



SEMINAR NASIONAL FISIKA DAN GEOFISIKA IV

"Frontier of Physics and Geophysics: Advancing Sustainable Innovations Through Environmental Tropical Rain Forest Dynamic and Equatorial Phenomena"

SNFG

Fakultas Matematika dan Ilmu Pengetahuan Alam, Universitas Mulawarman



IMPLEMENTASI *SMART COMPLETION* DENGAN *ADVANCED AUTONOMOUS INFLOW CONTROL DEVICES* (AICD) PADA LAPANGAN *OFFSHORE* BERBASIS SIMULASI TEKNO-EKONOMI UNTUK OPTIMALISASI PRODUKSI

Reza Shela Ananta^{1*}, Frizwilly C.H. Silalahi¹, Agista Ramadhani¹, Coure Immacolata¹, Al Yildis Jannati¹

¹Sekolah Tinggi Teknologi MIGAS Balikpapan

*E-mail: frizwillychandros@gmail.com

Abstrak

Tantangan produksi pada lapangan lepas pantai Indonesia, seperti efisiensi penyapuan yang rendah, *breakthrough* air/gas dini, dan heterogenitas reservoir yang tinggi, memerlukan pendekatan kompleksi yang inovatif. Penelitian ini mengevaluasi efektivitas teknologi *Autonomous Inflow Control Devices* (AICD) dalam *smart well completion* untuk mengoptimalkan produksi dan kelayakan ekonomi pada reservoir kompleks. Simulasi dilakukan menggunakan perangkat lunak tNavigator™ dengan model reservoir Norme *Field* sebagai analogi lapangan *offshore* Indonesia. Metodologi mencakup analisis *steady-state inflow*, segmentasi sumur, dan simulasi dinamik selama 42 tahun dengan tiga skenario: (1) injeksi air dan gas tanpa AICD, (2) injeksi air tanpa AICD, dan (3) injeksi air dengan AICD. Hasil simulasi menunjukkan bahwa implementasi AICD berhasil menunda *breakthrough* air hingga 2,5 tahun dan mengurangi *water cut* sebesar 25% dibandingkan kompleksi konvensional. AICD juga meningkatkan perolehan minyak *incremental* sebesar 35% dengan mempertahankan tekanan *bottom-hole* 300–500 psi lebih tinggi. Pada zona bergas, AICD mencegah gas *coning* dengan mengurangi gas-oil ratio (GOR) hingga 75%. Analisis ekonomi mengungkapkan bahwa skenario AICD menghasilkan *Net Present Value* (NPV) tertinggi sebesar USD 4,1 miliar, mengungguli skenario dasar (USD 3,0 miliar) dan skenario tanpa injeksi gas (USD 3,2 miliar), dengan *payback period* kurang dari 5 tahun. Keunggulan lingkungan turut tercapai melalui pengurangan emisi CO₂ sebesar 25–30% dan penurunan produksi air hingga 20 juta barel. Disimpulkan bahwa *smart completion* dengan AICD merupakan solusi tekno-ekonomi yang unggul untuk meningkatkan *ultimate recovery*, memperpanjang umur lapangan, dan mendukung tujuan keberlanjutan. Implementasi teknologi ini direkomendasikan pada tahap perencanaan pengembangan lapangan *offshore* Indonesia untuk memaksimalkan nilai aset dan ketahanan energi nasional.

Kata kunci: *Smart Completion*, AICD, Simulasi Reservoir, Optimalisasi Produksi, Lapangan *Offshore*.

PENDAHULUAN

Sektor minyak dan gas bumi Indonesia menghadapi tantangan kompleks dalam mempertahankan tingkat produksi nasional, terutama dari lapangan lepas pantai dan aset yang sudah matang. Fase produksi merupakan tahap kritis yang menentukan kelangsungan ekonomi suatu proyek migas, di mana arus kas harus dapat menutup investasi besar yang telah ditanamkan. Namun, banyak lapangan di Indonesia mengalami penurunan kinerja yang signifikan seiring dengan bertambahnya usia operasi. Kondisi ini diperparah oleh menurunnya tekanan reservoir secara alami dan efisiensi penyapuan yang tidak optimal, yang menyebabkan volume hidrokarbon yang dapat dipulihkan menjadi tidak maksimal. Masalah-masalah teknis ini pada akhirnya berdampak langsung pada menurunnya *Return on Investment* (ROI) dan kelayakan ekonomi proyek secara keseluruhan.

Strategi kompleksi konvensional, seperti kompleksi *open hole* atau *slotted liner*, ternyata memiliki keterbatasan serius dalam mengelola produksi dari reservoir yang heterogen. Sistem tradisional ini tidak mampu mengatur distribusi aliran masuk (*inflow*) dari berbagai zona reservoir secara dinamis dan selektif. Akibatnya, produksi sering kali didominasi oleh zona berpermeabilitas tinggi atau zona yang rentan terhadap *breakthrough* air dan gas. Dominasi ini menyebabkan drainase reservoir yang tidak merata, di mana zona berpermeabilitas rendah tidak terproduksi dengan optimal. Kondisi ini memicu *early water* atau gas *breakthrough*, yang selanjutnya meningkatkan biaya operasional untuk penanganan fluida yang tidak diinginkan dan mengurangi perolehan minyak akhir.

Dalam konteks inovasi teknologi, *Autonomous Inflow Control Devices* (AICD) hadir sebagai solusi canggih untuk mengatasi keterbatasan kompleksi konvensional. Berbeda dengan *Inflow Control Devices* (ICD) pasif, AICD memiliki kemampuan untuk merespons secara dinamis sifat fluida yang mengalir melaluinya, seperti viskositas dan densitas. Perangkat ini secara otomatis akan membatasi aliran fluida yang tidak diinginkan (air dan gas) sambil tetap memprioritaskan produksi minyak. Mekanisme otonom ini memungkinkan pengaturan aliran tanpa memerlukan intervensi dari permukaan, sehingga sangat ideal untuk aplikasi di sumur lepas pantai yang kompleks dan berbiaya tinggi. Kemampuan ini menjadikan AICD sebagai teknologi kunci untuk mencapai drainase reservoir yang lebih merata dan berkelanjutan.

Oleh karena itu, penelitian ini dilakukan untuk secara kuantitatif mengevaluasi efektivitas kompleksi cerdas yang dilengkapi dengan teknologi AICD. Studi ini berfokus pada peningkatan kinerja produksi dan analisis kelayakan ekonomi pada kondisi reservoir lepas pantai yang kompleks dan heterogen. Lapangan Norme, yang memiliki karakteristik geologis yang mirip dengan banyak lapangan lepas pantai Indonesia, digunakan sebagai *benchmark* dalam simulasi ini. Tujuan akhirnya adalah untuk memberikan panduan dan rekomendasi yang dapat ditindaklanjuti bagi pemangku kepentingan industri dalam mengadopsi teknologi ini guna mendukung ketahanan energi nasional.

METODE PENELITIAN

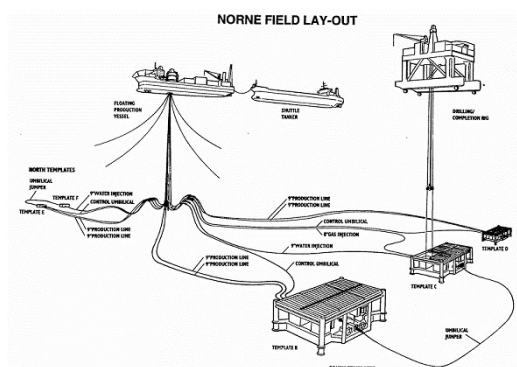
Penelitian ini menerapkan suatu metodologi simulasi yang komprehensif dan berorientasi pada peramalan untuk mengevaluasi kinerja sumur tersegmentasi dengan *Autonomous Inflow Control Devices* (AICD). Workflow atau alur kerja yang digunakan mengadaptasi kerangka desain yang dikembangkan oleh Mohd Jeffry dan rekan pada tahun 2024. Seluruh proses simulasi dan pemodelan diimplementasikan secara efisien menggunakan perangkat lunak simulator reservoir mutakhir, yaitu tNavigator™, yang dikembangkan oleh Rock Flow Dynamics. Pendekatan metodologi ini mengintegrasikan dua analisis utama, yaitu analisis aliran masuk *steady-state* dan

simulasi dinamik skala lapangan penuh. Tujuan utama dari integrasi ini adalah untuk mengkuantifikasi manfaat teknis dan ekonomi dari implementasi AICD dalam kondisi reservoir lepas pantai yang kompleks dan penuh dengan ketidakpastian.

Langkah pertama dalam metode ini adalah mengimpor model reservoir Lapangan Norme, yang tersedia untuk umum dan telah diverifikasi. Model numerik ini mencakup 36 sumur produksi dan injeksi, beberapa *fault block* geologis, serta berbagai zona reservoir dengan karakteristik yang beragam. Berdasarkan model ini, segmentasi zonal kemudian diterapkan pada sejumlah sumur terpilih yang dianggap representatif. Setiap segmen dalam sumur tersebut mewakili satu zona aliran masuk yang unik dan dapat dilengkapi dengan perangkat ICD pasif maupun AICD yang lebih canggih. Desain kompleksi untuk setiap segmen didasarkan pada interpretasi data log sumur, sifat fluida reservoir di zona tersebut, dan perilaku aliran yang dimodelkan secara terlokalisasi di sekitar lubang bor.

Tahap berikutnya adalah melakukan simulasi aliran masuk *steady-state* untuk menganalisis kinerja dasar dari setiap desain kompleksi yang telah dibuat. Simulasi ini mengevaluasi distribusi aliran dari setiap segmen, besarnya drawdown yang terjadi pada masing-masing zona, serta potensi produksi kumulatifnya. Apabila suatu desain menunjukkan indikasi masalah, seperti dominasi berlebihan oleh segmen tertentu, *breakthrough* fluida yang terlalu dini, atau distribusi *drawdown* yang tidak seimbang, maka desain tersebut akan disempurnakan secara iteratif. Penyempurnaan dilakukan dengan menyesuaikan parameter seperti panjang segmen dan nilai resistansi atau kekuatan dari AICD yang dipasang, hingga diperoleh konfigurasi yang optimal.

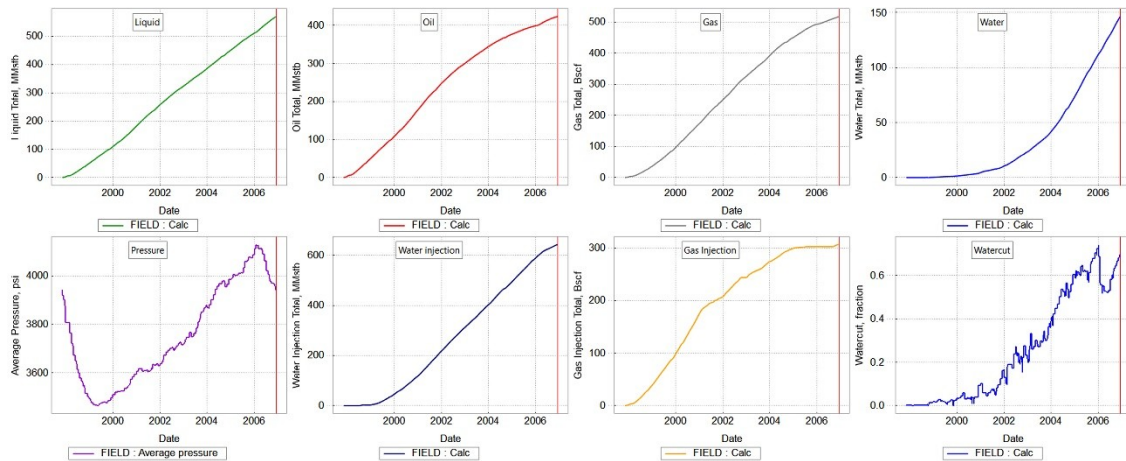
Setelah desain AICD tersegmentasi yang optimal berhasil ditentukan, penelitian dilanjutkan dengan menjalankan simulasi peramalan dinamik. Simulasi ini dilakukan dalam dua horizon waktu yang berbeda, yaitu dari tahun 2006 hingga 2020 (14 tahun) dan dari tahun 2006 hingga 2048 (42 tahun), untuk melihat kinerja jangka pendek dan jangka panjang. Terdapat tiga skenario utama yang dibandingkan dalam simulasi ini, yaitu Skenario 1 sebagai kasus dasar dengan injeksi gas dan air tetapi tanpa AICD, Skenario 2 dengan hanya injeksi air dan tanpa AICD, serta Skenario 3 yang mengkombinasikan injeksi air dengan implementasi AICD. Metrik kinerja yang dipantau dan dianalisis secara komprehensif meliputi perolehan minyak kumulatif, water cut, Gas-Oil Ratio



Parameters	Values
Oil density	880 kg/m ³
Porosity	0.27
Viscosity	5 cP
Gas Oil Ratio (GOR)	40 Sm ³ /Sm ³
Rock Compressibility	0.0001 1/bar
Permeability anisotropy	0.3
Reservoir temperature	80 °C
Reservoir pressure	200 bar

(GOR), stabilitas *drawdown*, dan tekanan alir dasar sumur (*Bottom-Hole Flowing Pressure*).

Gambar 1. Sistem *network* produksi injeksi dan deskripsi reservoir.



Gambar 2. Data produksi injeksi historikal.



Gambar 3. *Subsurface challenge.*

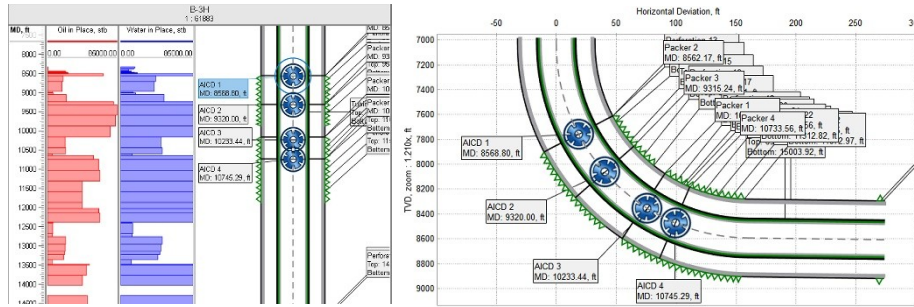
HASIL DAN PEMBAHASAN

Implementasi komplesi cerdas dengan *Autonomous Inflow Control Devices* (AICD) pada simulasi Lapangan Norme menunjukkan peningkatan kinerja produksi yang sangat signifikan dan konsisten dibandingkan dengan strategi komplesi konvensional. AICD berhasil berfungsi sesuai desainnya, yaitu mengurangi dominasi aliran dari *streak* atau jalur berpermeabilitas tinggi yang biasanya menyerap sebagian besar laju produksi. Dengan terkendalinya aliran dari zona berpermeabilitas tinggi, zona reservoir berpermeabilitas rendah yang sebelumnya terabaikan dapat terdrainase secara lebih efektif dan optimal. Peningkatan drainase ini merupakan kabar baik bagi reservoir heterogen di Indonesia, yang sering kali memiliki perbedaan permeabilitas yang tajam antar lapisannya. Temuan ini sejalan dengan penelitian sebelumnya oleh Al-Khelaiwi & Davies (2007) yang menyoroti kemampuan AICD dalam mengoptimalkan produksi.

	Well	Well Status	Control Mode	Liquid Rate, stb/day
1	B-3H	Open	Liquid Rate	35252,5
2	B-1BH	Open	Liquid Rate	19165,58
3	B-2H	Open	Liquid Rate	1291,72
4	B-4DH	Open	Liquid Rate	4367,852
5	D-1CH	Open	Liquid Rate	20724,4
6	D-3BH	Open	Liquid Rate	13152,31
7	K-3H	Open	Liquid Rate	21953,96
8	D-2H	Open	Liquid Rate	46500,89
9	E-1H	Open	Liquid Rate	11761,85
10	E-3CH	Open	Liquid Rate	6597,879412
11	E-2AH	Open	Liquid Rate	11691,19

NORNE_ATW2020 new (to 2048): Well Injection Limits (Forecast)						
	Well	Well Status	Inj. Fluid	Control Mode	Water Injection... stb/day	Gas Injection R... Mscf/day
1	C-1H	Shut	Gas	Injection Rate		1991,894755
2	C-3H	Shut	Gas	Injection Rate		5062,164542
3	C-4AH	Shut	Gas	Injection Rate		304,850292
4	F-1H		Water	Injection Rate	60774,535502	
5	F-2H		Water	Injection Rate	28773,638812	

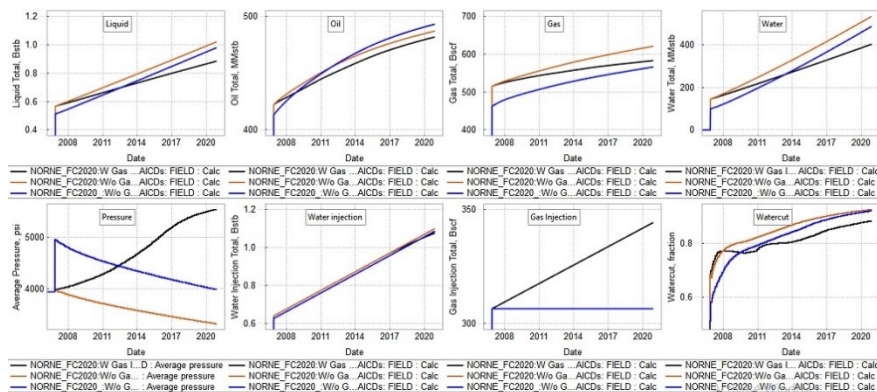
Gambar 4. Kontrol produksi dan injeksi pada reservoir.



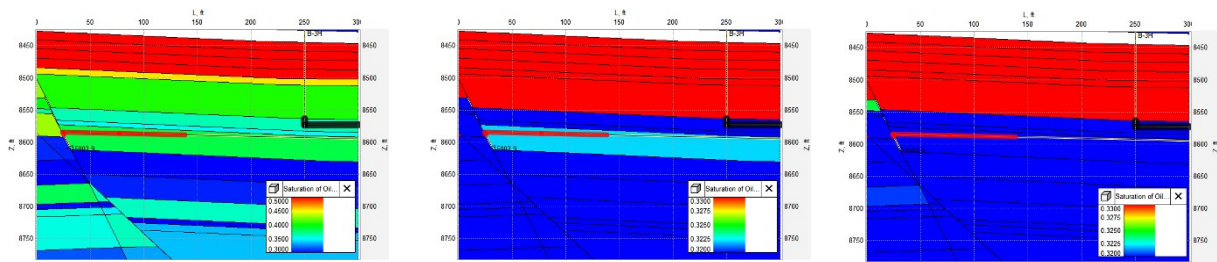
Gambar 5. Desain penempatan AICD pada Sumur B-3H.

Strength of AICD, psi/((lb/ft ³)(ft ³ /day) ²)	0,09
Length Of ICD, ft	5
Density Of Calibration Fluid, lb/ft ³	65
Viscosity Of Calibration Fluid, cP	0,4
Flow Rate Of Calibration Fluid, ft ³ /day	12000
Maximum Flow-Rate, ft ³ /day	22000
Volume Flow Rate Exponent	2,2
Viscosity Function Exponent	1
Density Exponent	0,9
Flow Scaling Method	ICD Length/S...
Flow Scaling Factor	1
Device Status	Opened
Object Status	Active
Oil Fraction Exponent (Density)	1
Water Fraction Exponent (Density)	1,4
Gas Fraction Exponent (Density)	1
Oil Fraction Exponent (Viscosity)	1,3
Water Fraction Exponent (Viscosity)	1,3
Gas Fraction Exponent (Viscosity)	0,8

Gambar 6. Desain paramter AICD pada Sumur B-3H.



Gambar 7. Grafik perbandingan produksi dan injeksi pada Lapangan Norne selama 12 tahun, tanpa menggunakan AICD dan menggunakan AICD.



Gambar 8. Grafik perbandingan saturasi minyak 14 tahun, tanpa menggunakan AICD dan menggunakan AICD.

Dari segi pengelolaan air, AICD membuktikan efektivitasnya dengan hasil yang sangat impresif. Pada Skenario 3 yang menggunakan AICD, nilai *water cut* rata-rata berhasil ditekan hingga 25% lebih rendah selama periode peramalan 14 tahun jika dibandingkan dengan Skenario 2 tanpa AICD. Tidak hanya mengurangi persentase air, teknologi ini juga berhasil menunda terjadinya *breakthrough* air untuk pertama kalinya hingga sekitar 2,5 tahun. Penundaan *breakthrough* ini memiliki dampak berantai yang positif, karena tidak hanya membantu dalam menjaga tekanan reservoir agar tetap stabil lebih lama, tetapi juga secara drastis mengurangi volume air yang harus ditangani dan diproses di fasilitas permukaan. Berdasarkan asumsi biaya penanganan air lepas pantai sebesar USD 1,5 per barel, pengurangan volume air ini diterjemahkan menjadi penghematan biaya operasional yang signifikan, yakni sekitar USD 8 hingga 10 juta.

Keunggulan AICD juga terlihat dari kemampuan nya dalam mempertahankan kondisi tekanan di dalam sumur. Hasil simulasi menunjukkan bahwa sumur yang dilengkapi dengan AICD mampu mempertahankan tingkat *Bottom-Hole Flowing Pressure* (BHFP) sekitar 300 hingga 500 psi lebih tinggi daripada sumur dengan kompleksi konvensional. Tekanan dasar sumur yang lebih tinggi ini sangat menguntungkan untuk kinerja sistem *artificial lift*, yang biasanya dibutuhkan ketika tekanan reservoir sudah menurun. Dengan kondisi tekanan yang lebih stabil dan tinggi, sistem *artificial lift* dapat beroperasi lebih efisien dan umur produksi ekonomis sumur dapat diperpanjang secara signifikan. Selain itu, AICD juga berkontribusi pada peningkatan perolehan minyak inkremental sebesar 35%, yang berasal dari distribusi aliran yang lebih merata, efisiensi penyapuan yang lebih baik di zona rendah permeabilitas, dan kontrol *drawdown* yang lebih presisi.

Pada zona reservoir yang rentan terhadap masalah gas *coning*, AICD kembali menunjukkan kinerja yang luar biasa. Perangkat ini berhasil mengurangi kejadian gas *breakthrough* dini hingga 75% jika dibandingkan dengan sumur kompleksi konvensional. Data simulasi menunjukkan bahwa *Gas-Oil Ratio* (GOR) pada sumur dengan AICD dapat dipertahankan di bawah 2.000 scf/stb untuk lebih dari 90% periode simulasi. Sebaliknya, pada sumur konvensional, nilai GOR sering kali melampaui 5.000 scf/stb hanya dalam 18 bulan pertama produksi. Kontrol terhadap gas *coning* ini secara langsung mencegah terbypass-nya sekitar 8 hingga 10 juta barel minyak yang seharusnya dapat diproduksi, yang jika dikonversi secara finansial setara dengan menambah nilai pemulihan sebesar USD 35 juta. Kontribusi AICD dalam stabilisasi GOR ini sangat krusial untuk menjaga kelancaran operasi fasilitas pemrosesan gas di permukaan.

KESIMPULAN

Berdasarkan seluruh simulasi dan analisis yang telah dilakukan, penelitian ini secara tegas menyimpulkan bahwa *Autonomous Inflow Control Devices* (AICD) merupakan teknologi yang sangat

efektif untuk mengatasi tantangan produksi utama pada reservoir lepas pantai yang kompleks dan heterogen. Kombinasi antara simulasi *steady-state* dan peramalan dinamik telah membuktikan bahwa kompleksi sumur tersegmentasi yang dilengkapi AICD menghasilkan kinerja yang unggul dalam berbagai aspek. Aspek-aspek unggul tersebut mencakup peningkatan perolehan minyak, penurunan *water cut* yang signifikan, stabilisasi *Gas-Oil Ratio* (GOR), serta pemeliharaan tekanan dasar sumur yang lebih baik. Temuan ini memberikan keyakinan yang kuat akan manfaat AICD bagi lapangan-lapangan di Indonesia yang memiliki karakteristik geologis yang menantang.

Secara teknis, kompleksi dengan AICD terbukti jauh lebih unggul dibandingkan dengan kompleksi konvensional maupun kompleksi dengan ICD pasif. Sumur yang dipasang AICD berhasil mencapai peningkatan perolehan minyak kumulatif sebesar 20% lebih tinggi dari kompleksi lain. Selain itu, teknologi ini juga berhasil memotong produksi air hingga 25% dan menunda terjadinya *breakthrough* air atau gas selama lebih dari dua tahun. Penundaan *breakthrough* ini merupakan faktor kunci dalam memperpanjang umur produksi ekonomis suatu sumur dan mengurangi biaya operasional yang terkait dengan penanganan fluida tambahan. Keunggulan teknis ini menjadikan AICD sebagai pilihan teknologi yang sangat menarik untuk implementasi pada lapangan matang (*mature field*) maupun lapangan baru.

Dari perspektif ekonomi, implementasi AICD menghasilkan keuntungan finansial yang sangat substansial. Analisis ekonomi mendalam menunjukkan bahwa skenario dengan AICD (Skenario 3) menghasilkan peningkatan *Net Present Value* (NPV) lebih dari USD 1,1 miliar dibandingkan dengan skenario dasar. Peningkatan NPV yang fantastis ini terutama didorong oleh peningkatan perolehan minyak yang signifikan, penurunan biaya penanganan dan pemrosesan air, serta pengurangan beban biaya pemrosesan gas. Meskipun memerlukan investasi awal (CAPEX) yang 20-25% lebih tinggi daripada ICD pasif, AICD terbukti mampu mencapai *payback period* atau periode pengembalian modal dalam waktu kurang dari 5 tahun, sehingga menjadikannya investasi yang sangat layak dan menguntungkan.

Terakhir, AICD tidak hanya unggul dalam aspek tekno-ekonomi, tetapi juga membawa dampak positif bagi lingkungan yang selaras dengan tujuan ESG (*Environmental, Social, and Governance*). Penerapan teknologi ini berkontribusi pada pengurangan emisi karbon dioksida (CO₂) tahunan sebesar 25 hingga 30%, yang dicapai melalui berkurangnya flaring gas, penurunan penggunaan energi untuk injeksi dan penanganan air, serta minimnya intervensi sumur. Selain itu, AICD juga berhasil menghemat produksi air hingga 20 juta barel selama umur lapangan, yang mengurangi beban disposal dan membantu menjaga tekanan akuifer pendukung. Oleh karena itu, integrasi kompleksi cerdas dengan AICD dalam perencanaan pengembangan lapangan lepas pantai Indonesia sangat direkomendasikan sebagai strategi berdaya dampak tinggi untuk memaksimalkan nilai aset, memperpanjang umur lapangan, dan mendukung transisi energi yang berkelanjutan.

UCAPAN TERIMA KASIH

Penulis mengucapkan terima kasih kepada Rock Flow Dynamics (RFD) untuk lisensi perangkat lunak tNavigator™ dan dukungan teknisnya.

DAFTAR PUSTAKA

Al-Khelaiwi, F. T., & Davies, D. R. (2007). Autonomous Inflow Control Device Offers Step Change in Production Optimization. SPE European Formation Damage Conference. <https://doi.org/10.2118/107973-MS>

Hodgson, G. W., et al. (2013). Advanced Inflow Control Devices—Field Case Studies and Simulation Optimization. SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference. <https://doi.org/10.2118/163231-MS>

Larsen, J. A., Golan, M., & Lende, G. (2016). Optimizing Advanced Well Completions in the Presence of Reservoir Heterogeneity. SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 19(03), 478–487. <https://doi.org/10.2118/173215-PA>

Lie, K.-A., et al. (2011). A synthetic simulation model for the Norne Field. SINTEF Digital. <https://github.com/OPM/opm-data>

Mohd Jeffry, M. N. H., et al. (2024). AICD Design Workflow for Inflow Optimization. SPE Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition.

Perfors, J. J. M., van Dorp, J. C., & Douma, S. P. (2009). Benefits of Advanced Well Completion Technologies in Mature Fields. SPE Annual Technical Conference and Exhibition. <https://doi.org/10.2118/124189-MS>

Reimers, T., Liland, H. T., & Stavland, A. (2018). Application of Autonomous Inflow Control Devices for Controlling Gas Breakthrough in Offshore Wells. SPE Bergen One Day Seminar. <https://doi.org/10.2118/191346-MS>

Sutan, M. A., Prasetyo, H., & Gunawan, A. (2022). Evaluation of Advanced Well Completions to Extend Production Life in Offshore Indonesia. Indonesian Petroleum Association (IPA) Conference.