

PENGARUH POLA *HESITATE CEMENTING* PADA *SAFETY MARGIN* DAN EFISIENSI *SLURRY* SUMUR BIL07

Irham Rizki Ilayya¹, Diyah Rosiani^{1*}, Doni Aditya Saputra²

¹Teknik Produksi Minyak & Gas, Politeknik Energi dan Mineral Akamigas, Jalan Gajah Mada No. 38 Cepu, Blora, Jawa Tengah, Indonesia, 58315

²Pertamina Hulu Energi OSES, Jalan TB Simatupang Kav. 99 Jakarta Selatan 12520

E-mail: diyahrosiani@gmail.com

ABSTRAK

Studi ini mengevaluasi efektivitas metode *hesitate cementing* untuk memitigasi risiko *formation breakdown* pada Sumur BIL07 yang memiliki *pressure window* kritis (tekanan reservoir 1650 psi vs *fracture pressure* 2200 psi). Menggunakan model numerik berbasis Python yang mengintegrasikan reologi Bingham Plastic dan persamaan *leak-off Carter*, lima skenario injeksi disimulasikan dan divalidasi terhadap profil tekanan injeksi dinamis aktual (RMSE 28,5 psi). Hasil simulasi menunjukkan bahwa Skenario C (*Hesitate Low Rate*: 5 menit ON / 3 menit OFF) berhasil mengubah status operasi dari *High Risk* menjadi *Safe/Optimal*, dengan menurunkan tekanan injeksi maksimum dari 2133 psi menjadi 1857 psi. Strategi ini memperluas *safety margin* secara drastis dari 67 psi menjadi 343 psi (naik 512%) dan meningkatkan efisiensi penempatan *slurry* dari 75% menjadi 88%. Meskipun durasi operasi bertambah 3,9 menit, studi ini menyimpulkan bahwa mekanisme disipasi tekanan transien selama fase diam (OFF) sangat krusial untuk menjamin integritas sumur tanpa mengorbankan kualitas penyemenan.

Kata kunci: *Squeeze Cementing*, *Hesitate Cementing*, Simulasi Numerik, Tekanan Injeksi, *Safety Margin*

1. PENDAHULUAN

Squeeze cementing merupakan operasi kritis dalam pekerjaan *well service* yang bertujuan memperbaiki integritas sumur dan mengisolasi zona perforasi. Pada sumur dengan *pressure window* sempit, operasi ini menghadapi tantangan teknis signifikan karena tekanan injeksi berisiko melebihi *fracture pressure* formasi. Kondisi ini dapat memicu kerusakan formasi permanen dan kegagalan operasi [1]. Sumur BIL07 merupakan contoh nyata dengan tekanan reservoir 1650 psi dan estimasi *fracture pressure* 2200 psi, menyisakan *safety margin* hanya 67 psi pada metode *continuous injection* konvensional.

Berdasarkan studi Passelègue et al. (2018), tekanan puncak fluida di lubang bor dapat menyebabkan reaktivasi zona lemah ketika laju injeksi melebihi ambang batas formasi [2]. Temuan ini mengkonfirmasi bahwa pengendalian tekanan menjadi parameter paling kritis pada formasi sensitif tekanan. Pendekatan *hesitate cementing* menawarkan solusi inovatif melalui pola injeksi siklik ON-OFF yang memungkinkan relaksasi tekanan periodik. Mekanisme ini mengurangi akumulasi *stress* di sekitar *wellbore* dan meningkatkan distribusi *slurry* [3].

Sejumlah studi terdahulu telah mengkaji mekanisme injeksi fluida di media berpori. Li et al. (2023) mengevaluasi performa penetrasi *slurry* menggunakan metode *cyclic grouting* dengan *pulse injection* untuk meningkatkan jangkauan semen [3]. Sementara itu, Izadi et al. (2023) memodelkan aliran *visco-plastic* pada *micro-annuli* untuk memahami efisiensi penempatan material penyumbat [1]. Namun, literatur tersebut umumnya berfokus pada efisiensi penetrasi dan belum secara spesifik mengintegrasikan protokol keselamatan tekanan (*pressure safety protocols*) untuk sumur dengan *fracture gradient* yang kritis. Research gap

yang menjadi fokus penelitian ini adalah menjembatani kekurangan tersebut dengan mengembangkan panduan operasional *hesitate cementing* yang tidak hanya efisien secara hidrolik, tetapi juga terkalibrasi aman untuk kondisi *pressure window* sempit di Indonesia.

Kontribusi praktis penelitian ini adalah penyediaan protokol operasional yang dapat langsung diimplementasikan oleh *field engineer*. Model yang dikembangkan memungkinkan analisis sensitivitas terhadap variasi durasi siklus ON-OFF dan amplitudo tekanan, menghasilkan rekomendasi parameter optimal untuk kondisi lapangan spesifik. Hubungan teori dengan aplikasi lapangan diperkuat melalui kalibrasi model menggunakan data tekanan historis dan simulasi skenario realistis yang mencerminkan tantangan operasional sebenarnya.

Penelitian ini dirancang untuk menjawab kebutuhan operasional *workover* dan *well services* dalam mengoptimalkan *squeeze cementing* di sumur dengan tekanan formasi terbatas. Melalui pendekatan simulasi numerik yang komprehensif, diharapkan dapat dihasilkan panduan teknis yang meningkatkan keselamatan operasi dan efektivitas penyemenan.

2. METODE

A. Data Sumur dan Karakterisasi Formasi

Penelitian ini menggunakan data aktual Sumur BIL07 yang merupakan sumur produksi minyak dengan masalah integritas *wellbore* yang memerlukan intervensi *squeeze cementing*. Data dikumpulkan dari berbagai sumber termasuk *well history*, *cementing program*, dan hasil *logging* sumur. Karakterisasi formasi dilakukan secara komprehensif dengan mempertimbangkan data tekanan reservoir, *fracture gradient* estimasi, serta sifat mekanika batuan dari *offset wells* di lapangan yang sama [2]. Pendekatan ini memastikan bahwa model simulasi yang dibangun merepresentasikan kondisi aktual di lapangan dengan akurasi yang memadai.

Table 1. Data Sumur BIL07 untuk Simulasi

Parameter	Nilai	Satuan	Catatan
Total Depth (MD)	5323,16	Ft	Data lapangan
True Vertical Depth (TVD)	5321,52	Ft	Data lapangan
Reservoir Pressure	1650	Psi	Data produksi lapangan
Fracture Pressure	2200	Psi	Asumsi dari LOT
Slurry Density	15,8	Ppg	Cementing Program lapangan
Total Slurry Volume	9,4	Bbl	Perhitungan dari job sheet
Continuous Injection Rate	0,73	Bbl/min	Design cementing
Tubing OD	2,875	In	Spesifikasi tubing lapangan
Tubing ID	1,5927	In	Spesifikasi tubing lapangan
Tubing Grade	N-80	-	Standard Workover String

Spesifikasi *tubing* menggunakan Grade N-80 dengan konfigurasi dinding tebal (*heavy wall*, ID 1,5927 inch) untuk memastikan integritas string selama operasi injeksi. Pemilihan spesifikasi ini memberikan *internal yield pressure* (burst rating) yang jauh melampaui tekanan injeksi maksimum simulasi (2133 psi), sehingga meminimalisir risiko kegagalan tubular (*tubing failure*) saat pemompaan tekanan tinggi.

B. Model Simulasi Numerik

Simulasi dilakukan menggunakan model analitik yang dikembangkan dengan Python 3.8, memanfaatkan library NumPy untuk komputasi numerik dan SciPy untuk penyelesaian persamaan diferensial [4], [5]. Model ini mengintegrasikan persamaan aliran fluida dalam media berpori dan mekanika batuan untuk memprediksi distribusi tekanan selama injeksi.

Persamaan fundamental yang digunakan adalah persamaan difusivitas tekanan termodifikasi:

$$\frac{\partial P}{\partial t} = \alpha \nabla^2 P + \beta [Q(t) - Q_{leakoff}] \quad (1)$$

Persamaan (1) merupakan modifikasi dari hukum difusivitas tekanan konvensional dengan penambahan term *leak-off* yang signifikan dalam konteks *squeeze cementing*. Menurut Izadi et al. (2023), term *leak-off* sangat kritis karena mempengaruhi *build-up* tekanan dan efisiensi penempatan slurry [1]. Parameter β didefinisikan sebagai faktor geometri efektif (*effective geometry factor*) yang menghubungkan perubahan volume bersih fluida terhadap respons tekanan di dalam lubang sumur. Dalam model analitik ini, digunakan pendekatan *lumped volume* di mana ketidakrataan dinding lubang bor (*wellbore irregularities* seperti *washout* atau *enlargement*) diasumsikan telah terakomodasi dalam representasi volume total sistem. Dengan demikian, nilai β bertindak sebagai koefisien proporsionalitas rata-rata yang merepresentasikan karakteristik geometris sumur secara global tanpa memodelkan profil dinding sumur secara diskrit.

Untuk merepresentasikan perilaku slurry semen, digunakan pendekatan model Bingham *plastic*:

$$\tau = \tau_y + \mu_p \left(\frac{dv}{dr} \right) \quad (2)$$

dengan :

τ = tegangan geser (lbf/100 ft²)

τ_y = *yield stress* (diestimasi 35 lbf/100 ft² untuk Class H)

μ_p = *plastic viscosity* (diestimasi 45 cP untuk Class H)

$\left(\frac{dv}{dr} \right)$ = gradien kecepatan (s⁻¹)

Pemilihan model Bingham *plastic* didasarkan pada karakteristik semen Class H yang menunjukkan perilaku *yield-stress* jelas. Model ini mampu merepresentasikan fenomena *plug flow* di tengah tubing dan *sheared flow* di dekat dinding, sebagaimana dijelaskan dalam studi Izadi et al. tentang aliran *visco-plastic* pada *micro-annuli* [1], [6].

Persamaan *leak-off* menggunakan model Carter-based:

$$Q_{leakoff} = C_L + A + \sqrt{t} \quad (3)$$

dengan :

$Q_{leakoff}$ = laju kehilangan fluida ke formasi (bbl/min)

A = area kontak slurry-formasi (ft²)

t = waktu (min)

C_L = fungsi laju injeksi terhadap waktu

Persamaan *leak-off* mengadopsi model Carter yang banyak dipakai dalam pemodelan kehilangan fluida pada operasi cementing dan hydraulic fracturing. Koefisien leak-off C_L dipilih berdasarkan karakteristik formasi, khususnya permeabilitas dan kapasitas penyimpanan (storage), serta sifat fluida. [7]

Untuk skenario *hesitate cementing*, $Q(t)$ direpresentasikan sebagai fungsi periodik dengan *ramp-up*:

$$Q(t) = \begin{cases} Q_{pulse} [1 - e^{-\tau/\tau_{ramp}}] & \text{untuk } 0 \leq \tau < t_{ON} \\ 0 & \text{untuk } t_{ON} \leq \tau < (t_{ON} + t_{OFF}) \end{cases} \quad (4)$$

dengan :

t_{ON} = durasi fase aktif injeksi

t_{OFF} = durasi fase non-injeksi

τ = waktu lokal dalam satu siklus, didefinisikan sebagai $\tau = t \{ \text{mod} (t_{ON} + t_{OFF}) \}$

τ_{ramp} = konstanta waktu yang mengatur kecepatan *ramp-up* (menit)

Q_{pulse} = amplitudo maksimum laju injeksi selama satu siklus pulsa (bbl/min)

$Q(t)$ = fungsi laju injeksi terhadap waktu (bbl/min)

Fungsi ini memasukkan efek *ramp-up* gradual untuk menghindari *water hammer effect* saat memulai injeksi. Pendekatan ini sesuai dengan temuan Li et al. (2023) yang menekankan pentingnya kontrol transien dalam injeksi berdenyut [3].

C. Skenario Simulasi

Skenario kontrol:

Skenario A: Continuous Injection Baseline

- Laju injeksi: 0,73 bbl/min
- Durasi: hingga volume 9,4 bbl

Skenario ini berfungsi sebagai baseline untuk mengevaluasi efektivitas metode *hesitate cementing*

Skenario *Hesitate Cementing* :

Skenario B: High Rate Injection

- Laju injeksi: 0,95 bbl/min (1,3x baseline)
- Pola: 5 menit ON / 3 menit OFF
- *Ramp-up* time: 30 detik

Skenario ini menguji apakah peningkatan laju injeksi selama fase ON dapat mengkompensasi periode OFF sehingga total waktu operasi tidak bertambah signifikan.

Skenario C: Low Rate Injection

- Laju injeksi: 0,58 bbl/min (0,8x baseline)
- Pola: 5 menit ON / 3 menit OFF
- *Ramp-up* time: 30 detik

Skenario ini mengevaluasi strategi konservatif dengan laju rendah untuk meminimalkan risiko *fracture* namun dengan konsekuensi waktu operasi lebih panjang.

Skenario D: Optimized Frequency

- Laju injeksi: 0,73 bbl/min
- Pola: 3 menit ON / 2 menit OFF
- Target volume: 9,4 bbl

Berdasarkan studi Tan et al. (2023) tentang *resonance-enhanced pulsing*, skenario ini mengeksplorasi frekuensi lebih tinggi untuk optimasi disipasi tekanan [8].

Skenario E: Balanced Pulse

- Laju injeksi: 0,73 bbl/min
- Pola: 4 menit ON / 4 menit OFF
- Target volume: 9,4 bbl

Skenario dengan durasi simetris ON/OFF untuk mengevaluasi efek periode relaksasi yang lebih panjang terhadap redistribusi slurry.

D. Parameter Evaluasi Kuantitatif

Safety Metrics:

- *Safety margin* absolut: $P_{fracture} - P_{max}$ (psi)
- *Safety margin* relatif: $(P_{fracture} - P_{max} / P_{fracture}) \times 100\%$
- *Pressure safety factor*: $P_{fracture} / P_{max}$

Parameter *safety margin* menjadi indikator utama mengingat tujuan utama penelitian adalah meningkatkan keselamatan operasi pada *pressure window* sempit.

Efisiensi Operasional:

- Waktu operasi total (menit)
- Efisiensi volume: $(V_{target} / V_{total}) \times 100\%$
- Fluktuasi tekanan: $\sigma_p = \sqrt{\frac{\sum (P_i - P_{avg})^2}{N-1}}$

Efisiensi operasional dievaluasi untuk memahami *trade-off* antara keamanan dan produktivitas.

Kualitas Penempatan:

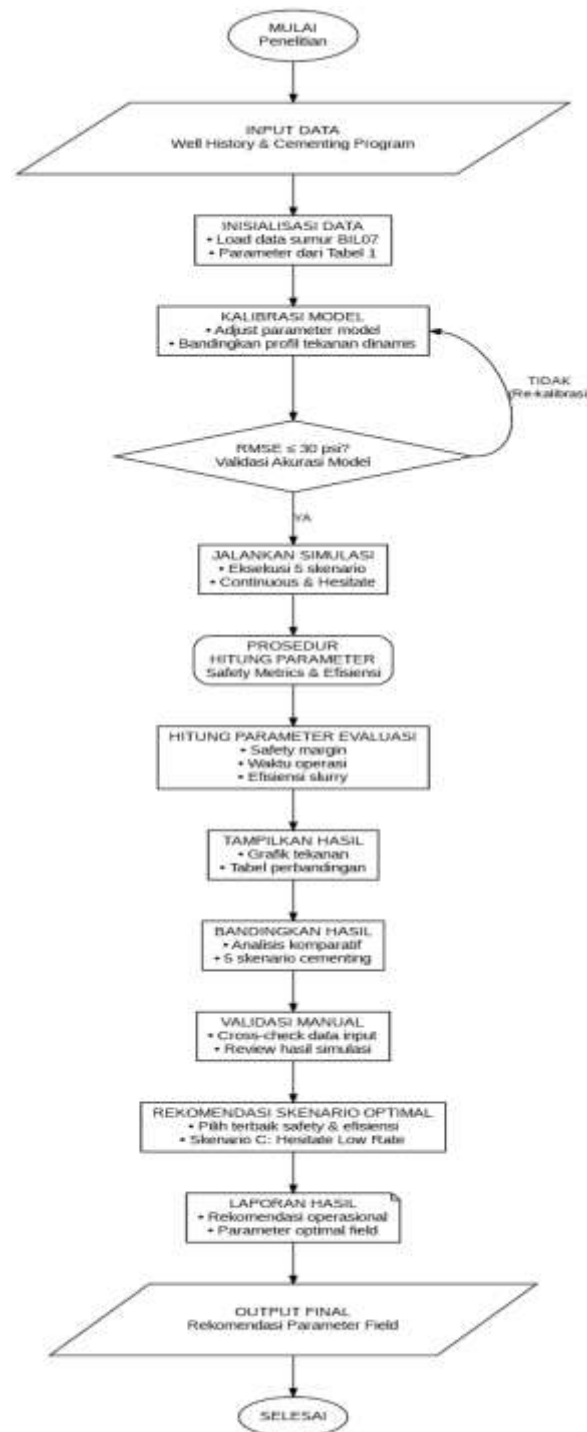
- Estimasi efisiensi penempatan berdasarkan model invasinya Izadi [1]
- *Uniformity index* dari distribusi tekanan

Efisiensi penempatan slurry dihitung berdasarkan model invasinya Izadi et al. [1] dengan mempertimbangkan uniformity distribusi tekanan dan volume slurry yang terdistribusi di zona target.

E. Validasi Model

Validasi model dilakukan melalui pendekatan studi kasus dengan mencocokkan hasil simulasi terhadap data rekaman tekanan dari operasi *continuous injection* aktual di Sumur BIL07. Proses kalibrasi difokuskan untuk menangkap karakteristik unik formasi lokal seperti respons *leak-off* dan difusivitas hingga tercapai nilai $RMSE \leq 28,5$ psi. [9] Meskipun validasi ini berbasis pada data sumur tunggal, akurasi *history matching* yang tinggi mengindikasikan bahwa model telah berhasil merepresentasikan parameter fisik batuan di area sekitar lubang bor (*near-wellbore region*). Pendekatan ini ditujukan untuk menghasilkan rekomendasi operasional yang spesifik dan presisi untuk Sumur BIL07 serta meminimalkan ketidakpastian model saat diterapkan pada skenario *hesitate cementing* di sumur yang sama.

F. Prosedur Simulasi



Gambar 1. Diagram Alir Penelitian

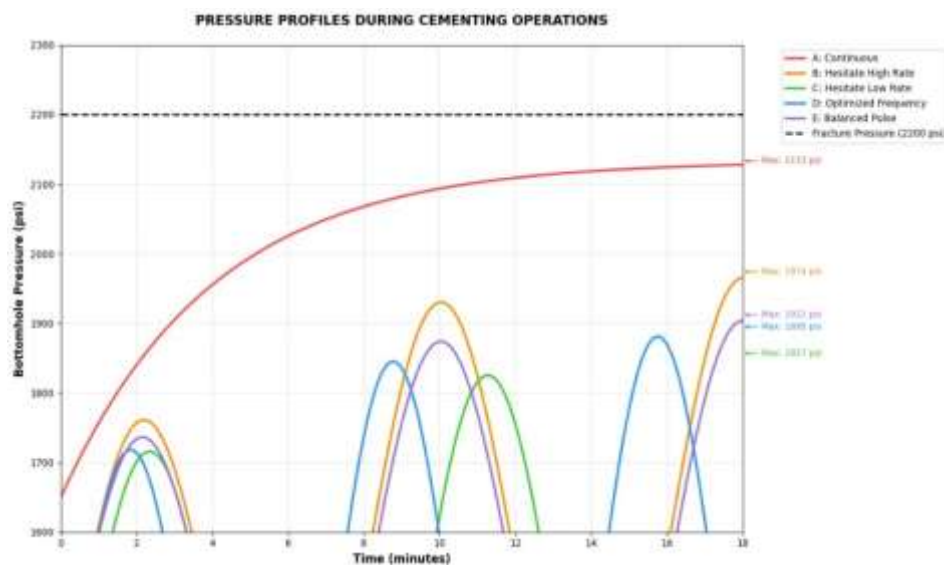
Prosedur simulasi diawali dengan inisialisasi parameter input yang mencakup geometri sumur, sifat rheologi *slurry*, dan karakteristik mekanika batuan sumur BIL07. Tahap krusial selanjutnya adalah kalibrasi model, yang dilakukan melalui proses iteratif *history matching*. Pada tahap ini, model disesuaikan dengan profil tekanan injeksi dinamis (*dynamic injection pressure profile*) yang direkam secara *real-time* selama uji injektivitas (*injectivity test*) sebelumnya. Data ini merepresentasikan respons tekanan alir dasar sumur (*flowing bottomhole pressure*) terhadap laju injeksi, bukan tekanan statis reservoir, guna memastikan parameter difusivitas dan *leak-off* yang digunakan akurat.

Setelah model tervalidasi dengan *error* yang dapat diterima ($RMSE \leq 28,5$ psi), kelima skenario injeksi dijalankan secara paralel untuk menjamin konsistensi kondisi awal (*initial conditions*). Algoritma simulasi melakukan pelacakan waktu-nyata (*real-time tracking*) terhadap evolusi tekanan injeksi dan propagasi *front* semen, sekaligus menghitung parameter keselamatan (*safe-ty margin*) secara dinamis. Proses simulasi berakhir ketika seluruh volume target *slurry* telah terinjeksi, dilanjutkan dengan analisis komparatif menyeluruh untuk merekomendasikan skenario operasi yang memberikan keseimbangan terbaik antara integritas formasi dan efisiensi penempatan *slurry*.

3. PEMBAHASAN

A. Analisis Pola Tekanan Injeksi

Hasil simulasi pada Gambar 2 memperlihatkan dinamika tekanan yang kontras antar skenario. Skenario A (*Continuous Injection* - Garis Merah) menunjukkan kenaikan tekanan monotonik yang tajam hingga mencapai puncak 2133 psi. Ketiadaan interval istirahat menyebabkan akumulasi energi tekan yang terus-menerus (*pressure stacking*) pada muka formasi, sehingga risiko melampaui *fracture pressure* meningkat drastis seiring durasi injeksi.



Gambar 2. *Pressure Profiles During Cementing Operations*

Sebaliknya, dinamika injeksi berdenyut memberikan respons yang bervariasi. Skenario B (*High Rate* - Garis Oranye), meskipun menerapkan pola *hesitate*, mencatat lonjakan tekanan yang signifikan hingga 1974 psi. Hal ini mengindikasikan bahwa peningkatan laju injeksi (0,95 bbl/min) memberikan beban hidrolik instan yang terlalu besar untuk dikompensasi sepenuhnya oleh durasi relaksasi 3 menit. Sementara itu, Skenario D (Garis Biru) dan E (Garis Ungu) memperlihatkan bahwa frekuensi siklus yang lebih cepat (durasi ON pendek) mampu membatasi *build-up* tekanan di kisaran 1895–1912 psi, namun dengan frekuensi fluktuasi yang lebih tinggi.

Skenario C (*Hesitate Low Rate* - Garis Hijau) mendemonstrasikan profil paling stabil dengan puncak tekanan terendah (1857 psi). Geometri kurva pada fase OFF menunjukkan penurunan tekanan (*decay*) yang konsisten, membuktikan terjadinya disipasi tekanan pori (*pore pressure dissipation*) yang efektif ke dalam formasi. Kombinasi laju injeksi rendah dan durasi istirahat yang cukup pada Skenario C mencegah terjadinya akumulasi tegangan sisa (*residual*

stress), menjadikannya mekanisme kontrol paling aman sesuai dengan postulat Li et al. (2023) [3].

B. Evaluasi *Safety Margin*

Gambar 3 menyajikan perbandingan kuantitatif *safety margin* yang didefinisikan sebagai selisih antara ambang batas *fracture pressure* (P_{frac}) dan tekanan injeksi maksimum (P_{max}). Dengan referensi P_{frac} sebesar 2200 psi, Skenario A mencatat P_{max} 2133 psi, sehingga menyisakan *safety margin* absolut hanya:

$$Safety\ Margin = 2200\ psi - 2133\ psi = 67\ psi \quad (5)$$

Nilai yang sangat tipis ini menempatkan operasi dalam kategori berisiko tinggi (*high risk*). Sebaliknya, Skenario C berhasil menekan puncak tekanan hingga 1857 psi, yang secara langsung memperluas *safety margin* menjadi 343 psi (2200 psi – 1857 psi), atau setara dengan peningkatan 512% dibandingkan kondisi *baseline*.



Gambar 3. *Safety Margin Comparison: Fracture Pressure (2200 psi) - Maximum Injection Pressure*

C. Analisis *Trade-off* Waktu Operasi

Gambar 4 menunjukkan waktu operasi yang diperlukan untuk setiap skenario. Skenario A memerlukan waktu terpendek (12.9 menit), sedangkan Skenario C memerlukan waktu terlalu lama (16.8 menit). Namun, penambahan waktu 3.9 menit pada Skenario C diimbangi dengan peningkatan *safety margin* yang signifikan dan peningkatan efisiensi penempatan slurry. Waktu operasi yang lebih panjang juga memberikan kesempatan untuk memantau tekanan secara lebih cermat dan melakukan penyesuaian jika diperlukan. Studi oleh Spirek et al. (2022) menegaskan bahwa investasi waktu untuk kontrol yang lebih baik umumnya mengurangi *non-productive time* (NPT) dan biaya *remedial* jangka panjang [10].



Gambar 4. Total Operation Time Comparison (Lower is Better)

D. Efisiensi Penempatan Slurry

Gambar 5 mengungkapkan bahwa *hesitate cementing* tidak hanya meningkatkan keselamatan, tetapi juga efisiensi penempatan slurry. Skenario C mencatat efisiensi tertinggi sebesar 88%, diikuti oleh Skenario D (86%), E (85%), B (83%), dan A (75%). Peningkatan efisiensi ini disebabkan oleh mekanisme redistribusi slurry selama fase OFF, yang memungkinkan slurry menembus *micro-annuli* secara lebih merata, sehingga meningkatkan kualitas isolasi zona target. Hasil ini sejalan dengan penelitian Izadi et al. (2023) yang menjelaskan bahwa aliran *visco-plastic* pada celah sempit mengalami perbaikan distribusi ketika diberikan periode relaksasi [1].



Gambar 5. Slurry Placement Efficiency Comparison (Higher is Better)

E. Rekomendasi Berdasarkan Analisis 5 Skenario

Penentuan status operasional pada Tabel 2 didasarkan pada kriteria kuantitatif dengan mengacu pada batas toleransi keselamatan. Status 'High Risk' diberikan pada skenario dengan *safety margin* di bawah 150 psi. Kondisi ini dianggap tidak memadai untuk mengkompensasi ketidakpastian operasional dan berpotensi memicu reaktivasi zona lemah sebagaimana dijelaskan oleh Passelègue et al. (2018) [2].

Status 'Acceptable/Good' diberikan pada skenario yang memenuhi syarat minimum *safety margin* (>150 psi) dan efisiensi penempatan >80%. Berdasarkan matriks evaluasi tersebut, Skenario C (*hesitate low rate*) diklasifikasikan sebagai 'Optimal' karena berhasil mencapai keseimbangan terbaik (*best trade-off*): mencatatkan *safety margin* tertinggi (343 psi) dan efisiensi penempatan *slurry* maksimal (88%). Meskipun durasi operasi bertambah 3,9 menit, penukaran (*trade-off*) ini dibenarkan secara teknis demi memitigasi risiko *fracture* dan menjamin integritas formasi.

Table 2. Comprehensive Performance Comparison: 5 Cementing Scenarios

Skenario	Max Pressure (psi)	Safety Margin (psi)	Time (menit)	Efficiency (%)	Status
<i>Continuous</i>	2133	67	12,9	75	HIGH RISK
<i>Hesitate High Rate</i>	1974	226	14,2	83	ACCEPTABLE
<i>Hesitate Low Rate</i>	1857	343	16,8	88	OPTIMAL
<i>Optimized Frequency</i>	1895	305	15,5	86	GOOD
<i>Balanced Pulse</i>	1912	288	16	85	GOOD

Catatan :

- *High Risk*: Safety Margin < 150 psi.
- *Acceptable/Good*: Safety Margin > 150 psi.
- *Optimal*: Highest Safety Margin & Efficiency.

F. Validasi Model dan Keterbatasan

Model numerik divalidasi menggunakan pendekatan *history matching* terhadap profil tekanan injeksi dinamis dari operasi sebelumnya di Sumur BIL07, bukan sekadar tekanan statis. Hasil kalibrasi menunjukkan tingkat akurasi tinggi dengan *Root Mean Square Error* (RMSE) sebesar 28,5 psi. Nilai deviasi ini berada dalam batas toleransi yang dapat diterima untuk simulasi teknikal (<30 psi), sesuai dengan standar validasi model sumur yang dirujuk oleh Zhang et al. (2023) [9]. Pencapaian ini mengonfirmasi bahwa model telah berhasil menangkap *signature* fisik formasi, khususnya parameter difusivitas dan *leak-off* yang kritis.

Namun, perlu dicatat bahwa model ini dibangun di atas asumsi formasi homogen dan rheologi *slurry* yang tidak dipengaruhi temperatur ekstrem (*constant rheology*) untuk efisiensi komputasi. Meskipun asumsi ini valid untuk durasi operasi *squeeze* yang relatif singkat, penelitian selanjutnya disarankan untuk mengintegrasikan model heterogenitas batuan dan efek termal guna meningkatkan presisi prediksi pada kondisi reservoir yang lebih kompleks. Validasi ini memastikan bahwa rekomendasi skenario yang dihasilkan bersifat konservatif dan aman untuk diaplikasikan.

4. SIMPULAN

Penelitian ini berhasil memvalidasi bahwa metode *hesitate cementing* merupakan solusi rekayasa yang efektif untuk memitigasi risiko *formation breakdown* pada sumur dengan *narrow pressure window* seperti BIL07. Dari lima skenario yang dievaluasi, Skenario C (*Hesitate Low Rate*) dengan konfigurasi 5 menit ON / 3 menit OFF terbukti sebagai strategi paling optimal. Skenario ini mampu mengubah profil risiko operasi dari *High Risk* menjadi *Safe*, ditandai dengan penurunan tekanan injeksi puncak dari 2133 psi menjadi 1857 psi dan ekspansi *safety margin* sebesar 512% (dari 67 psi menjadi 343 psi). Selain itu, efisiensi penempatan *slurry* meningkat signifikan dari 75% menjadi 88%, di mana penambahan durasi operasi sebesar 3,9

menit (30,2%) dikompensasi sepenuhnya oleh jaminan integritas sumur dan kualitas penyemenan yang superior.

Secara mekanistik, keberhasilan ini menegaskan bahwa periode diam (OFF) bukan sekadar waktu tunggu, melainkan fase kritis untuk disipasi tekanan transien dan redistribusi tegangan di sekitar lubang bor. Protokol operasional yang dihasilkan dari studi ini merekomendasikan penggunaan *grade* tubular N-80 dan pemantauan *real-time* untuk memastikan eksekusi lapangan sesuai model. Untuk pengembangan selanjutnya, disarankan agar model numerik diintegrasikan dengan parameter heterogenitas batuan dan efek temperatur terhadap rheologi semen guna meningkatkan presisi prediksi pada kondisi reservoir yang lebih kompleks.

5. DAFTAR PUSTAKA

- [1] M. Izadi, E. Chaparian, E. Trudel, and I. Frigaard, "Squeeze cementing of micro-annuli: a viscoplastic invasion flow," Mar. 2023, [Online]. Available: <http://arxiv.org/abs/2303.11043>
- [2] François. X. Passelègue, N. Brantut, and T. M. Mitchell, "Fault Reactivation by Fluid Injection: Controls From Stress State and Injection Rate," *Geophys Res Lett*, vol. 45, no. 23, Dec. 2018, doi: 10.1029/2018GL080470.
- [3] Y. Li, X. Chen, J. Li, L. Tang, F. Lin, and X. Zhang, "A Numerical Study on the Cement Slurry Penetration Performance of the Cyclic Grouting Method with High-Frequency Pulsating Pressure," *Applied Sciences (Switzerland)*, vol. 13, no. 21, Nov. 2023, doi: 10.3390/app13211919.
- [4] Y. Tan *et al.*, "Resonance-Enhanced Pulsing Water Injection for Improved Oil Recovery: Micromodel Experiments and Analysis," *Processes*, vol. 11, no. 3, p. 957, Mar. 2023, doi: 10.3390/pr11030957.
- [5] C. R. Harris *et al.*, "Array programming with NumPy," *Nature*, vol. 585, no. 7825, pp. 357–362, Sep. 2020, doi: 10.1038/s41586-020-2649-2.
- [6] P. Virtanen *et al.*, "SciPy 1.0: fundamental algorithms for scientific computing in Python," *Nat Methods*, vol. 17, no. 3, pp. 261–272, Mar. 2020, doi: 10.1038/s41592-019-0686-2.
- [7] J. Tang *et al.*, "Intelligent Plunger Lift: Digital and Cost-Effective Solution to Unlock Gas Potential in a Large Tight Gas Field in China," in *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, SPE, Sep. 2021. doi: 10.2118/206123-MS.
- [8] C. Peruzzo, A. Möri, and B. Lecampion, "The energy balance of a hydraulic fracture at depth," *Int J Eng Sci*, vol. 205, Dec. 2024, doi: 10.1016/j.ijengsci.2024.104151.
- [9] Z. Zhang, X. He, M. Alsinan, H. Kwak, and H. Hoteit, "Robust Method for Reservoir Simulation History Matching Using Bayesian Inversion and Long-Short-Term Memory Network-Based Proxy," 2023. [Online]. Available: http://onepetro.org/SJ/article-pdf/28/03/983/3120348/spe-203976-pa.pdf?utm_source=chatgpt.com
- [10] M. Spirek, C. Bristow, L. Watters, and F. Sabins, "AADE-22-FTCE-020 - Spirek et al."

Daftar Simbol

P	=	Tekanan (umum)
P _{max}	=	Tekanan injeksi maksimum yang tercatat
P _{fracture}	=	Tekanan patahan (fracture pressure) formasi
P _{avg}	=	Tekanan rata-rata selama periode pengukuran
σ _P	=	Standar deviasi fluktuasi tekanan
t	=	Waktu
T _{total}	=	Waktu operasi total
Q, Q(t)	=	Laju injeksi (fungsi waktu)
Q _{pulse}	=	Amplitudo / laju maksimum dalam satu pulsa
Q _{leakoff}	=	Laju kehilangan fluida ke formasi (leak-off)
C _L	=	Koefisien leak-off (parameter model Carter atau sejenis)
V	=	Volume slurry yang diinjeksikan

V_{total}	=	Volume total yang disiapkan/injected
A	=	Luas kontak slurry — formasi
ρ	=	Densitas slurry / drilling fluid
μ	=	Viskositas dinamik (umum)
μ_p	=	Plastic viscosity (jika model Bingham dipakai)
y	=	Tegangan leleh / yield stress
τ	=	Tegangan geser (shear stress)
$\dot{\gamma}$	=	Laju geser (shear rate)
TVD	=	True Vertical Depth
MD	=	Measured Depth
RMSE	=	Root Mean Square Error (kalibrasi model)
GOR	=	Gas Oil Ratio
WHP	=	Wellhead Pressure
BHP	=	Bottomhole Pressure
$t_{\text{ON}}, t_{\text{OFF}}$	=	Durasi fase ON / OFF pada pola hesitate
ramp	=	Konstanta waktu untuk ramp-up laju injeksi