

PROSES ABSORPSI GAS H₂S MENGGUNAKAN METILDIETANOLAMIN

Ririen,W.*; Bahruddin**; Zultiniar**

*Alumni Teknik Kimia Universitas Riau

** Jurusan Teknik Kimia, Fakultas Teknik, Universitas Riau
Kampus Binawidya Km12,5 Simpang Baru Panam, Pekanbaru 28293
Ririen39@gmail.com

ABSTRACT

H₂S in the oil and gas industry is undesirable because it can lead to corrosion of pipes and equipment production. The purpose of this research is to study the effect of distance and the injection of absorbent flow rate. Absorption processes carried out continuously with free variables absorbent flow rate of 40 ml/min, 60 ml/min, 80 ml/min and 100 ml/min, with a distance of injection of 110 m, 140 m, and 170 m. The results of absorption H₂S was measured by using a gas detector tube system. H₂S absorption process using methyldiethanolamine as absorbent with flow rate variation of 40 ml/min is 170 ppm, absorbent flow rate of 60 ml/min is 150 ppm, absorbent flow rate of 80 ml/min and 100 ml/min which is 125 ppm. The concentration of H₂S for the distance variation injection of 110 m that is 175 ppm, a distance of 140 m the injection of 150 ppm and at a distance of 170 m the injection of 125 ppm. The optimum conditions of hydrogen sulfide gas absorption process using methyldiethanolamine occurs at a flow rate of 80 ml/min at a distance of 170 m injection of H₂S that can absorb as much as 58%. The results showed that the greater the flow rate of the absorbent and absorbent injection of the longer distance, the greater the absorption of H₂S gas that occurs.

Keyword: *absorption, corrosion, H₂S, methyldiethanolamine*

1. Pendahuluan

Indonesia merupakan salah satu negara penghasil dan pengeksportir minyak bumi dan gas di dunia. Gas alam seperti juga minyak bumi merupakan senyawa hidrokarbon yang terdiri dari campuran beberapa macam gas hidrokarbon yang mudah terbakar dan non-hidrokarbon seperti N₂, CO₂ dan H₂S. Umumnya gas yang terbentuk sebagian besar dari metana (CH₄), dan dapat juga termasuk etana (C₂H₆) dan propana (C₃H₈). Gas alam yang didapat dari dalam sumur di bawah bumi, biasanya bergabung dengan minyak bumi. Gas ini disebut sebagai *gas associated*. Ada juga sumur yang khusus menghasilkan

gas, sehingga gas yang dihasilkan disebut *gas non associated*. Sekali dibawa ke atas permukaan bumi, terhadap gas dilakukan pemisahan untuk menghilangkan *impurities* seperti air, gas-gas lain, pasir dan senyawa lainnya. Beberapa gas hidrokarbon seperti propana (C₃H₈) dan butana (C₄H₁₀) dipisahkan dan dijual secara terpisah. Setelah diproses, gas alam yang bersih ditransmisikan ke titik-titik penggunaan melalui jaringan pipa, yang jauhnya dapat mencapai ribuan kilometer. Gas alam yang dikirim melalui pipa tersebut merupakan gas alam dalam bentuk yang murni karena hampir seluruhnya adalah metana (Pertamina, 2009).

Proses korosi dalam industri minyak dan gas merupakan peristiwa yang terjadi secara alami, dimana potensi untuk terjadi korosi tersebut relatif besar. Salah satu penyebabnya adalah gas H₂S yang terproduksi dari dalam sumur gas maupun sumur minyak dan juga faktor yang tidak kalah pentingnya adalah material penyusun komponen-komponen fasilitas produksi yang memang mempunyai *susceptibility* untuk terjadi korosi. Karena terkait dengan proses produksi minyak dan gas, tentunya ada kemungkinan untuk melakukan *adjustment* terhadap parameter operasinya sehingga menurunkan resiko terjadinya korosi (Gofar, 2010).

Gas H₂S dalam perpipaan bersifat korosif yang dapat mengganggu pada peralatan-peralatan proses, oleh karena itu gas H₂S perlu dipisahkan sebelum dilakukan proses-proses lebih lanjut (Erlindaningsih, 2011). Gas berasal dari sumur gas dan sumur minyak mengandung gas H₂S. Gas H₂S larut dalam air untuk membentuk asam yang lebih lemah dari asam karbonat, tetapi gas H₂S memiliki tingkat kelarutan yang lebih tinggi dibandingkan dengan CO₂, yang bisa meningkatkan kecepatan korosi dan dapat mengakibatkan kerusakan *pada casing, tubing, sistem perpipaan dan surface facilities* (Halimatuddahlia, 2003).

Berbagai teknologi proses penghilangan gas H₂S dari campuran gas telah dikembangkan. Salah satu metode penghilangan gas H₂S yang banyak diaplikasikan dalam industri adalah metode pemisahan absorpsi reaktif (absorpsi dengan reaksi kimia) dengan menggunakan pelarut yang mengandung absorben reaktif seperti karbonat (K₂CO₃) atau senyawa *alkanolamine* (MEA, DEA, TEA dan MDEA). Studi tentang absorpsi reaktif gas H₂S telah banyak dilakukan. Cullinane, dkk (2005) telah melakukan studi absorpsi reaktif gas H₂S menggunakan larutan K₂CO₃ dengan penambahan *piperazine*. Penambahan *piperazine* menunjukkan peningkatan daya absorpsi larutan K₂CO₃.

Berdasarkan latar belakang diatas maka perlu dilakukan pengamatan dalam bentuk penelitian yaitu dengan cara mengamati pengaruh penambahan MDEA pada proses produksi gas alam terhadap penurunan gas

H₂S yang terkandung dalam gas alam yang diproses di *Bekasap Gas Plant*. Ruang lingkup dari penelitian ini adalah mengamati proses penyerapan gas H₂S yang terproduksi bersama gas alam tanpa mempengaruhi kadar karbon dan senyawa lain yang terdapat pada gas alam.

Adapun tujuan yang akan dicapai dari penelitian ini adalah untuk memperoleh kondisi laju alir absorben metildietanolamin dan jarak penginjeksian absorben yang optimum pada proses absorpsi gas H₂S.

2. Metodologi

Bahan yang digunakan

Bahan yang digunakan dalam penelitian ini adalah *methyldiethanolamine (MDEA)* dan gas alam dengan kandungan H₂S 300 ppm.

Peralatan yang digunakan

Alat-alat yang digunakan dalam penelitian ini adalah pipa produksi (kolom absorpsi), tabung sampel gas alam, peralatan analisa gas H₂S, pompa, dan *stopwatch*.

Variabel Penelitian

Variabel yang digunakan dalam penelitian ini terdiri dari variabel tetap dan variabel bebas. Variabel tetap dalam penelitian ini adalah laju alir umpan 2 MMSCFD, konsentrasi gas H₂S 300 ppm, dan konsentrasi absorben MDEA 0,01 M. Variabel bebas dalam penelitian ini adalah laju alir absorben 40 ml/menit, 60 ml/menit, 80 ml/menit dan 100 ml/menit, serta jarak penginjeksian absorben 110 m, 140 m, dan 170 m.

Persiapan sampel

Sebelum dilakukan penambahan MDEA terlebih dahulu sampel gas diambil untuk dilakukan pengukuran konsentrasi H₂S awal. Catat hasil pengukuran terhadap konsentrasi H₂S sebelum ditambahkan absorben.

Penambahan Absorben

Pada penelitian ini, pengurangan konsentrasi H₂S setelah ditambahkan MDEA merupakan indikasi proses absorpsi yang terjadi pada proses kontinu. Sebelum

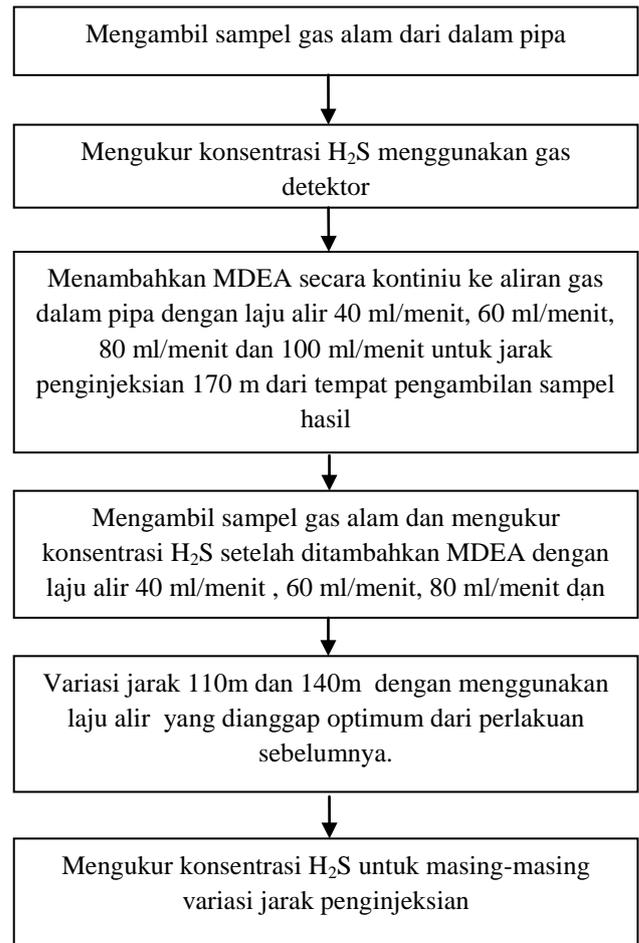
mengetahui pengurangan konsentrasi H_2S harus ditentukan terlebih dahulu laju alir dari keluaran tangki. Laju Alir diperoleh dengan mengatur bukaan kran pada tangki absorben beberapa kali hingga di peroleh laju alir yang sesuai dengan ukuran gelas penampung yang di gunakan. Untuk mendapatkan laju alir yang mendekati konstan, hal yang harus diperhatikan adalah level larutan absorben pada tangki umpan. Setelah itu, dilakukan percobaan dengan variasi laju alir absorben dan jarak penginjeksian.

Proses Absorpsi

Proses adsorpsi dilakukan secara *continue* dengan memvariasikan laju alir absorben (40 ml/menit, 60 ml/menit, 80 ml/menit dan 100 ml/menit). Gas alam sebagai larutan umpan dialirkan ke dalam pipa dengan laju alir tetap. Pengambilan hasil sampel dilakukan setiap 15 menit hingga tercapai keadaan konstan. Setelah itu konsentrasi gas H_2S keluaran pipa dianalisa secara dengan menggunakan gas detector. Proses absorpsi yang selanjutnya dilakukan dengan memvariasikan ukuran jarak penginjeksian pada pipa (110 m, 140 m dan 170 m) dengan menggunakan laju alir yang dianggap baik dari perlakuan sebelumnya.

Analisa Hasil

Penelitian ini dilakukan dengan cara menambahkan MDEA kedalam aliran gas alam dengan konsentrasi dan waktu reaksi yang berbeda-beda, MDEA diinjeksikan ke dalam aliran gas yang biasa disebut dengan metode injeksi langsung. Hal ini dilakukan setelah gas alam telah dipisahkan dari fase minyak dan air. Untuk pembacaan hasil digunakan alat *gas detector tube system*. *Gas detector tube system* merupakan alat yang dapat mengukur kadar H_2S secara langsung dilapangan. Sampel gas dimasukkan kedalam tabung gas, kemudian digunakan gas detector untuk mengukur kandungan gas H_2S dengan cara memasukkan tube ke tabung sampel, pada gas *detector* terdapat indicator yang menunjukkan bahwa gas detector telah selesai mengukur kandungan gas H_2S , setelah itu lepaskan *tube* dari tabung sampel dan pembacaan hasil dapat dilihat dengan melihat perbedaan warna pada *tube*.



Gambar 1. Tahapan Penelitian

3. Hasil dan Pembahasan

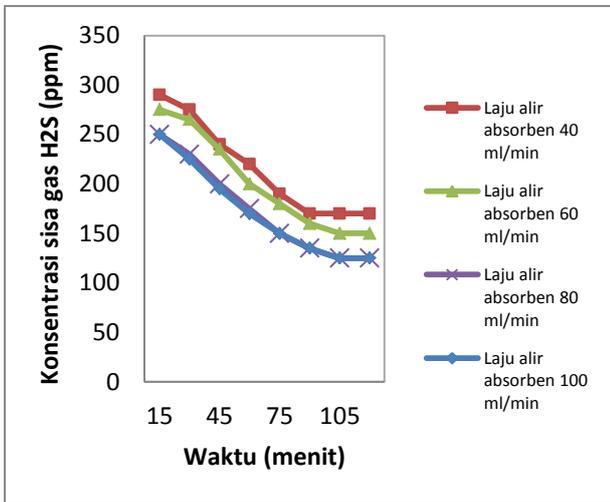
Pengaruh laju alir absorben metildietanoamin terhadap penyerapan gas H_2S

Pengaruh kontiniu injeksi MDEA dititik beratkan pada proses penyerapan gas H_2S yang berada dalam gas alam didalam pipa, penelitian ini dilakukan untuk melihat pengaruh injeksi MDEA dengan memvariasikan volume MDEA terhadap penyerapan gas H_2S yang terproduksi bersama gas alam, pentingnya penyerapan terhadap H_2S yang terproduksi bersama gas alam karena kandungan gas H_2S didalam pipa dapat menyebabkan korosi didalam pipa produksi yang pada akhirnya akan memperngaruhi operasi pabrik.

Proses absorpsi dengan pengaruh volume absorben dilakukan pada dengan jarak penginjeksian atau panjang kolom 170 m, konsentrasi absorben 0,01 M, laju alir umpan

2 MMSCFD. Variasi volume absorben yang diinjeksikan adalah 40 ml/menit, 60 ml/menit, 80 ml/menit dan 100 ml/menit.

Pengaruh volume absorben terhadap absorpsi gas H_2S didalam gas alam ditampilkan pada gambar 2 berikut:



Gambar 2 Hubungan konsentrasi sisa gas H_2S dan waktu absorpsi pada variasi laju alir absorben

Dari Gambar 2 terlihat, bahwa volume absorben mempengaruhi proses absorpsi. Pada penginjeksian volume absorben yang paling kecil yaitu 40 ml/menit, grafik menunjukkan kondisi penyerapan tidak terjadi secara signifikan, hasil dari penyerapan tersebut masih menyisakan konsentrasi gas H_2S didalam gas alam yakni 170 ppm. Untuk volume penginjeksian absorben 60 ml/menit konsentrasi gas H_2S yang masih terdapat dalam gas alam 150 ppm, sedangkan untuk volume penginjeksian 80 ml/menit dan 100 ml/menit sisa konsentrasi gas H_2S dalam gas alam hanya tersisa 125 ppm.

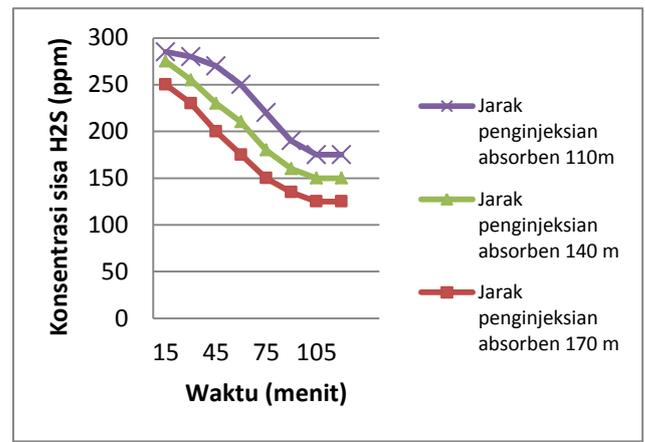
Dapat disimpulkan bahwa absorben MDEA mampu menyerap gas H_2S yang terproduksi bersamaan dengan gas alam, hal ini menunjukkan bahwa kondisi optimum dari absorpsi gas H_2S ini terdapat pada laju alir 80 ml/menit, penambahan laju alir absorben tidak lagi efektif dalam proses penyerapan gas H_2S karena kondisi yang sudah jenuh.

Secara menyeluruh terlihat bahwa penambahan absorben MDEA kedalam gas alam dapat menurunkan konsentrasi gas H_2S yang berada dalam pipa produksi, hal ini sesuai dengan pernyataan Kohl (1997) yang

menyebutkan bahwa MDEA dapat menyerap gas H_2S cukup selektif dalam waktu singkat.

Pengaruh jarak penginjeksian terhadap penyerapan gas H_2S oleh absorben MDEA

Proses absorpsi dengan pengaruh panjang kolom dilakukan pada pipa gas dengan diameter 15.24 cm dengan laju alir absorben 80 ml/menit dan laju alir umpan 2 MMSCFD. Variasi jarak penginjeksian atau panjang kolom yang digunakan adalah 110 m, 140m, dan 170 m. Jarak penginjeksian terhadap penyerapan gas H_2S ditampilkan pada gambar 2 berikut,



Gambar 2 Hubungan konsentrasi sisa gas H_2S dan waktu absorpsi pada variasi jarak penginjeksian absorben

Dari Gambar 2 terlihat, bahwa jarak penginjeksian absorben mempengaruhi proses absorpsi. Pada jarak penginjeksian yang terpendek yaitu 110 m, grafik menunjukkan penyerapan gas H_2S lebih sedikit yaitu konsentrasi gas H_2S keluaran pipa 175 ppm, dibandingkan dengan jarak penginjeksian absorben 140 m dan 170 m yang masing-masing sebesar 150 ppm dan 125 ppm. Hal ini terjadi karena semakin dekat jarak penginjeksian atau semakin pendek jarak pipa yang digunakan untuk penyerapan gas H_2S , jumlah massa absorben yang berkontak dengan adsorbat yang berkontak lebih sedikit dibandingkan dengan jarak penginjeksian atau panjang pipa yang lebih tinggi. Akibatnya waktu kontak adsorbat dengan adsorbent lebih singkat dan kondisi jenuh lebih cepat tercapai dan begitu pula sebaliknya [Cheremisinoff, 1978].

4. Kesimpulan dan Saran

Kesimpulan

Dari data hasil penelitian dapat diambil beberapa kesimpulan jarak peninjeksian absorben dan laju alir absorben pada penelitian ini berpengaruh pada absorpsi secara kontinu, semakin besar jarak dan laju alir absorben metildietanolamin maka semakin besar gas H₂S yang diserap, hal ini menunjukkan bahwa absorben metildietanolamin efektif menyerap gas H₂S sebanyak 58%. Kondisi yang relatif baik untuk absorpsi gas H₂S dengan MDEA yang dilakukan pada pipa ialah pada kondisi laju alir absorben 80 ml/men dan jarak penginjeksian 170 m.

Saran

Untuk memaksimalkan dan mengefisienkan pengarsopsian gas H₂S pada pemrosesan gas alam yang selanjutnya digunakan sebagai bahan bakar turbin, perlu dibangun unit tersendiri seperti menara absorpsi untuk proses penghilangan gas H₂S yang terproduksi bersama gas alam agar penyerapan yang terjadi lebih optimal sehingga dapat meminimalisasi kerugian-kerugian yang kemungkinan terjadi, seperti korosi, dan penambahan biaya-biaya lain untuk perawatan alat.

Ucapan Terima Kasih

Terimakasih disampaikan kepada Bapak Dr.Ir.Bahrudin,MT selaku pembimbing 1 serta Ibu Dra.Zultiniar,Msi selaku pembimbing 2, keluarga serta teman-teman yang telah banyak membantu dalam penelitian ini.

Daftar Pustaka

Abdel, H.K. Aggour, M. & Fahim, M.A. (2003). *Petroleum and gas field processing*. Kuwait : Kuwait University.
Cheremisinoff, F. A., 1978, *Carbon Adsorption Handbook*, Ann Arbor Science Publisher Ind, Michigan, hal.
Erlindaningsih, 2011, Pemodelan dan eksperimen absorpsi multikomponen gas CO₂ dan H₂S dalam larutan K₂CO₃ dengan promoter MDEA pada packed column, Tesis, Institut

Teknologi Sepuluh November, Surabaya

- Ghozali, M. & Indarti, R. 1996. *Operasi Teknik Kimia*. Bandung. Pusat Pengembangan Pendidikan Politeknik
- Gofar, I.A. 2010. *Analisa laju korosi berdasarkan perbandingan hasil kupon, corrosion modelling, dan pengukuran metal loss pada sistem perpipaan minyak dan gas bumi di lapangan lepas pantai*. tesis. Fakultas Teknik. Universitas Indonesia. Depok.
- Halimatuddahlia. 2003. *Pencegahan Korosi dan Scale pada Proses Produksi Minyak Bumi*. Tesis, Universitas Sumatera Utara, Medan
- Kohl, A.L., & Nielsen, R.B. (1997). *Gas Purification. 5th ed*. Houston. Texas.
- Manning, F.S., & Thompson, R.E. (1991). *Oil field processing of petroleum volume one natural gas*. Oklahoma: Tulsa.
- Pertamina, 2009, Gas Untuk Masa Depan Alam Sumber Energi, <http://www.pertamina.com>, 5/11/2009.
- Wang, R. Zhou, C. & Liang, D,T. 2003. Impact of DEA Solurion with and without CO₂ Loading on Prous polypropylene membranes intended for use as contactors. *Journal of Membrane science* 229, 147-157.
- World Health Organization. (2003). hydrogen sulfide Human health aspects. Geneva.