



Penentuan Absolute Open Flow Potensial (AOFPP) Dan Production Performance Prediction Berdasarkan Well Testing Data Pada Sumur Gas “DI” Lapangan “LA”

Nugroho Marsiyanto
Universitas Bhayangkara Jakarta
Raya, Indonesia

M. Mahlil Nasution
Universitas Bhayangkara
Jakarta Raya, Indonesia

Siti Fadillah
Universitas Bhayangkara
Jakarta Raya, Indonesia

Corresponding author:

Nugroho Marsiyanto, Universitas
Bhayangkara Jakarta Raya,
Indonesia.
nugroho.marsiyanto@dsn.ubharajaya.ac.id

Article Info :

Article history:

Received: Mei 3, 2024
Revised: Mei 10, 2024
Accepted: Mei 30, 2024

Keywords:

Keywords 1; Well Testing
Keywords 2; Deliverability Test
Keywords 3; Back Pressure/Flow
After Flow Test

Kata Kunci:

Kata Kunci 1; Pengujian Sumur
Kata Kunci 2; Uji Deliverabilitas
Kata Kunci 3; Back Pressure/Flow
After Flow Test

Abstract

In a well that has been drilled (exploration), a hydrocarbon well testing process needs to be carried out, namely well testing. The purpose of well testing is to determine reservoir parameters and to determine the production capacity of a layer or formation. The “DI” gas well in the “LA” field is located in the Batu Raja Formation layer in South Sumatra, which is a new well and was drilled in 2010 and well testing was carried out in 2013. The pressure analysis carried out on the “DI” gas well is a deliverability test using the back pressure or flow after flow test method, this test is used to determine the maximum value that can be produced by this well. The calculations carried out in this analysis use Microsoft Excel. The Absolute Open Flow Potential (AOFPP) value in the “DI” gas well based on the analysis of the deliverability test results is 5,290 Mmscfd with an exponent value (n) of 0.93 and the C value obtained from a constant flow of 5,361 Mmscfd.

Abstrak

Pada suatu sumur yang telah dilakukan proses pengeboran (eksplorasi), proses pengujian sumur hidrokarbon perlu dilakukan yaitu uji sumur (well testing). Tujuan dilakukannya pengujian sumur yaitu untuk mengetahui parameter-parameter reservoir serta untuk mengetahui kemampuan produksi pada suatu lapisan atau formasi. Sumur gas “DI” lapangan “LA” terletak pada lapisan Batu Raja Formasi di Sumatra Selatan yang merupakan sumur baru dan dilakukan pengeboran pada tahun 2010 dan dilakukan pengujian sumur pada tahun 2013. Analisa tekanan yang dilakukan pada sumur gas “DI” yaitu uji deliverabilitas dengan metode back pressure atau flow after flow test, pengujian ini digunakan untuk mengetahui nilai maksimal yang dapat diproduksi oleh sumur ini. Perhitungan yang dilakukan pada analisis ini menggunakan microsoft excel. Nilai Absolute Open Flow Potential (AOFPP) pada sumur gas “DI” berdasarkan analisis hasil uji deliverabilitas adalah sebesar 5,290 Mmscfd dengan nilai eksponen (n) sebesar 0.93 serta diperoleh nilai C dari aliran konstan sebesar 5,361 Mmscfd.

Pendahuluan

Suatu sumur yang memiliki dugaan atau berpotensi memiliki kandungan pada suatu reservoir yang bernilai komersial tentu saja perlu diproduksi secara optimal. Perlakuan terhadap suatu sumur harus dengan tepat dilakukan agar memperoleh hasil yang diharapkan, mulai dari tahap eksplorasi dan kompleksi sampai diproduksi suatu minyak dan gas di permukaan. Dampak buruk yang dihasilkan bila salah satu dari kegiatan

tersebut kurang tepat akan menyebabkan produksi yang kurang optimal hingga kerusakan suatu formasi. Produksi yang kurang optimal dapat didefinisikan dengan hasil produksi yang diperoleh tidak sesuai dengan target produksi yang ingin dicapai. Pada sumur baru yang telah dilakukan pengeboran perlu untuk diketahui keadaan reservoir nya, maka kegiatan pengujian pada sumur gas atau biasa disebut dengan well testing perlu dilakukan untuk menentukan harga produksi yang dapat dicapai pada formasi atau lapisan dengan optimal ketika diproduksi sehingga umur produksi bisa lebih lama. Pengujian yang dapat dilakukan untuk mengetahui produksi optimum sumur gas yaitu dengan *deliverability test*.

Deliverability test merupakan sebuah pengujian sumur gas yang digunakan untuk memprediksi bagaimana laju aliran yang ada pada reservoir yang mana laju aliran akan menurun seiring dengan menipisnya reservoir. Kapasitas aliran yang stabil atau deliverabilitas gas diperlukan untuk merencanakan pengoperasian sumur gas. Dalam pengujian ini kapasitas aliran harus ditentukan dengan tekanan alir dasar sumur yang berbeda-beda dengan waktu yang telah disesuaikan, dari pengujian tersebut akan digunakan untuk mengetahui nilai *Absolute Open Flow Potential (AOFPP)*.

Absolute Open Flow Potential (AOFPP) didefinisikan sebagai kemampuan suatu sumur untuk memproduksi suatu gas secara optimum dengan tekanan balik yang bernilai nol. Hal ini tidak dapat dinilai secara langsung tetapi dapat diperoleh dari uji deliverabilitas, pihak yang membutuhkan parameter tersebut biasanya sering menggunakannya sebagai panduan dalam menetapkan besar tingkat laju produksi maksimum yang diinginkan.

Metode Penelitian

Pada penulisan ini, penulis menggunakan analisis Deliverability dengan metode back pressure/flow after flow dengan menggunakan perhitungan manual.

HASIL DAN PEMBAHASAN

Lapangan "L" merupakan lapangan eksplorasi yang memiliki potensi gas dari formasi Batu Raja, sumur ini terletak di South Sumatra yang merupakan sumur dengan jenis *vertical*, sumur ini dikelola oleh Negara. Sumur gas "DI" Lapangan "LA" ini awal dilakukan pengeboran pertama kali pada tahun 2010. Sumur yang memiliki indikasi gas ini memiliki kedalaman 1032 mD.

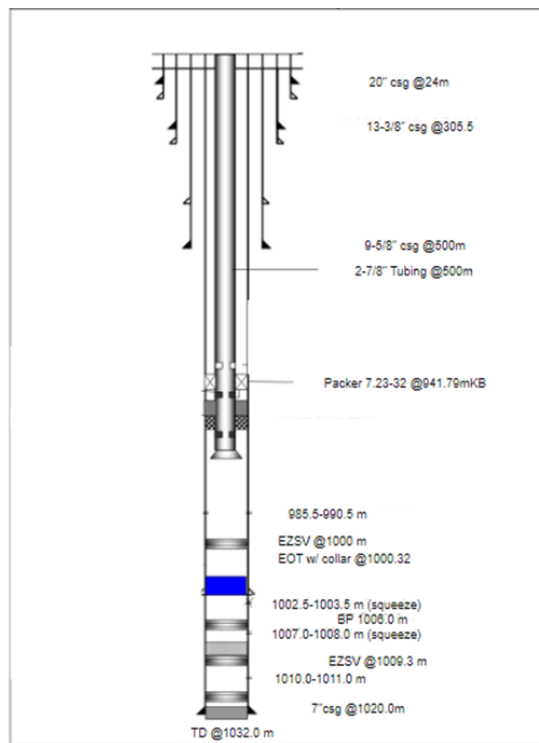
Alasan sumur ini dilakukan pengujian sumur yaitu guna mendapatkan parameter-parameter sebelum dilakukan suatu produksi gas. Salah satu pengujian sumur yang dilakukan yaitu uji *deliverability*, yang mana dengan dilakukannya pengujian ini ingin mengetahui kemampuan pada sumur dalam melakukan produksi. Sehingga pada pelaksanaan produksi dapat ditentukan laju alir maksimal atau optimal yang diijinkan supaya dapat memperpanjang umur produksi suatu sumur.

Pada *well diagram* ini mencakup informasi keseluruhan dari sumur gas "DI" lapangan "LA" yang mana pada sumur ini setelah dilakukannya eksplorasi dilakukan *completion* terlebih dahulu sebelum dilakukannya pengujian sumur. pada *well diagram* menunjukkan informasi yang terdapat pada tempat dilakukannya penelitian. Dengan adanya *well diagram* dapat membantu proses pengambilan data sesuai kedalaman yang diinginkan dan mengetahui *completion* yang terdapat pada sumur tersebut.

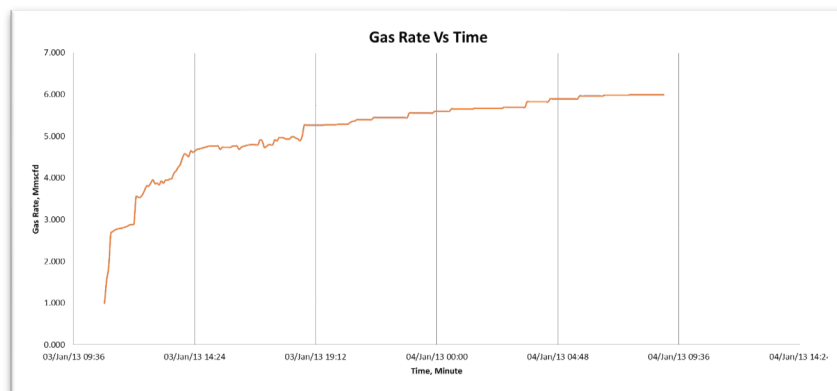
Pada pelaksanaan pengujian deliverabilitas menggunakan metode pada sumur gas ini terdapat prosedur dalam pelaksanaannya, prosedur yang dimaksud adalah urutan yang dilakukan dalam pengujian sumur pada sumur gas "D" lapangan "L" untuk mendapatkan parameter - parameter yang dibutuhkan. Prosedur pelaksanaannya yaitu sebagai berikut:

1. Sumur yang telah dilakukan *completion* selanjutnya dipasang flowhead sebagai kontrol tekanan dari dalam sumur
2. Setelah itu pemasangan peralatan well testing lainnya, urutan pemasangan well testing equipment sebagai berikut:
 - a) *Choke manifold*
 - b) *Heater atau steam exchanger*
 - c) *Separator*
 - d) *Surge tank*
 - e) *Oil manifold*
 - f) *Gas manifold*
 - g) *Burner*
3. Setelah seluruh peralatan terpasang, selanjutnya sumur diproduksi dengan laju alir menggunakan choke size 32/64" dicatat sebagai laju alir yang pertama (q_1) dilakukan pencatatan laju alir beserta tekanan laju alir sebagai q_1 dan Pwf.
4. Kemudian laju aliran diubah dengan mengganti choke size 36/64" dan dicatat sebagai laju alir yang kedua serta tekanan alir dasar sumur sebagai q_2 dan Pwf.

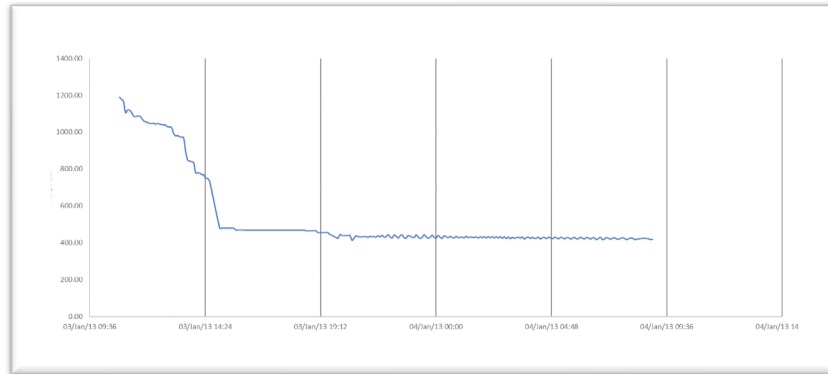
5. Selanjutnya ukuran choke diubah menjadi 48/64" untuk mendapatkan nilai laju alir yang ketiga sebagai (q3) dan tekanan laju alir sumur juga dicatat sebagai (Pwf).
6. Dilanjutkan dengan ukuran choke 56/64" untuk memperoleh nilai laju aliran yang keempat sebagai (q4) dilakukan pencatatan pada laju alir serta tekanan alir dasar sumur sebagai q4 dan Pwf.
7. Setelah itu dilakukan penggantian ukuran choke yang terakhir yaitu sebesar 64/64" dan diproduksi kembali untuk mendapatkan nilai laju alir yang ke lima (q5) kemudian dilakukan pencatatan kembali laju alir dengan tekanan alir dasar sumur sebagai q5 dan Pwf.
8. Pada setiap produksi yang dilakukan hasil dari pengujian dibakar menggunakan burner.
9. Setelah pengujian sumur selesai dilakukan maka seluruh peralatan dilakukan unloading dan diangkut kembali. Berdasarkan hasil dari dilakukannya well testing yang dilakukan pada Sumur "DI" Lapangan "LA" menghasilkan beberapa nilai parameter yang diperoleh, data yang digunakan untuk menghitung nilai AOFPP data yang digunakan dalam pembuatan grafik tersebut berdasarkan data pada grafik tersebut terdapat beberapa aliran pada setiap choke serta pengaruh tekanan alir dasar sumur saat dilakukan aliran setiap ukuran choke. Gambar tersebut menunjukkan aliran gas pada setiap bukaan choke yang berbeda.



Gambar 1 Well Diagram



Gambar 2 Plot Gas Rate vs Time



Gambar 3 Plot Tekanan Alir Dasar Sumur vs Time

Berdasarkan aliran pada setiap bukaan choke yang berbeda tentu saja hal tersebut menyebabkan tekanan aliran dasar sumur mendapat pengaruh dari laju alir gas tersebut. Grafik tekanan alir dasar sumur pada sumur yang dilakukan flow after flow test pada grafik tersebut dapat diketahui bahwa semakin kecil ukuran choke maka tekanan alir dasar sumur nilainya besar begitu pula sebaliknya apabila ukuran choke semakin besar maka laju alir dasar sumur semakin kecil.

Dalam perhitungan well testing yang dimaksudkan yaitu perhitungan nilai AOFP serta perhitungan kurva IPR yang digunakan untuk mengetahui performa sumur seiring dengan berjalannya waktu.

Pada sumur gas “DI” lapangan “LA” dilakukan pengujian sumur atau well testing yang bertujuan untuk mengetahui beberapa informasi mengenai sumur yang akan diproduksi. Pada penulisan tugas akhir ini, penulis ingin menghitung nilai optimum produksi yang dapat diproduksi oleh sumur gas “DI” berdasarkan data yang diperoleh saat well testing. Dalam penentuan nilai optimum produksi ini disebut dengan uji deliverabilitas, pengujian yang dilakukan dalam deliverability ini menggunakan *flow after flow test* atau *back pressure test*. Tujuan dari dilakukannya *deliverability test* yaitu untuk menganalisis kemampuan produksi gas secara optimal atau dapat disebut juga dengan Absolute Open Flow Potential (AOFP).

Data yang diperlukan untuk menganalisis deliverabilitas menggunakan metode flow after flow ini adalah tekanan dasar sumur pada saat kondisi sumur mengalir (P_{wf}), tekanan reservoir (P_r) dan rate produksi gas (Mscfd). Data yang diperlukan dalam perhitungan ini yaitu data pada setiap bukaan *choke* yang didapat dari pengukuran peralatan *well testing*.

Tabel 1 Plot Data Back Pressure Test

Test	Choke	qsc (Mscfd)	Pr (Psia)	Pwf (Psia)	$(P_r^2 - P_{wf}^2) \times 10^{-3}$ (Psia ²)
	0	0	1670	0	2250,000
1	32	3220	1670	1074	1096,52
2	36	3757	1670	922	1399,91
3	46	4328	1670	745	1694,97
4	56	4418	1670	510	1989,90
5	64	4976	1670	424	2070,22

Hasil plot data laju alir gas dan pressure selanjutnya digunakan untuk membuat grafik untuk mengetahui aliran yang dihasilkan dari setiap bukaan *choke manifold*. Dalam perhitungan AOFP perlu diketahui terlebih dahulu eksponen dari hasil deliverabilitas yang stabil dengan menghitung harga n menggunakan persamaan sebagai berikut:

$$n = \frac{\log q_{sc1} - \log q_{sc5}}{\log (\Delta P^2)_1 - \log (\Delta P^2)_5}$$

$$n = \frac{\log(3220) - \log(4976)}{\log(1,637 \times 10^3) - \log(2,611 \times 10^3)}$$

$$n = \frac{3,507 - 3,696}{3,214 - 3,416}$$

$$n = \frac{-0,189}{-0,202}$$

$$n = 0,93$$

Setelah nilai n diketahui maka dilakukan perhitungan nilai C, dalam penentuan nilai C ini diambil dari tekanan yang konstan. Sehingga untuk menghitung harga C diambil dari hasil yang terakhir karena hasil tekanan pada pengujian tersebut besar aliran yang didapatkan bernilai konstan. Perhitungan nilai C menggunakan persamaan sebagai berikut:

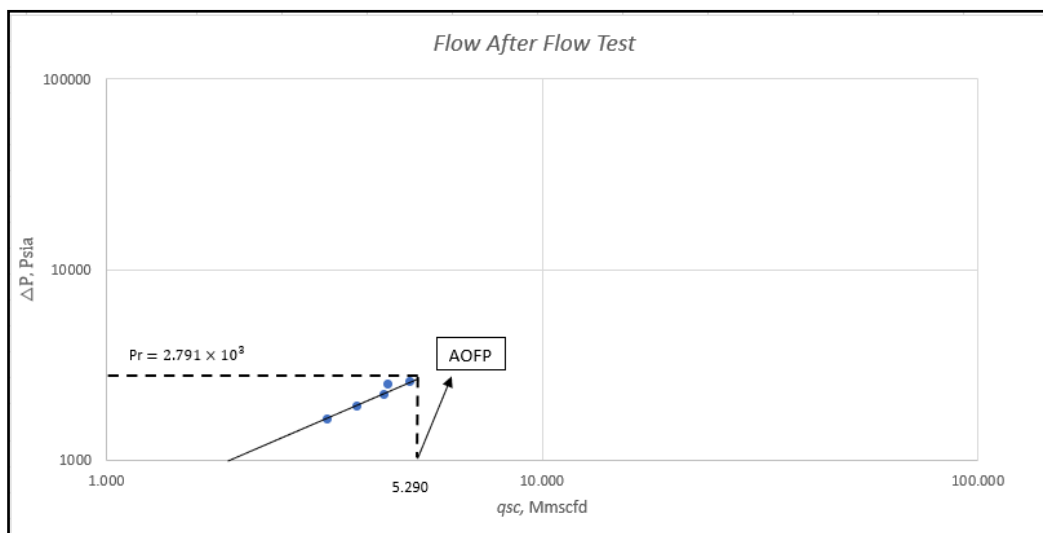
$$C = \frac{4976}{(P_r^2 - P_{wf}^2)^n}$$

$$C = \frac{4976}{(2611 \times 10^3)^{0,93}}$$

$$C = \frac{4976}{1505000}$$

$$C = 5,361 \text{ Mmscfd/psia}$$

Pada grafik yang ditunjukkan pada gambar dibawah merupakan hasil plot yang dibuat berdasarkan data hasil pengujian deliverabilitas pada sumur "DI" lapangan "LA". pada grafik tersebut dapat diketahui bahwa pada tekanan reservoir 0 nilai laju alir maksimal yang dapat dicapai yaitu sebesar 5,290 Mmscfd. Nilai ini merupakan batas maksimal produksi yang diijinkan.



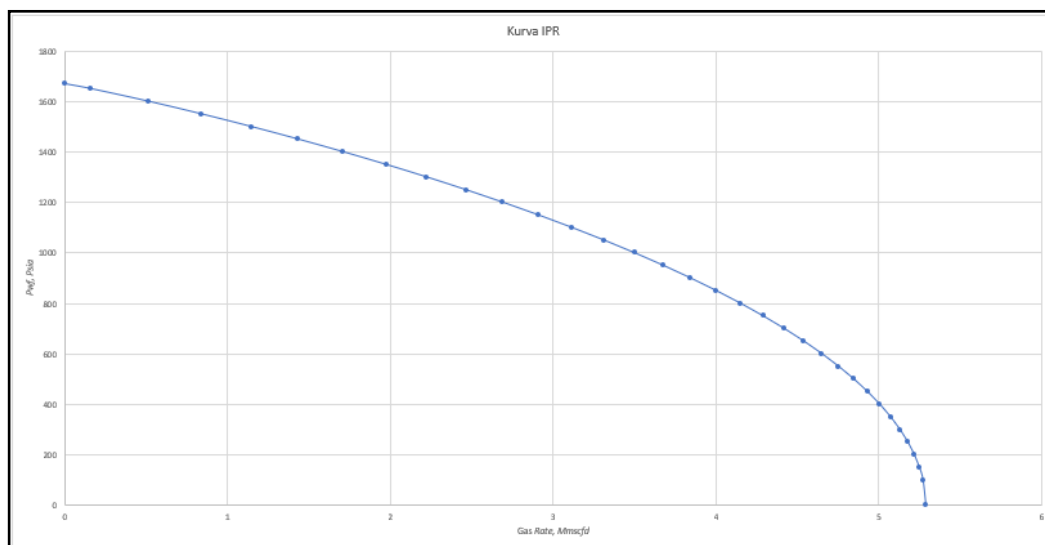
Gambar 4 Grafik Laju alir gas terhadap ΔP

Kurva IPR (*Inflow Performance Relationship*) merupakan suatu grafik yang digunakan dalam teknik produksi untuk menilai kinerja sumur dengan memplot laju produksi sumur terhadap tekanan aliran dasar sumur (Pwf). Data yang diperlukan untuk membuat IPR diperoleh dengan mengukur laju produksi pada berbagai tekanan penarikan. Komposisi fluida reservoir dan perilaku fase fluida dalam kondisi mengalir menentukan bentuk kurva. Pada kurva IPR yang dihasilkan tidak linier dikarenakan pada kurva ini merupakan fungsi dari tekanan alir dasar

sumur. dikarenakan nilai eksponen (n) yang didapatkan dari perhitungan deliverabilitas adalah 0.68 yang menandakan bahwa sumur ini memiliki aliran turbulen. Penurunan pada kurva IPR ini juga dapat disebabkan karena adanya aliran turbulensi. kurva yang dihasilkan pada pengujian ini menunjukkan bahwa semakin lama sumur ini memproduksi maka semakin turun juga tekanannya. Hal ini yang menyebabkan kurva IPR pada sumur ini berubah seiring berjalannya waktu. Kurva IPR yang dihasilkan dari pengujian ini digunakan untuk mengevaluasi potensi deliverabilitas sumur pada kondisi permukaan yang bervariasi. Dalam pembuatan kurva IPR untuk mengetahui prediksi aliran produksi pada sumur ini yaitu dengan membuat tabel asumsi Pwf sehingga nilai laju alir dapat diketahui.

Tabel 2 Pwf Asumsi Terhadap Gas Rate

Pwf Asumsi, Psi	Gas Rate, Mscfd
0	5.2905
100	5.2728
150	5.2508
200	5.2199
250	5.1801
300	5.1315
350	5.0740
400	5.0076
450	4.9323
500	4.8480
550	4.7547
600	4.6523
650	4.5409
700	4.4203
750	4.2905
800	4.1515
850	4.0030
900	3.8452
950	3.6777
1000	3.5006
1050	3.3137
1100	3.1168
1150	2.9097
1200	2.6923
1250	2.4641
1300	2.2250
1350	1.9744
1400	1.7117
1450	1.4363
1500	1.1469
1550	0.8417
1600	0.5172
1650	0.1636
1670	0



Gambar 5 Kurva IPR

KESIMPULAN

Berdasarkan analisis deliverability test pada sumur gas "D" di lapangan "L", beberapa kesimpulan dapat diambil. Pertama, penggunaan flow after flow test merupakan metode yang tepat dalam menguji deliverabilitas pada sumur ini. Metode ini efisien dan meminimalkan waktu yang dibutuhkan untuk mencapai kondisi stabil. Dalam hasil analisis uji deliverabilitas, ditemukan bahwa nilai C (coefficient) sebesar 5,361 Mmscfd/psia dan nilai n (exponent) sebesar 0.93. Nilai-nilai ini memberikan gambaran tentang karakteristik produksi sumur gas "D" lapangan "L". Selanjutnya, melalui pengujian menggunakan metode back pressure test/flow after flow test, ditemukan bahwa nilai optimum produksi yang dapat dicapai oleh sumur gas tersebut adalah sebesar 5,290 Mmscfd/day, yang diukur dengan nilai Absolute Open Flow Potential (AOFPP). Kesimpulan ini memberikan gambaran mengenai kapasitas produksi optimal yang dapat diharapkan dari sumur gas "D" di lapangan "L".

DAFTAR PUSTAKA

- Bishop. (2000). Geologi Regional Cekungan Sumatra Selatan.
- Bishop, M. (n.d.). South Sumatra Basin Province, Indonesia; the Lahat/Talang Akar-Cenozoic total petroleum system. <https://www.semanticscholar.org/paper/South-Sumatra-Basin-Province%2C-Indonesia%3B-the-Lahat-Bishop/d29d704718be7363524c7a879f4b06c3382e6024>
- Chaudhry, A. U. (2003). Gas Well Testing Handbook. https://www.google.co.id/books/edition/Gas_Well_Testing_Handbook/4LgYz4r1a1EC?hl=id&gbpv=1&dq=gas+deliverability&pg=PA140&printsec=frontcover
- Dominique, B. (n.d.). Well Test Analysis: The The Use Of Advanced Interpretation Models. https://www.google.co.id/books/edition/Well_Test_Analysis/yVocRPXIW-QC?hl=id&gbpv=1&dq=deliverability&pg=PA315&printsec=frontcover
- Flacher Lea, James, L. jr ames. (2011). Gas well Deliquification. <https://doi.org/00680569404>
- Kabir, C. S., Petroleum, C., Company, T., & Kiog, G. R. (1936). SPE 29583 Estimation of AOFPP and Average Reservoir Pressure From Transient Flow-After-Flow Test Data: A Reservoir Management Practice.
- Lie, D. (2019). Geologi Regional. In Statistical Field Theor (Vol. 53, Issue 9, pp. 1689–1699).
- Regional, I. I. G. (2000). Gambar II.1. Geologi daerah penelitian 6. 1986, 6–20.
- Resti, D. (2018). Cekungan Sumatra Selatan.
- Ridho, M. R., Fathaddin, M. T., Khairani, Y., Pd, S., & Sc, M. (n.d.). Analis Uji Pressure Build Up dan Deliverability Dengan Metode Modified Isochronal Test Sumur Gas Di Lapangan Y.
- Teknologi Mineral, F., Avianto Kabul Pratiknyo, I., & Dewi Asmorowati, M. (2020). ANALISA HASIL PRESSURE BUILD UP TEST UNTUK Disetujui untuk Jurusan Teknik Perminyakan.

