

Pengaruh Permeabilitas dan Konsentrasi Polimer terhadap Saturasi Minyak Sisa pada Injeksi Polimer

Avty Vilanti^{1,a*}, Sugianto Kasmungin^{2,b}, Dwi Atty Mardiana^{2,c}

¹ Magister Teknik Perminyakan Universitas Trisakti

² Pengajar Magister Teknik Perminyakan Universitas Trisakti

^aavtyvilanti@yahoo.com, ^bsugiatmo_ftke@trisakti.ac.id, ^catty@trisakti.ac.id

Abstract. *Polymer injection is one of the methods of increasing oil recovery or Enhanced Oil Recovery (EOR) after the water injection method is performed, to reduce residual oil saturation. The polymer reduces the water mobility ratio so that the sweeping efficiency will increase to encourage bypassed and unswept residual oil saturation. For polymer injection applications, partially hydrolyzed polyacrylamide (PHPA) or commercially known as HPAM is the most widely used type. At the current low oil prices, design optimization of polymer injections in certain reservoirs is important. The purpose of this research is to analyze the effect of permeability and polymer concentration on residual oil saturation by core flooding method in the effort of optimization of polymer injection. The optimal concentration in this study is 1,500 ppm which has the lowest residual oil saturation value. The increase in concentration from 500 ppm to 1.500 ppm, residual oil saturation decreased in four variations of Berea sandstone permeabilities. However, when the polymer concentration is added to 2.500 ppm, the residual oil saturation value increases. This can be caused by pore clogging. Whereas with permeability, residual oil saturation is directly proportional. The greater the permeability the greater the value of residual oil saturation. Core Y7 Berea has the highest permeability and saturation of residual oil. The results of this study are expected to be useful in the development of polymer injections on EOR activity.*

Keywords. *polymer injection, concentration, permeability, PHPA, residual oil saturation*

Abstrak. Injeksi polimer adalah salah satu metode peningkatan perolehan minyak atau *Enhanced Oil Recovery* (EOR) setelah metode injeksi air dilakukan, untuk mengurangi saturasi minyak sisa. Polimer mengurangi *mobility ratio* air sehingga efisiensi penyapuan akan meningkat untuk mendorong *bypassed* dan *unswept* saturasi minyak sisa. Untuk aplikasi injeksi polimer, *partially hydrolyzed polyacrylamide* (PHPA) atau secara komersial lebih dikenal dengan HPAM adalah tipe yang paling banyak digunakan. Di saat harga minyak rendah seperti sekarang ini, optimasi desain injeksi polimer pada reservoir tertentu menjadi penting. Tujuan penelitian ini adalah menganalisis pengaruh permeabilitas dan konsentrasi polimer terhadap saturasi minyak sisa dengan metode *coreflooding* dalam upaya optimisasi injeksi polimer. Konsentrasi optimal pada penelitian ini adalah 1.500 ppm yang memiliki nilai saturasi minyak sisa paling rendah. Kenaikan konsentrasi dari 500 ppm menjadi 1.500 ppm, saturasi minyak sisa menurun pada empat variasi permeabilitas *Berea sandstone*. Namun ketika konsentrasi polimer ditambah menjadi 2.500 ppm, nilai saturasi minyak sisa meningkat. Hal ini dapat disebabkan oleh *pore clogging*. Sedangkan terhadap permeabilitas, saturasi minyak sisa berbanding lurus. Semakin besar permeabilitas maka semakin besar pula nilai saturasi minyak sisa. *Core Y7 Berea* memiliki permeabilitas dan saturasi minyak sisa paling tinggi. Hasil penelitian ini diharapkan dapat berguna dalam pengembangan injeksi polimer pada kegiatan EOR.

Kata kunci. *injeksi polimer, konsentrasi, permeabilitas, PHPA, saturasi minyak sisa*

Pendahuluan

Injeksi air (*water flooding*) banyak digunakan sebagai metode *secondary recovery* pada peningkatan *recovery factor*, namun lebih dari 60% dari *original oil in place* (OOIP) tidak dapat diperoleh menggunakan teknik *water flooding* ini (Qi, 2016). Minyak yang tertinggal atau *residual oil saturation* adalah minyak yang dilewati (*bypassed*) atau tidak tersapu (*unswept*) oleh fluida

pendesak (air) pada media *permeable* (Lake, 1989). Minyak sisa setelah *water flooding* inilah yang menjadi target injeksi polimer.

Polimer ditambahkan pada air untuk menambah viskositas dan menurunkan mobilitas fluida pendesak sehingga diharapkan dapat memperbaiki efisiensi penyapuan (*sweep efficiency*) dan mengurangi S_{orp} . Polimer dapat mengalami degradasi, salah satunya adalah degradasi *thermal*. Pada temperatur tinggi ikatan rantai polimer akan terlepas sehingga polimer menjadi tidak stabil dan berat molekul menjadi ringan. Akibatnya viskositas akan menurun. Untuk itu polimer akan diuji *thermal stability* untuk mengetahui kestabilannya pada temperatur reservoir.

Studi Pustaka

Polimer atau sering disebut makromolekul adalah rangkaian molekul sederhana berukuran sangat panjang yang terbentuk dari perulangan unit-unit kimia kecil dan sederhana (Chauveteau, 1991). *Polyacrylamide* merupakan polimer sintesis yang bersifat non-ionik yang disintesis dari monomer *acrylamide*, dan umumnya dibuat berdasarkan mekanisme radikal bebas. Molekul *polyacrylamide* adalah molekul yang sangat fleksibel, dimana rantai yang panjang dan diameter molekul yang relatif kecil membuat polimer ini sensitif terhadap kerusakan mekanis dan degradasi. Untuk menambah keefektifannya dalam peningkatan perolehan minyak, *polyacrylamide* direaksikan dengan basa kuat (NaOH dan KOH) sehingga disebut dengan *partially hydrolyzed polyacrylamide* (PHPA) (Kasimbazi, 2014).

Injeksi menggunakan polimer untuk meningkatkan perolehan minyak pertama kali diperkenalkan sebagai teknik *Enhanced Oil Recovery* pada awal tahun 1960-an. Saat ini lebih dari 90% aplikasi injeksi polimer di lapangan menggunakan PHPA (Sorbie, 1991). Sejak saat itu metode EOR secara kimia ini berkembang luas secara komersial sehingga banyak ditemukan publikasi mengenai penggunaannya pada bermacam-macam kasus reservoir.

Efektifitas injeksi polimer dipengaruhi secara langsung oleh viskositas, berat molekul dan konsentrasi polimer. Perubahan jumlah air dan salinitas dalam larutan polimer akan mempengaruhi viskositas. Polimer dengan berat molekul yang lebih tinggi akan memberikan viskositas lebih tinggi dan dapat mengurangi volume polimer yang digunakan namun tetap dapat melalui pori pada reservoir batuan secara efektif (Abadli, 2012).

Semakin tinggi konsentrasi polimer yang diinjeksikan dapat mempersingkat waktu injeksi dan meningkatkan *recovery factor* sehingga menurunkan saturasi minyak sisa. Namun harus dipertimbangkan pula bahwa semakin besar konsentrasi polimer yang akan diinjeksikan memerlukan tekanan injeksi yang besar pula. Meskipun demikian, pada nilai tertentu, konsentrasi polimer yang diinjeksikan tidak memberikan efek yang signifikan terhadap efisiensi injeksi polimer (Abadli, 2012).

Injeksi polimer berhubungan langsung dengan peningkatan efisiensi penyapuan dengan mengurangi *mobility ratio* (M), dapat dilihat pada persamaan berikut :

$$M = \frac{\gamma_{displacing\ fluid}}{\gamma_{displaced\ fluid}} = \frac{k_{rw}/\mu_w}{k_{ro}/\mu_o} \quad (1)$$

k_{rw} = permeabilitas efektif air, k_{ro} = permeabilitas efektif minyak, μ_w = viskositas air dan μ_o adalah viskositas minyak.

Metodologi Penelitian

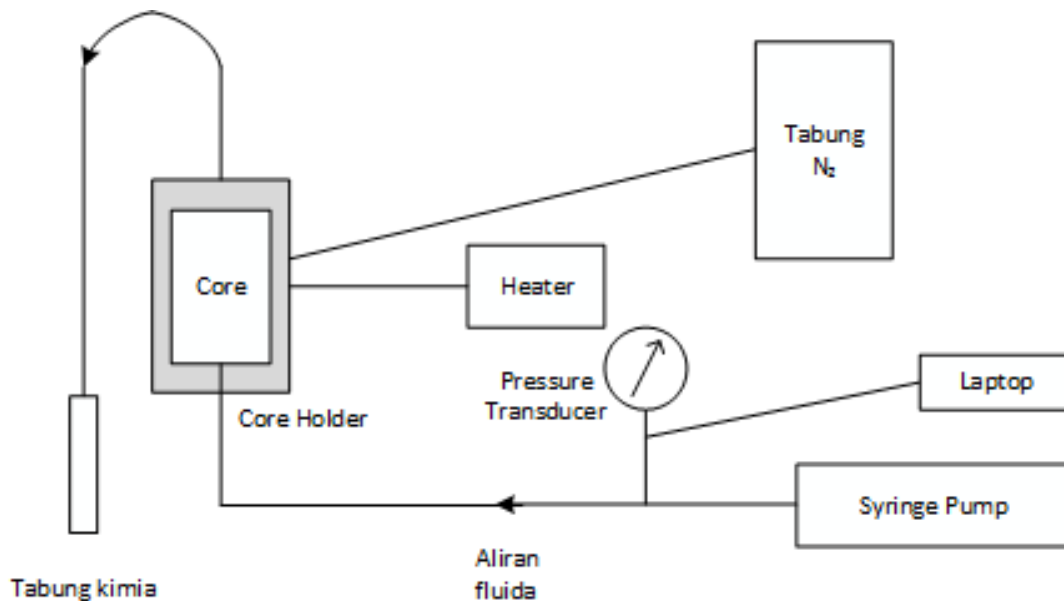
Salah satu metode yang paling sering digunakan di laboratorium untuk menentukan saturasi minyak sisa adalah *core flooding*. *Core flooding* dapat dilakukan dengan *preserved* atau *unpreserved core*, fluida reservoir atau sintetik, pada kondisi ruangan atau kondisi reservoir (Teklu, 2013). Terdapat 4 tahapan yang digunakan dalam penelitian, yaitu :

- Persiapan *core*. Digunakan 4 (empat) sandstone Berea *core* dengan nilai porositas >20% (sangat baik), dan permeabilitas 11-15 mD (baik). Variasi permeabilitas *core* diperlukan untuk analisa pengaruh permeabilitas terhadap saturasi minyak sisa.

Tabel 1. Sifat Fisik Batuan

Core	Porositas (%)	Permeabilitas (mD)
Y5	20,83	12,63
Y6	21,68	14,06
Y7	22,04	15,09
Y8	20,95	11,72

- b. Persiapan larutan. Meliputi pembuatan larutan minyak sintetik dan larutan polimer. Larutan minyak sintetik dibuat dari campuran paraffin dan kerosin dengan densitas 0,7946 gr/cc dan viskositas 1,1532 cP. Larutan polimer dibuat dengan variasi *brine* : 1.000 ppm, 3.000 ppm, 6.000 ppm, 8.000 ppm, 10.000 ppm; dan variasi konsentrasi polimer PHPA : 500 ppm, 1.500 ppm, 2.500 ppm dengan *crosslinker* Cr³⁺ 10:1.
- c. Pemilihan larutan polimer optimum, dengan melakukan pengujian sifat fisik larutan polimer meliputi densitas, viskositas dan *shear rate* pada temperatur 65⁰C. Karakteristik polimer optimum adalah larut dalam air, memiliki viskositas tinggi pada konsentrasi rendah, memiliki tahanan termal yang baik (tidak terdegradasi pada suhu tinggi) dan salinitas yang baik. *Thermal stability* dilakukan pada temperatur 65⁰C selama 4 minggu, kemudian viskositas sebelum dan setelah *thermal stability* dibandingkan untuk menilai kestabilan larutan polimer.
- d. Proses *core flooding* dengan tahapan sebagai berikut (Widyarso, 2006) (Lee, 2015) (Koh, 2016):
 1. Penjenuhan *core* dengan *brine* untuk mengkondisikan reservoir pada salinitas yang diinginkan
 2. Penjenuhan *core* dengan minyak dan *aging* selama 1 hari. Volume *brine* yang tertampung digunakan untuk menghitung OOIP.
 3. Pendesakan minyak dengan *brine*, dimaksudkan untuk mengetahui saturasi minyak sisa setelah *injeksi air*. Saturasi minyak sisa inilah yang menjadi target injeksi polimer.
 4. Pendesakan dengan polimer (*polymer flooding*). Perolehan minyak dan saturasi minyak sisa dapat diketahui setelah tahapan ini dengan mengukur volume minyak yang terproduksi.



Gambar 1. Skema Core Flooding

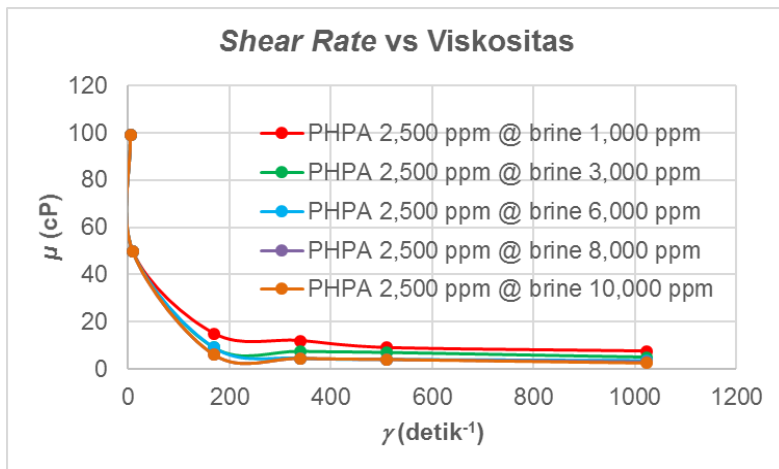
Hasil dan Pembahasan

Dari hasil uji rheology pada 15 larutan polimer menunjukkan bahwa viskositas tiap salinitas sama-sama stabil pada *shear rate* tinggi sehingga belum dapat dijadikan dasar untuk pemilihan polimer, ditunjukkan pada gambar 2. Gambar 3 menunjukkan presentase penurunan viskositas tiap-tiap salinitas, semakin tinggi salinitas semakin kecil penurunan viskositasnya atau semakin stabil. Hasil uji *thermal stability* pada gambar 3 menunjukkan bahwa larutan polimer yang paling stabil adalah polimer dengan salinitas 10.000 ppm. Pada pengujian polimer salinitas 10.000 ppm juga didapatkan viskositas yang lebih besar dibandingkan dengan minyak sintetik agar injeksi polimer efektif, ditunjukkan pada tabel 2.

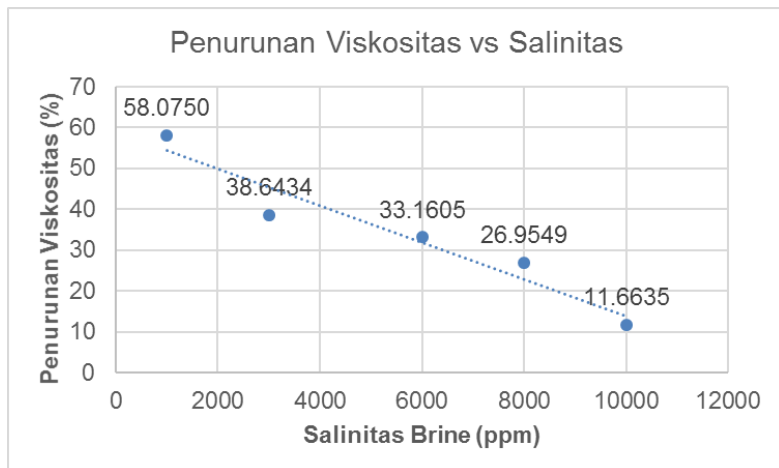
Tabel 2. Sifat fisik polimer pada salinitas 10.000 ppm pada 65°C

PHPA (ppm)	Densitas (gr/cc)	Viskositas (cP)
500	0,98	1,0563
1.500	0,9803	1,2480
2.500	0,9807	2,2471

Pada pengujian polimer salinitas 10.000 ppm dan crosslinker Cr³⁺ dengan konsentrasi 10:1 pada penelitian ini tidak memberikan pengaruh yang besar dalam penambahan viskositas yaitu sampai dengan 5%. Pengaruh Cr³⁺ pada injeksi polimer dengan konsentrasi 2.500 ppm menjadi tidak signifikan karena PHPA belum membentuk gel. Gel terbentuk dengan konsentrasi minimal polimer 5.000 ppm (Simjoo, 2007). Gel Cr³⁺ berfungsi untuk memblok sementara lapisan permeabilitas tinggi pada reservoir heterogen/rekahan sehingga polimer dapat mengalir melewati area permeabilitas rendah yang belum tersapu oleh *water flooding* (Zhang, 2016). Dengan konsentrasi Cr³⁺ 270 :1 dan polimer 1.200 ppm terbukti menaikkan saturasi minyak sisa sampai dengan 4,3% (Xiangguo, 2014).



Gambar 2. Pengujian *Shear Rate* Polimer



Gambar 3. Penurunan Viskositas Setelah *Thermal Stability*

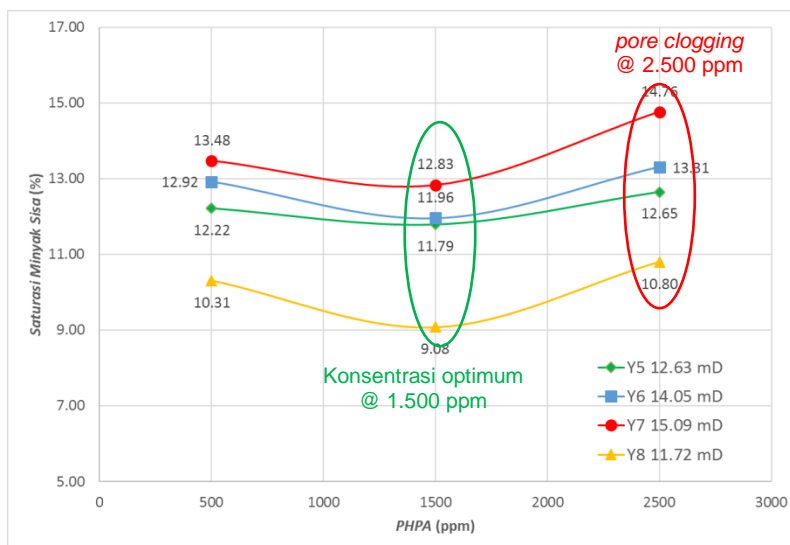
Tiga larutan polimer optimum terpilih yang diinjeksikan pada empat *core* dengan permeabilitas berbeda dengan tekanan inlet diketahui dari *pressure transducer*, sedangkan tekanan outlet diasumsikan 1 atm (14.7 psi) menunjukkan bahwa *mobility ratio* pada injeksi polimer berbanding terbalik dengan konsentrasi polimer, semakin tinggi konsentrasi polimer maka semakin kecil nilai M, terlihat pada tabel 3. *Mobility ratio* merupakan indikasi kestabilan pada proses penyapuan. Jika $M > 1$, aliran menjadi tidak stabil sehingga terjadi *fingering*. Pada konsentrasi polimer 500 ppm, $M > 1$ sehingga injeksi polimer tidak efektif sedangkan pada 1.500 ppm dan 2.500 ppm injeksi polimer dapat efektif sehingga meningkatkan area penyapuan (*areal sweep*). Untuk mendapatkan nilai M yang diinginkan, viskositas yang tinggi memerlukan tekanan yang tinggi dan mungkin tidak dapat diinjeksikan pada reservoir dengan permeabilitas rendah (Kamal, 2015).

Tabel 3. *Mobility Ratio* Pada Injeksi Polimer

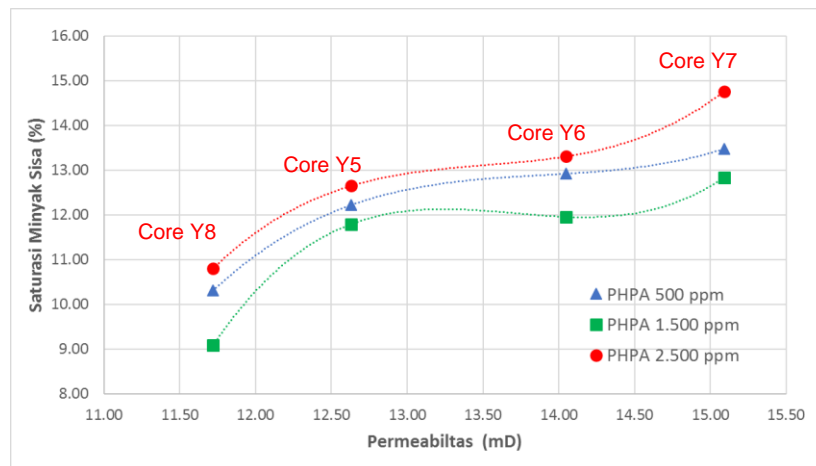
<i>Mobility Ratio</i>			
<i>PHPA</i>	<i>500 ppm</i>	<i>1.500 ppm</i>	<i>2.500 ppm</i>
Y5	1,2282	0,6930	0,0335
Y6	2,4564	0,4620	0,1450
Y7	2,0470	0,5775	0,3207
Y8	1,6376	0,4620	0,1283

Hubungan antara konsentrasi polimer dengan saturasi minyak sisa setelah *core flooding* pada gambar 4, menunjukkan bahwa semakin besar konsentrasi polimer yang diinjeksikan maka nilai saturasi minyak sisa semakin menurun. Namun ketika ditambahkan hingga konsentrasi polimer tertentu, akan meningkat kembali. Misalnya pada *core* Y7, pada konsentrasi PHPA 500 ppm saturasi minyak sisa 13,48%, ketika dinaikkan menjadi 1.500 ppm saturasi minyak sisa turun menjadi 12,83%. Namun ketika dinaikkan menjadi 2.500 ppm, saturasi minyak sisa justru meningkat menjadi 14,76%.

Hal tersebut erat kaitannya dengan viskositas polimer yang digunakan. Konsentrasi polimer 2.500 ppm memiliki viskositas sebesar 2,2471 cP sedangkan minyak sintetik 1,1532 cP, viskositas polimer 70% lebih besar dibandingkan dengan minyak sintetik. Hal ini dapat mengakibatkan *core clogging* sehingga saturasi minyak sisa meningkat. Dengan variasi permeabilitas batuan yang berbeda dapat diketahui bahwa semakin tinggi permeabilitas batuan maka saturasi minyak sisa semakin besar. Pada gambar 3, *core* Y7 memiliki permeabilitas yang paling besar, berada di paling atas grafik dan *core* Y8 yang terkecil berada di paling bawah.



Gambar 4. Grafik Konsentrasi Polimer vs Saturasi Minyak Sisa



Gambar 5. Grafik Permeabilitas vs Saturasi Minyak Sisa

Hasil serupa juga ditunjukkan oleh permeabilitas *core* pada gambar 5, terlihat bahwa saturasi minyak sisa berbanding lurus dengan permeabilitas *core*. Semakin tinggi permeabilitas maka nilai saturasi minyak sisa semakin besar. Begitu pula sebaliknya jika permeabilitas kecil maka harga saturasi minyak sisa semakin rendah. Dengan empat variasi permeabilitas batuan yang berbeda dapat diketahui bahwa semakin tinggi permeabilitas batuan maka nilai saturasi minyak sisa semakin besar. Hal ini dapat diakibatkan adanya *thief zone*. Permeabilitas yang tinggi dapat memberikan keuntungan dan kerugian sekaligus yaitu dapat menaikkan produksi, namun juga dapat berfungsi sebagai “*thief zone*” yang menyimpan saturasi minyak sisa (Panthangkool, 2013). Hasil di atas diperkuat oleh Adetunji yang menyatakan bahwa semakin *tight reservoir* menghasilkan *recovery* yang lebih besar dibandingkan dengan permeabilitas tinggi namun umur proyek injeksinya pendek (Adetunji, 2005).

Kesimpulan

Berdasarkan percobaan *core flooding* yang telah dilakukan dapat disimpulkan bahwa saturasi minyak sisa berbanding terbalik dengan konsentrasi polimer. Semakin tinggi konsentrasi polimer yang diinjeksikan maka nilai saturasi minyak sisa semakin rendah. Namun kenaikan konsentrasi polimer pada nilai tertentu dapat meningkatkan saturasi minyak sisa. Sedangkan terhadap permeabilitas, saturasi minyak sisa berbanding lurus. Semakin besar permeabilitas maka nilai saturasi minyak sisa semakin besar pula dan sebaliknya.

Daftar Pustaka

- [1] Abadli, 2012, *Simulation Study of Enhanced Oil Recovery by ASP (Alkaline, Surfactant and Polymer) Flooding for Norne Field C-Segment*, Norwegian University of Science and Technology.
- [2] Adetunji, 2005, *Light-Oil Air-Injection Performance: Sensitivity to Critical Parameters*, SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, USA.
- [3] API RP 63, 1990. *Recommended Practices for Evaluation of Polymers Used In Enhanced Oil Recovery Operation*.
- [4] Chauveteau, 1991, *Basic Concepts in Enhanced Oil Recovery Processes In Mobility Control By Polymers*, Elsevier Science Publishing Co. Inc., New York.
- [5] Kamal, 2015, *Review on Polymer Flooding: Rheology, Adsorption, Stability and Field Application of Various Polymer Systems*, Kind Fadh University of Petroleum & Minerals, Dhahran, Saudi Arabia.
- [6] Kasimbazi, 2014, *Polymer Flooding*, University of Norwegian, Norwegian.
- [7] Koesoemadinata, 1978, *Pengantar Geologi*, Institut Teknologi Bandung, Bandung.
- [8] Koh, 2016, *Experimental Investigation of the Effect of Polymers on Residual Oil Saturation*, presented at *SPE Improved Oil Recovery Conference*.
- [9] Lee, 2015, *The Development and Evaluation of Polymer For Enhanced Oil Recovery*, University of Texas, Austin.

- [10] Panthangkool, 2013, *Evaluation of Polymer Flooding in Multi-Layered Heterogeneous Reservoir: The Study of Viscosity and Injection Rate of Polymer Solution*, Chulalongkorn University, Chiang Mai, Thailand.
- [11] Qi, 2016, *Reduction of Residual Oil Saturation in Sandstone Cores Using Viscoelastic Polymers*, presented at SPE Improved Oil Recovery Conference, Tulsa, Oklahoma.
- [12] Simjoo, 2007, *Polyacrylamide Gel Polymer as Water Shut-Off System: Preparation and Investigation of Physical and Chemical Properties in One of the Iranian Oil Reservoir Condition*, Tarbiat Modares University, Tehran, Iran.
- [13] Sorbie, 1991, *Polymer-Improved Oil Recovery*. Heriot-Watt University, Edinburgh.
- [14] Teklu, 2013, *A Critical Literature Review of Laboratory and Field Scale Determination of Residual Oil Saturation*, presented at SPE Production and Operations Symposium, Oklahoma City, Oklahoma, USA.
- [15] Xiangguo, 2014, *Effect Study of Cr³⁺ on Polymer Molecular Aggregate and Seepage Flow Characteristics*, Northeast Petroleum University, Heilongjiang, China.
- [16] Widyarso, 2006, *Studi Pengaruh Injeksi Polimer Dengan Berbagai Konsentrasi Terhadap Peningkatan Perolehan Minyak Pada Reservoir Karbonat*,” presented at Simposium Nasional & Kongres IX Ikatan Ahli Teknik Perminyakan Indonesia (IATMI), Jakarta, Indonesia.
- [17] Zhang, 2016, *The Compatibility Evaluation of Cr³⁺ Gel System and Polymer/Surfactant System With Alternating Injection Mode*, Northeast Petroleum University, Heilongjiang, China.