



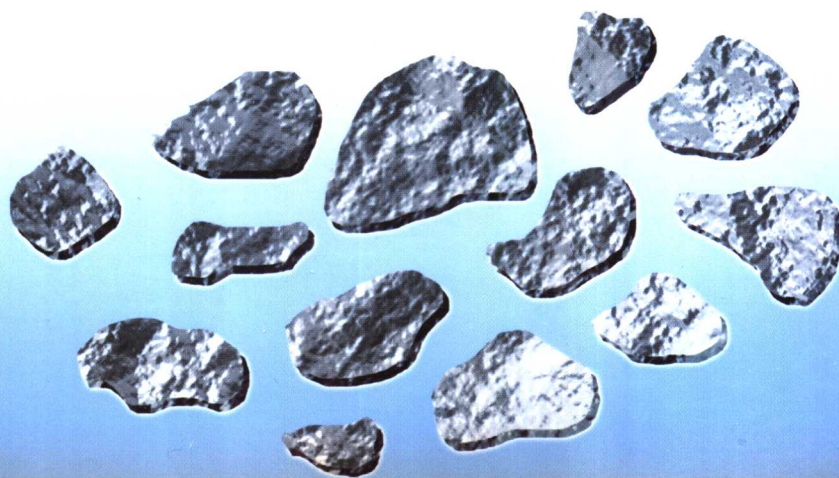
普通高等教育“十一五”国家级规划教材

石油高职高专规划教材

提高石油采收率技术

(第二版)

姜继水 主编 刘振宇 主审



石油工业出版社
Petroleum Industry Press

普通高等教育“十一五”国家级规划教材
石油高职高专规划教材

提高石油采收率技术

(第二版)

姜继水 主编 刘振宇 主审

石油工业出版社

内 容 提 要

本书在分析油田注水驱油、残余油分布及影响因素的基础上,系统地阐述了聚合物溶液驱油技术、表面活性剂溶液驱油技术、碱水驱油及复合体系驱油技术、气体混相驱油技术、热力采油技术、微生物采油技术及物理采油技术等各项国内外提高石油采收率技术的驱油机理、驱油效果的影响因素、驱油工艺及其开展状况和最新的发展动态。

该书供石油高职高专院校油气田开采专业教学使用,亦可供油田矿场工程技术人员阅读。

图书在版编目(CIP)数据

提高石油采收率技术/姜继水主编. —2 版.

北京:石油工业出版社,2007. 2

普通高等教育“十一五”国家级规划教材.

石油高职高专规划教材

ISBN 978-7-5021-5608-4

I. 提…

II. 姜…

III. 采收率(油气开采) - 高等学校:技术学校 - 教材

IV. TE357

中国版本图书馆 CIP 数据核字(2007)第 011800 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

发行部:(010)64210392

经 销:全国新华书店

印 刷:石油工业出版社印刷厂

2007 年 3 月第 2 版 2007 年 3 月第 3 次印刷

787×1092 毫米 开本:1/16 印张:10.75

字数:270 千字 印数:5001—7000 册

定价:17.00 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

第二版前言

本书是根据石油工业出版社于2005年10月在大庆职业学院主持召开的教材编审会精神,按照各石油高职高专院校与会的专业教师审定的《提高石油采收率技术》教学大纲,针对石油高职高专院校油气田开采专业学生而编写的教学用书。

随着国内外油田开采形势的不断发展,国内的大部分油田尤其是东部油田已经进入高含水或特高含水期。虽然油田注水驱油阶段接近于结束,但是靠水驱的油田最终采收率也仅仅达到50%左右。因此,各个油田所面临的亟待解决的问题是如何突破提高石油采收率这一“瓶颈”技术。为了提高石油采收率,世界各国的油藏工程师、采油工程师及油田化学专家针对各个油田的不同地质特点,一直在不断地努力尝试着各种技术措施。本书是根据各种提高石油采收率技术的最新研究成果及其在油田开发中的应用情况,并且结合各高职高专院校的宝贵反馈意见,在石油工业出版社1999年8月出版发行的《提高石油采收率技术》(姜继水、宋吉水主编)一书的基础之上修订完成的。

本书的内容包括油田注水及空气驱油技术、聚合物溶液驱油技术、表面活性剂溶液驱油技术、碱水驱油及复合体系驱油技术、气体混相驱油技术、热力采油技术、微生物采油技术及物理采油技术。在此值得一提的是,有的提高石油采收率技术措施尚处于室内评价阶段,有的处于油田现场先导性试验和扩大工业性试验阶段,有的则已经在油田上大面积推广使用。因此,该书内容的侧重点是在国内油田矿场上应用比较成熟的提高石油采收率技术措施;与此同时,对国外比较先进的、有良好发展前景的提高石油采收率技术给予了介绍。

参加本书的编写人员及分工情况:第一章由天津石油职业技术学院刘红兵、纪素先编写;绪论、第二章及各章节的插图由大庆职业学院姜继水编写;第三章由承德石油高等专科学校高书香编写;第四章由大庆职业学院吕秀凤编写;第五章由渤海石油职业学院范昆仑编写;第六章由克拉玛依职业技术学院廖作才编写;第七章由松源职业学院王静梅编写;第八章由山东胜利职业学院张俨彬编写。本书主编为姜继水,副主编为刘红兵、高书香、王静梅,大庆石油学院刘振宇教授负责主审。

在本书的编写过程中,得到了大庆石油学院提高石油采收率所、大庆石油管理局勘探开发研究院三采室、大庆管理局采油工程研究院采油工艺室等有关领导及专家的精心指点与帮助,在此表示诚挚的谢意。

由于编者水平有限,其中难免有不当和错误之处,诚恳欢迎使用本教材的师生和广大读者批评指正。

编 者

2006年5月

第一版前言

本书是根据原中国石油天然气总公司人事劳资部于1998年8月在河北省承德市召开的石油中专第八次教材编审会的决定,按照专业指导委员会审定的《提高石油采收率技术》教学大纲进行编写的。

参加本书编写的人员及分工:大庆石油学校姜继水和大庆石油管理局采油二厂宋吉水共同编写第一章和第三章;长庆石油学校张波编写第二章;胜利石油学校何燕萍编写第四章;新疆石油学校张磊编写第五章;吉林石油学校邹艳霞编写第六章;辽河石油学校吴尚斌编写第七章。全书由姜继水和宋吉水担任主编,由大庆石油学校高级讲师闫崇仁主审。

在本书的编写过程中,得到了大庆石油学院提高石油采收率所和大庆石油管理局勘探开发研究院提高石油采收率室的精心指点与帮助,在此表示诚挚的谢意。

由于编者水平有限,难免有不当和疏漏之处,恳请读者批评指正。

编 者

1999年7月

目 录

绪论	(1)
第一章 注水及空气驱油技术	(4)
第一节 采收率的概念	(4)
第二节 残余油饱和度	(7)
第三节 残余油饱和度的确定方法	(9)
第四节 影响水驱原油采收率的因素	(12)
第五节 宏观水驱油机理及水驱采收率	(20)
第六节 轻质油田注空气提高采收率技术	(31)
第二章 聚合物溶液驱油技术	(40)
第一节 聚合物及其水溶液的性质	(40)
第二节 聚合物溶液驱油基本原理	(44)
第三节 聚合物溶液驱油的适用条件与注入方案	(47)
第四节 聚合物驱油地面工艺技术	(51)
第五节 聚合物驱油注入和举升工艺	(53)
第六节 聚合物驱油动态分析	(54)
第七节 聚合物驱油系统工程管理方法	(66)
第八节 聚合物驱油后提高采收率技术	(69)
第三章 表面活性剂溶液驱油技术	(76)
第一节 表面活性剂的类型及其溶液性质	(76)
第二节 表面活性剂水溶液驱油	(80)
第三节 泡沫驱油	(86)
第四章 碱水驱油及复合体系驱油技术	(89)
第一节 碱水驱油机理	(89)
第二节 三元复合体系驱油技术	(93)
第三节 泡沫复合驱油技术	(99)
第五章 气体混相驱油技术	(102)
第一节 相图和混相原理	(102)
第二节 烃类气体混相驱油	(105)
第三节 非烃类气体混相驱油	(109)
第六章 热力采油技术	(115)
第一节 稠油的基本特性	(115)
第二节 蒸汽驱油法	(117)
第三节 蒸汽吞吐采油法	(126)

第四节 蒸汽驱过程中的热损失	(134)
第五节 火烧油层	(137)
第七章 微生物采油技术	(139)
第一节 微生物基础知识	(139)
第二节 微生物采油机理及工艺	(141)
第三节 生物工程技术在提高原油采收率中的应用前景	(146)
第八章 物理采油技术在提高石油采收率中的应用前景	(151)
第一节 利用声波处理油层技术	(151)
第二节 利用热场处理油层技术	(159)
参考文献	(165)

绪 论

石油作为一种非再生的化石能源,其采收率不仅是石油工业界,而且是整个工业界最为关心的问题。由于石油是一种流体矿藏,具有独特的开采方式,所以在各种矿物中石油的采收率是比较低的。在世界范围内,石油的采收率约为 30% ~ 60%。因此,世界各国的油藏工程师们一直致力于最大限度地提高油藏的最终采收率的研究。

在油田开发史上,运用油藏天然能量开采石油叫做一次采油。如依靠油中溶解的天然气膨胀而将油举升到地面,当溶解气耗尽时,油便失去流动能力。一次采油也被称为能量衰竭法采油,其采收率一般只能达到 15% 左右。

通过注水或非混相注气提高油层压力并驱替油层中的原油叫做二次采油。二次采油时原油的物理、化学性质不发生变化。有些油田没有明确的一次采油和二次采油之分,此时的二次采油叫做维持压力采油。如我国的大庆油田和前苏联有相当一部分油田在投入开发的同时进行人工注水。人工注水采油方法远比能量衰竭法的采收率高,通常为 30% ~ 40%,个别油田可达 80%。由于水的来源广,价格便宜,采收率又高,所以,美国自 20 世纪 40 年代初便迅速地在油田发展起了注水采油技术。20 世纪 50 至 60 年代,注水开发的工程项目数达到了顶峰。但到 60 年代后期,注水开发项目一直下降,其原因是一些注水油田已进入开发后期,这时产水率持续上升,产油量却不断下降。当产水率高达 95% ~ 98% 时,继续注水是不经济的,这时被迫停止注水。我国的大庆油田从 20 世纪 60 年代初期就采用人工注水方法采油,在进入高含水期后,坚持“稳油控水”这一基本开发方针,开拓了一条改善高含水期油田开发高经济效益的新路子,为“八五”期间原中国石油天然气总公司确定实施“稳定东部,发展西部”的战略方针做出了重大贡献。进入“十五”期间,我国东部老油田 2005 年底综合含水率已达到 89.71%,部分地区高达 90% 以上,已进入特高含水后期开采阶段。为了搞清剩余油的分布,在油藏精细地质描述、开发地震技术(包括三维地震和横向预测技术及四维地震技术)、水淹层测井监测技术(包括裸眼井测井技术和套管内水淹层测井技术)和精细油藏数值模拟技术及石油勘探开发综合软件集成平台技术等方面研究,已经基本上形成了配套技术。在搞清剩余油分布状况的基础上,可通过钻高效调整井如采用侧钻水平井、多底井、分支井等复合井(见图 0-1)和直井不均匀加密布井,利用地层深部流体转向技术(即向地层注入能大幅度提高油层残余阻力系数或在地层深部堵塞高渗透层的物质,使后续的注入水在地层深部转向)来达到提高水驱波及体积的目的。

人工注水虽然可以提高采收率,但注水后尚有约一半以上的油滞留在油层中,如何采出这些二次残余油(也称为水驱残余油)是油藏工程师们面临的问题。从 20 世纪 20 年代起,由于开采技术的发展使开采二次残余油成为可能。这一开采技术主要是通过向油层注入化学物质、注蒸汽、注气(混相)或微生物,从而改变油层中的原油性质并提高油层压力,这种驱油方式叫做三次采油(Tertiary Oil Recovery)。由于我国油田采用的开发技术除玉门油田外,均没有明确的一次采油和二次采油之分,故对我国油田使用提高石油采收率或强化采油(EOR—Enhanced Oil Recovery)这一名词更为恰当。EOR 这一专有名词包括注水和其他提高采收率的方法。

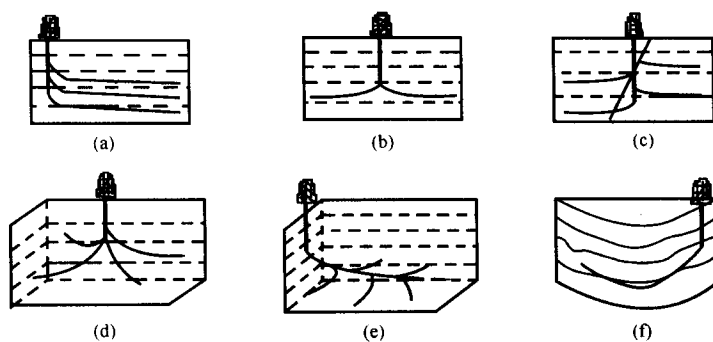


图 0-1 不同类型的复合井

(a) 叠式多分支井; (b) 双向侧井; (c) 由同一口垂直井再入侧井;
(d) 丛式多分支井; (e) 多泄油面或多侧井; (f) 三维井

EOR 技术以美国发展最快,这与美国对石油的需求量大,而近几十年新发现的油田越来越少是有关系的。为了鼓励发展 EOR 技术,美国曾实施一些优惠政策。特别是油价暴涨的 20 世纪 70 年代,美国能源部对国家研究机构和有关大学给予 EOR 研究的经济支持,对石油公司则实行矿场 EOR 试验的成本分担,这些政策有力地促进了 EOR 技术的发展。

据美国《油气杂志》2004 年对北美及全球原油提高采收率(EOR)所做的年度调查表明,目前世界开展 EOR 项目最多的国家是美国(50 项)、委内瑞拉(50 项)、加拿大(47 项)和中国(38 项);其次是特立尼达(13 项)、印度(6 项)、印尼(5 项)、哥伦比亚(2 项);此外,法国、利比亚、墨西哥、土耳其、阿联酋均只有 1 项。需要指出的是,此项调查没有反映前苏联及东欧石油生产国的情况。

该项调查统计数据表明,注蒸汽热采、二氧化碳混相驱、烃混相驱及注聚合物驱油(包括化学驱),是当今世界 EOR 主流技术,这 4 种技术所占比例依次为 44%(136 项)、22%(68 项)、14%(45 项)和 9%(27 项)。传统的火烧油层仍是一种有效的热采方法,美国、加拿大和印度还在采用,总计占 5%(17 项)。在各类 EOR 技术中,注蒸汽不但开展的项目多,而且应用的最为广泛,在被调查的 13 个国家中有 7 个国家以此项工艺作为 EOR 主要手段。开展二氧化碳驱油的主要是美国;而注聚合物驱油则要数中国;进行烃混相驱的首推加拿大,此外委内瑞拉和美国也有一定数量。

从效果看,在所开展的 4 种主流技术项目中,烃混相驱工艺成功率达 91%,二氧化碳混相驱达 84%,蒸汽驱达 75%,注聚合物驱油(包括化学驱)达 57%。根据统计数据,烃混相驱已有 87% 的项目获利或有望获利,二氧化碳驱和蒸汽驱项目的获利项目水平接近,分别占 65% 和 68%。对于注聚合物驱,此项调查未提供确切数据。

在美国,蒸汽驱和二氧化碳混相驱是 EOR 主导技术。注蒸汽项目都在加利福尼亚州,开展项目的主要有雪佛龙德士古公司、埃拉(Aera)能源公司和努埃沃(Nuevo)能源公司等;二氧化碳驱项目主要分布在得克萨斯州,开展项目的主要有埃克森美孚公司、西方石油公司等。加拿大主要是烃混相驱和蒸汽驱,项目主要在阿尔伯达省,开展项目的主要有帝国石油公司、赫斯基(Husky)石油公司、埃克森美孚加拿大公司等。委内瑞拉以蒸汽驱为主,其次是烃混相驱,开展项目的是委内瑞拉国家石油公司。

按照这项调查资料,我国开展蒸汽驱的主要是胜利油田、辽河油田、河南油田、新疆油田,开展注聚合物的则有大庆油田、胜利油田、辽河油田、新疆油田、大港油田、河南油田、吉林油田等。

前苏联的多数油田在 20 世纪 50 年代至 60 年代期间仍处于注水有效期,因此在 80 年代以前,其三次采油的方法研究进展较慢。60 年代,EOR 的试验工作才开始开展,70 年代有了较大发展,进入 80 年代,前苏联对 EOR 的研究工作极为重视。进入 90 年代的 1991 年,前苏联地区应用各种 EOR 方法提高石油采油率,原油产量为 $1.75 \times 10^4 \text{ bbl/d}$ ($1 \text{ bbl} = 0.159 \text{ m}^3$),其中,注化学试剂法占总产量的 55%,热采方法占总产量的 37%,其余为注气方法开采。另外,还应用了聚合物、复合驱油技术,微生物和物理方法采油,如地震振荡技术、微核技术、不同物理场方法等。

在我国,目前常规稀油的平均采收率约为 33.6%,即约有 66.4% 的储量($77.3 \times 10^8 \text{ t}$)靠注水方法采不出来,只能靠三次采油和其他新技术开采。我国开展 EOR 研究最早的是克拉玛依油田,1958 年开始研究火烧油层。20 世纪 60 年代初,大庆油田一开始投入开发,就开始了 EOR 研究工作,先后研究过水驱、聚合物溶液驱、 CO_2 混相驱、注胶束溶液驱和微生物驱。70 年代后期,我国对 EOR 的研究逐渐重视起来,玉门油田开展了活性水驱油和泡沫驱油。80 年代,大港油田开展了碱水驱油研究工作。进入 90 年代以来,特别是在“九五”、“十五”期间,大庆、胜利、大港等油田对聚合物驱油都开展了研究,相继研究出了三元复合驱及泡沫复合驱提高石油采收率等新技术。其中,聚合物溶液驱油技术已经基本成熟,已于 1996 年走向工业化推广应用阶段;ASP 三元复合体系驱油技术及泡沫复合驱油技术也正在由扩大化工业试验阶段向工业化推广阶段迈进。

应当指出的是,EOR 技术中,除注水技术外,其他技术都存在投资大、风险大的特点。因此,应严格按照“实验和机理研究→先导性试验→扩大化工业性试验→工业化推广”的程序进行实施,每一阶段都应该严格地按照技术要求来进行施工,而且为下一阶段做好准备。

EOR 技术是一门多学科的综合性很强的应用技术,它涉及的学科多,知识面广,应该按照系统工程的原理组织化学、开发地质、油藏工程、采油工程、地面集输工程等各方面的专家联合攻关。

总之,通过技术进步以提高油田开发水平、降低成本、提高经济效益已成为 21 世纪初叶石油工业发展的重大任务。我们相信,EOR 技术的发展,定会为我国石油工业的发展提供可靠的技术保障。

本教材的目的在于给予石油开采、石油地质及油田化学等专业的高职高专学生以基本的 EOR 概念,为今后从事 EOR 的矿场应用或研究打下基础。

第一章 注水及空气驱油技术

向油层注水,既能补充油层能量,保持油藏压力,注入的水又能作为排驱剂,将油推向生产井井底,以提高原油采收率。注水在油田上应用至今已经有 100 多年的历史,直到 20 世纪 50 年代后期和 60 年代初期,才在油田上得到普遍应用和迅速发展。

人工注水固然可以提高采收率,但注水后几乎有一半以上的油留在油层中。留在地下的这部分油,即残留油,包括残余油和剩留油。为了更多地采出残留油,必须搞清水驱后残余油和剩留油的形成机理及其分布,掌握影响水驱原油采收率的因素。

第一节 采收率的概念

采油法分多个“层次”,一次采油:利用油层原有的天然能量采油,一般采油成本低,采出程度低。如:弹性驱动、水压驱动、溶解气驱动、重力驱动等。二次采油:利用人工补充能量采油,主要是机械能采油,采出程度和采油成本相对较高。如:注水驱油、注气驱油、注水气驱油等。三次采油:利用物理化学能采油,即通过改变地层、流体的性质,特别是界面性质进行采油,采油成本高,采出程度也高。如:化学驱油法、混相驱油法、热力采油法等。四次采油:利用生物能、核能等方法采油,如地层的核加热与核爆炸法、细菌采油法、油层坑道开采法等。

无论采取何种采油方法,采收率都一直是油藏工程师们所要解决的主要技术问题。

一、天然能量驱油的采收率

原油采收率是采出原油量占原始地质储量的百分数,即采出原油量与原始地质储量的比值。计算任何一种驱动方式下的采收率都是应用式(1-1):

$$\text{采收率} = \frac{\text{采出量}}{\text{原始地质储量}} = \frac{\text{原始地质储量} - \text{剩余油量}}{\text{原始地质储量}} \quad (1-1)$$

由于驱动方式不同,其驱动能量大小不同,影响因素也不同,因此采收率也不同。一般气驱比水驱采收率低,而溶解气驱的采收率更低。水、气比较,水更容易润湿岩石,所以能渗入微细孔隙将油驱入孔道,而气驱油时气体不能润湿岩石,气流首先窜入大孔道将油排出,容易留下残余油;再者,气体的粘度远小于水的粘度,因此窜流与混流很严重,所以气驱效率较低,水驱采收率一般为 35% ~ 75%;溶解气驱采收率只有 5% ~ 25%。在此以水驱和溶解气驱为例,计算它们的采收率。

1. 水驱采收率

如果油层面积为 A ,油层厚度为 h ,孔隙度为 ϕ ,束缚水饱和度为 S_{wi} ,地层油的原始体积系数为 B_{oi} ,则该油层的原始地质储量 N 为:

$$N = \frac{Ah\phi(1 - S_{wi})}{B_{oi}}$$

累积采出油量 N_p 为:

$$N_p = \frac{Ah\phi(1 - S_{wi} - S_{or})}{B_o}$$

式中 S_{or} ——残余油饱和度;

B_o ——地层油体积系数。

天然水驱油藏可看成是地层压力不变,所以 $B_o = B_{oi}$,因此采收率为:

$$E_R = \frac{1 - S_{wi} - S_{or}}{1 - S_{wi}} \quad (1-2)$$

式中 S_{or} ——在地层条件下水驱后的残余油饱和度。

在利用室内测得的残余油饱和度时,必须将其乘以油层条件下的体积系数才能代入式(1-2)计算采收率。如室内测出岩心的残余油饱和度为20%,而水驱油后的油的体积系数为1.25,则 $S_{or} = 1.25 \times 20\% = 25\%$ 。

[例]已知束缚水饱和度为25%,在室内测得残余油饱和度为30%,水驱结束时地层油的体积系数为1.20,试计算水驱采收率。

$$[\text{解}] \quad E_R = \frac{1 - S_{wi} - S_{or}}{1 - S_{wi}} = \frac{1 - 0.25 - 0.3 \times 1.20}{1 - 0.25} = 52\%$$

2. 溶解气驱采收率

对于没有外来能量补充的溶解气驱,地层压力会很快地下降到原油饱和压力以下,此时气体会从油中大量释出并膨胀,孔道中存在油、气和束缚水三相。由于油气两相的混合流动,使得流动阻力增大,能量利用率降低。当气相饱和度增加时,气体的流度 K_g/μ_g 变得很大,而使油的流度 K_o/μ_o 变得很小,所以气油比很高,产量递减很快,直至油不能流动。

若枯竭压力下的地层油体积系数为 B_o ,含气饱和度为 S_g ,则枯竭压力下的剩余储量为:

$$N_{or} = \frac{Ah\phi(1 - S_{wi} - S_g)}{B_o}$$

原始地质储量的计算式同水驱,则采出量为

$$N_p = \frac{Ah\phi(1 - S_{wi})}{B_{oi}} - \frac{Ah\phi(1 - S_{wi} - S_g)}{B_o} = Ah\phi \left(\frac{1 - S_{wi}}{B_{oi}} - \frac{1 - S_{wi} - S_g}{B_o} \right) \quad (1-3)$$

根据采收率的定义,溶解气驱采收率公式为:

$$\begin{aligned} E_R = \frac{N_p}{N} &= \frac{Ah\phi \left(\frac{1 - S_{wi}}{B_{oi}} - \frac{1 - S_{wi} - S_g}{B_o} \right)}{Ah\phi \frac{1 - S_{wi}}{B_{oi}}} \\ &= 1 - \frac{1 - S_{wi} - S_g}{1 - S_{wi}} \frac{B_{oi}}{B_o} \end{aligned} \quad (1-4)$$

从式(1-4)可看出,只要在室内测出枯竭时含气饱和度,并测出 B_o 、 B_{oi} ,便可以计算采收率。

如果用取心分析,假定从井中取出岩心时,溶解气从油中分离出及膨胀会将一部分油从岩心中排出这一过程与溶解气驱是类似的,那么只要取出岩心测定束缚水饱和度及残余油饱和度,就可以计算出枯竭时含气饱和度,这样便可估算该油藏溶解气驱的采收率。

二、注入工作剂时的采收率

一般油藏的开采都是利用向地层注入工作剂(例如水)的办法来实现人工水驱,完全靠天然能量开采的油藏十分罕见。那么怎样考虑和计算向油层注入工作剂时的原油采收率呢?影响它的因素很多,但可归纳成两个概念来描述,即波及系数和驱油效率。

1. 波及系数 E_v

油藏被工作剂驱洗过的体积(面积)占总体积(面积)的百分数,称为波及系数,即注入的工作剂在油藏中的波及程度。

如果一个油藏,其面积为 A ,平均厚度为 h ,假设向该油藏注入工作剂时,工作剂的波及面积为 A_s ,波及厚度为 h_s ,则工作剂驱扫过油层的体积为 $V_s = A_s \cdot h_s$,那么波及程度可用波及系数表示如下:

$$E_v = \frac{A_s}{A} \cdot \frac{h_s}{h} \quad (1-5)$$

若定义 $E_A = A_s/A$ 为面积波及系数;定义 $E_z = h_s/h$ 为垂向波及系数,则式(1-5)可写成 $E_v = E_A \cdot E_z$ 。即体积波及系数为面积波及系数与垂向波及系数的乘积。有时,考虑垂向上波及系数等于1,此时,体积波及系数就等于平面波及系数。

2. 驱油效率 E_D

油藏的微观孔隙十分复杂,工作剂只能将一部分孔隙中的油驱出来,而一些孔隙并没有波及到。驱油效率就是被工作剂冲洗下来的油量与波及区域内总油量比值的百分数。它表示注入工作剂在孔隙中清洗原油的程度。

假设油藏中原始含油饱和度为 S_{oi} ,残余油饱和度为 S_{or} ,则驱油效率 E_D 可表示为:

$$E_D = \frac{S_{oi} - S_{or}}{S_{oi}} = 1 - \frac{S_{or}}{S_{oi}} \quad (1-6)$$

3. 原油采收率与波及系数及驱油效率间的关系

在同时考虑波及程度及驱油效率两个因素时,通过以上讨论,不难理解,油藏的原油采收率 E_R 可表示为:

$$\begin{aligned} E_R &= \frac{N_{\text{采出}}}{N_{\text{原始}}} = \frac{N_{\text{原始}} - (N_{\text{未波及的}} + N_{\text{波及区残余的}})}{N_{\text{原始}}} \\ &= \frac{N_{\text{波及}} - N_{\text{波及区残余的}}}{N_{\text{原始}}} \\ &= \frac{A_s h_s \phi S_{oi} - A_s h_s \phi S_{or}}{A h \phi S_{oi}} \\ &= \frac{A_s h_s}{A h} \left(1 - \frac{S_{or}}{S_{oi}} \right) \\ &= E_v \cdot E_D \end{aligned} \quad (1-7)$$

式中 N ——原油量,其余符号含义同前。

从式(1-7)可知,油藏的采收率等于波及系数与驱油效率的乘积。波及系数 E_v 越大,驱油效率 E_D 越高,则油藏原油采收率 E_R 越大。如果注入工作剂的波及系数太低,那么驱油效率再高,采收率也不会很大;反之,如果只是注入工作剂的波及系数大,而驱油效率低,也就是说大量原油仍留在孔隙中,这样采收率同样也不会高。因此,要提高原油的采收率就必须同时提高注入工作剂的波及系数和驱油效率。那么必须搞清影响波及系数和驱油效率的因素,目前研究波及系数和驱油效率的方法很多,如室内进行各种物理模拟,岩心测定、数值模拟及矿场钻检查井等等。

水驱采收率的高低主要受岩石物性、原油性质、束缚水含量及油层厚度的影响。原油粘度越低,岩石渗透率越高,孔隙越大,流动阻力越小,采收率越高;同样,当束缚水含量高时,由于束缚水一般只在小孔道中存在,使得大孔隙中能流动的含油饱和度相对增大,而油不易滞留;油层不太厚,油水的重力分离作用将不明显,对提高采收率也是一个有利因素。

人们在这方面进行了大量统计分析,得到了不同类型的预测水驱采收率的经验公式。如式(1-8)和式(1-9)。

$$E_R = 0.214289(K/\mu_o)^{0.1316} \quad (1-8)$$

式(1-8)仅考虑到地层岩石渗透率(K)和原油地下粘度(μ_o)与采收率(E_R)的关系,故其使用简便,适用范围是地层渗透率 $K = (20 \sim 5000) \times 10^{-3} \mu m^2$; 地下原油粘度 $\mu_o = 0.5 \sim 6 mPa \cdot s$ 。

$$E_R = 0.11403 + 0.27191gK + 0.25569S_{wi} - 0.13551g\mu_o - 1.5380\phi - 0.001067h \quad (1-9)$$

式(1-9)考虑因素较多,由于实际油藏千差万别,开发条件和储量本身估算精度不一致,按式(1-9)估算的采收率,有时误差可达19%。但对于统计经验公式来说,其误差范围也是允许的。

目前我国不少注水开发油田也利用水驱特征曲线,即利用累积产水量和累积产油量 $\lg \sum Q_w - \sum Q_o$ 的关系曲线来计算采收率。

第二节 残余油饱和度

油藏在经过天然能量驱油和注入工作剂驱油后,并非将所有的原油储量全部采出,还有很大一部分被滞留在岩石孔隙中,这一部分原油在地下岩层中的数量与分布状况以及地下岩层的各种性质的变化对我们提高采收率是非常重要的,所以我们必须对它进行深入的了解和探究,然后以此为依据来制定下一步的开采方案。

一、残余油的形成与分布

所谓“残余油”,顾名思义,就是经过一次、二次采油后,残余在地下的原油,就目前的技术水平来讲,很难在采油过程中不形成残余油,而如何将这一部分原油采出,这正是我们三次采油的目的,要想更好地提高采收率,就必须对它有更深的认识和研究。

严格地讲,经过注水后滞留在油层中的残留油,即人们习惯上说的“残余油”,应包括两部

分——剩留油和残余油,它们的主要区别在于它们形成的原因不同。剩留油也叫剩余油,它是由于注水波及系数低,注入水未波及的区域内剩余的原油。例如,低渗透夹层内和水绕过带中的剩留油;未被井钻到的透镜体中的油;局部不渗透遮挡(断层、逆掩断层等)处的原油等等。这部分油在宏观上是连续分布的,它的形成与油藏平面和厚度上的宏观非均质性、注采井网的布置以及注入工作剂的流度等有关。减少这一部分剩留油的比例就必须从如何增大波及区,提高工作剂的波及效率入手,可采用调整注采井网系统、增打加密井、调整注入工作剂的流度等办法。

另一部分残余油是指注入水在波及区内或孔道内已扫过区域仍然残留而未能被驱走的原油。例如,毛细管力束缚的残余油,它残留在工作剂通过的地带,而在细小的孔隙中完全被毛细管力束缚的油;或由于压力梯度小,油不流动;或岩石表面的薄膜油等。这类油的分布是微观的,且大多不连续。针对这一部分残余油,就要从如何将孔道中被捕集的油滴或颗粒表面上的油膜清洗下来及调动残余油流动的角度来考虑,如在驱动液中加入活性剂等方法减少残留油。

虽然剩留油和残余油的概念不同,它们在地下所处的状态也不同,但通常人们只从它们未被采出而残留在地下的这一角度出发,统称它们为注水后的残余油。

尽管如此,当人们研究选用何种提高采收率的方法时,实际也是从剩留油和残余油两方面考虑的。一方面是从如何增大波及区,提高工作剂的波及系数着手;另一方面,是从如何将孔道中被捕集的油滴或颗粒表面上的油膜清洗下来,调动残余油的流动来考虑。

每个油层中残余油分布类型不同,各种类型残余油之间的相互比例关系千差万别。地层中残余油的数量与分布方式主要受岩石表面润湿性和孔隙微观结构的影响。岩层不仅孔隙度不同,而且孔道大小也不相同。岩石本身又有亲水与亲油之分,亲油的岩石表面易形成油膜,呈悬垂环状;而亲水的岩石表面易被水润湿,油只能存在于孔隙中,呈珠滴状或绳索条状。

二、毛管数减饱和度曲线

从上述分析中我们知道,地层中残余油的数量与存在方式受到岩石表面润湿性和孔隙微观结构的影响,那么它们之间到底是什么关系呢?从表 1-1 中可以看出,增加粘滞力或降低界面张力都会使残余油饱和度降低,而对于不同岩心,在相同排驱条件下,残余油饱和度也不相同。

表 1-1 残余油饱和度与毛管数关系

$v, \text{mm/s}$	μ_o/μ_w	$\sigma, \text{mN/m}$	残余油饱和度, PV		
			Torpedo	Elgin	Berea
0.007	(初始排驱条件) 1.0	30	0.416	0.482	0.495
0.007	(改变粘滞力) 0.055	30	0.193	0.275	0.315
0.007	(改变毛细管力) 1.0	1.5	0.285	0.275	0.315

表中所列数据来自于三个油田岩心的资料。表中毛管数是指粘滞力与局部毛细管力的比值,用 N_{vc} 来表示。

$$N_{vc} = \frac{\mu v}{\sigma} = \frac{\mu}{\sigma} \frac{K \Delta p}{\mu L} = \frac{K \Delta p}{\sigma L}$$

(1 - 10)

式中 v ——渗滤速度, m/s;
 σ ——界面张力, mN/m;
 μ ——流体粘度, mPa·s;
 K ——地层渗透率, μm^2 ①;
 Δp ——驱动压差, MPa;
 L ——油滴长度, m。

目前国外广泛采用毛管数减饱和度曲线[简称 CDC 曲线(Capillary Desaturation Curves)或减饱和度曲线]来分析影响湿相和非湿相残余饱和度的大小。CDC 曲线是不同毛管数 N_{vc} 与湿相、非湿相残余饱和度的关系曲线,图 1-1 是典型的毛管数减饱和度曲线。

曲线横坐标是毛管数,纵坐标是残余湿相或残余非湿相(即 S_{wr} 或 S_{nwr})的饱和度。曲线的形状一般是:在低毛管数 N_{vc} ($N_{vc} < 10^{-5}$)下,湿相和非湿相残余饱和度 S_{wr} 和 S_{nwr} 均处于曲线的平缓部分;但随着毛管数 N_{vc} 增大到某一数值时,亦即曲线的拐点处,称为临界毛管数或转折毛管数,随着毛管数的继续增大,则残余饱和度开始降低。由图 1-1 可以看出:强湿相比非湿相的 CDC 曲线会向右移动 $10^2 \sim 10^3$,即湿相的毛管数只有在比非湿相的毛管数高 2~3 个数量级时,湿相的残余饱和度才开始下降。显然,中等润湿性所得出的曲线应该在强湿相和强非湿相之间。图 1-2 表示了不同岩石,即不同孔隙大小分布对 CDC 曲线的影响:岩石分选性越好,在低毛管数下的 S_{or} 也越低;孔隙大小分布范围越宽,则残余饱和度发生变化的范围也越大。

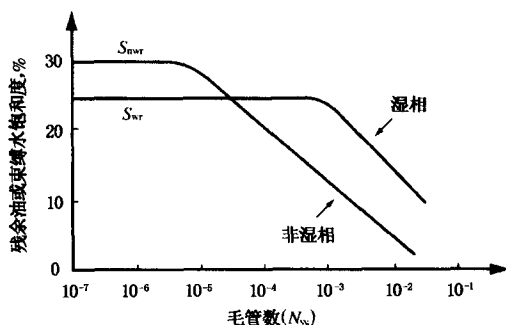


图 1-1 典型的毛管减饱和度曲线

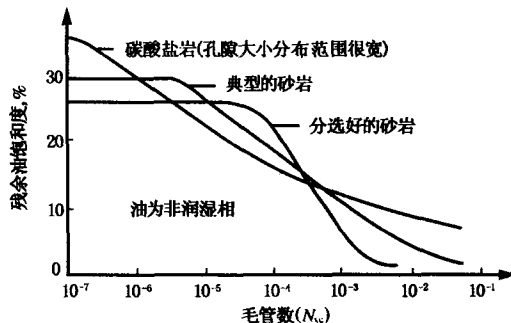


图 1-2 孔隙大小分布对 CDC 曲线的影响

在实际油田中大多数的水驱是在低的毛管数范围,即处于 $10^{-7} \sim 10^{-5}$,这样的 N_{vc} 所对应的 S_{wr} 和 S_{nwr} 都正好处于 CDC 曲线的平缓段上,也就是说如不改变注水的毛管数(即不改变 σ 、 Δp 、 K 等),则残余油的饱和度不会改变。为了降低残余油饱和度,需要在水驱的 N_{vc} 值上使其再增高 $10^2 \sim 10^4$ 个数量级,其采用的方法:一是增大地层的渗透率 K 和地层中的驱动压差 Δp 的方法;一是大大降低油水界面张力。此方法用于实际中,前者是非常困难的,而唯一可行的方法是降低注入液和原油的界面张力。这就是为什么采用胶束—微乳液驱油提高采收率的原因。

第三节 残余油饱和度的确定方法

随着技术的不断提高与进步,目前残余油饱和度的确定方法也较过去有很大进展,其常用的主要方法有取心法、室内物理模拟、矿场测井法以及单井示踪剂测试方法。

① $1\mu\text{m}^2 = 1\text{D} = 10^3\text{mD}$

一、在水淹区打检查井取心

这种方法对于确定岩石物性是最实用、可靠的。“取心”的方法有压力取心法、橡皮套取心法和金刚石钻头取心法等几种。其中利用压力取心筒取出的岩样最接近于原始井下状态。通过对岩心的分析,便可获得岩心所代表的局部储油层的确切估价,而且从机械观点来看,压力保持取心筒取心与一般取心的区别仅仅在于在割心过程中及岩心起出井眼之前,岩心筒是关闭和密封的。因此,经过地面操作对岩心分析时,它仍能保持从井底进入岩心筒时的流体饱和度。

二、室内各种模拟实验

目前室内应用较普遍、直接的方法就是岩心模拟实验法。岩心模拟实验法主要是利用从油层中取得的岩心或人造岩心,在室内模拟地下油层的实际情况,从而得出我们想知道的各种数据。

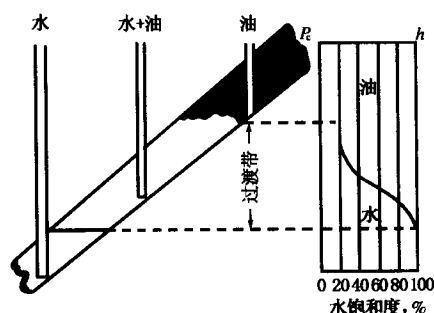


图 1-3 注入和退出毛管压力曲线

对于残余油饱和度,既可以通过岩心根据相似模拟原理直接测定,也可以采用地层真实岩心和模拟地层油水在地层温度条件下,测定出油水相对渗透率曲线,再根据曲线求得;还可以通过压汞、退汞的毛管压力求得,如图 1-3 所示。

由一次注入曲线和退出毛管压力曲线,可求出非湿相的最大饱和度,以及退汞时仍然未退出的非湿相残余饱和度,即被捕获而留在岩心中的非湿相残余饱和度。若是亲水地层,这就为残余油饱和度。

针对中国储集层微观孔隙结构的复杂性和研究其微观渗流特征的需要,人们还研制发展了微观模拟测试技术。其主要技术关键是微观模型的制造和相应的微观测试系统,现已掌握了孔隙结构仿真、孔隙裂隙表面润湿性仿真及润湿性改性、孔隙裂隙表面粗糙度仿真、模型再生的光学刻蚀和机械刻蚀等技术。该项技术可以直观地研究油层复杂孔隙系统在不同的表面润湿性情况下,油水运移过程中各相流体的流动状态和特征,束缚水和残余油形成过程及微观分布形态等。这对于驱替残余油,提高采收率是非常有帮助的。

三、矿场测井法

除了专门的取心以外,测井是应用最广泛的一种方法,它能从井眼中获得岩石和流体特征的基本描述。

测井法有很多种,如电阻率测井、脉冲中子俘获测井、核磁测井、碳/氧测井、伽马射线测井等,在此只介绍以下两种。

1. 电阻率测井法

随着测井技术的发展,目前应用较广泛的是水淹测井解释资料,即采用测井、注入、再测井电阻法等已见成效。这种方法的基本原理和步骤为:在一口含油层段测井,得出地层电阻率 R_i ,后用溶剂或其他化学剂把油驱走,接着向油层注水,再次测井得出地层电阻率 R_w ,由于饱和度指数 n 和这两个电阻率是已知的,残余油饱和度 S_{or} 便可由式(1-11)算出: