

Penentuan Jenis Fluida Reservoir Di Lapangan M, Blok N, Sumatera Selatan

Nugroho Marsiyanto^{1*}

¹ Fakultas Teknik; Universitas Bhayangkara Jakarta Raya; Jl Perjuangan Kota Bekasi, telp/fax 021-88955882; e-mail: nugroho.marsiyanto@dsn.ubharajaya.ac.id

* Korespondensi: e-mail: nugroho.marsiyanto@dsn.ubharajaya.ac.id

Submitted: 26/10/2021; Revised: 17/11/2021; Accepted: 04/12/2021; Published: 11/03/2022

Abstract

Reservoir fluid type in oil or gas field must be determined very early in the life of reservoir because it is as critical factor in many of decisions made about producing strategy of the fluid from the reservoir. It also influence in the depletion reservoirs strategy. Reservoir fluid type can be confirmed only by observing a representative fluid sample in the laboratory testing. However, rules of thumb based on production data such as initial producing GOR, stock tank liquid gravity, and stock tank liquid color usually will indicate reservoir fluid type of those reservoirs. M field was discovered in December 1989 with the drilling of M-1 well. Subsequently, in July 1991, the M-2 well was drilled. In November 1997, an appraisal well, M-3, was drilled. Based on total production testing at M field indicated that the potential deliverability is 30 MMSCFD and M field have being produced since March 2002 up to date from those three wells. Objective of this paper is to determine fluid type in this M field. Based on the laboratory testing data from those 3 wells, the heptane plus concentration of M1 well is 0.47 % mole, the heptane plus concentration of M2 well is 0.67 % mole, and the heptane plus concentration of M3-well is 0.64 % mole. The Initial Gas Oil Ratio of M field refer to well testing is ranging from from 75,000 scf/STB to 554,545 scf/STB which is high GOR producing. Based on those 2 methods to determine reservoir fluid types, the laboratory testing and rules of thumb on intial production data, the fluid type of M field is categorized as A Dry Gas. This fluid determination is giving the advantages of strategic field drainage optimally and economically to the field.

Keywords: Fluid type, determination, fluid sample, production data, dry gas, GOR, stock tank

Abstrak

Jenis fluida reservoir di lapangan minyak atau gas harus ditentukan sejak awal umur reservoir karena merupakan faktor kritis dalam banyak pengambilan keputusan yang dibuat untuk strategi produksi fluida dari reservoir. Hal ini juga berpengaruh dalam strategi pengurusan reservoir. Jenis fluida reservoir dapat dipastikan hanya dengan mengamati sampel fluida yang representatif dalam pengujian laboratorium. Namun, rule of thumb berdasarkan data produksi seperti GOR produksi awal, specific gravity fluida di permukaan, dan warna fluida di permukaan biasanya akan menunjukkan jenis fluida reservoir dari reservoir-reservoir tersebut. Lapangan M ditemukan pada bulan Desember 1989 dengan pengeboran sumur M-1. Selanjutnya, pada Juli 1991, sumur M-2 dibor. Pada bulan November 1997, sebuah sumur appraisal, M-3, dibor. Berdasarkan pengujian total produksi di lapangan M menunjukkan bahwa potensi produksi adalah 30 MMSCFD dan lapangan M telah berproduksi sejak Maret 2002 hingga saat ini dari ketiga sumur tersebut. Tujuan penulisan makalah ini adalah untuk menentukan jenis fluida pada lapangan M ini. Berdasarkan data pengujian laboratorium dari 3 sumur tersebut, konsentrasi heptana plus sumur M1 adalah 0,47 % mol, konsentrasi heptana plus sumur M2 adalah 0,67 % mol, dan konsentrasi heptana plus sumur M3 adalah 0,64 % mol. Initial Gas Oil Ratio lapangan M mengacu pada pengujian sumur berkisar antara 75.000 scf/STB hingga 554.545 scf/STB yang memproduksi GOR tinggi. Berdasarkan 2 metode tersebut untuk menentukan jenis fluida reservoir merujuk pengujian laboratorium dan rule of thumb pada data produksi awal,

jenis fluida lapangan M dikategorikan sebagai reservoir gas kering. Penentuan fluida ini memberikan keuntungan strategi pengurusan lapangan secara optimal dan ekonomis.

Kata kunci: Jenis fluida, penentuan, sampel fluida, data produksi, gas kering, GOR, tangki stok.

1. Pendahuluan

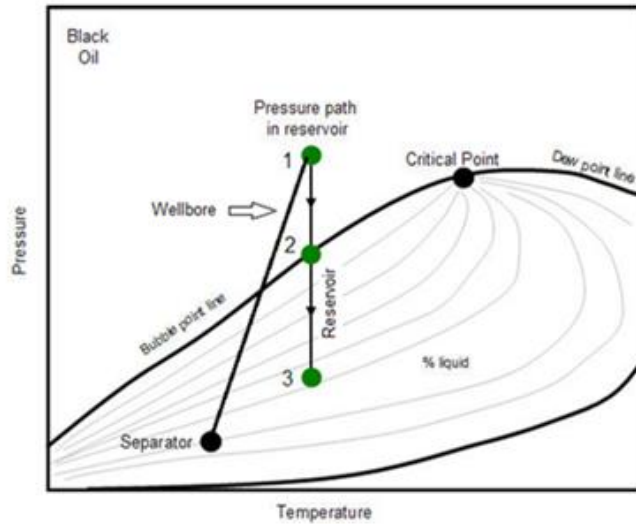
Evaluasi jenis fluida reservoir menjadi langkah mendasar selama pekerjaan karakterisasi reservoir, karena pengaruhnya dalam perhitungan-perhitungan cadangan, strategi teknis produksi dan terutama pada keekonomisan suatu proyek pengembangan lapangan migas. Jenis fluida dan perilaku karakteristiknya merupakan salah satu informasi keseluruhan yang paling penting. Penentuan jenis fluida tersebut (*Black, Oil, Volatile Oil, Gas*, dll) tampaknya menjadi pekerjaan yang cukup sederhana setelah data produksi awal dikumpulkan (*Stock Tank Oil Gravity, GOR*, dll). Aturan "*rule of thumb*" yang umum telah dikembangkan untuk mencapai identifikasi fluida ini, tetapi langkah ini memerlukan sampel yang representatif. Dengan cara ini, penyebab yang sama yang mempengaruhi perwakilan sampel, dapat mempengaruhi identifikasi jenis fluida reservoir yang benar. Penentuan jenis fluida reservoir di lapangan M dilakukan dengan 2 metode yaitu pengujian laboratorium dan berdasarkan data produksi yang diberikan oleh pedoman McCain.

Ada lima jenis utama fluida reservoir: *black oil, volatile oil, condensate / retrograde gas, wet gas dan dry*. Masing-masing jenis fluida ini memerlukan pendekatan yang berbeda saat menganalisis reservoir tersebut, sehingga sangat penting untuk mengidentifikasi jenis fluida yang benar sejak awal dari *reservoir full cycle*. Analisis laboratorium adalah metode utama untuk menentukan dan mengukur jenis fluida, tetapi informasi produksi seperti rasio gas-minyak produksi awal (GOR), *specific gravity* fluida di permukaan, dan warna fluida di permukaan juga merupakan indikator yang berguna.

1.1. Black Oil

Black oil terdiri dari berbagai komponen rantai hidrokarbon termasuk molekul-molekul yang besar, berat, dan tidak menguap (non-volatil). Diagram fasanya ditunjukkan di gambar 1 di bawah ini. Ketika tekanan reservoir terletak di mana saja di sepanjang garis 1 → 2, minyak dikatakan *undersaturated* - yang berarti minyak dapat melarutkan lebih banyak gas jika lebih banyak gas yang ada. Jika tekanannya pada titik 2, minyak berada pada titik gelembungnya, dan dikatakan jenuh - artinya minyak mengandung jumlah maksimum gas terlarut dan tidak dapat menahan gas lagi. Penurunan tekanan pada titik ini akan melepaskan gas untuk membentuk fasa gas bebas di dalam reservoir. Gas tambahan berkembang dari minyak saat bergerak dari reservoir ke permukaan. Hal ini menyebabkan beberapa penyusutan minyak. *Black oil* sering disebut minyak mentah susut rendah (*low shrinkage crude oil*) atau minyak biasa (*ordinary oil*). *Black oil* berwarna gelap menunjukkan adanya hidrokarbon berat. Ini dicirikan memiliki rasio gas-minyak awal 2000 scf/STB atau kurang. Produksi GOR akan meningkat selama produksi ketika reservoir turun di bawah tekanan titik gelembung, 2 → 3 karena gas berevolusi dari larutan di dalam reservoir karena tekanan dari reservoir akan jatuh dibawah *bubble point pressure* dari minyak.

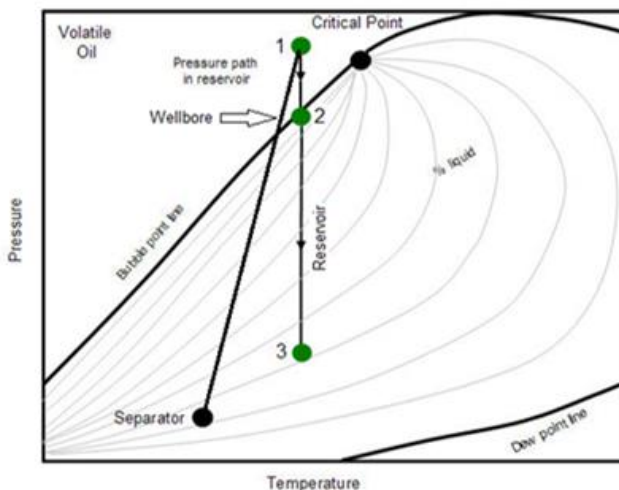
Minyak di tangki stok (permukaan) akan mempunyai *specific gravity* dibawah 45° API. *Stock tank oil gravity* akan menurun seiring waktu sampai umur reservoir. Minyak di permukaan berwarna gelap yang mengindikasikan banyaknya kandungan hidrokarbon, warnanya kadang gelap tapi ada juga yang berwarna coklat atau *greenish cast*. Analisis laboratorium akan mengindikasikan *initial oil formation volume factor* 2 res bbl/STB atau kurang. Formasi volume factor dari minyak (*initial oil formation volume factor*) merupakan jumlah fluida reservoir yang dibutuhkan untuk menghasilkan satu *stock tank barrel*. Hasil pengujian di laboratorium menyatakan bahwa komposisi dari heptana lebih dari 30% mol, yang mengindikasikan jumlah yang sangat besar dari hidrokarbon dalam *black oil*.



Gambar 1 Diagram fasa *black oil*

1.2. Volatile Oil

Volatile oil mengandung lebih sedikit molekul berat dan lebih banyak komponen perantara (etana hingga heksana) daripada *crude oil*. Minyak jenis ini umumnya memiliki rasio gas-minyak awal dalam kisaran 2000 hingga 3300 scf/Bbl, dan *specific gravity* di permukaan biasanya 40° API atau lebih tinggi. Warnanya umumnya lebih terang dari *crude oil*, yaitu coklat, oranye, atau hijau. Gas yang terkandung di *volatile oil* cenderung sangat kaya dan mirip dengan gas kondensat. Diagram fasa untuk minyak ini cenderung mencakup kisaran suhu yang jauh lebih sempit jika dibandingkan dengan *crude oil*; tapi seperti *crude oil*, suhu reservoir selalu lebih rendah dari suhu kritis untuk fluida, tetapi posisi dari titik kritis jauh lebih rendah dari *black oil* dan faktanya bahwa titik kritis sangat dekat dengan suhu dari reservoir itu sendiri. Ketika suhu reservoir mendekati suhu kritis, *volatile oil* akan menjadi lebih seperti gas. Analisis di laboratorium akan memperlihatkan *formation volume factor* sekitar 2 res bbl/STB. Dan *volatile oil* mempunyai kandungan heptana sekitar 12,5% sampai 30%. Untuk memproduksi fluida jenis ini dibutuhkan 3 *stage surface separation* agar *shrinkage* dari minyak minimal.



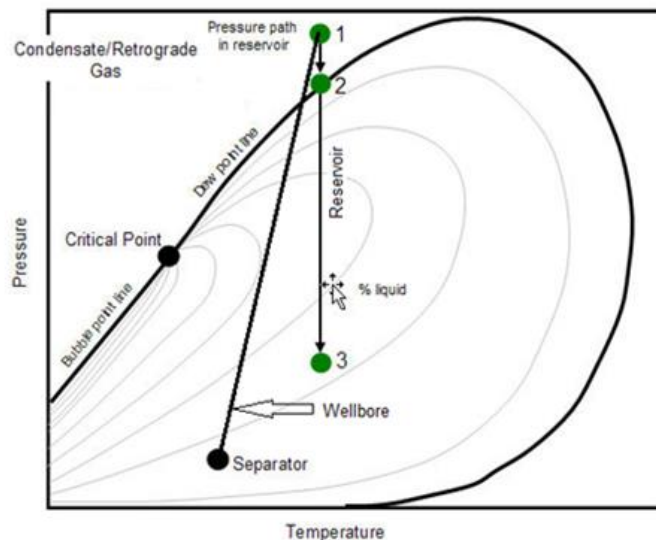
Gambar 2 Diagram fasa *volatile oil*

1.3. Condensate (Retrograde Gas)

Diagram fasa dari gas kondensat lebih kecil dari diagram fasa minyak, dan titik kritis jauh dibawah dan lebih ke kiri dari diagram fasanya. Perubahan ini terjadi karena kandungan molekul-molekul berat lebih sedikit dibandingkan dengan molekul ringan. Berikut diagram fasanya pada gambar 3 dibawah. Gas kondensat sangat mirip dengan *volatile oil* dalam hal warna (hijau, oranye, coklat, bahkan bening) dan *specific gravity* (40^0 hingga 60^0 API) dari minyak yang dihasilkan. Namun, suhu reservoir dari reservoir gas kondensat lebih besar dari suhu kritis fluida, dan di mana *volatile oil* adalah cairan pada tekanan dan suhu reservoir mula-mula, gas kondensat adalah gas. Ketika tekanan berkurang dalam reservoir gas kondensat, fluida akan melewati titik embun dan volume besar cairan akan mengembun di reservoir. Karena aliran gas lebih disukai daripada minyak, sebagian besar minyak ini tidak dapat diperoleh kembali. Akibatnya, penting untuk mengenali bahwa reservoir berisi gas kondensat dan menginjeksikan kembali gas kering untuk mempertahankan tekanan reservoir di atas titik embun untuk memaksimalkan pemulihan cairan. Gas kondensat ada sepenuhnya dalam keadaan gas di dalam reservoir pada titik 1. Saat tekanan menurun, kondensat menunjukkan titik embun pada titik 2. Saat reservoir semakin menipis dan tekanan turun, cairan mengembun dari gas untuk membentuk cairan bebas di dalam reservoir.

Identifikasi di lapangan menyebutkan bahwa retrograde gas memiliki *initial producing gas-oil ratio* mendekati 3300 scf/STB. Batas atas dari nilai tersebut tidak didefinisikan karena hasil observasi pernah menemukan nilai 150000 scf/STB. Nilai ini mengindikasikan diagram fasa yang dimilikinya akan lebih kecil dari diagram fasa pada umumnya. Gas dengan *gas-oil ratio* tinggi menyebabkan *cricondetherm*-nya mendekati temperatur reservoir.

Dalam prakteknya untuk memproduksi fluida dengan *gas-oil ratio* di atas 50000 scf/STB, jumlah dari *retrograde* cair sangat sedikit, terkadang lebih sering disebut gas basah (*wet gas*). *Retrograde* memiliki *specific gravity* berkisar antara 40^0 – 60^0 API. Warna dari cairannya biasanya coklat, orange, greenish atau water-white. Hasil analisis di laboratorium menunjukkan bahwa dew point ketika tekanan berkurang pada emperatur reservoir. Kondisi ini akan terjadi ketika kandungan dari heptana kurang dari 1%. Fluida yang di hasilkan pada saat produksi retrograde gas disebut dengan kondensat.

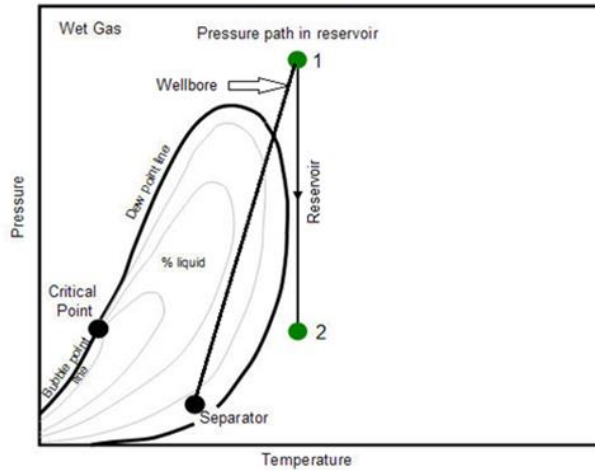


Gambar 3 Diagram fasa condensate (retrograde gas)

1.4. Wet Gas

Gas alam yang mengandung komponen hidrokarbon berat yang signifikan seperti propana, butana dan hidrokarbon cair lainnya yang dikenal sebagai gas basah atau gas kaya. Umumnya jika gas mengandung lebih sedikit metana (biasanya kurang dari 85% metana) dan lebih banyak etana, dan hidrokarbon lain yang lebih kompleks, maka dikategorikan sebagai gas

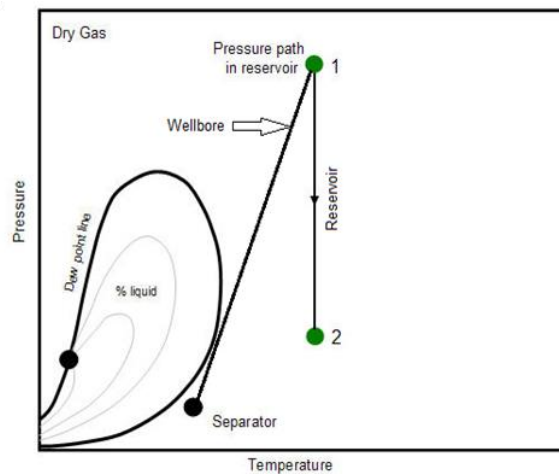
basah (*wet gas*). Gas basah hanya ada sebagai gas di reservoir selama pengurangan tekanan reservoir. Tidak seperti gas *retrograde*, tidak ada cairan yang terbentuk di dalam reservoir. Namun, kondisi pemisah terletak di dalam diagram fasa, menyebabkan beberapa fluida terbentuk di permukaan. Fluida permukaan ini biasanya disebut kondensat, dan gas reservoir kadang-kadang disebut gas kondensat, yang menyebabkan banyak kebingungan antara gas basah dan gas *retrograde*. Seluruh diagram fasa gas basah akan terletak di bawah suhu reservoir. Perhatikan bahwa jalur-jalur tekanan tidak memasuki diagram fasa, yang berarti tidak ada cairan yang pernah terbentuk di dalam reservoir. Gas basah menghasilkan cairan di permukaan dengan kisaran *specific gravity* yang sama dengan fluida dari gas *retrograde*. Namun, *specific gravity* cairan di permukaan tidak berubah selama *reservoir life cycle*. Juga, menghasilkan *GOR* sangat tinggi (> 50000 scf/STB) untuk gas basah dan tetap konstan.



Gambar 4 Diagram fasa *wet gas*

1.5. Dry Gas

Gas alam yang terjadi tanpa adanya kondensat atau hidrokarbon cair, atau gas yang memiliki hidrokarbon terkondensasi, disebut gas kering. Ini terutama metana dengan beberapa zat antara. Campuran hidrokarbon hanya berupa gas di reservoir dan tidak ada fluida (cairan permukaan kondensat) yang terbentuk baik di reservoir maupun di permukaan. Garis jalur tekanan tidak masuk ke dalam *envelope fase* dalam diagram fasa, sehingga hanya ada gas kering di reservoir. Perhatikan, kondisi pemisah permukaan juga berada di luar selubung fasa (berbeda dengan gas basah); maka tidak ada cairan yang terbentuk pada pemisah permukaan.



Gambar 5 Diagram fasa *dry gas*

2. Metode Penelitian

Metodologi yang diaplikasikan untuk penentuan jenis fluida reservoir di lapangan M menggunakan 2 metode. Metode pertama dengan pengujian laboratorium dimana sifat fluida yang digunakan dalam penelitian ini diperoleh dari hasil studi PVT sampel dari sumur "M-1", sumur "M-2" dan sumur "M-3". Komposisi dan sifat fluida dari percobaan laboratorium yang digunakan untuk mengidentifikasi fluida reservoir. Metode kedua menggunakan pedoman McCain berdasarkan evaluasi data produksi yang dapat mengkonfirmasi jenis fluida reservoir. Merujuk pada pedoman Mc Cain, jenis fluida reservoir dapat ditentukan berdasarkan GOR produksi awal, *stock-tank liquid gravity* dan warna cairan di permukaan yang dapat menunjukkan jenis cairan GOR produksi awal adalah indikator terpenting, sedangkan gravitasi dan warna cairan tangki stok berguna dalam memvalidasi jenis cairan yang disimpulkan dari GOR.

Tabel 1 merangkum pedoman McCain untuk menentukan jenis fluida dari data lapangan. Jika salah satu dari ketiga sifat ini gagal memenuhi kriteria Tabel 1, pengujian gagal dan sampel representatif dari fluida reservoir diperiksa dalam analisis laboratorium untuk menetapkan jenis fluida. Tabel 2 menunjukkan hasil yang diharapkan dari analisis fluida reservoir dari testing di laboratorium.

Tabel 1 Ringkasan pedoman dari McCain untuk penentuan tipe fluida reservoir berdasarkan data produksi

	Black Oil	Volatile Oil	Retrograde Gas	Wet Gas	Dry Gas
<i>Initial producing gas/liquid ratio, scf/STB</i>	< 1,750	1,750 to 3,200	>3,200	>15,000	100,000
<i>Initial Stock-Tank Liquid Gravity, API</i>	< 45	>40	>40	Up to 70	No liquid
<i>Color Of Stock-Tank Liquid</i>	Dark	Colored	Lightly colored	Water white	No liquid

Tabel 2 Hasil yang diharapkan dari analisa laboratorium untuk penentuan tipe fluida reservoir

	Black Oil	Volatile Oil	Retrograde Gas	Wet Gas	Dry Gas
<i>Phase change in reservoir</i>	Bubble point	Bubble point	Dew point	No phase change	No phase change
<i>Heptane plus, mol %</i>	>20%	20 to 12.5	<12.5	<4	<0.7
<i>Oil FVF at bubble point</i>	<2.0	>2.0	-	-	-

3. Hasil dan Pembahasan

Mengaplikasikan metoda pertama dan kedua, yaitu penentuan fluida reservoir lapangan M berdasarkan hasil analisa sampel fluida reservoir di laboratorium dan berdasarkan evaluasi data produksi awal, dapat dijelaskan sebagai berikut.

3.1. Metoda Pengetesan Di Laboratorium

Menerapkan pengujian laboratorium, sifat fluida yang digunakan dalam studi diperoleh dari hasil studi PVT dari sumur "M-1", "M-2" dan "M-3. Hasil studi PVT dirangkum dalam tabel 3 - 5. Komposisi dan sifat fluida dari percobaan laboratorium digunakan untuk mengidentifikasi fluida reservoir. Hal ini ditunjukkan pada Tabel 3 (Sumur M-1), konsentrasi metana plus etana adalah 84,72 % mol, konsentrasi heptana plus adalah 0,47% mol, dan total pengotor konsentrasi CO₂, H₂S, dan N₂ adalah 11,26% mol yang dianggap agak tinggi. Dengan demikian, fluida reservoir menunjukkan gas kering. Pada Tabel 4 (sumur M-2), konsentrasi metana plus etana adalah 83,18% mol, konsentrasi heptana plus 0,67% mol, dan total pengotor

konsentrasi CO₂, H₂S, dan N₂ adalah 11,94% mol agak tinggi. Hasil PVT pada sumur “M-2” ini menunjukkan bahwa fluida reservoir adalah gas kering. Pada Tabel 5 (Sumur M-3), konsentrasi metana plus etana adalah 82,73% mol, konsentrasi heptana plus adalah 0,64 % mol, dan total pengotor konsentrasi CO₂, H₂S, dan N₂ adalah 12,31% mol yang juga dianggap agak tinggi. Fluida reservoir di sumur “M3” juga menunjukkan gas kering. Semua pengujian laboratorium PVT di semua 3 sumur di lapangan M mengkonfirmasi bahwa fluida reservoir adalah gas kering di mana total heptana plus kurang dari 0,7% mol.

Tabel 3 Hasil PVT di laboratorium sumur M-1

Component	Separator Gas	
	Mol%	GPM
Hydrogen Sulfide	0	
Carbon Dioxide	8.39	
Nitrogen	2.87	
Methane	81.68	
Ethane	3.04	0.812
Propane	2.1	0.577
Iso-Butane	0.31	0.102
N-Butane	0.5	0.157
Iso-Pentane	0.23	0.085
N-Pentane	0.19	0.068
Hexanes	0.22	0.09
Heptanes	0.26	0.096
Octanes	0.15	0.068
Nonanes	0.04	0.019
Decanes	0.01	0.008
Undecanes	0.01	0.004
Dodecanes	0	0
Tridecanes	0	0
Tetradecanes	0	0
Pentadecanes	0	0
Hexadecanes	0	0
Heptadecanes	0	0
Octadecanes	0	0
Nonadecanes	0	0
Eicosanes plus	0	0
Total	100	2.086

Tabel 4 Hasil PVT di laboratorium sumur M-2

Component	Separator Gas	
	Mol%	GPM
Hydrogen Sulfide	0	
Carbon Dioxide	9.51	
Nitrogen	2.8	
Methane	79.77	
Ethane	2.96	0.791
Propane	2.41	0.663
Iso-Butane	0.4	0.132
N-Butane	0.66	0.208
Iso-Pentane	0.29	0.104
N-Pentane	0.24	0.086
Hexanes	0.32	0.13
Heptanes	0.38	0.147
Octanes	0.21	0.089
Nonanes	0.03	0.02
Decanes	0.01	0.007
Undecanes	0.01	0.004
Dodecanes	0	0
Tridecanes	0	0
Tetradecanes	0	0
Pentadecanes	0	0
Hexadecanes	0	0
Heptadecanes	0	0
Octadecanes	0	0
Nonadecanes	0	0
Eicosanes plus	0	0
Total	100	2.086

Tabel 5 Hasil PVT di laboratorium sumur M-3

Component	Separator Gas	
	Mol%	GPM
Hydrogen Sulfide	0	
Carbon Dioxide	9.51	
Nitrogen	2.8	
Methane	79.77	
Ethane	2.96	0.791
Propane	2.41	0.663
Iso-Butane	0.4	0.132
N-Butane	0.66	0.208
Iso-Pentane	0.29	0.104
N-Pentane	0.24	0.086
Hexanes	0.32	0.13
Heptanes	0.38	0.147
Octanes	0.21	0.089
Nonanes	0.03	0.02
Decanes	0.01	0.007
Undecanes	0.01	0.004
Dodecanes	0	0
Tridecanes	0	0
Tetradecanes	0	0
Pentadecanes	0	0
Hexadecanes	0	0
Heptadecanes	0	0
Octadecanes	0	0
Nonadecanes	0	0
Eicosanes plus	0	0
Total	100	2.086

3.2. Metoda Berdasarkan Evaluasi Data Produksi Awal

Data produksi awal diambil pada saat pengujian produksi sumur setelah pemboran dan penyelesaian ketiga sumur (M-1, M-2 dan M-3) dikumpulkan untuk evaluasi. Pengamatan meliputi GOR produksi awal, *specific gravity* fluida dan warna fluida pada kondisi permukaan. Sumur M-1 diuji pada Desember 1989 menghasilkan Gas Oil Ratio 121.317 scf/STB – 206.461 scf/STB, Sumur M-2 diuji pada Juli 1991 menghasilkan 84.805 scf/STB – 554.545 scf/STB dan sumur M-3 diuji pada Desember 1997 memproduksi 75.000 scf/STB – 80.000 scf/STB. Gambar 6 menggambarkan hubungan rasio produksi awal Gas Oil Ratio (GOR), fasa dalam reservoir, dan konsentrasi heptana-plus menggambarkan efek komponen berat dalam minyak bumi sebagai heptana-plus memiliki efek terkuat pada karakteristik fluida.

Tabel 6 Hasil test produksi awal di sumur M-1 pada Desember

Well M-1 was tested in December 1989

DST SUMMARY TABLE

GEOLOGIST : _____

ST #	INTERVAL (m)	CHOKE (inches)	THP (psi)	BO* D	*API/ 80* F	MSCFGPD	GOR	SO	BSSW	CL (ppm)	COMMENTS
o. 8 /9A RBP)	1500 - 1503	-	-	-	-	-	-	-	-	-	Very weak air blow Chamber contain : 1900 cc fluid w/ltt oil (cl- 47000 ppm) P. chas: 10 psi After acidiz. Swab 8 runs Rec. 14.2 bbls diesel oil.
p. 9 /9A RBP)	1487 - 1493	-	-	-	-	-	-	-	-	-	Very weak air blow Chamber contain : 1750 cc CB/cl- 74000 ppm. 150 cc oil. P. chas : 50 psi After acidiz : Swab 21 runs, Total Rec. 34 bbls diesel, acid, brine and oil (10s) (10* API at 60*F)
o. 10 RBP)	1474 - 1474, RBP	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
o. 10 RBP)	1474 - 1474, RBP	3/8	335	-	-	1.675	-	0.76	-	-	
o. 10 RBP)	1474 - 1474, RBP	3/8	335	-	-	1.681	-	0.76	-	-	
o. 10 A RBP)	1471 - 1474, A RBP	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
o. 10 RBP)	1471 - 1474, A RBP	3/8	1365	35.83	52.5	4.897	144753	0.76	-	-	
o. 10 RBP)	1471 - 1474, A RBP	3/8	1365	40.67	52.5	4.934	121317	0.76	-	-	
o. 10 RBP)	1471 - 1474, A RBP	3/8	1365	23.68	52.5	4.809	206461	0.76	253	13,000	
o. 10 RBP)	1471 - 1474, A RBP	3/8	1365	37.22	52.5	4.832	129822	0.76	258	15,000	

Tabel 7 & 8 Hasil test produksi awal di sumur M-2 dan M3

Well M-2 was tested in July 1991

1st Flow (15 minutes) : Strong gas blow.
1st Shut In (60 minutes)
2nd Flow (630 minutes): Flowed with following results:

TEST RATES

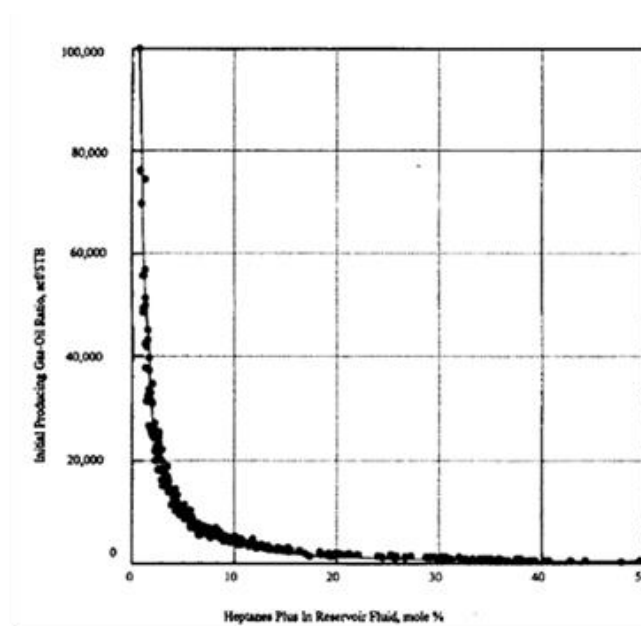
TIME HRS	CHOKE INCH	WHP PSI	WHT DEG. F	OIL BOPOD	GAS MNSCFGPD	GOR CF/BBL	WATER BWPD
15.00	1/2	152	108	-	727	-	-
15.30	1/2	152	104	-	772	-	-
16.00	1/2	152	103	-	836	-	-
16.30	1/2	152	103	2.95	763	258644	16.72
17.00	1/2	152	102	3.02	671	222185	17.14
17.30	1/2	150	101	1.21	671	554545	6.34
18.00	1/2	152	100	4.08	724	177450	4.08
18.30	1/2	152	100	3.92	724	184694	2.11
19.00	1/2	152	100	4.68	724	154700	2.52
19.30	1/2	156	100	5.89	788	133786	3.17
20.00	1/2	156	100	7.86	798	101656	4.23
20.30	1/2	156	100	9.41	798	84805	4.03
21.00	1/2	156	98	8.46	793	93735	3.62
21.30	1/2	156	98	8.45	794	93964	3.62
22.00	1/2	157	97	8.57	794	92649	3.50
22.30	1/2	157	97	8.74	794	90847	3.74
23.00	1/2	157	97	8.74	801	91648	3.74
23.30	1/2	157	97	8.57	801	93400	3.50
24.00	1/2	157	98	8.74	801	91648	3.74

2nd Shut In (330 minutes)
3rd Flow (565 minutes) : Did acid, opened well with following results:

Well M-3 was tested in December 1997

TIME HRS	WELLHEAD			PRODUCTION DATA			
	CHOKE INCH	WHP PSIG	WHT PSIG	WTR BOPOD	OIL BOPOD	GAS MSCFD	YIELD BBLMSCF
December 05, 1997							
Flowing thru separator & first reading							
1.00	3264"	1633	148	21	117	8.063	0.015
2.00	3264"	1633	148	21	115	8.063	0.014
2.30	3264"	1633	148	23	116	8.092	0.014
Big hearing, SI the well due to replace the inlet							
Open the well thru ex pass separator to flare pit							
Diverted thru separator and initial reading							
4.00	3264"	1623	141	24	125	8.092	0.015
5.00	3264"	1624	141	22	111	8.045	0.014
6.00	3264"	1624	141	22	111	8.045	0.014
7.00	3264"	1624	141	22	113	8.000	0.014
8.00	3264"	1625	141	21	117	7.980	0.015
9.00	3264"	1625	141	22	110	7.960	0.014
10.00	3264"	1625	141	22	113	7.962	0.014
11.00	3264"	1625	141	21	113	7.962	0.014
12.00	3264"	1624	141	22	119	7.944	0.015
13.00	3264"	1624	142	22	113	7.965	0.014
14.00	3264"	1625	142	21	117	8.008	0.015
15.00	3264"	1624	145	21	117	8.008	0.015
16.00	3264"	1625	148	22	110	8.008	0.014
17.00	3264"	1625	150	21	111	8.015	0.014
18.00	3264"	1624	152	21	107	8.015	0.013
19.00	3264"	1624	152	21	113	8.020	0.014
20.00	3264"	1623	156	21	117	8.003	0.015
21.00	3264"	1623	156	21	109	7.987	0.014
22.00	3264"	1623	156	21	113	7.917	0.014
23.00	3264"	1622	156	21	117	7.917	0.015
24.00	3264"	1621	157	20	105	7.903	0.013

Tabel 7 Hasil test produksi awal di sumur M-3 pada Desember 1997



Gambar 6 Hubungan *gas oil ratio* (GOR) mula-mula di fasa reservoir dengan konsentrasi *heptane plus*

Black oil, yang ditunjukkan di kanan bawah gambar 6 grafik di atas memiliki GOR awal terendah dan konsentrasi komponen berat tertinggi sedangkan gas kering memiliki GOR awal tertinggi dan konsentrasi komponen berat terkecil. Cairan lainnya berada dalam kontinum antara *black oil* dan gas kering. GOR awal dari data produksi sumur M-1, M-2 dan M-3 sangat tinggi. Meskipun beberapa kondensat diproduksi di permukaan, fluida reservoir dengan GOR produksi awal yang tinggi dapat diperlakukan sebagai Reservoir Gas Kering seperti yang terlihat pada grafik diatas.

4. Kesimpulan Dan Saran

Berdasarkan hasil evaluasi, baik data laboratorium maupun data produksi awal, lapangan M dikategorikan sebagai reservoir gas kering. Dari hasil penelitian dapat ditarik kesimpulan sebagai berikut:

1. Hasil uji laboratorium sumur M-1 menunjukkan konsentrasi heptana-plus 0,47% mol, konsentrasi heptana-plus sumur M-2 0,67% mol dan konsentrasi heptana-plus sumur M-3 0,64% mol.
2. Data *initial gas oil ratio* (GOR) lapangan M berkisar antara 75.000 scf/BBL hingga 554.545 scf/STB yang menghasilkan GOR tinggi dan dikategorikan sebagai reservoir gas kering.
3. Jika data produksi tidak memenuhi kriteria seperti dalam pedoman tabel 1, maka sampel fluida yang representatif dapat diperiksa di laboratorium untuk menentukan jenis fluida reservoir.

Daftar Pustaka

- William D. McCain Jr. "Heavy Components Control Reservoir Fluid Behavior", Journal Petroleum Technology, September 199
- "Plan Of Development Of Gas Utilization In Blok "N", August 1997
- "Final Report Of Recoverable Reserve M Field", August 2007