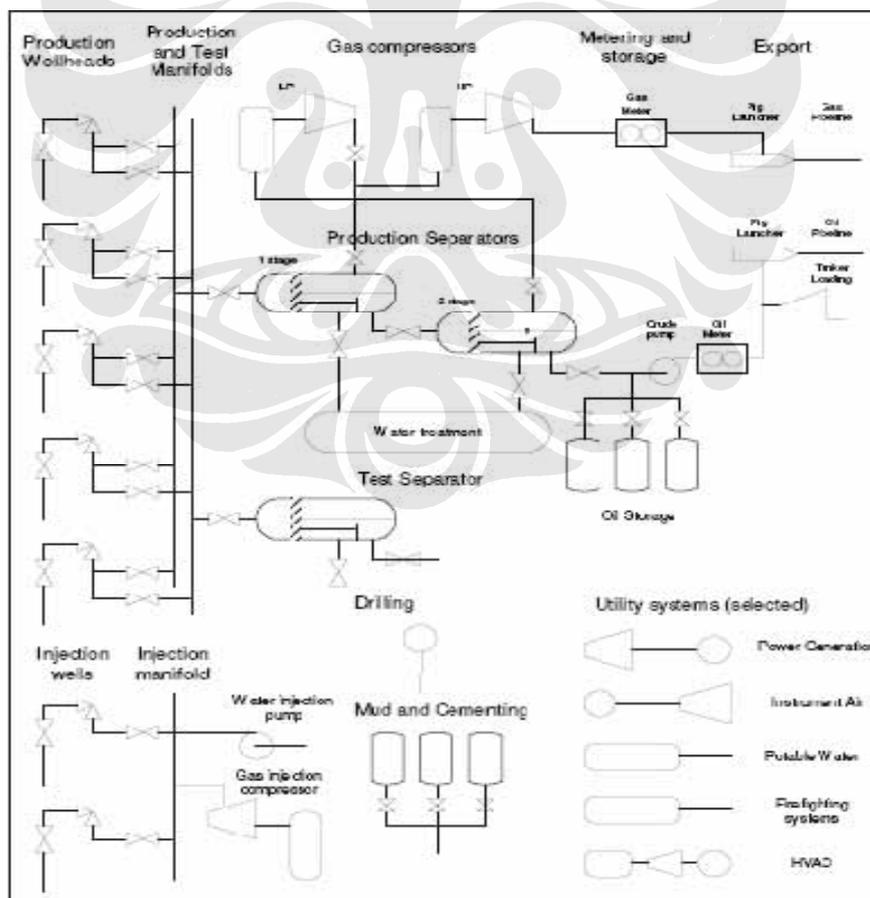


BAB II

DASAR TEORI

II. 1 PROSES PENGOLAHAN MIGAS

Minyak dan gas alam yang akan diolah diambil dari dalam tanah dengan menggunakan sumur-sumur pompa, baik di darat (*onshore*) maupun lepas pantai (*offshore*). Proses pengambilan minyak dan gas alam baik di darat, ataupun laut dan tanpa memperhatikan kedalaman penggaliannya, secara umum memiliki prinsip yang sama ⁽¹⁾. Secara sederhana, prosesnya dapat dilihat pada gambar skematik di gambar 2.1.



Gambar 2. 1 Skema proses pengolahan minyak dan gas alam⁽¹⁾

Dalam suatu sistem distribusi produksi, skematik proses diatas dapat kita bagi menjadi empat (4) sistem besar, yaitu sistem pengumpul (*gathering system*), sistem GOSP (*Gas and Oil Separation Platform*), sistem kompresi, dan sistem penyimpanan (*storage*)⁽²⁾.

II.1.1 Gathering System (Sistem Pengumpul)

Disebelah kiri dari gambar skematik diatas adalah sumur (*wellheads*). Fungsi bagian sumur tersebut adalah untuk memompa dan mendistribusikan gas dan minyak mentah menuju ke bagian pompa *manifold* produksi dan pengujian. Bagian ini disebut dengan *gathering system*.



Gambar 2. 2 Gambar sebuah *wellhead*⁽¹⁾

Saat suatu sumber minyak dan gas alam yang baru sudah ditemukan dan memang memiliki nilai ekonomis karena kandungan gasnya yang mencukupi jumlahnya (*viable*), maka perlu dibuat sebuah sumur pompa diatasnya (*wellheads*) untuk memastikan aliran gas dan minyak keluar dari permukaan tanah dengan lancar dan konsisten jumlahnya. Proses ini diawali dengan membuat suatu *casing* dan penguatnya serta menghitung tekanan di dalam sumur untuk memastikan aliran yang efisien. Laju aliran diatur oleh sebuah *choke*.

Pada produksi *onshore*, aliran gas dan minyak dari masing-masing sumur akan digabungkan dengan aliran dari sumur lain dan dibawa menuju sistem produksi utama lewat suatu jaringan pipa dan sistem *manifold*. Proses ini bertujuan untuk membuat suatu *well set* (kelompok sumur) produksi. Dengan adanya *well set* ini maka untuk suatu target produksi tertentu akan dapat dipilih

variasi komposisi aliran dan penggunaan dari sumur yang dapat berproduksi pada saat itu.

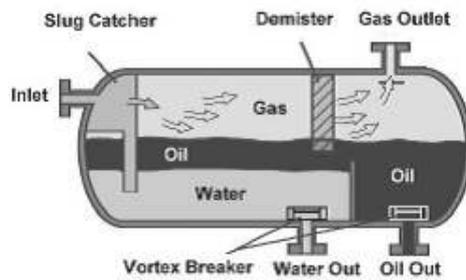


Gambar 2.3 Suatu manifold pada produksi gas onshore ⁽¹⁾

Sementara pada produksi *offshore*, minyak dan gas akan dipompa lewat pompa kering langsung menuju ke bagian pipa produksi, sedangkan minyak dan gas yang dipompa oleh sumur yang terdapat diluar *main platform* akan dialirkan menuju ke bagian *riser* produksi. Riser adalah bagian yang membuat pipa menuju ke struktur platform diatas permukaan laut.

II.1.2 Gas And Oil Separation Platform (Sistem Pemisah Gas Dan Minyak)

Seringkali gas yang dipompa dari sumur merupakan gabungan senyawa gas yang berbeda dengan campuran minyak dan air, ditambah dengan zat pengotor. Oleh karena itu, kebanyakan gas dari sumur harus mengalami pengolahan dan pemisahan terlebih dahulu. Proses pemisahan yang paling sederhana adalah dengan menggunakan prinsip pemisahan secara berat jenis (*gravity separator*). Pada prinsip pemisahan ini aliran fluida dari pompa akan dialirkan kedalam bejana horizontal (*horizontal vessel*). Periode penyimpanan di bejana ini adalah selama 5 menit, untuk memberikan kesempatan bagi gas untuk keluar ke atas dan bagi air untuk bergerak ke bagian bawah bejana (karena berat jenisnya adalah lebih berat dibanding gas dan minyak), sementara minyak akan berada di tengah.

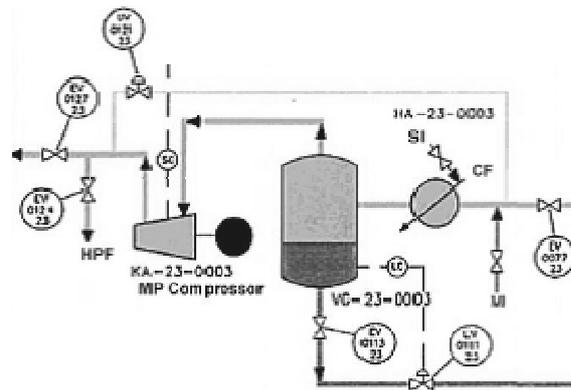


Gambar 2. 4 Bejana *gravity separator*⁽¹⁾

Di dekat mulut *inlet* bejana *gravity separator*, dilengkapi dengan adanya komponen *slug catcher*, fungsinya adalah untuk menyaring dan memisahkan *slug* seperti gelembung udara yang terlalu besar ataupun padatan besar yang terbawa. Pada bagian *inlet* diharapkan aliran fluida yang masuk berada dalam kondisi yang mendekati turbulen sehingga gelembung udara akan lebih mudah tersaring keluar. Pada bagian *outlet* dilengkapi dengan *vortex breaker* dan *demister*. Keduanya diletakkan di dekat bagian *outlet* untuk memastikan bahwa separasi yang dilakukan berhasil memisahkan semua komponen secara sempurna. *Vortex breaker* digunakan untuk menghindari terjadinya pembentukan pusaran yang dapat membuat air dan minyak kembali tercampur, sementara *demister* digunakan untuk menyaring gelembung air yang terbawa oleh gas.

II.1.3 Gas Treatment and Compression (Sistem Kompresi Pengolahan Gas)

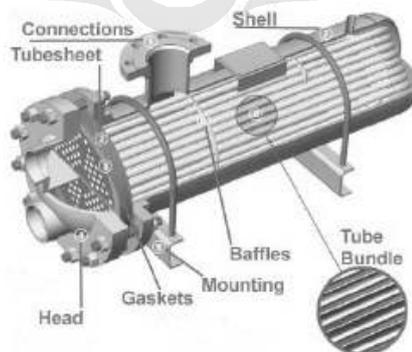
Gas yang dialirkan dari sumur pompa memiliki tekanan yang cukup untuk kemudian dialirkan menuju ke tempat pengolahan, namun minyak dan gas yang baru saja mengalami proses separasi telah kehilangan banyak tekanan. Jenis ini harus dikompresi lagi terlebih dahulu sebelum masuk ke tahapan pengolahan. Tahapan ini melibatkan banyak alat, seperti kompresor, *heat exchanger*, *scrubber* dan *boiler*. Secara sederhana, proses ini dapat digambarkan oleh skema pada gambar 1.5 berikut.



Gambar 2. 5 Skema tahapan kompresi gas ⁽¹⁾

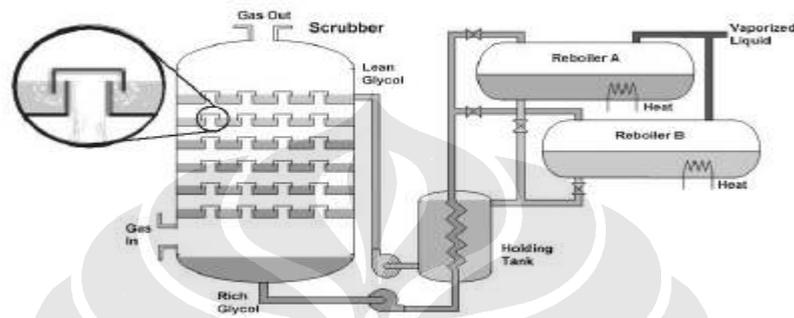
Gas yang keluar dari *gravity separator* (bagian kanan gambar) akan berada dalam kondisi tekanan yang rendah dan memiliki temperatur tinggi. Untuk dapat diolah lebih lanjut, gas tersebut harus dikompresi lagi, namun temperaturnya yang tinggi membuat energi yang dibutuhkan untuk proses kompresi menjadi lebih tinggi dan tidak efisien. Oleh karena itu gas yang keluar dari tahapan separasi dan akan dikompresi, dibawa terlebih dahulu ke *heat exchanger* untuk menurunkan temperaturnya.

Jenis *heat exchanger* yang sering digunakan pada industri migas berbentuk *tube heat exchanger*. Pada jenis ini, temperatur gas akan diturunkan dengan menggunakan *tube* yang berisi fluida pendingin, umumnya air dengan tambahan zat inhibitor. Saat panas yang diberikan oleh gas membuat fluida pada tube menjadi panas, fluida tersebut dapat digunakan untuk memanaskan minyak pada *oil train*, sehingga keseimbangan thermal terjaga.



Gambar 2. 6 *Tube heat exchanger* ⁽¹⁾

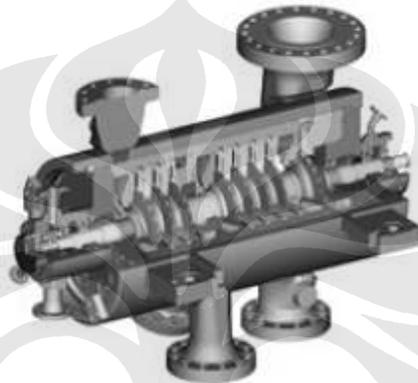
Setelah proses pendinginan, sisa uap air yang terkandung pada gas akan terkondensasi dan mengembun menjadi tetes air dan dapat bercampur dengan minyak lagi. Kandungan air yang bercampur dengan minyak harus segera dihilangkan sebelum masuk ke kompresor, karena akan dapat menempel pada bilah turbin dan dapat menyebabkan terjadinya korosi. Untuk memindahkan fraksi kecil air tersebut dari gas digunakan *scrubber*.



Gambar 2.7 *Scrubber dan reboiler* ⁽¹⁾

Sistem pengeringan gas (dehidrasi) yang paling sering digunakan adalah dengan memanfaatkan proses absorpsi menggunakan *tri ethylene glycol* (TEG). Pada jenis pengering ini, kompresor scrubber yang digunakan terbuat dari lapisan glycol yang disusun bertingkat. Pada setiap lapisan tersebut dilengkapi dengan *gas trap* yang akan memaksa gelembung udara untuk keluar dari gas saat melewati lapisan glycol. Gas yang akan dikeringkan mengalir dari bagian bawah dan terus naik keatas melewati lapisan glycol yang ada. Sementara itu glycol akan dipompa dari tangki penampung (*holding tank*) ke bagian atas dan dialirkan ke bawah, berlawanan dengan arah aliran gas. Selama proses pengaliran ini, glycol akan terus menyerap fraksi cair dari gas hingga kemudian sampai ke bagian dasar dalam bentuk *rich glycol*. Glycol yang digunakan akan mengalami daur proses dengan cara memindahkan cairan yang diabsorpsi. Proses ini dilakukan pada bagian reboiler, dimana *rich glycol* akan dipanaskan pada temperatur 130-180°C hingga air yang dibawa oleh glycol akan mendidih. Pada reboiler terkadang dilengkapi pula dengan kolom distilasi untuk memisahkan pula antara glycol dengan hidrokarbon lain.

Pada tahapan berikutnya dilakukan kompresi pada gas yang sudah dikeringkan (*drying gas*). Proses ini menggunakan alat kompresor yang akan mengubah tekanan gas yang masuk menjadi lebih tinggi (gas lebih mampat). Jenis kompresor yang sering digunakan pada industri minyak dan gas alam skala besar adalah jenis kompresor sentrifugal (*centrifugal compressor*), yang memiliki kapasitas proses 500,000 m³/jam dengan besarnya pemberian tekanan; pengubahan tekanan maksimal (*differential pressure*) dari alat ini adalah 10 kali (tekanan keluar sama dengan 10 kali lipat tekanan inlet).



Gambar 2. 8 Gambar skema kompresor sentrifugal ⁽¹⁾

II.1.4 Storage and Distribution System (Sistem penyimpanan dan distribusi)

Minyak dan gas yang sudah dikompresi siap untuk dikirimkan untuk diolah pada industri hilir dari migas. Apabila minyak dan gas hasil kompresi tersebut akan dipindahkan menggunakan alat transportasi (kapal tanker ataupun mobil), maka gas dan minyak hasil olahan tersebut disimpan terlebih dahulu dalam tangki penyimpanan (*storage tanks*).

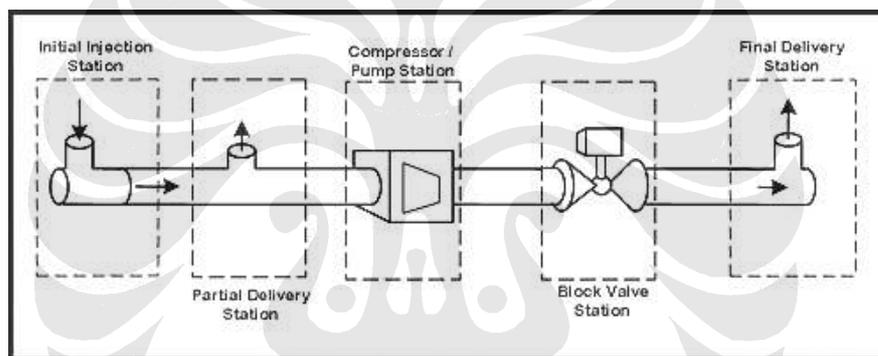


Gambar 2. 9 *Storage tanks* ⁽¹⁾

Selain dengan menggunakan kendaraan, distribusi minyak dan gas hasil olahan dapat dilakukan dengan menggunakan pipa langsung menuju ke industri pengolahan berikutnya (industri hilir). Pada proses distribusi langsung ini digunakan jalur pipa (*pipeline*) sebagai sarana pemindahannya. Pipa yang digunakan berdiameter antara 6 - 48".

II. 2 KOROSI DAN PIPING PADA INDUSTRI MIGAS

Jalur pipa (*pipelines*) dan *piping* pada industri migas berperan besar sebagai sarana distribusi dan transportasi, baik untuk fluida komoditas (minyak dan gas alam) maupun untuk fluida pendukung yang digunakan selama proses pengolahan seperti air untuk *cooling system*. Skema sederhana suatu jalur pipa distribusi migas dapat dilihat pada gambar berikut.



Gambar 2. 10 Skema sederhana *pipeline* ⁽⁴⁾

Komponen-komponen utama *pipeline* seperti yang terlihat pada skema diatas adalah :

1. *Injection station*
Titik awal dari suatu jalur pipa, terkadang disebut juga sebagai *inlet station*. Pada titik ini umumnya terdapat fasilitas penyimpanan (*storage*) dan kompresor atau pompa.
2. *Delivery station*
Merupakan titik distribusi dimana operator dapat menyalurkan sebagian dari fluida yang dialirkan sebelum mencapai titik akhir.
3. *Pump Station*

Pada titik ini akan terdapat kompresor (untuk gas) ataupun pompa (untuk fluida cair), yang digunakan untuk mendorong fluida agar tetap mengalir. Titik ini biasanya didasarkan pada daerah yang topografinya menyulitkan aliran fluida (menanjak).

4. *Block Valve Station*

Titik ini diperlukan untuk pengamanan jalur pipa tersebut. Ketika suatu bagian dari jalur mengalami kebocoran atau kerusakan, maka untuk mencegah terjadinya kehilangan fluida yang lebih besar dan mempermudah proses perbaikan maka dapat digunakan katup untuk menutup bagian tersebut dan mengalihkan aliran ke cabang pipa lainnya.

5. *Regulator Station*

Berkebalikan dengan titik *pump station*, titik ini digunakan untuk mengurangi tekanan aliran fluida agar tidak terlalu tinggi dan membahayakan ketahanan pipa. Titik ini umumnya diletakkan pada daerah yang topografinya menurun dan curam.

6. *Final Delivery Station*

Titik akhir dari suatu jalur dan biasa disebut dengan *outlet*. Pada titik ini biasanya dibangun fasilitas penyimpanan ataupun titik awal bagi jalur lain yang akan membawa fluida menuju titik lain (biasanya pada *distribution network oil pipelines*).

Terlihat dari penjelasan diatas bahwa istilah *pipeline* digunakan untuk menjelaskan saluran distribusi fluida yang amat panjang, seperti penyaluran minyak dari laut menuju ke pengolahan. Sedangkan yang dimaksud dengan *piping*, umumnya merujuk pada istilah pipa yang digunakan dalam suatu proses di tempat pengolahan yang sama, *process piping* dan *utility piping* pada suatu fasilitas misalnya ⁽²⁾. Baik *piping* dan *pipeline* keduanya memiliki standar yang berbeda.

II.2.1 Ketebalan Dinding Dan Kekuatan Pipa

Pada desain pipa, hal utama yang harus diperhatikan adalah masalah ketebalan pipa yang akan digunakan. Ketebalan pipa akan amat mempengaruhi kemampuan dari pipa tersebut dalam menahan tekanan. Semakin tebal dinding pipa maka nilai kemampuannya menahan tekanan akan semakin besar.

Kemampuan suatu pipa dalam menahan tekanan sering dinyatakan oleh pihak manufaktur dalam bentuk SMYS, *Specific Minimum Yield Strength*. Nilai SMYS itu akan menunjukkan nilai *yield* minimum yang mutlak dimiliki oleh pipa tersebut. Semakin tinggi nilai SMYS suatu pipa maka nilai MAOP (*maximum allowable operating pressure*) yang dapat digunakan dalam suatu proses juga akan menjadi semakin tinggi. Adanya pengurangan pada ketebalan dinding akibat kerusakan mekanis ataupun korosi akan mengurangi besarnya nilai kekuatan pipa tersebut dalam menahan tekanan

Untuk mendesain ketebalan pipa minimum dalam menahan tekanan internal diatur dalam tiga standar yaitu ASME B31.4, ASME B31.8 dan DnV 1981. ASME B31.4 mengatur tentang desain pipa untuk aliran minyak, sementara ASME B31.8 mengatur tentang desain pipa pengaliran gas dan fluida dengan dua fasa di Amerika Utara. DnV 1981 mengatur tentang desain pipa bagi aliran minyak, gas maupun fluida dua fasa di Eropa⁽³⁾.

Persamaan untuk menghitung nilai ketebalan pipa minimum adalah :

$$t_{NOM} = \frac{Pd \cdot D}{2 E_w \cdot \eta \cdot \sigma_y \cdot F_t} + t_a \quad (2.1)$$

Dimana Pd adalah tekanan internal perhitungan yang merupakan hasil pengurangan antara tekanan bagian dalam (Pi) dengan tekanan eksternal (Pe), D adalah nilai diameter luar pipa, t_a adalah nilai *corrosion allowance* dan nilai σ_y menyatakan kekuatan luluh minimum (*minimum yield strength*). E_w pada persamaan menyatakan nilai efisiensi dari lasan, dengan nilai 1.0 untuk *seamless pipe*, ERW (*electric resistance welded*) dan DSAW (*submerged arc welded*). F_t yang menyatakan nilai faktor temperatur bernilai 1.0 untuk kondisi penggunaan dibawah temperatur 250°F. Nilai koefisien penggunaan (η) ditentukan berdasarkan tabel yang terdapat pada standar ASME dan DNV.

Pipa yang digunakan di benua Amerika dan mengikuti standar ukuran ASME akan dimanufaktur dengan spesifikasi ketebalan pipa yang biasa disebut NPS (*National Pipe Size*) menggunakan satuan inci (*inches*), sementara di Eropa digunakan standar DNV dengan menggunakan satuan milimeter (mm). Pipa

dengan ukuran diameter luar (*outside diameter*, OD) 1.96 “ akan disebut dengan pipa NPS 2 berdasarkan ASME, atau pipa DN 50 pada standar DNV dengan kedua standar tersebut membulatkan nilai diameter pipa⁽⁴⁾. Untuk referensi mengenai berbagai macam ukuran diameter pipa baja karbon dapat merujuk pada standar ASME *Standard 36.19M* dan ASTM *Reference R0036* mengenai *Stainless Steel Pipe*.

Untuk mengetahui diameter dalam suatu pipa (*inside diameter*, ID) akan lebih sulit lagi. Karena pipa dengan nilai OD 2” dapat memiliki variasi nilai ID. Pipa 2” tersebut bisa saja memiliki nilai *schedule 40* ataupun *schedule 80*, dimana pipa dengan *schedule 80* akan memiliki nilai ketebalan dinding yang lebih tinggi dan nilai ID yang lebih kecil dibandingkan pipa dengan *schedule 40*.

Tabel 2. 1 Ketebalan pipa pada NPS 10-24 dengan variasi nilai *schedule*

NPS	DN	OD (inches)	Wall Thickness (inches)									
			SCH	SCH	SCH	SCH	SCH	SCH	SCH	SCH	SCH	SCH
			10	20	30	40	60	80	100	120	140	160
10	250	10.75	.165	.250	.307	.365	.500	.593	.718	.843	1.000	1.125
12	300	12.75	.180	.250	.330	.406	.500	.687	.843	1.000	1.125	1.312
14	350	14.00	.250	.312	.375	.437	.593	.750	.937	1.093	1.250	1.406
16	400	16.00	.250	.312	.375	.500	.656	.843	1.031	1.218	1.437	1.593
18	450	18.00	.250	.312	.437	.562	.750	.937	1.156	1.375	1.562	1.781
20	500	20.00	.250	.375	.500	.593	.812	1.031	1.280	1.500	1.750	1.968
24	600	24.00	.250	.375	.562	.687	.968	1.218	1.531	1.812	2.062	2.343

Sumber : http://en.wikipedia.org/wiki/Nominal_Pipe_Size

II.2.2 Corrosion Allowance

Dengan mempertimbangkan adanya agen korosi yang tercampur dengan fluida seperti air, oksigen, karbon dioksida dan hidrogen sulfida (H₂S), maka ketebalan pipa ditambahkan sebagai kompensasinya. Pada praktek di industri, usaha pencegahan korosi lebih diutamakan dibanding dengan penambahan ketebalan pipa yang akan meningkatkan biaya dan beban pipa. Selain itu adanya kontaminan tertentu seperti karbon dioksida dan hidrogen sulfida akan lebih mendorong terjadinya *localized corrosion* seperti *pitting* (sumuran) yang akan menyebabkan penambahan ketebalan tidak banyak berarti ⁽⁵⁾.

Walaupun begitu nilai penambahan ketebalan dinding untuk *corrosion allowance* tidak dapat dilupakan begitu saja, dan harus diperhatikan untuk meningkatkan nilai *safety factor*. Penambahan ketebalan dinding ini juga berguna untuk kompensasi kehilangan ketebalan yang dialami pipa saat proses fabrikasi, distribusi ataupun penyimpanan.

Nilai penambahan *corrosion allowance* minimal adalah sebesar 1/16", dan untuk lebih meyakinkan maka harus dilakukan perhitungan terhadap laju korosi pada bagian internal pipa. Namun nilai ketebalan *corrosion allowance* ini tidak diperhitungkan sebagai penahan beban tambahan dan hanya menjalankan fungsinya sebagai logam yang "diizinkan" terkorosi.

II.2.3 Material Selection Pipa

Pipa yang digunakan pada industri migas, kebanyakan terbuat dari baja karbon dan variannya, hal ini dikarenakan material-material fluida yang diangkut memiliki karakteristik yang hampir sama sehingga rentang pemilihan materialnya tidak terlalu luas. Jenis material utama yang sering dipilih untuk pipa adalah mengikuti spesifikasi API 5LX-XX karena reliabilitas dan nilai ekonomisnya⁽⁶⁾.

Pada ASME B31 yang mengatur tentang pipa tersebut termuat beberapa spesifikasi material yang dapat digunakan sebagai bahan baku pipa dan disesuaikan dengan kondisi operasinya. Namun tidak menutup kemungkinan akan adanya perkembangan material baru yang dapat digunakan maka diberikanlah bab khusus yaitu Appendix VI yang bersifat *non-mandatory* untuk memberikan pedoman pada hal-hal dasar yang harus dipenuhi oleh suatu material agar dapat dikatakan layak digunakan. Hal-hal yang harus dipenuhi oleh material tersebut adalah :

- Komposisi kimia
- Sifat mekanis
- Nilai uji tarik seperti yang tertera pada ASTM E-21
- Bila material akan mengalami pengelasan, maka harus menyertakan data tentang lasan sesuai dengan yang diatur dalam *ASME Section IX*

Jenis material yang diatur dalam spesifikasi API 5LX-XX ini memiliki nilai SMYS minimum sebesar 42,000 dan akan terus meningkat hingga 80,000 seiring dengan penambahan beban dan panjang pipa. Material dengan spesifikasi yang serupa adalah ASTM A-106 *grade C* dengan nilai SMYS terbaiknya 40,000⁽⁷⁾.

II. 3 KOROSI DAN KELAYAKAN PIPELINE (FFS ASSESSMENT)

II.3.1 Korosi Dan Inspeksi Jalur Pipa

Pada sektor industri migas terutama pada prasarana *offshore*, yang lebih rawan terserang korosi, usaha pencegahan dan mitigasi serangan korosi menjadi sebuah prioritas. Sekitar 70-80 % material yang digunakan pada fasilitas produksi migas *offshore* terbuat dari baja karbon yang rentan terkorosi⁽⁸⁾. Selain bahaya yang mungkin menyerang struktur *platform* itu sendiri, serangan korosi juga mungkin terjadi pada beberapa sarana lainnya.

Pada sistem pipa yang digunakan sebagai jalur pendistribusian fluida basah baik air pendingin pada *cooling water systems* ataupun minyak mentah pada sistem *reservoir*, dan jalur pengolahan, membuat pipa akan selalu rentan terhadap serangan korosi basah (*aqueous corrosion*). Serangan korosi pada jalur pipa tersebut dapat terjadi dengan skenario berikut :

1. *Cooling water systems*

Pada *offshore platform* serangan korosi pada sistem pendingin dan pipa yang digunakan untuk *heat exchanger* amat sering terjadi. Hal ini dikarenakan fluida yang digunakan pada sistem pendingin adalah air laut. Fluida digunakan sebagai medium penerima panas dari gas dan minyak yang dikompresi, dan air laut pada temperatur tinggi merupakan fluida dengan nilai korosivitas tinggi. Akibatnya adalah adanya kemungkinan terjadinya peristiwa *hot-spot corrosion* pada bagian saluran yang dekat dengan outlet, dimana fluida sudah mencapai temperatur tinggi. Hal ini dapat diatasi dengan membuat suatu *heat exchanger* yang isothermal atau dengan menggunakan zat inhibitor

2. Saluran pipa minyak dan gas utama (*main gas and oil pipelines*)

Saluran pipa yang membawa gas serta minyak mentah dan menghubungkan antar sistem pengolahan merupakan faktor produksi yang krusial namun juga paling rawan untuk terserang korosi. Bahaya korosi yang menyerang pipa penyalur muncul dari lingkungan disekitarnya maupun dari gas dan minyak mentah yang dialirkannya. Untuk melindungi dari ancaman eksternal (kelembapan udara, sinar matahari) biasanya digunakan proteksi *coating* sementara untuk melindungi korosi pada bagian internal pipa (serangan mikrobiologis) digunakan inhibitor.

Korosi yang terjadi pada jalur pipa akan mempengaruhi kinerja dan parameter operasi (tekanan dan temperatur) yang dapat dipenuhi oleh pipa itu sendiri. Pipa dengan kondisi terkorosi amat buruk akan memiliki nilai MAOP (*maximum allowable operation pressure*) yang lebih kecil dibanding pada saat kondisi awal dahulu. Untuk memastikan kondisi pipa masih dapat digunakan dan mencegah terjadinya peristiwa bencana, maka diperlukan adanya suatu inspeksi berkala dan penilaian kelayakan terhadap alat yang digunakan pada operasi. Untuk mendeteksi korosi yang terjadi pada pipa terdapat beberapa metode inspeksi yang dapat dilakukan, yaitu :

1. *Visual examination*

Pemeriksaan visual benda kerja dianggap sebagai bentuk yang paling tua dari NDT. Meskipun demikian, metode pemeriksaan ini masih tetap efektif secara kualitatif. Pada tahap awal, jenis pemeriksaan visual digunakan untuk mendeteksi cacat di permukaan. Cacat yang relatif besar seperti retak (*crack*) sangat mudah dilihat. Namun untuk ukuran cacat yang relatif kecil pemeriksaan visual dilakukan dengan menggunakan alat bantu seperti kaca pembesar. Sedangkan untuk memeriksa bagian-bagian yang sulit dilihat digunakan alat-alat optik seperti boreskop dan videoscope yang dikombinasikan dengan kamera televisi.

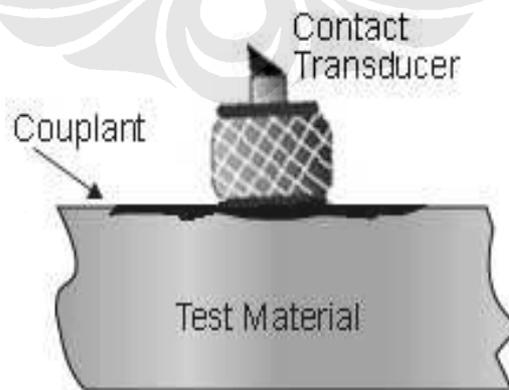
2. Ultrasonic testing

Pengujian Ultrasonik adalah salah satu metode NDT untuk mendapatkan data uji diskontinuitas, pengukuran ketebalan, dan profil suatu benda. Pengujian ultrasonik dapat diujikan pada berbagai macam material mulai dari produk logam dan non-logam seperti hasil lasan, tempa, hasil cor, logam lembaran, *tubing*, plastic, dan keramik. Ultrasonic Testing atau sering disingkat sebagai UT mempunyai beberapa kelebihan antara lain :

- mampu mendeteksi diskontinuitas yang ada di bawah permukaan.
- mampu melihat profil dari suatu benda.
- sangat kompatibel dengan metode NDT lain.
- hanya diperlukan pengujian dari satu sisi saja.
- tidak diperlukan preparasi yang rumit.
- hasilnya dapat diperoleh dengan instan.

Namun dibalik keuntungan-keuntungan yang dipunyai metode ini, UT mempunyai beberapa kekurangan antara lain :

- Harus dioperasikan oleh orang yang berkemampuan dan telah dilatih.
- Memerlukan koplant sebagai media antara probe dengan material.
- Benda yang bentuknya tidak beraturan, kasar, sangat kecil, atau tidak homogen sulit untuk diuji.
- Cacat yang ada persis di bawah cacat lain tidak akan terdeteksi.



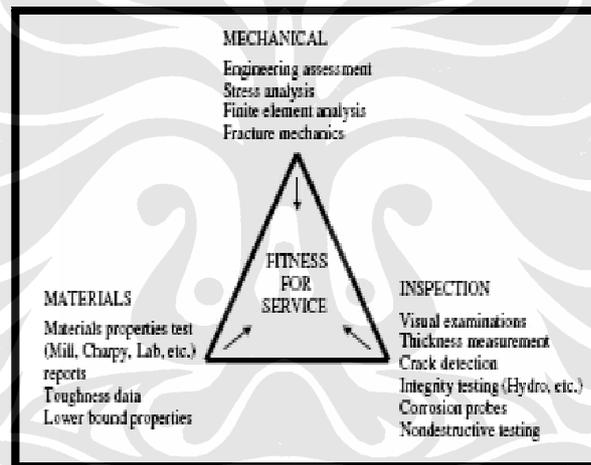
Gambar 2. 11 Skema pengujian UT ⁽²⁾

II.3.2 Fitness For Service Assessment

Penilaian kelayakan penggunaan suatu alat atau komponen pada sebuah proses operasi dikenal dengan istilah *fitness for service assessments* ⁽⁹⁾.

Fitness for service assessments (FFS assessments) memiliki dua definisi, yaitu :

1. Evaluasi keteknikan secara kuantitatif yang dilakukan untuk menilai kelayakan dan integritas struktural dari suatu komponen yang memiliki cacat ataupun kerusakan yang digunakan dalam suatu operasi
2. Analisa keteknikan secara multi-disiplin untuk menentukan apakah suatu peralatan masih layak dan mampu digunakan dalam operasi, hingga pada saat *shutdown* yang telah ditentukan ⁽¹⁰⁾



Gambar 2. 12 Segitiga teknologi multi-disiplin dalam *FFS assessments* ⁽⁹⁾

Hasil dari pelaksanaan *FFS assessments*:

1. Keputusan untuk tetap menjalankan alat seperti biasanya, memperbaikinya ataupun menggantinya
2. Keputusan untuk mengganti parameter operasi ataupun tetap menggunakannya
3. Panduan untuk menentukan interval inspeksi berikutnya

Faktor kunci yang harus diperhatikan pada saat pelaksanaan *FFS assessments* adalah:

1. Diperlukan adanya identifikasi terhadap mekanisme penyebab kerusakan
2. Setelah mekanisme terjadinya cacat diketahui, maka diperlukan penelaahan untuk mengevaluasi hubungan cacat dengan waktu (*time dependence*)

Untuk *FFS assessments* pada pipa yang menyangkut korosi, maka perlu diperhatikan beberapa hal berikut yaitu ⁽¹¹⁾ :

a. Korosi internal dan eksternal

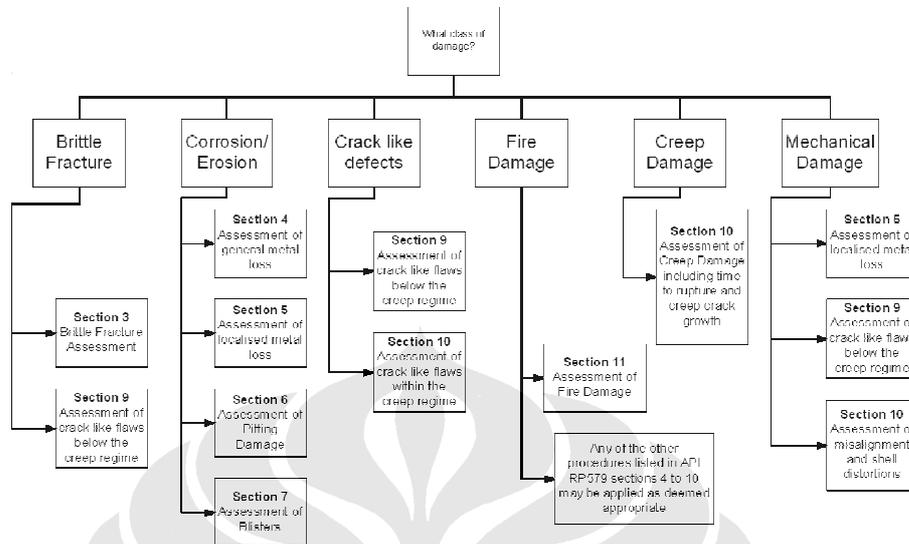
Pengaruh yang disebabkan oleh terkikisnya logam (*metal loss*) akibat korosi adalah sama baik korosi itu terjadi di bagian luar ataupun dalam. Yang membedakannya adalah cara mengevaluasi besarnya kerusakan. Pada korosi eksternal, pengukuran dapat dengan mudah dilakukan dengan alat sederhana (penggaris atau *pit gauges*) sedangkan korosi internal harus dilakukan dengan alat ultrasonik. Perbedaan lainnya adalah penggunaan *corrosion allowance*. Pada korosi eksternal, sesudah proses penilaian kelayakan, bagian terkorosi dibersihkan dan dilapisi ulang. Sedangkan pada korosi internal, setelah dibersihkan maka perlu ditambahkan *corrosion allowance* yang disesuaikan dengan besar nilai *corrosion rate*.

b. Korosi merata (*uniform*) dan korosi terlokalisir (*localized corrosion*)

Pada korosi terlokalisir, dimana *pitting* yang ada relative terkelompok dan terpisah maka penilaian terhadap pengaruh *pitting* tersebut amat mudah dilakukan dengan hanya mengukur kedalamannya, menggunakan *pit gauge* karena permukaan asli pipa dapat dijadikan sebagai bidang acuan. Sedangkan untuk *uniform corrosion*, pengukura menjadi lebih sulit karena bidang acuan yang tersedia hanya sedikit atau bahkan tidak ada. Oleh karena itu terkadang digunakan metode UT.

API 579 adalah standar yang diakui dan dijadikan paduan dalam pelaksanaan proses *FFS assessments* terutama dalam industri pengolahan minyak dan gas alam serta industri petrokimia. Pada dasarnya, dokumen ini disiapkan untuk analisa cacat dan kerusakan pada komponen yang disebabkan kondisi operasi, bukan cacat manufaktur. Analisa korosi (*metal loss*) pada pipa dapat

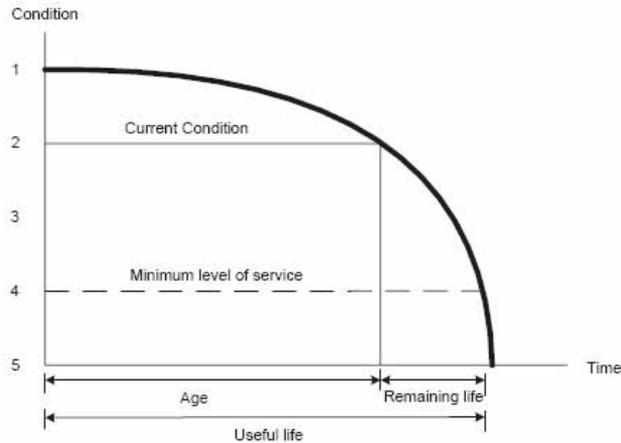
dilakukan dengan cara melihat pada bagian 4 untuk korosi merata dan bagian 5 untuk korosi terlokalisir⁽¹²⁾.



Gambar 2. 13 Bagan standar API 579⁽⁹⁾

II.3.3 Laju Korosi Dan Nilai Remaining Life Komponen

Suatu fasilitas dan komponen akan mengalami penurunan nilai dan kualitas baik dalam produksi maupun ekonomi seiring waktu. Untuk mengetahui batas waktu operasi yang dimiliki oleh komponen dan fasilitas tersebut maka diperlukan suatu usaha untuk menghitung nilai sisa usia efektifnya (*remaining life assessment*, RLA). Nilai sisa umur efektif dari fasilitas adalah penghitungan selisih waktu dari kondisi saat ini hingga pada saat dimana fasilitas akan mengalami kondisi minimum yang diperbolehkan⁽¹³⁾. Nilai RLA juga akan berguna untuk menentukan jangka interval untuk inspeksi berikutnya dan untuk manajemen resiko (*risk based inspection*, RBI). Dengan mengetahui nilai sisa pakai dari masing-masing komponen maka akan dapat dibuat suatu penjadwalan inspeksi dengan mengedepankan komponen yang beresiko tinggi terlebih dahulu⁽¹⁴⁾.



Gambar 2. 14 Grafik penjelasan pengertian RUL ⁽¹³⁾

Untuk mengetahui sisa umur dari komponen diperlukan penghitungan dari laju korosi komponen tersebut terlebih dahulu. Proses penghitungan ini dapat dilakukan dengan membandingkan ketebalan dinding pipa aktual / hasil terakhir pengukuran dengan ketebalan dinding pipa pada pengukuran sebelumnya.

$$corr.rate = \frac{(t_{previous} - t_{actual})}{inspection\ interval} \quad (2.2)$$

$t_{previous}$ = ketebalan pengukuran sebelumnya (mm)

t_{actual} = ketebalan hasil pengukuran saat ini (mm)

$inspection\ interval$ = rentang waktu antar pengukuran (tahun)

$corr\ rate$ = laju korosi (dalam mm/tahun)

Berdasarkan *Corrosion Rate Qualitative Criteria* ⁽¹⁵⁾, terdapat empat (4) tingkat laju korosi (hilangnya ketebalan per mm/ tahun) yaitu :

Tabel 2. 2 Pengelompokan kualitatif laju korosi

Corrosion rate	Severity level
< 0.025 mmpy	Low
0.025 mm < x < 0.12 mmpy	Medium
0.13 < x < 0.25 mmpy	High
> 0.25 mmpy	Severe

Sumber : NACE RP0775-1999

Proses penghitungan sisa umur komponen dilakukan dengan memperkirakan waktu dimana ketebalan dinding pipa akan mencapai nilai minimal yang diperbolehkan (*tolerable minimum thickness*) dengan laju korosi yang dianggap linear. Cara ini digunakan karena mempertimbangkan adanya ketergantungan antara ketebalan dinding pipa dengan kekuatan pipa dalam menahan tekanan⁽¹⁶⁾.

Secara persamaan, penghitungan RLA dapat ditulis sebagai berikut :

$$RL = \frac{(t_{actual} - t_{allowable})}{corrosion\ rate} \quad (2.3)$$

t_{actual} = ketebalan hasil pengukuran saat ini (mm)

$t_{allowable}$ = ketebalan minimal yang dibolehkan, bergantung pada proses operasi (mm)

$corr\ rate$ = laju korosi (mm/tahun)

RL = *remaining life* komponen (tahun)

Nilai RLA ini akan digunakan untuk memprediksi apakah komponen tersebut dapat bertahan hingga inspeksi berikutnya atau tidak. Setelah hasil pengukuran RLA dapat dilakukan proses penghitungan kekuatan pipa dengan melihat nilai sisa ketebalan dinding pipa untuk memvalidasi hasilnya.

II.3.4 Sisa Ketebalan Dinding Dan Kekuatan Pipa

Seperti yang telah dijelaskan sebelumnya bahwa ketebalan dinding akan berpengaruh terhadap nilai kekuatan dari pipa dalam menahan tekanan, oleh karena itu pipa yang telah terserang korosi akan memiliki nilai kekuatan yang berkurang dibandingkan sebelumnya. Untuk mencegah terjadinya hal yang tidak diinginkan (*catastrophic accident*), maka perlu dilakukan proses kalkulasi kekuatan pipa yang terkorosi. Dengan menghitung nilai kekuatan pipa pada titik yang paling parah terkorosi maka kita akan dapat mencegah terjadinya *failure* yang tidak diharapkan.

Perhitungan yang dilakukan untuk memperkirakan kekuatan pipa dari sisa ketebalan dinding pipa diatur dalam standar ASME B31.G “*Method For Determining The Remaining Strength Of Corroded Pipes*”. Cara perhitungan yang dapat dilakukan pun amat beragam. Beberapa cara perhitungan yang umum dilakukan adalah dengan menggunakan persamaan yang dikembangkan oleh proyek PR-3-805 dari institusi PRCI (*Pipeline Research Center International*), yaitu modifikasi persamaan (*modified criterion*) dari ASME B31.G :

1. *Conventional B31.G Criterion*
2. *Modified B31.G Criterion (0.85 dL area)*
3. *RSTRENG Modified B31.G Criterion (effective area)*

Ketiga persamaan diatas terdapat pada sebuah perangkat lunak RSTRENG yang umum digunakan. Ketiganya memiliki pendekatan perhitungan yang berbeda, namun ketiganya adalah persamaan yang memperhatikan pengukuran luas atau panjangnya cacat (*flaw length* dan *flaw area*) yang terjadi pada pipa.

Untuk perhitungan nilai kekuatan pipa dilihat dari sisa ketebalan dinding tanpa memperhatikan panjangnya cacat, maka sering digunakan persamaan berikut ⁽¹⁷⁾.

$$MAOP = \frac{(t_{min}) \cdot (MAWS) \cdot (E)}{\frac{OD}{2}} \quad (2.4)$$

atau,

$$RS = 2 X \frac{(t_{min}) \cdot (MAWS) \cdot (E)}{OD} \quad (2.5)$$

MAOP = *maximum allowable operating pressure,*

t_{min} = *minimum thickness*

MAWS = *maximum allowable working stress*

E = *joint efficiency*

OD = *outside diameter, diameter luar pipa*

II. 4 ASME B31.G DAN PERANGKAT LUNAK RSTRENG

Salah satu *tool* yang digunakan dalam menghitung kelayakan penggunaan pipa pada suatu jalur adalah dengan perangkat lunak RSTRENG, namanya sendiri merupakan kependekan dari *remaining strength*. Perangkat lunak ini didasarkan pada standar ASME B 31.G “*Method For Determining The Remaining Strength Of Corroded Pipes*”, dan digunakan untuk membandingkan nilai ketebalan sisa pipa dan kelayakannya untuk digunakan pada kondisi operasi yang ada.

Baik metode ASME B31G, metode ASME B31G *modified* (0.85 dL) dan metode *effective area* (RSTRENG), ketiganya dikembangkan oleh Kiefner khusus untuk penghitungan nilai kekuatan pipa berdasarkan ketebalan dinding pada *pipelines* bukan untuk *system piping*. Namun ketiga metode perhitungan bisa digunakan untuk menghitung nilai kekuatan *piping* dengan melakukan sedikit modifikasi. Pada proses pengembangan metode tadi, Kiefner menggunakan pengujian *burst pressure* dengan menggunakan material API 5L X42, X46, X52, X60 dan X65 serta batasan *allowable stress* (σ_a).

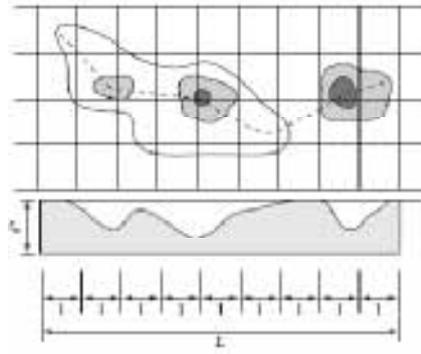
$$\sigma_a = \frac{SMYS}{3} \quad (2.6)$$

Oleh karena itu maka nilai penghitungan tekanan menggunakan RSTRENG (P_f) harus dibagi tiga (3) terlebih dahulu sebelum ditetapkan sebagai nilai MAOP dari *piping* yang dihitung kekuatannya⁽¹⁸⁾.

$$P = \frac{P_f}{3} \quad (2.7)$$

II.4.1 B31.G Criterion (1984)

Metode perhitungan kekuatan dari pipa terkorosi yang paling konservatif. Pada perhitungan dengan metode ini data yang dibutuhkan adalah data ketebalan nominal pipa, ketebalan pipa yang terkorosi dan nilai minimum *yield strength* (*specified minimum yield strength*, SMYS) material yang digunakan. Perhitungan dilakukan dengan menggunakan asumsi bahwa nilai tegangan aliran adalah sebesar 1.1 kali lipat dari nilai *yield strength* dan cacat yang terjadi akan berbentuk parabola (*2/3 area factor*).



Gambar 2. 15 Proyeksi data *metal loss* sebagai gambar sumbu longitudinal

Persamaan untuk menghitung nilai *failure stress* pada metode ini adalah sebagai berikut :

(untuk $\frac{L^2}{D_t} \leq 20$)

$$P_f = 1.1 P \left[\frac{1 - \frac{2}{3} \left(\frac{d}{t} \right)}{1 - \frac{2}{3} \left(\frac{d}{t} \right) \cdot \text{Folias } F^{-1}} \right] \quad (2.8)$$

(untuk $\frac{L^2}{D_t} \geq 20$)

$$P_f = 1.1 P \left[1 - \frac{d}{t} \right] \quad (2.9)$$

nilai Folias Factor (M)

$$M_3 = \left[1 + 0.8 \frac{L_{total}^2}{D \cdot t} \right]^{1/2} \quad (2.10)$$

Untuk prediksi nilai dari *burst pressure* :

(untuk $\frac{L^2}{D_t} \leq 20$)

$$P_{burst} = 1.1 \left(\frac{2t}{D} \right) \left[\frac{1 - \frac{2}{3} \left(\frac{d}{t} \right)}{1 - \frac{2}{3} \left(\frac{d}{t} \right) \cdot \text{Folias } F^{-1}} \right] \quad (2.11)$$

(untuk $\frac{L^2}{D_t} \geq 20$)

$$P_{burst} = 1.1 \left(\frac{2t}{D} \right) SMYS \left[1 - \frac{d}{t} \right] \quad (2.12)$$

P_f = *failure pressure*

P = nilai yang tercantum sebagai MAOP

d = kedalaman paling parah dari korosi yang terjadi

t = ketebalan pipa pada titik tersebut

L_{total} = perpanjangan dari cacat yang ada

D = ketebalan awal pipa

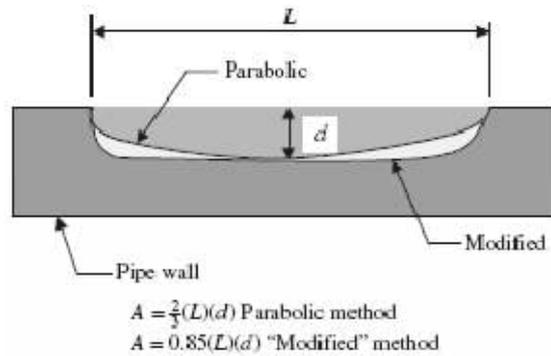
nilai P yang didapat harus lebih rendah atau sebanding dari nilai MAOP.

Keterbatasan dari penggunaan metode penghitungan paling konservatif ini adalah :

- Nilai tegangan alir yang diasumsikan sebesar 1.1 kali dari SMYS kurang akurat dalam menggambarkan kondisi sesungguhnya dan sering menyebabkan nilai kekuatan pipa terlihat amat kecil sehingga seringkali terjadi penggantian material yang tidak berguna
- Karena asumsi bentuk paraboliknya maka pada suatu kondisi dimana cacat yang terjadi amat panjang, efek logam yang terkorosi diabaikan dan membuat nilai perkiraan kekuatan pipa terlalu tinggi. Oleh karena itu pada $\frac{L^2}{Dt} \geq 20$ digunakan persamaan yang sedikit berbeda.

II.4.2 Modified B31.G Criterion (1991) – 0.85 dL area

Metode ini dikeluarkan pada tahun 1991, dengan tujuan utamanya adalah untuk menyederhanakan persamaan yang sudah ada. Hasilnya, pada persamaan ini digunakan nilai faktor empiris 0.85, menggantikan nilai $2/3$ *area factor*. Metode ini dikeluarkan bersamaan dengan metode penghitungan *effective area* dan perangkat lunak RSTRENG.



Gambar 2. 16 Perbandingan metode B31.G dan *modified* 0.85 dL area

Seperti yang terlihat pada gambar diatas, perbedaan yang mendasar dengan persamaan konvensional B31.G adalah bahwa pada persamaan ini menggunakan prinsip bentuk (*profile*) dari cacat *pitting* yang dialami pipa. Persamaan ini dapat ditulis secara matematis sebagai berikut :

$$P_f = P \left(1 + \frac{10,000}{SMYS} \right) \left[\frac{1 - 0.85 \left(\frac{d}{t} \right)}{1 - \left(0.85 \left(\frac{d}{t} \right) \right) \cdot Foliass F^{-1}} \right] \quad (2.13)$$

(nilai Foliass Factor (M) untuk $\frac{L^2}{D_t} \leq 50$)

$$M = \left[1 + \frac{1.255 L_{total}^2}{2 D \cdot t} - \frac{0.0135 L_{total}^4}{4 D^2 t^2} \right]^{1/2} \quad (2.14)$$

(nilai Foliass Factor (M) untuk $\frac{L^2}{D_t} \geq 50$)

$$M = 0.032 \frac{L_{total}^2}{D \cdot t} + 3.3 \quad (2.15)$$

Untuk prediksi nilai dari *burst pressure* :

$$P_{burst} = \left(\frac{2 t}{D} \right) (SMYS + 10,000) \left[\frac{1 - 0.85 \left(\frac{d}{t} \right)}{1 - 0.85 \left(\frac{d}{t} \right) \cdot Foliass F^{-1}} \right] \quad (2.16)$$

P_f	= <i>failure pressure</i>
SMYS	= <i>Specified Minimum Yield Strength</i> dari material
P	= nilai yang tercantum sebagai MAOP
d	= kedalaman paling parah dari korosi yang terjadi
t	= ketebalan pipa pada titik tersebut
L_{total}	= perpanjangan dari cacat yang ada
D	= ketebalan awal pipa

nilai P yang didapat harus lebih rendah atau sebanding dari nilai MAOP.

Keterbatasan dari penggunaan metode ini adalah :

- Penggunaan pendekatan yang menyederhanakan bentuk dan geometri dari korosi yang terjadi (menggunakan basis total panjang dan daerah cacat) menyebabkan perhitungan sering tidak akurat saat terdapat cacat yang amat panjang dengan satu titik yang dalam

II.4.3 Modified B31.G Criterion – (1991) effective area (RSTRENG)

Metode ini adalah metode yang dikeluarkan bersamaan dengan metode 0.85 *dL area*. Pada metode ini dilakukan perhitungan dengan memperhitungkan nilai *metal loss* pada daerah yang berbeda. Penggunaan metode ini akan membuat seseorang dapat menghitung berbagai kemungkinan *failure pressure* pipa tersebut.

Setiap perhitungan akan melibatkan nilai L_i , dengan i adalah interval (jarak) antar lubang (*pit*). Daerah yang dianggap cacat pada pipa didapat dengan menjumlahkan nilai total daerah trapezoid yang dibentuk oleh nilai kedalaman pada setiap cacat *pit*. Hal inilah yang menyebabkan metode ini disebut sebagai *effective area method*, yaitu karena perhitungan didasarkan pada panjang dan luas daerah cacat pada pipa.

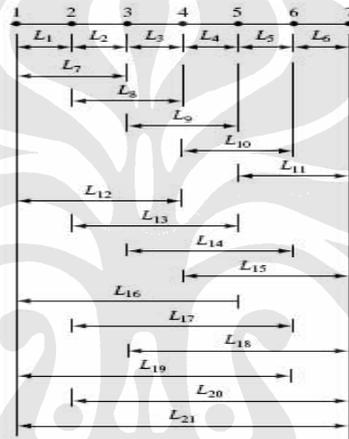
Pada metode ini, setiap cacat pada pipa akan diperiksa dengan gabungan daerah cacat lainnya menggunakan metode *iterative*. Jumlah perhitungan yang

dilakukan pada suatu pipa dengan jumlah cacat *pitting* sebanyak n secara matematis adalah seperti pada persamaan berikut ini :

$${}_2C_n = \frac{n!}{2!(n-2)!} = \binom{n}{2} \quad (2.17)$$

Sehingga bila pada suatu pipa ditemukan 7 buah cacat *pitting* jumlah perhitungan yang dilakukan adalah sebanyak 21 kali, seperti yang ditunjukkan pada persamaan dan gambar dibawah.

$${}_2C_7 = \frac{7!}{2!(7-2)!} = 21 \quad (2.18)$$



Gambar 2. 17 Perhitungan yang dilakukan RSTRENG dengan metode *effective area*

Dari kesemua hasil perhitungan tersebut maka akan diambil nilai *failure pressure* terendah sebagai nilai *failure stress* dari pipa tersebut, sehingga akan didapatkan hasil dengan nilai *safety* yang lebih baik.

Persamaan matematis untuk menghitung nilai *failure pressure* adalah :

$$P_f = P \left(1 + \frac{10,000}{SMYS} \right) \left[\frac{1 - \frac{A_{eff}}{A_0}}{1 - \left(\frac{A_{eff}}{A_0} \right) \cdot F_{olias} F^{-1}} \right] \quad (2.19)$$

(nilai Folias Factor (M) untuk $\frac{L^2}{D_t} \leq 50$)

$$M = \left[1 + \frac{1.255 L_{eff}^2}{2 D \cdot t} - \frac{0.0135 L_{eff}^4}{4 D^2 t^2} \right]^{1/2} \quad (2.20)$$

(nilai Folias Factor (M) untuk $\frac{L^2}{D_t} \geq 50$)

$$M = 0.032 \frac{L_{eff}^2}{D \cdot t} + 3.3 \quad (2.21)$$

Untuk prediksi nilai dari *burst pressure* :

(untuk $\frac{L^2}{D \cdot t} \leq 20$)

$$P_{burst} = \left(\frac{2 \cdot t}{D}\right) (SMYS + 10,000) \left[\frac{1 - \frac{A_{eff}}{A_0}}{1 - \left(\frac{A_{eff}}{A_0}\right) \cdot F_{olias} F^{-1}} \right] \quad (2.22)$$

P_f = *failure pressure*

SMYS = *Specified Minimum Yield Strength* dari material

P = nilai yang tercantum sebagai MAOP

d = kedalaman paling parah dari korosi yang terjadi

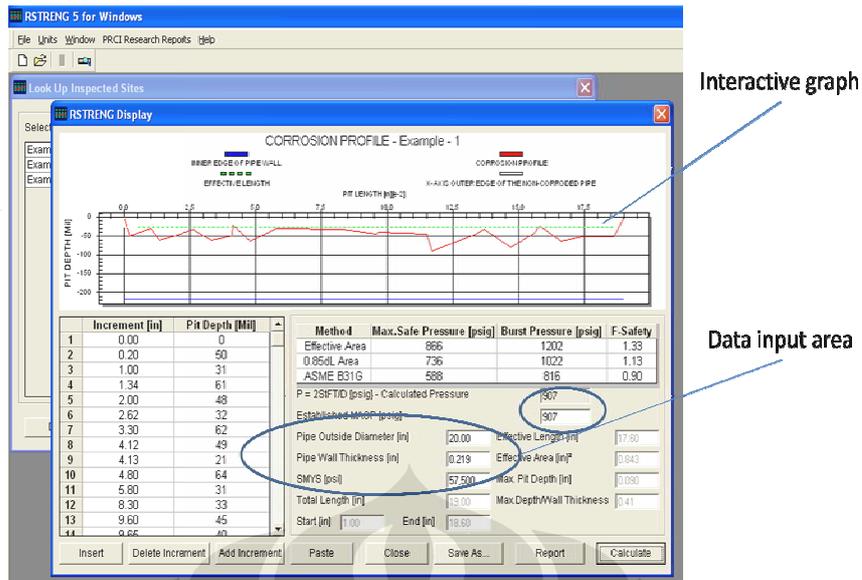
t = ketebalan pipa pada titik tersebut

L_{total} = perpanjangan dari cacat yang ada

D = ketebalan awal pipa

Kelemahan dari penggunaan metode ketiga ini adalah :

- Proses perhitungan yang amat banyak membuat metode ini hanya efektif digunakan saat terdapat alat bantu komputer yang memadai (dilengkapi perangkat lunak RSTRENG)
- Perhitungan hanya memperhitungkan adanya *internal stress*, *external stress* seperti torsi tidak ikut diperhitungkan



Gambar 2. 18 Jendela data input pada RTSRENG 5.5

II.4.4 Tindak Lanjut Proses Perhitungan MAOP

Dari hasil perhitungan diatas akan didapatkan nilai tekanan maksimum yang dapat ditahan pipa. Nilai tersebut kemudian dapat dibandingkan dengan nilai tekanan pada desain proses yang berlangsung. Akan terdapat beberapa tindakan yang menjadi *follow up* dari hasil perbandingan tersebut :

1. Membiarkan proses tetap berlangsung tanpa perubahan (MAOP > tekanan proses)
Hal ini dilakukan bila nilai MAOP hasil perhitungan masih lebih besar dibandingkan nilai tekanan pada proses yang berlangsung
2. Mengurangi nilai tekanan (*rerate*) pada pipa (MAOP < tekanan proses)
Pengurangan besarnya tekanan dilakukan hingga batas yang dapat diterima oleh pipa. Tindakan ini hanya bias dilakukan pada bagian proses yang tidak terlalu penting, karena kebanyakan proses memiliki nilai tekanan yang tidak dapat diubah begitu saja dengan mempertimbangkan produktivitas dan efisiensi produksi.
3. Memperbaiki dan mengganti pipa (MAOP < tekanan proses)
Apabila nilai MAOP perhitungan di bawah nilai tekanan proses seharusnya dan tekanan tidak dapat diubah maka tindakan yang dapat

dilakukan adalah perbaikan dan penggantian bagian pipa yang terkorosi parah.

II.4.5 Keterbatasan RSTRENG

Seperti yang dijelaskan sebelumnya, RSTRENG dibuat berdasarkan hasil pengujian *burst testing* yang dilakukan oleh Kiefner, sehingga terdapat batasan perhitungan yang dapat dilakukan oleh RSTRENG. Pengujian yang dilakukan oleh Kiefner dibatasi oleh beberapa hal berikut:

1. Pengujian *burst tests* dilakukan pada pipa baja karbon
2. *Burst tests* dilakukan pada pipa dengan ketebalan 0.593 inch (15 mm) atau kurang
3. Nilai kekuatan maksimal yang diuji adalah 65,000 psig (X65).

Oleh karena itu hasil perhitungan yang dilakukan oleh RSTRENG dapat dinyatakan valid bila memenuhi tiga (3) criteria pengujian diatas. Untuk membuat RSTRENG menjadi lebih akurat dan dapat digunakan untuk aplikasi yang lebih luas, maka Kiefner terus melakukan proses perbaikan dan validasi RTSRENG. Salah satu hasilnya adalah penggunaan RSTRENG untuk melakukan perhitungan pada pipa dengan ketebalan lebih dari 15 mm, hingga 1". Hasilnya memang dapat diperoleh dengan menggunakan RSTRENG namun harus diperiksa kembali dengan penggunaan metode lainnya ⁽¹⁹⁾. Selain itu kini Kiefner telah membuat perluasan penggunaan RSTRENG dengan membuat aturan pengukuran baru pada korosi dengan arah berputar (*circumferential*) pada pipa. (validasi)