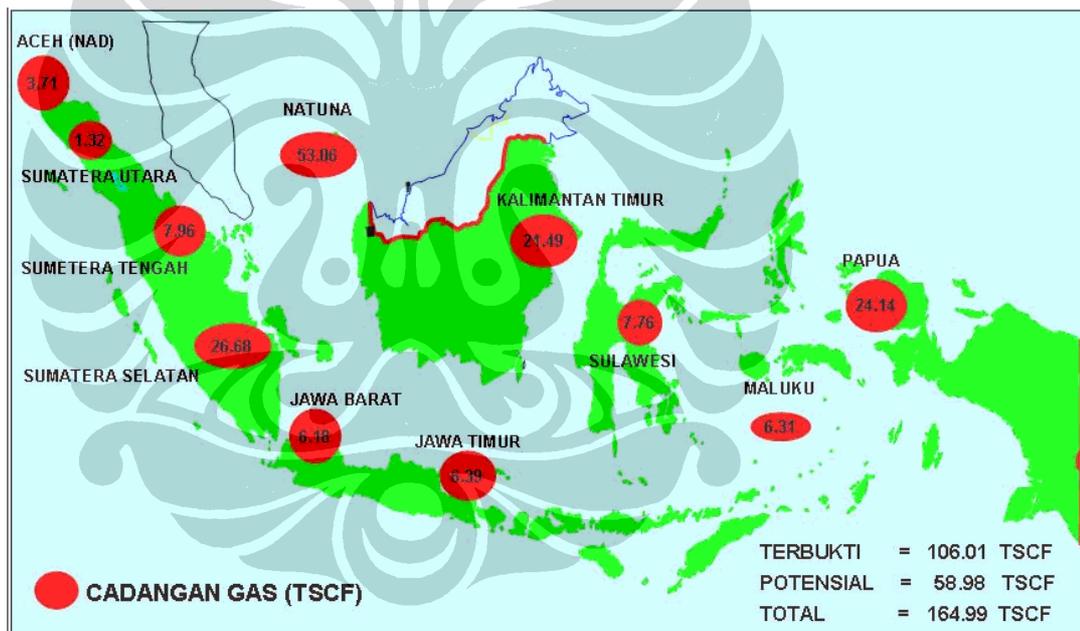


## BAB 2 TINJAUAN PUSTAKA

### 2.1. GAS BUMI DI INDONESIA

Cadangan gas bumi Indonesia merupakan 1.5% dari total cadangan terbukti di seluruh dunia. Data dari Ditjen Migas di bawah ini menunjukkan bahwa total cadangan gas Indonesia pada tahun 2007 adalah sebesar 164,99 trillion cubic feet (tcf), terdiri dari 106,01 tcf cadangan terbukti, dan 58,98 tcf potensial. Peta dibawah menunjukkan cadangan gas yang besar banyak tersebar di luar Pulau Jawa, baik terletak di darat maupun di lepas pantai.

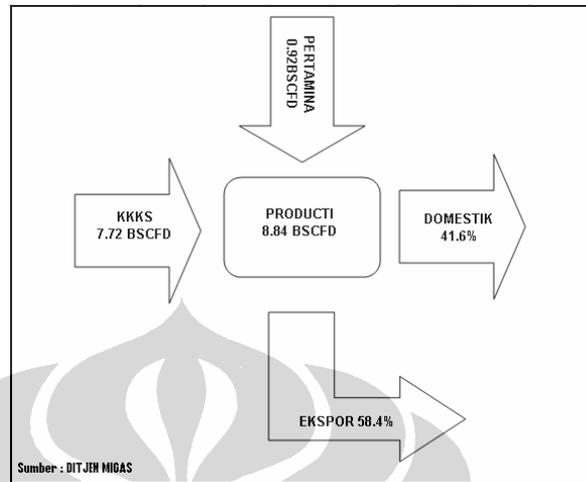


Gambar 2.1. Cadangan gas bumi di Indonesia.

[Sumber : Dirjen Migas, 2007]

Gas yang diproduksi dalam negeri sebagian besar berasal dari Kontraktor Kontrak Kerjasama Sama (KKKS) asing. Seperti yang dapat terlihat pada gambar dibawah, gas hasil produksi KKKS pada tahun 2004 mencapai 7,72 billion standard cubic feet per day (bscfd), sedangkan gas produksi Pertamina sebesar 0.92 bscfd. Di antara KKKS tersebut adalah BP Indonesia yang memiliki wilayah

kerja atau konsesi di tiga wilayah Indonesia yaitu di Offshore North West Java (ONWJ) Jawa barat, Sanga-Sanga Kalimantan Timur, dan Tangguh Papua.



Gambar 2.2. Produksi gas nasional serta penggunaan domestik dan ekspor pada tahun 2004.

[Sumber : Dirjen Migas, 2004].

Dengan tiga wilayah kerja tersebut BP Indonesia diharapkan dapat ikut berperan besar memberikan kontribusi produksi minyak bumi dan gas bumi dalam negeri, tapi saat ini hanya Offshore West Java dan Sanga-Sanga yang ikut memberikan andil produksi hidrokarbon mengingat lapangan Tangguh Papua masih dalam tahap konstruksi. Saat ini BP Indonesia memberikan kontribusi produksi total minyak bumi sebesar 46000 bopd yang berasal dari BP West Java 26000 bopd dan Vico Sanga-Sanga 20000 bopd, sedangkan untuk gas bumi total produksi sebesar 1470 mmscfd yang berasal dari BP West Java 270 mmscfd dan Vico Sanga-Sanga 1200 mmscfd. Diharapkan akan dapat memberikan kontribusi yang lebih signifikan pada tahun 2009 setelah Tangguh Papua dapat berproduksi sebesar 0.12 TCF [9].

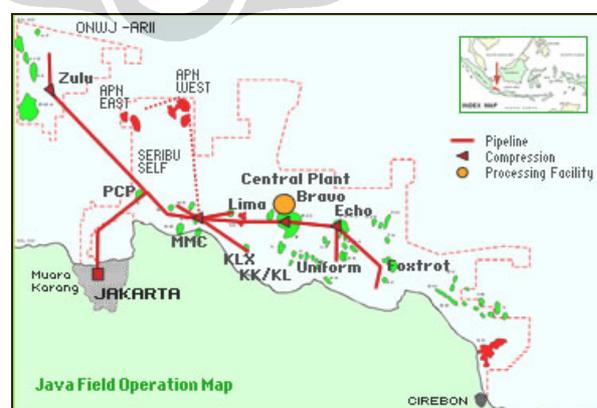
Namun ditengah kebutuhan energi dalam negeri yang cukup besar, sebagian besar diproduksi gas yang dihasilkan oleh Pertamina dan KKKS asing sebesar 58,4% justru diekspor ke luar negeri. Diharapkan dengan adanya Perpres No. 5 tahun 2006 penggunaan gas alam pada tahun 2025 dapat mencapai 30% untuk konsumsi dalam negeri [10].

## 2.2. BP WEST JAVA INDONESIA

BP sudah beroperasi selama 35 tahun Indonesia dan menjadi salah satu investor asing yang paling besar dalam penanaman modal. Jika dikumulatif hingga saat ini investasinya mencapai US\$ 5 milyar. Saat mengakuisisi asset ARCO pada tahun 2000, ini merupakan pandangan strategis untuk BP di Indonesia. Setelah mengakuisisi asset ARCO, BP secara global merupakan kombinasi dari empat perusahaan besar yakni BP, Amoco, ARCO dan Castrol [2]. Bisnis BP di Indonesia terfokus untuk daerah upstream, downstream dan bahan-kimia, dengan memanfaatkan lebih dari 1,000 pegawai nasional Indonesia.

### 2.2.1. Wilayah Kerja dan Produksi BP West Java

Salah satu lapangan yang dikelola oleh BP di Indonesia adalah ONWJ atau Laut Jawa Barat bagian Utara yang dikenal sebagai BP West Java Ltd. BP West Java Ltd merupakan Kontraktor Kontrak Kerjasama Sama (KKKS) asing yang mempunyai wilayah kerja terentang mulai dari Utara Cirebon di sebelah timur hingga kepulauan Seribu di bagian barat pada jarak 50 mile dari garis pantai. BP West Java mempunyai luas wilayah kerja 8,300 km persegi terbagi menjadi empat area yaitu lapangan Ardjuna, lapangan Arimbi, lapangan Bima dan lapangan Northwest Corner (NWC) dan semua fasilitasnya berada di *offshore* [2]. Definisi *offshore* disini adalah daerah di luar garis air pasang sepanjang bagian pantai yang berada di daerah kontak langsung dengan laut terbuka dan di luar garis yang menuju ke batas laut dari perairan pantai yang dekat dari pulau/negera [11].



Gambar 2.3. Daerah konsesi lapangan BP West Java.

[Sumber : BP Indonesia, 2008]



penyimpanan minyak bumi. BP West Java membagi areanya menjadi dua yaitu area barat dan area timur. Area barat terdiri dari Avsa, Zulu (NWC), Papa, Mike-Mike, APN, KLA, dan Lima, sedangkan untuk area timur terdiri dari Bravo, Central Plant, Uniform, Echo, dan Foxtrot. Semua fasilitas diatas semua berada di *offshore*.

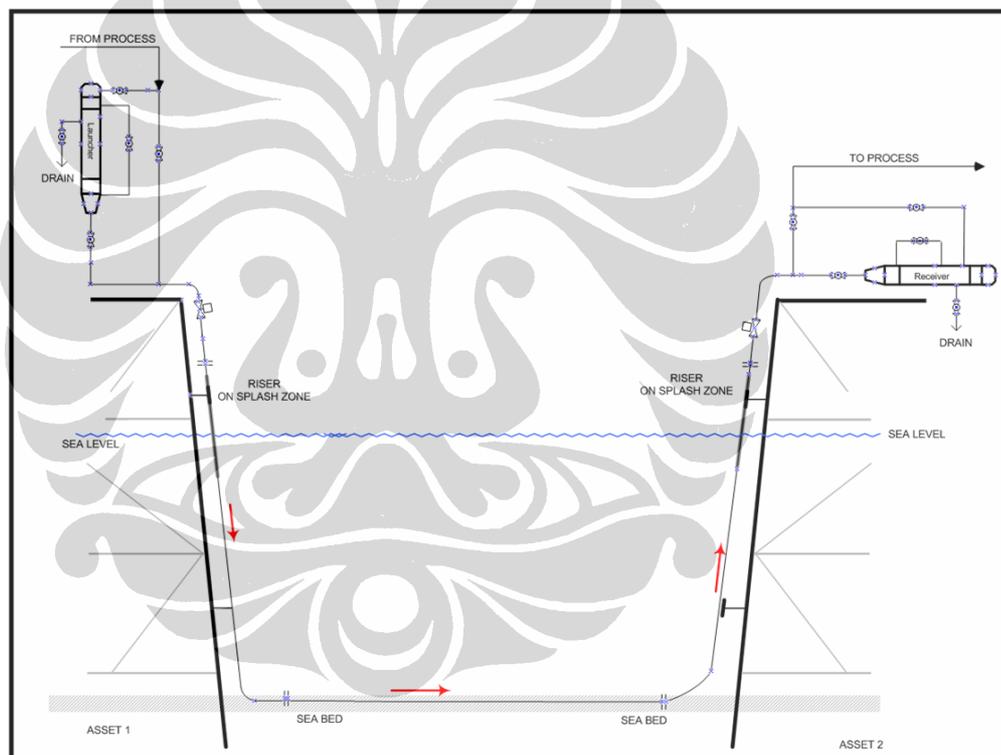
Lapangan ONWJ BP West Java dapat dikategorikan sebagai lapangan marginal atau mature, karena itu BP West Java mempunyai strategi yaitu mengembangkan dan mengoperasikan asset yang ada secara maksimal agar tetap dapat mempertahankan produksi yang ada saat ini. Beberapa langkah yang dilakukan adalah program infill well, water injection sistem serta integrity manajemen. Dari program-program ini diharapkan dapat meningkatkan produksi yang ada. Selain itu, dilakukan pengembangan lapangan baru yang berada sekitar 100 kilometer Timur Laut dari Jakarta pada kedalaman 15 hingga 45 meter dibawah permukaan laut. Lapangan baru ini yaitu APN, yang terdiri dari 3 platform yaitu APN-A, APN-B dan APN-D. Melalui jaringan pipa bawah laut sejauh 75 kilometer dengan diameter pipa 24 inch BP West Java dapat meningkatkan produksi 100 mmscfd hingga 150 mmscfd dari total cadangan APN yang terbukti sebesar 190 bcf. Fokus utamanya adalah mencapai target penjualan baik untuk minyak bumi dan gas bumi serta tetap membuat jaringan pipa bawah laut selalu siap untuk beroperasi. Karena itu perlu dilakukan strategi terhadap jaringan pipa yang ada agar tidak mencederai orang dan aman buat lingkungan dan masyarakat sekitar.

### **2.2.3. Operasi Jaringan Pipa Minyak dan Gas Bumi**

BP West Java berusaha agar seluruh offshore pipeline atau sistem jaringan pipa bawah lautnya selama beroperasi selalu mengikuti prosedur operasi, maintenance, inspeksi dan repair/rehabilitation secara terintegrasi. Mengoperasikan jaringan pipa perlu mengetahui maksud dan tujuan dari desain dan membangun jaringan pipa tersebut, serta kode dan standard apa yang menjadi acuan. Sejarah operasional jaringan pipa, status jaringan pipa yang masih aktif, dan juga perlu suatu pemahaman yang baik tentang teknik jaringan pipa itu sendiri serta aspek lain yang terkait seperti pengendalian korosi, kontrol

automatis, mekanika fluida, struktural, pemeliharaan mesin. Oleh karena itu, diperlukan teknisi-teknisi dari berbagai disiplin ilmu yang berbeda untuk bekerja bersama dalam suatu team agar sistem jaringan pipa bawah laut dapat beroperasi sesuai dengan fungsinya.

Batasan *offshore pipeline* atau sistem jaringan pipa bawah laut yang dimaksud disini adalah semua komponen *pipeline* yang diletakkan di dasar laut/seabed yang berguna untuk mentransportasikan minyak bumi atau gas bumi, dimana didalamnya termasuk riser, valve dan pressure vessel (pig launcher/receiver) hingga mencapai valve yang merupakan isolasi pertama dari topside facilities [11].

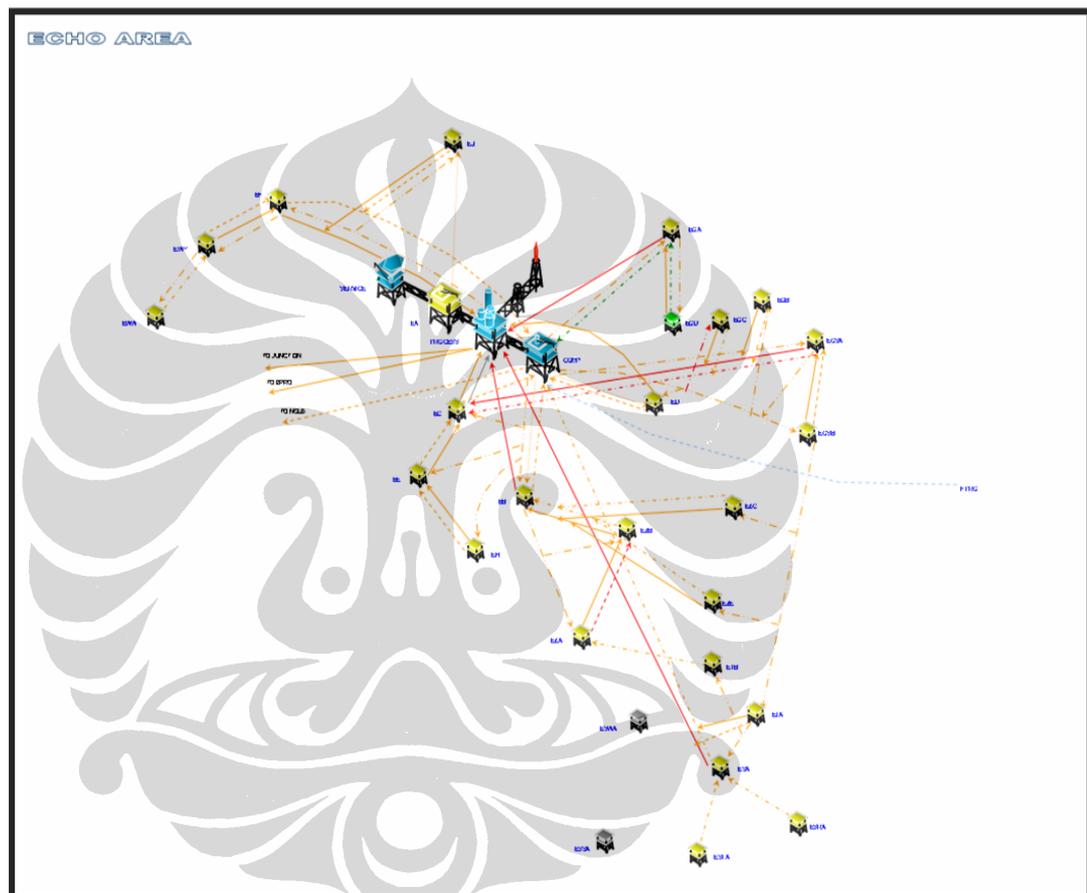


Gambar 2.5. Batasan jaringan pipa atau pipeline bawah laut.

[Sumber : BP Trinidad & Tobago, 2003]

Dengan jumlah 382 pipeline dengan jarak total 1,600 km, BP West Java dapat dikatakan mempunyai aset jaringan pipa bawah laut yang cukup besar. Dari 382 jumlah jaringan pipa tersebut, pipeline yang mengalirkan minyak bumi berjumlah 130 pipeline, pipeline mengalirkan gas bumi berjumlah 113, pipeline yang mengalirkan 3 phase berjumlah 34, pipeline yang mengalirkan gas lift

berjumlah 102 dan pipeline yang mengalirkan water injection berjumlah 3 pipeline [14]. Dengan jumlah pipeline ratusan tersebut, maka BP West Java dituntut untuk melakukan strategi integrity manajemen terhadap jaringan pipa yang ada. Pada gambar 2.5. salah satu contoh area yang ada di BP West Java yaitu area Echo, sedangkan 10 area yang lain merupakan lapangan yang sejenis dengan tingkat kompleksitas yang berbeda.



Gambar 2.6. Platform dan jaringan pipa bawah laut di Echo area - BP West Java.

[Sumber : BP Indonesia, 2007]

BP West Java dalam operasi mempunyai kebijakan tentang hidrokarbon yaitu selalu berusaha agar hidrokarbon tetap berada di dalam pipeline. Maka segala perubahan pada sistem jaringan pipa dari desain awal harus di catat, misalnya perubahan temperatur, tekanan, komposisi fluida yang melewati, karena hal ini akan mengakibatkan umur pipeline tersebut menjadi tidak sesuai dengan

desain yang diharapkan. Memonitor pipeline secara daily perlu dilakukan oleh teknisi operasi, antara lain:

- a) Monitoring dan control parameter proses yang ada antara lain, pressure, temperatur, laju alir fluida baik dari control room maupun melalui kunjungan ke remote platform atau Normally Unmanned Installation (NUI).
- b) Mengidentifikasi, memahami dan memitigasi secara field practice semua resiko yang telah diidentifikasi.
- c) Monitoring, assessment and menganalisa dari service fluida yaitu, komposisi fluidanya, misalnya H<sub>2</sub>S, CO<sub>2</sub>, dan lain sebagainya.
- d) Monitoring and maintenance semua sistem Emergency Shutdown (ESD).
- e) Menjamin bahwa semua peralatan monitoring secara reguler dilakukan kalibrasi.
- f) Menjamin bahwa semua personnel kompeten untuk masing-masing pekerjaan dan mengikuti prosedur dan perintah kerja (work instruction) yang ada.
- g) Menjamin bahwa semua kebutuhan baik spare part, equipment untuk program maintenance rutin telah tersedia, jelas, dimengerti, dilaksanakan dan semua hasil atau tindakan yang dilakukan di catat.

#### **2.2.4. Program Maintenance Jaringan Pipa Minyak dan Gas Bumi**

BP West Java sangat fokus dengan semua jaringan pipa yang dimilikinya, hal ini terlihat dengan program maintenance atau biasa disebut program *flow assurance*. Program maintenance/*flow assurance* adalah program untuk mengidentifikasi, menghitung dan memitigasi dari semua resiko aliran dari sistem jaringan pipa bawah laut [15]. Program yang dijalankan antara lain, operasi pembersihan bagian dalam dari sistem jaringan pipa bawah laut, program chemical inhibitor, sampling fluida program, review dan assessment flow regime. Pembersihan bagian dalam dari pipeline melalui program pigging secara reguler, sedangkan untuk mengurangi proses terjadinya korosi, waxing, scaling di pipeline dengan program menginjeksikan chemical inhibitor, baik untuk corrosion inhibitor, oxygen scavenger, biocide, demulsifier dan scale inhibitor.

Saat ini BP West Java mengalirkan gas bumi, minyak bumi dan 3 phase melalui sistem jaringan pipa bawah laut karena itu perlu dilakukan program pigging secara berkala. Dengan tujuan utama dilakukan pigging ini adalah sebagai berikut:

- Mencegah terjadinya waxi dan terbentuknya scale.
- Membersihkan dinding bagian dalam pipeline.
- Membersihkan debris dan deposit pasir.
- Membersihkan water dropouts
- Menentukan dan memverifikasi tren dari laju korosi internal.
- Meningkatkan kemampuan corrosion inhibitors.
- Membersihkan liquids (gas lift line) and bacteria (water injection line)
- Mengetahui geometri dari pipeline.

Program pigging ini dilakukan berbeda-beda frekwensi dan jenis pig yang digunakan pada setiap individual pipeline tergantung dari jumlah/volume debris dan solid deposit yang dikeluarkan oleh pipeline tersebut serta kondisi pig. Pig yang digunakan saat ini terbagi menjadi tiga jenis yaitu [16]:

1. Utility Pig, yaitu jenis pig yang digunakan untuk membersihkan dan memisahkan liquid, contoh pig ini adalah foam (Polly) pig, spherical/ball pig, mandrel pig dan solid cast pig.
2. In-Line Inspection Tools/Smart Pig, yaitu jenis pig yang digunakan untuk melakukan inspeksi dinding pipeline dan mengidentifikasi defect yang ada pada pipeline, mengetahui geometri ukuran dari pipeline, dan mapping dari sub sea pipeline. Pig jenis ini digunakan tergantung pada data yang diinginkan oleh pemilik pipeline. Teknologi yang ada dan dapat digunakan saat ini adalah *Magnetic Flux Leakage (MFL)* dapat mengetahui metal loss external dan internal, dent, bends serta buckles, *Ultrasonic Technique (UT)* dapat mengetahui metal loss external dan internal, dent, bends, buckles, mill defect serta cracks, *Caliper* dapat mengetahui geometri dari pipeline, *Inertial Measurement Unit (IMU)* berisi odometer dan gyroscope yang berhubungan dengan Global Positioning System (GPS) untuk mengetahui lokasi.

3. Gel Pig, yaitu jenis pig yang digunakan untuk memisahkan fluida, membersihkan debris, hydrotesting, chemical inhibitor laydown, aplikasi internal coating insitu.

Jika pipeline tersebut sudah beberapa tahun tidak dilakukan program pigging maka perlu dilakukan progresif pigging. Progresif pigging adalah pelaksanaan pembersihan pipeline yang lebih dari 3 tahun tidak pernah dilakukan pigging karena alasan teknis atau proses. Tahapan untuk jenis pig yang digunakan pada program progresif pigging adalah sebagai berikut [16]:

- Bare Low Density Foam Pig
- Medium Density Foam Pig
- Heavy Density Foam Pig
- Mandrel Pig atau Solid Cast Pig

Dalam pelaksanaan program pigging program, tidak semua pipeline yang ada di BP West Java dapat dilakukan pigging program selain karena pertimbangan alasan teknis, juga karena alasan ekonomis antara lain biaya, waktu dan effort yang dibutuhkan. Beberapa alasan teknis, tapi yang menjadi penyebab utama adalah adanya pipeline yang tie-in dengan pipeline lainnya dan ini tidak menjamin bahwa pig ini tidak akan terhenti atau *stuck* di tie-in pipeline tersebut. Selanjutnya alasan teknis lain yang dipertimbangkan juga adalah kondisi fasilitas pigging, tidak adanya pig trap baik di sisi launcher maupun di sisi receiver menjadi penyebab tidak dilakukannya program pigging secara regular. Untuk alasan ekonomis setiap aktivitas dilapangan *offshore* sangat membutuhkan biaya yang cukup besar dan waktu yang terbatas. Jika dihitung jumlah pipeline yang tidak dapat dilakukan regular pigging berjumlah 274 pipeline. Dari 274 pipeline, 141 dengan kategori temporary unpiggable dan 133 dengan kategori permanent unpiggable [22]. Pada gambar 2.5. Jenis- Jenis pig.

Selain dengan program pigging, BP West Java juga mengaplikasikan program chemical inhibitor injection, hal ini dilakukan untuk menghindari laju korosi pada bagian internal pipeline, plugging (waxing dan scaling).

Korosi adalah menurunnya suatu material terutama logam oleh karena bereaksi dengan lingkungannya [18]. Untuk di industri minyak dan gas bumi masalah korosi merupakan masalah yang cukup menjadi perhatian dengan alasan

biaya yang membesar jika terjadi kegagalan diakibatkan oleh korosi. Untuk mengetahui laju korosi dilakukan monitoring terhadap korosi. Internal korosi di monitoring menggunakan Non Destructive Testing (NDT) atau specimen yang dimasukkan ke dalam lingkungannya dalam hal ini adalah pipeline. Specimen yang dimasukkan ke dalam pipeline yang disebut corrosion coupon atau corrosion probe, sedangkan untuk NDT menggunakan teknik Ultrasonic Testing (UT).



Gambar 2.7. Jenis-jenis pig

[Sumber: Pigsunlimited, 2008]

Program corrosion inhibitor di BP West Java, chemical yang digunakan tergantung jenis fluida yang ditransportasikan melalui pipeline tersebut. Jika fluida yang melewati minyak bumi maka jenis inhibitor yang digunakan *water based system*, sedangkan untuk gas bumi akan menggunakan *oil based system*, untuk 3 phase akan menggunakan kombinasi keduanya yaitu *water soluble oil dispersion*. Injeksi *demulsifier* sering digunakan untuk menghindari *plugging* di pipeline yang diakibatkan jenis minyak bumi yang diproduksi merupakan jenis minyak

berat, atau alternative lain untuk mencegah masalah ini adalah dengan mencampurkan dengan produksi minyak bumi area lain yang produksinya jenis minyak ringan agar tidak terjadi *waxing*. Masalah scaling juga sering terjadi di BP West Java, karena seperti yang kita pahami bahwa scale deposit sering terjadi di industri eksplorasi dan produksi minyak dan gas bumi. Scale deposits terjadi terutama di dalam produksi, stimulation program dan pengangkutan. Scale dapat terjadi ketika dua larutan yang bercampur menjadi jenuh, proses ini banyak terjadi jika terjadi perubahan suhu selama operasi. Kejadian ini dapat terjadi jika ke dua bahan kimia membentuk suatu endapan bersama-sama, maka terbentuklah scale. Kandungan material pada scale terdiri dari calcium carbonate, barium sulfate, gypsum, strontium sulfate, iron carbonate, iron oxides, iron sulfides, and magnesium salts [19].

#### **2.2.5. Program Inspeksi Jaringan Pipa Minyak dan Gas Bumi**

Setelah program maintenace di lakukan, kemudian program inspeksi terhadap pipeline yang ada di BP West Java dilaksanakan sesuai dengan prioritas pipeline tersebut yang berdasarkan kepada *loss production*, sehingga tidak semua pipeline yang ada di inspeksi. Jenis inspeksi pipeline yang dilakukan oleh BP West Java antara lain :

1. Remote Operate Vehicle (ROV), yaitu inspeksi yang dilakukan di offshore untuk mengetahui kondisi lingkungan pipeline dan proteksi katodik pipeline tersebut sepanjang diletakkan di dasar laut. Teknik ini seperti visual inspeksi pada pipeline di onshore.
2. Visual Inspeksi, yaitu inspeksi yang dilakukan di offshore di fasilitas topside seperti pig trap baik launcher atau receiver, isolasi valve dan riser, sedangkan untuk sub sea pipeline visual inspeksi dilakukan oleh diver, ini dilakukan untuk menverifikasi data yang diperoleh oleh ROV.
3. UT/Radiographi inspeksi, yaitu inspeksi yang dilakukan untuk mengetahui ketebalan dan mendeteksi defect dari pipeline. Teknik ini digunakan untuk fasilitas pipework topside di platform, tapi juga banyak diaplikasikan untuk inspeksi riser dengan Rope Access Technique (RAT).

4. Corrosion monitoring, melakukan monitoring laju korosi internal dengan menggunakan coupon, probe (sample specimen), yang diletakkan di dalam proses aliran pipa tersebut, setelah beberapa lama akan dicabut kemudian ditimbang untuk mengetahui metal loss-nya. Selain itu dapat menggunakan program sampling fluida analysis.
5. Drop Cell Survey, yaitu inspeksi yang dilakukan untuk mengetahui proteksi katodik pada riser pipeline yang berada di daerah splash zone.
6. Snake Survey, yaitu inspeksi yang dilakukan untuk mengetahui proteksi katodik pada pipeline yang berada di bawah laut.

Data yang didapat dari program inspeksi pipeline, kemudian dianalisa lalu diambil langkah untuk menentukan langkah yang akan dilakukan selanjutnya, jika pipeline tersebut membutuhkan repair karena terjadi kebocoran pada pipeline maka akan dilakukan perbaikan dengan metoda clamp terlebih dahulu, dan lain sebagainya.

#### **2.2.6. Program Repair Jaringan Pipa Minyak dan Gas Bumi**

Sebelum memutuskan metoda repair apa yang akan digunakan, terlebih dahulu di lakukan assessment tidak hanya dari segi teknikal, peranan pipeline tersebut, kehilangan produksi, potensi cadangan, lingkungan tapi juga ekonominya dari pipeline tersebut. Saat ini metoda repair yang digunakan di BP West Java seperti dibawah ini :

- a. Total Replacement/Membangun pipeline baru
- b. Partial atau Sectional Replacement/Mengganti sebagian pipeline
- c. Clamping Installation/Memasang clamp pada bagian pipeline yang bocor.
- d. Abandoned
- e. Aplikasi In-Situ Coating/Epoxy Resin.

Saat ini dengan terbatasnya budget yang ada BP West Java dalam pelaksanaan pipeline repair program, yang dilakukan pertama kali adalah di clamp terlebih dahulu, kemudian jika masih terjadi kebocoran pada pipeline tersebut maka akan dilakukan smart pig untuk mengetahui kondisi dsan posisi defect yang ada di sepanjang pipeline tersebut, setelah itu akan dilakukan sectional replacement jika memungkinkan tapi jika dinding pipa bagian dalam pipeline tersebut telah

kehilangan ketebalan hingga 50% dan sepanjang 50% dari total panjang pipeline tersebut, maka akan dilakukan total replacement.

### **2.3. PIPELINE RISK MANAGEMENT**

Pipeline risk management adalah salah satu sistem yang digunakan untuk mengatur strategi terhadap suatu sistem pipeline network dengan melihat potensi resiko yang ada agar pipeline system tersebut tetap dapat mengalirkan fluida [20]. Setiap operator pipeline atau perusahaan yang mempunyai pipeline network system tidak menginginkan adanya kecelakaan kerja (*zero incidents*) selama pipeline beroperasi. Melakukan pipeline integrity management system dengan melihat pada potensi resiko adalah tujuan utama dari semua operator pipeline. Metoda ini terus dikembangkan berkelanjutan oleh dan untuk operator pipeline dengan cara menyediakan informasi-informasi yang diperlukan lalu di implementasikan secara terintegrasi dan efektif melalui program-program praktis yang telah terbukti di dunia industri oil dan gas. Program rekomendasi praktis ini dikondisikan dan berlaku untuk seluruh pipeline baik itu di on-shore maupun di offshore tergantung dengan data informasi yang tersedia.

#### **2.3.1. Dasar Konsep Resiko**

Dasar definisi resiko secara konsep adalah bahaya. Kata bahaya berasal dari kata al zahr dari bahasa arab yang berarti dadu, yang merupakan permainan pada zaman dulu. Pada umumnya kita menggambarkan bahaya adalah karakteristik dari kelompok yang akan menimbulkan potensi kerugian. Sangat penting untuk membuat perbedaan antara bahaya dengan resiko, karena pada dasarnya adalah resiko dapat berubah tanpa mengubah bahaya. Intinya resiko dapat dikurangi dengan mengidentifikasi lalu meminimalisasi resiko yang ada. Beberapa metode yang ada dapat digunakan untuk mengidentifikasi resiko dan penyebab resiko dengan menggunakan suatu table seperti hazard operability (hazop) studi. Definisi hazop studi adalah suatu teknik studi mengidentifikasi bahaya yang ada tanpa terjadinya kecelakaan terlebih dahulu, melalui proses formal yang menggunakan kata kunci spesifik [20]. Identifikasi penyebab kecelakaan secara umum dapat dikelompokkan ke dalam dua kategori yaitu

tergantung mekanisme kegagalan waktu dan mekanisme kegagalan acak. Saat melakukan pengkajian terhadap identifikasi dan penyebab resiko kadang-kadang mengacu pada keahlian atau beberapa referensi untuk dapat mengidentifikasi mekanisme kegagalan tersebut, sehingga dapat mengetahui kegagalan dengan menyertakan konsekuensinya.

Secara umum resiko di definisikan sebagai probabilitas dari suatu peristiwa yang dapat menyebabkan suatu kerugian atau kehilangan atau potensi kehilangan. Dari definisi tersebut resiko akan meningkat jika peristiwa meningkat atau frekwensi kejadian meningkat dan potensi atau konsekwensi kehilangan meningkat. Secara matematika definisi resiko adalah perkalian antara likelihood (probability) dan konsekwensi dari kejadian yang akan ditimbulkan [20].

$$\text{Resiko} = \text{Probabilitas dari Peristiwa} \times \text{Konsekwensi dari Peristiwa} \dots (2.1)$$

Dengan demikian, suatu resiko sering dinyatakan sebagai jumlah yang dihitung seperti frekuensi kematian-kematian, luka-luka, atau kerugian ekonomi. Biaya moneter sering juga digunakan sebagai bagian dari ekspresi resiko yang menyeluruh, tapi bagaimanapun juga, kesulitan dalam mengkorelasikan antara nilai atau jumlah uang dengan hidup manusia atau kerusakan lingkungan hal ini perlu menggunakan matrik. Terminologi resiko terkait dengan risiko yaitu resiko yang dapat diterima, resiko yang dapat di tolerir, dan resiko yang dapat dianggap diabaikan, di mana hal ini mempengaruhi dalam pengambilan keputusan sesuai dengan hasil kajian resiko.

Sebelum penjelasan lebih jauh lagi tentang resiko, maka akan dijelaskan lebih dulu definisi kegagalan pipeline. Definisi kegagalan pipeline adalah pelepasan isi dalam konteks ini hidrokarbon baik minyak bumi atau gas bumi dari pipeline secara tidak sengaja. Hilangnya integritas merupakan cara yang lain untuk menandai kegagalan pipeline. Tapi suatu pipeline dapat mengalami kegagalan juga dengan cara lain yang tidak melibatkan pelepasan hidrokarbon. Jika dilihat definisi secara umum kegagalan pipeline adalah kegagalan untuk melaksanakan fungsinya sesuai yang diharapkan, misalnya penyumbatan, kontaminasi, kegagalan alat, dan lain-lainnya.

Lebih jauh lagi definisi secara universal, kegagalan adalah fakta bahwa sistem jaringan pipa kota seperti jaringan Pipa Air Minum (PAM) dan air limbah atau bahkan sistem distribusi gas bumi yang dapat diterima jika ada sejumlah kebocoran (tidak seperti sistem jaringan pipa transmisi). Oleh karena itu, kejadian kegagalan pipeline dapat ditolerir kecuali ketika kebocoran tersebut semakin meluas. Kebocoran merupakan istilah yang menjelaskan bahwa pelepasan atau pembebasan isi dari sistem pipeline tersebut secara tidak disengaja. Karena hal itu, perlu lebih dalam lagi dalam mendefinisikan suatu kegagalan jika konteksnya adalah berasal dari suatu *ventilasi, de-pressurise, blowdown, flaring* atau dapat dikatakan pembebasan isi dari sistem pipeline yang disengaja.

Dengan demikian diharapkan definisi tentang suatu kegagalan akan lebih jelas. Untuk itu, banyak jaringan pipa transmisi minyak dan gas bumi yang mengalami kebocoran yang cukup luas, sehingga dapat disimpulkan setiap bocoran terjadi maka dapat dikatakan bahwa pipeline tersebut sudah mengalami kegagalan.

Kegagalan terjadi ketika struktur itu menerima tekanan di luar kemampuannya, hasilnya adalah integritas dari struktural sedang dikompromikan atau di test. Tekanan internal, tekanan lapisan tanah, suhu ekstrim, gaya eksternal, dan kelelahan merupakan contoh dari tekanan yang harus dapat ditahan oleh pipeline. Kegagalan atau hilangnya kekuatan akan menjadi pendorong terjadinya kegagalan dan juga dapat disebabkan oleh korosi atau dari kerusakan mekanik seperti scratch. Segala probabilitas kegagalan dan awal penyebab kegagalan harus diidentifikasi. Setiap penyebab kegagalan pada pipeline, bahkan pada daerah remote tetap harus di lakukan identifikasi.

#### 2.3.1.1. Probabilitas

Secara umum definisi probabilitas adalah suatu aspek kritis dari semua kajian risiko. Beberapa prediksi dari probabilitas kegagalan akan diperlukan untuk mengkaji resiko. Beberapa orang berpikir bahwa probabilitas hanya akan terkait dengan statistik. Pada kenyataannya bahwa probabilitas berasal dari analisa data statistik yang ada dengan mengamati kejadian.

Dalam dunia statistik sangat memerlukan data observasi yang telah lalu sehingga dari kesimpulan itu dapat digambarkan hasilnya. Sedangkan interpretasi

data yang semakin banyak perlu memperoleh hasil prediksi dan analisa yang penuh jelas dan menjadikan sistem yang digunakan akan lebih kompleks. Lebih banyak variabel secara alami yang dipertimbangkan, maka data observasi percobaan lebih sedikit, maka pendekatan frekuensi secara historis akan sering kali menjawab pertanyaan yang ada dengan memprediksi sesuai dengan hasil probabilitas.

Statistik bukan merupakan suatu probabilitas. Statistik hanyalah angka atau metoda untuk menganalisa angka-angka tersebut. Analisa dilakukan berdasarkan pada kejadian observasi yang telah lalu. Statistik tidak menggambarkan segalanya tentang kejadian yang masa depan. Oleh karena itu suatu analisa probabilitas tidak hanya merupakan suatu analisa statistik. Sejarah frekwensi kegagalan yang berhubungan dengan nilai statistik umumnya digunakan untuk pengkajian resiko.

Dalam penelitian ini parameter yang akan diperhitungkan sebagai probabilitas antara lain:

a. Umur Jaringan Pipa.

Jika melihat lama *service* dari setiap *equipment* atau fasilitas yang ada maka dapat diketahui integritas dari sistem jaringan pipa tersebut, karena semakin lama fasilitas atau jaringan pipa tersebut beroperasi maka probabilitas keagalannya akan semakin meningkat.

b. Sejarah Jumlah Kebocoran.

Jumlah frekwensi kebocoran dari pipeline atau sistem jaringan pipa akan dapat menjelaskan tingkat resiko jaringan pipa tersebut.

c. History Perbaikan.

Dengan mengetahui jenis dan tingkat perbaikan yang telah dilakukan pada pipeline atau jaringan pipa maka akan mengetahui resiko yang akan ditimbulkan akibat perbaikan tersebut, misalnya berapa lama perbaikan tersebut akan bertahan. Variabelnya yang digunakan adalah tidak pernah dilakukan perbaikan, dilakukan *clamping*, dilakukan *sectional replacement* dan membangun dan *laydown* pipeline baru.

d. Monitor dan Mitigasi.

Dengan mengetahui program monitor dan mitigasi dari pipeline atau jaringan pipa maka akan dapat menjelaskan tingkat resiko dari jaringan pipa tersebut karena ini berhubungan dengan pemeliharaan jaringan pipa yang dimaksud. Variable yang digunakan dalam diperhitungkan ini yaitu laju korosi yang terjadi pada pipeline tersebut, *chemical inhibitor injection performance*, *regular pigging performance* dan *manned platform* atau *unmanned platform*.

e. Corrosion Threat.

Hal yang cukup penting untuk mengetahui resiko yang ada dengan mengetahui corrosion threat yang ada pada jaringan pipa tersebut. Jika dilihat statistik bahwa corrosion merupakan penyebab kegagalan yang utama di dunia industri minyak dan gas bumi. Variabel yang diperhitungkan adalah internal threat yaitu kandungan karbondioksida (CO<sub>2</sub>), hidrogen sulfat (H<sub>2</sub>S), Sulfate reducing bakteri (SRB), pH.

Dengan mengetahui parameter yang telah disebutkan diatas, probabilitas ini diharapkan hasilnya akan lebih tajam, dan akurat dalam melakukan kajian resiko.

### 2.3.1.2. Konsekuensi / Consequences

Hal yang tidak dapat dipisahkan dalam setiap melakukan kajian resiko adalah penilaian potensi dari konsekuensi. Beberapa aspek potensi yang menyebabkan kerugian atau kehilangan dapat dihitung, misalnya jaringan pipa gas bocor dan meledak maka dapat dihitung kerugiannya, misal gedung yang rusak, kendaraan yang rusak, biaya dari stopnya produksi, biaya kehilangan produksi dan biaya untuk melakukan pembersihan area yang terkena dampaknya.

Konsekuensi dapat dikelompokkan dalam kategori yaitu biaya secara langsung atau biaya langsung termasuk. Termasuk biaya langsung diantaranya: kerusakan bangunan (property), kematian atau kecelakaan terhadap kesehatan manusia, kerusakan atau pencemaran lingkungan, kehilangan produksi, biaya perbaikan, biaya pembersihan dan pemulihan. Sedangkan biaya yang tidak langsung diantaranya adalah proses pengadilan, pelanggaran-pelanggaran

kontrak, ketidakpuasan pelanggan, reaksi-reaksi politis atau reputasi, hilangnya penguasaan pasar, dan penalty dari pemerintah.

Nilai moneter dari kerugian sering digunakan untuk mengukur konsekuensi, misalnya dengan menilai kurs valuta sehubungan dengan konsekuensi dari beberapa kerusakan. Ini dihitung dengan kehilangan jiwa atau kerusakan lingkungan. Dalam penelitian ini parameter yang akan diperhitungkan sebagai konsekuensi antara lain:

a. Safety / Keselamatan.

Merupakan hal yang sangat penting, karena tujuan utama dilakukan analisa resiko adalah agar jaringan pipa tersebut aman selama dioperasikan. Konteks aman adalah aman terhadap manusia (pekerja), lingkungan, masyarakat sekitar area eksplorasi dan produksi.

b. Kehilangan Produksi.

Jika suatu pipeline atau jaringan pipa gagal mengalirkan fluida maka jaringan pipa tersebut dapat dikatakan telah gagal melaksanakan fungsinya dan kerugian akibat hal ini dalam jumlah moneter akan berpengaruh terhadap kelangsungan bisnis perusahaan dan reputasi perusahaan.

c. Lingkungan.

Sesuai dengan tujuan utama dilaksanakannya pipeline integrity management system yang berdasarkan pada analisa resiko yaitu tidak merusak lingkungan dan biaya yang akan dikeluarkan jika terjadi pencemaran terhadap lingkungan akan sangat berdampak pada perusahaan.

### 2.3.1.3 Laju Kegagalan

Laju kegagalan adalah hitungan sederhana mengenai kegagalan dari waktu ke waktu. Biasanya yang pertama diamati adalah frekuensi seberapa sering pipeline tersebut mengalami kegagalan dalam periode waktu tertentu. Laju kegagalan dapat juga dikatakan suatu perkiraan terhadap seberapa banyak kegagalan yang diharapkan di waktu yang akan datang. Laju kegagalan normalnya dibagi menjadi laju kegagalan untuk masing-masing mekanisme kegagalan.

Ketika laju kegagalan cenderung bervariasi karena perubahan lingkungan, tapi mekanisme dasar biasanya tetap akan memperlihatkan konstan sepanjang tidak berubahnya lingkungan. Ketika laju kegagalan kecenderungannya meningkat sesuai dengan lamanya beroperasi maka secara logika dapat dihubungkan dengan efek penuaan, dan yang menjadi mekanisme dasarnya adalah waktu. Beberapa mekanisme kegagalan pada masing-masing kategori ditunjukkan di Table 2.1.

#### 2.3.1.4. Kajian Risiko

Kajian risiko adalah suatu proses perhitungan dan model risiko merupakan tool untuk perhitungan tersebut. Kualitas dan konsep manajemen merupakan beberapa hal yang banyak dilakukan dalam perhitungan untuk kajian risiko. Kajian risiko harus menghitung keduanya yaitu probabilitas dan konsekuensi dari semua potensial kejadian yang akan menimbulkan bahaya. Dengan menggunakan kajian risiko, kita dapat membuat keputusan untuk mengatur risiko yang teridentifikasi. Risiko merupakan kuantitas yang tidak statis. Sepanjang pipeline biasanya kondisinya selalu berbeda, begitu juga dengan probabilitas dan potensi dari konsekuensinya. Karena kondisinya akan selalu berubah sesuai dengan fungsi waktu dan risikonya juga tidak akan sama walaupun pada tempat yang sama. Ketika kita melakukan evaluasi risiko, sebenarnya kita mengambil suatu gambaran tentang risiko pada waktu dan saat itu. Tapi kemampuan untuk memprediksi kegagalan pada pipeline saat ini merupakan suatu keuntungan besar dalam memperkecil risiko.

Tabel 2.1. Laju kegagalan vs mekanisme kegagalan.

<i>Failure mechanism</i>	<i>Nature of mechanism</i>	<i>Failure rate tendency</i>
Corrosion	Time dependent	Increase
Cracking	Time dependent	Increase
Third-party damage	Random	Constant
Laminations/blistering	Random	Constant
Earth movements	Random (except for slow-acting instabilities)	Constant
Material degradation	Time dependent	Increase
Material defects	Random	Constant

[Sumber: W.K Muhlbauer, 2004]

Metodologi kajian resiko modern, dapat memprediksi kegagalan pada pipeline atau jaringan pipa. Usaha mengkaji resiko pipeline ini akan menghasilkan suatu score, sehingga dapat dilakukan rangking berdasarkan score nilai tersebut. Dengan mengetahui secara sistematis dan secara obyektif akan dapat mengetahui pipeline dan lingkungannya. Ini dapat digunakan untuk memperbaiki keputusan yang diambil.

#### 2.3.1.5. *Manajemen Resiko*

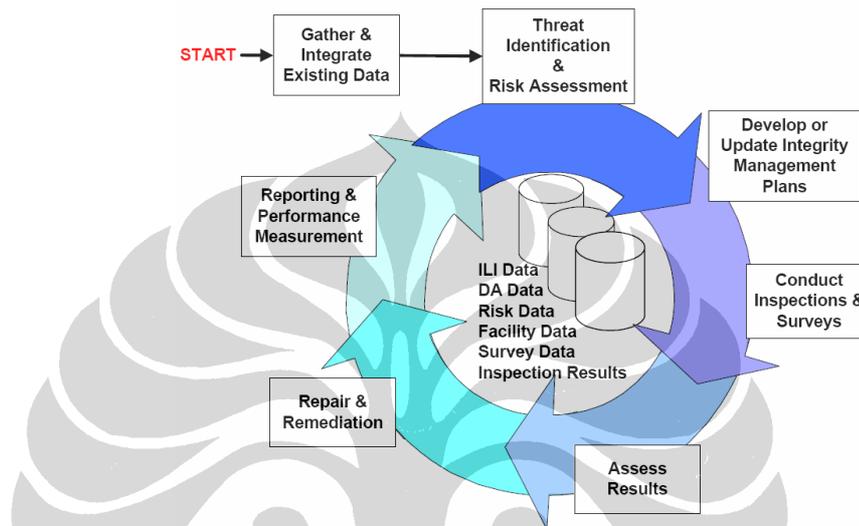
Manajemen resiko adalah suatu reaksi terhadap resiko yang ada. Reaksi yang dilakukan adalah untuk mengatur resiko dengan menggunakan alat maka diharapkan resiko dapat berkurang. Dengan latihan sehari-hari diharapkan dipraktekan oleh setiap individu maka resiko yang ada dapat dieliminir.

#### 2.3.2. **Parameter yang mempengaruhi analisa resiko**

Sistem atau program rekomendasi praktis dari operator pipeline menjelaskan proses pengkajian dalam mengurangi resiko dengan cara mengurangi probabilitas (likelihood/probability) dan konsekwensi (consequences) dari kecelakaan. Prinsip dasar dari pipeline integrity management yang berdasarkan pada resiko seharusnya diaplikasikan mulai pada saat melakukan desain engineering pipeline tersebut. Sesuatu yang perlu diperhatikan antara lain desain, pemilihan material dan konstruksi sehingga alat yang berfungsi sebagai pencegahan, memonitor/mendeteksi dan perbaikan dari pipeline tersebut jika terjadi kegagalan telah dipersiapkan.

Jika melihat dari tujuan dilakukannya pengembangan dari pipeline integrity management adalah mengawasi integritas struktur dari pipeline, mencegah kegagalan pipeline dan memperpanjang umur penggunaan pipeline serta meminimalisasi dampak terhadap lingkungan, masyarakat umum dan perusahaan (bisnis) disesuaikan dengan peraturan internasional. Untuk mencapai tujuan tersebut memerlukan tahapan-tahapan dalam melaksanakan pipeline integrity management system. Hal-hal yang perlu dilakukan antara lain *gathering*, *reviewing* dan mengintegrasikan data sebagai data awal, mengidentifikasi atau mengetahui penyebab kegagalan pipeline (*threat identification*), rencana integrity management (integrity management plan atau update), pelaksanaan integrity management yang

telah direncanakan, mengkaji dan menganalisa data hasil survey atau inspeksi, pencegahan dan perbaikan hasil temuan survey atau inspeksi yang difokuskan pada area yang mempunyai konsekuensi tinggi (High Consequences Area) dan sedang (Medium Consequences Area), serta pelaporan dan evaluasi dari hasil setiap tahapan proses tersebut untuk dilakukan perbaikan yang berkesinambungan. Gambar 2.6. menjelaskan alur pelaksanaan pipeline integrity management system.



Gambar 2.8. Pipeline integrity management sistem

[Sumber: GE Energy, 2005 ]

Pengumpulan dan penggunaan data secara sistematis dan efektif merupakan keharusan agar dapat menentukan kajian resiko yang akan ditimbulkan oleh suatu pipeline. Pengetahuan tentang pipeline dan fasilitas secara menyeluruh adalah komponen dasar dari program integrity management. Data-data lain yang menjadi parameter atau elemen utama dalam perhitungan ini sangat diperlukan, antara lain adalah informasi kondisi operasi, lingkungan sekitar, review proses, monitor atau inspeksi, perbaikan yang telah dilakukan. Dengan data-data seperti disebutkan sebelumnya akan dapat dilakukan analisa secara akurat dalam mengimplementasikan program pipeline integrity management. Data-data yang dibutuhkan tidak hanya didapat dari internal (operator pipeline) tapi bisa didapat juga dari external (pihak ketiga) contohnya laporan project dari kontraktor dan sebagainya. Jika data yang dibutuhkan tidak tersedia maka dapat dilakukan kunjungan atau campaign ke lokasi untuk melakukan pengumpulan data jika data tersebut sangat penting.

Setelah data terkumpul maka akan dilakukan integrasi data tersebut yang merupakan tugas yang cukup kritis karena efektif atau tidaknya program pipeline integrity management tergantung dari kemampuan menggabungkan dan menggunakan data dari berbagai sumber (multiple) data sehingga membuat tingkat kepercayaan untuk menentukan threat dari resiko yang akan ditimbulkan jika terjadi kegagalan pada pipeline tersebut.

Faktor lain yang cukup penting dalam melakukan program pipeline integrity management system adalah verifikasi dari quality dan konsistensi data yang digunakan serta kapan waktu invalid (kadaluarsa) dari data tersebut dan hal ini merupakan bagian dari review data. Setelah semua data telah dilakukan verifikasi kemudian dibuat daftar anomali dari pipeline tersebut. Daftar anomali tersebut menjadi petunjuk untuk menentukan tingkat resiko yang akan ditimbulkan. Sebelum menentukan tingkat resiko, tahapan pertama yang harus dilakukan adalah mengidentifikasi potensi penyebab (threat) kegagalan terhadap pipeline integrity. Semua data kegagalan akan di analisa, review dan klasifikasi untuk mengetahui penyebab utama (major threat) dari kegagalan integrity. Penyebab (threat) utama kegagalan integrity antara lain:

- a. External Corrosion
- b. Internal Corrosion
- c. Third Party / Mechanical Damage
- d. Others, misalnya incorrect operation, manufacture defect dll.

Kombinasi dari penyebab (threat) di atas sangat mungkin terjadi dan hal ini dapat mempercepat proses kegagalan dari pipeline integrity.

Beberapa data dibutuhkan secara spesifik yang berguna sebagai parameter untuk menentukan *probability dan consequences*. Setiap parameter dari data tersebut kemudian diberi bobot. Data yang umum digunakan sebagai parameter dalam menentukan *probability* antar lain adalah :

1. Umur dari pipeline.
2. Frekwensi kebocoran dari pipeline.
3. Histori perbaikan yang dilakukan.
4. Penyebab utamakan kegagalan (corrosion, pihak ketiga, operasi,dll).
5. Monitoring dan mitigasi dari penyebab utama kegagalan pipeline.

Sedangkan untuk parameter yang umum digunakan sebagai parameter dalam menentukan *consequences* dari kegagalan antara lain :

1. Kehilangan pendapatan (*production loss* dalam ekivalen dengan oil).
2. Reputasi perusahaan.
3. Lingkungan di sekitar pipeline tersebut.
4. Keamanan selama pipeline tersebut beroperasi.

Dari parameter-parameter diatas kemudian dilakukan pembobotan (*scoring*) yang tergantung pada masing-masing parameter dan karakteristik lapangan tersebut, misalnya untuk pipeline di *offshore* akan berbeda bobotnya dengan pipeline di *onshore*. Begitunya juga untuk pipeline transmisi akan berbeda dengan pipeline distribusi.

Dengan mengetahui bobot total dari *probability* dan *consequences* maka kita dapat mengalikan antara bobot pada *probability* dan *consequences* yang hasilnya merupakan matrik dari resiko dari suatu pipeline. Setelah mengetahui matrik resiko maka dapat ditentukan tingkat kritikalitas pipeline. Karena umumnya resiko yang dihasilkan akan mempertimbangkan dampak potensi terhadap individu, masyarakat umum, property, bisnis perusahaan dan lingkungan.

### 2.3.3. Pendekatan Model

Model manajemen resiko menjadi suatu tool yang sangat bermanfaat untuk operator pipeline dan manajer yang tertarik dengan keselamatan jaringan pipa dan efisiensinya. Manfaat yang diperoleh bukan hanya dari kemampuan yang ditingkatkan untuk memperbaiki keselamatan dan mengurangi resiko, tetapi juga pengalaman dalam proses pengkajian risiko yang menunjukkan untuk maju, dengan sangat banyaknya informasi yang bermanfaat untuk yang dapat disatukan kedalam satu lokasi sebagai tempat penyimpanan titik rujukan dan informasi untuk pengambilan keputusan dari sebuah organisasi dalam hal ini perusahaan.

Tujuan dilakukannya metoda pipeline risk assessment seperti yang telah dijelaskan sebelumnya bahwa untuk mengevaluasi resiko pipeline yang terpasang di masyarakat dan mengetahui cara mengatur resikonya secara efektif dengan mempertimbangkan dan mendiskusikan kajian resiko yang lebih spesifik, termasuk didalamnya fasilitas pipeline.

Satu model dasar dengan mempertimbangkan semua variabel resiko yang telah ditunjukkan dalam kajian resiko yang simple, dengan mengkaji variabel yang telah dijelaskan sebelumnya. Sehingga tiap orang dapat melakukan penilaian resiko meskipun dengan sedikit atau tidak punya pengalaman pada operasi pipeline dengan mengadopsi pendekatan ini. Dengan pendekatan ini penilaian resiko dapat digunakan untuk mengkaji pipeline dengan cakupan yang lebih luas, sesuai dengan lingkungan dan operatorpun dapat menggunakan pendekatan umum ini, karena ini merupakan tujuan dari kerangka dasar.

Dengan menggunakan komputer sederhana membuat suatu database untuk menyimpan data resiko, dan lalu ditetapkan dengan beberapa proses administratif dalam pemeliharaan dan penggunaan data informasi, pada tahap awal seorang aplikator saat ini sudah mempunyai suatu sistim untuk mendukung manajemen resiko. Untuk manajer resiko yang telah berpengalaman akan dapat menyederhanakan proses yang kompleks dan akan memakan waktu lebih cepat. Dengan mempunyai satu pemahaman skenario menyusun bahaya, suatu model pengkajian risiko dapat dibangun.

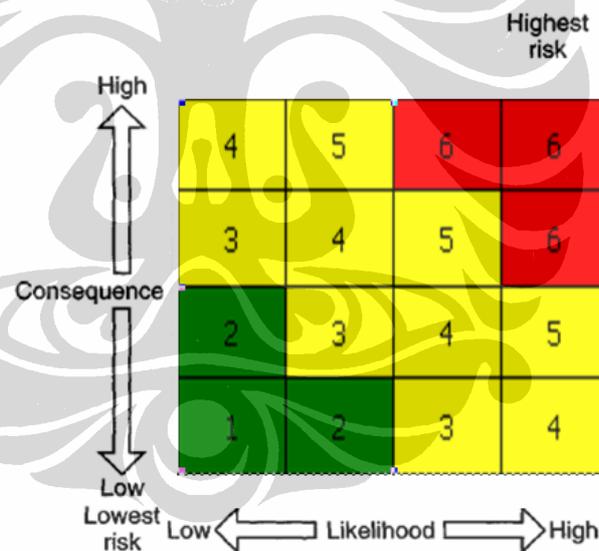
Model ini merupakan himpunan dari aturan-aturan dimana akan dapat diprediksi mengenai kondisi pipeline di masa depan dengan suatu perspektif resiko. Model itu akan berupa matriks yang menggambarkan dari resiko.

Gol dari segala model pengkajian resiko adalah untuk mengukur resiko-resiko yang ada baik itu secara relatif maupun absolut. Fasa pengkajian resiko adalah langkah pertama yang sangat penting dalam mempraktekkan manajemen resiko. Ini juga merupakan fasa yang paling sulit. Meski kita memahami konsep engineering tentang korosi, mekanikal fluida, dan prediksi kegagalan. Tidak seorang pun dapat secara pasti menyatakan di mana atau ketika kegagalan pipeline akan terjadi. Bagaimanapun juga, semakin banyak kemungkinan mekanisme kegagalan, lokasi-lokasi, dan frekwensi dapat diperkirakan untuk usaha mengetahui resiko yang timbul.

Model secara umum terbagi tiga tipe, dari yang paling sederhana hingga yang paling kompleks, yaitu adalah model matriks, model probabilistic, dan model indeks [20]. Masing-masing model mempunyai kekuatan dan kelemahan, seperti yang akan dibahas di bawah ini.

### 2.3.3.1. Model Matrik

Salah satu struktur pengkajian risiko yang paling sederhana adalah analisis keputusan dengan suatu acuan/matriks. Ini mengelompokkan risiko pipeline menurut probabilitas dan potensial konsekuensi dari suatu peristiwa pada skala yang sederhana, seperti tinggi, sedang atau rendah atau skala yang kuantitatif; sebagai contoh 1 hingga 5. Masing-masing threat merujuk pada suatu sel dari matriks berdasarkan pada probabilitas dan konsekuensi yang ada. Bahkan dengan keduanya berada pada suatu probabilitas dan konsekuensi yang tinggi maka akan muncul yang lebih tinggi dan akan menghasilkan daftar yang diprioritaskan. Pendekatan ini bisa juga menggunakan judgment expert atau suatu penerapan lebih rumit dan akan menghasilkan informasi kuantitatif untuk mengelompokkan ranking dari risiko. Gambar 2.8 menunjukkan suatu model matriks.



Gambar 2.9. Model Matrik Risiko

[Sumber: W.K Muhlbauer, 2004]

### 2.3.3.2. Model Probabilistik

Model pengkajian risiko paling kompleks adalah suatu model pendekatan pengkajian risiko yang biasa disebut probabilistic atau dikenal sebagai (PRA) dan kadang-kadang juga disebut pengkajian risiko kuantitatif (QRA). Perlu dicatat bahwa terminologi ini membawa implikasi sesuatu hal yang tidak perlu

dibahas di tempat lain. Teknik ini biasa digunakan di industri nuklir, kimia, aerospace sampai di dalam industri petrokimia.

PRA adalah suatu mathematical yang ketat dengan teknik statistik yang menitikberatkan untuk mempercayai data historis kegagalan dan event-tree/fault-tree analisis. Memulai kejadian seperti kegagalan pada peralatan dan kegagalan pada sistim keselamatan kemudian alur kerja di jalankan hingga kemungkinan kejadian disimpulkan. Kegagalan yang bersifat alur mundur pada semua kemungkinan pemicu kejadian, kembali lagi dengan kemungkinan yang ditugaskan kepada semua cabang. Semua lintasan memungkinkan bisa terukur berdasarkan pada cabang selama proses.

Teknik ini sangat data intensive. Itu akan menghasilkan pengkajian risiko absolut pada semua kemungkinan kejadian kegagalan. Secara umum model ini lebih terperinci dan lebih mahal dibanding dengan pengkajian risiko yang lain. Secara teknologi lebih menuntut untuk pengembangan, memerlukan operator yang terlatih, dan memerlukan informasi data yang luas. Suatu PRA yang terperinci merupakan teknik pengkajian resiko yang mahal. Metodologi PRA pertama dipopulerkan melalui oposisi kepada berbagai fasilitas kontroversial, seperti pabrik kimia dan reaktor nuklir yang besar [20].

Akhir-akhir ini PRA banyak mendapatkan kritikan karena setiap proses yang dilakukan terlihat adanya ketidakpastian dan asumsi-asumsi. Ini memerlukan yang namanya pra-type teknik untuk memperoleh taksiran dari nilai resiko yang absolut, yang dinyatakan di dalam kematian, luka, kerusakan fasilitas sesuai dengan periode waktu tertentu.

#### 2.3.3.3. Model Indeks

Merupakan teknik pengkajian resiko pipeline yang paling populer. Di dalam pendekatannya, nilai numerik (score) mewakili kondisi dan aktivitas penting pada sistim pipeline sehingga berperan untuk menggambarkan resiko. Hal ini termasuk dalam berkurangnya resiko dan meningkatnya resiko, atau variabel-variabel yang mempengaruhinya. Pembobotan akan mewakili pada masing-masing variabel resiko. Pembobotan ini akan mencerminkan pentingnya di dalam pengkajian resiko dan didasarkan pada statistik yang tersedia dan

engineering judgement dimana jika tidak tersedia cukup data. Masing-masing pipeline akan mempunyai score berdasarkan pada atributnya. Berbagai jenis segmen dari pipeline dapat dikelompokkan menurut score risiko sehingga akan menghasilkan prioritas pekerjaan perbaikan, inspeksi, dan usaha mengurangi risiko lainnya yang ada. Operator pipeline saat ini banyak menggunakan teknik ini secara luas dan mencakup satu faktor model sederhana atau dua faktor model (hanya menggunakan pertimbangan faktor-faktor seperti sejarah kebocoran dan kepadatan penduduk) untuk model dengan menggunakan pertimbangan ratusan faktor hampir setiap item akan berdampak pada risiko.

Meski masing-masing metoda pengkajian risiko saat membahas mempunyai kekuatan dan kelemahan sendiri, pendekatan model indeks merupakan yang paling menarik untuk dipertimbangkan karena antar lain:

- a. Memberikan jawaban yang cepat.
- b. Merupakan suatu analisis yang murah (satu pendekatan yang intuitif yang menggunakan informasi yang tersedia).
- c. Menyeluruh (pertimbangkan pengetahuan yang tidak sempurna dan mudah dimodifikasi sesuai informasi baru yang tersedia).
- d. Bertindak sebagai suatu alat pendukung keputusan untuk sumber daya manusia.
- e. Mengidentifikasi sesuai dengan nilai kesempatan untuk mengurangi risiko.

Tipe model indeks ini, jika di gunakan untk melakukan pengkajian risiko pipeline sangat direkomendasikan karena fitur program pengkajian risiko cukup luas. Keuntungan dari metoda ini adalah suatu spektrum lebih luas dan banyak informasi yang dapat dimasukkan. Sedangkan kekurangannya adanya subyektifitas dalam pembuatan score. Usaha yang harus dilakukan adalah untuk memastikan dan mempertimbangkan konsistensi di dalam membuat score dan bobot faktor serta menunjukkan risiko yang sebenarnya. Sangat layak untuk mengasumsikan bahwa tidak semua variabel yang dipertimbangkan akan terbukti benar di dalam setiap model risiko. Bagaimanapun juga, perhitungan faktor risiko sebagian tidak sempurna, meskipun begitu hasilnya tetap akan memberikan suatu arah yang dapat diandalkan dan berguna untuk strategi menurunkan risiko.