

**ANALISIS TINGGINYA KADAR AIR DALAM GAS DAN
EVALUASI PENANGGULANGANNYA DENGAN METODE *DRY
GAS UP CHOKE* DI SUMUR GAS PADA LAPANGAN BEKASAP**

TUGAS AKHIR



Oleh :

LUIGY ADITIA PRADANA

NPM : 153210191

**PROGRAM STUDI TEKNIK PERMINYAKAN
FAKULTAS TEKNIK
UNIVERSITAS ISLAM RIAU
PEKANBARU**

2022

HALAMAN PENGESAHAN

Tugas akhir ini disusun oleh :

Nama : Luigy Aditia Pradana

NPM : 153210191

Program Studi : Teknik Perminyakan

Judul Skripsi : Analisis Tingginya Kadar Air Dalam Gas dan Evaluasi Penanggulangannya Dengan Metode *Dry Gas Up Choke* di Sumur Gas Pada Lapangan Bekasap.

Telah berhasil dipertahankan dihadapan Dewan Penguji dan diterima sebagai salah satu syarat guna memperoleh gelar Sarjana Teknik pada Program Studi Teknik Perminyakan, Fakultas Teknik, Universitas Islam Riau.

DEWAN PENGUJI

Pembimbing : Ir. H. Ali Musnal, M.T

(.....)

Penguji I : Idham Khalid, S.T., M.T

(.....)

Penguji II : Richa Melysa, S.T., M.T

(.....)

Ditetapkan di : Pekanbaru

Tanggal : 3 Agustus 2022

Disahkan Oleh:

KETUA PROGRAM STUDI
TEKNIK PERMINYAKAN


NOVIA RITA, ST., MT

APPROVED

SURAT PERNYATAAN

Saya yang bertandatangan dibawah ini:

Nama : **Luigy Aditia Pradana**

NPM : **153210191**

Program Studi : **Teknik Perminyakan (S1)**

Judul Tugas Akhir : **Analisa Tingginya kadar Air Dalam Gas Dan Evaluasi Penanggulangannya Dengan Metode *Dry Gas Up Choke* Di Sumur Gas Pada Lapangan Bekasap**

Menyatakan dengan sebenear benarnya bahwa penulisan tugas akhir ini adalah hasil penelitian, pemikiran, dan pemaparan asli dari karya ilmiah saya sendiri, baik dari naskah laporan maupun data data yang tercantum pada tugas akhir ini. Jika terdapat karya ilmiah ini milik orang lain, saya akan mencantumkan sumber dengan jelas pada daftar pustaka.

Surat pernyataan ini saya buat sesungguhnya dan apabila dikemudian hari terdapat penyimpangan serta tidak benar dalam pernyataan ini, maka saya bersedia mengakuinya dan menerima sanksi sesuai dengan ketentuan yang berlaku di Universitas Islam Riau.

Demikian surat pernyataan ini saya buat dalam keadaan baik baik saja dan tanpa paksaan dari pihak manapun.



Pekanbaru, 25 Juli 2022


Luigy Aditia Pradana
NPM: 153210191

**ANALISIS TINGGINYA KADAR AIR DALAM GAS DAN EVALUASI
PENANGGULANGANNYA DENGAN METODE DRY GAS UP CHOKE DI
SUMUR GAS PADA LAPANGAN BEKASAP**

LUIGY ADITIA PRADANA

153210191

ABSTRAK

Keberadaan natural gas alam di dalam perut bumi tidak dapat terpisahkan dari air. Pada umumnya gas alam yang baru keluar dari perut bumi kandungan airnya tinggi. Dengan kandungan air yang tinggi akan menyebabkan timbulnya hidrat makin besar pula sehingga gas tersebut akan membuat permasalahan dalam pengoperasian maupun akan menurunkan nilai jual maupun nilai ekonomis. Sehingga sangatlah penting hidrat harus dihilangkan sehingga hidrat dalam gas serendah mungkin. Dengan menurunkan kandungan air dalam gas ini akan meningkatkan nilai kalori dari gas maupun memudahkan pengoperasian gas dan mencegah kerusakan-kerusakan peralatan yang digunakan untuk operasional tersebut. Penelitian Tugas Akhir ini dilakukan di Blok DURI Lapangan Bekasap, Blok Duri merupakan kawasan eksplorasi PT. PERTAMINA (PT. CPI) yang merupakan Lapangan yang memproduksi gas. Lapangan Bekasap memiliki tiga sumur yang akan dilakukan analisis penggunaan Gas Up Choke. Penelitian akan diawali dengan Mengetahui spesifikasi standar kadar air di dalam gas yang sesuai dengan standar spesifikasi kadar air di dalam gas HCT, Melakukan analisis kadar air di dalam gas dengan beberapa metode (Grafik Mcketta Wehe, Formula Behr dan Formula Kazim, Melakukan analisis penyebab tingginya kadar air pada sumur dan Penggunaan metode Gas Up Choke untuk mengurangi kadar air di dalam gas pada sumur.

Kata Kunci : Natural Gas, Kadar Air, *Dry gas up choke*, Analisis Nodal.

**ANALISIS TINGGINYA KADAR AIR DALAM GAS DAN EVALUASI
PENANGGULANGANNYA DENGAN METODE DRY GAS UP CHOKE DI
SUMUR GAS PADA LAPANGAN BEKASAP**

LUIGY ADITIA PRADANA

153210191

ABSTRACT

The existence of natural gas in the bowels of the earth cannot be separated from water. In general, natural gas that has just come out of the bowels of the earth has a high water content. With a high water content will cause the emergence of even greater hydrates so that the gas will create problems in operation and will reduce the selling value and economic value. So it is very important that the hydrates are removed so that the hydrates in the gas are as low as possible. By reducing the water content in this gas, it will increase the calorific value of the gas as well as facilitate the operation of the gas and prevent damage to the equipment used for the operation. This final project research was conducted in the DURI Block Bekasap Field, Duri Block is an exploration area of PT. PERTAMINA (PT. CPI) which is a field that produces gas. The Bekasap field has three wells for which an analysis of the use of Gas Up Choke will be carried out. The research will begin by knowing the standard specifications of the water content in the gas in accordance with the specifications of the water content in the HCT gas, conducting an analysis of the water content in the gas using several methods (Mcketta Wehe Graph, Behr Formula and Kazim Formula, Performing an analysis of the causes of high levels of water in the well and the use of the Gas Up Choke method to reduce the water content in the gas in the well.

Keywords: Natural Gas, Moisture Content, Dry gas up choke, Nodal Analysis.

DAFTAR ISI

ABSTRAK	ii
ABSTRACT	iii
DAFTAR ISI	iv
DAFTAR GAMBAR	vi
DAFTAR TABEL	vii
KATA PENGANTAR	viii
BAB I PENDAHULUAN	1
1.1 Latar Belakang	1
1.2 Tujuan Penulisan	2
1.3 Manfaat Penelitian.....	2
1.4 Batasan Masalah.....	2
BAB II TINJAUAN PUSTAKA	3
2.1 Karakteristik Fluida <i>Reservoir</i> Gas	3
2.1.1 Sifat Fisik <i>Fluida Reservoir</i> Gas.....	3
2.1.2 Komposisi Gas	6
2.1.3 Kadar Air Dalam Gas.....	7
2.1.4 <i>Liquid loading</i>	9
2.1.5 Metode <i>Dry gas up choke</i>	12
2.2 <i>State Of The Art</i>	14
BAB III METODOLOGI PENELITIAN	15
3.1 Jenis Penelitian	15
3.2 Metode Penelitian.....	15
3.3 Alur Penelitian.....	16
3.4 Studi lapangan	17
3.5 Karakteristik Lapangan Bekasap.....	17
3.6 Waktu Pelaksanaan Tugas Akhir.....	17

BAB IV ANALISIS HASIL DAN PEMBAHASAN.....	19
4.1 Data Komposisi Gas Sumur X, Y dan Z	20
4.2 Data Sumur X, Y dan Z.....	21
4.3 Analisis Kadar Air	22
4.4 Perbandingan Standar Spesifikasi Gas <i>Hydrocarbon Transport</i> (HCT) Dengan Sumur X, Y dan Z.....	23
4.5 Analisis Penyebab Tingginya Kadar Air di Dalam Gas Sumur X, Y dan Z	24
4.5.1 Analisis Tekanan dan temperatur.....	24
4.5.2 Analisis Regime Aliran di Dalam Tubing.....	26
4.5.3 Analisis Adanya <i>Liquid Loading</i>	27
4.6 Analisis Penggunaan <i>Gas Up Choke</i> Pada Sumur X, Y dan Z	28
4.6.1 Evaluasi penggunaan <i>Gas Up Choke</i>	29
BAB V KESIMPULAN DAN SARAN	35
5.1 Kesimpulan.....	35
5.2 Saran.....	35
DAFTAR PUSTAKA	36
LAMPIRAN.....	38

DAFTAR GAMBAR

Gambar 2. 1. Diagram Fasa <i>Reservoir dry Gas</i> (Doddy Abdassah, 1998).....	7
Gambar 2. 4. Pembentukan Hidrat Pada CO ₂ (Lilis, 2014).....	8
Gambar 2. 6. Proses Terjadinya <i>Liquid loading</i> (PERTAMINA, 2003).....	10
Gambar 2. 7. Aliran Multifasa Di dalam Sumur Gas (Ghalambor, 2005)	11
Gambar 3.1. Flow Chart.....	16
Gambar 4. 1 Observasi Kadar Air (PT. PERTAMINA, 2016).....	22
Gambar 4. 2 Kadar Air di dalam Gas (Guo Ghulambour, 2005)	25
Gambar 4. 3 Kurva IPR Sumur X, Y dan Z	31
Gambar 4. 4 Kurva IPR Vs TPR Sumur X, Y dan Z.....	32
Gambar 4. 5 Observasi Kadar Air Di Dalam Gas	33

DAFTAR TABEL

Tabel 2. 1. State Of The Art	14
Tabel 3. 1. Karakteristik Batuan Reservoir Lapangan Bekasap (PT. CPI, 2016).....	21
Tabel 3. 2. Waktu Pelaksanaan Tugas Akhir.....	21
Tabel 4. 1 Komposisi Gas untuk sumur X, Y dan Z	20
Tabel 4. 2 Data sumur X, Y dan Z	21
Tabel 4. 3 Hasil Analisis Kadar Air sumur X, Y dan Z	23
Tabel 4. 4 Perbandingan Kadar Air Sumur dengan Standar HCT	23
Tabel 4. 5 Regime Aliran Gas Sumur X.....	26
Tabel 4. 6 Regime Aliran Gas Sumur Y.....	26
Tabel 4. 7 Regime Aliran Gas Sumur Z	26
Tabel 4. 8 Penentuan Liquid Loading	27
Tabel 4. 9 Hasil Perhitungan Performa Gas Up Choke.....	29
Tabel 4. 10 Kadar Air Setelah Pemasangan Gas Up Choke.....	30
Tabel 4. 11 Kadar Air Setelah Pemasangan Gas Up Choke.....	30
Tabel 4. 12 Laju Alir Gas	31
Tabel 4. 13 Laju Alir Gas	32

KATA PENGANTAR

Rasa syukur disampaikan kepada Allah Subhanallahu wa Ta'ala karena atas Rahmat dan limpahan ilmu dari-Nya saya dapat menyelesaikan tugas akhir ini. Penulisan tugas akhir ini merupakan syarat untuk memperoleh gelar Sarjana Teknik Program Studi Teknik Perminyakan. Universitas Islam Riau. Saya meyakini bahwa banyak pihak yang telah membantu dan mendorong saya untuk menyelesaikan tugas akhir ini. Oleh karena itu saya ingin mengucapkan terimakasih kepada :

1. Ibu Novia Rita S.T.,M.T. Selaku Ketua Program Studi Teknik Perminyakan Universitas Islam Riau.
2. Bapak Tomi Erfando ST., M.T. Selaku Sekertaris Prodi Studi Teknik Perminyakan.
3. Bapak Ir H. Ali Musnal, M.T. yang sudah meluangkan waktu dan memberikan arahan dan masukan kepada penulis.
4. Para Dosen beserta staff pengajar Program Studi Teknik Perminyakan Fakultas Teknik Universitas Islam Riau
5. Kedua Orang Tua saya Bapak Saffebry dan Ibu Gustinar yang selalu mendoakan dan memberi semangat selama pengerjaan proposal penelitian.
6. Teman-teman seperjuangan angkatan 2015 Teknik Perminyakan Universitas Islam Riau. Teriring doa saya, semoga Allah swt memberikan balasan atas segala kebaikan semua pihak yang telah membantu. Semoga Tugas Akhir ini membawa manfaat bagi pengembangan ilmu pengetahuan.

Pekanbaru, 27 Januari 2022

Luigy Aditia Pradana

BAB I

PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

PT. PERTAMINA merupakan perusahaan produksi gas dan minyak bumi dengan daerah eksplorasi yang cukup luas di wilayah Riau Sebagai produsen minyak dan gas bumi di Indonesia pada saat ini, PT. PERTAMINA, tidak hanya menggunakan produk yang dihasilkan untuk memenuhi kebutuhan konsumennya, tetapi juga digunakan sendiri untuk memenuhi kebutuhan bahan bakar dalam melakukan produksinya (PERTAMINA, 2003).

Gas alam selalu memiliki air ketika gas diproduksi, Sebagian air ini terproduksi dari *reservoir* secara langsung. Air yang dihasilkan bersama gas tersebut merupakan hasil kondensasi akibat adanya variasi tekanan dan temperatur selama produksi (Bahadori, Vuthaluru, & Jalili, 2010). Dengan kandungan air yang tinggi akan menyebabkan timbulnya hidrat makin besar pula sehingga gas tersebut akan membuat permasalahan dalam pengoperasian maupun akan menurunkan nilai jual maupun nilai ekonomis. Sehingga sangatlah penting hidrat harus dihilangkan sehingga hidrat dalam gas serendah mungkin. Dengan menurunkan kandungan air dalam gas ini akan meningkatkan nilai kalori dari gas maupun memudahkan pengoperasian gas dan mencegah kerusakan-kerusakan peralatan yang digunakan untuk operasional tersebut (Ghalambor, 2005).

Kadar Air yang tinggi tersebut sangat mempengaruhi transportasi gas, sumur yang memiliki kadar air di dalam gas tinggi terdapat di Lapangan Bekasap. Kadar air yang diizinkan oleh pihak HCT agar tidak menyebabkan permasalahan pada pipa distribusi gas adalah sebesar 15 Lb/MMscf (PT. CPI, 2017), maka Penulis melakukan analisis terhadap kandungan air yang terdapat di dalam gas yang diproduksi oleh ketiga sumur tersebut menggunakan Grafik Mcketta Wehe, Formula Kazim dan Formula Behr, dan kemudian melakukan analisis penyebab tingginya kadar air di

dalam gas dengan menganalisis tekanan, temperatur (SPE-AIME), *liquid loading* (Metode Turner) dan regime aliran (Metode Duns dan Ros).

1.2 Tujuan Penulisan

Maksud dan tujuan dari penulisan tugas akhir ini adalah untuk :

1. Melakukan analisis kadar air di dalam gas dengan metode (Grafik Mcketta Wehe, Formula Khalid dan Formula Behr).
2. Mengetahui keberhasilan metode *dry gas up choke* berdasarkan persamaan Guo.

1.3 Manfaat Penelitian

Manfaat dari penelitian ini adalah untuk memberikan pemahaman mengenai kadar air didalam gas, mengetahui performa metode *dry gas up choke* dalam mengatasi tingginya kadar air didalam gas pada lapangan Bekasap serta ditujukan sebagai bahan karya tulis untuk bahan ajar peneliti berikutnya.

1.4 Batasan Masalah

Agar Tugas Akhir ini tidak menyimpang dari tujuan penulisan yang diinginkan, maka penulis memberi batasan masalah agar lebih berguna dan fokus sebagai tujuan dari Tugas Akhir ini, yaitu menganalisis performa *dry gas up choke* dalam menurunkan temperatur sebagai metode menurunkan kandungan air di dalam gas pada Sumur di Lapangan Bekasap.

Penulis hanya menentukan dan mengetahui spesifikasi standar gas untuk distribusi gas yang diizinkan oleh hydrocarbon Transport (HCT). Melakukan analisis kadar air di dalam gas dengan beberapa metode (Grafik Mcketta Wehe, Formula Khalid dan Formula Behr, melakukan analisis temperatur, tekanan, *liquid loading* dan regime aliran untuk mengetahui penyebab tingginya kadar air di dalam gas menggunakan grafik SPE-AIME, Metode Turner dan Metode Duns and Ros, melakukan analisis metode *dry gas up choke* Sumur di Lapangan Bekasap.

BAB II

TINJAUAN PUSTAKA

Bersyukur dengan mengucapkan “Alhamdulillah” kita telah diberikan kesempatan oleh ALLAH SWT untuk menjalani kehidupan di bumi dengan segala rahmat, taufik dan hidayahNya yang telah diberikan kepada kita. ALLAH SWT telah menciptakan manusia dengan berbagai sumber daya alam yang indah, maka dari itu kita harus menjaganya dengan baik. Sebagai mana yang telah dijelaskan pada Al – Quran dalam QS. Al- A’Raf [7]: 56 yang artinya “Dan janganlah kamu berbuat kerusakan di bumi setelah (diciptakan) dengan baik. Berdo’alah kepadaNya dengan rasa takut dan penuh harapan. Sesungguhnya rahmat ALLAH sangat dekat kepada orang yang berbuat kebaikan”.

Pada Al-Quran surat Al A’Raf ayat 57 ini ALLAH melarang manusia untuk berbuat kerusakan, baik di darat, di laut dan di udara bahkan dimana saja. Karena kerusakan yang disebabkan ulah manusia akan membahayakan pada tata kehidupan manusia itu sendiri, seperti kerusakan tata lingkungan alam, pencemaran udara dan bencana – bencana alam lainnya. Pada surat tersebut ALLAH menyuruh kita berdoa dan bersyukur atas karunia yang telah diberikan dariNya, sehingga alam yang telah disediakan oleh ALLAH itu mendatangkan rahmat dan manfaat serta nikmat yang besar bagi kehidupan manusia dalam rangka beribadah kepada ALLAH SWT, sehingga manusia menjadi makhluk yang muhsinin (baik).

2.1 Karakteristik Fluida Reservoir Gas

2.1.1 Sifat Fisik Fluida Reservoir Gas

A. Viskositas Gas

Viskositas adalah gesekan dalam *fluida* (*resistance*) untuk mengalir. Jika gesekan antara lapisan *fluida* kecil (*low viscosity*), gaya *shearing* yang ada akan mengakibatkan gradien kecepatan besar sehingga mengakibatkan *fluida* untuk bergerak (Shi, Horne, Li, & Stanford, 2006). Jika viskositas bertambah maka masing-

masing lapisan *fluida* mempunyai gaya gesek yang besar pada persinggungan lapisan, sehingga kecepatan akan menurun. (Xiao & Shoham, 1991)

Viskositas dari fluida didefinisikan sebagai perbandingan shear force per unit luas dengan gradien kecepatan. Viskositas dinyatakan dengan *Centipoise* (cp). Viskositas dari suatu gas campuran tergantung pada tekanan, temperatur dan komposisi. *Carr-Kobayashi-Burrows* (Ghalambor, 2005) membuat persamaan yaitu :

$$\begin{aligned} \mu_1 &= f(M, T) = f(\gamma, T) \\ \mu / \mu_1 &= f(P_{pr}, T_{pr}) \end{aligned} \dots\dots\dots(2-1)$$

Dimana :

μ_1 = viskositas pada tekanan 1 atm (1 atm = 14,7 psi)

μ = viskositas pada tekanan > 1 atm.

B. Densitas Gas

Densitas didefinisikan sebagai massa tiap satuan volume dan dalam hal ini massa dapat diganti oleh berat gas, m. Sesuai dengan persamaan gas ideal, maka rumus densitas untuk gas ideal (Carroll & Carroll, 2002) adalah :

$$\rho_g = \frac{m}{V} = \frac{PM}{RT} \dots\dots\dots(2-2)$$

dimana :

m = berat gas, lb

V = volume gas, cuft

M = berat molekul gas, lb/lb mole

P = tekanan *reservoir*, psia

T = temperatur, °R

R = konstanta gas = 10.73 psia cuft/lbmole °R

Rumus diatas hanya berlaku untuk gas berkomponen tunggal. Sedangkan untuk gas campuran (Glumov, Reitblat, & Llc, 2013) digunakan rumus sebagai berikut :

$$\rho_g = \frac{PM_a}{zRT} \dots\dots\dots(2-3)$$

dimana :

z = faktor kompresibilitas gas

M_a = berat molekul tampak = $\sum y_i M_i$

y_i = fraksi mol komponen ke-i dalam suatu campuran gas

M_i = berat molekul untuk komponen ke-i dalam suatu campuran gas.

C. Faktor Volume Formasi Gas

Faktor volume formasi gas (B_g) didefinisikan sebagai volume dalam barrel pada kondisi *reservoir* yang ditempati oleh satu SCF gas. Hal ini dapat dinyatakan sebagai perbandingan antara volume yang ditempati oleh gas pada kondisi *reservoir* dengan sejumlah gas yang sama pada kondisi standar (14.7 psi, 60 °F). Jadi bentuk matematisnya (Rodrigues, Pereyra, & Sarica, 2019) adalah :

$$B_g = \frac{V_r}{V_{sc}} \dots\dots\dots(2-5)$$

dimana :

B_g = faktor volume formasi gas Cuft/SCF

V_r = volume gas pada kondisi *reservoir*, Cuft

V_{sc} = volume gas pada kondisi standar, SCF.

D. Kompresibilitas Gas

Kompresibilitas didefinisikan sebagai perbandingan antara volume actual yang ditempati suatu massa gas pada tekanan dan temperatur tertentu terhadap volume idealnya (Beggs, 2003) pada kondisi yang sama, sehingga :

$$Z = \frac{V_{actual}}{V_{ideal}} \text{ atau } V_{actual} = Z V_{ideal} \dots\dots\dots(2-6)$$

Dimana :

Z = Kompresibilitas Gas

V_{actual} = Volume sebenarnya, ft³

V_{ideal} = Volume Gas ideal ,ft³

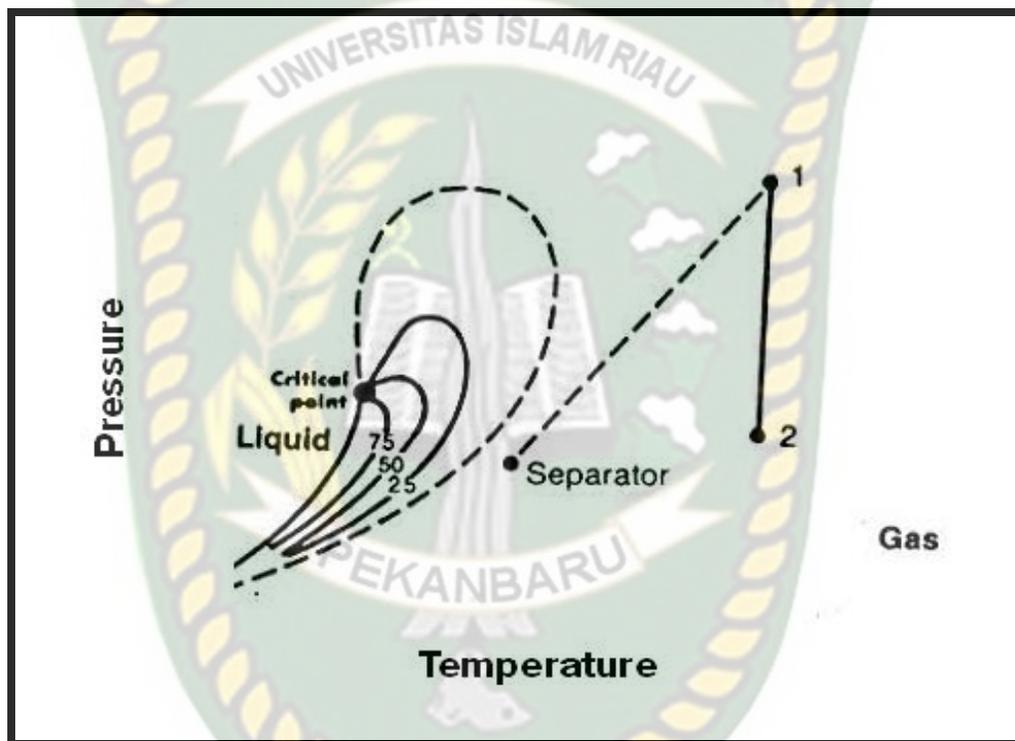
2.1.2 Komposisi Gas

Komposisi gas alam yang tersusun dari ikatan-ikatan atom C, dapat ditinjau dari jumlah ikatan-ikatan atom C, dapat ditinjau dari jumlah serta kandungan senyawa-senyawa lain yang menyertainya (Yuwei, Baozhu, & Yong, 2010). Gas alam terdiri dari metana, etana dan propana. Ini tidak berwarna, tidak berbau dan tidak beracun dalam bentuknya yang murni dan salah satu yang paling bersih, paling aman, dan paling berguna dari semua sumber energi (Atoyebi, 2010).

Hidrokarbon terdiri atas gas alam berkisar antara parafin yang paling mudah menguap atau campuran alkana (seperti metana, CH_4 , dimana memiliki titik didih pada temperatur $-258\text{ }^\circ\text{F}$ atau $-161.5\text{ }^\circ\text{C}$) (Mott & Limited, 2002) hingga campuran non-volatil, yaitu asphalt. Campuran yang lebih mudah menguap terutama adalah dari keluarga alkana tetapi hidrokarbon naphthenic dan aromatik terdapat di alam gas alam dan minyak bumi, terdapat pula kandungan non-hidrokarbon didalam gas alam melebihi 0.25 grain/100 cuft (1 grain = 0.06479 gr), maka gas disebut sebagai "sour gas", sedangkan apabila kurang disebut sebagai "sweet gas", kandungan yang tidak dikehendaki ini dipisahkan dengan berbagai tahap pemisahan di permukaan, sedangkan kelompok yang *liquid* dibawah tekanan menengah dipisahkan dari *constituent* yang lebih volatil, (Gerami, Iranian, Co, Sadeghi, & Masihi, 2010) kemudian dipasarkan karena bernilai jual tinggi sebagai *Liquified Petroleum Gas* (LPG) yang merupakan gabungan antara propana, butana atau campuran dari keduanya. Sedangkan LNG (*Liquified Natural Gas*) adalah metana yang dicairkan pada tekanan atmosfer dengan pendinginan $-260\text{ }^\circ\text{F}$, perubahan fasa menurunkan volumenya dengan perbandingan 623 : 1. Komposisi gas alam dapat dibagi dalam tiga bagian : yaitu : ditinjau dari senyawa molekul karbon, kandungan senyawa lain serta kondensat.

1. *Reservoir Gas kering (Dry Gas Reservoir)*

Pada Gambar 2.1. menunjukkan suatu contoh diagram fasa untuk *reservoir* gas kering, dimana baik pada kondisi *reservoir* maupun pada kondisi permukaan fasa tetap dalam keadaan gas (Musnal, n.d.). Gas alam jenis ini umumnya terdiri dari metana dengan sejumlah kecil ethana dan kemungkinan propana. Istilah “Kering” menunjukkan bahwa fluida tidak mengandung molekul-molekul hidrokarbon berat yang cukup untuk membentuk cairan di kondisi permukaan. Produksi di permukaan GOR biasanya dapat mencapai lebih dari 100 mscf/stb.



Gambar 2. 1. Diagram Fasa *Reservoir* dry Gas (Doddy Abdassah, 1998)

Secara teoritikal, gas kering (*dry gas*) tidak menghasilkan *liquid* di permukaan, bila terdapat *liquid* yang berasosiasi dengan gas pada *reservoir* jenis ini hanyalah air.

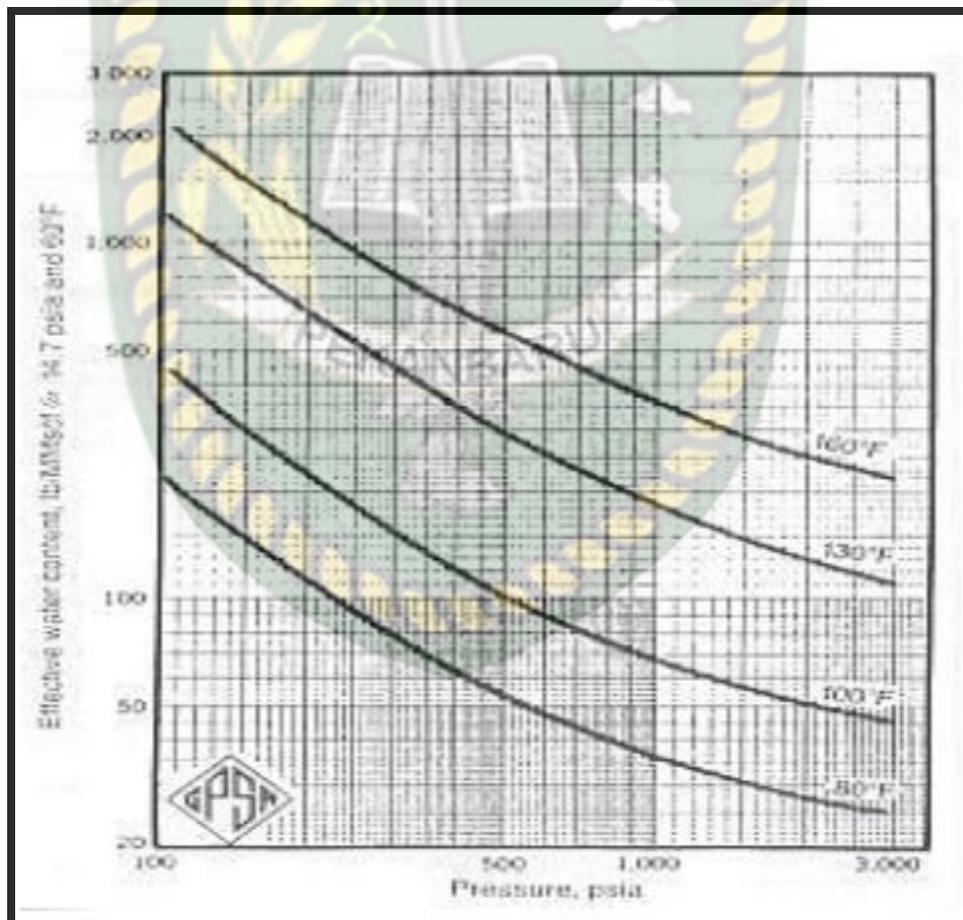
2.1.3 Kadar Air Dalam Gas

Keberadaan *natural gas* (gas alam) di dalam perut bumi tidak dapat terpisahkan dari air. Pada umumnya gas alam yang baru keluar dari perut bumi

kandungan uap airnya tinggi atau dalam kondisi *saturated* (Lilis Harmiyanto,). Memperkirakan kandungan air gas alam diperlukan dalam banyak proses produksi, misalnya menghitung jumlah air yang terkondensasi dalam pipa untuk penghambatan terbentuknya hidrat (Mohammadi, Samieyan, & Tohidi, 2005), sehingga gas tersebut akan membuat permasalahan dalam pengoperasian maupun akan menurunkan nilai jual maupun nilai ekonomis. Sehingga sangatlah penting hidrat harus dihilangkan sehingga hidrat dalam gas serendah mungkin.

Dengan menurunkan kandungan air dalam gas ini akan meningkatkan nilai kalori dari gas maupun memudahkan pengoperasian gas dan mencegah kerusakan-kerusakan peralatan yang digunakan untuk operasional tersebut.

Hydrate adalah suatu zat padat yang merupakan campuran antara air dan hidrokarbon ringan yang dapat terjadi diatas titik beku air.



Gambar 2. 2. Pembentukan Hidrat Pada CO₂ (Lilis, 2014)

Semua kristal hidrat berbentuk kubus atau gabungan antara beberapa kubus sehingga molekul hidrokarbon terperangkap. Molekul-molekul metan, etan dan hidrogen sulfida dapat menempati rongga-rongga yang ukurannya kecil, sedangkan molekul-molekul propan dan butan hanya menempati rongga yang berukuran besar. Bila dalam piping system / proses terbentuk hydrate, maka akan timbul berbagai kesulitan yakni mulai dari *pressure drop* yang besar sampai kondisi ekstrem yakni terjadi penyumbatan.

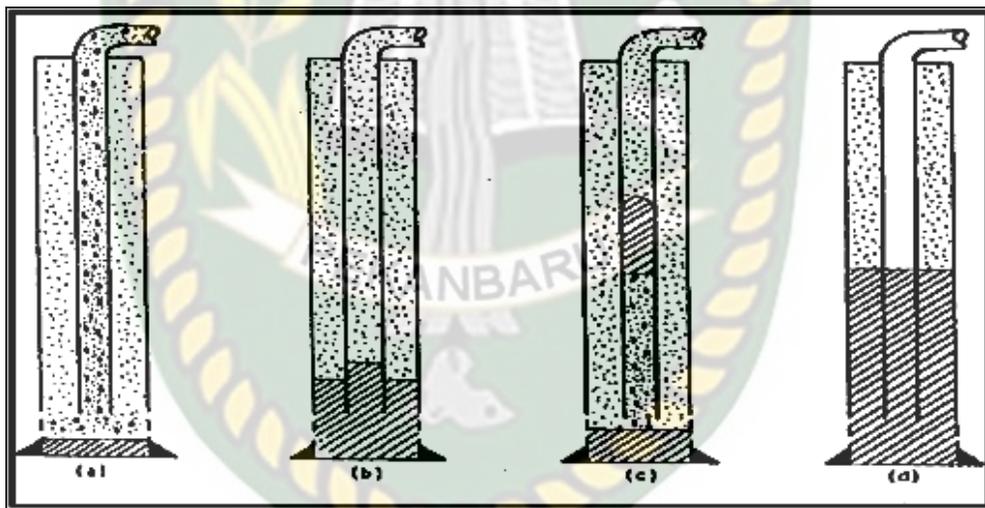
2.1.4 *Liquid loading*

Liquid loading dalam sumur gas adalah suatu akumulasi cairan dalam sumur gas sebagai akibat dari penurunan kecepatan gas sehingga fasa gas tidak mampu mentransportasikan *droplet liquid* ke permukaan dan menimbulkan *back pressure* ke formasi (Rodrigues et al., 2019).

Pada awal produksi dimana tekanan *reservoir* masih tinggi, potensi sumur gas juga tinggi maka kecepatan fasa gas dalam tubing mampu mengangkat fasa *liquid*, berbentuk butir cairan, sampai ke permukaan (Abdullahi, Sulaiman, Abdulkadir, Salaudeen, & Shehu, 2019). Namun dengan turunnya tekanan *reservoir*, maka kecepatan fasa gas akan berkurang dan pada suatu kecepatan gas tertentu yang rendah, ukuran butiran cairan yang besar tidak akan terangkat dan terbawa hingga ke permukaan. Sebagai akibatnya cairan yang tidak terangkat tersebut akan terakumulasi di dasar sumur dan membentuk kolom cairan yang memberikan *backpressure* ke lapisan produktif sehingga menyebabkan tekanan alir di dasar sumur meningkat. Peningkatan laju alir di dasar sumur tersebut akan menyebabkan penurunan laju produksi gas (Ikoku, 1984). Selain itu, akumulasi cairan di dasar sumur dapat menyebabkan saturasi air/kondensat di sekitar lubang sumur meningkat sehingga permeabilitas efektif gas akan berkurang dan menurun laju produksi gas. Penurunan laju produksi akan menyebabkan menurunnya kecepatan aliran gas sehingga sumur mengalami kondisi *liquid loading* perlahan-lahan dan cairan akan terakumulasi di dalam sumur sehingga sumur mati.

Liquid loading mempunyai pengaruh yang sangat besar terhadap produksi sumur gas, karena apabila akumulasi cairan ini sudah terjadi maka cairan tersebut dapat mematikan sumur, tentunya akan berdampak pada penurunan produksi gas. Proses terjadinya *liquid loading* dapat dilihat pada gambar 2.6, pada gambar tersebut gas dan cairan terproduksi bersama-sama:

- a) Pada tahap ini pola aliran berupa *mist flow* yaitu gas sebagai fasa dominan mengangkat cairan dalam bentuk butiran.
- b) Seiring dengan bertambahnya waktu, kolom air pada dasar sumur juga meningkat.
- c) Dan pada saat tersebut fasa gas tidak lagi dominan saat mengalir ke permukaan. Gas dan air terproduksi bersama-sama membentuk pola aliran *slug*.
- d) Hingga pada waktu tertentu sumur akan mati karena gas tidak mampu mengangkat cairan lagi, akhirnya cairan terakumulasi di dasar sumur.



Gambar 2. 3. Proses Terjadinya *Liquid loading* (PERTAMINA, 2003)

Proses terjadinya *liquid loading* berhubungan dengan aliran multifasa di dalam sumur gas, yaitu aliran dimana gas dan cairan mengalir bersama-sama didalam satu pipa produksi. Pola *regime* aliran Gambar 2.7. aliran ditentukan oleh kecepatan aliran gas dan fasa cairan, yaitu:

- a) *Bubble Flow*

Pada aliran ini hampir seluruhnya diisi oleh cairan. Gas bebas hanya berbentuk *bubble* atau gelembung gas kecil.

b) *Slug Flow Regime*

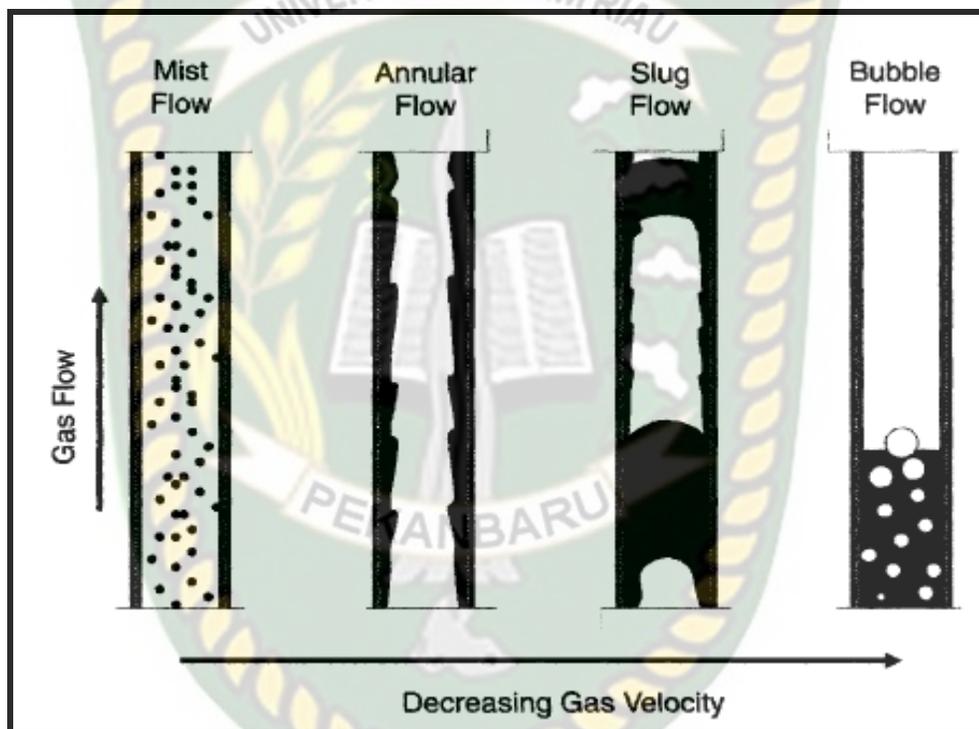
Gelembung gas bergabung dan mengembang menjadi ukuran gelembung yang lebih besar membentuk *slug*. Fasa cairan masih dominan yang mengalir.

c) *Slug-Annular Transition Flow Regime*

Fasa dominan yang mengalir berubah dari fasa cair menjadi fasa gas.

d) *Annular-Mist Flow*

Fasa yang mengalir dominan adalah gas. Cairan hanya akan membentuk kabut.



Gambar 2. 4. Aliran Multifasa Di dalam Sumur Gas (Ghalambor, 2005)

Seperti yang diketahui sebelumnya, ikut terproduksinya cairan berupa air atau kondensat pada sumur gas akan mengakibatkan kemungkinan terjadi *problem liquid loading* sehingga sumber dari cairan tersebut penting untuk diketahui. Sumber cairan pada umumnya berasal dari (Ghalambor, 2005).

- a. Air akibat adanya *water Coning* dari zona aquifer dibawah zona produktif.

- b. Air atau kondensat yang masuk ke dalam lubang sumur dalam fasa uap dan terkondensasi menjadi cairan.
- c. Hidrokarbon Kondensat
- d. Air Produksi dari Zona lain
- e. Air formasi bebas yang ikut terproduksi dengan gas.

Liquid loading dapat diketahui dari sejarah produksi, apabila volume *liquid* yang terproduksi meningkat dan volume gas yang terproduksi menurun, ada kemungkinan terjadi akumulasi cairan di dasar sumur yang mengakibatkan aliran gas tidak teratur dibawah laju alir yang semestinya bahkan apabila tidak ditanggulangi sumur tersebut akan mati (Ayoola, Delandro, Muslim, & Aramco, 2016). Oleh karena itu, gejala terjadinya *liquid loading* harus dapat diamati dan dianalisis sejak dini agar tidak terjadi kerugian ekonomi maupun kerusakan permanen pada sumur tersebut.

2.1.5 Metode *Dry gas up choke*

Laju alir produksi pada sumur gas harus dijaga, untuk mengontrol hal tersebut digunakan *choke*. *Choke* merupakan alat yang bekerja untuk mengatur tekanan dan laju aliran dalam sumur sebagai bagian dari sistem produksi (Olakunle T Ayoola, 2016), yang dipasang pada kepala sumur (*Gas Up Choke*) atau yang dipasang pada dasar sumur atau *down hole* (*Gas Down Choke*).

Langkah-langkah penentuan performa *choke* adalah sebagai berikut berdasarkan buku Guo Ghulambour pada tahun 2005 dengan judul buku *Natural Gas Engineering Handbook*.

1. Penentuan Tekanan kritis Rasio dan Tekanan *Outlet*

$$\left(\frac{P_{outlet}}{P_{up}} \right)_c = \left(\frac{2}{k+1} \right)^{\frac{k}{k-1}} \dots \dots \dots (2-42)$$

2. Laju alir pada *choke*

$$q = 879 C A P_{up} \sqrt{\left(\frac{k}{\gamma_g T_{up}} \right) \left(\frac{2}{k+1} \right)^{\frac{k+1}{k-1}}} \dots \dots \dots (2-43)$$

3. Laju alir kritis *Choke*

$$Q_{sc} = 1,248CAp_{up} \sqrt{\frac{k}{(k-1)\gamma_g T_{up}} \left[\left(\frac{p_{dn}}{p_{up}} \right)^{\frac{2}{k}} - \left(\frac{p_{dn}}{p_{up}} \right)^{\frac{k+1}{k}} \right]} \dots\dots\dots (2-44)$$

4. Penentuan perubahan Temperatur

$$T_{dn} = T_{up} \left(\frac{z_{up}}{z_{out}} \right) \left[\frac{p_{out}}{p_{up}} \right]^{\frac{k-1}{k}} \dots\dots\dots (2-45)$$



2.2 State Of The Art

Tabel 2. 1. State Of The Art

Peneliti	Metode penelitian
(Nallaparaju & Deendayal, 2012)	Penelitian ini memprediksi <i>liquid loading</i> dengan beberapa metode, metode turner adalah metode yang paling efektif digunakan. Metode turner memprediksi <i>liquid loading</i> dengan perpotongan kurva IPR dan TPR.
(Lilis, 2014)	Terbentuknya hidrat akan menimbulkan kesulitan operasional, hidrat akan terbentuk pada suhu $<60^{\circ}\text{F}$ dan pada saat itu ada air bebas.
(Ghiasi, Bahadori, & Box, 2014)	Kadar air didalam gas adalah salah satu faktor yang sangat berpengaruh terhadap pengolahan gas. Dalam penelitian ini menemukan korelasi baru untuk perkiraan kadar air dalam gas, menggunakan grafik mcketta-wehe
(Al-qasim, Aramco, Almudairis, Alabdulatif, & Alsubhi, 2019)	Pada lapangan hurricane telah dilakukan penelitian untuk mengoptimalkan laju alir produksi dengan menggunakan analisis nodal, optimasi sumur dilakukan dengan mengubah tubing dan <i>flowline</i> , meminimalkan <i>skin factor</i> , mengontrol <i>water cut</i> , dan menyesuaikan injeksi <i>gas lift</i>

BAB III

METODOLOGI PENELITIAN

3.1 Jenis Penelitian

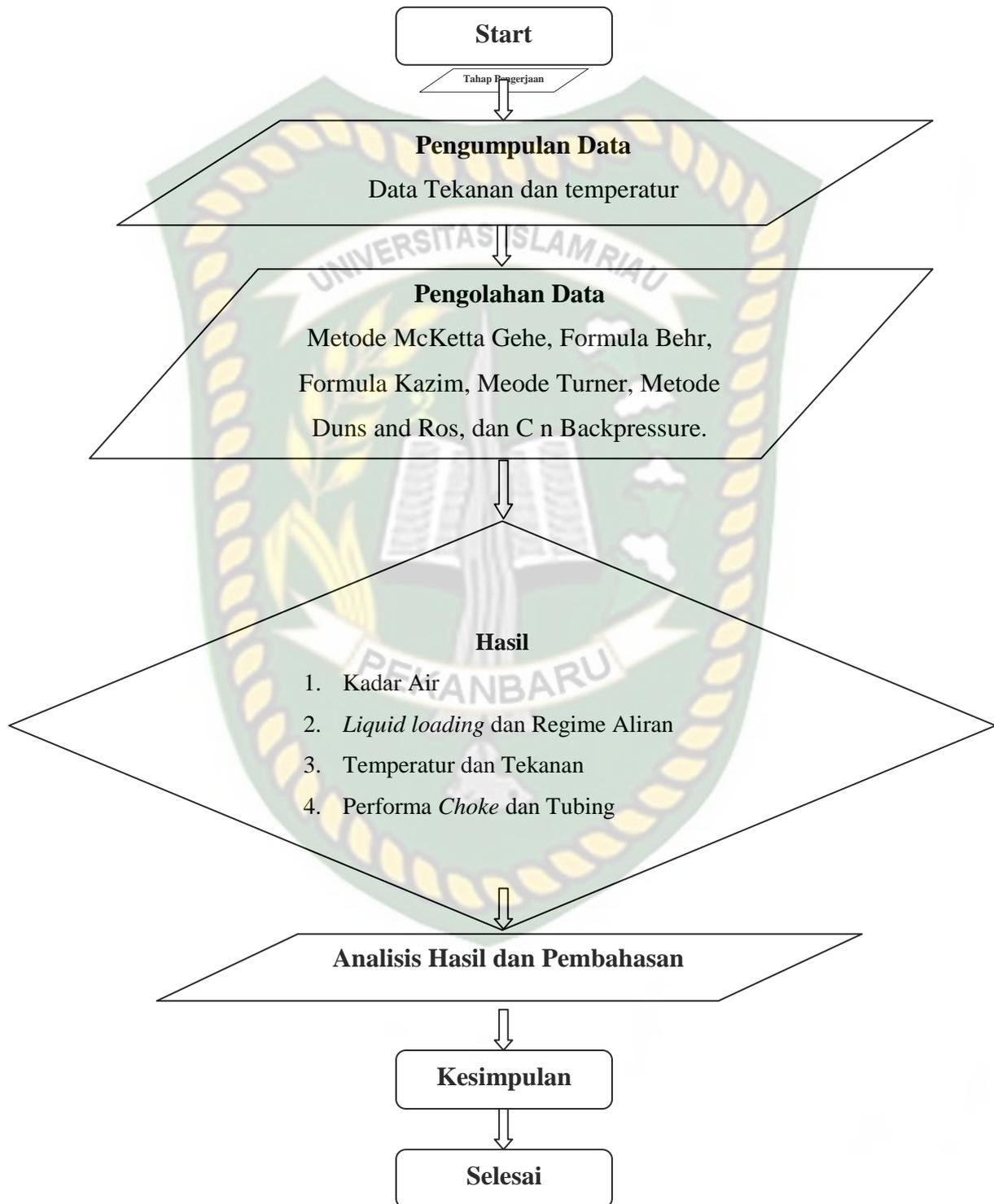
Penelitian ini dilakukan di Fakultas Teknik Universitas Islam Riau dengan mempelajari data yang ada. Adapun data yang diperoleh adalah pengambilan data secara tidak langsung (data sekunder) untuk data sumur, data komposisi gas, data tekanan dan temperatur, serta data-data penunjang lainnya.

3.2 Metode Penelitian

Data yang digunakan adalah data sekunder atau data yang di berikan oleh perusahaan. Dalam penelitian ini menggunakan data-data dari sumur produksi yaitu komposisi gas, temperatur dan tekanan. Penelitian ini melakukan perhitungan menggunakan Ms. Excel, adaun langkah-langkah pengerjaan penelitian ini adalah:

1. Mengumpulkan dan mengolah data dari sumur
2. Mengetahui spesifikasi standar kadar air di dalam gas yang sesuai dengan standar spesifikasi kadar air di dalam gas.
3. Melakukan analisis kadar air di dalam gas dengan beberapa metode (Grafik Mcketta Wehe, Formula Behr dan Formula Kazim.
4. Melakukan analisis penyebab tingginya kadar air pada sumur
- 5 Penggunaan metode Gas Down Choke untuk mengurangi kadar air di dalam gas pada sumur.

3.3 Alur Penelitian



Gambar 3. 1. Alur Penelitian

3.4 Studi lapangan

Lapangan minyak dan gas Bekasap terletak di provinsi Riau, Sumatera Tengah. Lapangan ini ditemukan pada tahun 1978 yang mempunyai 10 formasi seluas 1101 *acre*. Lapangan “Petani dan Lapangan Bekasap diproduksi dimulai pada tahun 1984 dan memiliki 13 sumur produksi.

Produksi lapangan Bekasap sejak pertama ditemukan hingga sekarang jumlah sumur yang sudah dibor mencapai 41 sumur. Sejak mulai diproduksinya lapangan Bekasap ini, pada bulan Januari 1984 produksi pernah mencapai lebih kurang 381.819 MMscf.

3.5 Karakteristik Lapangan Bekasap

Dari hasil analisis *core* yang diambil dari *reservoir* di lapangan Petani dan Lapangan Bekasap, diperoleh sifat-sifat fisik seperti : porositas dan permeabilitas.

Tabel 3. 1. Karakteristik Batuan *Reservoir* Lapangan Bekasap

Karakteristik Batuan <i>Reservoir</i>		
Lapisan	Harga Rata-rata	
	Porositas (%)	Permeabilitas (md)
350' sd	25	280
550' sd	32	700

3.6 Waktu Pelaksanaan Tugas Akhir

Waktu Penelitian dimulai pada minggu ke-1 April 2022 sampai minggu ke-4 Juni 2022. Dapat dilihat pada tabel dibawah ini:

Tabel 3.6. Waktu Pelaksanaan Tugas Akhir

No	Deskripsi Kegiatan	April				Mei				Juni			
		1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4
1	Studi Literatur												
2	Pembuatan Proposal												
3	Pengumpulan Data												
4	Melakukan Pengolahan Data												
5	Analisis Data												
6	Pembuatan Laporan												

BAB IV

ANALISIS HASIL DAN PEMBAHASAN

Penelitian Tugas Akhir ini dilakukan di Blok DURI Lapangan Bekasap, Blok Duri merupakan kawasan eksplorasi PT. PERTAMINA yang merupakan Lapangan yang memproduksi gas. Lapangan Bekasap memiliki tiga sumur yang akan dilakukan analisis penggunaan *Gas Up Choke*, yaitu sumur X, Y dan Z, dengan kedalaman untuk sumur X yaitu 4651 ft, Y yaitu 4627 ft dan Z yaitu 4627 ft, untuk kompleksi Sumur X dan Y dapat dilihat pada Lampiran 1 dan Lampiran 2.

Gas hasil produksi dari sumur X, Y dan Z akan didistribusikan oleh *Hydrocarbon Transport Department* (HCT) PT. PERTAMINA, namun berdasarkan analisis *Hydrocarbon Transport Department* (HCT) sumur X, Y dan Z memiliki kandungan air di dalam gas melebihi standar. Hal ini dikarenakan salah satu parameter spesifikasi gas hasil produksi sumur X, Y dan Z untuk HCT melebihi standar kandungan air di dalam gas (15 Lb/MMSCF). Untuk mengetahui kadar air (*water content*) gas pada sumur X, Y dan Z perlu dilakukan analisis, analisis penentuan kadar air gas pada sumur X, Y dan Z. Penulis melakukan analisis menggunakan beberapa metode penentuan kadar air untuk mendapatkan hasil kadar air gas di Lapangan Bekasap secara akurat.

Adapun langkah-langkah penentuan kadar air gas di Lapangan Bekasap adalah sebagai berikut :

- 1 Melakukan analisis data Lapangan, yang meliputi komposisi gas dan data sumur (Tekanan dan Temperatur).
- 2 Mengetahui spesifikasi standar kadar air di dalam gas yang sesuai dengan standar spesifikasi kadar air di dalam gas HCT.
- 3 Melakukan analisis kadar air di dalam gas dengan metode (Grafik McKetta Wehe, Formula Behr dan Formula Kazim).
- 4 Melakukan analisis penyebab tingginya kadar air pada sumur X, Y dan Z menggunakan Formula Turner (*Liquid Loading*).
- 5 Melakukan analisis regime aliran (*Multiphase flow*) yang terdapat pada tubing produksi.

- 6 Penggunaan metode *Gas Up Choke* untuk mengurangi kadar air di dalam gas pada sumur X, Y dan Z.
- 7 Evaluasi kadar air di dalam gas setelah pemasangan *Gas Up Choke*.

4.1 Data Komposisi Gas Sumur X, Y dan Z

Sumur X, Y dan Z terdapat pada formasi produktif yaitu formasi Bekasap. Sumur X, Y dan Z ini juga telah dilakukan pengujian sampel untuk menentukan komposisi gas dari masing – masing sumur. Dibawah ini merupakan gambar diagram kompleksi untuk sumur X, Y dan Z.

Tabel 4. 1 Komposisi Gas untuk sumur X, Y dan Z

Komponen	X	Y	Z
	(%)	(%)	(%)
Hydrogen Sulfida	0	0	0
C02 Carbon Dioksida	0,88	0,38	0,37
N2 Nitrogen	0,61	0,77	0,65
CH4 Methane	94,12	98,43	95,72
C2H6 Ethane	0,69	0,21	0,73
C3H8 Propane	0,45	0,1	0,64
i-C4H10 iso- Butane	0,65	0,04	0,53
n- C4H10 n- Butane	0,4	0,03	0,15
i-C5H12 Iso- Pentane	0,4	0,03	0,29
n-C5H12 n- Pentane	0,35	0,01	0,26
C6H14 Xehane	0,46	0	0,16
C7H16 Heptane	0,99	0	0,5
Jumlah	100	100	100

Sumber : PT. PERTAMINA, 2016

Pada tabel komposisi gas diatas untuk sumur X, Y dan Z dapat diketahui adanya perbedaan komposisi gas, akan tetapi perbedaan yang terdapat diantara ketiga sumur tersebut tidak terlalu signifikan, dimana komposisi yang mendominasi pada masing-masing sumur tersebut adalah methana ($> 90\%$).

4.2 Data Sumur X, Y dan Z

Penentuan kadar air untuk sumur X, Y dan Z harus didukung dengan data untuk masing-masing sumur (sumur X, Y dan Z) agar diperoleh hasil yang akurat dan metode yang tepat dalam penentuan kadar air yang terdapat di dalam gas hasil produksi gas dari sumur X, Y dan Z. Data untuk parameter perhitungan kadar air sumur X, Y dan Z dapat dilihat pada Tabel di bawah ini

Tabel 4. 2 Data sumur X, Y dan Z

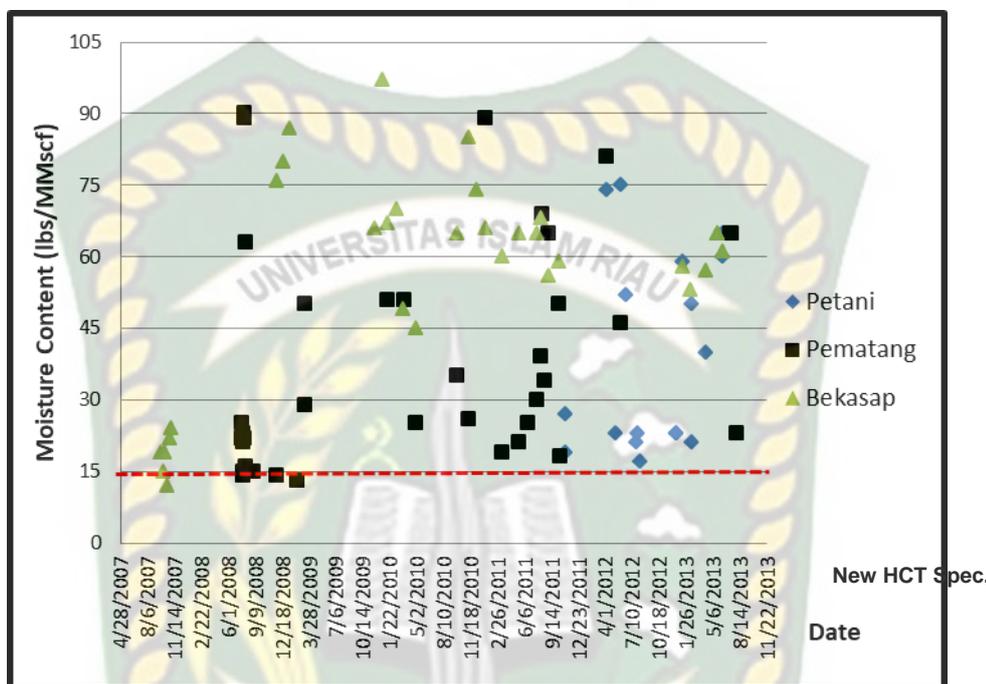
Data	Simbol	Nilai			Satuan
		X	Y	Z	
Laju Alir Gas	Qg	2,48	2,43	2,40	MMscfd
Spesifik Gravity Gas	Sg	0,82	0,82	0,82	
Tekanan Minimum	P _{min}	652,67	623,66	601,91	Psia
Temperatur Gas Inlet	T _i	85,00	83,50	86,70	°F

Sumber : PT. PERTAMINA, 2016

Tabel 4.2 di atas menunjukkan bahwa sumur X, Y dan Z memiliki laju alir gas secara berurutan sebesar 2,48 MMScf/d, 2,43 MMscf/d dan 2,40 MMscf/d. Untuk penentuan kadar air di dalam gas pada sumur tersebut adalah dengan menggunakan data temperatur dan tekanan menggunakan Grafik McKetta Wehe, Formula Behr dan Kazim.

Kadar air di Lapangan ini berdasarkan observasi kadar air dari tahun 2007 dapat diketahui bahwa kadar air pada ketiga lapangan tersebut di atas

sepsifikasi standar kadar air yang dibutuhkan oleh HCT. Hal ini dapat dilihat pada Gambar 4.1 di bawah ini.



Gambar 4. 1 Observasi Kadar Air (PT. PERTAMINA, 2016)

Berdasarkan data observasi kadar air pada Lapangan Petani, Pematang dan Bekasap dapat dilihat juga bahwa kadar air yang memenuhi standar pada Lapangan Bekasap hanya pada tahun 2007, untuk Lapangan pematang pada tahun 2008, sementara itu untuk Lapangan Petani dari observasi awal pada tahun 2011 tiak pernah memenuhi standar spesifikasi kadar air yang diminta oleh HCT, yaitu hanya 15 Lb/MMscf. Maka untuk mengetahui kadar air di dalam gas pada ketiga lapangan tersebut dilakukan analisis secara grafis dan matematika, dimana untuk masing-masing lapangan diambil satu sumur sebagai acuan analisis kadar di dalam gas.

4.3 Analisis Kadar Air

Analisis kadar air di dalam gas untuk sumur X, Y dan Z dilakukan dengan menggunakan beberapa metode perhitungan kadar air, yaitu Grafik Mcketta

Wehe (Lampiran 2), Formula Kazim (Lampiran 3) dan Formula Behr (Lampiran 4). Hasil analisis kadar air di dalam gas menggunakan metode tersebut dapat dilihat pada Tabel 4.3 berikut ini.

Tabel 4. 3 Hasil Analisis Kadar Air sumur X, Y dan Z

Metode	Satuan	Sumur		
		X	Y	Z
McKetta	Lb/MMscf	45,10	48,90	50,80
Behr	Lb/MMscf	46,64	48,31	51,52
Kazim	Lb/MMscf	46,26	47,76	50,91
Rata-rata		46,00	48,32	51,07

4.4 Perbandingan Standar Spesifikasi Gas *Hydrocarbon Transport* (HCT) Dengan Sumur X, Y dan Z

Hasil penentuan kadar air di dalam gas sumur X, Y dan Z dapat diketahui bahwa kadar air di dalam gas untuk ketiga sumur tersebut melebihi standar yang telah ditetapkan oleh HCT PT. PERTAMINA. Hal ini dapat dilihat pada Tabel 4.4 di bawah ini.

Tabel 4. 4 Perbandingan Kadar Air Sumur dengan Standar HCT

Kadar Air	Standar	Keterangan
Lb/MMscf	Lb/MMscf	
46,00	15,00	Tidak Memenuhi
48,32	15,00	Tidak Memenuhi
51,07	15,00	Tidak Memenuhi

Sumber : Hasil Pengolahan Data

Hasil analisis kadar air di dalam gas untuk sumur X, Y dan Z menunjukkan bahwa kadar air yang terdapat pada hasil produksi gas sumur tersebut melebihi standar spesifikasi gas yang diizinkan (15 Lb/MMScf) oleh

Hydrocarbon Transport Department PT. PERTAMINA, dimana kadar air di dalam gas rata-rata untuk sumur X adalah sebesar 46,00 Lb/MMcf, untuk sumur Y adalah sebesar 48,32 Lb/ MMscf dan untuk sumur Z adalah sebesar 51,07 Lb/MMscf

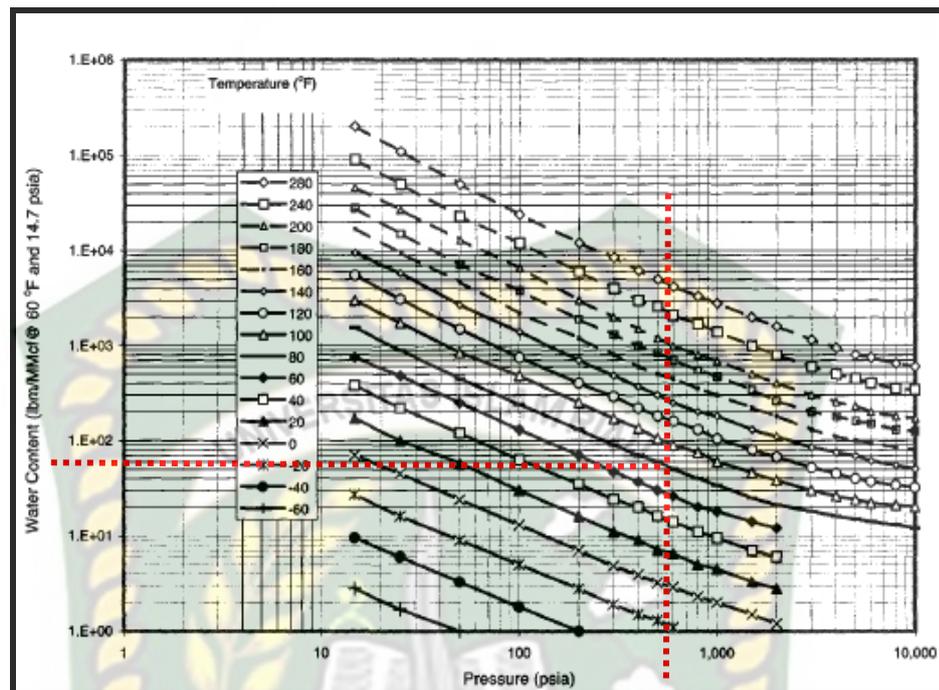
Berdasarkan hasil analisis kadar air di dalam gas tersebut perlu dilakukan analisis penyebab kadar air di dalam gas tersebut melebihi standar spesifikasi gas yang diinginkan oleh HCT, analisis yang akan dilakukan adalah dengan melihat adanya terjadi akumulasi liquid di dalam anulus atau yang disebut dengan *liquid loading* dan melakukan analisis tekanan dan temperatur.

4.5 Analisis Penyebab Tingginya Kadar Air di Dalam Gas Sumur X, Y dan Z

Analisis penyebab tingginya kadar air di dalam gas pada Sumur X, Y dan Z adalah dengan cara melakukan beberapa analisis penentuan tingginya kadar air di dalam gas. Adapun analisis yang dilakuakn pada sumur tersebut adalah sebagai berikut :

4.5.1 Analisis Tekanan dan temperatur

Analisis tekanan dan temperatur ini bertujuan untuk mengetahui pengaruh tekanan dan temperatur terhadap terjadinya masalah kadar air di dalam gas pada Sumur X, Y dan Z (Lampiran 6).



Gambar 4. 2 Kadar Air di dalam Gas (Guo Ghulambour, 2005)

Gambar 4.2 di atas merupakan grafik modifikasi dari grafik McKetta dan Gehe (Maurice Stewart, 2005) yang menunjukkan bahwa tekanan dan temperatur akan mempengaruhi kadar air (*water content*) di dalam gas, dengan semakin tingginya tekanan maka kadar air di dalam gas juga akan semakin tinggi, tekanan yang tinggi akan menyebabkan gas produksi akan membawa liquid/air atau kondensat dalam bentuk aliran yang berkabut / *mist flow* (Guo Ghulambour, Chap 12, Hal 241), sedangkan temperatur juga menunjukkan tren yang sama dengan tekanan, dimana dengan semakin tingginya nilai temperatur maka tekanan juga akan semakin tinggi.

Garis merah menunjukkan kondisi tekanan dan temperatur aktual pada Sumur X, Y dan Z, dengan tekanan rata-rata 600 Psi dan temperatur rata-rata 80 Deg F, sehingga kandungan air di dalam gas pada sumur tersebut adalah rata-rata 50 Lb/MMscf yang sesuai dengan perhitungan sebelumnya. Maka untuk menurunkan kadar air di dalam gas perlu dilakukan kontrol tekanan dan temperatur.

4.5.2 Analisis Regime Aliran di Dalam Tubing

Regime aliran merupakan bentukan aliran gas dalam multi fasa untuk mengetahui adanya aliran liquid yang ikut diproduksi melalui produksi gas. Penentuan regime aliran ini dengan menggunakan persamaan Duns and Ros (Pertamina File, 2003) dengan menggunakan data *Superficial Velocity* (PT. PERTAMINA), perhitungan dapat dilihat pada lampiran 7 dan hasil perhitungan regime aliran dapat dilihat pada tabel di bawah ini.

Tabel 4. 5 Regime Aliran Gas Sumur X

Depth	VGS	VLS	NGV	NLV	Lm	Regime
244,10	175,34	0,01486	84,67087	0,007174	75,45199	<i>Mist Flow</i>
395,44	175,16	0,01471	84,58628	0,007103	75,44751	<i>Mist Flow</i>
640,62	174,99	0,01456	84,50178	0,007033	75,44308	<i>Mist Flow</i>
1037,80	174,82	0,01442	84,41736	0,006963	75,43869	<i>Mist Flow</i>
1681,23	174,64	0,01428	84,33303	0,006894	75,43435	<i>Mist Flow</i>
2723,60	174,47	0,01414	84,24878	0,006826	75,43005	<i>Mist Flow</i>

Sumber : Hasil Pengolahan Data

Tabel 4. 6 Regime Aliran Gas Sumur Y

Depth	VGS	VLS	NGV	NLV	Lm	Regime
254,00	169,29	0,01426	76,07115	0,006406	75,4036	<i>Mist Flow</i>
411,64	169,12	0,01412	75,99515	0,006343	75,3996	<i>Mist Flow</i>
666,86	168,95	0,01398	75,91923	0,00628	75,39565	<i>Mist Flow</i>
1080,31	168,79	0,01384	75,84339	0,006218	75,39173	<i>Mist Flow</i>
1750,11	168,62	0,01370	75,76762	0,006156	75,38785	<i>Mist Flow</i>
2835,17	168,45	0,01357	75,69193	0,006095	75,38401	<i>Mist Flow</i>

Sumber : Hasil Pengolahan Data

Tabel 4. 7 Regime Aliran Gas Sumur Z

Depth	VGS	VLS	NGV	NLS	Lm	Refime
249,00	172,29	0,01416	77,77925	0,006391	75,40263	<i>Mist Flow</i>

403,54	172,12	0,01402	77,70154	0,006328	75,39865	<i>Mist Flow</i>
653,74	171,95	0,01388	77,62392	0,006265	75,3947	<i>Mist Flow</i>
1059,06	171,78	0,01374	77,54637	0,006203	75,39079	<i>Mist Flow</i>
1715,67	171,60	0,01360	77,46891	0,006142	75,38692	<i>Mist Flow</i>
2779,39	171,43	0,01347	77,39151	0,006081	75,38309	<i>Mist Flow</i>

Sumber : Hasil Pengolahan Data

Tabel 4.5 sampai dengan Tabel 4.7 di atas menunjukkan bahwa adanya aliran gas yang berkabut (*Mist Flow*) di dalam tubing pada sumur X, Y dan Z, hal ini dikarenakan berdasarkan persamaan Duns and Ros aliran *mist flow* terjadi ketika nilai *velocity gas number* (NGV) lebih besar dari pada nilai *Liquid Number* (Lm). Adanya pengaruh tekanan dan temperatur (Gambar 4.2) serta aliran gas yang berkabut (*mist flow*) merupakan indikasi dari faktor penyebab kadar air di dalam gas pada sumur X, Y dan Z (Tabel 4.4) tidak memenuhi standar kadar air didalam gas oleh HCT.

4.5.3 Analisis Adanya *Liquid Loading*

Adanya *liquid loading* di dalam anulus dapat dianalisis dengan cara mengetahui laju alir gas pada masing-masing sumur, *liquid loading* terjadi ketika laju alir gas lebih besar dari pada laju alir kritis gas. Dalam mengetahui laju alir gas digunakan Metode Turner (Lampiran 8), hasil perhitungan laju alir kritis dapat dilihat pada Tabel 4.8 di bawah ini.

Tabel 4. 8 Penentuan *Liquid Loading*

Sumur	Laju Alir Gas	Laju Alir Kritis	Keterangan
	MMscf/d	MMscf/d	
X	2,48	1,69	<i>Unloading</i>
Y	2,43	1,65	<i>Unloading</i>
Z	2,40	1,63	<i>Unloading</i>

Sumber : Hasil Pengolahan Data

Berdasarkan Tabel 4.8 di atas dapat dilihat bahwa berdasarkan penentuan laju alir kritis menggunakan persamaan Turner pada Sumur X, Y dan Z tidak terjadi *liquid loading* atau terakumulasi liquid di dalam anulus akibat laju alir gas tidak mampu lagi mengangkat aliran liquid yang terproduksi dari formasi, hal ini dikarenakan laju alir gas pada Sumur X, Y dan Z di bawah laju alir kritis gas, sehingga dapat diketahui bahwa tingginya kadar air di dalam gas pada Sumur X, Y dan Z bukan disebabkan karena adanya akumulasi liquid di dalam anulus (*liquid loading*). Tidak terjadinya *liquid loading* dengan adanya aliran gas yang berkabut pada Sumur X, Y dan Z dikarenakan kadar air di dalam gas masih dalam kadar di dalam gas yang normal yaitu kecil dari 100 Lb/MMscf (Guo Ghulambour, Chapter 8, Hal 124).

4.6 Analisis Penggunaan Gas Up Choke Pada Sumur X, Y dan Z

Pembahasan mengenai kadar air di dalam gas yang terdapat pada Sumur X, Y dan Z dapat dilihat pada Tabel 4.4, berdasarkan tabel tersebut dapat diketahui bahwa kadar air di dalam gas pada *pipeline* melebihi standar kadar air gas yang ditetapkan oleh HCT (15 Lb/MMscf), dimana berdasarkan analisis regime aliran pada ketiga sumur tersebut adanya aliran gas yang berkabut (*mist flow*) yang dapat dilihat pada Tabel 4.5 sampai dengan Tabel 4.7, namun adanya aliran *mist flow* ini belum menyebabkan adanya akumulasi liquid di dalam anulus, hal ini dikarenakan laju alir gas pada Sumur X, Y dan Z masih di atas laju alir kritis gas, sehingga laju alir gas tersebut masih sanggup untuk mengangkat liquid atau air sampai ke permukaan, hal inilah salah satu faktor yang menyebabkan kadar air di dalam gas pada sumur tersebut melebihi standar kadar air yang ditetapkan oleh HCT.

Selain dari adanya *mist flow* tersebut pada Sumur X, Y dan Z, faktor lain yang menyebabkan tingginya kadar air di dalam gas pada sumur tersebut adalah tekanan dan temperatur, dimana berdasarkan evaluasi Gambar 4.2 diketahui bahwa dengan temperatur dan tekanan saat ini menyebabkan kadar air pada Sumur X, Y dan Z berkisar diantara 50 Lb/MMscf.

Untuk mengurangi nilai kadar air di dalam gas pada Sumur X, Y dan Z maka perlu dilakukan pemasangan *Gas Up Choke* untuk menurunkan temperatur dan tekanan dasar sumur, sehingga dengan penurunan tekanan dasar sumur akan menaikkan laju produksi gas, sehingga nantinya akan dapat mengatasi adanya *mist flow* di dalam tubing dan dengan penurunan tekanan akan mengurangi kadar air di dalam gas. Hasil analisis (Lampiran 9) penggunaan *Gas Up Choke* dapat dilihat pada Tabel di bawah ini.

Tabel 4. 9 Hasil Perhitungan Performa Gas Up Choke

Sumur	Tekanan (P)	Temperatur (T)	Laju Alir Gas (Qg)	Laju Alir Kritis gas (Qgc)
	Psi	Deg F	MMscf/d	MMscf/d
X	368,42	31,45	3,43	1,60
Y	352,04	31,29	3,28	1,57
Z	339,76	32,27	3,16	1,54

Sumber : Hasil Pengolahan Data

Tabel 4.9 di atas menunjukkan bahwa terdapat penurunan tekanan dasar sumur dan temperatur pada choke, dengan penurunan tekanan tersebut dapat menaikkan laju alir gas pada Sumur X, Y dan Z, sehingga nantinya perlu dilakukan analisis penggunaan tubing *existing*.

4.6.1 Evaluasi penggunaan *Gas Up Choke*

A. Kadar air di dalam gas.

Penentuan kadar air di dalam gas setelah pemasangan *gas Up choke* perlu dilakukan untuk melihat keberhasilan penggunaan *gas up choke* tersebut dalam mengurangi kadar air di dalam gas, agar sesuai dengan standar spesifikasi kadar air di dalam gas yang diinginkan oleh HCT. Maka untuk menentukan kadar air di dalam gas pada Sumur X, Y dan Z digunakan grafik McKetta Gehe, Formula Behr dan Formula Kazim, hal ini sama dengan penentuan kadar air di dalam gas sebelum pemasangan *gas up choke*, hasil perhitungan ini nantinya kan dibandingkan dengan kadar air di dalam gas sebelum pemasangan *gas up choke*.

Hasil perhitungan kadar air di dalam gas setelah pemasangan *gas up choke* dapat dilihat pada Tabel 4.10 di bawah ini

Tabel 4. 10 Kadar Air Setelah Pemasangan Gas Up Choke

Metode	Satuan	Sumur		
		X	Y	Z
McKetta	Lb/MMscf	13,20	13,80	14,60
Behr	Lb/MMscf	13,20	13,42	14,15
Kazim	Lb/MMscf	13,70	13,83	14,51
Rata-rata		13,37	13,68	14,42

Sumber : Hasil Pengolahan Data

Hasil analisis kadar air di dalam gas untuk sumur X, Y dan Z menunjukkan bahwa kadar air yang terdapat pada hasil produksi gas sumur tersebut setelah pemasangan *gas up choke* tidak melebihi standar spesifikasi gas yang diizinkan (15 Lb/MMScf) oleh *Hydrocarbon Transport Department* PT. PERTAMINA.

Tabel 4. 11 Kadar Air Setelah Pemasangan Gas Up Choke

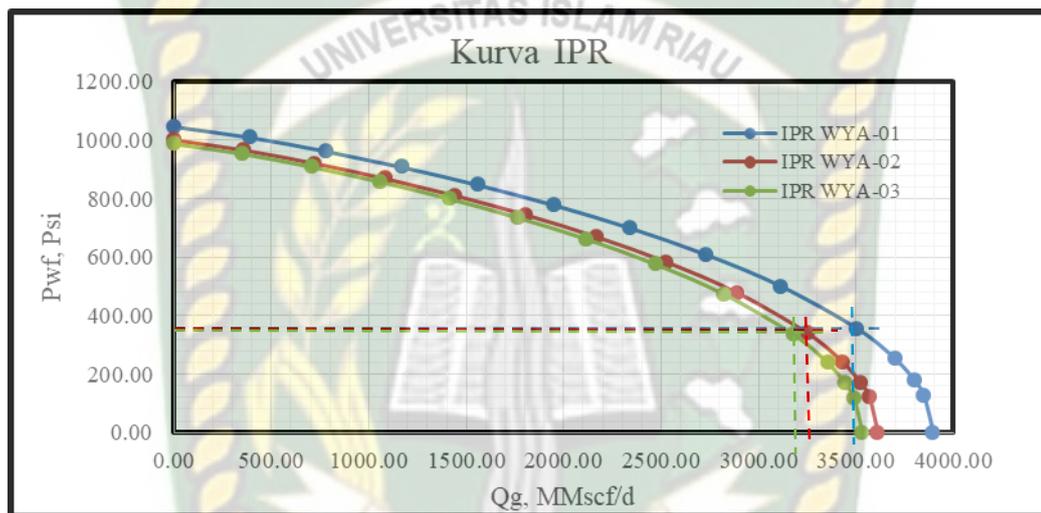
Kadar Air	Standar	Keterangan
Lb/MMscf	Lb/MMscf	
13,37	15,00	Memenuhi
13,68	15,00	Memenuhi
14,42	15,00	Memenuhi

Sumber : Hasil Pengolahan Data

Kadar air di dalam gas rata-rata untuk sumur X adalah sebesar 13,37 Lb/MMscf yang sebelumnya adalah 46,00 Lb/MMscf, untuk sumur Y adalah sebesar 13,68 Lb/MMscf yang sebelumnya 48,32 Lb/ MMscf dan untuk sumur Z adalah sebesar 14,42 Lb/MMscf yang sebelumnya adalah sebesar 51,07 Lb/MMscf. Hal ini dapat dilihat pada Tabel 4.11.

B. Evaluasi Tubing Produksi

Tubing produksi perlu dilakukan evaluasi karena adanya peningkatan produksi gas akibat dari penurunan tekanan dasar sumur (P_{wf}) setelah pemasangan *gas up choke*, peningkatan laju alir gas dilakukan dengan cara membuat kurva *inflow performance relationship* (IPR) menggunakan metode C dan n Backpressure (Lampiran 10 dan lampiran 11), hasil kurva IPR sumur X, Y dan Z dapat dilihat pada Gambar 4.3 di bawah ini.



Gambar 4. 3 Kurva IPR Sumur X, Y dan Z

Berdasarkan kurva IPR di atas didapatkan laju alir gas untuk masing-masing sumur dapat dilihat pada Tabel 4.13 di bawah ini.

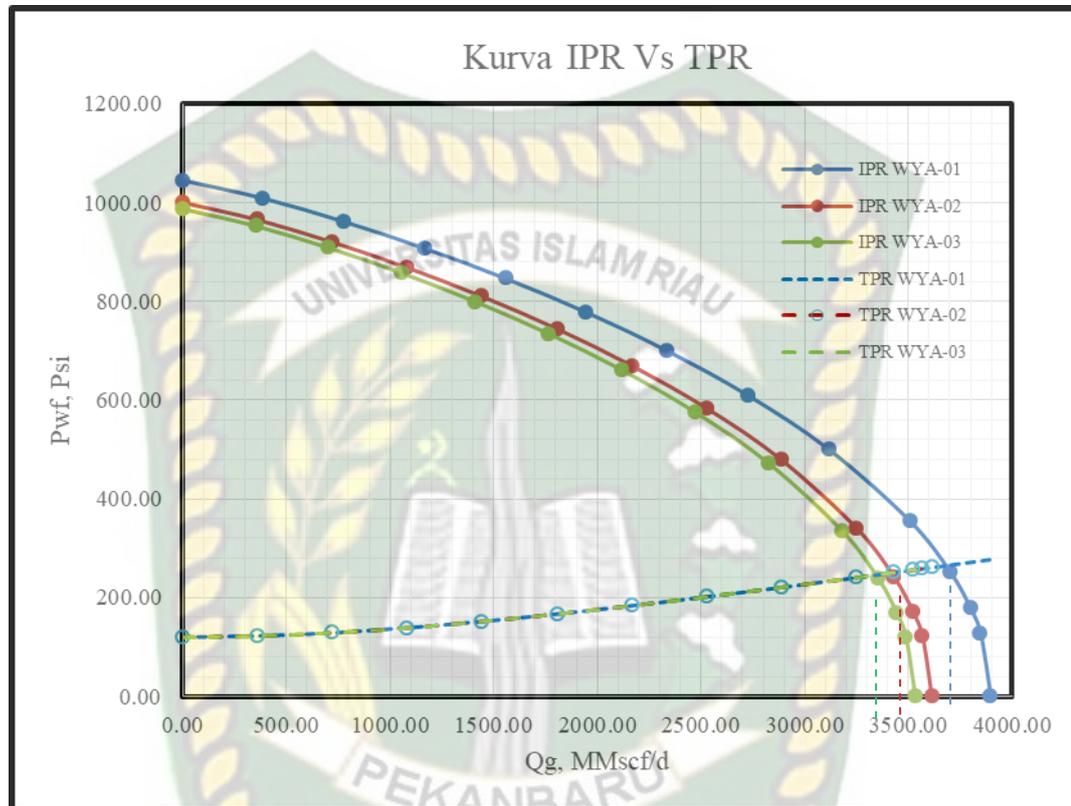
Tabel 4. 12 Laju Alir Gas

Sumur	P	Qg
	Psi	MMscf/d
X	368,415	3,49
Y	352,041	3,21
Z	339,761	3,14

Sumber : Hasil Pengolahan Data

Kenaikan laju alir gas berdasarkan kenaikan tekanan dasar sumur tersebut perlu dilakukan evaluasi terhadap kapasitas aliran tubing existing, ukuran tubing pada sumur X, Y dan Z adalah ukuran 3,5 inchi, maka berdasarkan

analisis nodal (C dan n Backpressure) kapasitas produksi tubing untuk sumur tersebut adalah pada Gambar berikut ini.



Gambar 4. 4 Kurva IPR Vs TPR Sumur X, Y dan Z

Berdasarkan kurva IPR vs TPR (Lampiran 12) di atas didapatkan laju alir gas untuk masing-masing sumur dapat dilihat pada Tabel 4.13 di bawah ini.

Tabel 4. 13 Laju Alir Gas

Sumur	Qg	Qg Tubing
	Psi	MMscf/d
X	3,49	3,77
Y	3,21	3,48
Z	3,14	3,36

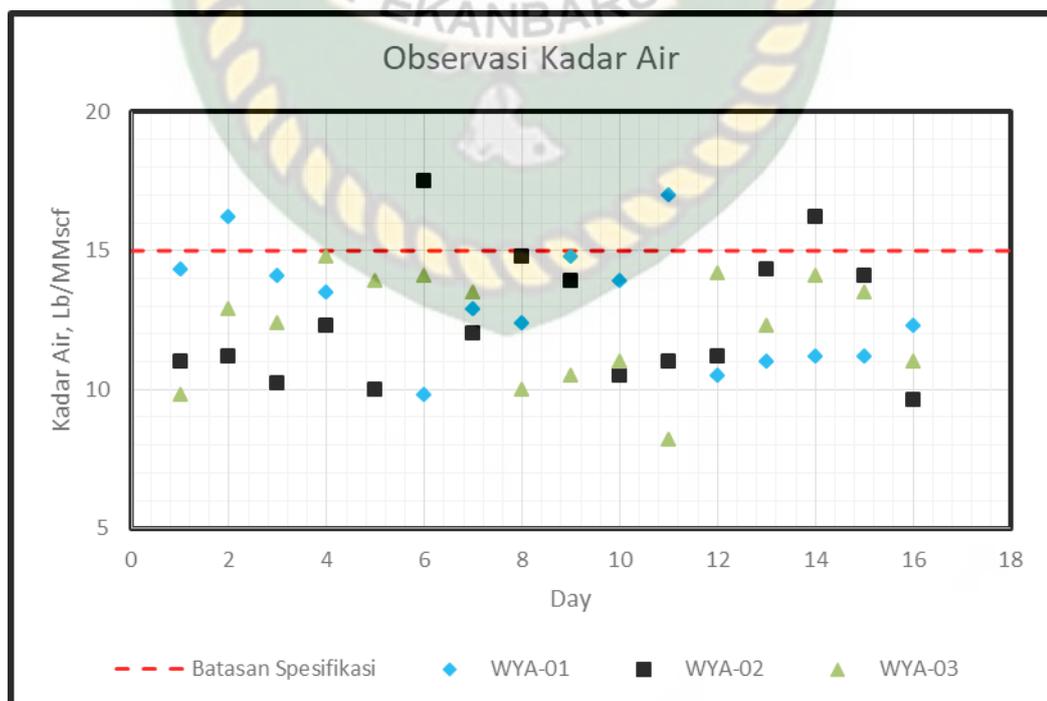
Sumber : Hasil Pengolahan Data

Tabel 4.13 menunjukkan bahwa ukuran tubing existing (3,5 inci) masih mampu untuk mengalirkan laju optimal sumur setelah mengalami penurunan

tekanan dasar sumur, dimana laju alir gas optimal sumur X berdasarkan analisis kurva IPR adalah sebesar 3,49 MMscf/d, sementara itu kemampuan aliran tubing adalah 3,77 MMscf/d, sumur Y berdasarkan analisis kurva IPR adalah sebesar 3,21 MMscf/d, sementara itu kemampuan aliran tubing adalah 3,48 MMscf/d dan sumur Z berdasarkan analisis kurva IPR adalah sebesar 3,14 MMscf/d, sementara itu kemampuan aliran tubing adalah 3,36 MMscf/d.

C. Observasi Kadar Air di Dalam Gas

Observasi kadar air di dalam gas ini perlu dilakukan untuk mengetahui hasil setelah penerapan metode *Gas up Choke*, *Gas up Choke* merupakan metode untuk mengontrol temperatur dan tekanan, dengan kontrol tekanan dan temperatur tersebut akan mempengaruhi kadar air di dalam gas, karena kadar air di dalam gas juga dipengaruhi oleh tekanan dan temperatur. Penurunan tekanan dasar sumur juga akan mempengaruhi tekanan dasar sumur dan meningkatkan laju alir produksi gas, sehingga nantinya akan mencegah terjadinya *liquid loading*.

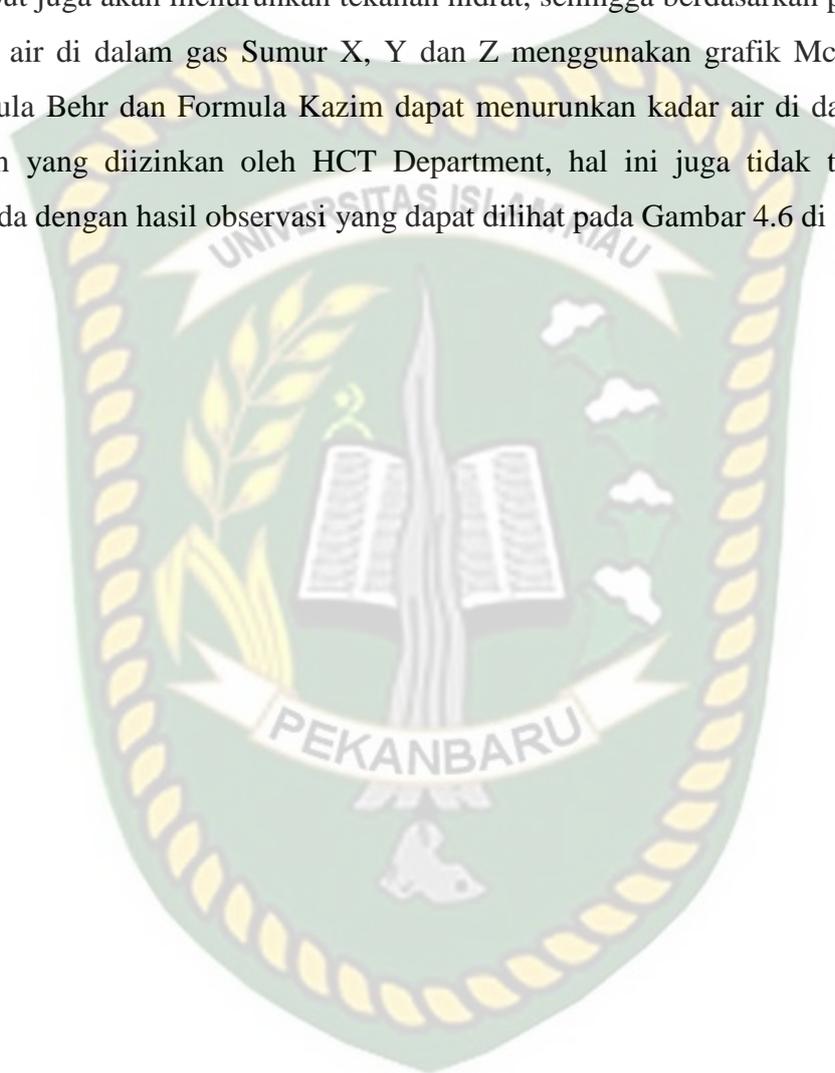


Gambar 4. 5 Observasi Kadar Air Di Dalam Gas

Secara keseluruhan pengolahan data dapat diketahui bahwa dengan menggunakan *gas up choke* dapat menurunkan temperatur, penurunan temperatur tersebut juga akan menurunkan tekanan hidrat, sehingga berdasarkan perhitungan kadar air di dalam gas Sumur X, Y dan Z menggunakan grafik Mcketta gehe, Formula Behr dan Formula Kazim dapat menurunkan kadar air di dalam gas di bawah yang diizinkan oleh HCT Department, hal ini juga tidak terlalu jauh berbeda dengan hasil observasi yang dapat dilihat pada Gambar 4.6 di atas.

Dokumen ini adalah Arsip Miilik :

Perpustakaan Universitas Islam Riau



BAB V

KESIMPULAN DAN SARAN

5.1 Kesimpulan

Berdasarkan analisis yang telah dilakukan dapat ditarik beberapa kesimpulan, yaitu :

1. Hasil perhitungan kadar air pada sumur X menggunakan grafik McKetta adalah 45,10 Lb/MMscf, Y 48,90 dan untuk Z 50,80 Lb/MMscf, sementara itu dengan formula Behr didapatkan kadar air pada X adalah 46,64 Lb/MMscf, Y 48,31 dan untuk Z 51,52 Lb/MMscf, dan dengan menggunakan formula Kazim didapatkan kadar air pada X adalah 46,26 Lb/MMscf, Y 47,76 dan untuk Z 50,91 Lb/MMscf.
2. Analisis penggunaan *gas up choke* menurunkan tekanan dasar sumur menjadi 368,42 Psi, tekanan 31,45 F untuk sumur X, pada sumur Y tekanan 352,04 Psi dan temperatur 31,29 F dengan kemampuan alir 3,28 MMscf/d ($Q_c = 1,57$ MMscf/d) dan sementara itu untuk sumur Z tekanan menjadi 339,76 Psi, temperatur 32,27 dengan kemampuan alir 3,16 MMscf/d ($Q_c = 1,54$ MMscf/d). Dan kadar air di dalam gas rata-rata setelah *gas up choke* untuk sumur X adalah sebesar 13,37 Lb/MMscf yang sebelumnya adalah 46,00 Lb/MMscf, untuk sumur Y adalah sebesar 13,68 Lb/MMscf yang sebelumnya 48,32 Lb/MMscf dan untuk sumur Z adalah sebesar 14,42 Lb/MMscf yang sebelumnya adalah sebesar 51,07 Lb/MMscf.

5.2 Saran

Saran untuk Tugas Akhir ini bagi Penulis yang ingin melanjutkan penelitian ini adalah:

1. menentukan solusi yang tepat dalam menangani masalah tingginya kadar air di dalam gas sumur X, Y dan Z dengan secara kimiawi, yaitu seperti penggunaan Methanol dan Glikol.

DAFTAR PUSTAKA

- Abdullahi, M. B., Sulaiman, A. D. I., Abdulkadir, U., Salaudeen, I., & Shehu, B. U. (2019). *Production Optimization of Liquid Loading Problem in Offshore Niger Delta Gas Condensate Field*.
- Ahmed, T. (2010). *Reservoir Engineering Handbook*.
- Al-qasim, A., Aramco, S., Almudairis, F., Alabdulatif, Z., & Alsubhi, M. (2019). *Optimizing Production Using Nodal Analysis Applications*.
- Atoyebi, T. M. (2010). *The Preferred Natural Gas Conservation Option : Underground Storage of Natural Gas*.
- Ayoola, O. T., Delandro, W. W. C., Muslim, A. M., & Aramco, S. (2016). *Detecting Production Choke Wear in High Rate Dry Gas Wells using Graphical Trending of Production Parameters : An Offshore Saudi Arabia Gas Field Case Study*.
- Bahadori, A., Vuthaluru, H. B., & Jalili, J. (2010). *Novel Predictive Tool for an Accurate Estimation of the Saturated Water Content of Sour Natural Gases*. 1–15.
- Beggs, H. D. (1984). *Gas Production Operations*.
- Beggs, H. D. (2003). *Production Optimization Using Nodal Analysis Production Optimization*.
- Carroll, J. J., & Carroll, J. J. (2002). *THE WATER CONTENT OF ACID GAS AND SOUR GAS FROM 100 ° TO 220 ° F AND PRESSURES TO 10 , 000 PSIA*.
- Gerami, S., Iranian, N., Co, O., Sadeghi, A., & Masihi, M. (2010). *New Technique for Calculation of Well Deliverability in Gas Condensate Reservoir*. (1967).
- Ghalambor, D. B. G. and D. A. (2005). *Natural Gas Engineering handbook*.
- Ghiasi, M. M., Bahadori, A., & Box, P. (2014). *A new correlation for accurate estimation of natural gases water content*. 56(5), 582–594.

- Glumov, D. N., Reitblat, E. A., & Llc, S. V. B. (2013). *Performance Evaluation of Gas Condensate Wells Treatment With LNG Rims and Dry Gas Displacement*. 1–14.
- Ikoku, C. U. (1984). *Natural Gas Production Engineering*.
- Lilis, H. (2014). *Optimalisasi Pemisahan Uap Air Dalam Natural Gas (Gas Alam)*. 03(1).
- Mohammadi, A. H., Samieyan, V., & Tohidi, B. (2005). *Estimation of Water Content in Sour Gases*.
- Mott, R., & Limited, E. C. L. T. (2002). *Engineering Calculations of Gas Condensate Well Productivity*.
- Musnal, A. (n.d.). *Perhitungan Laju Aliran Fluida Kritis Untuk Mempertahankan Tekanan Reservoir Pada Sumur Ratu Di Lapangan Kinantan*. 1–8.
- Nallaparaju, Y., & Deendayal, P. (2012). *Prediction of Liquid Loading*.
- PERTAMINA. (2003). *Metode Perhitungan Kehilangan Tekanan Dua Fasa*.
- Rodrigues, H. T., Pereyra, E., & Sarica, C. (2019). *Pressure Effects on Low-Liquid-Loading Oil / Gas Flow in Slightly Upward Inclined Pipes : Flow Pattern , Pressure Gradient , and Liquid Holdup*. (January), 24–26.
- Rushing, J. A., Corp, A. P., Newsham, K. E., Corp, A., & Fraassen, K. C. Van. (2008). *Natural Gas z -Factors at HP / HT Reservoir Conditions : Comparing Laboratory Measurements With Industry-Standard Correlations for a Dry Gas*.
- Shi, C., Horne, R. N., Li, K., & Stanford, U. (2006). *Optimizing the Productivity of Gas / Condensate Wells*.
- Xiao, J. J., & Shoham, O. (1991). *Evaluation of Interfacial Friction Factor Prediction Methods for Gas/Liquid Stratified Flow*. (1966), 53–64.
- Yuwei, J., Baozhu, L., & Yong, L. (2010). *The Dynamic Analysis of Dry-Gas Reinjection in a Waterdrive Gas-Condensate Reservoir — Case Study : Yaha Gas-Condensate Reservoir , Tarim Basin , West*. (February 2000).