

裂缝性潜山油藏 改建储气库机理与评价方法

王皆明 张昱文 等著



Mechanism and Evaluation of
Underground Gas Storage Conversion in
Fractured Buried Hill Oil Reservoir

石油工业出版社

裂缝性潜山油藏 改建储气库机理与评价方法

王皆明 张昱文 等著

石油工业出版社

内 容 提 要

本书是以华北裂缝性潜山油藏作为剖析对象,利用储气库物理模拟、数值模拟,以及油气藏工程分析方法对储层的微观孔隙结构特征、建库渗流机理和库容形成过程控制、库容参数和注采气能力预测方法等进行了较为系统的研究,最终建立了一套针对水驱高含水后期油藏建库评估的筛选标准,可为今后该类型储气库评价与建设打下较好的理论基础。

本书可供从事地下储气库科研人员和高等院校相关专业师生参考。

图书在版编目 (CIP) 数据

裂缝性潜山油藏改建储气库机理与评价方法/王皆明等著.

北京:石油工业出版社,2013.4

ISBN 978-7-5021-9384-3

I. 裂…

II. 王…

III. 裂缝性潜山油气藏-改建-地下储气库-研究

IV. ①TE344 ②TE972

中国版本图书馆 CIP 数据核字 (2012) 第 285954 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) 64523589 发行部: (010) 64523620

经 销: 全国新华书店

印 刷: 保定彩虹印刷有限公司

2013 年 4 月第 1 版 2013 年 4 月第 1 次印刷

787×1092 毫米 开本: 1/16 印张: 15.25

字数: 386 千字

定价: 80.00 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

《裂缝性潜山油藏 改建储气库机理与评价方法》

作 者：王皆明 张昱文

丁国生 李建中 郑得文

高旺来 古小青 郑雅丽

祁红林 李 春 胥洪成

姜风光 田 静 唐立根

赵 凯 石 磊

序

跨入 21 世纪以来,我国天然气工业步入快速发展的轨道,伴随着天然气消费市场的迅速扩大,储气与调峰的需求增长趋势十分明显。地下储气库作为天然气产业链中不可或缺的最有效、最可靠的调峰和储备手段,也将迎来大规模的建设时期。目前,储气库建设已经列入中国天然气安全稳定供气的重点工程,国家财政在“十二五”期间将重点支持中国石油天然气集团公司开展储气库的建设,力争在“十二五”末形成相当规模的储气库工作气量。

然而,我国储气库建设面临的最大难题是有利于建库的地质资源少,地质条件复杂。枯竭气藏作为最理想的储气库类型,在东部主要消费区的东北、环渤海、长三角地区,具备建设储气库的气藏资源基本都已建设或纳入储气库规划,但仍然远远不能满足建库的需求。为了保证上述地区的调峰需要,必须寻找适宜的含水层和油藏建设储气库。

华北裂缝性潜山油藏作为一种特殊类型的油藏,在环渤海湾地区的分布较为广泛。碳酸盐岩储层缝洞非常发育,原油储量规模大,单井产能高,仅华北任丘潜山油藏储量就达 $3.7 \times 10^8 \text{t}$,且大部分油藏经过 30 多年的深度开发,已经接近枯竭,这些地质特点都为其改建成具有较强调峰能力的地下储气库创造了条件。但同时也应该看到,无论在国内还是在海外,这种类型的油藏改建储气库属于一个全新的领域,在建库理论和技术上面临着较大的挑战。

中国石油勘探开发研究院廊坊分院自 2000 年以来一直致力于裂缝性潜山油藏建库基础理论研究,开展了大量卓有成效的工作,并承担完成了华北任丘、雁翎等潜山油藏建库可行性评价,在该类型油藏建库理论方面进行了积极的探索。本书是在上述研究工作基础上的提炼和总结,尤其是在建库机理和技术指标预测方法等方面,提出了诸多新的观点和方法,是一本值得在该领域从事相关研究的读者参考的重要专著,同时可以为今后同类型储气库的建设起到积极的指导作用。

中国石油勘探开发研究院廊坊分院副院长



2012 年 11 月 20 日

前 言

油藏型储气库作为一个专门的储气库类型，具有它一定的技术优势，首先大多数储气库是由开发后期的油藏改建而成，地质基础资料较为丰富，在一定程度上缩短了建库评价周期；其次是开发过程中部分已钻老井和地面设施可以改造为储气库所用，也在一定程度上降低了建库投资，提高了储气库运行效率。然而，油藏型储气库的建设也面临诸多技术难点问题，首当其冲的问题是储层油气水多相流体分布与相平衡过程的复杂性，其次是众多老井处理的技术难度和风险较大。

碳酸盐岩裂缝性潜山储层是一种较特殊的储层结构，复杂的裂缝孔隙结构在空间上的展布具有明显的双重介质特征，可分为裂缝和岩块两套不连续的网络系统。该类型油藏在我国华北地区分布较为广泛，最著名的是任丘潜山油藏的开发，为我国石油工业的发展作出了突出的贡献。利用该类型油藏改建储气库在国外未见有相关报道，主要技术难点在于两套系统间多相流体的分布与相平衡过程的特殊性和复杂性。

本书是以华北裂缝性潜山油藏作为剖析对象，利用储气库物理模拟、数值模拟及油气藏工程分析方法对储层的微观孔隙结构特征、建库渗流机理和库容形成过程控制、库容参数和注采气能力预测方法等进行了较为系统的研究，最终建立了一套针对水驱高含水后期油藏建库评估的筛选标准，可以为今后该类型储气库评价与建设打下较好的理论基础。

全书共八章，第一章由王皆明、张昱文编写；第二章由丁国生、郑雅丽、李建中编写；第三章由王皆明、高旺来、石磊编写；第四章由古小青、李春编写；第五章由王皆明、李春编写；第六章由姜风光、胥洪成编写；第七章由王皆明、唐立根、赵凯编写；第八章由郑得文、祁红林、田静编写。全书由王皆明负责统稿。

在本书的编写过程中，中国石油勘探开发研究院廊坊分院地下储库研究中心的赵艳杰、张刚雄、完颜祺琪、冉丽娜、韩冰洁等同志给予了很大帮助；华北油田公司勘探开发研究院朱亚东教授和孟庆春所长亦对本书的完成作出了重要贡献，在此一并表示衷心感谢。

本书由于笔者自身理论基础和技术水平有限，书中难免会存在不少的缺点和不足，希望得到同行的批评与指正。

目 录

第一章 绪论	(1)
第一节 华北潜山油藏开发现状	(1)
第二节 华北潜山油藏建库潜力	(3)
第三节 建库需解决的关键技术问题	(5)
第二章 裂缝性碳酸盐岩储层基本特征	(7)
第一节 储集空间分类方法	(7)
第二节 岩石结构和微观储集空间特征	(8)
一、岩心观察	(8)
二、铸体薄片	(10)
三、扫描电镜观察	(11)
四、压汞毛管压力曲线测定	(13)
第三节 储层裂缝宏观分布规律	(15)
一、裂缝倾角	(16)
二、裂缝密度	(16)
三、裂缝宽度	(17)
第四节 碳酸盐岩储层储集空间组合关系	(17)
一、大缝连通大洞模式	(17)
二、单一裂缝模式	(17)
三、裂缝孔隙型模式	(18)
四、纯孔隙型模式	(19)
五、复合型模式	(19)
第五节 碳酸盐岩储层储集—渗流网络系统	(20)
一、裂缝系统	(20)
二、岩块系统	(21)
第六节 碳酸盐岩储层物性确定方法	(21)
一、孔隙度确定方法	(21)
二、渗透率确定方法	(23)
三、岩心物性测量	(23)
第三章 裂缝性碳酸盐岩储层建库物理模拟研究	(28)
第一节 微观可视化物理模拟研究	(28)
一、微观可视化物理模型研究	(28)

二、微观可视化物理模拟流程设计和实验步骤	(34)
三、含水构造建库微观物理模型研究	(35)
四、刻蚀裂缝网络模型微观模拟实验	(41)
五、油藏建库微观物理模型研究	(47)
六、微观渗流机理综合分析	(64)
第二节 小岩心物理模拟研究	(67)
一、岩心物理模拟实验方案设计	(68)
二、造缝造洞小岩心建库注气驱替模拟	(68)
三、基质岩块气驱水驱替压力梯度实验	(72)
四、小岩心酸蚀实验	(73)
五、小岩心物理模拟研究小结	(75)
第三节 长岩心物理模拟研究	(75)
一、实验装置	(76)
二、实验流程设计	(78)
三、造缝造洞长岩心物理模型研制	(80)
四、造缝造洞长岩心含水构造建库物理模拟	(84)
五、造缝造洞长岩心油藏建库物理模拟	(95)
六、长岩心物理模拟研究小结	(105)
第四章 裂缝性碳酸盐岩储层建库三维可视化仿真数值模拟研究	(108)
第一节 油藏数值模拟模型建立	(108)
一、静态地质模型	(108)
二、基础物性参数的确定	(111)
三、相对渗透率曲线	(112)
四、生产动态数据体生成	(112)
第二节 油藏流体的 PVT 拟合	(113)
一、室内实验拟合	(113)
二、PVT 实验拟合结果	(114)
三、PVT 拟合小结	(117)
第三节 油藏开采历史拟合	(117)
一、历史拟合原则	(117)
二、油藏生产指标历史拟合	(118)
三、储量拟合	(126)
四、水体体积计算	(127)
五、剩余油分布及储量采出状况	(127)
六、注氮气矿场实验过程采出量估算	(129)
七、结论	(129)

第四节 油藏建库注气速度与方式优选	(130)
一、恒速注气速度的优选	(130)
二、建库注气方式的优选	(135)
第五节 油藏建库注气库容量与工作气量预测	(140)
一、最大库容量预测条件	(140)
二、最大库容量模拟预测结果分析	(140)
三、多周期运行工作气量对比分析	(142)
第六节 含水构造与油藏建库过程对比分析	(145)
一、含水构造不同建库注气速度对比优选	(145)
二、含水构造建库注气方式的优选	(153)
三、含水构造注气库容量预测	(158)
第七节 数值模拟机理研究小结	(161)
一、气体主要的储渗空间	(161)
二、注气过程流体宏观运动规律	(162)
三、原油溶气膨胀作用	(164)
四、周期运行气液界面变化规律	(166)
第五章 裂缝性碳酸盐岩储层建库渗流机理研究综合评价	(167)
一、建库过程气体主要储集空间	(167)
二、建库过程气体微观运动规律	(169)
三、气驱建库效率分析	(170)
四、采气过程机理分析	(172)
五、多周期库容和注采能力变化及其影响因素	(175)
第六章 裂缝性碳酸盐岩油藏建库气井注采能力预测方法	(181)
第一节 裂缝性潜山油藏地层产气能力评价	(181)
第二节 气井动气柱注采气能力评价	(184)
一、气井采气能力评价	(184)
二、气井注气能力评价	(186)
第三节 气井注采气能力评价实例分析	(186)
一、地层产气能力预测结果及分析	(187)
二、井筒采气能力评价	(188)
三、井筒注气能力评价	(193)
四、注采气能力综合评价	(195)
第七章 裂缝性碳酸盐岩油藏建库库容参数预测方法	(197)
第一节 库容量预测	(197)
一、基本假设	(197)
二、气库平均压力的确定	(197)
三、气库库容量计算方法	(198)

四、流体界面深度预测	(198)
五、考虑天然气溶解和扩散的附加气量	(199)
第二节 工作气量预测	(200)
一、气库运行的压力区间	(201)
二、增压系数和上限压力的确定	(201)
三、工作气量、气垫气量及其比例	(202)
第三节 预测模型计算实例分析	(203)
一、潜山油藏概述	(203)
二、计算参数	(204)
三、计算结果	(205)
四、计算结果分析及结论	(209)
第八章 开发后期高含水油藏建库评估筛选标准	(210)
第一节 油藏断层封闭性	(210)
一、封堵量计算法判断断层侧向封闭性	(210)
二、泥岩涂抹系数法研究断层侧向封闭性	(211)
三、断层垂向封闭性研究	(212)
第二节 油藏盖层封闭性	(213)
一、泥质岩盖层微观封闭能力评价	(213)
二、泥质岩盖层宏观展布评价	(215)
第三节 油藏埋深	(216)
一、量化预测的基本假设	(216)
二、量化预测关系式推导	(217)
三、关系图版的建立	(219)
四、预测结果分析	(220)
第四节 油藏圈闭闭合幅度	(221)
一、评价模型的建立	(221)
二、关系图版的建立	(222)
三、预测结果分析	(223)
第五节 油藏渗透率	(223)
第六节 油藏原油储量和边底水规模	(225)
一、评价模型的建立	(225)
二、关系图版的建立	(226)
三、预测结果分析	(227)
第七节 评估筛选标准综合分析	(228)
参考文献	(230)

第一章 绪 论

第一节 华北潜山油藏开发现状

1972 年渤海湾盆地济阳凹陷完钻的沾 11 井, 在奥陶系石灰岩中获得日产千吨的高产油流; 以后又在胜利油区发现和开发了义和庄和桩西奥陶系碳酸盐岩及王庄变质岩等潜山油藏; 1975 年, 在渤海湾盆地冀中凹陷中部的任 4 井获得日产千吨高产油气流, 从而发现了任丘油田雾迷山组碳酸盐岩油藏; 之后, 发现和开发了留路北、南孟、龙虎庄、八里庄、八里庄西、河间、薛庄、雁翎等 20 多个中小型碳酸盐岩潜山油气藏, 形成了重要的裂缝性潜山油藏的开发基地。

华北裂缝性潜山油藏最有代表性的是任丘油田的雾迷山组油藏 (图 1-1), 位于冀中饶阳凹陷的北部, 是我国第一个碳酸盐岩大油田, 属裂缝型块状、底水、低饱和潜山油田。层位为中元古界蓟县系雾迷山组, 岩性以硅质白云岩为主, 原始油水界面位于 3510m, 含油面积为 56.32km², 平均含油厚度为 272m, 平均有效渗透率为 $1253 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 原始油水黏度比为 34.2, 核实后的地质储量为 $37381.65 \times 10^4 \text{t}$, 可采储量为 $11904 \times 10^4 \text{t}$ 。储集类型为裂缝孔洞型, 具有双重孔隙介质特征, 非均质性严重。

该油藏已开采 36 年, 在经历了高产稳产阶段以后, 于 1988 年 6 月进入了产量缓慢递减阶段 (图 1-2), 即高含水后期开发阶段。1988 年 12 月, 油藏采用边缘底部注水的方式开始注水开发, 采用三角形井网, 井网密度为 3.02 口/km²。油藏进入高含水后期以来, 水淹状况日益严重, 油水分布愈加复杂, 综合治理的难度进一步加大。这个阶段, 油藏的开发特点及暴露的主要矛盾表现在以下几个方面:

(1) 油藏综合含水高, 水淹体积大, 采出程度高, 剩余可采储量少。

经过长期水驱开发以后, 油藏油水界面的位置上升很高, 水淹体积系数已达 90% 以上, 油水界面以上剩余含油厚度仅占原始含油厚度的 17%, 剩余可采储量只有 $733 \times 10^4 \text{t}$ 。

(2) 单井采油量低, 采水量大, 水油比高, 注入水利用系数低。

油藏进入高含水后期, 油井产能很低, 平均单井日产油 18t、产水 106m³, 每产 1t 油的耗水量高达 6.0m³。注入水利用系数在低含水期为 0.93、中含水期为 0.52、高含水期进一步降低到 0.1 以下。高含水后期注入水利用系数明显下降, 从而形成了注入采出的低效循环。

(3) 油藏内部油水分布复杂, 高渗透缝洞水淹严重, 低渗透缝洞含油状况较好。

根据钻井取心及大量的矿场生产资料表明, 油藏内部油水分布复杂, 缝宽大于 100 μm 的大裂缝基本已经水洗, 缝宽在 50 ~ 100 μm 之间的中裂缝发生了水侵, 缝宽小于 50 μm 的



图 1-1 任丘油田雾迷山组油藏构造图

小裂缝含油状况仍然较好。因此，油藏内部高渗透缝洞水淹严重，而中低渗透缝洞水的波及程度相对较低，含有较多的剩余可动油。

在开发过程中，针对各阶段暴露的主要矛盾，进行了多次开发调整。尤其是 1991 年 8 月采用控注停注降压开采的政策，充分利用了天然边底水能量，发挥岩石和流体的弹性作

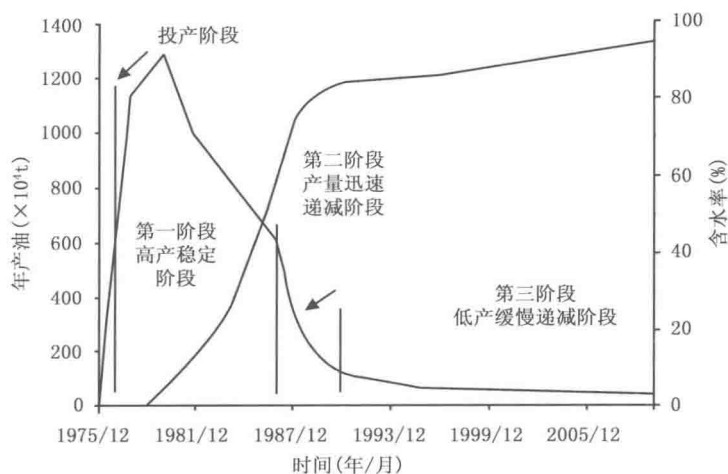


图 1-2 任丘雾迷山组油藏开发阶段划分图

用，取得了显著成效，有效控制了含水上升及产量递减速度，进一步改善了后期开发效果。截止到 1994 年 5 月，油田全面停止注水，但是地层压力难以保持，地层压降从 4.3MPa 快速上升到 6.45MPa，日产油 2051t，核实地质储量采出程度为 30%，综合含水达到 86.1%。

为了保持地层压力，避免采液量的大幅下降，1999 年 4 月恢复注水，确定了利用现有注采井网，顶部和内部井停注、腰部井控注，以及边部井最大限度敞开放注水的原则。随着注采比的合理控制，油藏动态变化表现为地层压力回升速度有所减缓，含水上升速度得到一定控制，初步实现了驱动方式再次调整后产量平稳过渡，保持了油藏开发形势的相对稳定。

截止到 2010 年，油田全面进入高含水后期，地质储量采出程度为 32.8%，综合含水率已经高达 94.9%，油水界面上升了 400m，界面下水淹体积达到 90% 左右，界面上剩余含油面积 50m 左右。

经过 30 多年的开采，任丘油田雾迷山组油藏目前已经进入特高含水、高采出程度开发阶段。油藏稳产难度很大，充分发挥剩余油挖潜技术已成为稳产的主要措施，利用常规技术手段挖掘剩余油的难度越来越大。目前在剩余油富集区增加井网密度和老井侧钻斜井或水平井已经成为共识。

第二节 华北潜山油藏建库潜力

我国东部主要天然气消费区域，地质沉积背景非常复杂，目前东部已探明的气藏大多数为构造破碎的断块小气藏或零散气藏，储气库规模非常有限。随着东部输配气系统快速发展和不断完善，供气用户不断壮大，供气规模迅速提高，仅利用东部枯竭气藏或分布非常有限的盐岩层改建地下储气库，难以满足目前我国主要长输管线对储气库季节及安全调峰气量的迫切需求。

从目前国内已筛选出的油藏和水层目标库址的地质条件分析，其中单一孔隙介质砂岩储

层的地质条件并不十分理想，总体表现为构造破碎、砂体规模小以及物性条件较差；与之相反，利用具有双重介质特征的碳酸盐岩裂缝性储层油藏建库具备一定的优势，主要体现在以下几方面：

(1) 华北潜山油藏主要位于京津主要消费区，是非常有利的建库区域。

京津地区潜山主要分布在距首都北京约为 150km 范围内的华北油气田，并且陕京二线长输管线由南向北穿越整个油气区（图 1-3）。

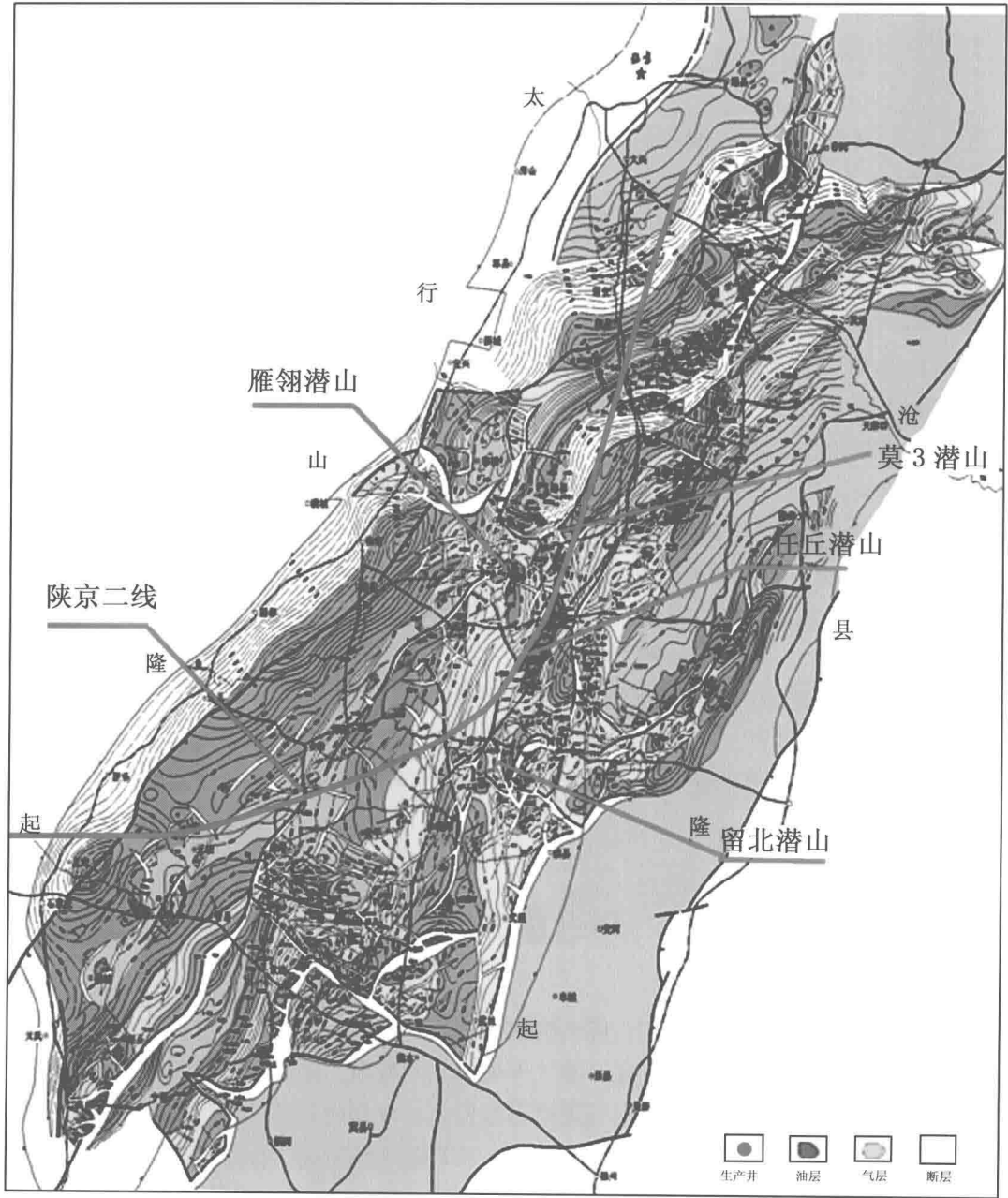


图 1-3 冀中坳陷主要潜山分布与陕京二线走向图

(2) 圈闭构造完整, 储量规模大, 有利于形成具有较强调峰能力的大型储气库群。

目前华北地区发现和已经投入开发的有 30 个潜山油藏, 探明石油地质储量 $5.276 \times 10^8 \text{t}$, 可采储量达 $1.625 \times 10^8 \text{t}$ 。其中任丘、雁翎、留北、莫 3 等潜山油藏均位于河北任丘市周边, 附近还有八里西、薛庄等小潜山油藏, 有利于形成大型储气库群。

(3) 圈闭密封条件好, 埋藏适中, 储层缝洞发育, 流体渗流能力强。

雾迷山组潜山圈闭盖层为古近系—新近系泥岩, 封盖条件较好 (图 1-4); 埋深在 2000 ~ 3000m 之间, 构造幅度在 250 ~ 1000m 之间; 作为主要渗流通道的裂缝系统平均渗透率高达 $1 \mu\text{m}^2$ 左右, 部分油井初期单井产量超过 $1000 \text{m}^3/\text{d}$; 油藏还具备充沛的底水, 其底水规模可达含油孔隙空间的几十倍到数百倍。上述圈闭条件都为建库奠定了较好的地质基础。

(4) 潜山油藏目前已经进入水驱后期特高含水开发阶段, 是较为理想的建库目标。

任丘潜山油藏经过 30 多年的开发, 目前已进入特高含水后期开发阶段, 地质储量采出程度 32.8%, 综合含水率已经高达 94.9%, 油藏采油量很低, 且水驱挖潜的余地已经很小。因此在这一阶段考虑建库, 从时机的把握上看, 不会对油田产量造成大的影响, 同时可以研究在改建成储气库后, 如何进一步提高原油采收率。

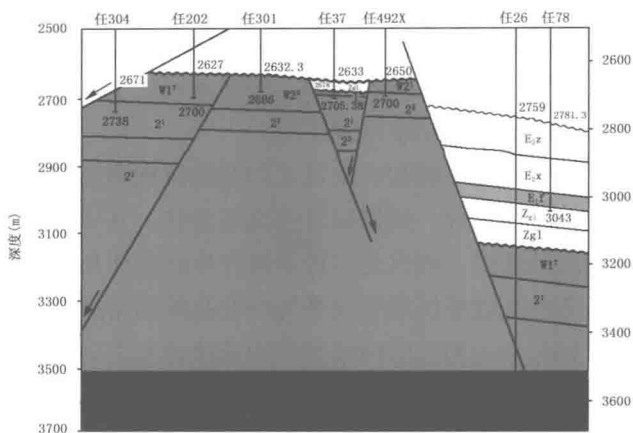


图 1-4 任丘潜山任 11 油藏剖面图

第三节 建库需解决的关键技术问题

目前国内已建成的大张坨、板 876、板中北高点、板中南高点、板 808、板 828 等 6 座地下储气库均为枯竭气藏型砂岩地下储气库, 因此利用碳酸盐岩裂缝性双重介质储层油藏和含水构造改建地下储气库国内还没有先例, 非常缺乏必要的经验和理论依据。由于裂缝性潜山油藏储层结构, 以及地层流体相平衡过程的特殊性和复杂性, 需要在建库基础理论研究中解决如下两个方面的关键技术难题。

(1) 裂缝性潜山储层注气驱替机理及多相流体渗流特征。

由于碳酸盐岩裂缝性双重介质储层有别于常规单一孔隙介质储层, 其存在裂缝和岩块两套介质, 从而在建库过程中油、气、水三相其储层裂缝孔隙网络系统渗流特征变得较为复杂, 这两套介质中流体渗流机理存在明显的差异。因此利用碳酸盐岩裂缝性双重介质储层油藏和含水构造建库首先需要解决的核心重点技术问题之一, 就是如何在复杂的多相共流条件下, 清楚地认识两套介质中多相流体宏观和微观渗流机理, 它是建库库容和有效工作气体积

最优化设计的基本前提和理论基础,也是需要攻关的重点和难点。

宏观渗流机理主要针对裂缝系统而言,裂缝系统无论是水驱过程还是气驱过程,影响驱替效果的主要因素有驱替力的作用、流体密度差引起的重力作用,以及多相流体流度比的差异。而毛管压力的作用在裂缝系统中基本可以忽略。微观渗流机理主要是针对岩块系统而言,岩块系统的排驱过程,主要是在小缝、小洞及缝洞相对发育的次生孔隙中进行,影响排驱效果的主要因素是毛管压力作用及原油溶气膨胀作用,而依靠外加压力梯度产生的驱替作用实际很小;根本原因是裂缝系统驱替过程所需要的压力梯度很小,而岩块系统所需要的压力梯度则大得多,在两者共存、裂缝系统处于主导地位的情况下,岩块系统在外加压力梯度作用下的驱替过程是难以发生的。

显然,裂缝系统和岩块系统的驱替机理和渗流特征是不同的,但它们又是相互制约、相互联系的,组成统一的储集与渗流综合体,其中裂缝系统处于主导地位。裂缝系统不只是其自身的流动通道,而且是岩块系统产生微观作用的通道。因此在进行建库渗流机理研究过程中,在考虑裂缝系统和岩块系统两套孔隙网络结构几何复杂性的同时,还需要着重考虑两套属性差异非常大的孔隙网络系统中流体相互之间的窜流及对储气空间的影响。

研究过程通常采用的技术手段是双重介质储层气驱物理模拟和数值模拟,但模拟系统的设计和流程都有其特殊性和复杂性。

(2) 裂缝性潜山储层注气相平衡特征。

由于潜山油藏为一未饱和油藏,原始地层流体的饱和压力与溶解气比都非常低。当注入气体与油藏中原油接触时,在地层温度和压力下,注入气体将部分溶于原油中,使原油体积膨胀,流体性质发生改变。在建库过程中,注入气体将不可避免地及部分地层原油发生接触,从而产生注入气体原油溶气膨胀损耗,其损耗量的大小一方面受注入气体与地层原油流体自身的性质影响;但另一方面更重要的是取决于注入气体与地层原油接触关系和发生扩散的速度。

然而,裂缝系统和岩块系统在实际气驱过程中,油气相接触溶解、扩散速度将会较为缓慢。主要基于以下3个方面因素:

①碳酸盐岩润湿性基本以水湿和中性为主,岩块系统部分连通微裂缝与裂缝通道之间存在一个稳定的水膜,油气相难于发生接触。

②在岩块系统中,即使存在少部分微裂缝残余油与注入天然气相接触,但油气相之间界面张力的存在,使组分交换、扩散速度缓慢。

③潜山95%以上岩体已经水淹,裂缝系统残余油具有分散和复杂分布的特征,其被注入气体完全波及的可能性大大降低。

裂缝性潜山储层注气相平衡特征研究,是在地层流体注气相态特征实验研究基础上,进一步开展多孔介质中储气库建库驱替和注采过程地层流体相平衡数值模拟的研究。

第二章 裂缝性碳酸盐岩储层基本特征

第一节 储集空间分类方法

潜山碳酸盐岩油藏储层发育特征与碳酸盐岩岩石类型有密切关系，元古宇碳酸盐岩（高于庄与雾迷山组等）以各种结构的白云岩为主（表2-1），下古生界寒武系、奥陶系储层，以各种结构的石灰岩和结晶白云岩为主。

表 2-1 元古宇碳酸盐岩油藏岩石类型表

大类	小类	占厚度百分数（%）
隐藻白云岩	层纹石白云岩	45.0
	凝块石—残余凝块石白云岩	
	锥状、柱状、小波纹、大波纹、掌状叠层石白云岩	
颗粒白云岩	砂砾屑白云岩	10.0
	鲕粒白云岩	
化学白云岩	泥—粉晶白云岩	5.7
（含）泥质白云岩	含泥、泥质白云岩	4.0
（含）硅质白云岩	含硅、硅（化）质白云岩	13.8
角砾状白云岩	构造角砾状白云岩	21.5
	溶塌角砾状白云岩	
	风化溶淋角砾状白云岩	

华北任丘潜山油藏位于冀中拗陷饶阳凹陷，为双重孔隙介质的底水块状油藏，构造裂缝发育，产油层位是中元古界蓟县系雾迷山组，岩性以隐藻白云岩为主，颗（晶）粒白云岩次之，夹有泥质白云岩、含泥质白云岩。

碳酸盐岩储层储集空间形态多样，大小相差悬殊，分布变化很大，对其储集空间结构科学分类是进行储层评价、参数表征和开发研究的基础。

碳酸盐岩储层储集空间根据形态、大小、成因等可以分为孔、缝、洞三大类 20 小类（表2-2）。

表 2-2 基本储渗空间分类表（根据形态、成因）

序号	大类	小类	大小	成 因
1	洞	大洞	>500mm	溶蚀
2		中洞	10~500mm	
3		小洞	2~10mm	