

# Penentuan Produktivitas Zona Minyak Dengan Menggunakan *Modular Formation Dynamic Technology*

Aly Rasyid<sup>1</sup>, Tyastuti Sri Lestari<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Universitas Bhayangkara Jakarta Raya, [aly.rasyid@gmail.com](mailto:aly.rasyid@gmail.com)

<sup>2</sup>Universitas Bhayangkara Jakarta Raya, [tyas.ismono@gmail.com](mailto:tyas.ismono@gmail.com)

**ABSTRAK** - Modular Formation Dynamics Tester (MDT) adalah salah satu alat *Wireline Formation Tester* (WFT) yang memberikan pengukuran tekanan, permeabilitas dan permeabilitas anisotropi yang akurat dan cepat, analisis sampling fluida dan analisis fluida lubang bawah, dan *fracture* mikro hidrolik. Dengan menggunakan teknologi pengujian pembentukan yang sangat maju dan mapan, alat ini dapat memberikan informasi karakterisasi reservoir dan mengukur tekanan statis. Dalam satu kali pengambilan sampel dari lubang sumur, alat MDT dapat mengumpulkan sejumlah besar sampel cairan formasi representatif untuk informasi secara akurat dan tepat waktu. Ditambah dengan data-data lubang sumur yang lain, semuanya digunakan untuk mengidentifikasi interval zona hidrokarbon secara meyakinkan. Dengan menggunakan contoh dari lapangan, makalah ini membahas bagaimana analisis tekanan pasca-MDT dapat digunakan untuk menentukan produktivitas zonal. Produktivitas zonal dari MDT ini kemudian dibandingkan dengan produktivitas uji coba konvensional. Perangkat lunak Pansys dari Edinburgh Petroleum Services (EPS) Ltd telah digunakan untuk menganalisis contoh data data MDT dan juga data pengujian sumur. Hasil penelitian ini menunjukkan bahwa ada korelasi yang erat antara perkiraan indeks produktivitas MDT dan uji coba sumur konvensional. Oleh karena itu, metode ini dapat menghilangkan kebutuhan akan zona yang diuji secara konvensional untuk menentukan produktivitas zona hidrokarbon.

**Kata Kunci:** *MDT, Modular Formation Dynamics Tester, evaluasi formasi, indeks produktivitas*

**ABSTRACT** – The Modular Formation Dynamics Tester (MDT) is one of Wireline Formation Tester (WFT) tool provides fast and accurate pressure measurement, permeability and permeability anisotropy, fluid sampling and down hole fluid analysis, and micro-hydraulic fracturing. Using highly advanced and well established formation testing technology, the tool can provide reservoir characterization information and measure static pressure. In a single trip, the MDT tool can collect a large number of representative formation fluid samples for accurate and timely reservoir information. In collaboration with open hole information has been used to identify oil bearing intervals conclusively. Through use field examples, the paper discusses focusing how analysis of the post-MDT pressure could be used to determine zonal productivity. This zonal productivity from the MDT is then compared to the conventional well-test productivity. Pansys software from Edinburgh Petroleum Services (EPS) Ltd has been used to analyze field examples MDT data and well testing data as well. The result of this study showing that a close agreement exists between the MDT and conventional well test productivity index estimates. Therefore, it eliminates the need for zones to be conventionally tested to determine productivity.

**Keywords:** MDT, Modular Formation Dynamics Tester, formation evaluation, Productivity index

*Naskah diterima : 07 Desember 2017, Naskah dipublikasikan : 15 Januari 2018*

## PENDAHULUAN

Pada lapangan minyak yang diamati, produksi minyak telah dihasilkan dari beberapa lapisan formasi pasir. Produksi ini berasal dari bagian formasi pasir yang terlamina oleh formasi batuan shale tipis, dengan nilai resistivitas dan induksi yang rendah berdasarkan data *open hole logging*.

Akibatnya, sebagian besar interval hidrokarbon teridentifikasi sebagai air dengan analisis dari log konvensional dan sebelumnya dianggap tidak merupakan zona minyak (*wet formation*). Fenomena ini terjadi karena adanya sejumlah besar air yang terikat oleh kapiler-kapiler dan mineral konduktif seperti klorit.

Modular formation wireline modular tester (WFT) yang dilengkapi dengan modul single-probe di running pada saat open hole logging.

Alat *Modular Formation Dynamic Tester* (MDT) merupakan pengembangan alat yang lebih advance pada teknologi tester formasi wireline ketimbang WFT. MDT ini jauh lebih mahal tapi keakuratan perolehan data lebih bisa diandalkan.

Generasi sebelumnya WFT mengalami kesulitan mendapatkan sampel fluida reservoir yang andal yang sesuai untuk analisis laboratorium PVT. Modul pemompaan MDT dapat memompa cairan dari flowline ke kolom lumpur sebelum pengambilan sampel. Sebagai cairan melewati flowline, sensor dalam modul probe MDT memantau suhu dan resistivitas untuk menentukan karakteristiknya. Selain modul LFA dan CFA dapat membedakan antara air, minyak, dan gas di flowline. Selama pemompaan, modul LFA dapat menentukan fraksi kontaminasi filtrat lumpur minyak (OBM) setiap saat sebelum pengambilan sampel, dan model berdasarkan kadar warna dan metana dapat diterapkan

untuk menentukan waktu pemompaan yang diperlukan untuk mencapai tingkat kontaminasi yang dapat diterima.

Modul CFA dapat menganalisis gas retrograde dan minyak atsiri memberikan analisis komposisi cairan tersebut termasuk CO<sub>2</sub>. Sensor fluoresensi modul CFA memastikan pembersihan dan pengambilan sampel di atas tekanan embun. Baik modul LFA dan CFA telah berhasil digunakan untuk mengukur insitu GOR juga.

## LANDASAN TEORI

WFT mengidentifikasi jenis fluida reservoir in-situ menggunakan analisa cairan downhole (DFA) dan menentukan GOR dengan mengukur kadar metana fluida. Sebuah modul multiple sampling atau ruang sampel yang besar kemudian digunakan untuk mengumpulkan sampel cairan downhole untuk mengkonfirmasi jenis cairan dan GOR (*Wei-Chun Chu dan Paul M. Welch, 2008*).

Producibility masing-masing bagian interval potensial dihitung dari data *pressure buildup* dari masing-masing step pemompaan dari WFT, dan juga menghitung densitas fluida (*Crombie et al, 1998*) dan GOR dalam interval formasi pasir yang diamati ini. Completion program sumur dirancang dengan cara mengelompokkan interval menurut GOR dan rasio minyak-air untuk mengendalikan produksi minyak yang optimum.

## METODE PENELITIAN

Alat MDT yang berjalan ke sumur terdiri dari 7 modul yaitu (Gambar 1):

1. Power cartridge (MRPC)
2. Modul daya hidrolis (MRHY)
3. Probe tunggal (MRPS)

4. Modul ruang sampel (MRSC)
5. Modul Pompa (MRPO)
6. Modul Analyzer Fluida Hidup (LFA)
7. Modul Analyzer Fluida Komposional (CFA).

Ketika *probe* sudah dalam kondisi diset pada lubang sumur, dengan singkat pretest akan mengukur tekanan formasi. Pretest mengambil kira-kira 20 cm<sup>3</sup> cairan dari formasi melalui *probe*, dan masuk ke ruang *chamber pretest*. Setiap pretest akan mengakuisisi baik data *drawdown* maupun *buildup*. Ini menghasilkan aliran dalam formasi dengan pola dasar *spherical*.

Tekanan *drawdown* tergantung pada mobilitas cairan yang mengalir, yang biasanya filtrat lumpur dari zona *invaded*. Pada akhir periode *drawdown*, ruang pretest penuh, dan periode *buildup* dimulai. Tekanan yang *disturbance* terus berlanjut dalam pola yang mirip dengan periode *drawdown* karena fluida mengalir dari bagian formasi yang tidak terganggu ke daerah tekanan rendah di dekat *probe*. Besarnya penurunan tekanan yang dicatat selama pretest digunakan untuk penentuan perkiraan mobilitas. Mobilitas *drawdown* (MOB) dapat dinyatakan sebagai berikut:

$$\text{MOB} = kd / \mu = \text{Cpf} \times V / \Sigma (\Delta p \times \Delta t) \dots \text{(Eq.1)}$$

Dimana:

Kd = permeabilitas *drawdown*

$\mu$  = viskositas

Cpf = faktor proporsionalitas

V = volume pretest

$\Delta P$  = penurunan tekanan selama aliran

Analisis *buildup* tekanan setelah *drawdown* pretest dapat memberikan perkiraan permeabilitas *spherical* dan *radial*. Namun, respons tekanan selama periode ini dapat dipengaruhi oleh perubahan sifat sifat fluida dan oleh variasi dalam karakteristik formasi seperti kerusakan formasi akibat setting peralatan secara mekanik, *mud cake* lumpur yang menghalangi *probe*, dan aliran non Darcy di dekat *probe*. Efek ini sering

membuat data tidak reliabel dan kemungkinan tidak dapat diinterpretasi.

Modul Pompa (MRPO) dari MDT memungkinkan pengujian bisa di extend untuk menambah radius investigasi yang jauh lebih besar daripada pretest konvensional. Data tekanan yang diperoleh dari operasi pompa (yang dapat menjadi bagian dari operasi pengambilan sampel fluida) dapat diinterpretasikan dengan menggunakan metode analisis uji sumur konvensional untuk memberikan tekanan formasi, permeabilitas, dan efek *skin* (nilai unit kerusakan formasi).

Karena aliran radial sering terjadi pada saat PBU post-pumping, permeabilitas yang representatif dapat dihitung dari garis lurus semilog dalam beberapa menit setelah *shut-in*. Sehingga, produktivitas atau indeks produktivitas (PI) dapat diperkirakan (*Wei-Chun Chu dan Paul M. Welch, 2008*), oleh:

$$\text{PI} = [kh / \mu] / 1073 \dots \text{Eq.2}$$

Prosedur untuk menentukan PI dari post pumping PBU sebagai berikut:

1. Mengkonversi format DLIS dari data file MDT ke format LAS menggunakan *Schlumberger toolbox* converter.
2. Data yang diperlukan untuk analisis adalah waktu (ms), pressure gauge (modul Quartz), dan laju alir pumpout (data POTFR).
3. Semua data dari MDT (waktu, tekanan dan *flowrate*) harus dimasukkan ke dalam perhitungan dengan menggunakan perangkat lunak Analisis PANSYSTEM EPS. Quick match dan Auto match analisis dengan menggunakan plot semilog dan log-log. Ini akan membutuhkan beberapa kali *trial and error* untuk mencocokkan grafik, yang pada akhirnya nilai kh dan kh /  $\mu$  dapat ditentukan.
4. PI kemudian dihitung dengan menggunakan Equation. 2.

Hasil analisis PI dari prosedur di atas kemudian dibandingkan dengan PI yang berasal dari pengujian sumur DST konvensional pada interval reservoir yang sama.

## PEMBAHASAN

Hanya 6 (enam) interval zonal dari 3 sumur yang telah dianalisis untuk penelitian ini. Analisis DST telah dilakukan sebelumnya oleh Perusahaan *Well Testing Consultant* untuk semua interval zonal ini.

Hasil lengkap dan perbandingan antara MDT dan DST (uji produksi konvensional) Indeks Produktivitas dapat dilihat pada Tabel. 1.

Korelasi yang sangat terlihat antara perkiraan produktivitas uji coba dari MDT dan uji testing konvensional. Gambar 2 dan 3 menunjukkan perbandingan Plot antara Hasil MDT dan DST.

Perbandingan yang cukup jelas antara MDT dan hasil uji produksi ini mendukung kesimpulan yang dibuat oleh *Whittle dkk (2003)* bahwa *Drill Steam Test (DST)* di sumur eksplorasi dapat diganti dengan *Wireline Formation Tester* dalam hal ini menggunakan peralatan MDT.

Biaya pada saat penulisan penelitian ini untuk satu DST tunggal adalah sekitar \$ 800.000 sampai \$ 1.200.000. Jika tes konvensional DST bisa diganti dengan MDT maka bisa menghemat sekitar 1 juta USD rata-rata per DST.

## PENUTUP

Dari hasil penelitian dapat disimpulkan bahwa analisis post-DFA dari MDT berhasil digunakan untuk memprediksi indeks produktivitas zona minyak. Kebutuhan untuk tes produksi konvensional dapat ditinjau kembali, cukup dengan MDT. Penghematan biaya karena mengganti DST dengan MDT diperkirakan \$ 1 juta per DST.

## DAFTAR PUSTAKA

Crombie, A. et al. 1998. Innovations in Wireline Fluid Sampling. *Oilfield Review (Autumn)* 26. SPE 63071

Liu, H. H., & Rutqvist, J. (2010). A new coal-permeability model: internal swelling stress and fracture–matrix interaction. *Transport in Porous Media*, 82(1), 157-171.

Moore, T. A. (2012). Coalbed methane: a review. *International Journal of Coal Geology*, 101, 36-81.

Pan, Z., & Connell, L. D. (2012). Modelling permeability for coal reservoirs: a review of analytical models and testing data. *International Journal of Coal Geology*, 92, 1-44.

Tarek Ahmed, 2005. *Advanced Reservoir Engineering - Well Testing Analysis*, Gulf Publishing Company.

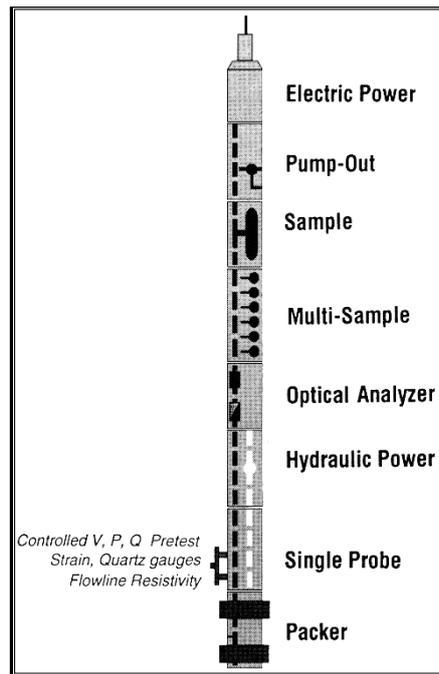
Wei-Chun Chu, Paul M. 2008, Identification of Bypassed Pays in Low-Resistivity, Thinly-Bedded, Sand-Shale Sequences in the Ghadames Basin of North Africa through Use of the Wireline Formation Tester, SPE 114478.

Whittle, T.M. et al. 2003. Will Wire-line Formation Tests Replace Well Tests, Paper SPE No. 84086?

## Nomenclature

h	= reservoir thickness
k	= reservoir permeability
p	= pressure
q	= flow rate
$\Delta p'$	= pressure derivative
$\mu$	= viscosity
DD	Drawdown
DFA	Downhole Fluid Analyzer
GOR	Gas-Oil Ratio
MD	Measured Depth
MDT	Modular Dynamic Formation Tester

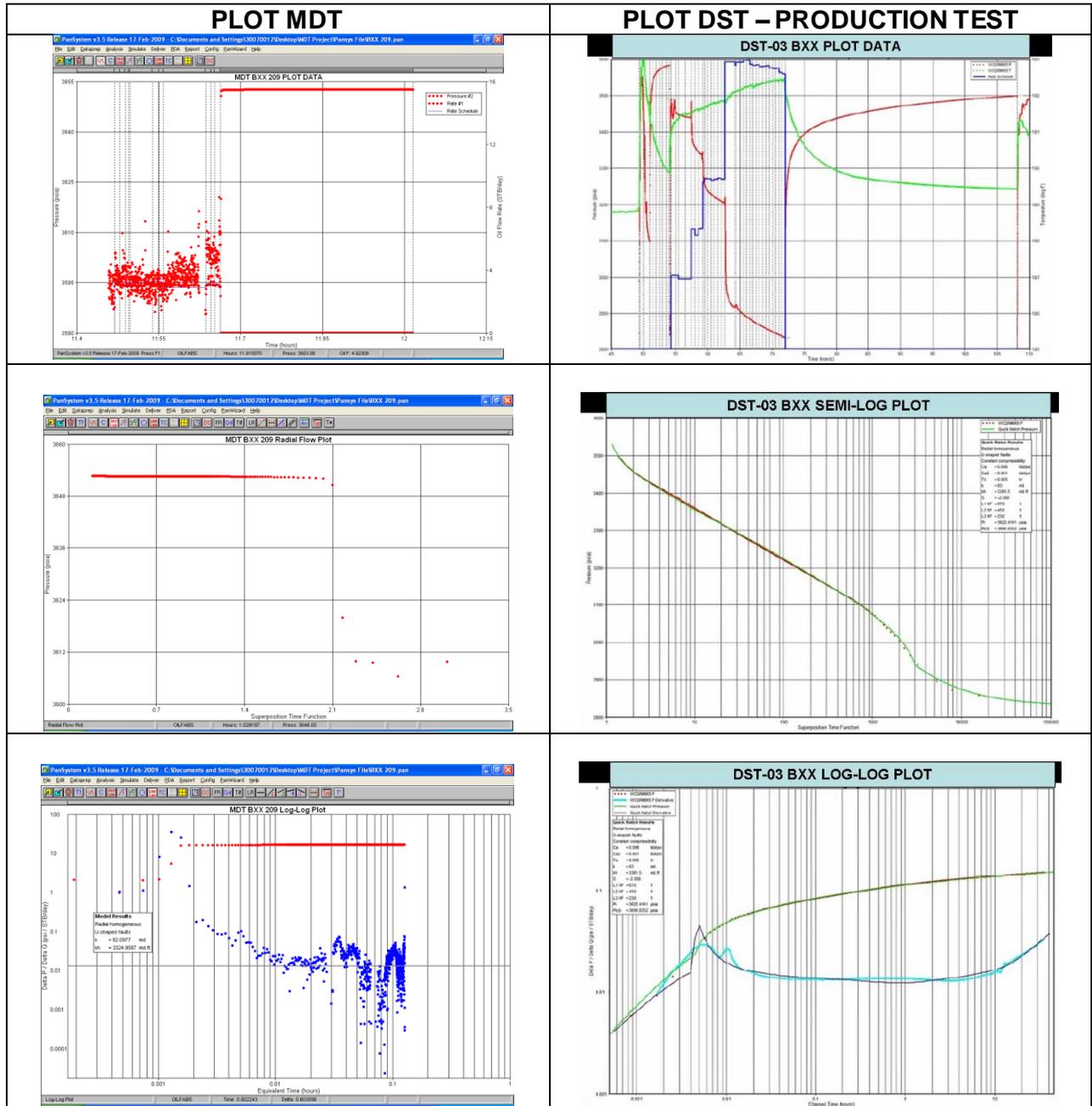
OWC Oil-Water Contact  
OWF Oil-Water Fraction  
PBU Pressure Buildup  
PI Productivity Index  
RF Radial Flow  
WFT Wireline Formation Tester



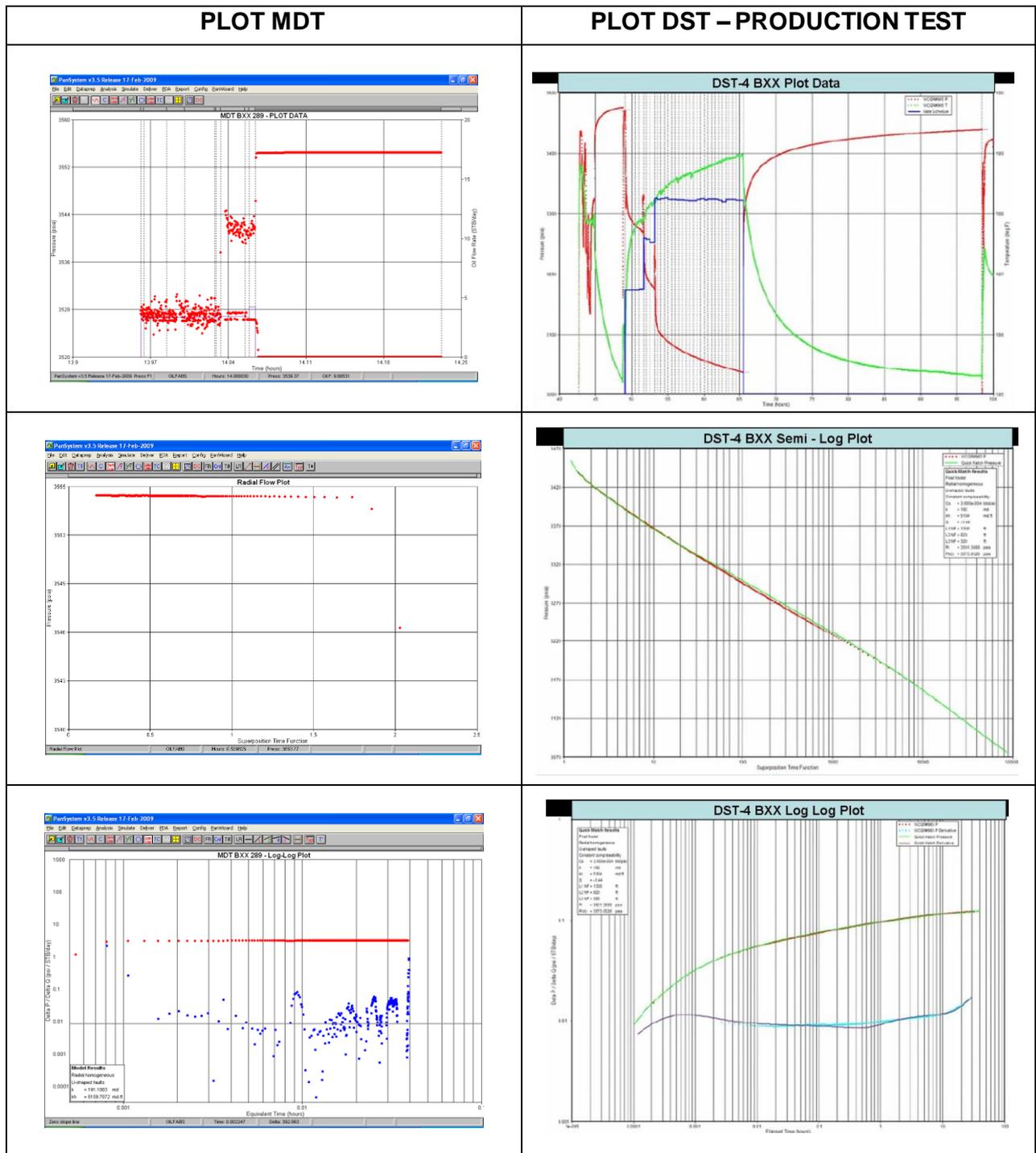
Gambar 1. MDT Tool

Tabel 1. Comparisons between MDT and Well Test Results

WELL	Zonal	MDT File	MDT - PBU		DST - Production Test	
			kh/u (md-ft/cp)	PI (STB/d/psi)	kh/u (md-ft/cp)	PI (STB/d/psi)
AXX	DST 2	292	180	0.2	352	0.2
	DST 3	286	15,880	14.8	15,990	9.3
BXX	DST 3	209	6,911	6.4	6,990	5.7
	DST 4	289	10,238	9.5	10,280	7.1
	DST 5	261	8,425	7.9	8,500	4.6
CXX	DST 4	181	6,779	6.3	6,830	5.4



Gambar. 2. Comparison Plot between MDT and DST Result for MDT 209/DST-3 Well BXX



Gambar. 3. Comparison Plot between MDT and DST Result for MDT 289/DST-4 Well BXX