

Petro sudah di index oleh Google Scholar dan ipi



DAFTAR PUSTAKA

- EVALUASI PENGGUNAAN SISTEM LUMPUR SYNTHETIC OIL BASE MUD DAN KCL POLYMER PADA PEMBORAN SUMUR X LAPANGAN Y
Abdul Hamid, Apriandi Rizkina Rangga Wastu
- EVALUASI HIDROLIKA LUMPUR PEMBORAN PADA SUMUR X1 LAPANGAN X SUPAYA EKONOMIS
Bayu Satiyawira, Cahaya Rosyidan, Havidh Pramadika
- STUDI PEMANFAATAN AMPAS TEBU SEBAGAI LOST CIRCULATION MATERIAL (LCM) DAN PENGARUHNYA TERHADAP SIFAT RHEOLOGI LUMPUR
Abdul Hamid
- PENENTUAN FLOW UNIT BATUAN RESERVOIR PADA LAPANGAN RN
Reza Dwi Adrianto.....
- UJI SENSITIVITAS DAN SOLUSI ANALITIK TYPE CURVES JENIS RESERVOIR KOMPOSIT INFINITE ACTING RESERVOIR PADA LAJU ALIR PRODUKSI SUMUR KONSTAN
Wiwiek Jumiaty
- ANALISIS PENGARUH STIMULASI KOH TERHADAP PENINGKATAN LAJU ALIR PRODUKSI SUMUR SIB 1, SIB 2 DAN SIB 3
Novrianti1, Novia Rita2, Era Yulia.....

PENENTUAN *FLOW UNIT* BATUAN RESERVOIR PADA LAPANGAN RN

Reza Dwi Adrianto

Universitas Trisakti, Jakarta, 081290005528, rezadwiadrianto@hotmail.com

Abstrak

Batuan karbonat merupakan salah satu batuan yang sangat bagus sebagai batuan reservoir, namun batuan ini memiliki tingkat heterogenitas yang sangat tinggi dibandingkan dengan batupasir sehingga memerlukan pendekatan dengan melakukan *rock typing*. Pada umumnya, indentifikasi *rock type* membutuhkan hasil pengukuran dari *core* dengan menggunakan beberapa metode yang telah ada. Namun, pada sumur-sumur yang tidak memiliki data *core* sangat sulit untuk menerapkan metode tersebut. Penelitian ini dilakukan dalam upaya untuk menentukan *Hydraulic Flow Unit* (HFU) reservoir pada sumur yang memiliki data *core* dengan menggunakan parameter *Flow Zone Indicator* (FZI) dan metode regresi non-parametrik yang disebut *Alternating Conditional Expectation* (ACE) pada sumur yang tidak memiliki data *core*. Dari hasil penelitian, reservoir pada lapangan RN dapat dikelompokkan menjadi delapan flow unit. Delapan flow unit tersebut masing-masing memiliki permeabilitas sebagai fungsi dari porositas yang telah divalidasi dengan mengaplikasikannya pada sumur. Dengan menggunakan metode ACE, kita dapat menentukan *Hydraulic Flow Unit* pada sumur yang tidak memiliki data *core* dengan menggunakan data log. Setelah FZI dihitung dari data log dan divalidasi dengan data *core* terlihat bahwa hasil dari metode tersebut menghasilkan korelasi yang cukup baik ($R^2 = 0.84$), sehingga metode tersebut cukup dapat diaplikasikan pada sumur-sumur yang tidak memiliki data *core*.

Kata kunci: *Alternating Conditional Expectation* (ACE), *Flow Zone Indicator* (FZI), *Hydraulic Flow Unit* (HFU), *rock type*

Abstract

Carbonate rocks is one of the rocks were very good as reservoir rocks, but these rocks have a very high degree of heterogeneity compared with sandstones that require new approaches to doing rock typing. In general, identification of rock type requires the measurement of the core by using some of the methods that have been there. However, the wells that does not have a core data is very difficult to apply these methods. This research was conducted in an effort to determine reservoir Hydraulic Flow Unit (HFU) on wells that have core data by using the Flow Zone Indicator (FZI) parameter and non-parametric regression method called Alternating Conditional Expectation (ACE) in the wells that does not have the core data. From the research, the reservoir on the RN field can be grouped into eight flow units. The flow unit each have a permeability as a function of porosity has been validated by applying it to the well. By using ACE, we can determine Hydraulic Flow Unit on wells that does not have core data by using log data. After FZI calculated from the log data and core data is validated to be seen that the results of these methods produce a fairly good correlation ($R^2 = 0.84$), so the method is quite applicable to wells that does not have the core data.

Kata kunci: *Alternating Conditional Expectation* (ACE), *Flow Zone Indicator* (FZI), *Hydraulic Flow Unit* (HFU), *rock type*

CATATAN KAKI: 081290005528, rezadwiadrianto@hotmail.com

PENDAHULUAN

Pada umumnya, indentifikasi *rock type* membutuhkan hasil pengukuran dari *core* dengan menggunakan beberapa metode yang telah ada. Namun, pada sumur-sumur yang tidak memiliki data *core* sangat sulit untuk menerapkan metode tersebut. Oleh karena itu, penelitian ini akan menentukan *Hydraulic Fow Unit* pada sumur-sumur yang tidak memiliki data *core*.

PERMASALAHAN

Dalam penelitian ini, permasalahan yang dibahas adalah mengenai karakteristik batuan karbonat dan penentuan *Hydraulic Flow Unit* pada sumur yang tidak memiliki data *core*.

METODOLOGI

Hydraulic Flow Unit adalah suatu bagian dari reservoir yang dapat dipetakan dan memiliki sifat-sifat geologi dan petrofisika yang konsisten dan berbeda dari bagian reservoir yang lain dalam mengontrol aliran fluida (Ebanks, 1987). Konsep

Hydraulic Flow Unit dengan menggunakan parameter Flow Zone Indicator (Amaefule et al., 1993) dipilih untuk mengelompokkan rock type.

Teknik ini adalah modifikasi dari persamaan Kozeny-Carman (1937) (1) dengan membagi persamaan tersebut dengan porositas efektif (2) :

$$K = \frac{1}{2\tau^2 S_{gv}^2} \frac{\phi_e^2}{(1-\phi_e)^2} \dots\dots\dots(1)$$

$$\sqrt{\frac{K}{\phi_e}} = \left(\frac{1}{F\tau^2 S_{gv}^2} \right) \left(\frac{\phi_e}{(1-\phi_e)} \right) \dots\dots\dots(2)$$

dimana K adalah permeabilitas (mD), ϕ_e adalah porositas efektif (fraksi), τ adalah tortuosity, dan S_{gv} adalah luas permukaan butir yang terkena fluida per satuan volume bahan padat.

Langkah pertaman adalah menghitung nilai Rock Quality Index (RQI) menggunakan persamaan:

$$RQI = 0.0314 \sqrt{\frac{K}{\phi_e}} \dots\dots\dots(3)$$

dimana RQI adalah Rock Quality Index (μm)

$$\phi_z = \frac{\phi_e}{1-\phi_e} \dots\dots\dots(4)$$

dimana ϕ_z adalah index porositas yang telah dinormalisasikan.

$$FZI = \frac{1}{\sqrt{F_s \tau S_{gr}}} = \frac{RQI}{\phi_z} \dots\dots\dots(5)$$

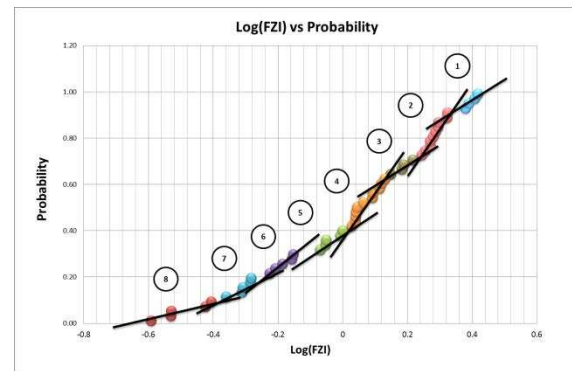
dimana FZI adalah Flow Zone Indicator (μm). Setiap sampel core dari jenis batuan yang sama akan memiliki nilai FZI yang serupa dan hubungan porositas dan permeabilitas yang serupa.

Setelah nilai FZI dari data core dihitung semua, tugas berikutnya adalah menentukan Hydraulic Flow Unit pada sumur yang tidak memiliki data core. Korelasi antara pengukuran log dengan nilai FZI dari core digunakan. Data log yang digunakan adalah Gamma Ray (GR), Spontaneous Potential (SP), Neutron (NPHI), dan Density (RHOB). Sebuah teknik regresi variable dari transformasi non-parametrik optimal digunakan (Breiman dan Friedman, 1985). Dalam hal ini menggunakan program GRACE yang didasarkan pada sebuah algoritma yang disebut Alternating Conditional Expectation (ACE) (Xue dan Datta-Gupta, 1997). Algoritma ACE digunakan karena mempunyai kemampuan dalam menghasilkan transformasi variabel dependen dan independen secara optimal untuk meningkatkan korelasi. Program GRACE dapat menghasilkan korelasi yang optimal antara antara variabel

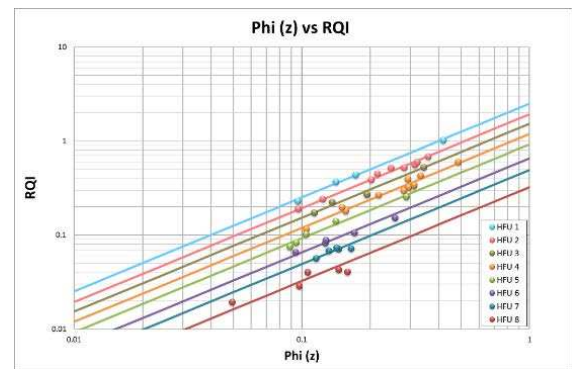
dependen Y (FZI) dan variabel independen X_j, \dots, X_p (log sumur). Hal ini didapat melalui transformasi non-parametrik dari variabel dependen dan independen. Non-parametrik menyiratkan bahwa tidak ada bentuk fungsional yang diasumsikan antara variabel dependen dan independen dan transformasi yang dihasilkan semata-mata berdasarkan dari data tersebut.

HASIL DAN ANALISIS

Pendekatan plot probabilitas digunakan dalam penelitian ini sebagai mekanisme untuk mengelompokkan data core ke dalam kelompok flow unit yang sesuai. Dengan metode ini didapatkan delapan HFU (Gambar 1).

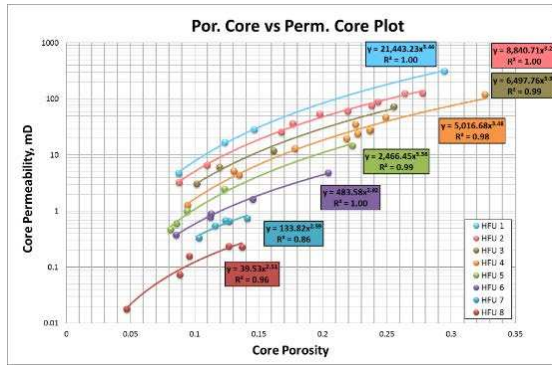


Gambar 1. Plot probabilitas FZI
Kemudian plot ϕ_z vs RQI untuk melihat sebaran data yang membentuk suatu garis lurus sesuai dengan nilai FZI pada masing-masing HFU (Gambar 2).



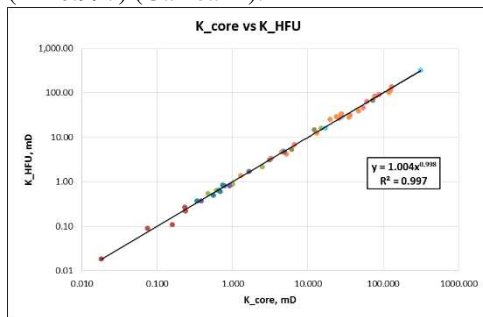
Gambar 2. Plot ϕ_z vs RQI dan perpotongan garis lurus yang mewakili nilai FZI dari masing-masing HFU

Setelah mengidentifikasi delapan HFU dari plot probabilitas, plot porositas vs permeabilitas dilakukan untuk memperoleh persamaan permeabilitas sebagai fungsi dari porositas pada masing-masing HFU (Gambar 3).



Gambar 3. Hubungan porositas vs permeabilitas pada masing-masing HFU

Selanjutnya kita dapat memprediksi permeabilitas dengan akurasi yang bagus ($R^2=0.997$) (Gambar 4).



Gambar 4. Korelasi porositas dan permeabilitas pada untuk semua HFU

Perhitungan FZI dilakukan untuk sumur yang tidak memiliki data *core* dengan menggunakan algoritma ACE, yang menghasilkan persamaan:

$$SP_{st} - tr = 43.94SP_{st}^4 - 104.74SP_{st}^3 + 78.43SP_{st}^2 - 17.65SP_{st} - 0.05 \dots (6)$$

$$NPHI - tr = 18.36NPHI - 2.52 \dots (7)$$

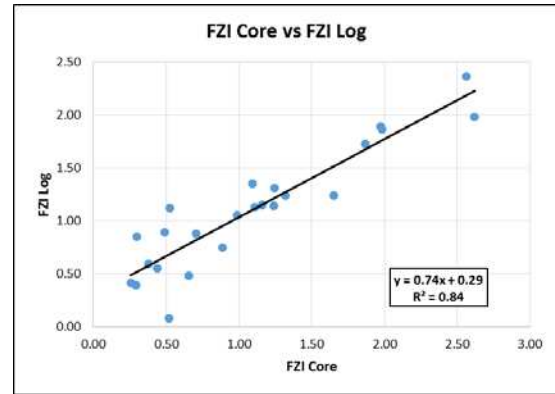
$$RHOB - tr = 9.97RHOB - 25.19 \dots (8)$$

$$GR/NPHI_{st} - tr = -0.0743.94GR/NPHI_{st}^2 + 0.51GR/NPHI_{st} - 0.51 \dots (9)$$

$$SUM - tr = SP_{st} - tr + NPHI - tr + RHOB - tr + GR/NPHI_{st} - tr \dots (10)$$

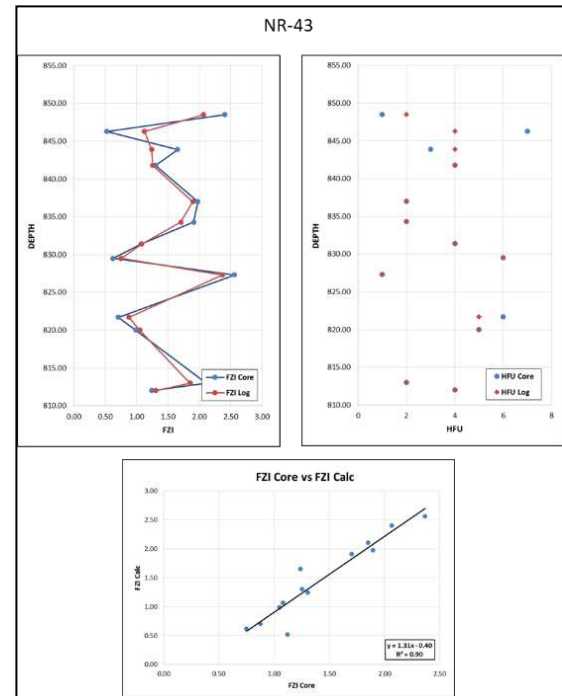
$$FZI = 0.68SUM - tr + 1.10 \dots (11)$$

Transformasi optimal FZI yang didapat dari persamaan di atas menggunakan data *log* memberikan korelasi yang cukup bagus dengan data *core* ($R^2=0.84$) (Gambar 5).



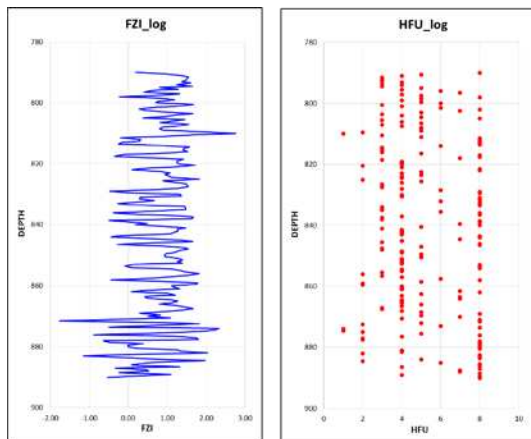
Gambar 5. Hubungan antara FZI *core* dengan FZI hasil perhitungan ACE

Selanjutnya pada masing-masing sumur yang memiliki data *core* dilakukan validasi terhadap hasil perhitungan dengan menggunakan metode ACE. Pada Gambar 6 terlihat bahwa sumur NR-43, nilai FZI yang telah dihitung dari data *log* memiliki kemiripan yang hampir sama dengan nilai FZI *core*. Korelasi yang dihasilkan dari kedua nilai FZI tersebut adalah 0.90.



Gambar 6. Validasi hasil perhitungan pada sumur NR-43

Prediksi nilai FZI dan HFU yang dihasilkan dengan menggunakan metode ACE untuk sumur yang tidak memiliki data *core* ditunjukkan pada sumur RDA-14 (Gambar 7).



Gambar 7. Hasil identifikasi FZI & HFU menggunakan metode ACE pada sumur RDA-14

PEMBAHASAN DAN DISKUSI

Analisis reservoir pada lapangan RN dengan menggunakan metode *Hydraulic Flow Unit* menghasilkan karakteristik yang berbeda-beda. Dari analisis tersebut dihasilkan delapan HFU yang mempunyai karakter berbeda-beda, antara lain:

1. HFU-1: Batasan harga FZI adalah lebih besar dari 2.15. Porositas berkisar antara 9% sampai 29% dan permeabilitas berkisar antara 4.74 mD sampai 314.70 mD.
2. HFU-2: Batasan harga FZI adalah lebih besar dari 1.70 dan lebih kecil dari 2.15. Porositas berkisar antara 9% sampai 28% dan permeabilitas berkisar antara 3.25 mD sampai 128.80 mD.
3. HFU-3: Batasan harga FZI adalah lebih besar dari 1.40 dan lebih kecil dari 1.70. Porositas berkisar antara 10% sampai 26% dan permeabilitas berkisar antara 3.08 mD sampai 72.69 mD.
4. HFU-4: Batasan harga FZI adalah lebih besar dari 1.05 dan lebih kecil dari 1.40. Porositas berkisar antara 9% sampai 33% dan permeabilitas berkisar antara 1.29 mD sampai 119.90 mD.
5. HFU-5: Batasan harga FZI adalah lebih besar dari 0.75 dan lebih kecil dari 1.05. Porositas berkisar antara 8% sampai 22% dan permeabilitas berkisar antara 0.47 mD sampai 14.86 mD.
6. HFU-6: Batasan harga FZI adalah lebih besar dari 0.55 dan lebih kecil dari 0.75. Porositas berkisar antara 9% sampai 20% dan permeabilitas berkisar antara 0.38 mD sampai 4.86 mD.
7. HFU-7: Batasan harga FZI adalah lebih besar dari 0.40 dan lebih kecil dari 0.55. Porositas berkisar antara 10% sampai 14% dan permeabilitas berkisar antara 0.33 mD sampai 0.74 mD.

8. HFU-8: Batasan harga FZI adalah lebih kecil dari 0.40. Porositas berkisar antara 5% sampai 14% dan permeabilitas berkisar antara 0.02 mD sampai 0.24 mD.

Terdapat empat variabel data *log* yang digunakan untuk menentukan *Hydraulic Flow Unit*, yaitu: *log GR*, *SP*, *NPHI*, dan *RHOB*. Variabel *log* tersebut kemudian dihitung nilai transformasinya dengan menggunakan regresi non-parametrik untuk mendapatkan korelasi yang maksimal terhadap nilai FZI. Nilai transformasi masing-masing variabel data *log* tersebut kemudian dijumlahkan dan dikorelasikan dengan nilai transformasi FZI.

Setelah data *core* divalidasi dengan hasil perhitungan dari data *log*, *Hydraulic Flow Unit* pada sumur yang tidak memiliki data *core* kemudian dapat ditentukan. Penentuan *Hydraulic Flow Unit* pada sumur yang tidak memiliki data *core* ditentukan dengan menggunakan metode transformasi regresi non-parametrik. Dari hasil ini maka, pengembangan pada lapangan RN dapat dilakukan untuk sumur yang tidak memiliki data *core*.

KESIMPULAN DAN SARAN

Kesimpulan yang didapat dari hasil penelitian adalah terdapat delapan HFU dengan korelasi permeabilitas yang dihasilkan sangat bagus ($R^2=0.997$). FZI dan HFU pada sumur yang tidak memiliki data *core* dapat ditentukan dengan menggunakan metode ACE dan menghasilkan korelasi FZI yang cukup bagus ($R^2=0.84$) antara data *core* dan data *log*.

Disarankan untuk melakukan analisa petrofisika pada data *log* untuk mendukung validasi hasil perhitungan metode ACE dan bandingkan dengan menggunakan metode lain.

REFERENSI

- Afianty, A., 2010, Penentuan *Rock Type* dan Prediksi Permeabilitas Pada Lapangan Widuri, Tesis, Program Studi Teknik Perminyakan, Institut Teknologi Bandung, Indonesia, 2010.
- [2] Amaefule, J.O. and Altunbay, M., 1993, Enhanced Reservoir Description: Using core and Log data to Identify Hydraulic (Flow) Units and Predict Permeability in Uncored Interval/Wells, SPE Journal, SPE-26436, 1993.
- [3] Breiman, L. and Friedman, J.H.: Estimating Optimal Transformations for Multiple Regression and Correlation, *Journal of the American Statistical Association* (September 1985) 580
- [4] Chandra, T., 2008, *Permeability Estimation Using Flow Zone Indicator From*

- Well Log Data*, 7th International Conference & Exposition on Petroleum Geophysics, 2008.
- [5] Deghirmandjian, O., 2001, Identification and Characterization of Hydraulic Flow Units in The San Juan Formation, Orocua Field, Venezuela, Thesis, Petroleum Engineering Major, Texas A&M University, 2001.
 - [6] Dewan, T.J., 1983, *Essential of Modern Open-Hole Log Interpretation*, Pennwell Publishing Company, Tulsa-Oklahoma, USA, 1983.
 - [7] Izadi, M., 2013, A New Approach in Permeability and Hydraulic Flow Unit Determination, SPE Journal, SPE-151576-PA, August 2013.
 - [8] Quang, M.H., 2011, Integrated Reservoir Characteristic for Fluid Flow Modeling of The Z Gas Deposit at The Carpathian Foredeep, Dissertation, Department of Geophysics, Faculty of Geology, Geophysics and Environment Protection, AGH University of Science and Technology, Poland, 2011.
 - [9] Xue, G., Datta-Gupta, A., Valko, P. and Blasingame, T.: Optimal Transformations for Multiple Regression: Application to Permeability Estimation from Well Logs, *SPE formationevaluation* (June 1997) 12(2), 85-93

Lampiran 1. Batasan nilai FZI untuk masing-masing HFU

HFU	FZI Classification
1	2.15 < FZI
2	1.70 < FZI ≤ 2.15
3	1.40 < FZI ≤ 1.70
4	1.05 < FZI ≤ 1.40
5	0.75 < FZI ≤ 1.05
6	0.55 < FZI ≤ 0.75
7	0.40 < FZI ≤ 0.55
8	FZI ≤ 0.40

Lampiran 2. Statistik untuk masing-masing HFU

HFU	n	PHIE			Perm			RQI			FZI		
		Min	Mean	Max	Min	Mean	Max	Min	Mean	Max	Min	Mean	Max
HFU-1	4	0.09	0.16	0.29	4.74	100.50	314.70	0.23	0.52	1.03	2.40	2.51	2.62
HFU-2	10	0.09	0.20	0.28	3.25	55.87	128.80	0.19	0.48	0.68	1.76	1.93	2.11
HFU-3	4	0.10	0.16	0.26	3.08	30.80	72.69	0.17	0.30	0.53	1.41	1.53	1.65
HFU-4	11	0.09	0.21	0.33	1.29	26.63	119.90	0.12	0.32	0.60	1.07	1.19	1.35
HFU-5	5	0.08	0.12	0.22	0.47	3.46	14.86	0.08	0.13	0.26	0.85	0.92	1.00
HFU-6	5	0.09	0.13	0.20	0.38	1.75	4.86	0.07	0.10	0.15	0.60	0.65	0.71
HFU-7	5	0.10	0.12	0.14	0.33	0.49	0.74	0.06	0.07	0.07	0.44	0.49	0.52
HFU-8	5	0.05	0.10	0.14	0.02	0.17	0.24	0.02	0.03	0.04	0.26	0.32	0.39

Lampiran 3. Rumus perhitungan permeabilitas untuk masing-masing HFU

HFU	FZI Classification	Por Vs K
1	2.15 < FZI	$K = 21,443.23 \times \text{Por}^{3.44}$
2	1.70 < FZI ≤ 2.15	$K = 8,840.71 \times \text{Por}^{3.24}$
3	1.40 < FZI ≤ 1.70	$K = 6,497.76 \times \text{Por}^{3.34}$
4	1.05 < FZI ≤ 1.40	$K = 5,016.68 \times \text{Por}^{3.48}$
5	0.75 < FZI ≤ 1.05	$K = 2,466.45 \times \text{Por}^{3.36}$
6	0.55 < FZI ≤ 0.75	$K = 483.585 \times \text{Por}^{2.92}$
7	0.40 < FZI ≤ 0.55	$K = 133.82 \times \text{Por}^{2.59}$
8	FZI ≤ 0.40	$K = 39.53 \times \text{Por}^{2.51}$

Lampiran 4. Kisaran harga porositas dan permeabilitas pada sumur RDA-14

Depth (m)	HFU	PHIE	K	Depth (m)	HFU	PHIE	K
809	5	0.08-0.22	0.47-14.86	841	3	0.10-0.26	3.08-72.69
810	1	0.09-0.29	4.74-314.70	842	4	0.09-0.33	1.29-119.90
811	5	0.08-0.22	0.47-14.86	843	4	0.09-0.33	1.29-119.90
812	8	0.05-0.14	0.02-0.24	844	8	0.05-0.14	0.02-0.24
813	8	0.05-0.15	0.02-0.24	845	4	0.09-0.33	1.29-119.90
814	6	0.09-0.20	0.38-4.86	846	8	0.05-0.14	0.02-0.24
815	3	0.10-0.26	3.08-72.69	847	5	0.08-0.22	0.47-14.86
816	3	0.10-0.26	3.08-72.69	848	3	0.10-0.26	3.08-72.69
817	8	0.05-0.14	0.02-0.24	849	4	0.09-0.33	1.29-119.90
818	7	0.10-0.14	0.33-0.74	850	5	0.08-0.22	0.47-14.86
819	4	0.09-0.33	1.29-119.90	851	4	0.09-0.33	1.29-119.90
820	4	0.09-0.33	1.29-119.90	852	4	0.09-0.33	1.29-119.90
821	4	0.09-0.33	1.29-119.90	853	8	0.05-0.14	0.02-0.24
822	8	0.05-0.14	0.02-0.24	854	8	0.05-0.14	0.02-0.24
823	4	0.09-0.33	1.29-119.90	855	4	0.09-0.33	1.29-119.90
824	4	0.09-0.33	1.29-119.90	856	2	0.09-0.28	3.25-128.80
825	2	0.09-0.28	3.25-128.80	857	4	0.09-0.33	1.29-119.90
826	4	0.09-0.33	1.29-119.90	858	8	0.05-0.14	0.02-0.24
827	3	0.10-0.26	3.08-72.69	859	2	0.09-0.28	3.25-128.80
828	4	0.09-0.33	1.29-119.90	860	4	0.09-0.33	1.29-119.90
829	8	0.05-0.14	0.02-0.24	861	4	0.09-0.33	1.29-119.90
830	4	0.09-0.33	1.29-119.90	862	8	0.05-0.14	0.02-0.24
831	8	0.05-0.14	0.02-0.24	863	4	0.09-0.33	1.29-119.90
832	6	0.09-0.20	0.38-4.86	864	7	0.10-0.14	0.33-0.74
833	8	0.05-0.14	0.02-0.24	865	4	0.09-0.33	1.29-119.90
834	3	0.10-0.26	3.08-72.69	866	5	0.08-0.22	0.47-14.86
835	3	0.10-0.26	3.08-72.69	867	3	0.10-0.26	3.08-72.69
836	8	0.05-0.14	0.02-0.24	868	4	0.09-0.33	1.29-119.90
837	4	0.09-0.33	1.29-119.90	869	8	0.05-0.14	0.02-0.24
838	3	0.10-0.26	3.08-72.69	870	7	0.10-0.14	0.33-0.74
839	8	0.05-0.14	0.02-0.24	871	8	0.05-0.14	0.02-0.24
840	8	0.05-0.14	0.02-0.24	872	5	0.08-0.22	0.47-14.86

Uji Sensitivitas dan Solusi Analitik *Type curves* jenis Reservoir Komposit *Infinite acting Reservoir* pada Laju Alir Produksi Sumur Konstan

Wiwiek Jumiaty

Institut Teknologi Sains Bandung (ITSB), Jl. Ganesha Boulevard, LOT-A1 CBD Kota Deltamas,
Cikarang Pusat (Km. 37) Kabupaten Bekasi, Telp. (021) 2909 3888, wiwiek.jumiaty@gmail.com

ABSTRAK

Metode analisis yang digunakan untuk mengevaluasi kinerja sumur minyak dengan tujuan melakukan analisis dan evaluasi kinerja pada sumur minyak meliputi antara lain metoda empirik, metoda analitik dan metoda numerik atau kombinasi ketiga metoda tersebut yang dapat menghasilkan *type curves*. Penelitian ini mengangkat permasalahan kondisi reservoir komposit dengan batas sumur yaitu laju alir produksi konstan dan batas luar adalah *infinite acting* dimana *type curves* yang terbentuk dihasilkan dari penurunan analitis yang dihasilkan dari persamaan difusivitas. Uji sensitivitas dilakukan dengan merubah parameter jari-jari *discontinuity*, rasio *mobility*, *storativity* dan *skin* pada lubang sumur. *Type curves* yang dihasilkan dapat digunakan untuk menginterpretasikan log-log *type curve matching* dari reservoir komposit.

Kata Kunci: reservoir komposit, *type curved*, analitik, *infinite acting*, laju produksi konstan, *mobility*, *storativity*, *skin*.

ABSTRACT

The analytical methods used to evaluate the performance of oil reservoir for the purpose of analyzing and evaluating the performance of oil wells are empirical methods, analytical methods and numerical methods or combinations of the three methods which can produce type curves. This study discusses the problem of composite reservoir conditions with constant production flow rate well boundary and infinite acting outer boundary where type curves formed are resulted from analytical dissemination from diffusivity equation. Sensitivity test is done by changing the parameters of discontinuity radius, mobility ratio, storativity and skin in wellbore. The type curves generated can be used to interpret the log-log type curve matching of the composite reservoir.

Key Word: composite reservoir, *type curved*, analytic, *infinite acting*, *mobility*, *storativity*, *skin*.

PENDAHULUAN

Banyak metode yang sudah dipublikasikan untuk melakukan analisis dan evaluasi kinerja sumur dan minyak dengan tujuan mengukur tingkat kapasitas produksi dan melakukan prediksi atau peramalan (*forecast*) kinerja sumur di waktu yang akan datang. Metoda yang biasa digunakan sebelumnya adalah metoda empirik, metoda analitik, dan metoda numerik atau kombinasi dari ketiganya. Fetkovich mempublikasikan log-log *type curves* berdasarkan kombinasi solusi analitik dari persamaan difusivitas dan empirik. Arps mempublikasikan *type curves* untuk kondisi produksi pada tekanan alir konstan (*constant pressure production case*) untuk *closed radial reservoir model* atau Doublet dan Blasingame yang membuat *decline type curves* yang dibentuk berdasarkan model reservoir terbatas dengan geometri circular yang diproduksi pada laju alir konstan, melalui satu sumur di tengah dan memiliki suatu kondisi alir tertentu (*prescribed flux* atau *prescribed pressure*) pada batas luar reservoir atau A.K Permadi yang telah mengembangkan dan mengaplikasikan solusi

semi analitik untuk model aliran multifasa dari minyak dan air pada reservoir silinder dengan *specific flux* di *outer boundary*. Dengan data produksi yang telah ada dapat *dimatchkan* dengan *type curves* yang telah ada dan sesuai peruntukannya sehingga dari situ dapat ditentukan karakteristik reservoir seperti permeabilitas(k), boundari reservoir(re), *skin*(S), atau bahkan cadangan dan jumlah dari cadangan yang telah terproduksi. Implikasi alamiah dengan diproduksi reservoir melalui sumur adalah menurunnya produksi sebagai fungsi waktu. Hal ini disebabkan oleh efek perubahan akibat penurunan tekanan sistem yang disebabkan oleh produksi. Jadi, adanya *type curves* dapat digunakan untuk menganalisis dan memprediksi kinerja sumur ataupun reservoir.

Analisis *type curve* yang dibahas dalam penelitian ini dipresentasikan melalui kurva-kurva yang dihasilkan dari penurunan matematis sebagai solusi analitik dari persamaan difusivitas. Turki et. al misalnya yang menjadi ide awal pembuatan penelitian ini, mempublikasikan log-log *type*

curve dan *type curve derivative* untuk produksi pada tekanan konstan pada dua region radial, reservoir komposit. Mereka memvariasikan parametrik studi yaitu *mobility ratio*, *storativity ratio*, skin di lubang sumur dan jarak diskontinuiti pada kecepatan decline dan kec decline derivative untuk *infinite*, *closed*, *constant pressure radial* pada tekanan sumur konstan model reservoir komposit dua region. Kemudian ada juga yang dilakukan oleh Demski yang mengkaji analisa decline *type curve* untuk reservoir komposit dan homogen untuk *infinite acting* reservoir komposit pada *constant pressure well*.

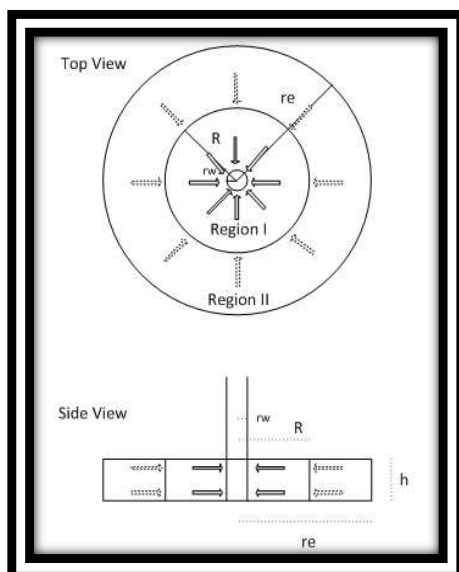
Salah satu kasus yang diangkat dalam penelitian ini adalah pengembangan *type curve* oleh Turki et. al. dan Demski, dibentuk berdasarkan model *infinite acting* reservoir komposit dengan geometri circular yang diproduksi dengan laju alir konstan. Adapun hasil yang ditunjukkan oleh penelitian ini menyatakan bahwa pengembangan *type curves* yang diimplementasikan berdasarkan solusi analitik difusivitas untuk model reservoir komposit *single-phase radial flow* dapat dipergunakan untuk menginterpretasikan data performa produksi.

PERMASALAHAN

Pada penelitian ini diinginkan pengembangan *type curves* melalui penurunan analitis dengan model reservoir komposit dua region dengan konstrain produksi laju alir sumur konstan dan batas reservoir tak terbatas (*infinite acting reservoir*) untuk uji sumur.

METODOLOGI

Membuat pemodelan reservoir sbb:



Gambar 1 Model Reservoir Komposit

1. Model yang dibuat merupakan reservoir komposit dengan dua region dengan sumur di tengah yang diproduksi dengan kondisi laju alir konstan, kondisi batas luar *infinite acting* atau tidak terbatas dengan RD jari-jari *discontinuity* diantara region I dan II.
2. Menurunkan solusi analitik untuk kondisi sumur tersebut meliputi persamaan di region I dan region II.

Untuk region I:

$$\frac{\partial^2 p_1}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial p_1}{\partial r} = \left[\frac{\phi \mu c t}{k_1} \right], rw < r < R$$

Untuk region II:

$$\frac{\partial^2 p_2}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial p_2}{\partial r} = \left[\frac{\phi \mu c t}{k_2} \right], R < r < \infty$$

Dengan menurunkan solusi analitik untuk kondisi sumur tersebut akan didapatkan tekanan tak berdimensi dalam ruang laplace.

3. Type curves yang terbentuk didapat dari transformasi ke dalam ruang nyata (*real space*) dengan menggunakan bantuan pemrograman computer menggunakan algoritma numerik *Gaver-Stehfest* dari ruang *laplace*.
4. Dari persamaan analitik terbentuk diberikan uji sensitivitas dengan variasi nilai RD (jari-jari *discontinuity*, rasio *mobility*, *storativity* dan nilai skin).

HASIL DAN ANALISIS

Type curves berikut merupakan hasil penurunan analitik untuk reservoir komposit dengan kondisi batas luar *infinite acting reservoir* dan laju alir konstan pada lubang sumur. Pada hasil persamaan yang diperoleh sbb:

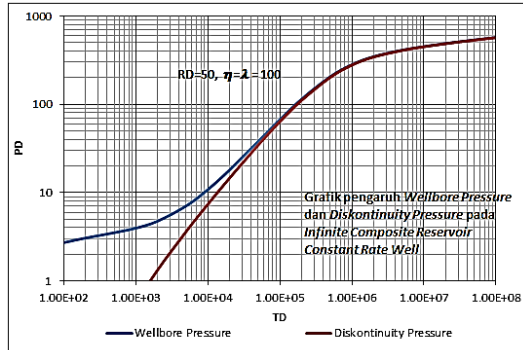
$$p_{wD} = \left(C_{11} I_0(rD\sqrt{s}) + \frac{I_1(\sqrt{s}) K_0(\sqrt{s})}{K_1(\sqrt{s})} \right) + \frac{K_0(\sqrt{s})}{s\sqrt{s} K_1(\sqrt{s})} + \frac{S}{s}$$

$$C_{11} = \frac{\left(\frac{\lambda K_1(RD\sqrt{s})}{s\sqrt{s} K_1(\sqrt{s})} - \frac{\sqrt{\eta} K_0(RD\sqrt{s}) K_1(RD\sqrt{\eta s})}{s\sqrt{s} K_0(RD\sqrt{\eta s}) K_1(\sqrt{s})} \right)}{\left(\lambda I_1(RD\sqrt{s}) - \left(\frac{\lambda K_1(RD\sqrt{s}) I_1(\sqrt{s})}{K_1(\sqrt{s})} \right) + \left(\frac{\sqrt{\eta} K_1(RD\sqrt{\eta s})}{K_0(RD\sqrt{\eta s})} \left(I_0(RD\sqrt{s}) + \left(\frac{K_0(RD\sqrt{s}) I_1(\sqrt{s})}{K_1(\sqrt{s})} \right) \right) \right)}$$

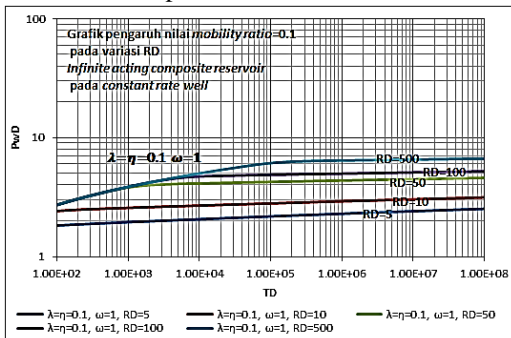
Dimana:

E	=	Faktor volume formasi, RB/STB
c_e	=	Kompresibilitas total, LT ² /M
h	=	Tebal formasi, L
I_0	=	Modified fungsi Bessel, jenis pertama, orde nol
I_1	=	Modified fungsi Bessel, jenis pertama, orde per
K_0	=	Modified fungsi Bessel, jenis kedua, orde nol
K_1	=	Modified fungsi Bessel, jenis kedua, orde perta
k	=	Permeabilitas, mD
k_{ow}	=	Permeabilitas relatif batuan terhadap minyak
k_{or}	=	Permeabilitas relatif batuan terhadap air
p	=	Tekanan, M/LT ²
p_i	=	Transformasi Laplace dari tekanan
$P_D = \frac{k h \Delta P(t)}{141.2 \mu q B}$	=	Tekanan tak berdimensi untuk kasus laju alir konstan dalam field unit
p_{wf}	=	Tekanan awal, M/LT ²
r	=	Tekanan alir dasar sumur, M/LT ²
r_D	=	Radius, L
R	=	Jari-jari tak berdimensi
R_D	=	Jari-jari <i>discontinuity</i> , radius di batas antara daerah I dan II, L
$R_{D,2}$	=	Jari-jari <i>discontinuity</i> tak berdimensi
r_e	=	Jari-jari pengurasan, L
r_{eD}	=	Jari-jari pengurasan, tak berdimensi
r_w	=	Jari-jari sumur, L
s	=	Variabel Laplace
S	=	Faktor Skin
t	=	Waktu, T
$t_D = \frac{0.00634 k t}{\phi \mu C_e r_w^2}$	=	Waktu tak berdimensi dalam field unit
q	=	Laju alir produksi minyak, STB/T
μ	=	Viskositas, M/LT
ϕ	=	Porositas, fraksi
λ	=	mobility ratio region I dan II
η	=	diffusivity ratio dari region I dengan region II
ω	=	storativity ratio dari region II dengan region I

Persamaan tersebut diberikan pengaruh parameter yang meliputi: Tekanan di sumur, tekanan di jari-jari *discontinuity*, rasio mobilitas/kemampuan fluida untuk bergerak, rasio *storativity* serta skin pada lubang sumur. Berikut ini adalah *types curve* yang terbentuk adalah sbb:

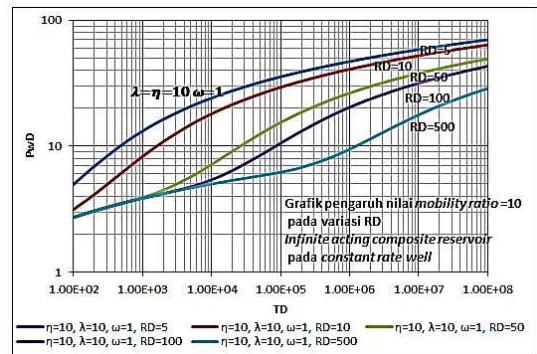


Gambar 2 Grafik Wellbore Pressure dan Discontinuity Pressure pada Infinite acting Reservoir Komposit constant rate well

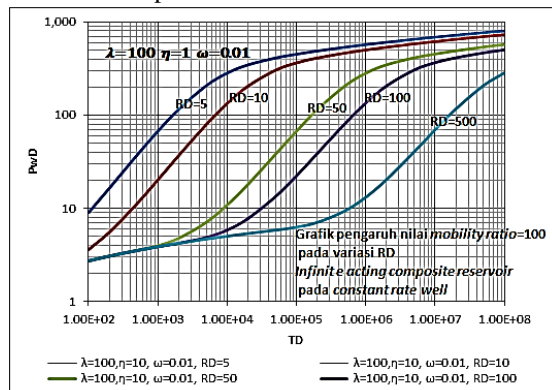


Gambar 3 Grafik pengaruh nilai mobility ratio=0.1 pada variasi RD=5,10,50,100,500

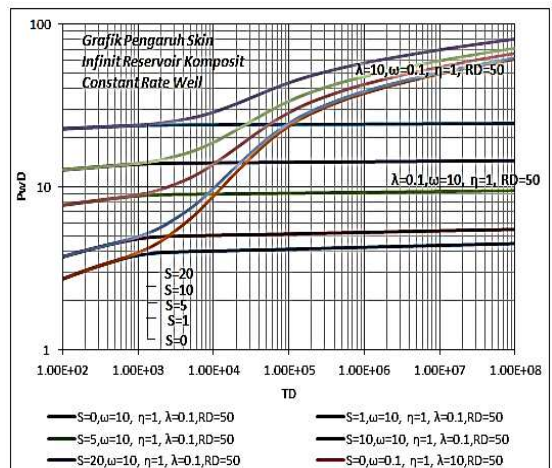
Infinite acting reservoir komposit constant rate well.



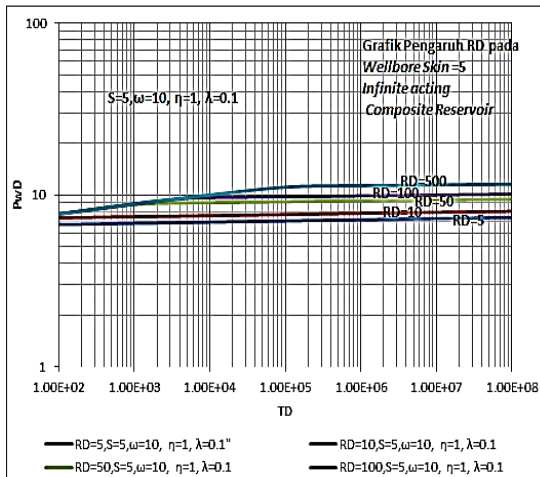
Gambar 4 Grafik pengaruh nilai mobility ratio=10 pada variasi RD=5,10,50,100,500 Infinite acting reservoir komposit constant rate well.



Gambar 5 Grafik pengaruh nilai mobility ratio=100 pada variasi RD=5,10,50,100,500 Infinite acting reservoir komposit constant rate well.



Gambar 6 Grafik pengaruh wellbore skin pada RD=50 pada Infinite acting outer boundary reservoir komposit constant rate well.



Gambar 7 Grafik pengaruh RD pada wellbore skin=5 pada *Infinite acting* outer boundary reservoir komposit *constant rate well*.

PEMBAHASAN DAN DISKUSI

Type curves yang terbentuk pada kondisi batas luar *infinite acting* atau keadaan dimana batas luar tak terbatas dengan laju alir sumur konstan adalah *type curves* dengan kurva yang terbentuk dengan absis waktu tak berdimensi (t_D) dan ordinat tekanan tak berdimensi (PD).

Berdasarkan gambar 2 dapat kita lihat respon tekanan terhadap waktu di lubang sumur dan di jari-jari *discontinuity* atau jarak yang memisahkan region I dan region II reservoir mengalami penurunan tekanan/*pressure drop* di kedua bagian mengalami penurunan tekanan. Pada awal waktu penurunan tekanan di region 1 dan region II berbeda namun setelah beberapa lama tekanan di jari-jari *discontinuity* dan lubang sumur sama yang berarti fluida telah menginvasi dari region luar ke dalam.

Pengaruh Rasio *mobility* (λ) atau perbandingan permeabilitas pada region I dan II dengan jari-jari *discontinuity* berdasarkan gambar 3 menunjukkan rasio *mobility* 0,1 yang artinya permeabilitas region I lebih kecil dari region II *pressure drop* akan terjadi lebih cepat turun pada jarak jari-jari *discontinuity* yang lebih besar, sedangkan untuk rasio *mobility* 10 pada gambar 4 dimana permeabilitas di region I lebih besar dari region II *pressure drop* akan turun pada jari-jari *discontinuity* yang jaraknya lebih kecil. Sedangkan untuk perbandingan *mobility* pada gambar 3 dan 4 menunjukkan nilai *mobility* yang lebih besar akan mengalami penurunan *pressure drop* yang ekuivalen.

Storativity/penyimpanan cadangan (ω) pada reservoir, pengaruhnya dapat kita lihat pada gambar 3,4 dan 5 terhadap jari-jari *discontinuity*

dimana *pressure drop* akan turun cepat pada jarak yang lebih dekat.

Gambar 6 dan 7 merupakan gambaran pengaruh skin/kerusakan di lubang sumur pada kondisi batas luar tak terbatas. Berdasarkan gambar tersebut dapat kita simpulkan bahwa semakin besar nilai skin di lubang sumur maka *pressure drop* turun semakin besar juga. Pada awal waktu tidak ada perbedaan pengaruh skin di sumur untuk *mobility ratio* lebih besar dari 1 maupun *mobility ratio* kurang dari 1 namun di zona transisi *mobility ratio* lebih besar dari 1 memberikan *pressure drop* yang jauh lebih besar pada zona tengah atau transisi dibandingkan *mobility ratio* kurang dari 1. Untuk skin yang sama pengaruh jari-jari *discontinuity* ternyata memberikan *pressure drop* lebih yang besar untuk jarak jari-jari *discontinuity* yang lebih jauh.

KESIMPULAN DAN SARAN

Kesimpulan

Beberapa kesimpulan yang diperoleh melalui penelitian ini adalah:

1. Pada penelitian ini telah diturunkan solusi analitik dari *type curves* untuk parameter korelasi PD sebagai fungsi t_D pada reservoir komposit dua region yang diproduksi pada laju alir sumur konstan dan kondisi batas luar tak terbatas (*Infinite acting*).
2. Uji sensitivitas menunjukkan bahwa parameter yang memberikan pengaruh paling sensitif untuk *type curves* yang dihasilkan dalam studi ini (*mobility ratio*, jari-jari *discontinuity*, *storativity ratio* dan skin di lubang sumur) adalah *mobility ratio*.

Saran

Untuk studi lebih lanjut dapat dilakukan pengembangan model dan *type curves* pada batas reservoir tekanan konstan atau model reservoir komposit sampai dengan region ke "n" dengan berbagai kondisi batas luar.

UCAPAN TERIMA KASIH

Penulis mengucapkan terima kasih banyak kepada Ir. Asep Kurnia Permadi, M.Sc, Ph.D yang telah membantu, mengarahkan dan memberikan semangat yang besar pada proses pembuatan penelitian ini.

DAFTAR PUSTAKA

1. Agarwal, R.G, Al-Hussainy, R., and Ramey, H.J., Jr. (Sept 1970): An Investigation of Wellbore Storage and Skin Effect in Unsteady Liquid Flow: I. Analytical Treatment, SPEJ 278-90.
2. Damargalih, Y., (2001): Pengembangan Decline Type Curves Untuk Reservoir Dengan Water Influx atau Injeksi Air

- menggunakan Kondisi Batas Luar Tekanan Tertentu, Tugas Akhir, Jurusan Teknik Perminyakan, ITB, Bandung.
3. De Jong, M., (2007): Pengembangan Decline Type Curves Untuk Reservoir Dengan Strong Water Influx menggunakan Prescribed Limiting Pressure Sebagai Kondisi Batas Reservoir-Aquifer, Tugas Akhir, Jurusan Teknik Perminyakan, ITB, Bandung.
 4. Demski, Jay A., (1987): Decline Curve Derivative Analysis for Homogenous and Composite Reservoirs, Stanford University, California.
 5. Jumiati, Wiwiek, (2011): Pengembangan Solusi Analitik dan Type Curves Model Reservoir Komposit untuk Kasus Laju Produksi Konstan., Tesis, Jurusan Teknik Perminyakan, ITB, Bandung.
 6. Permadi, A. K., (2004): Diktat Teknik Reservoir, Vol 2, Fakultas Teknik Perminyakan, Institut Teknologi Bandung.
 7. Permadi, A.K et al, (1998): Modeling Simultaneous Oil and water Flow in Reservoirs with Water Influx or Water Injection Using Single-Phase Semi-Analytical Solutions, SPE 39755, Kuala Lumpur, Malaysia.
 8. Permadi, A.K et al, (1997): Modeling Simultaneous Oil and water Flow with Single-Phase Analytical Solution, Ph.D, Dissertation, Texas A&M University at College Station, College Station, Texas.
 9. Rawati, H., (2006): Aplikasi Solusi Analitik Satu Fasa Radial Pada Injeksi Air Pola 5 Titik, Tugas Akhir, Jurusan Teknik Perminyakan, ITB, Bandung.
 10. Turki, L. et al, (1986): Decline Curve Analysis in Composite Reservoirs, Stanford University, SPE 19316, Californ