

**ANALISIS KERJA *WATER SHUT OFF* DENGAN METODE  
*SQUEEZE CEMENTING* DAN PEMASANGAN *RETRIEVABLE  
BRIDGE PLUG PACKER* UNTUK MENGISOLASI ZONA *HIGH  
WATER CUT* PADA SUMUR X DAN Y LAPANGAN RKB**

**TUGAS AKHIR**

*Diajukan guna melengkapi syarat dalam mencapai gelar Sarjana Teknik*

Oleh

**REZA KRESNA BAYU**

**NPM 133210352**



**PROGRAM STUDI TEKNIK PERMINYAKAN**

**UNIVERSITAS ISLAM RIAU**

**PEKANBARU**

**2019**

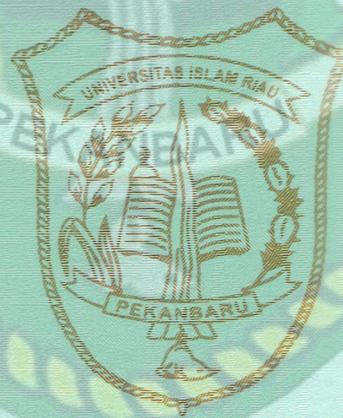
**ANALISIS KERJA WATER SHUT OFF DENGAN METODE  
SQUEEZE CEMENTING DAN PEMASANGAN RETRIEVABLE  
BRIDGE PLUG PACKER UNTUK MENGISOLASI ZONA HIGH  
WATER CUT PADA SUMUR X DAN Y LAPANGAN RKB**

**TUGAS AKHIR**

*Diajukan guna melengkapi syarat dalam mencapai gelar Sarjana Teknik*

OLEH :

**REZA KRESNA BAYU**  
NPM :133210352



**PROGRAM STUDI TEKNIK PERMINYAKAN  
FAKULTAS TEKNIK  
UNIVERSITAS ISLAM RIAU  
PEKANBARU  
2019**

## HALAMAN PENGESAHAN

**Tugas akhir ini disusun oleh :**

Nama : Reza Kresna Bayu  
NPM : 133210352  
Program Studi : Teknik Perminyakan  
Judul Skripsi : Analisis Kerja *Water Shut Off* Dengan Metode Squeeze Cementing Dan Pemasangan *Retrievable Bridge Plug Packer* Untuk Mengisolasi *Zona High Water Cut* Pada Sumur X Dan Y Lapangan RKB

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

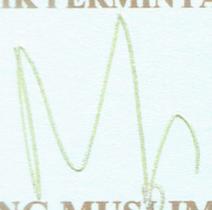
### DEWAN PENGUJI

Pembimbing I : Richa Melysa, ST., MT (.....)  
Pembimbing II : Dr. Mursyidah, M.Sc (.....)  
Penguji I : Idham Khalid, ST., MT (.....)  
Penguji II : Novrianti, ST., MT (.....)  
Ditetapkan di : Pekanbaru  
Tanggal : 25 September 2019

Disahkan Oleh:

DEKAN  
FAKULTAS TEKNIK  
  
Ir. H. ABD. KUDUS ZAINI, MT.MS. Tr

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 di dalamnya baik yang dikutip maupun dirujuk telah saya nyatakan dengan benar sesuai ketentuan. Jika terdapat unsur penipuan atau pemalsuan data maka saya bersedia dicabut gelar yang telah saya peroleh



Pekanbaru, September 2019



*Reza*  
Reza Kresna Bayu

133210352

## HALAMAN PENGESAHAN

Tugas akhir ini disusun oleh :

Nama : Reza Kresna Bayu

NPM : 133210352

Program Studi : Teknik Perminyakan

Judul Skripsi : Analisis Kerja *Water Shut Off* Dengan Metode *Squeeze Cementing* Dan Pemasangan *Retrievable Bridge Plug Packer* Untuk Mengisolasi Zona *High Water Cut* Pada Sumur X Dan Y Lapangan RKB

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

### DEWAN PENGUJI

Pembimbing I : Richa Mellysa, ST., MT. ( )

Pembimbing II : Dr. Mursyidah, M.Sc ( )

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

Penguji : Novrianti, ST., MT ( )

Ditetapkan di : Pekanbaru

Tanggal :

Disahkan oleh:

DEKAN  
FAKULTAS TEKNIK

KETUA PROGRAM STUDI  
TEKNIK PERMINYAKAN

Ir. H ABD. KUDUS ZAINI, MT., MS., TR

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 di dalamnya baik yang dikutip maupun dirujuk telah saya nyatakan dengan benar sesuai ketentuan. Jika terdapat unsur penipuan atau pemalsuan data maka saya bersedia dicabut gelar yang telah saya peroleh

Pekanbaru, September 2019

Reza Kresna Bayu

133210352



## KATA PENGANTAR

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

1. Richa mellysa, ST, MT selaku dosen pembimbing 1 dan pembimbing akademik, dan Dr. Mursyidah, M.Sc selaku dosen Pembimbing 2 saya, yang telah menyediakan waktu, tenaga dan pikiran untuk memberikan masukan dalam penyusunan tugas akhir ini.
2. Pihak PT. BOB BSP Pertamina Hulu Bapak Nor Rahmansyah dan bapak Rahmat Purba yang telah memberikan kesempatan untuk pengambilan data dan bimbingan untuk tugas akhir saya.
3. Ketua dan sekretaris prodi serta dosen-dosen yang sangat banyak membantu terkait perkuliahan, ilmu pengetahuan dan hal lain yang tidak dapat saya sebutkan satu per satu.
4. Orang tua Badul Kusasi dan Amimar atas segala doa dan kasih sayang, serta dukungan yang diberikan dalam penyelesaian tugas akhir.
5. Sabahat terbaik saya yang telah membantu saya dalam menyelesaikan tugas akhir ini.

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

Pekanbaru, September 2019

Reza Kresna Bayu

## DAFTAR ISI

HALAMAN PENGESAHAN.....	II
PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR .....	III
KATA PENGANTAR.....	IV
DAFTAR ISI.....	iV
DAFTAR GAMBAR.....	VIII
DAFTAR TABEL .....	X
DAFTAR LAMPIRAN .....	XI
DAFTAR SINGKATAN.....	XII
DAFTAR SIMBOL.....	XIII
ABSTRAK .....	XIV
ABSTRACT.....	XV
<b>BAB I PENDAHULUAN.....</b>	<b>1</b>
1.1. LATAR BELAKANG.....	1
1.2. TUJUAN PENELITIAN .....	2
1.3. BATASAN MASALAH .....	2
1.4. METODOLOGI PENELITIAN.....	2
<b>BAB II TINJAUAN PUSTAKA.....</b>	<b>5</b>
2.1. PENGERTIAN KERJA ULANG SUMUR ( <i>WORKOVER</i> ).....	5
2.2 <i>WATER SHUT OFF</i> (WSO) .....	6
2.2.1 Metode Kerja Ulang sumur <i>Water Shut Off</i> .....	9
2.3 PENGGUNAAN <i>PACKER</i> .....	11
2.3.1 Jenis-jenis <i>Packer</i> secara umum .....	12
2.3.2 Fungsi <i>Packer</i> .....	14
2.4 PENGENALAN DASAR SEMEN .....	15

2.4.1	Komposisi semen pemboran .....	15
2.4.2	<i>Secondary Cementing</i> .....	18
2.4.3	Perhitungan bubuk semen dan tekanan maximum. ....	19
2.4.4	Tujuan <i>squeeze cementing</i> .....	21
2.4.5	Teknik-teknik <i>squeeze cementing</i> .....	21
2.5	PENELITIAN YANG PERNAH DILAKUKAN .....	25
<b>BAB III TINJAUAN LAPANGAN .....</b>		<b>27</b>
3.1.	SEJARAH UMUM LAPANGAN RKB.....	27
3.2.	LINGKUP KERJA PERUSAHAAN .....	27
3.2.1.	Wilayah Kerja .....	27
3.2.2.	Daerah Operasi Perusahaan.....	28
3.3.	ASPEK GEOLOGI LAPANGAN RKB .....	29
3.4.	GEOLOGI REGIONAL.....	29
3.4.1.	Fromasi Bekasap .....	29
3.4.2.	Fromasi Pematang.....	30
3.5.	KARAKTERISTIK RESERVOIR LAPANGAN RKB .....	30
3.5.1.	Lingkungan Pengendapan .....	30
3.5.2.	Karakteristik Fluida.....	30
3.5.3.	Mekanisme Pendorong Reservoir .....	31
3.6.	SUMUR X DAN Y PADA LAPANGAN RKB.....	32
3.6.1.	Sejarah Produksi Sumur X .....	32
3.6.2.	Prosedur Penyemenan Sumur X.....	35
3.6.3.	Sejarah Produksi Sumur Y .....	36
<b>BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN .....</b>		<b>40</b>
4.1.	ANALISIS KEBERHASILAN METODE WSO PADA SUMUR X DENGAN <i>SQUEEZE CEMENTING</i> DAN PEMASANGAN <i>RETRIEVABLE BRIDGE PLUG PACKER</i> .....	40
4.1.1	OOIP DAN <i>REMAINING RESERVE</i> PADA SUMUR X .....	40
4.1.2	Hasil perhitungan <i>cement slurry</i> dan tekanan. ....	41

4.2 ANALISIS KEBERHASILAN WSO PADA SUMUR Y DENGAN METODE <i>SQUEEZE CEMENTING</i> DAN PEMASANGAN <i>RETRIEVABLE BRIDGE PLUG PACKER</i> . ....	47
4.2.1 Perhitungan OOIP dan <i>Remaining Reserve</i> pada sumur Y...	47
4.2.2 Hasil perhitungan <i>cement slurry</i> dan tekanan. ....	48
<b>BAB V KESIMPULAN DAN SARAN</b> .....	55
5.1. KESIMPULAN .....	55
5.2. SARAN .....	55
<b>DAFTAR PUSTAKA</b> .....	56
<b>LAMPIRAN I</b> .....	58
<b>LAMPIRAN II</b> .....	69

## DAFTAR GAMBAR

<b>Gambar 1.1</b> Diagram Alir .....	4
<b>Gambar 2.1</b> <i>Swab cup assembly</i> (BOB PT. bumi siak pusako - pertamina hulu zamrud district, 2013). .....	8
<b>Gambar 2.2</b> Pengisolasian Zona dengan <i>Bridge Plug</i> (BOB PT. bumi siak pusako- pertamina hulu zamrud district, 2013) .....	9
<b>Gambar 2.3</b> <i>Plugback</i> dengan Semen (BOB PT. bumi siak pusako - pertamina hulu zamrud district, 2013). .....	10
<b>Gambar 2.4</b> <i>Plugback</i> dengan <i>Chemical</i> (BOB PT. bumi siak pusako – pertamina hulu zamrud district, 2013). .....	11
<b>Gambar 2.5</b> <i>Packer Arrowset I-X</i> (Chevron, 2011).....	13
<b>Gambar 2.6</b> <i>G – 6 Packer Retrievable</i> (Chevron, 2011). .....	14
<b>Gambar 2.7</b> <i>High Pressure Squeeze</i> (Nelson, 1990) .....	23
<b>Gambar 2.8</b> <i>Brandedhead Squeezing</i> (Nelson, 1990).....	24
<b>Gambar 2.9</b> <i>Packer Squeeze</i> (Nelson, 1990). .....	25
<b>Gambar 3.1</b> Peta Wilayah Kerja BOB (BSP-Pertamina Hulu) .....	28
<b>Gambar 3.2</b> Peta Lokasi Sumur Lapangan RKB (BOB, 2014) .....	32
<b>Gambar 3.3</b> Data <i>Logging</i> Sumur X (BOB, 2007) .....	33
<b>Gambar 3.4</b> Grafik Produksi Sumur X .....	34
<b>Gambar 3.5</b> <i>Well Schematic</i> Sumur X.....	35
<b>Gambar 3.6</b> Data <i>Logging</i> sumur Y (BOB, 2009).....	37
<b>Gambar 3.7</b> Grafik Produksi Sumur Y .....	38
<b>Gambar 3.8</b> <i>Well Schematic</i> Sumur Y .....	39
<b>Gambar 4.1</b> <i>job schematic squeeze of perforation</i> .....	43
<b>Gambar 4.2</b> <i>Well schematic</i> sebelum dan setelah dilakukan pekerjaan WSO sumur X.....	44
<b>Gambar 4.3</b> Produksi minyak sumur X Sebelum dan Setelah pekerjaan WSO .	46
<b>Gambar 4.4</b> <i>water cut performance</i> pada sumur X sebelum dan setelah pekerjaan WSO .....	47
<b>Gambar 4.5</b> <i>Job schematic squeeze of perforation</i> sumur Y .....	50

**Gambar 4.6** *Well schematic* sebelum dan setelah dilakukan pekerjaan WSO  
sumur Y ..... 51

**Gambar 4.7** Produksi minyak sumur Y Sebelum dan Setelah pekerjaan WSO .. 53

**Gambar 4.8** *water cut performance* pada sumur Y sebelum dan setelah  
pekerjaan WSO ..... 54



## DAFTAR TABEL

<b>Tabel 2.1</b> Komposisi kimiawi komponen penyusun semen. ....	16
<b>Tabel 2.2</b> Klasifikasi Semen Berdasarkan API .....	18
<b>Tabel 3.1</b> Karakteristik Fluida Reservoir .....	31
<b>Tabel 4.1</b> OOIP, Np, dan RR Setiap Lapisan Reservoir Sumur X.....	41
<b>Tabel 4.2</b> Hasil perhitungan volume <i>cement</i> dan <i>squeeze pressure</i> . ....	42
<b>Tabel 4.3</b> Data Produksi Sumur X Sebelum dan Sesudah pekerjaan WSO .....	45
<b>Tabel 4.4</b> OOIP, Np, dan RR Setiap Lapisan Reservoir Sumur Y.....	48
<b>Tabel 4.5</b> hasil perhitungan volume <i>cement</i> dan <i>squeeze pressure</i> . ....	49
<b>Tabel 4.6</b> Data produksi sumur Y sebelum dan sesudah aplikasi WSO .....	52

## DAFTAR LAMPIRAN

**LAMPIRAN 1** Perhitungan *cement slurry* dan tekanan sumur X

**LAMPIRAN II** Perhitungan *cement slurry* dan tekanan sumur Y

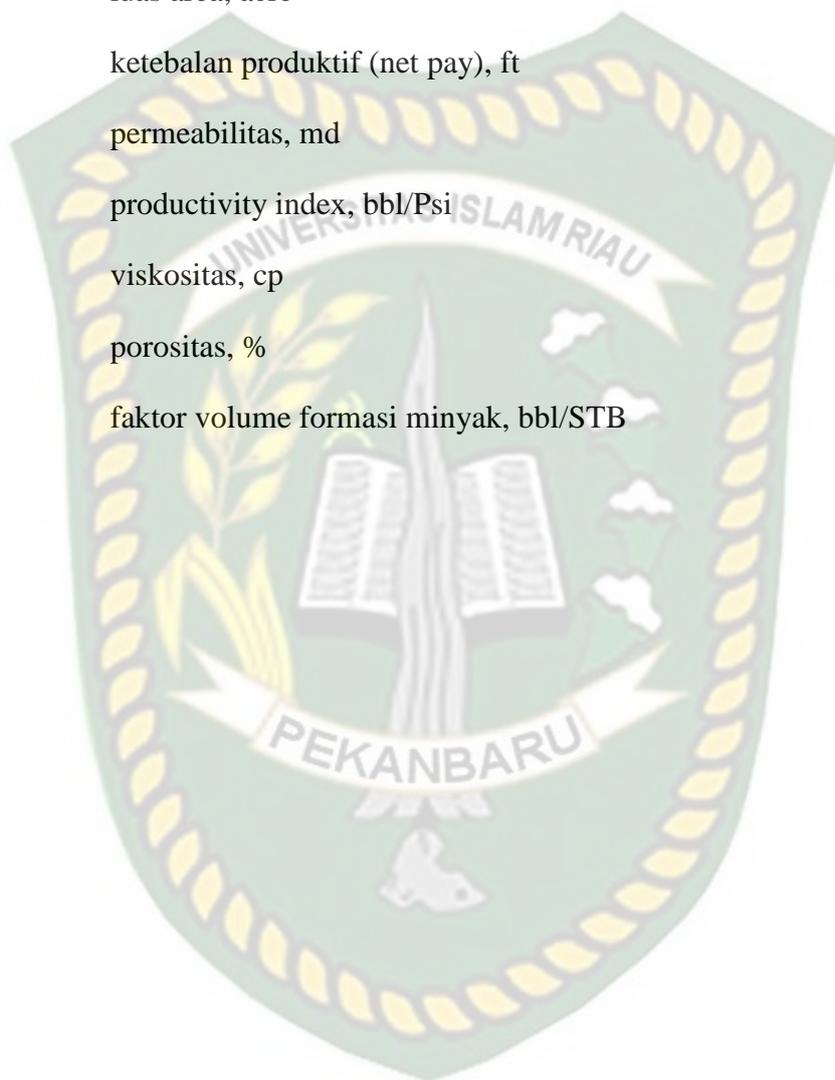


## DAFTAR SINGKATAN

API	<i>American Petroleum Institute</i>
BOPD	<i>Barel Oil / Day</i>
CA	<i>Capacity Annulus</i>
CIC	<i>Cement In Casing</i>
CIF	<i>Cement In Formation</i>
CT	<i>Capacity Tubing</i>
HOC	<i>High Of Cement</i>
OE	<i>Open Ended</i>
OOIP	<i>Original Oil In Place</i>
PF	<i>Pressure Farctur</i>
PH	<i>Pressure Hydrostatic</i>
RBPP	<i>Retrievable Bridge Plug Packer</i>
TOC	<i>Top Of Cement</i>
VD	<i>Volume Displacment</i>
WC	<i>Water Cut</i>
WOC	<i>Waiting On Cement</i>
WSO	<i>water shut off</i>

## DAFTAR SIMBOL

A	luas area, acre
h	ketebalan produktif (net pay), ft
K	permeabilitas, md
PI	productivity index, bbl/Psi
$\mu$	viskositas, cp
$\Phi$	porositas, %
Bo	faktor volume formasi minyak, bbl/STB



**ANALISIS KERJA *WATER SHUT OFF* DENGAN METODE *SQUEEZE CEMENTING* DAN PEMASANGAN *RETRIEVABLE BRIDGE PLUG PACKER* UNTUK MENGISOLASI ZONA *HIGH WATER CUT* PADA SUMUR X DAN Y LAPANGAN RKB**

**REZA KRESNA BAYU  
133210352**

**ABSTRAK**

Kenaikan produksi air menjadi suatu permasalahan yang sering terjadi pada sumur produksi minyak. Hal ini dikarenakan telah lamanya sumur tersebut berproduksi atau adanya kerusakan yang terjadi pada formasi sumur produksi. *Water shut off* (WSO) adalah salah satu kerja ulang sumur (*work over*) yang bertujuan untuk meminimalkan jumlah air yang diproduksi dari suatu sumur produksi dengan cara menutup zona yang dianggap tidak lagi produktif (zona air). Sumur X dan Y memiliki nilai *water cut* yang tinggi, sehingga perlu dilakukan aplikasi *Water Shut Off* menggunakan *squeeze of perforation* dan penambahan RBP packer.

Sebelum dilakukan aplikasi *Water Shut Off*, hal-hal yang harus diperhitungkan yaitu laju alir fluida yang masih cukup tinggi dan cadangan yang masih tersisa apakah masih cukup berpotensi apabila diproduksi kembali. Setelah itu aplikasi metode *Water Shut Off* dapat dilakukan dengan *squeeze of perforation* dan penambahan RBP packer pada sumur X dan Y.

Dari hasil desain *cement slurry* Maka diperlukan 45 sak semen untuk membuat *cement slurry* dan 68 Psi tekanan maximum untuk menginjeksikan *cement slurry* pada sumur X. Sedangkan sumur Y membutuhkan 55 sak semen untuk membuat *cement slurry* dan 24 Psi tekanan maximum untuk menginjeksikan *cement slurry*. Dari hasil analisis data, pekerjaan WSO berhasil dilakukan karena mampu meningkatkan produksi minyak dari 0 BOPD menjadi 230 BOPD pada sumur X dan 140 BOPD menjadi 333 BOPD untuk sumur Y. Serta menurunkan *water cut* sebesar 7% pada sumur X dan 50 % untuk sumur Y.

**Kata kunci :** *Water Shut Off, Packer, Squeeze of perforation, Water Cut*

**ANALYSIS OF WORKING WATER SHUT OFF USING THE SQUEEZE  
CEMENTING METHOD AND INSTALLATION OF RETRIEVABLE BRIDGE  
PLUG PACKER TO INSULATE HIGH WATER CUT ZONE IN THE WELL X AND  
Y RKB FIELD**

**REZA KRESNA BAYU  
133210352**

**ABSTRACT**

*The increase in water production is a problem that often occurs in oil production wells. This is because the well has been producing for a long time or there is damage to the production wells. Water shut off (WSO) is a work over that aims to minimize the amount of water produced from a production well by closing the zone that is considered no longer productive (water zone). The X and Y wells have high water cut values, so the Water Shut Off application needs to be done using a squeeze of perforation and the addition of the RBP packer.*

*Before the Water Shut Off application is carried out, the things that must be calculated are the fluid flow rate which is still quite high and the remaining reserves are still potential if produced again. After that the application of the Water Shut Off method can be done by squeeze of perforation and the addition of RBP packers in wells X and Y.*

*From the results of the cement slurry design, 45 sacks of cement are needed to make cement slurry and 68 Psi pressure maximum for injecting cement slurry in well X. While Y well requires 55 cement sacks to make cement slurry and 24 Psi maximum pressure to inject cement slurry. From the results of data analysis, WSO work was successfully carried out because it was able to increase oil production from 0 BOPD to 230 BOPD in wells X and 140 BOPD to 333 BOPD for well Y. And reduce water cut by 7% in well X and 50% for well Y.*

**Keywords :** *Water Shut Off, Packer, Squeeze of perforation, Water Cut*

# BAB I

## PENDAHULUAN

### 1.1. LATAR BELAKANG

Kenaikan produksi air menjadi salah satu permasalahan yang sering terjadi, terutama beberapa tahun terakhir dikarenakan akan menyebabkan penurunan produksi minyak (Permadi & Asep, 2016). Produksi air juga merupakan salah satu dilema dari industri migas, namun di sisi lain air juga sering dianggap sebagai sumber energi pada aliran fluida di reservoir (Daneshy, 2007). Lapangan RKB terdapat 32 sumur yang telah dilakukan metode *Water Shut Off* menggunakan *Barrier* berupa *Packer & squeeze cementing* untuk mengurangi produksi air yang berlebih akibat *water coning*. Sumur X dan Y merupakan sumur yang menggunakan metode tersebut.

Sumur X mulai diproduksi sejak tahun 2007 hingga sekarang dengan kedalaman TD 829 *feet*, dan telah beberapa kali dilakukan kerja ulang sumur (*workover*). Pada juli 2017 dilakukan *squeeze cementing* dan pemasangan *packer arrowset* I-X pada kedalaman 607'. Sumur Y mulai diproduksi sejak tahun 2009 hingga sekarang dengan kedalaman TD 575 *feet*, dan telah beberapa kali dilakukan kerja ulang sumur (*workover*), pada oktober 2015 dilakukan *squeeze cementing* dan pemasangan *packer arrowset* I-X pada kedalaman 490'. Pemilihan metode ini karena jika hanya memasang *packer* pada beberapa interval yang tidak produktif, maka fluida pada interval yang produktif tidak cukup besar untuk sampai pada kondisi pompa yang diinginkan.

Sumur X dan Y mengalami peningkatan produksi air atau sudah *high water cut* dengan nilai *water cut* mencapai 90% lebih setelah sekian lama di produksikan. Dimana hal tersebut terjadi karena beberapa lapisan memiliki *water cut* yang tinggi dan menyebabkan lapisan yang lainnya memiliki nilai *water cut* yang tinggi juga. Untuk mengatasi *water cut* yang tinggi di beberapa lapisan pada kedua sumur tersebut maka dilakukan *water shut off*. Metode *water shut off* yang

akan digunakan pada sumur X dan Y adalah *squeeze cementing perforasi* dan pemasangan *retrievable bridge plug packer*. Pemilihan metode ini karena, jika hanya memasang *packer* pada beberapa interval yang tidak produktif, maka fluida pada interval yang produktif tidak cukup besar untuk sampai pada kondisi pompa yang diinginkan, jika melakukan *squeeze all perforation* setelah itu dilakukan *re-perforate* pada interval yang produktif akan menambah biaya pekerjaan. *Packer* yang dipasang saat proses *squeeze cementing* berfungsi untuk menjaga lapisan yang produktif tidak ikut tersemen.

## 1.2. TUJUAN PENELITIAN

Adapun tujuan dari penelitian ini adalah sebagai berikut:

1. Penentuan tekanan maximum yang dibutuhkan untuk menginjeksikan *cement slurry* pada proses *squeeze cementing* sumur X dan Y.
2. Menganalisis kerja *water shut off* sebelum dan setelah proses *squeeze cementing* dan pemasangan *retrievable bridge plug packer* dalam mengisolasi zona pada sumur X dan Y.

## 1.3. BATASAN MASALAH

Agar penelitian ini dapat dilakukan lebih fokus, sempurna, dan mendalam maka penulis memandang permasalahan penelitian yang diangkat perlu dibatasi variabelnya. Oleh sebab itu, penelitian ini berfokus pada analisis pemasangan *retrivable brige plug packer* dan *squeeze cementing* perforasi pada sumur X dan Y.

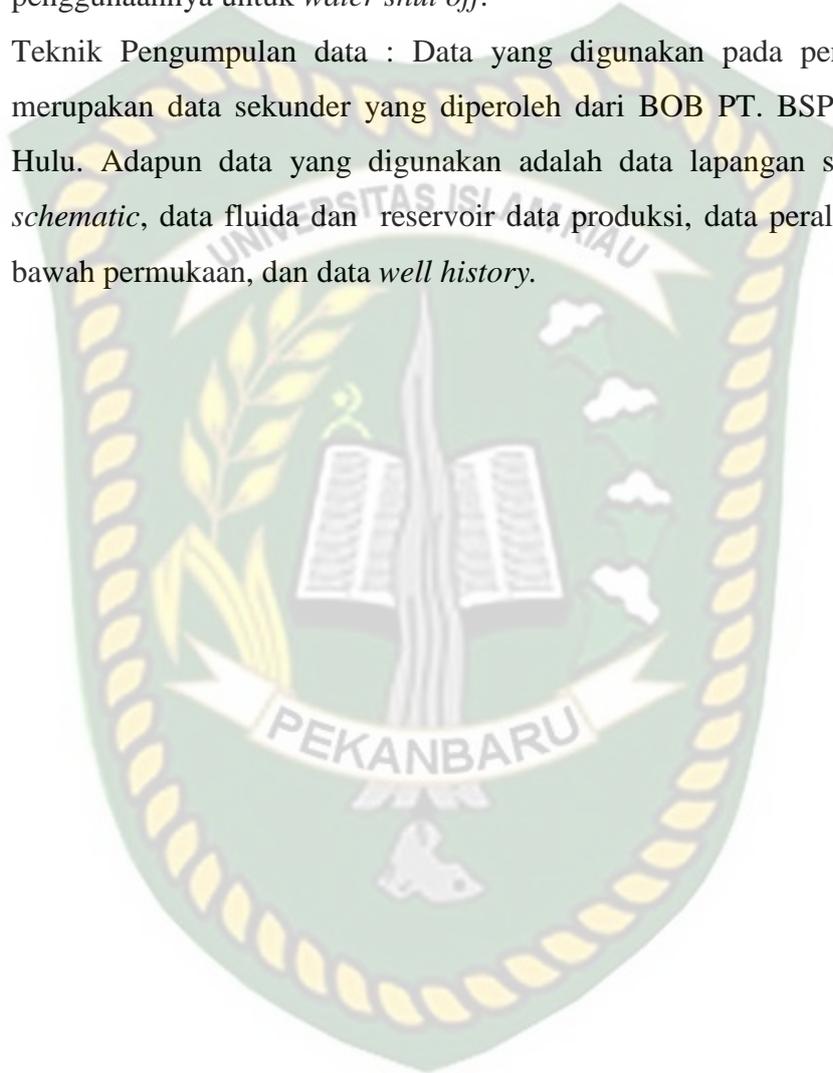
## 1.4. METODOLOGI PENELITIAN

Adapun objek dan metodologi penelitian serta teknik pengumpulan data diuraikan sebagai berikut:

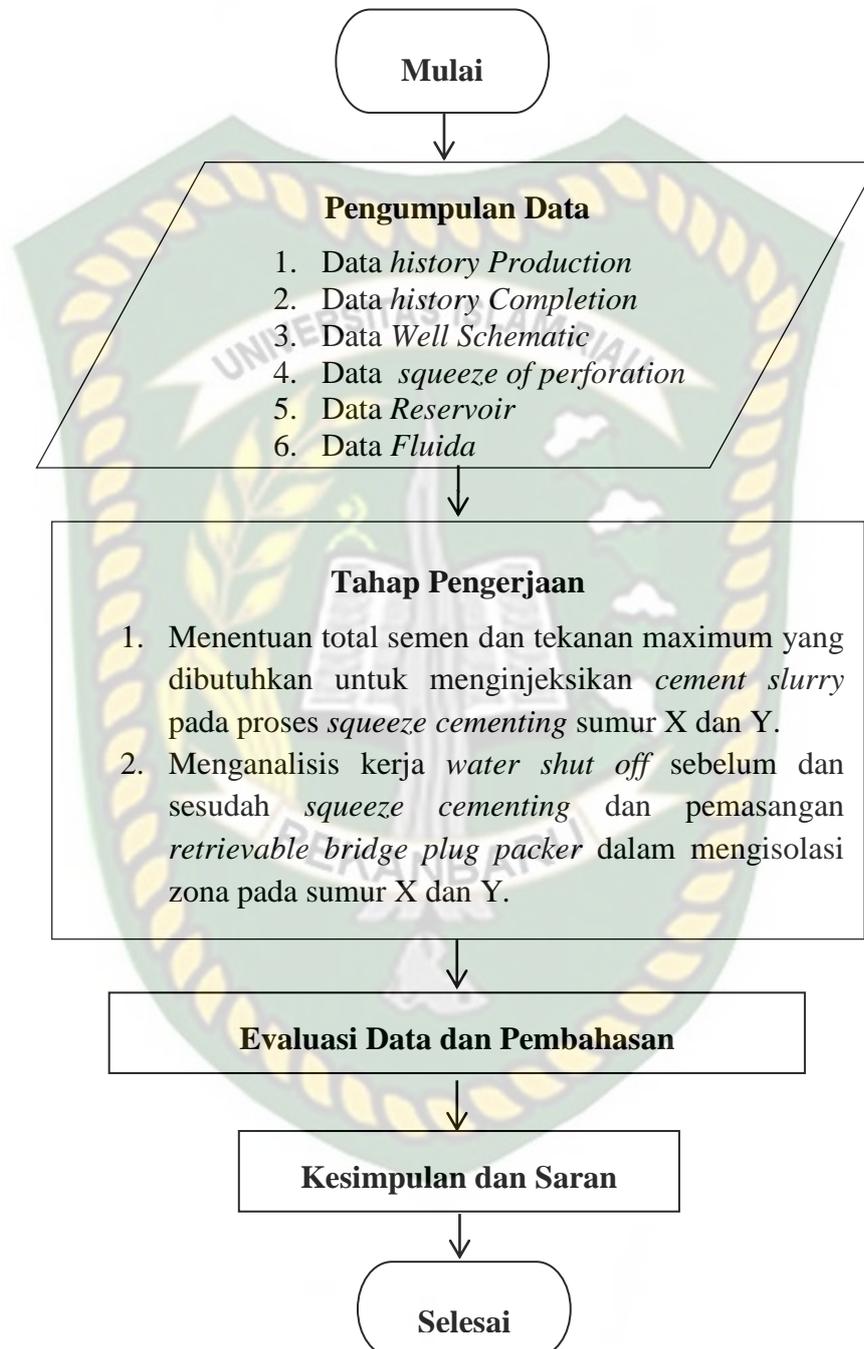
- a. Tempat atau objek penelitian : Lapangan RKB (sumur X dan sumur Y).
- b. Metodologi penelitian : Metodologi penelitian yang digunakan penulis pada tugas akhir ini adalah penelitian evaluasi lapangan (*Field Research*) dengan melakukan pemeriksaan terhadap proses yang terjadi dan

mengevaluasi efektivitasnya, sehingga pada akhirnya didapat suatu kesimpulan. Metode penulisan tugas akhir ini berdasarkan hasil studi literatur yang berkaitan dengan aplikasi *retrivable brige plug packer* dan penggunaannya untuk *water shut off*.

- c. Teknik Pengumpulan data : Data yang digunakan pada penelitian ini merupakan data sekunder yang diperoleh dari BOB PT. BSP Pertamina Hulu. Adapun data yang digunakan adalah data lapangan seperti *well schematic*, data fluida dan reservoir data produksi, data peralatan sumur bawah permukaan, dan data *well history*.



Adapun diagram alir dari penelitian ini sebagai berikut :



Gambar 1.1 Diagram Alir

## BAB II

### TINJAUAN PUSTAKA

Selain untuk beribadah kepada Allah SWT, manusia diciptakan sebagai khalifah di muka bumi. Sebagai khalifah, manusia memiliki tugas untuk memanfaatkan, mengelola, dan memelihara alam semesta. Allah SWT telah menciptakan alam semesta untuk kepentingan dan kesejahteraan semua makhluk-Nya, khususnya manusia. Sumber daya alam adalah segala sesuatu yang diciptakan Allah SWT di bumi yang dapat dimanfaatkan oleh manusia untuk kebutuhan hidupnya tercukupi dan sejahtera.

Sumber daya alam yang terdapat dimana saja seperti di tanah, air, udara dan sebagainya. Sebagaimana yang telah dijelaskan oleh Allah SWT dalam firman-Nya Q.S Al-An'am(6) : 1-3. Maka sudah sepantasnya kita bersyukur atas apa yang telah Allah SWT ciptakan yang semata-mata adalah untuk kita manfaatkan, karena Allah SWT telah berjanji barang siapa yang mensyukuri nikmatnya maka akan ditambah tapi apabila kufur maka akan mendapat siksa yang amat pedih. Untuk itu sebagai bentuk syukur manusia kepada Allah SWT, manusia harus memelihara alam yang telah memberikan kehidupan kepada manusia karena hakikatnya semua yang ada di bumi hanyalah milik Allah SWT.

#### **2.1. PENGERTIAN KERJA ULANG SUMUR (*WORKOVER*)**

Kerja ulang sumur adalah suatu kegiatan untuk meningkatkan produktivitas dengan cara memperbaiki kerusakan sumur sehingga diperoleh kembali laju produktivitas yang optimum. Terkadang *workover* dilakukan untuk mengatasi kelebihan produksi air atau gas (Chevron, 2011). Sebelum melakukan suatu operasi kerja ulang sumur, ada beberapa faktor yang harus dipertimbangkan, yaitu :

1. Harus diyakini benar bahwa cadangan minyaknya masih cukup besar sehingga untuk tujuan pengurusan reservoirnya perlu mengadakan rehabilitasi sumur-sumur tersebut.

2. Masih belum tercapainya laju produksi optimum, sehingga perlu diselidiki faktor-faktor penyebabnya agar dapat ditentukan jenis operasi kerja ulangnya.
3. Terproduksinya material yang tidak diinginkan, produksi air dan atau gas yang berlebihan sehingga menyebabkan rusaknya peralatan dan perlengkapan lainnya

## 2.2 WATER SHUT OFF (WSO)

Salah satu kerja ulang sumur, yaitu *Water shut off* merupakan bentuk kerja ulang sumur di suatu sumur produksi dengan tujuan meminimalkan jumlah air yang akan diproduksi dengan meminimalkan kehilangan produksi minyak. Semakin banyak jumlah air yang akan diproduksi ke permukaan maka semakin banyak usaha dan biaya yang dikeluarkan untuk mengelolanya (Mohd Noordin, Razak, & Ismail, 2009).

*Water shut off* merupakan penutupan interval perforasi pada zona yang dianggap tidak lagi produktif yang disebabkan kenaikan *water oil contact*. Beberapa cara yang dilakukan yaitu dengan pemasangan *packer* baik *retrievable* ataupun *permanent packer* serta melakukan *squeeze cementing*. Operasi ini dilakukan pada zona-zona yang kadar airnya tinggi (*high water cut*) yang disebabkan oleh masalah reservoir seperti *water coning*, *water fingering*, kerusakan mekanisme lubang sumur seperti kerusakan *bonding cement* dan kebocoran pada *casing* atau *packer* (Mohd Noordin et al., 2009). Tahapan pekerjaan *water shut off* adalah :

- a. Melakukan Pemilihan Lapisan yang Produktif

Pemilihan lapisan dilakukan untuk menentukan lapisan mana yang akan ditutup dan lapisan yang tetap dibuka. Kandidat sumur yang akan diproduksi harus melewati tahapan-tahapan pemilihan berdasarkan prioritas kemampuan produksi sumur tersebut dengan menggunakan log dan korelasi dengan sumur disekitarnya. Tahapan pekerjaan ini dilakukan dengan melihat zona-zona yang *high water cut* dengan tenaga pendorong *water drive mechanism* untuk ditutup, serta membuka lapisan yang masih potensi memiliki *oil reserve* untuk

diproduksikan. Untuk menutup lapisan yang tidak produktif lagi biasanya menggunakan *squeeze cementing* dan pemasangan *packer*.

b. Tes Produksi menggunakan *Packer Test*

Secara teknis setelah ditentukan prioritas atau kandidat sumur yang produktif maka tahapan berikutnya dari pekerjaan teknis lapangan adalah melakukan uji *influx* pada tiap lapisan dengan menggunakan *packer test* kemudian dilakukan *swab*. Dari hasil uji *influx* tiap lapisan maka dapat ditentukan lapisan mana yang akan ditutup dan lapisan yang akan diproduksikan.

Melakukan tes produksi dengan menggunakan dua jenis *packer* untuk mengisolasi lapisan yang akan di *test* antara lain :

1. Pertama, set *retrievable bridge plug* atau *arrow* set di bawah selang interval perforasi, kemudian *run* dan set *anchor Packer* di atas interval perforasi.
2. Cara kedua memakai dua jenis *packer* secara bersamaan, yaitu *Anchor Packer* sebagai penyekat di atas zona perforasi dan menggunakan *packer Type G single grip* yang biasanya digunakan pada *single completion*.
3. Cara ketiga ini lebih sering dipakai, sumur di *swab* dengan *swab tools* untuk mengetahui isi dan *influx* dari lapisan atau interval perforasi tersebut.

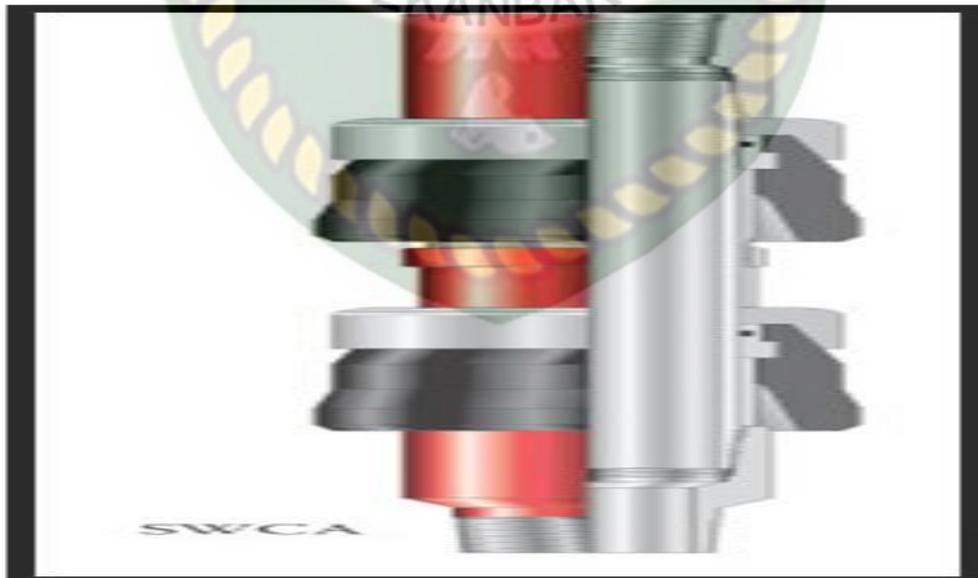
c. *Swabbing*

*Swabbing job* yaitu suatu kegiatan menimba atau mengeluarkan fluida dari dalam sumur melalui suatu rangkaian (*string*) khusus. *Swabbing job* dilakukan pada sumur *workover* maupun sumur yang baru selesai dilakukan pemboran, karena *swabbing test* merupakan satu-satunya kesempatan untuk mengukur sifat dinamis untuk setiap lapisan pada suatu sumur (Naranjo, Bravo, Díaz, & Caldera, 2009). *Swab test* juga berfungsi untuk mengambil data yang dibutuhkan untuk perencanaan pompa seperti :

- a. *Statik Fluid Level* ( SFL).
- b. *Working Fluid Level* (WFL).
- c. *Rate Per Day* (q) dan *Water Cut*.

*Swabbing* dilakukan dengan menurunkan peralatan khusus ke lubang sumur menggunakan *wireline*. Peralatan *swabbing* dilengkapi dengan *swabbing cup* dan *valve*. Pada saat diturunkan maka *valve* akan terbuka, sehingga *swabbing* unit dapat mencapai dasar sumur. Pada saat ditarik *valve* akan tertutup, sehingga fluida yang terdapat pada *cup* akan terperangkap dan terangkat ke permukaan. Fluida tersebut selanjutnya dialirkan melalui tubing yang berhubungan dengan *well head* ke tanki atau kolam penampungan. *Swab tank* merupakan tanki penampung fluida setelah diangkat ke permukaan pada saat proses *swabbing*, melalui *swab tank* ini kita dapat menghitung berapa *rate* yang dikeluarkan setiap waktu *swabbing* yang dilakukan (7,5 menit, 10 menit dan 15 menit) dan juga kita dapat mengetahui berapa *water cut* yang terdapat dalam fluida tersebut.

Pada saat fluida dikeluarkan, tekanan hidrostatik dilubang bor menjadi rendah. Pada saat tekanan turun dibawah tekanan formasi, sumur mengalir secara alami kembali. Hal ini dilakukan berulang-ulang hingga didapatkan jumlah fluida yang diinginkan, untuk mengetahui tekanan reservoir dan tekanan di lubang bor serta laju produksi dan *water cut* ditentukan di permukaan dengan membandingkan jumlah air yang terproduksi dengan jumlah fluidanya.



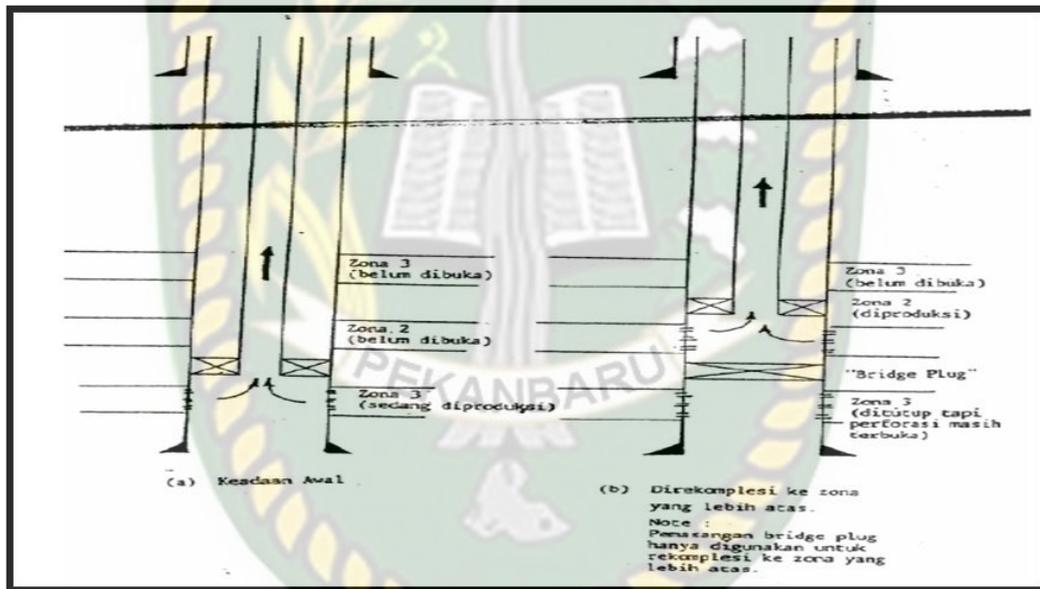
**Gambar 2.1** *Swab cup assembly* (BOB PT. bumi siak pusako - pertamina hulu zamrud district, 2013).

### 2.2.1 Metode Kerja Ulang sumur *Water Shut Off*

Adapun cara atau metode dari kerja ulang ini bisa dikategorikan menjadi tiga : *mechanical*, *cementing* dan *chemical* (G. Zhang et al., 2017).

#### a. *Mechanical*

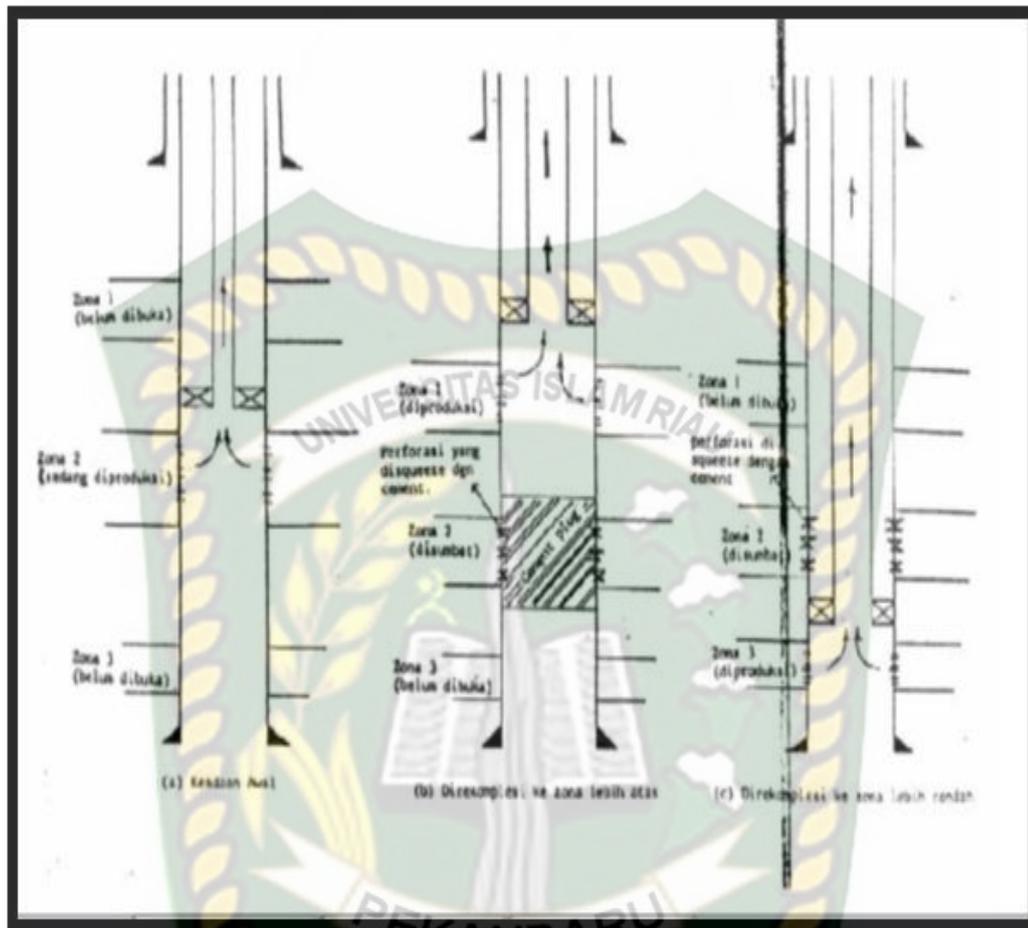
Metode *mechanical* yaitu teknik pengisolasian suatu zona yang telah *wet* dan tidak ekonomis lagi untuk diproduksi dengan menggunakan *packer*. Teknik ini efektif dan biasa dipergunakan pada jenis kompleks sumur *cased hole*. Adapun jenis *packer* yang digunakan adalah *lockset packer* (LSP), *Cup packer* dan *casing iron bridge plug packer* (CIBP). Pada metode ini tidak bisa dilakukan untuk sumur dengan temperatur yang tinggi.



**Gambar 2.2** Pengisolasian Zona dengan *Bridge Plug* (BOB PT. bumi siak pusako - pertamina hulu zamrud district, 2013)

#### b. *Cementing*

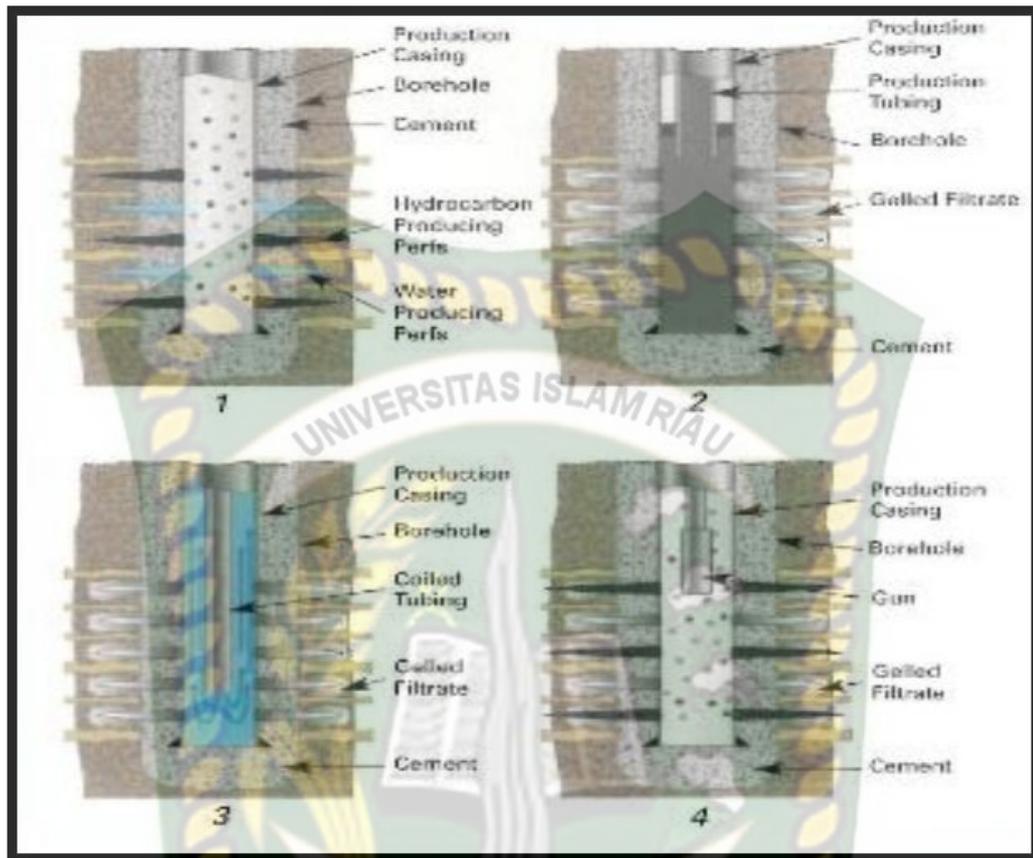
Metode *cementing* adalah teknik pengisolasian suatu zone yang tidak dikehendaki dengan menggunakan semen. Teknik ini dapat dipergunakan di *cased hole* dan *open hole*. Teknik ini tahan dengan lingkungan sumur yang mempunyai temperatur tinggi.



**Gambar 2.3** Plugback dengan Semen (BOB PT. bumi siak pusako - pertamina hulu zamrud district, 2013).

c. *Chemical*

Metode *chemical* adalah dengan menginjeksikan *chemical* tertentu yang dapat berubah menjadi seperti gel dan menghambat laju alir pada zona yang tidak dikehendaki (*totally block*).



**Gambar 2.4** Plugback dengan *Chemical* (BOB PT. bumi siak pusako - pertamina hulu zamrud district, 2013).

### 2.3 PENGGUNAAN *PACKER*

*Packer* berasal dari kata “*PACK*” yang artinya membungkus. Tetapi yang dimaksudkan disini adalah memisahkan atau mengisolasi. *Packer* merupakan suatu alat mekanis yang ditempatkan di dalam sumur untuk memisahkan atau mengisolasi zona atau interval yang tidak ekonomis atau dengan kata lain *packer* dapat didefinisikan sebagai peralatan bawah permukaan yang digunakan untuk menyekat antara *tubing* dan *casing*, serta mencegah aliran vertikal disepanjang annulus *casing tubing* diatas zona produksi (heriot, 2005). Dalam industri perminyakan dan gas bumi berarti bahan atau alat yang di set untuk menciptakan kondisi pembatas (*sealing*) antara *tubing* dengan *casing* atau *drill pipe* dengan *casing* (Baker Hughes, 1995).

### 2.3.1 Jenis-jenis *Packer* secara umum

*Packer* merupakan salah satu peralatan produksi yang diperlukan pada sumur produksi, dimana pada saat pemasangan dipengaruhi oleh tekanan fluida reservoir dan temperatur yang berada di dalam atau di luar pipa produksi yang dapat berpengaruh terhadap rangkaian pipa produksi, khususnya *packer*. Tekanan yang terjadi pada pemasangan *packer* dapat mengakibatkan karet-karet (*seal*) dan memperkuat kedudukan antara *tubing* produksi dengan dinding pipa selubung.

Terdapat dua jenis *packer* yang dapat digunakan untuk melakukan penyelesaian dan kerja ulang sumur serta dapat digunakan pada metode WSO untuk menutup zona yang memiliki produksi air yang tinggi (*high water cut*) (heriot, 2005).

#### a. *Drillable Packer (Permanent Packer)*

*Drillable packer* adalah *packer* yang tetap, dengan kata lain *packer* tidak bisa digeser ke atas maupun ke bawah, jika *packer* tersebut telah ditempatkan di lubang sumur dan harus di bor untuk mengeluarkannya atau melepaskannya (Shryock & Slagle, 1968). *Packer* ini dimasukkan ke dalam sumur dengan *wireline* atau dengan *tubing*. *Tubing* dapat dilepas atau ditarik dari *packer* dan meninggalkan *packer* di *casing*, kemudian *tubing* dapat diturunkan kembali dan bersatu dengan *packer*. *Permanent packer* disebut juga dengan *Production Packer*. *Production Packer* berfungsi untuk menyekat *annulus tubing* dengan *casing* pada zona produktif. *Production Packer* setelah dirangkaikan dengan *tubing*, kemudia dimasukkan ke dalam lubang sumur sampai ke formasi produktif.

#### b. *Retrievable Packer*

*Retrievable packer* adalah *packer* yang dibuat sedemikian rupa sehingga mudah untuk dicabut atau digeser kedudukannya. Prinsip dari *packer* ini adalah biasanya didudukan dan dilepaskan kapan saja diinginkan. *Packer* ini diturunkan bersamaan dengan *tubing*. Setelah di set, *packer* ini dilepas atau diambil dari sumur bersamaan dengan *tubing*. Jenis *retrievable packer* yang mampu menekan dan mengurangi (*reserve*) produksi air yang tinggi adalah *arrowset I-X* dan *arrowset I-X*. ( (Douglas, 1987). Beberapa jenis *retrievable packer* :

## 1. Arrowset I-X

Ukuran : Untuk ukuran lubang / casing produksi.

Kelebihan :

- a. Direkomendasi untuk sumur dengan tujuan isolasi, injeksi dan produksi.
- b. *Full opening system* memungkinkan untuk *flow* yang tidak terbatas dan memungkinkan di set menggunakan *wireline* dan aksesoris yang lain.
- c. *Internal by pass valve* yang berukuran besar sehingga mengurangi *swab effect* pada saat *run*.
- d. Memiliki sistem *upper slip release* yang baik yaitu mampu mengurangi gaya (*force*) pada saat *release packer*.
- e. Didesain dengan kemampuan banyak yang memungkinkan untuk semua kegiatan produksi, stimulasi dan injeksi.



**Gambar 2.5** Packer Arrowset I-X (Chevron, 2011).

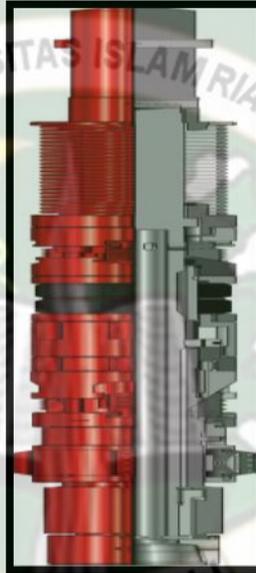
## 2. G – 6 Packer (retrievable)

Ukuran : Tersedia untuk semua ukuran casing produksi.

Kelebihan :

- a. Ideal untuk keperluan proyek peningkatan *Oil recovery* dan servis pada “*water flooding well*”.
- b. Bisa digunakan pada sumur dangkal (*shallow well*).

- c. Memiliki berbagai pilihan aksesoris dengan tujuan-tujuan tertentu misalnya : *on off tool*, *down hole shut off valve*, *tubing control valve* dan sebagainya.
- d. Bentuk yang simpel dan lebih ekonomis.
- e. Memiliki tambahan fitur dimana *differential pressure* akan semakin meningkatkan *compression*.



**Gambar 2.6** *G – 6 Packer Retrievable* (Chevron, 2011).

### 2.3.2 Fungsi Packer

Adapun fungsi dari *packer* yaitu sebagai berikut ini (Chevron, 2011) :

1. Memisahkan atau mengisolasi zona-zona pada interval (perforasi) tertentu.
2. Menjaga sumur dari tekanan-tekanan yang besar, yang terjadi pada saat melakukan simulasi *job* (*fracturing* dan *acidizing*).
3. Mempertahankan fluida reservoir dan menjaga tekanan dari *casing*.
4. Membungkus lubang perforasi selama *squeeze cementing*.
5. Mengisolasi *casing* atau *liner* yang bocor.
6. Menutup secara sementara satu interval dengan interval lain yang sedang di produksi.
7. Untuk melakukan *multiple completion* pada suatu sumur.

## 2.4 PENGENALAN DASAR SEMEN

Berbagai jenis semen belakangan ini telah dikembangkan. Jenis semen yang banyak digunakan sekarang adalah semen jenis *portland*. Semen jenis ini dibuat dengan cara mencampurkan batu gamping dengan lempung dan diproses dengan suhu yang tinggi.

Semen *portland* pertama kali dikembangkan oleh Yoseph Aspdin pada tahun 1824, dan pertama kali digunakan pada sumur minyak tahun 1903 dengan tujuan untuk menutup air, pada saat itu digunakan semen kontruksi biasa dan harus menunggu sampai 28 hari sebelum dilakukan pengetesan dan pemboran selanjutnya. Kemudian untuk mengatasi masalah yang dijumpai pada penggunaan semen *portland* pada waktu pemboran, industri semen memodifikasi semen biasa dan menyesuaikan dengan kondisi sumur minyak.

### 2.4.1 Komposisi semen pemboran

Pada umumnya terdapat empat komposisi senyawa kimia yang berperan sebagai senyawa aktif dalam semen. Bila semen mengalami dehidrasi, senyawa ini meberikan pengaruh besar dalam pembentukan kekuatan semen (Dwight, K, 1990). Senyawa-senyawa tersebut antara lan :

1. *Tricalcium aluminate* ( $3\text{CaO Al}_2\text{O}_3$  au  $\text{C}_3\text{A}$ )

Senyawa ini dibentuk oleh reaksi antara  $\text{CaO}$  dengan  $\text{Al}_2\text{O}_3$ . Walaupun kadarnya lebih kecil dari komponen silikat (sekitar 15% untuk *high early strenght* semen dan sekitar 3% untuk semen yang tahan terhadap sulfat), namun berpengaruh pada rheologi suspensi semen dan membantu proses pengerasan awal pada semen.

2. *Dicalcium silikate* ( $2\text{CaO SiO}_2$  atau  $\text{C}_2\text{S}$ )

Senyawa ini juga dihasilkan oleh reaksi antara  $\text{CaO}$  dan  $\text{SiO}_2$ . Komponen ini sangat penting dalam memberikan *final strenght* semen. Karena  $\text{C}_2\text{S}$  ini mengeringnya lambat maka tidak berpengaruh dalam setting waktu semen, akan tetapi sangat menentukan dalam kekuatan semen.

3. *Tricalcium silikate* ( $3\text{CaO SiO}_2$  atau  $\text{C}_3\text{S}$ )

Senyawa ini dihasilkan oleh reaksi antara  $\text{CaO}$  dengan  $\text{SiO}_2$ . Komponen ini merupakan yang terbanyak dalam semen portland, sekitar 40-45%

untuk semen yang lambat proses pengerasannya dan sekitar 60-65% untuk semen yang cepat proses pengerasannya (*high early strenght cement*) komponen  $C_3S$  pada semen memberikan *strenght* yang sangat besar pada pengerasan.

4. *Tetracalcium aluminofेरite* ( $4CaO \cdot Al_2Fe_2O$  atau  $C_4AF$ )

Senyawa ini dihasilkan oleh reaksi  $CaO$ ,  $Al_2O_3$  dan  $Fe_2O_3$ . Komponen ini hanya sedikit pengaruhnya pada *strenght* semen. API menjelaskan bahwa kadar  $C_4Af$  ditambah dengan dua kali kadar  $C_3A$  tidak boleh lebih dari 24% untuk semen yang tahan terhadap kandungan sulfat yang tinggi. Penambahan oksida besi yang berlebihan akan menaikkan kadar  $C_4Af$  dan menurunkan panas hasil reaksi / hidrasi  $C_3S$  dan  $C_2S$ .

**Tabel 2.1 Komposisi kimiawi komponen penyusun semen.**

Komponen	Rumus kimia	Nama dagang	Jumlah
<i>Tricalcium aluminate</i>	$3CaO \cdot Al_2O_3$	$C_3A$	50%
<i>Dicalcium silicate</i>	$2CaO \cdot SiO_2$	$C_2S$	25%
<i>Tricalcium silicate</i>	$3CaO \cdot SiO_2$	3S	10%
<i>Tetracalcium aluminofेरite</i>	$4CaO \cdot Al_2O_3 \cdot Fe_2O_3$	$C_4AF$	10%
Oksida lain ( <i>gypsum, magne-sium, sulfat, CaO</i> dan additif khusus lainnya)			5%

Sumber : (Dwight, K, 1990)

Dari tabel tersebut dapat dilihat bahwa  $C_3S$  dan  $C_2S$  merupakan komponen utama.  $C_3S$  memiliki laju hidrasi yang paling tinggi dan berpengaruh pada sifat ketahanan semen secara keseluruhan.  $C_2S$  merupakan komponen yang tidak begitu reaktif dan berpengaruh pada peningkatan kekuatan semen bertahap.  $C_3A$  berpengaruh pada pengerasan awal karena sifat hidrasinya yang cepat.  $C_3Af$  hampir sama dengan  $C_3A$  akan tetapi sangat tergantung pada temperatur dan persentasi additif.

API telah melakukan pengklasifikasian semen kedalam beberapa kelas guna mempermudah pemilihan dan penggolongan semen yang akan digunakan. Pengklasifikasian ini didasari atas kondisi sumur dan sifat-sifat semen yang disesuaikan dengan kondisi sumur, temperatur, tekanan dan kandungan yang terdapat pada fluida formasi (seperti sulfat dan sebagainya).

a. Kelas A

Semen kelas A ini digunakan dari kedalaman 0 (permukaan) sampai 6.000 ft (1.830 m) dengan temperatur hingga 80°C. Semen ini terdapat dalam tipe biasa (*ordinary type*) dan mirip dengan semen ATM C0150 I.

b. Kelas B

Semen kelas B digunakan dari kedalaman 0 sampai 6.000 ft dan tersedia dalam jenis yang tahan terhadap kandungan sulfat menengah dan tinggi (*moderate* dan *high sulfate resistant*). Kelas ini memiliki C<sub>3</sub>A lebih sedikit dibandingkan kelas A.

c. Kelas C

Semen kelas C digunakan dari kedalaman 0 sampai 6.000 ft dan mempunyai sifat *high-early strenght* (proses pengerasan cepat). Semen ini tersedia dalam jenis *moderate* dan *high-sulfate resistant*. Untuk mencapai pengerasan yang cepat, jenis ini memiliki kandungan C<sub>3</sub>S dan luas permukaan yang tinggi.

d. Kelas D

Semen kelas D digunakan untuk kedalaman dari 6.000 ft sampai 1.200 ft dan untuk kondisi sumur yang mempunyai tekanan dan temperatur yang tinggi. Semen ini tersedia juga dalam jenis *moderate* dan *high sulfate resistant*.

e. Kelas E

Semen kelas E digunakan untuk kedalaman 6.000 ft sampai 14.000 ft, dan untuk kondisi sumur yang mempunyai tekanan dan temperatur yang tinggi. Semen ini tersedia juga dalam jenis *moderate* dan *high sulfate resistant*.

f. Kelas F

Semen kelas F digunakan dari kedalaman 10.000 ft sampai 16.000 ft dan untuk kondisi sumur yang mempunyai tekanan dan temperatur yang tinggi. Semen ini tersedia juga dalam jenis *high sulfate resistant*.

g. Kelas G

Semen kelas G digunakan dari kedalaman 0 sampai 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 sulfate resistant*.

#### h. Kelas H

Semen kelas H digunakan dari kedalaman 0 sampai 8.000 ft dan merupakan 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 sulfate resistant*.

Semen G dan H dikembangkan untuk tujuan menerima zat additif yang ditambahkan pada suspensi semen dalam penggunaannya pada formasi abnormal. Semen G dan H adalah yang paling umum digunakan saat ini dan tersedia dalam bentuk biasa, tahan kandungan terhadap sulfat menengah (*MSR*) dan tahan terhadap sulfat dalam jumlah yang tinggi (*HSR*) dalam arti kandungan sulfat pada air formasi yang dapat rusak kekuatan semen. Klasifikasi semen berdasarkan API dapat dilihat pada tabel 2.2.

**Tabel 2.2 Klasifikasi Semen Berdasarkan API**

<i>API Classification</i>	<i>Mixing Water (gal/sk)</i>	<i>Slurry Weight (ft)</i>	<i>Well Depth (ft)</i>	<i>Static Temperatur (°F)</i>
<i>A (Portland)</i>	5,2	15,6	0-6.000	80-170
<i>B (Portland)</i>	5,2	15,6	0-6.000	80-170
<i>C (High Early)</i>	6,3	14,8	0-6.000	80-170
<i>D (Retarder)</i>	4,3	16,4	6.000-12.000	170-260
<i>E (Retarder)</i>	4,3	16,4	6.000-14.000	170-290
<i>F (Retarder)</i>	4,3	16,2	10.000-16.000	230-320
<i>G (Basic)</i>	5,0	15,8	0-8.000	80-170
<i>H (Basic)</i>	4,3	16,4	0-8.000	80-170

Sumber : (Dwight, K, 1990)

#### 2.4.2 Secondary Cementing

*Secondary cementing* yaitu proses penyemenan yang dilakukan untuk menutup kembali zona produksi yang diperforasi ataupun memperbaiki proses penyemenan pada saat *primary cementing* yang tidak berhasil (Rubiandini, 2010). *Secondary cementing* dapat dibagi menjadi tiga bagian yaitu: *Squeeze cementing*, *Re-cementing* dan *Plugback cementing*.

a. *Squeeze cementing*

*Squeeze cementing* secara umum dideskripsikan sebagai proses memasukkan bubuk semen ke dalam lubang pada *casing* atau lubang belakang *casing*. Operasi ini biasanya dilakukan selama proses pemboran dan kompleksi suatu sumur atau untuk memperbaiki sumur pada waktu yang akan datang. *Squeeze cementing* dibutuhkan untuk beberapa alasan, tetapi yang paling penting digunakan adalah untuk memisahkan produksi zona hidrokarbon dari formasi-formasi yang memproduksi fluida lain. Faktor kunci pada pekerjaan *squeeze cementing* adalah menempatkan semen pada titik yang diinginkan atau titik yang dibutuhkan untuk memperbaiki kualitas *bonding cement* yang buruk. (Fitrianti, 2015).

a. *Squeeze cementing* dilakukan untuk:

1. Menutup formasi yang sudah tidak lagi produktif
2. Menutup zona lost circulation
3. Memperbaiki kebocoran yang terjadi di *casing*

b. *Re-cementing*

*Re-cementing* dilakukan untuk menyempurnakan *primary cementing* yang gagal dan untuk memperluas perlindungan *casing* di atas semen.

c. *Plug-back Cementing*

*Plug-back cementing* dilakukan untuk:

1. Menutup atau meninggalkan sumur
2. Menutup zona air di bawah zona minyak agar *water-oil ratio* berkurang pada *open hole completion*.

#### 2.4.3 Perhitungan bubuk semen dan tekanan maximum.

Berikut ini adalah perhitungan *squeeze cementing* sebelum dilakukannya proses penyemenan (heriot, 2005).

a. Menghitung volume *slury*

*Cement in casing* (CIC).....(1)

CIC = (OE – CICest) x Cc, bbls

OE = open ended, ft

CICest = estimasi *cement in casing*, ft

- $C_c$  = casing capacity,  $\text{bbls}/\text{ft}$   
*Cement in formation (CIF)* .....(2)  
 $CIF = (Sintv \times SPF \times C) \times 0,1781 \text{ bbl}/\text{cuft}, \text{ bbls}$   
 $Sintv$  = jarak interval, ft  
 $SPF$  = shoot per feet,  $\text{hole}/\text{ft}$   
 $C$  = volume slury per hole,  $\text{cuft}/\text{hole}$   
*Volume slury* .....(3)  
 $V_s = (CIC + CIF), \text{ bbls}$   
 b. *Total sack sement (SC)* .....(4)  
 $S = (V_s : 0,1781 \text{ bbl}/\text{cuft}) : y, \text{ sak}$   
 $Y$  = yield slury,  $\text{cuft}/\text{sak}$   
 c. *Top of cement tubing out (TOC<sub>Tout</sub>)* .....(5)  
 $TOC_{Tout} = OE - (V_s : C_c), \text{ ft}$   
 $OE$  = open ended, ft  
 $V_s$  = volume slury, bbls  
 $C_c$  = capacity annulus,  $\text{bbls}/\text{ft}$   
 d. *High of cement (HOC)* .....(6)  
 $HOC = V_s : (C_t + C_a), \text{ ft}$   
 $V_s$  = volume slury, bbls  
 $C_t$  = capacity tubing,  $\text{bbls}/\text{ft}$   
 $C_a$  = capacity annulus,  $\text{bbls}/\text{ft}$   
 e. *Top of cement tubing in (TOC<sub>Tin</sub>)* .....(7)  
 $TOC_{Tin} = OE - HOC, \text{ ft}$   
 $OE$  = open ended, ft  
 $HOC$  = high of cement, ft  
 f. *Displacment volume (Vd)* .....(8)  
 $V_d = (C_t \times TOC_{Tin}), \text{ bbl}$   
 g. Tekanan maximum pompa  
*Pressure fractur (PF)* .....(9)  
 $P_{fract}$  = top interval x fractrue gradient, Psi  
*Hydrostatic pressure (Ph)* .....(10)

$$P_h = [0,052 \times \rho_{\text{cement}} \times (\text{top interval} - \text{TOC}_{\text{Tout}})] + (0,052 \times \rho_{\text{water}} \times \text{TOC}_{\text{Tout}})$$

$$\text{Pressure maximum (pmax) .....(11)}$$

$$P_{\text{max}} = P_{\text{fract}} - P_h, \text{ Psi}$$

#### 2.4.4 Tujuan *squeeze cementing*

*Squeeze cementing* merupakan bagian terpenting dari pekerjaan ulang sumur. Secara umum *squeeze cementing* berfungsi untuk melekatkan casing pada dinding formasi agar menghalangi fluida yang bersifat korosi merusak casing, dan untuk memperbaiki *bonding cement* yang buruk (Bourgoyne Jr. et al., 1986). Volume bubuk semen yang digunakan biasanya jauh lebih kecil dibandingkan pada saat penyemenan primer. Namun demikian tidak jarang pemakaian bubuk semen yang mencapai beberapa kali lipat saat proses *squeeze cementing*. Adapun tujuan utama dari *squeeze cementing* adalah sebagai berikut (I.A. Toor, 1983):

1. Memperbaiki *primary cementing*.
2. Menurunkan *water oil ratio*, *water gas ratio* atau *gas oil ratio*.
3. Memblok zona yang tidak diinginkan.
4. Menutup formasi yang sudah tidak produktif lagi.
5. Menutup zona *lost circulation*.
6. Memperbaiki kebocoran kebocoran yang terjadi di casing

#### 2.4.5 Teknik-teknik *squeeze cementing*

Pekerjaan *squeeze cementing* bukanlah pekerjaan yang bisa dibuat standar, yang bisa memenuhi semua keadaan. Setiap *well* masing-masing mempunyai problem-problem khusus yang kadang-kadang tidak bisa diperkirakan. Biasanya, injeksi bubuk dilakukan melalui casing perforasi. Pada dasarnya ada beberapa klasifikasi pekerjaan *squeeze cementing* (Nelson, 1990). Oleh sebab itu pengerjaan *squeeze cementing* sangat tergantung kondisi lapangan. Adapun teknik-teknik yang dilakukan dalam *squeeze cementing* sebagai berikut:

##### a. *Hestitation Squeeze*

Teknik *hestitation* ini dilakukan dengan bubuk semen dipompakan kedalam formasi dengan metoda *high pressure squeeze job*. Setelah mencapai tekanan tertentu yang dibatasi dengan tekanan rekah formasi, pemompaan

dihentikan. Kemudian dibiarkan dan dimonitor, setelah berkurang pemompaan diteruskan kembali. Hal yang begini diteruskan sampai bubur semen tidak dapat lagi masuk ke dalam formasi atau telah mencapai jumlah tertentu.

Pemompaan yang berulang-ulang ini biasanya akan dilakukan dengan memperhatikan penurunan tekanan antara 10 sampai 30 menit setiap periode pemompaan. Lebih sering hal ini akan sangat bergantung dari apa yang dijumpai di lapangan sewaktu melakukan *squeeze job* ini. Biasanya periode pemompaan ini mengambil waktu antara 15 detik sampai 30 detik setiap kali melakukan pemompaan secara *hesitation* ini dianjurkan untuk melakukan *pump rate* sekecil mungkin antara  $\frac{1}{4}$  sampai  $\frac{1}{2}$  barrel/minute.

Yang harus diperhatikan dalam hal ini adalah berapa besar maximum atau batasan tekanan rekah formasi (*formation fracturing pressure*) agar di dalam melakukan *hesitation* atau *squeeze* ini kita tidak merekahkan formasi. Setelah proses *hesitation* ini dilakukan dan perkiraan jumlah semen yang masuk ke dalam formasi sudah cukup, penahan tekanan (*pressure holding*) pada maximum tekanan yang diperbolehkan akan dilakukan. Dengan melakukan teknik *hesitation* ini, diharapkan semen yang disaring dalam formasi ini akan memperoleh kekuatan mangager (gel strenght) yang cukup selama berlangsungnya proses *hesitation* ini. Sebagai bahan acuan bagi para *crew work over rig* untuk menentukan batasan pecahnya formasi bisa berpedoman kepada formation pressure gradient (FPg).

b. *Low Pressure Squeeze*

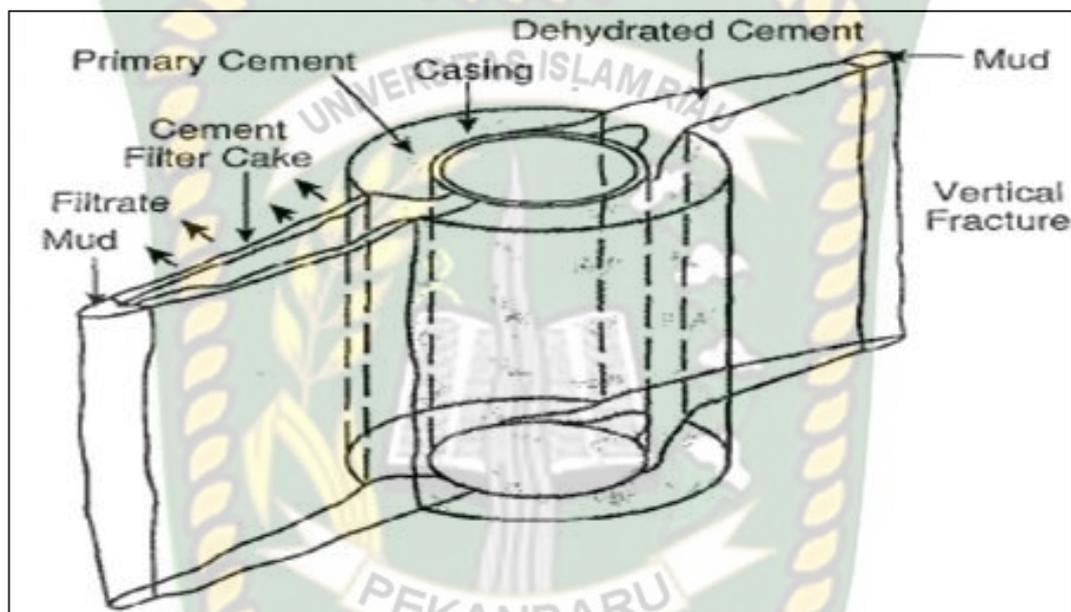
*Slurry* semen dipompakan ke dalam perforasi pada tekanan di bawah tekanan rekah formasi. Tujuan dari operasi ini adalah untuk mengisi rongga-rongga yang masih kosong agar penyemenan lebih baik.

c. *High Pressure Squeeze*

Pada beberapa kasus untuk metode *squeeze* dengan *low pressure squeeze* tidak dapat mencapai tujuan dari pekerjaan. *Channels* yang terletak dibelakang casing secara tidak langsung dapat berhubungan dengan perforasi atau rekahan kecil dapat membuat adanya aliran fluida lainnya yang tidak diinginkan.

Untuk itu, perlu dilakukan metode *High Pressure squeeze* yaitu memompakan bubur semen dengan tekanan tinggi. Penempatan bubur semen dibelakang casing

dilakukan dengan merekahkan formasi yang terletak disekitar zona perforasi. Fluida yang berada di depan *slurry* akan berpindah ke zona *fracture*, diikuti semen yang akan mengisi ruang kosong yang diinginkan. Aplikasi selanjutnya yaitu teknik *hesitation* yang membuat semua *slurry* semen yang menempel sepanjang dinding formasi menuju ke zona *fracture* dan *channel* serta membentuk *cement cake*.



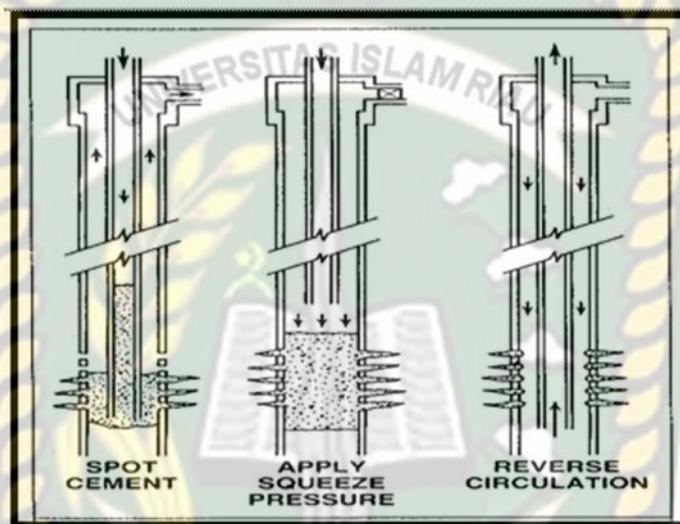
**Gambar 2.7** High Pressure Squeeze (Nelson, 1990)

d. *Brandenhead Squeeze*

Metode ini ialah menggunakan teknik penempatan bubuk semen ke depan lubang perforasi dengan memompakan bubuk semen melalui rangkaian atau *string*. Ujung rangkaian yang digunakan untuk memompakan bubuk semen ini diletakkan di bawah lubang perforasi yang paling dalam atau paling bawah (*bottom perforation*). Setelah bubuk semen ditempatkan di tempat yang direncanakan, rangkaian diangkat atau dicabut sampai ujung rangkaian ini melewati lubang perforasi yang paling atas (*top perforation*). Kemudian langkah selanjutnya melakukan penekanan bubuk semen ke dalam lubang perforasi tadi sesuai dengan batasan-batasan tekanan yang telah ditentukan atau dihitung sebelumnya. Sisa bubuk semen yang masih di dalam *casing* bisa disirkulasikan

keluar dari lubang atau dibiarkan tetap tinggal di dalam lubang, dimana kemudian dilakukan pembersihan dengan cara dibor.

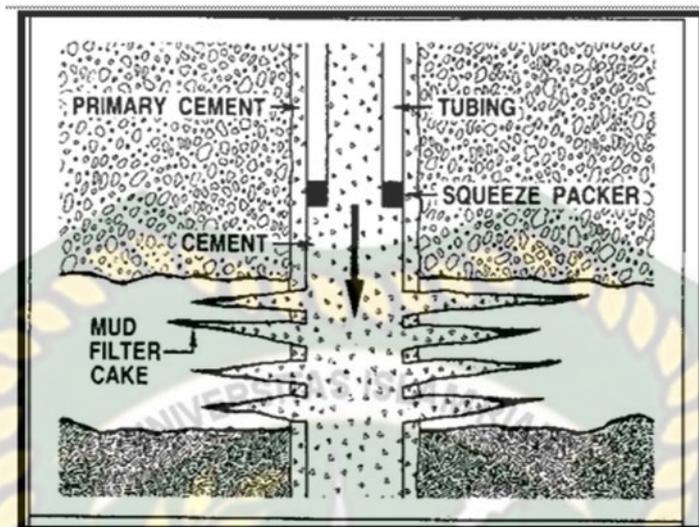
Metode *brandedhead squeeze* ini paling sederhana jika dilihat dari sudut teknik dan cara pengoperasian, metode ini paling sering dipakai di dalam operasi penyemenan. Dalam operasi lapangan, metode penyemenan *brandedhead* lebih dikenal dengan nama *open ended squeeze*.



**Gambar 2.8** *Brandedhead Squeezing* (Nelson, 1990).

e. *Packer Squeeze*

Teknik penyemenan ini dilakukan dengan cara menggunakan *packer* yang dapat diambil kembali (*retrievable packer*) atau bisa juga dengan menggunakan sebuah semen *retainer*. *Packer* yang akan dipasang memisah interval yang akan di *squeeze* dengan bagian *casing* di atasnya (Shryock & Slagle, 1968). Dalam teknik *squeeze* ini bubuk semen ditempatkan didekat atau disekitar lubang perforasi kemudian diteruskan dengan pekerjaan *squeeze* baik dengan cara *running squeeze* maupun dengan cara *hesitation squeeze*. Seandainya terjadinya masalah di saat melakukan *squeeze* dimana pekerjaan ini tidak dapat diteruskan, dengan menggunakan bubuk semen akan dapat disirkulasikan keluar dari lubang dengan melakukan sirkulasi terbalik (*reverse circulation*) sebelum bubuk semen tersebut mengeras (Nelson, 1990).



Gambar 2.9 Packer Squeeze (Nelson, 1990).

## 2.5 PENELITIAN YANG PERNAH DILAKUKAN

Penelitian tentang *water shut off* telah banyak dilakukan baik menggunakan *packer* ataupun *squeeze cementing*. Seperti pada lapangan saka sumur SK#23 dimana saat menggunakan *packer*, *water cut* pada sumur tersebut berkurang dari 99% menjadi 95%, saat menggunakan *squeeze off* dapat mengurangi *water cut* dari 95% menjadi 80%. Penggunaan *packer* kurang efektif dibandingkan *squeeze off* walaupun dari segi keekonomisan lebih murah dan POT lebih cepat, dikarenakan dapat mengurangi efisiensi pompa (Wulansari, 2017).

Pada penelitian (Riva'i, 2018) pekerjaan *water shut off* dengan *squeeze off* untuk sumur AG#22 dapat meningkatkan produksi minyak menjadi 126 BOPD dengan peningkatan minyak sebesar 122 BOPD, untuk pemakaian *packer* meningkatkan produksi minyak menjadi 65 BOPD dengan peningkatan minyak sebesar 65 BOPD. Pada sumur A#76 dilakukan *water shut off* hanya dengan pemasangan *packer* isolasi parsial pada interval 3327'- 3334', mampu meningkatkan laju produksi minyak menjadi 7,26 BOPD dan menurunkan *water cut* sebesar 1% (Irawan, 2018).

Analisis dua sumur analog (Well-CX dan Well-BD) menyediakan solusi untuk memasuki kembali Well-AA yang sudah lama tidak diproduksi dengan melakukan *re-perforate* untuk membuat saluran perforasi yang lebih besar untuk

meningkatkan produktivitasnya. Keberhasilan pelaksanaan *cement packer* Well-AA dan *re-perforate* menjadi nilai tambah dengan meningkatkan cadangan di reservoir K-AA / Well-5X dengan tingkat produksi awal 550 BOPD dan produksi kumulatif 0,25 MMSTBO pada akhir Maret 2017 (Jaja, Adeyinka, & Atanda, 2017).



Dokumen ini adalah Arsip Miik :

Perpustakaan Universitas Islam Riau

## BAB III

### TINJAUAN LAPANGAN

#### 3.1. SEJARAH UMUM LAPANGAN RKB

Dalam upaya pencarian minyak Sumatera Bagian Tengah operasi Pedada dimulai pada tahun 1976 yang minyaknya pertama kali dikirim ke *refinery* (kilang minyak) sungai Pakning. Produksi minyak pada saat itu rata-rata 40.000 BOPD dan pada tahun 1994 pengiriman melalui pakning diberhentikan. Pada saat sekarang ini pengirimannya dari Zamrud menuju minas (PT. CPI) dan selanjutnya ke Dumai. Tahun 2002 kontrak dengan CPI berakhir dan kemudian dikelola oleh BOB PT. BSP-PERTAMINA HULU sampai saat ini.

Daerah operasional CPP Blok diresmikan tanggal 9 Agustus 2002 oleh Bupati Siak Sri Indrapura, Arwin S. Kewenangan pengelolaan blok ini diserahkan kepada BOB dari pemerintah dalam pengawasan usaha MIGAS di Indonesia melalui BP MIGAS, selaku badan resmi pemerintah dalam pengawasan usaha MIGAS di Indonesia pada 6 Agustus 2002 setelah ditandatanganinya perjanjian *Product Sharing Contract for Oil* (PSC).

Badan Operasi Bersama (BOB) yang dibentuk oleh Pertamina, perusahaan Minyak dan Gas Negara, serta PT. Bumi Siak Pusako - sebuah perusahaan minyak daerah, merupakan badan pelaksana operasional pengelolaan *Coastal Plain* Pekanbaru (CPP) Blok yang mampu menghasilkan 40.000 *Barrel Oil Per Day* (BOPD).

Salah satu bentuk nyata pelaksanaan operasional yang dilakukan oleh BOB adalah melaksanakan semua pekerjaan perminyakan secara aman dan efisien sesuai standar prinsip-prinsip pelestarian dan pengelolaan internasional.

#### 3.2. LINGKUP KERJA PERUSAHAAN

##### 3.2.1. Wilayah Kerja

Wilayah kerja CPP Blok meliputi 5 wilayah kabupaten di Provinsi Riau, yaitu Pelalawan, Siak, Bengkalis, Kampar, Rokan Hilir dan Rokan Hulu yang



1. Zamrud

Luas daerah yang diolah  $\pm$  5655,2949 Ha dengan luas tanah bangunan  $\pm$  1076,19 Ha.

2. Pedada, Pusaka dan Butun

Luas daerah Pedada, Pusaka dan Butun yang diolah  $\pm$  567,9814 Ha dengan luas bangunan untuk Pedada  $\pm$  7,6911 Ha da luas bangunan untuk Pusaka  $\pm$  19,597 Ha. Untuk Butun tidak memiliki bangunan hanya ada sumur minyak yang masih memproduksi.

### 3.3. Aspek Geologi Lapangan RKB

Berdasarkan interpretasi seismik dan pemodelan, lapangan RKB memiliki perangkat struktur berupa *antiklin* dengan tenaga pendorong alamiah reservoirnya adalah air (*strong water drive*). Terbentuk sejak akhir zaman miosen dan lapangan RKB memiliki banyak patahan kecil yang berorientasi NE-SW sebagai patahan berkumpul yang tidak dianggap perangkat struktur.

### 3.4. Geologi Regional

Secara tatanan geologi regional, lapangan RKB terletak pada Cekungan Sumatera Tengah. Unit Straigrafi Tersier regional Cekungan Sumatera Tengah dibagi menjadi lima unit, yang berumur dari Kala Paleogen sampai Kuartar. Kelima kelompok tersebut yaitu Formasi Pematang, Kelompok Sihapas, Fromasi Telisa, Formasi Petani dan terakhir Formasi Minas (Baroek, Heidrick, Kelsch, & Cpi, 1999). Untuk lapangan RKB, terdiri dari Formasi Bekasap dan Formasi Pematang.

#### 3.4.1. Fromasi Bekasap

Formasi ini diendapkan secara selaras di atas Formasi Pematang pada lingkungan *estuarine invertidal*, *inner-neritic* sampai *middle-outer neritic* dan mempunyai kisaran umur dari akhir N5 sampai N8 (Pramudyo, S.M., Nur, Reihold, & Jacobs, 2007). Litologi penyusunannya adalah batu pasir *glaukonitan* di bagian atas serta sisipan serpih, batu gamping tipis dan lapisan batu bara. Ketebalan formasi ini sekitar 1.300 ft.

### 3.4.2. Formasi Pematang

Formasi ini diendapkan secara selaras di atas formasi Menggala dan berumur N5 atau Miosen Awal Lingkungan pengendapan Formasi ini adalah *open marine shelf* dipengaruhi oleh intertidal dan laut. Litologinya berupa serpih abu-abu bersifat gampingan, berselingan dengan batu pasir halus sampai sedang. Ketebalan formasi ini mencapai 6.000 ft (Rahayu, Subiantoro, & Hafizh, 2015).

### 3.5. Karakteristik Reservoir Lapangan RKB

Untuk karakterisasi reservoir, semua penelitian regional, seperti geologi regional, pencitraan seismik dan analisis data sumur, digabungkan. Setiap jenis data sesuai dengan berbagai skala pada berbagai skala. Citra seismik menunjukkan luas lateral formasi sepanjang beberapa kilometer, mengintegrasikan korelasi geologis antara sumur. Pengamatan singkapan geologi dan analisis informasi straiografi data sumur seperti lapisan litologi sedimen dan tata letak pada rentang vertikal dari 10 m hingga 1 cm. Akhirnya struktur butir dan ruang pori diamati pada bagian batuan tipis selama beberapa milimeter (M. Zhang et al., 2017).

#### 3.5.1. Lingkungan Pengendapan

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

Formasi Bekasap terdiri dari seri sediman mulai dari lingkungan transisi, laut terbuka dan delta. Litologinya terdiri dari batu pasir berukuran sedang hingga kasar sedikit *shale* dan batu gamping, merupakan formasi yang bagus untuk menjadi reservoir.

#### 3.5.2. Karakteristik Fluida

Sampel fluida lapangan RKB diperoleh karakteristik fluida reservoir seperti terdapat pada Tabel 3.1. Dari data fluida tersebut terlihat bahwa tekanan pada titik gelembung (*bubble point pressure*) rendah yaitu pada 235 psia, GOR yang rendah yaitu 30 scf/STB dan juga  $^{\circ}$ API sebesar 30, sehingga menunjukkan bahwa fluida reservoir lapangan HMP adalah *black oil*.

Harga GOR yang rendah mengindikasikan bahwa gas yang terkandung di dalam fluida reservoir lapangan sangat sedikit, sehingga dalam beberapa kasus dapat diabaikan.

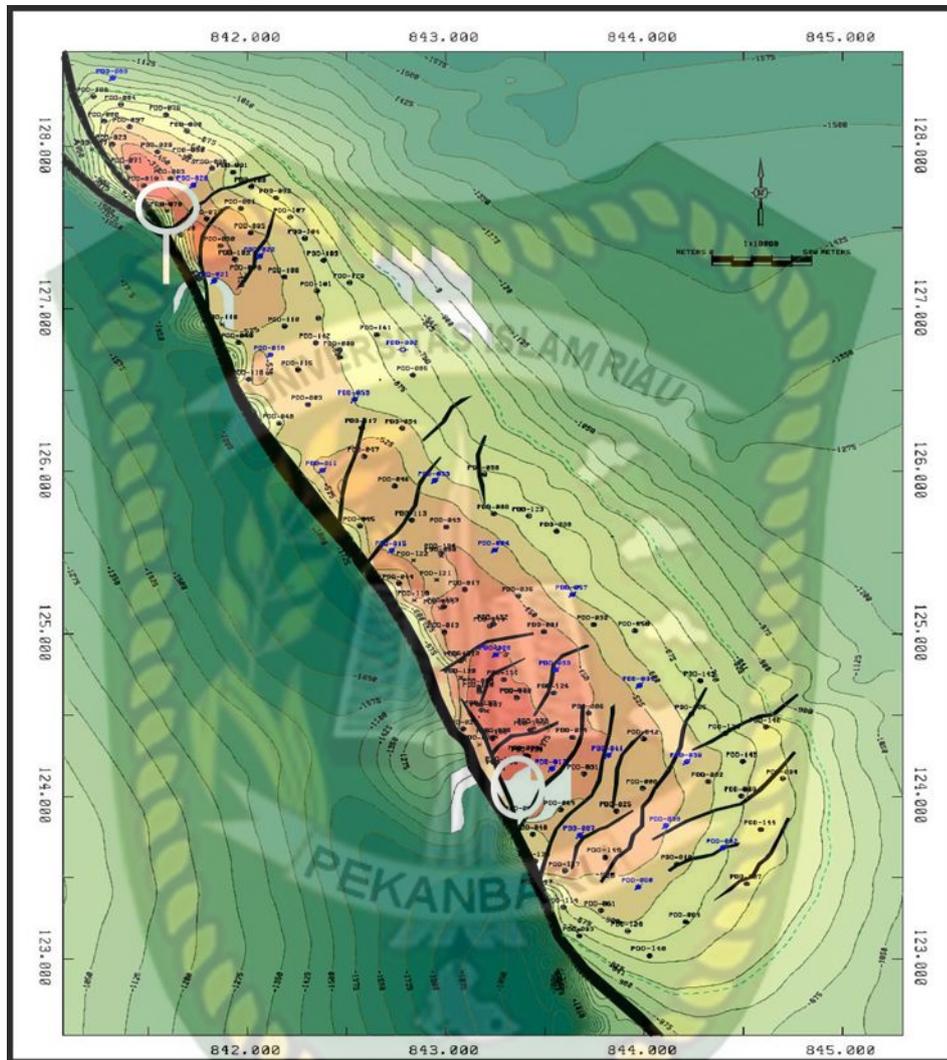
**Tabel 3.1** Karakteristik Fluida Reservoir

<b>Karakteristik Fluida</b>	Nilai	Satuan
<b>Minyak</b>		
Tekanan Gelembung ( $P_b$ )	235	Psia
GOR	30	scf/STB
API pada 60 °F	31	°API
Faktor Volume Formasi pada $P_b$ ( $B_o$ )	1,027	bbl/STB
Viskositas pada $P_b$	4,244	cp
$R_s$ pada $P_b$	31,7	cuft/STB
<b>Air Formasi</b>		
Faktor Volume Formasi pada 286.7 psia	1,0168	bbl/STB
Kompresibilitas ( $C_w$ )	$3,184 \times 10^{-6}$	Psia
Viskositas pada 286.7 psia	0,361	Cp
Densitas pada 286.7 psia	$64,42 \text{ (lb/ft)}^3$	lb/ft

### 3.5.3. Mekanisme Pendorong Reservoir

Berdasarkan bentuk stuktur reservoir lapangan RKB, dimana sebelah Barat dibatasi oleh fault utama (*main fault*) sepanjang reservoir dan sebelah Timur dibatasi oleh *edge aquifer*, maka tenaga pendorong reservoir ini berupa tenaga dorong air yang berasal dari sekeliling reservoir (*edge water drive*).

### 3.6. Sumur X dan Y pada Lapangan RKB



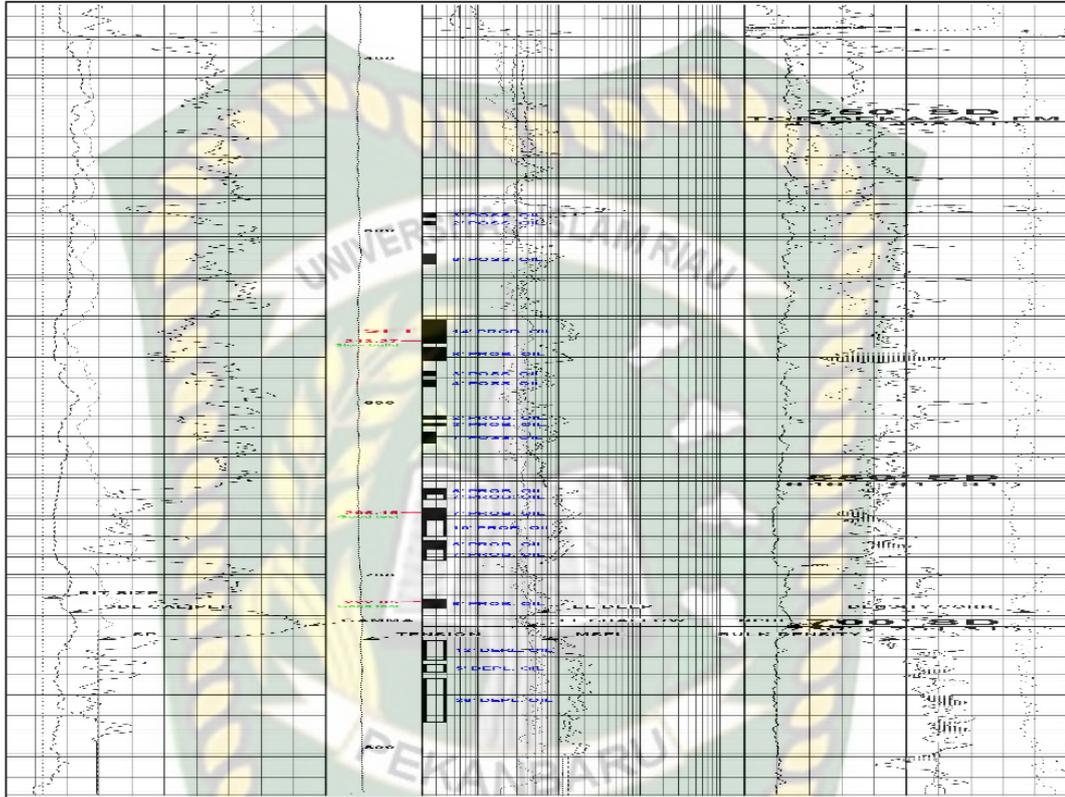
**Gambar 3.2** Peta Lokasi Sumur Lapangan RKB (BOB, 2014)

Dari 135 sumur yang ada pada lapangan RKB terdapat 32 sumur yang menggunakan metode *Water Shut Off* menggunakan *Barrier* berupa *Packer* dengan *OET* dan *reperfroated* yang sekaligus juga dapat mengurangi produksi air yang berlebih akibat *water coning*. Sumur yang akan diamati yaitu sumur X dan sumur Y.

#### 3.6.1. Sejarah Produksi Sumur X

Lapangan RKB terdiri dari satu lapisan reservoir yaitu lapisan Bekasap (Bekasap 350' *sand*, Bekasap 550' *sand*, Bekasap 700' A dan B *sand*). Sumur X diproduksi dari lapisan reservoir Bekasap 350' *sand* yang memiliki

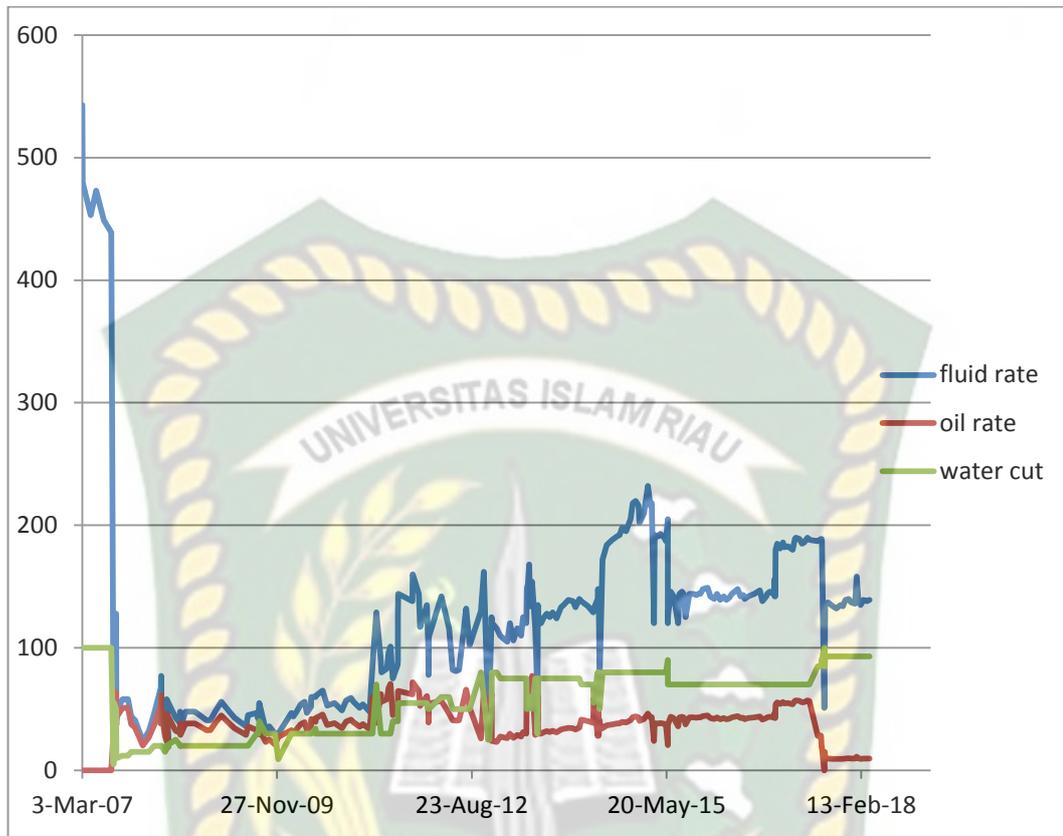
26' *probable oil*, Bekasap 550' *sand* yang memiliki 47' *probable oil*. Untuk memastikan hal ini, dapat dilihat pada gambar 3.3, yang menunjukkan data logging untuk sumur X.



**Gambar 3.3** Data Logging Sumur X (BOB, 2007)

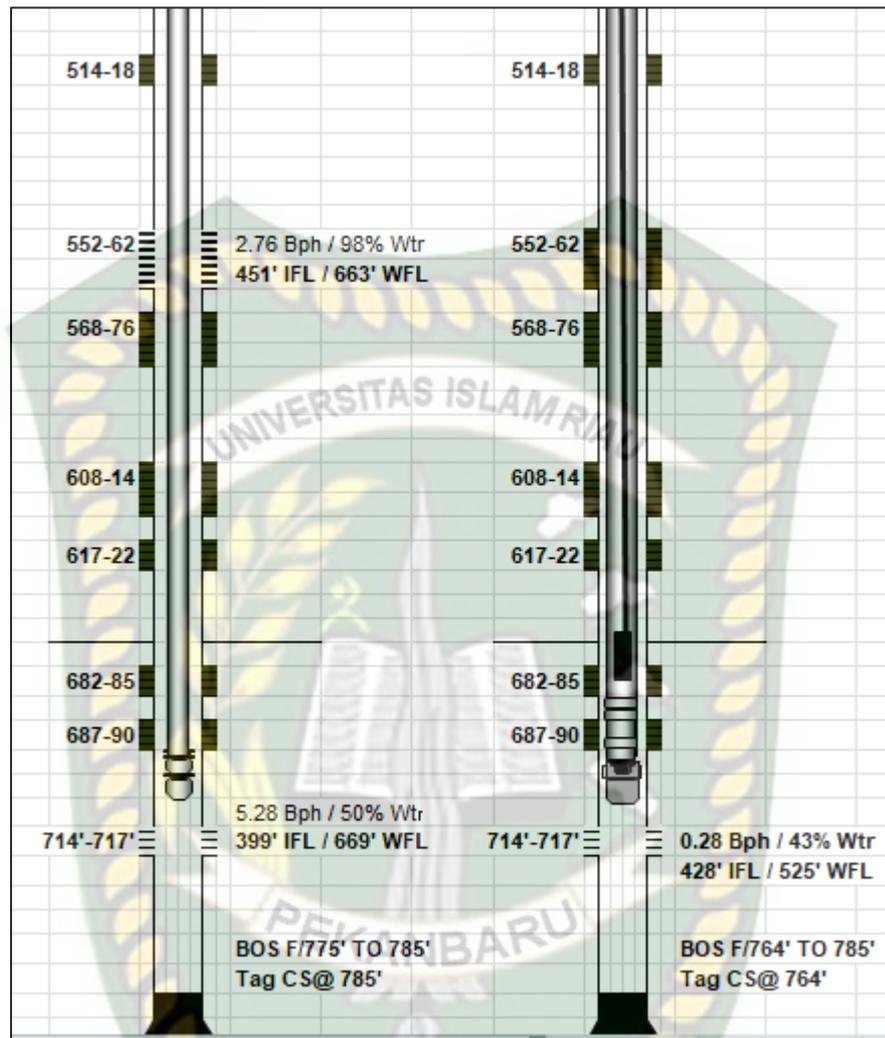
Sumur X mulai diproduksi sejak tahun 2007 hingga saat sekarang dengan kedalaman TD 829 *feet*. Sumur X telah beberapa kali dilakukan kerja ulang sumur (*workover*), pada Juli 2017 terakhir dengan melakukan *squeeze cementing* dan pemasangan *packer arrowset I-X* di *setting* pada kedalaman 607'.

Kumulatif produksi minyak hingga maret 2018 sebesar 150.056 bbl. Berikut dapat dilihat sejarah produksi sumur X dari Maret 2007 hingga Maret 2018 berdasarkan gambar 3.4.



**Gambar 3.4** Grafik Produksi Sumur X

Proses penyemenan yang telah dilakukan terhadap sumur X dapat dilihat pada pekerjaan *workover* yang dilakukan pada lapisan reservoir Bekasap 550' sand. Berikut gambaran *schematic* sumur X.



**Gambar 3.5 Well Schematic Sumur X**

Berdasarkan gambar 3.5 sumur X, dapat dilihat lapisan yang masih diproduksi yaitu lapisan 550' SD, sedangkan pada lapisan 350' SD tidak diproduksi lagi dan ditutup dengan penyemenan lapisan. Dari data *swab* dapat dilihat nilai WFL sumur X 669 ft, sehingga apabila tidak dilakukan *squeeze* dan hanya pemasangan *packer* maka fluida tidak dapat diproduksi.

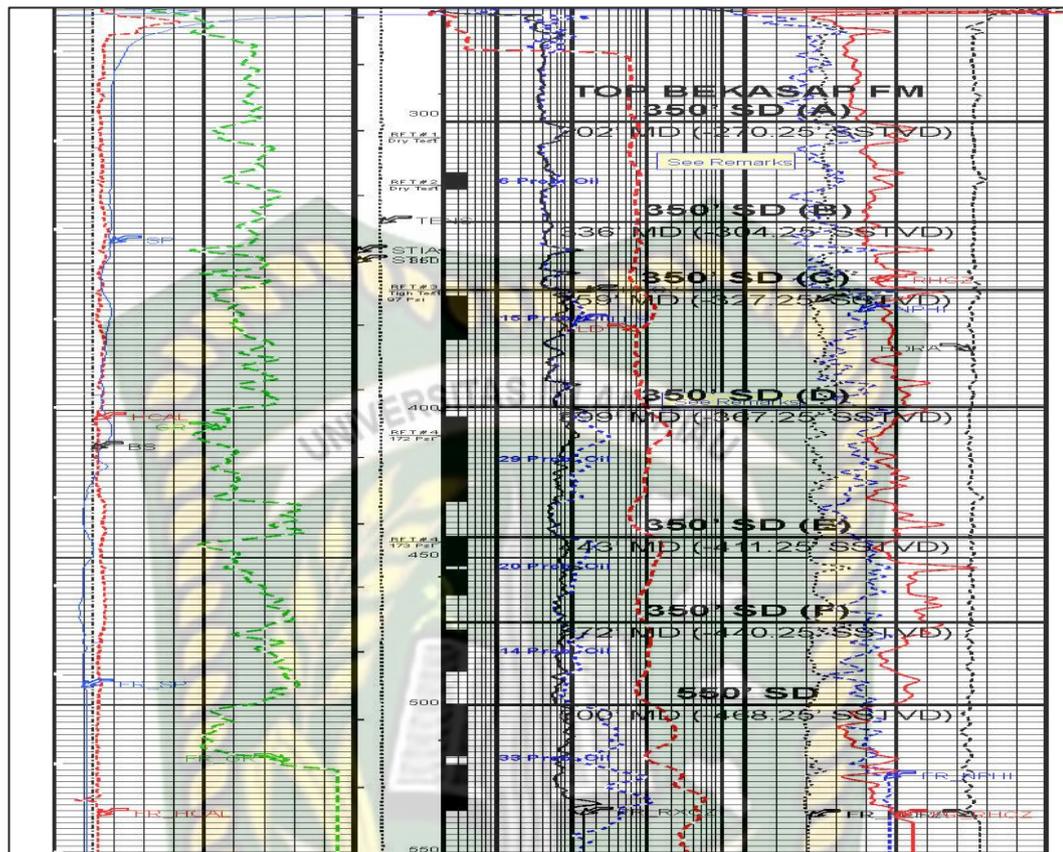
### 3.6.2. Prosedur Penyemenan Sumur X

Setelah dilakukan desain semen atau perhitungan cement slurry yang dibutuhkan untuk melakukan penyemenan, berikut prosedur untuk melakukan *squeeze cementing* :

1. Sebelum melakukan penyemenan, pasang *retrievable bridge plug packer* pada kedalaman 607 ft agar interval yang akan diproduksi tidak terkena semen sewaktu dilakukannya penyemenan.
2. *Setting* pasir di atas *packer* setinggi 15 ft agar *cement slurry* tidak mengenai *packer* yang dapat menyebabkan *packer* ikut tersemen.
3. Pastikan bahwa aditif semen dan peralatan penyemenan siap.
4. Masukkan *open ended tubing* pada 582 ft dan sirkulasi sumur untuk membersihkan *crude oil* (jika ada).
5. Isi *line* dan *pressure test line* 3.000 psi. Perbaiki jika ada kebocoran dan uji ulang jika perlu.
6. Lakukan Uji Injectivitas interval dengan *rate* 0,5 BPM, 1 BPM, 1,5 BPM. Diskusikan dengan *Company Man* mengenai tekanan maksimum dan volume semen aktual.
7. *Mixing* dan *pumping* 10 bbl *water a head* diiringi dengan bubuk semen dengan berat 15,8 ppg, 45 karung sak semen untuk mendapatkan 9.23 bbl *slurry* semen dilanjutkan dengan *displace* 2,8 bbl (8,33 ppg).
8. Angkat *open ended tubing* sekitar 300 ft di atas perkiraan TOC dan *reverse out* fluida yang ada di dalam *string* hingga bersih.
9. *Hestitate* bubuk semen sebanyak 2,1 bbl sampai tekanan *maximum squeeze* (68Psi).
10. *Stop pumping* dan tahan *pressure* (WOC) sampai 9 jam dari *tickening time*.

### 3.6.3. Sejarah Produksi Sumur Y

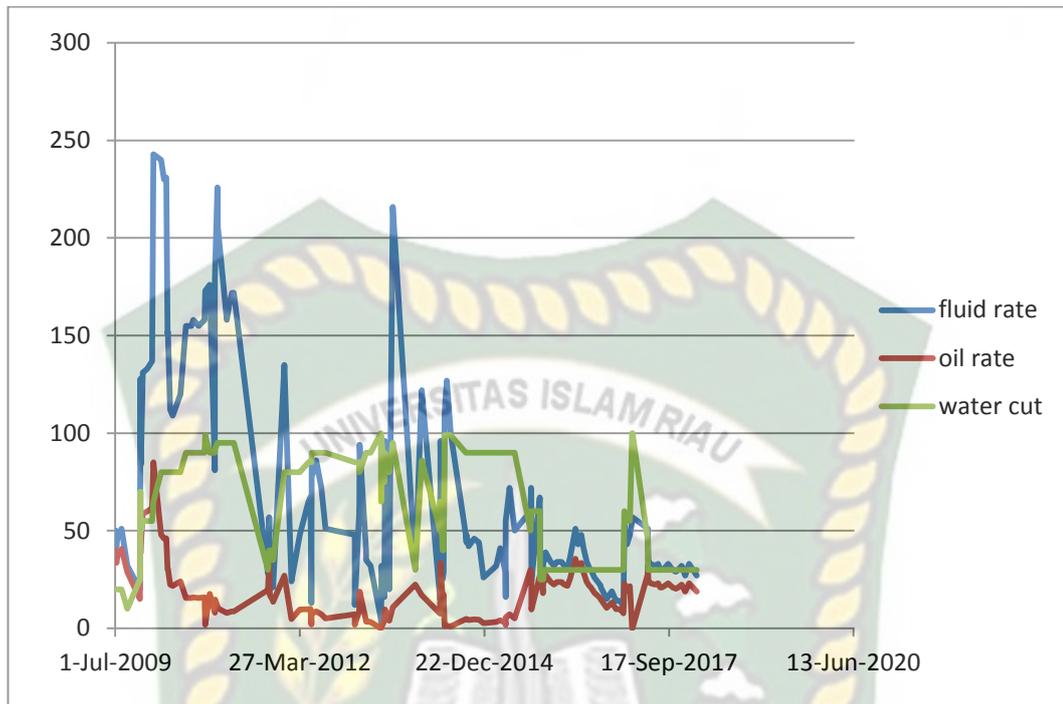
Sumur Y diproduksi dari lapisan reservoir Bekasap 35' *sand* yang memiliki 84' *probable oil*, Bekasap 550' *sand* yang memiliki 33' *probable oil*. Untuk memastikan hal ini dapat dilihat gambar dibawah yang menunjukkan data logging untuk sumur Y.



**Gambar 3.6** Data Logging sumur Y (BOB, 2009)

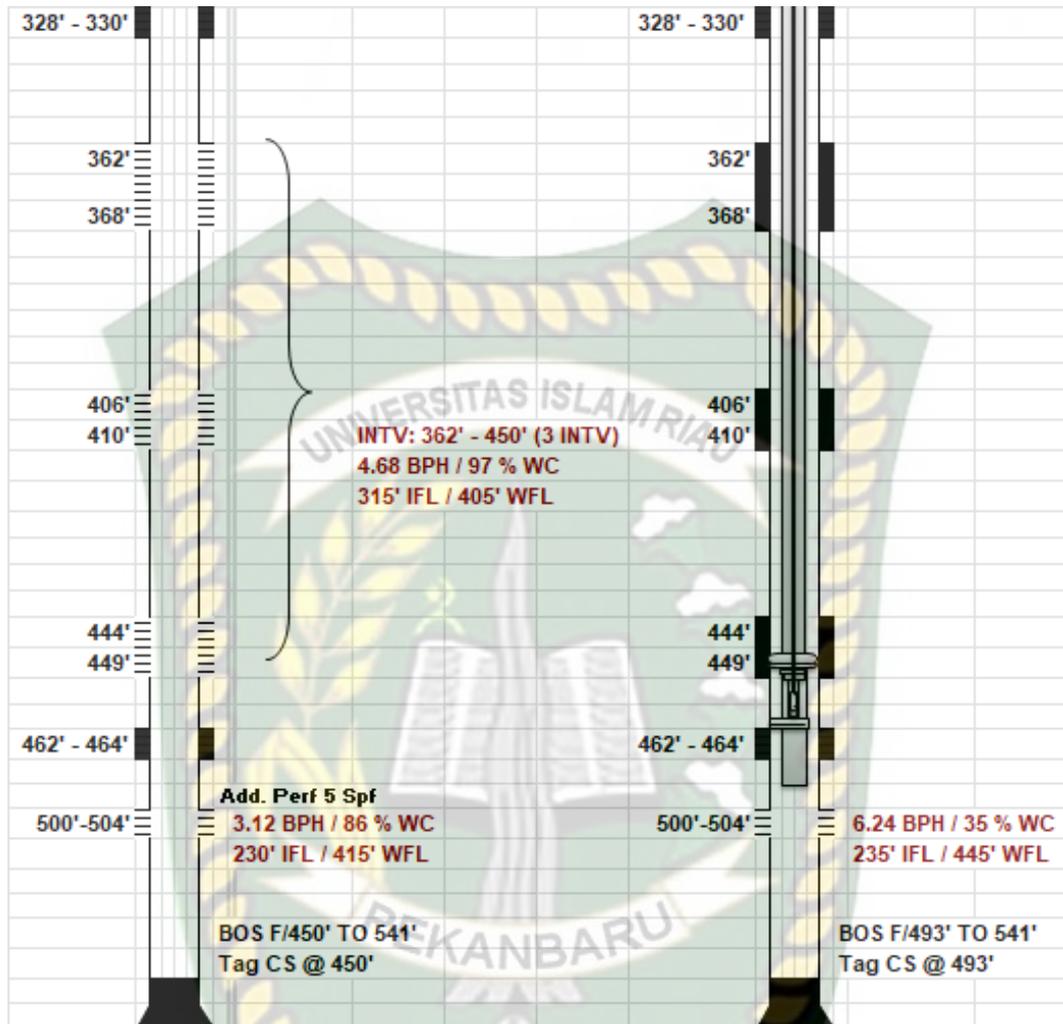
Sumur Y mulai diproduksi sejak tahun 2009 hingga saat sekarang dengan kedalaman TG 575 ft. Sumur Y telah beberapa kali dilakukan kerja ulang sumur (*workover*) pada 5 oktober 2015 terakhir dengan melakukan *squeeze cementing* dan pemasangan *packer arrowset -X* di *setting* pada kedalaman 490'.

Kumulatif produksi minyak hingga februari 2018 sebesar 49.069 bbl. Berikut dapat dilihat sejarah produksi sumur Y dari Juli 2009 hingga Februari 2018 berdasarkan grafik di bawah ini :



**Gambar 3.7** Grafik Produksi Sumur Y

Proses penyemenan yang telah dilakukan terhadap sumur Y dapat dilihat pada pekerjaan *workover* yang dilakukan pada lapisan reservoir Bekasap 350' sand. Berikut gambaran *schematic* sumur Y yang terlihat pada gambar 3.8.



**Gambar 3.8** Well Schematic Sumur Y

Berdasarkan *schematic* sumur Y, lapisan yang diproduksi hanya pada lapisan 350' SD dan terdapat beberapa interval yang diproduksi pada lapisan 350' SD. Dari data *swab* pada interval 362'-450' nilai *water cut* sebesar 97 %, sedangkan nilai WFL pada interval 500 ft pada 455 ft, sehingga apabila tidak dilakukan *squeeze* dan hanya pemasangan *packer* maka fluida tidak dapat diproduksi.

## BAB IV

### HASIL DAN PEMBAHASAN

Pada bab ini akan dibahas mengenai hasil perhitungan serta analisis kerja *Water Shut Off* pada lapangan RKB khususnya pada sumur X dan sumur Y. WSO dilakukan untuk menutup zona yang tidak produktif lagi dengan harapan mampu meningkatkan produksi minyak. Untuk itu, WSO dilakukan dengan menutup (memblok) zona-zona yang memiliki mekanisme tenaga pendorong *water drive* serta memiliki *high water cut*. Untuk metode WSO yang digunakan pada penelitian ini yaitu pemasangan *retrievable bridge plug packer* dan *squeeze cementing*.

#### **4.1. ANALISIS KEBERHASILAN METODE WSO PADA SUMUR X DENGAN *SQUEEZE CEMENTING* DAN PEMASANGAN *RETRIEVABLE BRIDGE PLUG PACKER*.**

##### **4.1.1 Perhitungan OOIP Dan *Remaining Reserve* Pada Sumur X**

Ditinjauan pustaka telah dijelaskan bahwa sebelum melakukan *squeeze off*, kita perlu mengetahui cadangan minyak pada sumur X. Apakah sumur X memang sudah tidak memiliki minyak lagi atau memang dikarenakan hanya beberapa lapisan saja yang sudah memiliki nilai *water cut* yang tinggi. Melihat produksi kumulatif pada agustus 2017 untuk setiap lapisan reservoir dengan menggunakan *allocation factor*, didapatkan produksi kumulatif ( $N_p$ ) untuk lapisan reservoir Bekasap 350' *Sand* sebesar 253.283,06 STB. Sehingga masing-masing nilai OOIP, *Net Production* (NP) dan *Remaining Reserve* (RR) untuk setiap lapisan reservoir pada sumur X yang telah berproduksi sejak tahun 2007 sampai 2017 dapat dilihat pada tabel dibawah ini.

Tabel 4.1 OOIP, Np, dan RR Setiap Lapisan Reservoir Sumur X

Data Reservoir Dan Fluida	Lapisan Reservoir		Satuan
	350' SD	550' SD	
<i>Area, Reservoir</i>	26.87	95,62	Acres
<i>Net Pay</i>	23	9	Ft
<i>Porosity</i>	25	32	%
<i>Saturation Water</i>	40	25	%
<i>Formation Volume Factor</i>	1,0689	1,0689	RB/STB
<i>Recovery Factor</i>	40	40	%
OOIP	672.925,93	1.499.029,25	STB
EUR	269.170,37	599.611,70	STB
<i>Net Production</i>	253.283,06	324.202,32	Bbl
<i>Remaining Reserve</i>	15.887,31	275.409,38	STB

Dari table 4.1 dapat dilihat bahwa sumur masih memiliki cadangan yang masih cukup untuk diproduksi pada lapisan bekasap 550' SD. Dan pada lapisan bekasap 350' SD sudah tidak layak diproduksi karena cadangan yang sedikit dan *water cut* yang tinggi sehingga apabila tetap diproduksi akan berpengaruh terhadap lapisan yang lain. Sehingga dilakukan pekerjaan WSO pada lapisan bekasap 350' SD.

#### 4.1.2 Hasil perhitungan *cement slurry* dan tekanan.

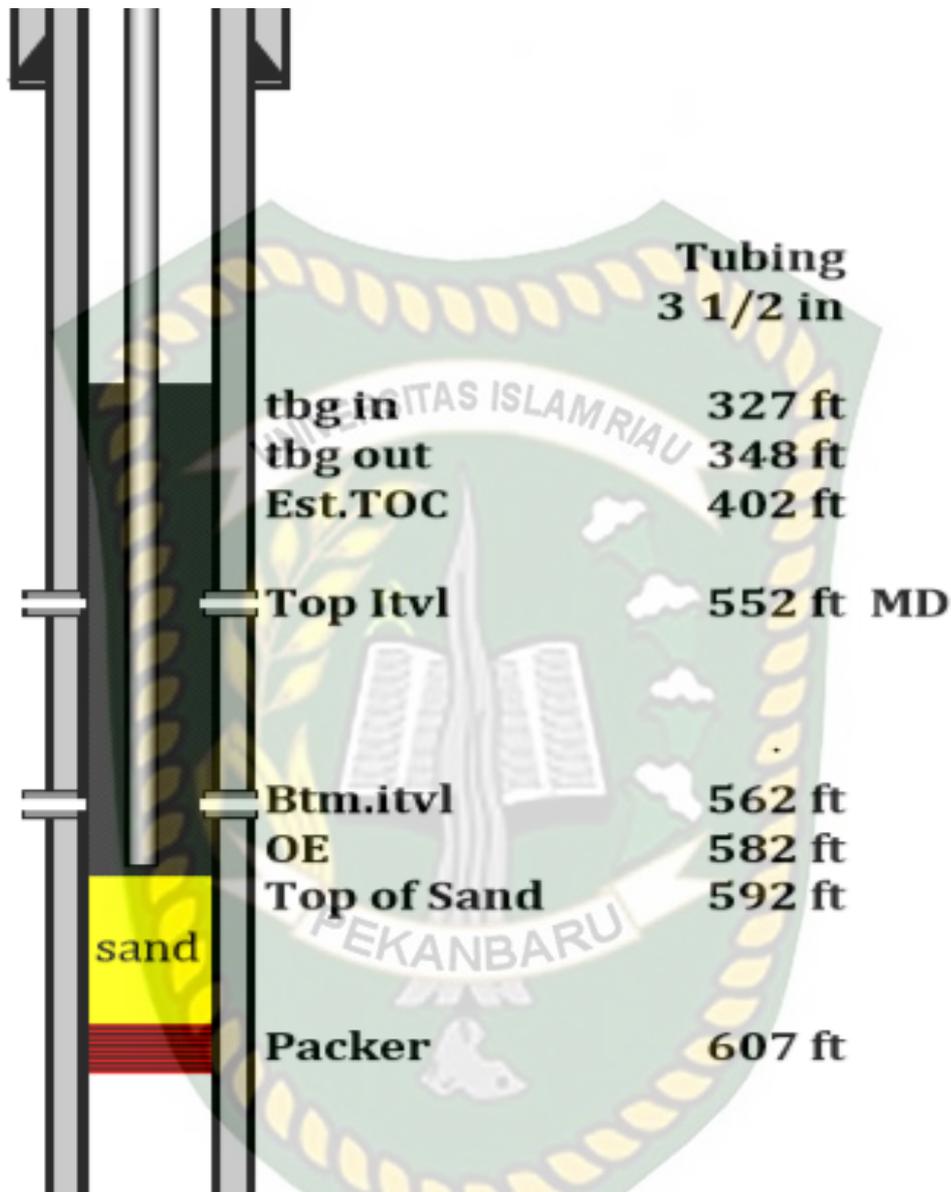
Melihat dari hasil cadangan yang tersisa, sumur X masih bisa untuk diproduksi. sehingga dilakukan *squeeze off interval* untuk menutup lapisan yang sudah *high water cut*. Sebelum melakukan *squeeze off* kita perlu mengetahui volume *slurry cement* dan tekanan yang dibutuhkan untuk menutup interval yang sudah tidak produktif lagi. Berikut hasil perhitungan volume *slurry cement* dan tekanan yang dibutuhkan pada sumur X.

Tabel 4.2 Hasil perhitungan volume *cement* dan *squeeze pressure*.

Data <i>cement slurry</i> dan tekanan	Nilai	Satuan
<i>Cement in casing</i>	7,1	Bbl
<i>Cement in formation</i>	2,1	Bbl
<i>Volume slurry</i>	9,2	Bbl
Total sack <i>cement</i>	45	Sack
<i>Volume displacment</i>	2,84	Bbl
<i>Slurry gradient</i>	0,826	Psi/ft
<i>Fracture pressure</i>	386,4	Psi
<i>Hydrostatic pressure</i>	318,4	Psi
<i>Max squeeze pressure</i>	68	Psi

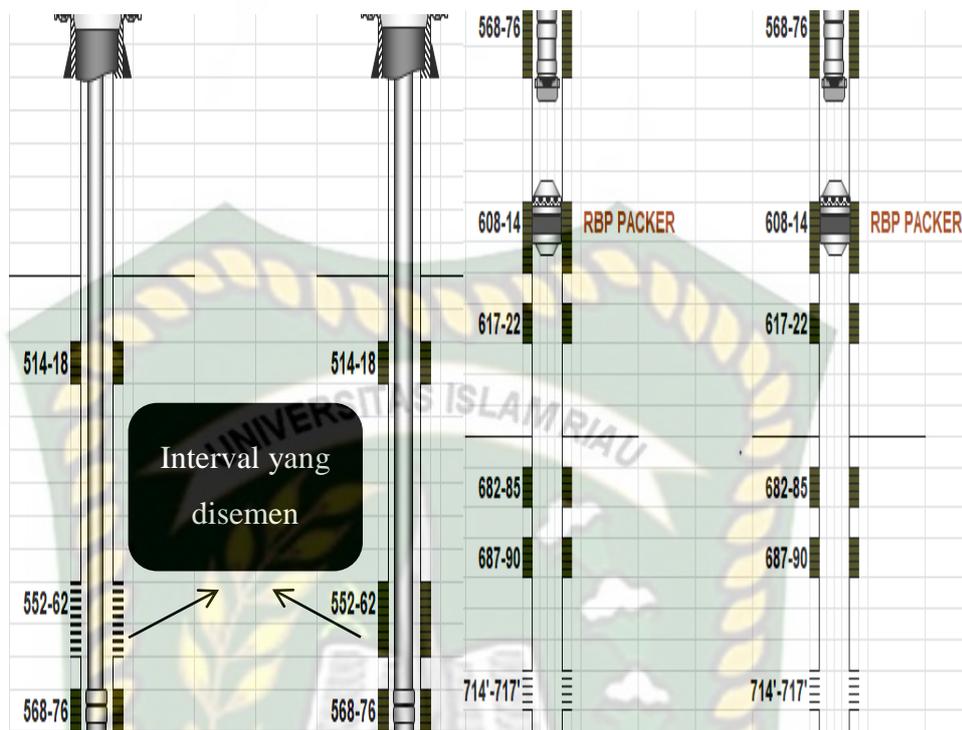
Dari tabel 4.2 dapat diperkirakan total dari semen yang berada didalam *casing* sebanyak 7,1 bbl ,sedangkan *cement* yang akan masuk kedalam lapisan yang akan di *squeeze* sebanyak 2,1 bbl. Jadi volume keseluruhan dari *cement slurry* yang akan diinjeksikan kedalam sumur sebanyak 9,2 bbl. Untuk *cement slurry* sebanyak 9,2 bbl kita memerlukan sekitar 45 sack *cement* untuk membuat *cement slurry*. Dan tekanan yang diperlukan untuk menginjeksikan *cement slurry* pada formasi sumur X sebesar 68 Psi, dimana memperhitungkan dari *fracture pressure* dan *hydrostatic pressure* yang ada.

Setelah persiapan dari *cement slurry* selesai, selanjutnya dilakukan penyemenan dimana *schematic squeeze of perforation* dapat dilihat dari gambar di bawah ini.



**Gambar 4.1** job schematic squeeze of perforation sumur X

Gambar 4.1 menunjukkan interval berapa saja yang akan disemen serta estimasi tinggi semen ketika *string* masuk dan diangkat. Fungsi dari RBP *packer* bukan hanya untuk menutupi fluida yang berada dilapisan bawah naik ke atas, tapi juga berfungsi menjaga lapisan di bawah tidak ikut tersemen saat proses penyemenan dilakukan, dimana pasir diletakan di atas *packer* setebal 10 ft sampai 15 ft untuk menjaga supaya *packer* tidak ikut tersemen (Khaemba, 2014).



**Gambar 4.2** Well schematic sebelum dan setelah dilakukan pekerjaan WSO sumur X

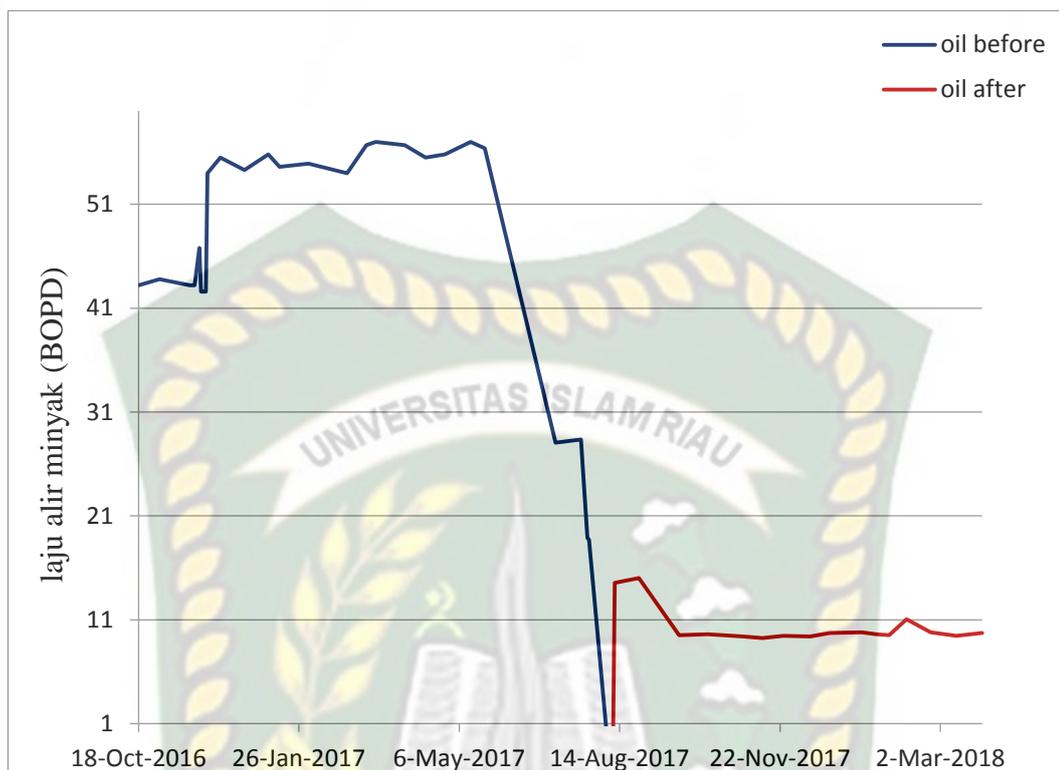
Gambar 4.2 memperlihatkan gambaran sumur produksi setelah dilakukan *squeeze of perforation*. Dimana sumur di uji menggunakan *pressure test*, tekanan diberikan ke sumur produksi sebesar 300 Psi dengan posisi RBP packer masih terpasang di dalam sumur produksi. Dari hasil job report sumur X, tekanan 300 Psi yang diberikan ke sumur tidak mengalami pengurangan atau penurunan tekanan, yang berarti *squeeze of perforation* berhasil dilakukan dan RPB packer dapat menjaga interval di bawahnya saat proses penyemenan dilakukan.

Selain dari *well schematic* sumur x, keberhasilan *water shut off* dengan metode pemasangan RBP packer dan *squeeze of perforation* juga dapat dilihat dari penurunan dan peningkatan data produksi dan *water cut* sumur X.

**Tabel 4.3 Data Produksi Sumur X Sebelum dan Sesudah pekerjaan WSO**

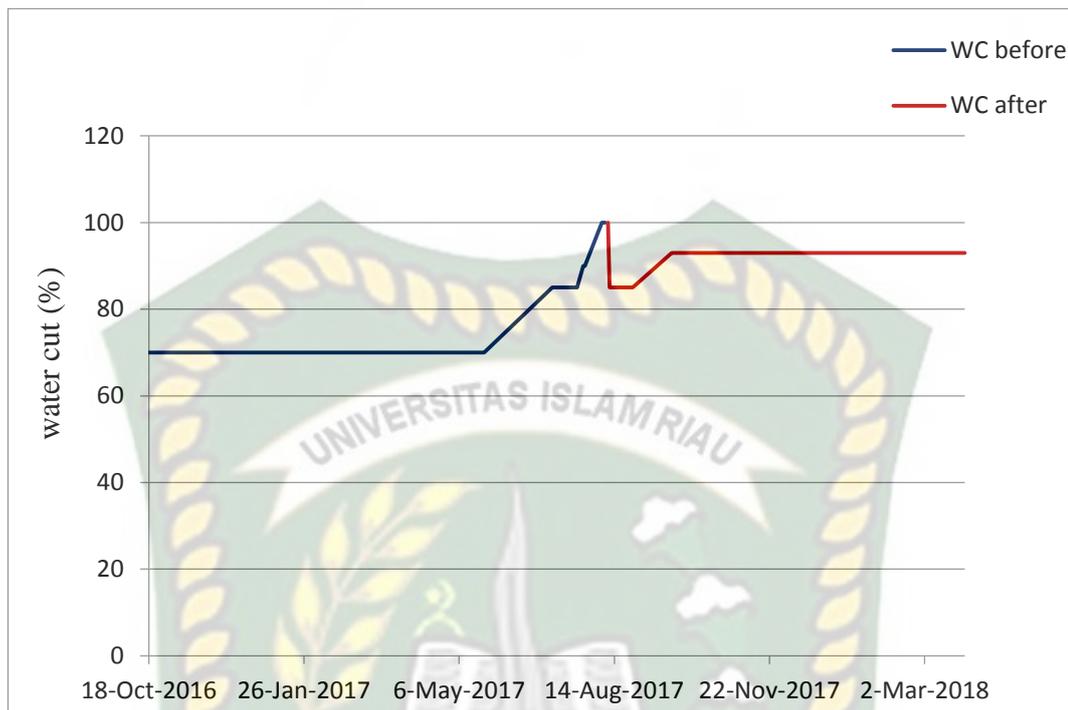
<i>History date</i>	<b>BOPD Rata-rata</b>	<b>BWPD Rata-rata</b>	<b>Water cut (%)</b>
April 2017	1.637	3.796	70
Mei 2017	1.689	3.945	70
Juni 2017	1.680	3.960	70
Juli 2017	898	4.726	84
1-8 Agustus 2017	0	1.090	100
<b>Setelah dilakukan WSO dengan <i>Squeeze Off</i></b>			
11-30 agustus 2017	230	2.692	92
September 2017	289	3.788	93
Oktober 2017	270	3.707	93
November 2017	277	3.788	93
Desember 2017	300	3.866	93

Tabel 4.3 menampilkan data produksi lima bulan sebelum aplikasi WSO dan lima bulan setelah dilakukannya aplikasi WSO. Untuk data produksi yang lebih lengkap dapat dilihat pada lampiran 1. Dari tabel 4.3 dapat dilihat bahwa pada bulan juni 2017 sampai bulan juli 2017 rata-rata 1.150 BOPD , dan 4.300 BWPD dengan nilai *water cut* yang diperoleh 77%. Pada tanggal 1-8 agustus 2017 terjadi penurunan produksi dimana 0 BOPD dan 1090 BWPD dengan nilai *water cut* 100%. Sehingga dilakukan WSO dengan cara *squeeze of perforation* seperti pada gambar 4.1. Setelah dilakukan pekerjaan WSO produksi minyak meningkat walau peningkatan tersebut tidak terlalu signifikan dibandingkan dengan bulan-bulan sebelumnya. Dimana laju produksi menjadi 230 BOPD, 2.692 BWPD dan peningkatan produksi minyak sebesar 230 BOPD serta penurunan nilai *water cut* sebesar 7%. Berikut garfik *oil performance* pada sumur X setelah dilakukan WSO.



**Gambar 4.3** Produksi minyak sumur X Sebelum dan Setelah pekerjaan WSO

Gambar 4.3 merupakan *oil performance* sumur X yang diamati mulai dari oktober 2016 hingga maret 2018. Garfik di atas menunjukkan produksi sumur X sebelum dan setelah dilakukan metode WSO menggunakan *squeeze cementing*. Dari gambar di atas dapat dilihat bahwa metode WSO pada sumur X bisa dikatakan berhasil karena dapat meningkatkan kembali produksi minyak.



**Gambar 4.4** *water cut performance* pada sumur X sebelum dan setelah pekerjaan WSO

Gambar 4.4 merupakan grafik *water cut performance* pada sumur X yang diamati mulai dari bulan oktober 2016 hingga maret 2018. Grafik di atas menunjukkan nilai *water cut* sebelum dan sesudah dilakukannya WSO dengan metode *squeeze cementing*. berdasarkan grafik di atas dapat dilihat bahwa aplikasi WSO pada sumur X bisa dikatakan berhasil karena mampu mengurangi nilai *water cut* sebesar 7%.

#### **4.2 ANALISIS KEBERHASILAN WSO PADA SUMUR Y DENGAN METODE *SQUEEZE CEMENTING* DAN PEMASANGAN *RETRIEVABLE BRIDGE PLUG PACKER*.**

##### **4.2.1 Perhitungan OOIP dan *Remaining Reserve* pada sumur Y.**

Sumur Y merupakan sumur dangkal dimana interval yang diproduksi sampai sekarang masih pada bekasap 350'SD. Untuk interval tersebut dapat dilihat pada *well schematic* ditinjau lapangan sumur Y. Sebelum melakukan WSO dengan metode *squeeze cementing* perlu dicek cadangan dari sumur Y seperti yang dilakukan pada sumur X. Berikut masing-masing nilai OOIP, *Net*

*Production* (NP) dan *Remaining Reserve* (RR) untuk lapisan reservoir pada sumur Y yang telah memproduksi sejak tahun 2009 sampai 2015.

**Tabel 4.4** OOIP, Np, dan RR Setiap Lapisan Reservoir Sumur Y

Data Reservoir Dan Fluida	Lapisan Reservoir	Satuan
	350' SD	
Area, Reservoir	26.87	Acres
<i>Net Pay</i>	21	Ft
<i>Porosity</i>	25	%
<i>Saturation Water</i>	40	%
<i>Formation Volume Factor</i>	1,0689	RB/STB
<i>Recovery Factor</i>	40	%
OOIP	614.410,63	STB
EUR	245.764,25	STB
<i>Net Production</i>	32.238	Bbl
<i>Remaining Reserve</i>	213.526,25	STB

Tabel 4.4 dapat dijelaskan bahwa sumur Y masih memiliki *remaining reserve* yang cukup banyak. Sehingga sumur Y masih layak untuk di lakukan WSO untuk mengoptimalkan interval yang masih produktif pada sumur Y.

#### 4.2.2 Hasil perhitungan *cement slurry* dan tekanan.

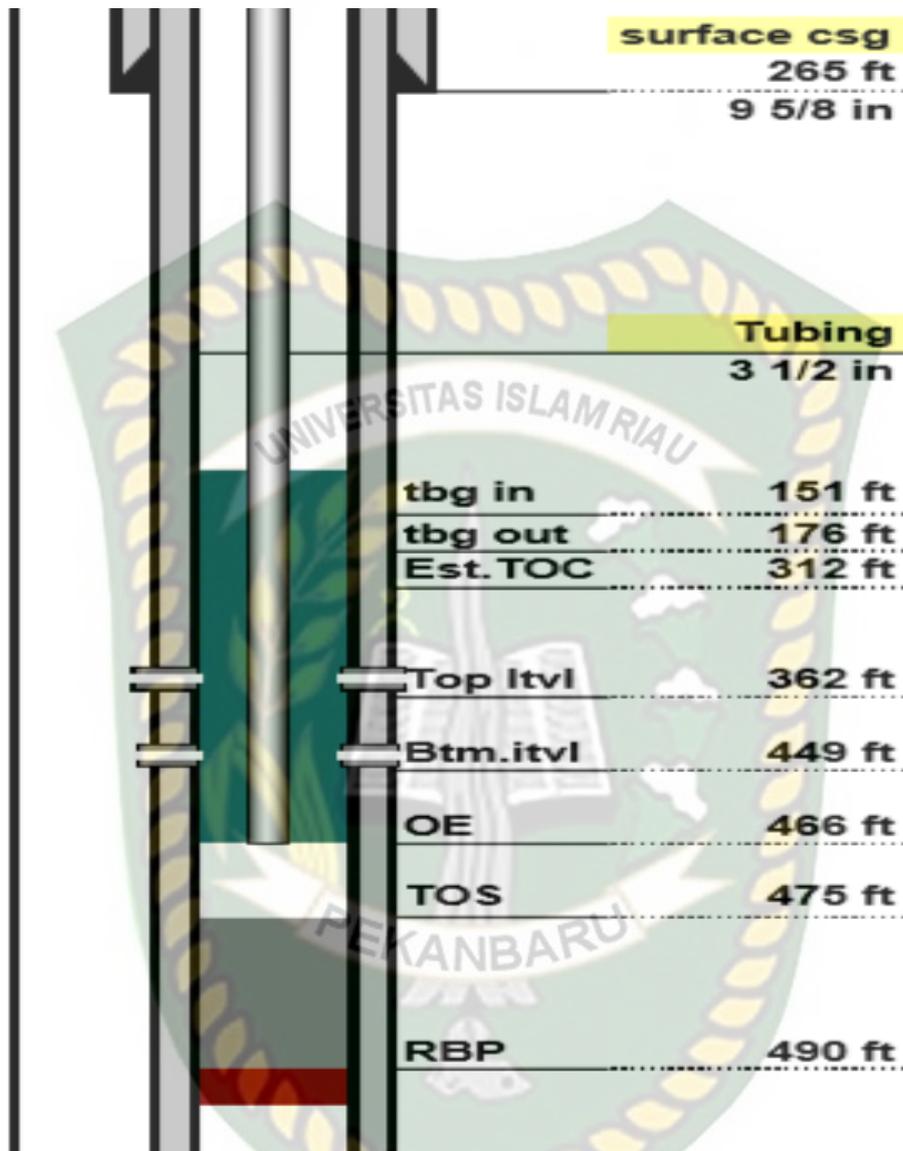
Melihat hasil dari cadangan yang tersisa, sumur Y masih bisa untuk diproduksi. sehingga dilakukan *squeeze off* interval untuk menutup lapisan yang sudah *high water cut*. Seperti sumur X sebelum melakukan *squeeze off* pada sumur Y kita perlu mengetahui volume *slurry cement* dan tekanan yang dibutuhkan untuk menutup interval yang sudah tidak produktif lagi. Berikut hasil perhitungan volume *slurry cement* dan tekanan yang dibutuhkan pada sumur Y.

**Tabel 4.5** hasil perhitungan volume *cement* dan *squeeze pressure*.

<b>Data cement slurry dan tekanan</b>	<b>Nilai</b>	<b>Satuan</b>
<i>Cement in casing</i>	6,067	Bbl
<i>Cement in formation</i>	5,343	Bbl
<i>Volume slurry</i>	11,410	Bbl
<i>Total sack cement</i>	55	Sack
<i>Volume displacment</i>	1,31	Bbl
<i>Slurry gradient</i>	0,826	Psi/ft
<i>Fracture pressure</i>	253,4	Psi
<i>Hydrostatic pressure</i>	230,05	Psi
<i>Max squeeze pressure</i>	24	Psi

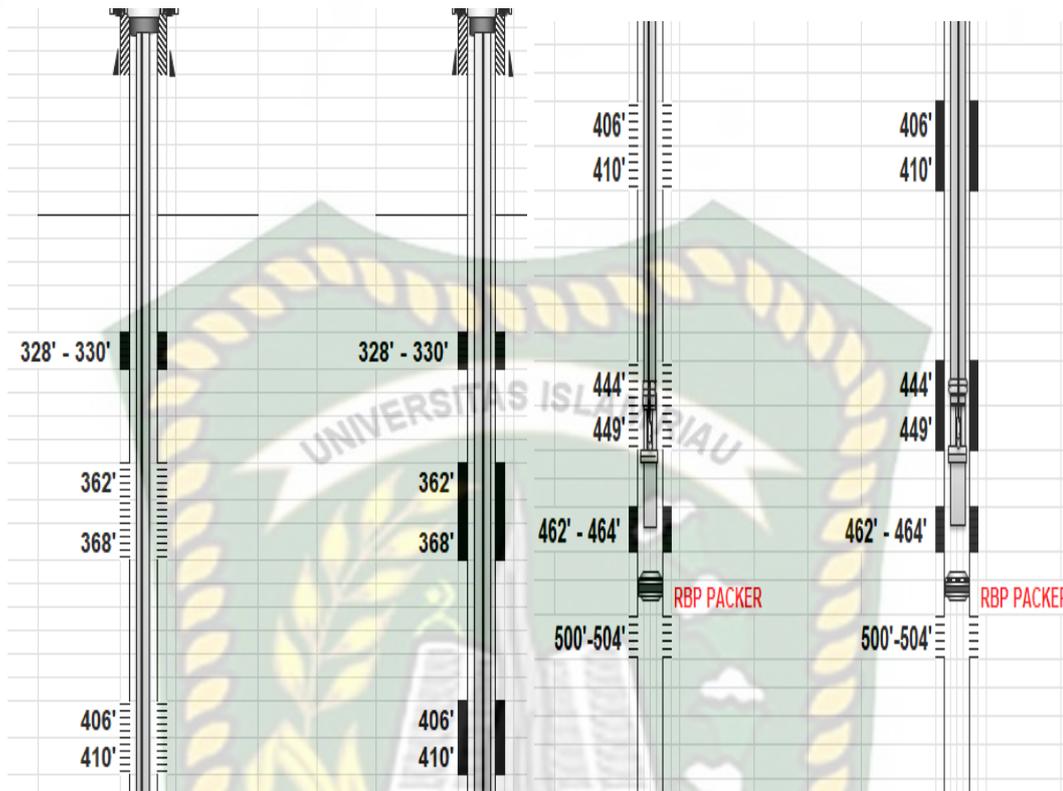
Tabel 4.5 menunjukan hasil perkiraan total dari semen yang berada di dalam *casing* sebanyak 6,067 bbl, sedangkan semen yang akan masuk kedalam interval yang akan di *squeeze* sebanyak 5,343 bbl. Jadi volume keseluruhan dari *cement slurry* yang akan diinjeksikan kedalam sumur sebanyak 11,4106 bbl. Untuk *cement slurry* sebanyak 11,4106 bbl kita memerlukan sekitar 55 sack cement untuk membuat *cement slurry*. Dan tekanan yang diperlukan untuk menginjeksikan *slurry cement* pada formasi sumur Y sebesar 24 Psi, dimana *maximum pressure* memperhitungkan dari *fracture pressure* dan *hydrostatic pressure* yang ada.

Setelah persiapan *cement slurry* selesai, dilakukan proses penyemenan pada sumur Y, dimana *schematic squeeze of perforation* dapat dilihat dari gambar dibawah ini.



**Gambar 4.5** Job schematic squeeze of perforation sumur Y

Dari gambar 4.5 dapat kita lihat bahwa ada beberapa interval yang akan ditutup, serta estimasi tinggi semen saat sebelum dan setelah string berada di dalam sumur. Sumur Y juga menggunakan RBP packer saat proses penyemenan dilakukan, yang juga berfungsi agar fluida yang berada di bawah packer tidak naik ke atas. Dan mengkondisikan pasir di atas packer setebal 15 ft, supaya packer tidak ikut tersemen saat proses penyemenan (Khaemba, 2014).



**Gambar 4.6** Well schematic sebelum dan setelah dilakukan pekerjaan WSO sumur Y

Gambar 4.6 menunjukkan hasil dari *squeeze of perforation* pada sumur Y, dimana sumur Y dilakukan *pressure test* sebesar 300 Psi dengan kondisi sumur masih terpasang RBP packer untuk melihat keberhasilan dari packer dan penyemenan yang dikerjakan. Dari *job report* sumur Y, tekanan yang diberikan tidak mengalami penurunan sehingga proses penyemenan dapat dikatakan berhasil, dan untuk interval 500 ft – 504 ft yang masih produktif tidak terkena *cement slurry* dari proses penyemenan dikarenakan adanya *retrievable bridge plug packer* yang melindungi interval yang produktif.

Selain dari *well schematic* sumur Y, keberhasilan dari *water shut off* dengan pemasangan RBP packer dan *squeeze of perforation* pada sumur Y juga dapat dilihat data produksi dan *water cut* sumur Y.

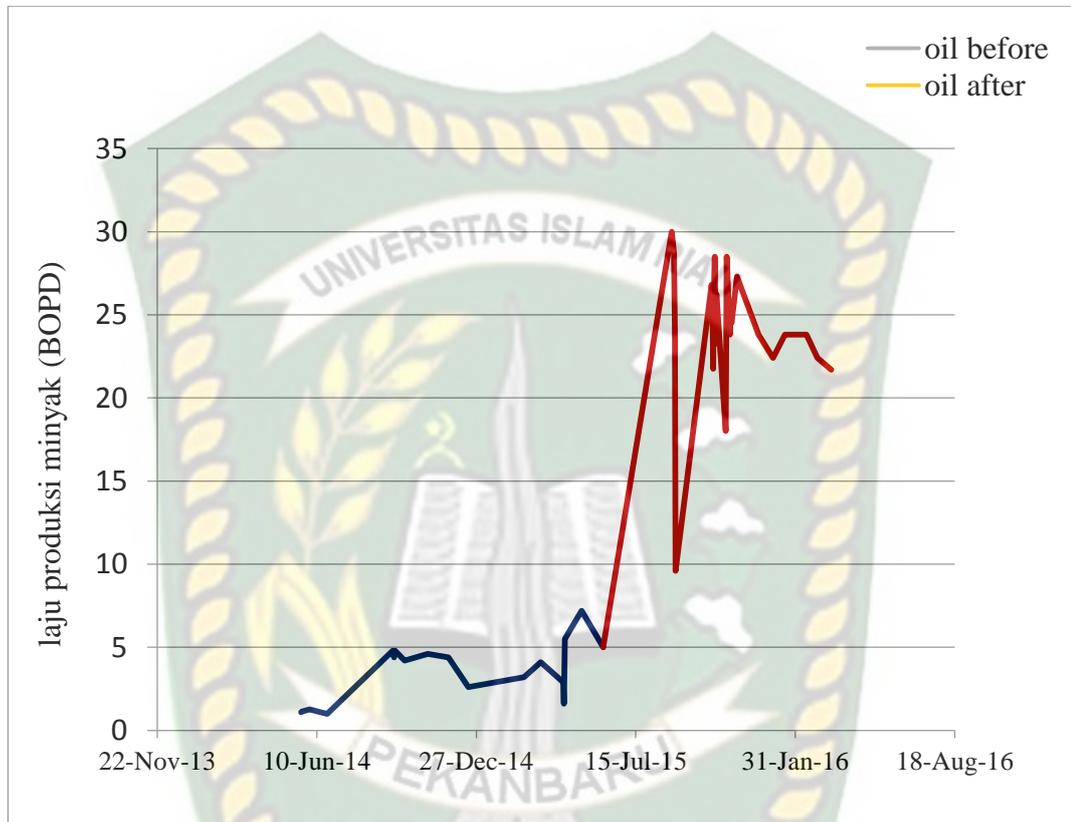
Tabel 4.6 Data produksi sumur Y sebelum dan sesudah aplikasi WSO

<i>History date</i>	<b>BOPD Rata-rata</b>	<b>BWPD Rata-rata</b>	<b>Water cut (%)</b>
Februari 2015	90	726	89
Maret 2015	103	974	90
April 2015	140	1.218	91
Mei 2015	203	1.845	90
Juni 2015	156	1.410	90
Juli 2015	150	1.350	90
Agustus 2015	140	1.260	90
<b>Setelah dilakukan WSO dengan <i>Squeeze Off</i></b>			
September 2015	333	471	59
October 2015	505	383	43
November 2015	786	324	29
Desember 2015	765	300	30
Januari 2016	690	300	30
Februari 2016	714	300	30
Maret 2016	660	285	30

Tabel 4.6 menampilkan data produksi tujuh bulan sebelum aplikasi WSO dan tujuh bulan setelah dilakukannya aplikasi WSO. Untuk data produksi yang lebih lengkap dapat dilihat pada lampiran 2. Dari tabel 4.6 dapat dilihat bahwa pada bulan agustus 2015 produksi minyak sebesar 140 BOPD, dan air 1.260 BWPD dengan nilai *water cut* yang diperoleh 90%. Data tersebut menunjukkan sudah tingginya nilai *water cut* pada sumur tersebut sehingga dilakukan pekerjaan WSO dengan cara *squeeze interval* yang sudah tidak produktif lagi dan memasang *packer* di atas interval yang produktif agar interval tersebut tidak tertutup terkena *cement slurry*.

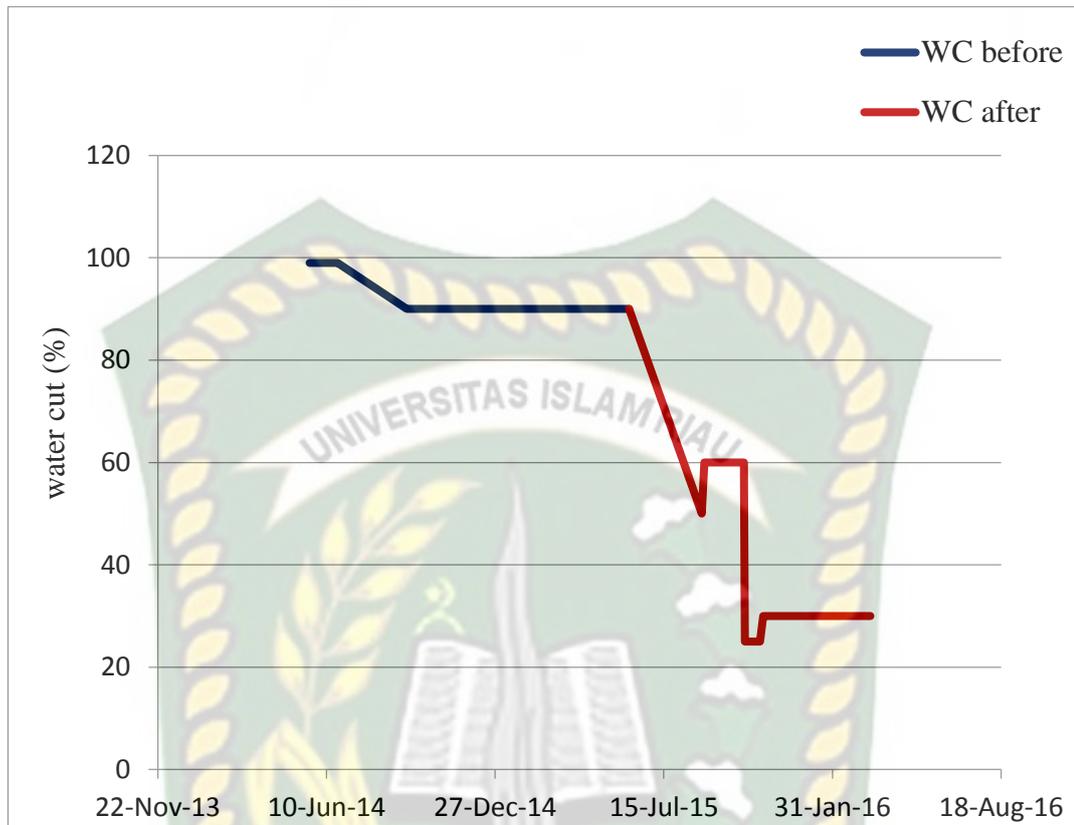
Setelah dilakukan pekerjaan WSO, produksi minyak meningkat pada sumur tersebut. Dimana produksi pada bulan pada bulan september 2015 sebesar 333 BOPD, dan 471 BWPD dengan nilai *water cut* 59%. Dan produksi pada bulan

november 2015 sebesar 786 BOPD, dan 324 BWPD dengan nilai *water cut* 29%. Terjadi penurunan *water cut* 50% lebih setelah dilakukan WSO pada sumur Y. Berikut grafik *oil performance* pada sumur Y setelah dilakukan WSO.



**Gambar 4.7** Produksi minyak sumur Y Sebelum dan Setelah pekerjaan WSO

Gambar 4.7 merupakan *oil performance* sumur Y yang diamati dari bulan mei 2014 hingga februari 2016. Grafik di atas menunjukkan produksi sumur Y sebelum dan setelah dilakukan metode WSO menggunakan *squeeze cementing*. Peningkatan produksi minyak yang dilihat pada grafik yang terjadi pada sumur Y, bisa dikatakan metode WSO berhasil.



**Gambar 4.8** *water cut performance* pada sumur Y sebelum dan setelah pekerjaan WSO

Gambar 4.8 merupakan grafik *water cut performance* pada sumur Y yang diamati mulai dari bulan Mei 2014 hingga Februari 2016. Grafik di atas menunjukkan nilai *water cut* sebelum dan setelah dilakukannya WSO dengan metode *squeeze cementing*. Berdasarkan grafik di atas dapat dilihat bahwa aplikasi WSO pada sumur Y berhasil, karena dapat mengurangi nilai *water cut* sebesar 50% .

## BAB V

### KESIMPULAN DAN SARAN

#### 5.1. KESIMPULAN

Berdasarkan hasil penelitian dapat disimpulkan sebagai berikut :

1. Dibutuhkan sebanyak 9,2 bbls *cement slurry* untuk menutup *interval* yang tidak produktif, dengan tekanan maximum sebesar 68 Psi pada sumur X. Untuk sumur Y dibutuhkan 11,4 bbl *cement slurry* dengan tekanan maximum sebesar 24 Psi.
2. Indikasi keberhasilan WSO dapat dilihat dari *Job report well schematic* dimana tekanan 300 Psi yang diberikan pada sumur X dan Y tidak mengalami penurunan tekanan, yang berarti *squeeze of perforation* dan pemasangan RBP *packer* berhasil. Melihat laju produksi untuk sumur X pada awal agustus 2017 sebesar 0 BOPD dan 1.909 BWPD menjadi 230 BOPD. Untuk sumur Y pada bulan agustus 2015 laju produksi sebesar 140 BOPD dan 1.260 BWPD menjadi 333 BOPD. Untuk nilai *water cut* pada sumur X bulan agustus 2017 sebesar 100% mengalami penurunan 93% pada bulan september – Desember 2017. Untuk sumur Y pada bulan Februari – Agustus 2015 nilai WC 90% mengalami penurunan 41% pada bulan september – desember 2015.

#### 5.2. SARAN

Untuk penelitian selanjutnya dapat melakukan analisis perbandingan efektivitas dari *squeeze of perforation* dan pemasangan *retriveable packer* dengan *squeeze of perforation* dan pemasangan *plugging packer*.

## DAFTAR PUSTAKA

- Al-Qur'an QS Al-An'am (6)
- Baker Hughes. (1995). Drilling Engineering Workbook. In *Baker Hughes INTEQ* (Vol. 77073).
- Baroek, M. P., Heidrick, T. L., Kelsch, K. D., & Cpi, P. T. (1999). *SPE 54385 LINKED TECTONICS , A POWERFUL NEW PARADIGM FOR DECIPHERING Abstract A recent structural synthesis of the North Menggala field , Central Sumatra , reveals deformation patterns which are unequivocal and portray in detail the field ' s tectogenetic.*
- BOB PT. bumi siak pusako - pertamina hulu zamrud district. (2013). *well file.*
- Bourgoyne Jr., A. T., Millheim, K. K., Chenevert, M. E., Young Jr., F. S., Bourgoyne, A. T. J., Millheim, K. K., ... Young, F. S. J. (1986). Applied Drilling Engineering Chapter 8 Solutions. *Society of Petroleum Engineers*, (31656). <https://doi.org/10.2118/31656-MS>
- Chevron. (2011). *drilling data handbook.* volume 16.
- Daneshy, A. (2007). *Selection and Execution Criteria for Water-Control Treatments.* <https://doi.org/10.2523/98059-ms>
- Dwight, K, S. (1990). *SPE Series - Cementing DWIGHT K SMITH.pdf* (p. volume 4). p. volume 4. new york city.
- Fitrianti. (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.* 4(2), 29–43.
- heriot. (2005). *Formation Evaluation This manual and its content is copyright of Heriot Watt University © 2005.*
- I.A. Toor, K. O. C. (KSC). (1983). *Problems in Squeeze Cementing.*
- Irawan, H. (2018). *Evaluasi Penanggulangan Produksi Air Dengan Penggunaan Cup Packer Assembly Untuk Isolasi Parsial Pada Sumur A-76 Dan A-144.*
- Jaja, A. J., Adeyinka, B., & Atanda, B. (2017). *SPE-189087-MS An Overview of Cement Packer Re-Perforation – Well-AA Case Study.* (August).
- Khaemba, A. W. (2014). *Well Design , Cementing Techniques And Well Work-Over To Land Deep Production Casings In The Menengai Field.* (17).
- Mohd Noordin, F., Razak, M. H. A., & Ismail, M. (2009). *Case Study: Water Shut-off Mechanism in Small, Remote Platform - Process & Challenge.* <https://doi.org/10.2118/121408-ms>
- Naranjo, E., Bravo, J., Díaz, E., & Caldera, J. (2009). *SPE 121485 Swabbing Test Interpretation Using Nonlinear Regression in San Jorge Gulf Basin.*

- Nelson, E. B. (1990). Well cementing. *Developments in Petroleum Science*, 28(C), 9-1-9–19. [https://doi.org/10.1016/S0376-7361\(09\)70307-3](https://doi.org/10.1016/S0376-7361(09)70307-3)
- Permadi, B. yoedi, & Asep, H. (2016). Analisa penentuan laju air produksi yang optimum untuk memperlambat water coning di lapisan tipis. *Jtmgb*, 10, 17–22.
- Pramudyo, Y., S.M., H., Nur, H., Reihold, M., & Jacobs, G. (2007). *An Integrated Study of Low Permeability Reservoir in the Bekasap Field, Central Sumatra Basin, Indonesia*. <https://doi.org/10.2523/109846-ms>
- Rahayu, S., Subiantoro, E., & Hafizh, G. (2015). *Experience and Lessons Learned to Increase Job Success Rates for Hydraulic Fracturing in the High-Temperature Lower Pematang Sandstone Formation*. <https://doi.org/10.2118/176443-ms>
- Riva'i, viona augie. (2018). *Analisis Efektifitas Metode Water Shut Off Menggunakan Case Iron Bridge Plug Dan Squeeze Off & Reperforated Serta Keekonomiannya Pada Sumur Ag#22*.
- Rubiandini, R. (2010). *buku teknik pemboran*. Bandung: institut teknologi bandung.
- Shryock, S. H., & Slagle, K. A. (1968). *Problems Related to Squeeze Cementing*. 801–807.
- Wulansari, A. (2017). *Analisa Efektifitas Metode Water Shut Off Menggunakan Zonal Isolation Packer Dan Squeeze Off Pada Lapangan Saka*.
- Zhang, G., Qian, J., Shen, Z., Zhang, W., Xue, J., Huang, P., & Liao, C. (2017). *SPE-188098-MS The Application of Water Shut-off Technique in Jidong Oilfield The theory of water shut-off technique for wells completed with single sleeve. 1*, 1–7.
- Zhang, M., Mu, L., Li, C., Zheng, K., Duan, L., Wang, G., ... Li, D. (2017). *Mature Condensated Gas Field Development Strategy: An Integration of Geophysics, Geology and Log for the South Sumatra Basin, Indonesia*. <https://doi.org/10.2118/186060-ms>