

Studi Pengaruh Desorpsi N₂ pada Simulasi Reservoir Lapangan Shale Gas

N₂ Desorption Effect Study on Shale Gas Field Reservoir Simulation

Prima Adhi Surya^{(1,a)*}, Ajeng Purna Putri Oktaviani⁽¹⁾

⁽¹⁾Program Studi Teknik Perminyakan, Universitas Pertamina, Jakarta, Indonesia, 12220
Email : ^(a*)prima.surya2006@gmail.com

Diterima (06 April 2022), Direvisi (19 Juni 2022)

Abstract. Indonesia has potential shale gas reserves as much as 303 TCF. To maximize shale gas production, reservoir stimulation by hydraulic fracturing and injection may be needed. Furthermore, because shale gas reservoir is very complex, reservoir simulation needs to be performed to help produce gas trapped in the shale formation. This study provides process that is done to model shale gas field and observe desorption phenomenon in the reservoir during production phase. This study also performs N₂ gas injection to analyze the effect of injecting the gas for reservoir performance. The number of simulations done in this study is four simulation scenarios. From all four shale gas reservoir simulations, cumulative production of methane gas, reservoir pressure, recovery factor, and cumulative of N₂ gas that are produced back to the surface will be obtained. From the study it is shown that hydraulic fracturing, desorption phenomenon, and apparent permeability due to non-darcy fluid behavior becomes important in shale gas reservoir. Each simulation scenario has differences and shows that desorption phenomenon is more impactful to the reservoir performance in shale gas field. Simulation results also shows that N₂ injection doesn't significantly affect shale gas reservoir production performance.

Keywords: shale gas, modelling, nitrogen injection, hydraulic fracturing, apparent permeability

Abstrak. Indonesia memiliki potensi cadangan shale gas sebesar 303 TCF. Untuk memaksimalkan produksi shale gas, stimulasi reservoir menggunakan perekahan hidrolik dan injeksi mungkin perlu dilakukan. Selain itu, karena reservoir shale gas sangat kompleks, simulasi reservoir perlu dilakukan untuk membantu memproduksi gas yang terperangkap di dalam formasi shale. Studi ini memaparkan proses yang dilakukan untuk memodelkan lapangan shale gas dan mengamati fenomena desorpsi di dalam reservoir saat diproduksi. Studi ini juga melakukan injeksi gas N₂ untuk mengetahui pengaruh injeksi gas tersebut terhadap kinerja reservoir. Jumlah simulasi yang dilakukan dalam studi ini adalah sebanyak empat skenario simulasi. Dari keempat simulasi reservoir shale gas, akan dihasilkan grafik produksi kumulatif gas metana, tekanan reservoir, faktor perolehan, dan kumulatif gas N₂ yang terproduksi kembali ke permukaan. Dari studi diketahui bahwa perekahan hidrolik, fenomena desorpsi, dan apparent permeability akibat perilaku fluida non-darcy menjadi penting di reservoir shale gas. Setiap skenario simulasi memiliki perbedaan dan diketahui bahwa fenomena desorpsi lebih berpengaruh pada kinerja reservoir di lapangan shale gas. Hasil simulasi juga menunjukkan bahwa injeksi N₂ tidak berpengaruh banyak pada kinerja produksi reservoir shale gas.

Kata kunci: shale gas, pemodelan, injeksi nitrogen, perekahan hidrolik, apparent permeability

PENDAHULUAN

Gas Hidrokarbon menjadi salah satu sumber energi yang sangat penting di Indonesia. Dengan bertambahnya kebutuhan energi Indonesia, diperlukan eksploitasi gas hidrokarbon yang lebih banyak. Berdasarkan studi yang dilakukan oleh *United States Energy Information Administration* (US EIA) yang dipublikasikan tahun 2013, Indonesia memiliki cadangan spekulatif *shale gas* di Indonesia sebesar 303 TCF [15]. Hal ini menjadi alternatif yang menarik untuk memenuhi kebutuhan gas alam Indonesia.

Untuk memaksimalkan produksi *shale gas* di masa depan, stimulasi reservoir dengan menggunakan peretakan hidrolik dan injeksi perlu dilakukan dengan tujuan gas injeksi akan terdesorpsi (terserap) ke batuan dan gas hidrokarbon yang terdesorpsi di batuan akan didesorpsi sehingga gas tersebut bebas dan bisa diproduksi.

Karena reservoir *shale gas* sangat kompleks, simulasi reservoir perlu dilakukan untuk membantu memproduksi gas yang terperangkap di dalam formasi *shale*. Studi ini juga akan menganalisis kelayakan penggunaan Nitrogen (N₂) sebagai fluida injeksi di reservoir *shale gas*. N₂ dipilih karena jumlah gasnya yang melimpah di permukaan sehingga meningkatkan produktivitas menggunakan injeksi N₂ tidak memerlukan biaya yang banyak.

TEORI DASAR

Reservoir *Shale Gas*

Definisi *shale gas* digunakan untuk mendeskripsikan gas alam yang terperangkap dalam formasi batuan yang sangat impermeabel dan tidak berpori. Permeabilitas batuan reservoir jenis ini pada umumnya kurang dari 0.1 md (< 0.1 md). Reservoir semacam ini sering ditemukan di tekanan tinggi dan memiliki ketebalan dari 300 sampai 500 ft dan menjadi salah satu dari tiga jenis reservoir non konvensional, selain CBM dan *tight gas*.

Tidak seperti gas alam konvensional, biaya untuk mencapai perolehan dari reservoir *shale gas* lebih mahal karena memerlukan metode seperti *fracturing* dan pengeboran horizontal. Karena formasi *shale gas* pada umumnya membentang secara horizontal dan luas permukaan formasi yang dikenai sumur vertikal biasanya tidak cukup besar untuk perolehan gas yang signifikan, sumur menembus formasi secara horizontal untuk meningkatkan luas kontak antara sumur dan reservoir. Melakukan peretakan hidrolik di sumur horizontal akan meningkatkan luas kontak lebih tinggi. Selain itu, karena permeabilitasnya yang rendah, gradien tekanannya juga rendah, berujung pada rendahnya produksi gas.

Tinjauan Studi Serupa

Zhanet *al.* (2017) [9] juga melakukan studi serupa dalam melihat kelayakan injeksi CO₂ di reservoir *shale gas* dengan Potensi *Enhanced Gas Recovery*. Dalam studinya Mereka menganalisis kinerja reservoir *shale gas* jika dilakukan injeksi CO₂ dengan mempertimbangkan pengaruh desorpsi dan aliran non-darcy. Berdasarkan simulasi yang dilakukan, studi tersebut menemukan bahwa kinerja reservoir dengan injeksi CO₂ tidak ada

peningkatan dan perekahan hidrolik menjadi kunci dalam meningkatkan kinerja reservoir. Selain itu mereka juga menyimpulkan bahwa kontribusi aliran slip dan difusi Knudsen tidak dapat diabaikan.

Cipolla *et al.* (2010) [1] juga melakukan studi pemodelan reservoir *shale gas*. Dari hasil studinya Mereka menyatakan bahwa desorpsi gas tidak menjadi komponen yang signifikan dalam produksi di reservoir *shale gas* meskipun gas yang terdesorpsi mencakup 40-50% *total gas in place* disebabkan oleh keterbatasan dalam memproduksi formasi *shale*, BHP yang relatif tinggi, dan model desorpsi itu sendiri. Selain itu mereka juga menyatakan bahwa produksi gas yang terdesorpsi bisa ditingkatkan jika dibuatnya jaringan rekah yang lebih kompleks (i.e. blok jaringan rekah yang lebih detail).

Selain yang disebutkan di atas, Bougre *et al.* (2021) [5] melakukan eksperimen *core-flooding* menggunakan N₂, CO₂, dan campuran N₂ dan CO₂ di suatu *core* dengan permeabilitas kecil dalam kondisi terkendali. Perlu diketahui bahwa meskipun fluida reservoir pada sampel *core* ini adalah fluida minyak, tinjauan pustaka ini diambil untuk melihat perilaku desorpsi suatu reservoir jika dilakukan injeksi. Dalam studinya diamati bahwa CO₂ memiliki faktor perolehan minyak terbesar dan gas N₂ memiliki faktor perolehan minyak terkecil dalam tekanan injeksi yang sama dari 1000-5000 psi. Selain itu ditemukan juga bahwa N₂ memiliki waktu *breakthrough* tercepat dan campuran N₂ & CO₂ memiliki waktu *breakthrough* terlama akibat CO₂ memiliki kapasitas desorpsi yang lebih tinggi.

Konduktivitas Rekah

Konduktivitas Rekah (f_c) adalah salah satu parameter yang berdampak signifikan pada produksi. Konduktivitas rekah bergantung pada beberapa parameter, diantaranya:

1. Geometri rekah,
2. Tipe proppant,
3. Tebal *filter cake*,
4. *Stress* pada proppant,
5. Aliran multifasa, dan
6. Penurunan tekanan akibat inersia fluida non-darcy.

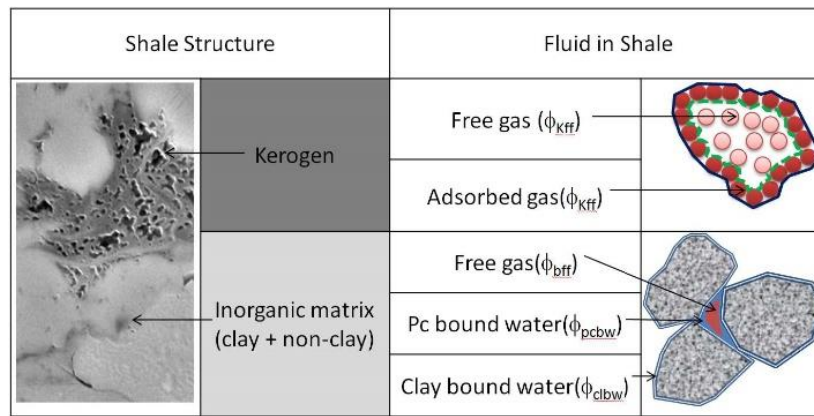
Konduktivitas rekah efektif sensitif terhadap laju alir gas, faktor yang sering diabaikan. Hal ini berdampak pada perhitungan konduktivitas rekah yang lebih optimis ketika f_c statis yang digunakan daripada f_c efektif [14].

Konduktivitas Rekah merupakan kemampuan rekahan untuk mengalirkan fluida reservoir ke lubang sumur (permeabilitas) dibagi oleh kemampuan formasi mengalirkan fluida ke rekahan. Konduktivitas rekah didefinisikan dalam persamaan (1) dimana k_f = Permeabilitas rekah di formasi (md), W_f = Lebar rekahan (ft), k = Permeabilitas matriks di formasi (md), x_f = *Fracture Half Length*(ft)

$$f_c = \frac{k_f \times W_f}{k \times X_f} \quad (1)$$

Porositas dan *ShaleGas In Place*

Komposisi *shale gas* bisa dibagi menjadi kerogen dan butir anorganik. Butir anorganik bisa dibagi lebih jauh menjadi mineral lempung dan non lempung. Model petrofisika yang ditunjukkan pada Gambar 1 bisa digunakan sebagai basis untuk memahami konsep porositas di reservoir *shale gas* dan memvisualisasikan estimasi total konten gas. Rekah alami yang tidak ditunjukkan dalam skematik ini bisa dimasukkan ke dalam butir anorganik atau bisa dianggap sebagai komponen ketiga selain kerogen dan butir anorganik. Porositas rekah alami yang diasosiasikan dengan seluruh butir (ϕ_2) sulit dikuantifikasikan dan biasanya dianggap menempati sebagian kecil persen dari porositas total. Pengukuran porositas yang umum digunakan dengan helium pada sampel *core* yang dihancurkan tidak dapat mengukur porositas rekah alami. Dalam kondisi yang ideal, estimasi bisa dibuat dari log dan data uji sumur.



Gambar 1. Skema matriksshale dan komposisi porositas[12].

Untuk reservoir gas konvensional, perhitungan *shalegas in place* didapat dari persamaan berikut [12].

$$GIIP_{Tot} = 43560 \cdot A \cdot h \cdot \Phi \cdot (1 - S_w) \cdot \frac{1}{B_g} \quad (2)$$

Untuk perhitungan *ShaleGas in Place*, persamaan (2) yang diambil dari reservoir gas konvensional perlu dimodifikasi untuk meliputi gas yang terdesorpsimenjadipersamaan (4), persamaan (5), dan persamaan (6) dimana $GIIP_{Total}$ = total *Initial Gas in Place* (scf), $GIIP_{adsorbed}$ = *Initial Gas in Place* teradsorpsi (scf), $GIIP_{free}$ = *free gas initially in place* (scf), A = luas reservoir (acres), h = ketebalan rata-rata reservoir (ft), S_w = *total initial water saturation*, B_g = faktor volume formasi, ϕ = porositas total, ϕ_a = porositas yang terisi gas terdesorpsi, G_{sL} = volume Langmuir (scf/ton), M_w = berat molekul (lbm/ft³), p = tekanan (psia), p_L = tekanan Langmuir (psia), ρ_b = densitas formasi (g/cm³), ρ_s = *adsorbed gas density*(g/cm³), C = faktor konversi = 1359.7.

$$GIIP_{Tot} = GIIP_{free} + GIIP_{adsorbed} \quad (3)$$

dimana,

$$GIIP_{adsorbed} = G_{sL} \frac{P}{P + P_L} \cdot \rho_b \cdot A \cdot h \cdot C \quad (4)$$

$$GIIP_{free} = 43560 \cdot A \cdot h \frac{1}{B_g} [\phi(1 - S_w) - \phi_a] \quad (5)$$

$$\phi_a = 1.318 \cdot 10^{-6} \cdot M_w \cdot \frac{\rho_b}{\rho_a} (G_{sL} \frac{P}{P + P_L}) \quad (6)$$

Dengan pertimbangan gas yang terdesorpsi, perhitungan *gas in place* berdasarkan persamaan (3) menunjukkan 20-38% peningkatan di beberapa contoh perhitungan yang dilakukan oleh Aguilera[13]. Input data dari contoh milik Aguilera datang dari data petrofisika yang dipublikasikan dari beberapa formasi *shale*. Luas permukaan kerogen yang diakibatkan karena struktur pori berukuran nano mengindikasikan bahwa volume yang ditempati oleh gas terdesorpsi bisa meliputi bagian yang signifikan dari porositas total, sehingga tidak bisa diabaikan.

Saturasi Air

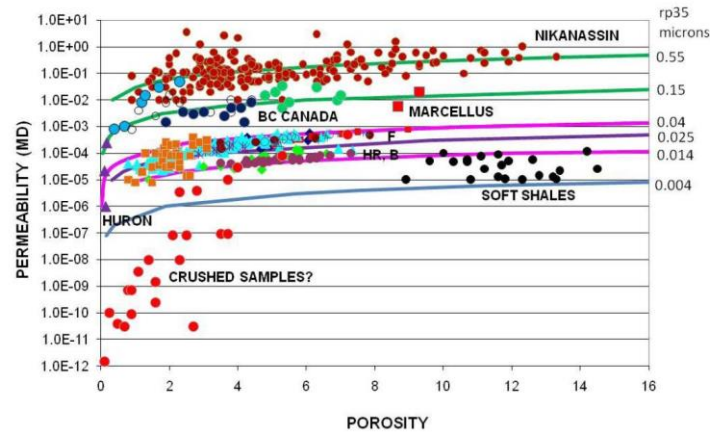
Dalam reservoir *shale gas*, dipercaya umumnya air hanya terdapat dalam matriks anorganik [10]. Seperti yang terlihat di Gambar 1, ada dua jenis air di formasi, yaitu - *clayboundwater* dan *capillaryboundwater*.

Di laboratorium, saturasi air diukur dengan metode standar Dean Stark atau metode retort. Metode ini mengeluarkan fluida dari sampel *core* yang dihancurkan untuk mengukur saturasi air dan *dryporosity*. Dean Stark menggabungkan ekstraksi panas dan toluena sedangkan metode retort hanya menggunakan ekstraksi termal. Data saturasi air dari metode Dean Stark umumnya lebih tinggi nilainya daripada yang diukur menggunakan metode retort. Studi telah dilakukan untuk memahami perbedaan diantara kedua metode ini [4].

Permeabilitas

Pada umumnya permeabilitas gas non konvensional (meliputi *tightgas* dan *shale gas*) bernilai kurang dari 0.1 md. Permeabilitas *shale gas* umumnya lebih rendah daripada *tight gas* dan memiliki rentang nilai dari 10 nd hingga 100 μ d[12]. Ketika jari-jari porethroat (rp), permeabilitas, dan porositas digabungkan bersamaan, tren yang jelas telah diamati di seluruh reservoir [13]. Gambar 2 menggambarkan hubungan permeabilitas terhadap porositas di beberapa reservoir gas non konvensional di Amerika Serikat. Gambar 2 menunjukkan bahwa data reservoir jatuh ke dalam garis yang jelas dengan beberapa rentang jari-jari porethroat.

Reservoir *tight gas* memiliki r_p lebih besar dari 0.55 mikron dan reservoir *shale gas* memiliki r_p lebih kecil dari 100 nm.



Gambar 2. Plot permeabilitas vs porositas yang meliputi data *tight gas* (Nikanassin) dan data *shale gas* di Amerika Serikat [13].

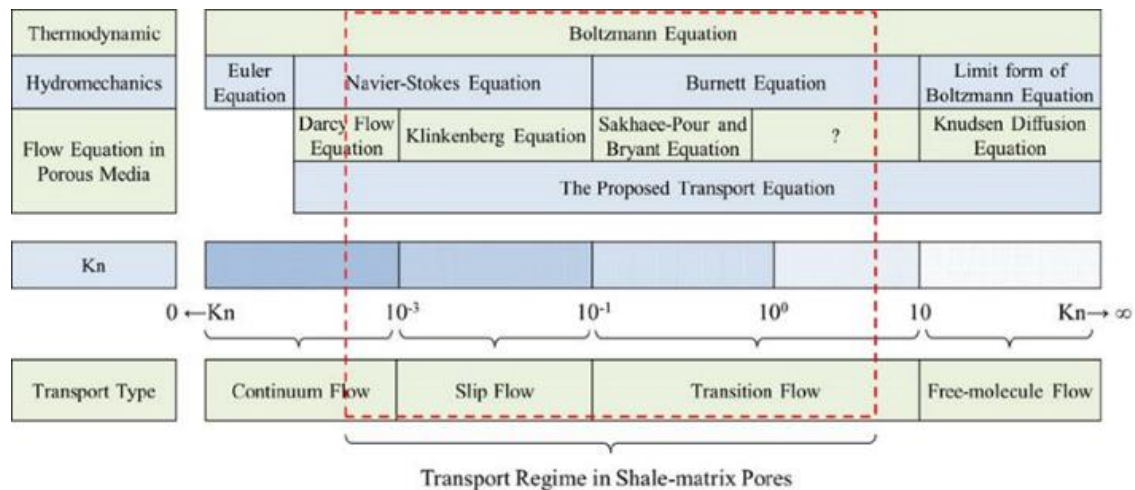
Rezim Aliran di Reservoir *Shale Gas*

Mekanisme transpor *shale gas* di pori matriks menyimpang dari persamaan aliran darcy konvensional. Penentuan mekanisme transpor yang ada di pori matriks *shale gas* ditentukan dengan angka Knudsen (Kn) dari persamaan (7) dimana D = Diameter pori (m), λ = *meanfreepath* molekul gas (m), K_B = Konstanta Boltzmann (1.3805×10^{-23} J/K), T = Suhu (K), P = Tekanan (Pa), δ_m = Diameter tumbuk molekul gas (diameter efektif) (m)[13]:

$$Kn = \frac{\lambda}{D} \quad (7)$$

$$\lambda = \frac{K_B T}{\sqrt{2} \pi \delta_m^2 P} \quad (8)$$

Mekanisme transpor gas bisa dibagi ke dalam pola alir yang berbeda berdasarkan angka Knudsen. Untuk setiap rezim aliran, transpor gas mengikuti persamaan yang berbeda, seperti yang ditunjukkan pada Gambar 3.



Gambar 3. Rezim aliran berdasarkan nilai Knudsen

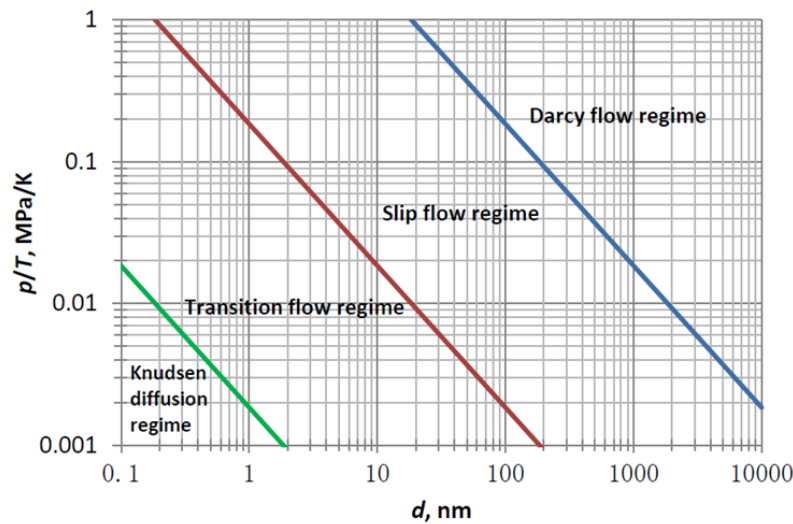
Gambar 3 menunjukkan bahwa ketika $K_n < 10^{-3}$, Transpor gas di pori mengikuti aliran *continuous* tanpa *slippageeffect*. Dalam rezim aliran ini, gas bisa dianggap sebagai medium kontinu, dan aliran gas bisa mengikuti persamaan Darcy maupun non-Darcy.

Ketika $10^{-3} < K_n < 10^{-1}$, transpor gas di pori merupakan aliran kontinu dengan *slippageeffect*. Dalam rezim aliran ini, di satu sisi gas masih bisa dianggap sebagai medium kontinu, aliran gas mengikuti hukum Darcy dan non-Darcy. Di lain sisi, aliran gas di permukaan pori tidak nol, sehingga terdapat *slippageeffect*, di mana laju fluida di suatu permukaan tidak sama dengan nol, dan aliran gas mengikuti persamaan Klinkenberg. Oleh karena itu, aliran gas di rezim ini dipengaruhi oleh non-Darcy dan *slippageeffect*.

Ketika $10^{-1} < K_n < 10$, transpor gas di pori adalah aliran transisi. Dalam rezim aliran ini, λ dan D memiliki pengaruh yang setara. Pengaruh tumbukan antara molekul di aliran gas sama pentingnya dengan tumbukan antara molekul gas dan dinding pori, asumsi aliran kontinu tidak lagi layak digunakan, aliran transpor di rezim aliran ini adalah gabungan antara difusi Knudsen dan aliran slip.

Ketika $K_n > 10$, transpor gas di pori adalah aliran bebas-molekul. Dalam rezim aliran ini, tumbukan antara molekul gas tidak lagi signifikan, tumbukan antara molekul gas dengan dinding pori menjadi faktor utama, dan transpor gas di rezim aliran ini hanya mengikuti persamaan difusi Knudsen.

Gambar 4 bisa digunakan untuk menentukan mekanisme transpor gas. Tiga garis ($K_n=0.001$, $K_n=0.1$, dan $K_n=10$) memisahkan seluruh koordinat ke dalam empat bagian: aliran kontinu, aliran slip, aliran transisi, dan aliran molekul bebas, minimum p/T sama dengan rasio P minimum terhadap T maksimum, dan maksimum p/T sama dengan rasio dari P maksimum terhadap T minimum.



Gambar 4. Grafik penentuan rezim aliran di porimetriks *shale* [8].

Gas Teradsorpsi

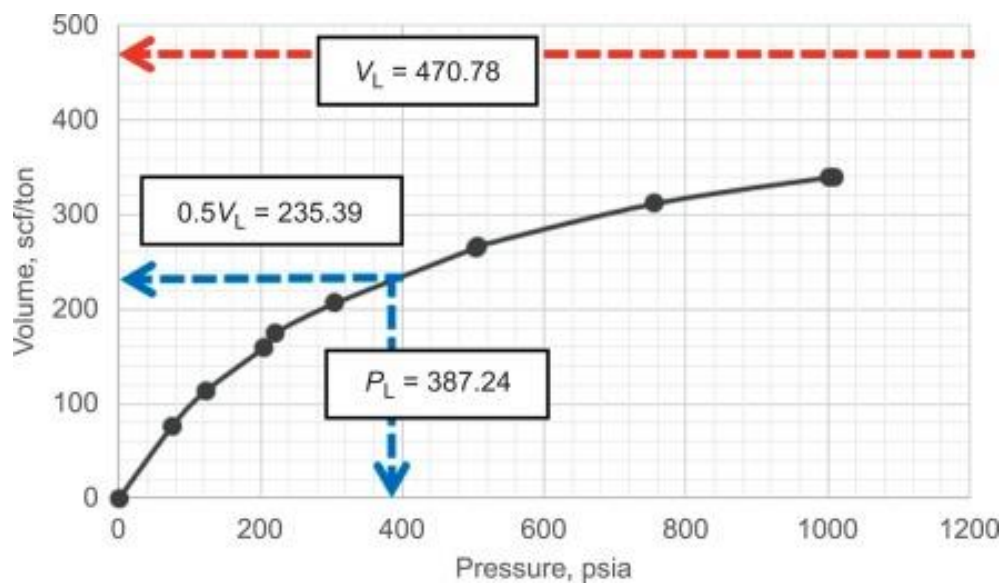
Sebagian besar gas di reservoir *shale* bisa didesorpsi ke kerogen. Kerogen memiliki struktur berpori dengan ukuran bervariasi dari 1-2 nm hingga submikron. Pori berukuran ini memberikan luas permukaan yang besar untuk desorpsi gas. Isoterm Langmuir secara umum diterima untuk memodelkan desorpsi di CBM dan reservoir *shale gas*. Kemampuan *shale* untuk mendesorpsi gas digambarkan dalam persamaan [3]:

$$G_C = \frac{V_L \times P}{P + P_L} \quad (9)$$

dimana G_C = konten gas yang terdesorpsi (scf/ton), P = Tekanan reservoir (psia), V_L = Volume Langmuir, volume maksimum gas yang bisa diserap oleh batuan *shale* di tekanan tidak terhingga (scf/ton), P_L = Tekanan Langmuir—Tekanan dimana gas yang terdesorpsi adalah setengah dari V_L (psia).

Isoterm Langmuir mendeskripsikan jumlah terisinya fluida ke dinding permukaan pori dengan fungsi tekanan sampai seluruh permukaan dilapisi oleh suatu layar molekul dan desorpsi tidak bisa lagi dilakukan. Isoterm Langmuir menggambarkan jumlah maksimum gas yang bisa diserap oleh *shale* di suatu tekanan dan suhu.

Beberapa faktor bisa menghasilkan *shale* menyerap gas lebih kecil daripada jumlah gas maksimum yang digambarkan oleh grafik isoterm. *Shale* tersebut ditandai sebagai *undersaturated*. Agar *shale undersaturated* bisa memulai produksi gas, tekanan reservoir harus diturunkan hingga tekanan desorpsi. Gas akan mulai terdesorpsi dari batuan *shale* ketika reservoir mencapai tekanan ini [3]. Bentuk umum isoterm Langmuir yang digunakan di petrofisika digambarkan dalam Gambar 5 [3].



Gambar 5. Contoh grafik isotherm Langmuir [3].

Gas yang terdesorpsi bisa diukur dengan metode desorpsi tabung [12]. Teknik standar untuk CBM ini sudah umum digunakan untuk *shale gas*. Sampel *core* baru dari sumur langsung dimasukkan ke dalam kontainer kedap udara dan gas yang terdesorpsi diukur sebagai fungsi waktu terhadap suhu reservoir dan tekanan atmosfer. Total konten gas yang terdesorpsi adalah gabungan dari tiga komponen, yaitu *Lost gas*, *Desorbed gas*, dan *Crushed gas*.

Lost gas : Volume gas yang terdesorpsi dari sampel *core* sebelum dikunci di tabung

Crushed gas : Gas yang tersisa di dalam sampel *core* setelah pengukuran desorpsi. Parameter ini diukur dengan menghancurkan sampel menjadi partikel halus untuk mempercepat proses desorpsi. Dalam kasus nyata, kurva Langmuir mungkin menunjukkan bentuk yang tidak lazim, membuat estimasi *lost gas* dari ekstrapolasi sulit dilakukan.

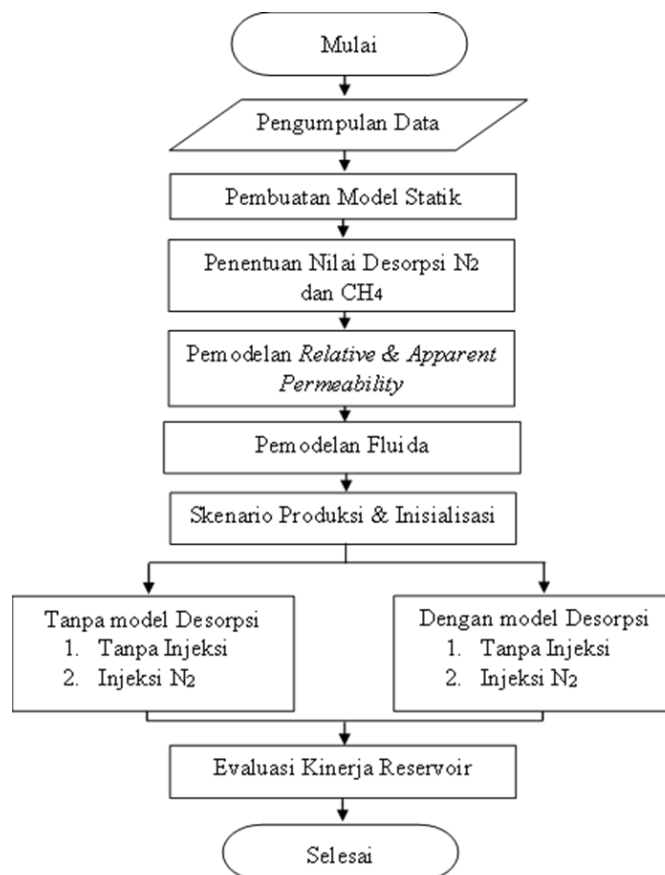
Setelah analisis desorpsi tabung, eksperimen desorpsi isotherm juga digunakan untuk menentukan kapasitas penyimpanan gas pada *shale* menggunakan sampel *core* yang dihancurkan. Eksperimen ini mengukur kapasitas penyimpanan gas terhadap tekanan dan juga bisa digunakan untuk memprediksi saturasi gas di reservoir.

Pengukuran gas yang terdesorpsi sangat penting untuk perhitungan *total gas in place* dan simulasi reservoir. Jumlah gas yang terdesorpsi juga berpengaruh pada pengukuran porositas gas total dan porositas gas bebas. Volum yang ditempati oleh gas yang terdesorpsi tidak bisa diabaikan.

METODE PENELITIAN

Bentuk Penelitian

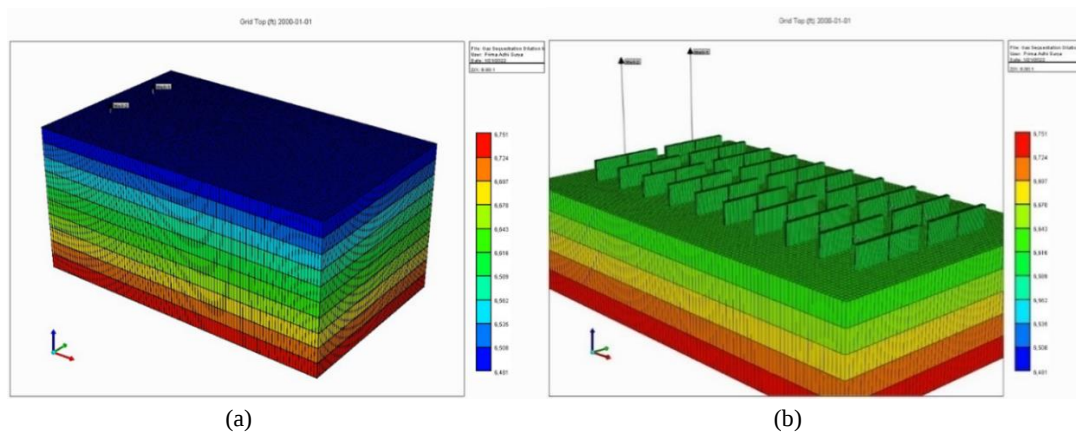
Bentuk penelitian yang akan dilakukan berupa studi analisis kinerja reservoir *shale gas* dari injeksi N₂ yang akan dibagi menjadi 6 tahap, yaitu pengumpulan data, pembuatan model statik, penentuan nilai desorpsi N₂ dan CH₄, Skenario Produksi, dan evaluasi kinerja reservoir antara adanya pemodelan desorpsi dan tidak adanya model desorpsi. Gambar 6 menunjukkan tahap-tahap penelitian dalam bentuk diagram alir yang digambarkan sebagai berikut.



Gambar 6. Diagram alir penelitian.

Pembuatan Model Statik

Pembuatan model statik penting dilakukan sebelum melakukan simulasi reservoir. Model statik adalah data yang diperlukan untuk mengevaluasi kinerja reservoir. Dalam studi ini evaluasi akan dibantu dengan perangkat simulasi CMG-GEM dan model *dual-permeability* akan digunakan untuk meliputi rekah alami ke dalam perhitungan. Metode *Logarithmicallyspaced, LocallyRefined, DualPermeability*(LS-LR-DK) sudah secara umum digunakan untuk memodelkan aliran gas di reservoir *shale gas* yang telah dilakukan perekahan hidrolik [1].



Gambar 7. (a) Tampilan 3-dimensi reservoir *shale gas* X. (b) model perekahan hidrolik reservoir *shale gas* X. Perekahan dilakukan di Layer 5 (K=5)

Reservoir X adalah reservoir homogen di kedalaman 6481 ft dengan dimensi panjang, lebar, dan ketebalan 5000 ft x 3000 ft x 300 ft (Gambar 7a). Reservoir dimodelkan dengan resolusi grid 50 ft secara horizontal, dan 30 ft secara vertikal. Dua sumur horizontal (Well-1 dan Well-2) dengan masing-masing sepuluh *stage* perekahan dimodelkan. Jarak antar perekahan dan *half-length* adalah masing-masing 450 ft dan 425 ft (Gambar 7b). Jarak antara Well-1 dan Well-2 adalah 1000 ft. Informasi lebih rinci mengenai reservoir dan model rekah ditunjukkan pada Tabel 1.

Tabel 1. Parameter yang digunakan dalam model reservoir *shale gas* X

Parameter	Nilai	Satuan
Dimensi Model	5000x3000x300	ft
Resolusi Model	50 I x 50 J x 30 K	ft
Kedalaman Grid Top	6481	ft
Gradien Tekanan Pori	0.54	psi/ft
Suhu Reservoir	150	F
Saturasi Gas Awal	0.8	
Kompresibilitas Total	1×10^{-6}	1/psi
Permeabilitas Matriks	0.0005	md
Porositas Matriks	0.06	
Permeabilitas Rekah	2×10^{-5}	md
Porositas Rekah	4×10^{-5}	
Konduktivitas Rekah	10	md

Variasi tekanan awal di reservoir dianggap homogen. Ini berarti tekanan di reservoir tidak berubah terhadap kedalaman. Kedalaman yang digunakan untuk perhitungan tekanan reservoir diambil dari nilai tengah kedalaman reservoir. Berdasarkan pertimbangan tersebut, tekanan reservoir didapatkan sebesar 3580.74 psia. Perekahan hidrolik di perangkat simulator dimodelkan menggunakan *planar fracturing* dengan menggunakan input parameter yang ditunjukkan dalam Tabel 2.

Penyesuaian porositas di daerah rekah juga perlu dilakukan. Modifikasi properti di daerah perekahan hidrolik ditunjukkan pada Tabel 3. Daerah yang diisi oleh *proppant* dan membuat daerah rekah seolah-olah menjadi seperti ruang kosong. Sehingga porositas pada daerah perekahan hidrolik perlu disesuaikan.

Tabel 2. Pemodelan perekahan hidrolik untuk reservoir *Shale gas X*

<i>Properties</i>	<i>Input</i>
<i>Orientation</i>	J Direction
<i>I-direction Refinements</i>	7
<i>J Direction Refinements</i>	7
<i>K-direction Refinements</i>	1
<i>Half Length</i>	425 ft
<i>Grid Cell Width</i>	2 ft
Modifikasi Permeabilitas	
<i>Fracture Width</i>	0.002 ft
<i>Intrinsic Permeability</i>	10000 md
<i>Effective Permeability</i>	10 md
<i>Tip Permeability</i>	10 md

Tabel 3. Modifikasi properti untuk daerah perekahan hidrolik.

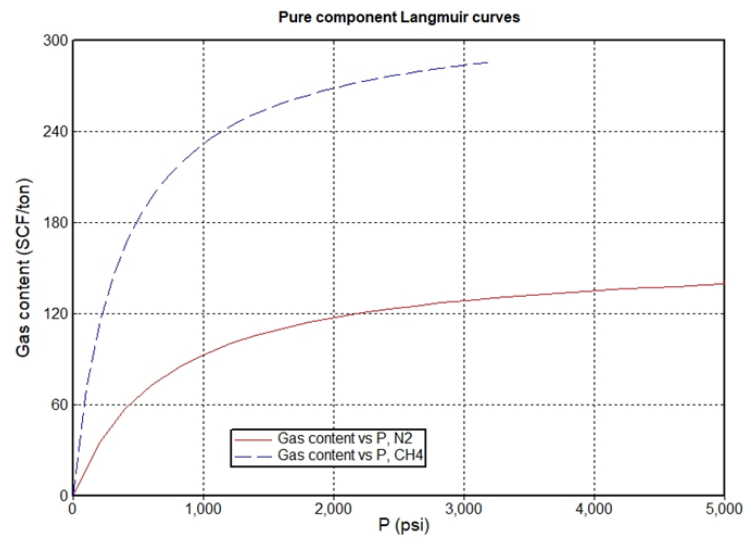
Properti	Daerah non Rekah	Daerah Rekah
Porositas	0.06	0.999
<i>RockType Set</i>	1	2

Penentuan Nilai Desorpsi N₂ dan CH₄

Fenomena desorpsi gas sangat penting dimodelkan dalam simulasi reservoir *shale gas*. Hal ini berpengaruh pada perhitungan *total gas in place* dan simulasi reservoir. Dalam studi ini, nilai desorpsi N₂ dan CH₄ untuk memodelkan fenomena desorpsi diambil dari uji laboratorium pada sampel *core* cekungan batubara San Juan [11]. Tabel 4 menunjukkan nilai properti volume dan tekanan Langmuir untuk kedua komponen CH₄ dan N₂. Gambar 8 menunjukkan model kurva yang dihasilkan dari nilai-nilai yang dimasukkan dari Tabel 4 dan diteruskan hingga tekanan 5000 psia.

Tabel 4. Nilai volume dan tekanan Langmuir CH₄ dan N₂

Properti	Satuan	CH₄	N₂
Volume Langmuir	SCF/ton	319.4	159.5
Tekanan Langmuir	psia	375.5	712.2



Gambar 8. Kurva Langmuir untuk N₂ dan CH₄

Pemodelan Permeabilitas Relatif

Pemodelan Permeabilitas Relatif mengikuti korelasi Corey [2], dimana:

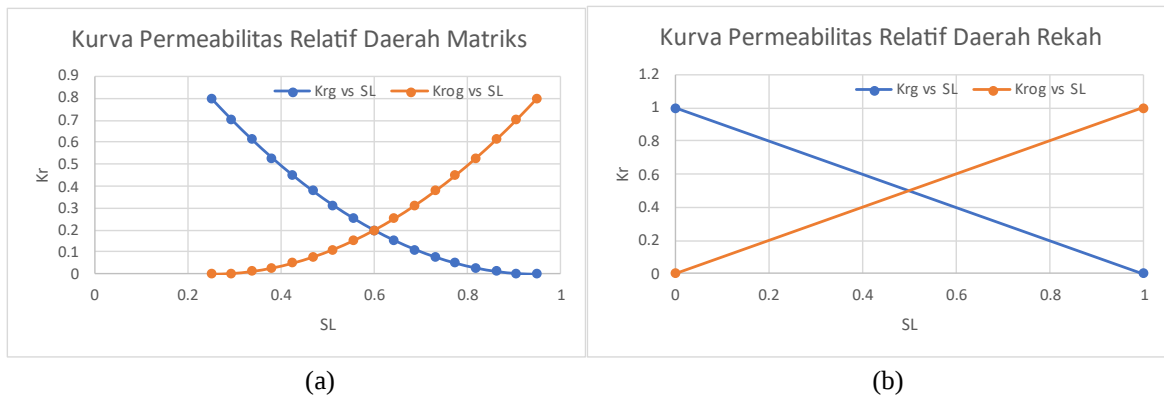
$$Kr_w = Kr_{w_{iro}} \cdot \left(\frac{Sw - Sw_{crit}}{1 - Sw_{crit} - So_{irw}} \right)^{Nw} \quad (10)$$

$$Kr_{ow} = Kr_{o_{cw}} \cdot \left(\frac{So - So_{rw}}{1 - Sw_{con} - So_{rw}} \right)^{Now} \quad (11)$$

$$Kr_{og} = Kr_{o_{ogcg}} \cdot \left(\frac{S_L - So_{rg} - Sw_{con}}{1 - Sg_{con} - So_{irg} - Sw_{con}} \right)^{Nog} \quad (12)$$

$$Kr_g = Kr_{g_{cL}} \cdot \left(\frac{Sg - Sg_{crit}}{1 - Sg_{crit} - So_{irg} - Sw_{con}} \right)^{Ng} \quad (13)$$

Dua *rock-type* dibuat untuk menggambarkan permeabilitas relatif di daerah matriks dan daerah rekah hidrolik. Gambar 9a dan Gambar 9b masing-masing menunjukkan kurva permeabilitas relatif yang dihasilkan untuk daerah matriks dan daerah rekah.



Gambar 9. Kurvapermeabilitasrelatif di: (a) daerahmatriks (b) daerahrekah.

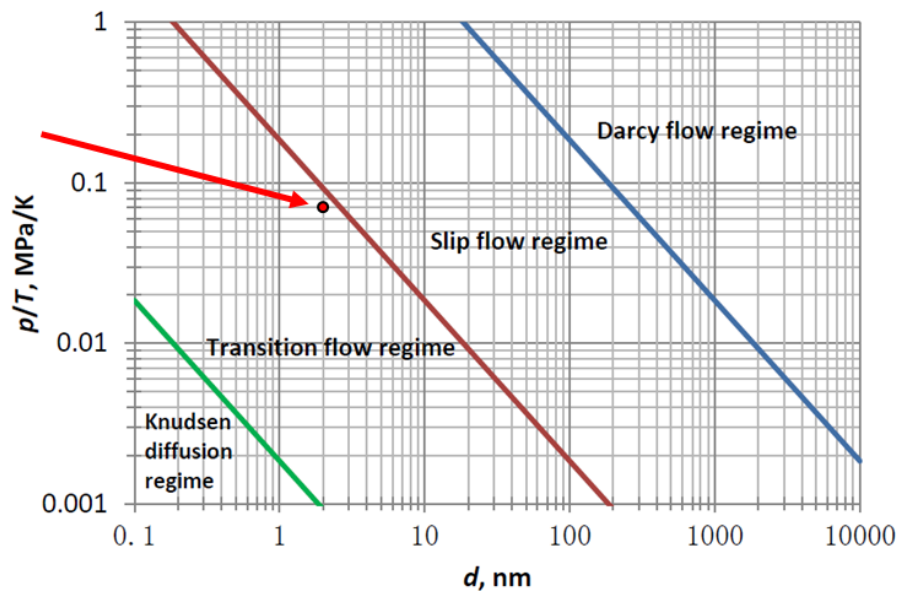
Pemodelan *Apparent Permeability*

Pemodelan *Apparent Permeability* diperlukan akibat sifat aliran fluida di reservoir *shale gas* yang mengikuti perilaku aliran non-Darcy. Untuk menentukan nilai Permeabilitas efektif dari *apparent permeability*, persamaan yang menggabungkan fenomena *slip flow* dan difusi Knudsen berdasarkan rezim aliran transisi akan digunakan. Javadpour memodelkan *apparent permeability* berdasarkan perilaku fluida tersebut seperti yang ditunjukkan pada persamaan (14) dimana K_{app} = *Apparent Permeability* (m²), K_D = *Darcy Permeability* (m²), μ = Viskositas (Pa.s), ρ_{avg} = Densitas rata-rata gas (kg/m³), R = Tetapan gas (8.314 J/Kmol), r = Diameter pori (m), T = Suhu reservoir (K), M = Massa molar (kg/kmol), α = *Tangential Momentum Accomodation Coefficient*, P_{avg} = Tekanan rata-rata reservoir (Pa)[6].

$$\frac{k_{app}}{k_D} = \frac{2\mu M}{3 \times 10^3 RT \rho_{avg}^2} \left(\frac{8RT}{\pi M} \right)^{0.5} \frac{8}{r} + \left[1 + \left(\frac{8\pi RT}{M} \right)^{0.5} \frac{\mu}{P_{avg} r} \left(\frac{2}{\alpha} - 1 \right) \right] \frac{1}{P_{avg}} \quad (14)$$

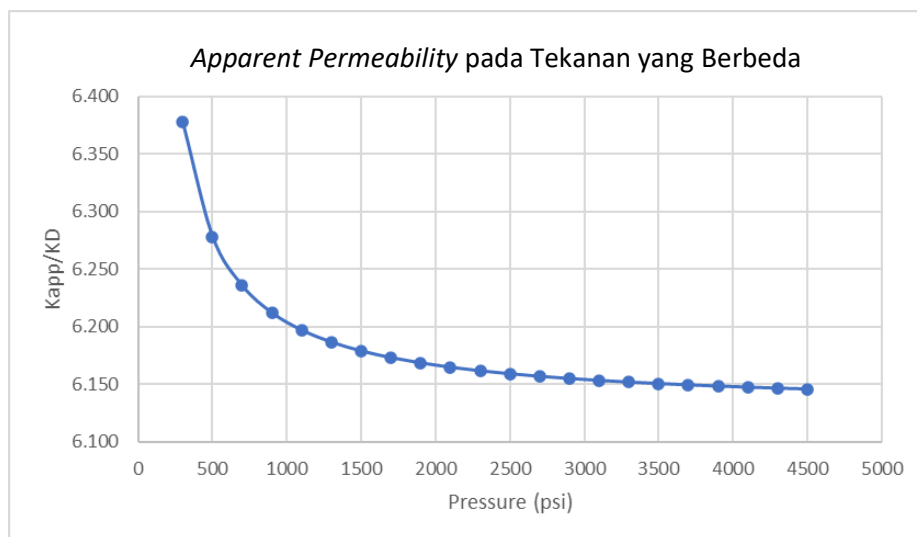
Persamaan (14) menunjukkan bahwa semakin rendah tekanan reservoir, maka *apparent permeability* menjadi lebih tinggi, yang berarti permeabilitas efektif di reservoir menjadi lebih tinggi. Parameter α diperoleh melalui studi laboratorium yang dilakukan oleh Yamaguchi et al. [7].

Kurva *Apparent Permeability* diperlukan untuk reservoir *shale gas* karena perilaku aliran fluida non-Darcy. Untuk reservoir *shale gas* X diasumsikan diameter pori (d) senilai 2 nm, dan diketahui suhu reservoir adalah 150 F (338.7 K) dan tekanan reservoir adalah 3580.74 psia (24.6 MPa), Angka ini berada di dalam rezim aliran transisi seperti yang ditunjukkan pada Gambar 10 yang menandakan bahwa aliran fluida di reservoir dipengaruhi oleh fenomena *slip flow* dan difusi Knudsen. Dengan menggunakan persamaan transpor yang menggabungkan fenomena *slip flow* dan difusi Knudsen[6], Maka hubungan *Apparent Permeability* dengan Tekanan Reservoir dapat dibuat plot.



Gambar 10. Rezimaliran di reservoir *shale gas* X berdasarkan grafik penentuan rezim aliran.

Gambar 10 menggambarkan grafik hubungan antara *apparent permeability* terhadap tekanan reservoir yang diperoleh dari persamaan (14). Grafik tersebut menunjukkan bahwa permeabilitas efektif di dalam reservoir enam kali lebih besar daripada permeabilitas darcy. Dari grafik tersebut juga menunjukkan bahwa ketika tekanan reservoir menurun, maka permeabilitas efektif akan meningkat meskipun kenaikan tidak signifikan.



Gambar 11. Grafik hubungan *apparent permeability* terhadap tekanan.

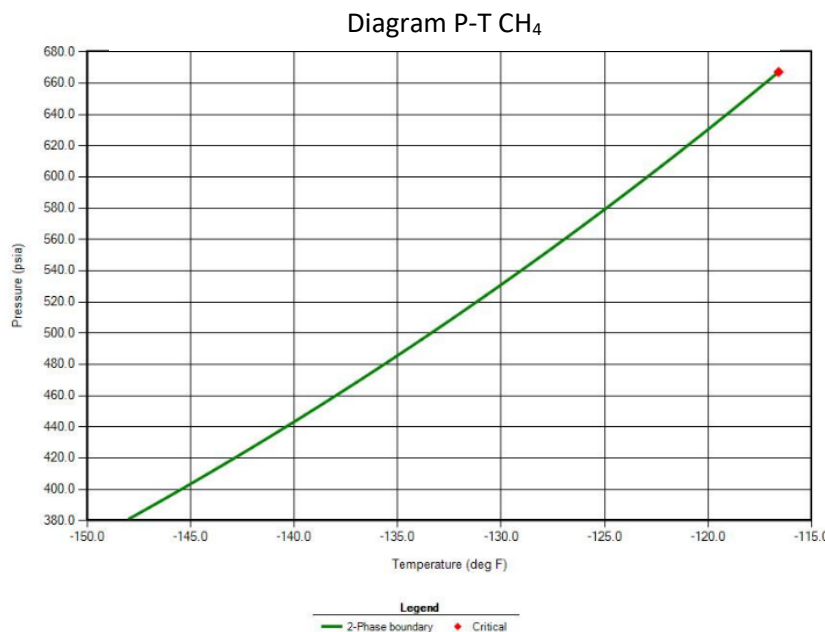
Pemodelan Fluida

Dalam studi ini, reservoir *shale gas* diasumsikan memiliki komposisi komponen yang homogen. Hal ini berarti komposisi fluida gas di reservoir adalah 100% CH_4 . Tabel 5 menunjukkan parameter properti molekul untuk komponen N_2 & CH_4 dan Gambar 12

menggambarkan diagram fase CH₄ pada kondisi suhu vs tekanan tertentu. Diagram fase tersebut menunjukkan bahwa fluida reservoir berada dalam kondisi super kritis.

Tabel 5. Sifat fisik molekul N₂ dan CH₄.

Komponen	N ₂	CH ₄
Tekanan Kritis (psi)	492.3	758
Suhu Kritis (K)	126.2	190.6
AccentricFactor	0.04	0.008
Mol. Weight g/mol	28.013	16.043
Volume kritis m ³ /kg.mol	0.0895	0.099
SpecificGravity	0.819	0.3
Titik Uap (F)	-320.35	-258.61



Gambar 12. Diagram fase CH₄.

Skenario Produksi

Dalam studi ini reservoir *shale gas* akan diproduksi dalam waktu 30 tahun. Kedua sumur (Well-1 dan Well-2) akan memproduksi dalam waktu 5 tahun pertama dengan batasan/*constraint* BHP 300 psia dan Gas Rate (STG) 2 MMCF. Setelah 5 tahun, Well-2 akan ditutup. Empat skenario akan disimulasikan yaitu:

1. Well-2 dikonversi menjadi sumur injeksi (Well-3) dan melakukan injeksi selama 5 tahun. Well-1 akan terus memproduksi hingga 30 tahun. Simulasi mempertimbangkan pengaruh desorpsi pada simulasi.
2. Well-2 cukup ditutup dan Well-1 terus memproduksi selama 30 tahun. Simulasi mempertimbangkan pengaruh desorpsi pada simulasi.

3. Well-2 dikonversi menjadi sumur injeksi (Well-3) dan melakukan injeksi selama 5 tahun. Well-1 akan terus berproduksi hingga 30 tahun. Simulasi mengabaikan efek desorpsi.
4. Well-2 cukup ditutup dan Well-1 terus berproduksi selama 30 tahun. Simulasi mengabaikan efek desorpsi.

Dari seluruh skenario yang disebutkan di atas, *wellschedule* dan batasan produksinya dirangkum dalam Tabel 6.

Tabel 6. Batasan produksi pada sumur 1, 2, dan sumur konversi.

Sumur	1 (Pro)	2 (Pro)	3 (Inj)
Constraints	300 psia	300 psia	-
	2 MMCF/day	2 MMCF/day	1 MMCF/day
Open	2000-1-1	2000-1-1	2005-1-1
Shut-in	-	2005-1-1	2010-1-1

HASIL DAN PEMBAHASAN

Inisialisasi

Karena fenomena desorpsi gas pada reservoir *shale gas* berpengaruh pada *total gas in place*, dilakukandua inisialisasi untuk model yang menggunakan desorpsi dan model yang tidak menggunakan desorpsi. Hasil inisialisasi dirangkum dalam Tabel 7. Tabel tersebut menunjukkan bahwa dengan mengimplementasikan model desorpsi, *gas in place* 94.14% lebih tinggi dari model yang mengabaikan implementasi model desorpsi.

Tabel 7. Original Gas in Place dari inisialisasi hasil perangkat lunak berdasarkan penerapan model desorpsi.

Properti	Satuan	Model Reservoir	
		Dengan Desorpsi	Tanpa Desorpsi
Total Bulk Reservoir Volume	BCF	4.5	4.5
Total Pore Volume	BCF	0.316	0.316
Total Hydrocarbon Pore Volume	BCF	0.253	0.253
Original Oil in Place, OOIP	BBL	0	0
Original Gas in Place, OGIP	BCF	114.13	58.03
Perbedaan	%	94.14	-

Karena model reservoirnya menggunakan *dualporosity* dan adanya perekahan hidrolik, maka *gas in place* pada kedua model desorpsi dan tanpa desorpsi terdiri dari dua daerah reservoir, yaitu daerah matriks (*matrix*) dan daerah rekah alam (*fracture*). Selain itu, perhitungan secara volumetrik juga dilakukan untuk memverifikasi apakah simulasi reservoir untuk melakukan injeksi N₂ bisa dilakukan dengan melihat bahwa OGIP di perangkat lunak tidak boleh memiliki perbedaan lebih dari 10% dari perhitungan volumetrik.

Tabel 8 menunjukkan nilai OGIP pada setiap model dan perbandingannya terhadap perhitungan volumetrik. Tabel tersebut menunjukkan bahwa pada kedua model desorpsi dan tanpa desorpsi, sebagian besar gas yang ada di formasi berada di daerah matriks. Dari parameter model yang diambil sebelumnya dari studi lain (Tabel 1), porositas daerah rekah memiliki nilai yang sangat kecil (0.004%), sehingga *gas in place* di daerah rekah juga menjadi lebih sedikit daripada daerah matriks.

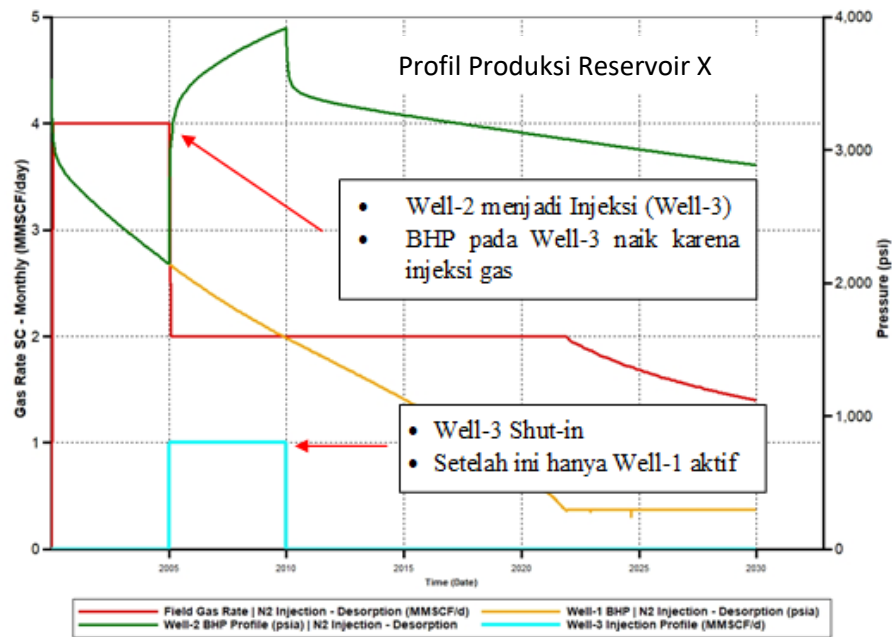
Selain itu terlihat bahwa nilai *gas in place* untuk daerah rekah pada model yang menggunakan desorpsi dan tanpa desorpsi adalah sama besar. Hal ini disebabkan oleh daerah tersebut adalah daerah ‘rekah’, di mana sebagian besarnya adalah ruang kosong. Dengan sedikitnya jumlah matriks yang ada di daerah tersebut, fenomena desorpsi dianggap tidak berlaku pada daerah rekah.

Tabel 8. Perincian nilai OGIP berdasarkan daerahnya pada model desorpsi dan tanpa desorpsi dan perbandingan nilai OGIP terhadap perhitungan secara volumetrik.

Model	OGIP (BCF)	Perbedaan (%)	Daerah OGIP (BCF)		Persentase (%)	
			Matriks	Rekah	Matriks	Rekah
Desorpsi	114.13	-	98.314	8.265	92.8	7.2
Desorpsi (Volumetrik)	117.36	2.76	-	-	-	-
Tanpa Desorpsi	59.63	-	51.363	8.265	86.1	13.9
Tanpa Desorpsi (Volumetrik)	27.75	52.18	-	-	-	-

Profil Produksi Reservoir

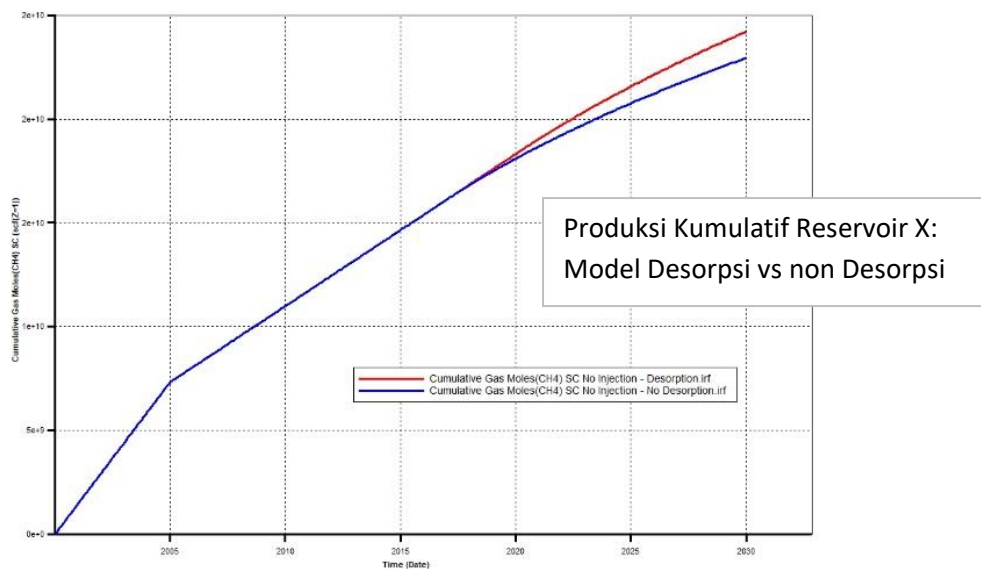
Gambar 13 Menunjukkan laju produksi gas di reservoir secara keseluruhan lapangan dan laju injeksi pada Well-3 untuk simulasi yang melakukan injeksi N₂ di model yang menerapkan fenomena desorpsi. Grafik ini ditampilkan untuk mengetahui bagaimana produksi dan injeksi suatu fluida saat disimulasikan. Well-1 dan Well-2 berproduksi pada laju yang sama selama 5 tahun pertama dengan laju 2 MMSCF/day dan Well-2 dikonversi menjadi Well-3 yang kemudian injeksi sebesar 1 MMSCF/day selama 5 tahun berikutnya. Well-1 akan terus dibiarkan berproduksi hingga akhir simulasi. Ketika batasan produksi telah mencapai untuk menjaga tekanan di bawah sumur sebesar 300 psia, maka produksi gas akan menurun setelahnya.



Gambar 13. Profil produksi reservoir *shale gas* X dengan injeksi fluida.

Karena reservoir ini airnya tidak bisa mengalir (permeabilitas relatif air ≈ 0), maka mekanisme produksi pada reservoir ini saat awal produksi adalah ekspansi gas.

Evaluasi Kinerja Reservoir: Produksi Kumulatif

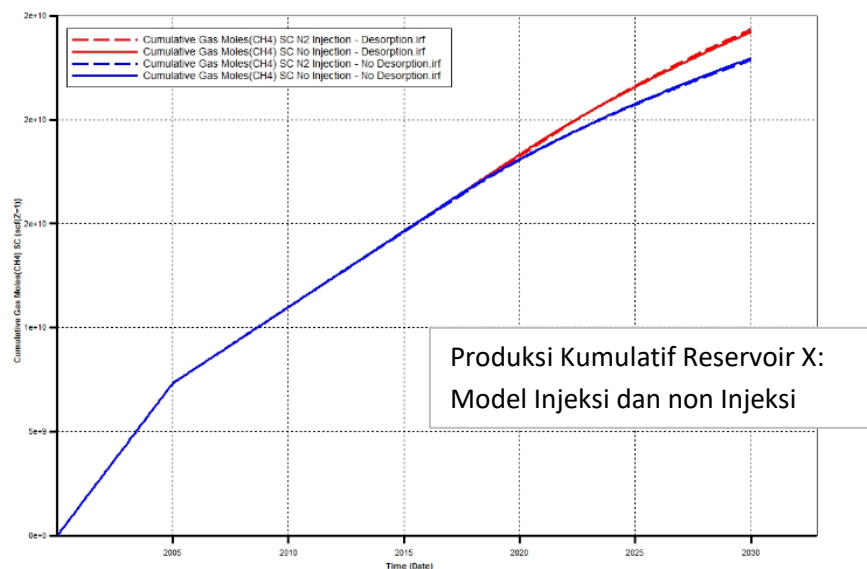


Gambar 14. Produksi kumulatif reservoir *shale gas* pada simulasi yang tidak menerapkan injeksi.

Gambar 14 menunjukkan grafik produksi kumulatif untuk model desorpsi dan tanpa desorpsi pada bagian tanpa injeksi. Grafik tersebut memperlihatkan tren garis lurus dan kemudian adanya pembentukan 'sudut' pada tahun 2005. Berdasarkan profil produksi yang dipaparkan pada Gambar 13, hal tersebut disebabkan oleh adanya konversi sumur Well-2

menjadi Well-3 (injeksi). Dalam kasus simulasi reservoir yang tidak menggunakan injeksi, Well-2 di tahun 2005 hanya berubah menjadi status *shut-in*. Dari grafik terlihat bahwa model reservoir yang mempertimbangkan adanya fenomena desorpsi memiliki produksi kumulatif yang lebih tinggi daripada model reservoir yang mengabaikan fenomena desorpsi. Hal ini disebabkan oleh jumlah OGIP pada model dengan desorpsi yang lebih besar daripada model tanpa desorpsi, sehingga kemampuan reservoir untuk memproduksi gas dengan mekanisme produksi ekspansi gas masih lebih banyak.

Gambar 15 menunjukkan grafik produksi kumulatif dan kali ini menunjukkan juga pengaruh injeksi N₂ terhadap kinerja reservoir. Dari grafik tersebut terlihat bahwa injeksi N₂ tidak berpengaruh secara signifikan pada kedua model (dengan desorpsi dan tanpa desorpsi). Pada model yang mengabaikan desorpsi, Injeksi N₂ terlihat menurunkan produksi kumulatif daripada tanpa injeksi. Sebaliknya, model yang mempertimbangkan fenomena desorpsi mengalami peningkatan produksi kumulatif meskipun tidak banyak. Adanya sedikit peningkatan produksi kumulatif CH₄ pada model yang mengimplementasikan desorpsi mungkin disebabkan oleh adanya sebagian gas N₂ yang teradsorpsi ke dalam batuan dan mengubah gas CH₄ yang sedang teradsorpsi ke dalam formasi menjadi gas bebas (*free gas*). Nilai-nilai produksi kumulatif pada seluruh skenario simulasi dirangkum ke dalam Tabel 9.



Gambar 15. Produksi kumulatif reservoir *shale* gas pada empat skenario berbeda

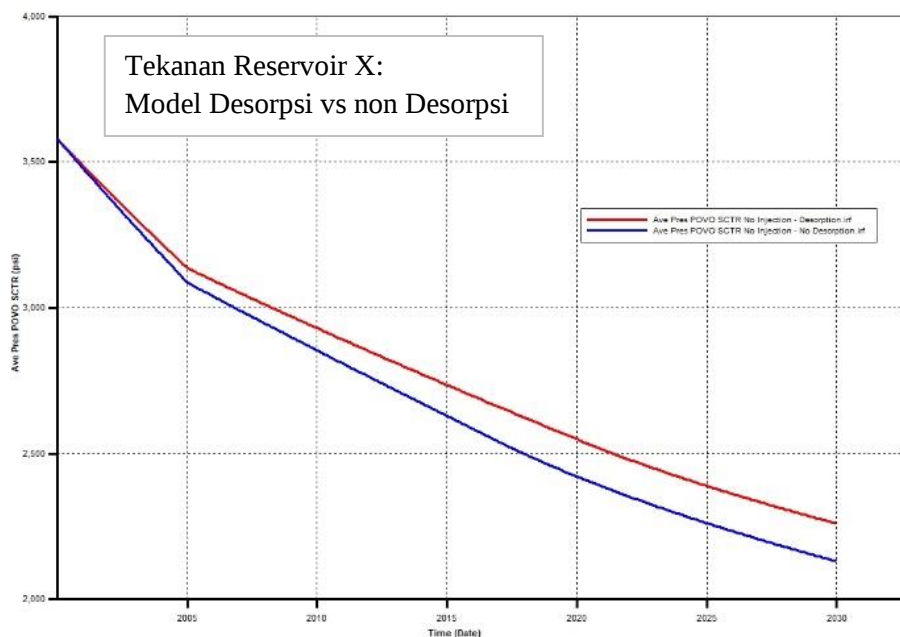
Tabel 9. Persentase perbedaan produksi kumulatif untuk keempat skenario produksi.

Skenario Produksi	Produksi Kumulatif CH ₄ (BCF)	Perbedaan (%)
N ₂ Injection – Desorption	23.01	5.09
No Injection – Desorption	22.89	5.53
N ₂ Injection – No Desorption	21.61	-0.37
No Injection – No Desorption	21.69	Base Comparison

Berdasarkan Tabel 9, simulasi reservoir yang menerapkan model desorpsi memiliki perbedaan produksi kumulatif rata-rata 5% lebih tinggi daripada model yang tidak menerapkan model desorpsi.

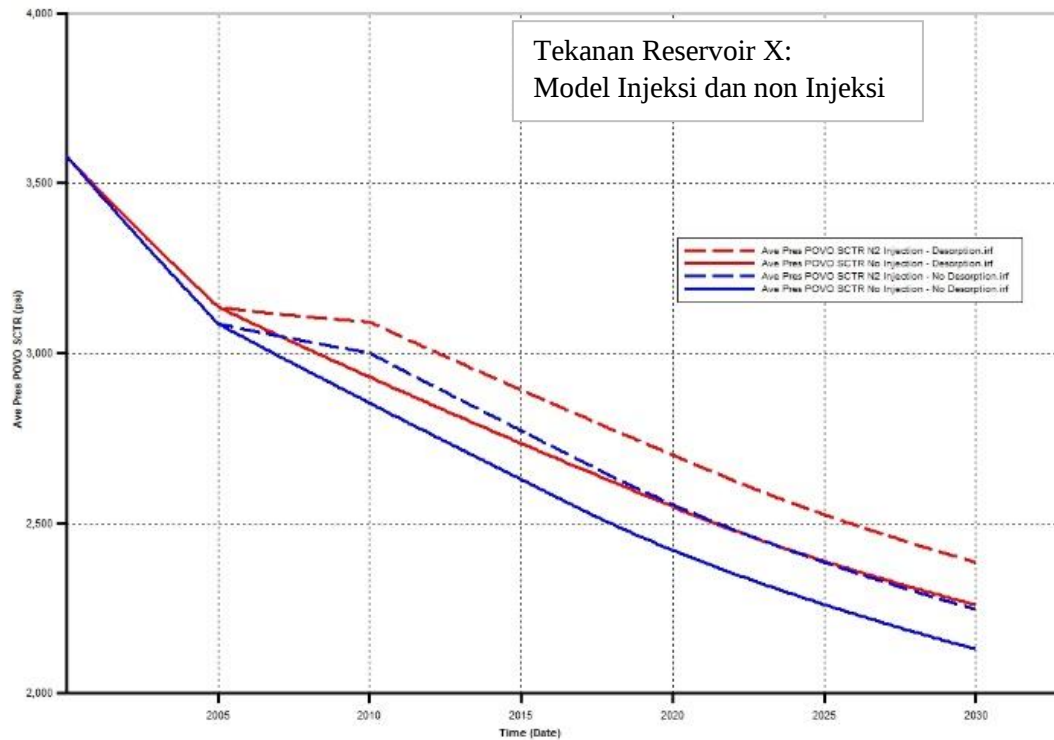
Evaluasi Kinerja Reservoir: Tekanan Reservoir

Gambar 16 menggambarkan tekanan reservoir pada model dengan desorpsi dan tanpa desorpsi dengan injeksi N_2 diabaikan terlebih dahulu. Berdasarkan Gambar 16 terlihat juga tren ‘siku’ di tahun 2005 yang disebabkan oleh tutupnya Well-2. Dari gambar tersebut terlihat juga bahwa tekanan reservoir pada model tanpa desorpsi memiliki tren penurunan yang lebih cepat daripada model dengan desorpsi. Seperti yang dibahas melalui subbab sebelumnya, hal ini dimungkinkan oleh nilai *gas in place* yang lebih besar pada model dengan desorpsi sehingga memengaruhi kinerja reservoir secara keseluruhan. Nilai tekanan reservoir pada akhir simulasi disebutkan ke dalam Tabel 10.



Gambar 16. Tekanan reservoir *shale gas* pada simulasi tanpa injeksi.

Gambar 17 menunjukkan tekanan rata-rata di reservoir pada keempat skenario produksi untuk melihat pengaruh injeksi N_2 terhadap kinerja reservoir. Dari gambar tersebut terlihat bahwa injeksi N_2 kali ini cukup berpengaruh pada kinerja reservoir. Injeksi N_2 yang mulai dilakukan tahun 2005 hingga tahun 2010 melalui Well-3 menyebabkan peningkatan tekanan reservoir kurang lebih sebesar 5%, sehingga hasil simulasi menunjukkan bahwa injeksi N_2 ke dalam reservoir membantu menjaga tekanan reservoir untuk terus berproduksi. Seluruh nilai tekanan reservoir pada akhir simulasi juga masuk ke dalam Tabel 10.



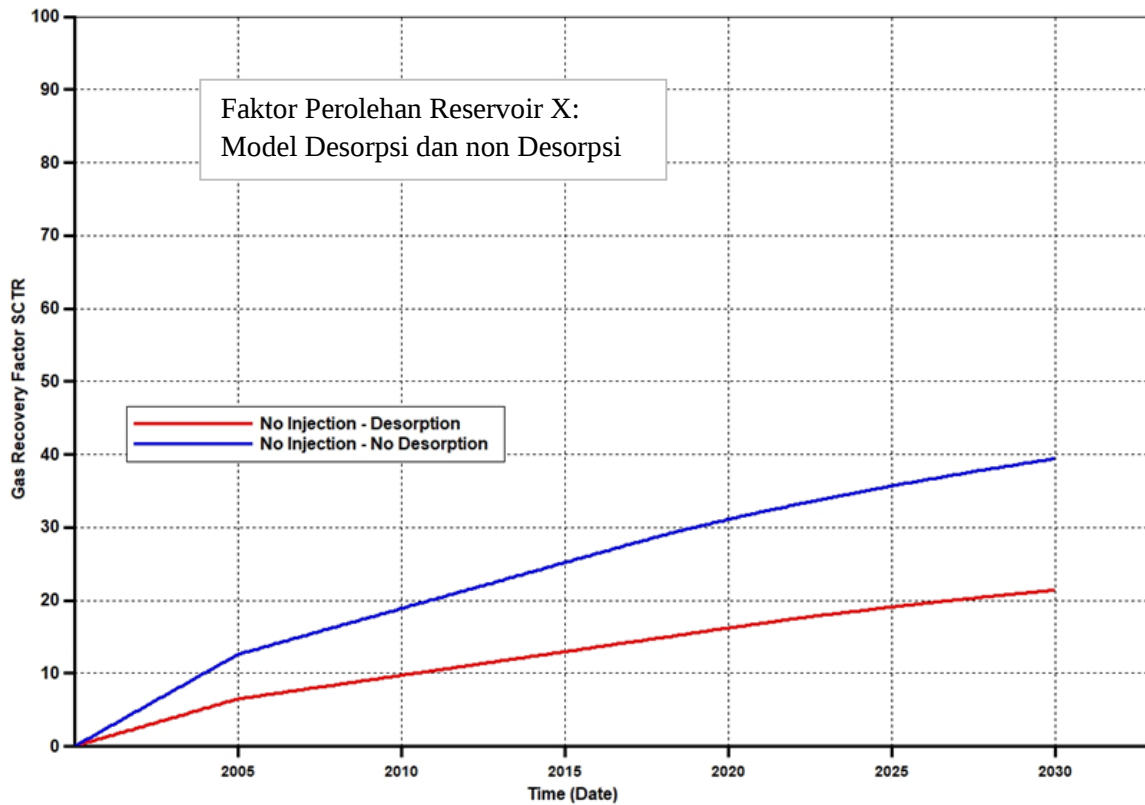
Gambar 17. Tekanan reservoir *shale* gas pada keempat scenario produksi.

Tabel 10. Besar perbedaan tekanan reservoir pada empat skenario berbeda.

Skenario Produksi	Tekanan reservoir (psia)	Perbedaan (%)
<i>N₂ Injection – Desorption</i>	2385	11.98
<i>No Injection – Desorption</i>	2260	6.10
<i>N₂ Injection – No desorption</i>	2246	5.45
<i>No Injection – No desorption</i>	2130	-

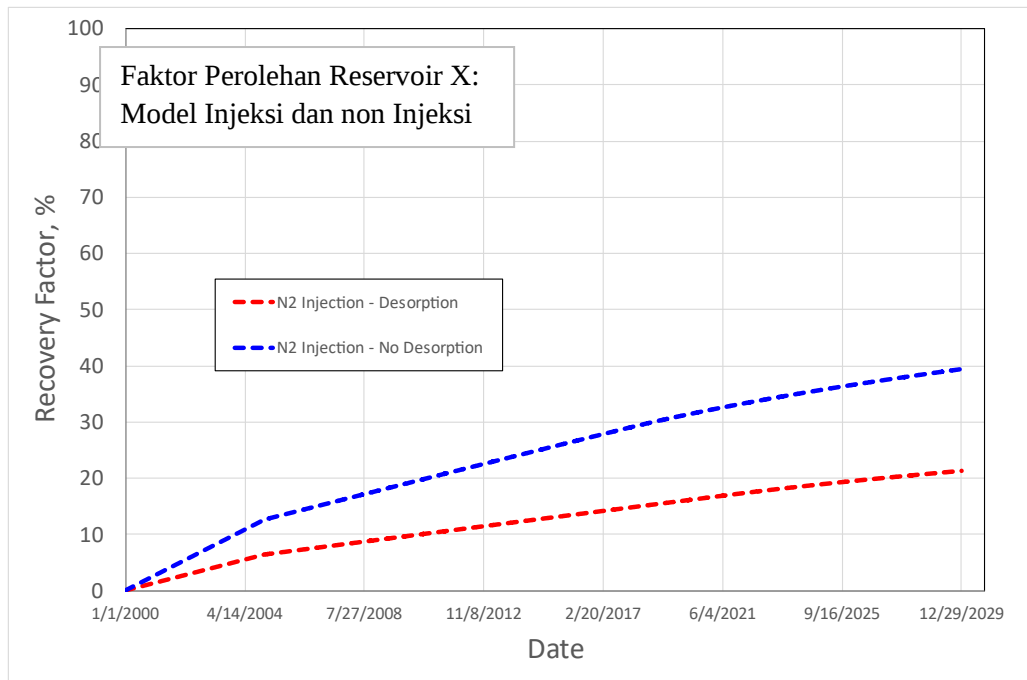
Evaluasi Kinerja Reservoir: Faktor Perolehan

Gambar 18 menunjukkan dua kurva faktor perolehan fluida CH₄ pada model yang dipengaruhi oleh fenomena desorpsi dan tanpa fenomena desorpsi. Kedua kurva tersebut belum dilakukannya injeksi N₂. Dari Gambar 18 terlihat perbedaan nilai faktor perolehan yang signifikan. *Kehati-hatian harus sangat dilakukan* karena nilai inisialisasi yang tidak sama pada model dengan desorpsi dan model tanpa desorpsi. Kurva faktor perolehan untuk model tanpa desorpsi terlihat lebih optimis hasilnya karena OGIP di model tersebut lebih kecil daripada OGIP di model dengan desorpsi. Dengan pertimbangan tersebut, maka Gambar 18 jadi menunjukkan bahwa reservoir *shale gas* X memiliki potensi yang terlalu optimis jika tidak adanya fenomena desorpsi pada reservoir tersebut. Pada akhirnya kurva pada Gambar 18 memiliki tren yang masih stabil naik. Sehingga jika dilakukan simulasi produksi ke tahun lebih lanjut dari 2030, maka kedua model masih bisa melakukan produksi yang substansial.



Gambar 18. Nilai factor perolehan pada model yang tidak menerapkan injeksi N_2

Gambar 19 menunjukkan pengaruh injeksi N_2 terhadap faktor perolehan pada simulasi yang melakukan injeksi. Dari grafik tersebut terlihat bahwa nilai faktor perolehan pada injeksi N_2 sama dengan Gambar 18. Hal ini menunjukkan bahwa injeksi N_2 tidak meningkatkan faktor perolehan secara signifikan. Jika dihubungkan dengan kurva Langmuir yang ada pada Gambar 8, hal ini kemungkinan disebabkan oleh kemampuan adsorpsi N_2 ke dalam reservoir yang terbatas. Sehingga ketika diinjeksikan, Hanya sebagian kecil gas N_2 yang berhasil mengubah CH_4 dari teradsorpsi menjadi *free gas*. Sebagian besar gas injeksinya bertindak sebagai fluida biasa seolah-olah tidak ada fenomena desorpsi. Nilai lebih detail untuk faktor perolehan pada keempat model simulasi dirangkum dalam Tabel 11.



Gambar 19. Nilai factor perolehan pada scenario produksi dengan injeksi N₂.

Tabel 11. Persentase faktor perolehan pada empat skenario produksi

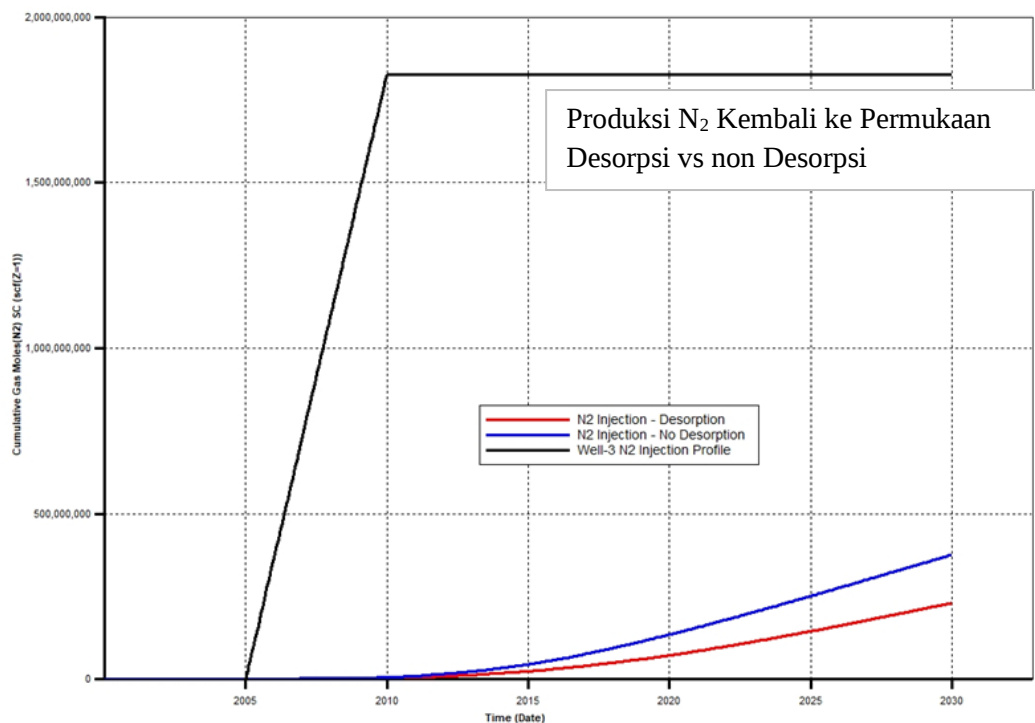
Skenario Produksi	Faktor Perolehan (%)	Perbedaan (%)
<i>N₂ Injection – Desorption</i>	21.32	-
<i>No Injection - Desorption</i>	21.21	0.51
<i>N₂ Injection – No Desorption</i>	39.38	-
<i>No Injection – No Desorption</i>	39.53	-0.41

Evaluasi Parameter Lainnya

Selain itu juga dilakukan analisis jumlah N₂ yang terproduksi kembali ke permukaan melalui sumur Well-1 yang dipaparkan pada Gambar 20. Grafik tersebut menunjukkan bahwa pada model yang melakukan injeksi, dengan adanya model desorpsi, jumlah N₂ yang terproduksi kembali ke permukaan pada kenyataannya lebih sedikit daripada jika model desorpsi diabaikan. Pada simulasi reservoir yang mempertimbangkan model desorpsi, diketahui bahwa total N₂ yang terproduksi kembali ke permukaan adalah sebesar 12.59%, lebih kecil dari model yang mengabaikan fenomena desorpsi.

Tabel 12. Persentase molekul N₂ yang terproduksi kembali ke permukaan.

Properti		Nilai (BCF)	Persentase (%)
Total Injeksi Well-3		1.727	-
Total N ₂ terproduksi di Well-1	w/ <i>Desorption</i>	0.218	12.59
	w/o <i>Desorption</i>	0.355	20.55



Gambar 20. Jumlah N_2 yang terproduksi kembali ke permukaan melalui produksi Well-1 pada skenario yang menerapkan injeksi N_2 .

Pembahasan Lanjutan

Pada simulasi reservoir ini, terlihat bahwa produksi kumulatif pada reservoir *shale gas* di Gambar 15 relatif tidak jauh berbeda meskipun OGIP pada kedua model berbeda jauh hingga hampir dua kali lipat seperti yang ditunjukkan pada Tabel 7. Jika dihubungkan dengan model isoterm Langmuir di reservoir seperti yang ditunjukkan pada Gambar 8, terlihat bahwa sebagian besar gas CH_4 masih tersimpan di dalam reservoir dalam bentuk gas teradsorpsi, dimana tekanan reservoir yang masih relatif tinggi hingga akhir simulasi (tekanan paling rendah dari skenario produksi yang mengimplementasikan fenomena desorpsi adalah 2260 psia). Dengan tekanan awal reservoir adalah 3580.74 psia dan tekanan reservoir terendah pada model adsorpsi adalah 2260 psia, terlihat pada Gambar 8 bahwa jumlah gas yang masih dalam kondisi teradsorpsi ke formasi sebesar ≈ 270 scf/ton dari ≈ 290 scf/ton, hanya mengalami desorpsi sebesar 6.8% dari jumlah gas yang sedang teradsorpsi.

Selain itu, faktor lain yang memengaruhi tidak signifikannya peningkatan produksi gas CH_4 setelah dilakukan injeksi adalah gas N_2 memiliki kapasitas desorpsi yang lebih rendah daripada gas CH_4 , seperti yang terlihat dampaknya pada Gambar 18 dan 19. Pada Gambar 20, Dengan adanya model desorpsi, gas injeksi yang terproduksi kembali ke permukaan melalui Well-1 lebih sedikit daripada model tanpa desorpsi.

KESIMPULAN

Beberapa kesimpulan bisa ditarik dari penelitian ini, yaitu:

1. Pemodelan *shale gas* reservoir dilakukan dengan memodelkan perekaan hidrolik, fenomena desorpsi, dan *apparent permeability* akibat perilaku fluida non-darcy. Berdasarkan studi di atas, pemodelan fenomena desorpsi di reservoir sangat penting untuk mendapatkan total gas in place dan produksi fluida yang lebih akurat.
2. Fenomena desorpsi pada reservoir *shale gas* berpengaruh pada estimasi *initial gas in place*. Karena memengaruhi estimasi *initial gas in place*, kinerja reservoir juga terpengaruh akibat jumlah *in place* yang lebih besar. Hal ini terlihat pada peningkatan GIIP sebesar 94.14% pada model yang menerapkan fenomena desorpsi.
3. Dari studi ini injeksi N₂ tidak memengaruhi kinerja reservoir secara signifikan akibat kapasitas desorpsi yang lebih rendah dari gas reservoir itu sendiri. Hal ini ditunjukkan salah satunya di perbedaan kumulatif produksi pada kedua skenario yang berbeda (injeksi dan non injeksi) dimana perbedaannya hanya sebesar 0.37%.

REFERENSI

- [1] C. L. Cipolla, E. P. Lolon, J. C. Erdle, and B. Rubin, "Reservoir Modeling in Shale Gas Reservoirs", *SPE Res. Eval. & Eng.*, vol. 13 (04), 2010, Aug. 2010, pp. 638-653, doi: <https://doi.org/10.2118/125530-PA>
- [2] CMG Suite 2015. (2015). *Builder User Guide: Simulation Model-Building Application*. Computer Modelling Group Ltd.
- [3] D. Tiab and E. C. Donaldson, *Petrophysics: Theory and practice of measuring reservoir rock and fluid transport properties*, 4th ed. USA: Gulf Professional Publishing, 2016.
- [4] D. A. Handwerger, D. Willberg, et al., "Reconciling Retort versus Dean Stark Measurements on Tight Shales", presented at SPE Annu. Tech. Conf. and Exhib, San Antonio, Texas, USA, Oct. 2012, doi: <https://doi.org/10.2118/159976-MS>
- [5] E. S. Bougre and T.D. Gamadi, "Enhanced oil recovery applications in low permeability formations by the injections of CO₂, N₂, and CO₂/N₂ mixture gases", *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, pp. 1963-1971, Mar. 2021, doi: <https://doi.org/10.1007/s13202-021-01113-5>
- [6] F. Javadpour, "Nanopores and Apparent Permeability of Gas Flow in Mudrocks (Shales and Siltstone)", *J. Can. Pet. Technol.*, vol. 48 (08), pp. 16-21, doi: <https://doi.org/10.2118/09-08-16-DA>.

- [7] H. Yamaguchi, Y. Matsuda, and T. Niimi, “Tangential Momentum Accomodation Coefficient measurements for various materials and gas species,” inJ. Physics Conf. Series 362, Jun. 2012. doi:<https://doi.org/10.1088/1742-6596/362/1/012035>
- [8] J. Shi, L. Zhang, et al., “Diffusion and Flow Mechanisms of Shale Gas through Matrix Pores and Gas Production Forecasting”, presented at SPE Unconventional Resources Conf., Calgary, Alberta, Canada, Nov. 2013. doi:<https://doi.org/10.2118/167226-MS>
- [9] J. Zhan, Q. Yan, et al., “A Systematic Reservoir Simulation Study on Assessing the Feasibility of CO2 Sequestration in Shale Gas Reservoirs with Potential Enhanced Gas Recovery”, presented at Carbon Management Technology Conf., Houston, Texax, USA, Jul. 2017. doi:<https://doi.org/10.7122/484390-MS>
- [10]J. C. Glorioso, and A. Rattia, “Unconventional Reservoirs: Basic Petrophysical Concepts for Shale Gas”, presented at SPE/EAGE European Unconventional Resources Conf. and Exhib., Vienna, Austria, Mar. 2012. doi: <https://doi.org/10.2118/153004-MS>
- [11]K. A. M. Gasem, R. L. Robinson Jr., S. R. Reeves, (2002). *Adsorption of Pure Methane, Nitrogen, and Carbon Dioxide and Their Mixtures on San Juan Basin Coal*, Mar. 2002, doi: <https://doi.org/10.2172/923254>
- [12]P.Wu and R. Aguilera, “Uncertainty Analysis of Shale Gas Simulation: Consideration of Basic Petrophysical Properties”, presented at *SPE Unconventional Resource Conf.*, Calgary, Alberta, Canada, Nov. 2013. doi:<https://doi.org/10.2118/167236-MS>
- [13]R. Aguilera, “Flow Units: From Conventional to Tight Gas to Shale Gas Reservoirs”, presented at Trinidad and Tobago Energy Resources Conf., Port of Spain, Trinidad, Jun. 2010, doi: <https://doi.org/10.2118/132845-MS>
- [14]R. D. Barree and M.W. Conway, “Beyond Beta Factors: A Complete Model for Darcy, Forchheimer, and Transforchheimer Flow in Porous Media”, presented at SPE Annual Technical Conf. and Exhib, Houston, Texas, Sep. 2004, doi: <https://doi.org/10.2118/89325-MS>
- [15]U. S. Energy Information Administration. *Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: Indonesia*, Sep. 2015. [Online] Available: https://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/pdf/Indonesia_2013.pdf