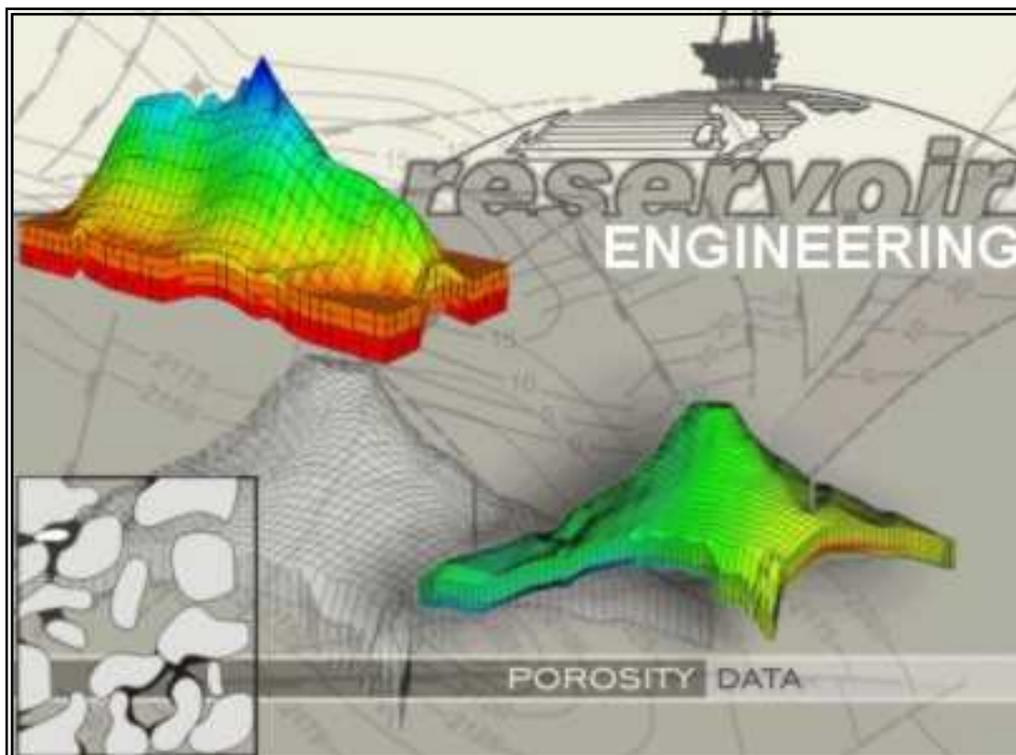


PENGANTAR TEKNIK PERMINYAKAN (TM-110)

BUKU I

Pengantar Teknik Reservoir Migas & Pabum



oleh :
Ir. Joko Pamungkas, MT



JURUSAN TEKNIK PERMINYAKAN
FAKULTAS TEKNOLOGI MINERAL
UNIVERSITAS PEMBANGUNAN NASIONAL "VETERAN"
YOGYAKARTA
2004

KATA PENGANTAR

Puji Tuhan, akhirnya Diktat MKA Pengantar Teknik Perminyakan (TM-110) telah selesai disusun. Diktat I ini berjudul “Pengantar Teknik Reservoir Migas dan Panasbumi” merupakan bagian dari 5 (lima) diktat sebagai bahan bacaan wajib.

Penulis berharap setelah membaca diktat ini para mahasiswa dapat mengenal dan mengerti dasar-dasar teknik reservoir migas dan panasbumi.

Dasar-dasar teknik reservoir migas ini meliputi: sekilas tentang industri migas di Indonesia, komponen reservoir, batuan dan fluida reservoir, perangkat reservoir, tenaga pendorong reservoir dan perhitungan cadangan volumetrik.

Dasar-dasar teknik reservoir panasbumi ini meliputi: sekilas tentang industri panasbumi di Indonesia, komponen reservoir, sistim reservoir, batuan dan fluida reservoir serta perhitungan potensi reservoir.

Kata pepatah kuno; tak ada gading yang tak retak, demikian juga penulis dalam menyusun diktat ini masih jauh dari sempurna, untuk itu saran dan kritik demi penyempurnaan diktat ini sangat diharapkan.

Semoga bermanfaat.

Yogyakarta, Oktober 2004

Penyusun
Ir. Joko Pamungkas, MT

DAFTAR ISI

HALAMAN JUDUL	i
KATA PENGANTAR	ii
DAFTAR ISI	iii
DAFTAR GAMBAR	iv
DAFTAR TABEL	v
BAB I PENDAHULUAN	
1.1. Sekilas Tentang Industri Migas di Indonesia	I-1
1.1.1. Kegiatan Umum Industri Migas	I-1
1.1.2. Teori terbentuknya Reservoir Migas	I-3
1.1.3. Perkembangan Industri Migas di Indonesia	I-3
1.1.4. Potensi Migas di Indonesia	I-5
1.2. Sekilas Tentang Industri Panasbumi di Indonesia	I-12
1.2.1. Kegiatan Umum Industri Panasbumi.....	I-12
1.2.2. Teori terbentuknya Reservoir Panasbumi.....	I-13
1.2.2. Perkembangan Industri Panasbumi di Indonesia	I-14
1.2.3. Potensi Panasbumi di Indonesia.....	I-15
BAB II PENGANTAR TEKNIK RESERVOAR MIGAS	
2.1. Komponen Reservoir Migas	II-01
2.2. Batuan Reservoir Migas	II-02
2.2.1. Komposisi Batuan Reservoir Migas	II-02
2.2.2. Sifat Fisik Batuan Reservoir Migas	II-03
2.3. Fluida Reservoir Migas	II-07
2.3.1. Minyak	II-07
2.3.2. Gas	II-10
2.3.3. Air Formasi.....	II-12
2.4. Perangkat Reservoir	II-13
2.5. Tenaga Pendorong Reservoir.....	II-16
2.6. Perhitungan Cadangan Volumetrik	II-22
BAB III PENGANTAR TEKNIK RESERVOAR PANASBUMI	
3.1. Komponen Reservoir Panasbumi	III-01
3.2. Sistem Reservoir Panasbumi.....	III-03
3.3. Batuan Reservoir Panasbumi	III-07
3.3.1. Komposisi Kimia Batuan Reservoir Panasbumi.	III-07
3.3.2. Sifat Fisik Batuan Reservoir Panasbumi.....	III-07
3.4. Fluida Reservoir Panasbumi.....	III-09
3.4.1. Sifat Fisik Fluida Reservoir	III-09
3.4.2. Sifat Termodinamika Fluida Reservoir	
Panasbumi	III-11
3.5. Perhitungan Potensi Reservoir Panasbumi	III-12
DAFTAR PUSTAKA.....	

DAFTAR GAMBAR

Gambar 1.1. Urutan Operasi Minyak dan Gas.....	I-02
Gambar 1.2. Peta Potensi Minyak Bumi Indonesia	I-10
Gambar 1.3. Peta Potensi Gas Bumi Indonesia	I-11
Gambar 1.4. Urutan Operasi Panasbumi.....	I-13
Gambar 1.5. Peta Potensi Panasbumi Indonesia	I-19
Gambar 2.1. Porositas.....	II-03
Gambar 2.2. Diagram Penentuan Permeabilitas	II-05
Gambar 2.3. Pembasahan Fluida dalam Pori-pori Batuan	II-06
Gambar 2.4. Contoh Perangkap Struktur Lipatan & Patahan	II-13
Gambar 2.5. Contoh Perangkap Stratigrafi Penjajaran & Pembajian	II-14
Gambar 2.6. Contoh Perangkap Kombinasi	II-15
Gambar 2.7. <i>Solution Gas Drive Reservoir</i>	II-16
Gambar 2.8. Karakteristik <i>Solution Gas Drive Reservoir</i>	II-16
Gambar 2.9. <i>Gas Cap Drive Reservoir</i>	II-17
Gambar 2.10. Karakteristik <i>Gas Cap Drive Reservoir</i>	II-17
Gambar 2.11. <i>Water Drive Reservoir</i>	II-18
Gambar 2.12. Karakteristik <i>Water Drive Reservoir</i>	II-18
Gambar 2.13. <i>Gravity Drainage Drive Reservoir</i>	II-19
Gambar 2.14. Karakteristik <i>Gravity Drainage Reservoir</i>	II-19
Gambar 2.15. <i>Combination Drive Reservoir</i>	II-20
Gambar 2.16. Karakteristik <i>Combination Drive Reservoir</i>	II-20
Gambar 2.17. Peta Isopach Reservoar	II-21
Gambar 3.1. Model Sistem Panasbumi	III-02
Gambar 3.2. Reservoar Panasbumi 2 Fasa Dieng	III-04
Gambar 3.3. Reservoar Panasbumi 2 Fasa Lahendong	III-04
Gambar 3.4. Reservoar Panasbumi <i>Water Dominated</i> Sibayak.....	III-05
Gambar 3.5. Reservoar Panasbumi <i>Water Dominated</i> G.Salak.....	III-05
Gambar 3.6. Reservoar Panasbumi <i>Steam Dominated</i> Kamojang.	III-06
Gambar 3.7. Reservoar Panasbumi <i>Steam Dominated</i> Darajat	III-06

DAFTAR TABEL

Tabel I-1.	Sumberdaya Minyak dan Gas Bumi Indonesia Berdasarkan Wilayah.....	I-07
Tabel I-2.	Sumberdaya panasbumi Indonesia Berdasarkan Lapangan.....	I-17

BAB I PENDAHULUAN

1.1. SEKILAS TENTANG INDUSTRI MIGAS DI INDONESIA

1.1.1. Kegiatan Umum Industri Migas

Industri minyak dan gas bumi, adalah kompleks dan memerlukan teknologi tinggi dan biaya besar. Oleh karena itu industri minyak dan gas bumi dan panasbumi dapat dikategorikan industri yang padat teknologi dan padat modal. Secara umum kegiatan perusahaan industri minyak dan gas bumi dapat dibagi menjadi tiga kegiatan pokok yaitu :

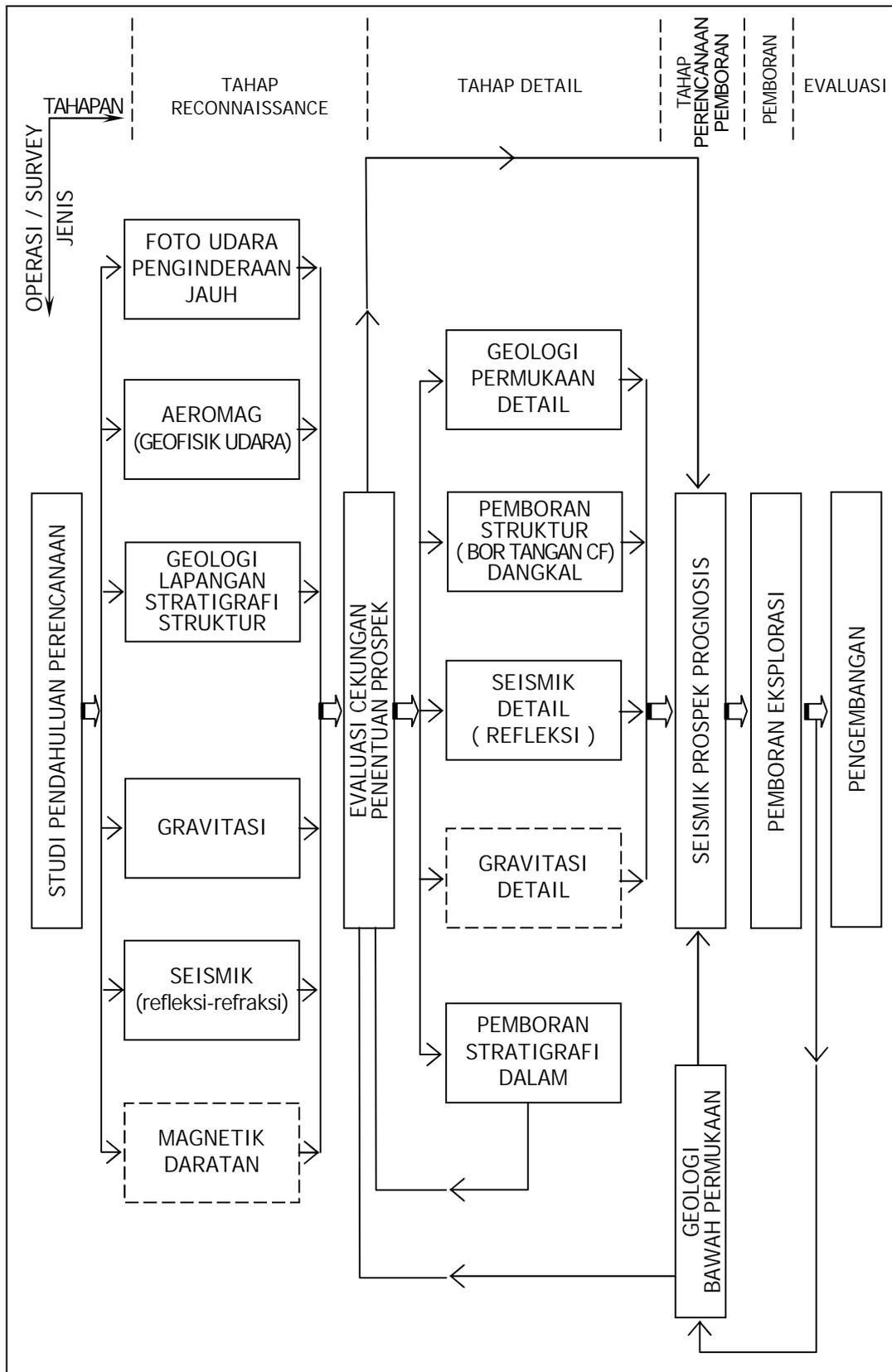
- (1) Kegiatan up-stream, yaitu kegiatan eksplorasi produksi (EP) meliputi :
 - a. Eksplorasi (geodesi, geofisika, geologi)
 - b. Produksi (pengeboran, reservoir, produksi)
- (2) Kegiatan down-stream, yaitu kegiatan proses dan pemasaran (PA) yang meliputi: pengolahan/pemurnian, petrokimia, distribusi, penyimpanan, transportasi.
- (3) Kegiatan penunjang, yaitu kegiatan yang bersifat menunjang kegiatan utama baik teknis maupun non teknis yang meliputi :
 - a. Penunjang teknis (mesin, listrik, sipil, elektronika, keselamatan kerja, lindung lingkungan, dll)
 - b. Penunjang non teknis (personalia, keuangan, administrasi, keamanan, training, dll)

Dari uraian singkat di atas terlihat bahwa kegiatan perusahaan industri minyak dan gas bumi dan panasbumi melibatkan begitu banyak cabang disiplin keahlian

Di dalam eksplorasi minyak dan gas bumi, urutan pekerjaannya adalah sebagai berikut :

- Tahap-1 : Studi pendahuluan/perencanaan
- Tahap-2 : Reconnaissance
(foto udara dan/penginderaan jauh, geofisik udara, geologi lapangan dan stratigrafi struktur, graviti, seismik dan magnetik)
- Tahap-3 : Evaluasi data dari pekerjaan pada tahap-2
- Tahap-4 : Studi detail
(geologi permukaan, pemboran struktur/dangkal, seismik, gravitasi, pemboran stratigrafi/dalam)
- Tahap-5 : Perencanaan pemboran eksplorasi
- Tahap-6 : Pemboran eksplorasi
- Tahap-7 : Evaluasi hasil pemboran untuk menentukan apakah pekerjaan akan diteruskan atau dihentikan

Secara skematis dapat dilihat pada **Gambar 1.1**.



Gambar 1-1. Urutan Operasi Survei Eksplorasi Minyak dan Gas

1.1.2. Teori Terbentuknya Reservoir Migas

Minyak dan gas bumi terbentuk dari binatang-binatang purba yang tertimbun dalam tanah yang kemudian terendapkan baik pada lingkungan pengendapan darat, laut maupun transisi. Seiring dengan perjalanan waktu sisa-sisa binatang purba tersebut akan menjadi proses pematangan menjadi migas dalam batuan induk, kemudian akan bermigrasi sampai terperangkap kedalam suatu sistim reservoir, dan terakumulasi disana.

1.1.3. Perkembangan Industri Migas di Indonesia

Pengusahaan minyak dan gas bumi di Indonesia mencatat kemajuan pesat sejak Pertamina dan Permina diintegrasikan ke dalam Pertamina. Seluruh operasi perminyakan yang mencakup berbagai aspek kegiatan, dapat diarahkan pada sasaran yang dituju oleh Pemerintah.

Peranan minyak, yang menyangkut berbagai aspek pembangunan, menjadikan minyak sebagai unsur penting didalam ketahanan nasional. Seluruh bidang perminyakan, produksi, pengolahan, distribusi, pengangkutan, maupun pemasaran minyak mentah menjadi semakin penting dan harus dipegang langsung oleh Pertamina.

Sistim bagi hasil, yang diterapkan didalam bidang eksplorasi dan produksi, bukan saja telah memberikan keuntungan lebih besar kepada negara, tetapi juga merupakan landasan bagi kerja sama dengan para kontraktor minyak asing. Peranan Minyak yang kian penting di semua sektor dan harganya yang terus melonjak, telah menyebabkan ditingkatkannya pencarian minyak ke daerah-daerah yang lebih sulit.

Pencarian minyak bumi di Indonesia, sampai tahun 60-an masih terbatas dilakukan di daratan. Sejak penemuan lapangan Cinta (1970) lapangan minyak pertama di lepas pantai Indonesia, telah membuka kemungkinan mengerjakan daerah lepas pantai lainnya. Perkembangan teknologi maju telah memungkinkan pemanfaatan associated gas maupun non associated gas untuk bahan ekspor (LNG) maupun bahan energi dalam negeri (LPG).

Sumber-sumber gas di beberapa tempat, baik di lepas pantai maupun di daratan dimanfaatkan dengan membangun unit pengolah yang memproduksi LPG. Beberapa unit pengolah LPG itu terletak di anjungan lepas pantai, yang dilengkapi dengan tangki penampung dan pelabuhan pengeksport.

Pemanfaatan sumber gas, untuk menunjang berbagai keperluan industri dalam negeri pertama kali dilakukan di Sumatra Selatan dengan suatu jaringan pipa untuk pabrik pupuk Sriwijaya dan di Jawa Barat dengan sistim pipa gas Jawa Barat untuk mensuplai pabrik pupuk, semen, pabrik baja Krakatau dan kebutuhan industri dan rumah tangga di daerah Jakarta.

Penemuan sumber gas di Arun dan Badak, yang merupakan dua lapangan gas yang besar di dunia, didorong dengan teknologi cryogenic, telah memungkinkan gas diolah menjadi LNG (gas alam cair) sebagai

bahan ekspor. Sekaligus pada tahun 1977 itu, Pertamina mulai memasuki era perdagangan LNG di dunia.

Naiknya kegiatan perminyakan Indonesia dapat dilihat dari kontrak bagi hasil. Dari tahun 1979 hingga 1982, Pertamina telah menandatangani sebanyak 44 kontrak bagi hasil dengan perusahaan minyak asing. 12 kontrak ditandatangani tahun 1979, 11 kontrak tahun 1980, 8 kontrak tahun 1981, dan tahun 1982 – 13 kontrak ditandatangani. Tiga tahun terakhir KPS juga menunjukkan kenaikan yaitu 7 kontrak tahun 1987, 10 kontrak tahun 1988 dan 40 kontrak dilaksanakan di tahun 1989.

Pertamina dalam usaha-usaha di bidang eksplorasi dan produksi ini menempuh jalan intensifikasi dan ekstensifikasi. Kegiatan intensifikasi meliputi peningkatan kegiatan secara kualitatif di bidang eksplorasi, baik berupa studi regional, geologi lapangan, geofisik, seismik, pengeboran eksplorasi dan evaluasi. Selain itu, dilakukan juga peningkatan kuantitatif di bidang produksi seperti pengembangan lapangan, pembangunan fasilitas produksi, studi reservoir dan studi lapangan produksi yang pernah ada.

Usaha ekstensifikasi meliputi usaha-usaha untuk menemukan daerah-daerah baru yang dapat menghasilkan minyak. Pengembangan kegiatan eksplorasi dan produksi ini, di samping faktor dana, tenaga, peralatan maupun teknologi minyak yang sudah dimiliki, terutama didorong karena potensi dan kemampuan produksi minyak dan gas bumi.

Untuk dasawarsa mendatang, kemampuan produksi minyak bumi Indonesia ini amat bergantung pada kegiatan eksplorasi yang dilakukan sekarang ini serta usaha pengembangan hasil-hasil eksplorasi itu dan cara-cara teknologi maju yang pakai dalam penambangannya. Teknik pengangkatan minyak tahapan kedua (*secondary recovery*) dan ketiga (*tertiary recovery*) merupakan salah satu cara untuk meningkatkan produksi pada lapangan-lapangan minyak lama, yang kemampuan produksi mulai menurun, sekalipun di dalamnya masih terkumpul cadangan minyak bumi yang cukup besar.

Teknik *secondary recovery* ini mulai diterapkan, baik oleh Pertamina sendiri, maupun dengan bekerja sama dengan para KPS. *Secondary recovery* di lapangan Rantau, Prabumulih dan Handil dilakukan dengan menginjeksikan air, sementara di lapangan Minas dengan cara *steanflood*. Mulai tahun 1982, selama 12 tahun, dikembangkan pula *secondary recovery* dengan dua perusahaan minyak asing *mainline Resources Ltd.*, untuk lapangan Bunyu, Kalimantan Timur dan lapangan Suban Jarigi, Sungai Taham dan Kampung minyak di daerah Enim, Sumatra selatan.

Penemuan-penemuan sumur-sumur dan lapangan baru, baik di lepas pantai maupun di darat pada sekitar tahun 1970-an telah mampu memproduksi minyak mentah 1,6 juta barrel/hari. Untuk meningkatkan produksi, minimal mempertahankan produksi yang ada, diperlakukan dana yang besar. Untuk itu Pertamina mencari dana pinjaman, yaitu dengan kerja sama patungan atau pinjaman yang tak mengikat, seperti yang dijalankan dengan INOCO.

1.1.4. Potensi Migas Di Indonesia

a. Klasifikasi Cekungan Sedimen Tersier Di Indonesia

Sampai saat ini telah berhasil diidentifikasi 60 Cekungan Tersier di Indonesia (2,65 juta Km²) yang meliputi 41 cekungan (68,3%) sudah dieksplorasi, dengan rincian 15 cekungan ada penemuan dan sudah berproduksi, 18 cekungan ada penemuan tetapi belum berproduksi, dan 8 cekungan sudah dieksplorasi tetapi belum ada penemuan. Disamping itu, masih terdapat 19 cekungan sedimen (31.7%) belum di eksplorasi, sebagian besar terletak di Kawasan Timur Indonesia atau di daerah "frontier".

Secara geologis Indonesia dapat dibagi dalam dua bagian, yaitu Kawasan Barat Indonesia dan Kawasan Timur Indonesia. Di Kawasan Barat Indonesia terdapat 21 cekungan (35%) dengan luas 1,34 juta km², memiliki tatanan geologi yang lebih sederhana dibandingkan dengan di Kawasan Timur Indonesia, yang memiliki 39 cekungan (65%) dengan luas 1,3 juta km² dengan tatanan geologi yang lebih kompleks dan belum banyak dilakukan penyelidikan.

Kegiatan eksplorasi pada umumnya masih dilakukan pada cekungan Kawasan Barat Indonesia yaitu pada 19 cekungan (90.47% dari keseluruhan KBI), sedangkan di Kawasan Timur Indonesia 22 cekungan (56.41% dari keseluruhan KTI).

b. Sumberdaya Migas Indonesia 2003

Jumlah sumberdaya minyak diharapkan di tempat (RRR) sebesar 385.61 BBO yang terdiri dari 201.47 BBO sumberdaya hipotetik dan 184.14 BBO sumberdaya spekulatif, sedangkan sumberdaya gas sebesar 674.07 TCF yang terdiri dari 461.72 TCF sumberdaya hipotetik dan 211.35 TCF sumberdaya spekulatif.

Jumlah Sumberdaya minyak diharapkan terambil (URR) sebesar 102.64 BBO yang terdiri dari 56,61 BBO sumberdaya hipotetik dan 47,03 BBO sumberdaya spekulatif, sedangkan sumberdaya gas sebesar 504.39 TCF yang terdiri dari 334,51 TCF sumberdaya hipotetik dan 169,89 TCF sumberdaya spekulatif.

Jumlah Potensi Sumberdaya migas diharapkan ditempat (RRR) dalam satuan Barel Oil Equivalent : $385.61+112.178 = 497.78$ BBOE
Jumlah Potensi Sumberdaya migas diharapkan terambil (URR) dalam satuan Barel Oil Equivalent : $103.64+84.07 = 187.71$ BBOE.

c. Sumberdaya Migas Hipotetik Indonesia berdasarkan Posisi Geologis

Total potensi sumberdaya minyak hipotetik diharapkan di tempat (RRR) di Indonesia adalah sebesar 201.47 milyar barel minyak meliputi 141.47 milyar barel (70%) di Kawasan Barat Indonesia dan 60 milyar barel di Kawasan Timur Indonesia (30%). Sedangkan potensi sumberdaya gas hipotetik diharapkan di tempat (RRR) adalah sebesar 461.71 Tscf meliputi

328.95 Tscf (71%) di Kawasan Barat Indonesia dan 132.77 Tscf (29%) di Kawasan Timur Indonesia.

Total potensi sumberdaya minyak hipotetik diharapkan terambil (URR) di Indonesia adalah sebesar 56.6 milyar barel minyak meliputi 37.39 milyar barel (66%) di Kawasan Barat Indonesia dan 19.22 milyar

barel di Kawasan Timur Indonesia (34%). Sedangkan potensi sumberdaya gas hipotetik diharapkan terambil (URR) adalah sebesar 334.51 Tscf meliputi 228.39 Tscf (68%) di Kawasan Barat Indonesia dan 106.11 Tscf (32%) di Kawasan Timur Indonesia.

Sumberdaya migas Hipotetik terdapat di 3021 prospek/lead yang terdiri dari 2584 prospek/lead (85,5%) dikawasan barat dan 437 prospek/lead (14,5%) di Kawasan Timur.

d. Sumberdaya Migas Hipotetik Indonesia berdasarkan Posisi Geografis

Total potensi sumberdaya minyak hipotetik diharapkan di tempat (RRR) di Indonesia adalah sebesar 201.47 milyar barel minyak meliputi 111.23 milyar barel (55.21%) terdapat di Darat dan 90.24 milyar barel terdapat di Lepas Pantai (44.79%). Sedangkan potensi sumberdaya gas hipotetik diharapkan di tempat (RRR) adalah sebesar 461.71 Tscf meliputi 228.57 Tscf (49.50%) terdapat di Darat dan 233.15 Tscf (50.50%) terdapat di Lepas Pantai.

Total potensi sumberdaya minyak hipotetik diharapkan terambil (URR) di Indonesia adalah sebesar 56.61 milyar barel minyak meliputi 35.66 milyar barel (62.99%) terdapat di Darat dan 20.96 milyar barel terdapat di Lepas Pantai (37.01%). Sedangkan potensi sumberdaya gas hipotetik diharapkan terambil (URR) adalah sebesar 334.51 Tscf meliputi 177.16 Tscf (52.96%) terdapat di Darat dan 157.35 Tscf (47.04%) terdapat di Lepas Pantai.

e. Sumberdaya Migas Hipotetik Indonesia berdasarkan Jenis Operator

Total potensi sumberdaya minyak hipotetik diharapkan di tempat (RRR) di Indonesia adalah sebesar 201.47 milyar barel minyak meliputi 47.47 milyar barel (23.70%) di operasikan oleh Pertamina dan 153.73 milyar barel di operasikan kontraktor (76.30%). Sedangkan potensi sumberdaya gas hipotetik diharapkan di tempat (RRR) adalah sebesar 461.71 Tscf meliputi 79.36 Tscf (17.19%) di Operasikan Pertamina dan 328.36 Tscf (82.81%) di operasikan Kontraktor.

Total potensi sumberdaya minyak hipotetik diharapkan terambil (URR) di Indonesia adalah sebesar 56.61 milyar barel minyak meliputi 15.94 milyar barel (28.16%) di operasikan oleh Pertamina dan 40.67 milyar barel di operasikan kontraktor (71.84%). Sedangkan potensi sumberdaya gas hipotetik diharapkan terambil (URR) adalah sebesar 334.51 Tscf meliputi 53.57 Tscf (16.01%) di Operasikan Pertamina dan 270.94 Tscf (83.99%) di operasikan Kontraktor.

BM-1
SUMBERDAYA TERAMBIH
Spekulatif

NO.	NAMA CEKUNGAN	LUAS (KM ²)	JUMLAH (P/L)	SUMBERDAYA TERAMBIH			TOTAL SUMBERDAYA			
				HIPOTETIK		SPEKULATIF				
				MINYAK (MMBO)	GAS BUMI (TCF)	MINYAK (MMBO)	GAS BUMI (TCF)	MINYAK (MMBO)	GAS BUMI (TCF)	
I. KAWASAN BARAT INDONESIA										
1	SUMATRA UTARA	10,500	195	918.31	31.46	1,448.50	11.68	2,366.81	43.14	
2	SIBOLGA	94,330				428.10	3.43	428.10	3.43	
3	BENGGKULU	98,000	19	687.00	0.61	2,497.70	3.46	3,184.70	4.07	
4	SUMATRA TENGAH	45,000	233	2,382.82	14.91	4,525.90	5.25	6,908.72	20.16	
5	SUMATRA SELATAN	85,670	528	6,255.36	40.66	3,797.20	6.49	10,052.56	47.15	
6	SUNDA	20,000	42	273.23		421.40	1.27	694.63	1.27	
7	JAWA BARAT LAUT	61,000	361	4,379.70	8.40	3,695.40	14.74	8,075.10	23.14	
8	BILITON	19,670				189.50	0.18	189.50	0.18	
9	JAWA SELATAN	164,670	24	80.48	0.75	1,467.70	7.22	1,548.18	7.97	
10	PATI	24,670	8	290.00	1.74	160.60	0.98	450.60	2.72	
11	JAWA TIMUR LAUT	79,330	470	11,337.73	37.57	470.60	2.20	11,808.33	39.77	
12	LAUT JAWA TIMUR LAUT	54,000	16	198.74	2.32	2,801.20	5.12	2,999.94	7.44	
13	NATUNA BARAT	89,670	145	2,190.76	11.49	1,024.30	2.44	3,215.06	13.93	
14	NATUNA TIMUR	85,670	42	184.46	46.58	314.30	38.30	498.76	84.88	
15	KETUNGAU	20,000				35.63	1.26	35.63	1.26	
16	MELAWI	36,330	6	87.75		69.28	1.04	157.03	1.04	
17	PEMBUANG	64,000				44.70	0.05	44.70	0.05	
18	BARITO	43,670	75	415.65	0.41	437.80	0.11	853.45	0.52	
19	ASEM-ASEM	29,330	18	36.91		53.30	0.27	90.21	0.27	
TOTAL				1,125,510	2,182	29,718.90	196.90	23,883.11	105.48	53,602.01
										302.39



NO.	NAMA CEKUNGAN	LUAS (KM ²)	JUMLAH		SUMBERDAYA TERAMBIL				TOTAL SUMBERDAYA			
			(P/L)	(P/L)	HIPOTETIK		SPEKULATIF		MINYAK (MMBO)		GAS BUMI (TCF)	
					MINYAK (MMBO)	GAS BUMI (TCF)	MINYAK (MMBO)	GAS BUMI (TCF)	MINYAK (MMBO)	GAS BUMI (TCF)	MINYAK (MMBO)	GAS BUMI (TCF)
II. KAWASAN TIMUR INDONESIA												
20	KUTAI	149,000		193	3,191.04	13.08	14,823.80	47.29	18,014.84	60.37		
21	TARAKAN	68,000		204	4,253.73	4.24	735.10	1.32	4,988.83	5.56		
22	LARIANG	22,000		2	27.54		159.60	0.39	187.14	0.39		
23	MAKASAR SELATAN	42,000		15	56.10	0.31	59.90	0.33	116.00	0.64		
24	LOMBOK BALI	43,670					180.60	0.08	180.60	0.08		
25	SAWU	56,000					386.00	1.98	386.00	1.98		
26	FLORES	31,330					30.40	0.14	30.40	0.14		
27	SPERMONDE	26,000					170.60	0.40	170.60	0.40		
28	BONE	61,670		18		2.30	13.20	0.08	13.20	2.38		
29	MINAHASA	90,000					1.70	0.16	1.70	0.16		
30	GORONTALO	58,670					78.60	1.06	78.60	1.06		
31	BANGGAI	10,670		17	542.30	9.06	187.70	4.82	730.00	13.88		
32	SALABANGKA	8,600					7.21	0.01	7.21	0.01		
33	MANUI	8,000		4	6.29		43.00	0.01	49.29	0.01		
34	BUTON	11,000		4	65.81		95.00	0.03	160.81	0.03		
35	TUKANG BESI	61,000					13.50	0.06	13.50	0.06		
36	TIMOR	20,330					19.30	0.06	19.30	0.06		
37	SULA	4,670		11	81.51		4.20	0.34	85.71	0.34		
38	SOUTH SULA	4,000					7.70	0.10	7.70	0.10		
39	WEST BURU	6,670					12.90	0.02	12.90	0.02		



NO.	NAMA CEKUNGAN	LUAS (KM ²)	JUMLAH (P/L)	SUMBERDAYA TERAMBIL				TOTAL SUMBERDAYA			
				HIPOTETIK		SPEKULATIF		MINYAK (MMBO)		GAS BUMI (TCF)	
				MINYAK (MMBO)	GAS BUMI (TCF)	MINYAK (MMBO)	GAS BUMI (TCF)	MINYAK (MMBO)	GAS BUMI (TCF)	MINYAK (MMBO)	GAS BUMI (TCF)
40	BURU	15,000				94.40	0.02	94.40	0.02	94.40	0.02
41	HALMAHERA UTARA	3,000				686.10	0.02	686.10	0.02	686.10	0.02
42	HALMAHERA TIMUR	18,000				68.70	0.01	68.70	0.01	68.70	0.01
43	OBI UTARA	5,330				332.60	0.17	332.60	0.17	332.60	0.17
44	HALMAHERA SELATAN	35,670				50.50	0.02	50.50	0.02	50.50	0.02
45	OBI SELATAN	35,000				157.10	0.01	157.10	0.01	157.10	0.01
46	SERAM	5,330	18	3,126.00		58.80	0.78	3,184.80	0.78	3,184.80	0.78
47	SERAM SELATAN	22,000	23	257.00		135.40	0.03	392.40	0.03	392.40	0.03
48	WEBER BARAT	53,000				51.90	0.32	51.90	0.32	51.90	0.32
49	WEBER	34,330				88.50	0.74	88.50	0.74	88.50	0.74
50	TANIMBAR	51,000	4	185.87		576.60	0.09	762.47	0.09	762.47	0.09
51	SALAWATI	22,000	210	8,095.95	34.31	1,436.80	0.22	9,532.75	0.22	9,532.75	0.22
52	BINTUNI	53,000	62	2,309.80	44.17	436.90	0.62	2,746.70	0.62	2,746.70	0.62
53	MISOOL	34,330				114.00	1.06	114.00	1.06	114.00	1.06
54	PALUNG ARU	51,000	32	4,354.66		62.20	0.54	4,416.86	0.54	4,416.86	0.54
55	WAIPONA	60,670				24.60	0.34	24.60	0.34	24.60	0.34
56	BIAK	19,330	3	11.13		578.10	0.36	589.23	0.36	589.23	0.36
57	WAROPEN	4,330	10		7.78	506.10	0.17	506.10	0.17	506.10	0.17
58	AKIMEUGAH	91,330	4	102.31		383.30	0.09	485.61	0.09	485.61	0.09
59	SAHUL	126,000				239.60	0.11	239.60	0.11	239.60	0.11
60	JAYAPURA	2,330				39.10	0.02	39.10	0.02	39.10	0.02
	TOTAL	3,776,280	834	26,667.04	123.44	23,151.31	64.42	49,818.35	64.42	49,818.35	187.86

KBI + KTI	4,901,790	3,016	56,385.94	320.35	47,034.42	169.90	103,420.36	490.25
------------------	-----------	-------	-----------	--------	-----------	--------	------------	--------

1.2. SEKILAS TENTANG INDUSTRI PANASBUMI DI INDONESIA

1.2.1. Kegiatan Umum Industris Panasbumi

Pengusahaan energi panasbumi di Indonesia dapat dibagi dalam tiga tahap, eksplorasi pendahuluan, eksplorasi rinci dan pengembangan seperti pada **Gambar 1.4**. Urutan pekerjaannya adalah sebagai berikut :

Tahap-1 : Pendahuluan

- Foto udara dan/penginderaan jauh
- Geologi pendahuluan
- Geokimia pendahuluan

Tahap-2 : Eksplorasi

a. Survey Geoscientific

- Geologi rinci
- Geokimia rinci
- Geofisika rinci

b. Pemboran Eksplorasi

- Slim Hole (Prefeasibility Study)
- Sumur Dalam (Feasibility Study)

Tahap-3 : Pengembangan

a. Pengembangan Lapangan Uap

- Sumur Pengembangan
- Fasilitas Produksi
- Pemipaan

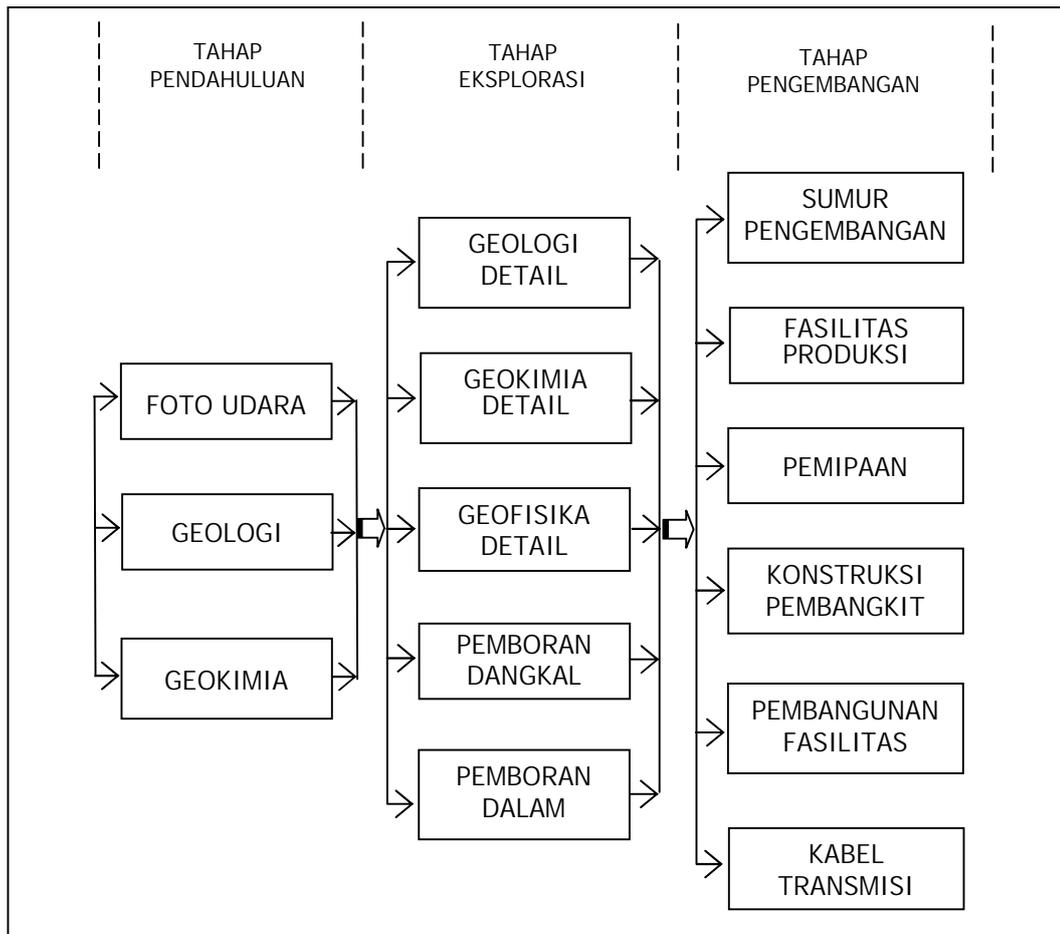
b. Pembangunan Pembangkit Listrik

- Kontruksi Pembangkit Listrik
- Pembangunan Fasilitas
- Kabel Trasmisi

Kegiatan pada eksplorasi pendahuluan adalah pemetaan udara, survey geologi dan geokimia pendahuluan. Pada tahap eksplorasi dilakukan survey geologi rinci, geokimia rinci, dan geofisika rinci. Kemudian apabila diperlukan untuk beberapa prospek dilakukan pemboran slim hole dengan kedalaman antara 500 – 800 meter. Pada tahap ini dilakukan prefeseability study dengan tujuan untuk mengetahui penyebaran prospek secara rinci dan menentukan lokasi pemboran eksplorasi. Dengan harapan risiko kegagalan dapat dikurangi.

Tahap selanjutnya sebelum feasibility study adalah pemboran eksplorasi. Tahap ini merupakan tahap yang kritis dari pengusahaan lapangan uap. Karena pada pemboran eksplorasi merupakan risiko utama. Pemboran eksplorasi yang diperlukan untuk suatu prospek biasanya sekitar tiga sampai lima sumur.

Apabila hasil pemboran eksplorasi menunjukkan hasil yang positif, baru tahap pengembangan lapangan dilakukan. Pada tahap ini dilakukan pengembangan lapangan uap dan pembangunan pembangkit tenaga listrik. Pada pengembangan dan pemboran sumur reinjeksi serta pembangunan fasilitas lapangan termasuk pemipaan.



Gambar 1.4. Urutan Operasi Survei Eksplorasi Panasbumi

1.2.2. Teori Terbentuknya Reservoir Panasbumi

Reservoir panasbumi biasanya terdapat di daerah gunung api purba (*post volcanic*). Karena proses *post volcanic* tersebut menyebabkan dinginnya cairan magma yang kemudian akan menjadikannya sebagai salah satu komponen reservoir panasbumi yang disebut sumber panas.

Akibat dari proses gunung api terbentuklah sistem panasbumi yang dipengaruhi oleh proses-proses geologi yang baik yang sedang berlangsung atau yang telah berlangsung di daerah *post volcanic*, sehingga memungkinkan terbentuknya suatu lapangan panasbumi yang potensial untuk diproduksi.

a. Teori Lempeng Tektonik

Teori ini membagi kerak bumi menjadi dua jenis, yaitu kerak benua dan kerak samudera. Dapat dikatakan bahwa bahan yang membentuk kerak benua terdiri dari batuan yang mengandung unsure silika dan alumina, sedangkan kerak samudera terdiri dari batuan yang padat, berwarna gelap dan banyak mengandung silika dan magnesium.

Batasan antara masing-masing lempeng, merupakan tempat-tempat dimana terdapat daerah-daerah bergempa dan gejala pembentukan pegunungan. Kerak benua disebut lapisan granites, karena batuan yang membentuk kerak utama bersifat granit, sedangkan kerak samudera disebut lapisan basaltis.

b. Teori Tumbukan Lempeng

Model sistim pergerakan lempeng yang dikenal ada tiga macam berdasarkan pergerakannya, yaitu pergerakan saling menjauh (*divergen*), pergerakan saling mendekat (*konvergen*) dan pergerakan yang saling berpasangan. Model pergerakan yang berbeda akan menghasilkan peristiwa dan lingkungan/batas yang berbeda-beda antara lempeng-lempeng litosfer tersebut, tergantung pada pergerakan relative serta jenis lempeng yang bertumbukan tersebut. Disinilah biasanya terjadi pembentukan daerah reservoir panasbumi.

1.2.3. Perkembangan Industri Panasbumi di Indonesia

Pertamina mulai menangani masalah energi panasbumi pada tahun 1974, disamping tugas pokoknya di bidang minyak dan gas bumi. Tugas ini dituangkan dalam surat keputusan Presiden R.I. No. 16 tanggal 20 Maret 1974 diantaranya adalah; Pertamina dinilai memiliki kemampuan untuk melaksanakan survey eksplorasi terhadap sumber energi panasbumi. Pertamina ditugaskan untuk melaksanakan survey dan eksplorasi panasbumi, khususnya di Pulau Jawa.

Menteri Pertambangan, sebagai tindak lanjut dari surat keputusan Presiden ini, menetapkan pada tanggal 10 Agustus 1974 wilayah kerja panasbumi bagi Pertamina, yaitu: Banten, Cibeureum, Pelabuhan Ratu, Ciselok, Kamojang, Darajat, Bali dan Dieng, sebagai daerah yang diutamakan.

Lapangan panasbumi pertama yang berhasil di temukan ialah di Kamojang, 42 km sebelah Tenggara Bandung. Di tempat ini telah dibangun sebuah pembangkit listrik dengan kapasitas 140 MW. Pada 27 November 1978 diresmikan penggunaan uap dari sumur Kamojang untuk tenaga gerak pembangkit listrik, berkekuatan 250 KW. Sekalipun kecil, ini merupakan pembangkit listrik tenaga panasbumi yang pertama beroperasi di Indonesia. Pembangkit Listrik Tenaga Panasbumi di Kamojang dengan kapasitas 30 MW telah diresmikan oleh Presiden Soeharto pada tanggal 7 Pebruari 1983. Pada Pebruari 1988 PLTPB Kamojang dengan kapasitas 140 MW, yang diresmikan oleh Presiden Soeharto.

Pemboran sumur Kamojang dilanjutkan dengan pengeboran sumur Dieng di tahun 1977. Berbeda dengan Kamojang yang menghasilkan uap kering, Lapangan Dieng menghasilkan uap basah. Di Dieng ini Pertamina membangun PLTPB 110 MW, diawali dengan peresmian PLTPB mini Dieng 2.000 KW oleh Menteri Pertambangan & Energi pada 14 Mei 1981. Listrik yang diproduksi dialirkan untuk desa-desa sekitarnya.

Eksplorasi dan produksi panasbumi ini dimasa mendatang akan meningkat, karena kepercayaan yang besar dari Pemerintah kepada

Pertamina untuk mengelola panasbumi diseluruh wilayah Indonesia, disamping mulai digalakkan program diversifikasi energi. Tugas baru di bidang pengelolaan energi panasbumi ini dituangkan di dalam surat keputusan Presiden no. 22 dan 23 tahun 1981. Dengan surat keputusan ini antara lain Pertamina diberi wewenang untuk mengadakan kontrak kerja sama dengan pihak asing dalam bidang panasbumi.

Di dalam usaha pengembangan sumber panasbumi ini, terutama untuk daerah G. Salak Bogor, tanggal 11 Pebruari 1982, Pertamina menandatangani kontrak kerja sama dengan Union Geothermal di satu pihak dan Perusahaan Listrik Negara di lain pihak yang akan menangani masalah pemasaran listrik. Ini merupakan kontrak *production sharing* pertama di bidang panasbumi. Pertamina dewasa ini juga mengembangkan panasbumi di Lahendong Sulawesi.

1.2.4. Potensi Panasbumi di Indonesia

Sistim panasbumi yang dikembangkan di Indonesia saat ini adalah sistim panasbumi hidrothermal yang didomonasikan uap baik basah maupun kering. Contoh uap kering yang telah dikembangkan adalah Pembangkit Listrik Tenaga Panasbumi Kamojang yang mempunyai daya terpasang sebesar 140 MWe. Hasil pemboran uji uap yang telah dilakukan di Lahendong (Sulawesi Utara) dan Kerinci (Sumatera Barat) juga menunjukkan sistim uap kering, sedangkan di Dieng (Jawa Tengah) merupakan kombinasi kering dan basah.

Penyelidikan pendahuluan dalam Program Pengembangan panasbumi telah berhasil menginvestasikan sebanyak 70, dari jumlah ini penyelidikan lebih rinci memberikan potensi perkiraan setara 19.000 MWe dan yang telah terbukti 1.946 MWe.

Penyebaran panasbumi di Indonesia dapat dijabarkan sebagai berikut:

1. Sumatera

Dari total perkiraan potensi energi (lebih dari 9.000 Mwe), hampir 24% berada sepanjang Pathan Besar Sumatera yang memanjang dari Aceh sampai ke Teluk Semangko di Lampung. Setiap lapangan mempunyai estimasi besaran setara listrik rata-rata 200 Mwe.

Pemboran uji uap panasbumi telah dilakukan pada sumur uji di daerah Kerinci/Sungai Penuh (Jambi) dan Sibayak (Sumatra Utara). Potensi yang sudah terbukti berjumlah 159 MWe di antaranya yang dikembangkan sejumlah 2 MWe di Sibayak oleh Pertamina dan PLN.

2. Jawa dan Bali

Sebaran lapangan panasbumi memanjang sepanjang jalur pegunungan P.Jawa dan P.Bali dan mempunyai potensi spekulatif yang terbesar di Indonesia, diduga lebih dari 5.000 MWe yang mempunyai prospek pengembangan khususnya di daerah Jawa Barat seperti G. Salak, Wayang Windu, Patuha dan Karaha.

Potensi yang sudah terbukti berjumlah 1722 MWe di antaranya yang dikembangkan sejumlah 585 MWe di Kamojang (140 MWe), Dataran Tinggi Dieng (2,5 MWe), G. Salak (330 MWe) dan Darajat (55 MWe).

3. Sulawesi

Potensi energi di Sulawesi cukup besar dengan memperhitungkan penyebaran dan kepadatan penduduk di daerah ini.

Jumlah cadangan terbesar yang terinventarisasi berada di kawasan Sulawesi Utara dan yang sudah terbukti sebesar 65 MWe di kabupaten Minahasa pada kompleks lapangan panasbumi Lahendong. Kerjasama antara BPPT dan Pertamina telah terpasang 2,5 Mwe.

4. Nusa Tenggara - Maluku

Penyebaran gunungapi yang padat, khususnya di Propinsi Nusa Tenggara Timur/Flores memberikan potensi spekulatif yang cukup besar. Beberapa daerah prospek panasbumi yang baik untuk dikembangkan antara lain lapangan panasbumi Sembalun, P.Lombok dan lapangan panasbumi Mutubasa di Flores Timur.

Prospek lapangan panasbumi di Maluku berdasarkan hasil studi lapangan menunjukkan bahwa lapangan Tulehu, P.Ambon dapat dikembangkan lebih lanjut dengan potensi dugaan sebesar 250 MWe.

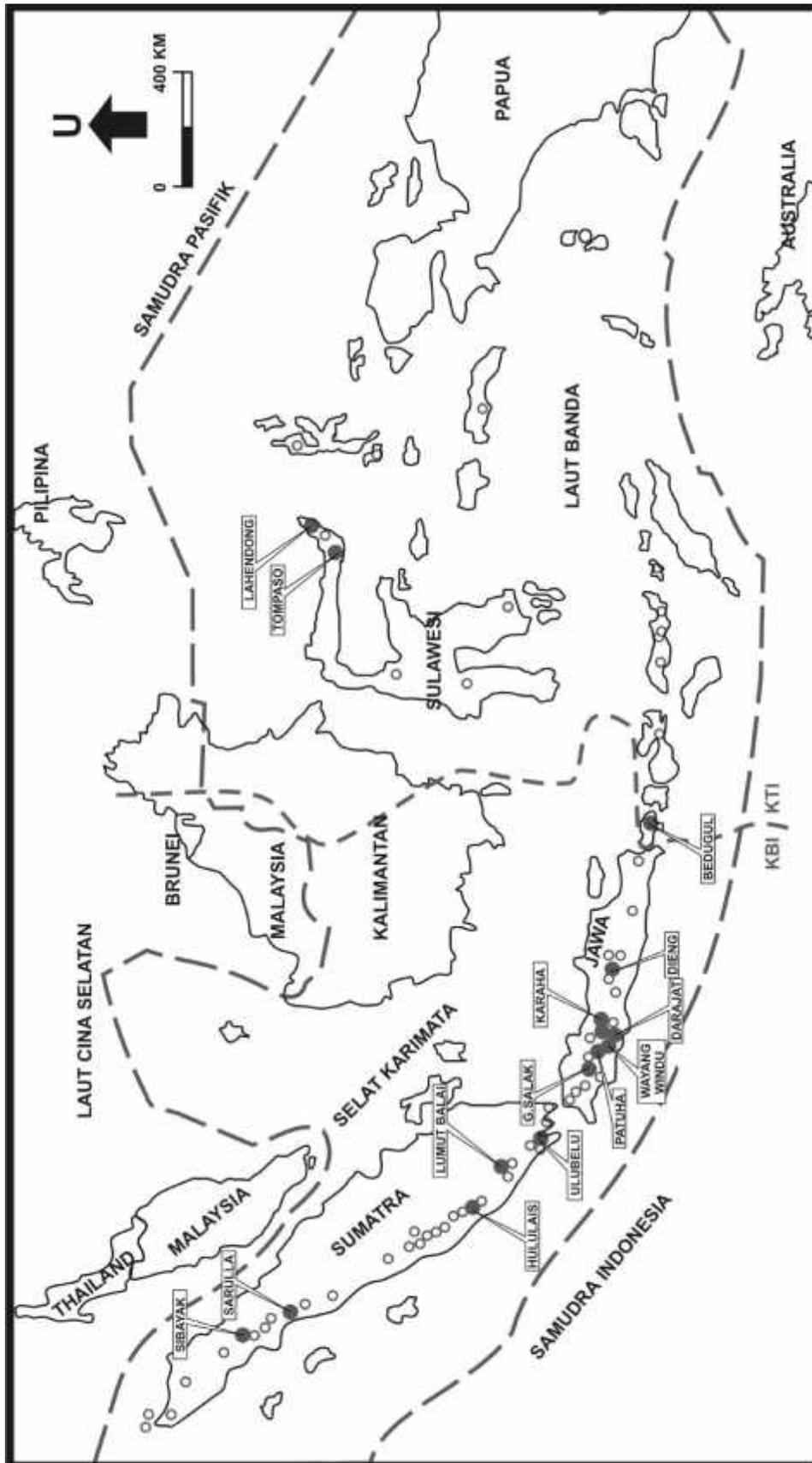
Jika dilihat dari potensi dan penyebarannya, maka panasbumi dapat menjadi sumbangan yang cukup besar dalam ketenaga listrik nasional. Selain aspek kebijakan dalam rangka diversifikasi energi, maka distribusi yang merata di sepanjang Sumatera, Jawa, Bali, Nusa Tenggara sampai Kepulauan Maluku serta sepanjang Sulawesi merupakan modal dasar untuk pengembangan selanjutnya.

Tabel I-2.
Sumberdaya Panasbumi Indonesia Berdasarkan Lapangan
 (Status Januari 1999)

NO.	LAPANGAN	ENERGI TERPASANG (MWe)	POTENSI ENERGI (MWe)					TOTAL
			CADANGAN			SUMBERDAYA		
			PROVEN	PROBABLE	POSSIBLE	HIPOTETIK	SPEKULATIF	
SUMATERA								
1	JAMBOI	-	-	-	-	-	250	250
2	LHA PRIA LOAT	-	-	-	-	-	250	250
3	SEULAWAH	-	-	-	-	185	-	185
4	G. GEUREUNDONG	-	-	-	-	-	250	250
5	G. KEMBAR	-	-	-	-	-	250	250
6	G. SINABUNG	-	-	-	-	150	-	250
7	G. SIBAYAK	2	39	-	131	70	-	240
8	SARULLA	-	80	-	200	100	-	380
9	SIBUAL-BUALI	-	-	-	600	150	-	750
10	G. SORIK MERAPI	-	-	-	250	150	-	400
11	G. PUSUK BUHIT	-	-	-	-	-	250	250
12	SIMBOLON-NAINGGOLAN	-	-	-	-	-	250	250
13	MUARALABOH	-	-	-	200	125	-	325
14	G. TALANG	-	-	-	80	80	-	160
15	LEMPUR/KERINCI	-	40	15	20	40	-	115
16	S. TENANG	-	-	-	-	-	250	250
17	S. PENUH	-	-	-	160	110	-	270
18	S. BETUNG	-	-	-	-	-	250	250
19	G. KACA	-	-	-	-	-	250	250
20	AIR DIKIT	-	-	-	-	-	250	250
21	MARGA BAYUR	-	-	-	200	-	-	250
22	LUMUT BALAI	-	-	-	600	235	-	835
23	RANTAUEDAP	-	-	-	-	-	250	250
24	G. HULU LAIS	-	-	-	500	150	-	650
25	TAMBANG SAWAH	-	-	-	100	73	-	173
26	BUKIT DAUN	-	-	-	-	-	250	250
27	ULUBELU	-	-	-	400	156	-	556
28	SUOH	-	-	-	300	163	-	463
29	SEKINCAU	-	-	-	130	100	-	230
30	RAJABASA	-	-	-	40	40	-	80
31	RANTAI	-	-	-	-	-	250	250
JAWA								
32	KAMOJANG	140	227	73	-	-	-	300
33	G. SALAK	330	487	-	115	-	-	600
34	DARAJAT	55	280	70	-	-	-	250
35	CISOLOK-CISUKARAME	-	-	-	50	50	-	100
36	PATUHA	-	170	-	247	65	-	482
37	WAYANG WINDU	-	250	135	-	75	-	460
38	KARAHA	-	30	100	70	50	-	250

Tabel I-2. (lanjutan)

NO.	LAPANGAN	ENERGI TERPASANG (MWe)	POTENSI ENERGI (MWe)					TOTAL
			CADANGAN			SUMBERDAYA		
			PROVEN	PROBABLE	POSSIBLE	HIPOTETIK	SPEKULATIF	
39	TALAGA BODAS	-	-	80	120	75	-	275
40	TANGKUBAN PERAHU	-	-	-	90	100	-	190
41	BATUKUWUNG	-	-	-	55	50	-	105
42	CITAMAN-G. KARANG	-	-	-	25	50	-	75
43	G. ENDUT	-	-	-	30	20	-	50
44	G. GEDE-PANGRANGO	-	-	-	130	130	-	260
45	DIENG	60	280	115	185	200	-	780
46	MANGUNAN	-	-	-	93	60	-	153
47	TELOMOYO	-	-	-	140	45	-	185
48	UNGARAN	-	-	-	52	50	-	102
49	G. SLAMET	-	-	-	90	110	-	200
50	G. ARJUNO-WELIRANG	-	-	-	110	120	-	230
51	WILIS/NGEBEL	-	-	-	60	70	-	130
52	IJEN	-	-	-	104	50	-	154
BALI								
53	BEDUGUL	-	-	-	275	75	-	350
NUSA TENGGARA								
54	HU'U-DAHA	-	-	-	-	-	250	250
55	ULUMBU	-	-	-	200	150	-	350
56	SUKORIA-MUTUBASA	-	-	-	-	-	250	250
57	ILI MUDA	-	-	-	-	-	250	250
58	OKA-LARANTUKA	-	-	-	-	-	250	250
59	ILI -LABALEKEN	-	-	-	-	-	250	250
60	BENA-MATALOKO	-	-	-	-	-	250	250
61	MENGEBOBA	-	-	-	-	-	250	250
SULAWESI								
62	LAHENDONG	2.5	65	110	-	125	-	300
63	KOTAMOBAGU	-	-	-	185	100	-	285
64	TOMPASO	-	-	-	130	100	-	230
65	BORA	-	-	-	-	-	250	250
66	BITUANG	-	-	-	-	-	250	250
67	LAINEA	-	-	-	-	-	250	250
MALUKU								
68	TONGA WAYANA	-	-	-	-	-	250	250
69	TULEHU	-	-	-	-	-	250	250
70	JAILOLO	-	-	-	-	-	250	250
TOTAL		589.5	1.946	698	6.467	3.997	6.55	19.658



Gambar 15.15 Lokasi Reservoir Panasbumi Indonesia

BAB II

PENGANTAR TEKNIK RESERVOAR MIGAS

2.1. KOMPONEN RESERVOAR MIGAS

Reservoir merupakan suatu tempat terakumulasinya fluida hidrokarbon (minyak dan atau gas) dan air di bawah permukaan tanah. Proses akumulasi minyak bumi di bawah permukaan haruslah memenuhi beberapa syarat, yang merupakan komponen suatu reservoir minyak dan gas bumi. Empat komponen yang menyusun reservoir adalah sebagai berikut:

- a. **Batuan reservoir**, sebagai wadah yang diisi dan dijenuhi oleh minyak bumi, gas bumi atau keduanya. Biasanya batuan reservoir berupa lapisan batuan yang *porous* dan *permeable*.
- b. **Lapisan penutup (cap rock)**, yaitu suatu lapisan batuan yang bersifat *impermeable*, yang terdapat pada bagian atas suatu reservoir, sehingga berfungsi sebagai penyekat fluida reservoir.
- c. **Perangkap reservoir (reservoir trap)**, merupakan suatu unsur pembentuk reservoir yang mempunyai bentuk sedemikian rupa sehingga lapisan beserta penutupnya merupakan bentuk konkav ke bawah dan menyebabkan minyak dan/atau gas bumi berada dibagian teratas reservoir.
- d. **Kondisi reservoir (tekanan dan temperatur)**, tekanan dan temperatur sangat berpengaruh terhadap sifat-sifat fisik minyak dan gas serta kemampuan minyak dan gas tersebut untuk dapat diproduksi ke permukaan.

Karakteristik suatu reservoir sangat dipengaruhi oleh karakteristik batuan penyusunnya, fluida reservoir yang menempatnya dan kondisi reservoir itu sendiri. Ketiga faktor itulah yang akan kita bahas dalam mempelajari karakteristik reservoir.

2.2. BATUAN RESERVOAR MIGAS

Batuan adalah kumpulan dari mineral-mineral, sedangkan suatu mineral dibentuk dari beberapa ikatan kimia. Komposisi kimia dan jenis mineral yang menyusunnya menentukan jenis batuan yang terbentuk.

2.2.1. Komposisi Kimia Batuan Reservoir Migas

Batuan reservoir umumnya terdiri dari batuan sedimen, yang berupa batupasir dan karbonat (sedimen klastik) serta batuan *shale* (sedimen non-klastik) atau kadang-kadang vulkanik.

a. Batupasir

Batupasir (*sandstone*) merupakan batuan yang paling sering dijumpai di lapangan sebagai batuan reservoir. Batupasir merupakan hasil dari proses sedimentasi mekanik, yaitu berasal dari proses pelapukan dan disintegrasi, yang kemudian tertransportasi serta mengalami proses kompaksi dan pengendapan.

Berdasarkan mineral penyusunnya serta kandungan mineralnya, maka batupasir dibagi menjadi tiga kelompok, yaitu:

- *Orthoquartzites*, adalah batuan sedimen yang terbentuk dengan unsur silika tinggi, tanpa mengalami metaformosa dan pemadatan.
- *Graywacke*, adalah batupasir yang tersusun dari mineral berukuran besar, yaitu kwarsa, clay, mika flake $\{KAl_2(OH)_2 AlSi_3O_{10}\}$, magnesite ($MgCO_3$), fragmen phillite, fragmen batuan beku, feldspar dan mineral lainnya
- *Arkose*, adalah batupasir yang tersusun dari kwarsa sebagai mineral dominan, dan feldspar ($MgAlSi_3O_8$). Arkose juga mengandung mineral yang bersifat kurang stabil, seperti clay $\{Al_4Si_4O_{10}(OH)_8\}$, microcline ($KAlSi_3O_8$), biotite $\{K(Mg,Fe)_3(AlSi_3O_{10})(OH)_2\}$ dan plagioklas $\{(Ca,Na)(AlSi)AlSi_2O_8\}$

b. Batuan Karbonat

Jenis batuan reservoir karbonat yang umum dijumpai adalah *limestone*, *dolomite*, dan yang bersifat diantara keduanya. *Limestone* adalah kelompok batuan yang mengandung paling sedikit 80 % Kalsium Karbonat atau Magnesium. Istilah *limestone* juga dipakai untuk batuan yang mempunyai fraksi karbonat melebihi unsur non-karbonatnya. Pada *limestone* fraksi disusun terutama oleh mineral kalsit, sedangkan pada *dolomite* mineral penyusun utamanya adalah mineral *dolomite*.

c. Batuan Shale

Pada umumnya unsur penyusun shale ini terdiri dari lebih kurang 58 % silicon dioxide (SiO_2), 15 % aluminium oxide (Al_2O_3), 6 % iron oxide (FeO) dan Fe_2O_3 , 2 % magnesium oxide (MgO), 3 % calcium oxide (CaO), 3 % potasium oxide (K_2), 1 % sodium oxide (Na_2), dan 5 % air (H_2O).

2.2.2. Sifat Fisik Batuan Reservoir Migas

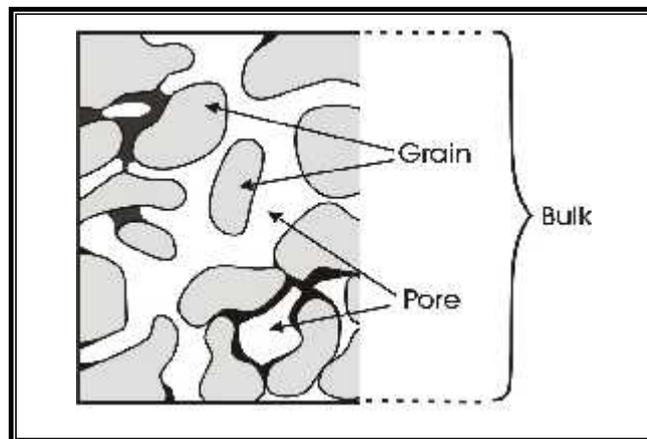
a. Porositas

Porositas (ϕ) 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 :

$$\phi = \frac{V_b - V_s}{V_b} = \frac{V_p}{V_b} \dots\dots\dots (2-1)$$

dimana :

- V_b = volume batuan total (bulk volume)
- V_s = volume padatan batuan total (volume grain)
- V_p = volume ruang pori-pori total batuan.



Gambar 2.1. Porositas

Contoh perhitungan porositas:

Diketahui:

- volume batuan total (bulk volume/ V_b), cc = 100
- volume padatan batuan total (volume grain/ V_s), cc = 75

Hitunglah:

- Volume ruang pori-pori total batuan (V_p)
- Porositas Total (ϕ):

Jawab:

- Volume ruang pori-pori total batuan
- $V_p = V_b - V_s$
- $V_p = (100 - 75) \text{ cc} = 25 \text{ cc}$

Porositas Total (ϕ):

$$\phi = \frac{25}{100} \times 100\% = 25\%$$

b. 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. Pada 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 :

$$S = \frac{\text{volume pori - pori yang diisi oleh fluida tertentu}}{\text{volume pori - pori total}} \dots\dots\dots (2-2)$$

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

$$S_g + S_o + S_w = 1 \dots\dots\dots (2-3)$$

Contoh perhitungan Saturasi :

Diketahui:

volume pori-pori batuan yang terisi minyak = 400 cm³
 volume pori-pori yang terisi gas sebanyak = 75 cm³
 volume total pori-pori adalah = 500 cm³

Pertanyaan:

Hitung saturasi masing-masing fluida

Jawab:

$$S_o = \frac{400}{500} = 0,80$$

$$S_g = \frac{75}{500} = 0,15$$

$$S_g + S_o + S_w = 1$$

$$\text{Jadi } 1 - S_o - S_g = S_w$$

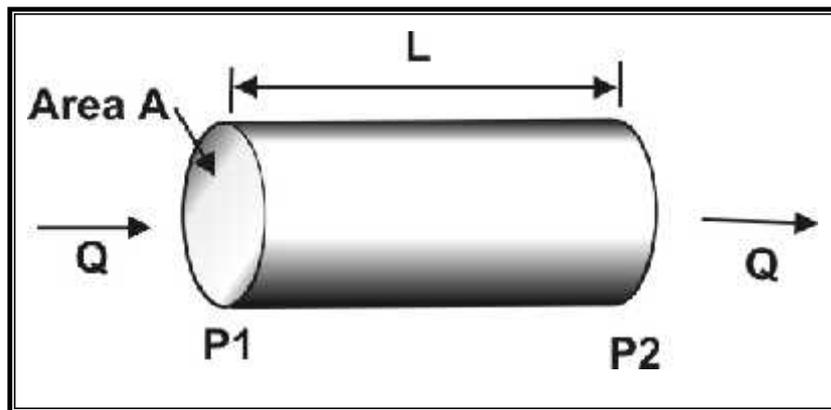
$$1 - 0,8 - 0,15 = 0,05$$

$$\text{Jadi } S_o = 0,8, S_g = 0,15 \text{ dan } S_w = 0,05$$

c. Permeabilitas

Permeabilitas didefinisikan sebagai suatu bilangan yang menunjukkan kemampuan dari suatu batuan untuk mengalirkan fluida. Definisi kuantitatif permeabilitas pertama-tama oleh percobaan Darcy (1856) seperti pada **Gambar 2.2**, yang menghasilkan persamaan:

$$k (\text{darcy}) = \frac{Q (\text{cm}^3 / \text{sec}) \cdot \mu (\text{centipoise}) \cdot L (\text{cm})}{A (\text{sq.cm}) \cdot (P_1 - P_2) (\text{atm})} \dots\dots\dots (2-4)$$



Gambar 2.2. Diagram Penentuan Permeabilitas

Contoh perhitungan permeabilitas:

Diketahui:

Sebuah core dengan panjang (L) 1 cm, luas penampang (A) 1 cm², dijenuhi air (S_w) 100%, beda tekanan (P₁ – P₂) 1 atm, menghasilkan laju produksi air (Q_w) sebesar 1 cc/det, dengan viskositas air (μ_w) 1 cp.

Pertanyaan:

Berapakah permeabilitas core tersebut?

Jawab:

$$k_w = \frac{Q_w \cdot \mu_w \cdot L}{A \cdot (P_1 - P_2)}$$

$$k_w = \frac{1 \text{ cc/det} \times 1 \text{ cp} \times 1 \text{ cm}}{1 \text{ cm}^2 \times 1 \text{ psi}}$$

$$k_w = 1 \text{ Darcy}$$

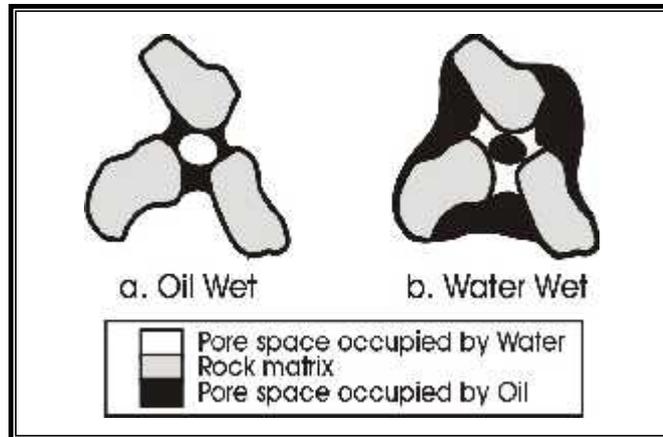
Karena core dijenuhi 100% air, maka k_w = K.
Jadi harga permeabilitas absolut-nya = 1 darcy.

d. Derajat Kebasahan (Wetabilitas)

Wetabilitas adalah kemampuan batuan untuk dibasahi oleh fasa fluida, jika diberikan dua fluida yang tak saling campur (*immisible*). Pada bidang antar muka cairan dengan benda padat terjadi gaya tarik-menarik antara cairan dengan benda padat (gaya adhesi), yang merupakan faktor dari tegangan permukaan antara fluida dan batuan.

Pada umumnya reservoir bersifat *water wet*, sehingga air cenderung untuk melekat pada permukaan batuan sedangkan minyak akan terletak diantara fasa air. Jadi minyak tidak mempunyai gaya tarik-menarik dengan batuan dan akan lebih mudah mengalir. Gambaran tentang *water wet* dan *oil wet* ditunjukkan pada **Gambar 2.3**, yaitu pembasahan fluida dalam pori-pori batuan. Fluida yang membasahi akan

cenderung menempati pori-pori batuan yang lebih kecil, sedangkan fluida tidak membasahi cenderung menempati pori-pori batuan yang lebih besar.



Gambar 2.3. Pembasahan Fluida dalam Pori-pori Batuan

e. Tekanan Kapiler

Tekanan kapiler (P_c) didefinisikan sebagai perbedaan tekanan yang ada antara permukaan dua fluida yang tidak tercampur (cairan-cairan atau cairan-gas) sebagai akibat dari pertemuan permukaan yang memisahkan kedua fluida tersebut. Besarnya tekanan kapiler dipengaruhi oleh tegangan permukaan, sudut kontak antara minyak–air–zat padat dan jari-jari kelengkungan pori.

f. Kompresibilitas

Pada formasi batuan kedalaman tertentu terdapat dua gaya yang bekerja padanya, yaitu gaya akibat beban batuan di atasnya (*overburden*) dan gaya yang timbul akibat adanya fluida yang terkandung dalam pori-pori batuan tersebut. Pada keadaan statik, kedua gaya berada dalam keadaan setimbang. Bila tekanan reservoir berkurang akibat pengosongan fluida, maka kesetimbangan gaya ini terganggu, akibatnya terjadi penyesuaian dalam bentuk volume pori-pori.

2.3. FLUIDA RESERVOAR MIGAS

2.3.1. Minyak

A. Jenis Minyak

a. Minyak Berat

Minyak berat (*low shrinkage crude oil*), pada jenis ini diperkirakan 85% mol minyak diproduksi tetap sebagai cairan pada kondisi separator. Karena mempunyai prosentase cairan yang cukup tinggi, maka minyak ini disebut "*low shrinkage crude oil*".

b. Minyak Ringan

Minyak ringan (*high shrinkage crude oil*) hampir sama dengan minyak berat, bedanya apabila tekanan diturunkan di bawah garis titik gelembung, prosentase gas akan lebih besar. Diperkirakan 65% fluida tetap sebagai cairan pada kondisi separator. Oleh karenanya minyak disebut sebagai minyak ringan (*high shrinkage crude oil*).

B. Sifat Fisik Minyak

Fluida minyak bumi dijumpai dalam bentuk cair, sehingga sesuai dengan sifat cairan pada umumnya, pada fasa cair jarak antara molekul-molekulnya relatif lebih kecil daripada gas. Sifat fisik minyak antara lain:

a. Densitas Minyak

Densitas didefinisikan sebagai perbandingan berat masa suatu substansi dengan volume dari unit tersebut, sehingga densitas minyak (...o) merupakan perbandingan antara berat minyak (*lb*) terhadap volume minyak (*cuft*). Perbandingan tersebut hanya berlaku untuk pengukuran densitas di permukaan (*laboratorium*), dimana kondisinya sudah berbeda dengan kondisi reservoir sehingga akurasi pengukuran yang dihasilkan tidak tepat. Metode lain dalam pengukuran densitas adalah dengan memperkirakan densitas berdasarkan pada komposisi minyaknya.

b. Viskositas Minyak

Viskositas minyak (μ_o) didefinisikan sebagai ukuran ketahanan minyak terhadap aliran, atau dengan kata lain viskositas minyak adalah suatu ukuran tentang besarnya keengganan minyak untuk mengalir, dengan satuan centi poise (*cp*) atau *gr/100 detik/1 cm*. Secara matematis, besarnya viskositas dapat dinyatakan:

$$\mu = \frac{F}{A} \times \frac{\partial y}{\partial v} \dots\dots\dots (2-5)$$

dimana :

- μ = viskositas, gr/(cm.sec)
- F = shear stress
- A = luas bidang paralel terhadap aliran, cm^2
- $\partial y / \partial v$ = gradient kecepatan, $cm / (sec.cm)$

c. Faktor Volume Formasi Minyak

Faktor volume formasi minyak (B_o) didefinisikan sebagai volume minyak dalam barrel pada kondisi standar yang ditempati oleh satu stock tank barrel minyak termasuk gas yang terlarut, atau dengan kata lain sebagai perbandingan antara volume minyak termasuk gas yang terlarut pada kondisi reservoir dengan volume minyak pada kondisi standard (14,7 psi, 60 °F). Satuan yang digunakan adalah bbl/stb.

Perhitungan B_o secara empiris (*Standing*) dinyatakan dengan persamaan:

$$B_o = 0.972 + (0.000147 \cdot F^{1.175}) \dots\dots\dots (2-6)$$

$$F = R_s \left(\frac{\gamma_g}{\gamma_o} \right) + 1.25 T \dots\dots\dots (2-7)$$

dimana :

- R_s = kelarutan gas dalam minyak, scf/stb
- x_o = specific gravity minyak, lb/cuft
- x_g = specific gravity gas, lb/cuft
- T = temperatur, °F.

Contoh Soal Faktor Volume Formasi Minyak (B_o)

Diketahui :

Data lapangan sebagai berikut :

- | | | | |
|-------|-------------|-------|----------------|
| P | = 14,70 psi | T | = 716,67 °R |
| x_g | = 0,65 | x_o | = 0,867475 |
| R_s | = 3,5245921 | P_b | = 764,1893 psi |

Pertanyaan :

Berapakan Faktor Volume Formasinya ?

Jawab :

Karena $P < P_b$ maka menggunakan persamaan

$$B_o = 0,9759 + 0,000120 \left[R_s \left(\frac{\gamma_g}{\gamma_o} \right)^{0,5} + 1,25 (T - 460) \right]^{1,2}$$

$$B_o = 0,9759 + 0,000120 \left[3,524591 \left(\frac{0,65}{0,867475} \right)^{0,5} + 1,25 (716,67 - 460) \right]^{1,2}$$

$$= 1,09939675 \text{ bbl/stb}$$

d. Kelarutan Gas dalam Minyak

Kelarutan gas (R_s) adalah banyaknya SCF gas yang terlarut dalam satu STB minyak pada kondisi standar 14,7 psi dan 60 °F, ketika minyak dan gas masih berada dalam tekanan dan temperatur reservoir.

Kelarutan gas dalam minyak (R_s) dipengaruhi oleh tekanan, temperatur dan komposisi minyak dan gas. Pada temperatur minyak yang tetap, kelarutan gas tertentu akan bertambah pada setiap penambahan tekanan. Pada tekanan yang tetap kelarutan gas akan berkurang terhadap kenaikan temperatur. Persamaan yang digunakan adalah:

$$R_s = \gamma_g \left[\left(\frac{P}{18,2} + 1,4 \right) \times 10^{0,0125 \text{ API} - 0,00091 (T - 460)} \right]^{1,2048} \dots\dots\dots (2-8)$$

Contoh Perhitungan R_s

Diketahui :

Data lapangan sebagai berikut :

$P = 14,70$ psi	$T = 716,67$ °R
$x_g = 0,65$	$x_o = 0,867475$
$^{\circ}\text{API} = 44,5998$	$P_b = 764,1893$ psi

Pertanyaan :

Berapakan Kelarutan gas dalam minyak (R_s)

Jawab :

$$R_s = \gamma_g \left[\left(\frac{P}{18,2} + 1,4 \right) \times 10^{0,0125 \text{ API} - 0,00091 (T - 460)} \right]^{1,2048}$$

$$R_s = 0,65 \left[\left(\frac{14,70}{18,2} + 1,4 \right) \times 10^{0,0125 \times 44,5998 - 0,00091 (716,67 - 460)} \right]^{1,2048}$$

$$= 3,52439 \text{ scf/stb}$$

e. Kompresibilitas Minyak

Kompresibilitas minyak didefinisikan sebagai perubahan volume minyak akibat adanya perubahan tekanan. Rumus yang disesuaikan dengan aplikasi di lapangan, yaitu :

$$C_o = \frac{B_{ob} - B_{oi}}{B_{oi}(P_i - P_b)} \dots\dots\dots (2-9)$$

dimana :

- B_{ob} = faktor volume formasi pada tekanan bubble point
- B_{oi} = faktor volume formasi pada tekanan reservoir
- P_i = tekanan reservoir
- P_b = tekanan bubble point.

2.3.2. Gas

A. Jenis Gas

a. Gas Kondensat,

Pada kondisi awal reservoir merupakan fasa gas tetapi seiring dengan penurunan tekanan reservoir maka terbentuklah cairan di dalam reservoir. Cairan yang diproduksi dari campuran hidrokarbon ini disebut "gas kondensat".

b. Gas Basah

Pada jenis ini ini fluida berbentuk gas selama dalam reservoir walaupun terjadi penurunan tekanan akibat produksi. Karena kondisi separator terletak di dalam daerah dua fasa, maka cairan akan terbentuk di permukaan.

c. Gas Kering

Jenis ini baik pada kondisi reservoir maupun separator/permukaan terletak di luar daerah dua fasa, sehingga tidak ada cairan yang terbentuk dalam reservoir atau di permukaan dan gasnya disebut "gas alam".

B. Sifat Fisik Gas

a. Densitas Gas

Densitas atau berat jenis gas adalah perbandingan rapatannya dengan rapatannya gas standar. Kedua rapatannya diukur pada tekanan dan temperatur yang sama. Biasanya yang digunakan sebagai gas standar adalah udara kering.

b. Viskositas Gas

Viskositas merupakan ukuran tahanan gas terhadap aliran. Viskositas gas hidrokarbon umumnya lebih rendah daripada viskositas gas non hidrokarbon. Bila komposisi campuran gas alam diketahui, maka viskositasnya dapat diketahui dengan menggunakan persamaan :

$$\mu_g = \frac{\sum \mu_{gi} Y_i M_i^{0,5}}{\sum Y_i M_i^{0,5}} \dots\dots\dots (2-10)$$

dimana :

- μ_g = viskositas gas campuran pada tekanan atmosfer
- μ_{gi} = viskositas gas murni
- Y_i = fraksi mol gas murni
- M_i = berat molekul gas murni

c. Faktor Volume Formasi Gas

Faktor volume formasi gas (B_g) didefinisikan sebagai besarnya perbandingan volume gas pada kondisi tekanan dan temperatur reservoir dengan volume gas pada kondisi standar (60 °F, 14,7 psia). Pada faktor volume formasi ini berlaku hukum *Boyle - Gay Lussac*.

Dirumuskan sebagai berikut:

$$B_g = 0.00504 \frac{Z_r T_r}{P_r} \text{ bbl / scf} \dots\dots\dots (2-11)$$

Contoh Perhitungan B_g :

Diketahui:

Data sebagai berikut :

$$Z = 0,9 \qquad T = 716,67^\circ R \qquad P = 14,7$$

Pertanyaan:

Hitung Faktor Volume Formasi Gas

Jawab:

Perhitungan B_g dengan persamaan :

$$B_g = 0,00504 \frac{ZT}{p}$$

$$B_g = 0,00504 \frac{0,9 \times 716,67}{14,7}$$

$$= 0,22097 \text{ bbl/scf}$$

d. Kompresibilitas Gas

Kompresibilitas gas didefinisikan sebagai perubahan volume gas yang disebabkan oleh adanya perubahan tekanan yang mempengaruhinya. Kompresibilitas gas didapat dengan persamaan :

$$C_g = \frac{C_{pr}}{P_{pc}} \dots\dots\dots (2-12)$$

dimana :

- C_g = kompresibilitas gas, psi^{-1}
- C_{pr} = pseudo reduced kompresibilitas
- C_{pc} = pseudo critical pressure, psi

2.3.3. Air Formasi

Sifat fisik minyak yang akan dibahas adalah densitas, viskositas, kelarutan gas dalam air formasi, kompresibilitas air formasi dan faktor volume air formasi.

a. Densitas Air Formasi

Densitas air formasi dinyatakan dalam massa per volume, *specific volume* yang dinyatakan dalam volume per satuan massa dan *specific gravity*, yaitu densitas air formasi pada suatu kondisi tertentu yaitu pada tekanan 14,7 psi dan temperatur 60 °F.

b. Viskositas Air Formasi

Besarnya viskositas air formasi (μ_w) tergantung pada tekanan, temperatur dan salinitas yang dikandung air formasi tersebut.

c. Kelarutan Gas dalam Air Formasi

Standing dan *Dodson* telah menentukan kelarutan gas dalam air formasi sebagai fungsi dari tekanan dan temperatur. Mereka menggunakan gas dengan berat jenis 0,655 dan mengukur kelarutan gas ini dalam air murni serta dua contoh air asin.

d. Faktor Volume Formasi Air Formasi

Faktor volume air formasi (B_w) menunjukkan perubahan volume air formasi dari kondisi reservoir ke kondisi permukaan. Faktor volume formasi air formasi ini dipengaruhi oleh tekanan dan temperatur, yang berkaitan dengan pembebasan gas dan air dengan turunnya tekanan, pengembangan air dengan turunnya tekanan dan penyusutan air dengan turunnya temperatur.

Harga faktor volume formasi air-formasi dapat ditentukan dengan menggunakan persamaan sebagai berikut:

$$B_w = (1 + UV_{wp})(1 + UV_{wt}) \dots\dots\dots (2-13)$$

dimana :

- B_w = faktor volume air formasi, bbl/bbl
- UV_{wt} = penurunan volume sebagai akibat penurunan suhu, °F
- UV_{wp} = penurunan volume selama penurunan tekanan, psi

e. Kompresibilitas Air Formasi

Kompresibilitas air formasi adalah perubahan volume akibat adanya perubahan tekanan. Besarnya kompresibilitas air murni (C_{pw}) tergantung tekanan, temperatur dan kadar gas terlarut dalam air murni.

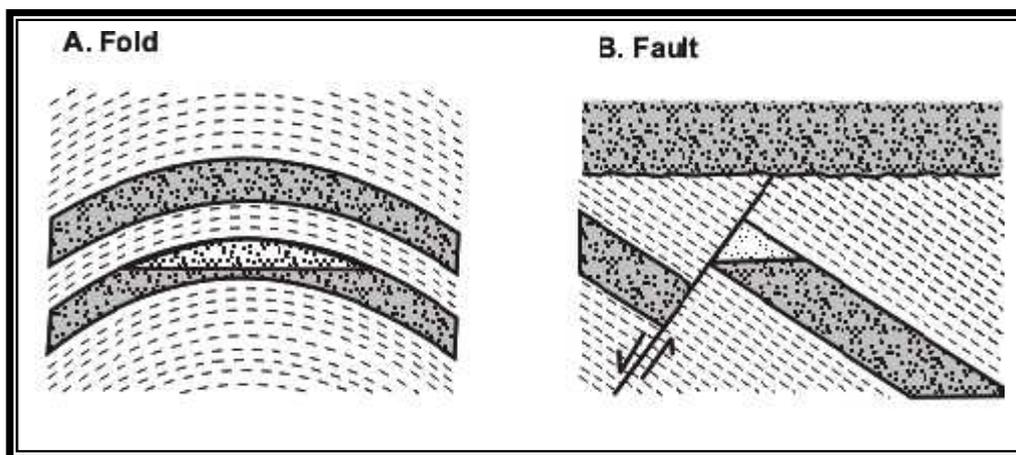
2.4. PERANGKAP RESERVOAR

Jenis reservoir berdasarkan bentuk perangkap reservoir dapat dibagi menjadi tiga, yaitu perangkap stratigrafi, perangkap struktur, dan perangkap kombinasi struktur dan stratigrafi.

a. Perangkap Struktur

Perangkap struktur merupakan perangkap yang paling orisinil dan sampai dewasa ini merupakan perangkap yang paling penting. Jelas di sini berbagai unsur perangkap yang membentuk lapisan penyekat dan lapisan reservoir sehingga dapat menangkap minyak, disebabkan gejala tektonik atau struktur, misalnya pelipatan dan pematihan. Sebetulnya kedua unsur ini merupakan unsur utama dalam pembentukan perangkap.

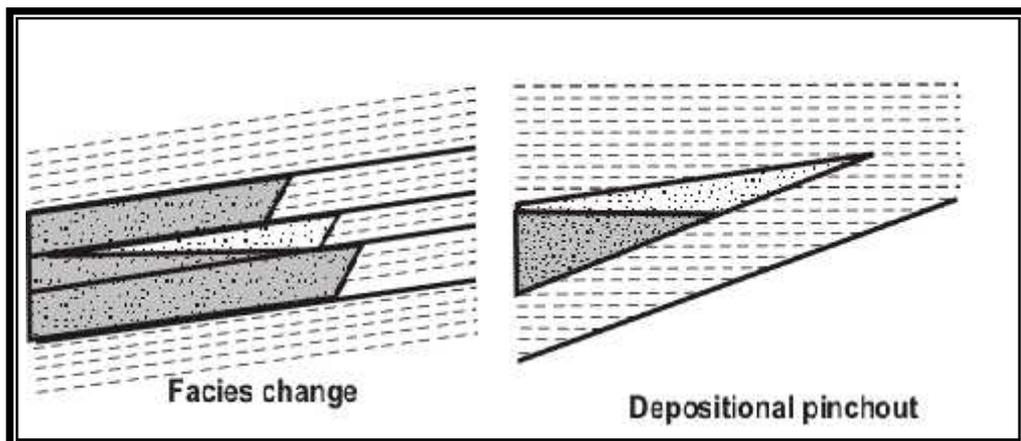
Perangkap yang disebabkan pelipatan merupakan perangkap utama. Unsur yang mempengaruhi perangkap ini adalah lapisan penyekat dan penutup yang berada di atasnya dan dibentuk sedemikian sehingga minyak tidak dapat lagi kemana-mana, seperti yang ditunjukkan pada **Gambar 2.4**.



Gambar 2.4.
Contoh Perangkap Struktur Lipatan dan Patahan

b. Perangkap Stratigrafi

Prinsip perangkap stratigrafi ialah minyak dan gas terjebak dalam perjalanannya ke atas, terhalang dari segala arah terutama dari bagian atas dan pinggir, karena batuan reservoir menghilang atau berubah fasies menjadi batuan lain atau batuan yang karakteristik reservoir menghilang sehingga merupakan penghalang permeabilitas, seperti pada **Gambar 2.5**.



Gambar 2.5.
Contoh Perangkat Stratigrafi Penjajaran dan Pembajian

Beberapa unsur utama perangkat stratigrafi ialah :

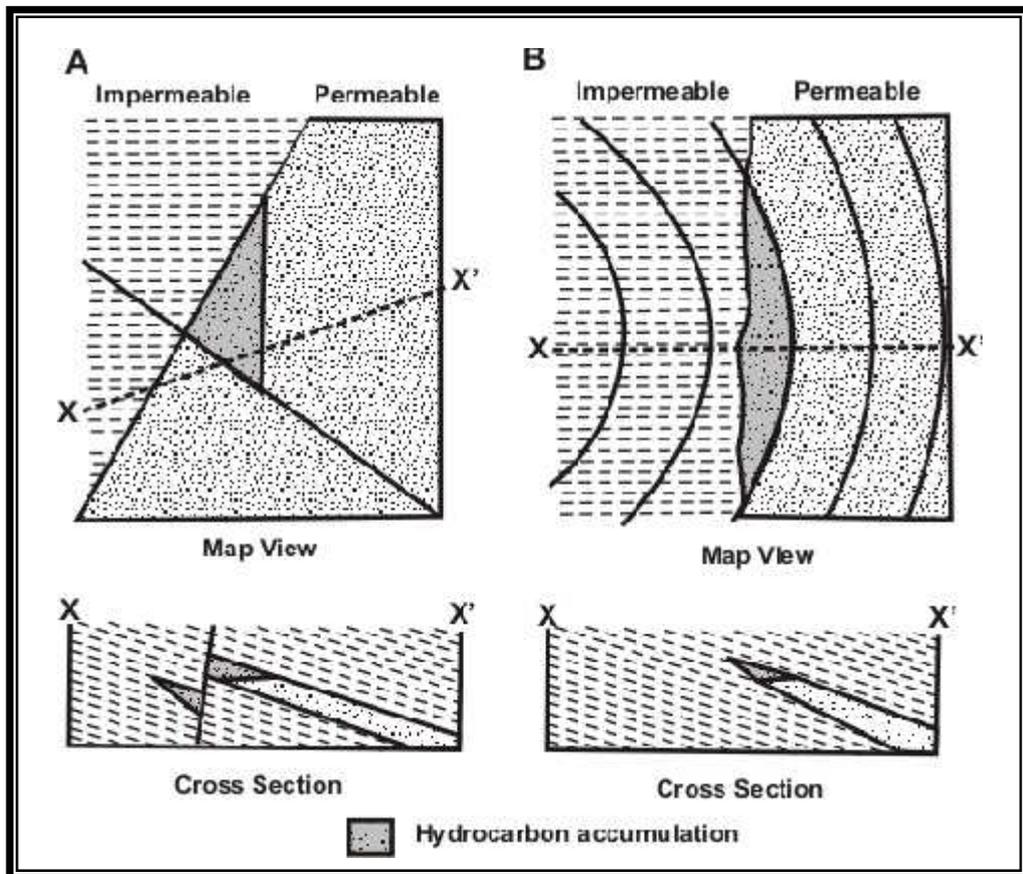
1. Adanya perubahan sifat lithologi dengan beberapa sifat reservoir, ke satu atau beberapa arah sehingga merupakan penghalang permeabilitas.
2. Adanya lapisan penutup/penyekat yang menghimpit lapisan reservoir tersebut ke arah atas atau ke pinggir.

Kedudukan struktur lapisan reservoir yang sedemikian rupa sehingga dapat menjebak minyak yang naik. Kedudukan struktur ini sebetulnya melokalisasi posisi tertinggi dari daerah potensial rendah dalam lapisan reservoir yang telah tertutup dari arah atas dan pinggir oleh beberapa unsur tersebut di atas. Kedudukan struktur ini dapat disebabkan oleh kedudukan pengendapan atau juga karena kemiringan wilayah.

c. Perangkat Kombinasi

Perangkap reservoir kebanyakan merupakan kombinasi perangkat struktur dan perangkat stratigrafi dimana setiap unsur struktur merupakan faktor bersama dalam membatasi Bergeraknya minyak dan gas. Beberapa kombinasi unsur stratigrafi dan unsur struktur adalah sebagai berikut :

1. **Kombinasi antara lipatan dengan pembajian**, dalam **Gambar 2.6.**, dapat dilihat bahwa kombinasi lipatan dengan pembajian dapat terjadi karena salah satu pihak, pasir menghilang dan di lain pihak hidung antiklin menutup arah lainnya. Maka jelaslah hal ini sering terjadi pada perangkat stratigrafi normal.
2. **Kombinasi antara patahan dan pembajian**, pembajian yang berkombinasi dengan patahan jauh lebih biasa daripada pembajian yang berdiri sendiri. Kombinasi ini dapat terjadi karena terdapat suatu kemiringan wilayah yang membatasi Bergeraknya ke suatu arah dan diarah lain ditahan oleh adanya suatu patahan dan pada arah lainnya lagi ditahan oleh pembajian (**Gambar 2.6.**).

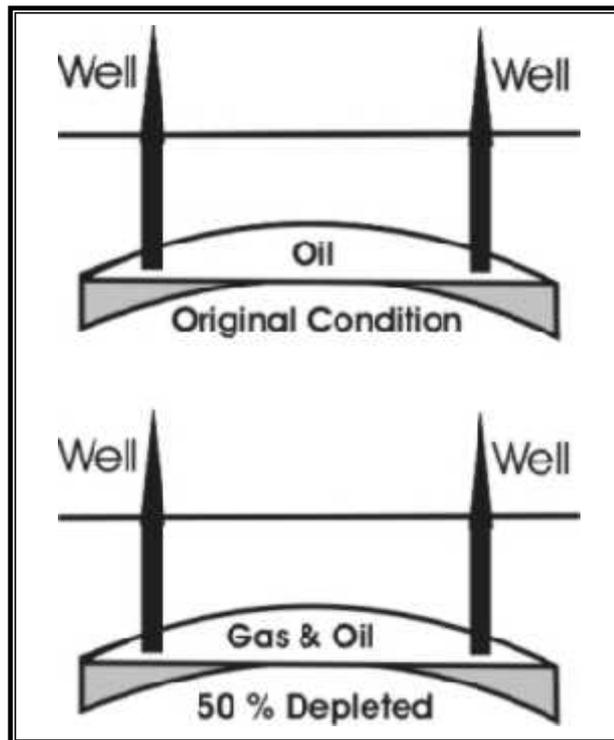


Gambar 2.6.
Contoh Perangkat Kombinasi
(A) Patahan dengan Ujung Pengendapan Porous dan Permeabel
(B) Perlipatan dengan Bagian Reservoir Updip Depositional Pinchout

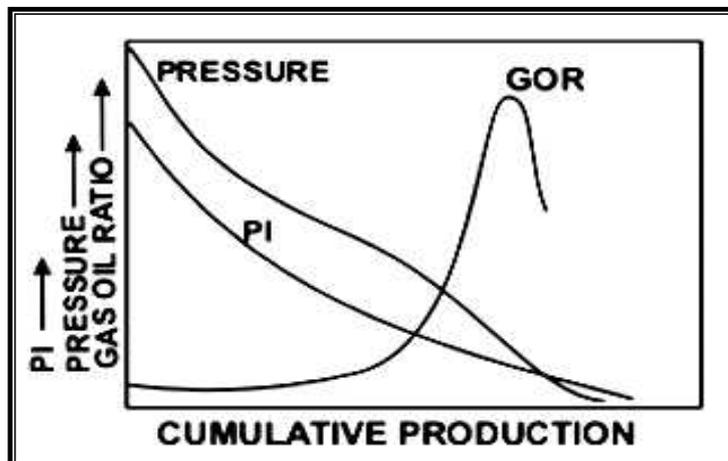
2.5. TENAGA PENDORONG RESERVOAR

a. Depletion Drive Reservoir

Reservoir juga disebut *solution gas drive*, *dissolved gas drive* atau *internal gas drive*, hal ini disebabkan karena tenaga pendorong minyaknya terutama dari perubahan fasa hidrokarbon ringannya yang semula fasa cair menjadi gas. Kemudian gas yang terbentuk ini ikut mendesak minyak pada saat penurunan tekanan reservoir karena produksi.



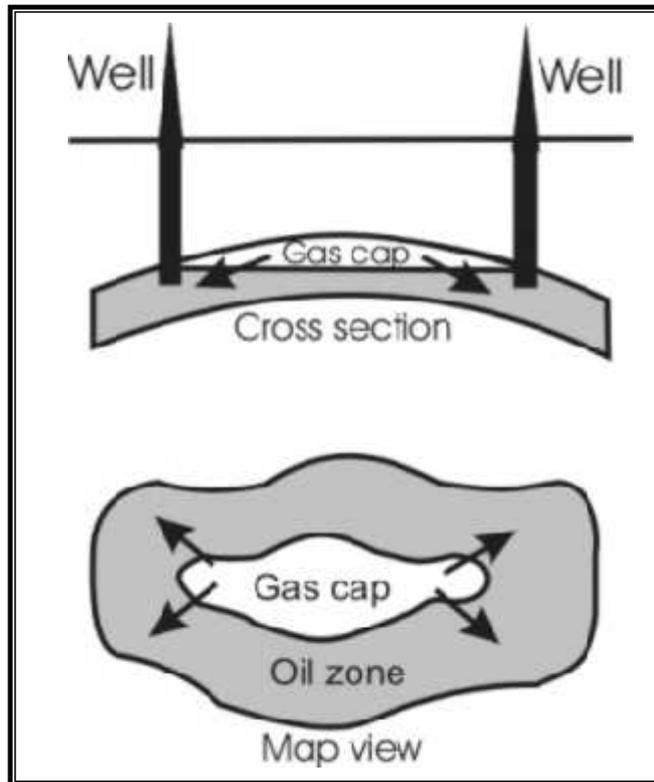
Gambar 2.7. Solution Gas Drive Reservoir



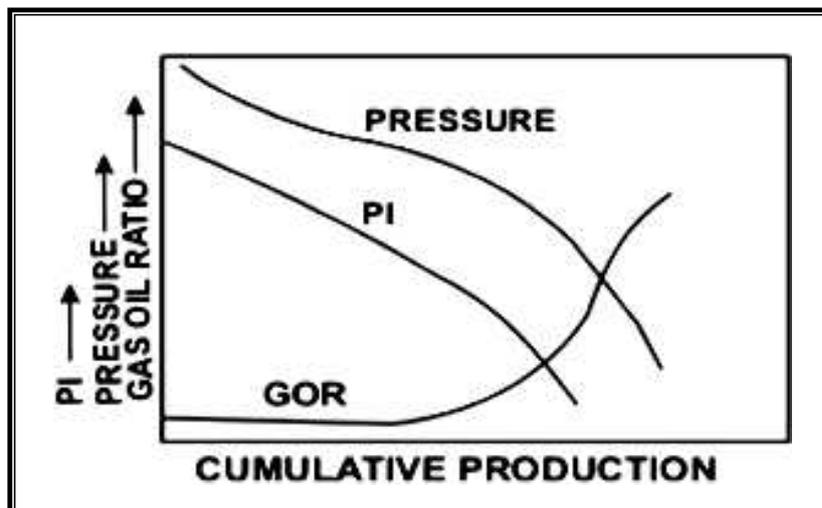
Gambar 2.8. Karakteristik Solution Gas Drive Reservoir

b. Gas Cap Drive Reservoir

Mekanisme yang terjadi pada gas cap reservoir ini adalah minyak pertama kali diproduksi, permukaan antara minyak dan gas akan turun, gas cap akan berkembang ke bawah selama produksi berlangsung. Untuk jenis reservoir ini, umumnya tekanan reservoir akan lebih konstan jika dibandingkan dengan solution gas drive.



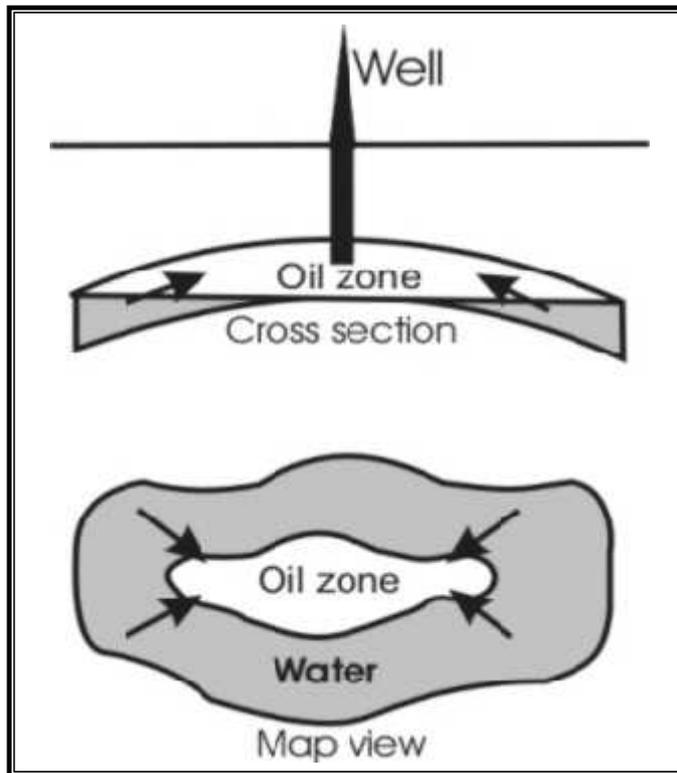
Gambar 2.9. Gas Cap Drive Reservoir



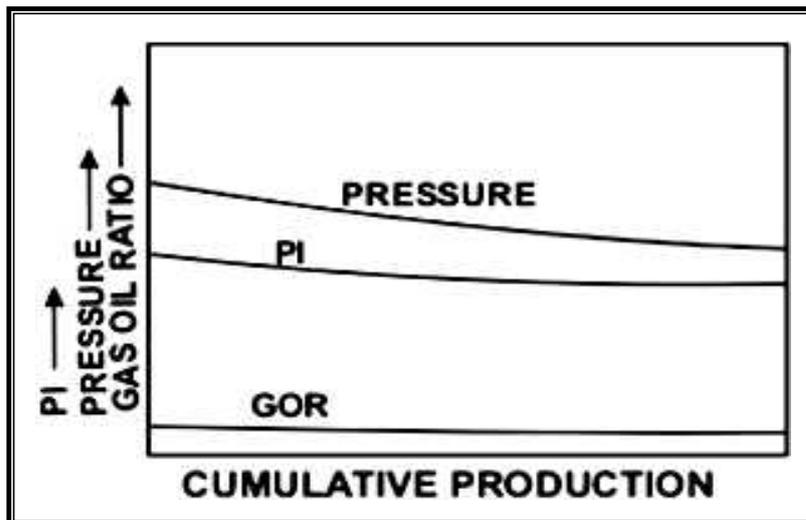
Gambar 2.10. Karakteristik Gas Cap Drive Reservoir

c. Water Drive Reservoir

Pada reservoir jenis *water drive* ini, tenaga pendesakan yang mendorong minyak untuk mengalir adalah berasal dari air yang terperangkap bersama-sama dengan minyak pada batuan reservoirnya. Air merupakan fluida pertama yang menempati pori-pori reservoir.



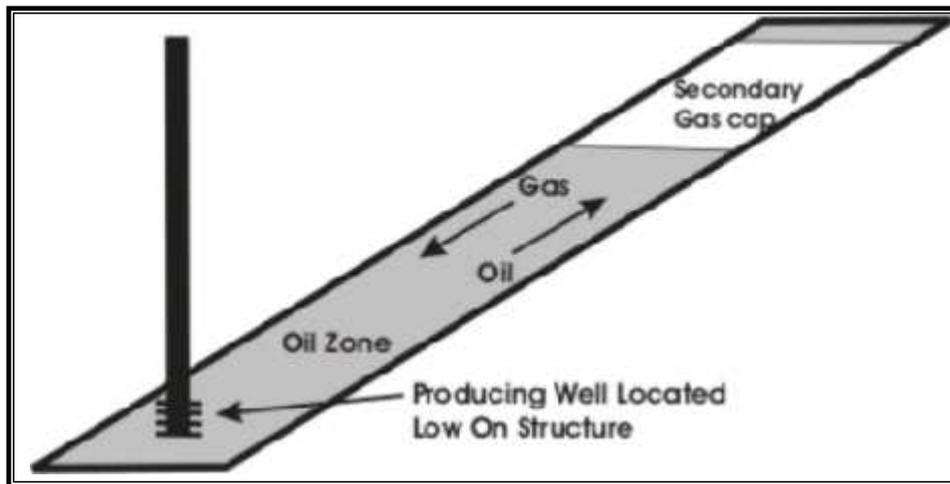
Gambar 2.11. Water Drive Reservoir



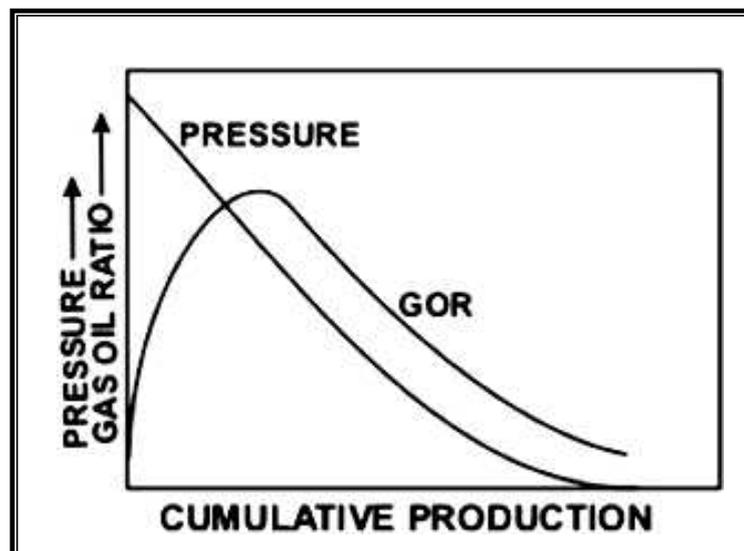
Gambar 2.12. Karakteristik Water Drive Reservoir

d. Gravitational Segregation Drive Reservoir

Gravity drainage atau *gravitational segregation* merupakan tenaga pendorong minyak yang berasal dari kecenderungan gas, minyak, dan air membuat suatu keadaan yang sesuai massa jenisnya (gaya gravitasi).



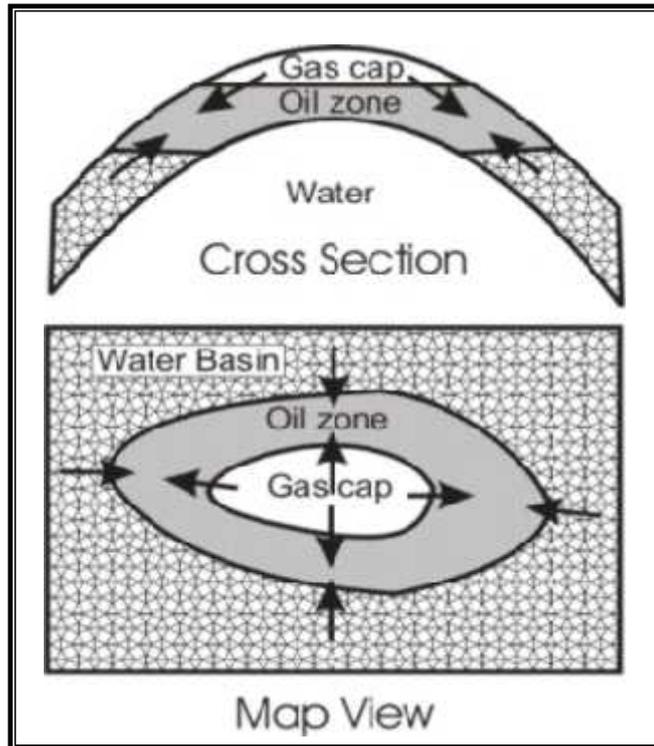
Gambar 2.13. Gravity Drainage Drive Reservoir



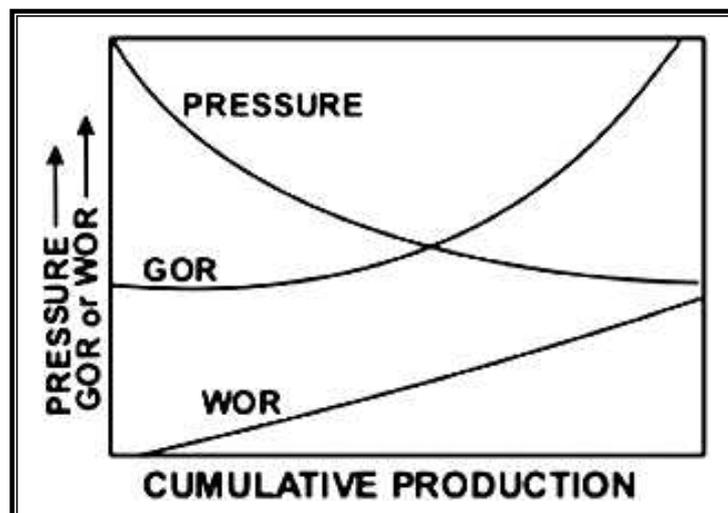
Gambar 2.14. Karakteristik Gravity Drainage Reservoir

e. Combination Drive Reservoir

Tidak jarang dalam keadaan sebenarnya tenaga-tenaga pendorong ini bekerja bersamaan dan simultan. Bila demikian, maka tenaga pendorong yang bekerja pada reservoir itu merupakan kombinasi beberapa tenaga pendorong, sehingga dikenal dengan nama *combination drive reservoir*. Kombinasi yang umum dijumpai adalah antara *gas cap drive* dengan *water drive*.



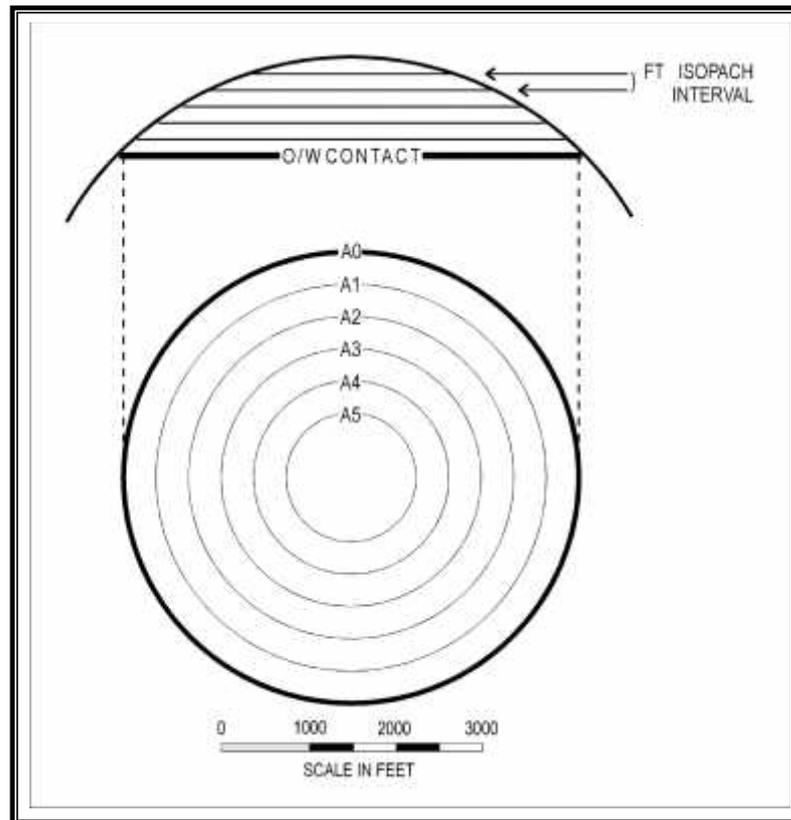
Gambar 2.15. Combination Drive Reservoir



Gambar 2.16. Karakteristik Combination Drive Reservoir

2.6. PERHITUNGAN CADANGAN VOLUMETRIK

Sebagai dasar untuk menghitung jumlah cadangan dengan menggunakan metode volumetris adalah data peta isopach (**Gambar 2.17.**), data log, analisa core dan data fluida reservoir.



Gambar 2.17.
Peta Isopach Reservoir

Perhitungan volume batuan reservoir dengan menggunakan peta isopach dibedakan menjadi dua persamaan, yaitu persamaan *pyramidal* dan *trapezoidal*.

Persamaan *pyramidal* digunakan apabila harga $A_{n+1}/A_n \leq 0,5$, dengan bentuk persamaan sebagai berikut :

$$Vb = \frac{h}{3} (A_n + A_{n+1} + \sqrt{A_n \cdot A_{n+1}}) \dots\dots\dots (2-14)$$

Persamaan *trapezoidal* digunakan apabila harga $A_{n+1}/A_n \geq 0,5$, dengan bentuk persamaan sebagai berikut :

$$Vb = \frac{h}{2} (A_n + A_{n+1}) \dots\dots\dots (2-15)$$

dimana :

- V_b : volume batuan, acre-ft.
- A_n : luas yang dibatasi garis kontur isopach terendah, acre.
- A_{n+1} : luas yang dibatasi garis kontur isopach di atasnya, acre.
- h : interval antara garis kontur isopach, ft.

Data volume batuan tersebut, maka cadangan minyak mula-mula dapat dihitung dengan menggunakan persamaan, sebagai berikut :

$$N = \frac{7758 \cdot \sum V_b \cdot \phi \cdot (1 - S_w)}{B_{oi}} \dots\dots\dots (2-16)$$

sedangkan untuk *gas in place* adalah :

$$G = \frac{43560 \cdot \sum V_b \cdot \phi \cdot (1 - S_w)}{B_{gi}} \dots\dots\dots (2-17)$$

dimana :

- N : *original oil in place*, STB.
- G : *original gas in place*, SCF
- $\sum V_b$: jumlah volume batuan mengandung hidrokarbon, cuft.
- w : porositas batuan, fraksi.
- S_w : saturasi air mula-mula, fraksi.
- B_{oi} : faktor volume formasi minyak mula-mula, bbl/STB.
- B_{gi} : faktor volume formasi gas mula-mula, cuft/SCF.
- 7758 : Konstanta faktor konversi, bbl/acre-ft.
- 43560 : Konstanta faktor konversi, cuft/acre-ft

Contoh Perhitungan Cadangan Volumetrik

Diketahui:

Diketahui luas planimeter area dari **Gambar 2.17**. dengan garis isopach A_0, A_1, A_2 , dan seterusnya, sebagai berikut :

Area Produktif	Luas Area acre
A0	450
A1	375
A2	303
A3	231
A4	154
A5	74
A6	0

Pertanyaan :

Hitung total volume reservoir dari peta isopach tersebut dan berapa cadangan minyak mula-mulanya (N) bila diketahui $\phi = 0,19$, $S_w = 0,30$ dan $Boi = 1,27$.

Jawab :

Area Produktif	Luas Area acre	Perbandingan Luas Area	Interval ft	Pers.	Volume acre-ft
A0	450				
A1	375	0.83	5	Trap.	2063
A2	303	0.81	5	Trap.	1695
A3	231	0.76	5	Trap.	1335
A4	154	0.67	5	Trap.	963
A5	74	0.48	5	Pyr.	558
A6	0	0.00	4	Pyr.	99
Total Volume					6712

Untuk skala peta 1 inc = 1000 ft ; 1 inc² = 22.96 acre

Area A₄ :

$$Vb = \frac{5}{2}(231 + 154) = 963 \text{ ac-ft}$$

Area A₅ :

$$Vb = \frac{5}{3}(154 + 74 + \sqrt{154 \times 74}) = 558 \text{ ac-ft}$$

Area A₆ :

$$Vb = \frac{4}{3}(74) = 99 \text{ ac-ft}$$

Cadangan minyak awal (IOIP) :

$$N = \frac{7758 \times 6712 \times 0,19(1 - 0,30)}{1,27}$$

$$= 5452842 \text{ stb}$$

BAB III

PENGANTAR TEKNIK RESERVOAR PANASBUMI

3.1. KOMPONEN RESERVOAR PANASBUMI

Syarat terbentuknya suatu reservoir panasbumi dari beberapa komponen, antara lain adanya sumber panas, batuan reservoir, batuan penutup, air dan sistim *recharge* dan *discharge*, seperti terlihat pada **Gambar 3.1**.

a. Sumber Panas

Di dalam pembentukannya, reservoir panasbumi memiliki persyaratan yaitu tersedianya sumber panas atau batuan panas. Biasanya sebaran sumber panasbumi terdapat di dalam jalur gunung api. Dalam sistim panasbumi, salah satu sumber panas adalah berupa magma. Secara umum magma dapat diartikan sebagai cairan panas atau larutan silikat pijar yang terbentuk secara alamiah, bersifat mudah bergerak, bersuhu antara 900°C – 1100°C dan terbentuk pada kerak bumi bagian bawah hingga selubung bagian atas.

b. Batuan Reservoir

Batuan reservoir berfungsi sebagai penampung air yang telah dipanasi atau uap yang telah terbentuk sehingga sesuai dengan fungsinya batuan ini harus mempunyai sifat-sifat fisik antara lain permeabilitas, dimana dapat meluluskan fluida pada gradien tekanan tertentu dan adanya porositas serta konduktivitas panas.

c. Batuan Penutup

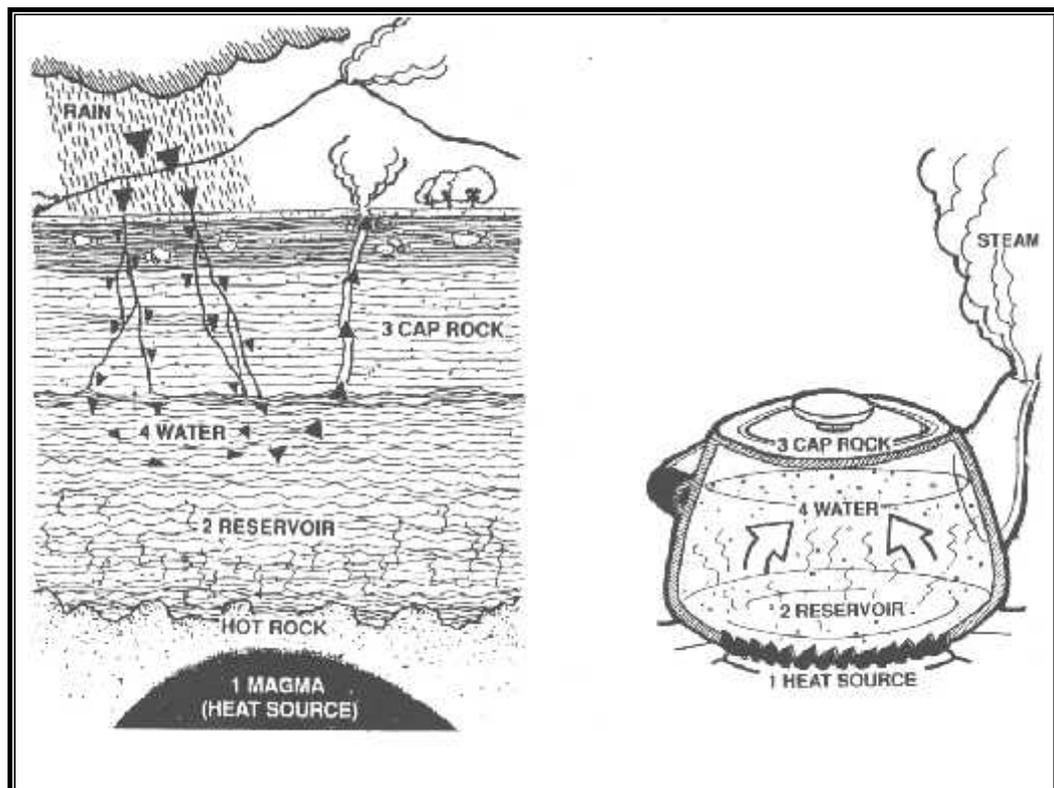
Syarat dari batuan penutup adalah sifatnya yang tidak mudah ditembus atau dilalui cairan atau uap (*Impermeable*). Batuan ini adalah hasil letusan gunung api seperti lava dan piroklastik. Selain itu lapisan batuan yang impermeable ini dapat terbentuk juga oleh proses kimia yang disebut *self sealing* sebagai berikut :

1. Pengendapan mineral-mineral dari larutannya, terutama silika.
2. Alterasi hydrothermal batuan permukaan yang menghasilkan kaolinisasi

d. Sistim Recharge dan Discharge

Sistim *recharge* merupakan suatu siklus air yang dibutuhkan bagi suatu reservoir panasbumi untuk tetap mempertahankan kondisi produksi uap panas (*steam*) suatu reservoir panasbumi. Adanya sistim recharge ini terbentuk dari sumber air (sungai, mata air dan hujan) dan dapat pula dengan menggunakan penginjeksian.

Sistim recharge dapat dibedakan menjadi dua sistim *natural recharge* dan sistim *artificial recharge*. Sistim *natural recharge* merupakan sistim alami, dimana sistim ini dari sumber air disekaliling reservoir panasbumi. Sedangkan sistim *artificial recharge* merupakan sistim buatan, pada kondisi ini umumnya menggunakan injeksi dimana melalui sumur-sumur tertentu dilakukan penginjeksian air kedalam reservoir panasbumi yang diharapkan dapat menambah atau mempertahankan sistim recharge yang ada dalam reservoir.



Gambar 3.1. Model Sistim Panasbumi

3.2. SISTIM RESERVOAR PANASBUMI

Sistim reservoir panasbumi berdasarkan fasa fluida yang dihasilkan dapat dibagi menjadi: *liquid system*, *two phase system* dan *superheated system*.

A. Reservoir Satu Fasa

Reservoir ini mempunyai temperatur di bawah 250 °C dengan tekanan tidak terlalu tinggi karena reservoir ini sebagian tidak mempunyai *cap rock* yang dapat menahan temperatur dan tekanan, sebagian lagi mempunyai *cap rock* namun air panas menjadi turun temperaturnya. Sehingga reservoir satu fasa (*liquid system*) dapat dibagi menjadi dua yaitu: sistim air hangat (*warm water system*) dan sistem air panas (*hot water system*).

1. Sistem air hangat (*warm water system*).

Temperatur berkisar antara 90 – 180 °C, pendidihan tidak akan terjadi sampai dieksploitasi. Penggunaannya untuk keperluan non elektronik. Contoh: Tianjin (RRC) dan Waiwera (Selandia Baru).

2. Sistem air panas (*hot water system*).

Fluida reservoir ini berupa air panas secara keseluruhan akan tetapi pendidihan terjadi setelah eksploitasi secara ekstensif. Temperaturnya berkisar antara 200 - 250 °C. Temperatur tersebut kadang-kadang terjadi pendidihan yang disebabkan kandungan gas di reservoir yang bersangkutan. Contoh: Achuachapan Salton Sea dan Krafla.

B. Reservoir Dua Fasa

Reservoir sistim dua fasa berisi campuran air dan uap. Apabila produksi air lebih banyak daripada uap disebut *liquid dominated system*, apabila sebaliknya disebut *vapour dominated system*.

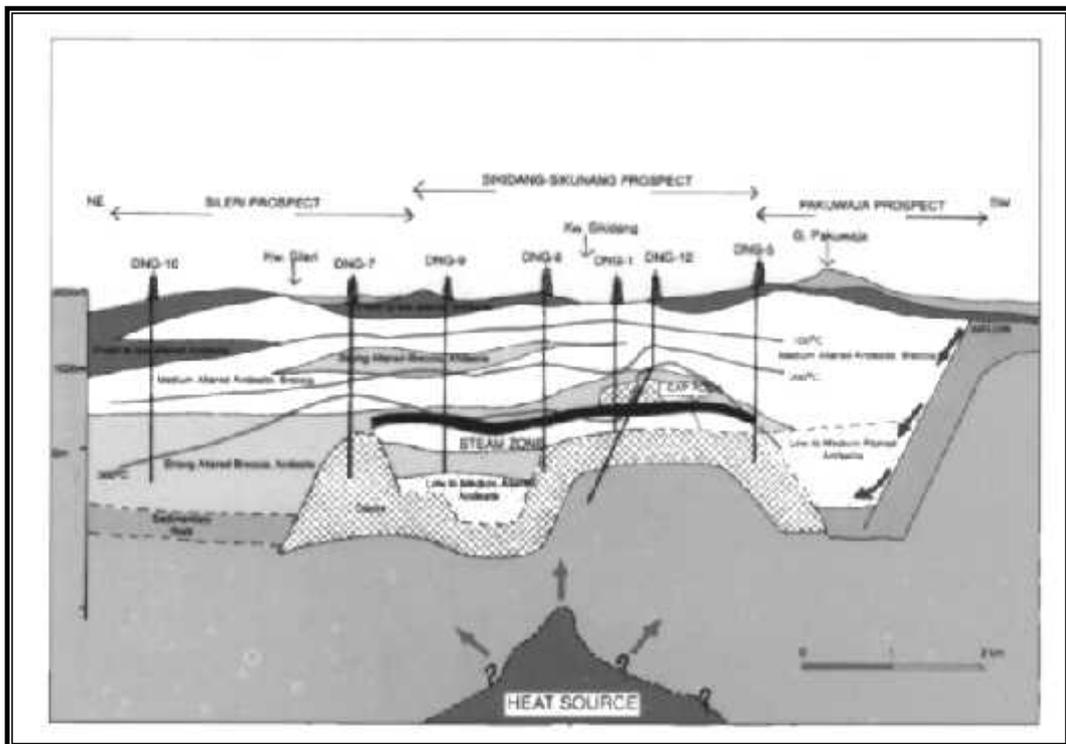
a. Liquid dominated system.

Pada sistim ini uap yang keluar adalah uap basah. Uap ini dihasilkan oleh proses *flashing* pada saat tekanan turun. Dalam reservoir dua fasa bagian terdalam terdapat lapisan cairan panas pada keadaan netral. Temperatur bervariasi antara 220 –300 °C. Pada kondisi ini gradien temperatur akan relatif tetap setelah mencapai titik didihnya. Contoh sistim ini adalah: G.Salak, Dieng, Lahendong.

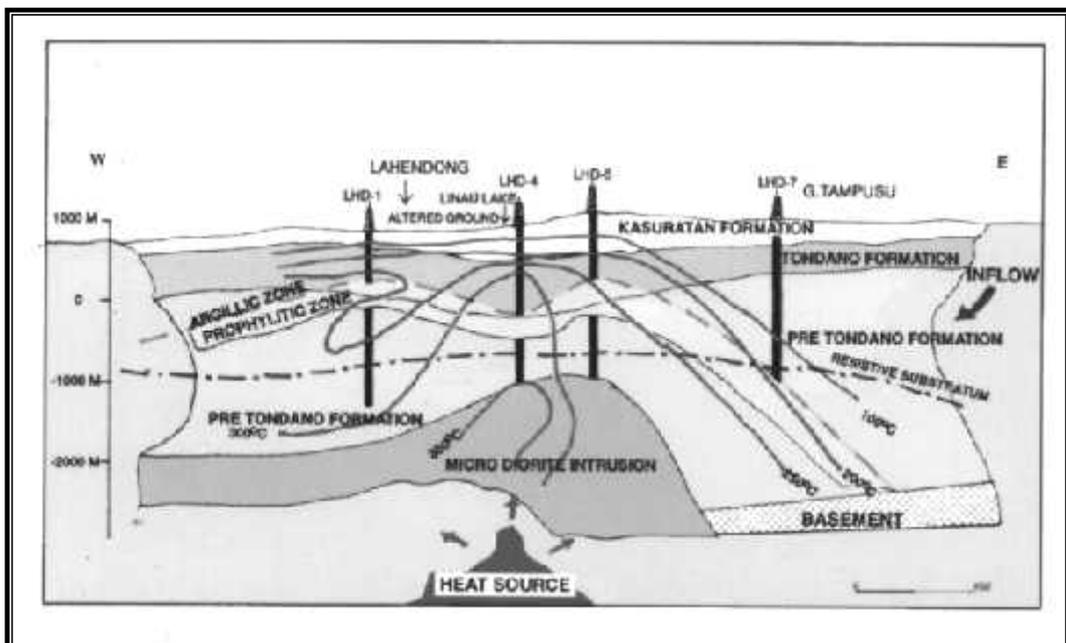
b. Vapour dominated system.

Pada sistim ini tekanan tidak terlalu tinggi namun masih di atas tekanan atmosfer jadi memungkinkan fluida ini seluruhnya menjadi uap. Terdapat pada bagian atas lapisan dua fasa.ada bagian ini fasa cair sangat jarang, menyebar luas dan *immobile*. Contoh sistim ini adalah Larderello dan Amiata (Italia), Kamojang, Darajat. Temperatur fluida berkisar antara 250 – 320 °C.

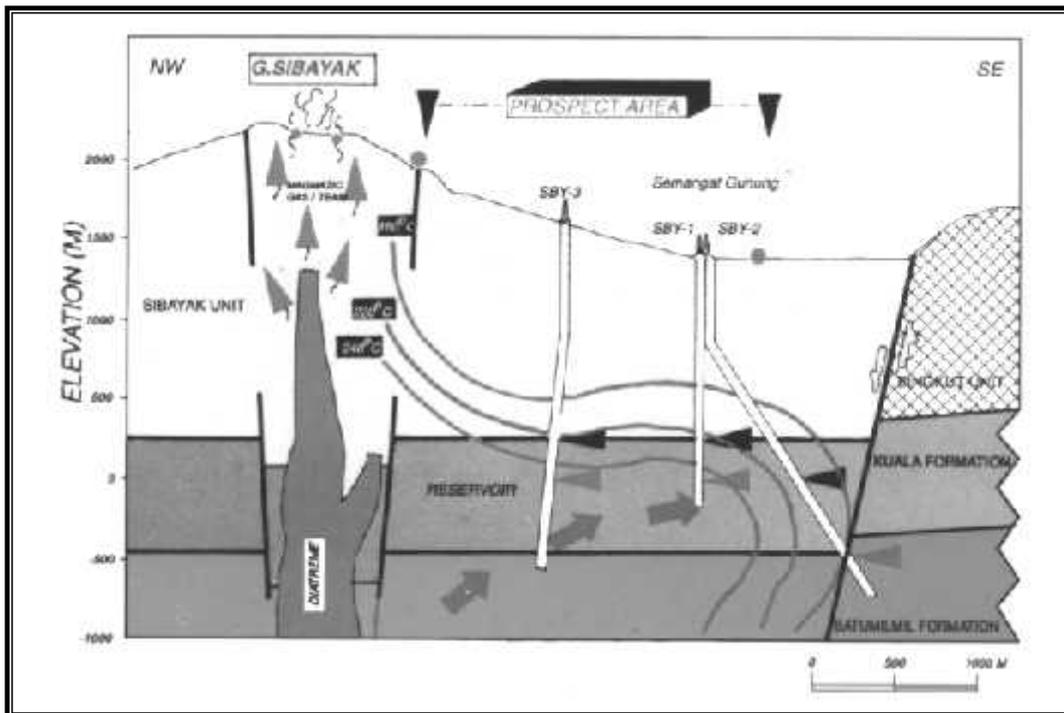
Beberapa contoh penampang lapangan panasbumi di Indonesia dapat dilihat pada **Gambar 3.2 – 3.7**.



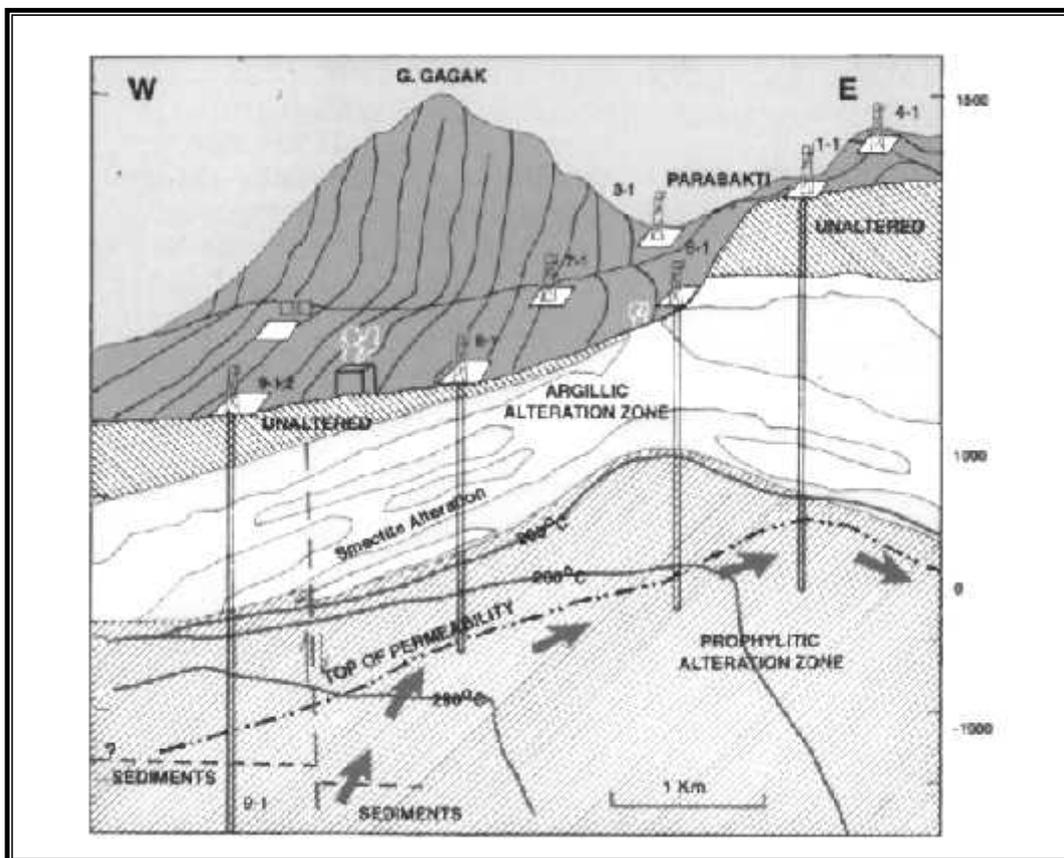
Gambar 3.2. Reservoir Panasbumi 2 Fasa Dieng



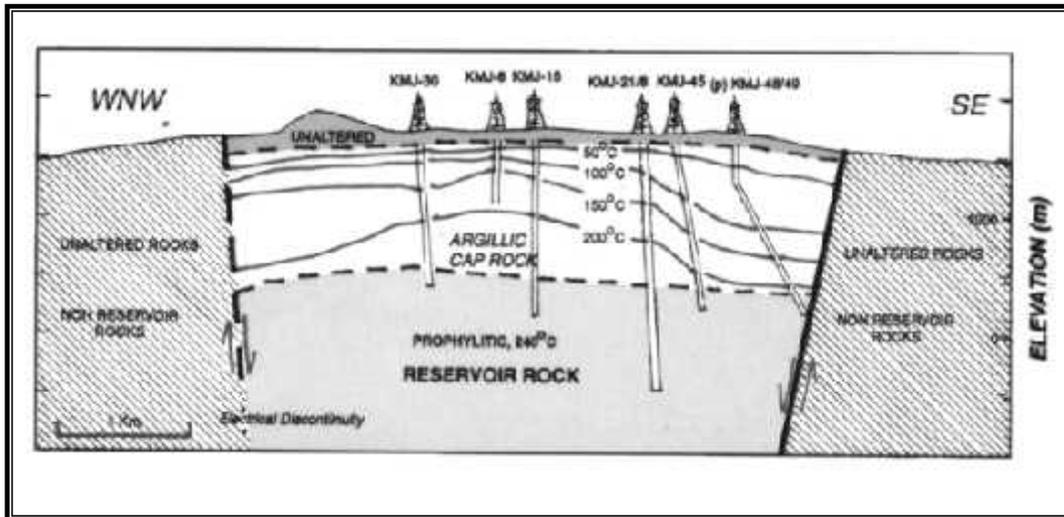
Gambar 3.3. Reservoir Panasbumi 2 Fasa Lahendong



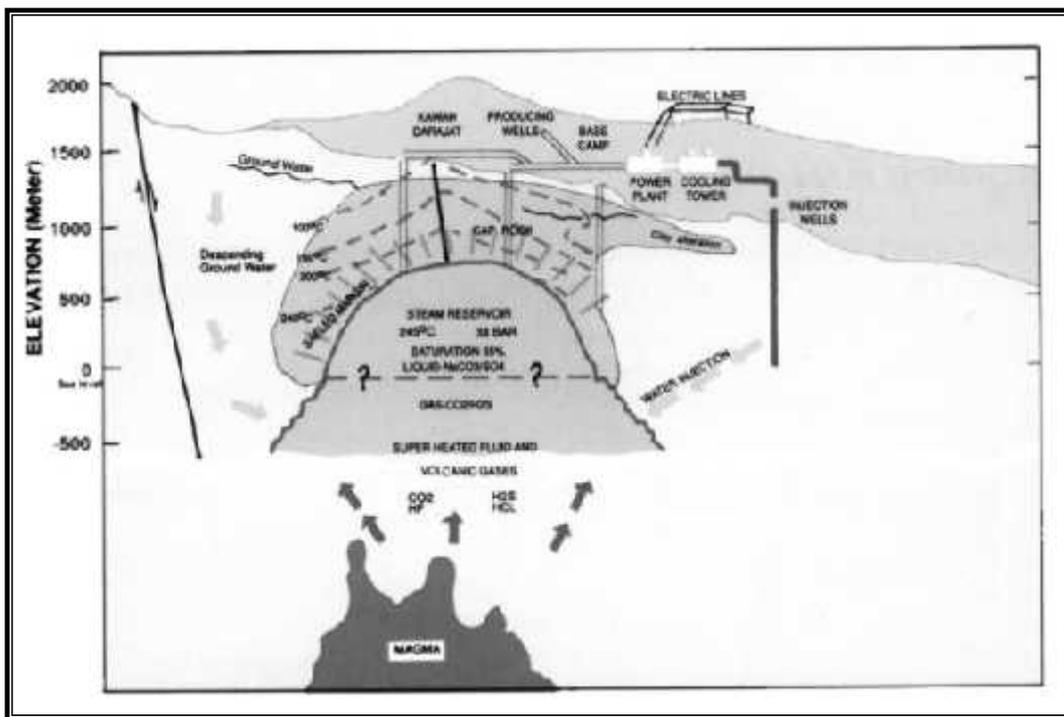
Gambar 3.4. Reservoir Panasbumi Water Dominated Sibayak



Gambar 3.5 Reservoir Panasbumi Water Dominated G.Salak



Gambar 3.6. Reservoir Panasbumi Steam Dominated Kamojang



Gambar 3.7. Reservoir Panasbumi Steam Dominated Darajat

3.3. BATUAN RESERVOAR PANASBUMI

3.3.1. Komposisi Kimia Batuan Reservoir Panasbumi

Batuan reservoir panasbumi umumnya adalah batuan beku. Batuan beku ini tersusun dari: Si, Al, Mg, Fe, Ca, Na dan K serta Mn, P dan Ti dalam jumlah yang sedikit. Elemen tersebut didampingi oleh oksigen dan sejumlah batuan dan biasanya dilaporkan dalam bentuk komponen oksida (SiO_2 dan Al_2O_3).

a. Berdasarkan Silika

Berdasarkan kandungan silika (SiO_2), menurut O.Hirakawa dapat diklasifikasikan menjadi :

1. Batuan Asam (*acidic/silicic rock*), adalah batuan dasar reservoir yang mempunyai kandungan silikanya cukup tinggi (lebih dari 60%).
2. Batuan Basa (*basic rock*), adalah batuan reservoir beku yang mempunyai kandungan silika antara 45% - 52% kaya Mg, Fe dan Ca.
3. Batuan Menengah (*intermediate rock*), adalah batuan beku peralihan antara batuan beku asam dan basa, kandungan silika 52%-66%.
4. Batuan *Ultrabasa*, adalah batuan reservoir dengan kandungan silika rendah berkisar antara 40% - 45%.

b. Berdasarkan Oksida

Setiap batuan beku disusun oleh senyawa kimia yang berbeda-beda komposisinya, salah satunya adalah senyawa seperti SiO_2 , TiO_2 , Al_2O_3 dan sebagainya. Dari prosentase setiap senyawa kimia dapat mencerminkan jenis batuan beku itu dan dapat pula mencerminkan beberapa lingkungan pembentukan mineral. Kandungan senyawa kimia batuan ekstrusi identik dengan batuan intrusinya, asalkan dalam satu kelompok. Hal ini hanya berbeda tempat pembentukannya saja, sehingga menimbulkan perbedaan didalam besar butir dari setiap jenis mineral.

3.3.2. Sifat Fisik Batuan Reservoir Panasbumi

Sifat fisik khusus batuan reservoir terdiri dari densitas, saturasi, kompresibilitas, spesifik panas, dan konduktivitas panas batuan.

a. Densitas Batuan

Densitas batuan berpori adalah perbandingan antara berat terhadap volume (rata-rata dari material). Densitas spesifik adalah perbandingan densitas batuan pada tekanan dan temperatur normal, yaitu kurang dari 10^3 kg/m^3 . Biasanya sebagai contoh densitas spesifik di Wairakei yaitu 1 - 3. Densitas spesifik batuan (bagian solid) antara 2,2 - 3.

Densitas batuan lapangan panasbumi umumnya sangat berpengaruh terhadap *heat content* yang dikandung. Semakin besar densitas batuan semakin besar *heat content* yang dikandung batuan.

b. Saturasi

Saturasi merupakan fraksi fluida yang menempati pori-pori batuan reservoir. Pada waktu sistim mengandung fasa cair dan uap dalam keadaan setimbang, maka kedua fasa tersebut akan terjenuhi. Dalam keadaan demikian sifat tekanan dan temperature tidak dapat berdiri sendiri. Hubungan tekanan dan temperatur pada kondisi saturasi, masing-masing fasa tunggal. Ketika tekanan dan temperatur ini diplotlkan maka akan diperoleh suatu kurva saturasi, kurva itu akan berakhir pada titik-titik kritis karena densitas dari fasa uap dan fasa cair adalah sama dengan keadaan fluida dua fasa tidak terdapat, Saturasi masing-masing fasa:

$$S_l = \frac{\rho_s x (h_s - h)}{\rho_w x (h - h_w) + \rho_s x (h_s - h)} \dots\dots\dots (3-1)$$

$$S_v = 1 - S_l \dots\dots\dots (3-2)$$

dimana :

$$S_v = \frac{V_{uap} x 100\%}{V_{pori}} \dots\dots\dots (3-3)$$

$$S_l = \frac{V_{air} x 100\%}{V_{pori}} \dots\dots\dots (3-4)$$

- s = densitas uap
- w = densitas air
- h = enthalpy campuran
- h_s = enthalpy uap
- h_w = enthalpy air

c. Spesifik Panas Batuan

Spesifik panas batuan adalah banyaknya energi yang diperlukan untuk menaikkan temperatur massa batuan dengan satu derajat Kelvin. Jadi satuannya adalah satuan per massa per derajat Kelvin (energi/massa/°K). Pada umumnya Cr rata-rata barharga 1000 J/kgK.

d. Konduktivitas Panas Batuan

Konduktivitas panas batuan adalah kemampuan batuan untuk menghantarkan energi hanya dengan konduksi pada gradien thermal. Konduktivitas diberi symbol K dan satuannya adalah (energi/waktu/luas)/(temperature/jarak) atau W/(mK). Harga berkisar antara 2 – 2.5 W/(mK).

Konduktivitas panas pada media yang jenuh, jika suatu *thermal conductivity* batuan yang jenuh air bergantung pada konduktivitas panas batuan dan fluida. Konduktivitas panas campuran dapat dirumuskan:

$$K = (1 - \phi) x K_r + \phi x K_f \dots\dots\dots (3-5)$$

dimana :

- K = konduktivitas panas
- K_r = konduktivitas panas batuan
- φ = porositas
- K_f = konduktivitas panas fluida

3.4. FLUIDA RESERVOAR PANASBUMI

3.4.1. Sifat Fisik Fluida Reservoir

Yang termasuk sifat fisik fluida reservoir adalah densitas, volume spesifik, viskositas, energi dalam, *flowing enthalpy* dan *entropy*.

a. Densitas

Densitas merupakan salah satu sifat fisik fluida reservoir panasbumi, dimana didalamnya terdapat dua fasa yaitu fasa cair dan fasa uap. Satuan densitas adalah massa/volume, biasanya kg/m³. Fluida panasbumi umumnya terdiri dari 70% atau lebih Sodium Chloride dan unsure lainnya adalah Potasium Chloride yang mempunyai efek pada suhu, maka densitas fluida dapat diperkirakan dengan mengoreksi densitas air murni dengan persamaan :

$$= + 0,0073 \dots\dots\dots (3-6)$$

Harga 0,0073 menyatakan rata-rata harga slope untuk ketiga senyawa fluida panasbumi. Selain itu densitas dapat juga dicari dengan rumus :

$$\rho_v = \frac{1 + dt^{1/3} + et}{V_c + at^{1/3} + bt + ct^4} \dots\dots\dots (3-7)$$

dimana :

- V_c = 3,1975 cm
- a = - 0,3151548
- b = - 1,203374 x 10
- c = 7,48908 x 10
- e = - 3.946263 x 10
- t = 647,11 atau ; t = 347,11 – T
- d = 0,1342489

Diatas suhu 200°C slope densitas versus konsentrasi adalah tidak konstan sehingga **Persamaan (3-6)** harus dikoreksi menjadi :

$$= v + \{0,0073 (1 + 1,6) \times 10^{-6} (T - 373)^2\} \dots\dots\dots (3-8)$$

Pada suhu dan tekanan saturasi harga densitas tiap fasa berbeda-beda. Densitas fluida dibagi menjadi densitas *liquid*, *steam* dan campuran.

Untuk densitas campuran antara liquid dan steam dapat dihitung dengan persamaan :

$$= v S_v + I S_l \dots\dots\dots (3-9)$$

b. Volume Spesifik

Specific volume adalah kebalikan dari densitas yang mempunyai satuan volume per satuan massa dalam m³/kg. Volume spesifik mempunyai symbol v, dimana dari volume spesifik dapat ditentukan

densitas pada temperature saturasi yang diperoleh dengan analisa dimensinya. Dalam *steam table* dapat dicari dari suhu dan tekanan dengan harga 1/ .

c. Kapasitas Panas

Kapasitas panas didefinisikan sebagai panas yang terkandung didalam suatu material atau dapat dikatakan sebagai sejumlah panas yang dibutuhkan untuk menambah temperature material 1°C.

d. Konduktivitas Panas Fluida

Konduktivitas panas adalah kemampuan suatu material untuk memindahkan energi panas secara konduktif yang dipengaruhi gradien thermalnya. Satuannya (energi/time/area)(temp/jarak) dan dapat diubah menjadi W/mK. Harga konduktivitas panas air lebih rendah dari batuan.

e. Kualitas Uap

Kualitas uap dinyatakan sebagai perbandingan laju alir massa uap dengan laju alir massa total (uap dan air).

$$X = \frac{\text{Laju alir massa fasa uap}}{\text{Laju alir massa total}} \dots\dots\dots (3-10)$$

$$X = \frac{h - h_w}{h_{fg}} \dots\dots\dots (3-11)$$

dimana :

- h_{fg} = h_v – h_w = panas laten, Btu/Lb°F
- h_w = enthalpy air, btu/lb
- h_v = enthalpi uap jenuh, btu/lb
- h = mix enthalpy, btu/lb

f. Kualitas Karbondioksida (CO₂)

Kualitas CO₂ dapat dihitung dengan persamaan sebagai berikut :

$$Y = \frac{\text{Laju massa CO}_2 \text{ dalam uap}}{\text{Laju massa CO}_2 \text{ total}} \dots\dots\dots (3-12)$$

Berdasarkan dua persamaan diatas dapat diturunkan rumus :

$$W_1 = W_t (1 - X) \dots\dots\dots (3-13)$$

$$C_1 = W_t (1 - Y) \dots\dots\dots (3-14)$$

dimana :

- Y = kualitas CO₂
- W₁ = laju alir massa cair
- C₁ = laju alir massa CO₂ fasa cair
- W_t = laju alir massa total (uap dan air)

3.4.2. Sifat Termodinamika Fluida Reservoir Panasbumi

a. Enthalpi

Enthalpi (Internal energi) atau energi dalam (U) adalah ukuran jumlah total panas yang disimpan dalam material per unit massa (U_v , U_l). Sedangkan enthalpy adalah penjumlahan dari internal energi dengan kerja yang tersimpan dalam material akibat adanya tekanan (h_v , h_l).

$$h_v = U_v + (P/v) \dots\dots\dots (3-15)$$

$$h_l = U_l + (P/v) \dots\dots\dots (3-16)$$

Keduanya mempunyai satuannya yang sama, yaitu energi per massa (J/Kg, KJ/Kg). Harga enthalpy untuk uap adalah enthalpy air dijumlahkan dengan panas latent penguapan (h_{lv}).

b. Entropi

Entropi adalah perbandingan panas yang ditransfer selama proses *reversible* dengan temperature absolute. Sedangkan secara matematis:

$$dS = \left(\frac{dQ}{T} \right)_{rev} \dots\dots\dots (3-17)$$

Untuk proses adiabatic reversible $Q = 0$,m

$$dS = \left(\frac{dQ}{T} \right)_{rev} = 0 \dots\dots\dots (3-18)$$

Entropi dapat dihubungkan dengan hukum kedua termodinamika yaitu:

1. Tidak ada satupun alat yang dapat dioperasikan untuk mengubah panas yang diserap oleh suatu sistim menjadi kerja seluruhnya.
2. Tidak mungkin ada sembarang proses yang dapat memindahkan panas dari suatu temperature ketemperatur lain yang lebih tinggi.

Maka dapat dikatakan bahwa setiap proses pada suatu sistim yang tersolir entropinya akan selalu bertambah atau tetap. Dari kenyataan bahwa panas yang diserap oleh suatu sistim tidak dapat dirubah seluruhnya menjadi kerja mekanik pada suatu proses melingkar. Dan ini berarti ada panas yang terbuang keselilingnya secara percuma.

I. Flowing Enthalpi

Enthalpi aliran adalah harga rata-rata untuk campuran rata-rata enthalpy (uap dan air).

$$hf = \frac{\rho_l h_l v_l + \rho_v h_v v_v}{h_l Q_{ml} + h_v Q_{mv}} \dots\dots\dots (3-19)$$

$$hf = \frac{h_l Q_{ml} + h_v Q_{mv}}{Q_{ml} + Q_{mv}} \dots\dots\dots (3-20)$$

dimana :

v_l, v_v = kecepatan darcy (untuk air dan uap)

Q_m = laju aliran massa fluida, Kg/m².s

3.5. PERHITUNGAN POTENSI RESERVOAR PANASBUMI

Potensi suatu reservoir panasbumi berdasarkan energi yang dihasilkan tergantung kepada heat content dari reservoir tersebut dan kualitas uap yang merupakan faktor penentu dalam membangkitkan tenaga listrik.

Untuk menentukan potensi suatu reservoir panasbumi dengan metoda *Mass and Heat In Place*. Langkah pertama didalam proses suatu reservoir pansbumi disuatu lapangan yaitu dengan cara menghitung massa fluida dan heat in place.

Dengan anggapan bahwa reservoir mengandung air dan uap sehingga massa fluida dapat dihitung dengan :

$$M_v = A h \phi (1 - S_w) v \dots\dots\dots (3-21)$$

$$M_w = A h \phi (S_w) w \dots\dots\dots (3-22)$$

$$M = A h (\phi S_w w + \phi (1-S_w) v) \dots\dots\dots (3-23)$$

Sedangkan heat in place didalam fluida reservoir dihitung dari massa fluida dan enthalpinya, yaitu :

$$Q_v = M_v (h)v \dots\dots\dots (3-24)$$

$$Q_w = M_w (h)w \dots\dots\dots (3-25)$$

$$Q_{fluid} = Q_v + Q_w \dots\dots\dots (3-26)$$

dimana:

Q_v = panas didalam uap, Kj

Q_w = panas didalam air, Kj

h_v = enthalpy uap, Kj/Kg

h_w = enthalpy air, Kj/Kg

Initial heat in place didalam reservoir batuan dapat dihitung dari volume reservoir, porositas, kapasitas panas batuan dan temperatur reservoir, seperti :

$$Q_{rock} = A h (1-\phi) C_r \Delta T r \dots\dots\dots (3-27)$$

Sehingga Q_{total} adalah:

$$Q_{total} = Q_{fluid} + Q_{rock} \dots\dots\dots (3-28)$$

Untuk menghitung tenaga listrik total dalam Mega Watts ditentukan juga oleh *recovery factor*, menggunakan persamaan berikut:

$$MWe = \frac{Q_{total} (MW_{thermal}) \times RF \times E}{t} \dots\dots\dots (3-29)$$

dimana:

MWe = tenaga listrik potensial

RF = *recovery factor*

E = konversi tenaga panas ke tenaga listrik

t = waktu, menit

DAFTAR PUSTAKA

1. **Ahmed, T.H.**, Hydrocarbon Phase Behavior, Contributions in Petroleum Geology and Engineering, Vol. 7, Gulf Publishing Company, Houston, Texas, 1989
2. **Amyx J.W., Bass D.m. Jr., dan Whitting R.L.**, "Petroleum Reservoir Engineering : Phisical Properties" , Edisi Pertama , Mc.Graw-Hill Book Company, New York, 1960
3. **Craft, B.C., and Hawkins, M.F.**, Applied Petroleum reservoir Engineering, Prentice-Hall, Inc., Englewood Cliffs N.J., 1959
4. **Grant, M.A., Donalson, I.G. Bixley, P.F.** "Geothermal Reservoir Engineering, Academic Press Ney York, 1982
5. **McCain, W.D., Jr.**, The Properties of Petroleum Fluids, Penn Well Books, Penn Well Publishing Company, Tulsa, Oklahoma, 1973
6. **Pirson, S.J.**, Oil Reservoir Engineering, 2ndEdition, McGraw-Hill book Company, Inc, New York, 1958
7., Perkembangan Industri Perminyakan Indonesia, Biro Humas & H.L.N. Pertamina, Jakarta, 1990
8., Indonesia Geothermal, Reserves and Resources 1999, Pertamina, Jakarta, 1999
9., Meningkatkan Peran Energi Panasbumi dalam Rangka Diversifikasi Energi Menuju Pembangunan Jangka Panjang tahap II (PJPT – II), Prosiding Seminar Sehari Peringatan Sepuluh Tahun Pemanfaatan Energi panasbumi di Indonesia, API – INAGA, Jakarta, 1993