

## FLOW ASSURANCE PADA PRODUKSI MIGAS, MASALAH DAN PENANGGULANGANNYA

Oleh: M. Ridwan Ansyori

### ABSTRAK

*Flow Assurance meliputi keseluruhan source, proses, fasilitas dan kondisi yang mempengaruhi keberhasilan pengaliran hidrokarbon dari reservoir sampai ke titik pemrosesan/penjualan. Dimana aspek sub-surface dan surface menjadi penentu desain flow assurance secara keseluruhan. Produksi migas di offshore yang memiliki tingkat resiko, kesulitan dan biaya yang lebih tinggi menjadi contoh yang tepat ketika membicarakan Flow Assurance. Banyak masalah yang dapat mempengaruhi gagalnya flow assurance antara lain fenomena slugging, pembentukan hidrat, pengendapan wax dan aspal, scale dan korosi. Kemampuan untuk mitigasi, mengontrol dan menangani masalah-masalah tersebut merupakan kunci suksesnya flow assurance.*

### I. Pendahuluan

#### A. Latar Belakang

*Flow Assurance* merupakan nomenklatur dalam industri migas yang dapat diartikan sebagai jaminan berhasilnya hidrokarbon (migas) mengalir dari reservoir sampai ke titik penjualan secara ekonomis. Nomenklatur *Flow Assurance* sendiri pertama kali digunakan oleh Petrobras pada awal tahun 1990 di Portugal sebagai "*Garantia do Escomento*", diartikan sebagai *Guarantee of Flow* atau *Flow Assurance*. Sebagaimana diketahui bahwa Produksi Migas merupakan rangkaian proses yang kompleks dengan fasilitas yang sangat bervariasi karena berbagai faktor yang mempengaruhinya. Keberhasilan pengoperasian sistem produksi migas (*multiphase*) sangat ditentukan oleh kemampuan untuk menentukan parameter desain dan persoalan untuk seluruh sistem, mulai dari reservoir ke proses pemisahan, *treatment*, penampungan hingga ke fasilitas pengiriman (Gambar 1). Untuk memastikan bahwa seluruh sistem yang didesain untuk dapat beroperasi dengan baik dan ekonomis, perancang

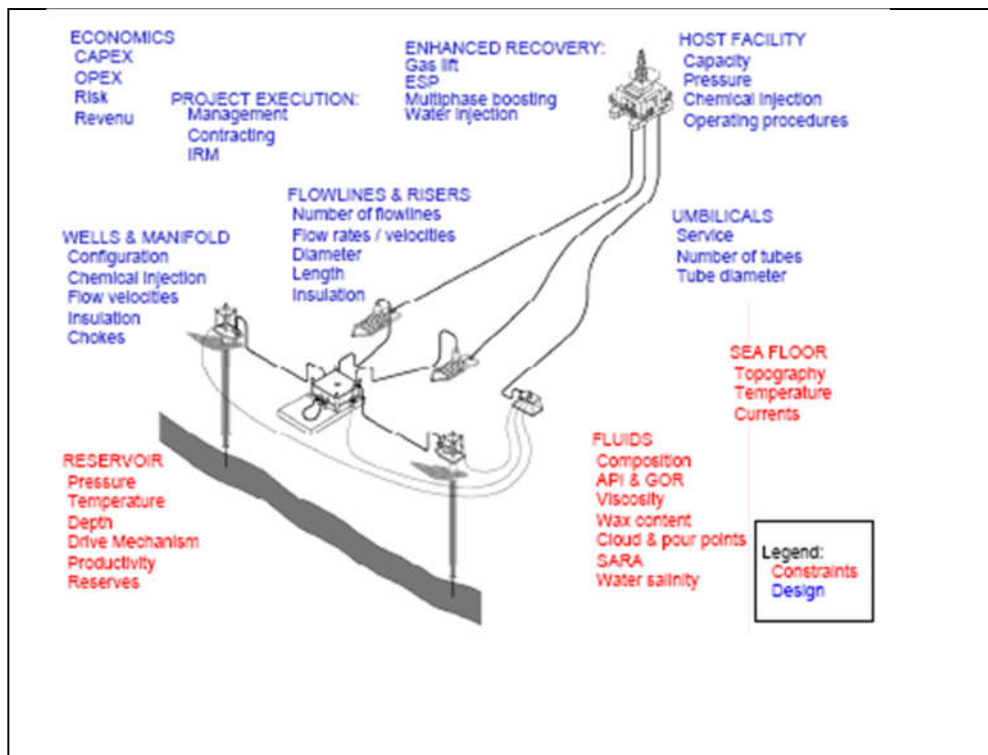
sistem harus mempertimbangkan dasar-dasar *flow assurance* seperti karakteristik reservoir, profil produksi, sifat kimia fluida produksi, dan kondisi lingkungan seperti kondisi peralatan, operasional, resiko, dan isu-isu ekonomis yang melingkupi seluruh bagian dari sistem produksi migas.

Dapat dikatakan *Flow Assurance* diaplikasikan disemua tahapan mulai dari pemilihan sistem, detail desain, pengawasan, troubleshooting masalah-masalah operasi, fase produksi, EOR sampai ke sistem fasilitas produksi (*well tubing, subsea equipment, flowlines, initial processing* dan *export lines*).

Parameter-parameter penting sistem yang baik merupakan bagian dari upaya desain meliputi diameter tubing dan flowline, isolasi (tubing, x-mastree, jumper, manifold, flowlines dan riser), kebutuhan injeksi bahan kimia, ketentuan penutupan/pengalihan aliran, kebutuhan kapasitas *Host*, batas-batas operasi (misalnya maksimum dan minimum laju produksi), modal dan biaya operasi hingga perkiraan risiko. Semua mode produksi termasuk startup, normal operasi

(steady state), perubahan laju produksi (rate), dan shutdown harus diperhatikan

dalam seluruh sistem siklus hidup produksi migas.



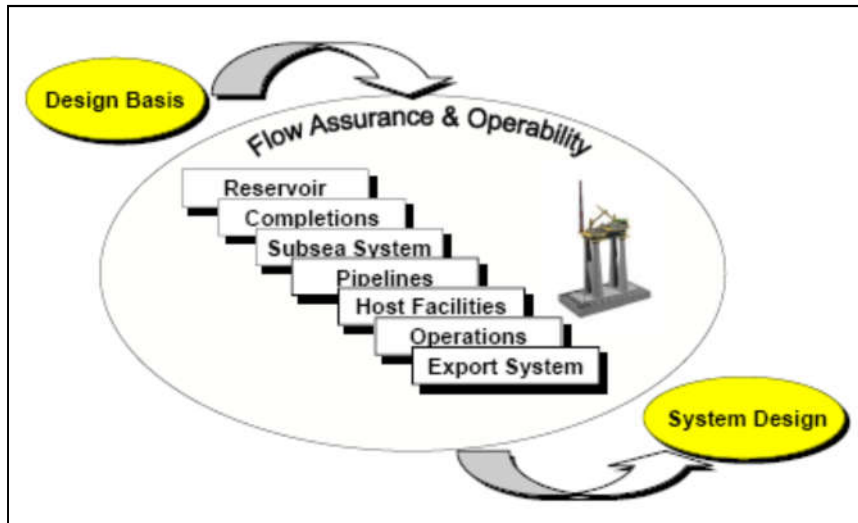
Gambar 1. Contoh parameter Desain Sistem Produksi di *Offshore*

Flow Assurance meliputi desain termal-hidrolik dan penilaian sistem produksi fluida/transportasi serta prediksi, pencegahan, dan penghambat aliran karena pengendapan padatan (terutama karena hidrat dan wax). Dalam semua kasus, desain *flow assurance* harus mempertimbangkan kemampuan dan kebutuhan untuk semua bagian dari sistem selama rentang waktu produksi untuk mendapatkan keberhasilan.

Filosofi yang kuat mengenai operasi, strategi, dan prosedur untuk desain sistem yang sukses harus kuat, karena harus dibangun dengan kemampuan untuk bisa beradaptasi dengan ketidakpastian dan harus mudah disesuaikan dengan sistem yang mungkin baru akan digunakan setelah produksi berjalan, bahkan ketika sistem baru tersebut berbeda

dari apa yang diasumsikan selama desain (hal ini yang sering terjadi).

Desain sistem adalah sebuah sintesa dari *Flow Assurance* dan *Operability features* yang dilengkapi dengan aspek-aspek lain di dalam sistem. Untuk kondisi offshore di dalamnya termasuk reservoir, model kompleksi, fasilitas subsea, sistem kontrol, pipeline, fasilitas proses dan utilitas, transportasi, faktor keekonomian dan lain-lain. *Operability* adalah kemampuan untuk menjaga peralatan, sistem atau instalasi industri secara keseluruhan dalam kondisi berfungsi aman dan terpercaya, sesuai dengan kebutuhan operasional yang telah ditetapkan. Dengan demikian kesuksesan dalam desain *flow assurance* akan mewakili sebuah solusi dari sistem yang paling memenuhi kebutuhan seluruh bagian dari sistem produksi (Gambar 2).



Gambar 2. Bagian-bagian dari Desain Sistem Produksi

### B. Tujuan Penulisan

Penulisan ini ditujukan untuk memberikan pengetahuan mengenai *Flow Assurance* pada produksi migas termasuk di dalamnya potensi masalah dan metoda penanggulangannya.

### II. TINJAUAN PUSTAKA

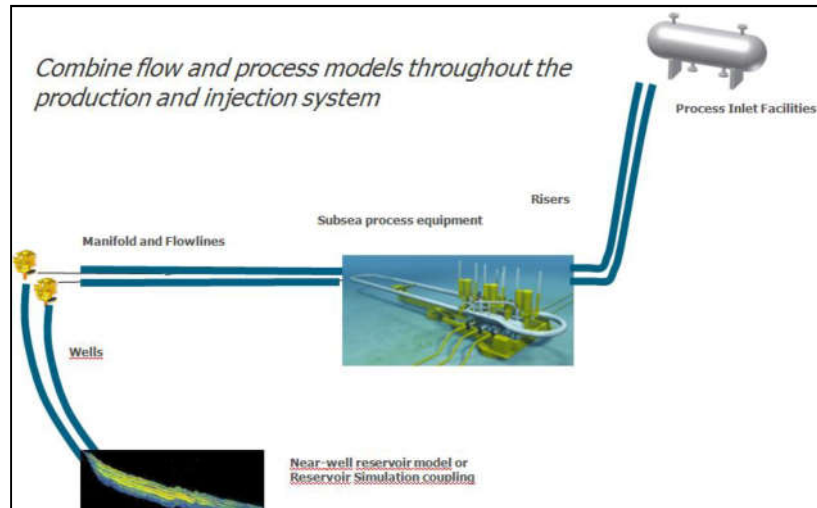
Sistem *Subsea production* sebagai contoh dapat berupa *single satellite well* (sistem sumur tunggal) dengan sebuah *flowline* dihubungkan ke sebuah *fixed platform*, FPSO atau sebuah instalasi di darat, atau dapat berupa *subsea process* yang kompleks dan beberapa sumur pada sebuah *template* atau *cluster* disekitar *manifold*, dan dialirkan ke sebuah *fixed platform* atau fasilitas terapung atau langsung dikirim ke instalasi di darat.

Pengembangan lapangan minyak dan gas bawah laut memerlukan peralatan khusus. Peralatan harus handal untuk menjaga kelestarian lingkungan, dan membuat eksploitasi hidrokarbon bawah laut secara ekonomis. Pengerahan peralatan tersebut membutuhkan kapal khusus dan mahal, yang perlu dilengkapi dengan peralatan menyelam untuk pekerjaan yang relatif dangkal

(yaitu beberapa ratus kaki kedalaman air), dan peralatan robot untuk kedalaman air yang lebih dalam. Persyaratan untuk memperbaiki atau melakukan intervensi dengan peralatan subsea terpasang sedemikian rupa biayanya sangat mahal. Jenis beban ini dapat mengakibatkan non-efisiensi pembangunan fasilitas *subsea* dari segi keekonomian.

Motivasi utama untuk pengembangan lapangan minyak/gas adalah mendapatkan recovery minyak/gas sebesar-besarnya dari reservoir. Parameter utama yang dapat mengurangi produksi adalah *pressure drop* (kehilangan tekanan) antara reservoir hingga ke fasilitas penampung/penerima. Oleh sebab itu usaha untuk mengurangi terjadinya *pressure drop* sebisa mungkin dilakukan.

Spesialis *flow assurance* harus dapat mendesain sistem multifasa dengan menggunakan peralatan, metoda, pengetahuan dan kemampuan profesional, untuk menjamin keamanan, kelangsungan produksi fluida dari reservoir sampai ke fasilitas proses.



Gambar 3. Contoh Skema Sistem Subsea

Berproduksinya sumur adalah proses dinamis dimana produksi migas akan diikuti dengan terproduksinya air dari dalam sumur yang meningkat secara kontinyu. Sumur akan dihentikan produksinya ketika biaya untuk menangani air terproduksi lebih besar dari nilai keekonomian gas atau minyak yang diproduksi.

Selama masa produksi reservoir akan terkuras secara bertahap dan tekanan resevoir akan turun. Gradien tekanan dari kepala sumur ke fasilitas penampungan akan menentukan laju produksi. Sehingga penting untuk meminimalisir terjadinya pressure drop antara kepala sumur sampai ke fasilitas proses/penampung.

Pada aliran multifasa terjadi *pressure drop* dipengaruhi oleh banyak parameter. semua parameter tersebut perlu untuk dievaluasi dan dihitung pada semua bagian dari sistem produksi. Berikut adalah Parameter-parameter yang mempengaruhi terjadinya *pressure drop* pada sistem produksi multi fasa.

a. Fluida

Pada aliran multifasa, fase fluida akan bervariasi di berbagai bagian dari sistem produksi sesuai dengan temperatur, tekanan dan laju alir.

Densitas adalah satu dari parameter yang mempengaruhi pressure drop, dan fluida yang fasa cairnya lebih besar akan semakin besar pressure dropnya dibandingkan fluida yang fasa gasnya lebih besar. Artinya bahwa jika sumur mulai memproduksi air selain minyak/gas pressure drop akan meningkat sehingga laju produksi menurun.

b. Panjang Flowline

Di banyak lapangan jarak dari lapangan subsea sampai ke darat/pantai menjadi parameter penting. Penentuan pemisahan fasa fluida dan penambahan tekanan dengan pompa dan kompressor harus dievaluasi untuk melihat apakah dibutuhkan untuk mendapatkan tekanan yang cukup di dalam sistem.

c. Velocity

Peningkatan kecepatan akan menaikkan kehilangan tekanan (*pressure drop*).

d. Densitas

Densitas pada aliran multifasa merupakan fungsi dari laju alir tiga fasa, temperatur dan tekanan.

- e. Friksi di dalam pipa  
Untuk pipa yang panjang, kontribusi dari friksi (gesekan) antara fluida dengan dinding pipa adalah parameter yang cukup berpengaruh menjadi penyebab kehilangan tekanan.
- f. Gravity forces  
Berat dari kolom fluida multifasa menjadi sangat berpengaruh pada pipa vertikal (termasuk tubing), pipa yang panjang dan riser.
- g. Valves dan bends  
Valve dan bend memberikan kontribusi yang besar dalam kehilangan tekanan pada sistem pemipaan.

### III. PEMBAHASAN

#### A. Potensi Hambatan pada Flow Assurance

Dalam penyaluran fluida produksi dari sumur produksi melalui sistem perpipaan di lapangan lepas pantai akan ditemukan berbagai hambatan yang terjadi akibat sifat fisik fluida yang mengalir di dalam pipa maupun akibat kondisi lingkungan.

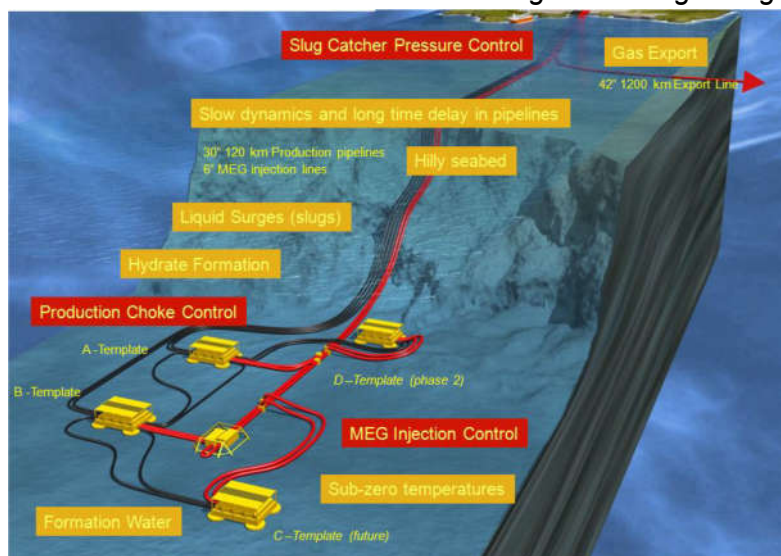
Potensi masalah yang terjadi antara lain:

#### a. Slugging

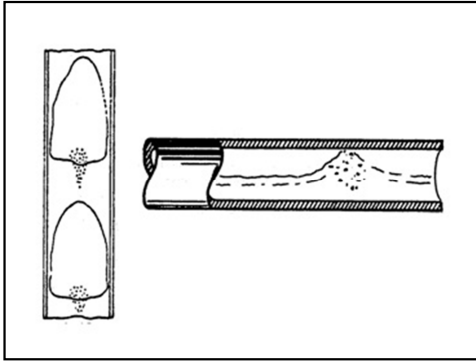
Pada aliran multifasa sering terjadi aliran dengan model slugging yaitu fasa gas mengalir secara bergantian dengan fasa liquid. Hal ini akan mengurangi efisiensi dalam pengaliran dan menyulitkan penanganan aliran di bagian *down stream*.

Slugging terjadi selain karena sifat fisik fluida dan kondisi tekanan dan temperatur juga terjadi karena beberapa hal seperti di bawah ini:

- i) *Terrain slugging* disebabkan oleh kemiringan dari pipa, yang mengikuti elevasi tanah atau dasar laut. Cairan dapat terakumulasi pada titik rendah pipa sampai tekanan yang cukup besar dibelakang akumulasi cairan. Setelah cairan didorong keluar dari titik rendah, hal ini yang membentuk aliran slug.
- ii) *Hidrodinamik slugging* disebabkan oleh fasa gas yang mengalir lebih cepat daripada fasa cair. Gas akan membentuk gelombang di permukaan cairan, yang dapat berkembang keseluruh penampang pipa. Hal ini menciptakan penyumbatan di aliran gas, yang bergerak sebagai slug melalui pipa.

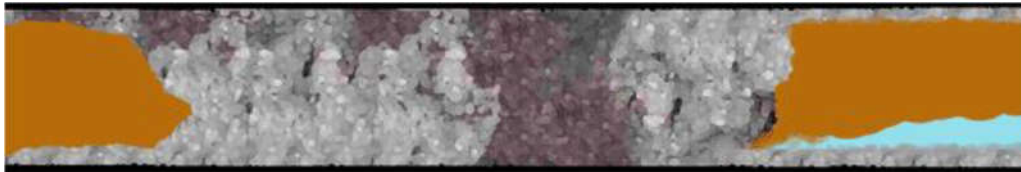


Gambar 4. Ilustrasi Persoalan yang mempengaruhi Flow Assurance (sumber: FMC Subsea technologies)



Gambar 5. Pola Aliran Slug

iii) *Riser-based slugging*, dikaitkan dengan riser yang sering digunakan di fasilitas produksi minyak lepas pantai. Cairan menumpuk di bagian bawah riser sampai tekanan yang cukup untuk mengangkat cairan ke atas riser, di belakang slug cairan akan terbentuk pula slug gas,



Gambar 6. Hidrat yang terbentuk pada pipa

sampai cairan yang cukup telah terakumulasi kembali di bagian bawah riser membentuk slug cairan baru.

#### b. Hidrat

Hidrat terbentuk oleh ikatan antara molekul gas dengan hidrogen yang ada pada molekul air dan membentuk kristal/padatan yang terjadi pada suhu di atas titik beku air. Hidrat dapat terbentuk ketika terdapat gas, air bebas, tekanan tinggi dan suhu yang rendah. Kejadian ini sangat mungkin untuk terjadi pada gas yang mengalir bersama dengan air formasi dari sumur-sumur di lapangan migas lepas pantai.

#### c. Pengendapan Wax

*Crude oil* merupakan campuran hidrokarbon yang kompleks, terdiri dari aromatik, parafin, nafta, resin, aspal, merkaptan, dan lain-lain. Ketika temperatur *crude oil* berkurang, komponen-komponen berat seperti parafin/wax (C18 – C60) akan terpresipitasi dan mengendap pada dinding pipa. Diameter internal pipa akan berkurang dengan adanya pengendapan wax, menghasilkan *pressure drop* yang lebih tinggi. Pengendapan wax dapat menyebabkan pipa tersumbat seluruhnya. Kelarutan wax dalam aromatik dan nafta rendah, dan semakin rendah pada temperatur rendah. Sangat mudah bagi wax

terpresipitasi pada temperatur rendah. Temperatur tertinggi di mana wax mulai terpresipitasi disebut *crude cloud point* (atau disebut juga *wax appearance temperature*). Ketika *crude oil* didinginkan hingga temperaturnya di bawah *crude cold point*, parafin atau wax akan terpresipitasi. Wax akan mengendap pada dinding pipa dalam bentuk gel wax-minyak. Gel terdiri dari kristal wax beserta sejumlah minyak yang terjebak di dalamnya. Ketika temperatur makin rendah, lebih banyak lagi wax yang terpresipitasi dan ketebalan gel meningkat, sehingga minyak akan berhenti mengalir. Temperatur di mana sampel minyak berhenti mengalir disebut *crude pour point*

(Guo, 2005). Pada pipa bawah laut, temperatur air laut dapat berada di bawah *pour point*, sehingga akan terbentuk gel *wax* setelah *shutdown* yang cukup lama.



Gbr 7 Deposisi Wax dari dalam pipa (sumber: <http://www.hydrafact.com>)

#### d. Pengendapan Aspal

Aspal didefinisikan sebagai senyawa minyak yang tidak larut dalam n-pentana atau n-heksana, tetapi larut dalam toluena atau benzena. Oleh karena itu, aspal akan terpresipitasi ketika n-pentana atau n-heksana berlebih ditambahkan ke dalam *crude oil*. Padatan aspal berwarna coklat gelap atau hitam. Tidak seperti *wax*, aspal tidak meleleh. Tetapi, seperti halnya *wax*, dengan perubahan tekanan, temperatur, dan komposisi, aspal cenderung terflokulasi dan mengendap di dalam formasi reservoir, *tubing* sumur, dan perpipaan (*flowline*). Pencampuran fluida reservoir dengan gas yang berbeda (*injected gas* atau *gas-lift gas*) atau pencampuran dua aliran minyak dapat menyebabkan presipitasi aspal.

Kelarutan aspal dalam *crude oil* merupakan parameter kunci untuk menentukan apakah aspal dapat menimbulkan masalah atau tidak. Jika aspal selalu berada dalam keadaan tidak-jenuh, aspal stabil,

dan tidak terjadi presipitasi. Sebaliknya, presipitasi aspal akan terjadi jika berada dalam keadaan lewat-jenuh. Kelarutan aspal dalam *crude oil* dapat berubah dari tidak-jenuh menjadi lewat-jenuh jika tekanan, temperatur, dan komposisi berubah. Selama produksi, perubahan temperatur dan tekanan di antara reservoir dan *flowline* cukup signifikan. Komposisi fluida juga dapat berubah selama produksi : gas dapat terpisah dari *crude oil* ketika tekanan *crude oil* berada di bawah *bubble point*, atau *gas-lift gas* diinjeksikan ke dalam aliran minyak. Dengan demikian, presipitasi aspal merupakan masalah potensial selama produksi dan transportasi.

#### e. Scale

*Scale* atau kerak juga merupakan potensi masalah yang mungkin terjadi. Jika *wax* dan aspal terpresipitasi hidrokarbon maka *scale* dari air formasi. *Scale* dapat menyebabkan masalah serius dengan menyumbat fasilitas produksi, *control valve*, dan menghambat aliran fluida dalam *tubing* dan pipa. *Scale* juga dapat terbentuk di dalam formasi dan mereduksi produktivitas dengan menyumbat formasi. *Scale* yang sering terdapat dalam industri minyak adalah kalsium karbonat, barium sulfat, strontium sulfat, dan kalsium sulfat.

Penyebab utama kerak karbonat terbentuk dalam *wellbore* adalah *pressure drop* di dalam *tubing* dan tingginya temperatur *downhole*. Sedangkan penyebab utama terbentuknya kerak sulfat adalah pencampuran air : air dari *field* berbeda, dari sumur yang berbeda di *field* yang sama, dari perbedaan lateral di sumur yang sama, dan

pencampuran air formasi dengan air laut.

#### f. Korosi

Korosi menjadi masalah bagi pipa yang mengalirkan gas, minyak, dan air. Air dapat membasahi permukaan dalam pipa dan korosi dapat berlangsung. Korosivitas bergantung pada konsentrasi  $\text{CO}_2$  dan  $\text{H}_2\text{S}$ , temperatur, tekanan, pola aliran, dan laju alir fluida. Pada pipa bawah laut, korosi dapat terjadi dalam berbagai bentuk, yaitu *galvanic corrosion*, *pitting*, *cavitation*, *stress corrosion cracking*, *hydrogen embrittlement*, *corrosion fatigue*, dan lain-lain. Fenomena korosi pada aliran multifasa (gas, minyak, dan air) sangat kompleks, mencakup sifat kimia fluida, metalurgi material pipa, dan hidrolika aliran multifasa.

### B. Penanganan Hambatan dalam Flow Assurance

Potensi masalah dalam flow assurance yang dibahas di atas memerlukan penanganan serius. Berikut akan dibahas mengenai penanganan masalah yang mempengaruhi flow assurance.

#### a. Penanganan Slugging

Beberapa cara dapat dilakukan untuk meminimalkan slugging yang terjadi di dalam pipa. Penanganan slugging dapat dilakukan dengan beberapa cara yang dapat dilakukan ditahap desain maupun setelah operasi produksi berlangsung.

- i) Desain geometri pipa dan inklinasi  
Desain geometri pipa (panjang, diameter) juga menentukan mudah tidaknya slug terbentuk. Geometri pipa harus disesuaikan dengan kecepatan alir fluida yang akan ditransport. Inklinasi atau kemiringan pipa punya kontribusi yang besar terhadap

terbentuknya slug. Semakin besar sudut inklinasi maka potensi terbentuknya slug semakin besar, sehingga pada saat desain jaringan pipa perlu diminimalisir posisi pipa membentuk sudut inklinasi yang besar

- ii) Meningkatkan aliran gas

Salah satu alasan utama terjadinya slugging adalah kecepatan gas terlalu rendah untuk membawa liquid keluar dari pipa. Jika jumlah gas yang masuk ke dalam pipa banyak, kecepatan gas akan meningkat dan gas akan mengangkat/mendorong liquid keluar dari riser dengan mereduksi densitas campuran fluida. Untuk melihat berapa kecepatan aliran yang dapat meminimalisir terbentuknya slugging maka dapat dilihat peta pola aliran dari fluida multifasa seperti pada gambar 8.

- iii) Gas-Lift Riser

Jika gas dalam jumlah yang cukup diinjeksikan ke dasar riser untuk mengubah aliran di dalam riser menjadi aliran slug, wavy atau anular yang hidrodinamis, masalah severe slugging dapat diatasi. Pada aliran slug atau churn yang hidrodinamis, slug lebih pendek dibandingkan slug pada aliran severe slugging. Separator di fasilitas pemroses biasanya didesain untuk menangani aliran slug hidrodinamis, sehingga tidak perlu shutdown. Jika gas diinjeksi ke dasar riser untuk mengubah aliran menjadi aliran anular, aliran akan stabil. Tetapi untuk mencapai aliran anular, jumlah gas yang diperlukan sangat

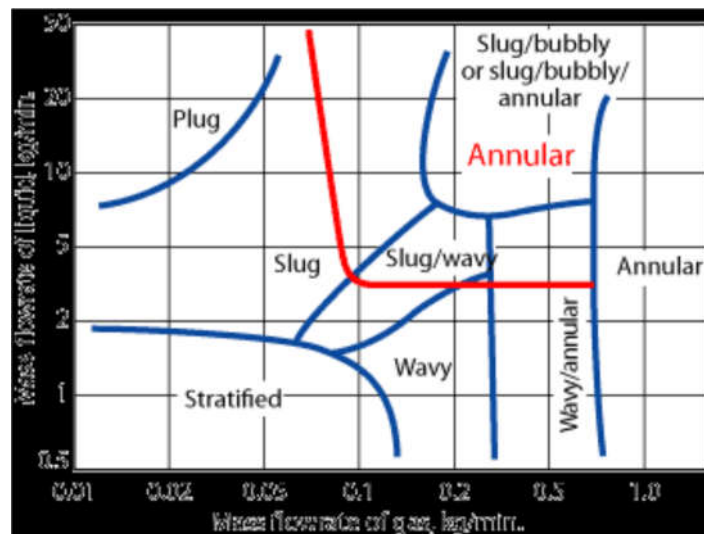


banyak dan kemungkinan tidak praktis.

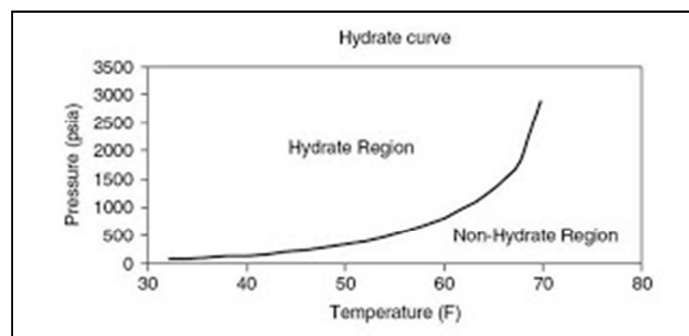
iv) Topside Choking

Severe slugging yang terjadi di riser atau section vertikal dari pipa dapat diatasi dengan men-choking aliran pada bagian atas riser. Choking aliran dapat meningkatkan tekanan sistem dan membuat sistem lebih "kencang". Ketika liquid slug yang

terbentuk di dasar riser mengemblok aliran gas, tekanan gas di belakang liquid slug meningkat dengan cepat dan dapat mendorong liquid slug keluar dari riser dengan cepat. Dengan cara ini, waktu akumulasi liquid menjadi lebih singkat dan liquid slug menjadi lebih kecil sehingga severe slug dapat diminimasi.



Gambar 8. Peta Pola Aliran Multifasa



Gambar 9. Kurva Pembentukan Hidrat

**b. Mitigasi dan Penanganan Hidrat**

Gambar 9 menunjukkan kurva pembentukan hidrat. Sebelah kiri kurva merupakan daerah pembentukan hidrat. Ketika tekanan dan temperatur berada di daerah ini, air dan gas mulai membentuk hidrat. Sebelah kanan kurva bukan merupakan daerah pembentukan

hidrat gas. Ketika tekanan dan temperatur berada di daerah ini, air dan gas tidak akan membentuk hidrat. Komposisi fluida, komposisi air, dan salinitas air mempengaruhi kurva hidrat.

i) **Insulasi termal**

Berdasarkan kurva pembentukan hidrat, diketahui bahwa

sepanjang temperatur fluida di atas temperatur pembentukan hidrat, tidak ada hidrat yang akan terbentuk. Dengan demikian, langkah yang sangat baik untuk mitigasi hidrat adalah dengan menjaga temperatur fluida di dalam pipa agar berada di atas temperatur pembentukan hidrat. Walaupun demikian, pada pipa bawah laut, temperatur air biasanya sangat rendah dan dapat berada di bawah 40°F bergantung pada kedalaman air. Pipa baja bukan merupakan insulator termal yang baik. Oleh karena itu, diperlukan insulasi termal di sekeliling pipa untuk mencegah panas lepas ke lingkungan.

#### ii) Penggunaan Inhibitor

Inhibitor yang sering digunakan adalah metanol dan monoetilen glikol (MEG). Pada pengaliran minyak inhibitor biasanya digunakan setelah *shutdown* atau selama *re-startup*; tidak digunakan kontinu. Sedangkan pada pengaliran gas inhibitor digunakan kontinu karena pipa gas biasanya tidak diisolasi.

#### iii) Pemanasan dengan Listrik

Saat ini penelitian banyak dilakukan untuk mengetahui mitigasi hidrat menggunakan pemanasan dengan listrik. Pemanasan dengan listrik dibagi menjadi dua kategori, yaitu langsung dan tidak langsung. Pada pemanasan langsung, listrik mengalir secara aksial melalui dinding pipa dan memanaskan aliran fluida secara langsung. Pada pemanasan tidak langsung, listrik mengalir melalui elemen pemanas pada permukaan pipa,

dan aliran fluida dipanaskan dengan konduksi termal.

Pemanasan dengan listrik dapat digunakan sebagai metode **mitigasi** hidrat. Setelah *shutdown*, pemanasan dengan listrik digunakan untuk menjaga temperatur fluida di dalam pipa agar berada di atas temperatur pembentukan hidrat sehingga hidrat tidak terbentuk. Pemanasan dengan listrik juga dapat digunakan untuk **remediasi**. Hidrat yang terbentuk dapat dilelehkan dengan pemanasan dari listrik. Pelelehan hidrat dengan pemanasan dari listrik lebih cepat dibandingkan dengan pengurangan tekanan pipa (*depressurization*).

#### iv) Sirkulasi Hot Oil

Sirkulasi *hot oil* merupakan cara yang populer untuk mitigasi hidrat selama *re-startup* sistem. Pada pipa bawah laut, setelah *shutdown* dalam waktu yang cukup lama, fluida dalam pipa menjadi dingin (mendekati temperatur air laut). Jika dilakukan *re-startup* dengan fluida dingin di dalamnya, risiko hidrat sangat tinggi. Untuk mengurangi risiko hidrat, *hot oil* disirkulasikan melalui pipa untuk mengganti fluida dingin dan juga untuk menghangatkan pipa. Waktu yang diperlukan untuk memanaskan pipa bergantung pada temperatur-keluar (*discharge*) *hot oil*, laju sirkulasi *hot oil*, dan panjang pipa. Biasanya diperlukan 5 hingga 10 jam untuk memanaskan pipa bawah laut.

v) **Pengurangan Tekanan (Depressurization)**

Metode pengurangan tekanan digunakan untuk mitigasi hidrat setelah *shutdown* dalam waktu cukup lama. Dari kurva pembentukan hidrat, diketahui bahwa pada temperatur tertentu, daerah nonhidrat dapat diperoleh dengan mereduksi tekanan. Ketika tekanan sistem berada di bawah tekanan pembentukan hidrat, hidrat akan terdisosiasi. Proses disosiasi ini berlangsung lambat. Diperlukan waktu mingguan bahkan bulanan untuk melelehkan hidrat pada pipa yang panjang.

c. **Penanganan Wax**

i) **Insulasi termal**

Pada pipa bawah laut, metode mitigasi wax yang umum digunakan adalah insulasi termal untuk menjaga temperatur fluida sepanjang pipa agar berada di atas *wax appearance temperature* selama operasi. Ketika terjadi *shutdown*, temperatur fluida di dalam pipa menurun seiring waktu dan akan sama dengan temperatur air laut dalam 12 hingga 36 jam, bergantung pada desain insulasi termal. Wax akan mengendap jika temperatur fluida lebih rendah daripada *wax appearance temperature*. Kalau waktu *shutdown* singkat, jumlah wax yang mengendap sedikit karena pengendapan wax merupakan proses yang lambat. Selanjutnya endapan wax akan mencair lagi pada saat pipa beroperasi normal kembali.

ii) **Pigging**

Metode mitigasi wax lainnya yang cukup populer adalah *pigging*.

Terdapat beberapa tipe *pig*, antara lain *simple sphere*, *foam pig*, dan *smart pig*. *Pig* diluncurkan ke perpipaan dari *pig launcher*, didorong oleh minyak atau gas. *Pig* akan bergesekan dengan wax di dinding pipa dan membersihkan pipa secara mekanik. Program *pigging* secara terjadwal merupakan salah satu kunci kesuksesan operasi *pigging*. Jika frekuensi *pigging* terlalu sedikit, akan banyak wax yang mengendap pada dinding pipa.

iii) **Wax Chemical Inhibitor**

*Wax chemical inhibitor* dibagi dua tipe. Tipe pertama adalah untuk mencegah pembentukan kristal wax, dengan demikian mereduksi *wax appearance temperature* dan mencegah pengendapan wax ke dinding pipa. Tipe kedua adalah untuk menurunkan *wax pour point*, dengan demikian menunda solidifikasi wax.

d. **Penanganan Endapan Aspal**

Masalah pengendapan aspal ditanggulangi dengan dua metode. Yang pertama adalah dengan metode mekanik, meliputi *pigging*, *coiled tubing*, dan *wireline cutting*. Yang kedua adalah dengan penggunaan pelarut kimia untuk melarutkan endapan aspal. *Chemical inhibitor* digunakan untuk mencegah pengendapan aspal pada sistem produksi, termasuk pipa dan *wellbore*.

*Pigging* dapat digunakan untuk menyisihkan aspal di dalam *manifold* dan pipa. Biasanya digunakan *pig* tipe *disk* dan *cup*; *pig* tipe *sphere* dan *foam* tidak efisien untuk menghilangkan padatan aspal. Agar operasi *pigging* berhasil, frekuensi *pigging* merupakan hal penting. Jika

frekuensinya rendah, akan banyak aspal yang mengendap dalam pipa. Endapan aspal yang berlebih dapat menyebabkan *pig* tidak berfungsi.

*Wireline cutting* dapat menghilangkan padatan aspal di dalam *wellbore*, sehingga *wellbore* dapat mudah diakses. Sistem *coiled tubing* dapat digunakan untuk menghilangkan padatan aspal di dalam *wellbore* dan pipa. Keterbatasan *coiled tubing* adalah tidak dapat digunakan jika padatan aspal terlalu jauh dari titik penyebaran (*deployment point*) *coiled tubing*.

Walaupun aspal tidak larut dalam alkana, ia larut dalam pelarut aromatik, seperti benzena. Campuran aromatik dan alkohol dapat digunakan untuk menghilangkan padatan aspal. Sejumlah bahan kimia dapat meningkatkan tegangan permukaan *crude oil* dan mencegah aspal terpresipitasi. Beberapa bahan kimia dapat menyuplai resin dalam minyak untuk menstabilkan molekul aspal.

#### e. Pencegahan dan Penanggulangan Scale

Masalah pembentukan scale ditanggulangi dengan *scale inhibitor*. Bahan kimia ini dapat mencegah pengendapan kerak, tetapi tidak dapat melarutkan endapan kerak yang telah terbentuk. Dengan demikian fungsi utama *scale inhibitor* adalah pencegahan, bukan remediasi.

*Scale inhibitor* harus memenuhi syarat sebagai berikut :

- bisa mencegah pembentukan scale pada rentang temperatur, tekanan, dan *brine* tertentu.
- compatible dengan air terproduksi untuk mencegah pembentukan padatan dan/atau suspensi.

Beberapa scale inhibitor bereaksi dengan ion kalsium, magnesium, atau barium membentuk senyawa yang dapat terpresipitasi membentuk kerak, sehingga menimbulkan masalah baru.

- compatible dengan material valve, *wellbore*, dan *flowline* yaitu korosifitasnya rendah.
- compatible dengan bahan kimia lain, seperti corrosion inhibitor, wax inhibitor, dan hydrate inhibitor, sehingga tidak ada padatan yang terbentuk dan performansi individu tidak bertentangan. Kan (2001) melaporkan bahwa hydrate inhibitor (metanol dan glikol) dapat mempengaruhi kelarutan sulfat, sehingga keefektifan scale inhibitor terpengaruh.
- memiliki kestabilan termal pada temperatur operasi dan waktu tinggal (*residence time*).
- Residunya pada air terproduksi dapat dideteksi untuk keperluan monitoring.

Scale yang terbentuk pada fasilitas produksi dapat dihilangkan dengan cara mekanik, seperti *pigging*, atau melarutkannya menggunakan bahan kimia. Ketika *pig* diluncurkan ke dalam pipa, ia dapat menghilangkan endapan kerak pada dinding pipa.

Asam dapat bereaksi dengan kerak dan melarutkan endapan kerak pada dinding pipa. Untuk menghilangkan kerak kalsium karbonat digunakan asam klorida. Kerak kalsium sulfat tidak larut dalam asam klorida. *Inorganic converter*, seperti amonium karbonat  $(\text{NH}_4)_2\text{CO}_3$ , dapat mengubah kalsium sulfat menjadi kalsium karbonat, yang selanjutnya dilarutkan dengan asam klorida. Agar asam tidak melarutkan dinding

pipa, perlu ditambahkan *corrosion inhibitor*.

#### f. Pengontrolan Korosi

Terdapat beberapa metode untuk mengontrol korosi pada pipa, khususnya pipa bawah laut, yaitu penggunaan CRA (*corrosion resistant alloys*) menggantikan baja karbon, pemakaian *corrosion inhibitor*, mengisolasi logam dari elektrolit, dan menggunakan proteksi katodik. Satu atau lebih metode dapat digunakan bersama.

Baja CRA sering digunakan untuk menggantikan baja karbon untuk aplikasi yang korosif. Baja CRA biasanya lebih mahal daripada baja karbon. Pada perpipaan bawah laut, baja CRA digunakan untuk komponen yang sangat kritis dan *high impact*, seperti *tree*, *jumper*, dan *manifold*. Pipa, terutama jika panjang, biasanya terbuat dari baja karbon dan injeksi *corrosion inhibitor* dilakukan secara kontinu untuk melindungi pipa.

*Corrosion inhibitor* merupakan bahan kimia untuk mereduksi laju korosi logam yang terekspos ke lingkungan. *Corrosion inhibitor* dapat bereaksi dengan permukaan logam, menempel pada permukaan dalam pipa, dan melindungi pipa dari korosi. Senyawa aktif dari inhibitor membantu membentuk lapisan film inhibitor pada permukaan logam dan mencegah air menyentuh dinding pipa.

Agar inhibitor terdistribusi merata ke sekeliling permukaan dalam pipa, kecepatan alir fluida di dalam pipa mesti tinggi. Jika kecepatan alir fluida terlalu rendah, inhibitor kemungkinan tidak mencapai bagian atas dinding pipa dan hanya membentuk lapisan film di bagian bawah dinding pipa. Sebaliknya, jika

kecepatan fluida terlalu tinggi dan menyebabkan *shear stress* yang tinggi di dekat dinding, lapisan film dapat tersisihkan dari dinding pipa. Untuk *smooth pipeline*, efisiensi *corrosion inhibitor* dapat mencapai 85 – 95%, tetapi menurun jika *shear stress* meningkat secara drastis di lokasi-lokasi seperti *fitting*, *valve*, *choke*, *bend*, dan *weld bead*. Bentuk geometri peralatan tersebut meningkatkan turbulensi.

Pada pipa gas/kondensat, penambahan *hydrate inhibitor*, seperti glikol atau metanol, turut mengurangi laju korosi. Hal ini terjadi karena *hydrate inhibitor* menyerap air (*free water*) dan menjadikan fasa air berkurang sifat korosinya.

*Plastic coating* dan *plastic liner* dapat digunakan sebagai lapisan pelindung untuk mengisolasi dinding pipa dari air. *Tubing* dan pipa untuk injeksi air sering menggunakan *plastic liner* untuk mengontrol masalah korosi.

Sebagaimana kita diskusikan di atas, salah satu elemen penyebab korosi adalah aliran arus. Jika kita menghentikan aliran arus dari anoda ke katoda, korosi dapat dihentikan. Ini merupakan prinsip dari proteksi katodik. Metode ini banyak digunakan baik pada pipa darat maupun pipa bawah laut. Dengan menghubungkan pipa dengan logam yang lebih korosif, pipa berperilaku sebagai katoda, sedangkan logam yang lebih korosif tersebut berperilaku sebagai anoda. Dengan demikian, pipa tidak terkorosi. Anoda galvanik yang digunakan pada proteksi katodik biasanya terbuat dari alloy magnesium, seng, atau aluminium yang lebih aktif daripada pipa baja.

## V. Kesimpulan

1. *Flow assurance* merupakan hal yang kritis bagi proses produksi migas dimana perpipaan merupakan bagian besar di dalamnya. Untuk produksi migas lepas pantai yang memiliki tingkat kesulitan, resiko dan biaya yang lebih tinggi, desain *Flow Assurance* adalah hal yang wajib.
2. *Flow assurance* dapat dikelola dengan desain sistem yang baik,

*seperti heavy thermal insulation, high grade material, dan sistem mitigasi yang canggih. Flow assurance pun dapat dikelola selama tahap operasi berlangsung, misalnya penggunaan chemical inhibitor, pigging, dan monitoring laju aliran fluida. Sehingga semua potensi masalah yang mungkin dan telah terjadi dapat ditanggulangi.*

## DAFTAR PUSTAKA

- Beggs, ***Gas Production Operation***, Tulsa, Oklahoma, 2002
- Brill-Beggs, *Two-Phase Flow in Pipes*, Six edition, 1991.
- Guo, *Offshore Pipelines*, Shanhong Song, Jacob Chacko, Ali Ghalambor, Gulf Professional Publishing, Oxford, 2005
- Intecsea, *Flow Assurance and Operability, Capability and Experience*, Worley Parson Grup, 2007.
- Irmann-Jacobsen, *Flow Assurance – A System Perspective*, FMC Subsea technologies, 2010.