

BAB II

TINJAUAN PUSTAKA

Permasalahan yang umumnya dihadapi oleh perusahaan dalam memproduksi minyak bumi adalah penurunan laju produksi. Penurunan laju produksi merupakan masalah yang tidak dapat dihindarkan seiring berjalannya waktu. Terjadinya penurunan produksi disebabkan oleh banyak faktor, salah satunya yaitu terjadi *congeal oil* di *subsurface* pada saat produksi. Penanganan *congeal oil* merupakan masalah yang serius di Lapangan Aramida, terutama karena volume minyak yang terproduksi per sumur tidak sebanding dengan biaya operasi penanganan *congeal oil* yang mahal.

2.1 Definisi *Congeval oil*

Congeval oil merupakan suatu masalah yang disebabkan karena meningkatnya viskositas minyak akibat dari penurunan *temperature* dan tekanan, sehingga menyebabkan terbentuknya deposit atau endapan dari material organik berupa *wax* atau *paraffin* yang bisa menghambat laju alir dari reservoir menuju lubang sumur sampai ke *surface*.

Endapan *paraffin* yang terbentuk merupakan suatu pesenyawaan karbon dan hidrogen antara $C_{18}H_{38}$ hingga $C_{38}H_{78}$ yang bercampur dengan material organik dan inorganik lain. Kelarutan *paraffin* dalam *crude oil* tergantung pada komposisi kimia minyak dan *temperature*. *Temperature* terendah dimana minyak masih dapat mengalir disebut titik tuang (*pour point*). Viskositas *crude oil* akan meningkat dengan adanya kristal *paraffin* dan jika *temperature* terus turun *crude oil* akan menjadi sangat kental, dan tendensi terjadinya *congeal oil* akan sangat besar (Reistle, 1932).

Permasalahan *Congeval oil* cenderung terjadi pada reservoir yang memiliki karakteristik minyak berat (*heavy oil*). Minyak berat mempunyai kerapatan atau berat jenis yang lebih tinggi dari minyak mentah ringan, dan juga memiliki kadar kekentalan (*viscosity*) yang lebih tinggi. Minyak berat adalah jenis minyak

mentah yang sangat kental dengan *oil gravity* antara 14 - 21 °API, yang berarti bahwa *crude oil* tidak dapat mengalir dengan mudah (Georgie, W, *et al.* 2012).

Dalam mengidentifikasi masalah *congeal oil* terdapat beberapa parameter yang perlu diperhatikan, seperti:

1. Tingkat kandungan SARA
2. *Oil properties*
3. *Well head temperature*

2.1.1 Tingkat Kandungan *Saturated, Aromatic, Resin dan Asphaltene* (SARA)

Crude oil dapat difraksi menjadi empat komponen yaitu *saturated, aromatic, Resin dan Asphaltene* (SARA). *Asphaltene* dan *resin* adalah senyawa polar sedangkan *saturated* dan *aromatic* adalah senyawa non-polar. Senyawa polar memiliki titik didih yang tinggi dibandingkan senyawa non-polar. (Punase, A, *et al.* 2016). Urutan fraksi SARA berdasarkan berat molekulnya dari yang terkecil adalah *saturated, aromatic, resin dan asphaltene* (Alian, S.S, *et al.* 2013). *Asphaltene* memiliki berat molekul tertinggi dibandingkan fraksi lainnya, sehingga *asphaltene* memiliki pengaruh terhadap terjadinya *congeal oil*. *Crude oil* memiliki tendensi *Congeeal* lebih besar jika kandungan *asphaltene* dalam *crude oil* melebihi *critical weight fractions asphaltene* (10%) (Argillier, J-F, *et al.* 2002).

2.1.2 *Oil Properties*

Beberapa parameter *oil properties* yang perlu diperhatikan dalam mengidentifikasi tendensi *congeal oil* adalah viskositas, *oil gravity* dan *pour point*. Viskositas adalah suatu ukuran tentang besarnya keengganan minyak untuk dapat mengalir. Viskositas minyak meningkat jika terjadi penurunan *temperature*, maka *oil gravity* nya akan menurun (Carcoana, 1992). *Oil gravity* adalah suatu nilai menyatakan kualitas minyak mentah (*crude oil*), semakin tinggi *oil gravity* semakin bagus kualitas *crude oil* tersebut. Sedangkan *Pour point* adalah suhu terendah dimana suatu fraksi dapat mengalir atau dituangkan. Ketiga parameter ini memiliki pengaruh yang besar terhadap terjadinya *congeal oil*. *Crude oil* yang memiliki viskositas dan *pour point* yang tinggi dan *oil gravity* yang rendah dapat

meningkatkan tendensi terjadinya *congeal oil*. Minyak akan lebih mudah untuk menjadi *congeal* jika minyak tersebut sangat kental, terutama pada *heavy oil*. *Heavy oil* memiliki viskositas yang tinggi yaitu dengan *range* 10-100 cp (Georgie, W, et al. 2012).

Viskositas merupakan parameter yang berpengaruh besar terhadap laju produksi minyak. Menurut L.P Dake dalam bukunya “*Fundamental Of Reservoir Engineering*” keterkaitan viskositas terhadap laju produksi dapat dinyatakan secara sistematis sebagai berikut:

$$Q = \frac{K \times A}{\mu} \times \frac{dP}{dL} \dots\dots\dots (1)$$

Jika viskositas *crude oil* tinggi maka laju produksi akan kecil. Begitu juga sebaliknya, jika viskositas *crude oil* rendah maka laju produksi *crude oil* akan semakin besar.

2.1.3 Well Head Temperature

Well head temperature merupakan salah satu parameter terpenting yang perlu diperhatikan dalam mengidentifikasi *congeal oil*. *Temperature* reservoir memiliki pengaruh yang besar dan berkorelasi terhadap tingkat kadungan SARA dan *oil properties*. Tendensi terjadinya *congeal oil* akan kecil jika *temperature* reservoir masih di batas normal atau masih panas (*mature*)(Reistle, C.E, 1932). Jika suatu area yang memiliki kandungan *asphaltene* tinggi tetapi *temperature* reservoirnya masih dalam keadaan panas (*mature*) atau masih dalam batas normal maka tidak akan menimbulkan masalah yang terlalu signifikan. *Temperature* yang tinggi akan melarutkan komponen *asphaltene* yang terdapat di dalam *crude oil*. Begitu juga dengan viskositas minyak yang rendah disebabkan karena *temperature* reservoir yang tinggi. (Argillier, J-F, et al. 2002).

2.2 Metode-Metode dalam Mengatasi Masalah *Congeeal Oil*

Dalam mengatasi masalah *congeal oil* terdapat beberapa metode yang dapat dilakukan, yaitu; metode *thermal* dan metode *chemical*. Kedua metode ini memiliki kelebihan dan kekurangannya masing-masing. Pemilihan metode yang tepat dilakukan berdasarkan keadaan reservoir dari masing-masing area.

2.2.1 Metode *Thermal*

Metode *thermal* atau *thermal stimulation* adalah suatu metode yang dilakukan dengan cara memanaskan reservoir sehingga meningkatkan *temperature* pada reservoir. Tujuannya untuk mengurangi viskositas *crude oil* dan mencegah terjadinya *congeal oil* pada *subsurface*. Pemanasan dapat dilakukan dengan beberapa cara yaitu dengan *well stimulation* seperti *cyclic* dan *electrical downhole heater* (Carcoana, 1992).

2.2.1.1 Metode *Cyclic*

Cyclic Steam Stimulation (CSS) adalah upaya untuk menginjeksikan energy panas kedalam formasi untuk mengubah karakteristik batuan dan fluida dalam waktu tertentu (Putra, 2011). Pada tahap awal, uap panas diinjeksikan secara terus menerus selama kurang lebih sebulan. Sumur kemudian ditutup selama beberapa hari untuk mendistribusikan panas, yang biasa disebut dengan *soak*. Setelah itu, sumur dibuka dan berproduksi kembali. Laju alir minyak meningkat sangat cepat menuju puncak laju alirnya, dan menetap pada level tersebut dalam waktu yang pendek, dan menurun kembali setelah beberapa bulan.

Cyclic diulang ketika laju alir minyak menjadi tidak ekonomis. Mengetahui kondisi geologi di sekitar lubang sumur sangat penting pada CSS untuk distribusi panas dan juga agar dapat menggambarkan perjalanan minyak nantinya. CSS merupakan metode yang sering dilakukan karena metode ini memiliki waktu balik modal yang cepat, namun, *recovery factor (RF)* rendah (10-40% OIP). CSS diaplikasikan di bawah tekanan rekah (Farouq Ali, 1997).

Jumlah peningkatan produksi minyak yang diperoleh setelah melakukan suatu pekerjaan seperti stimulasi, *workover*, injeksi dan lain-lain disebut *oil gain*. *Cyclic Steam Stimulation (CSS)* terdiri dari beberapa metode *cyclic*, yaitu :

1. *Short cyclic*, proses *cyclic* yang bertujuan untuk meng-*clean up liner* di dalam sumur yang tersumbat oleh pasir dan minyak berat yang menghalangi aliran minyak melewati *liner*. Waktu yang diperlukan untuk kegiatan ini adalah 24 jam.
2. *Regular cyclic*, bertujuan untuk meningkatkan produksi minyak akibat turunnya *temperature* di reservoir sekitar sumur produksi yang perlu

dipanaskan kembali dengan injeksi uap sehingga viskositas minyak berat pada reservoir menurun dengan seiring bertambahnya *temperature*, sehingga dapat meningkatkan produksi minyak. *Regular cyclic* biasanya membutuhkan waktu proses injeksi selama 17 hari atau lebih dan waktu *soaking* selama 2 sampai 3 hari.

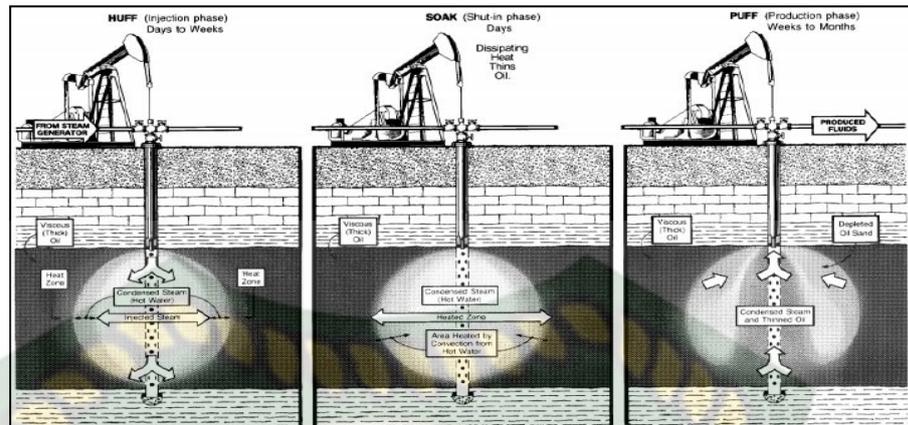
3. *Long cyclic*, biasanya dilakukan pada sumur produksi baru yang *temperature* reservoirnya masih dingin atau belum *mature*. *Long cyclic* bertujuan untuk menyambungkan *steam chest* dari sumur produksi ke sumur injeksi. Sehingga, proses termal *recovery* pada lapangan yang dilakukan *steam flood* dapat berlangsung optimal. *Long cyclic* biasanya membutuhkan waktu injeksi selama 34 hari atau lebih dan waktu *soaking* selama 2 sampai 3 hari.

- Mekanisme *Cyclic Steam Stimulation (CSS)*

Seperti yang terlihat pada Gambar 2.1, mekanisme dari CSS terdiri dari tiga tahap. Pertama, Uap diinjeksikan ke dalam sumur pada laju alir yang tinggi sebisa mungkin (meminimalisasikan *heat losses*) untuk beberapa minggu. Uap yang diinjeksikan memanasi batuan dan fluida disekitar lubang sumur. Uapnya bercabang ke dalam formasi diakibatkan oleh *gravity segregation*.

Setelah diinjeksikan uap, sumur harus ditutup untuk beberapa minggu. Periode ini disebut dengan *soak*. Periode ini dilakukan agar uap panas yang diinjeksikan dapat terdistribusi dengan baik. Pada saat penginjeksian uap dan periode *soak*, viskositas minyak pada area uap (*steam zone*) di dalam sumur menurun beberapa *centipoise*. Ekspansi *temperature* pada minyak dan air yang sangat besar, menyebabkan saturasi minyak juga bertambah (Farouq Ali, 1997).

Tepat sebelum sumur ingin memasuki tahap produksi, kondisi di dalam sumur berada pada kondisi dengan mobilitas minyak, uap, dan air yang sangat tinggi. Ketika sumur mulai untuk dioperasikan berproduksi, minyak akan terproduksi dengan laju alir lebih tinggi dari biasanya. (Farouq Ali, 1997)



Gambar 2.1 Proses *Cyclic Steam Stimulation (CSS)* (Carcoana, 1992)

Adapun *screening criteria* dari sumur produksi yang bisa dilakukan *cyclic* sebagai berikut:

Tabel 2.1 *Screening Criteria Cyclic Steam Stimulation* (Farouq Ali, 1997)

Criteria	<i>Cyclic Streaming</i>
<i>Formation Thickness, ft (h)</i>	≥ 30
<i>Depth, ft</i>	< 3000
<i>Porosity, %</i>	> 30
<i>Permeability, md (k)</i>	1000-2000
<i>Oil Saturation, (%)</i>	> 40
<i>API Gravity</i>	$< 15^\circ$
<i>Oil Viscosity at Reservoir Condition, cp (μ)</i>	< 4000

2.2.1.2 *Electrical Downhole Heater*

Electric Downhole Heater (EDH) adalah sistem sederhana yang digunakan untuk memanaskan dan meningkatkan *temperature* bawah sumur untuk menghindari masalah yang berkaitan dengan *heavy oil* dan *wax*. Metode EDH meningkatkan jumlah produksi hidrokarbon yang masuk ke dalam tubing dengan cara menambahkan panas ke formasi. EDH adalah sebuah teknologi yang sangat berguna dalam mengatasi masalah *pour point* dan *high viscosity* yang terkait terhadap produksi *heavy* dan *waxy crude oil* pada tubing. Teknologi *electrical heating* memanfaatkan perilaku viskositas terhadap *temperature*. *Temperature*

yang meningkat dapat menurunkan viskositas dengan cepat. EDH terdiri dari *electric power generator, transformer, control panel*, dan *electric cable* yang terhubung dengan *heating cable* atau *coil* (Elgadi, M, *et al.* 2017).

- Mekanisme *Electrical Downhole Heater* (EDH)

Sistem ini merupakan sebuah alat induksi yang terbagi menjadi 3 bagian. Rangkaian dimasukkan ke dalam lubang sumur bersamaan dengan rangkaian tubing produksi. Tenaga rangkaian alat induksi berasal dari tiga fasa kabel ESP lapisan baja yang dijalankan bersamaan dengan tubing unit. Rangkaian induksi menggunakan energi listrik untuk memanaskan reservoir secara induktif melalui *casing*. Pengiriman tenaga tiga fasa yang efisien melalui kabel ESP menggunakan voltase yang tinggi dan arus yang rendah sehingga meminimalkan kehilangan daya resistif. Tiga bagian rangkaian alat induksi dapat dipanaskan dengan berbagai *temperature* sesuai dengan yang dibutuhkan dengan cara mengatur *power conditioning unit* nya.

Heating system atau *electromagnetic induction heating* bertujuan untuk menstimulasi produktivitas sumur minyak dengan memperbaiki kondisi aliran fluida di daerah sekitar *well bore* dengan jarak radial sekitar tiga sampai empat meter. Pemanasan ini diharapkan dapat sangat efektif dalam menstimulasi reservoir. Hal ini sering terjadi pada sumur yang memiliki viskositas yang tinggi (Elgadi, M, *et al.* 2017). Berikut adalah cara kerja pemanasan di sekitar *well bore* untuk meningkatkan produktivitas sumur:

1. Viskositas minyak menurun secara signifikan di daerah yang dipanaskan sehingga mengurangi penurunan tekanan di *well bore*.
2. Sumur minyak yang kental biasanya memiliki viskositas fasa *liquid* yang tinggi di sekitar *well bore* selama produksi. Disebabkan oleh munculnya hidrokarbon ringan dari fasa *liquid* karena tekanan berkurang dari tekanan reservoir ke tekanan *well bore*. Pemanasan di *well bore* dapat menghilangkan efek *skin* yang dinamis.
3. *Skin damage* permanen pada reservoir terkadang disebabkan dari efek cairan pengeboran (*mud*) pada reservoir dan karena pengendapan aspal dan

parafin yang terjadi selama proses produksi. Pemanasan di sekitar *well bore* dapat menghilangkan skin ini atau paling tidak mengurangi efeknya pada produktivitas.

4. Viskositas air tidak berubah dibandingkan viskositas minyak dengan kenaikan *temperature* sehingga menyebabkan kenaikan minyak pada *permeability relative* dari formasi dan menyebabkan peningkatan aliran minyak dan mengurangi *water cut*.

2.2.2 Metode *Chemical*

Metode *chemical* merupakan salah satu metode stimulasi sumur dengan cara meninjeksikan *chemical* ke dalam sumur, berguna untuk meningkatkan laju produksi atau menanggulangi kerusakan formasi dengan cara memperbaiki atau meningkatkan harga permeabilitas batuan. Selain itu juga dapat menurunkan viskositas fluida. Beberapa metode *chemical* yang dapat dilakukan dalam mengatasi *congeal oil* yaitu *solvent treatment* dan *Exothermic treatment*.

2.2.2.1 *Solvent Treatment*

Solvent merupakan zat pelarut yang dapat melarutkan minyak sehingga minyak menjadi lebih encer dan mudah untuk diproduksi. *Solvent treatment* dapat digunakan untuk mengatasi masalah pada sumur produksi minyak seperti *congeal oil*. Masalah *congeal oil* timbul akibat penurunan tekanan dan *temperature* karena kelarutan *wax* dalam minyak mentah menurun saat menurunnya tekanan dan *temperature*, sehingga minyak menjadi lebih kental dan sulit untuk bergerak. Kelarutan yang baik terjadi bila molekul-molekul larutan mempunyai kesamaan dalam struktur dari molekul-molekul *solvent*. Bila ada kesamaan antara *solvent*, maka gaya tarik-menarik yang terjadi antara larutan *solvent* menjadi kuat. Sebaliknya, bila tidak ada kesamaan, maka gaya tarik-menarik larutan *solvent* menjadi lemah.

Solvent memiliki empat fungsi utama dalam stimulasi produksi diantaranya yaitu menurunkan viskositas dari *crude oil*, menguraikan emulsi,

membersihkan material organik, dan membersihkan zat *clay* yang tidak dapat dilarutkan (Gates dan Caraway, 1971).

Berdasarkan struktur kimia, *solvent* terbagi 2 yaitu Oksigen *solvent* dan Hidrokarbon *solvent*.

a. Oksigen *Solvent*

Solvent dengan atom oksigen adalah *solvent-solvent* yang struktur kimianya mengandung atom oksigen. Termasuk dalam kategori ini adalah golongan ester, ether, ketone dan alkohol.

b. Hidrokarbon *Solvent*

Sesuai namanya maka pada golongan ini terdiri dari *solvent-solvent* dimana unsur hidrogen (H) dan carbon (C) menjadi struktur dasarnya. Golongan ini terbagi lagi menjadi tiga sub golongan, yaitu: alifatik, aromatik dan halogen hidrokarbon. *Solvent-solvent* golongan hidrokarbon hampir seluruhnya berasal dari hasil distilasi minyak bumi.

- Alifatik *Solvent*

Alifatik *solvent* langsung dapat dihasilkan dari destilasi minyak. Hasil-hasil distilasi minyak bumi berupa campuran beberapa alkana dan mungkin beberapa jenis hidrokarbon lain.

- Aromatik *Solvent*

Struktur molekulnya mengandung ikatan aromatik (benzene), C_6H_6 Daya larutnya lebih kuat dibanding senyawa-senyawa alifatik. Formasi dengan minyak berat, *sludge* (gumpalan atau endapan) dan *asphalt* perlu digunakan *aromatic solvent*. *Aromatic solvent* bisa digunakan sebagai *preflush* atau pendispersi untuk melarutkan hidrokarbon. Aromatik *solvent* yang umum digunakan yaitu *xylene* dan *toluene*. *Xylene* (*dymethyl benzene*/ C_8H_{10}) merupakan campuran dari tiga macam isomer: ortho, metha dan para-*xylene* yang mempunyai titik didih ($139^\circ C$) sehingga sulit dipisahkan dengan proses distilasi. *Toluene* (*methyl benzene*/ C_7H_8) mempunyai titik didih $111^\circ C$, merupakan pelarut yang sangat kuat. Oleh karena *xylene* dan *toluene* merupakan pelarut yang sangat kuat sehingga

menghasilkan kelarutan yang baik dengan hidrokarbon tanpa menyebabkan timbulnya endapan, gumpalan bahkan reaksi lainnya.

- Halogen Hidrokarbon *Solvent*

Hidrokarbon dimana satu atau lebih atom hidrogen-nya diganti oleh atom halogen, seperti *klorine* (Cl) atau *fluorine* (F). Contohnya *Methylene klorida* atau *diklormethane*, cairan tak berwarna dengan titik didih 40°C dipakai untuk pembersih logam.

- **Tipe *Solvent* dan Kegunaan:**

1. *Xylene*

Membersihkan sebagian besar *wax* dan *asphaltene*.

2. *Toluene*

Sama seperti *xylene*, tetapi memiliki *flash point* yang lebih rendah dan lebih kuat pada *seal*.

3. *Kerosene*

Membersihkan *wax* dan beberapa endapan lumpur.

4. *Crude oil*

Membersihkan beberapa *wax* tetapi umumnya merespon dengan sangat lemah.

- **Tipe Pekerjaan *Solvent***

Dalam melakukan pekerjaan injeksi *solvent* dapat terbagi atas dua tipe job yaitu pada *bullhead job* dan *coiled tubing unit* (CTU). Biasanya, *bullhead job* dilakukan untuk sumur yang hanya memiliki *sand* dengan satu zona sedangkan pada *coiled tubing unit* (CTU) dilakukan pada sumur yang mempunyai *sand* lebih dari satu zona. Pekerjaan *solvent* menggunakan *bullhead job* memiliki prinsip kerja yaitu perendaman daerah sekitar lubang bor dengan *solvent* sehingga secara kimiawi *asphaltene* yang bereaksi dengan *solvent* dapat luruh dari dinding bor. Pekerjaan dengan *coiled tubing unit* (CTU) yaitu proses pembersihan daerah sekitar lubang bor secara mekanik dan kimiawi dimana membutuhkan rig atau *hoist* untuk mengalirkan *solvent* dengan tekanan tinggi dari permukaan menuju daerah target (Mitchell, 2003)

- Tahap Kegiatan Injeksi *Solvent*

Proses penginjeksian *solvent* ke dalam formasi dilakukan dengan tahap-tahap kegiatan seperti *preflush*, *spotting* dan *after flush/ over flush*.

- *Preflush*

Preflush dilakukan dengan memompakan diesel atau fluida *treatment* lain yang konsentrasinya rendah dan jumlahnya kira-kira setengah atau seperempat dari volume untuk *treatment* sebenarnya. *Preflush* ini sebagai pembilas untuk menghilangkan material yang mungkin dapat bereaksi pada fluida *treatment* utamanya, sehingga pada saat *spotting*, fluida *treatment* dapat bereaksi dengan formasi sesuai yang direncanakan.

- *Spotting*

Spotting merupakan proses utama pemompaan *solvent* ke dalam formasi untuk melarutkan hidrokarbon. Pemompaan dengan laju yang rendah dilakukan untuk memperbaiki kerusakan di sekitar lubang sumur, sedangkan laju yang tinggi dilakukan untuk jangkauan yang lebih jauh ke dalam formasi.

- *After flush (over flush)*

After flush atau *displacement* merupakan proses pendorongan *solvent* yang masih ada dalam tubing agar seluruh *solvent* masuk ke dalam formasi dan mengurangi waktu kontak *solvent* dengan tubing. Fluida *displacement* yang biasa digunakan yaitu Diesel. *After flush* atau *displacement* terbagi dua jenis yaitu :

- *Under displacement* yaitu merupakan teknik pendorongan fluida pada saat *spotting* yang masih tertinggal di tubing agar masuk ke dalam formasi.
- *Over displacement* yaitu merupakan teknik pendorongan fluida yang masih tertinggal di tubing dan yang berada di sekitar lubang sumur agar lebih masuk ke dalam formasi.

2.2.2.2 Exothermic Treatment

Dalam beberapa tahun terakhir metode baru untuk menghilangkan endapan *organic* dan mengatasi masalah *congeal oil* telah dikembangkan yang mengandalkan generasi panas internal melalui reaksi *exothermic*. Reaksi *exothermic* adalah kalor yang dihasilkan oleh suatu proses pembakaran dipindahkan dari sistem ke lingkungannya. Dengan kata lain yaitu suatu reaksi yang dapat menghasilkan kalor. Salah satu proses tersebut menggunakan campuran senyawa anorganik nitrat/ nitrit dalam reaksi reduksi/ oksidasi yang menghasilkan eksoterm, yang dapat melelehkan deposit *paraffin* dan menghasilkan gas nitrogen. Proses ini bergantung pada air sebagai pelarut untuk menghantarkan reaktan ke daerah yang bermasalah, dan mungkin memerlukan komponen *chemical* tambahan untuk mendispersi *wax* yang meleleh bercampur ke dalam fasa air. Dispersi yang tidak sempurna pada lelehan *wax* dapat menyebabkan masalah tambahan, yang mungkin membutuhkan biaya yang mahal untuk menyelesaikannya. Proses berbasis air untuk melelehkan parafin bisa mengakibatkan emulsi yang sulit dipecahkan. Hal ini bisa mengganggu proses dehidrasi dan menyebabkan penutupan produksi.

Metode lain yang digunakan untuk menghasilkan eksoterm adalah menggunakan asam dan basa yang larut dalam air yang dicampur secara bersamaan untuk menyebabkan reaksi netralisasi. Logam alkali silikat atau fosfat jika dicampur dengan pelarut (*solvent*) dan asam sulfat dapat menghasilkan senyawa deterjen dalam reaksi *exothermic*. Metode ini memiliki kekurangan yang sama dengan metode berbasis air yang telah dijelaskan sebelumnya (Brown, J.M, *et al.*1998).

Kunci dari metode ini adalah produk *chemical* yang berasal dari reaksi *exothermic* adalah konsentrasi larutan dari dispersan *wax paraffin* yang sangat efektif dalam pelarut hidrokarbon. *In situ* menghasilkan eksoterm dengan mencampurkan senyawa asam organik dengan senyawa basa organik atau dasar anorganik untuk membentuk garam organik dalam reaksi netralisasi. Garam yang terbentuk oleh jenis reaksi ini telah lama dikenal di industri ini sebagai zat pendispersi *wax* yang sangat baik. Panas yang dihasilkan oleh reaksi ini dapat

menaikkan *temperature* di atas 212 °F (100 °C) yang umumnya lebih dari cukup untuk mencairkan endapan organik.

Contoh asam organik yang dapat digunakan dalam proses ini meliputi analog tersubstitusi alkil dari asam sulfonat benzena dan asam sulfonat naphthalena. Beberapa amina organik dapat digunakan sebagai dasar reaksi eksotermik. Basa anorganik seperti alkali hidroksida juga dapat digunakan. Garam amina dan alkali dari asam sulfonat telah lama dikenal dan digunakan di industri ini sebagai dispersan *paraffin* yang efektif. Sistem pelarut (*solvent*) bisa berupa *crude oil*, minyak tanah, hidrokarbon aromatik, dipentana, disulfida karbon, methylene diklorida atau salah satu dari sejumlah pelarut polar seperti metanol, etanol dan etilen glikol (Brown, J.M, *et al.*1998).

2.3 Kajian Keekonomian

2.3.1 Perhitungan Keekonomian Migas

Indikator keuntungan diperlukan sebagai parameter untuk pengambilan keputusan. Untuk menilai ekonomi suatu proyek atau prospek perlu dilihat semua aspek dari pengeluaran dan pendapatan sepanjang umur proyek tersebut, sehingga penilaian suatu proyek akan didasarkan kepada pendapatan selama siklus proyek itu masih berjalan sampai dengan pengeluaran dan pendapatan sama atau mendekati sama. Untuk itu diperlukan perhitungan suatu aliran keuangan (*Cash Flow*) agar membantu dalam pengambilan keputusan untuk melanjutkan atau menolak proyek. Namun bagaimanapun juga *Cash Flow* saja tidak bisa dipakai sebagai acuan, kita perlu parameter lain seperti NPV dan IRR sebagai pertimbangan untuk membuat keputusan.

Cash flow secara sederhana didefinisikan sebagai suatu aliran keuangan baik penerimaan (*Cash In*) maupun pengeluaran (*Cash Out*) selama periode waktu yang ditentukan. Sedangkan *Net Cash Flow* adalah semua pendapatan (*cash In*) yang diterima dikurangi dengan semua pengeluaran (*Cash Out*). Menurut Benny Lubiantara, dalam bukunya “Ekonomi Migas” secara matematis *Net Cash Flow* dapat dinyatakan dengan:

$$\text{Net Cash Flow} = \text{Cash In} - \text{Cash Out} \dots \dots \dots (2)$$

Ada beberapa elemen-elemen utama dari *Cash flow*, yaitu:

2.3.1.1 *Gross Revenue*

Gross revenue (GR) atau pendapatan kotor / bruto merupakan hasil perkalian laju produksi (bph) dengan harga minyak. Laju produksi minyak ditentukan berdasarkan prediksi profil produksi yang sebelumnya sudah dihitung. Harga minyak mentah (*crude oil*) Indonesia tergantung dari harga pasar minyak mentah dunia. Harga minyak yang digunakan adalah harga minyak *Indonesia Crude Price (ICP)*. Indonesia memiliki berbagai jenis minyak mentah, masing – masing jenis minyak memiliki harga yang berbeda - beda. Untuk itu dalam hal ini digunakan harga jenis minyak *Sumatra Light Crude (SLC)*. Menurut Benny Lubiantara, dalam bukunya “Ekonomi Migas” secara sistematis *Gross Revenue* dapat dinyatakan dengan:

$$GR = \text{Laju Produksi} \times \text{Harga Minyak} \dots\dots\dots(3)$$

2.3.1.2 *First Tranche Petroleum*

First Tranche Petroleum (FTP) adalah sistem penyisihan sejumlah persen (%) tertentu dari *Gross Revenue* sebelum dikurangi pengembalian atau pemulihan biaya (*Cost Recovery*). Besarnya FTP akan disesuaikan dengan kesepakatan bagi hasil, begitu pula dengan besarnya masing – masing bagian FTP Pemerintah dan Kontraktor. Menurut Benny Lubiantara, dalam bukunya “Ekonomi Migas” secara sistematis FTP dapat dinyatakan dengan:

$$FTP = \text{Faktor FTP} \times \text{Gross Revenue} \dots\dots\dots(4)$$

Untuk bagian kontraktor dan pemerintah sebelum pajak (*before Tax*) adalah sebagai berikut:

Bagian Kontraktor:

$$PSC \text{ standar: } FTP_C = \left(\frac{Cs}{(1-Tax \text{ Rate})} \right) \times FTP \dots\dots\dots(5)$$

Bagian Negara (Pemerintah):

$$PSC \text{ Standar: } FTP_N = \left(100\% - \left(\frac{Gs}{(1-Tax \text{ Rate})} \right) \right) \times FTP \dots\dots\dots(6)$$

Dimana: $Cs = \text{Contractor Split}$

$Gs = \text{Government Split}$

2.3.1.3 *Gross Revenue after FTP*

Gross Revenue after FTP adalah pendapatan bruto setelah dikurangi *FTP*.

2.3.1.4 *Cost Recovery*

Cost Recovery merupakan total biaya operasi yang dikeluarkan oleh Kontraktor yang akan dikembalikan oleh Negara (Pemerintah) setelah produksi berjalan. *Cost Recovery* memiliki beberapa komponen yaitu sebagai berikut:

1. Depresiasi

Depresiasi berkaitan dengan biaya kapital, yang berarti pengurangan nilai dari barang kapital sebagai akibat adanya faktor kerusakan atau penurunan nilai guna seiring dengan waktu pemakaian. Lamanya waktu deprsiasi tergantung pada perjanjian kontrak. Beberapa metode depresiasi yang biasa digunakan adalah sebagai berikut:

a. Metode *Straight Line*

Dalam metode ini pengurangan nilai barang sejalan dengan penambahan umur penggunaan barang. Dalam perhitungannya, nilai pengurangan didapat dengan membagi nilai barang tersebut dengan jumlah tahun yang diperkirakan menjadi umur dari barang tersebut. Menurut Donald G. Newnan, dalam bukunya “*Engineering Economic Analysis*” secara sistematis metode *Straight Line* dapat dinyatakan dengan:

$$\text{Depresiasi} = \frac{\text{Investasi Kapital}}{\text{Umur Barang}} \dots\dots\dots(7)$$

b. Metode *Accelerated*

Metode ini digunakan untuk menghitung pengurangan secara adil nilai terhadap suatu barang yang mempunyai nilai besar dari awal tahun sampai akhir umur barang tersebut. Metode *accelerated* terbagi menjadi dua, yaitu Metode *Decline Balance* dan *Sum of the Years Digit* (SYD).

1) Metode *Declining Balance*

Pada metode ini, nilai suatu barang akan berkurang dengan cepat terhadap waktu (*Accelerated Depreciation Method*). Menurut Benny Lubiantara, dalam bukunya “*Ekonomi Migas*” metode *Declining Balance* dapat dinyatakan dengan:

$$Dep_{n1} = \text{Faktor Dep} \times \text{Investasi Capital} \dots\dots\dots(8)$$

$$Dep_{n2} = \text{Faktor Dep} \times (\text{Investasi Capital} - Dep_{n1}) \dots\dots\dots(9)$$

$$Dep_{n10} = \text{Investasi Capital} - \sum Dep_{n1-9} \dots\dots\dots(10)$$

Dimana :

Dep = Depresiasi

n = Tahun

$\sum Dep_{n1-9}$ = Jumlah Depresiasi tahun 1 sampai tahun 9

Selain Metode *Decline Balance*, diperkenalkan juga metode gabungan, yaitu Metode *Double Declining Balance* (DDB) untuk setengah waktu depresiasi dan setengah waktu berikutnya dengan *straight line* (*cross over*) dan *write off* (sisa depresiasi) ditempatkan pada tahun terakhir. Menurut Donald G. Newnan, dalam bukunya "*Engineering Economic Analysis*" secara sistematis metode *Double Declining Balance* dapat dinyatakan dengan:

$$Dep_{n1} = \frac{2}{T} \times \text{Investasi Kapital} \dots\dots\dots(11)$$

$$Dep_{n2} = \frac{2}{T} \times (\text{Investasi kapital} - Dep_{n1}) \dots\dots\dots(12)$$

Dimana: T = Umur barang, bulan

2) Metode *Sum of the Years Digit* (SYD)

Metode *Sum of the Years Digit* (SYD) ini diterapkan hanya pada peralatan baru yang mempunyai umur efektif sedikitnya tiga tahun. Perhitungannya dengan mengalikan besarnya investasi dengan faktor SYD. Adapun SYD faktor merupakan suatu perbandingan antara sisa umur dari peralatan (YR) dengan jumlah umur efektif dari barang tersebut (SY). Adapun menurut Donald G. Newnan, dalam bukunya "*Engineering Economic Analysis*" secara sistematis metode *Sum Of The Years Digit* dapat dinyatakan dengan:

$$\text{Biaya depresiasi pertahun} = \frac{YR}{SY} \times (\text{investasi kapital}) \dots\dots\dots(13)$$

Catatan: Dalam melakukan perhitungan disini tidak ada barang yang terdepresiasi karena investasi *capital* yang ada hanya peralatan sumur berupa *packer* yang pernah digunakan sebelumnya.

2. *Non Capital Cost*

Non Capital Cost terdiri dari biaya yang di keluarkan pada tahun – tahun melakukan Eksplorasi dan pengembangan lapangan, biaya tersebut akan langsung di pulihkan pada tahun pertama produksi tanpa mengalami depresiasi.

3. *Operating Cost*

Biaya Operasi (*Operating Cost*) merupakan biaya yang dikeluarkan baik sehubungan dengan adanya operasi produksi (*variable cost*) maupun biaya yang pasti dikeluarkan oleh perusahaan berupa administrasi umum yang tidak berpengaruh terhadap besar kecilnya produksi (*fixed cost*). Contoh biaya operasi yang termasuk dalam *variable cost* adalah *lifting cost, safety & environmet, production tools & equipment maintenance*, gaji pegawai dan sebagainya. Contoh biaya operasi yang termasuk dalam *fixed cost* adalah *general administration*, yaitu meliputi :

- (a) *Finance & administration*: perpajakan, sewa kantor atau sewa alat - alat.
- (b) *Technical services*: pengadaan dan servis alat telekomunikasi & *computer*
- (c) *Transportation cost*: pengadaan, servis dan bahan bakar mobil kantor.

Menurut Benny Lubiantara, dalam bukunya “Ekonomi Migas” Secara mekanisme *Operating Cost* dapat di nyatakan dengan:

$$\text{Operating Cost} = \text{Biaya Operasi} \times \text{Produksi} \dots\dots\dots(14)$$

4. *Recovered Cost*

Recovered merupakan biaya yang dapat diperoleh kembali oleh kontraktor. Menurut Benny Lubiantara, dalam bukunya “Ekonomi Migas” secara mekanisme *Recovered* dapat dinyatakan dengan:

Untuk bulan ke-0:

$$\text{Rec} = \text{jika } CR < GR_{\text{FTP}} \text{ maka } \text{Rec} = CR, \text{ jika sebaliknya maka } \text{Rec} = GR_{\text{FTP}} \dots\dots\dots(15)$$

Bulan pertama:

$$\text{Rec} = \text{jika } CR + Ur_0 < GR_{\text{FTP}} \text{ maka } \text{Rec} = CR, \text{ jika sebaliknya maka } \text{Rec} = GR_{\text{FTP}} \dots\dots\dots(16)$$

Bulan kedua dan seterusnya:

$Rec = \text{jika } CR + Ur_1 < GR_{FTP} \text{ maka } Rec = CR, \text{ jika sebaliknya maka } Rec + (GR_{FTP}) + Ur_1 \dots \dots \dots (17)$

Penjelasan formula 1:

Apabila total *Cost Recovery* lebih kecil dari *Gross Revenue* setelah dikurangi FTP, maka *Recovered* = total *Cost Recovery*. Apabila berlaku sebaliknya, maka maksimal yang dapat dikembalikan adalah sebesar *Gross Revenue* setelah dikurangi FTP.

Penjelasan formula 2:

Apabila total *Cost Recovery* ditambah dengan *Unrecovered* bulan ke-0 lebih kecil dari *Gross Revenue* setelah dikurangi FTP, maka *Recovered* = total *Cost Recovery*. Apabila berlaku sebaliknya, maka maksimal yang dapat dikembalikan adalah sebesar *Gross Revenue* setelah dikurangi FTP.

Penjelasan formula 3:

Apabila total *Cost Recovery* ditambah dengan *Unrecovered* bulan pertama lebih kecil dari *Gross Revenue* setelah dikurangi FTP, maka *Recovered* = total *Cost Recovery*. Apabila berlaku sebaliknya, maka maksimal yang dapat dikembalikan adalah sebesar *Gross Revenue* setelah dikurangi FTP kemudian ditambah dengan *Unrecovered* bulan pertama.

5. *Unrecovered Cost*

Unrecovered Cost merupakan sejumlah biaya yang tidak dapat diperoleh kembali oleh kontraktor dikarenakan jumlah *Gross Revenue* lebih kecil dari total *Cost Recovery*. *Unrecovered Cost* baru bisa diperhitungkan pada tahun selanjutnya setelah diketahui total *Cost Recovery* yang bisa diperoleh kontraktor. Menurut Benny Lubiantara, dalam bukunya “Ekonomi Migas” secara mekanisme *Unrecovered* dapat dinyatakan dengan:

Untuk bulan ke-0:

$Ur_0 = \text{jika } (Rec \geq CR \text{ maka } Ur_0 = 0) \text{ jika sebaliknya maka } (Ur_0 = (CR - Rec)) \dots \dots \dots (18)$

Bulan pertama dan seterusnya kalau masih ada *Unrecovered* maka:

$Ur_1 = \text{jika } (Rec \geq CR) \text{ maka } Ur_1 = 0 + (Ur_0 - Rec + CR) \dots \dots \dots (19)$

$\text{jika sebaliknya maka } Ur_1 = CR - Rec + (Ur_0 - Rec + CR) \dots \dots \dots (20)$

2.3.1.5 Equity to be Split

Equity to be split (ETS) merupakan pendapatan bruto yang akan dibagi antara kontraktor dengan pemerintah. *Equity to be split* diperoleh dari sisa *Gross Revenue* setelah mengalami pengurangan dari *FTP* dan *Recovered*. Menurut Benny Lubiantara, dalam bukunya “Ekonomi Migas” secara sistematis *Equity to be Split* dapat dinyatakan dengan:

$$ETS = GR_{FTP} - Rec$$

Untuk bagian kontraktor:

$$PSC \text{ Standar: } ETS_C = \left(\frac{Cs}{(1-Tax \text{ Rate})} \right) \times ETS \dots\dots\dots(21)$$

Bagian Negara (Pemerintah):

$$PSC \text{ Standar } ETS_N = \left(100\% - \left(\frac{Cs}{(1-Tax \text{ Rate})} \right) \right) \times ETS \dots\dots\dots(22)$$

2.3.1.6 Domestic Marketing Obligation

Domestic Marketing Obligation (DMO) pada dasarnya adalah kewajiban kontraktor untuk memenuhi kebutuhan migas (Domestik) dalam negeri. Besarnya volume DMO paling banyak sebesar 25%, dan harga minyak DMO (*DMO fee*) akan di diskon sesuai dengan yang tertera dalam kontrak, 10%, 15% atau 25% dari harga pasar. Selisih harga minyak DMO dengan harga minyak normal, disebut dengan (*Net DMO*). Pada dasarnya apabila masih terdapat *Unrecovered* yang menyebabkan $ETS = 0$ sesuai aturan kontrak, maka kontraktor terbebas dari kewajiban DMO. Menurut Benny Lubiantara, dalam bukunya “Ekonomi Migas” secara matematis volume minyak DMO, *DMO fee* dan *Net DMO* dapat dinyatakan dengan:

$$DMO = DMO_{Rate} \times \left(\frac{CS}{(1-Tax \text{ Rate})} \right) \times \text{produksi} \dots\dots\dots(23)$$

$$DMO \text{ fee} = DMO_{Price} \times \text{harga minyak} \times DMO \dots\dots\dots(24)$$

$$Net \text{ DMO} = (DMO \times \text{harga minyak}) - DMO \text{ fee} \dots\dots\dots(25)$$

2.3.1.7 Taxable Income

Taxable Income merupakan penghasilan kena pajak. Besarnya *Taxable Income* adalah bagian FTP kontraktor ditambah dengan bagian ETS kontraktor dikurang dengan *Net DMO*.

2.3.1.8 Pajak

Pajak (*Tax*) adalah salah satu sumber pendapatan pemerintah. Pemerintah mengambil bagiannya dari hasil produksi migas melalui pajak yang dikenakan terhadap penghasilan kontraktor yang didapat dari usahanya tersebut. Sistem perpajakan yang dibuat oleh pemerintah dimaksudkan untuk memaksimalkan pendapatan pemerintah. Pajak yang diberlakukan sekarang terhadap kontraktor adalah sebesar 44%. Pajak ini dikenakan terhadap *Taxable Income*.

2.3.1.9 Contractor Share

Contractor Share (CS) merupakan total pendapatan yang bisa diterima kontraktor, yaitu *Taxable Income* ditambah dengan *Cost Recovery* (*Recovered*).

2.3.1.10 Cash In and Cash Out Contractor

Cash In Contractor adalah pemasukan yaitu Total *Contractor Share* dan *Cash Out Contractor* merupakan pengeluaran kontraktor yang meliputi biaya operasi dan pajak.

2.3.2 Indikator Keekonomian

Indikator Keekonomian merupakan faktor untuk mengetahui keuntungan dan kerugian Kontrak. Salah satu indikator keekonomian yang sering digunakan adalah: NPV (*Net Present Value*). NPV selalu berkaitan dengan nilai waktu dari uang (*Time Value of Money*). *Time Value of Money* adalah nilai waktu dari uang yang merupakan metode untuk mengetahui nilai uang atau keuntungan dari suatu *Cash Flow* di waktu yang akan datang. Didalam pengambilan keputusan jangka panjang, nilai waktu memegang peranan sangat penting. Sehubungan dengan nilai waktu uang, dikenal dengan istilah *Compounding* dan *Discounting*.

Compounding atau disebut juga *Future Value* adalah untuk menghitung nilai uang yang akan diterima pada masa mendatang berdasarkan tingkat bunga tertentu atas nilai uang sekarang. Secara matematis dapat dinyatakan dengan:

$$FV = PV \times (1 + i)^n \dots\dots\dots(26)$$

dimana : PV = Jumlah uang saat sekarang (pada saat t = n)

FV = Jumlah uang di masa datang (pada saat t = n)

$(1+i)^n$ = *Compound factor*

n = Periode waktu bulanan

Sedangkan *Discounting* atau disebut juga dengan istilah *Present Value* adalah untuk menghitung nilai uang yang akan datang berdasarkan nilai uang sekarang. Secara sistematis dapat dinyatakan dengan:

$$PV = FV \times \left(\frac{1}{(1+i)^n} \right) \text{ atau } \frac{FV}{(1+i)^n} \dots\dots\dots(27)$$

dimana: $\frac{1}{(1+i)^n} = \text{Discounte factor}$

2.3.2.1 *Net Present Value* (NPV)

Net Present Value (NPV) merupakan selisih uang yang diterima dan uang yang dikeluarkan dengan memperhatikan *Time Value of Money* pada waktu sekarang. NPV menunjukkan nilai keuntungan bersih yang diterima dari suatu usaha selama umur usaha tersebut pada tingkat *Discount Rate* tertentu. Suatu proyek dikatakan layak dikerjakan jika NPV bernilai positif, jika nilai NPV suatu proyek bernilai negatif maka dapat dikatakan proyek tersebut mengalami kerugian. Nilai NPV suatu proyek bernilai nol maka besarnya pengeluaran sama dengan besarnya penerimaan. Bentuk umum persamaan NPV adalah:

$$NPV = \sum_{t=1}^n CF_t - CF_0 + \frac{CF_n}{(1+i)^n} \dots\dots\dots(28)$$

Dimana:

CF_0 = *Cash flow* pada awal investasi

CF_n = *Cash flow* pada bulan ke-n

i = *Discount rate*

n = Bulan ke-n