

**IPR SUMUR HORIZONTAL MULTIFRACTURE SAAT PERIODE
TRANSIENT PADA RESERVOIR TIGHT GAS**

TUGAS AKHIR

Oleh:

SATRIO PRAKOSO SUSILO

NIM. 12208055

Diajukan sebagai salah satu syarat mendapatkan gelar

SARJANA TEKNIK

pada Program Studi Teknik Perminyakan



**PROGRAM STUDI TEKNIK PERMINYAKAN
FAKULTAS TEKNIK PERTAMBANGAN DAN PERMINYAKAN
INSTITUT TEKNOLOGI BANDUNG**

2012

**IPR SUMUR HORIZONTAL MULTIFRACTURE SAAT PERIODE
TRANSIENT PADA RESERVOIR TIGHT GAS**

TUGAS AKHIR

Oleh:

SATRIO PRAKOSO SUSILO

NIM. 12208055

Diajukan sebagai salah satu syarat mendapatkan gelar

SARJANA TEKNIK

pada Program Studi Teknik Perminyakan

Fakultas Teknik Pertambangan dan Perminyakan

Institut Teknologi Bandung

Disetujui Oleh:

Dosen Pembimbing Tugas Akhir,

Tanggal 21 Juni 2012

Prof. Ir. Pudjo Sukarno M.Sc, Ph.D

NIP. 194612101974021001

IPR SUMUR HORIZONTAL MULTIFRACTURE SAAT PERIODE TRANSIENT PADA RESERVOIR

TIGHT GAS

Oleh:

Satrio Prakoso Susilo*

Prof. Dr. Ir. Pudjo Sukarno**

Sari

Reservoir *tight gas* merupakan salah satu jenis reservoir gas non-konvensional di dunia. Reservoir *tight gas* ini merupakan reservoir dengan permeabilitas yang sangat kecil sehingga reservoir ini sangat sulit untuk diproduksi. Agar dapat memproduksi dari reservoir ini maka perlu dilakukan suatu metode khusus, dimana metode tersebut adalah memproduksi dengan sumur horizontal, memproduksi dengan sumur yang direkahkan atau memproduksi sumur horizontal yang direkahkan. Dalam studi ini akan digunakan metode sumur horizontal yang direkahkan dimana perekahan dilakukan lebih dari satu tempat. Tujuan dari studi ini adalah untuk mengembangkan persamaan *Inflow Performance Relationship* (IPR) untuk metode tersebut. Persamaan IPR tersebut perlu dikembangkan untuk mengetahui kemampuan reservoir dalam memproduksikan fluidanya. Umumnya, persamaan IPR dikembangkan pada saat waktu produksi sudah mencapai periode *pseudo steady state*. Tetapi untuk reservoir *tight gas*, waktu yang dibutuhkan untuk mencapai periode *pseudo steady state* sangat panjang yaitu sekitar lima hingga sepuluh tahun. Sehingga untuk mendapatkan IPR *pseudo steady state* juga akan membutuhkan waktu yang lama dan hal ini akan menghambat pengembangan dari suatu lapangan *tight gas* ini. Oleh karena itulah, studi ini bertujuan untuk mengembangkan suatu persamaan IPR yang dapat dipakai meskipun belum mencapai periode *pseudo steady state* yaitu persamaan IPR pada saat periode *transient*. Studi pengembangan ini dilakukan dengan melakukan pemodelan sistem reservoir dan sumurnya dengan menggunakan software PETREL dan ECLIPSE. Model reservoir yang dibangun berupa reservoir kotak karena untuk menyederhanakan pemodelan. Model reservoir tersebut divalidasi dengan menggunakan perbandingan IGIP dan juga divalidasi dengan menggunakan software Ecrin. Setelah model reservoir terbentuk dan sudah tervalidasi maka persamaan IPR dikembangkan, persamaan IPR yang dikembangkan adalah persamaan IPR tak berdimensi. Hasil akhir dari studi ini adalah IPR tak berdimensi yang valid digunakan pada reservoir *tight gas* dengan menggunakan sumur horizontal yang telah direkahkan.

Kata kunci : *reservoir tight gas*, *Inflow Performance Relationship (IPR)*, *periode transient*, *sumur horizontal*, *Perekahan hidraulik*

Abstract

Tight gas reservoir is one of unconventional gas reservoir in world. *Tight gas reservoir* has very small permeability and because of that it is very difficult to produce from this reservoir. To able to produce from this reservoir we need to apply some methods, those methods are using horizontal well, hydraulic fracturing, or fractured horizontal well. In this study multiple fractured horizontal well method will be used and the purpose of this study is to develop the *inflow performance relationship* (IPR) equation for this method. IPR need to be developed in order to know the performance of tight gas reservoir when using multiple fractured horizontal well. Generally, IPR equation is developed when the production is already reached the *pseudo steady state* period. But for *tight gas reservoir*, it took a long time to reached the *pseudo steady state* period that is about five to ten years. Because of that, it took a long time too to find the *pseudo steady state* IPR and due to that it will hinder the development of the *tight gas* field. Because of that, the purpose of this study is to develop an IPR equation that can be used even though the production time have not reached the *pseudo steady state* period that equation is an IPR equation for *transient* period. The development for this study will carried out through integrated model of reservoir system and its well by using software PETREL and ECLIPSE. The reservoir model that will be used took a shape of a cube to simplify the modeling. This model will be validated by comparing the IGIP and by using ECRIN software. After validating the reservoir model, an IPR equation will be developed and IPR equation that will be developed is a *dimensionless IPR* equation. The result of this study is a valid *dimensionless IPR* equation for multi fractured horizontal well in tight gas reservoir.

Keywords: *tight gas reservoir*, *Inflow Performance Relationship (IPR)*, *transient period*, *horizontal well*, *hydraulic fracturing*

* Mahasiswa Program Studi Teknik Perminyakan – Institut Teknologi Bandung

** Dosen Pembimbing Program Studi Teknik Perminyakan – Institut Teknologi Bandung

I. PENDAHULUAN

Reservoir hidrokarbon dibagi menjadi dua jenis, yaitu reservoir hidrokarbon konvensional dan reservoir hidrokarbon non-konvensional. Umumnya, hidrokarbon yang diproduksikan berasal dari reservoir hidrokarbon konvensional. Pada masa kini, hidrokarbon yang dihasilkan dari reservoir konvensional dinilai kurang mencukupi kebutuhan yang diperlukan sehingga timbul suatu gagasan untuk memproduksi hidrokarbon yang berasal dari reservoir non-konvensional.

Tight gas reservoir adalah salah satu jenis reservoir hidrokarbon non-konvensional yang mulai banyak dikembangkan di industri migas. *Tight gas reservoir* ini adalah reservoir dengan permeabilitas yang sangat kecil sehingga tidak dapat diproduksikan dengan cara konvensional. Dengan demikian, dibutuhkan suatu perlakuan khusus, seperti menggunakan perekahan pada sumur, menggunakan sumur horizontal dan cara lainnya. Pada studi ini, *tight gas reservoir* diproduksi dengan menggunakan sumur horizontal yang telah direkahkan dengan jumlah rekahan yang sebanyak lima hingga tujuh rekahan.

Dalam memproduksikan suatu reservoir maka dibutuhkan suatu parameter yang dapat digunakan untuk menentukan performa dari reservoir tersebut. Parameter tersebut adalah Inflow Performance Relationship (IPR). Saat ini, IPR pada sumur horizontal yang telah direkahkan di *tight gas reservoir* belum banyak tersedia. Oleh karena itulah, tujuan dari studi ini adalah untuk mendapatkan suatu persamaan IPR yang dapat digunakan pada *tight gas reservoir* dengan kondisi sumur horizontal dan telah direkahkan.

IPR umumnya dikembangkan pada saat sumur telah mencapai periode *pseudo steady state*. Tetapi untuk reservoir *tight gas*, waktu yang dibutuhkan untuk mencapai periode *pseudo steady state* sangat panjang (sekitar lima hingga sepuluh tahun⁶) sehingga untuk mendapatkan IPR *pseudo steady state* membutuhkan waktu yang lama dan hal ini akan menghambat proses perancangan sumur produksi dari suatu lapangan. Oleh karena itulah, IPR pada saat periode *transient* akan dikembangkan pada studi ini yang dapat digunakan meskipun belum tercapai periode *pseudo steady state*.

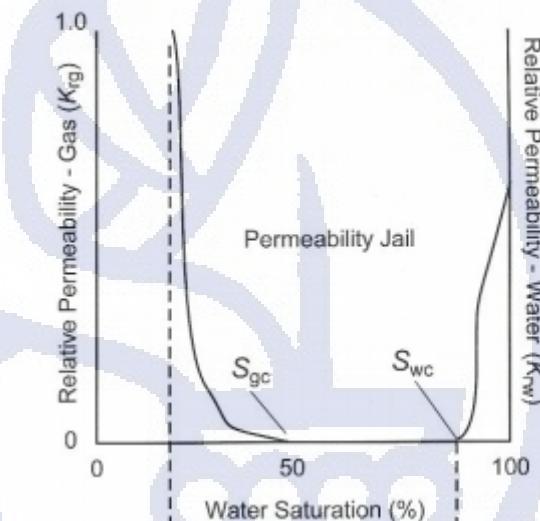
II. PERFORMA TIGHT GAS RESERVOIR

2.1 Tight Gas Reservoir

Tight gas reservoir adalah salah satu reservoir gas non-konvensional yang mempunyai permeabilitas sangat kecil. Reservoir non-konvensional ini diproduksi karena reservoir ini mempunyai

cadangan yang besar tetapi sulit untuk dikembangkan. Oleh karena itulah, reservoir ini harus diproduksikan dengan menggunakan teknologi tertentu. Kunci dalam pengembangan reservoir non-konvensional ini adalah kemajuan teknologi. Teknologi yang dapat digunakan dalam pengembangan reservoir *tight gas* ini adalah penggunaan sumur horizontal, perekahan hydraulic dan berbagai cara lainnya.

Reservoir *tight gas* mempunyai berbagai ciri-ciri yang membedakan reservoir ini dengan reservoir gas konvensional. Menurut Law and Curtis (2002), reservoir *tight gas* mempunyai nilai permeabilitas lebih kecil dari 0.1 *millidarcies*. Jenis fluida reservoir dari reservoir *tight gas* ini adalah fluida *dry gas*, yaitu fluida yang tidak mengandung fasa cair baik selama di reservoir maupun di permukaan. Ciri yang paling membedakan antara reservoir konvensional dan reservoir *tight gas* ini adalah kurva *relative permeability* yang ditunjukkan pada gambar 2.1



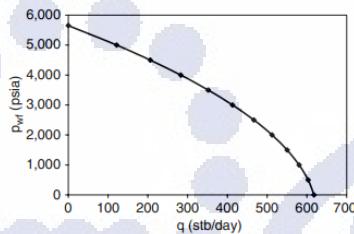
Gambar 2.1 *Relative permeability* reservoir *tight gas*¹

Dapat dilihat pada gambar 1, reservoir *tight gas* mempunyai suatu keadaan dimana tidak ada fluida yang dapat mengalir, baik gas maupun cairan, pada suatu rentang nilai saturasi air tertentu.

2.2 Inflow Performance Relationship

Inflow performance relationship (IPR) adalah suatu hubungan antara tekanan dasar sumur dengan laju produksi dari sumur tersebut. IPR ditentukan untuk mengetahui kinerja dari suatu sumur dalam memproduksikan fluida dari reservoir. IPR merupakan salah satu pertimbangan untuk menentukan cara memproduksikan suatu sumur agar didapat hasil produksi yang optimal.

Kurva IPR merupakan kurva yang mempunyai laju produksi fluida reservoir pada sumbu x dan tekanan dasar sumur pada sumbu y. Contoh kurva IPR adalah sebagai berikut



Gambar 2.2 Inflow Performance Relationship²

IPR yang dikembangkan pada studi ini adalah IPR pada periode transient. Karena pada saat masa periode transient penurunan tekanan belum konstan maka perlu dilakukan penentuan IPR pada berbagai waktu transient. Hal ini dilakukan untuk mengetahui apakah waktu transient yang berbeda mempengaruhi IPR tak berdimensi.

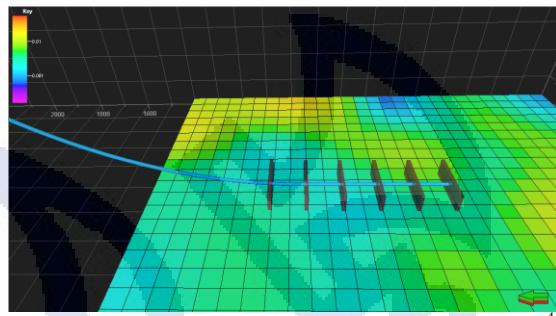
Dalam pengembangan IPR pada studi ini, IPR yang ditentukan akan berupa IPR tak berdimensi. Hal ini dikarenakan, IPR tak berdimensi tidak mengandung parameter reservoir sehingga dapat digunakan untuk reservoir tight gas manapun tanpa mempedulikan berbagai variasi parameter, seperti panjang fracture, jumlah fracture dan panjang lateral dari sumur horizontal. Persamaan dasar dari IPR tak berdimensi² pada umumnya berbentuk polinomial derajat dua, seperti berikut ini

$$\frac{Q}{Q_{max}} = x \left(\frac{p_{wf}}{p_r} \right)^2 + y \left(\frac{p_{wf}}{p_r} \right) + 1$$

Sehingga persamaan yang didapat dari studi ini diupayakan mengikuti persamaan dasar diatas.

2.3 Perekahan Hidraulik

Perekahan hidraulik adalah salah satu metode untuk memproduksikan fluida dari reservoir tight gas yang dilakukan dengan menginjeksikan fluida perekah pada tekanan tinggi sehingga akan terbentuk rekahan pada reservoir. Fluida perekah tersebut tetap diinjeksikan agar rekahan dapat melebar dan memanjang. Setelah rekahan cukup panjang dan lebar, propant diinjeksikan untuk mengganjal rekahan tersebut supaya rekahan tidak tertutup lagi dan propant tersebut akan menjaga konduktivitas reservoir, yang disebabkan oleh proses perekahan, tetap tinggi.



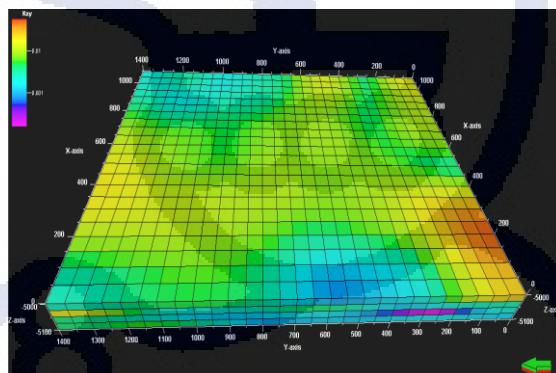
Gambar 2.3 Multi-fracture pada sumur horizontal⁴

Pada studi ini, bentuk rekahan hidraulik ditunjukkan pada gambar 2.3 yaitu perekahan dilakukan pada bagian lateral dari sumur horizontal. Pada studi ini, jumlah fracture divariasikan antara tiga hingga tujuh fracture. Hal ini dikarenakan pada kondisi lapangan, jumlah fracture pada sumur horizontal dapat berbeda dan diharapkan IPR yang didapat dari studi ini dapat digunakan pada jumlah rekahan yang bervariasi.

III. PENGEMBANGAN MODEL

3.1 Model Reservoir

Pada studi ini, software yang digunakan untuk mensimulasikan kinerja dari reservoir tight gas adalah software PETREL. Model reservoir yang digunakan dalam studi ini adalah model reservoir berbentuk kotak (Gambar 3.1), model reservoir berbentuk kotak bertujuan untuk menyederhanakan pembuatan model reservoir pada studi ini.



Gambar 3.1 Model reservoir

Seperi ditunjukkan pada Gambar 3.1, model reservoir yang berbentuk kotak ini mempunyai panjang sumbu-x sebesar 1100 ft dan panjang sumbu-y sebesar 1400 ft, dengan tebal reservoir sebesar 100 ft. Dimensi dari model reservoir yang digunakan pada studi ini didasarkan pada penelitian yang telah dilakukan sebelumnya⁴. Reservoir ini dianggap reservoir terbatas tanpa tenaga pendorong dari luar dan isotropic.

Berbagai asumsi yang digunakan pada studi ini adalah sebagai berikut:

- Reservoir isotropic
- Tidak adanya skin di sekitar lubang sumur
- Fluida satu fasa
- Panjang rekahan homogen

3.2 Data Reservoir

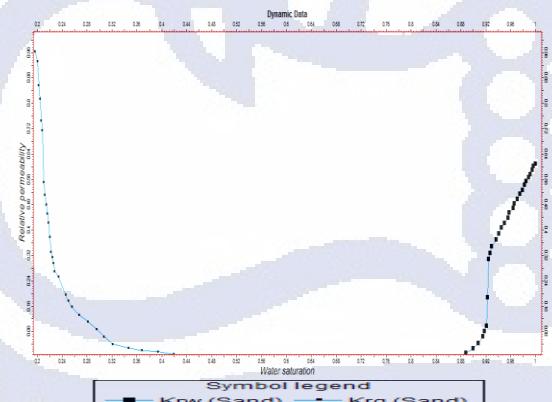
Data reservoir pada model yang digunakan berasal dari data yang disediakan secara *default* oleh software PETREL dan ada juga data yang didapat dari penelitian yang telah dilakukan sebelumnya³. Data reservoir yang digunakan pada model ini adalah sebagai berikut

Tabel 3.1 Data reservoir

Parameter	Dimensi	Nilai
Kedalaman	Ft	5000 - 5100
Tekanan Reservoir	psi	3000
Temperatur Reservoir	⁰ F	170.33
Ketebalan	ft	100
Porosity	%	3.05 - 7.79
Permeabilitas	md	0.0005 - 0.01
Compressibility	Psi ⁻¹	0.00002848

Dapat dilihat dari tabel 3.1, data-data yang berasal dari PETREL adalah data temperature reservoir dan kompresibilitas. Sedangkan data lainnya didapat dari penelitian sebelumnya³. Permeabilitas yang digunakan pada model ini didapat dengan menggunakan korelasi *Travis Peak*⁴ yang dianggap berlaku untuk mewakili korelasi hubungan porositas dan permeabilitas.

Seperi yang sudah dibahas sebelumnya, reservoir tight gas mempunyai distribusi permeabilitas relative yang berbeda dengan reservoir konvensional. Setelah memasukan data pada software maka didapatkan kurva permeabilitas relative terhadap saturasi air sebagai berikut



Gambar 3.2 Kr vs Sw reservoir tight gas

Dapat dilihat dari gambar 3.2, terdapat suatu keadaan pada saturasi air tertentu dimana tidak ada

fluida (baik gas maupun air) yang dapat mengalir dikarenakan permeabilitas dari reservoir ini tidak cukup untuk mengalirkan kedua fluida tersebut.

3.3 Validasi model reservoir

3.3.1 Validasi IGIP

Validasi dari *Initial Gas in Place* (IGIP) dilakukan dengan cara membandingkan IGIP yang didapat dari simulator dengan IGIP yang didapat dari hasil perhitungan secara volumetrik.

Perhitungan IGIP secara volumetric⁵

$$IGIP = \frac{Ah\phi(1 - s_{wi})}{B_{gi}}$$

Pertama-tama, ditentukan B_{gi} terlebih dahulu, yaitu dengan menggunakan persamaan

$$B_{gi} = \frac{zTp_{sc}}{pT_{sc}}$$

Maka

$$B_{gi} = \frac{0.91 \times 630.3 \times 14.7}{3000 \times 520} = 0.0054033 \text{ cuft/scf}$$

Setelah mendapatkan B_{gi} maka dapat ditentukan IGIP, yaitu

$$IGIP = \frac{1400 \times 1100 \times 100 \times 0.0539 \times (1 - 0.1869)}{0.0054033}$$

$$IGIP = 1.249.091.825 \text{ SCF} = 1.249.091 \text{ MSCF}$$

Nilai IGIP yang didapat dari simulator adalah sebesar 1.289.546 MSCF. Maka

$$\%Error = \frac{IGIP_{vol} - IGIP_{sim}}{IGIP_{vol}} \times 100\% = 3.239\%$$

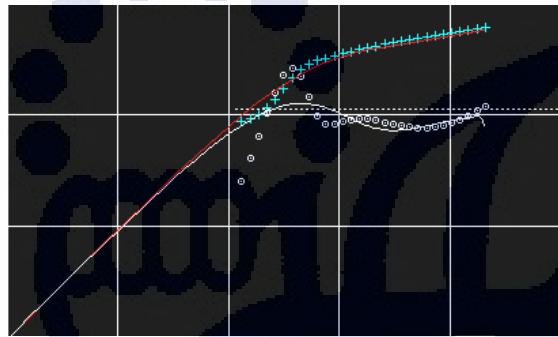
Nilai $\%Error$ yang didapat cukup kecil (lebih kecil dari 10%) maka dapat dianggap bahwa model reservoir yang dikembangkan sudah valid.

3.3.2 Type Curve Matching

Type curve matching merupakan salah satu metode untuk memvalidasi model reservoir yang digunakan. Metode ini akan membandingkan data yang didapat dari model reservoir yang sudah dikembangkan dengan *type curve* yang telah ada.

Software *ecrin* dapat digunakan untuk melakukan *type curve matching* ini. Data tekanan dan laju produksi yang didapat dari model reservoir dimasukkan kedalam software *ecrin* untuk didapatkan plot *pressure derivative*-nya dan plot tersebut akan dicocokkan dengan *type curve* yang sudah tersedia. Setelah itu, parameter seperti permeabilitas dan skin dilihat apakah cocok dengan permeabilitas dan skin pada model reservoir yang

sudah dikembangkan. Setelah melakukan *type curve matching*, didapat



Gambar 3.3 Hasil *type curve matching*

Tabel 3.2 Hasil *type curve matching*

Parameter	Simulator	Hasil matching
k (md)	0.005 - 0.01	0.008
Skin	0	0

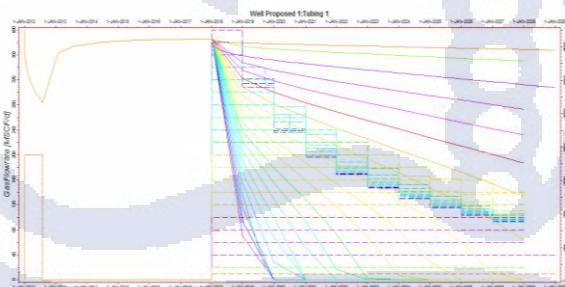
Dari table 3.2, Parameter hasil matching sesuai dengan parameter dari simulator sehingga dapat disimpulkan bahwa model sudah valid

IV. PENGEMBANGAN IPR TIGHT GAS RESERVOIR

4.1 Pengembangan IPR pada *Base Case*

Pengembangan IPR pada studi ini menggunakan software PETREL. Model sumur horizontal dapat dibentuk setelah model reservoir yang sudah valid selesai dibentuk. Sumur horizontal dibentuk dengan panjang lateral tertentu dan jumlah rekahan tertentu. Pada studi ini digunakan model sumur dengan panjang lateral sebesar 500 ft dan jumlah rekahan sebanyak lima rekahan sebagai *base case*.

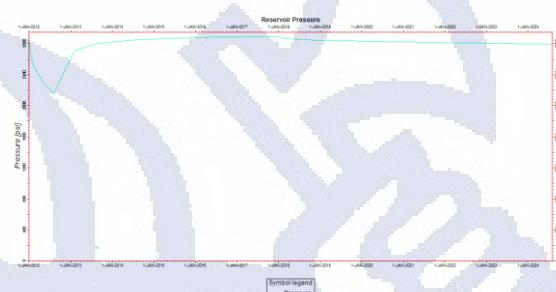
Pada pembuatan IPR, skenario produksi dibuat dengan menggunakan konstrain laju produksi pada berbagai harga. Pada studi ini digunakan laju produksi dari 10 MSCFD hingga 400 MSCFD sebagai konstrainnya.



Gambar 4.1 Hasil scenario (p_{wf} dan q) *base case*

Setelah melakukan simulasi dengan menggunakan skenario produksi tersebut maka bisa didapat tekanan alir dasar sumur (p_{wf}) pada berbagai nilai

laju produksi (gambar 4.1). Sehingga dengan mengambil data p_{wf} dan laju produksi pada waktu tertentu, dapat dibentuk kurva IPR.



Gambar 4.2 Tekanan Reservoir Hasil Simulasi

Tekanan reservoir harus dipertimbangkan dalam pengembangan IPR. Dapat dilihat dari tekanan reservoir yang sudah didapat dari hasil simulasi (Gambar 4.2), penurunan tekanan reservoir sangat kecil dari awal produksi setelah dilakukan *pressure build up* hingga waktu *pseudo steady state* tercapai. Sehingga dapat diasumsikan bahwa tekanan reservoir selama periode transient dianggap mempunyai nilai yang konstan.

Sesuai dengan tujuan dari studi ini, yaitu mengembangkan IPR pada saat periode transient, maka waktu *transient* yang akan diteliti harus ditentukan terlebih dahulu. Dalam studi ini, waktu transient yang akan diteliti adalah pada saat waktu produksi mencapai 0.1, 0.25, 0.5, 0.75 dan 0.9 dari waktu *pseudo steady state*. Oleh karena itulah, waktu *pseudo steady state* pada masing-masing kasus harus ditentukan terlebih dahulu.

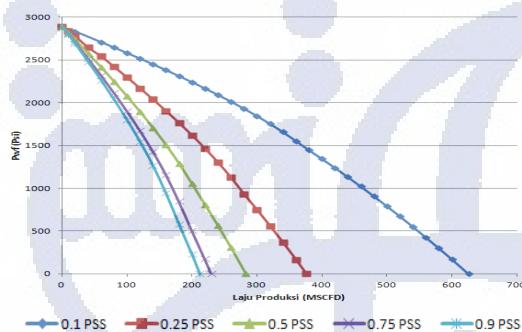
Pseudo steady state merupakan suatu kondisi dimana pengaruh penurunan tekanan dari sumur sudah mencapai batas reservoir. Oleh karena itulah, waktu tercapainya *pseudo steady state* dapat dicari dengan melihat dari hasil simulasi tekanan pada model reservoir. Apabila penurunan tekanan sudah mencapai semua batas reservoir maka waktu *pseudo steady state* sudah tercapai.

Setelah waktu *pseudo steady state* dapat ditentukan maka dapat ditentukan waktu transient yang akan diamati. Untuk *base case* maka didapat sebagai berikut

Tabel 4.1 Waktu pengamatan *base case*

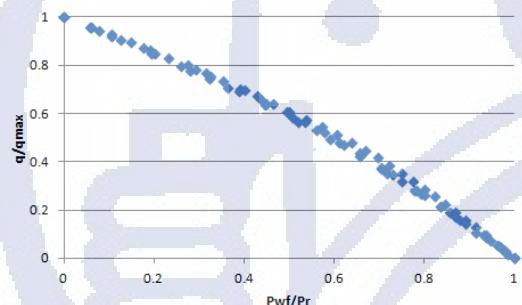
Waktu Transient		
	(hari)	(tanggal)
0.1 tpss	227.6	16-Aug-18
0.25 tpss	569	24-Jul-19
0.5 tpss	1138	12-Feb-21
0.75 tpss	1707	4-Sep-22
0.9 tpss	2048.4	11-Aug-23

Data p_{wf} dan laju produksi untuk masing-masing waktu pengamatan dari tabel 4.1 diambil dari hasil simulasi dan dibentuk kurva IPR sehingga didapat kurva sebagai berikut



Gambar 4.3 Kurva IPR base case

Kurva IPR pada gambar 4.3 hanya digunakan sebagai pembanding untuk setiap waktu yang diamati. Suatu persamaan IPR tidak dapat dibentuk dengan menggunakan kurva IPR biasa tetapi harus menggunakan kurva IPR tak berdimensi. Karena kurva IPR tak berdimensi tidak akan berubah meskipun parameter-parameter seperti waktu, panjang lateral sumur dan lainnya dirubah. Oleh karena itu, kurva IPR tak berdimensi perlu dibentuk. Untuk *base case* didapat kurva IPR tak berdimensi sebagai berikut



Gambar 4.4 Kurva IPR tak berdimensi base case

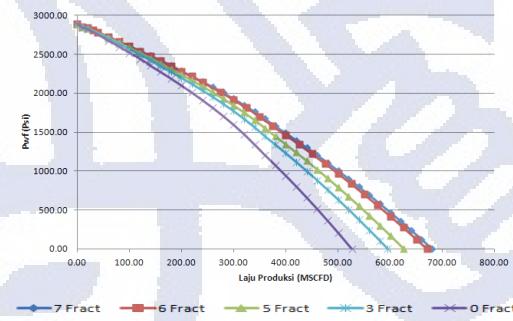
Kurva IPR tak berdimensi pada gambar 4.4 merupakan kurva IPR tak berdimensi untuk *base case* pada kelima waktu transient yang diamati. Dari gambar 4.4 dapat disimpulkan bahwa waktu transient yang berbeda tidak mempengaruhi IPR tak berdimensinya sehingga meskipun waktu transientnya berbeda IPR yang digunakan akan tetap sama.

4.2 Studi Sensitivitas

Kurva IPR yang telah dikembangkan pada sub-bab sebelumnya hanyalah IPR untuk *base case*. Studi sensitivitas perlu dilakukan untuk mengetahui apakah perubahan pada parameter-parameter seperti panjang rekahan, panjang lateral sumur dan banyaknya rekahan berpengaruh terhadap kurva IPR tak berdimensi.

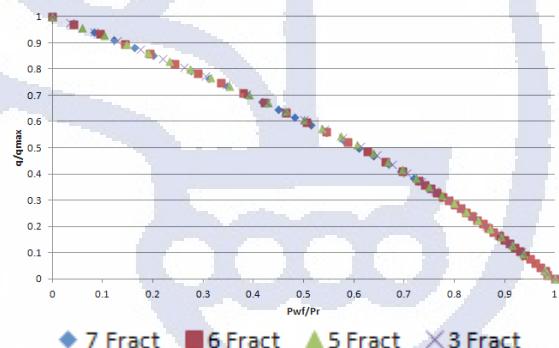
Sensitivitas jumlah rekahan

Rekahan yang digunakan pada sensitivitas pada studi ini berjumlahkan lima hingga tujuh rekahan. Hal ini dilakukan untuk mengetahui pengaruh jumlah rekahan pada kurva IPR baik yang berdimensi maupun yang tidak berdimensi.



Gambar 4.5 IPR pada Jumlah Rekahan berbeda

Dari gambar 4.5 dapat dilihat bahwa semakin banyak jumlah rekahan pada suatu sumur maka semakin besar pula laju alir fluidanya. Tetapi seperti yang dapat diihat dari gambar 4.5, pertambahan laju alir pada sumur dengan tujuh rekahan tidak signifikan bila dibandingkan dengan laju alir pada sumur dengan enam rekahan. Dari hal ini dapat disimpulkan bahwa banyaknya rekahan yang optimum pada satu sumur adalah sebanyak enam rekahan.

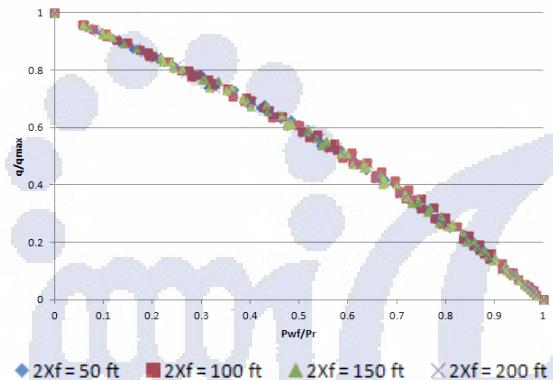


Gambar 4.6 IPR tak berdimensi pada jumlah rekahan berbeda

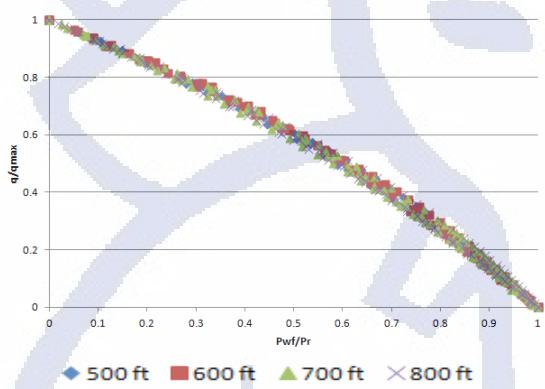
Berbeda dengan kurva IPR, kurva IPR tak berdimensi (gambar 4.6) tidak terpengaruhi oleh jumlah rekahan yang berbeda sehingga kurva IPR tak berdimensinya saling berimpit.

Sensitivitas panjang rekahan dan panjang lateral sumur

Panjang rekahan yang digunakan pada studi sensitivitas ini bervariasi dengan rentang nilai 50 hingga 200 ft dan panjang lateral sumur yang digunakan pada studi sensitivitas ini bervariasi dengan rentang nilai 500 hingga 800 ft. Dengan melakukan studi sensitivitas maka didapat kurva IPR tak berdimensi sebagai berikut



Gambar 4.7 IPR tak berdimensi pada panjang rekahan berbeda

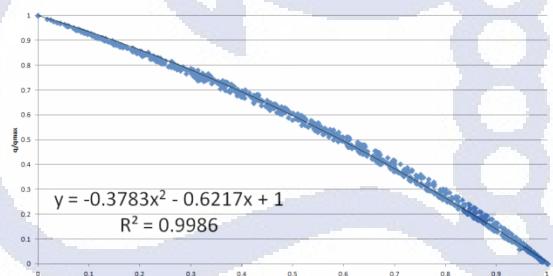


Gambar 4.8 IPR tak berdimensi pada panjang lateral yang berbeda

Berdasarkan gambar 4.7 dan 4.8 dapat disimpulkan bahwa panjang rekahan dan panjang bagian lateral dari sumur horizontal tidaklah mempengaruhi IPR tak berdimensi sehingga kurva dari IPR tak berdimensi akan berhimpit.

4.3 IPR Reservoir Tight Gas

Setelah melakukan studi sensitivitas, Hasil sensitivitas dari semua parameter akan diplot padasatu kurva sehingga akan membentuk kurva IPR tak berdimensi yang identik. Sehingga akan didapatkan IPR tak berdimensi sebagai berikut



Gambar 4.9 IPR tak berdimensi reservoir tight gas

Hasil regresi IPR tak berdimensi ini menghasilkan persamaan umum sebagai berikut:

$$\frac{q}{q_{\max}} = 1 - 0.6217 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right) - 0.3783 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2$$

Hasil regresi diatas merupakan persamaan IPR untuk reservoir tight gas yang menggunakan sumur horizontal dan direkahkan. Hasil dari garis regresi polinomial orde dua tersebut mempunyai $R^2=0.9986$.

4.4 Perbandingan Persamaan IPR Usulan dengan Persamaan IPR Lainnya

Persamaan IPR yang diusulkan akan dibandingkan dengan persamaan IPR lainnya untuk mengetahui kemungkinan suatu persamaan IPR lainnya memberikan efek yang sama dengan persamaan IPR yang diusulkan pada studi ini.

Dalam studi ini, persamaan IPR usulan dibandingkan dengan persamaan sebagai berikut

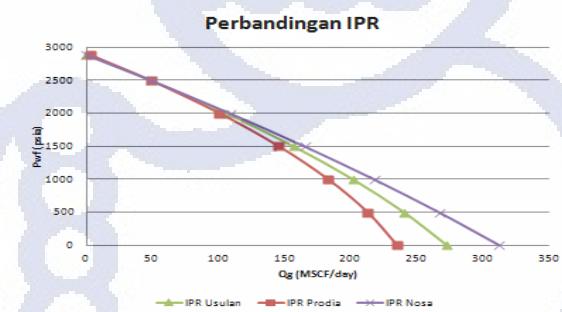
- Persamaan IPR Prodia⁷, persamaan yang mempertimbangkan sumur dengan rekahan hidraulik
- Persamaan IPR Nosa⁸, persamaan IPR untuk sumur horizontal pada reservoir gas

Dengan menggunakan data dari *base case*, maka

Tabel 4.2 Hasil Perbandingan Persamaan IPR

Pwf (psia)	Q (MSCF/day)		
	IPR Usulan	IPR Prodia	IPR Nosa
2892.199	0.0000	2.3466	0.0000
2500	49.0544	48.4276	49.2092
2000	106.0923	100.5419	108.8001
1500	156.9660	145.2221	164.8671
1000	201.6754	182.4683	217.4101
500	240.2207	212.2804	266.4293
0	272.6017	234.6585	311.9246

Dengan menggunakan data pada table 4.2 maka



Gambar 4.10 Hasil perbandingan kurva IPR

Dapat dilihat dari gambar 4.10, AOF yang didapat dari persamaan IPR Nosa lebih besar dibandingkan kedua persamaan IPR lainnya. Hal ini dikarenakan persamaan IPR Nosa diperuntukan reservoir gas konvensional. Sedangkan AOF pada IPR Prodia lebih kecil dibandingkan dengan kedua persamaan IPR lainnya. Hal ini dikarenakan persamaan IPR Prodia didesain untuk menghitung data produksi pada sumur vertical pada reservoir *tight gas*.

V. PENGGUNAAN IPR USULAN UNTUK KONDISI SUMUR LAINNYA

Persamaan usulan untuk IPR diatas dikembangkan dengan menggunakan asumsi panjang rekahanannya homogen, minimal banyak rekahan sebanyak lima rekahan dan panjang lateral sumur antara 500 ft – 800 ft. Pada sub-bab ini, IPR tersebut akan digunakan pada kondisi yang tidak memenuhi asumsi tersebut dengan tujuan untuk mengetahui apakah IPR tersebut valid untuk digunakan pada sumur yang mempunyai kondisi berbeda.

5.1 Sumur dengan panjang rekahan bervariasi

Pada sub-bab ini, IPR akan digunakan pada sumur yang mempunyai rekahan dengan panjang yang berbeda-beda. Konfigurasi sumur tersebut adalah sebagai berikut

Tabel 5.1 Konfigurasi sumur

Rekahan	2Xf (ft)
1	250
2	200
3	150
4	100
5	50

Setelah melakukan simulasi dengan menggunakan sumur berkonfigurasi tabel 5.1 maka data produksi (p_{wf} dan laju produksi) bisa didapatkan. Data produksi yang didapat dari hasil simulasi dibandingkan dengan data yang didapat dengan menggunakan persamaan IPR yang diusulkan. Sehingga akan didapat

Tabel 5.2 Perbandingan data produksi

pwf/pr	$(q/q_{max})_{sim}$	$(q/q_{max})_{IPR}$	error (%)
0.9372	0.0868	0.0851	1.9908
0.8694	0.1736	0.1735	0.0204
0.8020	0.2604	0.2581	0.8691
0.7312	0.3471	0.3432	1.1452
0.6574	0.4339	0.4278	1.4042
0.5793	0.5207	0.5129	1.5082
0.4953	0.6075	0.5993	1.3550
0.4023	0.6943	0.6887	0.8057
0.2945	0.7811	0.7841	0.3915
0.1772	0.8678	0.8779	1.1624
0.0624	0.9546	0.9597	0.5326
0.0000	1.0000	1.0000	0.0000

Dapat dilihat dari tabel 5.2 dengan menggunakan persamaan IPR usulan hasil produksi yang didapat tidak terlalu jauh dengan hasil produksi dari simulator. Rata-rata *error* dari penggunaan persamaan IPR usulan tersebut adalah sebesar 0.9321%. Oleh karena itu dapat disimpulkan bahwa persamaan IPR usulan ini dapat digunakan pada sumur dengan panjang rekahan yang bervariasi.

5.2 Sumur dengan dua rekahan dan panjang lateral 300 ft

Pada studi sensitivitas sebelumnya, sensitivitas hanya dilakukan dengan parameter panjang lateral berkisar antara 500 ft – 800 ft dan jumlah rekahan yang berkisar antara lima hingga tujuh rekahan. Oleh karena itulah pada sub-bab ini akan dicoba penggunaan IPR usulan pada sumur dengan dua rekahan dan panjang lateral 300 ft untuk mengetahui apakah persamaan IPR usulan tetap valid pada kondisi tersebut

Setelah melakukan simulasi dengan konfigurasi sumur diatas maka akan didapat data produksi. Data produksi tersebut akan dibandingkan dengan data yang didapat dengan menggunakan persamaan IPR yang diusulkan. Sehingga akan didapat

Tabel 5.3 Perbandingan data produksi

pwf/pr	$(q/q_{max})_{sim}$	$(q/q_{max})_{IPR}$	Error (%)
0.8762	0.1672	0.1649	1.3928
0.8328	0.2230	0.2198	1.3997
0.7885	0.2787	0.2746	1.4738
0.7430	0.3344	0.3292	1.5652
0.6962	0.3902	0.3838	1.6405
0.6479	0.4459	0.4384	1.6779
0.5976	0.5016	0.4934	1.6448
0.5450	0.5574	0.5488	1.5424
0.4895	0.6131	0.6050	1.3241
0.4304	0.6689	0.6624	0.9737
0.3667	0.7246	0.7212	0.4718
0.2966	0.7803	0.7823	0.2521
0.2188	0.8361	0.8459	1.1724
0.1469	0.8918	0.9005	0.9775
0.0724	0.9476	0.9530	0.5753
0.0000	1.0000	1.0000	0.0000

Dapat dilihat dari tabel 5.3 dengan menggunakan persamaan IPR usulan hasil produksi yang didapat tidak terlalu jauh dengan hasil produksi dari simulator. Rata-rata *error* dari penggunaan persamaan IPR usulan tersebut adalah sebesar 1.1302%. Oleh karena itu dapat disimpulkan bahwa persamaan IPR usulan ini dapat digunakan pada

sumur horizontal dengan jumlah rekahan antara dua hingga tujuh rekahan dan sumur dengan panjang lateral 300 hingga 800 ft.

VI. KESIMPULAN

1. Parameter seperti waktu pengamatan yang berbeda, banyaknya rekahan, panjang rekahan dan panjang bagian lateral dari sumur tidak mempengaruhi IPR tak berdimensi.
2. Persamaan IPR tak berdimensi yang diusulkan untuk reservoir tight gas pada periode *transient* adalah

$$\frac{q}{q_{max}} = 1 - 0.6217 \left(\frac{p_{wf}}{p_r} \right) - 0.3783 \left(\frac{p_{wf}}{p_r} \right)^2$$

3. Persamaan IPR yang diusulkan dapat digunakan pada reservoir tight gas dengan sumur horizontal yang mempunyai konfigurasi panjang rekahan yang bervariasi
4. Persamaan IPR yang diusulkan ini dapat digunakan pada sumur horizontal dengan jumlah rekahan antara dua hingga tujuh rekahan dan sumur dengan panjang lateral 300 hingga 800 ft.

VII. SARAN

1. IPR untuk tight gas reservoir ini diharapkan dapat dikembangkan lebih lanjut misalnya dikembangkan dengan mempertimbangkan faktor skin
2. Persamaan IPR usulan ini masih perlu divalidasi dengan data lapangan

VIII. DAFTAR SIMBOL

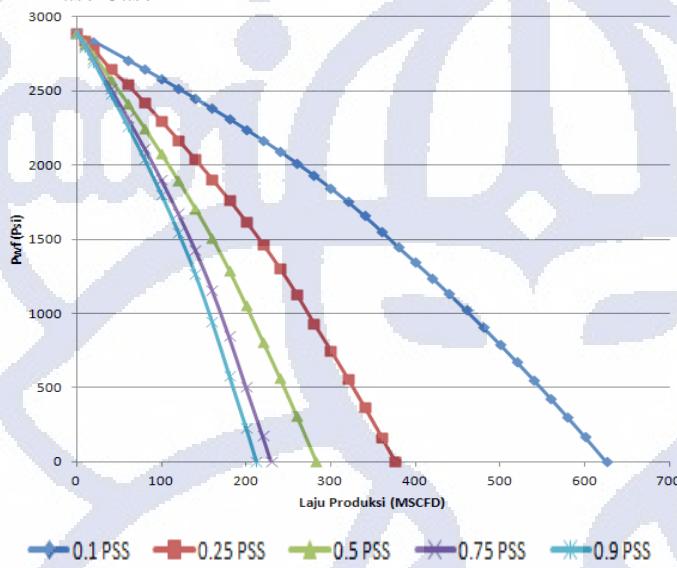
K_r	= permeabilitas relative, fraksi
S_{wc}	= saturasi air konnate
S_{gc}	= saturasi gas kritis
Q	= laju alir produksi, MSCFD
Q_{max}	= laju alir produksi maksimum, MSCFD
P_{wf}	= tekanan alir dasar sumur, psi
P_r	= tekanan reservoir, psi
\emptyset	= porositas, fraksi
h	= tabal reservoir, ft
A	= luas area reservoir, acre
S_{wi}	= saturasi air awal reservoir
b_g	= gas formation volume factor, cuft/scf
T	= temperature, renkin
T_{sc}	= temperature kondisi standar, renkin
P	= tekanan, psi
P_{sc}	= tekanan pada kondisi standar, psi
z	= gas deviation factor
k	= permeabilitas, md
x_f	= panjang setengah rekahan, ft

IX. DAFTAR PUSTAKA

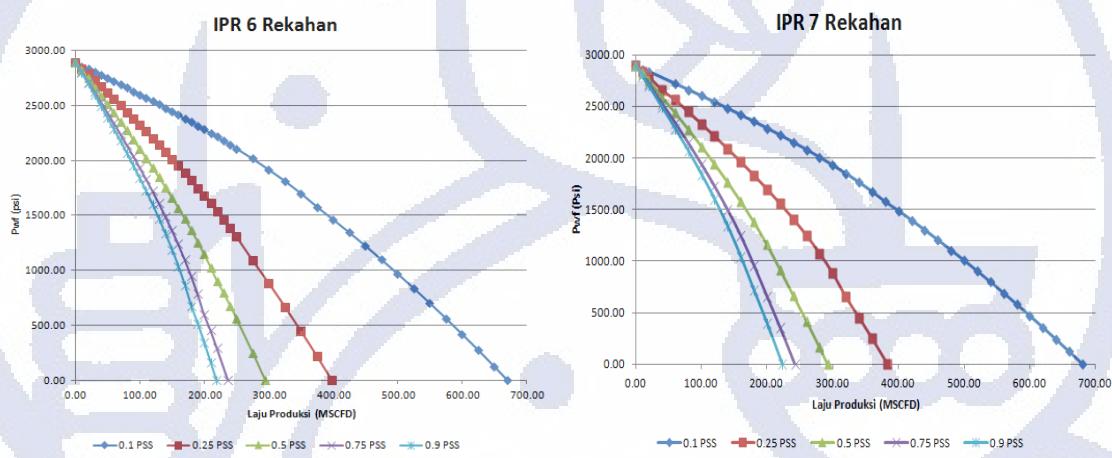
1. Naik, G.C. *Tight Gas Reservoir – An Unconventional Natural Energy Source for the Future*. SPE Middle East Unconventional Gas Conference and Exhibition, Oman. 2011.
2. Lyons, William C., Ali Ghalmor, Boyun Guo. *Petroleum Production Engineering*, Elsevier Science & Technology Books. 2007.
3. Roberts, B.E., H. van Engen, C.P.J.W. van Kruysdijk. *Productivity of Multiply Fractured Horizontal Wells in Tight Gas Reservoirs*. Offshore Europe Conference, Aberdeen. 1991
4. Luffel, D.L., W.E. Howard, E.R. Hunt. *Travis Peak Core Permeability and Porosity Relationships at Reservoir Stress*. SPE Formation Evaluation. 1991.
5. Ikoku, Chi U., *Natural Gas Production Engineering*. Florida: Krieger Publishing Company. 1992.
6. Hein, Victor. *Evaluation of Tight Gas Reservoir*. Ryder Scott Company. 2009
7. Nur Kemala, Prodia. 2009, "Persamaan IPR untuk Sumur Gas Kering yang Direkahkan pada Tight Formation". Teknik Perminyakan ITB.
8. Akhimiona, Nosakhare W. "Analysis of Horizontal Gas Well Performance". The University of Oklahoma. 2005.

Lampiran A Kurva IPR

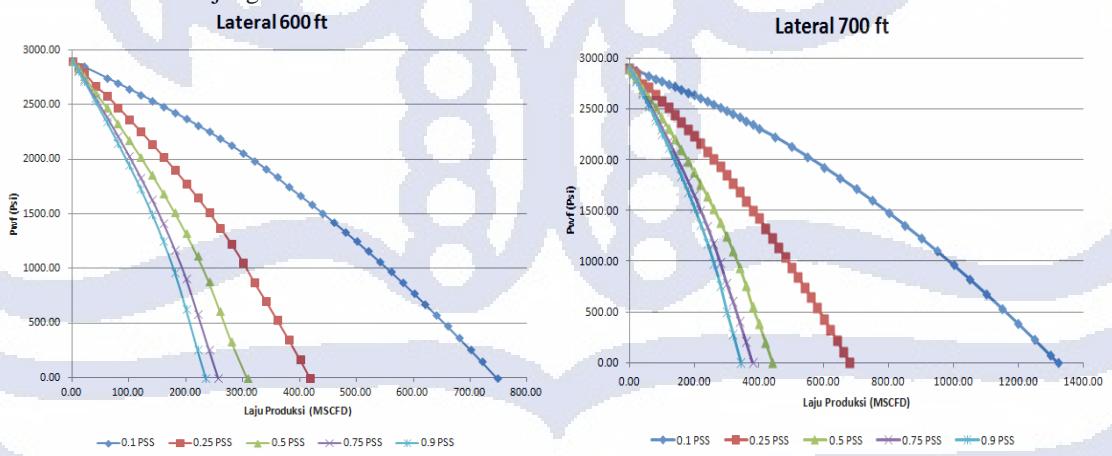
IPR Base Case



IPR Sensitivitas Jumlah Rekahan



IPR Sensitivitas Panjang Lateral





IPR Sensitivitas Panjang Rekahan

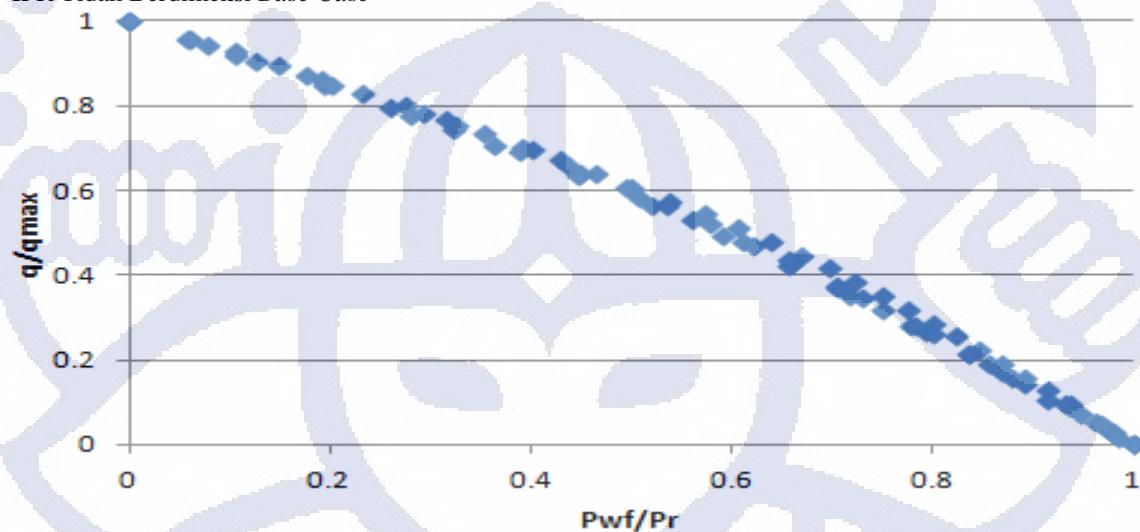
2Xf 50 ft

2Xf 150 ft

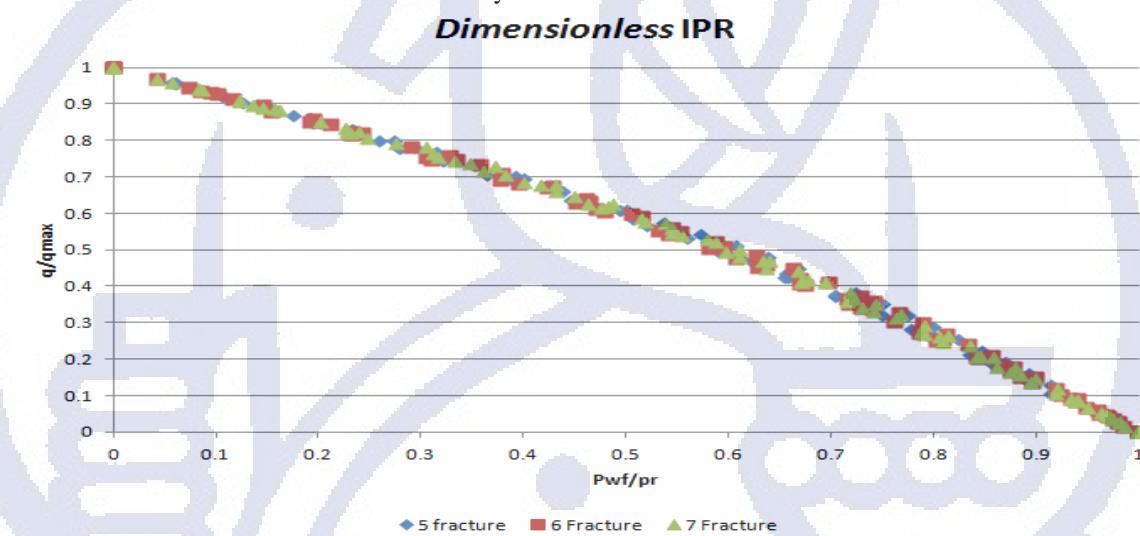
2Xf 200 ft

Lampiran B
Kurva IPR Tidak Berdimensi

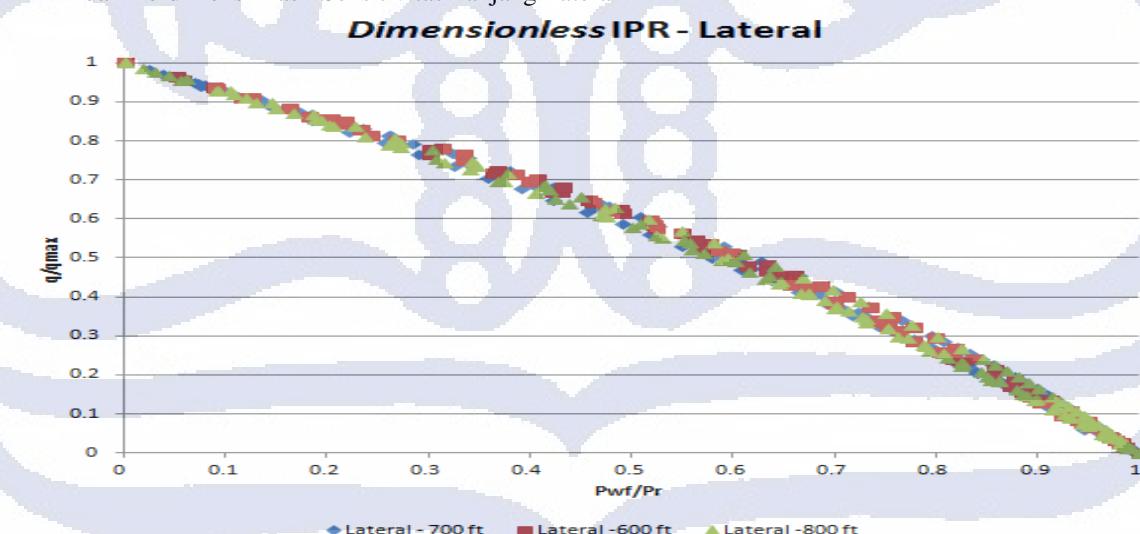
IPR Tidak Berdimensi Base Case



IPR Tidak Berdimensi Hasil Sensitivitas Banyak Rekahan



IPR Tidak Berdimensi Hasil Sensitivitas Panjang Lateral



IPR Tidak Berdimensi Hasil Sensitivitas Panjang Rekahan

Dimensionless IPR - 2Xf

