



中国石油高技能人才培养丛书

采油技师培训教程

中国石油天然气集团公司人事部 © 编



石油工业出版社

中国石油高技能人才培养丛书

采油技师培训教程

中国石油天然气集团公司人事部 编

石油工业出版社

内 容 提 要

本书为《中国石油高技能人才培养丛书》之一，全书共分8章，围绕采油技术的发展脉络，全面介绍了采油工艺技术、注水技术、稠油开采技术、集输技术、储层改造及油气层保护技术、三次采油技术和油田数字化管理技术等，本着新颖、实用的原则选取内容和实例，有助于采油作业高技能人才理论知识的拓展和操作技能的提高。

本书为中国石油高技能人才培养教材，也可供从事采油作业操作的其他相关工程技术人员参考。

图书在版编目（CIP）数据

采油技师培训教程/中国石油天然气集团公司人事部编.
北京：石油工业出版社，2012.5

（中国石油高技能人才培养丛书）

ISBN 978 - 7 - 5021 - 9005 - 7

I. 采…

II. 中…

III. 采气 - 技术培训 - 教材

IV. TE37

中国版本图书馆 CIP 数据核字（2012）第 064007 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) 64523582 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：25.75

字数：623千字

定价：56.00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

《中国石油高技能人才培训丛书》

编 委 会

主 任： 单昆基

副 主 任： 任一村

执行主任： 丁传峰

委 员：（按姓氏笔画排序）

王子云	左洪波	吕凤军	刘 勇	刘德如
杨 锋	杨静芬	李世效	李建军	李孟洲
李钟磬	李保民	李超英	李禄松	何 波
张建国	陈宝全	尚全民	周宝银	徐进学
高 强	高丽丽	职丽枫	崔贵维	韩贵金
傅敬强	霍 良			

前 言

为加快高技能人才知识更新，提升高技能人才职业素养、专业知识和解决生产实际问题的能力，进一步发挥高端带动作用，在总结“十一五”技师、高级技师跨企业、跨区域开展脱产集中培训的基础上，中国石油天然气集团公司人事部依托承担集团公司技师培训项目的培训机构，组织专家力量，历时一年多时间，将教学讲义、专家讲座、现场经验及学员技术交流成果资料加以系统整理、归纳、提炼，开发出首批 15 个职业（工种）高技能人才培训系列教材，由石油工业出版社陆续出版。

本套教材在内容选择上，突出新知识、新技术、新材料、新工艺等“四新”技术介绍，重视工艺原理、操作规程、核心技术、关键技能、故障处理、典型案例、系统集成技术、相关专业联系等方面的知识和技能，以及综合技能与创新能力的知识介绍，力求体现“特、深、专、实”的特点，追求理论知识体系的通俗易懂和工作实践经验的总结提炼。

本套教材是集团公司加快适用于高技能人才现代培训技术和特色教材开发的有益尝试，适合于已取得技师、高级技师职业资格的人员自学提高、研修培训、传承技艺使用，也适合后备高技能人才超前储备知识使用，同时，也为现场技术人员和培训机构提供了一套实践参考用书。

《采油技师培训教程》由中国石油长庆油田培训中心组织编写，刁永红任主编，参加编写的人员有长庆油田的贾银娟、唐磊、王朝辉，大庆油田的夏青、高峰、侯晓梅、白云、贾春雨，辽河油田公司的赵奇峰，大港油田公司的赵常明，新疆油田公司的吕玉兰等。参加审定的人员有中国石油勘探与生产分公司杨能宇、王延峰，大庆油田的张胜云，新疆油田公司的朱安江，大港油田公司的刘淑梅等。

由于编者水平有限，书中错误、疏漏之处在所难免，请广大读者提出宝贵意见。

编者

2011 年 10 月

目 录

第一章 油田开发概述	(1)
第一节 常规油田开发	(1)
第二节 低渗透油田开发	(10)
第三节 稠油油田开发	(17)
第四节 复杂断块油田开发	(21)
参考文献	(28)
第二章 采油工艺技术	(29)
第一节 完井工艺技术	(29)
第二节 试油技术	(38)
第三节 举升技术	(42)
第四节 延长油井免修期技术	(61)
第五节 采油配套技术	(80)
第六节 油田节能配套生产工艺技术	(87)
第七节 水平井采油技术	(97)
参考文献	(101)
第三章 注水技术	(102)
第一节 油田注水地面工艺技术	(102)
第二节 分层注水工艺技术	(110)
第三节 注采剖面调整技术	(129)
参考文献	(151)
第四章 稠油开采技术	(152)
第一节 稠油油藏开采方式的选择及热采筛选标准	(152)
第二节 蒸汽吞吐工艺技术	(157)
第三节 蒸汽驱工艺技术	(169)
第四节 蒸汽辅助重力泄油 (SAGD) 工艺技术	(183)
第五节 稠油冷采技术	(192)
参考文献	(199)
第五章 集输技术	(200)
第一节 常规油田集输工艺流程模式	(200)
第二节 低产低渗透油田集输工艺流程模式	(206)
第三节 超低渗透油田集输工艺流程模式	(222)
第四节 稠油及超稠油油田集输流程模式	(227)
第五节 边远分散小油田集输工艺模式	(238)
参考文献	(244)

第六章 储层改造及油气层保护技术	(245)
第一节 储层压裂改造技术	(245)
第二节 酸化工艺技术	(267)
第三节 水平井增产改造技术	(275)
第四节 其他增产措施简介	(284)
第五节 油田生产中的保护油气层技术	(290)
第七章 三次采油技术	(303)
第一节 三次采油技术概述	(303)
第二节 聚合物驱油技术	(305)
第三节 三元复合驱油技术	(311)
第四节 泡沫复合驱油技术	(317)
第五节 气聚交替非混相驱配套工艺技术	(322)
第六节 微生物采油技术	(328)
第七节 二氧化碳驱油技术	(334)
参考文献	(339)
第八章 油田数字化管理技术	(341)
第一节 数字化管理概述	(341)
第二节 数字化管理系统简介	(345)
第三节 数据采集仪表	(347)
第四节 电子巡井	(353)
第五节 电子报表	(365)
第六节 定时自动投收球装置	(367)
第七节 变频技术	(371)
第八节 功图法计量技术	(378)
第九节 智能型橇装注水站	(384)
第十节 数字化橇装增压装置	(394)
第十一节 新疆油田自动化简介	(400)
参考文献	(404)

第一章 油田开发概述

第一节 常规油田开发

在我国的油藏开发分类中，把渗透率大于 $50 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 、原油相对密度小于 0.934、地面粘度在 $100\text{mPa} \cdot \text{s}$ 以下、成藏不受复杂断块控制的油藏归属为常规油田。其他的油藏则归入到低渗透油藏、稠油油藏、复杂断块油藏或者特殊油气资源（主要包括煤层甲烷、水溶气、甲烷水合物、重油沥青和油页岩等）中。常规油田在储层物性、原油性质、构造复杂程度及自然能量状况等方面都优越于其他类型油藏，油气资源较易开采，开发技术的规律性较强。

依据原油性质、孔隙类型及储层性质等，可以对常规油田的类型做进一步划分，即带气顶和不带气顶，高渗透和低渗透，孔隙型、裂缝型和裂缝、孔洞混合型，稠油和非稠油，等等。地质条件和分类条件互相组合，可以形成各种类型的常规油气藏，它们具有不同的开发条件，编制的开发方案及开发过程中采用的技术都不尽相同。

一、常规油田的一般特征

油藏的地质特征，特别是储层和流体特征是选择和研究开发技术的关键，与其他类型油藏（低渗透油藏、稠油油藏、复杂断块油藏）相比，常规油田一般具有以下特征。

1. 沉积特征

在地质上，常规油田多以陆相砂岩和海相碳酸盐岩沉积为主，属于河流—三角洲沉积体系，通常分为水上和水下两部分。水上以河流相为主，可以划分成主河道（砂质辫状河道、顺直河道、高弯曲河道、低弯曲河道等）、分流河道、废弃河道、心滩、堤岸、河漫滩、决口河道、决口扇等微相类型；水下以三角洲沉积为主，根据与河岸远近分成前、后三角洲和枝坨过渡状三角洲，可以划分成水下河道、河口砂坝、水下堤岸、水下分流、水下决口、坨状砂体、枝状砂体等沉积微相。储层往往比较薄，但具有多层性，砂泥岩互相叠加，砂岩互相叠加。因此，常规油田的自然层数多，累积厚度大。

2. 构造特征

在构造上，常规油田的构造比较简单，以平缓倾斜的背斜构造为主，四周以鞍部的形态与其他构造连接或倾没。断层数量较少，若断距较大，则封闭性较强，可阻挡油气渗流，依此可将油藏划分成注采相对独立的区块；若断距较小，则封闭性减弱，不能阻挡油气渗流，对油气生产影响不大。油层和地层比较平缓，断鼻、断陷、小背斜、小向斜等局部构造较少，比较“整装”。

3. 储层性质

在储层性质上,常规油田油层的岩石颗粒主要以比较纯净的石英砂、长石为主,粒径较粗,磨圆度高,粒度中值偏高;岩石润湿性多表现为亲水,孔喉半径较大,孔隙度较高,孔隙内泥质分布多以分散型为主,缺少水敏矿物,泥质含量较低,因此油层的渗透率大,有利于油气渗流。

4. 流体性质

在流体性质上,常规油田原油轻烃组分含量多,相对密度小,气油比较高,含蜡量较低,因此原油流动性好;地层水矿化度较低,地层水电阻率略高。

5. 油、气、水分布

在油、气、水分布上,常规油田多半是在远古时期的大型湖泊、海湾内沉积,时序和层序都比较稳定,面积较大;后期地质营力的扰动少,构造比较简单,压力系统统一,油、气、水界面及平面分布稳定。

6. 天然能量

在天然能量上,常规油田的自然能量较低,往往底水和边水不够活跃,地层压力较低;但因流体渗流条件好,在油田开发初期往往都有一段时期能自喷生产。

7. 开发的自然环境

在开发的自然环境中,常规油田多是处于较稳定的大型沉降区内,地势平坦,有利于实施开发。

二、常规油田的开发技术

1. 初期开发技术

在常规油田投入开发时,储层的渗流条件,油层数量,储层非均质情况,原油性质,油、气、水分布,一直是决定油田开发整体方案和以后调整技术的关键性因素。

油田勘探完成后,首要的任务是编制开发方案,开发方案奠定了开发的基本原则和方向。

(1) 开发初期的井网选择。

油田投入开发时最初时期的井网称为基础井网。常规油田因有较大的面积,并且各方面开发条件较好,常选择注采井数比较少、井距较大的井网形式,如反七点法井网(六边形井网)、反九点法面积井网等;若储层渗透率较低,则需要选择注采井数比较多、井距较小的井网,例如五点法井网或行列井网等。若常规油田在未投入开发前自然能量充足,能够自喷,可以暂时全部作为采出井来使用。为使油田长期稳产,应尽可能提高采收率,一般提倡实施内部切割注水,使注、采同时开始;若自然能量低,或者采出井自喷能力下降(流压降低),则可将井网中心的采出井改成注入井,或者通过井网改造(如将反九点法井网改成行列井网等)、缩短井距、补钻油水井等方法逐渐提高注、采井数比,以补充油藏能量,直到油层见水,自喷开采难以为继时为止。

(2) 开发初期的层系划分。

常规油田往往具有多层性,有的油田可划分出 100 多个沉积小层,自然小层则可能达到 200 多个,油层累积厚度巨大。这些自然小层沉积环境不一致,储层物性更是千差万别,流体(油和水)物性也不尽相同,有的地层压力还不一致,因此不能将所有自然小层放在一起笼统注采,以免造成严重的平面矛盾、层间矛盾和层内矛盾。一般将所有油层区分为主力油层、非主力油层,或者分成一类油层、二类油层、三类油层等,根据不同的油层条件,选用相应的井网。因此,对同一油田,井网可以分成一套、二套、三套,甚至四套、五套。此时油田开发的调整往往比较简单,如油层的酸化与压裂、油嘴孔径的调整等。

此阶段采用基础井网自喷投产,直到油井见水,失去自喷能力。在这段开发时期,主要以油田的天然能量开采,称为一次采油,采收率一般低于 15%。

2. 水驱阶段的开发与调整

油田自喷开采结束,需要利用注水补充开采能量,油田开发进入到二次采油阶段。投入注水开发后,常规油田的平面矛盾、层间矛盾和层内矛盾便随之产生,同时产量开始递减。此阶段的主要任务是监测和调整油气生产动态,调整开发层系,调整井网,减缓三大矛盾,使开发的效益最大化。对常规油田开发的主要调整方法有井网调整、加密调整、层系调整、注入采出剖面调整和剩余油挖潜等,主要手段有堵水、压裂、酸化、调参、三换、补孔和钻井等。这些手段相互组合,并结合具体的地质、储层类型,在遵守开发调整基本原则的基础上,可以派生出各种调整方法。

(1) 开发调整的基本原则。

依据常规油田的地质、构造、流体和储层特征,其开发生产及调整一般要遵循以下原则:

一是要遵循物质平衡守则,即采出多少,就要回注多少,也就是要保持注采平衡,地下既不能亏空,也不能出超,使年注采比保持在合理范围内。

二是保持注入压力不超过岩石的破裂压力,油层的压力保持在油藏饱和压力附近,但要低于泡点压力,在开采区块内或整个油藏内压力要一致,即保持压力平衡,年总压差保持在合理范围内。

三是要保持阶段性投入开发的储量和原油采出量之间的平衡,使油田长期保持稳产,即储采平衡。

(2) 注采剖面调整。

利用同位素吸水剖面测井和环空测试技术,可以得到水井注入和油井采出剖面。由于油层之间和油层内部都具有非均质性,从而使高渗透层或层段得以优先注入,优先采出,使低渗透层或层段内的原油不能得到很好的动用,加剧了层间矛盾和层内矛盾。此时可以利用堵水(包括化学堵水和机械堵水等)和压裂技术,调整注入产出剖面,提高低渗透储层的动用程度,以减小层间矛盾和层内矛盾。

(3) 注采平面调整。

由于油层平面上具有非均质性,使区块和注采井组的产出和注入不平衡,因此要分析注水、产油、含水、注采平衡和地质状况,以调整油水井的配产、配注。或者进行油水井类别调换,甚至钻取调整井,以改变注采方向,增大注入水的波及面积,以减小平面矛盾。

(4) 层系调整。

常规油田注水开发一段时间以后,不同开发层系、不同小层的液量、产油量、含水和采出程度不尽相同,并与自身的地质、储层、含油状况不符,这往往是由于层系组合不够合理造成的。此时在对小层及开发层系的生产状况已有了较为详细了解的情况下,需要对原有开发层系进行调整或重新组合,使各层系相互协调。开发层系调整是相当大的调整措施,往往要涉及井网开发目的的调整,甚至重新部署井网。

例如,在喇嘛甸油田开发初期部署的是反九点法面积井网,井距 600m,在厚油层全部射孔,全采全注。其中 PI1-2 油层(喇嘛甸油田的主力油层)很快见水,油层压力很大,压制了其他油层的出油能力。为此,在九点法井网的两口井中间补钻新井,形成井距为 300m 的小反九点法井网,专采 PI1-2 油层,用原井网老水井封堵 PI1-2 油层,小反九点法井网水井专门用于射开 PI1-2 油层为其注水。

(5) 加密调整。

注水开发的常规油田含水逐年提高,进入到高含水期(含水大于 70%)时,各种调整措施效果均变差,油田不能维持持续高产、稳产,自然递减率和综合递减率都在加大,因此有必要进行比较大的调整工作。例如,利用钻取开发井缩小注采井距,利用封堵技术细分或重新组合开采层系等。为保持稳产,后续接替储量也要逐渐投入到开发中,需要钻井投产,逐渐加密井网,适当缩小注采井距,增大注采比,称为井网加密调整,一般要经历一次、二次甚至三次、四次的加密调整。加密井含水逐年升高,实施各种调整措施后,整个油田慢慢进入到特高含水期。

例如,在喇嘛甸油田 PI1-2 油层注采系统调整完成后的几年时间内,对其他层系也进行了调整,利用钻井形成了新井网,注采层系由全采全注分成了 3~5 个层系,也就是 3~5 套井网,称为一次加密。后来为开采表外储量而进行了二次加密,根据具体区块内可调厚度的不同,采用行列、斜行列等井网形式,部署了 1~3 套井网。2000 年以后,喇嘛甸油田开始部署 PI1-2 油层的聚合物驱(简称聚驱)井网,井距为 212~300m,采用的是五点法井网形式。

(6) 高含水期的调整。

待加密井网部署完毕后,利用井网调整增加产能的空间变小,各种调整措施成为主角。对于进入到高含水期甚至是特高含水开发期的油层,采取普通的压裂、堵水等调整技术产生的增油量减少,有效期变短。为适应特高含水油层,在普通调整技术基础上,发展出多裂缝限流法压裂长胶筒堵水、深部调剖、粘土调剖、精细机械堵水、精细化学堵水、二氧化碳驱油、生物调剖、小井距、高强度注水、周期注水等技术。这些措施适用的地层和选层条件更加苛刻,效果有限,甚至对有的油层经过了反复多次措施调整,依靠调整三大矛盾提高原油产量的方法受到极大限制。

油田综合含水虽然达到 90% 以上,但厚油层内部(特别是顶部)及平面(滞留区及河道砂体边部等)上仍有大量剩余油存在。该阶段调整的前提是寻找剩余油,为寻找剩余油,需投入大量人力、物力开展精细地质研究,其基本原理如下:

一是纵向上细分小层。将沉积小层内隔层稳定,占总面积 60% 以上,平面上追踪稳定,沉积层序和时序上也稳定,且沉积成因一致,在生产上动态响应一致的小层独立划分出来。

这样一个沉积小层被划分成数个独立小层, 细分小层和层系, 方便开发调整时的分层开采。

二是横向上细分沉积微相。在早先的地质研究中, 对平面上的微相只简单分为河道砂和非河道砂, 现在则划分出主河道、分流河道、决口河道、堤岸、河漫滩、决口扇等, 在细分出的小层上划分出各个沉积亚相, 更加细致地展示了砂体平面上的分布形态, 并揭示了砂体的非均质性, 对油水井之间的连通关系描述更加准确。

三是对砂体的详细解剖。在纵向上细分小层、横向上细分沉积微相的基础上, 在砂体内追踪夹层(包括物性夹层)、隔层在纵向和平面上的分布, 揭示出砂体内部结构, 展示出各个微相边界及砂体空间的接触关系。

四是识别微幅度构造。在密井网条件下, 将油层顶面构造图等高线等高距缩短到 2.0m, 以揭示油田构造中细小向斜、背斜、断鼻、凹陷、斜坡等有利于剩余油富集的微幅度构造。

五是对夹层渗透性的认识。夹层是油层有效厚度中岩性和含油性变差的部分。精细地质研究表明, 当油层渗透率降低到一定程度时, 会对其上下两部分流体的渗流起到遮挡作用, 并可以延伸数个注采井距。这是油层顶部剩余油得以保留的原因, 可以通过油水井对应射孔将这部分剩余油开采出来。

在精细地质研究理论的基础上, 还可以利用计算机数值模拟技术、三维建模技术、多学科研究技术进行油层精细描述。利用目前先进的三维地震、井间地震和井震联合技术研究断层和井间砂体纵向及平面上砂体分布, 精确预测井间砂体发育及连通状况是精细地质研究技术的重要补充。

利用精细地质研究技术寻找的剩余油类型有 10 大类, 分别为注采不完善、井网控制不住、断层遮挡、隔层损失、构造高点、成片分布差油层、砂体边部变差部位、滞留区、层间干扰、厚油层层内未水淹等。采用的挖潜方法有钻加密井、其他层系井补孔、堵水调剖、压裂酸化、周期注水、细分注水、细分层开采、井网综合利用、两相结合等。

在特高含水开发期, 在大厚油层底部形成了大量低效、无效循环层段, 即注入水沿着高渗透层段从注入井到采出井反复循环, 携带原油能力大大降低, 含水 98% 以上, 俗称大孔道。油层形成大孔道以后, 造成原油运营成本上升, 加剧了层间、层内矛盾。在此基础上, 发展了低效、无效循环识别与治理技术, 利用注水井分层压力降落速度 ($PI-90$ 即小层 90min 流压降落)、同位素吸水剖面、裸眼井测井解释、环空找水、数值模拟和精细地质分析等方法识别低效、无效循环层, 通过细分注水、合理组合注水层段、周期注水、深度调剖以及利用夹层遮挡性进行的油层顶部注水等技术进行综合治理。

在特高含水开发期, 还采用了其他许多比较有特色的调整技术, 例如粘土调剖、生物采油、小井距试验、二氧化碳驱油、高强度注水、水平井开采大面积剩余油和厚油层顶部剩余油、大角度斜井开采断层边部剩余油、过渡带外扩储量研究与开采、偏油油水同层储量研究与开采、低丰度储层开采(即“上下左右”潜力研究与开采)、注聚驱油气缓冲区采油技术等。采用这些技术可以不同程度地提高原油采收率。

一般情况下, 常规油田水驱的原油采收率不超过 30%, 采取各种调整措施后, 采收率可望达到 30% ~ 50%。

3. 聚驱开发及调整

常规油田进入到特高含水开发期以后, 动态进行措施调整的余地越来越小, 注水开发的

局限性逐渐暴露出来,具体表现为:一是水的粘弹性小,向油井推进过程中,携油能力较差;二是注入水的重力分异作用明显,优先在油层底部突进;三是阻尼系数小,优先沿着高渗透带指状突进。这样就造成了注入水波及体积小,突进迅速,携油能力差。在没有新技术突破的情况下,水驱开采趋向了极限。

(1) 聚合物驱油(简称聚驱)原理。

所谓聚合物,是指那些由众多原子或原子团主要以共价键结合而成的相对分子质量在10000以上的化合物,分子链互相铰接,相聚成团。用于油田开发的聚合物也有很多,比较常见的是聚丙烯酰胺。

聚合物在水中稀释、络合,随水一起注入地层。一是改善了油水流动度比,使“水”变得粘稠。二是这些聚合物分子团会堵在大孔隙的喉道内,迫使水进入到小孔隙的喉道内,或者向其他方向波及。三是利用自身的粘弹性,进入细小孔隙中,拖拉携带盲端残余油,使孔隙壁上的油膜变薄,形成稳定的“油丝”通道,然后携带原油流动,形成“油墙”,缓慢向采出井推进;继续注入,“油墙”继续推进,最后到达采出井,聚合物突破,此时在采油井内可以检查到聚合物含量。聚合物检出量持续增加,浓度加大,含水上升,最后聚驱效果变差,直至失效,采出井含水恢复到聚驱前状态。

与注入水相比,聚合物和水混合驱油具有以下优势:一是水的粘弹性增大,向油井推进过程中携油能力增强;二是聚合物和水的混合物在油层内的重力分异作用弱,可向油层顶部扩大波及体积;三是阻尼系数增大,减弱高渗透带的指状突进。

(2) 聚驱方法适用的油藏条件。

油藏具备以下几个条件时运用聚驱能获得良好效果:

一是油藏要具有非均质性,渗透率变异系数小于0.7时比较适合。

二是油藏温度不要高于90℃,否则聚合物会大量降解。

三是目的储层的埋藏深度要有一定的范围。若埋藏深度较浅,聚合物注入压力会压破储层;若埋藏深度过深,则聚合物在地层压力和高温下会降解以及失去粘性。

四是原油粘度在10~100mPa·s范围内比较适合,若粘度超过100mPa·s,则用热采办法更好些。

五是地层水矿化度不能超过15000mg/L,水敏在轻微及以下,速敏系数在0.95~1.1之间。

常规油田大多都符合聚驱。

(3) 聚驱动态特征。

聚合物和水的混合物注入油层以后仍然是一种流体,同样具有水驱动态特征,但因其粘度大,流动度比大,因而又有所不同,具体体现在以下几个方面:

一是需要的注入压力大,难以注入。若持续增加注入压力,则会超过岩石的破裂压力,将储层压开,成为破坏力。因此要求最大的注入压力要低于破裂压力,若仍注不进去,则需要调整注入方式。

二是采出井含水要经历从降低到恢复的变化。在注入量达到0.1Pv(聚合物和水的混合液注入量所占区块孔隙总体积的比值)以后,采出井的含水开始持续下降;当注入量达到0.2~0.5Pv时,含水达到最低值;当注入量大于0.5Pv时,含水开始缓慢上升;当注入量

达到 0.6Pv 时, 含水上升速度加快, 聚合物检出量增加, 最后恢复到聚驱前的含水状态。

三是采出井原油产量要经历从上升到恢复的变化。从注入 0.05Pv 时原油产量上升, 增油量可达 100%; 到注入量为 0.2 ~ 0.4Pv 时最大增油量可达 400%; 注入量为 0.3 ~ 0.6Pv 时, 增油量开始下降; 到了注入量为 0.6 ~ 0.7Pv 及以上时, 采出井原油产量逐渐恢复到聚驱前的水平, 甚至降低得更多。

四是聚驱地层压力剖面出现逆转。在正常情况下, 从注入井的流压、静压到采出井的静压、流压是逐渐降低的。但注入聚合物以后, 随着注入井压力升高, 采出井压力也有所升高, 但随着聚驱时间延长, 采出井流压越来越低, 到聚驱末期, 采出井流压降到最低, 聚驱地层压力剖面出现逆转。

五是采液指数经历由高到低再到恢复的过程。

六是采出井检出聚合物成分。在注入 0.1Pv 时开始在采出井检出聚合物; 在注入 0.5Pv 时检出聚合物含量可达 500mg/L; 当注入 0.8Pv 以上时检出聚合物含量达 800mg/L, 此时聚驱趋于结束。

(4) 影响聚驱效果的因素。

聚驱实践表明, 所用聚合物的相对分子质量越大, 浓度越高, 用量增加, 注入压力增大, 聚驱前储层含油饱和度高, 储层连同厚度大, 储层沉积韵律相对均匀, 则聚驱效果较好, 而注入速度、原油粘度等影响较小; 注聚区块周围水驱的影响有大有小, 需要及时处理。

虽然所用聚合物的相对分子质量越大, 浓度越高, 增加用量和提高注入压力有利于提高聚驱采收率, 但也有可能注不进去, 并受到岩石破裂压力的限制, 因此不是无限制地提高采收率。

(5) 聚驱调整方法。

聚驱与水驱的最大区别是聚驱具有很强的时效性, 从注入到结束, 一般为 5 ~ 6a 的时间。从采出井检出聚合物成分后, 聚驱效果就开始变差, 聚合物突破后就更难以治理。水驱的“三大矛盾”在聚驱中同样存在, 影响聚驱的整体效果。因此需要利用调整的方法延缓聚合物突破的时间, 增大聚合物的波及体积。调整方法基本与水驱类似(没有层系和井网及加密的调整), 聚驱的跟踪调整主要分注入井和采出井的调整及水驱聚层配套调整三方面, 按聚驱阶段分成聚前、聚中和转后续水驱三个阶段。

一是注入井的调整。在注聚前的调整主要是注入井的分层注入、深度调剖、调整注入浓度; 在注聚过程中, 注入井的跟踪调整主要是以井组的动态变化为调整依据, 调整方法主要包括注入浓度的调整、注入量的调整、后续水驱的调整、注聚过程中的调剖和分层注聚等; 在注聚后期, 针对井组含水高于全区平均含水, 井组采出浓度大于 600mg/L, 注采井没有其他调整措施的注入井, 采取转入后续水驱, 同时降低井组注采比, 防止对周围聚驱井的干扰。贯穿这三个过程的调整方法是注入井解堵、压裂和酸化等措施。

二是采出井的调整。采出井的调整无非是提液与控液。提液措施主要分为注聚前提液和油井见效后提液。

对于注聚压力高、对应采出井岩性差、见效缓慢的井要注聚前提液; 在聚合物驱油过程中, 对于油层在平面和纵向上的动用状况差异较大, 平面和纵向矛盾比较突出, 采液指数下

降的,需要提液。提液措施包括油井压裂、机采井三换、选射井补孔、合采井封堵与完善砂体补孔以及注聚后期油井控液和封堵等措施。

对含油饱和度较低,注聚以来效果较差,累积增油量相对较低,含水下降幅度小,产液指数较大,调整前含水高于全区平均水平,采出液浓度较高的油井需要控液。

三是水驱聚驱层配套调整。在聚合物驱油中,聚驱油层渗流阻力增大,流体的流动能力下降,聚驱中的合采代用井和收边井受水驱油层影响产生一些干扰,影响了聚驱开发效果,因此,在边井及合采井周围油井均见效而本井见效差时,要考虑水驱聚层配套调整。

(6) 聚驱结束的条件。

随着聚合物突破,聚驱效果下降,聚驱趋于结束。聚驱区块达到以下几个判定标准,就可以转入后续水驱了。

一是计算聚驱的经济效益。按照国际油价和聚驱时的设备、人工和运营成本,计算投入产出比最大时刻和继续运营极限,然后转换成聚驱含水指标。例如,喇嘛甸油田南中块西部聚驱结束时的含水为94%。

二是聚合物注入量达到 $0.8 \sim 0.9P_v$ 时,要综合考虑聚驱采收率、经济效益和油层剩余油等状况,适时结束聚驱。

(7) 聚驱结束后的后续水驱。

聚驱结束后,应采取适当措施,例如注入井增加注水、采出井控液等,使注采和地层压力逐渐恢复平衡,陆续转入水驱。聚驱结束后,可提高采收率20%~30%,采收率可达到60%以上。聚驱过的油层高水淹占到75.4%,中水淹占到15.8%,只有少量低水淹、未水淹位于油层顶部;采出井综合含水达到95%以上;油层孔隙内仍有可动油,平面和纵向上仍存在零星、未动用的剩余油,在后续水驱及采取各种调整措施下可采出。

三、常规油田开发中面临的主要问题

以大庆油田为代表的我国常规油田开发取得了举世瞩目的成绩,大庆油田高效开发50余年,稳产 $5000 \times 10^4 t$ 达27年,稳产年限比国外同类油田高出一倍还多。现在,大庆的许多油田相继进入到特高含水开发期,它面临的问题也是将来其他常规油田所要面对的。

(1) 储采失衡,接替资源不足。

储采平衡是保证油田稳产的重要措施,要求随着油田累计产量增加,不断把后续储量投入开发或发现新的油气储量。而实际情况是,我国的储采比只有12:1,接替资源不足,结构性矛盾突出,储采失衡严重,常规水驱油田尤为严重。“上下左右”潜力,低丰度油藏、新发现油气藏数量都十分有限。储采失衡是目前我国常规油田中存在的最大问题。

(2) “三大矛盾”在高含水开发期加剧,调整难度加大。

水驱开发油田的“三大矛盾”是由常规油田储层沉积时的非均质性造成的,具有“先天性”,后期采取的措施只能是减弱或调整,但不能消除,始终影响着开发效果,河道砂体比其他砂体尤为严重。在进入高含水开发期后,层内矛盾变得最大,层内矛盾大于层间矛盾,层间矛盾大于平面矛盾。实施调整后,效果逐渐变差,维持时间变短。在特高含水开发期,由于低效、无效循环层的形成,更加剧了三大矛盾。

(3) 聚驱后的驱替技术不够成熟,只能采取后续水驱。

聚驱是改善油田开发效果的重要手段,但受到油层条件、岩石破裂压力、经济条件及聚合物自身化学性质的限制,不能逐层、无限制、永久地注聚,可动油不能驱尽。在使用各种驱替剂驱替的方式中,最有希望接替聚驱的是三元复合驱,但因其对输送管道的高腐蚀性,在经过矿场试验后,一直没有投入工业性应用,造成聚驱结束没有后续手段,不得不继续后续水驱。

(4) 剩余油高度分散,开采难度大。

常规油田进入到高含水开发期后,经过层系细分与调整、剖面调整、井网加密、补孔、井网综合利用等措施,大量的剩余油被开采出来;在精细地质研究成果的指导下,可以更加准确、快速地寻找剩余油,利用多种措施进行挖掘,曾是稳定水驱产量的重要措施。但剩余油分布逐渐分散,甚至是高度分散,面积小、厚度薄,寻找难度大,对调整措施要求高,开采难度加大,经济效益下降。

(5) 聚驱的适用条件苛刻,难以注入或过早突破。

使用聚驱技术,对油藏的温度、埋藏深度、地层压力、流体性质的要求比较苛刻,适应面较狭窄,限制在常规油田及其各个油层的普及推广。在适合聚驱的油层或油藏中,同样存在着非均质问题,三大矛盾和低效、无效循环同样影响着注聚效果。有的油层受限于岩石的破裂压力而难以注入,有的油层聚合物过早突破,因此要灵活调整聚合物的相对分子质量、浓度和粘度。调整措施虽然有效,但不能阻止聚合物的相继突破,使聚驱时间比预计的要短,预计有效时间为8~10a,实际上只有5~6a。

(6) 注水难以波及厚油层顶部剩余油,采收率低。

常规油田多是河流—三角洲沉积,河道砂往往具有河道沉积的二元结构,河道经常相互切叠和叠加,油层发育厚度加大。若油层厚度在1.0m以上,顶部具有岩性变差部位,则其顶部就有低水淹的剩余油存在,若没有遮挡性能好、稳定分布的隔夹层分布,剩余油就难以被有效采出。

(7) 低效、无效循环严重,治理难度大。

常规油田在进入到特高含水开发期后,低效、无效循环层(大孔道)越发严重,孔喉半径增大,孔隙度增大,渗透率成倍增大,对油田稳产和经济效益造成严重损害,且因这种低效、无效循环层数量多、孔隙大,各种堵水、调剖等治理措施收效有限。

四、常规油田开发的技术难度及发展方向

在各类油气田中,开发前期常规油田开发比较容易,其开发的难度在后半期才逐渐体现出来,主要表现在以下几点:

(1) 层间及层内非均质性难以消除,需要发展注采层系合理细分技术。

常规油田往往都是多层系的,少的几个层,多的可达数百层。非均质性特别严重,每个储层及其内部的性质相差十几甚至几十倍,生产上互相干扰、压制,难以发挥最佳效果。从投入开发时分层开采,到后期细分开发层系,并利用各种措施调整,都难以消除这种非均质性带来的麻烦。现在人们已充分认识到这一点,在油田投入开发,编制油田开发总体方案时,就进行了层系合理细分,并对井网进行合理部署。在注采开始时就采取了注采剖面的层间和层内调整措施,可以有效提高原油采收率。

(2) 注入水的重力分异作用难以克服, 需要大力推广深度调剖技术。

在对常规油田水驱开发时, 因重力分异及河流二元沉积结构的双重作用, 注入水进入地层不远处就向油层底部下沉, 对油层顶部波及较弱, 造成顶部剩余油富集。层内调剖和实施聚驱, 实际上是占据了油层底部和高渗透带, 减弱了水的重力分异下沉作用, 扩大了驱替剂纵向和平面上的波及范围。因此, 研究比聚合物更加优良的驱替剂或调剖剂显得尤为重要。在这方面, 深度调剖技术已获得广泛应用, 显示出巨大优势, 有必要开发在地下膨胀体积更大、存续及降解时间更长、能长期作用于储层底部的调剖剂和驱替剂。

(3) 井间砂体发育及连通状况影响大, 需要发展地震技术来识别。

河流相沉积储层往往是常规油田的主力, 但砂体的平面相变迅速、复杂, 纵向和平面连通状况不易确定, 对砂体空间分布和结构单元难以清晰划分, 往往因地质分析的失误, 造成对剩余油误判和动态分析错误。近年来, 精细地质研究和储层描述技术飞速发展, 三维地震和井震联合技术为判断井间砂体发育和直观判读连通状况奠定了坚实的基础。

(4) 注水量逐年增加, 需要发展高效测调工艺技术, 实现精细注水。

近几年开展了直读式流量自动测调技术, 开发研制了具有弹出、收回、定位、旋转、对接功能的机械臂, 具有信号实时采集、传输的井下分层配水自动测调系统, 实现了“流量实时监测、水嘴连续可调”, 达到了提高测试效率、缩短测调时间、提高测试资料准确率的目的, 现场应用取得了良好效果。为使流量自动测调工艺得以规模推广应用, 有必要对其进行整合与完善, 形成统一的高效测调工艺技术标准, 扩大其应用范围。

(5) 层内剖面难以调整, 需要发展长胶筒技术, 实现精细堵水。

层内矛盾是当前水驱调整的重点对象之一, 以前所使用的机械堵水和化学堵水技术都只适合在层间和大厚层进行, 实现层内堵水比较困难。目前利用长胶筒, 在套管内扩张, 堵住高含水部位, 实现了层内堵水; 胶筒可长可短, 在层内任意层段实现堵水, 在层间油层很薄的情况下也可以实现堵水, 目前长胶筒堵水技术已得到了广泛应用。

第二节 低渗透油田开发

国内石油界通常把空气渗透率小于 $50 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的储层界定为低渗透储层, 其中又分若干亚类: 空气渗透率为 $(5 \sim 50) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的储层称为普通低渗透储层; 空气渗透率为 $(1 \sim 5) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的储层称为特低渗透储层; 空气渗透率小于 $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的储层称为超低渗透储层 (尚待行业研究确认)。中国的低渗透油气田分布比较广, 资源量大, 近几年探明低渗透储层储量比例从 30% 增大到 70%。例如地处黄河流域的鄂尔多斯盆地, 蕴藏着数十亿吨石油和数万亿立方米天然气, 是中国在新世纪发展建设的最大的油气生产基地, 但主要以特低渗透储层和超低渗透储层储量为主。

普通低渗透油田, 其油层接近正常油层, 油井一般能够达到工业油流标准, 但产量太低, 需采取压裂措施提高生产能力, 才能取得较好的开发效果和经济效益。

特低渗透油田, 一般其油层束缚水饱和度较高, 测井电阻率较低, 正常测试达不到工业油流标准, 必须采取较大型的压裂改造和其他相应措施, 才能有效投入工业开发, 例如长庆