

文章编号: 1000-0747(2018)01-0161-09 DOI: 10.11698/PED.2018.01.18

川南地区页岩气勘探开发进展及发展前景

马新华, 谢军

(中国石油西南油气田公司, 成都 610051)

基金项目: 国家科技重大专项“大型油气田及煤层气开发”(2016ZX05062)

摘要: 基于钻井资料, 对川南地区奥陶系五峰组—志留系龙马溪组大面积连续稳定分布的富有机质页岩进行了研究。通过单井地质评价, 认为宜宾、泸州、大足等地区的页岩储集层品质好, *TOC*、孔隙度、含气量等关键参数与威远、自贡、长宁等建产区有相似性; 研究区构造整体稳定, 保存条件好, 资源落实程度高; 埋深 4 500 m 以浅可工作面积超过 $2 \times 10^4 \text{ km}^2$, 地质资源量超过 $10 \times 10^{12} \text{ m}^3$, 是中国页岩气资源最丰富、开发最现实的区块。经过长宁—威远国家级示范区建设, 单井产量和单井最终可采储量大幅提高, 单井成本大幅降低, 经济效益好于预期, 形成的本土化勘探开发主体技术和方法有效、可复制, 快速上产的条件成熟。根据目前水平井的生产递减规律和未来投入的工作量, 预计“十三五”末川南地区页岩气年产量将达到 $100 \times 10^8 \text{ m}^3$ 以上, 具备建成 $300 \times 10^8 \text{ m}^3$ 年产规模并长期稳产的潜力, 有望使川南地区成为中国最大的页岩气生产基地。图 3 表 4 参 20

关键词: 四川盆地; 川南地区; 页岩气; 奥陶系五峰组; 志留系龙马溪组; 资源潜力

中图分类号: TE121.1

文献标识码: A

The progress and prospects of shale gas exploration and exploitation in southern Sichuan Basin, SW China

MA Xinhua, XIE Jun

(PetroChina Southwest Oil & Gas Field Company, 610051 Chengdu, China)

Abstract: The Ordovician Wufeng Formation-Silurian Longmaxi Formation organic-rich shales distributed widely and stably in Southern Sichuan Basin were investigated based on drilling data. Geological evaluation of wells show that the shale reservoirs have good properties in the Yibin, Weiyuan, Zigong, Changning, Luzhou, Dazu areas, with key parameters such as *TOC*, porosity, gas content similar to the core shale gas production zones. Moreover, these areas are stable in structure, good in preservation conditions and highly certain in resources. The shale reservoirs have a burial depth of 4 500 m or shallow, a total area of over $2 \times 10^4 \text{ km}^2$ and estimated resource of over $10 \times 10^{12} \text{ m}^3$, so they are the most resource-rich and practical areas for shale gas exploitation in China. Through construction of the Changning-Weiyuan national demonstration region, the production and EUR of shale gas wells increased significantly, the cost of shale gas wells decreased remarkable, resulting in economic benefit better than expected. Moreover, the localized exploration and development technologies and methods are effective and repeatable, so it is the right time for accelerating shale gas exploitation. Based on the production decline pattern of horizontal wells at present and wells to be drilled in the near future, at the end of the 13th Five Year Plan, the production of shale gas in southern Sichuan Basin is expected to reach 10 billion cubic meters per year. The resources are sufficient for a stable production period at 30 billion cubic meters per year, which will make the South Sichuan basin become the largest production base of shale gas in China.

Key words: Sichuan Basin; southern Sichuan Basin; shale gas; Ordovician Wufeng Formation; Silurian Longmaxi Formation; resource potential

引用: 马新华, 谢军. 川南地区页岩气勘探开发进展及发展前景[J]. 石油勘探与开发, 2018, 45(1): 161-169.

MA Xinhua, XIE Jun. The progress and prospects of shale gas exploration and exploitation in southern Sichuan Basin, SW China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2018, 45(1): 161-169.

0 引言

目前, 中国页岩气勘探开发正处于快速发展阶段, 已经在四川盆地奥陶系五峰组—志留系龙马溪组海相页

岩取得了重大突破, 探明了焦石坝、长宁—威远等千亿立方米级的大气田, 2016年页岩气产量达到 $78 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。

为加快中国页岩气产业的发展, 国家能源局出台了“十三五”页岩气发展规划, 力争到“十三五”末

中国页岩气实现年产量 $300 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。川南地区是中国页岩气资源最丰富、开发最现实的区块,中国石油大力推进川南地区页岩气勘探开发,取得了重要阶段成果。本文简要回顾了中国石油在川南地区页岩气的勘探开发历程,总结页岩气勘探开发取得的进展,剖析技术创新对页岩气发展的推动作用,并对川南地区页岩气的发展前景进行了分析,以期推动川南地区页岩气勘探开发实现更好更快发展。

1 川南地区页岩气地质条件及资源潜力

四川盆地及周缘地区广泛分布 6 套富有机质页岩(见表 1),每套层系都进行了不同程度的勘探评价。下震旦统陡山沱组在盆地周缘宜昌黄陵背斜直井压裂获得 $5\ 460 \text{ m}^3/\text{d}$ 测试产量,但在盆地内部主要为浅水台地^[1],且埋深过大。下寒武统筇竹寺组在川中古隆起

金石、威远地区获得低产工业气流,在盆地周缘(长宁、城口等)热演化程度过高,有机质炭化且孔隙不发育^[2],几乎都是微气井或干井,还没有取得突破。下二叠统页岩层系在四川盆地主要是海陆过渡相页岩夹煤层,川南筠连、兴文地区测试结果显示煤层的产气量远高于煤系泥页岩,属于煤层气范畴。须家河组须五段页岩在新场地区压裂获气,但产量低于同区的致密砂岩气。下侏罗统大安寨段的页岩在元坝地区压裂获气,但是整体热演化成熟度较低,以生油为主,开发效果不理想。上述 5 套页岩仍然处于探索阶段,前景尚不明朗。

现阶段勘探开发实践表明,盆地五峰组—龙马溪组页岩和北美 Haynesville、Utica 等为代表的高成熟页岩基本地质条件最为接近(见表 1),是目前最有利的页岩气勘探开发层系,现今中国几乎所有的页岩气商业产能都来自五峰组—龙马溪组。

表 1 四川盆地 6 套页岩地层与北美页岩地质参数对比表(数据来自文献[3-5])

层系	沉积环境	有机碳含量/%	孔隙度/%	含气量/ $(\text{m}^3 \cdot \text{t}^{-1})$	脆性矿物含量/%	黏土含量/%	优质页岩厚度/m	R_o /%	岩性
大安寨段	浅湖—滨湖	0.9~2.6	1.00~5.00		15~40	30~50	20~120	0.6~1.3	黑色页岩、粉砂质泥岩
须家河组	湖泊—沼泽	1.0~2.5	0.50~2.00		35~60	35~60	30~150	0.7~1.4	粉砂质泥岩,夹煤层
龙潭组	海陆交互相	2.0~4.0	4.00~9.00		70~85	10~20	20~60	1.8~3.2	砂质页岩、凝灰质砂岩、含煤
龙马溪组	深水陆棚	2.0~5.0	3.00~7.00	1.7~8.4	40~80	15~40	20~80	2.1~3.6	炭质泥页岩
筇竹寺组	深水陆棚	4.0~8.0	0.92~1.91	0.8~2.8	51.5~95	10~34.6	60~135	2.5~4.3	粉砂质页岩
陡山沱组	滨海—浅海	0.3~3.5			40~75	20~40	20~100	3.0~4.5	石英砂岩、黑色炭质页岩、砂泥质白云岩
Haynesville	深水陆棚	0.5~5.0	4.00~14.00	2.8~12.4	35~65	25~35	30~120	1.2~3.5	炭质页岩
Utica	深水陆棚	3.0~10.0	3.00~15.00		60~85	<15	90~210	1.5~4.0	笔石页岩

1.1 川南地区五峰组—龙马溪组优质页岩分布稳定、储集层品质好

五峰组沉积时期,受广西运动影响,华夏与扬子地块碰撞拼合作用减缓,四川盆地及邻区形成了“三隆夹一坳”的古地理格局^[6]。龙马溪组沉积早期(鲁丹期—埃隆早期)继承了这一古地理格局,同时南极冰盖融化造成全球海平面快速上升,整个川南地区处于大面积缺氧的深水陆棚沉积环境^[7](见图 1)。龙马溪组沉积中晚期(埃隆中期—特列奇期),扬子板块与周边地块的碰撞拼合作用加剧,沉降中心向川中和川北地区迁移,海平面大幅度下降,川南地区于该时期从半深水陆棚向钙质浅水陆棚转化。

现今开发效果最好的龙马溪组底部龙一₁亚段主要沉积于鲁丹期,以富有机质硅质页岩相为主,在乐山—龙女寺古隆起、黔中古陆和湘鄂西水下高地所夹持的深水陆棚区大面积连片分布,在川南的泸州地区最厚,厚度可达 50 m,其次是川东的石柱—武隆地区,

厚度约 40 m(见图 1)。

由于沉积环境稳定,川东和川南地区龙一₁亚段富有机质页岩 TOC、脆性矿物等地质参数很相似,但南方页岩气富集高产的核心要素是保存条件。川东高陡构造带断裂复杂,受雪峰山、大巴山等逆冲推覆作用的影响,页岩层系抬升幅度大,构造改造作用强,页岩气保存条件复杂^[8],富集模式尚不清楚。除在构造稳定的焦石坝箱状平缓背斜的勘探取得成功外^[9],川东的太和场构造、焦石坝东侧的大耳山构造、川东北巫溪地区的平安向斜和文峰背斜等页岩气探井都未取得突破^[10]。这些地区页岩储集层受后期构造运动影响,地质参数横向稳定性变差;以大耳山构造(B1井)为例,该构造与焦石坝构造仅为断裂的上、下盘关系,B1井和焦石坝构造的高产井直线距离小于 4 km,但是优质页岩段的孔隙度(<3%)、含气量(<3 m³/t)和地层压力系数(1.03)都比焦石坝构造显著降低,压裂后仅产微气且氮气含量高(19.5%),显示川东高陡构造带页岩气

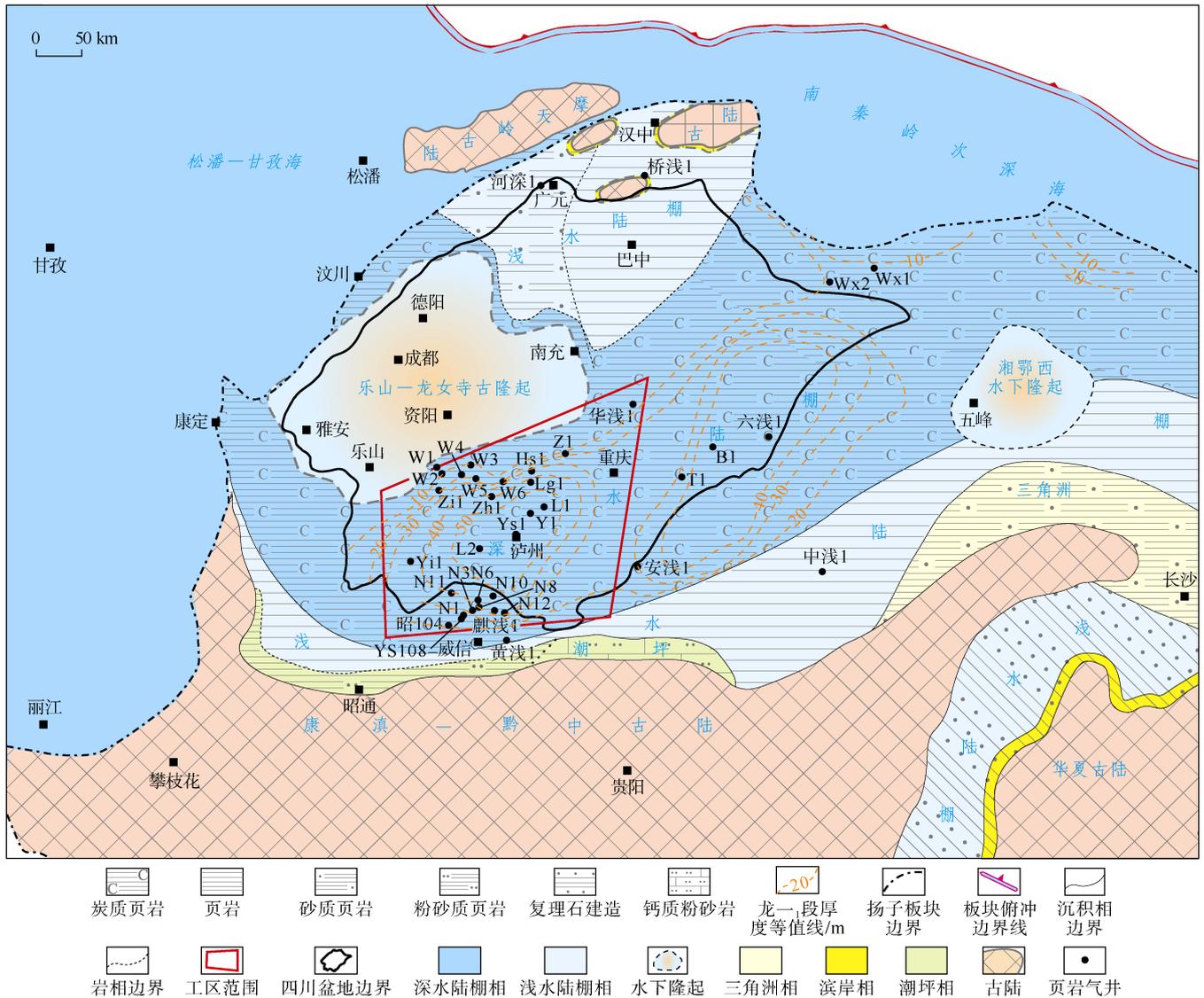


图1 四川盆地及邻区鲁丹阶岩相古地理及优质页岩厚度分布图

勘探开发风险相对高。

川南低陡构造带断裂规模相对小，构造抬升时间较晚^[11]，后期抬升改造幅度相对小^[8]，有大面积的构造稳定区（本文所述的川南地区主要指大凉山以东、川中古隆起龙马溪组剥蚀线以南、华蓥山以西、黔北凹陷以北的区域，见图1）。页岩储集层分布连续稳定，关键参数横向变化小，页岩气富集模式基本相同。从目前川南地区页岩气评价结果分析（见图2），长宁、威远、自贡、泸州、富顺、永川、荣昌、大足等地区储集层横向连续性很好，有机碳含量为3%~5%，孔隙度为4%~7%，含气量为4~6 m³/t，脆性矿物含量为55%~80%，I+II类储集层（划分标准见文献[12]）厚度介于20~55 m，大部分地区地层压力系数为1.2~2.2。川南大部分地区的关键地质参数和已探明的长宁、威远、焦石坝等页岩气田相近，大面积稳定分布的优

质页岩储集层能满足大规模商业开发的要求。

1.2 川南地区埋深4500 m以浅页岩气资源落实、潜力巨大

川南地区从2006年开始进行页岩气评层选区工作，2009年开始实施水平井钻井和体积压裂先导试验，2014年开始建设长宁—威远国家级页岩气示范区，2016年生产页岩气28×10⁸ m³，进入快速规模上产阶段。历经10余年的不懈探索和持续攻关，对川南地区页岩气资源的认识程度不断提高。

川南地区页岩气勘探开发启动静态资料丰富。截至2017年5月，川南地区二维地震测网基本全覆盖，建产区三维地震全覆盖；已完钻评价井60余口（见图3），评价井井距10~30 km，建产区评价井井距7~15 km；建产井200余口，为单井产能和可采资源分析积累了大量生产资料。目前，川南地区构造落实，地震

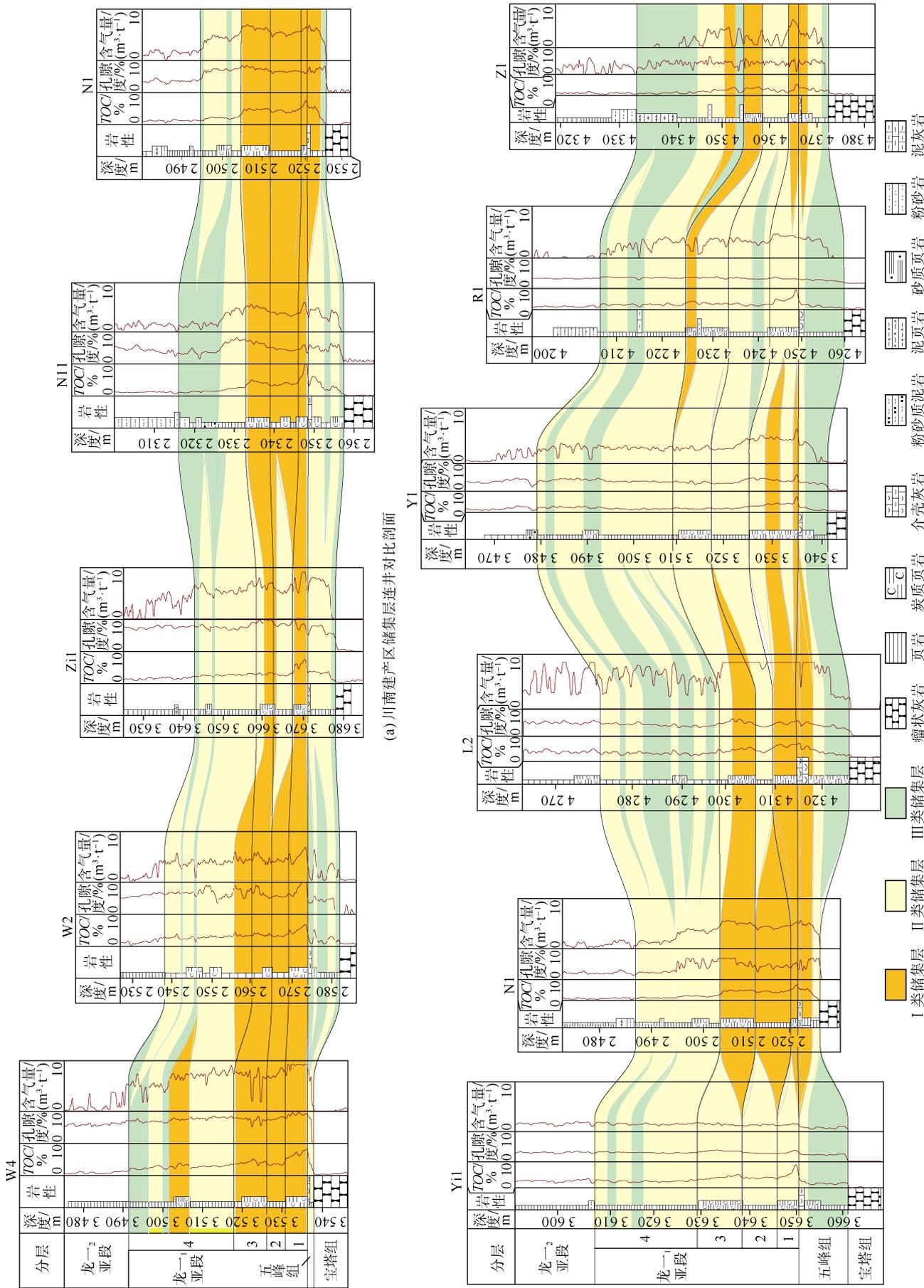


图 2 川南地区不同探区五峰组—龙一₁亚段储集层对比图 (剖面位置见图 3)

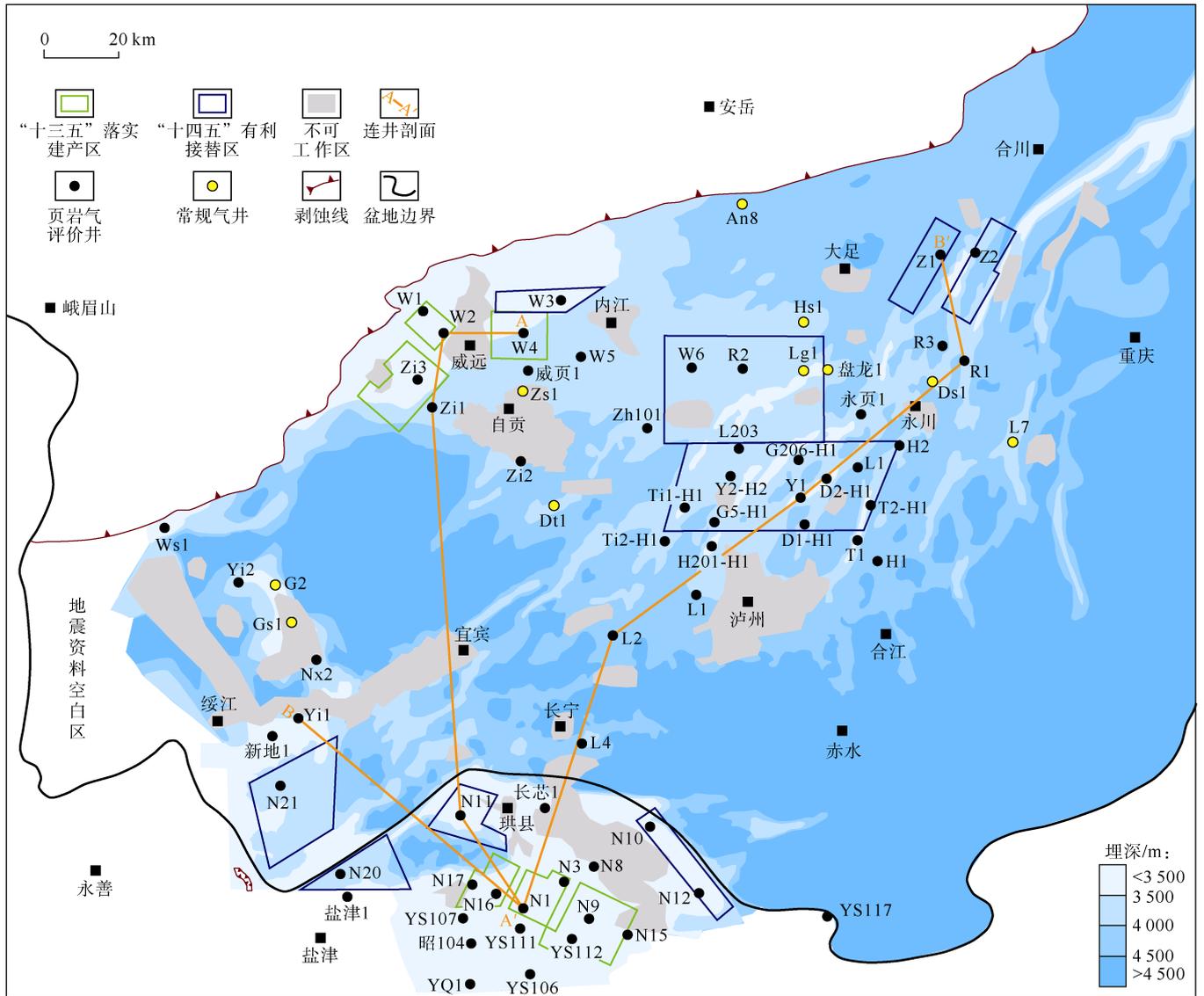


图3 川南地区五峰组底埋深及建产区 and 接替区平面分布图

预测与实钻埋深误差小于 1%；TOC、孔隙度、脆性矿物含量等储集层关键参数预测准确，三维地震资料反演和测井评价结果（经岩心分析标定）误差小于储量计算要求；水平井产能与地质评价吻合良好，动态分析方法预测阶段累产与实际累产误差小于 5%。研究表明，储集层地震解释、测井解释、产能评价等方法预测结果与实际地质特征和生产动态吻合程度高，川南地区地质特征认识清楚，页岩气地质资源和可采资源落实程度高。

目前，埋深小于 3 500 m 范围内建成了长宁—威远国家级页岩气示范区，实现了规模有效开发。在威远和泸州地区埋深 3 500~4 000 m 范围已经部分实现工业化开采，在大足等地也见到了很好的苗头（大足西山背斜的 Z2 井直井压裂获近 $5 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 高产工业气流）。埋深 4 000~4 500 m 范围已经获得了工业气流，具有良好的勘探开发前景：泸州地区的 L2 井（龙马溪

组埋深超 4 300 m），位于有利的沉积相带（见图 1），页岩 TOC 和脆性矿物含量高，I+II 类储集层厚度超过 50 m（见图 2），平均孔隙度在 6.0% 以上，平均含气量近 $6.0 \text{ m}^3/\text{t}$ ，钻井见良好气显示；大足地区弥陀场向斜 Z1 井（龙马溪组埋深超 4 300 m）在直井压裂过程中，因施工压力高，用液量和加砂量等施工参数明显小于长宁—威远地区直井压裂施工参数，测试产量依然超过 $1.2 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ （见表 2）。

目前川南地区被证实的资源丰度和产能较低的井主要有 3 类：①靠近剥蚀泄压区，压力系数比较低（ <1.2 ）的井（W1、N10 井等）；②靠近古隆起或水上高地、鲁丹阶优质页岩太薄（厚度小于 20 m）（见图 1）的井（W5 井压力系数为 2.0，测试产量为 $0.3 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ ），聂海宽等^[13]也报道了中国石化区块内威页 1 井钻探目的层存在古海岛或水下高地的地质风险；③距离通天

表2 川南地区直井压裂施工参数和测试产量对比表

井	压裂深度/m	用量/m ³	加砂量/t	最高砂浓度/(kg·m ⁻³)	施工排量/(m ³ ·min ⁻¹)	施工压力/MPa	测试产量/(10 ⁴ m ³ ·d ⁻¹)
Z1	4 300~4 400	1 306.37	44.82	220	9.27~9.86	80.0~82.0	1.20
N1	2 400~2 500	2 000.90	135.70	240	10.00~10.10	57.0~60.7	1.00
		2 118.90	66.40	240	10.10~10.30	67.1~72.2	0.71
N3	2 300~2 400	2 426.10	123.40	240	10.00~10.10	57.8~63.9	1.23
W1	1 500~1 600	2 035.90	163.50	240	10.10~10.20	36.1~40.0	0.26
W2	2 500~2 600	1 969.20	103.60	240	10.00~12.00	53.0~64.0	2.75
W3	3 100~3 200	1 867.20	63.21	240	8.00~10.00	73.8~82.0	0.39
Zh1	3 400~3 500	668.00	7.90	67	4.20~5.10	84.2~95.0	
		1 110.90	7.10	90	3.90~5.20	83.4~94.6	0.30

断裂(昭104井等)或2级断裂(Y203-H2井等)过近的井。随着认识的深入,这3类井都可以在后续的页岩气勘探开发中尽量避免。综合考虑页岩储集层品质、保存条件、地面城镇规划区等地下、地面两个因素,评价川南地区五峰组—龙马溪组埋深4 500 m以浅的优质页岩可工作面积超过 $2 \times 10^4 \text{ km}^2$,地质资源量超过 $10 \times 10^{12} \text{ m}^3$ 。资源落实,产能也已得到证实,开发前景明朗。

2 川南地区页岩气勘探开发主体技术及实施效果

川南地区五峰组—龙马溪组页岩气地质资源丰富,但地质条件与北美页岩气存在差异。在长宁—威远示范区建设过程中,早期主要以引进、消化、试验国外技术为主,地质认识程度较低,技术成熟度差,建井成本高(约1.3亿元),投产的页岩气井产量差异大,

平均产量不高。通过不断实践、认识和技术攻关,示范区建设实施了3轮优化调整,一轮一个台阶,设计不断优化,技术不断进步,管理不断提升,成本不断降低,效果显著提高,适应于川南地区3 500 m以浅页岩气的有效开发主体技术逐步成熟、定型。

2.1 长宁—威远示范区产能建设效果好于预期

在示范区产能建设的初期,设计的水平井靶体位置位于龙一₁亚段的上部,距优质页岩底部20 m,且箱体范围较大(15 m),同时,采用常规三维剖面设计井眼轨迹、单伽马+螺杆实施水平井段地质导向、P110钢级套管、压裂均匀分段和段间无差别压裂参数设计,龙马溪组底部TOC、孔隙度和含气量均最高的优质储集层钻遇率低、造斜段狗腿度高、井眼光滑度和井筒完整性差,压裂过程中套管变形丢段多,砂堵、加砂难等复杂事故频发,压裂后主要形成双翼简单裂缝,没有实现体积改造效果,单井产量低(见表3)。

表3 长宁—威远示范区3轮优化调整对比表

区块	轮次	I类储集层 钻遇率/%	井筒完整性/ %	井均测试 日产量/10 ⁴ m ³	第1年井均 日产量/10 ⁴ m ³	前3年井均 累计产量/10 ⁴ m ³	井均最终可采 储量/10 ⁸ m ³	建井成本/ 10 ⁴ 元
长宁	第1轮	34.6	62.5	10.9	4.75	3 383	0.53	5 500
	第2轮	87.8	72.9	22.0	12.50	7 120	1.15	5 500
	第3轮	96.0	93.8	26.3	13.10	7 174	1.21	5 000
威远	第1轮	39.5	66.7	11.6	3.76	2 118	0.41	6 000
	第2轮	69.0	48.1	12.5	5.95	3 605	0.56	6 000
	第3轮	76.6	71.3	18.8	8.71	4 534	0.75	5 000

针对上述问题,对水平井设计和钻井、压裂工程方案进行了全面的优化调整,将龙一₁亚段精细划分为4个小层,锁定长宁区块水平井靶体位置为五峰组—龙一₁小层、威远区块为龙一₁小层(小层划分见文献[14]);采用双二维井水平井轨迹设计,降低摩阻,提高钻井时效;采用自然伽马+元素录井+旋转导向技术,提高了优质储集层钻遇率和井眼光滑度;并开展高强度套管试验,优化了压裂设计,加密分段,针对各段地质工程参数的不同,差异化设计各段压裂参数;同时开展了不同类型支撑剂、压裂液压裂效果对比试验。取得了显著效果,提高了I类储集层钻遇率,大幅降低了井眼轨迹的复杂程度,体积压裂效果和单井产量明显提高。但由于

地质工程一体化程度不高、套管强度普遍较低、井眼轨迹光滑度不够、套损仍时有发生等原因,I类储集层钻遇率、井筒完整性和体积压裂效果等仍有较大的提升空间。

针对第2轮井存在的问题,全面推行地质工程一体化技术,开展地质工程一体化精细建模,精准设计水平井轨迹和导向方案,大幅提高了优质储集层的钻遇率^[15];推行地质工程一体化导向,推广应用高强度套管,降低井筒套损,提高了井筒完整性,同时试验高性能水基钻井液,降低环保压力;推行地质工程一体化精细化、个性化压裂设计,应用微地震监测实时调整技术以实时优化施工参数,显著提高了体积压裂效果。

经过3轮优化调整,I类储集层钻遇率、井筒完整

性和体积压裂改造效果显著提升，单井产量和最终可采储量大幅提高，长宁区块第1年井均日产量由 $4.75 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 提高到 $13.10 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ ，井均最终可采储量由 $0.53 \times 10^8 \text{ m}^3$ 提高到 $1.21 \times 10^8 \text{ m}^3$ ，威远区块第1年井均日产量由 $3.76 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 提高到 $8.71 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ ，井均最终可采储量由 $0.41 \times 10^8 \text{ m}^3$ 提高到 $0.75 \times 10^8 \text{ m}^3$ ，主要开发技术经济指标好于开发方案设计（见表3）。

2.2 埋深3500 m以浅页岩气有效勘探开发主体技术成熟、定型、可复制

通过引进、消化吸收、再创新，建立了本土化的页岩气勘探开发理论和技术体系，支撑了国家级页岩气

示范区建设，实现了提产量、降成本、控风险的目标。

2.2.1 页岩气评价选区技术

针对南方海相页岩构造演化期次多、目的层埋深跨度大的特点，学习、借鉴北美经验，在发展完善页岩储集层地震解释、测井综合评价技术基础上，增加保存条件、埋深等关键评价指标，形成适应南方海相多期构造演化背景下的页岩气评价选区技术（见表4），保存条件是川南海相页岩气富集高产的关键因素，可以采用压力系数来定量表征。在此基础上，优选了威远、长宁、昭通、泸州、渝西5个川南建产有利区，其压力系数均大于1.2，有效支撑了示范区建设和页岩气持续上产。

表4 川南地区页岩气评价选区参数与北美对比

评价项目	有机碳含量/ %	R_o / %	脆性矿物 含量/%	黏土矿物 含量/%	孔隙度/%	渗透率/ $10^{-9} \mu\text{m}^2$	含水 饱和度/%	含气量/ $(\text{m}^3 \cdot \text{t}^{-1})$
川南有利区优选指标	>2	>1.35	>40	<40	>2	>100	<45	>2
北美有利区优选指标	>2	>1.35	>40	<30	>2	>100	<40	

评价项目	埋深/m	优质页岩厚度/m	压力系数	距剥蚀线距离/km	距断层距离/m	地震资料	地面条件
川南有利区优选指标	<4 000	>30	>1.2	>8	>700	二维	可批量部署平台
北美有利区优选指标		>30					

2.2.2 页岩气开发优化部署技术

建立了适应四川盆地复杂地面、地下条件的水平井部署、平台部署、地面采输和数字化技术，充分满足了提产量、控成本、提效率的要求。

以充分利用地面、地下两个资源为目的，适应于川南地区地质和复杂地形条件，采用常规双排、单排、“勺”形井等相结合的平台布井方式，提高资源动用率。

以提高单井产量和资源动用率为目的，实施地质工程一体化水平井参数设计，轨迹方位垂直于最大水平主应力方向，水平段长度为1500~2000 m，同时开展水平段长度为2500~3000 m的水平井试验，巷道间距300 m；并积极开展井距200 m左右的小井距试验。

以有效控制成本和提高作业效率为目的，地面工程采用标准化设计和一体化撬装技术，所有设备实现了工厂化预制；形成了“电子巡井+定期巡检+周期维护”运行新模式和“单井无人值守、调控中心集中控制、远程支持协作”管理新模式，缩短了建设周期，降低了建设成本，撬装设施减少后续地面建设投资50%。

2.2.3 页岩气平台水平井优快钻井技术

针对川南地区多压力系统条件下易垮易漏、部分地层可钻性差等难题，优化井身结构、采用气体钻井治漏提速；为有效降低大偏移距三维水平井钻井摩阻和扭矩，形成上部井段预增斜的“双二维”井眼轨迹剖面设计技术，狗腿度控制在 $8^\circ/30 \text{ m}$ 以内，摩阻同比降低20%；为解决水平段页岩储集层摩阻大、易垮难题，形

成两套国产油基钻井液，高性能水基钻井液试验取得初步成效，国产钻井液的费用比进口钻井液降低21%；针对平台下方储量动用难题，成功开展“勺”形井试验，靶前距缩短至50 m。通过不断实践和攻关，目前水平段长由1000 m提高到2500 m，钻井垂深从2500 m增加到4300 m，井深从3790 m增加到6000 m以上，平均钻井周期由175 d降低到最低近40 d，钻井效率得到极大提高，页岩气水平井实现了从“打成”到“打好”的转变。

2.2.4 分段体积压裂技术

川南地区具有水平应力之差在区块间差异大、破裂压力高等特征，给实现体积压裂带来了巨大挑战。通过引进与自主创新相结合，攻关形成了适应于3500 m以浅页岩的水平井分段体积压裂技术，基于地质工程一体化精细压裂设计，实施差异化分段、优选射孔位置，“一段一策”设计个性化压裂参数；自主研发了“电缆泵送桥塞+分簇射孔、大排量、大液量、低黏滑溜水段塞式注入”分段体积压裂主体工艺，关键工具及压裂液体系也实现了国产化，性能和国外同类产品相当，大幅降低压裂成本。在此基础上，积极攻关3500 m以深页岩体积压裂技术，在多个区块取得了明显成效。

2.2.5 工厂化作业技术

由于复杂山地地形条件下的场地、道路受限，页岩气建产规模大、工序多。为提高作业效率，攻关形成了“双钻机作业、批量化钻进、标准化运作”的工厂化钻井技

术和“整体化部署、分布式压裂、拉链式作业”的工厂化压裂技术,实现了钻井压裂“工厂化布置、批量化实施、流水线作业”,钻井、压裂作业效率提高50%以上,钻前工程周期节约30%,设备安装时间减少70%,两口井间钻机整体移动时间小于等于1h,6口井平台建设周期降至约1年,压裂作业达到12h压裂2~3段的水平。

2.2.6 高效清洁开采技术

川南地区页岩气开采的同时必须保护区域环境。示范区建设过程中,围绕土地保护、地下水保护、地表水保护、工作液循环利用、固体废弃物污染防治、降低噪声影响等问题,攻关形成了页岩气清洁开采技术。通过采用平台化批量部署,节约土地资源70%以上;采用作业液回收利用技术,返排液重复利用率85%以上;表层钻进采用气体或清水钻井技术、多层套管固井封堵,有效防止了地表饮用水污染;采用钻井液不落地技术、水基钻屑无害化处理及油基钻屑常温萃取处理,防止了固体废弃物污染。多项清洁开采措施实现了资源的高效利用和绿色开发,建产区环境质量与开发前保持在相同水平。

3 川南地区页岩气中长期发展展望

川南地区页岩气地质条件与美国Haynesville页岩气田相近。Haynesville页岩气田面积 $2.3 \times 10^4 \text{ km}^2$,技术可采资源量 $(2.2 \sim 6.1) \times 10^{12} \text{ m}^3$ ^[3]。2007年12月开始钻探第1口水平井,2008年1月投产,初期产量 $7.4 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,证明该区具有商业开发价值。气田先期主要在中央核心区建产,最高投入钻机近246台,2011年页岩气产量达到 $657 \times 10^8 \text{ m}^3$,仅用5年左右的时间就成为美国最大的页岩气田,2012年达到产量高峰 $687 \times 10^8 \text{ m}^3$,2016年年产量为 $392 \times 10^8 \text{ m}^3$,居全美第3^[16]。Haynesville页岩气田的开发实践表明,页岩储集层横向分布连续、稳定,开发技术一旦突破,就可全面复制,快速形成产量规模。同时,因为页岩气早期产量递减快(Haynesville第1年产量递减率平均为72%^[17],长宁和威远大部分页岩气井压力半年内就降低到10 MPa以下,第1年递减率为60%~70%,在低压阶段($<6 \text{ MPa}$)又可以长期持续稳产,年递减率小于10%^[18]),批量的钻井工作持续稳定投入是上产的重要保障。Haynesville页岩从2012年产量开始降低,就是因为受油气价格波动影响,活跃的钻机数量减少(仅52台),新投入钻井工作减少之后产量也就明显降低^[19]。川南地区有60多口评价井和200多口生产井,生产规律逐步清晰,页岩气的主要开发制度(巷道、水平段长、水平井距等)经过优化调整后成熟定型可复制^[20],按现有的开发技术来看,川南地区第1年单井平均产页岩气($9.5 \sim$

$11.0) \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,第2年起逐年递减60%,40%,25%,15%,...,测算单井最终可采储量(EUR)为 $(0.90 \sim 1.50) \times 10^8 \text{ m}^3$,根据后期逐年计划投入的工作量,即可预测中长期川南地区页岩气发展前景。

川南地区五峰组—龙马溪组页岩气地质条件优越、埋深适中、资源丰富且落实,是大规模建产最现实的领域。经过10余年的探索、攻关和实践,3500m以浅有效开发的方法和手段成熟、定型、可复制,3500~4000m效益开发技术也获得重要进展,正在攻关4000~4500m作业技术,同时,形成了多种各具特色的页岩气作业技术和高效勘探开发模式,技术研发和管理体系不断完善,装备和队伍保障充裕,加之国家重视和地方政府的支持,川南地区页岩气大规模上产的条件已经成熟。中国石油已经开始批量投入大规模钻井工作量,川南地区页岩气的开发即将迈入与Haynesville页岩气田2008年快速上产相当的阶段。

川南地区可工作面积大,中长期具备建成年产规模 $500 \times 10^8 \text{ m}^3$ 并长期稳产的基础。根据地质评价工作和地面条件调查,扣除剥蚀泄压区附近压力系数小于1.2、古隆起或古水下高地附近优质储集层厚度小于20m以及距主要断裂400~700m区域的地质资源低丰度区,扣除城镇、风景区、保护区等地面条件不允许建产的区域,川南地区埋深小于4500m的五峰组—龙马溪组页岩气可工作面积超过 $2 \times 10^4 \text{ km}^2$,资源量超过 $10 \times 10^{12} \text{ m}^3$ 。其中,埋深3500m以浅的可工作面积为 2500 km^2 ,资源量为 $1.2 \times 10^{12} \text{ m}^3$,可以实施水平井3600口以上,可建成年产 $200 \times 10^8 \text{ m}^3$ 规模并稳产10年以上;埋深3500~4000m可工作面积约 7000 km^2 ,资源量为 $3.5 \times 10^{12} \text{ m}^3$,可实施水平井7000余口,可建成年产 $300 \times 10^8 \text{ m}^3$ 规模并稳产15年以上;埋深4000~4500m的面积超过 10000 km^2 ,资源量超过 $5 \times 10^{12} \text{ m}^3$,可以支撑年产 $300 \times 10^8 \text{ m}^3$ 规模长期稳产。其中,中国石油“十三五”后4年已经开始实施新的页岩气开发方案,落实并新增水平井近600口,集中部署在长宁—威远的核心有利区,有利面积约 1500 km^2 ,动用地质储量超过 $7000 \times 10^8 \text{ m}^3$ (见图3)。“十四五”计划新投入1600余口水平井,已经在直井(或直改平井)评价最有利的地区(泸州福集向斜、阳高寺构造,大足西山构造、长宁西双龙—罗场向斜等)计划实施三维地震,准备有利接替区块(见图3),把川南地区页岩气勘探开发的风险控制在最低。

4 结论

通过地质评价工作,证实了川南地区五峰组—龙

马溪组优质页岩大面积连续稳定分布，储集层品质好，压力系数高，资源潜力大，是目前中国页岩气勘探开发最有利的领域，优选了威远—自贡—长宁作为“十三五”的建产区，长宁西—泸州—永川—威远东—大足等区块作为“十四五”的产能接替区。

通过长宁—威远国家级页岩气示范区建设，形成了成熟、有效、可复制的页岩气勘探开发主体技术，基本掌握了页岩气水平井的产能特征和递减规律，川南地区单井最终可采储量已经提高到 $(0.75 \sim 1.50) \times 10^8 \text{ m}^3$ ，经济效益好于预期。

中国石油已经制定了川南地区页岩气中长期发展规划初步方案，在此指导下，完成了“十三五”上产的新一轮开发方案编制，预计“十三五”末达到 $100 \times 10^8 \text{ m}^3$ 以上产量规模。川南地区页岩气迎来了快速发展的良好机遇，必将为国家和地区经济社会发展做出重要贡献。

参考文献：

- [1] 曹瑞骥, 唐天福, 薛耀松, 等. 扬子区震旦纪含矿地层研究[M]. 南京: 南京大学出版社, 1989: 1-94.
- [2] 赵文智, 李建忠, 杨涛, 等. 中国南方海相页岩气成藏差异性比较与意义[J]. 石油勘探与开发, 2016, 43(4): 499-510.
- [3] HAMMES U, HAMLIN H S, EWING T E. Geologic analysis of the Upper Jurassic Haynesville shale in east Texas and west Louisiana[J]. AAPG Bulletin, 2011, 95(10): 1643-1666.
- [4] 徐向华, 王健, 李茗, 等. Appalachian 盆地页岩油气勘探开发潜力评价[J]. 资源与产业, 2014, 16(6): 62-70.
- [5] 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.
- [6] 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.
- [7] 樊隽轩, MELCHIN M J, 陈旭, 等. 华南奥陶-志留系龙马溪组黑色笔石页岩的生物地层学[J]. 中国科学: 地球科学, 2011, 42(1): 130-139.
- [8] 刘树根, 邓宾, 钟勇, 等. 四川盆地及周缘下古生界页岩气深埋藏-强改造独特地质作用[J]. 地学前缘, 2016, 23(1): 11-28.
- [9] 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): 29-36.
- [10] 吴伟, 谢军, 石学文, 等. 川东北巫溪地区五峰组—龙马溪组页岩气成藏条件与勘探前景[J]. 天然气地球科学, 2017, 28(5): 734-743.
- [11] LI Y, HE D, CHEN L, et al. Cretaceous sedimentary basins in Sichuan, SW China: Restoration of tectonic and depositional environments[J]. Cretaceous Research, 2016, 57: 50-65.
- [12] 张鉴, 王兰生, 杨跃明, 等. 四川盆地海相页岩气选区评价方法建立及应用[J]. 天然气地球科学, 2016, 27(3): 433-441.
- [13] 聂海宽, 金之钧, 马鑫, 等. 四川盆地及邻区上奥陶统五峰组—下志留统龙马溪组底部笔石带及沉积特征[J]. 石油学报, 2017, 38(2): 160-174.
- [14] 赵圣贤, 杨跃明, 张鉴, 等. 四川盆地志留统龙马溪组页岩小层划分与储层精细对比[J]. 天然气地球科学, 2016, 27(3): 470-487.
- [15] 刘乃震, 王国勇. 四川盆地威远区块页岩气甜点厘定与精准导向钻井[J]. 石油勘探与开发, 2016, 43(6): 978-985.
- [16] U. S. Energy Information Administration (EIA). Shale gas production [EB/OL]. (2016-12-14)[2017-06-20]. https://www.eia.gov/dnav/ng/ng_prod_shalegas_s1_a.htm.
- [17] 郭克强, 张宝生, HÖÖK M, 等. 美国 Haynesville 页岩气井产量递减规律[J]. 石油科学通报, 2016, 1(2): 293-305.
- [18] 张小涛, 陈满, 蒋鑫, 等. 页岩气井产能评价方法研究[J]. 天然气地球科学, 2016, 27(3): 549-553.
- [19] HUGHES J D. Energy: A reality check on the shale revolution[J]. Nature, 2013, 494(7437): 307-308.
- [20] 杨洪志, 张小涛, 陈满, 等. 四川盆地长宁区块页岩气水平井地质目标关键技术参数优化[J]. 天然气工业, 2016, 36(8): 60-65.

第一作者简介: 马新华(1962-), 男, 湖北黄冈人, 博士, 中国石油西南油气田公司教授级高级工程师, 主要从事石油天然气地质综合研究及油气勘探开发管理工作。地址: 四川省成都市, 中国石油西南油气田公司, 邮政编码: 610051。E-mail: xinhuam@petrochina.com.cn

收稿日期: 2017-06-27 修回日期: 2017-12-21

(编辑 张朝军)