

ALTERNATIF STRATEGI PENANGGULANGAN MASALAH WAXY PARAFIN PADA TUBING SUMUR YANG MEMPRODUKSIKAN MINYAK PARAFINIK

Eva Faza Rif`Ati ¹

¹Widyaiswara Muda Pusdiklat Migas

ABSTRAK

Masalah piping di lapangan minyak di Indonesia pada umumnya akibat dari tersumbatnya aliran minyak karena adanya scale atau mineral lainnya. Hal ini disebabkan karena terdapat perubahan sifat fisik dari minyak baik itu pour point, viskositas atau lainnya. Teknologi yang berkembang saat ini dalam hal mengatasi permasalahan tersebut yaitu dengan penambahan air panas, penginjeksian gas ke dalam crude oil, yang berfungsi untuk peningkatan pour point dari crude oil yang akan di produksi atau menambahkan bahan insulasi pada pipa tubing terdeposit agar terhambatnya proses heat transfer pada lingkungan luar pipa tubing. Pada perkembangan selanjutnya peneliti akan meninjau analisa desain insulation pada tubing produksi sumur parafinik yang tidak lagi flowing (artificial lift) sehingga seorang engineer dapat memperkirakan desain thickness insulation dan jenis insulasi pada tubing produksi agar pour point dari crude oil yang ditransportasikan dapat terjaga dan tidak mengakibatkan wax deposit (kebuntuan pada pipa produksi), atau pada jarak ke berapa pada pipa mulai diberikan insulation pada tubing produksi yang gunanya mempertahankan temperatur crude oil agar tetap berada diatas temperatur WAT nya. Verifikasi data pada tubing akan menghasilkan data pendukung untuk penentuan laju alir crude oil dengan plot excell yang digunakan untuk menentukan tebal deposit wax dari perhitungan heat transfer pada pipeline. Hasil dari verifikasi perhitungan excell tersebut akan diselesaikan dengan bahasa pemrograman matematik sehingga memberikan suatu simpulan bahwa penurunan verifikasi persamaan kehilangan panas pada satuan massa aliran minyak dapat dijadikan pedoman untuk memperoleh model desain insulation tubing produksi pada sumur parafinik yang non flowing.

I. PENDAHULUAN

A. Latar Belakang

Lapangan minyak di Indonesia ditargetkan oleh pemerintah untuk memproduksi minyak sesuai dengan target produksi yang telah ditetapkan per tahunnya. Demi mengejar target tersebut, beberapa perusahaan perminyakan berusaha dapat memproduksi lapangan minyak meskipun reservoir di lapangan tersebut merupakan minyak *black oil*. Minyak *black oil* yang umumnya memiliki API gravity dengan kisaran antara 30 – 20 merupakan minyak yang cukup viscous

untuk diproduksi. Minyak dengan range API gravity antara 30-20 tersebut bila diproduksi mempunyai kecenderungan untuk membeku saat berada di permukaan bila temperatur sekeliling pipa transportasi di bawah temperatur pour point minyak. Kondisi minyak tersebut akan menjadikan permasalahan tersendiri di teknologi produksi, khususnya pada saat minyak diproduksi.

B. Permasalahan

Pembahasan karya tulis ini ini dibatasi pada permasalahan tentang wax

deposit pada sumur produksi non flowing yang karakteristik minyak crude nya adalah parafinik.

C. Tujuan

Karya tulis ini bertujuan untuk mendapatkan analisa desain tubing insulation, jenis dan tebal insulasi, yang dapat mengatasi hambatan sumur parafinik yang non flowing akibat adanya pembentukan deposit wax pada pipa produksi.

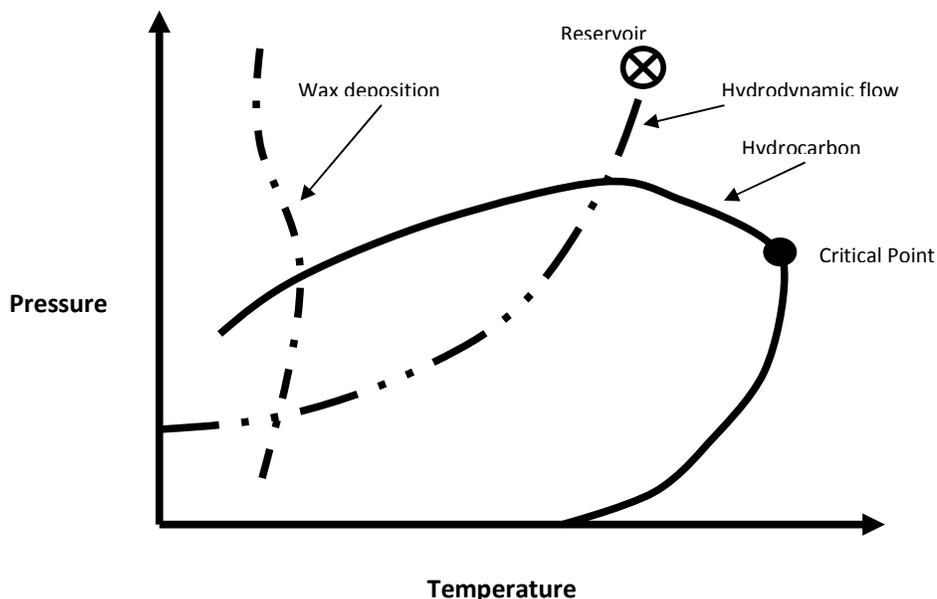
II. TINJAUAN PUSTAKA

A. Perilaku Fasa Wax

Komponen wax ini dapat terlarut di crude oil (minyak mentah) dan di kondensat dalam bentuk fasa liquid. Kelarutan parafin wax ini sangat sensitif terhadap perubahan temperatur. Perubahan temperatur adalah faktor yang mempengaruhi proses pembentukan kristal-kristal wax. Parafin wax tetap terlarut di crude oil pada saat di reservoir dan mengalami kesetimbangan dengan crude oil secara termodinamika. Sama halnya dengan peristiwa pengendapan aspalten, saat kesetimbangan termodinamika mulai

terganggu, seperti terjadinya perubahan temperatur atau tekanan, maka parafin akan mengkristal atau mulai mengendap. Parafin mengendap bisa juga disebabkan hilangnya fraksi volatil (*volatile light end*) di crude oil⁽¹⁾, dimana fraksi volatil di dalam crude oil seolah-olah bertindak sebagai pelarut bagi parafin wax. Ketika fluida campuran ini mulai didinginkan, maka setiap komponen wax akan terpisah (menjadi tidak terlarut) sampai akhirnya komponen wax yang memiliki berat molekul tinggi akan memadat (*solidify*). Peristiwa dimana pertama kali terbentuknya kristal wax pada temperatur tertentu ini disebut dengan *onset of wax crystallization* atau lebih dikenal dengan istilah *cloud point* atau *wax appearance temperature* (WAT).

Ketika temperatur fluida reservoir turun sampai suhu T, hidrokarbon parafin yang memiliki temperatur pembentukan solid (*solidification temperature*) lebih besar dari T akan berkecenderungan mengendap (*precipitate*) dan terpisah dari larutannya. Berikut adalah skema ilustrasi termodinamika dari *wax deposit*⁽¹⁾ :



Gambar 1 Diagram PVT

Pada gambar ilustrasi termodinamika pembentukan kristal wax diatas nampak bahwa pada garis putus-putus dengan satu titik merupakan daerah mulai terbentuknya deposit wax. Kurva diatas dikenal dengan *wax deposition envelope* (WDE).

Leontaritis et.al memberikan review yang menarik tentang teknik pengukuran wax deposit. Author tersebut juga menyatakan adanya suatu permasalahan yang serius di lapangan dengan adanya wax saat dilakukan produksi, sehingga sering di temui adanya *plugging* (penyumbatan) di *pipeline* tubing, serta di beberapa peralatan *surface production*. Dikarenakan terlalu banyaknya wax deposit di sistem perpipaan maka kegiatan *pigging* akan lebih sering dilakukan. Kristal wax ketika muncul akan mengubah perilaku aliran suatu fluida minyak dari kondisi Newtonian menjadi non-Newtonian ⁽¹⁾. Kristal wax juga akan menyebabkan viskositas dari minyak yang mengalir di pipeline menjadi lebih tinggi, yaitu dengan meningkatnya konsumsi energi dan menurunnya kapasitas dari pemompaan. Disamping itu *wax deposit* juga meningkatkan kekasaran (*roughness*) dari pipa serta berkurangnya luas permukaan pipa bagian dalam (*cross sectional area*) sehingga mengakibatkan meningkatnya *pressure drop* di sistem *pipeline*⁽¹⁾.

Ada dua parameter utama yang mempengaruhi kelarutan wax di dalam minyak pada kondisi ambient yaitu temperatur dan komposisi, sedangkan tekanan memiliki pengaruh yang sangat kecil terhadap pembentukan wax di minyak bila dibandingkan dengan dua parameter diatas ⁽¹⁾. Kuna et.al (2000) menyatakan dalam studinya bahwa aliran minyak crude yang mengandung wax (*waxy crude oil*) umumnya properti yang diukur adalah :

- *wax appearance temperatur* (WAT)
- *pour point temperatur* (PP) atau *cloud point temperatur* (CP)

- *gel strength*

Umumnya pengukuran WAT dan PP (atau CP) dilakukan terhadap contoh minyak yang terdapat di tangki timbun dan hasil pengukuran digunakan untuk mengestimasi metode pengangkutan/transportasi minyak di pipeline (*flow assurance*). Operasional di lapangan akan lebih mudah dan murah bila minyak sejak awal memiliki karakteristik temperatur ambient diatas WAT dan PP (atau CP).

Komponen paraffin wax dalam crude oil umumnya merupakan masalah yang cukup pelik yang dihadapi produser, transporter dan refiner migas. Pada umumnya komponen volatile yang terkandung dalam crude oil akan teruapkan sehingga konsentrasi fraksi berat crude oil naik, hal ini menyebabkan :

1. *Pressure drop*, turunnya *drive efficiencies*
2. Aliran fraksi berat menurun, aliran crude oil melambat menyebabkan kemungkinan deposit wax cepat terbentuk.[13].

B. Faktor - Faktor Yang Mempengaruhi Wax Deposit

Mekanisme dan keberadaan wax deposisi pada sistem yang mengalir (seperti aliran minyak parafinik dalam suatu pipa) telah di teliti oleh banyak peneliti. Berbagai metode telah di adopsi untuk mempelajari fenomena dari deposisi wax tersebut. Ada tiga faktor yang ikut berkontribusi terhadap adanya deposit wax di sistem yang mengalir (Bott and Gudmundsson (1977)), yaitu laju alir (*flow rate*), perbedaan temperatur, dan laju pendinginan, serta properti dari permukaan.

C. Flow Rate

Pada aliran laminer, deposit wax meningkat dengan meningkatnya laju aliran. Hal ini bisa dijelaskan dengan

keberadaan banyaknya partikel yang terdeposit di permukaan. Saat laju aliran meningkat hingga mencapai rejim turbulen, deposisi wax berkurang karena efek dari *shear dispersion*. Shear dispersion merupakan dominan utama pada aliran turbulen di semua *stages* nya. Sedangkan perilaku aliran pada sistem yang mengalir dinyatakan dalam bilangan Reynold.

Wax yang terdeposit pada laju alir yang lebih tinggi umumnya lebih keras dan lebih kompak. Dengan kata lain, hanya kristal-kristal wax dan beberapa klaster kristal yang mampu melekat pada suatu permukaan, dengan gaya kohesi yang besar deposit-deposit ini sulit untuk di bersihkan.

Deposit wax juga merupakan suatu problem tersendiri pada sumur dengan laju alir yang rendah. Laju alir yang rendah mempengaruhi terjadinya deposit wax karena waktu tinggal (*residence time*) minyak yang lama di pipa dan di tubing. *Residence time* minyak di pipa yang lama ini menyebabkan adanya *heat loss* (panas yang hilang dari minyak ke udara sekitar) sehingga menurunkan temperatur minyak saat ditransportasikan. Denganmenurunnya temperatur minyak, maka wax berkecenderungan mengendap dan menjadi deposit⁽¹⁾. Laju aliran minimum yang perlu diperhatikan untuk menghindari terbentuknya deposit wax yaitu 0,56 ft/sec⁽¹⁾.

D. Perbedaan Temperatur dan Laju Pendinginan

Selain laju pendinginan, perbedaan temperatur antara temperatur bulk minyak dan permukaan yang dingin adalah salah satu faktor terbentuknya deposit wax. Deposit wax meningkat dengan meningkatnya perbedaan temperatur. Cole and Jessen (1960) beropini bahwa perbedaan temperatur antara *cloud point* minyak dengan sebuah permukaan yang dingin adalah jauh lebih utama dari pada

perbedaan temperatur antara *bulk surfacedengan* sebuah permukaan yang dingin. Wax deposit akan terbentuk saat temperatur permukaan berada dibawah temperatur minyak dan temperatur *cloud point* minyak.

Awalnya, laju deposit wax sangat besar tapi kemudian secara perlahan melambat ketika semakin banyak wax yang terdeposit di permukaan pipa. Ketebalan lapisan wax di permukaan pipa meningkat, dan lapisan ini bertindak seolah-olah sebagai isolasi pipa. Dengan adanya "isolasi" ini akan menurunkan kemampuan wax untuk membentuk kristal wax lebih jauh lagi.

E. Wax Control

Forsdyke (1997) mempresentasikan suatu overview detail tantangan saat ini dan kedepan tentang produksi dan aliran multifasa pada sumur di air dalam (*deepwater*). Author menulis tentang teknik mengkontrol deposit wax. Forsdyke menyatakan bahwa temperatur awal (*onset temperature*) terbentuknya wax biasanya sedikit lebih tinggi dari temperatur pembentukan hidrat dan problem ini tidak mudah untuk di hindari. Forsdyke memberikan tiga cara untuk membersihkan atau mengkontrol wax, yaitu: secara termal, mekanis, dan dengan menggunakan bahan kimia.

F. Secara Termal

Cara termal ini banyak digunakan dan diaplikasikan di lapangan untuk menghindari terjadinya pembentukan wax di sistem perpipaan. Seperti halnya pada hidrat, kondisi ini (terbentuknya wax deposit) di batasi oleh jarak. Meskipun pipa telah menggunakan isolasi yang super sekalipun, secara realistis isolasi ini tidak mampu menghindari terjadinya penurunan temperatur hingga mencapai temperatur pembentukan hidrat pada jarak maksimal 20 Km⁽¹⁾. Begitu halnya dengan problem

pada deposit wax. Laju pembentukan deposit wax berbanding langsung terhadap laju kehilangan panas di pipa. Penambahan panas, seperti injeksi air panas, atau dengan menginjeksikan solar panas, xylene atau dengan injeksi gas umumnya mampu mencegah dan menghindari terjadinya wax. Tetapi teknik ini umumnya menimbulkan biaya tambahan dalam sistem produksi.

G. Secara Mekanis

Cara mekanis yang paling banyak digunakan untuk membersihkan pipa dari wax adalah dengan menggunakan *wire-line scraper* atau dengan cara *flow-line pigging*. Metode ini sangat efektif dalam membersihkan pipa asalkan lapisan wax yang menempel tidak terlalu tebal dan usia pipa tidak terlalu tua, jika wax yang menempel terlalu tebal maka bisa dimungkinkan pigging head akan macet di tengah pipa sehingga ada jadwal dan frekwensi tertentu dalam melakukan kegiatan *flow-line pigging*. Selama masa pembersihan dengan menggunakan cara ini maka kegiatan produksi dihentikan sementara. Dengan berhentinya produksi sementara maka secara tidak langsung akan menimbulkan biaya tersendiri dalam operasi produksi.

H. Dengan Bahan kimia (seperti :*Chemical Inhibitors*)

Chemical Inhibitor yang ada saat ini umumnya diinjeksikan ke *waxy crude* yang tujuannya adalah memodifikasi laju deposit wax dan properti rheologi dari suatu fluida (seperti : viskositas). *Chemical inhibitor* bisa juga disebut sebagai *crystal modifiers*, yaitu mengkristalkan kristal wax dalam bentuk lain atau mengadsorb kristal wax ke permukaan. Tetapi begitu kompleksnya struktur wax dan perilakunya, maka type-type aditif (*Chemical inhibitor*) yang digunakan bergantung dari jenis crude yang akan diinjeksi.

Jika aditif yang digunakan adalah aditif untuk memodifikasi viskositas dari crude oil maka aditif ini dikenal dengan istilah *pour-point depressants* (PPDs). Sebagian besar studi laboratorium telah digunakan untuk mengetahui kebutuhan aditif yang diperlukan sesuai dengan jenis crudenya. Bagaimanapun juga, aditif yang diperlukan bukan hanya mampu untuk memodifikasi pour point dari crude oil, tetapi juga dapat memodifikasi viskositasnya juga karena hal ini berkaitan dengan temperatur rendah dan laju alir. Jika wax inhibitor utamanya digunakan untuk mengontrol pembentukan wax di beberapa *subsea system* maka inhibitor ini harus mampu secara total mencegah terjadinya wax deposit pada *mid range condition*.

I. Insulasi sebagai cara mencegah pembentukan wax deposit

Insulasi adalah salah satu cara untuk mempertahankan suhu di atas kondisi pembentukan wax, selain itu dapat memperpendek waktu untuk mencegah terbentuknya deposit wax, mencegah kehilangan panas yang akan terjadi pada sepanjang pipa yang disinyalir akan terbentuk wax deposit.

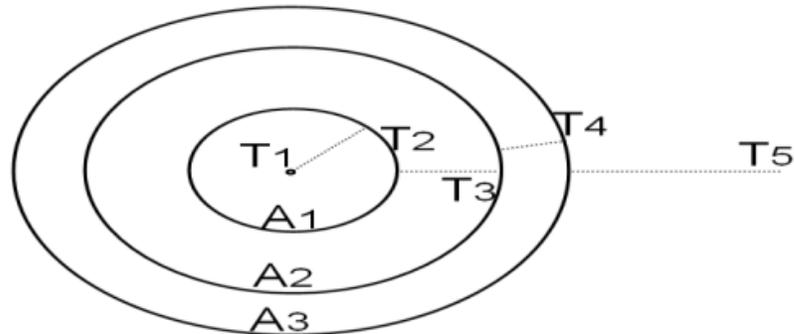
Pada perkembangan teknologi deep-offshore peralatan bawah laut (trees, jumper, manifold) biasanya diinsulasi dengan busa sintaksis (syntactic foam) untuk kedalaman 4000', walau secara geometri yang kompleks pada trees and manifold insulasi ini kurang efektif. Namun keuntungan dari pemasangan pipa insulasi ini adalah dapat memberikan waktu cooldown sampai kondisi pembentukan wax deposit tercapai selama shutdown. Pada saat operasi normal, jumlah panas yang hilang dari peralatan ini, jika tidak terinsulasi umumnya tidak signifikan. [12].

III. HASIL DAN PEMBAHASAN

A. Proses Heat Transfer

Tubing pada lapangan minyak parafinik memproduksi crude oil dengan flow rate tertentu dengan latar belakang struktur crude oil yang parafinik lambat laun akan menghasilkan masalah

wax deposit dalam tubing. Dalam hal ini tinjauan wax deposit dibatasi pada bahasan heat transfer dimana dapat dihitung berapa tebal deposit yang terjadi pada tubing produksi dengan criteria yang memenuhi proses heat transfer pada tubing tersebut.



Gambar 2 Profil penampang tubing

Keterangan : A1 = Luas area 1 (gambaran aliran crude oil pada tubing)

A2 = Luas area 2 (gambaran terbentuknya deposit wax pada tubing)

A3 = Luas area 3 (gambaran penampang pipa tubing)

Dimana $A1 = 2\pi r_1 L$ $A2 = 2\pi r_2 L$ $A3 = 2\pi r_3 L$

Sedangkan

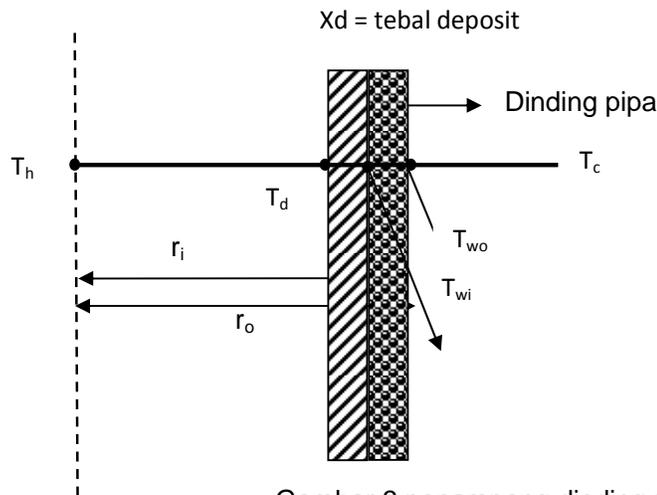
T1-T2 = proses heat transfer dinotasikan sebagai fungsi temperatur dengan proses konveksi (center radialflow of crude oil-deposit wax)

T2-T3 = proses heat transfer dinotasikan sebagai fungsi temperatur dengan proses konduksi (crude oil-deposit wax)

T3-T4 = proses heat transfer dinotasikan sebagai fungsi temperatur dengan proses konduksi (deposit wax-pipa tubing)

T4-T5 = proses heat transfer dinotasikan sebagai fungsi temperatur dengan proses konveksi (pipa tubing-udara kering pada annulus)

Dengan penampang dinding pipa tubing seperti gambar berikut :



Gambar 3 penampang dinding pipa tubing

$$q_{total} = \frac{(T_1 - T_5)}{\frac{1}{h_{crude} \cdot 2\pi(r_i - X_d)L} + \frac{r_2 - r_1}{K_{deposit} \frac{(2\pi X_d)L}{\ln\left(\frac{r_i}{r_i - X_d}\right)}} + \frac{r_3 - r_2}{K_{pipa} \frac{(2\pi L(r_o - r_i))}{\ln\left(\frac{r_o}{r_i}\right)}} + \frac{1}{h_{udara} \cdot 2\pi r_o L}}$$

B. Heat Transfer Pada Pipa Tubing Ter-Insulasi

Keterangan :

A1 = Luas area 1 (gambaran aliran crude oil pada tubing)

A2 = Luas area 2 (gambaran terbentuknya deposit wax pada tubing)

A3 = Luas area 3 (gambaran penampang pipa tubing)

A4 = Luas area 4 (gambaran penampang pipa insulasi)

Dimana $A1 = 2\pi r_1 L$ $A2 = 2\pi r_2 L$ $A3 = 2\pi r_3 L$ $A4 = 2\pi r_4 L$

Sedangkan

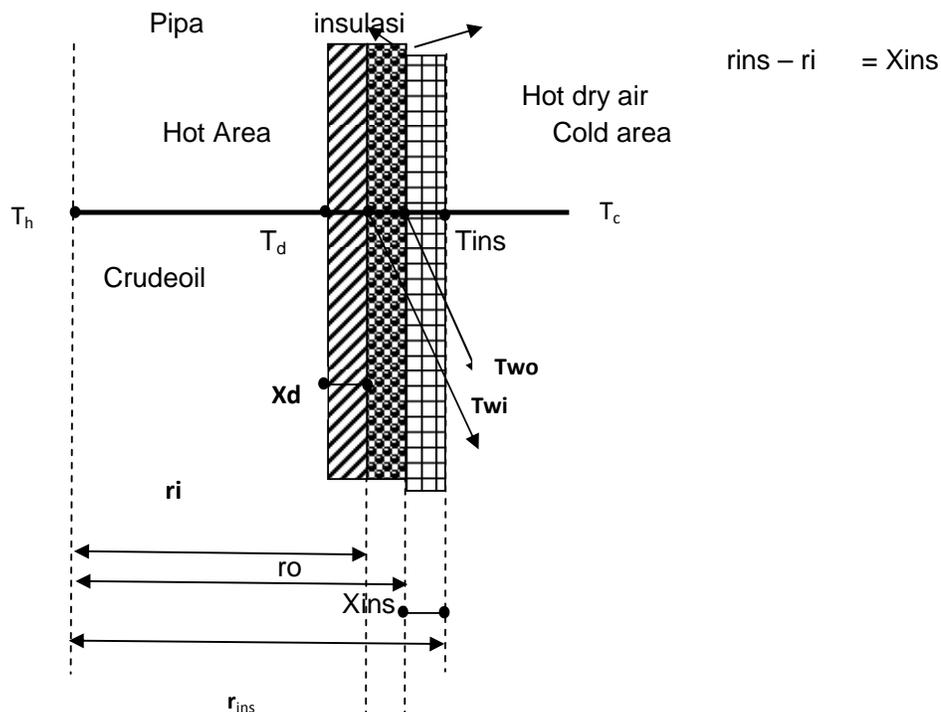
T1-T2 = proses heat transfer dinotasikan sebagai fungsi temperatur dengan proses konveksi (center radialflow of crude oil-deposit wax)

T2-T3 = proses heat transfer dinotasikan sebagai fungsi temperatur dengan proses konduksi (crude oil-deposit wax)

T3-T4 = proses heat transfer dinotasikan sebagai fungsi temperatur dengan proses konduksi (deposit wax-pipa tubing)

T4-T5 = proses heat transfer dinotasikan sebagai fungsi temperatur dengan proses konduksi (pipa tubing-insulasi pada tubing)

T5-T6 = proses heat transfer dinotasikan sebagai fungsi temperatur dengan proses konveksi (pipa insulasi pada tubing-udara kering pada annulus)



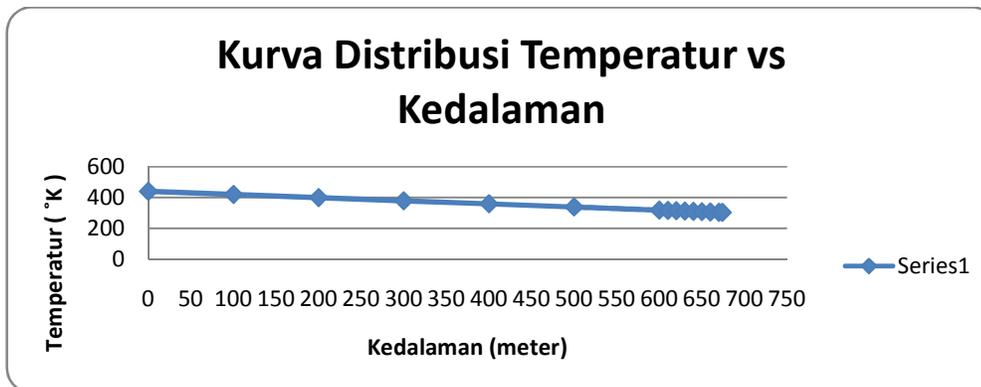
Gambar 4 penampang dinding pipa tubing ter-insulasi

$$q_{total} = h_{crude}(T_h - T_d) + \frac{(T_d - T_{wi})}{\frac{\ln(\frac{r_i}{r_i - x_d})}{(K_{crude}2\pi L)}} + \frac{(T_{wi} - T_{wo})}{\frac{\ln(\frac{r_o}{r_i})}{(K_{pipa}2\pi L)}} + \frac{(T_{wo} - T_{ins})}{\frac{\ln(\frac{r_o + x_{ins}}{r_o})}{(K_{ins}2\pi L)}} + \frac{(T_{ins} - T_c)}{\frac{1}{h_{udara} \cdot 2\pi(r_o + x_{ins})L}}$$

C. Profil distribusi temperatur tiap 100 meter kedalaman

Aliran crude oil dianggap terdiri dari 2 fasa minyak dan air, oleh karena itu variasi water cut memegang peranan penting didalamnya dengan aliran steady state, konsentrasi gas pada lapangan minyak ini diasumsikan ~ nil, sehingga

untuk menghitung distribusi temperatur crude oil dari bottom sampai permukaan (wellhead) dapat digunakan menggunakan persamaan distribusi temperatur alir dalam tubing menggunakan korelasi Shiu Beggs. Sehingga diperoleh kurva distribusi temperatur :

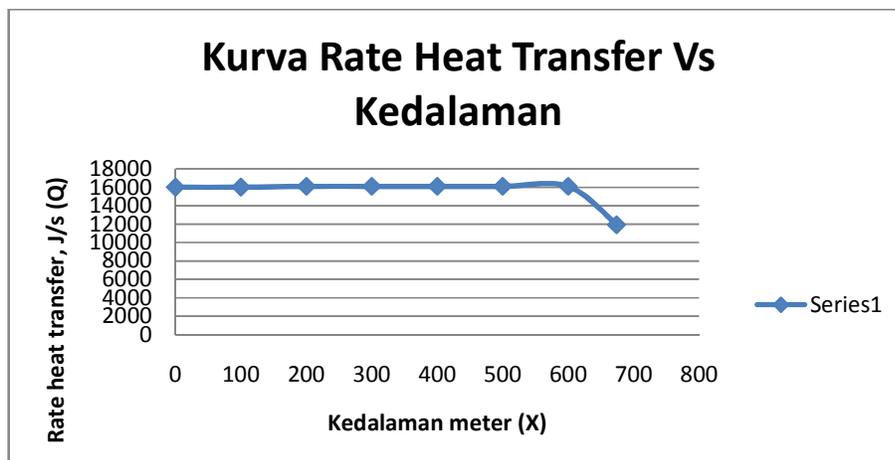


Gambar 5 Kurva distribusi temperatur (Kelvin) VS kedalaman (meter)

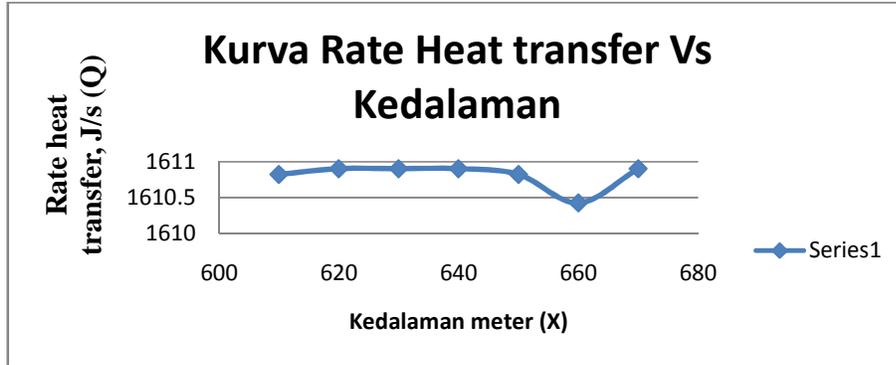
Data menunjukkan bahwa estimasi distribusi temperatur dari bottom 0 meter ~ 166.561 °C (439.711 K) hingga wellhead (674 meter) yang telah diketahui data berupa 30°C (303.15 K). Berdasarkan data percobaan sampel crude oil yang telah diambil dihitung harga cloud point 27.5 °C, adapun peristiwa dimana pertama kali terbentuknya kristal wax pada temperatur tertentu ini disebut dengan *onset of wax crystallization* atau lebih dikenal dengan istilah *cloud point* atau *wax appearance temperature* (WAT). Diasumsikan titik cloud point sampel crude oil dari lapangan minyak tersebut ~ WAT ~ 27.5 °C . Hal ini

yang menjadi pedoman penulis untuk menganalisa masalah kebuntuan pada pipa tubing yang mengandung crude oil parafinik. Perlu diketahui suhu lingkungan ekstrim 19°C adanya proses heat loss yang dialami aliran crude oil dalam pipa tubing sepanjang aliran dari bottom hingga permukaan well head, sedemikian rupa dapat menjelaskan titik permasalahan kebuntuan pipa.

Berdasarkan persamaan, data distribusi temperatur untuk tiap variasi water cut dapat digunakan untuk menghitung rate heat transfer tiap 100 meter kedalaman pipa tubing.



Grafik 6 Kurva rate heat transfer (J/s) vs kedalaman (meter)

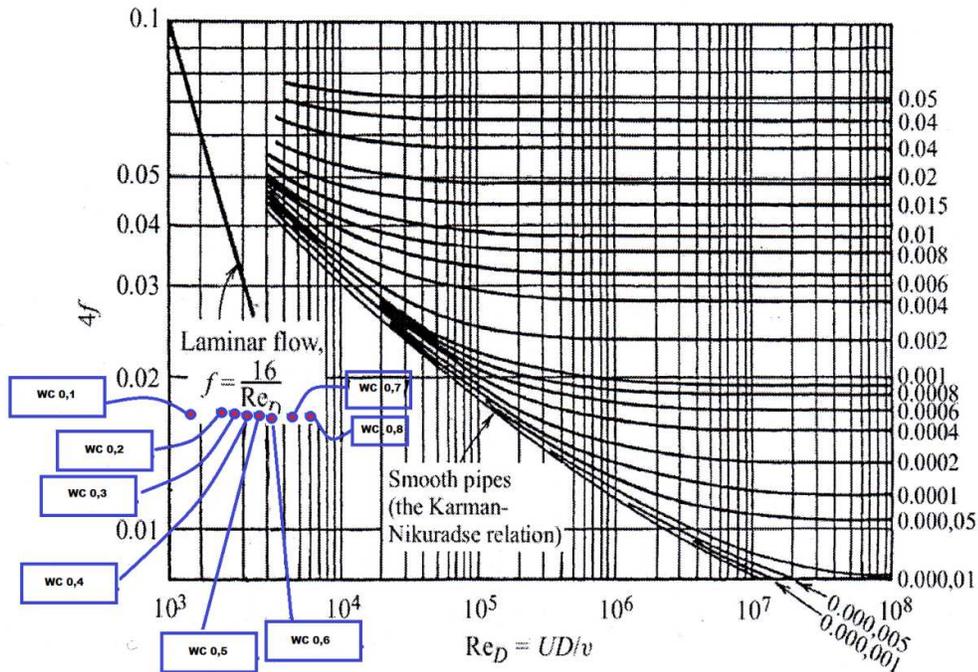


Grafik 7 Kurva rate heat transfer (J/s) vs kedalaman (meter), skala diperkecil 610 meter-670 meter

Pada variasi kedalaman 610 meter – 674 meter dibuat per 10 meter depth dengan tujuan agar perhitungan tebal deposit dapat terlihat jelas. Namun karena selisih ΔT kecil maka rate heat transfer pada data variasi per 10 meter depth (610 meter-674 meter terlihat turun signifikan).

D. Variasi water cut 10%-80% terhadap pola aliran crude oil dalam pipa

Komposisi water cut pada crude oil mempengaruhi nilai komposisi densitas dan viskositas crude oil sehingga mempengaruhi pola aliran crude oil sepanjang pipa tubing, berdasarkan mekanika fluida didapatkan nilai Re dan Pr untuk tiap crude oil dengan variasi water cut 10%-80% adalah sebagai berikut :



Gambar 8 Pola aliran crude oil dengan variasi water cut 10%-80%, faktor friksi (gesekan) untuk aliran duct (bejan 1995) .[3]

Dari data diatas dapat diklasifikasikan pola aliran crude oil sehingga diperoleh pola aliran sebagai berikut :

1. Aliran laminar bila $Re < 2000$
2. Aliran turbulen bila $Re > 4000$

Hal ini menyebabkan perbedaan nilai h_h (koefisien heat transfer crude oil), dimana untuk aliran :

1. Persamaan korelasi Sieder Tate bila nilai Re untuk aliran crude oil laminar-transitional
2. Persamaan korelasi Dittus Boelter bila nilai Re untuk aliran crude oil turbulen

E. Penentuan tebal deposit X_d

Data pada lampiran A adalah data tebal deposit yang diperoleh dari penurunan rumus persamaan 3.61 dimana variasi water cut memberikan variatif data tebal deposit yang cukup signifikan hal ini disebabkan karena water cut mempengaruhi nilai komposisi densitas dan viskositas crude oil sehingga menentukan nilai bilangan Re dan Pr , dan h_h (koefisien heat transfer crude oil). Dari data terlihat nilai $X_d \geq r_i$ (jari-jari dalam tubing) = 0.0310007 meter.

Terlihat bahwa deposit wax mulai terbentuk pada kedalaman 600 meter dari dasar sumur, maka divariasikan kedalaman per 10 meter untuk dapat melihat besar tebal deposit dengan memperkecil skala variasi kedalaman. Data variasi water cut menunjukkan semakin besar water cut ~ semakin kecil komponen crude oil dalam minyak sehingga menyebabkan konsentrasi crude oil kecil, seiring dengan itu menyebabkan tebal deposit wax sedikit banyak berkurang (tidak terbentuk wax) sepanjang aliran > 600 meter dari dasar sumur pada titik tertentu, seperti :

1. WC 10% kedalaman 660 meter (tidak terbentuk wax)
2. WC 20% kedalaman 630 meter (timbul wax sebesar 6.28×10^{-6} meter, minyak masih mengalir)

3. WC 30% kedalaman 670 meter (tidak terbentuk wax)
4. WC 40% kedalaman 610-620 meter (tidak terbentuk wax)
5. WC 50% kedalaman 660 meter (tidak terbentuk wax)
6. WC 60% kedalaman 630 dan 660 meter (tidak terbentuk wax)
7. WC 70% kedalaman 610 dan 660 meter (tidak terbentuk wax)
8. WC 80% kedalaman 610 meter (tidak terbentuk wax)

Hasil perhitungan tersebut memang menunjukkan terjadinya sumbatan wax pada pipa tubing, hal ini disebabkan karena:

1. Komponen wax dapat terlarut di crude oil dalam bentuk fasa liquid. Kelarutan parafin wax ini sangat sensitif terhadap perubahan temperatur. Perubahan temperatur adalah faktor yang mempengaruhi proses pembentukan kristal-kristal wax.
2. Parafin wax tetap terlarut di crude oil pada saat di reservoir dan mengalami kesetimbangan dengan crude oil secara termodinamika. Saat kesetimbangan termodinamika mulai terganggu, seperti terjadinya perubahan temperatur atau tekanan, maka wax akan mengkristal atau mulai mengendap.
3. Wax mengendap bisa juga disebabkan hilangnya fraksi volatil (*volatile light end*) di crude oil, dimana fraksi volatil di dalam crude oil seolah-olah bertindak sebagai pelarut bagi wax. Ketika fluida campuran ini mulai didinginkan, maka setiap komponen wax akan terpisah (menjadi tidak terlarut) sampai akhirnya komponen wax yang memiliki berat molekul tinggi akan memadat (*solidify*).
4. Pressure drop, turunnya drive efficiencies
5. Aliran fraksi berat menurun, aliran crude oil melambat menyebabkan kemungkinan deposit wax cepat

terbentuk (perbedaan pola aliran crude oil, laminar dan turbulen)

6. Pada kedalaman 600-674 meter pada titik tertentu timbul wax deposit dan pada titik tertentu lagi tidak timbul wax, dapat dianalisa kemungkinan wax dapat juga berperan sebagai isolator alami yang mencegah terbentuknya wax secara alami, mengurangi heat

loss crude oil/menjaga stabilitas crude oil sehingga tidak sempat terbentuk wax

F. Penentuan jenis dan tebal insulasi pada pipa tubing untuk meminimalkan terbentuknya wax deposit

Bahan insulasi yang digunakan adalah :

Tabel Sifat fisik bahan insulasi

Material	Densitas (Kg/m ³)	Panas spesifik (Btu/lb)	Konduktivitas Temal (W/m/K)	Resistan Asam/basa	Temperatur batas (°C)
Neoprene rubber	64-96	0.20	0.3	Resistan asam/basa	93
Poly urethane wet	27.2-40	0.4	0.04	Resistan asam/basa terlarut	94-104
Poly urethane dry	40-80	0.4	0.02	Resistan asam/basa terlarut	94-104

Data yang diperoleh menunjukkan bahwa :

1. Tebal insulasi yang divariasikan sebesar 0.01 meter, 0.05 meter dan 0.09 meter tidak memberikan perbedaan yang cukup signifikan dalam pengurangan tebal deposit wax
2. Jenis bahan insulasi sangat mempengaruhi pengurangan tebal deposit wax karena nilai konduktivitas yang lebih besar (neoprene rubber) = 0.3 W/m/K dapat menghambat heat transfer yang hilang di lingkungan (dalam hal ini annulus mempunyai udara kering kondisi vakum sebesar 50°C).
3. Sehingga untuk nilai efektifitas tebal insulasi adalah yang paling minim = $X_{ins} = 0.01$ meter neoprene rubber
4. Water cut crude oil juga masih memegang peranan penting dalam pengurangan besar tebal deposit, semakin besar water cut semakin kecil konsentrasi crude oil ~ kecepatan alir

crude lebih besar ~terbentuknya wax deposit minim.

5. Pada kedalaman 600-674 meter pada titik tertentu timbul wax deposit dan pada titik tertentu lagi tidak timbul wax, dapat dianalisa kemungkinan wax dapat juga berperan sebagai insulator alami yang mencegah terbentuknya wax secara alami, mengurangi heat loss crude oil/menjaga stabilitas crude oil sehingga tidak sempat terbentuk wax

V.KESIMPULAN DAN SARAN

A. Kesimpulan

Kesimpulan yang dapat diambil dari karya tulis ini adalah :

1. Desain insulasi dapat diperkirakan dengan menggunakan penurunan rumus heat transfer.
2. Desain insulasi yang paling efektif untuk meminimalkan terbentuknya deposit wax adalah neoprene rubber dengan $k = 0.3$ W/m/K tebal insulasi sebesar 0.01 meter

3. Semakin besar variasi water cut crude oil maka dapat diminimalkan terjadinya deposit wax
4. Daerah terbentuknya deposit wax dimulai pada kedalaman 600 meter dari dasar sumur, pemasangan insulasi dimulai dari dasar sumur diharapkan dapat mengurangi terbentuknya deposit wax dari awal, wax mulai terbentuk pada kedalaman yang lebih dangkal.

B. Rekomendasi

Penelitian lanjutan dapat dikaji lebih dalam karena masih terdapatnya perhitungan yang menandakan adanya wax deposit di sepanjang pipa tubing pada kedalaman (lebih dari) > 600 meter, walau di permukaan crude oil pada realita di lapangan dapat mengalir.

DAFTAR PUSTAKA

1. Ahmed, Tarek H, "Equations of State and PVT Analysis : Application for Improved Reservoir Modeling", 2007, Gulf Publishing Company, USA, hal : 181- 237, 495 – 502.
2. A.R. Solaimany Nazar, B. Dabir dan kawan-kawan, "Measurement and Modeling of Wax Deposition in Crude Oil Pipelines", SPE 69425 copyright 2001.
3. Bejan, Adrian and Kraus, Allan D., "Heat Transfer Handbook", 2003, John Willey and Son, Inc., USA, hal : 180 – 183, 190 – 191, 422
4. Broadkey, Robert S and Hershey, Harry C, "Transport Phenomena : A Unified Approach", 1988, McGraw-Hill Book Company, USA, hal : 112 – 117, 143, 146, 148 – 153.
5. Incropera P, Frank and DeWitt P, David, "Fundamentals of Heat and Mass Transfer, 4th edition, John Wiley and Sons, USA.
6. Sadeghzad, Ayoub /NIOC-Research Institute of Petroleum Industry dan kawan-kawan, "The Prediction of Cloud Point Temperature : In Wax Deposition", SPE 64519 copyright 2000.
7. Riazi, M.R, Characterization and properties of petroleum fractions,ed. 1st,ASTM, 2005, USA.
8. Myer, Kutz editor, Heat Transfer Calculations,Heat Transfer Calculations for Predicting Solids Depositions in Pipeline Transportation of `Waxy Crude oils`, McGraww Hill, New York, 2006, Hal : 25.1 – 25.8.
9. Welty, James.R, Dasar Fenomena Transport, volume 2, edisi 4, Penerbit Erlangga, Jakarta, 2004. Hal : 1-15.
10. Geankoplis, Christie. J, Transport Processes And Unit Operations, edisi 2, hal : 205-212
11. Giles, V. Ranald, Mekanika fluida dan Hidraulika, edisi kedua, Schaum, hal , 99-100
12. Wilson Robert Pariangan, Desain Insulasi menggunakan simulator OG pada sitem pipa sumur xyz di laut dalam untuk mencegah pembentukan hidrat pada alirannya, tesis, itb, 2011, hal. 13-17.
13. Bercker, J. R, Crude Oils, Waxes, Emultions, And Asphaltenes, Penwell Books, Oklahoma, 1993, hal. 103.
14. Pudjo Sukarno, Dr. Ir, Leksono Mucharram, Dr. Ir., Aliran Fluida Multifase dalam pipa, Jurusan Teknik Perminyakan, Fakultas Ilmu Kebumihan dan Teknologi Mineral, ITB, 2000.