

文章编号: 1000-0747(2007)04-0392-09

北美裂缝性页岩气勘探开发的启示

李新景, 胡素云, 程克明

(中国石油勘探开发研究院)

基金项目: 中国石油科技攻关项目“非常规油气资源勘探开发及替代能源研究”(06-01G-02)

摘要: 北美实践证明, 非常规油气资源——页岩气是现实的接替能源, 勘探风险在于能否从低渗透的页岩储集层中获取经济可采储量, 勘探目标是有机质和硅质含量高、裂缝发育的脆性优质烃源岩。页岩气生产机制复杂, 涉及吸附气与游离气、天然裂缝与诱导裂缝系统之间的相互关系。在地质、地化、测井和地震综合评价基础上, 通过水力压裂等增产措施提高储集层渗透能力是页岩气开采的关键。中国广泛分布海相和湖相细粒碎屑岩, 有效烃源岩多富含炭质、灰质或硅质, 已陆续发现裂缝性油气藏, 有条件寻找丰富的页岩气资源, 特别是液态烃在高成熟或过成熟阶段裂解产生的甲烷气滞留在烃源岩内形成的连续分布式非常规页岩气资源。图3表5参34

关键词: 页岩气; 吸附气; 裂缝; 压裂; 烃源岩储集层

中图分类号: TE122

文献标识码: A

Suggestions from the development of fractured shale gas in North America

LI Xinjing, HU Suyun, CHENG Keming

(Research Institute of Petroleum Exploration & Development, PetroChina, Beijing 100083, China)

Abstract: The history of exploration and production in North America shows that shale gas is a realistic alternative energy. As an unconventional resource, its critical risk is whether the low permeability shale produces gas economically. Source rocks could be good reservoirs for gas if they had rich organic material and abundant silica which makes the shale more brittle. The complex production mechanism involves the relationships between absorbed and free gases and between natural and induced fractures. To enhance the permeability by artificial hydraulic fracturing is a key step for shale reservoirs on the basis of the evaluation of geology, geochemistry, wire line and seismic data. Many fractured reservoirs in China have been discovered in extensive fine clastic source rocks from marine and lacustrine environments, with carbonaceous/calcareous mudstone or siliceous shale. The undiscovered resources within effective shale reservoirs would be significant, especially the resources due to the secondary thermogenic cracking of oil to gas at high maturity.

Key words: shale gas; absorbed gas; natural fracture; hydraulic fracturing; source reservoir

0 引言

裂缝性页岩气(fractured shale gas)指富含有机质的细粒碎屑岩中储集的甲烷,或游离于基质孔隙和天然裂缝中,或吸附于有机质和黏土矿物表面,在一定地质条件下聚集成藏并达到经济开采价值。裂缝性页岩气可以是生物成因、热裂解成因或混合成因,属于非常规天然气范畴。这类气藏在北美诸多海相沉积盆地的上泥盆统页岩(如Appalachian盆地Ohio组页岩、Michigan盆地Antrim组页岩、Illinois盆地New Albany组页岩和Arkoma与Anadarko盆地Woodford组页岩)、密西西比系页岩(如Fort Worth盆地Barnett组页岩和Arkoma盆地Fayetteville/Caney组页岩)以及白垩系页岩(如San Juan盆地Lewis组页岩)中广泛发育,已成为重要的现实资源。

国内研究者先后归纳了裂缝性泥页岩油气藏的地

质特征、成藏机理、识别手段和钻井、完井技术,指出中国许多地区巨厚的、生烃条件良好的泥岩层段应当具备形成裂缝性油气藏的条件^[1-4]。松辽盆地古龙凹陷、辽河拗陷、济阳拗陷沾化凹陷、临清拗陷东濮凹陷、柴达木盆地茫崖拗陷西部凹陷等相继发现和开采的裂缝性泥岩油气藏,无疑为之提供了佐证。如松辽盆地南部新北油田裂缝性泥岩油藏几口井已开采10余年,累计产油3万多吨;胜利油田大93井2380~2400m深度泥岩段试油后日产油12t,且不含水;罗42井2828~2861m深度沙三段裂缝性泥岩试油后日产油110t,日产气8946m³^[5,6]。另外,中国在地震储集层预测、大型压裂应用于低渗透气藏储集层改造、裂缝性油藏压裂产能评价以及微地震监测技术等方面积累了较为丰富的经验^[7-10]。倘若能够建立符合中国裂缝性泥页岩油气藏特点的勘探开发配套技术和理论,找到丰富的经济可采储量指日可待。

近些年北美页岩气的科研、勘探开发非常活跃, 未运移出烃源岩的天然气潜力(如 Permian 盆地 Barnett 组页岩、Palo Duro 盆地密西西比系与泥盆系页岩、Alberta 和 Saskatchewan 地区 Colorado 组 White Speckled 页岩等)不断得到确认。本文探讨北美页岩气某些基本特征, 并对中国页岩气资源进行初步分析, 供参考与借鉴。

1 页岩气是有发展前景的现实资源

美国页岩气开采最早可追溯到 1821 年, 20 世纪 20 年代开始现代化工业生产, 70 年代中期步入规模化发展阶段, 年产约 $1.96 \times 10^9 \text{ m}^3$ (70bcf), 至 80 年代末

累计产量达到 $8.4 \times 10^{10} \text{ m}^3$ (3tcf)。

1989—1999 年, 美国页岩气生产总体保持较高速度增长, 年产量翻了近两番, 达到 $1.06 \times 10^{10} \text{ m}^3$ (380bcf)。如 20 世纪 80 年代投入运营的 Michigan 盆地泥盆系 Antrim 组页岩, 至 90 年代已成为最具活力的页岩气产区。2001 年美国能源信息管理局所列其境内 12 大气田中, 8 个属于非常规气田, Fort Worth 盆地 Newark East (Barnett 组页岩) 和 Michigan 盆地 Antrim 组页岩气田榜上有名(见表 1)。目前美国有页岩气井 40 000 余口, 年产量已跃升至 $1.68 \times 10^{10} \sim 1.96 \times 10^{10} \text{ m}^3$ (600~700bcf), Newark East 页岩气田已位居第三大天然气产区^[11, 12]。

表 1 美国天然气田产量排名(据 Kuuskraa, 2006)

排名	气田名称	盆地/州	天然气类型	产量 ($10^7 \text{ m}^3/\text{d}$)		
				2002 年	2003 年	2004 年
1	San Juan 产区	San Juan, NM/CO	煤层甲烷、致密砂岩气	10.9	11.5	11.2
3	Newark East	Fort Worth, TX	页岩气	1.7	2.2	3.1
4	Wyodak/Big George	Powder River, WY	煤层甲烷	2.5	2.2	2.5
5	Jonah	GGRB, WY	致密砂岩气	1.7	2.0	2.0
7	Wattenberg/DJ 盆地	Denver, CO	致密砂岩气	1.4	1.4	1.4
9	Carthage	East Texas, TX	致密砂岩气	1.4	1.4	1.4
10	Antrim	Michigan, MI	页岩气	1.4	1.1	1.4
11	S. Piceance 产区	Piceance, CO	致密砂岩气、煤层甲烷	0.8	1.1	1.7

与煤层甲烷和致密砂岩气相比, 美国页岩气开发起步晚, 年产量较低。但进入 20 世纪 90 年代, 特别是 21 世纪以来, 相关勘探开发技术得到广泛应用, 年产量和经济、技术可采储量迅速攀升(见图 1)^[13]。2002 年、2004 年页岩气产量分别占天然气总产量的 3% 和 4%; Fort Worth 盆地中部 Barnett 组页岩气技术可采储量由 $3.9 \times 10^{10} \text{ m}^3$ (1.4tcf) (USGS, 1990)、 $8.4 \times 10^{10} \text{ m}^3$ (3tcf) (USGS, 1996)、 $7.3 \times 10^{11} \text{ m}^3$ (26tcf) (USGS, 2004) 提高到 $1.1 \times 10^{12} \text{ m}^3$ (39tcf) (Advanced Resources, 2005), 预测 2010 年美国页岩气产量占天然气总产量 13%^[11, 14]。这样一种节节攀升的发展形势, 除天然气市场价格等因素影响外, 主要归功于国家、行业主管部门及协会的长期支持。1976 年美国能源开发署(DOE)启动东部页岩气项目(EGSP), 全面开展目的层地质、地球化学条件的定性和定量描述、经济评价、增产工艺和钻井、完井工程设计等技术的研发, 资助工作一直持续到 1992 年; 20 世纪 80 年代直至 90 年代早期, 天然气技术协会(GTI)(原天然气研究协会 GRI)组织力量对泥盆系和密西西比系页岩天然气潜力、取心技术、套管井设计和提高采收率等关键问题进行深入探讨, 逐步构建了以岩心实验为基础、以测井定量解释为手段、以地震预测为方向、以储集层改造为重点和以经济评价为主导的勘探开发体系。由此可见, 正是技

术创新、科研成果的有效应用和国家税收政策扶持成就了美国页岩气资源的勘探开发。

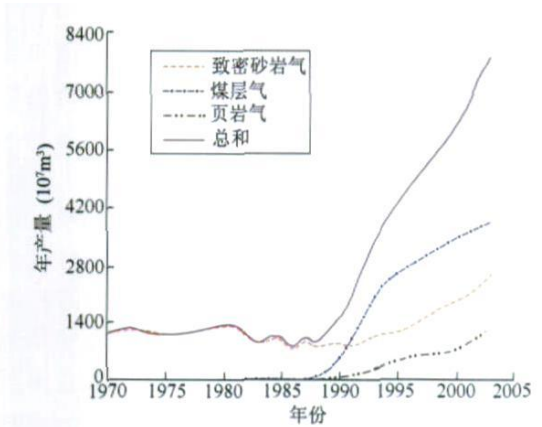


图 1 美国非常规天然气年产量(据 Caldwell, 2006)

继美国之后, 加拿大也开始页岩气的区域勘查、摸底和试验。如选择西部沉积盆地(British Columbia 东部和 Alberta 地区)上白垩统 Wilrich 组及其同时代地层、侏罗系 Nordegg/Fernie 组、三叠系 Doig/Doig Phosphate/Montney 组、Exshaw/Bakken 组和泥盆系 Ireton/Duvernay 组开展页岩气勘探潜力评价, 预测该区页岩气资源量约 $2.4 \times 10^{13} \text{ m}^3$ (860tcf)^[15]。加拿大非常规天然气协会(CSUG)认为西部(包括 British Columbia 北部 Bowser 盆地)Colorado 页岩段、侏罗系

及古生界页岩和东南部的泥盆系页岩具有开发的潜力^[16]。British Columbia 能源矿产部 2004 年将页岩气区域资源评价列入能源发展目录, 泥盆系评估工作已完成, 三叠系评估项目正在进行。截至 2006 年, British Columbia 油气委员会已核准的白垩系和泥盆系页岩气试验区块共计 22 个^[17]。

世界范围内页岩(包括细粒黏土沉积)约占沉积岩的 60%, 估计页岩气资源可能是煤层甲烷或致密砂岩气的 2 倍^[18]。戴金星亦曾指出, 中国第二轮油气资源评价中 $38 \times 10^{12} \text{ m}^3$ 天然气资源量及 $10.5 \times 10^{12} \text{ m}^3$ 天然气可采资源量偏小的原因之一, 是该数值未包含对深盆地、致密砂岩气、泥页岩气、气水合物以及水溶气等非常规天然气资源的系统评价, 这些领域内仍有很大的资源潜力^[19]。

总之, 裂缝性泥页岩储集层中的天然气资源量巨大, 有相当的生产能力和经济价值, 是现实的油气资源和重要的接替领域。中国应当借鉴北美页岩气勘探开发技术和实践经验, 系统解剖成藏条件, 通过老井复查和资料二次解释, 定量分析关键参数, 建立评价标准, 筛选钻探目标, 推动烃源岩储集层(source reservoir)的天然气勘探开发进程。

2 页岩气资源投入商业开发的前提是综合评价

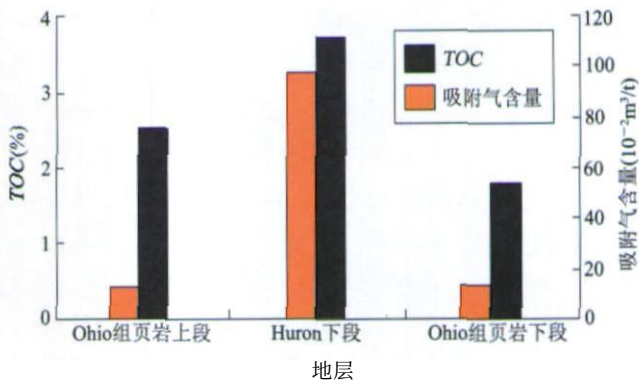
泥页岩类基质孔隙极不发育(浅层孔隙度可大于 10%, 2300m 以下深度通常小于 10%), 多为微毛细管孔隙, 渗透率也远小于致密砂岩, 属于渗透率极低的沉积岩。但沉积环境、成岩作用、有机质演化、构造应力、水动力条件和围岩特征等诸多因素的综合效应, 能够使有机质丰富的泥页岩形成一定规模、渗透性较好的封闭体系, 即裂缝性泥页岩油气藏。这是分布广泛的北美泥盆系页岩只在部分区域具有商业开发价值的主要原因之一, 也是油气公司将页岩气的经济、技术可采储量置于首位的重要原因。北美勘探开发公司通常要在确定天然气成因、页岩气分布面积、有效厚度、可能的生产机制以及基本控制影响经济开采的不利因素之后, 才可能有效动用页岩气储量。因此, 与常规油气藏钻井之后随即投产的模式不同, 页岩气资源投入商业开发的前提是综合评价。

页岩气资源评价总体面临两个核心问题: ①作为储集层是否具有足够的天然气地质储量; ②是否具备足够的渗流能力与条件实现经济开采。因此, 储集层中赋存的天然气体积、储集层渗透率是评价页岩气藏的关键参数, 有机质丰度、成熟度、甲烷吸

附能力、孔隙度、含气饱和度、储集层有效厚度、矿物组成、裂缝发育范围与方向及其围岩的封闭能力都是页岩气资源量计算和经济评价涉及的必要内容。美国科罗拉多矿业学院石油勘探开发中心 Curtis J B 主任对 Barnett 组(Fort Worth 盆地)、Ohio 组(Appalachian 盆地)、Antrim 组(Michigan 盆地)、New Albany 组(Illinois 盆地)和 Lewis 组(San Juan 盆地)5 套商业性页岩气层的热成熟度、甲烷吸附气含量、储集层厚度、总有机碳含量和单储系数等关键参数进行了归纳和对比, 结果显示差异较大^[20]。本文综合分析认为, 尽管每个页岩气藏都有其特殊性, 但仍有一些共同点。

2.1 总有机碳含量(TOC)与页岩气产率密切相关

Kentucky 东部 Appalachian 盆地页岩气主产区 Big Sandy 气田的主力气层是泥盆系 Ohio 组页岩 Huron 下段烃源岩。图 2 显示 Huron 下段烃源岩储集层的 TOC 值比上下紧邻的页岩高, 甲烷吸附气含量也丰富得多^[21], 说明 TOC 不仅是衡量烃源岩生烃潜力的重要参数, 有机质作为吸附气的核心载体, TOC 值的高低会导致吸附气发生数量级变化。评价非常规页岩气资源, 既要考虑生烃潜力, 也要重视不溶有机质与吸附气之间的依存关系, 合理确定 TOC 起算值和储集层有效厚度。若不溶有机质丰度比较低, 页岩吸附气含量大幅度减少, 形成具有经济开采价值的页岩气藏的概率就比较低。



注: 吸附气含量为标准条件下数值

图 2 Big Sandy 气田泥盆系页岩 TOC 与甲烷吸附气含量
(据文献[21], 有修改)

此外, Fort Worth 盆地 T. P. Sims # 2 井 Barnett 组页岩、Appalachian 盆地 Chattanooga 组页岩 TOC (y) 与页岩气产率 (x) 之间还存在 $y = 27.538x + 67.886$ 和 $y = 66.59x + 60.154$ 的线性关系, 其他页岩产层也多具有类似特征^[22]。根据这些正相关模型, 结合 TOC 与页岩密度的负相关性, 利用常规测井曲线便可识别成熟的优质烃源岩, 连续计算页岩段的含气量, 为优选目的层提供关键参数。

2.2 吸附气含量高

前面提到, 页岩气主要由两部分构成: 烃源岩不溶有机质(干酪根)和岩石颗粒表面的吸附气, 粒间孔隙和天然裂隙中的游离气。页岩气井生产寿命通常比较长, 部分甚至高达 30a, 产量年递减率一般小于 5% (多数为 2% ~ 3%)。许多研究认为页岩气井稳产期较长的原因与储集层吸附气含量密切相关, 页岩气后一阶段生产的天然气主要来自基质中的吸附气, 吸附是页岩储集层中的天然气得以保存的主要方式之一, 吸附气解吸是页岩气生产的重要机制。虽然 Curtis(2002)的统计显示, 各主要产层的吸附气和游离气构成比例非常不同, 吸附气含量范围较宽, 约 20% ~ 85%, Barnett 组页岩最低(仅 20%), 其余均在 40% 以上^[20];

不过, 从随后的 Barnett 组页岩实验研究和开采情况看, 吸附气 20% 的评估值偏低。Fort Worth 盆地 Newark East 油气田 T. P. Sims # 2 井不同深度 Barnett 组页岩甲烷等温吸附曲线表明, 当压力低于某一数值时, 吸附气可占天然气总产量的 40% ~ 60%; Mavor(2003) 也指出, Barnett 组页岩吸附气含量应当高于 GRI(天然气研究协会)的估算值, 约占原始天然气地质储量的 61%^[12, 23]。所以, Barnett 组页岩吸附气含量取 40% ~ 60% 比较合适。由此可见, 对于产量、可采储量丰富的页岩储集层, 吸附气含量可能至少占天然气总产量的 40% 左右(见表 2), 构成比例可观, 再次说明吸附气含量是预测页岩储集层产能的关键参数之一。

表 2 北美页岩气储集层参数对比

国家	页岩	盆地	地层	TOC (%)	R _o (%)	吸附气 (%)	石英 (%)	单井储量 (10 ⁷ m ³)	天然气类型
美国	Barnett 组	Fort Worth	密西西比系	1~ 12 (R _o > 1.1%条件下, 平均 4.5)	0.6~ 1.6	40~ 60	35~ 50	2.8~ 7.0	热解气
	Ohio 组	Appalachian	泥盆系	1~ 4.5	0.4~ 1.3	(50)	45~ 60	0.4~ 1.7	热解气
	Antrim 组	Michigan	泥盆系	1~ 20	0.4~ 0.6	70~ 75	20~ 41	0.6~ 3.4	生物气
	New Albany 组	Illinois	泥盆系	1~ 25(8)	0.4~ 1.0	40~ 60	(50)	0.42~ 1.7	热解气+ 生物气
	Lewis 组	San Juan	白垩系	1~ 2.5	1.6~ 1.9	60~ 85	50~ 75	1.7~ 5.6	热解气
加拿大	White Speckled 组	WCSB	白垩系	1~ 11.9(1.69)	未成熟—过成熟		50~ 70		

注: 数据来源于 Curtis(2002)、USGS、CSU G、GCS 等; 括号内数据为平均值; WCSB 指加拿大西部沉积盆地

2.3 页岩气储集层石英含量高

页岩的矿物成分较复杂, 除高岭石、蒙脱石、伊利石等黏土矿物以外, 还混杂石英、长石、云母等许多碎屑矿物和自生矿物。页岩可分为黑色页岩、钙质页岩、硅质页岩、炭质页岩、铁质页岩、油页岩等类型。北美裂缝性页岩气的综合评价中往往采用地层元素分析(ECS)手段, 通过谱分析图观测页岩的矿物含量。表 2 显示页岩储集层的石英含量多超过 50%, 有些高达 75%, 且多呈黏土粒级, 常以纹层形式出现, 而有机质、石英含量都很高的页岩脆性较强, 容易在外力作用下形成天然裂缝和诱导裂缝, 有利于天然气渗流。该现象一方面说明岩性、岩石矿物成分是控制裂缝发育程度的主要内在因素, 另一方面说明并不是所有优质烃源岩都能够形成具有经济开采价值的裂缝性油气藏, 那些低泊松比、高弹性模量、富含有机质的脆性页岩才是页岩气资源的首要勘探目标。

2.4 天然裂缝系统发育程度直接影响页岩气开采效益

世界页岩气资源很丰富, 但尚未得到广泛勘探开发, 根本原因是致密页岩的渗透率一般很低(小于 1mD), 那些页岩气已经投入开发利用的地区往往天然裂缝系统比较发育。例如 Michigan 盆地北部 Antrim 组页岩生产带主要发育北西向和北东向两组近垂直的

天然裂缝; Fort Worth 盆地 Newark East 气田 Barnett 组页岩气产量高低与岩石内部微裂缝发育程度有关; Illinois 盆地 New Albany 组页岩经济可采储量也与裂缝系统相关。从生产角度来看, 页岩气井的初产高, 但开始几年递减快(第一年可能递减 60% ~ 70% 左右); 单井产能也很悬殊, 日产量可由几千立方米到数万立方米不等, 高产井并非集中分布。这些状况说明裂缝改善了泥页岩的渗流能力, 裂缝既是储集空间, 也是渗流通道, 是页岩气从基质孔隙流入井底的必要途径; 裂缝性泥页岩储集层各向异性很强, 页岩气可采储量最终取决于储集层内裂缝产状、密度、组合特征和张开程度。因此, 页岩气藏的勘探目标应首选那些拥有较高渗透能力或可改造条件的泥页岩裂缝发育带, 合理确定有利的页岩气分布面积, 不应当仅考虑是否属优质烃源岩, 因为优质烃源岩仅是页岩气储量评价的一个方面, 且统计结果尚未显示页岩气的地质储量与产能之间存在着比较好的相关性。

总而言之, 裂缝性泥页岩储集层天然气构成模式与常规天然气藏不同, 相当部分页岩气以吸附状态存在, 吸附量受储集层有机质丰度、地层压力等因素控制。气藏投入开发后, 初期产量来自页岩的裂缝和基质孔隙, 随着地层压力降低, 页岩中的吸附气逐渐解

吸,进入储集层基质中成为游离气,经天然和诱导裂缝系统流入井底,即吸附气的解吸是页岩气开采的重要机制之一。预测具有裂缝与孔隙双重介质的泥页岩储集层产能,若忽视吸附作用的效应,可能远远低估其资源潜力,若忽视储集层岩石物理学特性及裂缝系统的发育条件,则可能高估页岩气开采价值。在划分有效页岩储集层时,须重视页岩有机质丰度、地层压力、岩性、物性及裂缝发育程度对产气能力的影响。在大套泥页岩定量评估过程中,须采用测井多参数判别与测试资料相结合的方法建立研究区气层判别标准。利用地震技术定量预测裂缝发育的有利区域,仍然是研究人员探索和努力的方向。以岩心实验为基础,利用集地质、钻井、测井和地震资料为一体的勘探开发油藏描述工作平台,通过相关评价模型对厚层泥页岩目的层进行连续定量解释,计算资源量与可采储量,确定初始产能与递减率、生产机制,是页岩气综合研究的主要内容。

3 钻采技术是动用页岩气储量的关键

页岩气藏属于资源型聚集带(resource plays),要实现有效动用,地质储量并非主要障碍,问题在于有多少经济和技术可采储量。为了获取比较高的收益率,除了天然气市场价格因素以外,利用钻井、完井工程设计技术和油气井增产工艺,通过优选目的层段、加快钻井速度、提高单井产能、延长开采期限,达到成本控制的目的,是页岩气开采过程中的重要环节。

3.1 页岩储集层钻井成本

北美主要页岩气储集层埋深约 76~ 2591m,大致分布在 3 个范围,随埋深加大,钻井成本成倍增长(见表 3)^[20,24]。对于埋藏深的 Barnett 组页岩,研发新技术或改进常规钻井方法以加快钻井速度,弥补深度导致的成本增加,控制投入与产出比格外重要。埋藏较浅的 Antrim 组页岩则相对容易回收资本。

表 3 美国页岩储集层深度与钻井成本对比

页岩气储集层	埋深(m)	钻井成本(\$ 1000)
New Albany 组和 Antrim 组	76~ 610	125~ 250
Ohio 组和 Lewis 组	914~ 1524	250~ 300
Barnett 组和 Woodford 组	1829~ 2743	450~ 600

3.2 页岩储集层的钻采技术

如前所述,裂缝的发育程度是页岩气运移聚集、经济开采的主要控制因素之一,但统计表明仅有少数天然裂缝十分发育的页岩气井可直接投入生产,其余 90% 以上的页岩气井需要采取压裂等增产措施沟通天然裂缝^[22],提高井筒附近储集层导流能力。Fort Worth 盆地 Barnett 组页岩埋藏较深,地层压力较高,其开发历程(见表 4)印证了钻采技术的不断更新(如 N₂压裂、泡沫压裂、凝胶压裂、清水压裂、水平井钻探技术)带来的成果,致使更多的油气勘探开发公司参与 Barnett 组页岩气聚集带开发。按照日产量高低排序,主要有 Devon、XTO、ConocoPhillips、EnCana、EOG、Chesapeake 等能源公司,其中 Devon 能源公司占据主导地位。

表 4 Fort Worth 盆地 Barnett 组页岩气开发历程

年份	年产量(10 ⁸ m ³)	开发井数量(口)	重要事件及开发效果
1985	0.3	12	1982 年第一口发现井完钻,采用 N ₂ 泡沫压裂改造储集层 1986 年 Mitchell 能源公司试验大型水力压裂技术(MHF),1990 年广泛实施,同时终止 N ₂ 辅助压裂的方式
1990	0.8	66	1985—1989 年平均单井最终可采储量(EUR)为 9.8×10 ⁶ m ³ (0.35bcf)
1995	5.6	242	1992 年 Mitchell 能源公司在盆地核心区钻第一口水平井 1997 年试验携砂量少的水力压裂(LSF),随后推广
1999	11.2	517	1998 年 Devon 能源公司在 Barnett 组页岩下伏地层 Viola 组尖灭点外侧钻探 2 口水平井 1985—1999 年平均单井最终可采储量(EUR)为 2.4×10 ⁷ m ³ (0.86bcf)
2000	21.8	698	Devon 能源公司 2000 年开始打加密井,并在盆地核心区 and 外围 Viola 组尖灭点外侧试钻垂直井和水平井,清水压裂技术成熟,全面应用
2001	36.7	1171	
2002	56.6	1771	1985—2002 年平均单井最终可采储量(EUR)为 3.4×10 ⁷ m ³ (1.23bcf)
2003	84	2340	Devon、EOG、Hallwood 等能源公司在 Fort Worth 盆地核心区和外围开始大量钻探水平井,其中
2004	106.4	3500	Devon 公司所辖核心区域 2005 年累计产量达到 2.8×10 ¹⁰ m ³ (1tcf),可采系数由 2002 年的 9%
2005	138.6	4200(推算)	~ 10% 上升为 2004 年的 10%~ 12%,2006 年为 16%

注:资料主要参考美国 DOE/EIA-M063(2005)、Hart Energy 出版公司 Advances In Unconventional Gas(2007)

20 世纪 80 年代初 Mitchell 能源公司(2001 年被 Devon 能源公司收购)采用泡沫压裂技术提高垂直井产能,产量增幅有限。自 20 世纪 90 年代后期以来,各种先进的水平井钻完井技术、压裂技术(如清水压裂、

多段压裂、重复压裂)和压裂实时监测技术(如微地震测绘)使 Barnett 组页岩储集层改造成本降低 70%,地层伤害降低,储集层有效厚度增加,烃类排泄面积扩大,单井产能和生产潜力大大提高,如 1985 年至 1989

年、1999 年和 2002 年 3 个时期平均单井最终可采储量 (EUR) 依次为 $9.8 \times 10^6 \text{ m}^3$ (0.35bcf)、 $2.4 \times 10^7 \text{ m}^3$ (0.86bcf) 和 $3.4 \times 10^7 \text{ m}^3$ (1.23bcf), 产区也由 Wise、Dendon 和 Tarrant 构成的核心区向外围逐渐拓展, 克服了 Barnett 组页岩上下灰岩层的限制, 避免了 Ellenburger 组白云岩层的水侵, 使可采储量在气窗范围内 (R_o 值大于 1.1%) 得到最大程度动用。与 2000 年相比, 2005 年产量翻了 5 倍以上 (见表 4)。按照 Quicksilver 公司公布的数据, Fort Worth 盆地外围区域 Johnson 区水平井日产量已达到 $5.9 \times 10^4 \sim 1.4 \times 10^5 \text{ m}^3$ (2.1~5 mmcf) 水平。

需要注意的是, 页岩储集层改造技术的应用始终不能脱离地质条件的约束, 要针对页岩储集层特点优选压裂层位和施工工艺, 才能取得比较好的开发效果和经济效益。对于埋藏较浅、地层压力较低的储集层通常采用 N_2 泡沫压裂。清水压裂的压裂液中一般已加入适量抑制剂, 但仍要求储集层中膨胀性蒙脱石含量不能很高, 原因是其水敏性强, 遇水易膨胀、分散和运移, 导致岩石渗透率下降, 所以, 利用 X-衍射和 SEM 测试结果分析黏土矿物的类型和含量十分必要。

4 中国页岩气资源潜力

中国各主要盆地在几十年的滚动勘探开发过程中陆续发现了裂缝性泥页岩油气藏, 部分地区还做了详细的研究工作, 证明致密的泥页岩可以成为产油层, 但所要求的孔隙度、渗透率下限值更高。相对而言, 页岩气藏的规模性开发比较有利。

中国海相沉积广泛, 中、上元古界和古生界分布面积达 300 万 km^2 以上 (西藏与新疆西部的中、新生界和沿海大陆架的中新统也有大面积海相沉积)^[25], 陆上古生界海相沉积面积约 280 万 km^2 , 且各主要层系均有良好的烃源岩 (包括黏土岩和碳酸盐岩), 演化程度普遍很高。已发现与海相地层 (包括有机质丰度高的泥质岩、泥质碳酸盐岩) 相关的大中型气田, 主要分布在四川、鄂尔多斯、塔里木三大盆地。中国目前页岩气的风险勘探试验区、资源评价工作尚处于酝酿阶段。下文仅根据四川盆地调研情况, 参考国内已发现的泥页岩裂缝性油气层的分布规律、北美海相页岩储集层特征, 讨论中国热裂解成因的页岩气资源潜力。

4.1 四川盆地海相烃源岩

四川盆地经历了克拉通盆地和前陆盆地两个演化阶段^[26], 发育多套烃源岩, 包括下寒武统、下志留统、二叠系、上三叠统及下侏罗统等, 其中下寒武统、下志留统、下侏罗统以泥质碎屑岩为主。下寒武统和下志留

统的暗色泥页岩和炭质页岩形成于静海的还原环境, 有机质多为 I 型。下寒武统烃源岩平均厚 139m, TOC 值为 0.5%~4%, 主要分布在川西南、川北和川东地区; 下志留统烃源岩厚 100~700m, TOC 值为 0.4%~1.6%, 分布面积约 13.7 万 km^2 , 主要分布在川东及川南地区。这些偏腐泥型的海相有机质现今处于高成熟或过成熟阶段 (R_o 值为 2.0%~5.0%), 热演化产物以原油裂解气为主, 分别形成威远震旦系、五百梯和沙坪场等石炭系碳酸盐岩气藏。威远气田上寒武统一奥陶统罗汉坡组—洗象池组、宝塔组碳酸盐岩气层和川南下志留统小坝河组粉—细砂岩、石牛栏组灰岩气层也局部发育, 基本属于裂缝性致密储集层。据此, 研究人员提出, 主产层上下的非含水层系若具备形成裂缝的沉积、构造条件, 且岩相变化不大, 钻井过程中有放空、井漏、井涌等显示, 都可能获得工业性气流。那么主力烃源岩本身情况如何呢?

复查川南、川西南老井原始资料发现, 钻遇下寒武统、下志留统的砂质页岩、灰质或炭质泥、页岩和黑色页岩段时, 普遍发生钻时曲线异常、钻井液漏失、相对密度下降、黏度上升、气测高异常 (全烃和甲烷含量大幅度增加)、气侵或后效气侵、槽面升高、井涌甚至井喷现象 (如阳 63 井、太 15 井、阳深 1 井、阳深 2 井龙马溪组以及威 5 井、威 18 井筇竹寺组), 有些井段电测解释结论为含气层, 部分还进行了测试 (见图 3)。例如 1981 年阳 63 井 3505~3518m 井段黑色炭质页岩段射孔后, 经土酸酸化处理, 获得天然气 $3500 \text{ m}^3/\text{d}$, 其中甲烷含量 96.4%, 现场地质技术人员认为该区泥页岩在一定构造作用下可以形成裂缝性气藏。总之, 四川盆地下古生界海相黏土岩裂缝发育, 油气显示活跃, 可能在一定范围内存在裂缝性泥页岩气藏。

图 3 中, Newark East 气田 Barnett 组页岩气层自然伽马测井响应为高值, 体积密度低值, 电阻率高值, 北美其他主要页岩产层也与之相似^[27]。这一特征符合有机质丰度高的细粒碎屑岩往往伴随放射性元素含量增加、岩石密度降低、声波速度降低、电阻率增大以及氢和碳含量增加的一般规律, 因此利用常规测井组合的响应特征, 可以系统测量成熟泥页岩参数。

四川盆地老井测井资料有限, 通常只有 1m 顶底电阻率、自然电位、自然伽马和井径测井, Barnett 组页岩测井响应模式在该区并未得到充分体现。位于五百梯构造带的五科 1 井龙马溪组暗色页岩段总体上呈高自然伽马、低电阻率、高声波时差和局部低自然伽马、高电阻率的特征。不过川南地区龙马溪组自然伽马和电阻率值高、气显示较好的层段多为钙质页岩、深色泥岩

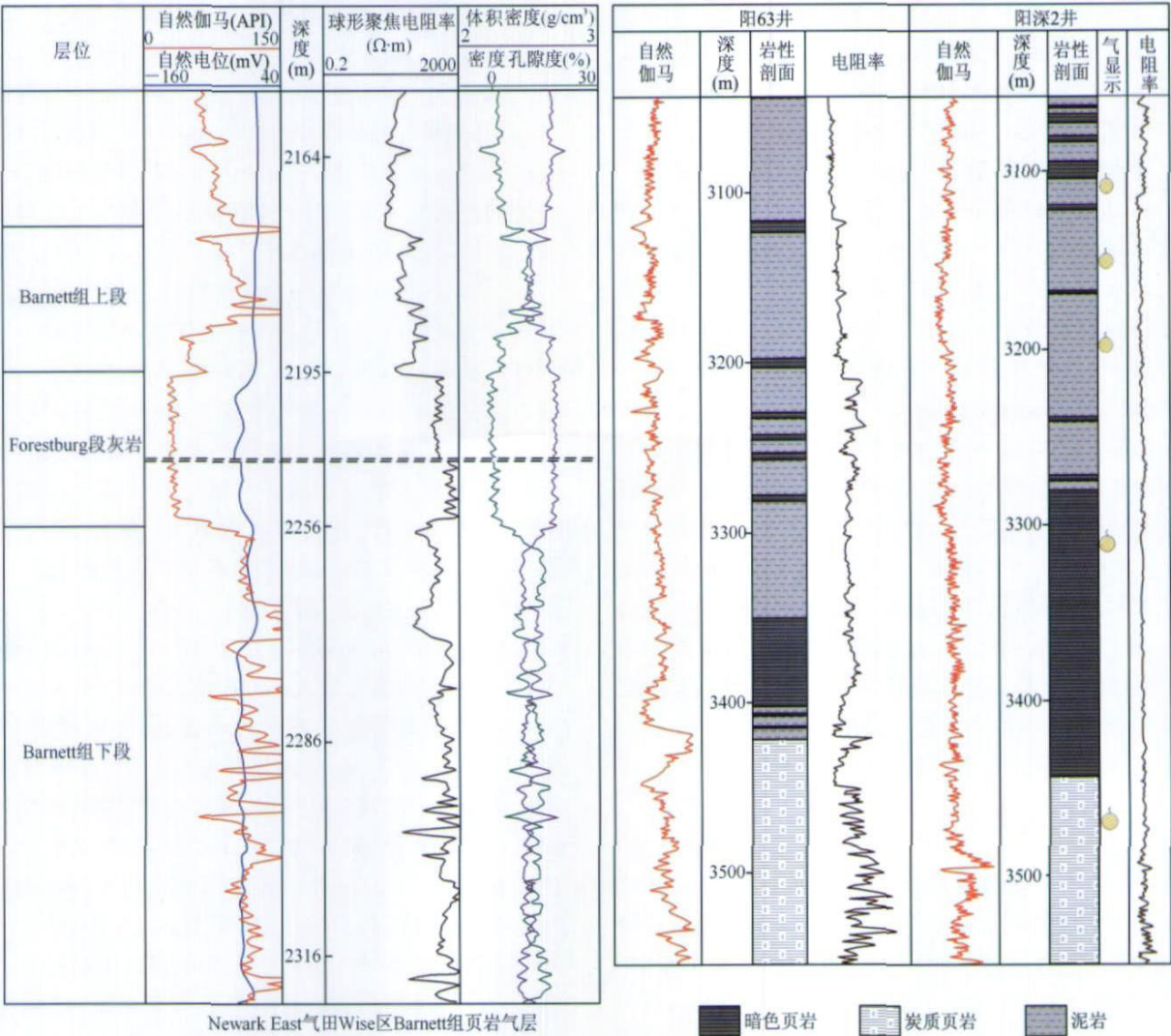


图3 Newark East 气田 Barnett 组页岩气层和川南阳 63 井、阳深 2 井下志留统龙马溪组页岩测井曲线

夹灰岩条带, 裂缝发育。可见, 四川盆地下古生界海相黏土岩的岩石类型、成熟度、测井响应均有别于北美裂性硅质页岩, 加之残余有机碳丰度相对较低, 埋深较大(一般大于 2700m), 页岩气资源量究竟有多少, 是否具有经济可采价值, 需要根据样品的全岩分析数据、等温吸附实验、目的层压力梯度、产层和围岩物性条件, 并补充声、电等成像测井, 作深入分析和评价。

暂且按照 2002 年 Devon 公司核心区 Barnett 组页岩气可采系数(9%~10%)的一半(约 5%)和四川盆地平均生气强度下寒武统烃源岩约 $70 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$ 、下志留统烃源岩约 $60 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$ 粗略估算, 下古生界海相页岩气平均可采资源量约 $3.0 \times 10^8 \sim 3.5 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$ 。在四川盆地华蓥山以西的下寒武统筇竹寺组和以东的下志留统龙马溪组厚层页岩发育区, 其页岩具有干酪根生烃、成岩作用以及构造应力产生裂缝的条件, 是未来页岩气资源的勘探方向。

除此之外, 其他海相有效烃源岩发育区, 如塔里木盆地、南方诸盆地下寒武统、上奥陶统一下志留统黑色泥岩、炭质页岩、灰质泥岩、含砂质页岩以及硅质页岩, 也是开展研究工作、寻找页岩气储量的有利勘探目标。

4.2 中国陆相烃源岩储集层

有机质丰富的泥页岩在持续的演化过程中可以通过 3 个阶段生成气态烃并聚集成藏: ①有机质成岩作用阶段, 生物降解生成甲烷气; ②有机质深成作用阶段, 热降解生成液态烃和气态烃; ③有机质后成作用阶段, 液态烃热裂解生成甲烷气^[28-30]。如北美页岩气既有生物成因, 也有热裂解成因(见表 2)。Fort Worth 盆地 Barnett 组页岩有机质为 II 型干酪根, 生成的原油裂解气聚集于北部 Newark East 产气区, 而位于其北、西部的低成熟 Barnett 组页岩(R_o 值约 0.6%)则生成相对密度约 35~40° API 的低含硫量原油, 以及较高成熟度下相对密度约 40~50° API 的凝析油, 并构建了

Fort Worth 盆地 Barnett 组古生界(!)含油气系统中常规油气藏和非常规页岩气藏并存的格局。理论和实践揭示, I 型和 II 型干酪根在不断演化过程中生成的产物(包括高成熟阶段由液态烃裂解生成的甲烷), 既可以形成常规油气藏, 也可以滞留于烃源岩内部形成资源丰富的非常规页岩气藏。

中国渤海湾、松辽、柴达木等陆相盆地中发现的裂缝性泥页岩油气藏位于“生油窗”范围, 以产油为主(见表 5)^[31-34], 具有如下特点: ①泥页岩均属于中、新生界。②泥页岩储集层基本是各凹陷的优质

烃源岩, 有机质丰富, 类型好, 已进入成熟阶段, 且厚度大、分布稳定。③压力系数普遍较高, 其高值区与厚层泥、页岩稳定分布范围比较吻合, 即不同程度地存在异常高压现象。钻井过程中多发生油或气侵、井涌和井喷, 也证明泥页岩储集层处于超压状态。④泥页岩普遍缺乏硅质成分, 但富含钙质, 仍具有脆性以及产生裂缝的内在条件。⑤盖层主要为泥岩、膏盐层。这些有机质丰富、尚处于排烃阶段的烃源岩, 如果已达到使干酪根、液态烃裂解生成甲烷的演化阶段, 也可能形成页岩气藏。

表 5 中国裂缝性泥页岩油气藏对比

构造位置	层位	沉积环境	烃类型	干酪根类型	R_o (%)	压力系数	实例
临清凹陷东濮凹陷	Es ₃	湖相	油	I—II ₁	0.9~1.12	约 1.85	文 300
济阳凹陷沾化凹陷	Es ₃	湖相	油	I	> 0.45	1.53~1.8	罗 19、新义深 9
松辽盆地古龙凹陷	K ₂ qn	湖相	油	I—II ₁	> 1.0	1.19~1.51	哈 16、英 12
柴达木盆地芒崖凹陷	N ₁ —N ₂ , E ₃ ²	湖相	油	II	0.51~0.82		油泉子、南翼山、高家涯
四川盆地川西凹陷	J ₂ s	湖相	气	III, 少量 I 和 II	0.5~1.04	1.7~1.9	孝泉 110

例如东濮凹陷主力烃源岩沙河街组湖相泥岩厚度高达 900m, 最大埋深约 9000m。沙三下亚段盐岩覆盖中央隆起带北部和东西两洼陷的大部分地区。凹陷北部的中央隆起区、西部斜坡带、西部洼陷带和东部洼陷带的压力系数分别达到 1.2~1.5、1.0~1.1、1.3~1.6、1.4~2.0。在前梨园洼陷等地区, 这套岩层先后进入生成液态烃阶段、凝析气阶段、干气的过成熟阶段^[31], 具备形成自生自储式油气藏条件, 可能发育裂缝性泥岩气藏。

总之, 有机质丰度、烃源岩干酪根类型及演化程度决定盆地内页岩气的成因机制和富集程度, 烃源岩的岩石类型、矿物组成、围岩的封闭性和构造应力作用控制裂缝的发育程度和分布范围。那些倾向于生油的 I—II 型干酪根, 不仅在成熟阶段热降解生成油和气, 而且生成的液态烃在高成熟或过成熟阶段能够裂解产生甲烷干气, 并部分继续滞留在烃源岩内形成连续分布式的非常规页岩气资源。中国中、新生代陆相湖盆的有效烃源岩系以暗色泥质岩为主, 下古生界海相黏土岩分布也很广泛, 烃源岩中富含钙质的高电阻率层段、异常高压带是寻找一定规模的裂缝性泥页岩气藏的有利区域。所以, 陆上天然气产区、以原油生产为主的勘探成熟区块仍然有可能发现丰富的非常规天然气资源。

5 结语

作为非常规油气资源, 页岩气的地质储量丰富, 其

主要勘探风险是能否从低渗透的裂缝性页岩气藏中获得经济可采储量。在满足地球化学基本条件(有机质丰度、类型、成熟度和天然气成因)的情况下, 裂缝系统发育程度和产生条件是获得具有商业价值天然气的重要控制因素。有机质丰富、硅质含量高、裂缝发育、相对封闭的厚层页岩段是有利的勘探开发目标。

页岩气的生产机制复杂, 涉及吸附气与游离气、天然裂缝与诱导裂缝系统之间的相互依存关系, 加之每个页岩气藏都有自己的核心要素, 需要根据有代表性的岩样实验室分析结果, 运用地质、录井、测井和地震检测等综合评估技术, 分析局部和区域应力作用下页岩储集层的响应, 描述和建立相关参数与页岩气产能之间的相关关系, 研究和预测裂缝性页岩气的可采储量。同时在保护储集层的前提下, 通过适当的压裂增产措施提高页岩储集层的渗透能力, 才能成功获取经济可采储量。

中国许多地区巨厚的泥页岩是优质烃源岩, 具备形成裂缝性油气藏的条件, 系统研究中国裂缝性页岩气潜力, 认识页岩气藏分布规律, 不仅可以拓展非常规天然气开发领域, 而且有助于完善尚未运移出烃源岩的天然气的成藏理论。

作者在调研期间, 中国石油西南油气田公司勘探开发研究院王世谦高级工程师等提供了建设性意见和帮助; 文中部分数据引用中国石油天然气股份有限公司内部资料(西南油气田分公司的《四川盆地油气资源

评价》, 2002; 大庆油田有限责任公司的《泥岩储集层勘探目标优选》, 2001), 在此表示衷心感谢。

参考文献:

- [1] 陈章明, 张树林, 万龙贵. 古龙凹陷北部青山口组泥岩构造裂缝的形成及其油气藏分布预测[J]. 石油学报, 1988, 9(4): 5-7.
- [2] 王德新, 江裕彬, 吕从容. 在泥页岩中寻找裂缝性油、气藏的一些看法[J]. 西部探矿工程, 1996, 8(2): 12-14.
- [3] 张金川, 金之钧, 袁明生. 页岩气成藏机理和分布[J]. 天然气工业, 2004, 24(7): 15-18.
- [4] 陈佳梁, 兰素清, 王昌杰. 裂缝性储层的预测方法及应用[J]. 勘探地球物理进展, 2004, 27(1): 35-40.
- [5] 袁士义, 宋新民, 冉启全. 裂缝性油藏开发技术[M]. 北京: 石油工业出版社, 2004.
- [6] 王宣龙, 李厚裕, 冯红霞. 利用声波和自然伽马能谱分析泥岩裂缝储层[J]. 测井技术, 1996, 20(6): 432-435.
- [7] 张研, 张颖, 孙夕平, 等. 地震储集层预测技术在不同勘探开发阶段的应用[J]. 石油勘探与开发, 2006, 33(1): 59-63.
- [8] 袁士义, 胡永乐, 罗凯. 天然气开发技术现状、挑战及对策[J]. 石油勘探与开发, 2005, 32(6): 1-6.
- [9] 李勇明, 郭建春, 赵金洲. 裂缝性油藏压裂井产能数值模拟模型研究与应用[J]. 石油勘探与开发, 2005, 32(2): 126-128.
- [10] 刘继民, 刘建中, 刘志鹏, 等. 用微地震法监测压裂裂缝转向过程[J]. 石油勘探与开发, 2005, 32(2): 75-77.
- [11] Kuuskraa V A. Unconventional natural gas, industry savior or bridge? [R]. Washington, D. C.: EIA Energy Outlook and Modeling Conference, 2006.
- [12] Montgomery S L, Jarvie D M, Bowker K A, et al. Mississippian barnett shale, Fort Worth basin, north central Texas: gas shale play with multi-trillion cubic foot potential[J]. AAPG Bulletin, 2005, 89(2): 155-175.
- [13] Caldwell R. Unconventional resources: are they for real? [J]. Scotia Newsletter, Mar., 2006: 1-2.
- [14] McCallister T. Unconventional gas production projections in the annual energy outlook 2006: an overview[R]. Washington, D. C.: EIA Energy Outlook and Modeling Conference, 2006.
- [15] Faraj B, Williams H, Addison G, et al. Gas potential of selected shale formations in the western Canadian sedimentary basin[J]. Gas TIPS, 2004, 10(1): 21-25.
- [16] Gatens M. Unconventional gas in Canada: an important new resource [R]. Calgary: CERI 2005 Energy & Environment Workshop, 2005.
- [17] Roche P. Technology and prices help release shale gas from "unconventional" status [J]. New Technology Magazine, Oct/Nov, 2006: 15-20.
- [18] Hamblin A P. The "shale gas" concept in Canada: a preliminary inventory of possibilities[R]. GSC 2006 Open File Report 5384.
- [19] 戴金星. 我国天然气资源及其前景[J]. 天然气工业, 1999, 19(1): 3-6.
- [20] Curtis J B. Fractured shale gas systems [J]. AAPG Bulletin, 2002, 86(11): 1921-1938.
- [21] Nuttall B C, Drahovzal J A, Eble C F, et al. U. S. DOE/NETL DE-FC26 02NT41442: Analysis of the Devonian shale in Kentucky for potential CO₂ sequestration and enhanced natural gas production [R]. Lexington: Kentucky Geological Survey, 2005.
- [22] Jarvie D. Evaluation of hydrocarbon generation and storage in the Barnett shale, Ft. Worth basin, Texas [R]. Texas: Humble Geochemical Services Division, 2004.
- [23] Mavor M. Barnett shale gas in place volume including sorbed and free gas volume (abs.) [R]. Fort Worth, Texas: AAPG Southwest Section Meeting, 2003.
- [24] Frantz J H, Jochen Jr V. Shale gas [R]. Schlumberger White Paper 2005.
- [25] 胡见义. 石油天然气地质与资源论文集[C]. 北京: 石油工业出版社, 2000.
- [26] 宋岩, 赵孟军, 柳少波, 等. 中国3类前陆盆地油气成藏特征[J]. 石油勘探与开发, 2005, 32(3): 1-6.
- [27] Montgomery S. Barnett shale: a new gas play in the Fort Worth basin[J]. Petroleum Frontiers Excerpt, 2004, 20(1): 1-76.
- [28] Tissot B P, Welte D H. 石油形成和分布[M]. 徐永元, 徐灏, 郝石生, 等(译). 北京: 石油工业出版社, 1989.
- [29] 赵文智, 王兆云, 张水昌, 等. 有机质“接力成气”模式的提出及其在勘探中的意义[J]. 石油勘探与开发, 2005, 32(2): 1-7.
- [30] 宋岩, 徐永昌. 天然气成因类型及其鉴别[J]. 石油勘探与开发, 2005, 32(4): 24-29.
- [31] 焦大庆, 王德仁, 武晓玲. 东濮凹陷天然气成藏及富集规律[J]. 石油与天然气地质, 2006, 27(6): 794-803.
- [32] 曲寿利, 季玉新, 王鑫. 泥岩裂缝油气藏地震检测方法[M]. 北京: 石油工业出版社, 2003.
- [33] 赖生华, 刘文碧, 李德发, 等. 泥质岩裂缝油藏特征及控制裂缝发育的因素[J]. 矿物岩石, 1998, 18(2): 47-51.
- [34] 叶军. 川西坳陷侏罗系烃源岩评价[J]. 油气地质与采收率, 2001, 8(3): 11-14.

第一作者简介: 李新景(1965-), 女, 甘肃通渭人, 中国石油勘探开发研究院博士后, 现从事石油地质综合研究工作。地址: 北京市海淀区学院路20号, 中国石油勘探开发研究院油气资源规划研究所, 邮政编码: 100083。E-mail: xinjingli@sohu.com

收稿日期: 2006-12-26 修回日期: 2007-04-05

(编辑、绘图 王孝陵)