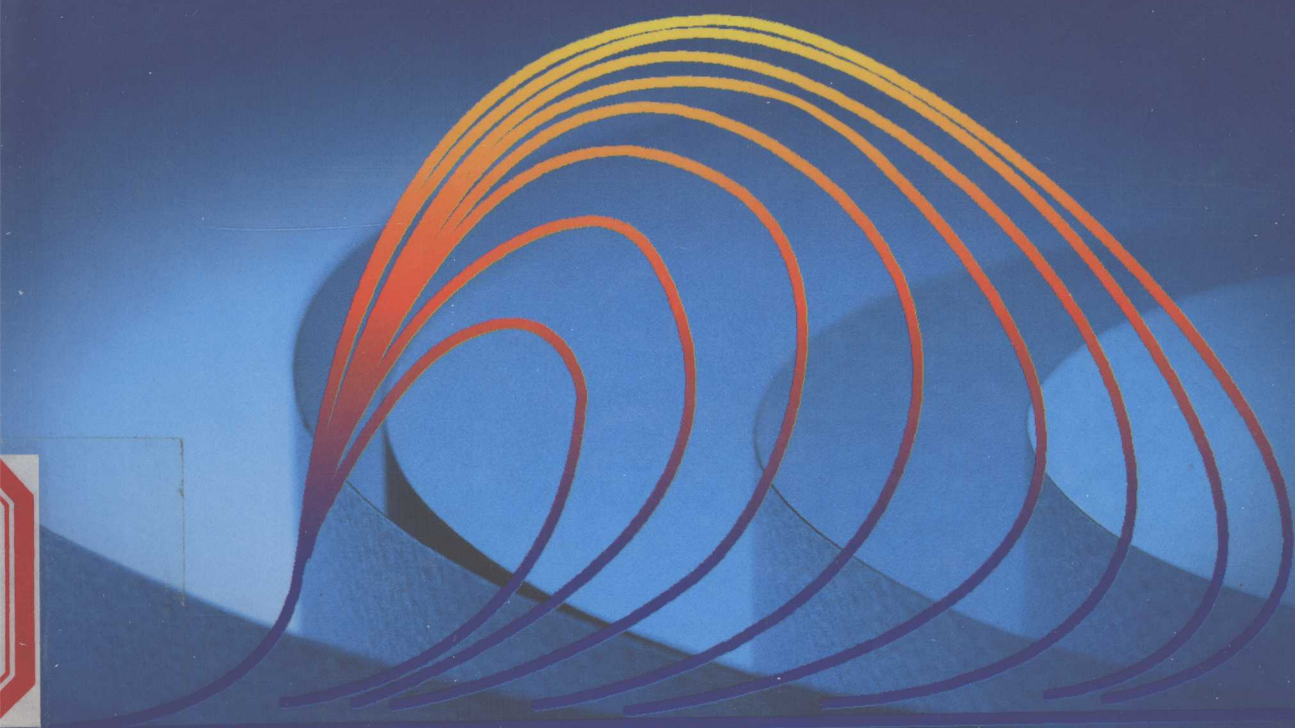


油气藏流体相态 理论与应用

郭 平 编著



石油工业出版社
Petroleum Industry Press

油气藏流体相态理论与应用

郭 平 编著

石油工业出版社

内 容 提 要

本书系统论述了油气藏流体相态常规分析及发展、相态理论的现场应用、油气运移过程的相态及应用、多孔介质中凝析油气相态、高含硫气藏的相态分析、蜡与沥青沉积理论与测试、天然气水合物等方面的知识。

本书可供油田现场工程技术人员及有关研究人员参考,也可作为相关院校学生的教材。

图书在版编目(CIP)数据

油气藏流体相态理论与应用/郭平编著.

北京:石油工业出版社,2004.12

ISBN 7-5021-4878-7

I. 油…

II. 郭…

III. 油气藏-流体-研究

IV. P618.13

中国版本图书馆 CIP 数据核字(2004)第 123550 号

出版发行:石油工业出版社

(北京安定门外安华里 2 区 1 号 100011)

网 址:www.petropub.cn

总 机:(010)64262233 发行部:(010)64210392

经 销:全国新华书店

排 版:北京乘设伟业科技排版中心排版

印 刷:北京晨旭印刷厂印刷

2004 年 12 月第 1 版 2004 年 12 月第 1 次印刷

787×1092 毫米 开本:1/16 印张:14

字数:355 千字 印数:1—1000 册

定价:45.00 元

(如出现印装质量问题,我社发行部负责调换)

版权所有,翻印必究

前 言

流体相态问题是油气藏开发的基本问题,它直接关系到油气藏开发方式选择、合理工作制度确定,是动态分析、储量计算及开发方案设计的重要依据,长期以来受到国内外的重视,目前已发展成为专门分析技术,各大油田均建立了测试设备和分析技术。常规油气藏流体相态分析已形成相关的测试标准和计算软件,然而在油气藏流体相态理论与应用方面所见报道较少。本书编写目的就是在多年研究成果的基础上,系统总结相关的研究成果,为现场工程技术人员及有关研究人员提供参考,也可作为高校研究生的参考书。

全书共分为七章。第一章油气藏流体相态常规分析及发展,主要讨论常规油气藏流体相态分析及取样过程中的问题,提出了目前还没有测试标准的地层水高压物性测试方法;介绍了油气藏流体类型判断方法、相态研究的发展趋势。第二章相态理论的现场应用,主要分析了相态理论在偏差因子计算中的应用,相态恢复理论方法、证明及应用,相态理论在气顶油藏及轻烃回收中的应用。第三章注气过程中的相态及应用,主要讨论了相态理论在循环注气过程中的应用,注气对油气藏相态影响规律,相态理论在注气物质平衡计算及最小混相压力方面的应用。第四章多孔介质中凝析油气相态,主要讨论了多孔介质吸附对储量的影响,毛细管压力对凝析油气相态的影响,多孔介质对凝析气藏露点与凝析油气采收率的影响,多孔介质中凝析油临界流动饱和度测试方法。第五章高含硫气藏的相态,分析了酸性气体偏差因子计算、气藏开发过程中的组成变化及开发过程中的元素硫沉积机理。第六章蜡、沥青沉积理论与测试,主要分析了沉积机理、测试方法,液-液平衡及气、液、固三相平衡的理论模型及预测。第七章天然气水合物,总结分析了水合物生成机理、生成条件及防治,分析了水合物抑制剂及水合物气藏开发的发展趋势。其中第一章到第五章由郭平编著,第六章由张伟、郭平编写,第七章由刘士鑫、郭平编写。

作者长期从事油气藏流体相态方面实验、理论与应用研究工作,已主持和主研相关项目 80 多项,已发表相关论文 100 多篇,许多成果已在油气田开发中得到应用,精选其中相态方面 30 多篇作为本书的主要内容。本书是作者多年来研究成果的系统总结,不但强调相态领域前沿性和适用性,并兼顾油气相态的系统性,是我国第一部全面系统论述相态理论与应用的专著,对油气田开发中相态研究和现场应用均有一定意义。

在长期的有关研究过程中,李士伦、孙良田、杜志敏、孙雷等给予了技术指导,杨金海、杨学峰、夏海容、孙风景、徐艳梅、汪周华、孙风景等参加了部分研究工作,李海平、冉新权、何江川给本书提出了宝贵意见,张茂林、李闽、梅海燕等给予了大力帮助,李明秋、何睿、周道勇参加了本书的编辑工作,在此深表谢意。

由于时间和水平有限,文中有不当之处,敬请读者批评指正。

郭平于四川成都

2004 年 7 月 31 日

目 录

第一章 油气藏流体相态常规分析及发展	(1)
第一节 油气藏流体相态常规分析	(1)
一、常规相态分析讨论	(2)
二、常规相态分析结果的应用	(2)
第二节 油气藏流体取样	(3)
一、样井选择	(3)
二、特殊类型井的取样	(4)
三、流体取样的代表性	(5)
第三节 地层水高压物性测试分析方法	(5)
一、分析测试内容	(5)
二、地层水高压物性分析测试步骤和计算	(6)
第四节 油气藏流体类型判别方法	(11)
一、相图判别法判断	(11)
二、经验统计法判断	(11)
第五节 油气藏流体相态研究发展趋势	(17)
一、多孔介质中凝析油气体系 PVT 相态实验测试方法的发展	(19)
二、声波测试技术在多孔介质凝析油气体系相态分析中的应用	(20)
第二章 油气相态理论的现场应用	(25)
第一节 用状态方程预测偏差系数	(25)
一、临界参数的计算方法	(25)
二、常用计算天然气偏差系数的方法	(27)
第二节 相态恢复理论及应用	(29)
一、相态恢复方法	(29)
二、相态恢复理论证明	(29)
三、相态恢复在南翼山 E3 凝析气藏地层流体相态分析中的应用	(38)
第三节 气顶油藏的相态	(41)
一、气顶油藏的相态类型	(41)
二、KT1 气顶油藏相态分析	(43)
三、KT2 气顶油藏相态研究	(44)
第四节 相态理论在轻烃回收中的应用	(46)
一、理论模型	(46)
二、实例计算	(48)
三、结论	(49)

第三章 注气过程中的相态及应用	(50)
第一节 注气过程中的相态及应用	(50)
一、凝析气藏循环注气相态模拟	(50)
二、不同注入气组成对相态的影响	(54)
三、在预测注气采收率中的应用	(62)
第二节 注入气对原油物性的影响	(67)
一、理论模型	(68)
二、实例计算	(69)
三、取得的主要认识	(73)
第三节 考虑注气对相态影响的物质平衡方法	(73)
一、过渡带的研究	(74)
二、注气物质平衡方程式	(74)
三、气水交替注入物质平衡方程式	(75)
四、实例验证	(76)
五、结论	(76)
第四节 考虑多元相图的最小混相压力预测新方法——系线分析法	(78)
一、系线分析法的概念	(78)
二、系线分析理论	(79)
三、负向闪蒸(negative flash)的概念和原理	(80)
四、主系线的几何和代数形式	(81)
五、利用系线分析法描述气驱油机理	(87)
六、利用系线分析法确定 MMP	(88)
七、计算实例与方法对比	(89)
八、结论	(90)
第四章 多孔介质中凝析油气相态	(91)
第一节 多孔介质吸附对储量的影响	(91)
一、理论模型	(92)
二、实例计算及讨论	(94)
三、结论	(100)
第二节 毛细管压力对凝析油气相态的影响	(101)
一、毛细管压力对相态影响的数学模型	(101)
二、实例计算	(102)
三、结果分析	(104)
四、结论	(105)
第三节 多孔介质对凝析气露点的影响	(105)
一、多孔介质露点影响的数学模型	(105)
二、计算结果及讨论	(107)
三、结论	(111)

第四节 多孔介质对凝析油采收率的影响	(111)
一、实验流体相态特征	(111)
二、长岩心中凝析气衰竭实验	(113)
三、长岩心中凝析气衰竭实验的模拟研究	(116)
四、结论	(116)
第五节 多孔介质中临界流动饱和度测试方法	(117)
一、测试原理	(117)
二、测试结果及分析	(118)
三、结论	(120)
第五章 高含硫气藏的相态	(121)
第一节 酸性气体压缩系数计算	(121)
一、罗家寨气田概况	(121)
二、实验测定酸性气体偏差系数	(121)
三、偏差系数计算模型及校正模型	(122)
四、实例计算	(124)
五、结论	(126)
第二节 酸性气藏开发过程中组成变化	(126)
一、研究现状	(127)
二、实验研究	(127)
三、四川各含硫气田开发过程中的组成变化规律	(129)
四、结论及建议	(131)
第三节 高含硫气藏开发元素硫沉积条件预测与防治研究	(132)
一、含硫气体中元素硫的性质	(132)
二、硫沉积的影响因素	(133)
三、硫磺沉积条件预测	(135)
四、结论	(137)
第六章 蜡、沥青沉积理论与测试	(138)
第一节 蜡、沥青的分类	(138)
一、有机固相的分类	(138)
第二节 蜡、沥青固相沉积的机理	(141)
一、石蜡沉降机理分析	(141)
二、沥青质的沉积机理	(142)
三、影响固相沉积的因素研究	(142)
第三节 蜡、沥青沉积的测试方法	(144)
一、固相沉积的室内测定	(144)
二、固相沉积点沉积量的实验测定	(147)
第四节 液—液相平衡理论	(151)
一、液体混合物	(151)

二、相图	(151)
三、液—液系统的混合性和热力学稳定性	(154)
四、二元混合物	(158)
第五节 油气体系气—液—固三相相平衡热力学数学模型	(166)
一、气—液—固三相相平衡特征	(166)
二、多相相平衡的研究方法	(168)
三、描述气—液—固三相相平衡数学模型基本假设	(169)
四、多相相平衡的热力学判据	(170)
五、气—液—固三相相平衡热力学数学模型	(172)
六、气—液—固三相相平衡数值计算模型	(175)
七、三相相平衡稳定性判断	(179)
八、气—液—固三相相平衡计算步骤	(183)
第七章 天然气水合物	(185)
第一节 天然气水合物的性质	(185)
一、天然气水合物的物理性质	(185)
二、天然气水合物的分类和结构	(186)
第二节 水合物的生成机理及预测	(188)
一、天然气水合物的机理研究	(188)
二、天然气水合物生成条件预测	(191)
三、天然气水合物生成条件的测定实验	(196)
第三节 水合物的防治	(198)
一、水合物防治措施简介	(198)
二、现场水合物防治措施选择	(200)
第四节 新型水合物抑制剂的发展	(205)
一、防聚剂	(206)
二、动力学抑制剂	(207)
第五节 水合物研究的发展趋势	(209)
一、水合物研究的发展历程	(209)
二、水合物研究的发展方向	(210)
参考文献	(213)

第一章 油气藏流体相态常规分析及发展

油气藏流体相态常规分析是指与油气藏流体相态相关分析测试技术标准和分析项目,这些分析项目前已在油气藏勘探开发中得到了广泛的应用。较早的有地层原油及凝析气藏相态分析标准,后来有关挥发油和天然气的内容已占一定比例,又补充形成了现在的相关相态测试标准。本章首先分析了常规相态分析的测试内容及有待改进的地方,然后分析流体取样注意事项,补充了地层水测试方法,并且分析了油气藏类型判断方法及相态分析的发展动向。

第一节 油气藏流体相态常规分析

常规流体相态分析技术已成熟,并在全世界得到广泛应用。到目前为止,围绕油气藏流体相态测试所使用的标准及相关分析内容见表 1—1。其中天然气和原油组成分析是为确定地层流体的井流物组成而设定的,当然还有一些如密度和其他常压下的分析内容未列出。表中列出了在相关的标准中主要烃类油气藏流体,即原油、挥发油、凝析气、干气四大类型的详细的取样方法、测试规程等,这里就不再详细说明。

表 1—1 油气藏流体相态常规分析标准内容

分析项目		分析内容	标准名称	标准代号
天然气组分色谱分析		C ₁ —C ₁₂ , N ₂ 和 CO ₂ 组分; 高位发热量; 气体密度	(1) 油田气中 C ₁ —C ₁₂ , N ₂ , CO ₂ 组分分析 关联归一气相色谱法 (2) 天然气发热量、密度、相对密度和沃泊指数的计算方法	(1) SY/T 0529—93 (2) GB/T 11062—1998
原油全烃气相色谱分析		C ₁ —C ₄₀ 烷烃含量	原油全烃气相色谱分析方法	SY/T 5779—1995
油气藏 地层流 体 PVT 分析	油气藏流体取 样方法	不同类型流体样品取样方 法	油气藏流体取样方法	SY/T 5154—1999
	地层原油物性 分析	地层流体组成、单次脱气、 热膨胀试验、恒质膨胀试 验、多次脱气试验、地层油 粘度测定、分离试验	地层原油物性分析法	SY/T 5542—2000
	易挥发原油物 性分析方法	地层流体组成、单次闪蒸、 热膨胀试验、恒质膨胀试 验、定容衰竭试验、单相原 油粘度试验	易挥发原油物性分析方法	SY/T 6435—2000
	凝析气藏流体 物性分析方法	井流物组成、单次闪蒸、恒 质膨胀试验、定容衰竭试 验、流体类型	(1) 凝析气藏流体物性分析方法 (2) 凝析气藏相态特征确定技术要求	(1) SY/T 5543—2002 (2) SY/T 6101—94
	天然气藏流体 物性分析	井流物组成、单次闪蒸、恒 质膨胀、热膨胀试验	天然气藏流体物性分析方法	SY/T 6434—2000

一、常规相态分析讨论

经过多年的相态测试及研究,在相态分析方面取得了丰富的经验,下面简要分析讨论这些试验和测试过程中遇到的一些问题。

(1)地层原油单次脱气实验:地层原油单次脱气实验目的是测定在标准条件下的体积系数等重要参数,这些参数直接影响到储量计算,但实验操作时定为将地层流体闪蒸到室温,然后再将气量及油量换算到 20℃ 标准条件下,但如果室温与标准条件相差较大(如冬天和夏天)就会造成较大的差别,这种差别与地层流体在地面进行二级分离效果有一些相似性,室温高测出的气油比(GOR)则高。

(2)原油粘度测试:在落球式粘度仪标定时,推荐采用 6 ~7 种不同粘度值的标准液,这里未说明温度范围,而标定周期是 18 个月。在国内由于不同温度和粘度值的标准液很难找到,测试标定时可按不同温度和不同粘度两类标准液来进行标定。校正系数是随温度变化的一系列值,而地层流体的温度范围变化很大。

(3)黑油泡点测试:原油泡点目前大多采用直接观测法来确定,本来就存在一定的主观性,而黑油由于太黑泡点看不出来,如采用 pV 关系高于泡点与低于泡点两条直线交点来确定,就会存在一个过渡曲线,应在泡点区应加密测试点,只用两直接交点不太科学。我们建议采用高于泡点直线转变为曲线的转折点更为科学,因为这时已有第一个气泡产生出来。

(4)低含凝析油型凝析气藏流体相态分析:近年来一些气田发现了低含凝析油型凝析气藏,如苏里格等。这类气藏流体在分析过程中出现两个问题:一个是配样,因为流体气油比太高(有些高达 $100 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{m}^3$,配样时转分离器油样用量太少(有时只有 0.2 cm^3),无法进行准确转样,因此建议此类气藏应采用井下低压差高压取样,直接高压转入 PVT 仪中进行测试。在 PVT 测试中由于凝析油含量太低,根本看不到液量,更谈不上凝析油饱和度测试,但露点是可以测试的,因此建议根据露点、 pV 关系及生产气油比进行相态拟合,然后直接预测定容衰竭过程中的凝析油饱和度。

二、常规相态分析结果的应用

在标准中非常详细的说明了参数测试及过程,但未对参数的应用进行说明,作为油气工作者,很关心测试的参数及过程对油气藏开发有何影响和如何分析应用测试结果。在这里简要说明几种测试方法的测试目的及应用情况以及是否是基本模拟目标。关于常规相态的模拟目前有许多软件,如国外 CMG, Landmark VIP, Chlumberger eclipse 油气藏相态软件均能实现对流体实验数据的拟合计算,并为数值模拟提供相态参数场。由西南石油学院开发的地层流体相态软件原油 PVTOIOL、凝析气 PVTGAW 软件与国外相态软件最大的区别是有专门对应测试设备的实验数据处理系统和相态模拟系统,可以为使用单位进行定制,输入输出为中文,已在吐哈、克拉玛依、准东、中原等油气田得到应用,见表 1—2。

表 1—2 地层流体相态物性分析参数应用及拟合目标

流体分析类型	测试分析内容	分析目的及应用	基本相态拟合目标
地层原油物性分析	地层流体组成	井流体组成,为油品评价及模拟提供参数	√
	单次脱气	储量计算主要参数	√
	热膨胀试验	温度对原油体积系数影响	

续表

流体分析类型	测试分析内容	分析目的及应用	基本相态 拟合目标
地层原油物 性分析	恒质膨胀试验	泡点及压力对原油体积影响	√
	多次脱气试验	开发过程中多级脱气过程及原油及脱出气物性变化	√
	地层油粘度测定	多次脱气过程中原油粘度变化	
	分离试验	优选分离条件	√
易挥发原油 物性分析	地层流体组成	井流体组成,为油品评价及模拟提供参数	√
	单次脱气	储量计算主要参数	√
	热膨胀试验	温度对原油体积系数影响	
	恒质膨胀试验	泡点及压力对原油体积影响	√
	定容衰竭试验	模拟油藏衰竭油气性质变化及采收率	√
	地层油粘度测定	多次脱气过程中原油粘度变化	
凝析气藏流 体物性分析	地层流体组成	井流体组成,为流体评价及模拟提供参数	√
	单次闪蒸	100 万 m ³ 原始流体中油气储量	√
	恒质膨胀试验	露点及压力对凝析气体积影响	√
	定容衰竭试验	模拟气藏衰竭油气性质变化及采收率	√
	流体类型	判断气藏类型,为开发提供依据	
天然气藏流 体物性分析	地层流体组成	井流体组成,为流体评价及模拟提供参数	√
	单次闪蒸	确定原始条件下气体偏差系数,储量计算	
	恒质膨胀试验	压力对气体体积影响	√
	热膨胀试验	温度对气体体积影响	

第二节 油气藏流体取样

流体分析的对象是流体,取得有代表性流体是最关键的第一步。目前已有取样的分析标准即 SY/T 5154—1999。根据多年研究和分析的经验,对一些特殊流体在取样上还应注意一些因素,以保证流体取样的代表性。

一、样井选择

根据分析标准,确定取样井的选择条件如下:

- (1) 可把井底压力调整到高于预计的原始泡(露)点压力以下进行生产的油(气)井;
- (2) 不产水或产水率不超过 5% 的油(气)井;
- (3) 气油比及地面原油相对密度在周围井中有代表性的油(气)井;
- (4) 采油(气)指数在周围井中相对较高的井;
- (5) 油(气)流稳定、没有间歇现象的油(气)井;
- (6) 井口量油测气设备齐全可靠、流程符合取样要求的油(气)井;
- (7) 水泥封固井段层间无串槽的油(气)井;

(8)最好为自喷井。

按照上述条件进行井的选择当然较好,但有些井不符合上面条件,是否能进行取样分析?分析结果的代表性如何?讨论如下。

二、特殊类型井的取样

由于多种原因,造成取样的条件不符合标准,就应当从油气藏工程和相态理论出发,根据油气井的实际情况,对取样条件进行分析,从而得到有关的测试数据:

1. 含水率大于5%的油井

针对此类情况是不是不取样,当一个油田刚发现就出现此种情况怎么办?根据测试原理,取样的目的是研究地层原油的物性,只要保证取样时流体压力低于泡点,就应当认为可以。至于水的问题在转样和取样过程中,有时还要加水作顶替剂,这应当对流体相态不会造成影响,因为油水间是不互溶的。

2. 用抽油机的井

一些油田特别是低渗透油田,一开始很快就失去自喷能力,并用抽油机进行采油,这类井如何进行取样:首先由于有抽油机的影响,不可能采用井下取样,只能采用地面分离器取样,只要测准地面气油比,然后分别取得油气样品,按此进行配样即可。但如果流体已低于泡点压力,就会失去代表性,应根据油井投产初期的气油比进行配样,以尽量恢复到原始条件,或者采用目前的生产气油比进行配样,用相态恢复理论恢复到原始气油比条件下,以获得有代表性的原始流体相态特征。

3. 饱和油气藏取样

从标准来看,主要是针对未饱和油气藏,但近年来发现了很多的饱和油气藏,这类取样已成为值得重视的问题。在进行取样测试前,我们不知道该气藏是否是饱和的,因此在取样时仍要按一般的凝析气藏进行取样。在取样时要注意:(1)生产压差应尽量地小,同时气产量又要满足临界携液量的要求;(2)在进行地面分离器取样时,其分离器压力和温度应控制在保证分离器油不会产生固相沉积,以保证分离器油的代表性;(3)精确测定气油比。

为了保证取样的代表性,国外对此类凝析气藏采用“积木式地层动力测试器”来进行井下凝析气取样,其工作原理类似于电缆地层测试器。测试器由地面计算机控制系统和井下仪器构成,能进行地层压力、渗透率和取样测试等工作。最大的优点:一是可以应用于不同完井方式;二是带自然伽马电位校深,因此取样层位准确;三是取样阀中有自动控制系统,只允许烃类流体进入取样筒;四是一般在关井情况下进行取样,不会产生压降,因此代表性较好;五是取样是自动控制,操作方便、精确。

但无论采用什么取样方式,要取得具有代表性的样品均较为困难,尤其是我国目前还没有“积木式地层动力测试器”的设备,因此只要一开井,即有地饱压差,为了保证临界携液量,又必须保持一定生产压差以获得足够的气流速度,但这样做无法保证取得的样品有代表性。对于此种情况,我们可以采用如下方法来进行修正,以获得原始地层的PVT特性:(1)采用相态恢复理论方法,采用目前井流体组成,将流体露点恢复到地层压力,使之成为饱和凝析气藏;(2)在取样后,直接按露点压力等于地层压力进行配样,从而进行PVT分析;(3)当压力低于露点压力后,用目前分离器油和分离器气按原始生产气油比进行配样而得到的原始流体样品组成。关于此三种方法所得的结果有何差别,将在下节进行讨论。

4. 湿气井的取样

湿气定义为在地下不会产生凝析油,但在分离器会产生油相,因此分离器取样就要分别取油样及气样,再进行配样。但湿气一般气油比很高,不易计量产油量及气油比,再加之配样时所需油样品量太少,不能配好。对这类井,建议采用节流前井口高压取样,然后直接转入 PVT 仪进行测试。

5. 高含硫气样品的取样

如果要测试气中的元素硫的含量,就应采用井下取样,因此只要有压力降,就会造成元素硫的析出,从而导致测试的结果偏低。对气中的 H_2S 含量测试应建议在井口进行直接测试,不要取回实验再测,以避免 H_2S 与钢瓶壁反应而失去代表性。

6. 高含重质组分油气藏取样

此类油气藏取样应当在气温较高的季节进行取样,无论在分离器温度及运输时均应当考虑保湿措施。国外就是这样处理的,在样品分析未完成前不能降温。

三、流体取样的代表性

流体取样代表性评价是实验前及实验后的认定过程。一般来讲,一个油气藏会取很多样品进行测试,关于流体特征的纵向及横向分布,流体性质的矛盾及一致性等均应当详细分析,应结合取样样品操作规程、分析数据、生产动态、取样位置等进行综合分析才能确定,最后选择有代表性的流体样品来进行评价。仅对取样来讲,有以下几点值得考虑:

(1) 饱和油气藏无法取得有代表性原始样品;

(2) 对原油来讲,井下取样井底流压比该处温度下泡点压力高,并不等于就是合格的(原因参见第二章第三节气顶油藏相态特征);

(3) 饱和压力越低,则更可能取得代表性流体。

第三节 地层水高压物性测试分析方法

地层水的高压物性已成为油气田开发中常用的重要基本数据,目前有些油气田将地层水的高压物性作为排水找气的重要依据。以前这些参数多采用经验公式和直接查图版算法,由于各种水型和特性不一样、溶解的天然气成分复杂,使经验公式使用的可靠性受到一定限制。然而到目前为止,还没有关于测试地层水高压物性的相应方法和标准,仅根据长期的研究与实践,形成了一套测试方法。本节简要介绍地层水的测试方法、测定内容、测定过程、数据处理等主要实验内容。

地层水是指油气层边部、底部、层间和层内的各种边水、底水、层间水及束缚水的总称。根据苏林的分类方法可将地层水分为硫酸钠、重碳酸钠、氯化镁、氯化钙四种水型。有关的水中氯离子、碳酸根、重碳酸根、氢氧根、硫酸根、镁、钙、锶、钡、碘、溴离子等化学成分的测定方法可参见相应的标准 SY 5523—92。地层水的高压物性包括:地层水密度、地面脱气水密度、粘度、天然气在水中的溶解度、体积系数、压缩系数等。

一、分析测试内容

参考有关地层水高压物性及地层流体高压物性测试标准设置地层水高压物性测试内容如

下:单次脱气的体积系数、地层水溶解气水比、热膨胀系数、粘度、饱和水密度和地面水密度,多级脱气过程的溶解气水比、体积系数、压缩系数。

地层水的高压物性测试内容参考了原油的测试内容,其中溶解气水比、体积系数类似于原油高压物性测试中的溶解气油比和体积系数,因此采用了单次脱气和多级脱气方式测定;目前越来越多的油气田开始进行注介质保压开采,因此设定热膨胀系数;由于水中的含盐量和天然气含量对水的粘度影响均较小,因此只需要测定地层条件下的粘度即可;水的密度是工程计算中常用的数据,这里也作为测定参数之一;压缩系数随溶解气量的不同而发生变化,因此根据未饱和气的地层水组成膨胀和多级脱气过程中综合测定压缩系数。

二、地层水高压物性分析测试步骤和计算

1. 仪器设备

在我国目前使用较多的 PVT 仪有两种:一种是 DBR 无汞 PVT 仪、一种是 RUSKA 无汞 PVT 仪。前者要根据厂家提供的方法对地下体积进行校正,后者在控制面板上显示的数据是已进行校正后的数据。下面仅以 RUSKA 无汞 PVT 仪为例进行测试说明。仪器仪表包括高压计量泵、密度计、真空泵、气相色谱仪、大气压力计、气温计、气量计、PVT 仪及配套取样和分析计量测定系统。要求最低精度或分辨率是:PVT 室体积 0.01 cm^3 ;压力传感器高于 0.4 级 0.2%;温度传感器 0.1°C ;气量计高于 2%, 2.5 cm^3 ;天平最大称量 200g,感量 0.1mg;气相色谱仪能分析到 C_7^+ ;粘度仪 $0.1 \text{ mPa} \cdot \text{s}$;真空泵真空度 1.33Pa;压力泵 0.01 cm^3 。目前国内使用的 RUSKA 和 DBR 设备均能达到或超过如上的精度要求。按照计量认证规定,所有计量测试设备均应通过有关计量检定部门的检定后,并按有关标准进行测试,才能使测试数据具有权威性、先进性和公正性。

2. 取样

参考行标 SY/T 5154 油气藏流体取样推荐做法,对气水比很高的气水井可以采用地面分离器取样然后配样;对气水比低又须测试地层温度下饱和压力的井,最好采用井下高压取样。想测试地层水在地层压力下的溶解气量的井,需按饱和压力等于地层压力配样,因此应采用分离器取样。上述取样方法和气井调整可参照油井和气井的取样方法调整。

3. 样品检查和气样组成分析

分离器取样由于干气在不同温度下不会产生油的析出,因此不必进行严格的检验,对分离器气样取完后只需检查打开压力以确定是否取得了天然气;对分离器水样,则需将其在分离器温度下进行打开压力检查和饱和压力测试,如果打开压力和饱和压力及分离器压力较一致,则为合格。对于井下取样,只需检查在取样点温度下的地层水饱和压力,如果水样的饱和压力小于取样点压力,即为合格。样品进入实验室后取气样进行色谱分析。同时可根据色谱分析计算如下参数:

(1) 天然气视相对分子质量根据单组分标准数据表,可得到每一个纯组分的相对分子质量,根据测试出各组分的组成可求天然气视相对分子质量为:

$$M = \sum_{i=1}^n y_i M_i \quad (1-1)$$

(2) 临界温度、视临界压力

$$T_c = \sum_{i=1}^n y_i T_{ci} \quad p_c = \sum_{i=1}^n y_i p_{ci} \quad (1-2)$$

(3) 相对密度

$$\gamma = M/28.964 \quad (1-3)$$

根据标准空气组成按式(1—1)计算出标准空气相对分子质量为 28.964g/mol。

式中 y_i, M_i, T_{ci}, p_{ci} 分别为天然气中 i 组分纯组分对应的摩尔组成、相对分子质量(g/mol)、临界温度(K)、临界压力(MPa), 取至有关标准数据。

4. 样品的配制

对于井下地层取样可以直接进行测试, 不需进行配样; 对于取的地面分离器气、水样可按两种方式进行配样: (1) 按地层压力等于饱和压力配样, 这是一种使用较多的方法; (2) 按实际气水比进行配样, 对于气水比很高的井, 这样做没有意义, 如果想测试在地层温度下的饱和压力, 最好采用井下高压取样; 对气水比小的井理论上认为可以这样配样, 但由于地层水溶解气太少, 按实际气水比进行配样往往可能造成较大误差。

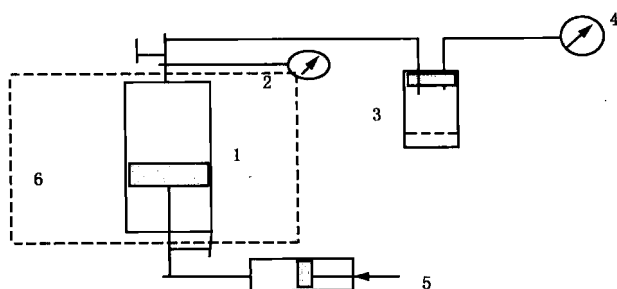


图 1—1 地层水高压物性测试流程

1—PVT 室; 2—压力表; 3—气水分离器;
4—气量计; 5—高压泵; 6—恒温箱

1) 按地层压力等于饱和压力配样

对于过饱和气藏, 即气水比很大的气井, 可先转入 PVT 室 2/3 体积的分离器水, 分离器气估算用量为:

$$V_s = 2V_w R_{ws} \frac{Z_s T_s p_a}{T_a p_s} \quad (1-4)$$

式中 V_w, V_s ——分别代表室温下的水体积和配样条件下的天然气体积, cm^3 ;

R_{ws} ——现场实测生产气水比;

T_s, T_a ——配样温度及标准条件下温度, K;

p_a, p_s ——标准条件下的压力和配样压力, MPa;

Z_s ——配样条件下的天然气偏差系数。

虽然 R_{ws} 在实际天然气井中较大, 但地层水的溶解气量一般较小, 为保险起见可取 $40 \sim 50 \text{m}^3/\text{m}^3$ 。

注入气后, 恒定在地层温度和压力下进行搅拌, 充分平衡 2h, 停止搅拌, 静置 0.5h, 放掉多余的气体, 配样完成。

2) 按实际气水比进行配样

此方式仅适用于生产气比处在地层水溶解气水比正常范围内, 并不能进行井下取样的井, 尽管如此, 这种配样方式一般误差较大, 除不得已条件下最好不要采用。

$$R_{wcy} = R_y \times \frac{d_{gy} Z_y}{d_{gc} Z_c}$$

$$S_h = V_{wt} / V_{ws}$$

$$R_{ws} = R_{wcy} S_h$$
(1—5)

式中 R_{wcy}, R_y, R_{ws} ——校正生产气水比、生产气水比、分离器气水比, m^3/m^3 ;
 d_{gy}, Z_y ——现场计算气量所用气体相对密度和偏差系数;
 d_{gc}, Z_c ——实际气体相对密度和偏差系数;
 V_{wt}, V_{ws} ——油罐水体积、分离器水体积, cm^3 ;
 S_h ——分离器水的收缩率。

分离器水在高压下体积按下式计算:

$$V_{ce} = V_{ws} [1 - C_{ws} (p_{ce} - p_s)]$$
(1—6)

式中 V_{ce} ——配样条件下的水量, cm^3 ;
 p_{ce} ——配样压力, MPa;
 p_s ——分离器压力, MPa;

C_{ws} ——分离器中水的压缩系数, MPa^{-1} 。

配样条件下的天然气用量:

$$V_{gce} = 3.445 \frac{V_{ws} R_{ws} T_{ce} Z_{ce}}{p_{ce}}$$
(1—7)

式中 V_{gce} ——配样条件下天然气量, cm^3 ;
 T_{ce} ——配样温度, K;
 Z_{ce} ——配样条件下的气体偏差系数。

由于地层水的体积系数小, 因此可以认为地层体积和分离器体积相差不大, 为了能测试 pV 关系和多级脱气, 可以将配样压力下的体积定为 PVT 泵室最大体积 80%。

5. 单次脱气

1) 单次膨胀实验的目的和原理

单次膨胀的目的是测试地层条件下天然气的溶解量、地层水的体积系数、地层水的密度、脱气水的密度。其原理是将配好的地层水一次突然放到大气条件下, 测定其体积变化和溶解气量。测试流程见图 1—1。

2) 单次脱气实验方法和步骤

- (1) PVT 仪中地层水样恒温在地层条件下充分稳定;
- (2) 连接 PVT 泵室的出气管线和气量计;
- (3) 放出少量地层气以充填管线, 使管线中带一定压力, 并检查管线是否泄漏;
- (4) 读取此时主泵室在地层条件下的体积读数和放气前的体积读数;
- (5) 打开放气闸门, 在恒压模式下放出地下体积 20 至 $30cm^3$ 气体进入计量计, 同时记录下此时的放后体积读数, 也记录下在大气压下的放出气体体积;
- (6) 平行测试按步骤(1)至(5)三次, 以气水比相差小于 2% 为合格。

3) 单次脱气实验计算

(1) 气水比(m^3/m^3):

$$R_s = V_{gs} \rho_{ws} / W_{ws}$$
(1—8)

式中 V_{gs} ——标准条件下单次脱气量, cm^3 ;

ρ_{ws} ——脱气地层水在标准条件下的密度, g/cm^3 ;

W_{ws} ——单次脱气脱出的水质量, g 。

(2) 体积系数 (m^3/m^3):

$$B_{ws} = V_{wf} \rho_{ws} / W_{ws} \quad (1-9)$$

式中 V_{wf} ——进行单次脱气时的 PVT 泵室地层条件放前与放后体积之差, cm^3 。

(3) 地层水的密度 (g/cm^3):

$$\rho_{wf} = (V_{gs} \rho_{gs} + W_{ws}) / V_{wf} \quad (1-10)$$

式中 ρ_{gs} ——单次脱气的气在标准条件下的密度, g/cm^3 。

6. 恒组成膨胀测试和计算

1) 不含气时恒组成膨胀测试和计算

(1) 实验测试目的。测试地层水在不含气时的压缩系数。

(2) 实验原理。将单次脱气出的水(不含气)在地层温度和不同压力下测定其体积变化, 从而测试不含气时的压缩系数。测试流程见图 1—1。

(3) 恒组成膨胀的方法和步骤。保持地层温度和压力稳定后逐渐增大泵体积降压, 记录下各级压力下的主泵室地层体积读数, 直到降到预计的废弃压力时完成实验。由于水的体积系数变化较小, 为了便于测试, 压力级差应适当加大到 4 ~ 5 MPa。

(4) 恒组成膨胀等温压缩系数 (MPa^{-1}) 计算:

$$C_{wngj} = \frac{\Delta V_j}{V_j \Delta p_j} \quad (1-11)$$

式中 ΔV_j —— j 和 $j-1$ 两级压力间的体积差, cm^3 ;

Δp_j ——两级压力间的压力差, MPa;

V_j ——两级间的地层体积算术平均值, cm^3 。

2) 含气时恒组成膨胀测试和计算

(1) 实验测试目的。测定地层水的饱和压力。

(2) 实验原理。将配样的样或井下样在地层温度和不同压力下测定其体积变化, 从而测试水的饱和压力。

(3) 恒组成膨胀的方法和步骤。保持地层温度和压力的稳定后逐渐增大泵体积降压, 记录下各级压力下的主泵室地层体积读数, 直到降到预计的废弃压力时完成实验。

(4) 数据处理。在算术坐标纸上作出压力和体积关系曲线, 其曲线的拐点即为地层水的饱和压力。

7. 粘度 ($\text{mPa} \cdot \text{s}$) 和热膨胀系数 ($^{\circ}\text{C}^{-1}$) 计算

选用落球粘度仪, 参考原油粘度测试方法进行测试和计算:

$$\mu_w = Kt(\rho_b - \rho_L) \quad (1-12)$$

式中 μ_w ——粘度, $\text{mPa} \cdot \text{s}$;

K ——粘度计常数, $\text{mPa} \cdot \text{s cm}^3/\text{g}$;

ρ_b ——从标定中求得的钢球密度, g/cm^3 ;

ρ_L ——钢球和地层水密度, g/cm^3 ;

t ——落球时间, s 。