



Plagiarism Checker X - Report

Originality Assessment

Overall Similarity: **15%**

Date: Apr 1, 2022

Statistics: 519 words Plagiarized / 3556 Total words

Remarks: Low similarity detected, check with your supervisor if changes are required.

Seminar Hasil Penelitian & Pengabdian kepada Masyarakat, Unila, 2007 237 ESTIMASI NILAI TEMPERATUR FORMASI PADA SUMUR MINYAK MENGGUNAKAN METODE CORE DAN LOG ORDAS DEWANTO1) dan HERMANTO2) 1) Jurusan Fisika FMIPA Unila Telp: 0721-7439329, email: ordas@unila.ac.id 2) Jurusan Teknik Elektro, Fakultas Teknik, Universitas Muhammadiyah Lampung

ABSTRAK Nilai temperatur di dalam suatu ruang batuan merupakan parameter yang penting dalam proses memprediksi kematangan hidrokarbon di dalam batuan sedimen atau karbonat, selain itu dapat digunakan juga sebagai salah satu dasar penelitian yang berhubungan dengan reservoir panas bumi. Riset ini memperkirakan besarnya temperatur pada masing-masing kedalaman, dengan syarat sumur tersebut diketahui harga temperatur permukaan dan Bore Hole Temperature (BHT) nya. Metode yang digunakan untuk memperkirakan nilai temperatur tersebut adalah dengan cara mengembangkan konsep dasar aliran panas bumi yang diharapkan dapat membantu menentukan nilai temperatur pada masing-masing kedalaman formasi, yaitu dengan cara pengukuran core di laboratorium dan perhitungan berdasarkan data log. Riset ini menghasilkan perkiraan nilai temperatur berdasarkan hasil perhitungan konduktivitas panas batuan, mempunyai nilai yang hampir sama dengan nilai temperatur berdasarkan hasil pengukuran konduktivitas panas batuan, untuk masing-masing formasi pada sumur minyak. Nilai-nilai temperatur pada sumur A-1 dengan kedalaman 6443.4 ft berkisar antara 27OC (dari permukaan) sampai 127OC (basement), sedangkan sumur B-1 dengan kedalaman 4606 ft berkisar antara 30OC (dari permukaan) sampai 100OC (basement). Kata Kunci: temperatur, konduktivitas panas batuan, formasi

PENDAHULUAN 4 Temperatur dapat mempengaruhi zat organik yang terkandung dalam sedimen. Peningkatan temperatur akan mengubah minyak bumi berat menjadi minyak bumi ringan, kemudian menjadi kondensat dan terakhir hanya gas. Kecepatan pembentukan minyak bumi dari pembebasan 1 lemak atau lipid dari kerogen merupakan suatu proses yang berhubungan dengan temperatur, yang bersifat

eksponensial dan dimulai pada temperatur di sekitar 930C (Klemme, 1972). Nilai temperatur di dalam suatu ruang batuan merupakan parameter yang penting dalam proses memprediksi kematangan hidrokarbon di dalam batuan sedimen atau karbonat, selain itu dapat digunakan juga sebagai salah satu dasar penelitian yang berhubungan dengan reservoir panas bumi. Panas yang mengalir dari bawah ke atas menyebar menuju ke permukaan bumi mempengaruhi ruang batuan, sehingga pada setiap ruang batuan mempunyai temperatur. Temperatur pada masing-masing ruang batuan berbeda-beda, karena adanya porositas dan konduktivitas panas yang berbeda, serta adanya perbedaan tekanan hidrostatik dari batuan tersebut (Nakayama dan Lerche, 1987). Pada sumur pengeboran biasanya dilakukan pengukuran langsung (logging), untuk mengetahui harga temperatur pada setiap kedalaman yang sudah ditentukan. Pengukuran temperatur ini biasanya dilakukan tidak secara menyeluruh pada sumur tersebut, bahkan ada yang hanya dilakukan pengukuran pada dasar sumur saja (BHT). Riset ini memperkirakan besarnya temperatur pada masing-masing kedalaman, dengan syarat sumur tersebut diketahui harga temperatur permukaan dan Bore Hole Temperature (BHT) nya. Metode yang digunakan untuk memperkirakan nilai temperatur tersebut adalah dengan cara mengembangkan konsep dasar aliran panas bumi yang diharapkan dapat membantu menentukan nilai temperatur pada masing-masing kedalaman formasi, yaitu dengan cara: (a) menghitung konduktivitas panas kelompok formasi; (b) menghitung gradien temperatur kelompok formasi; (c) menghitung heat flow. Kemudian ketiga parameter (a, b, c) tersebut sebagai dasar untuk menentukan perubahan kedalaman pada setiap kenaikan temperatur 100C atau 50C. Kontribusi penelitian ini adalah: (1) Nilai temperatur pada masing-masing formasi dapat digunakan sebagai salah satu parameter untuk menghitung jumlah kalor dalam batuan reservoir; (2) Nilai Temperatur yang dihasilkan merupakan parameter pokok untuk mendukung estimasi kematangan hidrokarbon (migas). **BAHAN dan METODE** Penelitian ini merupakan penelitian laboratorium yang meliputi: 1) Analisa dan pengukuran batuan; 2) Pengolahan dan analisa data; 3) Pembuatan laporan hasil; 4) Persiapan seminar dan presentasi hasil penelitian. Data-Data yang diperlukan

Ordas Dewanto, Hermanto (Estimasi Nilai Temperatur Formasi pada ...) PROSIDING 238

yaitu: BHT (Bore Hole Temperature), stratigrafi (litologi) dan **1** umur batuan, konduktivitas panas batuan, gradien temperatur, heat flow (Q) dan Data Log sumur (sebagai

pendukung) **1**. Analisa dan Pengukuran Batuan **5** Batuan yang dianalisa menggunakan batuan berupa conventional plug pore, yaitu sampel batuan dari formasi hasil pengeboran secara vertikal. Pemilihan litologi batuan digunakan litologi batuan yang sesuai dengan

data lapangan. **2** Untuk mengukur konduktivitas panas batuan dipergunakan alat yang disebut three needle device atau three needle control box. **1** Alat pengukur konduktivitas

panas batuan three needle device adalah modifikasi dari peralatan yang dipergunakan oleh Von Herzen dan Maxwell (1959), yaitu hot needle device yang dipakai pada pengukuran sedimen dasar samudera. Alat pengukur konduktivitas panas three needle device terdiri dari beberapa blok rangkain antara lain, Sensor, Control BOX, dan Recorder.

2. Pengolahan Data Konduktivitas panas kelompok formasi (KKF) adalah kemampuan suatu kelompok formasi pada sumur untuk menghantarkan panas. Harga konduktivitas panas kelompok formasi (KKF) ditentukan dengan cara perhitungan berdasarkan harga konduktivitas panas formasi dan ketebalan dalam kelompok formasi tersebut. Cara penentuannya yaitu dengan menjumlahkan masing-masing harga konduktivitas panas formasi yang ada pada kelompok formasi tersebut. Konduktivitas panas kelompok formasi ini diperlukan untuk kepentingan penentuan temperatur sumur. Penentuan kelompok formasi ini disesuaikan dengan kondisi dari formasi pada sumur tersebut. Konduktivitas panas sumur (KSM) adalah konduktivitas panas yang dihitung dari kedalaman akhir sumur sampai dengan permukaan. Harga konduktivitas panas sumur (KSM) ditentukan dengan cara perhitungan berdasarkan harga konduktivitas panas formasi dan ketebalan formasi tersebut. **4** Cara penentuannya yaitu dengan menjumlahkan masing-masing harga konduktivitas panas formasi yang ada pada sumur tersebut. Selanjutnya menentukan gradien temperatur sumur, menghitung heat flow, menghitung gradien temperatur kelompok formasi, membuat model untuk menentukan perubahan kedalaman pada setiap kenaikan temperatur 10OC, dan terakhir memperkirakan nilai temperatur pada

masing-masing kedalaman formasi. 3. Analisa Hasil a. Membuat model gambar perbedaan kedalaman pada setiap bertambah temperatur 100C. b. Menganalisis nilai temperatur pada masing-masing kedalaman formasi. HASIL dan PEMBAHASAN Penelitian ini mengenai estimasi temperatur formasi pada dua sumur dengan memakai metode core dan log. Sumur pertama dengan nama A-1 mempunyai kedalaman total 6443.4 ft (1963.9 m). Sumur kedua dengan nama B-1 mempunyai kedalaman total 4606 ft (1403.8 m). Dua sumur tersebut terletak pada suatu daerah di Cekungan Sumatera Tengah. Perkiraan temperatur pada masing-masing formasi dilakukan dengan mengukur dan menghitung konduktivitas panas batuan (KB), heat flow (Q) dan gradien temperatur (GT). Heat Flow adalah aliran panas yang berasal dari dalam bumi mengalir ke permukaan yang melewati suatu ruang/material batuan. Karena sifat dan kepadatan atau kekompakan dari batuan berbedabeda, maka harga heat flow (Q) untuk setiap sumur pada suatu daerah juga berbeda-beda disamping itu tentunya ada yang sama. Terjadinya perbedaan harga heat flow tersebut, selain adanya perbedaan gradien temperatur dipengaruhi juga oleh konduktivitas panas batuan (KB) pada batuan tersebut. Konduktivitas panas batuan dapat ditentukan dari pengukuran perconto batuan (core) langsung di laboratorium. Selain itu dapat juga ditentukan dengan perhitungan berdasarkan harga porositas batuan tersebut (data log). Peneliti menentukan harga konduktivitas panas batuan (KB) dengan cara pengukuran langsung dan perhitungan.

1. Konduktivitas Panas Batuan Pada sumur A-1 dan B-1, ³ semakin bertambah kedalamannya, konduktivitas panas batuan (untuk sand dan shale) semakin besar. Hubungan antara KB dengan kedalaman (Z), menunjukkan hubungan yang eksponensial, terlihat pada Gambar 1 s/d 4. Semakin bertambah kedalaman (Z), KB semakin membesar. Harga KB yang berbeda tersebut, dipengaruhi oleh banyak faktor. ¹ Harga konduktivitas panas batuan yang diperoleh dengan cara mengukur core di laboratorium, mempunyai harga yang hampir sama dengan cara perhitungan konduktivitas panas batuan berdasarkan data log. Dari persamaan $KB = KF\phi \times KS^{1-\phi}$ (Nakayama, 1987), jelas sekali bahwa ϕ sangat mempengaruhi konduktivitas panas

batuan. Pada Gambar 5 s/d 8, menunjukkan grafik hubungan antara ϕ dan KB . 2

Grafiknya menunjukkan hubungan yang eksponensial, terlihat bahwa semakin kecil harga ϕ , KB semakin besar. Sesuai dengan teori bahwa semakin bertambah kedalaman (Z), harga ϕ akan menurun secara eksponensial (Sclater dan Christie, 1980).

Seminar Hasil Penelitian & Pengabdian kepada Masyarakat, Unila, 2007 239 Gambar 1.

Hubungan antara konduktivitas panas batuan hasil pengukuran core terhadap kedalaman

pada Sumur A-1 Gambar 2. Hubungan antara konduktivitas panas batuan hasil

perhitungan (data log) terhadap kedalaman pada Sumur A-1 Gambar 3. Hubungan

antara konduktivitas panas batuan hasil pengukuran core terhadap kedalaman

pada Sumur B-1 Gambar 4. Hubungan antara konduktivitas panas batuan hasil

perhitungan (data log) terhadap kedalaman pada Sumur B-1 Harga porositas (ϕ) 1 yang

menurun secara eksponensial setiap bertambah kedalamannya disebabkan karena adanya

pengaruh tekanan overburden, yang 5 mempengaruhi setiap ruang batuan di dalam

bumi. Sehingga ruang batuan tersebut mempunyai bentuk dan sifat yang berbeda-

beda. 1 Diantaranya adalah harga ϕ pada batuan tersebut, yang menjadi kecil setiap

bertambah kedalamannya (Nakayama, 1987, dari Rubey dan Hubbert, 1959). Karena

harga ϕ semakin kecil, maka K semakin besar setiap bertambah kedalaman. Perbedaan

harga ϕ 2 tersebut juga dipengaruhi oleh temperatur. Kita lihat pada sumur A-1 dan B-1,

perubahan harga ϕ dan K, tidak terlalu besar untuk setiap bertambah kedalaman. 3 Hal

tersebut bukan berarti tekanan tidak mempunyai pengaruh, tetapi di daerah kedua sumur

tersebut tidak terjadi over pressure. Jika kita bandingkan harga konduktivitas panas pada

sumur A-1 dan B-1, terjadi perbedaan yang tidak begitu besar.

Ordas Dewanto, Hermanto (Estimasi Nilai Temperatur Formasi pada ...) PROSIDING

240 Gambar 5 Gambar 6 Hubungan antara konduktivitas panas batuan hasil

pengukuran terhadap porositas sand, pada Sumur A-1 Hubungan antara konduktivitas

panas batuan hasil pengukuran terhadap porositas shale, pada Sumur

A-1 Gambar 7 Gambar 8 Hubungan antara konduktivitas panas batuan hasil

pengukuran terhadap porositas sand, pada Sumur B-1 Hubungan antara konduktivitas

panas batuan hasil pengukuran terhadap porositas shale, pada Sumur

B-1 3.2 Temperatur Formasi Dari hasil perhitungan KB, untuk Formasi Minas sumur A-1 (0-170 m), mempunyai $KF=4.14 \times 10^{-3}$ cgs, dan Formasi Minas, sumur B-1 (0-120 m), mempunyai $KF=4.52 \times 10^{-3}$ cgs. Terjadi perbedaan harga KF, karena pada Formasi Minas, sumur B-1, hanya mempunyai satu macam litologi yaitu sand dengan ketebalan 120 m. Sedangkan Formasi Minas, sumur A-1, terdiri dari litologi shale dengan ketebalan 75 m dan sand dengan ketebalan 95 m. Litologi Formasi Minas, pada sumur A-1 dan B1, masing-masing mempunyai umur yang sama. Hal ini sesuai dengan teori thermal conductivity, bahwa pada kondisi dekat permukaan, K_{SAND} lebih besar dari pada K_{shale} (Gretener, 1982). Nilai temperature pada formasi Minas untuk Sumur A-1 berkisar antara 27OC s/d 37OC, dan Sumur B-1 berkisar 30OC s/d 40OC, ditunjukkan dalam Gambar 9 dan 10. Formasi Petani, sumur A-1 (170-284 m), mempunyai $KF = 4.26 \times 10^{-3}$ cgs dan Formasi Petani, sumur B-1 (120-240 m), mempunyai $KF = 3.97 \times 10^{-3}$ cgs. Masing-masing mempunyai litologi shale dan umur yang sama. Tampak bahwa Formasi Petani, sumur A-1, mempunyai harga konduktivitas panas batuan yang lebih besar dibandingkan Formasi Petani, sumur B1. Karena litologi pada Formasi Petani, sumur A-1, berada pada daerah yang lebih dalam (170-284 m), dimana tekanan yang mempengaruhi ruang batuan lebih besar sehingga mempengaruhi harga ϕ . Akibatnya konduktivitas panas batuan berubah, sesuai dengan grafik hubungan KB vs ϕ dan KB vs Z (lihat Gambar 4.1 s/d 4.8). Nilai temperature pada formasi

Seminar Hasil Penelitian & Pengabdian kepada Masyarakat, Unila, 2007 241 Petani untuk Sumur A-1 berkisar antara 37OC s/d 47OC, dan Sumur B-1 bernilai $\pm 40OC$, ditunjukkan dalam Gambar 9 dan 10. Formasi Telisa, sumur A-1 (284-698 m), mempunyai $KF = 4.23 \times 10^{-3}$ cgs dan Formasi Telisa, sumur B-1 (240-605 m), mempunyai $KF = 4.22 \times 10^{-3}$ cgs. Pada Formasi Telisa, sumur A-1 terdiri dari litologi shale atau clay dengan ketebalan 394 meter, dan sand dengan ketebalan 20 meter, sumur B-1 hanya mempunyai satu macam litologi yaitu clay dengan ketebalan 365 meter. Litologi Formasi Telisa, sumur A-1 mempunyai umur yang sama dengan litologi sumur B-1. Tampak bahwa Formasi Telisa,

sumur A-1 mempunyai harga konduktivitas panas batuan yang lebih besar dibandingkan sumur B-1. Karena litologi pada Formasi Telisa, sumur A-1, selain mempunyai umur yang sama, juga berada pada daerah yang lebih dalam (284-698 m), dimana tekanan yang mempengaruhi ruang batuan lebih besar, sehingga mempengaruhi harga ϕ . Dan juga pada Formasi Telisa, sumur A-1 terdapat litologi sand. Akibatnya konduktivitas panas batuan lebih besar. Nilai temperature pada formasi Telisa untuk Sumur A-1 berkisar antara 47OC s/d 67OC, dan Sumur B-1 berkisar 50OC s/d 60OC, ditunjukkan dalam Gambar 9 dan 10. Formasi Sihapas Atas, pada sumur A-1 (698-778 m) mempunyai harga $KF = 4.95 \times 10^{-3}$ cgs, dan sumur B-1 (605-685 m), $KF = 4.47 \times 10^{-3}$ cgs. Masing-masing mempunyai umur yang sama. Formasi Sihapas Atas, sumur A-1 mempunyai harga KF yang lebih besar, karena litologi pada Formasi Sihapas Atas, sumur A-1, berada pada daerah yang lebih dalam (698-778 m), dimana tekanan yang mempengaruhi ruang batuan lebih besar, sehingga mempengaruhi harga ϕ . Akibatnya konduktivitas panas batuan lebih besar. Bentuk litologinya juga berpengaruh terhadap konduktivitas panas batuan (Gretener, P.E., 1982), dimana pada Formasi Sihapas Atas, sumur A-1 mempunyai litologi shale (40 meter) dan sand (40 meter), sedangkan sumur B-1 mempunyai litologi claystone (80 meter). Nilai temperature pada formasi Sihapas-Up untuk Sumur A-1 berkisar antara 67OC s/d 77OC, dan Sumur B-1 berkisar 60OC s/d 70OC, ditunjukkan dalam Gambar 9 dan 10. Untuk Formasi Sihapas Bawah, sumur A-1 (778-969 m) mempunyai harga $KF = 5.25 \times 10^{-3}$ cgs, dan Formasi Sihapas Bawah, sumur B-1 (685-930 m) mempunyai harga $KF = 5.79 \times 10^{-3}$ cgs. Masing-masing mempunyai umur yang sama. Tampak pada Formasi Sihapas Bawah, sumur B-1 mempunyai harga konduktivitas panas batuan yang lebih besar dibandingkan sumur A-1. Karena pada Formasi Sihapas Bawah, sumur B-1 mempunyai litologi sand yang lebih banyak (dominan). Formasi Sihapas Bawah, sumur A-1, mempunyai dua macam litologi yaitu sand (111m) dan shale (80m), sedangkan sumur B-1, juga mempunyai dua macam litologi yaitu sand (185m) dan shale (60m). Tampak dominasi litologi sand terdapat pada Formasi Sihapas Bawah, sumur B-1. Hal ini sesuai dengan teori thermal conductivity, bahwa pada

kondisi dekat permukaan, KSAND lebih besar dari pada KSHALE (Gretener, P.E., 1982). Akibatnya konduktivitas panas batuan lebih besar harganya. Untuk Formasi Sihapas Bawah kedua sumur berada pada kedalaman yang hampir sama, sehingga faktor kedalaman pengaruhnya kecil terhadap KF. Nilai temperature pada formasi Sihapas Bawah untuk Sumur A-1 berkisar antara 77OC s/d 87OC, dan Sumur B-1 berkisar 70OC s/d 80OC, ditunjukkan dalam Gambar 9 dan 10. Formasi "Pematang Sand Stone", sumur A-1 (969-1457 m), harga $KF=6.65 \times 10^{-3}$ cgs, dan sumur B-1 (930-1160 m), mempunyai $KF = 6.90 \times 10^{-3}$ cgs. Formasi "Pematang Sand Stone", sumur A-1, mempunyai dua macam litologi yaitu sand (368 meter) dan shale (120 meter). Sedangkan sumur B-1, mempunyai dua macam litologi, yaitu sand (210 meter) dan shale (20 meter). Litologi Formasi "Pematang Sand Stone", sumur A-1 mempunyai umur yang sama dengan sumur B-1. Jika kita lihat keadaan pada Formasi "Pematang Sand Stone" ini, tentunya KF pada sumur A-1 lebih besar dari pada sumur B-1. Tetapi ternyata pada sumur B-1 harga KF nya lebih besar. Hal tersebut dapat terjadi karena KF ini ditentukan dengan cara perhitungan berdasarkan porositas (ϕ). Dan pada Formasi "Pematang Sand Stone", sumur A-1 mempunyai harga porositas (ϕ) yang bagus (besar), sedangkan pada sumur B-1 mempunyai harga porositas (ϕ) yang kurang bagus (kecil). Sesuai dengan grafik hubungan antara KB vs ϕ , bahwa jika porositas semakin kecil maka konduktivitas panas batuan semakin besar. Nilai temperature pada formasi Pematang SS untuk Sumur A-1 berkisar antara 87OC s/d 97OC, dan Sumur B-1 berkisar 80OC s/d 90OC, ditunjukkan dalam Gambar 9 dan 10. Formasi "Pematang Mud Stone", pada sumur A-1 (1457-1719 m) mempunyai harga $KF=6.60 \times 10^{-3}$ cgs, dan pada sumur B-1 (1160-1318 m) mempunyai $KF=5.55 \times 10^{-3}$ cgs. Litologi Formasi "Pematang Mud Stone", untuk kedua sumur tersebut adalah mudstone atau shale. Umur Litologi Formasi "Pematang Mud Stone", sumur A-1 lebih muda dibanding sumur B-1. Tampak pada Formasi "Pematang Mud Stone", sumur A-1 mempunyai KF yang lebih besar, meskipun umurnya lebih muda. Hal tersebut disebabkan karena litologi pada Formasi "Pematang Mud Stone", sumur A-1 berada pada kedalaman yang sangat dalam dibandingkan sumur

B-1. Sehingga tekanan yang mempengaruhi ruang batuan sangat besar, kemudian mempengaruhi harga ϕ (kecil), dan konduktivitas panas batuan nya besar. Nilai temperature pada formasi Pematang MS untuk Sumur A-1 berkisar $\pm 107^{\circ}\text{C}$, dan Sumur B-1 berkisar 90°C s/d 100°C , ditunjukkan dalam Gambar 9 dan 10. Formasi "Pematang Brown Shale", sumur A-1 (1719-1780 m) mempunyai $KF = 6.8 \times 10^{-3}$ cgs, dan sumur B-1 (1318-1342 m) mempunyai $KF = 5.08 \times 10^{-3}$ cgs. Litologi Formasi "Pematang Brown Shale", untuk kedua sumur tersebut adalah coal. Umur litologi Formasi "Pematang Brown Shale", pada sumur A-1 lebih tua dibanding sumur B-1. Tampak pada Formasi Pematang BRSH, sumur A-1 mempunyai KF yang lebih besar, meskipun umurnya lebih pendek. Hal tersebut disebabkan karena litologi pada Formasi "Pematang Brown Shale", sumur A-1 berada pada kedalaman yang sangat dalam dibandingkan sumur B-1. Dimana tekanan yang mempengaruhi ruang batuan sangat besar, sehingga mempengaruhi harga ϕ (kecil), dan KB

Ordas Dewanto, Hermanto (Estimasi Nilai Temperatur Formasi pada ...) PROSIDING 242 besar. Nilai temperature pada formasi BRS untuk Sumur A-1 berkisar antara 107°C s/d 117°C , dan Sumur B-1 berkisar 90°C s/d 100°C , ditunjukkan dalam Gambar 9 dan 10. Formasi "Pematang LP", sumur A-1 (1780 - 1880 m) mempunyai $KF = 7.01 \times 10^{-3}$ cgs, dan sumur B-1 (1342-1362 m), mempunyai $KF = 5.30 \times 10^{-3}$ cgs. Formasi "Pematang LP", sumur A-1 mempunyai dua macam litologi yaitu sand (25 meter) dan shale (75 meter), sedangkan sumur B-1 mempunyai satu macam litologi, yaitu shale (20m). Litologi Formasi "Pematang LP", untuk sumur A-1 mempunyai umur yang lebih tua dibanding sumur B-1. Pada Formasi "Pematang LP", sumur A-1 mempunyai harga KF yang lebih besar dibanding sumur B-1, meskipun umurnya sama. Hal tersebut disebabkan karena litologi pada Formasi "Pematang LP", sumur A-1 berada pada kedalaman yang sangat dalam dibandingkan sumur B-1. Sehingga tekanan yang mempengaruhi ruang batuan sangat besar, sehingga mempengaruhi harga ϕ (kecil), dan konduktivitas panas batuan (besar). Nilai temperature pada formasi LP untuk Sumur A-1 berkisar $\pm 117^{\circ}\text{C}$ dan Sumur B-1 berkisar 90°C s/d 100°C , ditunjukkan dalam Gambar 9 dan 10. Sekarang kita tinjau

hasil pengukuran core, dalam penentuan konduktivitas panas batuan. Perbandingan KF sumur A-1 dan B-1 dari hasil pengukuran konduktivitas panas batuan, mempunyai kesamaan dengan hasil perhitungan konduktivitas panas batuan. Faktor-faktor yang mempengaruhi harga KF sumur A-1 dan B-1, sama dengan hasil perhitungan KB. KESIMPULAN Dari hasil pengolahan data, pembahasan dan analisa, maka dapat diambil beberapa kesimpulan sebagai berikut: 1. **1 Konduktivitas panas batuan yang diperoleh dengan cara mengukur core di laboratorium** (KB→pengukuran), mempunyai harga yang hampir sama (selisihnya kecil), dengan cara perhitungan konduktivitas panas batuan berdasarkan ϕ (KB→perhitungan). 2. Hasil nomor 1 menyebabkan nilai-nilai KFM, KKFM, GT, KSM, dan Heat Flow mempunyai harga yang sama dari hasil pengukuran dan perhitungan KB (untuk sumur A-1 dan B-1). 3. Perkiraan nilai temperatur berdasarkan hasil perhitungan konduktivitas panas batuan, mempunyai nilai yang hampir sama dengan nilai temperatur berdasarkan hasil pengukuran konduktivitas panas batuan, untuk masing-masing formasi pada sumur minyak (ditunjukkan dalam Gambar 9 dan 10). 4. Nilai-nilai temperatur pada sumur A-1 dengan kedalaman 6443.4 ft (1963.9 m), berkisar antara 27OC (dari permukaan) sampai 127OC (basement), sedangkan sumur B-1 dengan kedalaman 4606 ft (1403.8 m), berkisar antara 30OC (dari permukaan) sampai 100OC (basement), ditunjukkan dalam Gambar 9 dan 10. **2 UCAPAN TERIMA KASIH** Penulis

mengucapkan banyak terimakasih kepada: 1. Dr. Sandjojo Subono dan Siswoyo (Lemigas Jakarta), yang telah banyak membimbing dalam menyelesaikan riset ini. 2. Lemigas Jakarta dan Kondur Petroleum, yang telah mengijinkan kami mendapatkan beberapa literatur yang berhubungan dengan riset ini. 3. Roviky (Kondur Petroleum), Ginanjar (Chevron Jakarta) dan Muh Dahyar (Geofisika Universitas Indonesia), yang telah banyak membantu dalam menyelesaikan riset ini, terutama dalam pengolahan data log. DAFTAR

PUSTAKA **1 Dewanto, O., 2001, Analisa Hubungan Aliran Panas Bumi Terhadap Awal** Maturasi Hidrokarbon pada Cekungan Minyak di Jawa Barat-Utara. Jurnal Sains dan Teknologi Unila ISSN 0853-733X Vol. 7 No. 3, Tahun 2001 hal. 29-42. **2 Dewanto, O., 2002, Analisa Hubungan Porositas Terhadap Konduktivitas Panas Batuan Hasil**

Pengukuran dan Perhitungan pada Sumur Minyak, Jurnal Sains dan Teknologi Unila ISSN 0853-733X Vol. 8 No. 2, Tahun 2002 hal. 27-41. ³ Dresser Atlas, 1982, Well Logging and Interpretation Techniques, The Course For Home Study, Dresser Industries Inc., p. 22-32, 39-94, 102-129, 165-178. Eckman, D.P., 1958, 'Automatic Process Control', Wiley Eastern Private Limited, New Delhi, p.22-26. Gretener, P.E., 1982, Geothermics: Using Temperature in Hydrocarbone Exploration, Short Course San Francisco Annual Meeting May 1981, The American Association of Petroleum Geologists Tulsa, Oklahoma, USA, p.1-67. Klemme, H.D., 1972, Heat Influences size of oil giants-geothermal gradients, The Oil and Gas J., Juli 17, p. 136-144 (pt.I), dan July 24, p. 76-78 (pt.II).

Seminar Hasil Penelitian & Pengabdian kepada Masyarakat, Unila, 2007 243

Koesoemadinata, R.P., 1978, Geologi Minyak dan Gas Bumi, ITB, Bandung, p. 194-204.

Landes, K.K., 1967, 'Eometamorphism, and oil and gas in time and space', Am. Assoc.

Petroleum Geol. Bull., v.44, n.10, p. 1682-1691. Nakayama, K., 1987, 'Hydrocarbon-

Expulsion ¹ Model and Its Application to Niigata Area Japan', The American Association of Petroleum Geologists Bulletin, v.71, No.7 (July 1987), p. 810-812, 2 Figs. Nakayama, K.,

and Lerche, I., 1987, 'Basin Analysis by Model Simulation: Effect of Geologic Parameters on 1D and 2D Fluid Flow Systems with Applications to an Oil Field', Gulf Coast Assoc.

Geol. Soc Trans, v.37, p.175-184. Siswoyo dan S. Subono, 1995, 'Heat Flow,

Hydrocarbon Maturity and Migration in Northwest Java', ² CCOP Technical Bulletin, March 1995, Vol. 25, p. 23-36. Subono, S., dan Siswoyo, 1995, 'Thermal Studies of

Indonesian Oil Basin', CCOP Technical Bulletin, March 1995, Vol. 25, pp. 37 to 54.

Ordas Dewanto, Hermanto (Estimasi Nilai Temperatur Formasi pada ...) PROSIDING

244 Gambar 9. Nilai temperatur masing-masing formasi pada

Sumur A-1 berdasarkan hasil pengukuran KB (A) dan perhitungan KB (B) 37OC 47OC

57OC 67OC 77OC 87OC 97OC 107OC 117OC 127OC 27OC Formasi Minas Formasi

Petani Formasi Telisa F Sihapas-Up Formasi Sihapas Lower Formasi Pematang SS

Formasi Pematang MS Formasi BRS Formasi LP Basement A 27OC 37OC 47OC 57OC

67OC 77OC 87OC 97OC 107OC 117OC 127OC Formasi Minas Formasi Petani Formasi

Telisa F Sihapas-Up Formasi Sihapas Lower Formasi Pematang SS Formasi Pematang MS Formasi BRS Formasi LP Basement B

Seminar Hasil Penelitian & Pengabdian kepada Masyarakat, Unila, 2007

245

Gambar 10. Nilai temperatur masing-masing formasi pada Sumur B-1 berdasarkan hasil pengukuran KB (A) dan perhitungan KB (B) Formasi Minas Formasi Petani Formasi Telisa F Sihapas-Up Formasi Sihapas Lower Formasi Pematang SS Formasi Pematang MS Formasi BRS Formasi LP Basement 40OC 30OC 50OC 60OC 70OC 80OC 90OC 100OC A Formasi Petani Formasi Minas Formasi Telisa F Sihapas-Up Formasi Sihapas Lower Formasi Pematang SS Formasi Pematang MS Formasi BRS Formasi LP Basement 40OC 30OC 50OC 60OC 70OC 80OC 90OC 100OC B

Sources

- 1 <https://123dok.com/document/qm8nvn5z-analisis-pengaruh-perubahan-fisika-tingkat-maturasi-hidrokarbon-reservoir.html>
INTERNET
5%

- 2 <https://adoc.pub/analisis-perubahan-sifat-fisika-batuan-terhadap-awal-terbent.html>
INTERNET
4%

- 3 <https://adoc.pub/analisis-pengaruh-perubahan-sifat-fisika-batuan-terhadap-tin.html>
INTERNET
3%

- 4 <http://eng.unila.ac.id/wp-content/uploads/2019/01/CR-3-86-1.pdf>
INTERNET
1%

- 5 <https://jurnal.fmipa.unila.ac.id/sains/article/download/297/pdf>
INTERNET
1%
