

**ANALISIS PENGARUH *HYBRID-ALKALI* TERHADAP
SINERGI ALKALI-SURFAKTAN-POLIMER
DI LAPANGAN A**

TUGAS AKHIR

Diajukan Guna Melengkapi Syarat Dalam Mencapai Gelar Sarjana Teknik

Oleh

ROFIQUL IMAM ALDANI

NPM 173210911



Perpustakaan Universitas Islam Riau

Dokumen ini adalah Arsip Miik :

**PROGRAM STUDI TEKNIK PERMINYAKAN
UNIVERSITAS ISLAM RIAU
PEKANBARU
2020**

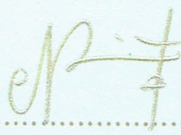

HALAMAN PENGESAHAN

Tugas akhir ini disusun oleh :

Nama : Rofiqul Imam Aldani
NPM : 173210911
Program Studi : Teknik Perminyakan
Judul Skripsi : Analisis Pengaruh *Hybrid-Alkali* Terhadap Sinergi Alkali-Surfaktan-Polimer Di Lapangan A

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 : Novia Rita, ST., MT (.....)
Penguji I : Fiki Hidayat, ST., M.Eng (.....)
Penguji II : Tomi Erfando, ST., MT (.....)
Ditetapkan di : Pekanbaru
Tanggal : 30 Juni 2020


Disahkan Oleh:

KETUA PROGRAM STUDI
TEKNIK PERMINYAKAN



NOVIA RITA, ST., MT

DOSEN PEMBIMBING
TUGAS AKHIR



NOVIA RITA, ST., MT

PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR

Dengan ini saya menyatakan bahwa tugas akhir ini merupakan karya sendiri dan semua sumber yang tercantum didalamnya 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, 30 Juni 2020



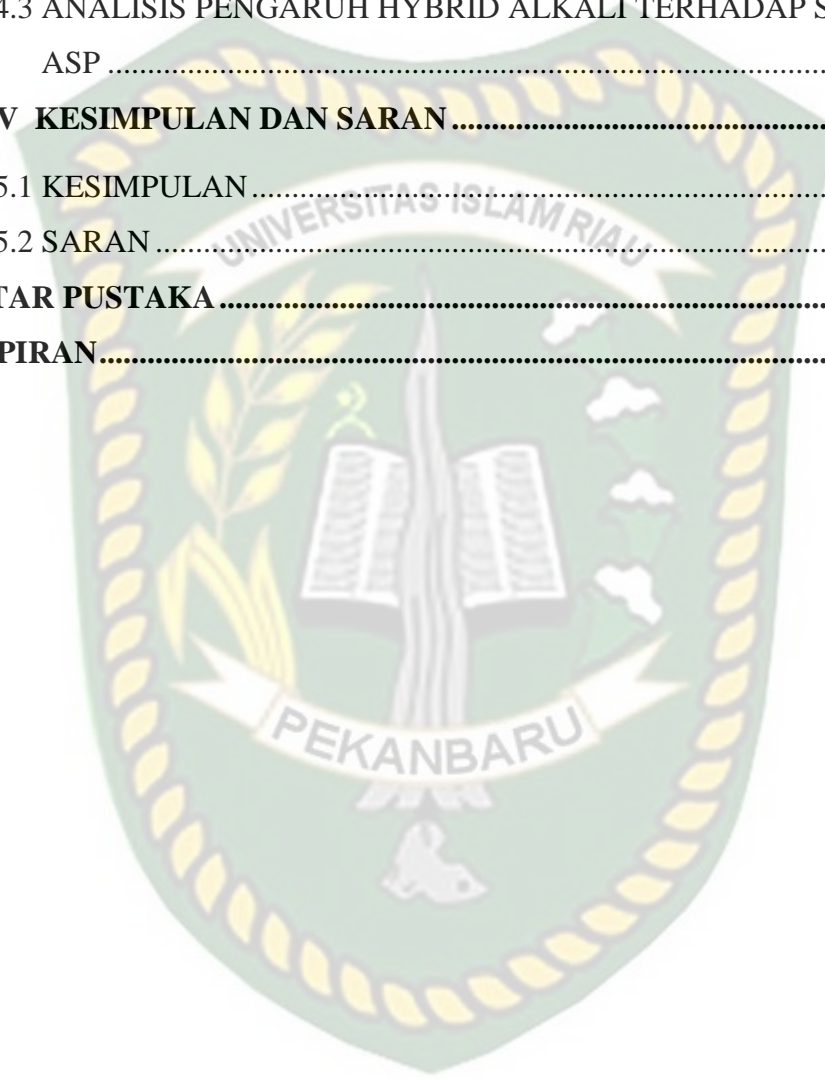
Rofiqul Imam Aldani
NPM. 173210911



DAFTAR ISI

HALAMAN SAMPUL.....	i
HALAMAN PENGESAHAN.....	ii
PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR	iii
DAFTAR ISI.....	iv
DAFTAR GAMBAR.....	vi
DAFTAR TABEL	vii
DAFTAR SINGKATAN.....	viii
ABSTRAK	ix
<i>ABSTRACT</i>	x
BAB I PENDAHULUAN.....	1
1.1 LATAR BELAKANG	1
1.2 TUJUAN PENELITIAN.....	2
1.3 MANFAAT PENELITIAN.....	2
1.4 BATASAN MASALAH	3
BAB II TINJAUAN PUSTAKA.....	4
2.1 METODE ALKALI-SURFAKTAN-POLIMER.....	4
2.2 SINERGI ALKALI-SURFAKTAN-POLIMER.....	8
2.3 <i>HYBRID-ALKALI</i>	10
BAB III METODOLOGI PENELITIAN.....	12
3.1 METODE PENELITIAN.....	12
3.2 KARAKTERISTIK RESERVOIR.....	14
3.2.1 Fluida Reservoir	14
3.2.2 Batuan Reservoir	14
3.2.3 Fluida Injeksi	14
3.3 MODEL SIMULASI RESERVOIR	15
3.3.1 Inisialisasi	18
3.3.2 Skenario	19
3.4 TEMPAT DAN JADWAL PENELITIAN	20

BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN	21
4.1 METODE ALKALI-SURFAKTAN-POLIMER	21
4.2 HASIL SIMULASI PADA MASING-MASING SKENARIO	22
4.3 ANALISIS PENGARUH HYBRID ALKALI TERHADAP SINERGI ASP	25
BAB V KESIMPULAN DAN SARAN	29
5.1 KESIMPULAN	29
5.2 SARAN	29
DAFTAR PUSTAKA	30
LAMPIRAN	34



DAFTAR GAMBAR

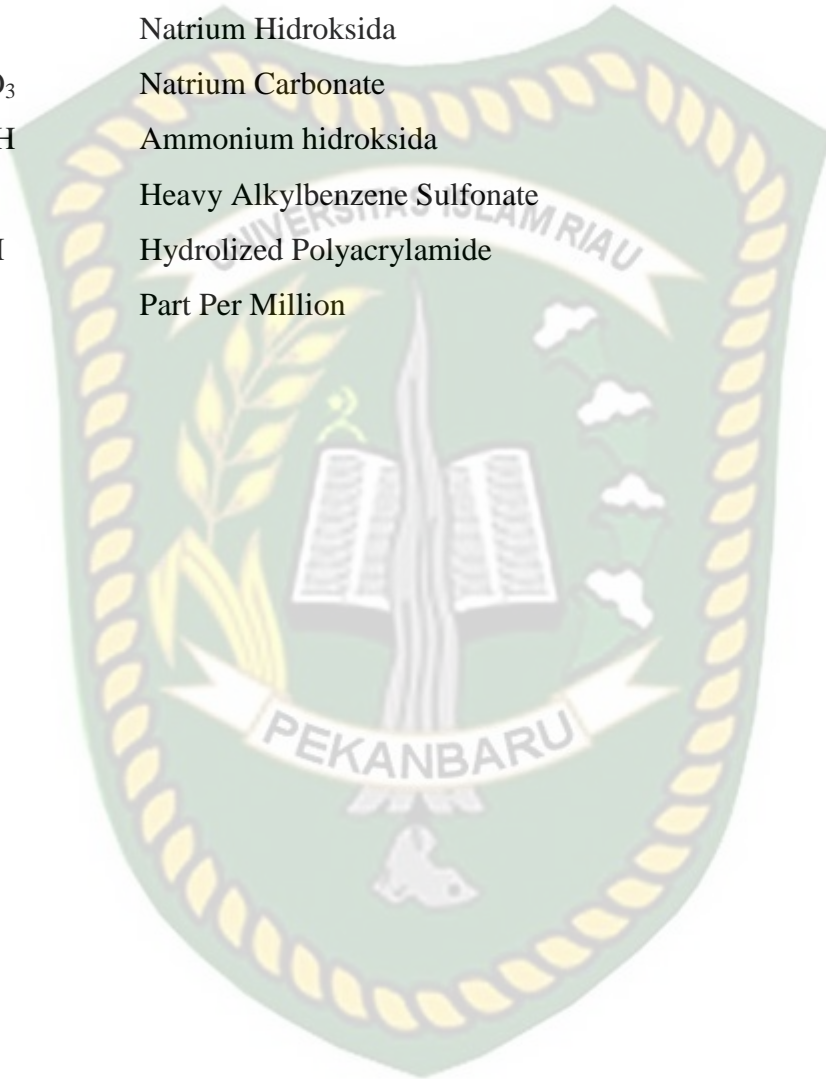
Gambar 2.1 Pengaruh konsentrasi surfaktan terhadap IFT(kiri) dan pengaruh penambahan alkali pada 1wt % (kanan). (Sheng, 2013)(Guo, Li, Li, et al., 2017)	8
Gambar 2.2 Efek alkali terhadap adsorpsi surfaktan	9
Gambar 2.3 Pengaruh penambahan Na_2CO_3 terhadap <i>interfacial tension</i>	11
Gambar 3.1 Diagram alir penelitian	13
Gambar 3.2 Model reservoir Lapangan A.....	15
Gambar 3.3 Distribusi porositas pada Lapangan A	16
Gambar 3.4 Distribusi permeabilitas <i>horizontal</i> pada Lapangan A	16
Gambar 3.5 Distribusi permeabilitas <i>vertical</i> pada Lapangan A.....	17
Gambar 3.6 Distribusi saturasi minyak lapangan A	18
Gambar 4.1 Grafik hubungan antara jumlah total injeksi dengan RF.....	21
Gambar 4.2 Perbandingan <i>recovery factor</i> menggunakan ASP dan <i>waterflood</i> ..	22
Gambar 4.3 Hubungan antara adsorpsi surfaktan dengan perubahan konsentrasi alkali pada tiap tiap skenario.....	25
Gambar 4.4 Grafik perbandingan IFT terhadap perubahan konsentrasi alkali	26
Gambar 4.5 Kurva interpolasi permeabilitas relative	28

DAFTAR TABEL

Tabel 2.1	<i>ASP projects</i> di lapangan Daqing	5
Tabel 2.2	<i>Screening criteria</i> metode ASP	6
Tabel 2.3	Daftar Projek ASP di Dunia	6
Tabel 2.4	Skema Injeksi Proyek ASP di Dunia	7
Tabel 2.5	Perbedaan adsorpsi surfaktan pada macam-macam alkali	10
Tabel 3.1	<i>Fluid Properties</i>	14
Tabel 3.2	Karakteristik reservoir	14
Tabel 3.3	Komponen Fluida Injeksi	15
Tabel 3.4	Jadwal Kegiatan	20
Tabel 4. 1	<i>Sensitivity Analysisist Results</i> Skenario 1	23
Tabel 4. 2	<i>Sensitivity Analysisist Results</i> Skenario 2	23
Tabel 4. 3	<i>Sensitivity Analysisist Results</i> Skenario 3	24

DAFTAR SINGKATAN

ASP	Alkali-Surfaktan-Polimer
IFT	Interfacial Tension
NaOH	Natrium Hidroksida
Na ₂ CO ₃	Natrium Carbonate
NH ₄ OH	Ammonium hidroksida
HABS	Heavy Alkylbenzene Sulfonate
HPAM	Hydrolized Polyacrylamide
ppm	Part Per Million



ANALISIS PENGARUH *HYBRID-ALKALI* TERHADAP SINERGI ALKALI-SURFAKTAN-POLIMER DI LAPANGAN A

ROFIQUL IMAM ALDANI

NPM 173210911

ABSTRAK

Metode Alkali-Surfaktan-Polimer (ASP) dianggap sebagai metode yang menjanjikan untuk meningkatkan perolehan minyak sejak tahun 1990. Mekanisme injeksi ASP didasarkan pada pengurangan *interfacial tension* (IFT) antar cairan dan mengubah *wettability* batuan menuju keadaan yang lebih *water wet*. Metode ASP melibatkan injeksi surfaktan, alkali, dan polimer ke dalam reservoir. Campuran surfaktan dan alkali membentuk emulsi dengan minyak sedangkan polimer akan meningkatkan *sweep efficiency*. Permasalahan pada injeksi ASP seperti adsorpsi dapat mengurangi kinerja dari ASP, sehingga diperlukannya penggunaan alkali untuk mengurangi adsorpsi tersebut. Lapangan A terletak di lepas pantai, sehingga pada kondisi tersebut penyediaan bahan natrium karbonat sebagai alkali sangat perlu diperhatikan, karena *platform* menyediakan tempat yang terbatas untuk penyimpanan bahan.

Penelitian yang akan dilakukan dengan model yang memiliki ukuran grid 21x14x16, dengan total pore volume $37E+06 \text{ ft}^3$, pola *Inverted 5 spot*, 2 lapisan batu pasir yang dibatasi oleh lapisan *shale*, dengan jarak sumur 150-250m dan total injeksi 2,8 PV. Penginjeksian ASP dilakukan setelah 7 tahun produksi dan diterapkan penggunaan sistem *hybrid-alkali* untuk mengetahui pengaruhnya terhadap sinergi ASP.

Penggunaan sistem *hybrid-alkali* yang menggabungkan atribut dari natrium karbonat dan ammonium hidroksida dapat bekerja secara efektif dibandingkan dengan hanya natrium karbonat yang digunakan. Penggunaan *hybrid-alkali* juga terbukti mampu mengurangi konsumsi natrium karbonat hingga tiga kali lipat lebih rendah. *Hybrid alkali* juga mampu menurunkan nilai IFT hingga mencapai *ultra-low IFT* mencapai angka $1,1 \times 10^{-3} \text{ dyne/cm}$, dan mampu mengurangi besarnya adsorpsi surfaktan hingga $5,31 \times 10^{-4} \text{ lbmole/ft}^3$. Metode ASP mampu memperoleh kumulatif produksi minyak optimum sebesar 5.261.144 bbl dan 5.282.002bbl dengan penerapan sistem *hybrid alkali*.

Kata Kunci: ASP, *Hybrid-Alkali*, Sinergi, Simulasi Reservoir

**ANALYSIS OF HYBRID-ALKALI EFFECT ON ALKALI-SURFACTANT-
POLYMER SYNERGY IN A FIELD**

ROFIQUL IMAM ALDANI

NPM 173210911

ABSTRACT

The Alkali-Surfactant-Polymer (ASP) method is considered a promising method for increasing oil recovery since 1990. The ASP injection mechanism is based on reducing interfacial tension (IFT) between liquids and changing rock wettability to a more water-wet state. The ASP method involves the injection of surfactants, alkalis, and polymers into the reservoir. The mixture of surfactant and alkali forms an emulsion with oil while the polymer will increase the sweep efficiency. Problems with ASP injection such as adsorption can reduce the performance of ASP, so that the use of alkali is needed to reduce the adsorption. Field A is located offshore, so in these conditions, the provision of sodium carbonate as an alkali is very important, because the platform provides a limited place for the storage of materials.

The research will be carried out with a model that has a grid size of 21x14x16, with a total volume of 37E + 06 ft³, an Inverted pattern of 5 spots, 2 layers of sandstone bounded by shale, with a well spacing of 150-250m and a total injection of 2.8 PV. ASP injection was carried out after 7 years of production and the use of hybrid-alkali systems was applied to determine the effect on ASP synergy.

The use of hybrid-alkali systems that combine the attributes of sodium carbonate and ammonium hydroxide can work effectively compared to only sodium carbonate used. The use of hybrid-alkali is also proven to reduce sodium carbonate consumption up to three times lower. Alkaline hybrids are also able to reduce the value of IFT to reach ultra-low IFT reaching 1.1×10^{-3} dyne/cm, and able to reduce the amount of surfactant adsorption up to 5.31×10^{-4} lb moles / ft³. The ASP method is able to obtain an optimum cumulative oil production of 5,261,144 bbl and 5,282,002bbl by applying an alkaline hybrid system.

Keywords: ASP, Hybrid-Alkali, Synergy, Reservoir Simulation

BAB I

PENDAHULUAN

1.1 LATAR BELAKANG

Injeksi alkali-surfaktan-polimer (ASP) dianggap sebagai metode yang menjanjikan untuk *enhanced oil recovery* sejak tahun 1990 (Denney, 2013). Metode ini mampu meningkatkan *oil recovery* dengan *water cut* yang rendah dibandingkan dengan *waterflood* (C. T. Q. Dang et al., 2012). Mekanisme injeksi ASP didasarkan pada pengurangan *interfacial tension* (IFT) antar cairan dan mengubah *wettability* batuan menuju keadaan yang lebih *water wet* (Bortolotti et al., 2009). Surfaktan memiliki peran utama untuk menurunkan *interfacial tension*. Alkali bereaksi dengan komponen asam dalam minyak mentah sehingga menghasilkan sabun (C. Dang et al., 2017), sedangkan polimer mampu meningkatkan *sweep efficiency* dengan menurunkan viskositas *fingerling* (Sheng, 2011).

Sinergi dari setiap komponen ASP saling mempengaruhi antara satu dan lainnya, dimana alkali mampu mengurangi adsorpsi surfaktan dan akan bereaksi dengan minyak mentah untuk menghasilkan sabun. Sabun dan surfaktan akan menghasilkan emulsi yang disebabkan menurunnya *interfacial tension*. Sedangkan polimer mampu membantu meningkatkan *sweep efficiency* alkali dan surfaktan (Sheng, 2011) (Zhu et al., 2012).

Permasalahan pada injeksi ASP seperti adsorpsi dapat mengurangi kinerja dari surfaktan, sehingga diperlukannya penambahan alkali untuk mengurangi adsorpsi tersebut (Dong et al., 2009). Natrium karbonat (Na_2CO_3) sangat efektif dalam menurunkan adsorpsi surfaktan. Namun kelemahan dari alkali ini adalah bahwa natrium karbonat hanya menyediakan alkalinitas sebesar 1mol yang berguna dalam 106g bahan yang digunakan sehingga diperlukan konsumsi yang besar dalam penerapannya (GS, 2017).

Lapangan A terletak di sebuah teluk di benua Amerika. Pada kondisi tersebut penyediaan bahan natrium karbonat sangat perlu diperhatikan, karena *platform* menyediakan tempat yang terbatas untuk penyimpanan bahan.

Penambahan ammonium hidroksida (NH_4OH) dalam kondisi tersebut dinilai lebih efisien karena ammonium hidroksida menyediakan alkalinitas sebesar 1mol dalam 17g bahan yang digunakan. Pada metode ASP, penggunaan dua alkali sekaligus yang menggabungkan atribut dari natrium karbonat dan ammonium hidroksida dapat memasok sebagian besar alkalinitas untuk metode ASP dengan semua keuntungan logistik yang melekat, konsep tersebut dikemukakan oleh (J. G. Southwick et al., 2016) sebagai *hybrid-alkali concept*. Penggunaan *hybrid-alkali* juga terbukti mampu menangani masalah adsorpsi surfaktan pada formasi dan meningkatkan *oil recovery* bahkan pada *tight* reservoir (Al-Murayri et al., 2017).

Berdasarkan beberapa penjelasan diatas, peneliti akan melakukan analisis mengenai pengaruh dari *hybrid-alkali* pada lapangan A. Penggunaan *hybrid-alkali* diperkirakan akan mempengaruhi sinergi dari ASP di lapangan tersebut. Oleh karena itu dilakukan studi simulasi untuk mengetahui pengaruhnya dengan pemanfaatan model buatan (simulasi reservoir). Dengan dukungan keakuratan data-data reservoir dan diperoleh hasil simulasi yang memberikan gambaran sementara tentang keadaan reservoir sehingga dapat mengoptimalkan pelaksanaan kinerja sistem reservoir tersebut.

1.2 TUJUAN PENELITIAN

Adapun tujuan dari penelitian ini antara lain sebagai berikut :

1. Mengetahui pengaruh dari penggunaan *hybrid-alkali* terhadap sinergi ASP di lapangan A
2. Mengetahui kumulatif produksi minyak optimum pada lapangan A yang diperoleh dari penerapan metode ASP

1.3 MANFAAT PENELITIAN

Berdasarkan penelitian yang akan dilakukan dapat memberikan berbagai manfaat diantaranya yaitu:

1. Mendapatkan informasi mengenai pengaruh dari penggunaan *hybrid-alkali* terhadap sinergi ASP
2. Dapat dijadikan publikasi ilmiah yang berskala nasional maupun internasional

1.4 BATASAN MASALAH

Untuk mendapatkan hasil penelitian yang lebih terarah dan tidak menyimpang dari tujuan yang dimaksud, maka didalam penelitian ini hanya terpusat pada penggunaan *hybrid-alkali* dan sensitivitas parameter yang diuji terhadap sinergi ASP dengan menggunakan reservoir simulator CMG CMOST. Ada beberapa batasan lain yang dilakukan, yaitu:

1. Tidak membahas reaksi kimia yang terjadi.
2. Tidak menganalisis keekonomian.
3. Mengabaikan salinitas air formasi
4. Penelitian hanya membahas sinergi ASP berupa IFT dan adsorpsi surfaktan
5. Hanya menggunakan pola *inverted 5-spot*

BAB II

TINJAUAN PUSTAKA

Allah Subhanahu Wata'ala adalah pencipta alam semesta beserta segala isinya. Allah Subhanahu Wata'ala menurunkan Al-quran untuk pedoman hidup bagi manusia. Allah befirman dalam QS. Al-Baqarah (2): 117 yang artinya, “(Allah) pencipta alam semesta. Apabila Dia hendak menciptakan sesuatu, Dia hanya berkata kepadanya, jadilah, maka terjadilah sesuatu itu”. Al-Qur'an menjelaskan bahwa sumber daya alam yang ada dimuka bumi ditujukan untuk kemakmuran manusia, termasuk minyak dan gas bumi dapat di manfaatkan untuk kemakmuran manusia.

Maka sebagai seorang khalifah di muka bumi maka harus menjaga dan memanfaatkan sumber daya alam semaksimal mungkin. Allah befirman dalam QS. Al-Baqarah (2): 30 yang artinya “Dan (ingatlah) ketika Tuhan befirman kepada malaikat. Aku hendak menjadikan khalifah di muka bumi”. Mereka berkata, “Apakah engkau hendak menjadikan orang yang merusak dan menumpahkan darah disana, sedangkan kami bertasbih memuji-Mu dan menyucikan nama-Mu” Allah befirman “Sesungguhnya Aku mengetahui apa yang tidak kamu ketahui”, dalam surat QS. Hud (11) :61 yang artinya, “Dia telah menciptakan kamu dari bumi dan menjadikan kamu pemakmurnya”. Dari ayat tersebut jelas bahwa sebagai khalifah di muka bumi kita harus dapat memanfaatkan sumber daya alam untuk kemakmuran manusia.

2.1 METODE ALKALI-SURFAKTAN-POLIMER

Metode Alkali-Surfaktan-Polimer (ASP) telah banyak diuji di lapangan Daqing. Hasil menunjukkan bahwa injeksi ASP mampu meningkatkan *recovery* hingga 27%. Injeksi ASP menjadi semakin diterapkan di lapangan minyak Daqing karena metode ini yang paling tinggi perolehan minyaknya (Shutang & Qiang, 2010). Tiga faktor yang mendasari kesuksesan injeksi ASP diantaranya; kinerja yang baik dari *oil displacements agents*, kemampuan *oil displacements* yang baik, serta pola dan jarak sumur yang baik. Aplikasi reservoir dapat mencakup batu pasir dan karbonat, dari reservoir salinitas rendah dengan suhu rendah hingga

salinitas tinggi dengan suhu yang tinggi, *screening criteria* untuk metode ini dapat dilihat pada table 2.4 (Zhu et al., 2012) (Denney, 2013).

Sekitar 21 ASP *field pilots* dan aplikasi skala besar tercantum dalam Tabel 2.3. Diantara 21 proyek ASP ini, 12 proyek dilakukan di Cina, 6 di Amerika Serikat, 2 di India dan 1 di Venezuela. Semua proyek dilakukan di *onshore* kecuali proyek Lagomar di Venezuela yang berada di lepas pantai.

Tabel 2.1 ASP *projects* di lapangan Daqing

No	Project	Year	Producer/ Injector	Well spacing (m)	Layer thickness(m)	Effective permeability (mD)	ASP formula	EOR (%)
1	ZQ-XB	1993.6-1996.5	4/9	106	10.5	509	Na ₂ CO ₃ +B100+HPAM	21.4
2	X-5	1994.8-1997.4	1/4	141	8.4	589	NaOH+ORS41+HPAM	25.0
3	XJJ-B	1997.7-1998.12	3/4	75	13.1	567	NaOH+ORS41+HPAM	23.24
4	X-2-X	1996.9-2001.2	4/9	200	7.0	658	NaOH+ORS41+HPAM	19.40
6	B-1-X	1997.3-2001.6	6/12	250	12.9	512	NaOH+ORS41+HPAM	20.63
7	X-2-Z	2000.5-2007.10	17/27	250	10.6	850	NaOH+HABS+HPAM	18.6
8	N-5	2005.7-2011	29/39	175	13.3	867	NaOH+HABS+HPAM	19.8
9	B-1-DD	2005.12-2011.11	49/63	125	10.6	670	NaOH+HABS+HPAM	26.5
10	L-B-X	2007.10-2014.10	45/62	120	9.4	725	NaOH+HABS+HPAM	20.1
11	B-2-X	2005.11-2012.12	35/44	125	8.1	533	Na ₂ CO ₃ +DPS+HPAM	27.65
12	B-3-X	1998.12-2008.12	13/14	250	8.0	657	Na ₂ CO ₃ +ORS-41+HPAM	17

Sumber:(Guo, Li, Zhu, et al., 2017)

Pada metode ASP, penggunaan alkali dapat mengurangi pemakaian surfaktan yang mahal serta alkali mampu menghasilkan insitu surfaktan ketika larutan alkali bereaksi dengan komponen asam dalam minyak mentah (Sheng, 2013), alkali dapat mengurangi adsorpsi surfaktan pada permukaan batuan. Hal ini membuat kerja surfaktan lebih efisien dan hanya sedikit surfaktan yang perlu ditambahkan. (Guo, Ma, & Kong, 2017). Tanpa alkali, adsorpsi surfaktan masih terlalu tinggi dan surfaktan tidak mampu menurunkan interfacial tension minyak-air menjadi ultra-low interfacial tension (Hirasaki et al., 2011). Surfaktan-polimer juga dapat mengurangi mobilitas air dan mengurangi IFT antara minyak dan air, sehingga minyak yang menempel pada permukaan batuan dapat terlepas dan mengalir menuju sumur produksi (Rita, 2012).

Tabel 2.2 *Screening criteria* metode ASP

API	Viskositas	Depth	Permeabilitas	Oil Saturation	Temperature
>13	<35	<9000 ft	>100md	>45%	<200°F
≥35	≤13 cp		≥450 md	≥53%	≤80 °F

Sumber: (Aladasani, 2012)

Mekanisme yang paling signifikan dan paling pasti dari polymer adalah untuk meningkatkan *sweep efficiency* dengan menurunkan viskositas fingering serta mengubah wetabilitas batuan (Sheng et al., 2015).

Tabel 2.3 Daftar Proyek ASP di Dunia

Case #	Field	Country	Start date	P*	I*	References
1	Daqing Sa-zhong-xi (S-ZX)	China	01-Sep-1994	9	4	Wang et al., 1997; Gao et al., 1996; Li et al., 1999
2	Daqing Xing-wu-zhong (X5-Z)	China	29-Jan-1995	4	1	Wang et al., 1997; Han, 2001; Wang et al., 2006
3	Daqing Xing-2-xi (X2-X)	China	28-Sep-1996	9	4	Wang et al., 1998
4	Daqing Sa-bei-1-xi (S-B)	China	15-Dec-1997	4	3	Wang et al., 1999a
5	Daqing Xing-bei-xing-2-zhong (X2-Z)	China	01-Apr-2000	27	17	Li et al., 2003; Wang et al., 2006
6	Daqing Sabei-bei-2-dong (SB-B2-D)	China	03-Oct-2004	4	3	Wan et al., 2006
7	Shengli Gudong	China	01-Aug-1992	9	4	Qu et al., 1998; Song et al., 1995; Wang et al., 1997
8	Shengli Gudao-xi	China	01-May-1997	13	6	Yang et al., 2002; Cao et al., 2002; Chang et al., 2006
9	Karamay	China	22-Jul-1996	9	4	Gu et al., 1998; Delshad et al., 1998; Qiao et al., 2000; Han, 2001; Chang et al., 2006
10	Jilin Hong-gang	China	01-Sep-1997			Zhang et al., 2001
11	Zhong-yuan Hu-zhuang-ji	China	12-Jan-2000	5	5	Jiang et al., 2003
12	Yumen Lao-jun-miao	China	01-Mar-1994	4	1	Wang et al., 1999b
13	Cambridge	USA	01-Feb-1993			Vargo et al., 2000
14	West Kiehl	USA	03-Dec-1987			Clark et al., 1993; Meyers et al., 1992
15	Tanner	USA	01-May-2000	2	1	Pitts et al., 2006
16	Mellot Ranch	USA	01-Aug-2000	3	2	http://www.surtek.com/mellottranch.html
17	Lawrence	USA	01-Aug-2010	6	12	Sharma et al., 2012; Dean, 2011
18	Sho-Vel-Tum	USA		4	1	
19	Lagomar	Venezuela				Manrique et al., 2000; Hernandez et al., 2002
20	Viraj	India	10-Aug-2002	9	4	Pratap and Gauma, 2004
21	Jhalora	India	07-Feb-2010	6	1	Jain et al., 2012

Sumber: (Sheng, 2013)

Ketika *sweep efficiency* meningkat, *mobility ratio* menurun. Jika *mobility ratio* lebih dari satu, polimer atau gel dapat membantu dalam meningkatkan viskositas dari fluida injeksi dan meningkatkan *recovery* minyak. Perbedaan viskositas yang besar antara air dan minyak mengarah pada tingginya *mobility ratio* yang mengakibatkan *viscous fingering* dari air yang lebih *viscous* dibanding dengan minyak (Cenk et al., 2017).

Tabel 2.4 Skema Injeksi Proyek ASP di Dunia

Case ID	Pre-slug		Main slug				Post-slug		Total chemicals, PV x Conc.		
	PV, %	P, wt. %	PV, %	A, wt. %	S, wt. %	P, wt. %	PV, %	P, wt. %	A	S	P
Daqing Sa-zhong-xi (S-ZX)			32.0000	1.2500	0.3000	0.1200	28.3000	0.0600	40.00	9.60	5.54
Daqing Xing-wu-zhong (X5-Z)			37.0000	1.3100	0.3200	0.1400	30.8000	0.1100	48.47	11.84	8.57
Daqing Xing-2-xi (X2-X)	3.7500	0.1284	45.6000	2.9000	0.4560	0.2074	0.2000	0.0872	132.24	20.79	9.96
Daqing, Sa-bei-1-xi (S-B)			47.5000	1.2000	0.2700	0.1800	20.0000	0.0800	57.60	12.96	10.24
Daqing Xing-bei xing-2-zhong (X2-Z)	12.8000	0.1538	45.4000	1.0200	0.1800	0.1400	20.0000	0.0800	46.31	8.17	9.92
Daqing Sabei-bei-2-dong (SB-B2-D)	4.0000	0.1400	50.0000	1.5400	0.2100	0.1800	20.0000	0.1400	77.00	10.50	12.36
Shengli Gudong	5.0000	0.1000	40.0000	1.5000	0.3800	0.0900	10.0000	0.0500	60.00	15.20	4.60
Shengli Gudao-xi	9.7000	0.2000	30.9000	1.2000	0.3000	0.1700	5.0000	0.1500	37.08	9.27	8.07
Karamay			33.7000	1.4000	0.3000	0.1300	16.6000	0.1000	47.18	10.11	6.04
Jilin Hong-gang			18.0000	0.7500	0.0600	0.1500			13.50	1.08	2.70
Zhong-yuan Hu-zhuang-ji		0.1500		0.5000	1.5800	0.0800		0.1000			
Yumen, Lao-jun-miao	28.0000	0.57 (A)*	17.0000	4.7000	12.6000		52.0000	0.0810	95.86	214.20	4.21
Cambridge			30.7000	1.2500	0.1000	0.1475	29.7000		38.38	3.07	4.53
West Kiehl			25.0000	0.8000	0.1000	0.1050			20.00	2.50	2.63
Tanner			25.1000	1.0000	0.1000	0.1000			25.10	2.51	2.51
Mellot Ranch			30.1000	1.0000	0.1000	0.1300	20.0000		30.10	3.01	3.91
Lawrence			25.0000	1.0000	1.7500	0.2200			25.00	43.75	5.50
Sho-Vel-Tum	10.0000	2.2 (A)*	30.0000	2.2000	0.5000	0.1000	50.0000	0.0276	88.00	15.00	4.38
Lagomar			35.0000	0.5000	0.2000	0.1000	15.0000	0.1000	17.50	7.00	5.00
Viraj			20.0000	1.5000	0.2000	0.0800	30.0000	0.0400	30.00	4.00	2.80
Jhalora			30.0000	2.5000	0.2500	0.1500	30.0000	0.0800	75.00	7.50	6.90
Average (rank and percentile)	9.7000	0.1450	30.8000	1.2500	0.2700	0.1350	24.2000	0.0800	43.16	9.44	5.25
* Alkaline pre-slug.											

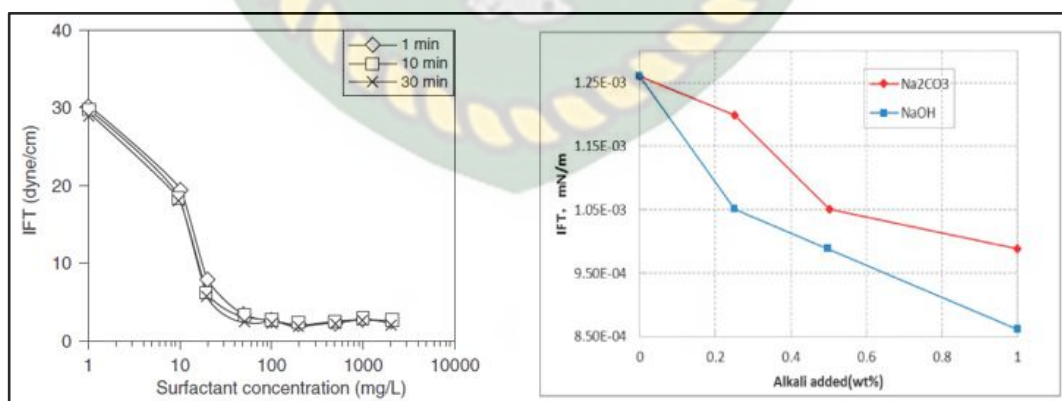
Sumber: (Sheng, 2014)

Beberapa skema injeksi dan jumlah bahan kimia yang diinjeksikan pada proyek ASP di Dunia ditunjukkan pada Tabel 2.4. Sebuah skema umum injeksi ASP memiliki tiga *slug*: *pre-slug*, ASP *main-slug* dan *post-slug*. Namun, seperti yang ditunjukkan pada Tabel 2.4, tidak semua proyek memiliki *pre-slug*. Untuk *main-slug* dapat berupa alkali, surfaktan, dan polimer atau alkali dan surfaktan saja. Konsentrasi injeksi rata-rata bahan kimia ini adalah 1,25wt.% A, 0,27wt.% S dan 1350 ppm P, dalam 30,8% PV injeksi. Jika hanya air yang disuntikkan setelah *main-slug*, air akan *fingering* ke dalam ASP *slug*, karena mobilitas air jauh lebih tinggi dibandingkan dengan ASP *slug*. Untuk menghindari *fingering* itu, *post-slug* polimer diinjeksikan setelah ASP *slug*. Rata-rata *post-slug* diinjeksikan sebesar 24,2% PV dengan konsentrasi polimer rata-rata 0,08wt.% (Sheng, 2014).

2.2 SINERGI ALKALI-SURFAKTAN-POLIMER

Dari penelitian yang dilakukan (Zhu et al., 2012) bahwa sinergi dari Alkali-Surfaktan-Polimer (ASP) dapat disimpulkan sebagai berikut:

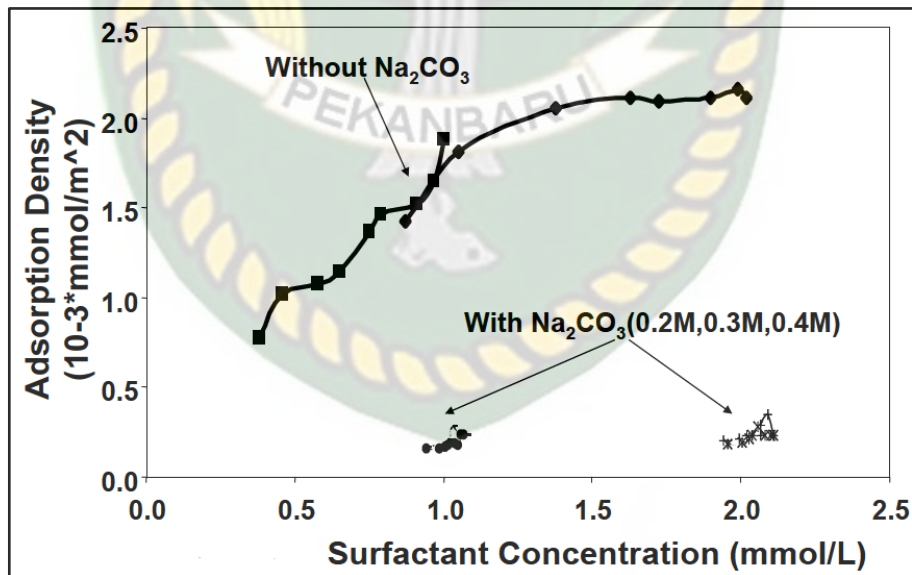
1. Penambahan alkali dapat mengurangi adsorpsi surfaktan
2. Alkali bereaksi dengan komponen asam pada minyak mentah untuk menghasilkan sabun. Campuran surfaktan dan sabun akan membentuk emulsi yang disebabkan dari penurunan IFT
3. Penambahan polimer dapat meningkatkan *sweep efficiency* alkali dan surfaktan



Gambar 2.1 Pengaruh konsentrasi surfaktan terhadap IFT(kiri) dan pengaruh penambahan alkali pada 1wt % (kanan). (Sheng, 2013)(Guo, Li, Li, et al., 2017)

Gambar 2.1 menunjukkan contoh dari sinergi antara alkali-surfaktan. Gambar ini menunjukkan IFT antara minyak dan air. Penurunan IFT terlihat jauh lebih besar dengan ditambahkan sodium karbonat daripada tanpa penambahan alkali. IFT yang rendah akan membantu terjadinya emulsi antara air dan minyak (Zhang et al., 2009) (Shutang & Qiang, 2010).

(Dong et al., 2009) mengukur IFT pada minyak dengan viskositas 1266 mPa·s pada 22°C dengan jumlah asam 1,19mg KOH/g minyak. Mereka menemukan bahwa IFT sekitar 0,01 dyne/cm pada 0,01 wt.% surfaktan, dan 0,4 wt.% Na₂CO₃ ditambah 0,2 wt.% NaOH, dihasilkan dari sinergi antara alkali dan surfaktan, dibandingkan dengan 0,07 dyne/cm pada 0,2 wt.% Na₂CO₃ ditambah 0,1 wt.% NaOH% tanpa surfaktan. Mereka juga menemukan penggunaan campuran alkali Na₂CO₃ dan NaOH bekerja lebih baik daripada hanya Na₂CO₃ atau NaOH saja. Perolehan minyak pada tahap *tertiary* yang didapat sekitar 23% OOIP pada *sandpacks* menggunakan larutan 0,4 wt.% Na₂CO₃, 0,2 wt.% NaOH dan surfaktan 0,045%.



Gambar 2.2 Efek alkali terhadap adsorpsi surfaktan

Contoh dari sinergi antara alkali-surfaktan lainnya ditunjukkan oleh gambar 2.2 yang menunjukkan adsorpsi surfaktan lebih rendah saat ditambahkan sodium karbonat daripada tanpa penambahan sodium karbonat. (Hirasaki et al., 2009). Pada table 2.5 juga terlihat bahwa natrium karbonat lebih efektif dalam

mengurangi adsorpsi surfaktan dibandingkan dengan jenis alkali yang lain pada konsentrasi yang sama (Sheng, 2011).

Tabel 2.5 Perbedaan adsorpsi surfaktan pada macam-macam alkali

Alkali	Konsentrasi Alkali wt.%	Adsorpsi Surfaktan (mg/grock)
No Alkali	0	0.68
NaOH	0.38	0.65
Na ₂ CO ₃	0.38	0.26
Na ₃ PO ₄	0.38	0.28
Na ₄ SiO ₄	1	0.25

Sumber: (Sheng, 2011)

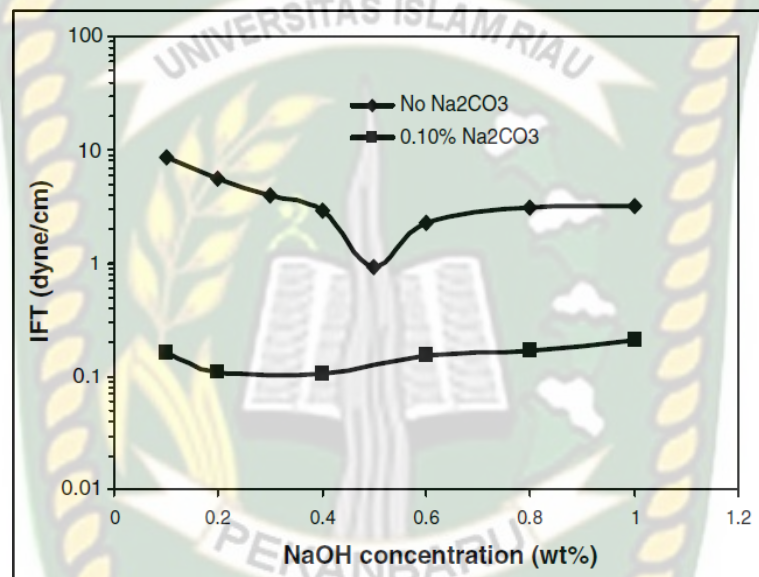
2.3 HYBRID-ALKALI

Menurut (J. G. Southwick, 1985) Campuran ammonium hidroksida dan natrium karbonat menjadi satu-satunya aplikasi *hybrid-alkali*, campuran amonia dan natrium karbonat mampu mempercepat terbentuknya kation divalent dan *buffered* alkalinitas. Konsep tersebut kembali dijelaskan oleh (J. G. Southwick et al., 2016) bahwa campuran keduanya akan menciptakan sebagian besar alkalinitas untuk metode ASP dengan semua keuntungan logistik yang melekat dan akan disukai untuk aplikasi ASP di lepas pantai.

Penelitian yang pernah dilakukan pada Bandera *core* oleh Southwick et al., (2016) dengan *chemical slug* yang digunakan berupa campuran 3000ppm surfaktan ditambahkan sedikit *hybrid-alkali* (0,3wt.% NH₄ + 0,1wt.% Na₂CO₃) dapat menurunkan adsorpsi surfaktan dari 98,1 mg/100g menjadi 33,9 mg/100g batuan. Dibandingkan dengan hanya menggunakan ammonium hidroksida saja, adsorpsi surfaktan masih diatas sistem *hybrid-alkali* dan jika dengan natrium karbonat saja untuk mencapai penurunan seperti pada sistem *hybrid-alkali* perlu digunakan bahan 10 kali lebih banyak dari bahan yang digunakan pada sistem - *hybrid-alkali*.

Tes laboratorium dan lapangan menunjukkan bahwa alkali dapat mengurangi adsorpsi surfaktan hingga 50% (Guo, Li, Wang, et al., 2017). Jenis alkali seperti Natrium Hidroksida (NaOH) dan Sodium Bikarbonat (Na₂CO₃) telah teruji untuk sebagian besar pada proyek injeksi ASP (Sheng, 2014). Berdasarkan penelitian yang pernah dilakukan (Dong et al., 2009) mengenai sitem *hybrid-*

alkali bahwa penambahan Na_2CO_3 pada larutan NaOH dapat mempermudah pembentukan emulsi. Perilaku IFT diselidiki untuk sistem yang mengandung Na_2CO_3 saja, NaOH saja dan keduanya. *Interfacial tension* sebesar 6,0 dyn/cm untuk sampel dengan 0,40 wt.% Na_2CO_3 , 2,0 dyn/cm dengan 0,20 wt.% NaOH dan 0,07 dyn/cm dengan 0,40 wt.% Na_2CO_3 ditambah 0,2wt0% NaOH . Sistem dengan kedua alkali memiliki nilai *interfacial tension* yang jauh lebih rendah dibandingkan dengan hanya dengan Na_2CO_3 atau dengan NaOH saja.



Gambar 2.3 Pengaruh penambahan Na_2CO_3 terhadap *interfacial tension*

Pengujian pada *corefloods* reservoir karbonat juga pernah dilakukan oleh Al-Murayri et al., (2017). Mereka menggunakan *hybrid alkali* (0.3wt.% NaOH + 2% Na_2SO_4) + 0.35 wt.% surfaktan + 0.35wt.% polimer pada ASP *slug* dan pada *post slug* 0.35wt.% polimer + *hybrid alkali* (0.3wt.% NaOH + 2% Na_2SO_4) mampu menghasilkan 100% recovery. Dengan menggunakan *hybrid-alkali* adsorpsi surfaktan dapat lebih diatasi dan *incremental oil recovery* juga lebih besar.

BAB III

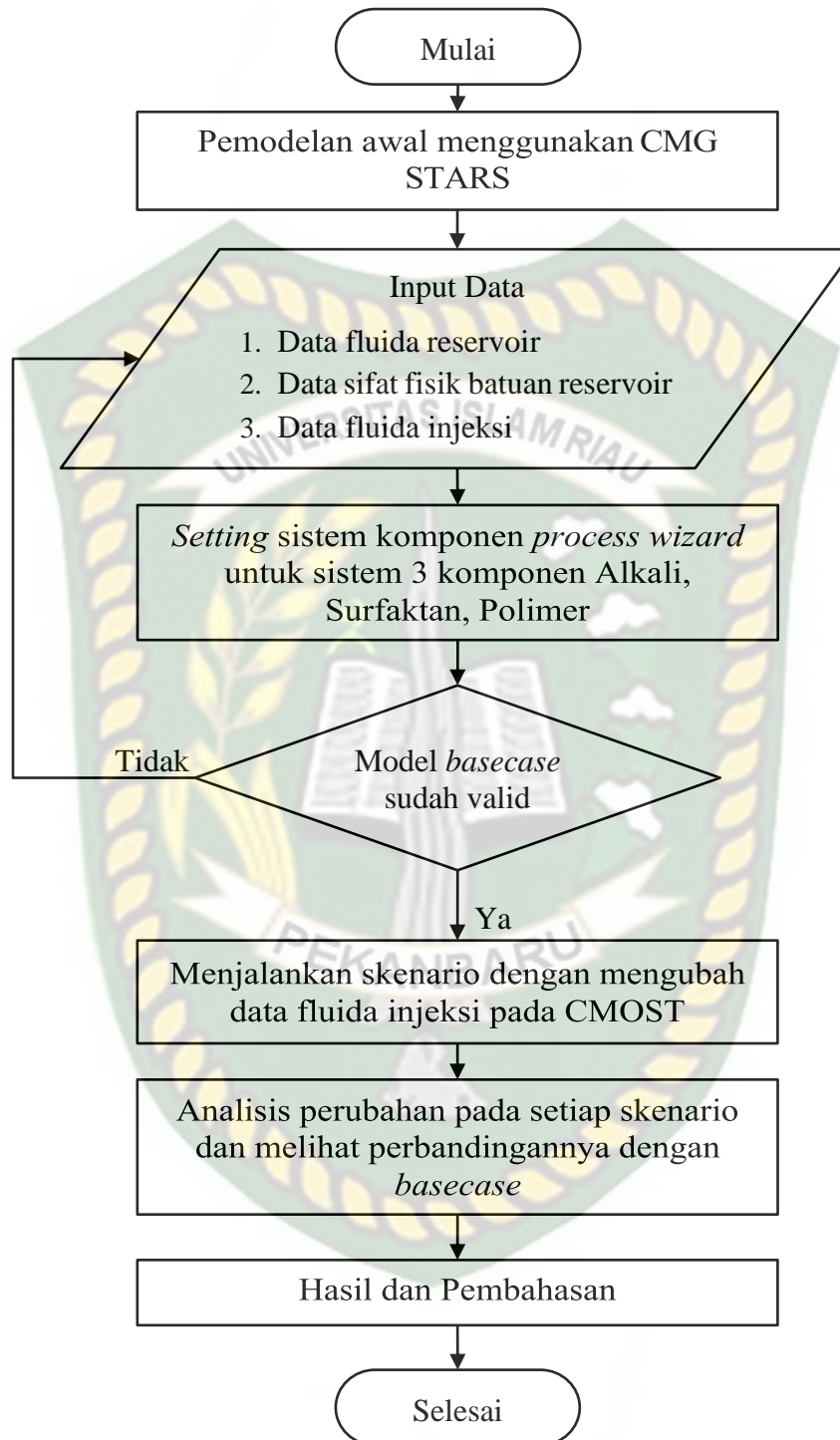
METODOLOGI PENELITIAN

3.1 METODE PENELITIAN

Penelitian ini dilakukan dengan metode *simulation research*, dimana data yang digunakan dalam penelitian merupakan data sekunder yang didapat dari sumber yang terpercaya. Pemodelan reservoir menggunakan *software* CMG STARS dan CMOST untuk melakukan uji sensitivitas.

Simulator CMG STARS diimplementasikan oleh beberapa perusahaan di industri perminyakan, dikenal karena kemampuannya untuk pemodelan dalam skala laboratorium dan lapangan, serta memiliki kemampuan untuk menangani perilaku kimia yang rumit. Beberapa karya penelitian berdasarkan pemodelan *chemical flooding* menggunakan teknik simulasi yang berbeda telah diterbitkan sejak tahun 1970-an. Pope dan Nelson (1978) mengembangkan simulator *chemical flooding* (satu dimensi dan komposisi) untuk menentukan *incremental oil recovery* sebagai fungsi dari variabel yang berbeda. Paul et al. (1982) menggunakan model sederhana untuk prediksi *polymer flooding*. Bhuyan et al. (1990) menyajikan model umum untuk *chemical flooding* dengan pH tinggi. Vaskas (1996) mengembangkan model ekonomis untuk evaluasi *chemical flooding*. Han et al. (2007) mengembangkan simulator *compositional chemical flooding* komposisi untuk *surfactant-polymer flooding*. Fathi Najafabadi et al. (2009) mengembangkan simulator untuk perilaku fase surfaktan dalam *surfactant flooding*. (Rai et al., 2015).

Dalam penelitian ini, proses input data komponen pada CMG STARS menggunakan *tools process wizard* untuk sistem 3 komponen yaitu model alkali-surfaktan-polimer. Serangkaian percobaan dilakukan untuk menemukan pengaruh dari penggunaan *hybrid-alkali* terhadap sinergi alkali-surfaktan-polimer. Dengan data-data pendukung yang telah dimiliki, model simulasi akan di-*running* menggunakan CMG CMOST untuk skala waktu 20 tahun.



Gambar 3.1 Diagram alir penelitian

3.2 KARAKTERISTIK RESERVOIR

Lapangan A merupakan lapangan yang terletak pada sebuah teluk di benua Amerika. Reservoir dari lapangan ini terletak pada kedalaman 6.683 ft hingga 6.899 ft di bawah permukaan laut. Pada reservoir ini terdapat 2 zona *sandstone* yang dibatasi oleh lapisan *shale*.

3.2.1 Fluida Reservoir

Reservoir ini memiliki viskositas sebesar 2,3 cp dengan *reference pressure* sebesar 2973 psi.

Tabel 3.1 *Fluid Properties*

Properti	Nilai	Satuan
Model	<i>Two phase</i>	-
Densitas Minyak	53,06	lb/ft ³
Densitas Air	63,7	lb/ft ³
Viskositas air	0,39851	cp

3.2.2 Batuan Reservoir

Jenis batuan reservoir pada Lapangan A yang digunakan dalam penelitian ini merupakan *sandstone*.

Tabel 3.2 Karakteristik reservoir

<i>Component</i>	<i>Value</i>
<i>Permeability</i> (mD)	90 – 900
<i>Porosity</i> (%)	2 – 35
Ketebalan (ft)	164
Kedalaman (ft)	6666 - 6922
WOC (ft)	6865

3.2.3 Fluida Injeksi

Komponen fluida injeksi yang digunakan pada model ini adalah alkali, surfaktan dan polimer. *Sodium carbonate* (Na₂CO₃) dan *ammonium hydroxide* (NH₄OH) sebagai alkali, *heavy alkylbenzene sulfonate* (HABS) sebagai surfaktan, dan *hydrolized polyacrylamide* (HPAM) sebagai polimer. HPAM banyak

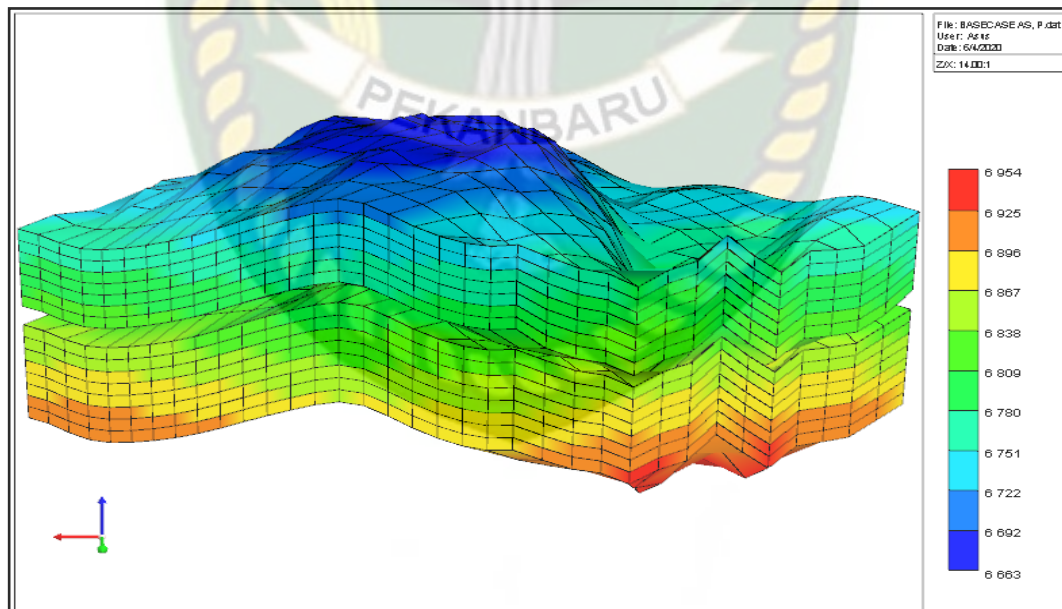
digunakan pada proyek ASP di Cina karena polimer ini dapat mentoleransi tekanan yang tinggi selama proses injeksi (Olajire, 2014).

Tabel 3.3 Komponen Fluida Injeksi

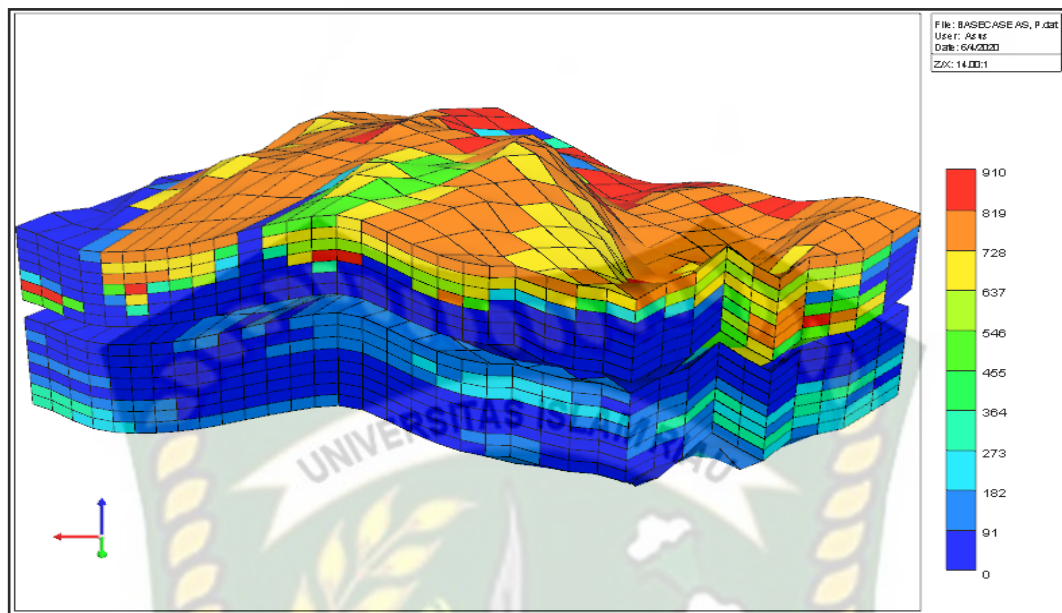
<i>Component</i>	<i>MW (g/mol)</i>	<i>Density (gr/cm³)</i>
Na ₂ CO ₃	105,98	2,54
NH ₄ OH	17,031	0,68
HABS	453	3,79
HPAM	80000	1,302

3.3 MODEL SIMULASI RESERVOIR

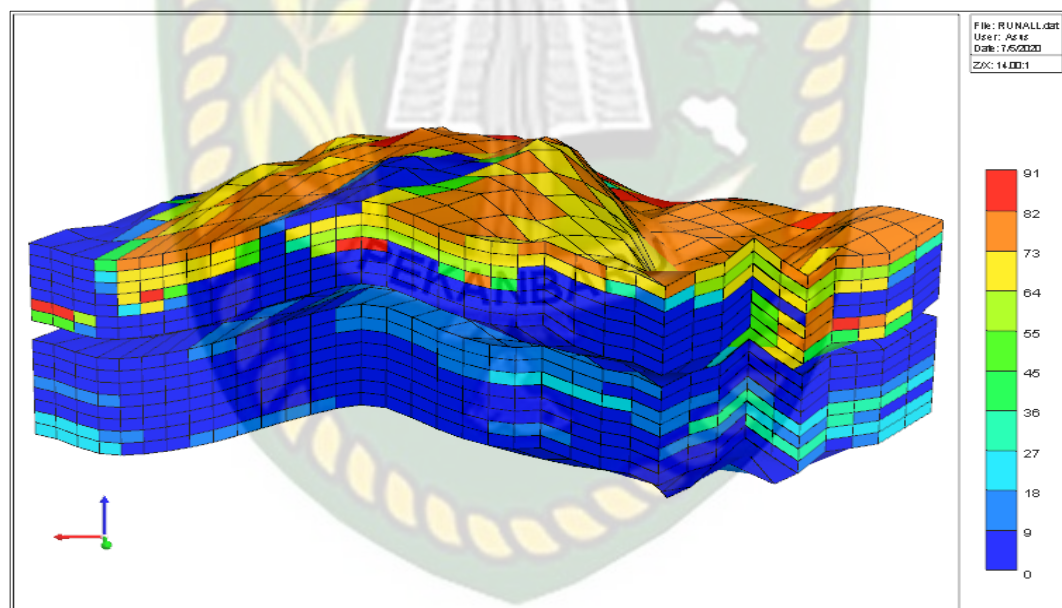
Pembuatan model reservoir pada lapangan A menggunakan simulator CMG STARS. Model reservoir pada lapangan ini terdiri dari 21 grid arah sumbu I, 14 grid arah sumbu J, dan 16 grid arah sumbu K, dengan lebar tiap grid sebesar 164 ft dan tebal 1 layer-nya sebesar 9,8 ft. Model reservoir lapangan A dapat dilihat pada gambar 3.2.



Gambar 3.2 Model reservoir Lapangan A

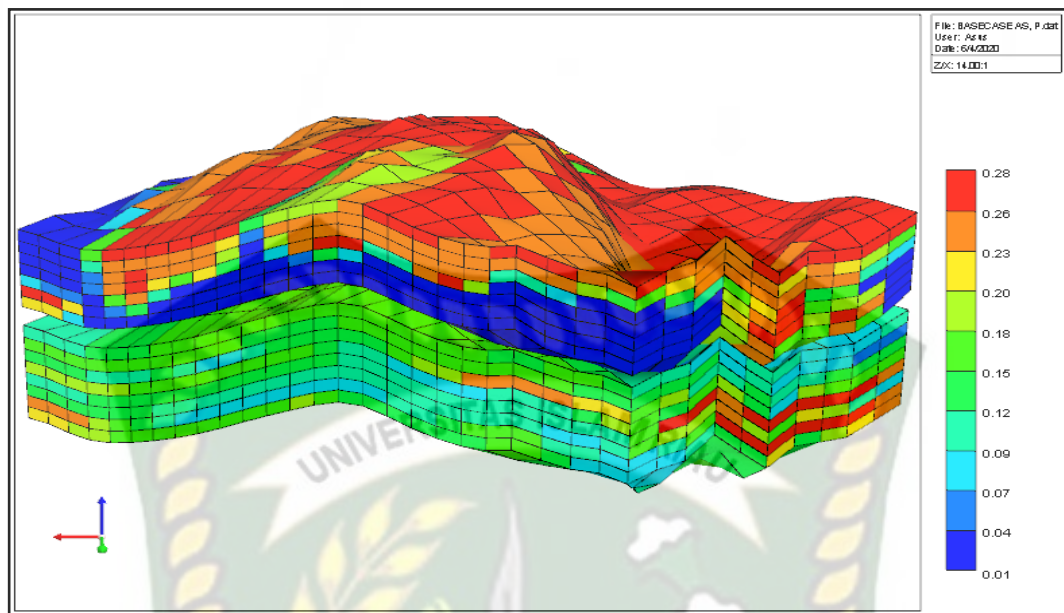


Gambar 3.3 Distribusi permeabilitas vertikal pada Lapangan A



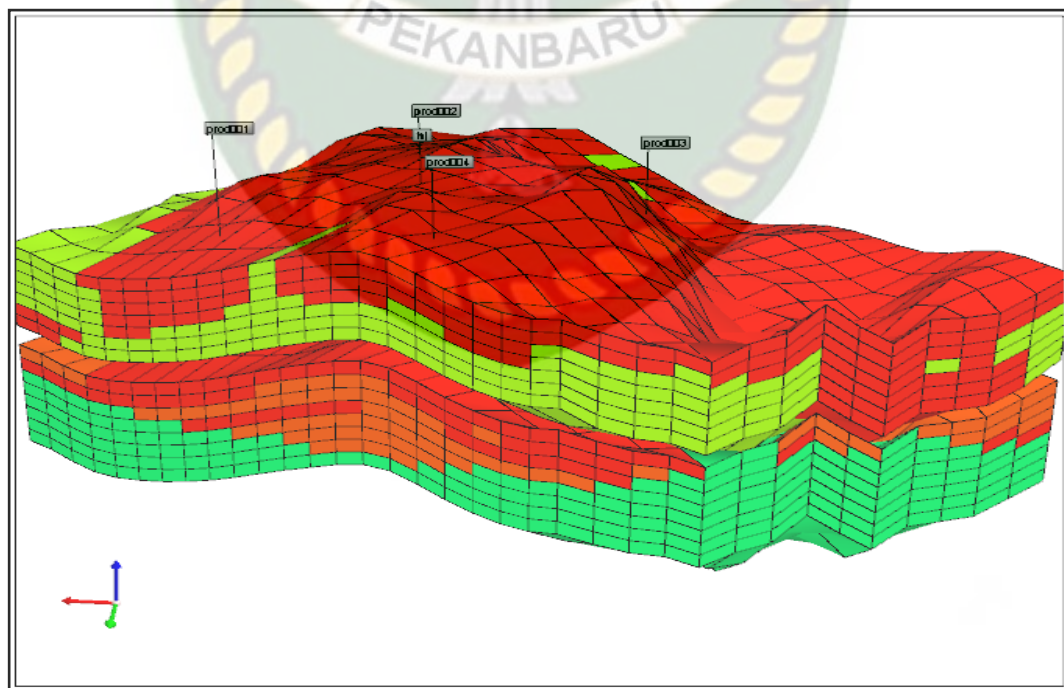
Gambar 3.4 Distribusi permeabilitas horizontal pada Lapangan A

Permeabilitas merupakan suatu kemampuan batuan reservoir untuk dapat mengalirkan fluida. Pada gambar 3.3 dan gambar 3.4 merupakan distribusi permeabilitas pada lapangan A. Distribusi permeabilitas vertikal memiliki nilai 90 mD hingga 900 mD dan permeabilitas horizontal bernilai 0,4 mD hingga 90 mD.



Gambar 3.5 Distribusi porositas pada Lapangan A

Porositas didefinisikan sebagai ukuran kapasitas ruang pori batuan reservoir untuk dapat ditempati oleh suatu fluida reservoir. Pada gambar 3.5 merupakan distribusi porositas pada lapangan A yang memiliki nilai sebesar 2% hingga 35%.



Gambar 3.6 Letak sumur pada Lapangan A

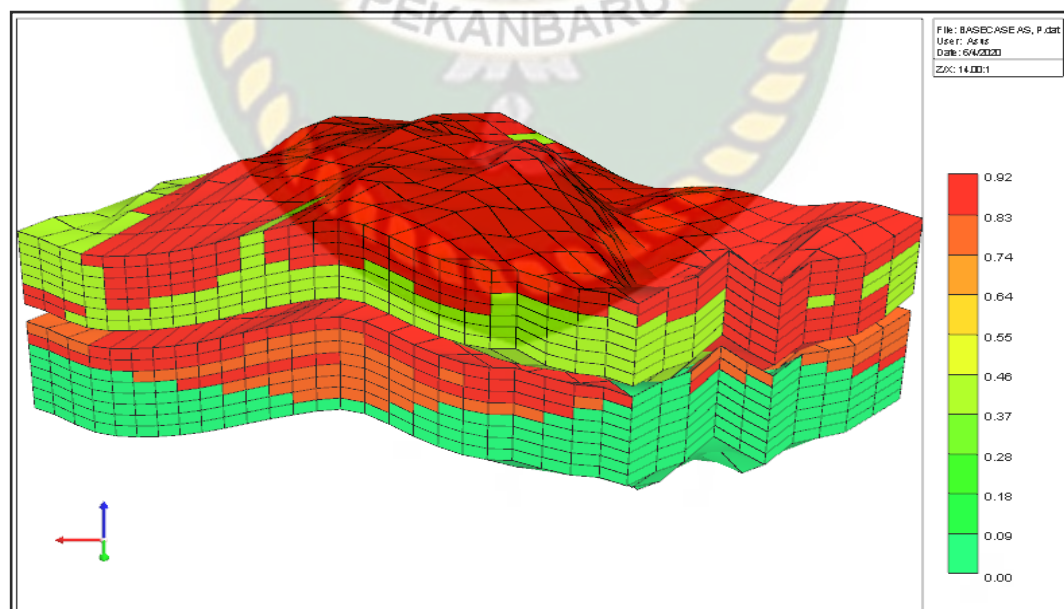
Penerapan metode Alkali-Surfaktan-Polimer (ASP) pada lapangan A menggunakan pola *inverted 5-spot* dengan jarak sumur 150-200 m. Pemilihan pola dan jarak sumur berdasarkan referensi dari lapangan di Cina yang telah menerapkan metode ASP. Proyek ASP terbesar di Cina juga menggunakan pola *inverted 5-spot* dan kenaikan *recovery factor* (RF) untuk lapangan dengan jarak sumur kurang dari 200 m menunjukkan hasil yang lebih besar jika dibandingkan dengan lapangan yang menggunakan jarak sumur besar dari 200 m. (Guo, Li, Li, et al., 2017)

3.3.1 Inisialisasi

Setelah melakukan *run* model awal, berikut hasil inisialisasi model lapangan A yang dapat dilihat pada tabel 3.4.

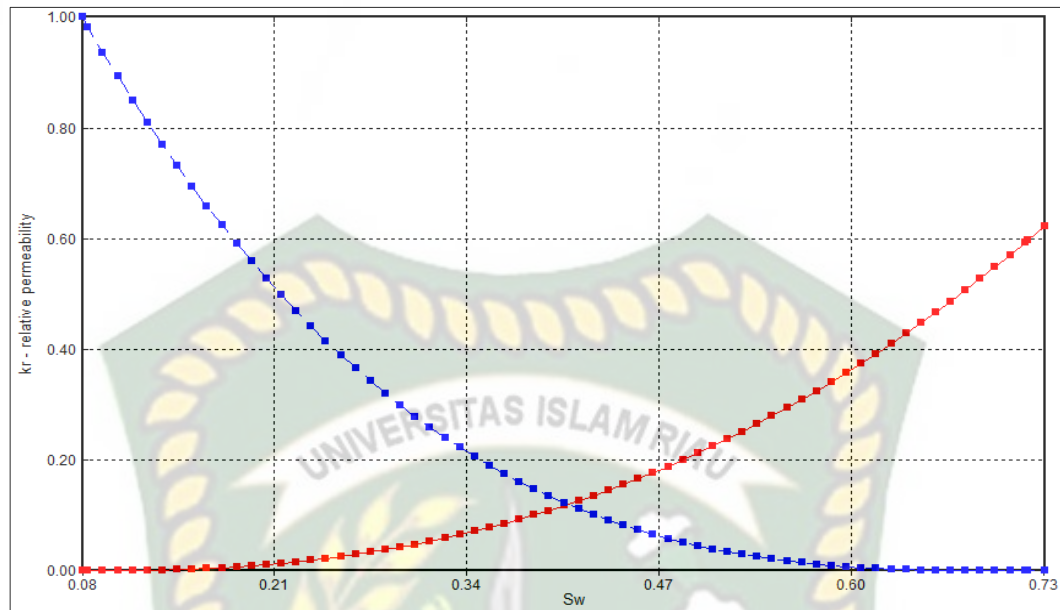
Tabel 3.4 Hasil inisialisasi simulasi

No.	Parameter	Satuan	Nilai
1.	Total bulk reservoir	ft ³	74,5118 E+06
2.	Total pore volume	ft ³	37,8694 E+06
3.	Original oil in place	bbl	6,52629 E+06



Gambar 3.7 Distribusi saturasi minyak lapangan A

Pada gambar 3.7 merupakan distribusi saturasi minyak pada lapangan A yang akan digunakan dalam penelitian ini.



Gambar 3.8 Kurva permeabilitas relatif

Kurva permeabilitas relatif pada gambar 3.8 menunjukkan wetabilitas yang bersifat *oil wet* karena perpotongan kurva berada pada nilai saturasi air sebesar 0,404 (Ahmed, 2018). Kurva ini merupakan kondisi initial reservoir sebelum diterapkannya Alkali-Surfaktan-Polimer (ASP).

3.3.2 Skenario

Beberapa percobaan yang akan dilakukan dengan menggunakan simulator CMOST ialah sebagai berikut:

Tabel 3. 4 Skenario penelitian

Skenario	Na ₂ CO ₃ (wt.%)	Surfaktan (wt.%)	Polimer (ppm)
1. Basecase	1,25	0.27	1320
2. Skenario1	0,1-2,5	0.27	1350
3. Skenario2	NH ₄ OH (0,1-2,5 wt.%)	0.27	1350
4. Skenario3	+NH ₄ OH 0,1wt.%	0.27	1350

Dari beberapa percobaan yang akan dilakukan, akan dilihat pengaruh dari perubahan konsentrasi alkali terhadap sinergi alkali surfaktan polimer dan pada penelitian ini yang akan dilihat adalah IFT dan adsorpsi surfaktan.

3.4 TEMPAT DAN JADWAL PENELITIAN

Penelitian ini akan dilakukan selama 3 bulan yang dimulai dari bulan Februari 2020 sampai dengan April 2020, dimana penelitian dilakukan di Laboratorium Simulasi Reservoir Teknik Perminyakan Universitas Islam Riau

No	Jenis Kegiatan	Waktu Pelaksanaan (Minggu)											
		Februari 2020				Maret 2020				April 2020			
		1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4
1	Studi Literatur												
2	Pembuatan Model												
3	Pengujian Skenario												
4	Hasil dan Pembahasan												

Tabel 3.5 Jadwal Kegiatan

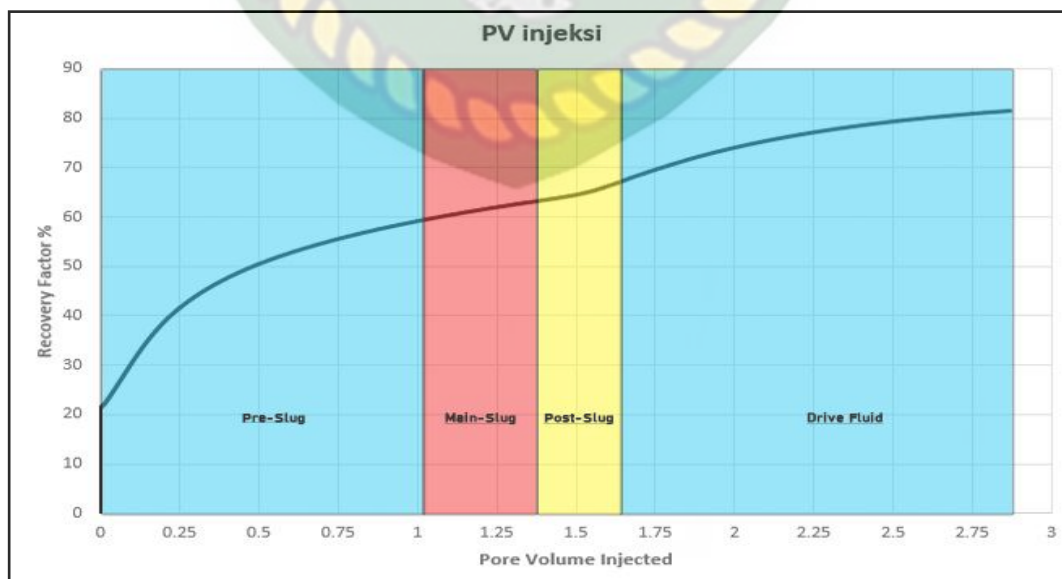
BAB IV

HASIL DAN PEMBAHASAN

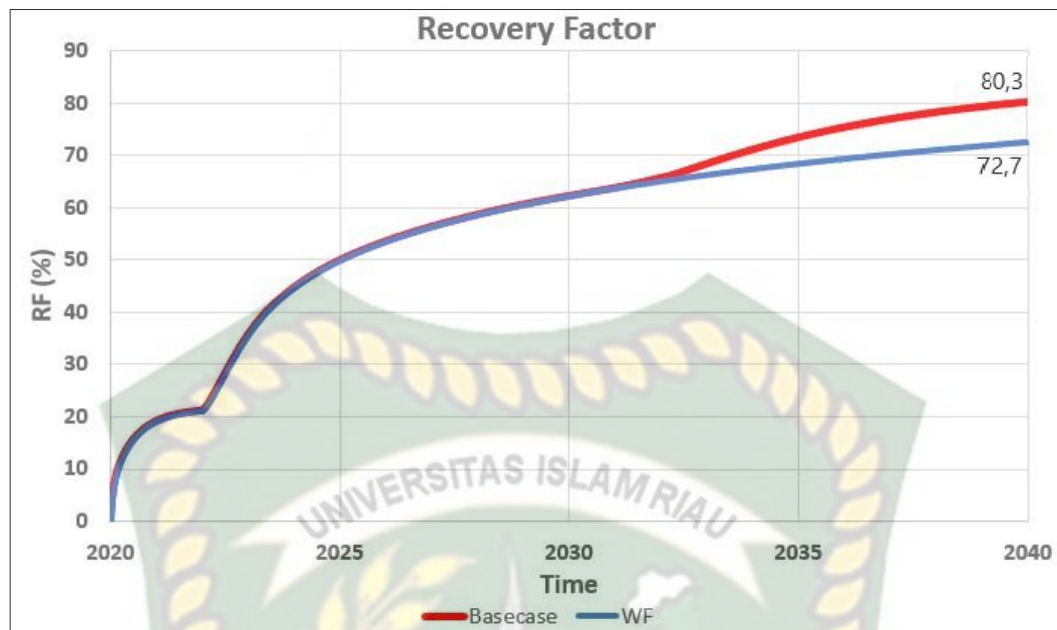
4.1 METODE ALKALI-SURFAKTAN-POLIMER

Pada penelitian ini hal pertama yang akan dijadikan tolak ukur adalah perbandingan antara hasil perolehan minyak pada metode Alkali-Surfaktan-Polimer (ASP) dengan metode injeksi air (*waterflood*), dimana metode ASP akan dijadikan sebagai *basecase* pada penelitian ini. Berdasarkan Sheng (2014), pada penelitian ini model *basecase* ASP akan menggunakan konsentrasi dari masing-masing komponen berdasarkan konsentrasi rata-rata metode ASP yang pernah diterapkan di dunia, yaitu dengan konsentrasi alkali 1,25 wt.%, surfaktan 0,27 wt.% dan polimer 1350 ppm.

Penerapan metode ASP dan *waterflood* dimulai dari tahun ketiga produksi. Skema injeksi pada metode ini dibagi menjadi 3 tahap yakni tahapan *pre-slug* berupa injeksi air, kemudian diikuti dengan tahapan *main-slug* yakni berupa campuran alkali-surfaktan-polimer, setelah itu diikuti oleh *post-slug* dengan injeksi polimer (Guo, Li, Li, et al., 2017). Pada metode ASP, penginjeksian air pada tahap *pre-slug* dilakukan sebanyak 1 PV dan diikuti oleh *main-slug* sebanyak 0,31 PV dan *post-slug* sebanyak 0,31 PV (Sheng, 2011). Injeksi air pada tahapan *pre-slug* dimulai dari tahun 2028 hingga 2030 kemudian *main-slug* selama 2 tahun dan diikuti oleh *post-slug* 2 tahun juga.



Gambar 4.1 Grafik hubungan antara jumlah total injeksi dengan RF



Gambar 4.2 Perbandingan *recovery factor* menggunakan ASP dan *waterflood*

Hasil dari percobaan awal ini dapat dilihat pada gambar 4.2 yang menunjukkan bahwa ASP memberikan hasil *recovery factor* yang lebih besar daripada dengan hanya menggunakan *waterflood* dengan selisih *recovery factor* sebesar 7,6 %. Selisih tersebut membuktikan bahwa penggunaan metode ASP pada lapangan tersebut lebih efektif dibandingkan dengan hanya metode *waterflood* (Zhu et al., 2012). Metode ASP menghasilkan *oil production cumulative* sebesar 5.238.428,5 bbl sedangkan *waterflood* menghasilkan *oil production cumulative* sebesar 4.744.623,5 bbl. Salah satu efek yang diberikan metode ini ialah penurunan nilai IFT yang mencapai *ultra-low*, penurunan nilai tersebut menghasilkan emulsi yang dapat membuat minyak lebih mudah untuk diproduksi (Z. Wang et al., 2019).

4.2 HASIL SIMULASI PADA MASING-MASING SKENARIO

Pada penelitian ini terdapat 3 skenario berbeda, scenario pertama menggunakan natrium karbonat sebagai alkali dengan konsentrasi 0,1wt.% - 2,5 wt.%, pada scenario 2 alkali yang digunakan adalah ammonium hidroksida dengan konsentrasi 0,1wt.% - 2,5wt.% dan scenario 3 sama dengan scenario 1

namun menerapkan penggunaan sistem *hybrid-alkali* dengan penambahan 0,1wt.% ammonium hidroksida.

Tabel 4. 1 Sensitivity Analysis Results Skenario 1

Na ₂ CO ₃ (wt.%)	ADS (lbmole/ft ³)	IFT (dyne/cm)	Cumulative Oil Production (bbl)
0,10	0,000585	0,008191	5244279
0,34	0,000528	0,005346	5261144
0,58	0,000776	0,004104	5241886
0,82	0,000795	0,002776	5240435,5
1,06	0,000796	0,004951	5234358
1,24	0,000759	0,004656	5232167
1,30	0,000773	0,004423	5232925,5
1,45	0,000760	0,004016	5244485,5
1,54	0,000752	0,003245	5242206
1,78	0,000730	0,003143	5244868,5
2,02	0,000760	0,001635	5241336
2,26	0,000784	0,005130	5248390
2,50	0,000781	0,004986	5244841,5

Berdasarkan hasil yang telah didapatkan pada scenario 1, konsentrasi alkali optimum pada scenario ini adalah 0,34 wt.%. Pada konsentrasi tersebut didapatkan kumulatif produksi minyak sebesar 5.262.244 bbl, selain itu IFT juga berhasil diturunkan nilainya dari 23,4 dyne/cm menjadi $5,28 \times 10^{-3}$ dyne/cm dan adsorpsi surfaktan dari $8,9 \times 10^{-4}$ lbmole/ft³ juga berhasil diturunkan menjadi $5,2 \times 10^{-4}$ lbmole/ft³.

Tabel 4. 2 Sensitivity Analysis Results Skenario 2

NH ₄ OH (wt.%)	ADS (lbmole/ft ³)	IFT (dyne/cm)	Cumulative Oil Production (bbl)
0,10	0,000602	0,009298	5240107
0,34	0,000586	0,008043	5247199,5
0,58	0,000570	0,007016	5252038,5
0,82	0,000548	0,006206	5256118
1,06	0,000531	0,005424	5262808
1,30	0,000749	0,005209	5239134,5
1,54	0,000790	0,004666	5240019
1,59	0,000792	0,004457	5240436,5
1,78	0,000785	0,004084	5240160
2,02	0,000805	0,003231	5240975,5

2,16	0,000799	0,003382	5240371
2,26	0,000798	0,003300	5239100
2,50	0,000791	0,003103	5238656,5

Pada scenario 2, penggunaan ammonium hidroksida mampu memperoleh kumulatif produksi minyak sebesar 5262808 bbl. Kumulatif tersebut berhasil diperoleh pada konsentrasi ammonium hidroksida sebesar 1.06 wt.%. Dengan konsentrasi tersebut, nilai IFT berhasil diturunkan menjadi $5,31 \times 10^{-3}$ dyne/cm. Dengan konsentrasi yang cukup jauh berbeda dengan scenario 1 ammonium hidroksida tidak mampu menurunkan nilai IFT lebih kecil dari natrium karbonat, dalam hal ini ammonium hidroksida memang tidak seefektif natrium karbonat dalam menurunkan IFT (Sheng, 2011)

Tabel 4. 3 Sensitivity Analysis Results Skenario 3

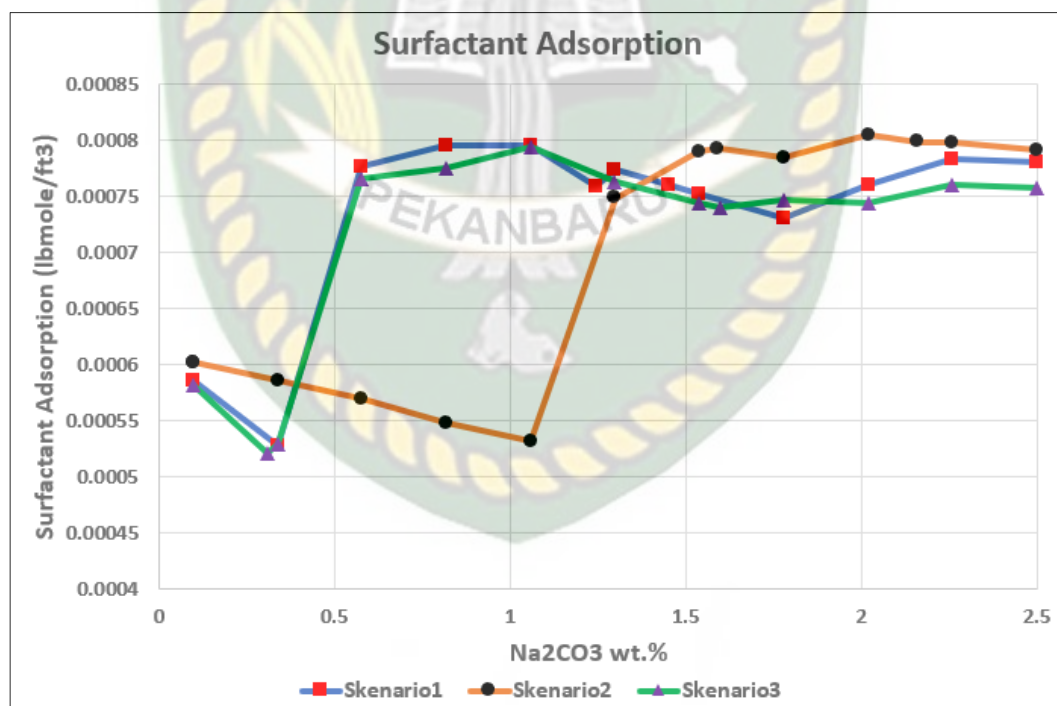
Na₂CO₃ (wt.%)	ADS (lbmole/ft³)	IFT (dyne/cm)	Cumulative Oil Production (bbl)
0,10	0,000582	0,007040	5262661,5
0,31	0,000521	0,004686	5282002,5
0,34	0,000528	0,004414	5280896,5
0,58	0,000765	0,003387	5257570,5
0,82	0,000775	0,002444	5257009
1,06	0,000795	0,004114	5253729,5
1,30	0,000764	0,003804	5250869
1,54	0,000745	0,002859	5269508
1,60	0,000740	0,002714	5269999,5
1,78	0,000746	0,002265	5270685,5
2,02	0,000744	0,002051	5279721,5
2,26	0,000760	0,001285	5268791,5
2,50	0,000758	0,004316	5267786

Berdasarkan hasil yang diperoleh dari scenario 3, kumulatif produksi minyak terbesar yang diperoleh mencapai 5282002,5 bbl, jumlah tersebut didapat pada konsentrasi natrium karbonat 0,31 wt.%. Dengan konsentrasi tersebut metode ini mampu menurunkan nilai IFT menjadi $4,68 \times 10^{-3}$ dyne/cm dan berhasil mengurangi adsorpsi surfaktan hingga $5,21 \times 10^{-4}$ lbmole/ft³. Jika dibandingkan dengan scenario pertama, penggunaan *hybrid-alkali* ini mampu mengurangi konsentrasi natrium karbonat yang diperlukan untuk mendapatkan kumulatif sebesar 5261144 bbl, pada scenario ini hanya diperlukan konsentrasi 0,1 wt.%

natrium karbonat untuk memperolehnya. Konsentrasi natrium karbonat tersebut 3x lebih rendah dibandingkan dengan scenario pertama. Penambahan ammonium hidroksida pada main slug mampu mengurangi konsumsi dari natrium karbonat dan juga mampu meningkatkan sinergi dari ASP (Hou et al., 2016)

4.3 ANALISIS PENGARUH HYBRID ALKALI TERHADAP SINERGI ASP

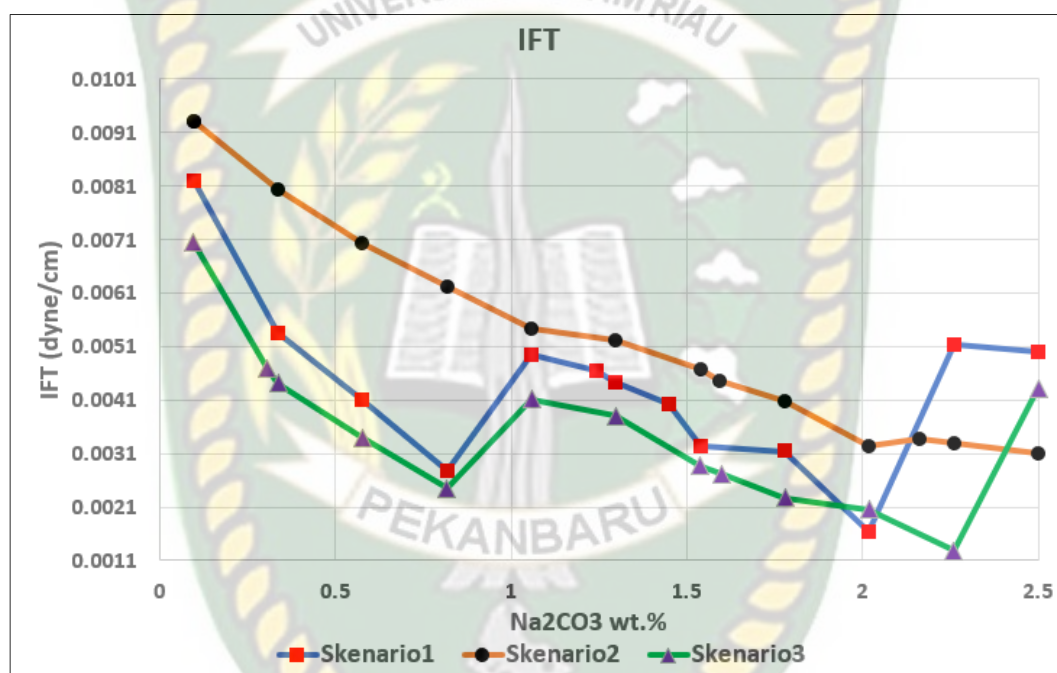
Pada gambar di bawah ini dapat dilihat bahwa natrium karbonat lebih efektif dalam menurunkan adsorpsi surfaktan dibandingkan dengan ammonium hidroksida (J. Southwick et al., 2014). Adsorpsi surfaktan minimum yang diperoleh pada scenario pertama ialah $5,28 \times 10^{-4} \text{lbmole/ft}^3$ pada konsentrasi 0.31 wt.%. Sedangkan pada skenario kedua, ammonium hidroksida mampu mengurangi adsorpsi surfaktan hingga $5,31 \times 10^{-4} \text{lbmole/ft}^3$ pada konsentrasi 1 wt.%.



Gambar 4.3 Hubungan antara adsorpsi surfaktan dengan perubahan konsentrasi alkali pada tiap tiap skenario

Tanpa alkali, adsorpsi surfaktan berada pada nilai maksimum, untuk model ini adsorpsi maksimum surfaktan sebesar $9 \times 10^{-4} \text{lbmole/ft}^3$. Pada scenario 3

adsorpsi surfaktan minimum sebesar $5,31 \times 10^{-4} \text{ lbmole/ft}^3$, hanya selisih $3 \times 10^{-6} \text{ lbmole/ft}^3$ dengan scenario 1. Pada grafik diatas dapat dilihat bahwa semakin besarnya konsentrsi alkali yang digunakan, penurunan adsorpsi surfaktan tidak seefektif ketika menggunakan konsentrasi yang rendah, karena semakin besarnya konsentrasi akan merubah pH menjadi lebih tinggi, jikat pH terlalu tinggi alkali tidak dapat menurunkan adsorpsi surfaktan secara efektif. Konsentrasi alkali yang tinggi menyebabkan kekuatan ion meningkat sehingga menyebabkan pembentukan misel surfaktan. Akibatnya, adsorpsi surfaktan dapat bertambah seiring dengan kenaikan konsentrasi alkali (Sheng, 2011).



Gambar 4.4 Grafik perbandingan IFT terhadap perubahan konsentrasi alkali

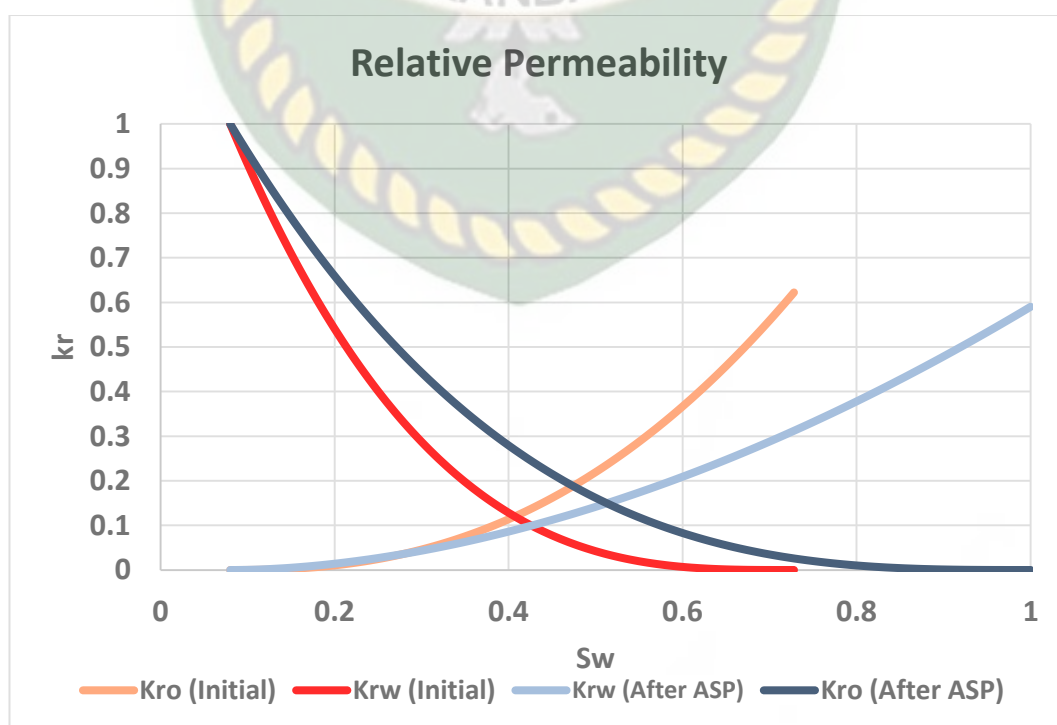
Penggunaan natrium karbonat pada scenario 1 mampu menurunkan nilai IFT dari 23 dyne/cm menjadi $1,63 \times 10^{-3}$ dyne/cm pada konsentrasi 2,02 wt.%. Sebelum ditambahkan nya natrium karbonat, nilai IFT hanya turun sekitar 9×10^{-3} dyne/cm, setelah ditambahkan alkali barulah nilai IFT minimum tercapai (Guo et al., 2019). Penurunan IFT pada penggunaa ammonium hidroksida tidak seefektif natrium karbonat (Sheng, 2011) terlihat dari penurunannya yang tidak terlalu signifikan.

Dengan meningkatnya konsentrasi alkali, pH pada permukaan kedua cairan (*interface*) meningkat, dan akibatnya konsentrasi sabun (A^-) pada *inetrface* meningkat, yang menyebabkan penurunan IFT ke nilai minimum. Kenaikan lebih

lanjut dalam konsentrasi alkali akan menyebabkan penurunan jumlah A^- yang terbentuk pada *interface* dengan menggeser kesetimbangan untuk membentuk sabun yang tidak terurai (NaA), atau membuat surfaktan menjadi asin karena kekuatan ion yang tinggi, yang mengakibatkan peningkatan IFT (D. Wang et al., 2009).

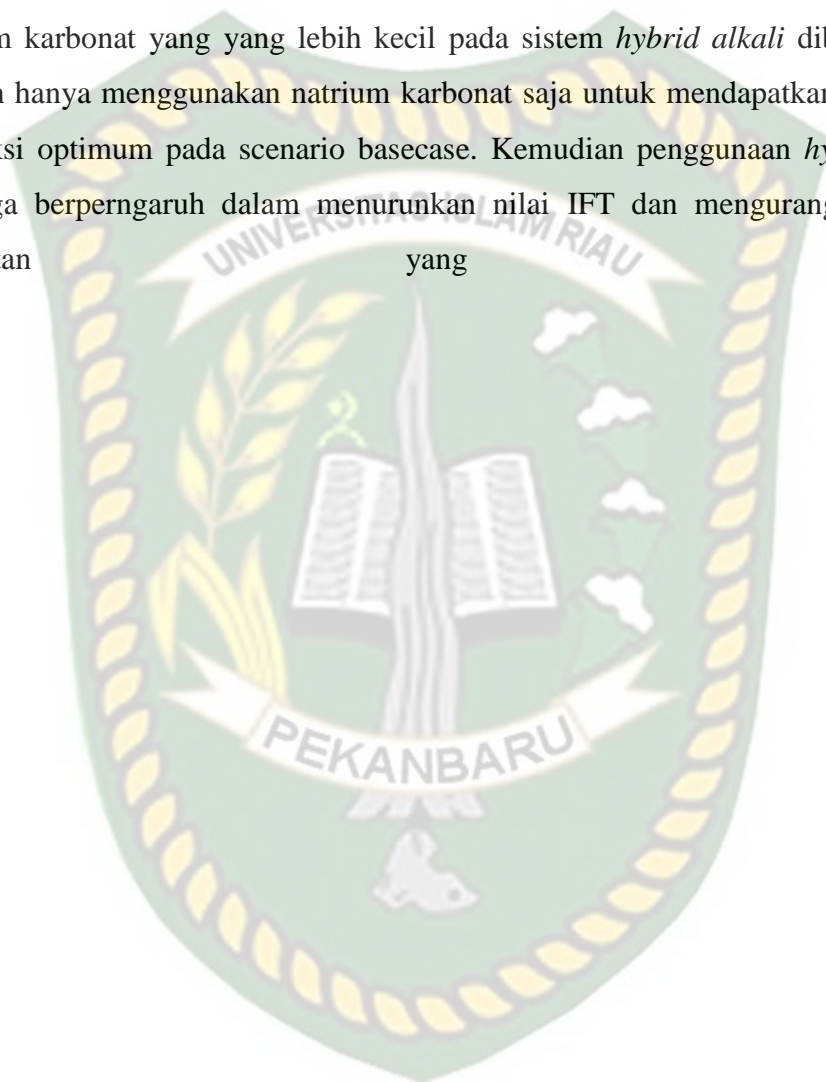
Sedangkan pada scenario 3, penggunaan sistem *hybrid-alkali* terlihat lebih efektif terhadap penurunan IFT, penurunan nilai IFT minimum yang diperoleh pada scenario ini mencapai $1,1 \times 10^{-3}$ dyne/cm. Namun, IFT minimum tersebut bukanlah IFT yang optimum, karena jika IFT minimum diperoleh kondisi tersebut dapat mengurugi efisiensi penyapuan karena mobilitas air yang lebih tinggi dari minyak, sedangkan IFT yang sedikit lebih tinggi dari IFT minimum masih mampu memulihkan keseluruhan minyak. (Yu et al., 2010) (van den Pol et al., 2014).

Berdasarkan penurunan IFT yang terjadi maka berpengaruh terhadap perubahan kurva permeabilitas relatif seperti yang terlihat pada gambar 4.6. Sebelum dilakukan penerapan metode ASP perpotongan kurva permeabilitas relative terhadap saturasi air berada pada nilai 0,40, artinya *wettability* pada reservoir ini bersifat *oil wet*. Setelah diterapkannya metode ASP *wettability* pada reservoir berubah menjadi lebih *water-wet*, dapat dilihat pada perpotongan kedua kurva kro dan krw yang berada pada nilai saturasi air sebesar 0,51. (Ahmed, 2018)



Gambar 4. 5 Kurva interpolasi permeabilitas relative

Berdasarkan hasil dan pembahasan yang telah jelaskan diatas, penggunaan sistem *hybrid-alkali* dapat dikatakan mampu bekerja dengan efektif dalam mengurangi konsumsi natrium karbonat. Hal tersebut dilihat dari konsentrasi natrium karbonat yang yang lebih kecil pada sistem *hybrid alkali* dibandingkan dengan hanya menggunakan natrium karbonat saja untuk mendapatkan kumulatif produksi optimum pada scenario basecase. Kemudian penggunaan *hybrid-alkali* ini juga berpengaruh dalam menurunkan nilai IFT dan mengurangi adsorpsi surfaktan yang terbentuk.



BAB V

KESIMPULAN DAN SARAN

5.1 KESIMPULAN

Berdasarkan penelitian dan pembahasan yang telah dilakukan, maka kesimpulan yang diperoleh dari penelitian ini adalah sebagai berikut:

1. Penggunaan *hybrid alkali* pada metode ASP terbukti berpengaruh terhadap sinergi dari ASP. Penggunaan *hybrid alkali* mampu menurunkan nilai IFT hingga $1,1 \times 10^{-3}$ dyne/cm, dan mampu mengurangi besarnya adsorpsi surfaktan hingga $5,31 \times 10^{-4}$ lbmole/ft³.
2. Kumulatif produksi minyak optimum yang mampu diperoleh oleh metode ASP adalah sebesar 5.261.144bbl sedangkan dengan penerapan *hybrid alkali* kumulatif produksi minyak optimum yang berhasil diperoleh sebesar 5.282.002bbl.

5.2 SARAN

Setelah melakukan penelitian, ada beberapa saran yang dapat dilakukan oleh peneliti selanjutnya adalah sebagai berikut:

1. Melakukan analisis pengaruh *hybrid-alkali* terhadap parameter sinergi yang lain dengan menggunakan CMG CMOST terbaru.
2. Menghitung nilai keekonomiannya pada software tersebut.

DAFTAR PUSTAKA

- Ahmed, T. (2018). *Reservoir engineering handbook*. Gulf professional publishing.
- Al-Murayri, M. T., Kamal, D. S., Suniga, P., Fortenberry, R., Britton, C., Pope, G. A., Liyanage, P. J., Jang, S. H., & Upamali, K. A. N. (2017). Improving ASP Performance Using Hybrid-Alkali. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*.
- Aladasani, A. (2012). *Updated EOR screening criteria and modeling the impacts of water salinity changes on oil recovery*.
- Bortolotti, V., Gottardi, G., Macini, P., & Srisuriyachai, F. (2009). Intermittent alkali flooding in vertical carbonate reservoirs. *Europec/EAGE Conference and Exhibition*.
- Cenk, T., Dike, P., Henny, A., & Raul, M. (2017). Economic Comparison of Hydrocarbon Recovery under Injection of Different Polymers. *SPE/IATMI Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition*.
- Dang, C., Nghiem, L., Nguyen, N., Chen, Z., Yang, C., & Bae, W. (2017). A Comprehensive Evaluation of Alkaline Surfactant Polymer Flooding and Hybrid Process for Enhanced Oil Recovery. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*.
- Dang, C. T. Q., Nguyen, N. T. B., Chen, Z., Nguyen, H. X., Bae, W., & Phung, T. H. (2012). A comprehensive evaluation of the performances of alkaline/surfactant/polymer flooding in conventional and unconventional reservoirs. *SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition*.
- Denney, D. (2013). Progress and effects of ASP flooding. *Journal of Petroleum Technology*, 65(01), 77–81.
- Dong, M., Ma, S., & Liu, Q. (2009). Enhanced heavy oil recovery through interfacial instability: A study of chemical flooding for Brintnell heavy oil. *Fuel*, 88(6), 1049–1056.
- GS, K. (2017). Evolution of pH and Retention of Different Alkali Species for ASP Flooding Field Applications. *SPE Bergen One Day Seminar*.
- Guo, H., Li, Y., Kong, D., Ma, R., Li, B., & Wang, F. (2019). Lessons learned

- from alkali/surfactant/polymer-flooding field tests in China. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 22(01), 78–99.
- Guo, H., Li, Y., Li, Y., Kong, D., Li, B., & Wang, F. (2017). Lessons learned from ASP flooding tests in China. *SPE Reservoir Characterisation and Simulation Conference and Exhibition*.
- Guo, H., Li, Y. Q., Zhu, Y., Wang, F. Y., Kong, D. B., & Ma, R. C. (2017). Comparison of Scaling in Strong Alkali and Weak Alkali ASP Flooding Pilot Tests. *IOR 2017-19th European Symposium on Improved Oil Recovery*.
- Guo, H., Li, Y., Wang, F., Yu, Z., Chen, Z., Wang, Y., & Gao, X. (2017). ASP flooding: theory and practice progress in China. *Journal of Chemistry*, 2017.
- Hirasaki, G. J., Miller, C. A., & Puerto, M. (2009). Recent advances in surfactant EOR. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*.
- Hirasaki, G. J., Miller, C. A., & Puerto, M. (2011). Recent advances in surfactant EOR. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*.
- Hou, Q., Donghong, G., & Jian, O. (2016). Study on the ASP switchable surfactant for Daqing oilfield. *SPE EOR Conference at Oil and Gas West Asia*.
- Olajire, A. A. (2014). Review of ASP EOR (alkaline surfactant polymer enhanced oil recovery) technology in the petroleum industry: Prospects and challenges. *Energy*, 77, 963–982.
- Rai, S. K., Bera, A., & Mandal, A. (2015). Modeling of surfactant and surfactant–polymer flooding for enhanced oil recovery using STARS (CMG) software. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 5(1), 1–11.
- Rita, N. (2012). Studi Mekanisme Injeksi Surfaktan-Polimer pada Reservoir Berlapis Lapangan NR Menggunakan Simulasi Reservoir. *Journal of Earth Energy Engineering*, 1(1), 22–36.
- Sheng, J. J. (2011). Theory and Practice. In *Modern Chemical Enhanced Oil Recovery*. Gulf Professional Publishing.
- Sheng, J. J. (2013). *SPE 165358 A Comprehensive Review of Alkaline-Surfactant-Polymer (ASP) Flooding*. April.
- Sheng, J. J. (2014). A comprehensive review of alkaline–surfactant–polymer

- (ASP) flooding. *Asia- Pacific Journal of Chemical Engineering*, 9(4), 471–489.
- Sheng, J. J., Leonhardt, B., & Azri, N. (2015). Status of polymer-flooding technology. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 54(02), 116–126.
- Shutang, G., & Qiang, G. (2010). Recent progress and evaluation of ASP flooding for EOR in Daqing oil field. *SPE EOR Conference at Oil & Gas West Asia*.
- Southwick, J. G. (1985). Solubility of silica in alkaline solutions: implications for alkaline flooding. *Society of Petroleum Engineers Journal*, 25(06), 857–864.
- Southwick, J. G., van den Pol, E., van Rijn, C. H. T., van Batenburg, D. W., Boersma, D., Svec, Y., Anis Mastan, A., Shahin, G., & Raney, K. (2016). Ammonia as alkali for alkaline/surfactant/polymer floods. *SPE Journal*, 21(01), 10–21.
- Southwick, J., van den Pol, E., & van Rijn, C. H. T. (2014). *Ammonia as Alkali for ASP Floods—Comparison to Sodium Carbonate*. *SPE Improved Oil Recovery Symposium, Tulsa, Oklahoma, 12–16 April*. SPE-169057-MS. <http://dx.doi.org/10.2118/169057-MS>.
- van den Pol, E., van Rijn, T., Carl, H., van Batenburg, D. W., Southwick, J. G., Mastan, A. A., Abdul Manap, A. A., & Razak, S. A. (2014). Alkali Surfactant Polymer Flooding Using Ammonia for Offshore use. *International Petroleum Technology Conference*.
- Wang, D., Zhang, Y., Liu, Y., Hao, C., & Guo, M. (2009). The application of surfactin biosurfactant as surfactant coupler in ASP flooding in Daqing oil field. *SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference*.
- Wang, Z., Hu, R., Ren, G., Li, G., Liu, S., Xu, Z., & Sun, D. (2019). Polyetheramine as an alternative alkali for alkali/surfactant/polymer flooding. *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*, 581, 123820.
- Yu, Q., Jiang, H., & Zhao, C. (2010). Study of interfacial tension between oil and surfactant polymer flooding. *Petroleum Science and Technology*, 28(18), 1846–1854.
- Zhang, D., Liu, S., Yan, W., Puerto, M., Hirasaki, G. J., & Miller, C. A. (2009).

Favorable attributes of alkali-surfactant-polymer flooding. *SPE/DOE Symposium on Improved Oil Recovery*.

Zhu, Y., Hou, Q., Liu, W., Ma, D., & Liao, G.-Z. (2012). Recent progress and effects analysis of ASP flooding field tests. *SPE Improved Oil Recovery Symposium*.



Dokumen ini adalah Arsip Miik :

Perpustakaan Universitas Islam Riau