



PROSIDING

SEMINAR NASIONAL

TEKNOLOGI ENERGI & MINERAL

2021

**Optimalisaasi Sumber Daya Fosil
dan Pengembangan
Energi Baru Terbarukan**

VOL. 1/2021

EDITORIAL

Ketua Penyunting (Editor-in-chief)

Dr. Asepta Surya Wardhana, S.T., M.T

Dewan Penyunting

Prof. Dr. R.Y. Perry Burhan, M.Sc.
Dr. Erdila Indriani, S.Si., M.T
Purnomosidi, S.T., M.T., Ph.D.
Dr. Dra. Pusparatu, M.T
Arya Dwi Candra, M.Si.
Tun Sriana, S.T., M.T., M.Si., Ph.D.
Silvy Yusnica Agnesty, M.T.
Raden Rara Gumilar Tri Widiastuti, S.H., M.H.
Dwi Nurma Heitasari, M.H.
Haris Numan Aulia, M.T
Hafid Suharyadi, M.Sc
Ibnu Lukman Pratama, M.Si.
Pradini Rahalintar, M.T.

Sekretariat

Dowry Retno Mitayani, S.Sos
Diana Aristyahadi, S.Psi.
Sri Wigati, A.Md.
I Komang Fitrawan Antara, S.T
Tria Istiana
Siti Fatmawati
Dewi Anugrah Lestari

Informasi Teknologi

Gregorius. D. Pudyakinarya, S.Kom
Yulius Dwi Cahyono

PROSIDING SEMINAR NASIONAL SNTM

Politeknik Energi dan Mineral Akamigas

Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral Republik Indonesia.

Jl. Gajah Mada No.38, Mentul, Karangboyo, Kec. Cepu, Kabupaten Blora, Jawa Tengah 58315

Telp. 0296-421897

Fax. 0296-425939

Website: <https://akamigas.esdm.go.id/jurnal/index.php/sntm>

Email: info@akamigas.ac.id

Prosiding Seminar Nasional Teknologi Energi dan Mineral 2021

Vol. 1 No. 2 (2021)

DOI: <https://doi.org/10.53026/sntem.v1i2>

Published: 2021-12-30

E-ISSN 2797-9342

Articles

MGS-01 ANALISIS PETROFISIKA DAN PERHITUNGAN VOLUMETRIK HIDROKARBON PADA BATUGAMPING FORMASI KAIS LAPANGAN WIRIAGAR, CEKUNGAN BINTUNI

Muhammad Taqvim Edmundo, Wardo Utomo, Muhammad Thariq Almuqtadir
1-15

MGS-04 ANALISA PENANGGULANGAN WELL KICK DENGAN METODE BULLHEAD PADA SUMUR X PT. PERTAMINA EP ASSET 4 FIELD CEPU

Nyoman Prema Ananda, Bambang Yudho Suranta
16-22

MGS-08 DESAIN SEPARATORr X LAPANGAN PRODUKSI MINYAK DAN GAS

Adriyansah Alimudin, Henk Subekti
23-28

MGS-09 ESTIMASI NILAI POROSITAS DAN PERMEABILITAS DENGAN PENDEKATAN ANALISIS INTI BATUAN PADA SAMMPLE BATU PASIR FORMASI NGRAYONG CEKUNGAN JAWA TIMUR UTARA

Arianto France Telupere, Sulistiyono
29-40

MGS-10 EVALUASI PERFORMANCE RIG A DAN RIG B DENGAN MENGANALISA NON-PRODUCTIVE TIME PADA KEGIATAN WOWS

Geofri.W.O. Sairdola, Bambang Yudho Suranta
41-53

MGS-11 PENGURANGAN KANDUNGAN KARBONDIOKSIDA MENGGUNAKAN FILTER KARBON AKTIF DALAM SKALA LABORATORIUM

Charles Amos Agustinus Ganwarin, Erdila Indriani
54-62

MGS-13 ANALISA DESAIN REPERFORASI SUMUR X PADA LAPANGAN Y

Dio Nesta Herdiyanyah, Akhmad Sofyan
63-72

MGS-14 PENGURANGAN KADAR KARBONDIOKSIDA DENGAN METODE ADSORPSI MENGGUNAKAN MEDIA FILTER ZEOLIT

Kevin Amarduan, Erdila Indriani
73-81

MGS-15 ANALISIS PROVENANCE BATUPASIR FORMASI NGRAYONG DAERAH ANTIKLIN LODAN DAN SEKITARNYA, KABUPATEN TUBAN, JAWA TIMUR

Sulistiyono, Arif Rahutama, Arya Dwi Candra, Agus Priyantoro
82-94

MGS-17 ANALISIS PERHITUNGAN SWABBING JOB DALAM PEKERJAAN WELL SERVICE UNTUK PEMILIHAN POMPA PADA SUMUR X DI LAPANGAN Y

Sumanti Belafuy, Pradini Rahalintar, Riza Syahputra
95-100

MGS-25 ETHYLENE-VINYL ACETATE (EVA) COPOLYMER SEBAGAI POUR POINT DEPRESSANT PADA WAXY CRUDE OIL

Andi Alfian Nur, Henk Subekti
101-107

MGS-31 SKENARIO PENGEMBANGAN LAPANGAN UNTUK MENGURAS SISA CADANGAN DI LAPANGAN "T" MENGGUNAKAN METODE INFILL DRILLING

Dhea Cittameyulfa Dewi, Akhmad Sofyan, Bambang Yudho Suranta
108-121

MGS-33 ANALISA MASALAH DAN SOLUSI HOLE PROBLEMS PADA LAPANGAN PANAS BUMI SUMUR X

Dwiki Anggara Tedi Syahputra
122-127

MGS-33 EVALUASI HASIL PELAKSANAAN RE-KOMPLESI SUMUR F DI LAPANGAN LPD

Jati Lion Samratul Farresi
128-136

MGS-36 PERENCANAAN DRILLING PROGRAM SUMUR SLIMHOLE 'X' PADA LAPANGAN PANAS BUMI 'Y'

Joshua Mesak Mahok Kilikily, Sulistiyono, Didin Chaerudin Irwansyah
137-149

MGS-37 DESAIN CASING SUMUR SLIMHOLE Z PADA LAPANGAN PANAS BUMI X

Ali Abdoel Muhammadi Nasution, Sulistiyono, Didin Chaerudin Irwansyah
150-160

MGS-39 EVALUASI KILLING WELL DENGAN MENGGUNAKAN BULLHEAD METHOD PADA SUMUR GM - 01

Bambang Yudho Suranta, Mohammad Rizky Isnafani, Akhmad Sofyan
161-168

MGS-40 PEMILIHAN METODA PENYEMENAN PADA SUBNORMAL FORMATION PRESSURE: 9 5/8" SECTION SUMUR Z-100

Bambang Yudho Suranta, Idam Rafif Maulana, Akhmad Sofyan
169-178

MGS-42 EVALUASI GEOMETRI REKAHAN HASL ACID FRACTURING PADA FORMASI LIMESTONE TERHADAP LAJU PRODUKSI SUMUR V

Vira Salli Riskita, Pradini Rahalintar
179-189

MGS-46 ANALISA PBU (PRESSURE BUID UP) – MIT (MODIFIED ISOCHRONAL TEST) SUMUR X LAPANGAN Y UNTUK MENENTUKAN LAJU PRODUKSI OPTIMUM

Een Sunarman, Edi Untoro, Akhmad Sofyan
190-197

MGS-47 OPTIMASI SUCKER ROD PUMP BERDASARKAN HASIL DYNAGRAPH PADA SUMUR DANGKAL PADA LAPANGAN B TAC PERTAMINA EP-PA

Muhammad Galih Eko Saputro, Erdila Indriani, Purnomosidi
198-209

MGS-48 ANALISIS PRESSURE BUILD UP METODE HORNER MENGGUNAKAN PERSAMAAN P2 SUMUR “X” LAPANGAN “Y” UNTUK MENENTUKAN PERFORMA SUMUR GAS

Igor Wimaranda, Purnomosidi
210-214

MGS-49 ANALISIS METODE DECLINE CURVE ANALYSIS (DCA) SUMUR R-3 DALAM MENENTUKAN CADANGAN MINYAK DI LAPANGAN RG

Raymond Gonsales, Sulistiyono, Wardo Utomo, Muhammad Thariq Almuqtadir
215-223

MGS-50 ANALISIS PETROFISIKA DALAM MENENTUKAN ZONA POTENSI HIDROKARBON PADA FORMASI KAIS BERDASARKAN DATA SUMUR X DI PT. PETROENERGY UTAMA WIRIAGAR

Ineksentus Samponu, Sulistiyono, Wardo Utomo, Muhammad Thariq Almuqtadir
224-232

MGS-52 ANALISA PEMANFAATAN LIMBAH SULFUR MENGGUNAKAN METODE SLOW-RELEASE FERTILIZER DALAM SKALA LABORATORIUM

Henderika Takarbobir, Erdila Indriani
233-238

MGS-53 SIMULASI FORECAST PRODUKSI DENGAN MEMPERTIMBANGKAN PROBLEM LIQUID LOADING DI LAPANGAN GAS JUPITER

Dedy Kristanto, Hariyadi, Dimas Suryo Wicaksono
239-249

SIMULASI *FORECAST* PRODUKSI DENGAN MEMPERTIMBANGKAN PROBLEM *LIQUID LOADING* DI LAPANGAN GAS JUPITER

Dedy Kristanto^{1*}, Hariyadi² dan Dimas Suryo Wicaksono^{3*}

^{1,2,3}Jurusan Teknik Perminyakan, Universitas Pembangunan Nasional “Veteran” Yogyakarta
Jl. Padjajaran 104 (Lingkar Utara), Condongcatur, D.I. Yogyakarta 55283

*E-mail: dedikristanto@upnyk.ac.id; hariyadi@upnyk.ac.id; dimassuryowicaksono@gmail.com

ABSTRAK

Lapangan Jupiter merupakan lapangan gas *offshore* yang telah berproduksi dari tahun 1999 dengan 9 (sembilan) sumur produksi, yaitu P-1, P-2, P-3, P-4, P-5, P-6, P-7, P-8, P-9. Peralatan pemrosesan di lapangan Jupiter dapat mengakomodir 475 MMSCFD gas dan 3000 BPD air. Dari hasil laporan produksi harian Desember 2019 menunjukkan peningkatan produksi air dan penurunan produksi gas dibandingkan dengan saat awal produksi, kondisi ini diakibatkan oleh adanya permasalahan *liquid loading* efek dari reservoir yang telah mengalami *water breakthrough*. *Liquid loading* juga menyebabkan ada 4 (empat) sumur yang mengalami *shut off*, yaitu sumur P-1, P-5, P-6 dan P-8. Pada tahun 2020 lapangan Jupiter menargetkan produksi gas pada Semester I sebesar 46 MMSCFD dan Semester II sebesar 60 MMSCFD dengan produksi air < 3000 BWPD. Untuk memenuhi target ini, maka perlu dilakukan simulasi produksi dengan mempertimbangkan problem *liquid loading* yang terjadi. Langkah yang dilakukan adalah mengidentifikasi *liquid loading* pada setiap sumur, kemudian melakukan perhitungan *critical rate* pada tiap sumur sehingga dapat dilakukan simulasi produksi secara dinamik untuk menyesuaikan target produksi. Laju produksi masing-masing sumur harus di *setting* di atas nilai *critical rate* agar laju produksi stabil dan tidak dipengaruhi *liquid loading*. Berdasarkan hasil simulasi dapat diketahui bahwa lapangan Jupiter mampu memenuhi target produksi dengan mempertimbangan air yang ikut terproduksi.

Kata kunci: *liquid loading, water breakthrough, critical rate*

1. PENDAHULUAN

Lapangan Jupiter merupakan lapangan gas *offshore* yang telah berproduksi dari tahun 1999 dengan 9 (sembilan) sumur produksi dan terletak kurang lebih 100 km dari pantai Aceh Utara di Selat Malaka. Semua sumur yang berproduksi adalah sumur *directional* kecuali sumur P-5. Peralatan pemrosesan lapangan Jupiter dapat mengakomodir 475 MMSCFD gas dan 3000 BPD air. Pada awal produksi lapangan Jupiter ini mampu berproduksi hingga 450 MMSCFD gas dan produksi *liquid* kurang dari 3000 BPD dengan kandungan CO₂ sebesar 33% dan H₂S sebesar 1.5 %. Seiring dengan berjalannya waktu, produksi gas mengalami penurunan dan semakin signifikannya peningkatan produksi air. Kondisi ini menyebabkan penurunan produksi yang signifikan hingga dapat menyebabkan sumur mati akibat dari penumpukan air (*liquid loading*) di dalam kolom sumur yang menutup jalur produksi gas.

Untuk menjaga agar *liquid loading* yang terjadi tidak semakin parah, maka harus dilakukan setting laju produksi di atas titik *critical rate*, jika laju produksi berada di bawah atau mendekati nilai *critical rate* maka laju produksi akan menjadi tidak stabil dan *liquid* akan lebih mudah untuk ikut terproduksi. Apabila kondisi ini tidak segera ditangani maka seiring berjalannya waktu, *liquid* akan mengisi kolom sumur sehingga gas dari reservoir akan terhambat oleh massa jenis *liquid* dan kemudian akan mengakibatkan sumur menjadi *shutdown*.

Berdasarkan simulasi menggunakan MBAL, didapatkan bahwa *water breakthrough* mulai terjadi pada tahun 2009 sehingga menyebabkan terjadinya problem *liquid loading*. Terjadinya *Liquid loading* ini menyebabkan 4 (empat) sumur mati yaitu sumur P-1, P-5, P-6 dan P-8, dan menyisakan 5 (lima) sumur yang masih berproduksi yaitu sumur P-2, P-3, P-4, P-7 dan P-9, sehingga produksi gas menurun dan produksi air mendekati 3000 BPD.

Dengan target produksi gas pada semester I sebesar 46 MMSCFD dan pada semester II naik menjadi 60 MMSCFD, maka perlu dilakukan penentuan nilai *critical rate* pada setiap sumur dan melakukan setting laju produksi di atas titik *critical rate*, kemudian melakukan simulasi produksi gas dengan mempertimbangan laju produksi air total menjadi < 3000 BWPD agar peralatan *water treatment* mampu memproses air yang terproduksi.

2. METODE

Dalam upaya untuk mengatasi permasalahan yang terjadi di lapangan Jupiter tersebut, maka langkah pertama yang dilakukan adalah melakukan inventarisasi dan *quality control* data untuk mengetahui kondisi data yang digunakan. Dengan data yang tersedia, selanjutnya dilakukan perhitungan P/Z vs Gp untuk menentukan mekanisme pendorong, cadangan dan menentukan potensi *water influx* serta *source water* berdasarkan data tekanan, data produksi serta data penunjang lainnya. Langkah selanjutnya yang dilakukan adalah:

- melakukan analisa data untuk identifikasi reservoir,
- melakukan prediksi tekanan dan laju produksi,
- melakukan kajian potensi sumur dan status sumuran,
- melakukan analisa sejarah produksi dan *performance* produksi,
- melakukan analisa produktivitas / analisa sistem Nodal (existing),
- melakukan sensitivitas laju produksi optimal,
- menentukan *drawdown* optimum *deliverability* gas dan produksi gas akibat pengaruh produksi air,
- melakukan optimasi produksi sumuran (sensitivitas ukuran choke/bean) untuk memperoleh *tubing head pressure* (THP) dan laju alir gas optimal.
- melakukan simulasi sistem jaringan (*Single Branch* dan *Network*), serta simulasi sistem jaringan keseluruhan.

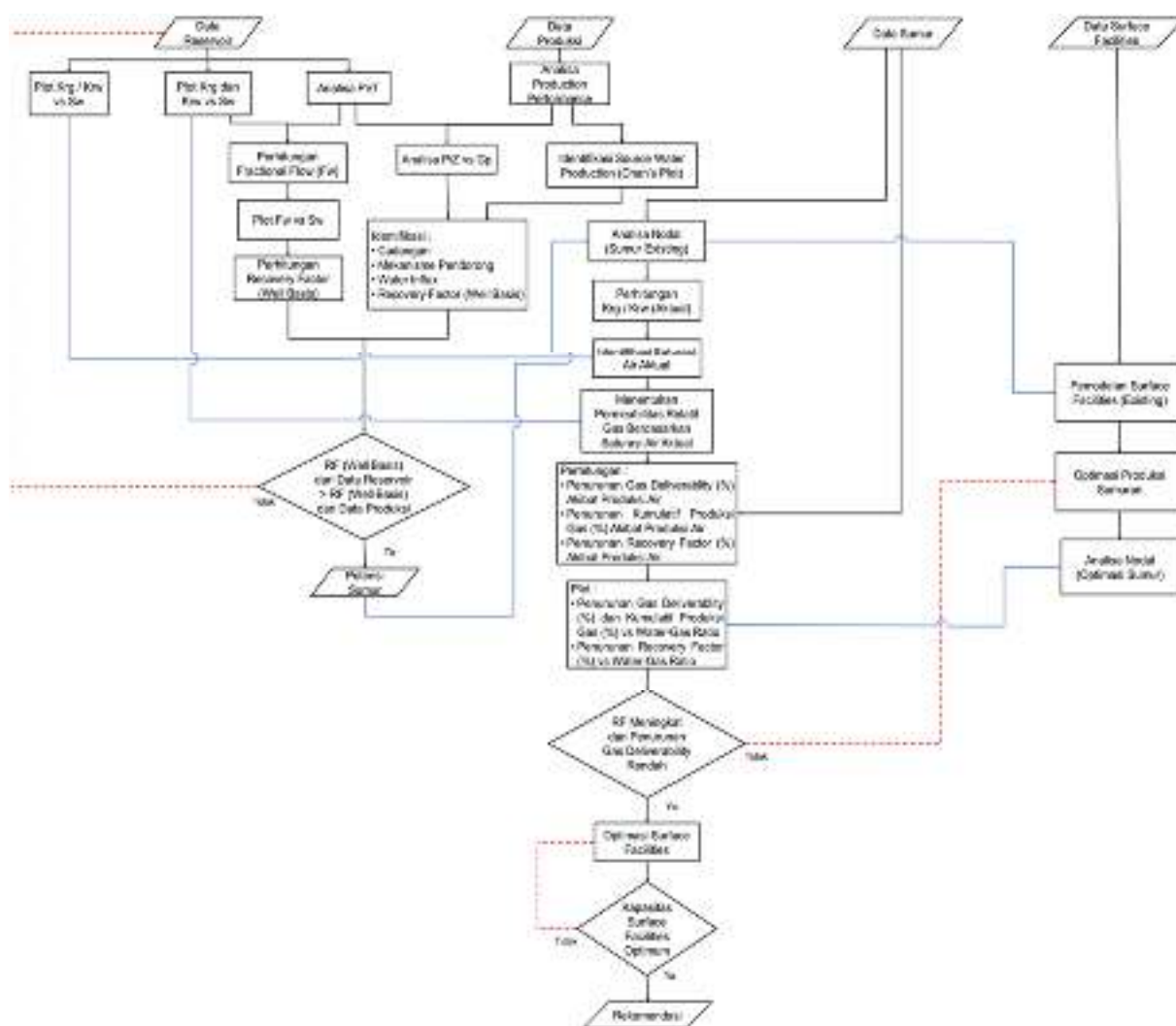
Penelitian ini menggunakan perangkat lunak (*software*) dengan masing-masing fungsi sebagai berikut:

- MBAL untuk melakukan simulasi penentuan cadangan sisa/potensi reservoir, penentuan mekanisme pendorong, dan penentuan tekanan reservoir hingga akhir data produksi.
- PROSPER dan PIPESIM untuk melakukan simulasi sumuran agar dapat diketahui potensi sumuran dan kondisi *loading* yang terjadi di setiap sumur.
- GAP untuk melakukan simulasi *forecast* produksi agar mendapatkan laju produksi (*rate*) yang diharapkan atau optimum.

Selanjutnya untuk *flowchart* metodologi penelitian dapat dilihat pada **Gambar 1**.

3. PEMBAHASAN

Dalam melakukan simulasi awal menggunakan MBAL, perlu dilakukan perhitungan tekanan reservoir pada akhir data produksi yang akan digunakan dalam simulasi agar dapat dilakukan *history matching* produksi antara simulasi dengan data actual. Hasil perhitungan tekanan reservoir tersebut ditunjukkan pada **Tabel 1**. Data yang diketahui adalah tubing head pressure lalu dilakukan rekonstruksi untuk mendapatkan *static bottom hole pressure* (SBHP).



Gambar 1. Flowchart Metodologi Penelitian

Tabel 1. Rekonstruksi Tekanan Saat Akhir Produksi

Sumur	Tanggal	THP, Psia	SBHP, Psia
P-2	14/02/2020	1014.70	1305.02
P-3	18/08/2019	1451.70	1767.30
P-4	31/12/2019	1210.51	1440.32
P-7	14/02/2020	1365.40	1647.28
P-9	31/12/2019	1365.40	1612.93

Kemudian dilakukan *history matching* untuk untuk mengetahui IGIP dan Gp pada masing-masing sumur. Hasil penentuan *initial gas in place* (IGIP), kumulatif produksi gas (Gp) dan *recovery factor* (RF) ditunjukkan pada Tabel 2.

Tabel 2. Hasil Simulasi Penentuan IGIP, Gp dan RF

Sumur	IGIP, BCFD	Gp (Dec 2019), BCFD	RF 2019, %
P-2	299.88	226.90	75.66
P-3	368.46	256.45	69.60
P-4	301.46	206.97	68.66
P-7	318.38	227.51	71.46
P-9	399.87	297.69	74.45

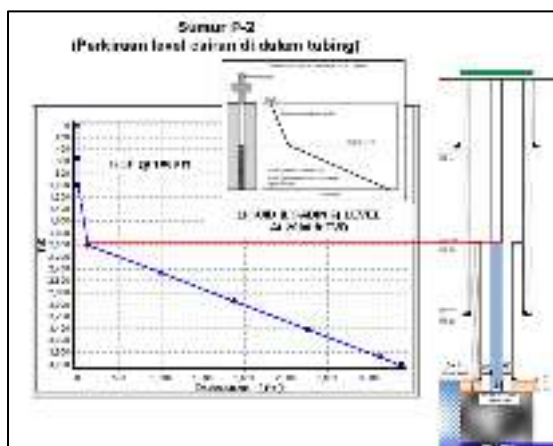
Setelah melakukan rekonstruksi tekanan dan perhitungan cadangan, maka dapat dilanjutkan dengan simulasi potensi sumuran untuk mengetahui potensi dari masing-masing sumur, melakukan analisa *liquid loading* dan mengetahui nilai *critical rate*, dengan data tekanan hasil rekonstruksi dan laporan produksi harian (**Tabel 3**) dan menentukan laju produksi kritis gas, untuk selanjutnya maka dapat dilakukan simulasi *forecast* produksi di setiap sumur yang masih aktif berproduksi.

Tabel 3. Laporan Produksi Harian Sumuran

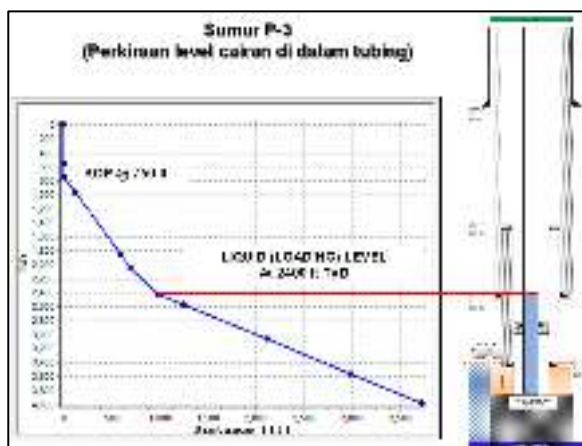
Sumur	Open (%)	Mode	Flowrate (MMSCFD)	Press. (Psig)	Temp. (°F)	Csg Press (Psig)	20" Ann (Psig)	F/L Press (Psig)	Status Sumur
P-2	12.0	M	15.08	1000	165	304	72	811	Online 14 Feb 2020
P-3	29.0	M	9.78	1437	183	202	0	794	Online 14 Feb 2020
P-4	5.0	M	8.55	930	111	428	17	811	Online 14 Feb 2020
P-7	6.0	M	12.80	1303	149	485	2	808	Online 14 Feb 2020
P-9	40.1	M	28.78	1234	201	280	0	808	Online 30 Nov 2019

A. Hasil Simulasi Analisa Liquid Loading dan Kehilangan Tekanan Sumuran

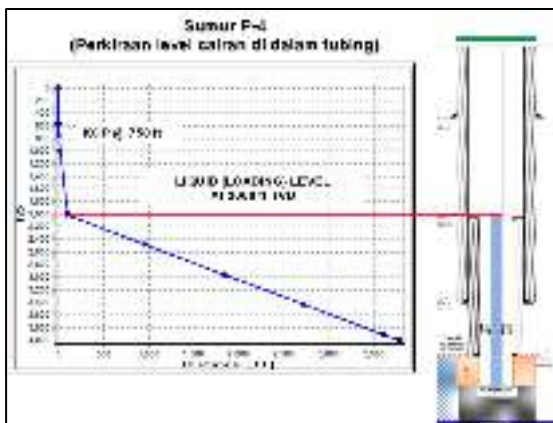
Untuk menentukan titik *critical rate* sumur P-2, P-3, P-4, P-7 dan P-9, dilakukan simulasi nodal analysis dengan menggunakan data tekanan hasil rekonstruksi dan data laju produksi dari laporan harian. Berdasarkan hasil analisa *liquid loading*, akan diketahui tinggi kolom *liquid* yang mengisi lubang sumur dan dapat diketahui bagaimana hubungan antara laju produksi aktual dengan titik *critical rate*. Hasil penentuan titik *critical rate* sumur P-2, P-3, P-4 dan P-7 ditunjukkan pada **Gambar 2** sampai **Gambar 6**.



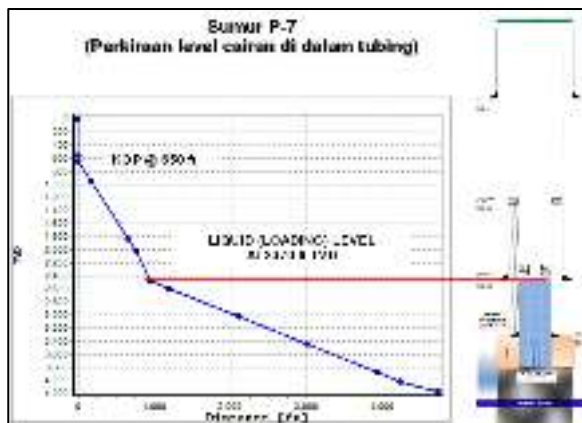
Gambar 2. Liquid Loading di Sumur P-2



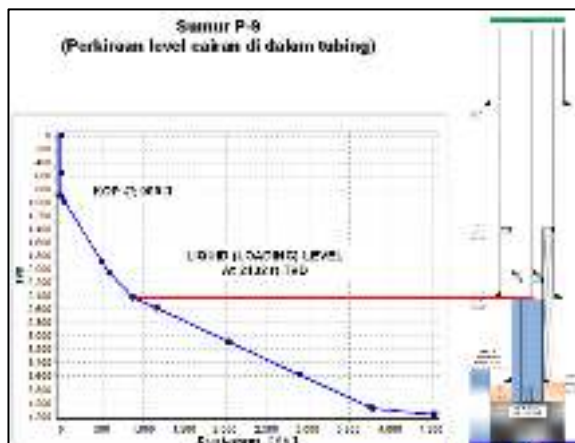
Gambar 3. Liquid Loading di Sumur P-3



Gambar 4. Liquid Loading di Sumur P-4



Gambar 5. Liquid Loading di Sumur P-7



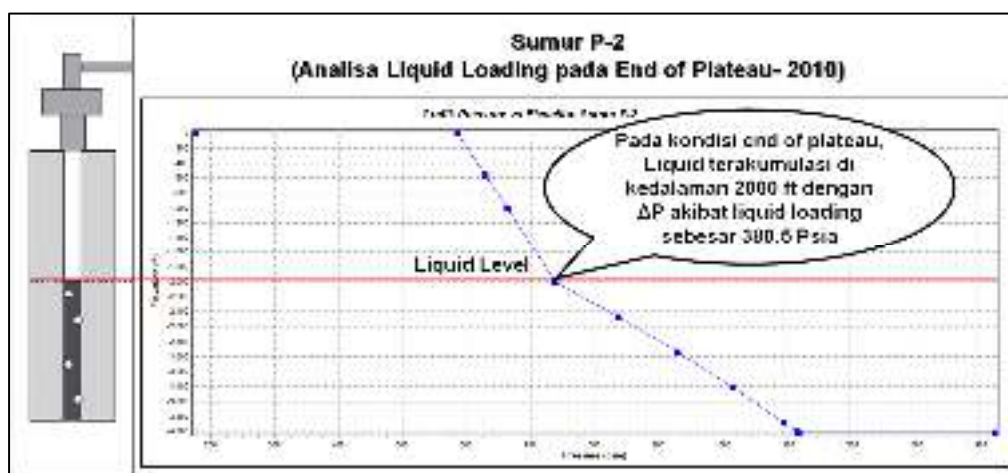
Gambar 6. *Liquid Loading* di Sumur P-9

Berdasarkan hasil simulasi analisa *liquid loading* di setiap sumur yang ditunjukkan pada Gambar 2 sampai Gambar 6, terlihat bahwa kolom liquid yang tertahan di dalam sumur P-2 mencapai kedalaman 2000 ftTVD, sumur P-3 di kedalaman 2400 ftTVD, sumur P-4 di kedalaman 2000 ftTVD, sumur P-7 di kedalaman 2470 ftTVD dan sumur P-9 di kedalaman 2432 ftTVD.

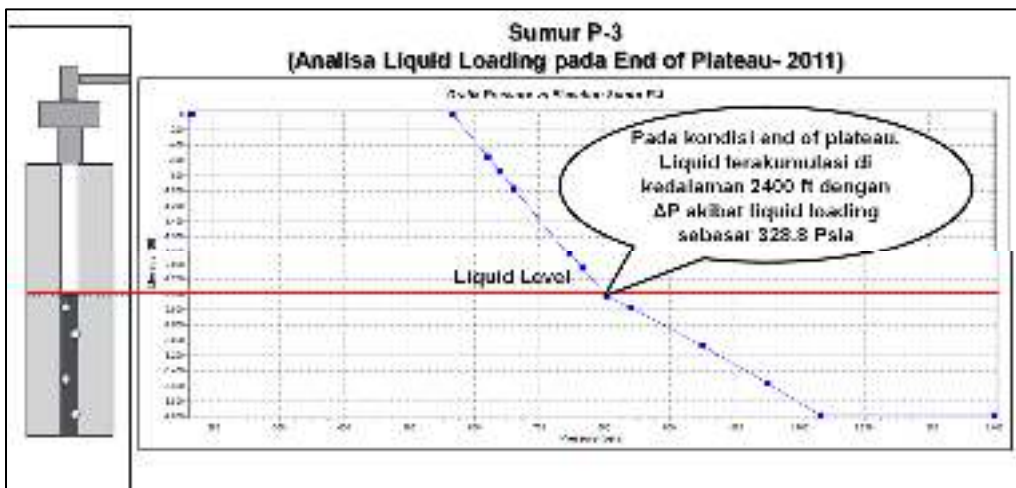
Selanjutnya untuk hasil simulasi kehilangan tekanan akibat terisinya lubang oleh kolom fluida di sumur P-2, P-3, P-4, P-7 dan P-9 ditunjukkan pada Gambar 7 sampai Gambar 11. Hasil simulasi kehilangan tekanan akibat terisinya lubang sumur oleh kolom fluida di sumur P-2 sebesar 380.05 psia, sumur P-3 sebesar 328.8 psia, sumur P-4 sebesar 316.8 psia, sumur P-7 sebesar 288.19 psia dan sumur P-9 sebesar 160.45 psia. Ringkasan hasil analisa *liquid loading* dan kehilangan tekanan untuk setiap sumuran ditunjukkan pada Tabel 4.

Tabel 4. Ringkasan Hasil Analisa *Liquid Loading* dan Kehilangan Tekanan Sumuran

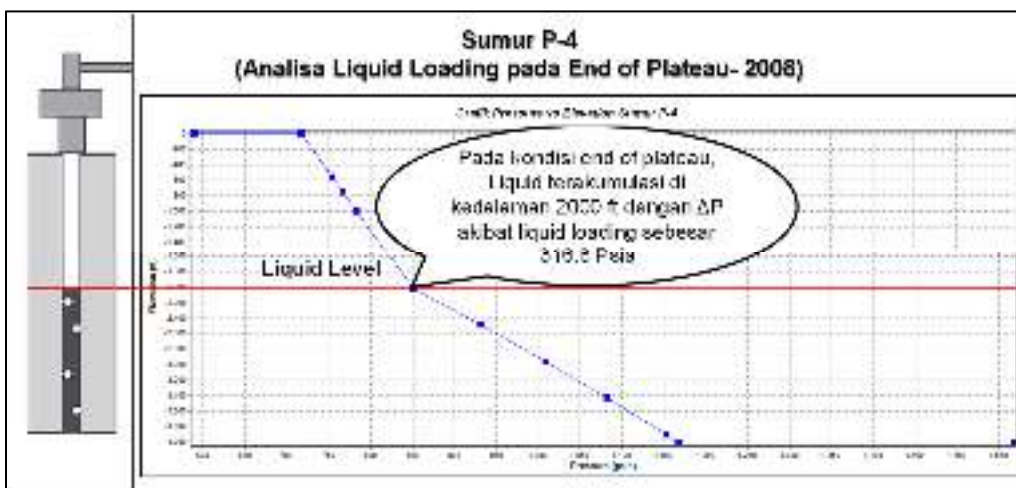
Sumur	Kedalaman Kolom <i>Liquid Loading</i> (ftTVD)	Kehilangan Tekanan (Psia)
P-2	2000	380.05
P-3	2400	328.80
P-4	2000	316.80
P-7	2470	288.19
P-9	2432	160.45



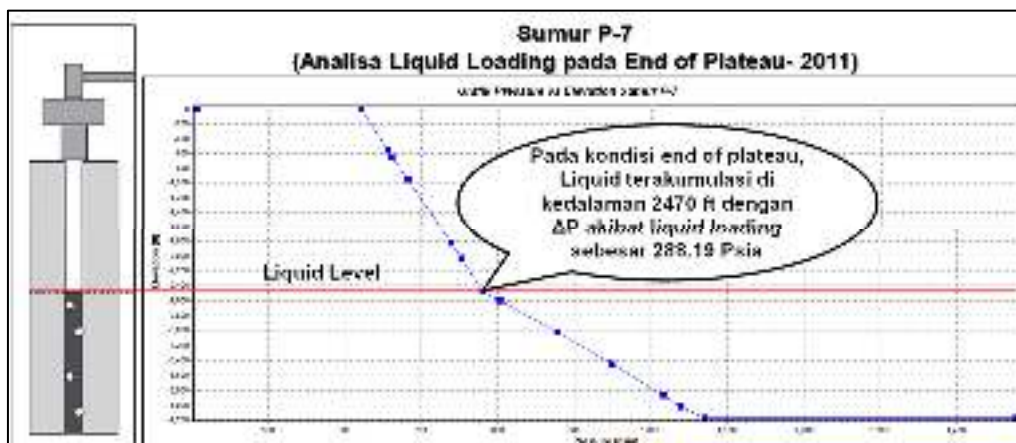
Gambar 7. Analisa Kehilangan Tekanan Akibat *Liquid Loading* Sumur P-2



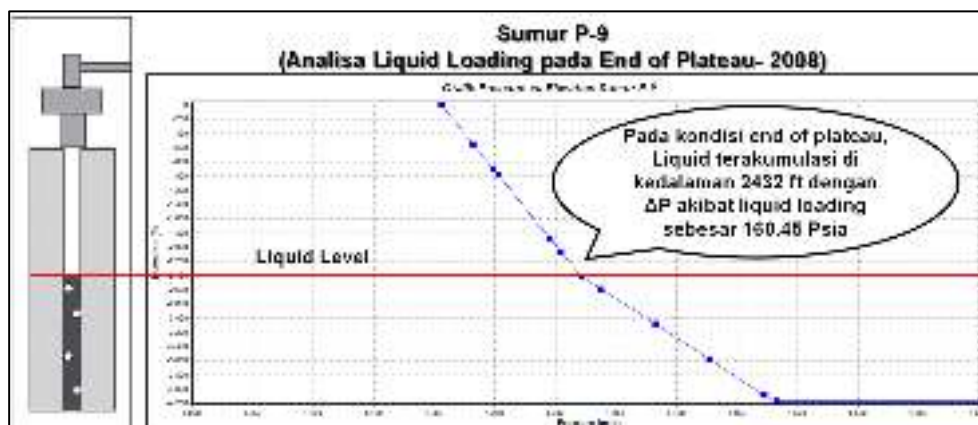
Gambar 8. Analisa Kehilangan Tekanan Akibat *Liquid Loading* Sumur P-3



Gambar 9. Analisa Kehilangan Tekanan Akibat *Liquid Loading* Sumur P-4



Gambar 10. Analisa Kehilangan Tekanan Akibat *Liquid Loading* Sumur P-7

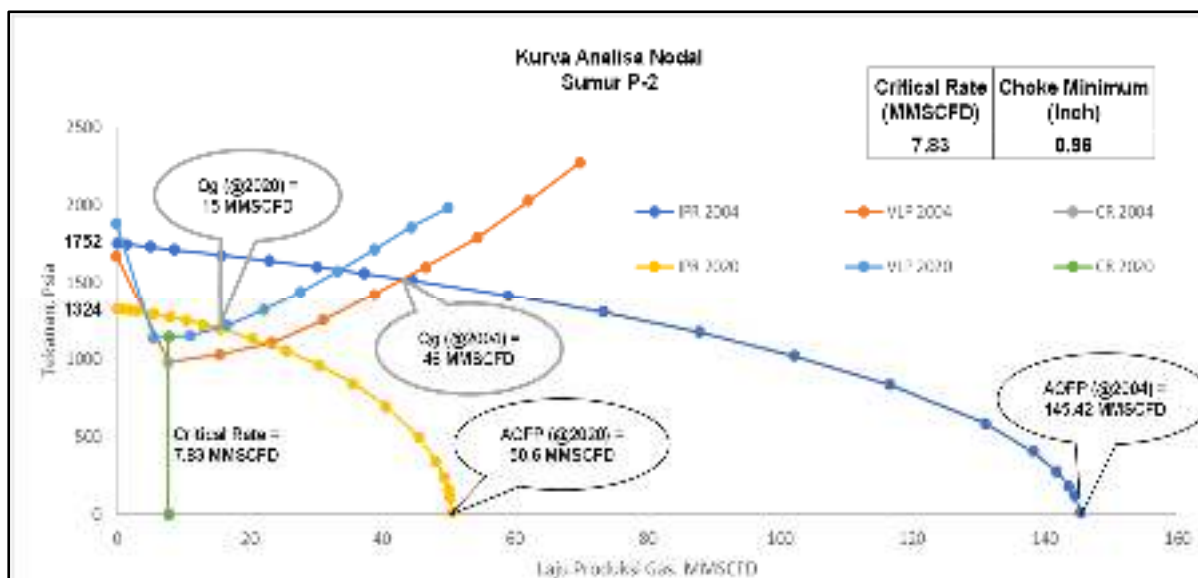


Gambar 11. Analisa Kehilangan Tekanan Akibat *Liquid Loading* Sumur P-9

B. Hasil Simulasi Analisa Nodal Sumuran

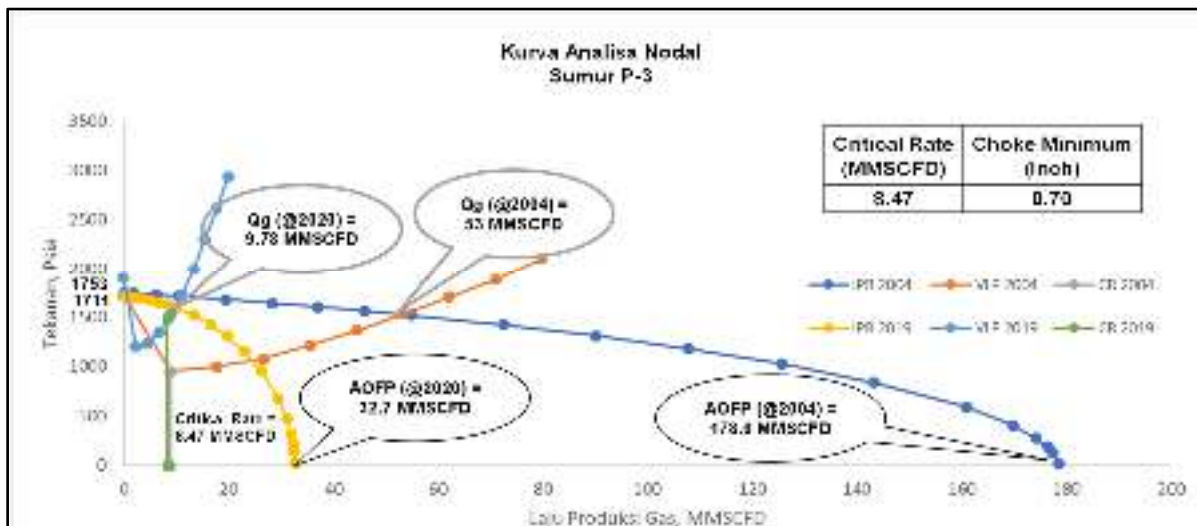
Setelah melakukan analisa *liquid loading*, langkah selanjutnya adalah melakukan simulasi nodal analysis pada saat pertama kali laju produksi total produksi mencapai *plateau rate* dan pada saat akhir pencatatan laporan produksi harian, seperti ditunjukkan pada **Gambar 12** sampai **Gambar 15**.

Gambar 12 menunjukkan hasil simulasi analisa nodal untuk sumur P-2 pada tahun 2004 dan 2020. Dari hasil simulasi dapat diketahui bahwa *critical rate* untuk sumur P-2 adalah 7.83 MMSCFD dengan bukaan choke sebesar 0.96 Inch dari bukaan maksimal 2.6 Inch. Maka untuk membuat sumur P-2 tetap dapat berproduksi dengan stabil, perlu dilakukan *setting rate* produksi di atas 7.83 MMSCFD.



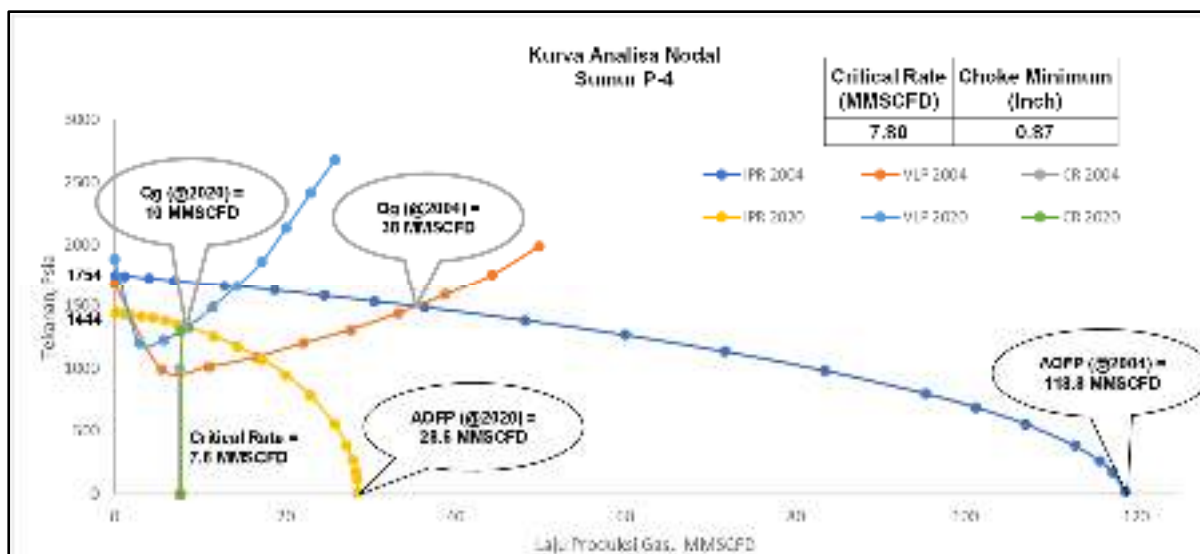
Gambar 12. Hasil Analisa Nodal Sumur P-2

Gambar 13 menunjukkan hasil simulasi analisa nodal untuk sumur P-3 pada tahun 2004 dan 2019. Berdasarkan hasil simulasi, dapat diketahui bahwa *critical rate* untuk sumur P-3 adalah 8.47 MMSCFD dengan bukaan choke sebesar 0.70 Inch dari bukaan maksimal 2.6 Inch. Oleh karena itu, untuk membuat sumur P-3 tetap dapat berproduksi dengan stabil perlu dilakukan *setting rate* produksi di atas 8.47 MMSCFD.



Gambar 13. Hasil Analisa Nodal Sumur P-3

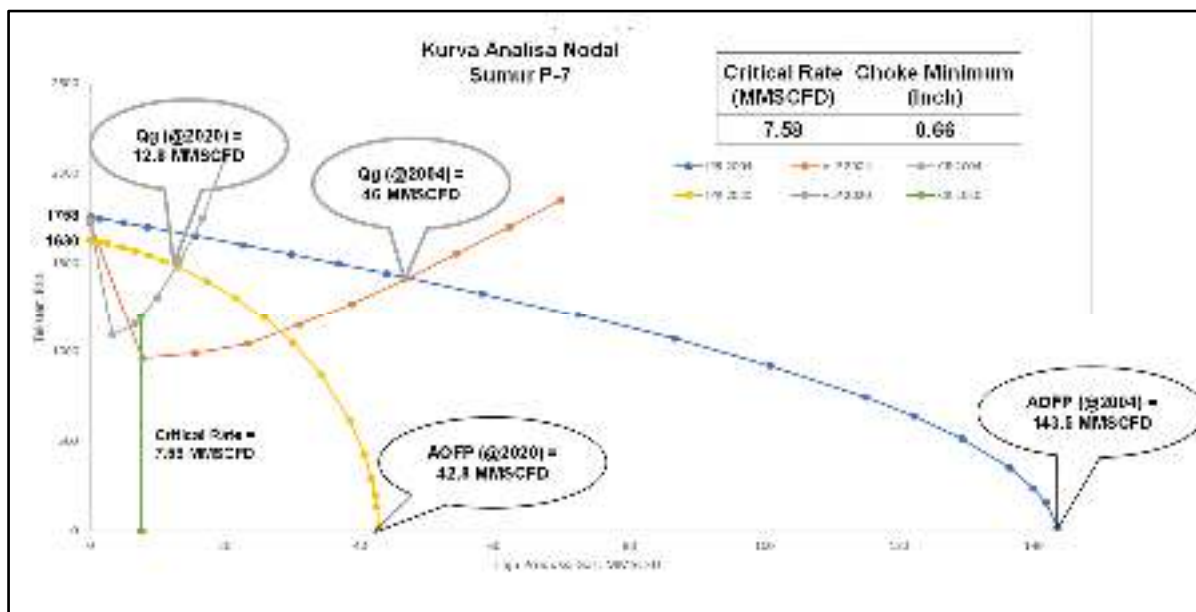
Gambar 14 menunjukkan hasil simulasi analisa nodal untuk sumur P-4 pada tahun 2004 dan 2020, dari hasil simulasi dapat diketahui bahwa critical rate untuk sumur P-4 adalah 7.80 MMSCFD dengan bukaan choke sebesar 0.87 Inch dari bukaan maksimal 2.6 Inch. Untuk membuat sumur P-4 tetap dapat berproduksi dengan stabil maka perlu dilakukan *setting rate* produksi di atas 7.80 MMSCFD.



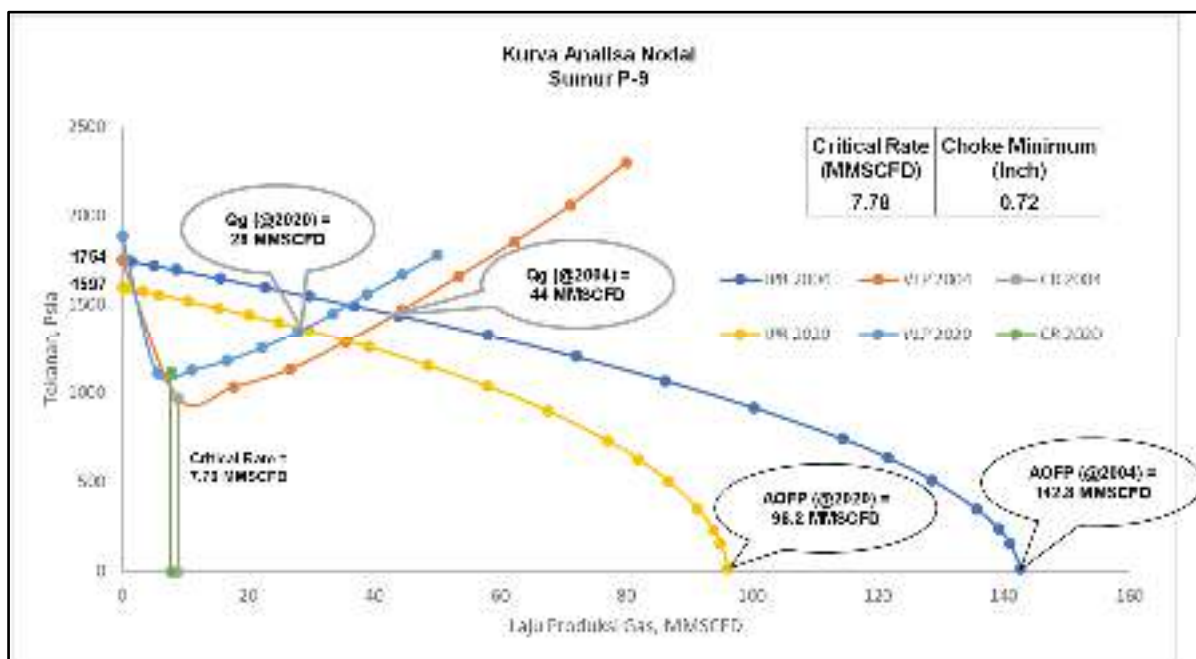
Gambar 14. Hasil Analisa Nodal Sumur P-4

Gambar 15, menunjukkan hasil simulasi analisa nodal untuk sumur P-7 pada tahun 2004 dan 2020, dari hasil simulasi dapat diketahui bahwa critical rate untuk sumur P-7 adalah 7.58 MMSCFD dengan bukaan choke sebesar 0.66 Inch dari bukaan maksimal 2.6 Inch. Maka untuk membuat sumur P-7 tetap dapat berproduksi dengan stabil perlu dilakukan *setting rate* produksi di atas 7.58 MMSCFD.

Sedangkan pada Gambar 16, menunjukkan hasil simulasi analisa nodal untuk sumur P-9 pada tahun 2004 dan 2020, dari hasil simulasi dapat diketahui bahwa critical rate untuk sumur P-9 adalah 7.78 MMSCFD dengan bukaan choke sebesar 0.72 Inch dari bukaan maksimal 2.6 Inch. Maka untuk membuat sumur P-9 tetap dapat berproduksi dengan stabil perlu dilakukan *setting rate* produksi di atas 7.78 MMSCFD.



Gambar 15. Hasil Analisa Nodal Sumur P-7



Gambar 16. Hasil Analisa Nodal Sumur P-9

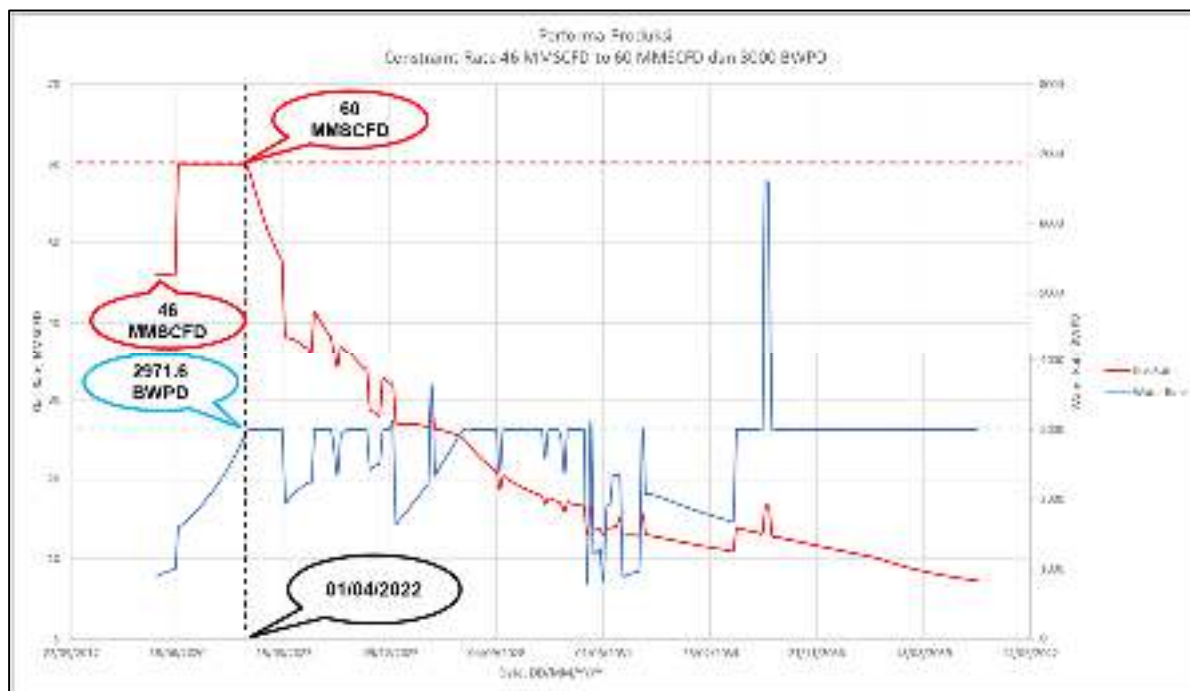
C. Hasil Simulasi Forecast Produksi

Setelah mengetahui *critical rate* untuk masing-masing sumur, maka tahapan selanjutnya adalah melakukan simulasi produksi. Simulasi dilakukan untuk mendapatkan laju produksi pada semester I sebesar 46 MMSCFD dan pada semester II sebesar 60 MMSCFD dengan mempertimbangkan *critical rate* dari masing-masing sumur tersebut. Hasil simulasi *forecast* produksi ditunjukkan pada **Gambar 17**.

Berdasarkan pada hasil simulasi yang ditunjukkan pada **Gambar 17**, terlihat bahwa lapangan Jupiter masih mampu untuk memenuhi target produksi gas sebesar 60 MMSCFD dan menahan laju produksi air di bawah 3000 BWPD hingga bulan April 2022, dengan rincian produksi sebagai berikut :

- Semester I tahun 2020 rata-rata produksi gas sebesar 46 MMSCFD dan produksi air sebesar 1590 BWPD
- Semester II tahun 2020 rata-rata produksi gas sebesar 60 MMSCFD dan produksi air sebesar 1820 BWPD

Simulasi produksi tersebut dilakukan dengan perubahan ukuran bukaan choke (maksimal choke size 2.6 Inch), seperti ditunjukkan pada **Tabel 4**.



Gambar 17. Hasil Simulasi Forecast Produksi

Tabel 4. Hasil Simulasi untuk Skenario Ukuran Choke

Sumur	Skenario Produksi (MMSCFD)	Tekanan Reservoir (Psia)	WGR (STB/MMSCF)	Constrain Rate (MMSCFD)	Ukuran Choke (Inch)	Ukuran Choke (%)
P-2	46 MMSCFD	1399.01	32.17	7	0.60	23.12
P-3		1441.92	4.90	6	0.55	21.15
P-4		1463.34	12.45	9	0.66	25.23
P-7		1550.91	12.78	13	0.78	30.08
P-9		1438.61	32.61	11	0.89	34.15
P-2	60 MMSCFD	1415.94	32.17	11.44	0.78	29.86
P-3		1446.33	48.23	4.75	0.51	19.69
P-4		1461.75	21.44	8.20	0.63	24.04
P-7		1545.14	43.55	13.96	0.86	32.96
P-9		1455.74	55.34	21.65	1.35	51.81

4. KESIMPULAN

1. Lapangan Jupiter masih mampu memenuhi target produksi untuk Semester I dan Semester II dengan mempertimbangkan nilai *critical rate* masing-masing sumur dan menjaga produksi air di bawah 3000 BWPD.
2. Skenario produksi di Semester I adalah gas sebesar 46 MMSCFD dengan produksi air sebesar 1590 BWPD, dan di Semester II adalah gas sebesar 60 MMSCFD dengan produksi air sebesar 1820 BWPD.

3. Untuk mendapatkan laju produksi yang optimum dan dapat memenuhi target produksi dilakukan dengan perubahan ukuran bukaan choke dengan maksimal choke size 2.6 Inch.

5. DAFTAR PUSTAKA

- [1] Myers, S. D, Arun Field: Model for Successful Gas Development, SPE Paper No. 30150, SPE PetroVietnam 1995 held in Ho Chi Minh City, Vietnam, 1-3 March 1995.
- [2] Seipel, J. R, Arun Field Development Phase, SPE Paper No. 10483, SPE Offshore South-East Asia 1982 Conference, Singapore, 9-12 February 1982.
- [3] Pathak, P, The Arun Gas Field in Indonesia: Resource Management of a Mature Field, SPE Paper No.87042, SPE Asia Pacific Conference on Integrated Modelling For Asset Management Held In Kuala Lumpur, Malaysia, 29-30 March 2004.
- [4] Avida, H, Aceh Operations Mature Field Management: Arun Assets Consolidation and North Sumatera Offshore (NSO) Liquid Handling, SPE Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition held in Jakarta, Indonesia, 22-24 October 2013.
- [5] Hetami, G., Cahyono, S., Purwadiadji, E. M., and Fanani, A. R, NSO-A Field Revaluation Using IPM Suites: A Case Study of Mature Production Data History Match, SPE/IATMI Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition held in Bali, Indonesia, 29-31 October 2019.
- [6] Praditya, Y. A., Satiawarman, A., Nurrahman, F., Medianestrian, M., and Rochaendy, R, Systematic Approach in Extending Liquid Loaded Offshore Gas Wells Production in Natuna Sea with Partial and Full Wellbore Water Shut Off: Case Study and Method Selection, SPE Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition held in Brisbane, Australia, 23-25 October 2018.
- [7] Adewale, O.O., and Sunday, I, Aquifer Detection and Characterisation Using Material Balance: A Case Study of Reservoirs A, B, C and D, International Journal of Science, Technology and Society, March 7, 2015, pp. 55-64.
- [8] Mahmud, H., Huque, M.M., and Manda, P.C, Developing Optimum Production Strategy of Kailashtilla Gas Field and Economic Analysis, Springer Nature Singapore Ltd. 2017, pp. 809-817.
- [9] Pletcher, J.L, Improvements to Reservoir Material-Balance Methods, Journal of SPE Reservoir Evaluation & Engineering, Society of Petroleum Engineers, February 2002, pp. 49-59.
- [10] Yuegang, L., Feng, X., Wen, X., Jiping, W., Performance Evaluation on Water-Producing Gas Wells Based on Gas & Water Relative Permeability Curves : A Case Study of Tight Sandstone Gas Reservoirs in the Sulige Gas Field, Ordos Basin, Sichuan Petroleum Administration, 2016.
- [11] Moghadam, S., Jeje, O., Mattar, L., Advanced Gas Material Balance in Simplified Format, SPE 139428, 10th Canadian International Petroleum Conference (the 60th Annual Technical Meeting of the Petroleum Society), Calgary, 2009.
- [12] Jafaroc, T., Al-Nuaim, S., Critical Review of the Existing Liquid Loading Prediction Models for Vertical Gas Wells, OTC-26526-MS, Offshore Technology Conference Asia, Malaysia, 2016.
- [13] Guo, B., Ghalambor, A., Xu, C., A Systematic Approach to Predicting Liquid Loading in Gas Wells, Paper SPE-94081, SPE Production Operations Symposium, Oklahoma, 2005.
- [14] Ariadji, T., Kautsar, M., T., A New Method of Gas Plateau Rate Optimisation: A Win-Win Solution for the Gas Field Operator and the Government as the Owner, SPE-171518-MS, SPE Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition, Australia, 2014.

Daftar Simbol

THP	=	Tubing Head Pressure, psia
SBHP	=	Static Bottom Hole Pressure, psia
IGIP	=	Initial Gas in Place, BCFD
Gp	=	Kumulatif Produksi Gas, BCFD
RF	=	Recovery Factor, fraksi
TVD	=	True Vertical Depth, ft
F/L Press	=	Flow Line Pressure, psig
WGR	=	Water Gas Ratio, stb/mmscf