

STUDI PERENCANAAN POLA PENYEBARAN SUMUR PRODUKSI TERHADAP PENGARUH HETEROGENITAS RESERVOIR

Agus Alexandri, ST. MT*)

ABSTRAK

Ketidakteragaman reservoir dapat terjadi disebabkan oleh adanya perbedaan pada lingkungan pengendapan yang akan memberikan gambaran mengenai besar butir, bentuk butir dan juga mengenai sementasi. Disamping lingkungan pengendapan, proses sedimentasi juga dapat mempengaruhi ketidakteragaman reservoir. Pada kenyataannya, semua reservoir yang ditemui bersifat heterogen, apabila ditinjau dari studi facies dan data-data penilaian formasi.

Untuk mendapatkan hasil yang ekonomis dalam penentuan pola penyebaran sumur, maka informasi data geologi sangat diperlukan, informasi data geologi ini dapat berupa geologi permukaan dan bawah permukaan. Dari data-data analisa penilaian formasi dan data geologi, maka dapat ditentukan distribusi zona ketebalan produktif sebagai dasar penentuan titik-titik dan pola sumur produksi. Perencanaan pola penyebaran sumur produksi memerlukan tahapan perencanaan yang berfungsi untuk menentukan pola sumur produksi dan evaluasi untuk mengetahui hasil dari perencanaan dan optimasi produksi sumur.

I. Latar Belakang Masalah

Dalam mengeksploitasikan Hidrokarbon dari suatu lapangan, dengan tujuan untuk mencapai hasil yang maksimal diperlukan suatu analisa yang cermat, tepat dan ekonomis. Analisa tersebut dapat berupa analisa mengenai pengaruh dari ketidakseragaman batuan dan fluida reservoir.

Ketidakteragaman reservoir dapat terjadi disebabkan oleh adanya perbedaan pada lingkungan pengendapan yang akan memberikan gambaran mengenai besar butir, bentuk butir dan juga mengenai sementasi. Disamping lingkungan pengendapan gaya tektonik juga dapat membentuk struktur batuan dan perlapisan dalam batuan mempengaruhi ketidakteragaman reservoir.. Pada kenyataannya, semua reservoir yang ditemui bersifat heterogen, apabila ditinjau dari proses

pembentukannya reservoir pada lingkungan pengendapan dan energi yang mempengaruhinya terdapat perbedaan antara satu reservoir dengan yang lainnya adalah pada tingkat heterogenitas dari masing – masing reservoir tersebut. Sejauh tingkat heterogenitas suatu reservoir dapat diketahui dari studi facies dan data-data penilaian formasi.

Untuk mendapatkan hasil yang ekonomis dalam penentuan pola penyebaran sumur, maka informasi data geologi sangat diperlukan, informasi data geologi ini dapat berupa geologi permukaan dan bawah permukaan, informasi data geologi bawah permukaan yang penting dalam penentuan pola penyebaran sumur yaitu meliputi peta Struktur kontur, peta Net oil Isopach, peta Net Gas Isopach, peta Isoporosity, peta Iso Saturasi dan peta Iso permeability.

Selain berpengaruh pada pola penyebaran sumur, Faktor Ketidakseragaman reservoir juga berpengaruh dalam tahap pemboran eksplorasi. Keberhasilan didalam pemboran eksplorasi ini sangat tergantung pada ketepatan informasi eksplorasi geologi maupun geofisika. Setelah semua prospek yang telah dipilih dan dinilai dalam suatu sistem penilaian, kemudian diambil suatu keputusan untuk dilakukan pemboran. Untuk itu semua prospek harus berdasarkan rencana pemboran secara terinci sesuai informasi geologi dan geofisika serta ramalan yang akan dijumpai pada waktu pemboran eksplorasi berlangsung

Didalam dunia perminyakan masalah yang berhubungan dengan batuan dan fluida harus dianalisa dengan cermat, tepat dan ekonomis karena jenis batuan, kondisi, susunan dan ukuran butir batuan akan mempengaruhi porositas dan permeabilitas reservoir sehingga mempunyai pengaruh terhadap pola penyebaran dan laju produksi minyak. Hasil dari identifikasi tersebut sangat berguna untuk mengetahui pola penyebaran sumur, cadangan yang terkandung didalam reservoir ,jari-jari pengurasan dan pemboran eksplorasi.

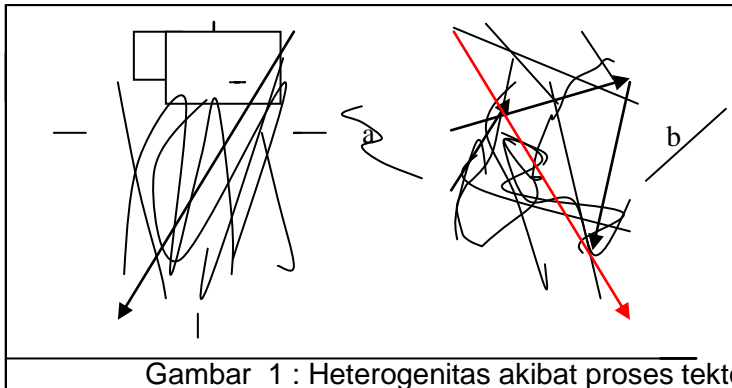
II. Heterogenitas Reservoir

Komponen-komponen reservoir dapat dibagi menjadi komponen yang

berdasarkan atas wadah (batuan reservoir), isi (fluida reservoir) dan kondisi reservoir (tekanan dan temperatur). Batuan reservoir adalah batuan yang berada dibawah permukaan dan harus mempunyai porositas yang mampu menampung fluida reservoir berupa gas, minyak dan air dan harus mempunyai permeabilitas yang mampu untuk meluluskan fluida reservoir tersebut. Batuan reservoir umumnya terdiri dari batuan sedimen yang berupa batu pasir, batu gamping (karbonat) dan batuan lempung (shale) atau kadang-kadang batuan vulkanik .

2.1. Penyebab ketidakseragaman karakteristik reservoir

Ketidakteragaman dapat terjadi pada reservoir, sebenarnya kondisi seperti inilah yang paling banyak dan paling ideal didapatkan direservoir. Ketidakteragaman reservoir adalah variasi sifat fisik dan kimia penyusun batuan dan fluida reservoir. Struktur reservoir sesungguhnya sangat komplek proses-proses geologi sendiri telah menunjukkan bahwa batuan reservoir tidakseragam jadi sifat heterogenitas pada reservoir merupakan sifat alami. Heterogenitas dapat terjadi dalam arah vertikal maupun arah horizontal (gambar 1), Selain disebabkan oleh proses pengendapan permeabilitas anisotropy dapat juga disebabkan karena terjadinya patahan maupun fracture.

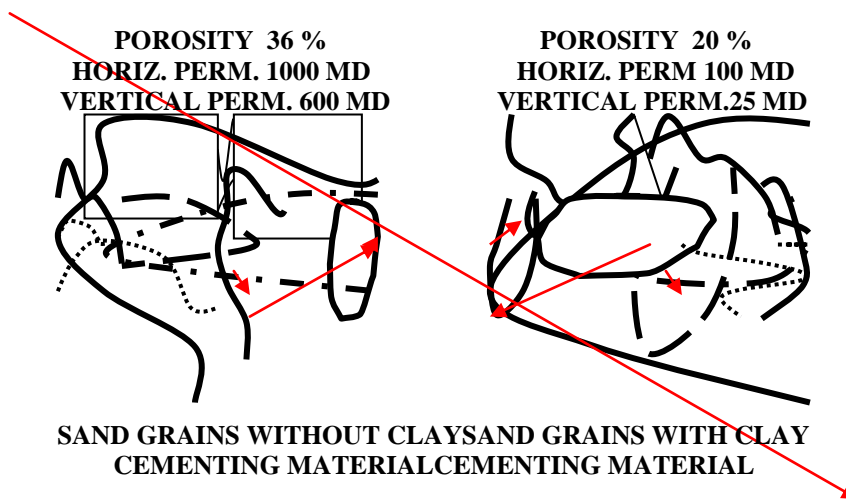


Gambar 1 : Heterogenitas akibat proses tektonik

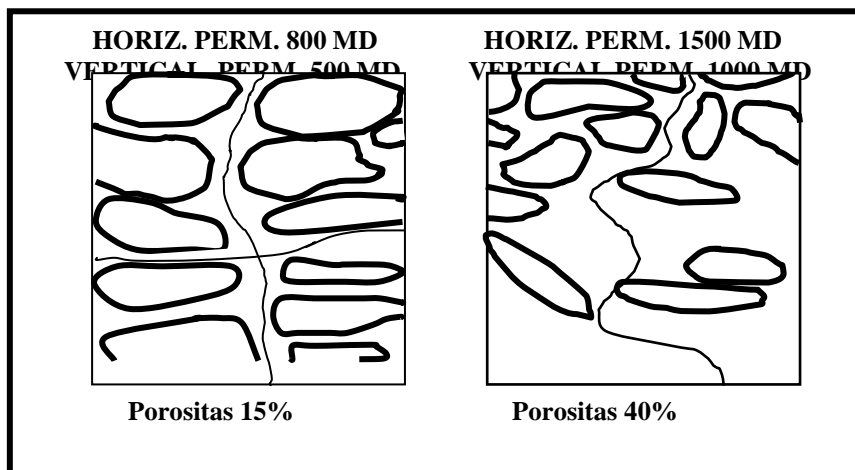
- a. rekah terorientasi vertikal
- b. rekah terorientasi secara random

Ketidakteraturan porositas dengan skala mikroskopis dipengaruhi dengan adanya matrik dan sementasi yang berpengaruh terhadap permeabilitas anisotropy (gambar 2). Kebanyakan

batuan reservoir mempunyai permeabilitas vertikal lebih rendah dari pada permeabilitas horizontalnya (gambar 3).



Gambar 2 : Pengaruh material semen (clay) pada porositas dan permeabilitas



Gambar 3 : Variasi porositas dan permeabilitas terhadap susunan butir pada batuan pasir

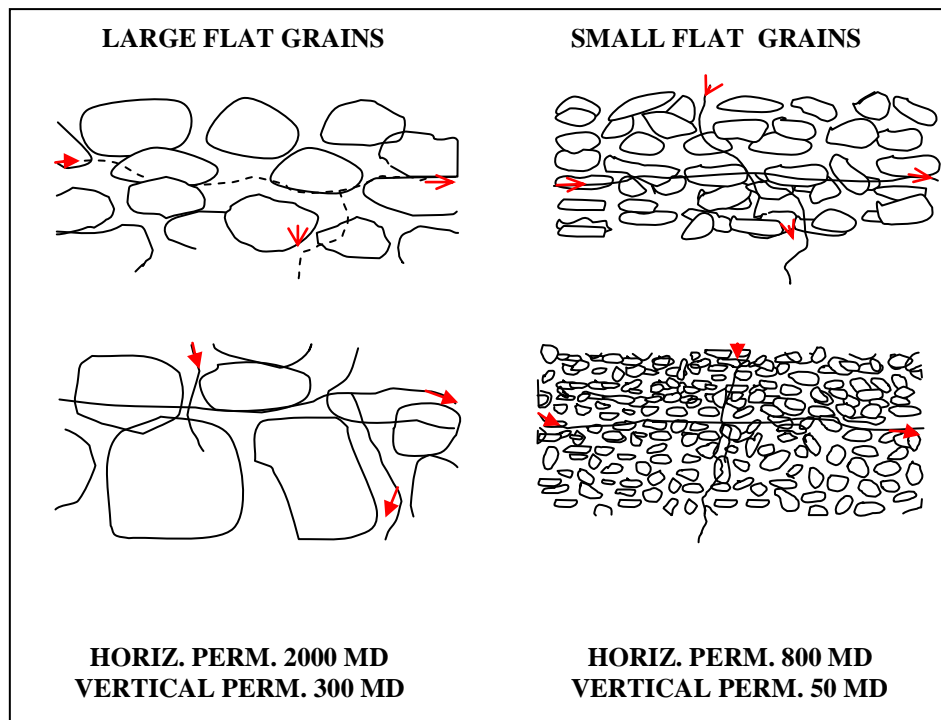
2.1.1. Lingkungan pengendapan

Ketidakteragaman reservoir yang disebabkan oleh lingkungan pengendapan akan berlanjut dengan proses yang mengikuti pengendapan itu sendiri proses lanjut yang mempengaruhi ketidakteragaman sifat batuan sedimen dapat berbentuk kompaksi dan sedimentasi. Sebagai contoh untuk lingkungan pengendapan marine, maka batuan sedimen yang lebih berat akan terendapkan lebih dahulu pada bagian dekat pantai atau zona bathyal dan abyssal. Batuan yang lebih ringan

berasosiasi dengan batuan yang lebih halus/lembut dalam hal ini silt dan clay.

2.1.2. Sedimentasi

Porositas sedimentasi akan melibatkan tiga faktor yang saling berkesinambungan yaitu erosi, transportasi dan pengendapan itu sendiri. Batuan yang mengalami pelapukan, erosi dan transportasi akan mengalami perubahan selama diendapkan pada lingkungannya. Bentuk susunan dan keseragaman butir akan mempengaruhi besar kecilnya porositas dan permeabilitas.



Gambar 4 : Pengaruh bentuk dan ukuran butir Batu pasir pada permeabilitas

2.2. Klasifikasi Ketidakteragaman Reservoir

Dalam mempelajari perkembangan reservoir, selalu dimulai dengan studi geologi yang menguraikan luasan reservoir dan heterogenitas reservoir dalam skala yang berlainan. Ketidakteragaman reservoir sangat berpengaruh pada perilaku reservoir dan distribusinya sangat penting untuk mengevaluasi reservoir.

Klasifikasi ketidakteragaman reservoir dapat dibedakan menjadi tiga bagian yaitu dalam skala mikroskopis, makroskopis dan megaskopis.

1. Ketidakteragaman reservoir skala Mikroskopis.

Ketidakteragaman reservoir secara makroskopis ini merupakan pencerminan dari ukuran pori-pori, bentuk beserta distribusinya.

Contoh mekanisme pembentukan ketidakteragaman skala mikro adalah terbentuknya endapan-

endapan clay dan silt sebagai gelembur gelombang (ripple marks) atau sisipan batupasir (shally sand). Sedangkan pada batuan karbonat sebagai akibat kelainan pada proses diagenesanya terbentuk dua macam porositas yaitu porositas matriks dan rekahan atau matriks dan gerowong-gerowong (vugs) atau celah-celah pelarutan (solution cavities).

2. Ketidakseragaman reservoir skala Makroskopis.

Ketidakteragaman pada skala makro adalah ketidakseragaman yang terjadi atau terbentuk pada satu atau sejumlah satuan pengendapan yaitu kejadian tunggal proses pengendapan atau dari suatu seri kejadian yang mirip.

3. Ketidakseragaman reservoir skala Megaskopis.

Ketidakteragaman skala megaskopis adalah skala beberapa satuan pengendapan dan bahkan dapat pula meliputi beberapa pengendapan.

2.3. Faktor-faktor yang mengontrol ketidakseragaman reservoir.

Faktor-faktor yang mengontrol ketidakseragaman reservoir didalam reservoir, antara lain adalah sedimentasi tektonik regional, komposisi dan tekstur, serta geometri pori.

2.3.1. Sedimentasi Tektonik Regional.

Sedimentasi tektonik regional menyebabkan terjadinya ketidakseragaman karena didalam suatu reservoir dimungkinkan adanya macam-macam lingkungan pengendapan laut, darat dan transisi. Sehingga dengan adanya bermacam-macam lingkungan pengendapan tersebut, reservoir menjadi tidakseragam (heterogen). Ketidakseragaman ini didukung oleh proses perubahan setelah terjadi pengendapan yang menyebabkan porositas berubah. Proses-proses tektonik lain yang terjadi dalam reservoir

menyebabkan perubahan struktur geologi reservoirnya antara lain adalah patahan, pengangkatan dan ketidakselarasan.

2.3.2. Komposisi Batuan dan Tekstur.

Komposisi batuan dan tekstur merupakan kontrol geologi untuk mengontrol ketidakseragaman reservoir terutama antar batuan penyusun reservoir (makro). Karena perubahan yang terjadi merupakan perubahan komposisi yang terdiri dari lithologi, mineralogi yang berpengaruh terhadap ketidakseragaman parameter reservoir. Demikian juga teksturnya sebagai kontrol adanya ketidakseragaman di dalam reservoir, karena tekstur yang terdiri dari ukuran butir, sortasi, kekompakan dan fabric dari batuan berpengaruh terhadap besar kecilnya kemampuan batuan untuk mengalirkan kembali fluida yang dikandungnya. Hal tersebut dapat dipakai sebagai kontrol ketidakseragaman dalam skala mikro.

2.3.3. Geometri Pori-pori.

Geometri pori dapat berupa ukuran rongga pori (pore throat size), ukuran tubuh pori (pore body size), peretakan (fracturing) dan permukaan butir (surface roundness) mempengaruhi besar kecilnya porositas dan permeabilitas.

Jadi ketidakseragaman yang terjadi didalam reservoir parameter-parameter yang dikontrol adalah porositas, permeabilitas dan saturasi. Porositas ini akan menentukan jumlah fluida yang dikandung dan mengalir atau dengan kata lain akan mempengaruhi saturasi dan permeabilitas. Sehingga ketiga parameter tersebut merupakan faktor utama untuk dijadikan pengontrol adanya ketidakseragaman reservoir

2.4. Penyebaran Sumur Produksi

Untuk memperoleh recovery minyak yang sebesar-besarnya perlu dilakukan perencanaan posisi sumur. Posisi sumur tersebut

mempengaruhi terhadap efisiensi perolehan minyak.

Dalam pola penyebaran sumur terdapat beberapa faktor yang harus dipertimbangkan, seperti : Jenis mekanisme pendorong yang bekerja, Sifat-sifat fisik batuan dan fluida reservoir, Tingkat ketidakseragaman reservoir, Struktur geologi dan posisi struktur dan Jenis perangkat reservoir

2.4.1. Penentuan spasi sumur

Untuk menentukan suatu spasi sumur tidak dapat terlepas dari jari-jari pengurasan suatu sumur dilapangan, sebab dengan mengetahui besarnya jari-jari pengurasan suatu sumur maka spasi sumur dapat ditentukan. Besar spasi sumur tidak boleh lebih dari dua kali besar jari-jari pengamatan dari masing-masing sumur.

Berdasarkan hal tersebut maka penentuan spasi sumur didasarkan pada persamaan Darcy (pola aliran radial) dalam pendekatan persamaan untuk aliran fluida di media berpori, persamaan Cutler (perhitungan efek spasi sumur pada Ultimate recovery), dan Well testing.

Bila sumur sudah mulai diproduksi dan data reservoir sudah diketahui, maka penentuan spasi sumur dapat dilakukan secara pendekatan Darcy, dimana pola aliran radial adalah pola yang paling umum digunakan dalam pendekatan persamaan bentuk aliran radial.

$$q = \frac{703 \times 10^{-6} kh \left(\bar{P} r^2 - P_{wf}^2 \right)}{T(\mu z)_{avg} \ln(r_e / r_w)} \quad (1)$$

keterangan :

q = laju alir, Mscfd

h = tebal lapisan produktif, ft

$\bar{P} r$ = tekanan statik reservoir,

Psi

P_{wf} = tekanan alir dasar sumur, Psi

r_e = jari-jari pengurasan, ft

r_w = jari-jari sumur, ft

k = permeabilitas, darcy

μ = viskositas gas, cp

z = faktor deviasi gas

Tabel 1
Hubungan antara Spasi Sumur dengan Jari-jari penyerapan efektif

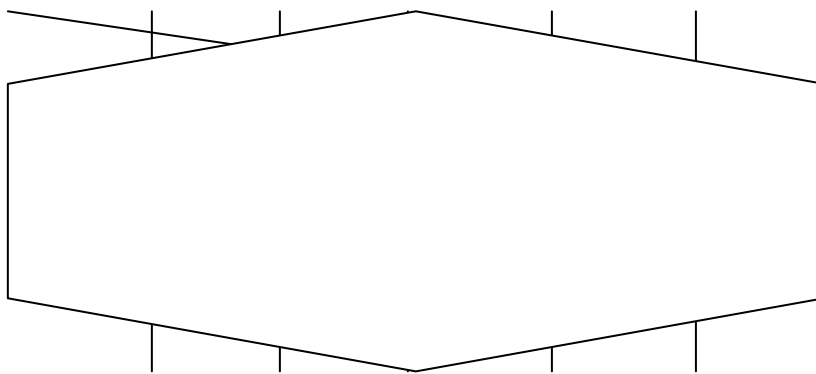
DISTANCE BETWEEN WELLS, Ft	ACRES PER WELL		EFFECTIVE RADIUS, Ft	
	Rectangular Pattern	Triangular Pattern	Rectangular Pattern	Triangular Pattern
300	2.70	1.79	191	179
400	3.67	3.18	255	238
500	5.74	4.97	319	298
600	8.20	7.16	382	357
660	10.00	8.66	420	393
700	11.2	9.74	446	417
800	14.7	12.7	510	476
900	18.6	16.1	573	536
1000	23.0	19.9	637	595

2.4.2. Pola penyebaran sumur

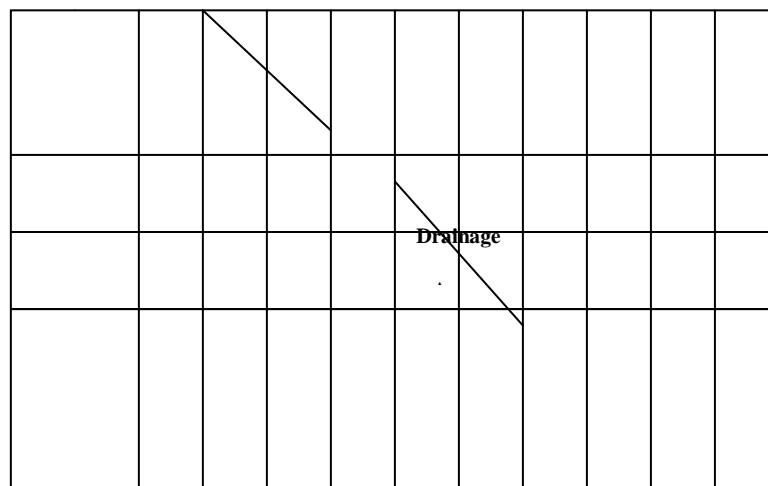
1. Pola penyebaran sumur teratur

Pola penyebaran sumur teratur ini dilakukan jika struktur dan stratigrafinya yang ada pada suatu lapangan / reservoir tidak kompleks dan mempunyai homogenitas reservoir yang baik. Secara geometris pengaturan pola

penyebaran sumur biasanya ditempati pada deretan yang melintasi daerah pengurasan dengan jarak yang sama, sehingga semua bagian daerah reservoir terkuras merata. Susunan sumur-sumur yang biasa dilakukan pada pola penyebaran sumur teratur ini adalah pola bujur sangkar dan pola segitiga. (gambar 5 dan 6)



Gambar 5 : Pola penyebaran sumur Bujursangkar.



Gambar 6 : Pola penyebaran sumur Segitiga.

2. Pola penyebaran sumur tidak teratur.

Pola penyebaran sumur tidak teratur dilakukan jika struktur dan stratigrafi yang ada pada suatu lapangan kompleks dan

mempunyai tingkat ketidakseragaman tinggi

2.4.3. Pemboran Eksplorasi

Untuk membuktikan apakah semuanya benar dan terdapat akumulasi hidrokarbon, maka dilakukan pemboran

eksplorasi, dimana sebelum melakukan pemboran eksplorasi perlu dibuat terlebih dahulu rencana secara terperinci yang meliputi : Koordinat lokasi pemboran yang tepat, Struktur Geologi, Lapisan- batuan, Kedalaman puncak formasi dan Jenis test atau pengukuran yang dilakukan

Dasar Pengukuran Titik Lokasi Pemboran

Penentuan tempat titik-titik dalam suatu bidang datar dipakai sistim koordinat tegak lurus dengan sumbu x sebagai sumbu datar dan sumbu y sebagai sumbu tegaknya. Perhitungan koordinat sebuah titik dapat ditentukan jika jarak dan azimuthnya ketitik lain diketahui. Misalnya titik tetap A(X_A , Y_A), sedangkan jaraknya D_{AB} dan azimuthnya ψ_{AB} , maka dengan menggunakan persamaan geometri dapat dihitung koordinat titik B, yaitu dengan menggunakan persamaan :

$$X_B = X_A + D_{AB} \sin \psi_{AB}$$

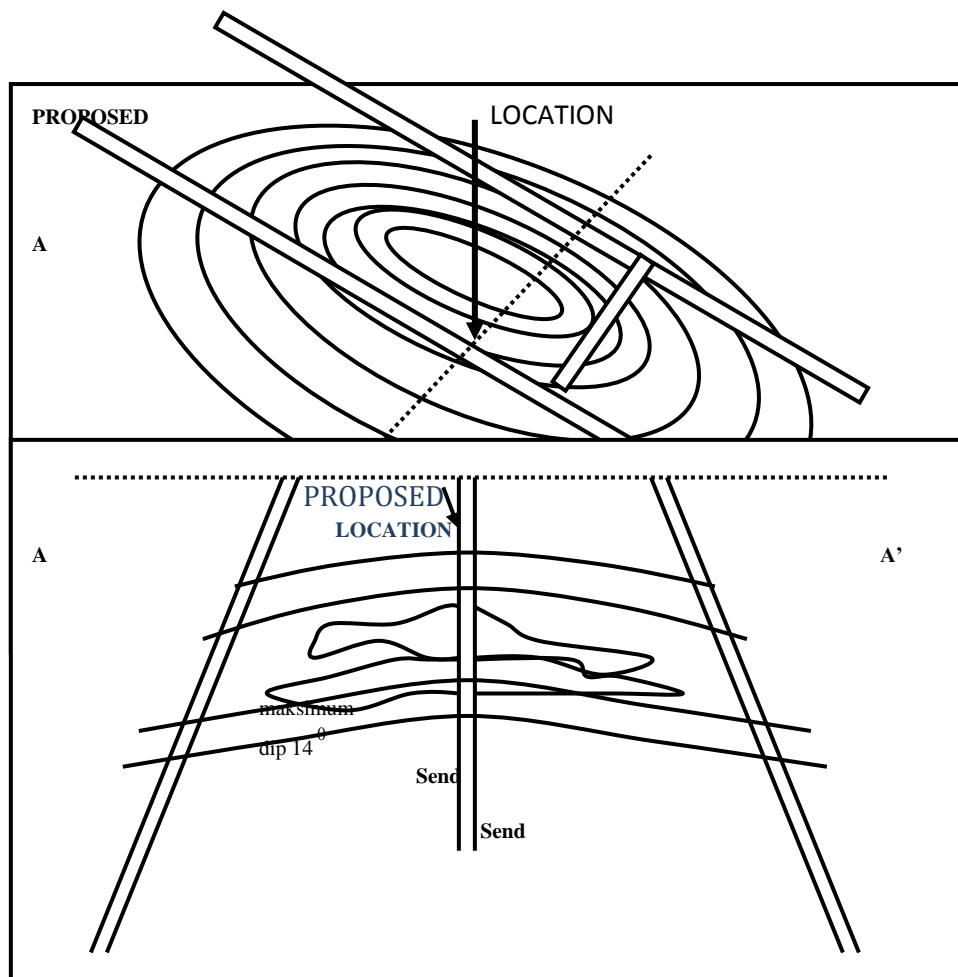
$$Y_B = Y_A + D_{AB} \cos \psi_{AB}$$

Proyeksi Universal Transverse Mercator (UTM)

Hal-hal yang penting pada sistim proyeksi ini adalah sebagai berikut :

- Bidang silinder akan memotong bola bumi didua meredian yang disebut meredian standart dengan faktor skala = 1
- Lebar wilayah sebesar 6° , sehingga bumi terbagi dalam 60 zone.
- Setiap zone mempunyai meredian tengah sendiri.
- Perbesaran di meredian tengah = 0.9996.

Penentuan letak lubang bor pada suatu daerah yang mengalami fault dapat ditunjukkan oleh gambar 7 (Pirson S.J, 1963).



Gambar 7. Penentuan Letak Lubang Bor

III. Kaitan Ketidakseragaman Reservoir Terhadap Pola Penyebaran Sumur

Perencanaan penentuan letak titik serap dilakukan dengan menggunakan sistem grid, cara pembuatannya yaitu dengan menggambar kotak-kotak kecil dan kemudian di-overlay-kan pada peta-peta bawah permukaan. Dari data geologi, apabila sudah didapatkan peta net oil isopach (oil pool) atau net gas isopach (gas pool) maka selanjutnya digunakan dari data penilaian formasi dapat dibuat visualisasi heterogenitas reservoir berupa peta isoporositas, isopermeabilitas, isosaturasi air. Maka dari peta-peta bawah permukaan tersebut apabila di-overlay-kan dengan grid-grid tersebut diperoleh digitasi berupa distribusi ketebalan lapisan minyak atau gas, porositas, permeabilitas dan saturasi air. Apabila digitasi keempatnya kita overlay-kan menjadi satu maka didapatkan distribusi IOIP, cadangan dan produktivitas dari suatu reservoir. Dengan mengetahui distribusi tersebut maka dapat dibuat pola pengaturan titik serapnya. Ada dua pola yaitu pola teratur dan tidak teratur. Kita gunakan pola teratur apabila tingkat homogenitasnya tinggi, dalam artian perbedaan parameter dari tiap grid tersebut tidak terlalu jauh berbeda, disamping itu faktor yang lebih penting lagi adalah reservoir tersebut mempunyai storage capacity besar, kh/μ besar serta jari-jari pengurasan sumur, untuk mendapatkan hasil yang optimal. Sebaliknya titik serap yang tidak teratur dipakai untuk reservoir yang tingkat heterogenitasnya tinggi. Disamping faktor heterogenitas, faktor mekanisme pendorong juga menjadi bahan pertimbangan dalam penentuan letak titik serap. Dengan perencanaan pengaturan letak titik serap yang tepat maka akan didapatkan hasil recovery yang optimum

dengan tidak mengeluarkan biaya yang tidak diperlukan, artinya diusahakan jumlah sumur yang seminimum mungkin dengan harapan rate yang optimum.

Setelah perencanaan tersebut dibuat maka langkah berikutnya adalah mengadakan evaluasi dari perencanaan tersebut setelah dilakukan pemboran dari masing-masing sumur tersebut. Evaluasi ini diperlukan disamping untuk mengetahui hasil dari perencanaan juga untuk menentukan tindakan lebih lanjut yang dikerjakan apabila dari perencanaan tersebut memerlukan tindakan-tindakan tertentu yang harus diambil untuk mengoptimalkan produksi hidrokarbon. Dalam evaluasi ini metode yang digunakan adalah metode well test baik pressure test dan rate test (deliverability test). Dalam metode well test ini untuk mengevaluasi sejauh mana tiap sumur tersebut mampu menguras hidrokarbon yang ada. Jadi yang didapatkan dari well test adalah radius pengurasan (r_e). Sedangkan untuk mendapatkan jari-jari pengurasan, dicapai pada saat waktu stabil. Dengan diketahuinya jari-jari pengurasan tiap-tiap sumur tersebut maka peta sistem grid dapat dilihat adakah bagian reservoir yang belum teruras, bila ada, maka langkah yang ditempuh bisa dengan menggunakan sumur-sumur sisipan (infill drilling) untuk meningkatkan recovery, atau dengan menambah tekanan sehingga rate sumur dapat ditingkatkan.

Pada rencana pengembangan lapangan produksi jumlah suatu sumur ditentukan berdasarkan laju alir yang diminta, analisa well testing, pola spasi sumur dan konsep maximum efficient rate (MER). MER dibagi dua yaitu Economic MER dan Engineering MER. Economic MER didefinisikan sebagai MER yang dibatasi oleh faktor keadaan pemasaran,

ongkos produksi, serta peraturan dan kebijaksanaan pemerintah yang berlaku saat itu. Arahnya adalah mengarah kepada laju yang terbesar yang menghasilkan net profit.

Secara teknik konsep MER dibagi menjadi dua bagian, yaitu : MER Reservoir dan MER Sumur.

1. MER Reservoir

MER reservoir adalah pembatasan total laju produksi seluruh reservoir agar tidak terjadi kerusakan formasi dan pembuangan energi secara tidak efisien. Karena berhubungan dengan pemakaian energi yang ada, maka penentuan besarnya MER reservoir ini tergantung dari mekanisme pendorong yang bekerja. Jenis reservoir semacam ini adalah gas cap dan water drive reservoir.

Untuk menentukan batasan laju produksi pada MER reservoir digunakan perhitungan laju produksi kritis yang dikemukakan oleh Pirson. Persamaannya adalah sebagai berikut :

$$Q = \frac{\{(Cs \times P) - C_1\}}{\{(B/a) - S\} + R} a \quad \dots (2)$$

keterangan :

Q = laju produksi yang diinginkan, STB/bulan

Cs = konstanta water influx, bbl/bulan/psi

C₁ = laju produksi air, bbl/bulan

R = gas oil ratio

S = kelarutan gas dalam air, SCF/STB

P = perbedaan tekanan antara tekanan aquifer dengan tekanan res, psi

B = faktor volume formasi minyak, bbl/stb

a = faktor volume gas, SCF/bbl

2. MER Sumur

MER sumur adalah pembatasan laju produksi sumur, agar penggunaan energi di dalam reservoir berlangsung efisien. MER sumur merupakan laju produksi maksimum dari suatu sumur yang diijinkan agar tidak terjadi kerusakan formasi produktifnya dan penggunaan energi yang tidak efisien.

Adanya beberapa mekanisme pendorong reservoir yang ditimbulkan oleh gas dan air akan mempengaruhi perolehan minyak. Misal dengan adanya pengaruh water / gas coning, maka untuk memperoleh minyak yang maksimal harus menentukan terlebih dahulu laju produksi maksimum tiap-tiap sumur.

Gas Coning

$$Q_{o \max} = 0,001535 \frac{\rho_o - \rho_g k_o}{\ln(re/rw)\mu_o} (h_2 - (h - D_2)) \quad \dots (3)$$

Water Coning

$$Q_{o \max} = 0,001535 \frac{\rho_o - \rho_g k_o}{\ln(re/rw)\mu_o} (h_2 - D_2) \quad \dots (4)$$

keterangan :

Q_{o mak} = laju aliran maksimum yang diijinkan, STB/D

ρ_o = densitas minyak, gr/cc

ρ_w = densitas air gr/cc

re = jari-jari pengurasan, ft

rw = jari-jari sumur, ft

k_o = permeabilitas efektif

minyak, md

h.d = ketebalan

Economic MER

Economic MER adalah laju produksi yang akan memberikan keuntungan pada setiap barel minyaknya. Economic MER sangat tergantung pada keadaan

pemasaran, biaya operasi dan pertimbangan politik dari pemerintah setempat. Berdasarkan engineering MER maka laju produksi yang dipilih adalah yang memberikan recovery, sedangkan ditinjau dari economic MER maka dipilih MER yang memberikan net profit per barrel. Dengan demikian untuk menentukan laju produksi optimum harus mempertimbangkan kedua konsep MER tersebut agar diperoleh hasil akhir yang baik.

Berdasarkan pengertian tersebut maka banyaknya sumur yang dibutuhkan (W) pada suatu lapangan dapat ditentukan dengan menganggap formasinya seragam, yaitu dengan membagi MER reservoir dan MER sumur. Secara matematis dapat dinyatakan dengan persamaan :

$$W = \frac{MER_{reservoir}}{MER_{sumur}} \dots\dots\dots(5)$$

IV. Kesimpulan

1. Perencanaan penentuan posisi sumur produksi harus mempertimbangkan sifat fisik batuan dan fluida reservoir, distribusi cadangan dan produktifitas, struktur geologi dan posisi struktur serta

mekanisme pendorong yang bekerja pada reservoir.

2. Porositas, Saturasi minyak dan Kemampuan batuan untuk mengalirkan fluida (kh/μ) adalah faktor penting untuk menentukan letak titik serap yang tepat dalam perencanaan penyebaran sumur produksi.
3. Dalam perencanaan penyebaran sumur harus diketahui jari-jari pengurasan (r_e) dari sumur-sumur terdahulu, sehingga dapat ditentukan grid-grid yang akan digunakan untuk menentukan sumur-sumur baru yang berfungsi sebagai titik serap.
4. Perbedaan reservoir homogen dan reservoir heterogen dalam perencanaan titik serap sumur produksi adalah pada radius pengurasannya. Reservoir heterogen mempunyai radius pengurasan yang tidak sama, sedangkan reservoir homogen mempunyai radius pengurasan yang relatif sama. Dari harga radius pengurasan ini akan diketahui spasi antar sumur dan jumlah sumur yang diperlukan untuk luasan reservoir tertentu.
5. Jumlah sumur pengembangan ditentukan berdasarkan laju alir yang diminta, analisa well testing, pola spasi sumur dan konsep maximum efficient rate (MER)

DAFTAR PUSTAKA

1. Allen, T.O. and Robert, A.P., "Production Operations, Well Completion, Workover and Stimulation", Volume I & II, Second Edition, Oil and gas Consultants International, Inc., Tulsa 1982
2. Amyx, J.W., Bass D.M, Whiting, R . L : "Petroleum Reservoir Engineering " , Mc Grow Hill Book Company, New York, 1960.
3. Koesumadinata, R.P., : " Geologi Minyak Dan Gas Bumi ", Jilid I & II, Penerbit ITB, Bandung, 1980.
4. Pettijohn, S.J., "Sedimentary Rock " , Harpers and Brothers, New York, 1957.
5. Nind, T.E.W., "Principles Of Oil Well Production", McGraw Hill Book Company, New York, 1964.
6. Uren, L.C. : " Petroleum Produktion Engineering " Mc Graw Hill Book Company, Inc., Fourth Edition, New York, 1956 .