

文章编号: 0253-2697(2013)04-0792-10 DOI:10.7623/syxb201304023

# 页岩气开发综述

张东晓 杨婷云

(北京大学工学院能源与资源工程系 北京 100871)

**摘要:**中国页岩气资源具有广阔的开发前景。目前中国尚未实现页岩气的工业开发,对页岩气综合评价、采出机理、开采技术的研究还不成熟。基于前期研究及文献调研,对国内外页岩气的研究进展以及美国页岩气开发经验进行了归纳总结,探讨以下几个方面:①综合评估页岩气资源是开发的第一步,分析了决定页岩气开发潜力的各个参数;②深入研究页岩气的采出机理对开展数值模拟和指导压裂设计具有重要意义,总结了页岩气的复杂开采机理及流动模型;③页岩气开发中的关键技术主要是水平井与水力压裂,重点揭示了储层特点与技术之间的内在联系,为优化开采提供参考;④回顾中国页岩气的开发进程和资源特点,展望未来开发前景。

**关键词:**页岩气;综合评价;采出机理;水平井;水力压裂;裂缝监测

**中图分类号:**TE02

**文献标识码:**A

## An overview of shale-gas production

ZHANG Dongxiao YANG Tingyun

(Department of Energy & Resources Engineering, College of Engineering, Peking University, Beijing 100871, China)

**Abstract:** China is just starting the industrial development of shale gas due to its great potential in shale gas resources although domestic researches on the comprehensive assessment, production mechanisms and production technologies of shale gas remain immature. Based on the authors' previous investigation and extensive literature search, this paper gives an overview on advances in the research and development of shale gas both at home and abroad, which discusses the following aspects: (1) the comprehensive assessment of shale-gas resources is the first step in shale-gas exploration and development and the key parameters and factors that determine the potential of shale gas are analysed; (2) production mechanisms of shale gas are fundamental to reservoir modeling, numerical simulation and hydro-fracturing design, and therefore, the complex production mechanisms and flow models are summarized. (3) some key technologies applied to shale-gas development, such as horizontal well and hydraulic fracturing, and the intrinsic correlation between reservoir characteristics and technologies chosen are discussed, which provide a reference basis for production optimization; (4) a review of the development history, characteristics and future development expectation of shale-gas resources in China.

**Key words:** shale gas; comprehensive assessment; production mechanism; horizontal well; hydraulic fracturing; fracture monitoring

随着天然气需求增加,页岩气作为一种新型的非常规天然气资源,越来越受到关注。美国页岩气开发已有80多年的历史,20世纪90年代以来页岩气的成功开采使美国天然气储量增加了近40%,改变了美国的能源格局,页岩气成为美国重要的供给能源之一。中国页岩气资源总量巨大,但勘探开发尚处于起步阶段,核心技术不成熟,没有实现工业开采。页岩气藏一般具有面积广、厚度大、能够长期稳产的特点,由于页岩孔隙度和渗透率极低,开采时须进行压裂改造,水平井、水力压裂和裂缝监测技术是页岩气开发中的关键技术。笔者从综合评价、采出机理和关键技术几个方面归纳总结了美国页岩气开发经验,分析了技术和生产的内在联系,以期为中国页岩气开发提供参考借鉴。

## 1 页岩气概述

页岩气指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%。与常规储层气相比,页岩气的聚集属于无运移或者极短距离运移,页岩既是生气源,又是聚集、保存的储层和盖层<sup>[1]</sup>。页岩气储层具有低孔隙度、极低渗透率的特点,通常孔隙度小于10%,渗透率数量级为( $10^{-8} \sim 10^{-4}$ )mD,须要进行压裂增产才能实现工业开发。

**基金项目:**国家自然科学基金“石油化工联合基金”项目(U1262204)、国家高技术研究发展计划(863)项目(2013AA064501)资助。

**第一作者及通信作者:**张东晓,男,1967年3月生,1988年毕业于东北大学,1993年获美国Arizona大学博士学位,现为北京大学工学院教授、国家千人计划特聘专家,主要从事油气藏数值模拟、非常规油气开采机理、二氧化碳地质埋藏等方面研究。Email:dxz@pku.edu.cn

页岩气几乎存在于所有的盆地沉积中,只是由于埋藏深度、含气饱和度等差别而具有不同的工业价值。中国主要盆地的页岩气技术可采资源量估算约为  $26 \times 10^{12} \text{ m}^3$ , 与美国  $24.4 \times 10^{12} \text{ m}^3$  的资源量大致相当。页岩气的成功开发对中国能源安全有着重要意义。2011—2015 年(“十二五”期间)规划明确要求“推进页岩气等非常规油气资源的开发利用”。2012 年 3 月发布的《页岩气发展规划(2011—2015 年)》要求在“十二五”期间基本完成全国页岩气资源潜力调查与评价,优选 30~50 个页岩气远景区和 50~80 个有利目标区,探明页岩气地质储量  $6\,000 \times 10^8 \text{ m}^3$ , 可采储量  $2\,000 \times 10^8 \text{ m}^3$ , 2015 年实现年产量  $65 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。中国页岩气的勘探开发正处于起步阶段,初期的开发规划、政策鼓励和核心技术研究尤为重要。

2 美国页岩气开发历史与现状

美国是最早开发页岩气的国家,也是目前唯一实现页岩气大规模工业开发的国家。1821 年 William Hart 在纽约州成功钻探了世界第一口页岩气井。1921—1975 年期间,美国的页岩气完成了从发现到工业化大规模生产的发展过程,该阶段仅限于传统的裂缝性页岩气的开发。20 世纪 70 年代开始,美国政府大力支持页岩气开发,开展一系列改造增产的研究,有效推动了页岩气发展。Michigan 盆地 Antrim 页岩于 20 世纪 80 年代实现工业开采,90 年代成为美国最活跃的页岩气藏, Fort Worth 盆地 Barnett 页岩和 San Juan 盆地 Lewis 页岩从 90 年代起产量不断增加。1979—1999 年,美国页岩气的产量增加超过 7 倍<sup>[1]</sup>。20 世纪后期,随着技术进步,美国页岩气产量飞速增加。2000 年,美国页岩气产量为  $91 \times 10^8 \text{ m}^3$ ; 2009 年,页岩气年产量为  $982 \times 10^8 \text{ m}^3$ , 超过中国常规天然气年产量; 2012 年页岩气年产量为  $2\,300 \times 10^8 \text{ m}^3$ , 占美国天然气总产量的 34%<sup>[2]</sup>。页岩气的迅速发展改变了美国天然气供应格局,使美国天然气和液化天然气(LNG)进口量大幅度下降。据美国能源信息署预测,页岩气将成为美国未来天然气产量增加的主要来源,到 2035 年总产量占比将提高到 49%<sup>[2]</sup>。

3 页岩气开发综合评价

与常规油气藏开发类似,页岩气开发分为储层评价、勘探阶段、早期开发、成熟开发、下降维护 5 个阶段。前两个阶段旨在评估开发潜力,通过一系列区域地质、地球化学、测井等勘探评价手段增加对气藏的认识。前期评价和勘探虽然成本高、短期经济回报低,但对于最终成功开发有着至关重要的意义。总结美国页岩

气开发经验,已有很多关于页岩气区块综合评价的研究,归纳了页岩气资源评估内容、模型及流程图<sup>[3-7]</sup>, Sondergeld 等<sup>[8]</sup>总结了美国页岩气储层的基本评价标准(表 1)。也有学者从含气页岩、资源潜力、开发条件和开发经济性几方面研究了中国页岩气地质综合评价的内容和指标<sup>[9]</sup>。考虑中美地质条件的差别,初步建立了中国页岩气核心区评价标准<sup>[10]</sup>: 富有机质页岩厚度大于 30 m、总有机碳含量大于 2.0%、有机质成熟度( $R_o$ )大于 1.1%、含气量大于  $2.0 \text{ m}^3/\text{t}$ 、埋深小于 4 500 m、地表相对平坦、改造程度低。页岩气开发综合评价可以分资源潜力、压裂潜力和外部因素 3 方面。

表 1 页岩气储层地层评价标准<sup>[8]</sup>  
Table 1 Evaluation standard for ranking gas-shale reservoir

评价参数	优选要求
埋深	干气窗内最浅深度
地层温度	$>110^\circ\text{C}$
地质资源量 (游离气和吸附气)	$>283 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{区块}$
厚度	$>30 \text{ m}$
总有机碳含量(TOC)	$>2\%$
热成熟度	干气窗, $R_o > 1.4\%$
含气孔隙度	$>2\%$
含水饱和度	$<40\%$
渗透率	$>100 \text{ nD}$
气体组成	$\text{CO}_2$ 、 $\text{N}_2$ 、 $\text{H}_2\text{S}$ 含量低
气藏类型(生物成因、热成因、混合)	热成因气
润湿性	干酪根偏油润湿
裂缝类型	垂直和水平方向
矿物组成	开放式和被石英或方解石填充
	石英或碳酸盐矿物大于 40%
	黏土矿物小于 30%
垂向非均质性	膨胀性黏土矿物含量低
	越小越好
	泊松比(静态)
杨氏模量	$<0.25$
压力梯度	$>21 \text{ GPa}$
水平闭合压力	$>1.1 \times 10^4 \text{ Pa/m}$
	$<14 \text{ MPa}$

3.1 资源潜力

资源潜力包括生烃能力和储集能力,具有开发价值的气藏必须有足够的地质资源量,主要评价指标包括总有机碳含量(TOC)、热成熟度、干酪根类型、孔隙度、有效厚度和含气量<sup>[7,9]</sup>。总有机碳含量决定了页岩的生烃能力、孔隙空间大小和吸附能力<sup>[11]</sup>。研究表明,吸附气含量通常与 TOC 值正相关。北美地区 TOC 值高的页岩一般具有较高的原地资源量、孔隙度和较低的黏土含量<sup>[7,12-13]</sup>。在热成因的页岩储层中,有机质成熟度是生烃潜力的重要预测指标,成熟度高表明生气量大,一般通过测定镜质体反射率  $R_o$  判断。

不同类型干酪根生烃潜力和转化率有较大差别,其成熟度优选指标也有差异。美国以含腐泥型干酪根的含气页岩为主,一般要求  $R_o$  值大于 1.4%;中国含腐泥型、腐殖型干酪根含气页岩并存,一般要求腐泥型干酪根  $R_o$  值大于 1.1%,腐殖型大于 0.5%<sup>[9]</sup>。孔隙度和有效厚度影响着气藏的储集能力,厚度还会影响水平井钻探的难度和成本,具有商业开发价值的页岩有效厚度通常要大于 30 m。根据不同勘探开发程度,可以通过体积法或类比法估算原地资源量<sup>[14]</sup>。

### 3.2 压裂潜力

页岩基质渗透率极低,需要通过储层改造形成复杂的裂缝网络提高渗透率提供流动能力。岩石的矿物组成决定了岩石的力学性质,影响着天然裂缝的发育和压裂增产的效果。富含石英等脆性矿物的页岩具有高杨氏模量和低泊松比,压裂时容易实现脆性断裂形成三维网状裂缝,其性状与钢化玻璃破裂效果相似;而富含黏土矿物的页岩塑性强,像海绵一样容易吸收能量,因此压裂时以形成二维平面裂缝为主。一般认为具有开发潜力的页岩黏土矿物含量低于 30%,杨氏模量大于 21 GPa<sup>[6,15-16]</sup>。天然裂缝的影响比较复杂,开启的天然裂缝能够提供储集空间、提高储层流动能力,但也可能导致天然气散失,与断层、构造剧烈地区或下伏水体相邻的裂缝会给开采带来不利影响。页岩中大量天然裂缝往往被石英、方解石等矿物填充,有研究认为开启的天然裂缝对于改造增产影响不大,填充裂缝在压裂过程中会重新开启形成复杂裂缝网络促进生产,碳酸盐矿物含量是判断裂缝发育及压裂潜力的重要指标<sup>[12,17-19]</sup>。地层的应力分布会影响裂缝形态,差别较小的水平应力分布有利于产生交错的网状裂缝<sup>[12]</sup>。

### 3.3 外部因素

外部因素包括埋深、压力和温度。埋深影响着页岩气藏的商业价值,随埋深增加开发成本增高,一般认为埋深 5 000 m 以上的气藏不具有经济开发价值。压力对页岩气的成因、赋存和开采都有影响,地层压力较低的页岩气藏以生物成因气为主,压力较高的以热成因气为主;随压力增加,含气量会有增加的趋势。当压力较低时,吸附气含量较高,当压力高时,游离气则占据主导<sup>[1]</sup>。温度会影响页岩气赋存形式,随着储层温度增加,气藏吸附气比例减少,游离气比例增加<sup>[20]</sup>。游离气含量高的气藏初期开采速率较高,有利于经济开发。

需要说明的是,页岩气藏评价需要综合考虑,很难有一个气藏可以同时满足表 1 中的所有标准,也不能用一个标准来衡量所有气藏。各个因素之间可以互补,或者通过合适的技术实现经济开采。

## 4 页岩气采出机理

### 4.1 采出过程

页岩气开采主要包括吸附气和游离气 2 部分,美国的页岩气藏主要有 3 种生产类型:①吸附解吸作用占主导的气藏,同时生产气和水,以 Michigan 盆地 Antrim 页岩为代表。随水的采出气藏压力下降,吸附气解吸流向井筒,这样的生产类型与煤层气更接近;②吸附气体占主导的气藏,以 Appalachian 盆地 Ohio 页岩为代表。天然裂缝和微孔隙中的游离气首先被采出,随压力下降吸附气解吸补充系统中的游离气,这样的气藏一般产气速率较低,但可以稳产 30 年甚至 40 年;③游离气占主导作用的气藏,以 Fort Worth 盆地 Barnett 页岩为代表。气藏深度大、压力高,以游离气的采出为主。

页岩气采出过程一般分为 3 个阶段<sup>[21]</sup>:①裂缝中游离气被采出,开采速率较高但下降迅速;②基质和微裂缝中的游离气采出,开采速率小于第①阶段;③吸附气的解吸扩散。游离气和吸附气的产出比例因页岩气藏特点而不同。比如 Barnett 页岩气藏以游离气采出为主,只有当压力降到 7 MPa 以下时,吸附气解吸才变得重要;Antrim 页岩气藏压力较低,开采中随压力降低开采出来的主要是吸附气。

### 4.2 流动机理

#### 4.2.1 双孔单渗模型

Carlson 的研究<sup>[22]</sup>认为,由于页岩基质致密,具有低孔、极低渗的特点,因此储层呈现“双孔”特征,用 Warren 和 Root 在 1963 年提出的双孔模型(图 1)来描述,基质为气体提供储集空间,裂缝提供运移通道。气体在基质中的流动服从分子扩散,从裂缝流向井筒的渗流过程可以用达西定律描述,吸附气解吸过程用朗格缪尔吸附等温曲线描述<sup>[23]</sup>。页岩气流动可以描述为<sup>[24]</sup>随着裂缝中气体采出,裂缝和基质存在压力差,基质表面的吸附气解吸通过裂缝网络流向井筒,基质内部的气体在浓度差作用下扩散到表面,通过裂缝网络流向井筒。

#### 4.2.2 多尺度流动模型

很多学者并没有明确将页岩区分为裂缝和基质单元,而是研究不同尺度的流动机理。用努森数( $K_n$ 数)

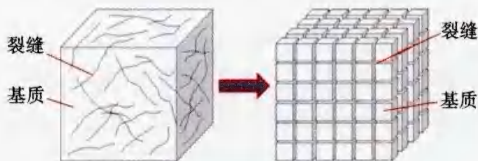


图 1 双孔模型示意图

Fig. 1 Schematic diagram of dual-porosity model



作为判断流态的准则,大的连通孔喉和裂缝中服从无滑移的连续流动( $K_n \leq 0.001$ ),而纳米孔隙中气体的滑移流动和扩散运动占据主导( $K_n > 0.001$ ) (图2)<sup>[8]</sup>。Javadpour<sup>[25-26]</sup>考虑纳米孔隙中的压力差流动和努森扩散,推导了气体流量公式,并提出了表观渗透率项,使流量公式与达西方程具有相似的形式,易于耦合。

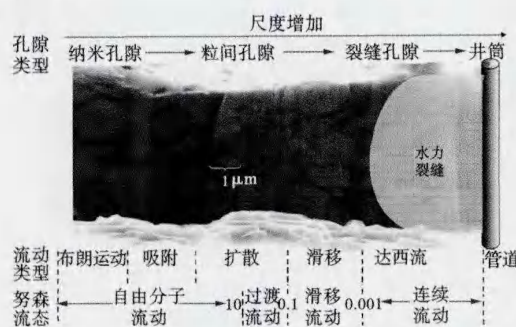


图2 页岩气藏不同尺度的流动类型<sup>[8]</sup>

Fig. 2 Gas shale storage and flow capacity diagram showing pore type

#### 4.2.3 三孔双渗模型

三孔双渗模型<sup>[27-28]</sup>认为,裂缝和基质微孔中的流动都遵循达西定律,基质不仅仅是气体解吸的源项,相比于扩散运移,基质中的渗流仍然起到主导作用。在压差驱动下,基质中的游离气会向裂缝运动,服从多孔介质流动规律;裂缝中的游离气会流向井筒;当孔隙压力下降时吸附气解吸,运移或扩散到孔隙颗粒表面,成为游离气(图3)。与上述两种模型最大的不同是,三孔双渗模型认为基质中的流动也服从达西定律。最近,Wei和Zhang<sup>[29-30]</sup>建立了考虑岩石力学、解吸吸附和流

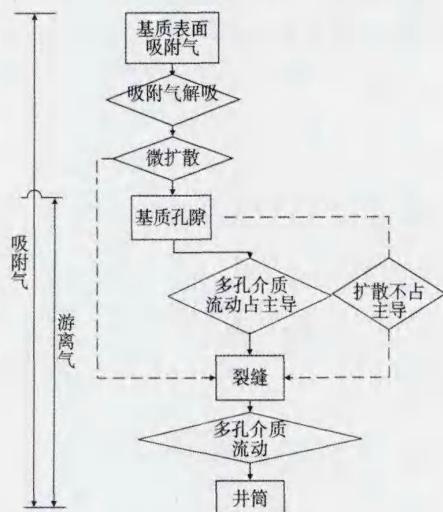


图3 页岩气运移机理<sup>[28]</sup>

Fig. 3 Gas transport mechanism in gas shale

动耦合的三孔双渗模型并发展了相应的计算机软件。虽然页岩气的渗流机理复杂,但开采过程中裂缝对于气体运移重要作用是肯定的,这也说明了储层压裂改造的重要意义。

## 5 页岩气开发关键技术

水平井和水力压裂技术的快速发展使得页岩气的工业开采成为可能。1992年,Mitchell公司在Barnett页岩第一次钻探水平井,由于水力压裂技术不够成熟,水平井产量并没有显著提高。2002年,Devon能源公司在Barnett页岩的7口试验水平井取得巨大成功,此后Barnett页岩水平井完井数迅速增加,水平井逐渐成为美国工业界页岩气开发主要钻井方式。另一项重要技术是储层改造压裂技术,目前美国页岩气井约有90%的井进行水力压裂。水平井和水力压裂技术不仅极大地提高了页岩气的开采速率,还提高了单井最终采收率,大部分生产井的极限采收率在15%到35%之间<sup>[31]</sup>。同时,裂缝监测技术的发展增进了对于储层压裂的内在认识,为评价、优化压裂效果提供了参考。

### 5.1 水平井

水平井能够扩大井筒与地层的接触面积,增加储层泄流面积、提高产量。在直井中水力压裂技术可以将井筒与储层的接触面积扩大数百倍,而水平井中,井筒与储层的接触面积会呈指数增长<sup>[32]</sup>。目前美国页岩气开发中,水平井成本是直井的2~3倍,产量可以达到直井的15~20倍。水平井的关键问题是井身结构设计、钻井工艺、固井与完井,由于页岩地层裂缝发育、机械承受能力低,需要采用快速、高效、稳定、目标区域可准确控制的钻井工艺,最大化泄流面积和产量,同时保证生产的安全稳定<sup>[33]</sup>。

水平井钻井的方位角对页岩气产量有着重要影响,沿最大水平应力方向钻井会产生纵向裂缝,垂直于最大水平应力方向会产生横向裂缝(图4),横向裂缝

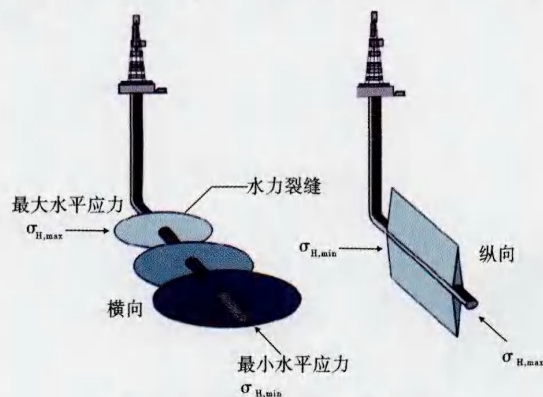


图4 水平井多段横向裂缝和纵向裂缝<sup>[36]</sup>

Fig. 4 Multiple transverse fracture and longitudinal fracture of a horizontal well

可以极大地增加气井与储层的接触面<sup>[34-35]</sup>,产生横向裂缝的水平井在低渗( $<0.5$  mD)气藏中经济效益好,纵向裂缝水平井在渗透率较高( $>5$  mD)的气藏中增产效果好<sup>[36]</sup>。在低渗透页岩中一般垂直于最大水平应力的方向进行钻井以产生大规模横向裂缝网络。

页岩水平井的主要完井方式包括套管固井后射孔完井、裸眼井射孔完井、组合式桥塞完井、机械式组合完井等<sup>[37-39]</sup>。Agrawal 等<sup>[40]</sup>等总结美国五大页岩盆

地开发完井技术,设计了完井决策流程图(图 5),根据埋深、厚度、TOC、矿物组成等因素选择完井方式,为其他页岩盆地的开发提供参考。

## 5.2 水力压裂技术

### 5.2.1 水力压裂过程

水力压裂的原理是利用地面高压泵组,将超过地层吸液能力的大量压裂液泵入井内,在井底或封隔器封堵的井间产生高压,当压力超过井壁附近岩石的破

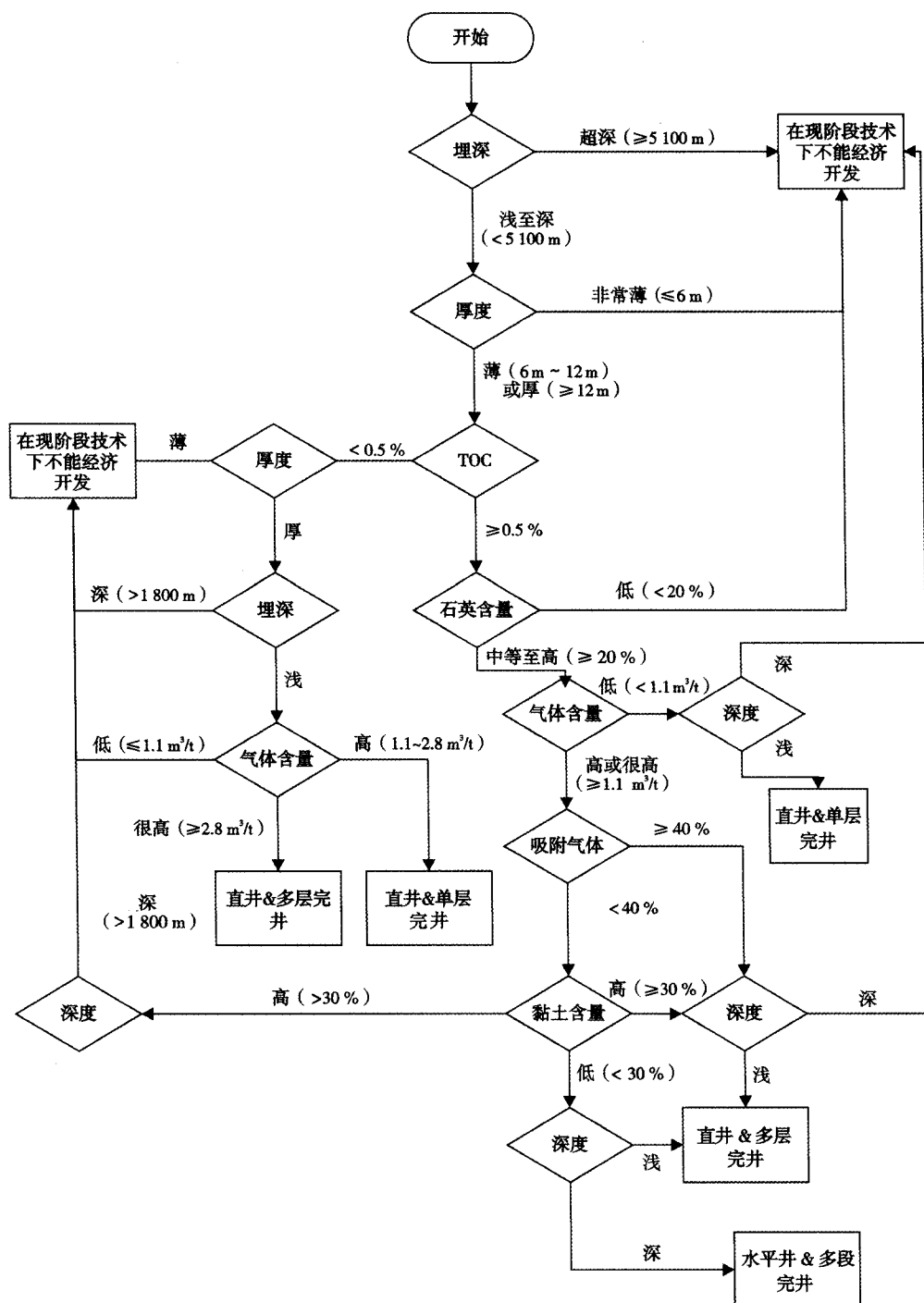


图 5 完井方式决策图<sup>[40]</sup>

Fig. 5 Decision chart for selecting well orientation and completion type



裂压力时,就会产生裂缝。随着压裂液注入裂缝会逐渐延伸,进一步注入带有支撑剂的混砂液,在裂缝中填充支撑剂。停泵后,由于支撑剂对裂缝壁面有支撑作用,在地层中就形成了有一定长度、宽度的填砂裂缝<sup>[34]</sup>。

### 5.2.2 页岩水力压裂特点

常规储层压裂改造通常使用高黏度压裂液和高浓度、大颗粒的支撑剂,形成二维裂缝,最大化裂缝的长度和宽度;而页岩储层改造一般采用大量低黏度压裂液和低浓度小颗粒支撑剂形成复杂的三维裂缝网络<sup>[41-43]</sup>。理解页岩水力压裂特点包括2个方面:

(1) 压裂效果和生产的关系。生产数据分析表明:产量与压裂产生的裂缝网络的复杂程度和储层改造体积正相关,与传统双翼裂缝模型中的裂缝半长无明显关系<sup>[44-45]</sup>。

(2) 影响产生复杂裂缝网络的因素:①矿物组成决定了储层的脆性和塑性,富含石英等脆性矿物的页岩容易产生复杂的裂缝网络;②高注入速度、低浓度压裂液、大注入体积有利于产生复杂的裂缝网络;③应力分布影响着裂缝的破裂压力和延伸方向,天然裂缝可能会重新开启连通裂缝网络,先进的压裂技术如同步压裂、链锁压裂能够利用应力分布以产生更复杂的裂缝网络。页岩气开发中大规模、高注入速度、低浓度支撑剂的水力压裂取得成功的原因在于产生了复杂的裂缝网络,且对地层的损伤小<sup>[46]</sup>。

### 5.2.3 压裂液和支撑剂

压裂液起着传递压力、形成和延伸裂缝、携带运移支撑剂的作用。在页岩的储层改造中,需要根据储层特点选择压裂液,图6总结了压裂液选择的一般参考标准,如果是欠压实地层,需要辅以气体或泡沫压裂。滑溜水是页岩气开发中应用广泛的压裂液,其成本低、易处理,但携带支撑剂能力差。液化石油气(LPG)丙烷压裂技术作为一种新型无水压裂技术已经

取得成功<sup>[47]</sup>。LPG具有低密度、低黏度、低表面张力的特点,在压力降低时会产生气化,与天然气一起溢出。与水力压裂相比具有储层损伤小、易清洗、返排率高的特点,对于中国水资源缺乏地区可能是较好的补充技术。

支撑剂需要满足高强度、低密度、稳定不易发生化学反应等特点,目前最常用的支撑剂是轻砂和不同粒径的陶粒,随着支撑剂强度增加,密度一般也随之增加,会导致支撑剂难以运移。有学者认为由于页岩脆性断裂、表面粗糙和滑移,压裂裂缝不需要支撑剂也可以保持开启<sup>[12]</sup>,但比较普遍的认识是需要支撑剂来保持裂缝开启,提高导流能力<sup>[48]</sup>。目前高强度超轻支撑剂已经成功应用,其运移距离远,产生同样规模的压裂效果仅需要传统支撑剂量的47%<sup>[49]</sup>。

美国页岩压裂主要工艺技术包括水平井分段压裂、大规模滑溜水压裂、水平井同步压裂和链锁压裂等。中国在常规油气田、煤层气和致密砂岩气的开发中广泛采用多级压裂、清水压裂和重复压裂等技术,已积累了一定的经验。对于页岩压裂技术应用仍需要进行适应性研究和探索,如降低储层膨胀和伤害、最大化储层改造体积、减少及重复使用压裂用水量、降低作业成本等<sup>[50-51]</sup>。

### 5.3 裂缝监测技术

水力压裂作业过程中,需要监测裂缝生长的走向和形态,保证压裂区域的准确性、评价压裂效果并优化压裂方案。微地震技术可以对水力压裂产生的复杂裂缝网络进行成像和监测<sup>[52]</sup>,其原理是:水力压裂过程中,地层应力和孔隙压力发生改变,裂缝周围的天然裂缝、层理面等薄弱层面的稳定性受到影响,发生剪切滑动,引起类似于断层引发的微小地震,只是能量小很多量级,这种释放出的地震能量能够被监测井的地震波检波器检测到,通过数据处理可以得到有关震源的信息。页岩气井水力压裂作业时,在压裂井的邻井下一组检波器,对压裂产生的微地震事件进行接收处理,确定震源在时间和空间上的分布。微地震技术的应用不仅体现在成像和监测上,随着微地震信息解释的深入,将微地震获得的信息与地质、地球物理、测井数据等信息集成,应用到数值模拟中,可以更加准确地模拟复杂裂缝网络气藏,优化生产预测<sup>[53]</sup>。

## 6 中国页岩气开发历程和资源特点

### 6.1 页岩气开发历程

国土资源部2004年开始页岩气资源调查评价工作,2009年启动并实施了“中国重点地区页岩气资源潜力及有利区带优选”项目,2010年设置川渝黔鄂页岩气资源战略调查先导试验区,2011年设置了“全国

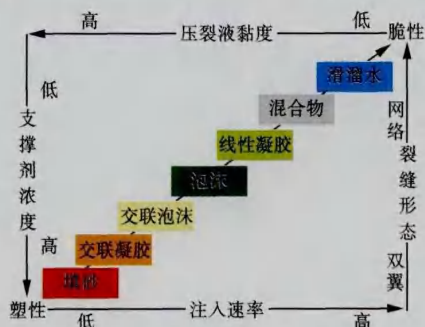


图6 压裂液与岩石力学性质<sup>[6]</sup>

Fig. 6 Relationship between fracturing fluid type and rock mechanical properties

页岩气资源潜力调查评价及有利区优选”项目。调查结果表明,中国页岩气地质条件复杂、资源类型多、分布相对集中,可采资源潜力为  $25 \times 10^{12} \text{ m}^3$  (不含青藏地区),与陆域常规天然气相当,与美国的  $24 \times 10^{12} \text{ m}^3$  相近,优选出有利区 180 个,面积  $111 \times 10^4 \text{ km}^2$ 。

目前,中国已在富有机质页岩地质特征、形成与富集条件、远景区带优选等基础理论方面取得一定进展<sup>[54-57]</sup>。页岩气勘探开发主要集中在四川盆地及其周缘、鄂尔多斯盆地、辽河东部凹陷等地。“中国石油”在川南、滇黔北地区优选了威远、长宁、昭通和富顺—永川 4 个有利区块,完钻 10 余口探井,其中 7 口井获得工业气流,完钻并压裂水平井 1 口。“中国石化”在黔东南、渝东南、鄂西、川东北、泌阳、江汉、皖南等地完钻 10 余口探井,其中 6 口井获得工业气流,完钻并压裂水平井 1 口。“中海石油”在皖、浙等地区开展了页岩气勘探前期工作。“中联煤”在山西沁水盆地提出了寿阳、沁源和晋城 3 个页岩气有利区<sup>[58]</sup>。“延长石油”在陕西延安地区取得陆相页岩气开发成果,完钻页岩气井 16 口,成功压裂 8 口,其中 1 口为水平井,这也是中国第一口陆相页岩水平井<sup>[59]</sup>。截至 2012 年 4 月底,共计完钻 63 口页岩气井,其中石油公司为 61 口,国土资源部为 2 口,已有 30 口井获得工业气流<sup>[60]</sup>。与美国相比,中国页岩气勘探开发起步晚、差距大。现阶段面临的问题主要包括市场竞争机制不充分、缺乏政策支持、核心技术不成熟、调查程度较低、基础管网设施不足等。

## 6.2 资源特点与分布

中国页岩地层在各地质历史时期十分发育,根据沉积环境条件和特点,含气页岩可分为海相和陆相两种类型。海相黑色页岩形成于沉积速率较快,地质条件较为封闭、有机质供给丰富的台地或陆棚环境中,以扬子、华北、塔里木等板块为中心。陆相暗色泥页岩主要形成于湖泊沉积环境中,主要表现为与海相页岩相似的水进体系域沉积背景。含气页岩总体上具有有机质丰度高、热演化程度高及后期变化程度高的“三高”特点。根据页岩发育地质基础、区域构造特点、页岩气富集背景以及地表开发条件,可划分为南方、北方、西北和青藏 4 大区域,根据各区页岩气地质条件和特点,又可以划分为南方型、北方型、西北型 3 大富集模式。南方型页岩分布面积广、单层厚度大、热演化程度高、有机碳含量高、埋深适中、天然裂缝发育较好、以古生界海相沉积为主,页岩气资源丰富,是勘探开发的有利地区,以四川盆地为代表;北方型页岩富集条件多变,从古生界到新生界均有发育,有机质含量高、类型多、热演化程度相对较低、以

陆相中新生界泥页岩为主;西北型页岩以古生界和中生界为主,沉积类型齐全、泥页岩厚度大、有机质丰度高、有机质热演化程度相对较低。青藏区与南方区页岩在古生代和中生代具有相似构造、沉积特点,但地面条件较差。2009 年评估页岩气可采资源量大约为  $26 \times 10^{12} \text{ m}^3$ ,南方、北方、西北和青藏地区各自占页岩气可采资源总量的 46.8%、8.9%、43% 和 1.3%,古生界、中生界和新生界各自占页岩气资源总量的 66.7%、26.7% 和 6.6%<sup>[61]</sup>。

中国与美国在页岩气地质条件和开发条件上都存在一定差异,中国的富有机质海相页岩热成熟度较高、构造复杂、断层发育,陆相页岩成熟度较低、分布非均质性强,整体埋藏较深、地表条件复杂,还面临水资源缺乏等问题<sup>[13,55]</sup>。陆相沉积页岩是中国页岩气资源的重要特点,目前美国的页岩气开发对象主要是海相沉积页岩,开发经验和技術不能直接照搬应用于陆相页岩气,中国需要加快自主研发,在深入研究开发机理的基础上制定适合中国资源特点的开发方案。

## 6.3 首批页岩气勘探开发井成果

2011 年 8 月,中国首批页岩气井投入试生产,产气量约为  $10\,000 \text{ m}^3/\text{d}$ ,经过大型加砂压裂作业后,获得工业气流。与国外 Barnett 页岩和 Haynesville 页岩相比,该区块海相沉积页岩石英含量较高,碳酸盐矿物含量较低,黏土矿物相当或偏低,呈现较高的脆性指数,预示着更容易形成复杂的裂缝网络。环境扫描电镜结果显示,W201 井岩心有较发育的天然微裂缝系统<sup>[62]</sup>。

基于以上特点,W201 井采用分簇射孔模式,直井单层滑溜水压裂,套管注液。选用低黏度液体、低砂比、大规模、大排量施工,同时采取地面微震和温度测井监测裂缝扩展情况。根据微地震监测结果,裂缝在最大、最小主应力平面上具有一定的发散特征,符合脆性多裂缝页岩储层空间上形成的复杂网络裂缝特征,其改造体积约为  $480 \times 10^4 \text{ m}^3$ ,裂缝高度约为 30 m。压后第一个月产量稳定为  $10\,000 \text{ m}^3/\text{d}$ ,是美国 Barnett 页岩直井平均产量的 4~5 倍,改造效果较好<sup>[62]</sup>。W201 井的成功生产预示着该地区具有良好的开发潜力,也标志着中国页岩气开采迈出了成功的第一步,为今后页岩气水平井和分段压裂施工积累了宝贵的经验。

## 7 结 语

页岩气藏是重要的非常规天然气资源,具有普遍含气、自生自储的特点,以游离气、吸附气和溶解气 3 种方式赋存,其储层低孔、低渗,须要进行人工压裂增

产才能实现工业开发。美国是目前页岩气开发最成熟的国家,从1970年开始进行页岩气的工业开采,20世纪90年代后期水力压裂技术发展迅速,21世纪以来水平井技术逐渐成熟,产量增长迅速。

综合评价页岩需要考虑资源潜力、压裂潜力和外部因素,从TOC、热成熟度、含气量、有效厚度、孔隙度等方面评估地质资源量;从矿物组成、地层应力分布、天然裂缝发育程度等评估压裂潜力;结合温度、埋深、压力等外部因素评价开发潜力。页岩气采出机理复杂,主要包括吸附气和游离气两部分,不同页岩气藏吸附比差别大,开采过程也不同。页岩气流动包括基质内运移、裂缝内流动和吸附气体解吸运移3部分,主要流动模型可以归纳为双孔模型、多尺度流动模型和三孔双渗模型,裂缝对于生产有重要意义。

页岩气开发关键技术包括水平井和水力压裂技术。水平井技术可以增加泄流面积,水力压裂会产生复杂的裂缝网络,传统的双翼裂缝模型不再适用。产量与裂缝网络的复杂程度、储层改造体积正相关,储层的矿物组成和应力分布等因素决定了压裂效果。裂缝成像监测技术在水力压裂作业过程中有重要作用。

中国页岩气资源潜力大,勘探开发还处于起步阶段,海相页岩是开发的有利对象,陆相页岩是重要的资源领域。美国的海相页岩开发经验不能直接应用于中国陆相页岩开发,需要加强基础研究和科技攻关。“十二五”规划明确了页岩气发展的重要地位,积极开发页岩气对保障中国能源安全,缓解天然气供给压力有重要意义。

#### 参 考 文 献

- [1] Curtis J B. Fractured shale-gas systems[J]. AAPG Bulletin, 2002, 86(11): 1921-1938.
- [2] EIA. Annual energy outlook 2013 early release overview[J/OL]. [2012-12-05]. [http://www.eia.gov/forecasts/aeo/er/executive\\_summary.cfm](http://www.eia.gov/forecasts/aeo/er/executive_summary.cfm).
- [3] Newsham K, Rushing J. An integrated work-flow model to characterize unconventional gas resources; Part I-geological assessment and petrophysical evaluation[R]. SPE 71351, 2001.
- [4] Rushing J, Newsham K. An integrated work-flow model to characterize unconventional gas resources; Part II-formation evaluation and reservoir modeling[R]. SPE 71352, 2001.
- [5] Slatt R, Singh P, Philp R P, et al. Workflow for stratigraphic characterization of unconventional gas shales[R]. SPE 119891, 2008.
- [6] Chong K K, Grieser W, Jaripatke O, et al. A completions road-map to shale-play development; a review of successful approaches toward shale-play stimulation in the last two decades[R]. SPE 130369, 2010.
- [7] Pitcher J, Buller D, Mellen M. Shale exploration methodology and workflow[R]. SPE 153681, 2012.
- [8] Sondergeld C, Newsham K, Comisky J, et al. Petrophysical considerations in evaluating and producing shale gas resources[R]. SPE 131768, 2010.
- [9] 李玉喜, 张金川, 姜生玲, 等. 页岩气地质综合评价和目标优选[J]. 地学前缘, 2012, 19(5): 332-338.  
Li Yuxi, Zhang Jinchuan, Jiang Shengling, et al. Geologic evaluation and targets optimization of shale gas[J]. Earth Science Frontiers, 2012, 19(5): 332-338.
- [10] 王社教, 杨涛, 张国生, 等. 页岩气主要富集因素与核心区选择及评价[J]. 中国工程科学, 2012, 14(6): 94-100.  
Wang Shejiao, Yang Tao, Zhang Guosheng, et al. Shale gas enrichment factors and the selection and evaluation of the core area[J]. Engineering Sciences, 2012, 14(6): 94-100.
- [11] 李玉喜, 乔德武, 姜文利, 等. 页岩气含气量和页岩气地质评价综述[J]. 地质通报, 2011, 30(2): 308-317.  
Li Yuxi, Qiao Dewu, Jiang Wenli, et al. Gas content of gas-bearing shale and its geological evaluation summary[J]. Geological Bulletin of China, 2011, 30(2): 308-317.
- [12] Bowker K A. Barnett Shale gas production, Fort Worth Basin; issues and discussion[J]. AAPG Bulletin, 2007, 91(4): 523-533.
- [13] 邹才能, 董大忠, 王社教, 等. 中国页岩气形成机理、地质特征及资源潜力[J]. 石油勘探与开发, 2010, 37(6): 641-653.  
Zou Caineng, Dong Dazhong, Wang Shejiao, et al. Geological characteristics, formation mechanism and resource potential of shale gas in China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2010, 37(6): 641-653.
- [14] 陈新军, 包书景, 侯读杰, 等. 页岩气资源评价方法与关键参数探讨[J]. 石油勘探与开发, 2012, 39(5): 566-571.  
Chen Xinjun, Bao Shujing, Hou Dujie, et al. Methods and key parameters of shale gas resources evaluation[J]. Petroleum Exploration and Development, 2012, 39(5): 566-571.
- [15] Britt L, Schoeffler J. The geomechanics of a shale play; what makes a shale prospective[R]. SPE 125525, 2009.
- [16] Kundert D, Mullen M. Proper evaluation of shale gas reservoirs leads to a more effective hydraulic-fracture stimulation[R]. SPE 123586, 2009.
- [17] Frantz J, Sawyer W, MacDonald R, et al. Evaluating Barnett shale production performance; using an integrated approach[R]. SPE 96917, 2005.
- [18] Gale J F W, Reed R M, Holder J. Natural fractures in the Barnett Shale and their importance for hydraulic fracture treatments[J]. AAPG Bulletin, 2007, 91(4): 603-622.
- [19] Matthews H, Schein G, Malone M. Stimulation of gas shales; they're all the same? right? [R]. SPE 106070, 2007.



- [20] Bustin R M, Bustin A, Ross D, et al. Shale gas opportunities and challenges[J/OL]. [2009-02-20]. [http://www.searchanddiscovery.net/www.searchanddiscovery.net/documents/2009/40382bustin/ndx\\_bustin.pdf](http://www.searchanddiscovery.net/www.searchanddiscovery.net/documents/2009/40382bustin/ndx_bustin.pdf).
- [21] Gault B, Stotts G. Improve shale gas production forecasts[J]. E&P, 2007, 80(3): 85-87.
- [22] Carlson E, Mercer J. Devonian shale gas production: mechanisms and simple models[J]. Journal of Petroleum Technology, 1991, 43(4): 476-482.
- [23] Kuuskraa V, Wicks D, Thurber J. Geologic and reservoir mechanisms controlling gas recovery from the Antrim shale[R]. SPE 24883, 1992.
- [24] Carlson E. Characterization of devonian shale gas reservoirs using coordinated single well analytical models[R]. SPE 29199, 1994.
- [25] Javadpour F, Fisher D, Unsworth M. Nanoscale gas flow in shale gas sediments[J]. Journal of Canadian Petroleum Technology, 2007, 46(10): 55-61.
- [26] Javadpour F. Nanopores and apparent permeability of gas flow in mudrocks(shales and siltstone)[J]. Journal of Canadian Petroleum Technology, 2009, 48(8): 16-21.
- [27] Schepers K, Gonzalez R, Koperna G, et al. Reservoir modeling in support of shale gas exploration[R]. SPE 123057, 2009.
- [28] Song B. Pressure transient analysis and production analysis for new Albany shale gas wells[D]. Texas: Texas A&M University, 2010.
- [29] Wei Zhijie, Zhang Dongxiao. Coupled fluid-flow and geomechanics for triple-porosity/dual-permeability modeling of coalbed methane recovery[J]. International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences, 2010, 47(8): 1242-1253.
- [30] Wei Zhijie, Zhang Dongxiao. A fully coupled multiphase multi-component flow and geomechanics model for enhanced coalbed-methane recovery and CO<sub>2</sub> storage[R]. SPE163078, 2013.
- [31] King G. Thirty years of gas shale fracturing; what have we learned? [R]. SPE 133456, 2010.
- [32] Al-Mutawa M, Al-Matar B, Abdulrahman Y, et al. Application of a highly efficient multistage stimulation technique for horizontal wells[R]. SPE 112171, 2008.
- [33] Harding N, Smith S, Shelton J, et al. Modern shale gas horizontal drilling; review of best practices for exploration phase planning and execution[J]. China Petroleum Exploration, 2009(3): 41-50.
- [34] Arthur J, Bohm B, Coughlin B J, et al. Evaluating the environmental implications of hydraulic fracturing in shale gas reservoirs [R]. SPE 121038, 2009.
- [35] Wei Y, Economides M. Transverse hydraulic fractures from a horizontal well[R]. SPE 94671, 2005.
- [36] Economides M, Martin A. How to decide between horizontal transverse, horizontal longitudinal, and vertical fractured completions [R]. SPE 134424, 2010.
- [37] Lohoefer D, Seale R, Athans J. New Barnett Shale horizontal completion lowers cost and improves efficiency[R]. SPE 103046, 2006.
- [38] Lohoefer D, Snyder D, Seale R. Long-term comparison of production results from open hole and cemented multi-stage completions in the Barnett shale[R]. SPE 136196, 2010.
- [39] 崔思华, 班凡生, 袁光杰. 页岩气钻井技术现状及难点分析[J]. 天然气工业, 2011, 31(4): 72-75.
- Cui Sihua, Ban Fansheng, Yuan Guangjie. Status quo and challenges of global shale gas drilling and completion[J]. Natural Gas Industry, 2011, 31(4): 72-75.
- [40] Agrawal A, Wei Y, Cheng K, et al. A technical and economic study of completion techniques in five emerging US gas shales[R]. SPE 135396, 2010.
- [41] Warpinski N, Kramm R, Heinze J, et al. Comparison of single- and dual-array microseismic mapping techniques in the Barnett shale[R]. SPE 95568, 2005.
- [42] Cipolla C, Warpinski N, Mayerhofer M, et al. The relationship between fracture complexity, reservoir properties, and fracture treatment design[R]. SPE 115769, 2008.
- [43] Mayerhofer M, Lolon E, Warpinski N, et al. What is stimulated reservoir volume? [J]. SPE Production & Operations, 2010, 25(1): 89-98.
- [44] Fisher M, Wright C, Davidson B, et al. Integrating fracture mapping technologies to optimize stimulations in the Barnett shale [R]. SPE 77441, 2002.
- [45] Coulter G, Benton E, Thomson C. Water fracs and sand quantity: a Barnett shale example[R]. SPE 90891, 2004.
- [46] Loyd E E, William G, McDaniel B, et al. Successful application of hydrazet fracturing on horizontal wells completed in a thick shale reservoir[R]. SPE 91435, 2004.
- [47] Leblanc D, Martel T, Graves D, et al. Application of propane (LPG) based hydraulic fracturing in the McCully gas field, New Brunswick, Canada[R]. SPE 144093, 2011.
- [48] Britt L, Smith M, Haddad Z, et al. Waterfracs; we do need proppant after all[R]. SPE 102227, 2006.
- [49] Schein G, Carr P, Canan P, et al. Ultra lightweight proppants: their use and application in the Barnett shale[R]. SPE 90838, 2004.
- [50] 王永辉, 卢拥军, 李永平, 等. 非常规储层压裂改造技术进展及应用[J]. 石油学报, 2012, 33(S1): 149-158.
- Wang Yonghui, Lu Yongjun, Li Yongping, et al. Progress and application of hydraulic fracturing technology in unconventional reservoir[J]. Acta Petrolei Sinica, 2012, 33(S1): 149-158.
- [51] 唐颖, 唐玄, 王广源, 等. 页岩气开发水力压裂技术综述[J]. 地质通报, 2011, 30(2/3): 393-399.

- Tang Ying, Tang Xuan, Wang Guangyuan, et al. Summary of hydraulic fracturing technology in shale gas development[J]. Geological Bulletin of China, 2011, 30(2/3): 393-399.
- [52] Maxwell S, Rutledge J, Jones R, et al. Petroleum reservoir characterization using downhole microseismic monitoring[J]. Geophysics, 2010, 75(5): 75A129-175A137.
- [53] Cipolla C, Williams M, Weng X, et al. Hydraulic fracture monitoring to reservoir simulation; maximizing value[R]. SPE 133877, 2010.
- [54] 陈更生, 董大忠, 王世谦, 等. 页岩气藏形成机理与富集规律初探[J]. 天然气工业, 2009, 29(5): 17-21.
- Chen Gengsheng, Dong Dazhong, Wang Shiqian, et al. A preliminary study on accumulation mechanism and enrichment pattern of shale gas[J]. Natural Gas Industry, 2009, 29(5): 17-21.
- [55] 董大忠, 邹才能, 杨桦, 等. 中国页岩气勘探开发进展与发展前景[J]. 石油学报, 2012, 33(S1): 107-114.
- Dong Dazhong, Zou Caineng, Yang Hua, et al. Progress and prospects of shale gas exploration and development in China[J]. Acta Petrolei Sinica, 2012, 33(S1): 107-114.
- [56] 张雪芬, 陆现彩, 张林晔, 等. 页岩气的赋存形式研究及其石油地质意义[J]. 地球科学进展, 2010, 25(6): 597-604.
- Zhang Xuefen, Lu Xiancai, Zhang Linye, et al. Occurrences of shale gas and their petroleum geological significance[J]. Advances in Earth Science, 2010, 25(6): 597-604.
- [57] 董大忠, 程克明, 王世谦, 等. 页岩气资源评价方法及其在四川盆地的应用[J]. 天然气工业, 2009, 29(5): 33-39.
- Dong Dazhong, Cheng Keming, Wang Shiqian, et al. An evaluation method of shale gas resource and its application in the Sichuan Basin[J]. Natural Gas Industry, 2009, 29(5): 33-39.
- [58] 张大伟. 页岩气: 打开中国能源勘探开发新局面[N/OL]. [2012-01-09]. [http://www.mlr.gov.cn/xwdt/jrxw/201201/t20120109\\_1056142.htm](http://www.mlr.gov.cn/xwdt/jrxw/201201/t20120109_1056142.htm).
- Zhang Dawei. Shale gas: to open up a new prospect for energy exploration and production in China[N/OL]. [2012-01-09]. [http://www.mlr.gov.cn/xwdt/jrxw/201201/t20120109\\_1056142.htm](http://www.mlr.gov.cn/xwdt/jrxw/201201/t20120109_1056142.htm).
- [59] 史俊斌. 我国第一口页岩气水平井压裂成功[N/OL]. [2012-05-30]. [http://www.stdaily.com/stdaily/content/2012-05/30/content\\_475090.htm](http://www.stdaily.com/stdaily/content/2012-05/30/content_475090.htm).
- Shi Junbin. The first horizontal shale gas well has been successfully fractured[N/OL]. [2012-05-30]. [http://www.stdaily.com/stdaily/content/2012-05/30/content\\_475090.htm](http://www.stdaily.com/stdaily/content/2012-05/30/content_475090.htm).
- [60] 徐楠. 中国“页岩气革命”的喜与忧[N/OL]. [2012-07-31]. <http://sspress.cass.cn/news/26699.htm>.
- Xu Nan. The happiness and anxiety of “shale gas revolution” in China[N/OL]. [2012-07-31]. <http://sspress.cass.cn/news/26699.htm>.
- [61] 张金川, 姜生玲, 唐玄, 等. 我国页岩气富集类型及资源特点[J]. 天然气工业, 2009, 29(12): 109-114.
- Zhang Jinchuan, Jiang Shengling, Tang Xuan, et al. Accumulation types and resources characteristics of shale gas in China[J]. Natural Gas Industry, 2009, 29(12): 109-114.
- [62] 孙海成, 汤达祯, 罗勇, 等. 压裂改造技术在页岩气储层中的应用[J]. 石油钻采工艺, 2011, 33(4): 75-80.
- Sun Haicheng, Tang Dazhen, Luo Yong, et al. Stimulation technology application in shale gas reservoir[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2011, 33(4): 75-80.

(收稿日期 2013-01-13 改回日期 2013-04-27 责任编辑 黄小娟)