

## BAB II

### TINJAUAN PUSTAKA

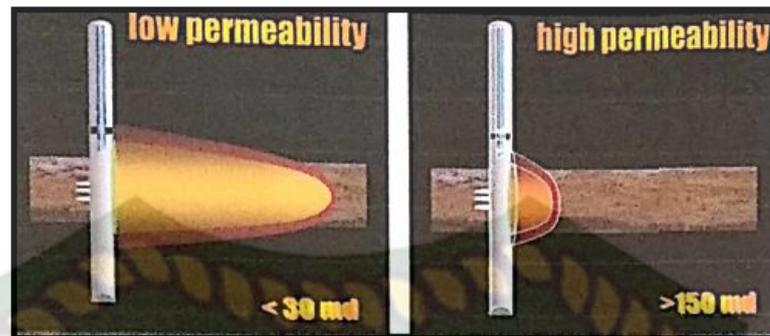
Stimulasi adalah suatu proses menstimulasikan sumur atau merangsang sumur dengan tujuan perbaikan terhadap sumur untuk meningkatkan jalannya aliran fluida yang pada lapisan reservoir tersebut mengalami *formation damage*. (Cahyaningsih dkk, 2010).

#### 2.1. *Hydraulic Fracturing*

*Hydraulic fracturing* (perekahan hidraulik) adalah salah satu metode utama di dunia perminyakan untuk meningkatkan produktivitas sumur. *Hydraulic fracturing* dilakukan dengan memompakan fluida perekah kedalam formasi dengan tekanan yang lebih besar dari tekanan rekah formasi. (Rachmat & Danyel, 2016).

Rekahan pada batuan dibuat dengan cara memompakan fluida perekah dengan tekanan tinggi melalui sumur menuju formasi sehingga dapat merekahkan batuan formasi. Rekahan yang terbentuk selanjutnya ditahan oleh *proppant* agar tidak menutup kembali. Arah rekahan *hydraulic fracture* bergantung pada mekanika batuan, kedalaman dan tekanan formasi. (Alamanda, 2010).

Menurut Bambang Tjondro (2005), gambar 2.1 menunjukkan perekahan pada sumur dengan permeabilitas kecil untuk menaikkan produktivitas, *reserves* dan umur sumur dengan perekahan jauh. Sedangkan bila permeabilitas sumur besar perekahan cukup pendek tetapi lebih lebar. Ini digunakan untuk menghilangkan *damage*, menaikkan produktivitas, menahan pasir (*fracpac*) tetapi *reserve* tidak boleh berubah. Beberapa sumur dengan permeabilitas 10-15 mD yang mengalami *damage* sehingga sukar mengalir, tetapi telah berproduksi kembali setelah *fracturing* dilakukan.



**Gambar 2.1** Dua macam perekahan pada permeabilitas kecil dan besar  
(*Hydraulic fracturing schlumberger handbook*, 2011)

## 2.2. Mekanisme *Hydraulic Fracturing*

Pada pengerjaan di lapangan, *hydraulic fracturing* dibagi menjadi 3 tahapan yaitu *Step Rate Test (SRT)*, *mini fracturing*, dan *main fracturing*. Tiga tahapan ini dilakukan secara berurutan dan dilakukan untuk mendapatkan hasil yang maksimal dalam pekerjaan *hydraulic fracturing*. *Main fracturing* adalah tahapan utama dalam kegiatan *hydraulic fracturing*, dimana fluida perekah beserta *proppant* diinjeksikan ke dalam sumur. Dari kegiatan ini didapatkan jalan atau permeabilitas baru yang nantinya diharapkan dapat meningkatkan nilai produksi sumur. Dengan kenaikan tekanan pada waktu injeksi maupun penurunan tekanan selama penutupan rekahan dianalisis secara kualitatif dan kuantitatif. Kenaikan tekanan sesaat pada waktu formasi mulai pecah tidak terlihat karena waktunya sangat singkat. (Komarudin, 2011).

## 2.3 Fluida Perekah, *Additive* dan *Proppant*

Fluida perekah atau *fracturing fluids* adalah fluida yang digunakan pada operasi *hydraulic fracturing*. Untuk itu fluida perekah dipompakan pada beberapa tingkat atau *stages* yang masing-masing mempunyai fungsi tersendiri (Montgomery, 2013).

Menurut Rachmat Hidayat dkk (2003) ada beberapa kriteria dalam pemilihan fluida perekah, antara lain:

- a. Viskositas.

Adalah kemampuan merekahkan batuan dan membawa *proppant* kedalam area *frac* didalam batuan. Viskositas yang biasanya digunakan adalah minimal 100 cp.

b. Efisiensi dari fluida.

Adalah kemampuan fluida untuk membuka area *frac* selama pemompaan dan mempertahankan area tersebut selama *proppant* mengalir pada area tersebut.

c. Kompatibilitas.

Fluida *fracturing* harus kompatibel dengan fluida formasi karena jika fluida *fracturing* tidak kompatibel akan menyebabkan kemungkinan terjadinya *clay swelling*, emulsi, *finer migration* dll yang akan mengurangi tingkat keberhasilan produksi.

d. Stabilitas.

Fluida *fracturing* harus stabil selama pemompaan, biasanya ditambahkan *additive High Temperature Stabilizer* apabila bertemu dengan kondisi batuan yang panas.

e. *Low Friction Pressure*.

*Friction pressure* yang besar sangat tidak diinginkan karena peralatan di dalam sumur (tubing) dan *surface* mempunyai keterbatasan tekanan.

f. Pengontrolan *Break* dan *Clean Up*.

Fluida *fracturing* harus kembali ke viskositas seperti air agar setelah operasi selesai sumur dapat dibersihkan dengan cepat.

g. Ekonomis.

Fluida yang mahal tetapi mempunyai kemampuan untuk mengurangi kerusakan akibat *gel* mungkin lebih ekonomis dibandingkan fluida lain yang lebih murah karena produksi yang dihasilkan lebih baik.

Fluida dasar dapat berupa air, minyak, emulsi, *foam* dan kombinasi dari bahan-bahan tersebut. Fluida dasar ini harus diperkental dengan *polymer* sebagai *thickener* (pengental).

a. *Oil base fluid*

Fluida perekah berbahan dasar minyak relatif lebih murah dan memiliki viskositas yang baik. Viskositas yang baik dapat dianggap menguntungkan untuk aliran injeksi yang relatif kecil. Dapat digunakan untuk injeksi pada kedalaman kurang dari 4000 ft. Fluida dengan jenis ini tidak dapat digunakan untuk reservoir gas karena sangat berpotensi terjadi kebakaran.

b. *Water base fluid*

Keuntungan dalam penggunaan fluida berbahan dasar air adalah dapat digunakan pada laju injeksi yang tinggi, tidak ada bahaya kebakaran yang ditimbulkan, murah serta mudah didapat, mempunyai *friction loss* yang rendah, efektif dengan *friction loss additive*, dan mempunyai viskositas yang rendah sehingga mudah di pompakan. Namun kerugiannya kurang efektif terhadap formasi bertekanan rendah dan kurang efektif untuk batuan formasi yang bersifat *water wet*.

c. *Emulsion fracturing fluid*

Komposisinya terdiri dari minyak mentah dan air. Fluida jenis ini dapat mengurangi *fluid-loss* dan *friction-loss*. Biasanya digunakan untuk lapisan karbonat. Contohnya adalah emulsi asam HCL.

d. *Foam base fluid*

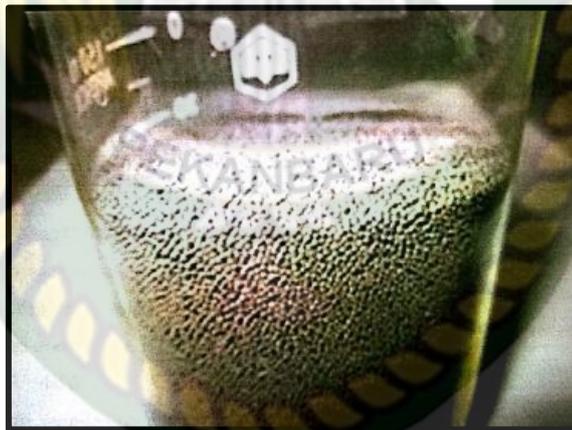
Fluida jenis ini memiliki batasan pelaksanaan terutama dalam faktor biaya. Selain itu fluida *foam* dan gas sulit untuk dicari dan tingkat bahaya yang tinggi sehingga membutuhkan tindakan yang khusus. Fluida jenis ini dapat digunakan pada zona gas atau zona dengan permeabilitas rendah.

*Additive* adalah bahan-bahan yang ditambahkan dalam fluida dasar dengan komposisi tertentu sehingga menghasilkan *performance* suatu fluida perekah yang diinginkan. Jenis-jenis *additive* yang dipakai adalah *crosslinker* (untuk meningkatkan viskositas dengan pengikatan satu molekul atau lebih), *buffer* (untuk mengontrol pH), *bactericide* (untuk melindungi *polymer* dari kerusakan yang disebabkan bakteri), *fluid loss additive* (mengontrol kehilangan fluida), *breakers* (untuk memecah rantai *polymer* sehingga encer kembali), dan terakhir

*viscosity stabilizer* (untuk menjaga penurunan viskositas pada fluida perekah) (C. Harris, 1988).

Material pengganjal sering disebut juga *Proppant* adalah benda padat yang pada umumnya berbentuk pasir yang dapat dilihat pada gambar 2.2. *Proppant* akan membuat rekahan yang terbentuk tetap terbuka sehingga menyebabkan kapasitas aliran minyak atau gas dari formasi produktif ke lubang sumur akan menjadi lebih baik (Krismartopo dkk, 2005).

Pemilihan *proppant* ditekankan pada peningkatan permeabilitas *proppant pack* yang terjadi pada kondisi tegangan *in-situ* batuan untuk menghasilkan konduktivitas rekahan yang cukup guna meningkatkan kapasitas aliran dalam rekahan. Untuk membuat dan mengembangkan sebuah rekahan, pengaruh tegangan *in-situ* harus diperhitungkan. Jika kekuatan *proppant* tidak mampu mengatasi tegangan penutupan rekahan, butiran *proppant* akan hancur dan menurunkan permeabilitas rekahan (Rachmat & Nugroho, 2010).



**Gambar 2.2** Proppant (ceramic-proppants.com)

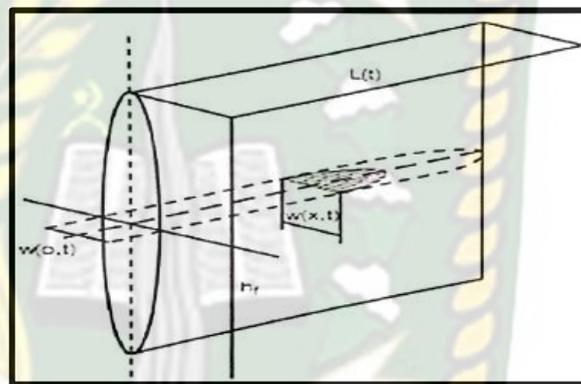
## 2.4. Evaluasi Hasil Perekahan

### 2.4.1. Evaluasi Hasil Perekahan Berdasarkan Geometri Rekahan

Model geometri rekahan terbentuk berdasarkan mekanika batuan, sifat-sifat fluida perekah dan kondisi injeksi fluida (viskositas, laju injeksi, dan tekanan injeksi) serta *stress-stress* batuan. Geometri rekahan yang terbentuk meliputi bentuk dan ukuran rekahan (Economides & Nolte, 2000).

- a. Model PKN

Model PKN adalah model pertama dari 2D. Model ini digunakan jika panjang atau dalam rekahan jauh lebih besar daripada tinggi rekahan ( $X_f \gg H_f$ ). Model ini mengasumsikan bahwa tinggi rekahan konstan dan terbatas, setiap ujung rekahan berbentuk runcing, lebar rekahan maksimum terjadi ditengah penampang rekahan sedangkan lebar minimum terjadi pada ujung penampang rekahan sehingga akan terdapat variasi lebar rekahan dari lubang bor menuju ujung lateral. Model ini juga mengasumsikan bahwa tekanan merata di seluruh bagian vertikal.



**Gambar 2.3** Model Geometri Rekahan PKN (Economides & Nolte, 2000)

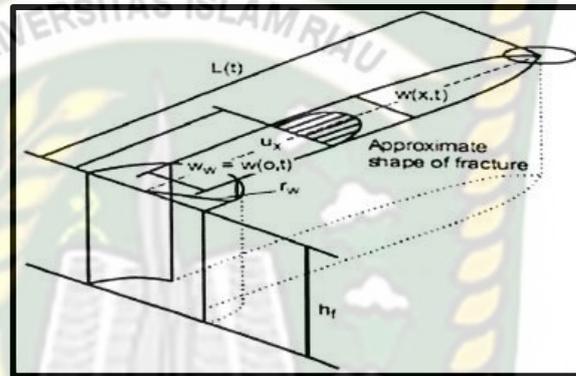
Model ini diterapkan dengan beberapa anggapan yaitu:

1. Jika panjang (penetrasi) rekahan jauh lebih besar daripada tinggi rekahannya ( $X_f \gg H_f$ )
2. Tinggi rekahan sama dengan tebal reservoir
3. Tekanan dianggap konstan pada arah irisan vertikal
4. *Stiffness* batuan bereaksi vertikal

Berdasarkan anggapan di atas, model ini cocok diterapkan pada formasi dengan permeabilitas yang memang kecil. Dari gambar 2.3 model ini mempunyai irisan berbentuk *elips*, lebar maksimum terletak dibagian tengah *elips* tersebut dan berharga nol di bagian puncak dan dasar.

- b. Model KGD

Model KGD merupakan hasil rotasi sebesar  $90^\circ$  dari model PKN. Model KGD mempunyai lebar yang sama (seperti segi empat) di sepanjang rekahannya dan berbentuk setengah *elips* diujungnya. Apabila tinggi rekahan jauh lebih besar dari panjang rekahan ( $x_f \ll h_f$ ) maka model KGD lah yang harus dipilih. Model KGD mempunyai rekahan yang relatif pendek, lebih lebar dengan konduktivitas yang jauh lebih besar daripada model PKN.



**Gambar 2.4** Model Geometri Rekahan KGD (Economides & Nolte, 2000)

Model ini diterapkan dengan berbagai asumsi yaitu:

1. Tinggi rekahan lebih panjang daripada panjang rekahan ( $H_f \gg X_f$ )
2. Tinggi rekahan sama dengan tebal reservoir
3. *Stiffness* batuan bekerja pada arah horizontal

**Tabel 2.1** Persamaan untuk Mencari Panjang Rekahan L, Lebar Rekahan Maksimum w, dan Tekanan Injeksi p dan dianggap Laju Injeksi Konstan

Model Geometri	L(t)	W(0,t)	$\rho(0,t) \cdot \sigma_H$
Model PKN	$C_1 \left[ \frac{Gq_0^3}{(1-\nu)\mu h_f^4} \right]^{1/5} t^{4/5}$	$C_2 \left[ \frac{(1-\nu)q_0^2 \mu}{Gh_f} \right]^{1/5} t^{4/5}$	$\frac{C_3}{H_f} \left[ \frac{Gq_0^3 \mu L}{(1-\nu)^3} \right]^{1/4}$
Model KGD	$C_4 \left[ \frac{Gq_0^3}{(1-\nu)\mu h_f^3} \right]^{1/4} t^{2/3}$	$C_5 \left[ \frac{(1-\nu)q_0^3 \mu}{Gh_f^3} \right]^{1/4} t^{1/3}$	$\frac{C_4}{2H_f} \left[ \frac{Gq_0^3 \mu h_f^3}{(1-\nu)^3 L^2} \right]^{1/4}$

**Tabel 2.2** Harga C1 sampai C6 pada Tabel 2.1

Model Geometri	C	Satu Sayap	Dua Sayap
PK (Perkin & Kern)	C1	0,60	0,395
	C2	2,64	2,00
	C3	3,00	2,52
PKN	C1	0,68	0,45
	C2	2,50	1,89
	C3	2,75	2,31
KGD	C4	0,68	0,48
	C5	1,87	1,32
	C6	2,27	1,19

Kedua metode geometri perekahan tersebut menganggap bahwa tinggi rekahan sama panjangnya dengan tebal reservoir. Peter Valko dan Economides memberikan solusi untuk bentuk PKN dan KGD dengan mempertimbangan pengaruh kombinasi fluida non-newtonian dan adanya *fluid-loss* (laminar).

Penurunannya menggunakan harga viskositas *apparent* pada fluida non-newtonian. Adapun hasilnya adalah sebagai berikut:

$$Xf_{(iterasi+1)} = \frac{(\bar{w}+2Sp)q_i}{4Cl^2\pi hf} \left[ \exp(\beta)^2 \operatorname{erfc}(\beta) + \frac{2\beta}{\sqrt{\pi}} - 1 \right] \dots\dots\dots (1)$$

Keterangan:

$$\beta = \frac{2Cl\sqrt{\pi T_i}}{\bar{w}+2Sp} \dots\dots\dots (2)$$

$x_f$  = Panjang satu sayap rekahan, M

$s_p$  = *Spurt loss*, m

$Cl$  = Koefisien *fluid loss*,  $m/det^{1/2}$

$t$  = Waktu, detik

$q_i$  = Laju injeksi,  $m^3/det$

$hf$  = Tinggi rekahan di sumur, m

$w_{(0)}$  = Lebar rekahan di sumur, m

$n'$  = *Flow behaviour index*

$E'$  = *Plain strain modulus*, Pa

$\bar{w}$  = Lebar rekahan rata-rata, m

$K'$  = *Consistency index*, Pa detik<sup>1/2</sup>

Untuk PKN:

$$w_{(0)} = 9,15 \frac{1}{2n+2} \times 3,98 \frac{n'}{2n+2} \left[ \frac{1+2,14n'}{n'} \right]^{2n+2} \times k' \frac{1}{2n+2} \left[ \frac{q_i n' hf^{(1-n')} x f}{E'} \right]^{2n+2} \dots\dots\dots (3)$$

Dengan asumsi bahwa *shape* faktor:  $\bar{w} = \left(\frac{\pi}{5}\right) w_{(0)}$  ..... (4)

Dan Pnet =  $\frac{E' \times w_{(0)}}{2hf}$  ..... (5)

Untuk KGD:

$$w_{(0)} = 11,1 \frac{1}{2n+2} \times 3,24 \frac{n'}{2n+2} \left[ \frac{1+2,14n'}{n'} \right]^{2n+2} \times k' \frac{1}{2n+2} \left[ \frac{q_i n' hf^{(1-n')} x f}{E'} \right]^{2n+2} \dots\dots\dots (6)$$

Dengan asumsi *shape* faktor:  $\bar{w} = \left(\frac{\pi}{4}\right) w_{(0)}$  ..... (7)

Dan Pnet =  $\frac{E' \times w_{(0)}}{4Xf}$  ..... (8)

**Tabel 2.3** Harga Fungsi untuk Persamaan Mark-Langenheim untuk *Term Fluid Loss*

B	$\frac{\exp(\beta)^2}{\operatorname{erfc}(\beta) + \frac{2\beta}{\sqrt{\pi}} - 1}$	$\beta$	$\frac{\exp(\beta)^2}{\operatorname{erfc}(\beta) + \frac{2\beta}{\sqrt{\pi}} - 1}$	$\beta$	$\frac{\exp(\beta)^2}{\operatorname{erfc}(\beta) + \frac{2\beta}{\sqrt{\pi}} - 1}$
0,00	0,00000	0,88	0,45571	3,30	2,88766
0,02	0,00039	0,90	0,47207	3,40	2,99602
0,04	0,00155	0,92	0,48858	3,50	3,10462
0,06	0,00344	0,94	0,50523	3,60	3,21343
0,08	0,00603	0,96	0,52201	3,70	3,32244
0,10	0,00929	0,98	0,53892	3,80	3,43163
0,12	0,01320	1,00	0,55596	3,90	3,54099
0,14	0,01771	1,05	0,59910	4,00	3,65062
0,16	0,02282	1,10	0,64295	4,10	3,76019
0,18	0,02849	1,15	0,68746	4,20	3,87000
0,20	0,03470	1,20	0,73259	4,30	3,97994
0,22	0,04142	1,25	0,77830	4,40	4,09001
0,24	0,04865	1,30	0,82454	4,50	4,20019
0,26	0,05635	1,35	0,87127	4,60	4,31048
0,28	0,06451	1,40	0,91847	4,70	4,42087
0,30	0,07311	1,45	0,96611	4,80	4,53136
0,32	0,08214	1,50	1,01415	4,90	4,64194
0,34	0,09157	1,55	1,06258	5,00	4,75260
0,36	0,10139	1,60	1,11136	5,20	4,97417

0,38	0,11158	1,65	1,16048	5,40	5,19602
0,40	0,12214	1,70	1,20991	5,60	5,41814
0,42	0,13304	1,75	1,25964	5,80	5,64049
0,44	0,14428	1,80	1,30964	6,00	5,86305
0,46	0,15584	1,85	1,35991	6,20	6,08581
0,48	0,16771	1,90	1,41043	6,40	6,30874
0,50	0,17988	1,95	1,46118	6,60	6,53184
0,52	0,19234	2,00	1,51215	6,80	6,75508
0,54	0,20507	2,05	1,56334	7,00	6,97845
0,56	0,21807	2,10	1,61472	7,20	7,20195
0,58	0,23133	2,15	1,66628	7,40	7,42557
0,60	0,24483	2,20	1,71803	7,60	7,64929
0,62	0,25858	2,25	1,76994	7,80	7,87311
0,64	0,27256	2,30	1,82201	8,00	8,09702
0,66	0,28675	2,35	1,87424	8,20	8,32101
0,68	0,30117	2,40	1,92661	8,40	8,54508
0,70	0,31580	2,45	1,97912	8,60	8,76923
0,72	0,33062	2,50	2,03175	8,80	8,99344
0,74	0,34564	2,60	2,13740	9,00	9,21772
0,76	0,36085	2,70	2,24350	9,20	9,44206
0,78	0,37624	2,80	2,35001	9,40	9,66645
0,80	0,39180	2,90	2,45690	9,60	9,89090
0,82	0,40754	3,00	2,56414	9,80	10,11539
0,84	0,42344	3,10	2,67169	10,00	10,33993
0,86	0,43950	3,20	2,77954		

Persamaan-persamaan baik untuk PKN maupun KGD harus diselesaikan secara coba-coba (*trial error*) karena harga  $\bar{w}$  dan  $X_f$  harus dihitung bersamaan.

#### 2.4.2. Evaluasi Hasil Perekahan Berdasarkan Permeabilitas Formasi

Permeabilitas bantuan adalah kemampuan batuan untuk mengalirkan fluida. Semakin besar permeabilitas maka semakin mudah fluida untuk mengalir melalui batuan itu. Asumsi yang digunakan menganggap bahwa stimulasi *hydraulic fracturing* menyebabkan harga permeabilitas disekitar lubang sumur berbeda dengan besarnya harga permeabilitas pada zona yang berada jauh dari lubang sumur. Besarnya harga permeabilitas setelah rekahan ( $K_f$ ) dan harga permeabilitas rata-rata ( $K_{avg}$ ) dapat dihitung dengan persamaan Howard & Fast berikut (Howard & Fast, 1970) :

$$K_f = \frac{(K \times h) + W_{kf}}{h} \dots \dots \dots (9)$$

$$K_{avg} = \frac{\log \frac{r_e}{r_w}}{\left(\frac{1}{K_f} \times \log \frac{x_f}{r_w}\right) + \left(\frac{1}{K_i} \times \log \frac{r_e}{x_f}\right)} \dots\dots\dots(10)$$

Keterangan :

K<sub>f</sub> = Permeabilitas formasi yang terkena efek perekahan, mD

K = Permeabilitas formasi, mD

W<sub>kf</sub> = Konduktifitas rekahan, mD.ft

K<sub>avg</sub> = Permeabilitas formasi rata-rata, mD

r<sub>e</sub> = Radius pengurasan, ft

r<sub>w</sub> = Radius sumur, ft

x<sub>f</sub> = Panjang Rekahan 1 sayap, ft

**Tabel 2.4** Klasifikasi Skala Permeabilitas

Nilai	Klasifikasi
k<1 mD	<i>Poor</i>
1<k<10 mD	<i>Fair</i>
10<k<50 mD	<i>Moderate</i>
50<k<250 mD	<i>Good</i>
k>250 mD	<i>Very good</i>

**2.4.3. Evaluasi Hasil Perekahan Berdasarkan Indeks Produktivitas**

*Productivity Index* (PI) menyatakan kemampuan suatu sumur untuk berproduksi. Umumnya nilai perbandingan indeks produktivitas akan mengalami peningkatan setelah stimulasi dilakukan (Economides & Nolte, 2000). Perhitungan peningkatan indeks produktivitas dapat dilakukan dengan menggunakan beberapa metode, yaitu:

- a. Metode Prats

Metode yang pertama kali digunakan dan sangat sederhana. Kelemahan dari metode ini adalah semua keadaan dianggap ideal. Metode Prats dirumuskan dengan persamaan berikut (Prats, 1961) :

$$\frac{J}{J_o} = \frac{\ln \frac{r_e}{r_w}}{\ln \frac{r_e}{0,5x_f}} \dots\dots\dots(11)$$

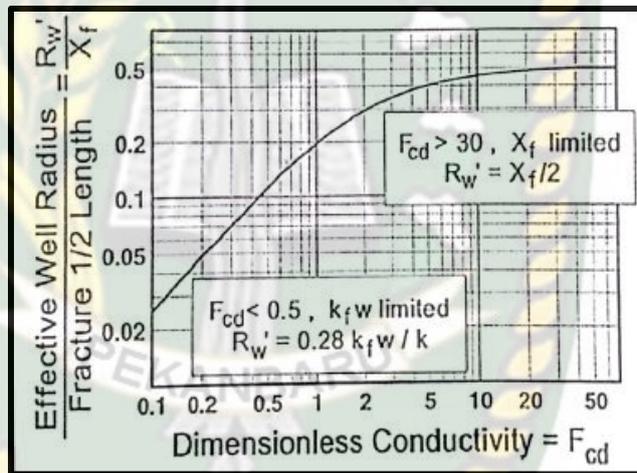
Kelipatan kenaikan produktivitas dinyatakan dengan simbol (J/J<sub>o</sub>). Data yang dibutuhkan yaitu jari-jari pengurasan (r<sub>e</sub>), jari-jari sumur (r<sub>w</sub>) dan panjang rekahan satu interval (X<sub>f</sub>).

b. Metode Cinco-Ley, Samaniego dan Dominiquez

Metode umum yang dipakai dalam penentuan konduktivitas rekahan serta untuk mengevaluasi mengenai berapa perkiraan kelipatan produktivitas setelah pekerjaan *hydraulic fracturing*. Rumus yang dipakai adalah persamaan berikut (Cinco-Ley dkk, 1978) :

$$\frac{J}{J_o} = \frac{\ln \frac{r_e}{r_w}}{\ln \frac{r_e}{r_w'}} \dots\dots\dots(12)$$

Selain nilai jari-jari sumur ( $r_w$ ) dan jari-jari pengurasan ( $r_e$ ), nilai jari-jari sumur efektif ( $r_w'$ ) juga akan digunakan. Pada gambar 2.5 merupakan grafik hubungan antara  $r_w'$  dengan  $F_{cd}$ .



**Gambar 2.5** Grafik Hubungan  $r_w'$  dengan  $F_{cd}$  (Economides & Nolte, 2000)

Untuk mendapatkan nilai  $r_w'$ ; kita harus mengetahui nilai konduktivitas rekahan tanpa dimensi ( $F_{cd}$ ) yang dapat dihitung dengan rumus:

$$F_{cd} = \frac{Wk_f}{k_i \times X_f} \dots\dots\dots(13)$$

Setelah mendapatkan nilai  $F_{cd}$  dan dimasukkan kedalam grafik sehingga didapat nilai  $r_w'$ . Setelah mendapat nilai  $r_w'$  baru dapat dihitung nilai kelipatan kenaikan produktivitas ( $J/J_o$ ).

c. Metode McGuire-Sikora

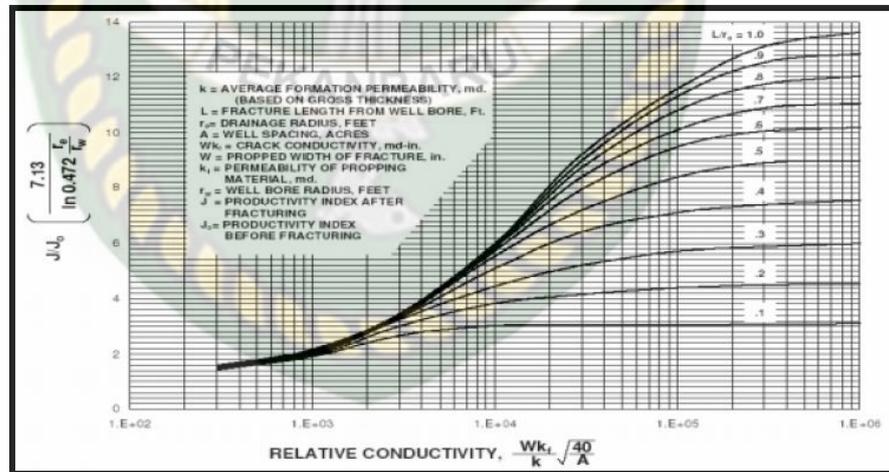
Asumsi yang digunakan pada metode ini adalah aliran *pseudo-steady state*, laju aliran konstan dengan tanpa aliran dari luar batas jari-jari pengurasan, daerah pengurasan segi empat sama sisi, aliran *incompressible*, dan lebar rekahan sama dengan lebar formasi. Rumus yang digunakan yaitu (McGuire & Sikora, 1960) :

$$\frac{J}{J_0} = \frac{Y}{\frac{7.13}{\ln(0.472 \frac{r_e}{r_w})}} \dots\dots\dots (14)$$

Untuk mendapat nilai Y pada rumus di atas kita harus mengetahui nilai X, yang dapat dihitung menggunakan rumus

$$X = \frac{12 \times Wk_f}{k_i} \sqrt{\frac{40}{A}} \dots\dots\dots (15)$$

Pada perhitungan X menggunakan parameter konduktifitas rekahan efektif (Wkf), permeabilitas (k) dan luas area (A). Setelah itu cari panjang rekahan (L) berbanding nilai jari-jari pengurasan (re). Setelah nilai X dan L/re diperoleh, masukkan kedua nilai tersebut ke dalam grafik pada gambar 3.9 di bawah ini.



Gambar 2.6 Grafik Mc-Guire-Sikora (McGuire & Sikora, 1960)

Dari gambar diatas merupakan grafik yang memplot nilai *relative conductivity* dan nilai Y pada metode ini. Nilai Y diperoleh dengan menarik garis melalui titik *relative conductivity* (X) yang telah dihitung hingga menyentuh garis L/re selanjutnya tarik kesamping sehingga didapatlah nilai Y.

#### 2.4.4 Evaluasi Hasil Perekahan Berdasarkan Perubahan Kurva IPR Pudjo Sukarno 2 Fasa.

Sejalan dengan bertambahnya waktu produksi setiap reservoir akan mengalami penurunan tekanan. Hal ini mengakibatkan terjadinya perubahan sifat fisik fluida maupun batuan reservoir, diantaranya viskositas, faktor volume formasi dan jumlah kelarutan gas di dalam minyak. Dengan adanya perubahan tersebut maka akan terjadi pula perubahan kinerja aliran fluida reservoir dari suatu sumur. Perubahan yang terjadi dalam kelakuan produksi ini dapat diramalkan dengan membuat kurva IPR (Sukarno, 2001).

Hasil analisis regresi didapat persamaan :

$$\frac{Q_o}{Q_{\max(s=6)}} = \frac{A_1 + A_3(pwf/pr) + A_5 (pwf/pr)^2}{1 + A_2(pwf/pr) + A_4(pwf/pr)^2} \dots\dots\dots(16)$$

Keterangan :

$Q_o$  = Laju alir minyak, BOPD

$Q_{\max}$  = Laju alir maksimum, BOPD

$P_{wf}$  = Tekanan alir dasar sumur, psi

$P_r$  = Tekanan reservoir, psi

Dimana rumus untuk menghitung konstanta  $A_1$ ,  $A_2$ ,  $A_3$ ,  $A_4$  dan  $A_5$  adalah sebagai berikut :

$$A_1 = 0,182922 e^{-0,36438 S} + 0,814541 e^{-0,055873 S} \dots\dots\dots(17)$$

$$A_2 = -1,476950 e^{-0,456632 S} + 1,646246 e^{-0,442306 S} \dots\dots\dots(18)$$

$$A_3 = -2,149274 e^{-0,195976 S} + 2,289242 e^{-0,220333 S} \dots\dots\dots(19)$$

$$A_4 = -0,0217831 e^{0,088286 S} - 0,260385 e^{-0,210801 S} \dots\dots\dots(20)$$

$$A_5 = -0,5524470 e^{-0,032449 S} - 0,583242 e^{-0,306962 S} \dots\dots\dots(21)$$

Keterangan :

$S$  = Faktor skin

#### 2.4.5. Analisis Perhitungan Pay Out Time

Industri migas merupakan industri yang memiliki resiko bisnis yang sangat tinggi (*high risk*). Untuk menilai layak atau tidaknya suatu kontrak pada perusahaan dan pengembangan migas perlu ditentukan faktor yang menunjukkan untung atau tidaknya suatu pekerjaan. Faktor ini disebut sebagai

indikator keuntungan (*profit indicator*). Indikator keuntungan yang biasa digunakan dalam industri migas salah satunya adalah *Pay Out Time (POT)* (Ariyon, 2013).

*Pay Out Time (POT)* adalah jangka waktu yang diperlukan untuk mengembalikan investasi yang ditanam. Proyek yang mempunyai harga POT yang pendek berarti baik, tetapi POT juga menunjukkan resiko proyek. Semakin panjang POT maka semakin besar juga resiko yang dihadapi proyek (Pudyantoro, 2014).

Untuk suatu pekerjaan *workover* sumur, umumnya mengevaluasi NPV dan POT sumur penelitian untuk rentang waktu tertentu sampai diadakannya *workover* berikutnya.

