

BAB II

TINJAUAN PUSTAKA

2.1 Sifat Fisik Batuan Reservoir

Syarat yang harus dipenuhi oleh suatu batuan reservoir adalah harus mempunyai kemampuan untuk menyimpan dan mengalirkan fluida yang terkandung di dalamnya.

Batupasir, batuan karbonat, dan *shale* yang umumnya merupakan batuan reservoir mempunyai besaran sifat-sifat fisik yang sama, yaitu: porositas, *wettabilitas*, tekanan kapiler, saturasi fluida, permeabilitas, dan kompresibilitas.

2.1.1 Porositas

Porositas (f) didefinisikan sebagai perbandingan antara volume ruang pori-pori terhadap volume batuan total (*bulk volume*). Besar-kecilnya porositas suatu batuan akan menentukan kapasitas penyimpanan fluida reservoir. Secara matematis porositas dapat dinyatakan sebagai :

$$f = \frac{V_b - V_s}{V_b} = \frac{V_p}{V_b} \dots\dots\dots (1)$$

dimana :

V_b = volume batuan total (*bulk volume*)

V_s = volume padatan batuan total (*grain volume*)

V_p = volume ruang pori-pori batuan.

Porositas batuan reservoir dapat diklasifikasikan menjadi dua, yaitu:

1. Porositas *absolute*

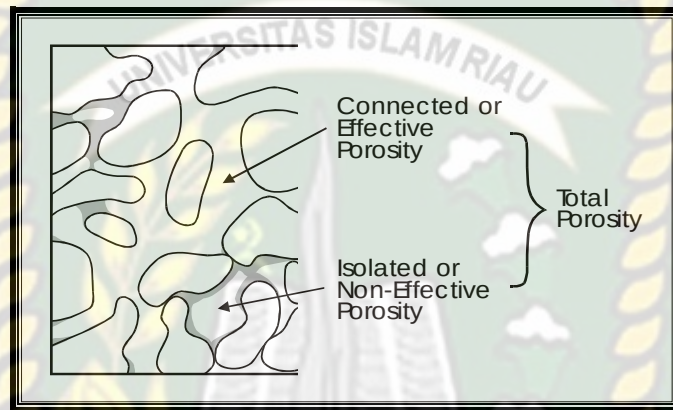
Merupakan perbandingan antara volume pori total terhadap volume batuan total yang dinyatakan dalam persen, atau secara matematik dapat ditulis sesuai persamaan sebagai berikut :

$$f = \frac{\text{volume pori total}}{\text{bulk volume}} \cdot 100\% \dots\dots\dots (2)$$

2. Porositas efektif

Merupakan perbandingan antara volume pori-pori yang saling berhubungan terhadap volume batuan total (*bulk volume*) yang dinyatakan dalam persen.

$$f = \frac{\text{volume pori yang berhubungan}}{\text{bulk volume}} \cdot 100\% \dots\dots\dots (3)$$



Gambar 2.1 Skema Perbandingan Porositas Efektif dan Non-Efektif (Amiyy, 1960)

Gambar tersebut menunjukkan perbandingan antara porositas efektif, non efektif dan porositas total dari suatu batuan. Untuk selanjutnya, porositas efektif digunakan dalam perhitungan karena dianggap sebagai fraksi volume yang produktif.

Berdasarkan waktu dan cara terjadinya, maka porositas dapat juga diklasifikasikan menjadi dua, yaitu :

1. Porositas primer, yaitu porositas yang terbentuk pada waktu yang bersamaan dengan proses pengendapan berlangsung.
2. Porositas sekunder, yaitu porositas batuan yang terbentuk setelah proses pengendapan.

2.1.2 Permeabilitas

Permeabilitas didefinisikan sebagai suatu bilangan yang menunjukkan kemampuan dari suatu batuan untuk mengalirkan fluida. Definisi kuantitatif permeabilitas pertama-tama dikembangkan oleh Henry Darcy (1856) dalam hubungan empiris dengan bentuk differensial sebagai berikut :

$$v = - \frac{k}{m} \times \frac{dP}{dL} \dots\dots\dots (4)$$

dimana :

v = kecepatan aliran, cm/sec

m = viskositas fluida yang mengalir, cp

dP/dL = gradien tekanan dalam arah aliran, atm/cm

k = permeabilitas media berpori

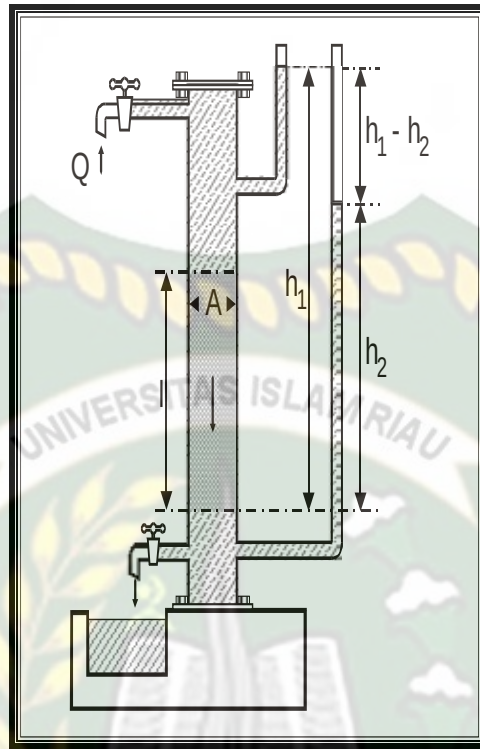
Tanda negatif pada menunjukkan bahwa bila tekanan bertambah dalam satu arah, maka arah alirannya berlawanan dengan arah pertambahan tekanan tersebut. Asumsi-asumsi yang digunakan adalah:

1. Alirannya mantap (*steady state*)
2. Fluida yang mengalir satu fasa
3. Viskositas fluida yang mengalir konstan
4. Kondisi aliran isothermal
5. Formasinya homogen dan arah alirannya horizontal
6. Fluidanya *incompressible*

Berdasarkan jumlah fasa yang mengalir dalam batuan reservoir, permeabilitas dibedakan menjadi tiga, yaitu :

1. Permeabilitas absolut, adalah yaitu dimana fluida yang mengalir melalui media berpori tersebut hanya satu fasa, misalnya hanya minyak atau gas saja.
2. Permeabilitas efektif, yaitu permeabilitas batuan dimana fluida yang mengalir lebih dari satu fasa, misalnya minyak dan air, air dan gas, gas dan minyak atau ketiga-tiganya.
3. Permeabilitas relatif, merupakan perbandingan antara permeabilitas efektif dengan permeabilitas absolut.

Dasar penentuan besaran permeabilitas adalah hasil percobaan yang dilakukan oleh Henry Darcy (1856) seperti yang terlihat pada gambar berikut ini :



Gambar 2.2 Skema Percobaan Penentuan Permeabilitas (Amiyy, 1960)

Dari percobaan dapat ditunjukkan bahwa $Q \cdot mL / A \cdot (P_1 - P_2)$ adalah konstan dan akan sama dengan harga permeabilitas batuan yang tidak tergantung dari cairan, perbedaan tekanan dan dimensi batuan yang digunakan. Dengan mengatur laju Q sedemikian rupa sehingga tidak terjadi aliran turbulen, maka diperoleh harga permeabilitas absolut batuan, sesuai persamaan berikut :

$$k = \frac{Q \cdot m \cdot L}{A \cdot (P_1 - P_2)} \quad \dots\dots\dots (5)$$

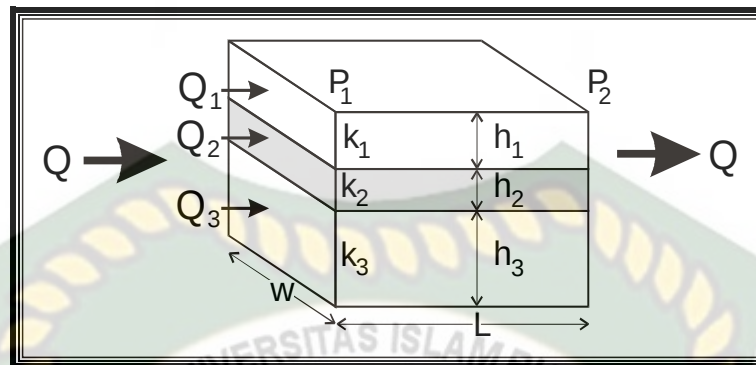
Satuan permeabilitas dalam percobaan ini adalah :

$$k \text{ (darcy)} = \frac{Q \text{ (cm}^3 \text{ / sec)} \cdot m \text{ (centipoise)} \cdot L \text{ (cm)}}{A \text{ (sq.cm)} \cdot (P_1 - P_2) \text{ (atm)}} \quad \dots\dots\dots (6)$$

Dari persamaan harga permeabilitas absolut dapat dikembangkan untuk berbagai kondisi aliran yaitu aliran linier dan radial, masing-masing untuk fluida yang *compressible* dan *incompressible*.

Permeabilitas akan bervariasi pada setiap bentuk aliran dan kondisi lapisan. Untuk menentukan permeabilitas pada setiap kondisi yang berbeda, digunakan rumus yang berbeda pula.

1. Aliran Laminer, distribusi permeabilitas berbentuk paralel.

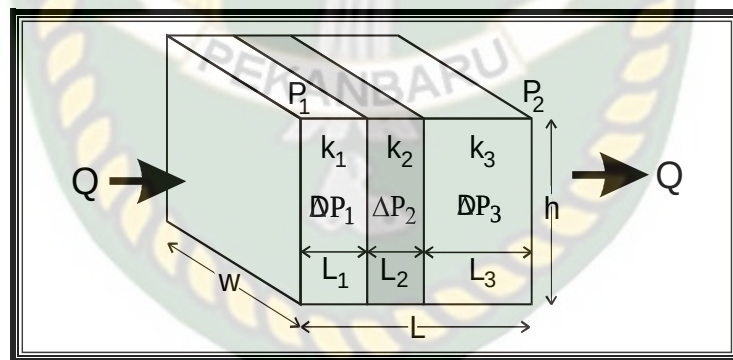


Gambar 2.3 Aliran Linier terhadap Kombinasi Lapisan Paralel (Amiyx, 1960)

Maka permeabilitas reservoir adalah :

$$\bar{k} = \frac{\sum_{j=1}^n k_j h_j}{\sum_{j=1}^n h_j} \quad \dots\dots\dots (7)$$

2. Aliran Linier, distribusi permeabilitas berbentuk seri.



Gambar 2.4 Aliran Linier terhadap Kombinasi Lapisan Seri (Amiyx, 1960)

Dari gambar di atas, maka permeabilitas reservoir dapat dihitung dengan persamaan sebagai berikut :

$$\bar{k} = \frac{L}{\sum_{j=1}^n \frac{L_j}{K_j}} \quad \dots\dots\dots (8)$$

2.1.3 Saturasi Fluida

Saturasi fluida batuan didefinisikan sebagai perbandingan antara volume

pori-pori batuan yang ditempati oleh suatu fluida tertentu dengan volume pori-pori total pada suatu batuan berpori. Dalam batuan reservoir minyak umumnya terdapat lebih dari satu macam fluida, kemungkinan terdapat air, minyak, dan gas yang tersebar ke seluruh bagian reservoir. Secara matematis, besarnya saturasi untuk masing-masing fluida dituliskan dalam persamaan berikut :

Saturasi minyak (S_o) adalah :

$$S_o = \frac{\text{volume pori - pori yang diisi oleh minyak}}{\text{volume pori - pori total}} \dots\dots\dots (10)$$

Saturasi air (S_w) adalah :

$$S_w = \frac{\text{volume pori - pori yang diisi oleh air}}{\text{volume pori - pori total}} \dots\dots\dots (11)$$

Saturasi gas (S_g) adalah :

$$S_g = \frac{\text{volume pori - pori yang diisi oleh gas}}{\text{volume pori - pori total}} \dots\dots\dots (12)$$

Jika pori-pori batuan diisi oleh gas-minyak-air maka berlaku hubungan :

$$S_g + S_o + S_w = 1 \dots\dots\dots (13)$$

Sedangkan jika pori-pori batuan hanya terisi minyak dan air, maka :

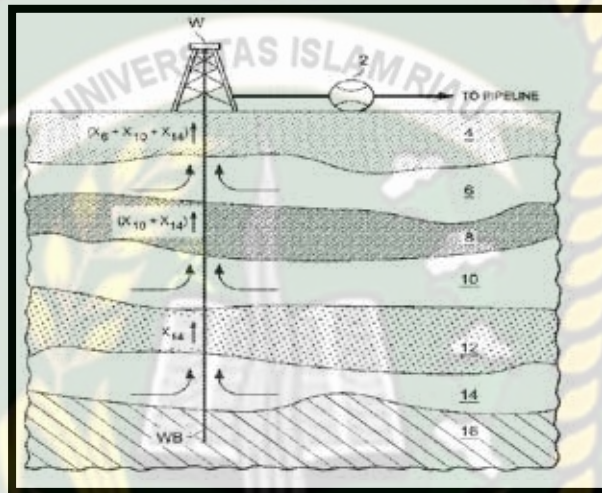
$$S_o + S_w = 1 \dots\dots\dots (14)$$

2.2 *Commingle*

Untuk sumur minyak atau gas dengan lapisan reservoir yang berlapis, kontribusi produksi setiap lapisan perlu diketahui. Tetapi, dalam beberapa kasus tertentu, sumur minyak dan gas diproduksi secara *commingle* (Widarsono dan Atmoko, 2005). Hal ini ditambah lagi kurangnya tes produksi pada sumur tersebut, sehingga ketika dalam permodelan simulasi reservoir dan peramalan produksi dilakukan banyak data yang tidak *matching* dengan kondisi reservoir atau sumur sebenarnya, karena kontribusi produksi dari tiap lapisan reservoir diperlukan untuk pemodelan simulasi reservoir dan produksi evaluasi / prediksi.

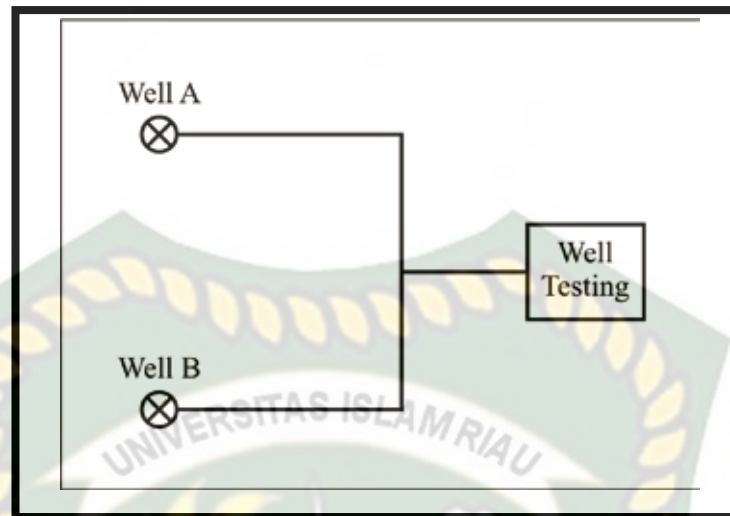
Produksi *commingle* adalah aliran fluida, yang berasal dari dua atau lebih lapisan *reservoir*. Produksi akan bercampur pada saat di lubang sumur atau di permukaan sebelum pengukuran. *Commingle* dapat terjadi pada setiap titik dalam

sebuah sumur, mulai dari desain awal hingga penyelesaian di akhir sebuah sumur. *Commingle* adalah metode untuk memaksimalkan total hidrokarbon yang didapatkan dari sumur minyak dan gas. *Commingle* memberi kesempatan untuk menghasilkan zona yang ekonomis untuk diproduksi, baik pada awalnya atau setelah mengalami penurunan pada tingkat marjinal. *Commingle* juga dapat membantu mengangkat fluida ke permukaan. (Richard, 2011)



Gambar 2.5 *Commingle sand* (Marney N. Pietrobon., 2012)

Commingle line atau *flowlines* yaitu sistem produksi yang menggunakan satu *line* dari zona produksi sampai menuju ke *well test* dengan jumlah *well* lebih dari satu yang berproduksi, ini digunakan untuk meminimalkan biaya agar tidak terlalu banyak menggunakan *line*, tetapi untuk model ini kita tidak bisa memastikan hasil akurat dari setiap *well* yang sampai ke *well test*. Contoh Skema dari commingled line sebagai berikut :



Gambar 2.6 *Commingle line* (Hardianto., 2017)

Konsep dari *commingle line* atau *flow lines* ini sudah lama digunakan pada lapangan gas yang terletak di Kalimantan yaitu lapangan Badak pada tahun 1972 (Vincensius Soetedja dan Amrin F. Harun 1995). Pemilihan konsep ini didasarkan untuk mengurangi *cost* pada *flowlines* dan mengoptimalkan laju produksi

2.3 *Bubble Map*

Bubble map merupakan istilah yang sangat umum yang digunakan oleh ahli reservoir untuk mewakili jumlah fluida yang diproduksi oleh sumur dari suatu reservoir. Jumlah fluida yang dihasilkan digambarkan dalam lingkaran dimana pusat dari lingkaran ini merupakan titik lokasi sumur dan radius yang berhubungan dengan fluida yang dihasilkan dari sumur. Sejumlah parameter dan kombinasi yang berbeda dengan berbagai jenis interpretasi diplot dalam peta. Adapun kombinasi umum yang digunakan dalam bubble map yaitu meliputi *cumulative oil*, *cumulative liquid*, *cumulative/current oil* dan *water*, *estimated ultimate recovery* dan *cumulative oil*.

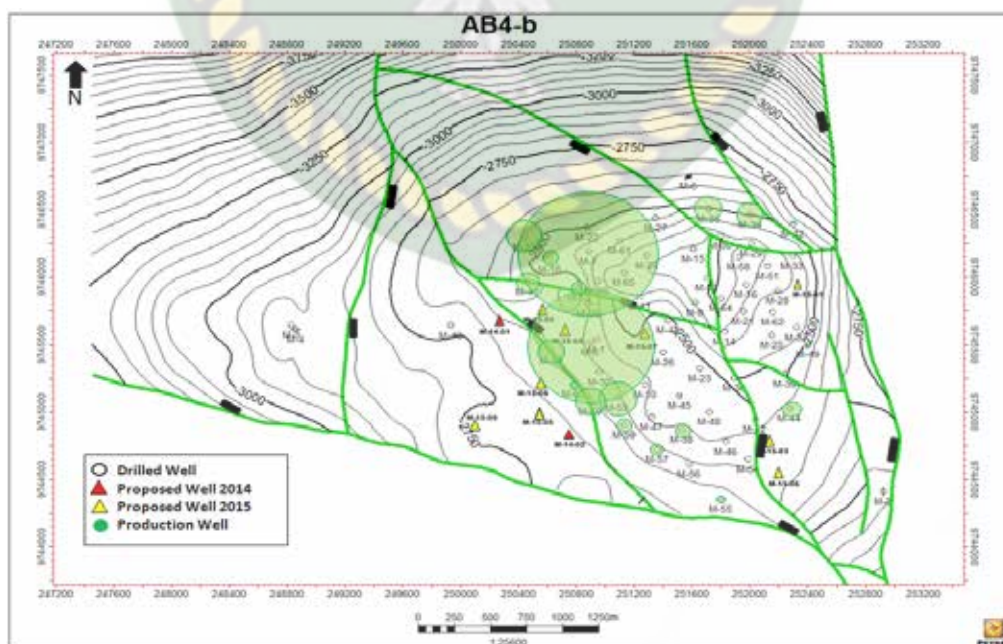
Bubble map adalah cara yang sesuai untuk memetakan produksi, jenis fluida, dan informasi lainnya dari banyak sumber data yang didapat dari *petrosys*.

Salah satu metode yang dapat digunakan untuk menganalisis area dalam penyusunan *bubble map* yaitu data produksi. Nilai-nilai data produksi yang dialokasikan ke sumur diwakili oleh lingkaran dengan diameter yang proporsional terhadap laju aliran sumur. Peta yang menunjukkan area lapangan yang

menghasilkan laju produksi yang tinggi ditandai dengan lingkaran yang besar. Peta yang paling berguna untuk dibuat adalah produksi kumulatif *bubble map*. Ukuran gelembung akan berbanding lurus dengan volume total minyak yang dihasilkan oleh setiap sumur.

Plot *cumulative production bubble* juga dapat diambil untuk total volume yang dihasilkan dari unit hidrolik individu. Sumur yang diberikan dapat memproduksi dari lebih satu unit hidrolik. Untuk mengalokasikan volume kumulatif ke unit hidrolik secara spesifik, ahli geologi dan ahli reservoir perlu menentukan persentase dari total yang telah diproduksi oleh masing-masing unit hidrolik pada suatu sumur. (Shapherd, 2009)

Atchley et al 2006 menggunakan metode ini untuk peta daerah pengurasan minyak mentah yang akan diproduksi. Area pengurasan saling tumpang tindih satu sama lain, dan ini menunjukkan bahwa reservoir berhubungan di sebagian besar lapangan meskipun terdapat heterogenitas yang signifikan di dalam reservoir tersebut. Pengembangan lapangan dapat dilakukan terhadap kondisi ini melalui hubungan antara reservoir pada suatu lapangan yang saling berkaitan dalam konektifitas yang luas sehingga *bubble map* berpotensi dalam pengembangan lapangan tersebut.



Gambar 2.7 Bubble map (KSO Pertamina EP File, 2018)

2.4 Work Over

Work over atau kerja ulang adalah salah satu pekerjaan dalam usaha meningkatkan produktifitas dengan cara memperbaiki problem atau memperbaiki kerusakan sumur sehingga di peroleh kembali laju produksi yang optimum. Sebelum memutuskan untuk mengadakan kerja ulang ini membutuhkan beberapa pertimbangan yaitu

1. Harus diyakini benar bahwa cadangan minyak masih cukup besar sehingga untuk tujuan pengurusan *reservoirnya* perlu mengadakan rehabilitasi sumur-sumur produksi tersebut.
2. Masih belum tercapainya laju produksi yang optimum, sehingga perlu didelfiki faktor-faktor penyebabnya agar dapat ditentukan jenis operasi kerja ulangnya.
3. Terproduksinya material yang tidak diinginkan, produksi air atau gas yang berlebihan sehingga menyebabkan rusaknya peralatan dan perlengkapan lainnya.
4. Rencana menaikkan kapasitas produksi tanpa memandang apakah terjadi problem mekanis dan formasi atau tidak. (Suharsono, DKK, 2008)

2.4.1 Metode-metode work over

Work over dilakukan berdasarkan pada faktor-faktor yang menyebabkan suatu sumur tidak berproduksi secara optimum. Berdasarkan faktor-faktor penyebabnya, maka metode-metode *work over* yang dapat dilakukan adalah. *Squeeze cementing*, *reperforation*, *recompletion*, dan *sand control*.

1. Squeeze cementing

Squeeze cementing merupakan suatu proses penyemenan dimana bubur semen di tekan ketempat tertentu di dalam sumur untuk menutup daerah yang diinginkan. Operasi ini biasanya dilakukan untuk memperbaiki kegagalan atau kerusakan pada penyemenan pertama ataupun untuk tujuan-tujuan tertentu. Secara umum tujuan dari *squeeze cementing* adalah.

1. Memperbaiki *primery cementing* yangrekah atau semen yang tidak baik ikatannya.
2. Memperbaiki *casing* yang pecah atau bosor.

3. Menutup perforasi-perforasi yang tidak diinginkan atau yang tidak terpakai.
4. Mengontrol *gas oil ratio* (GOR) dan *water oil ratio* (WOR) yang tinggi dengan cara mengisolasi zona minyak dari formasi *gas bearing* dan *water bearing*.
5. Mengganti zona-zona produksi atau pindah lapisan.
6. Menutup zona *lost circulation* atau zona dengan tekanan tinggi atau produksi gas dan air yang berlebihan. (Adams and Charrier, 1985)

2. Reperforasi

Membuka lapisan yang masih memiliki cadangan ekonomis dengan cara perforasi dapat dilakukan untuk meningkatkan produksi pada sumur comingle. Perforasi merupakan pekerjaan pembuatan lubang pada dinding sumur (*casing* dan lapisan semen) sehingga tercipta jalur komunikasi lubang sumur dengan formasi (Novrianti, Aryon, Ayu, 2017). Pada pengerjaanya ternyata sering terjadi di bawah target tersebut tidak terpenuhi (lubang perforasi terletak diatas sebelum zona yang seharusnya di perforasi) atau bahkan target yang ditetapkan terlampaui (perforasi yang dilakukan terlalu dalam dari target yang telah ditentukan). Dengan demikian maka diperlukan perforasi ulang sesuai dengan target yang telah ditentukan. Selain target yang telah ditentukan tersebut ada beberapa alasan yang memungkinkan dilakukannya perforasi ulang. (Jr T.Bourgoune Ad. 1985)

1. Adanya penyumbatan pada lubang perforasi yang sudah ada oleh material yang berasal dari formasi, seperti pasir atau *shale*.
2. Perpindahan target perforasi, karena perforasi pertama sudah dianggap tidak ekonomis lagi dan perlu ditutup, kemudian dipindahkan ke lapisan lain yang lebih ekonomis.
3. Menambah lubang perforasi baru yang bertujuan untuk meningkatkan jumlah aliran fluida kedalam lubang sumur.

3. Recompletion

Masalah yang sering terjadi disumur minyak dan gas adalah kerusakan mekanis dari peralatan-peralatan dalam sumur produksi. Hal ini yang merupakan suatu alasan dilakukannya kerja ulang karena adanya kerusakan mekanis ini.

Kerusakan mekanis ini menyebabkan kesulitan dalam mengontrol sumur dan terjainya penurunan produksi. Apabila hal ini tidak segera diperbaiki maka akan terjadi gangguan lebih parah dari kelangsungan produksi sumur.

Problema mekanis yang sering terjadi didalam sumur adalah kebocoran tubing atau packer. Karena itu harus diperbaiki atau diganti secepat mungkin. Hal ini membutuhkan suatu penanganan dengan jalan operasi *recompletion* dalam arti kompleksi kembali secara keseluruhan, memingat agar keseragaman kompleksi agar benar-benar baru seluruhnya, sehingga diharapkan tidak akan terjadi lagi kebocoran packer atau tubing dalam waktu dekat (Adam,1985).

2.5 Infill Drilling

Infill drilling atau sumur pengembangan adalah salah satu aspek yang krusial dari pengembangan lapangan minyak dan gas. Ketika *reservoir* minyak atau gas ditemukan, akan membutuhkan suatu perencanaa melihat bagaimana caranya mendapatkan sebanyak mungkin produksi minyak atau gas. Jika hanya satu sumur saja maka akan membutuhkan waktu yang sangat lama untuk berproduksi secara efektif dalam menguras *reservoir*. Untuk itu dilakukan pengeboran sumur baru pada suatu lokasi *reservoir* yang sudah terbukti adanya cadangan hidrokarbon yang dapat di produksi yang dikenal sebagai sumur pengembangan atau *infill drilling*. Dalam penentuan sumur pengembangan perlu diketahui jarak optimal dengan sumur lainnya yang telah ada sehingga diusahakan tidak ada produksi suatu sumur yang terganggu oleh sumur lainnya.(Jesta dan Ariadji, 2010)

Seperti yang telah disebutkan sebelumnya bahwa sumur pengembangan atau *infill drilling* bisa meningkatkan *recovery* hidrokarbon karena kebanyakan *reservoir* yang ada didunia ini tidak homogeny. Driscoll dan Gould telah menganalisis faktor-faktor yang berkontribusi dalam upaya meningkatkan *recovery* setelah dilakukan sumur pengembangan, yaitu :

1. Meningkatkan areal penyampuan (*areal sweep*)
2. Keheterogenitan area
3. Peningkatan penyapuan *vertical*
4. Konektivitas antara lapisan lateral
5. *Recovery* dari *wedge-edge oil*

6. Adanya batasan secara ekonomi.

2.6 Alokasi produksi

Untuk menentukan kontribusi dari masing-masing lapisan reservoir maka di perlukan alokasi produksi Dalam menentukan alokasi produksi masing-masing lapisan maka digunakan pendekatan *transmissivity ratio*. *Transmissivity ratio* merupakan perbandingan antara kh suatu lapisan terhadap kh total (Zulhendra, 2008). Secara matematis ditulis seperti dibawah ini:

$$\frac{kh_1}{(kh_{total})} = \frac{qo_{lapisan1}}{qo_{total}} \dots\dots\dots(15)$$

Dimana :

$$qo_{total} = qo_{lapisan 1} + qo_{lapisan 2} \dots\dots\dots(16)$$

Maka untuk mencari alokasi produksi persamaan diatas di kembangkan menjadi

$$qo_1 = \frac{kh_1}{(kh_{total})} \times qo_{total} \dots\dots\dots(19) \text{ (KSO.Pertamina EP, 2018)}$$

dimana :

k : Permeabilitas
 qo : Laju alir minyak
 h : Ketebalan *reservoir*
 kh total : $kh_1 + kh_2 + \dots kh_n$

2.7 Patahan Reservoir

Sesar atau patahan merupakan rekahan pada batuan yang telah mengalami pergeseran melalui bidang rekahnya. Pergeseran tersebut dapat berupa mendatar, miring, naik ataupun turun. Ada beberapa jenis sesar yang berdasarkan mekanisme pergerakannya yang dijelaskan menurut Anderson yakni sesar normal, sesar naik dan sesar mendatar. Sesar normal (*normal fault*) adalah sesar yang bagian *hanging wall*-nya bergerak cenderung turun dibandingkan dengan *footwall*-nya. Sedangkan yang dimaksud dengan sesar naik (*reverse fault*) adalah sesar yang bagian *hanging wall*-nya relative bergeser ke arah atas jika dibandingkan dengan blok *footwall*-nya. Sesar mendatar (*strike-slip fault*) adalah jenis patahan yang dimana bagian antara patahan bergeser secara horizontal.

2.7.1 Sekatan (*sealing*) Patahan

Kesejajaran batuan dan material zona sesar yang terbentuk akibat sesaar mempengaruhi aliran fluida dalam reservoir yang terpatahkan. Konsep dalam litologis merupakan salah satu hal yang diutamakan dalam eksplorasi hidrokarbon (Smith, DA, 1980).

Sifat sekatan suatu sesar dapat terjadi karena dua hal yaitu *juxtaposition* *fault seal* dan *fault seal* (Watts, 1987). *Juxtaposition fault seal* adalah sekatan (*sealing*) akibat bertemunya batuan reservoir yang berhadapan dengan batuan yang bersifat penyekat (*non-reservoir*). Sekatan sesar (*fault seal*) merupakan sifat sekatan pada sesar akibat terbentuknya material yang memiliki porositas dan permeabilitas rendah akibat proses mekanik dan kimia yang terjadi di dalam zona sesar. Sekatan membran secara umum merupakan batas berupa lapisan yang memiliki porositas lebih kecil dibandingkan batuan disekitarnya, dengan demikian dapat meneruskan aliran hidrokarbon jika hidrokarbon tersebut memiliki perbedaan tekanan (*displacement pressure*) yang cukup. *Displacement pressure* adalah tekanan yang dibutuhkan oleh hidrokarbon untuk memasuki porositas interkoneksi maksimum pada lapisan penyekat (Watts, 1987).