

EVALUASI *PRESSURE DROP* PADA SUMUR INJEKSI UAP DI LAPANGAN DURI DENGAN PERSAMAAN BEGGS-BRILL DAN MOODY

Ahmad Riadi S. Hasibuan, Bahrudin, Ahmad Fadli
Jurusan Teknik Kimia, Fakultas Teknik, Universitas Riau
Kampus Binawidya Km12,5 Simpang Baru Panam, Pekanbaru 28293
ahmdri@yahoo.com

ABSTRACT

Steam injection is a heat transfer process to petroleum reservoir through multiphase flow of wet steam. Estimating pressure drop in multiphase flow is more difficult than for single-phase flow. Multiphase flow is a complex phenomenon because of the interdependence of various variables that affecting pressure drop such as flow regime, hold up, flow geometry at horizontal, vertical or deviated, flow rate of each phase and the fluid properties of each phase. The purpose of this study is to find out the most appropriate model to calculate the pressure drop in steam injection wells and understand parameters that most affecting pressure drop. Research methodology for this study is descriptive analysis. Field data from 30 injection wells in Duri field are collected and compared with 2 variations of Beggs-Brill and Moody equation, which are the original model and the model with Palmer correction. Both models are translated into a simple computing program using Excel application. Calculation result from the model is compared with the measurement results to understand the deviation or error. As the result of this study, it is shown that Beggs-Brill and Moody model without Palmer correction is suitable for steam injection application. Average error is only 0,2% with a standard deviation of 3,32%. Further information is obtained from the sensitivity analysis that the accuracy of pressure drop calculation is affected by measurement accuracy of the steam flow rate, steam quality and steam temperature.

Keyword: *Beggs and Brill correlation, Moody diagram, Palmer correction, pressure drop, steam injection.*

1. Pendahuluan

Minyak bumi jenis *heavy oil* memiliki kekentalan yang relatif tinggi sehingga sulit mengalir. Teknologi produksi *heavy oil* dengan tekanan alami reservoir hanya sanggup mengambil sekitar 12% cadangan yang ada di dalam batuan reservoir (Willhite & Green, 1998). Metode produksi tingkat lanjut atau *Enhanced Oil Recovery* (EOR) dengan Mekanisme *steamflood* dapat meningkatkan *oil recovery* hingga sekitar 50%-80% (Willhite & Green, 1998).

Pada *steamflood*, uap diinjeksikan secara terus menerus dengan tekanan dan laju alir tertentu menggunakan sumur-sumur injeksi yang dirancang sesuai dengan parameter reservoir dan sifat minyak bumi yang dikandungnya. Sumur injeksi adalah sumur yang digunakan untuk mengalirkan uap ke

dalam reservoir minyak bumi. Lubang sumur injeksi sengaja dibor hingga ke kedalaman batuan reservoir kemudian dinding sumur diperkuat dengan memasang pipa selubung (*casing*). Penyelesaian akhir suatu sumur yang sudah dipasang *casing* supaya sesuai dengan peruntukan sumur itu diistilahkan dengan *completion*. Salah satu parameter yang perlu diperkirakan secara akurat ketika merancang *well completion* dan jumlah panas (*net heat*) yang diinjeksikan adalah *pressure drop*. Pada uap basah kandungan panas berbanding lurus dengan kualitas uap atau jumlah fraksi uap yang terkandung. Uap dialirkan dari kepala sumur hingga ke kedalaman yang dikehendaki dengan laju volume injeksi (q , BSPD), suhu (T), tekanan (P) dan kualitas uap (x) yang dihitung sesuai dengan target panas yang dibutuhkan oleh

reservoir. Pengukuran langsung parameter uap yang berada di reservoir (*sandface*) tidak dilakukan karena pertimbangan ekonomi dan teknologi. Sifat-sifat termodinamika uap diperkirakan dengan pendekatan perhitungan *engineering*.

Aliran fluida pada sumur injeksi adalah aliran multi fase. *Pressure drop* pada aliran multi fase sulit diperkirakan karena kompleksitas aliran multi fase berupa saling ketergantungan berbagai variabel yang mempengaruhi *pressure drop* seperti pola (rejim) aliran, *hold up*, geometri aliran yang horizontal, vertikal atau miring, laju alir masing-masing fase dan sifat fluida masing-masing fase. Sebagai akibatnya maka persamaan analitis umum untuk menentukan *pressure drop* pada aliran multi fase belum pernah dibuat. Beberapa peneliti membuat model empiris dan semi empiris yang dikembangkan pada berbagai geometri aliran untuk memperkirakan *pressure drop*. Salah satu diantaranya adalah persamaan Beggs-Brill (1973) yang dikombinasikan dengan *Moody Diagram*.

Persamaan Beggs-Brill

Berdasarkan hasil eksperimen, Beggs dan Brill (1973) melakukan analisa neraca energi dan mengajukan model untuk menghitung *pressure drop* pada aliran vertikal multi fase sebagai berikut:

$$\left(\frac{dp}{dL}\right) = \left(\frac{\partial p}{\partial L}\right)_{fric} + \left(\frac{\partial p}{\partial L}\right)_{elev} + \left(\frac{\partial p}{\partial L}\right)_{acc} \quad (1)$$

Pressure drop pada aliran multi fase terjadi karena ada friksi, perbedaan elevasi dan akselerasi. Tetapi pada kebanyakan kasus praktis energi kinetik atau *pressure loss* karena akselerasi bisa diabaikan. *Friction loss* terjadi ketika uap mengalir melalui saluran pipa atau *tubing* injeksi sehingga tekanan berubah menurut panjang pipa atau kedalaman sumur. *Friction loss* dipengaruhi oleh gesekan fluida dengan pipa. Untuk pipa yang kasar faktor gesekan dapat ditentukan dari *Moody Diagram* (Perry, 1999).

Friction loss juga sangat tergantung kepada wujud fluida. Beggs dan Brill (1973) menggunakan definisi rejim aliran horizontal yang diteliti oleh Duckler, et al (1969), yaitu aliran *segregated*, *intermittent* dan *distributed*, kemudian dikoreksi dengan bilangan tak berdimensi *C* untuk mendapatkan faktor koreksi kemiringan aliran.

Pada aliran vertikal 2 fase dikenal 4 rejim utama, yaitu aliran *bubble*, aliran *slug*, aliran transisi atau *annular slug* dan *annular mist* (Hong, 1994). Jika kualitas uap yang diinjeksikan adalah 10% atau lebih maka aliran *bubble* dan *slug* tidak terjadi (Hong, 1994). Aliran transisi atau *annular slug* terjadi pada perubahan dari fase gas diskontinyu menjadi fase gas yang kontinyu. Pada aliran *annular mist*, fase gas bersifat kontinyu dan fase cair berada di dalam fase gas dalam bentuk butiran butiran.

Pada *tubing* yang kasar dan laju alir injeksi yang besar, *pressure drop* yang signifikan bisa terjadi di bagian dasar *tubing* dan menyebabkan ekspansi dan akselerasi fase uap. Akibat ekspansi uap maka lebih dari satu rejim aliran bisa ada di dalam sumur injeksi uap.

Pressure drop berupa *elevation loss* adalah kehilangan tekanan hidrostatik fluida dan dipengaruhi oleh densitas fluida dan tinggi kolom fluida. Menurut beggs dan brill, *pressure drop* bisa diprediksi hanya jika *holdup* cairan bisa dihitung dengan akurat. *Holdup* cairan adalah fraksi volume cairan di dalam suatu elemen dibandingkan terhadap volume keseluruhan elemen. Pada aliran dua fase terjadi kehilangan energi potensial yang tidak bisa diperoleh kembali karena *holdup* cairan dan massa jenis campuran yang biasanya jauh lebih rendah di bagian ujung aliran.

Beggs dan Brill (1973) meneliti pengaruh kemiringan aliran terhadap *pressure gradient* dan *holdup*. *Holdup* pada setiap kemiringan dihitung sebagai sebuah fungsi terhadap *holdup* horizontal. *Holdup* mencapai maksimum pada sudut +50° dan minimum pada sudut -50°.

$$\left(\frac{\partial p}{\partial L}\right)_{friction} = \frac{f_{tp} G_m v_m}{2 g_c d} \dots \dots \dots (2)$$

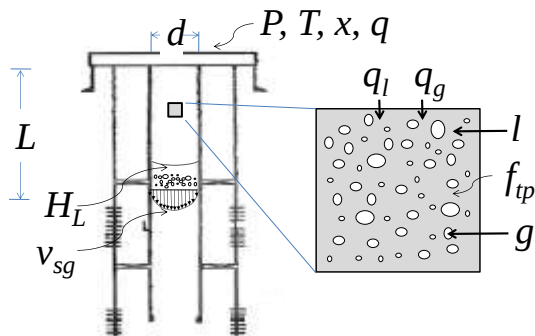
$$\left(\frac{\partial p}{\partial L}\right)_{elevation} = \frac{g}{g_c} [\rho_L H_L + \rho_g (1 - H_L)] \sin \theta \dots \dots \dots (3)$$

Karena aliran vertikal ke arah bawah ($\theta = -90^\circ$) maka persamaan 1 menjadi:

$$\left(\frac{dp}{dh}\right) = \frac{f_{tp} G_m v_m}{2 g_c d} - \frac{g}{g_c} [\rho_L H_L + \rho_g (1 - H_L)] \dots \dots \dots (4)$$

Dimana (sesuai dengan Gambar 1):

- f_{tp} = faktor gesekan dua fase
- G_m = laju fluks massa campuran
- v_m = kecepatan campuran
- g_c = konstanta gravitasi
- d = diameter aliran
- g = percepatan gravitasi
- ρ_L = massa jenis cair
- ρ_g = massa jenis gas
- H_L = fraksi *holdup* cair
- θ = sudut dari horizontal



Gambar 1. Diagram ilustrasi aliran vertikal dua fase

Beggs dan Brill menggunakan faktor gesekan dua fase f_{tp} yang diperoleh dari nilai asumsi tanpa slip yang dikoreksi dengan suatu faktor e^S .

$$\frac{f_{tp}}{f_{ns}} = e^S \dots \dots \dots (5)$$

$$S = \frac{\ln(y)}{-0,0523 + 3,182 \ln(y) - 0,8725 [\ln(y)]^2 + 0,01853 [\ln(y)]^4} \dots \dots \dots (6)$$

$$y = \frac{\lambda}{[H_L(\theta)]^2} \dots \dots \dots (7)$$

Jika $1 < y < 1,2$,

maka $S = \ln(2.2y - 1.2)$

$\lambda = \text{Input liquid content} = q_L / (q_L + q_g)$

$q_L = \text{Liquid in-situ volumetric flow rate}$

$q_g = \text{Gas in-situ volumetric flow rate.}$

Rejim aliran bisa ditentukan dari perbandingan *Froude Number*, N_{FR} dengan suatu konstanta pembatas L_1 dan L_2 . Pola aliran ditentukan dengan kriteria berikut:

- (a) Segregated: $N_{FR} < L_1$
- (b) Distributed: $N_{FR} > L_1$ dan $N_{FR} > L_2$
- (c) Intermittent: $L_1 < N_{FR} < L_2$

Konstanta L_1 dan L_2 dihitung menggunakan persamaan:

$$L_1 = \exp(-4,62 - 3,757X - 0,481X^2 - 0,0207 X^3) \dots \dots \dots (8)$$

$$L_2 = \exp(1,061 - 4,602X - 1,609X^2 - 0,179 X^3 + 0,635 \times 10^{-3} X^5) \dots \dots (9)$$

$$X = \ln(\lambda)$$

$\lambda = \text{Input liquid content} = q_L / (q_L + q_g)$

$q_L = \text{Liquid in-situ volumetric flow rate}$

$q_g = \text{Gas in-situ volumetric flow rate.}$

Fraksi *holdup* cairan pada aliran *inclined*, $H_L(\theta)$ diperoleh dengan menghitung *holdup* cairan pada aliran horizontal $H_L(0)$ dengan pola aliran yang telah ditentukan kemudian dikoreksi dengan faktor sudut ψ .

$$H_L(\theta) = H_L(0) \psi \dots \dots \dots (10)$$

$H_L(0)$ dihitung dengan menggunakan persamaan:

$$H_L(0) = \frac{a \lambda^b}{N_{FR}^c} \dots \dots \dots (11)$$

Nilai a , b dan c ditentukan untuk tiap-tiap pola aliran dari Tabel 1, dengan batasan $H_L(0) \geq \mu$ dan $0 \leq H_L(\theta) \leq 1$.

Tabel 1. Nilai a , b dan c untuk perhitungan *holdup* aliran horizontal

Pola aliran	a	b	c
Segregated	0.980	0.4846	0.0868
Intermittent	0.845	0.5351	0.0173
Distributed	1.065	0.5824	0.0609

Faktor sudut ψ dihitung dengan:

$$\psi = 1 + C(\sin \phi - 1/3 \sin^3 \phi) \dots \dots (12)$$

$$\phi = 1,8\theta$$

θ = sudut terhadap garis horizontal.

C = konstanta Beggs-Brill untuk koreksi faktor sudut aliran, yang bisa didapatkan dengan persamaan:

$$C = (1 - \lambda) \ln \left[\frac{4,7N_{LV}^{0,1244}}{\lambda^{0,3692}N_{FR}^{0,5056}} \right] \dots \dots (13)$$

Ini berlaku untuk semua rejim yang mengalir turun, dengan batasan $C \geq 0$.

Model Beggs-Brill dan Moody telah diuji secara eksperimen oleh Payne, et al. (1979) dan dianggap akurat dengan suatu faktor koreksi. Danesh (1980) melakukan evaluasi dan menyarankan penerapan model Beggs-Brill diuji terhadap sifat aliran dan kondisi spesifik penggunaan.

Fontanilla dan Aziz (1982) menguji berbagai persamaan dan menyimpulkan bahwa perhitungan *pressure drop* dengan persamaan Beggs-Brill menunjukkan hasil yang paling baik untuk penggunaan pada aliran vertikal dua fase ke arah bawah.

Evaluasi *pressure drop* pada sumur produksi minyak dilaporkan oleh Al-Muraikhi (1989). Al-Muraikhi melakukan evaluasi terhadap kondisi spesifik lapangan Saudi Arabia dan menyimpulkan model Beggs-Brill termasuk cukup baik diantara 6 model yang diuji.

Persamaan Beggs-Brill ikut dipakai bersama dengan model model yang lain untuk memperkirakan *hold-up* cairan oleh Abdul-Majeed (1993) dengan data dari 116

sumur produksi di Timur Tengah. Abdul-Majeed menggunakan model Beggs-Brill pada bagian aliran horizontal dan menyimpulkan model Beggs-Brill cukup memuaskan tetapi akurasiya masih perlu diperbaiki.

Zhao, et al (2013) melaporkan *subsurface performance curves* sebagai alat untuk analisa sensitifitas dan optimisasi disain sistem *Sucker Rod Pump* (SRP). Model Beggs-Brill digunakan untuk menjelaskan fluida multi fase di dalam *wellbore*, khususnya untuk menghitung *pressure drop* di bawah pompa di dalam lubang sumur.

Penerapan persamaan Beggs-Brill dan Moody untuk perhitungan *pressure drop* pada sumur injeksi uap belum ditemukan laporannya.

Koreksi Palmer

Palmer (1979) membandingkan model persamaan Flanigan, Guzhov, Beggs-Brill, Robinson dan lain lain beserta kombinasinya. Sebagai hasil percobaan maka Palmer menyimpulkan persamaan Beggs-Brill yang paling mendekati. Palmer merekomendasikan koreksi dengan perkalian 0,924 untuk aliran ke atas dan 0,685 untuk aliran ke bawah.

Tujuan penelitian ini adalah untuk membandingkan hasil pengukuran di lapangan dengan estimasi *pressure drop* menggunakan model Beggs-brill dan Moody dengan atau tanpa angka koreksi Palmer. Setelah dibandingkan maka dapat ditentukan apakah persamaan Beggs-Brill dan Moody cocok digunakan pada aplikasi injeksi uap atau harus dikoreksi dengan suatu faktor tertentu. Selanjutnya penelitian ini juga bertujuan untuk mengevaluasi korelasi antara *pressure drop* dengan berbagai parameter pada sumur injeksi, sesuai dengan perbandingan antara hasil pengukuran dan perhitungan.

Hasil yang diharapkan dari penelitian ini berupa rekomendasi model yang paling sesuai untuk menghitung *pressure drop* pada sumur injeksi uap di wilayah Tigeko lapangan Duri, PT. CPI, sebagai masukan

pada proses disain *steamflooding* sehingga pengurasan minyak menjadi optimal.

2. Metodologi

Metode Deskriptif Analitis

Penelitian ini dilakukan dengan metode deskriptif analitis, yaitu pendekatan yang berusaha mengumpulkan, menyajikan, serta menganalisis data sehingga memberikan gambaran yang cukup jelas atas objek yang diteliti.

Teknik penelitian yang dilakukan adalah penelitian lapangan. Semua data didapatkan dari *internal database* PT. CPI yang meliputi laporan pengukuran injeksi uap dan *spinner survey* dari tahun 2012 sampai dengan tahun 2013. Data deskripsi tubing untuk tiap-tiap sumur diperoleh dari laporan *completion*.



Gambar 2. Bagan Kegiatan Penelitian

Variabel Penelitian

Sesuai dengan Persamaan 4, selain konstanta gravitasi dan percepatan gravitasi yang diasumsikan bernilai tetap, terdapat 7

variabel di dalam persamaan Beggs-Brill dan Moody, yaitu faktor gesekan dua fase (f_{tp}), laju fluks massa campuran (G_m), kecepatan campuran (vm), diameter aliran (d), massa jenis air (ρ_L), massa jenis gas (ρ_g) dan fraksi holdup cair (H_L). Dalam penelitian ini diameter aliran menjadi variabel tetap karena ukuran tubing injeksi pada 30 sample sumur yang datanya digunakan sama semua.

Prosedur Penelitian

Tahapan kegiatan penelitian yang dilakukan terdapat pada Gambar 2.

Tahap pengumpulan data.

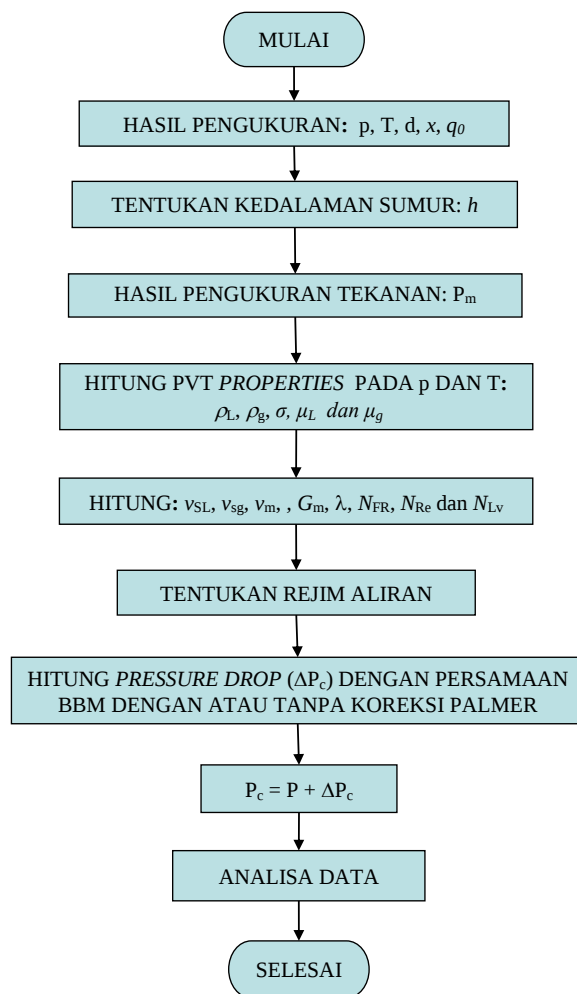
Data yang dikumpulkan meliputi hasil pengukuran laju alir, tekanan, suhu dan kualitas uap di *well head*. Pengukuran panjang tubing injeksi hingga di bagian perforasi paling atas (dL). Kekasaran permukaan tubing tidak diukur. Nilai yang digunakan dalam penelitian ini adalah 0,0018 inch, yaitu nilai kekasaran tubing baru. Pengukuran tekanan dan suhu di dalam sumur pada interval dL . Tekanan pada *bottomhole* diukur menggunakan *spinner survey tool*.

Tahap perhitungan dan pengolahan Data

Sifat-sifat fluida yang digunakan di dalam perhitungan, diperkirakan memakai persamaan-persamaan dalam Tabel 2. Algoritma perhitungan yang digunakan untuk persamaan *Begg-Brill* dan *Moody* dapat dilihat pada Gambar 3. Untuk tiap-tiap persamaan Beggs-Brill dengan atau tanpa koreksi Palmer, tekanan yang diprediksi (dihitung) dan tekanan yang diukur (diamati) diplot bersama pada sebuah grafik dengan garis 45° . Grafik itu akan membantu untuk secara umum menunjukkan keakuratan korelasi dan juga tren umum untuk *under-prediksi* atau *over-prediksi*.

Tahap analisa statistik.

Analisa statistik dilakukan menggunakan parameter-parameter statistik



Gambar 3. Algoritma Pengolahan Data

(a) *Percent Relative Error* (e), yaitu penyimpangan relatif nilai yang dihitung dari nilai yang diukur. (b) *Average Absolute Percent Relative Error* (AAPE), yaitu ukuran deviasi absolut relatif nilai yang dihitung dari nilai yang diukur. Semakin kecil nilai AAPE maka semakin baik persamaan yang diuji. (c) Standar deviasi, yaitu ukuran standar dispersi atau sebaran hasil prediksi. Nilai SD yang kecil menunjukkan tingkat sebaran yang lebih sedikit, sehingga persamaan yang diuji juga lebih baik. (d) Koefisien korelasi (r), menunjukkan tingkat keberhasilan mengurangi standar deviasi persamaan yang diuji. Nilai koefisien korelasi terletak di antara nol dan satu. Nilai satu menunjukkan korelasi sempurna sedangkan

nilai nol berarti tidak terdapat hubungan samasekali di antara seluruh variabel.

Analisa statistika hasil penelitian dilakukan dengan menggunakan program aplikasi microsoft excel dan sigma zone SPC XL. Penyimpangan hasil perhitungan terhadap hasil pengukuran tekanan serta parameter-parameter statistika yang dihasilkannya divisualisasikan dengan histogram distribusi *error* dan dibandingkan dengan kurva distribusi normal sehingga kecenderungan akurasi dan presisi data lebih mudah dimengerti.

Tahap analisa sensitifitas variabel

Uji sensitifitas *pressure drop* terhadap 6 variabel penelitian dilakukan dengan langkah-langkah sebagai berikut: (1) Variabel diplot terhadap *pressure drop* untuk mendapatkan persamaan korelasi dengan asumsi seluruh variabel yang lain konstan. (2) Persamaan korelasi yang didapatkan digunakan untuk menghitung *pressure drop* pada 2 nilai variabel yaitu nilai basis dan nilai uji pada basis dikurangi 10%. Basis yang digunakan adalah angka rata-rata 30 data sample. (3) *Pressure drop* yang diperoleh pada nilai uji dibandingkan terhadap *pressure drop* yang diperoleh pada nilai basis untuk mengetahui persen perubahan, yaitu:

% perubahan *pressure*

$$\text{drop} = \frac{\left(\frac{dp}{dh} \text{ pada basis}\right) - \left(\frac{dp}{dh} \text{ pada nilai uji}\right)}{\left(\frac{dp}{dh} \text{ pada nilai basis}\right)} \times 100 \quad (14)$$

Langkah 1 hingga 3 dilakukan untuk keenam variabel kemudian seluruh variabel diplot bersama-sama pada sebuah grafik batang.

3. Hasil dan Pembahasan

Penelitian dilakukan pada 30 sumur injeksi uap dengan diameter pipa (*tubing ID*) 2,992 inci dan kekasaran 0,0004 ft. Nilai sebaran data yang berhasil dikumpulkan terdapat di dalam Tabel 3.

Tabel 2. Daftar Persamaan Sifat Fluida

Sifat Fluida	Persamaan
Densitas air	$\rho_w = 398,942 + 8,288558\sqrt{5335.9562 - T^{1,45}}$ T dalam °C (Liang, et al, 1992)
Densitas gas	$\rho_g = EXP[-5,6294 + 0,14564T^{0,8} - 2,1242 \times 10^{-4}T^{1,6} - 7,4288 \times 10^{-6}T^{2,4} + 4,7323 \times 10^{-8}T^{3,2}]$ T dalam °C (Liang, et al, 1992)
Viskositas air	$\mu_w = EXP[0,484045 - 3,1115 \times 10^{-2}T^{0,95} + 1,3192 \times 10^{-4}T^{1,9} - 2,2934 \times 10^{-7}T^{2,85}]$ T dalam °C (Liang, et al, 1992)
Viskositas gas	$\mu_g = 0,0085 + EXP[-7,0661 + 2,1106 \times 10^{-2}T - 7,2058 \times 10^{-5}T^2 + 1,0111 \times 10^{-7}T^3]$ T dalam °C (Liang, et al, 1992)
Tegangan permukaan air	$\sigma = -0,095T + 79.15$ (Lyons, 1996)

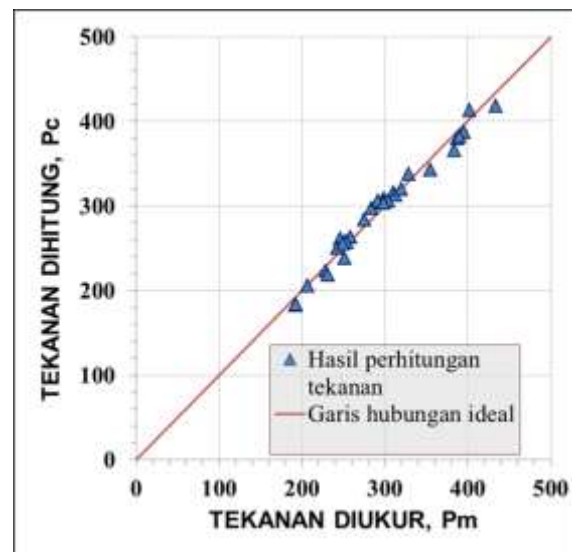
Tabel 3. Sebaran nilai data penelitian

Parameter	satuan	min	max
Laju alir di permukaan, q0	BSPD	443	1.234
Kualitas uap di upstream, x1	%	42	99
Tekanan di kepala sumur, P2	psig	191	442
Suhu uap jenuh di kepala sumur, T1	°F	382	456
Kedalaman sumur hingga perforasi paling atas, dL	ft	510	610
Tekanan subsurface terukur, Pm	psig	192	434

Sebuah program komputasi dibuat memakai aplikasi excel digunakan untuk menghitung sifat termodinamika uap dan variabel yang terdapat di dalam persamaan Beggs-Brill dan Moody. Data lapangan digunakan sebagai input pada program, sehingga menghasilkan nilai perkiraan pressure pada kedalaman titik injeksi yang dituju.

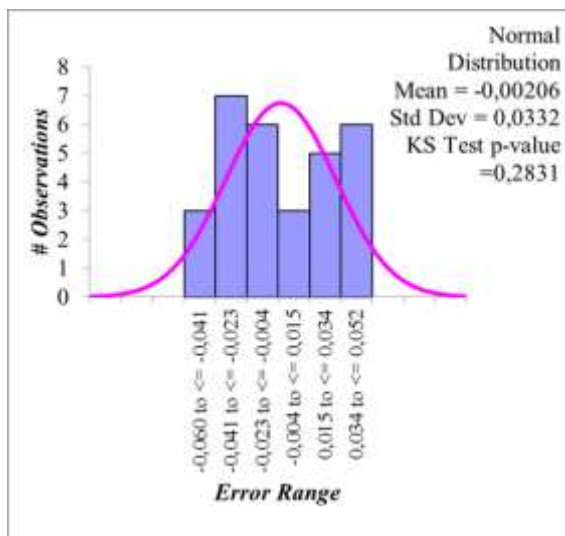
Hasil perhitungan *pressure drop* dengan persamaan Beggs-Brill & Moody

Hubungan antara hasil pengukuran tekanan dengan tekanan hasil perhitungan memakai persamaan Beggs-Brill & Moody ditunjukkan pada Gambar 4.

**Gambar 4.** Tekanan yang diukur vs. tekanan yang dihitung memakai model Beggs-Brill dan Moody

Hasil perhitungan tekanan menyebar di sekitar garis hubungan ideal antara hasil perhitungan dengan hasil pengukuran dengan berbagai variasi penyimpangan atau *error* dan secara umum bisa dikatakan

bahwa *error* yang diperoleh cukup kecil.

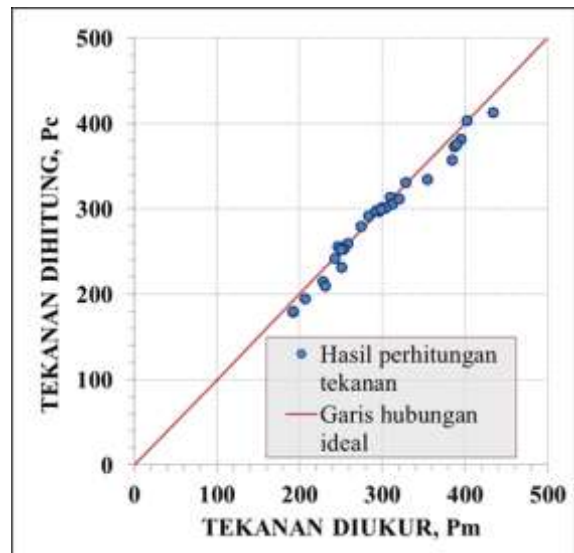


Gambar 5. Distribusi *error* penggunaan persamaan Beggs-Brill dan Moody

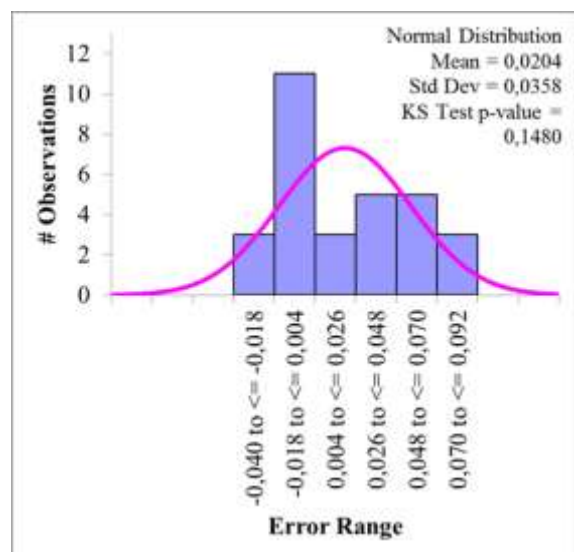
Gambar 5 adalah histogram distribusi *error* dan kurva distribusi normal untuk persamaan Beggs-Brill dan Moody. Distribusi *error* normal karena 99,73% nilai *error* berada di antara $(\bar{x}-3S)$ dan $(\bar{x}+3S)$ (George et al, 2005). Nilai rata-rata *error* ($\bar{x}$) 0,2% dan standar deviasi (S) 3,32%. Ini menandakan bahwa persamaan yang diuji cukup akurat memperkirakan tekanan bila dibandingkan dengan hasil pengukuran.

Hasil perhitungan *pressure drop* dengan persamaan Beggs-Brill & Moody dengan koreksi Palmer

Hasil pengumpulan dan pengolahan data Hasil pengukuran tekanan dibandingkan dengan hasil perhitungan menggunakan persamaan Beggs-Brill & Moody memakai angka koreksi Palmer ditunjukkan dengan Gambar 6. Pada Gambar 6 dapat diamati bahwa persamaan Beggs-Brill & Moody dengan koreksi Palmer cenderung *under predicted*, lebih kecil daripada hasil pengukuran aktual. Titik data menyebar di bawah garis diagonal penghubung hasil perhitungan dengan hasil pengukuran.



Gambar 6. Tekanan yang diukur vs. tekanan yang dihitung memakai model Beggs-Brill dan Moody dengan koreksi Palmer

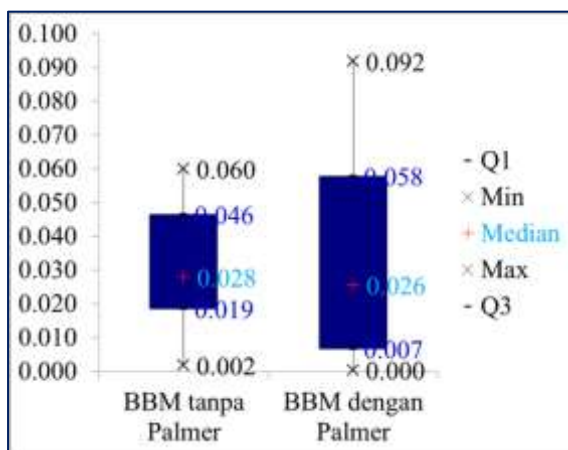


Gambar 7. Distribusi *error* penggunaan persamaan Beggs-Brill dan Moody dengan koreksi Palmer

Histogram distribusi *error* dan kurva distribusi normal untuk persamaan Beggs-Brill dan Moody dengan koreksi Palmer ditunjukkan pada Gambar 7. Dari Gambar 7 dapat diketahui bahwa nilai *error* rata-rata adalah 2,04% dengan standar deviasi 3,58%, lebih jelek dibanding nilai *error* rata-rata persamaan Beggs-Brill dan Moody

tanpa koreksi Palmer yang hanya 0,2% dengan standar deviasi 3,32%.

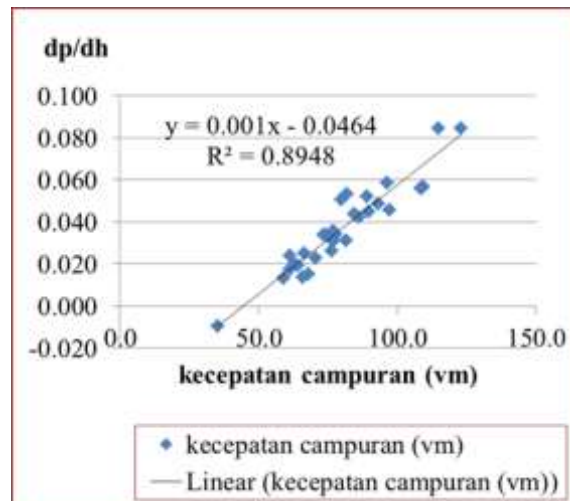
Sebaran penyimpangan absolut atau *absolute percent error* (APE) hasil perhitungan terhadap hasil pengukuran tekanan untuk masing-masing persamaan yang diuji dapat diperlihatkan dengan Gambar 8. APE persamaan Beggs-Brill dan Moody (BBM) bervariasi antara 0,17% hingga 5,99%. APE BBM dengan koreksi Palmer berada di antara 0,03% hingga 9,18%. Nilai rata-rata APE (AAPE) persamaan Beggs-Brill dan Moody (BBM) adalah 2,78% dan AAPE BBM dengan koreksi Palmer 2,55%. Parameter statistika tersebut menunjukkan bahwa penghitungan *pressure drop* dengan persamaan Beggs-Brill dan Moody tanpa koreksi Palmer memberikan penyimpangan yang lebih kecil dari nilai aktual yang diperoleh dari pengukuran di lapangan.



Gambar 8. Distribusi *absolute percent error* dengan persamaan Beggs-Brill dan Moody (BBM) dan BBM dengan koreksi palmer

Analisa sensitifitas variabel-variabel persamaan Beggs-Brill dan Moody terhadap *pressure drop*

Dari hasil pengolahan data dibuat grafik korelasi masing-masing variabel dengan *pressure drop* dengan asumsi bahwa variabel-variabel yang lain bernilai konstan seperti contoh yang ditunjukkan dengan Gambar 9.



Gambar 9. Hubungan kecepatan campuran dengan *pressure drop* (dp/dh) pada persamaan Beggs-Brill dan Moody

Pada Gambar 9 dapat dilihat bahwa sebaran data kecepatan (v_m) menunjukkan hubungan linear dengan kenaikan *pressure drop*. Semakin besar kecepatan aliran maka semakin besar *pressure drop* yang terjadi. Koefisien korelasi antara kecepatan campuran aliran dengan *pressure drop* bernilai 0,89 sehingga bisa disimpulkan bahwa variabel v_m berkorelasi kuat dengan *pressure drop*. Persamaan linear yang diperoleh bisa digunakan untuk uji sensitifitas.

Cara yang sama dilakukan untuk menghasilkan persamaan korelasi linear dan koefisien korelasi untuk setiap variabel seperti terdapat pada Tabel 4. Dari Tabel 4 dapat diketahui bahwa hanya kecepatan campuran (v_m) dan laju fluks massa campuran (G_m) yang menunjukkan ada hubungan dengan *pressure drop*. Hal ini disebabkan korelasi dilakukan terhadap *total pressure drop* yang merupakan penjumlahan *friction loss* dan *elevation loss*. Dari hasil perhitungan diketahui bahwa *elevation loss* hanya bernilai sekitar 20% *friction loss* sedangkan *hold up* dan densitas fluida hanya berpengaruh pada *elevation loss*.

Tabel 4. Persamaan korelasi linear dan koefisien korelasi setiap variabel dengan *pressure drop*

Variabel	Persamaan linear [(dp/dh) =]	R ²
v_m	$0,001 (v_m) - 0,0464$	0,895
G_m	$0,0008 (G_m) - 0,0176$	0,490
f_{tp}	$-0,2485 (f_{tp}) + 0,0422$	0,001
$H_L(\theta)$	$-0,7527 (H_L(\theta)) + 0,0515$	0,145
ρ_L	$-0,0038 (\rho_L) + 0,2387$	0,024
ρ_G	$0,0221 (\rho_G) + 0,0215$	0,022

Dengan menggunakan persamaan-persamaan yang terdapat dalam Tabel 4, dilakukan perhitungan *pressure drop* pada nilai basis dan nilai uji untuk membandingkan sensitifitas perubahan *pressure drop* akibat perubahan sebesar 10% kecepatan campuran (v_m) dan laju fluks massa campuran (G_m). Dari hasil perhitungan yang terdapat di dalam Tabel 5, ketika kecepatan campuran berubah 10% maka *pressure drop* berubah 24% sedangkan pada perubahan laju fluks massa campuran sebesar 10% maka *pressure drop* berubah sebesar 15%.

Tabel 5. Perubahan *pressure drop* akibat perubahan nilai variabel sebesar 10%

Variabel	dp/dh (basis)	dp/dh (uji)	% perubahan (dp/dh)
v_m	0,0337	0,0257	24%
G_m	0,0355	0,0301	15%

Kecepatan campuran (v_m) dan laju fluks massa campuran (G_m) adalah fungsi laju alir uap basah di permukaan (q_0), kualitas uap (x) dan suhu (T) sehingga dari pengujian sensitifitas ini diketahui bahwa ketelitian pengukuran ketiga parameter uap tersebut mempengaruhi hasil perhitungan *pressure drop*.

4. Kesimpulan dan Saran

Kesimpulan

1. Perhitungan tekanan injeksi memakai model Beggs-brill dan Moody tanpa

koreksi Palmer menunjukkan nilai rata-rata *error* 0,2% dengan standar deviasi 3,32%. Sedangkan estimasi dengan model Beggs-brill dan Moody memakai koreksi Palmer memberikan nilai *error* rata-rata 2,04% dengan standar deviasi 3,58%.

2. Persamaan Beggs-Brill dan Moody cocok digunakan pada aplikasi injeksi uap dengan sumur vertikal di Area Tigeko Lapangan Duri.

3. Ketelitian pengukuran laju alir uap basah di permukaan (q_0), kualitas uap (x) dan suhu (T) mempengaruhi akurasi hasil perhitungan *pressure drop*.

Saran

1. Pengukuran laju alir uap basah di permukaan (q_0), kualitas uap (x) dan suhu (T) supaya dilakukan dengan teliti.

2. Perlu dilakukan studi lebih lanjut untuk menentukan tindakan disain ulang terhadap *completion* sumur injeksi atau disain ulang target laju alir dan tekanan injeksi uap.

3. Perlu dilakukan studi lebih lanjut untuk mengetahui kesesuaian aplikasi hasil penelitian ini pada aliran multi fase di sumur-sumur injeksi yang lebih dalam dari 610 ft dan dengan laju alir injeksi yang lebih besar dari 1.250 BSPD.

Ucapan Terima Kasih

Terima kasih disampaikan kepada PT. Chevron Pacific Indonesia atas izin yang diberikan untuk menggunakan data dalam penelitian ini.

Daftar Pustaka

- Abdul-Majeed, G.H., 1993, *Liquid Holdup Correlation for Horizontal, Vertical, and Inclined Two-Phase Flow*, U. of Baghdad, Baghdad.
- Al-Muraikhi, A.J., 1989, *Evaluation of Vertical Multiphase Flow Correlations for Saudi Arabian Field Conditions*, UMI, Ann Arbor, MI.
- Beggs, H.D. dan Brill, J.P., 1973, *A Study of Two-Phase Flow in Inclined*

- Pipes, *Journal of Petroleum Technology* (Mei 1973), 607 – 617.
- Danesh, A., 1980, Discussion of Evaluation of Inclined-Pipe, Two-Phase Liquid Holdup and Pressure-Loss Correlations Using Experimental Data, *Journal of Petroleum Technology* (Jan 1980), 169 – 170.
- Duckler, A.E., Baker, O., Cleveland, R.L., Hubbard, M.G. dan Wicks, M., 1969, *Monograph NX-28: Gas-Liquid Flow in Pipelines, Part 1*, U. of Houston, Houston.
- Fontanilla, J.P., dan Aziz, K., 1982, Prediction of Bottom-Hole Conditions for Wet Steam Injection Wells, *Journal of Canadian Petroleum Technology* (Mar – Apr 1982), 139 – 144.
- Fuaadi, I.M., Pearce, J.C. dan Gael, B.T., 1991, *Evaluation of Steam-Injection Designs for the Duri Steamflood Project*, Society of Petroleum Engineers, Perth.
- George, M.L., Rowlands, D., Price, M. and Maxey, J., 2005, *The Lean Six Sigma Pocket Toolbook*, McGraw-Hill, New York.
- Hong, K. C., 1994, *Steamflooding Reservoir Management: Thermal Enhanced Oil Recovery*, Pennwell Publishing Company, Tulsa, Oklahoma.
- Kern, D.Q., 1965, *Process Heat Transfer*, McGraw Hill, New York.
- Liang, Z., Miller, M.A. dan Sepehrnoori K., 1992, *New Functional Correlations for Saturated Steam Properties*, Society of Petroleum Engineers, Richardson, Texas.
- Lyons, W.C., 1996, *Standard Handbook of Petroleum & Natural Gas Engineering*, volume 2, Gulf Professional Publishing, Houston.
- Neuman, C.H., 1985, A Gravity Override Model of Steamdrive, *Journal of Petroleum Technology* (Jan 1985), 163 – 169.
- Payne, G.A., Palmer, C.M., Brill, J.P. dan Beggs, H.D. 1979, Evaluation of Inclined-Pipe, Two-Phase Liquid Holdup and Pressure-Loss Correlations Using Experimental Data, *Journal of Petroleum Technology* (Sep 1979), 1198 – 1208.
- Perry, R.H., dan Green, D.W., 1999, *Perry's Chemical Engineers' Handbook 7th ed.*, McGraw-Hill Companies Inc., Singapore.
- Vogel, J.V., 1984, Simplified Heat Calculations For Steamfloods, *Journal of Petroleum Technology* (Jul 1984), 1127 – 1136.
- Willhite, G.P. dan Green, D.W., 1998, *Enhanced Oil Recovery*, Henry L. Doherty Memorial Fund of AIME Society of Petroleum Engineers, Richardson, Texas.
- Zhao, R., Zhang, J., Tao, Z., Tian, J., Huang, S., Shi, J., Xiong, C., Zang, X., Zhu, S. dan Wang Y., 2013, *The New Research of Subsurface System Performance Curves of Sucker Rod Pumping*, Society of Petroleum Engineers, Beijing.