

页岩气的开发

齐亚东¹, 刘志远², 瞿云华³

1. 中国石油勘探开发研究院, 北京 100083
2. 《科技导报》编辑部, 北京 100081
3. 中国石油集团川庆钻探工程有限公司井下作业公司, 成都 610213

摘要 页岩气作为一种资源量巨大的非常规天然气,具有“自生自储,原地成藏”的特征,其储层致密、开采难度大、气井投产后“初产高,递减快,长期低产”的特点明显。综述了全球页岩气的储量、开发技术及意义,介绍了目前中国页岩气的开发现状。中国页岩气资源丰富,地质资源量 $134.42 \times 10^{12} \text{ m}^3$,技术可采资源量 $25.08 \times 10^{12} \text{ m}^3$ ，“水平井+体积压裂+工厂化作业”是页岩气成功开发的基本模式,目前在长宁-威远、昭通和涪陵3个南方海相页岩气示范区实现了初步规模开发,已经具备了年产气97亿 m^3 的生产能力。分析表明,合理高效地开发页岩气,对于缓解中国能源供需矛盾、调整能源消费结构、增强国际天然气定价影响力及促进区域经济发展均具有重要意义。

关键词 页岩气;能源结构;资源开发

页岩气是一种非常规的资源,其开采发端于美国,此后美国在页岩气的勘探、开采及商业化应用方面走在了全球的前列。1821年,美国纽约州弗里多尼亚天然气矿井中首次开采出页岩气。20世纪30年代,水平钻探技术应用于页岩气开采中。1947年,美国泛美石油股份公司在页岩气气井中第一次使用压裂法,这成为以后页岩气开采最常用的方法。但是到20世纪70年代之前,美国的页岩气开采仍没达到工业生产的规模。20世纪80年代开始,美国政府开始加大对页岩气开采的政策支持,先后投入60多亿美元进行非常规天然气的勘探开发,其中大部分资金用于页岩气的相关研究,极大地推进了页岩气开采技术的进步,大大降低了开发成本,刺激了页岩气工业的发展。进入21世纪以来,随着水平井大规模压裂技术的成功应用,美国页岩气工业获得快速发展。鉴于页岩气巨大的储藏量和广阔的开发利用前景,美国乃至全球正在掀起一场“页岩气革命”^[1]。

2011年底,国务院正式批准页岩气成为中国第172个独立矿种,中国油气资源家族增添了一位新成员^[2]。自此,页岩气的探测、开发、应用频频见诸媒体。那么,什么是页岩气?页岩气开发有何意义?如何有效开发页岩气?本文对此做一简要介绍,并综述国内外页岩气开发应用的最新进展。

1 何为页岩气?

认识页岩气之前需先对天然气有所了解。狭义上讲,天然气是指天然蕴藏于地层中的烃类和非烃类气体的混合物,

有“常规”和“非常规”之分。

常规天然气是指能够用传统的油气地质理论解释成因,并能够用常规技术手段开发的天然气。传统的油气地质理论认为^[3]:富含有机质的母岩(生烃岩)经过一系列的地质作用过程,有机质逐渐达到成熟并生成甲烷等烃类气体,气体在多种力的作用下从母岩向储集性能良好的岩层(储集层)运移,当遇到渗透性极差的遮挡物(盖层)时,气体无法继续前行而被圈闭,最终形成天然气藏(图1、图2^[4])。通常,常规天然气在储层中以自由气的形式存在,而且开发过程中无需对储集层进行任何形式的改造。

而非常规天然气则不同,它的形成难以用上述油气地质理论解释,并且不能用常规技术手段开采,页岩气便是一类典型的非常规天然气。

与常规天然气相比,页岩气“个性”鲜明。第一,页岩气“自生自储,原地成藏”(图1、图2),即母岩中的有机质在一定

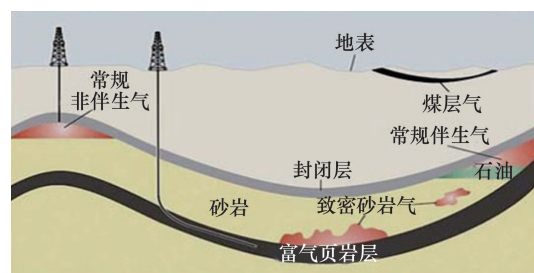


图1 油气成藏模式示意

收稿日期:2016-09-30;修回日期:2016-11-10

作者简介:齐亚东,博士,研究方向为页岩气开发,电子邮箱:qiyadong007@163.com

引用格式:齐亚东,刘志远,瞿云华.页岩气的开发[J].科技导报,2016,34(23):18-27;doi:10.3981/j.issn.1000-7857.2016.23.001

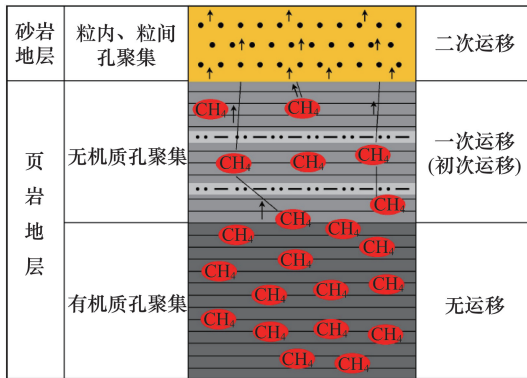


图2 页岩气“原地滞留”机制

的温压条件下成熟并生烃,烃类气体基本无运移或极短距离运移而原地成藏,因其母岩类型主要为富有机质泥页岩及其夹层,因而称之为“页岩气”;第二,页岩气“赋存类型多样”,页岩气的主要成分是甲烷,特殊的储集条件决定了甲烷的3种赋存相态:天然裂缝和孔隙中的游离态(图3)、干酪根和黏土颗粒表面的吸附态(图3)、干酪根和沥青中的溶解态,其中,吸附态甲烷含量在20%~85%,一般为50%左右^[5],溶解态仅有少量存在;第三,页岩气“储层超致密,不经人工改造无法贡献工业气流”,页岩储集空间以微-纳米级孔隙为主(中

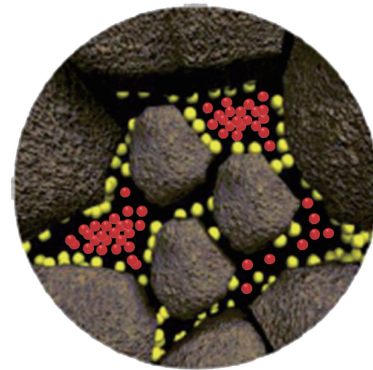
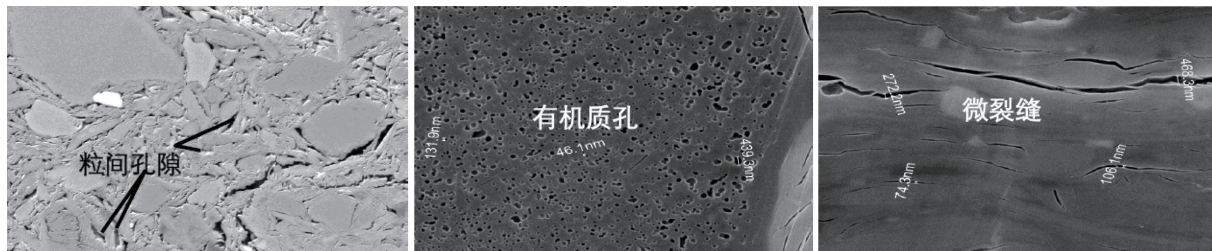


图3 页岩气主要赋存状态(红色:游离态,黄色:吸附态)

国寒武系-志留系页岩气储层孔隙直径主体为80~200 nm^[6](图4),通常孔隙度小于10%,渗透率数量级为 $(10^{-8} \sim 10^{-4}) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,气体流动阻力巨大,必须进行大型人工改造在三维空间形成网状裂缝系统,分散在纳米孔隙中的天然气才能产出,实现工业开发;第四,页岩气单井初期产量高,递减迅速,但低产生产周期长(一般30~50年),以美国Haynesville典型页岩气井为例,单井初期日产普遍在25万m³以上,第1年递减率达80%,生产2~3年后,日产降至5万m³,生产10年后,日产基本保持在1万m³左右,并持续低产生产。



(a) 粒间孔

(b) 有机质孔

(c) 微裂缝

图4 页岩储层主要孔隙类型

2 页岩气资源量有多少?

页岩气“自生自储”的特性使得在母岩(烃源岩)中寻找天然气成为可能,这极大地拓展了油气勘探开发的领域与范围。从理论上讲,凡是有天然气生成的盆地必有母岩,亦应存在页岩气,特别是海相、湖相、海陆过渡相及煤系地层^[8]。由此不难判断,世界页岩气资源量将非常巨大。根据美国能源信息署(EIA)2015年9月发布的数据^[9](表1),世界10个地理区域的46个国家95个页岩气盆地137个层位,页岩气地质资源量 $1064.46 \times 10^{12} \text{ m}^3$,技术可采资源量 $214.54 \times 10^{12} \text{ m}^3$,主要分布在北美、亚洲、欧洲、非洲、南美等地区。从表2数据分析看,页岩气技术可采储量排名前5位的国家占据了世界已知总量的半壁江山,其中,中国以 $31.58 \times 10^{12} \text{ m}^3$ 的技术可采资源量位列榜首,占目前世界已知总量的14.72%,其次为阿根廷和阿尔及利亚,技术可采资源量分别为 $22.70 \times 10^{12} \text{ m}^3$ 和 $20.02 \times 10^{12} \text{ m}^3$,美国以 $17.63 \times 10^{12} \text{ m}^3$ 位列第4,第5位为加拿大,技术可采资源量 $16.22 \times 10^{12} \text{ m}^3$ 。

按照EIA发布的数据,世界油气资源大国俄罗斯、加拿大、巴西三国的页岩气技术可采资源量之和为 $31.22 \times 10^{12} \text{ m}^3$,较中国的 $31.58 \times 10^{12} \text{ m}^3$ 尚低1%,由此可见,EIA所发布的中国页岩气技术可采资源量多少有一些“忽悠”的成分,需冷静思考、小心求证。

多年来,国内外不同科研机构对中国页岩气资源量进行了多次评估,结果间差异较大(表3),业内对国土资源部2012年的调查结果^[10]认同度较高。通过对全国4个大区的41个盆地和地区、87个评价单元、57个含气页岩层系的系统评价,得到全国页岩气技术可采资源量为 $25.08 \times 10^{12} \text{ m}^3$ (不含青藏区)。其中,上扬子及滇黔桂区 $9.94 \times 10^{12} \text{ m}^3$,占全国总量的39.63%;华北及东北区 $6.7 \times 10^{12} \text{ m}^3$,占全国总量的26.70%,中下扬子及东南区 $4.64 \times 10^{12} \text{ m}^3$,占全国总量的18.49%,西北区 $3.81 \times 10^{12} \text{ m}^3$,占全国总量的15.19%。

在 $25.08 \times 10^{12} \text{ m}^3$ 的页岩气可采资源量中,现实可转入勘探开发的、可靠程度较高的资源量为 $15.95 \times 10^{12} \text{ m}^3$ 。

表1 世界页岩气资源量调查统计(据EIA 2015年报告^[9])

地区	国家	地质资源量/ 10 ¹² m ³	技术可采资源量/ 10 ¹² m ³	更新时间
北美	加拿大	68.34	16.22	2013-05-17
	墨西哥	63.24	15.44	2013-05-17
	美国	131.50	17.63	2015-04-14
澳洲	澳大利亚	56.86	12.16	2013-05-17
	阿根廷	91.86	22.70	2013-05-17
南美	玻利维亚	4.36	1.03	2013-05-17
	巴西	36.23	6.94	2013-05-17
	智利	6.44	1.37	2013-05-17
	哥伦比亚	8.72	1.55	2013-05-17
	巴拉圭	9.91	2.13	2013-05-17
	乌拉圭	0.72	0.13	2013-05-17
	委内瑞拉	23.08	4.74	2013-05-17
	保加利亚	1.87	0.47	2013-05-17
东欧	立陶宛/ 加里宁格勒	0.69	0.07	2013-05-17
	波兰	20.90	4.13	2013-05-17
	罗马尼亚	6.60	1.44	2013-05-17
	俄罗斯	54.38	8.06	2013-05-17
	土耳其	4.63	0.67	2013-05-17
	乌克兰	16.20	3.62	2013-05-17
	丹麦	4.49	0.90	2013-05-17
	法国	20.58	3.87	2013-05-17
西欧	德国	2.25	0.48	2013-05-17
	荷兰	4.28	0.73	2013-05-17
	挪威	0.00	0.00	2013-05-17
	西班牙	1.18	0.24	2013-05-17
	瑞典	1.38	0.28	2013-05-17
	英国	3.78	0.73	2013-05-17
北非	阿尔及利亚	96.82	20.02	2013-05-17
	埃及	15.15	2.83	2013-05-17
	利比亚	26.68	3.44	2013-05-17
	摩洛哥			2013-05-17
	西撒哈拉	2.70	0.58	2013-05-17
	毛里塔尼亚			2013-05-17
亚撒哈拉地区	突尼斯	3.23	0.64	2013-05-17
	乍得	12.42	1.26	2014-12-29
亚洲	南非	44.14	11.03	2013-05-17
	中国	134.40	31.58	2013-05-17
	印度	16.54	2.73	2013-05-17
	印度尼西亚	8.58	1.31	2013-05-17
	蒙古	1.56	0.12	2013-05-17
	巴基斯坦	16.60	2.98	2013-05-17
里海	泰国	0.62	0.15	2013-05-17
	哈萨克斯坦	7.17	0.78	2014-12-29
中东	约旦	0.99	0.19	2013-05-17
	阿曼	8.92	1.37	2014-12-29
	阿联酋	23.45	5.81	2014-12-29
合计		1064.46	214.54	

表2 世界主要国家页岩气技术可采资源量统计
(据EIA 2015年报告^[9])

编号	国家	技术可采资源量/ 10 ¹² m ³	所占比例/%
1	中国	31.58	14.72
2	阿根廷	22.70	10.58
3	阿尔及利亚	20.02	9.33
4	美国	17.63	8.22
5	加拿大	16.22	7.56
6	墨西哥	15.44	7.20
7	澳大利亚	12.16	5.67
8	南非	11.03	5.14
9	俄罗斯	8.06	3.76
10	巴西	6.94	3.23
11	其他国家	52.76	24.59
合计		214.54	100.00

3 页岩气开发的意义

作为一种低碳、清洁的新兴能源,页岩气在美国的成功开发已经引发全球能源领域的一场革命,可以预见,合理高效地开发利用中国丰富的页岩气资源意义重大。

3.1 有利于缓解能源供需矛盾,保证能源供应安全

进入21世纪以来,随着国内经济的强劲增长,能源消费需求不断攀升。根据国家统计局《2015中国统计年鉴》^[19]中公布的数据(图5),中国的能源消费总量整体上呈现迅猛增长的态势,2002年以来,平均年增长率8.16%,至2014年底,中国能源消费总量已达42.6×10⁸ t标准煤(BP统计^[20]为29.70×10⁸ t油当量),占全球能源消费总量的22.81%,已连续6年超过美国成为世界第一能源消费大国。当前,尽管中国经济增速放缓进入了新常态,相应地,能源需求也进入了中速增长阶段,但能源需求势头依然旺盛。预计2016—2020年间,能源消费总量年均增长3%左右,到2020年能源消费总量将达到50亿t标准煤,到2030年可能达到57亿t标准煤^[21]。

能源需求的不断攀升导致能源对外依存度逐年升高,能源安全形势严峻。如图6、图7所示,中国1993年首次成为石油净进口国,2006年又跨入天然气净进口国之列。石油对外依存度由1993年的1.2%飙升至2015年的61.66%,天然气对外依存度由2006年的0.8%攀升至2015年的30.06%,成为全球能源市场中最重要进口国。

单从天然气供需看,2006年以来,尽管中国的天然气产量年均增长在10%左右,至2015年已达1350亿m³,成为全球天然气产量增速最快的国家之一,然而产量的攀升并无法满足国内需求的强劲增长,国内的天然气消费量在以更为迅猛的态势增加,年均增长率在13%左右,天然气供需缺口从2006年的13亿m³增至2015年的282亿m³。当前,中国经济处于转型期,服务业发展、城市化推进以及大气污染治理将带动天然气消费持续增长。在当前政策环境下^[21],2020年和

表3 国内外机构对中国页岩气资源量估算

年份	预测机构	预测范围	地质资源量/10 ¹² m ³		技术可采资源量/10 ¹² m ³	
			区间值	期望值	区间值	期望值
2009	中国石油勘探开发研究院 ^[4,11]	中国陆上	86~166	100	15~32	20
2010	中国石油勘探开发研究院 ^[12]	中国陆上			15.1~33.7	24.5
2010	中国石油勘探开发研究院 ^[4]	中国陆上	30~100	50	10~15	
2010	中国石油勘探开发研究院 ^[13]	中国陆上			21.4~45	30.7
2010	中国地质大学(北京) ^[14]	中国陆上			15~30	26.5
2011	国土资源部油气战略中心 ^[15]	中国陆上				31
2011	美国能源信息署 ^[16]	四川、塔里木盆地		144.4		36.1
2011	中国石油勘探开发研究院 ^[17]	中国陆上				15.2
2012	中国工程院 ^[17]	中国陆上		83.3		11
2012	国土资源部油气战略中心 ^[10]	中国陆上		134.42		25.08
2013	美国能源信息署(EIA) ^[18]	四川、塔里木盆地		134.3		31.58

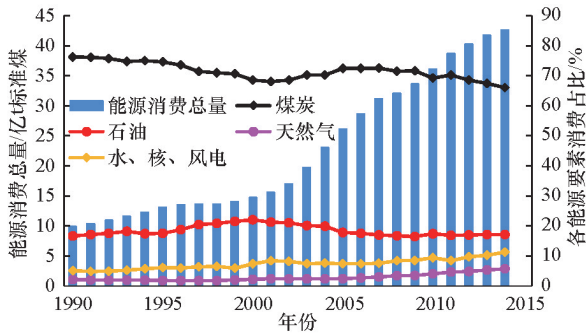


图5 中国能源消费总量及结构的变化情况

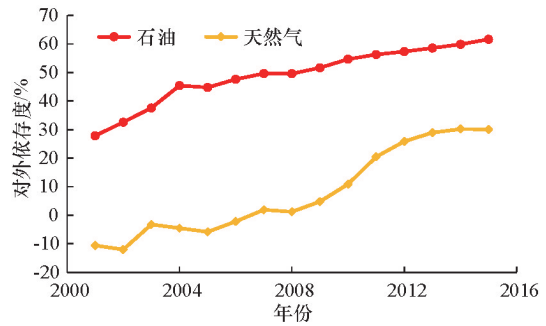


图7 中国油气对外依存度变化情况

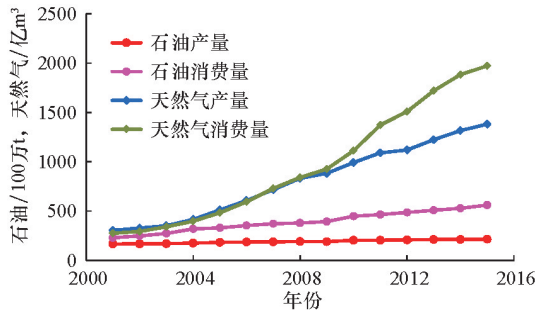


图6 中国油气产量、消费量变化情况

2030年天然气消费量将达到3000亿m³和4500亿m³,而天然气产量分别达到2300亿m³和3800亿m³,天然气缺口700亿m³;在加强环境监管和征收碳税的情况下,2020年和2030年天然气消费量将达到3500亿m³和5800亿m³,而天然气产量分别达到2700亿m³和4700亿m³,天然气缺口800亿m³。

由此可见,油气供需缺口将长期存在,特别是天然气,供需缺口的逐年增大已经给国内天然气增产带来巨大压力,亟需积极改善国内天然气供应结构,加快页岩气等非常规天然气的开发利用,使天然气供应格局多元化。

3.2 有助于调整能源消费结构,缓解节能减排压力

从能源消费结构(图5、图8)看,煤炭一直以来都占据国

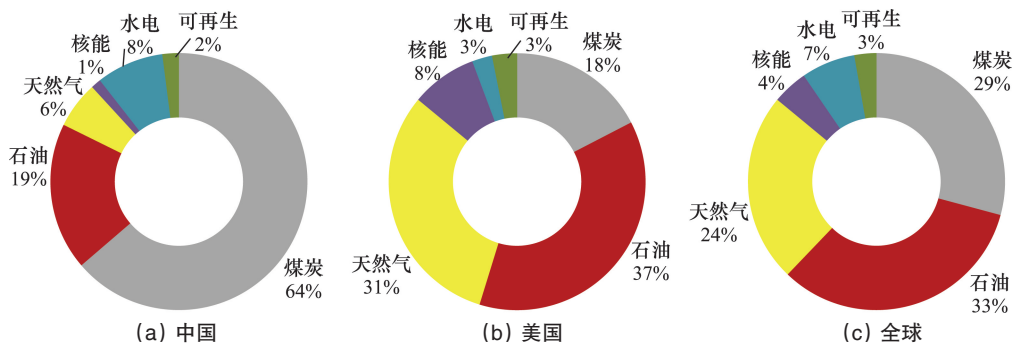


图8 中国、美国、全球2015年能源结构对比

内能源消费的主体地位,近年来虽表现出占比下降的趋势,但依然保持在65%以上;其次是石油,比例维持在15%以上;天然气和水—核—风电等清洁能源的消费比例较低,至2014年分别达到5.7%和11.2%。

从世界能源消费构成上看,中国能源消费结构欠合理。2014年,中国一次能源消费结构中,煤炭占66.0%(为世界煤炭消费量的50%),比美国高出46%,比世界平均水平高出35%;而油气消费占比仅为24.5%,远低于美国的68.6%和56.8%的世界平均水平。

以煤为主的能源结构导致温室气体及其他污染物排放不断激增,使得环境保护、应对气候变化及节能减排面临巨大的国际压力和国内挑战。天然气清洁、高效和便于使用,无论是当前治理大气污染、提高能源系统效率的需要,还是应对未来可再生能源大发展带来的调峰需求,都需要大力发展天然气,这也是发达国家能源体系优化升级过程中的典型做法。

就目前国内天然气资源结构而言,加快页岩气开发是发展天然气产业最具潜力也是最现实的途径。定量分析^[21]表明,在现有体制下,2020年和2030年页岩气产量将达到400亿m³和800亿m³,分别占天然气总产量的17.4%和21.1%;如果对体制进行改革,2020年和2030年页岩气产量将达到600亿m³和1500亿m³,分别占天然气总产量的22.2%和31.9%。

3.3 有助于扩大中国在全球天然气市场的份额,增强中国对天然气定价的影响力

20世纪70年代的两次石油危机对世界造成的深远影响有两个^[22]:美元与石油挂钩确立了美元的全球霸主地位,以沙特为首的石油输出国组织(OPEC)取得了石油定价权。此后几十年“各取所需,相安无事”,但2014年11月5日,在美国达拉斯举行的第五届世界页岩油气峰会上,情况发生了变化,美国人不但要继续坚持石油与美元挂钩,还要从OPEC手中“夺回油气定价权”,美国之所以底气十足,根本原因在于美国的页岩油气革命确立了其世界油气生产大国的地位,改变了世界油气供应格局。

借鉴美国的经验,坐拥巨大页岩油气资源量的中国也不应该是国际油气价格的被动接受者,中国应通过加大国内页岩油气勘探开发的方式更加积极地参与国际油气市场,逐步影响国际油气定价的主导权。

3.4 有利于拉动相关产业发展及基础设施建设,促进区域经济发展

美国页岩油气的成功开发带动了美国装备制造业、化工工业,以及天然气发电等基础产业的发展,支撑了美国制造的回归和“再工业化”,促进了各州的经济增长。可以预见,中国页岩气的规模开发利用同样也将拉动装备制造、化工及工程建设等领域的发展,增加劳动力需求,增加税收,促进区域经济发展;更重要的是,国内的页岩气资源主要分布在交通不便的山地区域或经济欠发达地区,页岩气开发可改善当地基础设施建设,拉动经济增长。

4 页岩气如何有效开发

页岩孔隙极其微小,储层渗透性极差,导致气体流动的阻力巨大,自然条件下的页岩气井几乎无法产生工业气流,因而必须采取工程措施对页岩储层进行改造才能有效开发页岩气,其基本思路是“降低气体渗流阻力,扩大气体泄流面积,同时还要降低改造成本”,就目前的国内外经验,“水平井+体积压裂+工厂化作业”的开发模式可有效开发页岩气。

4.1 体积压裂水平井

水平井,是井眼轨迹在目的层中保持近水平状态延伸一定长度的一种定向井。水平井开采页岩气的优势在于:1) 水平井在页岩储层中钻进长度普遍在1500 m甚至更长,可以控制地下较大的储层面积,与直井相比,节省了钻井数量和地面施工,同时有利于环境保护;2) 水平井施工成本是直井的1.25~1.5倍,但日产气量及最终产气量是直井的3~5倍,产气速率则可以提高10倍;3) 水平井与储层中发育的天然裂缝相交的几率较大,裂缝与井筒沟通,天然气渗流环境明显改善,泄流面积增大;4) 水平井在地层中延伸,而地面设施相对较少,因而可降低地面不利地形对施工的影响,这一点在中国南方复杂山地页岩气发育区表现得最为明显。

典型的页岩气水平井施工分为以下几个步骤:1) 直井段导眼井施工和表层套管固井;2) 在进入目的层位之前的适当层位开始造斜并段钻进和生产套管固井;3) 水平井段钻进施工;4) 洗井、射孔或压裂完井(图9)。

为了引导钻头在复杂页岩储层中的目标区域内安全稳定地钻进,并形成规则的井眼以利于后续的压裂作业,旋转地质导向技术(图10)至关重要,该技术是在钻具底部配备能

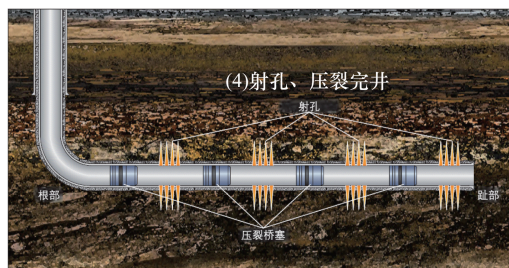
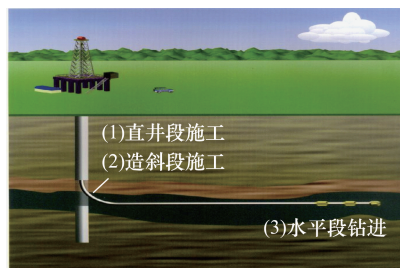


图9 页岩气水平井施工基本步骤

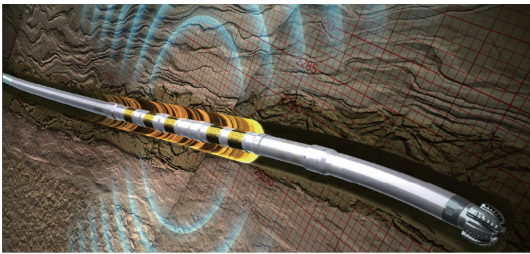


图 10 旋转地质导向示意

测试页岩层电性信号(如自然伽马和电阻率等参数)的随钻测井仪器,依据判别标准快速识别目标地层,如果钻井轨迹偏离目的层,导向系统便会纠偏进行轨迹控制,提高钻遇目的层的精度。

以中石油黄金坝地区页岩气水平井地质导向钻井为例^[23],井下工具主要包括:旋转导向系统+随钻成像测井系统LWD+随钻测量系统MWD。旋转导向系统主要用于造斜、纠偏,精确控制井斜调整,复合式旋转导向系统造斜率最大可达15°/30 m;随钻成像测井系统LWD可将井筒周围的页岩储层伽马特征以图形的形式显示出来,有助于判断钻井轨迹与地层的上、下切关系;随钻测量系统MWD可在钻进过程中随钻测量工具面、井斜、方位及自然伽马等数据;三系统相互配合,完成旋转地质导向钻井,确保经验轨迹始终在目标层段钻进。

水平井钻成后,便是射孔与压裂(图9),依照射孔方案通过射孔枪在井筒中射孔,尔后向井筒中泵入远超过地层破裂压力的高压低黏液体,液体通过射孔孔眼被压入地层,地层破裂产生裂缝。

页岩气有效开发普遍采用体积压裂,所谓体积压裂^[24]是指通过压裂的方式对储层实施改造,在形成一条或多条主裂

缝的同时,通过分段多簇射孔、高排量、大液量、低黏液体以及转向材料及技术的应用,实现对天然裂缝、岩石层理的沟通,以及在主裂缝的侧向强制形成次生裂缝,并在次生裂缝上继续分支形成二级次生裂缝,其余类推(图11)。让主裂缝与多级次生裂缝交织形成裂缝网络系统,将可以进行渗流的有效储集体“打碎”,使裂缝壁面与储层基质的接触面积最大,使得油气从任意方向的基质向裂缝的渗流距离最短,极大地提高储层整体渗透率,实现对储层在长、宽、高三维方向的全面改造。该技术可以大幅提高单井产量,最大限度提高储层动用率和采收率。

水平井体积压裂主要包含3方面的内容:分段多簇射孔、快速可钻式桥塞工具及大型滑溜水压裂。

分段多簇射孔是将水平井段分成若干段,每段的跨度控制在100~150 m,每段分2~6簇射孔;施工时,依照设计方案,用电缆将射孔管串和复合桥塞(图12^[25])输送至目的层,完成桥塞坐封与多簇射孔联作。具体来说,主要的作业流程为:1)采用油管输送的方式进行第1段射孔作业,然后进行压裂使地层与井筒连通;2)采用泵送的方式将复合桥塞与射孔管串输送至第2个改造目的段,坐封桥塞,然后进行第2段的多簇射孔(图13);3)进行第2段的压裂施工;4)将复合桥塞与射孔管串输送至第3个改造目的段,坐封桥塞,然后进行第3段的多簇射孔和压裂施工,以此类推,直至完成方案设计的所有改造目的段;5)压裂完后,一次性钻掉所有的复合桥塞,使井筒完全贯通,完成井筒与地层的有效沟通。

桥塞的作用是在水平井分段压裂过程中暂时封堵已压裂井段,减小干扰,以达到目的井段压裂的最优化;前文述及,压裂完成后,所有桥塞均需钻掉,因而,桥塞工具的优劣同样影响到体积压裂的时率与效果。快速可钻式桥塞工具具有节省钻时,易钻,易排出(钻掉时间<35 min,常规铸铁桥

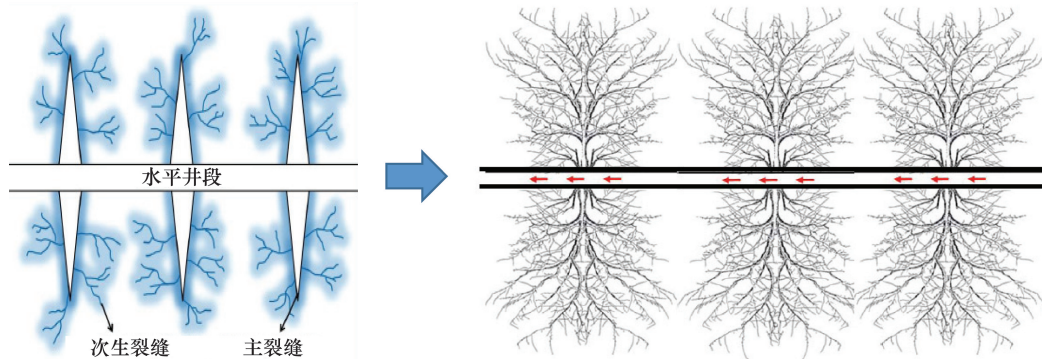


图 11 水平井体积压裂示意

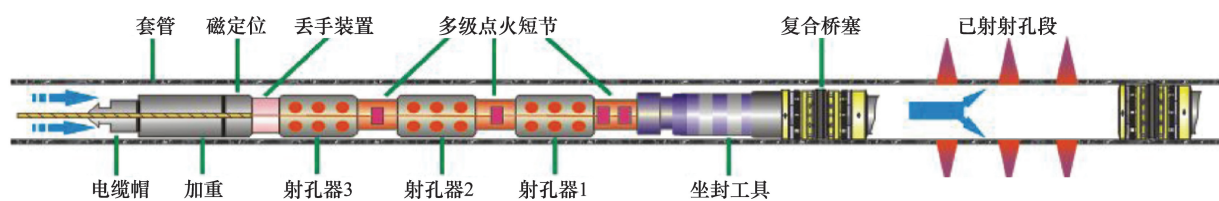


图 12 多簇射孔管串示意

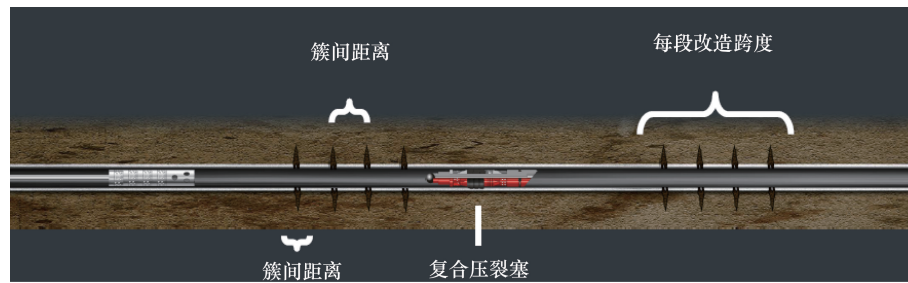


图13 分段多簇射孔施工示意

塞>4 h),适用于套管压裂,可满足多种尺寸套管的需要。

页岩储层压裂所用的液体多为滑溜水,主要是因为滑溜水摩阻低,作业强度小,对储层伤害率低;施工规模多为“千方砂,万方液”的大型压裂。大型滑溜水压裂的基本特点是:大液量、大排量、大砂量、小粒径、低砂比;具体说来,主要技术参数有:水平段长 1000~1500 m,分 8~15 段,每段 4~6 簇,每簇长度 0.46~0.77 m,簇间距 20~30 m,排量 10 m³/min 以上,平均砂比 3%~5%,每段压裂液量 1000~1500 m³,每段支撑剂量 100~200 t。

为了监测体积压裂施工中裂缝延伸的走向和形态,评价压裂效果并优化压裂方案,需要应用微地震技术对裂缝网络进行成像和监测。基本原理是^[7]:水力压裂过程中,水力裂缝周围的天然裂缝、层理面等薄弱面的稳定性受到影响,发生剪切滑动,引起小量级的微小地震,其释放出的地震能量能够被监测井的地震波检波器探测到,通过数据处理,可以得到有关震源(即裂缝)的信息。压裂施工时,在压裂井的邻井下入一组检波器,对压裂产生的微地震事件进行接收和处理,确定震源在时间和空间上的分布,由此直观反映出地下裂缝网络的走向和形态(图 14),每一种颜色的点群表示一级压裂,点在空间上的展布(长、宽、高)反映了裂缝网络的走向和形态。

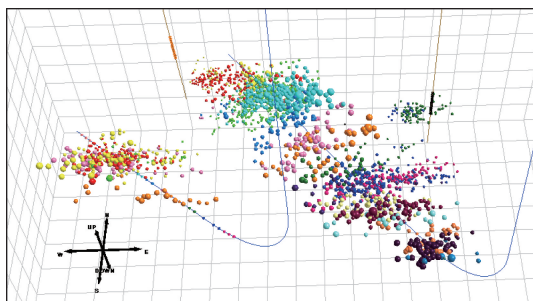


图14 微地震监测体积压裂水平井的缝网形态

4.2 工厂化作业

页岩气田为了保持稳产规模,需要大量的生产井,开发成本很高,为节约成本,减少占地,方便气井管理,多采用丛式水平井进行开发(图 15),尤其是对于中国南方山地页岩气田而言,受地形的限制,可部署井场的位置非常有限,因而丛式水平井的优势更为显著,由此发展出了工厂化作业模式。

工厂化作业^[26]是指在开发阶段,在对油气分布认识清楚的情况下,为降低钻完井、井场建设成本,提高作业效率,以批量钻丛式井、批次完成完井及压裂、批次生产为手段的钻完井模式,主要包括工厂化钻井和工厂化压裂。图 16^[27]为加拿大 ENCAN A 公司工厂化作业现场。

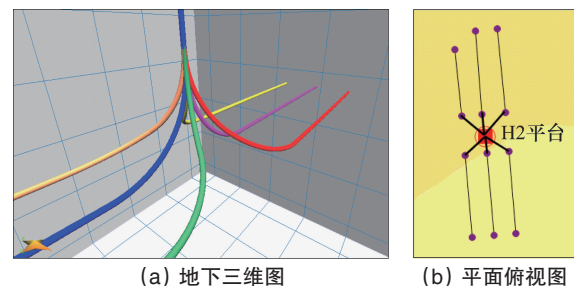


图15 丛式水平井示意

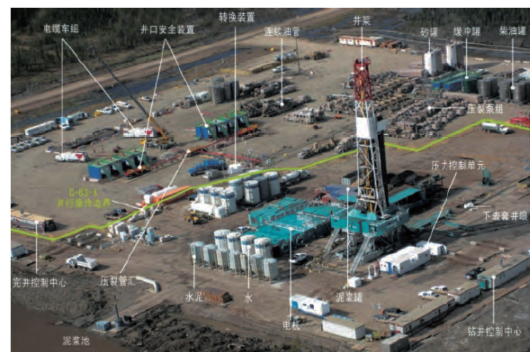


图16 加拿大 ENCAN A 公司工厂化作业现场

工厂化钻井^[28]在同一地区集中布置大批相似井,使用大量标准化的装备和服务,以生产或装配流水线作业的方式进行钻井和完井的一种高效、低成本的作业模式,该模式即利用快速移动式钻机对丛式井场的多口井进行批量钻井,一种是批量钻完井后钻机搬走,采用工厂化压裂模式进行压裂、投产;另一种模式是以流水线的方式,实现边钻井、边压裂、边生产,钻完一口压裂一口,以 Bakken 致密油田 6 口井井场为例,这种流水线作业模式可节省 62.5% 的时间,作业效率进一步提升。

工厂化压裂^[28]即所有的压裂装备都布置在井场中央区,

不需要移动设备、人员和材料,就可以对多口井进行压裂。页岩气工厂化压裂模式最主要的方法是“拉链式水力压裂”,这种模式减少了设备动迁次数,提高了压裂效率,降低了施工的成本,同时可以利用裂缝之间的应力干扰增加改造体积和裂缝网络的复杂性,大幅提高初期产量和最终采收率。

“拉链式水力压裂”^[29],即同一井场中,一口井进行压裂时,另一口井进行电缆桥塞射孔联作,为压裂做准备,两项作业在两口井间逐段交替进行并无缝衔接。以长宁区块某平台为例(图 17^[28]),拉链式压裂的具体作业流程是:1井第1段进行压裂时,2井第1段进行电缆桥塞射孔联作;2井第1段进行压裂时,1井第2段进行电缆桥塞射孔联作;以此类推,直至1井、2井完成压裂,在此期间,3井实施微地震监测;最后,单独对监测井(3井)进行压裂,3井压裂时,1井、2井开始钻磨桥塞,完毕后,钻磨3井桥塞;钻磨完1口井的桥塞后即开始放喷排液,最终实现3口井放喷排液试采。该平台24段“拉链式”压裂平均每天压裂3.16段,最多1天压裂4段,段与段之间的准备时间在2~3 h,完成设备保养、燃料添加等工作,施工效率比传统压裂方式提高了78%,极大提高了作业时效。

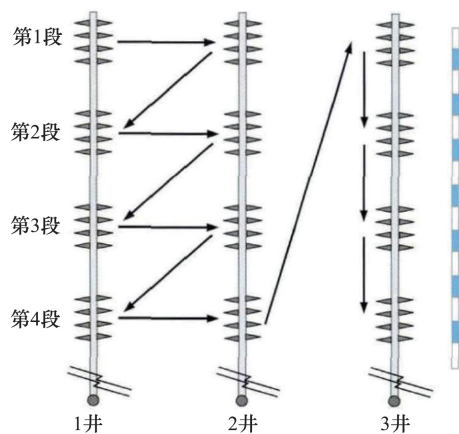


图 17 拉链式压裂模式示意

5 中国页岩气勘探开发现状

中国页岩气的勘探开发大致经历了3个阶段^[30]:1) 2004年以前为引入阶段,主要是介绍和引入国外的页岩气基础理论、勘探开发经验和先进技术;2) 2005—2008年为基础研究阶段,主要是针对中国页岩气地质特征进行基础研究;3) 2009年之后为勘探开发阶段,相继开展了全国页岩气资源潜力评估、有利区带优选和勘探区块招标,并在四川盆地、鄂尔多斯盆地取得重大突破。

从页岩气资源所属沉积环境而言,中国页岩气资源主要分布于三大沉积相^[31],分别为海相、海陆过渡相和陆相。海相页岩主要分布在中国南方、华北、塔里木和羌塘等地;海陆过渡相页岩主要分布在渤海湾、鄂尔多斯、扬子地区、塔里木和准格尔-吐哈等地;陆相页岩主要分布在松辽盆地、渤海湾盆

地、鄂尔多斯盆地和四川盆地等地。

2010年,中国第一口页岩气勘探评价井——威201井在奥陶统五峰组-下志留统龙马溪组海相页岩中获得工业气流,自此,以南方下古生界五峰组-龙马溪组、筇竹寺组海相页岩为重点,开展页岩气勘探评价与开发先导试验,陆续在四川盆地、渝东鄂西、滇黔北、湘西地区的五峰组-龙马溪组发现页岩气,并在四川盆地的长宁-威远、富顺-永川、涪陵等地区获得工业页岩气产量,截至2015年底^[32],中国陆上累计设置页岩气探矿权区块54个,面积为 $17 \times 10^4 \text{ km}^2$,相继建立了四川盆地长宁-威远、滇黔北昭通、重庆涪陵3个海相页岩气示范区、富顺-永川合作开发区,以及鄂尔多斯盆地延长陆相页岩气示范区(图 18),其中,长宁-威远、昭通和涪陵已经取得了实质性开发进展,实现了初步规模开发,而延长陆相页岩气示范区尚未取得产量突破。

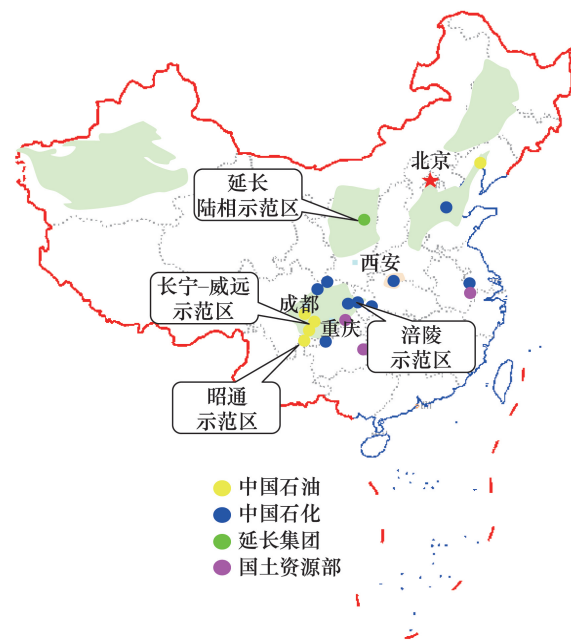


图 18 中国页岩气勘探开发形势示意

涪陵页岩气田是中国第一个投入大规模商业开发的页岩气田,其核心建产区为焦石坝区块。2012年11月28日,中国石化在焦石坝地区钻探的焦页1HF井开始放喷试采,测试稳定产量在 $11 \text{ 万 m}^3/\text{d}$,最高产量 $20.3 \text{ 万 m}^3/\text{d}$,标志着中国页岩气勘探的重大突破;2013年1月9日,该井投入试采,稳定 $6 \text{ 万 m}^3/\text{d}$,正式拉开中国页岩气商业开发的序幕;基于焦页1HF井的钻井、压裂、试采成果,2013年1—12月,涪陵页岩气田开展了页岩气开发评价试验工作,并以此为基础于2013年底编制了涪陵页岩气田焦石坝区块一期开发方案^[31],拟用2年时间建设63个平台,总井数253口,建成 $50 \text{ 亿 m}^3/\text{年}$ 产能的页岩气田;2016年9月底涪陵页岩气田完钻页岩气井280余口,具备 56.4 亿 m^3 的生产能力,2016年已经生产页岩气 35 亿 m^3 。此外,涪陵页岩气田预计2017年和2020年将分别形成100亿

m³和130亿m³产能。

长宁-威远页岩气示范区位于四川盆地西南部,其中,长宁区块横跨四川省宜宾市、长宁县、珙县、兴文县和筠连县,威远区块位于内江市威远县、资中县和自贡市的容县。2010年4月18日,中国第一口页岩气勘探评价井——威201井完钻,井深2840 m,初期产气量2000 m³/d,拉开了中国页岩气勘探开发的序幕;2011年2月13日,中国第一口页岩气水平井——威201-H1井完钻,水平段长1079 m,压裂后日产气1.15~1.34万m³,标志着中国页岩气分段压裂水平井开发技术取得实质性突破;2012年7月,长宁区块第一口页岩气水平井宁201-H1井获得高产工业气流,日产气量15万m³,显示出了长宁-威远页岩气示范区良好的勘探开发前景。自此,中石油加快推进该示范区的产能建设工作,截至2016年9月,长宁-威远区块共完钻页岩气井140余口,日产气636万m³,具备34亿m³/年的产气能力。

昭通页岩气示范区横跨四川、云南、贵州等省,目前,该示范区的核心建产区主要为黄金坝区块。2011年部署了昭通示范区第一口页岩气水平井YSH1-1,水平井压裂试气效果良好,测试产量3.56万m³/d,为龙马溪组页岩气勘探开发奠定了基础;2013年,产能评价井YS108H1-1获得20.86万m³/d的页岩气高产工业气流,确定了黄金坝龙马溪组页岩气甜点区,并于2014—2015年开展黄金坝区块页岩气5亿m³/年产能建设。截至2016年9月,昭通页岩气示范区共完钻页岩气井30余口,日产气118万m³,具备6.5亿m³/年的产气能力。

6 结论

在中国能源供需矛盾日益严峻、环境污染问题备受关注的大背景下,页岩气作为一种资源量丰富的清洁能源,具有巨大的勘探开发潜力,特别是南方海相页岩气的成功开发更坚定了中国快速推进页岩气产业发展的信心。据国家能源局2016年9月发布的《页岩气发展规划(2016—2020年)》,中国力争2020年实现页岩气产量300亿m³,2030年实现页岩气产量800~1000亿m³。为此,需积极总结当前阶段页岩气开发的经验和教训,努力攻关关键技术瓶颈,不断完善页岩气开发的理论和技术体系,支撑中国页岩气的规模开发。从产能规模扩建所需的资源保障角度而言,第一,应积极开展地质评价选区工作,及早储备建产接替区;第二,开展关键技术攻关,尽早实现3500 m以深的页岩气开发。从经济效益开发角度而言,第一,应借鉴苏里格气田成功开发的经验,大力引进竞争机制,努力推进科技创新,不断降低钻井、压裂等施工成本;第二,应充分挖掘现有页岩气井的生产动态资料,开展开发技术政策优化工作,努力提高单井累积产量,最大限度地提高经济效益。

在正确的政策引导以及业界的努力攻关下,页岩气产业的蓬勃发展必将带给未来中国一个新的惊喜。

参考文献 (References)

- [1] 美国页岩气开发的历史[EB/OL]. [2016-05-31]. <http://www.csgcn.com.cn/news/show-5717.html>.
- [2] 李响. 我国第172个独立矿种诞生记——页岩气登上历史舞台的前前后后[J]. 国土资源, 2014(2): 27-29.
- [3] 陈昭年. 石油与天然气地质学[M]. 北京: 地质出版社, 2005.
- [4] 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.
- [5] 肖钢, 唐颖. 页岩气及其勘探开发[M]. 北京: 高等教育出版社, 2012.
- [6] 邹才能, 朱如凯, 白斌, 等. 中国油气储层中纳米孔首次发现及其科学价值[J]. 岩石学报, 2011, 27(6): 1857-1864.
- [7] 张东晓, 杨婷云. 页岩气开发综述[J]. 石油学报, 2013, 34(4): 792-800.
- [8] 胡文瑞, 鲍敬伟. 探索中国式的页岩气发展之路[J]. 天然气工业, 2013, 33(1): 1-7.
- [9] U.S. Energy Information Administration. World Shale Resource Assessments, 2015[EB/OL]. [2016-08-31]. <https://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas>.
- [10] 张大伟, 李玉喜, 张金川, 等. 全国页岩气资源潜力调查评价[M]. 北京: 地质出版社, 2012.
- [11] 董大忠, 邹才能, 李建忠, 等. 页岩气资源潜力与勘探开发前景[J]. 地质通报, 2011, 30(2/3): 324-336.
- [12] 邹才能, 陶士振, 侯连华, 等. 非常规油气地质[M]. 北京: 地质出版社, 2011: 1-47, 128-162.
- [13] 刘洪林, 王红岩, 刘人和, 等. 中国页岩气资源及其勘探潜力分析[J]. 地质学报, 2010, 84(9): 1374-1378.
- [14] 张金川, 徐波, 聂海宽, 等. 中国页岩气资源勘探潜力[J]. 天然气工业, 2008, 28(6): 136-140.
- [15] 于猛. 我国页岩气可采资源量约31万亿方[N]. 中国国土资源报, 2011-07-26.
- [16] U.S. Energy Information Administration. World shale gas resources: An initial assessment of 14 regions outside the United States[EB/OL]. [2011-04-05]. https://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/archive/2011/pdf/fullreport_2011.pdf.
- [17] 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(增1): 107-114.
- [18] EIA. Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources—An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States [J/OL]. [2013-06-13] https://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/archive/2013/pdf/fullreport_2013.pdf.
- [19] 中华人民共和国国家统计局. 2015中国统计年鉴[M]. 北京: 中国统计出版社, 2015.
- [20] BP Global. BP Statistical Review of World Energy 2016[EB/OL]. [2016-08-31]. <http://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/energy-economics/statistical-review-2016/bp-statistical-review-of-world-energy-2016-full-report.pdf>.
- [21] 国务院发展研究中心, 壳牌国际有限公司. 中国天然气发展战略研究[M]. 北京: 中国发展出版社, 2015.
- [22] 胡文瑞. 页岩油气峰会散发的信号[J]. 中国石油化工, 2015(3): 37.
- [23] 陈志鹏, 梁兴, 王高成, 等. 旋转地质导向技术在水平井中的应用及体会——以昭通页岩气示范区为例[J]. 天然气工业, 2015, 35(12): 64-70.
- [24] 吴奇, 胥云, 刘玉章, 等. 美国页岩气体积改造技术现状及对我国的启示[J]. 石油钻采工艺, 2011, 33(2): 1-7.

- [25] 王海东, 陈锋, 欧跃强, 等. 页岩气水平井分簇射孔配套技术分析及应用[J]. 长江大学学报(自然版), 2016, 13(8): 40-45.
- [26] 李鹤, Hii King-Kai, Todd Franks, 等. 四川盆地金秋区块非常规天然气工厂化作业设想[J]. 天然气工业, 2013, 33(6): 54-59.
- [27] 许冬进, 廖锐全, 石善志, 等. 致密油水平井体积压裂工厂化作业模式研究[J]. 特种油气藏, 2014, 21(3): 1-6.
- [28] 郑新权. 推进工厂化作业, 应对低油价挑战[J]. 北京石油管理干部学院学报, 2016(2): 17-19.
- [29] 钱斌, 张俊成, 朱炬辉, 等. 四川盆地长宁地区页岩气水平井组“拉链式”压裂实践[J]. 天然气工业, 2015, 35(1): 81-84.
- [30] 陆争光. 中国页岩气产业发展现状及对策建议[J]. 国际石油经济, 2016, 24(4): 48-90.
- [31] 栾锡武. 中国页岩气开发的实质性突破[J]. 中国地质调查, 2016, 3(1): 7-13.
- [32] 董大忠, 邹才能, 戴金星, 等. 中国页岩气发展战略对策建议[J]. 天然气地球科学, 2016, 27(3): 397-406.

A summary of shale gas development

QI Yadong¹, LIU Zhiyuan², QU Yunhua³

1. PetroChina Research Institute of Petroleum Exploration & Development, Beijing 100083, China
2. Editorial Department of Science & Technology Review, Beijing 100081, China
3. Downhole Operation Company, CNPC Chuangqing Drilling Engineering Company Ltd., Chengdu 610213, China

Abstract Being a unconventional resource, shale gas is usually generated and preserved in-situ, and its ultra-low permeability results in huge difficulty for commercial development. A typical shale gas production profile would start with high level initial production, followed by a sharp decline and a long-term of low level production. The global shale gas resource volume, the development technology and the significance of shale gas development are summarized, and the development status of shale gas industry in China is introduced as well. The shale gas geological resource of China is estimated as $134.42 \times 10^{12} \text{ m}^3$, and the technically recoverable resource is $25.08 \times 10^{12} \text{ m}^3$. Engineering experiences have proved that "horizontal well+volume fracturing+factory operation" is a successful and effective mode of shale gas development. China has so far preliminarily developed three marine shale gas reservoirs, i.e., Changning-Weiyuan, Zhaotong and Fuling, and the total productivity is $97 \times 10^{12} \text{ m}^3/\text{a}$. The efficient development of shale gas will help China relieve the imbalance between energy supply and demand, adjust the energy consumption structure, strengthen the influence on international pricing power of natural gas, and boost regional economic development.

Keywords shale gas; energy structure; resource development

(责任编辑 陈广仁)