

**OPTIMASI LAJU ALIR PRODUKSI SUMUR GAS R-09 MENGGUNAKAN
METODE *MODIFIED ISOCHRONAL TEST* , *TURNER* DAN *MAYER-
GARDNER***

(Study kasus : PT Pertamina EP Cepu Regoin 4 Zona 13 Donggi-Matindok Field)

Diajukan untuk Memenuhi Salah Satu Syarat Ujian
Guna Memperoleh Gelar Sarjana Teknik
Pada Departemen Teknik Industri Fakultas Teknik
Universitas Hasanuddin



OLEH

RISKI FIRMANSYAH

D071 18 1 330

**PROGRAM STUDI SARJANA TEKNIK INDUSTRI
FAKULTAS TEKNIK
UNIVERSITAS HASANUDIN
GOWA
2022**

**OPTIMASI LAJU ALIR PRODUKSI SUMUR GAS R-09 MENGGUNAKAN
METODE *MODIFIED ISOCHRONAL TEST* , *TURNER* DAN *MAYER-
GARDNER***

(Study kasus : PT Pertamina EP Cepu Regoin 4 Zona 13 Donggi-Matindok Field)

Diajukan untuk Memenuhi Salah Satu Syarat Ujian
Guna Memperoleh Gelar Sarjana Teknik
Pada Departemen Teknik Industri Fakultas Teknik
Universitas Hasanuddin



OLEH

RISKI FIRMANSYAH

D071 18 1 330

**PROGRAM STUDI SARJANA TEKNIK INDUSTRI
FAKULTAS TEKNIK
UNIVERSITAS HASANUDIN
GOWA
2022**

LEMBAR PENGESAHAN

Judul Tugas Akhir :

OPTIMASI LAJU ALIR PRODUKSI SUMUR GAS R-09 MENGGUNAKAN METODE *MODIFIED ISOCHRONAL TEST*, *TURNER DAN MAYER- GARDNER*

(*Study kasus : PT Pertamina EP Cepu Regoin 4 Zona 13 Donggi-Matindok Field*)

Disusun Oleh

RISKI FIRMANSYAH

D071 18 1 330

Tugas akhir ini diajukan untuk memenuhi salah satu persyaratan dalam menyelesaikan studi guna memperoleh gelar Sarjana Teknik pada Departemen Teknik Industri Fakultas Teknik Universitas Hasanudin.

Telah diperiksa dan disetujui oleh:

Pembimbing 1

Pembimbing 2



Dr. Ir. Rosmalina Hanafi, M.Eng.
NIP 19660128 199103 2 003



Dr. Eng. Ir. Irwan Setiawan S.T., M.T.
NIP. 19260602 200601 1 002

Mengetahui,
Ketua Departemen Teknik Industri Fakultas Teknik
Universitas Hasanudin

Ketua Departemen Teknik Industri



Dr. Saiful, S.T., M.T.
NIP. 19810606 200604 1 004

PERNYATAAN KEASLIAN

Yang bertanda tangan dibawah ini:

Nama : Riski Firmansyah

NIM : D071181330

Program Studi : Teknik Industri

Jenjang. : S1

Judul Skripsi : Optimasi Laju Alir Produksi Dengan Metode Modified Isochronal Test, Turner Dan Mayer-Gardner

Menyatakan dengan sesungguhnya bahwa Skripsi ini merupakan hasil, pemikiran, dan pemaparan asli dari saya sendiri. Saya tidak mencantumkan tanpa pengakuan babam-bahan yang telah dipublikasikan sebelumnya atau ditulis oleh orang lain atas sebagai bahan yang pernah diajukan untuk gelar atau ijazah pada Universitas Hasanuddin atau perguruan tinggi lainnya.

Apabila dikemudian terdapat penyimpangan dan ketidakbenaran dalam pernyataan ini, maka saya bersedia menerima sanksi akademik sesuai dengan peraturan yang berlaku di Universitas Hasanuddin

Demikian pernyataan ini saya buat

Gowa, 8 Juni 2022
Yang membuat pernyataan



Riski Firmansyah

KATA PENGANTAR

Puji dan syukur saya panjatkan atas kehadiran Allah SWT atas rahmat dan hidayah-Nya sehingga penulis dapat menyelesaikan tugas akhir ini dengan judul “Optimasi Laju Alir Produksi Sumur Gas R-09 Menggunakan Metode *Modified Isochronal Test*, *Turner* Dan *Mayer-Gardner*”. Dan tidak lupa pula saya kirimkan shalawat serta taslim kepada nabi junjungan kita yaitu Nabi Muhammad SAW yang telah membawa kita dari kegelapan menuju alam yang terang menderang seperti saat ini.

Tugas akhir ini disusun dalam rangka memenuhi salah satu persyaratan untuk memperoleh gelar Sarjana pada Departemen Teknik Industri Fakultas Teknik Universitas Hasanuddin. Tugas akhir ini dapat selesai karena bantuan, motivasi, dukungan, dan doa dari banyak pihak. Pada kesempatan ini saya mengucapkan banyak terima kasih kepada:

1. Allah SWT. atas berkah dan rahmat-Nya yang tidak pernah putus kepada saya.
2. Kedua Orangtuaku Abdullah Karim dan Nurhana yang selalu memberiku motivasi, dukungan, doa. Terima kasih juga telah mengorbankan waktu dan tenaga untuk keperluan finansialku selama kuliah.
3. Terima kasih kepada Grup Keluarga Hj Emma yang selalu mendoakan, membantu, dan turut menyemangati.
4. Bapak Dr. Eng. Syaiful, S.T., M.T., MSc selaku Ketua Departemen Teknik Industri Fakultas Teknik Universitas Hasanuddin.
5. Ibu Dr.Ir Rosmalina Hanafi, S.T., M.Eng. selaku Dosen Pembimbing I dan bapak Dr.Eng.Ir. Irwan Setiawan, S.T., M.T. selaku Dosen Pembimbing II tugas akhir ini, terima kasih atas segala waktu, bimbingan, serta bantuannya selama menyelesaikan tugas akhir ini.
6. Bapak dan Ibu Dosen serta Staf Departemen Teknik Industri Fakultas Teknik Universitas Hasanuddin.
7. Pak Wingky Suganda dan pak Wahyu selaku Pembimbing Lapangan yang turut

membantu selama waktu penelitian dan pengumpulan data.

8. Calula, Arinda dan fktor. Kalian yang membawa takdirku untuk meneliti topik Perminyakan.
9. HMTI, tidak mampu dideskripsikan.
10. TEKNIK, tidak mampu dideskripsikan.
11. FEAZ18LE yang telah sama-sama melewati drama perkuliahan, pengkaderan dan drama angkatan. Terima Kasih atas HAHA HIHI nya. Terima kasih karena telah memberikan motivasi dan dukungan tapi versi hinaan. Terima kasih selalu berbagi cerita dan bersedia membantu dari jaman botak hingga beruban.
12. Teman-teman yang telah membantu dan bersama-sama mengurus di HMTI. khususnya Mustafa, Mamad, Fadil, Fahmi, Ikram, fitrah, Agi, Niluh,Ai dan partner Izzul,Caca,Qolby,dan Azzah. Serta teman-teman yang turut berpartisipasi dalam semua kegiatan.
13. Anak-anak Apart dan White House yang menjadi taman bermain dan juga menjadi rumah kajian.
14. Terima kasih kepada Fahmi PSDM yang keren dan loyal sekali sama HMTI DAN TEKNIK.
15. Terima kasih pada nurasyifah bendum yang korupsi. yang lincah kalo diminta tolongi mulai dari jasa titip sampai ke ceklok cafe wkw.
16. Terima kasih ifaaaah yang bisa semua diminta tolongi. selalu membantu kerja tugas dan khususnya pada skripsi ini yang membantu membuat format.
17. manda teman yang baik walaupun saya jahat.
18. Grup Calon Sarjana teman haha hihi, teman cerita, teman jalan, teman mabar, teman makan, dan teman yang tidak tahu diri. Terima kasih.
19. Teman kos pondok Tayuri, awal dari semua kisah diteknik dimulai. Afa mariani ani ilmi diah nikita manda dan sapri.

20. Kanda-kanda Senior atas semua saran dan bimbingannya selama ini.
21. Dinda-dinda Junior yang lucu-lucu
22. Teman-teman di IPMKB
23. Teman-teman di HMB
24. Teman-teman dikampung. Amad, Tandi, Hasan, Sudi, Adi, Alu, Re, Aksa,luki, iwang, Bocil GGP dan semua orang noge.
25. Gian teman Seperjuangan atau mungkin rival (?). teman deep talk. suhu dalam hal romansa. murid dalam hal kebohongan. saingan dalam hal gaya. Kalah mutlak dalam hal akademik wkkw.
26. Teman-teman beserta semua pihak lain yang namanya tidak bisa kutuliskan satu per satu yang juga turut membantu dalam menyelesaikan tugas akhir ini.
27. Andi Magfirah.

Karena keterbatasan pengetahuan, saya yakin tugas akhir ini masih jauh dari kata sempurna. Oleh karena itu, saya mengharapkan saran dan kritik dari para pembaca untuk kesempurnaan laporan ini.

Akhir kata, saya berharap semoga tugas akhir ini dapat menambah pengetahuan dan pemahaman bagi para pembaca, serta dapat diterima dan bermanfaat bagi saya pribadi, PT.Pertamina EP Donggi-Matindok *Field*, dan Mahasiswa(i) Departemen Teknik Industri Universitas Hasanuddin.

Gowa, 2 juni 2022

Penulis

ABSTRAK

PT. Pertamina EP Donggi-Matindok *Field* memiliki 7 sumur gas yang aktif berproduksi. Peneliti menggunakan sumur gas R-09 dilapangan C karena sumur tersebut dalam tutupan *reservoir* berada paling atas atau berada dipuncak antiklin dan jauh dari zona air sehingga sumur gas R-09 mempunyai produksi gas yang lebih besar dibanding sumur yang lain di perusahaan tersebut. Untuk mengetahui kemampuan suatu sumur dalam berproduksi, perlu dilakukannya ujisumur atau *Well Test*. Pengujian sumur dapat dilakukan dengan beberapa metode, salah satu diantaranya adalah *Deliverability Test* dimana uji ini dilakukan untuk mengetahui nilai *Absolute Open Flow Potential* (AOFP) dari suatu sumur dengan data-data penunjang hasil dari *Modified Isochronal Test* sumur R-09 yang didapat. Laju Alir Maksimal sumur R-09 dapat dihitung setelah dihitung 25-30 % AOFP. Selain itu, dilakukan perhitungan Laju Alir Kritis Maksimal untuk menghindari terjadinya *water coning* karena dapat menyebabkan level air didalam *reservoir* akan meningkat sehingga air juga ikut terproduksi. Kemudian di lakukan perhitungan *Turner Rate* yang menjadi batas laju alir minimum untuk menghindari *liquid loading* agar *liquid* tidak jatuh ke daerah perforasi disebabkan laju alir yang tidak cukup untuk mengangkat *liquid* sehingga dapat menyebabkan terhalangnya produksi gas karena *liquid* terkumpul didaerah perforasi. Maka dari itu penelitian ini dilakukan untuk mengetahui berapa nilai produksi yang optimal agar tidak terjadi *water coning* dan *liquid loading* dengan menghitung ukuran *bean choke* yang tepat kemudian melakukan optimasi pada *bean choke* sesuai dengan kebutuhan produksi.

Kata Kunci: Deliverabilitas, Laju Alir Maksimal, Laju Alir Kritis, *Turner Rate*, *Gas Bean Choke*, *Optimal*

ABSTRACT

PT. Pertamina EP Donggi-Matindok Field has 7 gas wells was active producing. The researcher used the R-09 gas well in field C because the well in the reservoir cover is at the top or at the top of the anticline and is far from the air zone so that the R-09 gas well has greater gas production than other wells in the company. To find out the ability of a well in production, it is necessary to conduct a well Test. Well Testing can be done by several methods, one of which is a Deliverability Test where this Test is carried out to find out the value of AOFPP (Absolute Open Flow Potential) of a well with supporting data from the results of the Modified Isochronal Test of the R-09 well obtained. The Maximum Flow Rate of R-09 wells can be calculated after being calculated at 25-30% AOFPP. In addition, the calculation of the Maximum Critical Flow Rate is carried out to avoid the occurrence of Water Coning because it can cause the water level in the reservoir to increase so that water is also produced. Then the Turner Rate calculation is done which is the minimum flow Rate limit to avoid Liquid Loading so that Liquid does not fall into the perforation area due to the flow Rate that is not enough to lift liquid so that it can cause obstruction of gas production because Liquid collects in the perforation area. Therefore, this study was conducted to find out what is the optimal production value so that water coning and liquid loading do not occur by calculating the right bean choke size then optimizing the bean choke according to production needs.

Key Word: Deliverability, Maximum Flow Rate, Maximum Critical Flow Rate, Turner Rate, Gas Bean Choke, Optimal.

DAFTAR ISI

| | |
|---|------|
| ABSTRAK | ii |
| <i>ABSTRACT</i> | iii |
| DAFTAR ISI..... | iv |
| DAFTAR TABEL..... | vi |
| DAFTAR GAMBAR | vii |
| DAFTAR SINGKATAN | viii |
| DAFTAR LAMBANG..... | ix |
| BAB I PENDAHULUAN | 1 |
| 1.1 Latar Belakang | 1 |
| 1.2 Rumusan Masalah..... | 3 |
| 1.3 Tujuan Penelitian | 4 |
| 1.4 Batasan Masalah | 4 |
| 1.5 Manfaat Penelitian | 4 |
| 1.6 Sistematika Penulisan | 5 |
| BAB II TINJAUAN PUSTAKA..... | 7 |
| 2.1 Jenis-jenis <i>Reservoir</i> gas..... | 7 |
| 2.1.1 <i>Reservoir</i> Gas-Kondensat Retrograde..... | 7 |
| 2.1.2 <i>Near-Critical Gas-Condensate Reservoir</i> | 7 |
| 2.1.3 <i>Wet Gas Reservoir</i> | 8 |
| 2.1.4 <i>Dry Gas Reservoir</i> | 8 |
| 2.2 Karakteristik Batuan <i>Reservoir</i> | 9 |
| 2.2.1 Porositas | 9 |
| 2.2.2 Permeabilitas | 10 |
| 2.2.3 Wettabilitas | 11 |
| 2.2.4 Kompresibilitas..... | 11 |
| 2.2.5 Tegangan Antar Muka..... | 11 |
| 2.2.6 Tekanan Kapiler | 12 |
| 2.2 Karakteristik <i>Fluida Reservoir</i> | 13 |
| 2.2.1 <i>Specific Gravity</i> | 13 |
| 2.2.2 Viskositas | 14 |
| 2.2.3 Faktor Volume Formasi Gas (Bg) | 15 |
| 2.2.4 Faktor Kompresibilitas (Z) | 16 |
| 2.2.5 Densitas | 17 |
| 2.3 <i>Deliverability Test</i> | 17 |
| 2.3.1 <i>Modified Isochronal Test</i> | 18 |
| 2.3.2 <i>Deliverability Plot</i> | 22 |
| 2.4 <i>Inflow Performance Relationship</i> | 23 |

| | | |
|------------------------------------|--|----|
| 2.5 | <i>Gas Bean Choke</i> | 23 |
| 2.6 | <i>Water Coning</i> | 24 |
| 2.6.1 | Meyer-Gardner | 25 |
| 2.7 | <i>Liquid Loading</i> | 26 |
| 2.7.1 | <i>Turner Rate</i> | 27 |
| 2.8 | Penelitian Terdahulu | 28 |
| 2.8.1 | Penelitian Terkini | 35 |
| BAB III METODOLOGI PENELITIAN..... | | 37 |
| 3.1 | Objek dan Waktu Penelitian | 37 |
| 3.2 | Jenis Data..... | 37 |
| 3.3 | Metode Pengumpulan Data..... | 38 |
| 3.4 | Prosedur Penelitian | 39 |
| 3.5 | Kerangka Pikir | 41 |
| 3.6 | Diagram Alir Penelitian | 43 |
| BAB IV PENGUMPULAN DATA | | 44 |
| 4.1 | Pengumpulan data | 44 |
| 4.1.1 | Gambaran Umum Perusahaan | 44 |
| 4.2.1 | <i>Data Modified Isochronal Test</i> | 45 |
| 4.2.2 | <i>Data Reservoir</i> | 46 |
| 4.2.3 | Data PVT | 46 |
| 4.2.4 | Data Tes Harian Sumur R-09 | 47 |
| BAB V ANALISA DAN PEMBAHASAN..... | | 48 |
| 5.1 | Perhitungan <i>Deliverability</i> | 48 |
| 5.2 | Perhitungan Laju Alir Kritis Maksimal | 53 |
| 5.3 | Perhitungan Ukuran Gas <i>Bean Choke</i> Maksimal..... | 55 |
| 5.4 | Perhitungan <i>Turner Rate</i> | 58 |
| 5.5 | Perhitungan Ukuran Gas <i>Bean Choke</i> Minimal..... | 60 |
| 5.6 | Optimasi Sumur gas R-09 | 63 |
| BAB VI KESIMPULAN DAN SARAN..... | | 68 |
| 6.1 | Kesimpulan | 68 |
| 6.2 | Saran | 69 |
| DAFTAR PUSTAKA | | |
| LAMPIRAN | | |

DAFTAR TABEL

| | |
|---|----|
| Tabel 4.1 <i>Modified Isochronal Tes</i> Sumur R-09..... | 45 |
| Tabel 4.2 Data <i>Reservoir</i> Sumur R-09 | 45 |
| Tabel 4.3 Data PVT Sumur R-09 | 46 |
| Tabel 4.4 Data <i>Test Harian</i> Sumur R-09 | 46 |
| Tabel 5.1 Data <i>Modified Isochronal Test</i> Sumur R-09 | 48 |
| Tabel 5.2 Data <i>Reservoir</i> Sumur R-09 | 52 |
| Tabel 5.3 Data PVT Sumur R-09 | 53 |
| Tabel 5.4 Interpolasi Faktor Volume Formasi Gas | 53 |
| Tabel 5.5 Interpolasi Densitas Gas..... | 53 |
| Tabel 5.6 Interpolasi Viskositas Gas..... | 53 |
| Tabel 5.7 Interpolasi Viskositas Gas..... | 53 |
| Tabel 5.8 Data <i>Test Harian</i> Sumur R-09 | 55 |
| Tabel 5.9 Data PVT Sumur R-09 | 56 |
| Tabel 5.10 Interpolasi Z faktor | 56 |
| Tabel 5.11 Data PVT Sumur R-09 | 60 |
| Tabel 5.12 Interpolasi Z faktor..... | 61 |
| Tabel 5.13 Optimasi Sumur Gas R-09 | 64 |

DAFTAR GAMBAR

| | |
|--|----|
| Gambar 2.1 Sudut Kontak (Castillo, 2011)..... | 11 |
| Gambar 2.2 Hubungan Viskositas dan Tekanan (IATMI, 2004)..... | 14 |
| Gambar 2.3 Grafik penentuan nilai Z (Ahmed, 2010)..... | 17 |
| Gambar 2.4 Grafik ΔP^2 vs q untuk tes konvensional (Ikoku, 1984)..... | 18 |
| Gambar 2.5 <i>Modified Isochronal Test</i> , Laju alir, dan diagram tekanan (Ikoku,1984) | 21 |
| Gambar 2.6 Grafik ΔP^2 vs q untuk <i>Modified Isochronal Test</i> (Ikoku,1984)..... | 22 |
| Gambar 2.7 <i>Deliverability Plot</i> (Ikoku,1984)..... | 23 |
| Gambar 2.8 Kurva <i>Reservoir IPR</i> (Lea, 2008)..... | 25 |
| Gambar 2.9 <i>Water Coning</i> (Ahmed, 2010)..... | 27 |
| Gambar 2.10 <i>Liquid Loading</i> (Ahmed, 2010)..... | 27 |
| Gambar 3.1 Kerangka Pikir Penelitian..... | 40 |
| Gambar 3.1 Diagram Alir Penelitian..... | 42 |
| Gambar 4.1 Proses Produksi | 44 |
| Gambar 5.1 Grafik Q vs $Pr^2 - Pwf^2$ | 50 |
| Gambar 5.2 Grafik IPR (<i>inflow Performance Relationship</i>) | 52 |
| Gambar 5.3 Optimasi Sumur Gas R-09 | 65 |

DAFTAR SINGKATAN

| Singkatan | Kepanjangan |
|-----------|---------------------------------------|
| BFPD | <i>Barel Feet Per Day</i> |
| ft | <i>Feet</i> |
| ln | <i>Lean</i> |
| MMscfD | <i>Million Standar Cubic Feet Day</i> |
| Pdown | <i>Pressure Down</i> |
| Pext | <i>Pressure Extended</i> |
| Pr | <i>Pressure Reservoir</i> |
| psi | <i>Pound Square Inch</i> |
| psia | <i>Pound Square Inch Absolute</i> |
| psig | <i>Pound Square Inch Gauge</i> |
| Pwf | <i>Pressure Wellflow</i> |
| Q | Laju alir gas |
| Qext | <i>Q extended</i> |
| SG | <i>Specific Gravity</i> |
| Twh | <i>Temperature Wellhead</i> |
| Zwh | <i>Zfactor Wellhead</i> |

DAFTAR LAMBANG

| Lambang | Keterangan | Satuan |
|-----------------------|---------------------------------------|----------------------------|
| μ | Viskositas | <i>cP</i> |
| μ_g | Viskositas gas | <i>cP</i> |
| μ_o | Viskositas minyak | <i>cP</i> |
| μ_w | Viskositas air | <i>cP</i> |
| <i>A</i> | <i>Cross sectional area of sample</i> | <i>cm²</i> |
| <i>C</i> | Koefisien kurva <i>deliverability</i> | |
| <i>D</i> | Ketebalan kompleksi | <i>ft</i> |
| <i>h</i> | Jarak ke <i>water contact</i> | <i>ft</i> |
| <i>h</i> | Tebal formasi | <i>ft³</i> |
| <i>k</i> | Permeabilitas | <i>mD</i> |
| <i>L</i> | <i>Length of sample</i> | <i>cm</i> |
| <i>n</i> | Eksponen | |
| <i>P</i> | Tekanan | <i>psi</i> |
| <i>P_c</i> | Tekanan kapiler | <i>dyne/cm²</i> |
| <i>P_{nw}</i> | Tekanan permukaan <i>fluida</i> | <i>dyne/cm²</i> |
| <i>P_w</i> | Tekanan air | <i>dyne/cm²</i> |
| <i>Q</i> | Laju alir gas | <i>MMscfD</i> |
| <i>q</i> | Laju alir gas pada kondisi dasar | <i>MMscfD</i> |
| <i>r_e</i> | Jari – jari luar <i>reservoir</i> | <i>ft</i> |
| <i>r_w</i> | Jari – jari sumur | <i>ft</i> |
| <i>T</i> | Temperatur <i>reservoir</i> | <i>deg</i> |
| <i>V_b</i> | Volume batuan | <i>ft³</i> |
| <i>V_p</i> | Volume ruang pori batuan | <i>ft³</i> |
| <i>V_t</i> | Kecepatan gas | <i>ft/sec</i> |
| <i>Z</i> | Faktor komprezilitas | |
| β_g | Faktor volume formasi gas | <i>ft³/scf</i> |
| ρ | Densitas <i>fluida</i> | <i>lbm/ft</i> |
| σ | Tegangan permukaan | <i>dyne/cm²</i> |
| Φ | Porositas | <i>0-100 %</i> |
| ΔP | Perbedaan tekanan | <i>atm</i> |

BAB I

PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Sumber energi gas bumi merupakan sumber energi yang tidak dapat diperbaharui dan pemanfaatannya dewasa ini menjadi suatu kebutuhan cukup penting mengingat cadangan minyak semakin menipis dan kebutuhan energi yang semakin meningkat. Gas bumi atau gas alam merupakan salah satu energi yang berasal dari fosil tanaman, hewan, dan *mikroorganisme* yang terkubur dalam bawah tanah selama ribuan bahkan jutaan tahun. Gas tersebut dapat ditemukan dari lapisan yang terisi oleh batuan yang disebut *reservoir* dimana tempat hidrokarbon terakumulasi. Gas bumi dijadikan sebagai alternatif untuk memenuhi kebutuhan sehari-hari, seperti bahan untuk penggerak alat, pembangkit listrik, dan dapat dijadikan sebagai energi alternatif saat dirumah.

Gas bumi diproduksi perusahaan memastikan untuk mendapatkan konsumennya terlebih dahulu karena gas bumi tidak dapat disimpan dalam waktu yang lama. Dalam Perjanjian Jual Beli Gas Bumi (PJBG) yang disetujui oleh penjual dan pembeli, konsumen meminta jumlah gas yang akan diterima selama waktu yang ditentukan dan tekanan yang diinginkan.

PT. Pertamina EP Donggi-Matindok *Field* memiliki 7 sumur gas yang aktif berproduksi dan 3 lapangan. Sumur R-09 terletak di lapangan C yang dimana dalam tutupan *reservoir* posisinya paling atas dan paling jauh dari zona air atau berada dipuncak antiklin. Hal ini yang menjadi ketertarikan peneliti untuk menjadikan sumur R-09 menjadi objek teliti karena sumur tersebut yang memungkinkan lebih banyak bisa memproduksi gas dibanding sumur lainnya.

Untuk dapat mengetahui kemampuan produksi dari suatu sumur gas sebelum gas tersebut diperjual belikan, maka dilakukanlah *deliverability test* dengan salah satu dari tiga metode yang ada, yaitu metode *Modified Isochronal Test*, dimana *output* dari uji deliverabilitas ini merupakan *Absolute Open Flow Potential*(AOFP) yang menyatakan kemampuan sumur dalam mengalirkan *fluida* gas.

Dalam memproduksi gas terdapat beberapa hal yang harus diperhatikan, salah satunya adalah laju alir gas itu sendiri. Laju alir gas memiliki nilai kritis minimum dan maksimum. Apabila laju alir gas menyentuh titik kritis minimum, maka akan terjadi *liquid loading*, sedangkan apabila laju alir gas melewati batas kritis maksimumnya dapat terjadi *water coning*.

Liquid loading adalah terakumulasinya sejumlah *liquid* didasar sumur akibat terjadinya penurunan kecepatan gas untuk mengangkat *liquid* (Pratiwi,2019). Apabila hal ini terjadi secara terus menerus akan mengakibatkan penurunan laju alir produksi dan sumur akan berhenti berproduksi. Maka dari itu perlu dilakukan analisa lebih lanjut untuk melakukan pencegahan pada sumur R-09 dengan cara melakukan perhitungan *turner rate* dengan menggunakan metode *Turner*.

Water coning adalah terikutnya air ke aliran produksi gas dikarenakan kecepatan produksi gas yang tinggi dapat mengakibatkan *bottomwater level* dalam *reservoir* meningkat sehingga ikut terproduksi bersama gas dalam jumlah yang banyak (Khumaini, 2019). Maka dari itu diperlukan analisis yang tepat agar tidak terjadi *water coning* dengan menggunakan perhitungan *water coning* metode *Mayer-Gardner*.

Produksi gas ditentukan oleh laju alir pada sumur yaitu dengan mengatur *bean choke* yang ada di *wellhead*. Maka dari itu untuk menentukan laju alir yang

tepat diperlukan perhitungan *bean choke* berdasarkan batas minimum dan maksimum agar laju alir produksi gas berada dalam *range* yang optimal. Kemudian melakukan optimasi pada gas *bean choke* agar laju alir gas sesuai dengan kebutuhan produksi.

Berdasarkan permasalahan di atas, untuk menghitung Deliverabilitas dan menghindari agar tidak terjadi *liquid loading* dan *water coning* maka peneliti melakukan penelitian dengan judul “Optimasi Laju Alir Produksi Sumur Gas R-09 dengan Menggunakan Metode *Modified Isochronal Test* , *Turner* dan *Mayer-Gardner*”.

1.2 Rumusan Masalah

Berdasarkan latar belakang yang telah penulis uraikan, terdapat beberapa rumusan-rumusan masalah sebagai berikut;

1. Mengapa sumur gas R-09 yang menjadi objek penelitian dan berapakah besar *Absolute Open Flow Potential* (AOFP) dari sumur R-09?
2. Berapakah laju alir kritis gas maksimal di sumur gas R-09 untuk menghindari *Water Coning* dan Berapakah laju alir minimum gas di sumur gas R-09 untuk menghindari *liquid loading* ?
3. Berapakah ukuran *Choke* yang digunakan untuk mengalirkan gas dari sumur R-09?
4. Berapakah *range* laju alir yang optimal sumur gas R-09 ?
5. Bagaimana mengoptimasi sumur gas R-09 ?

1.3 Tujuan Penelitian

Tujuan dari dilakukannya penelitian ini, yaitu;

1. Mengidentifikasi sumur gas yang akan diteliti dan menghitung nilai AOFPP (*Absolute Open Flow Potential*) dari sumur R-09 dengan menggunakan metode *modified isochronal test*.
2. Menghitung laju alir kritis gas maksimal sumur R-09 untuk menghindari terjadinya *water coning* dan menghitung laju alir minimum gas di sumur R-09 untuk menghindari terjadinya *liquid loading* Kemudian membandingkannya dengan data produksi aktual diperusahaan.
3. Mengetahui ukuran *bean choke* yang digunakan untuk mengalirkan *fluida* gas dari sumur R-09 agar tidak terjadi *water coning* dan *liquid loading* kemudian dibandingkan dengan data produksi aktual.
4. Menentukan *range* optimal laju alir produksi kemudian dibandingkan dengan data produksi aktual.
5. Menentukan titik-titik optimal sumur gas R-09.

1.4 Batasan Masalah

Dalam penelitian ini, penulis menguraikan batasan permasalahan yang akan dibahas dalam tugas akhir ini agar materi tidak menyimpang dari topik yang telah ditetapkan. Penelitian ini dilakukan untuk menghitung besar produktivitas dan laju alir yang optimal pada sumur R-09 dengan cara menghitung batas minimal dan batas maksimal produksi kemudian menghitung bukaan ukuran *bean choke* yang tepat.

1.5 Manfaat Penelitian

Terdapat beberapa manfaat dari penelitian yang akan dilakukan ini, berikut

beberapa diantaranya;

1. Dari segi akademis, sebagai tambahan pengetahuan untuk memperluas wawasan serta membantu pembaca agar lebih mendalami materi mengenai deliverabilitas, *water coning* dan *liquid loading*
2. Dari segi praktis, sebagai masukan langkah-langkah dalam menentukan batas laju alir minimal dan maksimal pada sumur gas R-09’.
3. Dari segi ekonomi, untuk memperoleh nilai *Absolute Open Flow Potential* (AOFP) dari sumur R-09 untuk mengetahui besar produksi maksimalnya dan untuk menjadikan *range* laju alir optimal menjadi patokan dalam perjanjian dengan pembeli agar permintaan pembeli dapat disesuaikan dengan kemampuan sumur memproduksi gasnya.

1.6 Sistematika Penulisan

Dalam penulisan tugas akhir dibutuhkan sistematika penulisan yang benar agar pembaca dapat memahami isi dari tugas akhir. Adapun sistematika penulisan tugas akhir yang dimaksud adalah sebagai berikut.

BAB I PENDAHULUAN

Dalam bab ini, diuraikan tentang latar belakang, rumusan masalah, tujuan penelitian, batasan masalah, manfaat penelitian dan sistematika penulisan.

BAB II TINJAUAN PUSTAKA

Dalam bab ini, diuraikan mengenai tinjauan pustaka dari penelitian-penelitian terdahulu, landasan teori yang digunakan dalam memecahkan masalah dan masalah-masalah yang ada.

BAB III METODELOGI PENELITIAN

Dalam bab ini, diuraikan mengenai objek penelitian, data penelitian yang

digunakan, metode pengumpulan data dan instrumen penelitian beserta diagram alur penelitian.

BAB IV PENGUMPULAN DATA

Dalam bab ini, berisi mengenai gambaran umum perusahaan serta pengumpulan data yang didapatkan.

BAB V ANALISA DAN PEMBAHASAN

Dalam bab ini, berisi mengenai hasil penelitian yang didapatkan dari penelitian berdasarkan metode yang digunakan.

BAB VI KESIMPULAN DAN SARAN

Dalam bab ini, berisi mengenai kesimpulan dari penelitian dan saran untuk perusahaan agar nantinya perusahaan dapat mempertimbangkan hasil penelitian guna kepentingan perusahaan kedepannya.

BAB II

TINJAUAN PUSTAKA

2.1 *Jenis-jenis Reservoir gas*

Secara umum, jika suhu *reservoir* berada di atas suhu kritis sistem hidrokarbon, *reservoir* diklasifikasikan sebagai *reservoir* gas alam. Berdasarkan diagram fase dan kondisi *reservoir* yang berlaku, gas alam dapat diklasifikasikan ke dalam empat kategori.

2.1.1 *Reservoir Gas-Kondensat Retrograde*

Reservoir gas-kondensat retrograde. Jika temperatur *reservoir* T terletak di antara temperatur kritis T_c dan *cricondentherm* T_{ct} dari *fluida reservoir*, maka *reservoir* tersebut diklasifikasikan sebagai *reservoir* kondensat gas *retrograde*. Kategori *reservoir* gas ini adalah jenis unik dari akumulasi hidrokarbon karena perilaku termodinamika khusus dari *fluida reservoir* adalah faktor pengontrol dalam pengembangan dan proses penipisan *reservoir*. Ketika tekanan diturunkan pada campuran ini, bukannya mengembang (jika gas) atau menguap (jika cairan) seperti yang diharapkan, mereka menguap bukannya mengembun (Ahmad Tarek, 2010).

2.1.2 *Near-Critical Gas-Condensate Reservoir*

Jika suhu *reservoir* mendekati suhu kritis, campuran hidrokarbon diklasifikasikan sebagai kondensat gas hampir kritis. Perilaku volumetrik dari kategori gas alam ini dijelaskan melalui penurunan tekanan mal isotermik. Karena semua garis kualitas bertemu pada titik kritis, penumpukan cairan yang cepat akan segera terjadi di bawah titik embun karena tekanan berkurang. Perilaku ini dapat dibenarkan oleh fakta bahwa

beberapa garis kualitas dilintasi sangat cepat oleh penurunan tekanan isothermal. Pada titik di mana cairan berhenti menumpuk dan mulai menyusut lagi, *reservoir* berpindah dari daerah retrograde ke daerah penguapan normal. (Ahmad Tarek,2010).

2.1.3 *Wet Gas Reservoir*

Diagram fase khas gas basah terjadi di mana suhu *reservoir* berada di atas *cricondentherm* dari campuran hidrokarbon. Karena suhu *reservoir* melebihi *cricondentherm* dari sistem hidrokarbon, *fluida reservoir* akan selalu tetap berada di daerah fase uap karena *reservoir* terkuras secara isothermal. Namun, ketika gas yang dihasilkan mengalir ke permukaan, tekanan dan suhu gas akan menurun. Jika gas memasuki wilayah dua fase, fase cair akan mengembun dari gas dan diproduksi dari pemisah permukaan. Hal ini disebabkan oleh penurunan energi kinetik molekul berat yang cukup dengan penurunan suhu dan perubahan selanjutnya menjadi cair melalui gaya tarik menarik antar molekul (Ahmad Tarek,2010).

2.1.4 *Dry Gas Reservoir*

Campuran hidrokarbon ada sebagai gas baik di *reservoir* maupun di fasilitas permukaan. Satu-satunya cairan yang terkait dengan gas dari *reservoir* gas kering adalah air. Biasanya sistem yang memiliki rasio gas-minyak lebih besar dari 100.000 scf/STB dianggap sebagai gas kering. Energi kinetik campuran sangat tinggi dan gaya tarik antar molekul sangat kecil sehingga tidak satupun dari mereka bergabung menjadi cairan pada kondisi tangki penyimpanan suhu dan tekanan. Harus ditunjukkan bahwa klasifikasi cairan hidrokarbon mungkin juga dicirikan oleh komposisi awal sistem. McCain

proses pengendapan batuan. Sedangkan, berdasarkan hubungan antar pori dalam batuan, porositas terbagi menjadi dua, yaitu porositas absolut yang merupakan nilai porositas dari keseluruhan pori-pori yang ada pada batuan, baik yang saling berhubungan atau tidak dan porositas efektif yang merupakan nilai porositas dari pori-pori yang saling berhubungan dalam suatu batuan.

2.2.2 Permeabilitas

Permeabilitas merupakan kemampuan suatu batuan *reservoir* untuk mengalirkan *fluida* hidrokarbon melalui pori-pori batuan yang saling berhubungan. Persamaan untuk mengetahui nilai permeabilitas adalah sebagai berikut:

$$Q = \frac{K \times A \times \Delta P}{\mu \times L}$$

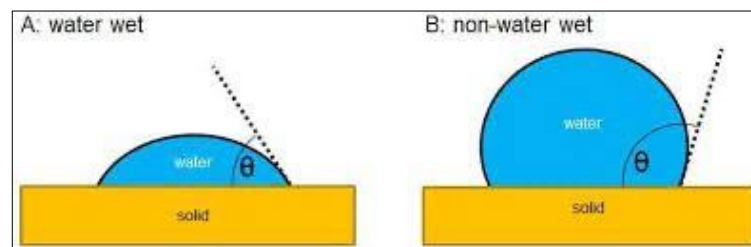
(2.2)

Berdasarkan jumlah fasa yang mengalir dalam media pori suatu batuan, maka permeabilitas dapat dibedakan menjadi tiga, yaitu:

1. Permeabilitas absolut, yaitu kemampuan batuan untuk dapat melewati *fluida* yang mengalir melalui media pori dimana *fluida* yang mengalir hanya satu fasa *fluida*
2. Permeabilitas efektif, yaitu kemampuan batuan untuk dapat melewati *fluida* yang mengalir melalui media pori dimana *fluida* yang mengalir lebih dari satu macam fasa *fluida*
3. Permeabilitas relatif, yaitu perbandingan antara permeabilitas absolut dengan permeabilitas efektif.

2.2.3 Wettabilitas

Wettabilitas adalah suatu kecenderungan suatu batuan untuk dilekatkan oleh *fluida*. Pada wettabilitas sangatlah berhubungan dengan gaya adhesi yang terjadi antarbatuan dan partikel *fluida*. Berikut merupakan contoh dalam penentuan kebasahan batuan berdasarkan sudut kontak.



Gambar 2.1 Sudut Kontak (Castillo, 2011)

2.2.4 Kompresibilitas

Menurut Onur (2007) kompresibilitas adalah perubahan volume minyak akibat adanya perubahan tekanan, sehingga dapat dituliskan secara matematis sebagai berikut:

$$C_t = \frac{1}{v} \times \frac{\Delta V}{\Delta P} \quad (2.3)$$

Kompresibilitas minyak pada kondisi dibawah *bubble point* akan cenderung membesar bila dibandingkan dengan harga ketika diatas *bubble point* yang dikarenakandengan turunnya gas yang dapat membebaskan diri dari larutan *fluida*

2.2.5 Tegangan Antar Muka

Dua zat yang tidak tercampur (*immiscible*) ditempatkan bersama maka akan bersinggungan satu sama lainnya, maka diantara kedua zat itu terdapat suatu bidang pemisah yang disebut sebagai antar muka. Pada bidang antar muka ini akan terjadi interaksi antar molekul dari kedua zat tersebut, sehingga akan timbul dua macam gaya yaitu gaya adhesi dan gaya kohesi. Adanya perbedaan gaya tarik menarik dari kedua gaya tersebut menyebabkan adanya ketidakseimbangan gaya pada molekul-molekul kedua zat yang terletak dibidang antar muka (Ahmed, 2010).

2.2.6 Tekanan Kapiler

Tekanan Kapiler (P_c) adalah perbedaan tekanan yang ada antara permukaan dua *fluida* yang tidak bercampur (*Liquid-liquid* atau *gas-liquid*) sebagai akibat dari terjadinya pertemuan permukaan yang memisahkan mereka (Amyx, J. W, 1960).

Perbedaan tekanan dua *fluida* ini adalah perbedaan tekanan antara *fluida non-wetting phase* dengan *fluida wetting phase* atau dapat dituliskan

berdasarkan rumus :

$$P_c = P_{nw} - P_w \quad (2.3)$$

Di *reservoir* biasanya air sebagai *wetting phase* atau fasa yang membasahi, sedangkan minyak dan gas sebagai *non-wetting phase* atau fasa yang tidak membasahi batuananya.

2.3 Karakteristik *Fluida Reservoir*

Fluida reservoir merupakan kumpulan dari mineral-mineral yang dibentuk dari beberapa ikatan kimia. Komposisi mineral yang menyusunnya akan menentukan jenis *fluida* yang akan terbentuk.

2.3.1 *Specific Gravity*

Menurut Lee & Wattenbarger (1996) *specific gravity* merupakan perbandingan densitas antara suatu *fluida* dengan *fluida* standar (air = 1 g/cm³) sedangkan untuk gas, *fluida* standarnya adalah 28,964 g/mol (udara). *Specific gravity* berpengaruh terhadap perubahan suhu (*temperature*).

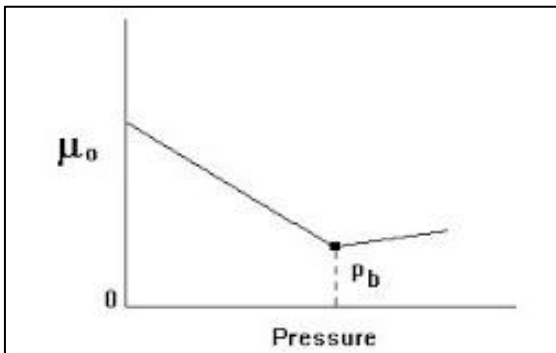
Berikut rumus *specific gravity* :

$$SG = \frac{\rho_{fluida}}{\rho_{air}} \quad (2.5)$$

2.3.2 Viskositas

Viskositas merupakan sifat fisik suatu *fluida* yang dapat mempengaruhi aliran yang berada dalam media berpori dan dapat didefinisikan sebagai ketahanan *fluida* untuk dapat mengalir. Nilai viskositas sendiri sangat dipengaruhi oleh *temperature*, tekanan, dan jumlah gas terlarut dalam *fluida* tersebut (Lee & Wattenbarger, 1996).

Berikut merupakan jenis kurva korelasi antara hubungan viskositas dan tekanan:



Gambar 2.2 Hubungan Viskositas dan Tekanan (IATMI, 2004)

Pada gambar diatas dapat dilihat apabila tekanan awal *reservoir* (P_i) berada di atas tekanan *bubble point* (kondisi *undersaturated*) maka nilai viskositas minyak akan menuru sejalan dengan menurunnya tekanan hingga berada di tekanan *bubble point*. Pada saat tekanan *reservoir* berada di bawah tekanan *bubble point* (kondisi *saturated*) maka viskositas minyak akan semakin meningkat sejalan dengan turunnya harga tekanan *reservoir*.

Lee.et.al (2008) membuat perhitungan *semi-empirical* untuk dapat mengalkulasikan nilai viskositas gas yang dapat digunakan pada setiap perubahan tekanan dengan mengasumsikan bahwa *temperature* (T) tidak berubah.

$$\mu g = 10^{-4} K \exp \left[x \left(\frac{\rho g}{62.4} \right)^y \right] \quad (2.6)$$

$$K = \frac{(9.4 + 0.02Mg)T^{1.5}}{(209 + 19Mg + T)} \quad (2.7)$$

$$X = 3.5 + \frac{986}{T} \quad (2.8)$$

$$Y = 2.4 - 0.2X \quad (2.9)$$

2.3.3 Faktor Volume Formasi Gas (Bg)

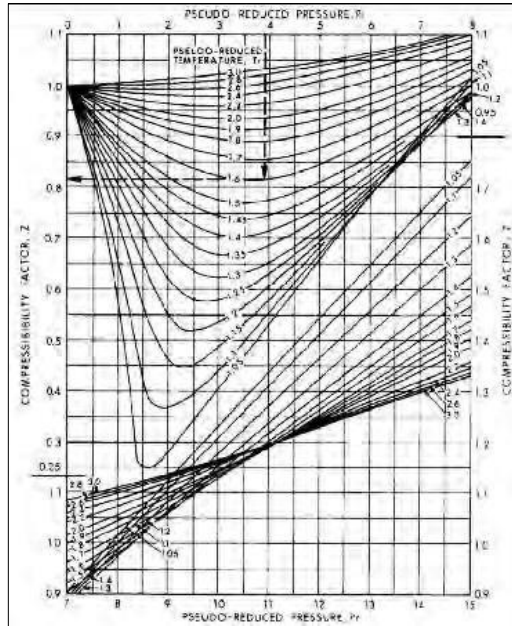
Faktor volume formasi gas didefinisikan sebagai volume dalam barrel yang ditempati oleh suatu *Standart Cubic Feet* (SCF) gas (60 F, 14.7 psi), yang dapat dinyatakan dengan rumus sebagai berikut:

$$Bg = 0.00504 \frac{ZT}{P} \quad (2.10)$$

Jika faktor volume formasi gas diidentifikasi sebagai volume dalam *barrel* yang ditempati oleh satu *Standard Cubic Feet* (SCF) pada *temperature* 60 F pada tekanan dan *temperature reservoir*. Faktor volume formasi bertambah dengan turunnya tekanan dan naiknya temperatur (Ahmad Tarek, 2010).

2.3.4 Faktor Kompresibilitas (Z)

Faktor kompresibilitas (Z) adalah rasio volume gas ideal pada tekanan dan suhu yang sama. Faktor kompresibilitas merupakan salah satu properti termodinamika yang berguna untuk memodifikasi hukum gas ideal untuk melihat perilaku gas nyata. Faktor kompresibilitas ini bervariasi dengan adanya perubahan tekanan, komposisi gas, serta *temperature* sehingga tidak berharga konstan. Secara umum, penyimpangan dari keadaan ideal menjadi semakin besar ketika gas semakin mendekati perubahan fasa, suhu yang semakin rendah atau tekanan makin tinggi. Nilai faktor kompresibilitas untuk gas ideal yaitu satu sedangkan untuk gas nyata nilai faktor kompresibilitas berharga lebih kecil atau lebih besar dari satu tergantung dari pengaruh tekanan dan temperturnya. Faktor kompresibilitas dapat dihitung melalui persamaan empirikal dengan menggunakan *pseudo-reduced pressure* dan *pseudo reduce temperature* untuk dapat mengetahui nilai faktor kompresibilitas (Z) dengan menggunakan grafik dibawah ini. Berikut (Gambar 2.3) adalah contoh grafik untuk dapat memperkirakan harga faktor kompresibilitas (Z).



Gambar 2.3 Grafik penentuan nilai Z (Ahmed, 2010).

2.3.5 Densitas

Densitas didefinisikan sebagai perbandingan berat massa suatu *fluida* dengan volume dari unit tersebut, sehingga densitas minyak merupakan perbandingan antarberat minyak (lb) terhadap volume minyak (cuft).

Yang dapat dinyatakan dengan rumus:

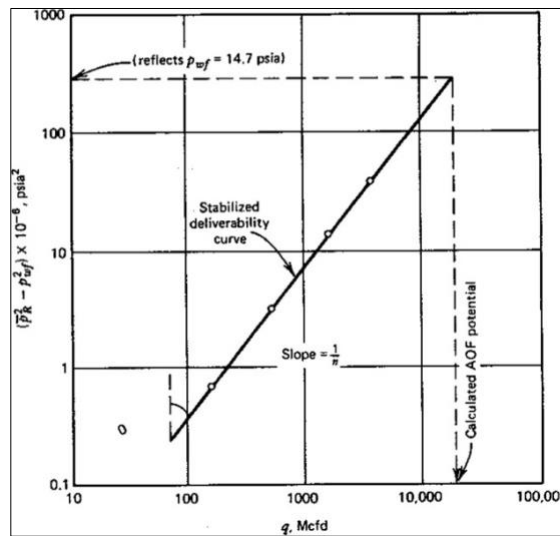
$$\rho = \frac{m}{V} \quad (2.11)$$

2.4 Deliverability Test

Deliverability test digunakan untuk menentukan produktivitas dari sumur gas dengan menghitung laju alirnya dimana aliran tersebut dipengaruhi oleh penurunan atau peningkatan permeabilitas di sekitar lubang sumur. Pengujian ini memakan waktu beberapa hari, karena waktu yang dibutuhkan relatif singkat, maka tekanan atau laju aliran dapat berubah seiring waktu. Uji deliverabilitas ini secara konvensional disebut sebagai uji tekanan balik karena diuji dengan

mengalirkan tekanan balik pipa tertentu yang lebih besar dari tekanan atmosfer (14,7 psia).

Estimasi awal kemampuan sumur gas untuk berproduksi dilakukan dengan cara memproduksi sumur ke atmosfer untuk menentukan *Absolute Open Flow Potential* (AOF) pada tekanan atmosfer. Hasil tes tekanan balik secara konvensional ditunjukkan sebagai plot log-log dari perbedaan tekanan kuadrat terhadap laju aliran yang dapat dilihat pada gambar 2.4 berikut.



Gambar 2.4 Grafik ΔP^2 vs q untuk tes konvensional (Ikoku, 1984).

Menurut Rawwlins and Schellhardt (1929), hubungan antara laju aliran dan tekanan dapat dinyatakan sebagai :

$$q = C (Pr^2 - Pwf^2)^n \quad (2.11)$$

Dimana,

q = Laju alir gas pada kondisi dasar

Pr = Tekanan rata-rata stabil *Reservoir* pada saat sumur ditutup, psia

Pwf = Tekanan alir dasar sumur, psia

C = koefisien yang menggambarkan posisi kurva *deliverability* stabil

n = eksponen yang menggambarkan kebalikan dari kemiringan stabil kurva *deliverability*

n = tan θ

Garis lurus yang ditunjukkan pada Gambar (2.4) adalah perkiraan dari perilaku yang sebenarnya. Kurva yang ideal memiliki kemiringan satuan ($\theta = 45^\circ$) pada laju aliran rendah dan kemiringan lebih besar pada laju aliran yang lebih tinggi dimana kemiringan itu merupakan hasil dari peningkatan turbulensi disekitar lubang sumur. Umumnya, eksponen n berkisar sekitar 0.5 – 1.0. Titik-titik pada kurva tekanan balik harus dapat di plot pada kertas log-log skala yang sama, kemudian titik-titik tersebut harus dilalui garis lurus. Nilai eksponen dapat ditentukan dari kemiringan garis lurus atau dengan mengganti nilai q yang dibaca dari hubungan garis lurus, bukan dari titik data, dan nilai yang sesuai dari ($pr^2 - pwf^2$).

$$n = \frac{\log q_q - \log q_1}{\log(pr^2 - pwf_2^2) - \log(pr^2 - pwf_1^2)} \quad (2.12)$$

Nilai koefisien C dapat ditentukan dengan mengganti nilai n yang telah ditentukan sebelumnya

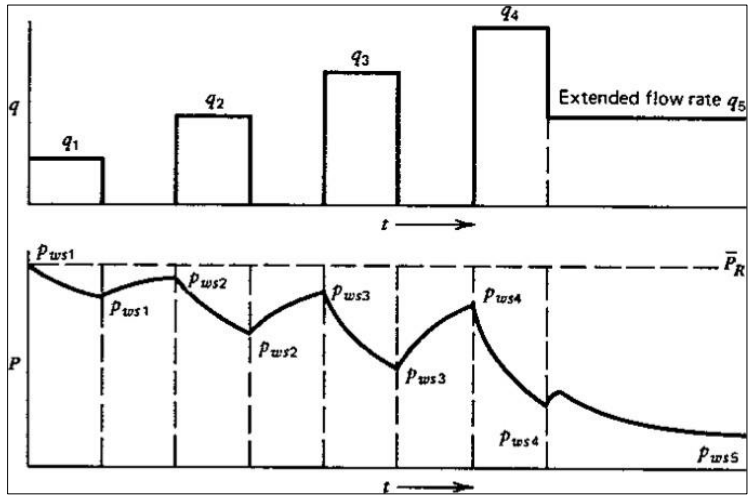
$$C = \frac{q}{(Pr^2 - Pwf^2)^n} \quad (2.13)$$

Selain itu dapat juga ditentukan dengan memperluas hubungan garis lurus ke $(pr^2 - pwf^2) = 1$ dan membaca nilai yang sesuai dari q dimana $C = q$ pada $(pr^2 - pwf^2) = 1$. Uji deliverabilitas terbagi menjadi 3 metode yaitu, *flow after flow*, *isochronal test*, dan *modified isochronal test* dimana pengujian ini memberikan kurva tekanan balik stabil mewakili karakteristik aliran ke dalam sumur selama peiodewaktu yang relatif lama saat sumur memiliki volume drainase yang cukup.

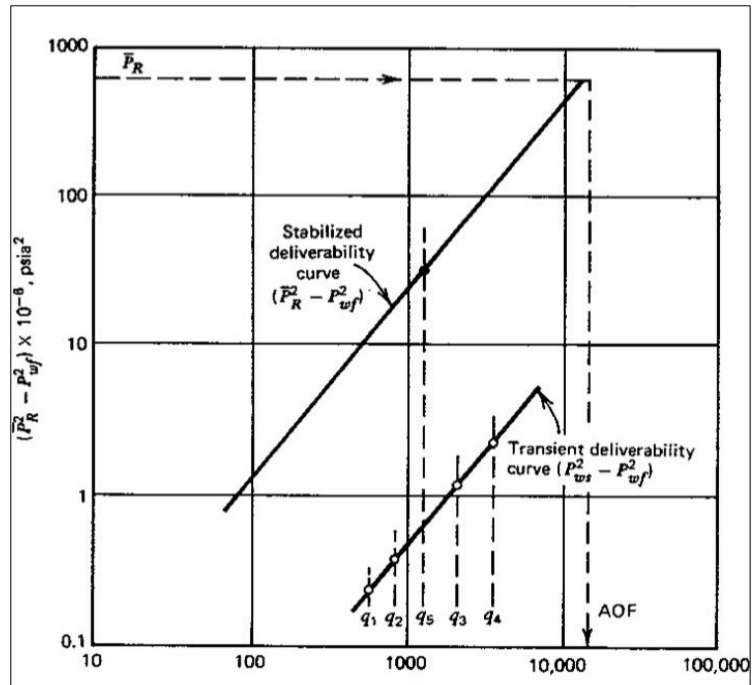
2.4.1 Modified Isochronal Test

Modified Isochronal Test merupakan salah satu metode dari tes deliverabilitas yang dimodifikasi dari metode lainnya yaitu *isochronal test* dimana semua periode aliran dan periode penutupan disamakan. Pada metode ini digunakan $(pws^2 - pwf^2)$ dimana pws merupakan tekanan awal penutupan pada awal periode aliran, kemudian ada yang dinamakan *extended flow* yang bertujuan untuk menemukan kurva deliverabilitas yang stabil. Untuk mengetahui nilai n pada metode ini ialah dari grafik kertas log-log($pws^2 - pwf^2$) vs q. Kurva deliverabilitas yang stabil diperoleh dengan menggambar garis parallel melalui titik $(pr^2 - pwf^2)$. Kurva deliverabilitas metode ini tidak benar-benar stabil, melainkan mendekati stabil. Metode ini hanya membutuhkan sedikit tenaga dan waktu untuk mendapatkan hasil

yang digunakan dari salah satu dari dua metode lainnya.



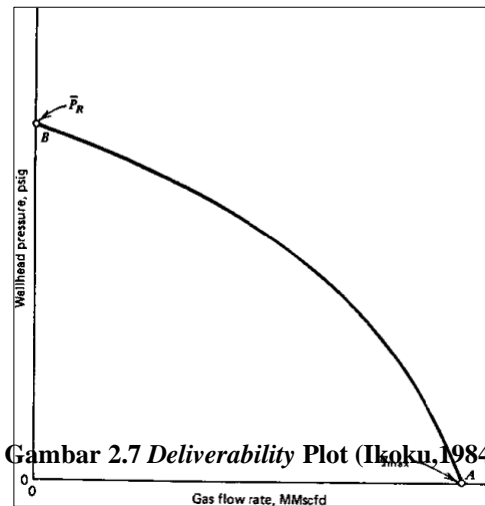
Gambar 2.5 Modified Isochronal Test, Laju alir, dan Diagram Tekanan



Gambar 2.6 Grafik ΔP^2 vs q untuk Modified Isochronal Test (Ikoku,1984)

2.4.2 Deliverability Plot

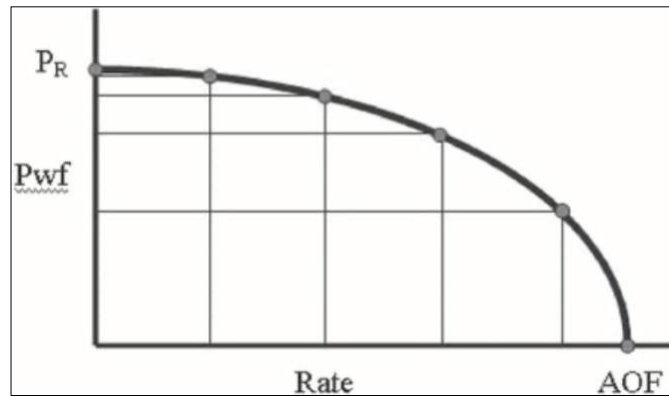
Apabila tekanan lubang sumur digunakan pada *back-pressure test*, maka *plot sandface back-pressure* dibuat untuk menentukan AOF, akan tetapi jika tekanan kepala sumur digunakan, maka *Wellhead back-pressure* dibuat untuk menentukan deliverabilitas maksimal kepala sumur. Selanjutnya, setelah garis stabil pada *plot back-pressure* dibuat, plot deliverabilitas dapat dibuat dimana biasanya plot deliverabilitas dibuat dari memplot tekanan kepala sumur vs laju alir gas. *Wellhead back-pressure* dapat diplot dari pengukuran tekanan kepala sumur atau dihitung dari *sand-face pressure*. Dua titik yang ada pada Gambar 2.7. biasa disebut laju alir gas maksimum (q_{max}) dimana saat tekanan kepala sumur = 0 dan titik lainnya merupakan tekanan rata-rata *reservoir* (P_r) yang dapat diambil saat laju alir gas = 0.



Gambar 2.7 Deliverability Plot (Ikoku, 1984)

2.5 Inflow Performance Relationship (IPR)

Adanya perbedaan antara *reservoir* ke lubang sumur pada kedalaman *reservoir* menyebabkan suatu sumur dapat mengalir. Jika tekanan sumur adalah nol maka aliran masuk akan menjadi aliran terbuka absolut atau disebut *Absolute Open Flow* (AOF). Berikut bentuk kurva IPR sumur gas yang sering disebut juga sebagai kurva *deliverability*.



Gambar 2.8 Kurva *Reservoir* IPR (Lea, 2008)

2.6 Gas Bean Choke

Bean choke digunakan saat pengukuran dimana kondisi membutuhkan peralatan yang lebih tahan lama. Misal pada saat memproduksi formasi berpasir, *bean choke* cenderung lebih tahan lama dibandingkan dengan pelat *orifice* yang mudah terkikis. Pada dasarnya, *bean choke* adalah sebuah tabung yang memiliki panjang 6” dengan diameter internal pembatasan “d”.

$$Q_g = 844.57 d^2 P_{wh} \sqrt{\left(\frac{1}{\gamma_g T_{wh} Z_{wh}}\right) \left(\frac{k}{k-1}\right) \left[\left(\frac{P_{down}}{P_{wh}}\right)^{\frac{2}{k}} - \left(\frac{P_{down}}{P_{wh}}\right)^{\frac{(k+1)}{k}} \right]} \quad (2.14)$$

Beggs (1991) mengusulkan persamaan umum berikut untuk aliran gas melalui *choke* permukaan. Untuk mencari spesifik *heat ratio* (k), maka digunakan gas *specific gravity* sebagai berikut.

$$k = \frac{1.2022}{\gamma g^{0.125}} \quad (2.15)$$

Dimana,

d = *choke* diameter, inch

Q_g = laju alir gas, Mscfd

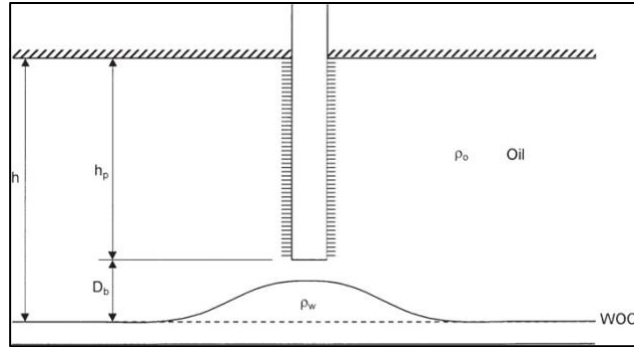
P_{wh} = tekanan kepala sumur

k = *specific heat ratio*

T_{wh} = *temperature* kepala sumur, $^{\circ}R$

2.7 Water Coning

Water coning merupakan gambaran mekanisme pergerakan air ke atas memasuki lubang perforasi dari suatu sumur produksi dimana dapat mengurangi efisiensi pengambilan gas atau minyak dari *reservoir* sehingga menurunkan produktivitas sumur. *Water coning* terjadi sebab laju alir gas yang besar sehingga mengakibatkan gas menarik produksi zona yang berada dibawahnya yaitu zona air.



Gambar 2.9 Water Coning (Ahmed, 2010)

2.7.1 Meyer-Gardner

Laju aliran maksimum yang dapat dibebankan pada sumur untuk menghindari *water coning* disebut jika laju kritis Q_{gc} . Meyer dan Gardner menyarankan bahwa pengembangan *coning* merupakan hasil dari aliran radial gas dan tekanan yang beradadisekitar sumur. Meyer dan Gardner mengasumsikan sistem homogen dengan permeabilitas seragam, yaitu $k_h = k_v$ dimana ditunjukkan bahwa rasio k_h/k_v adalah istilah yang paling kritis dalam mengevaluasi *water coning*.

$$q_c = \frac{1.381 \times 10^{-7} (p_w - p_g) k (h^2 - D^2)}{\beta g \mu_g \ln \left(\frac{R_e}{R_w} \right)} \quad (2.16)$$

Dimana,

Q_c = Laju kritis, Mscfd

ρ_w = Densitas air, lbm/ft^3

ρ_g = Densitas gas, lbm/ft^3

κ = Permeabilitas formasi, mDh

h = Jarak ke *water contact*, ft

D = Ketebalan kompleks, ft

μ_g = Viskositas Gas, cp

βg = Volume faktor formasi gas, rcf/scf

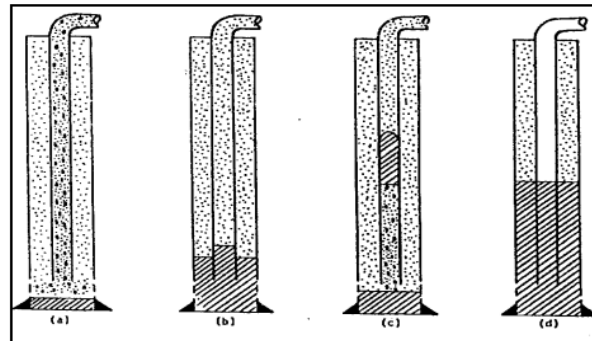
Re = *Drainage radius*, ft

2.8 *Liquid Loading*

Liquid loading adalah suatu akumulasi cairan dalam sumur gas akibat dari penurunan kecepatan gas. Hal ini menyebabkan gas tidak mampu mengangkat *liquid* ke permukaan serta menimbulkan *back pressure* ke formasi. Akumulasi cairan berpotensi menurunkan produksi dan mematikan sumur. Berikut ini merupakan proses yang menyebabkan terjadinya *liquid loading* (Pratiwi, 2019):

1. Ketika awal sumur berproduksi, sumur masih memiliki tekanan *reservoir* dan laju alir yang tinggi. Kecepatan gas masih lebih besar dari pada kecepatan kritis yang dibutuhkan untuk mengangkat *liquid*. Pada fase ini, gas dapat mengangkat *liquid* ke permukaan.
2. Setelah beberapa waktu sumur berproduksi, tekanan *reservoir* akan berkurang sehingga adanya penurunan laju alir. Penurunan laju alir juga berdampak pada kecepatan gas. Apabila kecepatan gas mencapai di bawah kecepatan kritis, maka *liquid* tidak dapat terangkat ke permukaan. Hal ini mengganggu proses produksi dan membuat penurunan laju produksi.
3. Akumulasi cairan di dasar sumur yang mulai terbentuk akan menurunkan *flow area* untuk fasa gas yang akan mengakibatkan *pressure drop* lebih besar. *Pressure drop* akan terus bertambah dan menimbulkan *back pressure* sampai mendapatkan tekanan yang diperlukan untuk mengangkat akumulasi cairan tersebut ke permukaan.
4. Akumulasi cairan di dasar sumur seiring dengan berjalannya waktu akan

membuat kolom *Liquid* tinggi, sehingga *back pressure* terus bertambah sehingga sumur akan mengalami kematian.



Gambar 2.10 *Liquid Loading* (Ahmed, 2010)

2.8.1 *Turner Rate*

Turner, Hubbard dan Dukler (1969) telah menganalisa dua model fisik pemisahan *liquid* di sumur gas:

1. Pergerakan film *liquid* sepanjang dinding pipa
2. Butiran *liquid* yang masuk kedalam *core* *bervelocity* gas tinggi.

Kedua model ini akan mendekati kondisi aktual dan ada pertukaran *liquid* antara *core* gas dan *film*. Perhitungan model dinding *film* lebih kompleks membutuhkan integrasi numerik. Pergerakan *film* ke arah bawah akan secepatnya berubah menjadi butiran. Turner menguji model ini dengan data lapangan dan menemukan model ini paling bagus. Kondisi minimum yang dibutuhkan untuk *unload liquid* di sumur gas adalah dimana butiran *liquid* terbesar yang berada di arus gas (*gas stream*) akan bergerak.

Rumus Turner,dkk (1969) untuk menentukan kecepatan minimum agar *liquid loading* tidak terjadi, adalah sebagai berikut :

$$Q_g = \frac{3.067PV_t A}{(T + 460)Z} \quad (2.17)$$

Dimana :

$$V_t = \frac{1593\sigma^{1/4}(\rho_l - \rho_g)^{1/4}}{\rho_g^{1/4}} \quad (2.18)$$

Keterangan :

Q_g : Laju alir gas (MMscfD)

V_t : Kecepatan gas (ft/sec)

P : Tekanan di *wellhead* (psig)

T : suhu ($^{\circ}$ F)

Z : Faktor kompresibilitas

A : Luas penampang (in)

σ : Tegangan permukaan

ρ : Densitas *fluida* (Lbm/ft)

2.9 Optimasi

Menurut Soekartiwi (1992), optimasi merupakan pencapaian suatu keadaan yang terbaik, yaitu pencapaian solusi masalah yang di arahkan pada batas maksimum dan minimum. Persoalan optimasi meliputi optimasi tanpa kendala dan optimasi dengan kendala, faktor-faktor yang menjadi kendala terhadap fungsi tujuan diabaikan sehingga dalam menentukan nilai maksimum ataupun minimum tidak ada batasan untuk berbagai pilihan peubah yang tersedia. Pada optimasi dengan kendala, faktor-faktor yang menjadi kendala pada fungsi tujuan diperhatikan dan ikut dalam menentukan nilai maksimum dan minimum (Nicholson,1995).

2.10 Penelitian terdahulu

Eka Septian Oktaviana (2008) melakukan penelitian dengan judul “Analisa Uji *Deliverability* Pada Sumur Gas” dengan tujuan mengetahui penurunan tekanan dasar sumur (ΔP_2) sehubungan dengan laju produksi konstan dikepala sumur (Q_{sc}) pada suatu sumur. Berdasarkan penelitian tersebut didapatkan hasil uji deliverabilitas yakni grafik *Absolute Open Flow Potensial* (AOFP) atau grafik yang menggambarkan seberapa besar kemampuan sumur tersebut berproduksi. Permasalahannya adalah berdasarkan penelitian ini, kesimpulan yang dapat ditarik hanyalah kemampuan maksimal sumur berproduksi tanpa mempertimbangkan batasan-batasan lainnya seperti batas produksi maksimal dan batas produksi minimal yang dimana jika tidak diperhitungkan akan menyebabkan efek yang fatal terhadap sumur gas.

Khumaini, Nadlif Muammar Kh (2019) melakukan penelitian dengan judul “Evaluasi *Problem Water Coning* Pada Sumur “Nmk-04” Lapangan “Yss””. Permasalahan *water coning dan water channeling* dapat mengakibatkan turunnya laju produksi minyak di suatu sumur minyak. Sumur NMK-04 merupakan sumur minyak yang pada awalnya berproduksi sebesar 426 BOPD dengan kadar air 0%. Seiring berjalannya waktu produksi sumur tersebut mengalami peningkatan kadar air hingga 94%. Sehingga peneliti melakukan penentuan apakah naiknya kadar air pada sumur tersebut diakibatkan oleh *problem water coning* atau *channeling*. Identifikasi dilakukan menggunakan *chan diagnostic plot*. Dengan mengombinasikan metode Chierici dengan metode Craft-Hawkins bisa didapatkan laju produksi kritis *bebas water coning* dan interval perforasi yang optimum. Selain itu juga dapat digunakan metode

downhole water sink dalam mengatasi permasalahan *water coning* yang ada. Dari hasil analisa menggunakan *chan diagnostic plot*, sumur “NMK-04” terindikasi terjadi *problem water coning*. Dari hasil perhitungan didapatkan laju produksi kritis minyak tanpa terjadinya *water coning* sebesar 16 BOPD. Dengan melihat laju produksi aktual sumur tersebut, sumur NMK-04 dapat dikatakan mengalami *problem water coning* karena diproduksi melebihi laju produksi kritisnya. Maka dari itu perlu dilakukan reperforasi pada sumur “NMK-04”, diturunkannya laju produksi sumur “NMK-04” mendekati laju alir kritisnya. Oleh karena itu dibutuhkan evaluasi atau pengujian sumur secara berkala agar tidak terjadi *water coning*.

Luciana Larasati Dawa (2021) “Analisis Prediksi *Liquid Loading* di Sumur JB pada *Water Cut* dan Ukuran *Tubing* yang Berbeda”. Penelitian ini tentang analisis prediksi *liquid loading* di sumur JB pada *water cut* dan ukuran *tubing* yang berbeda. Dari penelitian ini akan mendapatkan nilai *critical rate* di sumur JB, perilaku *fluida* di sumur JB, perilaku *fluida* ketika ada *water cut* di dalam sumur, dan perilaku *fluida* ketika dilakukan perubahan ukuran *tubing*. Metode penelitian yang dipakai menggunakan *software Transient Multiphase Flow simulator* untuk memodelkan aliran yang terjadi di dalam sumur JB. Selain itu dengan menggunakan perhitungan *critical rate* untuk memprediksi kapan terjadinya *liquid loading* di sumur JB. Hasil dari penelitian ini adalah meningkatnya nilai variasi *water cut* menyebabkan bertambahnya ketidakstabilan aliran di dalam sumur JB dan semakin kecil ukuran *tubing* yang dipakai maka laju alir gas akan semakin meningkat dan total *liquid* yang terakumulasi di dalam sumur menjadi lebih sedikit. Selain itu, pola aliran di

sumur JB dapat dipengaruhi oleh *liquid holdup*, *pressure drop*, dan kecepatan gas. Semakin tinggi nilai *liquid holdup* maka aliran akan semakin tidak stabil. Semakin fluktuatif hasil *pressure drop* dan kecepatan gas maka akan menyebabkan pola aliran menjadi ikut tidak stabil.

Pratiwi A.R (2019) “Analisis *liquid loading* dengan Memperhatikan Pola Aliran pada Lapangan KMB”. Melihat sejarah produksi lapangan KMB, sumur KMB-5 dan KMB-6 cenderung memproduksi air lebih besar dibandingkan sumur KMB-1 dan KMB-3. Untuk mengetahui kondisi terjadinya *unloading* dilakukan analisa laju alir kritis dengan menggunakan metode Turner dan Coleman, dengan membandingkan laju alir aktual rata-rata selama satu tahun berproduksi sumur KMB-1 dan KMB-3 masih berada diatas laju alir kritis. Sedangkan sumur KMB-5 dan sumur KMB-6 sudah berada dibawah laju alir kritis. Analisa berikutnya dengan mengetahui pola aliran multifasa di dalam *tubing*. Sumur KMB-1 pola alirannya *mist flow*, sedangkan sumur KMB-3, KMB-5, dan KMB-6 sudah membentuk aliran *slug flow*. Pola aliran ini tidak menyebabkan sumur berhenti berproduksi, namun dapat mempercepat atau menimbulkan *unloading*. Sumur KMB-5 dan KMB-6 akan dilakukan optimasi dengan menggunakan aplikasi *velocity string*. Dari analisa yang dihasilkan Sumur KMB-5 dipilih ukuran tubing 1- 12/64 dan Sumur KMB-6 ukuran 1 14/64.

Gabriella Sasha D R, W. A. O. D. E. (2022) melakukan penelitian dengan judul “Penanganan Masalah *Liquid Loading* Sumur Gas “Rd” pada Lapangan Gas Riandalas Sumatra Utara”. Produksi lapangan Riandalas mencapai *rate plateau* selama 6 tahun sebesar 47,5 MMCFD pada tahun 2004 sampai 2010, namun mengalami penurunan secara signifikan sejak terjadinya *water*

breakthrough pada awal tahun 2010. Hasil identifikasi laju alir kritis menunjukkan sumur mengalami masalah *liquid loading*, yang menyebabkan laju produksi terus menurun hingga 5,17 MMCFD pada Desember 2019. Dalam menyelesaikan permasalahan dilakukan perhitungan manual menggunakan *Microsoft Excel* dan *software* PIPESIM 2009. Model sumur PIPESIM dibuat berdasarkan data *reservoir*, data konstruksi sumur, dan juga data produksi sumuran. Identifikasi *liquid loading* dilakukan dengan perhitungan laju alir kritis *loading* terhadap nilai Pwh tercatat dengan menggunakan metode Turner. Kemudian dilakukan analisa metode delikuifikasi menggunakan dua skenario, yaitu dengan *tubing sizing* dan *well head compressor*. Skenario *tubing sizing* menggunakan sensitivitas ID *tubing* 6,094 in; 4,5 in; 3,5 in; 2,875 in; dan 2,375 in. Dari hasil evaluasi laju kritis Turner, tidak ada ukuran *tubing* yang mampu memproduksi gas di atas laju kritis *loading*, sehingga metode *tubing sizing* tidak tepat diaplikasikan di Sumur “RD”. Untuk analisa skenario *well head compressor* dengan sensitivitas tekanan *wellhead*, didapatkan harga Pwh sebesar 1020 psig yang mampu memproduksi gas dengan laju alir 25,84 MMCFD, di atas laju kritis *loading* sebesar 10,02 MMCFD, sehingga dapat disimpulkan bahwa metode *well head compressor* dapat diaplikasikan pada sumur “RD” untuk menangani *liquid loading*. Dengan menggunakan asumsi tekanan *discharge* sistem *flowline* sebesar 1170 psig, tenaga kompresor yang dibutuhkan untuk menjaga agar Sumur “RD” terbebas dari masalah *liquid loading* adalah sebesar 334,76 HP/MMCFD.

Tabel 2.1 Penelitian terdahulu

| Nama (Tahun) | Judul | Permasalahan | Kesimpulan |
|------------------------------------|--|--|--|
| Eka Septian Oktaviana (2008) | Analisa Uji <i>Deliverability</i> Pada Sumur Gas | Kesimpulan yang dapat ditarik hanyalah kemampuan maksimal sumur berproduksi tanpa mempertimbangkan batasan-batasan lainnya seperti batas produksi maksimal dan batas produksi minimal yang dimana jika tidak diperhitungkan akan menyebabkan efek yang fatal terhadap sumur gas. | Berdasarkan penelitian tersebut didapatkan hasil uji deliverabilitas yakni grafik AOFD atau grafik yang menggambarkan seberapa besar kemampuan sumur tersebut berproduksi yakni sebesar 180.45 MMscfD. |
| Khumaini, Nadlif Muammar Kh (2019) | Evaluasi <i>Problem Water Coning</i> Pada Sumur “Nmk-04” Lapangan “Yss” | Dari hasil analisa menggunakan <i>Chan Diagnostic Plot</i> , sumur “NMK-04” terindikasi terjadi <i>problem water coning</i> . Dari hasil perhitungan didapatkan laju produksi kritis minyak tanpa terjadinya <i>water coning</i> sebesar 16 BOPD. Dengan melihat laju produksi aktual sumur tersebut, sumur NMK-04 dapat dikatakan mengalami <i>problem water coning</i> karena diproduksi melebihi laju produksi kritisnya. | Berdasarkan penelitian tersebut didapatkan nilai minimum agar tidak terjadi <i>water coning</i> sebesar 13.56 MMscfD. |
| Luciana Larasati Dawa (2021) | Analisis Prediksi <i>Liquid Loading</i> di Sumur JB pada <i>Water Cut</i> dan Ukuran <i>Tubing</i> | Permasalahan dari penelitian ini tentang analisis prediksi <i>liquid loading</i> di sumur JB pada <i>water cut</i> dan ukuran <i>tubing</i> yang berbeda. | Meningkatnya nilai variasi <i>water cut</i> menyebabkan bertambahnya ketidakstabilan aliran di dalam sumur JB. dan |

| | | | |
|-------------------------------|---|---|--|
| | yang Berbeda | | semakin kecil ukuran <i>tubing</i> yang dipakai maka laju alir gas akan semakin meningkat dan total <i>liquid</i> yang terakumulasi di dalam sumur menjadi lebih sedikit. Selain itu, pola aliran di sumur JB dapat dipengaruhi oleh <i>liquid holdup</i> , <i>pressure drop</i> , dan kecepatan gas. Semakin tinggi nilai <i>liquid holdup</i> maka aliran akan semakin tidak stabil. Semakin fluktuatif hasil <i>pressure drop</i> dan kecepatan gas maka akan menyebabkan pola aliran menjadi ikut tidak stabil |
| Pratiwi A.R (2019) | Analisis <i>Liquid Loading</i> dengan Memperhatikan Pola Aliran pada Lapangan KMB | Untuk mengetahui kondisi terjadinya <i>unloading</i> dilakukan analisa laju alir kritis dengan menggunakan metode Turner dan Coleman, dengan membandingkan laju alir aktual rata-rata selama satu tahun berproduksi sumur KMB-1 dan KMB-3 masih berada diatas laju alir kritis. Sedangkan sumur KMB-5 dan sumur KMB-6 sudah berada dibawah laju alir kritis | Dari analisa yang dihasilkan sumur KMB-5 dipilih ukuran tubing ²⁸ / ₆₄ dan sumur KMB-6 ukuran 1 ²⁹ / ₆₄ . |
| Gabriella Sasha D R, W. A. O. | Penanganan Masalah <i>Liquid</i> | Produksi Lapangan "Riandalas" mencapai <i>rate</i> | Metode <i>well head compressor</i> dapat |

| | | | |
|--------------|---|---|--|
| D. E. (2022) | <i>Loading</i> Sumur Gas “Rd” Pada Lapangan Gas “Riandalas” Sumatra Utara”. | plateau selama 6 tahun sebesar 47,5 MMCFD pada tahun 2004 sampai 2010, namun mengalami penurunan secara signifikan sejak terjadinya <i>water breakthrough</i> pada awal tahun 2010. Hasil identifikasi laju alir kritis menunjukkan sumur mengalami masalah <i>liquid loading</i> , yang menyebabkan laju produksi terus menurun hingga 5,17 MMCFD pada Desember 2019 | diaplikasikan pada Sumur “RD” untuk menangani <i>liquid loading</i> . Dengan menggunakan asumsi tekanan <i>discharge</i> sistem <i>flowline</i> sebesar 1170 psig, tenaga kompresor yang dibutuhkan untuk menjaga agar Sumur “RD” terbebas dari masalah <i>liquid loading</i> adalah sebesar 334,76 HP/MMCFD |
|--------------|---|---|--|

2.10.1 Penelitian Terkini

Dari penelitian terdahulu diatas terdapat berbagai macam permasalahan yang dihadapi dimasing-masing topik pembahasan penelitian. Berdasarkan penelitian diatas masing-masing penelitian hanya menganalisis satu variabel yang menjadi permasalahan saja. Sehingga hasil dari penelitian diatas hanya nilai dari variabel yang dihitung saja misal pada penelitian Pratiwi A.R (2020) hanya menghitung laju alir agar tidak terjadi *liquid loading* yang dimana dari penelitian tersebut terkait produksi gas yang seharusnya diterapkan oleh perusahaan, hanya sekedar perhitungan agar tidak terjadi *liquid loading* sebab laju alir yang optimal bukan hanya berdasarkan salah satu variabel tersebut. Pada salah satu penelitian diatas juga hanya membahas satu variabel saja misal pada penelitian Nadlif Muammar Khumaini (2019) “Evaluasi *Problem Water Coning* pada Sumur “NmK-04” Lapangan “Yss”” yang dimana hasil dari penelitian tersebut hanya laju alir

agar tidak terjadi *water coning*. Dengan kesimpulan tersebut peneliti hanya dapat memberi saran laju alir maksimal yang bisa diproduksi. Oleh karena itu penulis melakukan penelitian untuk menghitung laju alir optimal dengan menghitung *liquid loading* dan *water coning* agar mendapatkan kesimpulan *range* laju alir yang optimal sehingga dapat bermanfaat bagi perusahaan.