

文章编号: 1000-0747(2016)02-0166-13 DOI: 10.11698/PED.2016.02.02

## 中国页岩气特征、挑战及前景(二)

邹才能<sup>1</sup>, 董大忠<sup>1,2</sup>, 王玉满<sup>1</sup>, 李新景<sup>1</sup>, 黄金亮<sup>1</sup>, 王淑芳<sup>1</sup>, 管全中<sup>1</sup>,  
张晨晨<sup>1</sup>, 王红岩<sup>2,3</sup>, 刘洪林<sup>3</sup>, 拜文华<sup>3</sup>, 梁峰<sup>3</sup>, 吝文<sup>3</sup>, 赵群<sup>3</sup>,  
刘德勋<sup>3</sup>, 杨智<sup>1</sup>, 梁萍萍<sup>3</sup>, 孙莎莎<sup>3</sup>, 邱振<sup>3</sup>

(1. 中国石油勘探开发研究院; 2. 国家能源页岩气研发(实验)中心; 3. 中国石油勘探开发研究院廊坊分院)

基金项目: 国家油气重大专项(2011ZX05018-001); 国家重点基础研究发展计划(973)(2013CB228001)

**摘要:** 重点阐述中国页岩气工业化进展、“甜点区”评价标准与勘探开发技术、成功经验、面临挑战及发展前景。根据四川盆地涪陵、长宁、威远等页岩气田地质与工程参数, 指出中国页岩气具有特殊性。中国南方特大型海相高演化( $R_o$ 值2.0%~3.5%)、超高压(压力系数1.3~2.1)页岩气田的发现, 对中国乃至世界古老海相页岩气勘探开发具有重要意义与实践价值。提出“经济甜点区”须具备“含气性优、可压性优、效益性优”等特征, “四高”(高TOC值(大于3.0%)、高孔隙度(大于3.0%)、高含气量(大于3.0 m<sup>3</sup>/t)、高地层压力(压力系数大于1.3))、“两发育”(页岩层理、天然微裂缝)是富集高产段与水平井轨迹选择的关键指标, 水平井巷道必须控制在上奥陶统五峰组一下志留统龙马溪组底部高压封存箱中部。提出“微气藏”群压裂形成“人工页岩气藏”的模式, 揭示“压后焖井、控压限产”机制。形成了三维地震与压裂微地震监测、水平井、“工厂化”生产模式等关键技术和“甜点区”优选、水平井巷道控制、水平段长度优化、“工厂化”生产模式等成功经验。页岩气资源的不确定性、3 500 m以深勘探开发关键技术与装备突破、低成本生产、水资源与安全环保是中国页岩气实现规模开采面临的4大挑战。预测中国南方海相页岩气可采资源量约8.8×10<sup>12</sup> m<sup>3</sup>, 四川盆地有利区面积4.0×10<sup>4</sup> km<sup>2</sup>、可采资源量4.5×10<sup>12</sup> m<sup>3</sup>, 2020年中国页岩气勘探开发有望实现“理论、技术、生产和成本”4个一体化革命, 产能达到(200~300)×10<sup>8</sup> m<sup>3</sup>/a。未来有望在四川盆地常规加非常规天然气产量一起建成“西南大庆(气大庆)”。图11表2参21

**关键词:** 页岩气田; 经济甜点区; 微气藏; 水平井; “工厂化”生产模式; 体积压裂; 开发成本; 资源潜力; 有利目标

中图分类号: P618.13 文献标识码: A

## Shale gas in China: characteristics, challenges and prospects (II)

ZOU Caineng<sup>1</sup>, DONG Dazhong<sup>1,2</sup>, WANG Yuman<sup>1</sup>, LI Xinjing<sup>1</sup>, HUANG Jinliang<sup>1</sup>, WANG Shufang<sup>1</sup>,  
GUAN Quanzhong<sup>1</sup>, ZHANG Chenchen<sup>1</sup>, WANG Hongyan<sup>2,3</sup>, LIU Honglin<sup>3</sup>, BAI Wenhua<sup>3</sup>, LIANG Feng<sup>3</sup>,  
LIN Wen<sup>3</sup>, ZHAO Qun<sup>3</sup>, LIU Dexun<sup>3</sup>, YANG Zhi<sup>1</sup>, LIANG Pingping<sup>3</sup>, SUN Shasha<sup>3</sup>, QIU Zhen<sup>3</sup>

(1. PetroChina Research Institute of Petroleum Exploration & Development, Beijing 100083, China; 2. National Energy Shale Gas R&D (Experiment) Center, Langfang 065007, China; 3. PetroChina Research Institute of Petroleum Exploration & Development-Langfang, Langfang 065007, China)

**Abstract:** This paper mainly discusses the industrialization progress, “sweet spot” evaluation criterion, E&P technologies, success experiences, challenges and prospects of China’s shale gas. Based on the geologic and engineering parameters of the Fuling, Changning and Weiyuan shale gas fields in the Sichuan Basin, this paper points out that China’s shale gas has its particularity. The discoveries of super-giant marine shale gas fields with high evolution degree ( $R_o$ =2.0%–3.5%) and ultrahigh pressure (pressure coefficient=1.3–2.1) in southern China is of important scientific significance and practical value to ancient marine shale gas exploration and development to China and even the world. It’s proposed that shale gas “sweet spots” must be characterized by high gas content, excellent frackability and good economy etc. The key indicators to determine the shale gas enrichment interval and trajectory of horizontal wells include “four highs”, that is high TOC (>3.0%), high porosity (>3.0%), high gas content (>3.0 m<sup>3</sup>/t) and high formation pressure (pressure coefficient>1.3), and “two well-developed” (well-developed beddings and well-developed micro-fractures). It’s suggested that horizontal well laneway be designed in the middle of high pressure compartment between the Upper Ordovician Wufeng Formation and Lower Silurian Longmaxi Formation. The mode of forming “artificial shale gas reservoir” by “fracturing micro-reservoir group” is proposed and the mechanism of “closing-in after fracturing, limiting production through pressure control” is revealed. Several key technologies (such as three-dimensional seismic survey and micro-seismic monitoring of fracturing, horizontal wells, “factory-like” production mode, etc.) were formed. Some successful experiences (such as “sweet spot” selection, horizontal well laneway control, horizontal length optimization and “factory-like” production mode, etc.) were obtained. The four main challenges to realize large-scale production of shale gas in China include uncertainty of shale gas resources, breakthroughs in key technologies and equipment of shale gas exploration and

development below 3 500 m, lower cost of production, as well as water resources and environment protection. It is predicted that the recoverable resources of the Lower Paleozoic marine shale gas in southern China are approximately  $8.8 \times 10^{12} \text{ m}^3$ , among which the recoverable resources in the Sichuan Basin are  $4.5 \times 10^{12} \text{ m}^3$  in the favorable area of  $4.0 \times 10^4 \text{ km}^2$ . The productivity of  $(200-300) \times 10^8 \text{ m}^3/\text{a}$  is predicted to be realized by 2020 when the integrated revolution of “theory, technology, production and cost” is realized in Chinese shale gas exploration and development. It is expected in the future to be built “Southwest Daqing Oilfield (Gas Daqing)” in Sichuan Basin with conventional and unconventional natural gas production.

**Key words:** shale gas field; economic sweet spot; micro gas reservoir; horizontal well; factory-like production; volume fracturing; development cost; resource potential; favorable target

## 0 引言

本文将进一步阐述中国页岩气工业化发展进程、页岩气“经济甜点区”评选标准、勘探开发关键技术进步、主要成功经验、面临挑战及发展前景预测等。

## 1 中国页岩气勘探开发进展

### 1.1 中国页岩气勘探开发发展阶段

2005 年中国开展页岩气勘探开发以来, 历经了从

页岩气地质条件研究、“甜点区”评选与评价井钻探及勘探开发前期准备, 到海相页岩气工业化开采试验、海陆过渡相与陆相页岩气勘探评价两大发展阶段, 正有序向海相页岩气规模化开采、海陆过渡相与陆相页岩气工业化开采试验阶段递进(见图 1)<sup>[1-2]</sup>。初步实现了中国海相页岩气勘探开发“理论、技术、生产”革命, 正在进一步推动“成本”革命(即理论、技术、生产和成本 4 个革命), 实现中国页岩气勘探开发 4 个一体化革命和规模性发展。

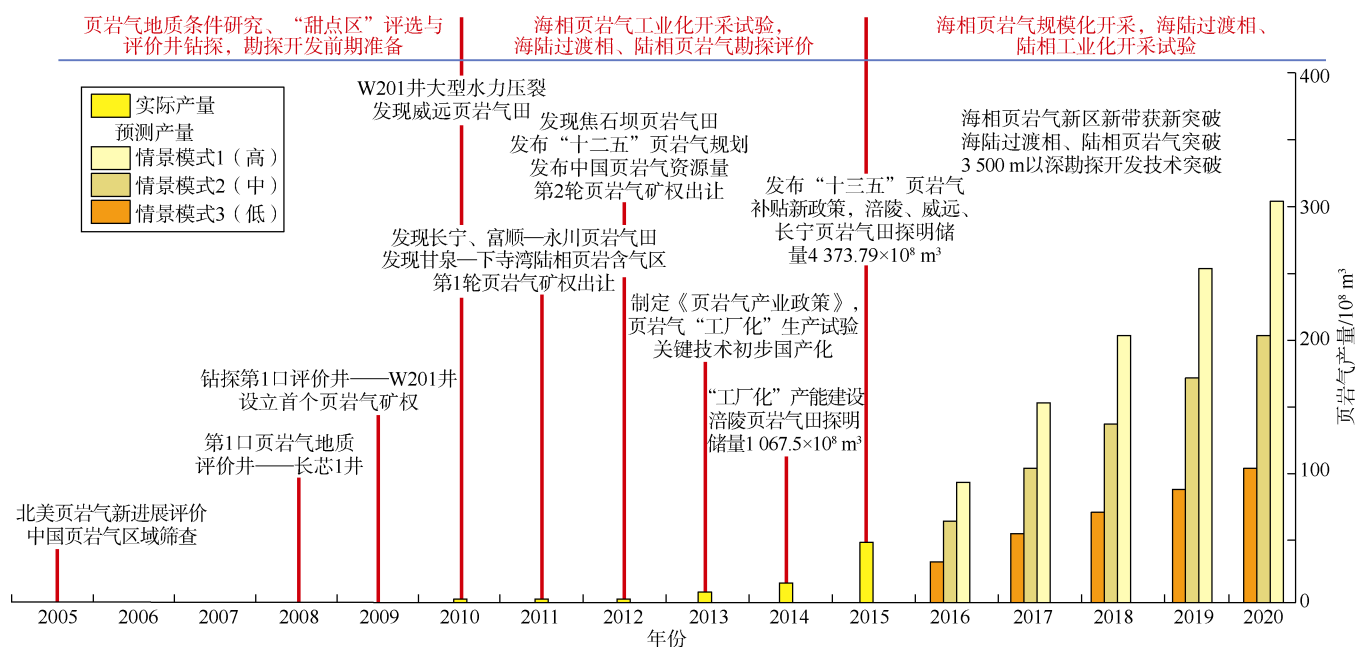


图 1 中国页岩气勘探开发重要事件与发展阶段划分图

①页岩气前期地质条件研究、“甜点区”评选与评价井钻探及勘探开发前期准备阶段。2005 年以来, 中国在页岩气勘探开发上, 借鉴北美成功经验, 针对不同地质背景、不同类型页岩, 开展中国页岩气赋存地质条件研究、资源前景评价和“甜点区”评价优选, 在四川盆地及邻区钻探了长芯 1、渝页 1、威 201、宁 201、焦页 1、巫溪 2 等井, 在滇东北昭通地区钻探了昭 101 井, 在湘西地区钻探了湘页 1 井, 在下扬子地区钻探了宣页 1 井, 在鄂尔多斯盆地钻探了柳评 177 井等一批具有战略意义的区域评价井。先后在中国南方寒武系、奥陶系—志留系、石炭—二叠系、三叠系—侏罗系和鄂尔多斯盆地三叠系、石炭—二叠系等层系页

岩中发现了页岩气, 评价优选了四川盆地及邻区、鄂尔多斯盆地为中国页岩气勘探开发有利区, 锁定了威远、长宁—昭通、富顺—永川、涪陵、巫溪、甘泉—下寺湾等一批有利页岩气目标。

②海相页岩气工业化开采试验、海陆过渡相与陆相页岩气勘探评价阶段。自 2010 年起, 中国先后在四川盆地威远—长宁、富顺—永川、昭通、涪陵等区块发现高产页岩气流, 建立了 3 个海相页岩气工业化生产示范区。重点是在海相页岩气“甜点区”评价方法、水平井优快钻进、大型体积压裂改造、安全与环保、“工厂化”平台井组生产模式、有效组织与管理等方面开展了大规模理论创新、技术攻关和产能建设试验。经

过近 5 a 理论研究、技术攻关和先导试验,初步实现了四川盆地上奥陶统五峰组—下志留统龙马溪组(以下简称五峰组—龙马溪组)海相页岩气直井、水平井、“工厂化”平台井组工业化生产三大跨越,基本建立了中国特色的高演化超高压页岩气富集地质理论、基本实现了目的层埋深 3 500 m 以浅海相页岩气水平井钻完井、体积压裂与装备、“工厂化”平台井组生产模式、一体化高效组织管理等勘探开发关键技术装备国产化及广泛应用。

同时,在四川盆地、南方的湘鄂西、鄂尔多斯盆地等地区开展了海陆过渡相与陆相页岩气勘探评价。

## 1.2 中国页岩气勘探开发重要进展

迄今,中国共有页岩气探矿权区块 54 个,面积约  $17 \times 10^4 \text{ km}^2$ ,20 余家国内外企业在 11 个省区 5 大沉积盆地(区)开展页岩气勘探开发<sup>[3-7]</sup>,累计完成二维地震  $2.2 \times 10^4 \text{ km}$ 、三维地震  $2\,134 \text{ km}^2$ ,钻井 800 余口,压裂试气 270 余口并获页岩气流。在四川盆地发现五峰组—龙马溪组特大型页岩气区,涪陵、长宁、威远 3 大页岩气田累计探明页岩气地质储量  $5\,441.29 \times 10^8 \text{ m}^3$ ,实现页岩气工业化开采,年产量逾  $40 \times 10^8 \text{ m}^3$ (见图 2)<sup>[4-6]</sup>,中国成为全球第 3 个实现页岩气生产的国家。随着页岩气与常规天然气产量的增加,四川盆地有望建成  $5\,000 \times 10^4 \text{ t}$  级油气当量的“西南大庆”(即“西南气大

庆”,后文均简称“西南大庆”)。

①海相页岩气工业化生产示范区建设进展顺利,局部实现规模化开发。2010 年以来,中国页岩气勘探开发围绕南方地区下寒武统筇竹寺组和五峰组—龙马溪组海相页岩开展区域评价勘探。经钻探发现这两套页岩中五峰组—龙马溪组具有区域整体含气、四川盆地内富集高产的特征,而筇竹寺组可能仅局部区块富气。评价在四川盆地及邻区初步确定出页岩气有利面积  $5.78 \times 10^4 \text{ km}^2$ (五峰组—龙马溪组: $5.16 \times 10^4 \text{ km}^2$ ;筇竹寺组: $6\,200 \text{ km}^2$ ),并将勘探开发重点确定在川南—昭通、川东—渝东南两大领域的五峰组—龙马溪组。随着勘探开发重点领域与主力层系的确定,及时实施了宁 201-H1、阳 201-H2、焦页 1HF 等一批先导试验水平井,在川南—昭通区的长宁、富顺—永川页岩气田及川东—渝东南区的涪陵页岩气田先后获得  $15 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 、 $43 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$  和  $20.3 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$  的单井初始测试产量(见图 2),发现四川盆地五峰组—龙马溪组特大型海相页岩气区<sup>[4-9]</sup>。经过 3~4 a 的评价勘探和先导开发试验,长宁、威远页岩气田完钻井约 130 口,探明页岩气面积  $207.87 \text{ km}^2$ ,探明页岩气地质储量  $1\,635.31 \times 10^8 \text{ m}^3$ ,累计生产页岩气  $15.15 \times 10^8 \text{ m}^3$  以上。涪陵页岩气田完钻井 250 余口,探明页岩气面积  $383.54 \text{ km}^2$ ,探明页岩气地质储量  $3\,805.98 \times 10^8 \text{ m}^3$ ,累计生产页岩气逾  $43 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。



图 2 中国页岩气主要单井初始测试产量统计直方图

同时,初步建立了高演化、超高压海相页岩气成藏富集地质理论,基本形成了适宜于页岩气勘探开发的地球物理、钻完井、压裂改造等关键技术,自主研发的可移动式钻机、3000 型压裂泵车、可钻式桥塞等装备已规模化应用,水平井钻完井周期从 150 d 减至 60 d,最短 35 d,分段压裂增产改造由最初的最多 10 段增至目前的平均 15 段(最多 26 段),完全具备目的

层埋深 3 500 m 以浅水平井钻完井及大型分段体积压裂能力,基本建立了平台井组“工厂化”生产模式,水平井单井平均综合成本大幅降低(从 2010 年的 1 亿元下降到 2015 年的 6 000~7 500 万元)。

②陆相和海陆过渡相页岩气仍处于地质评价、“甜点区”评选及工业化探索阶段。中国陆相页岩普遍具有厚度较大、有机质丰度高、以生油为主、含气量低、

脆性指数低等特点；海陆过渡相页岩多与煤层伴生，具有高 TOC 含量集中段厚度小、连续性差、储集空间有限、含气量变化大、脆性指数中等的特征。在中国，陆相、海陆过渡相两类页岩气的勘探与海相页岩气基本同步，但实际勘探成效却明显不同。在四川盆地、南华北盆地、柴达木盆地、鄂尔多斯盆地等地区均发现这两类页岩气的存在，单井初始测试产量总体较低且递减很快，不能建立规模产能。陕西延长石油（集团）有限责任公司自 2011 年起在鄂尔多斯盆地甘泉一下寺湾地区实施三叠系延长组陆相页岩气工业化生产示范区建设，迄今钻井 59 口，其中有 30 口井发现页岩气，单井初始测试日产气  $(0.17\sim4.00)\times10^4\text{ m}^3$ 。

2 中国页岩气“经济甜点区”评价标准

实践与研究认为海相页岩气富集高产“经济甜点区”需具备地质上“含气性优”、工程上“可压性优”、效益上“经济性优”，即“又甜、又脆、又好”三优特征。根据长宁、涪陵等页岩气田五峰组—龙马溪组产层特征（见表 1），提出地质上“四高”（即高 TOC 值、高含气量、高孔隙度、高地层压力）、“两发育”（即页岩页/层理、天然微裂缝）是确定页岩气富集段与水平井轨迹的关键指标；工程条件以脆性指数高、地应力差小为好；地表简单、目的层埋深适中、管网较完善、气价合理、政策支持到位等是页岩气的关键经济指标（见表 1、图 3）。

表 1 四川盆地五峰组—龙马溪组页岩气产层主要特征与“经济甜点区”关键参数表

| 分类     | 高产层段厚度/m | $R_1/\%$ | TOC/%   | 孔隙度/%    | 含气量/ $(\text{m}^3\cdot\text{t}^{-1})$ | 地层压力系数  | 脆性指数/%    | 弹性模量/GPa | 泊松比       | 页理指数/ $(\text{层}\cdot\text{cm}^{-1})$ | 天然微裂缝   | 地表条件    | 气层埋深/m      |
|--------|----------|----------|---------|----------|---------------------------------------|---------|-----------|----------|-----------|---------------------------------------|---------|---------|-------------|
| 页岩气田   | 威远       | 18~30    | 2.1~2.8 | 1.1~8.4  | 3.3~7.0                               | 1.9~4.8 | 1.10~1.50 | 37~70    | 13.0~21.0 | 0.18~0.21                             | 15~17   | 局部发育 丘陵 | 1 530~3 500 |
|        | 黄金坝      | 30~40    | 2.5~3.1 | 2.1~6.0  | 3.4~7.4                               | 2.4~4.5 | 1.05~1.96 | 55~63    | 10.7~26.9 | 0.18~0.25                             | 16~21   | 局部发育 山地 | 2 300~4 000 |
|        | 长宁       | 32~44    | 2.5~3.0 | 1.9~8.4  | 3.4~8.4                               | 2.4~5.5 | 1.25~2.10 | 55~65    | 20.7~25.0 | 0.19~0.22                             | 17~24   | 局部发育 山地 | 2 300~4 000 |
|        | 涪陵       | 38~60    | 2.2~3.0 | 2.1~6.3  | 3.7~7.8                               | 4.7~7.2 | 1.35~1.55 | 50~67    | 25.0~40.0 | 0.20~0.30                             | 16~21   | 发育 丘陵   | 2 100~3 500 |
| 页岩气有利区 | 巫溪       | 26~70    | 2.0~2.8 | 3.0~11.0 | 3.0~6.0                               | 2.5~8.0 | 大于 1.20   | 大于 50    | 15.5~43.0 | 0.11~0.24                             | 18~21   | 局部发育 山地 | 1 500~3 200 |
| 经济甜点区  | 大于 20    | 2.0~3.0  | 大于 3.0  | 大于 4.0   | 大于 3.0                                | 大于 1.3  | 大于 40     | 大于 20    | 小于 0.25   | 大于 15                                 | 垂向微裂缝发育 | 丘陵      | 1 500~3 500 |

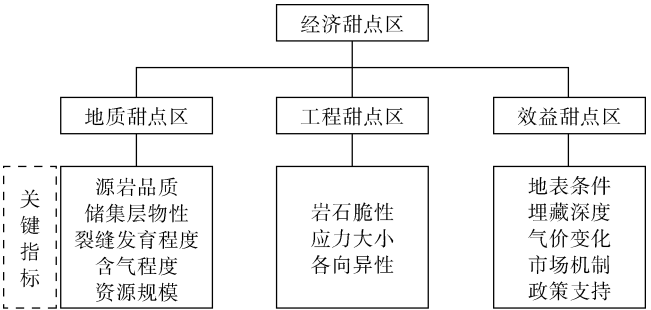


图 3 页岩气“经济甜点区”主要评价指标构成

从图 4 中可见，单井初始测试产量超过  $15\times10^4\text{ m}^3/\text{d}$  的高产井埋深为 2 000~4 000 m，优质页岩厚度 20~80 m，地层压力系数为 1.3~2.1。当压力系数大于 1.3 时，单井初始测试产量大幅增加，为  $(7.0\sim55.0)\times10^4\text{ m}^3/\text{d}$ ，水平井单井产量为直井单井产量的 5~10 倍以上。统计发现，高产井产层 TOC 值一般大于 3.0%，孔隙度大于 4.0%，含气量大于  $3.0\text{ m}^3/\text{t}$ ，压力系数大于 1.30，优质页岩厚度大于 20 m，脆性指数大于 40%，弹性模量大于 20 GPa，泊松比小于 0.25，页岩层理及天然微裂缝较发育（见表 1）。本文建立了有利埋深 2 000~4 000 m 的海相页岩气“经济甜点区”评选条件

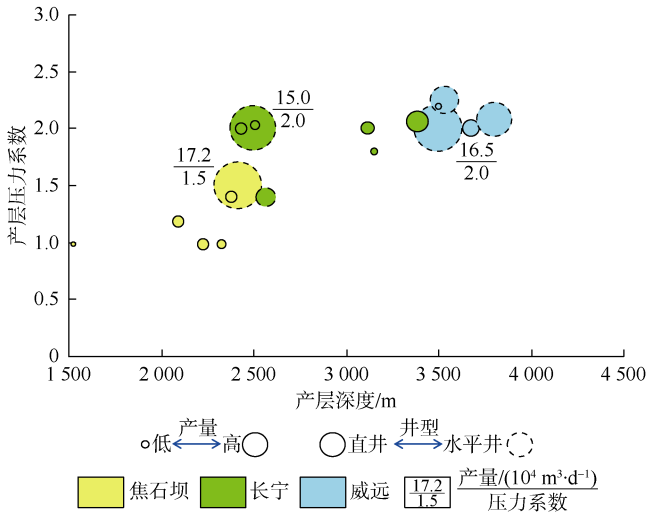


图 4 四川盆地五峰组—龙马溪组页岩气层压力系数、储集层埋深与产量关系图

与分类指标（见表 2），Ⅰ类为经济性最好区带，Ⅱ类为次经济性区带，二者均为页岩气勘探开发重点目标，Ⅲ类区带的经济性较差，通常作为远景区带。

四川盆地长宁、涪陵等开发试验区所钻平台井组也有一定比例井页岩气产量相对较低，表明在“甜点

表2 中国海相页岩气“经济甜点区”评价条件与标准

| 分<br>级 | 有效<br>页岩<br>厚度/<br>m | 地球化学指标      |                       |                          | 储集层指标            |                 |                 |                 |                                            | 沉<br>积<br>相      | 水平应<br>力差/<br>MPa | 弹性<br>模量/<br>GPa | 泊<br>松<br>比       | 构造与<br>保存<br>条件       | 压力<br>系数        | 电阻率/<br>(Ω·m) | 埋深/<br>km      | 面积/<br>km <sup>2</sup> | 地表<br>条件        | 管网<br>条件   |
|--------|----------------------|-------------|-----------------------|--------------------------|------------------|-----------------|-----------------|-----------------|--------------------------------------------|------------------|-------------------|------------------|-------------------|-----------------------|-----------------|---------------|----------------|------------------------|-----------------|------------|
|        |                      | TOC/<br>%   | R <sub>o</sub> /<br>% | 有机<br>质类<br>型            | 脆性<br>矿物<br>含量/% | 孔隙<br>类型        | 孔隙<br>度/<br>%   | 裂缝<br>孔隙<br>度/% | 含气量/<br>(m <sup>3</sup> ·t <sup>-1</sup> ) |                  |                   |                  |                   |                       |                 |               |                |                        |                 |            |
| I 类    | >30                  | ≥3          | 1.1<br>~<br>3.0       | I —<br>II <sub>1</sub>   | >55              | 基质<br>孔隙、<br>裂缝 | >4.0            | >0.5            | >3.0                                       | 深水<br>陆棚         | <10               | >30              | <0.20             | 稳定<br>区 <sup>①</sup>  | >1.5            | >20           | 2.0~3.0        | ≥300                   | 丘陵、<br>山间<br>平坝 | 区内管<br>网较好 |
| II 类   | 20<br>~<br>30        | 2<br>~<br>3 | 3.0<br>~<br>3.5       | II <sub>2</sub>          | 40<br>~<br>55    | 基质<br>孔隙、<br>裂缝 | 2.0<br>~<br>4.0 | 0.1<br>~<br>0.5 | 2.0<br>~<br>3.0                            | 半深水<br>—深水<br>陆棚 | 10<br>~<br>20     | 20<br>~<br>30    | 0.20<br>~<br>0.25 | 较稳<br>定区 <sup>②</sup> | 1.3<br>~<br>1.5 | 10<br>~<br>20 | 3.0~4.0        | 100<br>~<br>300        | 低山<br>丘陵        | 距管网<br>较近  |
| III类   | 10<br>~<br>20        | 1<br>~<br>2 | ><br>3.5              | II <sub>2</sub> —<br>III | <40              | 基质<br>孔隙        | <2.0            | <0.1            | 1.0<br>~<br>2.0                            | 半深水<br>—浅水<br>陆棚 | >20               | <20              | >0.25             | 改造<br>区 <sup>③</sup>  | <1.3            | <10           | <2.0 或<br>>4.0 | <100                   | 山地              | 距管网<br>较远  |

注：①稳定区——区域盖层完整，无通天断层；②较稳定区——区域盖层部分剥蚀，通天断层不发育；③改造区——目的层未出露，通天断层不发育或较远

区”内也存在非均质性，既有宏观地质条件的差异，也有微观地质结构的不同，本文以“微气藏”概念给予诠释。页岩气储集空间由多种类型微米—纳米级孔隙系统构成，如有机质纳米孔、粒间孔、粒内孔等。有机质纳米孔隙大量形成于干酪根—原油裂解成气阶段、含气程度高，呈“蜂窝状”集群式分布，构成页岩气“微气藏”群。天然裂缝、水平井钻井、大型体积压裂就是将这些无数的“微气藏”群相互沟通，形成“孔-喉-缝”三维“人工页岩气藏”系统。

### 3 中国页岩气工业化关键技术

通过页岩气勘探开发先导试验的持续攻关，中国初步实现了目的层埋深3 500 m以浅的三维地震勘探与压裂微地震监测、水平井钻完井、大型体积压裂、平台式“工厂化”生产模式等页岩气勘探开发关键技术、可钻式桥塞等重要装备与主要地质评价体系的国产化及规模应用。

#### 3.1 水平井钻完井技术

中国初步形成了五峰组—龙马溪组海相页岩气水平井快速钻完井技术<sup>[4-7]</sup>，机械钻速大幅提高，钻井周期大幅缩短。水平井并眼轨迹控制是保证页岩气井钻探成功以及获得高产的关键：①保证水平井段轨迹在五峰组顶部—龙马溪组底部厚20 m左右的高压封存箱中部钻进；②水平井段需要平行于最小主应力方向，并眼轨迹与最小水平主应力夹角越小，压裂改造储集层体积（SRV）就越大，单井产量与最终可采储量（EUR）就可能越高；③水平井段长度优化在1 500 m左右，依据页岩储集层特征、工程技术难度、钻完井成本、井间干扰、压裂效果等因素，将四川盆地五峰组—龙马溪组页岩气水平井段长度优化在1 500 m左右，为平台

式“工厂化”水平井组部署提供了依据。

#### 3.2 平台式“工厂化”生产模式

在中国南方特殊地质、地表和水资源条件下，逐步形成了“钻井、压裂、生产”一体化交叉平台式“工厂化”生产模式，有效保护了环境，减少用地用水，实现了页岩气低成本、环境友好开发，提高了页岩气开发利用的经济性。四川盆地长宁、威远页岩气田采用同井场双钻机钻井模式，钻井成本降低15%以上。同时通过钻井工艺优化，钻井周期大幅缩短，长宁页岩气田钻井周期由勘探初期的120 d降至目前的60 d左右，威远页岩气田钻井周期已控制在了80 d以内。

#### 3.3 大型体积压裂与压裂效果评价技术

四川盆地页岩气水平井大型体积压裂技术以“两大、一小、一低”为特征。①“两大”即大排量、大液量。大排量指压裂施工排量，一般为10 m<sup>3</sup>/min以上。大液量则为单段压裂用液量，一般为2 000~6 000 m<sup>3</sup>。②“一小”为小粒径支撑剂，支撑剂一般采用0.150~0.212 mm（70~100目）和0.212~0.425 mm（40~70目）的陶粒。③“一低”是低砂比，压裂液平均砂液比为3%~5%，最高不超过10%。

目前正在试验和推广的页岩气水平井体积压裂技术有同步压裂、拉链式压裂等，它们是通过压裂设计增加井与井之间、段与段之间的岩石应力干扰，充分形成复杂交错的三维缝网，提高页岩储集层改造效果和保持压裂时效。长宁、威远页岩气田平台水平井组采用“同步+拉链”混合压裂模式，每天压裂段数由2段提高到6段及更多，压裂效率大幅提高。

#### 3.4 页岩气排采机制

中国探索形成了页岩气排采新机制，有效提高了页岩气并单井产量，实现了页岩气开发“提速增效”。



### 3.4.1 “压后焖井”新机制

中国南方海相页岩气开发初步形成了以压裂后焖井、裂缝闭合前小油嘴控制排液、裂缝闭合后逐级放大、后期减小油嘴等新的排采制度（见图5），排采过程平稳，控砂排液效果好。观察认为压后焖井排采机制具有以下优势：①可持续产生微裂缝，改善页岩气解吸与扩

散，增加泄气面积；②增加地层吸水量以减少返排量，压裂后关井一定时间能够使地层吸收部分压裂液，持续产生压裂缝、进一步加强裂缝的扩展，降低压裂液返排率，最终形成较大储集层改造体积；③维持地层超压。焖井能延缓裂缝闭合时间、降低井筒能量衰减速度、维持地层超压，提高单井产量和最终可采储量。

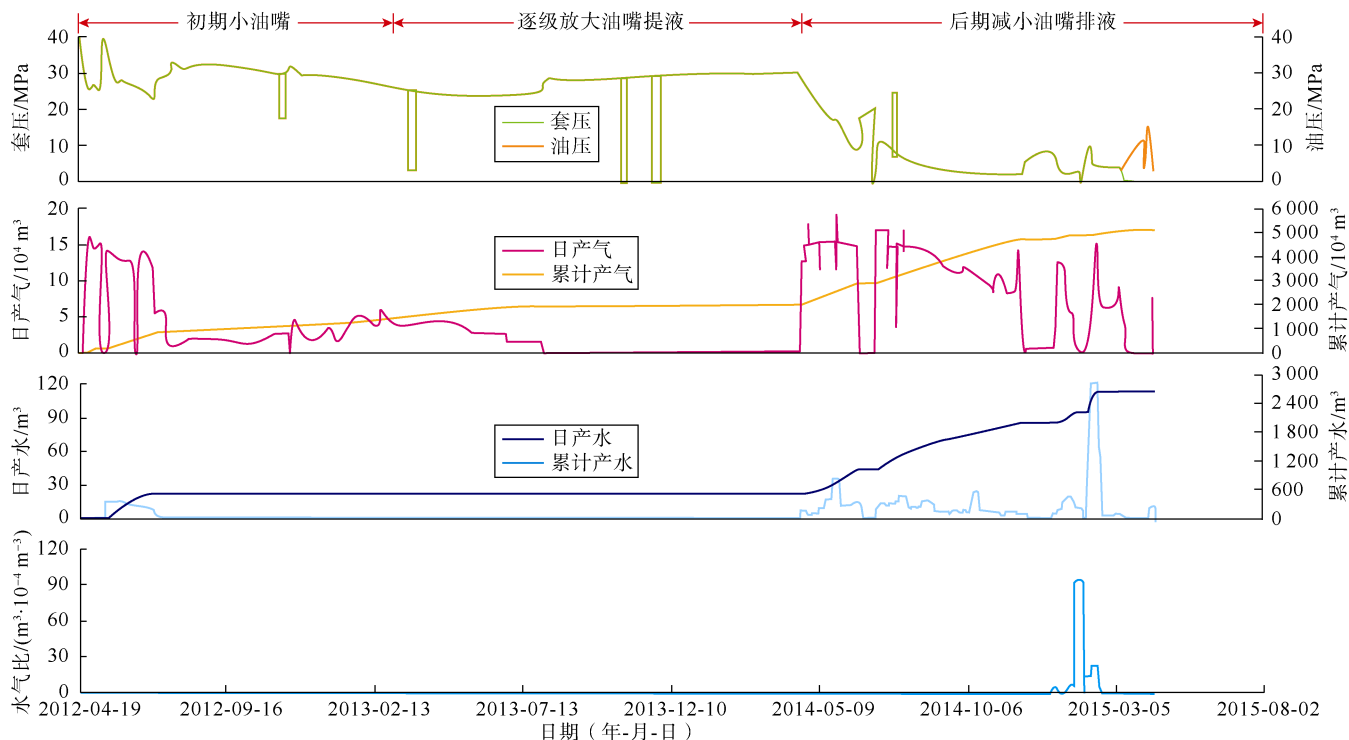


图5 长宁页岩气田宁201-H1井页岩气生产曲线图

### 3.4.2 “控压限产”生产新机制

页岩气开采有两种方式，即无阻畅喷和控压限产。“无阻畅喷”是在压裂后任由地层压力自然递减、不采取任何控压措施，使其在较短时间内快速采气以快速回收投资的一种开采方式，北美早期页岩气开发中常采用这种方式<sup>[10-12]</sup>。“控压限产”是按一定开采速度，保持一定油压、套压，使产量达到稳定，当产量下降时采取焖井等措施保持产量稳定的开采方式，是中国南方海相页岩气采用的重要开采方式。对比发现“控压限产”开采方式具有以下优势：①保持人工裂缝长期开启，增加泄气面积；②有利于吸附气解吸，延长单井开采周期；③减少压裂液返排量，增强压裂效果；④提高单井最终可采储量，提高页岩气开发经济性。

## 4 中国页岩气勘探开发成功经验与挑战

### 4.1 中国页岩气特殊性

北美海相页岩气具有先天优势（见图6），优质页岩厚度大、分布稳定，页岩气产层埋深适中，热成熟度适宜（ $R_o$ 值为1.1%~2.5%）。沉积埋藏演化过程中

构造抬升次数少、抬升幅度小，未造成页岩气大规模破坏<sup>[13]</sup>。资源富集“甜点区”范围较大（通常为 $0.5 \times 10^4 \sim 1.0 \times 10^4 \text{ km}^2$ ），页岩气层普遍超压，水平两向应力差及垂向应力差都较小（一般为2~5 MPa）<sup>[14]</sup>，储集层压裂改造易形成纵横交错的网状体积裂缝，改造体积大（ $4\,000 \times 10^4 \sim 12\,700 \times 10^4 \text{ m}^3$ ）<sup>[15]</sup>。中国发育海相、海陆过渡相、陆相3类页岩气（储集层）（见图6），以中国南方五峰组—龙马溪组为代表的海相页岩厚30~80 m，埋深较大（1\,500~5\,000 m）（见图7），热成熟度高（ $R_o$ 值为2.0%~3.5%）。沉积埋藏演化过程中遭受过多次构造抬升且抬升幅度大，造成页岩气大规模的破坏。四川盆地西部（如威远页岩气田）及南部（如长宁页岩气田）区域地应力复杂，水平两向应力差大（变化范围10~20 MPa），储集层压裂改造时不易形成网状体积裂缝，以水平方向的顺层裂缝为主，改造体积偏小（ $4\,000 \times 10^4 \sim 8\,000 \times 10^4 \text{ m}^3$ ）。海陆过渡相页岩以薄互层（5~10 m）为主，物性差（孔隙度为1.0%~3.0%）。陆相页岩埋藏深度大，热成熟度低（ $R_o$ 值为0.4%~1.3%），页岩气以生油过程中的伴生气为主，储

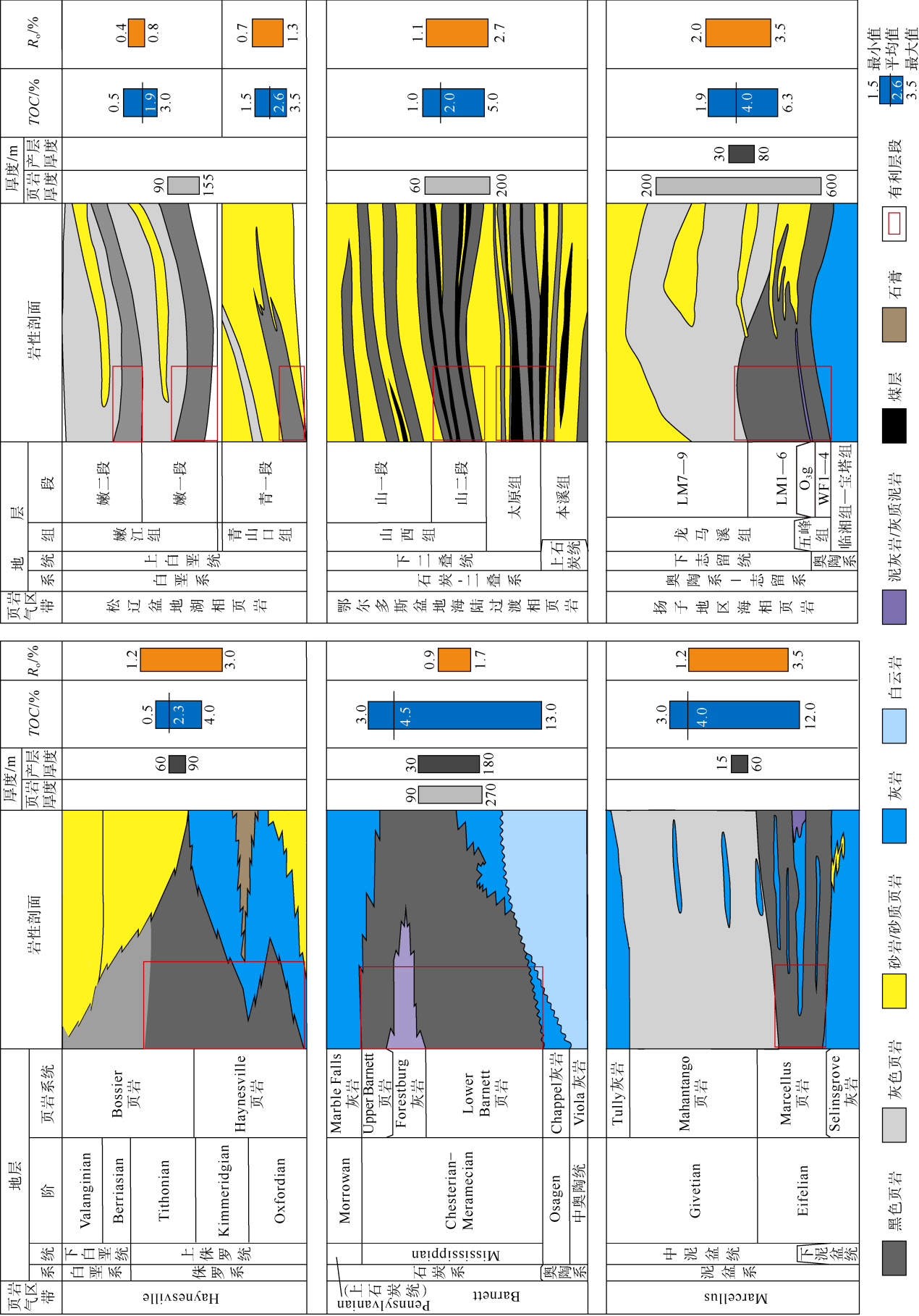


图 6 中美富有机质页岩类型与页岩气成藏基本特征对比示意图 [8-9,16-18]

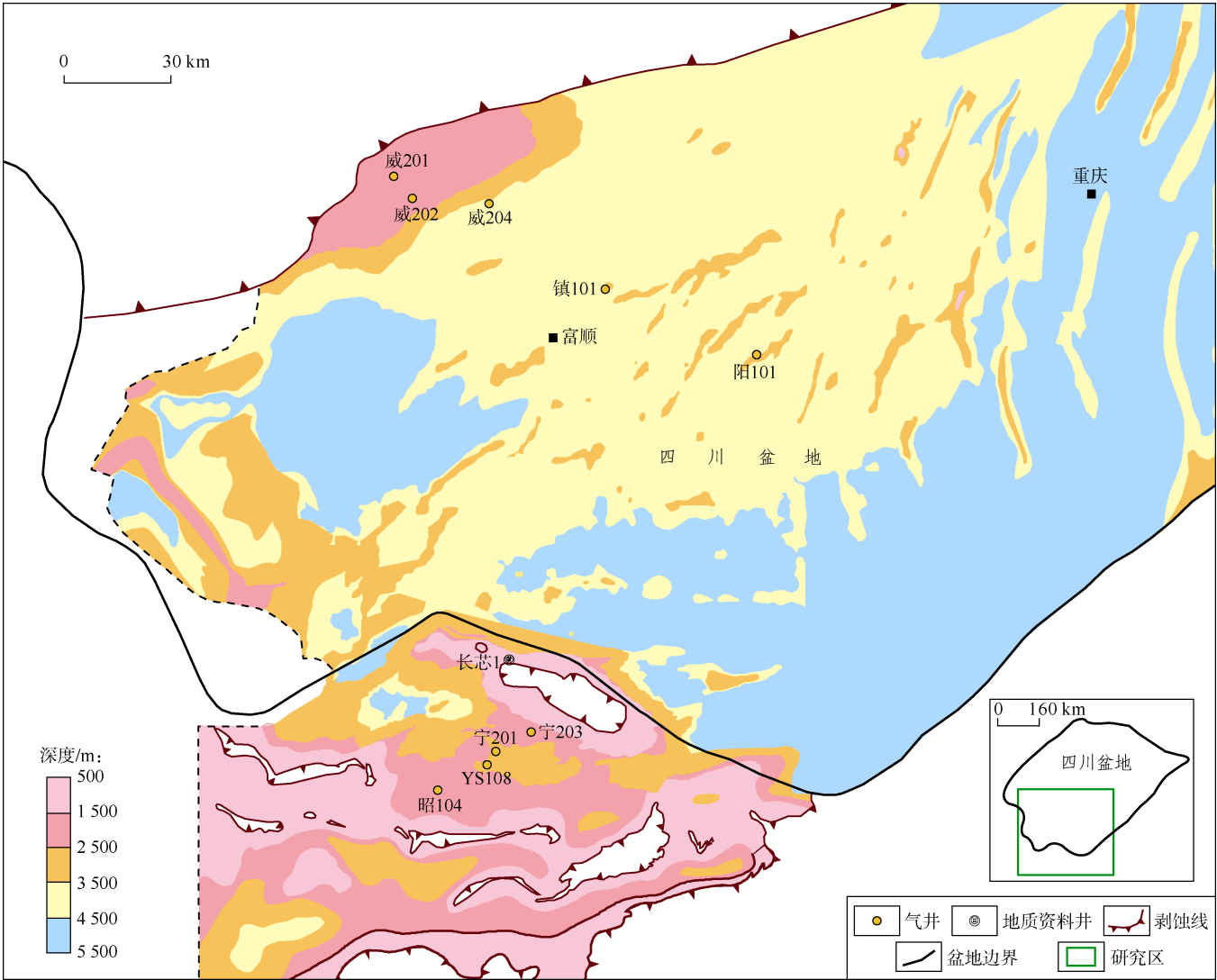


图 7 四川盆地南部五峰组—龙马溪组页岩底界埋深图

集层含气量低 ( $1.0\sim2.0\text{ m}^3/\text{t}$ )，储集层脆性矿物含量低 ( $20\%\sim40\%$ )，可压性较差。

四川盆地五峰组—龙马溪组海相页岩气为典型的高演化、超高压页岩气。超高压形成机制是：①以原油裂解气为主要气源的增压；②早期深埋增压、后期构造抬升，良好的顶、底板和侧向封堵条件使其较好地保存了早期较高的原始地层压力；③丰富的有机质纳米级孔喉构成的“微气藏”群的压力系统易于保存。海相超高压页岩气藏的关键评价指标及下限为：储集层压力系数大于 1.3、TOC 值大于 3.0%、孔隙度大于 4%和含气量大于  $3.0\text{ m}^3/\text{t}$  等。

4.2 中国页岩气勘探开发成功经验

中国页岩气勘探开发坚持地质理论创新、勘探开发技术攻关，经过 10 a 有效发展<sup>[19-20]</sup>，形成了如下重要成功经验。

①选准“甜点区”，是页岩气取得成功的首要条件。中国页岩气勘探开发起步之初，以页岩厚度、TOC 含

量、热演化程度、脆性程度、埋深等为主要条件，确定率先突破类型为南方古生界海相页岩气，重点主攻地区为四川盆地及邻区，重点突破层系为五峰组—龙马溪组。综合评价明确了页岩气地质特征及主控因素，提出了“又甜又脆又好”的页岩气富集“经济甜点区”优选标准，即含气量大于  $3.0\text{ m}^3/\text{t}$ 、脆性指数大于 40%、埋深介于 1 500~3 500 m 等。

②打进“甜点段”，是页岩气水平井获得高产的重要保证。五峰组—龙马溪组 TOC 值大于 2.0%的优质页岩层段厚约 30~70 m（见图 8），页岩气富集高产“甜点段”的 WF1—LM5 发育丰富的叉笔石、尖笔石、轴囊笔石和冠笔石等笔石带，以富含生物硅质、钙质的页岩为主，平均 TOC 值为 3.0%~6.0%，孔隙度 4.0%~6.0%，含气量  $3.0\sim8.0\text{ m}^3/\text{t}$ ，压力系数大于 1.3，水平井巷道控制在五峰组顶部—龙马溪组最底部 20~30 m “甜点段”中间位置，一般能够获得较高单井初产量和累计产量。



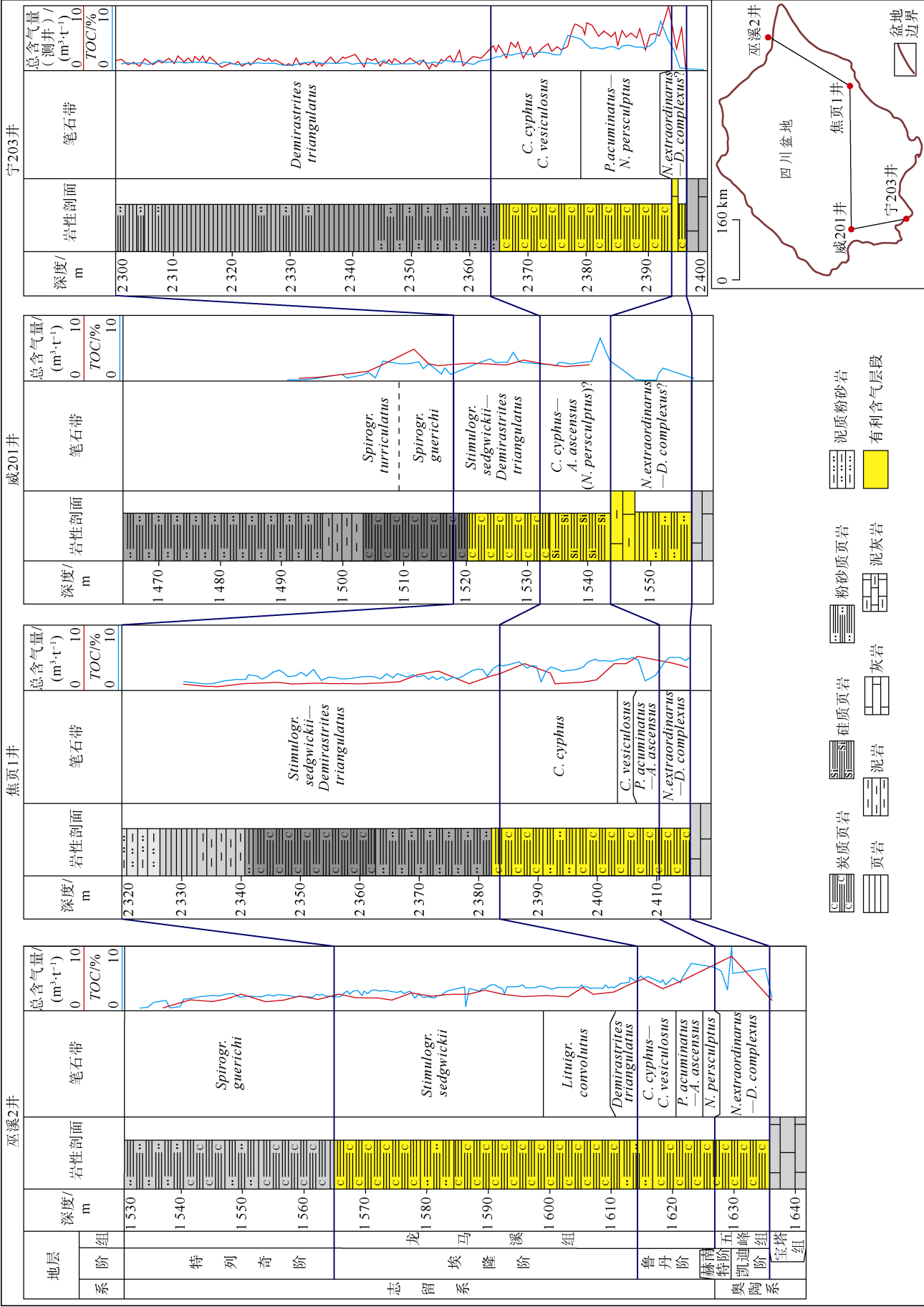


图 8 巫溪 2 井—焦页 1 井—威 201 井—宁 203 井五峰组—龙马溪组页岩气“甜点段”连井对比图

③优化水平段长度，是页岩气开发获得最佳经济效益的关键因素。目前四川盆地五峰组—龙马溪组页岩气水平井段平均长度为1500 m左右。长宁页岩气田YS108井区（见图7）20余口井平均水平井段长度为1478 m，平均单井初始测试产量为 $21.23 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ ；长宁页岩气田宁201井区20余口井平均水平井段长度为1380 m，平均单井初始测试产量为 $13.5 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ ；威远页岩气田30余口井平均水平井段长度为1494 m，平均单井初始测试产量为 $11.62 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ ；涪陵页岩气田近30口井平均水平井段长度为1394 m，平均单井初始测试产量为 $33.4 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 。

④平台式“工厂化”生产模式，是页岩气开发降低成本的有效途径。四川盆地五峰组—龙马溪组页岩气勘探开发初步实现了同一钻井平台（井场）4~8口水平井“工厂化”钻井和“同步+拉链式”压裂生产模式，单井钻井周期由初期的最长195.69 d，缩短至当前的最短33.7 d，压裂段数由初期的最多10段，增加到当前的平均15段（最高可达26段），2010年至2015年，单井综合投资成本下降了15%~25%。

#### 4.3 中国页岩气勘探开发面临的挑战

中国页岩气勘探开发面临一系列挑战：①中国页岩气形成与富集机理尚不清楚，页岩气资源不确定性较大；②优质页岩气储集层精细地震识别与预测精度不够高；③“穿针式”水平井精准地质导向技术还不成熟；④压裂效果微地震监测与评估方法需要完善；⑤山地—丘陵地区“小型工厂化”生产模式仍在探索中；⑥高效开发理论与产能评价处于起步阶段；⑦低压、低产井增产重复压裂技术需要攻关；⑧较高水资源消耗与环境保护有待改善；⑨全过程低成本勘探开发模式还没有形成；⑩有效组织与管理方法需要进一步深化。以下将其归纳为4个方面给予进一步阐述。

（1）页岩气资源不确定性较大。迄今中国页岩气勘探开发钻井仅800余口，且主要集中于四川盆地及邻区的五峰组—龙马溪组中，大区域钻井控制程度很低，无论是海相、海陆过渡相，还是陆相，其认识程度都较浅，页岩气资源具明显的不确定性。如海相页岩气资源评价风险存在于4个方面：一是有利区落实程度低、评价精度不高；二是经济资源埋藏深度不明确，目前仅实现了3500 m以浅资源工业产量的突破，更深资源的经济性尚不清楚；三是四川盆地以外的构造改造区页岩气资源前景不明确；四是南方大面积低压、低产区的页岩气资源经济性尚不确定。

（2）3500 m以深页岩气勘探开发技术未突破。

北美页岩气开采都以中浅层为主，中国通过引进吸收消化再创新初步形成了3500 m以内的中浅层页岩气技术系列。但中国深层页岩气资源潜力很大，仅南方3500~4500 m页岩气可采资源量达 $3.0 \times 10^{12} \text{ m}^3$ 左右，深层页岩气勘探开发技术刚处于探索初期<sup>[20]</sup>，包括优质页岩气储集层精细地震识别与预测、水平井地质导向、压裂效果有效监测与评估、山地“小型工厂化”生产模式、高效开发理论与产能评价等多项技术需要强化攻关。针对3500 m深层的主要技术难点在于：①随埋深增大，构造更复杂，水平井钻井工程、井眼轨迹控制难度更大；②地层突破压力高，储集层体积改造难度大，改造效果差；③储集层物性变差，单井产量低，单井最终可采储量减小；④高温高压条件下，配套设备与工具性能要求高。所以，需要自主创新并形成中国特色深层页岩气理论技术和经验。

（3）水资源总体不足与环境保护难度较大。据四川盆地五峰组—龙马溪组页岩气井统计资料，单井钻井、压裂所用水量一般为25000~43000  $\text{m}^3$ ，平均为35000  $\text{m}^3$ 。页岩气开采依赖大量钻井压裂实现增产和稳产，水资源耗费较大。页岩气资源分布区水资源相对匮乏是中国页岩气勘探开发瓶颈之一。页岩气勘探开发中另一密切相关的问题是环境保护，可能涉及到的环境风险包括井场建设占用大量土地与地表植被破坏、钻井液与压裂液使用对土地与地下水资源污染、甲烷等烃类气体泄漏及其他有害物质排放对环境的污染，以及钻井、压裂、井场建设等产生的噪声对周边居民、动物的影响等。

（4）勘探开发成本仍较高。中国页岩气地质条件、地表条件都较复杂，勘探开发难度大、技术要求高，迄今成本仍居高不下。涪陵页岩气田单井综合费用平均为7000~8500万元，威远—长宁—昭通页岩气田单井综合费用平均为6500~7500万元，虽通过管理创新在不断降低成本，但目前仍处在低效益或无效益阶段，四川盆地外各区块的勘探开发目前还只有投入，没有产出，未来效益需要进一步评估。

## 5 中国页岩气资源潜力及发展前景

### 5.1 中国页岩气资源潜力

2009年以来，国内外不同机构对中国页岩气资源潜力做了大量预测。结果表明中国页岩气地质资源量为 $(83.3 \sim 134.4) \times 10^{12} \text{ m}^3$ ，技术可采资源量为 $(10.0 \sim 36.1) \times 10^{12} \text{ m}^3$ <sup>[21]</sup>。2012年国土资源部的评价认为，中国陆上（不含青藏地区）页岩气地质资源量为 $134.4 \times 10^{12} \text{ m}^3$ ，技术可采资源量为 $25.08 \times 10^{12} \text{ m}^3$ 。依据

最新勘探开发进展,预测中国南方海相页岩气可采资源量为  $8.82 \times 10^{12} \text{ m}^3$ 。四川盆地及邻区筇竹寺组、五峰组—龙马溪组预测 I—III 类页岩气有利区带 29 个,面积为  $5.78 \times 10^4 \text{ km}^2$ ,页岩气可采资源量为  $5.85 \times 10^{12} \text{ m}^3$ ,其中五峰组—龙马溪组是最现实的页岩气勘探开发层

系,落实 I—III 类页岩气有利区带 28 个(见图 9)、面积  $5.16 \times 10^4 \text{ km}^2$ ,页岩气可采资源量  $5.3 \times 10^{12} \text{ m}^3$ 。进一步评价认为,四川盆地内五峰组—龙马溪组 I—III 类页岩气有利区带为 16 个,面积  $4.0 \times 10^4 \text{ km}^2$ ,页岩气可采资源量  $4.5 \times 10^{12} \text{ m}^3$ (见图 9)。

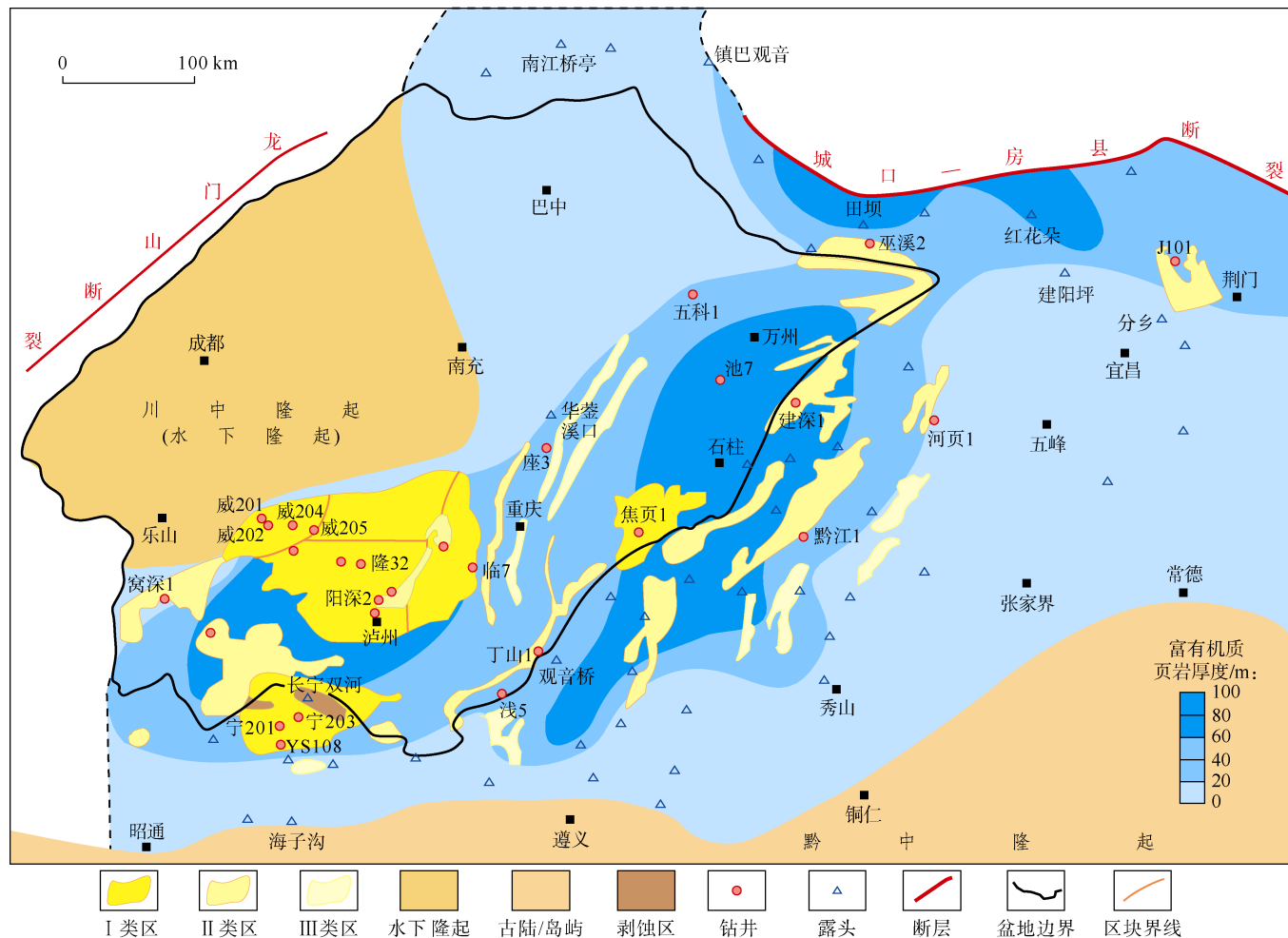


图 9 四川盆地及邻区五峰组—龙马溪组预测页岩气有利区综合评价图

## 5.2 中国页岩气发展前景

以下对中国页岩气发展前景进行预测,依据为:

- ①中国页岩气勘探开发整体处在发展初期,近期优先以四川盆地及邻区(上扬子区)五峰组—龙马溪组海相页岩气为重点(见图 9);
- ②以涪陵、威远、长宁—昭通等页岩气田取得的成功经验为基础,采取平台式“工厂化”生产模式和区块间接替;
- ③每一平台井组钻探水平井 4~8 口(平均 6 口),控制面积  $5.0 \text{ km}^2$  [4,7];
- ④单井平均初始产量为  $6.0 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ ,生产周期 20 a,第 1~2 年稳产,第 2~3 年产量递减 50%,第 3~5 年再稳产 2 a,此后逐年递减,第 20 年单井累计产量约为  $1.17 \times 10^8 \text{ m}^3$ (见图 10);
- ⑤南方下古生界页岩气赋存地质条件、富集“甜点区”较为落实,勘探开发成功率为 80%~85%。

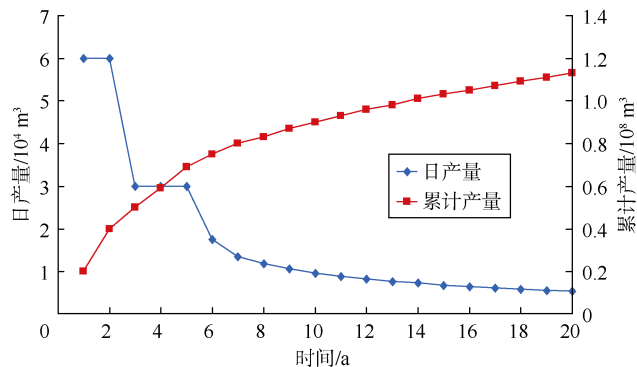


图 10 中国五峰组—龙马溪组页岩气单井生产模式图

评价认为中国实现页岩气年产量  $300 \times 10^8 \text{ m}^3$  左右,需要可供勘探开发有利区面积约  $1.6 \times 10^4 \text{ km}^2$ ;实现页岩气年产量  $500 \times 10^8 \text{ m}^3$ ,需要可供勘探开发的有

利区面积约  $3.6 \times 10^4 \text{ km}^2$ 。四川盆地五峰组—龙马溪组有利区面积约  $4.0 \times 10^4 \text{ km}^2$ ，页岩气可采资源量  $4.5 \times 10^{12}$

$\text{m}^3$ （见图 9）。进一步研究认为 2030 年中国页岩气年产量可达  $(300 \sim 500) \times 10^8 \text{ m}^3$ （见图 11）。

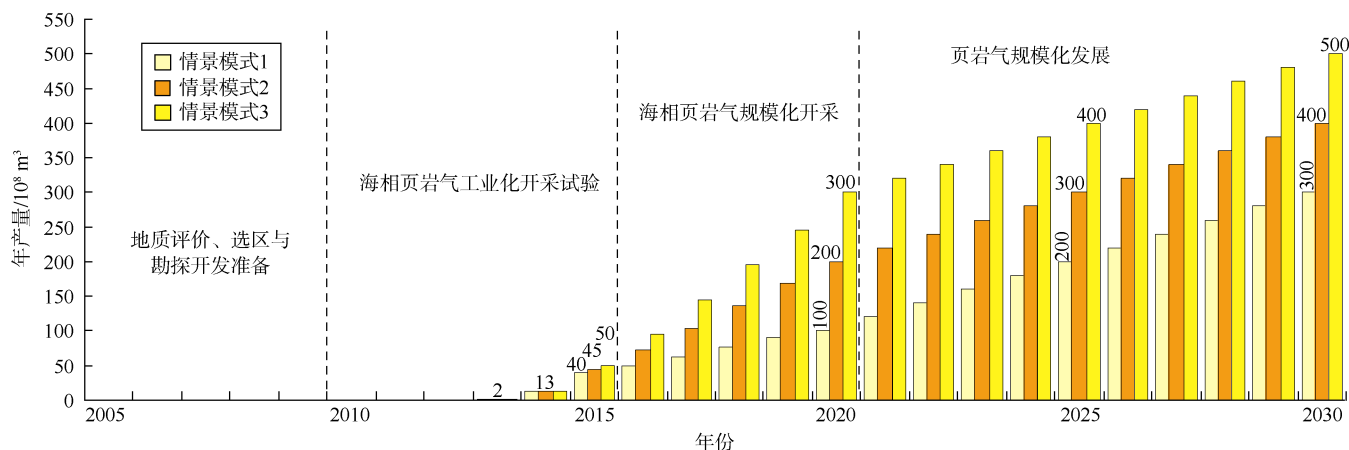


图 11 中国页岩气产量增长趋势预测柱状图

综上，分高、中、低 3 种情景模式来探索中国页岩气发展前景。

①低情景模式：页岩气勘探开发关键技术与装备稳定发展，气价保持稳定，市场与政策补贴部分到位，地面设施建设部分具备。埋深小于 3 500 m 的海相页岩气取得突破，以四川盆地超压区为开发重点地区，五峰组—龙马溪组为主要目的层系，其他地区海相、过渡相、陆相页岩气未取得突破。2015 年产量达  $40 \times 10^8 \text{ m}^3$ ，2020 年产量突破  $100 \times 10^8 \text{ m}^3$ ，2025 年产量达  $200 \times 10^8 \text{ m}^3$ ，2030 年产量达  $300 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。

②中情景模式：关键技术与装备主体突破，气价保持稳定并增长，市场较发育，政策补贴基本到位，地面设施建设基本完备。以埋深 2 000~4 500 m 范围超压区为主，五峰组—龙马溪组页岩气大规模开发，其他海相页岩气实现工业化开发，过渡相、陆相页岩气取得重大突破。2015 年产量达  $45 \times 10^8 \text{ m}^3$ ，2020 年产量突破  $200 \times 10^8 \text{ m}^3$ ，2025 年产量达  $300 \times 10^8 \text{ m}^3$ ，2030 年产量达  $400 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。

③高情景模式：关键技术与装备全面突破，气价维持增长，市场发育，政策支持充分到位，地面设施建设完备。常压或低压区实现工业开发，突破了埋深 3 500 m 的限制，海相页岩气规模化开发，过渡相、陆相页岩气实现工业化生产。2015 年产量达  $50 \times 10^8 \text{ m}^3$ ，2020 年产量突破  $300 \times 10^8 \text{ m}^3$ ，2025 年产量达  $400 \times 10^8 \text{ m}^3$ ，2030 年产量达  $500 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。

上述分析可知，中国页岩气勘探开发前景总体较乐观，但需要指出的是页岩气产量高低除与地质条件、资源基础相关外，还与地质理论创新、工程技术与装备进步、相关扶持政策及油气价格变化等诸多因素密

切相关。

## 6 结论

四川盆地及邻区五峰组—龙马溪组海相页岩气初步实现工业化生产，评价落实有利勘探开发面积  $4.5 \times 10^4 \text{ km}^2$ ，探明页岩气地质储量超  $5 440 \times 10^8 \text{ m}^3$ ，展现出万亿立方米级大气区雏形。

海相页岩气富集高产“经济甜点区”、“甜点段”具地质上“含气性优”、工程上“可压性优”和效益上“经济性优”三优特征。高 TOC 值、高含气量、高孔隙度、高地层压力、页岩层理发育、天然微裂缝发育等“四高、两发育”是确定水平井轨迹关键指标。

中国在三维地震与压裂微地震监测、水平井钻井、体积压裂、“工厂化”生产模式等方面，初步建立了 8 大页岩气勘探开发技术与评价体系，形成了富集高产“甜点区”优选、水平井“甜点段”井眼轨迹控制、水平井段长度优化、山地“工厂化”生产模式等页岩气勘探开发成功经验。

优质页岩气资源与“经济甜点区”的落实、海陆过渡相与陆相页岩气富集机理的形成、3 500 m 以深勘探开发关键技术与装备突破、山地—丘陵“小型工厂化”生产模式、低成本技术与高效组织管理、水资源与环境保护等是页岩气发展面临的主要挑战。需要自主创新形成中国特色的深层页岩气理论技术。

未来 5~10 a，中国页岩气勘探开发重点仍为南方海相页岩气，2020 年前后全面实现页岩气勘探开发“理论、技术、生产及成本”4 大革命，页岩气产能达到  $(200 \sim 300) \times 10^8 \text{ m}^3$ 。在四川盆地有望与常规天然气一起建成  $5 000 \times 10^4 \text{ t}$  级油气当量的“西南大庆”（气大庆）。

致谢：本文在研究和撰写中得到了中国科学院戴金星院士、陈旭院士与戎嘉余院士、中国工程院赵文智院士、中国石油勘探开发研究院程克明教授等的大力指导，得到了中国石油、中国石化等相关油田公司的支持，在此一并致谢。

#### 参考文献：

- [1] 郭焦锋, 高世楫, 赵文智, 等. 我国页岩气已具备大规模商业开发条件[EB/OL]. (2015-04-20) [2015-08-15]. <http://www.cet.com.cn/wzsy/gysd/1522362.shtml>.  
GUO Jiaofeng, GAO Shiji, ZHAO Wenzhi, et al. Shale gas in China have large-scale commercial development conditions[EB/OL]. (2015-04-20) [2015-08-15]. <http://www.cet.com.cn/wzsy/gysd/1522362.shtml>.
- [2] 郭焦锋, 高世楫, 赵文智, 等. 技术创新: 开启商业开发“黄金时代”[EB/OL]. (2015-05-08) [2015-08-15]. [http://www.gtzyb.com/lilunyanjiu/20150508\\_84636.shtml](http://www.gtzyb.com/lilunyanjiu/20150508_84636.shtml).  
GUO Jiaofeng, GAO Shiji, ZHAO Wenzhi, et al. Technology innovation: Open commercial development “golden age” of shale gas [EB/OL]. (2015-05-08)[2015-08-15]. [http://www.gtzyb.com/lilunyanjiu/20150508\\_84636.shtml](http://www.gtzyb.com/lilunyanjiu/20150508_84636.shtml).
- [3] 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.  
DONG Dazhong, ZOU Caineng, LI Jianzhong, et al. Resource potential exploration and development prospect of shale gas in the whole world[J]. Geological Bulletin of China, 2011, 30(2/3): 324-336.
- [4] 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.  
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.
- [5] 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.  
GUO Tonglou, ZHANG Hanrong. Formation and enrichment mode of Jiaoshiba shale gas field, Sichuan Basin[J]. Petroleum Exploration and Development, 2014, 41(1): 28-36.
- [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.  
WANG Zhigang. Breakthrough of fuling shale gas exploration and development and its inspiration[J]. Oil & Gas Geology, 2015, 36(1): 1-6.
- [7] 郭旭升. 涪陵页岩气田焦石坝区块富集机理与勘探技术[M]. 北京: 科学出版社, 2014.  
GUO Xusheng. Jiaoshiba black enrichment mechanism of shale gas and exploration technology in Fuling shale gas field[M]. Beijing: Science Press, 2014.
- [8] 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.
- [9] 邹才能, 董大忠, 杨桦, 等. 中国页岩气形成条件及勘探实践[J]. 天然气工业, 2011, 31(12): 26-39.  
ZOU Caineng, DONG Dazhong, YANG Hua, et al. Conditions of shale gas accumulation and exploration practices in China[J]. Natural Gas Industry, 2011, 31(12): 26-39.
- [10] 陈作, 薛承瑾, 蒋廷学, 等. 页岩气井体积压裂技术在我国的应用建议[J]. 天然气工业, 2010, 30(10): 30-34.  
CHEN Zuo, XUE Chengjin, JIANG Tingxue, et al. Proposals for the application of fracturing by stimulated reservoir volume(SRV) in shale gas wells in China[J]. Natural Gas Industry, 2010, 30(10): 30-34.
- [11] THOMPSON J W, FAN L, GRANT D, et al. An overview of horizontal well completions in the Haynesville Shale[R]. SPE 136875, 2010.
- [12] THOMPSON J M, NOBAKHT M, ANDERSON D M, et al. Modeling well performance data from overpressured shale gas reservoirs[R]. SPE 137755, 2010.
- [13] BREYER J A. Shale reservoirs: Giant resources for the 21st century[M]. Tulsa: AAPG Memoir, 2012: 69-87.
- [14] 贾长贵, 李双明, 王海涛, 等. 页岩储层网络压裂技术研究与试验[J]. 中国工程科学, 2012, 14(6): 107-111.  
JIA Changgui, LI Shuangming, WANG Haitao, et al. Shale reservoir network fracturing technology research and experiment[J]. Engineering Sciences, 2012, 14(6): 107-111.
- [15] 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(1): 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(1): 149-158.
- [16] LOUCKS R G, RUPPEL S C. Mississippian Barnett Shale: Lithofacies and depositional setting of a deep-water shale-gas succession in the Fort Worth Basin, Texas[J]. AAPG Bulletin, 2007, 91(4): 579-601.
- [17] URSULA H, GREGORY F. Haynesville and Bossier mudrocks: A facies and sequence stratigraphic investigation, East Texas and Louisiana, USA[J]. Marine and Petroleum Geology, 2012, 31(1): 8-26.
- [18] WANG G C, CHENG G J, TIMOTHY R C. The application of improved NeuroEvolution of Augmenting Topologies neural network in Marcellus Shale lithofacies prediction[J]. Computers & Geosciences, 2013, 54(4): 50-65.
- [19] 殷诚, 高世葵, 董大忠, 等. 页岩气产业发展的影响因素[J]. 天然气工业, 2015, 35(4): 117-125.  
YIN Cheng, GAO Shikui, DONG Dazhong, et al. Influencing factors for the development of shale gas industry[J]. Natural Gas Industry, 2015, 35(4): 117-125.
- [20] 郭旭升, 郭彤楼, 魏志红, 等. 中国南方页岩气勘探评价的几点思考[J]. 中国工程科学, 2012, 14(6): 101-105.  
GUO Xusheng, GUO Tonglou, WEI Zhihong, et al. Thoughts on shale gas exploration in southern China[J]. Engineering Sciences, 2012, 14(6): 101-105.
- [21] 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: 1-138.  
ZHANG Dawei, LI Yuxi, ZHANG Jinchuan, et al. The shale gas resource potential survey and evaluation all over the country of China[M]. Beijing: Geological Publishing House, 2012: 1-138.

第一作者简介: 邹才能 (1963-), 男, 重庆江北人, 中国石油勘探开发研究院教授级高级工程师、博士生导师, 李四光地质科学奖获得者, 主要从事非常规油气地质学、常规岩性-地层油气藏与大油气区等地质理论技术研究与勘探生产实践等工作。地址: 北京市海淀区学院路 20 号, 中国石油勘探开发研究院院办, 邮政编码: 100083。E-mail: zcn@petrochina.com.cn  
收稿日期: 2015-08-18 修回日期: 2016-01-19

(编辑 魏玮 王大锐)