

**EVALUASI PEKERJAAN INJECTIVITY TEST
UNTUK MENENTUKAN METODE SQUEEZE CEMENTING
DALAM PEKERJAAN WATER SHUT OFF PADA SUMUR X**

TUGAS AKHIR

Diajukan guna melengkapi syarat dalam mencapai gelar Sarjana Teknik



Oleh

MOHAMMAD ADAM MUBAROK

NPM 173210807

PROGRAM STUDI PERMINYAKAN

UNIVERSITAS ISLAM RIAU

PEKANBARU

2022

**EVALUASI PEKERJAAN INJECTIVITY TEST
UNTUK MENENTUKAN METODE SQUEEZE CEMENTING
DALAM PEKERJAAN WATER SHUT OFF PADA SUMUR X**

TUGAS AKHIR

Diajukan guna melengkapi syarat dalam mencapai gelar Sarjana Teknik



Oleh

MOHAMMAD ADAM MUBAROK

NPM 173210807

PROGRAM STUDI PERMINYAKAN

UNIVERSITAS ISLAM RIAU

PEKANBARU

2022

HALAMAN PENGESAHAN

Tugas akhir ini disusun oleh:

Nama : Mohammad Adam Mubarak

NPM : 173210807

Program Studi : Teknik Perminyakan

Judul Tugas Akhir : Evaluasi Pekerjaan *Injectivity Test* Untuk Menentukan Metode *Squeeze Cementing* Dalam Pekerjaan *Water Shut Off* Pada 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

Pemimbing I : Idham Khalid., S.T., M.T (.....)

Penguji I : Dike Putra Ardianyah (.....)

Penguji II : Dr. Eng. Adi Novriansyah M.T (.....)

Diterapkan : Pekanbaru

Tanggal : 6 Agustus 2022

Disahkan Oleh:

KETUA PROGRAM STUDI

TEKNIK PERMINYAKAN

Novia Rita., S.T., M.T

PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR

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

Pekanbaru, 6 Agustus 2022



~~Mohammad Adam Mubarak~~
NPM :173210807



KATA PENGANTAR

Rasa syukur disampaikan kepada Tuhan Yang Maha Esa atas Rahmat dan Karunianya serta Taufik 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 maupun di perusahaan. Oleh karena itu saya ingin mengucapkan terimakasih kepada:

1. Almahum dan Almarhumah Orang tua saya Sumbadi dan Oon Konaah kakak dan adik saya Nisrina , Balqis dan Barron serta keluarga besar yang telah memberikan dukungan material maupun moral.
2. Bapak Idham Khalid., S.T., M.T selaku dosen pembimbing seminar proposal dan Tugas Akhir yang telah menyediakan waktu, Tenaga, dan pikiran untuk memberikan masukan dalam penyusunan Tugas Akhir ini.
3. Bapak Fauzy Acmad Mayanullah selaku Pembimbing lapangan yang telah membimbing saya, memberikan kemudahan dan masukan dalam menyelesaikan Tugas Akhir saya. Serta seluruh tim PetroChina International Jabung Ltd baik dari tim Drilling Engineer Mas Weka, Mas Setiadi dan Mas Dion yang membantu saya dalam mendapatkan data dan melakukan penelitian di perusahaan.
4. Ibu Fitrianti., ST., M.T selaku pembimbing akademik yang telah memberikan arahan, nasehat, penyemangat, dan masukan selama menjalani perkuliahan di Teknik Perminyakan.
5. Ketua serta sekretaris Prodi Teknik Perminyakan serta dosen-dosen yang sangat membantu terkait perkuliahan, ilmu pengetahuan dan hal lain yang tidak saya sebutkan satu persatu.
6. Abang dan kakak senior yang selalu membimbing dan mengarahkan bang Bakti Armansyah, Bang Muhammad Fadly, Bang Arie Minanda, Kak Putri Nilam Sari, Kak Dara Ayu Puspitasari, serta seluruh jajaran Migas Center dan teman teman 17 c serta grup berantah mitra sakinah.

Semoga Allah selalu melindungi dan membalas kebaikan semua pihak yang telah membantu saya. Semoga Tugas Akhir ini membawa manfaat bagi pengembangan ilmu pengetahuan.

Pekanbaru, 6 Agustus 2022



~~Mohammad Adam Mubarak~~



Dokumen ini adalah Arsip Milik :
Perpustakaan Universitas Islam Riau

DAFTAR ISI

HALAMAN PENGESAHAN	i
PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR	ii
KATA PENGANTAR	iii
DAFTAR ISI	v
DAFTAR GAMBAR	vii
DAFTAR TABEL	viii
DAFTAR SINGKATAN	ix
DAFTAR SIMBOL	x
ABSTRAK	xi
ABSTRACT	xii
BAB I PENDAHULUAN	1
1.1 Latar Belakang.....	1
1.2 Tujuan Penelitian.....	2
1.3 Manfaat Penelitian.....	3
1.4 Batasan Masalah.....	3
BAB II TINJAUAN PUSTAKA	4
2.1 <i>State Of The Art</i>	4
2.2 Metode Pekerjaan <i>Squeeze Cementing</i>	8
2.3 Perhitungan Bubur Semen.....	10
2.4 <i>Additive Cementing</i>	10
BAB III METODELOGI PENELITIAN	13
3.1. Metodologi Penelitian.....	13
3.2. Diagram Alir Penelitian.....	15
3.3. Lokasi Penelitian.....	16
3.4. Jadwal Penelitian.....	17
BAB IV PEMBAHASAN	18
4.1. Formasi Sumur X Lapangan Jabung.....	18
4.2. Evaluasi Hasil <i>Injectivity Test</i> dan Pekerjaan <i>Squeeze Cementing</i>	19
BAB V KESIMPULAN DAN SARAN	28
5.1 Kesimpulan.....	28

5.2 Saran 28
DAFTAR PUSTAKA 29



Dokumen ini adalah Arsip Milik :
Perpustakaan Universitas Islam Riau

DAFTAR GAMBAR

Gambar 2. 1 <i>Injectivity Test Chart Running Squeeze</i>	6
Gambar 3. 1 Lokasi Blok Jabung Petrochina	16
Gambar 4. 1 <i>Wellbore Diagram</i> Sumur X	18
Gambar 4. 2 Chart hasil <i>Injectivity Test</i> pada Sumur X Sumur X	19
Gambar 4. 3 <i>Perform Squeeze Cementing</i> Sumur X	26



Dokumen ini adalah Arsip Milik :

Perpustakaan Universitas Islam Riau

DAFTAR TABEL

Tabel 2. 1 Hasil <i>Injectivity Test</i>	5
Tabel 2. 2 Klasifikasi semen berdasarkan API	9
Tabel 3. 1 Jadwal Penelitian.....	17
Tabel 4. 1 Hasil <i>Injectivity Test</i> Sumur X Sumur X.....	19
Tabel 4. 2 Data <i>Petropysics Properties</i> Sumur X Sumur X.....	21
Tabel 4. 3 <i>Slurry Cement Requirement</i>	22
Tabel 4. 4 Material yang digunakan pada sumur X	24



DAFTAR SINGKATAN

<i>BBL</i>	<i>Barrel</i>
<i>BHST</i>	<i>Bottomhole Circulating Temperature</i>
<i>MD</i>	<i>Milli Darcy</i>
<i>BZF</i>	<i>Fluid Loss Control Agent</i>
<i>BZP</i>	<i>Defoamer</i>
<i>BZR</i>	<i>Retarder</i>
<i>BC</i>	<i>Bearden units of consistency</i>
<i>RIH</i>	<i>Run In Hole</i>
<i>SQZ</i>	<i>Squeeze</i>
<i>SPF</i>	<i>Shot Per Foot</i>
<i>GAL</i>	<i>Gallon</i>



DAFTAR SIMBOL

“	Satuan <i>inch</i>
°F	Derajat <i>Fahrenheit</i>
%	Persentase
Gps	<i>Gallon</i> per sack



Dokumen ini adalah Arsip Milik :
Perpustakaan Universitas Islam Riau

**EVALUASI PEKERJAAN *INJECTIVITY TEST* UNTUK MENENTUKAN
METODE *SQUEEZE CEMENTING* DALAM PEKERJAAN *WATER SHUT
OFF* PADA SUMUR X**

MOHAMMAD ADAM MUBAROK

173210807

ABSTRAK

Permasalahan berupa masuknya air kedalam sumur produksi pada salah satu zona formasi dapat mengakibatkan meningkatnya *watercut* secara signifikan. Sehingga perlu dilakukan *water shut off* yaitu menggunakan *squeeze cementing* sebagai salah satu satu solusinya. Penentuan metode yang tepat untuk pekerjaan *squeeze cementing* perlu dilakukan berdasarkan karakteristik formasi pada sumur, sehingga pekerjaan *squeeze cementing* dapat berjalan dengan baik, penentuan metode yang tepat dapat dilakukan dengan mengevaluasi hasil *injectivity test* beserta data pendukung lain seperti data reservoir properties. Penelitian ini memiliki tujuan menganalisis hasil pengujian injeksi yang dilakukan sebelum pekerjaan *squeeze cementing*, data yang diperoleh dilakukan evaluasi dengan data lain berupa data sumur berupa reservoir properties dan juga data *slurry cement*, berdasarkan evaluasi yang dilakukan ditentukan metode yang digunakan yaitu kombinasi metode *hesitate* dengan teknik *balanced plug* pada interval M4 6181-6195 ft, pada evaluasi selanjutnya *slurry cement* yang digunakan sebanyak 49.31 sack menggunakan material semen kelas G dengan additive yang ditambahkan berupa BZP 101 – *Defoamer* konsentrasi 0.10 gps, BZR 101 – *Retarder* konsentrasi 0.09 gps dan BZF 101 - *Fluid Loss Control Agent* konsentrasi 0.39 gps.

Kata kunci: *secondary cementing, squeeze cementing, water shut off, injectivity test, water cut, additive, slurry cement.*

**EVALUATION OF INJECTIVITY TEST WORK TO DETERMINE THE
SQUEEZE CEMENTING METHOD IN WATER SHUT OFF WORK AT
WELL X**

MOHAMMAD ADAM MUBAROK

173210807

ABSTRACT

Problems in the form of water entering the production well in one of the formation zones can result in a significant increase in water cut so it is necessary to do a water shut off, namely using squeeze cementing as one solution, determining the right method for squeeze cementing work needs to be done based on the characteristics of the formation in the well, so that the squeeze cementing work can run well, determining the right method can be done by evaluating the results of the injectivity test along with other supporting data such as reservoir properties data. This study has the aim of analyzing the results of injection testing carried out before the squeeze cementing work, the data obtained is evaluated with other data in the form of well data in the form of reservoir properties and also slurry cement data, based on the evaluation, the method used is determined by the combination of the hesitate method with the balanced technique plug at intervals M4 6181-6195 ft, in the next evaluation 49.31 sacks of slurry cement were used using grade G cement material with additives added in the form of BZP 101 – Defoamer 0.10 gps concentration, BZR 101 – Retarder 0.09 gps concentration and BZF 101 - Fluid Loss Control Agent concentration 0.39 gps.

Key words: *secondary cementing, squeeze cementing, water shut off, injectivity test, water cut, additive, slurry cement.*

BAB I PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Produksi air yang berlebihan secara negatif akan mempengaruhi laju produksi minyak dan gas, juga mempengaruhi fasilitas pengolahan air di permukaan dan tentunya akan menambah biaya operasi produksi. Secara umum, ada 3 (tiga) klasifikasi utama fenomena masalah air: *water coning*, *water channeling*, dan beberapa masalah di dekat sumur (Sinaga, 2019). Beberapa cara digunakan untuk mengatasi masalah air yang masuk kedalam sumur, air yang masuk melalui celah yang menerobos dinding formasi dapat dilakukan *water shut off* dimana tujuannya adalah untuk menutup zona air yang masuk pada zona produksi (Pradana, 2015).

Salah satu alasan utama mengapa pekerjaan *water shut off* dilakukan adalah untuk mengamankan operasi produksi sumur pada masa depan, baik yang terletak di bawah area sumber air yang berasal dari *aquifer*, permasalahan pada sumur minyak dan gas dapat diselesaikan dengan melakukan kerja ulang sumur seperti dengan mengubah sistem pengangkatan (*artificial lift*), merangsang formasi (stimulasi), melakukan kerja ulang pindah lapisan, menutup zona yang tidak lagi produktif, dan menutup zona produksi yaitu *water shut off* (WSO) dan *partial water shut off* (PWSO) (Novrianti, 2017). Salah satu metode sederhana *water shut off* adalah melakukan operasi *cement squeeze* untuk mematikan bagian lubang sumur yang terisolasi atau seluruh lubang sumur (Al-Houti et al., 2017)

Priambodo et al., (2020) menyatakan bahwa ada beberapa jenis penyemenan yang dapat dilakukan seperti *secondary cementing* yang merupakan pekerjaan lanjutan dari *primary cementing*. Salah satu jenis kegiatan *secondary cementing* ialah *squeeze cementing* yaitu penyemenan ulang dengan memanfaatkan *pressure* agar memaksa *slurry cement* dapat dipompakan ke setiap celah rongga pada formasi sehingga dapat menutup celah rongga pada formasi. Penentuan teknik serta metode *squeeze cementing* yang tepat perlu dilakukan sehingga penyemenan dapat bekerja secara efektif dan memiliki tingkat keberhasilan yang tinggi, yaitu dengan meninjau karakteristik pada formasi sumur serta tujuan dari dilakukannya *squeeze cementing*,

Pada penelitian ini penulis melakukan evaluasi lanjutan terhadap hasil *injectivity test* untuk meninjau apakah metode *squeeze cementing* yang digunakan sudah tepat.

Asyri & Mulia (2018) Menyatakan bahwa *injectivity test* pada *squeeze cementing* dilakukan untuk mengetahui karakter formasi reservoir, dan untuk mendapatkan nilai faktor injektivitas. Faktor injeksi, yang dinyatakan sebagai rasio antara tekanan injeksi dan laju injeksi dapat digunakan untuk menentukan jenis semen yang akan digunakan untuk operasi pemerasan, Pelaksanaan *injectivity test* dilakukan sebelum *squeeze cementing* dilakukan terhadap sumur, tujuannya ialah untuk meninjau apakah perencanaan layak kerjakan atau tidak (Prasetyo et al., 2014). Pengujian uji injeksi dilakukan dengan menginjeksikan sejumlah fluida pada umumnya dapat menggunakan fresh water dan salt water yang di injeksikan kedalam formasi dengan tekanan tertentu respon formasi terhadap injeksi yang dilakukan akan menjadi sebuah data hasil dan informasi mengenai kondisi formasi terkini sebelum dilakukan *squeeze cementing*, data rata-rata laju injeksi, tekanan, serta jumlah volume yang akan di-displace merupakan salah satu data hasil evaluasi dari pengujian injeksi.

Formasi dan struktur *reservoir* pada lapangan GM sangat kompleks setiap sumur memiliki perbedaan tekanan serta karakteristik pada setiap formasi sehingga perencanaan yang tepat perlu dilakukan, pada sumur x dalam pekerjaan *water shut off* dengan *squeeze cementing* penentuan metode yang tepat dilakukan dengan mengevaluasi hasil *injectivity test* pada sumur. Harapannya hasil evaluasi ini dapat menjadi referensi dalam menentukan metode yang paling efektif untuk melakukan *squeeze cementing* pada pekerjaan *water shut off*.

1.2 Tujuan Penelitian

Tujuan dilaksanakannya penelitian ini adalah :

1. Mengevaluasi hasil *injectivity test* untuk penentuan metode *squeeze cementing* dalam pekerjaan *water shut off* pada sumur x.
2. Mengevaluasi desain *slurry cement* untuk meningkatkan keberhasilan dari metode *squeeze cementing* yang ditentukan pada sumur x.

1.3 Manfaat Penelitian

Dilakukannya penelitian Tugas Akhir untuk pengkayaan materi mata kuliah Teknik Pemboran dan Teknik Produksi sehingga dapat dijadikan sebagai karya ilmiah yang dapat dipublikasikan pada tingkat nasional maupun internasional, hasil analisis ini dapat memberikan informasi mengenai penentuan metode yang paling efektif untuk *squeeze cementing* berdasarkan hasil evaluasi *injectivity test*.

1.4 Batasan Masalah

Dalam penyelesaian Tugas Akhir ini peneliti hanya mengevaluasi hasil *injectivity test* serta data *petrophysics properties* pada sumur x untuk penentuan metode *squeeze cementing* pada pekerjaan *water shut off* penelitian melakukan evaluasi pada desain *slurry cement* untuk meningkatkan keberhasilan dari metode *squeeze cementing* yang telah ditentukan penelitian ini tidak melakukan analisa terkait keekonomian.



BAB II TINJAUAN PUSTAKA

Adapun kajian keislaman yang digunakan pada penelitian ini adalah (QS. Al – Baqarah Ayat 216) yang artinya adalah : (Allah SWT Berfirman), “*Boleh jadi kamu membenci sesuatu, padahal ia amat baik bagimu, dan boleh jadi (pula) kamu menyukai sesuatu, padahal ia amat buruk bagimu; Allah mengetahui, sedangkan kamu tidak mengetahui*”.

2.1 *State Of The Art*

Pada penelitian ini membahas atau mengevaluasi hasil *injectivity test* pada lapangan di blok Jabung PetroChina International Jambi, penelitian ini menggunakan metode studi lapangan dengan mengamati data-data sekunder dan primer diantaranya data hasil *injectivity test*, data *completion squeeze cementing*, data *petrophysics properties* dan data *slurry cement* setelah itu pengolahan data dari hasil data yang diambil tersebut sebagai data evaluasi pada pemilihan metode yang tepat dalam melakukan pekerjaan *squeeze cementing*.

Metode *squeeze cementing* dikategorikan menjadi dua cara yang berbeda yaitu *continuous squeeze* dan *hesitation squeeze* tergantung pada *formation tightness*, metode ini dapat ditentukan dengan melakukan *injectivity test*. hasil *injectivity test* akan memberikan parameter untuk menghitung *injectivity factor* nilai ini digunakan untuk menentukan jenis semen untuk pekerjaan *squeeze cementing*. Penentuan jenis semen menjadi sangat penting dalam pekerjaan *squeeze cementing* karena keberhasilan *cement plug placement* tergantung pada keberhasilan tahap ini, dengan hasil ini diharapkan perusahaan dapat mengambil keputusan yang tepat mengenai jenis semen yang akan digunakan dan menghindari *remedial job* akibat kegagalan operasi *squeeze cementing* (Asyri & Mulia, 2018).

Data diperoleh dari *injectivity test* pada pekerjaan yang dilakukan sebelum *squeeze cementing* berguna dalam menentukan kondisi formasi pada sumur tersebut *filtrate* atau tidak. Pre-job *injectivity test* akan sangat mempengaruhi volume cairan yang digunakan, kriteria design *slurry/spacer/flush*, dan *placement technique* serta *pumping schedule* (Fuller et al., 2016). Data yang diperoleh dari *injectivity test* sangat berpengaruh terhadap penentuan keberhasilan pekerjaan *squeeze cementing*, karena data yang diperoleh akan digunakan untuk mengetahui informasi mengenai lapisan atau daerah yang akan di *squeeze*, kesanggupan formasi dalam menerima

fluida serta nilai tekanan pemompaan bubuk semen dan desain bubuk semen (Novrianti, 2017).

E. Prasetyo et al., (2010) Berdasarkan penelitiannya telah melakukan *injectivity test* sebelum pekerjaan *squeeze cementing* pada sumur “DOGE-1” dilakukan. Dengan memasukan *saltwater* yang injeksikan dengan rate pemompaan sebesar 1 bpm, lalu sumur juga diberikan tekanan sebesar 200, 400, 800, 1000 psi selama 10 menit. Total volume yang dapat di injeksi untuk masuk ke zona perforasi yaitu sebesar 2,18 bbl. Dengan demikian, ini menunjukkan bahwa formasi yang dilakukan *injectivity test* telah mengkonfirmasi dapat menerima fluida dengan melakukan uji injeksi menggunakan *saltwater* secara bertahap. Data hasil pengujian akan menjadi referensi untuk merencanakan tekanan yang dapat diberikan pada formasi serta mengetahui rate injeksi dan juga volume yang dapat diterima oleh formasi saat di injeksikan dengan fluida, pada penelitian tersebut injeksi dilakukan secara *low pressure* yaitu sebesar 1966 psi berada di bawah tekanan *gradient fracture*.

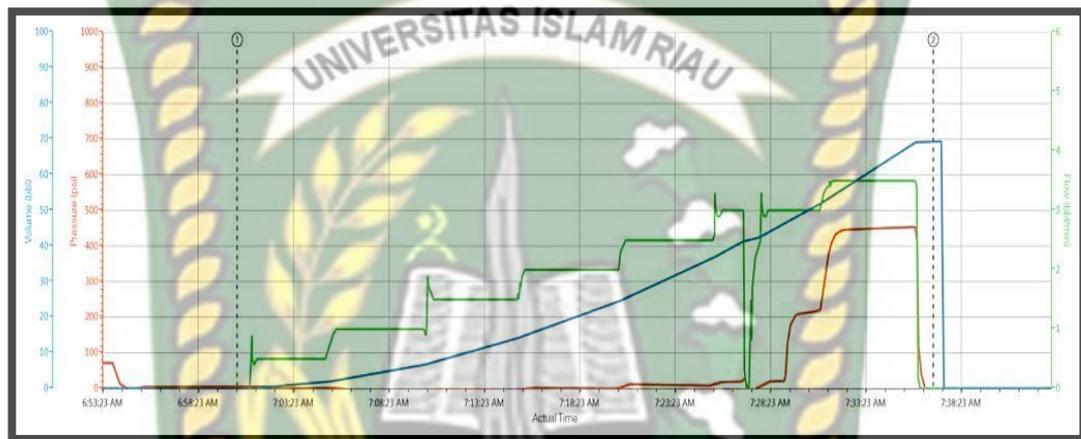
Tabel 2. 1 Hasil *Injectivity Test*

Injectivity Test Table					
Stage #	Rate (bbls/min)	Stage Duration (min)	Stabilized Pressure (psi)	Volume Pumped (bbls)	Cumm Volume (bbls)
1	0.5	5			
2	1.0	5			
3	1.5	5			
4	2.0	5			
5	2.5	5			
6	3.0	5			
7	3.5	5			

(Sumber : *Standard Manual Cementing 2017*)

Data hasil *injectivity test* dapat menunjukkan beberapa parameter seperti *rate* (bbls/min), *stage duration* (min), *stabilized pressure* (psi), *volume pumped* (bbls) dan total volume fluida (bbls) yang di injeksikan. Penelitian yang pernah dilakukan oleh melakukan injeksi fluida dengan total volume fluida 1 bbl. Saat uji injeksi berlangsung tekanan fluida yang diberikan ditahan selama 10 menit pada formasi sebesar 760 psi. Pengujian berikutnya formasi diberikan tekanan kembali sebesar 500 psi selama 10 menit dan tidak menunjukkan perubahan tekanan sehingga proses

uji injeksi dinyatakan berhasil. Evaluasi hasil pekerjaan ini selanjutnya menjadi pertimbangan bahwa injeksi akan lebih baik dilakukan secara bertahap atau *hesitate* untuk mencegah masalah kebocoran atau *losses* yang terjadi pada formasi karena pekerjaan secara *hesitate* memungkinkan semen yang di injeksikan dengan rate dan jumlah volume yang relatif kecil namun tetap dapat masuk kedalam celah rongga saat injeksi dilakukan, *hesitate* dapat mengurangi kehilangan fluida secara masif ditambah dengan mendesain slurry dengan fluid *loss control agent* (Falah et al., 2020).



(Sumber : *Standard Manual Cementing 2017*)

Gambar 2. 1 *Injectivity Test Chart Running Squeeze*

Proses uji injektivitas itu dilakukan sebagai salah satu solusi mencegah terjadinya masalah yang bisa berkembang saat operasi injeksi penyemenan dilakukan, dalam mengatasi masalah berkembang lainnya diperlukan adanya evaluasi lebih lanjut yaitu dengan mencari tahu kondisi *reservoir* mendetail. Permasalahan formasi pada *reservoir* termasuk hilangnya tekanan dan masalah lain akibat penyumbatan lubang sumur dapat dipastikan melalui *injectivity test* ini (Greene, 1983). Hasilnya evaluasi uji injeksi ini dapat menentukan desain teknik serta metode penyemenan, yang bisa menyelesaikan masalah penelitian ini yaitu penentuan metode *squeeze cementing* pada pekerjaan *water shut off*.

Foucault et al., (2004) Dalam operasi *water shut off* yang dilakukan menggunakan *squeeze cementing* secara *running squeeze* memiliki tujuan untuk mengisolasi bagian zona formasi yang memproduksi air dan dapat terletak di bawah lapisan *shale layer*. Karena titik masuk air terletak pada area target 1710 m , yaitu ke arah ujung saluran pembuangan, bagian bawah saluran juga diusulkan untuk

ditinggalkan. Operasi penghentian air dan instalasi selesai dilakukan dan berhasil dilakukan pada pada desember 2002, lalu sumur tersebut mulai berproduksi kembali pada Maret 2003. Penundaan dengan rentang yang lama karena tidak adanya perencanaan, perencanaan memungkinkan waktu produksi kembali yang lebih baik. Ketika sumur dihidupkan kembali, *water cut* turun dalam waktu dua minggu dari 55% menjadi kurang dari 5% dalam fase pembersihan. Kemudian *water cut* distabilkan pada 2-3% dengan tingkat produksi 1000 stb/d. Setelah penurunan PI, tingkat produksi stabil pada 800 stb/hari dengan penurunan tekanan yang terkontrol pada sumur.

Aldo Fadhilah Abraham, Rachmat Sudibjo, (2015) Melakukan analisa sumur OKTA-36 pada interval tertentu yang ditutup karena menghasilkan banyak air yang tidak diinginkan dan sangat tidak ekonomis untuk sumur ini. Teknik yang diterapkan pada kegiatan *squeeze cementing* ini adalah *hesitate*. kegiatan *squeeze cementing* terakhir dilakukan pada interval 6260 ± 6262 ft guna memperbaiki ikatan semen pada lubang sumur OKTA-36.

Water shut off dengan penyemenan berguna dalam mengganti celah yang tidak lagi bernilai menjadi celah baru yang produktif. Fluida air pada sumur juga dapat menimbulkan *corrosion* pada *casing*, *channeling* serta bisa meningkatkan *water cut* pada produk sumur karena fluida masuk ke area produksi melalui kerusakan pada pengikat semen yang tidak terikat satu sama lain (Fitrianti, 2015). Beberapa aplikasi yang paling relevan untuk *squeeze cementing* digunakan untuk *abandoning* perforasi lama atau menyumbat zona produksi yang menipis atau *watered-out producing zone* (Shryock & Slagle, 1968).

Falah et al., (2020) Menurutnya lapangan minyak yang diproduksi pada awalnya setiap sumur diketahui bisa memiliki *watercut* sebesar 99% dengan dianggap bahwa produksi minyak rendah dan tidak ekonomis. Pekerjaan penyemenan sumur-sumur tersebut adalah untuk menutup badan air di area produksi (*water shut off*), Produksi air juga meningkatkan keberadaan *scales*, *corrosion*, dan *degradation* di fasilitas lapangan mulai dari lubang sumur hingga *surface facilities* (Taha & Amani, 2019) .

Toor, (1983) Menilai bahwa penentuan metode pekerjaan *squeeze cementing* banyak pertimbangan, mulai dari menentukan volume dari semen yang

akan digunakan. Pekerjaan *squeeze cementing* memerlukan volume semen yang lebih sedikit tapi harus ditempatkan pada titik tertentu didalam sumur. Bagian tersulitnya adalah untuk membatasi semen pada lubang sumur. Untuk mengatasi permasalahan diatas maka perencanaan mulai dari *slurry cement*, menentukan pengaturan *pressure* serta memilih metode yang tepat sesuai dengan permasalahan yang dihadapi.

2.2 Metode Pekerjaan *Squeeze Cementing*

Low Pressure Technique merupakan *squeeze cementing* yang pekerjaanya dilakukan dengan cara memberikan tekanan pada *bottomhole* dibawah tekanan rekah fomasi (Putradianto, 2020). Harapan dilakukannya pekerjaan tersebut ialah guna mengisi lubang perforasi dan lubang yang berkoneksi menggunakan *dehydrated cement* (semen kering). Volume semen dipakai tidak terlalu banyak. kontrol dari tekanan hidrostatik pada kolom semen sangat diutamakan, disebabkan *over pressure* akan merusak formasi.

High Pressure Technique merupakan *squeeze cementing* yang pekerjaanya dilakukan dengan cara memberikan tekanan pada *bottomhole* diatas tekanan rekah formasi. Dalam beberapa kasus teknik dengan tekanan rendah (*low pressure squeeze*) dari perforasi tidak mencapai tujuan yang diinginkan. Penempatan bubuk semen dibelakang casing dilakukan dengan memecahkan formasi pada atau dekat perforasi. Fluida didepan bubuk semen dipindahkan dalam rekahan yang memungkinkan bubuk semen mengisi ruang yang diinginkan. Penerapan lebih lanjut tekanan mengeringkan bubuk pada dinding formasi, dan meninggalkan saluran (*channels*) diisi dengan bubuk semen.

Bradenhead Placement Technique (Balanced Plug) adalah *squeeze cementing* yang pekerjaanya dilakukan dengan *low pressure* dan tidak ada keraguan mengenai kapasitas casing untuk menahan tekanan, tidak ada alat khusus yang digunakan. Meskipun *bridge plug* diperlukan untuk mengisolasi formasi yang terbuka. Tubing yang terbuka dijalankan ke zona yang akan disemen, *blow out preventer* (BOP) ditutup diatas pipa dan kemudian dilakukan *injection test*. Bubuk semen kemudian ditempatkan didepan perforasi. Setelah semen terpasang pipa ditarik keluar ke titik diatas semen, BOP ditutup kemudian tekanan diberikan melalui tubing. *Bradenhead* populer karena penerapannya yang sederhana metode

ini biasanya dilakukan pada formasi dengan tekanan yang rendah (Resesiyanto, 2022).

Bullhead / Running Squeeze Pumping Methods merupakan pengerjaan cementing dengan prosedur *squeeze* berjalan, bubuk semen akan dipompakan secara terus menerus sampai tekanan final *squeeze* yang diinginkan (yang mungkin dibawah atau diatas tekanan rekah) tercapai. Setelah pemompaan berhenti tekanan dipantau dan, jika tekanan turun karena adanya filtrasi tambahan pada *interface* semen/formasi, bubuk dipompakan lebih banyak untuk mempertahankan tekanan *final surface squeeze*. Ini berlanjut sampai sumur mempertahankan tekanan *squeeze* selama beberapa menit tanpa tambahan injeksi bubuk semen. Volume bubuk yang diinjeksikan biasanya lebih besar, dalam sebuah laporan melaporkan bahwa volume semen yang digunakan berkisar antara 10 sampai 100 barel.

Hesitation squeeze cementing adalah teknik yang digunakan dalam operasi *squeezing* dimana sebagian slurry semen dipompa, kemudian dihentikan secara tiba-tiba untuk mengexpose slurry pada tekanan diferensial terhadap zona yang diinginkan selama periode waktu. Ini berarti bahwa tekanan memaksa slurry semen ke area yang membutuhkan perbaikan. Prosedur ini disebut sebagai stage yang dilakukan secara terus menerus sampai slurry semen akhirnya berhasil sampai ke zona treatment (Yousuf et al., 2021).

Tabel 2. 2 Klasifikasi semen berdasarkan API

<i>API Class</i>	<i>Mixing Water Gals/Sk</i>	<i>Slurry Water Lb/Gals</i>	<i>Well Depth (A) (Feet)</i>	<i>Static (Temp-oF)</i>
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	170-290
F	4,3	16,4	10.000-16.000	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*

(Sumber: Klasifikasi semen America Petroleum Institute, 2001)

E. Prasetyo et al., (2010) Pada melakukan klasifikasi semen yang berdasarkan American Petroleum Institute (API), 2001, dimana terdiri dari semen kelas A, kelas B, kelas C, kelas D, kelas E, kelas F, kelas G dan kelas H. Pengklasifikasian kelas semen didasarkan kepada kemampuan semen sesuai yang

diinginkan dalam pengerjaan penyemenan. Dikarenakan keadaan sumur yang berbeda-beda, seperti tekanan, temperature, kandungan sulfat, kedalaman, permeabilitas dan viskositas.

Karakteristik pada sumur sangat menentukan keberhasilan dalam proses pekerjaan cementing, jenis serta kandungan cement akan memiliki reaksi yang berbeda dan hasil yang berbeda sehingga perlu ditentukan cement manakah yang bisa bekerja dengan baik dengan metode yang tepat,.

2.3 Perhitungan Bubur Semen

(*Well Work and Completion*, "MAB", 2011.)

Menghitung *Volume Slurry*

1. Cement in Casing (CIC)
(*Bottom interval – Top Interval + Safety Factor*) x *Volume Casing* (1)
2. *Cement In Formation* (CIF)
(*Panjang Interval x SPF x Volume Slurry cement/hole*) / 5.615 (2)
3. Total *Volume Slurry*
CIC + CIF.....(3)
4. Menghitung Total Sack Semen
(*Total Volume Slurry x 5.615*) / *Yield Semen* (4)

2.4 Additive Cementing

Sebagian besar desain sistem penyemenan menggabungkan kombinasi berbagai *additives* untuk menyesuaikan kinerja *slurry* yang optimal dan sifat-sifat semen yang disetel untuk kondisi lubang sumur yang diberikan. *Engineer* memilih di antara >200 campuran semen yang berbeda untuk menyesuaikan *Slurry density*, *rheology*, *thickening time*, *free fluid*, *fluid loss control*, *stability*, *strength development*, *annular gas control* atau *foam stability* (Brandl et al., 2012).

Zat additif yang digunakan berbentuk bubuk yang dicampur dengan bubuk semen sebelum diaduk dengan air. Kuantitatif nya dalam bubuk semen dinyatakan dalam persen berat bubuk semen atau % BWOC (By Weight of Cement) (Samura & Zabidi, 2018).

1. *Accelerator*

Additive digunakan untuk mempercepat proses pengerasan suspensi semen. Dengan menggunakan akselerator maka *early strength* dari semen dasar dapat dipercepat (Negara & Hamid, 2015). Selain itu juga *accelerator* dapat mempercepat peningkatan kekuatan semen dan mengimbangi bahan tambahan lain sehingga tidak menunda posisi pengerasan suspensi semen. Konsentrasi yang digunakan dalam penggunaan akselerator antara 1 - 4% BWOC, namun konsentrasi yang umum digunakan adalah 2%.

2. *Retarder*

Merupakan bahan tambahan yang dapat memperlambat proses pengerasan suspensi semen, fungsi retarder set semen adalah untuk secara efektif meningkatkan waktu bubuk semen tetap cair dan dapat dipompa (Brothers et al., 1991). Sehingga suspensi semen memiliki waktu yang cukup untuk mencapai target kedalaman yang diinginkan.

3. *Extender*

Aditif berfungsi untuk menambah volume suspensi semen, yang berkaitan dengan penurunan densitas suspensi semen.

4. *Weighting Agent*

Merupakan aditif yang berfungsi untuk meningkatkan densitas semen, biasanya digunakan pada sumur yang memiliki tekanan formasi tinggi. *Weighting agent* dapat meningkatkan sifat suspensi, memungkinkan slurry density yang lebih seragam untuk *well control* yang lebih baik (Frittella & Babbo, 2009).

5. *Dispersant*

Dispersant bekerja pada bubuk semen dengan memisahkan dan memperlambat kinerja keseluruhan partikel semen dalam air campuran. Pemisahan partikel semen menghasilkan mobilitas yang baik sehingga viskositas bubuk semen menurun (mengencerkan bubuk semen).

6. *Fluid-Loss Control Agent*

Merupakan zat aditif yang berfungsi untuk mencegah hilangnya fase cair semen ke dalam formasi, sehingga kandungan cairan dalam suspensi semen tetap terjaga.

7. *Loss Circulation Control Agent*

Lost Circulation Control Agents adalah aditif yang mengontrol hilangnya suspensi semen menjadi formasi lemah atau retak.

8. *Anti-Foam*

Untuk menghilangkan buih yang merupakan hasil dari semen dan air adukan pada saat pengadukan bubur semen dilakukan. Sedikit konsentrasi anti-foam akan mencegah masalah saat pencampuran, penambahan *cement powder antifoam additive* dalam uji coba lapangan terbukti dapat mengurangi masuknya udara secara konsisten di beberapa lokasi sumur (Cabori et al., 2017). Kisaran konsentrasi yang digunakan dalam penggunaan *Anti Foam* adalah 0,01 - 0,05 gps.



BAB III METODELOGI PENELITIAN

Penelitian ini menggunakan jenis metode penelitian *field research* menggunakan data *primer injectivity test*, *reservoir* dan *slurry cement*. Tugas akhir dilaksanakan dengan harapan agar mahasiswa mampu melakukan studi kasus, yaitu mengangkat suatu kasus yang dijumpai di tempat. Tugas akhir adalah mengkaji sesuai bidang ilmu yang ada, atau melakukan observasi, evaluasi terhadap alur kerja yang akan dipelajari sesuai bidang ilmu yang ada. Untuk mendukung desain dan evaluasi akhir beberapa metode pelaksanaan antara lain:

3.1. Metodologi Penelitian

Menelaah dari literatur yang berhubungan dan bersesuaian, baik penelitian sebelumnya dan dari perusahaan maupun dari luar perusahaan, dengan menggunakan metode wawancara, dan orientasi lapangan. Metode ini dilakukan dengan cara mengolah data-data aktual yang didapatkan dari perusahaan seperti data *injectivity test*, data *reservoir* dan *slurry cement* sehingga dapat menentukan keefektifan kedua metode tersebut. Orientasi data yang dibutuhkan adalah data hasil *injectivity test* yang telah dilakukan beserta data reservoir lainnya, diantaranya:

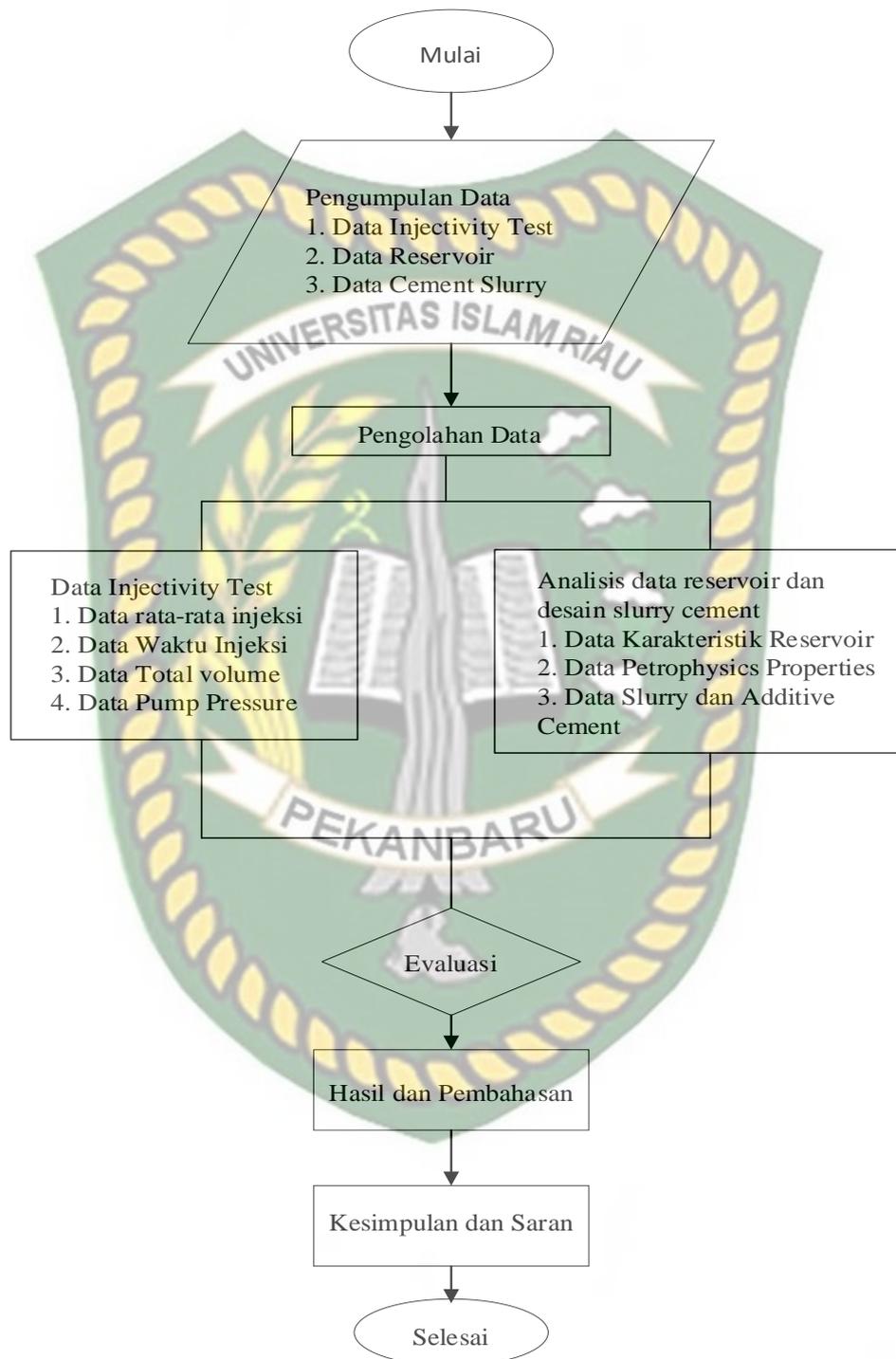
1. Pengambilan data pada hasil *injectivity test* yang telah dilakukan dan merencanakan perhitungan efisiensi pekerjaan *squeeze cementing* dan komposisi cement dan additif yang digunakan.
2. Melakukan pengamatan dari hasil *injectivity test* dengan data reservoir sehingga memperoleh data yang dapat menentukan metode *squeeze cementing* yang efektif digunakan dan jenis serta campuran semen yang tepat

3. Mengkaji metode mana yang optimal pada proses *squeeze cementing* yang dilakukan pada sumur x dan menentukan *squeeze cementing* yang efisien pada sumur x berdasarkan evaluasi hasil *injectivity test*.

Dari data hasil *injectivity test* yang diperoleh kita dapat menentukan jumlah *volume cement*, *pump rate*, dan *pump pressure* serta mengetahui kondisi sumur pada titik interval. dengan begitu kita dapat mengetahui jenis metode *squeeze cementing* mana yang kineranya sesuai dengan hasil evaluasi data.

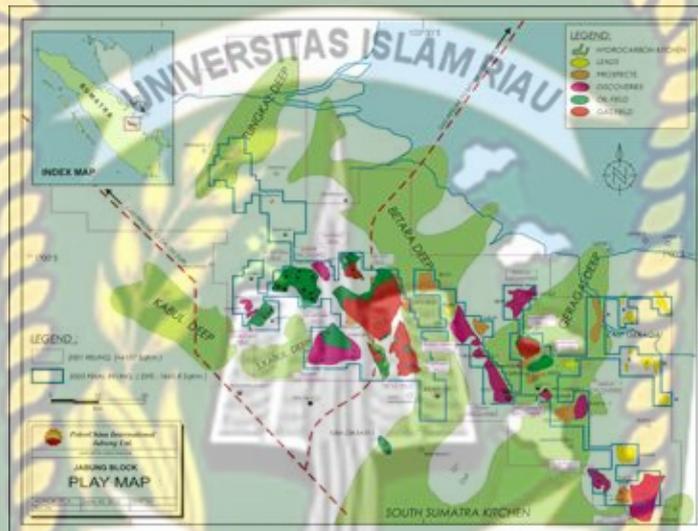


3.2. Diagram Alir Penelitian



3.3. Lokasi Penelitian

Lokasi penelitian yang nantinya akan dilaksanakan yaitu di Petrochina International Jabung Ltd yang merupakan perusahaan dari china yang mengelola Blok jabung yang berada di Jambi , Petrochina International Jabung Ltd. mengelola 13 lapangan minyak dan gas yang terletak pada blok jabung sumatera selatan, pada penelitian ini membahas penyelesaian masalah masuknya air pada sumur produksi minyak dan gas pada salah satu sumur yang ada di blok jabung, Berikut lokasi Blok jabung Petrochina International Jabung Ltd.



Gambar 3. 1 Lokasi Blok Jabung Petrochina

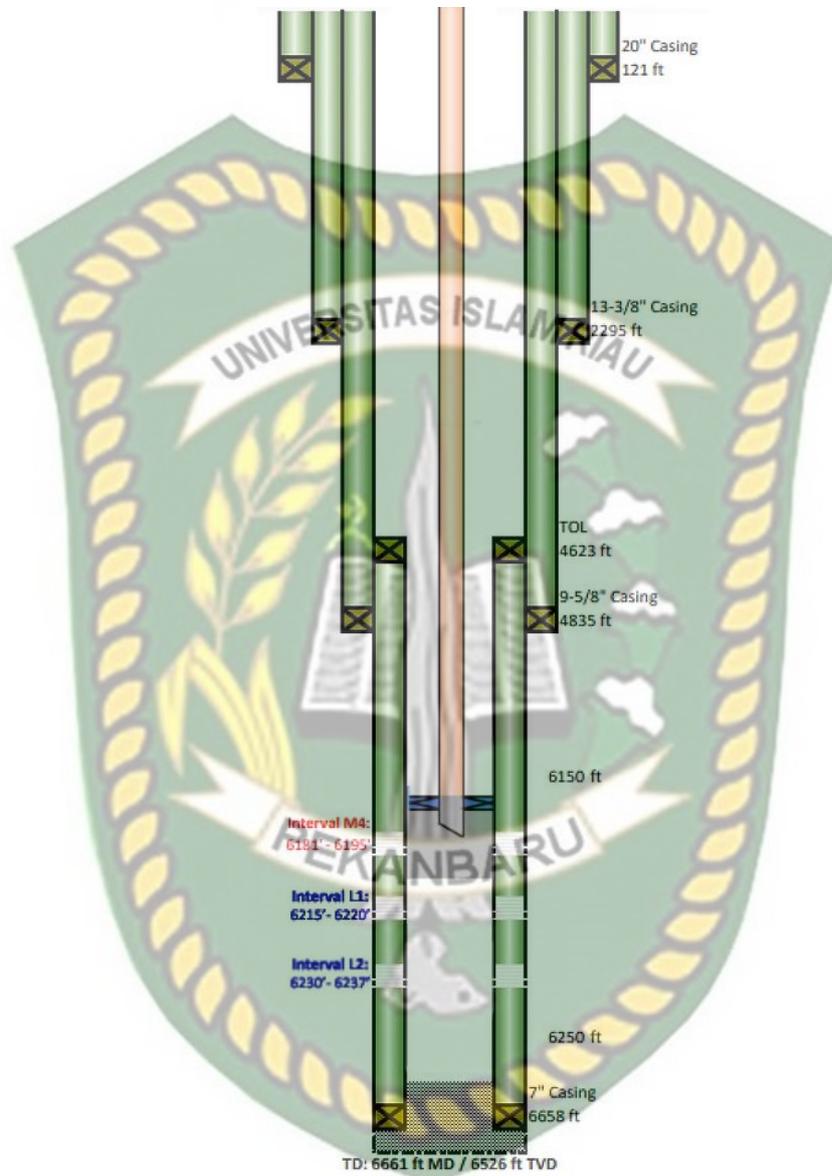
3.4. Jadwal Penelitian

Tabel 3. 1 Jadwal Penelitian

Uraian Kegiatan	Waktu Pelaksanaan (Minggu)											
	Juni				Juli				Agustus			
<i>Study Literature</i>												
Pengumpulan Data												
Pengolahan Data												
Analisis Data dan Pembahasan												
Presentasi												

BAB IV PEMBAHASAN

4.1. Formasi Sumur X Lapangan Jabung



(Sumber: Squeeze Cementing Program Sumur X)

Gambar 4. 1 Well Diagram Sumur X

Formasi pada sumur x merupakan salah satu sumur produksi pada lapangan Gemah yang memiliki kedalaman berkisar 6658 ft, dimana formasinya yaitu berupa talang akar yang pada umumnya tersebar disebagian cekungan yang berada pada daerah sumatera selatan, pada sumur x terdapat 3 titik zona formasi yang diproduksi yaitu M4 pada kedalaman 6181 – 6195 ft, L1 pada kedalaman 6215

– 6220 ft, dan L2 pada kedalaman 6230 – 6237 ft, tiga zona ini merupakan zona produksi minyak terdapat zona lain yaitu zona U2 pada kedalaman 5930 – 5957 berupa zona gas namun sudah tidak produktif dan ditutup, pada studi kasus penelitian ini zona M4 pada awalnya merupakan zona produksi minyak yang akan dilakukan *shut off* hal ini disebabkan zona ini sudah tidak produktif dan cenderung menghasilkan air untuk mencegah terjadinya kontaminasi terhadap zona lain maka dilakukan *water shut off* pada zona M4 dengan menggunakan *squeeze cementing*.

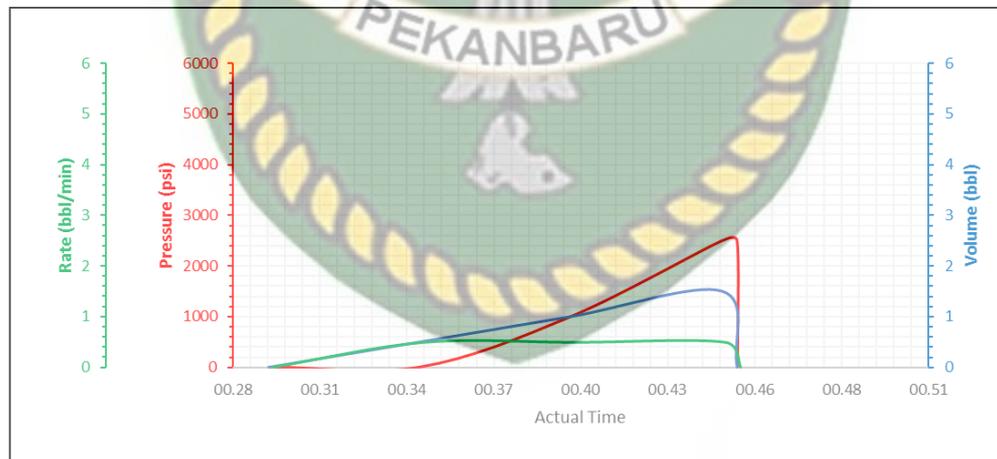
4.2. Evaluasi Hasil *Injectivity Test* dan Pekerjaan *Squeeze Cementing* di Sumur X Sumur X

4.2.1. Hasil Data *Injectivity Test* dan *Petropysics Properties*

Tabel 4. 1 Hasil *Injectivity Test* Sumur X

Injectivity Test Table					
Stage	Rate (bbls/min)	Stage Duration (min)	Pressure (psi)	Volume Pump (bbls)	Cum Volume (bbls)
1	0.5	5	500	0.5	0.5
2	0.5	5	1500	0.5	1.0
3	0.5	5	2500	0.5	1.5

(Sumber: *Squeeze Cementing Program Sumur X*)



(Sumber: *Squeeze Cementing Program Sumur X*)

Gambar 4. 2 Chart hasil *Injectivity Test* pada Sumur X

Zona formasi yang menjadi titik dilakukannya *water shut off* pada sumur X berada pada interval M4 kedalaman 6250 ft. Interval M4 berada di atas zona formasi lain, pada pengujian yang telah dilakukan menunjukkan interval M4 yang menjadi target operasi *water shut off* memiliki nilai tekanan *gradient fracture* yang tinggi

yaitu diperoleh nilai 4538 psi. Hal ini menjadi pertimbangan perusahaan untuk membuat rancangan dalam pekerjaan *squeeze cementing* secara *low pressure* di bawah tekanan *gradient fracture* dengan tujuan mencegah kerusakan pada formasi agar zona lain tidak terkontaminasi dan hanya mengisolasi pada zona formasi yang menjadi target dilakukannya operasi pada sumur X, penggunaan teknik *balance plug* menjadi salah satu solusi yang tepat untuk mengisolasi zona tertentu, teknik ini dikerjakan agar *slurry cement* dapat diinjeksikan pada titik formasi target pada sumur X.

Pekerjaan *injectivity test* pada sumur X (table 4.1) dilakukan terlebih dahulu sebelum dilaksanakannya *squeeze cementing*, tujuannya untuk meninjau kondisi formasi pada formasi target yang akan di *shut off*, pengujian *injectivity test* pada sumur X untuk interval M4 dimulai pada waktu 00.30 WIB (Waktu Indonesia Barat) dengan menginjeksi sejumlah *fluida brine* beserta *fresh water* dengan *rate* sebesar 0.5 bpm, dan tekanan *initial* yang diberikan sebesar 500 psi serta volume fluida yang diinjeksikan sebanyak 1.5 bbl, pengujian injeksi ini dilakukan secara bertahap hingga kondisi uji injeksi mencapai *final squeeze* lalu tekanan diholding untuk beberapa waktu tujuannya untuk melihat kemungkinan terjadinya perubahan tekanan yang menunjukkan kehilangan fluida, pengujian berlanjut hingga tekanan berada pada 2500 psi kondisi *final squeeze*. Tercatat waktu *injectivity test* berlangsung selama 15 menit dengan periode injeksi sekitar 5 menit pada setiap *stage*, pengujian berlangsung pada waktu 00.30 WIB hingga 00.45 WIB. Hasil *injectivity test* yang dilakukan memberikan sebuah indikasi yang pertama bahwa sumur dapat menerima fluida yang diinjeksikan (*filtrate*) sehingga pekerjaan *squeeze cementing* dapat dilanjutkan, berikutnya data hasil ini akan di analisis dengan data lain sebelum nantinya dijadikan sebagai acuan dalam menentukan teknik pengerjaan yang tepat.

Injectivity test yang dilakukan pada sumur X menunjukkan bahwa formasi yang dimiliki cenderung mudah menyerap fluida, dengan *rate* injeksi yang diberikan hanya sebesar 0.5 bpm yang tergolong rendah, formasi tetap mampu menerima fluida yang diinjeksikan dengan sangat baik dengan volume fluida yang diberikan sedikit yaitu sebesar 1.5 bbl. Pengujian injeksi dilakukan secara bertahap dengan hasil konstan pada *rate* injeksi 0.5 bpm dan tekanan *final squeeze* pada

sebesar 2500 psi, tidak terjadi penurunan atau kenaikan tekanan secara signifikan pada pengujian ini, sehingga dari hasil pengujian ini metode injeksi yang tepat serta lebih disarankan untuk digunakan yaitu dengan cara yang serupa dengan pekerjaan uji injeksi yaitu secara bertahap (*hesitate*) melihat kondisi volume yang akan diinjeksikan tidak terlalu besar dan juga tekanan yang diberikan rendah, solusi pengerjaan dengan teknik secara *low pressure* di bawah tekanan *gradient fracture*, pada sumur X nilai *gradient fracture*nya yaitu sebesar 4538 psi, dan berdasarkan jurnal pada penelitian sebelumnya *hesitate* sangat umum digunakan pada formasi yang memiliki tekanan tinggi atau memiliki nilai *gradient fracture* yang besar sehingga dengan melakukan injeksi secara *hesitate* pada kondisi *low pressure* dapat membuat fluida untuk masuk kedalam celah rongga (Falah et al., 2020). Hal ini menjadi solusi untuk menutup zona yang tidak diinginkan pada kondisi *low pressure* dan metode *hesitate* ini dapat dikombinasikan dengan teknik *balance plug*, tujuannya agar dapat melakukan isolasi pada titik zona M4 dengan formasi yang tidak produktif dan cenderung menghasilkan air sehingga dilakukan *water shut off*, hasil ini akan di evaluasi dengan data lain berupa data *petrophysics properties* pada sumur X, data ini dapat menjadi referensi terkait penentuan metode *squeeze cementing* secara *hesitate*, hasil data ini nantinya dapat digunakan untuk memperkirakan periode atau waktu tunggu yang diperlukan pada metode *hesitate* agar *slurry cement* dapat masuk kedalam rongga formasi dan melihat apakah ada perubahan tekanan yang terjadi. Data *petrophysics properties* dapat digunakan dalam mendesain *slurry cement* yang tepat.

Tabel 4. 2 Data *Petrophysics Properties* Sumur X

No	Parameter	Nilai
1	Saturasi air	0.565
2	Permeabilitas	64 mD
3	Porositas	0.157

(Sumber: *Drilling Program Sumur X*)

Hasil evaluasi *injectivity test* sebelumnya menunjukkan bahwa metode *squeeze cementing* yang tepat untuk digunakan pada sumur X yaitu metode *squeeze* secara *hesitate* dengan teknik pengerjaan secara *balance plug*, diperlukan hasil data lain sebagai pendukung dari hasil data *injectivity test* sebelumnya, yaitu berupa data *petrophysics properties* pada sumur X (table 4.2). data pendukung ini akan

mengkonfirmasi terkait hasil *injectivity test* sebelumnya dengan data *petrophysics properties* pada sumur, hasilnya menunjukkan bahwa pada formasi yang akan dilakukan pekerjaan *squeeze cementing* memiliki nilai *permeabilitas* yang baik yaitu dengan sebesar 64 mD dan nilai porositas yang baik sebesar 15.7%, formasi yang permeable cenderung mudah untuk mengalirkan fluida sehingga pada proses *cementing* dapat terjadi *losses*, berdasarkan hasil data *petrophysics properties*, nilai porositas dan permeabilitas pada sumur X menunjukkan bahwa proses *cementing* secara *hesitate* menjadi pilihan tepat data tersebut juga dapat menjadi referensi bagi tim desain *slurry cement*, untuk menambahkan additive yang dapat mengurangi terjadinya kehilangan fluida secara masif.

4.2.2. Evaluasi Desain *Slurry Cement* Untuk Meningkatkan Keberhasilan Metode *Squeeze Cementing* Sumur X

Desain *slurry cement* pada umumnya menyesuaikan dengan karakteristik formasi pada sumur, berdasarkan evaluasi data sumur X beberapa hal perlu menjadi perhatian dalam mendesain *slurry cement* diantaranya dalam menerapkan nilai *thickening time* serta *compressive strength* sesuai dengan kondisi formasi pada sumur serta metode *squeeze cementing* yang digunakan yaitu secara *hesitate* menggunakan teknik *balance plug*.

Tabel 4. 3 *Slurry Cement Requirement dan Hasil Slurry Cement Test*

<i>Slurry cement Requirement</i>	
<i>Cement In Casing</i>	3.86 bbls
<i>Cement In Formation</i>	6.23 bbls
<i>Total Volume Slurry</i>	10.09 bbls
<i>Total Cement Required</i>	49.31 sack
<i>Total Fluid</i>	5.25 bbl
<i>Total Slurry</i>	5.93 bbl
<i>Total Mixing</i>	10 bbl

Slurry System :	Test #0415-SQZ		
Class "G" cement	+		Defoamer
	+		Fluid Loss Control Agent
	+		Retarder
Test Results			
Thickening Time	at 203 deg.F	=	4:10 (40 BC), 4:24 (100 BC)
Fluid Loss	at 203 deg.F	=	78 cc/30 min/1000 psi
Free Water	at 203 deg.F	=	0.15% by volume
Compressive Strength	at BHST	=	2247 psi after 24 hours

(Sumber: *Squeeze Cementing Program Sumur X*)

4.2.2.1 Thickening Time

Pada umumnya *safety margin* pekerjaan *squeeze cementing* secara *hesitate* dilakukan selama kurang lebih 2 jam, (Diaz et al., 2012). Pada sumur X *slurry cement* di desain agar dapat melampaui batas waktu tersebut ditinjau pada proses pekerjaan dimana waktu pemompaan harus cukup lama untuk memungkinkan *slurry cement* mengalir ke kedalaman *placement*, injeksi bubuk semen (volume bubuk semen pada laju injeksi yang diantisipasi) ke zona target, siklus *squeeze-hesitation* berulang, ditambah waktu untuk membalikkan atau mengarahkan sirkulasi kelebihan semen keluar dari sumur (jika ini direncanakan), sehingga direkomendasikan untuk menambahkan *additive retarder* pada *slurry cement*, hasilnya pengujian nilai *thickening time* pada *slurry cement* diperoleh nilai 40 BC (*Bearden Unit of Consistency*) pada waktu 4 jam 10 menit dan mencapai *consistency* maksimum 100 BC pada waktu 4 jam 24 menit, nilai ini sudah sesuai dengan perencanaan yang berdasarkan hasil evaluasi sebelumnya terkait penggunaan metode *hesitate* yaitu menggunakan teknik *balanced plug*, serta *petrophysics properties* pada formasi yang memiliki kondisi permeabilitas yang baik sehingga diperlukan waktu period untuk metode *hesitate* menjadi lebih lama.

4.2.2.2 Compressive Strength

Compressive strenght didefinisikan sebagai kekuatan semen untuk menahan tekanan yang berasal dari formasi dan casing, nilai *compressive strenght* ditinjau pada hasil pengujian tekanan bawah permukaan yang dilakukan pada casing serta tekanan pada formasi, pada zona M4 *slurry cement* didesain untuk dapat menahan

compressive strenght pada formasi sebesar 1654 psi , nilai ini menjadi acuan dalam mendesain *slurry cement* sehingga mampu bertahan setelah diinjeksikan kedalam formasi. Hasil pengujian *slurry cement* yang dilakukan memperoleh nilai *compressive strenght* pada *slurry cement* sebesar 2247 psi setelah 24 jam pada kondisi BHST. Nilai yang didesain memiliki peningkatan nilai yang cukup signifikan ini dilakukan berdasarkan pada metode *squeeze cementing* yang akan digunakan pada sumur X.

4.2.2.3 Cement and Additive

Slurry semen yang digunakan pada pekerjaan *squeeze cementing* di sumur X ialah menggunakan semen kelas G sebagai material yang sesuai untuk penyemenan berdasarkan API, hal ini ditetapkan berdasarkan pada kondisi sumur X yang kedalaman formasi yang menjadi titik target yaitu pada kedalaman ± 6500 ft semen ini juga dapat di desain untuk dapat diberikan tekanan dan temperatur yang lebih tinggi, serta pada perencanaan sebelumnya slurry semen yang akan digunakan pada metode ini membutuhkan semen yang dapat diberikan tambahan *additive* untuk menyesuaikan dengan formasi.

Tabel 4. 4 Material yang digunakan pada sumur X

Material Requirement		
Additive	Concentration	Total
Fresh Water	4.50 gps X 49 sack	5.25 bbl
BZP 101 - Defoamer	0.10 gps X 49 sack	4.90 Gallon
BZF 101 - Fluid Loss Control Agent	0.39 gps X 49 sack	19.11 Gallon
BZR 101 - Retarded	0.09 gps X 49 sack	4.41 Gallon

(Sumber: *Squeeze Cementing Program Sumur X*)

Penambahan zat *additive* yang dibutuhkan pada slurry semen yang akan dibuat, menyesuaikan pada desain semen yang akan digunakan pada sumur X dilihat pada karakteristik formasi sumur serta metode yang akan digunakan, dimana pada sumur X menunjukkan formasi yang mudah kehilangan fluida sehingga penambahan *additive* BZF 101 - *Fluid Loss Control Agent* dengan konsentrasi 0.39 yaitu sebesar 19.11 Gallon dengan total semen 49 sack, berfungsi untuk mengurangi kehilangan fluida secara signifikan pada slurry semen yang di injeksikan, berdasarkan hasil pengujian *slurry cement* yang telah dibuat untuk sumur X menunjukkan nilai *fluid-*

loss pada *slurry cement* yang diijinkan sebesar 78 cc selama 30 menit pada tekanan 1000 psi, sehingga disimpulkan penambahan *additive* ini dapat meminimalisir kehilangan fluida secara masif pada *slurry cement*.

Penambahan *additive* lain diperlukan untuk dapat mendesain *thickening time* pada *slurry cement*, dimana pada metode *hesitate* memiliki waktu pengerjaan yang lebih lama karena beberapa kondisi yang mengharuskan semen untuk ditahan agar dapat memasuki celah pada formasi serta meninjau perubahan tekanan setiap proses pengerjaan ditahan, hingga final *squeeze*. Pada *slurry cement* yang didesain untuk sumur X menambahkan *additive BZR 101 – Retarder* yang diberikan sebesar 4.41 *Gallon* pada total semen 49 sack dengan konsentrasi 0.09 GPS, saat hasil pengujian menunjukkan *thickening time* pada *slurry cement* mencapai 100 BC pada waktu 4 jam 24 menit pada perencanaanya *squeeze cementing* untuk sumur X, nilai ini berada pada *safety margin* untuk pekerjaan *squeeze cementing* secara *hesitate*. *Special additive* lainnya yang ditambahkan ialah *BZP 101 – Defoamer* ini dapat berfungsi untuk membuat semen memiliki berat sesuai dengan yang kita inginkan dan dapat mengurangi busa serta udara yang terjebak pada *slurry cement*, sering terdapat foam yang dihasilkan dan terjebak pada semen *slurry* akan membuat rongga atau pori pada hasil semen setelah kering sehingga membuat hasil pekerjaan kurang baik.

4.2.3. Proses Pekerjaan *Water Shut Off* Dengan *Squeeze Cementing* Menggunakan Metode *Hesitate* Secara *Balanced Plug (placement squeeze)*

Drilling Activity								
Start Time	End Time	Sum of Dur (hr)	Phase	Activity	P/U	PT/NPT	Job Responsible	Comment
06:00	08:30	2.50	Completion, Completion	M/U&L/D BHA	P	PT	DPS Well Testing	L/D 7" RTTS Packer + TCP BHA, all fire.
08:30	10:00	1.50	Completion, Completion	Nipple U/D Press Test BOP	P	PT	BDSI Rig	Change out from 2-7/8" to 3-1/2" pipe ram.
10:00	22:00	12.00	Completion, Completion	P/U&L/D TB&DP	P	PT	BDSI Rig	RIH cementing string: 2-7/8" mule shoe + 5 jts 2-7/8" tail pipe + X/O + 3-1/2" DP and tag L/C at 6381' MD.
22:00	00:00	2.00	Completion, Completion	Condition Mud Circulation	P	PT	GWDC	Circulate hole to cooling down wellbore. Spot 10 bbl havis.
00:00	00:30	0.50	Completion, Completion	Trip In/Out	P	PT	BDSI Rig	POOH 2-7/8" mule shoe to 6201' MD
00:30	02:30	2.00	Completion, Completion	Cementing	P	PT	BDSI Cementing	Perform injectivity test at 0.5 bpm at 2500 psi, volume 1.5 bbl. Perform squeeze cementing job interval M4: 6181'- 6195'(14'); Pump 5 bbl water ahead Mix and pump 6 bbl 15.8 ppg cement slurry. Pump 1 bbl water behind. Displace with 45 bbl 8.7 ppg brine.
02:30	03:00	0.50	Completion, Completion	Trip In/Out	P	PT	BDSI Rig	POOH 2-7/8" mule shoe to 6122' MD.
03:00	04:00	1.00	Completion, Completion	Condition Mud Circulation	P	PT	GWDC	Reverse circulate 3X B/U until got clear returns.
04:00	04:30	0.50	Completion, Completion	Trip In/Out	P	PT	BDSI Rig	POOH 2-7/8" mule shoe to 5984' MD.
04:30	06:00	1.50	Completion, Completion	Cementing	P	PT	BDSI Cementing	Squeeze 2 bbl cement into formation, final pressure 420 psi.
06:00	09:00	3.00	Completion, Completion	Cementing	P	PT	BDSI Cementing	Continue squeeze total 2 bbl cement into formation, final pressure 900 psi.
09:00	16:00	7.00	Completion, Completion	Trip In/Out	P	PT	BDSI Rig	POOH 2-7/8" mule shoe and L/D 6 jts 3-1/2" DP.
16:00	19:00	3.00	Completion, Completion	M/U&L/D BHA	P	PT	BDSI Rig	M/U 6" Rotary BHA: 6" Rock Bit + Bit sub + 6 jts 4-3/4" DC
19:00	01:00	6.00	Completion, Completion	Trip In/Out	P	PT	BDSI Rig	RIH 6" Rock Bit and tag TOC at 6120' MD.
01:00	05:00	4.00	Completion, Completion	Wash & Reaming	P	PT	BDSI Rig	M/U Kelly. DOC from 6120' to 6198' MD.
05:00	06:00	1.00	Completion, Completion	Cementing	P	PT	BDSI Cementing	P/T Squeeze cement interval M4 : 6181' - 6195' (14') at 300 psi and hold for 10 min, OK.

(Sumber: Daily Workover Report Sumur X)

Gambar 4. 3 Perform Squeeze Cementing Sumur X

Penerapan metode *squeeze cementing* pada sumur X menggunakan kombinasi metode *hesitate* dan teknik *balanced plug (placement squeeze)*, sesuai dengan hasil evaluasi sebelumnya dimana pendekatan metode *hesitate* bertujuan agar *slurry cement* dapat diinjeksikan kedalam formasi dalam keadaan *low pressure* dibawah tekanan *gradient fracture*, metode ini sesuai dengan data *petrophysics properties* sumur X dengan kondisi formasi yang *permeable* dan cenderung terjadi kehilangan fluida akibat *losses*, lalu kombinasi penggunaan teknik *balanced plug (placement squeeze)* dinilai sebagai pilihan terbaik untuk digunakan pada pekerjaan penutupan/*abandoning* suatu sumur pada titik zona tertentu, dimana pada sumur x zona interval M4 yang dilakukan *water shut off* sedangkan interval lain yang berada di bawah M4 seperti L1 dan L2 akan tetap berproduksi. Berikut merupakan *perform squeeze cementing* pada sumur X berdasarkan gambar 4.3.

Pekerjaan dilakukan setelah pengujian injeksi dikerjakan, lalu dipompakan *water ahead* untuk sebagai bantalan agar *slurry* tidak terkontaminasi dengan fluida yang ada di dalam sumur sebanyak 5 bbl. *Slurry cement* dipompakan kedalam zona perforasi agar mengisolasi zona air dengan volume 6 bbl, dilanjutkan dengan

menginjeksikan 1 bbl sebagai *water behind*, yang di dorong dengan displacing fluid sebanyak 45 bbl 8.7 ppg berupa *brine*. Kemudian dilakukan penarikan *drill pipe* perlahan meninggalkan slurry agar tidak ikut tersemen dan reserve circulation agar casing bersih dari slurry. Selanjutnya proses *hesitation* pada *stage* pertama yaitu memasukan 2 bbl slurry cement dengan memberikan tekanan dengan rate 0.5 BPM kepada slurry sampai tekanan maksimum dan tercapai 420 psi. Hal ini bertujuan untuk mendesak slurry untuk mengisi zona perforasi yang akan di tutup. Setelah target volume squeeze tercapai, tekanan ditahan selama beberapa saat untuk melihat perubahan tekanan, pekerjaan dilanjutkan pada stage berikutnya dengan kembali memasukan 2 bbl cement slurry dengan rate 0.5 BPM hingga tekanan mencapai 980 psi final squeeze. Lakukan drill out cement (DOC) pada interval 6120' – 6198' dan dilakukan reserved out untuk membersihkan dan melakukan pengujian dengan memberikan tekanan 300 psi selama 10 menit pada interval yang disqueeze yaitu 6181' – 6195', tidak ada perubahan tekanan, proses squeeze berhasil.

Proses *squeeze* stage pertama berjalan selama 1 jam 50 menit dipastikan tidak terjadi perubahan tekanan, proses injeksi kembali dilanjutkan untuk stage berikutnya dengan menginjeksikan kembali sejumlah *slurry cement* 2 bbl kedalam formasi dengan tekanan yang diberikan sebesar 420 psi, proses *squeeze cementing* berlanjut untuk stage 2 dimulai pada pukul 06.00 waktu setempat dengan total waktu selama 3 jam hingga pukul 09.00 waktu setempat, pada akhirnya proses *squeeze cementing* mencapai titik *final pressure* pada tekanan 980 psi, pada kondisi ini *slurry cement* tidak dapat di injeksikan kembali sehingga proses injeksi berakhir dan pekerjaan *squeeze* ini telah mencapai *final squeeze*, pada hari berikutnya setelah *slurry* mengering dilakukan pengujian *squeeze job test* terhadap pekerjaan *squeeze cementing* yang telah dilakukan dengan memberikan tekanan sebesar 300 psi pada interval M4 : 6181 – 6195 ft, tekanan ditahan selama 10 menit untuk memastikan tidak terjadi perubahan tekanan, tidak adanya perubahan tekanan yang terjadi menunjukkan bahwa pekerjaan *squeeze cementing* pada sumur X berhasil dengan menggunakan metode *hesitate* dan *balance plug*.

BAB V

KESIMPULAN DAN SARAN

5.1 Kesimpulan

Setelah dilakukan evaluasi pada hasil injectivity test di sumur x maka didapatkan kesimpulan sebagai berikut:

1. Metode *squeeze cementing* yang ditentukan dalam pekerjaan *water shut off* pada sumur x yaitu secara *low pressure* dibawah tekanan *gradient fracture* menggunakan kombinasi metode *hesitate* beserta teknik *balanced plug (placement squeeze)*.
2. *Slurry cement* yang di design yaitu dengan menggunakan semen kelas G sebagai material yang tepat dan menambahkan additif berupa BZP 101 – *Defoamer* sebanyak 4.9 Gallon, BZR 101 – *Retarder* sebanyak 4.41 Gallon dan BZF 101 - *Fluid Loss Control Agent* sebanyak 19.11 Gallon, yang digunakan untuk meningkatkan keberhasilan dari metode *squeeze cementing*.

5.2 Saran

Berdasarkan kesimpulan yang diperoleh maka peneliti menyarankan kepada peneliti selanjutnya yaitu:

1. Melakukan penilaian hasil pekerjaan *squeeze cementing* dengan data *cement bond log (CBL)* dan *variable density log (VDL)* .
2. Penelitian selanjutnya dapat melakukan evaluasi keekonomian dari pekerjaan *water shut off* menggunakan *squeeze cementing*.

DAFTAR PUSTAKA

- Al-Houti, N., Al-Othman, M., Al-Qassar, K., Al-Ebrahim, A., Matar, K., & Al Hamad, A. (2017). An alternative method for cement squeeze in north Kuwait: Case study. *SPE International*. <https://doi.org/https://doi.org/10.2118/184802-MS>
- Aldo Fadhilah Abraham, Rachmat Sudibjo, A. P. (2015). squeeze cementing Operation To Control Water Production On Well Okta-36 Of Field Okta, East Java. *Seminar Nasional Cendekiawan*, 2460–8696, 2015. <https://doi.org/https://doi.org/10.25105/semnas.v0i0.217>
- Asyri, M., & Mulia, K. (2018). Study of microfine cement use on squeeze cementing operations in plug and abandonment work. *E3S Web of Conferences*, 67, 1–5. <https://doi.org/10.1051/e3sconf/20186703001>
- Brandl, A., Narvaez, G. G., & Bray, W. S. (2012). New Slurry Design Concepts Using Multifunctional Additives to Improve Quality and Sustainability of Cementing Systems for Zonal Isolation. *SPE International*, 283–292. <https://doi.org/https://doi.org/10.2118/161352-MS>
- Brothers, L. E., Chatterji, J., Childs, J. D., & Vinson, E. F. (1991). *Synthetic Retarder for High-Strength Cement*. 659–665. <https://doi.org/https://doi.org/10.2118/21976-MS>
- Cabori, L., Abrams, B., & Miller, C. (2017). New antifoam additive shows superior ability to reduce air entrainment in cement slurry. *JPT, Journal of Petroleum Technology*, 69(11), 18–19. <https://doi.org/https://doi.org/10.2118/1117-0018-JPT>
- Diaz, L., Lian, E., Larios, H., Flores, P., & Macip, M. (2012). Waterless cement slurry controls water production in southern Mexico naturally fractured oil wells. *SPE International Symposium on Formation Damage Control*, 1, 570–577. <https://doi.org/10.2118/151646-ms>
- Falah, M. R., Darmawan, J. K., & Barat, J. (2020). Analisis Pelaksanaan Proses Squeeze Cementing Pada Sumur X-009 Lapangan X. *Webinar Nasional Cendekiawan*, 1(1), 1–8. <https://doi.org/https://doi.org/10.25105/petro.v9i3.7715>
- Fitrianti, F. (2015). Analisis Kualitas Bonding Cement Di Zona Produktif Sumur BA 147 Menggunakan Ultra Sonic Imager Tool (USIT) Log di Lapangan BOB PT Bumi Siak Pusako-Pertamina Hulu. *Journal of Earth Energy Engineering*, 4(2), 29–43. <https://doi.org/10.22549/jeee.v4i2.636>
- Foucault, H., Total, D. P., Djurisc, A., Sincor, M. S., Statoil, J. S., & Pdvsa, R. S. (2004). A Successful Experience For Fiber Optic And Water Shut Off On Horizontal Wells With Slotted Liner Completion In An Extra Heavy Oil Field. *SPE*. <https://doi.org/https://doi.org/10.2118/89405-MS>

- Frittella, F., & Babbo, M. (2009). Best Practices and Lessons Learned From 15 Years of Experience of Cementing HPHT Wells in Italy. *SPE International*. <https://doi.org/https://doi.org/10.2118/125175-MS>
- Fuller, G. A., Mercado, S., & Mead, C. (2016). Engineered Solutions to Address Deepwater Remedial Cementing Challenges. *SPE International, 2016-Janua*. <https://doi.org/https://doi.org/10.2118/178768-MS>
- Greene, C. J. (1983). *Underground Injection Operations In Texas A Classification And Assessment Of Underground Injection Activities* (Issue April). Texas Department of Water Resources.
- Negara, T. P., & Hamid, A. (2015). Pengaruh Penambahan Accelerator “Kcl”, “Na₂sio₃”, Dan “Calseal” Sebagai Additive Semen Kelas A Terhadap Thickening Time, Compressive Strength, Dan Rheology Bubur Semen Dengan Variasi Temperatur (BHCT) Di Laboratorium Pemboran Dan Produksi Universitas Tris. *Seminar Nasional Cendekiawan*, 3, 543–549. <https://doi.org/https://doi.org/10.25105/semnas.v0i0.184>
- Novrianti, N. (2017). Studi Kelayakan Pekerjaan Pemilihan Zona Produksi dan Squeeze off Cementing pada Sumur MY05. *Journal of Earth Energy Engineering*, 6(2), 1–8. [https://doi.org/10.25299/jeee.2017.vol6\(2\).755](https://doi.org/10.25299/jeee.2017.vol6(2).755)
- Pradana, H. Y. (2016). Analisa Squeeze Cementing Berdasarkan Data Log CBL Pada Sumur HA-11. *Seminar Nasional Cendekiawan*, c, 487–495. <https://doi.org/https://doi.org/10.25105/semnas.v0i0.267>
- Prasetyo, E., Arief, T., & Prabu, U. A. (2014). Perencanaan Squeeze Cementing Metode Balance Plug Pada Sumur “ X ” Dan Sumur “ Y ” Di Lapangan Ogan The Planning Of Squeeze Cementing Balance Plug Method On Well X And Well Y In Ogan Field PT . Pertamina EP Asset 2 Prabumulih. *Jurnal Universitas Sriwijaya*. <http://jit.unsri.ac.id/index.php/jit/article/downloadSuppFile/128/74>
- Priambodo, Aldi, Julianto, Cahyadi, Nugroho, Muhammad Rizky, Tulloh, H. (2020). Studi Perencanaan dan Pelaksanaan Squeeze Cementing Metode Bradenhead Squeeze untuk Water Shut Off pada Sumur Minyak dengan Water Cut Tinggi. *Institut Teknologi Adhi Tama Surabaya*, 1(1), 403–410. <https://ejournal.itats.ac.id/sntekpan/article/view/1264/1027>
- Putradianto, R. R. (2020). Squeeze Cementing Using Braden Head Squeeze Method On ‘Dsr-29’ Well Tarakan Field PT. Medco E&P Indonesia. *Journal of Petroleum and Geothermal Technology*, 1(1), 15. <https://doi.org/10.31315/jpigt.v1i1.3322>
- Resesiyanto, H. (2022). Perhitungan Kebutuhan Material Penyemenan Dengan Metode Balance Plug Pada Program Cement Plug Sumur X Lapangan Y. *INTAN Jurnal Penelitian Tambang*, 1(1), 38–43. <https://doi.org/https://doi.org/10.56139/intan.v1i1.9>
- Samura, L., & Zabidi, L. (2018). Pengujian Compressive Strength Dan Thickening Time Pada Semen Pemboran Kelas G Dengan Penambahan Additif Retader.

Jurnal Ilmiah Teknik Perminyakan, 6(2), 49–54.
<https://doi.org/https://doi.org/10.25105/petro.v6i2.3103>

Shryock, S. H., & Slagle, K. A. (1968). Problems Related to Squeeze Cementing. *Journal of Petroleum Technology*, 20(08), 801–807.
<https://doi.org/10.2118/1993-pa>

Sinaga, J. F. (2019). Evaluasi Hasil Remedial Cementing Terhadap Kinerja Produksi Sumur Minyak Dengan Permasalahan Water Channeling. *PETRO:Jurnal Ilmiah Teknik Perminyakan*, 8(3), 107–111.
<https://doi.org/10.25105/petro.v8i3.5512>

Taha, A., & Amani, M. (2019). Overview of water shutoff operations in oil and gas wells; chemical and mechanical solutions. *ChemEngineering*, 3(2), 1–11.
<https://doi.org/10.3390/chemengineering3020051>

Toor, I. A. (1983). Problems in Squeeze Cementing. *SPE International*, 477–484.
<https://doi.org/https://doi.org/10.2118/11499-MS>

Yousuf, N., Olayiwola, O., Guo, B., & Liu, N. (2021). A comprehensive review on the loss of wellbore integrity due to cement failure and available remedial methods. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 207.
<https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021>.

