

天然气开采工程技术丛书

ZHIMI SHAYAN QICANG
CAISHU JISHU

致密砂岩气藏 采输技术



武恒志 戚 斌 郭新江 主编
陈海龙 蒋晓红

中国石化出版社

[HTTP://WWW.SINOPEC-PRESS.COM](http://www.sinopec-press.com)

天然气开采工程技术丛书

致密砂岩气藏采输技术

武恒志 戚斌 郭新江 陈海龙 蒋晓红 主编

中国石化出版社

内 容 提 要

本书介绍了致密砂岩气藏开发特征、采气技术、集气技术、输气技术,把低成本的致密砂岩气藏采输技术体现得淋漓尽致,理论和实践相结合,操作性强。

本书可供从事致密砂岩气、页岩气、煤层气等非常规天然气开采及相关领域的工程技术人员参考,也可作为石油院校教学参考用书。

图书在版编目(CIP)数据

致密砂岩气藏采输技术 / 武恒志等主编. —北京:
中国石化出版社, 2015. 7
(天然气开采工程技术丛书)
ISBN 978-7-5114-3407-4

I. ①致… II. ①武… III. ①致密砂岩-砂岩油气藏-
油气开采-研究 IV. ①TE343

中国版本图书馆 CIP 数据核字 (2015) 第 136760 号

未经本社书面授权, 本书任何部分不得被复制、抄袭, 或者以任何形式或任何方式传播。版权所有, 侵权必究。

中国石化出版社出版发行

地址: 北京市东城区安定门外大街 58 号

邮编: 100011 电话: (010) 84271850

读者服务部电话: (010) 84289974

<http://www.sinopec-press.com>

E-mail: press@sinopec.com

北京柏力行彩印有限公司印刷

全国各地新华书店经销

*

787×1092 毫米 16 开本 13.5 印张 333 千字

2015 年 7 月第 1 版 2015 年 7 月第 1 次印刷

定价: 50.00 元

序

我国是天然气资源丰富的国家之一,据2004年完成的第三次资源评价结果,全国拥有天然气资源量 $47.14 \times 10^{12} \text{m}^3$,其中陆上拥有天然气资源量 $36.22 \times 10^{12} \text{m}^3$,勘探开发利用潜力大。

我国是开采和利用天然气最早的国家之一,早在2000多年前,我们的祖先就已经开始采气熬盐,当时的钻井采气技术已经达到了相当高的水平。近十多年来我国天然气工业迅猛发展,发现并开发了苏里格、靖边、普光、大牛地、克拉2、塔中1、合川、新场、徐深、榆林、迪那2、广安、子洲、大天池、克拉美丽、乌审旗等一批探明天然气地质储量超 $1000 \times 10^8 \text{m}^3$ 的大气田,到2009年累积探明天然气地质储量 $87077.57 \times 10^8 \text{m}^3$;生产天然气 $843.95 \times 10^8 \text{m}^3$;建成了连接大半个中国天然气消费市场的“西气东输”工程、“川气东送”工程;天然气工业正在成为我国油气工业快速发展的主要增长点和推动力。在长期天然气勘探开发的实践中积累了丰富的经验,形成了适合于我国天然气工业发展特点的理论和技术。

长期从事天然气勘探、开发、集输研究与实践的中国石化西南油气分公司工程技术研究院集多年的研究成果和丰富经验,厚积薄发推出这套《天然气开采工程技术丛书》,主要针对我国复杂气藏全面系统总结出具有我国天然气开采工程特色理论和技术。《天然气井工程地质》总结了工程地质学与天然气钻井工程密切结合的成功尝试;《天然气深井超深井钻井技术》系统阐述了国内复杂地层深井超深井钻井工程面临“喷、漏、卡、塌、毒、硬、斜、磨”等技术问题的解决方案,对解决我国复杂地层深井超深井钻井井下复杂问题有很好的参考价值;《高温高压气井完井技术》集安全、经济、高效三位一体,全面系统地阐述了高温高压气井完井技术与经验,具有很强的实用价值与指导作用;《致密砂岩气藏储层改造技术》针对致密砂岩气藏储层的特点系统总结了“压得开、进得去、撑得起、出得来、排得尽、稳得住”的储层改造技术,针对性强,特色突出;《致密砂岩气藏采输技术》针对气层压力不高单井产量较低及含酸性气体等特点形成有效的实用技术,能作为我国特殊气藏开发、集输技术的借鉴……。丛书内容丰富,结构合理,较成功地尝试了勘探与开发的结合、工程与地质的结合、地下与地面的结合、技术与经济的结合……。理论与实践结合密切,理论应用准确恰当,事例深刻丰富,具有明显的特色,实用性强,对我国天然气特别是复杂气藏勘探开发有很好的参考价值;适合于高等学校、从事天然气勘探开发的工程技术人员、科技工作者参考应用。丛书的出版发行将有助于提高我国天然气开发理论和技术水平。

油气藏地质及开发工程国家重点实验室主任、中国工程院院士

罗平亚

前言

致密砂岩气赋存于覆压基质渗透率不大于 $0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的砂岩气层, 单井一般无自然产能, 或自然产能低于工业气流下限; 但在一定经济条件和技术措施下, 可以获得工业天然气产量。通常情况下, 这些措施包括压裂、水平井、多分支井等。属于与页岩气、煤层气同类的特低品位非常规天然气。

据国际能源署(IEA)公布的结果, 全球已发现或推测发育致密砂岩气的大型盆地大约有 70 个, 资源量 $210 \times 10^{12} \text{m}^3$, 亚太、北美、拉丁美洲、前苏联、中东-北非等地区均有分布, 其中亚太、北美、拉丁美洲分别拥有致密砂岩气资源为 $51.0 \times 10^{12} \text{m}^3$ 、 $38.8 \times 10^{12} \text{m}^3$ 、 $36.6 \times 10^{12} \text{m}^3$, 占全球致密砂岩气资源的 60% 以上。致密砂岩气已经成为天然气勘探开发的重要领域, 特别是美国致密砂岩气大规模开发利用, 助推天然气产量快速上升, 2009 年达到 $5840 \times 10^8 \text{m}^3$, 取代俄罗斯成为全球第一产气大国并保持至今。美国的成功, 推动了加拿大、墨西哥、委内瑞拉、阿根廷、澳大利亚、俄罗斯、伊朗、沙特阿拉伯、叙利亚、埃及、约旦、阿曼、阿尔及利亚等国家和地区的致密砂岩气勘探开发。

美国是最早发现和利用致密砂岩气的国家, 1927 年在圣胡安盆地发现致密砂岩气藏并投入开发, 到 1970 年致密砂岩气产量 $220 \times 10^8 \text{m}^3$, 占天然气总产量的 4.6%。1978 年开始, 在美国政府采取包括终止价格管制和税款减除在内的一系列鼓励政策的支持下, 通过应用大型水力压裂技术, 美国致密砂岩气勘探开发进入快速发展阶段, 1990 年致密砂岩气产量突破 $600 \times 10^8 \text{m}^3$, 1998 年突破 $1000 \times 10^8 \text{m}^3$ 。到 2010 年已在中西部落基山地区和墨西哥湾沿岸地区的 23 个盆地发现了 900 多个致密砂岩气藏, 排名前 100 位的天然气藏中致密砂岩气藏占 58 席, 剩余致密砂岩气可采储量超过 $5 \times 10^{12} \text{m}^3$, 致密砂岩气产量 $1754 \times 10^8 \text{m}^3$, 占全美天然气总产量的 29%。

我国致密砂岩气资源丰富, 技术可采资源量 $11 \times 10^{12} \text{m}^3$, 有利勘探面积 $32 \times 10^4 \text{km}^2$, 广泛分布于鄂尔多斯、四川、塔里木、准格尔、柴达木、松辽及渤海湾等 10 余个盆地, 在鄂尔多斯盆地石炭系和二叠系、四川盆地上三叠统须家河组和侏罗系、塔里木盆地侏罗系和白垩系致密砂岩气藏尤为发育。

我国致密砂岩气勘探开发工作起步晚、发展快, 开采生产技术起点低、进步大, 大致经历三个阶段:

第一阶段是从 1972 年到 1990 年起步探索阶段, 1972 年 11 月 28 日, 地质矿产部西南石油地质局前身的四川省地质局第二普查勘探大队在川西坳陷北段中坝构造川 19 井上三叠统须家河组二段 2535~2586 m 气层完井测试中获天然气 $69.96 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 、凝析油 $25.32 \text{t}/\text{d}$, 发现了中国第一个致密砂岩气藏。中国石油西南油气田公司前身的四川石油管理局接手后继续勘探, 探明地质储量 $116 \times 10^8 \text{m}^3$, 1973 年 8 月依靠自然产能投产开发, 年产气量一度达到 $4.65 \times 10^8 \text{m}^3$ 、年产凝析油一度达到 $2.16 \times 10^4 \text{t}$ 。

第二阶段是从 1990 年到 2005 年快速发展阶段, 1990 年以后, 中国石化西南油气分公司前身的地质矿产部西南石油地质局在川西坳陷中段新场构造带依靠滚动勘探开发和立体勘探开发模式, 发现并探明了第一个地质储量 $1000 \times 10^8 \text{m}^3$ 级的大型致密砂岩气田——新场气

田, 侏罗系、上三叠统须家河组致密砂岩气藏探明地质储量 $2453.31 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。同时, 从 20 世纪 90 年代中期开始, 鄂尔多斯盆地上古生界致密砂岩气勘探捷报频传, 中国石化华北油气分公司前身的地质矿产部华北石油地质局发现并探明了大牛地气田, 中国石油长庆油田公司先后发现并探明了乌审旗、榆林、子洲、靖边等一批地质储量 $1000 \times 10^8 \text{ m}^3$ 级的致密砂岩气田, 特别是发现并探明了第一个地质储量 $10000 \times 10^8 \text{ m}^3$ 级的巨型致密砂岩气田——苏里格气田, 二叠系山西组、石盒子组致密砂岩气藏探明地质储量 $12725.79 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。

第三阶段是 2006 年以后, 随着水力压裂技术的不断进步和水平井技术的规模化应用, 我国致密砂岩气藏勘探开发进入高速发展阶段。在四川盆地, 中国石油西南油气田公司先后发现并探明了地质储量 $1000 \times 10^8 \text{ m}^3$ 级的广安、合川、安岳气田; 中国石化西南油气分公司发现并探明了地质储量 $1000 \times 10^8 \text{ m}^3$ 级的成都气田。在塔里木盆地, 中国石油塔里木油田公司先后发现并探明了地质储量 $1000 \times 10^8 \text{ m}^3$ 级的克拉苏、大北气田。

目前, 我国已建成了鄂尔多斯、四川、塔里木三大致密砂岩气区。截至 2013 年, 累积探明致密砂岩气地质储量 $4.5 \times 10^{12} \text{ m}^3$, 占天然气总探明地质储量 $11.4329 \times 10^{12} \text{ m}^3$ 的 39%; 2013 年致密砂岩气产量 $450 \times 10^8 \text{ m}^3$, 占天然气总产量 $1170 \times 10^8 \text{ m}^3$ 的 38%, 致密砂岩气产量仅次于美国。

以科学的大井组多层系立体开发模式、有效的直井或定向井分层压裂和水平井分段压裂为核心的体积压裂增产投产技术、经济的低成本采输关键技术, 成就了我国致密砂岩气藏开发的可持续发展。在我国致密砂岩气勘探开发高速发展、煤层气勘探开发停滞不前、页岩气勘探开发刚刚起步的今天, 我们推出《致密砂岩气藏采输技术》, 旨在让长期关注我国致密砂岩气藏开发的油田企业工程技术人员、科研机构研究人员、石油院校师生分享我国在致密砂岩气低成本采气技术、集输技术方面的主要成果, 一起创新和完善致密砂岩气藏采输技术体系, 共同推动我国致密砂岩气、页岩气、煤层气等非常规天然气勘探开发进程, 全力维护国家能源安全。

全书分九章介绍致密砂岩气藏开发特征、采气、集气、输气内容。第一章致密砂岩气藏开发特征, 由蒋晓红、邹东来、姚广聚、吕红执笔; 第二章气井生产系统, 由陈海龙、李玲、彭红利、罗金丽执笔; 第三章直井排水采气, 由郭新江、赵哲军、刘通、陈蕊执笔; 第四章水平井排水采气, 由郭新江、刘通、赵哲军、王小平执笔; 第五章井下节流, 由陈海龙、倪杰、雷炜、陈剑执笔; 第六章低压气井采气, 由戚斌、姚广聚、李莉、袁先勇执笔; 第七章防堵防腐防垢, 由戚斌、雷炜、赵华、焦瑞芹执笔; 第八章站场集气, 由武恒志、姚麟昱、付先惠、江恒执笔; 第九章管网输气, 由武恒志、姚麟昱、孟庆华、陈映奇执笔; 最后由郭新江、陈海龙、蒋晓红统稿, 武恒志、戚斌审定。中国石化首席专家杨克明教授、高级专家王世泽教授审阅全书, 提出的建设性意见都被采纳。

本书编著过程中, 得到了中国石化西南油气分公司和华北油气分公司、中国石油西南油气田公司和长庆油田公司、西南石油大学、成都理工大学等油田企业、石油院校有关领导、专家、教授的支持和帮助, 特别是中国石化西南油气分公司川西采气厂江健厂长、罗昌元书记、王旭总地质师的鼎力相助加快了本书付梓出版, 在此一并感谢。由于作者水平、经验和掌握资料的局限性, 书中不足之处敬请广大读者批评指正。

郭新江

目 录

第一章 致密砂岩气藏开发特征	(1)
第一节 基本概念	(1)
一、储层与非储层界定	(1)
二、致密砂岩气藏分类	(2)
三、致密砂岩气藏定义	(3)
第二节 地质特征	(3)
第三节 开发特征	(8)
第四节 开发实例	(12)
一、美国圣胡安气田开发实例	(13)
二、加拿大埃尔姆华斯气田开发实例	(14)
三、四川盆地新场气田开发实例	(14)
四、鄂尔多斯盆地苏里格气田开发实例	(18)
第二章 气井生产系统	(21)
第一节 气井生产系统分析	(21)
一、气井生产系统分析原理和方法	(21)
二、气井井底压力计算	(25)
三、生产油管设计	(26)
四、气井合理产量和工作制度	(27)
第二节 多层合采生产系统分析方法	(31)
一、多层合采气井生产系统分析方法	(31)
二、多层合采井生产系统分析应用	(33)
第三节 水平井生产系统分析方法	(36)
一、水平气井生产系统	(36)
二、水平气井生产系统节点位置	(36)
三、流入状态下水平气井产能	(36)
四、流出状态下水平气井产能	(41)
五、实例分析	(43)
第三章 直井排水采气	(45)
第一节 优选管柱排水采气	(45)
一、工艺原理	(45)
二、设计方法	(46)
三、应用实例	(49)
第二节 泡沫排水采气	(49)
一、工艺原理	(49)

二、设计方法	(50)
三、应用实例	(54)
第三节 柱塞气举工艺	(56)
一、工艺原理	(56)
二、设计方法	(57)
三、应用实例	(61)
第四节 气举排水采气工艺	(62)
一、工艺原理	(62)
二、设计方法	(63)
三、应用实例	(64)
第五节 有杆泵排水采气工艺	(67)
一、工艺原理	(67)
二、设计方法	(67)
三、应用实例	(70)
第六节 电潜泵排水工艺	(70)
一、工艺原理	(70)
二、设计方法	(70)
三、应用实例	(72)
第七节 其他排水采气工艺及发展趋势	(73)
一、射流泵排水采气工艺	(73)
二、涡流排水采气工艺	(74)
三、超声雾化排水采气	(74)
四、排水采气发展趋势	(75)
第四章 水平井排水采气	(76)
第一节 水平井排水采气面临的难题	(76)
第二节 水平井管流特征与积液动态	(78)
一、水平井管流特征	(78)
二、水平井积液动态	(86)
第三节 水平井排水采气工艺	(89)
一、水平井排水采气工艺类型	(89)
二、水平井速度管柱排水采气工艺	(91)
三、水平井毛细管加注排水采气	(95)
四、水平井排水采气发展趋势	(100)
第五章 井下节流	(102)
第一节 井下节流工艺	(102)
一、工艺原理	(102)
二、工艺选井	(103)
三、工具优选	(104)

四、参数设计	(107)
第二节 新场气田井下节流技术应用	(112)
一、技术发展	(112)
二、应用效果	(113)
第三节 苏里格气田井下节流技术应用	(114)
一、技术发展	(114)
二、应用效果	(115)
第六章 低压采气	(117)
第一节 低压气井高低压分输	(117)
一、工艺技术原理	(117)
二、工艺设计方法	(117)
三、高低压分输技术应用	(120)
第二节 低压气井增压开采	(120)
一、工艺技术原理	(121)
二、气田增压站工艺设计	(121)
三、增压开采应用	(122)
第三节 低压气井负压采气	(123)
一、工艺原理及适用性	(123)
二、负压采气工艺设计	(125)
三、负压采气应用	(126)
第四节 低压气井天然气喷射器开采	(126)
一、工艺原理及适用性	(126)
二、天然气喷射器设计	(129)
三、天然气喷射器现场应用	(132)
第七章 防堵防腐防垢	(135)
第一节 防堵解堵	(135)
一、堵塞机理	(135)
二、堵塞主要影响因素	(142)
三、解防堵	(142)
第二节 防腐技术	(151)
一、井下腐蚀环境	(151)
二、腐蚀机理	(152)
三、腐蚀影响因素分析	(155)
四、防腐工艺	(158)
第三节 防垢技术	(161)
一、结垢原理	(161)
二、结垢因素分析	(162)
三、结垢预测及判断	(164)

四、防垢工艺	(165)
第八章 站场集气	(167)
第一节 集气工艺	(167)
一、水合物防止工艺设计	(167)
二、分离工艺	(169)
三、计量工艺	(171)
四、安全控制工艺	(173)
第二节 工艺流程	(174)
一、气液分输与混输工艺流程	(174)
二、典型工艺流程实例	(175)
第三节 典型气田集气工艺流程实例	(177)
一、苏里格气田	(177)
二、靖边气田	(177)
三、川西气田	(178)
第四节 标准化站场建设	(179)
一、标准化设计	(179)
二、模块化建设	(180)
三、标准化采购	(180)
四、信息化建设	(180)
五、气田标准化建设实例	(180)
第九章 管网输气	(184)
第一节 管网系统	(184)
一、管网组成	(184)
二、管网系统结构	(185)
三、气田典型管网布局实例	(186)
第二节 气田管网规划	(189)
一、管网规划技术方法	(189)
二、气田管网规划实例	(191)
第三节 气田管网运行优化	(192)
一、管网运行优化方式	(192)
二、优化设计模型及方法	(193)
三、气田管网运行优化实例	(194)
第四节 天然气调峰	(196)
一、储气调峰工艺	(196)
二、气田典型调峰案例介绍	(199)
参考文献	(201)

第一章 致密砂岩气藏开发特征

第一节 基本概念

致密砂岩气藏的概念目前国内外尚无统一的评价标准和界定,不同国家根据不同时期的资源状况、技术经济条件、税收政策来制定其标准和界限;在同一国家、同一地区,由于各个气藏成藏地质条件千差万别,加之开发技术水平及经济标准的不同,不同气藏的储层分类标准也不同,并且随着认识程度及技术手段的提高,气藏分类标准也在不断地变更,其定义也难以统一界定。但是,关于致密砂岩气藏的定义目前大多根据储层物性渗透率值来划分确定。在此,有必要先对储层与非储层的划分做个界定,并对致密砂岩气藏分类进行介绍。

一、储层与非储层界定

(一) 渗透率值确定

在天然气藏地质研究中,储层与非储层的界定通常根据其孔隙度、渗透率参数来划分界定。就储层渗透率下限值界定而言,前人做了大量研究。国外,1968年,A. A. 哈宁针对不同渗透率岩样进行了气体突破压力实验,提出当岩石渗透率大于 $0.001 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 时已不具备对气体的封闭能力,即气体在岩石中具备可流动性。R. E. 杰肯斯认为,目前“经验法则”的产气层渗透率值应在 $0.001 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 以上;而R. E. 威曼通过建立单相二维有限差分模型,模拟具有两层不同孔渗参数储层开采动态,结果表明从上覆厚6.096m、渗透率 $25 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的砾岩层中可采出下伏厚12.192m、渗透率 $0.001 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 致密砂岩层68%的天然气。国内,1987年长庆油田开展了相关实验,同样认为渗透率大于 $0.001 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的岩石不具备封闭能力。四川石油管理局勘探开发研究院张大奎、周克明在三维液态逆向渗吸实验中,进行了驱替效率与时间关系研究,认为当孔隙度小于2.5%、渗透率小于 $0.001 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 为非产层。

此外,从国外致密砂岩气藏开发来看,渗透率为 $0.001 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的产层仍具有一定开采价值。加拿大埃尔姆华斯气田,产层渗透率下限 $0.001 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,单井气产量 $2.8 \times 10^4 \sim 5.6 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$;美国丹佛盆地瓦腾伯格气田,产层渗透率 $(0.004 \sim 0.006) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,单井气产量 $0.2 \times 10^4 \sim 0.3 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,压裂增产措施后气产量 $1 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$;美国科罗拉多州密执安盆地Cozzette气田,产层渗透率 $0.0012 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,单井气产量 $1.7 \times 10^4 \sim 3.1 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 。我国四川盆地川西北九龙山气田须家河组砂岩产层渗透率下限 $0.002 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,单井气产量 $0.19 \times 10^4 \sim 26 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 。

依据上述实验和实例分析,将储层与非储层渗透率值界限定为 $0.001 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 较为合理。但是,针对有裂缝的储层,气体的可流动下限与裂缝的物性有关,裂缝的长度、发育程度、渗透性等特征差异导致此类储层渗透率下限难以统一标准。但从J. P. Spivey对东得克萨斯早白垩世特拉维斯峰致密气层1000口井不同物性储层的产量分析统计结果,无裂缝时

气井渗透率下限值为 $0.001 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ；若有 152.4m 裂缝时渗透率下限值为 $0.0001 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ，与气井泄气面积无关；气井产量明显降低的渗透率界限值，无裂缝时为 $0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ，有裂缝时为 $0.01 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。研究表明，当储层存在裂缝时，储层渗透率下限值可能低至 1~2 个数量级。因此，针对裂缝性气藏应结合气井的产能和地质综合特征评判储层的有效性。

（二）孔隙度值确定

有关储层与非储层孔隙度值界定，前人也做了相关研究。J. P. Spivey 根据前述研究确定的无裂缝气藏渗透率下限值 $0.001 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ，确定相应的孔隙度下限值为 3.38%。美国致密砂岩气层孔隙度的注册标准一般上限值 10%，下限值取 5%；若砂岩储层中裂缝较发育，孔隙度下限值可降低至 3%。

我国学者也做了多方面研究，四川石油管理局勘探开发研究院根据水驱气试验确定气层孔隙度下限为 2.5%，川东九龙山气田须家河组气藏利用 1158 块岩芯资料建立孔-渗关系，计算当孔隙度分别为 3%和 2.5%时，渗透率分别为 $0.0015 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 、 $0.0011 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ；长庆油田榆林地区上古生界气层测试结果表明，孔隙度 2.5%~4%，自然产能仍有 $0.01 \times 10^4 \sim 0.06 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 。

依据上述研究分析结果，将储层与非储层孔隙度界限定为 2.5%较为适宜。

二、致密砂岩气藏分类

根据储层物性特征，气藏按储层渗透率值分类在国内外存在诸多标准，但多数分类标准较为接近。20 世纪 70 年代，美国联邦能源管理委员会将储层渗透率小于 $0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的气藏(不包含裂缝)定义为致密气藏(表 1-1-1)，并以此作为是否给予生产商税收补贴的标准。美国 Elikins 气藏分类略有不同，但致密气藏储层渗透率上限值是一致的。此外，1989 年，Spencer 将致密砂岩气藏定义为地层条件下储层气体渗透率小于 $0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的气藏；并提出了致密砂岩气藏气水分布模式，描述了一些气藏常见特征。2006 年，Stephen A. Holditch 从油藏工程角度定义致密砂岩气藏，认为致密气藏是指储层渗透率 $(0.0001 \sim 0.1) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ，需经大型水力压裂改造措施，或者是采用水平井、多分支井，才能产出工业气流的气藏。德国石油与煤炭科学技术协会(DGMK)定义的应用于德国石油工业的致密砂岩气：储层平均有效气体渗透率小于 $0.6 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的气藏属致密砂岩气藏。在我国，1995 年关德师提出：致密砂岩气藏是指孔隙度小于 12%、渗透率小于 $0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 、含气饱和度小于 60%、含水饱和度大于 40%，天然气在砂岩层中流动速度较为缓慢的天然气藏。而根据我国气藏分类标准先后四次的调整规范(表 1-1-2，目前 SY/T 6168 已更新至 2011 版，SY/T 6285 已废止)，均以渗透率作为分类评价指标，主要划分为高渗、中渗、低渗和致密四类，2011 年以前颁布的行业标准均将地表基质渗透率小于 $0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的气藏定义为致密气藏，2011 年颁布的行业标准将覆压基质渗透率小于 $0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的气藏定义为致密气藏，制定原则主要考虑技术及经济因素。

表 1-1-1 美国气藏类型划分统计表

评价指标	常规气藏	近致密气藏	致密气藏	极致密气藏	超致密气藏	备注
地层条件下渗透率/ $10^{-3} \mu\text{m}^2$	>1.0	0.1~1.0	0.05~0.1	0.001~0.05	0.0001~0.001	美联能源部
	>1.0	0.1~1.0	0.005~0.1	0.005~0.001	<0.001	Elkins

表 1-1-2 国内气藏类型划分统计表

SY/T 6168—1995 气藏分类		SY/T 6285—1997 油气储层评价方法		SY/T 6168—2009 气藏分类		SY/T 6832—2011 致密砂岩气地质评价方法	
地表基质渗透率/ $10^{-3}\mu\text{m}^2$						覆压基质渗透率/ $10^{-3}\mu\text{m}^2$	
$K\geq 50$	高渗	$K\geq 500$	高渗	$K>50$	高渗	$K>50$	高渗
$10\leq K<50$	中渗	$10\leq K<500$	中渗	$5<K<50$	中渗	$5<K<50$	中渗
$0.1\leq K<10$	低渗	$0.1\leq K<10$	低渗	$0.1<K<5$	低渗	$1<K<5$	低渗
						$0.1<K<1$	特低渗
$K<0.1$	致密	$K<0.1$	致密	$K<0.1$	致密	$K\leq 0.1$	致密

三、致密砂岩气藏定义

由于致密砂岩气藏属非常规天然气藏,用常规手段不能进行工业性开采,无法获得工业规模可采储量。根据上述国内外致密砂岩气藏分类标准及定义,2011 年我国颁布的《致密砂岩地质评价方法》(SY/T 6832—2011)对致密砂岩气藏做了明确定义:覆压基质渗透率不大于 $0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的砂岩气层,单井一般无自然产能,或自然产能低于工业气流下限;但在一定经济条件和技术措施下,可以获得工业天然气产量。通常情况下,这些措施包括压裂、水平井、多分支井等。覆压基质渗透率采用不含裂缝岩芯(基质),在净上覆岩压作用下测定的渗透率。此定义从字面上看未考虑储层孔隙度、渗透率下限值的界定及有裂缝存在的状态,但仔细分析,此定义涵盖了此方面的范畴。

根据上述储层与非储层的界定,储层渗透率下限值为 $0.001 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,如若考虑有效裂缝的存在,储层基质渗透率下限值可低至 1~2 个数量级,故渗透率下限值不界定;上述覆压基质渗透率上限值不大于 $0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的参数范畴基本涵盖了国内外气藏分类中的致密-超致密(含裂缝)储层范围。而储层孔隙度下限值 2.5% 的界定,在此定义中包含在“一定经济条件和技术措施下可以获得工业天然气产量”的文字中,即储层必须具备天然气的储集性,即满足储层基质孔隙度下限值要求。因此,此定义较全面概述了国内外致密砂岩气藏涵义。

本书将以上述定义作为致密砂岩气藏评价标准。但基于目前储层岩芯物性实验多以常压实验为基础,考虑约 3000m 井深地表与覆压状态下基质渗透率级差可达一个数量级,上述定义中的“覆压基质渗透率不大于 $0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ”,换算到地表基质渗透率应不大于 $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

第二节 地质特征

据全球致密砂岩气藏勘探开发研究状况,致密砂岩气藏具有资源量大、资源丰度低、存在局部“甜点”富集,气藏埋深有深有浅,储层孔隙度有高有低,裂缝发育或不发育,储集空间展布复杂多变,分布存在均质性和非均质性特征,地层温度有高有低,地层压力存在异常低压或异常高压,气藏有的产水有的不产水,气源有热成因或生物成因等多样性特征(表 1-2-1)。致密砂岩气藏基本地质特征:

1. 资源丰度低、局部存在“甜点”富集

全球已发现或推测发育致密砂岩气资源量 $210 \times 10^{12} \text{m}^3$,在亚太、北美、拉丁美洲、前苏联、中东-北非等地区均有分布。美国致密砂岩气可采资源量为 $8.8 \times 10^{12} \text{m}^3$ (据 2009 年 IEA

资源评价结果),我国致密砂岩气技术可采资源量 $11\times10^{12}\text{m}^3$,有利勘探面积 $32\times10^4\text{km}^2$,广泛分布于鄂尔多斯、四川、塔里木、准格尔、柴达木、松辽及渤海湾等 10 余个盆地。我国主要盆地致密砂岩气资源丰度一般 $1\times10^8\sim4\times10^8\text{m}^3/\text{km}^2$,普遍较低;鄂尔多斯盆地石炭系至二叠系致密砂岩气资源丰度 $0.5\times10^8\sim1.2\times10^8\text{m}^3/\text{km}^2$,四川盆地须家河组致密砂岩气资源丰度 $1.0\times10^8\sim3.9\times10^8\text{m}^3/\text{km}^2$,松辽盆地白垩系致密砂岩气资源丰度 $1\times10^8\sim2\times10^8\text{m}^3/\text{km}^2$ 。

表 1-2-1 中美典型致密砂岩气藏地质特征对比表

气田名称 表征参数		美国典型致密砂岩气藏			中国典型致密砂岩气藏		
		大绿河盆地	圣胡安盆地		鄂尔多斯盆地 苏里格气田	鄂尔多斯盆地 大牛地气田	四川盆地 新场气田
地层		白垩系 Mesaverde	白垩系 CHarca	白垩系 Dakota	二叠系下盒子组、 山西组	二叠系下盒子组、山 西组、石炭系太原组	上三叠统须家河组
沉积相		沙坝-滨海平原	沙坝-滨海平原		辫状河、曲流河、 三角洲-滨浅湖坝	辫状河流相	三角洲-滨浅湖相
埋深/m		2743~3870	488~1036	2188	3200~3500	2540~2970	3000~5300
物 性	孔隙度/ %	3.4~4.5	11	5.8~7.6	5~12	盒 1: 9.09 山 1: 7.62 太 2: 8.58	须二: 2~4 须四: 一般小于 10
	渗透率/ $10^{-3}\mu\text{m}^2$	0.001~0.009	0.038	0.01~ 0.09	0.06~2	盒 1: 0.55 山 1: 0.66 太 2: 0.70	须二: 0.01~0.1 须四: 0.02~0.31
孔隙类型		次生孔隙为主,部 分粒间孔隙	粒间孔、次生溶孔		次生溶孔、微孔 粒间孔	残余粒间孔、 次生溶孔为主	次生溶孔、微孔、 粒间孔隙为主
储层展布		透镜状	层状、透镜体状		块状、带状、透镜状	片状、带状	毯状、带状
地压系数		1.50	—	0.99	0.77~0.91	0.89~0.91	1.69~1.92
地层温度/℃		107~122	—	123	90~110	84~88	85~140

但是,在低资源丰度背景下,存在局部“甜点”富集区。四川盆地新场气田须家河组致密气藏单井产能一般 $1\times10^4\sim10\times10^4\text{m}^3/\text{d}$,但个别井产量高达 $300\times10^4\text{m}^3/\text{d}$;鄂尔多斯盆地苏里格气田单井产量一般 $1\times10^4\sim3\times10^4\text{m}^3/\text{d}$,产量超过 $100\times10^4\text{m}^3/\text{d}$ 的气井也有之。此反映致密砂岩气藏存在局部“甜点”富集区。

2. 气藏埋藏深浅不一

致密砂岩气藏在世界范围内埋藏深浅不一,美国致密砂岩气藏埋深有的仅 200~900m,目前已投入开发的气藏多数埋深在 1000~3000m 范围,也有埋深超过 4500m 的。我国致密砂岩气藏的埋深分布也不一,鄂尔多斯盆地苏里格气田主力气层下二叠统山西组山 1 段至中二叠统下石盒子盒 8 段,埋藏深度 3200~3500m,厚度 80~100m;大牛地气田上古生界砂岩气藏埋深 2500~2900m,四川盆地川西新场气田须家河组气藏埋深 3500~5300m。

3. 储层空间展布复杂

致密砂岩气藏往往纵向呈多层叠置、横向连片分布,呈层状或透镜体状。美国致密砂岩气藏储层展布可划分为层状(又称席状或毯状)和透镜体状两类,如圣胡安、丹佛、风河、威利斯顿等盆地的致密砂岩储层均为层状,大绿河、尤因它和皮申斯盆地储层主要为透镜状。我国致密砂岩气藏空间展布特征也具相似特征,鄂尔多斯盆地苏里格气田主体属岩性圈

闭气藏, 储层展布受控于辫状河道砂和曲流河道砂沉积微相, 储层砂体纵向多期叠置、横向上复合连片, 呈席状、带状或透镜体状; 其辫状河由于河道的迁移性, 砂体的宽厚比大, 一般在 80~120 之间, 且形成多个砂体的切割叠置, 呈带状或大面积连片分布的砂体。四川盆地新场气田须二气藏主体属构造-岩性圈闭气藏, 储层展布主体受控于三角洲分支河道和河口砂坝沉积微相, 纵向砂体叠置, 发育多达 14 套砂组、横向连片呈毯状或带状。

4. 储层物性差、非均质性强、一般发育天然裂缝

致密砂岩岩性致密, 储层物性整体较差, 孔隙度和渗透率分布范围都很宽, 一般发育天然裂缝, 渗透率级差 2~3 个数量级, 甚至更大。在美国存在高孔隙度储层和低孔隙度储层两类。高孔隙度储层孔隙度介于 10%~30%, 原始气体渗透率小于 $0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 主要分布在北部大平原威利斯顿盆地, 储层岩性为粉砂岩、极细粉砂岩, 黏土含量低至高; 低孔隙度储层孔隙度一般为 3%~12%, 原始渗透率 $0.0005 \times 10^{-3} \sim 0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 储层黏土含量中等至高。在国内, 四川盆地川西坳陷致密砂岩含气区、鄂尔多斯深盆含气区属较典型的致密砂岩气藏。以川西新场气田须家河气藏为例, 地表状态下, 须二段储层基质孔隙度一般为 2%~4%, 基质渗透率一般 $0.01 \times 10^{-3} \sim 0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$; 须四段储层基质平均孔隙度一般小于 10%, 基质平均渗透率一般 $0.02 \times 10^{-3} \sim 0.31 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$; 累计约有 57% 的基质渗透率小于 $0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 约有 30% 的渗透率大于 $0.2 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ (绝大部分为裂缝发育样品)。鄂尔多斯盆地大牛地气田, 主要目的层盒 1 储层平均孔隙度 9.09%, 渗透率平均 $0.55 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$; 山 1 储层平均孔隙度 7.62%, 渗透率平均 $0.66 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$; 太 2 储层平均孔隙度 8.58%, 渗透率平均 $0.70 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$; 苏里格气田, 储层覆压渗透率小于 $0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的样品比例占 80%~92%, 与美国 60%~95% 相近, 整体都属于致密砂岩气藏范畴。

5. 储层孔喉结构整体差

储层孔隙喉道小, 孔喉结构差, 主要发育微细孔隙, 且以片状喉道为主。储层孔隙一般以原生孔隙、次生孔隙、微裂缝为基本类型, 其中次生孔隙为最主要的孔隙类型, 占孔隙总体积的 70%~80%。原生孔隙为残余粒间孔隙, 次生孔隙包括粒间溶孔、粒内溶孔、铸模孔、晶间孔等。粒间孔隙愈少, 微孔隙所占比例愈大, 渗透率就愈低。喉道一般小于 $2 \mu\text{m}$, 泥质含量高, 伴生大量自生黏土。喉道与孔隙比例接近, 小于 $0.1 \mu\text{m}$ 喉道控制的孔隙体积占总孔隙体积比例超过 50%。

以川西新场气田须家河组气藏为例, 孔隙以次生孔隙为主, 大致占储集空间的 70% 以上, 原生孔隙仅占储集空间的 21%, 微裂缝对面孔率的贡献很小, 仅占储集空间的 1%~4%; 其中原生孔隙多呈不规则多边形或弧三角形、长条状、线状, 粒内溶蚀孔多呈蜂窝状, 粒间溶蚀孔形态多呈不规则状、港湾状、片状(图 1-2-1)。须四段储层主要以微孔~微喉、小孔~微喉为主, 其中小于 $20 \mu\text{m}$ 的微孔约占 30.7%, 孔径为 $20 \sim 80 \mu\text{m}$ 的小~大孔约占 7.7%。储层孔喉半径主要集中在 $0.063 \sim 0.04 \mu\text{m}$ 范围内, 对渗透率贡献大于 80% 的孔喉大小分布峰位集中在 $0.1 \sim 2.5 \mu\text{m}$ 范围内。须二段储层孔径均值介于 $2.0 \sim 80 \mu\text{m}$ 之间, 而孔径为 $2 \sim 50 \mu\text{m}$ 的微孔~小孔占 50% 以上, 主体以微孔为主, 小孔次之; 喉道普遍狭窄, 以片状、弯片状为主; 孔喉半径主要集中在 $0.01 \sim 0.42 \mu\text{m}$ 范围内, 其最大喉道半径亦小于 $1 \mu\text{m}$, 属微喉; 储层孔喉组合主要以微孔~微喉、小孔~微喉为主。

苏里格气田下石盒子组盒 8 段储集空间以次生溶蚀、微孔及粒间孔隙为主, 储层孔径分布范围较宽, 在 $5 \sim 400 \mu\text{m}$ 范围内; 储层喉道小, 主力喉道峰值介于 $0.04 \sim 2.34 \mu\text{m}$, 一般为 $0.29 \sim 2.34 \mu\text{m}$; 其中 I 类储层主渗流喉道半径大于 $2.00 \mu\text{m}$, II 类储层主渗流喉道半径

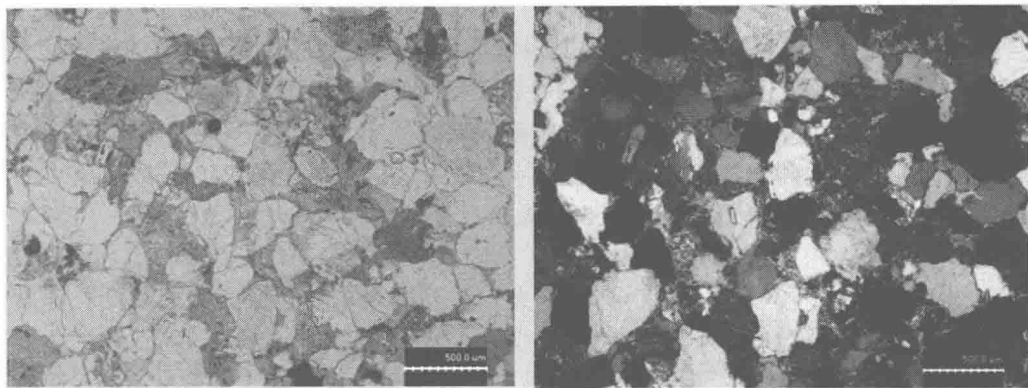


图 1-2-1 新场气田须二气藏储层岩样铸体薄片图

0.30~0.59 μm ，Ⅲ类储层主渗流喉道半径 0.15~0.30 μm ；主贡献喉道半径一般 0.2~2 μm 。

6. 毛管压力高、含水饱和度低

致密砂岩储层因渗透率低，小喉道所占比例高，通常毛管压力高、含水饱和度高。据有关资料统计，美国高孔隙度致密砂岩储层毛管压力中等、含水饱和度约 40%~90%；而低孔隙度储层毛管压力相对高、含水饱和度约 45%~70%。鄂尔多斯盆地苏里格气田上古盒 8 储层毛管压力最小 0.22MPa、最大可达 10MPa，一般小于 2MPa；苏 X 井 10 个样品 NMR 原始含水饱和度统计含水饱和度 22.6%~89.3%，平均 63.3%。四川盆地川中地区须家河组储层毛管压力最小 0.14MPa，最大 3.21MPa；饱和度中值压力最小 1.24MPa，最大可超过 51.10MPa，储层含水饱和度平均约在 50.52%，属原始含水饱和度较高的气藏；而川西新场气田须二气藏储层毛管压力最小 0.99MPa、最大可达 6.53MPa，平均 2.27MPa；饱和度中值压力最小 3.99MPa，最大 39.99MPa，平均 12.70MPa(图 1-2-2、图 1-2-3)；含水饱和度平均 45%；气藏毛管压力曲线特征中歪度、分选中等、排驱压力中高的储层约占砂岩的 19%~30.5%；而毛管压力曲线特征细歪度、分选差，排驱压力高达 11.6MPa，汞饱和度小于 22%的储层约占砂岩的 45.32%~56.84%。

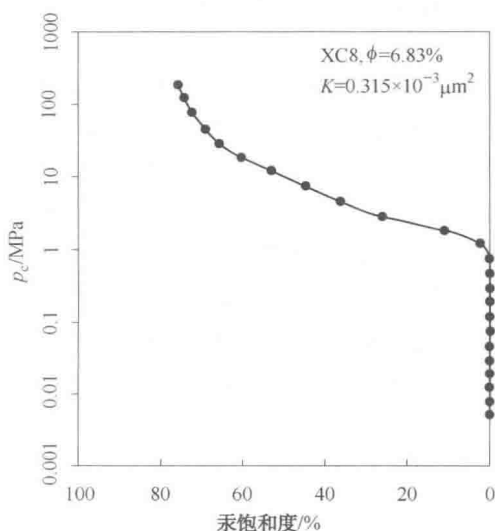


图 1-2-2 川西新场气田须二孔隙结构综合图

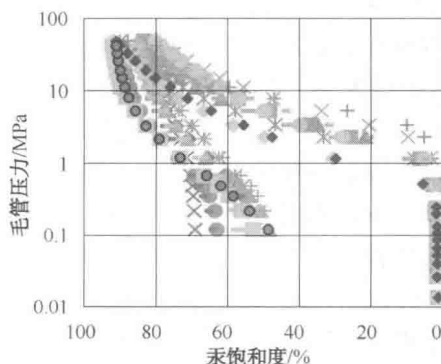


图 1-2-3 川中须家河组孔隙结构图

7. 有效储层分布规模小、连续性差

致密砂岩气藏储层展布受控于有利沉积微相,宏观上有效储层分布规模小、横向连续性差。鄂尔多斯盆地苏里格气田有效储层叠置模式有三种类型:Ⅰ类以心滩类型为主,分布为孤立状,横向分布局限,宽度在300~500m;Ⅱ类以心滩与河道下部粗岩相相连,形成的有效砂体规模相对较大,主体宽为300~500m,薄层粗岩相延伸较远,有可能沟通其他主体砂体;Ⅲ类以心滩横向切割相连,局部可连片分布,有效砂体连通规模可能达1km以上。四川盆地川西新场气田须二气藏纵向发育多达14套砂组,目前已发现7套含气砂组,单层砂体厚度10~70m,砂体横向连续稳定、可对比性强;但含气砂组分布规模较小、横向连续性差(图1-2-4、图1-2-5)。

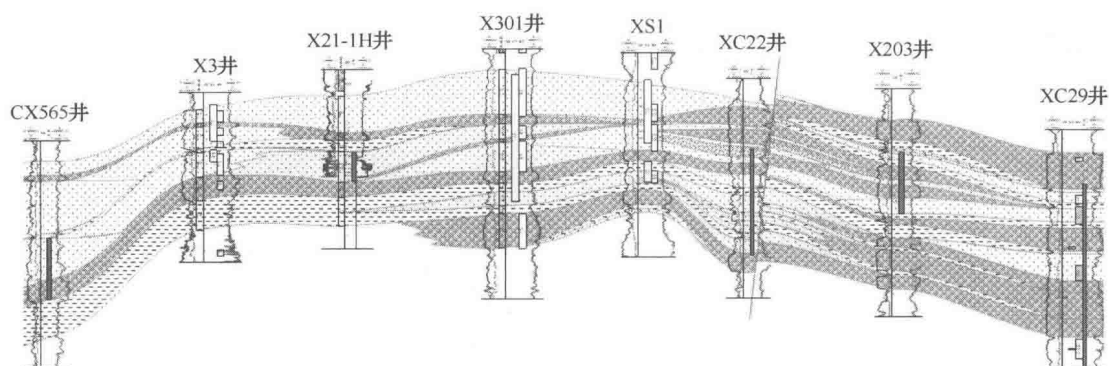


图 1-2-4 川西新场气田须四段气藏砂体连井剖面图

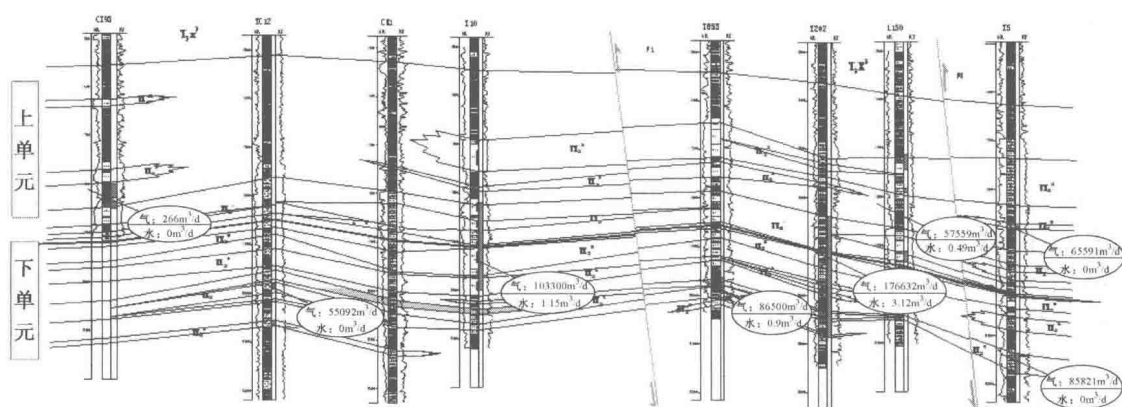


图 1-2-5 川西新场气田须二段气藏砂体连井剖面图

8. 气水关系分布复杂

致密砂岩气藏由于储层渗透率低,气水分异困难,天然气往往呈区域性广泛分布于致密层中,一般无明显的气水界面,气水关系分布复杂。在北美加拿大阿尔伯达深盆气藏气水分布关系倒置,气水分布关系服从储层的构造控制,在构造下倾方向上,储层物性较差,为饱含水;在构造上倾方向上,储层物性逐渐变好,但饱含水。气层段和水层段之间没有岩性或构造阻隔,仅表现为气、水含量百分比的逐渐过渡。气水过渡带的平面宽度在10m左右,深度范围一般在760~1370m之间。美国落基山地区深盆气藏,饱含水带和饱含水带之间没有明确的岩性、地层或构造遮挡,但气、水之间却形成了较为稳定的渐变关系,由气水倒置关系导致在气藏区内形成两套流体压力系统,上部含水段为正常流体压力系统,下部饱含水