



BAB II

TINJAUAN PUSTAKA

II.1 Gas alam

Gas alam merupakan salah satu sumber daya alam tak terbarukan yang sangat penting, baik sebagai bahan bakar ataupun bahan baku industri. Gas alam yang keluar dari sumur biasanya disebut sour gas umumnya mengandung senyawa utama metana (CH_4) dengan pengotor CO_2 , uap air, senyawa hidrokarbon, COS, BTX, H_2S , merkaptan, senyawa sulfur, dll. Senyawa-senyawa pengotor tersebut harus dipisahkan dari gas utama untuk mendapatkan sweet gas dengan kandungan pengotor yang minimum. Sour gas bersifat sangat korosif sehingga pemurnian gas alam dari pengotornya adalah proses krusial yang harus dilakukan di awal proses yang disebut dengan gas treatment/ purification (Hidayat, 2020).

II.2 Uraian Proses

Fasilitas Pengolahan Gas (Gas Processing Facility/GPF) di Lapangan XYZ. mengolah gas alam yang berasal dari XA dan XB dengan tujuan memurnikan gas mentah melalui proses penghilangan atau pengurangan komponen yang tidak diinginkan agar memenuhi spesifikasi gas jual sesuai standar jaringan pipa gas. Proses pemurnian gas alam membutuhkan fasilitas-fasilitas utama yaitu Separation Unit (SU), Dew Point Control Unit (DPCU), Acid Gas Removal Unit (AGRU), Dehydration Unit (DHU), Compression Unit (CU), Condensate Stabilization Unit (CSU), Acid Gas Enrichment Unit (AGEU), Sulfur Recovery Unit (SRU), Tail Gas Unit (TGU), Thermal Oxidizer (TOx) dan utilitas. Setiap unit mempunyai fungsi masing-masing dan saling terkait (Hidayat, 2020)

II.2.1 Wellpads

Wellpad XA dan XB merupakan fasilitas produksi awal yang menampung beberapa wellhead untuk mengalirkan gas dan fluida multiphase melalui Production Manifold sebagai jalur normal dan Test Manifold untuk keperluan pengujian, sebelum akhirnya dikirim melalui 18” dan 20” Gathering Line menuju fasilitas pemrosesan utama. Sistem ini dilengkapi Pigging Facility untuk membersihkan



cairan dalam pipa secara rutin, Closed Drain System untuk menampung dan memompa cairan sisa dari manifold, serta Flare Package yang memungkinkan manual blowdown melalui restriction orifice saat diperlukan. Operasional wellpad juga didukung oleh diesel generator sebagai sumber listrik cadangan dan Potable Water System untuk kebutuhan air bersih. Pemilihan konfigurasi ini karena memberikan aliran produksi yang terkontrol, keselamatan operasi yang tinggi, kemampuan pemeliharaan yang baik, dan keandalan suplai listrik serta air bersih pada kondisi operasi maupun darurat.w

II.2.2 Gathering Lines / Pipelines

1. Gathering Lines

Gathering line adalah jaringan pipa yang mengalirkan fluida multiphase dari Wellpad XA dan XB menuju Gas Processing Facility, dengan kondisi operasi normal 605 psig & 186°F serta opsi desain tekanan rendah 80.4 psig & 211°F. Sistem ini dilengkapi multiphase flow meter dan leak detection di setiap manifold untuk memantau laju produksi dan mendeteksi kebocoran secara cepat. Pipa dibuat dari material CRA/Carbon Steel berlapis Alloy 825 untuk ketahanan korosi terhadap fluida multiphase. Jaringannya terdiri dari pipa 18” sepanjang ±5 km dari Central ke East dan pipa 20” sepanjang ±1.6 km dari East ke GPF, dengan aliran dari Central masuk ke jalur 20” melalui barred tee. Pemilihan konfigurasi ini memberikan keandalan, keselamatan, dan ketahanan korosi yang tinggi dalam pengangkutan fluida menuju fasilitas pemrosesan.

2. Sales Gas Pipeline

Sales Gas Pipeline adalah pipa transmisi berdiameter 20” berbahan carbon steel yang berfungsi mengalirkan sales gas dari Gas Processing Facility (GPF) menuju jaringan transmisi Pertagas sepanjang kurang lebih 11.5 km. Sistem ini bekerja dengan menjaga aliran gas bertekanan secara aman dan stabil, serta dilengkapi fasilitas pigging terdiri dari pig launcher di GPF dan pig receiver yang memungkinkan pembersihan internal pipa dan inspeksi berkala menggunakan pig. Pemilihan carbon steel memberikan kekuatan mekanis yang memadai dan efisiensi biaya untuk layanan gas kering,



sementara keberadaan fasilitas pigging memastikan keandalan, integritas pipa, dan pemeliharaan yang mudah sepanjang umur operasinya.

3. Liquid Pipelines

Pipeline produced water, kondensat, water injection, dan filtered water adalah jaringan pipa yang berfungsi memindahkan berbagai fluida antara GPF dan AB CPF, di mana produced water, kondensat, dan air injeksi dialirkan dari GPF ke CPF, sementara filtered water dikirim dari CPF ke GPF. Sistem ini bekerja dengan menjaga kontinuitas aliran cairan melalui pipa bertekanan yang dipilih sesuai karakteristik fluida: FRP digunakan untuk Produced Water Pipeline karena tahan korosi terhadap air dengan kandungan kimia, sedangkan HDPE digunakan untuk Filtered Water Pipeline dan Water Injection Pipeline karena fleksibel, ekonomis, dan memiliki ketahanan tinggi terhadap tekanan serta korosi. Pemilihan material khusus ini memastikan keandalan, umur panjang, dan biaya operasional yang lebih rendah.

II.2.3 Gas Processing Facility

1. Inlet Separation

Tahapan utama dalam fasilitas pengolahan gas salah satunya adalah proses pemisahan. Di Gas Processing Facility (GPF) XYZ, separator digunakan di bagian Inlet Separation Unit. Tujuan dari proses ini untuk memisahkan fasa gas, cairan hidrokarbon, dan air dari fluida produksi dari sumur dengan memanfaatkan densitas (massa jenis) masing-masing fasa. Gas mentah dari pipa pengumpul pertama kali masuk ke Inlet Slug Catcher untuk memisahkan cairan awal. Setelah melewati Inlet Slug Catcher, campuran cairan dan gas dipisahkan, di mana cairan dialirkan ke Condensate/Water Separator dan gas menuju Inlet Cooler untuk menurunkan temperaturnya. Alasan pemilihan Slug catcher karena mampu menampung dan memisahkan liquid slug dalam jumlah besar secara cepat sehingga mencegah tekanan berlebih dan menjaga kestabilan operasi fasilitas GPF. Alternatif lain dengan fungsi serupa adalah three-phase separator atau horizontal inlet separator.



2. Produced Water Storage

Air terproduksi yang dipisahkan di Condensate/Water Separator selanjutnya memasuki Produced Water Handling System. Sistem ini berfungsi untuk menampung, menyalurkan, dan mengendalikan gas buang dari air terproduksi sebelum dikirim ke fasilitas berikutnya. Tujuan utama penanganan air terproduksi adalah memastikan bahwa air tersebut dapat dipindahkan dengan aman, mencegah akumulasi cairan berlebih di unit pemisahan, serta mengendalikan emisi gas yang dilepaskan. Produced Water Storage Tank berfungsi sebagai tempat penampungan sementara. Tangki ini dipilih karena mampu menstabilkan aliran, memberikan ruang penyangga (buffer) saat terjadi fluktuasi produksi, dan memungkinkan pemisahan sisa gas secara alami. Alternatif lain dengan fungsi serupa adalah surge tank atau free-water knockout tank. Setelah ditampung, air terproduksi kemudian dipompa oleh Pipeline Produced Water Transfer Pump untuk dialirkan melalui pipa 4" menuju AB CPF. Gas buang yang terbentuk di dalam tangki dialirkan ke Vapor Recovery Unit untuk ditangani lebih lanjut.

3. Condensate Storage

Fasa kondensat yang dipisahkan di Condensate/Water Separator selanjutnya memasuki sistem penanganan kondensat. Tujuan utama penanganan kondensat adalah memastikan bahwa cairan hidrokarbon memenuhi spesifikasi tekanan uap dan keamanan penyimpanan serta memudahkan proses pengangkutannya. Kondensat terlebih dahulu dialirkan ke Condensate Stabilizer pada untuk menurunkan kandungan komponen ringan agar stabil selama penyimpanan. Peralatan ini dipilih karena mampu menghasilkan kondensat dengan tekanan uap yang aman dan mencegah terbentuknya gas berlebih selama penyimpanan. Alternatif lain dengan fungsi serupa adalah stabilizer tower. Setelah distabilisasi dan didinginkan, kondensat dialirkan ke Condensate Storage Tank. Dari tangki tersebut, kondensat kemudian dipompa oleh Pipeline Condensate Transfer Pumps



untuk dikirim menuju pengguna akhir di titik sambungan pabrik. Gas buang yang dihasilkan dari tangki akan dialirkan ke untuk ditangani lebih lanjut.

4. Vapor Recovery Unit

Vapor Recovery Unit (VRU) berfungsi untuk menekan dan menangani gas buang yang berasal dari Produced Water Storage Tank dan Condensate Storage Tank. Tujuan utama unit ini adalah mencegah pelepasan gas hidrokarbon ke atmosfer dan mengarahkan gas buang tersebut ke sistem pengolahan lanjutan. Gas buang dari kedua tangki kemudian masuk ke VRU Inlet Scrubber untuk memisahkan sisa cairan. Fasa gas selanjutnya dikompresi oleh VRU Blower dan dialirkan bersamaan dengan gas permeate dari First Stage Membrane serta Second Stage Membrane menuju Membrane Permeate Incinerator System untuk dibakar secara terkontrol. Laju alir gas buang dari Produced Water Storage Tank dan Condensate Storage Tank bersifat fluktuatif, sedangkan blower bekerja pada kecepatan tetap. Oleh karena itu, kelebihan laju alir gas hasil kompresi akan dikembalikan (recycle) ke VRU Inlet Scrubber melalui Pressure Control Valve dan VRU Recycle Cooler untuk menjaga kestabilan operasi. Sisa cairan yang terpisah di VRU Inlet Scrubber akan dialirkan secara gravitasi menuju Closed Drain System untuk ditangani lebih lanjut.

5. Dew Point Control Unit

Gas dari Inlet Separation Unit didinginkan di Dew Point Control Unit (DPCU) untuk menurunkan temperatur gas alam sebelum memasuki H₂S Removal Unit. Unit ini berfungsi untuk mencegah gangguan operasional pada peralatan hilir akibat kondensasi dan terbentuknya liquid slug, serta mengendalikan nilai kalor gas. Tujuan utama DPCU adalah mengkondensasikan hidrokarbon berat dan menjaga titik embun gas agar peralatan pemurnian seperti SeparALL dapat beroperasi dengan aman dan efisien. Masuknya kontaminan ke sistem SeparALL dapat menyebabkan penurunan kinerja absorber dan berpotensi merusak integritas peralatan. Selain itu, peningkatan laju alir gas umpan dapat menurunkan efisiensi penghilangan H₂S dan CO₂ pada kondisi operasi yang sama, serta berisiko



menyebabkan flooding pada kolom jika melebihi kapasitas hidrauliknya. Oleh karena itu, pemasangan DPCU diperlukan untuk mencegah terjadinya masalah tersebut. Cairan hasil pemisahan dari DPCU Feed Gas KO Drum dan Feed Gas Coalescer kemudian dialirkan ke Condensate/Water Separator. Sementara itu, gas dingin dari Feed Gas Coalescer dilewatkan kembali ke DPCU Feed - Product Exchanger dan kemudian dikirim ke SeparALL Feed Product Exchanger di H₂S Removal Unit.

6. Condensate Stabilization Unit

Condensate Stabilization Unit adalah sistem yang digunakan untuk menstabilkan kondensat dengan menghilangkan komponen hidrokarbon ringan agar memenuhi spesifikasi volatilitas dan aman disimpan maupun dikirim. Unit ini berfungsi menurunkan tekanan uap (RVP), memisahkan komponen ringan seperti H₂S dan CO₂, serta memastikan kondensat tidak mudah menguap selama penyimpanan. Alasan pemilihannya adalah karena metode distilasi pada stabilizer memberikan kontrol paling efektif terhadap volatilitas, mampu menangani variasi komposisi kondensat, dan menjamin keselamatan serta keandalan operasi. Alternatif alat dengan fungsi serupa meliputi multi-stage flash drum, packed stabilizer, atau sistem adsorpsi/membran, meskipun efektivitasnya dalam menurunkan RVP umumnya tidak sebaik kolom stabilizer.

7. Propylene Refrigeration Unit

Propylene Refrigeration Unit adalah sistem pendinginan closed loop yang menggunakan propilena cair sebagai refrigeran untuk menyediakan suhu rendah pada beberapa unit seperti Feed Gas Chiller, Lean Solvent Chiller, dan Acid Gas Chiller melalui pemanfaatan panas laten penguapannya. Fungsinya menjaga temperatur proses tetap rendah dan stabil dengan mensirkulasikan propilena yang diuapkan di chiller, dikompresi dua tahap, dikondensasikan kembali, lalu didistribusikan sebagai cairan dingin untuk kebutuhan refrigerasi. Propilena dipilih karena efisiensi termodinamikanya tinggi, cocok untuk rentang temperatur menengah-rendah, tekanan operasi moderat, dan lebih ekonomis dibanding refrigeran lain. Alternatif sistem



yang dapat digunakan antara lain ethylene refrigeration, mixed refrigerant (MR), atau mechanical refrigeration konvensional, meskipun biasanya membutuhkan energi lebih besar atau kurang optimal untuk kebutuhan pendinginan pada suhu yang sama.

8. Acid Gas Removal Unit

a. H₂S Removal Unit

SeparALL dengan pelarut Selexol adalah proses pemisahan berbasis solvent fisik untuk menghilangkan gas asam (H₂S, CO₂, COS, merkaptan, dan sulfur lainnya) dari gas alam. Proses ini bekerja pada tekanan tinggi dan temperatur rendah di dalam Absorber, di mana gas asam diabsorpsi oleh lean solvent, sementara gas bersih keluar menuju tahapan KO Drum dan Coalescer. Pelarut yang jenuh (rich solvent) selanjutnya diregenerasi melalui rangkaian Flash Drums bertekanan bertahap untuk melepaskan CO₂, dan dilanjutkan thermal regeneration di Regenerator menggunakan steam untuk melepaskan H₂S serta komponen terlarut lainnya. Solvent yang telah menjadi lean kembali didinginkan dan dipompakan ke Absorber sehingga sistem dapat berjalan secara kontinyu.

Fungsinya adalah untuk memastikan gas produk memenuhi spesifikasi penjualan dengan menghilangkan H₂S secara selektif serta mengurangi CO₂ dalam jumlah besar maupun rendah. Selexol dipilih karena merupakan solvent fisik yang bekerja optimal pada tekanan tinggi, memiliki kapasitas pelarutan tinggi untuk H₂S dan CO₂, tidak reaktif secara kimia, lebih hemat energi dibanding proses kimia (amine), dan mampu melakukan pemisahan lebih selektif antar komponen sulfur. Alternatif lain yang dapat digunakan antara lain amine system (MEA, DEA, MDEA), Sulfinol process, Rectisol, atau membrane-based sweetening, namun opsi-opsi tersebut biasanya membutuhkan energi regenerasi lebih tinggi, kurang selektif, atau tidak seefektif SELEXOL™ pada tekanan tinggi seperti yang dioperasikan dalam unit ini.



b. CO₂ Removal Unit

CO₂ Removal Unit adalah sistem pemisahan berbasis membran dua tahap yang digunakan untuk menurunkan kadar CO₂ dari 33% mol menjadi <5% mol. Gas yang masuk terlebih dahulu melewati Pre-Treatment Unit berupa preheater, guard bed, dan particle filter untuk mencegah kondensasi serta menghilangkan kontaminan. Pada membran, pemisahan bekerja dengan prinsip solution diffusion, di mana CO₂, H₂S, dan uap air lebih cepat larut dan berdifusi sehingga masuk ke aliran permeat, sementara hidrokarbon seperti CH₄ tetap di aliran residu. Kehilangan hidrokarbon diminimalkan dengan pemakaian tahap membran kedua dan sistem recycle compressor tiga tahap yang mengompresi permeat bertekanan rendah kembali ke tahap awal. Fungsinya adalah menurunkan CO₂ secara signifikan agar gas memenuhi spesifikasi penjualan serta menjaga efisiensi proses downstream. Pemilihan membran didasarkan pada keunggulannya dalam operasi tekanan tinggi, kebutuhan energi yang lebih rendah dibanding absorpsi kimia, respons cepat terhadap perubahan beban, dan kemampuannya memisahkan CO₂ secara efisien tanpa regenerasi thermal. Alternatif lain meliputi amine sweetening (MDEA/DEA/MEA), Rectisol, atau teknologi cryogenic, namun metode tersebut umumnya membutuhkan energi lebih besar, memiliki jejak utilitas lebih berat, atau tidak sepraktis sistem membran untuk aplikasi CO₂ removal dengan feed bertekanan tinggi seperti di unit ini.

9. Sales Gas Compression Unit

Sales Gas Compressor Unit adalah sistem pemampatan gas yang menerima treated gas dari unit membran setelah H₂S dan CO₂ dihilangkan. Sebelum masuk kompresor, gas melewati Suction Scrubber untuk menghilangkan sisa cairan, dan sebagian (maksimal 21 MMSCFD) dialirkan ke Fuel Gas Header sebagai fuel gas bertekanan tinggi maupun rendah. Kompresor gas digerakkan oleh gas turbine menaikkan tekanan dari sekitar 465 psig menjadi 667 psig agar memenuhi spesifikasi tekanan sales gas sebelum



dikirim ke Sales Gas Pipeline dan Metering Area. Sistem ini dilengkapi Discharge Scrubber dan Discharge Cooler untuk mengontrol temperatur terutama saat kondisi recycle, serta Pig Launcher untuk operasi pigging awal pipa penyalur. Fungsinya adalah memastikan tekanan dan kualitas gas memenuhi standar ekspor sekaligus menyediakan suplai fuel gas internal. Alasan pemilihan kompresor gas turbine driven mencakup kemampuan menangani laju aliran besar, efisiensi tinggi pada operasi berkelanjutan, respons cepat terhadap perubahan beban, serta memanfaatkan treated gas sebagai bahan bakar. Alternatif lain seperti electric motor-driven compressor atau reciprocating compressor tersedia, namun biasanya kurang efisien untuk kapasitas besar, memiliki footprint lebih besar, atau tidak seandal gas turbine untuk aplikasi sales gas bertekanan tinggi.

10. Acid Gas Conversion Unit

Acid Gas Conversion Unit adalah rangkaian proses yang terdiri dari Acid Gas Incinerator, Acid Gas Enrichment, dan Sulfuric Acid Plant yang berfungsi mengoksidasi komponen sulfur (H_2S , COS, RSH) menjadi SO_2 , membakar hidrokarbon menjadi CO_2 dan H_2O , serta menangkap SO_2 dari flue gas untuk dikonversi menjadi asam sulfat. Unit ini dipilih karena mampu mengolah acid gas dengan efisien, mengurangi emisi, dan menghasilkan produk bernilai (H_2SO_4). Alternatif lain yang umum digunakan adalah SRU (Claus Unit) dan TGTU, namun dipilihnya skema Acid Gas Conversion ini biasanya karena komposisi acid gas yang lean atau kebutuhan pemenuhan regulasi emisi tertentu.

11. Acid Gas Incinerator Unit

Acid Gas Incinerator adalah unit pembakaran acid gas dari H_2S Removal yang berfungsi mengoksidasi hidrokarbon menjadi CO_2 serta sulfur menjadi SO_2 pada suhu tinggi ($2372^\circ F$) dengan suplai udara 135% dari stoikiometri. Unit ini dipilih karena komposisi acid gas yang sangat eksotermis sehingga dapat beroperasi dengan minim fuel gas, sekaligus memungkinkan pemanfaatan panas melalui Waste Heat Boiler untuk menghasilkan steam. Keterbatasan transportasi dan logistik membuat dipasangnya dua burner-



combustion chamber dan empat WHB. Alternatif peralatan lain untuk penanganan acid gas adalah SRU/Claus Unit, TGTU, atau thermal oxidizer standar, namun incinerator dipilih saat targetnya adalah oksidasi total dan pengendalian emisi SO_2 sebelum masuk ke Acid Gas Enrichment Unit.

12. Acid Gas Enrichment Unit

Acid Gas Enrichment Unit adalah unit pemekatan SO_2 yang bekerja dengan mendinginkan flue gas, menyerap SO_2 ke dalam larutan amina, lalu meregenerasinya kembali melalui proses stripping bertekanan rendah sehingga SO_2 dapat dikirim ke unit berikutnya. Unit ini dipilih karena mampu menangani gas buangan berkadar SO_2 rendah-sedang dengan efisiensi tinggi, menjaga kemurnian amina melalui Amine Purification Unit, serta menyediakan konfigurasi 2×50% untuk keandalan operasi. Alternatif peralatan lain untuk pengayaan SO_2 meliputi dry adsorption, molecular sieve, atau direct oxidation systems, namun amine-based enrichment dipilih karena selektivitas, stabilitas, dan kemudahan regenerasi.

a. Quenching Section

Quenching/Pre-Scrubber Section adalah tahap pendinginan awal flue gas sebelum masuk ke SO_2 absorber. Fungsinya mendinginkan gas panas dari incinerator dan SO_2 recycle, serta menghilangkan SO_3 dan acid mist agar tidak membentuk heat stable salts di unit absorpsi. Sistem ini dipilih karena mampu memberikan pendinginan cepat, menjaga kestabilan sirkulasi air, dan memastikan kualitas gas optimum untuk proses absorpsi berikutnya. Alat lain yang dapat digunakan untuk fungsi serupa adalah direct contact cooler, venturi scrubber, atau wet electrostatic precipitator, namun pre-scrubber packed column dipilih karena efisiensi pendinginan tinggi, operasi stabil, dan kemudahan integrasi dengan sistem amina.

b. Absorption Section

SO_2 Absorber adalah kolom utama pada bagian absorpsi yang bekerja pada tekanan atmosferik dan suhu rendah untuk menyerap SO_2 dari gas menggunakan larutan amina lean. Fungsinya memastikan SO_2



ditangkap secara efisien melalui kontak counter-current antara gas dan amina, sehingga gas keluar memenuhi batas emisi. Unit ini dipilih karena proses absorpsi amina bersifat reversible sehingga membutuhkan operasi stabil, suhu terkontrol, dan tekanannya rendah; penggunaan structured packing dipilih karena tekanan jatuhnya sangat rendah, kapasitas tinggi, serta efisiensi kontak lebih baik dibanding tray atau random packing. Alternatif alat lain yang dapat digunakan adalah tray absorber, random packed tower, atau venturi scrubber, namun structured packed absorber lebih unggul untuk aplikasi SO_2 dengan tekanan rendah dan kebutuhan efisiensi tinggi.

c. Stripping Section

Stripping section merupakan area pemisahan SO_2 dari rich amine sebelum amina dikembalikan sebagai lean amine ke absorber. Fungsinya memanaskan rich amine di SO_2 Stripper menggunakan uap dari reboiler sehingga SO_2 terlepas dan dipisahkan pada bagian overhead, sementara amina murni (lean amine) dikembalikan untuk siklus absorpsi berikutnya. Sistem ini dipilih karena proses regenerasi amina memerlukan kondisi tekanan rendah, suhu terkontrol, serta efisiensi energi yang dicapai melalui penggunaan Lean/Rich Exchanger untuk mengurangi kebutuhan steam, structured packing untuk efisiensi stripping tinggi, dan kontrol suhu agar menjaga keseimbangan air-amine. Alat lain yang dapat menggantikan prinsip ini adalah thermal regeneration column, flash drum regeneration, atau multi-stage reboiler system, tetapi stripper dengan packed column lebih optimal untuk aplikasi SO_2 yang membutuhkan efisiensi tinggi, stabilitas operasi, dan konsumsi energi yang rendah.

d. Amine Purification Section

Amine Purification Unit (APU) adalah unit pemurnian amina yang berfungsi menghilangkan heat stable salts (HSS) seperti sulfat, klorida,



dan fluorida yang terbentuk selama proses absorpsi dan tidak dapat diregenerasi dengan pemanasan di stripper. Unit ini penting karena akumulasi HSS dapat menetralkan amina dan menurunkan kapasitas penyerapan SO_2 , sehingga pemurnian kontinu diperlukan agar kinerja Acid Gas Enrichment Unit tetap stabil. Teknologi ion exchange dipilih karena mampu secara selektif mengikat HSS dari larutan amina dan dapat diregenerasi kembali menggunakan larutan kaustik encer, sehingga efisien, ekonomis, dan menjaga kehilangan amina tetap rendah. Alternatif lain yang dapat digunakan antara lain thermal reclaiming, electrodialysis, atau membrane separation, namun ion exchange lebih unggul untuk sistem dengan beban HSS sedang, konsumsi energi rendah, dan kebutuhan operasi berkelanjutan.

e. Lean Solvent Section

Lean Amine Section adalah bagian akhir dari siklus solvent yang menghasilkan lean amine (solvent yang telah diregenerasi) dari dasar SO_2 Stripper untuk digunakan kembali dalam proses absorpsi. Fungsinya adalah mendinginkan, menyimpan, dan memompakan kembali lean amine ke SO_2 Absorber dengan kondisi temperatur dan tekanan yang sesuai agar proses penyerapan SO_2 berlangsung optimal. Sistem ini dipilih karena menjaga keseimbangan panas dan air dalam unit, mengurangi konsumsi steam melalui pemanfaatan Lean/Rich Exchanger, serta memastikan suplai solvent stabil dan terkontrol. Peralatan lain yang mendukung termasuk Lean/Rich Exchanger, Lean Amine Cooler, Lean Amine Tank, dan Lean Amine Feed Pump, yang bekerja bersama untuk mempertahankan siklus solvent berjalan efisien dan berkesinambungan.

13. Sulfuric Acid Plant Unit

Sulfuric Acid Plant merupakan unit yang mengolah gas SO_2 basah dari Acid Gas Enrichment Unit menjadi asam sulfat kuat melalui proses konversi SO_2 menjadi SO_3 di dalam SAU Converter dan dilanjutkan dengan proses absorpsi. Fungsinya adalah mengoksidasi SO_2 , menghasilkan asam sulfat,



serta memulihkan energi panas untuk dimanfaatkan kembali di fasilitas lain. Teknologi konverter Chemetics dipilih karena efisiensi konversi tinggi, kemampuan energy recovery, dan keandalan dalam menangani gas basah dengan sisa SO_2 yang dapat direcycle. Unit ini bekerja bersama peralatan lain seperti Dryer, Conversion Section (SAU Converter), Absorber Section, sistem steam, dan cooling water, yang memastikan produksi asam sulfat stabil dan operasi berlangsung efisien.

14. Sales Gas Metering Unit

Sales Gas Metering Station adalah unit yang digunakan untuk mengukur dan memastikan kualitas gas produk sebelum dialirkan ke Sales Gas Pipeline. Fungsinya mencakup verifikasi spesifikasi gas seperti kandungan hidrokarbon, CO_2 , H_2O , H_2S , nilai kalor (LHV), dan dew point agar memenuhi standar penerimaan jaringan pipa. Alasan pemilihan metering station ini adalah karena akurasi dan keandalannya dalam pengukuran custody transfer yang bersifat komersial, sehingga menjamin gas yang dijual memenuhi persyaratan teknis dan kontraktual. Peralatan lain yang terkait adalah Sales Gas Pig Receiver, yang berfungsi sebagai pasangan dari Pig Launcher untuk kegiatan pigging saat operasi awal maupun pemeliharaan jalur pipa.