

ANALISA WELL TESTING SUMUR LAPANGAN T DENGAN METODA HORNER DAN TYPE CURVE DERIVATIVE

Pratama Andrian Gunarso, Muh Taufiq Fathaddin, Onnie Ridaliani
Fakultas Teknologi Kebumihan dan Energi, Universitas Trisakti

Abstrak

Analisa sumur hidrokarbon dilakukan untuk mendapatkan data karakteristik reservoir seperti permeabilitas formasi, faktor kerusakan formasi, tekanan rata-rata reservoir, batas suatu reservoir, bentuk radius pengurasan dan keteterogenan di suatu lapisan. Salah satu metodenya adalah dengan *Pressure Build Up Test*. Analisa pressure build up test pada 4 (empat) sumur minyak di lapangan T dengan menggunakan perangkat lunak *Ecrin v4.20* dan dengan metode horner dan type curve derivative. Berdasarkan hasil analisis diketahui bahwa sumur P menunjukkan bahwa sistem reservoir adalah *homogenous* dan batas reservoirnya adalah *infinite* dan terdapat *gas cap drive*, lalu pada sumur Q menunjukkan bahwa sistem reservoir adalah homogen dan batas reservoirnya adalah *parallel fault*, pada sumur R menunjukkan bahwa sistem reservoir adalah *radial composite* dan batas reservoirnya adalah *circle*, sedangkan pada sumur S menunjukkan bahwa sistem reservoir adalah homogen dan batas reservoirnya adalah *infinite* dan terdapat *water drive*. Jika diamati secara kualitatif sumur Q dan R memiliki harga skin negatif yang berarti disekitar sumurnya tidak mengalami kerusakan dan sumur P dan S memiliki harga skin positif yang berarti disekitar sumurnya terdapat kerusakan. Permeabilitas pada sumur P tergolong cukup tinggi dan untuk sumur P, Q, R, dan S tergolong kategori permeabilitas yang cukup.

Kata kunci: Well Testing, Pressure Build Up, Type Curve Derivative, Horner.

Pendahuluan

Dalam suatu proses produksi hidrokarbon, pasti akan dilakukan suatu pengujian sumur terlebih dahulu agar dapat mengetahui indikasi yang terdapat pada sumur tersebut yang biasa dikenal dengan *Well Testing*.

Dilakukannya suatu pengujian sumur hidrokarbon ini adalah untuk menentukan kemampuan suatu lapisan atau formasi untuk berproduksi. Hasil dari pengujian ini berupa informasi data yang penting seperti permeabilitas efektif suatu fluida, tekanan reservoir, kerusakan atau perbaikan formasi di sekeliling lubang sumur, batas suatu reservoir dan bentuk radius pengurasan.

Pressure Build Up Test adalah suatu teknik dengan cara memproduksi sumur dengan laju produksi konstan selama waktu tertentu kemudian menutup sumur. Penutupan sumur ini menyebabkan naiknya tekanan yang dicatat sebagai fungsi waktu. Gangguan tekanan ini menjalar dari sumur hingga batas dari reservoir.

Pada Sumur P, Q, R, S akan dilakukan pengujian sumur dengan metode horner dan type curve derivative.

Problem Statement

Permasalahan yang dianalisis dalam penelitian ini adalah mengetahui parameter yang didapatkan dari analisa well testing agar bisa diketahui kelayakan suatu sumur sebelum diproduksi.

Teori Dasar

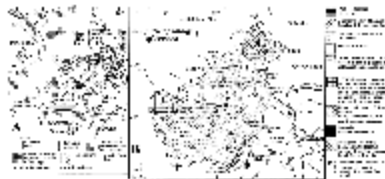
Sistem Hidrolika pemboran merupakan sistem aliran lumpur yang ada pada operasi pemboran. Sistem ini memegang peranan yang penting selama berlangsungnya operasi

pemboran. Hidrolika dirancang sedemikian rupa agar dapat menghasilkan operasi pemboran yang *cost-efficient*, cepat, efektif, serta aman.

Lumpur pemboran, ataupun fluida pemboran, merupakan semua jenis fluida yang digunakan untuk memperlancar operasi pemboran. Salah satu fungsi utamanya ialah berkontribusi dalam pembersihan lubang bor dari serbuk bor (*cutting*), dan mengangkatnya ke permukaan. Dalam operasi pemboran, lumpur yang digunakan harus sesuai dengan kondisi formasi dan kebutuhan, agar dapat terlaksana operasi pemboran yang baik.

Tinjauan Umum Lapangan

Secara fisiografis, Lapangan T terletak pada bagian timur laut dari sabuk lipatan Delta Mahakam dan termasuk dalam cekungan Kutai yang memiliki ketebalan sedimen lebih dari 10.000 meter, yang berbatasan dengan Tinggian Mangkalihat, Zona Sesar Bengalon, dan Sangkulirang pada bagian utara, di bagian timur berbatasan dengan Selat Makassar, di sebelah barat berbatasan dengan Central Kalimantan Range (Kuching high) yang berupa metasedimen kapur yang terangkat dan terdeformasi, dan bagian selatan dibatasi oleh Zona Sesar Adang yang bertindak sebagai zona sumbu cekungan sejak akhir Paleogen hingga sekarang.



Gambar1. Geologi regional Kalimantan

Struktur Louise (LSE) dan Nonny (NNY)

Struktur Louise-Nonny terletak di Lapangan T dan memiliki luas WKP ± 43.5 km². Struktur Louise-Nonny secara geologi terletak pada Cekungan Kutai Bawah dan berada pada daerah yang dipengaruhi oleh intensitas lipatan sangat tinggi berarah Timur Laut-Barat Daya yaitu Antiklinorium Samarinda. Kedua struktur tersebut dipisahkan oleh Sungai Mahakam yang berarah Barat Laut-Tenggara.

Struktur Louise memiliki 283 lapisan penghasil minyak, sedangkan Struktur Nonny memiliki 40 lapisan penghasil minyak. Struktur Louise Nonny berada pada lingkungan pengendapan Delta Mahakam. Formasi yang ada di Struktur Louise Nonny (dari yang paling muda ke yang paling tua) adalah Formasi Mahakam, Kampung Baru, Balikpapan, dan Pulubalang. Litologi Struktur Louise Nonny secara umum didominasi oleh batupasir kuarsa beserta sisipan batuan serpih dan batugamping. Reservoir di Struktur Louise-Nonny adalah lapisan-lapisan batupasir yang berkembang di Formasi Balikpapan dengan OOIP di Struktur Louise sebesar 511.138.196 STB dan 14.875.765 STB di Struktur Nonny.

Produksi minyak dari Struktur Louise dimulai sejak sebelum tahun 1947, kumulatif produksi minyak pada tanggal 31 Desember 2012 sudah mencapai 197 MMBBL. Jumlah sumur produksi pada struktur Louise sebanyak 614 sumur. Laju penurunan produksi minyak diperkirakan berkisar antara 13.2% - 16.8% per tahun. Produksi minyak saat ini sekitar 700 bbl/d. Sumur-sumur produksi saat ini menggunakan peralatan pengangkatan buatan karena tekanan bawah sumur sudah tidak mampu mengangkat minyak sampai dipermukaan dan untuk mendapatkan produksi minyak yang optimum.

Teori Dasar

Well testing dilakukan bertujuan untuk menentukan kemampuan dari suatu lapisan atau formasi untuk memproduksi. Metode dalam melakukan well testing bervariasi, salah satu contohnya adalah *pressure build up*

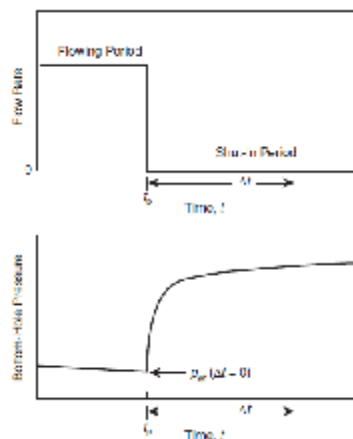
- **Pressure Build Up Test**

Pressure Build Up Test adalah suatu teknik pengujian tekanan transient dengan cara memproduksi sumur dengan laju produksi konstan (flow period) selama waktu tertentu kemudian sumur ditutup/*shut-in period* (biasanya dengan menutup kepala sumur di permukaan). Penutupan sumur ini menyebabkan naiknya tekanan yang dicatat sebagai fungsi waktu. Tetapi dalam kenyataannya, menjadikan produksi konstan adalah tidak mungkin dilaksanakan. Untuk mengatasi keadaan ini pada teknik analisa ulah tekanan bentuk (PBU) digunakan prinsip Superposisi.

Prinsip dasar pengujian ini adalah dengan memberikan gangguan keseimbangan tekanan terhadap sumur yang diuji. Dengan adanya gangguan, impuls perubahan tekanan (*pressure transient*) akan disebar keseluruh reservoir dan ini dapat diamati dengan cara merekam tekanan lubang bor pada saat pengujian berlangsung. Perubahan tekanan di plot dengan fungsi waktu dan dianalisa pola aliran yang terjadi. Pada pengujian ini sumur yang sedang mengalir (idealnya pada tekanan tetap) lalu ditutup.

Analisa matematika terhadap Pressure Build Up mengasumsikan bahwa sebuah sumur telah diproduksi dengan laju alir konstan selama waktu t_p dan kemudian sumur ditutup. Lama waktu t_p merupakan lama waktu sumur memproduksi. Sedangkan Δt merupakan lamanya waktu shut-in.

Berikut ini gambar pengujian sumur dengan *Pressure Build Up* :



Gambar2. Uji *Pressure Build Up* Ideal

- **Metode Horner**

Pada analisa PBU digunakan persamaan *Horner* yang berlaku untuk reservoir *infinite acting* dan homogen, yaitu sebagai berikut :

$$P_{ws} = P_i - 162.6 (q\mu B)/kh \log [((t(p) + \Delta t) / t_p)]$$

apabila di plot terhadap log merupakan garis lurus dengan kemiringan (slope) :

$$m = \frac{162.6 qB\mu}{kh}, ps. (3.18)$$

Apabila garis slope 'm' diekstrapolasi ke harga Horner Time (HTR) sama dengan satu maka tekanan pada saat ini teoritis sama dengan tekanan awal reservoir tersebut. Sesaat setelah sumur ditutup maka akan berlaku hubungan:

$$P_{ws} = P_i - m \left[\log \left(\frac{1688 \phi \mu C_t r_w^2}{kt} \right) - \dots \right] \quad (2)$$

Faktor *skin* (S) dapat dihitung dengan persamaan:

$$S = 1.151 \left[\left(\frac{P_{ihr} - P_{wf}}{|m|} \right) - \log \left(\frac{k}{\phi \mu_g C_t r_w^2} \right) \dots \right] \quad (3)$$

Sedangkan adanya hambatan aliran yang terjadi pada formasi produktif akibat adanya *skin effect*, biasanya diterjemahkan atas besarnya penurunan tekanan, ΔP_{skin} yang ditentukan menggunakan persamaan:

$$\Delta P_{skin} = 0.87 | \dots | \quad (4)$$

Type Curve Matching

Type curve merupakan salah satu teknik yang digunakan untuk menganalisa hasil uji tekanan pada suatu sumur. Sampai saat ini, dikembangkan untuk berbagai macam geometri termasuk juga untuk sumur perekahan (*fractured well*), untuk berbagai bentuk daerah pengurasan (*drainage area*), dan untuk semua derajat kerusakan (*damage*) atau perbaikan (*improvement*) sumur. Pada umumnya kebanyakan type curve digunakan untuk:

- Menentukan permeabilitas formasi
- Mengetahui kerusakan formasi dan perbaikan formasi di sekitar sumur
- Menentukan titik awal dari interval waktu tengah (MTR atau *Middle Time Region*) untuk suatu analisa Horner

Keuntungan dari *caratype curve matching* ini yaitu dapat digunakan untuk menginterpretasikan data uji tekanan dimana dengan cara konvensional, data uji tekanan tersebut tidak bisa diinterpretasikan, misalnya karena adanya pengaruh *wellbore storage* yang dominan pada saat awal pengujian dilakukan.

Tekanan Reservoir

Tekanan reservoir sangat berguna untuk karakterisasi suatu reservoir, penentuan cadangan, dan peramalan kelakuan reservoir. Untuk reservoir yang bersifat *infinite acting*, tekanan rata-rata adalah $P^* = P_i = P_r$ yang dapat diperkirakan dengan mengekstrapolasi segmen garis lurus pada Horner plot ke harga tidak dapat dilakukan mengingat bahwa dengan adanya efek dari batas reservoir, tekanan pada umumnya jatuh dibawah garis lurus horner.

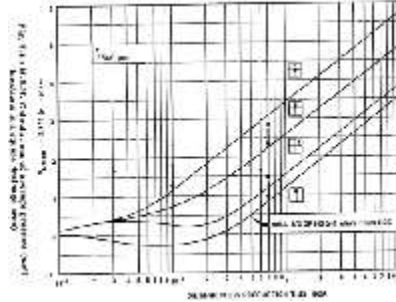
Ada beberapa cara untuk memperkirakan harga \bar{P} ini. Dan berikut adalah cara untuk mendapatkan tekanan reservoir rata-rata dalam Build Up Test :

1. Metoda Matthews – Brons – Hazerbroek (Metode MBH)

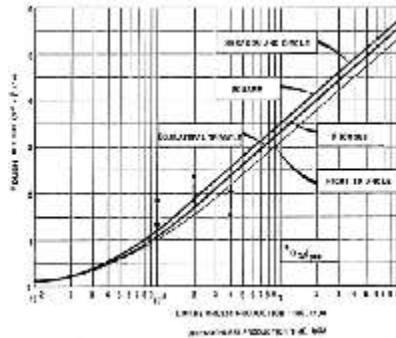
Metode ini dapat memperkirakan tekanan rata-rata suatu reservoir yang terbatas dari hasil tes build up. Metode ini dilakukan dengan asumsi bahwa mobilitas dua kompresibilitas fluida tidak bervariasi sampai sebatas radius pengurasan, atau dapat dikatakan tidak ada variasi sifat-sifat fluida dan batuan reservoirnya.



Gambar3. Kurva Matthews Brons Hazerbroek 1



Gambar4. Kurva Matthews Brons Hazerbroek 2



Gambar5. Kurva Matthews Brons Hazerbroek 3

2. Metode Dietz

Syarat untuk menggunakan metoda ini adalah :

- Pseudo-steady state telah dicapai sebelum peneutupan sumur
- Telah diketahui shape factor, C_A
- Skin factor harus lebih besar - 3

Langkah – langkah pengerjaannya adalah sebagai berikut :

1. Tentukan m dan s yang didapatkan dari log horner
2. Menurut Dietz, \bar{P} akan terjadi pada saat yaitu saat:

$$(\Delta_t) \bar{P} = \frac{t_p}{C_{AtPDA}} = \frac{q}{0.000} \dots \dots \dots (3.47)$$

hD_e	C_A	Flow Condition	hD_e	Flow Condition
1.0	1.0	Well in infinite conductivity	1.0	Well in infinite conductivity
1.5	1.5	Well in finite conductivity	1.5	Well in finite conductivity
2.0	2.0	Well in finite conductivity	2.0	Well in finite conductivity
2.5	2.5	Well in finite conductivity	2.5	Well in finite conductivity
3.0	3.0	Well in finite conductivity	3.0	Well in finite conductivity
3.5	3.5	Well in finite conductivity	3.5	Well in finite conductivity
4.0	4.0	Well in finite conductivity	4.0	Well in finite conductivity
4.5	4.5	Well in finite conductivity	4.5	Well in finite conductivity
5.0	5.0	Well in finite conductivity	5.0	Well in finite conductivity
5.5	5.5	Well in finite conductivity	5.5	Well in finite conductivity
6.0	6.0	Well in finite conductivity	6.0	Well in finite conductivity
6.5	6.5	Well in finite conductivity	6.5	Well in finite conductivity
7.0	7.0	Well in finite conductivity	7.0	Well in finite conductivity
7.5	7.5	Well in finite conductivity	7.5	Well in finite conductivity
8.0	8.0	Well in finite conductivity	8.0	Well in finite conductivity
8.5	8.5	Well in finite conductivity	8.5	Well in finite conductivity
9.0	9.0	Well in finite conductivity	9.0	Well in finite conductivity
9.5	9.5	Well in finite conductivity	9.5	Well in finite conductivity
10.0	10.0	Well in finite conductivity	10.0	Well in finite conductivity

Gambar6. Dietz Shape Factor

Analisa Data dan Perhitungan

Uji *pressure build up* pada sumur P, Q, R, dan S di lapangan T dilakukan dengan memproduksi sumur dengan laju alir konstan sehingga kondisi tekanan alir dasar sumur stabil kemudian dilakukan penutupan sumur (shut-in) selama jangka waktu tertentu. Analisa tekanan transien pada sumur T, dilakukan berdasarkan hasil EMR yang dilakukan pada masing masing sumur berbeda yaitu sumur P, Q, R, dan S. Analisa tekanan transien ini dilakukan untuk mengevaluasi keadaan sumur dan karakteristik reservoir, seperti permeabilitas (k), faktor skin (s), r_e (jari jari pengurasan) dan lainnya. Dalam menganalisa parameter-parameter tersebut pada tugas akhir ini menggunakan perangkat lunak Ecrin v4.20. Untuk menganalisa tekanan transien dengan Metode Horner Plot dan Metode *Pressure Derivative*.

Data Sumur P Tabel 1. Data Reservoir Sumur P

Viskositas Minyak	0.6 cp
Kompresibilitas	0.000003 1/psia
Faktor Volume Formasi (B_o)	1.1 bbl/stb
Tekanan Reservoir	1138.510 psi
Temperature Reservoir	128.610°F
Gas Oil Ratio (GOR)	320 scf/stb

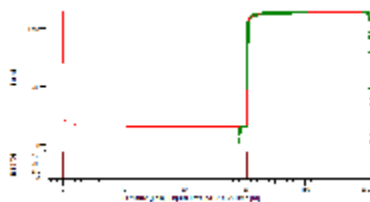
Tabel 2. Data Petrofisik

Ketebalan Lapisan (h)	13.124 ft
Kedalaman Lapisan	840 mMD
Porositas (ϕ)	19 %

Tabel 3. Data Pendukung

Laju Alir (Q)	800 stbd
Jari-jari Sumur (r_w)	0.29 ft
Waktu Produksi (t_p)	116 jam
Tekanan Dasar Alir Sumur (P_{wf})	158 psia

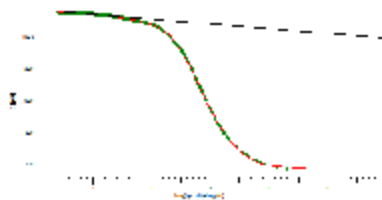
Pressure Build Up Pada Sumur P Menggunakan Perangkat Lunak *Ecrin*



Gambar7. History Plot Sumur P

Dari data *History Plot* diatas dengan perangkat lunak Ecrin dapat dicari OOIP yang dimiliki oleh lapisan tersebut, dan OOIP yang didapatkan adalah sebesar 0.372 MMSTB.

Dari data t_p dapat dihitung *Horner Time* ($t_p + \Delta t$) / Δt yang akan diplot dengan data tekanan yang didapatkan dari *memory gauge* untuk mendapatkan *slope* (m), tekanan pada saat 1 jam ($p@1\text{hour}$), skin (s), r_e (jari-jari pengamatan), ΔP_{skin} , dan permeabilitas.



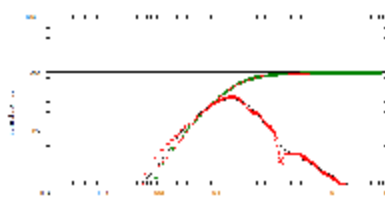
Gambar8. Horner Plot Sumur P

Tabel4. Hasil Horner Plot Sumur P

Karakteristik Reservoir	Hasil
Intercept	1154.51 psia
P@1hr, psi	1102.12 psi
Skin	37.3
Slope	-24.9003
ko_eq.h	4940 mDft
Ko_eq	376 mD

Tabel 5 .Interpretasi Model Sumur P

Model	Hasil
Model Option	Standar Model
Wellbore Model	Limited Entry
Reservoir Model	Homogenous
Boundary Model	Infinite

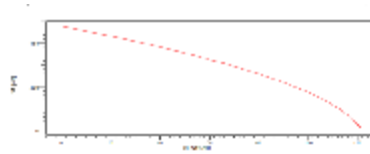


Gambar9. Type Curve Matching Pressure Derivative Pada Sumur P

Tabel 6. Hasil Analisa Type Curve Derivative Sumur P

Parameter Model Utama	Nilai
C	0.00854 bbl/psi
Skin	23.2
Hw	4.03315 ft
Zw	10.3339ft
H	13.1 ft
Pi	1142.28 psi
k.h	5040 mDft
K	384 mD
Kz/kr	298E-5
Top	Gas Cap

Bottom	No Flow
Ri	1660 ft



Gambar .10 Kurva IPR pada Sumur P

Dari grafik ini dapat diketahui laju alir maksimum yang dimiliki oleh sumur P, dan laju alir maksimum dari sumur ini adalah sebesar 121.343 stb/d. Dan dari data ini dapat dicari tekanan rata-rata yang dimiliki oleh lapisan ini yaitu sebesar 955.786 psia.

Data Sumur Q

Tabel.7. Data Reservoir Sumur Q

Viskositas Minyak	1.3 cp
Kompresibilitas	0.00005 1/psi
Faktor Volume Formasi (B_o)	1.1 bbl/stb
Tekanan Reservoir	1191.38 psia
Temperature Reservoir	66.21
Gas Oil Ratio (GOR)	231.6265 scf/stb

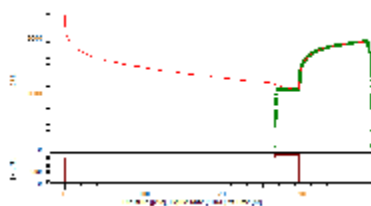
Tabel.8. Data Petrofisik

Ketebalan Lapisan (h)	147.638 ft
Kedalaman Lapisan	1397 mMD
Porositas (ϕ)	21 %

Tabel 4.10. Data Pendukung

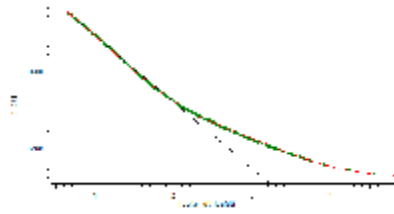
Laju Alir (Q)	950 stbd
Jari-jari Sumur (r_w)	0.239 ft
Waktu Produksi (t_p)	265 jam
Tekanan Dasar Alir Sumur (P_{wf})	1036.58 psia

Pressure Build Up Pada Sumur Q Menggunakan Perangkat Lunak *Ecrin*



Gambar11. History Plot Sumur Q

OOIP yang didapatkan pada sumur Q sebesar 3.3 MMSTB. Horner plot



Gambar12.Horner Plot Sumur Q

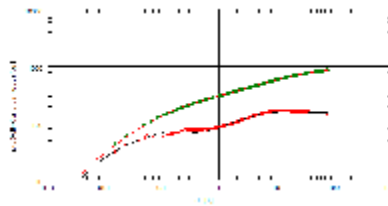
Dalam kurva 6 bisa dilihat bahwa sudah memenuhi kategori *pseudo steady state*, waktu untuk mencapai kondisi *pseudo steady state* yang didapat adalah selama 48.64 jam

Tabel11.Hasil Horner Plot Sumur Q

Karakteristik Reservoir	Hasil
Intercept	2122.34 psia
P@1hr, psi	1285.09 psia
Skin	-4.34
Slope	-345.275
ko_eq.h	1800 mDft
Ko_eq	12.2 mD

Tabel.12. Interpretasi Model Sumur Q

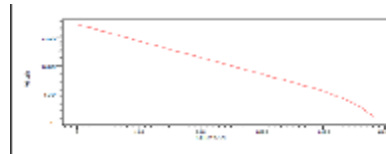
Model	Hasil
<i>Model Option</i>	Standar Model
<i>Wellbore Model</i>	Vertical, Changing Storage
<i>Reservoir Model</i>	Homogenous
<i>Boundary Model</i>	Parallel Faults



Gambar13.Curve Matching Pressure Derivative Pada Sumur Q

Tabel.13. Hasil Analisa Type Curve Derivative Sumur Q

Parameter Model Utama	Nilai
C	0.00173 bbl/psi
Skin	-3.93
Pi	2319.08 psi
k.h	2770 mDft
K	18.8 mD
S – no flow	63.2
N – no flow	499 ft



Gambar 14. Kurva IPR pada Sumur Q

Dari grafik ini dapat diketahui laju alir maksimum yang dimiliki oleh sumur Q, dan laju alir maksimum dari sumur ini adalah sebesar 1930.39 stb/d. Dan dari data ini dapat dicari tekanan rata-rata yang dimiliki oleh lapisan ini yaitu sebesar 1749.12 psia.

Data Sumur R

Sumur R merupakan sumur vertikal dengan jari-jari sumur sebesar 0.239 ft. Uji *pressure build up* dilakukan pada lapisan formasi dengan jenis batuan *limestone* yang memiliki ketebalan sebesar 147.638 ft.

Tabel.15. Data Reservoir Sumur R

Viskositas Minyak	0.94 cp
Kompresibilitas	0.009 1/psi
Faktor Volume Formasi (B_o)	1.1 bbl/stb
Tekanan Reservoir	861.5957 psi
Temperature Reservoir	136.191
GOR	218.1818 scf/stb

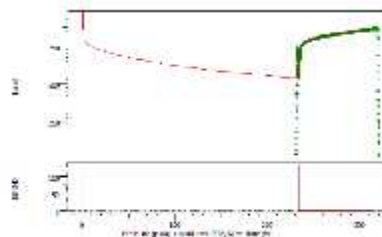
Tabel 16. Data Petrofisik

Ketebalan Lapisan (h)	19.685 ft
Kedalaman Lapisan	1450 mMD
Porositas (ϕ)	18 %

Tabel.17. Data Pendukung

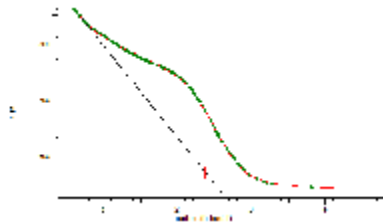
Laju Alir (Q)	228 stbd
Jari-jari Sumur (r_w)	0.2351 ft
Waktu Produksi (t_p)	228 jam
Tekanan Dasar Alir Sumur (P_{wf})	538.1177 psia

Pressure Build Up Pada Sumur R Menggunakan Perangkat Lunak *Ecrin*



Gambar 15. History Plot Sumur R

Dari data *History Plot* diatas dengan perangkat lunak *Ecrin* dapat dicari OOIP yang dimiliki oleh lapisan tersebut, dan OOIP yang didapatkan adalah sebesar 0.038 MMSTB.



Gambar16. Horner Plot Sumur R

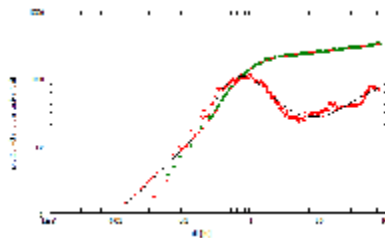
Dalam kurva ini bisa dilihat bahwa kurva yang terbentuk sudah memenuhi kategori *pseudo steady state*, waktu yang dibutuhkan dari awal penutupan sumur *pressure build up* untuk mencapai kondisi *pseudo steady state* yang adalah selama 3.47 jam.

Tabel19. Hasil Horner Plot Sumur R

Karakteristik Reservoir	Hasil
Intercept	957.46 psia
P@1hr, psi	569.82 psia
Skin	-5.21
Slope	-163.904
ko_eq.h	210 mDft
Ko_eq	10.7 mD

Tabel20. Interpretasi Type Curve Derivative Model Sumur R

Model	Hasil
<i>Model Option</i>	Standar Model
<i>Wellbore Model</i>	Vertical Changing Storage
<i>Reservoir Model</i>	Radial Composite
<i>Boundary Model</i>	Circle

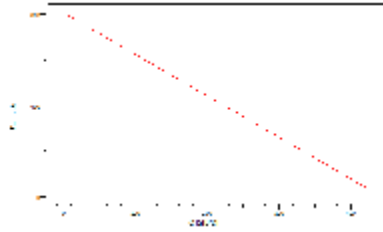


Gambar17. Type Curve Matching Pressure Derivative Pada Sumur R

Dari gambar.11 diatas bisa dilihat bahwa kurva *type curve derivative* ssumur R dipengaruhi oleh *wellbore storage*, dan waktu untuk *mencapai wellbore storage* tersebut adalah selama 12,11 jam.

Tabel21. Hasil Analisa Type Curve Derivative Sumur R

Parameter Model Utama	Nilai
C	0.0101 bbl/psi
Skin	-2.84
Pi	871.959
k.h	498 mDft
K	25.3 mD
M	0.00658
D	64.4
Ri	1060 ft



Gambar18. Kurva IPR pada Sumur R

Dari grafik ini dapat diketahui laju alir maksimum yang dimiliki oleh sumur R, dan laju alir maksimum dari sumur ini adalah sebesar 431.818 stb/d. Dan dari data ini dapat dicari tekanan rata-rata yang dimiliki oleh lapisan ini yaitu sebesar 805.977 psia.

Data Sumur S

Sumur S merupakan sumur vertikal dengan jari-jari sumur sebesar 0.239 ft. Uji *pressure build up* dilakukan pada lapisan formasi dengan jenis batuan *limestone* yang memiliki ketebalan sebesar 52.4924 ft.

Tabel22. Data Reservoir Sumur S

Viskositas Minyak	0.94 cp
Kompresibilitas	0.000005 1/psi
Faktor Volume Formasi (Bo)	1.1 bbl/stb
Tekanan Reservoir	3182.865 psi
Temperature Reservoir	171.78
Gas Oil Ratio (GOR)	355 scf/stb

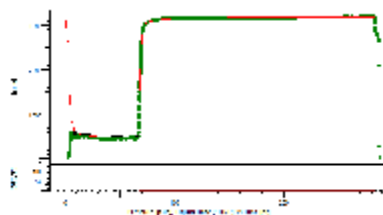
Tabel23. Data Petrofisik

Ketebalan Lapisan (h)	52.4294 ft
Kedalaman Lapisan	4541 ftMWL
Porositas (ϕ)	19 %

Tabel24. Data Pendukung

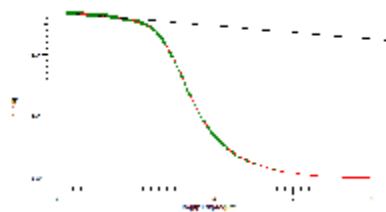
Laju Alir (Q)	228 stbd
Jari-jari Sumur (rw)	0.239 ft
Waktu Produksi (tp)	228 jam
Tekanan Dasar Alir Sumur (Pwf)	478.2343 psia

Pressure Build Up Pada Sumur S Menggunakan Perangkat Lunak *Ecrin*



Gambar 19. History Plot Sumur S

Dari data History Plot diatas dengan perangkat lunak *ecrin* dapat dicari OOIP yang dimiliki oleh lapisan tersebut, dan OOIP yang didapatkan adalah sebesar 0.103 MMSTB.



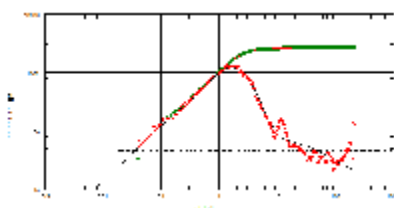
Gambar20. Horner Plot Sumur S

Tabel25. Hasil Horner Plot Sumur S

Karakteristik Reservoir	Hasil
Intercept	3199.53 psia
P@1hr, psi	2999.35 psia
Skin	21.3
Slope	-109.979
ko_eq.h	206 mDft
Ko_eq	3.92 mD

Tabel.26. Interpretasi Model Sumur S

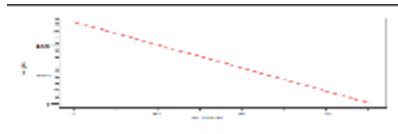
Model	Hasil
<i>Model Option</i>	Standar Model
<i>Wellbore Model</i>	Vertical - Limited Entry
<i>Reservoir Model</i>	Homogenous
<i>Boundary Model</i>	Infinite



Gambar21. Type Curve Matching Pressure Derivative Pada Sumur S

Tabel4.27. Hasil Analisa Type Curve Derivative Sumur S

Parameter Model Utama	Nilai
C	0.00199 bbl/psi
Skin	18
Hw	33.8067 ft
Zw	26.2467 ft
H	52.5 ft
Pi	3185.03 psi
k.h	205 mDft
K	3.9 mD
Kz/kr	0.00907
Top	No Flow
Bottom	Water Drive
Ri	725 ft



Gambar22. Kurva IPR pada Sumur S

Dari grafik ini dapat diketahui laju alir maksimum yang dimiliki oleh sumur S, dan laju alir maksimum dari sumur ini adalah sebesar 141.433 stb/d. Dan dari data ini dapat dicari tekanan rata-rata yang dimiliki oleh lapisan ini yaitu sebesar 2824.02 psia.

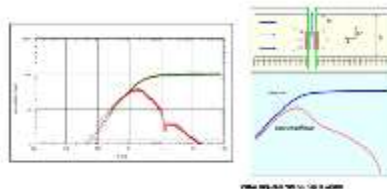
Pembahasan

Pada setiap lapangan minyak pada umumnya memiliki banyak sumur produksi dan biasanya sumur-sumur mempunyai masalah dengan kerusakan formasi. Kerusakan formasi dapat terjadi sepanjang waktu akibat dari aktifitas-aktifitas yang terjadi atau yang dilakukan pada sumur tersebut mulai dari aktifitas pemboran, penyemenan, kompleks sumur dan perforasi dan bias juga terjadi pada saat sumur itu berproduksi. Kerusakan formasi ini akan mengakibatkan mengecilnya harga permeabilitas batuan disekitar lubang sumur. Mengecilnya harga permeabilitas ini akan mengakibatkan terhambatnya aliran fluida dari formasi menuju ke lubang sumur sehingga akan menyebabkan turunnya produktivitas suatu sumur.

Sumur P,Q,R,S merupakan empat sumur yang berada pada lapangan T yang terletak di Kalimantan Timur dan berada pada struktur Louise-Nonny. Pada keempat sumur ini akan dilakukan analisa untuk mengetahui apakah adanya kerusakan formasi yang terjadi pada sumur ini atau tidak. Analisa yang digunakan adalah analisa *Pressure Build Up* dengan menggunakan metode *horner*, dan metode *pressure derivative* dengan menggunakan perangkat lunak *ecrin v4.20*.

Pressure Buildup Test adalah salah satu tes tekanan dengan teknik pengujian transient tekanan yang paling dikenal dan banyak dilakukan, Tes ini dilakukan pertama-tama dengan cara memproduksi sumur selama selang waktu tertentu dengan laju produksi yang tetap, lalu setelah itu dilakukan penutupan sumur sementara waktu yang menyebabkan tekanan yang dicatat sebagai fungsi waktu.

Pada Sumur P, telah diproduksi selama 116 jam dengan laju produksi minyak terakhir sebesar 115 BPD. Sumur ini memiliki kedalaman sebesar 840 MmD. Berdasarkan hasil analisa *type curve matching*, dapat diketahui *type curve* yang sesuai untuk sumur P adalah *type curve* untuk reservoir homogen dengan model *boundary* pada reservoir tersebut adalah *infinite*, Hal ini dapat dilihat pada *history plot* (*horner plot*), dan *type curve plot* dan juga dari hasil PVT yang menunjukkan bahwa formasi dari lapisan sumur P adalah sandstone.



Gambar22. Perbandingan Pressure Derivative Sumur P dengan Pressure Derivative Homogen Gas Cap Actual

Selama tahap *Early Time Region (ETR)* pada gambar 22 kurva membentuk garis lurus dan kemudian membentuk garis melengkung, dimana garis melengkung ini menandakan bahwa aliran masih dipengaruhi oleh efek *wellbore storage*.

Pada periode *Middle Time Region (MTR)* seolah-olah terjadi aliran radial dalam reservoir yang tak terbatas. Pada periode ini didapatkan harga permeabilitas dan juga skin. Dimana

harga skin yang didapat memiliki nilai sebesar 23.2 (+) yang menandakan bahwa disekitar lubang bor mengalami kerusakan dan permeabilitas yang didapatkan adalah sebesar 384 mD. Pada tahap ini juga dapat diketahui tekanan inisial yang dimiliki oleh sumur P, tekanan inisial yang didapat adalah sebesar 1142.48 psi.

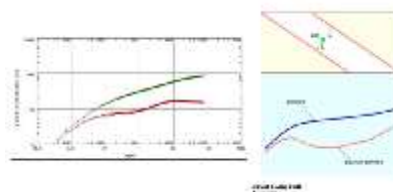
Pada periode *Late Time Region (LTR)*, menunjukkan tidak adanya efek *boundary*, dan dapat diambil kesimpulan bahwa sumur P memiliki *boundary infinite* atau tak terbatas. Lalu dapat dilihat bahwa pada tahap ini kurva pada gambar 4.1 kiri menunjukkan adanya penurunan yang menandakan bahwa sumur tersebut memiliki *gas cap*, hal ini diperkuat dengan gambar *type curve derivative* yang menandakan bahwa sumur tersebut terdapat *gas cap* atau *secondary gas cap*.

Setelah melakukan analisa dengan menggunakan *type curve derivative*, maka dilakukan analisa Sumur P dengan menggunakan metode horner. Dengan memplot antara tekanan dari formasi dengan nilai horner maka dapat ditarik slope pada saat tekanan penutupan sumur sudah mulai stabil atau lurus. Dari analisa horner ini didapatkan parameter yang sama seperti analisa *type curve derivative* yaitu permeabilitas, skin, dan juga tekanan inisial. Nilai dari skin yang didapat dari horner adalah sebesar 37.3, lalu permeabilitasnya sebesar 376 md, dan tekanan inisial yang didapat adalah sebesar 1142.28.

Dari data yang diperoleh maka dapat dicari kurva IPR yang dimiliki oleh sumur P, kurva IPR sendiri memiliki fungsi agar mengetahui tekanan rata-rata reservoir beserta nilai dari laju alir maksimum yang dimiliki oleh suatu sumur. Nilai laju alir maksimum dan tekanan rata-rata yang dimiliki oleh sumur P adalah 121.343 stb/d dan 955.786 psia. Untuk akurasi perhitungan menjadi lebih baik maka pada tugas akhir ini tekanan rata-rata juga dihitung manual dengan menggunakan metode Dietz dan MBH yang mendapatkan hasil sebesar 1105.977 psia dan 950 psia.

Pada Sumur Q, telah diproduksi selama 265 jam dengan laju produksi minyak terakhir sebesar 950 BPD. Sumur ini memiliki kedalaman sebesar 1397 MmD. Berdasarkan hasil analisa *type curve matching*, dapat diketahuikan *type curve* yang sesuai untuk sumur Q adalah *type curve* untuk reservoir homogen dengan model patahan pada reservoir tersebut adalah *Parallel Fault*, Hal ini dapat dilihat pada *history plot* (gambar 4.5), horner plot (gambar 4.6), dan *type curve plot* (gambar 4.7), dan juga dari hasil PVT yang menunjukkan bahwa formasi dari lapisan sumur Q adalah sandstone.

Berikut akan dibahas bentuk *type curve* dari sumur Q berdasarkan *type curve derivative* yang dimiliki oleh sumur Q.



Gambar 23. Perbandingan Pressure Derivative Sumur Q dengan Pressure Derivative Homogen Parallel Fault Actual

Selama tahap *Early Time Region (ETR)* kurva (gambar 5.2 kiri) membentuk garis lurus dan kemudian membentuk garis melengkung, dimana garis melengkung ini menandakan bahwa aliran masih dipengaruhi oleh efek wellbore storage.

Pada periode *Middle Time Region (MTR)* seolah-olah terjadi aliran radial dalam reservoir yang tak terbatas. Pada periode ini didapatkan harga permeabilitas dan juga skin. Dimana harga skin yang didapat memiliki nilai sebesar -3.93 (-) yang menandakan bahwa disekitar lubang bor tidak mengalami kerusakan dan permeabilitas yang didapatkan adalah sebesar 18.7 mD. Harga negatif pada skin tersebut dapat dikarenakan dari patahan yang terdapat pada sumur Q yang mengakibatkan tidak adanya hambatan atau

kerusakan pada sekitar lubang sumur. Pada tahap ini juga dapat diketahui tekanan inisial yang dimiliki oleh sumur Q, tekanan inisial yang didapat adalah sebesar 2319.47 psi.

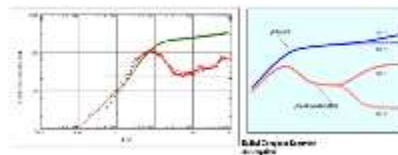
Pada periode *Late Time Region (LTR)*, menunjukkan adanya efek *boundary*. Setelah dilakukan proses *type curve matching* diketahui bahwa reservoir tersebut memiliki patahan. Bentuk patahan pada reservoir adalah parallel fault. Hal ini diketahui dari bentuk kurva pada gambar 5.2 kiri menunjukkan adanya kenaikan pada daerah yang kurva yang menandakan adanya patahan pada bagian *type curve* yang mengalami penaikan tersebut. Untuk patahannya memiliki jarak sebesar 63.4 ft untuk patahan pertama dan 498 ft untuk patahan kedua dari sumur.

Sama seperti sumur P setelah melakukan analisa dengan menggunakan *type curve derivative*, maka dilakukan analisa Sumur Q dengan menggunakan metode horner. Dengan memplot antara tekanan dari formasi dengan nilai horner maka dapat ditarik slope pada saat tekanan penutupan sumur sudah mulai stabil atau lurus. Dari analisa horner ini didapatkan parameter yang sama seperti analisa *type curve derivative* yaitu permeabilitas, skin, dan juga tekanan inisial. Nilai dari skin yang didapat dari horner adalah sebesar -4.34, lalu permeabilitasnya sebesar 12.2 md, dan tekanan inisial yang didapat adalah sebesar 2380 psia.

Dari data yang diperoleh maka dapat dicari kurva IPR (gambar 4.8) yang dimiliki oleh sumur Q, kurva IPR sendiri memiliki fungsi agar mengetahui tekanan rata-rata reservoir beserta nilai dari laju alir maksimum yang dimiliki oleh suatu sumur. Nilai laju alir maksimum dan tekanan rata-rata yang dimiliki oleh sumur Q adalah 1930.39 stb/d dan 1749.12 psia. Untuk akurasi perhitungan menjadi lebih baik maka pada tugas akhir ini tekanan rata-rata juga dihitung manual dengan menggunakan metode Dietz dan MBH, akan tetapi karena harga skin yang didapatkan pada sumur Q tidak memenuhi syarat untuk perhitungan Dietz maka hanya bisa dicari tekanan rata-rata dengan metode MBH saja yaitu 2054.874 psia.

Pada Sumur R, telah diproduksi selama 210 jam dengan laju produksi minyak terakhir sebesar 110 BPD. Sumur ini memiliki kedalaman sebesar 1450 MmD. Berdasarkan hasil analisa *type curve matching*, dapat diketahu *type curve* yang sesuai untuk sumur R adalah *type curve* untuk reservoir radial composite dengan model *boundary* pada reservoir tersebut adalah *circle*. Hal ini dapat dilihat pada *history plot* (Gambar 4.9), horner plot (Gambar 4.10), dan *type curve* plot (Gambar 4.11), dan juga dari hasil PVT yang menunjukkan bahwa formasi dari lapisan sumur R adalah sandstone.

Pada sumur R ini analisa diawali dengan metode Type Curve Derivative sebagai metode untuk mencari parameter yang dimiliki oleh sumur R. Berikut akan dibahas bentuk *type curve* dari sumur R berdasarkan *type curve derivative* yang dimiliki oleh sumur R.



Gambar 24. Perbandingan Pressure Derivative Sumur R dengan Pressure Derivative Radial Composite Circle Actual

Selama tahap *Early Time Region (ETR)* kurva pada gambar 24 kiri membentuk garis lurus dan kemudian membentuk garis melengkung, dimana garis melengkung ini menandakan bahwa aliran masih dipengaruhi oleh efek wellbore storage.

Pada periode *Middle Time Region (MTR)* seolah-olah terjadi aliran radial dalam reservoir yang tak terbatas. Pada periode ini didapatkan harga permeabilitas dan juga skin. Dimana

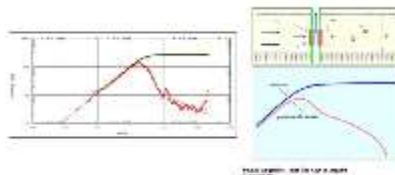
harga skin yang didapat memiliki nilai sebesar $-2.84 (-)$ yang menandakan bahwa disekitar lubang bor tidak mengalami kerusakan dan permeabilitas yang didapatkan adalah sebesar 25.3mD . Pada tahap ini juga dapat diketahui tekanan inisial yang dimiliki oleh sumur R, tekanan inisial yang didapat adalah sebesar 871.959 psi .

Pada periode *Late Time Region (LTR)*, menunjukkan adanya efek *boundary*, dari bentuk kurva yang ditunjukkan gambar 24 menunjukkan adanya kenaikan pada akhir masa LTR dan dapat diambil kesimpulan bahwa sumur R memiliki *boundary circle* atau lingkaran.

Setelah melakukan analisa dengan menggunakan *type curve derivative*, maka sama seperti sumur P dan Q, Sumur R akan dianalisa dengan menggunakan metode horner. Dengan memplot antara tekanan dari formasi dengan nilai horner maka dapat ditarik slope pada saat tekanan penutupan sumur sudah mulai stabil atau lurus. Dari analisa horner ini didapatkan parameter yang sama seperti analisa *type curve derivative* yaitu permeabilitas, skin, dan juga tekanan inisial. Nilai dari skin yang didapat dari horner adalah sebesar -5.21 , lalu permeabilitasnya sebesar 10.6 md , dan tekanan inisial yang didapat adalah sebesar 957.46 .

Dari data yang diperoleh maka dapat dicari kurva IPR yang dimiliki oleh sumur R, kurva IPR sendiri memiliki fungsi agar mengetahui tekanan rata-rata reservoir beserta nilai dari laju alir maksimum yang dimiliki oleh suatu sumur. Nilai laju alir maksimum dan tekanan rata-rata yang dimiliki oleh sumur R adalah 431.818 stb/d dan 805.977 psia . Untuk akurasi perhitungan menjadi lebih baik maka pada tugas akhir ini tekanan rata-rata juga dihitung manual dengan menggunakan metode Dietz dan MBH yang mendapatkan hasil sebesar 743.97 psia dan 812 psia .

Pada Sumur S, telah diproduksi selama 65 jam dengan laju produksi terakhir sebesar 121 BPD . Sumur ini memiliki kedalaman sebesar 4541 ftMWL . Berdasarkan hasil analisa *type curve matching*, dapat diketahuikan *type curve* yang sesuai untuk sumur S adalah *type curve* untuk reservoir homogen dengan model *boundary* pada reservoir tersebut adalah *infinite*, Hal ini dapat dilihat pada *history plot*, *horner plot*, *type curve plot* dan juga dari hasil PVT yang menunjukkan bahwa formasi dari lapisan sumur S adalah sandstone.



Gambar 25. Perbandingan Pressure Derivative Sumur S dengan Pressure Derivative Homogen Infinite With Water Drive Actual

Selama tahap *Early Time Region (ETR)* dapat dilihat kurva ada gambar 25 kiri membentuk garis lurus dan kemudian membentuk garis melengkung, dimana garis melengkung ini menandakan bahwa aliran masih dipengaruhi oleh efek wellbore storage.

Pada periode *Middle Time Region (MTR)* seolah-olah terjadi aliran radial dalam reservoir yang tak terbatas. Pada periode ini didapatkan harga permeabilitas dan juga skin. Dimana harga skin yang didapat memiliki nilai sebesar $16.7 (+)$ yang menandakan bahwa disekitar lubang bor mengalami kerusakan dan permeabilitas yang didapatkan adalah sebesar 3.9 mD . Pada tahap ini juga dapat diketahui tekanan inisial yang dimiliki oleh sumur S, tekanan inisial yang didapat adalah sebesar 3186.53 psi .

Pada periode *Late Time Region (LTR)*, menunjukkan tidak adanya efek *boundary*, dan jika dilihat dengan karakteristik bentuk kurva homogen pada gambar 25 kanan dan dapat diambil kesimpulan bahwa sumur S memiliki *boundary infinite* atau tak terbatas.

Setelah melakukan analisa dengan menggunakan *type curve derivative*, maka dilakukan analisa Sumur S dengan menggunakan metode horner. Dengan memplot antara tekanan

dari formasi dengan nilai horner maka dapat ditarik slope pada saat tekanan penutupan sumur sudah mulai stabil atau lurus. Dari analisa horner ini didapatkan parameter yang sama seperti analisa type curve derivative yaitu permeabilitas, skin, dan juga tekanan inisial. Nilai dari skin yang didapat dari horner adalah sebesar 21.3, lalu permeabilitasnya sebesar 3.92 md, dan tekanan inisial yang didapat adalah sebesar 3184.16 psia.

Dari data yang diperoleh maka dapat dicari kurva IPR yang dimiliki oleh sumur S, kurva IPR sendiri memiliki fungsi agar mengetahui tekanan rata-rata reservoir beserta nilai dari laju alir maksimum yang dimiliki oleh suatu sumur. Nilai laju alir maksimum dan tekanan rata-rata yang dimiliki oleh sumur S adalah 141.433 stb/d dan 2824.02 psia. Untuk akurasi perhitungan menjadi lebih baik maka pada tugas akhir ini tekanan rata-rata juga dihitung manual dengan menggunakan metode Dietz dan MBH yang mendapatkan hasil sebesar 3193.321 psia dan 3155 psia.

Dapat terlihat perbedaan hasil antara *type curve derivative* dan horner, hal ini dapat dikarenakan karena metode horner pada pengambilan slope nya menggunakan interpretasi individu dan mengakibatkan adanya perbedaan hasil antara metode horner dan *type curve derivative* ini.

Kesimpulan

Dari hasil analisa yang telah dilakukan terhadap data uji pressure build up pada sumur P,Q,R,S dialapangan T, dapat ditarik kesimpulan sebagai berikut :

1. Hasil analisa dari *Type Curve Pressure Derivative* menggunakan perangkat lunak *Ecrin* menunjukkan bahwa model reservoir Sumur P adalah Homogen dengan batas reservoir *infinite* dan terdapat *secondary gas cap* di dalamnya.
2. Hasil analisa dari *Type Curve Pressure Derivative* menggunakan *software Ecrin* menunjukkan bahwa model reservoir Sumur Q adalah Homogen dengan batas reservoir *paralel fault*.
3. Hasil analisa dari *Type Curve Pressure Derivative* menggunakan *software Ecrin* menunjukkan bahwa model reservoir Sumur R adalah *Radial Composite* dengan batas reservoir *circle*.
4. Hasil analisa dari *Type Curve Pressure Derivative* menggunakan *software Ecrin* menunjukkan bahwa model reservoir Sumur S adalah Homogen dengan batas reservoir *infinite* dan tenaga dorongnya adalah *water drive*.
5. Berdasarkan analisis metode *Pressure Derivative* pada sumur P, mempunyai harga skin 23.2, permeabilitas efektif 384 mD, P initial sebesar 1140 psia, serta radius investigasi sebesar 1660 ft. Dan Pada perhitungan horner nya didapatkan skin sebesar 37.3, permeabilitas efektif sebesar 376 mD, dan P@ 1hr sebesar 1102.12 psia.
6. Tekanan Rata-rata dari sumur P yang didapat dari perangkat lunak *Ecrin* sebesar 955.786 psia, sedangkan dengan metode Dietz dan MBH masing-masing sebesar 1105.977 psia dan 950 psia.
7. Berdasarkan analisis metode *Pressure Derivative* pada sumur Q, mempunyai harga skin -3.93, permeabilitas efektif 18.8 mD, P initial sebesar 2319.08 psia, dan jarak dari sumur kearah patahan pertama sebesar 63.2 ft dan patahan kedua sebesar 499 ft. Dan pada perhitungan horner nya didapatkan skin sebesar -4.34, permeabilitas efektif sebesar 12.2 mD, dan P@ 1hr sebesar 1285.09 psia.
8. Tekanan Rata-rata dari sumur Q yang didapat dari perangkat lunak *Ecrin* sebesar 1749.12 psia, sedangkan karena metode Dietz tidak dapat digunakan maka nilai untuk tekanan rata dengan metode MBH sebesar 2054.874 psia dan 950 psia.

9. Berdasarkan analisis metode *Pressure Derivative* pada sumur R, mempunyai harga skin -2.84, permeabilitas efektif 25.3 mD, P initial sebesar 871.959 psia, serta radius investigasi sebesar 1060 ft. Dan Pada perhitungan horner nya didapatkan skin sebesar -5.21, permeabilitas efektif sebesar 10.7 mD, dan P@ 1hr sebesar 569.82 psia.
10. Tekanan Rata-rata dari sumur P yang didapat dari perangkat lunak Ecrin sebesar 805.977 psia, sedangkan dengan metode Dietz dan MBH masing-masing sebesar 743.97 psia dan 812 psia.
11. Berdasarkan analisis metode *Pressure Derivative* pada sumur S, mempunyai harga skin 18, permeabilitas efektif 3.9 mD, P initial sebesar 3186.03 psia, serta radius investigasi sebesar 725 ft. Dan Pada perhitungan horner nya didapatkan skin sebesar 21.3, permeabilitas efektif sebesar 3.92 mD, dan P@ 1hr sebesar 2999.35 psia.
12. Tekanan Rata-rata dari sumur S yang didapat dari perangkat lunak Ecrin sebesar 2824.02 psia, sedangkan dengan metode Dietz dan MBH masing-masing sebesar 3155 psia dan 3193.321 psia.
13. Jika dilihat dari masing masing hasil dari skin dan permeabilitas maka sumur yang penulis rekomendasikan adalah sumur p, hal ini dikarenakan pada sumur p didapatkan hasil permeabilitas yg tinggi tetapi skin nya juga termasuk tinggi, oleh karena itu dapat dilakukan *acidizing* untuk mengecilkan harga skin tersebut, hal ini juga didukung dengan water cut yang cukup kecil sehingga memungkinkan acidizing untuk dilakukan.

Daftar Simbol

AOFP	=	<i>Absolute Open Flow Potential</i>
API	=	<i>American Petroleum Institute</i>
Bbl	=	<i>Barrel</i>
B_o	=	Faktor volume formasi minyak, bbl/sc
BPD	=	<i>Barrel per day</i>
C_s	=	Konstanta <i>wellbore storage</i>
C_t	=	Kompresibilitas <i>total</i> , psi^{-1}
h	=	Ketebalan lapisan, ft
k	=	Permeabilitas, mD
kh	=	Transmisibilitas, mD.ft
K_z/k_r	=	Perbandingan antara permeabilitas vertikal yang radial
m	=	Semilog <i>slope</i> atau kemiringan, psi/cycle
$m(p)$	=	<i>Pseudo-pressure</i> , Psia^2/cp
P_D	=	Tekanan tak berdimensi
P_i	=	Tekanan awal reservoir, Psi
P_r	=	Tekanan reservoir, Psi
Psi	=	<i>Pounds per square inch</i>
P_{wf}	=	Tekanan dasar alir sumur, Psi
P_{ws}	=	Tekanan statik sumur, Psi
P^*	=	Tekanan palsu / Tekanan saat <i>Hornertime</i> = 1, Psi
P_{1hr}	=	<i>Pressure</i> saat <i>delta time</i> = 1 jam, Psi
\bar{P}_R	=	Tekanan rata-rata reservoir, Psi
r_i	=	Jari-jari pengamatan sumur, ft
STB	=	Stock Tank Barrel
ρ_o	=	Densitas minyak, lbm/ft^3
S	=	Harga Faktor Kerusakan Formasi <i>Skin</i>
S_o	=	Saturasi minyak, fraksi
t_D	=	Waktu tak berdimensi

t_p	= Waktu produksi, ja
ΔP_{skin}	= Penurunan tekanan sebagai akibat adanya <i>skin</i> , Psia
Δt	= Waktu penutupan sumur, jam
ϕ	= Porositas, fraksi
μ_o	= Viskositas minyak, cp

Daftar Pustaka

Ahmed, T.H. dan McKinney, P.D., "Advanced Reservoir Engineering Handbook", Oxford, USA, 2005.

Ahmed, Tarek, "Hydrocarbon Phase Behavior", Volume 7, Gulf Professional Publishing, Texas, 1989.

Bourdet, Dominique, "Well Test Analysis : The Use of Advanced Interpretation Models", Handbook of Petroleum Exploration and Production 3, Elsevier Science B.V., Netherlands, 2002.

BPMIGAS dan UPN, "Teknik Reservoir : Teori dan Aplikasi", Pohon Cahaya, Yogyakarta, 2012.

John, Lee, "Well Testing", First Printing, Society of Petroleum Engineering of AIME, New York, 1967.

KAPPA Engineering, "Dynamic Flow Analysis-v4.10.01", 1988-2008.

Kartoatmodjo, R.S. Trijana, "Kuliah Analisa Hasil Uji Sumur", Jurusan Teknik Perminyakan, Fakultas Teknologi Mineral, Universitas Trisakti, Jakarta, Indonesia.

Said, Lestari, "Kimia Fisika Hidrokarbon", Jurusan Teknik Perminyakan, Fakultas Teknologi Mineral, Universitas Trisakti, Jakarta, Indonesia.

Setiati, Rini, "Metode Penulisan Ilmiah Panduan Dan Format Baku", Jurusan Teknik Perminyakan, Fakultas Teknologi Mineral, Universitas Trisakti, Jakarta, Indonesia, 2011.