

**ANALISIS PENGGUNAAN *SOLVENT* PADA SUMUR
PRODUKSI *PARAFIN* TERHADAP PENINGKATAN
PRODUKSI PADA SUMUR “TR”
LAPANGAN “MSN”**

TUGAS AKHIR

Diajukan guna melengkapi syarat dalam mencapai gelar Sarjana Teknik

Oleh

MUTIARA SULAS'AIN NAHAMPUN

133210477



PROGRAM STUDI TEKNIK PERMINYAKAN

UNIVERSITAS ISLAM RIAU

PEKANBARU

2020

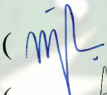
HALAMAN PENGESAHAN

Tugas Akhir disusun oleh

Nama : Mutiara Sulas'ain Nahampun
NPM : 133210477
Program Studi : Teknik Perminyakan
Judul Tugas Akhir : Analisis Penggunaan *Solvent* Pada Sumur
Produksi *Praffin* Terhadap Peningkatan
Produksi Pada Sumur "TR" Lapangan "MSN"

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

Dewan Penguji

Pembimbing I : Dr. Mursyidah, M.Sc ()
Pembimbing II : Muhammad Ariyon, ST., MT ()
Penguji I : Richa Melysa, ST., MT ()
Penguji II : Idham Khalid, ST., MT ()
Ditetapkan : Pekanbaru
Di Tanggal : 3 Desember 2020

Disahkan Oleh

**KETUA PROGRAM STUDI
TEKNIK PERMINYAKAN**



Novia Rita, ST., MT

**DOSEN PEMBIMBING
MAHASISWA**

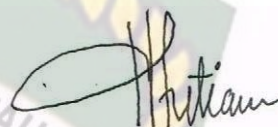


Dr. Mursyidah, M.Sc

PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR

Dengan ini saya menyatakan bahwa tugas akhir ini merupakan karya saya sendiri dan semua sumber yang tercantum didalamnya baik yang dikutip maupun dirujuk telah saya nyatakan dengan benar sesuai ketentuan.

Pekanbaru, 18 November 2020



Mutiara Sulas'ain Nahampun

133210477



KATA PENGANTAR

Syukur Alhamdulillah penulis ucapkan kepada Allah Subhanallahu wa ta'ala yang telah memberikan limpahan rahmat dan karunia-Nya, sehingga penulis dapat menyelesaikan penyusunan Tugas Akhir. Shalawat dan salam penulis ucapkan kepada Nabi Muhammad Shallallahu 'alaihi wa sallam, semoga kita mendapat syafa'at di akhirat kelak. Tugas akhir ini disusun untuk melengkapi syarat dalam mencapai Gelar Sarjana Teknik Program Studi Teknik Perminyakan, Universitas Islam Riau.

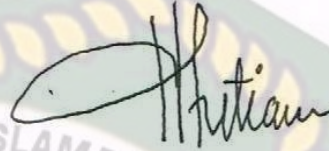
Penulis menyadari bahwa banyak pihak yang telah memberikan kontribusi semangat dan dorongan untuk menyelesaikan tugas akhir ini. Tanpa bantuan dari mereka tentu akan sulit rasanya untuk mendapatkan gelar Sarjana Teknik ini. Oleh karena itu Penulis ingin mengucapkan terimakasih kepada:

1. Ibu Dr. Mursyidah, M.Sc selaku dosen pembimbing serta pembimbing Akademis dan Bapak M. Ariyon, ST.,MT selaku dosen pembimbing yang telah banyak memberikan masukan selama perkuliahan, serta perhatian dalam masalah penulisan tugas akhir ini.
2. Ibu Novia Rita, ST.,MT selaku Ketua Prodi Teknik Perminyakan Universitas Islam Riau.
3. Bapak Norahmansyah, ST.,MT dan Bapak Rahmat Purba selaku mentor dilapangan yang telah banyak membimbing dan memberikan masukan dalam penulisan tugas akhir ini.
4. Orang tua dan keluarga atas segala kasih sayang, dukungan moril maupun materil yang selalu diberikan sampai penyelesaian Tugas Akhir ini.
5. Tengku Dighna Mayang Bilqis, Annisa Fitri dan Yunda Agusti Putri yang selalu mengingatkan, memberi semangat dan yang selalu cerewet agar penulis segera menyelesaikan Tugas Akhir ini.
6. Teman – teman PERLOB 13 (Perminyakan Lokal B 2013) dan teman-teman ANGKATAN 2013 yang sudah mengisi hari – hari dari tahun 2013 sampai sekarang baik dalam keadaan senang ataupun sedih.
7. Teman-teman KP [Mei Handayani, Melisa Sirait, dan Raja Randy] yang sudah menemani dan selalu mendukung dari tahun 2016.

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

Pekanbaru, 18 November 2020

Penulis,



MUTIARA SULAS'AIN NAHAMPUN



DAFTAR ISI

HALAMAN SAMPUL DEPAN	
HALAMAN SAMPUL DALAM	i
HALAMAN PENGESAHAN	ii
PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR	iii
KATA PENGANTAR/UCAPAN TERIMA KASIH	iv
HALAMAN DAFTAR ISI	vi
HALAMAN DAFTAR GAMBAR	viii
HALAMAN DAFTAR TABEL	ix
HALAMAN DAFTAR ISTILAH DAN SIMBOL	x
ABSTRAK	xi
ABSTRACT	xiii
BAB I PENDAHULUAN	
1.1 Latar Belakang.....	1
1.2 Tujuan Penelitian.....	2
1.3 Batasan Masalah.....	2
1.4 Metodologi Penelitian	3
BAB II TINJAUAN PUSTAKA	
2.1 <i>Formation Damage</i> (Kerusakan Formasi).....	5
2.2 Stimulasi.....	8
2.2.1 <i>Hydraulic Fracturing</i>	9
2.2.2 <i>Matrix Treatment</i>	10
2.3 <i>Solvent Treatment</i>	11
2.4 <i>Inflow Performance Relationship</i> (IPR)	13
2.5 Tekanan Rekah	16
BAB III GAMBARAN LAPANGAN	
3.1 Letak Geografis	18
3.2 Sejarah Lapangan	20
3.3 Stratigrafi Lapangan	20
3.4 Kondisi Geologi Lapangan Mubarak	21
3.5 Karakteristik Lapangan	21

3.5.1 Lingkungan Pengendapan	21
3.5.2 Karakteristik Reservoir dan Fluida	22
BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN PENELITIAN	
4.1 Identifikasi sumur TR-10 dan TR-11	23
4.1.1 Data Formasi Sumur TR-10 dan TR-11	23
4.1.2 Data Reservoir Sumur TR-10 dan TR-11	25
4.1.3 Gradien Tekanan Formasi dan Gradien Rekah	28
4.2 Analisis Kerusakan Sampel Minyak Mentah Sumur TR-10 dan TR-11	31
4.3 Menguji Pengaruh <i>Solvent</i> terhadap aspal dan <i>paraffin</i>	32
4.3.1 Uji Laboratorium	32
4.3.2 <i>Desain Solvent Treatment</i>	36
4.4 Evaluasi Hasil Produksi Penggunaan <i>Solvent Treatment</i>	38
4.4.1 Kurva IPR Sumur TR-10 dan TR-11	38
4.4.2 Monitoring Produksi Sumur TR-10 dan TR-11	42
BAB V KESIMPULAN DAN SARAN	
5.1 Kesimpulan.....	45
5.2 Saran.....	45
DAFTAR PUSTAKA	46

DAFTAR GAMBAR

Gambar 1.1	<i>Flow Chart Penelitian</i>	4
Gambar 2.1	Proses Pekerjaan Stimulasi	8
Gambar 2.2	<i>Hydraulic Fracturing</i>	9
Gambar 2.3	<i>Matrix Treatment</i>	10
Gambar 2.4	<i>Kurva IPR Satu Fasa</i>	15
Gambar 2.5	<i>Variable Poisson's Ratio with Depth</i>	17
Gambar 2.6	<i>Variable Overburden Stress by Eaton</i>	17
Gambar 3.1	Operation Map BOB (Sumber: BOB PT. BSP – Pertamina Hulu Siak)	19
Gambar 3.2	Cekungan Sumatra Tengah	19
Gambar 4.1	Plot Kedalaman Vs Tekanan Pori dan Fracture Pressure	30
Gambar 4.2	Hasil Uji Kompatibilitas TR-10 dan TR-11	33
Gambar 4.3	Sampel Minyak Mentah TR-10 dan TR-11	34
Gambar 4.4	Hasil Uji Kelarutan Sampel TR-10 dan TR-11	35
Gambar 4.5	Kurva IPR Sebelum Dan Setelah Solvent Treatment TR-10 .	40
Gambar 4.6	Kurva IPR Sebelum Dan Setelah Solvent Treatment TR-11 .	42

DAFTAR TABEL

Tabel	2.1	Menanggulangi Formation Damage	7
Tabel	2.1	Menanggulangi Formation Damage – Lanjutan	8
Tabel	3.1	Karakteristik Reservoir Dan Fluida Lapangan Mubarak	22
Tabel	4.1	Data Sumur TR-10	24
Tabel	4.2	Data Sumur TR-11	24
Tabel	4.3	Contoh Data Tekanan Vs Pore Pressure	28
Tabel	4.4	Contoh Hasil Perhitungan Tekanan Rekah	29
Tabel	4.5	Uji Laboratorium Kandungan Aspal	31
Tabel	4.6	Uji Laboratorium Kandungan Paraffin	31
Tabel	4.7	Hasil Uji Kompatibilitas	33
Tabel	4.8	Hasil Uji Solubilitas/ Kelarutan	34
Tabel	4.9	Hasil Uji Viskositas	36
Tabel	4.10	Desain Solvent pada tiap lapisan Pada Sumur TR-10	37
Tabel	4.11	Desain Solvent pada tiap lapisan Pada Sumur TR-11	37
Tabel	4.12	Hasil Perhitungan Laju Alir Sebelum dan Sesudah Solvent Treatment Sumur TR-10 Untuk Tiap-tiap Harga Pwf	39
Tabel	4.13	Hasil Perhitungan Laju Alir Sebelum dan Sesudah Solvent Treatment Sumur TR-11 Untuk Tiap-tiap Harga Pwf	41
Tabel	4.14	Hasil Monitoring Sebelum dan Setelah Solvent Treatment TR-10	43
Tabel	4.15	Hasil Monitoring Sebelum dan Setelah Solvent Treatment TR-11	44

DAFTAR ISTILAH DAN SIMBOL

Pr	=	Tekanan reservoir, Psi
Pwf	=	Tekanan alir dasar sumur, Psi
Pe	=	Tekanan formasi pada jarak re, psi
\emptyset	=	Porositas, %
Tr	=	Temperatur reservoir, °F
rw	=	Jari-jari sumur, ft
re	=	Jari-jari pengurasan, ft
PI	=	Produktivitas indek, BOPD/Psi
q	=	Laju aliran fluida, bbl/hari
qo	=	Laju aliran minyak dipermukaan, STB/hari
h	=	Ketebalan lapisan, ft
k	=	Permeabilitas batuan, md
μ_o	=	Viskositas minyak, cp
Bo	=	Faktor volume formasi minyak, bbl/STB
Fg	=	<i>Fracture Gradient</i> , psi/ft
v	=	<i>Poison's Ratio</i> (0.33-0.55)
S	=	<i>Overburden Pressure</i> , psi/ft
P	=	<i>Formation Pressure Gradient</i> , psi/ft
W0	=	<i>Weight 0</i>
W1	=	<i>Weight 1</i>
Wt	=	<i>Weight Total</i>
ppf	=	<i>Production Possible Frontiers</i>
BOPD	=	<i>Barrel oil per day</i>
BFPD	=	<i>Barrel Fluid per day</i>
gpt	=	<i>gallons of chemical per 1000 gallons clean fluid</i>

**ANALISIS PENGGUNAAN SOLVENT PADA SUMUR PRODUKSI
PARAFFIN TERHADAP PENINGKATAN PRODUKSI PADA
SUMUR “TR” LAPANGAN “MSN”**

MUTIARA SULAS'AIN NAHAMPUN

133210477

ABSTRAK

Aspal dan *paraffin* merupakan komponen yang dapat merusak struktur minyak mentah, aspal dan *paraffin* mengakibatkan viskositas minyak mentah meningkat. Aspal dan *paraffin* terbentuk disebabkan oleh penurunan tekanan dan temperatur karena kelarutan lilin dalam minyak mentah yang menurun sejalan dengan penurunan tekanan dan temperatur.

Lapangan MSN merupakan lapangan yang mengalami masalah aspal dan *paraffin*. Sumur TR-10 dan TR-11 pada Lapangan MSN merupakan sumur yang mengalami kerusakan akibat kandungan aspal dan *paraffin*, dimana kandungan aspal pada TR-10 adalah 14.77 % wt dan 8.24 % wt untuk sumur TR-11, sementara itu kandungan *paraffin* pada sumur TR-10 adalah sebesar 34.4 % wt dan sumur TR-11 sebesar 46.2 % wt. Berdasarkan hasil uji laboratorium, penggunaan solvent berupa P121 (*toluena*) sebesar 600 gpt dapat mengatasi masalah aspal dan *paraffin* yaitu dari hasil Uji *Compatibility* menunjukkan tidak ada pengendapan/koagulasi dari sampel minyak pada sumur TR-10 dan TR-11.

Berdasarkan Uji *Solubility* menunjukkan bahwa hasil akhir setelah dilakukan nya treatment menggunakan *solvent (toluene)* bernilai nol (0) yang menyatakan bahwa tidak terdapat sisa endapan dari sampel tersebut. Karena dari hasil Uji Kelarutan tersebut dapat dilihat bahwa dari sampel yang tadinya berbentuk padat karena pengaruh dari adanya *Asphalt* dan *Paraffin* menjadi cair (larut) setelah menggunakan *solvent*. Dan berdasarkan dari Uji Viskositas dapat dilihat minyak mentah berbanding solvent (50:50) pada TR-10 nilai viscositasnya dari 6 cp menjadi 3 cp, dan pada TR-11 nilai viscositasnya dari 11 cp menjadi 3 cp, yang mengakibatkan nilai viscositas menjadi lebih rendah sehingga minyak

mudah untuk mengalir. Kelajuan/kecepatan yang digunakan dalam Uji Viscositas yaitu sebesar 300 rpm.

Hasil monitoring setelah dilakukannya *solvent treatment* dengan cara menginjeksikan solvent (dialirkan), sumur TR-10 menunjukkan produksi liquid meningkat dari sebelumnya 153 BFPD menjadi 226 BFPD, produksi minyak dari sebelumnya hanya 3 BOPD menjadi 22 BOPD dengan penurunan *water cut* menjadi 90.1 % dari sebelumnya 97.9 % dan sumur TR-11 juga menunjukkan produksi liquid meningkat dari sebelumnya 107 BFPD menjadi 249 BFPD, produksi minyak juga meningkat dari sebelumnya hanya 1 BOPD menjadi 22 BOPD dengan penurunan *water cut* menjadi 91.2 % dari sebelumnya 99 %.

Kata Kunci : *Aspal, Paraffin, Solvent, Compability, Solubility*

**ANALYSIS OF THE USE OF SOLVENT TREATMENT IN PARAFFIN
PRODUCTION WELL TO INCREASE PRODUCTION
IN THE WELL "TR" FIELD "MSN"**

MUTIARA SULAS'AIN NAHAMPUN

133210477

ABSTRACT

Asphalt and paraffin is the component that can damage the structure of crude oil, asphalt and paraffin will lead to increased viscosity of crude oil. Asphalt and paraffin are formed caused by the drop in pressure and temperature because of the solubility of wax in crude oil decreased accordance with the drop in pressure and temperature.

MSN field is a field that has the problem of asphalt and paraffin. Wells TR-10 and TR-11 on MSN field are wells that were damaged due to the content of asphalt and paraffin, wherein the content of asphalt on TR-10 is 14.77 wt% and 8:24 wt% on TR-11, while the content of paraffin in well TR-10 amounted to 34.4% wt and well TR-11 amounted to 46.2% wt. Based on laboratory test results, the use of solvent in the form of P121 (toluene) of 600 gpt can solve the problem of asphalt and paraffin, namely the results of the Compatibility Test show that there is no deposition / coagulation of oil samples in TR-10 and TR-11 wells.

Based on the Solubility Test, it shows that the final result after treatment using solvent (toluene) is zero (0) which states that there is no residual sediment from the sample. Because from the results of the solubility test, it can be seen that the sample which was previously solid due to the influence of Asphalt and Paraffin becomes liquid (dissolves) after using the solvent. And based on the Viscosity Test it can be seen that crude oil versus solvent (50:50) in TR-10 the viscosity value is from 6 cp to 3 cp, and in TR-11 the viscosity value is from 11 cp to 3 cp, which results in a lower viscosity value. so that the oil is easy to flow. The speed used in the Viscosity Test is 300 rpm.

Results of monitoring after solvent treatment by injecting solvent (flowed), well TR-10 shows liquid production increased from the previous 153 BFPD to

226 BFPD, oil production from 3 BOPD to 22 BOPD with a decrease in water cut into 90.1% from 97.9% and well TR-11 also shows liquid production increased from the previous 107 BFPD to 249 BFPD, oil production also increased from 1 BOPD to 22 BOPD with a decrease in water cut into 91.2% from the previous 99%.

Keywords : Asphalt, Parrafin, solvent, Compatibality, Solubility.



BAB I

PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Minyak bumi dan gas bumi telah membawa kemajuan yang pesat kepada dunia ini, selalu dijumpai produk-produk yang berasal dari minyak bumi, baik produk yang berasal dari kilang minyak atau produk petrokimia. Minyak dan gas bumi (migas) merupakan komoditas penting, tidak saja pada masa lalu dan saat ini, tetapi juga masih akan berperan sebagai penyumbang terbesar energi dunia beberapa dekade kedepan. Minyak dan gas bumi dapat ditemukan atau dihasilkan dengan proses pertambangan, inilah yang disebut industri pertambangan minyak dan gas bumi.

Industri pertambangan minyak dan gas bumi di Indonesia berproduksi secara terus menerus dan berkala, permasalahan penurunan produksi menjadi hal yang lumrah terjadi, hal ini dikarenakan sumur produksi yang berproduksi cukup lama mengakibatkan tekanan dan temperatur berkurang seiring berjalannya waktu serta adanya kerusakan – kerusakan formasi salah satunya permasalahan aspal dan *paraffin*. Sumur produksi yang mengalami kerusakan formasi akan menyebabkan indek produktifitas menurun, disebabkan adanya hambatan aliran (*flow*) dari formasi batuan ke dalam lubang sumur. Hal tersebut akan terindikasi pada laju penurunan produksi yang tiba-tiba, padahal seluruh fasilitas produksi masih beroperasi secara baik. Kerusakan formasi batuan dapat terjadi pada saat perawatan sumur atau kerjaulang yang disebabkan oleh material halus terbawa oleh cairan kompleksi atau terbentuknya Kristal endapan aspal dan *paraffin* akibat penurunan suhu di dalam lubang sumur.

Aspal dan *Paraffin* terbentuk oleh penurunan tekanan dan temperature karena kelarutan lilin dalam minyak mentah menurun sejalan dengan tekanan dan temperatur. Berdasarkan analisis parameter reservoir sumur TR yang memiliki nilai *pour point* fluida formasi sebesar 107.6°F dari temperatur reservoir 120°F yang diperoleh dari data lapangan sumur TR teridentifikasi bahwa terjadi kerusakan formasi akibat pengendapan *scale* organik berupa aspal dan *paraffin* di formasi sehingga produksi minyak pada sumur TR mengalami penurunan secara

tiba – tiba. Penanggulangan untuk permasalahan ini dapat dilakukan menggunakan metode stimulasi sumur berupa stimulasi *solvent* dengan menginjeksikan *solvent* kedalam sumur TR diharapkan dapat melarutkan fluida formasi dan mengencerkan minyak yang bersifat parafinik sehingga fluida mudah diproduksi serta dapat membersihkan endapan lilin.

Alasan terpilihnya sumur TR-10 dan TR-11 pada penelitian kali ini dibandingkan dengan sumur lainnya adalah selain hampir keseluruhan sumur yang ada dilapangan MSN mengalami permasalahan yang sama yaitu aspal dan paraffin. Ada juga beberapa parameter pendukung lainnya yaitu karena sumur TR-10 dan TR-11 mengalami jumlah penurunan produksi yang jauh lebih rendah dibandingkan dengan sumur-sumur lainnya. Selain itu berdasarkan hasil dari uji laboratorium jumlah kandungan aspal dan paraffin pada sumur TR-10 dan TR-11 itu jauh lebih besar dibandingkan dengan sumur-sumur lainnya. Maka dari itu penulis memilih sumur TR-10 dan TR-11 sebagai bahan penelitian.

1.2 Tujuan Penelitian

Adapun tujuan penelitian dari tugas akhir ini adalah:

1. Mengidentifikasi sumur TR-10 dan TR-11 untuk menentukan penggunaan *solvent*.
2. Menentukan pengaruh penggunaan *solvent* berdasarkan uji laboratorium sumur TR-10 dan TR-11 terhadap kandungan aspal dan *paraffin*.
3. Menentukan keberhasilan pekerjaan *solvent treatment* pada sumur TR-10 dan TR-11 berdasarkan peningkatan laju produksi.

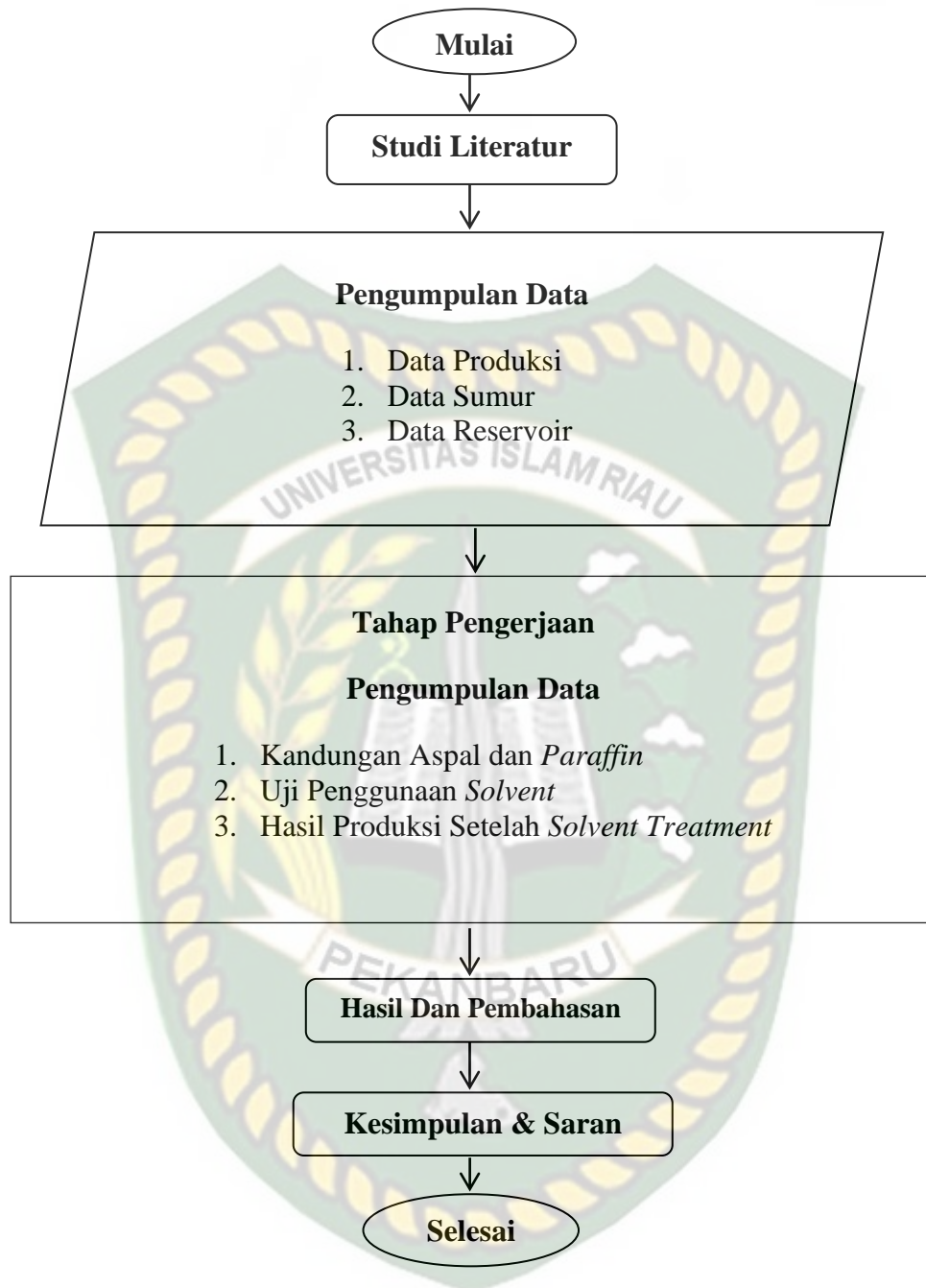
1.3 Batasan Masalah

Agar tidak menyimpang dari tujuan penulisan yang diinginkan, maka peneliti memberikan batasan masalah agar lebih berguna dan fokus sebagai tujuan dari Tugas Akhir ini, yaitu: berupa peningkatan produksi sumur menggunakan *solvent treatment* pada sumur TR-10 dan TR-11 terhadap aspal dan *paraffin*.

1.4 Metodologi Penelitian

Penulisan Tugas Akhir ini didasari pada beberapa buku acuan, *refferensi* dan literatur. Langkah – langkah dalam penulisan Tugas Akhir ini adalah :

1. Tinjauan lapangan tempat penelitian ini dilakukan. Dari data yang diperoleh dapat diketahui karakteristik reservoir dan hasil produksi sumur TR.
2. Tinjauan pustaka, yaitu mencari teori – teori dasar yang mendukung dan dapat digunakan dalam penelitian yang dilakukan. Teori – teori dasar ini diperoleh dari berbagai macam literatur yang berhubungan dengan penelitian yang akan dilakukan.
3. Pengumpulan data penelitian dari lapangan.
4. Analisa dan pengolahan data penelitian dilakukan menggunakan teori – teoridan persamaan yang berhubungan dengan penelitian.
5. Pembahasan terhadap hasil analisa dan pengolahan data dilakukan untuk mengetahui peningkatan produksi stimulasi *solvent*.
6. Kesimpulan dari penelitian yang telah dilakukan dan saran – saran yang diusulkan.



Gambar 1.1. Flow Chart Penelitian

BAB II

TINJAUAN PUSTAKA

2.1 *Formation Damage* (Kerusakan Formasi)

Kontak antara formasi dengan fluida lain adalah dasar yang menyebabkan kerusakan formasi. Adapun yang dimaksud fluida disini adalah lumpur pemboran, fluida *workover*, fluida perforasi ataupun dari fluida reservoir itu sendiri dengan karakteristik reservoirnya telah berubah (Zulfikar, 2009).

Zulfikar, (2009) menyatakan bahwa ada beberapa kemungkinan mekanisme terjadinya kerusakan formasi meliputi :

1. Penyumbatan yang berasosiasi dengan padatan

Penyumbatan oleh padatan dapat terjadi pada permukaan formasi, lubang perforasi atau pada formasi itu sendiri. Penyumbatan oleh padatan tersebut berupa material pemberat, *clay*, material *los circulation*, pengendapan *scale* dan *asphalt*.

2. Padatan sangat kecil

Padatan yang dimaksud berupa oksidasi besi atau partikel *silica* lain. Padatan ini sering terbawa oleh aliran dan akhirnya terendapkan dalam pori –pori pada permeabilitas relatif formasi dan akan berkembang menjadi penyumbatan yang serius.

Formation damage terjadi bila konduktivitas fluida sekitar formasi berkurang akibat turunnya permeabilitas disekitar sumur dari harga mula – mula di formasinya. Tipe penyebabnya adalah *caly swelling*, *particle plugging*, pengendapan aspal dan *paraffin*. *Clay swelling* disebabkan oleh *fresh water* atau filtrat lumpur pemboran merembes ke formasi. *Particle plugging* merupakan partikel di lumpur pemboran atau semen yang dapat menyebabkan tertutupnya pori – pori batuan sekitar lubang bor. Pengendapan aspal dan *paraffin* dapat terjadi akibat penurunan temperatur atau tekanan (Tjondro, 2005).

Penyebab utama terbentuknya aspal dan *paraffin* adalah penurunan tekanan karena kelarutan lilin dalam minyak mentah menurun saat menurunnya temperatur. Adanya gerakan ekspansi gas pada lubang perforasi dan di dasar sumur dapat menyebabkan terjadinya pendinginan atau penurunan temperatur

sampai di bawah titik cair *paraffin*, sehingga timbul *paraffin*. Terlepasnya gas dan hidrokarbon ringan dari minyak mentah bisa menyebabkan penurunan kelarutan lilin, sehingga terbentuk aspal dan *paraffin*. GOR (*Gas Oil Ratio*) yang tinggi dapat mempercepat terbentuknya aspal dan *paraffin*.

Menurunnya temperatur akibat intervensi dari luar maupun alami dari proses produksi dapat memicu terbentuknya *paraffin*. Hal ini dikarenakan *paraffin* dalam minyak mentah (*crude oil*) memiliki titik beku (*pour poin*) yang rendah. Sehingga apabila terjadi perubahan atau penurunan suhu yang spontan akan memicu terbentuknya kristal *paraffin* yang menempel pada lubang perforasi, tubing dan casing. Proses penurunan temperatur dan tekanan dari luar sumur disebabkan adanya perubahan cuaca atau pergantian siang dan malam sehingga temperatur yang sebelumnya tinggi pada siang hari adalah panas (apabila cuaca tidak mendung atau hujan), akan menurun ketika terjadi perubahan cuaca seperti hujan, mendung dan pergantian menjadi malam, karena semakin larut malam maka suhu semakin menurun drastis, begitu juga saat hujan.

Selain penurunan tekanan dan temperatur dari luar, *paraffin* juga terbentuk akibat beberapa faktor lain akibat kegiatan produksi antara lain akibat aliran yang tidak tetap dan merata dalam sumur maupun *flow line*, permukaan dalam tubing yang tidak rata, dan kurang efektifnya pemisahan pada separator. Masalah yang biasa terjadi di sumur dalam pembentukan *paraffin* antara lain akibat turunnya tekanan reservoir, permukaan tubing yang tidak rata dan kecepatan aliran yang tidak tetap dan tidak merata. Menurunnya tekanan reservoir diakibatkan produksi fluida secara terus menerus sehingga *pressure* gas pada reservoir ikut terproduksi dengan fluida dan menyebabkan gas tekanan pada reservoir berkurang atau menurun.

Penurunan produksi sumur merupakan persoalan penting pada industri minyak, baik pada sumur yang sudah lama berproduksi, pada sumur baru atau sumur yang baru dikerjakan ulang (*workover*). Dalam hal ini bila sumur mempunyai reservoir yang masih mampu berproduksi dan cukup kecil produksinya, maka yang termudah adalah merangsang (stimulasi) atau *hydraulic fracturing*. Sedangkan persoalan pada alat – alat produksi yang rusak diperlukan *workover* (Tjondro , 2005).

Penanggulangan *formation damage* dapat di kategorikan berdasarkan tabel berikut :

Tabel 2.1. Menanggulangi Formation Damage

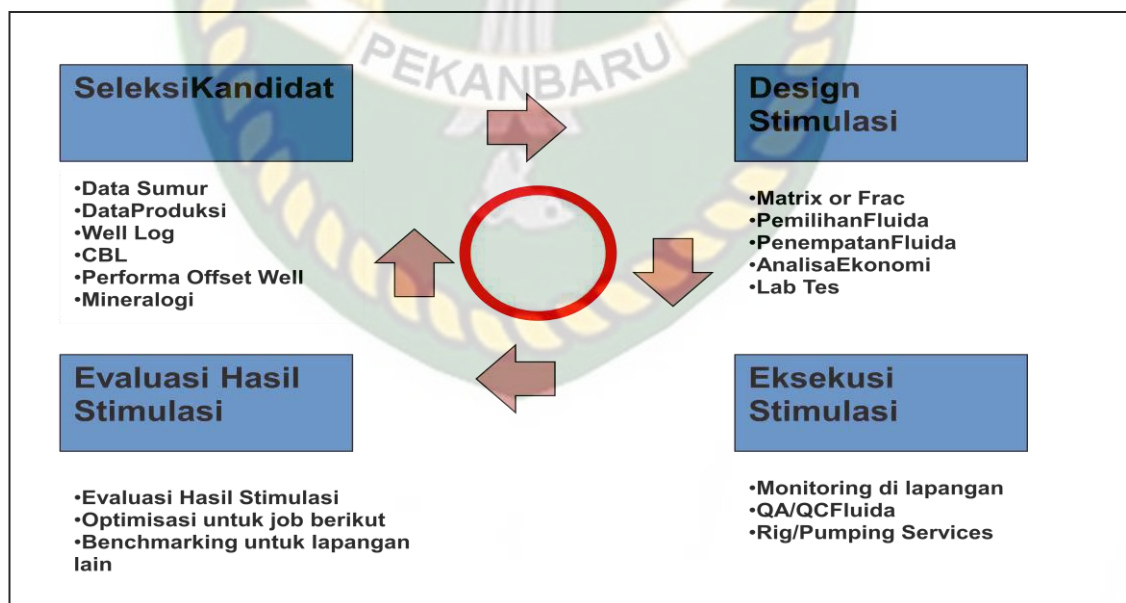
Jenis Damage	Problem	Pertimbangan	Penanggulangan
Padatan Lumpur Pemboran	Formasi Buntu Oleh Padatan	<ul style="list-style-type: none"> Jangan anggap asam bisa menyelesaikan persoalan Tentukan <i>mineralogy</i> formasi dan kelarutan terhadap asam Cek sensitivitas formasi ke lumpur atau fluida yang masuk 	<ul style="list-style-type: none"> Jika <i>oil base mud</i>, gunakan <i>solvent preflush</i> Cuci atau injeksi dengan HCl Jika padatan terlarut HCl, maka gunakan <i>mud acid</i>
Emulsi	<ul style="list-style-type: none"> Menyumbat perforasi Menyumbat rekahan 	<ul style="list-style-type: none"> Ambil sample untuk ditesgunakan pemecahan emulsinya Lakukan tes emulsi sebelum pengasaman 	<ul style="list-style-type: none"> <i>Solvent + surfactant</i> pemecah emulsi HCl lemah (<10%) + <i>surfactant</i> pemecah emulsi
<i>Asphaltene</i>	<ul style="list-style-type: none"> Penyumbatan formasi/perforasi 	<ul style="list-style-type: none"> Test sebelum pengasaman untuk menentukan adanya kemungkinan pengendapan <i>asphaltenes</i> 	<ul style="list-style-type: none"> Hilangkan dengan <i>solvent</i> seperti <i>xylene</i> atau <i>toluene</i>

Tabel 2.1. Menanggulangi Formation Damage – Lanjutan

Jenis Damage	Problem	Pertimbangan	Penanggulangan
Water blocks	<ul style="list-style-type: none"> Perubahan permeabilitas relative sekitar lubang sumur 	<ul style="list-style-type: none"> Gunakan <i>nitrogen</i> untuk menghilangkan <i>Swabbing</i> sering berhasil 	<ul style="list-style-type: none"> Untuk sumur gas <i>methanol</i> atau campuran air garam 20% dan <i>methanol</i> 80%

2.2 Stimulasi

Stimulasi merupakan suatu pekerjaan yang dilakukan terhadap sumur dengan tujuan meningkatkan laju produksi atau menanggulangi kerusakan formasi dengan jalan memperbaiki dan atau meningkatkan harga permeabilitas batuan. Stimulasi dapat dilakukan dengan metoda *hydraulic fracturing* dan *matrix treatment*. Dampak dari stimulasi yaitu menimbulkan terbentuknya rekahan (*fracture*) atau pelarutan partikel penyumbat pada ruang pori-pori batuan. Adapun proses ataupun tahapan dalam pekerjaan stimulasi dapat dilihat pada gambar 3.1.

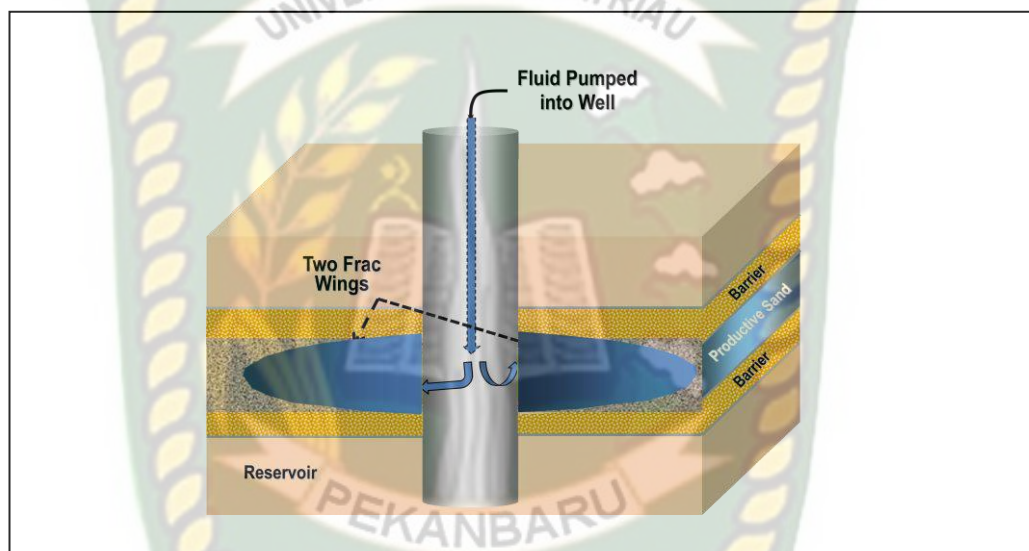


Gambar 2.1. Proses Pekerjaan Stimulasi

2.2.1 Hydraulic Fracturing

Hydraulic Fracturing adalah teknik stimulasi yang dilakukan untuk meningkatkan permeabilitas formasi dengan cara membuat rekahan dan menginjeksikan fluida perekah pada tekanan injeksi di atas tekanan rekah formasi dan laju alir injeksi yang tinggi.

Fluida Perekah merupakan cairan yang digunakan untuk menghantarkan daya pompa ke batuan formasi dan sebagai pembawa material pengganjal ke dalam rekahan. *Proppant* (material pengganjal) merupakan material untuk mengganjal agar rekahan yang terbentuk tidak menutup kembali.



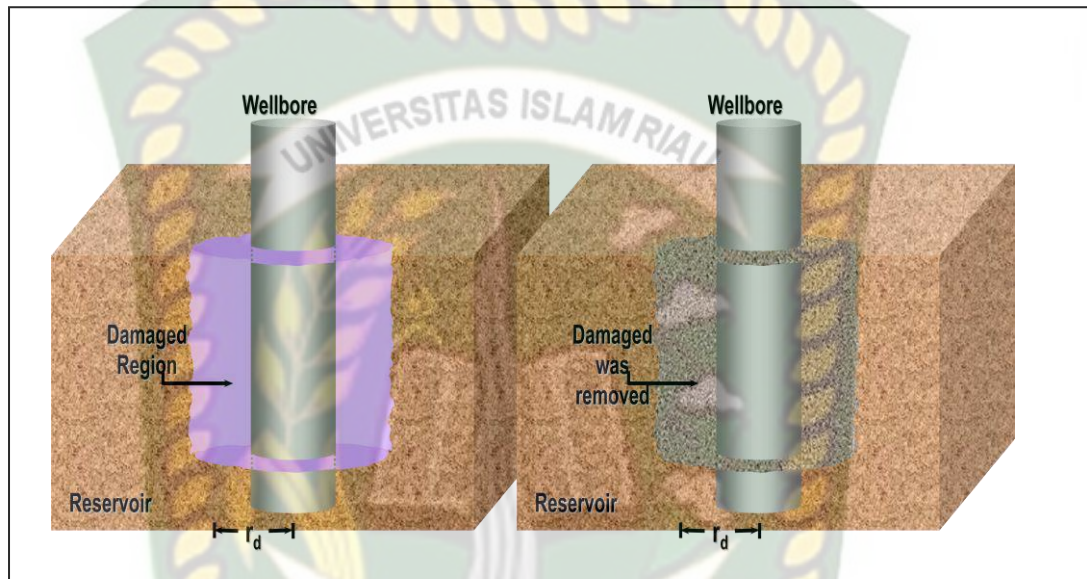
Gambar 2.2. Hydraulic Fracturing

Alasan tidak dilakukan *hidrolic fracturing*, yaitu :

- a. *Water cut* tinggi (lapisan pembatas dengan zona air lemah)
- b. Tidak ada pembatas untuk *fracture* ke arah atas
- c. Akses ke reservoir sulit (*gravel-pack, screen*)
- d. Formasinya tidak bisa pecah (*soft rocks*)
- e. *Tubular (casing, tubing)* lemah
- f. *Bonding* semen kurang bagus
- g. *Flowback* sumur ada hambatan
- h. Potensi sumur tidak pasti

2.2.2 Matrix Treatment

Teknik stimulasi yang dilakukan untuk menanggulangi kerusakan formasi atau meningkatkan kemampuan formasi yaitu dengan menginjeksikan fluida ke dalam formasi untuk melarutkan partikel-partikel penyumbat pori atau meningkatkan permeabilitas batuan dengan harapan laju produksi kembali meningkat.



Gambar 2.3. Matrix Treatment

Beberapa pekerjaan yang termasuk dalam *matrix treatment*, yaitu:

a. Acidizing

Memompakan asam ke dalam formasi untuk melarutkan batuan formasi sehingga dapat menghilangkan kerusakan formasi yang terjadi dan meningkatkan jalan fluida mengalir dari reservoir ke sumur. *Acidizing* terdiri atas:

1. Acid Washing

Acid washing merupakan *treatment* yang dilakukan untuk menghilangkan material atau *scale* di interval produksi, saluran perforasi dan area di sekitar lubang sumur.

2. *Matriks Acidizing*

Matriks acidizing dilakukan dengan cara menginjeksikan larutan asam dan additif tertentu secara langsung ke dalam pori-pori batuan formasi di sekitar lubang sumur dengan tekanan penginjeksian di bawah tekanan rekah formasi, dengan tujuan agar reaksi menyebar ke formasi secara radial.

3. *Acid Fracturing*

Digunakan hanya untuk batuan karbonat (*limestone/dolomite*). Prinsip *acid fracturing* sama dengan *hydraulic fracturing* walaupun pada *acid fracturing* jarang sekali digunakan *proppant* (pasir pengganjal).

Alasan tidak dilakukan pengasaman, yaitu:

- a. Profil dan penurunan produksi tidak diketahui
- b. Mineral batuan dan jenis fluida reservoir tidak diketahui
- c. Lapisan sumber gas dan air tidak diketahui
- d. Sejarah *workover* tidak diketahui
- e. Jenis dan lokasi kerusakan formasi tidak diketahui
- f. Reaksi pengendapan yang mungkin terjadi tidak diketahui
- g. Keterbatasan penempatan fluida
- h. Kompatibilitas fluida reservoir tidak diketahui
- i. Integritas sumur kurang yakin (CBL, *casing collapse*, dll)

2.3 *Solvent Treatment*

Solvent merupakan zat pelarut yang dapat melarutkan minyak sehingga minyak menjadi lebih encer dan mudah untuk diproduksi serta dapat membersihkan endapan *paraffin* di pipa. *Solvent treatment* dapat digunakan untuk mengatasi masalah pada sumur produksi minyak seperti pengendapan aspal dan *paraffin*, problem aspal dan *paraffin* timbul, akibat penurunan tekanan dan temperatur sehingga kelarutan lilin dalam minyak mentah menurun.

Berdasarkan struktur kimia, *solvent* terbagi 2 yaitu *Oksigen solvent* dan *Hidrokarbon solvent*.

a. *Oksigen Solvent*

Solvent dengan atom oksigen adalah *solvent-solvent* yang struktur kimianya mengandung atom oksigen. Termasuk dalam kategori ini adalah golongan gugus fungsi *ester, ether, ketone* dan *alkohol*.

b. *Hidrokarbon Solvent*

Golongan ini terdiri dari *solvent-solvent* dimana unsur *hidrogen* (H) dan *carbon* (C) menjadi struktur dasarnya. Golongan ini terbagi lagi menjadi tiga sub golongan rantai hidrokarbon yaitu: *alifatic, aromatic* dan *halogen hidrokarbon*. *Solvent-solvent* golongan hidrokarbon hampir seluruhnya berasal dari hasil distilasi minyak bumi.

1. *Alifatic Solvent*

Alifatic solvent langsung dapat dihasilkan dari destilasi minyak. Hasil-hasil distilasi minyak bumi berupa campuran beberapa alkana dan mungkin beberapa jenis hidrokarbon lain.

2. *Aromatic Solvent*

Struktur molekulnya mengandung ikatan *aromatic (benzene)*, C_6H_6 Daya larutnya lebih kuat dibanding senyawa-senyawa *alifatic*. Formasi dengan minyak berat, *sludge* (gumpalan atau endapan) dan aspal perlu digunakan *aromatic solvent*. *Aromatic solvent* bisa digunakan sebagai *preflush* untuk melarutkan hidrokarbon.

Aromatik solvent yang umum digunakan yaitu *xylene* dan *toluene*. *Xylene (dymethyl benzene/ C₈H₁₀)* merupakan campuran dari tiga macam isomer: *ortho, metha* dan *para-xylene* yang mempunyai titik didih ($139^{\circ}C$) sehingga sulit dipisahkan dengan proses distilasi. *Toluene (methyl benzene/C₇H₈)* mempunyai titik didih $111^{\circ}C$, merupakan pelarut yang sangat kuat. Oleh karena *xylene* dan *toluene* merupakan pelarut yang sangat kuat sehingga menghasilkan kelarutan yang baik dengan hidrokarbon tanpa menyebabkan timbulnya endapan dan gumpalan.

3. Halogen Hidrokarbon Solvent

Hidrokarbon dimana satu atau lebih atom hidrogen-nya diganti oleh atom halogen, seperti klorine (Cl) atau fluorine (F). Contohnya Methylene klorida atau diklormethane, cairan tak berwarna dengan titik didih 40°C dipakai untuk pembersih logam.

Proses penginjeksian *solvent* ke dalam formasi dilakukan dengan tahap-tahap kegiatan seperti *preflush*, *spotting* dan *after flush/overflush*.

a. *Preflush*

Preflush dilakukan dengan memompakan diesel atau fluida *treatment* lain yang konsentrasinya rendah dan jumlahnya sepertiga dari volume untuk *treatment* sebenarnya. *Preflush* ini sebagai pembilas untuk menghilangkan material yang mungkin dapat bereaksi pada fluida *treatment* utamanya, sehingga pada saat *spotting*, fluida *treatment* dapat bereaksi dengan formasi sesuai yang direncanakan.

b. *Spotting*

Spotting merupakan proses utama pemompaan *solvent* ke dalam formasi untuk melarutkan hidrokarbon. Pemompaan dengan laju yang rendah dilakukan untuk memperbaiki kerusakan di sekitar lubang sumur, sedangkan laju yang tinggi dilakukan untuk jangkauan yang lebih jauh ke dalam formasi.

c. *After flush* atau *Displacement*

After flush atau *displacement* merupakan proses pendorongan solvent yang masih ada dalam *tubing* agar seluruh *solvent* masuk ke dalam formasi dan mengurangi waktu kontak *solvent* dengan tubing.

2.4 *Inflow Performance Relationship (IPR)*

Inflow Performance Relationship merupakan kurva yang menyatakan hubungan antara tekanan dengan laju alir. Kurva IPR adalah Grafik yang menyatakan perilaku aliran fluida dari reservoir menuju sumur, sesuai nilai Produktivitas Index (PI) formasinya. Grafik ini merupakan hubungan antara tekanan alir (P_{wf}) terhadap laju produksi (Q).

Kurva IPR dibedakan sesuai dengan jumlah fasa fluida yang mengalir :

1. IPR satu fasa
2. IPR dua fasa
 - $P_s < P_b$
 - $P_s > P_b$ dan $P_{wf} > P_b$
 - $P_s > P_b$ dan $P_{wf} < P_b$
3. IPR tiga fasa.

Prosedur umum pengerjaannya adalah :

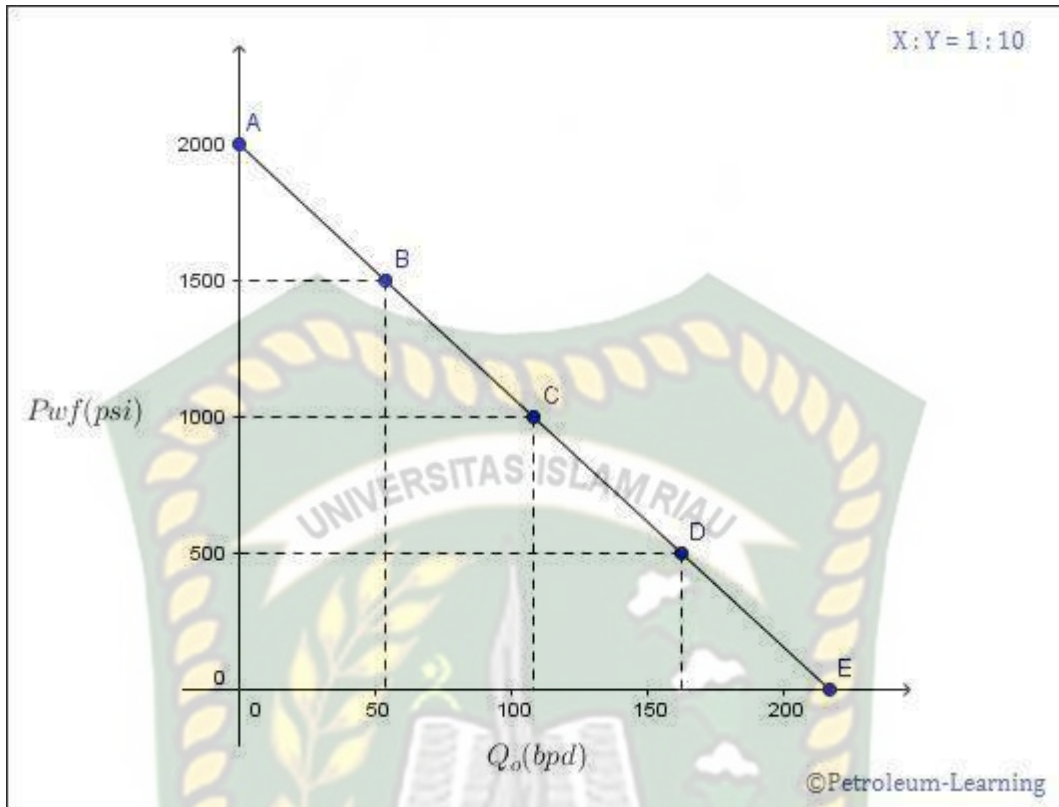
1. Tentukan besar nilai PI formasi (Khusus satu fasa)
2. Tentukan besar Q_o max
3. Asumsikan beberapa harga P_{wf} , kemudian dengan menggunakan persamaan yang sesuai dapat ditentukan masing-masing harga Q_o sesuai harga P_{wf} asumsi.
4. Pada kertas grafik kartesien (milimeter grafik) siapkan sumbu absis untuk harga Q_o dan pada sumbu Ordinat untuk harga P_{wf}
5. Buat hubungan antara P_{wf} terhadap Q sesuai hasil perhitungan pada kertas grafik yang telah disiapkan.

Pada penelitian kali ini, kurva IPR yang digunakan adalah Kurva IPR satu fasa.

Kurva IPR Satu Fasa

IPR Satu Fasa adalah IPR yang dipergunakan untuk *undersaturated oil reservoir*, yakni ketika p_{wf} berada diatas *bubble-point pressure* (P_b). Pada kondisi tersebut gas masih terlarut didalam minyak maka belum ada *free gas* yang terbentuk pada laju alir *reservoir*. Hal ini menyebabkan pada lajur alir fluida hanya terdiri dari satu fasa, yaitu minyak.

Kurva IPR Satu Fasa berupa garis lurus yang ditarik dari tekanan *reservoir* ke *bubble-point pressure*. Jika *bubble-point pressure* sama dengan 0 psig, maka *absolute open flow* (AOF) sama dengan *productivity index* (J^*) dikalikan dengan tekanan *reservoir*.



Gambar 2.4. Kurva IPR Satu Fasa

Contoh kurva IPR Satu Fasa dapat dilihat pada **Gambar 2.2**. Dengan kondisi diatas didapat persamaan produktifitas indeks sebagai berikut:

$$PI = J = \frac{Q}{(Pr - Pwf)} \dots\dots\dots (2-1)$$

Harga Q_o max dicapai bila $Pwf=0$

Sehingga dengan memvariasikan harga Pwf dapat ditentukan besar Q_o

$$Q_o = PI(Pr - Pwf_{ass}) \dots\dots\dots (2-2)$$

Dimana:

- q = Laju aliran fluida, bbl/hari
- q_o = Laju aliran fluida dipermukaan, STB/hari
- PI / J = Produktifitas Indeks, BFPD/Psi
- Pr = Tekanan Reservoir, Psi
- Pwf = Tekanan alir dasar sumur, psi
- Pwf_{ass} = Tekanan alir dasar sumur asumsi, psi

2.5 Tekanan Rekah

Tekanan rekah adalah tekanan hidrostatik formasi maksimum yang dapat ditahan tanpa menyebabkan terjadinya pecah formasi. Besarnya tekanan rekah dipengaruhi oleh besarnya tekanan *overburden*, tekanan formasi dan kondisi batuan.

Mengetahui gradient tekanan rekah sangat berguna ketika meneliti kekuatan dasar casing, sedangkan bila gradient tekanan rekah tidak diketahui, maka akan mendapatkan kesukaran dalam pekerjaan penyemenan dan penyelubungan sumur (*casing*).

Pendeteksian tekanan rekah dapat dilakukan melalui dua cara, yaitu melalui suatu teori dengan persamaan dan melalui perhitungan di lapangan. Secara perhitungan dengan persamaan digunakan tiga metode yaitu metode **Hubbert and Willis, Eaton**, dan **Christman**, sedangkan di lapangan dilakukan dengan metode **Leak-off test**. Dan pada penelitian kali ini metode yang akan digunakan adalah metode **Eaton**.

- **Eaton**

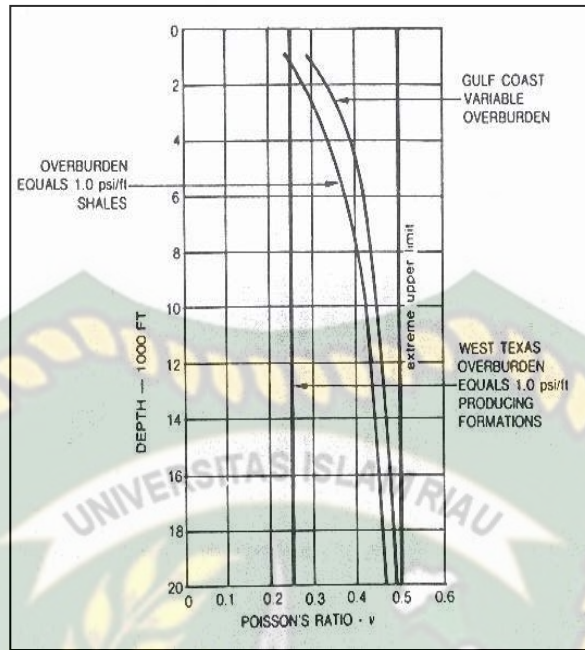
Eaton menjabarkan konsep yang telah di kemukakan oleh **Mattheus and Kelly** dengan menggunakan *Poisson's ratio* dengan Persamaan sebagai berikut :

$$Fg = \frac{v}{1-v}(S - P) + P \dots\dots\dots (2-3)$$

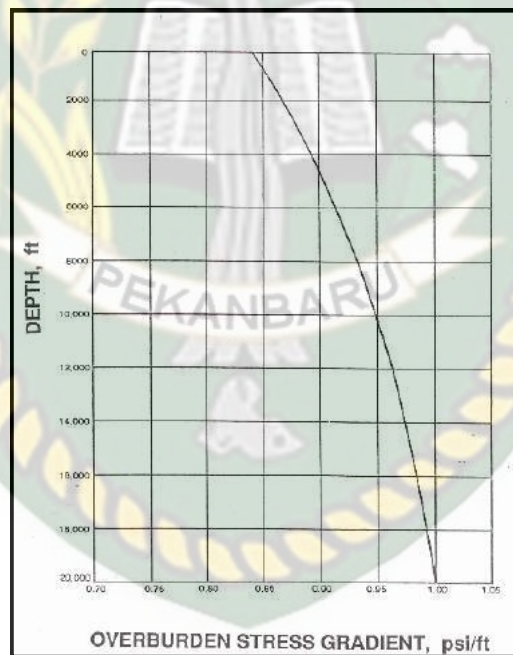
Keterangan :

- Fg = *Fracture Gradient* , psi/ft
- v = *Poisson's Ratio*(0.33-0.55)
- S = *Overburden Pressure*, psi/ft
 - 1 psi/ft ($D < 10000$ ft)
 - 1 - 1,2 psi/ft ($D > 10000$ ft)
- P = *Formation Pressure Gradient*, psi/ft

Eaton mengasumsikan tekanan overburden dan *poisson's ratio* dengan fungsi kedalaman. **Eaton** menggunakan perhitungan data rekah di lapangan (*leak off test*) dan data log yang diperlihatkan pada Gambar 2.3.



Gambar 2.5. Variable Poisson's Ratio with Depth



Gambar 2.6. Variable Overburden Stress by Eaton

Poisson ratio atau *nisbah poisson* adalah perbandingan antara regangan lateral terhadap regangan aksial. Metode yang dapat digunakan untuk menentukan perkiraan *poisson ratio* adalah :

- 1) Metode pengujian laboratorium
- 2) Metode sonic log

BAB III

TINJAUAN LAPANGAN

Badan Operasi Bersama PT. Bumi Siak Pusako-Pertamina Hulu terletak di Kabupaten Siak, Riau. Terdapat 26 lapangan produksi dan terbagi dalam 3 (tiga) area, yaitu Zamrud Area, Pedada Area, dan *West Area* di wilayah kerjanya

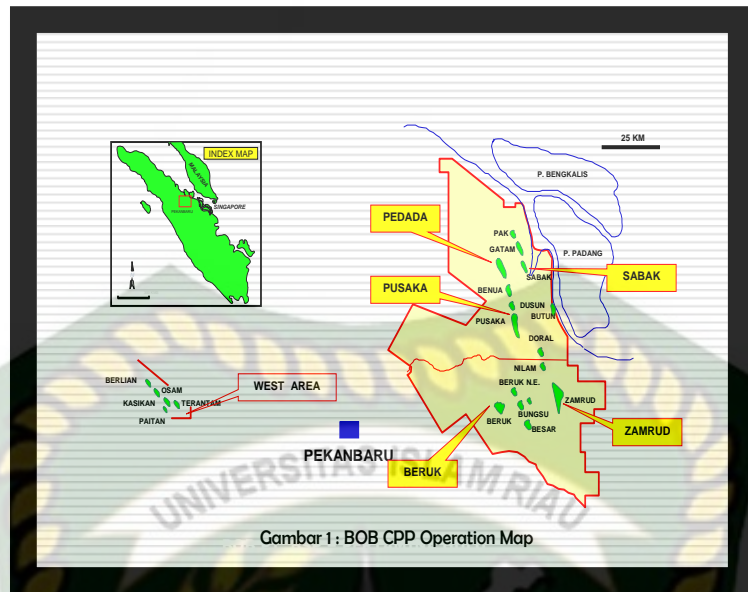
3.1 Letak Geografis dan Sejarah Area BOB (PT. BSP-Pertamina Hulu)

Badan Operasi Bersama PT. Bumi Siak Pusako-Pertamina Hulu merupakan peninggalan sekaligus warisan dari PT. Caltex Pacific Indonesia, yang sejarahnya dimulai pada tahun 1972 di Kasikan. Setelah itu mulailah ditemukan lagi sumur – sumur baru seperti sumur di Pedada yang ditemukan pada tahun 1973, berlanjut dengan ditemukannya sumur di Zamrud area pada tahun 1975, dan berlanjut kesumur – sumur lainnya di berbagai lapangan.

Badan Operasi Bersama (BOB) PT. Bumi Siak Pusako (BSP) – Pertamina Hulu terbentuk dari tumbuhnya kesadaran untuk memberikan porsi yang seimbang bagi pemerintah daerah untuk menikmati dan mengelola hasil sumber daya alam daerahnya. Kewenangan pengelolaan ini diserahkan kepada PT. Bumi Siak Pusako (BSP) dan PT. Pertamina Hulu dari pemerintah Republik Indonesia melalui BPMIGAS.

Secara geografis lapangan ini terletak di bagian Timur Cekungan Sumatera Tengah yang merupakan salah satu cekungan tersier di Pulau Sumatera. Kerangka tektonik Sumatera merupakan busur magmatik yang berhubungan dengan Lempeng Indo - Australia terhadap Lempeng Eurasia pada arah N 6°.

Wilayah kerja BOB PT. Bumi Siak Pusako – Pertamina Hulu dengan luas sebesar 9.135,06 km² terletak di propinsi Riau yang tercakup dalam Kabupaten Siak, Bengkalis, Kampar Rokan Hulu. Lokasi – lokasi area produksi BOB PT. Bumi Siak Pusako – Pertamina Hulu digambarkan dalam gambar berikut ini.

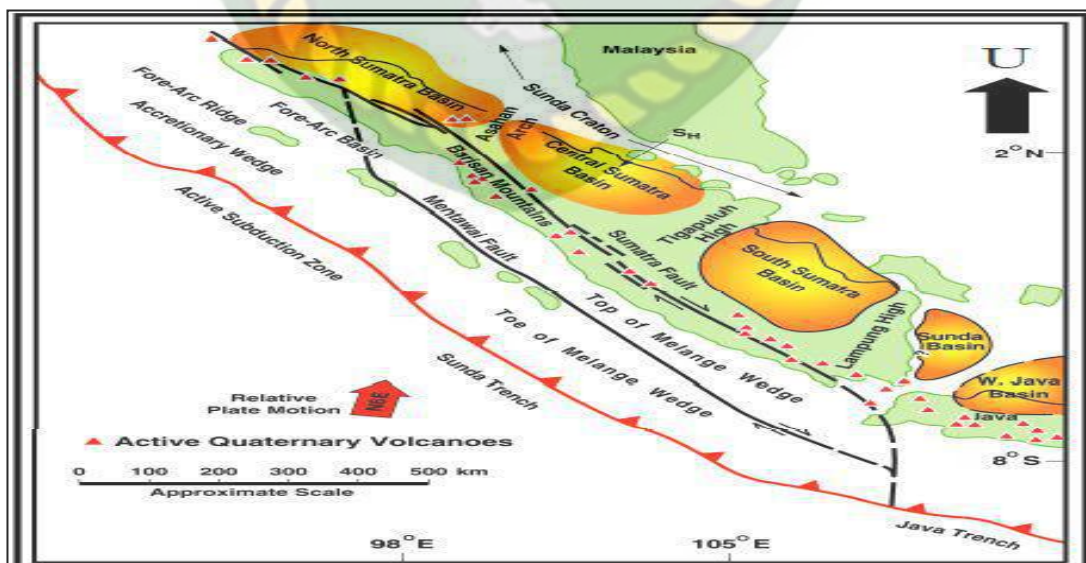


Gambar 1 : BOB CPP Operation Map

Gambar 3.1. Operation Map BOB (Sumber: BOB PT. BSP – Pertamina Hulu Siak)

Lapangan MSN terdiri dari 5 sumur antara lain TR 10, TR 11, TR 12, TR 13 dan TR 14. Dalam pemilihan sumur untuk penelitian ini dipilih sumur TR 10 dan TR 11 karena pada sumur TR 10 dan TR 11 dilakukan *solvent treatment*.

Daerah operasi pada struktur ini pada dasarnya termasuk dalam Central Sumatra Basin (Cekungan Sumatra Tengah) yang dibatasi oleh Asahan Arch (Tinggian Asahan) dan Tiga puluh Arch (Tinggian Tiga puluh).



Gambar 3.2. Cekungan Sumatra Tengah

3.2 Sejarah Lapangan Mubarak

Lapangan Mubarak adalah salah satu lapangan minyak yang dikelola oleh BOB PT. BSP – Pertamina Hulu dengan sistem bagi hasil (*Production Sharing*) dengan pemerintah Indonesia. Lapangan ini merupakan salah satu aset lapangan didalam blok milik BOB PT. BSP – Pertamina Hulu. Secara Administrasi terletak di Kabupaten Siak Sri Indrapura, Provinsi Riau. Dulunya lapangan ini dikelola oleh PT Caltex Pasific Indonesia (2002). Lapangan ini bagian dari termasuk kedalam Blok Cekungan Sumatera Tengah. Lapangan ini ditemukan pada tahun 1978 yang mempunyai 2 formasi reservoir. Lapangan Mubarak diproduksi dimulai pada tahun 1984 dan memiliki 14 sumur produksi.

Produksi lapangan Mubarak semuanya berasal dari lapisan alva *sand* dengan kedalaman berkisar antara 1771 ft sampai 2025 ft. Sejak pertama ditemukan hingga sekarang jumlah sumur yang sudah dibor mencapai 42 sumur, dengan 42 sumur yang menghasilkan minyak sebesar 87.89 Mbo. Lapangan Mubarak memiliki 42 sumur produksi, 12 sumur injeksi, 1 sumur disposal serta 1 fasilitas *Gathering Station* (GS). Total produksi fluida 55.072 BFPD (2018) dimana jumlah air yang terproduksinya mencapai 48.075 BWPD.

Air yang terproduksi ini sebagian diinjeksikan ke sumur-sumur injeksi guna meningkatkan produksi minyak, sebagiannya lagi dibuang ke sumur disposal. Pompa yang digunakan untuk sumur produksi adalah *Electrical Submersible Pump/ESP*, *Progressing Cavity Pump/PCP*, dan *Hydraulic Pumping Unit/HPU*.

3.3 Stratigrafi Cekungan Sumatra

Menurut Mertosono dan Nayoan, 1974 (dalam Heidrick and Aulia, 1993) unit Stratigrafi Tersier regional Cekungan Sumatra Tengah dibagi menjadi lima unit, yang berumur dari Kala Paleogen sampai Kuartar. Kelima kelompok tersebut yaitu Formasi Pematang, Kelompok Sihapas, Formasi Telisa, Formasi Petani dan terakhir Formasi Minas. Untuk lapangan Mubarak, terdiri dari Kelompok Sihapas yaitu Formasi Bekasap dan Formasi Bangko.

1. Formasi Bekasap

Formasi ini diendapkan secara selaras di atas Formasi Bangko pada lingkungan *estuarine intertidal*, *inner-neritic* sampai *middle/outer neritic* (Dawson, et.al, 1997) dan mempunyai kisaran umur dari akhir N5 sampai N8. Litologi penyusunnya adalah batu pasir *glaukonitan* di bagian atas serta sisipan serpih, batu gamping tipis dan lapisan batu bara. Ketebalan formasi ini sekitar 1300 ft.

2. Formasi Bangko

Formasi ini diendapkan secara selaras di atas Formasi Menggala dan berumur N5 atau *Miosen* Awal. Lingkungan pengendapan Formasi ini adalah *open marine shelf* dipengaruhi oleh *intertidal* dan laut. Litologinya berupa serpih abu-abu bersifat gampingan, berselingan dengan Batupasir halus sampai sedang. Ketebalan formasi ini mencapai 300 ft.

3.4 Kondisi Geologi Lapangan Mubarak

Dari sejarah Geologi dan struktur bumi lapangan minyak Mubarak berada pada cekungan Sumatera Tengah. Disebelah barat daya cekungan tidak simetris dibatasi oleh sesar serta singkapan batuan pra-tercier yang terangkat sepanjang kaki pengunungan Bukit Barisan. Disebelah timur laut dibatasi oleh ketinggian lepong dan suatu dataran tinggi yang terletak sejajar dengan pantai timur Sumatera sedangkan sebelah utara dan barat laut dibatasi oleh tinggian Asahan, disebelah barat laut Pekanbaru cekungan ini dibatasi oleh batuan pra – terciar.

3.5 Karakteristik Lapangan Mubarak

Secara umum perangkat minyak bumi (*reservoir map*) pada lapangan minyak Mubarak merupakan kombinasi antara lipatan dan patahan (*anticlin* dan *fault*) sedangkan tenaga pendorong alamiah *reservoir*nya adalah air (*strong water drive*). *Reservoir* Mubarak terjebak pada perangkat *antiklin* atau patahan.

3.5.1 Lingkungan Pengendapan

Analisa lingkungan pengendapan sangat penting untuk diketahui dalam menentukan karakteristik *reservoir* karena berhubungan dengan distribusi, *continue*, dan heterogenitas batuan *reservoir*. Lapangan

Mubarak merupakan *reservoir* batu pasir hasil pengendapan delta yang terdiri dari *channel* dan *bar*. Lingkungan pengendapan delta adalah hasil pengendapan yang terjadi dimana sungai menyalurkan bahan-bahan sedimennya ke dalam suatu wadah air yang besar, biasanya laut. Pada saat bahan sedimen bergerak dari sungai ke laut, terjadi pengendapan beberapa batuan karena pengaruh arus, sehingga terbentuk *channel* dan *bar*.

3.5.2 Karakteristik *Reservoir* dan Fluida

Adapun karakteristik dari *reservoir* dan fluida pada lapangan Mubarak dapat dilihat pada tabel 3.1

Tabel 3.1. Karakteristik Reservoir Dan Fluida Lapangan Mubarak

<i>FIELD</i> :Mubarak				
<i>RESERVOIR AND FLUIDDATA</i>				
		1	2	3
<i>AREA, RESERVOIR</i>	ACRES	64	15	15
<i>DEPTH OF PAY, AVG</i>	FT	4	31	84
<i>OIL/WATER CONTACT</i>	FT	1,585	1,583	1,576
<i>RESERVOIR DRIVE</i>		WATER	WATER	WATER
<i>POROSITY, AVG</i>	%	32,0	33,0	31,0
<i>SATURATION, WATER, AVG</i>	%	24,0	25,0	27,0
<i>FVF, OIL</i>	RB/STB	1,078	1,078	1,078
<i>PERMEABILITY, AVG</i>	mD	1,350	1,350	2,493

BAB IV

HASIL DAN PEMBAHASAN

Pada Bab ini akan dilakukan analisis penggunaan *solvent* dalam produksi minyak yang terdapat pada sumur TR-10 dan TR-11 di Lapangan MSN.

Analisis penggunaan *solvent* dalam produksi minyak yang terdapat pada sumur TR-10 dan TR-11 di Lapangan MSN dilakukan beberapa tahap, yaitu :

1. Identifikasi Sumur TR-10 dan TR-11.
2. Melakukan Uji Sampel minyak sumur TR-10 dan TR-11 di Laboratorium.
3. Melakukan analisis penggunaan *solvent* pada sampel sumur TR-10 dan TR-11.
4. Evaluasi keberhasilan penggunaan *solvent* berdasarkan produksi minyak setelah menggunakan *solvent*.

4.1 Identifikasi Sumur TR 10 dan TR 11

Identifikasi sumur TR-10 dan TR-11 dilakukan untuk menentukan penggunaan *solvent* yang terdiri dari data formasi, data reservoir serta gradien tekanan formasi dan gradien rekah.

4.1.1 Data Formasi Sumur TR-10 dan TR-11

Adapun data formasi sumur TR-10 dan TR-11 dalam melakukan analisis penggunaan *solvent* yang terdapat di Lapangan MSN adalah sebagai berikut :

a. Sumur TR-10

Sumur TR-10 merupakan sumur dengan kedalaman sumur 1610 ft MD, tipe sumur vertikal dan memiliki 4 zona formasi yang produktif yaitu J, K, L dan M. Zona produksi sumur TR-10 pada masing-masing formasinya adalah sebagai berikut J : 1380 ft - 1390 ft, K : 1412 ft - 1418 ft, L : 1447 ft - 1450 ft dan M : 1459 ft - 1464 ft. Tipe batuan reservoir adalah *sandstone* dengan temperatur formasi 136 °F dan tekanan formasi 260 Psi, hal ini dapat dilihat pada Tabel 4.1.

Tabel 4.1. Data Sumur TR-10

<i>Well</i>	TR-10
Formasi	J, K, L, M
Produksi <i>Casing</i>	<i>Casing 7"</i> , 20 ppf
Well MD	1610 ft
<i>Deviation</i>	Vertikal
Tubing	3 - ½", 9.3 ppf
Perkiraan Suhu Reservoir	136°F
Perkiraan Reservoir Tekanan	260 psi
Mineralogi	<i>Sandstone</i>
Perforasi	J : 1380 ft - 1390 ft K : 1412 ft - 1418 ft L : 1447 ft - 1450 ft M : 1459 ft - 1464 ft

Keterangan : ppf = *production possible frontiers*

b. Sumur TR-11

Tabel 4.2. Data Sumur TR-11

<i>Well</i>	TR -11
Formasi	J, K
Produksi <i>Casing</i>	<i>Casing 7"</i> , 20 ppf
Well MD	1827 ft
<i>Deviation</i>	Vertikal
Tubing	3 - ½", 9.3 ppf
Perkiraan Suhu Reservoir	180°F
Perkiraan Reservoir Tekanan	260 psi
Mineralogi	<i>Sandstone</i>
Perforasi	J : 1543 ft - 1550 ft K : 1554 ft - 1558 ft

Keterangan : ppf = *production possible frontiers*

Sumur TR-11 dikelola dengan kedalaman sumur 1827 ft MD, tipe sumur vertikal dan memiliki 2 zona formasi yang produktif yaitu J dan K. zona produksi sumur TR-11 pada masing-masing formasinya adalah sebagai berikut J : 1543 ft - 1550 ft dan K : 1554 ft - 1558 ft. Tipe batuan reservoir adalah sandstone dengan temperatur formasi 180°F dan tekanan formasi 260 Psi, hal ini dapat dilihat pada Tabel 4.2.

4.1.2 Data Reservoir Sumur TR-10 dan TR-11

Dari sumur TR-10 dan TR-11 didapatkan beberapa data pendukung untuk penentuan tekanan yang diperlukan dalam melakukan analisis penggunaan *solvent* di Lapangan MSN adalah sebagai berikut :

a. Sumur TR-10

Berdasarkan data pada sumur TR-10 didapatkan beberapa data pendukung dalam penentuan tekanan :

1. Total Kedalaman Sumur = 1610 ft
2. Statis Fluid Level (SFL) = 962 ft
3. Working Fluid Level (WFL) = 1200 ft
4. Laju Produksi Total (qt) = 153 BFPD
5. Laju Produksi Minyak (qo) = 1.6 BOPD
6. Kadar Air (*Water Cut*) (WC) = 97 %
7. Tekanan Reservoir (Pr) = 260 psi

Dari data diatas dapat dilakukan penentuan *Specific Gravity* fluida campuran tekanan alir dasar sumur (Pwf) dan Produktivitas Indek (PI).

Penentuan *Specific Gravity* Fluida Campuran

- a) *Specific gravity* air = $Water\ Cut \times SG_{air}$
 $= 0.97 \times 1$
 $= 0.97$
- b) *Specific gravity* minyak = $Oil\ Cut \times SG_{minyak}$
 $= (1-0.97) \times 0.792$
 $= 0.031 \times 0.792$
 $= 0.0245$

- c) SG fluida campuran = $SG_w + SG_o$
 = $0.97 + 0.0245$
 = 0.9935
- d) Gradient Fluida (Gf) = SG fluida campuran x 0.433 psi/ft
 = 0.9935×0.433 psi/ft
 = 0.430 psi/ft

Penentuan Tekanan Alir Dasar Sumur (Pwf)

$$WFL = \text{Interval WFL} - \left(\frac{P_{wf}}{G_f} \right)$$

$$P_{wf} = (\text{Kedalaman} - WFL) \times G_f$$

$$= (1610 - 1200) \times 0.430 \text{ psi/ft}$$

$$= 176.3 \text{ psi}$$

Penentuan Produktivitas Indeks (PI)

$$PI = \frac{Q_t}{(P_r - P_{wf})}$$

$$PI = \frac{153}{(260 - 176.3)}$$

$$PI = 1.82 \text{ BFPD/Psi}$$

b. Sumur TR-11

Dari tes sumur yang telah dilakukan pada sumur TR-11 didapatkan beberapa data pendukung dalam penentuan tekanan :

1. Total Kedalaman Sumur = 1827 ft
2. Statis Fluid Level (SFL) = 1202 ft
3. Working Fluid Level (WFL) = 1400ft
4. Laju Produksi Total (qt) = 107 BFPD
5. Laju Produksi Minyak (qo) = 2 BOPD
6. Kadar Air (*Water Cut*) (WC) = 96.9 %
7. Tekanan Reservoir (Pr) = 260 psi

Dari data diatas dapat dilakukan penentuan *Spesific Gravity* fluida campuran tekanan alir dasar sumur (Pwf) dan Produktivitas Indeks (PI).

Penentuan *Specific Gravity* Fluida Campuran

$$\begin{aligned} a) \text{ Specific gravity air} &= \text{Water Cut} \times \text{SGair} \\ &= 0.969 \times 1 \\ &= 0.969 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} b) \text{ Specific gravity minyak} &= \text{Oil Cut} \times \text{SGminyak} \\ &= (1-0.969) \times 0.792 \\ &= 0.031 \times 0.792 \\ &= 0.0245 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} c) \text{ SG fluida campuran} &= \text{SGw} + \text{SGo} \\ &= 0.969 + 0.0245 \\ &= 0.9935 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} d) \text{ Gradient Fluida (Gf)} &= \text{SG fluida campuran} \times 0.433 \text{ psi/ft} \\ &= 0.9935 \times 0.433 \text{ psi/ft} \\ &= 0.432 \text{ psi/ft} \end{aligned}$$

Penentuan Tekanan Alir Dasar Sumur (P_{wf})

$$WFL = \text{Interval WFL} - \left(\frac{P_{wf}}{Gf} \right)$$

$$\begin{aligned} P_{wf} &= (\text{Kedalaman} - WFL) \times Gf \\ &= (1827 - 1400) \times 0.432 \text{ psi/ft} \\ &= 184.5 \text{ psi} \end{aligned}$$

Penentuan Produktivitas Indek (PI)

$$PI = \frac{Q_t}{(P_r - P_{wf})}$$

$$PI = \frac{107}{(260 - 184.5)}$$

$$PI = 1.4 \text{ BFPD/Psi}$$

4.1.3 Gradien Tekanan formasi dan Gradien Rekah

Gradien tekanan formasi dan gradien rekah dalam analisis penggunaan solvent di lapangan MSN dinyatakan sebagai berikut :

a. Tekanan Formasi

Data tekanan formasi dapat dilakukan sebelum pemboran dan ketika pemboran berlangsung. Sumur yang digunakan sebagai data korelasi adalah sumur TR-10 dan TR-11. Data *depth Vs pore pressure* dapat dilihat pada Lampiran.

b. Tekanan Rekah

Prediksi tekanan rekah secara teoritikal menggunakan metode **Eaton** karena hasil perhitungannya lebih mendekati dengan keadaan kenyataan di lapangan. Dari data tekanan pori lapangan MSN diambil contoh pada kedalaman 656.2 ft, 721.82 ft, dan 754.63 ft.

Tabel 4.3. Contoh Data Tekanan Vs Pore Pressure

<i>Depth</i>	<i>Pore Pressure</i> (Pp)	<i>Pressure Gradient</i> (Ppg)
Ft	Psi	Psi/ft
656.2	309.8031702	0.472116992
721.82	340.7834873	0.472116992
754.63	356.2736458	0.472116992

Perhitungan tekanan pori dilakukan dengan mengubah ke satuan MPA dengan konversi 1 Psi = 0.0068948 Mpa

$$v = \text{Poisson's Ratio (0.35)}$$

$$S = \text{Overburden Stress (1 Psi/ft)}$$

Perhitungan *Fracture Pressure Gradient* dan *Fracture Pressure* untuk masing-masing kedalaman :

1. Untuk kedalaman 656.2 ft

$$Fpg = \frac{0.35}{1-0.35} (1-0.4721) + 0.4721$$

$$= 0.756353846 \text{ Psi/ft}$$

$$\begin{aligned}
 F_p &= 0.756353846 \text{ psi/ft} \times 656.2 \text{ ft} \\
 &= 496.3193938 \text{ psi} \\
 &= 496.3193938 \times 0.0068948 \\
 &= 3.422022957 \text{ Mpa}
 \end{aligned}$$

2. Untuk kedalaman 721.82 ft

$$\begin{aligned}
 F_{pg} &= \frac{0.35}{1-0.35} (1-0.4721) + 0.4721 \\
 &= 0.756353846 \text{ Psi/ft}
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 F_p &= 0.756353846 \text{ psi/ft} \times 721.82 \text{ ft} \\
 &= 545.9513331 \text{ psi} \\
 &= 545.9513331 \times 0.0068948 \\
 &= 3.764225252 \text{ Mpa}
 \end{aligned}$$

3. Untuk kedalaman 754.63 ft

$$\begin{aligned}
 F_{pg} &= \frac{0.35}{1-0.35} (1-0.4721) + 0.4721 \\
 &= 0.756353846 \text{ Psi/ft}
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 F_p &= 0.756353846 \text{ psi/ft} \times 754.63 \text{ ft} \\
 &= 570.7673028 \text{ psi} \\
 &= 570.7673028 \times 0.0068948 \\
 &= 3.9353264 \text{ Mpa}
 \end{aligned}$$

Tabel 4.4. Contoh Hasil Perhitungan Tekanan Rekah

<i>Depth</i>	<i>Pp</i>	<i>Pp</i>	<i>Fp</i>	<i>Fp</i>	<i>Ppg</i>	<i>Fpg</i>
<i>Ft</i>	<i>Psi</i>	<i>Mpa</i>	<i>Psi</i>	<i>Mpa</i>	<i>psi/ft</i>	<i>psi/ft</i>
656.2	309.8	2.136	496.32	3.4221	0.4721	0.7564
721.82	340.78	2.3496	545.96	3.7643	0.4721	0.7564
754.63	356.27	2.4564	570.77	3.9354	0.4721	0.7564

Keterangan :

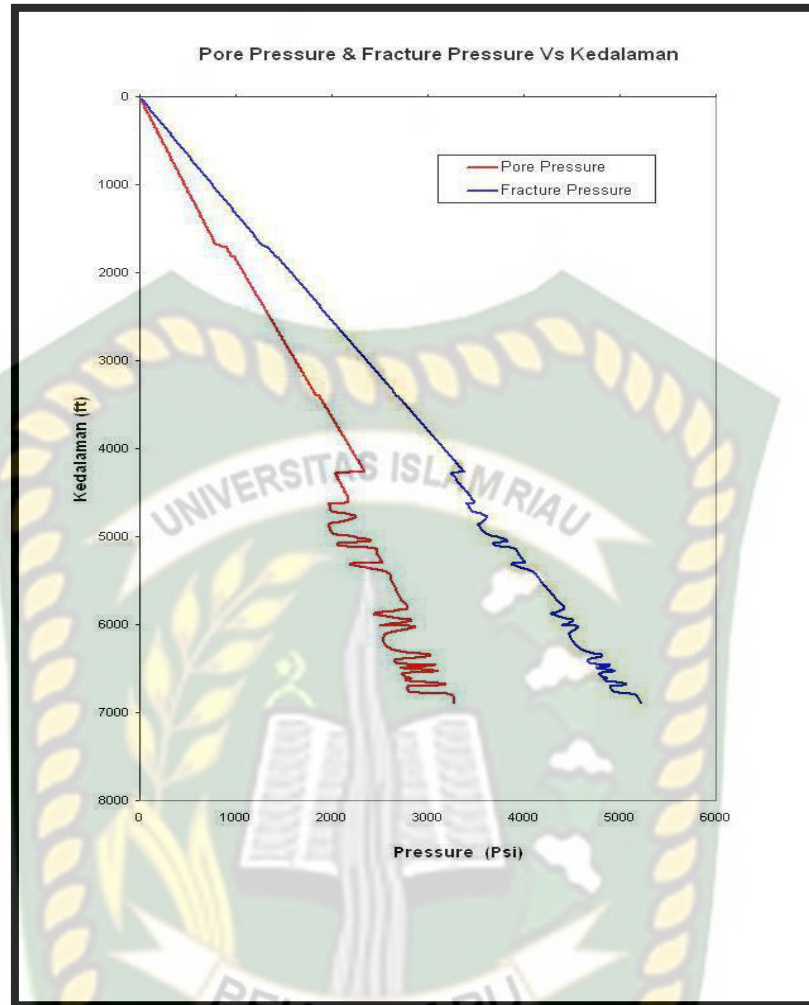
Pp = *Pore Pressure*, *Psi*

Ppg = *Pore Pressure Gradient*, *Psi/ft*

Fp = *Fracture Pressure*, *Psi*

Fpg = *Fracture Pressure Gradient*, *Psi/ft*

Plot tekanan pori dan tekanan rekah Vs kedalaman dilihat pada Gambar 4.1



Gambar 4.1. Plot Kedalaman Vs Tekanan Pori dan Fracture Pressure

Berdasarkan perhitungan dan grafik tekanan formasi dan tekanan rekah di atas dapat dilihat bahwa gradien tekanan pori adalah sebesar 0.4721 Psi/ft dan tekanan rekah adalah sebesar 0.7564 Psi/ft. Nilai *pressure fracture* yang direkomendasikan dalam hal ini adalah dibawah garis biru pada gambar 4.1 untuk menghindari runtuhnya formasi sedangkan *pore pressure* di rekomendasikan diatas garis merah bertujuan penetrasi *solvent* di dalam formasi dengan demikian nilai yang direkomendasikan dalam penentuan gradien tekanan pori dan gradien tekanan rekah adalah nilai antara garis merah dan garis biru. Penentuan gradien tekanan pori dan gradien tekanan rekah ini bertujuan untuk menentukan tekanan injeksi *solvent* ke dalam formasi.

4.2 Analisis Kerusakan Sampel Minyak Mentah Sumur TR-10 dan TR-11

Sumur TR-10 dan TR-11 dicurigai mengalami kerusakan aspal dan *paraffin*. Uji laboratorium dilakukan untuk menentukan jumlah aspal dan *paraffin* yang terdapat pada sampel minyak yang diambil dari sumur TR-10 dan TR-11. Hasil pengujian laboratorium sampel minyak mentah sumur TR-10 dan TR-11 ditunjukkan pada tabel dibawah ini.

Tabel 4.5. Uji Laboratorium Kandungan Aspal

Kandungan Aspal				
	W0 (gr)	W1 (gr)	W2 (gr)	% wt
TR-10	2.262	106.986	107.32	14.77
TR-11	1.007	54.706	54.789	8.24

Tabel 4.6. Uji Laboratorium Kandungan Paraffin

Kandungan Paraffin								
	W0 (gr)	W1 (gr)	W2 (gr)	% wt A	W3 (gr)	W4 (gr)	% wt B	c (% wt) = A + B
TR-10	1.061	53.32	53.626	28.84	53.32	53.379	5.56	34.4
TR-11	1.08	54.26	54.676	38.52	54.26	54.343	7.69	46.2

Uji Laboratorium Kandungan aspal dilakukan 3 kali pengujian dan menggunakan 3 sample dengan berat yang berbeda yaitu W0, W1 dan W2, sedangkan pada Uji laboratorium kandungan paraffin menggunakan 5 sample yaitu W0, W1, W2, W3 dan W4. Uji laboratotium dilakukan berulang – ulang untuk memastikan nilai kandungan aspal & paraffin pada sumur TR-10 dan TR-11. Uji laboratorium kandungan paraffin dilakukan lebih banyak dari pada uji kandungan aspal karena pada saat pengujian 3 sample awal didapat nilai yang cukup rendah sehingga dilakukan pengujian 2 sample berikutnya maka didapatlah nilai kandungan paraffin yang cukup tinggi yaitu kandungan paraffin 34.4% pada sumur TR-10 dan 46.2% kandungan paraffin pada sumur TR-11.

Kandungan aspal dan *paraffin* yang larut dalam pelarut hidrokarbon rantai lurus adalah jenis U051 (kerosin). Kandungan aspal dan *paraffin* larut dalam pelarut aromatik seperti P121 (*toluena*) atau A026 (*xylene*). Sebelum memilih pelarut, tes laboratorium harus dijalankan untuk menentukan pelarut yang paling efisien atau kombinasi pelarut yang digunakan untuk menghilangkan pengaruh aspal dan *paraffin*.

Dari hasil analisis berdasarkan kandungan aspal dan *paraffin*, mengindikasikan terjadinya kerusakan formasi didukung dengan hasil produksi yang kecil, maka sumur TR-10 dan TR-11 merupakan kandidat yang tepat untuk dilakukan *solvent treatment* berupa P121 (*toluena*) yang dapat mengatasi masalah pengendapan aspal dan *paraffin* yang terjadi pada sumur TR-10 dan TR-11.

4.3 Menguji Pengaruh Solvent Terhadap Aspal dan Paraffin

Sebelum melakukan penginjeksian *solvent treatment* yaitu jenis *aromatic solvent* berupa P121 (*toluena*) ke dalam sumur TR-10 dan TR-11, maka perlu perencanaan yang baik agar proyek stimulasi yang dikerjakan nantinya memberikan hasil yang sesuai. Untuk itu dibuatlah suatu perencanaan mulai dari uji laboratorium *solvent* terhadap fluida formasi sumur TR-10 dan TR-11, desain *solvent treatment* dan proses penginjeksiannya.

4.3.1 Uji Laboratorium

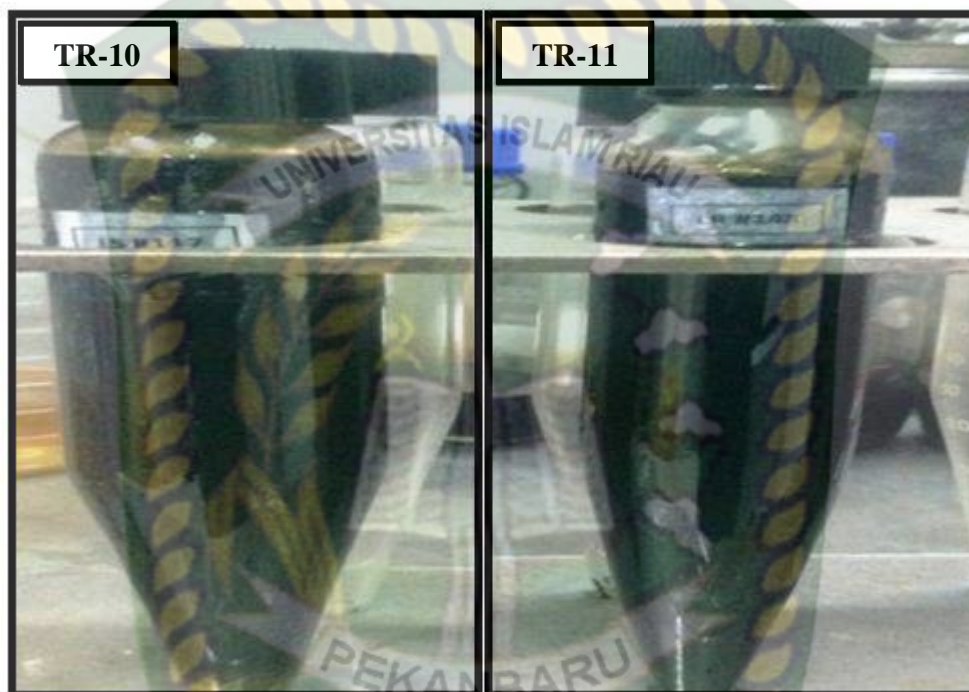
Sebelum mendesain *solvent treatment* yang akan diinjeksikan kedalam sumur TR-10 dan TR-11, perlu diteliti terlebih dahulu reaksi *solvent* terhadap fluida sumur TR-10 dan TR-11. Berikut gambaran hasil uji laboratorium sampel fluida sumur TR-10 dan TR-11 dengan solvent.

a. Uji Kompatibilitas (*Compatibility Test*)

Uji Kompatibilitas merupakan uji screening paling awal untuk mengetahui apakah suatu jenis sulfaktan compatible dengan air formasi dari reservoir suatu lapangan minyak.

Tabel 4.7. Hasil Uji Kompatibilitas

Tes No.	Treating Fluid	Soaking Time	Pengendapan/ Koagulasi	Keterangan
1	P121 (<i>Toluena</i>) + TR-10	30 detik	Tidak	Kompatibel
2	P121 (<i>Toluena</i>) + TR-11	30 detik	Tidak	Kompatibel



Gambar 4.2. Hasil Uji Kompatibilitas TR-10 dan TR-11

Berdasarkan gambar 4.2 menunjukkan tidak ada pengendapan/koagulasi dari sampel minyak sumur TR-10 dan TR-11 berdasarkan uji kompatibilitas.

b. Uji Solubilitas/Kelarutan (*Solubility Test*)

Uji Solubilitas merupakan uji yang dilakukan untuk mengetahui kemampuan suatu zat terlarut (*solute*) untuk larut dalam suatu pelarut (*solvent*).

Tabel 4.8. Hasil Uji Solubilitas/ Kelarutan

<i>Well</i>	<i>Temp (°F)</i>	<i>Dissolving Time</i>	<i>Initial Sampel (grams)</i>	<i>Final Sample After Treatment (grams)</i>	<i>% Kelarutan</i>	<i>Keterangan</i>
TR-10	135	05:40	10.027	0	100	Larut
TR-11	135	05:15	10.460	0	100	Larut

Berdasarkan uji kelarutan sampel di atas menggunakan pelarut (*solvent*) dapat digunakan untuk mengatasi masalah aspal dan paraffin di sumur TR-10 dan TR-11. *Final Sample After Treatment* bernilai nol (0) menyatakan tidak terdapat sisa endapan sampel berdasarkan uji kelarutan.



Gambar 4.3. Sampel Minyak Mentah TR-10 dan TR-11

Berdasarkan gambar di atas dapat dilihat pengaruh dari kandungan aspal dan paraffin, pada Gambar 4.3 dapat dilihat pengaruh dari aspal dan *paraffin* menyebabkan minyak mentah menjadi padat dan akan sulit untuk diproduksi kepermukaan.



Gambar 4.4. Hasil Uji Kelarutan Sampel TR-10 dan TR-11

Pada gambar 4.4 merupakan hasil uji kelarutan setelah sampel minyak mentah yang larut menggunakan *solvent*, sehingga minyak mentah tersebut menjadi cair.

c. Uji Viskositas

Uji Viskositas merupakan uji yang dilakukan untuk mengetahui tingkat kekentalan dari suatu cairan. Karena semakin tinggi tingkat kekentalan dari suatu cairan maka semakin besar pula tingkat hambatannya.

Temperatur yang digunakan pada Uji Viskositas adalah pada suhu 80°F dan 135°F, dikarenakan temperatur terendah yang ada dilapangan adalah 80°F dan temperatur tertinggi yang ada dilapangan adalah 135°F.

Jika Temperatur lebih rendah atau di bawah dari 80°F maka yang terjadi adalah minyaknya akan menjadi beku. Dan Jika Temperaturnya lebih tinggi atau diatas dari 135°F, maka yang akan terjadi adalah dikhawatirkan akan merubah bentuk crude oil nya itu timbul uap atau gas. Contohnya itu seperti air yang direbus, jadi jika minyak direbus maka temperaturnya secara otomatis akan naik, dan timbullah gelembung gas, yang akan dapat berdampak sangat berbahaya. Maka dari itu tidak pernah dilakukan dibawah temperature 80°F ataupun diatas temperature 135°F.

Tabel 4.9. Hasil Uji Viskositas

Sumur	Temp (°F)	Fluids	Viskositas (cp)	Keterangan
TR-10	135°F	100% Minyak mentah	46	Setelah 3 jam viskositas meningkat tetapi tidak kembali ke bentuk padat
	80°F	50 : 50 Minyak mentah : <i>Solvent</i> 1	6	
	135°F	50 : 50 Minyak mentah : <i>Solvent</i> 1	3	
TR-11	135°F	100% Minyak mentah	21	Tidak bisa dituangkan, tapi masih sangat lembut, dan mudah diaduk dengan spatula
	80°F	50 : 50 Minyak mentah : <i>Solvent</i> 1	11	
	135°F	50 : 50 Minyak mentah : <i>Solvent</i> 1	3	

Keterangan : uji viskositas dilakukan dengan kelajuan/ kecepatan 300 rpm

Berdasarkan tabel 4.9 dapat dilihat setelah dilakukannya uji viskositas menggunakan alat BHST, minyak mentah berbanding *solvent* (50:50) yang mengakibatkan nilai viskositas menjadi lebih rendah sehingga minyak mudah untuk mengalir.

4.3.2 *Desain Solvent Treatment*

Hasil uji laboratorium menunjukkan hasil yang baik antara *solvent* dan sampel minyak sumur TR-10 dan TR-11, maka setelah itu dilanjutkan dengan desain *solvent* menggunakan perhitungan volume formasi, tubing dan casing sehingga diperoleh *volume preflush*, *main solvent (spotting)* dan *displacement (after flush)* seperti yang tercantum pada lampiran.

Tabel 4.10. Desain Solvent pada tiap lapisan Pada Sumur TR-10

Nama	Zona MD (ft)	Volume Preflush (bbl)	Main Solvent/spotting (bbl)	Displacement / after flush (bbl)
Lapisan J	1390 - 1390	20	40	5
Lapisan K	1412 - 1418	16	32	5
Lapisan L	1447 - 1450	10	20	5
Lapisan M	1459 - 1464	19	8,4	5

Tabel 4.11. Desain Solvent pada tiap lapisan Pada Sumur TR-11

Nama	Zona MD (ft)	Volume Preflush (bbl)	Main Solvent/spotting (bbl)	Displacement / after flush (bbl)
Lapisan J	1543 - 1550	23,4	46	5
Lapisan K	1554 - 1558	9	17,6	5

Setelah dilakukan desain *solvent treatment* maka langkah selanjutnya yaitu penginjeksian *solvent* ke dalam sumur TR-10 dan TR-11. Proses penginjeksiannya sebagai berikut :

- Pompakan *Preflush* (Diesel).
- Mixing Main Solvent, Toulene* dan Diesel.
- Pompakan *Main Solvent* secara perlahan-lahan dengan pressure pemompaan dibawah 1000 psi.
- Pompakan *Displacement* Diesel sebanyak 5 bbl.
- Soaking* Sumur selama 12 jam.

Setelah sumur di soaking selama 12 jam, kemudian sumur diproduksi dan monitoring hasil produksi.

4.4 Evaluasi Hasil Produksi Penggunaan *Solvent Treatment* Pada Sumur

Berdasarkan data yang didapat, evaluasi analisis penggunaan *solvent* di lapangan MSN dapat dilihat dari perbandingan Kurva IPR sebelum dan setelah *solvent treatment* dilakukan serta hasil monitoring sebelum dan sesudah *solvent treatment*.

4.4.1 Kurva IPR Sumur TR-10 dan TR-11

Berdasarkan hasil perhitungan dan data yang didapat maka dapat ditentukan kurva IPR sebelum dan setelah *solvent treatment* sebagai berikut :

a. Kurva IPR Sebelum dan Setelah *Solvent Treatment* Sumur TR-10

Kurva IPR Sumur TR-10 Sebelum *Sovent Treatment*

Data-data yang digunakan dalam penentuan kurva IPR adalah :

- a) Tekanan Reservoir = 260 Psi
- b) PI = 1.82 BFPD

$$PI = \frac{Qt}{(Pr - Pwf)}$$

$$PI = \frac{153}{(260 - 176.3)}$$

$$PI = 1.82 \text{ BFPD/Psi}$$

- c) Saat Q_{\max} , $Pwf = 0$

Dari data diatas dapat ditentukan laju alir maksimal dan laju alir untuk tiap-tiap Pwf sebagai berikut :

$$Q_{\max} = PI (Pr - Pwf)$$

$$Q_{\max} = 1.82 (260 - 0)$$

$$Q_{\max} = 473.2 \text{ BFPD}$$

Kurva IPR Sumur TR-10 Setelah *Sovent Treatment*

Data-data yang digunakan dalam penentuan kurva IPR adalah :

- a) Tekanan Reservoir = 260 Psi
- b) PI = 2.62 BFPD/Psi

$$PI = \frac{Qt}{(Pr - Pwf)}$$

$$PI = \frac{226}{(260 - 173.8)}$$

$$PI = 2.62 \text{ BFPD/Psi}$$

c) Saat Q_{\max} , $Pwf = 0$

Dari data diatas dapat ditentukan laju alir maksimal dan laju alir untuk tiap – tiap Pwf sebagai berikut :

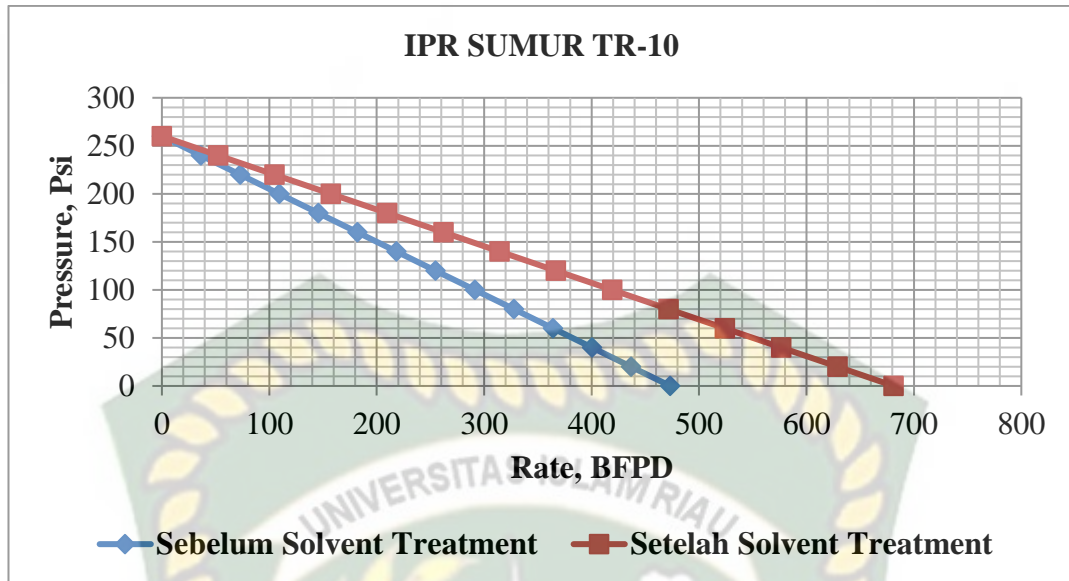
$$Q_{\max} = PI (Pr - Pwf)$$

$$Q_{\max} = 2.62 (260 - 0)$$

$$Q_{\max} = 681.2 \text{ BFPD}$$

Tabel 4.12. Hasil Perhitungan Laju Alir Sebelum dan Sesudah Solvent Treatment Sumur TR-10 Untuk Tiap-tiap Harga Pwf

Pwf (psi)	Q Sebelum (BFPD)	Q Setelah (BFPD)
260	0	0
240	36,4	52,4
220	72,8	104,8
200	109,2	157,2
180	145,6	209,6
160	182	262
140	218,4	314,4
120	254,8	366,8
100	291,2	419,2
80	327,6	471,6
60	364	524
40	400,4	576,4
20	436,8	628,8
0	473,2	681,2



Gambar 4.5. Kurva IPR Sebelum Dan Setelah Solvent Treatment TR-10

b. Kurva IPR Sebelum dan Setelah Solvent Treatment Sumur TR-11

Kurva IPR Sumur TR-11 Sebelum Solvent Treatment

Data-data yang digunakan dalam penentuan kurva IPR adalah :

- a) Tekanan Reservoir = 260 Psi
- b) $PI = 1.4 \text{ BFPD/Psi}$

$$PI = \frac{Q_t}{(Pr - P_{wf})}$$

$$PI = \frac{107}{(260 - 184.5)}$$

$$PI = 1.4 \text{ BFPD/Psi}$$

- c) Saat Q_{\max} , $P_{wf} = 0$

Dari data diatas dapat ditentukan laju alir maksimal dan laju alir untuk tiap – tiap P_{wf} sebagai berikut :

$$Q_{\max} = PI (Pr - P_{wf})$$

$$Q_{\max} = 1.4 (260 - 0)$$

$$Q_{\max} = 364 \text{ BFPD}$$

Kurva IPR Sumur TR-11 Setelah Solvent Treatment

Data-data yang digunakan dalam penentuan kurva IPR adalah :

- a) Tekanan Reservoir = 260 Psi

$$b) PI = 3.12 \text{ BFPD/Psi}$$

$$PI = \frac{Qt}{(Pr - Pwf)}$$

$$PI = \frac{249}{(260 - 180.2)}$$

$$PI = 3.12 \text{ BFPD/Psi}$$

$$c) \text{ Saat } Q_{\max}, Pwf = 0$$

Dari data diatas dapat ditentukan laju alir maksimal dan laju alir untuk tiap – tiap pwf sebagai berikut :

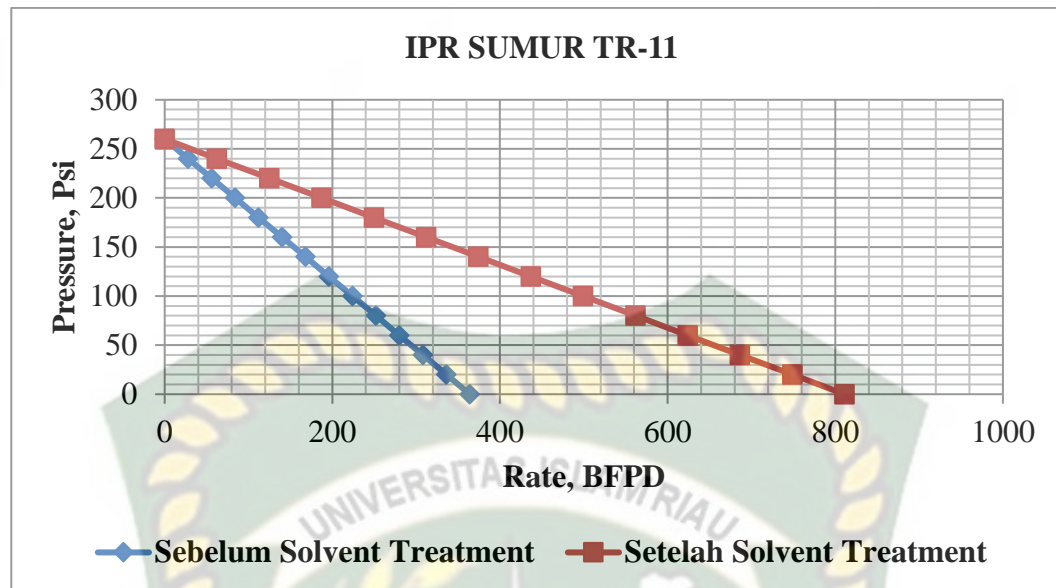
$$Q_{\max} = PI (Pr - Pwf)$$

$$Q_{\max} = 3.12 (260 - 0)$$

$$Q_{\max} = 881.2 \text{ BFPD}$$

Tabel 4.13. Hasil Perhitungan Laju Alir Sebelum dan Sesudah Solvent Treatment Sumur TR-11 Untuk Tiap-tiap Harga Pwf

Pwf (psi)	Q Sebelum (BFPD)	Q Setelah (BFPD)
260	0	0
240	28	62,4
220	56	124,8
200	84	187,2
180	112	249,6
160	140	312
140	168	374,4
120	196	436,8
100	224	499,2
80	252	561,6
60	280	624
40	308	686,4
20	336	748,8
0	364	811,2



Gambar 4.6. Kurva IPR Sebelum Dan Setelah *Solvent Treatment* TR-11

Berdasarkan hasil kurva IPR TR-10 dan TR-11 dapat dilihat bahwa terjadi kenaikan produksi setelah dilakukan *solvent treatment*, produktifitas indeks sumur TR-10 meningkat menjadi 2.62 BFPD/Psi dari sebelumnya hanya 1.82 BFPD/Psi dan produktifitas indeks sumur TR-11 meningkat menjadi 3.12 BFPD/Psi dari sebelumnya hanya 1.4 BFPD/Psi. Hal ini menyatakan bahwa kerusakan pada formasi (*formation damage*) terhadap aspal dan *paraffin* bekurang karena kenaikan produktifitas indeks serta laju alir.

4.4.2 Monitoring Produksi Sumur TR-10 dan TR-11

Hasil monitoring yang diperoleh sebelum dan sesudah *solvent treatment* pada sumur TR-10 dan TR-11 sebagai berikut :

a. Monitoring Sumur TR-10

Hasil monitoring sumur TR-10 menunjukkan peningkatan yang sangat signifikan, dimana produksi liquid meningkat dari sebelumnya 153 BFPD menjadi 226 BFPD, produksi minyak juga meningkat dari sebelumnya hanya 3 BOPD menjadi 22 BOPD dengan penurunan *water cut* menjadi 90.1 % dari sebelumnya 97.9 %. Hal ini dapat dilihat pada Tabel 4.12.

b. Monitoring Sumur TR-11

Hasil monitoring sumur TR-11 juga menunjukkan peningkatan yang sangat signifikan, dimana produksi liquid meningkat dari sebelumnya 107 BFPD menjadi 249 BFPD, produksi minyak juga meningkat dari sebelumnya hanya 1 BOPD menjadi 22 BOPD dengan penurunan water cut menjadi 91.2 % dari sebelumnya 99 %. Hal ini dapat dilihat pada Tabel 4.13.

Tabel 4.14. Hasil Monitoring Sebelum dan Setelah Solvent Treatment TR-10

Tanggal	<i>Liquid</i>	<i>Water.Cut</i>	Oil
	BFPD	%	BOPD
01 September 2013	18	89.7	2
01 Oktober 2013	130	95.3	6
01 November 2013	107	97.9	3
01 November 2013	Solvent Treatment		
01 Desember 2013	226	90.1	22
01 Januari 2014	254	90.1	25
01 Februari 2014	204	94.3	12
01 Maret 2014	300	93	21
01 April 2014	314	92.7	23
01 Mei 2014	301	91.8	25
01 Juni 2014	243	91	22
01 Juli 2014	251	92.7	18
01 Agustus 2014	257	93.9	16
01 September 2014	280	93.4	18
01 Oktober 2014	268	93.6	17
01 November 2014	272	94	16
01 Desember 2014	251	94.1	15
01 Januari 2015	249	94	15
01 Februari 2015	251	94	15
01 Maret 2015	282	94.6	15
01 April 2015	278	94.4	16
01 Mei 2015	272	94.3	15

Tabel 4.15. Hasil Monitoring Sebelum dan Setelah Solvent Treatment TR-11

Tanggal	Liquid	Water.Cut	Oil
	BFPD	%	BOPD
01 September 2013	11	90.8	1
01 Oktober 2013	123	96.4	4
01 November 2013	107	99	1
01 November 2013	Solvent Treatment		
01 Desember 2013	249	91.2	22
01 Januari 2014	277	91.2	24
01 Februari 2014	227	95.4	10
01 Maret 2014	323	94.1	19
01 April 2014	337	93.8	21
01 Mei 2014	324	92.9	23
01 Juni 2014	266	92.1	21
01 Juli 2014	274	93.8	17
01 Agustus 2014	280	92.8	20
01 September 2014	303	92.3	23
01 Oktober 2014	291	92.5	22
01 November 2014	295	92.9	21
01 Desember 2014	274	93	19
01 Januari 2015	272	92.9	19
01 Februari 2015	274	92.9	19
01 Maret 2015	305	93.5	20
01 April 2015	301	93.3	20
01 Mei 2015	295	93.2	20

Dari hasil produksi sumur TR-10 dan TR-11 berdasarkan hasil monitoring produksi menunjukkan peningkatan produksi setelah dilakukan *solvent treatment*, artinya *solvent treatment* yang dilakukan pada sumur TR-10 dan TR-11 telah berhasil mengurangi kerusakan formasi yang diakibatkan oleh aspal dan *paraffin* serta mampu meningkatkan perolehan minyak.

BAB V

KESIMPULAN DAN SARAN

5.1 Kesimpulan

Berdasarkan perhitungan dan analisis data yang telah dilakukan dapat diambil kesimpulan sebagai berikut :

1. Sumur TR-10 dan TR-11 merupakan sumur yang mengandung aspal dan *paraffin*, dimana kandungan aspal pada TR-10 adalah 14.77 % wt dan 8.24 % wt untuk sumur TR-11, sementara itu kandungan *paraffin* pada sumur TR-10 adalah sebesar 34.4 % wt dan sumur TR-11 sebesar 46.2 % wt.
2. Berdasarkan hasil uji laboratorium penggunaan *solvent* ke sampel minyak TR-10 dan TR-11 dapat mengatasi masalah aspal dan *paraffin* yaitu tidak ada pengendapan dari sampel berdasarkan uji kompartibilitas dan berdasarkan uji solubilitas dengan hasil 100% kelarut serta hasil uji viskositas 3 cp dengan kelajuan/kecepatan 300 rpm dan temperatur 135°F.
3. Sumur TR-10 menunjukkan peningkatan produksi dari 153 BFPD menjadi 226 BFPD, produksi minyak dari 3 BOPD menjadi 22 BOPD dengan penurunan *water cut* menjadi 90.1 % dari sebelumnya 97.9 % dan sumur TR-11 juga menunjukkan peningkatan produksi dari 107 BFPD menjadi 249 BFPD, produksi minyak dari 1 BOPD menjadi 22 BOPD dengan penurunan *water cut* menjadi 91.2 % dari sebelumnya 99 %. Berdasarkan hasil monitoring produksi setelah dilakukan *solvent treatment*, artinya *solvent treatment* yang dilakukan pada sumur TR-10 dan TR-11 telah berhasil meningkatkan perolehan minyak.

5.2 Saran

Untuk Peneliti berikutnya yang ingin melanjutkan penelitian ini agar melakukan analisa keekonomian penggunaan *solvent* dalam mengatasi permasalahan aspal dan *paraffin* pada sumur TR-10 dan TR-11.

DAFTAR PUSTAKA

- Adhie, Surya , “Proposal Upaya Peningkatan Produksi Minyak di Sumur Produksi Parafinik Unit Bisnis EP Lirik Menggunakan *Inovasi Solvent* dan *Surfactane*”. Lirik, 2013.
- Economides, M.J. and Nolte K.G, ”Reservoir Stimulation”, 2nd Edition, Prentice Hall, Englewood Cliffs, New Jersey 07632.
- Hardikin, M. Ikin. dkk: “*Perendaman Paraffin Solvent Sebagai Upaya Peningkatan Produksi Sumur Minyak Di Lapangan Tapian Timur*” Simposium Nasional IATMI, Bandung, 2009.
- Permadi, Asep. “*Formation damage analysis, acid stimulation and well service*”. Petroleum industrial training consultant. Duri, 1999.
- Priyandoyo, H. dkk. “*Upaya Peningkatan Produksi Minyak Di Sumur Produksi Paraffinik Unit Bisnis Ep Lirik – Riau Menggunakan Inovasi Solvents Dan Surfactants*”. Simposium Nasional IATMI, Yogyakarta, 2007.
- Soetikno, LLuciana. “*Pertamina Unit Bisnis EP Lirik Solvent Treatment Proposal*”. Pertamina Unit Bisnis EP Lirik. Lirik, 2013.
- Schechter,R.S., “*Oil Well Stimulation*”, Prentice Hall Inc., New Jersey, 1992.
- Tjondro, Bambang. “ *Well Stimulation*”. EOR Teknologi. Jakarta, 2005
- William B. B. Gidley J. L., Schechter R. S., *Acidizing Fundamentals*, Society of Petroleum Engineering of AIME, New York, 1979.
- Data-data lapangan PT. Pertamina EP Asset 1 Lirik, 2016.
- Hubbert and willis, “*Mechanism of Hydraulics Fracturing*”. Fundamental of Hydrolic Fracturing. 1957.