

PENGAPLIKASIAN HASIL ANALISA *PRESSURE BUILD UP TEST* UNTUK PERAMALAN PRODUKSI

Rizky Kusumawardani Gunawan^{1*}

¹Program Studi Teknik Perminyakan, Universitas Trisakti.

Abstrak

Lapangan AA sumur RR merupakan salah satu sumur eksplorasi yang terletak di cekungan Jawa Barat Utara. Pemboran sumur RR pertama kali dilakukan pada tanggal 22 Maret 2011. Pemboran sumur RR menembus Lapisan CSB Sand Stone yang terdapat pada formasi parigi dan lapisan ini pertama kali diperforasi pada tanggal 19 Agustus 2011. Setelah diperforasi selanjutnya dilakukan pengujian sumur dengan *pressure build up test*. Selain dilakukan *pressure build up test*, pada sumur RR dilakukan pengujian *deliverability* dengan metode *modified isochronal test* sehingga didapatkan nilai *absolute open flow potential*, yaitu sebesar 8.214MMscf/d dengan menggunakan simulator saphir.

Selanjutnya sumur RR ini dapat dilakukan perhitungan volume gas awal ditempat dengan menggunakan metode *volumetric*, yaitu sebesar 458,355 MMscf. Dengan mendapatkan nilai volume gas awal ditempat selanjutnya dapat membuat peramalan produksi pada sumur RR dengan menggunakan simulator Mbal. Peramalan produksi dilakukan untuk mendapatkan perencanaan pengembangan lapangan yang paling optimum dengan mempertimbangkan besar *recovery factor* nya ,yaitu dilakukan dengan memproduksi gas melalui satu sumur dan mengaplikasikan *compressor* pada sumur tersebut.

Kata-kata kunci : *pressure build up (PBU)*

Abstract

RR well in AA field is one of the exploration wells located in the basin of North West Java. The RR well was first drilled on March 22, 2011. The drilling of RR wells penetrated the Sand Stone CSB layer found in parigi formation and this layer was first perforated on August 19, 2011. After further perforation, a well test was performed with *pressure build up test*. In addition to the *pressure build up test*, the RR wells tested *deliverability* with *modified isochronal test* method to obtain the *absolute open flow potential* value, which is equal to 8.214MMscfd by using saphir simulator.

Next, the initial gas in place of RR wells can be calculated by using *volumetric* method, which amounted to 458,355 MMscf. By obtaining the initial gas volume value in place, production forecasting on RR wells can be made by using Mbal simulator. Production forecasting is carried out to obtain the most optimum field development planning considering its large *recovery factor*, which is done by producing gas through one well and applying *compressor* to the well.

Kata-kata kunci : *pressure build up (PBU)*

*Penulis untuk korespondensi (corresponding author):

Email : rizkykusumawardani@yahoo.co.id

Tel: -

I. PENDAHULUAN

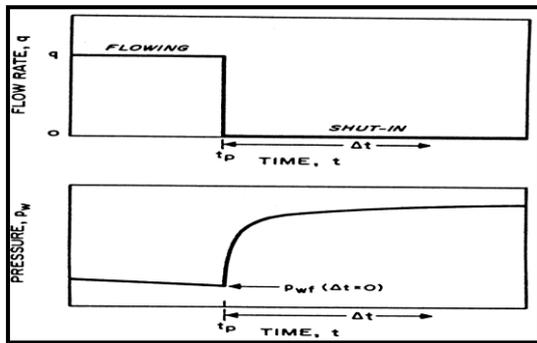
Kebutuhan akan gas bumi semakin meningkat setiap tahunnya. Sehingga dibutuhkan produksi yang besar agar dapat memenuhi kebutuhan yang diharapkan. Sumur-sumur gas industri hilir minyak dan gas bumi dituntut untuk dapat mempertahankan atau meningkatkan produksi gas bumi. Maka dari itu sangat diperlukan prediksi lamanya kemampuan sumur untuk memproduksi. Salah satu faktor yang dapat mempengaruhi produktivitas sumur adalah kerusakan formasi yang diakibatkan dari proses pemboran, kompleksitas dan produksi. Evaluasi formasi dengan pengujian sumur perlu dilakukan untuk mengetahui secara detail kerusakan formasi pada saat tertentu. Selain itu, pengujian sumur juga dapat menentukan batasan dari reservoir yang nantinya dapat digunakan untuk memperhitungkan volume cadangan awal di tempat serta dapat melihat peramalan produksi yang paling optimum dimasa yang akan datang.

II. KERANGKA TEORI

2.1 Uji *Pressure Build Up*

Pressure build up testing adalah suatu teknik pengujian *transient* tekanan yang paling dikenal dan banyak dilakukan. Prinsip dasar analisa ini adalah memberikan suatu “gangguan keseimbangan tekanan” terhadap sumur yang diuji. Dengan adanya gangguan ini, impuls perubahan tekanan, *pressure trasient*, akan disebarkan keseluruh *reservoir* dan ini diamati setiap saat dengan mencatat tekanan lubang bor selama pengujian berlangsung. Apabila perubahan tekanan tadi diplot dengan suatu fungsi waktu, maka akan dapat dianalisa pola aliran yang terjdadan juga besaran-besaran dan karakteristik formasi yang telah disebutkan diatas sehingga optimasi dan pengembangan untuk sumur tersebut dapat dilakukan. Terdapat beberapa metode dalam proses pengujian sumur, salah satu metode yang sering dilakukan pada pengujian sumur, yaitu metode *pressure build up test* .

Dasar analisa *pressure build up* ini diajukan oleh Horner (1951), yang pada dasarnya adalah memplot tekanan terhadap suatu fungsi waktu. Prinsip superposisi atau *superposition principle* merupakan prinsip yang mendasari analisa ini. Penjelasan teori *pressure build up test* akan lebih mudah dimengerti. Tinjaulah suatu sejarah produksi suatu sumur yang diperlihatkan gambar 1.



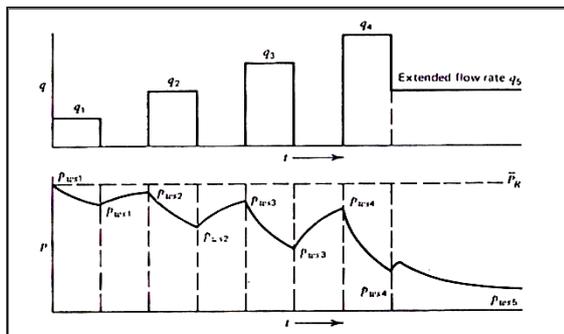
Gambar 1 Laju Alir dan Tekanan Ideal Untuk PBU Test (Abdassah, 1993)

Pada awalnya sumur diproduksi dengan laju alir tetap (q), selama waktu tertentu (t_p). Kemudian sumur ditutup selama waktu yang telah ditentukan (Δt). (Abdassah, 1993)

2.2 Modified Isochronal Test

Pada *reservoir* dengan permeabilitas amat rendah akan sangat sulit untuk mencapai kondisi kesetimbangan statik awal atau melakukan uji dengan selang pengujian seperti pada uji *Isochronal*. Oleh karena itu uji *Isochronal* tidak efisien untuk dilakukan pada kondisi serupa ini.

Pada tahun 1959 Katz dkk., memperkenalkan metode *Modified Isochronal test*. Bila dalam *isochronal test* lamanya waktu penutupan sumur umumnya tidak seragam dan tidak singkat karena harus mencapai kondisi kesetimbangan statik, maka dalam *Modified Isochronal test* ini lamanya waktu penutupan sumur diambil sebesar waktu alirannya seperti terlihat pada gambar 2



Gambar 2 Modified Isochronal Test (Abdassah, 1993)

2.3 Perkiraan Kandungan Gas Awal Di Tempat

Cadangan adalah perkiraan volume gas, kondensate, gas alam, natural gas liquid dan substansi lain yang berkaitan yang secara komersial dapat diambil dari

jumlah yang terakumulasi di *reservoir* dengan metode operasi yang ada dengan kondisi ekonomi dan atas dasar regulasi pemerintah saat itu. Perkiraan cadangan didasarkan atas interpretasi data geologi dan engineering yang tersedia pada saat itu. Cadangan biasanya direvisi begitu *reservoir* diproduksi seiring bertambahnya data geologi dan engineering yang diperoleh karena perubahan kondisi ekonomi. Perhitungan cadangan melibatkan ketidakpastian yang tingkatnya sangat tergantung pada tersedianya jumlah data geologi dan engineering yang dapat dipercaya. Berikut ini merupakan salah satu metode dalam perhitungan GIIP :

Metode volumetrik adalah metode yang dilakukan di awal produksi dimana data yang diperoleh dari data log, data core, perkiraan luas RF dan sifat fluidanya. Perhitungan pengambilan maksimum suatu *reservoir* berdasarkan metode *volumetric* membutuhkan perkiraan awal kelompok data yaitu petrofisik, fluida, tekanan *reservoir* dan geometri. Dari keempat kelompok data itu diperoleh data untuk menghitung volume awal gas atau gas di tempat.

Perhitungan *Gas Initial In Place* (GGIP) : (Rukmana, 2011)

$$GIIP = 43560 \times A \times h \times \Phi \times (1-S_{wi}) / B_{gi}$$

A : Luas pengeringan (Acres)

H : Ketebalan rata-rata formasi (ft)

ϕ : Porositas batuan (%)

S_{wi} : Saturasi air awal (%)

B_{gi} : Faktor formasi volume gas awal (cuft/SCF)

2.4 Analisa Peramalan Produksi

Dalam menentukan rencana pengembangan suatu lapangan perlu dilakukan studi yang berasal dari peta geologi, uji sumur, dan log sumur. Tujuan utama dari kegiatan pengujian sumur hidrokarbon adalah menentukan kemampuan suatu lapisan atau formasi berproduksi. Apabila pengujian ini dirancang secara baik, memadai dan dianalisa secara tepat maka akan banyak sekali informasi yang sangat berharga yang bisa didapatkan untuk analisa peramalan produksi menggunakan *Software MBAL*. Analisa menggunakan *Software MBAL* adalah salah satu studi yang dapat digunakan untuk menentukan rencana pengembangan suatu lapangan dimasa yang akan datang sehingga diharapkan dapat dipilih cara yang paling efisien dan optimal untuk berproduksinya gas pada suatu sumur. Pemilihan skenario yang optimal dapat dilihat dari nilai *Recovery Factor* (RF) yang paling besar, dan waktu produksi, serta laju alir gas tersebut. *Recovery factor* adalah perbandingan antara hidrokarbon yang diproduksi (*recoverable reserves*) dengan jumlah hidrokarbon mula-mula yang ada didalam *reservoir* (*initial hidrokarbon in place*). Nilai dari RF sangatlah berpengaruh terhadap penentuan

produksi optimum.

III. HASIL DAN PEMBAHASAN

3.1 Analisa Uji Pressure Build Up

Dalam menganalisa *pressure transient* pada uji *pressure build up* diperlukan data *reservoir* antara lain sifat fisik fluida, data petrofisik, data laju alir. Berikut ini adalah data *reservoir* yang akan digunakan dalam uji *pressure build up test*.

Tabel 1 Data Reservoir Sumur RR

Parameter	Besaran	Satuan
Temperatur	149.9	°F
Tekanan Reservoir	825	psig
Porositas	16	%
Saturasi Air	55	%
Net Pay Zone	2.44	m
Spesific Gravity Gas	0.925	
Jari-Jari Sumur	11.889	inch

Pada sumur RR dilakukan analisa uji *pressure transient* dengan metode *Type Curve Pressure Derivative* dan *Horner plot* dengan menggunakan *software Saphir 3.20*. Untuk mengetahui proses pengerjaan saphir dapat dilihat pada lampiran. Berikut ini merupakan hasil interpretasi pemodelan *reservoir* pada sumur RR :

Tabel 2 Hasil Interpretasi Model Reservoir Sumur RR

Selected Model	Result
Model Option	Standard Model
Well Model	Storage+Skin
Reservoir Model	Homogeneous
Boundary Model	Rectangle

Hasil pemodelan diatas didapat masih dalam bentuk analisa kualitatif. Sedangkan hasil analisa secara kuantitatif dapat dilihat pada tabel di bawah ini dengan menggambarkan kondisi *reservoir* dan sumur secara menyeluruh.

Tabel 3 Hasil Analisis Type Curve Pressure Derivative

Parameter	Nilai	Satuan
Konstanta <i>wellbore storage</i> (C)	0.0165	bbl/psi
Skin (s)	-0.214	-
Permeabilitas (k)	148	mD
P _i	861.818	Psi
ΔP _{skin}	-4.23	Psi
Radius Investigasi (R _{inv})	2110	ft

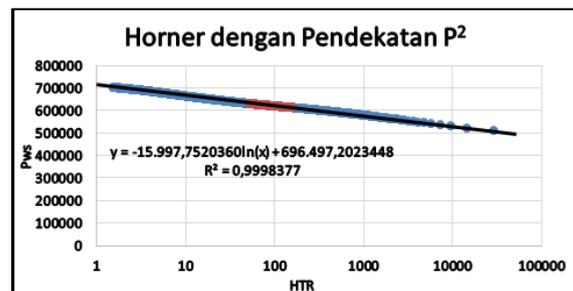
Sebagai perbandingan hasil *try and error* metode *derivative* diatas, digunakan juga metode *Horner plot* dengan pendekatan *Pressure Square* (P²).

Tabel dibawah ini merupakan hasil analisa secara kuantitatif dari hasil perhitungan *Horner plot* pada *software saphir 3.20*:

Tabel 4 Hasil Analisis Horner plot Sumur RR

Parameter	Nilai	Satuan
P _{1hour}	804.547	Psia
Permeabilitas (k)	135	mD
Skin	-0.232	-

Selain menggunakan *software saphir 3.20* analisa *Pressure build up test* dapat dilakukan secara manual menggunakan metode *horner plot* pada *Ms.Excel* sebagai pembanding dan memastikan bahwa analisa yang dilakukan dengan *software saphir 3.20* sudah benar. Pada analisa *Horner plot* ini menggunakan pendekatan *Pressure square* karena tekanan *reservoir* berada dibawah 2000 psi. Digunakan *Horner plot* antara *pressure square* terhadap $\log \left[\frac{(t_p + \Delta t)}{\Delta t} \right]$ dalam grafik semilog. Sehingga dari hasil plot ini dapat ditentukan beberapa parameter diantaranya, permeabilitas (k), *permeability thickness* (kh), *false pressure* (P*), *skin* (s), kehilangan tekanan akibat *skin* (ΔP_{skin}), dan radius investigasi (R_i). Dibawah ini merupakan hasil plot antara *pressure square* terhadap $\log \left[\frac{(t_p + \Delta t)}{\Delta t} \right]$ (HTR) dengan metode *horner plot* pendekatan *pressure square*:



Gambar 3 Grafik Horner Plot manual (Ms.Excel)

Berikut ini merupakan perhitungan *pressure build up test* dengan metode *horner plot* pendekatan *pressure square*:

a) Berdasarkan gambar 3 diperoleh persamaan $y = -15997,752 \ln(x) + 696497,202$, dengan mengambil 1 cycle (1 dan 10), sehingga nilai slope(m) adalah :

$$\text{Slope} = \frac{(-15997,752 \ln(10) + 696497,202) - (-15997,752 \ln(1) + 696497,202)}{\log(10) - \log(1)}$$

$$m = 36836,185 \text{ psi}^2$$

b) Penentuan nilai *pressure* pada saat Δt = 1 jam pada horner time yang akan dipotong dengan garis slope yaitu, sebagai berikut :

$$\left[\frac{P^2 + \Delta t}{\Delta t} \right] = \left[\frac{23,561 + 1}{1} \right] = 24,561 \text{ hr}$$

Dengan persamaan garis $y = -15997,752\ln(x) + 696497,202$, maka:

$$(P^2)_{1jam} = -15997,752\ln(24,561) + 696497,202$$

$$= 645285,255 \text{ psi}^2$$

$$P_{1jam} = 803,296 \text{ psi}$$

- c) Penentuan P^* sebagai *false pressure* tekanan *reservoir* metode Horner, ditentukan pada saat nilai $HTR = 1$, dengan persamaan garis $y = -15997,752\ln(x) + 696497,202$, sehingga didapatkan harga P^* sebagai berikut :

$$P^2 = -15997,752\ln(HTR=1) + 696497,202$$

$$= -15997,752\ln(1) + 696497,202$$

$$= 696497,202 \text{ psi}^2$$

$$p = 834,564 \text{ psi}$$

- d) Penentuan harga permeabilitas dengan pendekatan *pressure square* (P^2) adalah sebagai berikut :

$$kh = 1637 \times \frac{Qg \times \mu g \times Z \times T}{m}$$

$$kh = 1637 \times \frac{4135 \times 0,013 \times 0,8 \times (460 + 149,9)}{36836,185}$$

$$kh = 1182,177 \text{ mD.ft}$$

$$k = \frac{1182,177}{8} = 147,772 \text{ mD}$$

- e) Penentuan harga *Skin* dapat ditentukan dengan persamaan dibawah ini :

$$s = 1.151 \left[\left(\frac{645285,252 - 495003,7}{36836,185} \right) \right] - \left[\log \frac{147,772}{0,16 \times 0,0131 \times 0,0011 \times 0,99^2} + 3,23 \right]$$

$$s = -0,238$$

- f) Penentuan kehilangan tekanan akibat adanya *skin* (ΔP_{skin}) dapat diperoleh dengan perhitungan sebagai berikut :

$$\Delta P_{skin} = \frac{141,2 \times Qg \times Bg \times \mu g \times s}{k \times h}$$

$$\Delta P_{skin} = \frac{141,2 \times 4135 \times 1000 \times 0,016 \times 0,0131 \times (-0,53)}{147,77 \times 8}$$

$$\Delta P_{skin} = -4,712 \text{ Psi}$$

- g) Penentuan radius investigasi (R_i) bawah ini diperhitungkan dengan menggunakan metode *whittle and gringarten* :

$$R_i = \sqrt{\frac{K \times t}{948 \times \phi \times \mu \times C_t}}$$

$$R_i = \sqrt{\frac{147,772 \times 46,769}{948 \times 0,16 \times 0,013 \times 0,00069}}$$

$$R_i = 2110 \text{ ft}$$

3.2 Analisa Uji Deliverabilitas

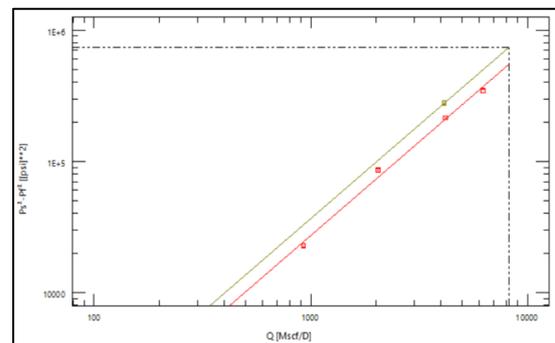
Uji alir lapisan atau *Deliverability Test* pada Sumur RR dilakukan dengan metode *Modified Isochronal Test* pendekatan *C and n*. Di bawah ini merupakan data-data yang didapat dari hasil tes *Modified Isochronal*.

Tabel 5 Data Modified Isochronal Test Sumur RR

Qg (mscf/d)	Pwf (psi)	Pws (psi)
927	813.6	827.519
2047	780.167	833.221
4190	692.615	833.287
6229	583.003	826.817

Dari data laju alir produksi dan tekanan dasar sumur diatas menjadi dasar dalam penentuan uji deliverabilitas. Selanjutnya data tersebut di plot dalam grafik skala log-log untuk menentukan besarnya nilai *C* dan *n*. Pada gambar 4 yang merupakan plot untuk *pressure square* terlihat bahwa terdapat lima titik merah yang merupakan data dari MIT sedangkan untuk satu titik kuning merupakan *stabilized point*, dimana dari titik ini penentuan nilai C_{extd} . Sedangkan nilai *n* merupakan nilai slope perbandingan dari perbedaan aliran dan perbedaan tekanan.

Gambar di bawah ini merupakan grafik mengenai hasil analisis *Modified Isochronal Test* dengan menggunakan *software saphir 3.20* :



Gambar 4 Grafik Analisa Modified Isochronal Test (*software saphir 3.20*)

Berikut ini merupakan hasil data yang didapat dari analisa *Modified Isochronal Test* menggunakan *software saphir 3.20* :

Tabel 6 Hasil Modified Isochronal Test

Parameter	Nilai	Satuan
n	0.7001	-
C extended flow	0.6369	(mscf/D)/(psi ² /cp) ⁿ

AOFP 8214.01 mscf/D

3.3 Perhitungan Kandungan Gas Awal Di Tempat

Perhitungan cadangan gas awal di tempat menggunakan metode volumetrik dengan menggunakan data hasil dari analisa *Pressure build up test*. Perhitungan cadangan ini mengacu pada aturan SKK Migas, dengan batasan area yang dianalogikan oleh besarnya *Radius of Investigation*. Berikut adalah perhitungan dan hasil dari perhitungan original gas in place pada *reservoir Z* sumur RR:

a). Penentuan luas area (A) *reservoir Z* dengan menggunakan persamaan di bawah ini:

$$A = \pi \times (1.5 \times R_{inv})^2$$

$$A = \pi \times (1.5 \times 2110)^2 = 13992314,29 \text{ ft}^2$$

b). Penentuan harga faktor volume formasi gas (Bgi) dengan menggunakan persamaan di bawah ini :

$$B_{gi} = 0,0283 \times \frac{z \times T_r (\text{°R})}{P_r}$$

$$B_{gi} = \frac{0,0283 \times 0,897 \times (460+149,9)}{825} = 0,017 \text{ cuft/scf}$$

c). Selanjutnya setelah semua data penunjang telah diperhitungkan maka ditentukan besarnya harga cadangan gas awal di tempat (GIIP) dengan menggunakan persamaan volumetrik di bawah ini :

$$GIIP = \frac{A \times h \times \phi \times (1 - S_{wi})}{B_{gi}}$$

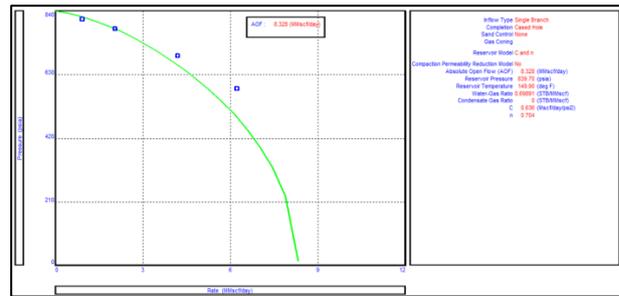
$$GIIP = \frac{13992314,29 \times 8 \times 0,16 \times (1 - 0,55)}{0,017}$$

$$GIIP = 458355809 \text{ scf}$$

$$GIIP = 458,355 \text{ mmscf}$$

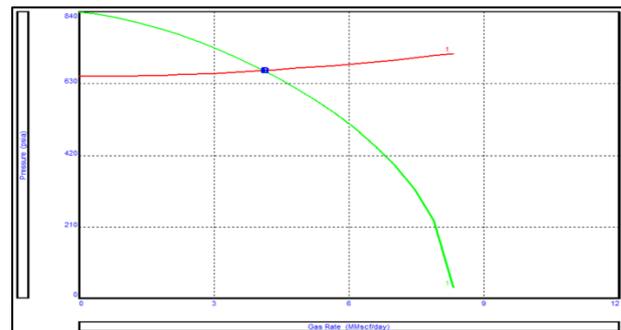
3.4 Peramalan Perencanaan Laju Alir Produksi GAS Optimum

Pada penulisan tugas akhir ini dalam penentuan peramalan perencanaan produksi gas yang paling optimum dilakukan dengan menggunakan *software MBAL*. Sebelum melakukan proses perhitungan menggunakan *software MBAL* akan dilakukan terlebih dahulu analisa IPR menggunakan *software prosper* untuk mendapatkan tank data yang nantinya akan dimasukkan ke dalam *software MBAL*. Untuk dapat melihat proses pengerjaan dari *software prosper* dan *Mbal* dapat dilihat pada lembar lampiran. Di bawah ini merupakan hasil plot antara Q vs Pwf dengan pendekatan metode *C and n* pada sumur RR menggunakan *software Prosper*.



Gambar 5 Inflow Performance Relationship Sumur RR

Berdasarkan hasil analisa *Inflow Performance Relationship* dengan menggunakan *software IPM Prosper* diatas bahwa besarnya nilai AOFP adalah 8,328 MMscf/D. Selanjutnya dilakukanlah proses *matching* untuk menentukan korelasi *Vertical Lift Performance* (VLP), dari hasil analisa tersebut didapat bahwa korelasi yang sesuai dengan data actual adalah metode *Petroleum Expert 5* yang ditunjukkan pada gambar dibawah ini :



Gambar 6 Hasil IPR dan VLP matching

Tahapan selanjutnya yaitu memasukkan data-data hasil dari *software IPM Prosper* dan hasil dari perhitungan cadangan gas awal ditempat (GIIP) kedalam *software MBAL* untuk dilakukan peramalan deliverabilitas gas untuk mengetahui berapa banyak gas yang akan diproduksi dan mengetahui umur dari produksi sumur RR ini dengan menggunakan *software MBAL*. Pada peramalan ini penulis membuat beberapa skenario produksi dengan *base case* dan 4 *scenario* yang berbeda sebagai berikut :

- *Base case* : Laju produksi gas dibiarkan mengalir tanpa ada menggunakan *compressor*, dimulai dari 2 MMscfd
- *Scenario 1* : Laju produksi gas mengalir menggunakan *compressor* 300 psia dimulai dari 2 MMscfd
- *Scenario 2* : Laju produksi gas mengalir menggunakan *compressor* 300 psia dimulai dari 1 MMscfd
- *Scenario 3* : Laju produksi gas mengalir menggunakan *compressor* 50 psia dimulai dari 2 MMscfd
- *Scenario 4* : Laju produksi gas mengalir menggunakan *compressor* 50 psia dimulai dari 1 MMscfd

Pengerjaan peramalan produksi ini berpacu pada nilai maksimum laju alir dan tekanan kompresor yang dihitung pada tiap bulannya dengan menggunakan software MBAL. Berikut ini adalah hasil peramalan produksi menggunakan software MBAL dalam bentuk grafik dan tabel :

Tabel 7 Hasil Peramalan Produksi Dari Setiap Skenario

Skenario	GIIP	Gp	RF(%)	Berakhir
Base	458.355	62	13.5	01-Feb-
1	458.355	182	39.7	01-May-
2	458.355	274	59.7	01-Oct-
3	458.355	304	66.3	01-Jun-
4	458.355	366	79.8	01-Jan-

Dari tabel 7, didapatkan skenario terbaik (produksi maksimal) berdasarkan besar *recovery factor*-nya dan kumulatif produksinya adalah skenario 4 yaitu memproduksi gas dengan menggunakan *compressor* 50 psia dan *maximum* gas rate sebesar 1 mmscf. Sehingga menghasilkan nilai *recovery factor* sebesar 79,8% dan kumulatif produksi gas sebesar 366 MMscf yang akan berakhir produksi pada bulan Januari 2021.

IV. KESIMPULAN

Dari hasil analisa tekanan transient dan perhitungan cadangan serta peramalan pada sumur RR lapangan AA dapat ditarik kesimpulan sebagai berikut:

1. Berdasarkan analisis *type curve pressure derivative* dengan menggunakan software A hasil model yang di peroleh adalah *well model storage+skin*, reservoir *model homogeneous* serta *boundary model rectangle*.
2. Hasil analisis *Pressure Build Up Test* menggunakan software A menghasilkan nilai skin sebesar -0,214, delta P skin sebesar -4,23 psi, Pi sebesar 861,818 psia, nilai permeabilitas sebesar 148 md, dan nilai radius investigasi 2110 ft.
3. Hasil analisis *pressure build up test* menggunakan metode *horner plot* dengan software A menghasilkan nilai P_{1jam} sebesar 804,547 psi, permeabilitas 135 md, dan nilai skin -0,23. Sedangkan hasil dengan manual *ms.excel* yaitu nilai P_{1jam} sebesar 803,296 psi, permeabilitas 147 md, dan nilai skin -0,538, serta nilai radius investigasi sebesar 2365 ft.
4. Nilai *Absolute Open Flow Performance* sumur RR menggunakan software A dan metode

manual (Ms.Excel) berturut-turut sebesar 8,214 mmscf/day dan 8,993 mmscf/day

5. Besar cadangan gas awal ditempat pada sumur RR, sebesar 458,355 mmscf dengan menggunakan perhitungan metoda Volumetrik
6. *Forecast gas deliverability* pada *base case* menghasilkan RF (*recovery factor*) sebesar 13,5% dengan nilai *cumulative* gas produksi sebesar 62 mmscf.
7. *Scenario* terbaik yang akan dipilih pada sumur RR ini yaitu *scenario* 4 dengan nilai RF sebesar 79,8% dan menghasilkan nilai *cumulative* gas produksi sebesar 366 mmscf.

DAFTAR PUSTAKA

- Abdassah, D. (1993). *Analisis Transient Tekanan*. Bandung: Jurusan Teknik Perminyakan Institut Teknologi Bandung.
- Abdassah, D. (1993). *Teknik Eksploitasi Gas Bumi*. Bandung: Jurusan Teknik Perminyakan Institut Teknologi Bandung.
- Ahmed, T. (2000). *Reservoir Engineering*. Texas: Gulf Professional Publishing.
- Ahmed, T., & McKinney, P. (2005). *Advanced Reservoir Engineering*. Massachusetts: Elsevier Inc.
- Chaudhry, A. (2004). *Oil Well Testing*. Houston Texas: Gulf Publishing.
- Horne, R. (1990). *Modern Well Test Analysis*. Palo Alto: Petroway.
- Houze, dkk, O. (2011). *Dynamic Data Analysis*.
- Ikoku, C. (1984). *Natural Gas Reservoir Engineering*. New York: John Wiley & Son.
- Kartoatmodjo, T. (2015). *Kuliah Analisa Hasil Uji Sumur*. Jakarta: Universitas Trisakti.
- Lee, J. (2002). *Gas Reservoir Engineering*. Texas: SPE Textbook Series Vol 5.
- Matthews, C., & Russell, D. (1959). *Pressure Build Up and Flow Test In Wells*. SPE Monograph.
- Rukmana, D. (2011). *Teknik Reservoir*. Yogyakarta: Pohon Cahaya.
- Schlumberger. (2000). *introduction well testing*. oklahoma.
- Sulthanah, N. (2016). *Analisa Tekanan Transient*. Jakarta: Teknik Perminyakan Universitas Trisakti.