

凝析油气田 储量计算方法

陶庆学 编著

石油工业出版社

北京)

书号	126221
分号	TE15
册号	051

凝析油气田储量计算方法

陶庆学 编著



5942/21



石油0122223

石油工业出版社

内 容 提 要

本书以板桥凝析油气田为背景,系统地介绍了凝析油气田油、气地质储量及可采储量的静态法、动态法、经验公式法、类比法四大类储量计算方法及其相关内容。

本书内容包括:板桥凝析油气田地质和勘探开发简况;油气田流体性质;凝析油气田油气藏分类;凝析油气田地质储量计算方法;凝析油气田可采储量计算方法;有关储量计算方法的几点说明和讨论;凝析油气藏储量计算实例,并附有凝析油气田储量计算常用图表。

本书可供矿场从事油气藏工程和储量计算的技术人员使用,也可供石油院校和科研单位有关人员参考。

图书在版编目(CIP)数据

凝析油气田储量计算方法/陶庆学编著.

北京:石油工业出版社,1998.8

ISBN 7-5021-2340-7

I. 凝...

II. 陶...

III. ①凝析油-油气田-储量-计算

②凝析气田-储量-计算

IV. TE15

中国版本图书馆 CIP 数据核字(98)第 16366 号

石油工业出版社出版

(100011 北京安定门外安华里二区一号楼)

大港油田制图印刷厂排版印刷

新华书店北京发行所发行

787×1092 毫米 16 开本 12.75 印张 320 千字 印 1-1000

1998 年 8 月北京第 1 版 1998 年 8 月天津第 1 次印刷

ISBN 7-5021-2340-7/TE·1953

定价: 15.80 元

前 言

本书以 1993 年“板桥凝析油气田储量计算方法研究”课题报告为基础改写而成。板桥凝析油气田是我国最早投入勘探开发的凝析油气田之一,以高凝析油含量著称,目前已探明凝析油储量居全国之首。板桥凝析油气田具有从油藏、凝析气顶油藏、带油环凝析气藏、凝析气藏到干气藏的较完整的油气藏流体序列。板桥凝析油气田经多年滚动勘探开发,积累了丰富的勘探开发经验,1993 年开展的储量复算工作更丰富了储量计算方法研究资料。板桥凝析油气田既具有全面、系统研究凝析油气田储量计算方法的必要,又具备了研究的条件,因此受国家资源委员会石油天然气专业委员会委托,我们开展了本专题研究工作。

针对当前普通油气藏储量计算方法研究较多、较深入,而凝析油气藏储量计算方法研究国内尚缺乏系统文献,国外系统文献亦不多见的情况,作者以方便有关人员凝析油气藏储量计算为宗旨,力求全面收集、系统整理、深入研究凝析油气藏储量计算方法。本书介绍了板桥凝析油气田概况、油气田流体性质及油气藏分类,整理、研究了凝析油气藏地质储量及可采储量的静态法、动态法、经验公式法和类比法四大类储量计算方法,对有关问题进行了说明和讨论,并有部分实例加以说明。本书还在正文之后附录了凝析油气田储量计算常用图表。

本书的编写和出版得到了原大港油田勘探公司吴永平经理、地质研究院李学琦院长、杨池银副院长、廖前进总地质师、杨永昌副总地质师及其他有关人员的大力支持。本书部分基础资料来自大港油田地质勘探开发研究院历年的专题研究报告,本书较多地参考了国家资源委油气储委办陈元千教授的有关文献,并得到了陈元千教授的指导。原报告曾经油气储委办原主任杨通佑审阅并提出了宝贵意见,油气储委办吕鸣岗主任、陈永才副主任对本书出版给予了支持和指导。本书由于梅、佟丽荣精心排版,在此一并致谢。

由于作者水平有限,本书难免疏漏,敬请批评指正。

编著者

1997 年 2 月 24 日于天津

目 录

第一章 板桥凝析油气田地质和勘探开发简况	(1)
第一节 地质简况	(1)
第二节 勘探开发简况	(5)
第二章 油气田流体性质	(7)
第一节 烃类流体的组成和分类	(7)
第二节 烃类流体的相图	(9)
第三节 天然气的性质	(14)
第四节 原油的性质	(28)
第五节 地层水的性质	(41)
第三章 凝析油气田油气藏分类	(44)
第一节 油气藏流体性质分类	(44)
第二节 油气共存状态判断	(47)
第三节 凝析油气藏综合分类	(52)
第四章 凝析油气田地质储量计算方法	(59)
第一节 容积法	(59)
第二节 物质平衡法	(82)
第三节 压力—产量递减法	(93)
第四节 气藏探边测试法	(94)
第五节 相关经验公式法	(100)
第五章 凝析气藏可采储量计算方法	(101)
第一节 废弃产量与废弃压力	(103)
第二节 压降法	(105)
第三节 物质平衡法	(105)
第四节 气藏探边测试法	(106)
第五节 产量递减法	(106)
第六节 产量递减新模型	(109)
第七节 压力—产量递减法	(110)
第八节 衰减曲线法	(110)
第九节 平均产率法	(113)
第十节 水驱特征曲线法	(113)
第十一节 相关经验公式法	(114)
第十二节 采收率类比法	(115)
第六章 有关储量计算方法的几点说明和讨论	(116)

第一节	各种储量计算方法的比较和选用	(116)
第二节	关于储量计算方法的简化	(117)
第三节	关于凝析气藏流体取样及参数的确定	(117)
第四节	关于容积法的几个问题	(118)
第五节	关于动态法的几个问题	(119)
第六节	板桥凝析油气田储量计算的评价	(121)
第七章	凝析油气藏储量计算实例	(124)
实例一	板中开发区南高点板 2 ² 小层	(124)
实例二	板 17 断块滨Ⅲ油组	(126)
实例三	板 820 井区板 2 油组	(136)
实例四	板深 76 井滨Ⅳ油组	(143)
附录 I	凝析油气田储量计算常用关系图	(147)
附录 II	凝析油气田储量计算常用数据表	(182)
参考文献		(200)

第一章 板桥凝析油气田地质和勘探开发简况

第一节 地质简况

板桥凝析油气田位于黄骅拗陷中部板桥断裂构造带主体部位,北临板桥生烃凹陷,南靠北大港油田,东入渤海滩海地区,构造面积约180km²,东部以断块群为主,西部以断鼻为主。北东向(主要断层)、北西向(次要断层)两组断层发育,把板桥凝析油气田分割为北、中、南、东、西五个开发区40余个自然断块,目前已获油气的断块有30余个。

含油气目的层为下第三系沙一、二、三段,按沉积旋回内分11个油组,即Es₃^中的板1、板1油组;Es₃^下的板2、板3、板4^上、板4^下、滨I油组;Es₂的滨II、滨III、滨IV油组及Es₁油组

本区油气水层交互出现,各断块主力油气层各不相同,油气藏受构造、岩性、断层等因素影响,主要有断块油气藏、构造油气藏、岩性油气藏、构造—岩性油气藏、岩性—构造油气藏等圈闭成因类型。由于形成油气藏的圈闭主要受大断层控制,因此,油气储量主要分布在大张坨、板桥等大断层两侧。

储层以各种密度流成因的中、细粒长石岩屑砂岩为主,各层组物性差异大,深层Es₂、Es₃物性较差,非均质性强,一般有效孔隙度为5%~16%,渗透率小于100mD,平面变化大;浅层Es₁有效孔隙度大于20%,渗透率在100~500mD之间,属中等物性储层,其储层延展性较好。

本区次生孔隙发育,形成了板2、板3和滨IV油组次生孔隙带,成为本区的主力油气层。本区储层主要有三种孔隙结构类型(图1-1)。

I类:孔喉大小分布集中,分选性好,一般孔喉半径6.4~16.0μm,毛细管压力小于0.08MPa,代表了好的储层;

II类:分选性差,孔喉半径小,一般在0.64~1.6μm,毛细管压力变化范围大,从0.076~0.87MPa,油气流动阻力较大;

III类:分选性很差,孔喉半径很小,一般在0.04~0.4μm,且小于0.1μm的微细孔大于30%,属于差储层。

本区流体性质较复杂,同国内外很多凝析油气藏一样,地层烃类流体

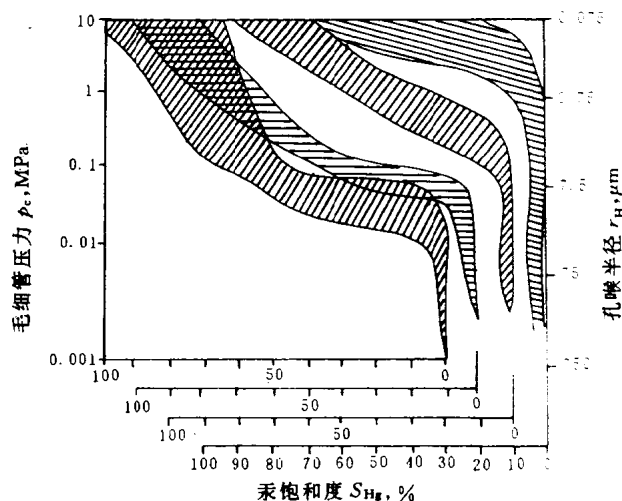


图1-1 板桥凝析油气田储层毛细管压力分类

表 1-1 板桥凝析油气田流体性质统计表

油 气 藏	层 位	油 性 质						气 性 质						水 性 质									
		相对 密度 γ_4^{20}	粘 度 (50℃) mPa·s	凝 点 ℃	含 蜡 %	含 硫 %	胶质 沥青质 %	初 馏 点 ℃	恩氏蒸馏		相对 密度 $\gamma_{air}=1$	CO ₂ + H ₂ S %	O ₂ %	N ₂ %	C ₁ %	C ₂ %	C ₃ %	C ₄ %	C ₅₊ %	Cl mg/L	总矿 化度 mg/L	水 型	
									200℃ %	300℃ %													
油 藏	板 0	0.8153	2.17	15.7	6.74	0.1515	7.82	75.0	18.2	35.5	0.7436	0.99		0.955	75.64	9.655	6.89	3.40		2077	9694	NaHCO ₃	
	板 1	0.8182	2.65	22.8	11.0	0.0583	<5.40	92.9	26.6	48.7	0.6974	0.76		0.960	82.75	7.690	5.15	2.14	0.63	1020	8590	NaHCO ₃	
	板 2	0.8191	2.82	17.8	9.81	0.0595	4.64	90.4	29.5	51.8	0.7629	0.84		0.707	74.76	12.26	6.83	3.62	1.43	1364	8728	NaHCO ₃	
	板 3	0.8314	3.31	28.0	12.7	0.0699	<4.89	95.8	32.0	41.9	0.6550	0.26		0.990	84.98	9.140	3.32	0.92	0.09	1655	9171	NaHCO ₃	
	板 4	0.8375	5.04	14.1	8.05	0.1098	8.38	95.8	24.2	47.6	0.6632	0.90		0.567	79.44	7.800	4.61	2.62	0.91	2972	10383	NaHCO ₃	
凝 析 气 藏	滨 I	0.8158	5.70	20.5	10.6	0.0687	5.95	107	32.5	53.9	0.7292	2.34		0.370	82.80	7.980	4.40	1.94	0.62	1475	7569	NaHCO ₃	
	滨 II	0.8253	2.47	17.8	10.4	0.0732	3.26	91.5	28.7	50.6	0.6567	1.22		0.230	86.50	7.640	3.01	1.22	0.46	1631	8143	NaHCO ₃	
	滨 III	0.8224	2.69	19.3	10.5	0.0538	5.54	87.5	30.9	52.7	0.7218	1.51		0.712	78.60	11.30	5.19	2.77	0.86	2575	8603	NaHCO ₃	
	滨 IV	0.8396	4.21	22.1	12.4	0.0652	5.29	104	21.1	40.8	0.6775	0.61		0.806	83.70	8.690	4.35	1.55	0.57	2351	8009	NaHCO ₃	
	沙三 ¹	0.8288	3.68	26.0	11.1	0.0563	4.98	103	21.6	43.9	0.7228	0.92		1.340	78.20	11.70	5.19	1.91	0.89	922	7411	NaHCO ₃	
凝 析 气 藏	板 1	0.7822	1.01	-29.0				97	59.0	83.2	0.6172			0.520	91.40	4.950	1.93	1.02	0.19				
	板 2	0.7562		-18.8				65	68.6	86.8	0.6818	0.85	0.54	0.820	83.29	8.760	4.17	2.14	0.48				
	板 3	0.7709		-7.3				74	59.7	90.7	0.7451	1.05	0.43	0.520	76.70	10.85	6.43	2.56	0.95				
	板 4	0.7652		-2.4				64	56.0	77.8	0.6685	0.59	0.93	0.86	84.80	7.92	3.79	1.89	0.30				
	滨 II	0.7636	0.90	-6.0				64	60.4	84.4	0.7388	0.36	0.59	0.150	78.55	9.890	6.85	3.05	1.15				
凝 析 气 藏	滨 III	0.7840	1.106	18				105	54.0	87.0	0.6918	0.09		0.470	83.17	8.380	4.99	2.06	0.86				
	滨 IV	0.7665		9.3				74.3	59.3	85.0	0.6588	0.73	0.44	0.200	84.92	7.730	3.055	1.08	0.74				

密度随构造位置变低而明显增大。总的来看,本区流体具有油轻、气重、水淡的特点,各油组流体性质统计见表 1—1。

本区原油及凝析油密度在纵向上呈反“y”字型分布(图 1—2),其主枝油密度随深度减小而减小,反映出深处为原油,向上变为挥发油,再向上变为凝析油的油气运移分异规律,而侧枝自 3500m 起向上,原油密度增大,反映原油遭受氧化等破坏。

据分析,本区油、气同源,均为以板桥凹陷富含腐植型、偏腐植型干酪根为主的生烃母质热成熟阶段的产物。生成物以气态烃为主,其中数量很少的液态烃,在地层条件下溶于气体中呈气相运移,在运移聚集过程中,在地层温度、压力变化及重力作用等复杂条件的影响下,遵循油气相态转换规律,反凝析和反蒸发作用反复出现,从而形成了本区凝析油气与轻质原油交互成层,油环凝析气藏、凝析气藏与油藏和干气藏并存在的局面。

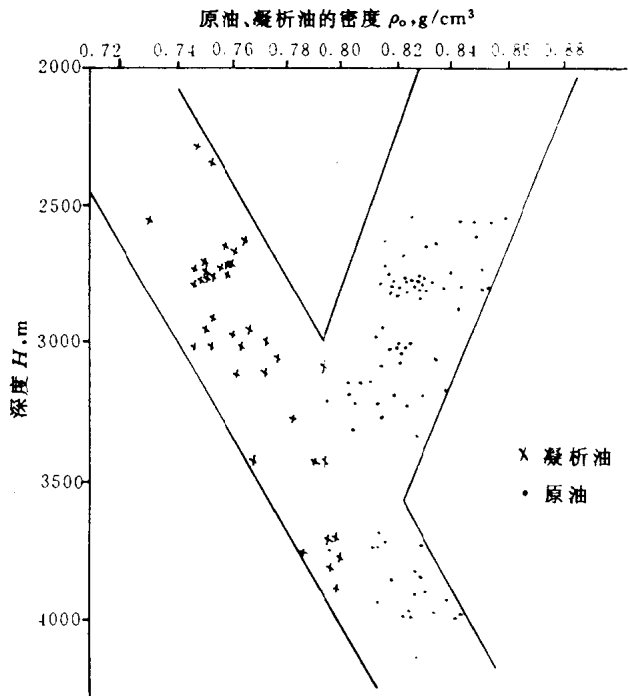


图 1—2 板桥凝析油气田原油、凝析油密度与深度关系图

按照流体性质划分,本区有干气藏(板 834—2)、低凝析油含量凝析气藏(板 876)、中—高凝析油含量凝析气藏(板中板 2)、轻质油藏(板 834 西)及油藏(板 19—1)。其中气藏以高凝析油含量凝析气藏为主,原始凝析油含量见表 1—2,一般大于 500g/m³,有向板桥凹陷方向增高的趋势,地露压差很小(图 1—3、图 1—4),多属于饱和凝析气藏。油藏为饱和油藏,平均气油比为 311(标)m³/m³(以下单位中的标准状态不再注明),平均体积系数为 1.867,地下粘度为 0.27mPa·s。高饱和使本区带油环凝析气藏和凝析气顶油藏较发育(图 1—5)。

表 1—2 原始凝析油含量表

断块	北 断 块							中断块	南 断 块			
井号	820	815	801	板 6	829	821—1	平均	平均	876	板 17	新 885	平均
含量, g/m ³	380	860	500	600	1000	500	640	550	321	500	200	340

统计表明,本区同断块、同层位的压力系数基本一致,是统一的压力体系。同断块、不同层位随深度增加,压力系数逐渐变大(图 1—6),如板 1、板 2、板 3、板 4、滨 I 油组的平均压力系数分别为 1.04、1.08、1.10、1.12、1.22,滨 N 油组为 1.41。Es₂ 以下为异常压力系统,温度梯度和

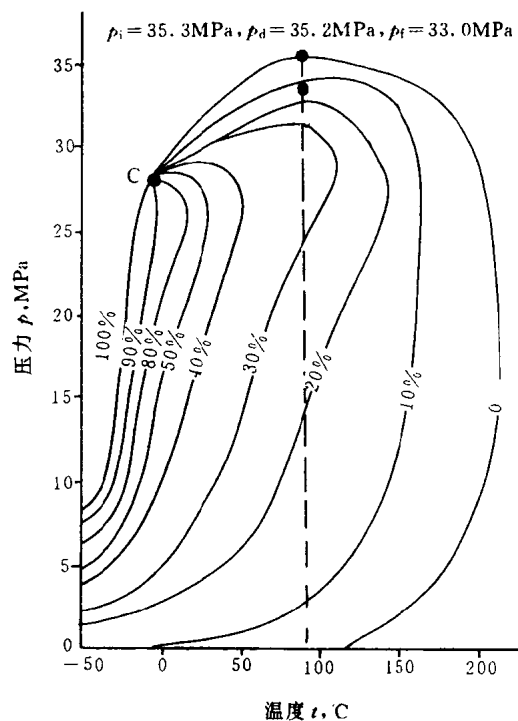


图 1-3 板 6 井压力—温度相图

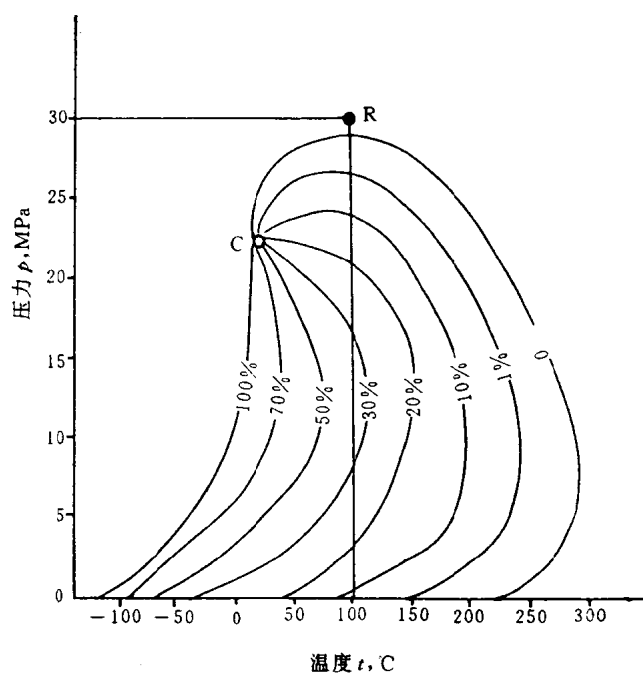


图 1-4 板 52 井原始流体压力—温度相图

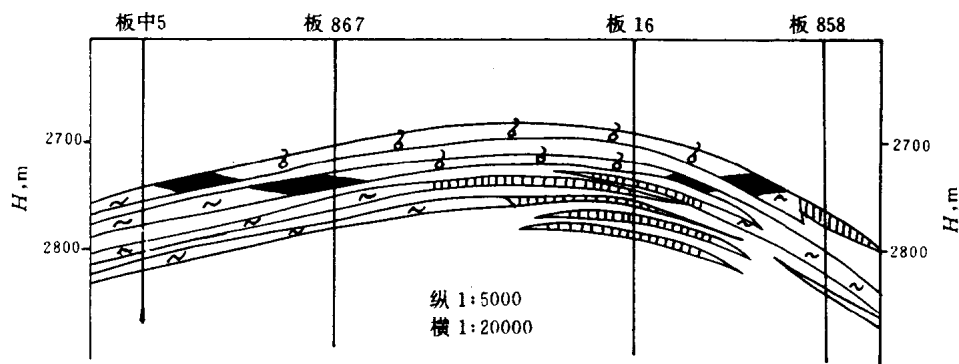


图 1-5 板桥凝析油气田板中南高点板 2 油组带油环凝析气藏示意图

压力梯度均明显增高(图 1-7)。

板桥凝析油气田已探明含油面积 59.2 km^2 , 石油地质储量 $3340 \times 10^4 \text{ t}$, 溶解气储量 $89.74 \times 10^8 \text{ m}^3$, 探明含气面积 11.9 km^2 , 天然气地质储量 $207.73 \times 10^8 \text{ m}^3$, 凝析油地质储量 $717.5 \times 10^4 \text{ t}$ 。

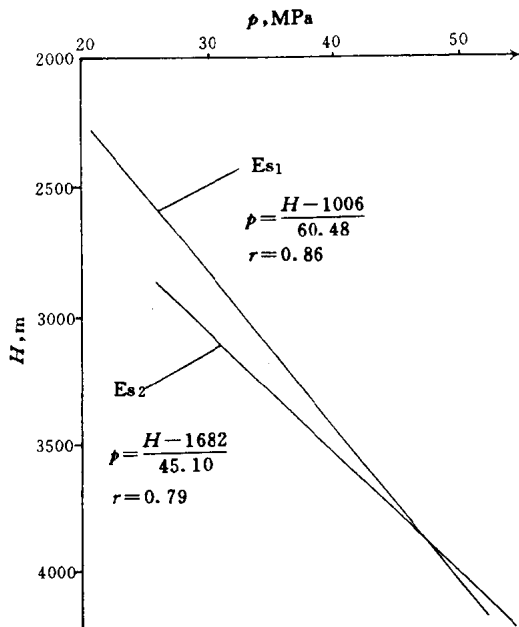


图 1—6 板桥凝析油气田地层压力与深度关系图

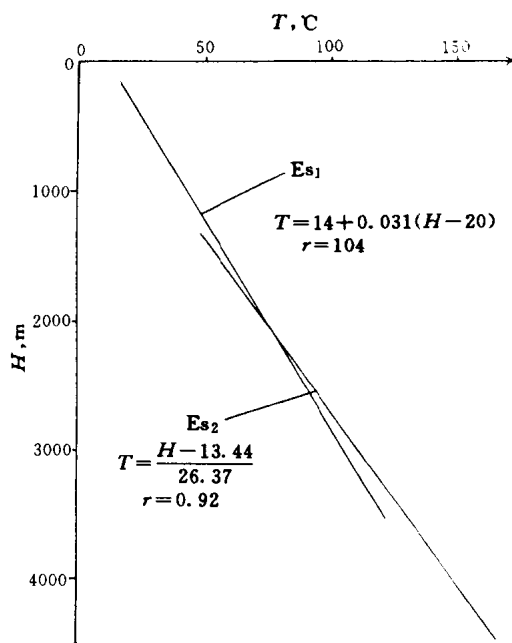


图 1—7 板桥凝析油气田地层温度与深度关系图

第二节 勘探开发简况

板桥凝析油气田自 1962 年开始钻探,1973 年于板 3 井首获高产油流(6mm 油嘴日产油 108t,气 31191m³),1974 年于板 6 井获高产凝析油气流(套畅日产凝析油 615t,气 1025739m³),并于同年开始早期滚动勘探开发。经多年滚动勘探开发证实,板桥凝析油气田是一个以高凝析油含量的带油环凝析气藏为特征,多种油气藏类型并存的复杂复式断块凝析油气田,其主要开发特征如下:

(1)生产初期产能高,自喷能力强,但天然能量不足,产量下降快。

油井初期产量(1000m³ 气折合 1t 油的油气总产量)大于 30t/d 的约占 40%(表 1—3),主力层段(Es₁)采油指数为 2.74~3.04t/(d·MPa·m),油藏年递减达 19%~28%。气井平均单井日产气 4.7×10⁴~5.4×10⁴m³,系统试井的绝对无阻流量为 16.0×10⁴~65.7×10⁴m³/d,气藏年递减率为 21%。

表 1—3 板桥凝析油气田试油井及投产井初期产量统计表

井别	总井数	>100t		50~99.9t		30~49.9t		10~29.9t		5~9.9t		<5t		出水井		油井初期采油指数		
		井数	占总井%	井数	占总井%	井数	占总井%	井数	占总井%	井数	占总井%	井数	占总井%	井数	占总井%	t/(d·MPa·m)		
		口	%	口	%	口	%	口	%	口	%	口	%	口	%	沙一中	沙一下	沙二段
试油井	209	8	3.8	31	14.8	42	20.1	39	18.7	19	9.1	27	12.9	43	20.6			
投产井	140	4	2.9	21	15.0	33	23.6	52	37.1	18	12.9	12	8.5			2.74	3.04	2.41

(2)凝析油含量高,地露压差小,枯竭式开采,初期反凝析严重,凝析油采收率低。

本区以中—高含量饱和凝析气藏为主,开采初期即出现反凝析,反凝析的液态烃残留于地层中,使凝析油的高含量开采期短,凝析油采收率低(图1—8)。提高凝析油采收率是凝析油气藏开发的核心,凝析油损失主要集中在开采初期,以后凝析油含量变化减缓,这时提高凝析油采收率意义已不大了,因此早期注气开采意义重大。

(3)带油环的凝析气藏,开采中压力不均衡,油气互窜,降低了原油采收率。

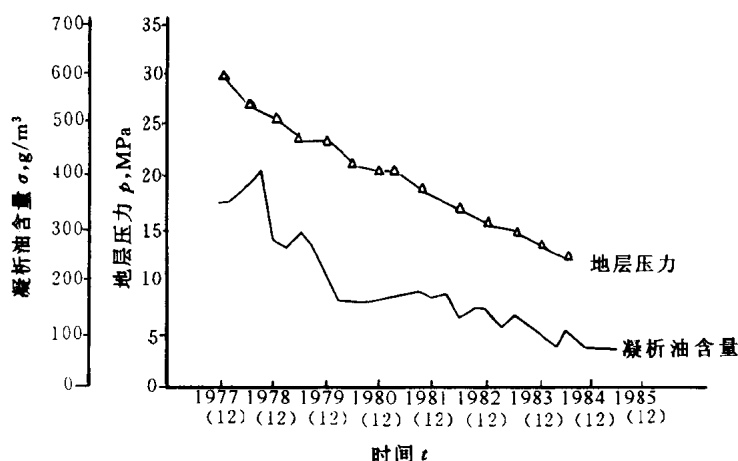


图1—8 板819井凝析油含量变化曲线

板中地区板2油组为带油环的凝析气藏,砂层连通好,渗透率高,局部边水活跃。开采初期为满足原油急需,优先开发油环,到1978年因需气量增大又对气顶实行强化开采,采气速度一度高达10%以上,致使油气互窜,反凝析和原油吸附使大量凝析油和原油损失于地层中。

(4)水是气藏开采的主要威胁。

本区很多气藏具有封闭的边底水,采气过程中气层压力下降,边底水侵入气藏并向井底快速推进,气井见水使产量下降和过早停喷,并使地层中出现死气区和残余气饱和度升高。据统计,已水淹气藏的平均采收率仅为22.7%。

(5)注水开发油藏,油井产量高,稳产时间长,开发效果较好,但注采系统需完善。

如板九断块注水前压力、产量下降快,注水后压力、产量大幅度上升,注水效果明显,但因注采井网和注采系统不完善,注入水单层突进,油井含水上升快,使产量很快下降。

(6)循环注气开发凝析油气藏效果良好。

1995年1月开始循环注气开发大张坨板2油组凝析油气藏,至同年9月生产稳定后,凝析油日产量由注气前的876t/月上升到5611t/月,凝析气产量由注气前的 $150 \times 10^4 \text{m}^3$ /月上升到 $1012 \times 10^4 \text{m}^3$ /月,地层压力下降速度由0.29MPa/月下降到0.11MPa/月,凝析油含量注气后稳定在550~580g/m³,表明反凝析现象减缓,可以有效提高凝析油采收率。

第二章 油气田流体性质

油气田流体是指与油气藏有关的原油、天然气和地层水。本章简要讨论油气田烃类流体的分类、烃类流体的相图及天然气、原油、地层水与油气储量计算有关的基本性质。

第一节 烃类流体的组成和分类

油气田烃类流体统称石油,包括原油(往往也称为石油)和天然气两大类,原油在地层条件下主要以液态存在,天然气在地层中则以气态存在。

原油的化学组成非常复杂,主要由烷烃、环烷烃及芳香烃等族类组成。按其成分可分为:

- (1)烷烃基或石蜡基原油——主要成分为烷烃,含有较多的蜡质;
- (2)环烷基或沥青基原油——主要成分为环烷烃,蜡质含量很少;
- (3)芳烃基原油——主要成分为芳香烃;
- (4)混合基原油——介于石蜡基与沥青基原油之间。

我国所产的原油一般属于石蜡基原油。

天然气由烷烃、烯烃、环烷烃、芳香烃和非烃组成,通常以烷烃为主。天然气指地下采出的可燃性气体,主要是气藏气、气顶气和伴生气,此外还有水溶气、煤层气等。气藏气包括常规气藏天然气和凝析气藏天然气,两者在地层中均为均一的气相,凝析气藏天然气在井口经减压降温分离为气液两相;气顶气是指油藏气顶的天然气;伴生气是指随原油采出的溶解气。

根据国内外众多的分类依据和分类标准,原油可以进一步分为焦油(沥青油砂)、重质油、中质油、轻质油(挥发油)、稠油(地层原油粘度大于 $50\text{mPa}\cdot\text{s}$)及高凝油(凝点大于 40°C)等不同类型;天然气可以进一步分为干气、湿气、凝析气、酸性烃类天然气、洁气等不同类型。例如,陈元千曾推荐了表 2-1 所示的以矿场试油资料近似划分地层烃类流体的标准,美国的 C. R. 史密斯(C. R. Smith)等人以 API 重度为主建立了表 2-2 所示的油气藏烃类流体分类。再如按井口流出物(井流物)的 C_{5+} 以上重烃液体含量等可以建立表 2-3 所示的天然气分类。

表 2-1 陈元千地层流体分类标准

类别	生产气油比 m^3/m^3	凝析油含量 cm^3/m^3	甲烷含量 %	地面液体密度 g/cm^3
天然气	>18000	<55	>85	$0.70\sim 0.80$
凝析气	$550\sim 18000$	$55\sim 1800$	$75\sim 90$	$0.72\sim 0.82$
轻质油	$250\sim 550$		$55\sim 75$	$0.76\sim 0.83$
原油	<250		<60	$0.83\sim 1.0$

表 2—2 油气藏烃类流体分类表

烃类流体分类	API 重度 °API	相对密度 (60°F)	原始溶解气油比 m ³ /m ³	原油体积系数	脱气原油的粘度 mPa·s
沥青类	4~10	1.044~1.000	几乎为 0	约等于 1	1000000~50000
焦油或重油	10~20	1.000~0.934	<50	1.0~1.1	5000~1000
低收缩油(黑油)	20~30	0.934~0.876	50~500	1.1~1.5	100~2(3)
高收缩油(挥发油)	30~50	0.876~0.780	500~6000(2000)	1.5~3.5(2.5)	3(2)~0.25
反凝析气	50~70	0.780~0.702	2000(6000)~15000		约 0.25
湿 气	>60	<0.739	15000~100000		约 0.25
干气	在地面条件下得不到液本或只能得到很少的液体				

注:据文献[40]汇编。

表 2—3 天然气分类表

天然气分类		凝析油含量 g/m ³	C ₅ +重烃液体含量 cm ³ /m ³	C ₃ - 烃类液体含量 cm ³ /m ³
凝析气	特高含凝析油	≥500		
	高含凝析油	300~500		
	中含凝析油	100~300		
	低含凝析油	50~100		
	特低含凝析油	<50		
湿气	富气		>13.5	>94
	贫气			<94
干 气			<13.5	
酸性烃类天然气		含有显著的 H ₂ S、CO ₂ 、N ₂ 等酸性气体,需要进行净化处理才能达到管输标准的天然气		
洁气		H ₂ S 和 CO ₂ 含量甚微,不需要进行净化处理的天然气		

注:据文献[1]、[4]等汇编。

天然气溶于不同的介质时,组分性质呈有规律的变化,其干燥系数(C₁/C₂₊)按气层、含气水层、凝析气层、油层溶解气、含油水层气的顺序递减(表 2—4)。

表 2—4 天然气在不同介质中的组分变化

介 质	纯气	水层气	凝析气	油溶解气	含油水层气
C ₁ /C ₂₊	>35	14~35	5.5~8.0	2.5~9.5	<2

第二节 烃类流体的相图

所谓“相”是指系统中具有相同的物理性质、化学性质的任何均匀部分,相与相之间有明显的界面,油气藏烃类流体在油气藏中可以是单纯的气相(气藏)或液相(油藏,有时也可以是固相),也可以是气液两相共存(如气顶油藏、带油环凝析气藏)。油气藏烃类流体的相态,主要取决于烃类流体的组成(组分及其含量)和所处的压力、温度条件。

一、相图的基本概念

油气藏烃类流体一般是以烷烃(石蜡族烃)为主的多组分混合物,其相态特征通常用压力—温度图($p-T$ 图)来进行研究, $p-T$ 图也称为相图(相态图)。图2-1是一种多组分烃类系统的相图。相图中的100%含液线(实线)为泡点线,即压力降低或温度变化时液体开始析出气泡的界限,泡点线上的压力为饱和压力(泡点压力),0含液线(点线)为露点线,即温度降低或压力变化时气体开始析出液体的界限,露点线上的压力为露点压力,泡点线与露点线的会合点(C点)为临界点,该点的压力为临界压力 p_c ,该点的温度为临界温度 T_c ,在该点共存的气体和液体的内含性质完全相同。泡点线之上是液体区,露点线之外是气体区,泡点线与露点线所围成的区域为气液两相共存区,该区可画出不同液体摩尔百分含量线(虚线)。两相平衡共存的最高温度为临界凝析温度 T_m ,露点线上具有临界凝析温度的点(T点)为临界凝析温度点,两相平衡共存的最高压力为临界凝析压力 p_m ,具有临界凝析压力的点(P点)为临界凝析压力点,它可以在泡点线上,也可以在露点线上。相图两相区中不同液体含量线的最高温度点的连线与露点线围成的阴影区为等温反凝析区,不同液体含量线的最高压力点的连线与泡点线可围成另一反凝析区,即等压反凝析区。

二、相图与油气藏类型

图2-1所示的多组分烃类系统的相图可以用来说明不同类型的油气藏,在相图中的位置由左向右,油气藏流体逐步变轻,图2-2列出了相应的油气藏流体类型之间的关系^①。

相图中的1号点处于油区,代表未饱和油藏(低饱和油藏),其地层压力高于饱和压力(泡点压力),在地层中为单纯的液态,即原油,没有气顶。油藏在生产过程中温度基本不变,以下均按等温压降过程考虑。随着压力下降,在到达饱和压力 p_b 之前,系统仍保持单纯的液相,而到达饱和压力 p_b ,即到达泡点线上的b点时,原油开始析出气泡,压力继续下降,将有更多的溶解气析出。油区中接近临界温度的区域为轻质油(挥发油),远离临界温度,则油质变重。

相图中的2号点处于泡点线上,代表(过)饱和油藏,其地层压力等于饱和压力,油气两相平衡共存,通常为一个有气顶的油藏,因其原油被气体所饱和,因而只要压力稍有降低,就会析出溶解气。

相图中的3号点处于气区,且处于临界凝析温度的右侧,代表纯气藏,因其在等温降压过程中不穿过两相区,因此它始终处于气态,没有液体析出。而在实际生产过程中,靠近临界凝析

① 孙志道等,凝析油气藏相态研究和各类油气藏相态特征,1990年9月。

100

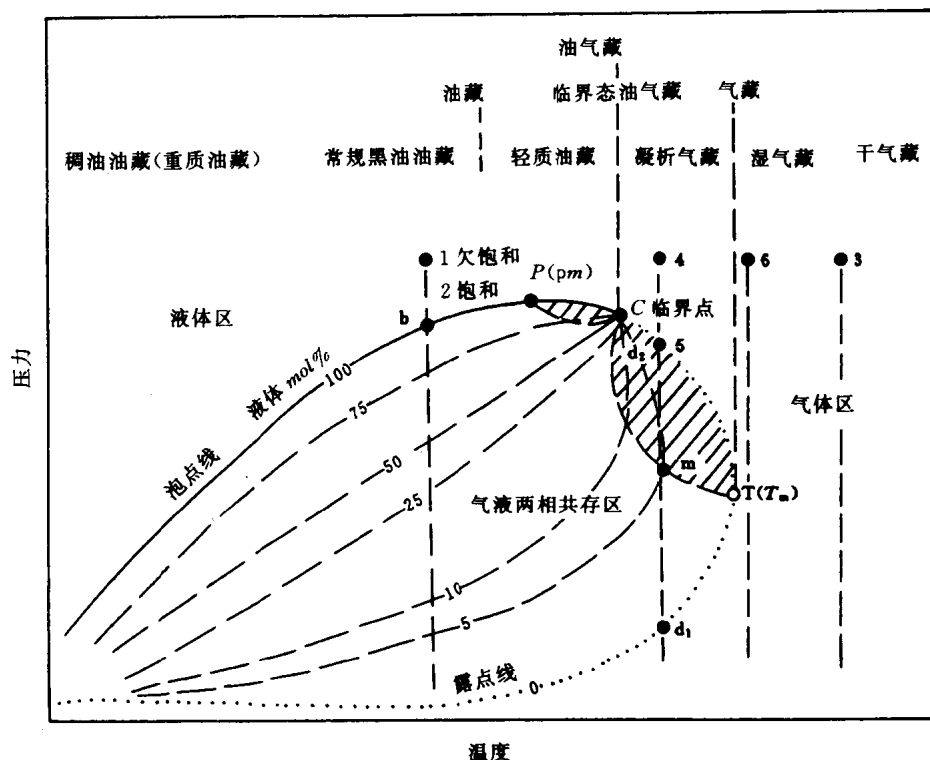
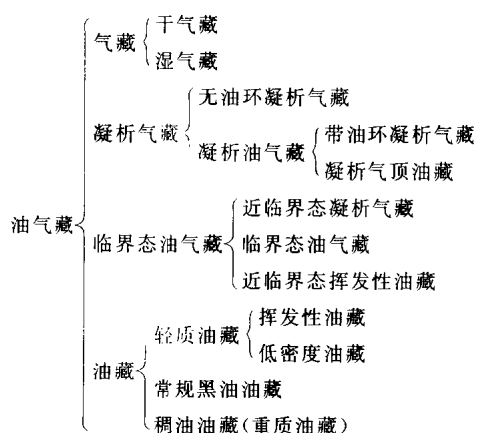


图 2—1 多组分烃系统的相图



相图中的 4 号点处于临界温度与临界凝析温度之间的气区,即凝析气区,代表未饱和凝析气藏,在地层条件下它以纯气态存在,在等温降压过程中,到达上露点 d_2 之前其相态不变,到达露点线上 d_2 点时,气体开始析出液相。这种随压力下降由气相析出液相的现象与随压力增高气相析出液相的一般规律相反,称为反凝析(反常凝析、逆行凝析)。随着压力继续下降,析出的凝析液(主要是凝析油)逐渐增多,而到达阴影区下缘上的 m 点后,析出的凝析液开始重新汽化而逐渐减少,至下露点 d_1 时,析出的凝析液全部汽化,重新成为纯气相。

反凝析及其逆过程反蒸发是一种较普遍的现象,应当注意这种现象只发生在反凝析区(阴影区)内。与上述等温降压的反凝析类似,在临界压力与临界凝析压力之间的反凝析区内,等压降温过程中也会发生反蒸发现象。

从相图来看,凝析气藏析出的凝析液在压力进一步降低过程中会重新汽化,但在油气藏中由于受到岩石的阻碍,凝析出的液体被毛管力束缚在岩石的孔隙中,阻碍了系统的平衡,从而

使析出的液体不可能大量重新汽化。这会导致大量凝析油损失在地层中,因此,采取早期循环注入干气的办法保持地层压力来减少凝析油在地层中的损失,提高凝析油采收率是非常必要的。

相图中的 5 号点处于临界温度与临界凝析温度之间的露点线上,代表了饱和凝析气藏,似乎由于较大的百分数中间组分存在的缘故,往往有挥发性油环存在,据前苏联统计,带油环凝析气藏约占凝析气藏的 60%。饱和凝析气藏在等温降压过程中,压力一下降油气藏中的液体含量就会增加。

图 2-3 给出了反凝析气顶和非反凝析气顶两种气顶气与油环的描述相图,由于油气藏发现时气顶与油环处于相平衡状态,因此,油的泡点线与气的露点线必然在发现时的压力、温度条件下相交。另外,反凝析和非反凝析临界点以及油、气相图交点的相对位置是不一样的。

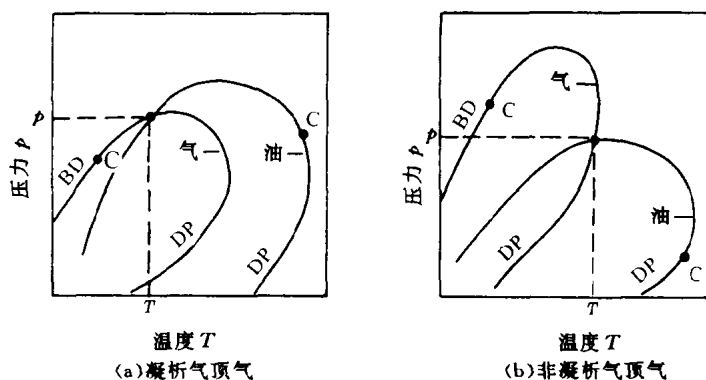


图 2-3 气顶气与油环的相图

图 2-4、图 2-5 为利用相平衡 EOR 系统,采用板桥凝析油气田板 2 油组凝析油和天然气样品按不同的气油比配样所建立的假想相图。从图中可以看出凝析烃系统中轻、重组分比例不同时相态特征的变化规律。总的来看,气油比很大时,两相区小而宽阔,临界点偏左;气油比适中时两相区大而宽阔,气油比很小时,两相区变得很扁平,临界点明显右移。

三、典型烃类流体相图的对比

图 2-6 为麦凯恩(McCAIN)提供的几种典型油气的相图,各图中的实线轨迹表示等温降压过程,虚线轨迹代表由油气藏到分离器的温度、压力下降过程。从各图的对比可以看出,不同烃类流体具有不同特征的相图,且烃类流体在油气藏条件下所处相图的部位也不同,这导致了不同油气藏在等温降压过程和实际生产过程的相态转换特征不同,最终采出的油气流体比例和性质也不相同。洪世铎总结了以下几点:

- (1) 从低收缩原油到干气,油气混合物的临界点从右向左迁移;
- (2) 油气相比,前者相图的两相区比较开阔,后者比较狭窄;
- (3) 反凝析气具有较大的反凝析范围,且油气藏温度介于临界温度与临界凝析温度之间,而湿气在地下不会发生反凝析。