

**ANALISIS PERHITUNGAN TEKANAN ALIR DASAR SUMUR  
PADA SUMUR GAS KONDENSAT DI LAPANGAN X  
MENGUNAKAN METODE *CULLENDER SMITH* YANG  
TELAH DIMODIFIKASI OLEH PUDJO SUKARNO**

**TUGAS AKHIR**

*Diajukan guna melengkapi syarat dalam mencapai gelar Sarjana Teknik*

Oleh

**HARRY SUBAKTI**

**NPM 153210524**



**PROGRAM STUDI TEKNIK PERMINYAKAN**

**UNIVERSITAS ISLAM RIAU**

**PEKANBARU**

**2021**

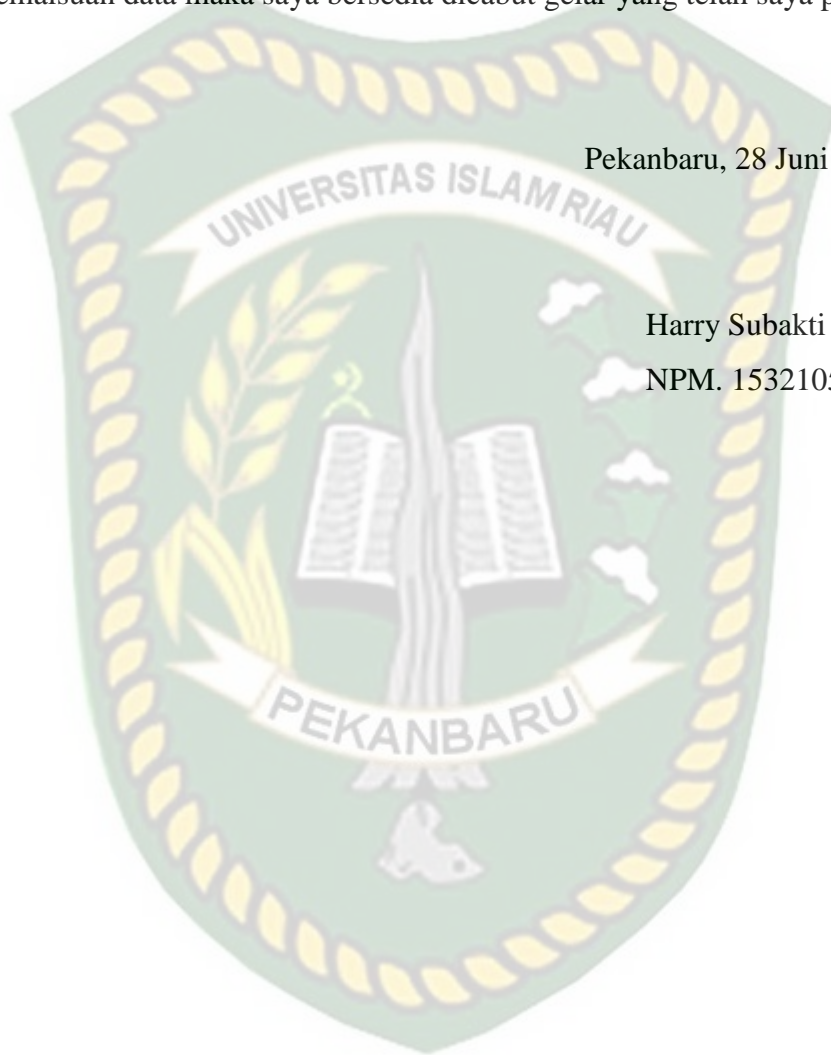
## PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR

Dengan ini saya menyatakan bahwa tugas akhir ini merupakan karya sendiri dan semua sumber yang tercantum didalamnya baik yang dikutip maupun dirujuk telah saya nyatakan dengan benar sesuai ketentuan. Jika terdapat unsur penipuan atau pemalsuan data maka saya bersedia dicabut gelar yang telah saya peroleh

Pekanbaru, 28 Juni 2021

Harry Subakti

NPM. 153210524



## KATA PENGANTAR

Rasa syukur disampaikan kepada Allah SWT atas rahmat dan limpahan ilmu dari-Nya sehingga penulis dapat menyelesaikan tugas akhir ini. Penulisan tugas akhir ini merupakan salah satu syarat untuk memperoleh gelar Sarjana Teknik. Program Studi Teknik Perminyakan, Universitas Islam Riau. Disini saya menyadari bahwa banyak pihak yang telah membantu dalam penyelesaian tugas akhir. Oleh sebab itu saya ingin mengucapkan terimakasih kepada:

1. Bapak Ir. H. Ali musnal, M.T selaku dosen pembimbing yang telah menyediakan waktu, tenaga dan pikiran untuk memberi masukannya.
2. Ibuk Hj. Fitrianti, S.T, M.T selaku pembimbing akademik yang telah memberikan arahan, nasihat serta penyemangat selama menjalani perkuliahan di Teknik Perminyakan.
3. Pihak PHE Tuban East Java, yang telah memberikan kemudahan pada penelitian tugas akhir ini Serta Mentor Bang Rudi yang telah memberi banyak ilmu dan bimbingan.
4. Ketua dan sekretaris Program Studi serta dosen-dosen yang banyak membantu terkait perkuliahan, ilmu pengetahuan dan dukungan yang telah diberikan.
5. Kedua orang tua beserta keluarga, yang selalu memberikan dukungan material, dukungan moral dan doa yang senantiasa mengiringi.
6. Sahabat terbaik JKKP dan teman petronas A15 yang memberikan dukungan dalam penyelesaian tugas akhir ini.

Teriring doa saya, semoga Allah memberikan balasan atas segala kebaikan semua pihak yang telah membantu. Semoga Tugas akhir ini membawa manfaat bagi pengembangan ilmu pengetahuan.

Pekanbaru, 28 Juni 2021

Harry Subakti

## DAFTAR ISI

HALAMAN PENGESAHAN.....	ii
PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR.....	iii
KATA PENGANTAR .....	iv
DAFTAR GAMBAR .....	vii
DAFTAR TABEL.....	viii
DAFTAR SINGKATAN .....	ix
DAFTAR SIMBOL.....	x
ABSTRAK.....	xi
BAB I PENDAHULUAN.....	1
1.1    LATAR BELAKANG.....	1
1.2    TUJUAN PENELITIAN .....	2
1.3    MANFAAT PENELITIAN .....	2
1.4    BATASAN MASALAH .....	2
BAB II TINJAUAN PUSTAKA.....	4
2.1    GAS KONDENSAT.....	4
2.2    METODE CULLENDER SMITH .....	6
2.2.1 Specific Gravity Campuran.....	7
2.2.2 Laju Alir gas Total.....	8
2.2.3 Modifikasi Persamaan Cullender Smith .....	9
2.3    PENENTUAN UKURAN PIPA .....	10
2.4    STATE OF THE ART.....	11
BAB III METODOLOGI PENELITIAN.....	13
3.1    URAIAN METODE PENELITIAN .....	13
3.2    KONDISI LAPANGAN.....	13
3.3    DATA LAPANGAN .....	14
3.4    METODE PENELITIAN .....	15
3.4.1 Menghitung <i>well flowing pressure</i> .....	15
3.4.2 Menentukan ukuran pipa berdasarkan laju alir maksimum fluida.....	15
3.5    FLOWCHART .....	18
BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN .....	19
4.1    PENENTUAN TEKANAN ALIR DASAR SUMUR MODIFIKASI CULLENDER SMITH.....	19
4. 2    PENENTUAN UKURAN PIPA .....	21

4.2.1 Penentuan Pipa Untuk Cairan .....	22
4.2.2 Penentuan Pipa Untuk Gas .....	23
4.2.3 Penentua Pipa untuk 2 Fasa .....	24
BAB V KESIMPULAN DAN SARAN.....	26
5.1 KESIMPULAN .....	26
5.2 SARAN .....	26
DAFTAR PUSTAKA .....	27
LAMPIRAN.....	29



## DAFTAR GAMBAR

Gambar 2. 1 Diagram tekanan/temperatur, klasifikasi hidrokarbon (Ahmad,2010b).....	5
Gambar 3. 1 Diagram Penelitian.....	18



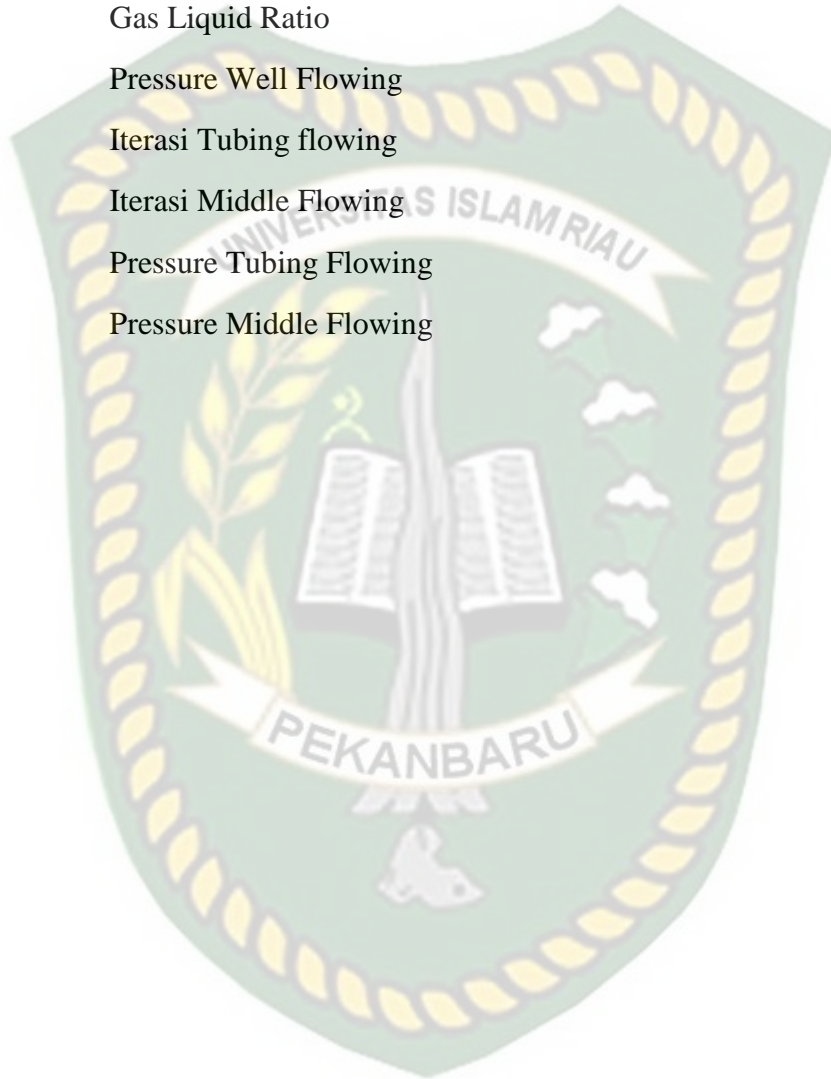
## DAFTAR TABEL

Tabel 3. 1 Jadwal Penelitian.....	13
Tabel 3. 2 Overview Reservoir Sumur X.....	14
Tabel 4. 1 Data penentuan ukuran pipa.....	21
Tabel 4. 2 Kecepatan fluida dan diameter pipa untuk cairan.....	22
Tabel 4. 3 Kecepatan fluida dan diameter pipa untuk gas .....	23
Tabel 4. 4 Kecepatan erosi dan nilai C .....	24
Tabel 4. 5 Kecepatan fluida dan diameter pipa untuk dua fasa .....	24



## DAFTAR SINGKATAN

SG	Specific Gravity
GE	Gas Ekuivalen
GLR	Gas Liquid Ratio
Pwf	Pressure Well Flowing
Itf	Iterasi Tubing flowing
Imf	Iterasi Middle Flowing
Ptf	Pressure Tubing Flowing
Pmf	Pressure Middle Flowing





## DAFTAR SIMBOL

Nre	Bilangan Reynold
Fr	Friction Factor
f	demonsoiless friction factor
$\gamma$	Specific gravity
Q	Laju Alir
D	Diameter, inc
P	Tekanan, psi
T	Temperatur, °F
z	Faktor deviasi



# ANALISIS PERHITUNGAN TEKANAN ALIR DASAR SUMUR PADA GAS KONDENSAT DI LAPANGAN X MENGUNAKAN METODE CULLENDER SMITH YANG TELAH DIMODIFIKASI OLEH PUDJO SUKARNO

**HARRY SUBAKTI**

**153210524**

## **ABSTRAK**

Lapangan "X" merupakan salah satu lapangan yang memproduksi gas, jenis gas yang diproduksi adalah gas kering. Seiring waktu, temperatur menurun sehingga membuat gas kering tersebut memproduksi kondensat didalam sumur itu. Maka dari itu, sumur ini masih bernilai ekonomis untuk diambil fasa gas. Kemudian dilakukan perhitungan tekanan alir dasar sumur untuk menghitung laju produksi gas sumur tersebut. reservoir menurun hingga di bawah *dew point*. Gas kondensat merupakan reservoir gas yang memiliki aliran paling rumit dan perilaku termodinamika kompleks. Reservoir gas ini ditandai dengan memproduksikannya gas dan cairan ke permukaan. Saat memproduksi gas kondensat ini harus diperhatikan juga tekanan alir didalam tubing, jika tekanan menurun gas ini tidak akan terproduksi menuju ke permukaan dikarenakan kondensat memblok pori-pori batuan sehingga gas tidak dapat diproduksi kembali. Pada saat memproduksi ke permukaan, menentukan kecepatan maksimum aliran liquid, gas dan dua fasa supaya tidak terjadi erosi, korosi pada pipa salur.

Penelitian ini melakukan perhitungan tekanan alir dasar sumur dengan menggunakan metoda Cullender Smith. Penelitian ini juga menentukan untuk pemilihan ukuran pipa yang akan digunakan karena jika terjadi masalah pada pipa produksi maka akan menghambat aktifitas produksi gas agar target produksi tercapai optimal dan tidak menyebabkan erosi dan korosi pada pipa. Nilai yang didapat untuk tekanan alir dasar sumur adalah 1960 psi menggunakan persamaan cullender smith yang telah di modifikasi. Ini dikarenakan ada 3 faktor yang mempengaruhi yaitu specific gravity, friction factor dan laju alir gas total. Ukuran pipa berdasarkan laju alir maksimum terjadinya erosi, sumur x ini memproduksi cairan seperti air dan kondensat sangat kecil sehingga terjadinya korosi minimum. Ukuran pipa yang digunakan yang cocok untuk pipa fasa cair adalah 0,67 inci, ukuran pipa fasa gas adalah 0,65, dan ukuran pipa dua fasa adalah 0,65-0,56 inci.

Kata Kunci : Reservoir gas, kondensat, cullender smith, ukuran pipa

**ANALYSIS OF BASIC FLOW PRESSURE CALCULATION  
CONDENSATE GAS IN FIELD X USING CULLENDER SMITH  
METHOD MODIFICATION BY PUDJO SUKARNO**

**HARRY SUBAKTI**

**153210524**

**ABSTRACT**

*Field "X" is one of the fields that produces gas, the type of gas produced is dry gas, then the bottom well flow pressure is calculated to calculate the gas production rate of the well. the reservoir drops below the dew point. Condensate gas is a gas reservoir that has the most complex flow and complex thermodynamic behavior. This gas reservoir is characterized by producing gases and liquids to the surface. When producing condensate gas, you must also pay attention to the flow pressure in the tubing, if the pressure decreases, this gas will not be produced to the surface because the condensate blocks the pores of the rock so that the gas cannot be reproduced. When producing to the surface Determining the maximum flow rate of liquid, gas and two phases so that erosion and corrosion of the pipelines do not occur.*

*This study calculates the bottom well flow pressure using the Cullender Smith method. This research also determines the choice of pipe size to be used because if there is a problem in the production pipe it will inhibit gas production activities so that the production target is achieved optimally and does not cause erosion and corrosion of the pipe. The value obtained for the bottom well flow pressure is 1960 psi using a modified cullender smith equation. This is because there are 3 factors that affect it, namely specific gravity, friction factor and total gas flow rate. The size of the pipe is based on the maximum flow rate of erosion, this x well produces very small fluids such as water and condensate so that the occurrence of corrosion is minimum. The pipe size used which is suitable for liquid phase pipes is 0.67 inches, gas phase pipe sizes are 0.65, and two-phase pipe sizes are 0.65-0.56 inches.*

*Keywords: Gas reservoir, condensate, cullender smith, pipe size*

# BAB I PENDAHULUAN

## 1.1 LATAR BELAKANG

Lapangan “X” merupakan salah satu lapangan yang memproduksi gas, jenis gas yang diproduksi adalah gas kering. Seiring waktu, temperatur menurun sehingga membuat gas kering tersebut memproduksi kondensat didalam sumur itu. Maka dari itu, sumur ini masih bernilai ekonomis untuk diambil fasa gas.

Menurut Plt. Direktur Jenderal Minyak dan gas bumi kementerian ESDM Djoko Siswanto kebutuhan gas semakin meningkat dikarenakan PLN membeli pembangkit energi listrik berbahan bakar gas. Pabrik petrokimia memperpanjang kuota gas untuk pabrik pupuk serta pembangunan jaringan gas untuk rumah tangga. Gas bumi merupakan sumber daya alam yang terdiri dari senyawa hidrokarbon ( $C_n H_{2n+2}$ ) dan komponen non-hidrokarbon lainnya seperti  $N_2$ ,  $CO_2$ , dan  $H_2S$  (Abdassah et al., 1998). Pada umumnya, gas bumi dibagi atas; *retrograde gas condensate*, *near critical gas condensate*, *wet gas*, dan *dry gas*. Gas kondensat relatif berisikan hidrokarbon yang berat di mana akan terkondensasi jika tekanan reservoir menurun hingga di bawah *dew point*.

Gas kondensat merupakan reservoir gas yang memiliki aliran paling rumit dan perilaku termodinamika kompleks. Reservoir gas ini ditandai dengan memproduksikannya gas dan cairan ke permukaan. Saat memproduksi gas kondensat ini harus diperhatikan juga tekanan alir didalam tubing, jika tekanan menurun gas ini tidak akan terproduksi menuju ke permukaan dikarenakan kondensat memblok pori-pori batuan sehingga gas tidak dapat diproduksi kembali. Pada saat memproduksi ke permukaan menentukan kecepatan maksimum aliran liquid, gas dan dua fasa supaya tidak terjadi erosi, korosi pada pipa salur.

Penelitian ini melakukan perhitungan tekanan alir dasar sumur dengan menggunakan metoda *Cullender Smith*. Metode ini di asumsikan karena aliran *steady state*, aliran satu fasa, dan perubahan energi kinetik sangat kecil (Begss, 1984). Metode ini hanya berlaku untuk gas kering, sedangkan gas kondensat merupakan gas yang tercampur dengan fluida (gas basah), jadi perlu dilakukan modifikasi pada metode ini. Selain itu dengan adanya cairan yang ikut mengalir

bersama gas, maka faktor gesekannya akan berbeda dengan faktor gesekan aliran gas kering. Selain itu, menggunakan metoda ini menunjukkan kesesuaian yang baik *average absolute error* 3% (Sukarno, 2006). Penelitian ini juga menentukan untuk pemilihan ukuran pipa yang akan digunakan karena jika terjadi masalah pada pipa produksi maka akan menghambat aktifitas produksi gas agar target produksi tercapai optimal dan tidak menyebabkan erosi dan korosi pada pipa.

## 1.2 TUJUAN PENELITIAN

Adapun tujuan dari penelitian ini adalah sebagai berikut :

1. Menghitung dan menganalisis tekanan alir dasar sumur untuk sumur gas yang memproduksi cairan
2. Menentukan ukuran pipa berdasarkan laju alir maksimum terjadinya erosi.

## 1.3 MANFAAT PENELITIAN

Adapun manfaat yang diharapkan dari penelitian ini adalah sebagai berikut:

1. Pengkayaan materi untuk pembaca dibidang Teknik Produksi dalam memperhitungkan tekanan alir dasar sumur untuk sumur gas kondensat dalam meningkatkan produksi.
2. Penelitian sebagai acuan dan referensi perusahaan untuk mengevaluasi tekanan alir dasar sumur untuk sumur gas kondensat beserta evaluasi dalam hal perhitungan pipa yang ada di permukaan.
3. Menjadikan publikasi ilmiah berupa paper atau jurnal nasional maupun internasional sehingga menjadi acuan referensi dalam penelitian selanjutnya.

## 1.4 BATASAN MASALAH

Agar penelitian lebih terarah dan tidak menyimpang dari tujuan, maka penelitian ini memiliki batasan-batasan sebagai berikut:

1. Hanya menghitung tekanan pada sumur gas yang memproduksi kondensat dan air.
2. Prosedur yang dilakukan yaitu mempersiapkan data pendukung, hitung berat molekul kondensat, hitung SG fluida Hidrokarbon, hitung SG fluida campuran, hitung laju alir gas total, hitung faktor gesekan, hitung tekanan.

3. Melakukan perhitungan dengan menggunakan metoda Cullender Smith yang sudah di modifikasi.
4. Melakukan perhitungan ukuran pipa berdasarkan laju alir maksimum terjadinya erosi.



## BAB II TINJAUAN PUSTAKA

Ilmu pengetahuan dan teknologi perminyakan berkembang setiap harinya, hal ini sesuai dengan isi surat Al Baqarah Ayat 164 yang berbunyi :

إِنَّ فِي خَلْقِ السَّمَوَاتِ وَالْأَرْضِ وَاخْتِلَافِ اللَّيْلِ وَالنَّهَارِ وَالْفُلْكِ الَّتِي تَجْرِي فِي الْبَحْرِ بِمَا يَنْفَعُ النَّاسَ وَمَا أَنْزَلَ اللَّهُ مِنَ السَّمَاءِ مِنْ مَاءٍ فَأَحْيَا بِهِ الْأَرْضَ بَعْدَ مَوْتِهَا وَبَثَّ فِيهَا مِنْ كُلِّ دَابَّةٍ وَتَصْرِيفِ الرِّيْحِ وَالسَّحَابِ الْمُسَخَّرِ بَيْنَ السَّمَاءِ وَالْأَرْضِ لَآيَاتٍ لِقَوْمٍ يَعْقِلُونَ ﴿١٦٤﴾

Artinya :“Sesungguhnya dalam penciptaan langit dan bumi, silih bergantinya malam dan siang, bahtera yang berlayar di laut membawa apa yang berguna bagi manusia, dan apa yang Allah turunkan dari langit berupa air, lalu dengan air itu Dia hidupkan bumi sesudah mati (kering)-nya dan Dia sebarkan di bumi itu segala jenis hewan, dan pengisaran angin dan awan yang dikendalikan antara langit dan bumi; sungguh (terdapat) tanda-tanda (keesaan dan kebesaran Allah) bagi kaum yang memikirkan”. Berdasarkan ayat diatas bahwa kita sebagai manusia harus terus memikirkan inovasi-inovasi yang dapat menunjang kehidupan manusia terkhusus didalam bidang perminyakan.

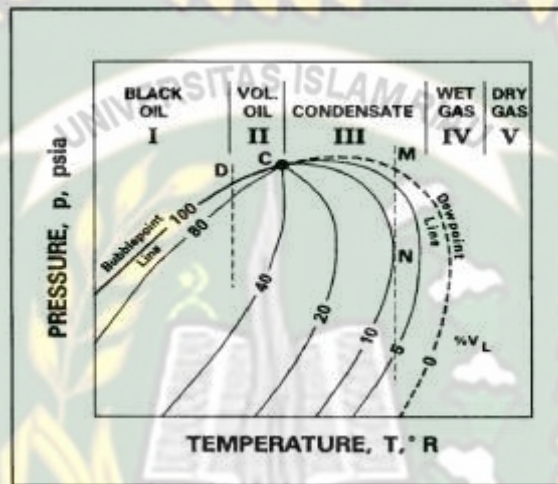
### 2.1 GAS KONDENSAT

Gas bumi adalah sumber daya alam yang tersusun dari senyawa hidrokarbon ( $C_2 H_{2n+2}$ ) dan komponen non-hidrokarbon lainnya seperti  $N_2$ ,  $CO_2$ , dan  $H_2S$ . Gas bumi yang dihasilkan di permukaan dapat dibagi dalam dua golongan, yaitu:

- Sebagai gas yang tercampur dalam minyak dikenal sebagai *associated gas*.
- Gas sebagai produk utama yang dikenal sebagai *non-associated gas*.

Kelompok yang B ini, walaupun di dalam reservoir terbentuk dalam satu fasa, mungkin ketika sampai di permukaan berubah menjadi gas dan cairan. Kadar cairan menjadi patokan kasar dalam pengelompokan lebih lanjut dari *non-associated gas* menjadi gas kering dan gas basah (kondensat). Gas disebut kering apabila  $GOR > 100.000$  SCF/STB, sebaliknya disebut sebagai gas basah (Ahmad, 2010).

Gas kondensat relatif berisikan hidrokarbon yang berat di mana akan terkondensasi jika tekanan reservoir menurun hingga di bawah *dew point* (Satter et al., 2008). Apabila tekanan mengalami penurunan, gas kondensat bergerak menuju ke *dew point*. Selama tekanan menurun, *liquid* terkondensasi dari gas dan membentuk *free liquid* di reservoir. Kondensat berada pada titik saturasi rendah yang biasanya terperangkap oleh gaya *surface tension*, yang mana *immobile*, dan tidak dapat diproduksi (Guo, Boyun; Lyons, William; Ghalambor, 2007).



**Gambar 2. 1** Diagram tekanan/temperatur, klasifikasi hidrokarbon (Ahmad,2010b)

Gambar di atas merupakan skema dari diagram tekanan vs temperatur (p-T) dimana campuran hidrokarbon multikomponen pada komposisi konstan. Bagian di dalam garis lengkung terbentuk dari lengkungan *bubble-point*, *critical point* (C), dan *dewpoint* di mana *liquid* dan uap berada pada titik *equilibrium*. Gas kondensat akan terpisah dari jenis fluida lainnya dengan dua cara; kondensasi dari fasa *liquid* pada kondisi reservoir selama proses deplesi isothermal dan *retrograde* (*revaporization*) secara alami dari proses kondensasi. Sifat *retrograde* dari fasa *liquid* kondensasi dapat dilihat pada gambar di mana terjadi perubahan volume *liquid* bersamaan dengan temperatur yang konstan pada titik M. Setelah melewati garis *dew-point*, volume *liquid* meningkat hingga sekitar 10% pada titik N dan kemudian mulai menurun seiring dengan penurunan tekanan (Raghavan & Jones, 1996).

Metode yang biasa digunakan untuk mengasumsikan gas kondensat merupakan sistem *pseudo-component*. *Pseudo-component*, pada keadaan standar



tekanan dan temperatur, *dry gas* dan *liquid* hidrokarbon. Setiap *pseudo-component* merupakan multikomponen fluida hidrokarbon. Fasa air, jika ada, merupakan komponen ketiga.

diasumsikan sistem hidrokarbon *pseudo two-component* adalah bahwa *dry gas* mengandung *liquid* hidrokarbon per setiap tekanan. Asumsi ini merupakan hal penting untuk mengetahui karakteristik dari gas-kondensat sebagai sistem *two-component* dan berdasarkan fakta di bawah ini:

- a. *Liquid* terkondensasi dari gas-kondensat dengan cara kondensasi *retrograde* saat tekanan diturunkan secara isothermal dari *dew point*.
- b. *Retrograde liquid* muncul atau vaporasi dari *dry gas* (Beggs & Brill, 1973).

## 2.2 METODE CULLENDER SMITH

Persamaan *Cullender* dan *Smith* telah ditingkatkan dengan mengoreksi berat jenis gas, produksi gas, dan mengusulkan faktor gesekan baru persamaan untuk campuran fluida (gas, oil/kondensate dan air). Kepadatan fluida yang mengalir adalah kombinasi dari berat jenis gas, berat jenis kondensat setelah diubah menjadi kondisi gas dan berat jenis air bila diperlakukan sebagai uap air. Persamaan telah dikembangkan menggunakan Govier dan Data Fogarasi pada studi kasus sebelumnya. Menentukan bottom hole pressure dilakukan dari 102 sumur tersebut tersedia. Hasilnya diplot sebagai fungsi aliran laju dan diameter tabung. Plot menunjukkan tren linier dan analisis regresi menghasilkan koefisien korelasi dari 0,939377 Persamaan yang diusulkan menunjukkan kesesuaian yang baik dengan data yang diukur: kesalahan absolut rata-rata adalah diperkirakan 3% dan ini menggunakan metoda *cullender smith*.

Metoda *Cullender Smith* ini digunakan untuk menghitung tekanan dibawah permukaan pada sumur gas kering statis yang dikembangkan dari persamaan keseimbangan energi mekanik. Persamaan ini tidak membuat asumsi yang berkaitan dengan suhu dan faktor Z seperti dengan persamaan Rzasa dan Kats. Persamaan *cullender Smith* ini untuk menghitung tekanan sumur statis yang dihasilkan dengan mengintegrasikan persamaan berikut :

$$\frac{GH}{53.33} = \int_{P_e}^{P_t} \frac{TZ}{P} d(P) \dots \dots \dots (1)$$

Dimana :

G = gas gravity

H = difference in elevation, ft

Pt = formation pressure, psia

Pe = shut -in wellhead pressure, psia

Pada perhitungan alir dasar sumur, persamaan dari *cullender smith* ini tidak dapat digunakan karena persamaan ini hanya berlaku untuk perhitungan pada kondisi gas kering, sedangkan adanya minyak, kondensat dan air dalam aliran membuat perhitungan metoda *cullender smith* tidak bisa digunakan. Maka dilakukan modifikasi pada persamaan *cullender smith* ini agar bisa digunakan perhitungan pada kondisi aliran gas yang terdapat cairan. Selain itu faktor gesekan aliran gas kering dengan faktor gesekan aliran gas yang mengandung cairan pasti berbeda, maka perlu dilakukan perhitungan faktor gesekan untuk mengubah kekerasan pada pipa yang sesuai dengan kondisi aliran. Modifikasi Persamaan *Cullender Smith* sebagai berikut :

### 2.2.1 Specific Gravity Campuran

Rzasa dan katz membandingkan grafik hubungan antara SG fluida didalam formasi (sebagai uap) dengan SG gas di seperator dengan barrel kondensat yang terproduksi ke permukaan. Persamaan yang digunakan oleh Rzasa dan Katz adalah :

$$\frac{SG_{fluidasumur}}{SG_{gas}} = \frac{M_o}{28.97\gamma_g} \left[ \frac{76.4 (GOR)\gamma_g + 350\gamma_o}{2.64 (GOR)M_o + 250\gamma_o} \right] \dots\dots\dots(2)$$

Dimana :

M<sub>o</sub> = berat molekul kondensat

γ<sub>o</sub> = SG kondensat

γ<sub>g</sub> = SG gas trap atau gas yang terproduksi dari seperator

GOR = perbandingan gas minyak dipermukaan, MSCF/bbl

Penentuan SG fluida dalam sumur dapat ditentukan juga dengan cara sebagai berikut: Pada kondisi standar 14.7 psia dan temperatur 60 F, volume molar menjadi 379.4 cft/mol. Untuk satu bbl kondensat dari separator, berat molekul total adalah

$$M_w = \frac{28.97GOR\gamma_g}{379.4} + 350\gamma_o \dots\dots\dots(3)$$

Total mol fluida dalam satu bbl minyak dan GOR cuft gas adalah :

$$n_t = \frac{GOR}{379.4} + \frac{350\gamma_o}{M_o} \dots\dots\dots (4)$$

sehingga SG dalam sumur adalah :

$$\gamma_{wg} = \frac{M_w}{28.97} = \frac{GOR\gamma_g + 4584\gamma_o}{GOR + 132800\gamma_o/M_o} \dots\dots\dots (5)$$

SG minyak pada kondisi stock tank dapat dihitung dengan menggunakan persamaan :

$$\gamma_o = \frac{141.5}{131.5 + API} \dots\dots\dots (6)$$

Jika berat molekul minyak tidak diketahui, dapat digunakan persamaan :

$$M_o = \frac{6084}{API - 5.9} = \frac{44.29\gamma_o}{1.03 - \gamma_o} \dots\dots\dots (7)$$

Harga  $\gamma_{wg}$  digunakan untuk menentukan sifat-sifat *pseudocritic* dan sistem gas kondensat dalam perhitungan faktor kompressibilitas gas (Z). Jika di sumur terdapat gas dan air maka perlu dilakukan perhitungan SG campuran. Jika menggunakan persamaan vitter untuk menghitung SG campuran total dengan persamaan :

$$\gamma_{mix} = \frac{\gamma_g + 4591\gamma_t/GLR}{1 + 1123/GLR} \dots\dots\dots (8)$$

Dimana :

$\gamma_{mix}$  = SG rata-rata fluida

GLR = Perbandingan gas terhadap liquid, scf/stb

$\gamma_g$  = SG gas kering

$\gamma_l$  = SG rata-rata cairan (kondensat dan air)

### 2.2.2 Laju Alir gas Total

Perhitungan laju aliran gas juga harus dilakukan modifikasi karena keadaan yang aliran yang mengandung minyak air dan gas. Cairan yang diproduksi (air dan kondensat) dapat dikonversi dalam bentuk gas equivalen, dengan asumsi bahwa sistem ini mempunyai kelakuan seperti gas ideal ketika dalam bentuk cairan (air atau kondensat) berubah menjadi gas yang terproduksi. Dengan menggunakan hukum gas ideal, gas equivalen terhadap hidrokarbon sebagai berikut:

$$GE_{hc} = \frac{nRT_b}{P_b} = \left[ \frac{350\gamma_o}{M_o} \right] \frac{RT}{P_b} \dots\dots\dots (9)$$

Pada kondisi standar 14.7 psia, dan 60 F serta konstanta gas (R) adalah 10.73, maka :

$$GE_{hc} = \frac{133000\gamma_o}{M_o} SCF/STB \dots\dots\dots(10)$$

Untuk keadaan sumur yang memproduksi air, dimana air dianggap sebagai *fresh water*, maka laju alir air juga dilakukan perhitungan dan ditambahkan dalam laju alir gas, equivalen gas dari produksi air dapat dihitung dengan persamaan :

$$GE_w = \frac{350 \times 1.00 \times 10.73 \times 520}{18 \times 14.7} = 7390 \frac{SCF}{STB} \text{ air} \dots\dots\dots(11)$$

Setelah dilakukan modifikasi yang sesuai dengan keadan sumur, dimana aliran gas pada sumur terdapat cairan (kondensat) maka didapatkan persamaan untuk menghitung laju alir produksi gas total :

$$Q_{tot} = Q_g + GE_{oqo} + GE_{wqw} \dots\dots\dots(12)$$

### 2.2.3 Modifikasi Persamaan Cullender Smith

Berdasarkan persamaan data Govier dan Fogarasi dilakukan turunan persamaan faktor gesekan (Fr) yang merupakan modifikasi dari persamaan cullender smith.

$$37.5\gamma_g D = (P_{mf} - P_{tf})(I_{mf} - I_g) + (P_{wf} - P_{mf})(I_{wf} - I_{mf}) \dots\dots\dots(13)$$

Dimna :

$$I_n = \frac{\left(\frac{P}{TZ}\right)_n}{Fr + 10^{-3} \left(\frac{TVD}{MD}\right) \left(\frac{P}{TZ}\right)_n^2}$$

$$Fr = \frac{2.6665fq^2}{d^5}$$

Dari persamaan tersebut didapatkan hasil modifikasi *cullender smith* yaitu persamaan faktor gesekan adalah :

$$Fr = \frac{0.025916Q_{gtot}^{1.67709}}{d^5} \dots\dots\dots(14)$$

Dengan menggunakan persamaan *cullender smith* yang sudah dimodifikasi ini dapat digunakan untuk melakukan perhitungan tekanan alir dibawah permukaan dengan kondisi aliran gas tercampur dengan cairan (air atau kondensat).

### 2.3 PENENTUAN UKURAN PIPA

Kriteria paling penting dalam menghitung atau mengevaluasi ukuran pipa yang akan digunakan adalah kecepatan fluida dalam pipa dan kehilangan tekanan yang diperbolehkan (*allowable pressure loss*) (API, 1998). Evaluasi pada pipa sangat tergantung dari jenis fluida yang mengalir di dalamnya. Dari skenario yang diajukan akan dilakukan evaluasi untuk fasa fluida yaitu gas dan dua fasa fluida yaitu campuran minyak dan gas. Pada aliran dua fasa, penentuan kecepatan minimum aliran fluida sangat penting untuk menjaga agar cairan tetap mengalir dalam pipa dan meminimalkan potensi *slugging* pada separator atau peralatan proses lainnya. Kecepatan minimum yang direkomendasikan adalah 10 - 15 ft/s. Kecepatan maksimum dari fluida direkomendasikan tidak melebihi 60 ft/s untuk menghindari *noise* atau 50 untuk mencegah terbentuknya korosi karena CO<sub>2</sub> atau erosi karena melebihi kecepatan erosi (Stewart, 1999)

Erosi pada pipa dapat terjadi apabila kecepatan aliran fluida yang sangat tinggi. Selain kecepatan maksimum yang telah direkomendasikan, kecepatan erosi merupakan hal yang harus dipertimbangkan untuk menghindari terjadinya erosi pada bagian dalam pipa. Kecepatan erosi dihitung dengan menggunakan persamaan sebagai berikut ft/s

$$V_e = \frac{C}{\sqrt{\rho_m}} \dots \dots \dots (15)$$

dengan

$V_e$  = kecepatan erosi fluida, ft/s

$C$  = konstanta empiris

$P_m$  = densitas gas/liquid atau campuran

Umumnya nilai  $C$  (konstanta empiris) yang digunakan, berdasarkan kondisi operasi dari pipa tersebut. Untuk fluida yang tidak mengandung padatan dan operasi kontinyu,  $C$  yang digunakan adalah 100. Untuk operasi *intermittent*, menggunakan 125. Jika pipa tidak terproteksi dari korosi melalui penambahan korosi inhibitor, maka disarankan untuk menggunakan nilai  $C = 150 - 200$  untuk operasi kontinyu, sedangkan untuk operasi *intermittent* dapat menggunakan nilai  $C = 250$  (API RP 14E, 1991).

## 2.4 STATE OF THE ART

Penelitian mengenai optimasi dan perawatan sumur gas kondensat ini sudah mulai dilakukan oleh P. L. Menaul and P. P. Spafford (Menaul & Spafford, 1948). Dalam penelitian yang berjudul *Preventing Corrosion in Gas-Condensate Wells* dimana mereka membahas bentuk korosi yang paling berbahaya yang ditemukan dalam produksi minyak sumur gas kondensat, penemuan agen yang menyebabkan korosi ini dan perawatan kimia perbaikan terbukti efektif dengan penggunaan dilapangan. Injeksi amonia hidroksida, bahkan hanya 1 liter perhari, telah terbukti efektif dalam mencegah korosi sumur gas-kondensat.

Penelitian yang berjudul *Multiple Hydraulic Fracturing of Deep Gas-Condensate Wells in oman* yang dilakukan A.T. Jones petroleum development oman, Halliburton worldwide Ltd (Jones et al., 1998), menjelaskan desain, pelaksanaan, dan analisis beberapa perawatan rekahan hidraulik sumur kondensat gas dalam di oman. Peningkatan kinerja fraktur ini sedang ditargetkan secara agresif untuk meningkatkan produktivitsa sumur dan mengurangi jumlah sumur yang awalnya diperlukan untuk kapasitas produksi kontraktual kilang LNG Oman yang saat ini sedang dibangun. Selain menggunakan proses rekahan konvensional, para insinyur mengoptimalkan desain rekahan dengan menggunakan permodelan reservoir gas kondensat dinamis yang canggih dan permodelan geologi fraktur. Mereka juga menganalisis data uji-sumur dan mendiskusikan pengalaman operasional.

Penelitian yang berjudul *Engineering Calculations of Gas Condensate Well Productivity* yang dilakukan oleh Robert Mott, SPE, ECL Technology Limited (Mott, 2002), penelitian ini melakukan peramalan produktivitas sumur gas kondensat biasanya memerlukan simulasi numberik *fine-grid* untuk memodelkan pembentukan bank kondensat, dan untuk memperhitungkan fenomena kecepatan tinggi seperti aliran *non-darcy* dan perubahan permeabilitas relatif pada jumlah kapiler yang besar. Penelitian ini menyajikan kinerja sumur gas kondensat menggunakan teknik yang lebih sederhana, yang dapat digunakan dalam perhitungan menggunakan material balance untuk penipisan reservoir dan integral *pseudopressure* dua fase untuk kinerja aliran sumur. Pengujian ini telah

teruji dengan perbandingan dengan hasil simulasi komposisi grid-halus, dan hasilnya sesuai untuk berbagai kasus yang mencakup sumur-sumur vertikal, horizontal, dan hidrolik.

Penelitian yang berjudul *Optimizing the Productivity of Gas/ Condensate Wells* yang dilakukan oleh C. Shi, R. N. Horne, and k. Li, Standford U (Shi et al., 2006), penelitian ini dilakukan untuk mengatasi masalah akumulasi bank kondensat tidak hanya mengurangi permeabilitas relatif gas dan cairan, tetapi juga mengubah komposisi fasa fluida reservoir, dan juga mengubah kondisi aliran sumur kekomposisi dropout cair dan karenanya dapat mengubah tingkat kehilangan produktivitas. Dan untuk mengatasi masalah ini dilakukan kegiatan simulasi komposisi cairan gas-kondensat multikomponen pada skala lapangan untuk menyelidiki komposisi dan variasi saturasi kondensat.

Penelitian yang berjudul *New Technique for Calculation of Well Deliverability in Gas Condensate Reservoir* yang dilakukan oleh S. Gerami, National Iranian Oil CO., and A. Sadeghi and M. Masihi, Sharif University of technology (Gerami et al., 2010), penelitian ini membahas masalah pengiriman gas kondensat yang mengalami penurunan produktivitas yang signifikan, dimana direservoir fluida sangat sedikit. Secara umum kemampuan pengiriman sumur dipengaruhi oleh dua komponen yaitu penurunan tekanan karena penipisan dan penumpukan kondensat. metoda yang digunakan untuk mengatasi masalah ini adalah dengan menggunakan persamaan material balance dan menggunakan data PVT, kurva Permeabilitas relatif, dan tabel tekanan mengalir terhadap waktu. teknik ini dapat dikodekan pada *spreadsheet* untuk memperkirakan kinerja sumur gas kondensat dengan sangat cepat.

## BAB III METODOLOGI PENELITIAN

### 3.1 URAIAN METODE PENELITIAN

Penelitian ini berjudul tentang perhitungan tekanan alir dasar sumur dalam mempertahankan tekanan di sumu gas kondensat pada lapangan X. Penelitian ini dilakukan di PT.A kabupaten gresik, jawa timur. Metode yang digunakan adalah studi lapangan. Jadwal kegiatan yang akan dilakukan selama penelitian sesuai dengan tabel 3.1.

**Tabel 3. 1** Jadwal Penelitian

TAHAP PENELITIAN	TAHUN 2021															
	FEBRUARI				MARET				APRIL				MEI			
	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4
Studi literatur																
Persiapan Data																
Perhitungan Data																
Analisis hasil																
Kesimpulan																
Pembuatan laporan																

### 3.2 KONDISI LAPANGAN

Sumur X berada pada lapangan Y ini terletak dibagian timur wilayah kerja PHE Tuban *East Java*. Berdasarkan penemuan cadangan minyak melalui pengeboran sumur eksploitasi sumur X ini memproduksi 5,02 BSCF dan 40 ribu barrel dan gas tersebut akan dijual dengan plateu pada 5 MMSCFD selama 2,5 tahun. Saat ini sumur X telah memproduksi sejak 8 september 2009 hingga januari 2020 dengan kumulatif gas 7,59 BCF , kumulatif kondensat 17,684 MSTB , dan kumulatif air terproduksi 142 MSTB. Perusahaan P HE TEJ telah melakukan update cadangan sumur dengan hasil : IGIP 10,2 BCF dengan EUR 7,74 BCF dengan masih memproduksi dengan gas 1.21 MMSCF , kondensat 128 BCPD. Tindak lanjut dari lapangan ini melihat gas *well performance* dari sumur ini.

Kondisi dari reservoir sumur X dapat digambarkan dengan tabel 3.2 berikut:



**Tabel 3. 2** *Overview Reservoir Sumur X*

<i>Overview Reservoir</i>	
<i>Reservoir drive</i>	<i>Combination drive ( Fluid expansion + Water Drive</i>
<i>Porosity</i>	20 – 26 %
<i>Permeability</i>	215 Md
Pi	2250 Psi
T	189°F
Bgi	0,00753 cuft/scf
Pb	1550 Psi
<i>Depth</i>	4448'MD/3064'TVD

### 3.3 DATA LAPANGAN

Penelitian ini menggunakan data perusahaan sumur gas kondensat yang memproduksi 2 jenis fluida. Dimana metoda yang digunakan adalah data lapangan (*Case Study*). Adapun data yang diperoleh adalah data sekunder. Data yang dibutuhkan adalah sebagai berikut :

1. Laju produksi minyak,  $Q_o$ , STB/D
2. SG kondensat,  $\gamma_o$
3. Laju produksi air,  $Q_w$ , STB/D
4. Laju produksi gas  $Q_g$ , MSCF/D
5. SG gas,  $\gamma_g$
6. Gas liquid ratio, GLR, SCF/STB
7. Kedalaman sumur, D, ft
8. Diameter tubing, d, in
9. Temperatur kepala sumur,  $T_{tf}$ , oF
10. Temperatur dasar sumur,  $T_{wf}$ , oF
11. Tekanan kepala sumur,  $P_{tf}$ , psi

### 3.4 METODE PENELITIAN

#### 3.4.1 Menghitung *well flowing pressure*

Penelitian ini mengolah data sekunder/ data perusahaan yang kemudian melakukan langkah kerja sebagai berikut untuk menghitung tekanan alir dasar sumur dan gesekan pada pipa menggunakan persamaan *cullender smith* (Ikoku, 1984):

1. Hitung SG fluida campuran dalam tubing dengan persamaan:

$$\gamma_{mix} = \frac{\gamma_g + 4591\gamma_1/GLR}{1 + 1123/GLR} \dots\dots\dots 1$$

2. Hitung laju alir gas total dengan persamaan :

$$Q_{gtot} = Q_g + 7390 Q_w \dots\dots\dots 2$$

3. Modifikasi persamaan *Cullender Smith* untuk menghitung faktor gesekan yaitu :

$$F_r = \frac{0.026176Q_{gtot}^{1.6509}}{d^5} \dots\dots\dots 3$$

4. Menentukan laju alir campuran dengan persamaan:

$$Q_t = Q_g + GE_w q_w \dots\dots\dots 4$$

Dengan nilai  $GE_w = 7390SG_w$

5. Bagi kedalaman sumur menjadi n selang

6. Hitung I yang dievaluasi pada kondisi kepala sumur

$$I(0) = \frac{\left(\frac{P}{TZ}\right)_{tf}}{F_r + 10^3 \left(\frac{P}{TZ}\right)_{tf}} \dots\dots\dots 5$$

Anggap  $I(i) = I(i-1)$

7. Hitung tekanan titik tengah Pmf dengan menggunakan persamaan:

$$P_{mf} = P_{tf} \left( 1 + 2,5 \times 10^{-5} \times \frac{H}{2} \right) \dots\dots\dots 6$$

8. Kemudian ulangi langkah ke-6 dan 7 untuk mendapatkan Imf (Integrasi dari *middle flowing*) dan nilai pmf yang tidak berubah ubah.

9. Setelah mendapatkan nilai pmf yang tidak berubah berubah maka bisa dilakukan perhitungan Pwf (*Pressure well flowing*) dengan persamaan:

$$P_{wf} = P_{mf} + \frac{I}{I_{wf} + I_{tf}} \dots\dots\dots 7$$

#### 3.4.2 Menentukan ukuran pipa berdasarkan laju alir maksimum fluida

Penentuan laju alir erosi pada flowline dari sumur, manifold dan pipeline dua fasa ditentukan metoda dua fasa. Sedangkan pipa gas yang keluar dari

separator dan lainnya yang mengandung kadar cairan kecil ditentukan dengan metoda satu fasa. Sama seperti pada pipa untuk cairan yang keluar dari separator. Meskipun kebanyakan pipa dua fasa dioperasikan pada tekanan tinggi, kehilangan tekanan biasanya tidak menjadi batasan terhadap penentuan diameter pipa. Tetapi kehilangan tekanan harus diperhitungkan untuk pipa dua fasa yang panjang. Disarankan bahwa kecepatan minimum antara 10 – 15 ft/sec untuk menjaga aliran fluida tetap bergerak dan memperkecil slugging di separator atau peralatan lainnya. Hal ini sangat penting untuk daerah dengan topografi tidak rata. Kecepatan maksimum dijaga 60 ft/sec untuk menjaga kebisingan, 50 ft/sec untuk mencegah korosi CO<sub>2</sub> atau erosi.

Langkah kerja dalam penentuan ukuran pipa berdasarkan laju alir maksimum:

1. Penentuan Pipa untuk cairan
  - a. Siapkan data pendukung yaitu diameter pipa dan laju alir produksi liquid
  - b. Tentukan kecepatan fluida dengan persamaan:
 
$$V = 0.012 \frac{Ql}{d^2} \dots\dots\dots 8$$
2. Penentuan Pipa untuk gas
  - a. Siapkan data pendukung Temperatur, tekanan dan *Specific gravity gas*.
  - b. Tentukan kecepatan fluida gas dengan persamaan:
 
$$V = 60 \left( \frac{Q_g T Z}{d^2 P} \right) \dots\dots\dots 9$$
3. Penentuan Dua fasa
  - a. Tentukan Z faktor berdasarkan data P, T, dan *Specific gravity*.
  - b. Tentukan densitas rata-rata campuran dengan persamaan: dimana  $\rho_m$  adalah densitas rata-rata campuran pada tekanan dan temperatur alir, lb/cuft. Densitas campuran ditentukan dengan:
 
$$\rho_m = \frac{12409 \gamma_l P + 2.7 \gamma_l R_l P}{198.7 p + Z R_l T} \dots\dots\dots 10$$

Keterangan :

- $\gamma_l$  = *specific gravity* cairan  
 $R_l$  = gas liquid ratio (cuft/bbl)

$T$  = temperatur (Ra)  
 $\gamma g$  = *specific gravity gas*

- c. Tentukan kecepatan erosi dengan persamaan:

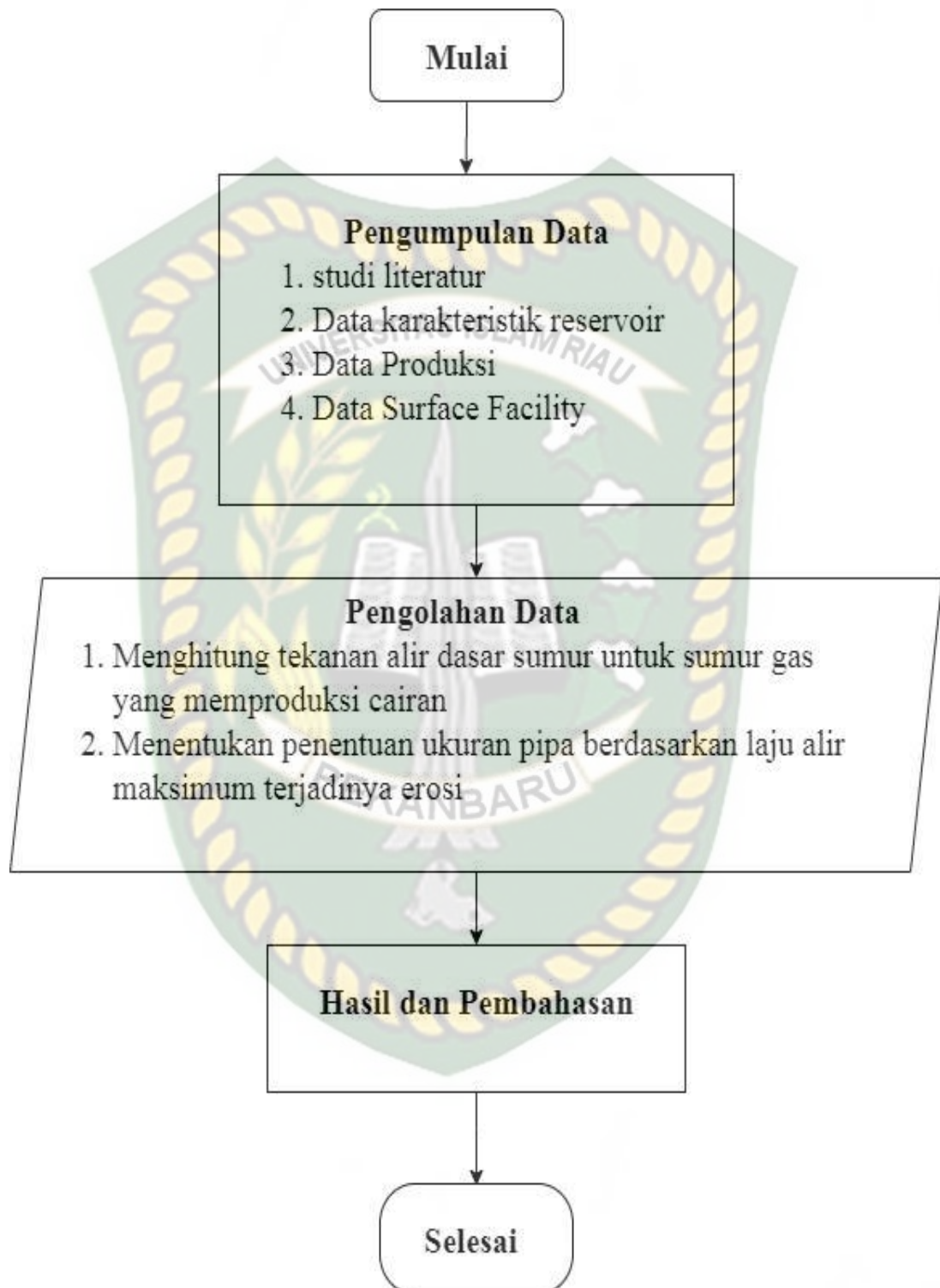
$$V_e = \frac{c}{(\rho m)^{1/2}}$$

- d. Untuk merancangkan pipa, gunakan  $V_e$  yang lebih kecil atau batasan  $V_e$  yang digunakan untuk memperkecil kebisingan atau batasan adanya  $CO_2$ , Tentukan ID pipa minimum dari persamaan

Perhitungan luas penampang pipa minimum untuk kecepatan maksimum yang diperbolehkan dinyatakan sebagai :

$$d = \left[ \frac{\left( 11.9 + \frac{Z R_l T}{16.7 P} \right) Q_l}{1000 v} \right]^{1/2} \dots\dots\dots 11$$

### 3.5 FLOWCHART



Gambar 3. 1 Diagram Penelitian

## BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN

Proses produksi adalah mencari cara yang optimal untuk memproduksi/mengangkat fluida yang ada di dalam reservoir sampai kepermukaan. Hal ini bukanlah mudah namun mencakup kegiatan yang cukup kompleks. (Musnal, 2014). Mengalirnya fluida dari reservoir sehingga naik kepermukaan dikarenakan perbedaan tekanan reservoir dan tekanan yang berada di kepala sumur. Selain itu, tekanan alir dasar sumur (pwf) juga membantu fluida naik kepermukaan, maka dari itu tekanan alir sumur (pwf) parameter yang perlu diperhatikan (Beggs, 1984). Pada lapangan X merupakan lapangan gas yang pada awalnya merupakan sumur gas kering, seiring perubahan waktu maka tekanan mulai turun maka gas kering ini berekspansi menghasilkan sumur gas kering yang juga menghasilkan kondensat beserta air. Maka dari itu, pada sumur ini ingin menentukan tekanan alir dasar sumur dari sumur yang memiliki fluida berupa gas, kondensat, dan juga air.

### 4.1 PENENTUAN TEKANAN ALIR DASAR SUMUR MODIFIKASI *CULLENDER SMITH*

Persamaan *cullender smith* ini, persamaan yang digunakan pada sumur gas kering (Peffer et al., 1988). Pada sumur x, tidak hanya gas kering yang diproduksi juga memproduksi kondensate dan air. Perhitungan untuk penentuan tekanan alir dasar dimodifikasi. Modifikasi dari persamaan *cullender smith* ini ada di 3 parameter yaitu:

1. *Spesific gravity*
2. laju alir gas total
3. Gesekan atas aliran fluida yang mengalir (*Friction factor*)

Fluida yang naik ke permukaan tidak hanya gas, adanya kondensat dan air, *Spesific Gravity* yang digunakan adalah *Spesific Gravity* campuran. Dengan menggunakan nilai *Spesific Gravity* yang campuran menentukan sifat-sifat pseudocritical dari sistem gas kondensat (Young, n.d.). dengan menggunakan data karakteristik fluida sumur x yang di kalkulasikan diperoleh 0,689 untuk detail perhitungan tertera pada Lampiran I.

Pada sumur X yang memiliki Gas, Kondensat dan Air, menentukan laju alir Pada laju alir ini dikarenakan adanya gas, kondensate, dan air maka ada perhitungan laju alir gas total. Perhitungan ini menggunakan gas ekuivalen untuk cairan yang diproduksi dikonversi dalam bentuk gas ekuivalen dengan asumsi bahwa sistem ini mempunyai kelakuan seperti gas ideal (Sukarno, 2006) diperoleh Laju alir total dari fluida sebesar 0,995 MMSCFD, untuk detail perhitungan tertera pada Lampiran I.

Nilai untuk *Friction Factor* untuk sumur yang fluida tercampur gas, kondensat dan air yang artinya pada saat fluida tersebut bergesekan maka akan kehilangan tekanan sebesar itu selama mengalir (Smith, 1950). Ada beberapa faktor yang akan mempengaruhi *Fraction Factor* yaitu Laju Alir Total yang mengalir dan Diameter pipa yang dilalui (Xiao & Shoham, 1991). Mengacu pada persamaan diperoleh nilai *Fraction factor* sebesar 0,0001309173. untuk detail perhitungan tertera pada Lampiran I.

Perhitungan Pwf menggunakan metoda ini, dimulai untuk penentuan *reynold number* dari perhitungan *friction*, nilai gesekan, dan penentuan iterasi. Perhitungan *reynold number* yang didapat memberikan nilai  $3,98 \times 10^5$ , *reynold number* adalah rasio antara gaya inersia terhadap gaya viskos yang mengkuantifikasi hubungan kedua gaya tersebut dengan suatu kondisi aliran tertentu. Reynold mengindikasikan bentuk aliran fluida, dari angka yang didapat  $3,98 \times 10^5$ , aliran ini adalah aliran turbulen. Aliran turbulen aliran yang memiliki *reynold number* lebih dari 4000. Dari *reynold number* dikategorikan sebagai berikut, Aliran laminar kurang dari 2000, aliran transisi (2000-4000), dan aliran turbulen lebih dari 4000.

Kemudian dilanjutkan dengan Iterasi, Iterasi menunjukkan nilai tekanan alir dasar sumur yang sama, maka perhitungan ini dapat dihentikan sehingga nilai tekanan alir dasar sumur untuk lapangan X ini adalah 1960 psi.

Perhitungan jika menggunakan persamaan *cullender smith* yang tidak dimodifikasi diperoleh nilai tekanan alir dasar sebesar 1111 psi, sedangkan untuk persamaan *cullender smith* yang telah dimodifikasi oleh pudjo sukarno didapat nilai tekanan alir dasar sumur sebesar 1960 psi. Persamaan yang berbeda ini Model matematika sederhana digunakan untuk stimulasi aliran sistem multifase dari aliran fase tunggal dan aturan pencampuran yang sesuai dengan aliran fluida

(Uliukhifo & O, 2013). Metode *Cullender-Smith* menggunakan parameter suhu dan  $Z$  sebagai fungsi tekanan, tampak bahwa metode ini agak lebih akurat daripada pendekatan Sukkar-Comell. Jika suhu dalam kolom gas diketahui, itu mungkin pecahkan kedalaman menjadi beberapa peningkatan, masing-masing dengan suhu rata-rata yang sesuai. (Messer et al., 1974).

Metode *cullender smith* digunakan sebelumnya untuk sumur gas kering, jika menggunakan persamaan yang belum dimodifikasi didapat nilai yang lebih kecil daripada yang telah dimodif oleh pudjo sukarno. Perbedaanya perhitungan fluida yang diperhitungkan. Pada sumur gas kondensate maka terjadi perbedaan pada unsur fluida yang diperhitungkan, pada sumur gas kondensate maka nilai *specific gravity* nya dihitung *spesific gravity* yaang campuran, faktor gesekannya yang bergesekan adalah fluida gas dan cairan, setelah itu laju alir gas totalnya yaitu laju alir alir dari gas dan cairan.

#### 4. 2 PENENTUAN UKURAN PIPA

Penentuan ukuran pipa bertujuan untuk memaksimalkan dari laju alir fluida yang telah diproduksi ke permukaan akan berada pada *flowline* (Pipa yang fluida masih tercampur dari sumur) pipa ini yang terdapat dua fasa, cair dan gas. Pada saat telah dimasukkan ke separator maka fluida sudah dipisahkan sehingga fluida menjadi masing masing, fasa gas dan fasa cair. Ukuran pipa ini untuk menjaga kecepatan dari fluida sehingga tidak terjadi kebisingan kemudian memaksimalkan kecepatan (Svedeman et al., 1994). Pada lapangan X ini untuk mengevaluasi dari ukuran pipa yang telah di perhitungkan, melihat memaksimalkan dari aliran fluida tersebut. Tahap perhitungan dan data yang digunakan sebagai berikut:

**Tabel 4. 1** Data penentuan ukuran pipa

Parameter	Nilai
Laju alir gas	988000 SCFD
Laju alir air	55 BWPD
Laju alir kondensate	56,3 BCPD
<i>Specific gravity gas</i>	0,672
<i>Specific gravity air</i>	0,997
<i>Specific gravity kondensate</i>	0,704
Temperatur	100



Tekanan	1097
Z	0,864

#### 4.2.1 Penentuan Pipa Untuk Cairan

Kecepatan maksimum yang dipakai untuk menentukan ukuran pipa untuk cairan adalah 15 ft/sec. batas tersebut cukup untuk memperkecil kebisingan, benturan akibat kecepatan air dan erosi yang ditimbulkan dari aliran yang mengalir dalam suatu pipa . Kecepatan minimum di pipa untuk cairan dipakai untuk menentukan tidak terjadinya pengendapan padatan. Dalam praktek kecepatan 3 – 4 ft/sec cukup untuk menjaga tidak terjadinya pengendapan partikel. Oleh karena itu kecepatan minimum 3 ft/sec biasa dipakai. Menggunakan persamaan (8) maka didapat lah hasil sebagai berikut :

$$V = 0.012 \frac{ql}{d^2}$$

**Tabel 4. 2** Kecepatan fluida dan diameter pipa untuk cairan

V (ft/sc)	D (in)
0,01	11,56
0,05	5,17
0,1	3,65
1	1,16
3	0,67
5	0,52
7	0,44
9	0,39
11	0,35
13	0,32
15	0,30

Dilapangan pipa untuk cairan ini menggunakan ukuran 2", maka kecepatan yang dihasilkan adalah 0,339 ft/sec. Berdasarkan teori laju alir untuk tidak menimbulkan terjadinya pengendapan laju alir fluida adalah 3 ft/sec. Maka berdasarkan perhitungan ukuran pipa yang cocok untuk menghasilkan laju alir fluida yang menjaga tidak terjadinya pengendapan partikel adala diameter pipa 0,67". Berdasarkan (API 5L, 2000), ukuran pipa yang berada disurface yang

paling kecil adalah 0,405. Berdasarkan penjelasan di lapangan, untuk sumur x ini penyebab korosi dari air dan kondensat yang dihasilkan minim, dikarenakan volume air dan kondensat yang dihasilkan sedikit.

#### 4.2.2 Penentuan Pipa Untuk Gas

Pipa cairan, harus ada cukup tekanan supaya gas mengalir dipipa. Biasanya hal ini menjadi masalah pada sistem transmisi gas yang panjang. Pipa gas harus dijaga pada kecepatan minimum dan maksimum. Biasanya tetap dijaga pada kecepatan antara 10 - 15 ft/sec untuk mencegah terjadinya pengendapan cairan di daerah yang rendah. Biasanya kecepatan gas antara 60– 80 ft/sec untuk memperkecil kebisingan dan mencegah korosi. Menggunakan persamaan 9 maka didapat hasil sebagai berikut:

$$V = 60 \left( \frac{Q_g T Z}{d^2 P} \right)$$

**Tabel 4. 3** Kecepatan fluida dan diameter pipa untuk gas

V	D
0,01	21,61
0,05	9,66
0,1	6,83
0,5	3,06
1	2,16
3	1,25
5	0,97
7	0,82
9	0,72
11	0,65
13	0,60
15	0,56

Hasil yang didapat sesuai dengan tabel 4.7, bahwasanya kecepatan minimum adalah 10 ft/sec untuk mencegah terjadinya pengendapan cairan di daerah yang rendah. Pada kondisi lapangan ukuran pipa gas ini, diameter 2", dengan diameter 2" ini menghasilkan kecepatan fluida sebesar 1,167 ft/sec . ukuran pipa gas yang berukuran 2" menghasilkan kecepatan gas sangat kecil, sesuai

perhitungan ukuran pipa gas yang cocok adalah 0,65-0,56 inci agar mendapatkan hasil kecepatan gas di antara 10-15 ft/sec.

#### 4.2.3 Penentua Pipa untuk 2 Fasa

Penentuan *Specific gravity* Liquid Rata-rata dapat dari lapangan X adalah 0,8505. Kemudian lanjut ke perhitungan densitas campuran menggunakan persamaan 10, dengan nilai sebagai berikut:

$$\rho_m = \frac{12409\gamma_l P + 2.7 \gamma_l R_l P}{198.7 p + Z R_l T}$$

$$\rho_m = 23,87$$

Kecepatan erosi dari lapangan x dapat diproses sebagai berikut:

$$V_e = \frac{C}{(\rho_m)^{1/2}}$$

**Tabel 4. 4** Kecepatan erosi dan nilai C

C	Ve
80	16,37
100	20,47
120	24,56
140	28,66

Setelah mendapat nilai kecepatan erosi, maka dapat dihitung inside diameter dari pipa dua fasa menggunakan persamaan 11 dengan hasil sebagai berikut:

$$d = \left[ \frac{\left(11.9 + \frac{Z R_l T}{16.7 P}\right) Q_l}{1000 v} \right]^{1/2}$$

**Tabel 4. 5** Kecepatan fluida dan diameter pipa untuk dua fasa

V	D
1	2,16
3	1,25
5	0,97
7	0,82
9	0,72
11	0,65
13	0,60
15	0,56

Penentuan ukuran pipa untuk 2 fasa dapat dilihat pada tabel 4.9, Kecepatan yang digunakan adalah 10-15 ft/sec, maka diameter pipa yang cocok adalah pada range 0,65-0,56 inci. Pada lapangan diameter pipa yang digunakan adalah 2", untuk diameter ini menghasilkan kecepatan alir sebesar 0,662 ft/sec. Kecepatan laju alir untuk dua fasa disarankan adalah 10-15 ft/sec, agar memperkecil slugging di separator (Febriani, 2003). Maka dari itu ukuran pipa yang cocok adalah dengan range 0,65-0,56 inci.



## BAB V KESIMPULAN DAN SARAN

### 5.1 KESIMPULAN

Dari pembahasan yang diatas, hasil dari penelitian untuk penentuan tekanan alir dasar sumur untuk lapangan x beserta penentuan ukuran pipa dapat disimpulkan sebagai berikut:

1. Nilai yang didapat untuk tekanan alir dasar sumur adalah 1960 psi menggunakan persamaan *cullender smith* yang telah di modifikasi. Ini dikarenakan ada 3 faktor yang mempengaruhi yaitu *specific gravity*, *friction factor* dan laju alir gas total.
2. Menentukan ukuran pipa berdasarkan laju alir maksimum terjadinya erosi, sumur x ini memproduksi cairan seperti air dan kondensat sangat kecil sehingga terjadinya korosi minimum. Ukuran pipa yang digunakan yang cocok untuk pipa fasa cair adalah 0,67 inci, ukuran pipa fasa gas adalah 0,65, dan ukuran pipa dua fasa adalah 0,65-0,56 inci.

### 5.2 SARAN

Penelitian penentuan aliran dasar sumur menggunakan metoda *cullender smith* yang telah dimodifikasi oleh *pujdo sukarno* ini bisa dilanjutkan dengan penentuan laju alir maksimum menggunakan grafik IPR, beserta menghitung *Productivity index* sumur tersebut.

## DAFTAR PUSTAKA

- Abdassah, D., Permadi, P., Sumantri, Y., & Sumantri, R. (1998). Saturation exponent at various wetting condition: Fractal modeling of thin-sections. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 20(3–4), 147–154.
- Ahmad, T. (2010). Reservoir Engineering Handbook. In *Elsevier* (4th ed., Vol. 27, Issue 7). Elsevier. <https://doi.org/10.1016/B978-1-4160-5009-4.50004-2>
- API 5L. (2000). Specification for Line Pipe. *American Petroleum Institute*, 42(January 2000), 153.
- Beggs, H. D., & Brill, J. R. (1973). Study of Two-Phase Flow in Inclined Pipes. In *JPT, Journal of Petroleum Technology* (Vol. 25, pp. 607–617).
- Beggs, H. D. (1984). Production operations. In *oil and gas consultant international*.
- Febriani, S. (2003). *Judul : Penanggulangan Masalah Produksi Judul : Penanggulangan*.
- Gerami, S., Sadeghi, A., & Masihi, M. (2010). New technique for calculation of well deliverability in gas condensate reservoir. *Deep Gas Conference and Exhibition 2010, DGAS 2010, 1967*, 51–59.
- Guo, Boyun; Lyons, William; Ghalambor, A. (2007). *Petroleum Production Engineering* (Issue February).
- Ikoku, C. U. (1984). *Natural Gas Production Engineering* (p. 107).
- Jones, A. T., Al Salhi, M. S., Al Shidl, S. M., England, M., & Pongratz, R. (1998). Multiple hydraulic fracturing of deep gas-condensate wells in Oman. *Proceedings - SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 1999-Septe*, 437–450.
- Menaul, P. L., & Spafford, P. P. (1948). Preventing Corrosion in Gas-condensate Wells. *Transactions of the AIME*, 174(01), 245–252.
- Messer, P. H., Raghaven, R., & Ramey, H. J. (1974). Calculation of Bottom-Hole Pressures for Deep, Hot, Sour Gas Wells. *JPT, Journal of Petroleum Technology*, 26, 85–92. <https://doi.org/10.2118/3913-PA>
- Mott, R. (2002). *Engineering Calculations of Gas Condensate Well Productivity*.
- Musnal, A. (2014). Perhitungan Laju Aliran Fluida Kritis Untuk Mempertahankan Tekanan Reservoir Pada Sumur Ratu Di Lapangan Kinantan. *Journal of Earth Energy Engineering*, 3(1), 1–8. <https://doi.org/10.22549/jeee.v3i1.934>
- Peffer, J. W., Miller, M. A., & Hill, A. D. (1988). Improved method for calculating bottomhole pressures in flowing gas wells with liquid present. *SPE Production Engineering*, 3(4), 643–655. <https://doi.org/10.2118/15655-PA>

- Raghavan, R., & Jones, J. R. (1996). Depletion Performance of Gas-Condensate Reservoirs. *Journal of Petroleum Technology*, August, 725–731.
- Satter, A., Iqbal, G. M., & Buchwalter, J. L. (2008). Practical Enhanced Reservoir Engineering. In *PennWell*.
- Shi, C., Horne, R. N., Li, K., & Stanford, U. (2006). SPE 103255 Optimizing the Productivity of Gas / Condensate Wells. *Science*.
- Smith, R. V. (1950). *Determining Friction Factors for Measuring Productivity of Gas Wells*. 189.
- Stewart, A. K. . & M. . (1999). Surface production facilities: separating and treating produced oil and gas. *JPT, Journal of Petroleum Technology*, 51(6).
- Sukarno, P. (2006). *Modification of Flowing Gradient Equation in Gas Wells*. 3.
- Svedeman, S. J., Arnold, K. E., & Engineering, P. (1994). *Criteria for Sizing Multiphase Flowlines for Erosive / Corrosive Service*. February.
- Uliukhifo, O. C., & O, A. C. (2013). *A Simple Analytical Model for Estimating Bottom*. 2(12), 148–155.
- Xiao, J. J., & Shoham, O. (1991). Evaluation of interfacial friction factor prediction methods for gas/liquid stratified flow. *Proceedings - SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, Pi(pt 1), 53–64. <https://doi.org/10.2118/22765-ms>
- Young, K. L. (n.d.). *Effect of Assumptions Used Bottom-Hole Pressures in*. 3, 3–6.