

PENENTUAN TIPE BATUAN RESERVOAR PADA FORMASI HUTTON, LAPANGAN JACKSON, CEKUNGAN EROMANGA, QUEENSLAND, NORTHEASTERN AUSTRALIA

Yusril Fachrizal Ahnan Tu'adun¹, Sarju Winardi², Anindita Dwi Rahmeilia Putri¹, Ardiko Dwiky Shaputra¹, Alma Naila Athaya¹

¹Program Sarjana Departemen Teknik Geologi Fakultas Teknik Universitas Gadjah Mada, Yogyakarta

²Dosen Departemen Teknik Geologi Fakultas Teknik Universitas Gadjah Mada, Yogyakarta

Corresponding Author: Yusril Fachrizal (Email: yusrilfachrizal2017@mail.ugm.ac.id)

Abstract

Queensland, Northeastern Australia is known as oil and gas productions spread across several major basins, namely 51% in the Eromanga-Cooper Basin, 46% in the Bowen-Surat Basin, and 3% in the Galilee Basin. This research is focused on the Hutton Formation, Jackson Field, located in the Eromanga Basin. The determination of petrophysical rock type (PRT) and its distribution is carried out with the aim of obtaining an overview of reservoir heterogeneity in the form of Petrophysical Rock Type (PRT) and poro-perm transform equations for each PRT. The data that used are well logs from Jackson 1, 3, and 4) and well report data from Jackson 1 (RCAL). PRT analysis was performed on the core interval using the Hydraulic Flow Unit method then used in other intervals and wells that did not have cores. After all intervals could be defined by their PRT, then the poro-perm transform from the core was applied to obtain a model of vertically well permeability. The results of the analysis show that the study area is composed of three PRTs based on its parameters which are grain size, effective porosity limit values and the main one is the shale volume value. The resulting poro-perm transform is in the form of a three-power regression with the main input being effective porosity. PRT 3 is the best reservoir with a permeability value of >350mD. The vertical and lateral distribution model of permeability shows that reservoir body can consist of several types of PRT, most of that can be correlated.

Keywords: Hydraulic flow unit (HFU), Jackson, petrophysical rock type (PRT)

1. Pendahuluan

Queensland telah melakukan pengeboran di 11.000 sumur CSG (Coal seam gas) dan 3.450 sumur konvensional. Cekungan di Queensland terkenal memiliki kompleksitas yang tinggi, terutama Cekungan Eromanga yang diendapkan di atas Cekungan Cooper. Kompleksitas Cekungan Eromanga/Cooper menjadi acuan untuk dilakukannya eksplorasi di Indonesia yang masih memiliki 68 cekungan yang belum dieksplorasi karena kompleksitas litologi penyusun. Oleh karena itu, studi bertujuan untuk penentuan persebaran *petrophysical rock type* (PRT), model rumusan poroperm transform pada tiap PRT, dan sebaran

permeabilitas sumuran di Lapangan Jackson 1, 3, dan 4 yang difokuskan pada Formasi Hutton, Cekungan Eromanga, Queensland.

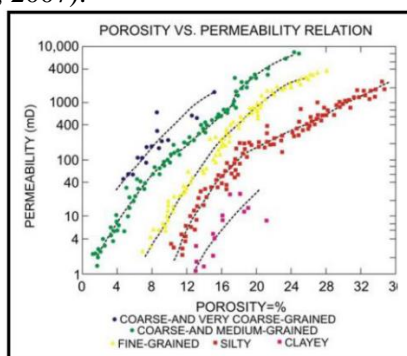
Cekungan Eromanga merupakan cekungan besar dengan luas 1 juta km² di Australia Utara dan Tengah. Pada awalnya, cekungan ini merupakan Cekungan Cooper (Karbon – Trias) yang mengalami inversi dan menjadi cekungan *piggy-back* hingga tertutupi sedimen oleh Cekungan Eromanga (Jura – Kapur). Salah satu formasi penyusunnya adalah Formasi Hutton dengan ketebalan 90 – 210 m. Formasi Hutton didominasi oleh batupasir yang sedikit diselingi *siltstone* dan *sandstone*. Litologi lain yang dapat ditemukan adalah konglomerat dengan ukuran butir krikil yang menjadi

matriks pada batupasir sedang hingga kasar (Almond, 1986 dalam Davies, 2002 modifikasi oleh Draper, 2002). Formasi Hutton terendapkan di lingkungan braided fluvial system (Moore & others, 1986; John & Almond, 1987 dalam Davies, 2002 modifikasi oleh Draper, 2002) yang memiliki potensi sebagai reservoir minyak dan gas bumi.

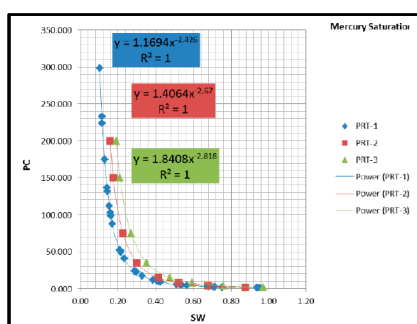
2. Fundamental

2.1. Konsep Rock Typing

Rock Typing mempelajari batuan reservoir berdasarkan kondisi aktualnya, serta membagi dan mengolompokkannya menjadi beberapa satuan berbeda, berdasarkan tingkat homogenitas /heterogenitasnya. Rock Typing dapat memberikan informasi perkiraan permeabilitas serta saturasi air formasi pada interval kedalaman dan sumur yang tidak memiliki data inti batuan, berikut dinamika reservoir dan performa produksinya (Guo et al., 2007).



Gambar 1. Contoh plot hubungan Porositas-Permeabilitas dari sekelompok litologi



Gambar 2. Contoh Petrophysical Rock Type Clustering melalui plot kurva data MICP

2.2. Porositas Normalisasi Indeks

Nilai porositas normalisasi indeks dapat didefinisikan sebagai rasio perbandingan antara volume pori dengan volume volume matriks didalam batuan, sehingga nilai tersebut dapat dituliskan dengan persamaan dibawah berikut:

$$\phi_z = \frac{\phi}{1 - \phi} \tag{1}$$

2.3. Reservoir Quality Index (RQI)

Nilai indeks kualitas reservoir merupakan nilai rata – rata dari pore throat ratio yang terdapat di reservoir. Perhitungan ini dilakukan berdasarkan rasio perbandingan antara nilai permeabilitas dengan nilai volume pori (fraksi) sebagai berikut:

$$RQI = 0,0314 \sqrt{\frac{K}{\phi}} \tag{2}$$

2.4 Metode Hydraulic Flow Unit (HFU)

Hydraulic Flow Unit (HFU) memiliki konsep yang didasarkan atas kesamaan geometri pori dan merupakan metode yang dikembangkan oleh Amaefule dkk (1993). Metode ini menunjukkan bahwa setiap HFU memiliki nilai FZI (Flow Zone Indicator) yang berbeda. FZI merupakan parameter yang mengkombinasikan tekstur dan mineralogi pada batuan sebagai dasar penentuan hydraulic unit (Amaefule dkk, 1993). Hydraulic unit merupakan volume aliran fluida yang konsisten dan dipengaruhi oleh sifat geologi dan petrofisik dari total batuan reservoir.

Pembagian klasifikasi hydraulic unit dapat menggunakan pendekatan HFU yang dapat dirangkum dalam tiga persamaan, yaitu:

- RQI (Reservoir Quality Index) merupakan nilai rata-rata dari ukuran rongga pori batuan yang terdapat dalam reservoir (µm). Perhitungan ini dilakukan berdasarkan rasio perbandingan antara permeabilitas dan porositas efektif sebagai indikator kualitas reservoir.
- NPI (Normalized Porosity Index) merupakan rasio volume pori terhadap matriks di dalam batuan.
- FZI (Flow Zone Indicator) merupakan fungsi mineralogi dan tekstur batuan untuk mengetahui properti batuan

3. Metodologi

Penelitian diawali dengan tahapan studi pustaka yang memuat mengenai sejarah pembentukan dan penyusun Formasi Hutton. Penelitian dilakukan dengan menggunakan data log sumur Jackson 1, 3, dan 4 yang terdiri dari GammaRay, Resistivitas, Densitas, dan Neutron, dan data laporan sumur yang memuat RCAL dan SCAL pada Lapangan Jackson 1. Sumber data adalah Queensland

Government, 2020, Borehole: Jackson 1, Jackson 3, Jackson 4: Geoscience Data Portal Queensland (<https://geoscience.data.qld.gov.au>).

Keterbatasan data penelitian ini adalah tidak ditemukannya laporan sumur Jackson 3 dan 4. Tahap analisis data dilakukan dengan menggunakan software Interactive Petrophysics 2018, Geolog 7, dan Microsoft Office. Tahapan analisis berupa data conditioning (pengeditan dan normalisasi data), analisis petrofisika menggunakan data laporan sumur, determinasi litologi dan perhitungan volume serpih, perhitungan porositas total dan porositas efektif, pembagian tipe batuan dengan metode *Hydraulic Flow Unit* (HFU) pada sumur yang memiliki core sehingga karakteristik sumur tersebut dapat digunakan untuk penentuan tipe batuan di sumur lain, dan penentuan permeabilitas dengan *poro-perm transform*.

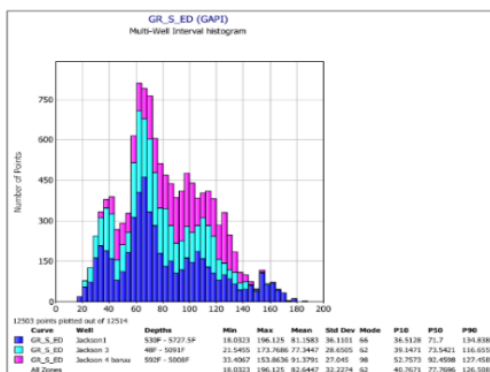
Hasil dari penentuan tipe batuan setiap sumur akan saling dikorelasikan sehingga mendapat persebaran *petrophysical rock type* (PRT), model rumusan *poro-perm transform* pada tiap PRT, dan sebaran permeabilitas sumuran.

4. Hasil dan Pembahasan

4.1. Analisis Petrofisika

4.1.1 Perhitungan Volume Serpih dan Determinasi Litologi

Penentuan nilai *gamma ray* Formasi Hutton setiap sumur (Tabel 1) disesuaikan dengan data *wireline* yang didapatkan dan diperhalus (Gambar 3).



Gambar 3. Persebaran nilai Gamma Ray di setiap sumur

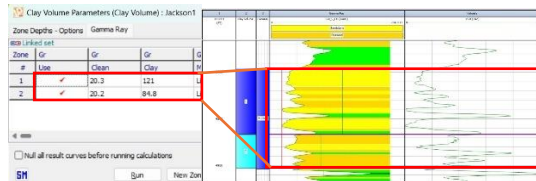
Tabel 1. Penentuan baseline untuk perhitungan

Sumur	Clean Sand	Shale
Jackson 1	Zona 1 20	121
	Zona 2 20	85

Jackson 3	20	117
Jackson 4	28	160

Tabel 2. Batas volume serpih untuk determinasi

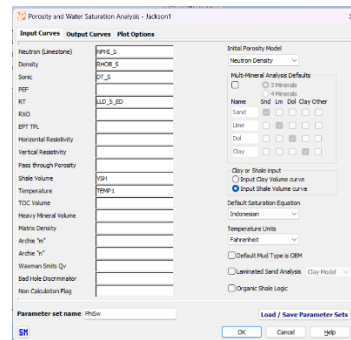
Sumur Jackson	VSH Sandstone	VSH Fine Sand	VSH Shaly Sand	VSH Shale
1	0 - 0.18	0.181 - 0.48	0.481 - 0.8	0.81 - 1
3	0 - 0.18	0.181 - 0.48	0.481 - 0.8	0.81 - 1
4	0 - 0.18	0.181 - 0.48	0.481 - 0.8	0.81 - 1



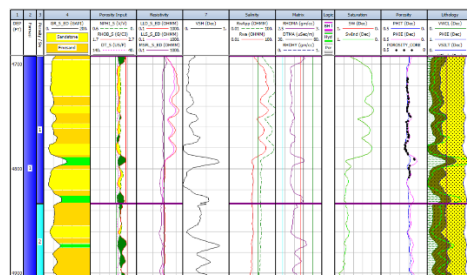
Gambar 4. Parameter dan hasil perhitungan nilai volume serpih pada Sumur Jackson 1

4.1.2. Porositas Total & Efektif (PHIE & PHIT)

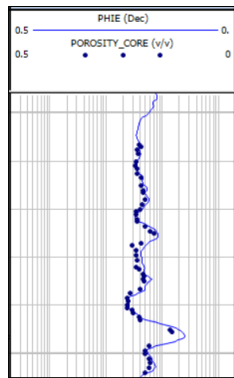
Nilai porositas didapatkan dari log *neutron* dan *density*, perhitungan volume serpih, dan temperatur. Untuk perhitungan saturasi menggunakan metode Indonesian karena metode tersebut cocok digunakan pada *shaly sand*. Perhitungan porositas dilakukan dengan *Initial Porosity Model* berupa *Neutron Density* karena perhitungan tersebut memiliki hasil yang menyerupai data porositas *core*.



Gambar 5. Input data untuk perhitungan porositas



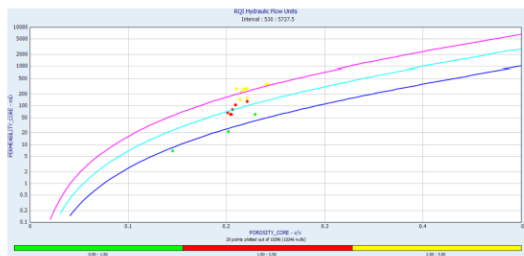
Gambar 6. Hasil perhitungan porositas



Gambar 7. Kesesuaian antara porositas efektif, porositas total, dengan porositas core.

4.2. Petrophysical Rock Typing – Hydraulic Flow Unit

Penentuan tipe batuan pada penelitian ini menggunakan metode *hydraulic flow unit* (HFU). Metode HFU menggunakan data kedalaman, data *core* (permeabilitas dan porositas), *reservoir quality index* (RQI), *flow zone indicator* (FZI), dan perhitungan kumulatif FZI. Data tersebut menghasilkan 3 tipe batuan pada sumur Jackson 1. Hasil klasifikasi tpe batuan Jackson 1 digunakan sebagai acuan untuk Jackson 3 dan Jackson 4. Semakin tinggi nilai *rock type*, semakin bagus properti reservoir (porositas dan permeabilitas).

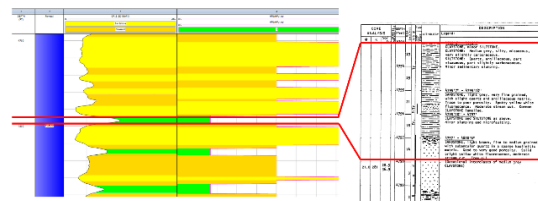


Gambar 8. Persebaran data tipe batuan pada sumur Jackson 1 interval core

4.2.1. Petrophysical Rock Type 1

Tipe batuan ini berada di Sumur Jackson 1 kedalaman 4793 ft – 5798 ft yang memiliki litologi berupa batupasir berukuran halus hingga lanau (0,125 mm – 0,0078 mm) (Wentworth, 1922). Batas nilai volume serpih $0,481 < VSH < 1$; batas nilai porositas $13\% < PHIE < 21\%$; dan batas nilai permeabilitas 7

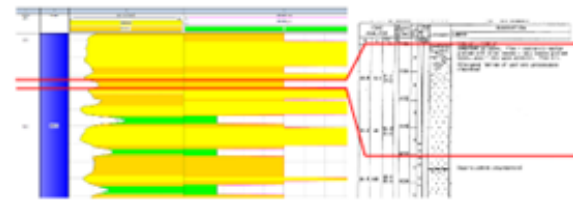
mD < Permeabilitas < 100 mD.



Gambar 9. Core description Sumur Jackson 1 kedalaman 4793 ft – 5798 ft

4.2.2. Petrophysical Rock Type 2

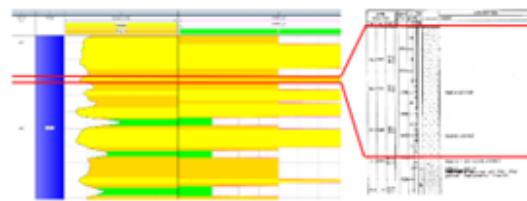
Tipe batuan ini berada di Sumur Jackson 1 kedalaman 4753 ft - 4757 ft yang memiliki litologi berupa batupasir berukuran sedang hingga halus (0,25 mm – 0,125 mm) (Wentworth, 1922). Batas nilai volume serpih $0,181 < VSH < 0,48$, batas nilai porositas $20\% < PHIE < 23\%$, dan batas nilai permeabilitas $101 \text{ mD} < \text{Permeabilitas} < 350 \text{ mD}$.



Gambar 10. Core description Sumur Jackson 1 kedalaman 4753 ft - 4757 ft

4.2.3. Petrophysical Rock Type 3

Tipe batuan ini berada di Sumur Jackson 1 kedalaman 4743 ft - 4749 ft yang memiliki litologi berupa batupasir berukuran sangat kasar hingga kasar (1 mm – 0,5 mm) (Wentworth, 1922). Batas nilai volume serpih $0 < VSH < 0,18$; batas nilai porositas $21\% < PHIE < 22\%$, dan batas nilai permeabilitas $351 \text{ mD} < \text{Permeabilitas} < 460 \text{ mD}$.



Gambar 11. Core description Sumur Jackson 1 kedalaman 4743 ft - 4749 ft

4.3. Permeabilitas

Penentuan permeabilitas dilakukan dengan menggunakan *regression* setiap PRT yang didapat dari HFU pada data. Dari regresi tersebut didapatkan rumus untuk mendapatkan nilai permeabilitas sebagai berikut.

Tabel 3. Rumus regresi pada setiap Rock Type

Rock Type	Rumus Regresi
1	$\text{if } (RRT = 1, PHIE \wedge 3 * (1.418 / (0.0314 * (1.0 - PHIE))) \wedge 2$
2	$\text{if } (RRT = 2, PHIE \wedge 3 * (2.511 / (0.0314 * (1.0 - PHIE))) \wedge 2$
3	$\text{if } (RRT = 3, PHIE \wedge 3 * (4.23 / (0.0314 * (1.0 - PHIE))) \wedge 2$

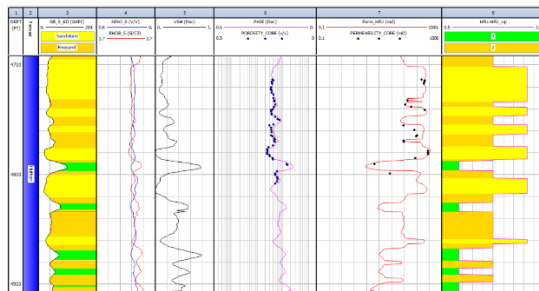
Dari persamaan tersebut kemudian dimasukkan kedalam *Multi-Line Formula* untuk menghasilkan Log Permeabilitas berdasarkan rumus regresi dari setiap *Rock Typing*. Koefisien korelasi antara log permeabilitas dan permeabilitas *core* adalah 0.82.



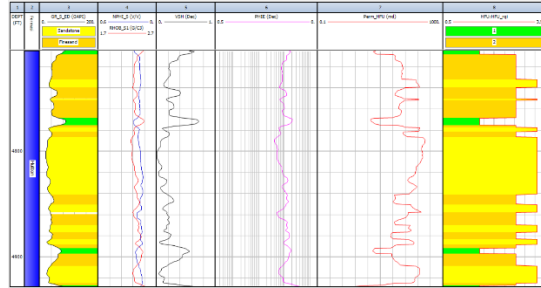
Gambar 12. Crossplot antara permeabilitas core dengan log permeabilitas dari hasil perhitungan menggunakan rumus regresi di setiap PRT

4.4. Model Sebaran PRT dengan *poro-perm transform* pada Interval Sumur Core dan *Uncore*

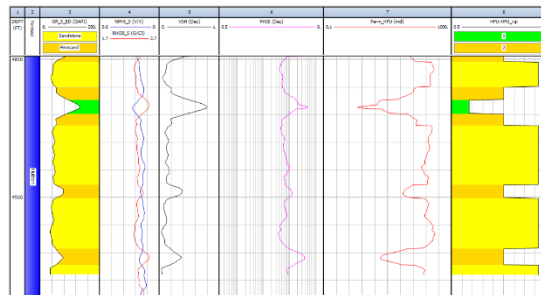
Sumur Jackson 1 yang memiliki data *core* digunakan sebagai acuan untuk Sumur Jackson 1 yang tidak memiliki data *core*, 3 dan 4.



Gambar 13. Model sebaran PRT dan *poro-perm transform* pada Interval Sumur Core di Jackson 1

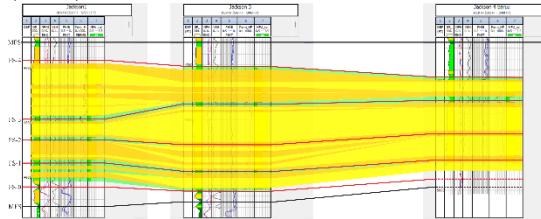


Gambar 14. Model sebaran PRT dan *poro-perm transform* pada Interval Sumur *Uncore* di Jackson 3

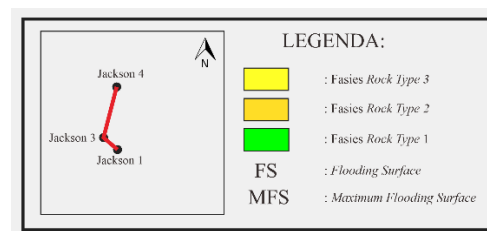


Gambar 15. Model sebaran PRT dan *poro-perm transform* pada Interval Sumur *Uncore* di Jackson 4

4.5. Korelasi Petrophysical Rock Type (PRT)



Gambar 16. Korelasi petrophysical rock type dan parasekuen dari ketiga sumur



Gambar 17. Legenda dari korelasi petrophysical rock type

Secara umum, dari ketiga sumur tersebut dapat diketahui bahwa Fm. Hutton memiliki 4 parasekuen. Fasies dari batupasirnya diinterpretasikan berupa *braided fluvial* dan *multiple stack channel*. Batupasir mengalami penipisan ke arah sumur Jackson 4. Kemenerusan lateral masing-masing PRT cukup baik, meskipun terdapat variasi dalam hal ketebalan.

5. Kesimpulan

Berdasarkan analisis *rock type* dengan metode *Hydraulic Flow Unit* pada *core* sumur Jackson 1, Formasi Hutton dapat dibagi menjadi tiga model *Petrophysical Rock Type* (PRT).

Penentuan model PRT pada interval yang tidak ada *core* bisa menggunakan beberapa parameter seperti litologi, porositas dan volume shale. Volume shale menjadi parameter pembeda utama masing-masing *Rock Type*, yaitu PRT 1 = $0,481 < VSH < 1$; PRT 2 = $0,181 < VSH < 0,48$; RT 3 = $0 < VSH < 0,18$.

Model rumusan *poro-perm transform* untuk masing-masing PRT menghasilkan tiga rumusan berupa regresi *power* pangkat 3 yang dipengaruhi parameter utama yaitu porositas efektif.

Model sebaran permeabilitas vertikal sumuran untuk setiap PRT konsisten untuk masing-masing *rock type* yaitu PRT 3 mempunyai nilai permeabilitas yang paling bagus (>350 mD), disusul PRT 2 (100-350 mD) dan PRT 1 (<100 mD).

Sebagai saran untuk pemodelan PRT secara lateral akan lebih akurat jika terdapat data sumur yang lebih banyak dan *core* yang lebih lengkap. Selain itu, pemodelan PRT disarankan untuk reservoir yang tersusun dari batugamping karena memiliki bias.

Daftar Notasi

Φ : porositas

Φ_z : porositas normalisasi

K: permeabilitas

Daftar Pustaka

- Amaefule, J.O., Altunbay, M., Tiab, D., Kersey, D.G., and Keelan, D.K., 1993, Enhanced reservoir description: using core and log data to identify hydraulic (flow) units and predict permeability in uncored intervals/wells, in SPE Annual Technical Conference and Exhibition, SPE, p. SPE-26436.
- Akbar, M. N. A., 2019, New Approaches of Porosity-Permeability Estimations and Quality Factor Q Characterization based on Sonic Velocity, Critical Porosity, and Rock Typing. Doi <https://doi.org/10.2118/199777-STU>
- Davies, C., JA Dingwell, O Dixon, JJ Draper, ARG Gray, PM Green, AL Heim, KL Hoffmann, JL McKellar, M McKillop, 2002, Geology of The Cooper and Eromanga Basins, Queensland, Queensland Department of Natural Resources and Mines, p. 30-35.
- Draper, J.J. (Editor), 2002, Geology of the Cooper and Eromanga Basins, Queensland *Queensland Minerals and Energy Review Series*, Queensland Department of Natural Resources and Mines.
- Guo, Boyun & Lyons, C. & Ghalambor, Ali, 2007, Petroleum Production Engineering, A Computer-Assisted Approach, 10.1016/B978-0-7506-8270-1.X5000-2.
- Hall, L. S., Hill, A. J., Troup, A., Korsch, R. J., Radke, B., Nicoll, R. S., Palu, T. J., Wang, L. & Stacey, A., 2015, Cooper Basin Architecture and Lithofacies Part 1, Applying Geoscience to Australia's Most Important Challenges.
- Hiatt, Eric E., 2000, Chapter 2. Sedimentology and Sequence Stratigraphy in Basin Analysis and Paleohydrologic Studies., p. 19-38.
- Queensland Government, 2020, Borehole: Jackson 1, Jackson 3, Jackson 4: Geoscience Data Portal Queensland, <https://geoscience.data.qld.gov.au>.
- Wentworth, C. K., 1922, A Scale of Grade and Class Terms for Clastic Sediments. The Journal of Geology, 30(5), p. 377-392.