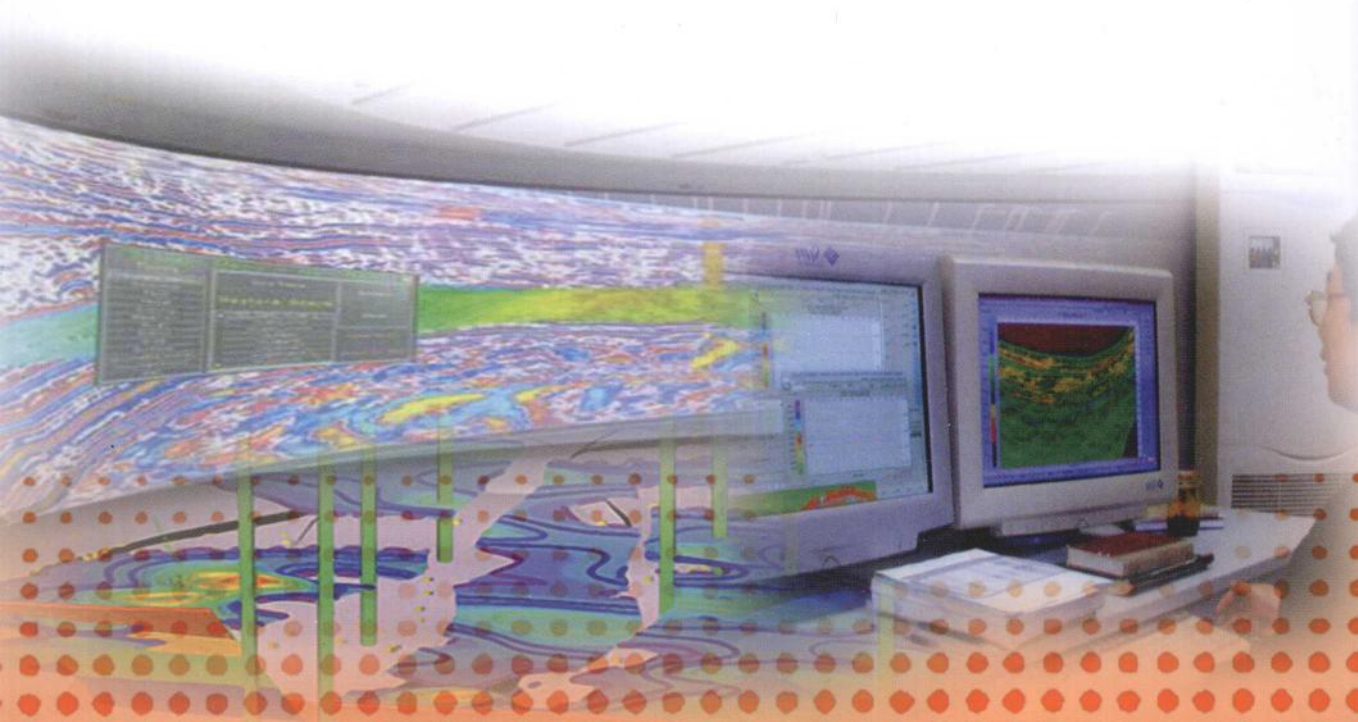




石油高职教育“工学结合”规划教材

油气藏动态分析

潘晓梅 陈国强 主编



石油工业出版社
Petroleum Industry Press

石油高职教育“工学结合”规划教材

油气藏动态分析

潘晓梅 陈国强 主编

石油工业出版社

内 容 提 要

本书是针对油气开采技术专业各岗位群的典型工作任务,基于工作过程而进行开发编写的油气藏动态分析“工学结合”教材。该书共分为六个学习情境,分别为油气藏基础资料分析、单井动态分析、注采井组动态分析、区块动态分析、聚合物驱油动态分析以及油田动态预测。每个学习情境,又根据不同的内容,细分为若干个学习项目(任务),每个工作任务都包括工作过程知识、案例分析和技能训练。

本书不仅可以作为高职高专院校油气开采技术等相关专业的教学用书,也可以作为油田职工培训及矿场技术人员的参考用书。

图书在版编目(CIP)数据

油气藏动态分析/潘晓梅,陈国强主编.

北京:石油工业出版社,2012.5

石油高职教育“工学结合”规划教材

ISBN 978-7-5021-8978-5

I. 油…

II. ①潘…②陈…

III. 油气藏-石油天然气地质-动态分析-高等职业教育-教材

IV. P618.13

中国版本图书馆CIP数据核字(2012)第046264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.com.cn

编辑部:(010)64240656 发行部:(010)64523620

经 销:全国新华书店

印 刷:北京中石油彩色印刷有限责任公司

2012年5月第1版 2012年5月第1次印刷

787×1092毫米 开本:1/16 印张:21.75

字数:538千字

定价:40.00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

本教材是根据石油工业出版社与教育部高职高专油气开采技术专业分委员会 2009 年 10 月在大庆职业学院召开的石油高等职业教育油气开采技术专业课程改革与配套教材研讨会会议精神,按照与会的全国石油高职高专院校教师与企业专家共同审定的油气藏动态分析课程标准编写的。

本教材在编写的过程中,注重体现先进性、科学性和实用性的设计理念。

(1)先进性:本教材是国内高职高专院校第一本油气藏动态分析“工学结合”教材,所选取的案例大都来自于油田矿场的最新资料,并首次将聚合物动态分析纳入到教材中。

(2)科学性:全书编写规范,书中所涉及的各项参数和指标均采用国际单位制;按照学生的认知规律,由简单到复杂进行各个学习情境的序化和编排。

(3)适用性:本教材在认真分析油田矿场油气藏动态分析实际工作任务的基础上,遵循行动导向教学的理念,以就业为导向,从工作岗位的职业能力培养为重点,基于动态分析的工作过程设计了 6 个学习情境,19 个学习项目。每个学习项目(任务)包括知识目标、技能目标、工作过程知识、典型案例、技能训练等内容,适于一体化教学的使用。

本教材由全国石油高职高专院校联合编写,具体分工如下:学习情境一由大庆职业学院张阁林、董霞编写;学习情境二由渤海石油职业学院陈国强编写项目一,天津工程职业技术学院倪攀编写项目二、项目三;学习情境三由辽河石油职业技术学院黄娅萍编写项目一,大庆职业学院王晓丛编写项目二,大庆职业学院潘晓梅编写项目三、项目四;学习情境四由潘晓梅编写项目一,大庆油田勘探开发研究院姜雪岩编写项目二,克拉玛依职业技术学院廖作才编写项目三,大庆油田第八采油厂四矿吴燕编写项目四;学习情境五由大庆技师学院金海英编写;学习情境六由山东胜利职业学院陈海燕编写。本教材由大庆职业学院潘晓梅与渤海石油职业学院陈国强担任主编,黄娅萍、张阁林任副主编,大庆职业学院姜继水教授与大庆第六采油厂余兴华工程师担任主审。在教材编写期间,大庆油田第八采油厂地质大队的艾立岩、大庆油田第一采油厂的邸玉玲给予了大力的支持,并提出了许多宝贵的建议和意见,在此一并表示感谢。

本书的参考文献只列出了正式出版的书刊,很多内部的出版物或资料未能一一列出,特此说明,并表示感谢。

由于编者的经验不足、水平有限,书中如有错误和不妥之处,敬请批评指正。

编 者

2011 年 12 月

目 录

绪论	(1)
学习情境一 油气藏基础资料分析	(5)
项目一 油气藏流体物性分析	(5)
项目二 储层岩石物性分析	(20)
项目三 油气田常用开发指标分析	(52)
思考题	(62)
学习情境二 单井动态分析	(64)
项目一 注水井动态分析	(64)
项目二 油井动态分析	(86)
项目三 气井动态分析	(148)
思考题	(182)
学习情境三 注采井组动态分析	(184)
项目一 井组平面动用状况分析	(184)
项目二 井组注采平衡状况分析	(192)
项目三 井组水驱控制程度分析	(199)
项目四 井组开发效果分析	(204)
思考题	(219)
学习情境四 区块动态分析	(220)
项目一 开发层系、井网适应性分析	(220)
项目二 区块生产动态分析	(231)
项目三 区块开发潜力分析	(236)
项目四 区块开发状况分析	(246)
思考题	(260)
学习情境五 聚合物驱油动态分析	(261)
项目一 聚合物驱油注入状况分析	(261)
项目二 聚合物驱油采出状况分析	(271)
思考题	(290)
学习情境六 油田动态预测	(291)
项目一 油田产量递减预测	(291)
项目二 油藏含水动态预测	(305)
项目三 油藏压力动态预测	(326)
思考题	(340)
参考文献	(341)

绪 论

一个油气田在投入开发之前,油气层内的流体(油、气、水)处于相对静止的状态。当钻井打开储层,油气田投入开发后,这种平衡状态就会被打破。储层中的油气水在各种力的作用下,产生流动并重新分布,尤其是注水开发的非均质多油层油田,随着注采时间的推移,油层内原始储量不断减少,注入水不断增加,各类油层的动态变化就会更为复杂。在这种情况下,需要运用一切可能的理论方法和工艺技术手段,准确地描述油田投产以后,地下油气水运动的情况和各项生产指标(如压力、产量、含水等)的变化情况,使我们对油田生产规律的认识更符合客观实际,并根据这些规律和存在的问题提出相应的调整措施,充分发挥区块、井组、小层的生产能力,确保油气田高产稳产,提高油气田的最终采收率,这些工作统称为油气藏动态分析。油气藏动态分析不仅是从事油气井生产与管理的一项日常工作,而且也是关系到整个油气田开发成败的关键所在。

一、油气藏动态分析的目的

石油与天然气是国家的战略资源,油气生产必须最大限度地满足国民经济发展的需要。从宏观角度来看,动态分析应找出油气田调整的潜力所在,尽可能使处于上产期的油气田尽快实现产量目标;处于稳产期的油气田努力延长其稳产期;处于递减期的油气田产量尽可能少递减或不递减。从微观角度来看,动态分析由月、季度生产动态分析和年度开发分析相结合,其主要目的是检查各项调整工作是否按时完成,以及其调整效果,保证油田均衡生产和控制含水上升速度,从而保证原油生产任务和各项开发、经济指标的圆满完成。

因此,油气藏动态分析的目的在于,找出并掌握油气田开发过程中各项动态指标的变化规律,对油气田开发趋势进行科学的预测,及时对开发方案进行综合调整,实现较高的最终采收率 and 经济效益的最大化,从而达到科学合理地开展油气田的目的。

二、油气藏动态分析的主要内容及分类

根据油田管理工作的需要,油气藏动态分析一般有以下几种分类方法。

1. 按开发单元的大小划分

1) 单井动态分析

单井动态分析是指针对一口井进行的开采状况分析,通常是采油井分析,但也涉及注水井。其侧重点是生产动态分析,但也要分析对其有影响的油藏动态、周围生产井及注水井。单井分析重在对井的生产状况、存在问题和潜力的分析。通过单井动态分析应提出科学合理、切实可行的措施意见,使该井的生产状况保持在最佳状态。

2) 井组动态分析

井组是油田开发的最小开发单元,由一口(或几口)注水井和周围受它影响的几口采油井共同组成。与单井动态分析比较,井组动态分析重在对注水井与周围采油井的注采连通情况分析。

3) 开发单元(区块)动态分析

区块是油田开发中较大的开发单元,它通常是油藏或油田中一个相对独立的区域,或者有地质边界分隔,或者是大油藏由于分步开发所形成的投产时间相对集中的部分,也可以是一个

独立的油藏。区块动态分析的对象是整个开发单元,要从大处着眼,典型处着手。

4) 油田动态分析

油田是具有构造成因联系的若干个油藏的总和。以整个油田为对象进行动态分析重在展示全油田开采状况和趋势性问题,并以主力区块为例展示地下油层的特征,预测其动态变化。

2. 按时间尺度划分

1) 旬度动态分析

旬度动态分析是紧跟油水井生产形势的、时间跨度最短的油田动态分析。它主要依据本旬的生产资料对油田生产面貌和油水井生产情况进行及时的分析研究,并依此提出调整油水井工作制度,实施清蜡、保温等管理措施。这是基层队管理人员的一项经常性的工作,在油田生产出现异常或产量紧张时,也常常进行这样的短期动态分析,以便及时分析寻找产量下降的原因,便于采取及时的措施来保证油田生产正常运行。

2) 月(季)生产动态分析

每月(季)末,各油田都要对所管辖的油井和区块的开发、生产情况进行一次比较详细的诊断分析,对油田生产形势做出初步的估计,找出异常原因,制定出针对性措施。

3) 年度油藏动态分析

每年末,各油田都要进行一次大型的动态分析,总结一年来油田开发生产情况,产量和重点工作完成情况,更要深入地下,分析研究油藏内部的驱替变化和油水运动规律,对来年的动态做出预测,在此基础上论证、编制下一年的油田开发生产计划。

4) 阶段开发分析

阶段开发分析是在油田开发的某一阶段,针对开发过程中所反映出的主要问题,有针对性地进行专题研究,为制定不同开发阶段的技术政策界限,进行综合调整和编制长远规划提供依据。一般情况下,在下面三个时期都要进行阶段开发分析:一是五年计划的末期;二是油田进行重大调整措施前(包括层系井网调整、开采方式的转变等);三是油田稳产阶段结束,开始进入递减阶段。

3. 按分析内容划分

油田动态分析的基本内容可概括为两个主要方面:油田开发生产面貌和地下油气水的分布运动变化态势。前者侧重于以生产和能量为主线的生产情况分析,而后者则侧重于地层流体的运动驱替状况的研究。它们之间有紧密的联系,但侧重点不同,因此,动态分析就自然分成生产动态分析和油藏动态分析两个基本类别。

1) 生产动态分析

生产动态分析主要依据油(气)水井和区块的近期动态资料,对油(气)井和油(气)田的产量变化、压力、含水、气油比以及注水状况等进行及时的分析。它有两个基本特点:一是时间跨度比较短,一般在年度以内,多为旬度、月度或季度的分析;二是侧重生产现状的分析,重点是油气田开采形势的分析,并提出针对性措施。

2) 油(气)藏动态分析

油(气)藏动态分析的特点,一是时间跨度比较长,一般为半年或一年,也有两、三年的;二是侧重于地下油气水分布运动变化的特征与规律的认识研究,重点在于研究认识油藏开发的深层次问题。

三、常用的油气藏动态分析方法

油气藏动态分析的基本方法有统计法、作图法、物质平衡法、地下流体力学法等。油田矿

场常用的基本方法是统计法和作图法。

1. 统计法

统计法是通过油田开发过程中大量实际生产数据进行统计分析,得出这些数据变化的规律,然后运用这一规律对今后的情况进行预测和指导油田开发工作。

油田动态分析中常用的产量递减规律分析法,就是应用统计法。油井和油田进入递减阶段后,可采用指数递减、双曲递减、调和递减等典型的数学规律来拟合实际生产曲线,并据此预测今后的产量变化情况。

2. 作图法

作图法是将收集来的各种油田开发实际资料绘制成相关图幅,从而生动、直观地反映油田开发中的动态变化规律。

3. 物质平衡法

物质平衡法是运用物质守恒原理建立油气藏的物质平衡方程式,运用物质平衡方程式测算油气藏的地质储量、产量、天然水侵量等。

4. 地下流体力学法

地下流体力学法就是用试井的方法来对油田地下的情况进行分析。试井是一种以渗流力学理论为基础,以各种测试仪表为手段,通过对油井、气井、水井生产动态的测试来研究地层和井的各种物理参数、生产能力及油、气、水层间连通关系的一种方法。

四、油气藏动态分析技术的发展历程

我国的油气藏动态分析技术主要经历了以下几个方面的转变和发展。

1. 从生产动态到开发动态

由最初的产量、含水、压力的“老三点”式的生产动态分析逐步发展到对吸水、产液能力变化的分析;对各种增产增注措施效果的分析;对开发层系、注采井网适应性的分析;对薄差油层和厚油层剩余油分布的分析等诸多方面。近年来,随着油田含水的不断升高,还要通过大量的三次采油方法的分析和对比,以选择最好的提高原油采收率方法。

2. 从井组动态到油藏动态

从以注水井为中心的注采井组的分析,发展到从宏观上可以从沉积相的观点出发(工作做得较细的单元可以深入到沉积亚相或沉积微相),以单砂体为单元来分析研究开采动态,完善注采系统,提高水驱储量动用程度;从微相上研究孔内、孔间、孔隙表面非均质对开发效果的影响,并分别采用不同的调整措施。随着层系细分加密调整的进行,对多套层系油水井之间的相互影响的研究越来越深入。

3. 从解释动态到预测动态

通过大量的实验室研究和现场试验,人们已经基本掌握了油气藏中各动态参数在常规开采过程中的变化规律。近年来,随着计算机技术的迅速发展,数值模拟计算规模和应用范围的不断扩大,人们不仅能够方便地追溯历史,比较科学地解释现在,也能够比较精确地预测未来油田开发动态的变化,从而大大提高各种开发调整方案的科学性、预见性和经济效益。

4. 从单一学科的简单分析到多学科的综合分析

近年来,油田开发理论及其相关学科发展很快,未来的沉积相理论将向微相研究发展,油层厚度 0.5m 以下的薄层测井解释精度大大提高,二维、三维地震技术应用范围的不断扩大,

更有助于快速准确地了解油层中剩余油的分布和调整挖潜。尤其是计算机应用技术的迅速发展和一些分析软件的研制,更是使油气藏动态分析工作的效率和精准性得到了极大的提高,因此,未来的开发动态分析技术将是描述精细、反应迅速、多学科多专业紧密结合的综合技术,同时,这也要求从事开发动态分析工作的石油科技工作者,必须从理论知识和分析手段上做好准备。

伴随着油气田开发的不断深入,油气藏静态描述技术、采油工艺技术和油田测试技术发展日新月异,油气藏动态分析技术也将不断向更高、更深、更广的方向发展。

学习情境一 油气藏基础资料分析

油气藏动态分析就是在油田开发过程中,利用大量的油气藏及其变化资料,运用科学的方法和手段进行综合分析,从而掌握油田开发的客观规律,指导油田开发的一项工作。因此,进行动态分析应从收集和整理所需的基础资料入手。

油气田动态分析常用的基本资料有:(1)油田地质资料,包括油气藏流体的性质、砂层厚度、有效厚度、渗透率、油层的连通情况、油气水的分布情况等;(2)油水井动态资料;(3)工程资料,包括钻井、固井、井身结构、井筒状况、地面流程等。

本学习情境主要学习油层和其中流体的物理性质,油气田开发指标的计算,共包括三个学习项目:

项目一 油气藏流体物性分析

项目二 储层岩石物性分析

项目三 油气田常用开发指标分析

项目一 油气藏流体物性分析

油气藏流体性质不同,开发效果也不同,而且流体性质在开发过程中还会不断发生变化。因此,要做好动态分析工作,不仅要了解油藏原始状况下的流体性质,还要掌握开发过程中油藏流体性质的变化规律。

油气藏流体性质资料主要包括天然气性质、原油性质、油田水性质的资料。

本项目主要完成以下任务的学习:

任务一 天然气物性分析

任务二 地层原油物性分析

任务三 地层水物性分析

任务一 天然气物性分析

知识目标

- (1)了解天然气的组成与分类;
- (2)掌握天然气的体积系数、压缩系数等物性参数。

技能目标

会整理与分析天然气的物性资料。

工作过程知识

天然气是指从地下采出的、在常温常压下呈气态的可燃与不可燃气体的统称,其中以烃类为主,并含有少量非烃气体的混合物。

一、天然气的组成和分类

天然气是各种气体的混合物,其主要成分各种碳氢化合物,其中甲烷(CH_4)占绝大多数,一般含量都大于80%,其次为乙烷(C_2H_6)、丙烷(C_3H_8)、丁烷(C_4H_{10})及其他重质气态烃,它们是天然气中的主要可燃成分。除上述烃类气体外,天然气中还含有少量二氧化碳(CO_2)、氮气(N_2)、氧气(O_2)、氢气(H_2)、硫化氢(H_2S)、一氧化碳(CO)等气体和极少量氦(He)、氩(Ar)等惰性气体,这些不可燃烧成分,影响天然气的热值。

1. 根据重烃含量分类

按天然气中液烃含量的多少来分类,可分为干气、湿气或贫气、富气。

1) C_5 界定法——干、湿气的划分

根据天然气中 C_5 以上烃类液体的含量多少,划分干气、湿气。

干气:指 1m^3 井口流出物中, C_5 以上烃液含量低于 13.5cm^3 的天然气。

湿气:指 1m^3 井口流出物中, C_5 以上烃液含量高于 13.5cm^3 的天然气。

2) C_3 界定法——贫、富气的划分

根据天然气中 C_3 以上烃类液体的含量多少,划分为贫气和富气。

贫气:指在 1m^3 井口流出物中, C_3 以上烃类液体含量低于 94cm^3 的天然气。

富气:指在 1m^3 井口流出物中, C_3 以上烃类液体含量高于 94cm^3 的天然气。

一般来说,干气的化学组成以甲烷为主,甲烷含量在98%以上,乙烷与乙烷以上的重烃很少或没有。它可来自于地下干气藏,也可由煤层气、沼泽气聚集而成。干气可形成纯气田。

化学组成仍以甲烷为主,甲烷含量在80%~90%之间,乙烷及乙烷以上的重烃超过10%~20%,这样的气体称为湿气。它的出现可以标志地下深部有油藏存在。

湿气常与石油相伴生,而干气多产自纯气藏。

2. 根据矿藏分类

(1)气田气:天然气中主要含甲烷,约占80%~98%,重烃气体很少,约占0~5%,不含戊烷或戊烷以上的重烃,或含量极少。

(2)油田气:天然气中主要成分除含甲烷外,乙烷与乙烷以上的重烃较多,在5%~10%以上,与石油共生,又称为石油气。

(3)凝析气:天然气中除含有大量甲烷外,戊烷或戊烷以上的烃类含量也较高,含有汽油和煤油组分。主要是由于油、气藏的埋藏深度加大,处于高温、高压下的碳氢化合物为单相气态,采到地面后,由于温度、压力降低而发生凝结,由原来单相气态的碳氢化合物转为液态石油。近些年来,已发现许多凝析气田。

(4)煤层气:天然气中除含有大量甲烷外,重烃气体含量很少,但有较多的二氧化碳气。

二、天然气的物理性质

1. 天然气的相对分子质量

天然气是多组分气体的混合物,不可能由其分子式算出其相对分子质量。于是,人们引入了“视相对分子质量”的概念。所谓视相对分子质量,是指在 0°C 、 0.1MPa 下,体积为 22.4L 的天然气所具有的质量。换言之,天然气的相对分子质量在数值上等于在标准状态下 1mol 天然气的质量。

天然气的视相对分子质量可根据组分计算。已知天然气中各组分的摩尔组成 y_i 和相对

分子质量 M_i 后,天然气的相对分子质量可由下式求得:

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

式中 M ——天然气相对分子质量;

y_i ——天然气中组分 i 的摩尔分数;

M_i ——天然气中组分 i 的相对分子质量。

显然,天然气的组成不同,其视相对分子质量不同。所以天然气没有恒定的相对分子质量。一般干气田的天然气视相对分子质量为 16.82 ~ 17.98。

2. 天然气的密度

天然气的密度是指单位体积天然气的质量,用符号 ρ_g 表示:

$$\rho_g = m/V \quad (1-1-2)$$

式中 ρ_g ——天然气的密度, g/cm³ 或 kg/m³;

m ——天然气的质量, g 或 kg;

V ——天然气的体积, cm³ 或 m³。

3. 天然气的相对密度

天然气的相对密度是指在标准状况下,即温度为 0℃,压力为 0.101MPa 的天然气的密度与干燥空气的密度之比。天然气的相对密度一般在 0.6 ~ 1.0 之间,比空气轻。含重烃量多的天然气相对密度也大,如中原油田个别油、气藏的天然气相对密度高达 1.0298。相对密度小的天然气,其主要成分以甲烷为主,含量约为 90% 以上。例如四川某气藏,天然气相对密度为 0.562,其甲烷含量高达 98.15%,相对密度大的天然气中甲烷含量相对较少。

天然气是各种气体的混合物,重组分气体含量越高,则相对分子质量和密度越大。因此密度可以反映出天然气的气体组分。一般天然气液化后,体积缩小 1000 倍,故在天然气和石油产量、储量中,常采用 1000m³ 天然气相当 1m³ 石油来比较,其利用价值也大致相当。

4. 粘度

天然气的粘度是指天然气在流动时,分子间所产生的内摩擦力。粘度是以分子间相互碰撞的形式体现出来的。在压力接近 0.101MPa 的情况下,温度升高时,分子的活动性增强,碰撞的次数增多,粘度也增加。天然气的粘度受气体组成、温度、压力的影响。但在高压与低压下,其变化规律不同。在低压下,气体的粘度几乎与压力无关,随温度的增加而增大;在高压下,压力变化是影响粘度的主要因素,气体的粘度随压力的增加而增大,随温度的升高而减小。

5. 溶解度

任何气体均可不同程度地溶解于液体中。在一定压力下,单位体积的石油所溶解的天然气的量,称为该气体在石油中的溶解度。当温度不变时,单组分气体的溶解度与绝对压力成正比。

各种不同成分的气体,在同一温度、压力及同一石油中的溶解度是不同的,一般相对分子质量较大的气体,溶解度也较大。天然气在石油中的溶解度随压力增加而增大,而随温度增加而减小。当天然气溶于石油之后,就会降低石油的相对密度、粘度及表面张力,使石油的流动性增大。天然气也可以溶于水中,但比在石油中的溶解能力小很多。天然气在地下水中的溶解量,随着含盐量的增多而减少。

6. 压缩因子 Z

一定质量的气体,当压力改变时,气体的体积发生变化。变化量的大小与压力的变化值有关,与原始气体体积的大小有关,也与气体的性质有关。

在低压条件下,天然气可近似视为理想气体(气体分子无体积、气体分子之间无相互作用的一种假想气体)而采用 $pV = nRT$ 。而当天然气处于油气藏的高温、高压条件下时,就需要对该方程进行修正。石油工程中应用最广的天然气状态方程是天然气的压缩状态方程,即在理想气体的状态方程中引入一个系数 Z ,从而得到实际气体的压缩状态方程,即:

$$pV = ZnRT \quad (1-1-3)$$

式中 p ——气体的绝对压力,MPa;

V ——气体所占体积, m^3 ;

T ——绝对温度, $T = (273 + t) K$;

t ——摄氏温度, $^{\circ}C$;

n ——气体的摩尔数, $n = \frac{\text{气体质量}}{\text{气体相对分子质量}}, kmol$;

R ——通用气体常数, $R = 0.008314 MPa \cdot m^3 / (kmol \cdot K)$ 。

其中, Z 通常称为压缩因子,或称偏差系数。其物理意义为:在相同温度压力下,1mol(分子)实际气体的体积与理想气体的体积之比,即:

$$Z = \frac{V_{\text{实际气体}}}{V_{\text{理想气体}}} \quad (1-1-4)$$

压缩因子反映了实际气体相对理想气体压缩的难易程度。当 $Z = 1$ 时,实际气体相当于理想气体;当 $Z > 1$ 时,实际气体较理想气体难于压缩;当 $Z < 1$ 时,实际气体较理想气体易于压缩。

天然气压缩因子的数值一般可用高压物性实验测定或查图版获得。压缩因子是气田开采中计算气层储量必不可少的数据之一。

7. 体积系数 B_g

相同质量的天然气,在地层条件下所占据的体积,与地面标准状况下所占据的体积之比,称为天然气的体积系数。在计算天然气储量和采出量时,可利用体积系数进行地面条件与地层条件体积的换算。天然气的体积系数公式可表示如下:

$$B_g = \frac{V_R}{V_{sc}} \quad (1-1-5)$$

式中 B_g ——天然气的体积系数, m^3/m^3 ;

V_{sc} ——定量的天然气在标准状况下的体积, m^3 ;

V_R ——定量的天然气在油气层条件下的体积, m^3 。

通常在测定出气藏的温度、压力的情况下,可根据下式来计算天然气的体积系数:

$$B_g = Z \frac{273 + t}{293} \frac{p_{sc}}{p} \quad (1-1-6)$$

式中 p_{sc} ——标准状况下的压力,0.1MPa;

Z ——压缩因子;
 t ——地层温度,℃;
 p ——地层压力,MPa。

8. 压缩系数 C_g

在等温条件下,当压力变化 1MPa 时,天然气的体积变化率,称为压缩系数,其公式为:

$$C_g = -\frac{1}{V} \left(\frac{\Delta V}{\Delta p} \right)_T \quad (1-1-7)$$

式中 C_g ——天然气的等温压缩系数,MPa⁻¹。

压缩系数反映了天然气体积随压力变化能力的大小,它是计算气藏弹性储量时非常重要的一个参数。

[案例 1-1-1] 某气田的地层温度为 80℃,地层压力为 25MPa,天然气的压缩因子为 0.87,试计算:

- (1) 天然气的体积系数;
 - (2) 如果累积产气量为 $2 \times 10^6 \text{ m}^3$,那么需要向地层注多少水才能保持原始地层压力不变?
- 解:(1) 根据天然气体积系数的计算公式:

$$B_g = Z \frac{273 + t p_{sc}}{293 p} = 0.87 \times \frac{273 + 80}{293} \times \frac{0.1}{25} = 0.0042$$

(2) 要保持原始地层压力,必须弥补采出 $2 \times 10^6 \text{ m}^3$ 的天然气在地下造成的亏空,即需注入水的体积应等于累积产气量的地下体积。

$$V_R = V_{sc} B_g = 2 \times 10^6 \times 0.0042 = 8400 (\text{m}^3)$$

[案例 1-1-2] 某油田地层温度为 95℃,油层压力为 20MPa,天然气(气顶)的地下体积为 $2.5 \times 10^7 \text{ m}^3$,试求:

(1) 若天然气的体积系数为 $B_g = 0.0054$,那么气顶的储量是多少(指地面标准状态下的体积)?

(2) 若 $C_g = 2 \times 10^{-2} \text{ MPa}^{-1}$, $B_o = 1.2$,当地层压力降至 15MPa 时,依靠气顶气的弹性能量最多可采出多少立方米的地面原油?

$$\text{解: (1) } V_{sc} = \frac{V_R}{B_g} = \frac{2.5 \times 10^7}{0.0054} = 4.62 \times 10^9 (\text{m}^3)$$

$$(2) C_g = -\frac{1}{V} \left(\frac{\Delta V}{\Delta p} \right)_T$$

$$\Delta V = C_g V_R \Delta p = 2 \times 10^{-2} \times 4.62 \times 10^9 \times (20 - 15) = 4.62 \times 10^8 (\text{m}^3)$$

$$N_p = \Delta V / B_o = 4.62 \times 10^8 / 1.2 = 3.85 \times 10^8 (\text{m}^3)$$

知识拓展

天然气水合物

天然气水合物是由天然气和水在低温(但高于水的凝固温度)、高压下形成的似冰状而且遇火即可燃烧的白色固体,有“可燃冰”、“气冰”、“固体瓦斯”之称。天然气水合物广泛分布

于海洋大陆坡沉积物中和陆地永久冻土地带。

天然气水合物是笼形结晶化合物,它的理论化学式可用通式 $M \cdot nH_2O$ 来表示,其中 M 代表构成水合物的气体分子, n 为水合指数(也就是水分子数)。形成天然气水合物的主要气体为甲烷,对甲烷分子含量超过 99% 的天然气水合物通常称为甲烷水合物。天然气水合物是一种新型高效能源,其成分与人们平时所使用的天然气成分相近,但更为纯净,可直接点燃,燃烧后几乎不产生任何残渣,污染比煤、石油、天然气都要小得多。开采时只需将固体的天然气水合物升温减压就可释放出大量的甲烷气体。在标准状况下,1 单位体积的天然气水合物分解后最多可产生 164 单位体积的甲烷气体,因而天然气水合物是一种重要的潜在未来资源。

全球天然气水合物的储量是现有天然气、石油储量的 2 倍,具有广阔的开发前景,美国、日本等国均已经在各自海域发现并开采出天然气水合物。据测算,我国南海天然气水合物的资源量为 700×10^8 t 油当量,约相当于我国目前陆上石油、天然气资源量总数的二分之一。

任务二 地层原油物性分析

知识目标

- (1) 了解原油的组成及分类;
- (2) 掌握原油的体积系数、粘度、压缩系数等物性参数。

技能目标

会整理和分析地层油的物性资料。

工作过程知识

石油又称为原油,是一种以液体形式存在于地下岩石孔隙中的可燃性有机矿产。从直观上看,它表现为比水稠但比水轻的油脂状液体,多呈褐黑色;化学组成上是以碳氢化合物为主的复杂混合物。

石油的物理性质随其化学组成的不同而有明显的差异。不同性质的石油,对开发、集输、储存、加工影响较大,因此其经济评价也各不相同。

一、石油的组成

1. 石油的元素组成

根据世界各地油田的石油化学分析资料统计,石油的含碳量为 80% ~ 88%,含氢量为 10% ~ 14%,碳、氢含量的总和大于 95%,石油的碳氢比(C/H)介于 5.9 ~ 8.5 之间。碳、氢两种元素可组成各种复杂的碳氢化合物,即烃类,它是石油组成的主体。

石油中除碳、氢外,还有氧(O)、氮(N)、硫(S)等元素,它们总量一般不超过 1%,个别油田可达 5% ~ 7%,这些元素在石油中多构成非烃类有机化合物。它们含量虽少,但对石油品质有一定影响,如石油中含硫,则具有腐蚀性,且降低石油的品质。

除上述元素外,在石油成分中还发现有 30 余种微量元素,但含量较少。其中以钒(V)、镍(Ni)为主,约占微量元素的 50% ~ 70%。

2. 石油的烃类组成

石油主要是由三种烃类组成,即烷烃、环烷烃和芳香烃。石油中一般不含有不饱和烃。

3. 石油的组分

根据石油中不同的物质对某些介质有不同的吸附性和溶解性,可将石油的组分分为四种。

(1)油质:油质是由烃类(几乎全部为碳氢化合物)组成的淡色油脂状液体,荧光反应为浅蓝色,它能溶于石油醚中,但不能被硅胶吸附。油质是石油的主要组成部分,含量约为65%~100%。油质含量高,颜色较浅,石油质量好,反之则质量差。

(2)胶质:胶质呈浅黄褐色,为半固态的粘稠状流体,密度为 $1.00 \sim 1.07 \text{g/cm}^3$,能溶于石油醚,也能被硅胶所吸附,荧光反应为淡黄色,多为环烷族烃和芳香族烃组成。在轻质石油中胶质含量一般不超过4%~5%,而在重质石油中胶质含量可达20%,石油呈褐色或黑褐色的原因之一,就是胶质的存在。

(3)沥青质:沥青质是暗褐色或黑色的脆性固体物质,温度高于 300°C 时则分解为气体和焦炭。沥青质的组成元素与胶质基本相同,只是碳氢化合物减少了,而氧、硫、氮的化合物增多了,密度大于 1.00g/cm^3 ,不溶于石油醚,但可溶于苯、二硫化碳、氯仿、三氯甲烷等有机溶液中,却不溶于酒精、汽油,可被硅胶吸附,荧光反应为深黄褐色。在石油中沥青质含量很少,一般小于1%,个别情况可达3.0%~3.5%。

(4)碳质:碳质是黑色固体物质,不具荧光,不溶于有机溶剂,也不被硅胶所吸附,由更高分子碳类物质组成。石油中一般不含或极少含碳质。

4. 石油的分类

国际石油市场评价原油商品性质的主要指标有含硫量、含蜡量、含胶质、沥青质及馏分组成等。由于环境保护越来越受到世界各国的重视,含硫量指标直接影响原油的销售价格。而含蜡量、含胶质、沥青质的量对原油的凝固点、流动性都有显著影响,对原油的开采和集输技术提出了更高的要求。按地面原油含硫量、含蜡量、含胶质、沥青质量的不同,其分类见表1-1-1。

表 1-1-1 原油分类表

含硫量,%		含蜡量,%			含胶质、沥青质量,%		
<0.5	>0.5	<1	1~2	>2	<8	8~25	>25
少硫原油	含硫原油	少蜡原油	含蜡原油	高含蜡原油	少胶原油	胶质原油	多胶原油

二、地面原油的物理性质

1. 相对密度

石油的相对密度是指在 0.101MPa 的压力条件下, 20°C 石油的密度与 4°C 纯水的密度之比。

石油的相对密度一般介于 $0.75 \sim 0.98$ 之间,个别地区有小于 0.75 或大于 1.0 的。例如,美国加利福尼亚油田石油相对密度竟高达 1.01 ,而前苏联苏拉罕油田的石油却为 0.71 ,我国各油田的石油相对密度大多数介于 $0.82 \sim 0.92$ 之间。

一般把相对密度小于 0.90 的石油称为轻质油;而大于 0.90 的石油则称为重质油。相对密度小的油质好,相对密度大的油质差。石油相对密度大小取决于石油的化学成分,含烃类多的石油相对密度小,而含胶质、沥青质多的石油相对密度大,相对密度大于 1.0 的石油,用一般方法难以开采。

2. 粘度

石油的粘度是指原油分子发生相对位移时所受到的阻力或内摩擦力,以 $\text{mPa}\cdot\text{s}$ 表示。石

油粘度的大小,取决于温度、压力和石油的化学成分。粘度随温度升高、溶解气量增加而降低;压力增高时,则粘度增大;石油中轻质油组分增加,粘度随之降低,而蜡、胶质、沥青质含量高时,粘度也高。

石油粘度的大小决定着石油在地下、在管道中的流动性能。粘度大则流动性差,粘度小则流动性好。粘度这个参数,对了解油、气运移,油井动态分析,石油开采及储运都有重要的意义。如果石油粘度过大,原油在地层中或井筒内流动就困难,因此必须采取有效措施,如热力采油、稠油降粘等。如果原油粘度降低一半,在其他条件相同情况下,能使原油流量增加一倍。

我国原油粘度变化范围较大,大庆白垩系原油(50℃)粘度为 19 ~ 22mPa·s,任丘元古宇原油(50℃)为 53 ~ 84mPa·s,胜利孤岛原油(50℃)为 103 ~ 6451mPa·s。根据粘度大小,可将原油划分为四类,见表 1-1-2。

表 1-1-2 原油粘度分类

粘度, mPa·s	<100	100 ~ 10000	10000 ~ 50000	>50000
原油类型	常规油	稠油	特稠油	超特稠油或称沥青

3. 石蜡含量

石油中以溶解状态和悬浮状态存在的石蜡占石油质量的分数称为石油的含蜡量。含蜡量多时,石油相对密度也较大,并且容易在井底和井筒结蜡,从而给采油工作增加困难。我国大庆等油田所产的原油多属于高含蜡原油。

4. 凝固点

由于温度下降,石油由液态开始凝固为固态时的温度,称为石油的凝固点。凝固点的高低与石油组分有关,主要取决于石油中含蜡量的多少,含蜡量高的,凝固点也高。原油的凝固点一般在 -56 ~ 50℃ 之间。凝固点高于 40℃ 的原油称为高凝油。

三、地层原油的物理性质

石油储集在地下储油岩层内,油层的压力和温度都比地面高,并且油层中的石油又总是溶解一定数量的天然气,因而地层油与地面原油的物理性质大不相同。在计算油田储量和合理开发油田时,必须掌握地层条件下石油的物理性质。

1. 相对密度和粘度

在地层条件下,石油的相对密度与石油中溶解的天然气的量、地层压力和温度有关。石油中溶解气量多则相对密度小,溶解气量少则相对密度大。在其他条件不变的情况下,相对密度随温度升高、溶解天然气的量增加而降低。

由于地层油中溶解了一定量的天然气,因此地层油的粘度一般来说要小于地面原油。地层原油在地下 1500 ~ 7000m 处,其粘度值通常仅为地面原油粘度值的 50% 左右。

2. 饱和压力 p_b

在油层条件下,当地层压力高于一定数值之后,天然气就会完全溶解于石油中,地下的油、气就处于单一液相。当地下石油已被天然气所饱和,多余的天然气就会聚集在油藏上部形成气顶,地下的油、气就处于气液两相。

当油田投入开发后,地层压力会逐渐降低,压力降到某一数值以后,原来溶解在石油中的天然气就不断地分离出来,故把从石油中分离出第一批气泡时的压力,称为石油的饱和压力。对于有气顶的油藏来说,饱和压力等于原始地层压力;而单相状态的石油,未被气体所饱和,地