

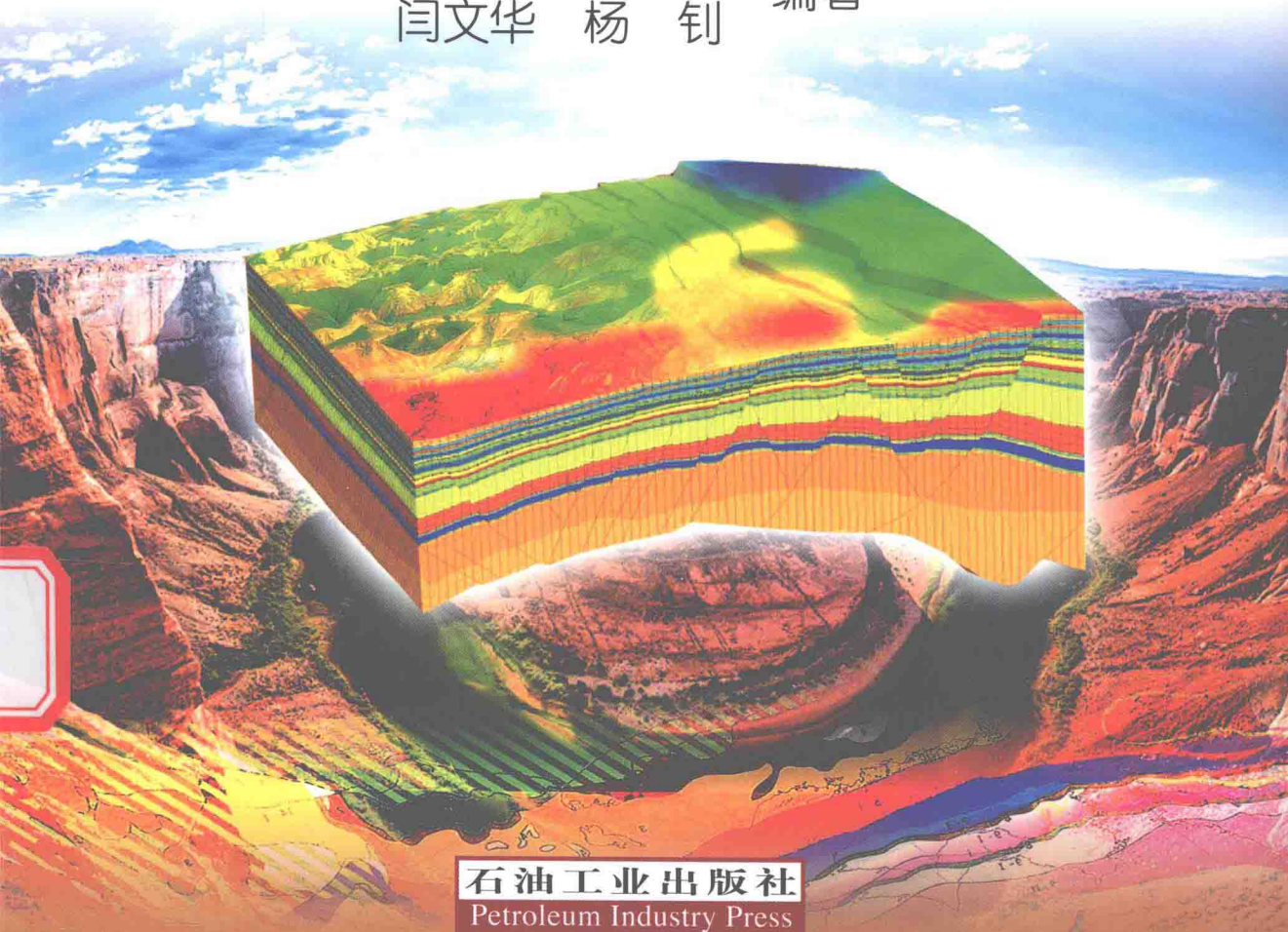


石油高等院校特色规划教材

油层物理

(第二版)

赵春森 周志军 编著
闫文华 杨 钊



石油工业出版社
Petroleum Industry Press

石油教材出版基金资助项目

石油高等院校特色规划教材

油 层 物 理

(第二版)

赵春森 周志军 编著
闫文华 杨 钊



石油工业出版社

内 容 提 要

本书系统介绍了油气田开发过程中所涉及的基本物理过程、物理现象及物理量之间的关系。全书共分为四章,第一章讲述了油气藏中流体的物理性质,包括油、气、水的高压物理性质及油气体系相态特征;第二章阐述了储层岩石的物理性质,包括孔隙度、渗透率、饱和度、储层敏感性等;第三章研究了油气藏中多相流体与岩石相互作用的物理性质及多相渗流机理;第四章介绍了油层物理在找油中的作用、影响原油采收率的因素以及提高原油采收率新技术和现代孔隙结构实验方法等油层物理新技术及其应用。

本书是为石油院校石油工程专业、石油地质专业及相近专业本科生编写的教材,也可供相关专业研究生和矿场相关工程技术人员参考。

图书在版编目(CIP)数据

油层物理/赵春森等编著. —2 版

北京:石油工业出版社,2016.8

(石油高等院校特色规划教材)

ISBN 978-7-5183-1277-1

I. 油…

II. 赵…

III. 油层物理学—高等学校—教材

IV. TE311

中国版本图书馆 CIP 数据核字(2016)第 103070 号

出版发行:石油工业出版社

(北京市朝阳区安华里 2 区 1 号楼 100011)

网 址:www. petropub. com

编辑部:(010)64256990 图书营销中心:(010)64523633

经 销:全国新华书店

排 版:北京苏冀博达科技有限公司

印 刷:北京晨旭印刷厂

2016 年 8 月第 2 版 2016 年 8 月第 2 次印刷

787 毫米×1092 毫米 开本:1/16 印张:23

字数:580 千字

定价:49.00 元

(如发现印装质量问题,我社图书营销中心负责调换)

版权所有,翻印必究

第二版前言

本书是根据石油工程及相关专业本科生培养目标和课程设置的要求所编写的教科书,也是石油工程专业教材体系建设的一部分。“油层物理”涉及知识面广、理论基础较深、实践性很强,是石油工程专业入门的基础。

作为石油工程专业本科生的基础教材,本书注重阐述基础概念、基础理论、基础知识,侧重基础及广度。通过课程的学习,学生必须掌握油层基本物理参数的概念、定义,理解油气藏开发过程中涉及的物理化学现象、物理过程的影响因素、工程应用,明确物理参数的测试方法、原理,了解油气田生产过程中采用的提高原油采收率的新方法,为学生学习石油专业课程以及从事油气田开采工作提供理论基础。

《油层物理》中所讨论的物理参数计算、测定方法以及提高采收率技术,都是处在快速发展中的,故此,我们必须掌握国内外油层物理学和油气田开发技术的新发展,尽可能地补充、完善油层物理教材书。本教材是在吴迪祥、张继芬等人编写的《油层物理》基础上修订和改编的。全书汲取了国内外相关教材的精华,融入了油层物理前沿的新理论、新成果,并汇集了编著者在“油层物理”教学及科研中多年积累的经验。但由于篇幅所限,有些内容未能深入地展开论述,有时可能注重突出重点,不能面面俱到,有兴趣的读者可参考相关论著。

本书第一章由闫文华修订和改编,第二章由周志军修订和改编,第三章由赵春森修订和改编,第四章由杨钊修订和改编;书中英文名词由赵春森、闫文华、周志军及杨钊统一配译;全书由赵春森统稿。

在本书即将完稿之际,恰逢东北石油大学建校 55 周年,谨以此书对 50 多年来在我国石油工业和石油教育事业上辛苦耕耘的教师们表达崇高敬意,是他们兢兢业业、诲人不倦,建立和发展了本学科的知识体系和课程教学模式。本教材还参考了大量的国内外相关教材、专著和文献,我们对其作者为油层物理学的研究和教学所作出的贡献表示深深的敬意,感谢他们创造性的工作为本教材编写奠定了坚实的基础。

尽管笔者在修订和编写过程中已尽最大努力,但由于受学识所限,书中难免存在不足之处,恳请广大读者批评指正。

编著者

2015 年 12 月

第一版前言

油层物理是研究储层岩石、岩石中的流体(油、气、水)以及流体在岩石微小孔道中渗流机理的一门学科。

深埋于地下数千米的油层岩石及其孔隙中的油、气、水处于高温高压状态,其性质不同于地面的性质。油层物理的任务首先要研究油层岩石的固体骨架性质,诸如储液性、可渗性以及孔隙结构等;其次要研究储存在岩石孔隙中的油、气、水在高压下的物理性质及油、气、水的相态变化规律;还要研究岩石孔隙内表面和油、气、水相互作用的物理和物理化学性质以及油、气、水沿极其微小的迂回孔道流动的基本渗流特性;油层物理的另一重要任务是要研究油、气、水和岩石的特性对原油采收率(油藏开采完毕后从中采出原油数量的百分数)的影响,探讨降低油藏中残余油的各种途径和方法。

油层物理是石油工程学科的一个重要的分支。从研究各种类型的油藏性质及油水在油藏中的分布和流动规律开始到油田开发、油井生产和动态分析乃至油层改造、提高采收率等增产措施都需要油层物理学提供有效的岩石及流体物理参数和理论依据;为强化采油及提高油藏原油采收率,油层物理肩负着众多的室内和油田现场的实验研究。

油层物理作为一门学科,在美国和加拿大等国以 M. 马斯盖特 1949 年发表的《采油物理原理》为开端,相继出版了多种油层物理书籍(有的也称为《油藏工程基本原理》)。原苏联从 50 年代也将油层物理从采油工程学科中单独分离出来形成了一门独立的学科。我国在 50 年代也开始有了专门从事油层物理研究的专业技术人员,在原北京石油学院首次开设了油层物理课程,培养了相应的研究生。大庆油田的开发使我国油层物理学科有了进一步的发展,随着各类油田的开发与开采,各油田的研究单位都相应地建立了有关油层物理的各类实验室,开展了油层物理各个领域的实验研究;同时也进行了各自油田的相应的现场实验研究以及不同方法提高油藏原油采收率的实验研究。许多研究成果得到了国际同行的好评,同时涌现出一批有造诣的专业研究人员。油层物理已成为我国石油工程中不可缺少的重要学科,随着石油工业的迅猛发展,它必将在我国油田开发和开采工作中起着越来越重要的作用。

“油层物理”是高等石油院校石油工程专业、石油地质专业(包括测井和物理勘探专业)、油田化学等专业的一门技术基础课程,它既要运用到许多基础理论,又在专业上有着广泛的实际应用。学习这门课程除了要具备数、理、化基础知识外,普通地质、岩石学、物理化学以及流体力学等都是学习“油层物理”应具备的基础,其后续课程是“渗透力学”“油(气)田开发”“采油(气)工程”“油藏数值模拟”“油田应用化学”以及“提高油气采收率”“油层保护”“现代试井”等,这些课程都要以“油层物理”为基础进行广泛的论述和应用。

此外,油层物理又是一门建立在实验基础上的学科,其实践性很强,因而本书也包括一部分实验的内容。

生产需要和发展促进了油层物理学科的发展。随着深层油藏、碳酸盐岩油藏、低渗透油藏、稠油油藏、裂缝性油藏以及凝析气藏等各类油(气)藏的开发,将不断给油层物理学科提出新的研究课题,经过不断努力,油层物理学科继续发展和完善。

本书第一章和绪论由吴迪祥编写,第二、第四章由张继芬编写,第三章由李虎君编写。

编著者

1993年12月

目 录

第一章 储层流体的物理性质	1
第一节 天然气的化学组成和性质	1
第二节 石油的化学组成和性质	27
第三节 地层水的化学组成、分类和性质	50
第四节 气体在石油中的溶解和分离	58
第五节 油气藏烃类的相态	64
第六节 油气藏流体高压物性参数的测量和匀整	98
第七节 地层流体高压物性参数应用	111
习题	114
第二章 储层岩石的物理性质	117
第一节 储层岩石的粒度组成和比面	118
第二节 储层岩石的孔隙结构及孔隙度	127
第三节 储层岩石的流体饱和度	148
第四节 储层岩石的渗透性	156
第五节 渗透率和其他岩石物性关系	174
第六节 储层岩性参数的平均值	179
第七节 储层岩石的敏感性	184
第八节 储层岩石的其他物理性质	197
习题	208
第三章 储层岩石中多相流体的渗流特性	214
第一节 储层岩石中的各种界面现象	214
第二节 储层岩石的润湿性	227
第三节 储层岩石的毛管压力曲线	244
第四节 储层岩石驱油过程中的阻力效应	270
第五节 储层岩石的相对渗透率曲线	279
习题	303

第四章 油层物理新技术及应用..... 305

第一节 油层闭合高度的确定..... 305

第二节 储层岩石下限的确定方法..... 308

第三节 提高原油采收率的基本概念..... 312

第四节 影响原油采收率的因素..... 318

第五节 残余油饱和度的分布及测定方法..... 321

第六节 化学驱油法提高采收率机理..... 327

第七节 混相驱油法提高采收率机理..... 337

第八节 热力采油法提高采收率机理..... 340

第九节 现代孔隙结构实验方法..... 343

第十节 油层岩石模型及应用..... 353

习题..... 358

参考文献..... 359

第一章

储层流体的物理性质

所谓储层流体(reservoir fluid),指的是储存于地下油藏、气藏、油气藏中的石油、天然气和地层水。其特点是在地层内处于高温高压状态下,三者之间有着相互依存的关系,特别是其中的石油,溶解有大量的天然气,油气处于一定的化学平衡和相平衡状态。在开发过程中,随着压力和温度的降低,储层流体的物理性质将会出现一系列的变化,从而使处于地下的油气藏流体的物理性质与其在地面的性质有着很大的差别。

例如,当储层流体从储层流至井底,再从井底流至地面的过程中,流体压力、温度都会不断降低,此时会引起一系列的变化:原油脱气、体积收缩、原油析蜡、天然气体积膨胀、气体中凝析出油、油田水析盐等。而这一系列的变化过程与油藏动态分析、油井管理和提高采收率方法以及油气储运等都有密切关系。

又如,进行油田开发设计和数值模拟时,必须掌握有关地下流体的动、静态物理参数,如石油和天然气的体积系数、溶解系数、压缩系数、黏度等;在进行油气藏开发科学预测方面,如在开采初期及开采过程中,油藏有无气顶、气体是否会在地层中凝析成油等,都需要对油气的物理化学特性及相态变化有深刻的认识,才能作出正确的判断。

因此,只有了解石油、天然气和地层水的性质及其相互关系,掌握它们的高压物性参数,才能科学地进行油气藏开发设计、采油工程设计及油气藏数值模拟等。

第一节 天然气的化学组成和性质

自然界一切天然因素生成的气体,都可称为天然气(natural gas)。天然气可分为常规天然气和非常规天然气:常规天然气指采自气田的天然气(气田气)和采自油田的天然气(油田气);而非常规天然气可分为致密气、煤层气、页岩气等。在自然界中气体生成十分普遍,沉积物中有机质的生物化学分解及高温裂解、岩石变质及岩浆活动、放射性元素蜕变及热核反应、宇宙及大气作用等都可生成天然气。

一、天然气的赋存形态及分类

天然气以多种形态赋存于地壳之中。其赋存形态不同,组分含量变化很大。

1. 常规天然气

1) 气藏气

气藏气(gas of gas reservoir)指基本上不与石油伴生,单独聚集成纯气藏的天然气。气藏

气成分以 CH_4 为主,其含量常在 95% 以上,其余重烃气含量极少,一般介于 1%~44% 之间。天然气以其重烃气含量多少有干气和湿气之分。干气是指 CH_4 含量很高,重烃气含量很少,基本不含汽油蒸气(含量在 $100\text{g}/\text{m}^3$ 以下),有时也称为贫气。湿气是指重烃气含量较高, CH_4 含量有所降低,可含有一定数量的汽油蒸气(含量在 $100\text{g}/\text{m}^3$ 以上),有时也称为富气。一般来说,气藏气与某些气顶气属于干气,石油溶解气、凝析气与多数气顶气属于湿气。根据世界含气及含油盆地中约 2000 个气藏 15000 个气样的分析资料,总结出气藏气化学成分分布特点:绝大多数气藏气是以气态烃为主,气态烃含量超过 80% 的气藏约占气藏总数的 85% 以上; N_2 为主的气藏不到 10%;以 CO_2 或 H_2S 等酸性气体为主的气藏数量更少,低于 1%。

纯气藏在世界上发现的数量与日俱增。气源多样、不同成因的可燃气体都可能聚集成纯气藏:俄罗斯西伯利亚的乌连戈伊等大气田属于白垩系生物化学气, CH_4 含量为 97%~99%,甲烷碳同位素含量为 58‰~62‰;荷兰格罗宁根大气田的气源可能与下伏石炭系的煤层气有关, CH_4 含量为 81%, N_2 含量为 14%;我国四川相国寺气田石炭系所产气体, CH_4 含量高达 97.3%,重烃气含量低于 1%,甲烷碳同位素含量为 33.55‰,属于热裂解气。大多数气藏气在成因上都与生物起源有关外,也有少数气藏气可能来自非生物起源:欧洲东部的潘农盆地,生产层直接覆于结晶基岩之上的纯气藏,含 CO_2 特别多,如米哈依气田下潘农组砂岩产出的天然气中 CO_2 的含量为 95%, CH_4 的含量为 4.5%;美国威力斯顿盆地的哈尔松和凯宾·克里克两气田所产天然气中 N_2 含量高达 80%~90%。

气藏气中可有数量不一的非烃气,常见的有 N_2 、 H_2S 、 H_2 、 CO 、 CO_2 ,有时也有 He、Ne、Kr、Xe 等惰性稀有气体。非烃气体在天然气中含量一般很低,据我国 343 个气藏统计:有 60% 的气藏, CH_4 含量大于 95%;56% 的气藏,重烃含量小于 1%;80% 以上的气藏, H_2S 、 CO_2 的含量小于 1%。

某些气藏可以有很高的非烃气含量。例如,俄罗斯的奥伦堡气田, H_2S 含量可达 10%;法国的拉克气田, H_2S 含量达 15%~16%。美国犹他州帕拉道克斯盆地,从石炭系到三叠系的气藏,其 CO_2 含量可达 90%;美国怀俄明州奥陶系和密西西比系的碳酸盐岩气藏,其 CO_2 含量可达 80%。荷兰的格罗宁根气田 N_2 含量达 14%;美国犹他州海尔列气田 N_2 含量达 84.4%,此外 Ne 含量为 7.16%;加拿大阿尔伯达南部的许多天然气 N_2 含量达 8%~85%。我国南海东方 1-1 气田有的气层 CO_2 含量达 55%~71%(此外 N_2 含量 4.75%~7.03%),有的气层 N_2 含量高达 15.31%~31.2%(此外 CO_2 含量则不足 1%);河北赵兰庄气田由孔店组一段 H_2S 气藏,其 H_2S 含量高达 92%;山东平方王气田及滨南气田沙四气藏 CO_2 含量高达 97%。

天然气中的某些非烃组分也是重要的资源。比如,He 是具有重要经济价值的稀有气体,具高导热、低密度、低溶解度、低蒸发潜热和强扩散性等优点,天然气中 He 含量大于 0.1% 即有开采利用价值。目前我国只有威远气田灯影组气藏生产 He。

2) 气顶气

游离态的烃类气体与液态石油共存于同一气藏中,由于重力分异呈气在上、油在下的赋存状态,称为气顶气(gas cap gas)。它的成因和分布均与石油关系密切,它与共存的石油中的溶解天然气在压力变化时可以互相转化,两者具有相同成因与近于一致的组分。气顶气重烃含量较高,可达百分之几至百分之几十,属于湿气(富气)。随着地层压力的增减,气顶气可溶于石油或析出。在油气藏中气顶气体积的大小与其化学组成及地层压力有关。我国大庆长垣萨

尔图油田下白垩统背斜油藏大,含油丰度高,具有明显的气顶,气油界面约在海拔-920~-950m,原油相对密度低(0.8227~0.8550)、黏度低(7.4~23.8mPa·s);气顶气中重烃气含量可达13%。大港油田是黄骅坳陷北大港断裂构造带上唐家河、港东、港中、港西4个油田的总称,其油、气、水分异明显,常见气顶气,其中重烃气含量可高达23%。

3) 溶解气

天然气极易溶于石油或地下水,溶于石油中的天然气即为溶解气(dissolved gas)。因此,在地质条件下可区分为油内溶解气和水内溶解气,它们日益引起人们的注意。

(1)油内溶解气(oil dissolved gas)常见于饱和或过饱和油藏中,其主要特点是重烃气含量高,有时可达40%。根据原苏联伏尔加—乌拉尔、南里海、亚速夫—库班、中里海、北滨黑海5个不同类型含油气盆地研究油内溶解气,发现其组成与原油性质及地质时代有关:轻质烷基石油溶解气中含20%~80%重烃气,一般以 C_2H_6 为主(6%~20%),其次为 C_3H_8 ,更重烃气及其异构物含量不等;而重质油溶解气几乎为纯 CH_4 。在地质时代上,一般古老地层的油内溶解气比年轻地层含重烃气更多;且随含油气层时代变老, $n-C_4H_{10}$ 、 $n-C_5H_{12}$ 与其异构物的比值增加。例如,在伏尔加—乌拉尔含油气盆地, $n-C_4H_{10}$ 与 $i-C_4H_{10}$ 的比值在泥盆系为2~3,石炭系为1~2,二叠系不超过1。而在年轻的含油气盆地中,这个比值变化范围则较大,如在南里海和北滨黑海盆地,比值介于0.6~4.5。油内溶解气的数量不等,少则每吨几至几十立方米,多则每吨可达几百至上千立方米。油内溶解气含量高时,采出后可收集回注油藏以保持油层能量。油藏石油中都不同程度的溶解有天然气。石油的溶解气仍以 CH_4 为主,重烃气含量比干气高。在不同油田的溶解气中,其烃类组分差异较大。例如,大庆喇嘛甸油田溶解气 CH_4 含量为89.8%,胜利的胜坨油田溶解气 CH_4 含量为93%~95%,克拉玛依油田溶解气 CH_4 含量为71%~84.6%。但重质原油(相对密度在0.90以上)中的溶解气则几乎都是 CH_4 。

(2)水内溶解气(water soluble gas)是指地层水中溶解的烃类气体。水内溶解气不仅可以在国民经济中综合利用,而且可以利用其某些特性来预测含油气性。根据原苏联学者估计,沉积岩地下水中烃气资源总量可达 $(1\sim15)\times10^{16}m^3$,比常规气藏气总储量(约 $2.4\times10^{14}m^3$)大数十至上百倍。水内溶解气包括低压水溶解气和高压水溶解气。前者含气量一般为数十至 $5000cm^3/L$,少数可超过此线,这种水内溶解气可供综合利用。后者常出现在异常高压带以下的高压地热水中,含气量较高,美国墨西哥湾沿岸异常高压带以下的高压水内溶解气很丰富,储量可达 $8.5\times10^{12}m^3$;澳大利亚和原苏联也有大量高压水内溶解气资源。开发这种高压水内溶解气与热水资源并加以综合利用将有很高的经济效益。

含油气盆地地下水中溶解的烃类气体一般较高,例如原苏联的伏尔加—乌拉尔盆地古生代地层层间水含天然气 $1\sim1.3m^3/m^3$,西西伯利亚盆地为 $2\sim3m^3/m^3$,黑海中部盆地为 $4\sim5m^3/m^3$,我国四川盆地威远气田震旦系地层水含气量为 $2.42m^3/m^3$ 。原苏联学者研究了黑海刻赤半岛的水溶气随深度变化的情况,刻赤半岛异常高压带3000m以上,温度低于 $120^\circ C$,地下水含气量不超过 $5m^3/m^3$,向下随深度、温度、压力增加而急剧增加,3000~4000m深度水层含气量为 $7m^3/m^3$,4000~5000m水层中溶气量增至 $19m^3/m^3$ 。原苏联学者认为,由于世界天然气价格的增长,综合勘探开发刻赤半岛高温($120\sim190^\circ C$)、高饱和水内溶解气是盈利的。世界上利用水内溶解气最多的国家是日本。由于能源缺乏,它从1930年就开始开发利用水溶性天然气,在北海道、秋田、新潟等地共有40多个水溶性气田投入工业开发。水溶性天然气开采成本较高,但日本的水溶性气田的共生水中含碘高达 $90\sim120mg/L$ (海水一般为

0.05mg/L),可综合利用,这样开发水内溶解气就有相当的经济效益。

在稳定的地台区含油气盆地中,水内溶解气的主要成分是 CH_4 和 N_2 ,重烃气和 CO_2 含量一般不超过 10%~12%;但在年轻褶皱区的含油气盆地中,水内溶解气的特点是含 CO_2 浓度较高,甚至在褶皱山系的山前发育 CO_2 气带。例如在高加索山前,高部位广泛分布 CO_2 水泉,较低部位变为 CO_2 — CH_4 水,至含油气盆地内地层水则以含烃气为主。

4)凝析气

当地下油气藏的温度、压力超过临界条件后,轻质液态烃逆蒸发形成气体,称为凝析气(condensate gas)。当凝析气采出时,由于压力、温度的下降,其中逆蒸发呈气态的轻质液态烃出现反凝析而析出,成为凝析油。含凝析油是凝析气的基本特点。各凝析油气藏中凝析油的含量差别很大,从数克每立方米到数百克每立方米不等。凝析油气藏埋藏深度较大,大多分布在 3000~4000m 深度以下,具有很高的地层压力与气藏温度。

凝析气成分仍以 CH_4 为主,含量多在 80%~89%,重烃气含量大多数比干气高(多在 8%~18%左右),非烃气含量一般较低。

除以上 4 种不同产状的天然气在化学成分上各具特征外,在国内外某些油(气)田气的化学组成出现反常现象:有的重烃气含量高达 30%~50%,如原苏联格罗兹尼、伊申巴、克拉斯诺卡姆等油(气)田气的重烃气含量都超过了 CH_4 。另外,有的天然气含非烃气体异常多,在我国华北冀中坳陷赵兰庄构造钻开古近系孔店组和沙河街组四段的井中,所喷出的高压天然气含 H_2S 多达 92%;而平方王油田古近系所产生天然气中 CO_2 含量异常高,可达 63%~66%。还有的天然气含氮量很高。 He 、 Ar 、 Ne 等惰性气体在天然气中的含量不多,只有千分之几至百分之几,其中以 He 、 Ar 最常见。天然气中的 He 含量一般不到 1%~2%,少数情况下可达 10%。

2. 非常规天然气

非常规天然气是指那些难以用传统石油地质理论解释,在地下的赋存状态和聚集方式与常规天然气藏具有明显差异的天然气聚集。

1)煤层气

煤层气(coaled methane)俗称“瓦斯”,是指储存在煤层中以 CH_4 为主要成分、以吸附在煤基质颗粒表面为主、部分游离于煤孔隙中或溶解于煤层水中的烃类气体,是煤的伴生矿产资源,属非常规天然气。煤层气热值是通用煤的 2~5 倍,1m³ 纯煤层气的热值相当于 1.13kg 汽油、1.21kg 标准煤,其热值与天然气相当,可以与天然气混输混用,而且燃烧后很洁净,几乎不产生任何废气,是上好的工业、化工、发电和居民生活燃料。煤层气的密度是空气密度的 0.55 倍,稍有泄漏会向上扩散,煤层气在空气浓度达到 5%~16%时,遇明火就会爆炸。

煤层气的开采一般有两种方式:一是地面钻井开采;二是井下瓦斯抽放系统抽出。地面钻井开采的煤层气和抽放瓦斯都是可以利用的,通过地面开采和抽放后可以大大减少风排瓦斯的数量,降低了煤矿对通风的要求,改善了矿工的安全生产条件。

2)致密气

致密气(tight gas),也称深盆气(deep basin gas),指储层为致密砂岩的气藏气,具有孔隙度低(<12%)、渗透率比较低(<1×10⁻³ μm²)、含气饱和度低(<60%)、含水饱和度高(>40%)、高

毛细管(简称毛管)压力、地层压力异常、高损害潜力、天然气在砂岩层中流动速度较为缓慢等特点。致密气一般归为非常规气,但当埋藏较浅、开采条件较好时也可归为常规气开发。致密砂岩气藏储量丰度低,产量递减快,经济开发难度大。

3)页岩气

页岩气(shale gas)的气体成分以 CH_4 为主,含少量轻烃气体,主体上以吸附和游离状态同时赋存于暗色泥/页岩、高碳泥/页岩及其间夹层状发育的粉砂质泥岩、泥质粉砂岩、粉砂岩甚至砂岩中,以自生自储为成藏特点的天然气聚集。页岩亦属致密岩石,故也可归入致密气层气。

页岩气藏的储层一般呈低孔隙度、低渗透率的物性特征,气流的阻力比常规天然气大,所有的井都需要实施储层压裂改造才能开采出来;另一方面,页岩气采收率比常规天然气低,常规天然气采收率在 60% 以上,而页岩气仅为 5%~60%。较常规天然气相比,页岩气开发具有开采寿命长和生产周期长的优点。

页岩气开采技术主要包括水平井技术和多层压裂技术、清水压裂技术、重复压裂技术及最新的同步压裂技术,这些技术正不断提高着页岩气井的产量。

3. 天然气水合物

除上述 3 种可进行工业规模开采的天然气外,非常规天然气还包括天然气水合物。

天然气水合物(natural gas hydrate,简称 NGH)又称“可燃冰”,是水和天然气在高压低温环境条件下形成的冰态、笼形化合物,它是自然界中天然气存在的一种特殊形式,主要分布在水深大于 300 m 的海洋及陆地永久冻土带,其中海洋天然气水合物资源是全球性的,其资源量是陆地冻土带的 100 倍以上。天然气水合物是固体结晶物,可视为“固体溶液”,其中“溶剂”是水分子组成的结晶骨架,其内分布着“溶解”的天然气分子。故也有人认为天然气水合物属于笼形包合物。天然气水合物的密度为 $0.88\sim0.99\text{g}/\text{m}^3$ 。一般而言, 1m^3 气体水合物中含有 0.9m^3 水和 $70\sim240\text{m}^3$ 气体,含气量的多少取决于气体的组成。天然气水合物的显著特点是分布广、储量大, 1m^3 天然气水合物可释放出 $164\text{m}^3\text{CH}_4$ 和 $0.8\text{m}^3\text{H}_2\text{O}$ 。据估计,全球天然气水合物的资源总量换算成 CH_4 气体约为 $(1.8\sim2.1)\times10^{16}\text{m}^3$,有机碳储量相当于全球已探明矿物燃料(煤炭、石油和天然气等)的 2 倍。因此,天然气水合物,特别是海洋天然气水合物被普遍认为将是 21 世纪替代煤炭、石油和天然气的新型清洁能源,其研究受到了世界各国高度重视。

1)天然气水合物的开发

天然气水合物是一种由天然气和水组成的亚稳定态物质,存在于特定的温压条件下。一旦赋存条件发生变化,天然气水合物藏的相平衡就会被破坏,引起天然气水合物分解。从天然气水合物中提取天然气主要有以下 6 种方法:

(1)热激发法。只要能促使温度上升达到水合物分解的方法都可称为热激发法。将蒸汽、热水、热盐水或其他热流体从地面泵入水合物地层,或采用开采重油时使用的火驱法或利用钻柱加热器等。但是热开采技术的主要不足是会造成大量的热损失,效率很低。特别是在永久冻土区,即使利用绝热管道,永冻层也会降低传递给储层的有效热量。近年来人们为了提高热激发法的效率采用井下装置加热技术,井下电磁加热方法就是其中之一。

(2)化学试剂法。某些化学试剂(盐水、甲醇、乙醇、乙二醇、丙三醇等)可以改变天然气水合物形成的相平衡条件,降低水合物稳定温度。当将上述化学试剂从井孔泵入后,就会引起天然气水合物的分解。化学试剂法较热激发法作用缓慢,但确有降低初始能源输入的优点。化学试剂法最大的缺点是费用太昂贵。由于大洋中水合物的压力较高,因而不宜采用此方法。

(3)减压法。减压法的基本原理是通过降低压力而引起天然气水合物稳定的相平衡曲线移动,从而达到促使水合物分解的目的。其一般是通过在一水合物层之下的游离气聚集层中“降低”天然气压力或形成一个天然气“囊”(由热激发或化学试剂作用人为形成),与天然气接触的水合物变得不稳定并且分解为天然气和水。减压法最大的特点是不需要昂贵的连续激发,因而其可能成为今后大规模开采天然气水合物的有效方法之一。

(4)CO₂ 置换开采法。在一定的温度条件下,天然气水合物保持稳定需要的压力比 CO₂ 水合物更高。因此在某一特定的压力范围内,天然气水合物会分解,而 CO₂ 水合物则易于形成并保持稳定。如果此时向天然气水合物藏内注入 CO₂ 气体,CO₂ 气体就可能与天然气水合物分解出的水生成 CO₂ 水合物。这种作用释放出的热量可使天然气水合物的分解反应得以持续地进行下去。

(5)压裂开采法。压裂开采技术包括水力压裂、爆炸压裂、高能气体压裂。其实质是在地面通过钻孔向地下被压目的岩层注入一定量高压流体,在钻孔底部一定范围内诱发人工裂缝,将目的岩层沿垂直于最小主应力方向压裂,使其产生人为裂隙,为分解气体提供运移通道。产生的连通裂隙可以降低储层孔隙压力,从而达到高效开采水合物储层的目的,从生产井流出的气水两相流体经气水分离器分离后,气体经加工后直接运输。

(6)固体开采法。固体开采法最初是直接采集海底固态天然气水合物,将天然气水合物拖至浅水区进行控制性分解。这种方法进而演化为混合开采法或矿泥浆开采法。该方法的具体步骤是,首先促使天然气水合物在原地分解为气液混合相,采集混有气、液、固体水合物的混合泥浆,然后将这种混合泥浆导入海面作业船或生产平台进行处理,促使天然气水合物彻底分解,从而获取天然气。

从以上各方法的使用来看,单单采用某一种方法来开采天然气水合物是不经济的,只有结合不同方法的优点才能达到对水合物的有效开采。

2) 天然气水合物的应用

随着国内外天然气水合物资源的不断发现与开发,有关天然气水合物的应用研究也在不断发展,已经形成具有重要工业应用前景的特有技术。在储运天然气、直接燃烧、车用燃料等领域得到广泛应用。

(1) 利用天然气水合物储运天然气。

陆上天然气水合物运输:在陆地上利用天然气水合物运输天然气,意味着同时运输大量的水,且必须依赖铁路或公路,运输成本相对较高,特别是对于严重缺水的西部地区,很不经济。但天然气水合物的保存压力低(只需保持低温即可),可减轻储罐的重量,经济性高;天然气水合物运输的安全性高,发生事故的可能性很低。相对于其他运输方式,天然气水合物陆上运输仍然具有很大优势。对于边远油田的伴生气和小型零散气田的天然气,在无法通过管道外输时,也可选择天然气水合物方式运输。

海上天然气水合物运输:相对天然气水合物的陆上运输,海上天然气水合物运输更有竞争优势。目前海上天然气主要采用液化天然气(LNG)方式运输,LNG 需要高压和深冷技术,设备规模大,投资成本高。而采用天然气水合物技术运输天然气可在一定程度上降低投资成本,

同时可大大提高海上天然气储运的可操作性和灵活性,其技术可行性明显优于 LNG、甲醇以及合成油技术;且由于天然气水合物是固体,体积不可能在短时间内突然膨胀,分解后天然气可全部释放,有效地提高了天然气的储存规模和效率,采用天然气水合物技术运输天然气安全并对环境无污染。

(2) 天然气水合物燃烧。

天然气水合物可以直接燃烧,有望作为燃料使用,但目前尚未解决其科学释放能量的问题。研究人员对制备的 3 种天然气水合物[CH_4 、 $\text{CH}_4/\text{C}_2\text{H}_6$ 和 $\text{CH}_4/\text{C}_5\text{H}_{10}$ (环戊烷)水合物]样品进行了直接点火燃烧试验。结果显示 CH_4 水合物的化解速度快,蒸汽量大,火焰呈淡蓝黄色,无烟; $\text{CH}_4/\text{C}_2\text{H}_6$ 水合物化解速度较慢,蒸汽量小,燃烧充分,呈现出无焰有燃烧的特点,从热度也能感觉出水合物的确在燃烧; $\text{CH}_4/\text{C}_5\text{H}_{10}$ (环戊烷)水合物燃烧最为稳定,火焰成红色,带黑烟,燃烧不充分。

(3) 天然气水合物用于车用燃料。

随着石油资源的日见枯竭及城市污染的日益严重,国内外都在试行推广使用天然气汽车。目前天然气汽车使用的燃料大多是压缩天然气,使用压缩天然气的缺点是存储压力高和行程短。为克服这些缺点,美国已试验将天然气水合物(其平衡压力仅为 4MPa)作为车用燃料。所涉及的关键技术将是如何使水合物快速气化以满足内燃机系统的需要。天然气水合物具有高浓度、高储量的特点,每单位体积可储存标准状态下 164 倍体积的天然气,因此行驶距离长,比压缩天然气汽车、液化天然气汽车和活性炭吸附天然气汽车更具优势。

天然气水合物是一种可以作为石油补充与替代能源的矿产资源,具有广阔的资源前景和应用前景,积极开展天然气水合物的调查研究,对能源接替、人类可持续发展和环境效应,具有重要的科学和战略意义。可以确定,随着科学技术的飞速发展和能源需求的快速增长,天然气水合物这一非常规天然气资源将会发挥出其潜在的巨大经济效益,为人类造福。

3) 天然气水合物对油气生产的不利影响

在油气的生产过程中伴随有天然气水合物的生成,在很多情况下,天然气水合物的生成对这些生产过程是不利的,常常因为生成天然气水合物而堵塞管道和设备。因此,在工业上预防天然气水合物的生成是一个迫切需要解决的问题。

由于在整个储层内部含有束缚水,一般认为在地层处于气相的整个烃类气体混合物是被水蒸气所饱和的。在地层气体中所含的水量,取决于地层的温度和压力条件。例如,在压力 14.0MPa、温度 60℃时,地层中气体水的含量为 1740g/1000m³。在工程计算中,因气体水的含量很低,一般可以不考虑。但是,对于一般的输气工程为了防止天然气水合物的形成,必须进行脱水。

当气体采到地表,降低压力、温度时(如通过油嘴或阀门时),气体发生膨胀,因而造成温度下降,这时天然气中所含的水蒸气便为形成天然气水合物创造了条件。图 1-1(a)是形成天然气水合物的温度—压力曲线,该曲线左上方表示形成天然气水合物区,而曲线右下方则表示未形成天然气水合物区。从图中可以查出形成天然气水合物的温度—压力条件。图 1-1(b)是天然气中单组分气体形成天然气水合物的温度—压力条件。

天然气中含有水分是形成天然气水合物的内在因素。因此,脱去天然气中的水分是防止天然气水合物形成的根本途径。此外,如提高节流前天然气的温度或在针形阀前注入防冻剂等都能有效地阻止管线中天然气水合物的形成。

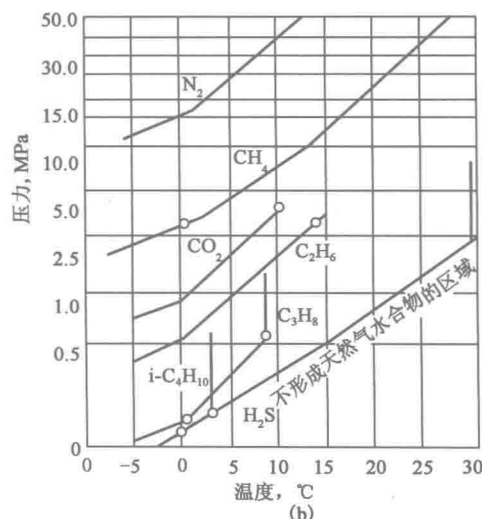
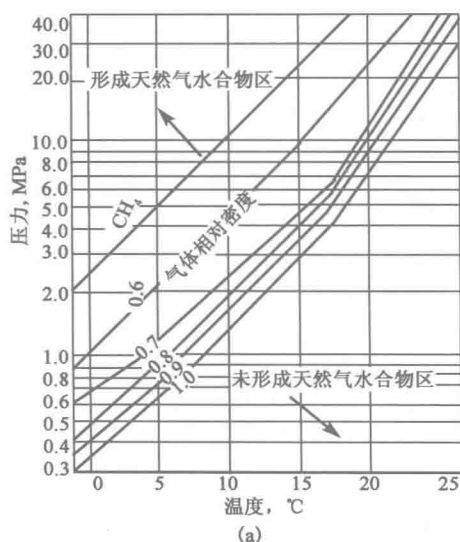


图 1-1 天然气水合物形成的条件

(a)天然气水合物;(b)单组分气体水合物

另外天然气按其含硫量的多少还可以划分为净气和酸气。每 m^3 天然气中含硫量小于 1g 者称为净气,大于 1g 者称为酸气。

本书所讲的天然气是指从地下采出的、在常温常压下其相态为气态的烃类和少量非烃类组成的混合物,主要包括气田气和油田伴生气。

二、天然气的化学组成及表示方法

1. 天然气的化学组成

与液态石油的组成相比,天然气的组成较为简单。其组成可分为烃与非烃两大类。

1) 烃类

油气藏中的气体是烃类和非烃类气体的混合物,烃类气体主要成分为低分子烷烃(饱和酸氢化物) $\text{C}_n\text{H}_{2n+2}$, $n=1\sim 4$ (也可能有少量 C_5),以 CH_4 为主, CH_4 含量可高达 $70\%\sim 98\%$, C_2H_6 含量次之,其含量小于 10% ,以及少量 C_3H_8 、 C_4H_{10} 等(一般仅占百分之几)。此外,某些类型天然气可含有少量的 C_5 与 C_6 (C_5 与 C_6 也称为汽油蒸气)。在常温常压下, CH_4 、 C_2H_6 、 C_3H_8 及 $i\text{-C}_4\text{H}_{10}$ 呈气态, $n\text{-C}_4\text{H}_{10}$ 呈液态(沸点 $+15^\circ\text{C}$)。

2) 非烃类

非烃类气体常见的有 N_2 、 H_2S 、 H_2 、 CO 、 CO_2 ,有时也有 He 、 Ne 、 Kr 、 Xe 等惰性稀有气体。非烃类气体一般在天然气中的含量很低,但有些气藏可以有很高的非烃类气体含量。还可能含有有毒的硫化物,如硫醇(RSH)、硫醚(RSR)等。

若想了解天然气的组成,可以对天然气组分进行全分析,在 C_7H_{16} 以前的烃类气体,其化学组成很容易测定,可用气体分析仪或色谱仪进行。天然气组分的全分析,目前广泛采用气相色谱仪来进行。

某些油田天然气的化学组成见表 1-1 和表 1-2。

表 1-1 胜利油田部分油井油田气的化学组成

地区 井 号	CH ₄ 含量, %	C ₂ H ₆ 含量, %	C ₃ H ₈ 含量, %	C ₄ H ₁₀ 含量, %	C ₅ H ₁₂ 以上 含量, %	CO ₂ 和 H ₂ S 含量, %	N ₂ 含量, %	O ₂ 含量, %	相对 密度
滨 16 井	33.13	1.4	1.12	0.85	0.8	57.69	2.96	0	1.2205
孤 2-1-6 井	38.41	3.41	3.83	2.30	0.76	1.21	0.08	1	0.6628
营 4 井	67.48	10.84	11.33	5.00	2.15	2.28	0.91	0	0.3561

表 1-2 大庆萨中地区天然气的化学组成

层位	CH ₄ 含量, %	C ₂ H ₆ 含量, %	C ₃ H ₈ 含量, %	C ₄ H ₁₀ 含量, %	N ₂ 含量, %	CO ₂ 和 H ₂ S 含量, %	相对 密度	备注
萨尔图层	90.84	2.89	2.17	2.37	1.28	0.50	0.632	萨葡 合采 井
葡萄花层	79.2	6.27	7.46	5.07	1.17	0.40	0.735	
萨+葡	81.64	4.0	5.11	4.26	1.53	0.59	0.696	

2. 天然气组成的表示方法

1) 摩尔组成

摩尔组成是目前最常用的一种表示组成的方法,常用符号 y_i 表示组分 i 的摩尔组成,其表达式为:

$$y_i = \frac{N_i}{\sum_{i=1}^n N_i} \quad (1-1)$$

式中 N_i ——组分 i 的物质的量;

n ——气体组分数。

摩尔组成可用百分数表示,也可用小数表示,故也称摩尔分数。

2) 体积组成

通常也用 y_i 表示,其表达式为:

$$y_i = \frac{V_i}{\sum_{i=1}^n V_i} \quad (1-2)$$

式中 V_i ——组分 i 的体积;

n ——气体组分数。

当考虑天然气为遵循阿伏伽德罗定律的混合气体时,则天然气中任何组分的体积组成在数值上都等于该组分的摩尔组成。

3) 质量组成

质量组成为各组分的质量百分数:

$$G_i = \frac{w_i}{\sum_{i=1}^n w_i} \quad (1-3)$$

式中 w_i ——组分 i 的质量;

n ——气体组分数。