



Investigasi Sifat ION Na⁺ & NH₄⁺ Pada Hybrid-Alkali ASP Flooding Menggunakan Simulator CMG GEM 2020

Andiansyah Madani Nasution, Dike Fitriansyah Putra

Prodi Teknik Perminyakan Universitas Islam Riau,
Jl. Kaharuddin Nasution No. 113 KM 11, Pekanbaru, Riau 28284, Indonesia

ABSTRAK

Artikel Info:

Naskah Diterima:
13 Juni 2022

Diterima setelah
perbaikan:
12 Agustus 2022

Disetujui terbit:
29 Agustus 2022

Kata Kunci:

Ion Na⁺

Ion NH₄⁺

Hybrid-Alkali

ASP Flooding

CMG GEM Simulator
2020

Penggunaan hybrid-alkali mampu menangani masalah adsorpsi surfaktan pada formasi menjadi jauh lebih rendah, mengurangi biaya logistik, dan mampu meningkatkan perolehan minyak (Oil Recovery). Hybrid-alkali yang akan digunakan pada penelitian ini adalah Natrium Karbonat (Na₂CO₃) dan Amonium Hidroksida (NH₄OH) yang mudah didapatkan dan lebih ekonomis dibandingkan alkali lainnya. Penelitian ini menggunakan simulator Computer Modeling Group (CMG) GEM 2020. Pemodelan menggunakan batuan karbonat yang dilakukan pada reservoir heterogen dengan distribusi permeabilitas memiliki nilai 100 mD hingga 300 mD. Pemodelan memiliki ukuran grid 5 x 1 x 10, dengan total volume pori 1,203 x 10⁷ ft³. Reservoirnya terletak pada kedalaman 1900 ft sampai 2060 ft. Adapun komponen fluida injeksi adalah alkali Na₂CO₃ dengan berat molekul 105,98 g/mol dan densitas 2,54 gr/cm³ sementara alkali NH₄OH memiliki berat molekul 17,03 g/mol dan densitas 0,68 gr/cm³. Surfaktan Heavy Alkylbenzene Sulfonate (HABS) memiliki berat molekul 543 gr/mol dan densitas 3,79 gr/cm³, untuk polimer Hydrolyzed Polyacrylamide (HPAM) yaitu berat molekul 9000 gr/mol dan densitas 1,302 gr/cm³. Simulator CMG GEM 2020 pada penelitian ini digunakan untuk mensimulasikan dengan model Multi-Ion Exchange (MIE). Durasi data yang digunakan untuk pemodelan injeksi hybrid-alkali pada alkali-surfaktan-polimer (ASP) adalah dengan rentang waktu 2 tahun. Penelitian ini menerapkan investigasi pada hybrid-alkali untuk mengetahui pergerakan ion-ion yang mengikat minyak mentah. Berdasarkan hasil analisis secara kualitatif didapatkan bahwa fluida mampu memenuhi seluruh grid sehingga dapat mengalir dari sumur injeksi hingga sumur produksi yaitu dengan cara mengoptimalkan tekanan injeksi. Hal itu terbukti dengan grafik pergerakan ion Na⁺ dan NH₄⁺ yang meningkat setelah diinjeksikannya hybrid-alkali. Berbeda dengan ion SO₄²⁻ yang mengalami adsorpsi sehingga mengalami penurunan selama proses injeksi.

ABSTRACT

The hybrid-alkali reduces surfactant adsorption in the formation, reduces logistic costs, and improves oil recovery. The type of hybrid-alkali in this research is Sodium Carbonate (Na₂CO₃) and Ammonium Hydroxide (NH₄OH), which are easy to obtain and more economical than other alkalis. This research uses the CMG GEM 2020 simulator. Modeling in carbonate rocks is carried out in heterogeneous reservoirs with permeability distribution that has a value from 100 mD to 300 mD. The model has a grid size of 5 x 1 x 10, with a total pore volume of 1.203 x 10⁷ ft³. The reservoir is located at a depth from 1900 ft to 2060 ft. The fluid injection components are alkaline Na₂CO₃ with a Molecular Weight (MW) of 105.98 g/mol and density of 2.54 gr/cm³, while alkaline NH₄OH has an MW of 17.03 g/mol and density of 0.68 gr/cm³. Heavy Alkylbenzene Sulfonate (HABS) surfactant has MW of 543 gr/mol and a density of 3.79 gr/cm³, for the Hydrolyzed Polyacrylamide (HPAM) polymer, which is MW 9000 gr/mol and density of 1,302 gr/cm³. The Multi-Ion Exchange (MIE) uses the CMG GEM 2020 simulator in this research to simulate the

Korespondensi:

E-mail: andiansyah.nasution@student.uir.ac.id (Andiansyah Madani Nasution)

model. The duration of the data used for ASP hybrid-alkaline injection modeling is two years. This research applies investigations on hybrid-alkali to determine the movement of ions that bind crude oil. Based on the qualitative analysis, the fluid can fill the entire grid to flow from the injection well to the production well by optimizing the injection pressure. It proves the graph of the movement of Na^+ and NH_4^+ , which increase after the injection of the hybrid-alkali. In contrast to the SO_4^{2-} ion, which undergoes adsorption so that it decreases during the injection process.

© LPMGB - 2022

PENDAHULUAN

Injeksi alkali-surfaktan-polimer (ASP) dianggap sebagai metode yang menjanjikan untuk peningkatan produksi minyak tahap lanjut atau *enhanced oil recovery* (EOR) sejak tahun 1990, (Denney, 2013). EOR perlu dilakukan pada lapangan minyak tua dengan cadangan minyak yang masih tinggi, (Eni et al., 2017). Metode ASP ini mampu meningkatkan *oil recovery* dan menurunkan *water cut* dibandingkan dengan *waterflood*, (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). Injeksi ASP terbukti mampu meningkatkan perolehan minyak dari sumur tua yang masih memiliki banyak cadangan minyak.

Surfaktan memiliki peran utama untuk IFT. Alkali bereaksi dengan komponen asam dalam minyak mentah sehingga menghasilkan sabun, (Dang et al., 2017). Sedangkan polimer mampu meningkatkan *sweep efficiency* alkali dan surfaktan, (Sheng, 2011). *Sweep efficiency waterflood* kurang efektif dikarenakan permeabilitas air yang besar di batuan (Lestari, Afdhol, Hidayat, & Erfando, 2020). Pemilihan larutan dioptimalkan kepada nilai IFT terendah, dilakukan untuk mengetahui kemampuan surfaktan mengalirkan minyak pada pori batuan. Makin kecil nilai IFT, maka minyak semakin mudah mengalir, (Ricky et al., 2018).

Adsorpsi dapat mengurangi kinerja dari surfaktan dan menimbulkan masalah pada injeksi surfaktan-polimer (SP) sehingga diperlukan penambahan alkali untuk mengurangi adsorpsi tersebut, (Dong et al., 2009). Dengan menggunakan metode *hybrid-alkali* terbukti menangani masalah adsorpsi surfaktan pada formasi menjadi jauh lebih efektif dan meningkatkan perolehan minyak lebih baik bahkan pada *tight reservoir*, (Al-Murayri et al., 2017). Penggunaan *hybrid-alkali* yang menggabungkan Natrium Karbonat (Na_2CO_3) dan Amonium (NH_4) merupakan pilihan yang tepat karena Na_2CO_3 dan NH_4 lebih mudah didapatkan dan lebih ekonomis, (Southwick et al., 2016).

Tes laboratorium dan lapangan menunjukkan bahwa alkali dapat mengurangi adsorpsi surfaktan hingga 50% (Guo et al., 2017). Jenis alkali seperti natrium hidroksida dan natrium karbonat telah teruji untuk sebagian besar proyek injeksi ASP (James J. Sheng, 2013). Penambahan Na_2CO_3 sangat efektif dalam menurunkan adsorpsi surfaktan. Namun kelemahan dari alkali ini adalah Natrium Karbonat hanya menyediakan alkalinitas sebesar 1 mol yang berguna dalam 106g bahan yang digunakan sehingga diperlukan konsumsi yang besar dalam menangani adsorpsi (Kusumah and Vazquez, 2017). Penambahan NH_4 sebagai bahan aditif alkali dinilai lebih baik Amonium efisien menyediakan alkalinitas sebesar 1 mol dalam 17g bahan yang digunakan. Pada metode ASP, penggunaan dua alkali sekaligus yang menggabungkan atribut dari Natrium Karbonat dan Amonium dapat memasok sebagian besar alkalinitas pada ASP *flooding* dengan keuntungan logistik dari Amonium. Konsep tersebut dikemukakan oleh Southwick et al. (2016).

Campuran Amonium dan Natrium Karbonat menjadi salah satu implementasi *hybrid-alkali* yang mampu mempercepat terbentuknya kation divalent dan *buffered* alkalinitas, (Southwick, 1985). Keuntungan logistik dari tipe *hybrid-alkali* ini lebih disukai untuk aplikasi ASP *flooding* di lepas pantai yang memiliki keterbatasan tempat. Penelitian yang pernah dilakukan pada *coreplug* bandera oleh Southwick et al. (2016) menggunakan *chemical slug* berupa campuran 3000 ppm surfaktan ditambahkan sedikit *hybrid-alkali* (0,3wt% NH_4 + 0,1wt% Na_2CO_3) dapat menurunkan adsorpsi surfaktan dari 98,1 mg / 100 g menjadi 33,9 mg / 100 g batuan. Apabila dibandingkan metode *hybrid* ini dengan alkali yang menggunakan Amonium saja, maka adsorpsi surfaktan masih besar terjadi melebihi sistem *hybrid-alkali*. Begitu pula, apabila hanya Natrium Karbonat digunakan untuk mencapai penurunan adsorpsi seperti pada sistem *hybrid-alkali*, maka perlu digunakan bahan baku 10 kali lebih banyak daripada sistem *hybrid-alkali*.

Penelitian ini bertujuan untuk memastikan

bahwa ion-ion bergerak dari sumur injeksi ke sumur produksi, menganalisa keberhasilan metode *hybrid-alkali* terhadap S_{or} dan menganalisa propagasi ion-ion pada ASP. Adapun pembaharuan pada penelitian ini dibandingkan dengan penelitian-penelitian sebelumnya adalah jenis ion dan konsentrasi alkali yang digunakan.

BAHAN DAN METODE

Pada penelitian ini dilakukan pemodelan simulasi reservoir untuk mensimulasi keadaan reservoir dan melihat propagasi dari ion-ion yang bereaksi di reservoir dengan menggunakan simulator CMG GEM 2020. Karakter reservoir yang digunakan adalah jenis batuan karbonat heterogen dengan variasi permeabilitas dan porositas pada setiap lapisan reservoir. Parameter yang diabaikan pada reservoir karbonat ini adalah *natural fracture*. Adapun jenis fluida yang digunakan pada penelitian ini adalah *Brine* (air formasi), Natrium Karbonat (Na_2CO_3) dan Amonium Hidroksida (NH_4OH) sebagai alkali, *alkylbenzene sulfonat* (ABS) sebagai surfaktan dan *hydrolyzed polyacrylamide* (HPAM) sebagai polimer.

Diawali dengan membangun *basecase* model sebagai kasus awal sebelum diterapkan ASP *flooding*. Dengan menggunakan konsentrasi dari masing-masing komponen berdasarkan konsentrasi rata-rata metode ASP *flooding* yang pernah diterapkan di dunia, yaitu dengan konsentrasi alkali 1,25wt%, surfaktan 0,27wt% dan polimer 1350 ppm, maka ASP inisial dilakukan.

Beberapa karya penelitian berdasarkan pemodelan *chemical flooding* menggunakan teknik simulasi yang berbeda telah diterbitkan sejak tahun 1970-an. Pope and Nelso (1978) mengembangkan simulator *chemical flooding* (satu dimensi dan komposisi) untuk memantau *incremental oil recovery* sebagai fungsi dari variabel yang berbeda. Paul et al. (1982) menggunakan model sederhana untuk memprediksi *polymer flooding*. Bhuyan et al. (1990) menyajikan model umum untuk *chemical flooding* dengan pH tinggi. Vaskas et al. (1996) mengembangkan model ekonomis untuk evaluasi *chemical flooding*. Han et al. (2007) mengembangkan simulator

compositional chemical flooding komposisi untuk *surfactant polymer flooding*. Najafabadi et al. (2009) mengembangkan simulator untuk perilaku fase surfaktan dalam *surfactant flooding*. Metode EOR termasuk alkali, surfaktan, dan polimer telah banyak diteliti untuk penelitian dan implementasi dalam karbonat dengan kesuksesan luar biasa, (Gbadamosi et al., 2019).

Penelitian ini melakukan observasi pergerakan ion Na^+ dan ion NH_4^+ menggunakan model konseptual simulasi pada *software* CMG GEM 2020. Proses input data komponen menggunakan *tools process wizard*. Model komponen yang digunakan adalah alkali, surfaktan, dan polimer. Data yang diperlukan adalah data fluida reservoir, data sifat fisik batuan reservoir, dan data fluida injeksi. Parameter pergerakan ion-ion yang dianalisa adalah *Aqueous Component Moles* Na^+ , *Aqueous Component Moles* NH_4^+ . Model simulasi dijalankan selama 10 tahun dari tahun 2021 awal hingga 2030 akhir. Selama 5 tahun dimulai dari 2021 sampai 2025, *waterflood* dengan air formasi diterapkan. Setelah itu diinjeksikan ASP selama 2 tahun hingga 2027. *Water flushing* diinjeksikannya setelah ASP *flooding* selama 1 tahun hingga tahun 2028.

Simulator CMG digunakan beberapa perusahaan industri perminyakan karena terkenal dengan kemampuannya untuk pemodelan skala laboratorium dan lapangan, serta memiliki kemampuan untuk menangani perilaku kimia yang rumit. Lapangan DQ ini merupakan lapangan yang terletak pada Dukhan Field Qatar, (Meissner et al., 2009). Reservoir dari lapangan ini terletak pada kedalaman 1900 ft sampai 2060 ft. Data yang digunakan dalam pembuatan model simulasi pada penelitian ini adalah data sekunder dapat dilihat pada tabel berikut.

Tabel 1
Tabel Karakteristik Fluida

Properti	Nilai	Satuan
Model	Dua Fasa	-
Densitas Minyak	53,06	lb/ft ³
Densitas Air	63,7	lb/ft ³
Viskositas Air	1	cp

Tabel 2
Tabel Karakteristik Reservoir

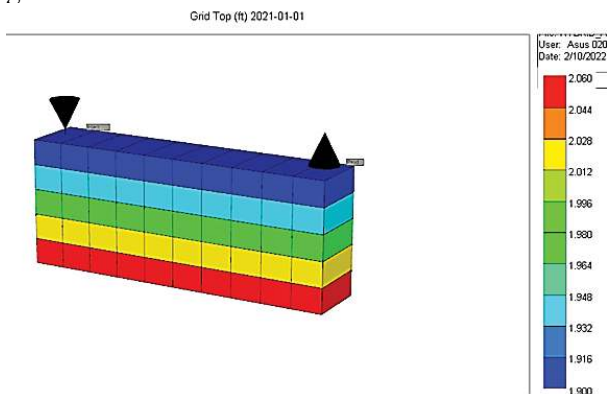
Komponen	Nilai	Satuan
Permeabilitas	100 – 300	mD
Porositas	30	%
Ketebalan	40	ft
Kedalaman	1900 – 2060	ft
WOC	1977	ft

Komponen fluida injeksi yang digunakan pada model ini adalah Na_2CO_3 dan NH_4OH sebagai alkali, HABS sebagai surfaktan dan HPAM sebagai polimer. HPAM banyak digunakan pada proyek ASP di Cina karena polimer ini dapat mentoleransi tekanan tinggi selama proses injeksi, (Olajire, 2014).

Tabel 3
Komponen Fluida Injeksi

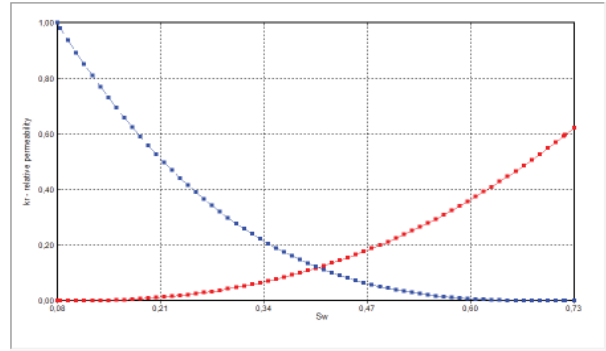
Komponen	MW (g/mol)	Densitas (gr/cm ³)
Na_2CO_3	105,98	2,54
NH_4OH	17,032	0,68
HABS	453	3,79
HPAM	9000	1,302

Pembuatan model reservoir pada lapangan DQ menggunakan simulator CMG GEM 2020. Model reservoir pada lapangan ini terdiri dari 10 grid arah sumbu I, 1 grid arah sumbu J, dan 5 grid arah sumbu K. Model reservoir lapangan DQ dapat dilihat pada gambar berikut:



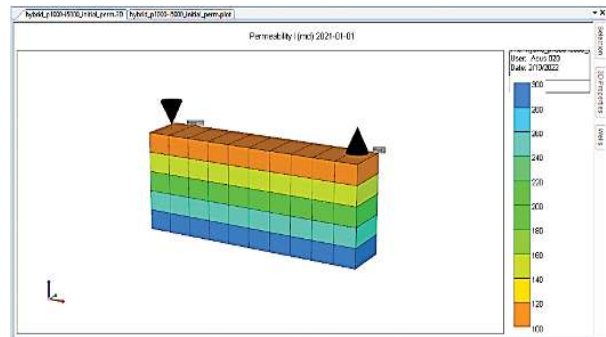
Gambar 1
Model Konseptual Reservoir Lapangan DQ

Kurva permeabilitas relatif menunjukkan wetabilitas yang bersifat *oil wet* karena perpotongan kurva berada pada nilai saturasi air sebesar 0,404, (Ahmed, 2019) . Berikut kurva ini merupakan kondisi initial reservoir sebelum diterapkannya ASP.

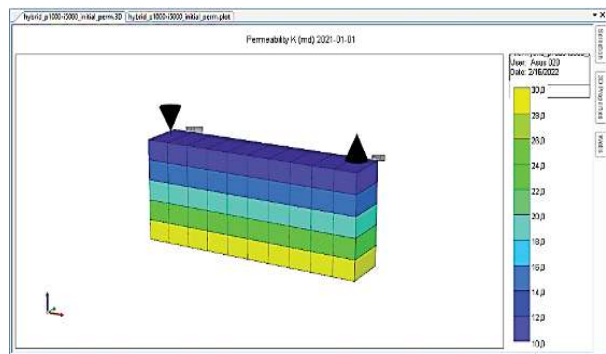


Gambar 2
Kurva Permeabilitas Relatif

Permeabilitas merupakan suatu kemampuan batuan reservoir untuk mengalirkan fluida. Pada gambar 3 dan gambar 4 merupakan distribusi permeabilitas pada lapangan DQ. distribusi permeabilitas horizontal memiliki nilai 100 mD hingga 300 mD dan permeabilitas vertikal bernilai 10 mD hingga 30 mD.

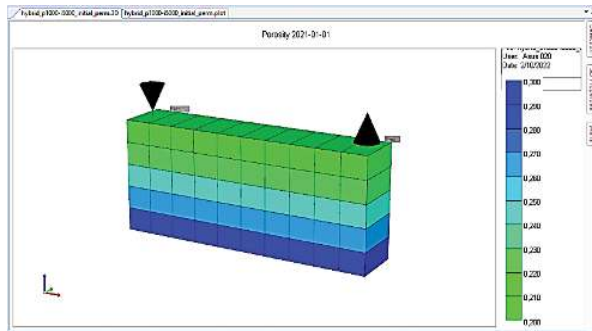


Gambar 3
Distribusi Permeabilitas Horizontal pada Lapangan DQ



Gambar 4
Distribusi Permeabilitas Vertikal pada Lapangan DQ

Porositas didefinisikan sebagai ukuran kapasitas ruang pori batuan untuk ditempati oleh suatu fluida reservoir. Pada gambar 5 merupakan distribusi porositas pada lapangan DQ yang memiliki nilai sebesar 20% hingga 30%.



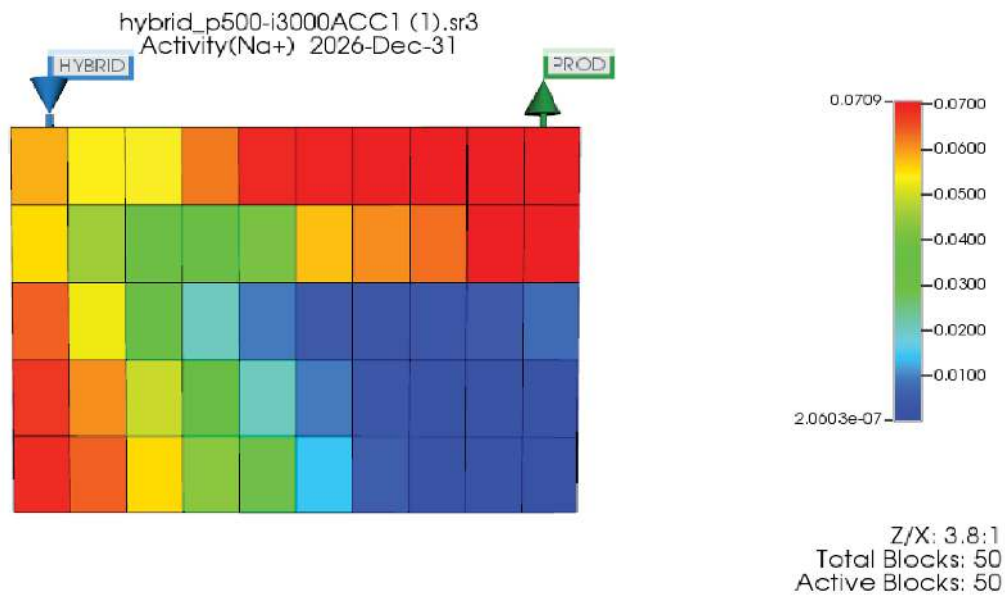
Gambar 5
Distribusi Porositas pada Lapangan DQ

HASIL DAN DISKUSI

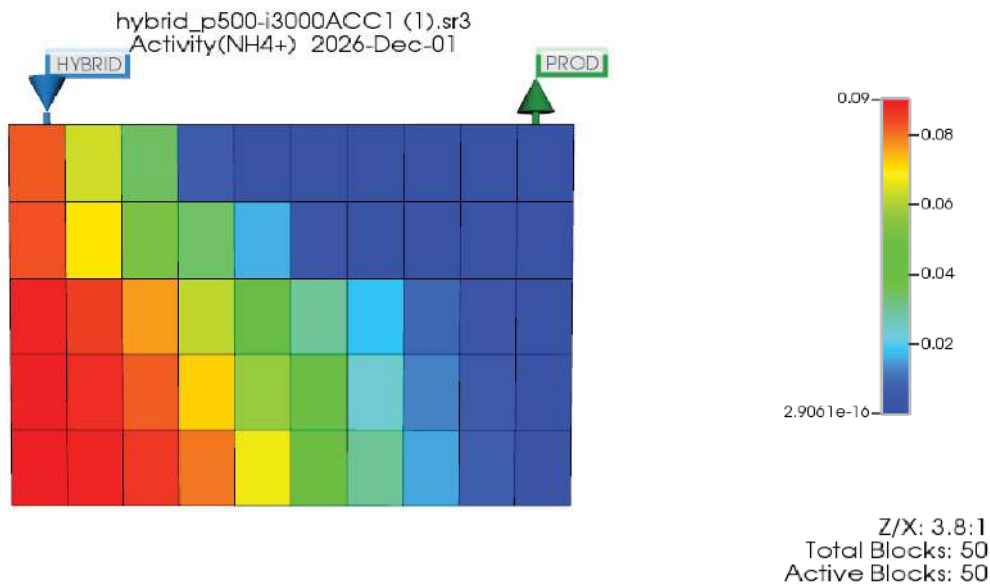
Penelitian ini men-simulasikan model konseptual dan hanya menggunakan *linear pattern* yang mana hanya ada 1 sumur injeksi dan 1 sumur produksi. Fluida bergerak menyapu menuju sumur produksi karena perbedaan tekanan pada sumur produksi yang lebih rendah dari sumur injeksi. Sumur produksi dijaga pada tekanan yang rendah karena jika

tekanan lebih tinggi daripada sumur injeksi maka akan menyebabkan *loss circulation*, dimana fluida injeksi hanya mengalir di reservoir tapi tidak mampu diproduksi. Pada gambar 6 dan gambar 7 dapat dilihat aktivitas dari pergerakan ion-ion Na^+ dan NH_4^+ yang mengalir memenuhi setiap grid hingga akhirnya menuju sumur produksi.

Hal tersebut berhubungan dengan hukum *hydrostatic*, dimana ion yang merupakan fluida injeksi mengisi penuh ke seluruh sumur injeksi untuk menghasilkan tekanan maksimal ditambah dengan tekanan injeksi sehingga ion-ion tersebut mampu mengalir sesuai dengan arah alirnya yaitu hingga ke sumur produksi. Volume fluida mengalir mengisi setiap grid disebabkan karena permeabilitas yang dimiliki setiap *layer*, sehingga setiap *layer* mentransmisi volume fluida yang berbeda. Volume fluida terbanyak mengalir menuju permeabilitas terbaik yaitu terdapat pada *layer* yang paling bawah. Permeabilitas yang digunakan pada model konseptual ini adalah pada *layer* satu 100 mD, *layer* dua 150 mD, *layer* tiga 200 mD, *layer* empat 250 mD, dan *layer* lima 300 mD. Berbagai parameter seperti perubahan pH, variasi mineral mol kalsit, perubahan konsentrasi ion dalam fase air telah dianalisis secara kritis untuk menilai setiap mekanisme yang mendasari, (Gopani et al., 2021).



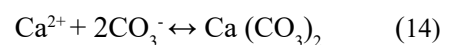
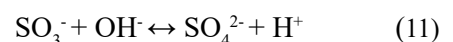
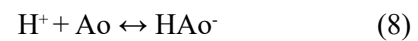
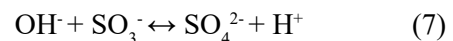
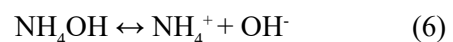
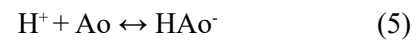
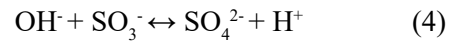
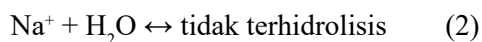
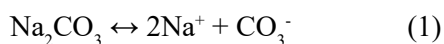
Gambar 6
Aktivitas dari ion Na^+



Gambar 7
Aktivitas dari ion NH_4^+

Pergerakan ion dari hybrid-alkali yaitu Na^+ dan NH_4^+ dapat dilihat pada gambar 8, 9 dan 10 dengan skenario injeksi yang berbeda. Nilai *aqueous component moles* Na^+ dan *aqueous component moles* NH_4^+ di reservoir yang telah diinjeksikan selama 2 tahun pada tahun 2025 hingga 2027 menunjukkan ion-ion tersebut meningkat tiap tahunnya.

Meningkatnya *aqueous component moles* Na^+ dan NH_4^+ itu disebabkan karena beberapa faktor yaitu peningkatan volume injeksi alkali Na_2CO_3 dan NH_4OH . Untuk ion Na^+ dipengaruhi oleh injeksi HABS yang memiliki ion Na^+ . *Aqueous component moles* Na^+ berada di dalam reservoir dalam air formasi (salinitas). Dengan menginjeksikan alkali Na_2CO_3 maka ion Na^+ yang terdapat pada reservoir meningkat. Peningkatan jumlah ion Na^+ yang terdapat di fluida menyebabkan jumlah ion-ion *acid crude oil* makin banyak yang diikat membentuk emulsi dan tersapu ke sumur produksi. Ion NH_4^+ tidak terdapat di reservoir sebelum alkali NH_4OH diinjeksikan. Ion NH_4^+ juga mengikat *Acid crude oil* (lihat reaksi 10). Berikut adalah reaksi-reaksi yang terjadi di dalam reservoir saat ASP diinjeksikan.



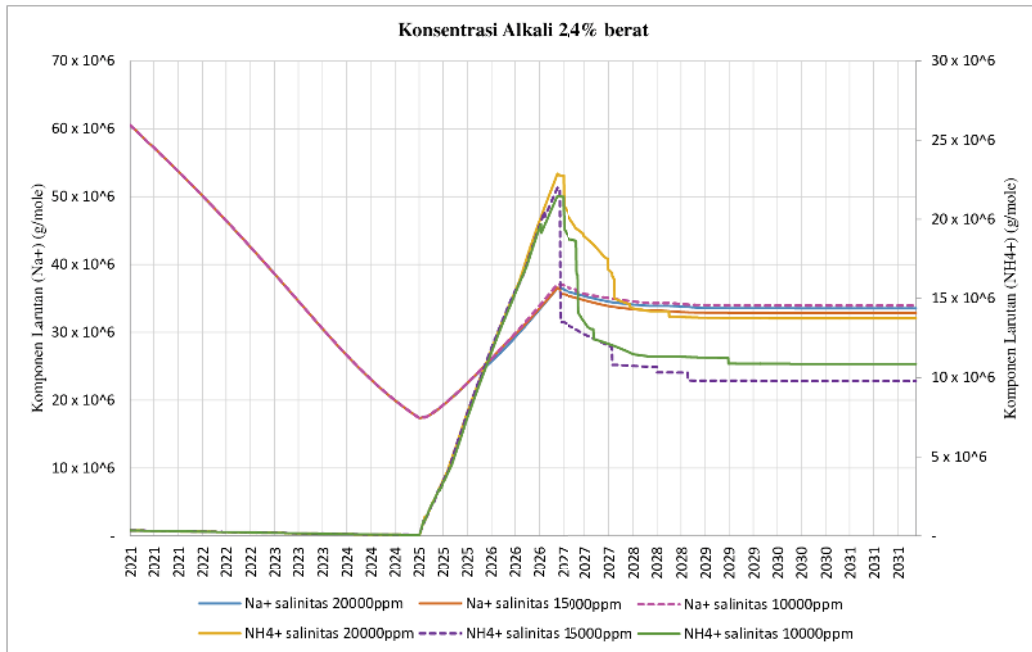
Fluida alkali Na_2CO_3 dan NH_4OH memiliki ion Na^+ , NH_4^+ , dan OH^- . Ion OH^- yang bereaksi terhadap SO_3^- yang menghasilkan SO_4^{2-} dan H^+ . Ion SO_4^{2-} tersebut di-adsorpsi oleh komponen karbonat kalsium (Ca) dan magnesium (Mg). Sedangkan reaksi ion H^+ mengikat *acid crude oil* (Ao^-) yang merupakan komponen minyak mentah yang bersifat asam menghasilkan HAo^- . Ao^- juga diikat oleh ion Na^+ dan NH_4^+ menghasilkan emulsi NaAo serta NH_4Ao .

Komponen minyak yang sudah diikat, NH_4Ao , NaAo , serta HAo akan mudah tersapu oleh fluida pendorong, yang mana fluida pendorong tersebut adalah polimer mengalir ke sumur minyak.

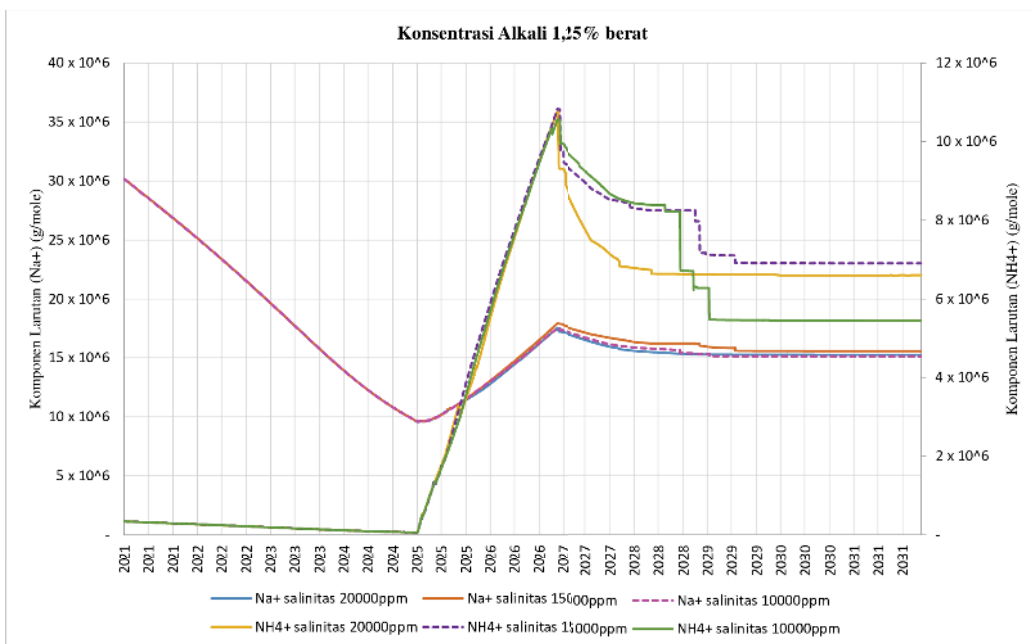
Peningkatan disosiasi ion CO_3^{2-} dan *calcite dissolution* dalam pori air dapat juga menyebabkan peningkatan kekuatan ionik larutan (reaksi 1)

(Cherubini et al., 2019). Ini disebabkan karena *electrical conductivity* dan sifat *electrokinetic* berpengaruh kuat terhadap perubahan aktivitas ion.

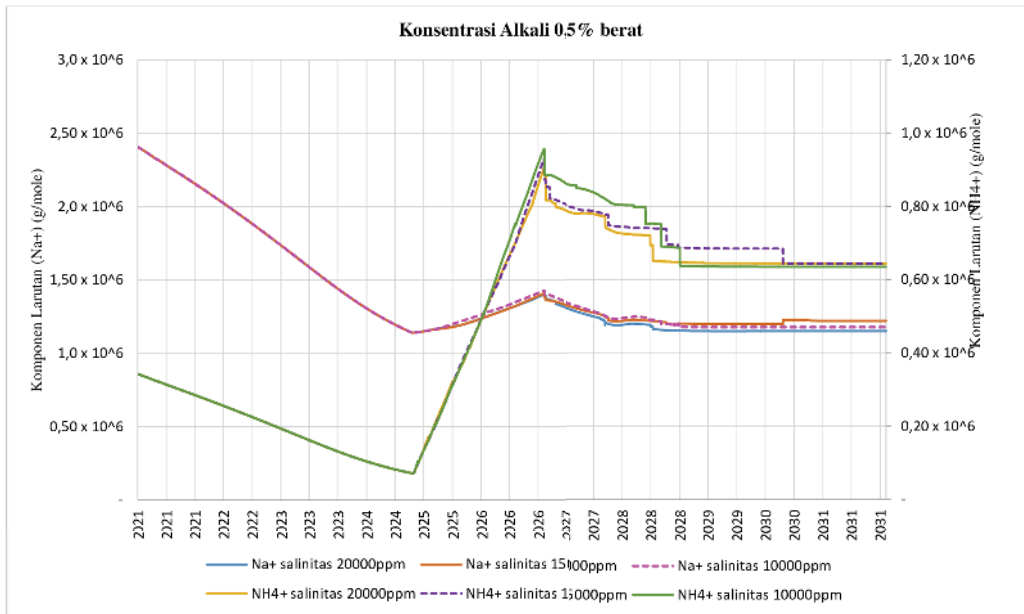
Hasil simulasi sifat ion Na^+ dan NH_4^+ dari skenario konsentrasi alkali 2,4% berat, 1,25wt% dan 0,5% berat di berbagai salinitas yaitu 20000 ppm, 15000 ppm dan 10000 ppm dapat dilihat pada



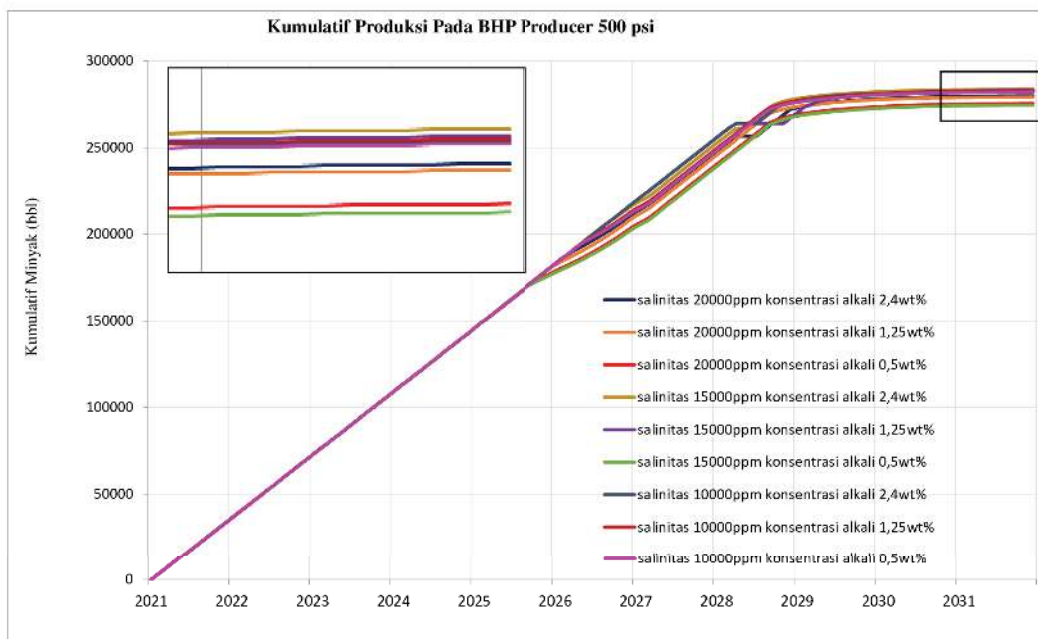
Gambar 8
Komponen Larutan (Na^+) dan (NH_4^+) (g/mole)



Gambar 9
Komponen Larutan (Na^+) dan (NH_4^+) (g/mole)



Gambar 10
Komponen Larutan (Na+) dan (NH₄⁺) (g/mole)



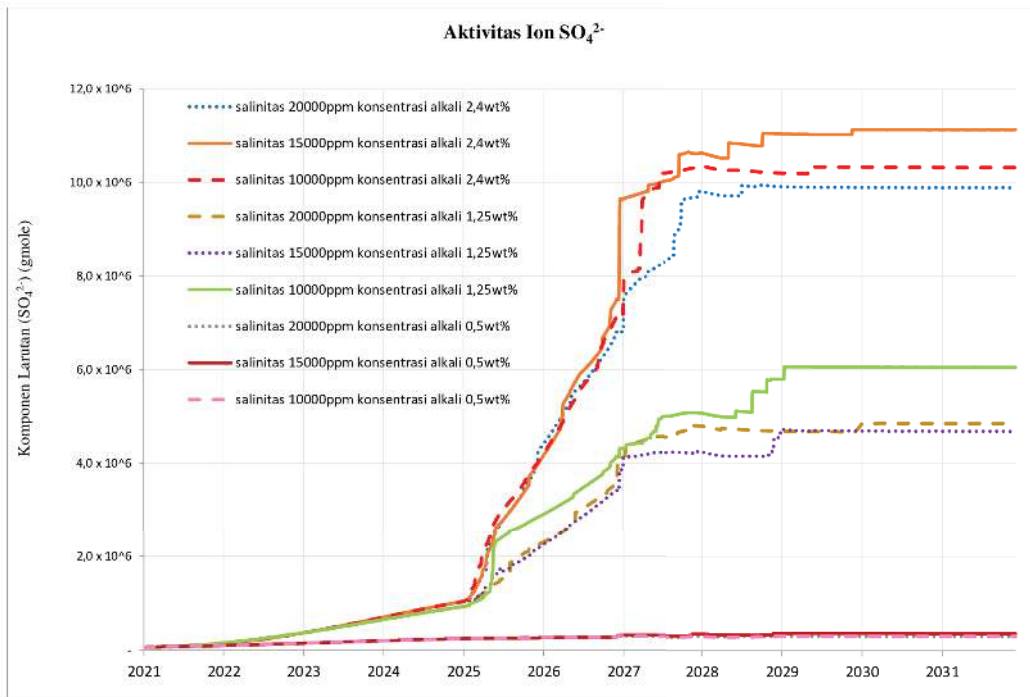
Gambar 11
Kurva kumulatif produksi minyak dari semua skenario yang dilakukan

Pada gambar tersebut dapat dilihat pergerakan ion setelah diinjeksikan ASP pada tahun 2025. Pada gambar 8, konsentrasi alkali yang digunakan adalah 2,4% berat dengan beberapa skenario dengan salinitas 20000 ppm, 15000 ppm dan 10000 ppm. Sejak mulai produksi dan diinjeksikan dengan air formasi, konsentrasi Na⁺ menurun. Ini menandakan bahwa ion Na⁺ bereaksi dengan A_o⁻ dan membentuk

emulsi. Setelah ASP diinjeksikan pada tahun 2025, Propagasi ion Na⁺ meningkat kembali, namun tidak signifikan berbeda moles di antara salinitas tersebut. Ini berarti ion Na⁺ mampu bekerja secara optimal pada kisaran salinitas tersebut. Berbeda dengan ion NH₄⁺ pada konsentrasi alkali 2,4% berat lebih optimal bekerja pada salinitas 20000 ppm yang mencapai moles 11 x 10⁶ g/mole.

Pada Gambar 9, konsentrasi alkali yang digunakan adalah 1,25% berat dengan skenario salinitas 20000 ppm, 15000 ppm dan 10000 ppm. Propagasi dari ion Na^+ memiliki tren yang sama dengan konsentrasi 2,4% berat. Sedangkan ion NH_4^+ bekerja lebih optimal pada salinitas 15000 ppm dengan moles sekitar $6,9 \times 10^6$ g/mole, dan diikuti moles ion pada salinitas 20000 ppm sekitar $6,6 \times 10^6$ g/mole.

Pada gambar 10, konsentrasi alkali yang digunakan adalah 0,5% berat dengan berbagai skenario dengan salinitas 20000 ppm, 15000 ppm dan 10000 ppm. Propagasi dari ion Na^+ memiliki tren yang sama dengan konsentrasi 2,4% berat dan 1,25% berat. Sedangkan ion NH_4^+ yang memiliki konsentrasi alkali 0,5% berat mampu bekerja optimal pada ketiga salinitas tersebut, mencapai $0,63 \times 10^6$ g/mole.



Gambar 12
Kurva Komponen Larutan (SO_4^{2-}) (g/mole)

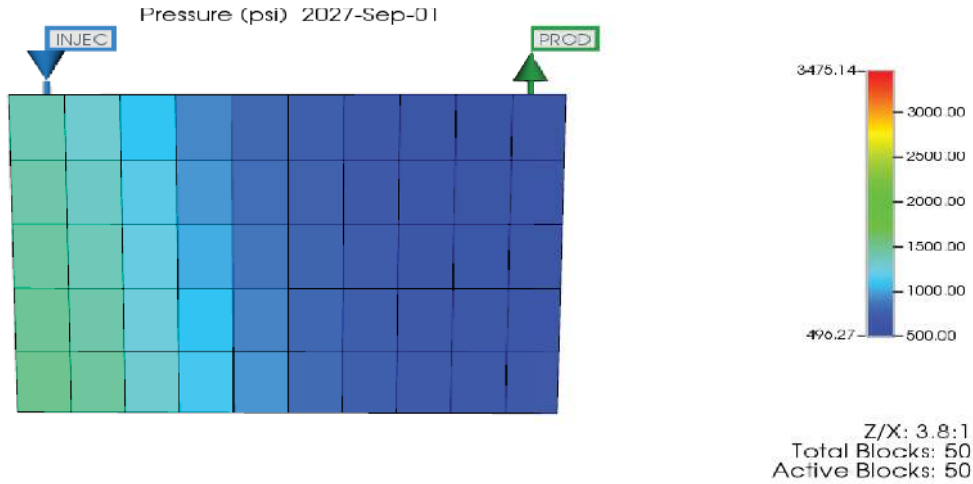
Dengan meningkatnya konsentrasi alkali, pH pada permukaan kedua cairan (*interface*) meningkat, dan akibatnya konsentrasi sabun (A^-) pada *interface* meningkat, yang menyebabkan penurunan IFT ke nilai minimum. Kenaikan lebih lanjut dalam konsentrasi alkali akan menyebabkan penurunan jumlah A^- yang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

Gambar 11 menunjukkan bahwa perbedaan yang tidak signifikan dari semua kumulatif produksi daripada seluruh skenario. Namun, ada dua total produksi teratas yaitu pada salinitas 15000 ppm untuk konsentrasi 2,4% berat dan 1,25% berat yang mencapai 283 Mbbl. Hal ini didukung oleh gambar

9 yang menunjukkan ion NH_4^+ dan Na^+ paling aktif beraksi dengan komponen Acid oil (A^-) pada salinitas 15000 ppm dan konsentrasi alkali 1,25% berat. Sebaliknya pada gambar 8 salinitas 15000 ppm konsentrasi alkali 2,4% berat tidak didapatkan kesimpulan yang konklusif. Namun bila dilakukan korelasi kepada gambar 12, konsentrasi alkali 2,4% berat pada salinitas 10000 ppm memiliki ion SO_4^- terbanyak. Maka dapat disimpulkan bahwa kumulatif minyak yang tinggi karena terbentuknya HA^- yang banyak disebabkan terlepasnya H^+ dari reaksi (11). Ini terlihat dari kandungan ion surfaktan, SO_4^- , yang banyak terbentuk dari reaksi (11). Selain itu, juga dapat disimpulkan bahwa absorpsi surfaktan pada permukaan batuan oleh Ca^{2+} dan Mg^{2+} tidak terjadi karena digantikan oleh CO_3^- dissolution (reaksi 14 & 15). Peran yang kurang aktif diamati untuk ion Mg dibandingkan dengan ion Ca karena kelarutan

MgSO₄ yang relatif lebih rendah dalam air garam pada kondisi lingkungan sekitar (reaksi 12 & 13),(Gopani et al., 2021). Dari gambar 12 terlihat salinitas yang optimal dapat mempengaruhi sifat

hydrophobic dari ion sulfat (komponen sulfonat) dalam meningkatkan perolehan minyak tertinggal di batuan (Riswati et al., 2020).



Gambar 13
Perubahan tekanan pada reservoir selama injeksi

Sedangkan tiga skenario tingkat kedua adalah semua skenario (2,4% berat dan 1,25% berat serta 0,5% berat) pada 10000 ppm dengan total kumulatif mencapai jumlah 282 Mbbl masing-masing. Ini menyimpulkan bahwa penurunan salinitas memberikan kondisi lingkungan yang lebih baik bagi alkali-ion untuk agresif beraktivitas tanpa ada batasan konsentrasi alkali. Hal ini sesuai teori tegangan antarmuka terendah dan mikroemulsi fase tengah, yaitu, Winsor tipe III, tersedia pada salinitas yang mendekati optimal (Novriansyah et al., 2020). Gambar 13 menggambarkan perubahan tekanan dari injektor menuju produser. Tekanan pada injeksi adalah 2500 psi dan tekanan lubang sumur produksi adalah 500 psi. Gambar ini membuktikan adanya aliran fluida karena perubahan tekanan dari injektor ke produser.

Setelah dilakukan ASP, terjadi perubahan pada mekanisme keterbasahan. Hal ini disebabkan karena kompleksitas reaksi permukaan dan tekanan pemisahan. Tekanan pemisahan yang dimaksud adalah perbedaan antara tekanan keadaan kesetimbangan termodinamika yang diterapkan pada permukaan yang dipisahkan oleh lapisan film tipis dan tekanan dalam fase curah (dalam jumlah besar) dimana film berada dalam kesetimbangan.

KESIMPULAN DAN SARAN

Perubahan S_{or} yang signifikan antara sebelum dan sesudah injeksi ASP menandakan bahwa metode *hybrid-alkali* berhasil meningkatkan *Oil Recovery*. Nilai S_{or} tersebut divalidasi oleh perubahan kecenderungan *oil-wet* menjadi *water-wet* pada kurva permeabilitas relatif.

Pergerakan aliran fluida mengalir sesuai dengan yang diharapkan, ion surfaktan mengalir dari sumur injeksi dengan memenuhi seluruh *grid* reservoir yang didahului dengan pengisian pada *layer* terbawah. Fenomena ini disebabkan permintaan . Nilai permeabilitas yang dimiliki pada *layer* tersebut adalah terbaik.

Propagasi dari ion Na⁺ dan NH₄⁺ mengalami peningkatan ketika ASP diinjeksikan. Ion Na⁺ dapat bekerja secara optimal pada konsentrasi alkali 1,25% berat pada salinitas 15000 ppm. Sedangkan ion NH₄⁺ menjadi aktif pada konsentrasi 2,4% berat pada salinitas 20000 ppm. Pada skenario konsentrasi alkali 0,5% berat, 1,25% berat, dan 2,4% berat dapat bekerja menyapu minyak secara optimal pada salinitas 10000 ppm. Hal ini dapat dibuktikan dengan jumlah kumulatif minyak yang diperoleh yaitu mendekati 282 Mbbl.

UCAPAN TERIMA KASIH

Kami mengucapkan terima kasih kepada Center of Energy, Sciences, and Simulation (CESS) Departemen Teknik Perminyakan, Universitas Islam Riau atas dukungan teknis dan analisisnya, serta Computer Modeling Group (CMG) Canada yang mendukung fasilitas penelitian berupa *software* perangkat lunak.

DAFTAR ISTILAH

Simbol	Definisi	Satuan
S _{or}	Residual Oil Saturation	Fraksi
S _w	Water Saturation	Fraksi
K _r	Relative Permeability	mD
MW	Molecular Weight	g/mol
ρ	Density	gr/cm ³
Na ₂ CO ₃	Sodium Carbonate	
NH ₄ OH	Ammonium Hydroxide	
ABS	Alkylbenzene Sulfonate	
HPAM	hydrolyzed polyacrylamide	
ASP	Alkali - Surfactant - Polymer	
CMG	Computer Modeling Group	

KEPUSTAKAAN

- Ahmed, T.** (2019). *Reservoir Engineering Handbook* (Fifth Edit). 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 in carbonate reservoir rocks using hybrid-alkali. *Proceedings - SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, 0(1987). <https://doi.org/10.2118/187213-ms>
- Bhuyan, D., Lake, L. W., & Pope, G. A.** (1990). Mathematical Modeling Of High pH Chemical Flooding. *Society of Petroleum Engineers of AIME, (Paper) SPE, May*, 835–849. <https://doi.org/10.2118/17398-pa>
- Bortolotti, V., Gottardi, G., Macini, P., & Srisuriyachai, F.** (2009). Intermittent alkali flooding in vertical carbonate reservoirs (SPE-121832). *71st European Association of Geoscientists and Engineers Conference and Exhibition 2009: Balancing Global Resources. Incorporating SPE EUROPEC 2009*, 2(June), 1301–1312.
- Cherubini, A., Garcia, B., Cerepi, A., & Revil, A.** (2019). Influence of CO₂ on the Electrical Conductivity and Streaming Potential of Carbonate Rocks. *Journal of Geophysical Research: Solid Earth*, 124(10), 10056–10073. <https://doi.org/10.1029/2018JB017057>
- 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. *Proceedings - SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, 0. <https://doi.org/10.2118/187132-ms>
- 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 in conventional and unconventional reservoirs. *Society of Petroleum Engineers - SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition 2012, APOGCE 2012*, 2(December), 1547–1557. <https://doi.org/10.2118/160444-ms>
- Denney, D.** (2013). Progress and Effects of ASP Flooding. *Journal of Petroleum Technology*, 65(01), 77–81. <https://doi.org/10.2118/0113-0077-jpt>
- 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. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2008.11.014>
- Eni, H., Sutriah, K., & Muljani, S.** (2017). Surfactant based on Palm Oil for EOR Application at Intermediate Oil Field. *Lemba-*

ran Publikasi Minyak Dan Gas Bumi, 51(1), 2–7.

- Gbadamosi, A. O., Junin, R., Manan, M. A., Agi, A., & Yusuff, A. S.** (2019). An overview of chemical enhanced oil recovery : recent advances and prospects. In *International Nano Letters* (Issue 0123456789). Springer Berlin Heidelberg. <https://doi.org/10.1007/s40089-019-0272-8>
- Gopani, P. H., Singh, N., Sarma, H. K., Mattey, P., & Srivastava, V. R.** (2021). Role of monovalent and divalent ions in low-salinity water flood in carbonate reservoirs: An integrated analysis through zeta potentiometric and simulation studies. *Energies*, 14(3). <https://doi.org/10.3390/en14030729>
- Guo, H., Li, Y., Wang, F., Yu, Z., Chen, Z., Wang, Y., & Gao, X.** (2017). *ASP Flooding : Theory and Practice Progress in China. 2017.*
- Han, C., Delshad, M., Sepehmoori, K., & Pope, G. A.** (2007). A fully implicit, parallel, compositional chemical flooding simulator. *SPE Journal*, 12(3), 322–338. <https://doi.org/10.2118/97217-PA>
- Kusumah, G. S., & Vazquez, O.** (2017). Evolution of pH and retention of different alkali species for ASP flooding field applications. *Society of Petroleum Engineers - SPE Bergen One Day Seminar 2017.* <https://doi.org/10.2118/185886-ms>.
- Lestari, F. A., Afdhol, M. K., Hidayat, F., & Erfando, T.** (2020). Biopolimer dari Bahan Organik sebagai Biopolimer pada Metode EOR. *Lembaga Publikasi Minyak Dan Gas Bumi*, 54, No 3. <http://www.journal.lemigas.esdm.go.id>
- Meissner, J. P., Upstream, E., Wang, F. H. L., Kralik, J. G., Naguib, M., Majid, A., & Bin, M. I.** (2009). *IPTC 13664 State of the Art Special Core Analysis Program Design and Results for Effective Reservoir Management , Dukhan Field , Qatar.* 1–22.
- Najafabadi, N. F., Han, C., Delshad, M., & Sepehrnoori, K.** (2009). Flooding Simulator. *Adsorption Journal Of The International Adsorption Society.*
- Novriansyah, A., Bae, W., Park, C., Permedi, A. K., & Riswati, S. S.** (2020). Optimal design of alkaline-surfactant-polymer flooding under low salinity environment. *Polymers*, 12(3), 1–11. <https://doi.org/10.3390/polym12030626>
- 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. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2014.09.005>
- Paul, G. W., Lake, L. W., Pope, G. A., & Young, G. B.** (1982). *A Simplified Predictive Model for Micellar-Polymer Flooding. I.* <https://doi.org/10.2118/10733-ms>
- Pope, G. A., & Nelson, R. C.** (1978). Chemical Flooding Compositional Simulator. *Soc Pet Eng AIME J*, 18(5), 339–354. <https://doi.org/10.2118/6725-pa>
- 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. <https://doi.org/10.1007/s13202-014-0112-3>
- Ricky, Kasmungin, S., & Fathaddin, M. T.** (2018). Studi Laboratorium pengaruh Konsentrasi Surfaktan Polimer Terhadap Recovery Factor dengan Berbagai Salinitas. *Seminar Nasional Pakar Ke 1*, 1(1), 231–237.
- Riswati, S. S., Bae, W., Park, C., Permedi, A. K., & Novriansyah, A.** (2020). Non-ionic surfactant to enhance the performances of alkaline-surfactant-polymer flooding with a low salinity constraint. *Applied Sciences (Switzerland)*, 10(11). <https://doi.org/10.3390/app10113752>

Sheng, J. J. (2011). *Theory and Practice. In Modern Chemical Enhanced Oil Recovery.* Gulf Professional Publishing.

Sheng, James J. (2013). A comprehensive review of alkaline-surfactant-polymer (ASP) flooding. *SPE Western Regional Meeting Proceedings, April*, 536–555. <https://doi.org/10.2118/165358-ms>

Southwick, J. G. (1985). Solubility of Silica in Alkaline Solutions: Implications for Alkaline Flooding. *Society of Petroleum Engineers Journal*, 25(6), 857–864. <https://doi.org/10.2118/12771-PA>

Southwick, Jeffrey G., Van Den Pol, E., Van Rijn, C. H. T., Van Batenburg, D. W., Boersma, D., Svec, Y., Mastan, A. A., Shahin, G., & Raney, K. (2016). Ammonia as alkali for alkaline/surfactant/polymer floods. *SPE Journal*, 21(1). <https://doi.org/10.2118/169057-pa>

Vaskas, A., Wu, W., Delshad, M., Pope, G. A., & Sepehrnoori, K. (1996). Design and optimization of low-cost chemical flooding. *Proceedings - SPE Symposium on Improved Oil Recovery*, 1, 109–125. <https://doi.org/10.2118/35355-ms>