

**PENGUJIAN *RETURN PERMEABILITY* UNTUK
PENGINJEKSIAN AIR KEMBALI PADA RESERVOIR
SELAMA MASA PRODUKSI**

TUGAS AKHIR

*Diajukan Sebagai Salah Satu Syarat Untuk Memperoleh Gelar Sarjana Teknik
Program Studi Teknik Perminyakan*

Oleh

YOVI VERON SETIAWAN

NPM 163210090



PROGRAM STUDI TEKNIK PERMINYAKAN

UNIVERSITAS ISLAM RIAU

PEKANBARU

2020

**PENGUJIAN *RETURN PERMEABILITY* UNTUK
PENGINJEKSIAN AIR KEMBALI PADA RESERVOIR
SELAMA MASA PRODUKSI**

TUGAS AKHIR

*Diajukan Sebagai Salah Satu Syarat Untuk Memperoleh Gelar Sarjana Teknik
Program Studi Teknik Perminyakan*

Oleh

YOVI VERON SETIAWAN

NPM 163210090



PROGRAM STUDI TEKNIK PERMINYAKAN

UNIVERSITAS ISLAM RIAU

PEKANBARU

2020

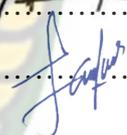
HALAMAN PENGESAHAN

Tugas akhir ini disusun oleh :

Nama : Yovi Veron Setiawan
NPM : 163210090
Program Studi : Teknik Perminyakan
Judul Tugas Akhir : Pengujian *Return Permeability* Untuk
Pengejeksian Air Kembali Pada Reservoir Selama
Masa Produksi.

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

DEWAN PENGUJI

Pembimbing : Tomi Erfando, S.T., M.T (.....)
Penguji : Hj. Fitrianti, S.T., M.T (.....)
Penguji : Idham Khalid, S.T., M.T (.....)

Ditetapkan di : Pekanbaru
Tanggal : 13 November 2020

Disahkan Oleh

**KETUA PROGRAM STUDI
TEKNIK PERMINYAKAN**


Novia Rita, S.T., M.T

DOSEN PEMBIMBING


Tomi Erfando, S.T., M.T

PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR

Yang bertanda tangan dibawah ini :

Nama : Yovi Veron Setiawan

NPM : 163210090

Program Studi : Teknik Perminyakan

Universitas : Universitas Islam Riau

Dengan ini saya menyatakan bahwa laporan tugas akhir saya yang berjudul :

PENGUJIAN *RETURN PERMEABILITY* UNTUK PENGINJEKSIAN AIR KEMBALI PADA RESERVOIR SELAMA MASA PRODUKSI

Merupakan hasil karya saya sendiri, tidak terdapat karya atau pendapat atau diterbitkan oleh orang lain kecuali hanya untuk acuan atau kutipan sebagai tuntunan tata cara penulisan karya ilmiah yang telah lazim. Tanda tangan yang tertera dalam halaman pengesahan adalah asli. Jika tidak asli, saya siap menerima sanksi sesuai dengan peraturan yang berlaku.

Pekanbaru, November 2020

Penulis,

Yovi Veron Setiawan

NPM 163210090

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 sangat menyadari bahwa banyak pihak yang telah membantu dan mendorong saya untuk menyelesaikan tugas akhir ini. Tanpa bantuan mereka, tentu saja akan sangat sulit bagi saya. Oleh karena itu saya ingin mengucapkan terimakasih kepada :

1. Kedua Orang Tua yang sangat hebat dalam memberikan segalanya baik moril ataupun materil untuk penulis.
2. Bapak Tomi Erfando, S.T., M.T selaku Dosen Pembimbing yang telah sabar dan menyediakan waktu untuk memberikan pengajaran dalam penulisan tugas akhir ini.
3. Ibu Fitrianti, S.T., M.T selaku Dosen Pembimbing Akademik di kampus yang telah sabar memberi waktu, masukan, nasihat, dan semangat kepada penulis.
4. Ibu Novia Rita, S.T., M.T selaku Ketua Program Studi beserta staff prodi sekaligus dosen – dosen yang banyak membantu kelancaran akademik.
5. Ibu Dewi Susan Brataningtyas, M.Si selaku Pembimbing Akademik di Pusat Penelitian dan Pengembangan Teknologi Minyak dan Gas Bumi (PPTMGB) Lemigas yang sangat sabar membantu, menyediakan waktu, dan memberikan arahan.
6. Bapak Angga Prataseno, S.T selaku Pembimbing Lapangan di Pusat Penelitian dan Pengembangan Teknologi Minyak dan Gas Bumi (PPTMGB) Lemigas yang super sekali sabar dan memberikan ilmu – ilmu kepada penulis.
7. Bapak Edi, Bapak Yudi, Bapak Byan, dan Bapak Syukri selaku Engineer Divisi SCAL di Pusat Penelitian dan Pengembangan Teknologi Minyak dan Gas Bumi (PPTMGB) Lemigas yang turut membantu memberikan ilmu – ilmu kepada penulis.

8. Teman – teman di Divisi SCAL yang telah membantu penulis selama proses kerja praktik dan pengumpulan data.
9. Sahabat – sahabat seperjuangan super yaitu Arik Daniati, Mila Chairani, dan Surya Pratama yang turut memberikan semangat, rela menjadi tempat curhat, dan selalu datang jika dibutuhkan.

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

Pekanbaru, September 2020

Yovi Veron Setiawan



DAFTAR ISI

HALAMAN SAMPUL	i
HALAMAN PENGESAHAN	ii
PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR.....	iii
KATA PENGANTAR.....	iv
DAFTAR ISI.....	vi
DAFTAR GAMBAR.....	viii
DAFTAR TABEL.....	ix
DAFTAR LAMPIRAN	x
DAFTAR SINGKATAN	xi
DAFTAR SIMBOL	xii
ABSTRAK	xiii
<i>ABSTRACT</i>	xiv
BAB I PENDAHULUAN	1
1.1. Latar Belakang.....	1
1.2. Tujuan Penelitian.....	2
1.3. Manfaat Penelitian.....	2
1.4. Batasan Masalah.....	2
BAB II TINJAUAN PUSTAKA.....	3
2.1. <i>State of The Art</i>	3
2.2. Hipotesis.....	7
BAB III METODOLOGI PENELITIAN	8
3.1. Alat dan Bahan	8
3.1.1. Alat.....	8
3.1.2. Bahan.....	8
3.2. Prosedur Penelitian.....	8
3.2.1. <i>Lay Out Sampel Core</i>	8
3.2.2. Uji <i>CT Scan</i>	9
3.2.3. Uji <i>Spectral Core Gamma Ray</i>	9
3.2.4. Melakukan <i>Plugging</i>	10
3.2.5. Mencuci Sampel Core.....	10
3.2.6. Pengukuran <i>Basic Data</i>	10
3.2.7. Pembuatan <i>Synthetic Brine</i>	11

3.2.8. Pengujian <i>Return Permeability</i>	11
3.3. Alur Penelitian.....	12
3.4. Jadwal Penelitian.....	13
BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN.....	14
BAB V KESIMPULAN DAN SARAN	21
5.1. Kesimpulan.....	21
5.2. Saran.....	21
DAFTAR PUSTAKA	22
LAMPIRAN.....	27
LAMPIRAN I	27



Dokumen ini adalah Arsip Miik :

Perpustakaan Universitas Islam Riau

DAFTAR GAMBAR

Gambar 2. 1 Rangkaian peralatan uji return permeability.....	4
Gambar 2. 2 Skema peralatan return permeability test	5
Gambar 2. 3 Hasil return permeability test	5
Gambar 3. 1 Diagram alur penelitian	12
Gambar 4. 1 Perbandingan kandungan clay setiap sampel	14
Gambar 4. 2 Throughput vs liquid permeability untuk setiap sampel.....	18



DAFTAR TABEL

Tabel 2. 1 Komposisi Tiap Variasi Water Base Mud	3
Tabel 2. 2 Hasil Return Permeability Test	4
Tabel 2. 3 Chemical yang Dilarutkan Pada Injection Water Untuk Return Permeability Test	6
Tabel 2. 4 Hasil Return Permeability Test	6
Tabel 3. 1 Jadwal Penelitian.....	13
Tabel 4. 1 Basic Parameter.....	14
Tabel 4. 2 Kandungan Clay Pada Setiap Sampel.....	14
Tabel 4. 3 Komposisi Synthetic Brine.....	15
Tabel 4. 4 Komposisi Air Injeksi Variasi 1.....	16
Tabel 4. 5 Liquid Permeability Data untuk Sampel 4.....	17
Tabel 4. 6 Liquid Permeability Data untuk Sampel 5.....	17
Tabel 4. 7 Summary Return Permeability Test.....	18

DAFTAR LAMPIRAN

LAMPIRAN I *Ilustrasi Standart Operational Procedure untuk Uji Return Permeability*



Dokumen ini adalah Arsip Milik :

Perpustakaan Universitas Islam Riau

DAFTAR SINGKATAN

psi	<i>Pound Square Inch</i>
KCl	Kalium Klorida
SFW	<i>Synthetic Formation Water</i>
OBM	<i>Oil Base Mud</i>
mA	<i>Mili Ampere</i>
KV	<i>Kilo Volts</i>
PV	<i>Pore Volume</i>
Swi	<i>Initial Water Saturation</i>
md	<i>Mili Darcy</i>
cp	<i>Centi Poise</i>
ppm	<i>Part per Million</i>



DAFTAR SIMBOL

%	Persen
\emptyset/k	<i>Porosity/Permeability</i>
kw	<i>Water Permeability</i>
kw @ Sor	<i>Water Permeability at Residual Oil Saturation</i>
ko	<i>Oil Permeability</i>
ko @ Swir	<i>Oil Permeability at Irreducible Water Saturation</i>
ko reverse	<i>Oil Permeability at reverse injection</i>
ka	<i>Permeability to Air</i>
kl	<i>Liquid Permeability / Klinkenberg Permeability</i>
kw/ka	<i>Ratio of Water Permeability and Permeability to Air</i>

PENGUJIAN *RETURN PERMEABILITY* UNTUK PENGINJEKSIAN AIR KEMBALI PADA RESERVOIR SELAMA MASA PRODUKSI

YOVI VERON SETIAWAN
NPM 163210090

ABSTRAK

Jika air formasi sudah terlalu banyak terproduksi ke permukaan salah satu upaya yang digunakan adalah melakukan penginjeksian kembali air tersebut ke reservoir, selain untuk merawat lingkungan, penginjeksian air juga dapat berguna untuk *maintenance pressure* reservoir sehingga masa produksi dapat berjalan lebih lama. Sebelum melakukan penginjeksikan air ke reservoir ada hal yang perlu diperhatikan yaitu karakteristik batuan dan *compatibility* air injeksi terhadap batuan agar proses penginjeksian air berjalan sukses dan tidak menyebabkan masalah pada formasi batuan.

Identifikasi tersebut dapat dilakukan dengan uji *return permeability* yang melibatkan *core* dan fluida injeksi. Uji ini tergolong kedalam *dynamic test*, yaitu sampel *core* diuji dengan dialirkan air injeksi, dan akan diamati perubahan permeabilitas yang terjadi pada *core*. Air injeksi yang digunakan memiliki 2 variasi salinitas yang akan dijadikan suatu perbandingan. Mengingat adanya keberadaan mineral *clay* yang akan bertemu dengan air maka secara umum hal tersebut berpengaruh terhadap perubahan permeabilitas. Walaupun demikian hal tersebut tetap masih harus diuji mengingat adanya variasi kandungan mineral batuan dan salinitas air yang ada di berbagai belahan dunia.

Hasil pengujian yang diperoleh memperlihatkan bahwa permeabilitas memang akan selalu turun seiring berjalannya waktu penginjeksian akibat dari mineral *clay* yang ada pada batuan. Maka dari itu, hal tersebut dapat ditangani dengan menambah salinitas pada air injeksi sehingga *clay* tidak menjadi terlalu reaktif. Dari dua variasi salinitas air injeksi yang digunakan, injeksi menggunakan air bersalinitas yang lebih tinggi dapat memperlambat penurunan permeabilitas efektif minyak bahkan hingga 2,5 % saja. Berbeda dengan injeksi menggunakan air bersalinitas rendah yang menyebabkan penurunan permeabilitas efektif minyak yang lebih tinggi yaitu sebesar 8,5 %.

Kata kunci : *core*, air formasi, *injected water*, *return permeability*, *permeability*, salinitas

PENGUJIAN RETURN PERMEABILITY UNTUK PENGINJEKSIAN AIR KEMBALI PADA RESERVOIR SELAMA MASA PRODUKSI

YOVI VERON SETIAWAN
NPM 163210090

ABSTRACT

If too much formation water has been produced to the surface, one of the efforts used is to re-inject the water into the reservoir. In addition to treating the environment, water injection can also be useful for reservoir pressure maintenance so that the production period can run longer. Before injecting water into the reservoir, there are things that need to be considered, namely the characteristics of the rock and the compatibility of the injection water against the rock so that the water injection process is successful and does not cause problems in rock formation.

This identification can be done by using a return permeability test involving the core and the injection fluid. This test is classified as a dynamic test, where the core sample is tested with injection water flow, and the permeability changes that occur in the core will be observed. The injection water used has 2 salinity variations which will be used as a comparison. Given the presence of clay minerals that will meet with water, in general this has an effect on changes in permeability. Even so, it still has to be tested, given the variation in rock mineral content and water salinity in various parts of the world.

The test results obtained show that the permeability will always decrease over the time of injection due to the clay minerals present in the rock. Therefore, this can be handled by adding salinity to the injection water so that the clay does not become too reactive. Of the two variations in the salinity of injection water used, injection using a higher salinity water can slow down the decrease in the effective permeability of oil by even 2.5%. In contrast to the injection using low salinity water which causes a decrease in the effective permeability of oil which is higher, namely 8.5%.

Keywords : core, formation water, injected water, return permeability, permeability, salinity

BAB I PENDAHULUAN

1.1. Latar Belakang

Air formasi secara alami terbentuk didalam pori – pori batuan, dan terasosiasi bersamaan dengan minyak dan gas (Renpu, 2011). Oleh karena itu air formasi akan selalu ikut terproduksi bersamaan dengan minyak atau gas (Jaramillo et al., 2010).

Jika sudah terjadi produksi air dengan volume yang tinggi, maka suatu perusahaan harus mencari cara untuk mengalokasikan volume air yang besar tersebut, agar tidak menyebabkan kerusakan lingkungan cukup parah akibat kandungannya yang berbahaya (Hasianny et al., 2015; Hedar & Budiyono, 2018; Tiana, 2015). Berdasarkan Peraturan Menteri Negara Lingkungan Hidup Republik Indonesia No 19 Tahun 2010 Tentang Baku Mutu Air Limbah Bagi Usaha dan/ atau Kegiatan Minyak dan Gas Serta Panas Bumi menimbang “ *Bahwa dalam rangka pelestarian fungsi lingkungan hidup perlu dilakukan upaya pengendalian terhadap usaha dan/ atau kegiatan yang berpotensi menimbulkan pencemaran dan/ atau kerusakan lingkungan hidup* ”.

Salah satu upaya pengendalian yang digunakan adalah penginjeksian air kembali ke reservoir (R. M. Flores, 2014; Ivory, 2016). Ada beberapa pertimbangan sebelum melakukan injeksi air, salah satunya yaitu mengetahui *compatibility* air injeksi terhadap keadaan batuan reservoir (Ghosh et al., 2019; Hower et al., 1972). Hal tersebut dapat diketahui dengan melakukan uji return permeability ini ,yang mana parameter dari batuan yang diperhatikan adalah permeabilitas (Rosidelly, 2017). Dari uji ini dapat diketahui apakah penurunan permeabilitas batuan akan terjaga atau penurunannya menjadi tajam akibat dari air yang diinjeksikan

Sebelumnya uji *return permeability* pernah dilakukan oleh (Iscan et al., 2007), (Yonebayashi et al., 2017), dan (Rosidelly, 2017), namun mereka masih belum menyatakan pengaruh fluida injeksi terhadap permeabilitas efektif minyak. Sehingga pada penelitian kali ini, uji *return permeability* akan dilakukan pada sampel *core* batuan *sandstone* dengan fluida yang digunakan untuk pengujian adalah *synthetic brine* dengan variasi salinitas dan *synthetic oil* yang akan

menghasilkan pengaruh air injeksi dengan variasi salinitas terhadap permeabilitas efektif minyak.

1.2. Tujuan Penelitian

Berdasarkan studi dan penelitian yang akan dilakukan, tujuan dari penelitian ini adalah :

1. Mengetahui *compatibility* antara *synthetic brine* terhadap sampel *core* batuan *sandstone*.
2. Mengetahui perubahan nilai permeabilitas akibat air yang diinjeksikan dengan variasi salinitas.

1.3. Manfaat Penelitian

Penelitian ini diharapkan dapat digunakan sebagai acuan untuk penelitian *waterflood* dan pengujian *return permeability* selanjutnya.

1.4. Batasan Masalah

Untuk mendapatkan hasil penelitian yang jelas dan terarah, maka dalam penelitian ini dibatasi pada :

1. Jenis batuan dari sampel *core* yang digunakan adalah *sandstone*.
2. Fluida yang digunakan untuk pengujian adalah *synthetic brine* dengan variasi salinitas dan *synthetic oil*.
3. *Output* yang diperhatikan adalah perubahan permeabilitas efektif minyak pada sistem reservoir minyak-air.
4. Parameter lain yang sangat diperhatikan yaitu salinitas *synthetic brine* dan kandungan mineral pada sampel batuan yang digunakan.

BAB II TINJAUAN PUSTAKA

Injeksi air merupakan salah satu metode *recovery* yang umum digunakan dengan tujuan menjaga tekanan reservoir dan itu mengakibatkan kenaikan laju alir produksi pada minyak atau gas (Al-Yazeedi et al., 2019; Erfando et al., 2017; Nolan, 2019). Air yang diinjeksikan dapat berasal dari air yang ikut terproduksi, air dari reservoir lain, dan air dipermukaan yang sudah mengalami *treatment* ataupun kombinasi tersebut (C. Lyons et al., 2016; Pasarai, 2015).

Menurut Ahmed (2019), dalam metode penginjeksian air ke reservoir, ada beberapa hal yang perlu diperhatikan seperti : reservoir *geometry*, *fluid properties*, reservoir *depth*, *lithology and rock properties*, *fluid saturation*. Dari beberapa hal tersebut penelitian ini akan melakukan uji *return permeability* yang berguna untuk mengetahui interaksi yang terjadi antara pertemuan air injeksi dan batuan demi meminimalisir kemungkinan kerusakan formasi pada suatu lapangan (Li et al., 2014; Osode et al., 2015; Yousif & El-Aassar, 2018). Pentingnya pengujian ini dilakukan juga didasarkan pada QS Yusuf : 46-49 yang ditafsirkan bahwasanya kita diharuskan untuk mengantisipasi resiko atau kerugian yang akan datang.

2.1. State of The Art

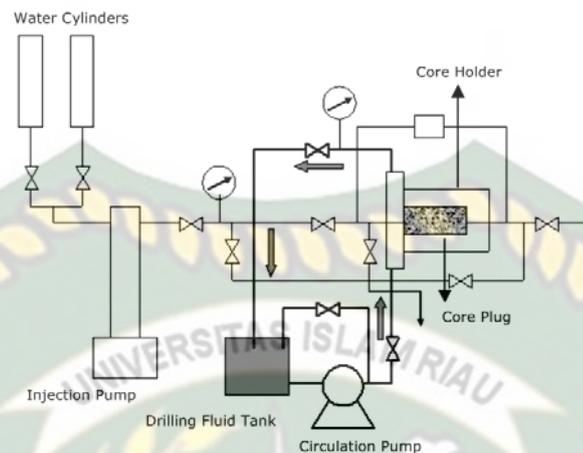
Peneliti pertama yaitu Iscan et al. (2007) melakukan uji *return permeability* menggunakan 9 sampel *core* dari batuan *sandstones* dan fluida yang digunakan adalah *synthetic brine* dan 3 tipe *water base mud*. Alasan Iscan et al. (2007) menggunakan *water base mud* adalah untuk mensimulasikan keadaan *formation damage* akibat pengaruh *water base mud*, dimana komposisi ketiga variasi *water base mud* tersebut adalah sebagai berikut :

Tabel 2. 1 Komposisi Tiap Variasi Water Base Mud

Mud type	Additives and drilling fluid weight
Fluid type 1	Bentonite + barite + water, 9 ppg
Fluid type 2	Bentonite + barite + CMC + water, 9 ppg
Fluid type 3	Bentonite + barite + polymer (XT) + water, 9 ppg

Sumber : Iscan et al. (2007)

Uji ini tergolong ke uji *core dynamic* sehingga Iscan et al. (2007) menggunakan rangkaian seperti berikut :



Gambar 2. 1 Rangkaian peralatan uji return permeability (Iscan et al., 2007)

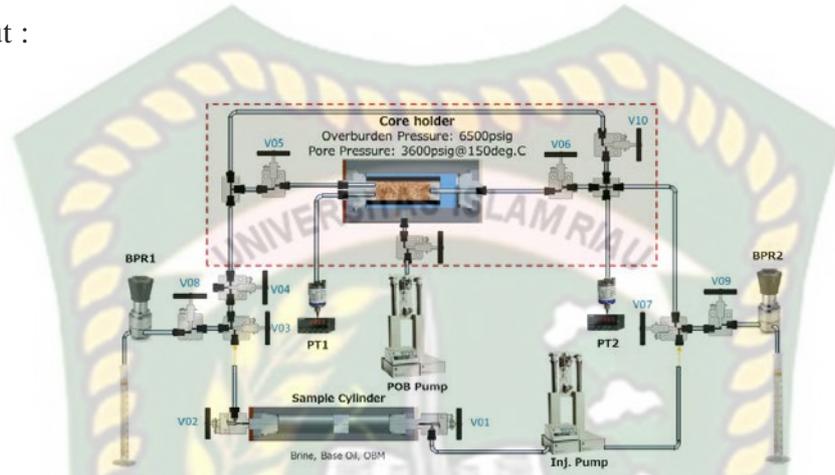
Pada proses pengujian Iscan et al. (2007) menggunakan 3 variasi tekanan injeksi yaitu 50 psi, 100 psi, dan 200 psi. Dari 9 sampel core tersebut Iscan et al. (2007) membagi menjadi 3 sampel per tekanan injeksi. Langkah pertama pengujian yang dilakukan adalah menginjeksi semua sampel dengan *synthetic brine* dari arah *upstream* dan dihitung *intial permeability* nya. Selanjutnya, dilakukan injeksi *water base mud* ke sampel sampel tersebut dari arah *upstream* berdasarkan tekanan injeksi 50 psi, 100 psi, dan 200 psi. Lalu langkah terakhir dilakukan injeksi kembali *synthetic brine* dari arah *upstream* dan dihitung *return permeability* nya. Keseluruhan hasil tersebut tertera pada tabel 2.2 berikut :

Tabel 2. 2 Hasil Return Permeability Test

Core name	Initial perm., md	Return perm., md	Damage ratio, %
sstm1-50 psi	42.6	24.3	42.9
sstm2-50 psi	43.7	32.0	26.8
sstm3-50 psi	36.4	26.0	28.6
sstm1-100 psi	26.5	12.7	52.1
sstm2-100 psi	40.5	22.5	44.4
sstm3-100 psi	22.9	11.0	51.9
sstm1-200 psi	26.8	13.4	50.0
sstm2-200 psi	24.5	13.4	45.3
sstm3-200 psi	13.8	7.40	46.4

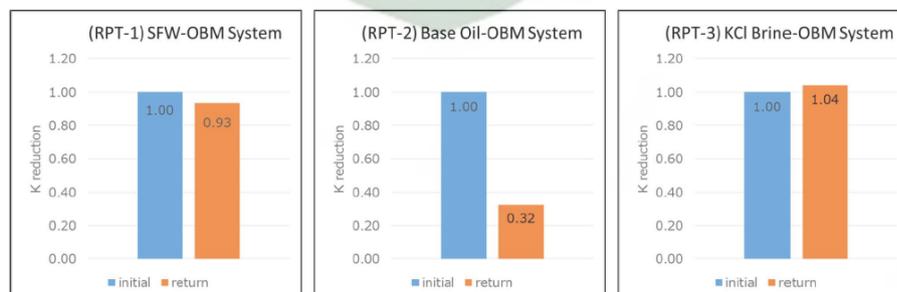
Sumber : Iscan et al. (2007)

Peneliti kedua yaitu Yonebayashi et al. (2017) melakukan uji *return permeability* menggunakan sampel *core* dari batuan sandstones yang berada pada pengaruh *Oil Base Mud* dan fluida yang digunakan pada penelitian beliau adalah *synthetic formation water*, *KCl brine*, dan *synthetic oil*. Rangkaian peralatan pengujian seperti yang digunakan oleh Yonebayashi et al. (2017) adalah sebagai berikut :



Gambar 2. 2 Skema peralatan return permeability test (Yonebayashi et al., 2017)

Yonebayashi et al. (2017) melakukan uji return permeability dengan langkah awal beliau menjenuhkan masing – masing sampel dengan *synthetic formation water*, *synthetic oil*, dan *KCl brine* dan dicatat sebagai *initial permeability*, lalu seluruh sampel diinjeksikan dengan *oil base mud* dari arah *upstream* dengan maksud untuk menggambarkan keadaan *formation damage*, dan langkah terakhir masing – masing sampel tersebut diinjeksikan kembali dengan *synthetic formation water*, *synthetic oil*, *KCl brine* dari arah *downstream* dan dicatat sebagai *return permeability*. Hasil tersebut dapat digambarkan sebagai berikut :



Gambar 2. 3 Hasil *return permeability test* (Yonebayashi et al., 2017)

Peneliti ketiga yaitu Rosidelly (2017) melakukan uji *return permeability* dengan menggunakan sampel *core* batuan *sandstone* yang mengandung mineral *kaolinite* cukup tinggi dan air yang digunakan ialah *formation water* dan *injection water*. Untuk *injection water* dikelompokkan lagi menjadi *injection water with chemical* dan *injection water no chemical*.

Tabel 2. 3 Chemical yang Dilarutkan Pada Injection Water Untuk Return Permeability Test

No.	Name of Chemical Components	Purpose
1	Corrosion Inhibitor Prolab	Avoiding corrosion
2	Reverse demulsifier Prolab	Reducing the crude oil content in the injection water
3	Oxygen Scavanger Prolab	Reducing the oxygen content in avoiding the formation of corosing
4	Bioxida Prolab is intended	Avoiding the growth of bacteria
5	Scale Inhibitor Prolab	Avoid plugging

Sumber : Rosidelly (2017)

Rosidelly (2017) melakukan pengujian dengan langkah awal menginjeksikan *formation water* ke seluruh sampel dari arah *upstream* dan kemudian *downstream* untuk mendapatkan nilai penurunan permeabilitas awal. Pengujian dilanjutkan dengan penginjeksian menggunakan *injection water with chemical* pada dua sampel pertama dan *injection water no chemical* pada dua sampel selanjutnya yang mana injeksi juga dilakukan dari arah *upstream* dan *downstream*, sehingga hasil yang diperoleh sebagai berikut :

Tabel 2. 4 Hasil Return Permeability Test

Sample Number	Formation Water		% K reduction	Injection Water				% K Reduction	Total % K Redoction	Ka (mD)	Kw/Ka ratio
	K _{w1} (mD)	K _{w2} (mD)		No chemical		Added with chemical					
				K _{w1} (mD)	K _{w2} (mD)	K _{w1} (mD)	K _{w2} (mD)				
4A	12.12	5.24	56.73	7.58	4.59			39.39	62.12	34.54	0.35
9A	27.58	11.66	57.72	18.87	10.23			45.76	62.90	41.29	0.67
4C	50.00	19.16	61.68			29.43	13.88	52.84	72.74	118.9	0.42
9B	1.33	0.86	34.91			1.06	0.71	33.53	46.78	2.27	0.58

Sumber : Rosidelly (2017)

Dari hasil uji oleh Iscan et al. (2007) didapat bahwa penurunan permeabilitas serta damage ratio yang besar terlihat pada sampel core yang diinjeksikan *water base mud* tipe 1. Sedangkan pada sampel core yang diinjeksikan *water base mud* tipe 2 dan 3 mendapati penurunan permeabilitas dan *damage ratio* yang sedikit lebih kecil. Selanjutnya hasil uji oleh Yonebayashi et al. (2017) didapat bahwa penurunan permeabilitas terlihat baik pada saat diinjeksikan *synthetic formation water* dan *KCl brine*. Kemudian dari hasil uji oleh Rosidelly (2017), terlihat penurunan permeabilitas dari masing – masing sampel core terhadap *injected water* yang digunakan, dimana penyebab penurunan permeabilitas tersebut, Rosidelly (2017) menyebutkan hal itu akibat dari kandungan *kaolinite* yang tinggi pada sampel core, seperti yang diketahui *kaolinite* merupakan mineral *clay* yang mudah untuk bermigrasi sehingga hal tersebut dapat menyebabkan penurunan permeabilitas yang berujung ke *formation damage* (Prempeh et al., 2020; Restrepo et al., 2012; Russell et al., 2018).

2.2. Hipotesis

Dari ketiga penelitian tersebut, dapat ditarik kesimpulan bahwa perubahan permeabilitas pada batuan disebabkan oleh karakteristik *injected fluid* serta pengaruh mineral pada batuan (Abbasi et al., 2011; Fakhry & Hoffman, 2018; Mohammad Salehi et al., 2016; O & Sedara, 2014; Othman et al., 2019; Rathnaweera et al., 2015; Rosidelly, 2017). Namun pernyataan tersebut masih belum dapat digunakan secara umum, seperti yang dikatakan oleh Alabi (2014), karena tidak ada model core yang dapat ditetapkan secara universal untuk menggambarkan pengaruh *injected fluid* terhadap permeabilitas.

Walaupun menggunakan sampel yang mirip, penelitian kali ini tetap harus dilakukan guna untuk melengkapi kekurangan dari peneliti sebelumnya yang masih mencantumkan pengaruh air injeksi dan mineral batuan secara umum. Pada penelitian kali ini peneliti akan menghasilkan data yang lebih kompleks dari yang sudah pernah dilakukan seperti perbandingan variasi salinitas air injeksi, penurunan permeabilitas efektif air dan minyak, serta variasi kandungan mineral pada sampel core, sehingga data ini dapat menjadi gambaran untuk penelitian selanjutnya.

BAB III METODOLOGI PENELITIAN

Penelitian ini dilakukan dalam skala laboratorium tepatnya di Laboratorium *Special Core Analysis* (SCAL) Kelompok Evaluasi Formasi milik Pusat Penelitian dan Pengembangan Teknologi Minyak dan Gas Bumi LEMIGAS. Data primer diperoleh dari pengujian langsung *return permeability*, dan data *X-Ray Diffraction* (XRD) yang akan diberikan. Lalu data sekunder diperoleh dari buku, jurnal, dan sumber bacaan lain yang sesuai dengan topik penelitian. Untuk standar operasional pengerjaan penelitian di Laboratorium didasarkan pada IKA (Instruksi Kerja Alat) yang sudah ditetapkan dan Referensi Petunjuk Analisa Laboratorium Sifat Batuan Reservoir Minyak dan Gas Bumi oleh Herlan Adim (1993).

3.1. Alat dan Bahan

3.1.1. Alat

- 1 unit *CT scan*
- 1 unit *plugging machine*
- 1 unit *spectral gamma ray tools*
- 1 unit *soxhlet apparatus*
- 1 unit *automated permeameter – porosimeter*
- 1 unit *relative permeameter system*

3.1.2. Bahan

- 2 buah sampel *core*
- 3 variasi salinitas *synthetic brine*
- *Synthetic oil*

3.2. Prosedur Penelitian

3.2.1. *Lay Out Sampel Core* (American Petroleum Institute, 1998).

1. Buka kemasan atau plastik yang membungkus sampel *core*.
2. Bersihkan *conventional core* dari kotoran atau lumpur yang dapat mengganggu proses selanjutnya.

3. Pastikan *conventional core* dalam keadaan baik.
4. Ukur panjang *conventional core* dan luas permukaannya, serta pembagian kedalaman.

3.2.2. Uji *CT Scan* (American Petroleum Institute, 1998).

1. Persiapkan segala hal untuk pengoperasian *scanning* seperti pemasangan rangkaian alat, persiapan *software*, dan persiapan keamanan kerja.
2. Letakkan sampel *core* pada meja *scanning*. Lalu mulai operasikan *software*.
3. Masukkan identitas sampel seperti pada *software*.
4. Lakukan pengaturan ukuran mA dan KV (30 – 180 mA dan 80 ; 130 KV) yang diinginkan, panjang sampel, dan posisi tube, lalu klik *LOAD*.
5. *Scanning* akan berjalan.
6. Setelah proses *scanning* selesai, pilih bagian yang akan di *slice* (potong), kemudian klik *LOAD* dan secara otomatis akan menampilkan penampang bagian yang sudah di *slice*.
7. Setelah selesai, klik *END EXAM*, kemudian non aktifkan *software* serta *shutdown* alat *CT scan*.

3.2.3. Uji *Spectral Core Gamma Ray* (American Petroleum Institute, 1998).

1. Persiapkan *conventional core* pastikan diketahui bagian *top* dan *bottom* nya.
2. Jalankan *software spectral gamma logger* dan pastikan sudah terkoneksi dengan baik.
3. Masukkan identitas sampel.
4. Atur kecepatan pengukuran 0.001 meter/menit
5. Mulai pengukuran
6. Lanjutkan secara berurutan hingga pada bagian *bottom*.
7. Hasil pengukuran dapat dilihat pada *tab post processing*.

3.2.4. Melakukan *Plugging* (American Petroleum Institute, 1998).

Setelah *conventional core* melewati *CT scan* untuk memperlihatkan keberadaan dan penyebaran pori batuan (Abu-Al-Saud et al., 2020; Hertel et al., 2018), dan melewati *spectral core gamma ray* untuk mengetahui penyebaran kandungan radioaktif (Aksoy et al., 2006; Skupio & de Alemar Barberes, 2017). Lalu *conventional core* harus melalui proses *plugging*, untuk menghasilkan keadaan sampel *core* dalam ukuran yang lebih kecil, yang mana akan memudahkan untuk digunakan di pengukuran selanjutnya.

3.2.5. Mencuci Sampel *Core* (American Petroleum Institute, 1998).

1. Masukkan *solvent* yang bersih pada tabung pencuci hingga penuh.
2. Letakkan sampel *core* diatas besi saringan kedalam tabung pencuci
3. Tutup tabung pencuci.
4. Nyalakan pemanas pada *soxhlet* yang dipakai.
5. Atur temperatur agar *solvent* cepat mendidih.
6. Amati warna *solvent* yang tersublimasi dan jatuh kedalam soxhlet melalui gelas kaca indicator. Jika warna *solvent* sudah berubah (tidak bersih) berarti sampel *core* sudah bersih.
7. Jika sampel *core* sudah bersih, keringkan sampel *core* menggunakan *oven*.

3.2.6. Pengukuran *Basic Data* (American Petroleum Institute, 1998).

1. Masukkan sampel *core* kedalam *core holder*.
2. Jalankan *software Poro*.
3. Input identitas sampel *core* yang akan diukur.
4. *Checklist Permeability* untuk pengukuran porositas dan permeabilitas.
5. Klik *start Ø/k* untuk memulai pengukuran porositas dan permeabilitas.
6. Buka *tab results* untuk melihat semua hasil pengukuran sampel.

3.2.7. Pembuatan *Synthetic Brine* (Adim, 1993)

Pembuatan *synthetic brine* dilakukan dengan mencampurkan beberapa bahan kimia per satu liter *aquadest* kemudian diaduk selama beberapa waktu hingga tercampur secara sepenuhnya.

3.2.8. Pengujian *Return Permeability* (Adim, 1993)

1. *Core* disiapkan dan diukur parameter dasarnya (*basic data*) didalam laboratorium *routine core*. Sampel harus dalam keadaan bersih dan kering.
2. *Core* disaturasi dengan *synthetic brine* 100% SW,
3. Lakukan uji *permeability water* vs Throughput dengan injeksi brine hingga 100 *Pore Volume* (*PV*) dan diukur permeabilitas absolut terhadap brine pada setiap nilai *PV* yang diamati.
4. Lakukan injeksi *synthetic oil* sampai 25 *PV throughput* lalu diukur permeabilitas efektif terhadap *oil* pada kondisi *Swi* (*ko 1 at Swi*).
5. Coreplug diinjeksikan dengan *synthetic brine* dengan arah berlawanan (*reverse*) sampai 25 *PV throughput*. Tunggu sampai 12 jam untuk membiarkan *brine* bereaksi dengan mineral *clay*.
6. Ulangi injeksi *synthetic oil* dengan arah normal sampai 25 *PV throughput* lalu diukur nilai permeabilitas efektif *oil* (*ko 2 at Swi*).
7. Mengukur *permeability oil* (*Ko*) *reverse* untuk mendapatkan informasi pengaruh *fine migration*.

Rumus *permeability* (Adim, 1993) :

$$permeability = \frac{14700 \times V \times \frac{L}{A} \times \mu_w}{\Delta T \times \Delta P} (md) \dots\dots\dots(1)$$

dimana :

ΔV = volume fluida yang ditampung (cc)

ΔT = waktu (s)

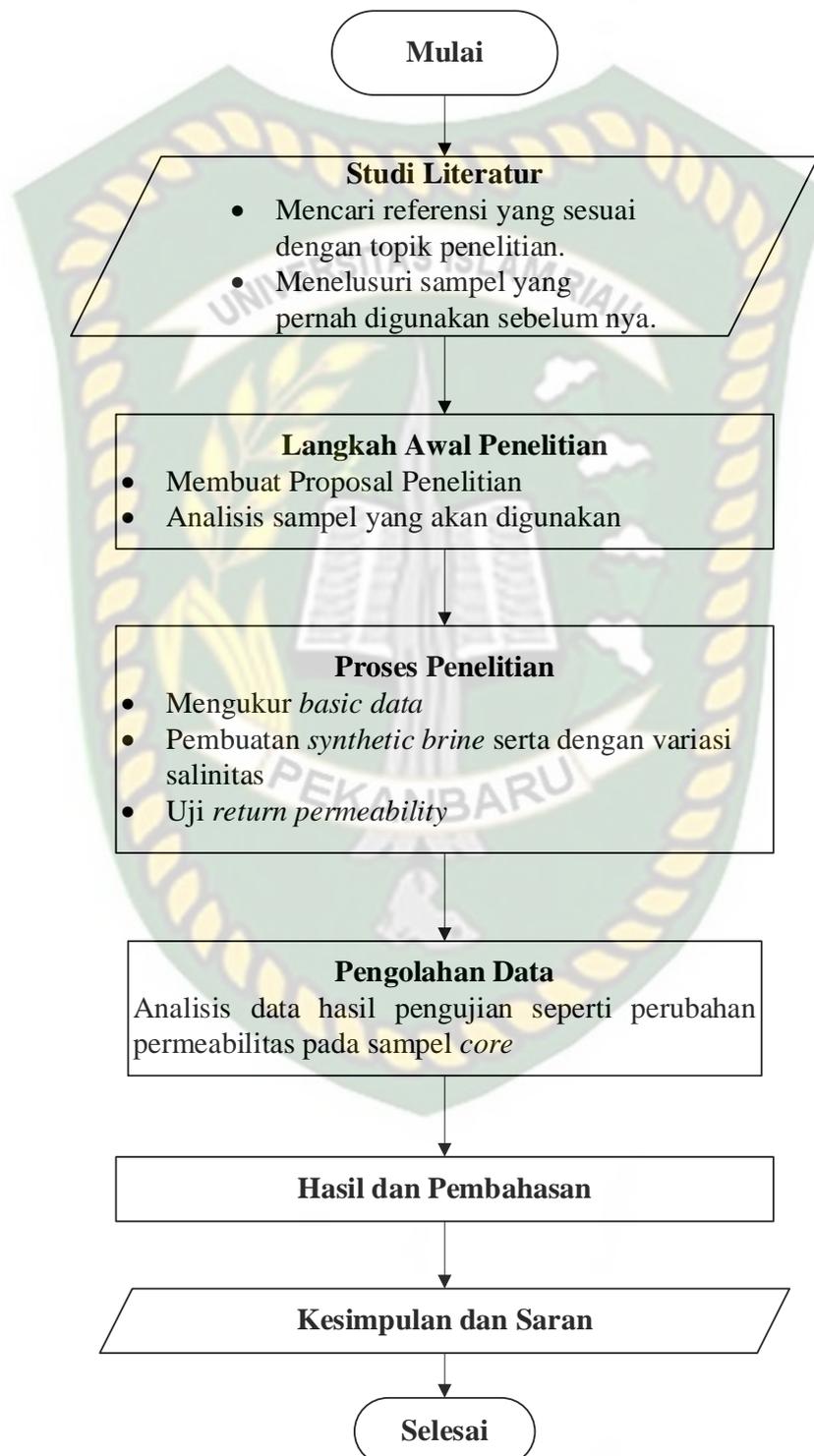
μ_w = viskositas air injeksi (cp)

A = luas penampang sampel (cm^2)

L = panjang sampel (cm)

ΔP = tekanan alir (psi)

3.3. Alur Penelitian



Gambar 3. 1 Diagram alur penelitian

3.4. Jadwal Penelitian

Tabel 3. 1 Jadwal Penelitian

Kegiatan	Tahun 2020											
	Februrari				Maret				April			
	Minggu ke-				Minggu ke-				Minggu ke			
	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4
Studi Literatur												
Pembuatan Proposal Penelitian												
Proses Penelitian												
Pengolahan Data												
Analisis Hasil dan Pembahasan												
Pembuatan laporan												

BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN

Setelah melakukan beberapa persiapan untuk *Routine Core Analysis* untuk memperoleh parameter – parameter konvensional dari sampel (McPhee et al., 2015b) hasil yang didapatkan seperti pada Tabel 4.1 berikut :

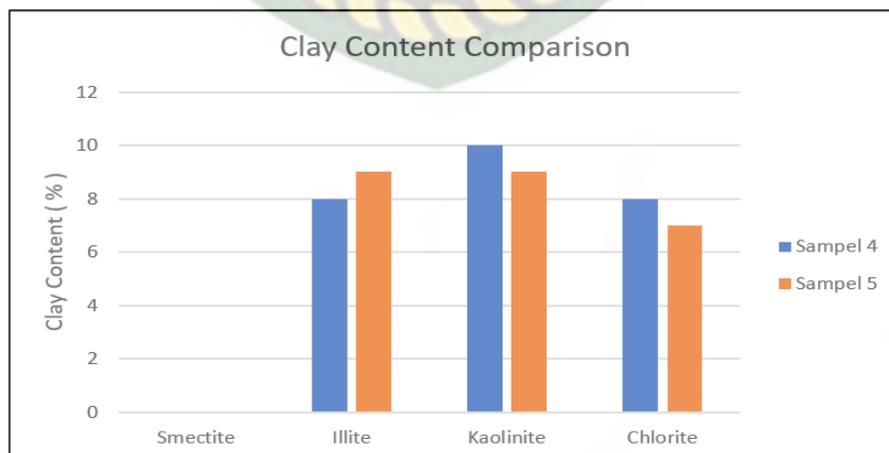
Tabel 4. 1 Basic Parameter

Parameter/Sampel	Sampel no 4	Sampel no 5
Depth (m)	1186.47	1186.58
ka (md)	722.5621	710.7196
kl (md)	705.6085	702.3185
Porosity (%)	28.70909	28.89254

Kedua sampel juga dilakukan pengujian XRD (*X-Ray Diffraction*) sebagai pengujian tambahan untuk mengetahui jumlah clay yang terdapat pada tiap – tiap sampel (Dargahi et al., 2013; Yousefi et al., 2014). Untuk hasil XRD dapat dilihat pada Tabel 4.2 dan perbandingan hasilnya dapat dilihat pada Gambar 4. 1 dibawah ini :

Tabel 4. 2 Kandungan Clay Pada Setiap Sampel

Parameter/Sampel	Sampel no 4	Sampel no 5
Smectite (%)	0	0
Illite (%)	8	9
Kaolinite (%)	10	9
Chlorite (%)	8	7



Gambar 4. 1 Perbandingan kandungan clay setiap sampel

Berikutnya, membuat *synthetic brine* yang akan berfungsi sebagai fluida penjenruh dan fluida injeksi pada uji *return permeability*. *Synthetic brine* merupakan simulasi atau tiruan *brine* yang dibuat dengan komposisi tertentu (Wang et al., 2015), namun pada uji kali ini komposisi *synthetic brine* yang digunakan seperti pada tabel 4. 3 dibawah ini :

Tabel 4. 3 Komposisi Synthetic Brine

Ions	Concentration (mg/l)	Conv. Factor	Eq. Concentration of NaCl (mg/l)
Na	4891	1	4891
Ca	80	0.95	76
Mg	89	2	178
Cl	7011	1	7011
SO4	144	0.5	72
HCO3	1423	0.27	384.21
CO3	0	1.26	0
Ba	0	0	0
K	0	0	0
SiO2	0	0	0
Sr	0	0	0
Total Eq. of NaCl Content			12,612.21

Berdasarkan komposisi tersebut, salinitas *synthetic brine* yang digunakan adalah 12.612,21 ppm. Untuk lebih menggambarkan proses injeksi air (*water flood*) pada lapangan sesungguhnya, pada penelitian ini akan menggunakan fluida penginjeksi atau biasa disebut air injeksi. Air injeksi tersebut juga merupakan *synthetic brine* yang salinitasnya berbeda dari yang sebelumnya, dengan artian *synthetic brine* yang baru. Kemudian penelitian ini menggunakan dua jenis air injeksi yang dibedakan berdasarkan salinitasnya, yaitu variasi 1 dan variasi 2. Tujuannya selain karna menggunakan dua sampel *core*, hasil yang diperoleh dapat mendukung dan memperjelas kesimpulan akhir. Untuk air injeksi variasi 1, komposisinya dapat dilihat pada Tabel 4. 4 berikut :

Tabel 4. 4 Komposisi Air Injeksi Variasi 1

Ions	Concentration (mg/l)	Conv. Factor	Eq. Concentration of NaCl (mg/l)
Na	5772.02	1	5772.02
Ca	24.05	0.95	22.8475
Mg	34.03	2	68.06
Cl	7316.88	1	7316.88
SO ₄	96.07	0.5	48.035
HCO ₃	2847.6	0.27	768.852
CO ₃	0	1.26	0
Ba	0	0	0
K	0	0	0
SiO ₂	0	0	0
Sr	0	0	0
Total Eq. of NaCl Content			13,996.6945

Berdasarkan komposisi tersebut, salinitas air injeksi variasi 1 adalah 13.996,69 ppm. Kemudian untuk injeksi air variasi 2 dibuat dengan hanya mencampurkan *aquades* dan KCl sebanyak 50 gr/l sehingga salinitas nya menjadi 50.000 ppm dan ini akan digunakan sebagai variasi 2 fluida injeksi.

Penelitian ini juga menggunakan *synthetic oil* dengan viskositas 6,0827 cp. *Synthetic oil* yang digunakan terbuat dari *isoparaffin* dan *iodine* dengan masing – masing kadarnya diatur sehingga menghasilkan viskositas yang diinginkan. Alasan menggunakan *synthetic oil* yaitu ; tahan lama, tidak mudah rusak, viskositas nya tidak mudah berubah, dan dapat digunakan di suhu rendah dan tinggi (Daniel & Paulus, 2019).

Setelah bahan beserta data dipersiapkan selanjutnya melakukan pengujian *liquid permeability* untuk mengetahui penurunan permeabilitas absolut pada sampel. Pengujian dilakukan dengan menginjeksikan *synthetic brine* dengan salinitas 12,612.21 ppm hingga 100 PV-Throughput. Dari hasil pengujian *liquid permeability* dapat dianalisis seberapa besar pengaruh *clay* pada masing – masing sampel. Hasil pengujian ini juga dapat dijadikan acuan untuk penetapan penerapan salinitas air injeksi pada pengujian selanjutnya (Adim, 1993). Seperti pada kasus ini, karena sampel 5 menunjukkan hasil yang buruk, maka air injeksi variasi 2 dengan salinitas 50,000 ppm akan digunakan pada sampel 5. Sedangkan sampel 4

akan diinjeksikan dengan air injeksi variasi 1 dengan salinitas 13,996.6945 ppm. Tujuannya adalah tercapainya perbedaan hasil penurunan permeabilitas efektif minyak yang jelas pada kedua sampel akibat berbedanya salinitas air injeksi. Hasil pengujian liquid permeability dapat dilihat pada Tabel 4. 5 dan Tabel 4. 6 berikut :

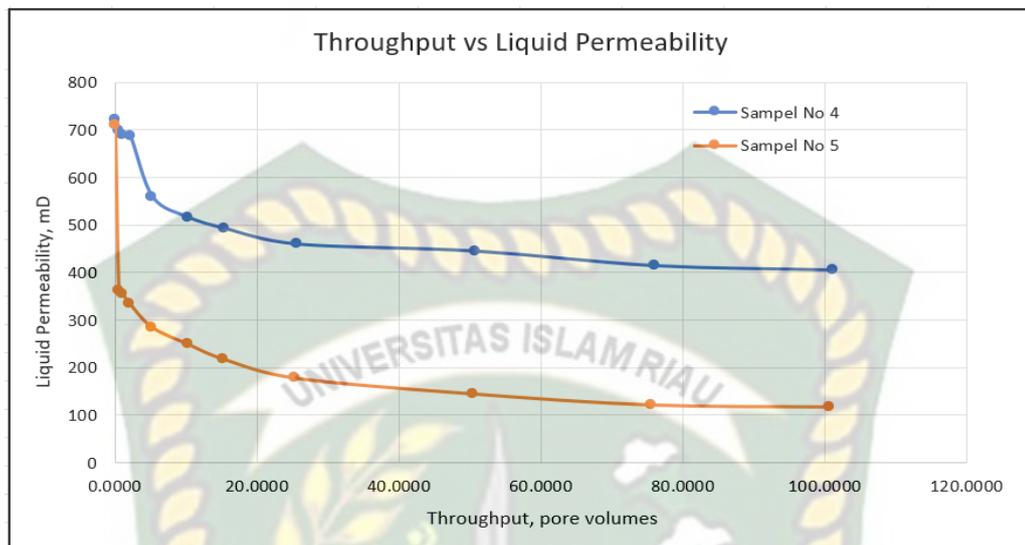
Tabel 4. 5 Liquid Permeability Data untuk Sampel 4

Liquid Permeability (md)	Throughput, Pore Volumes	Liquid/Air Permeability Ratio
722.5261	0.0000	-
699.2521	0.5000	0.96774
689.9288	1.0643	0.95484
686.5384	2.1595	0.95014
559.4017	5.2752	0.77419
516.3708	10.3781	0.71464
492.9727	15.4810	0.68226
459.8927	25.6321	0.63648
444.9786	50.8154	0.61583
414.1724	76.0405	0.57320
404.9158	101.2881	0.56039

Tabel 4. 6 Liquid Permeability Data untuk Sampel 5

Liquid Permeability (md)	Throughput, Pore Volumes	Liquid/Air Permeability Ratio
710.7196	0.0000	-
361.5385	0.5000	0.50859
354.4495	1.0440	0.49872
333.5048	2.1087	0.46925
284.8255	5.1831	0.40076
249.2223	10.264	0.35066
217.5031	15.3449	0.30603
177.7311	25.442	0.25007
144.4903	50.5429	0.20330
121.3604	75.6426	0.17076
117.1854	100.7558	0.16488

Untuk perbandingan nilai *liquid permeability* dari masing – masing sampel dapat dilihat pada Gambar 4.2 berikut :



Gambar 4. 2 Throughput vs liquid permeability untuk setiap sampel

Kemudian pengujian dilanjutkan untuk memperoleh data ; $ko_1@Swir$, $kw_1@Sor$, $ko_2@Swir$, dan ko -reverse. Keseluruhan nilai hasil pengujian dicantumkan pada Tabel 4. 7 berikut :

Tabel 4. 7 Summary Return Permeability Test

Parameter/Sampel	Sampel no 4	Sampel no 5
ka (md)	722.5261	710.7196
kl (md)	705.6085	702.3185
Porosity (%)	28.709	28.893
kw (md)	404.9158	117.19
kw/Ka	0.5604	0.1649
$ko_1@Swir$ (md)	474.0285	257.46
$kw_1@Sor$ (md)	28.6835	43.31
$ko_2@Swir$ (md)	433.9169	250.9
ko-reverse	449.3395	327.33
Oil Permeability Decreasing (%)	8.46	2.55
Injection Fluid	Variation 1	Variation 2
Brine NaCl Eq. (ppm)	12,612.21	12,612.21
Injection Fluid Nacl Eq. (ppm)	13,996.69	50,000

Data $ko1@Swir$ adalah nilai permeabilitas efektif minyak saat sampel core belum mendapat pengaruh air injeksi. Kemudian sampel diinjeksi menggunakan air injeksi yang tercatat $kw1@Sor$. Lalu sampel diinjeksikan kembali menggunakan *oil synthetic* sehingga $ko2@Swir$ dikatakan sebagai nilai permeabilitas efektif minyak saat sampel core telah mendapat pengaruh air injeksi. Dari nilai $ko1@Swir$ dan $ko2@Swir$, dapat dihitung nilai *oil permeability decreasing* dari masing – masing sampel dengan rumus (Adim, 1993) :

$$\left(\frac{(ko1@Swir) - (ko2@Swir)}{(ko1@Swir)} \right) \times 100\% \dots\dots\dots (2)$$

Sampel 4

Sampel 4 memiliki ka 722.5261 md dan kl 705.6085 md serta porositas 28.709 %. Kandungan *clay* pada sampel 4 sebanyak 26 % yang terdiri dari ; *Illite* 8 %, *Kaolinite* 10 %, dan *Chlorite* 8 %. Baik permeabilitas dan porositas sampel 4 tergolong ke sangat baik. Namun saat diinjeksikan brine dengan salinitas 12,612.21 ppm permeabilitas nya turun menjadi 404.9158 md saat 100 PV-Throughput.

Saat diinjeksikan *synthetic oil* dengan viskositas 6.0827 cp, permeabilitas nya adalah 474.0285 md, kemudian dilakukan simulasi injeksi air (*waterflood*) menggunakan air variasi 1 dengan salinitas 13,996.69 ppm dan menyebabkan penurunan permeabilitas minyak sebesar 8.5 % sehingga menjadi 433.9169 md. Untuk mengetahui pengaruh mineral *kaolinite*, dilakukan injeksi *synthetic oil* dengan arah sebaliknya (*reverse*) yang menghasilkan *ko-reverse* dengan nilai 449.3395 md.

Sampel 5

Sampel 5 memiliki ka 710.7196 md dan kl 702.3185 md serta porositas 28.893 %. Kandungan *clay* pada sampel 5 sebanyak 25 % yang terdiri dari ; *Illite* 9 %, *Kaolinite* 9 %, dan *Chlorite* 7 %. Sama seperti sampel 4 baik porositas maupun permeabilitas sampel 5 juga tergolong sangat baik. Kemudian saat diinjeksikan *synthetic brine* dengan salinitas 12,612.21 ppm, permeabilitas nya turun sangat tajam menjadi 117.19 md saat 100 PV-Throughput.

Lalu saat diinjeksikan *synthetic oil* dengan viskositas 6.0827 cp permeabilitasnya adalah 257.46 md, kemudian dilakukan simulasi injeksi air menggunakan air variasi 2 dengan salinitas 50,000 ppm dan menyebabkan penurunan permeabilitas minyak yang relatif kecil yaitu 2.55 % sehingga menjadi 250.9 md. Untuk mengetahui pengaruh mineral kaolinite, dilakukan injeksi *synthetic oil* dengan arah sebaliknya (*reverse*) yang menghasilkan *ko-reverse* dengan nilai 327.33 md.

Dari kedua sampel diatas, dapat dipastikan bahwa penurunan permeabilitas akan tetap terjadi akibat kandungan *clay* pada masing – masing sampel. *Illite*, *Kaolinite*, dan *Chlorite* merupakan mineral *clay* yang dapat menyerap air, mengembang (lebih rendah daripada smectite), dan bermigrasi (Ahmad et al., 2018; Dayal & Mani, 2017; McPhee et al., 2015a). Sehingga hal tersebut menjadi pemicu penurunan permeabilitas yang terjadi (Aksu et al., 2015; Ezzat & Shedid, 2016; Tao et al., 2019).

Pada data *liquid permeability*, dimana kedua sampel diinjeksikan *synthetic brine* dengan salinitas 12.612,21 ppm, sampel 5 memiliki hasil yang buruk dibanding sampel 4, karena pada sampel 5 terjadi penurunan permeabilitas air yang tajam. Walaupun demikian sampel 5 memiliki hasil penurunan permeabilitas minyak yang lebih baik daripada sampel 4. Hal itu diakibatkan oleh perbedaan salinitas air injeksi di pengujian setelahnya, dimana sampel 4 diinjeksikan air variasi 1 dengan salinitas 13,996.69 ppm, sedangkan sampel 5 diinjeksikan air variasi 2 dengan salinitas 50,000 ppm yang jauh lebih tinggi. Akibat salinitas yang tinggi tersebut, penurunan permeabilitas minyak pada sampel 5 menjadi 2,55 %, dimana nilai itu lebih kecil dibandingkan sampel 4 yang penurunan permeabilitas minyaknya bernilai 8,46 %. Alasan itu karena kation dari air injeksi langsung teradsorpsi ke batuan, dan ini menyebabkan *clay* menjadi stabil atau tidak terlalu reaktif (Anderson et al., 2010; Revil & Cathles III, 1999; Rosenbrand et al., 2015).

BAB V KESIMPULAN DAN SARAN

5.1. Kesimpulan

Berdasarkan penelitian dan pembahasan yang dilakukan, diperoleh kesimpulan sebagai berikut :

1. Pada penelitian ini masing – masing sampel *core* mengalami penurunan permeabilitas akibat adanya reaksi antara *synthetic brine* dan *clay* pada *core*. Hal itu dapat dilihat dari hasil *liquid permeability data* dimana sampel 4 memiliki *kw* 404.91 md dan sampel 5 memiliki *kw* 117.19 md.
2. Penelitian ini menggunakan dua variasi salinitas air injeksi yaitu 13,996.6945 ppm dan 50,000 ppm, sehingga penurunan permeabilitas minyak yang dihasilkan pun berbeda. Hal itu dapat dilihat dari selisih nilai *ko1* dan *ko2* masing – masing sampel, dimana sampel 4 mengalami penurunan permeabilitas minyak sebesar 8.46 % dengan injeksi air variasi 1 yaitu 13,996.6945 ppm dan sampel 5 mengalami penurunan permeabilitas minyak hanya sebesar 2.5 % dengan injeksi air variasi 2 yakni 50,000 ppm. Sehingga dapat dikatakan injeksi menggunakan air dengan salinitas yang lebih tinggi dapat menyebabkan penurunan permeabilitas menjadi lebih landai (terjaga).

5.2. Saran

Penelitian ini masih memiliki kekurangan, sehingga maka diharapkan pada peneliti selanjutnya untuk dapat melakukan uji *Scanning Electron Microscopy* (SEM) agar mendapatkan data mengenai *dispersed clay* dan melakukan uji *Mercury Injection Capillary Pressure* (MICP) untuk mendapatkan data *pore size distribution* agar dapat menjadi tambahan mengenai fenomena turunnya permeabilitas. Sehingga nantinya tidak hanya berpusat pada hubungan air dan mineral batuan saja.

DAFTAR PUSTAKA

- Abbasi, S., Shahrabadi, A., & Golghanddashti, H. (2011). Experimental Investigation of Clay Minerals' Effects on the Permeability. *SPE European Formation Damage Conference*, 10. <https://doi.org/10.2118/144248-MS>
- Abu-Al-Saud, M., Gmira, A., Al-Enezi, S., & Yousef, A. (2020). Pore-Scale Simulation of Fluid Flow in Carbonates using Micro-CT Scan Images. *International Petroleum Technology Conference*, 11. <https://doi.org/10.2523/IPTC-19832-MS>
- Adim, H. (1993). *Petunjuk Analisa Laboratorium Sifat Batuan Reservoir Minyak dan Gas Bumi*.
- Ahmad, M. K., Kristaly, F., & Docs, R. (2018). Effects of clay mineral and physico-chemical variables on sandstone rock permeability. *Journal of Oil, Gas and Petrochemical Sciences*, 1(1), 18–26. <https://doi.org/10.30881/jogps.00006>
- Ahmed, T. (2019). *Reservoir Engineering Handbook Fifth Edition*.
- Aksoy, A., Nagadi, M., Khiari, F. Z., & Naqvi, A. (2006). Total and spectral natural gamma-ray logs of core samples. *ARABIAN JOURNAL FOR SCIENCE AND ENGINEERING*, 31.
- Aksu, I., Bazilevskaya, E., & Karpyn, Z. T. (2015). Swelling of clay minerals in unconsolidated porous media and its impact on permeability. *GeoResJ*, 7, 1–13. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.grj.2015.02.003>
- Al-Yazeedi, Z., Al-Zaabi, Y., Al-Oraimi, M., Al-Kiyumi, W., Al-Rawahi, A., Al-Tobi, K., & Al-Gheithy, A. (2019). Standardize/Simplify Water Flood Pattern Reviews. *SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference*, 12. <https://doi.org/10.2118/195077-MS>
- Alabi, O. (2014). *The effect of water salinity on permeability of oil reservoir*. <https://doi.org/10.15242/IIE.E0314534>
- American Petroleum Institute. (1998). Recommended practices for core analysis. *API Recommended Practice, 40 ED. 2 REV*.
- Anderson, R. L., Ratcliffe, I., Greenwell, H. C., Williams, P. A., Cliffe, S., & Coveney, P. V. (2010). Clay swelling — A challenge in the oilfield. *Earth-Science Reviews*, 98(3), 201–216. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.earscirev.2009.11.003>
- C. Lyons, W., J. Plisga, G., & D. Lorenz, M. (2016). *Standard Handbook of Petroleum and Natural Gas Engineering, Third Edition*.
- Daniel, R., & Paulus, T. (2019). Introduction to Gate Drives. In R. Daniel & T. B. T.-L. G. and O. C. in H. P. Paulus (Eds.), *Lock Gates and Other Closures in Hydraulic Projects* (pp. 705–784). Elsevier. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-809264-4.00011-2>
- Dargahi, H. J., Rezaee, R., & Pejicic, B. (2013). Clay Mineralogy of Shale Gas

Reservoirs through Integrating Infrared Spectroscopy and X-Ray Diffraction. *SPE/AAPG/SEG Unconventional Resources Technology Conference*, 10. <https://doi.org/10.1190/urtec2013-210>

Dayal, A. M., & Mani, D. B. T. (2017). Exploration Technique. In A. M. Dayal & D. B. T.-S. G. Mani (Eds.), *Shale Gas* (pp. 65–93). Elsevier. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-809573-7.00005-6>

Erfando, T., Rita, N., & Marliaty, T. (2017). Optimasi Laju Injeksi Pada Sumur Kandidat Convert to Injection (CTI) di Area X Lapangan Y. *Journal of Earth Energy Engineering; Vol 6 No 2 (2017)*. <https://journal.uir.ac.id/index.php/JEEE/article/view/992>

Ezzat, M., & Shedid, S. (2016). *Effects of Salinity and Flow Rate on Formation Damage and Characterization of Clastic Reservoir Rocks*. <https://doi.org/10.2523/IPTC-18778-MS>

Fakhry, A., & Hoffman, T. (2018). The Effect of Mineral Composition on Shale Oil Recovery. *SPE/AAPG/SEG Unconventional Resources Technology Conference*, 20. <https://doi.org/10.15530/URTEC-2018-2902921>

Flores, R. M. (2014). *Chapter 8 - Co-Produced Water Management and Environmental Impacts* (R. M. B. T.-C. and C. G. Flores (ed.); pp. 437–508). Elsevier. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/B978-0-12-396972-9.00008-2>

Ghosh, B., Sun, L., & Thomas, N. C. (2019). Compatibility evaluation of modified seawater for EOR in carbonate reservoirs through the introduction of polyphosphate compound. *Petroleum Science*, 17(2), 393–408. <https://doi.org/10.1007/s12182-019-00380-6>

Hasianny, S., Noor, E., & Yani, M. (2015). PENERAPAN PRODUKSI BERSIH UNTUK PENANGANAN AIR TERPRODUKSI DI INDUSTRI MINYAK DAN GAS. *Journal of Natural Resources and Environmental Management*, 5(1 SE-Articles), 25. <https://doi.org/10.29244/jpsl.5.1.25>

Hedar, Y., & Budiyo. (2018). Pollution Impact and Alternative Treatment for Produced Water. *E3S Web of Conferences*, 31, 1–12. <https://doi.org/10.1051/e3sconf/20183103004>

Hertel, S. A., Rydzy, M., Anger, B., Berg, S., Appel, M., & de Jong, H. (2018). Upscaling of Digital Rock Porosities by Correlation With Whole-Core CT-Scan Histograms. *Petrophysics*, 59(05), 694–702.

Hower, W. F., Lasater, R. M., & Mihram, R. G. (1972). Compatibility of Injection Fluids with Reservoir Components1. *Underground Waste Management and Environmental Implications*, 18, 0. <https://doi.org/10.1306/M18373C43>

Iscan, A. G., Kok, M. V., & Bagci, A. S. (2007). Permeability Reduction Due to Formation Damage by Drilling Fluids. *Energy Sources, Part A: Recovery, Utilization, and Environmental Effects*, 29(9), 851–859. <https://doi.org/10.1080/00908310600713958>

- Ivory, D. (2016). *Prospek Pemanfaatan Air Terproduksi. October*, 0–9.
- Jaramillo, O. J., Romero, R., Lucuara, G., Ortega, A., Milne, A. W., & Lastre Buelvas, M. (2010). Combining Stimulation and Water Control in High-Water-Cut Wells. *SPE International Symposium and Exhibition on Formation Damage Control*, 10. <https://doi.org/10.2118/127827-MS>
- Li, D., Leonard, R., & He, W. (2014). Deciphering Return Permeabilities. *SPE International Symposium and Exhibition on Formation Damage Control*, 8. <https://doi.org/10.2118/168119-MS>
- McPhee, C., Reed, J., & Zubizarreta, I. (2015a). Chapter 4 - Core Sample Preparation. In C. McPhee, J. Reed, & I. B. T.-D. in P. S. Zubizarreta (Eds.), *Core Analysis* (Vol. 64, pp. 135–179). Elsevier. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/B978-0-444-63533-4.00004-4>
- McPhee, C., Reed, J., & Zubizarreta, I. (2015b). Chapter 5 - Routine Core Analysis. In C. McPhee, J. Reed, & I. B. T.-D. in P. S. Zubizarreta (Eds.), *Core Analysis* (Vol. 64, pp. 181–268). Elsevier. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/B978-0-444-63533-4.00005-6>
- Mohammad Salehi, M., Omidvar, P., & Naeimi, F. (2016). Salinity of injection water and its impact on oil recovery absolute permeability, residual oil saturation, interfacial tension and capillary pressure. *Egyptian Journal of Petroleum*, 26(2), 301–312. <https://doi.org/10.1016/J.EJPE.2016.05.003>
- Nolan, D. P. (2019). *Chapter 2 - Overview of Oil, Gas, and Petrochemical Facilities* (D. P. B. T.-H. of F. and E. P. E. P. for O. Nolan Gas, Chemical, and Related Facilities (Fourth Edition) (ed.); pp. 33–50). Gulf Professional Publishing. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/B978-0-12-816002-2.00002-7>
- O, A. O., & Sedara, S. (2014). The Effect of Water Salinity on Permeability of Oil Reservoir. *Journal of Advances in Physics*, 11(3), 3121–3127. <https://doi.org/10.24297/jap.v11i3.466>
- Osode, P. I., Bataweel, M. A., & Alkhaldi, M. H. (2015). Injection Water Compatibility Study and Scale Prediction Analysis for a Low-Permeability Carbonate Reservoir Development Optimization. *SPE Kuwait Oil and Gas Show and Conference*, 14. <https://doi.org/10.2118/175181-MS>
- Othman, F., Naufaliansyah, M. A., & Hussain, F. (2019). Effect of water salinity on permeability alteration during CO₂ sequestration. *Advances in Water Resources*, 127, 237–251. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.advwatres.2019.03.018>
- Pasarai, U. (2015). Investigation the Risks of Introducing Produced Water into Freshwater Injection System. *Scientific Contribution Oil and Gas*, 38, 25–37.
- Prempeh, K., Chequer, L., Badalyan, A., & Bedrikovetsky, P. (2020). Effects of Kaolinite on Fines Migration and Formation Damage. *SPE International Conference and Exhibition on Formation Damage Control*, 21. <https://doi.org/10.2118/199293-MS>

- Rathnaweera, T. D., Ranjith, P. G., & Perera, M. S. A. (2015). Effect of Salinity on Effective CO₂ Permeability in Reservoir Rock Determined by Pressure Transient Methods: an Experimental Study on Hawkesbury Sandstone. *Rock Mechanics and Rock Engineering*, 48(5), 2093–2110. <https://doi.org/10.1007/s00603-014-0671-0>
- Renpu, W. (2011). Advanced Well Completion Engineering. In *Gulf Professional Publishing*. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-385868-9.00002-6>
- Restrepo, A., Lastre, M., Milne, A. W., Penaloza, S. J., & Castro, E. (2012). Effective Kaolinite Damage Control Under Unfavorable Chemical Environment: Field Case. *SPE International Symposium and Exhibition on Formation Damage Control*, 13. <https://doi.org/10.2118/151841-MS>
- Revil, A., & Cathles III, L. M. (1999). Permeability of shaly sands. *Water Resources Research*, 35(3), 651–662. <https://doi.org/10.1029/98WR02700>
- Rosenbrand, E., Kjølner, C., Riis, J., Kets, F., & Fabricius, I. (2015). Different effects of temperature and salinity on permeability reduction by fines migration in Berea sandstone. *Geothermics*, 53, 225–235. <https://doi.org/10.1016/j.geothermics.2014.06.004>
- Rosidelly. (2017). *WATERFLOOD SUSCEPTIBILITY OF NGRAYONG SANDSTONE RESERVOIR IN “ X ” -WELL , XYZ FIELD , EAST JAVA*. 40(1), 9–23.
- Russell, T., Pham, D., Petho, G., Neishaboor, M. T., Badalyan, A., Behr, A., Genolet, L., Kowollik, P., Zeinijahromi, A., & Bedrikovetsky, P. (2018). Kaolinite Mobilisation in Unconsolidated Porous Media: Effect of Brine Salinity and Salt Type Na- and Ca Salts. *SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition*, 13. <https://doi.org/10.2118/191922-MS>
- Skupio, R., & de Alemar Barberes, G. (2017). Spectrometric gamma radiation of shale cores applied to sweet spot discrimination in Eastern Pomerania, Poland. *Acta Geophysica*, 65(6), 1219–1227. <https://doi.org/10.1007/s11600-017-0089-7>
- Tao, S., Gao, L., & Pan, Z. (2019). Swelling of clay minerals and its effect on coal permeability and gas production: A case study of southern Qinshui Basin, China. *Energy Science & Engineering*, 7. <https://doi.org/10.1002/ese3.301>
- Tiana, A. N. (2015). Air Terproduksi: Karakteristik dan Dampaknya Terhadap Lingkungan. *Jurnal Teknik Kimia*, 1(1), 1–11.
- Wang, Y., Jin, J., Bai, B., & Wei, M. (2015). Study of Displacement Efficiency and Flow Behavior of Foamed Gel in Non-Homogeneous Porous Media. *PLOS ONE*, 10, e0128414. <https://doi.org/10.1371/journal.pone.0128414>
- Yonebayashi, H., Miyagawa, Y., Watanabe, T., Kurokawa, S., Teshima, S., & Richmond, M. H. (2017). Return Permeability Tests and Relevant Laboratory Evaluation to Optimize Remedial Design for Reviving Productivity of Cased Hole Well Damaged by Oil-Based-Mud. *Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference*, 12. <https://doi.org/10.2118/188755-MS>

Yousefi, M., Bazoobandi, M., Rad, P., & Fardindoost, Z. (2014). *clay minerals identification with X-Ray Diffraction method.*

Yousif, M., & El-Aassar, A. H. M. (2018). Rock-water interaction processes based on geochemical modeling and remote sensing applications in hyper-arid environment: cases from the southeastern region of Egypt. *Bulletin of the National Research Centre*, 42(1), 4. <https://doi.org/10.1186/s42269-018-0004-7>



Dokumen ini adalah Arsip Miik :

Perpustakaan Universitas Islam Riau