

**EVALUASI PEKERJAAN *SOLVENT TREATMENT* PADA
SUMUR X MENGGUNAKAN *COILED TUBING* UNTUK
MENGATASI *PARAFFIN* PENYEBAB PENURUNAN
PRODUKSI**

TUGAS AKHIR

Diajukan guna penyusunan tugas akhir Program Studi Teknik Perminyakan

Oleh

AFRIZAL

NPM 153210888



PROGRAM STUDI TEKNIK PERMINYAKAN

UNIVERSITAS ISLAM RIAU

PEKANBARU

2020

HALAMAN PENGESAHAN

Tugas akhir ini disusun oleh :

Nama : Afrizal

NPM : 153210888

Program Studi : Teknik Perminyakan

Judul Skripsi : Evaluasi Pekerjaan *Solvent Treatment* Pada Sumur X Menggunakan *Coiled Tubing* Untuk Mengatasi *Paraffin* Penyebab Penurunan Produksi

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

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

Penguji : Fitrianti, ST., MT (.....)

Diterapkan di : Pekanbaru

Tanggal : 2 April 2020

Disahkan Oleh :



SEKRETARIS PROGRAM STUDI
TEKNIK PERMINYAKAN


Novrianti, ST., MT

PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR

Dengan ini saya menyatakan bahwa tugas akhir ini merupakan karya saya sendiri dan semua sumber yang tercantum didalamnya baik yang dikutip maupun dirujuk telah saya nyatakan dengan benar sesuai ketentuan. Saya bersedia dicopot Gelar dan Ijazah jika ditemukan pemalsuan data atau plagiat dari penulis lain

Pekanbaru, 2 April 2020



NPM : 153210888

KATA PENGANTAR

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

1. Orang tua saya Aziz dan Almh.Nurlina yang telah memberikan dorongan dan doa sehingga penulis dapat menyelesaikan tugas akhir ini.
2. Istri saya Jusmawati, Spd dan anak-anak (Silvi, Dera dan Naia) yang telah memberikan dukungan penuh dan doa sehingga penulis dapat menyelesaikan tugas akhir ini.
3. Bapak Dr. Eng. Muslim, MT selaku Dekan Fakultas Teknik Universitas Islam Riau.
4. Sekretaris prodi Ibu Novrianti, ST., MT serta dosen-dosen prodi Teknik Perminyakan yang sangat banyak membantu terkait perkuliahan, ilmu pengetahuan dan hal lain yang tidak dapat saya sebutkan satu per satu.
5. Ibu Richa Melysa, ST.,MT selaku dosen pembimbing yang telah menyediakan waktu, tenaga dan pikiran untuk memberikan masukan dalam penyusunan tugas akhir ini.

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, 2 April 2020

Afrizal

EVALUASI PEKERJAAN *SOLVENT TREATMENT* PADA SUMUR X MENGGUNAKAN *COILED TUBING* UNTUK MENGATASI *PARAFFIN* PENYEBAB PENURUNAN PRODUKSI

AFRIZAL
NPM: 153210888

ABSTRAK

Seiring berjalannya waktu produksi pada suatu sumur akan mengalami penurunan. Baik itu disebabkan penurunan tekanan *reservoir*, kerusakan alat maupun adanya *formation damage*. Pada penelitian ini lebih *concern* terhadap *formation damage* yang diakibatkan *paraffin* sehingga menyebabkan fluida sulit mengalir. Penggunaan *solvent* untuk mengendalikan endapan mineral seperti *paraffin* merupakan metode primer yang telah digunakan di *oil and gas industry* pada beberapa tahun terakhir (K.M Barker M. N., 2001) dan penggunaan *solvent* sangat berhasil untuk perbaikan dan peningkatan laju produksi. Penggunaan *solvent* merupakan metode *alternative* yang sangat ekonomis untuk melarutkan *paraffin* yang menyebabkan penurunan produksi (C.W Hamberlin, 1990).

Sumur X terindikasi mengalami masalah *paraffin* yang menyebabkan produksi pada sumur terbut menurun. Berdasarkan SARA *Analysis* dan CII *Correlation* diperoleh bahwa nilai CII dari sampel yang diperoleh pada sumur X sebesar 2,12. Hal tersebut menunjukkan bahwa sumur X terindikasi mengalami masalah *paraffin* yang menyebabkan produksi menurun.

Pekerjaan *solvent treatment* yang dilakukan pada sumur X membutuhkan 43 Bbl *Solvent* sebagai *fluid treatment*, dengan komponen *solvent* terdiri dari *organic solvent* sebanyak 1707 gal, *Flow Enhancer* sebanyak 10 gal dan *Mutual Solvent* sebanyak 91 gal. untuk menginjeksikan *fluid treatment* digunakan laju injeksi 1,2 BPM dan *Maximum Allowable Surface Pressure* sebesar 1715,2 Psi.

Solvent treatment di sumur X dinyatakan berhasil berdasarkan data produksi yang diperoleh dari sumur X. Pada bulan januari 2017, produksi lebih besar dibandingkan sebelumnya yakni produksi minyak sebesar 750,8 BOPD dan produksi air sebesar 505,6 BWPD. Nilai tersebut memperlihatkan bahwa terjadi *incremental* produksi minyak dengan *oil gain* sebesar 594,1 BOPD dan produksi air meningkat sebesar 226,15 BWPD.

Kata kunci: *Fomation damage*, *Solvent treatment*, *Coiled tubing*, *Volume displacement*

EVALUATION OF SOLVENT TREATMENT JOB AT X WELL USED COILED TUBING FOR REMOVE *PARAFFIN* CAUSING PRODUCTION DECLINE

AFRIZAL
NPM: 153210888

ABSTRAK

A time by time, production from a well will decrease that caused by many factors. It can caused by reservoir pressure decrease, technical failure or formation damage. In this experiment, we will concern to formation damage that caused by paraffin. Then, fluid will be difficult to flow. Using solvent as deposition control has been primary method to control paraffin in oil and gas industry in last decades. (K.M Barker M. N., 2001) and solvent treatment has been proved to maintain and improved production rate successfully. (C.W Hamberlin, 1990)

X well has been indicated paraffin problem that caused well production is deacresing. Based on SARA Analysis and CII, it has showed that X well has CII Value is 2,12. It means that X well suffered paraffin problem that caused production decrease.

Well x will be excecuted with solvent treatment. 43Bbl Solvent will needed. And it consist by organic solvent are 1707 gal, flow enhancer are 10 gal and mutual solvent are 91 gal. for inject fluid treatment, it will applied with 1.2 BPS as injection rate and 1715.2 Psi as Maximum Allowable Surface Pressure.

Solvent treatment in X Well has been declared that Successful job based on well production. On January 2017, Well production is bigger than before with with oil production is 750.8 BOPD and water production is 505.6 BWPD. It shows incremental oil production with gain 594.1 BOPD and water production increase to 226.15 BWPD

Keyword: Fomation damage, Solvent treatment, Coiled tubing, Injection rate, Maximum Allowable Surface Pressure

DAFTAR ISI

HALAMAN PENGESAHAN	Error! Bookmark not defined.
PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR	Error! Bookmark not defined.
KATA PENGANTAR.....	ii
ABSTRAK	iii
DAFTAR ISI	vii
DAFTAR GAMBAR.....	ix
DAFTAR TABEL	x
BAB I PENDAHULUAN	1
1.1 Latar Belakang.....	1
1.2 Tujuan Penelitian.....	2
1.3 Manfaat Penelitian.....	2
1.4 Batasan Masalah.....	2
BAB II TINJAUAN PUSTAKA	5
2.1 Teori Terbentuk nya Minyak Bumi.....	5
2.2 Stimulasi sumur.....	5
2.3 <i>Paraffin</i>	7
2.4 Operasi <i>Well Intervention</i>	9
2.5 Parameter desain solvent treatment.....	13
2.6 Evaluasi keberhasilan pekerjaan stimulasi	13
BAB III TINJAUAN LAPANGAN	16
3.1 Letak Geografis Lapangan	16
3.2 Tinjauan Geologi Lapangan “Y”	17
BAB IV ANALISIS DATA DAN PEMBAHASAN	24

4.1 Faktor penyebab terjadinya <i>paraffin</i> pada sumur.....	24
4.2 Analisa desain <i>solvent treatment</i> untuk menanggulangi permasalahan <i>paraffin</i> pada sumur.....	26
4.3 Evaluasi hasil dari pekerjaan <i>solvent treatment</i> yang telah dilakukan pada sumur	29
BAB V KESIMPULAN DAN SARAN	32
5.1 Kesimpulan.....	32
5.2 Saran.....	32
DAFTAR PUSTAKA.....	33
LAMPIRAN	38



DAFTAR GAMBAR

Gambar 1.1 Bagan Alir Penelitian	4
Gambar 2.1 Flow chart SARA Analysis	8
Gambar 2.2 Field operation coiled tubing.....	10
Gambar 2.3 Rig Up Drawing Coiled tubing	12
Gambar 3.1 Letak Geografis Blok Jabung	16
Gambar 3.2 Letak Geografis Lapangan “Y”	17
Gambar 3.3 Elemen Tektonik dan Sub-Cekungan yang Berkembang di Cekungan Sumatera Selatan.....	18
Gambar 3.4 Kolom Stratigrafi Cekungan Sumatera Selatan	20
Gambar 4.1 Well Profile sumur X	27
Gambar 4.2 Profil Produksi pada sumur X.....	30

DAFTAR TABEL

Tabel 4.1 Hasil Test Lab Sample pada Sumur X	25
Tabel 4.2 Volume Calculation	28
Tabel 4.3 Deskripsi resep solvent	29



BAB I

PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Banyak penyebab terjadinya penurunan produksi seperti tekanan *reservoir* yang menurun, kerusakan peralatan produksi dan *formation damage*. *Scale* dan *paraffin problem* ini merupakan beberapa penyebab penurunan produksi. Dimana *scale* dan *paraffin* ini, terbentuk dari *calcium carbonate* (CaCO_3) dan *organic deposit* pada sumur (Irfan, 2002). Metode *chemical treatment* merupakan cara yang paling umum dilakukan untuk menanggulangi *scale* dan *paraffin problem* (Realita christi kinasih, 2009).

Wax deposit dapat terjadi di *reservoir*, lubang sumur maupun pipa alir produksi yang dapat menurunkan produksi sumur (H.A Craddock, 2007). Hal ini dapat dicegah atau dihambat secara mekanis (*scrapping, milling dan re-perforation*) dan *chemical treatment*. Penggunaan *solvent* telah menjadi salah satu metode primer yang digunakan untuk mengontrol *paraffin* dan endapan pada sumur (K.M barker, 2001). Penanggulangan masalah *scale* dan *paraffin* dilakukan menggunakan alat di permukaan yang diharapkan dapat menstabilkan aliran minyak dan membantu dalam pemecahan *scale* dan *paraffin*.

Solvent treatment biasanya digunakan untuk menghilangkan *paraffin*. *Treatment* menggunakan metode ini dikenal tidak mahal dan efektif untuk mengatasi masalah *paraffin* pada sumur (K.M Barker K. W., 2003), berdasarkan penelitian yang dilakukan Barker menyatakan bahwa penggunaan *solvent* sangat berhasil untuk perbaikan dan peningkatan laju produksi. Dan merupakan metode *alternative* yang sangat ekonomis untuk melarutkan *paraffin* yang menyebabkan penurunan produksi.

Seiring berjalannya waktu, perkembangan teknologi semakin pesat. Penggunaan *coiled tubing* merupakan salah satu perkembangan teknologi di *Oilfield sevices*. Pada saat ini *coiled tubing* sangat sering digunakan untuk berbagai macam jenis *well intervention, perforating* dan juga digunakan untuk pemboran (Khan, 2015). Penggunaan *coiled tubing* untuk *well intervention* sangat

efisien dibandingkan metode konvensional baik dari segi hasil maupun hasil keekonomiannya (Muhammad Farhan Anshari, 2018).

Oleh karena itu, pada penelitian ini mengangkat topik tentang Evaluasi pekerjaan *solvent treatment* pada sumur X menggunakan *coiled tubing* untuk mengatasi *paraffin* penyebab penurunan produksi.

1.2 Tujuan Penelitian

Adapun tujuan penelitian sebagai berikut:

1. Mengetahui faktor penyebab terjadinya *paraffin* pada sumur.
2. Mendesain *solvent treatment* untuk menanggulangi permasalahan *paraffin* pada sumur.
3. Mengevaluasi hasil dari pekerjaan *solvent treatment* yang telah dilakukan pada sumur.

1.3 Manfaat Penelitian

Manfaat yang dapat diambil dari penelitian ini adalah pengkayaan materi stimulasi sumur khususnya dalam *solvent treatment* dalam peningkatan produksi dengan menggunakan metode terbaru agar mendapatkan hasil yang efektif, dan dapat menjadi acuan Perusahaan Migas dalam menentukan mitigasi masalah yang terjadi penurunan produksi sumur yang diakibatkan *paraffin*.

1.4 Batasan Masalah

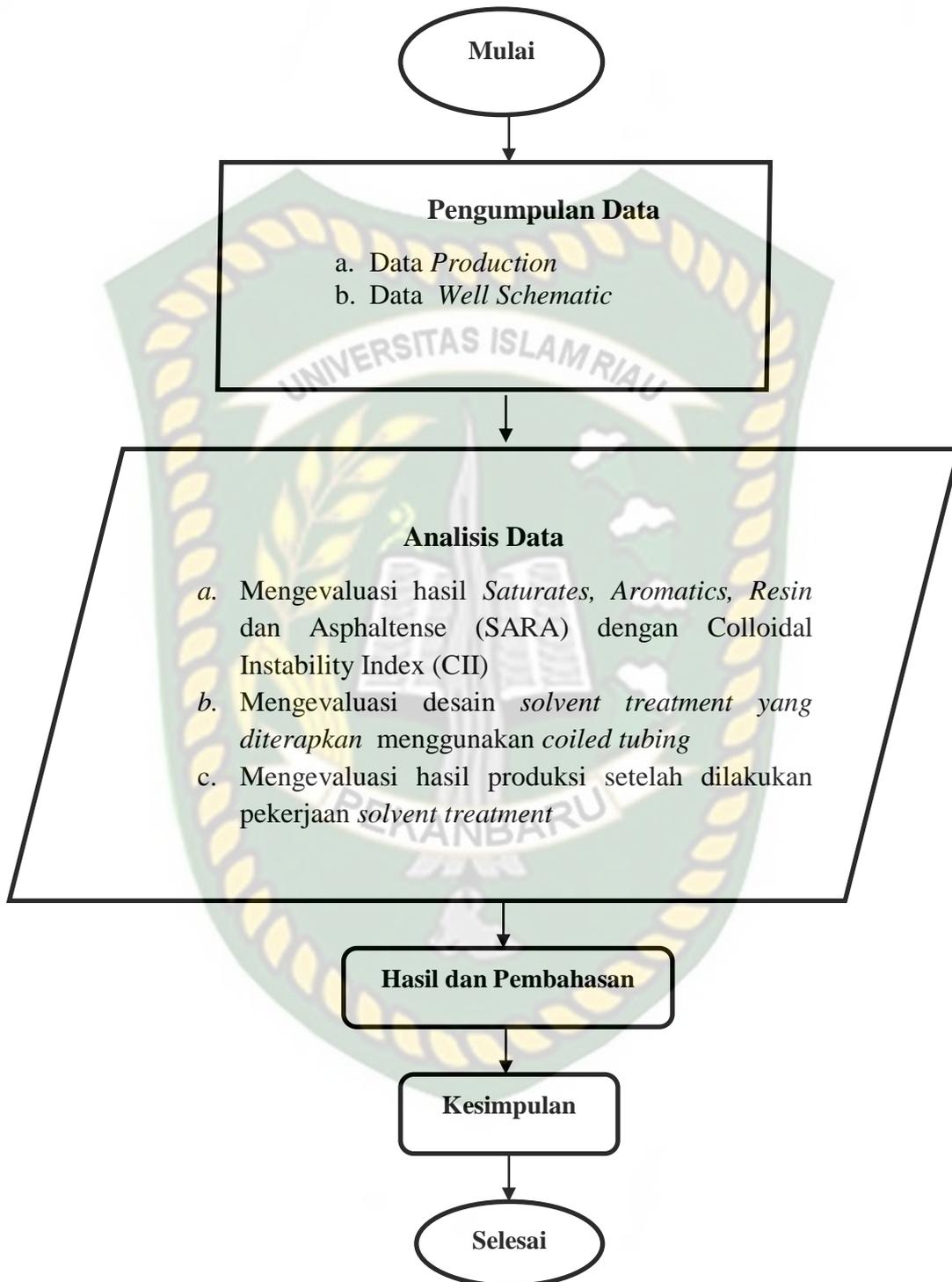
Agar penelitian Tugas Akhir ini tidak keluar dari tujuan yang diharapkan, maka penelitian ini hanya membatasi mengenai beberapa hal sebagai berikut;

1. Mengevaluasi kandungan *paraffin* dengan menganalisa SARA dan Colloidal Instability Index (CII).
2. Menentukan desain pekerjaan seperti volume fluid *treatment* yang akan digunakan dan perhitungan tekanan.
3. Mengevaluasi hasil dari pekerjaan yang telah dilakukan berdasarkan data produksi yang diperoleh.

1.5 Metodologi Penelitian

Penelitian Tugas Akhir ini berlokasi di Lapangan Y yang dioperasikan Petrochina Jabung Ltd. Menggunakan metode penelitian berupa *field research*. Data yang digunakan adalah data sekunder yang diberikan oleh pembimbing lapangan, pendapat pakar, prinsip dan teori dari literatur yang diperoleh.





Gambar 1.1 Bagan Alir Penelitian

BAB II

TINJAUAN PUSTAKA

2.1 Teori Terbentuk nya Minyak Bumi

Salah satu teori (*dupleks*) menyebutkan bahwa proses terbentuknya minyak bumi dari jasad renik yang berasal dari hewan atau tumbuhan yang sudah mati (*organic*). Jauh sebelum para ilmuwan mengeluarkan pernyataan atau teori tentang terbentuknya minyak bumi, sebenarnya fakta tentang terbentuknya minyak bumi dari bahan *organic* ini sudah disebutkan dalam Al-Qu'ran di surah Al-A'la (87) ayat 1-5 yang artinya: (87:1) Sucikanlah atas nama Tuhanmu Yang Maha Tinggi (87:2) Yang menciptakan, dan menyempurnakan (87:3) dan yang menentukan kadar dan mengarahkan (87:4) dan Yang telah menumbuhkan / menciptakan rumput-rumputan (87:5) lalu dijadikan-Nya rumput-rumputan itu kering-kehitam hitaman.

Terdapat empat sifat minyak bumi yang ALLAH jelaskan dalam surah Al-A'la ayat 4 dan 5 yaitu:

- Berasal dari bahan *organic* dan mengalami proses pembusukan
- Mengalir dengan sangat deras seperti banjir
- Berwarna gelap kehitam hitaman akibat penumpukan yang lama
- Terbentuk di periode bumi awal

Seiring berjalannya waktu dalam produksi minyak bumi, terjadi hambatan-hambatan yang mengakibatkan penurunan produksi pada sumur minyak, seperti salah satunya adalah *paraffin*.

2.2 Stimulasi sumur

Stimulasi merupakan suatu metode atau upaya peningkatan produksi suatu sumur yang dilakukan dengan cara meningkatkan harga permeabilitas, baik pada sumur yang mengalami kerusakan formasi (*formation damage*) ataupun sumur yang memang memiliki permeabilitas yang rendah. Alasan utama dilakukannya

kegiatan stimulasi ini adalah karena adanya hambatan alami berupa permeabilitas batuan yang rendah dan juga karena adanya hambatan atau endapan akibat operasi pemboran dan penyemenan yang dapat menyebabkan permeabilitas batuan menjadi lebih kecil dibandingkan permeabilitas alaminya (Ajienka, 2005).

Kerusakan formasi adalah salah satu faktor yang mempengaruhi laju produksi pada suatu sumur penurunan harga permeabilitas ini, akan mengakibatkan terhambatnya aliran fluida dari reservoir menuju ke lubang sumur sehingga fluida tersebut tidak dapat mengalir secara efektif yang disebabkan karna terjadinya kerusakan formasi produktif. Jika hal tersebut tidak segera diatasi, maka dapat menyebabkan turunnya produksi suatu sumur (Musnal, 2013).

Pemilihan metode yang tepat untuk melakukan *treatment* pada suatu sumur akan menentukan keuntungan dan keberhasilan dari pekerjaan yang akan dilakukan pada suatu sumur (Ramakrishnan, 2006). Metode stimulasi sendiri dibedakan menjadi *acidizing* dan *hydraulic fracturing*. *Acidizing* merupakan salah satu metode stimulasi yang dilakukan dengan cara menginjeksikan sejumlah asam ke dalam lubang sumur, guna mengatasi masalah kerusakan formasi yang terjadi, dengan cara melarutkan material-material batuan dan endapan yang dapat terlarut di dalam asam (Ali, 2012). Sedangkan *hydraulic fracturing* merupakan kegiatan stimulasi yang dilakukan dengan cara menginjeksikan sejumlah fluida perekah (asam atau *proppant*) ke dalam lubang sumur dengan tekanan injeksi diatas tekanan rekah batuan, untuk menghilangkan pengaruh kerusakan formasi sekaligus membuat rekahan guna memperbesar permeabilitas pada batuan.

Dalam tahapan stimulasi sumur yang menargetkan untuk menghilangkan *sludge* yang disebabkan oleh *asphaltenes*, *paraffin* atau organik *content* lain nya, mutual *solvent* dapat digunakan untuk mengangkat *paraffin* dengan proses *soaking solvent* di sumur (Al-Hussain, 2017). Reaksi *Solvent* dengan *Paraffin* dipengaruhi oleh beberapa faktor seperti tipe *solvent*, karakteristik *paraffin* dan temperatur. Pengaruh dari proses sirkulasi *solvent* juga berpengaruh namun tidak terlalu dominan seperti parameter yang disebutkan sebelumnya (Chris Wiggins, 2013).

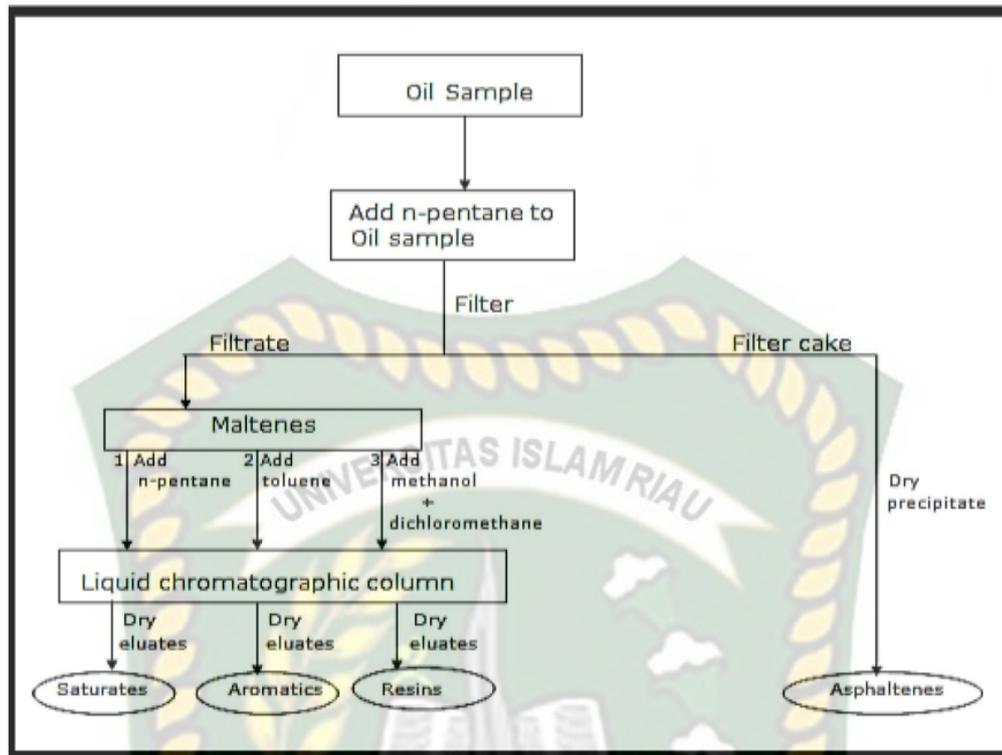
2.3 Paraffin

Paraffin merupakan persenyawaan hidrokarbon dengan rantai lurus atau bercabang, biasanya antara $C_{18}H_{38}$ hingga $C_{40}H_{82}$ yang bercampur dengan material organik dan anorganik lainnya. Hidrokarbon dapat difraksikan kedalam empat komponen yaitu *Saturates*, *Aromatics*, *Resin* dan *Aphaltenes*. Karakteristik komposisi hidrokarbon sangat penting untuk optimalisasi, evaluasi kinerja produk, proses pengolahan, *property structure*, korelasi sumber hidrokarbon dan *environmental issue* (Bella Mmata, 2017). *Formation damage* dihasilkan dari endapan *paraffin* dan *asphaltene* telah menjadi masalah yang umum terjadi di *petroleum industry* selama beberapa tahun (Ruhmaini, 2003). Biasanya pengendapan *paraffin* dapat terjadi di berbagai tempat seperti di saluran perforasi, di dalam pipa ataupun pada peralatan di atas permukaan (K.M Barker M. N., 2001). Terbentuknya *paraffin* dapat menyebabkan beberapa masalah di operasi *oil and gas* seperti penurunan produksi, peralatan rusak dan produksi bisa mati (Al-Yaari, 2011).

Selanjutnya untuk menginvestigasi kestabilan hidrokarbon dengan menganalisa *Saturates*, *Aromatics*, *Resin* dan *Asphaltenes* (SARA) telah dilakukan untuk mengetahui kecenderungan terjadinya endapan *paraffin*. *Colloidal Instability Index* (CII) merupakan suatu formulasi yang digunakan untuk melakukan analisa kandungan SARA pada hidrokarbon. Adapun formula yang digunakan sebagai berikut

$$CII = \frac{Saturates + Asphaltenes}{Aromatics + Resins} \dots\dots\dots(1)$$

Jika hidrokarbon memiliki nilai CII dibawah 0.7 maka hal tersebut menunjukkan keadaan yang stabil. Namun apabila nilai CII menunjukkan nilai lebih besar dari 0.9 maka menunjukkan keadaan nya tidak stabil yang artinya adanya masalah pengendapan *Asphaltenes* (Siavash Ashoori, 2016).



Gambar 2.1 Flow chart SARA Analysis
(Bella Mmata, 2017)

Bella Mmata melakukan penelitian dengan mengambil sampel pada lapangan A,B dan C. pada lapangan A dan B diperoleh 5 sampel dari *onshore field* dan dari lapangan C diperoleh 8 sampel yang beroperasi di *offshore*. Dengan menganalisa SARA pada setiap sampel diperoleh 7 sampel yang memiliki CII lebih dari 0.9 yang menunjukkan mengandung *wax* dan 6 sampel lainnya memiliki CII lebih kecil dari 0.7 yang menunjukkan tidak mengandung *wax*. Analisa SARA dilakukan dengan melakukan percobaan di laboratorium. diamati bahwa seluruh sampel memiliki tingkat *saturates* yang tinggi. Hal tersebut dikarenakan *saturates* merupakan unsur kimia yang terdiri dari *n-paraffins*, *iso-paraffins* dan *cyclo-paraffin*. Pada umumnya *n-paraffin* yang menyebabkan terjadinya pengendapan *paraffin*. Lalu jika *iso-paraffin* dan *cyclo-paraffin* yang terelusikan sebagai *saturates* selama analisis SARA, maka mereka tidak dapat disebut sebagai endapan selama pengukuran *wax content*.

Penanganan yang dilakukan biasanya secara mekanik yaitu dengan menggunakan *wireline scrapper* untuk menghilangkan endapan di dalam lubang sumur, ataupun juga dapat dilakukan dengan melarutkan pengendapan lilin

dengan minyak panas yang memiliki kandungan aromatik yang tinggi atau dengan zat kimia seperti *solvent* yang dapat melarutkan *paraffin*. Namun penggunaan *solvent* untuk mengendalikan endapan mineral seperti *paraffin* merupakan metode primer yang telah digunakan di *oil and gas industry* pada beberapa tahun terakhir (K.M Barker M. N., 2001).

2.4 Operasi *Well Intervention*

Dalam melaksanakan *well intervention*, ada beberapa metode yang dapat digunakan yaitu metode *coiled tubing* dan metode *bullhead*. Perbedaan dari kedua metode tersebut terletak pada penempatan *fluid treatment* ke target interval.

Metode *Coiled Tubing*

Coiled tubing sudah mulai dikembangkan sejak tahun 1944 yang digunakan untuk *Continious pipeline* di bawah laut untuk mengangkat fluida. Sejak perang dunia ke dua, *coiled tubing* mulai dipertimbangkan penggunaannya di *petroleum industry*. Percobaan pertama dilakukan oleh “*Bowen Tools*” and “*Brown Oil Tools*”. Hasil percobaan mereka membuat evolusi pada pengembangan *coiled tubing* dan mereka mulai untuk *well service tool* pada tahun 1960. Hingga saat ini, *Coiled tubing* bekerja sebagai komponen utama pada saat pengorperasian *workover* dan *well service*. *Coiled tubing* dianggap sebagai salah satu teknologi yang mudah beradaptasi dan fleksibel. Sejak diperkenalkan, *coiled tubing* berkembang pesat di industri minyak dan gas. Banyak teknologi-teknologi baru yang keluar tapi malah mengalami penurunan, berbeda dengan *coiled tubing* yang menunjukkan tingkat pertumbuhan 10% per tahun (Khan, 2015).

Ada beberapa kelebihan dalam penggunaan *coiled tubing* yakni prosedur yang aman dan efisien dalam *well intervention*, persiapan *well site* yang dibutuhkan tidak banyak, mudah dalam proses mobilisasi dan *rig-up*, tingkat keamanan tinggi, mengurangi dampak lingkungan dan lebih ekonomis dalam operasional (Andi Eka Prasetya, 2001).

Dalam tahapan *well intervention* menggunakan *coiled tubing* sama pada umumnya yaitu *preflush*, *main flush* dan *over flush*. Dengan *run in hole* (RIH) *coiled tubing* ke dalam sumur hingga mencapai target interval terjauh dengan

memompakan *brine* lalu *POOH* dengan memompakan *fluid treatment* ke target interval yang akan dilakukan *treatment*. Setelah *fluid treatment* di pompakan, dilakukan *soaking time* beberapa saat agar *fluid treatment* yang di pompakan bereaksi terhadap sumur untuk mengangkat partikel yang menghambat aliran produksi. Setelah itu masuk ke tahap *overflush*, dimana membersihkan sumur dari *fluid treatment* agar tidak merusak formasi atau *well completion*. Metode *coiled tubing* yang mengantarkan langsung larutan asam ke interval yang dituju melalui *nozzle* dipercaya sejak dulu lebih baik dibandingkan *treatment* metode *bullhead* yang sederhana (Mitchell, 2003). Penerapan *coiled tubing* sangat berguna pada saat berada di *limited working area*, adanya tantangan di *well geometry* dikarenakan penggunaan *coiled tubing* sangat fleksibel untuk digunakan pada kondisi ini (K. Burdin, 2015).



Gambar 2.2 *Field operation coiled tubing*
(Aberdeen Training Center, 2019)

Selanjutnya dalam pengoperasian *coiled tubing* unit, dibutuhkan beberapa komponen yang digunakan untuk menunjang pekerjaan yang akan dilakukan menggunakan *coiled tubing*. Berikut komponen utama yang ada pada *coiled tubing unit* (Khan, 2015).

a. *Power Pack*

Komponen ini merupakan sumber *energy* pada saat semua peralatan dan proses dengan memberikan *hydraulic energy* untuk operasi dan fungsional *Coiled tubing* unit. *Power pack* terdiri dari *diesel engines* yang menggerakkan pompa *hydraulic* untuk memprovidi setiap komponen yang ada dengan *energy* tekanan dan laju yang dibutuhkan.

b. *Control Cabin*

Komponen ini merupakan ruang kontrol dari *coiled tubing* unit. Ini terdiri dari kopling, *gear* dan berbagai peralatan lain nya yang berguna untuk mengamati dan mengontrol *performance* dari pekerjaan yang dilakukan.

c. *Coiled tubing reel*

Komponen yang berfungsi sebagai wadah untuk menampung *Coiled tubing string* serta untuk memudahkan proses mobilisasi.

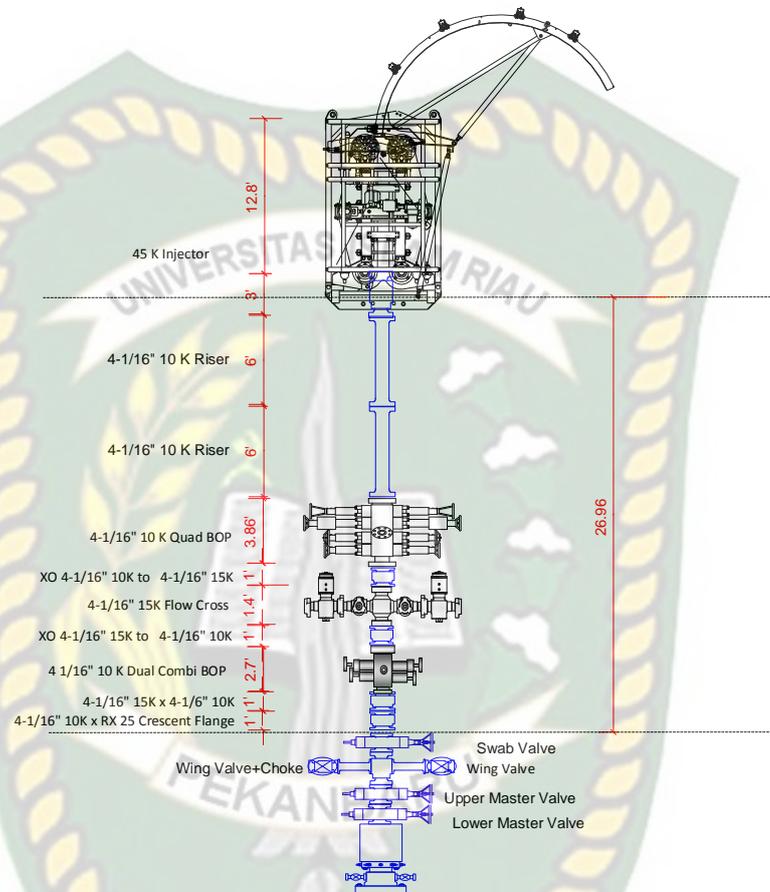
d. *Injector Head*

Komponen yang memprovidi *energy* agar lebih mudahnya *Coiled tubing string* masuk kedalam sumur dan proses *spooling* ke *reel* lebih mudah. *Injector head* terdiri dari dua *driven endless chain* yang berlawanan. *Gripper block* terletak di ujung rantai untuk meningkatkan *grip*. *Coiled tubing* tertahan diantara *pressed chains* yang berlawanan. Susunan ini untuk menanggung total *weight* dari *coiled tubing string* pada saat dimasukan ke dalam sumur. Untuk memasukan dan menarik *coiled tubing*, *hydraulic* motor digunakan untuk menggerakkan rantai tersebut.

e. *Pressure control equipment*

Peralatan ini terdiri dari dua jenis komponen yakni *stripper* dan *BOP stack*. *Stripper* merupakan *primary well control* pada saat pekerjaan berlangsung dan juga dapat untuk memastikan *pressure seal* pada kondisi *string* yang dinamik. Salah satu kelebihan penggunaan *coiled tubing* pada proses *workover* dan *well service* dapat digunakan pada sumur yang dalam keadaan hidup tanpa harus melakukan *kill well*. *Stripper* dioperasi secara *hidraulik* yang dikontrol dari kontrol kabin. Sementara itu, *BOP stack* terdiri dari *Quad* dan *Combi BOP*. *BOP* ini merupakan *Secondary pressure barrier*. Biasanya menggunakan tekanan 10.000 Psi dan *H₂S Resistant Quad* atau

Combi BOP yang dioperasikan dengan *Accumulator* dan *Hydraulic Circuit* di *Control cabin*. *Typical Quad BOP* terdiri dari *Blind ram*, *Shear ram*, *Pipe ram*, *Slip ram*, *Equalizing valve*, *Upper* dan *Lower Connection end*. Sementara *Combi BOP* merupakan kombinasi dari *Blind ram* dan *Shear ram*.



Gambar 2.3 *Rig Up Drawing Coiled Tubing* (Aberdeen Training Center, 2019)

Metode *bullhead*

Metode *bullhead* merupakan metode sederhana penginjeksian asam melalui *annulus*, berbeda dengan metode *coiled tubing* yang langsung mengantarkan larutan asam ke interval tertentu (Mitchell, 2003). Tantangan utama *treatment* metode *bullhead* ini adalah memperbaiki kerusakan secara seragam atau keseluruhan. Dimana semua interval di *treatment* secara simultan dan bergantung sepenuhnya terhadap tekanan pada zona produktif (Taylor, Fyten, & Mcneil, 2012).

2.5 Parameter desain *solvent treatment*

Memilih sumur untuk dilakukan stimulasi maka perlu dibandingkan dengan kinerja sumur disekitarnya seperti produksinya, GOR, *water cut*, *decline* produksinya dll (Tjondro, 2005). Melakukan desain *treatment* dilakukan setelah mendapatkan sumur yang layak untuk dilakukan stimulasi agar mendapatkan hasil yang maksimal. Pada dasarnya dalam proses desain dilakukan pendekatan untuk memperkirakan dan memperhitungkan tekanan, laju injeksi, *volume* dan konsentrasi (Leod, 1989).

- a. Menentukan besarnya harga tekanan rekah formasi

$$\text{Frac Pressure} = \text{Pressure Gradient} \times \text{TVD} \dots\dots\dots (2)$$

- b. Penentuan tekanan injeksi maksimum

$$\text{Hydrostatic Pressure} = 0.052 \times \text{Fluid density} \times \text{TVD} \dots\dots\dots (3)$$

$$\text{Surface Pressure} = \text{Frac pressure} - \text{Hydrostatic Pressure} \dots\dots\dots(4)$$

- c. Penentuan *volume injection*

$$\text{Annulus Capacity} = (\text{ID outer pipe})^2 - (\text{OD inner pipe})^2 / 1029.4 \dots\dots(5)$$

$$\text{Volume annulus} = \text{length of pipe} \times \text{Annulus Capacity} \dots\dots\dots(6)$$

2.6 Evaluasi keberhasilan pekerjaan stimulasi

Pada proses stimulasi pada sumur produksi minyak untuk mengetahui efektifnya pada dasarnya dapat dilihat dari kenaikan produksi yang diperoleh dari sumur yang *ditreatment* (Okologume C. Wilfred, 2015). Berdasarkan hasil penelitian yang diperoleh oleh (Okologume C. Wilfred, 2015), buruknya hasil yang diperoleh pada stimulasi disebabkan oleh beberapa faktor yakni:

1. Penggunaan jumlah *solvent* yang tidak pas akan menyebabkan tidak sempurna nya hasil stimulasi.
2. Tidak segera melakukan *clean up* setelah *treatment*.
3. Terjadinya perekahan pada saat *treatment*.

Agar meningkatkan kesuksesan *treatment*, ada beberapa tahap yang harus diperhatikan berdasarkan studi dari *analytical* data dapat memastikan efektif nya *treatment* (Okologume C. Wilfred, 2015)

1. Melakukan *pre-job* analisis untuk menentukan kandidat yang tepat sebelum *treatment*.
2. Memastikan akurasi yang tepat pada saat mendesain *treatment* dengan memperhatikan keakuratan pada spesifik *volume* dan tipe *fluid* yang akan di injeksikan ke formasi.

Dalam melakukan suatu pekerjaan, untuk mengetahui suatu pekerjaan dinyatakan berhasil. Harus dilakukan evaluasi hasil dari pekerjaan yang dilakukan. Hal tersebut dapat dilakukan evaluasi hasil sebelum dan sesudah dilakukan *well stimulation* (Ira Herawati, 2017).

Penempatan *fluid treatment* ada dua metode yakni *coiled tubing* dan *bullhead*. Penggunaan *coiled tubing* dalam penempatan *fluid treatment* selalu diyakini lebih baik. Akan tetapi karna dibutuhkan *cost* yang lebih besar, akan menjadi pertimbangan untuk segi keekonomian (Mitchell, 2003). Penggunaan *coiled tubing* untuk menempatkan *fluid treatment* tidak terlalu menggunakan waktu yang banyak dan dapat memompakan *fluid treatment* berpindah dari lapisan satu ke yang lain nya (Pathak, 2013). Melakukan operasi dengan menggunakan *coiled tubing* yang aman dan menerapkan desain yang tepat dalam melakukan *treatment* suatu sumur dapat meningkatkan kemungkinan keberhasilan pekerjaan (Neil, 2012).

Pada penelitian yang dilakukan oleh Muhammad Farhan pada tahun 2018, melakukan penyelidikan mengenai perbandingan penggunaan *coiled tubing* dan *bullhead* dan menyimpulkan bahwa penggunaan *coiled tubing* lebih efisien dan efektif sebagai metode *well intervention* dibandingkan metode konvensional. Pada penelitian ini menggunakan *stimulation package scale* dan *wax removal*, dikarenakan *scale* yang menempel di *screen liner* ditutupi oleh *paraffin*. Agar mendapatkan hasil yang maksimal maka dilakukan penginjeksian *solvent* terlebih dahulu untuk mengangkat *paraffin* dari permukaan *scale*, setelah itu baru dilakukan penginjeksian *simple acid 15% HCL*. Setelah dilakukan *treatment* untuk masing-masing metode pada lapangan yang diamati, terjadi kenaikan

produksi pada sumur-sumur yang dilakukan *treatment*, baik menggunakan *coiled tubing* maupun *bullhead*. Pada sumur yang dilakukan *treatment* menggunakan *coiled tubing* memiliki kenaikan produksi sebesar 11 BOPD untuk produksi minyak dan 66 BFPD untuk produksi fluida, nilai tersebut lebih besar dibandingkan *treatment* yang menggunakan metode *bullhead* sebesar 6 BOPD untuk produksi minyak dan 28 BFPD untuk produksi *fluida*. Hal ini menjelaskan bahwa penggunaan *coiled tubing* lebih baik penggunaannya dibandingkan metode konvensional.

Telah dilakukan pekerjaan *solvent treatment* oleh C.W Hamberlein pada dua sumur yang berlokasi di *Southern Louisiana* pada *RB Sand* yang sebelumnya dalam keadaan *Shut in* dikarenakan *volume* produksi yang rendah. Dilakukan *treatment* dengan menggunakan konsentrasi 165 *gallons* atau 20 *gallons solvent* per *foot* dari perforasi. Setelah dilakukan *treatment*, sumur di *shut in* selama 48 jam dan setelah itu dibuka kembali untuk diproduksi.

Ada pun hasil dari *treatment* yang dilakukan pada dua sumur tersebut menunjukkan adanya peningkatan produksi minyak yakni pada sumur pertama produksi minyak sumur tersebut naik dari 1 BOPD menjadi rata-rata produksinya sebanyak 27 BOPD setelah dilakukan *treatment*. Pada sumur lainnya menunjukkan kenaikan dari 7 BOPD setelah sumur di *shut in* setelah *treatment* produksi pada sumur tersebut menjadi 23 BOPD.

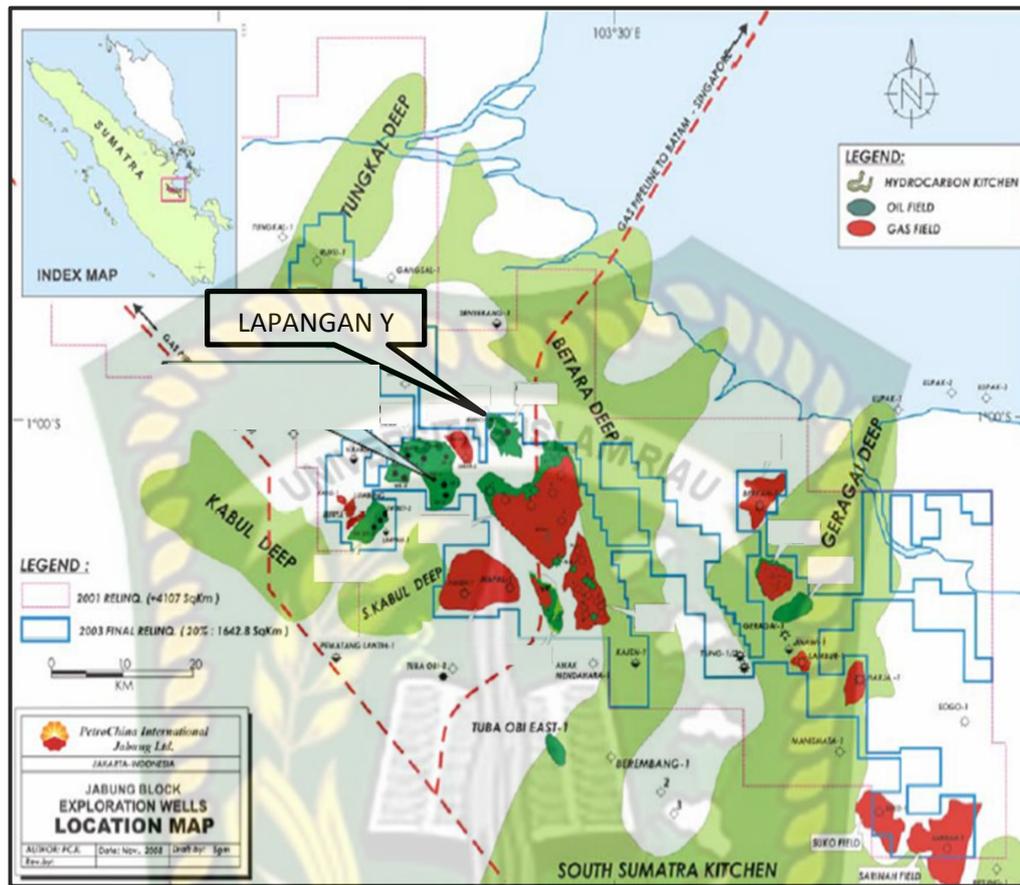
BAB III TINJAUAN LAPANGAN

3.1 Letak Geografis Lapangan

Lapangan “Y” merupakan salah satu lapangan minyak yang termasuk ke dalam area yang dioperasikan oleh Petrochina International Jabung, Ltd. Lapangan ini terletak di Sumatera Selatan sekitar 50 km timur laut dari kota Jambi. Letak Lapangan “Y” secara geografis dapat dilihat pada **Gambar 3.1.** dan **Gambar 3.2.** di bawah ini.



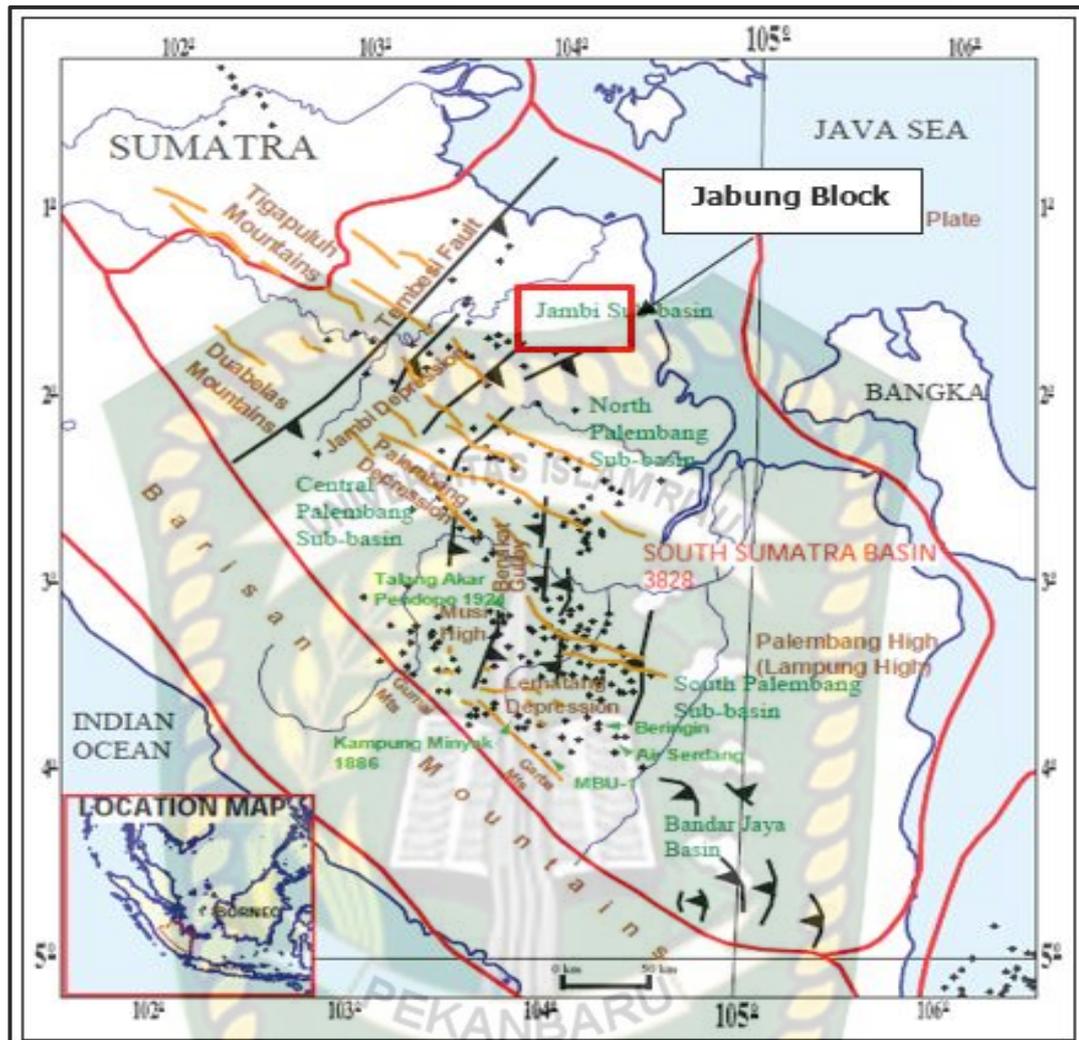
Gambar 3.1 Letak Geografis Blok Jabung
(Draft POD Petrochina International Jabung Ltd, 2017)



Gambar 3.2 Letak Geografis Lapangan “Y”
(Draft POD Petrochina International Jabung Ltd, 2017)

3.2 Tinjauan Geologi Lapangan “Y”

Blok Jabung terletak di Pulau Sumatera tepatnya di Cekungan Sumatera Selatan. Menurut AMI *Study Group* (1994), Cekungan Sumatera Selatan dilihat dari posisi geologinya saat ini merupakan cekungan busur belakang karena berada di belakang Pegunungan Barisan sebagai *volcanic-arc*-nya. Cekungan Sumatera Selatan merupakan cekungan busur belakang berumur tersier yang terbentuk sebagai adanya interaksi antara Paparan Sunda (sebagai bagian dari lempeng kontinen Asia) dan Lempeng Samudera Hindia dengan struktur geologi yang sangat kompleks. Daerah cekungan ini meliputi daerah seluas 330 x 510 km², dimana sebelah barat daya dibatasi oleh singkapan Pra-Tersier Bukit Barisan, di sebelah timur oleh Paparan Sunda (*Sundaland*), sebelah barat dibatasi oleh pegunungan Tiga Puluh, dan ke arah tenggara dibatasi oleh Tinggian Lampung.



Gambar 3.3 Elemen Tektonik dan Sub-Cekungan yang Berkembang di Cekungan Sumatera Selatan
(Draft POD Petrochina International Jabung Ltd, 2017)

Struktur yang terdapat dalam Cekungan Sumatera Selatan merupakan akibat dari 3 aktivitas tektonik utama yaitu: *Orogenesa Masozoikum* Tengah, tektonisme Kapur Akhir-Eosen, dan *Orogenesa Plio-Pleistosen* (de Coster, 1974). Dua aktivitas pertama menghasilkan konfigurasi dasar termasuk *half graben*, *horst*, dan sesar blok (de Coster, 1974; Pulunggono dkk., 1992). Sementara itu aktivitas terakhir, *Orogenesa Plio-Pleistosen*, menghasilkan adanya struktur barat laut tenggara dan depresi kearah timur laut (de Coster, 1974).

Struktur geologi berarah timur laut-barat daya (Pola Jambi) sangat jelas teramati di Sub-Cekungan Jambi. Terbentuknya struktur berarah timur laut barat daya ini berasosiasi dengan terbentuknya sistem *graben* di Cekungan Sumatera

Selatan yang perkembangannya sangat dipengaruhi oleh kondisi lokal. Struktur lipatan yang berkembang pada pola Jambi diakibatkan oleh pengaktifan kembali sesar-sesar normal (*graben*) tersebut pada periode kompresif Plio-Pleistosen yang berasosiasi dengan sesar mendatar (*wrench fault*). Namun, intensitas perlipatan pada arah ini tidak begitu kuat. Pola Sumatera sangat mendominasi di daerah Sub-Cekungan Palembang (Pulunggono dan Cameron, 1984). Struktur geologi berarah utara-selatan (Pola Sunda) juga terlihat di Cekungan Sumatera Selatan. Pola Sunda yang awalnya dimanifestasikan dengan sesar normal (*graben*), pada periode tektonik Plio-Pleistosen traktifkan kembali sebagai sesar mendatar yang sering kali memperlihatkan pola perlipatan di permukaan.

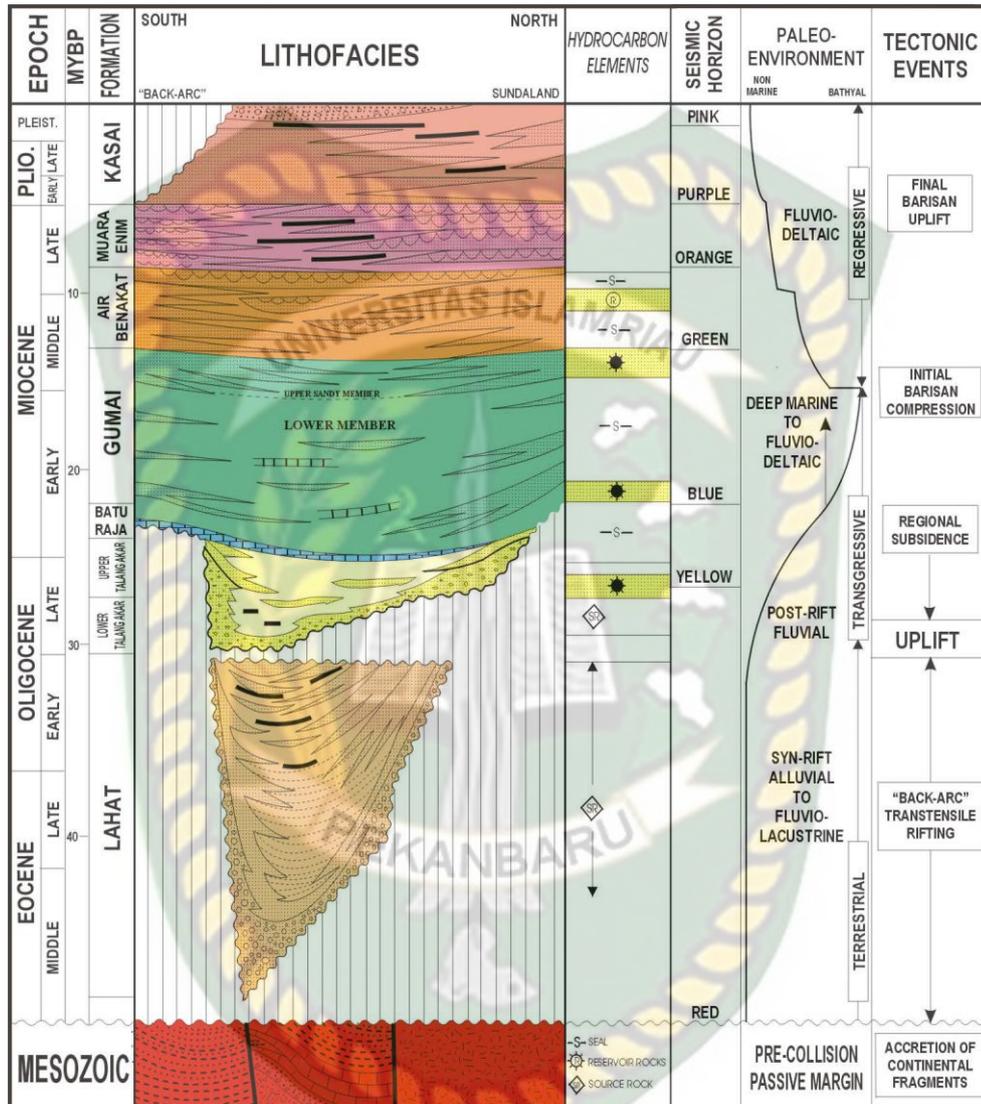
Berdasarkan Pertamina BPPKA (1997), terdapat dua pola sesar yang mencirikan Sub-Cekungan Jambi yaitu pola sesar berarah timur laut-barat daya yang diperkirakan terbentuk pada periode Kapur Akhir sampai periode Tersier Awal, dan pola sesar yang terbentuk pada periode tektonik terakhir (Plio-Pleistosen). Kedua pola sesar tersebut berperan sebagai kontrol konfigurasi batuan dasar sekarang ini.

Pola sesar pertama pada periode Kapur Akhir - Tersier awal diperkirakan berupa sesar normal tumbuh (*growth fault*) yang aktif dan mengontrol hingga pengendapan Formasi Gumai. Pada periode tektonik Plio-Plesitosen, sesar-sesar ini mengalami peremajaan menjadi sesar geser (*strike slip fault*) yang sinistral.

Pola sesar yang kedua, berarah barat laut - tenggara diperkirakan terbentuk pada periode tektonik Plio-Pleistosen. Pola sesar ini membentuk jalur-jalur antiklin berarah barat laut - tenggara yang mengontrol lapangan-lapangan minyak di Sub-Cekungan Jambi sekarang.

Cekungan Sumatera Selatan sangat dipengaruhi oleh relief batuan dasarnya, yang selama pengendapan tahap pertama, penurunan dasar cekungan lebih cepat daripada sedimentasi atau fase transgresi, sehingga terbentuk urutan fasies non-marine, transisi, laut dangkal, dan akhirnya laut dalam. Kemudian terjadi sedimentasi yang lebih cepat daripada penurunan dasar cekungan atau fase regresi, yang menghasilkan urutan yang sebaliknya daripada yang terdahulu. Ketebalan batuan sedimen yang terdapat pada cekungan diperkirakan sekitar 6,000 meter, umumnya lebih tipis dan diendapkan secara tidak selaras di atas

batuan Pra-tercier (**Gambar 3.4.**). Siklus Pengendapannya terbagi menjadi dua, yaitu fasa transgresi dan regresi.



Gambar 3.4 Kolom Stratigrafi Cekungan Sumatera Selatan
(Draft POD Petrochina International Jabung Ltd, 2017)

Fase pertama yaitu fase transgresi, menghasilkan Kelompok Telisa yang terdiri dari:

1. Formasi Lahat

Formasi Lahat merupakan formasi tertua yang tersingkap di Cekungan Sumatera Selatan, terdiri dari sedimen klastik yang berasal dari material vulkanik, yang tersusun dari *tuffa*, *agglomerate*, batu pasir kasar, dan *piedmont*. Pada bagian cekungan yang dalam, ukuran butir batuan-

sangat halus dan terdiri dari lempung dan serpih dengan interkalasi batupasir tufaan berasosiasi dengan batubara dan glaukonit yang menunjukkan lingkungan antara air tawar sampai payau yang disebut anggota benakat. Formasi ini menipis dan menghilang pada sayap-sayap Antiklin Pendopo. Ketebalan formasi ini di daerah Pendopo kurang lebih 700 meter, dan di daerah Limau kurang lebih 200 meter, selama Eosen-Oligosen.

2. Formasi Talang Akar

Formasi Talang Akar terdiri dari anggota *Gritsand* (Grm) dan anggota Transisi (Tm). Anggota *Gritsand* batuanannya terdiri dari batupasir kasar hingga sangat kasar dengan interkalasi serpih dan lanau yang diendapkan di lingkungan fluvial-delta. Anggota ini diendapkan tidak selaras di Formasi Lahat selama Oligosen dengan ketebalan mencapai 550 meter. Anggota Transisi litologinya terdiri dari serpih interkalasi dengan batupasir-batubara, kadang-kadang menjadi serpih *marine* interkalasi dengan batupasir gampingan, dan diendapkan sevara selaras di atas anggota *Gritsand* selama Miosen bawah.

3. Formasi Baturaja

Formasi Baturaja terdiri dari batu gamping terumbu dan batu gamping detritus, yang ke arah cekungan berubah fasies menjadi serpih, napal dengan sisipan tipis batu gamping dari Formasi Gumai. Formasi ini terletak selaras di atas batuan Pra-Tersier. Ketebalan Formasi Baturaja pada daerah paparan adalah 60 - 75 meter, tetapi apabila terletak di atas batuan dasarnya variasi akan lebih besar antara 60 - 120 meter, bahkan pada singkapan Bukit Gerbah mencapai 520 meter. Formasi ini berumur Miosen Awal.

4. Formasi Gumai

Puncak transgresi pada Cekungan Sumatera Selatan dicapai pada waktu pengendapan Formasi Gumai, sehingga formasi ini mempunyai penyebaran yang sangat luas pada Cekungan Sumatera Selatan. Formasi ini diendapkan selaras di atas Formasi Baturaja dan anggota Transisi Talang Akar. Batuan terdiri dari serpih gampingan yang kaya akan

foraminifera dengan sisipan batu pasir gampingan pada bagian bawah dan sisipan batu gamping pada bagian tengah dan bagian atasnya. Ketebalan formasi ini mencapai 200 - 500 meter. Formasi Gumai diendapkan pada lingkungan laut dangkal hingga laut dalam. Berdasarkan foraminifera planktonnya, formasi ini berumur Miosen Bawah - Miosen Tengah.

Fase kedua yaitu fase regresi, menghasilkan endapan Kelompok Palembang yang terdiri dari:

1. Formasi Air Benakat

Batuan pada Formasi Air Benakat adalah serpih gampingan yang kaya akan foraminifera di bagian bawahnya, makin ke atas dijumpai batupasir yang mengalami glaukonitisasi. Pada puncak satuan ini kandungan pasirnya meningkat, kadang-kadang dijumpai sisipan tipis batu bara atau sisa-sisa tumbuhan. Formasi ini diendapkan pada lingkungan netritik dan berangsur-angsur menjadi laut dangkal dan pro-delta. Diendapkan selaras di atas Formasi Gumai pada Miosen Tengah - Miosen Akhir, dengan ketebalan kurang lebih 600 meter.

2. Formasi Muara Enim

Formasi Muara Enim terletak selaras di atas Formasi Air Benakat, litologinya terdiri dari batu pasir, batu lanau, batu lempung, dan batu bara. Lingkungan pengendapan formasi ini adalah paparan delta-*lagoon*. Ketebalannya bervariasi antara 200 - 800 meter, berumur Miosen Akhir - Pliosen.

3. Formasi Kasai

Litologi formasi Kasai terdiri dari *interbedded tuffa*, batu pasir *tuffa-an*, batu lanau *tuffa-an*, dan batu lempung *tuffa-an*, yang diendapkan pada lingkungan fluviatil, selaras di atas formasi Muara Enim. Ketebalan formasi ini antara 500 - 1,000 meter dan berumur Miosen Atas-Pliosen.

Lapangan "Y" terletak di bagian barat Blok Jabung, Cekungan Sumatera Selatan (**Gambar 3.3**). *Reservoir* berada di Formasi Talang akar, khususnya *Lower Talang Akar Formation* (LTAF). Menurut Pulunggono (1976), Formasi Talang akar berumur Oligosen Akhir hingga Miosen Awal dan diendapkan secara tidak selaras di atas Formasi Lahat. Sedangkan pada bagian atasnya menunjukkan

kontak selaras dengan Formasi Batu raja. Namun pada Lapangan “Y”, Formasi Batu raja tidak berkembang, melainkan Formasi Gumai (GUF). Perkembangan *Gumai Formation* ini menandai dimulainya perkembangan lingkungan *marine* sebagai kelanjutan transgresi dengan mengendapkan *marine shale*, batu lempung, napal dan batu pasir halus.

Umumnya di Lapangan “Y” pada Formasi LTAF berkembang fasies sedimen *channel* berupa batu pasir dan konglomerat. Lapisan FF merupakan lapisan dengan batu pasir sebagai *reservoirnya*, sedangkan Lapisan B merupakan lapisan dengan konglomerat sebagai *reservoirnya*. Lapisan FF menempati bagian atas dari LTAF di Lapangan “Y” yang dicirikan dengan perselingan batu pasir dan serpih yang terendapkan di lingkungan *braided river*, dan umumnya memiliki ukuran butir yang kasar.

Berdasarkan korelasi stratigrafi berarah barat-timur, Lapisan FF pada Lapangan “Y” memperlihatkan penebalan ke arah timur, sedangkan korelasi berarah timur laut-baratdaya memperlihatkan penebalan yang dominan ke arah baratdaya. Kedua korelasi tersebut menunjukkan bahwa Lapisan FF tersebar menyeluruh ke arah barat-timur dan timurlaut-baratdaya. Dalam kajian ini, Lapisan FF sebagai *reservoir* yang menjadi target utama pengembangan berada di *Lower Talang Akar Formation*. Batuan tudung (*seal rock*) yang menjadi penutup bagi *reservoir* adalah serpih dan batu lempung intra-formasi yang berasal dari *Intra Gumai Formation* (IGUF) dan *Upper Talang Akar Formation* (UTAF)

BAB IV

ANALISIS DATA DAN PEMBAHASAN

4.1 Faktor penyebab terjadinya *paraffin* pada sumur

Penurunan produksi yang diakibatkan oleh endapan *paraffin* merupakan isu yang sering terjadi di *petroleum industry*. Untuk mengidentifikasi penurunan produksi disebabkan oleh endapan *paraffin* digunakan metode *SARA Analysis* dan *CII correlation*. Pada dasarnya *crude oil* dapat difraksikan menjadi empat komponen yakni *Saturate*, *aromatic*, *resin* dan *asphaltene*. Dengan menganalisa empat komponen tersebut dengan menggunakan metode *SARA Analysis* dan *CII Corelation*, dapat diketahui apakah penurunan produksi pada suatu sumur disebabkan *paraffin*.

Sumur X merupakan salah satu kandidat sumur yang diperkirakan penurunan produksi diakibatkan oleh endapan *paraffin*. Untuk membuat keputusan penanganan yang cocok dengan permasalahan pada sumur tersebut, dilakukan pengujian lab berdasarkan sampel yang diperoleh dari sumur tersebut untuk mengetahui penyebab penurunan produksi. Ada pun hasil data pengujian lab pada sumur X tabel 4.1.

Deskripsi sampel pada sumur X yaitu dengan berwarna hitam dan sangat kental. Pengujian lab pada sampel dilakukan dengan pengujian *Wax Apperence Temperature*(WAT) atau juga bisa disebut *Cloud Point* dan *Pour point* pada sampel tersebut. Diperoleh temperature WAT sebesar 64°C dan *Pour Point* sebesar 39°C . Pada hasil tersebut menunjukkan bahwa temperatur *crude oil* terendah pada sumur tersebut untuk muncul nya endapan *paraffin* sebesar 64°C dan temperatur terendah *crude oil* dimana dapat mengalir kembali pada temperatur 39°C . Sementara itu nilai *total acid number* (TAN) pada sampel sebesar 0.16 mg KOH/g. Nilai TAN pada sampel tidak terlalu tinggi. Pada dasarnya nilai TAN dipertimbangkan pada saat pengujian hasil olahan dari petroleum, dengan nilai ambang batas TAN yang dapat diterima sebesar 8 mg KOH/g.

Tabel 4.1 Hasil Test Lab Sample pada Sumur X

<i>Sample Collected : 23 April 2016</i>		
<i>Sample Received : 5 Juni 2016</i>		
<i>Sample Description: Very Viscous and Black Liquid</i>		
<i>Pour Point : 39°C (102°F)</i>		
<i>WAT : 64°C</i>		
<i>TAN : 0.16 mg of KOH/g of crude oil</i>		
<i>Water Content: NIL</i>		
<i>Component</i>	<i>Weight %</i>	
	<i>On sample basis</i>	<i>On dry basis</i>
<i>Volatiles (at 100°C to 110°C)</i>	36.38	
<i>N-pentane insoluble</i>		
<i>i) Asphaltenes</i>	6.51	10.23
<i>ii) Naphaltenes</i>	5.79	9.1
<i>iii) Micro-crystalline wax</i>	3.26	5.12
<i>N-Pentane Soluble</i>		
<i>i) Saturates(Macro-crystalline wax)</i>	30.62	48.13
<i>ii) Aromatics</i>	13.49	21.2
<i>iii) Resins</i>	4	6.3
<i>CH</i>	2.12	

SARA Analysis dilakukan setelah mengekstrasikan sampel menjadi beberapa komponen pembentuk *crude oil* seperti *Saturate*, *Aromatic*, *Resin* dan *Asphaltene*. Untuk memisahkan komponen tersebut, *sample oil* ditambahkan dengan senyawa *N-Pentane* dan dimasukkan ke alat yang digunakan untuk memisahkan senyawa tersebut. Lalu diperoleh dua produk yakni *filtrate* dan *filter cake*. Dari *filter cake* kita dapat memperoleh *apshaltene* pada saat kondisi kering. *Filtrate* yang dihasilkan disebut *Maltanes*. Untuk mengekstrasikan senyawa *saturates*, *aromatic* dan *resin* dari *maltanes* digunakan *liquid chromatographic column* yang sebelum

itu untuk mendapatkan *saturates* ditambahkan *N-Pentane*, untuk menambahkan *aromatics* ditambahkan *toluene* dan untuk mendapatkan ditambahkan *methanol* dan *dichloromethane*. Setelah itu *saturates*, *aromatics* dan *resin* didapat pada saat kondisi kering.

Untuk melakukan *SARA Analysis* digunakan sampel yang kering dan diformulasikan dengan *CII Correlation* untuk mengetahui kadar CII pada sampel tersebut. *CII Correlation* dapat diformulasikan dengan jumlah *Saturates* dan *Asphaltenes* dibagi dengan jumlah *Aromatics* dan *Resin*. Dari hasil *Lab test* diperoleh nilai *Saturates* sebesar 48.13, *Aromatics* sebesar 21.2, *Resin* sebesar 6.3 dan *Asphaltenes* sebesar 10.23. setelah dilakukan *CII Correlation* diperoleh nilai CII sebesar 2.12.

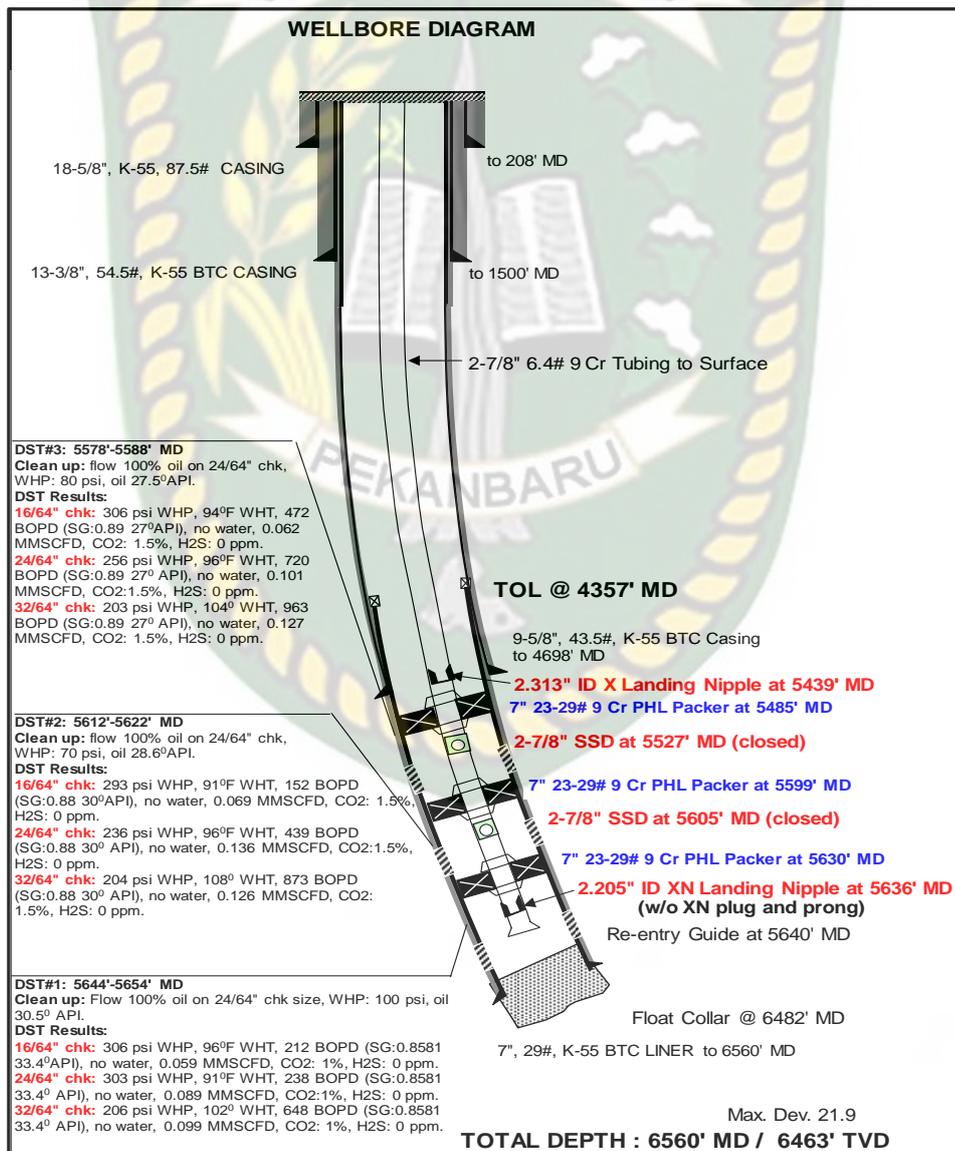
Nilai CII dapat digunakan untuk mengetahui indikasi terjadinya pengendapan *paraffin*. Nilai CII yang tidak diindikasikan terjadinya pengendapan *paraffin* kecil dari 0,7 sementara nilai CII yang dapat diindikasikan terjadinya endapan *paraffin* sebesar lebih dari 0.9. Dari analisa Sampel diperoleh bahwa nilai CII sebesar 2.12, nilai tersebut lebih besar dari nilai ambang batas sampel yang diindikasikan adanya pengendapan *paraffin* sebesar lebih dari 0.9. Hal ini menunjukkan bahwa sumur X mengalami penurunan produksi diindikasikan oleh pengendapan *paraffin* yang terdapat pada sumur X.

4.2 Analisa desain *solvent treatment* untuk menanggulangi permasalahan *paraffin* pada sumur

Berdasarkan hasil *lab test* menunjukkan bahwa adanya endapan *paraffin* yang menyebabkan penurunan produksi pada sumur X. Untuk menghasilkan hasil *treatment* yang optimal diperlukan desain *treatment* yang sesuai dengan kondisi sumur agar pekerjaan yang dihasilkan berhasil dan efektif. Untuk melakukan *desain treatment* ada beberapa parameter yang diperhatikan seperti tekanan yang diterapkan, *volume fluid treatment* dan laju injeksi yang diterapkan.

Pada sumur X terindikasi *paraffin problem* yang diperkirakan terdapat pada kedalaman 53 Ft – 5640 Ft disepanjang tubing ukuran 2 7/8 “ yang mana *volume factor* pada tubing sebesar 0,24310 gal/ft. dengan panjang yang terindikasi

paraffin problem sepanjang 5587 Ft, maka jumlah solvent yang dibutuhkan untuk membersihkan *paraffin* sebanyak 1358,2 gal dari *end of tubing* ke *top interval* berjarak 4 ft, untuk *volume factor* nya sebesar 1,56030 dan dibutuhkan *solvent* untuk memenuhinya sebesar 6 gal dan ketebalan *top* dan *bottom perforation* sebesar 10Ft dengan *volume factor* yang sama maka diperoleh *solvent* untuk memenuhinya sebanyak 16 gal. Jika ditotalkan dibutuhkan 1380 gal untuk memenuhi lubang bor yang terindikasi *paraffin problem*, dalam satuan *barrel* dibutuhkan 33 Bbl untuk *treatment* didalam *wellbore*.



Gambar 4.1 Well Profile Sumur X

Berdasarkan *best practice* perusahaan, untuk melarutkan *paraffin* pada interval perforasi dibutuhkan *solvent* sebanyak 20 gal/ft dengan ketebalan perforasi sebesar 10 Ft maka dibutuhkan 200 gal untuk diinjeksikan ke perforasi. Dalam satuan Bbl dibutuhkan 5Bbl untuk diinjeksikan ke dalam net interval. *Total solvent treatment* yang dibutuhkan untuk *treatment inside wellbore* dan net interval sebanyak 38 Bbl seperti yang dapat dilihat pada tabel dibawah ini.

Tabel 4.2 *Volume Calculation*

Volume Calculation						
	Vol Factor	Top	Bottom	Length	Volume	Cum Vol
	gal/ft	ft	ft	Ft	gal	gal
Tubing Vol (2-7/8")	0.24310	53	5640	5587	1,358	1,358.2
EOT - Top Perf	1.56030	5640	5644	4	6	1,364.4
Top - Bottom Perf	1.56030	5644	5654	10	16	1,380.0
Solvent Treatment Calculation						
Treatment calculation	From (ft)		To (ft)		Vol (bbl)	
<i>Treatment inside the wellbore</i>	53		5654		33	
10 ft penetration (20 gal/ft)	5644		5654		5	
<i>Dead Volume</i>					5	
Total solvent volume					43	

Dalam melakukan *solvent treatment*, ditambahkan 5 Bbl untuk *Dead volume* yang dibutuhkan untuk setiap pekerjaan. Jumlah tersebut sudah menjadi jumlah standart dari perusahaan. Maka pada saat *mixing volume* menjadi 43 Bbl. Untuk membuat *Solvent*, ada beberapa komponen penyusun yang ditambahkan berdasarkan total jumlah *treatment* seperti *Organic solvent*, *Flow Enhancer* dan *Mutual Solvent*. Yang mana setiap komponen sudah memiliki konsentrasinya masing-masing. *Organic solvent* sebesar 945 gal/Mgal, *Flow Enhancer* sebesar 5 gal/Mgal dan *Mutual solvent* sebesar 50 gal/Mgal. Maka untuk membuat 43 Bbl

atau 1806 gal *solvent* dibutuhkan 1707 gal *Organic solvent*, 10 gal *Flow Enhancer* dan 91 gal *Mutual solvent*.

Tabel 4.3 Deskripsi resep *solvent*

No	Name	Description	Conc.	Unit	Required	Unit
	Solvent	Wax Removal			1,806	Gal
1	Xylene	Organic Solvent	945	gal/Mgal	1,707	Gal
2	Hyflo IV M	Flow Enhancer	5	gal/Mgal	10	Gal
3	Targon II	Mutual Solvent	50	gal/Mgal	91	Gal

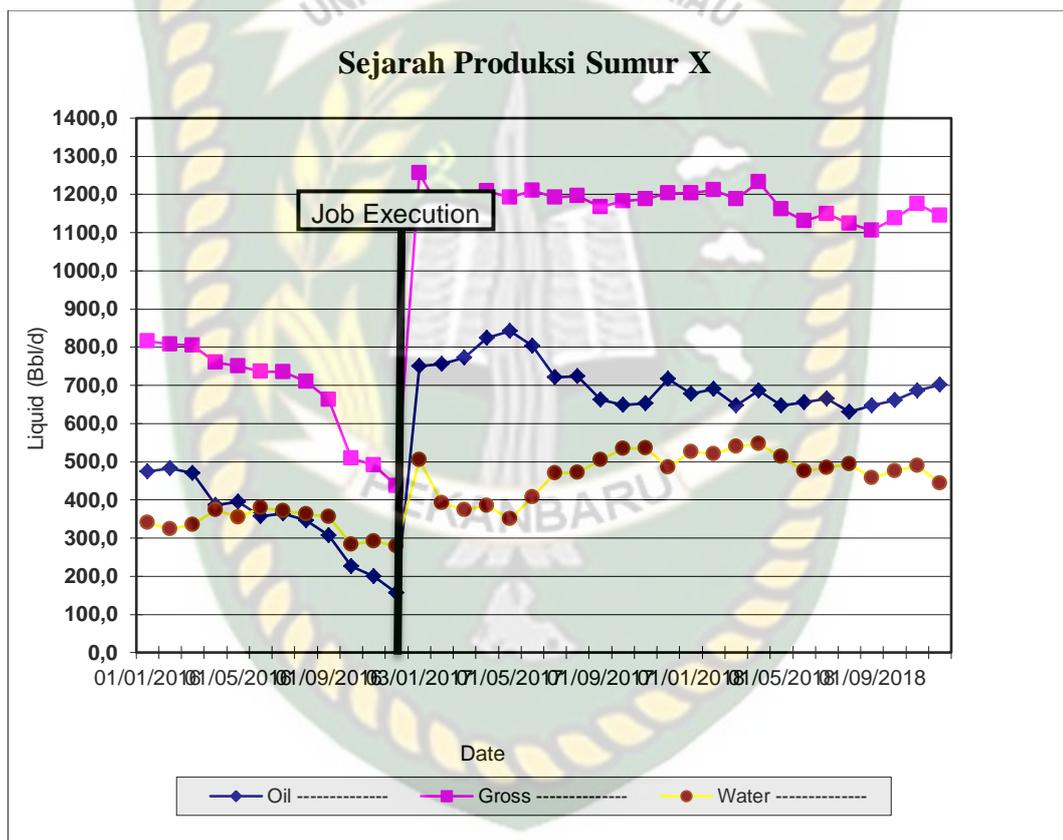
Agar *volume treatment* diinjeksi dengan tepat, dibutuhkan tekanan agar *solvent* dapat diinjeksikan kedalam sumur. Besarnya tekanan yang diterapkan pada suatu sumur berdasarkan Tekanan rekah dan tekanan hidrostatik. Lapangan Y memiliki *gradient fracture* sebesar 0,79 Psi/ft dengan kedalaman target 5654 Ft, tekanan rekah yang bisa menyebabkan terjadinya peretakan pada sumur X sebesar 4466,6 Psi dengan densitas *solvent* 7,3 ppg, tekanan hidrostatik yang dihasilkan sebesar 2322,6 Psi tekanan permukaan dapat diperoleh dari selisih antara tekanan rekah dengan tekanan hidrostatik. Maka, tekanan permukaan sebesar 2144 Psi dalam penerapan dilapangan tidak seluruh tekanan permukaan yang diterapkan. Ada nilai *safety factor* sebesar 80% yang diterapkan agar operasi yang dilakukan aman. Dengan nilai *safety factor*, tekanan maksimum yang dapat diterapkan sebesar 1715,2 Psi.

Pada lapangan Y telah ditetapkan untuk laju injeksi standart untuk menginjeksikan *fluid treatment* sebesar 1,2 BPM. Dengan nilai tersebut untuk meminimalisir kerusakan peralatan bawah permukaan yang disebabkan tingginya laju injeksi yang diterapkan.

4.3 Evaluasi hasil dari pekerjaan *solvent treatment* yang telah dilakukan pada sumur

Keberhasilan suatu pekerjaan dapat dilihat dari *trend* produksi yang diperoleh dari sebelum dan setelah pekerjaan dilakukan baik itu dari segi produksi fluida maupun produksi minyak. Pada dasarnya tujuan dalam melakukan suatu *treatment*

atau pekerjaan pada suatu sumur, memiliki tujuan untuk menambah perolehan minyak agar memperoleh *profit* yang lebih besar. Sumur X dilakukan pekerjaan *Solvent treatment* karena terjadi penurunan produksi pada sumur X yang disebabkan adanya endapan *paraffin*. Banyak penelitian menyatakan bahwa *solvent treatment* sangat efektif dalam mengatasi masalah penurunan produksi yang disebabkan pengendapan *paraffin*. Pada sumur X diperoleh data produksi sebelum dan setelah dilakukan *solvent treatment* yang dapat dilihat pada grafik 4.1.



Gambar 4.2 Profil Produksi pada sumur X

Produksi minyak dan air pada sumur X menurun seiring berjalannya waktu terhitung dari bulan Januari dan tidak ada kenaikan hingga bulan Desember pada tahun 2016 terhitung produksi minyak terendah pada bulan Desember 2016 sebesar 156,7 BOPD dan produksi air sebesar 279,4 BWPD. Sampel pada sumur X yang diambil untuk dianalisa *lab test* guna mengidentifikasi penyebab penurunan produksi pada bulan Juni 2016 dan hasil *lab test* menyatakan bahwa

penurunan produksi pada sumur X diindikasikan karna adanya pengendapan *paraffin* pada sumur X. Berdasarkan pengalaman perusahaan, bahwa penanganan pengendapan *paraffin* sangat cocok ditangani dengan metode *solvent treatment* yang diyakini lebih murah dan efektif untuk menghilangkan *paraffin* yang terdapat pada sumur di lapangan Y.

Dilakukan pekerjaan *solvent treatment* pada sumur X bulan desember 2016, setelah dilakukan pekerjaan terlihat kenaikan produksi pada beberapa bulan setelah pekerjaan *solvent treatment* dilakukan. Pada bulan januari 2017, produksi lebih besar dibandingkan sebelumnya yakni produksi minyak sebesar 750,8 BOPD dan produksi air sebesar 505,6 BWPD. Nilai tersebut memperlihatkan bahwa terjadi *incremental* produksi minyak dengan *oil gain* sebesar 594,1 BOPD dan produksi air meningkat sebesar 226,15 BWPD. Kenaikan produksi tidak terhenti pada bulan januari 2017, kenaikan produksi berlanjut hingga beberapa bulan dan diperoleh *peak production* pada sumur X setelah dilakukan pekerjaan *solvent treatment* dengan produksi minyak sebesar 841,8 BOPD dan produksi air sebesar 350,7 BWPD pada bulan May tahun 2017.

Dengan trend produksi yang dihasilkan dapat menunjukkan bahwa pekerjaan *solvent treatment* yang dilakukan pada sumur X berhasil dalam meningkatkan produksi minyak dan produksi air serta dapat meningkatkan *profit* dari perusahaan yang mengelola sumur X tersebut.

BAB V

KESIMPULAN DAN SARAN

5.1 Kesimpulan

1. Berdasarkan SARA *Analysis* dan CII *Correlation* diperoleh bahwa nilai CII dari sampel yang diperoleh pada sumur X sebesar 2,12. Hal tersebut menunjukkan bahwa sumur X terindikasi mengalami masalah *paraffin* yang menyebabkan produksi menurun.
2. Pekerjaan *solvent treatment* yang dilakukan pada sumur X membutuhkan 43 Bbl *Solvent* sebagai *fluid treatment*, dengan komponen *solvent* terdiri dari *organic solvent* sebanyak 1707 gal , *Flow Enhancer* sebanyak 10 gal dan *Mutual Solvent* sebanyak 91 gal untuk menginjeksikan *fluid treatment* digunakan laju injeksi 1,2 BPM dan *Maximum Allowable Surface Pressure* sebesar 1715,2 Psi.
3. Pekerjaan *solvent treatment* pada sumur X dinyatakan berhasil berdasarkan data produksi yang diperoleh dari sumur X. Pada bulan Januari 2017, produksi lebih besar dibandingkan sebelumnya yakni produksi minyak sebesar 750,8 BOPD dan produksi air sebesar 505,6 BWPD. Nilai tersebut memperlihatkan bahwa terjadi *incremental* produksi minyak dengan *oil gain* sebesar 594,1 BOPD dan produksi air meningkat sebesar 226,15 BWPD.

5.2 Saran

Disarankan untuk penulis selanjutnya untuk melakukan penelitian analisa keekonomian dari pekerjaan *solvent treatment* menggunakan *coiled tubing*.

DAFTAR PUSTAKA

- Ajienka, E. J. (2005). Critical success factor for well stimulation. *the 29th Annual SPE International Technical Conference and Exhibition* (hal. 10). Abuja: Society of Petroleum Engineers.
- Al-Hussain, A. M. (2017). Field implementation of tar removal using solvent based chemical treatment for water disposal well. *SPE KSA Annual Technical Symposium and Exhibition* (hal. 14). Dammam: Society of Petroleum Engineers.
- Ali, M. (2012). Mengatasi Kerusakan Formasi Dengan Metoda Pengasaman yang Kompatibel Pada Sumur Minyak Lapangan X. *Journal of Earth, Energy, Engineering*.
- Ali, M. (2013). Analisa Kerusakan Formasi Akibat Pekerjaan perforasi dengan menggunakan metode YILDIZ pada sumur FR 168, Sumur 154 dan Sumur 148 dilapangan X. *Journal of Earth, Energy, Engineering*.
- Al-Yaari, M. (2011). Paraffin wax deposition: Mitigation and Removal Techniques. *SPE Saudi arabia section young professional technical symposium* (hal. 10). Dhahran: Society of Petroleum Engineers.
- Andi Eka Prasetya, H. B. (2001). Aplikasi Pemboran Sidetrack menggunakan teknologi coiled tubing pada formasi shale. *Simposium Nasional IATMI 2001* (hal. 8). Yogyakarta: IATMI.
- Autry, T. S. (1989). An investigation into practical removal downhole paraffin by thermal methods and chemical solvents. *SPE Production operations symposium* (hal. 8). Oklahoma city: Society of Petroleum Engineers.
- Bella Mmata, J. A. (2017). Determination of wac precipitation tendency using SARA Analysis. *The Nigeria Annual International Conference and Exhibition* (hal. 9). Lagos: Society of Petroleum Engineers.

- C.W Hamberlin, D. T. (1990). Combination of selected solvents and mutual solvents successful in removing hydrocarbonbased formation damage. *The International Technical Meeting* (hal. 10). Calgary: Society of Petroleum Engineers.
- Center, A. T. (2019). *IWCF Well Intervention Pressure Control Level 3&4*. Kuala Lumpur: Aberdeen Training Center.
- Chris Wiggins, H. Q. (2013). A Novel, Chemistry Based Approach to Fluid Diversion in Hydrocarbon Based Paraffin Solvent Treatments. *The International Petroleum Technology Conference* (hal. 12). Beijing: Society of Petroleum Engineers.
- Clinkenbeard, P. (1958). Gas well stimulation increases productuon and profits. *Gas Technology Symposium* (hal. 4). Shreveport: Society of Petroleum Engineers.
- Cotney, S. K. (1996). development and application of unique natural solvents for treating paraffin and asphaltene related problem. *The Mid-Continent Gas Symposium* (hal. 5). Houston, Texas: Society of Petroleum Engineers.
- H.A Craddock, K. M. (2007). A case study in the removal of deposited wax from a major subsea slowline system in Gannet field. *SPE International Symposium* (hal. 6). Houston, Texas: Society of Petroleum Engineers.
- Hudson, L. H. (1986). The Prediction, Evaluation and Treatment of Formation Damage Caused by Organic deposition. *The seventh SPE Symposium on Formation damage Control* (hal. 8). Lafayette: Society of Petroleum Engineers.
- Ira Herawati, N. A. (2017). Evaluasi Peningkatan Produksi pada Formasi Sandstone Sumur #H dan #P dengan perencanaan Stimulasi Pengasaman Matriks (Studi kasus lapangan Falih). *Journal of Earth Engineering*, 14.
- Irfan, S. A. (2002). Case study: Using CT-Deployed Scale to Removal to Enhance Production in Duri Steamflood Indonesia. *The SPE/ICoTA Coiled tubing*

Conference and Exhibition (hal. 12). Houston, Texas: Society of Petroleum Engineers.

K. Burdin, R. M. (2015). Successful offshore Coiled tubing Well Intervention in Mega Well-Reach Wells in Russian Caspian: A 4-Well Case Study. *SPE/ICoTA Coiled tubing & Well Intervention Conference & Exhibition* (hal. 18). Texas, USA: Society of Petroleum Engineers.

K.M Barker, K. W. (2003). Cost-Effective Treatment Program for paraffin control. *SPE Production and operations symposium* (hal. 6). Oklahoma City: Society of Petroleum Engineers.

K.M barker, M. N. (2001). Paraffin Solvation in the Oilfield. *SPE International Symposium on Oilfield Chemisty* (hal. 9). Texas: Society of Petroleum Engineers.

K.M Barker, M. N. (2001). Paraffin solvation in the oilfield. *SPE International Symposium* (hal. 9). Houston, Texas: Society of Petroleum Engineers.

Khan, A. (2015). Coiled tubing acidizing: An Innovative Well Intervention for Production Optimization. *International Journal of Engineering Research and Technology*, 5.

Leod, H. M. (1989). Significant factors for successful matrix acidizing. *the centennial symposium petroleum technology* (hal. 21). Socorro: Society of Petroleum Engineers.

Mitchell, W. P. (2003). Is Acid Placement Through Coiled Tubing Better Than Bullheading? *SPE/ICoTA Coiled tubing Conference* (hal. 5). Houston, Texas: Society of Petroleum Engineers.

Muhammad Farhan Anshari, T. E. (2018). Economical analysis of acidizing job by using coiled tubing and bullheading for improved well productivity. *Forty-second IPA Annual Convention and Exhibition* (hal. 5). Jakarta: Indonesia Petroleum Association.

- Neil, T. D. (2012). New Coiled tubing deployed Multizone Stimulation method increases reservoir access. *SPE Canadian Unconventional Resources Conference* (hal. 7). Calgary: Society of Petroleum Engineers.
- Newman, H. T. (1991). Safe Coiled tubing operation. *the first international conference on Health, Safety and Environment* (hal. 8). Haque: Society of Petroleum Engineers.
- Okologume C. Wilfred, M. B. (2015). Evaluation of Schematic Approach to Matrix Acidizing on an Oil Well. *International Journal of Research in Engineering and Technology*, 6.
- Pathak, A. S. (2013). Stimulation optimization of coalbed methane wells using coiled tubing. *SPE Unconventional resources conference and exhibition* (hal. 8). Brisbane: Society of Petroleum Engineers.
- Plummer, D. T. (1972). Gas Well Stimulation Using Coiled tubing and Acid with Mutual Solvent. *The 47th Annual Fall Meeting* (hal. 7). San antonio: Society of Petroleum Engineers.
- Ramakrishnan, L. M. (2006). Restimulation: Candidate selection methodologies and treatment optimization. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition* (hal. 9). Texas: Society of Petroleum Engineers.
- Realita christi kinasih, M. A. (2009). *Analisa Hasil Acidizing Treatment untuk Menanggulangi Scale CaCO₃ dalam Upaya Mengoptimalkan Kemampuan Produksi Sumur R-11 PT. Pertamina EP Asset 2 Limau Field*. Palembang: Teknik Pertambangan Universitas Sriwijaya.
- Ruhmaini, A. A. (2003). Predicting Asphaltene Deposition and Assessing Formation Damage. *SPE European Formation Damage Conference* (hal. 8). The Hague: Society of Petroleum Engineers.
- Siavash Ashoori, M. S. (2016). The relationship between SARA fractions and crude oil stability. *Egyptian Journal of Petroleum*, 5.

Tjondro, B. (2005). *Well Stimulation*. Jakarta: Medco E&P Indonesia.



Dokumen ini adalah Arsip Miik :
Perpustakaan Universitas Islam Riau