

致密气藏缝网压裂 理论与技术

廖仕孟 等编著

石油工业出版社

致密气藏缝网压裂理论与技术

廖仕孟 等编著



石油工业出版社

内 容 提 要

随着国内页岩气藏压裂技术的不断进步,使缝网压裂技术的理论和技术得到了进一步的发展和完善。本书论证了致密气藏的特征,实验分析技术、气藏渗流及缝网渗流理论、气藏缝网压裂工艺技术及在水平井和非常规气藏中的实际应用。

本书可供从事压裂开发的工程技术人员、研究人员和石油院校相关专业师生参考阅读。

图书在版编目 (CIP) 数据

致密气藏缝网压裂理论与技术/廖仕孟等编著.

北京:石油工业出版社,2016.10

ISBN 978-7-5183-1392-1

I. 致…

II. 廖…

III. 油页岩-裂缝性油气藏-压裂-研究

IV. TE371

中国版本图书馆 CIP 数据核字 (2016) 第 166881 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

编辑部: (010) 64523562

图书营销中心: (010) 64523633

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

2016 年 10 月第 1 版 2016 年 10 月第 1 次印刷

787×1092 毫米 开本: 1/16 印张: 14

字数: 358 千字

定价: 85.00 元

(如出现印装质量问题,我社图书营销中心负责调换)

版权所有,翻印必究

《致密气藏缝网压裂理论与技术》

编 委 会

主 编：廖仕孟

副 主 编：余朝毅 桑 宇 郭建春

成 员：陈京元 段国彬 付永强 曾 波

赵志红 聂仁仕

《致密气藏缝网压裂理论与技术》

编 写 组

成 员：赵志红 聂仁仕 曾立新 彭钧亮

宋 毅 郭兴午 肖勇军 汪于博

黄 玲 李金穗 宋雯静 黄 路

周拿云 尹 健 梁 豪 黄 超

序

中国对天然气等清洁能源的需求急剧增长，供需矛盾日益突出，不断拉升天然气的对外依存度，给能源供给安全带来新的挑战。因此，高效开发天然气资源对保障中国能源安全、转变能源消费结构具有重要现实意义。

相对于常规天然气而言，非常规天然气资源量更大，近年来已经成为炙手可热的能源开发领域。如美国自 20 世纪 70 年代开发致密砂岩气藏，2008 年致密砂岩气产量已超过美国天然气产量的 30%；作为世界上最早开发页岩气的国家，美国在 2009 年首次超过俄罗斯成为世界第一天然气生产国。同时，北美页岩气的大规模开发影响了世界天然气供给格局，带动全球掀起了一场“页岩气革命”。

水平井缝网压裂技术是页岩气、致密气等非常规气藏获得工业性开采的核心技术。经过近十年的探索和发展，国外缝网压裂技术已经趋于成熟。与北美地区相比，中国的非常规油气藏具有埋藏较深、构造作用强、地应力复杂、非均质性强、地表条件复杂等特点，照搬国外现有理论与技术难以有效应用。近年来，在国内石油工作者的艰苦攻关和努力探索下，正逐步形成适合中国非常规油气地质特征的缝网压裂理论与工艺技术，开发了如鄂尔多斯盆地苏里格气田、大牛地气田，四川盆地须家河气田、焦石坝页岩气田、长宁页岩气田等致密气和页岩气藏，推动了中国天然气产量逐年攀升。

该书由西南石油大学和中国石油西南油气田分公司长期从事非常规气藏储层改造的研究人员共同编写，提炼和总结了近几年缝网压裂理论研究和现场实践成果，具有很强的针对性、实用性。该书的出版将有助于普及和推广水平井缝网压裂的理论和工艺技术，提高中国非常规气藏压裂工作者的技术水平。衷心希望广大科技工作者以此书为引子，不断深化理论研究、完善工艺技术，推动中国非常规油气压裂技术再上新台阶。

罗平亚

2016 年 6 月

前 言

压裂技术至今已走过了 60 余年的发展历程，已成为一项成熟、有效的工程技术并在世界范围内得到了广泛的应用。近年来，随着对能源需求的不断增加和常规油气资源的减少，非常规油气资源的开发引起了国内外的高度重视。国外通过压裂技术的进步成功实现了致密砂岩气、页岩气、页岩油的工业化开采，特别是美国已经走在国际前列。

为了高效地开发国内非常规油气资源，我们在吸收国外致密砂岩、页岩气压裂经验的基础上，广泛开展了致密砂岩、页岩气缝网压裂技术攻关和现场试验。近几年，随着国内页岩气压裂技术的不断进步，使缝网压裂技术的理论和技术得到了进一步的发展和完善。从 2009 年开始，中国石油天然气集团公司在四川地区开始了页岩气压裂技术攻关和现场试验，先后创造了多个页岩气压裂方面的纪录：2009 年完成了国内第一口页岩气井威 201 井压裂，2010 年完成了中国第一口页岩气水平井威 201-H1 井压裂并成功获气，2012 年宁 201-H1 井压裂获得高产，成为中国第一口具有商业价值页岩气水平井。在建成长宁—威远国家页岩气示范区的实践过程中，逐步形成了缝网的裂缝起裂与延伸机理认识、缝网渗流计算模型、页岩压裂实验分析技术、水平井缝网压裂设计技术、缝网压裂工具及液体技术、大型压裂连续施工配套技术等一系列关键技术，有力地推动了国内页岩气等非常规油气成功开发。

为了促进从事非常规油气增产改造的科技工作者及工程技术人员的相互交流，共同推动中国缝网压裂工艺技术水平不断发展，我们在近几年致密砂岩气藏、页岩气藏缝网压裂理论研究及现场实践的基础上，编写了《致密气藏缝网压裂理论与技术》一书，希望能够起到抛砖引玉的作用。

本书的编写过程中，得到了中国石油西南油气田分公司、西南石油大学等单位的领导、专家、学者和工程技术人员的大力支持与帮助，在此一并表示感谢。

由于作者水平有限，书中难免有不足之处，敬请广大作者批评指正。

目 录

第一章 致密气藏特征	(1)
第一节 致密砂岩气藏	(1)
第二节 页岩气藏	(5)
第二章 气藏渗流理论	(12)
第一节 致密砂岩气藏渗流	(12)
第二节 页岩气藏渗流	(25)
第三章 气藏缝网渗流理论	(33)
第一节 致密砂岩气藏缝网渗流	(33)
第二节 页岩气藏缝网渗流	(45)
第四章 致密气藏形成缝网的机理与理论	(51)
第一节 压裂裂缝起裂	(51)
第二节 岩石力学与脆性特征	(67)
第三节 水力裂缝与天然裂缝交互延伸	(87)
第四节 裂缝地应力干扰	(107)
第五章 页岩压裂实验分析技术	(124)
第一节 页岩压裂实验分析技术现状	(124)
第二节 页岩渗流特征评价方法	(127)
第三节 页岩压裂液性能评价方法	(130)
第四节 页岩岩石力学特征评价方法	(137)
第五节 页岩压裂实验分析技术发展方向	(146)
第六章 水平井缝网压裂设计基础	(148)
第一节 缝网压裂裂缝参数优化设计	(148)
第二节 缝网压裂施工参数设计理论	(164)
第七章 气藏缝网压裂工艺技术	(171)
第一节 缝网压裂设计	(171)
第二节 缝网压裂分段工艺技术	(184)
第三节 速钻桥塞分段压裂工具	(191)
第四节 大型压裂连续施工保障技术	(193)
第五节 缝网压裂微地震监测技术	(200)
第八章 非常规气藏缝网压裂的应用	(205)
第一节 缝网压裂技术在页岩气藏的应用	(205)
第二节 缝网压裂技术在致密砂岩气藏中的应用	(208)
参考文献	(211)

第一章 致密气藏特征

非常规气藏是近几年国内外勘探开发的热点，相对于常规气藏，非常规油气藏具有低渗透、超低渗透，开发难度大，投入大，产能低等特征。本章首先通过对比常规气藏分析非常规气藏的概念，然后从物性和地层特征等方面综合分析了非常规气藏的特征。

第一节 致密砂岩气藏

世界上无统一的致密砂岩气藏标准和界限，不同国家根据不同时期的资源状况、技术经济条件、税收政策来制订其标准和界限，且在同一国家或地区，随着认识程度的提高，致密砂岩气藏的概念也在不断更新。

致密砂岩气藏最原始的定义可以追溯到 1978 年，美国天然气政策法案将其定义为：砂岩储层天然气的渗透率小于或等于 0.1mD 的气藏。1995 年关德师等（1995）将其定义为：孔隙度低、含水饱和度高、渗透率比较低、含气饱和度低、天然气在其中流动速度较为缓慢的砂岩层中的天然气藏。2005 年杨晓宁等（2005）提出了“致密砂岩一般是指孔隙度为 7%~12%、空气渗透率小于 1.0mD、砂岩孔喉半径一般小于 0.5μm 的砂岩储层”。2006 年，Stephen A. Holditch 又提出了“致密砂岩气砂岩是一种不经过大型改造措施（水力压裂）或者是不采用水平井、多分支井就不能产出工业性气流的砂岩储层”的观点。

现在认可程度较高的是美国联邦能源委员会（FERC）的致密砂岩气藏定义，即地层渗透率为 0.1mD 级别的砂岩储层。中国对致密砂岩气藏的规定是有效渗透率小于 0.1mD（绝对渗透率小于 1.0mD）、孔隙度小于 10%的气藏为致密砂岩气藏。

目前，国内致密气藏分类标准以渗透率作为评价指标，主要划分为高渗透、中渗透、低渗透和致密四类（表 1-1-1）。

表 1-1-1 不同时期的致密气藏定义标准

袁政文等（1990）	SY/T 6168—1995	SY/T 6285—1997	SY/T 6168—2009		类别
原始地层渗透率（mD）	地表渗透率（mD）		有效渗透率	孔隙度	
100~1000	$K \geq 50$	$K \geq 500$	$K > 50$	$\phi > 20$	高渗透
10~100	$10 \leq K < 50$	$10 \leq K < 500$	$5 < K \leq 50$	$10 < \phi \leq 20$	中渗透
1~10	$0.1 \leq K < 10$	$0.1 \leq K < 10$	$0.1 < K \leq 5$	$5 < \phi \leq 10$	低渗透
0.5~1					致密
0.1~0.5	$K < 0.1$	$K < 0.1$	$K \leq 0.1$	$\phi \leq 5$	很致密
0.001~0.1					超致密

综上所述，致密砂岩气藏具有渗透率低，自然产能低，经过大型水力压裂或者采用水平井、多分支井等方法才能产出工业气流等特点。故致密砂岩气藏是覆压基质渗透率不大于0.1mD的砂岩气层，单井一般无自然产能或自然产能低于工业产能下限，但在一定经济条件和技术措施下（包括压裂、水平井、多分支井等）可以获得工业天然气产量的气藏。

一、致密气藏非常规地质特征

在20世纪60年代后期及70年代早期，低渗透致密储层在国外被认为是天然气的第二个主要供气来源，用以补充常规天然气储量的递减和不足，这个认识在1980年后随着低渗透致密储层勘探开发技术的发展而得到进一步的肯定。目前，美国在低渗透致密气藏的储层研究开发方面处于领先地位，加拿大及世界上不少地区均有大量的天然气资源赋存于低渗透致密储层中（陈年会，2010）。中国致密气藏（宋岩，2013）也占有重要的地位并有其自身的特点：天然气储层大多属于中、低渗透储层，并且低渗透、特低渗透占据了相当大的比例，储层非均质性明显，孔隙度低，连通性差，敏感性严重。

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1-1-2）。深层致密砂岩气藏有以下一些重要的非常规地质特征（赵靖舟，2012）。

表 1-1-2 常规气藏与致密天然气储层特点比较表

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（%）	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
相对黏土含量	低	高—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，有时发生钻井液滤液侵入问题
含水饱和度（%）	30~50	45~70	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，可能有碳酸盐岩胶结物	石英、长石、岩屑及黏土，可能有碳酸盐岩胶结物	粉砂级钙质，碳酸盐微化石，少量黏土与石英
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	位置，可能较低	30~50

1. 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，孔隙度和渗透率往往无明显线性关系，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。

2. 砂体不发育，部分呈透镜状

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%。这种透镜体只有比井间泄油面积大时，或者在纵向上与相邻毯状层相连时，大型水力压裂才能成功。透镜体的基质渗透率极低，往往只有 0.001mD 级别，如果裂缝发育，渗透率可明显增高。

3. 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 0.01MPa/m 的地层被界定为正常压力地层，高于这一压力梯度的层为“超压”地层。其中，将压力梯度小于 0.01MPa/m 的层定为低压层，压力梯度在 0.01~0.015MPa/m 之间的层为软超压层，在 0.015~0.02MPa/m 之间的层为中等超压层，大于 0.02MPa/m 的为超硬压层。

4. 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，气相渗透率基本降为零。

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，干燥后且不加压时的平均原始渗透率为 0.068mD；而在净封闭压力为 20.69MPa 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 0.0034mD 这个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%且不承压的情况下，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 24.83MPa 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 20.69~27.59MPa 范围内。

5. 生气烃源岩成熟度不高

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_o) 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_o 为 0.55%~0.8%，到 $R_o=0.8%$ (温度 88~93℃) 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 值为 0.68~0.84%。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 $R_o \geq 2.0\%$)。

6. 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。

7. 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。测定在润湿相饱和度为 50% 时，压汞和高速离心机测得的毛细管压力一般高于 6.9MPa。

室内实验表明，常规地层岩心在 0.345MPa 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。

8. 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作“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。

二、中美致密气藏储层特征对比

中美致密砂岩储层分布的性质有所差异，致密砂岩气储层的发育与展布受沉积环境和盆地性质控制（万玉金，2013）。美国致密气储层分布稳定厚度大，中国致密气储层非均质性 强且厚度相对较小，美国南部的圣胡安前陆盆地梅萨默德群以河流相与三角洲分流河道沉积为主，砂体呈透镜状展布，砂岩有效厚度大（24m），含气砂岩面积 410km²，纵向多层叠置。中国鄂尔多斯盆地石炭系、二叠系为陆表海缓坡沉积环境的三角洲与分流河道席状砂，透镜状与层状砂体共生，砂体有效厚度为 6.3~8.3m，含气砂岩面积 1716~6748km²；四川盆地须家河组须二段为海陆过渡相三角洲沉积，须六段致密气砂体为前陆盆地性质的河道砂和 水下分流河道砂体，呈透镜状，砂体有效厚度大（10~34m），含气砂体面积 200~656km²（表 1-1-3）。因此，相比而言，美国致密气储层分布相对稳定厚度较大（郭平，2009）。

表 1-1-3 中美典型致密气储层特征对比

盆地	丹佛	圣胡安	阿巴拉契亚	鄂尔多斯		四川	
油气田	Wattenberg	Blanco Mesaverde	Appalachian	苏里格		合川	
层位	Muddy	Mesaverde	Clinton-Medina	盒 8 段	山 1 段	须二段	须六段
埋深（m）	2070~2830	1677~1900	1220~1829	2850~3600	2900~3900	2000~2200	1860~2560

续表

盆地	丹佛	圣胡安	阿巴拉契亚	鄂尔多斯		四川	
厚度 (m)	50~100	121~274	45.7	45~60	40~50	60~100	94~172
孔隙度 (%)	8~12	9.5	5~10	6~12	6.57	6~10	1~8
渗透率 (mD)	0.005~0.05	0.5~2	<0.1	0.88	0.67	0.1~0.8	0.1~0.13
地层压力 (MPa)	异常低压	异常低压	低压	26	25	30.64	21.63
含水饱和度 (%)	44	34	自由水 饱和度高	36	37	39.2	46
含气面积 (km ²)	300	410	44011	6748	4015	656	200
有效厚度 (m)	3~15.2	24	30~45	7.8	6.3	10~22	34.2

第二节 页岩气藏

“页岩气”概念首先由科罗拉多矿业学院的 Curtis 教授提出 (Curtis J B, 2002), 并于 2002 年对页岩气进行了界定, 认为页岩气在本质上就是连续生成的生物化学成因气、热成因气或两者的混合, 它具有普遍的地层饱含气性、含气面积大、隐蔽聚集机理、多种岩性封闭以及相对很短的运移距离特点, 它可以在天然裂缝和孔隙中以游离方式存在、在干酪根和黏土颗粒表面上以吸附状态存在, 甚至在干酪根和沥青质中以溶解状态存在。因此, 可以将页岩气概括为: 主体上以吸附和游离状态赋存于泥页岩地层中的天然气聚集。我国学者张金川等 (2004) 认为, 页岩气是指主体位于暗色泥页岩或高碳泥页岩中, 以吸附或游离状态为主要存在方式的天然气聚集。

在页岩气藏中, 天然气也存在于夹层状的粉砂岩、粉砂质泥岩、泥质粉砂岩, 甚至砂岩地层中, 为天然气生成之后烃在源岩层内就近聚集的结果, 表现为典型的“原地”成藏模式。从某种意义上来说, 页岩气藏的形成是天然气在烃源岩中大规模滞留的结果。事实上, 目前国内外勘探开发的页岩气, 既包含了传统意义上的页岩气, 也包括了泥岩中产出的天然气, 还包括了泥岩和页岩中的夹层 (薄砂层与高碳层) 中产出的天然气, 甚至还包括页岩油。因此, 页岩气应是指赋存于暗色泥页岩、高碳泥页岩及其夹层状的粉砂岩、粉砂质泥岩、泥质粉砂岩, 甚至砂岩中以自生自储成藏的天然气聚集。中国国家能源局和财政部联合发布的页岩气开发利用补贴政策中明确指出: 页岩气是指赋存于富有机质泥页岩及其夹层中, 以吸附或游离态为主要存在方式的非常规天然气。

具体界定标准如下:

- (1) 赋存于烃源岩内。具有较高的有机质含量 (TOC>1.0%), 吸附气含量大于 20%;
- (2) 夹层及厚度。夹层粒度为粉砂岩以下 (包括粉砂岩) 或碳酸盐岩, 单层厚度不超过 1m;
- (3) 夹层比例。气井目的层夹层总厚度不超过气井目的层的 20%。

一、页岩气的成藏机理及特征

通过对页岩气组分特征、成熟度特征分析, 页岩气是连续生成的生物化学成因气、热成

因气或两者的混合(汪洋, 2014)。生物成因气是有机物在低温下经厌氧微生物分解作用形成的天然气; 热成因气是有机质在较高温度及持续加热期间经热降解和裂解作用形成的天然气。相对于热成因气, 生物成因的页岩气分布极限, 主要分布盆地边缘的泥页岩中, 在美国研究比较深入的五个盆地的五套页岩中, 密执安盆地和伊利诺斯盆地发现了生物成因的页岩气藏, 并且是勘探目标中的主要构成。

(一) 生物成因

在页岩气中有一部分是生物成因气, 通过在埋藏阶段的早期成岩作用或近代富含细菌的大气降水的侵入作用中厌氧微生物的活动形成。生物成因气生成于细菌的甲烷生成作用, 菌生甲烷占世界天然气资源总量的 20% 以上。微生物成因气最普遍的标志是甲烷的 $\delta^{13}\text{C}$ 值很低 ($<-55\text{‰}$)。此外, 由于一些中间微生物作用产生了 CO_2 副产品, 所以可以根据 CO_2 的存在和同位素成分来判断是否为生物作用形成的天然气。因为微生物作用仅产生了大量甲烷(摩尔分数大于 1%), 一般高链烃类是因热成因而形成, 因此天然气的总体化学特征也可以表明了其成因。由于不同的生烃机理可以导致相似的同位素值和组分值, 所以区分气体成因是非常复杂的(Anna, 2003)。一些次生作用, 如运移、细菌氧化和二者的共同作用由于改变了主要诊断特征而使生气机理的识别变得更加复杂。

1. 页岩生物成因气的生成

导致甲烷生成的有机质分解作用由不同的微生物群体完成的(Mah, 1976)。生物成因作用可以通过两种方式: 二氧化碳的还原作用、醋酸盐的发酵作用生成甲烷。

醋酸盐发酵作用: $\text{CH}_3\text{COOH} \rightarrow \text{CH}_4 + \text{CO}_2$ (反应 1)

CO_2 还原作用: $\text{CO}_2 + 4\text{H}_2 \rightarrow \text{CH}_4 + 2\text{H}_2\text{O}$ (反应 2)

在菌生甲烷的形成过程中二氧化碳还原作用和醋酸盐发酵作用是同时作用的。但是在不同的情况下, 它们所生成的数量是不同。据同位素成分分析, 大多数古代生物成因气聚集可能是二氧化碳还原作用生成的, 而近代沉积环境中两种作用都广泛存在。近地表的、年轻的、新鲜的沉积物可以通过上述两种作用形成生物气。商业性天然气聚集中生物成因气的主要形成途径是二氧化碳的还原。生成甲烷的还原作用所需的二氧化碳主要有三种来源: (1) 低温条件下, 浅层二氧化碳源, 有机质经微生物作用(硫酸盐还原和发酵)而发生的氧化作用; (2) 温度较高时, 深层二氧化碳源有机质的热脱羧作用; (3) 较大深度处生成的热成烃类的分蚀作用。研究表明形成商业聚集的页岩气藏需要多种来源的二氧化碳。

2. 页岩气生物成因作用的条件

页岩生物成因作用受若干关键因素控制。富含有机质的泥页岩是页岩气形成的物质基础, 缺氧环境、低硫酸盐环境、低温环境是生物成因页岩气形成的必要外部条件, 足够的埋藏时间是生成大量生物成因气的必要条件。另外, 产菌甲烷个体的孔隙空间平均直径为 $1\mu\text{m}$, 因此菌类繁殖需要一定的空间, 页岩中有机质富集的细粒沉积物的孔隙空间很有限, 但富含有机质的细粒页岩中的裂隙可以为生物提供生存繁殖空间。

(二) 热成因

热成因作用主要指随着埋深的增加, 温度和压力增大, 泥页岩中大量的有机质由产甲烷菌的代谢发生的化学降解和热裂解作用。干酪根降解过程中, 首先产出可溶的有机质沥青, 然后是原油, 最后是天然气。有机质的热模拟实验表明, 在沉积物的整个成熟过程中, 干酪

根、沥青和原油均可以生成天然气,对于有机质丰度和类型相近或相似的泥页岩,成熟度越高,形成的烃类气体越多。页岩的有机质成熟度 R_o 在 0.4%~1.88% 之间,所以页岩中的沉积物可以连续生成天然气。在成熟作用的早期,天然气是主要通过干酪根经降解作用形成;在成熟作用晚期,天然气是主要通过干酪根、沥青和石油裂解作用形成的。与生物成因气相比,热成因气生成于较高的温度和压力下,因此,在干酪根热成熟度(镜煤反射率 R_o) 增加的方向上,热成因气在盆地地层中的体积含量呈增大趋势。另外,热成因气也很可能经过漫长的地质年代和构造作用从页岩储层中不断泄漏出去。在 Antrim 页岩气研究中,采用甲烷/(乙烷+丙烷)比例和产生乙烷($C\delta^{13}$)的同位素组成确定出其中的热成因气所占体积较小(小于 20%),主要为生物成因气。

总之,页岩气的形成是热成因和生物成因共同作用的结果。页岩气形成的根本原因是经微生物作用和热作用可以生成甲烷等烃类的埋藏有机质。有机质的丰度和类型对于页岩气的形成至关重要,温度、压力和还原环境是页岩气形成的必要条件。

二、页岩气的来源特征

生成页岩气的烃源岩富含有机质,天然气主要来自于有机母质的热作用。在有机母质进入热成熟度之前,它们往往都要经历一个生物降解作用阶段。在这一阶段生成的未成熟生物气大多被滞留于源岩内,与后期生成的热解气混合,构成了成熟热解气或热解气的一部分。Curtis 对美国产工业性泥页岩气的 5 套主要页岩气层的地质特征和地球化学特征进行了归纳和总结(姜福杰,2012),发现泥页岩一般具有如下特征:

(1) 泥页岩气的地层厚度较大,埋深较浅。目前具有经济可采价值的页岩气地层的厚度均大于 6m,最大厚度达 610m,埋深范围为 183~2600m。埋深主要受当前钻探水平和经济条件的限制。埋深过浅,泥页岩含气饱和度较低;埋深过深,开采困难、成本太高而不具有工业价值。

(2) 泥页岩气的 TOC 含量变化范围大,在 0.3%~25% 之间。目前,美国主要的页岩气产层的 TOC 含量都较高,一般超过 2%。TOC 含量高的泥页岩含黏土矿物多,吸附性强,单位体积岩石内的容气量多。

(3) 泥页岩气的干酪根类型多为 I 型和 II 型,III 型较少。类型好的烃源岩生成的油气量多,自身残留的烃量也多。需要指出的是,母质类型较好的泥页岩,其在热演化程度较低时形成泥页岩油藏,在热演化程度较高时,通过原油的裂解才能转变为泥页岩气藏。

(4) 泥页岩的 R_o 在 0.4%~4.0%,变化范围宽。从美国目前的页岩气产层看,其 R_o 都在 1.0%~2.0%。这说明,形成页岩气资源并不需要烃源岩达到一个很高的热演化程度,关键是能够饱和岩层的残留需要。在满足了这一条件情况下,其内部残留的天然气在钻探的情况下能够得到较多的释放,从而实现有效开采。演化程度较低的烃源岩,生成的天然气量较少,能够残留的最大气量也较少,在开采过程中能够释放出来的气量亦较少,因而难以构成最优质的页岩气资源。热演化程度非常高的烃源岩层,虽然生成的天然气量非常大,但同时它们的埋深也大,孔隙度和渗透率非常小,温度也高,在这种条件下残留的气量较小。绝大部分的天然气已被排出烃源岩外,形成了深盆气藏和常规气藏。它们还因埋深太深而得不到经济开采,如果因构造变动暴露地表,其内部残留的气量还将大量损耗。因此,这类高演化程度的泥页岩层也无法形成最优质的页岩气资源。

三、页岩气的储层特征

(1) 页岩气富集于泥页岩内部复杂的介质条件中。泥页岩气既赋存于暗色泥岩和页岩的孔隙内或裂缝中,也富集在泥页岩内部的浅色粉砂岩、细砂岩的薄互层中,还有的溶解于干酪根介质内。

(2) 泥页岩气富集在非常细小的原生孔隙内(图 1-2-1),尽管泥页岩自身非常致密,但其孔隙度的大小随裂缝发育程度的不同变化范围较大(1%~15%),渗透率则随裂缝发育程度的不同而有较大变化。

(3) 泥页岩气以多种相态形式存留于孔隙空间(包括吸附态、游离态及溶解态),赋存在泥页岩中。其中吸附作用是页岩气储集下来的重要机制之一,吸附态天然气含量变化为40%~85%(图 1-2-2)要是吸附在干酪根或矿物表面上,游离气及溶解气则富集在岩石孔隙、有机质内孔隙及裂缝的空间内。

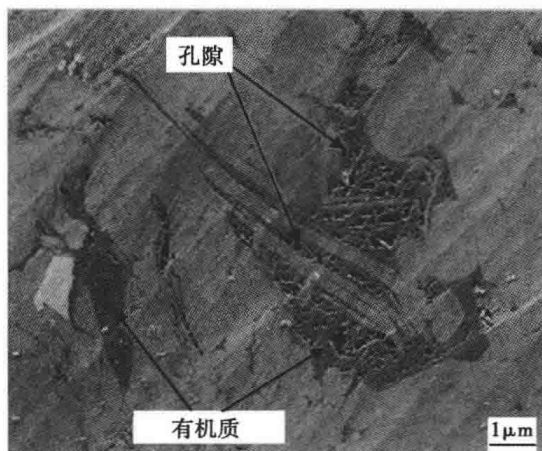


图 1-2-1 富集在孔隙与裂缝中的游离气

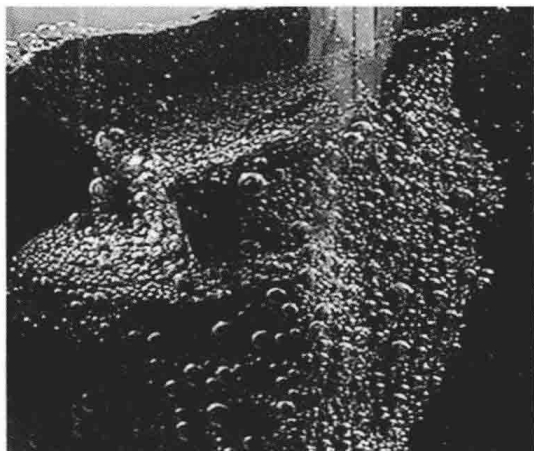


图 1-2-2 吸附于岩石表面的天然气

(4) 泥页岩气在岩石中具有广泛的饱和性,它们主要以吸附和游离状态存在于岩石内,吸附气含量一般为20%~85%。泥页岩残留的气量与许多地质条件有关,包括埋深条件、温度条件、生烃条件及岩层的排烃条件等。

四、中国页岩气成藏特征

在中国南方、华北及塔里木地区形成了广泛的海相和海陆过渡相沉积,发育多套海相富有机质页岩和海陆过渡相煤系碳质页岩(邹才能,2010)。在后期改造过程中,部分古生界海相页岩经历了挤压变形或隆升,如南方的扬子地区,多为后期隆升改造。四川盆地、华北地区、塔里木盆地构造相对稳定,地层保存条件较好。中生代—新生代以来,形成了中国独特的陆相湖盆沉积。陆相沉积盆地一般面积不大,但在盆地稳定沉降阶段常形成分布广泛的陆相生油岩,生烃潜力很大,如松辽盆地下白垩统青山口组、鄂尔多斯盆地上三叠统延长组陆相页岩,均是盆地的主要烃源岩。

(一) 沉积特征

盆地不同演化阶段直接控制富有机质页岩的发育与分布。根据沉积环境,可将富有机质

页岩划分为海相页岩、海陆交互相煤系炭质页岩、陆相页岩 3 种基本类型（表 1-2-1）。

表 1-2-1 中国页岩分类及分布地区

沉积类型	分布地区
海相页岩	扬子地区古生界、华北地区元古界—古生界、塔里木盆地寒武系—奥陶系等
海陆过渡相煤系页岩	鄂尔多斯盆地石炭系本溪组、下二叠统山西组—太原组，准噶尔盆地石炭系—二叠系，塔里木盆地石炭系—二叠系，华北地区石炭系—二叠系，中国南方地区二叠系龙潭组
陆相页岩	松辽盆地白垩系、渤海湾盆地古近系、鄂尔多斯盆地三叠系、四川盆地三叠系—侏罗系、准噶尔盆地—吐哈盆地侏罗系、塔里木盆地三叠系—侏罗系、柴达木盆地古近—新近系等

中国南方、华北地台及塔里木地台发育的古生界海相黑色页岩多形成于水深 200m 左右、生物化石丰富、强还原环境的深水陆棚相。如四川盆地发育的寒武系筇竹寺组、志留系龙马溪组黑色页岩为受大陆边缘拗陷控制的深水陆棚相沉积，富有机质黑色页岩面积 $(13.5\sim18.0)\times10^4\text{km}^2$ ，厚 200~400m，有机质丰富，含海洋浮游生物笔石化石及自生黄铁矿等，有机碳含量 1.85%~4.36%，最高达 11.0%~22.3%。在这两套黑色页岩中均发现了大量页岩气。

海陆过渡相形成的煤系页岩，如鄂尔多斯盆地石炭系本溪组及下二叠统山西组、太原组，准噶尔盆地石炭系—二叠系，塔里木盆地石炭系—二叠系，华北地区石炭系—二叠系，中国南方地区的二叠系龙潭组等，也是大型油气田的主要烃源岩，如鄂尔多斯盆地上古生界碳质页岩是苏里格等大气区的主要气源岩。三叠系—侏罗系和古近—新近系发育多套与煤层相伴生的碳质页岩，同样亦是优质气源岩，吐哈盆地发现的油气田多数来源于侏罗系煤系页岩。

中国发育陆相含油气盆地页岩：渤海湾盆地古近纪、松辽盆地白垩纪、鄂尔多斯盆地三叠纪、四川盆地侏罗纪、塔里木盆地三叠纪—侏罗纪、准噶尔盆地侏罗纪均为大型湖盆沉积时期，在湖盆的扩张期，形成了分布广泛且厚度大的湖相页岩，有机质十分丰富，含介形虫、孢粉、细菌、高等植物等化石，厚度 200~2500m，有机碳含量 2%~3%，最高达到 7%~14%。在中新生代发现了众多规模不等的油气聚集带，大庆油田、胜利油田、辽河油田、鄂尔多斯中生界油气聚集区等，其油气就源于该套湖相泥岩。

(二) 页岩的分布特征

中国海相页岩十分发育，分布广、厚度大，主要发育在古生界的陡山沱组 (Z_2)、筇竹寺组 ($-C_1$)、大乘寺组 (O_1)、五峰组—龙马溪组 (O_3-S_1)、罗富组 (D_2)、德坞组—大塘组 (C_1)、龙潭组 (P_2)（表 1-2-2）。发育最好的页岩分布在下寒武统、上奥陶统顶部、下志留统底部，以扬子克拉通地区最为典型（表 1-2-2）。

表 1-2-2 中国海相页岩分布

	地层	厚度 (m)		面积 (10^4km^2)	分布地区
		范围	平均		
石炭系	德坞组—大塘组 (C_1)	50~150	100	6	滇黔桂
泥盆系	罗富组 (D_2)	100~600	200	13	滇黔桂、湘西—湘南
志留系	五峰组—龙马溪组 (O_3-S_1)	20~700	120	42	扬子区

续表

	地层	厚度 (m)		面积 (10 ⁴ km ²)	分布地区
		范围	平均		
奥陶系	大乘寺组 (O ₁)	20~100	40	3	上扬子西部
寒武系	筇竹寺组 (—C ₁)	50~700	100	30~50	扬子区
	筇竹寺组 (—C ₁₊₂)	50~110	80	7	塔里木盆地
震旦系	陡山沱组 (Z2)	10~100	47	15	上扬子东部—中部扬子区

(三) 页岩的地球化学特征

中国海相、海陆交互相以及陆相页岩广泛分布，不同沉积环境形成的有机质类型不同，倾油、倾气性也有差别，很多盆地或区块达到富集页岩气所需基本地球化学标准（表 1-2-3）。四川盆地下古生界寒武系筇竹寺组和志留系龙马溪组两套海相黑色页岩属 I—II₁ 型干酪根，显示良好的倾油性，当 R_o 值高于 1.2% 时，在高成熟—过成熟的页岩地层中，首先生油，然后裂解成气，形成海相页岩“连续”生气与聚气。中国北方古生界石炭系—二叠系、中生界侏罗系含煤层系炭质页岩作为重要的气源岩，已形成了大规模天然气聚集，有机质主要是 III 型，属腐殖型干酪根，在整个成熟演化阶段，以成气为主：R_o 值为 1.0% 时，天然气转化率已达到 40% 以上；R_o 值为 2.5% 时，天然气转化率达到 95%；R_o 值为 0.8%~2.5% 是煤系有机质主生气期。富氢组分含量相对较高区块，更有利于形成页岩气富集区。可见，中国的三类主要页岩具备形成页岩气资源的条件。

表 1-2-3 中国主要盆地页岩的地球化学特征

页岩类型	地区	地层及岩性	TOC (%)		R _o (%)	干酪根类型
			范围	平均值		
海相	四川盆地	寒武系黑色页岩	1.00~5.00		2.30~5.20	I—II ₁
		志留系龙马溪组黑色笔石页岩	2.00~4.00		1.60~3.60	I—II ₁
	塔里木盆地	寒武系深灰色泥灰岩、黑色页岩	0.18~5.52	2.28	1.90~2.04	I—II ₁
		下奥陶统黑色泥岩	0.17~2.13	1.15	1.74	
	上扬子东南缘	五峰组—龙马溪组底部	1.73~3.12	2.46	1.83~2.54	I
海陆过渡相	河西走廊	石炭系暗色泥岩	0.19~37.98	4.20	0.60~1.90	II—III
		碳质泥岩	0.27~50.52	5.44		
	鄂尔多斯盆地	黑色、深灰色碳质页岩	2.68~2.93		1.10~2.50	III
陆相	鄂尔多斯盆地	三叠系延长组长 ₇ 黑色页岩	6.00~22.00	14.00	0.90~1.16	I—II ₁
	松辽盆地	白垩系青山口组黑色页岩	0.50~4.50		0.60~1.20	I—II ₁

中国页岩气潜力区的部分地球化学特征不同于北美页岩气主产区（张金川，2008）。如包括四川盆地在内的扬子地台大部分地区古生界烃源岩是区域主力烃源岩，虽属 I 型干酪根，但成熟度普遍为高成熟或过成熟，连续生油、生气、聚气，残余生烃潜力低（表 1-2-4）；中国大中型煤型气田，如鄂尔多斯、塔里木、华北地区上古生界石炭系—二叠系碳质页岩，其有机质丰度一般都比较 高，R_o 值为 1.1%~2.5%，有机质类型则多为 II—III 型；鄂