

非常规 // // // // // //

油气开发教程

U
nconventional Oil and
Gas Development

郭 肖 / 编著



科学出版社

非常规油气开发教程

郭肖 编著

科学出版社

北京

内 容 简 介

本书主要讲述非常规油气藏的地质特征及开发特征、渗流物理、气藏工程方法、开采技术以及开发应用实例。

本书可作为大专院校相关专业学生的教材，同时也可作为油气田开发研究人员以及油气田开发管理人员提供参考。

图书在版编目(CIP)数据

非常规油气开发教程 / 郭肖编著. —北京: 科学出版社, 2018.6

ISBN 978-7-03-056645-4

I. ①非… II. ①郭… III. ①油气田开发 IV. ①TE3

中国版本图书馆 CIP 数据核字 (2018) 第 038631 号

责任编辑: 罗 莉 / 责任校对: 彭 映

责任印制: 罗 科 / 封面设计: 墨创文化

科学出版社出版

北京东黄城根北街16号

邮政编码: 100717

<http://www.sciencep.com>

四川煤田地质制图印刷厂印刷

科学出版社发行 各地新华书店经销

*

2018年6月第一版 开本: 787×1092 1/16

2018年6月第一次印刷 印张: 22 1/2

字数: 538千字

定价: 68.00元

(如有印装质量问题, 我社负责调换)

前 言

全球非常规油气资源分布广泛,种类繁多。非常规石油资源主要包括致密油、页岩油、稠油、油砂、油页岩等,非常规天然气主要包括致密气、页岩气、煤层气、天然气水合物等。致密油气、页岩油气、煤层气和天然气水合物是我国油气工业勘探开发最有价值的潜力资源。

非常规油气藏的地质特征、成藏机理以及开发开采技术有别于常规油气藏。本书主要讲述非常规油气藏的地质特征及开发特征、渗流物理、气藏工程方法、开采技术以及开发应用实例。第一章为绪论,主要阐述非常规油气分布、开发现状以及开发的科学问题。第二章为非常规油气藏地质特征及开发特征,主要阐述煤层气、页岩气藏以及致密气藏的地质特征和开发特征。第三章为非常规油气藏渗流物理,主要阐述煤层气开采机理、吸附等温线特征以及在煤层中的扩散机理与扩散模式,页岩气吸附特征、解吸特征与扩散机理,致密气藏的非达西渗流实验、应力敏感与启动压力梯度实验以及水锁实验。第四章为非常规气藏工程方法,主要阐述煤层气物质平衡方程与数值模拟原理,页岩气藏压裂井稳态产能评价、试井分析与数值模拟方法,致密气藏的产能评价、试井分析与数值模拟方法。第五章为非常规油气藏开采技术,主要阐述煤层气有效开发技术、页岩气藏体积压裂与微地震监测技术、天然气水合物固态流化开采技术、油页岩加热裂解技术等。第六章为非常规油气藏开发实例,主要阐述煤层气开发实例,页岩气藏数值模拟和产能评价研究实例,页岩气藏开发设计案例以及致密气藏开发实例。

本书可作为大专院校相关专业学生的教材,同时也可作为油气田开发研究人员以及油气田开发管理人员提供参考。本教程已在西南石油大学 2014 级石油工程等本科专业试用一届,根据课堂教学反馈情况对部分内容和章节进行了补充完善。由于编著者的水平和时间有限,本书难免存在不足和疏漏之处,恳请同行专家和读者批评指正。

编著者

2018 年 1 月

目 录

第一章 绪论	1
第一节 煤层气开发	2
一、煤层气全球分布	2
二、煤层气开发现状	2
三、煤层气开发的科学问题	3
第二节 页岩气开发	4
一、页岩气开发利用现状	4
二、页岩气藏开发的科学问题	7
第三节 致密气开发	9
一、致密气分布	9
二、北美致密气开采	9
三、中国致密气开采	11
第二章 非常规油气藏地质特征及开发特征	13
第一节 煤层气的地质特征及开发特征	13
一、煤层气地质特征	13
二、煤层气开发特点	14
第二节 页岩气的地质特征及开发特征	20
一、页岩气藏基本特征	20
二、页岩气的形成、储集与保存	26
第三节 致密气的地质特征及开发特征	32
一、致密气藏开采实例	32
二、致密气藏的地质特征	33
三、致密气藏开发特征	34
第三章 非常规油气藏渗流物理	39
第一节 煤层气的渗流物理	39
一、煤层气赋存、运移、产出特征	39
二、煤层气开采机理	40
三、吸附等温线	43
四、煤层中的扩散机理和扩散模式	49
第二节 页岩气的赋存-运移机理	56
一、页岩气藏气体赋存方式	56
二、页岩气吸附模型	62

三、页岩气的运移产出机理	72
第三节 致密气渗流物理	87
一、致密气研究进展	87
二、低速非达西渗流实验	90
三、基于 ESCK 的储层岩石变形研究与敏感性评价	97
四、致密气藏储层伤害机理	99
五、致密气藏水锁实验	108
六、致密气藏相渗实验	110
第四章 非常规气藏工程方法	112
第一节 煤层气物质平衡方程	112
一、King 物质平衡方程推导	112
二、King 物质平衡方程的简化	114
第二节 煤层气数值模拟	114
一、煤层气数值模拟软件进展	114
二、煤层气流动数学模型	116
三、煤层气开发实例	121
第三节 页岩气藏压裂井稳态产能	130
一、页岩中的多尺度非达西渗流模型	130
二、考虑多尺度流动的压裂井的稳态产能模型	133
三、页岩气压裂井的产能影响因素分析	137
第四节 页岩气藏试井分析	142
一、物理建模	142
二、数学建模	143
三、数学建模的求解	148
四、典型曲线及流动阶段划分	153
五、压裂水平井影响因素分析	157
第五节 页岩气藏数值模型	163
一、页岩气输运的数学模型	163
二、页岩气输运的计算机模型	167
三、页岩气压裂水平井的产量影响因素分析	169
第六节 致密气藏产能评价	176
一、考虑启动压力梯度的拟稳态三项式产能方程与产能评价	176
二、考虑储层岩石的渗透率应力敏感低渗低压低产气藏产能评价	181
三、考虑启动压力梯度和应力敏感效应直井产能方程	184
四、致密气藏水平井产能方程	186
第七节 致密气藏试井分析	192
一、考虑启动压力梯度影响的均质储层试井分析理论	192
二、考虑渗透率应力敏感效应的气藏不稳定试井分析理论	199

第八节 致密气藏数值模拟	204
一、模型的假设条件	204
二、致密气藏流动数学模型	204
三、致密气藏机理模型	205
第五章 非常规油气藏开采技术	211
第一节 煤层气开发技术	211
一、煤层气地球物理勘探技术	211
二、煤层气钻井完井技术	212
三、煤层气开发技术	213
第二节 页岩气藏体积压裂	219
一、页岩气藏体积压裂概念	219
二、页岩气井压裂技术	221
三、页岩气藏体积压裂缝网模型	225
四、页岩气藏压裂水平井产能模型	227
五、微地震监测技术	235
六、页岩气藏体积压裂应用实例	242
第三节 天然气水合物开采技术	258
一、天然气水合物资源	258
二、海洋天然气水合物现场试采技术	259
三、海洋非成岩天然气水合物固态流化开采基础理论和关键技术	261
四、非成岩水合物固态流化开采物理模拟实验系统设计	263
第四节 油页岩加热裂解技术	264
一、油页岩分布状况	264
二、油页岩物理性质与页岩油藏特征	265
三、油页岩的开采技术	266
第五节 油砂开采技术	271
一、分布范围	271
二、中国分布	271
三、开采及分离	272
第六节 致密油开采技术	273
一、美国的巴肯致密油的开发	273
二、水平井布井和完井方式	273
三、水平井多段压裂设计	274
四、裂缝转向技术	274
五、对我国致密油开发的启迪	275
第七节 稠油开采技术	276
一、稠油开采技术	276
二、稠油声波采油技术	277

第六章 非常规油气藏开发实例	280
第一节 煤层气开发实例	280
一、沁水盆地构造位置	280
二、地层特征	281
三、煤岩和煤层气物性特征	282
四、等温吸附曲线特征	283
五、煤的置换解吸	284
六、沁水盆地南部煤层气开发技术政策	286
第二节 页岩气藏数值模拟和产能评价研究实例	291
一、页岩气藏数值模拟和产能评价	291
二、模拟井的生产动态	297
三、常规产能分析及其多解性	307
四、页岩气藏产能分析特征	307
五、总结	312
第三节 页岩气藏开发设计实例	313
一、区域基本特征	313
二、气藏模型基本参数	315
三、地质模型建立	318
四、压裂模拟	320
五、微地震监测设计	323
六、开发方案的设计	325
第四节 致密气藏开发实例	330
一、开发调整方案政策指标分析	331
二、开发调整方案设计及动态预测	339
参考文献	345

第一章 绪 论

非常规油气藏在全球分布广泛且种类繁多。其中非常规石油资源主要包括致密油、页岩油、稠油、油砂、油页岩等，非常规天然气主要包括致密气、页岩气、煤层气、天然气水合物等。非常规油气藏的地质特征、成藏机理及开采技术有别于常规油气藏(图 1-1)。

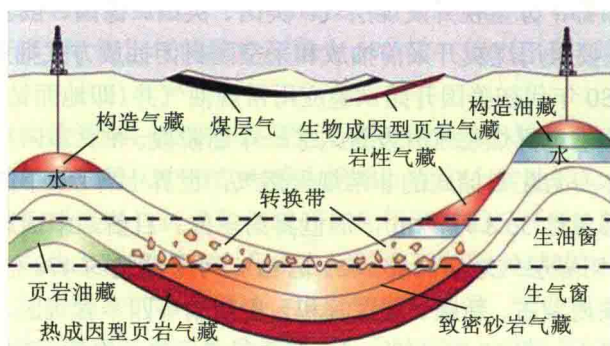


图 1-1 非常规油气地质构造示意图

我国非常规油气资源储量丰富。根据美国能源信息署(Energy Information Administration, EIA)在 2013 年公布的《页岩油和页岩气技术可采资源量》数据，中国页岩气的技术可采储量为 31.6 万亿 m^3 ，居全球第一位，是全球最有潜力的页岩气生产国；页岩油的技术可采资源量为 43.7 亿 t，占全球总量的 9%。此外，我国埋深 2000m 的煤层气资源量约为 35 万亿 m^3 ；油砂资源量约 1000 亿 t，可采资源量可达 100 亿 t；致密气技术可采资源量 9 万亿~13 万亿 m^3 ；天然气水合物储量约 78 万亿 m^3 ；致密油可采资源量为 13 亿~14 亿 t。

从政策规划角度来看，我国高度重视非常规油气开发。目前，我国制定了诸多扶持政策：《全国矿产资源规划(2008—2015 年)》指出，要积极推进油砂、油页岩等非常规能源矿产的勘查开发利用；《国家中长期科学和技术发展规划纲要(2006—2020 年)》指出，重点开发复杂环境与岩性地层类油气资源勘探技术；“十二五”规划纲要明确指出，要推进煤层气、页岩气等非常规油气资源开发利用；国家发展和改革委员会《关于建立保障天然气稳定供应长效机制的若干意见》表明，中国将加大对天然气尤其是页岩气等非常规油气资源勘探开发的政策扶持力度，有序推进煤制气示范项目建设。除此之外，《煤层气(煤矿瓦斯)开发利用“十二五”规划》《页岩气发展规划(2011—2015 年)》《石油发展“十三五”规划》《天然气发展“十三五”规划》等政策都在整体规划上对非常规油气开发给予了有力支持。

第一节 煤层气开发

一、煤层气全球分布

煤层气又称为“瓦斯”，是一种与煤炭伴生的非常规天然气，主要成分是甲烷(甲烷含量>85%)，是以吸附在煤基质颗粒表面为主、部分游离于煤孔隙中或溶解于煤层水中的烃类气体。

全球埋深浅于 2000m 的煤层气资源约为 240 万亿 m^3 ，是常规天然气探明储量的两倍多，世界主要产煤国都十分重视开发煤层气。美国、英国、德国、俄罗斯等国煤层气的开发利用起步较早，主要采用煤炭开采前抽放和采空区封闭抽放方式抽放煤层气，产业发展较为成熟。20 世纪 80 年代初美国开始试验应用常规油气井(即地面钻井)开采煤层气并获得突破性进展，标志着世界煤层气开发进入了一个新阶段。

煤层气是煤层本身自生自储式的非常规天然气，世界上有 74 个国家蕴藏着煤层气资源，中国煤层气资源量达 36.8 万亿 m^3 ，居世界第三位。目前，中国煤层气可采资源量约 10 万亿 m^3 ，累计探明煤层气地质储量 1023 亿 m^3 ，可采储量约 470 亿 m^3 。全国 95% 的煤层气资源分布在晋陕内蒙古、新疆、冀豫皖和云贵川渝等四个含气区，其中晋陕内蒙古含气区煤层气资源量最大，为 17.25 万亿 m^3 ，占全国煤层气总资源量的 50% 左右。

根据国际能源机构(International Energy Agency, IEA)估计，全球煤层气资源总量可达 260 万亿 m^3 ，俄罗斯、加拿大、中国、美国和澳大利亚均超过 10 万亿 m^3 (表 1-1)。

表 1-1 世界主要产煤国煤层气资源

国家	煤层气资源/万亿 m^3	国家	煤层气资源/万亿 m^3
俄罗斯	17~113	波兰	3
加拿大	6~76	英国	2
中国	30~35	乌克兰	2
美国	11.3~19	哈萨克斯坦	1
澳大利亚	8~14	印度	0.8
德国	3	南非	0.8

资料来源：IEA，有修改；中国新一轮油气资源评价，2006。

二、煤层气开发现状

世界上已经投入煤层气勘探和开发的国家有美国、加拿大、澳大利亚、中国、印度、英国、德国、波兰、西班牙、法国、捷克、新西兰等十几个国家。近年来，美国、加拿大、澳大利亚的煤层气产业发展迅速。其中，20 世纪 70 年代，美国通过地面钻孔的方式，第一次将煤层气作为资源开采，是世界上煤层气商业化开发最成功的国家，迄今为止煤层气产量位居全球第一。加拿大一些研究机构根据本国以低变质煤为主的特点，开展了一系列的技术研究工作，在多分支水平井、连续油管压裂等技术方面取得了进展，降低了煤层气

开采成本。澳大利亚的煤层气勘探开发以井下定向井开发为主,借助比较发达的天然气管网系统,产量增长较快,煤层气产量已成为天然气产量的重要组成部分。

美国研究开发出一套适合煤层气勘探开发的工艺技术,对经济有效地开发煤层气起到了巨大的促进作用。美国从 20 世纪 80 年代初开始进行煤层气的勘探和开发,在西部洛基山造山带和东部阿帕拉契亚造山带的两个重要含煤盆地群中进行了全面的煤层气成藏条件的探索,最后选择西部的圣胡安和中部的黑勇士盆地为研究和勘探基地,通过现场和实验室工作的紧密配合,首先形成了关于煤层气产出“排水—降压—解吸—扩散—渗流”过程的认识突破,率先建立了中阶煤煤层气成藏与开发的系统理论,在此指导下,美国形成了以沉积、构造、煤化作用、含气性及渗透率为考察主体的煤层气评价及开发模式,并成功地建成了以圣胡安和黑勇士盆地为中心的煤层气产业基地,分布于 13 个盆地中,已经钻探煤层气井 82000 多口。煤层气的稳定产量为 550 亿~556 亿 m^3 ,这一产量水平已经稳定保持了近十年。

我国煤层气地质构造复杂,部分含煤盆地后期改造较强,构造形态多样,煤层及煤层气资源赋存条件在鄂尔多斯等大中型盆地较为简单,在中小盆地较为复杂。东北赋煤区:部分上覆地层厚度较大或煤层气封盖条件较好,有利于煤层气开发。华北赋煤区:吕梁山以西的鄂尔多斯盆地东缘及吕梁山与太行山之间的山西断隆(包括沁水盆地),构造条件有利于煤层气开发;太行山以东的华北盆地,煤层气开发困难。西北赋煤区:西北塔里木陆块、准噶尔及伊犁盆地,煤层气开发条件较好。华南赋煤区:煤层气资源开发条件较复杂。滇藏赋煤区:煤层气保存的构造条件差。

我国煤层气储层压力以欠压煤储层为主,部分煤储层压力较高,储层压力梯度最低为 2.24kPa/m,最高达 17.28kPa/m。我国煤层渗透率较低,平均为 0.002~16.17mD。其中,渗透率小于 0.10mD 的占 35%; 0.1~1.0mD 的占 37%; 大于 1.0mD 的占 28%; 大于 10mD 的较少。2012 年煤层气的产量只有 33.9 亿 m^3 ,2016 年煤层气产量直接翻倍,为 74.8 亿 m^3 。国家能源局发布了《煤层气(煤矿瓦斯)开发利用“十三五”规划》,作为煤层气产业的第三个五年专项规划,该规划是指导“十三五”时期我国煤层气开发利用工作的纲领性文件,规划确定了 2020 年煤层气地面产量 100 亿 m^3 的目标。

三、煤层气开发的科学问题

根据首席科学家宋岩从事的 973 项目“高丰度煤层气富集机制及提高开采效率基础研究”,煤层气开发主要解决三个科学问题:高丰度煤层气富集区形成机理及分布预测、煤层气开采过程中地质效应及机理、煤层气不同开发方式及压裂增产机理。

1. 高丰度煤层气富集区形成机理及分布预测

煤层气勘探是以寻找高丰度富集区为目标。高丰度煤层气富集区形成机制的研究和分布预测,是煤层气地质研究的关键问题,也是煤层气地质理论中的重要问题。高丰度煤层气富集指位于含煤盆地中煤层气每平方千米资源量大于 1.0 亿 m^3 的煤层气富集区,具有较好的煤层气开发前景,其形成受沉积、构造、水文地质、盖层、煤储层等因素的综合控制。

针对高丰度煤层气富集区,目前国内尚未从机理和规律的理论高度进行系统研究,因此项目需要利用地质学的基本理论和方法,根据煤层气储存和聚集的特点,研究高丰度煤层气富集区的形成与主要控制因素、高丰度煤层气富集区的分布规律及预测方法。

2. 煤层气开采过程中地质效应及机理

在排水降压开发煤层气的过程中,煤储层空间结构、流体系统、应力场随流体介质的采出呈现出连续变化,导致煤储层不同尺度孔裂隙结构中煤层气的压力、浓度及解吸、扩散、渗流的协同变化。煤层气开采过程中煤层气的解吸、渗流特征是选择煤层气开发工艺和控制煤层气井产能的关键因素。目前不同煤级储层有效应力、煤基质收缩对渗透率的综合作用及其在井网中的叠加效应尚不明了,大面积排水降压、解吸效果还不十分明显,必须从煤储层空间结构、流体系统的相互作用过程来研究单井、井组排采条件下煤层气解吸、渗流的动态变化规律,建立流体在煤储层这一变形介质中的扩散、渗流耦合模型,数值模拟不同压力控制下的煤层气排采效应,为煤层气平衡开发提供理论基础。

3. 煤层气不同开发方式及压裂增产机理

在煤层气开发过程中,煤层气开发方式优化和增产改造措施可以人为地改变煤储层空间结构、流体系统、应力场,增强井间干扰效应,改善煤层气渗流通道,提高单井产量。由于煤层气压力传递规律、气产量、含气量、渗透率随时空的变化规律复杂,对直井井网和多分支水平井开发、压裂增产、储层伤害和储层保护机理认识不清,煤层气开发方式优选以及煤储层的改造达不到预期的目的,大面积的排水降压解吸效果较差,制约了煤层气的商业性开发。提高煤层气开采效率的基础理论研究,是实现我国煤层气经济、高效开发的关键。

第二节 页岩气开发

一、页岩气开发利用现状

页岩气是赋存于以富有机质页岩为主的储集岩系中的非常规天然气,是连续生成的生物化学成因气、热成因气或二者的混合,可以游离态存在于天然裂缝和孔隙中,以吸附态存在于干酪根、黏土颗粒表面,还有极少量以溶解状态储存于干酪根和沥青质中,游离气比例一般在20%~85%,成分以甲烷为主。

随着美国页岩气开发革命的成功,全球非常规油气开发获得战略性突破,页岩气的勘探开发同时也成为世界关注的焦点,新的世界能源格局开始出现。据美国能源信息署(EIA)在2013年6月发布的全球页岩油气资源评价结果显示,页岩气资源在全球分布广泛,主要分布在北美、拉美、中亚、中国、非洲南部和中东等国家和地区。美国和加拿大已经实现了页岩气的商业性开发,中国、欧洲、拉美和中亚等其他国家正在加紧相关的研究工作。全球页岩气的技术可采资源量排名前十位的资源国页岩气资源量合计达163万亿 m^3 ,约占全球页岩气资源总量的79%,如表1-2所示。

表 1-2 2013 年全球页岩气技术可采资源量排名前十位的国家(EIA 发布, 2013 年)

国家	页岩气技术可采资源量/万亿 m ³	国家	页岩气技术可采资源量/万亿 m ³
中国	31.57	墨西哥	15.43
阿根廷	22.71	澳大利亚	12.37
阿尔及利亚	20.02	南非	11.04
美国	18.83	俄罗斯	8.07
加拿大	16.23	巴西	6.94

美国是率先对页岩气进行大规模商业性开采的国家,早在 1821 年美国第一口工业性页岩气井钻采成功,标志着美国开始进入页岩气开发的初始阶段。目前,美国的页岩气主要产自五个盆地的页岩层,分别是沃思堡盆地(Fort Worth Basin)的巴尼特(Barnett)页岩、伊利诺伊盆地(Illinois Basin)的新奥尔巴尼(New Albany)页岩、密西根盆地(Michigan Basin)的安特里姆(Antrim)页岩、圣胡安盆地(San Juan Basin)的刘易斯(Lewis)页岩、阿巴拉契亚盆地(Appalachian Basin)的俄亥俄(Ohio)页岩,其中沃思堡盆地的巴尼特页岩是美国进行页岩气开采的主力层位。21 世纪以来,随着美国在页岩气勘探开发理念认识上的突破,以及多段压裂、水平井等开发技术的创新与进步,美国的页岩气产量占天然气总产量的比重从 2000 年的 2.1% 上升至 2011 年的 28%, 预计在未来十年,页岩气所占比重将会达到 50% 左右。2015 年,美国页岩气产量超过 4382 亿 m³, 约占全美天然气产量的 48%。

加拿大作为北美地区的第二大天然气产出国,同时也是世界上第二个成功对页岩气进行商业性开发的国家。蒙特尼(Montney)页岩已于 2001 年开始进行商业性生产,最近几年受美国页岩气大规模开采的启发,加拿大部分科研工作者对其西部的部分盆地进行了深入研究。目前,蒙特尼页岩和位于不列颠哥伦比亚的霍思河(Horn River)盆地内的马斯夸(Muskwa)页岩已成为加拿大的页岩气开采热点地区,其中马斯夸页岩得到了大规模开发,而霍思河盆地内的马斯夸页岩还处于开发早期阶段,仅这两个页岩层在 2009 年的产量就达到了 72.3 亿 m³。据预测,到 2020 年,加拿大的页岩气年产量将达到 620 亿 m³, 占加拿大天然气总产量的一半左右。

欧洲页岩气资源分布广泛,但不均匀,主要分布在法国、乌克兰、波兰和保加利亚,四国的技术可采资源总量约为 13 万亿 m³。2009 年初,德国国家地学实验室启动了“欧洲页岩项目”,对欧洲的页岩气资源储量进行评估。2010 年,欧洲又新增启动了多个页岩气勘探开发项目。德国、波兰和乌克兰等国家均已开展不同程度的页岩气开发研究和试验性开采,多个跨国公司开始在欧洲展开页岩气勘探开发工作。2010 年,埃克森美孚公司在匈牙利部署了第一口页岩气探井,法国道达尔石油公司与美国戴文(Devon)能源公司建立合作关系,获得了在法国钻探页岩气的许可;波兰天然气公司于 2014 年对页岩气资源实现了工业性开采。

我国页岩气资源量虽然十分丰富,但由于我国对页岩气藏的勘探开发起步较晚,还处于初级阶段,页岩气勘探和开采的许多关键技术还不够成熟。近年来,我国加大了对页岩气的勘探开发力度,我国页岩气主要分布在四川、陕西、重庆等地,中国石油天然气集团有限公司(中石油)、中国石油化工集团公司(中石化)等企业相继在长宁、威远、涪陵和昭

通等地取得重大突破。其中，涪陵、长宁-威远、昭通三个页岩气勘探开发区为国家页岩气开发示范区。

长宁-威远国家级页岩气产业示范区位于四川省内江市、宜宾市境内。2010年4月，西南油气田在威远钻成国内第1口页岩气井威201井；同年9月，在长宁钻成宁201井，两口井均获气，证实长宁、威远区块页岩气的存在，由此圈定长宁、威远为页岩气勘探开发有利区。2012年3月，国家发展和改革委员会及国家能源局批准中石油建设长宁-威远页岩气产业化示范区，探索页岩气规模效益开发方法，建立页岩气勘探开发技术标准体系，由西南油气田公司组织实施。长宁区块有利区块面积2050km²，资源量9200亿m³，其中，优质页岩厚度大于30m、埋深小于4000m，建产区面积1200km²，资源量5380亿m³；威远区块有利开发区面积4216km²，资源量18900亿m³，其中，优质页岩厚度大于30m、埋深小于4000m，建产区面积1000km²，资源量4483亿m³。2016年示范区生产页岩气10.11亿m³，较上年同期增产8.24亿m³，其中长宁区块产气4.69亿m³，威远区块产气5.42亿m³。目前，长宁-威远地区页岩气示范区建设正按部署有序推进。截至2016年9月20日，长宁区块投入试采井23口，日产气243.63万m³，历年累计生产页岩气4.63亿m³；威远区块投入试采井32口，日产气214.44万m³，历年累计生产页岩气1.75亿m³。

浙江油田公司目前在建的昭通国家级页岩气示范区已经成为国内第三大页岩气主力产区，已建成26口水平井，年页岩气产能达到5.5亿m³。“十三五”期间有望建成年产20亿m³的大气田。

涪陵页岩气田位于重庆市东部，作业者为中石化江汉油田分公司。目的层为志留系龙马溪组富有机质页岩，已在焦石坝建成一期50亿m³/a的产能，并初步落实二期5个有利目标区，埋深小于4000m，面积600km²，地质资源量4767亿m³。2014年3月24日中石化宣布，中石化页岩气勘探开发取得重大突破，已在2017年年底，建成中国首个年产百亿立方米页岩气田——涪陵页岩气田。这标志着中国页岩气开发实现重大战略性突破，提前进入规模化商业化发展阶段。2015年10月，经国土资源部油气储量评审办公室评审认定，涪陵页岩气田焦石坝区块新增探明储量2739亿m³。至此，这一国内首个大型页岩气田探明储量增加到3806亿m³，含气面积扩大到383.54km²，成为全球除北美之外最大的页岩气田。2016年涪陵页岩气产量为50亿m³，2017年年底建成100亿m³产能。

近几年我国在页岩气开发生产过程中取得了丰富的经验和认识，在页岩气开采技术方面取得了一系列重大的突破。2014年，我国自主研发用于地下水平井进行分段的“分割器”——桥塞商用成功，这使我国成为世界上第三个能使用自主研发技术装备对页岩气进行商业开采的国家，中国已经进入了页岩气开发技术研究的热点阶段。尤其是，中石化立足自主创新，形成了中国南方海相页岩气富集规律新认识和勘探开发核心技术及关键装备，发现并成功开发了我国首个也是目前最大的页岩气田——涪陵页岩气田，使我国成为北美之外第一个实现规模化开发页岩气的国家，走出了中国页岩气自主创新发展之路。创新形成海相页岩气勘探理论和开发技术系列，为我国大规模勘探开发页岩气奠定了理论和技术基础。

(1) 创新形成中国南方海相页岩气富集规律新认识。率先发现中国南方深水陆棚相页岩具有高碳富硅正相关耦合规律，揭示了页岩气“早期滞留，晚期改造”的动态保存机理，

形成“深水陆棚相优质页岩发育是页岩气‘成烃控储’的基础，良好的保存条件是页岩气‘成藏控产’的关键”的新认识，建立了页岩气战略选区评价体系，明确了突破方向，指导了涪陵气田的发现。

(2) 创新形成海相页岩气地球物理预测评价关键技术。突破川南地区碳酸盐岩山地页岩气地震采集、处理技术瓶颈，获得高信噪比、高分辨率、高保真度地震成像资料；创新形成有机碳含量、脆性指数、含气量高精度地震预测技术系列和页岩六性测井评价体系，实现了页岩气层参数的精细预测和计算，预测高产富集带 326km^2 ，94.4%的井获日产超 10万 m^3 高产页岩气流。

(3) 创新形成页岩气开发设计与优化关键技术。构建了两种赋存状态、三种流动机制下的多因素耦合流动数学模型，建立了多流态、多区域孔缝耦合流动的页岩气非稳态产能评价技术，首次提出了山地丛式水平井交叉布井模式，编制了我国首个 50亿 m^3 产能页岩气田开发方案，开发井成功率 100%。

(4) 创新形成页岩气水平井高效钻井及压裂关键工程技术。揭示了海相页岩井壁失稳、裂缝起裂扩展机理，研发低成本高稳定性油基钻井液、弹韧性水泥浆、速溶减阻水体系，构建了水平井组优快钻完井技术和山地井工厂作业模式，建立了“控近扩远、混合压裂、分级支撑”的缝网改造模式，创新了水土资源保护和废弃物处理技术。支撑了涪陵气田高效、绿色开发。

(5) 创新研制页岩气开发关键装备和工具。创新千吨级 360° 快速自走式钻机、井控压力 70MPa 高压大负载带压作业、 6200m 大容量连续油管等地面作业成套装备，首次研制页岩专用 PDC 钻头和耐油螺杆、 8kN 大功率测井牵引器、 105MPa 易钻桥塞系列井下工具，实现规模应用，形成页岩气装备与工具一体化解决方案，提升了山地“井工厂”、长水平井施工能力和效率。

涪陵大型海相页岩气田示范区建成了我国第一个实现商业开发、北美以外首个取得突破的大型页岩气田。示范区高水平、高速度、高质量的开发建设，是我国页岩气勘探开发理论创新、技术创新、管理创新的典范，对我国页岩气勘探开发具有很强的示范引领作用，显著提升了页岩气产业发展的信心，展示了页岩气勘探开发的良好前景。

二、页岩气藏开发的科学问题

页岩气作为一种典型的非常规能源，在全球范围内分布广泛，开发潜力巨大。与北美相比，南方海相页岩储层具有构造改造强、地应力复杂、埋藏较深、地表条件特殊等复杂特征。

页岩气以游离气和吸附气赋存于微—纳米级孔隙及裂缝中，开采过程中存在吸附、滑脱、扩散等物理化学现象，同时由于压力场、温度场以及地应力场耦合作用，引起了一系列非线性渗流复杂问题。常规测试手段不能正确揭示内在规律，传统意义上经典的渗流理论不再适应页岩气藏，建立在传统渗流理论基础上的数值模拟技术难以预测开发动态。

如何实现页岩气高效开发，一般需要解决四项科学问题，即页岩气储层多尺度定量描述与表征、纳米级孔隙及微裂隙流体渗流规律、页岩气水平井井壁稳定机理、页岩气储层

体积改造理论。为解决这些科学问题,需要开展6个方面的基础研究和攻关,即页岩气储集空间定量描述与表征方法、页岩气藏非线性多场耦合渗流理论研究、页岩气储层水平井钻完井关键基础研究、页岩气储层增产改造基础理论研究、页岩气气藏工程理论与方法研究以及南方古生界典型区块开发先导试验及关键技术应用研究(图1-2)。

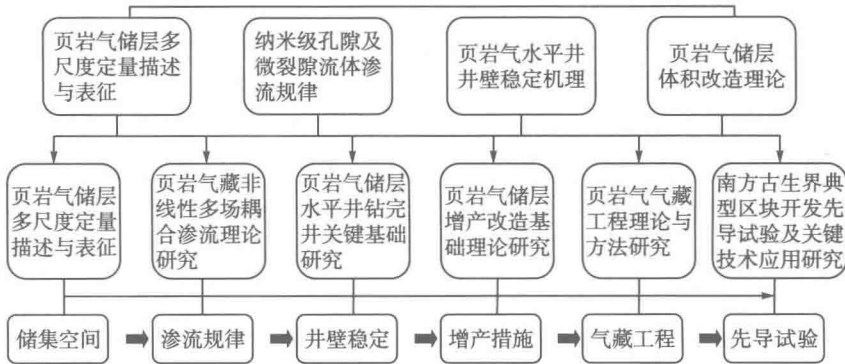


图1-2 页岩气研究涉及科学问题和关键技术

(一) 页岩气储集空间定量描述与表征方法

通过对页岩多重孔隙介质观测、宏观页岩岩相分析、岩石物理及岩石力学实验等的研究工作,解决多尺度多属性页岩储层表征参数体系与方法难题,揭示页岩储层孔隙、裂缝分布特征及控制因素、不同页岩岩相与物性参数间的关系、不同页岩的可改造程度、遇水膨胀性,建立页岩储层多尺度多属性表征方法、储层优选的物性参数体系、工程应用的判别标准及页岩储层地质建模方法,形成一套适合我国的页岩储层表征方法。

(二) 页岩气藏非线性多场耦合渗流理论研究

针对影响页岩气藏开采的多尺度流体流动机理、多场耦合作用机理和分段压裂水平井非线性渗流理论等关键问题进行深入的研究。揭示页岩气纳米、微米、裂隙介质尺度流动规律,搞清页岩裂隙介质气、水非线性渗流特征;阐明页岩介质在渗流场、应力场、温度场共同耦合作用机理;建立页岩气多尺度流动多场耦合非线性渗流理论,构建页岩储层多级压裂水平井非线性渗流理论,形成多场耦合非线性渗流数值模拟方法。

(三) 页岩气储层水平井钻完井关键基础研究

通过对页岩力学参数和地应力、页岩理化性能及井壁围岩受力状态的分析,结合室内实验及机理模拟,综合研究多种因素耦合作用下的页岩井壁稳定性影响规律,揭示页岩井壁失稳机理;同时深入开展页岩水平井地质导向、钻井液、固完井相关基础理论研究,形成能够确保钻成优质页岩水平井眼的基础理论及关键技术。

(四) 页岩气储层增产改造基础理论研究

针对我国南方页岩储层特征,开展页岩室内模拟和数值模拟研究以及现场测试研究,揭示页岩气储层压裂裂缝起裂与扩展机理,认识形成压裂缝网的储层条件及其工程可控

因素；通过室内岩心实验分析，阐明压裂流体与页岩储层作用机理，研发新型环保低损害、低成本压裂液体系；建立包括井层评估、改造体积优化和提高储层改造体积的页岩气藏设计方法；形成包括微地震裂缝诊断与解释、测斜仪测试及压裂压力分析的压后评估基础理论。

(五) 页岩气气藏工程理论与方法研究

面向国内纳米级别渗透性的页岩气藏，立足于非常规井型的非规则井网立体式开发特点，通过试井基础理论、单井数值模拟方法、产能预测方法以及储层动用表征研究，建立适合我国页岩气高效开发的气藏工程基础理论与方法，力争在页岩气气藏工程理论上有突破，页岩气储层动用评价指标与方法上有创新，实现页岩气藏高效开采。

(六) 南方古生界典型区块开发先导试验及关键技术应用研究

结合南方海相页岩气示范区页岩储层特征，采用自主研发与借鉴国外页岩气开发经验相结合，重点针对页岩气储层评价技术、页岩气储层有利区域优选现场试验、页岩气藏压裂技术、配套工艺技术及工具、压裂液体系等关键科学问题开展技术攻关及现场试验，加大关键工艺技术自主研发力度，最终形成具有自主知识产权的页岩气增产改造关键技术系列及配套工艺技术系列，突破提高单井产量的技术瓶颈，为页岩气规模有效开发提供技术支撑。

第三节 致密气开发

一、致密气分布

致密气是指渗透率小于 0.1mD 的砂岩地层天然气，一般无自然产能或自然产能较低，需要经过特殊作业才具有开采价值。据美国联邦地质调查局研究结果，全球已发现或推测发育致密气的盆地大约有 70 个，资源量大约为 210 万亿 m^3 ，亚太、北美、拉丁美洲、俄罗斯、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气资源为 51.0 万亿 m^3 、38.8 万亿 m^3 、36.6 万亿 m^3 ，占全球致密气资源的 60% 以上。

我国致密气技术可采资源量 9 万亿~13 万亿 m^3 ，目前累计探明地质储量 3.3 万亿 m^3 ，约占全国天然气总探明地质储量的 40%；可采储量 1.8 万亿 m^3 ，约占全国天然气可采储量的 1/3。2013 年我国致密气产量达到 340 亿 m^3 。预计到 2020 年，致密气年产量有望达到 800 亿 m^3 左右，约占全国天然气总产量的 29%。

二、北美致密气开采

目前，全球已有美国、加拿大、澳大利亚、墨西哥、委内瑞拉、阿根廷、印度尼西亚、中国、俄罗斯、埃及、沙特阿拉伯等十几个国家和地区进行了致密气藏的勘探开发。其中，北美地区的美国和加拿大在致密气资源勘探开发方面处于世界领先地位。

致密气最早在美国获得突破。1980 年，非常规天然气只占美国天然气产量的 2%，这些非常规天然气大都是致密砂岩气。美国致密气产量已连续 10 年达到 1000 亿 m^3 以上，到