

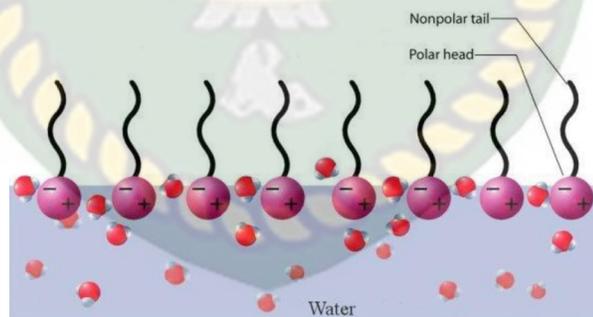
## BAB II

### TINJAUAN PUSTAKA

#### 2.1. SURFAKTAN

Surfaktan merupakan senyawa aktif penurun tegangan permukaan (*surface active agent*) yang mempunyai struktur bipolar. Bagian kepala bersifat hidrofilik dan bagian ekor bersifat hidrofobik menyebabkan surfaktan cenderung berada pada antarmuka antara fase yang berbeda derajat polaritas dan ikatan hidrogen seperti minyak dan air. Kegunaan surfaktan antara lain untuk menurunkan tegangan permukaan, tegangan antarmuka, meningkatkan kestabilan partikel yang terdispersi dan mengontrol jenis formasi emulsi. (Rieger, 1985 dalam Oktavian.,R 2011 ).

Molekul surfaktan dapat diilustrasikan seperti berudu ataupun bola raket mini yang terdiri atas bagian kepala dan ekor. Bagian kepala bersifat hidrofilik (suka air), merupakan bagian yang sangat polar. Bagian kepala dapat berupa anion, kation ataupun nonion, sedangkan bagian ekor dapat berupa rantai linier atau cabang hidrokarbon. Konfigurasi kepala-ekor tersebut membuat surfaktan memiliki fungsi yang beragam di industri. Berikut ilustrasi molekul surfaktan terdapat pada **gambar 2.1**



**Gambar 2.1.** Molekul surfaktan (Gevarsio, 1996)

Berdasarkan gugus hidrofiliknya, molekul surfaktan dibedakan ke dalam 4 kelompok, yaitu surfaktan anionik, surfaktan kationik, surfaktan nonionik, dan surfaktan amfoterik (Sheng, J., 2010). Surfaktan anionik adalah molekul yang bermuatan negatif pada gugus hidrofilik atau aktif permukaan (*surface-active*),

seperti gugus sulfat atau sulfonat. Surfaktan kationik adalah senyawa yang bermuatan positif pada gugus hidrofiliknya atau bagian alat permukaan (*surface-active*), seperti *quaternary ammonium salt* (QUAT). Surfaktan nonionik adalah surfaktan yang tidak bermuatan atau tidak terjadi ionisasi molekul. Surfaktan amfoterik adalah surfaktan yang bermuatan positif dan negatif pada molekulnya, dimana muatannya bergantung kepada pH. Pada pH rendah akan bermuatan negatif dan pada pH tinggi akan bermuatan positif (Matheson, 1996; Rosen, 2004 dalam Oktavian., R 2011).

Di dalam aplikasinya, keempat jenis surfaktan tersebut memiliki fungsi yang spesifik dan kondisi lingkungan kerja yang spesifik. Surfaktan anionik sangat baik digunakan untuk stimulasi batuan *sandstone*. Adanya unsur silika di dalam batuan *sandstone* yang bermuatan negatif (-) akan menyebabkan *water wet* pada formasi batuan *sandstone*. Kondisi ini akan menyebabkan turunnya gaya adhesi antara minyak dan batuan sehingga minyak akan lepas dan lebih mudah mengalir dan sifat batuan akan berubah menjadi *water wet*. Sebaliknya pada batuan *limestone* yang bermuatan positif, penggunaan surfaktan anionik akan menyebabkan batuan bersifat *oil wet* (Allen, T.O, and A.P. Roberts. 1993).

Surfaktan kationik dengan muatan gugus hidrofiliknya yang positif akan merubah *wettability* batuan yang memiliki muatan positif menjadi *water wet* seperti batuan karbonat dan akan merubah *wettability* batuan yang bermuatan negatif seperti batuan *sandstone* menjadi *oil wet*. Berbeda dengan surfaktan anionik dan kationik, surfaktan nonionik yang tidak memiliki muatan pada gugus hidrofiliknya menyebabkan *water wet* baik pada batuan karbonat maupun *sandstone*. Sedangkan penggunaan surfaktan amfoterik pada kedua jenis batuan tersebut tergantung pada pH larutan dimana surfaktan tersebut bekerja. Pada kondisi  $pH > 7$  (basa), gugus hidrofilik surfaktan amfoterik akan bermuatan positif sehingga akan menyebabkan *water wet* pada batuan memiliki muatan positif (karbonat). Pada  $pH < 7$  (asam), gugus hidrofilik surfaktan amfoterik akan bermuatan negatif sehingga akan menyebabkan *water wet* pada batuan yang memiliki muatan negatif (*sandstone*), sedangkan pada  $pH = 7$ , gugus hidrofilik surfaktan amfoterik tidak akan bermuatan.

## 2.2. NANOPARTIKEL

Nanopartikel didefinisikan sebagai partikulat yang terdispersi atau partikel-partikel padatan dengan ukuran partikel berkisar 10 – 100 nm (Abdullah et.al, 2008). Material nanopartikel telah banyak menarik peneliti karena material nanopartikel menunjukkan sifat fisika dan kimia yang sangat berbeda dari *bulk* materialnya. Penyebab utama perubahan sifat fisika dan kimia dari nanopartikel adalah meningkatnya fraksi permukaan-permukaan atom karena berkurangnya ukuran partikel. Ada dua hal utama yang membuat nanopartikel berbeda dengan material sejenis dalam ukuran besar (*bulk*) yaitu :

1. Karena ukurannya yang kecil, nanopartikel memiliki nilai perbandingan antara luas permukaan dan volume yang lebih besar jika dibandingkan dengan partikel sejenis dalam ukuran besar. Ini membuat nanopartikel bersifat lebih reaktif. Reaktivitas material ditentukan oleh atom-atom di permukaan, karena hanya atom-atom tersebut yang bersentuhan langsung dengan material lain.
2. Ketika ukuran partikel menuju orde nanometer, hukum fisika yang berlaku lebih didominasi oleh hukum-hukum fisika kuantum (Abdullah et.al, 2008). Sifat-sifat yang berubah pada nanopartikel biasanya berkaitan dengan fenomena-fenomena berikut ini. Pertama adalah fenomena kuantum sebagai akibat keterbatasan ruang gerak elektron dan pembawa muatan lainnya dalam partikel. Fenomena ini berimbas pada beberapa sifat material seperti perubahan warna yang dipancarkan, transparansi, kekuatan mekanik, konduktivitas listrik dan magnetisasi. Kedua adalah perubahan rasio jumlah atom yang menempati permukaan terhadap jumlah total atom. Fenomena ini berimbas pada perubahan titik didih, titik beku, dan reaktivitas kimia. Perubahan-perubahan tersebut diharapkan dapat menjadi keunggulan nanopartikel dibandingkan partikel sejenis dalam keadaan *bulk* (Abdullah et al., 2008).

### 2.2.1. Nanoteknologi Pada *Enhanced Oil Recovery*

Tingkat lapangan produksi yang mulai menurun dan frekuensi eksplorasi yang sangat rendah membuat peningkatan *recovery factor* sangat penting. Banyak sumur dan bahkan lapangan minyak ditinggalkan dengan Sor lebih dari 30% (L. Zang et. al, 2008). Meningkatkan faktor perolehan dalam beberapa persen saja dapat memberikan miliaran dolar keuntungan tambahan.

Nanoteknologi memiliki kemungkinan untuk meningkatkan metode ini di luar aplikasi saat ini. Dengan ukuran yang sangat kecil dan luas permukaan yang tinggi terhadap volume, nanopartikel memiliki kemampuan untuk menembus pori-pori dimana tidak didapat dengan metode konvensional recovery. Fluida injeksi displacement seperti air, CO<sub>2</sub> atau larutan surfaktan, sring memiliki viskositas rendah dari minyak. Dengan menambahkan nanopartikel, viskositas fluida injeksi dapat meningkat dan dapat mencapai rasio mobilitas yang lebih rendah. Sebuah studi laboratorium oleh Shah dan Rusheet menunjukkan bahwa kedua densitas dan viskositas CO<sub>2</sub> meningkat dengan menambahkan hanya 1% CuO nanopartikel. Viskositas CO<sub>2</sub> cairan nano terbukti menjadi 140 kali lebih besar dari CO<sub>2</sub> konvensional (R. D. Shah, 2009). Beberapa makalah juga membahas percobaan dimana kombinasi nanopartikel dan solusi surfaktan diuji. Le et al mempelajari campuran sinergis dari nanopartikel SiO<sub>2</sub> dan surfaktan untuk EOR pada temperatur tinggi reservoir. Mereka melakukan eksperimen pencampuran jenis surfaktan berbeda dengan SiO<sub>2</sub> nano-partikel. Beberapa campuran menunjukkan potensi besar untuk aplikasi EOR karena perlawanan mereka terhadap adsorpsi ke permukaan batu, dan thermostability di 91°C (N. Le, D. K. Pham, K. H. Le, and P. T. Nguyen, 2011). Suleymanov et al melakukan percobaan yang menunjukkan bagaimana nanopartikel tersebar di fasa cair dapat memodifikasi sifat antarmuka sistem liquid/cair, jika permukaannya telah diubah dengan kehadiran surfaktan ionik. Penerapan nanosuspension dalam penelitian mereka memperlihatkan peningkatan yang signifikan dalam efisiensi laju air minyak displacement. Dalam media pori homogen, oil recovery sebelum water breakthrough terjadi peningkatan sebesar 51% dan 17% untuk larutan surfaktan

dengan penambahan masing-masing untuk air dan larutan surfaktan nanopartikel (B. Suleimnov, F. Ismalov, and E. Veliylev. 2011).

Nanopartikel polysilicon (PSNP) telah dianggap sebagai agen EOR oleh Onyekonwu dan Ogolo. Salah satu ciri penting dari nanopartikel polysilicon adalah kemampuannya untuk mengubah wettability batuan. Onyekonwu dan Ogolo membahas tiga PNSP berbeda yang mengubah wettability batuan dengan berbagai cara. Hasil penelitian mereka menunjukkan bahwa perlakuan silan NWPN, dan HLPN yang mana di *terated* oleh senyawa organik lapisan tunggal, memiliki peningkatan lebih dari 50% setelah recovery primer dan sekunder pada batuan water wet (M. O. Onyekonwu and N. A. Ogolo. 2010). Ju dan Fan mengatasi tantangan yang berkaitan dengan penerapan nanopowder di ladang minyak untuk meningkatkan injeksi air dengan pengaruh perubahan wettability melalui adsorpsi di dinding berpori dari batu pasir. Hasilnya mengungkapkan bahwa wettability pada permukaan batu pasir dapat diubah dari oil wet ke water wet oleh untreated adsorpsi nanopartikel polysilicon, LHPN. Selain itu, pada batu pasir permeabilitas efektif air meningkat, sementara penurunan permeabilitas absolut diamati (B. Ju and T. Fan. 2008).

Meskipun nanopartikel dalam banyak kasus menunjukkan hasil yang mengembirakan melalui aplikasi mereka, jumlah dan ukuran partikel sangat penting. Kanj jet al mengidentifikasi ukuran nanopartikel digunakan dalam batuan reservoir, dan divalasi potensi transportasi (penyambarannya) (M. Y. Kanjz. Al Yousif, and J. Funk. 2009). Studi lain dilakukan oleh Skauge et al menyimpulkan bahwa partikel silika merambat dengan mudah melalui sistem pori, dan karena kejadian alam reservoir, mereka tidak menimbulkan bahaya bagi lingkungan. Mereka juga tampaknya terlalu kecil untuk strain atau pori-pori blok, yang membuat mereka sangat menarik untuk tujuan EOR (T. Skauge, K. Spildo, A. Skauge. 2010).

Potensi untuk menggunakan nanoteknologi di EOR sangat besar. Teknologi ini telah banyak digunakan di beberapa industri lain, dan kepentingan dalam industri lain, dan kepentingan dalam industri minyak meningkat. Nanopartikel silika yang banyak diuji, dan telah menunjukkan aplikasi EOR baik.

Baru-baru ini, penelitian telah meneliti potensi  $\text{Al}_2\text{O}_3$ ,  $\text{MgO}$ ,  $\text{Fe}_2\text{O}_3$  selain nanopartikel  $\text{SiO}_2$ . Hasil penelitian menunjukkan beberapa kombinasi menghasilkan hasil yang lebih baik daripada  $\text{SiO}_2$  (N. Ogolo, O. Olafuyi, and M. Onyekonwu. 2012). Berdasarkan pengetahuan ini, diharapkan antara dua chemical EOR dan *specifically micellar flooding* akan membuat keuntungan besar dari nanoteknologi dan nanoemulsi khususnya dimasa depan (S. Mokhatab, M. A. Fresky, and M. R. Islam. 2006).

### 2.3. TAHAP RECOVERY MINYAK

Proses *recovery* minyak bumi dapat dikelompokkan menjadi tiga fase, yaitu fase primer (*primary phase*), fase sekunder (*secondary phase*), dan fase tersier (*tertiary phase*). Fase primer merupakan fase dimana proses produksi minyak tergantung kepada kandungan energi alam reservoir yaitu tekanan alami dari reservoir (*natural flow*) (Gomma, 1997 dalam Oktavian., R 2011). Fase sekunder dalam *recovery* minyak bumi merupakan fase dimana sudah melibatkan menginjeksikan material ke dalam reservoir. Pada fase ini diterapkan proses *immiscible gas flood* dan *water flood*, sedangkan fase tersier merupakan fase dimana diterapkannya metode *Enhanced Oil Recovery* (EOR) (Gomma, 1997 dalam Oktavian., R 2011). Menurut Thamrin dan Sudibjo 1992 didalam Oktavian., R 2011), EOR atau metode pengurasan tahap lanjut merupakan usaha untuk meningkatkan produktivitas sumur minyak bumi yang sudah tidak produktif lagi pada tahap produksi pertama. Metode EOR dilakukan dengan meninjeksikan material ke dalam batuan reservoir guna menguras sisa-sisa minyak bumi yang masih terkandung di dalam batuan reservoir, yang pada umumnya berupa *residual oil* dan *by-passed oil*. *Residual oil* merupakan butir-butir minyak yang tersisa karena terperangkap di dalam pori-pori batuan (saturasi minyak tersisa). *By-passed oil* merupakan kandungan minyak di dalam bagian dari reservoir yang tidak tersapu dan terjangkau (*by-passed*) oleh injeksi air pada tahap sekunder.

Karakteristik minyak dan reservoir perlu dipertimbangkan dalam pemilihan metode EOR, supaya memenuhi target yang hendak dicapai. Sebagai gambaran, reservoir yang dangkal tidak cocok bila dilakukan injeksi gas, karena tekanannya

sangat tinggi sehingga dapat berisiko merusak formasi dan akan menimbulkan semburan liar. (Allen, T.O, and A.P. Roberts. 1993)

#### 2.4. SURFAKTAN *FLOODING*

Proses perolehan minyak bumi menggunakan surfaktan disebut dengan *surfactant flooding*. Proses ini dikategorikan ke dalam proses tersier produksi minyak bumi. Nummedal *et.al* dalam Oktavian.,R (2003) menyatakan bahwa peningkatan perolehan minyak bumi (*oil recovery*) dapat dilakukan dengan cara menambahkan surfaktan ke dalam air injeksi. Dalam *surfactant flooding*, karakteristik air yang diinjeksikan ke dalam sumur minyak bumi harus sesuai dengan karakteristik air informasi yaitu air yang berada di dalam cekungan minyak bumi (reservoir). Demikian pula dengan penginjeksian surfaktan (umumnya bahan kimia), disyaratkan tidak mengubah kondisi formasi yang telah ada di dalam reservoir minyak bumi.

Mekanisme reaksi yang terjadi di dalam sumur minyak setelah surfaktan diinjeksikan dijelaskan sebagai berikut: surfaktan memiliki gugus dasar hidrokarbon dan berikatan pada ujung dengan senyawa anorganik (gugus sulfonat)  $\text{SO}_3^-$ . Rumus kimia surfaktan adalah  $\text{R-SO}_3^-$ , dengan gugus R- merupakan gugus rantai hidrokarbon. Surfaktan jenis ini dalam air akan terionisasi menjadi  $\text{RSO}_3^-$  dan  $\text{H}^+$ . Bila ion molekul  $\text{RSO}_3^-$  kontak dengan senyawa yang berifat nonpolar (minyak), maka gugus R- akan berusaha untuk melakukan gaya adhesi (surfaktan-minyak), sedangkan pada molekul surfaktan itu sendiri akan bekerja gaya kohesi antara  $\text{RSO}_3^-$ . Pengaruh gaya adhesi ini akan mengurangi harga resultan gaya kohesi minyak itu sendiri, yang mengakibatkan gaya antar permukaan negatif karena adanya gugus  $\text{RSO}_3^-$ . Selain itu, terjadi gaya tolak-menolak antara kepala surfaktan yang bermuatan negatif karena adanya gugus  $\text{RSO}_3^-$  dengan batuan *sandstone* yang bermuatan negatif karena adanya senyawa silica ( $\text{SiO}_2^-$ ). Gaya tolak-menolak ini mengakibatkan surfaktan yang mengikat minyak pada bagian gugus R akan bergerak menjauh dari batuan dan ini akan mengakibatkan *wettability* batuan berubah menjadi *water wet* (Ashayer,R., C.A.Grattoni dan P.F. Luckham. 2000)

Faktor-faktor yang perlu dipertimbangkan pada aplikasi *surfactant flooding* tergantung pada beberapa faktor seperti formulasi, biaya, ketersediaan bahan, dampak lingkungan, serta harga minyak bumi di pasar. Agar pemanfaatan surfaktan lebih efektif, beberapa kriteria harus dipenuhi yaitu surfaktan yang digunakan harus dapat menghasilkan IFT *ultra low* dan harus cukup sederhana pada saat disintesis untuk diproduksi secara komersial (Nasiri, 2011).

## 2.5. LIGHT OIL

*Light oil* atau minyak ringan merupakan jenis *crude oil* dengan densitas yang rendah. Minyak jenis ini biasanya akan lebih mudah mengalir pada temperatur ruangan, karena juga memiliki viskositas yang rendah. Adapun kendala memproduksi *light oil* di reservoir adalah jika batuan bersifat *oil wet*, sehingga minyak menjadi lebih sulit untuk diproduksi karena menempel kuat pada dinding batuan. Berikut ini klasifikasi *crude oil* menurut API (*American Petroleum Institute*):

**Tabel 2.1** Klasifikasi *Crude oil*

Jenis Minyak	API	P <i>Crude oil</i>
Minyak Ringan	API $\geq 31$	$\leq 0,87$
Minyak Medium	$22 \leq \text{API} \leq 31$	$0,87 \leq \text{p } Crude\ oil$
Minyak Berat	$10 \leq \text{API} \leq 22$	0,87- 1,00
Minyak Ekstra Berat	API $\leq 10$	$\geq 1,00$

Sumber: (Agencia National Do Petroleo, 2000)

## 2.6. SPONTANEOUS IMBIBITION

*Spontaneous imbibition* berasal dari kata imbibisi yang artinya penggantian fluida yang tidak membasahi (minyak) oleh fluida yang membasahi (air) seperti injeksi air (*water flooding*) ke dalam reservoir minyak. Pengujian *spontaneous imbibition* telah lama digunakan sebagai alat prediksi untuk memperkirakan kinerja *water-wet* di lapangan, serta rekahan batuan reservoir akibat dampak dari *water flood/water drive* (Olafuyi, Cinar, Knacksted, dan Pinczweski, 2007). Pengukuran *spontaneous imbibition test* memberikan pendekatan alternatif yang

lebih sederhana dan lebih murah dari pada *core flooding* di laboratorium. Selain itu, pengujian ini juga memberikan indikasi mengenai variasi tingkat kebasahan yang terkait dengan perubahan salinitas. Pada pengujian *spontaneous imbibition test*, masuknya air ke dalam matriks batuan adalah proses yang sangat kompleks dan bergantung pada banyak faktor seperti permeabilitas, tingkat kebasahan, ukuran matriks, serta tegangan antar muka dan viskositas pada fluida (Morrow dan Mason, 2001). Mekanisme dari *spontaneous imbibition test* ini yaitu dengan melakukan pembasahan atau penginjeksian fluida pendesak berupa air yang memiliki kadar salinitas tertentu dengan tambahan zat tertentu terhadap sampel batuan yang telah dijenuhi oleh minyak.

## 2.7. KARAKTERISTIK *ARTIFICIAL CORE*

### 2.7.1 Porositas

Porositas adalah suatu ukuran yang menunjukkan besarnya rongga dalam batuan (Craft dan Hawkins, 1991). Semakin besar nilai porositas maka kemampuan batuan menampung fluida akan semakin besar. Dengan cara menimbang kita dapat menentukan besaran jumlah minyak yang terdapat pada batuan yang dinyatakan dalam persamaan berikut:

$$v_{pore} = \frac{W_{sat} - W_{dry}}{\rho_{fluida}} \dots\dots\dots (1)$$

Sehingga porositas dapat diperoleh dengan persamaan:

$$\emptyset = \frac{v_{pore}}{V_{Bulk}} \dots\dots\dots (2)$$

Keterangan :

$W_{Sat}$	= Berat <i>Core</i> yang terisi oleh minyak (gram)
$W_{dry}$	= Berat <i>Core</i> kering (gram)
$\rho_{fluida}$	= Densitas minyak (gram/ml)
$v_{fluida}$	= Volume minyak yang terisi pada pori batuan (ml)

Koesoemadinata pada buku geologi minyak dan gas bumi jilid I tahun 1979 membagi Ukuran kualitas porositas secara kuantitatif dan dapat diklasifikasikan menjadi beberapa bagian seperti pada tabel dibawah ini.

**Tabel 2.2** Klasifikasi Porositas (Koesoemadinata, 1980)

Porositas	Kategori
0 - 5 %	Dapat diabaikan
5 - 10%	Buruk
10 - 15%	Cukup
15 - 20%	Baik
20 - 25%	Sangat baik
>25%	Istimewa

Berdasarkan bentuk pengemasan pada butir batuan, maksimum nilai porositas batuan berada pada nilai 47,6% dengan pola kemas butir (*Cubic Packing*) dan pola yang lainnya seperti; *Hexagonal Packing* dengan nilai 39,5% maupun *rombohedral packing* dengan nilai 25,9% (Ekwere, 1997 dan Daniel M Bas, 2000)

### 2.7.2. Permeabilitas

Permeabilitas adalah kemampuan batuan reservoir untuk meloloskan fluida reservoir untuk dapat meloloskan fluida melalui pori batuan yang saling berhubungan tanpa merusak partikel pembentuk batuan. Dimana permeabilitas dapat dihitung yang dinyatakan dengan persamaan sebagai berikut:

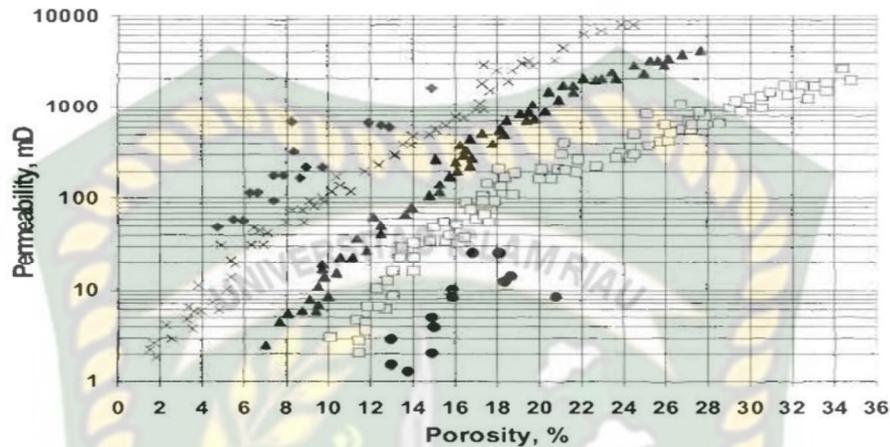
$$k = \frac{ql\mu}{A\Delta P} \dots\dots\dots (3)$$

Keterangan:

- K = Permeabilitas (Darcy)
- $\Delta P$  = Perbedaan Tekanan (Atm)
- Q = Laju Alir fluida
- A = Luas Permukaan
- $\mu$  = Viskositas fluida (cp)

Banyak peneliti sebelumnya yang telah berusaha untuk mengkorelasikan permeabilitas dengan porositas, ukuran butir dan bentuk butir (Rukmana.,D. 2006). Sehingga hasil dari korelasi tersebut akan diperoleh harga pendekatan permeabilitas batuan. Djebbar Tiab and Erle Donaldson dalam buku petrophysic

2nd menyatakan hubungan antara permeabilitas, ukuran butir dan porositas, seperti gambar berikut:



**Gambar 2.2** Hubungan ukuran butir, porositas dan permeabilitas (Djebbar Tiab dan Erle Donaldson, 2004)

Dilain hal Cozeny-Carman membuat korelasi antara permeabilitas, porositas efektif dan ukuran butir, dengan persamaan:

$$S_{Vgr} = \frac{6}{d_{gr}} \dots \dots \dots (4)$$

$$k = \left( \frac{1}{5S_{Vgr}^2} \right) \frac{\emptyset}{(1-\emptyset)^2} \dots \dots \dots (5)$$

Keterangan:

$S_{Vgr}$  = Surface Area

$d_{gr}$  = Diameter Butir

$\emptyset$  = Porositas Efektif

Catatan : Permeabilitas akan lebih mendekati nilai sesungguhnya jika faktor koefisien yang digunakan pada persamaan tersebut lebih dari 5 (Djebbar Tiab dan Erle Donaldson, 2004)

Sehingga dengan menggunakan pendekatan diatas permeabilitas pun akan dapat diperoleh dengan mengetahui parameter *surface area*, ukuran butir dan porositas batuan. Koesoemadinata pada buku geologi minyak dan gas bumi jilid I tahun

1980 membagi Ukuran kualitas permeabilitas secara kuantitatif dan dapat diklasifikasikan menjadi beberapa bagian:

**Tabel 2.3** Klasifikasi Permeabilitas (Koesoemadinata, 1980)

Permeabilitas	Kategori
<5 mD	Ketat
5-10 mD	Cukup
10-100 mD	Baik
100-1000 mD	Baik Sekali

### 2.7.3. *Wettability*

*Wettability* didefinisikan sebagai suatu kemampuan batuan untuk dibasahi oleh fasa fluida, jika diberikan dua fluida yang tak saling campur (*immisible*). *Wettability* memiliki peranan yang penting dalam kinerja reservoir, sebab akan menimbulkan tekanan kapiler yang akan memberikan dorongan sehingga minyak dapat bergerak.

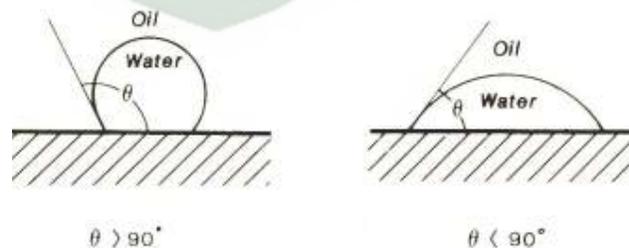
*Wettability* terbagi menjadi dua kategori berdasarkan pada jenis komponen yang mempengaruhi, yaitu:

#### 1. *Water wet*

*Water wet* terjadi jika suatu batuan mempunyai sudut kontak fluida (minyak dan air) terhadap batuan itu sendiri lebih kecil dari  $90^\circ$  ( $\theta < 90^\circ$ ).

#### 2. *Oil wet*

*Oil wet* terjadi jika suatu batuan mempunyai sudut kontak antara fluida (minyak dan air) terhadap batuan itu sendiri dengan sudut lebih besar dari  $90^\circ$  ( $\theta > 90^\circ$ ).



**Gambar 2.3** *Wettability system* (Ekwere, 1997)

## 2.8. KARAKTERISTIK *CRUDE OIL*

Sifat fisik fluida sangat memengaruhi proses pendesakan fluida. Untuk itu perlu diketahui parameter-parameter yang terkait dengan fluida reservoir, seperti densitas dan viskositas .

### 2.8.1 Densitas Minyak

Densitas minyak ( $\rho_o$ ) dapat didefinisikan sebagai perbandingan massa minyak dengan volume pada kondisi tekanan dan temperatur tertentu. *Specific Gravity* minyak adalah perbandingan antara berat jenis minyak pada temperatur standar dengan berat jenis air dengan temperatur yang sama dapat ditulis (Mc. Cain, 1990):

$$SG \text{ minyak} = \frac{\rho_o}{\rho_w} \dots\dots\dots (6)$$

SG minyak umumnya dinyatakan dalam  $^{\circ}API$ . Hubungan SG minyak dan  $^{\circ}API$  adalah:

$$^{\circ}API = \frac{141.5}{SG} - 131.5 \dots\dots\dots (7)$$

### 2.8.2 Viskositas Minyak

Viskositas minyak adalah besaran yang menunjukkan ukuran ketahanan minyak untuk mengalir (Rukmana.,D, 2012). Satuan viskositas biasanya memiliki satuan *centipoises* (cp). Viskositas dapat juga didefinisikan sebagai tingkat keengganan suatu fluida untuk mengalir. Menurut Ahmad Tarek tahun 2006, Perhitungan dan analisa viskositas minyak dapat dilakukan menggunakan korelasi yang sesuai dengan kondisi minyak tersebut baik dari, tekanan, derajat API, dan temperatur minyak. Korelasi glaso merupakan korelasi yang paling umum digunakan sebab korelasi glaso ini memiliki tingkat *error* yang kecil jika dibandingkan dengan korelasi yang lainnya. Dengan asumsi *dead oil* dimana tidak ada gas pada minyak (*dead oil*), pada kondisi tekanan *atmosfere* (1 atm), dan temperatur yang digunakan dalam *Rankine* (Ahmed Tarek, 2005) dengan rumus sebagai berikut:

$$\mu = (3.14 (10^{10}))(T - 460)^{-3.444}(\log API)^a \dots\dots\dots (9)$$

$$a = 10.313 (\log(T - 460)) - 36.447 \dots\dots\dots(10)$$

Dari korelasi tersebut, maka diperoleh nilai viskositas dari *crude oil* pada temperatur *crude oil* yang diinginkan.

## 2.9. IFT (*INTERFACIAL TENSION*)

*Interfacial Tension* atau tegangan antar muka adalah pengukuran kekuatan sebagai usaha yang diperlukan untuk memperluas antar muka antara dua cairan *immiscible* persatuan luas (Shaw, 1980). Tegangan permukaan merupakan suatu gaya yang timbul sepanjang garis permukaan suatu cairan, sedangkan tegangan antar muka adalah energi yang bergerak melintang sepanjang garis permukaan. Gaya ini timbul karena adanya kontak antara dua cairan yang berbeda fase. Dalam satuan SI (*Standard International*) besaran tegangan antarmuka dinyatakan dengan mN/m atau dyne/cm. Turunnya tegangan antarmuka akan menurunkan gaya kohesi dan sebaliknya meningkatkan gaya adhesi. Gaya kohesi adalah gaya antar molekul yang bekerja diantara molekul yang sejenis, sedangkan gaya adhesi adalah gaya antar molekul yang bekerja diantara molekul yang berbeda.