

综述与评述

中国页岩气发展战略对策建议

董大忠^{1,2,3}, 邹才能¹, 戴金星¹, 黄士鹏¹, 郑军卫⁴, 龚剑明⁵, 王玉满¹,
李新景¹, 管全中¹, 张晨晨¹, 黄金亮¹, 王淑芳¹, 刘德勋^{2,3}, 邱 振^{2,3}

(1. 中国石油勘探开发研究院, 北京 100083;

2. 中国石油勘探开发研究院廊坊分院, 河北 廊坊 065007;

3. 国家能源页岩气研发(实验)中心, 河北 廊坊 065007;

4. 中国科学院兰州文献情报中心, 甘肃 兰州 730000; 5. 中国科学院地学部, 北京 100864)

摘要:从中国页岩气资源状况、勘探开发重要进展、关键技术与装备重要突破等方面, 系统总结、分析了我国页岩气发展形势, 指出现阶段我国页岩气发展仍存在认识误区、页岩气资源落实程度低且经济性不确定性大、3 500m 以深核心勘探开发与装备尚未突破、勘探开发成本居高不下、多种非技术因素严重制约其发展等 5 大挑战。针对这 5 大挑战, 提出了促进我国页岩气进一步发展的 5 条建议: ①制定符合我国国情及勘探开发阶段的页岩气发展战略和目标, 2020 年确保实现页岩气年产量 $200 \times 10^8 \text{ m}^3$, 力争实现 $300 \times 10^8 \text{ m}^3$; ②重视海相低产低压页岩气成藏富集地质理论和勘探开发关键工程技术攻关, 有序推动非海相页岩气勘探开发示范区建设; ③国家应进一步出台政策并设立专项创新基金, 支持各企业开展页岩气勘探开发相关技术与装备研发, 强化 3 500m 以深页岩气勘探开发技术、装备、工艺体系研发, 推动我国深层页岩气勘探开发突破; ④持续推动我国页岩气地质理论、勘探开发技术与管理创新, 强化钻井、压裂等全过程成本控制, 努力实现我国页岩气经济有效规模开发; ⑤改革矿权管理制度, 建立页岩气勘探开发数据信息平台, 正确引导非油气企业参与页岩气勘探开发。

关键词:富有机质黑色页岩; 页岩气资源; 勘探开发; 发展战略; 核心技术; 挑战

中图分类号: TE122 文献标志码: A 文章编号: 1672-1926(2016)03-0397-10

引用格式: Dong Dazhong, Zou Caineng, Dai Jinxing, *et al.* Suggestions on the development strategy of shale gas in China[J]. Natural Gas Geoscience, 2016, 27(3): 397-406. [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.]

0 引言

页岩气是从富有机质黑色页岩层段中开采出来的天然气。页岩地层超级致密, 钻井后页岩气不能自行产出, 需要借助高压等特殊工艺技术将页岩层段压开形成网状体积裂缝才能有效生产^[1]。页岩气

勘探开发具有储层致密、技术要求高、产量递减快、投资回收期长等特点。美国经过近 30 年的勘探开发实践与技术攻关, 近 10 年才实现规模开采。2015 年美国页岩气产量超过 $4 200 \times 10^8 \text{ m}^3$ ^[2,3], 已占美国天然气总产量的 50% 左右, 有效助推美国“能源独立”战略的实施, 对世界能源格局和地缘政治也产

收稿日期: 2016-01-06; 修回日期: 2016-02-19.

基金项目: 中国科学院“中国页岩气发展战略对策建议”咨询项目(编号: 2014-2015); 国家科技重大专项(编号: 2011ZX05018-001); 国家重点基础研究发展计划(“973”计划)项目(编号: 2013CB228001)联合资助。

作者简介: 董大忠(1962-), 男, 四川苍溪人, 教授级高级工程师, 博士, 主要从事油气资源与发展战略、非常规油气资源地质勘探与开发研究. E-mail: ddz@petrochina.com.cn.

通信作者: 戴金星(1935-), 男, 浙江瑞安人, 中国科学院院士, 教授级高级工程师, 主要从事天然气地质学和地球化学研究.

E-mail: djx@petrochina.com.cn.

生了重大影响。

借鉴美国经验,中国于2010年启动页岩气勘探开发,在陆上不同地区开展页岩气地质选区、钻探评价和开发试验,初步证实中国页岩气资源丰富,勘探开发前景大^[4-7]。经5年多探索,在四川盆地基本实现海相页岩气工业开采,3500m以浅关键勘探开发技术与装备基本实现国产化。然而,四川盆地以外的其他地区虽然也取得一些发现和见到一些苗头,但并未取得实质性突破。同时,随着勘探开发的推进,对中国页岩气勘探开发前景的预测与发展目标的制定意见尚不统一,现有勘探开发技术与装备对深层页岩气的勘探开发不适应,单井综合费用居高不下,管理运行机制体制不完善等矛盾和挑战日益

突出。为促进中国页岩气有序、健康、持续发展,本文在对中国页岩气勘探开发实践调研、研究基础上,基本理清了中国页岩气勘探开发形势,明确了中国页岩气发展面临的关键问题,提出了针对性的发展战略建议。

1 中国页岩气基本特征

1.1 中国发育3种类型页岩,是世界上页岩气种类最多的国家,海相页岩气最为现实

中国富有机质页岩类型复杂,包括海相、海陆过渡相和陆相3种类型^[4-9](图1)。海相页岩主要分布在四川盆地及周边、中一下扬子区为主的南方地区和塔里木盆地为主的中西部地区,层系上以上奥陶统五

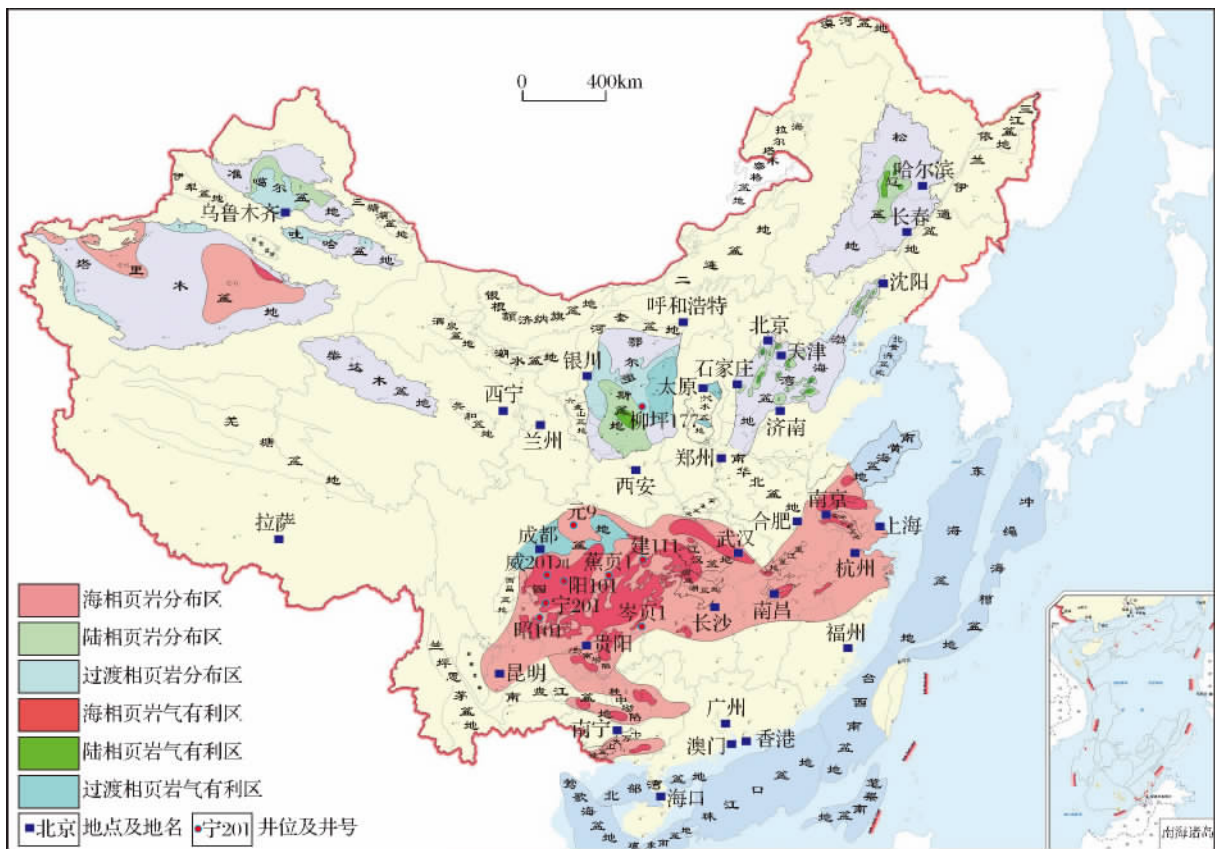


图1 中国不同类型页岩和有利页岩气区预测

Fig.1 There types of shale and predicted favorable shale gas areas in China

峰组一下志留统龙马溪组(以下简称“五峰组—龙马溪组”)为重点;海陆过渡相页岩主要分布在鄂尔多斯盆地、准噶尔盆地、塔里木盆地等中西部沉积盆地的石炭系—二叠系及南方地区的二叠系;陆相页岩主要分布于松辽盆地、渤海湾盆地、鄂尔多斯盆地、四川盆地等沉积盆地,以青山口组、沙河街组、延长组和三叠系—侏罗系为重点层系。勘探开发实践初

步证实,3类富有机质页岩都具备页岩气形成富集基本地质条件,但差异较大,其中海相页岩气形成富集条件优越,页岩气勘探开发前景最为现实。

1.2 中国页岩气资源较丰富,海相页岩气资源量最大

2011年以来,不同机构^[5-7]对中国页岩气资源潜力做了预测(表1),其中2011年和2013年,美国

能源信息署(EIA)先后2次估算中国页岩气资源量,估算的地质资源量分别为 $144.50 \times 10^{12} \text{ m}^3$ 和 $134.40 \times 10^{12} \text{ m}^3$,可采资源量分别为 $36.10 \times 10^{12} \text{ m}^3$ 和 $31.57 \times 10^{12} \text{ m}^3$,该预测量分别位列全球当期第一位和第二位。2012年,中国国土资源部估算的中国页岩气地质资源量为 $134.42 \times 10^{12} \text{ m}^3$,可采资源量为 $25.08 \times 10^{12} \text{ m}^3$ 。中国国土资源部估算的地质资源量与EIA(2013)的估算相同,但可采资源量相差

较大。2012年,中国工程院以南方海相页岩气资源为重点,估算中国页岩气可采资源量为 $11.50 \times 10^{12} \text{ m}^3$ 。2015年,笔者(中国石油勘探开发研究院)根据中国页岩气勘探开发最新进展,估算的中国页岩气地质资源量为 $80.45 \times 10^{12} \text{ m}^3$,可采资源量为 $12.85 \times 10^{12} \text{ m}^3$ 。综合各预测结果(表1),中国页岩气地质资源量为 $(80.45 \sim 144.5) \times 10^{12} \text{ m}^3$,可采资源量为 $(11.5 \sim 36.1) \times 10^{12} \text{ m}^3$ 。

表1 中国页岩气资源量预测结果统计(单位: $\times 10^{12} \text{ m}^3$)

Table 1 Statistics of China's shale gas resource volume prediction results

机构	评价时间	资源类型	海相	海陆过渡相	陆相	合计
美国 能源信息署	2011	地质	144.5	/	/	144.50
		可采	36.10	/	/	36.10
国土资源部	2012	地质	59.08	40.08	35.26	134.42
		可采	8.19	8.97	7.92	25.08
中国工程院	2012	可采	8.80	2.20	0.50	11.50
美国 能源信息署	2013	地质	3.6	21.64	19.16	134.40
		可采	21.12	6.54	1.91	31.57
中国石油勘探 开发研究院	2015	地质	44.1	19.79	16.56	80.45
		可采	8.82	2.37	1.66	12.85
合计	2011—2015	地质	44.1~144.5	19.79~40.08	16.56~35.26	80.45~144.5
		可采	8.80~36.10	2.2~8.97	0.5~7.92	11.50~36.10

从表1可以看出,中国页岩气资源较为丰富,但现阶段勘探开发程度、认识程度都较低,对其资源的预测结果差异较大。实际上,这恰符合油气资源的特征。一般地,油气资源潜力不会在某一次资源评价中被完全确定,而是随着勘探开发实践不断完善,逐渐被落实。根据现阶段中国页岩气勘探开发进展,对中国页岩气资源基本可以达成3点共识:

一是海相页岩气资源相对较为落实。中国南方海相五峰组—龙马溪组页岩分布面积为 $(10 \sim 20) \times 10^4 \text{ km}^2$,具有厚度大、有机质丰富、含气量高、脆性好等页岩气形成富集优越地质特点。经5年的勘探开发实践,初步建立了海相页岩气形成富集地质理论,确定四川盆地、上—中扬子地区2大五峰组—龙马溪组页岩气“甜点区”,落实有利页岩气含气面积约为 $10 \times 10^4 \text{ km}^2$ 、页岩气可采资源量为 $8.8 \times 10^{12} \text{ m}^3$ 。

二是海陆过渡相页岩气资源前景仍不太明朗。研究发现海陆过渡相页岩多与煤层伴生、与致密砂岩互层,优质页岩厚度小、连续性差、含气量变化大、脆性一般等页岩气形成富集地质特征。尽管海陆过渡相页岩分布面积预测达 $(15 \sim 20) \times 10^4 \text{ km}^2$,但资

源潜力估算量变化较大,前景并不太明朗,可采资源量最小为 $2.2 \times 10^{12} \text{ m}^3$,最大为 $8.97 \times 10^{12} \text{ m}^3$ 。

三是陆相页岩气资源潜力总体有限。陆相页岩具有厚度较大、有机质丰度高、以生油为主、生气潜力小、含气量低、脆性差等页岩气形成富集地质特点。陆相页岩分布面积约 $(20 \sim 25) \times 10^4 \text{ km}^2$,资源潜力估算量较小且变化大,可采资源量最小为 $0.50 \times 10^{12} \text{ m}^3$,最大为 $7.90 \times 10^{12} \text{ m}^3$ 。

2 中国页岩气勘探开发进展

2.1 四川盆地初步实现页岩气工业化开采,其他地区处于探索准备阶段

截至2015年底(表2,表3)^[5-11],中国陆上累计设置页岩气探矿权区块54个(其中21个区块为招标区块),面积为 $17 \times 10^4 \text{ km}^2$,建立了涪陵、威远、长宁—昭通3个海相页岩气工业化生产示范区,延长陆相页岩气生产示范区和富顺—永川合作开发区(图2)。累计投资近300亿元;钻探页岩气井700余口,其中水平井近400口,投入生产井291口;累计建成页岩气产能 $75 \times 10^8 \text{ m}^3$;铺设页岩气专输管

线 235km;探明页岩气地质储量 $5\,441.29 \times 10^8 \text{ m}^3$, 2015 年页岩气产量 $44.6 \times 10^8 \text{ m}^3$, 累计生产页岩气超过 $60 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。页岩气探明地质储量及产量全部来自四川盆地海相五峰组—龙马溪组。除此之外, 南方其他地区、南华北盆地、柴达木盆地、鄂尔多斯盆地等地区 3 类页岩气都有发现, 但未能形成产能, 勘探前景还在进一步探索中。

2.1.1 四川盆地

四川盆地是中国页岩气勘探开发的重点地区, 已发现筇竹寺组和五峰组—龙马溪组 2 套海相页岩

产气层^[7,10,11]。鉴于筇竹寺组埋深大、产量低、技术要求高等特点, 目前勘探开发工作主要集中在埋深浅、产量高的五峰组—龙马溪组, 初步落实 4 500m 以浅有利勘探面积 $4.0 \times 10^4 \text{ km}^2$, 可采资源量 $4.5 \times 10^{12} \text{ m}^3$; 已钻探页岩气井 407 口, 发现重庆涪陵焦石坝、四川长宁—昭通、威远、富顺—永川 4 个千亿立方米级页岩气大气田, 落实地质储量超 $1.0 \times 10^{12} \text{ m}^3$, 其中探明储量 $5\,441.29 \times 10^8 \text{ m}^3$ (表 3); 累计投入生产井 291 口, 2015 年建成 $75 \times 10^8 \text{ m}^3$ 生产能力, 累计生产页岩气 $60.55 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。

表 2 中国页岩气勘探开发工作量统计(据脚注^①, 修改)

Table 2 Statistics of shale gas exploration and development work in China(modified from footnote^①)

单位名称	二维地震/km	三维地震/km ²	钻井/口	管线建设/km	2015 产量/($\times 10^8 \text{ m}^3$)	投资/($\times 10^8$ 元)
中国石油	6 076	757	220	93.7	12.15	103.15
中国石化	4 793.61	999.5	256	141.3	32.45	155.25
延长石油		103.76	59		0.014 4	10.95
中国海油	316.18		5			1
中联煤层气	2 178.65	272	14			1.4
中标企业	7 503.9		43			16.2
国土资源部	210		66			7.2
地方政府	739.82		45			5.1
合计	21 818.16	2 133.85	708	235	44.61	300

表 3 四川盆地海相页岩气工业化生产示范区/合作区建设基本概况

Table 3 Overview of the marine shale gas industrial production demonstration areas/cooperation zones in Sichuan Basin

示范区/合作区	涪陵焦石坝	长宁—昭通	威远	富顺—永川
面积/km ²	545	3 450	4 216	3 500
地质资源量/($\times 10^8 \text{ m}^3$)	4 044	6 318	6 680	3 600
探明储量/($\times 10^8 \text{ m}^3$)	3 805.98	1 361.8	2 73.5	/
完钻水平井/口	256	68	60	23
投产井/口	180	47	48	16
累计产量/($\times 10^8 \text{ m}^3$)	43.26	10.65	4.5	2.0
总计产量/($\times 10^8 \text{ m}^3$)		60.41		

2.1.2 其他地区

除四川盆地外, 国土资源部在其他地区招标 21 个区块^[5-6]。云南、贵州、重庆、江西、内蒙古等地方政府以及延长石油在各自招标区块进行自主勘探评价, 钻探 150 口井, 见到了一些好的苗头。如陕西延长石油集团 2011 年以来在鄂尔多斯盆地东南部先

后在 40 余口井发现页岩气, 建立了中国第一个陆相页岩气工业化生产示范区, 累计投资近 11 亿元, 钻井近 60 口, 初步落实页岩气地质储量 $677 \times 10^8 \text{ m}^3$, 建成 $1.2 \times 10^8 \text{ m}^3$ 生产能力, 单井日产气 $(0.17 \sim 4.0) \times 10^4 \text{ m}^3$ 。

另外, 在陆相、海陆过渡相及四川盆地以外的海相页岩气勘探开发也取得了一些发现。其中陆相页岩气勘探开发, 2011—2012 年中国石化在四川盆地不同陆相页岩层段钻探近 20 口井, 获日产气 $(0.26 \sim 51.7) \times 10^4 \text{ m}^3$; 2013 年, 中国地质调查局在柴达木盆地北缘钻探柴页 1 井, 在侏罗系发现陆相页岩气。据不完全统计, 迄今陆相页岩气累计有近 50 口井获气, 经少数井试产, 发现陆相页岩气井产量总体偏低, 且产量高低差异大, 递减非常快, 迄今没有形成有价值的工业产能, 资源前景有待进一步落实。海陆过渡相页岩气勘探开发, 在华北地区的钻探发现好苗头, 其中鄂尔多斯盆地鄂页 1 井压后日产气 $1.95 \times 10^4 \text{ m}^3$, 云页平 1 井压后日产气 $2.0 \times 10^4 \text{ m}^3$, 神木 0-5 井压后日产气 $6\,695 \text{ m}^3$; 南华北盆

① 中国地质调查局油气资源研究中心. 中国页岩气资源调查报告(2014). 研究报告, 2015.

地尉参1井发现厚465m、含气量 $4.5\text{m}^3/\text{t}$ 的页岩层段。海陆过渡相页岩气钻井数不多,页岩气产量极不稳定,也没有生产井和开采区块,资源前景不明确。此外,在四川盆地以外的海相页岩气勘探开发中,在广西柳州泥盆系罗富组、贵州六盘水石炭系大塘组钻探中获得日产气 $(2.0\sim 5.0)\times 10^4\text{m}^3$,勘探开

发前景可期。

总体看来,在四川盆地五峰组—龙马溪组海相页岩气以外的广大地区和层系,获气井较多,但单井产量偏低,产量不稳定,没有形成实际生产能力,说明其他地区和层系的页岩气资源虽然丰富,但需要进一步落实,实现工业化开采任重道远。

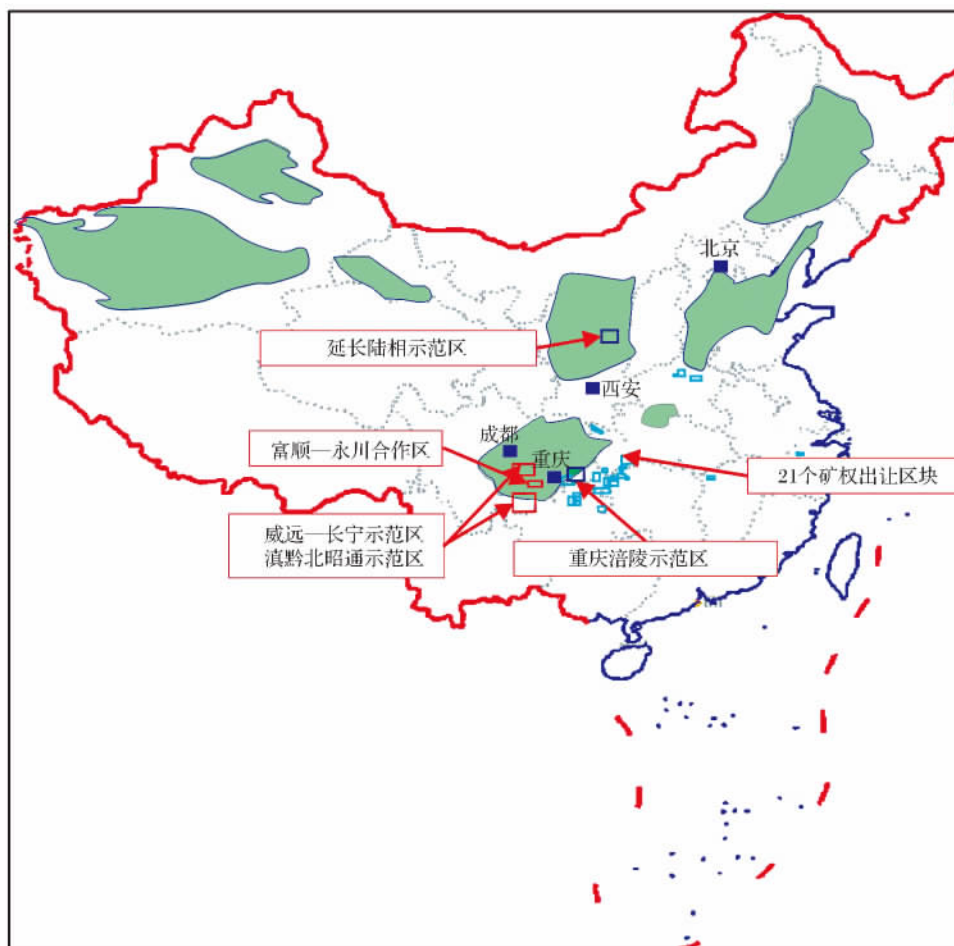


图2 中国页岩气勘探开发区块分布

Fig.2 Distribution of shale gas exploration and development blocks in China

2.2 3500m以浅勘探开发关键技术与装备基本实现国产化

中国页岩气勘探开发以来,通过技术引进、消化吸收和自主创新,中国已经基本掌握适用于页岩气勘探开发的地球物理、钻井、完井及压裂改造等关键技术,自主研发的可移动式钻机、3000型压裂车、可钻式桥塞等装备已投入规模化生产应用^[5-7,11],水平井钻完井周期从150d缩短至60d,最短周期仅35d,分段压裂段数由最初的最多10段至目前平均15段,最多29段,完全具备3500m以浅水平井钻完井及分段压裂改造能力,初步形成了平台式井组“工厂

化”生产作业模式,水平井单井综合成本从1亿元下降到6500~7500万元。

3 中国页岩气发展面临的主要挑战

目前,中国天然气勘探开发以常规气为主,页岩气勘探在四川盆地初见曙光,在其他地区尚处于探索阶段。中国页岩气有特殊性,与北美页岩气有很大差别^[5-13]。北美页岩气以海相为主,“甜点区”分布面积大、储层厚度横向稳定、压裂后易形成缝网系统、埋藏适中、地表平坦、水资源丰富;中国海相页岩气埋藏较深、破坏较强、有利“甜点区”面积较小、压

裂难度大。非海相页岩含气量低,厚度较薄;地表条件多为山地沙漠、水资源总体缺乏。

3.1 对页岩气发展阶段存在认识误区

随着涪陵焦石坝、长宁—昭通、威远等页岩气田的突破,对中国页岩气前景“过于乐观”的情绪在爆棚蔓延。根源在于没有充分认识到页岩气资源的特殊性,一定范畴和程度上还存在“有页岩就有页岩气”、“有页岩气就能商业开发”、“常规技术就能开发页岩气”的偏颇认识;没有充分认识到海相和陆相页岩气具有很大的差异性,认为海相和陆相富集条件相同,勘探开发技术相似;实践中把工作重心和关注度更多地聚焦在钻井、分段压裂增产改造等工艺技术的突破上,造成“工艺成功、产量不高”的尴尬局面不在少数,归根结底是忽视了优质“甜点区”资源的评价与优选^[6]。认识的偏差和工作的不均衡,导致

对中国页岩气发展阶段的定位不够客观,甚至认为当下已经进入大规模开发阶段,不少机构在产量预测上期望过高,制定出可望不可及的发展目标,工作部署有些急于求成。

美国页岩气和中国煤成气对各自国家天然气工业做出了重大贡献。2015年,美国页岩气占该国天然气总产量的50%左右^[2],中国煤成气占中国天然气产量的64%,二者均为地质勘探开发项目^[14]。地质勘探开发项目取得成功不是一蹴而就,需要经历相当长时间探索才见成效。北美页岩气发展经历了技术攻关、先导试验、技术突破和规模开发4个阶段^[15](图3)。美国自1981年开始,历经20多年试验攻关才突破水平井钻井、分段压裂增产改造和“工厂化”作业等关键技术,2005年以后方进入大规模开发期,钻井数超过10万口。加拿大借用美国模式,

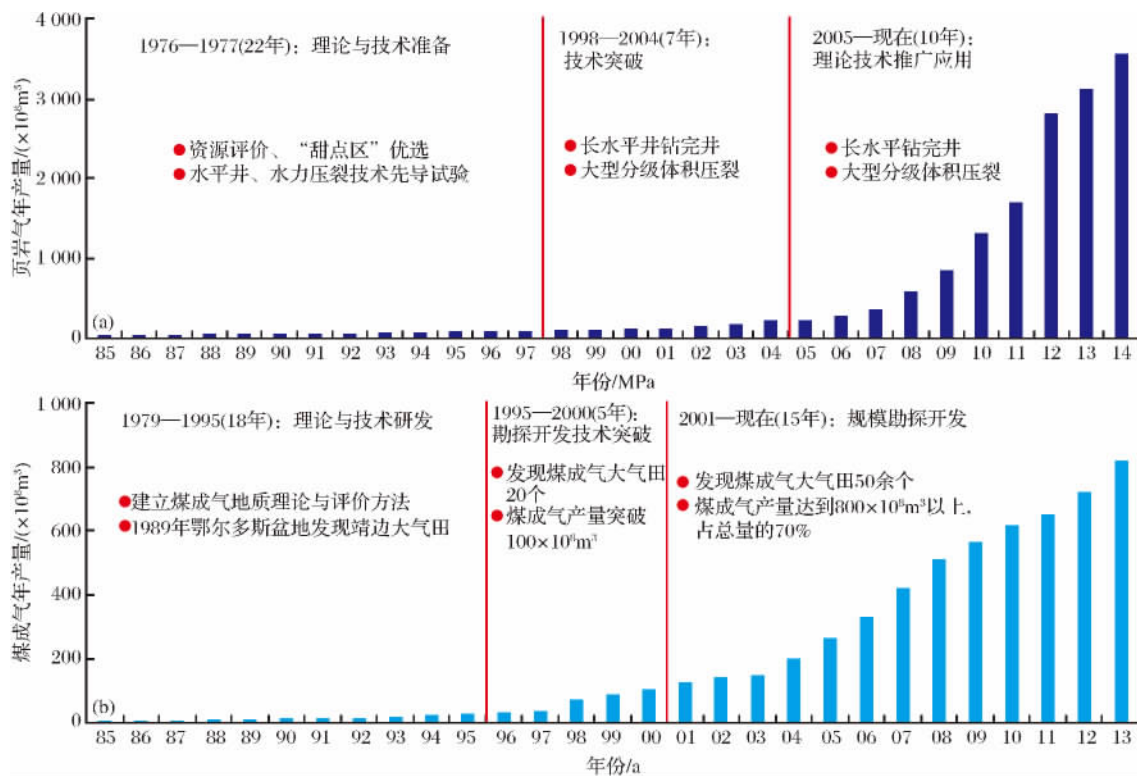


图3 美国页岩气(a)和中国煤成气(b)年产量增长直方图

Fig.3 Production growth histogram of shale gas in America(a)and coal gas in China(b)

经历10余年才步入商业开采阶段。类比煤成气产业,中国煤成气理论从1979年创立,经历了30余年发展才实现工业化开发(图3)。中国页岩气勘探始于2010年四川盆地威201井的钻探,迄今不过5年,钻井数超过700口,在建气田开采不足2年,优质资源分布区不够落实、富集主控因素与气田生产规律尚不清楚、关键开发技术不尽掌握、“工厂化”开

采模式不够精密等问题不容回避,实现真正意义上的规模化开发尚需时日。

3.2 非海相(海陆过渡相、陆相)页岩气资源及资源经济性不确定性大

非海相页岩气是中国页岩气资源的一大特色和重要组成部分,广泛分布于渤海湾盆地、四川盆地、鄂尔多斯盆地、准噶尔盆地、塔里木盆地、吐哈盆地

等盆地,尽管分布面积高达 $(30\sim 40)\times 10^4\text{ km}^2$,可采资源量达 $4.03\times 10^{12}\text{ m}^3$,但资源禀赋条件普遍比海相差,突出表现为页岩储气能力不足,仅为海相的 $1/4\sim 1/2$ 。针对此类资源开发,国外尚无成功先例,中国仅在鄂尔多斯盆地进行勘探试验,虽已钻探59口井,近半数井获气,但没有一口井日产气量超过 $5\times 10^4\text{ m}^3$ 。根据目前勘探实践和认识程度,无法确定此类资源的经济性和勘探开发前景。

3.3 3 500m 以深核心技术装备未取得突破

水平井钻井、分段压裂增产改造、“工厂化”作业是页岩气勘探开发的三项核心技术。北美地区主要开发3 500m 以浅的页岩气,中国页岩气3 500m 以深资源占65%以上,没有成熟的技术、装备可借鉴,主要存在3大技术难点:一是目标页岩埋深大,构造复杂,“甜点区”预测难;二是钻井事故率高,井眼轨迹控制难,分段改造施工难度大,增产效果不理想;三是地层突破压力高,目前配套工具与设备不能满足高温高压环境作业需求。四川盆地威204H1-2井和丁页2HF井等超过3 500m 的井,虽地表条件较好,但是钻井过程中井壁垮塌严重、井眼轨迹变化大,现有压裂车功率不足,压开段数少,改造体积小,单井产量不理想。

3.4 页岩气勘探开发成本居高不下

现有的4个页岩气开发区块,重庆涪陵焦石坝区块开发效果最好,平均钻井深度为2 300m,水平井段为1 500m,平均单井日产量 $10\times 10^4\text{ m}^3$ 以上,单井费用为7 000~8 500万元,开发成本为1.85元/ m^3 。威远—长宁—昭通区块,平均钻井深度为2 500m,水平井段为1 500m,平均单井日产量 $6\times 10^4\text{ m}^3$,单井费用6 500~7 500万元,开发成本为2.03元/ m^3 ,处于无效—低效水平。类比美国巴奈特(Barnett)页岩,平均钻井深度2 500m,水平井段1 000m,平均单井日产量 $6\times 10^4\text{ m}^3$ 左右,单井费用3 500万元左右,开发成本仅为0.81元/ m^3 。上述数据表明,近似条件下,中国页岩气勘探开发成本是美国的2~3倍,如何尽快降本增效是实现效益规模开发不可逾越的“门槛”。

3.5 非技术因素严重制约页岩气快速发展

3.5.1 地表条件复杂

与北美相比,中国页岩气资源多位于山区、沙漠、黄土塬等环境恶劣地区,交通不便,地形复杂,管网稀少,开发难度大,大幅增加了非技术成本。比如涪陵焦石坝、长宁—昭通等在建气田均位于地形起伏大、远离输气管线的四川盆地边远山区,“工厂化”

生产作业、平台井场布设等十分困难,地面建设前期投资大,建设周期长。

3.5.2 水资源总体不足

从目前所掌握的技术,页岩气开发需要消耗大量的水资源。据统计,北美页岩气平均单井钻井、压裂等耗水 $(1.5\sim 3.2)\times 10^4\text{ m}^3$,四川盆地页岩气平均单井钻井、压裂等耗水 $(1.8\sim 4.3)\times 10^4\text{ m}^3$ 。页岩气增产和稳产主要依赖大量钻井和压裂改造, $100\times 10^8\text{ m}^3$ 页岩气产量需生产井800~1 500口。现有数据显示,中国人均可再生水资源为2 100 m^3 ,仅为美国的1/10、加拿大的1/42。中国大部分地区年度降水不均,即便是在年均降水较丰沛的重庆和四川等南方地区也常出现久旱不雨的情况。北方的中西部地区水资源更是相对匮乏,鄂尔多斯盆地、新疆等地区的页岩气勘探区块位于黄土塬、戈壁和沙漠,水资源严重匮乏,现有压裂增产改造技术无法规模施工,不具备规模开发条件。

3.5.3 环境生态的影响

页岩气开采中大量使用压裂液,压裂液主要由稠化剂、交联剂、高温稳定剂等系列助剂组成。施工过程中,遗留在地层中的压裂液可能对地下水资源造成危害,施工后返排至地面的废压裂液中,除原有的添加剂外,会新增来自地层的物质,其组成比原压裂液更复杂,不经处理必将对地表人文自然环境造成危害。经压裂、注水等一系列施工后的地层,产生了较多人工缝网,打破了地层原有的平衡,地层内部构造发生变化,这些变化有引起地面坍塌、微(小)型地震、山体滑坡等潜在危险。页岩气开采中,靠大量新钻井增产稳产,会产生大量噪音、大量植被破坏、动物生存环境影响,设备不达标、故意排气及压裂施工等环节还存在甲烷泄漏风险,甲烷泄漏融入水层中可污染地层水,进入大气会危害人体健康、增加臭氧层破坏机会。

3.5.4 非油气企业助推能力有限

美国中小企业依靠灵活的运行机制和创新体制,经过长期摸索,为页岩气的规模化开发做出了重要贡献。而中国页岩气正处投入大、风险大、技术要求高的起始阶段,非油气企业对油气勘探行业特点了解程度较低,对页岩气勘探开发的技术特点和经济风险认识不够,参与页岩气勘探开发存在较大的盲目性和盲从性。从非油气企业中标的20个区块运行情况来看,尽管投入巨大,但绝大多数进展缓慢,勘探成效与期望目标相去甚远,严重挫伤了非油气企业的积极性,对行业发展造成了较大负面影响。

3.5.5 企地关系协调难度大

四川盆地页岩气开发区块人口稠密,施工井场距离居民区较近。尽管企业前期与地方就土地征用、安全生产、环境保护等达成协议,但在实际施工过程中,当地百姓仍然以噪音、水消耗、压裂震动诱发地震灾害等为理由,以堵路方式向企业提出额外补偿要求,双方僵持严重影响了施工进度,造成巨大经济损失。比如,滇黔北昭通示范区的4个平台,因堵路耽误压裂施工长达3个月之久,仅赔偿斯伦贝谢公司和川庆井下公司压裂设备租赁费预计将高达1亿元之多;四川长宁—威远示范区,因堵路影响了23个平台井组钻前工程进度,少则17d,多则96d,平均每个平台影响46d。

4 中国页岩气发展战略对策建议

4.1 针对在页岩气发展阶段认识上存在“误区”问题

中国页岩气勘探开发目前仅在四川盆地先导试验区取得突破,全国整体仍为起步阶段,与北美发展差距甚大^[16]。不提倡超越现实发展阶段,不提倡不切实际的产量目标,不提倡不顾效益的盲目发展,建议制定符合中国国情的页岩气发展战略与目标^[5,6]。2020年前后,中国页岩气发展阶段、发展战略与目标定位在:

(1)到2020年,全国页岩气年产量力争达到 $300 \times 10^8 \text{ m}^3$,确保达到 $200 \times 10^8 \text{ m}^3$,在四川盆地实现常规与非常规气产量合计达到 $(550 \sim 600) \times 10^8 \text{ m}^3$,在中国建成“西南气大庆”。

(2)当前乃至今后5~10年,中国页岩气发展阶段总体仍以起步探索为主,四川盆地局部为工业化生产。

(3)以“立足四川盆地海相,强化理论创新,攻克关键技术,突破非海相、深层、非水压裂3大理论技术瓶颈,实现页岩气产量跨越”为发展战略,在四川盆地建立一批页岩气勘探开发试验区,实现南方页岩气勘探开发整体发展,以南方海相页岩气勘探带动全国陆相页岩气勘探,将在浅层、超压区取得的成功经验和有效做法逐渐推广至深层、常压—低压区,逐步形成海相页岩气勘探开发地质理论、自主核心技术和主要装备国产化。

4.2 针对低产低压区及非海相页岩气经济资源不确定性大的问题

(1)重视海相已发现低产低压页岩气区的地质理论和工程技术研究,强化资源“甜点区”优选与评

价,优化勘探开发技术,提高组织管理,逐步实现低压低产区效益勘探开发。

(2)强化非海相页岩气资源评价与“甜点区”优选。鉴于中国页岩气勘探程度较低,绝大部分地区没有钻探工作的现实,建议由国土资源部牵头,建立国家页岩气勘探基金,以四川盆地、鄂尔多斯盆地、中—下扬子地区等为重点,以非海相页岩气为目标,按不同类型,钻探20~30口页岩气科学评价井,取全取准资料,落实非海相页岩气资源丰富的“甜点盆地”、资源富集的“甜点层段”和有利建产的“甜点区带”。

(3)有序推动非海相页岩气示范区建设。2015年以后,非海相页岩必须为页岩气大规模发展做出贡献,建立非海相页岩气示范区势在必行。建议借鉴现有的4个海相页岩气示范区成功经验,在四川、鄂尔多斯等盆地选择2~3个非海相页岩气有利区建设示范区,开展试验攻关,创新发展非海相页岩气富集地质理论、关键技术与装备,形成一定规模产量。

4.3 针对3500m以深核心技术装备未取得突破的问题

强化3500m以深页岩气技术、装备、工艺等技术体系研发,推动深层页岩气实现规模突破,建议国家出台政策并设立专项创新基金支持企业开展相关技术与装备的研发。由科技部等部门在国家重大专项设置中支持4000型及以上大型压裂泵车的研发与制造,由国家出台政策并设立专项创新基金支持企业发展高温压裂液、高强度支撑剂、旋转导向等技术和装备,以解决压裂车组的压力不足、现有压裂液体系效果不佳等瓶颈问题,推动3500m以深页岩气开发利用。

4.4 针对页岩气勘探开发成本居高不下的问题

美国页岩气攻坚过程中,政府综合补贴力度达气价的51%,时限长达20多年,有利促进了美国页岩气的初期发展。目前中国页岩气开发成本较高且仍将维持较长时间。2013年起中央政府对页岩气勘探开发利用实施0.4元/ m^3 的财税补贴。2016—2018年补贴0.3元/ m^3 ,2019—2020年补贴0.2元/ m^3 。为进一步促进页岩气的勘探开发,建议页岩气勘探开发企业持续推动技术与管理创新,强化钻井、压裂等全过程成本控制机制,努力实现页岩气经济规模开发。

4.5 针对非技术因素严重影响页岩气快速发展的的问题

(1)根据页岩气勘探开发技术特点,改革矿权管理制度。常规天然气分为勘探阶段和开采阶段,勘

探阶段以发现、评价和提交探明储量为目的,开采阶段以产能建设、产气为目标,探矿权证、采矿权证分开管理方式可行。但页岩气通常是边勘探边开发,在提交探明储量之前需要 1~2 年或更长时间的试采期,而目前允许的试采期仅为一年,普遍存在持探矿权证采气或无采矿权证开采的现象。建议国土资源部在页岩气矿权管理中,实行探矿证、采矿证合二为一,延长试采期,提高开发效益。

(2)国家制定严格的管理办法,监督页岩气勘探开发中可能对环境生态的影响。在对页岩气勘探开发地质情况充分认识基础上,通过采用先进技术和工艺装备,严格控制压裂液和甲烷泄漏,全面处理好废水、废气、废渣,加强水资源回收、再利用和废渣综合利用、变废为宝。减少地层破坏、水资源污染和地表植被破坏,督导、鼓励企业积极发展少水压裂或无水压裂技术。在页岩气勘探开发区,加强地震、滑坡等地质灾害监测,根据监测结果,及时提出治理对策。

(3)国家制定明确政策,引导非油气企业参与页岩气开发。建议在风险较高的勘探阶段,非油气企业尽量不介入或少介入;在风险相对低的开采阶段,非油气企业可以各种形式广泛介入。

(4)由国家有关部门牵头建立页岩气勘探开发资料数据和信息平台,统一规范页岩气勘探开发资料数据管理与信息共享。将页岩气勘探开发资料数据的提交与矿业权挂钩,建立页岩气勘探开发资料数据采集、储存、信息化系统,形成涵盖国内外页岩气勘探开发的大数据信息平台,实现页岩气矿业权管理和数据共享。

致谢:页岩气是目前非常规油气勘探开发的热点,已对世界能源格局和地缘政治产生了重大影响。中国科学院于 2014 年设立“中国页岩气发展战略对策建议”咨询项目,由戴金星院士牵头,组织 40 多位院士、专家,多次深入中国页岩气勘探开发第一现场,广泛开展调研和理论技术研讨。本文为该项目研究的主要认识与结论。对各位院士、专家,在此一并致谢。

参考文献(References)

[1] China National Standardizing Committee.GB/T31483-2015 Geological Evaluation Methods for Shale Gas[S].Beijing:Standards Press of China,2015.[中国国家标准化管理委员会.GB/T31483-2015 页岩气地质评价方法[S].北京:中国标准出版社,2015.]

- [2] EIA.Natural gas: Data[EB/OL].[2015-11-19].http://www.eia.gov/dnav/ng/ng_enr_shalegas_a_epg0_r5301_bcf_a.htm.
- [3] Natural Resources Canada.Exploration and production of shale and tight resources[EB/OL].[2015-12-16].http://www.nrcan.gc.ca/energy/sources/shale-tight-resources/17677.
- [4] Zou Caineng, Dong Dazhong, Wang Yuman, *et al.* Shale gas in China: Characteristics, challenges and prospects(I)[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2015, 42(6): 689-701.[邹才能,董大忠,王玉满,等.中国页岩气特征、挑战及前景(一)[J].石油勘探与开发,2015,42(6):689-701.]
- [5] Zou Caineng, Dong Dazhong, Wang Yuman, *et al.* Shale gas in China: Characteristics, challenges and prospects(I)[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2016, 43(2): 166-179.[邹才能,董大忠,王玉满,等.中国页岩气特征、挑战及前景(二)[J].石油勘探与开发,2016,43(2):166-179.]
- [6] Dong Dazhong, Wang Yuman, Li Xinjing, *et al.* Breakthrough and prospect of shale gas exploration and development in China[J]. *Natural Gas Industry*, 2016, 36(1): 19-32.[董大忠,王玉满,李新景,等.中国页岩气勘探开发新突破及发展前景思考[J].天然气工业,2016,36(1):19-32.]
- [7] Dong Dazhong, Gao Shikui, Huang Jinliang, *et al.* A discussion on the shale gas exploration & development prospect in the Sichuan Basin[J]. *Natural Gas Industry*, 2014, 34(12): 1-15.[董大忠,高世葵,黄金亮,等.论四川盆地页岩气资源勘探开发前景[J].天然气工业,2014,34(12):1-15.]
- [8] Guo Shaobin, Fu Juanjuan, Gao Dan, *et al.* Research status and prospects for marine-continental shale gases in China[J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2015, 37(5): 535-540.[郭少斌,付娟娟,高丹,等.中国海陆交互页岩气研究现状与展望[J].石油实验地质,2015,37(5):535-540.]
- [9] Lin Lamei, Zhang Jinchuan, Tang Xuan, *et al.* Conditions of continental shale gas accumulation in China[J]. *Natural Gas Industry*, 2013, 33(1): 35-40.[林腊梅,张金川,唐玄,等.中国陆相页岩气的形成条件[J].天然气工业,2013,33(1):35-40.]
- [10] Guo Tonglou, Zhang Hanrong. Formation and enrichment mode of Jiaoshiha Shale Gasfield, Sichuan Basin[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2014, 41(1): 28-36.[郭彤楼,张汉荣.四川盆地焦石坝页岩气田形成与富集高产模式[J].石油勘探与开发,2014,41(1):28-36.]
- [11] Wang Zhigang. Breakthrough of Fuling shale gas exploration and development and its inspiration[J]. *Oil & Gas Geology*, 2015, 36(1): 1-6.[王志刚.涪陵页岩气勘探开发重大突破与启示[J].石油与天然气地质,2015,36(1):1-6.]
- [12] Dong Dazhong, Cheng Keming, Wang Yuman, *et al.* Forming conditions and characteristics of shale gas in the Lower Paleozoic of the Upper Yangtze region, China[J]. *Oil & Gas Geology*, 2010, 31(3): 289-299.[董大忠,程克明,王玉满,等.中国上扬子区下古生界页岩气形成条件及特征[J].石油与天然气地质,2010,31(3):289-299.]
- [13] Wang Shiqian. Shale gas exploration and appraisal in China: Problems and discussion[J]. *Natural Gas Industry*, 2013, 33(12): 13-29.[王世谦.中国页岩气勘探评价若干问题评述[J].

- 天然气工业,2013,33(12):13-29.]
- [14] Dai Jinxing, Huang Shipeng, Liu Yan, *et al.*, Significant advancement in natural gas exploration and development in China during the past sixty years[J]. *Oil and Gas Geology*, 2010, 31(6): 689-699. [戴金星, 黄土鹏, 刘岩, 等. 中国天然气勘探开发 60 年的重大进展[J]. *石油与天然气地质*, 2010, 31(6): 689-699.]
- [15] Wang Shufang, Dong Dazhong, Wang Yuman, *et al.* A comparative study of the geological feature of marine shale gas between China and the United States[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2015, 26(9): 1666-1678. [王淑芳, 董大忠, 王玉满, 等. 中美海相页岩气地质特征对比研究[J]. *天然气地球科学*, 2015, 26(9): 1666-1678.]
- [16] Wang Shuyan, Li Rui, Wang Shiqian. Basic characteristics and sequential process of shale gas exploration and development [J]. *Natural Gas Industry*, 2015, 35(6): 124-130. [王书彦, 李瑞, 王世谦. 页岩气勘探开发基本特征与程序[J]. *天然气工业*, 2015, 35(6): 124-130.]

Suggestions on the development strategy of shale gas in China

Dong Da-zhong^{1,2,3}, Zou Cai-neng¹, Dai Jin-xing¹, Huang Shi-peng¹, Zheng Jun-wei¹, Gong Jian-ming⁵, Wang Yu-man¹, Li Xin-jing¹, Guan Quan-zhong¹, Zhang Chen-chen¹, Huang Jin-liang¹, Wang Shu-fang¹, Liu De-xun^{2,3}, Qiu Zhen^{2,3}

- (1. *Research Institute of Petroleum Exploration and Development, PetroChina, Beijing 100083, China*;
2. *Langfang Branch, Research Institute of Petroleum Exploration and Development, PetroChina, Langfang 065007, China*;
3. *National Energy Shale Gas Research & Development Center (Experimental), Langfang 065007, China*;
4. *Lanzhou Literature and Information Center, Chinese Academy of Sciences, Lanzhou 730000, China*;
5. *Earth Science Department of Chinese Academy of Sciences, Beijing 100864, China*)

Abstract: From the aspects of shale gas resource condition, main exploration and development progress, important breakthrough in key technologies and equipment, this paper systematically summarized and analyzed current situation of shale gas development in China and pointed out five big challenges such as misunderstandings, low implementation degree and high economic uncertainty of shale gas resource, and still no breakthrough in exploration and development core technologies and equipment for shale gas buried depth more than 3 500m, high cost and other non-technical factors that restrict the development pace. Aiming at the above challenges, we put forward five suggestions to promote the shale gas development in China: (1) Make strategies and set goals according to our national conditions and exploration and development stages. That is, make sure to realize shale gas annual production of $20 \times 10^9 \text{ m}^3$, and strives to reach $30 \times 10^9 \text{ m}^3$. (2) Attach importance to the research of accumulation and enrichment geological theory and exploration & development key engineering technologies for low-production and low-pressure marine shale gas reservoir, and at the same time orderly promote the construction of non-marine shale gas exploration & development demonstration areas. (3) The government should introduce further policies and set special innovation funds to support the companies to carry out research and development of related technologies and equipment, especially to strengthen the research and development of technology, equipment and process for shale gas below 3 500m in order to achieve breakthrough in deep shale gas. (4) Continue to promote the geological theory, innovation in technology and management, and strengthen cost control on drilling, fracturing and the whole process in order to realize efficient, economic and scale development of China's shale gas. (5) Reform the mining rights management system, establish information platform of shale gas exploration and development data, and correctly guide the non-oil and gas companies to participate in shale gas exploration and development.

Key words: Organic black shale; Shale gas resources; Exploration and development; Development strategy; Key technology; Challenge