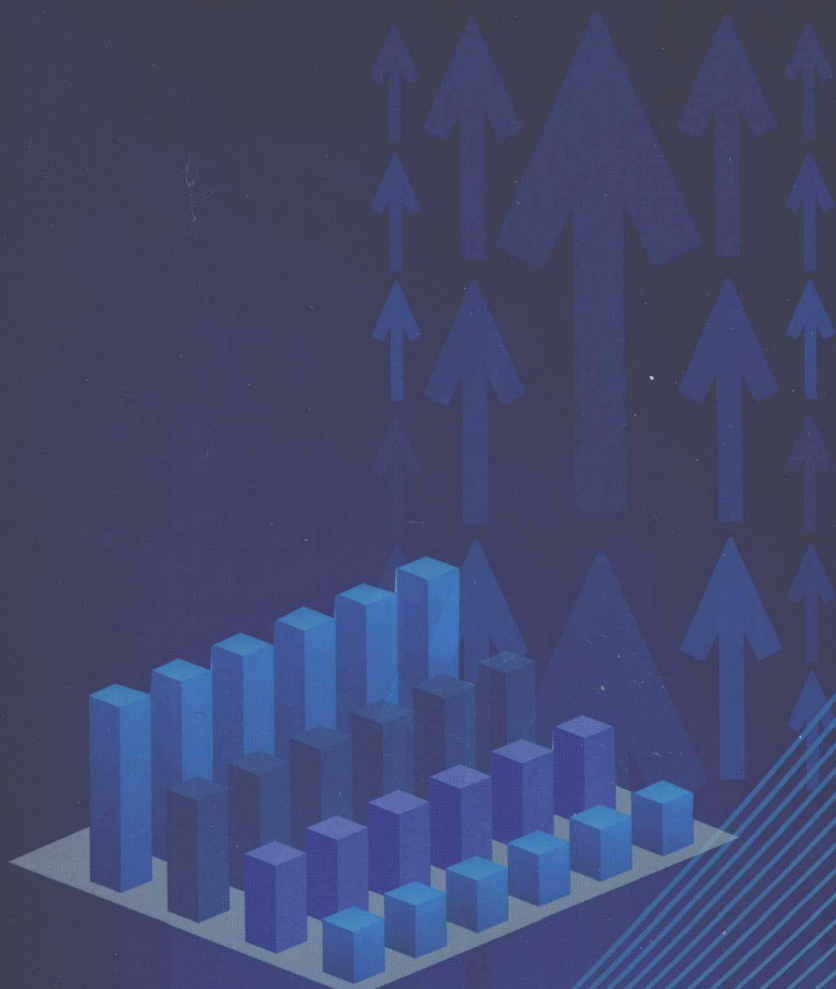




DISHEN QICANG QIJING
CHANNENG YU DONGTAI CHULIANG
JISUAN FANGFA

低渗气藏气井产能 与动态储量计算方法

黄全华 王富平 尹琅 孙雷 等著



石油工业出版社

低渗气藏气井产能与 动态储量计算方法

黄全华 王富平 尹 琅 孙 雷 等著

石油工业出版社

内 容 提 要

本书针对低渗透致密气藏开发所关心的气井或气藏地层压力、气井产能、单井控制储量的计算以及非均衡开采等问题进行了深入分析,重点探讨了不关井情况下地层压力的确定、压裂气井、产水气井、水平井的产能评价以及低渗透致密气藏气井单井控制储量的早期预测、非均衡开采气藏动储量的计算和动储量计算的影响因素定量评价分析。

本书可作为从事低渗透气藏工程研究的技术人员及管理人员的参考书,也可作为高校相关专业师生的参考书。

图书在版编目 (CIP) 数据

低渗气藏气井产能与动态储量计算方法/黄全华等著.

北京:石油工业出版社,2012.11

ISBN 978-7-5021-9175-7

I. 低…

II. 黄…

III. ①低渗透油气藏-气井-采气

②低渗透油气藏-气井-油气储量-储量计算-计算方法

IV. TE37

中国版本图书馆 CIP 数据核字 (2012) 第 158265 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) 64523544 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

2012 年 11 月第 1 版 2012 年 11 月第 1 次印刷

787×1092 毫米 开本: 1/16 印张: 13.75

字数: 348 千字

定价: 60.00 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

序

近年来，在油气并举勘探开发战略的推动下，我国洁净能源——天然气资源的勘探开发取得了举世瞩目的进展，发现了多个千亿立方米以上储量的大型气田，天然气储量和产量得到大幅度的提升，已经形成四川、塔里木、鄂尔多斯、柴达木、海洋等大气区，初步建成了以西气东输为主干线的连接塔里木、青海、四川、长庆等大气区的采气—集气—输气网络系统，有力地支持了国民经济和现代化建设的快速发展。

然而，在已探明和投入开发的天然气田总储量中，低渗透气田的储量占了相当大的比重。这类气田的地质条件复杂，具有储层非均质性强、低孔、低渗、低产等特点。如何开发好这类气藏是提高低渗透气藏动用程度的关键，也是各大石油公司提高产量与规模的重要目标，为此，有关低渗透气田可采储量的准确评价及合理产能配置等问题，日益受到油气田开发工程技术人员的关注和重视。

西南石油大学在气田开发方面独具特色，在低渗透致密气藏开发分析技术方面做了大量研究工作。黄全华教授长期从事气田开发工程动态分析方法的研究和技术推广应用工作，多年来一直致力于低渗透致密气藏开发动态分析方法研究，在有关低渗透气田储层气体流动启动压力预测、应力敏感分析、气藏可动水对气藏渗流特征的影响、不关井情况下气井和气藏地层压力准确获取、低渗透致密气藏气井产能方程研究、低渗透产水气藏以及压裂气藏和复杂组分气藏气井动储量计算、存在“补给”或“泄漏”的非均衡开采气藏动储量的准确计算等方面，做了大量深入细致的和有创新性的研究工作，先后参与了我国长庆油气区苏里格、靖边、榆林等气田，延长气田，华北大牛地气田，中原油田桥口、白庙气田，四川须家河组低渗透气田，大庆和吉林火山岩气田等低渗透气田开发方案设计、气藏动态储量计算以及合理产能计算等专项研究工作，研究成果得到石油界同行们的赞誉。现在黄全华教授与其合作者将其研究成果低渗透致密气藏动态储量和合理产能评价理论方法及应用技术整理成专著发表，奉献给业内油气田开发工程技术人员借鉴，是一个值得我们钦佩的举措。希望这本专著的出版，能为我国从事低渗透致密气藏开发动态分析战线上的有关工程技术人员提供有益的参考，促进我国低渗透致密气藏开发技术的快速发展。



2011 年 12 月

前 言

近年来,天然气总储量中,低渗透气田占 50% 以上,这类气田地质条件复杂,具有储层非均质性强、低孔、低渗、低产等特点。如何开发好这类气藏是提高低渗透气藏动用程度的关键,也是各大石油公司提高产量与规模的重要目标,为此相关的气藏工程问题日益受到业界的关注。

西南石油大学在气田开发方面独具特色,在低渗透致密气藏开发方面做了大量研究工作,先后在中国长庆油气区苏里格、靖边、榆林等气田,延长油矿延长气田,华北大牛地气田,中原油田桥口、白庙气田,四川须家河组低渗气田和大庆、吉林火山岩等低渗气田开展了研究。主要研究了如下气藏工程问题:①启动压力、应力敏感、气藏可动水等对低渗气藏渗流有何影响?②不关井情况下气井和气藏地层压力如何获取?③低渗致密气藏气井产能方程与中高渗透气藏气井产能有何不同?如何分析与预测其产能?④低渗产水气藏、压裂气藏以及复杂组分气藏气井动储量如何计算?⑤非均衡开采气藏(即存在“补给”或“泄漏”气藏)其动储量如何准确计算?⑥动储量计算有何影响因素?如何定量评价其影响?在对这类气藏多年研究成果总结分析的基础上,结合实际动态研究,编写成书,希望本书能为同行在研究与生产中提供一些参考。

全书共分八章,第一章低渗气藏地质特征与渗流机理,主要阐述低渗透致密气藏定义、地质及渗流特征,重点总结分析了启动压力、滑脱效应、应力敏感、气藏可动水等低渗透气藏渗流机理问题;第二章重点讲述低渗气藏不关井条件下气井与气藏地层压力确定方法;第三章讲述了低渗气藏直井、水平井、压裂气井、产水气井产能公式的推导以及一点法产能公式的建立;第四章讲述了低渗气藏气井产能分析及预测方法;第五章对常规动态储量计算方法做了总结分析;第六章对低渗产水气藏、压裂气藏以及复杂组分气藏气井动储量计算问题做了重点探讨;第七章重点讲述非均衡开采时动储量的计算方法;第八章首次对影响动储量计算的因素做了定性与定量的评价分析。全书每一章节都给出了计算实例。这些动态问题的研究与分析对气藏开发方案或调整方案的编制,井网的部署、开发规模和开发设计等都有重要的指导意义。

全书由黄全华、王富平、尹琅、孙雷等编著,其中第一章由黄全华、孙雷、杨翠萍、彭松、方涛、代磊编写,第二、第三、第四章由黄全华、王富平、于希南、代磊编写;第五章由尹琅、王富平、孙雷、黄全华、杨翠萍编写;第六章由黄全华、尹琅、彭松、于希南、孙雷编写;第七章由黄全华、尹琅、何巍、孙雷编写;第八章由黄全华、王富平、尹琅、孙雷、彭松、杨翠萍编写,最后由黄全华统稿整理,全书由李士伦教授审核。在研究过程中得到西南石油大学李士伦教授、孙良田教授、郭平教授以及中国石油长庆油田公司王东旭高级工程师、卢涛高级工程师,中海油湛江分公司成涛高级工程师及邓传忠工程师、何巍工程师等的指导,潘毅、王怒涛等同志也给予了大力帮助。在书稿整理过程中,西南石油大学硕士研究生罗迪、张贱荣、李杨志、文怀忠、李蒲智、王颖超等做了大量工作,在此深表感谢。同时感谢为本书的编写提供资料的相关人员。

由于笔者水平有限,书中错误和不妥之处在所难免,恳请读者批评指正。

目 录

第一章 低渗气藏的地质及渗流特征	(1)
第一节 低渗气藏地质特征	(1)
第二节 低渗气藏主要渗流特征	(10)
参考文献	(17)
第二章 井底压力和地层压力确定方法	(19)
第一节 气井井底压力的计算	(19)
第二节 气井地层压力计算	(33)
第三节 气藏平均地层压力计算	(45)
参考文献	(48)
第三章 气井产能公式推导	(49)
第一节 考虑启动压力影响的产能公式	(49)
第二节 考虑滑脱效应影响的产能公式	(59)
第三节 考虑应力敏感影响的产能公式	(63)
第四节 压裂气井产能公式	(66)
第五节 水平井产能公式	(80)
第六节 产水气井稳态产能公式	(89)
第七节 一点法产能公式	(92)
参考文献	(98)
第四章 气井产能分析及预测	(99)
第一节 气井产能试井分析	(99)
第二节 气井产能预测	(108)
参考文献	(116)
第五章 常规动态储量计算方法介绍	(117)
第一节 物质平衡法	(117)
第二节 渗流机理预测法	(122)
第三节 经验总结法	(127)
参考文献	(130)
第六章 低渗气藏动储量计算	(132)
第一节 低渗产水气藏动储量计算方法	(132)
第二节 低渗压裂气藏早期动储量计算方法	(150)
第三节 复杂组分气井动储量计算需注意问题	(165)
参考文献	(169)
第七章 气藏非均衡开采动储量计算	(171)
第一节 褶积积分法	(171)

第二节	单区补给气藏物质平衡法	(173)
第三节	多区补给气藏物质平衡法	(176)
第四节	实例计算分析	(184)
参考文献		(196)
第八章	影响动储量计算的因素分析	(197)
第一节	地层物性	(198)
第二节	地层压力与流压	(199)
第三节	采出程度或生产时间	(201)
第四节	气井产水	(204)
第五节	井网井距	(206)
第六节	启动压力	(208)
第七节	各种动储量计算方法优缺点总结	(210)

第一章 低渗气藏的地质及渗流特征

随着石油地质勘探程度的加深和油气田开发技术的提高,新发现的油气田埋深逐渐加大,油气藏的渗透率和孔隙度越来越低。目前我国已发现的天然气藏大多属于中、低渗透储层,并且低渗透、特低渗透储层占了相当大的比例。据统计,我国在可开采天然气资源量中埋藏深度超过 3500m 的低渗透致密气藏占总量的 58.39%,这在很大程度上制约了我国气田的开发速度,同时随着深部油气勘探技术的发展,发现这类气藏的可能性也更大。因此,提高低渗透气藏和特低渗透气藏的储量动用程度和采收率,是天然气工业发展的关键。低渗透气藏气井产能较低,特别是一些含水低渗气藏,储层地质及渗流规律复杂,气井产能确定较为困难,适合于低渗透气藏或气井的控制动态储量的确定更加困难。为此,首先必须对低渗透或致密气藏的主要地质及渗流特征有比较清晰的认识。

低渗透致密气藏由于储层的特殊性,常常会产生滑脱效应、高速或低速非达西渗流、应力敏感性、可动水及凝析油伤害等问题,这些问题是目前低渗透或致密气藏开发的热点问题。为此,本章将对启动压力梯度、应力敏感和滑脱效应等问题做一简要的概述。

第一节 低渗气藏地质特征

一、低渗气藏的划分界限

低渗气藏是以储层渗透率为指标,根据渗透率的不同而划分的气藏类型。关于低渗气藏的划分,各国有着不同标准。目前,国际上通常将渗透率小于 1mD 的储层划分为低渗透储层或低渗透气藏,将小于 0.1mD 的气藏称为特低渗透气藏。国外有关文献指出,低渗透气藏孔隙度的变化范围很大,可能会达到 25% 或更高,也可能低于 5%,但只要渗透率大于 0.001mD 即可能获得有经济效益的气井。美国联邦能源管理委员会将低渗透气藏定义为:渗透率低(不大于 0.1mD)、孔隙度低(一般在 10%)、含水饱和度高(大于 40%)的储层,或产量低于该委员会规定的各深度层段的储层,均为低渗透储层(图 1-1)。

四川石油管理局地质研究院唐泽尧、孔金祥(1985)对四川盆地低孔低渗碳酸盐岩气藏的地质特征做了大量研究,提出综合考虑渗透性、孔隙性和孔隙几何性划分储集岩的观点,并提出了划分标准(表 1-1)。

表 1-1 低渗透岩块孔隙结构及储集岩类型划分

渗透性	类型	弱低渗透岩类	特低渗透岩类
	绝对渗透率 (mD)	0.25 ~ 10	0.001 ~ 0.25
孔隙几何性	喉道类型	片状	纸状、管状
	中值喉道宽度 (μm)	0.5 ~ 2	0.04 ~ 0.5
	排驱压力 (MPa)	<0.7	0.16 ~ 8

续表

孔隙类型	成因类型	窗孔，残余粒间孔，溶蚀孔	粒间孔，晶孔，残余粒间孔
	孔隙度（%）	>6	>2
岩相带		藻坪，浅滩，潮坪	浅滩，潮坪
岩块孔隙结构类型		粗细孔中喉型	粗细孔小喉型
成岩后变化作用		黏结，胶结，溶蚀	溶蚀，白云岩化，胶结，充填
评 价		中	差

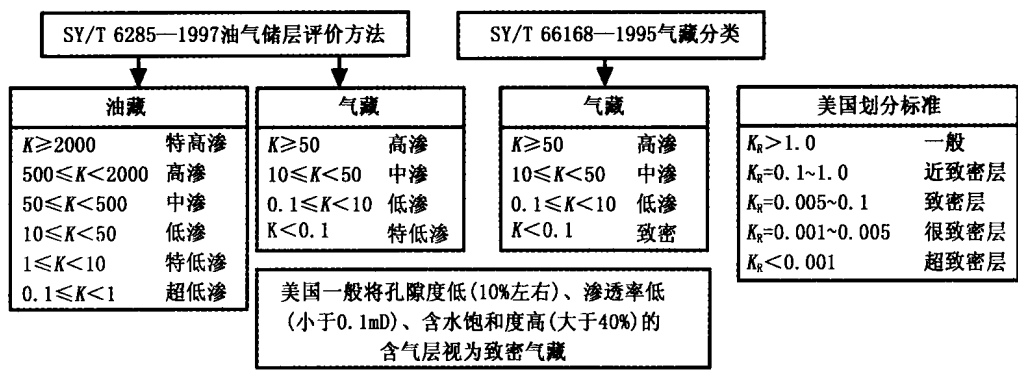


图 1-1 按储层渗透率划分的气藏类型

K 为实验室测定地面渗透率，mD； K_R 为地下渗透率，mD。低渗透气藏是一定资源状况和技术经济条件下的相对概念。中美关于低渗气藏的划分界限并不一致

近年来，通过进一步的研究，有关低渗透储层级别划分的概念更加明确，低渗透气藏可细分为低渗透和特低渗透两个级别（表 1-2）。

表 1-2 低渗透储层级别划分表（据杨百全，1997）

储层级别		低渗	特低渗
克氏渗透率（mD）		0.1~1	0.001~0.1
孔隙度 （酒精法）（%）	碳酸盐岩	3~6	1~3
	碎屑岩	6~12	3~8
中值喉道半径（ μm ）		0.04~0.5	0.01~0.04
排驱压力（MPa）		0.2~1	1~5
孔隙结构类型		中孔小喉—小孔小喉	微孔微喉
孔隙类型	碳酸盐岩	溶孔	晶间孔，粒间孔
	碎屑岩	粒间孔	粒间孔
裂缝状况		有裂缝	裂缝少

注：特低渗一般相当于人们通常所说的致密气藏。

本书中所涉及的低渗或致密气藏主要是针对砂岩气藏而言。

二、低渗（或致密砂岩）气藏地质特征

（一）低渗砂岩气藏主要地质特征

统计发现，低渗砂岩气藏储层岩石大多数为细砂岩—粉砂岩，胶结物和泥质含量一般都

比较高,岩石胶结形式一般以孔隙式胶结为主。储层砂体形态一般有3种:层状砂体、块状砂体和透镜状砂体,对于非均质特强的一些低渗砂岩气藏,其储层砂体多为透镜状或薄层状(吴志均,何顺利,2004)。

砂岩储层的孔隙可分为粒间孔隙、次生孔隙、微孔隙和裂缝,这4种孔隙在低渗砂岩中均可见到,但是次生孔隙(包括成岩作用形成的孔隙和经过改造的原生孔隙两部分)是最主要的孔隙类型,多数岩样以次生孔隙为主,并往往伴随大量的微孔隙。由于砂岩颗粒小,胶结物含量高,而且大部分为次生孔隙,造成孔隙小(一般小于 $10\mu\text{m}$),喉道细(一般小于 $2\mu\text{m}$),孔隙面积与孔隙体积之比大,微孔隙曲折多,不便于流体流动,孔喉连通性差。毛细管半径小就限制了气体的流动,引起高的毛细管压力,发生毛细吮吸,造成气层含水饱和度,容易引起钻井液或完井液的液相侵入,而且一旦伤害,解除伤害难度大。

泥质含量高,并伴生大量自生黏土是低渗透砂岩的又一明显特征。砂岩中的黏土可分为两种:碎屑黏土(随砂粒一起沉积)和自生黏土(成岩过程中从地层水中沉淀或碎屑黏土蚀变形成)。与渗透率较高的砂岩相比,除了黏土含量较高之外,低渗透砂岩所含的自生黏土多以水敏黏土(蒙皂石、伊利石)和酸敏性黏土(绿泥石)为主,黏土形态又多以膜状或桥状为主。因此,黏土微粒的释放、迁移、堵塞和膨胀是低渗砂岩储层伤害的主要原因。

构造应力和自然流体压裂等作用都可能导致密地层产生各种裂缝,虽然这些裂缝的孔隙体积所占的比例很小,但它们与导流能力差的储层相匹配,能使储层渗流状况得到很大改善,形成相对高产储层带。因此,裂缝在碎屑岩低渗透气藏勘探开发中占有重要的作用。

气藏的砂体发育程度随沉积微相的不同而有明显的变化,砂体发育程度的不同,导致储层存在非均质性,加之各种裂缝对渗流状况具有明显的改善作用,以及裂缝分布的非均匀性,导致储层非均质性更为严重。这种非均质性表现在砂体发育程度、连通性、含气性的空间变化。储层物性在纵、横向上各向异性明显,其厚度和岩性都很不稳定,在短距离内就会出现岩性和岩相变化或岩性尖灭,以至于井间无法对比。为此,一些学者提出用储渗体来描述这种储层间的非均质性,储渗体是指具有一定储集和渗透能力而四周又被特低渗透的致密砂岩或泥岩构成的三维空间所封隔的单元。它们的渗透能力依赖于微裂缝网络和大孔喉,由于它受三维空间所封隔,所以各个储渗体表现出相互独立的特点。

根据付大其(2009)总结,可以归纳出低渗透气藏具有以下一些特点。

1. 非均质性强

在低渗气藏中,通常含有高孔隙度和高渗透层、低孔隙度和低渗层以及高孔隙度和低渗层,共同构成了非均质性气藏。在这类气藏中,纵向和横向的渗流性各异,渗透率分布差异极大,有时可相差十个数量级,特别是在含天然裂缝的气藏中,渗透率的各向异性比可达100:1,如科罗拉多 Rulison 气田 Mesaverde 地层。

2. 低渗层带中储量大

原始储量的70%~80%是分布在低渗层带中,如俄罗斯著名的奥伦堡大气田,90%以上的天然气储集在低渗透层中,乌克蒂尔气田的情况也极为相似。

3. 流动呈双重孔、渗介质渗流特性

气藏中的流体通常是从低渗透层带,通过高渗透层带流入生产井,与双重孔、渗介质的渗流具有类似的特征,即流体从基质孔隙通过裂缝流向井底。

4. 具有边勘探边开发的特征

低渗透气藏的勘探和开发之间并没有一定的界限。低渗透气田初期大多数是“有气无

田”，往往在一口探井中发现工业性气流后，就投入生产。然后在此井的周围布钻加密井，不断扩大含气面积和增加储量，逐步形成井组、区块，最后形成气田。如美国的 Carthage 气田，早期分为 36 个区块，直至其发现 30 多年以后才形成气田。瓦腾伯格气田 1970 年投入开发，直至 1994 年仍在继续勘探。因此，致密气藏勘探和开发之间没有一定的界限，具有边勘探边开发，即滚动勘探的重要特征。通常，开发低渗透气藏时，其最终井网密度是经过几年生产动态资料的积累，在加深对储层认识的基础上，逐渐将井网加密到适度的布局并最终确定下来。因此，气田的井网密度常常表现为不规则布井，井距由开发初期的稀井网到后期的合适井距。美国的单井控制面积可由 1.295km^2 加密至 0.65km^2 或更小。

5. 自然能量补给缓慢

由于低渗砂岩气藏岩石孔隙度低，渗透性差，连通性不好，因而边水或底水驱动不明显，整个地层的水动力联系差，自然能量补充缓慢，一次开采期间，驱动类型常常表现为弹性驱动和溶解气驱动，且一次采收率较低。经实施酸化压裂等增产措施后，产气量可成数倍或数十倍增长，但递减也较快。

6. $p/Z-G_p$ 曲线特征

低渗透气井的初期产量高，但产量和压力下降快，随后由于低渗透层或低渗透带不断地向高渗层带供气，在 $p/Z-G_p$ 曲线上出现一个相对陡的曲线段，此后有一个储量线渐平的稳定线段，最后因低渗透层带储量大，出现压降储量线缓慢下降然后上翘的线段。这种现象与双重孔、渗介质的基质块中孔隙内的流体作为高渗透性裂缝的“供给源”相似。

7. 基质孔隙与裂缝之间易出现流体窜流

许多非均质性气藏并具有双重孔隙度、双重渗透率的特点，由于两种介质的渗透性能和储集性能不同，压力传播的速度也不同。因此，在空间的任一点同时引进两个压力，形成两个平行的压力场和渗流场，两个渗流场之间存在着流体交换，即发生窜流。

8. 水驱气过程较常规气藏更为复杂

致密气藏的孔喉和裂缝导流直径小，毛细管压力高(可达 6.9MPa)，含水饱和度高，气相渗透率低，使水驱气的过程比常规气藏更加复杂。前苏联研究人员做了大量的水驱气试验，用参数 D^2/a^2 表示孔隙介质结构特征，由公式 $a^2 = \sigma \cos \theta / (\phi \mu_w)$ ，可以看出，随着 D^2/a^2 参数的减小，水驱气后的残余气饱和度增高，这是导致致密气藏采收率低的重要原因。

9. 低渗储层均需实施增产措施

由于低渗气藏复杂的地质特征及储层特性，依靠天然能量采气往往不能获得工业性产量，必须借助于增产措施（如大型水力压裂和加密井网以及注水开发等）才能有效地开发，目前也越来越多地应用水平井进行低渗储层开发。

由此可见低渗砂岩储层主要地质特征有：非均质性严重、孔喉半径小、泥质含量高和高含水饱和度。

我国主要的低渗气田（较为典型的有苏里格气田、迪那 2 气田等）储层地质条件复杂，渗透率低、孔隙度低，埋藏深度深、应力敏感性强，具有边、底水，含水饱和度较高，非均质性强，储气量丰富但分布较分散。这些特点使得我国低渗气藏开发难度较大。

（二）致密砂岩气藏的地质特征

1. 致密砂岩油气层的一般地质特点

为了更准确地掌握深层致密砂岩气藏的特殊地质特征，必须了解一般致密砂岩油气藏的特点（李健等，2002）。

用渗透率作为表达致密油气层的属性是简明而必要的。然而，从地质成因和渗流观点上揭示低渗透油气层的特征则更加重要。一般认为，低渗透油气层的地质特征有 5 方面（杨俊杰，1993）。

1) 成岩后生作用强烈，次生孔隙占重要地位

低渗透砂岩油气层具有沉积成熟度低、成岩成熟度高的特点。由于其沉积成熟度低，往往是颗粒混杂、极不均质；由于其成岩成熟度高，往往是压实强烈、后生作用明显，原始粒间孔急剧降低。

砂岩的次生孔隙发生于成岩后期，它们与造岩矿物及地层水化学成分有直接因果关系。大量的研究工作表明，低渗透碎屑岩的次生孔隙约占 $1/3 \sim 1/2$ 。其中以浊沸石、长石和碳酸盐矿物的次生溶孔最为常见，特别是浊沸石次生孔隙引起了越来越多的石油地质学家的关注。

沸石相的经典论著见于库姆斯（Coombs, 1954）对新西兰埋藏蚀变序列的研究，他认为浊沸石相既可以是成岩作用与变质作用的桥梁，也可以是海水与沉积物界面处的产物；并且明确指出：致密层使片沸石在浊沸石带中得以保存，而高渗透层中的片沸石则随其埋藏变浅而消失。这就为沸石的次生溶蚀提供了依据。

R. C. 苏达姆和 J. R. 博尔斯对岩浆岩岩屑砂岩的成岩作用做过广泛的研究，在分析了全世界范围内的片沸石、浊沸石、葡萄石后，认为从长石到浊沸石无需大量物质迁移，因为二者的元素组成十分近似。

E. D. 皮特曼认为：由长石或交代长石的碳酸盐溶解而成的孔隙，普遍存在于全世界各时代的砂岩中，怀俄明州溪壁次生砂岩（second wall creek sandstone）的孔隙度为 15.4% ~ 23.3%，渗透率为 3.98 ~ 115mD，其中的溶蚀孔是钾长石、斜长石或交代长石的碳酸盐经淋滤而成的。

邻近生油层或生油区的砂岩由于生烃过程中排出 CO_2 和有机酸，次生孔隙往往特别发育。朱国华教授曾对鄂尔多斯盆地延长组砂岩的浊沸石次生溶孔做过开创性的研究。

鄂尔多斯盆地三叠纪延长期经历了巨型内陆湖泊从产生、发展至消亡的完整过程，湖区位于盆地南部 $10 \times 10^4 \text{km}^2$ 范围内，安塞三角洲油田位于湖泊的东北部。延长组有 10 套储盖组合，自上而下编号为长₁—长₁₀。安塞油田的主力层为长₆，辅助产层为长₄₊₅、长₃和长₂。

长₆油层埋深 1000 ~ 1200m，砂岩呈厚层状或块状，属灰绿色硬砂质长石细砂岩，石英含量 20.1%，长石含量 49.8%，岩屑含量 8.6%，胶结物为次生绿泥石、方解石和浊沸石，总量为 11% ~ 14%。砂岩粒度均一、分选中等。

油田东北部安定堡一带为三角洲平原分流河道沉积，砂岩厚度大，呈块状，由 5 个正粒序韵律层组成；油田西南为三角洲前缘沉积，席状砂体由 4 ~ 5 个砂层叠置而成，其底部为炭屑砂岩和薄层砂岩间互层，形成水平层理；中部为细砂岩与含炭屑砂岩，形成交错层理；上部为中细粒砂岩，形成低角度板状斜层理。

根据 66 口井 5170 块样品分析，长₆砂层最大渗透率为 45mD，最小为 0.01mD，平均为 3.02mD。一般情况下，储层粒度粗、砂层厚，其孔隙增大，渗透率相应变好；而粒度细、砂层薄，渗透率急剧变差。美国 Niper 研究所对塞 302 井长₆岩心分析的结果是：孔隙喉道由大、中、小 3 类构成，大于 $0.81 \mu\text{m}$ 喉道连通的孔隙占 22%； $0.1 \sim 0.81 \mu\text{m}$ 喉道连通的孔隙占 38%；小于 $0.1 \mu\text{m}$ 喉道连通的孔隙占 40%。这些微孔隙为束缚水占据，这也是造成该层含油饱和度不高的内在原因。

储层孔隙类型复杂且主要为次生孔隙。18口井124块铸体薄片资料统计表明：面孔率平均6.46%，其中粒间孔3.47%，占总面孔率的53.7%；浊沸石溶孔2.79%，占总面孔率的32.3%；长石溶孔0.74%，占总面孔率的11.4%；其他粒内孔0.17%，占总孔隙率的2.6%。安塞油田延长组砂岩孔隙成因的分析表明：长₁¹的次生孔隙占75.0%，长₂²的次生孔隙占84%，长₃³的次生孔隙占92%。由此可见，安塞油田的次生孔隙占有举足轻重的地位，它们的发育程度直接控制着油层物性的好坏（杨俊杰，1993）。

2) 伴有裂缝（特别是微裂缝），层控作用明显

随其埋藏压力、温度的升高，碎屑岩的压实、胶结、颗粒次生加大等成岩作用相应加强，而渗透率则急骤降低，脆性增大。因此，低渗透储层往往伴有裂缝（特别是微裂缝），且层控作用明显。

美国著名的斯普拉柏雷—特伦德油田（Sprabery - Trend）就是一个典型实例。该油田位于得克萨斯州，含油面积440km²，产油层为斯普拉柏雷层，含油厚度为1765m，孔隙度12%，渗透率小于1mD。储层虽然致密，但裂缝发育，属双重孔隙介质，即孔隙储油，裂缝排油，有两组裂缝，主裂缝为北东—南西向，辅裂缝与主裂缝垂直相交。

近几年来，人们特别注意低渗透层中收缩裂缝的研究，认为其中的鸡笼裂缝对油气的现实意义更大。这种由内力作用生成的裂缝具有全方位性，在层内分布均匀，系因成岩脱水收缩、地温梯度、矿物相态变化使岩石体积缩小而产生，在浅水低能海相及河流沉积的石灰岩、白云岩、砂岩、粉砂岩及泥岩中均有所见。例如威利斯顿盆地的上古生界和下古生界，阿尔伯塔北部的蒸发岩层系，犹他州中部的古近—新近系及帕拉多盆地的中生界，均发现了鸡笼裂缝类型的产层。由此可见，在低渗透储层中确定并分析“鸡笼裂缝段”具有重要的理论和现实意义（杨俊杰，1993）。

鄂尔多斯盆地东部上古生界低渗透砂岩的微裂隙也很明显，它们既可切穿孔隙填充物和石英颗粒，也可围绕颗粒和次生加大的结合面分布，形成微裂隙网络。例如，麒参1井石盒子组砂岩在2.5mm²面积内见有7条微裂缝，使储层的渗透率成倍增长。

3) 非均质程度高，酸敏、水封明显，驱油效果差

沉积成熟度低，成岩成熟度高是低渗透砂岩的共性。由于沉积成熟度低，使其矿物组成和粒度组成十分混杂，泥质增高、韵律层发育；而成岩成熟度高，又使其压实强烈、胶结紧密、次生矿物剧增，从而使砂岩的孔喉变小、非均质程度增高，相应的酸敏、水封也就更为明显。

以鄂尔多斯盆地东部的延长组砂岩为例，其碎屑以长石（斜长石）最为丰富，含量占60%以上。石英含量低于32%。岩屑含量低于15%，细粒为主，平均粒径0.15mm，分选系数0.59~0.67，属小孔（10~50μm）细喉道（0.5~1μm）或细小孔（0.5~10μm）微细喉道（0.2~0.5μm）型。孔隙类型复杂，有剩余粒间孔、长石溶孔、浊沸石溶孔、碳酸盐溶孔以及高岭石网状黏土、重晶石晶间孔等，具有程度不等的亲水性质。由于其伊/蒙混层黏土甚少、油层的亲水性并未导致水敏程度的增加。

渗透率与喉道分选的负相关是延长组低渗透砂岩的一大特性。这是由于其孔喉细微、相对差异变小，使孔、喉分布的均一程度提高、连通性降低的缘故。

尽管延长组砂岩黏土矿物的酸溶试验效果明显，然而由于其孔喉细小、形态复杂，酸溶所产生的胶体沉淀足以堵塞其喉道，很容易抵消酸化的效果。这就是延长组油层难以酸化增产的地质原因。

鄂尔多斯盆地东部的二叠系砂岩为细—中粒岩屑质石英砂岩及岩屑砂岩，次棱角一次圆状，其岩屑为酸性喷发岩。经压实成岩后，其粒间孔仅剩 4.1%。在成岩早期，上述岩屑泥化成假杂基堵塞孔隙，当其大于 15% 时，可使粒间孔消失，再经交代胶结作用，大大提高了储层的非均质程度。

试验资料表明：二叠系砂岩中的高岭石、伊利石容易形成微粒迁移，绿泥石、菱铁矿、铁方解石、铁白云石的酸敏性都很明显，而大量存在的微孔所形成的水封也不可忽视。

朱义吾等在驱油模型的研究中有下述认识：“孔隙的非均质性既可导致残余水被非湿润相所包围，形成孤立的残余水单元，导致非活塞式水驱油过程的复杂化，卡断流、续流现象可随时发生，在孔隙中形成孤岛状、索状、簇状残余油。”这就是低渗透油层残余油饱和度高达 40% 以上的原因。

可见在改造低渗透气层时，应避免混入油相，以免降低气相渗透率而使气井减产。

4) 发育特殊的油气圈闭——成岩相对圈闭

成岩后生作用所形成的次生孔隙不仅改善着储层性能，而且往往可以产生特殊的成岩相对圈闭。

加拿大阿尔伯塔省神河组砂岩，埋深 3000 ~ 4000m，渗透率 0.001 ~ 0.5mD，由于地层压力下石英增生之间的片状孔隙闭合，导致砂岩的致密化，构成储层的烃类遮挡带。该省的中生代山前盆地，其砂岩石英次生加大十分强烈，渗透率为 0.001 ~ 0.05mD。而同层的燧石砾岩区则无石英次生加大，因而成为良好的油气聚集区。

安塞油田的成岩相对圈闭更为典型，例如某井区含油砂岩厚 23m，按其渗透率变化可划分为 22 段，其中 12 段溶孔发育，含油好，平均渗透率 1.7mD，累计厚度 13.71m，占总厚度的 58%。另外 3 段溶孔不发育、含油差，平均渗透率 0.99mD，累计厚度 3.71m，占总厚度的 16%；其余 7 段无溶孔、不含油，平均渗透率 0.23mD，累计厚度 5.85m，占总厚度的 26%。这种垂向变化反映在横向差异上，便出现了油气的成岩后生相对圈闭。坪桥地区浊沸石占胶结物的 43%，浊沸石溶孔占总孔隙的 27% ~ 32%，探明面积严格受浊沸石溶孔区的控制，王窑、侯市地区的情况与坪桥地区相似。这种特殊的油气圈闭为岩性圈闭增添了新的类型（杨俊杰，1993）。

5) 渗流特性与达西定律不符，其低渗透层的上限为 20 ~ 40mD

按照渗流理论，高速非线性流系涡流的惯性力所致，而低速非线性流则系固、液两相界面分子力影响的结果。在低渗透储层中，由于孔隙、喉道细小，固—液界面间分子力的影响必然更加突出。

对于低渗透层的渗流特性，阎庆来教授做过有益的研究，他通过单相淡水、低浓度盐水、模拟油在天然岩心和人工岩心中的渗流试验，确立了达西流的渗透率界限及其影响因素，提出 20 ~ 40mD 可作为低渗透层的上限（杨俊杰，1993）。

固、液、气相之间表面力随着渗透率的降低而增强是必然的，因为储层的孔隙结构既影响其渗透率的大小变化，也决定着接触表面面积的大小变化。从而在低渗透储层中出现线性非达西流，其特征为渗流直线段延伸至压力轴截出一个启动压力，渗透率越低，其启动压力越高。同时，随着渗透率的增大，其无水采收率和总采收率相应升高。但是，当渗透率大至 20 ~ 40mD 后，无水采收率和总采收率皆趋于稳定。这说明，渗透率 20 ~ 40mD 这一数量会引起渗流机理的某种质变，因而将其作为低渗透储层的上限是有理论和实验根据的（杨俊杰，1993）。

2. 致密砂岩气藏的非常规地质特征

致密砂岩气藏埋藏深度一般都较大，大都属于深部致密砂岩储气层，其地质特征与常规储气层有很大的不同（表1-3）。概括起来说，深层致密砂岩气藏有以下一些重要的非常规地质特征。

表1-3 常规与致密天然气储层特点比较

储层特征	常规砂岩气藏	毯状或透镜状致密砂岩气藏	毯状砂、粉砂岩、粉砂质页岩致密气藏	毯状白垩致密气藏
孔隙度（%）	14~25	3~12	10~30（粉砂岩单层）	25~45
孔隙类型	原生（粒间），有些为次生	常见次生，部分粒间孔隙	主要为原生，部分次生	原生
孔隙连通性	好—极好，短孔喉	差，较远，带状毛管系统	好，短孔喉，孔隙小，含水饱和度高，妨碍气流动	好，但孔隙小，水饱和度高，妨碍气流动
相对黏土含量(孔隙中)	低	高一中	低—高	低
地球物理测井解释	黏土含量低的气藏比较可靠	不准确，真实孔隙度难以确定	由于孔隙薄层极薄，含水饱和度较高，一般不可靠	好，有时发生深钻井液滤液侵入问题
含水饱和度（%）	30~50	45~70	约40~90	30~70
地层条件下气相渗透率（mD）	1~500	0.0005~0.1	小于0.1	0.1~1，多小于0.1
毛细管压力	低	较高	中等	中—高
储层岩石组分	丰富的石英，少量的长石和岩石碎屑	石英（60%~90%），常见岩石碎屑，碎屑长石及云母，可能有碳酸盐胶结物	石英、长石、岩屑及黏土，可能有碳酸盐胶结物	粉砂级钙质、碳酸盐微化石，少量黏土与石英
颗粒密度（g/cm ³ ）	2.65	2.65~2.74 平均2.68~2.71	未知，粉砂岩可能为2.65~2.70	2.71
储层压力	正常压力到低于正常压力	可能低于正常压力或超高压	低于正常压力	低于正常压力
地质储量采收率（%）	75~85	估计25~50	未知，可能较低	30~50

1) 渗透率低

1980年，美国人 M. Satriana 对 13 个盆地 31 个产气致密砂层进行了统计，结果表明，渗透率为 0.001~0.01mD 的有 23 层，其中渗透率在 0.001~0.05mD 的有 15 个层。而最大的几个产气层的渗透率都在 0.01mD 以下。

2) 孔隙度低

深层致密气砂层的孔隙度通常为 3%~12%。孔隙度的标准虽无严格的规定，但一般取上限值为 10%。美国、加拿大对具有工业开采价值的致密气砂岩和灰岩层计算储量时，其孔隙度下限分别取为 5% 和 3%。如果砂岩层裂缝比较发育，此下限值可降为 3% 左右。但是实际上，正在开发的致密砂岩层，孔隙度一般在 8% 以上，8%~12% 多见；被气充填的孔隙度一般为 3%~6%。

3) 次生孔隙发育

致密天然气藏内常见次生孔隙，也有少量粒间孔隙，孔隙度和渗透率无明显线性关系，孔隙中黏土含量较高。在美国阿拉达尔科盆地 Morrow 层以石英为主的砂岩中，次生孔隙度达 2% ~ 25%，这种孔隙空间系海绿石溶解所致；另一个主要原因是化石碎片的溶解以及硅、黄铁矿的溶解。例如，大绿河盆地致密气藏孔隙度为 3% ~ 12%，基本上以次生孔隙为主。长石和岩石碎块被碳酸盐溶解是其次生孔隙形成的主要原因。

4) 砂体不发育，一般呈透镜状

许多致密气盆地中，含气砂岩为不连续的透镜体。据统计，透镜体产层的气占致密气总储量的 43%。这种透镜体只有大到比井间泄油面积大后，或者在纵向上与相邻毯状层相连后，大型水力压裂才能成功。透镜体的基质渗透率极低，在“多井试验”基地，只有 0.0001 ~ 0.002mD，如果裂缝发育，渗透率可增至 0.01 ~ 0.05mD。

5) 地层压力变化不一

在北美洲，有低压致密气砂层，也有高压致密气砂层和超高压致密气砂层，且超高压致密气砂层较常见。在美国和加拿大，地层压力梯度为 0.43psi/ft 的地层定为正常压力地层，高于这一压力梯度的层称为“超压”地层。其中，又按压力梯度不同，将压力梯度小于 0.43psi/ft 的层叫低压层，压力梯度为 0.45 ~ 0.65psi/ft 的层叫软超压层，0.65 ~ 0.85psi/ft 的层称中等超压层，大于 0.85psi/ft 的叫硬超压层。地层是超压还是低压，取决于以下几方面：①有机物丰度；②古温度；③今温度；④有机质连续生气能力；⑤是否存在有横向或纵向封闭层；⑥有无水力隔层将致密地层与洪水区隔离开。

6) 含水饱和度较高

致密气砂层的含水饱和度一般为 30% ~ 70%，通常以 40% 作为估算一个致密气盆地的致密气储量的饱和度下限值。随着地层含水饱和度增大，流动气相的地层原始渗透率迅速降低。含水饱和度达到 60% ~ 80% 时，渗透率基本降为零。

如果致密气砂层含水饱和度增加，再加上净封闭压力作用，会使地层的渗透率更大幅度地降低。例如，绿河盆地车轮 (Wagon Wheel) 地层的岩心，干燥后并且不加压时的平均原始渗透率为 0.068mD；而在净封闭压力为 3000psi 下，渗透率则降低为原始渗透率的 28%。当含水饱和度为 50% 时，则降低为原始渗透率的 18%。若两个因素相结合，渗透率会降至原始值的 5%，即 0.0034mD。在采用核爆炸和大规模水力压裂 (MHF) 的绿河盆地，就是利用这个 0.0034mD 值来预测气井的产量变化的。皮申斯盆地里奥·布兰科 (Rio Blanco) 地层岩心也有同样趋势：在含水饱和度为 4.3% 而且不承压情况下，渗透率为 0.53mD；当含水饱和度为 55% 时，此值降至原来的 5%；在封闭压力 3600psi 下，渗透率降至原始渗透率的 8%；若两个因素共同影响，则渗透率降至原来值的 0.4%，即 0.0021mD。封闭压力对渗透率的影响主要出现在第一次封闭压力达 3000 ~ 4000psi 范围内。

7) 生气源岩成熟度不高

现有资料表明，美国、加拿大致密层生气时有机质成熟度一般不高。 R_o 值一般为 1% ~ 2%。而在加拿大西部深盆气的母岩 (白垩纪) 的镜质组反射率 (R_m) 为 0.5% ~ 2%，大多数为 0.9% ~ 1.3%。在大绿河盆地，上白垩统一古近系的主要致密气产层的生气者煤和碳质地层互层，开始生气时 R_m 为 0.55% ~ 0.8%，到 $R_m = 0.8%$ (温度在 88 ~ 93℃ 下) 就大量生气了。皮申斯盆地生气岩的 R_o 值较高，为 1.4% ~ 1.8%。在尤切塔盆地的 Tuskher 地层 R_o 为 0.68 ~ 0.84%。在加拿大北部的边缘未勘探盆地大量生气时的 R_o 值低到 0.7%，

另外，阿拉斯加北部斜坡白垩系大量生气时的 R_o 为 0.78%，这显然与 Welte 和 Tissot 的观点不同（大量生气时 $R_o \geq 2.0\%$ ）。

8) 致密砂层的气大都聚集在地层圈闭中

致密气的形成与运移同构造和地层圈闭的关系也不像常规气藏那样密切。与深部致密气的生成和分布更为相关的重要因素是生气岩（数量和质量）、有机物成熟度、热变史、地层压力、孔隙度和渗透率的变化。

致密气砂层有两种，一种呈单层、比较厚的含气层，通常在大面积内厚度稳定，这种层称为毯状气砂层，为海相沉积；另一种则是散布在较厚（可能达 100ft 或更厚）层段中的多层透镜状含气层，就像落基山盆地陆相地层中所见到的那样，为河流沉积。后一种致密气砂层更为常见。

9) 毛细管压力特别高

致密气砂层，由于孔隙小，毛细管压力特别高，在钻井和压裂中，由于吸收钻井液滤液或压裂液中的水引起水遮挡，很容易造成地层伤害。

有人测定过，在润湿相饱和度为 50% 时，压汞和高速离心机测得的毛细管压力一般高于 1000psi。

室内实验表明，常规地层岩心在 345kPa 和 1.72MPa 压力下，油基钻井液浸入 4h 后便稳定下来，此时浸入深度为 3cm；而致密砂岩则要 4d 才能稳定。根据室内实验，估计“多井试验区”最初的两口井钻井时地层浸入深度达 8in。

10) 气水分布复杂

这里只简单介绍毯状气砂层中气水分布情况，在透镜体中气水分布情况则更复杂，还没有形成一种完整的理论概念。

毯状储层一般在盆地中央深部，所以在西加拿大盆地叫做“深盆气藏”，在美国的圣胡安盆地、皮申斯盆地、丹佛盆地等地区中称为“位于盆地中心的气藏”。这类气藏有一个共同的特征，储集致密气的岩系上倾部位为水，而在下倾部位形成气藏，中间有一个水—气过渡带。这种情况正好与常规气藏相反。

第二节 低渗气藏主要渗流特征

渗流是流体在多孔介质中的流动，多孔介质渗流的基本规律是遵循 Darcy 定律，但研究表明 Darcy 定律适用条件有限。低渗气藏因其储层地质特征复杂，在低渗气藏开发的过程中，气体渗流受到诸多因素的影响，可能不再遵循常规的 Darcy 定律。例如，在井筒附近气体高速渗流，且地层压力迅速下降，应力敏感性显著；储层渗透率在井筒附近损失严重。由于凝析水、地层水以及外来水浸入气层，严重影响气体的相对渗透率，容易造成水锁现象。这些现象伴随而生，在天然气开发过程中将呈现出与常规油藏或高渗气藏不一样的渗流特征，特别是表现出一些非线性的渗流特征。

一、低速非达西效应

苏联 B. A. 弗洛林 1951 年在研究致密泥岩和硬黏土中的渗流问题时，提出启动压力梯度概念。国内外许多科技工作者对流体渗流启动压力梯度进行了大量研究。

兰格缪尔（Langmuir）早在 1916 年就提出气体在固体表面上的吸附理论以及非牛顿流