

**EVALUASI PENGGUNAAN *RETRIEVABLE PACKER*
PADA PEKERJAAN *SQUEEZE CEMENTING* DI
SUMUR X**

TUGAS AKHIR

Diajukan guna melengkapi syarat dalam mencapai gelar Sarjana Teknik

Oleh

AFDAL HIDAYAT

NPM 133210008



PROGRAM STUDI TEKNIK PERMINYAKAN

UNIVERSITAS ISLAM RIAU

PEKANBARU

2019

HALAMAN PENGESAHAN

Tugas akhir ini disusun oleh :

Nama : Afdal Hidayat
NPM : 133210008
Program Studi : Teknik Perminyakan
Judul Skripsi : Evaluasi penggunaan *retrievable packer* pada pekerjaan *squeeze cementing* di sumur X

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 : M. Ariyon, ST, MT (.....)

Pembimbing II : Richa Melvsa, ST, MT (.....)

Penguji : Ir. H. Ali Musnal, MT (.....)

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

Diterapkan di : Pekanbaru

Tanggal

Disahkan Oleh :



KETUA PROGRAM STUDI
TEKNIK PERMINYAKAN

DR. ENG. MUSLIM, 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 dicabut gelar dan ijazah jika ditemukan unsur penipuan dalam penulisan tugas akhir ini.



Pekanbaru, 09 Desember 2019


Afdal Hidayat

NPM 123210008

KATA PENGANTAR

Rasa syukur disampaikan kepada Allah Subhana waTa'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. Bapak M. Ariyon, ST., MT selaku dosen pembimbing 1 dan Ibu Richa Melysa, ST., MT selaku dosen pembimbing 2 dan juga Bapak Tomi Erfando, ST., MT selaku pembimbing akademik, yang telah menyediakan waktu, tenaga, dan pikiran untuk memberikan masukan dalam penyusunan tugas akhir ini.
2. Ketua Prodi Bapak Dr. Eng. Muslim., MT dan sekretaris prodi Ibu Novrianti, ST, MT serta dosen-dosen yang sangat banyak membantu terkait perkuliahan.
3. Kepada Bapak Hendra Jurbon dan Abang Jondri sebagai pembimbing penelitian ini. Terimakasih atas bimbingan dan ketulusan yang diberikan.
4. Kepada kedua orang tua penulis yang tecinta Ayahanda H. Rusad dan Ibunda Fatimah Emna yang selalu menyemangati penulis setiap harinya dan selalu mendo'akan penulis sehingga tugas akhir ini bias selesai.
5. Staf Tata Usaha Fakultas Teknik, terima kasih atas pelayanan administrasi selama penulis kuliah.
6. Kepada sahabat sepermainan saya yang selalu setia dalam suka dan duka bersama dari awal kuliah walaupun lebih banyak dukanya, Afdhol, Bani, Si mong, Mas Ngud, Wahyu, Padil, Fadel, Eki, dan jugaa nak kelas B lain nya yang tak mungkin saya sebutkan namanya satu-persatu, terima kasih selalu membantu dan mendukung penulis dari awal kuliah sampai Tugas Akhir ini bias selesai dengan baik.

7. Seluruh teman–teman Teknik Perminyakan UIR yang telah member semangat kepada saya terutama untuk teman–teman angkatan 2013 dan *Perlob* (Kelas B 2013). Semoga kedepannya kita semua sama–sama sukses.
8. Dan juga untuk Ibu Zahra yang selalu menyediakan sarapan pagi yang begitu lezat sehingga perut saya tidak kosong saat menjalani per kuliahan maupun dalam pengerjaan tugas akhir ini.

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

Pekanbaru, Nov2019

Penulis

Afdal Hidayat

DAFTAR ISI

HALAMAN PENGESAHAN	i
PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR	iii
KATA PENGANTAR.....	iv
DAFTAR GAMBAR.....	ix
DAFTAR TABEL	x
DAFTAR LAMPIRAN	xii
DAFTAR SINGKATAN.....	xiii
DAFTAR ISTILAH DAN SIMBOL.....	xiv
ABSTRAK	xv
BAB I PENDAHULUAN.....	1
1.1. Latar Belakang Masalah	1
1.2. Tujuan Penelitian	2
1.3. Batasan Masalah	2
1.4. Metodologi Penelitian	2
1.5. Manfaat Penelitian	3
1.6. Sistematika Penelitian.....	3
1.7. Alur Penelitian (<i>Flowchart</i>)	4
BAB II TINJAUAN PUSTAKA.....	5
2.1. Teknik <i>Squeeze Cementing</i>	7
2.1.1. Metode <i>Bradenhead</i>	8
2.1.2. Metode <i>Packer Squeeze Cementing</i>	9
2.1.3. Teknik Tekanan Rendah	10
2.1.4. Teknik Tekanan Tinggi.....	10
2.2. Metode Pemompaan	11
2.2.1. Metode <i>Running Squeeze</i>	11
2.2.2. Metode <i>Hesitation</i>	12
2.3. Perencanaan Pekerjaan <i>Squeeze</i>	12
2.3.1. Fluida Dalam Sumur	12
2.3.2. Desain Bubur Semen	13

2.4 Suhu Dan Tekanan	15
2.4.1 Temperatur Reservoir	15
2.4.2 Tekanan Reservoir	15
2.4.3 Tekanan Hidrostatik	15
2.4.4 Tekanan Formasi	16
2.4.5 Tekanan Formasi Abnormal	16
2.5 Jenis Semen	17
2.6 Kontrol Filtrasi	18
2.7 Volume Bubur Semen	18
2.8 Tekanan <i>Squeeze</i>	19
2.9 Waktu Pemompaan	19
2.10 <i>Compressive Strength</i>	19
2.11 Peralatan Penyemenan	20
2.11.1 Peralatan Di Permukaan	20
2.11.2 Peralatan Di Bawah Permukaan	21
2.12 <i>Packer</i>	24
2.12.1. Penggunaan <i>Packer</i>	24
2.12.2. Komponen <i>Packer</i>	25
2.12.3. Jenis-jenis <i>Packer</i>	25
2.12.4. Pemilihan <i>packer</i>	26
2.13. <i>Squeeze Packer</i>	26
2.13.1. <i>G-6 Packer</i>	26
2.13.2. <i>RBP Packer</i>	27
2.13.3. <i>RTTS Packer</i>	29
BAB III METODOLOGI PENELITIAN	30
3.1 Waktu dan Tempat Pelaksanaan Penelitian	30
3.2. Sejarah Pengembangan Lapangan	30
3.3. Keadaan Geologi	31
3.3.1. Struktur Geologi	31
3.3.2. Stratigrafi	34
3.4. Karakteristik Reservoir	36

3.4.1. Karakteristik Batuan Reservoir	36
3.4.2. Karakteristik Fluida Reservoir.....	36
3.5. Sejarah Produksi Sumur X	36
BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN.....	37
4.1. Data sumur X	37
4.2. Evaluasi penggunaan <i>packer squeeze</i> disumur X	39
4.2.1. Evaluasi terhadap packer G6	39
4.2.2. Evaluasi terhadap <i>packer</i> RBP	40
4.2.3. Evaluasi terhadap packer RTTS.....	40
4.2.4. Test positive terhadap Packer RBP	40
4.2.5. Pengesetan interval setelah test positive berhasil	41
4.3. Perbandingan masing-masing <i>packersqueeze</i> di sumur X	41
4.3.1. <i>Packer</i> G6	Error! Bookmark not defined.
4.3.2. <i>Packer</i> RBP	43
4.3.3. <i>Packer</i> RTTS	45
4.4. Analisa keekonomian	47
4.4.1. Waktu penggunaan packer	48
4.4.2. Biaya penggunaan packer	50
4.4.3. Efisiensi pekerjaan squeeze.....	51
BAB V KESIMPLAN DAN SARAN.....	52
5.1. Kesimpulan.....	52
5.2. Saran	52
LAMPIRAN.....	53
DAFTAR PUSTAKA	58

DAFTAR GAMBAR

Gambar 1.1 Alur Penelitian	4
Gambar 2.1 <i>open ended squeeze</i>	9
Gambar 2.2 <i>Packer Squeeze</i>	10
Gambar 2.3 G - 6 <i>Packer</i> (Property, 2005)	27
Gambar 2.4 RBP <i>Packer (retrievable)</i>	28
Gambar 2.5 RTTS <i>Packer (retrievable)</i>	29
Gambar 3.1 Peta Lokasi Lapangan minyak X.....	31
Gambar 3.2 Stratigrafi Cekungan Sumatera Tengah.....	32
Gambar 3.3 Struktur Geologi Cekungan Sumatera Tengah.....	33
Gambar 4.1 Packer G6 (By. Halliburton).....	41
Gambar 4.2 Packer Rbp (By. Halliburton).....	44
Gambar 4.3 Packer RTTS (By. Halliburton).....	46

Dokumen ini adalah Arsip Miik :

DAFTAR TABEL

Tabel 2.1 Klasifikasi semen berdasarkan API.....	18
Tabel 4.1 Data sumur X	37
Tabel 4.2 Data <i>interval</i> untuk di <i>squeeze off</i> di sumur X.....	38
Tabel 4.3 Data <i>slurry Cement</i> untuk sumur X.....	38
Tabel 4.4 zat additive	38
Tabel 4.5 Spesifikasi <i>Packer G6</i>	43
Tabel 4.6 Spesifikasi <i>Packer RBP</i>	45
Tabel 4.7 Spesifikasi <i>Packer RTTS</i>	47
Tabel 4.8 Perbandingan waktu penggunaan masing-masing <i>packer</i>	48
Tabel 4.9 Perbandingan biaya penggunaan masing-masing <i>packer</i>	50



Dokumen ini adalah Arsip Milik :

Perpustakaan Universitas Islam Riau

DAFTAR LAMPIRAN

- LAMPIRAN I** Skematik Sumur X
- LAMPIRAN II** Rig prosedur untuk pekerjaan *squeeze cementing*
- LAMPIRAN III** Perhitungan Komposisi semen dan besar tekanan injeksi
- LAMPIRAN IV** Perbandingan keefektifan packer



Dokumen ini adalah Arsip Miilik :

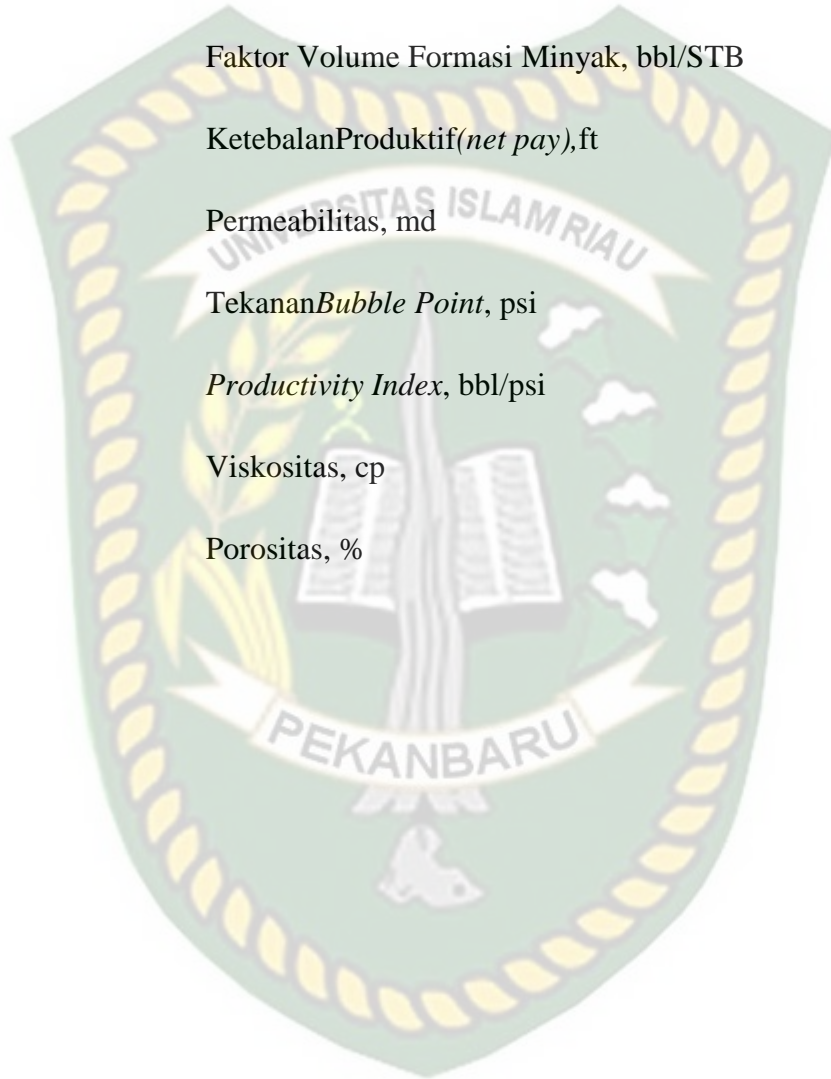
Perpustakaan Universitas Islam Riau

DAFTAR SINGKATAN

AF	<i>Alocation Factor</i>
API	<i>American Petroleum Institute</i>
BFPD	<i>Barrel Fluid / Day</i>
BOPD	<i>Barrel Oil / Day</i>
BWPD	<i>Barrel Water/ Day</i>
DOC	<i>Drill Ot Cement</i>
FT	<i>Feet</i>
OOIP	<i>Original Oil InPlace, STB</i>
OGIP	<i>Original Gas InPlace, STB</i>
RBP	<i>Retrievable bridge packer</i>
RTTS	<i>Retrievale Test Treat Squeeze</i>
STB	<i>Stock Tank Barrel</i>
WC	<i>Water Cut, %</i>
WSO	<i>Water Shut Off</i>
RR	<i>Remaining Reserve</i>

DAFTAR SIMBOL

A	Luas area, Acre
Bo	Faktor Volume Formasi Minyak, bbl/STB
h	KetebalanProduktif(<i>net pay</i>),ft
K	Permeabilitas, md
Pb	Tekanan <i>Bubble Point</i> , psi
PI	<i>Productivity Index</i> , bbl/psi
μ	Viskositas, cp
Φ	Porositas, %



EVALUASI PENGGUNAAN RETRIEVABLE PACKER PADA PEKERJAAN SQUEEZE CEMENTING DI SUMUR X

AFDAL HIDAYAT

133210008

ABSTRAK

Sumur X yang terletak di kabupaten rokan hilir dan termasuk kawasan lapangan minyak bangko merupakan salah satu penyumbang minyak terbesar pada masa awal ditemukannya 1938, seiring berjalannya waktu jumlah produksi di sumur ini makin menurun oleh karna itu hal dalam mengupayakan untuk menanganinya yaitu dengan melakukan *work over* dengan metodenya yaitu *squeeze cementing*, yang di harapkan akan memulihkan jumlah reproduksi pada sumur tersebut.

Dengan mengevaluasi penggunaan *packer* pada pekerjaan *squeeze of interval* di sumur X, dapat dilakukan perbandingan terhadap penggunaan masing-masing *packer* pada pekerjaan *squeeze of interval* di sumur tersebut dengan harapan supaya tidak terjadi kesalahan dalam pemilihan *packer* pada pekerjaan *squeeze* di sumur-sumur yang lain.

Setelah melakukan evaluasi Squeeze off cementing dengan 5,24 bbl semen dalam formasi, *packer* yang berhasil digunakan pada pekerjaan *squeeze* di sumur X yaitu adalah *packer Retrievable bridge plug* dan *packer Retrievable Treat Test Squeeze* sebagai tandem, Dimana Packer ini mampu menahan Tekanan Sebesar 6000 Psi selama krang lebih 15 menit dengan radius injeksi sebesar 814,9 ft dan factor skin sebesar 1,05. Dan dilihat dari segi keefektifan pemakaian, *packer* ini memakan biaya lebih sebesar US\$ 1.500 dari pada *packer G6* tetapi dalam proses pemakaian dan pemasangan *packer* ini lebih menghemat waktu yaitu 1 jam lebih efektif untuk *setting* pemasangan, dan 20 menit lebih efektif untuk *realeas packer*.

Kata kunci: *Squeeze off interval, Packer, Retrievable Bridge Plug, Retrievable Treat Treat Squeeze, G6.*



Dokumen ini adalah Arsip Milik :

Perpustakaan Universitas Islam Riau

**EVALUATION IN USE OF RETRIEVABLE PACKER AT SQUEEZE
CEMENTING WORK IN THE “X” WELL**

AFDAL HIDAYAT

133210008

ABSTRACT

The problem that often occurs in squeeze work with the packer method is that it occurs mostly in improper packer selection by workers in the field, with the occurrence of a packer selection error affecting the success of the job squeeze off the interval in well X.

in well X, a comparison of the use of each packer at the squeeze of interval work in the well can be made in the hope that there will be no mistake in choosing the packer on the squeeze work in the other wells.

By evaluating, the packer that is used for the X squeeze job is the RBP packer and RTTS packer as testers, this can be seen from the economic analysis in terms of efficiency of squeeze work using the packer is the RBP packer in tandem with the RTTS packer is more efficient in terms of running time into the well, setting time, release time and also in terms of costs where this packer has more advantages than the other two packers (G6).

Keywords: *Squeeze off intervals, Retrievable Packer, RBP, RTTS, G6*

BAB I

PENDAHULUAN

1.1. LATAR BELAKANG MASALAH

Sumur X yang terletak di kabupaten rokan hilir dan termasuk kawasan lapangan minyak bangko merupakan salah satu penyumbang minyak terbesar pada masa awal ditemukannya 1938, seiring berjalannya waktu jumlah produksi di sumur ini makin menurun oleh karna itu perusahaan mengupayakan untuk menanganinya yaitu dengan melakukan *work over* dengan metodenya yaitu *squeeze cementing*, yang di harapkan akan memulihkan jumlah reproduksi pada sumur tersebut.

Salah satu fungsi dari semen ialah untuk mencegah hubungan antar formasi di belakang casing, apabila terjadi penyemenan yang kurang sempurna maka dilakukan *squeeze cementing* untuk memperbaiki semen tersebut. Pada sumur X mengalami peningkatan water cut, dimana produksi minyak sudah mendekati kearah 99% *Water cut* dan perlu dilakukan *watershut off* dengan menggunakan semen untuk mengurangi pergerakan dari pada air.

Pekerjaan *squeeze cementing* yang dilakukan pada sumur X adalah untuk menutup lubang perforasi atau zona yang sudah tidak efektif lagi. Zona yang bermasalah yaitu pada fromasi bangko, maka perlu mengisolasi zona produksi dengan cara *squeeze cementing*, usaha-usaha untuk menghentikan atau mengurangi produksi air yang berlebih disebut *water shut off*. *Squeeze cementing* pada sumur X menggunakan metode *squeeze packer*, jenis *packer* yang digunakan adalah *Retrievable packer*. Untuk metode pemompaannya menggunakan *running squeeze* dengan teknik tekanan rendah. Evaluasi berhasil atau tidaknya pelaksanaan *squeeze cementing* yaitu dengan melakukan pengujian dengan tes positif (*Pressure Test*).

Permasalahan yang sering terjadi seiring berjalannya waktu pada pekerjaan *squeeze* dengan metode *packer* adalah kebanyakan terjadi pada pemilihan *packer* yang tidak tepat oleh pekerja yang ada dilapangan, dengan terjadi terjadinya kesalahan pemilihan *packer* berpengaruh terhadap keberhasilan

pekerjaan dan juga pastinya akan memakan lebih banyak waktu dan biaya yang dikeluarkan oleh perusahaan dalam upaya *squeeze off interval* di sumur X.

1.2. TUJUAN PENELITIAN

Tujuan dari penelitian tugas akhir ini adalah:

1. Mengevaluasi hasil penggunaan *retrievable packer* pada pekerjaan *squeeze of interval* yang sudah dilakukan di sumur X.
2. Perbandingan nilai keefektifan berdasarkan waktu dan biaya dalam penggunaan *retrievable packer* pada pekerjaan *squeeze of interval*.

1.3. BATASAN MASALAH

Dalam penelitian tugas akhir ini penulis membatasi masalah yaitu hanya membahas tentang Evaluasi dan nilai keekonomian dalam Penggunaan *Retrievable Packer* Pada Pekerjaan *Squeeze Cementing* Di Sumur X.

1.4. METODOLOGI PENELITIAN

Dalam penelitian tugas akhir ini, peneliti melakukan beberapa tahapan sebagai berikut:

1. Penelitian ini dilakukan di sumur "X".
2. Metode yang digunakan adalah metode yang digunakan di lapangan
3. Teknik pengumpulan data

Data sekunder: informasi yang diperoleh dan teori dari jurnal-jurnal penelitian serta data-data perusahaan yang berkaitan dengan penelitian seperti: data karakteristik reservoir, data produksi sumur, data sejumlah sumur, data pengerjaan sumur.

1.5. MANFAAT PENELITIAN

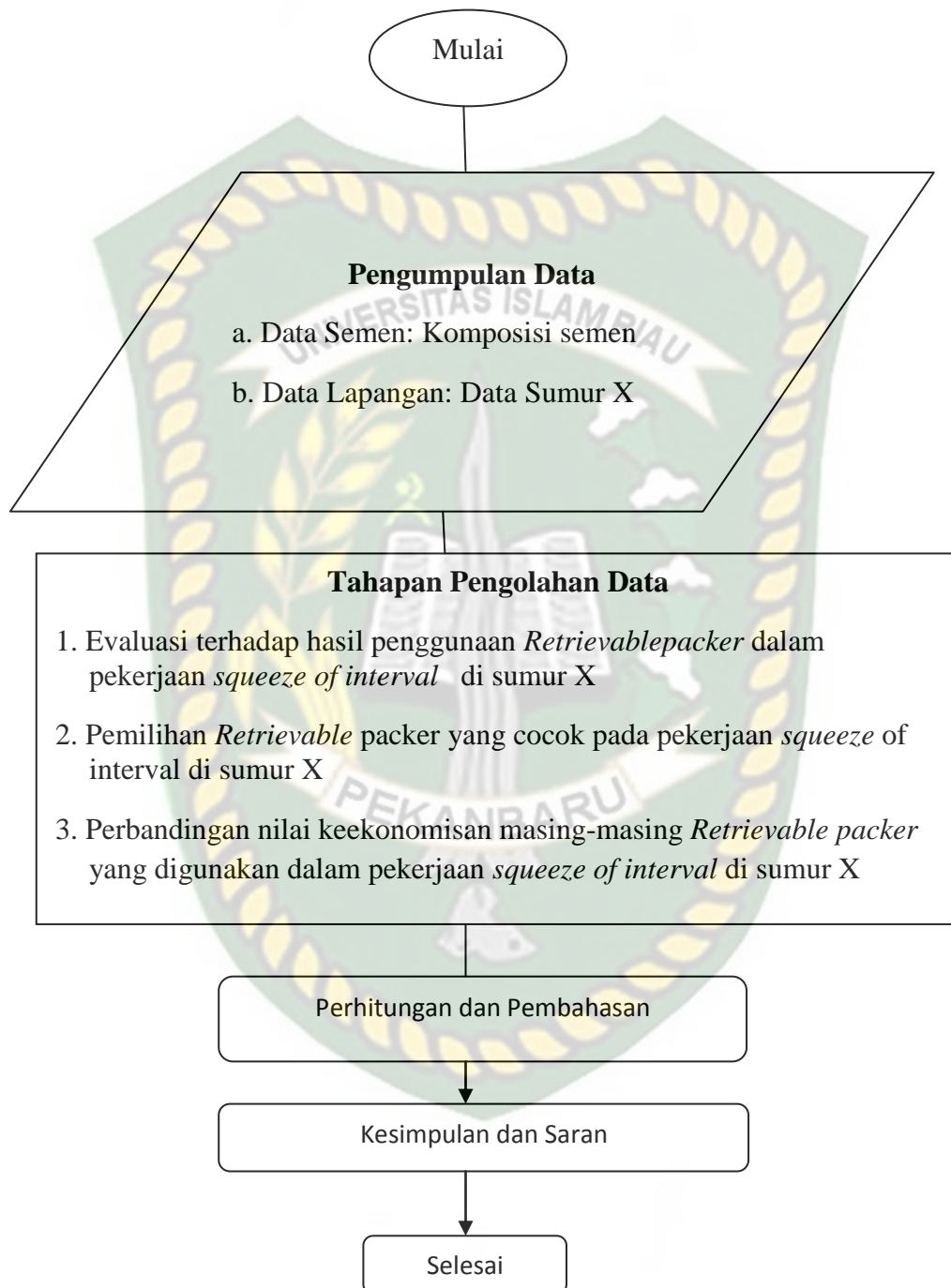
1. Dapat menerapkan ilmu yang didapat dibangku perkuliahan dengan kondisi lapangan yang sebenarnya, khususnya adalah bidang teknologi minyak dan gas bumi.
2. Dapat mengembangkan wawasan dibidang Perminyakan sehingga akan memberikan pengalaman kerja yang berharga bagi kami sebagai calon tenaga ahli di bidang perminyakan yang siap pakai.
3. Mengetahui hubungan antara aplikasi yang ada dilapangan dengan teori pelajaran yang ada di Universitas Islam Riau Fakultas Teknik Perminyakan.

1.6. SISTEMATIKA PENELITIAN

Sistematika penulisan tugas akhir ini dirangkum dalam beberapa bab dimana setiap bab menjelaskan bagian – bagian dari skripsi ini.

1. Bab I Pendahuluan (Menerangkan tentang latar belakang, maksud dan tujuan, Batasan masalah, dan sistematika penulisan).
2. Bab II Tinjauan Pustaka (Bab ini membahas tentang teori dasar squeeze of dan packer)
3. Bab III Gambaran Lapangan (Bab ini menerangkan tentang gambaran lapangan “X”, yang berisikan tentang sejarah produksi, tinjauan geologi dan karakteristik reservoir lapangan “X”).
4. Bab IV Hasil dan Pembahasan Penelitian (Bab ini berisi tentang Evaluasi serta keekonomian Penggunaan G-6, RBP Dan RTTS Packer Pada Pekerjaan Squeeze Cementing Di Sumur X).
5. Bab V (Bab ini berisi tentang kesimpulan dan saran).

1.7 ALUR PENELITIAN (*Flowchart*)



Gambar 1.1 Alur Penelitian

BAB II

TINJAUAN PUSTAKA

Qur-an Menyatakan bahwa sumber daya alam yang ada di bumi ditujukan untuk kemakmuran manusia, manusia yang menjadi khilafa (pemimpin) ditugaskan untuk mengurus dan mememanfaatkannya tanpa merusak tatanan yang telah ada.

Sumber daya alam seperti air, tanah, minyak, udara, ikan dan lain sebagainya merupakan sumberdaya yang esensial bagi kelangsungan hidup manusia. Hilangnya atau berkurangnya ketersediaan sumber daya alam bagi manusia ini akan berdampak besar bagi kelangsungan hidup kita sehari-hari. Maka dari itu pengolahan sumber daya alam yang baik akan meningkatkan kesejahteraan umat manusia.

Penulis merasa penting untuk mencantumkan ini karena penulis ingin mengingatkan kita semua agar lebih bijak dalam mengelola sumber daya alam yang telah Tuhan berikan kepada kita.

بِسْمِ اللّٰهِ الرَّحْمٰنِ الرَّحِیْمِ

Dengan menyebut nama Allah Yang Maha Pemurah lagi Maha Penyayang.

(41). وَإِذَا رَأَوْكَ كَانِيتَّخِذُونَكَ إِلَّا هُزُوًا أَهَذَا الَّذِي بَعَثَ اللَّهُ رَسُولًا
Dan apabila mereka melihat kamu (Muhammad), mereka hanyalah menjadikan kamu sebagai ejekan (dengan mengatakan): "Inikah orangnya yang diutus Allah sebagai Rasul?"

(42). كَادَ لِيُضِلَّنَا عَنْ آلِهَتِنَا لَوْلَا أَنْصَبَرْنَا عَلَيْهَا وَسَوْ فَعَلْنَا مَوْحِينَيرٍ وَنَالَعَدَا بِمَنَا ضَلُّ سَبِيلًا إِذٍ
Sesungguhnya hampirlah ia menyesatkan kita dari sembahhan-sembahhan kita, seandainya kita tidak sabar (menyembah) nya" Dan mereka kelak akan mengetahui di saat mereka melihat azab, siapa yang paling sesat jalannya.

(43). أَرَأَيْتُمَا تَخَذَ اللَّهُهُوَ أَهْفَأَنْتَكُمُوعَلَيْهِوَ كِيلاً

Terangkanlah kepadaku tentang orang yang menjadikan hawa nafsunya sebagai tuhan. Maka apakah kamu di harskan dapat menjadi pemelihara atasnya?

(44). بِيلاً أَمْ تَحْسَبُ أَنَّ كَثَرَ هُم يَسْمَعُونَ أَوْ يَعْلَمُونَ نَاهُهُمَا لِأَنَّهُمْ أَلْبَاهُهُمْ أَضْلُماً

atau apakah kamu mengira bahwa kebanyakan mereka itu mendengar atau memahami. Mereka itu tidak lain, hanyalah seperti binatang ternak, bahkan apabila mereka it lebih sesat jalannya (dari binatang-binatang ternak yang mereka pelihara itu).

(45). الْمُتَرِّدِ اللَّيْلِ بِكَيْفَمَدَّ الظُّلُّ لَوْ شَاءَ لَجَعَلَهَا هَسَاءً كَمَا جَعَلْنَا الشَّمْسَ عَلَيَّهِ دَلِيلاً

Apakah kamu tidak memperhatikan (penciptaan) Tuhanmu, bagaimana Dia memanjangkan (dan memendekkan) bayang-bayang; dan kalau dia menghendaki niscaya Dia menjadikan tetap bayang-bayang itu, dan apabila it terjadi maka kemudian Kami jadikan matahari sebagai petunjuk atas bayang-bayang itu,

(46). ثُمَّ قَبَضْنَا هَآئِلَيْهَا قَبْضًا يسِيرًا

kemudian Kami menarik bayang-bayang itu kepada Kami dengan tarikan yang perlahan-lahan.

(47). وَ هُوَ الَّذِي جَعَلَ لَكُمُ اللَّيْلَ لِبَاسًا وَ النُّومَ مَسْبَاتًا وَ جَعَلَ لَنَهَارٍ نُشُورًا

Dialah yang menjadikan untukmu malam (sebagai) pakaian, dan tidur untuk istirahat, dan Dialah thanm yang mana menjadikan siang untuk bangun berusaha.

(48). وَ هُوَ الَّذِي أَرْسَلَ الرِّيَّاحَ يَبْشُرُ الْبَيْنِيْدِيْرَ حَمَتِهِ وَ أَنْزَلَ لَنَا مِنَ السَّمَآءِ مَاءً طَهُورًا

Dialah yang meniupkan angin (sebagai) pembawa kabar gembira dekat sebelum kedatangan rahmat-nya (hujan); dan Kami turunkan dari langit air yang amat bersih,

(49). لُنْحِيْبِ هَبْدَةً مَيِّئًا وَنُسْقِيْهِمْ مِمَّا خَلَقْنَا اَنْعَامًا وَ اُنَاسِيْكَ كَثِيْرًا

agar Kami menghidupkan dengan air itu negeri (tanah) yang mati, dan agar Kami memberi minum dengan air itu sebagian besar dari makhluk Kami, binatang-binatangbanyak.

(50). وَلَقَدْ صَرَّفْنَا هٰٓؤُلَآءِ اَنْعَامَهُمْ لِيَذَّكَّرُوْا فَ اَبۡنَا كَثُرُ النَّاسِ اِلَّا كُفُوْرًا

Dan sesungguhnya Kami telah mempergilirkan hujan itu di antara manusia supaya mereka mengambil pelajaran (daripadanya); maka kebanyakan manusia itu tidak mau kecuali mengingkari (ni`mat).

Qur-an Surat Al-Furqan (41-50)

Jelas allah yang maha kuasa dalam surat tersebut menyerukan agar kita selalu bersyukur dan memanfaatkan alam dengan sebagai mana mestinya tanpa merusak nya sama sekali , semoga kita semua termasuk orang beriman.

2.1 **TEKNIK SQUEEZE CEMENTING**

Squeeze Cementing, penyemenan ini bertujuan untuk membenarkan kebocoran dan bisa juga sebagai kerusakan pada casing atau juga memperbaiki penyemenan pada Primary cementing atau penyemenan awal yang tidak sempurna (hoadly, 2011). Untuk menyempurnakan sekaligus menutup rongga-rongga yang masih ada setelah *primary cementing*, dapat dilakukan *squeeze cementing*. Tujuan utama untuk *squeeze cementing* antara lain ialah (Rubiandini, 2005) :

1. Menyempurnakan *primary cementing* ataupun untuk memperbaiki hasil penyemenan awal yang tidak sempurna.
2. Meminimalisir produksi rasio *water-oil ratio*, *gas-oil ratio* dan *water-gas ratio*
3. Dapat menutup zona produksi yang telah dilakukan perforasi apabila proses mengalami kegagalan dalam tujuan memperoleh minyak bumi.

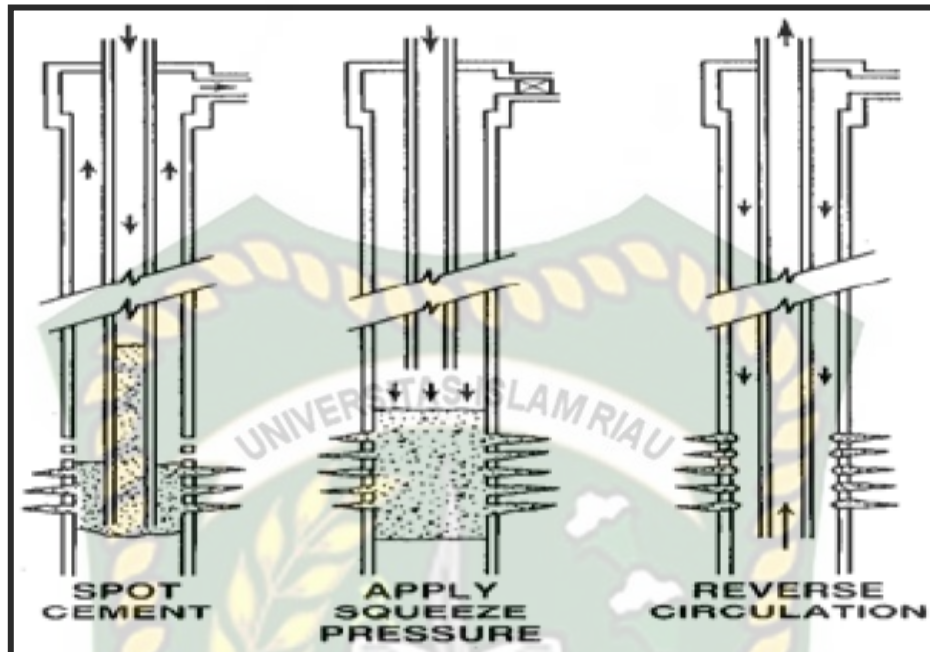
4. Dapat menanggulangi kebocoran pipa selubung
5. Menghentikan *lost circulation* yang terjadi pada saat pemboran sedang dilakukan

Pertimbangan yang salah satu paling diperhitungkan dalam operasi *squeeze cementing* ialah teknik penempatan dan pembuatan suspensi semen yang nanti digunakan. *Squeeze cementing* juga dapat dipakai untuk menurunkan *ratio* fluida yang ikut terproduksi. Volume gas yang besar juga memungkinkan untuk terjadinya penurunan tekanan *reservoir* dengan lebih signifikan. Bagian perforasi tersebut mungkin diharuskan untuk ditutup sementara dengan pemompaan slury semen, hingga volume gas juga air dapat dikurangi dengan penyemenan dibagian atas dan bawah perforasi secara berurutan.

2.1.1. Metode *Bradenhead*

Teknik penyemenan ini sering kali disebut *pooboy squeeze*. Tidak menggunakan alat-alat *downhole isolation*, yang artinya seluruh *casing* dan *wellhead* segera terbuka sampai ketekanan akhir dari *squeeze* (hoadly, 2011). Ketika ada perforasi yang terbuka dibawah zoan yang di *squeeze* maka harus menggunakan *bridge plug* untuk tujuan isolasi dari zona yang berbahaya. Teknik *bradenhead squeeze* ini biasa digunakan untuk kedalaman rendah dan pada lintasan trajek *casing* yang panjang. *Bradenhead squeeze* memiliki maksud untuk menutup lubang perforasi yang sudah tidak produktif sama sekali. Dalam metode ini *drill pipe* atau tubing diturunkan sampai berada didasar perforasi (zona) yang akan mendapatkan *squeeze off*. Kemudian menutup BOP ram dan melakukan *injection test*. BOP ram dibuka lalu memompakan *water ahead*, *cement slurry*, dan *water behind*. Mengangkat tubing diatas *slurry* untuk mendapatkan *volume balance plug*, lalu menutup BOP ram. Menginjeksikan *slurry* kedalam zona dengan menggunakan *squeezepressure*. Lalu membuka BOP ram untuk *reverseout*. (nelson, 1990).

Metode ini ialah mengedepankan teknik penempatan bubuk semen ke depan lubang perforasi dengan memompakan bubuk semen melalui rangkaian atau string. Dalam operasi lapangan, metode penyemenan *bradenhead* juga dikenal dengan sebutan *open ended squeeze*. seperti pada (Gambar 2.1)



Gambar 2.1 Open Ended Squeeze

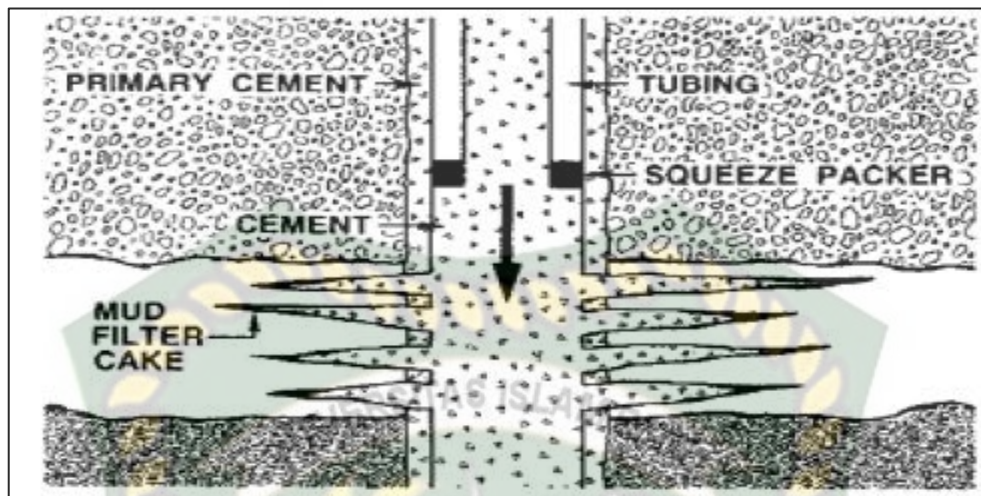
2.1.2 Metode Packer Squeeze Cementing

Teknik penyemenan ini dilakukan dengan menggunakan *packer* yang dapat diambil kembali (*retrievable packer*) atau bisa juga dengan menggunakan sebuah semen *retainer*.

Packer squeeze, dapat digunakan apabila :

1. Perkiraan tekanan *squeeze* akan melebihi kekuatan *casing*
2. *Casing* sudah berumur dan bisa saja ada kebocoran di atas perforasi yang akan di dikerjakan.
3. Terdapat perforasi atau *casing* bocor yang sudah ada sebelumnya di perbaiki di atas perforasi yang akan di *squeeze*.

Packer yang akan digunakan ialah *retrievable packer* yang di turunkan bersama *tubing* dan diset secara mekanikal (nelson, 1990). Pada metode ini *retrievable packer* atau *retainer packer* akan diturunkan hingga berada tepat di atas zona yang akan di *squeezed off*. *Retrievable packer*, ditempatkan pada pipa bor. *Retainer packer* dijalankan dengan *wire line* dan diset dengan *special setting kit*. Jika volume total semen telah di *squeezed off*, maka semen berlebih harus dipompakan agar kembali sehingga tidak akan menyemen pipa bor.



Gambar 2.2 Packer Squeeze

2.1.3. Teknik Tekanan Rendah

Teknik ini juga disebut dengan teknik semen *fluid loss* rendah. Teknik ini mencakup penempatan semen di atas interval perforasi dan memberikan tekanan yang cukup untuk membentuk *filter cake* dari semen yang didehidrasi di dalam perforasi dan dalam saluran-saluran atau rekahan-rekahan yang mungkin terbuka perforasi tersebut (Hart W.A 2010). Pada *low pressure squeeze cementing* ini sering tidak digunakan *packer* dan dalam prakteknya tekanannya adalah 300 psi dibawah tekanan rekah formasinya. Tingginya teknik *squeeze* pada titik tekanan tinggi menyebabkan rekahnya formasi, sehingga perlu hati-hati, karena itulah teknik tekanan rendah lebih aman (abraham, fendi, & andy, 2015).

2.1.4. Teknik Tekanan Tinggi

Teknik ini dikenal dengan teknik *fluid loss* tinggi. Pada *haigh pressure squeeze cementing* ini, formasi direkahkan terlebihdahulu untuk menempatkan bubuk semen. Jadi teknik ini mencakup perekahan formasi sekaligus pemompaan bubuk semen dengan tekanan tinggi tanpa kebocoran (Hart W.A 2010). Dalam *high pressure squeeze cementing* ini casing sering kali tidak mampu dalam menahan tekanannya, karena itu diberi tekanan imbalanced di *annulus drill pipe casing* (*squeeze cementing* dilakukan dari *drill pipe*) diatas *packer* karena dalam operasi ini dipasang *packer* untuk mengarahkan tekanan ke formasi. Tekanan yang harus dikerjakan dapat dihitung dengan menggunakan persamaan berikut:

$$PB = Ps - Pc + 0,052 D (Wc - Wm) \dots\dots\dots 1$$

dimana:

PB = Tekananimbang di *annulus*, psi

Ps = *Squeeze pressure* di permukaan, psi

Pc = *Collapse pressure* yang diijinkan, psi

Wc = *Density* bubuk semen, ppg

Wm = *Density* lumpur, ppg

D = Kedalaman *packer*, f

Persamaan menunjukkan bahwa tekanan di *annulus* (yang mengimbangi PB) diatas *packer* ditambah *collapse pressure casing* yang diijinkan (Pc) harus sama dengan *squeeze pressure* di permukaan (Ps) ditambah tekanan differential oleh bubuk semen. Sedangkan tekanan yang diperbolehkan untuk tekananimbang adalah:

$$PB_{max} = 0,8 Pb - 0,052 D (Wc - Wm) \dots\dots\dots 2$$

dimana:

PB_{max} = Tekananimbang maksimum, psi

Pb = *Burst pressure casing* yang diijinkan, psi

Dari Persamaan dan dapat diketahui *squeeze pressure* maksimum yang aman, yaitu:

$$Psq = Pc - 0,052 D (Wc - Wm) + PB_{max} \dots\dots\dots 3$$

2.2. METODE PEMOMPAAN

2.2.1. Metode *Running Squeeze*

Selama dilakukannya *running squeeze*, *cement slurry* dipompakan secara kontinyu sampai tercapai tekanan *squeeze* yang diinginkan (bisa dibawah atau diatas tekanan rekah) tercapai (Cowan, Mike, 2007). Sesudah pemopaan dihentikan, tekanan dimonitor, jika tekanan masih dibawah yang dikehendaki maka perlu dipompakan lagi *cement slurry* untuk menaikkan tekanan.

2.2.2. Metode *Hesitation*

Metode ini mencakup penempatan semen dalam tahapan tunggal, tetapi membagi-bagi penempatan semen alternatif pemompaan/periode menunggu bergantian (Carl B, 2005). Keuntungan memakai metode hesitasi adalah bahwa cara ini cenderung meningkatkan pengontrolan pengumpulan padatan semen terhadap formasi. Kecepatan pengumpulan ini diperoleh sebagai aturan umum untuk segera menyelesaikan pekerjaan *squeeze* secara menyeluruh dengan berhasil.

2.3. PERENCANAAN PEKERJAAN *SQUEEZE*

2.3.1. Fluida Dalam Sumur

Air formasi adalah air yang ikut terproduksi bersama-sama dengan minyak dan gas. Air ini biasanya mengandung bermacam-macam garam dan asam, terutama NaCl sehingga merupakan air yang asam bahkan asam sekali (Bauman, 2013). Air formasi biasanya disebut dengan *oil field water* atau *connate water* atau *inertial water*. Air formasi hampir selalu ditemukan didalam *reservoir* hidrokarbon karena memang dengan adanya air ini ikut menentukan terakumulasinya hidrokarbon didalam suatu akumulasi minyak, air selalu menempati sebagian dari suatu *reservoir*, minimal 10 % dan maksimal 100 % dari keseluruhan pori (Albodwarej, Hssein, Charles, 2005).

Air formasi selain berasal dari lapisan itu sendiri atau juga berasal dari air formasi dari lapisan lain yang masuk kedalam lapisan produktif, biasanya disebabkan oleh:

- a. Penyemenan yang kurang baik.
- b. Kebocoran casing yang disebabkan oleh :
 1. Korosi pada *casing*.
 2. Sambungan kurang rapat.
 3. Pengaruh gaya tektonik rapat (patahan).

Sifat-sifat yang terkandung dalam air formasi :

1. Sifat fisika, meliputi :

- a. Kompresibilitas
 - b. Kelarutan gas didalam air
 - c. Viscositas air.
 - d. Berat jenise.
 - e. Konduktifitas.
2. Sulfat kimiawi, meliputi :
 - a. Ion-ion negatif. (Anion)
 - b. Ion-ion positif. (Kation)

2.3.2. Desain Bubur Semen

Untuk mendesain semen *slurry* yang baik dan benar haruslah komposisi atau kandungan yang ada dalam semen itu sendiri berdasarkan karakteristik dari formasi yang akan dilakukan pekerjaan *secondary cementing*, dan juga sesuai dengan metode yang digunakan (Eubank & Makki, 1981)

1. Menghitung *volume slurry*
 $Cement\ In\ Casing\ (CIC)\ stg\ 1 = (Bottom\ interval - Top\ Interval + safety\ factor) \times Volume\ Casing$ 4
2. $Cement\ In\ Formation\ (CIF)\ stg\ 1 = (Panjang\ Interval \times SPF \times Volume\ Cement\ Slurry/hole) / 5.615$ 5
3. $Total\ Slurry\ stg\ 1 = CIC\ stg\ 1 + CIF\ stg\ 1$ 6
4. $Cement\ In\ Casing\ (CIC)\ stg\ 2 = (Bottom\ interval - Top\ Interval + safety\ factor) \times Voleme\ Casing$ 7
5. $Cement\ In\ Formation\ (CIF)\ stg\ 2 = (Panjang\ Interval \times SPF \times Volume\ Cement\ Slurry/hole) / 5.615$ 8
6. $Total\ Slurry\ stg\ 2 = CIC\ stg\ 2 + CIF\ stg\ 2$ 9
7. $Grand\ Total\ volume\ slury = Total\ slury\ stg\ 1 + Total\ slury\ stg\ 2$ 10
8. Menhitung total sack semen = $(Grand\ Total\ volume\ slury \times 5.615) / Yield\ semen$ 11
9. Menghitung total air untuk di *mixing* =
 $(Jumlah\ sack\ semen \times 5.107) / 42$ 12

10. Menghitung tinggi semen dalam *Casing* = Total slury semen /volume *Casing* 13
11. Menghitung tinggi semen dalam *Tubing* dan ann = Total Slurry Cement /
(Volume Tbg + Volume Annulus) 14
12. Menghitung *estimate* TOC 1 = Top Interval 1 – 50 (safety factor) 15
13. TOC spot 1 = *Bottom* OE stg 1 – Tinggi semen stg 1 16
14. *Rise up* OE stg 1 = *Bottom* interval 2 + 2 ft 17
15. Menhitung *estimate* BOC 2 =
Rise up 1 + (*Estimated* TOC – TOC spot 1) 18
16. Menhitung *estimate* TOC 2 = Top Interval 2 – 50 (*safety factor*) 19
17. TOC spot 2 = *Rise up* OE stg 1 – Tinggi semen stg 2 20
18. *Rise up* OE stg 2 = TOC spot 2 - 50 ft 21
19. Volume *displacement* stg 1 = (*Bottom* OE – (total slury stg 1/(vol *Tubing*+vol Ann)) x vol *Tubing* 22
20. Volume *displacement* stg 2 = (*Rise up* 1 – (total slury stg 2/(vol *Tubing*+vol Ann)) x vol *Tubing* 22
21. *Riverse Circulation* tbg = (*rise up* OE stg 2 x Vol tbg) x 2 23
22. *Gradient slury* = Berat semen x 0.007 25
23. *Fract pressure* = Top interval x (*gradient fract* – 0.433) 26
24. *Maximum Squeeze Pressure* = *Fract Press* – (*Top Intv* – TOC 2) x *Grad slury* Menghitung volume *slury* Cement In *Casing* (CIC) stg 1 = (*Bottom interval* – *Top Interval* + *safety factor*) x Voleme *Casing* 27
- Cement *additive* adalah suatu zat kimia sebagai pencampur semen sehingga dengan dilakukannya pencampuran zat-zat kimia tertentu dapat Diperoleh dari hasil penyemenan sesuai yang diinginkan.
1. Air = (*Cement Required* x *Based fluid*)/42 28
2. *Chemical fluid* = (*Cement required* x *Based fluid*)/42 29
3. Halad 344L = *Cement required* x *fluid loss control agent* 30
4. CFR – 3L = *Cement required* x *Friction reducer* 31
5. HR – 6L = *Cement required* x *Retarder* 32
6. D – Air 2 = *Cement required* x *Defoamer* 33
- Dimana *Cement required* = jumlah sack semen yang digunakan

2.4. SUHU DAN TEKANAN

2.4.1 Temperatur Reservoir

Temperatur reservoir merupakan fungsi dari kedalaman. Hubungan ini dinyatakan oleh *gradient geothermal*. Harga *gradient geothermal* itu berkisar antara 0,3 oF/100 ft sampai dengan 4 oF/ 100 ft (eubank & makki, 1981).

2.4.2 Tekanan Reservoir

Didefinisikan sebagai tekanan fluida di dalam pori-pori *reservoir*, yang berada dalam keadaan setimbang, baik sebelum maupun sesudah dilakukannya suatu proses produksi (Myer, M.T., 2010). Berdasarkan hasil penyelidikan, besarnya tekanan reservoir mengikuti suatu hubungan yang linier dengan kedalaman *reservoir* tersebut. Hal ini diinterpretasikan sebagai akibat dari penyingkapan perluasan formasi batuan *reservoir* tersebut ke permukaan, sehingga *reservoir* menerima tekanan hidrostatik fluida pengisi formasi. Berdasarkan ketentuan ini, maka pada umumnya *gradient* tekanan berkisar antara 0,435 psi/ft. Dengan adanya tekanan *overburden* dari batuan di atasnya, *gradient* tekanan dapat lebih besar dari harga tersebut di atas, hal ini tergantung pada kedalaman *reservoir*. Dengan adanya kebocoran gas sebelum/selama umur geologi migrasi minyak, dapat mengakibatkan tekanan *reservoir* akan lebih rendah. Besarnya tekanan *reservoir* dapat diketahui dengan merata-ratakan hasil pengukuran *bottom hole pressures* sumur statis (franklin, 1994). Pengukurannya dapat diperoleh langsung dengan pengukuran *sub surface bomb*. Dengan metoda analisa *pressure buildup*, sebagaimana suatu persamaan telah disederhanakan oleh Horner, dapat diketahui *bottom hole pressure* sebagai fungsi dari waktu penutupan.

2.4.3 Tekanan Hidrostatik

Tekanan hidrostatik adalah tekanan yang disebabkan oleh berat kesatuan dan tinggi vertikal kolom fluida. Ukuran dan bentuk kolom fluida ini tidak berpengaruh pada besarnya tekanan ini. Tekanan hidrostatik (Phy) sama dengan jumlah dari densitas fluida rata-rata dan tinggi vertikalnya (Orlic ,B, 2011).

Gradient tekanan hidrostatik dipengaruhi oleh padatan-padatan yang terpisah (seperti garam) dan gas-gas dalam kolom fluida dan perbedaan *gradient temperature*. Dengan kata lain, bertambahnya padatan-padatan yang terpisah (seperti kadar garam yang tinggi) cenderung menambah *gradient* tekanan normal. Oleh karena itu banyaknya gas dalam sistem dan temperatur yang tinggi akan mempengaruhi *gradient* tekanan hidrostatik normal (Heidrick & Aulia, 1993).

2.4.4 Tekanan Formasi

Tekanan formasi (P_f) adalah aktivitas tekanan yang tergantung dari fluida (air,minyak,gas) dalam pori suatu formasi. Tekanan formasi normal dalam setiap satuan geologi akan sama dengan tekanan hidrostatik air dari permukaan sampai bawah permukaan (Toor & Kuwait, 2011). Besar tekanan hidrostatik sama dengan 0,465 psi/ft. setiap tekanan formasi diatas atau dibawah *gradient* ini disebut dengan tekanan abnormal (*abnormal pressure*)

2.4.5 Tekanan Formasi Abnormal

Tekanan formasi abnormal didefinisikan sebagai tekanan yang menyimpang dari *gradient* tekanan normal (li, Qingo, 2000). Penyimpangan ini dapat lebih kecil dari 0,465 *psi/ft* (*subnormal pressure*) atau lebih besar dari 0,465 *psi/ft* (*over pressure*). Pada umumnya tekanan subnormal tidak banyak menimbulkan problema pemboran jika dibandingkan dengan *over pressure*. Tekanan abnormal (*subnormal pressure* dan *over pressure*) tersebut berasosiasi dengan adanya penyekat (*sealing*) tersebut akan mengganggu keseimbangan tekanan yang terjadi dalam urutan proses geologi. Penyekat ini terbentuk oleh adanya penghalang (*barier*) permeabilitas sebagai hasil dari proses fisika maupun kimia. *Physical seal* (penyekat fisik) dihasilkan dari patahan selama proses pengendapan atau pengendapan butir-butir material yang lebih halus. *Chemical seal* (penyekat kimia) berasal dari *calcium carbonate* yang terendapkan sehingga terjadi pembatas permeabilitas. Contoh lain adalah diagenesa kimia selama proses kompaksi dari material organik. Baik proses fisik

maupun kimia dapat terjadi secara bersamaan membentuk *seal* (penyekat) seperti proses penguapan gypsum (Kemendikbud, 2013).

2.5 JENIS SEMEN

Menurut API, semen dibagi ke beberapa kelas yaitu (API & institut, 2005)

- a. Kelas A Semen kelas A ini digunakan dari kedalaman 0 (permukaan) sampai 6000 ft dan pada temperatur hingga 170oF. Semen ini terdapat dalam tipe biasa (*ordinary type*) saja dan lebih murah dari kelas semen yang lain.
- b. Kelas B Semen kelas B digunakan dari kedalaman 0 sampai 6000 ft dan tersedia dalam jenis yang tahan terhadap kandungan sulfat menengah dan tinggi (*moderate dan high sulfate resistant*)
- c. Kelas C Semen kelas C digunakan dari kedalaman 0 sampai 6000 ft dan mempunyai sifat *high-early strength* (proses pengerasan cepat). Semen ini tersedia dalam jenis , *moderate dan high sulfate resistant*.
- d. Kelas D Semen kelas D digunakan untuk kedalaman dari 6000 ft sampai 10000 ft dan untuk kondisi sumur yang mempunyai tekanan dan temperatur tinggi . Semen ini tersedia juga dalam jenis *moderate dan high sulfate resistant*.
- e. Kelas E Semen kelas E digunakan untuk kedalaman dari 10000 ft sampai 14000 ft, dan untuk kondisi sumur yang mempunyai tekanan dan temperatur tinggi . Semen ini tersedia juga dalam jenis *moderate dan high sulfate resistant*.
- f. Kelas F Semen kelas F digunakan dari kedalaman 10000 ft sampai 16000 ft dan untuk kondisi sumur yang mempunyai tekanan dan temperatur tinggi . Semen ini tersedia juga dalam jenis *high sulfate resistant*.
- g. Kelas G Semen kelas G digunakan dari kedalaman 0 samapai 8000 ft dan merupakan semen dasar. Bila ditambahkan *retarder* semen ini dapat dipakai untuk sumur yang dalam dan range temperatur yang cukup besar. Semen ini tersedia dalam jenis *moderate dan high sulfat resistant*.

- h. Kelas H Semen kelas H digunakan dari kedalaman 0 samapai kedalaman 8000 *ft* dan merupakan pula semen dasar. Dengan penambahan *accelerator* dan *retarder*, semen ini dapat digunakan pada *range* kedalaman dan temperatur yang besar. Semen ini hanya tersedia dalam jenis *moderate sulfat resistant*.

Tabel 2.1 Klasifikasi semen berdasarkan API

API Class	Mixing Water Gals/Sk	Slurry Water Lb/Gals	Well Depth (A) (Feet)	Static (Temp °F)
A	5,2	15,6	0-6.000	80-170
B	5,2	15,6	0-6.000	80-170
C	6,3	14,8	0-6.000	80-170
D	4,3	16,4	10.000-14.000	170-230
E	4,3	16,4	10.000-14.000	170-230
F	4,3	16,4	10.000-14.000	230-320
G	5,0	15,8	0-8.000	80-200
H	4,3	16,4	0-8.000	80-200

(A) Kedalaman berdasarkan daftar simulasi sumur casing API

2.6 KONTROL FILTRASI

Fluid Loss Control. *Fluid loss* pada semen murni sangat besar, jika semen *slurry* murni bertemu dengan *zone* permeabel dimana *mud cake* telah hilang. Umumnya *fluid loss* menurut API adalah : 200 ml/30 min untuk formasi yang sangat permeabel 100 - 200 ml/30 min untuk formasi *low* permeable 35 - 100 ml/30 min untuk formasi *high permeability*.

2.7 VOLUME BUBUR SEMEN

Volume *Slurry*. Volume dari *cement slurry* tergantung dari panjang interval yang akan disemen dan juga teknik penyemenan yang akan digunakan. Pada *low pressure squeeze* hanya diperlukan *slurry* untuk membentuk *filter cake* semen pada setiap saluran perforasi. Untuk *high pressure squeeze*, yang dilakukan pada formasi yang rekah diperlukan volume *slurry* yang lebih besar. Smith menyebutkan beberapa *rule of thumb* : Volume tidak boleh melebihi kapasitas *running string* Dua *sacks* semen digunakan untuk interval perforasi sepanjang satu *feet*. Minimum volume adalah 100 *sacks* jika rate injeksi adalah 2 *bbl/min* yang dapat dicapai sesudah *break down*, sebaliknya harus 50 *sacks*.

Viskositas Slurry. Slurry dengan viskositas yang rendah akan bisa menembus lubang/rekahan yang kecil (smith, 1990).

2.8 TEKANAN *SQUEEZE*

Tekanan yang diberikan pada saat pemompaan bubur semen adalah tekanan yang didesain berdasarkan gradient tekanan normal dan *fract pressure* yang telah ditentukan, dimana pemberian tekanan yang sesuai pada saat pemompaan (*Hesitate*) sangat menentukan keberhasilan dari pada *squeezecementing* dan dengan menjaga tekanan ini, masuknya jumlah semen kelubang perforasi dapat dikontrol (king, 1996).

2.9 WAKTU PEMOMPAAN

Pada *squeeze cementing*, waktu pemompaan adalah waktu yang dibutuhkan untuk memompakan *slurry* sebanyak jumlah yang didesain kan dan pemompaan bubur semen tekanannya tidak melebihi *fract pressure* yang telah ditentukan dengan tujuan agar semen dapat menempati ruang dari pada formasi yang telah diperhitungkan (Kondratoff, 1990).

2.10 COMPRESSIVE STRENGTH

Compresive Strength didefinisikan sebagai kekuatan semen dalam menahan tekanan-tekanan yang berasal dari formasi maupun dari casing, sedangkan *Shear Strength* didefinisikan sebagai kekuatan semen dalam menahan berat casing (Esmacili, Abdolali, Leoben, 2013).

Dari analisa lebih jauh menunjukkan bahwa *attenuasi rate* dari CBL mempunyai hubungan dengan *compressive strength* dari semen dan ketebalan casing. Karena ada hubungan tersebut maka di buat nomogram yang dapat membantu untuk menentukan harga dari *comnpressive strength* semen berdasarkan harga CBL amplitudo dalam millivolt untuk berbagai ukuran casing yang digunakan. Dalam menentukan harga *compressive strength* adalah sebagai berikut : masukkan harga dari amplitudo CBL dalam millivolt kemudian ikuti garis miring ke atas sampai memotong garis vertikal yang mewakili dari diameter

luar *casing* yang digunakan. Setelah itu ditarik horisontal ke arah kanan sampai memotong diagonal yang mewakili tebal casing. Dari titik tersebut tarik ke bawah secara vertikal maka akan diperoleh harga *compressive strength*-nya. Apabila harga *compressive strength*-nya rendah maka ikatan semen terhadap casing adalah jelek dan hal ini dapat disebabkan oleh beberapa faktor. Faktor-faktor tersebut antara lain adalah kemungkinan tidak adanya semen atau tidak tersemen, semen yang melekat pada casing tipis, semen tidak penuh, semen terkontaminasi, kemungkinan adanya channel dan kemungkinan adanya *mikroannulus* (Kunetz, 2012).

2.11 Peralatan Penyemenan

2.11.1 Peralatan Di Permukaan

Peralatan penyemenan terdapat di atas permukaan meliputi *Cementing unit*, *Flow line*, dan *Cementing head* (Kunetz, *Cementing unit tool for surface*, 2013).

A. *Cementing Unit* *Cementing unit* adalah merupakan suatu unit pompa yang mempunyai fungsi untuk memompakan bubur semen (*slurry*) dan lumpur pendorong dalam proses penyemenan. *Cementing Unit* terdiri dari :

1. Tanki Semen
Untuk menyimpan semen kering.
2. *Hopper*
Untuk mengatur aliran dari semen kering agar merata.
3. *Jet Mixer*
Mixer yang umum digunakan sekarang ini adalah *jet mixer* dimana dipertemukan dua aliran yaitu bubur semen dan air yang ditentukan melalui venturi agar dapat mengalir dengan deras dan dapat menghasilkan turbulensi, yang dapat menghasilkan pencampuran yang baik dan benar-benar homogen. Densitas *slurry* dapat diukur dengan *mud balance*
4. Motor penggerak pompa dan pompa semen
berfungsi untuk memompa bubur semen. Jenis-jenis *sementing unit* :

1. *Truck mounted cementing unit*
2. *Marine cementing unit*
3. *Skid mounted cementing unit* Mengontrol rate dan tekanan, jenis pompa dapat berupa *duplex double acting piston pump* dan *single acting triplex plunger pump*. *Plunger pump* lebih umum dipakai karena *slurry* dapat dikeluarkan dengan rate yang lebih *uniform* dan tekanannya lebih besar.

B. *Flow Line* Pipa yang berfungsi untuk mengalirkan bubur semen yang dipompakan dari *cementing unit* ke *cementing head*.

C. *Cementing Head* Berfungsi untuk mengatur aliran bubur semen yang masuk ke lubang bor. Ada dua tipe *cementing head*, yaitu :

1. *Mac Clatchie Cementing Head* Merupakan *type cementing head* yang cara penggunaannya pada waktu pemasangan *bottom plug* dan *top plug* dengan jalan membuka dan memasang kembali.
2. *Plug Container* Jenis ini tidak praktis dari pada *mac clatchie*, karena pada *plug container* ini memasangnya *top plug* dan *bottom plug* tidak perlu membukanya, akan tetapi sudah terpasang sebelumnya.

2.11.2 Peralatan Di Bawah Permukaan

Peralatan penyemenan bawah permukaan meliputi:

- a. *Casing* Merupakan pipa selubung yang berfungsi untuk :
 1. Melindungi lubang bor dari pengaruh fluida formasi dan tekanan-tekanan disekitarnya.
 2. Melindung lubang bor dari guguran
 3. Memisahkan formasi produktif satu dengan lainnya.
 4. Bersama-sama semen memperkuat dinding lubang serta mempermudah operasi produktif nantinya. Jenis-jenis casing :
 - *Conductor casing*
 - *Intermediate casing*
 - *Production casing*

- b. *Centralizer* Untuk mendapatkan cincin semen yang baik (merata), *casing* harus terletak ditengah-tengah lubang, untuk itu casing dilengkapi dengan *centralizer*. Fungsi dari *centralizer* sebagai berikut :
1. Menempatkan casing di tengah-tengah lubang
 2. Menyekrap *mud cake*
 3. Mencegah terjadinya *differential sticking* *Centralizer* dibuat dari bahan baja, sehingga mampu mendorong casing di tengah-tengah lubang.
1. *Scratchers* Adalah suatu alat yang dirangkaikan/dipasang pada *casing* dan berfungsi untuk membersihkan dinding lubang bor dari *mud cake*, sehingga didapat lubang bor yang bersih. Ada dua jenis *scratchers* , yaitu *Rotation type wall scratchers* dan *Reciprecasing type scratcher*. Pemasangan *scratchers* pada casing pada umumnya dilas, tetapi dewasa ini dipasang dengan step collar atau clemps. *Receiprecasing scratcher* umumnya dipasang pada interval 15-20 *ft* sepanjang daerah yang disusun, sedang relating *scatcher* dipasang pada *zone* produktif (*porous*) (Kunetz, Cementing operations Plug cementing, 2013).
2. Peralatan *Floating* Peralatan *floating* terdiri dari *casing shoe*, *float shoe*, *guide collar* dan *float collar*.
1. *Casing Shoe* Biasanya berbentuk bulat pada bagian bawah dan ditempatkan pada ujung terbawah dari rangkaian casing dan didalamnya tidak terdapat *valve*. Berfungsi sebagai sepatu dan pemandu untuk memudahkan pemasukan rangkaian casing agar tidak terjadi sangkutan pada didnding lubang bor. *Shoe* ini bersifat *drillable* atau dapat dibor kembali.
 2. *Float Shoe* Pada prinsipnya adalah sama dengan *casing shoe*, perbedaannya terletak pada adanya *valve* yang berfungsi untuk :
 - Mencegah aliran balik, mencegah *blowout* pada saat *casing* diturunkan.
 - Mencegah aliran balik semen, setelah proses penyemenan.
 - Memperkecil beban menara.

3. *Guide Collar* Tidak dilengkapi *valve*, sehingga tidak dapat menahan tekanan balik.
 4. *Float Collar* Dilengkapi dengan *valve*, sehingga fapat menahan tekanan balik semen.
- e. *Shoe Trach* Merupakan pipa *casing* yang dipasang antara *shoe* dan *collar*, sepanjang satu batang atau lebih, tergantung dari ketinggian semen di *annulus*, karena ketinggian semen di *annulus* akan menentukan perbedaan tekanan hidrostatik diluar dan didalam *casing* pada waktu memasukkan top *plug*. *Shoe trach* berfungsi untuk menampung bubur semen yang bercampur udara atau lumpur pendorong, agar tidak keluar ke *annulus* disekitar *shoe*. Memasukkan udara pada bubur semen ini terjadi bila penyemenan menggunakan *mac clatchie cementing head*, yaitu pada saat *cementing head* dibuka sampai memasuki *top plug* dan pemasangan *cementing head* kembali. Udara masuk karena adanya penurunan tekanan semen, akibat perbedaan berat jenis bubur semen didalam *casing* dan berat jenis lumpur diluar *casing*.
 - f. *Bottom Plug* Berfungsi untul mencegah adanya kontaminasi antara lumpur dengan bubur semen. Jadi untuk mendorong lumpur yang berada didalam *casing* dan memisahkan *casing* dari semen dan juga membersihkan mud film didalam dinding *casing*, pada bottom plug terdapat membran yang pada tekanan tertentu dapat pecah, sehingga semen akan mengalir keluar dan terdorong keannulus sampai mencapai tujuan yang diharapkan. *Bottom plug* dibuat dari bahan karet dan bahan dalamnya dibuat dari alluminium.
 - g. *Top Plug*
Berfungsi untuk mendorong bubur semen, memisahkan semen dari lumpur pendorong agar tidak terjadi konyaminasi, membersihkan semen dari sisa-sisa semen didalam casing. Alat ini sebagian besar terbuat dari karet dan pada bagian bawahnya digunakan plat alluminium dan tidak mempunyai membran. Apabila top plug ini sudah mencapai bottom plug, maka tekanan pompa akanm naik secara tiba-tiba dan pada saat itu pemompaan dihentikan.

2.12 *Packer*

Packer atau yang lebih sering dikenal didalam industri migas sebagai *packer* produksi adalah salah satu dari bagian peralatan *downhole*. Dalam banyak pemakaiannya perangkat *packer* ini dapat mengisolasi dan menahan cairan serta tekanan yang dihasilkan didalam tubing, juga merupakan elemen penyekat sumur biasanya bagian dari pembatas antara zona yang produktif dan yang tidak produktif serta melindungi lubang annulus (Hopmann, M., Walker, 2005).

Packer sangat penting untuk sebagian besar sumur, baik itu sumur injeksi maupun sumur yang untuk diproduksikan migas didalam nya, *alternative* untuk penggunaan *packer* untuk sumur produksi meliputi *packer* yang memiliki segel dinamis atau biasanya di sebut sebagai *retrievable*, yang penyelesaiannya dengan disemen dan tanpa harus meninggalkannya didalam dalam kata lain kita dapat memasang dan mengangkat nya dengan praktis ke permukaan (Liu, 2014).

2.12.1. Penggunaan *Packer*

Selain menyediakan *seal* antara *tubing* dan *casing*, aspek lain dari penggunaan *packer* ialah sebagai berikut :

1. Mencegah gerakan pada *tubing*, menghasilkan tegangan aksial yang cukup dan juga mengurangi beban kompresi pada string tubing.
2. Mendukung berat *tubing* dimana ada beban tekanan yang signifikan pada *string tubing*.
3. Memberikan ukuran yang optimal pada aliran sumur untuk memenuhi produksi yang diinginkan sebelumnya.
4. Melindungi *casing* produksi (string tubing) dari sifat korosif metal yang disebabkan oleh tekanan tinggi di bawah permukaan.
5. Dapat memisahkan zona produktif dan tidak produktif.
6. *Packer* juga dapat menjaga integritas, control sumur pada aliran pipa memungkinkan untuk menutup aliran dari reservoir.
7. Melindungi *annulus*
8. Memudahkan kerja *artificiallift* dalam misalnya pengangkatan gas melalui *annulus*.

2.12.2. Komponen *Packer*

Beberapa komponennya sebagai Berikut:

1. *Slip*
2. *Cone*
3. *Packing element system*
4. *Body or mandrel*

Slip adalah perangkat baji dengan memiliki seperti gigi di bagian permukaannya yang mana berfungsi untuk mencengkram dinding *casing* ketika proses *setting packer*. *Cone* sendiri berposisi miring untuk mencocokkan bagian belakang *slip* dan memudahkan *slip* untuk keluar maupun ke dinding *casing* ketika kekuatan *packer* di mantapkan pada *casing* (Allen, T., Robert, 1993). Setelah *slip* dan *cone* sudah mantap pada dinding *casing* *packing element system* akan memberikan segel antara badan *packer* dan diameter didalam *casing*.

2.12.3. Jenis-jenis *Packer*

1. *Retrievable packer*

Packer retrievable atau *packer* yang mudah untuk di pasang dan di angkat kembali biasanya di aplikasikan untuk *reservoir* bertekanan rendah serta suhu rendah (LP/LT) *low pressure low temperature*, serta kompleksitas yang kecil sehingga menyebabkan pemasangan yang *relative* mudah dan tentunya jika dibandingkan dengan *packer* pemanen *packer* ini *relative* lebih mahal, namun semua dapat terbayar dengan mobilitas *packer* yang dapat dikeluarkan dan di pasang kembali dari lubang perforasi serta terdapat fitur *resettability* dalam pemasangan, dan juga bias disimpan dan di gunakan kembali (Nelson, 1990).

2. *Permanent packer*

Packer pemanen dimungkinkan untuk di lepaskan dari sumur bor dengan menggunakan *milling*, sedangkan *packer retrievable* mungkin atau juga mungkin tidak perlu menggunakan *milling* untuk pengangkatannya (Yehia, 2015).

Packer permanen cukup sederhana dan umumnya menawarkan tingkat kinerja yang lebih baik dalam menghadapi suhu dan tekanan yang tinggi yang di hasilkan oleh *reservoir* tentunya ini juga berbanding lurus baik digunakan pada sumur yang kedalamannya cukup dalam, dalam banyak kasus *packer* ini memungkinkan di pakai untuk *tubing* yang memiliki diameter yang lebih kecil

dan juga menawarkan jarak bebas pemasangan yang lebih jauh dari pada *retrievable packer*, dengan diameter yang relative kecil dan desain packer yang sederhana packer ini dapat membantu dalam pengerjaan *squeeze cementing* yang dalam dan memerlukan waktu yang lebih lama. Dan juga *permanent packer* menawarkan untuk ukuran tubing yang lebih besar yang membuatnya kompetible dengan *string tubing* yang berdiameter lebih besar (Nelson, Well cementing, 1990).

2.12.4. Pemilihan *packer*

Dalam pemilihansalah satu alat, penting untuk mempertimbangkan kinerja dan fitur masing-masing alat serta desainnya, mungkin dalam beberapa kasus packer permanen merupakan satu-satunya pilihan seperti dalam pengaplikasian nya pada temperature tinggi dan tekanan tinggi (HP/HT) *high pressure high temperature*. Namun dalam beberapa kasus kasus operator harus dapat memilih dengan bijak jenis atau tipe packer terbaik yang memungkinkan untuk di pakai pada sumur (Patton. 1985).

Dalam pemilihan *packer* untuk penyelesaian lubang *cased*, diferensial dari suhu maupun tekanan harus dipertimbangkan tidak hanya itu kedalaman sumur, interval yang ingin di berikan packer dan kondisi di pada lubang tubing juga harus di pertimbangkan karna akan menjadi factor yang krusial dalam keberhasilan serta kecocokan pemasangan packer. Berbagai mode operasional seperti injeksi atau stimulasi saat packer di pasang juga ikut berperan karna pada saat proses tersebut tekanan maupun suhu di bawah permukaan berkemungkinan untuk berubah suatu waktu dan pasti akan berpengaruh pada packer yang kita pakai, serta kita juga harus mengetahui dan mempelajari faktor-faktor kelemahan dari *packer* itu sendiri.

2.13. *Squeeze Packer*

2.13.1. *G-6 Packer*

- a. Ukuran : Tersedia untuk semua ukuran casing produksi.
- b. Kelebihan :

Ideal untuk keperluan proyek peningkatan *Oil recovery* dan *servis* pada “water flooding well”. Bisa digunakan pada sumur dangkal (*shallow well*). Memiliki berbagai pilihan aksesoris dengan tujuan-tujuan tertentu mis ; *on off tool, down hole shut off valve, tubing control valve* dsb. Bentuk yang simple lebih ekonomis jika di *redress*. Memiliki tambahan fitur dimana *differential pressure* akan semakin meningkatkan *compression*.

- b. Tersedia juga opsi untuk keperluan injeksi *steam* dan CO₂.
- c. Operasi : *Rotate, tension and compression*



Gambar 2.3 G - 6 Packer (Property, 2005)

2.13.2. RBP Packer

Retrievable Bridge Plug Packer merupakan *packer* yang spesial artinya *packer* ini bersifat permanen tapi dapat di lepas dari *tubing* yaitu dengan menggunakan alat khusus, *packer* ini bersifat lebih kuat dari *packer* permanen.



Gambar 2.4 RBP Packer (retrievable)

2.13.3. RTTS Packer

Retrievable packer merupakan *packer* yang dapat di lepas artinya saat *packer* di pasang pada *tubing packer* tersebut dapat di lepas kembali, jadi saat *packer* tersebut tidak diperlukan lagi atau *tubing* ingin di bongkar maka *packer* tersebut dapat di lepas sewaktu waktu (property, 2000)



Gambar 2.5 RTTS Packer (retrievable)

BAB III

TINJAUAN LAPANGAN

Penelitian tugas akhir ini Berjudul “Evaluasi Penggunaan Retrievable Packer pada Pekerjaan Squeeze Cementing”. Penelitian ini dilakukan dengan pengumpulan data sekunder dari instansi yang terpercaya.

3.1 WAKTU DAN TEMPAT PELAKSANAAN PENELITIAN

Data yang diperoleh oleh peneliti dalam mengerjakan tugas akhir ini diperoleh dari hasil pengerjaan evaluasi yang dilakukan oleh perusahaan terkait. Yaitu pada bulan desember 2018. Penelitian ini dilakukan di PT. Asrindo Citraseni Satria.

Lapangan “X” termasuk dalam kawasan lapangan minyak Bangko. Berdasarkan pemetaan yang dilakukan oleh W.E. Nygren pada tahun 1938 disimpulkan bahwa struktur di lapangan minyak Bangko adalah antiklin. Pada tahun 1938 W.F. Krijen dari *Nederlandsche Pacific Maatschappij* (NPM), yang merupakan cikal bakal PT. Caltex Pacific Indonesia, dan mulai melakukan studi yang lebih detail mengenai antiklin Bangko. Dari hasil studi tersebut ditetapkan pemboran di dekat daerah sebelah selatan Bangko.

3.2. SEJARAH PENGEMBANGAN LAPANGAN

Lapangan “X” terletak di kabupaten Rokan Hilir kurang lebih 130 km ke arah Utara yang ditunjukkan pada (Gambar 3.1). Area ini ditemukan pada tahun 1941 dan mulai berproduksi pada tahun 1958. Area yang produktif dari lapangan ini adalah sepanjang 18 km dan lebar 8 km. Lapangan “X” telah memberikan sumbangan yang cukup besar terhadap produksi minyak Indonesia, yaitu sebesar 9% dari 42% total produksi minyak PT. CPI. Akan tetapi, sangat disayangkan bahwa produksi minyak di lapangan ini mulai mengalami penurunan pada tahun 1964. Lapangan “X” menghasilkan minyak yang dikenal dengan nama *Sumatera Light Oil*. Peta lokasi lapangan minyak “X” ditampilkan pada gambar 3.1.



Gambar 3.1 Peta Lokasi Lapangan minyak X
(Chevron Documentation, 2010)

Sejarah dunia perminyakan di Sumatera Tengah hingga abad yang baru ini telah memakan waktu hampir delapan dekade. Berawal dari suatu ekspedisi tim eksplorasi SOCAL (*Standard Oil of California*, sekarang *Chevron Overseas Petroleum Inc.*) pada tahun 1924 untuk mencari daerah eksplorasi baru di tengah belantara Sumatera. Hingga saat ini, cekungan Sumatera Tengah masih merupakan daerah penyumbang minyak bumi terbesar yang sebagian besar konsesinya dimiliki oleh *PT. Chevron Pacific Indonesia* (Metrosono & Nayoan, 1974).

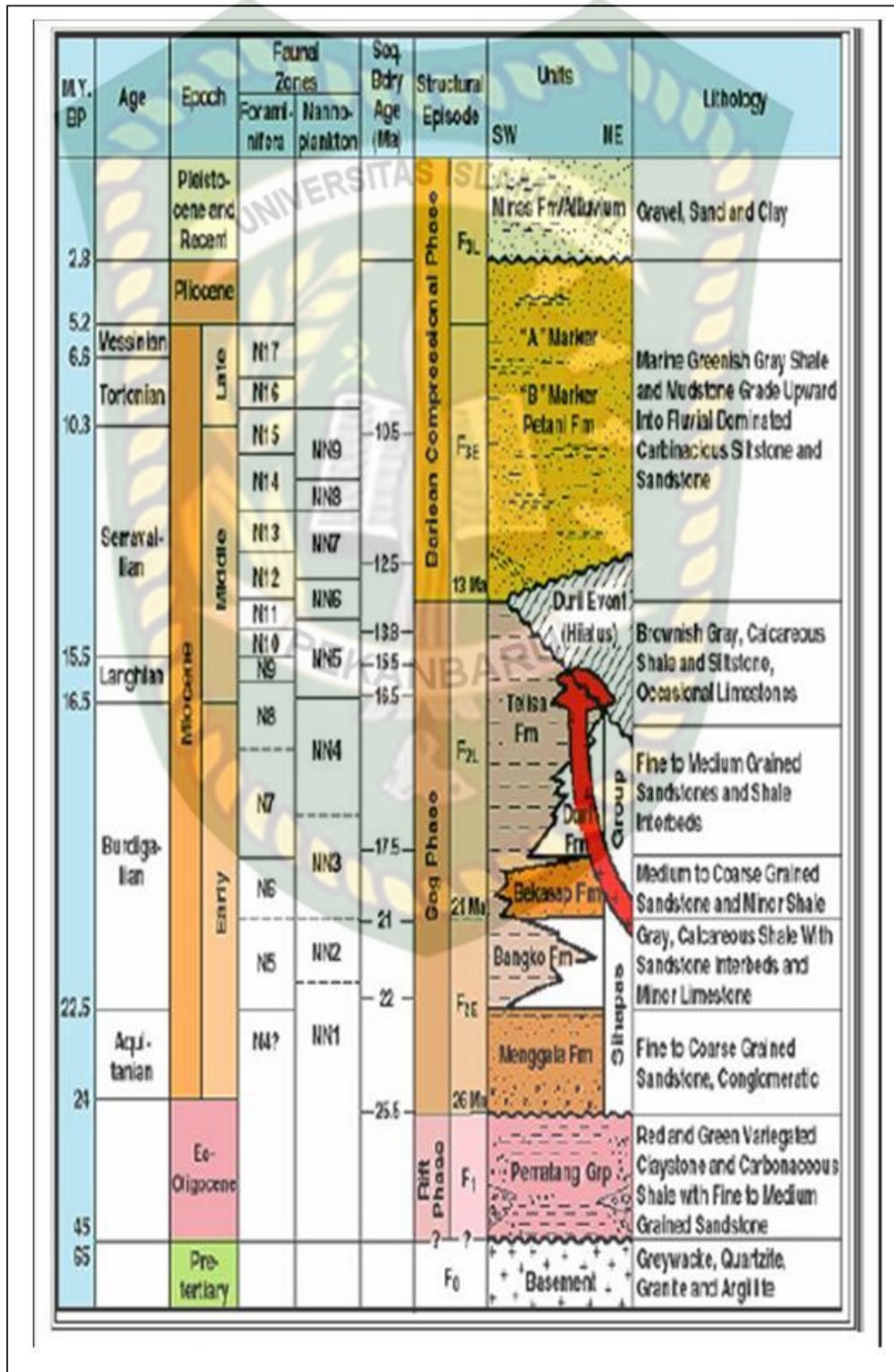
3.3. KEADAAN GEOLOGI

Pada sub bab ini akan disajikan informasi mengenai stratigrafi dan kondisi struktur dari Lapangan “X”.

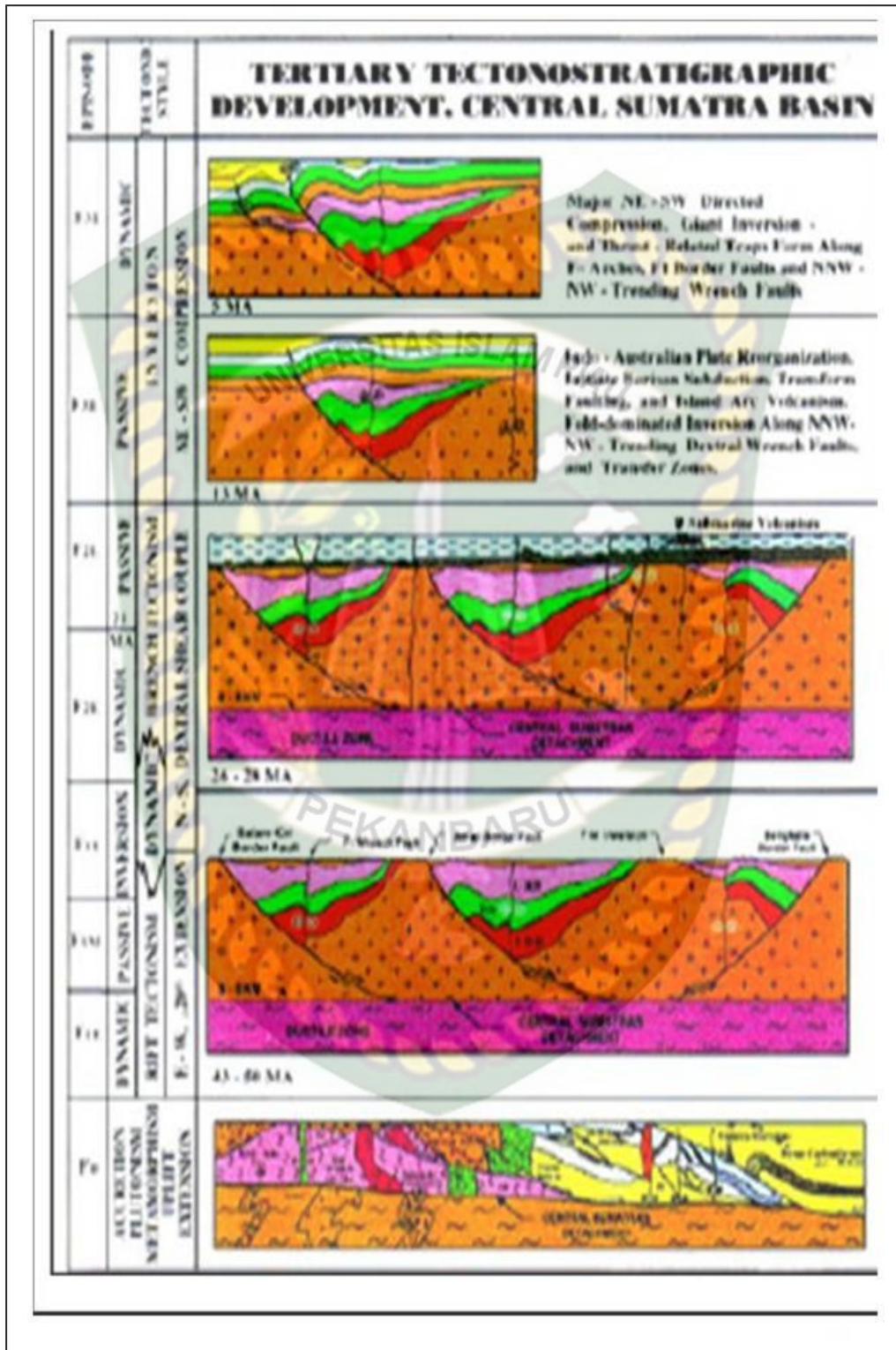
3.3.1. Struktur Geologi

Struktur geologi di Lapangan “X” berupa antiklin yang mempunyai panjang sekitar 18 km dan lebar 8 km. Sayap bagian Timur di lapangan ini berupa homoklin dengan kemiringan 3° - 5° , sedangkan di bagian Tengah dan Barat strukturnya lebih kompleks karena adanya sesar berarah barat-timur (Gambar 3.3.), yang merupakan sesar geser kanan regional di lapangan ini membatasi pola struktur yang ada di sayap barat dengan sayap timur sekaligus juga sebagai batas lapangan. Struktur sesar menjadi kompleks yang disebabkan oleh interaksi antara tektonik translasi dan ekstensi. Sesar-sesar tersebut mempunyai *dip* antara 65° sampai vertikal dengan pergeseran vertikal semu antara 10-100 meter (batas

sepuluh kaki merupakan batas minimal yang dapat dipetakan). Pada umumnya Pembentukan struktur, migrasi minyak dan penjebakannya (*trapping*) terjadi pada Miosen Akhir - Pliosen Awal



Dokumen ini adalah Arsip Miilik :



Gambar 3.3 Struktur Geologi Cekungan Sumatera Tengah (Chevron Documentation, 2008)

3.3.2. Stratigrafi

Dari lima buah sumur minyak di Lapangan “X” yang telah menembus batuan dasar *Pra-Tersier* pada kedalaman 1600-2700 kaki diketahui bahwa batuan dasar di Lapangan “X” terdiri atas *granit*, *tufa kristalin*, dan *grafit skis*. Sepanjang ini tidak pernah dilakukan perhitungan perkiraan umur batuan dengan *radiometric* di Lapangan “X”. Namun demikian, batuan metamorf di Sumatera Tengah pada umumnya berumur Karbon – Jura sedangkan intrusi granit berumur Eosen. Tidak ada minyak yang bernilai ekonomis dari batuan dasar tersebut.

Hampir seluruh formasi yang ada di Cekungan Sumatera Tengah dapat dijumpai pada sumur-sumur di Lapangan “X”. Secara stratigrafi, formasi-formasi yang terdapat pada lapangan ini antara lain dapat dilihat pada (Gambar 3.2.)

1. Formasi Pematang

Formasi ini merupakan formasi tertua yang tertembus oleh sumur-sumur pada Lapangan “X”. Letaknya tidak bersesuaian dengan kompleks batuan dasar pra tersier dengan *litologi* dan komposisinya tanpa adanya fosil, aneka warna batuan *clay* dari ukuran halus sampai kasar pada lapisan *shally* yang kompak berasal dari batuan dasar.

2. Formasi Menggala

Formasi ini di perkirakan berumur Miosen Awal yang diendapkan secara tidak selaras di atas kelompok Pematang. Formasi Menggala tersusun atas batupasir halus-kasar bersifat konglomeratan yang diendapkan pada *fluvial-braided stream* dan secara lateral ke arah Utara berubah menjadi *marine deltaic*. Formasi ini berubah secara lateral dan vertikal ke arah barat menjadi *marine shale* yang termasuk dalam formasi Bangko.

3. Formasi Bangko

Formasi ini berumur Miosen Awal (N5) yang diendapkan selaras di atas formasi Menggala. Litologinya berupa serpih abu-abu yang bersifat gampinga berseling dengan batupasir halus-sedang. Formasi ini diendapkan pada lingkungan *estuarine* dengan ketebalan mencapai 300 kaki.

4. Formasi Bekasap

Formasi Bekasap diendapkan secara selaras di atas formasi Bangko. *Litologi* batuan pada formasi ini berupa serpih abu-abu yang bersifat gampingan berselingdengan batupasir halus-sedang. Formasi ini diperkirakan berumur Miosen Awal(N6) dan kadang ditemukan juga lapisan tipis batubara dan batu gamping. Formasi Bekasap diendapkan pada daerah *interdal*, *estuarin*, dan *inner neritic* hingga *middle-outer neritic*, dengan ketebalan 100 kaki.

5. Formasi Duri

Formasi ini berumur Miosen Awal (N7-N8) yang diendapkan selaras di atas formasi Bekasap. Merupakan bagian teratas dari kelompok Sihapas, walaupun pada beberapa tempat mempunyai umur yang sama dengan formasi Bekasap. *Litologi* batuan pada formasi ini berupa batupasir berukuran halus-sedang berseling dengan serpih dan sedikit batu gamping. Lingkungan pengendapan formasi Duri adalah *barrier bar complex* dan *delta front* dengan ketebalan mencapai 900 kaki.

6. Formasi Telisa

Formasi ini diendapkan secara selaras di atas formasi Bangko, memiliki hubungan menjari dengan formasi Duri dan formasi Bekasap. Formasi ini tersusun oleh sebagian besar batu lempung dan sisipan minor oleh batu lanau. Formasi Telisa diendapkan pada lingkungan laut dangkal dengan ketebalan 1600 kaki, dan dikenal sebagai batuan tudung dari reservoir kelompok Sihapas di cekungan Tengah Sumatera. Bagian bawah sampai tengah dari formasi Telisa yang berumur Miosen Awal (N6-N11) didominasi oleh batu lempung dengan.

7. Formasi Petani Gas

Formasi Petani diendapkan secara tidak selaras diatas formasi Telisa dan menggambarkan fase regresif dari siklus pengendapan Cekungan Sumatera Tengah. Formasi ini diendapkan mulai dari lingkungan laut dangkal sampai lingkungan delta yang menunjukkan regresi air laut. Pengendapannya ditandai oleh *Duri Event* yaitu periode non deposisi karena adanya tektonik besar pada kala Miosen Tengah. Formasi Petani tersusun oleh batu lempung abu-abu kehijauan, lapisan batupasir, batu gamping dijumpai pada bagian bawah, batubara banyak

dijumpai di bagian atas dan terjadi pada saat pengaruh laut semakin berkurang.

3.4. KARAKTERISTIK RESEVOIR

Karakteristik dari reservoir di lapangan “X” berdasarkan pada wadah, isi dan kondisi yang ada pada lapangan tersebut.

3.4.1 Karakteristik Batuan Reservoir

Sumur kajian di lapangan “X” terletak pada lapisan D, lapisan penghasil minyak dan air struktur D berasal dari formasi Manggala berdasarkan evaluasi geologi formasi manggala yang lapisannya sudah terbukti menghasilkan minyak adalah lapisan B, C, D1 dan D2 formasi manggala ini tersusun atas batuan pasir halus kasar bersifat konglomeratan yang di endapkan pada *fluvial-braided stream* dan secara lateral ke arah utara berubah menjadi *marine deltaic*. Formasi ini berubah secara lateral dan vertikal ke arah Barat menjadi *marine shale* yang termasuk dalam formasi Bangko.

3.4.2. Karakteristik Fluida Reservoir

Pada umumnya di lapangan “X” ini fluidanya yaitu minyak, air dan gas untuk perhitungan original oil in place (OOIP) nya menggunakan persamaan. Dengan pada saat awal Produksi (1969) = 10855 BFPD. Kondisi suatu reservoir tergantung pada tekanan dan temperature di mana semakin dalamnya suatu lubang bor maka semakin tinggi tekanan dan temperature pada reservoir ini temperaturnya berkisar antara 200 – 300° F dengan tekanan 2000- 4000 psi.

3.5. SEJARAH PRODUKSI SUMUR X

Sumur pada lapangan “X” merupakan salah satu sumur yang mulai berproduksi pada Tahun 1969. Perforasi dilakukan pada formasi Menggala dengan produksi awal pada Tahun (1969) = 10855 BFPD sumur ini di selesaikan sebagai penghasil minyak. Sumur di lapangan ini menggunakan system produksi artificial lift berupapompa ESP.

BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN

Pekerjaan *workover* terakhir dilakukan di sumur X pada tahun 2006 menunjukkan kehilangan produksi sebesar 150 bopd setelah di tutup interval bagian bawah dengan semen, dan diproduksi dari satu lapisan D1600. Analisa COWC terakhir dari sumur yang baru di bor dilapangan X menggambarkan pada 1158' TVS SS atau 1618 ft MD hanya 6 ft di atasnya yang sudah dilakukan *completion*. Karena itu sumur diproduksi menggunakan ukuran pompa yang sama yang di produksi dari satu lapisan (D1600), pastinya beberapa sumur mengalami permasalahan terhadap *water conning*, untuk mengatasi hal tersebut adalah dengan melakukan *reperforate* pada lapisan D1740 dengan menutup dengan *squeeze off* lapisan D1740.

4.1. DATA SUMUR X

Tabel 4.1 Data sumur X

<i>Well name</i>	X
<i>Well type</i>	<i>Vertikal</i>
<i>Well status</i>	<i>ON</i>
<i>Total depth (TD), ft</i>	1954
<i>Plug Bottom Total Depht (PBTD), ft</i>	1851
<i>Packer set, ft</i>	1650
<i>Formation pressure, psi</i>	425
<i>Bottom hole temperature, °F</i>	156
<i>Fluid weight, ppg</i>	8,9
<i>Interval, ft</i>	1508-1510 (<i>squeeze</i>) 1588-1590 (<i>squeeze</i>) 1598-1612 (<i>open</i>) 1612-1619 (<i>squeeze</i>) 1668-1676 (<i>open</i>) 1688-1690 (<i>squeeze</i>) 1697-1704 (<i>open</i>) 1732-1734 (<i>squeeze</i>) 1743-1755 (<i>open</i>) 1766-1779 (<i>open</i>) 1791-1798 (<i>open</i>) 1798-1804 (<i>squeeze</i>)

<i>Working fluid level, ft</i>	829
<i>Fluid over pump, ft</i>	696
<i>Fluid last test, bfpd</i>	1880
<i>Oil last test, bopd</i>	24
<i>Water cut las test, %</i>	98,7
<i>Pump installed</i>	GC2200/45 STGS/76 HP

Tabel 4.2 Data *interval* untuk di *squeeze off* di sumur X

<i>Interval, ft</i>	1598-1612 (D1600)
<i>Interval, ft</i>	1668-1676 (D1680)
<i>Interval, ft</i>	1697-1704 (D1710)

Data interval diatas ialah data perencanaan untuk squeeze off dalam pekerjaan squeeze cementing, terdapat tiga interval untuk di tutup, perencanaan penutupan interval tersebut akan di tutup dengan fluida semen sebagai berikut.

Tabel 4.3 Data *slurry Cement* untuk sumur X

Cement in casing	18,0058 bbl
Cement in formation	5,34 bbl
Total slurry	23,35 bbl

Berbagai zat additive juga ditambahkan dalam pekerjaan squeeze cementing ini. Sesuai dengan jumlah bubuk semen yaitu sebanyak 23 bbl, maka digunakan additive seperti yang dijabarkan pada table di bawah.

Tabel 4.4 zat additive

Tipe material	Material	satuan
SI-F	High temp additive	BWOC
Bent	Prehydrated gel	BWOW
Halad 344L	Fluid loss control	BWOC
CFR 3L	Friction reducer	BWOC
HR 6L	Retarder	BWOC
D water2	Defoamer	BWOC

4.2. EVALUASI PENGGUNAAN MASING MASING PACKER SQUEEZE DISUMUR X

Pekerjaan *squeeze* yang dilakukan pada sumur X pada interval 1598-1612 (D1600), 1668-1676 (D1680) dan 1697-1704 (D1710) adalah menutup interval yang sudah tidak efektif lagi dan masalah yang timbul itu adalah dari lapisan (D1600), maka perlu mengisolasi zona produksi dengan *cementing* untuk mengurangi produksi air yang berlebih.

Squeeze cementing yang dilakukan pada sumur X adalah *squeeze* dengan metode *packer* dan *packer* yang digunakan adalah *packer* G6, RBP dan RTTS dan perlu dilakukan evaluasi terhadap penggunaan masing-masing *packer* terhadap pekerjaan *squeeze* di sumur X.

Evaluasi hasil penyemenan dilakukan untuk mengetahui keberhasilan dari penyemenan yang dilakukan, berdasarkan *volume* semen yang ter-*squeeze* dan *compressive strength* semen, setelah *slurry* melewati WOC (*waiting on cement*) selama 24 jam. Uji ini dilakukan dengan *Positive test* Pada pekerjaan *squeeze* dengan metode *packer* di usmur X menggunakan 3 *packer* yang di ambil dari *shope* atau tempat penyimpanan *tool-tool* di perusahaan *oil company*, dimana ketiga *packer* tersebut akan dipilih mana yang lebih cocok digunakan pada pekerjaan *squeeze* di sumur X, dan hasil evaluasi untuk masing-masing *packer* terdapat dibawah ini:

4.2.1. Evaluasi terhadap packer G6

Pada pekerjaan *squeeze* di sumur X pengesetan *packer* ini membutuhkan $\frac{1}{4}$ kali putaran untuk membuka atau mengembangkan *upper* dan *lower slip*, *packer* ini di *running* tandem dengan *packer* 7" RTTS, 7" *packer* RTTS pada pekerjaan ini berfungsi sebagai *packer* pengetes, dalam proses pekerjaan pengesetan *packer* ini awalnya mengalami kesukaran dalam proses pengesetan dengan memberikan *tension* sebesar 20000 lbs dan *compression* sebesar 14000 lbs akhirnya *packer* ini berhasil di set pada kedalaman 1724 ft, dengan melakukan pengesetan 7" *packer* RTTS pada kedalaman 1712 ft untuk melakukan pengetesan 7" *packer* G6, *packer* ini mengalami kegagalan untuk menahan *pressure* di 500 *psi* dan mengalami kebocoran, dengan melakukan *re-set* di berbagai tempat tetap

mengalami kebocoran. Dari hasil evaluasi ini 7" packer G6 tidak cocok di gunakan pada sumur X dengan kondisi *rubber packer* tidak mengijinkan dipakai pada temperatur disumur X.

4.2.2. Evaluasi terhadap packer RBP

RBP Packer adalah jenis packer *retrievable* yang banyak digunakan dalam industry perminyakan, dimana packer ini didesain tahan terhadap timbunan pasir dan packer ini dalam setting nya membutuhkan 1/4 kali putaran untuk mendudukan *upper* dan *lower slipnya*, pada pekerjaan *squeeze* di sumur X packer ini di set pada kedalaman 1706 ft di hantar dengan tubing 3-1/2" koneksi sebanyak 56 jts dan di tandem dengan 7" packer RTTS, dengan memberikan *tension* sebesar 18000 lbs dan *compression* sebesar 12000 lbs packer ini dapat diset pada kedalaman 1720 ft, untuk melakukan pengetesan packer ini 7" packer RTTS di set pada kedalaman 1709 ft 7" RBP packer mampu menahan *pressure* sebesar 500 psi *holding* selama 15 menit dan packer ini berhail digunakan sebagai penyekat bagian bawah dari pada *interval* ynag mau di *squeeze*. Dengan melakukan penimbunan pasir sebanyak 15 ft sebagai *safety* dari pada upper slip tidak tersemen penyemenan berhasil dilakukan dan interval dapat *terqueue*, dari hasil evaluasi terhadap penggunaan packer ini, 7" packer RBP cocok digunakan pada kondisi tempertaur disumur X.

4.2.3. Evaluasi terhadap packer RTTS

RTTS packer adalah jenis packer yang paling banyak digunakan di dunia perminyakan selama 60 tahun belakangan ini, tetapi packer ini tidak di desain untuk packer temporary plug pada pekerjaan *squeeze* karena tidak tahan terhadap kepasiran apabila di *dump sand* lebih kurang setinggi 15 ft dan packer ini lebih cocok digunakan untuk pekerjaan *pressure test* atau pekerjaan *swab test interval*.

4.2.4. Test positive terhadap Packer RBP

Dalam proses setelah pengesetan packer RBP yang di *running* tandem dengan RTTS packer, RBP di gantungkan dengan *retravelling tool (RTV Tool)* sebagai penerus putaran *setting* antara *tubing*, RTTS packer ke RBP Packer. Setelah Rbp packer di set dikedalaman 1706ft dengan 56jts *tubing*, rttts packer di *rise up* dan di set pada *blank casing* dikedalaman 1709 ft, lalu dilakukan *test*

positive yaitu dengan memompakan fluida air dengan menggunakan *rig pump* melalui *discharge line* pompa melalui *house* yang dikoneksi ke *circulation head* dengan tekanan sebesar 6000 psi lalu di *hold* selama 15 menit, apabila RBP packer dapat menahan *pressure* sebesar 6000 psi RBP packer berhasil digunakan untuk pekerjaan *squeeze cementing* dan lalu kemudian dilanjutkan dengan pemompaan semen memulai pekerjaan *squeeze cementing*.

4.2.5. Pengesetan interval setelah test positive berhasil

Interval yang telah di *squeeze* lalu di *drill out (DOC)* untuk pengesetan interval yang telah di *squeeze* dilakukan *test positive* kembali dengan memompakan fluida air dengan menggunakan *rig pump* melalui *discharge line* pompa melalui *house* yang di koneksikan ke *circulation head* dengan tekanan sebesar 6000 psi lalu di tahan selama 15 menit. Apabila tekanan 500psi bias bertahan selama 15 menit maka interval *squeeze* berhasil di lakukan.

4.3. PERBANDINGAN MASING-MASING PACKERSQUEEZE DI SUMUR X



Gambar 4.1 Packer G6 (By. Halliburton)

Halliburton Guiberson® G-6 packer adalah *double-grip, retrievable, single-stringpacker* dirancang untuk digunakan di *waterflooding* dalam rangka untuk meningkatkan pemulihan minyak. Karena banyak sumur-sumur dangkal yang di kerjakan, *packer* di desain dengan *packing element* untuk di tekan dengan *tension tubing* atau kompresi pada *packer*. *Double grip* tersedia ditinggal dengan tubing pada saat kompresi.

Aplikasi:

1. Cocok untuk *project Enhance Oil Recovery*
2. Digunakan pada CO₂ dan *Steam injection* dengan *specific elastomer system*.
3. Penurunan tekanan hingga 5000 psi (34,45 Mpa).

Gambaran :

1. Pendek, panjang yang ideal.
2. Cocok dengan *coating plastic*.
3. *Internal bypass valvet* ersedia pada saat *running, releasing, dan retrieving*.
4. *System packing element* yang *innovative* untuk proses penekanan.
5. *Slip* di desain untuk menahan gaya dari arah yang berlawanan, ketika menduduk kan slip dari tekanan rendah yang tersisa pada peralatan.
6. *Emergency shear release*.
7. *Fiture Take up* menimbulkan perbedaan tekanan untuk menurunkan dan mengunci pada saat penambahan kompresi pada *element*.

Kegunaan :

1. Membutuhkan $\frac{1}{4}$ putaran dari pada tubing pada saat *set* atau *release packer*.
2. *Tension* atau kompresi adalah *rubber system*.
3. *Tubing* dapat di *space out* pada saat *tension, neutral, atau kompresi*.
4. Dapat di *run* bervariasi dengan peralatan kompleksi sumur.

Pengoperasian :

1. *Packer G6* di *set* dengan cara menurunkan *packer* dengan *tubing* pada kedalaman tertentu.

- Penggunaan *packer* adalah $\frac{1}{4}$ putaran kekanan dari pada tubing pada saat *packer* diangkat, buka *internal bypass valve* untuk menyamakan tekanan yang ada didalam *packer*. Diikuti dengan mengangkat untuk me-*release packer* dan *automatic r-J packer* pada posisinya.

Tabel 4.5 Spesifikasi *Packer G6*

Casing Size		Casing Weight		Packer OD		Minimum ID		Tubing Size	
in.	mm	lb/ft	kg/m	in.	mm	in.	mm	in.	mm
4	101.60	9.25 to 11.6	13.77 to 17.26	3.295	83.69	1.545	39.24	1.90	48.26
4 1/2	114.30	9.5 to 13.5	14.14 to 20.09	3.75	98.17	1.94	49.22	2 3/8	60.33
5	127.00	11.5 to 15	17.11 to 22.32	4.25	107.95	1.94	49.22	2 3/8	60.33
		15 to 18	22.32 to 26.79	4.13	104.78				
5 1/2	139.70	13 to 15.5	19.35 to 23.07	4.75	120.65	1.94 or 2.44	49.22 or 61.93	2 3/8 or 2 7/8	60.33 or 73.03
		17 to 20	25.30 to 29.76	4.63	117.48				
		20 to 23	29.76 to 34.22	4.50	114.30				
5 3/4	146.10	17 to 20	25.30 to 29.76	4.85	123.19	1.94	49.22	2 3/8	60.33
6 5/8	168.30	17 to 24	25.30 to 35.72	5.69	144.45	2.50	63.50	2 7/8	73.03
		26 to 32	38.67 to 47.62	5.50	139.70				
7	177.80	17 to 20	25.30 to 29.76	6.13	155.58	1.94 or 2.50 or 3.00	49.22 or 63.50 or 76.20	2 3/8 or 2 7/8 or 3 1/2	60.33 or 73.03 or 88.90
		22 to 26	32.74 to 38.69	6.00	152.40				
		28 to 32	41.67 to 47.62	5.88	149.23				
7 5/8	193.70	20 to 26.4	29.76 to 39.29	6.69	169.88	2.50	63.50	2 7/8	73.03
		29.7 to 39	44.20 to 58.04	6.44	163.53				
8 5/8	209.10	28 to 36	41.67 to 53.57	7.56	192.10	3.00	76.20	3 1/2	88.90
		40 to 49	59.53 to 72.92	7.38	190.50				
9 5/8	244.50	32.3 to 40	48.07 to 59.53	8.50	215.90	4.00	101.60	4 1/2	114.30
		43.5 to 47	64.74 to 69.94	8.38	212.72				
		53.5	79.62	8.25	209.55				

4.3.2. Packer RBP

Aplikasi :

- Digunakan sebagai *temporary plug packer* pada pekerjaan *workover* (*swab, squeeze dan treating*).
- Cocok pada kondisi sumur yang temperatur tinggi.
- Terdiri dari *packer type seal element, mechanical slip* dan *large area bypass*.
- Sangat mudah dioperasikan

Gambaran :

- RBBP *packer* dapat di *run* sendiri atau bisa dikombinasikan dengan *packer* lain (RTTS dan CHAMP).

2. *Packer* ini dapat di set menggunakan *tubing* dan di *release* menggunakan *tubing* dan bisa dilakukan pengesetan atau *release* yang di kombinasikan menggunakan *packer* lain.



Gambar 4 2 Packer Rbp (By. Halliburton)

Tabel 4.6 Spesifikasi *Packer RBP*

Casing Size in.	Bridge Plug Main Body OD in. (cm)	End Connections	Nominal Casing Weight lb/ft	Minimum Casing ID in. (mm)	Maximum Casing ID in. (mm)	Length in. (cm)	Tensile Rating* lb (kg)	Working Pressure Rating* psi (MPa)
4 1/2	3.75 (9.53)	2 7/8 In. 8 Rd EU x 2 3/8 In. 8 Rd EU	9.5 - 13.5	3.920 (99.57)	4.090 (103.89)	109.16 (277.27)	65,200 (29 574)	10,000 (68.95)
5	4.35 (11.05)	2 7/8 In. 8 Rd EU x 2 3/8 In. 8 Rd EU	11.5	4.560 (115.82)	4.778 (121.36)	99.43 (227.15)	65,200 (29 574)	10,000 (68.95)
	4.25 (10.79)	2 7/8 In. 8 Rd EU x 2 3/8 In. 8 Rd EU	13 - 15	4.408 (111.96)	4.494 (114.15)	99.43 (227.15)	65,200 (29 574)	10,000 (68.95)
	3.93 (9.98)	2 7/8 In. 8 Rd EU x 2 3/8 In. 8 Rd EU	18 - 21.4	4.126 (104.80)	4.276 (108.61)	99.43 (227.15)	65,200 (29 574)	10,000 (68.95)
5 1/2	4.60 (11.68)	2 7/8 In. 8 Rd EU x 2 3/8 In. 8 Rd EU	13 - 20	4.778 (121.36)	5.044 (128.12)	99.43 (227.15)	65,200 (29 574)	10,000 (68.95)
	4.35 (11.05)	2 7/8 In. 8 Rd EU x 2 3/8 In. 8 Rd EU	20 - 23	4.560 (115.82)	4.778 (121.36)	99.43 (227.15)	65,200 (29 574)	10,000 (68.95)
6 5/8	5.43 (13.79)	2 7/8 In. 8 Rd EU x 2 3/8 In. 8 Rd EU	24 - 32	5.675 (144.15)	5.921 (150.39)	99.43 (227.15)	65,200 (29 574)	10,000 (68.95)
7	5.65 (14.35)	2 7/8 In. 8 Rd EU x 2 3/8 In. 8 Rd EU	17 - 38	5.920 (150.37)	6.538 (166.07)	99.43 (227.15)	65,200 (29 574)	10,000 (68.95)
7 5/8	6.35 (16.13)	2 7/8 In. 8 Rd EU x 2 3/8 In. 8 Rd EU	20 - 39	6.625 (168.28)	7.125 (180.98)	99.43 (227.15)	65,200 (29 574)	10,000 (68.95)
8 5/8	7.04 (17.88)	3 1/2 In. API IFTJ x 2 3/8 In. 8 Rd EU	49 - 56	7.313 (185.75)	7.511 (190.78)	108.83 (276.43)	117,800 (53 433)	7,500 (51.71)
9 5/8	8.15 (20.70)	3 1/2 In. API IFTJ x 2 3/8 In. 8 Rd EU	29.3 - 53.5	8.535 (216.79)	9.063 (230.20)	108.83 (276.43)	117,800 (53 433)	7,500 (51.71)
10 3/4	9.40 (23.88)	3 1/2 In. API IFTJ x 2 3/8 In. 8 Rd EU	32.75 - 55.5	9.760 (247.90)	10.192 (258.88)	108.83 (276.43)	117,800 (53 433)	7,500 (51.71)
	8.85 (22.48)	3 1/2 In. API IFTJ x 2 3/8 In. 8 Rd EU	60.7 - 80.8	9.250 (234.95)	9.660 (245.36)	106.18 (269.70)	117,800 (53 433)	7,500 (51.71)

4.3.3. Packer RTTS

Packer RTTS adalah *packer full opening* yang digunakan untuk pengetes pada pekerjaan *squeeze* di sumur X dan tidak cocok sebagai *packer temporary plug*, packer ini mempunyai kelebihan dan kekurangannya diantaranya:

Aplikasi:

5. Digunakan untuk *testing packer* pada pekerjaan *workover* (*swab, squeeze dan treating*).
6. Tidak cocok sebagai *packer temporary plug*.
7. *Valve* secara otomatis terkunci dalam posisi tertutup ketika *packer terset*.

Gambaran:

1. Desain *full opening* dari *mandril packer*, *fluid* besar dipompa melalui *tool*.
2. *Gun type tubing* dan *wire line* jenis lain bisa di *run* melalui *packer*.
3. *Packer* bisa di *set* dan di ubah-ubah posisinya berkali-kali.
4. Opsional katup sirkulasi terkunci pada posisi terbuka atau tertutup selama operasi *squeeze* atau perawatan dan terbuka dengan mudah untuk memungkinkan sirkulasi di atas *packer*.



Gambar 4.3 Packer RTTS (By. Halliburton)

Tabel 4.7 Spesifikasi *Packer RTTS*

Casing Size in.	Packer Main Body OD in. (mm)	Packer ID in. (mm)	Nominal Casing Weight lb/ft	Minimum Casing ID in. (mm)	Maximum Casing ID in. (mm)	Length in. (mm)	Tensile Rating* lb (kg)	Max working pressure psi (MPa)
2 3/8	1.81 (46)	0.6 (15.2)	4.60	1.93 (49.0)	2.029 (51.5)	35.45 (900)	28,700 (13,018)	10,000 (68.95)
2 7/8	2.22 (56.4)	0.75 (19.1)	6.50	2.372 (60.3)	2.493 (63.3)	28.44 (722)	38,300 (17,373)	10,000 (68.95)
	2.1 (53.3)	0.6 (15.2)	7.9 - 8.7	2.172 (55.2)	2.353 (59.3)	35.46 (901)	54,463 (24,704)	10,000 (68.95)
3 1/2	2.93 (74.4)	0.62 (15.7)	5.70	3.15 (80)	3.197 (81.2)	32.53 (826)	63,900 (28,940)	10,000 (68.95)
	2.7 (68.6)	0.62 (15.7)	9.2 - 10.2	2.942 (72.2)	3.037 (77.1)	32.53 (826)	63,900 (28,940)	10,000 (68.95)
	2.5 (63.5)	0.62 (15.7)	13.30	2.668 (67.9)	2.809 (71.4)	32.53 (826)	63,900 (28,940)	10,000 (68.95)
4	3.18 (80.8)	1.12 (28.4)	9.5 - 11.6	3.35 (85.1)	3.599 (91.4)	52.68 (1,338)	73,958 (33,584)	10,000 (68.95)
	3.06 (77.7)	0.875 (22.2)	12.5 - 15.7	3.144 (79.9)	3.441 (87.4)	50.30 (1,278)	63,200 (28,667)	10,000 (68.95)
4 1/2	3.89 (98.8)	1.8 (45.7)	9.50	3.941 (100.1)	4.154 (105.5)	51.85 (1,317)	77,077 (34,962)	10,000 (68.95)
	3.75 (95.3)	1.8 (45.7)	11.6 - 13.5	3.852 (97.9)	4.041 (102.6)	51.85 (1,317)	77,077 (34,962)	10,000 (68.95)
	3.55 (90.2)	1.8 (45.7)	15.1 - 17.1	3.657 (92.9)	3.903 (99.1)	49.27 (1,252)	107,059 (48,562)	10,000 (68.95)
5	4.25 (108.0)	1.8 (45.7)	11.5 - 13	4.43 (112.5)	4.56 (115.8)	48.10 (1,222)	84,649 (38,397)	10,000 (68.95)
	4.06 (103.1)	1.8 (45.7)	15 - 18	4.194 (106.5)	4.486 (113.9)	48.35 (1,228)	86,026 (39,021)	10,000 (68.95)
	3.89 (98.8)	1.8 (45.7)	21.40	4.031 (102.4)	4.219 (107.2)	51.85 (1,317)	77,077 (34,962)	10,000 (68.95)
	3.78 (95.3)	1.8 (45.7)	23.20	3.945 (100.2)	4.145 (105.3)	51.85 (1,317)	77,077 (34,962)	10,000 (68.95)
5 1/2	4.55 (115.6)	1.9 (48.3)	13 - 20	4.894 (124.5)	5.102 (129.6)	48.61 (1,235)	142,344 (64,567)	10,000 (68.95)
	4.4 (111.8)	1.8 (45.7)	20 - 23	4.577 (116.3)	4.867 (123.6)	48.10 (1,222)	84,649 (38,397)	10,000 (68.95)
	4.25 (107.9)	1.9 (48.3)	23 - 26	4.444 (112.9)	4.765 (121)	48.10 (1,222)	84,649 (38,397)	10,000 (68.95)
5 3/4	4.89 (124.2)	1.9 (48.3)	14 - 18	5.1 (129.5)	5.365 (136.3)	48.61 (1,235)	133,208 (60,423)	10,000 (68.95)
6	5.06 (128.5)	1.9 (48.3)	15 - 23	5.151 (130.8)	5.599 (142.2)	48.61 (1,235)	142,344 (64,567)	10,000 (68.95)
	4.89 (124.2)	1.9 (48.3)	20 - 26	5.034 (127.9)	5.388 (136.9)	48.61 (1,235)	133,200 (60,419)	10,000 (68.95)
6 5/8	5.65 (143.5)	2.38 (60.3)	17 - 20	5.799 (147.3)	6.551 (186.4)	54.22 (1,377)	160,810 (72,943)	10,000 (68.95)
	5.43 (137.9)	1.9 (48.3)	24 - 32	5.567 (141.4)	5.98 (151.9)	48.61 (1,235)	133,208 (60,423)	10,000 (68.95)

4.4. PERBANDINGAN KEEFEKTIFAN

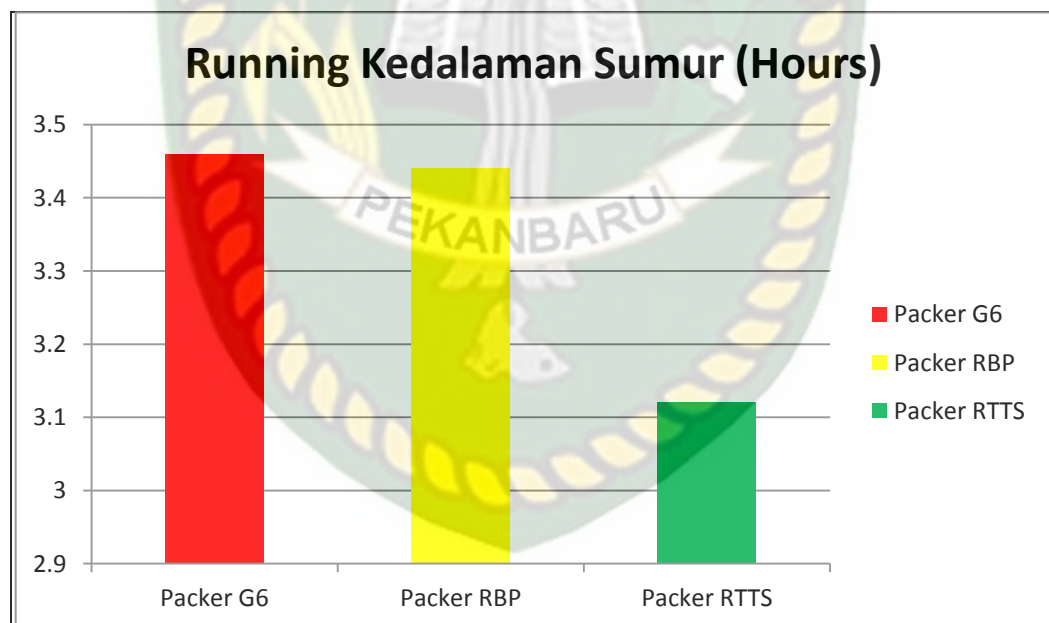
Untuk mengetahui seberapa besar kontribusi yang diberikan oleh masing-masing packer pada pekerjaan *squeeze* menggunakan packer di sumur X, untuk itu perlu dilakukan analisis keefektifan terhadap beberapa aspek dibawah:

4.4.1. Waktu penggunaan packer

Dilihat dari segi waktu penggunaan untuk masing-masing packer pada pekerjaan *squeeze* di sumur X, waktu yang digunakan baik dalam proses *runningset* dan *re-set* pada packer mempunyai waktu yang berbeda-beda seperti yang terlihat dalam tabel 4.5 dan hasil perhitungan dapat dilihat pada lampiran.

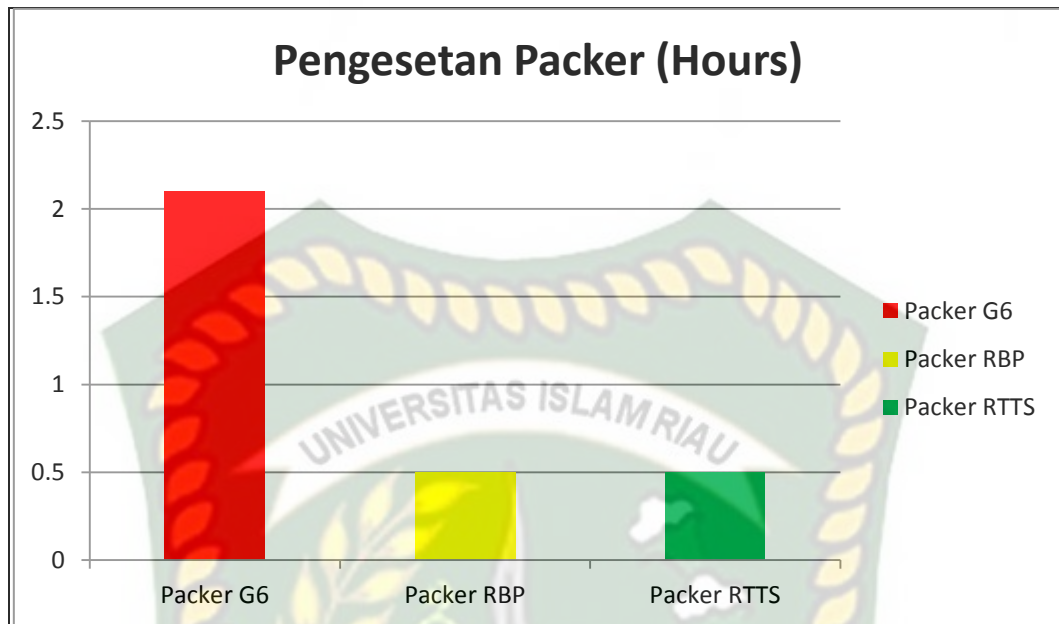
Tabel 4.8 Perbandingan waktu penggunaan masing-masing *packer*

No	Nama Packer	Total joint tubing	Waktu Run kedalam sumur	Waktu pengesetan	Waktu release
1	Packer G6	58 jts	3hrs,46mnt	2hrs,10mnt	1hrs
2	Packer RBP	58 jts	3hrs,44mnt	0hrs, 50mnt	0hrs, 40 mnt
3	Packer RTTS	57 jts	3hrs,12mnt	50 mnt (Test Packer)	0hrs, 25mnt



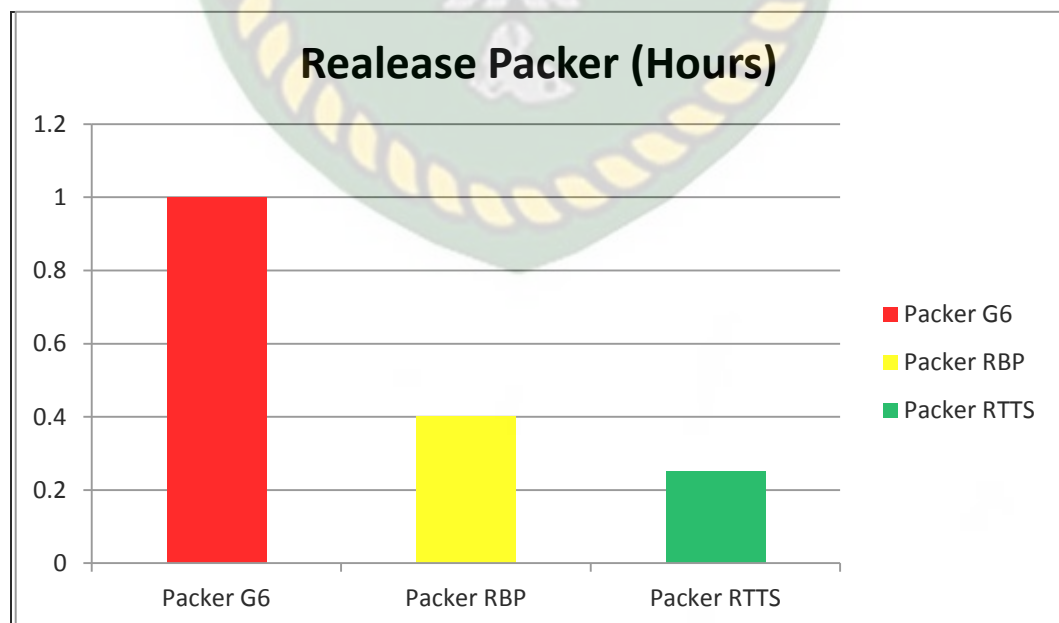
Grafik 4.1 Perbandingan waktu *running* packer

Dari grafik 4.1 dapat dilihat perbandingan untuk masing-masing *packer* di masukkan kedalam sumur, dimana dilihat dari segi keekonomiannya dalam waktu *running* kedalam sumur packer RBP adalah packer yang lebih efisien dalam segi waktu *running* digunakan di sumur X.



Grafik 4.2 Perbandingan waktu pengesetan packer

Dari grafik 4.2 dapat dilihat perbandingan untuk masing-masing packer di dalam segi waktu pengesetan, dimana dilihat dari segi keekonomiannya dalam waktu pengesetan packer RBP adalah packer yang lebih efisien dan cocok digunakan di sumur X.



Grafik 4.3 Perbandingan waktu release packer

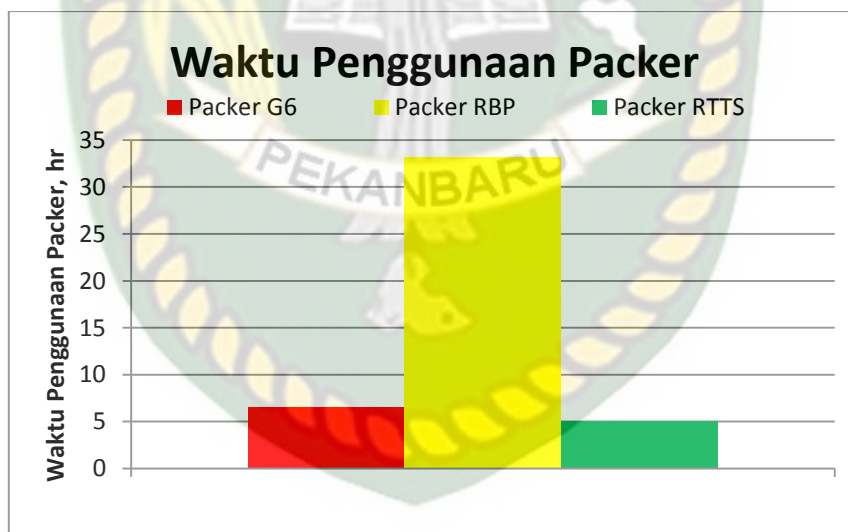
Dari grafik 4.3 dapat dilihat perbandingan untuk masing-masing packer di dalam segi waktu *release*, dimana dilihat dari segi keekonomiannya dalam waktu *release* packer RBP adalah packer yang lebih efisien dan cocok digunakan di sumur X.

4.4.2. Biaya penggunaan packer

Untuk melihat besarnya biaya yang akan dikenakan kepada masing-masing packer, perlu dilakukan analisis terhadap biaya penggunaan packer seperti terlihat pada tabel 4.6 dibawah ini.

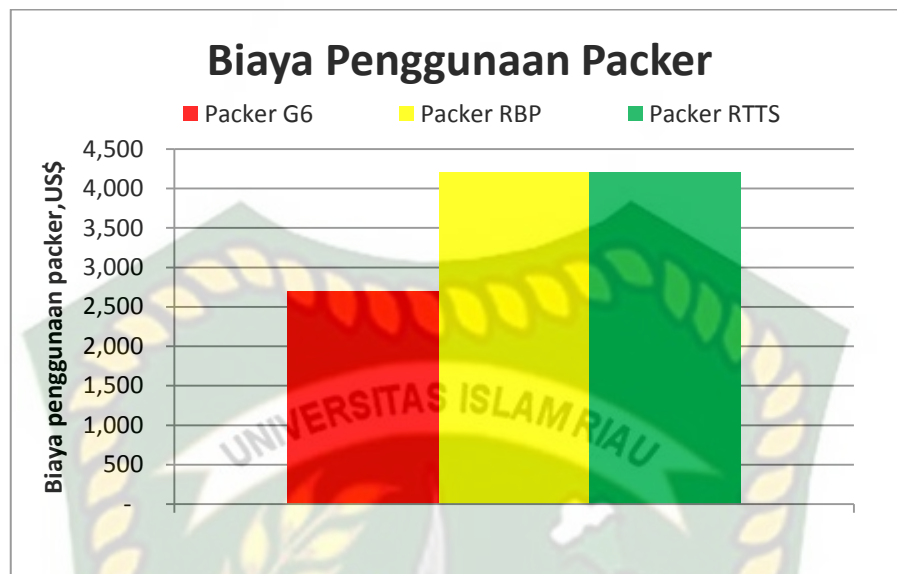
Tabel 4.9 Perbandingan biaya penggunaan masing-masing packer

No	Nama Packer	Waktu penggunaan	Biaya sewa packer	Hasil
1	Packer G6	6 hrs,23mnt	US\$ 2,700	Gagal
2	Packer RBP	33hrs,14mnt	US\$ 4,200	Baik
3	Packer RTTS	5hrs,20mnt	US\$ 4,200	Only Test



Grafik 4.4 Lamanya waktu penggunaan packer

Dari segi waktu penggunaan packer di sumur X, pada grafik 4.4 dapat dilihat packer RBP + RTTS adalah waktu penggunaan yang paling lama sampai pekerjaan *squeeze* di sumur X berhasil.



Grafik 4.5 Biaya penggunaan packer

Dari analisis biaya penggunaan packer pada grafik 4.5 packer G6 memiliki biaya terkecil tetapi packer tidak bisa digunakan di sebabkan packer bocor pada saat pengetesan (dalam hal ini pekerjaan *squeeze* menggunakan packer G6 adalah gagal), untuk packer RTTS packer ini hanya digunakan untuk *test pressure* saja (tidak ekonomis dipakai untuk pekerjaan *squeeze*), sedangkan packer RBP single maupun yang di tandem (RBP + RTTS) adalah packer yang ekonomis di pakai pada pekerjaan *squeeze* di sumur X dikarenakan walaupun biaya yang lebih besar dan pekerjaan yang dilakukan berhasil sampai pekerjaan *squeeze* selesai dilakukan.

4.4.3. Efisiensi pekerjaan *squeeze* dengan menggunakan packer

Untuk analisis keekonomisan dari segi efisiensi pekerjaan *squeeze* dengan menggunakan packer adalah packer RBP yang di tandem dengan packer RTTS adalah lebih efisien baik dari segi waktu running kkedalam sumur, waktu pengesetan, waktu release dan juga dari segi biaya dimana packer ini mempunyai keunggulan lebih dari kedua packer yang lain (G6 dan RTTS).

BAB V

KESIMPULAN DAN SARAN

5.1. KESIMPULAN

Dari penelitian tugas akhir ini dapat ditarik beberapam kesimpulan sebagai berikut :

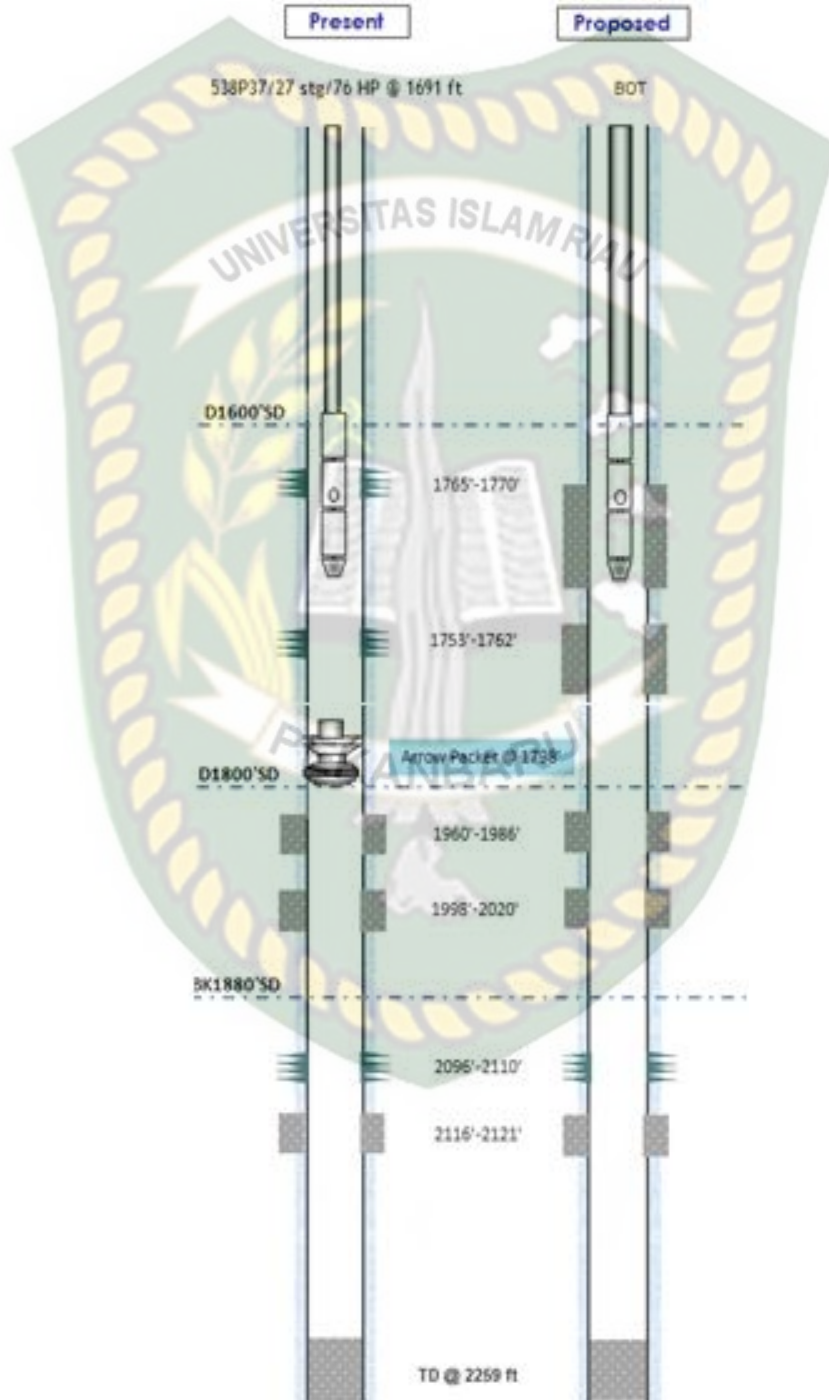
1. Dari hasil evaluasi *Squeeze of interval* dengan 5,24 bbl semen pada formasi terhadap masing-masing *packer* (G6, RBP dan RTTS), *packer* yang berhasil digunakan ialah *packer* RBP karena *Packer* ini mampu menahan tekanan Sebesar 6000 *Psi* selama kurang lebih 15 menit dengan radius injeksi sebesar 814,9 *ft* dan factor skin sebesar 1,05.
2. Dilihat dari segi keefektifan pemakaian, *packer* RBP memang memakan biaya lebih sebesar US\$ 1.500 dari pada *packer* G6 tetapi dalam proses pemakaian dan pemasangan *packer* RBP lebih menghemat waktu yaitu 1 jam lebih efektif untuk *setting* pemasangan, 2 menit lebih efektif untuk *running* kedalaman dan 20 menit lebih efektif untuk *realeas packer*.

5.2. SARAN

Untuk peneliti selanjutnya, apa bila meneliti dengan kasus yang sama di sarankan untuk membahas tingkat produktifitas produksi fluida setelah melakukan pekerjaan *squeeze cementing*.

LAMPIRAN

1. Schematic sumur X



2. **Perhitungan Besar Tekanan Injeksi air pada Test positive untuk packer G6**

1. Menghitung Radius injeksi

$$r = 43560 \sqrt{\frac{v}{7758 \cdot h \cdot \theta}} \cdot \frac{150}{7758 \cdot 5.0,35}$$

$$r = 43560 \sqrt{\frac{150}{7758 \cdot 5.0,35}} \cdot \frac{150}{7758 \cdot 5.0,35}$$

$$r = 814,9 \text{ ft}$$

2. Menghitung factor skin

$$S = \frac{T_{m1} - T_{ma}}{T_{ma}} \ln \frac{r_e}{r_w}$$

$$S = \frac{0,56 - 34}{34} \ln \frac{75}{814,9}$$

$$S = 1,05$$

3. Menghitung tekanan injeksi air

$$P = \frac{Q_w}{\Delta P}$$

$$P = \frac{60000}{100 - 90}$$

$$P = 6000 \text{ Psi}$$

3. **Perhitungan Besar Tekanan Injeksi air pada Test positive untuk packer RBP**

1. Menghitung Radius injeksi

$$r = 43560 \sqrt{\frac{v}{7758 \cdot h \cdot \theta}} \cdot \frac{150}{7758 \cdot 5.0,35}$$

$$r = 43560 \sqrt{\frac{150}{7758 \cdot 5.0,35}} \cdot \frac{150}{7758 \cdot 5.0,35}$$

$$r = 814,9 \text{ ft}$$

2. Menghitung factor skin

$$S = \frac{T_{m1} - T_{ma}}{T_{ma}} \ln \frac{r_e}{r_w}$$

$$S = \frac{0,56 - 34}{34} \ln \frac{75}{814,9}$$

$$S = 1,05$$

4. Menghitung tekanan injeksi air

$$P = \frac{Q_w}{\Delta P}$$

$$P = \frac{60000}{100-90}$$

$$P = 6000 \text{ Psi}$$

4. Komposisi Squeeze cementing

Kapasitas casing dan tubing

1. Kapasitas Casing

$$\text{Kapasitas Casing } 7'' = \frac{ID^2}{1029,4}$$

$$= \frac{6,366''^2}{1029,4}$$

$$= 0,0394 \text{ bbl/ft}$$

2. Kapasitas Tubing

$$\text{Kapasita Tubing } 31/2'' = \frac{ID^2}{1029,4}$$

$$= \frac{2,98''^2}{1029,4}$$

$$= 0,0086 \text{ bbl/ft}$$

Volume

1. Volume Cement in Casing

$$\text{Volume} = \frac{(ID)^2}{1029,4} \times L \rightarrow L = (\text{OE} - \text{Estimasi TOC})$$

$$= \frac{6,366''^2}{1029,4} \times (1671 - 1214)$$

$$= 18,0058 \text{ bbl}$$

2. Volume Cement in Formation

$$\text{Volume} = \text{Volume Hole} \times \text{Total Hole} \times 0,1781$$

$$= 0,30 \text{ cuft/hole} \times 100 \text{ hole} \times 0,1781$$

$$= 5,343 \text{ bbl}$$

3. Volume Total Slurry

$$\text{Volume} = \text{Volume Cement in Casing} + \text{Volume Cement in Formation}$$

$$= 18,0058 \text{ bbl} + 5,343 \text{ bbl}$$

$$= 23,35 \text{ bbl} = 131,101 \text{ cuft}$$

Sack of Cement Required

$$\begin{aligned} \text{Sack of Cement Required} &= \frac{\text{Volume Cement Slurry}}{\text{Slurry Yield}} \\ &= \frac{131.101 \text{ cuft}}{1.1 \text{ cuft/sack}} \\ &= 119.18 \text{ Sack} = 120 \text{ Sack} \end{aligned}$$

1. Penggunaan Additif dan Perhitungan Volume

1. Water Volume

$$\begin{aligned} \text{Volume} &= \text{Additif dalam gps} \times \text{Total sack semen} \\ &= 5 \text{ gps} \times 120 \text{ Sack} \\ &= 600 \text{ gal} = 14.286 \text{ bbl} \end{aligned}$$

2. Volume Anti Foam

$$\begin{aligned} \text{Volume} &= \text{Additif dalam gps} \times \text{Total sack semen} \\ &= 0.021 \text{ gps} \times 120 \text{ sack} \\ &= 2.52 \text{ gal} = 0.060 \text{ bbl} \end{aligned}$$

3. Volume Total Mixing Fluid

$$\begin{aligned} \text{Volume} &= \text{Additif dalam gps} \times \text{Total sack semen} \\ &= 5.021 \text{ gps} \times 120 \text{ Sack} \\ &= 602.52 \text{ gal} = 14.346 \text{ bbl} \end{aligned}$$

4. Berat Additif

1. Fluid Loss Agent

$$\begin{aligned} \text{FLA } 0.27\% \text{ BWOC} &= \% \text{ additive} \times 94 \text{ lb/sack} \times \text{Total Sack Semen} \\ &= 0.27\% \times 94 \text{ lb/sack} \times 120 \text{ sack} \\ &= 30.5 \text{ lb} = 0.33 \text{ sack} \end{aligned}$$

2. Friction Reducer

$$\begin{aligned} \text{FR } 0.59\% \text{ BWOC} &= \% \text{ additive} \times 94 \text{ lb/sack} \times \text{Total Sack Semen} \\ &= 0.59\% \times 94 \text{ lb/sack} \times 120 \text{ sack} \\ &= 30.5 \text{ lb} = 0.33 \text{ sack} \end{aligned}$$

3. Retarder

$$\begin{aligned}
 R\ 0.07\% \text{ BWOC} &= \% \text{ additive} \times 94 \text{ lb/sack} \times \text{Total Sack Semen} \\
 &= 0.07\% \times 94 \text{ lb/sack} \times 120 \text{ sack} \\
 &= 7.8 \text{ lb} = 0.083 \text{ sack}
 \end{aligned}$$

4. Suspending Agent

$$\begin{aligned}
 SA\ 0.25\% \text{ BWOC} &= \% \text{ additive} \times 94 \text{ lb/sack} \times \text{Total Sack Semen} \\
 &= 0.25\% \times 94 \text{ lb/sack} \times 120 \text{ sack} \\
 &= 28.2 \text{ lb} = 0.3 \text{ sack}
 \end{aligned}$$

4. Perbandingan Keefektifan Pemakaian Retrievable Packer

No	Packer	Total joint tubing	Running kedalam sumur	pengesetan	release	Biaya Sewa
1	G6	58 jts	3jam,46mnt	2jam,10mnt	1hrs	US\$ 2,700
2	Retrievable Bridge Plug	58 jts	3jam,44mnt	0jam, 50mnt	0hrs, 40 mnt	US\$ 4,200
Keunggulan Retrievable Bridge Plug			2 menit lebih cepat dari G6	1 jam lebih cepat dari G6	20 menit lebih cepat	US\$ 1,00 lebih mahal

DAFTAR PUSTAKA

- abraham, fendi, r., & andy. (2015). squeeze cementing operation to control oil prodction on well OKTA-36 field OKTA east java.
- API, & institut, A. p. (2005). Classification of cement for drill operation.
- Bauman. (2013). perforating gnshock, load production migration. *papper presented at SPE annual* .
- eubank, & makki. (1981). struktral geology of central sumatra back-arc basin. *Indonesia petroleum association* .
- franklin, C. T. (1994). Oil and gas operation.
- Heidrick, T. L., & Aulia, K. (1993). Struktrual and tectonic model of the coastal pains block, cental sumatra basin, indonesia.
- hoadly. (2011). squeeze cementing in a thermal carbonate steamflood in a ocean reservoir. *squeeze cementing* .
- Kemendikbud, k. p. (2013). Teknik Reservoir dan cadangan migas, Indonesia.
- king, g. e. (1996). An introduction to the basic of well completion, simulation and workover, Oklahoma.
- Kondratoff, L. (1990). Evaluationof foam cement Squeeze treatment for low pressure reservoir. *SPE papper* .
- Kunetz, J. P. (2012). Cementing additive for well completion porpouses.
- Kunetz, J. P. (2013). Cementing operations Plug cementing.
- Kunetz, J. P. (2013). Cementing unit tool for surface. *cementing additive and others* .
- Liu, H. (2014). Oil well perforation technology: stats andprospect. *Petroleum exploration and development* .

Metrosono, S., & Nayoan, G. A. (1974). The triary basinal area of central sumatra. indonesia petroleum association. proceedingannal convention. Jakarta.

nelson. (1990). well cementing. vol 28.

Nelson, E. B. (1990). Well cementing. Schlumberger edcation service Vol 2.

Nelson, E. B. (1990). well cementing, sugarland texas: schlumberger education service.

Property, H. (2005). G6 packer. *easy ways to use retrievable bridge* .

property, H. (2000). RTTS packer simple, versatile means for testing treating and squeeze operation.

Rubiandini, R. D. (2005). Basic petroleum engineering, bandung. LDI training.

smith, D. K. (1990). Cementing Squeeze. uSA : Association of petroleum engineering.

Toor, & Kuwait, o. c. (2011). Problem in Squeeze cementing. *SPE* .

Yehia, a. d. (2015). use of retrievable bridge with service packer in one stringe saves significant rig time. Society of Petroleum Engineers.