACILITIES AT SURFACE	REDRAWN BY : BURMAWI P.. / ASDIMAN DATE : 19-Oct-10
WELL STATUS : ON PRODUCTION	ALL DEPTH MEASURED FROM KELLY BUSHING ELEVATION

D.4. Sumur Produksi L5A-RRR

PT. PERTAMINA EP
UNIT BISNIS PERTAMINA EP (LIMAU)

DOWNHOLE EQUIPMENT DIAGRAM

SP-V	L5A - RRR	DATE RUN : 26-Feb-10

X = + 18,585.35
Y = - 39,889.85

KB ELEVATION : 43.66 m
CF ELEVATION : 39.75 m
KB - CF = 3.91 m

10 3/4" ; J-55 ; 40.5 #/ FT — 166.60 mKB

EJP ESP SYSTEM :

PUMP ASSY LU / UT (New)
TYPE : ING-5200
S/N : EJP-2080065A
Model : 540S
59 A

GAS SEPARATOR (New)
Model : KGS540S
S/N : EJP-2090092

PROTECTOR (New)
TYPE : PFDB
S/N : EJP-3090030

MOTOR LT / UT (New)
S/N : EJP-1080016A.
120 HP, 1075 VL, 70AMP.

PSN @ 1078.14 MKB
PUMP INTAKE @ 1110.63 MKB
EOS @ 1125,44 MKB
TOF AT 1295.15 MKB
1295.50-1297.50 mKB (SQZD)
(MOTOR, PROTECTOR, GAS SEPARATOR)

PRODUCTION STRING

112 Jts 3-1/2" tbg	"S1"	1304.50-1306.50 mKB
3-1/2" PSN 7" Bridge Plug "Saga"		1307.50 mKB
1 Jt 3-1/2" tbg	"S1" X X	1307.50-1310.00 mKB (SQZD)
3-1/2" BLEEDER VALVE	"S1"	1310.50-1312.50 mKB
1 Jt 3-1/2" tbg		
3-1/2" Check Valve	PBTD	1324.27 mKB
Pump Head	"S2A"	1329.00-1333.00 mKB (SQZD)
5-1/8" Pump Assy LT/UT		1341.50-1348.50 mKB (SQZD)
5-1/6" Gas Separator	"S2B"	1355.00-1358.00 mKB (SQZD)
5-1/6" Protector	"S3"	1365.00-1370.00 mKB (SQZD)
5-½" Motor LT/UT		1372.00-1374.00 mKB (SQZD)
3-3/4" PSI	"S4"	1389.80-1390.40 mKB (SQZD)
2-3/8" X 5-3/4" Stabilizer		1390.50-1391.50 mKB (SQZD)
		1396.60-1399.80 mKB (SQZD))
		1407.00-1410.00 mKB (SQZD)
	"S5"	1416.00-1424.00 mKB (SQZD)
7" ; J-55 ; 20/23 #/ FT		1477.00 mKB

TD : 1479.00 mKB

LATEST SERVICE / WOROVER	: CHECK EJP ESP PROBLEM, CLEAN HOLE, ACID JOB & SWAB CLEAN, RE-RIH EJP ESP.	DRAWN BY	: JAYUS C. / ASDIMAN
		DATE	: March 2, 2010
WELL STATUS	: ON PRODUCTION	ALL DEPTH MEASURED FROM KELLY BUSHING ELEVATION	

D.5. Sumur Produksi L5A-GGG

PT. PERTAMINA EP
UNIT BISNIS PERTAMINA EP (LIMAU)

DOWNHOLE EQUIPMENT DIAGRAM

SP-V	L5A - RRR	DATE RUN : 26-Feb-10

X = + 18,585.35
Y = - 39,889.85

KB ELEVATION : 43.66 m
CF ELEVATION : 39.75 m
KB - CF = 3.91 m

10 3/4" ; J-55 ; 40.5 #/ FT — 166.60 mKB

EJP ESP SYSTEM :

PUMP ASSY LU / UT (New)
TYPE : ING-5200
S/N : EJP-2080065A
Model : 540S
59 A

GAS SEPARATOR (New)
Model : KGS540S
S/N : EJP-2090092

PROTECTOR (New)
TYPE : PFDB
S/N : EJP-3090030

MOTOR LT / UT (New)
S/N : EJP-1080016A.
120 HP, 1075 VL, 70AMP.

PRODUCTION STRING

112 Jts 3-1/2" tbg		"S1"	1304.50-1306.50 mKB
3-1/2" PSN	7" Bridge Plug "Saga"		1307.50 mKB
1 Jt 3-1/2" tbg		"S1"	1307.50-1310.00 mKB (SQZD)
3-1/2" BLEEDER VALVE		"S1"	1310.50-1312.50 mKB
1 Jt 3-1/2" tbg			
3-1/2" Check Valve		PBTD	1324.27 mKB
Pump Head		"S2A"	1329.00-1333.00 mKB (SQZD)
5-1/8" Pump Assy LT/UT			1341.50-1348.50 mKB (SQZD)
5-1/6" Gas Separator		"S2B"	1355.00-1358.00 mKB (SQZD)
5-1/6" Protector		"S3"	1365.00-1370.00 mKB (SQZD)
5-½" Motor LT/UT			1372.00-1374.00 mKB (SQZD)
3-3/4" PSI		"S4"	1389.80-1390.40 mKB (SQZD)
2-3/8" X 5-3/4" Stabilizer			1390.50-1391.50 mKB (SQZD)
			1396.60-1399.80 mKB (SQZD))
			1407.00-1410.00 mKB (SQZD)
		"S5"	1416.00-1424.00 mKB (SQZD)
	7" ; J-55 ; 20/23 #/ FT		1477.00 mKB

TD : 1479.00 mKB

PSN @ 1078.14 MKB
PUMP INTAKE @ 1110.63 MKB
EOS @ 1125,44 MKB
TOF AT 1295.15 MKB
"S1" X X 1295.50-1297.50 mKB (SQZD)
(MOTOR, PROTECTOR, GAS SEPARATOR)

LATEST SERVICE / WOROVER	:	CHECK EJP ESP PROBLEM, CLEAN HOLE, ACID JOB & SWAB CLEAN, RE-RIH EJP ESP.	DRAWN BY DATE	: JAYUS C. / ASDIMAN : March 2, 2010
WELL STATUS	:	ON PRODUCTION	ALL DEPTH MEASURED FROM KELLY BUSHING ELEVATION	