

**KUANTIFIKASI KETIDAKPASTIAN DAN PENENTUAN PERSAMAAN UNTUK  
MEMPERKIRAKAN FAKTOR PEROLEHAN MINYAK  
PADA RESERVOIR MINYAK LAPANGAN X**

**TUGAS AKHIR**

Oleh:  
**ZAKKI SABIQ PURWAKA**  
**NIM 12205022**

Diajukan sebagai salah satu syarat untuk  
mendapatkan gelar  
**SARJANA TEKNIK**  
pada Program Studi Teknik Perminyakan



**PROGRAM STUDI TEKNIK PERMINYAKAN  
FAKULTAS TEKNIK PERTAMBANGAN DAN PERMINYAKAN  
INSTITUT TEKNOLOGI BANDUNG  
2010**

**KUANTIFIKASI KETIDAKPASTIAN DAN PENENTUAN PERSAMAAN UNTUK  
MEMPERKIRAKAN FAKTOR PEROLEHAN MINYAK  
PADA RESERVOIR MINYAK LAPANGAN X**

**TUGAS AKHIR**

Oleh:  
**ZAKKI SABIQ PURWAKA**  
**NIM 12205022**

Diajukan sebagai salah satu syarat untuk  
mendapatkan gelar  
**SARJANA TEKNIK**  
pada Program Studi Teknik Perminyakan

Disetujui oleh:  
Dosen Pembimbing Tugas Akhir,  
Tanggal.....

---

(Dr. Ir. Tutuka Ariadji)

# KUANTIFIKASI KETIDAKPASTIAN DAN PENENTUAN PERSAMAAN UNTUK MEMPERKIRAKAN FAKTOR PEROLEHAN MINYAK PADA RESERVOIR MINYAK LAPANGAN X

Zakki Sabiq Purwaka \*  
Ir. Tutuka Ariadji, M.Sc., Ph.D. \*\*

## Sari

Studi ini mencoba untuk meng-kuantifikasi tingkat ketidakpastian parameter geologi dan reservoir terhadap penentuan faktor perolehan minyak (*recovery factor/RF*) pada lapangan X. Ketidakpastian parameter geologi dan reservoir tersebut perlu dikaji karena kurangnya data mengenai karakteristik batuan dan fluida reservoir tersebut (data log, data core, welltest, dll) sehingga akan mungkin terjadi perubahan data-data karakteristik batuan dan fluida di dalam reservoir di kemudian hari (tergantung kelengkapan data) yang akan berpengaruh terhadap faktor perolehan minyak.

Adapun perubahan parameter-parameter yang dikaji pengaruhnya terhadap *recovery factor* dalam studi ini adalah porositas, tekanan kapiler, faktor volume formasi, kelarutan gas dalam minyak, permeabilitas relatif air, dan permeabilitas relatif minyak. Dari hasil analisis dapat disimpulkan bahwa yang berpengaruh terhadap *recovery factor* dari yang terbesar sampai yang terkecil secara berurutan adalah : porositas, tekanan kapiler, kelarutan gas dalam minyak, faktor volume formasi, permeabilitas relatif minyak, dan permeabilitas relatif air. Selanjutnya studi ini menghasilkan suatu persamaan untuk memperkirakan harga faktor perolehan pada reservoir tersebut.

*Kata kunci : ketidakpastian parameter geologi dan reservoir dan faktor perolehan minyak (RF).*

## Abstract

This study is try to quantifying the various source of geology and reservoir uncertainties to study how they affect to determine ultimate recovery factor (RF) in X field. The uncertainties source of geology and reservoir are need to be studied because lack of rocks and fluids of reservoir characterization data (log, core, welltest, etc), so then later, it will change rocks and fluids of reservoir characterization data (depends on data completion), which can affect the oil recovery factor.

The parameter changes which studied in this paper are : porosity, capillary pressure, formation volume factor, solution gas, water relative permeability, and oil relative permeability. From this analyzis, we conclude the properties that affecting to recovery factor from highest to lowest alternately are : porosity, capillary pressure, solution gas, formation volume factor, oil relative permeability, and water relative permeability. Moreover, this study generated an equation to predict the value of recovery factor in that's reservoir.

*Keyword : uncertainties source of geology and reservoir and oil recovery factor (RF).*

\*) Mahasiswa Program Studi Teknik Perminyakan – Institut Teknologi Bandung

\*\*) Pembimbing, Dosen Program Studi Teknik Perminyakan – Institut Teknologi Bandung.

## PENDAHULUAN

### Latar Belakang

Untuk mengetahui berapa perolehan minyak yang bisa diambil dari suatu reservoir diperlukan data-data yang akurat mengenai karakteristik reservoir tersebut, baik itu karakteristik batuan maupun fluidanya. Namun, adakalanya penentuan cadangan terambil dari suatu reservoir dilakukan meskipun tidak didukung dengan data-data yang lengkap, yang disebut dengan ketidakpastian data, misalnya kurangnya data log karena jumlah sumur yang sedikit sehingga data tersebut dianggap kurang bisa merepresentasikan keadaan sebenarnya dari reservoir. Oleh karena itu, akan terjadi perbedaan hasil perkiraan cadangan bila dihitung lagi di kemudian hari tergantung dari kelengkapan data mengenai reservoir.

Ketidakpastian disebabkan oleh kurangnya pemahaman dan pengetahuan tentang reservoir. Ketidakpastian terdapat pada pengukuran data mentah, interpretasi data, konseptual model geologi, model struktur geologi, model petrofisik, dan sebagainya. Ketidakpastian terdapat pada setiap kondisi dan pada setiap aspek baik pada tahap eksplorasi, penilaian maupun pada tahap pengembangan produksi. Dalam sejarah kehidupan suatu lapangan minyak dan gas, seringkali hanya tersedia *hard* data dalam jumlah yang terbatas yang dapat digunakan untuk karakterisasi kondisi bawah permukaan yang sangat kompleks. Bahkan kalaupun data bawah permukaan merupakan data yang sempurna, seringkali data tersebut berupa pengukuran tidak langsung dari *variable of interest*. Dari uraian-uraian tersebut diatas, selalu terdapat ketidakpastian yang kita temui dalam data bawah

permukaan. Sehingga perlunya sebuah model ketidakpastian untuk menghubungkan data-data ini dengan apa yang sedang dipelajari, misalnya volume minyak awal.

Studi ini membahas tentang ketidakpastian data (parameter) geologi dan reservoir dalam memperkirakan faktor perolehan minyak di sebuah reservoir pada tahap awal pengembangan. Adapun parameter ketidakpastian yang dianalisis pengaruhnya terhadap penentuan faktor perolehan adalah porositas, tekanan kapiler, permeabilitas relatif air, permeabilitas relatif minyak, *formation volume factor*, dan *solution gas*. Dari hasil analisis ketidakpastian bisa diketahui persamaan untuk memperkirakan faktor perolehan minyak reservoir tersebut menggunakan disain eksperimen dan bisa diidentifikasi pengaruh parameter-parameter ketidakpastian terhadap perhitungan faktor perolehan minyak (*recovery factor*).

## Tujuan

Tujuan dari studi ini adalah mengkuantifikasi ketidakpastian parameter-parameter geologi dan reservoir dan mencari persamaan untuk estimasi perolehan minyak (*recovery factor*) yang merupakan fungsi karakteristik batuan dan fluida dengan bantuan simulasi reservoir.

## TEORI DASAR

Estimasi faktor perolehan minyak perlu untuk diperkirakan untuk mengetahui seberapa besar cadangan minyak yang bisa diambil dari reservoir tersebut secara alami (natural flow). Penentuan faktor perolehan minyak berdasarkan kelengkapan data terbagi menjadi 2 metode, yaitu pada saat sumur belum berproduksi dan saat sumur telah berproduksi.

Penentuan faktor perolehan minyak saat sumur belum berproduksi biasanya didasarkan pada bukti keberhasilan perolehan di reservoir lain yang dipandang mempunyai batuan dan cekungan sedimen yang sama sehingga diharapkan mengandung minyak dan batuan dengan sifat fisik yang mirip dan mempunyai mekanisme pendorongan (driving mechanism) yang sama. Berdasar pada hal tersebut, dikembangkan korelasi yang menghubungkan faktor perolehan dengan sifat fisik batuan dan fluida untuk jenis batuan tertentu pada tekanan *abandonment* tertentu. Korelasi yang paling sering digunakan adalah yang telah dikembangkan American Petroleum Institute (API) yang dikenal sebagai metode J.J. Arps, dimana korelasi dikembangkan dengan menggunakan data dari sekitar 75 reservoir.

Adapun penentuan faktor perolehan minyak saat sumur telah berproduksi bisa dilakukan dengan metode simulasi reservoir, analisis *decline curve*, dan metode probabilistik (digunakan dalam studi ini).

Setelah mendapatkan faktor perolehan minyak, kita dapat memperkirakan berapa cadangan yang bisa terambil dari reservoir tersebut. Menurut SPE, metode-metode yang dapat dipergunakan untuk memperkirakan cadangan terambil antara lain :

- Metode analogi, jika tidak ada data atau data sangat minim.
- Metode volumetrik, jika ada data geologi, data log, dan/atau data core.

$$N_{Pa} = \iint_A \frac{h_n \cdot \phi \cdot (1-Sw)}{Bo} ER_o \, dx \, dy \\ = \frac{A \cdot \bar{h}_n \cdot \bar{\phi} \cdot (1-\bar{S}w)}{\bar{Bo}} \bar{ER}_o$$

dimana :

- $N_{Pa}$  adalah cadangan minyak, yaitu produksi kumulatif pada waktu *abandonment*, diukur pada stock tank ( $60^{\circ}\text{F}$  dan 14,7 psi).
- $h_n$  adalah ketebalan bersih formasi produktif (net pay), yaitu ketebalan formasi yang telah dikoreksi terhadap Vshale, permeability cut-off dan porosity cut-off.
- $\phi$  adalah porositas efektif yang diperoleh dari data log yang dikalibrasi terhadap data core.
- $Sw$  adalah saturasi air yang biasanya diperoleh dari data log.
- $A$  adalah luas daerah reservoir yang berkaitan dengan kategori cadangan terbukti (proved), mungkin (probable), atau harapan (possible). Biasanya didapat dari data well log dan data core. Untuk daerah yang belum dibor biasanya menggunakan planimeter yaitu diagram yang menghubungkan elevasi kontur terhadap area yang dibatasi kontur tersebut (dengan batas WOC dan perangkap).
- $B_o$  adalah formation volume factor yang didapat dari analisa PVT di laboratorium pada harga tekanan rata-rata reservoir.
- $ER$  (*estimate recovery*) adalah faktor perolehan (*Recovery Factor/RF*), pada reservoir minyak yang belum berproduksi, RF didapat dari metode J.J. Arps, asumsi driving mechanism, dan interpretasi kurva  $kr$  vs  $Sw$ , sedangkan untuk sumur minyak yang telah beroperasi dapat menggunakan analisa decline curve sampai economic time limit dan juga bisa menggunakan simulasi reservoir.
- Metode volumetrik-probabilistik, digunakan jika tidak ada data geologi, data log, dan data core. Metode volumetrik-probabilistik yang paling banyak digunakan adalah simulasi Monte Carlo, yaitu dengan menggunakan

distribusi frekuensi bilangan acak untuk variabel model volumetrik yang digunakan sehingga didapat distribusi frekuensi kumulatif untuk menentukan klasifikasi cadangan proven, probable, dan possible. Dimana klasifikasi cadangan dari simulasi Monte Carlo adalah :

$$P_{10} = P_1(\text{Proven}) = 1P$$

$$P_{50} = P_2(\text{Probable}) + P_1(\text{Proven}) = 2P$$

$$P_{90} = P_3(\text{Possible}) + P_2(\text{Probable}) +$$

$$P_1(\text{Proven}) = 3P$$

- d) Metode analisis kinerja, jika ada data geologi, data log, data core, dan data produksi. Metode yang dapat digunakan dalam melakukan performance analysis yaitu metode material balance, decline curve, dan simulasi reservoir.

Pada dasarnya studi ini dibuat untuk mencari cadangan terambil dengan metode simulasi reservoir dengan memperhitungkan ketidakpastian parameter-parameter utama. Kemudian dilakukan analisis sensitivitas sehingga didapat faktor perolehan yang berbeda-beda untuk tiap karakteristik reservoir yang berbeda guna mendapatkan korelasi antara perubahan karakteristik batuan dan fluida reservoir terhadap *recovery factor* (RF).

## METODOLOGI PENELITIAN

Metodologi analisis sensitivitas yang dilakukan dalam menentukan persamaan recovery faktor adalah sebagai berikut :

1. Mendefinisikan parameter-parameter ketidakpastian, yaitu :  $\phi$ ,  $P_c$ ,  $k_{rw}$ ,  $k_{ro}$ ,  $R_s$ , dan  $B_o$ .
2. *Running* simulasi reservoir dengan *sensitivity* perubahan parameter-parameter ketidakpastian tersebut.
3. *Generate* persamaan proxy untuk recovery factor (RF) hasil simulasi menggunakan software XLSTAT.
4. Membuat Tabel dan Grafik Persentase untuk melihat seberapa besar pengaruh masing-masing parameter ketidakpastian tersebut terhadap recovery factor (RF).

## BATASAN

Adapun batasan-batasan yang berlaku untuk studi ini adalah :

1. Sumur masih mengalir secara alamiah,
2. Harga  $B_{oi}$  yang dipakai 1,30295 bbl/stb,
3. Distribusi dan harga permeabilitas tetap,
4. Periode simulasi 20 tahun dengan jumlah sumur 56 (termasuk 4 sumur histori).

## DATA DAN PEMBAHASAN

### Data Awal

Dalam studi ini, penentuan persamaan faktor perolehan minyak didapat dari hasil *running* sebanyak 32 kali dengan input seperti terlihat pada Tabel 1 sehingga menghasilkan *Total Oil in Place* (TOIP) dan *Cumulative Oil Production* (Np). Recovery Factor didapat dengan menggunakan persamaan sebagai berikut :

$$RF = \frac{Np}{TOIP} \times \frac{100\%}{Bo_i}$$

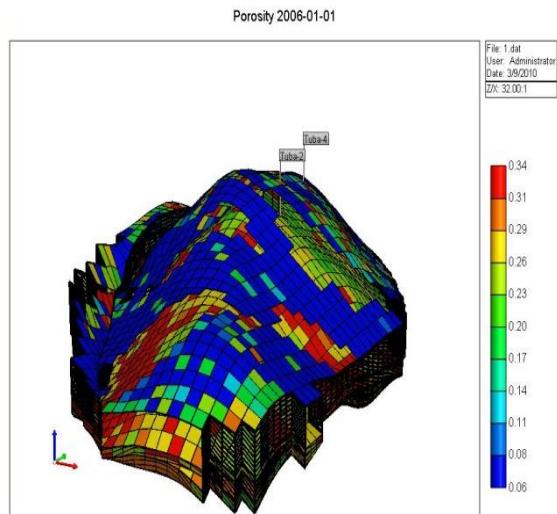
Dimana  $Bo_i$  adalah *initial formation volume factor* menunjukkan harga 1.30295 bbl/stb. Berikut parameter-parameter ketidakpastian reservoir yang dianalisa dalam studi ini :

Tabel 1. Klasifikasi Parameter Ketidakpastian

Parameter	Min	Max
$\phi$ multiplier	0.25	1,75
$P_c$ multiplier	0.25	2
$k_{rw}$ @ endpoint	0.8	1
$K_{ro}$ @ endpoint	0.6	0.8
$B_o$ multiplier	0.5	2
$R_s$ multiplier	0.25	2

Adapun kata “multiplier” di belakang tiap parameter adalah pengali dari parameter tersebut dari kondisi awalnya. Sedangkan untuk  $k_{rw}$  yang diubah adalah *endpoint*-nya, yaitu besarnya permeabilitas relatif air pada saat  $S_w$  100%, begitupun dengan  $k_{ro}$  yang diubah adalah *endpoint*-nya, yaitu besarnya permeabilitas relatif minyak saat saturasi air *irreducible* ( $S_{wirr}$ ).

Gambar 1 adalah peta persebaran porositas pada reservoir ini (*base case*) dimana harganya berkisar antara 6% hingga 34%.



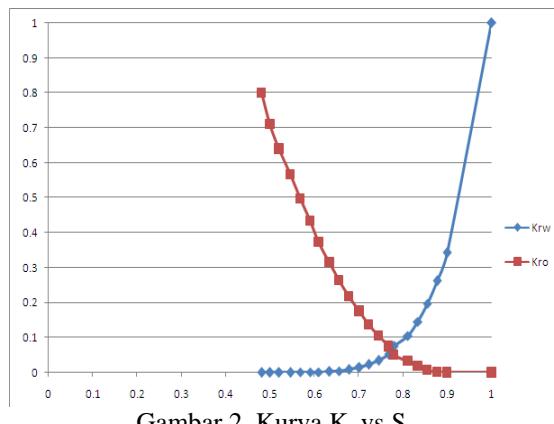
Gambar 1. Peta Persebaran Porositas

Adapun untuk karakteristik awal batuan reservoir (sifat petrofisika) yang dianalisa melalui SCAL, yaitu  $P_c$ ,  $k_{rw}$ , dan  $k_{ro}$  dapat dilihat pada Tabel 2 di bawah ini.

Tabel 2. Data SCAL

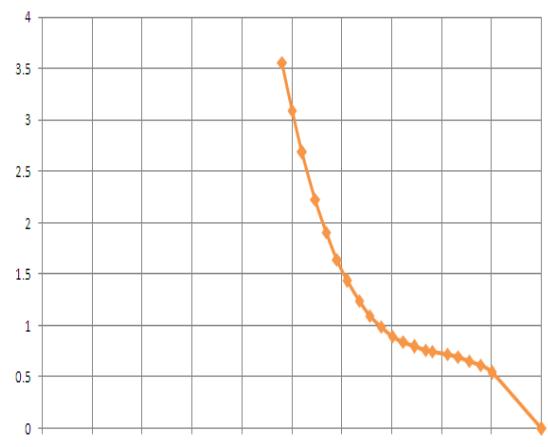
$S_w$	$k_{rw}$	$k_{ro}$	$P_c$
0.48	0	0.8	3.561745
0.5	0	0.71	3.095833
0.52	0	0.64	2.686148
0.546	0.00003	0.567	2.231383
0.568	0.00014	0.497	1.909627
0.59	0.00043	0.433	1.640312
0.61	0.00108	0.372	1.43674
0.634	0.00233	0.316	1.238822
0.656	0.00455	0.264	1.096558
0.678	0.0082	0.217	0.986555
0.701	0.01388	0.175	0.900568
0.723	0.02236	0.137	0.840839
0.745	0.03454	0.104	0.798005
0.767	0.05154	0.075	0.767022
0.78	0.07466	0.051	0.752237
0.811	0.1054	0.0326	0.72043
0.833	0.1456	0.018	0.694731
0.855	0.1971	0.007	0.660702
0.877	0.262	0.0019	0.6133
0.9	0.343	0	0.543967
1	1	0	0

Dari tabel di atas, dapat dibuat kurva permeabilitas relatif ( $k_r$ ) vs saturasi air ( $S_w$ ) dan kurva tekanan kapiler ( $P_c$ ) vs saturasi air ( $S_w$ ) yang dapat dilihat pada Gambar 2 di bawah ini.



Gambar 2. Kurva  $K_r$  vs  $S_w$

$P_c$  vs  $S_w$



Gambar 3. Kurva  $P_c$  vs  $S_w$

Sedangkan untuk karakteristik fluida reservoir yang dianalisa, yaitu  $R_s$  dan  $B_o$  didapat dari analisa PVT di laboratorium dan hasilnya tercantum pada Tabel 3 di bawah ini :

Tabel 3. Analisis PVT

$P$ (psi)	$R_s$ (ft <sup>3</sup> /bbl)	$B_o$
14.696	3.55951	1.05501
161.583	22.711	1.06301
308.47	45.6542	1.07274
455.357	70.831	1.08362
602.244	97.6576	1.09542
749.131	125.813	1.10801
896.018	155.089	1.12132
1042.9	185.34	1.13529
1189.79	216.458	1.14988
1336.68	248.358	1.16504
1483.57	280.972	1.18076
1630.45	314.243	1.19701
1777.34	348.125	1.21376
1924.23	382.577	1.23099
2071.11	417.566	1.2487
2218	453.061	1.26686
2274.4	466.818	1.27395
2330.8	480.645	1.28111
2387.2	494.54	1.28833
2443.6	508.502	1.29561
2500	522.529	1.30295

### Hasil dan Pembahasan

Setelah dilakukan simulasi reservoir pada parameter-parameter ketidakpastian tersebut sebanyak 32 kali run, didapatkan hasil total oil in place (TOIP) yang dianggap sebagai original oil in place (OOIP) dan *cumulative oil production* (Np) sehingga didapatkan recovery factor hasil simulasi (RF simulasi).

Pada kasus dasar yang diramalkan selama 20 tahun diperoleh :

$$\text{Total Oil in Place} = 2,67 \cdot 10^9 \text{ bbl}$$

$$\text{Cumulative Oil Production} = 6,25 \cdot 10^5 \text{ MSTB}$$

Sehingga

$$RF = \frac{6,25 \cdot 10^5 \cdot 10^3}{2,67 \cdot 10^9} \times \frac{100\%}{1,30295} = 17,96\%$$

Dari hasil analisa sensitivitas reservoir tersebut, RF terbesar didapat saat komponen porositas mengalami penurunan 0,75 kali dari peta harga porositas awal, dimana harga RF maksimum 20,19%. Sedangkan untuk RF terkecil didapat saat kondisi peta porositasnya mengalami kenaikan hingga 1,75 kali sehingga didapat RF hasil simulasi menjadi 11,55%. Sehingga rentang harga faktor perolehan untuk reservoir tersebut dari hasil simulasi adalah 11,55% hingga 20,19%.

Dibawah ini masing-masing perhitungan untuk mendapatkan faktor perolehan minyak minimum dan maksimum :

RF minimum dihasilkan oleh kasus  $\emptyset$  multiplier 1,75.

$$RF_{min} = \frac{7,04 \cdot 10^5 \cdot 10^3}{4,68 \cdot 10^9} \times \frac{100\%}{1,30295} = 11,55\%$$

RF maksimum dihasilkan oleh kasus  $\emptyset$  multiplier 0,75.

$$RF_{max} = \frac{5,27 \cdot 10^5 \cdot 10^3}{2,00 \cdot 10^9} \times \frac{100\%}{1,30295} = 20,19\%$$

Dengan cara yang sama, didapat RF untuk masing-masing kondisi *sensitivity* parameter-parameter ketidakpastian terhadap kondisi awal reservoir (base case) dengan rentang nilai parameter ketidakpastian seperti yang tercantum pada Tabel 1.

Tabel 3 di bawah ini adalah hasil selengkapnya dari simulasi.

Tabel 3. Hasil Simulasi

Run	O <sub>x</sub>	P <sub>c</sub> x	krw@e.p	kro@e.p	B <sub>o</sub> x	R <sub>s</sub> x	TOIP (bbl)	Np (MSTB)	RF (%)
1	0.75	1	1	0.8	1	1	2.00E+09	5.27E+05	20.19
2	1	1	1	0.8	1	1	2.67E+09	6.25E+05	17.96
3	1.25	1	1	0.8	1	1	3.34E+09	6.85E+05	15.75
4	1.5	1	1	0.8	1	1	4.01E+09	7.04E+05	13.47
5	1.75	1	1	0.8	1	1	4.68E+09	7.04E+05	11.55
6	1	0.25	1	0.8	1	1	2.78E+09	6.43E+05	17.74
7	1	0.5	1	0.8	1	1	2.74E+09	6.38E+05	17.83
8	1	0.75	1	0.8	1	1	2.71E+09	6.32E+05	17.90
9	1	1	1	0.8	1	1	2.67E+09	6.25E+05	17.96
10	1	1.25	1	0.8	1	1	2.64E+09	6.18E+05	17.99
11	1	1.5	1	0.8	1	1	2.60E+09	6.10E+05	18.01
12	1	1.75	1	0.8	1	1	2.56E+09	5.94E+05	17.78
13	1	2	1	0.8	1	1	2.53E+09	5.94E+05	18.04
14	1	1	0.8	0.8	1	1	2.67E+09	6.04E+05	17.34
15	1	1	0.9	0.8	1	1	2.67E+09	6.03E+05	17.34
16	1	1	1	0.8	1	1	2.67E+09	6.25E+05	17.96
17	1	1	1	0.6	1	1	2.67E+09	5.93E+05	17.03
18	1	1	1	0.7	1	1	2.67E+09	6.06E+05	17.41
19	1	1	1	0.8	1	1	2.67E+09	6.25E+05	17.96
20	1	1	1	0.8	1	1	2.67E+09	6.25E+05	17.96
21	1	1	1	0.8	1.25	1	2.19E+09	5.13E+05	17.94
22	1	1	1	0.8	1.5	1	1.84E+09	4.27E+05	17.81
23	1	1	1	0.8	1.75	1	1.58E+09	3.66E+05	17.75
24	1	1	1	0.8	2	1	1.39E+09	3.20E+05	17.69
25	1	1	1	0.8	1	0.5	2.69E+09	6.16E+05	17.56
26	1	1	1	0.8	1	0.75	2.68E+09	6.22E+05	17.80
27	1	1	1	0.8	1	1	2.67E+09	6.25E+05	17.96
28	1	1	1	0.8	1	1.25	2.66E+09	6.26E+05	18.08
29	1	1	1	0.8	1	1.5	2.64E+09	6.26E+05	18.17
30	1	1	1	0.8	1	1.75	2.63E+09	6.25E+05	18.25
31	1	1	1	0.8	1	2	2.60E+09	6.22E+05	18.33
32	0.25	0.25	1	0.8	2	2	1.40E+09	3.30E+05	18.03

Dengan menggunakan software XLSTAT dan *linear regression* menghasilkan persamaan proxy untuk RF sebagai berikut :

$$RF (\%) = 19.0340826832371$$

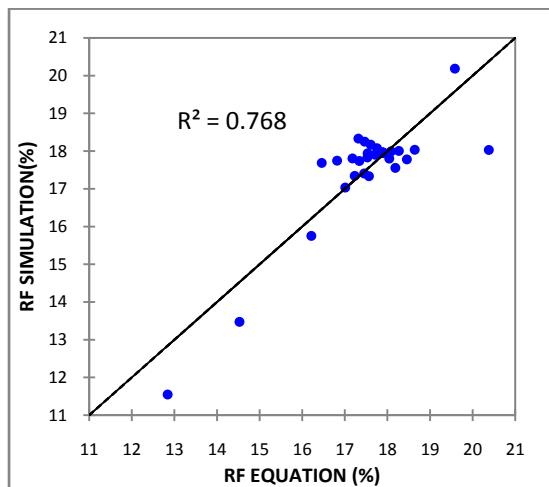
$$\begin{aligned}
 & - (6.74347266272614 \times \emptyset \text{ multiplier}) \\
 & + (0.742361304012125 \times P_c \text{ multiplier}) \\
 & + (3.33522666706981 \times k_{rw} @ \text{endpoint}) \\
 & + (4.43589965876721 \times k_{ro} @ \text{endpoint}) \\
 & - (1.44052254092304 B_o \text{ multiplier}) \\
 & - (0.579557155838813 \times R_s \text{ multiplier})
 \end{aligned}$$

Persamaan tersebut disederhanakan menjadi :

$$RF (\%) = 19,03 - (6,74 \times \emptyset \text{ multiplier})$$

$$\begin{aligned}
 & + (0,74 \times P_c \text{ multiplier}) \\
 & + (3,33 \times k_{rw} @ \text{endpoint}) \\
 & + (4,43 \times k_{ro} @ \text{endpoint}) \\
 & - (1,44 \times B_o \text{ multiplier}) \\
 & - (0,58 \times R_s \text{ multiplier})
 \end{aligned}$$

Dari persamaan di atas dapat dilihat bahwa terdapat korelasi antara *recovery factor* (RF) dengan parameter-parameter ketidakpastian yang dikaji dalam studi ini. Pada gambar 4 di bawah ini menunjukkan bahwa *recovery factor* (RF) hasil persamaan proxy dengan hasil recovery factor (RF) aktual menunjukkan hasil yang baik dimana R-square menunjukkan harga 0,768 yang berarti hasil dari persamaan proxy di atas memiliki ketepatan yang baik. Adapun pencilan terbesar terjadi saat RF hasil simulasi berharga 11,55% sedangkan dari hasil persamaan proxy adalah 12,839%.



Gambar 4. Garis Persamaan Proxi RF

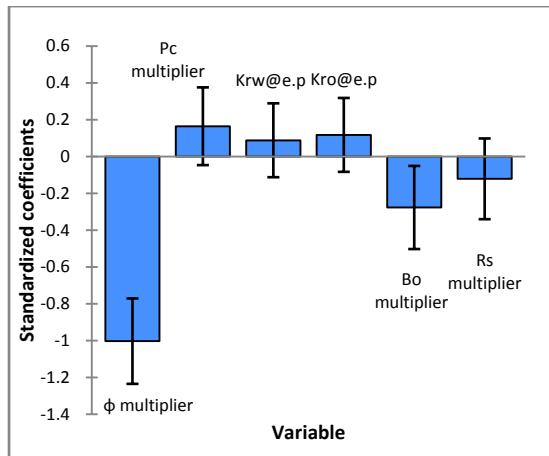
Dibawah ini adalah tabel hasil selengkapnya dari perhitungan RF hasil persamaan proxy dan RF dari hasil simulasi.

Tabel 4. Recovery Factor Simulasi dan Persamaan

Run	RF Simulation	RF Equation	Residual
1	20.187	19.583	0.604
2	17.960	17.897	0.063
3	15.754	16.211	-0.457
4	13.473	14.525	-1.052
5	11.548	12.839	-1.291
6	17.739	17.340	0.399
7	17.832	17.526	0.306
8	17.905	17.711	0.194
9	17.960	17.897	0.063
10	17.994	18.082	-0.089
11	18.006	18.268	-0.262
12	17.782	18.454	-0.671
13	18.037	18.639	-0.602
14	17.343	17.230	0.113
15	17.337	17.563	-0.226
16	17.960	17.897	0.063
17	17.034	17.010	0.024
18	17.405	17.453	-0.048
19	17.960	17.897	0.063
20	17.960	17.897	0.063
21	17.941	17.537	0.405
22	17.808	17.177	0.631
23	17.747	16.816	0.930
24	17.688	16.456	1.231
25	17.558	18.187	-0.629
26	17.803	18.042	-0.239
27	17.960	17.897	0.063
28	18.076	17.752	0.324
29	18.171	17.607	0.564
30	18.254	17.462	0.792
31	18.332	17.317	1.015
32	18.032	20.378	-2.346

Residual (selisih) antara RF hasil simulasi dan RF hasil persamaan proxy tersebut dari 32 kali *sensitivity* bisa dikatakan cukup kecil yaitu antara -2,346 sampai 1,231 sehingga persamaan proxy di atas bisa dikatakan valid dengan R-square 0,768.

Adapun koefisien terstandarisasi digunakan untuk melihat persentase pengaruh dari masing-masing koefisien parameter ketidakpastian terhadap *recovery factor* (RF) dapat dilihat dari gambar 5 di bawah ini.



Gambar 5. Koefisien Tersandarisasi

Untuk melihat seberapa besar masing-masing parameter mempengaruhi besarnya *recovery factor* (RF), dapat dibandingkan dari koefisien masing-masing variabel yang telah terstandarisasi yang dapat dilihat pada Tabel 5 di bawah ini.

Tabel 5. Persentase Parameter terhadap RF

Source	Value	Nilai Mutlak	Persentase	Cum. Persentase
$\phi$ multiplier	-1.003	1.003	56.63052169	56.63052169
$P_c$ multiplier	0.164	0.164	9.285824238	65.91634593
$K_{rw}@endpoint$	0.088	0.088	4.980742635	70.89708856
$K_{ro}@endpoint$	0.117	0.117	6.624459672	77.52154823
$B_o$ multiplier	-0.277	0.277	15.63384052	93.15538875
$R_s$ multiplier	-0.121	0.121	6.844611246	100

Dari tabel tersebut dapat dilihat bahwa parameter  $\phi$  multiplier merupakan parameter yang paling signifikan atau memiliki tingkat ketidakpastian yang paling tinggi ditandai pengaruhnya terhadap RF yang paling besar (56,63%) dibandingkan dengan parameter lainnya. Dari gambar 5 dan tabel 4 ditunjukkan harga  $\phi$  multiplier yang negatif menunjukkan bahwa porositas berbanding terbalik dengan *recovery factor* (RF), semakin besar porositas, maka semakin kecil *recovery factor* (RF) yang diperoleh. Hal ini dikarenakan permeabilitas dianggap tetap walaupun porositas berubah dan porositas berpengaruh besar dan berbanding lurus terhadap Total Oil in Place (TOIP) yang dalam penentuan *recovery factor* (RF) berperan sebagai pembagi daripada *cumulative oil production* (Np). Sehingga bila porositas besar, maka *total oil in*

*place* (TOIP) besar, maka *recovery factor* (RF) akan mengecil terlepas dari perubahan yang terjadi pada *cumulative oil production* (Np) akibat kenaikan porositas batuan. Begitupun sebaliknya bilamana porositas mengecil akan berpengaruh besar terhadap kenaikan *recovery factor* (RF). Sebagai tambahan keterangan, nilai permeabilitas yang tetap dikarenakan data log, data core, dan analisa drill steam test untuk permeabilitas dinilai sudah cukup akurat.

Urutan kedua adalah parameter  $B_o$  multiplier (15,63%), Tingginya nilai  $R_s$  (setelah tekanan bubble point) berkontribusi terhadap tingginya nilai  $B_o$  sehingga menyebabkan lebih banyak minyak yang perlu diambil untuk menghasilkan 1 STB sehingga perolehan akan menjadi lebih kecil.

Urutan ketiga adalah adalah parameter  $P_c$  multiplier ditandai dengan pengaruhnya terbesar ketiga terhadap RF (9,29%). Dari Gambar 5 dapat dilihat bahwa harga  $P_c$  multiplier adalah positif, hal itu menandakan bahwa kenaikan terhadap tekanan kapiler ( $P_c$ ) akan menyebabkan kenaikan pada perolehan minyak. Hal tersebut dikarenakan semakin tinggi tekanan kapiler (terlepas hubungannya dengan *cumulative oil production*) maka semakin besar zona *water-oil contact* (WOC) yang mengakibatkan *initial oil in place* (IOIP) menjadi turun, sedangkan IOIP berbanding terbalik dengan *recovery factor* (RF) sehingga RF berbanding lurus dengan  $P_c$ .

Urutan keempat adalah parameter  $R_s$  multiplier, dimana  $R_s$  (*solution gas*) yang tinggi, setelah tekanan turun hingga di bawah tekanan bubble point, akan membuat gas keluar dari minyak (ikut terproduksi) sehingga densitas minyak akan menjadi lebih berat sehingga minyak lebih susah untuk mengalir sehingga cadangan yang terambil (Np) akan mengecil dan pada akhirnya membuat *recovery factor* (RF) menjadi kecil.

Urutan kelima adalah parameter  $k_{ro}@endpoint$ , *sensitivity* yang dilakukan pada studi ini hanyalah penurunan pada *endpoint*-nya. Turunnya harga  $k_{ro}$  menyebabkan minyak menjadi lebih sulit untuk mengalir sehingga menyebabkan menurunnya perolehan minyak, dengan kata lain harga  $k_{ro}$  berbanding lurus dengan *recovery factor* (RF).

Urutan terakhir adalah  $k_{rw}@endpoint$ , dimana dalam studi ini hanya dilakukan penurunan *endpoint* (*endpoint* awal adalah  $k_{rw}$  maksimal = 1). Dengan turunnya nilai  $k_{rw}$  akan menyebabkan  $k_{ro}$  sekan-akan meningkat sehingga menyebabkan minyak akan lebih mudah mengalir. Oleh karena itu seharusnya dengan turunnya nilai maksimal dari  $k_{rw}$  menyebabkan kenaikan pada perolehan minyak, tapi dari Gambar 5. Koefisien Terstandarisasi menunjukkan  $k_{rw}@endpoint$  berbanding lurus dengan RF, untuk itu diperlukan

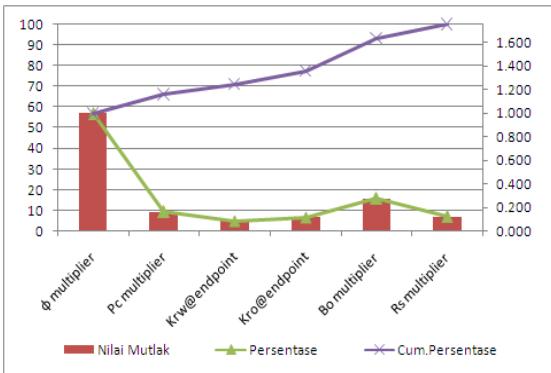
studi lebih lanjut mengenai hubungan antara ketidakpastian data  $k_{rw}$  dengan faktor perolehan minyak.

Namun tetap saja persentase pengaruh parameter-parameter lain yang terbilang kecil dibandingkan  $\phi$  multiplier menjadikan perubahan-perubahan parameter lainnya dianggap kurang berpengaruh terhadap penentuan *recovery factor* (RF).

Gambar 6 di bawah ini menunjukkan grafik persentase masing-masing parameter terhadap RF.

Gambar 6. Grafik Pesentase tiap Parameter

## KESIMPULAN



1. Dari analisa di atas didapat urutan parameter-parameter yang berpengaruh terhadap *recovery factor* (RF) dari terbesar sampai yang terkecil adalah sebagai berikut :
  - ✓  $\phi$
  - ✓  $B_o$
  - ✓  $P_c$
  - ✓  $R_s$
  - ✓  $k_{ro}$
  - ✓  $k_{rw}$

2. Persamaan penentuan recovery factor (RF) untuk reservoir ini (setelah disederhanakan) adalah :

$$\begin{aligned}
 RF (\%) = & 19,03 - (6,74 \times \phi \text{ multiplier}) \\
 & + (0,74 \times P_c \text{ multiplier}) \\
 & + (3,33 \times k_{rw}@endpoint) \\
 & + (4,43 \times k_{ro}@endpoint) \\
 & - (1,44 \times B_o \text{ multiplier}) \\
 & - (0,58 \times R_s \text{ multiplier})
 \end{aligned}$$

3. Porositas ( $\phi$ ) merupakan parameter yang paling signifikan atau memiliki tingkat ketidakpastian yang paling tinggi ditandai pengaruhnya terhadap RF yang paling besar (56,63%) dibandingkan dengan parameter lainnya. Semakin besar porositas, maka semakin kecil *recovery factor* (RF) yang diperoleh dengan catatan perubahan porositas tidak berpengaruh terhadap permeabilitas.

## SARAN

1. Perlu dilakukan kajian tentang ketidakpastian parameter  $k_{rw}$  terhadap penentuan *recovery factor* (RF).
2. Perlu dilakukan analisa ulang PVT di laboratorium guna mendapatkan hasil  $R_s$  dan  $B_o$  yang lengkap sampai pada tekanan buble point ( $P_b$ ) dan kalau bisa sampai tekanan awal reservoir.

## DAFTAR SIMBOL

$\phi$	= porositas
$P_c$	= tekanan kapiler, psi
$S_w$	= saturasi air, fraksi
$Sw_{irr}$	= saturasi air irreducible, fraksi
$S_o$	= saturasi minyak, fraksi
$K_{rw}$	= permeabilitas relatif air
$K_{ro}$	= permeabilitas relatif minyak
$R_s$	= kelarutan gas dalam minyak, $ft^3/bbl$
$B_o$	= faktor volume formasi, res.bbl/STB
$B_{oi}$	= initial formation volume factor, rb/stb
$N_p$	= cumulative production, STB
TOIP	= total oil in place, bbl
IOIP	= initial oil in place, bbl
RF	= recovery factor, persen
WOC	= water-oil contact

## DAFTAR PUSTAKA

1. K. Dehgan, S. Jenkins, D.J. Fischer, and M. Salinski : *Application of Integrated Reservoir Studies and Probabilistic Techniques To Estimate Oil Volumes and Recovery*, SPE 102197
2. Arie Haans : *Analisis Tingkat Ketidakpastian Parameter Geologi dan Reservoir Pada Limestone Globigerina Sands di Lapangan Gas X Menggunakan Metode Experimental Design*, Tesis. Teknik Pertambangan ITB, 2009
3. Muhammad Bagir : *Subsurface Uncertainty Assessment Using Experimental Design in Gas Condensate Reservoir*, Tugas Akhir, Teknik Pertambangan ITB, 2008
4. Asep Kurnia Permadi. *Diktat Teknik Reservoir I*. Teknik Pertambangan ITB. 2004
5. Williams, Mark. *Assessing Dynamic Reservoir Uncertainty : Integrating Experimental Design with Field Development Planning*, SPE Distinguished Lecturer Series.