



Analisa Ketebalan Steam Chest sebagai Fungsi Breakthrough Time pada Steam Injection Process

Wibowo^{1*}, Lela Widagda¹, dan Dilla Fadhillah Hendri¹

¹Program Studi Teknik Perminyakan, FTM,UPN "Veteran" Yogyakarta

*E-mail: wibowo.ms@gmail.com

Abstract

The thickness of steam chest is found by integrating the steam velocity with respect to breakthrough time. The bigger rate of steam injection would form the thinner steam chest, which has affected to the cost required to production of steam that would be injected to the reservoir. There is a difference between the theoretical breakthrough time and steam chest calculations with the actual field situation. The difference occurs because in the theory used the ideal condition in which the heat efficiency is perfect, but in the actual field, there are many factors that cause the heat efficiency such as the slope of layers, reservoir heterogeneity, pressure gradient, and permeability distribution.

Keywords: steam chest, breakthrough time, heat efficiency, reservoir heterogeneity, steam injection rate

Pendahuluan

Potensi reservoir minyak bumi (*crude oil*) dengan *API Gravity* rendah biasanya terkendala untuk diproduksi ke permukaan akibat memiliki sifat kental (*viscous*), berat (*dense*) dan berada pada kondisi tekanan reservoir yang relatif rendah, sehingga mobilitas fluida melalui media pori (di dalam reservoir) masuk ke dalam sumur sangat rendah (*very low productivity*). Untuk mengatasi kendala ini, cara yang paling efektif adalah dengan menerapkan teknik *thermal recovery* (EOR).

Studi pemanasan reservoir telah dimulai sejak 1923, namun uji lapangan pertama dilakukan pada awal 1952 oleh Mobil dan Sinclair dan pada 1954 Standard Oil melakukan *pilot project* di Canada. Terdapat banyak metode yang kemudian muncul, namun metode *steam injection* atau *steamflood* merupakan metode paling efisien dibanding metode termal lainnya seperti *hot water flooding*, *in-situ combustion* maupun *huff n puff*. Metode *steam injection* ini menghasilkan tambahan minyak (*incremental oil*) yang signifikan disebabkan karena uap dapat menyimpan energi panas yang lebih besar dibandingkan dengan air panas atau gas per satuan massa, dan penggunaan uap air sebagai medium penghantar panas memungkinkan bidang kontak terhadap bidang reservoir yang terbentuk menjadi lebih luas sebagai akibat dari sifat fisik uap air yang ekspansif dan menempati ruang sehingga memiliki nilai efektivitas penurunan viskositas minyak yang lebih besar.

Secara teoritis, besarnya *incremental oil* yang didapat sangat dipengaruhi oleh efektivitas penyapuan dan pendesakan minyak oleh uap panas akibat pengaruh transfer panas dari uap ke zona minyak baik terhadap batuan reservoir, fluida minyak maupun fluida air yang terdapat pada reservoir, agar dapat menurunkan viskositas minyak untuk meningkatkan mobilitas fluida dan menghasilkan perolehan (*recovery*) yang maksimal.

Adanya transfer panas dari uap ke lingkungan sekitar didalam reservoir mengakibatkan hilangnya panas seperti dijelaskan dalam teori Marx-Langenheim (1959) yang diuraikan oleh Farouq Ali (1966) dengan tujuan untuk menghitung luas area yang harus dipanaskan sebagai fungsi waktu dan sifat batuan-fluida reservoir yang diekspresikan sebagai laju minyak, rasio minyak-uap dan efisiensi energy yang diperlukan dalam perancangan dan *steamflood reservoir management*.

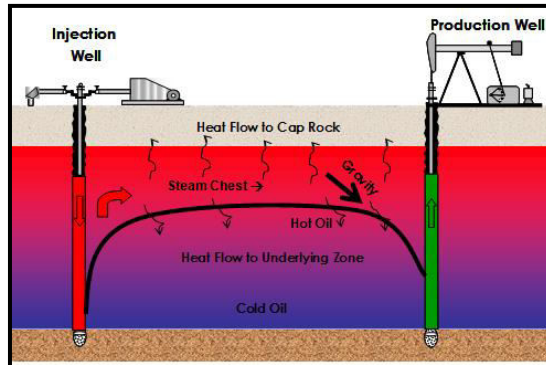
Aspek penting yang perlu diperhatikan dalam *steamflood reservoir management* adalah waktu yang diperlukan uap untuk mencapai sumur produksi, yang dikenal dengan *breakthrough time* dan ketebalan *steam chest* (zona uap) yang terbentuk di dalam reservoir.

Metode yang digunakan untuk mengetahui berapa lama waktu yang diperlukan uap yang diinjeksikan ke dalam reservoir hingga mengalami *breakthrough* pada sumur produksi (*breakthrough time*) pada studi ini adalah metode Neuman(1975). Perhitungan *breakthrough time* tersebut kemudian diintegrasikan dengan data-data lain untuk mengetahui ketebalan zona uap (*steam chest*) yang terbentuk di dalam reservoir pada masing-masing area sesuai karakteristiknya. Selanjutnya hasil perhitungan tersebut dibandingkan dengan kondisi aktual lapangan.



Konsep Pendesakan *Steam Injection*

Pada mekanisme *steam injection* dalam *steamflood*, uap air yang diinjeksikan akan naik secara alami ke bagian atas dari reservoir dan berhenti karena adanya lapisan impermeable (*cap rock*) sebagai akibat perbedaan densitas antara uap air tersebut dengan fluida reservoir. Konsep ini disebut *Gravity Override*, seperti dijelaskan pada Gambar 1.



Gambar 1. Konsep *Gravity Override*

Uap air akan memanaskan batuan dan fluida reservoir secara konveksi dan konduksi. Penurunan viskositas minyak sebagai akibat pemanasan oleh uap air akan menyebabkan kenaikan mobilitas minyak.

Mekanisme produksi yang kontinu melalui sumur produksi menyebabkan ruang pori batuan yang ditinggalkan oleh fluida reservoir akan terisi oleh uap air karena sifat fisik uap yang ekspansif dan menempati ruang. Mekanisme ekspansi dari uap air tersebut secara tidak langsung menurunkan konsep *piston-like* yang dilakukan uap air dalam arah vertikal terhadap fluida reservoir.

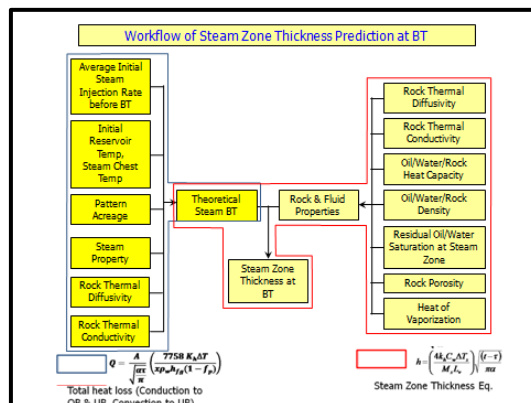
Berdasarkan hukum kekekalan energi, maka energi panas yang dibawa oleh uap air ke dalam reservoir adalah sama dengan energi yang hilang akibat perpindahan panas secara konduksi ke zona *overburden*, ditambah dengan energi panas yang hilang secara konduksi dan konveksi akibat kondensasi uap ke zona *underburden*, ditambah dengan energi panas yang terproduksi bersama dengan air dan minyak.

Analisa *Breakthrough Time* dan Ketebalan *Steam Chest*

Studi ini dilakukan berdasarkan metodologi perbandingan antara penggunaan metode peramalan *Neuman* (1975) dengan *Temperature Survey Chart* berdasarkan observasi atau pengamatan performance model sistem sumur injeksi-produksi.

Metode *Neuman*:

Metode *Neuman* digunakan dalam perhitungan *breakthrough time* ($\tau = T_{bt}$) dan ketebalan *steam chest* (h) saat *breakthrough* tercapai untuk setiap *pattern* dilakukan dengan mengintegrasikan data-data karakteristik reservoir, pembacaan data survey *Temperature Observation Well (TOW)*, *Wellhead Temperature (WHT)*, *fluid properties*, *steam properties*, dan data penunjang lainnya. *Workflow* serta data-data yang dibutuhkan dalam perhitungan terangkum pada Gambar 2.



Gambar 2. *Workflow* Perhitungan Ketebalan *Steam Chest* Saat *Breakthrough* Tercapai.

Neuman menggunakan persamaan (1) untuk menghitung *breakthrough time* (τ) yang merupakan fungsi dari luas area reservoir (A), perbedaan temperature saat steam chest (ΔT), konduktivitas panas batuan (K_h), laju injeksi uap rata-rata (Q), thermal diffusivity (α), panas laten uap pada tekanan steam chest (h_{fg}), densitas air (ρ_w), kualitas uap (x), panas yang terproduksi (f_p), dan kapasitas uap volumetric (M_s)

$$\sqrt{\tau} = \frac{A}{Q} \sqrt{\frac{\alpha}{\pi}} \left(\frac{7758 K_h \Delta T}{x \rho_w h_{fg} (1-f_p)} \right) \quad (1)$$

$$\alpha = \frac{K_h}{M_s} \quad (2)$$

Sedangkan ketebalan *Steam Chest* (h) yang merupakan integral dari kecepatan uap (*steam velocity*) pada *interfase* sebagai fungsi dari selang waktu antara waktu prediksi (t) dan waktu sejak pertama kalinya terjadi pemanasan pada temperatur uap air pada saat *breakthrough* dihitung menggunakan persamaan (3) yang dipengaruhi oleh *breakthrough time* (τ), konduktivitas panas batuan (K_h), kapasitas panas air (C_w), kapasitas uap volumetric (M_s), thermal diffusivity (α), dan panas penguapan air (L_v).

$$h = \frac{(4K_h C_w \Delta T_s)}{M_s L_v} \sqrt{\frac{\tau}{\pi \alpha}} \quad (3)$$

$$M_s = (1 - \phi) \rho_{ma} C_{ma} + \phi \rho_w S_{wrs} C_w + \phi \rho_o S_{ors} C_o \quad (4)$$

Temperature Survey Chart:

Hasil pengamatan dilakukan berdasarkan pengukuran untuk mendapatkan *Temperature Survey Chart*, yang merupakan integrasi dari pengamatan temperature sumur observasi, *resistivity* fluida dan *neutron porosity* (TDT) terhadap kedalaman sumur pada saat injeksi uap dilakukan, sehingga dapat diketahui kapan terjadinya *breakthrough* yang ditandai adanya kenaikan suhu reservoir yang cukup signifikan dan data *neutron porosity log* dan *resistivity* fluida untuk analisa ketebalan *steam chest* yang terbentuk.

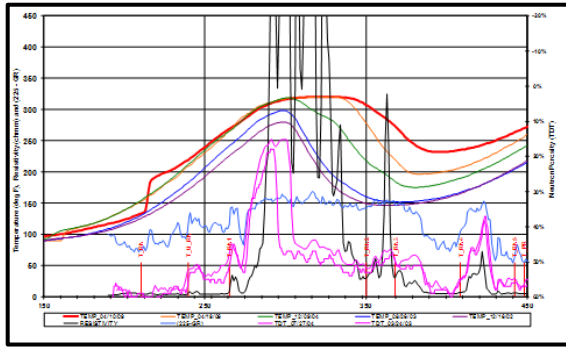
Prinsip kerja dari neutron porosity log adalah mencatat pancaran partikel neutron berenergi tinggi dari suatu sumber radioaktif ke dalam formasi. Neutron merupakan partikel netral yang memiliki massa atom yang hampir sama besar dengan massa atom hidrogen. Dalam perjalanan partikel neutron disepanjang formasi sampai dengan neutron *detector*, pada area yang mengandung hidrokarbon neutron akan mengalami interaksi tumbukan elastis dengan inti atom hidrogen yang akan dibaurkan ke segala arah sehingga akan terjadi kehilangan sebagian besar energi neutron tersebut karena terperangkap pada inti atom hidrogen. Partikel neutron yang tersisa akan ditangkap oleh *neutron log detector*. Jumlah neutron yang hilang mencerminkan banyak atom hidrogen yang dikandung di dalam suatu formasi. *Steam* memiliki kandungan hidrogen yang lebih rendah daripada air dan minyak. Sehingga keberadaan *steam chest* dapat diketahui dari pembacaan neutron log yang memiliki harga tinggi.

Uap memiliki resistivitas yang lebih tinggi dibandingkan fluida reservoir lainnya. Oleh karena itu pembacaan ketebalan *steam chest* dilakukan pada daerah yang memiliki resistivitas tinggi.

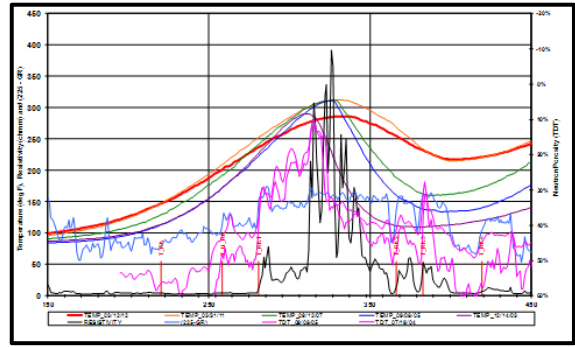
Hasil dan Pembahasan

Penggunaan persamaan (1) dan Persamaan (2) untuk menentukan *breakthrough time* (τ) serta Persamaan (3) dan Persamaan (4) untuk menentukan ketebalan *steam chest* menggunakan data seperti pada Tabel A dan Tabel B pada Lampiran, yang hasilnya dirangkum pada Tabel 1. Sedangkan hasil pengukuran temperature sumur, *resistivity* dan *neutron porosity* pada 8 (delapan) sumur observasi, menghasilkan *Temperature Survey Charts* seperti pada Gambar 3., sedangkan hubungan antara Laju Injeksi Uap (Q_{si}) terhadap ketebalan *Steam Chest* (h) ditampilkan pada Gambar 4.

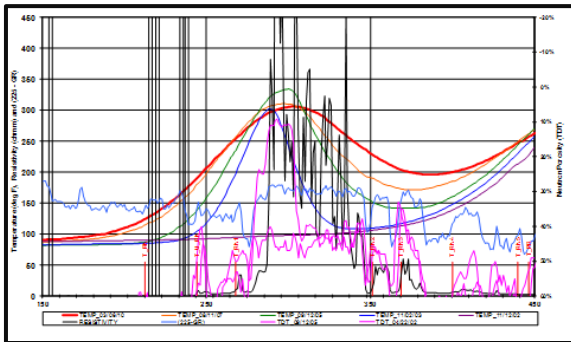
Berdasarkan hasil pada Tabel 1, Gambar 3 dan Gambar 4, terlihat bahwa laju injeksi uap berbanding terbalik dengan *breakthrough time* dan ketebalan *steam chest*-nya. Semakin kecil laju injeksi uap, maka relatif *breakthrough time* yang tercapai akan semakin lama dengan ketebalan *steam chest* lebih besar, hal ini disebabkan karena dengan laju injeksi uap yang rendah akan menyebabkan kehilangan sejumlah panas sehingga diperlukan waktu yang lebih lama terjadinya *breakthrough* dan proses konduksi dengan batuan dan konveksi dengan fluida menjadi penyebab tercapainya kondisi *boiling* yang mengakibatkan air formasi berubah menjadi fasa uap dan membentuk *steam chest* yang lebih tebal. Apabila *steam chest* yang terbentuk tipis sebelum terjadinya *breakthrough* maka akan terjadi periode *steam expansion*, dimana ketebalan *steam chest* akan meningkat sebagai akibat sifat uap yang ekspansif seiring penurunan tekanan reservoir karena proses produksi, dan bukan karena penyerapan panas oleh lingkungan.



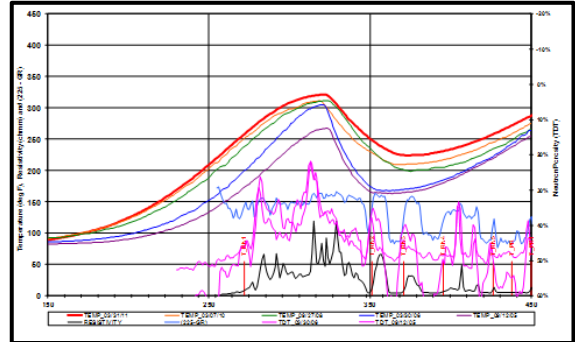
a). TOW-21



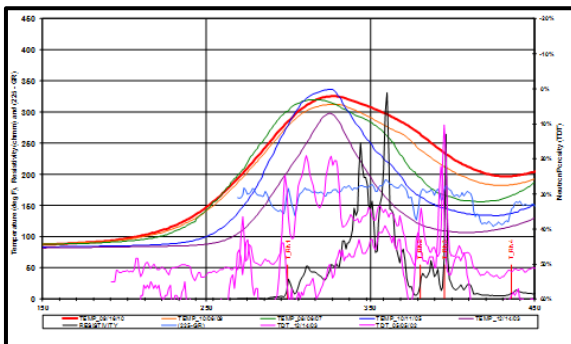
b). TOW-41



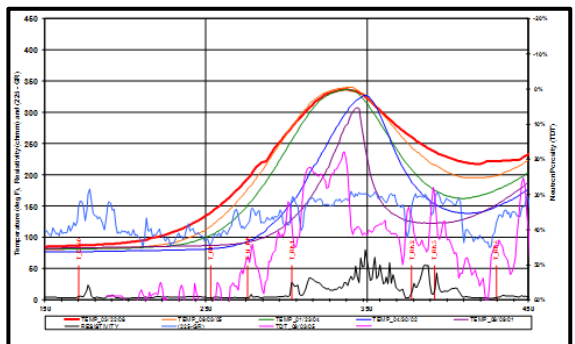
c). TOW-33



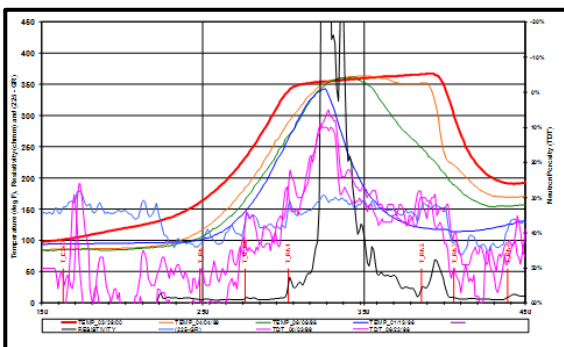
d). TOW-63



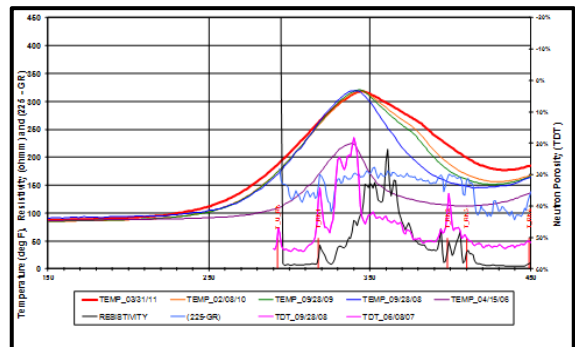
e). TOW-59



f). TOW-67



g). TOW-28

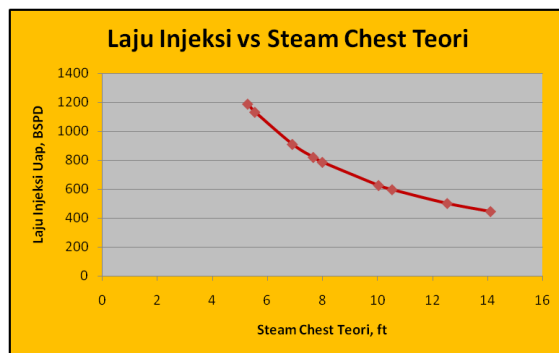


h). TOW-47

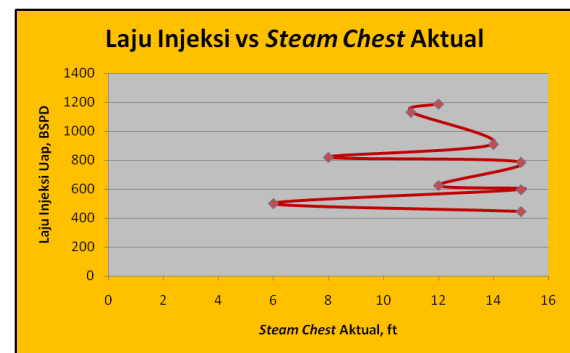
Gambar 3. Temperature SurveyChart Observasi Sumur-Sumur TOW

Tabel 1. Hasil Perhitungan *Breakthrough Time* dan Ketebalan *Steam Chest* Tiap Sumur

Sumur	Q_{si}		$(\tau) - T_{bt}$		h -Teoritis	h -Actual	Selisih
	BSPD	MMBTUD	Days	Years	Ft	Ft	
TOW 21	446	138.01	6177.56	16.92	14.10	15	6%
TOW 41	626	193.71	3135.72	8.59	10.04	12	16%
TOW 33	597	184.74	3447.77	9.45	10.53	15	30%
TOW 63	502	155.34	4876.17	13.36	12.53	6	109%
TOW 59	820	253.74	1827.51	5.01	7.67	8	4%
TOW 67	1188	367.62	870.67	2.39	5.29	12	56%
TOW 47	910	281.59	1483.90	4.07	6.91	14	51%
TOW 28	1132	350.29	958.94	2.63	5.55	11	50%



a). Teoritis



b). Actual

Gambar 4. Hubungan Laju Injeksi Uap vs *Steam Chest*

Dengan kondisi ini, maka perlu dilakukan perhitungan prediksi *breakthrough time* dan faktor-faktor yang mempengaruhi perkembangan *steam chest* dalam perencanaan proyek *steamflood*.

Hal yang juga cukup menarik adalah adanya perbedaan hasil ketebalan *steam chest* teoritis dengan ketebalan *steam chest* actual yang didapatkan dari sumur observasi. Perbedaan ini disebabkan oleh efektivitas injeksi uap (*heat effectivity*) yang terjadi di lapangan yang tidak dapat sempurna seperti hasil perhitungan dengan metode Neuman akibat tidak idealnya kondisi reservoir, dimana kemiringan lapisan akan menyebabkan uap mengalir menuju daerah yang lebih tinggi sebagai *effect buoyancy*.

Disamping itu, faktor heterogenitas reservoir juga akan mempengaruhi perbedaan distribusi uap dan distribusi panas yang tidak merata baik pada arah vertikal maupun lateralsehingga *heat efficiency* turun, demikian juga adanya distribusi porositas batuan yang tidak merata menyebabkan terjadi perbedaan permeabilitas di satu titik dengan titik lainnya di dalam reservoir. Permeabilitas yang tidak merata ini mengakibatkan sumur yang berada di daerah yang lebih permeabel akan mengalami *breakthrough* yang lebih cepat.

Kesimpulan

1. *Breakthrough time* dan tebal *steam chest* sangat dipengaruhi oleh besarnya laju injeksi uap yang nilainya berbanding terbalik dengan laju injeksi uap. Semakin besar laju injeksi uap, semakin cepat terjadinya *breakthrough* dan menghasilkan *steam chest* yang tipis.
2. Terdapat perbedaan nilai ketebalan *steam chest* teoritis menggunakan metode Neuman dengan nilai ketebalan *steam chest* actual yang didapat dari analisa data sumur observasi. Perbedaan ini disebabkan oleh perbedaan *heat efficiency*.
3. Nilai *heat efficiency* dipengaruhi oleh kemiringan reservoir, heterogenitas reservoir, *pressure gradient*, dan distribusi permeabilitas.
4. Pada kasus 8 (delapan) sumur pada reservoir TOW, Neuman *breakthrough time* berkisar antara 2,39 tahun hingga 16,92 tahun dengan ketebalan *steam chest* antara 5,29 feet hingga 14,1 feet, sedangkan *steam chest* hasil sumur observasi berkisar antara 6 feet hingga 15 feet.



Saran

1. Studi ini belum berhasil menentukan kondisi laju injeksi uap optimum agar didapatkan *minimum breakthrough time* dan *minimum steam chest height* yang akan mempengaruhi kinerja steamflood untuk mendapatkan perolehan (recovery) yang maksimum.
2. Perlu dilakukan solusi pendekatan menggunakan metoda Dykstra-Parson yang mendeskripsikan distribusi permeabilitas batuan reservoir dan koefisien Lorenz (L) yang mendeskripsikan derajat heterogenitas reservoir pada daerah pay zone agar nilai heat effectivity untuk steamflooding dapat lebih baik.

Daftar Notasi

A	= Luas pattern (Acres)	C_w	= Kapasitas panas air (Btu/lbm °F)
f_p	= Panas yang terproduksi (fraksi)	h	= ketebalan <i>steam chest</i> (ft)
h_{fg}	= Panas laten uap pada tekanan (Btu/ft ³ D)	K_h	= Konduktivitas panas batuan <i>steam chest</i> (Btu/lbm)
L_v	= Panas penguapan air (Btu/lbm)	M_s	= Kapasitas uap volumetrik (Btu/ft ³ °F)
Q	= Laju injeksi (BSPD)	x	= Kualitas uap (fraksi)
α	= Thermal diffusivity (ft ² /D)	τ	= Breakthrough time (D)
ΔT	= Perbedaan temperatur steam chest dan temperatur awal reservoir (°F)	ρ_w	= Densitas air (lbm/ft ³)

Daftar Pustaka

- Tarek, A. Reservoir Engineering Handbook, Third Edition, Elsevier Inc., United States of America, 2006.
- Green, D W., Willhite, G P. Enhanced Oil Recovery, Henry L. Doherty Memorial Fund of AIME SPE, Richardson, Texas 1998
- Hong, K C. Steamflood Reservoir Management, Thermal Enhanced Recovery, Pennwell Books, Tulsa, 1994.
- Lake, L W. Enhanced Oil Recovery, Prentice Hall, Englewood Clift, New Jersey, 1989: p.474-496
- Neuman, C H. A Mathematical Model of the Steam Drive Process-Application, SPE 4757, Dallas, 1975.
- Neuman, C H. A Gravity Override Model of Steam Drive, SPE Paper 13348, Bakersfield : Chevron Oil Field Research Co.
- Somerton, W H. Thermal Properties and Temperature-Related Behavior of Rock/Fluid System, Elsevier, California, 1992.
- White, P D and Moss J T. Thermal Recovery Methods", PennWell Books, Tulsa Oklahoma, 1983, : p.3-9, 124-135

Lampiran: Data Karakteristik Reservoir dan Fluida

Tabel A. Sifat Fisik Fluida Reservoir TOW

Identification	TOW Field
Formation/Geologic age	PK/Miocene
Lithology	Sandstone
Reservoir Drive Mech.	Steamflood
Reservoir	D1
Productive Area – Acres	1174
Cum. Prod – MMBO	249.65
Proven OOIP – MMSTBO	363
Oil Gravity – °API	18-20
Oil Viscosity – cp	400 cP -600 cP
Pour Point (°F)	65
Water Viscosity – cp	N/A
Oil Water Contact	N/A
Gas Oil Contact – MSL	None
Initial Water Saturation	35% - 50%
Boi – RB/STB	1.02
Initial GOR	0
Soi	50% - 65%
Sor	6% - 15%

Tabel B. Sifat Fisik Batuan Reservoir TOW

Avg. Depth – Ft	300-450
Avg. Net Pay – Ft	70-80
Avg. Porosity – %	30%-40%
Avg. Permeability – md	500 mD - 4000 mD
Avg. Net to Gross	70% - 90%
Reservoir Temp. – °F	90-110 deg F
Initial Pressure – psig	120 psig - 140 psig
Bubble Point Pressure	N/A
Dip Angle – Degrees	2-3





Lembar Tanya Jawab
Moderator: Y Deddy Hermawan (UPN "Veteran" Yogyakarta)
Notulen: Andri Perdana (UPN "Veteran" Yogyakarta)

1. Penanya : Bambang Harjanto (Politeknik Elektronika Negeri Surabaya)
Pertanyaan : Optimum condition steam chest. Produksi steam, penggerak steam?
Jawaban : Belum melakukan penelitian/uji. Hubungan rate, tekanan optimum agar mendapatkan steam chest tipis, break through tersebut, agar steam dapat menurunkan viskositas. Steam generator, High pressure. Gas/diesel oil untuk generator.

2. Penanya : Deddy Hermawan (UPN "Veteran" Yogyakarta)
Pertanyaan : Break through time, apa yang diinginkan?
Jawaban : makin cepat, makin baik. Adanya komunikasi antara injection well dengan production well. Diharapkan/adanya pengembangan steam chest untuk tujuan penurunan viscositas.

