

综述和评述

四川盆地南部深层海相页岩气勘探开发前景

龙胜祥^{1,2}, 冯动军^{1,2}, 李凤霞^{1,2}, 杜伟^{1,2}

(1. 中国石化页岩油气勘探开发重点实验室, 北京 100083;

2. 中国石油化工股份有限公司石油勘探开发研究院, 北京 100083)

摘要: 四川盆地页岩气已实现勘探开发重大突破, 但规模商业开发仅集中在 3 500m 以浅地区的五峰组—龙马溪组海相页岩气。近期四川盆地页岩气产量能否实现快速增长, 关键在于五峰组—龙马溪组深部地区的页岩气能否实现规模商业开发。笔者对比浅层区分析了川南深层区五峰组—龙马溪组深层页岩气地质特征, 研究认为: 五峰组—龙马溪组虽然为广阔的深水陆棚相沉积, 但川南深层区富有机质页岩厚度达 120m 以上, 而涪陵浅层区富有机质页岩厚度在 100m 左右; 2 个地区 TOC 含量及其变化规律相似, 优质页岩厚度均在 40m 左右, 但演化程度向川南深层区增加; 从涪陵浅层区往西至威远—荣县地区, 富有机质页岩硅质含量降低、钙质含量增加; 由于溶蚀孔的存在, 川南深层孔隙度略大于涪陵浅层; 深层页岩气保存条件整体好于浅层, 含气性好于浅层, 但在盆地边界断层附近和盆地内部变形较强烈局部构造上深层页岩气保存条件变差, 含气性变差。四川盆地南部深层页岩气资源潜力大, 勘探开发前景广阔。针对川南深层区页岩气有效开发面临的地质、工程技术挑战, 提出了加强小层对比评价和构造精细解释、裂缝预测、加强深层页岩气钻完井和压裂技术攻关、加强深层页岩气井高效生产管柱和配套工艺攻关等建议。

关键词: 四川盆地; 下志留统; 龙马溪组; 深层页岩气; 海相

中图分类号: TE121.1 **文献标志码:** A **文章编号:** 1672-1926(2018)04-0443-09

引用格式: Long Shengxiang, Feng Dongjun, Li Fengxia, et al. Prospect of the deep marine shale gas exploration and development in the Sichuan Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 2018, 29(4): 443-451. [龙胜祥, 冯动军, 李凤霞, 等. 四川盆地南部深层海相页岩气勘探开发前景[J]. 天然气地球科学, 2018, 29(4): 443-451.]

0 引言

四川盆地是我国页岩气勘探开发的发祥地。

2009 年以来, 中国石化和中国石油分别开始了四川盆地页岩气前景评价及勘探开发工作^[1-3]。经过 8 年的努力, 取得如下显著成果: 一是钻获焦页 1 井等一批页岩气重大发现井; 二是建成了涪陵、长宁、威远、昭通等 4 个页岩气商业开发区, 获得页岩气探明地质储量 $7\,643 \times 10^8 \text{ m}^3$, 2016 年页岩气产量 $78 \times 10^8 \text{ m}^3$ ^[4]。在良好开局之下, 人们自然关心四川盆地页岩气资源潜力与勘探开发前景, 关心下一步页岩气勘探开发方向与主要领域。

通过老井复查复试和新井专探, 证实四川盆地发育多套页岩气层系^[5], 自下而上分别是上震旦统陡山沱组、下寒武统筇竹寺组、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”)、上二叠统龙潭组、上三叠统须家河组及下侏罗统自流井组。目前中国石化和中国石油在四川盆地的页岩气勘探开发集中在五峰组—龙马溪组海相页岩气, 而且展示了 2 个现象: 一是四川盆地五峰组—龙马溪组海相页岩气普遍埋深大于 3 500m; 二是四川盆地仅在 3 500m 以浅地区实现了海相页岩气规模商业开发。

笔者认为, 近期四川盆地页岩气产量能否实现

快速增长,关键在于五峰组—龙马溪组深部地区的页岩气能否实现规模商业开发。为此,笔者从深井解剖出发,对比浅层分析了五峰组—龙马溪组深层页岩气地质特征,预测了近期勘探开发前景,分析了深层页岩气勘探开发面临的挑战,提出了有关建议。

1 川南深层区五峰组—龙马溪组一段 页岩气地质特征及勘探开发前景

所谓的深层页岩气，一般而言是指垂直埋深大于3500m的页岩气，因为在此深度以浅，工程技术基本成熟，适应勘探开发需求；而在其以深目前还存

在诸多技术难题尚未解决,未实现规模性的商业开发突破。按照这一埋深界限,从笔者编制的四川盆地及周缘下志留统底界埋深图(图1)可见,四川盆地内部绝大部分地区五峰组—龙马溪组页岩气为深层页岩气,甚至有一半的地区埋深大于4 500m,浅层主要分布在盆地边部(如涪陵地区和长宁地区等)和盆地西部的尖灭带附近(如威远地区等)。下面以川南地区(包括涪陵以西的南川、丁山等地区,下同)为例,分析深层五峰组—龙马溪组页岩气地质特征及其与位于浅层的涪陵五峰组—龙马溪组页岩气藏的差异性。

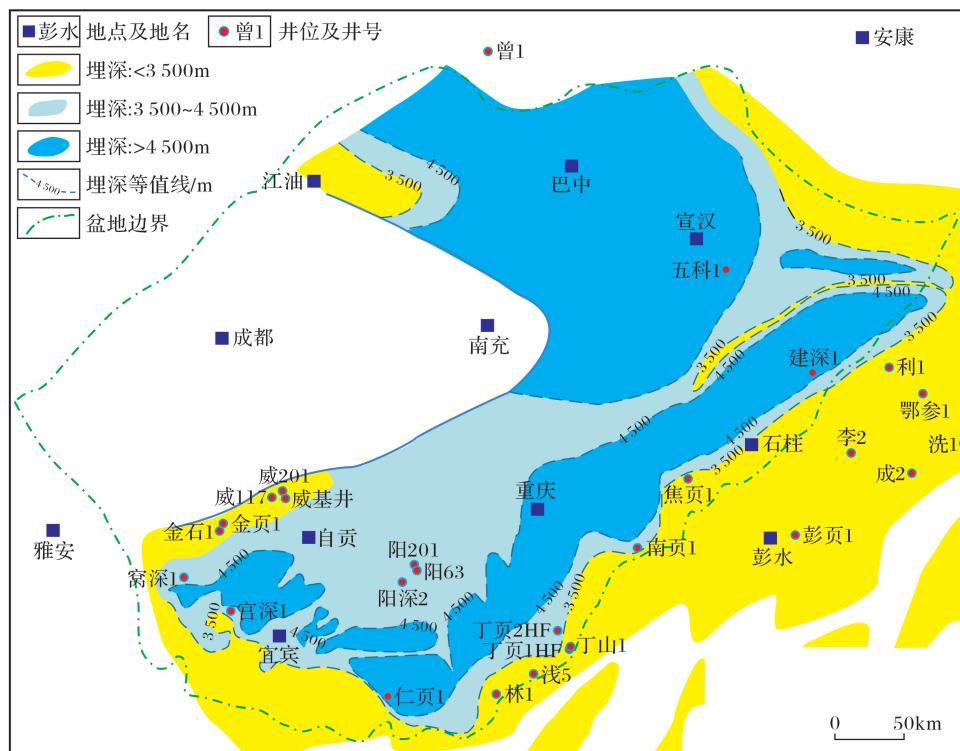


图 1 四川盆地及周缘下志留统底界埋深
Fig.1 Bottom depth of Lower Silurian in Sichuan Basin and its periphery

1.1 页岩分布特征

早奥陶世晚期—志留纪，华夏板块与扬子板块的汇聚使得四川盆地处于挤压应力环境，盆地性质为克拉通背景下继承性挤压坳陷盆地，克拉通边缘持续挤压隆升，形成“三隆夹一坳”（川中古隆起、黔中古隆起和雪峰古隆起夹持的陆内坳陷）的沉积格局^[6-8]，沉积环境为低能、欠补偿、缺氧的深水陆棚沉积，为有机质的生成和保存提供了有利的沉积环境^[9,10]。图2显示，龙门溪组沉积早期，四川盆地南部及东南部为深水陆棚相，向西、向北逐步过渡为中陆棚相和浅水陆棚相，再向西则为五峰组—龙门溪

组一段缺失区,但缺失之原因是未沉积还是后期剥蚀则无法确认,因为分布在边部的井未发现边缘相带。在此背景下,盆内深水陆棚相呈北东—南西向带状展布,并发育川南自贡—宜宾—长宁—赤水、川东南涪陵—石柱 2 个沉积中心。总体看,川南深层区五峰组—龙马溪组页岩原始沉积环境与涪陵浅层区差异不大,均为深水陆棚,但自贡—宜宾—长宁—赤水沉积中心较大,导致川南深层区富有机质页岩厚度普遍大于涪陵浅层区,前者富有机质页岩最大厚度为 120m 以上,后者富有机质页岩厚度在 100m 左右。

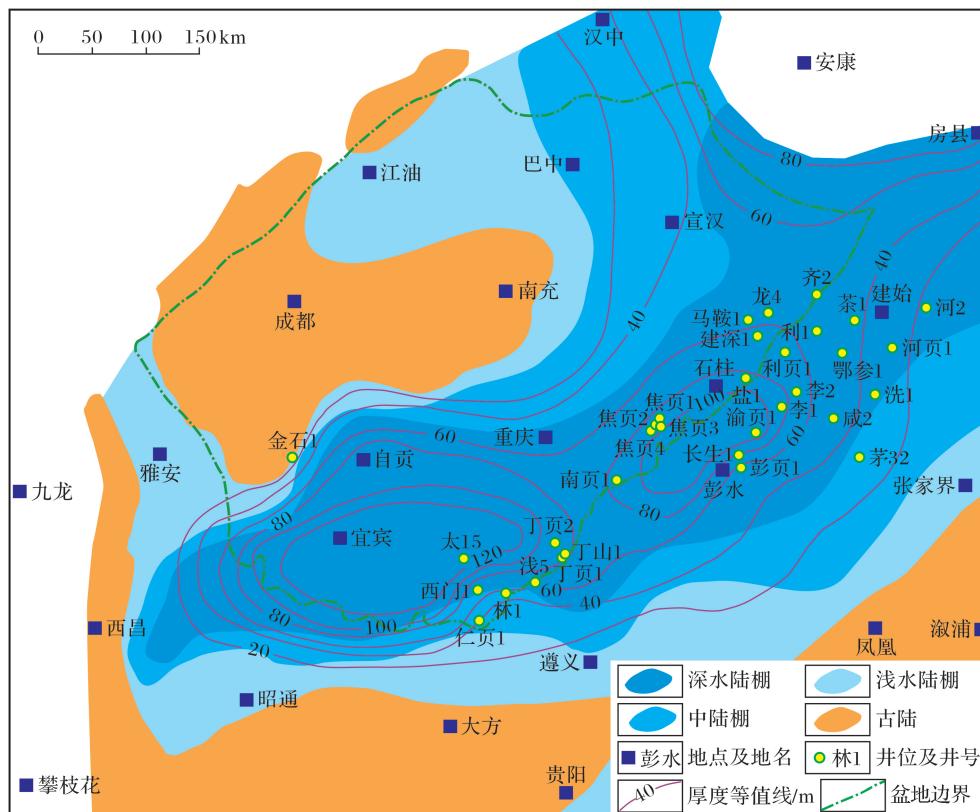


图 2 四川盆地及周缘下志留统龙马溪组底部页岩段沉积相及厚度

Fig.2 Sedimentation facies and thickness of shale of lower Longmaxi Formation in Lower Silurian in Sichuan Basin and its periphery

1.2 页岩地球化学特征

页岩的有机地球化学特征,不仅影响到页岩气的生成,而且还影响到页岩储层的物性和含气量,进而对页岩气的富集起到控制作用^[11-13]。四川盆地五峰组—龙马溪组一段富有机质页岩有机质含量变化较大,最高可达8.1%,一般介于1.0%~5.0%之间,平均为2.53%。与涪陵地区一样,深层区各井页岩中有机质丰度具有自下向上逐渐变低的特点,例如南页1井(图3),TOC含量大于2.0%的优质页岩主要分布在五峰组和龙马溪组一段底部,其中发育笔石、放射虫。由于有机质含量主要受原始沉积条件的影响,因此从有机质含量看,川南深层区与涪陵浅层区差别不大,同样的优质页岩段,焦页1井TOC平均含量为3.52%,南页1井TOC平均含量为3.17%,丁页2井TOC平均含量为3.64%,永页1井TOC平均含量为2.63%,威页29-1井TOC平均含量为2.99%,似有向威远—荣县地区稍有降低之势。但是,从优质页岩段发育情况看,川南深层区与涪陵浅层区差别不大,厚度均在40m左右。

四川盆地五峰组—龙马溪组富有机质页岩热演

化程度介于2.0%~3.5%之间,处于较为有利的热演化阶段^[14],相对而言,川南深层区为一个热演化高值区,最高值达到3.5%,比涪陵页岩气田高一些,但仍然处于较有利的热演化阶段。

1.3 脆性矿物组成

矿物组分是页岩气储层描述和评价的重要指标^[15]。Barnett页岩中的黏土矿物含量普遍小于33.3%,以硅质为主,且普遍含有碳酸盐矿物,为硅质型页岩^[16,17]。从图4可见,四川盆地深层区五峰组—龙马溪组富有机质页岩与Barnett页岩具有相似的矿物学特征,黏土矿物含量平均在35%以下。脆性矿物含量平均为65.4%,其中石英含量一般介于20%~50%之间,平均为40.4%;长石含量介于1%~16.3%之间,平均为5.2%;碳酸盐岩含量介于1%~44.0%之间,平均为10.7%;黄铁矿含量介于0.6%~10.0%之间,平均为3.3%。与涪陵浅层区相比,由于川南深层区更靠近沉积边缘,水体相对偏浅,导致川南深层区富有机质页岩矿物组分也有所不同,主要表现为:从涪陵浅层区向西,五峰组—龙马溪组一段下部优质页岩段的石英含量由涪陵地区

的50%~60%减少至威远—荣县地区一般<40%，碳酸盐含量由涪陵的10%增加至威远—荣县地区一般>20%，黏土矿物含量也有所增加。

1.4 储集物性特征

实验分析结果表明，川南深层区富有机质页岩平均孔隙度一般在5%左右，与焦页1井孔隙度(1.17%~7.98%，平均为4.61%)相近，甚至更高，分析其原因可能是：深层页岩气具有良好的保存条件，大量气体仍然保留在有机质孔隙等储集空间中，形成异常高的孔隙压力，抵御了现今上覆地层的压实作用，使页岩孔隙未被压扁和减小，孔隙度总体较高。例如丁页2HF井优质页岩埋深为4 367m，上

覆有三叠系膏岩等巨厚地层^[18]，距离盆地的边界相对较远(13km)，保存条件较好，其孔隙度平均为5.94%，而其南部不远处的丁页1HF井，虽与丁页2HF井处于同一构造上，原始沉积条件也相同，埋深仅为2 054m，现今上覆压实作用小，但由于丁页1HF井上覆地层缺失较多，加之距离盆地边界仅为5km，保存条件较差，优质页岩孔隙度平均仅为3.02%。另一个可能的原因是，富有机质页岩中碳酸盐矿物溶蚀产生次生孔，增加了孔隙度，如威远—荣县地区5口井富有机质页岩孔隙度平均为5.26%，比焦页1井高较多，推测其碳酸盐矿物含量可能高，溶蚀孔隙较多之因素。

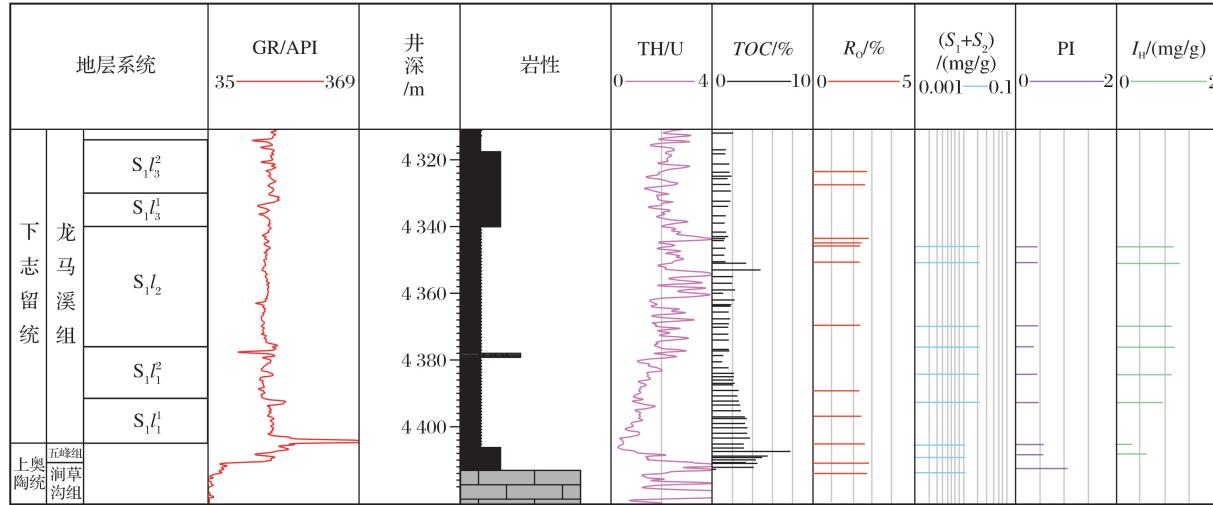


图3 南页1井上奥陶统五峰组一下志留统龙马溪组页岩地球化学剖面

Fig.3 Geochemical profile of shale from Wufeng Formation in Upper Ordovician to lower Longmaxi Formation in Lower Silurian in Well Nanye 1

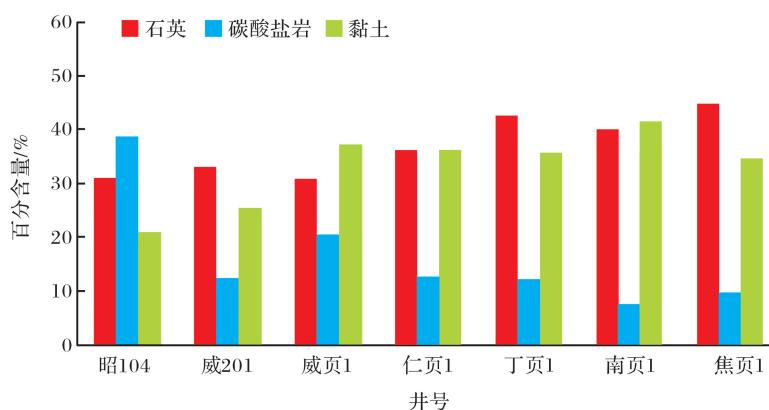


图4 四川盆地典型井五峰组—龙马溪组优质页岩段矿物含量对比

Fig.4 Shale mineral contrast map of high quality shale of Wufeng-Longmaxi Formation in typical wells of Sichuan Basin

1.5 保存条件

大量钻探实践证明，保存条件是南方地区海相页岩气资源富集的主控因素之一。四川盆地五峰

组—龙马溪组页岩气保存条件总体良好，主要是因为其上下均存在1套厚度较大、稳定分布且致密的顶板和底板。其中顶板为龙马溪组上部大套深灰

色—黑色厚层泥页岩、粉砂质泥页岩及薄层粉砂岩,厚度为170m^[19],具有比龙马溪组一段富有机质页岩更低得多的孔隙度和渗透率,在地层温度80℃左右,地层突破压力为70MPa,具有较强的封闭性能;底板为上奥陶统涧草沟组和中奥陶统宝塔组连续沉积的灰色瘤状灰岩、泥灰岩,总厚度为40m,平均孔隙度介于0.77%~1.66%之间,平均渗透率为(0.005 8~0.109 2)×10⁻³μm²,在地层温度80℃的条件下,地层突破压力介于47~52MPa之间,同样也具有较好的封闭性。这一特点在川南深层区和涪陵浅层区是相同的。而且从已钻井压力系数看,涪陵浅层区一般介于1.5~1.6之间,深层区的威远—荣县区块介于1.94~2.0之间、丁山深层井为1.8、荣昌—永川区块为1.85,推测川南深层区页岩气保存条件可能好于涪陵浅层区。

但是,在川南深层区也有局部地区保存条件较差。一是盆地边部的深层页岩气区,因为距离盆地边界断层较近,且到盆地边界为一上翘斜坡,则保存条件较差,页岩气沿上翘方向缓慢散失,导致资源丰度低,压力系数低,从而单井产量低。例如仁页1井,虽然也是深井,位于斜坡上,但距离盆地边界在5km以内,保存条件较差,页岩气易通过层理缝和盆边断层散失,因此总含气量平均为0.512m³/t,钻井中气显示差。二是盆地内部变形较强烈的局部构造,在其顶部和翼部往往发育多级次断裂和伴生的大型高角度构造裂缝,对页岩层段起到切割作用,导致局部页岩气逸散^[20],表现在页岩层压力系数相对降低,钻井中出现井漏,单井压裂测试产量偏低,这一现象在荣昌—永川区块的新店子构造带表现较为突出,钻井水平段钻遇几条断层,压裂测试产量明

显偏低。

1.6 含气性特征及页岩气勘探开发前景

川南深层区五峰组—龙马溪组富有机质页岩段在钻井过程中天然气显示丰富。从现场岩心实测总含气量看,各井五峰组—龙马溪组一段富有机质页岩含气量均表现为相似的纵向变化规律,即从底部优质页岩段实测总含气量最高,再向上则总含气量有所降低,其分布特征与TOC相似,即含气量与TOC具有明显正相关关系。从平面上看,保存条件良好的深层区页岩气井,如川南地区威页1、永页1、丁页2等井,其总现场测试含气量高,一般>3.0m³/t,明显高于中浅层区的页岩气探井,如盆内的丁页1、焦页1、威201等井和盆外的隆页1、彭页1等井(图5)。

关于川南深层区资源潜力,目前还未进行专门评价。从目前对威远—荣县区块的初步分析看,其五峰组—龙马溪组一段下部优质页岩段资源丰度接近6×10⁸m³/km²,与涪陵浅层区(约为5.4×10⁸m³/km²)基本相当;荣昌—永川五峰组—龙马溪组一段页岩气资源丰度>10×10⁸m³/km²,也与涪陵浅层区基本相当,以此推测中国石化在川南深层区矿权区块内五峰组—龙马溪组一段页岩气地质资源量不小于2×10¹²m³/km²。马新华^[21]研究认为,四川盆地优质页岩集中分布在蜀南地区下志留统龙马溪组黑色页岩中,深度介于3 500~4 000m之间,有利区面积为7 000km²、资源量为3.5×10¹²m³;深度介于4 000~4 500m之间,有利区面积为1×10⁴km²、资源量为5×10¹²m³。上述资料充分证明了四川盆地南部深层页岩气资源潜力巨大,勘探开发前景广阔。

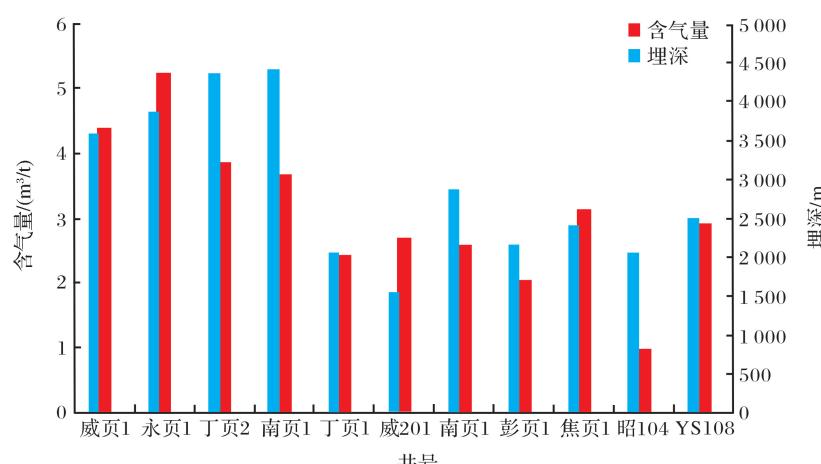


图5 四川盆地及周缘五峰组—龙马溪组实测含气量与埋深柱状图

2 川南深层区五峰组—龙马溪组一段页岩气勘探开发建议

在涪陵、长宁、威远等几个浅层页岩气田进入大规模开发后,近年来中国石化和中国石油把勘探开发的方向逐步转到深层页岩气领域,针对川南深层区页岩气的探井和评价井已在逐步增加,实施结果充分证明川南深层区五峰组—龙马溪组一段页岩气资源巨大,有利区分布广袤,但也存在测试产量差异大,其中大部分井产量低且递减很快,未达到经济开发水平之现实,如威远—荣县区块的6口页岩气井,产层深度介于3 626~3 820m之间,页岩气产量为 $(12.35\sim26.01)\times10^4\text{ m}^3/\text{d}$;荣昌—永川区块的4口页岩气井,井底垂直深度为3 626~3 820m,页岩气产量为 $(3.2\sim14.12)\times10^4\text{ m}^3/\text{d}$;丁山地区的2口深层页岩气井,井底垂直深度为4 095~4 630m,页岩气产量为 $(10.5\sim20.56)\times10^4\text{ m}^3/\text{d}$;另有其他地区深层水平井近10口,页岩气产量为 $(0.07\sim16.0)\times10^4\text{ m}^3/\text{d}$ 。通过深入研究,笔者认为,川南深层区页岩气有效勘探开发还面临一些地质、工程技术方面的挑战,需要采取如下针对性措施方能逐一解决难题,实现规模商业开发与利用。

2.1 加强小层对比评价和构造精细解释、裂缝预测

涪陵浅层区五峰组—龙马溪组一段页岩气取得效益开发的一条重要经验就是找到了长水平井的水平段穿行的最佳靶窗,而且彭勇民等^[22]统计发现,水平段在最佳靶窗(即①—③小层,或富碳高硅岩石相)内穿行长度占水平段长度50%以上时,单井测试产量一般 $>30\times10^4\text{ m}^3/\text{d}$,否则单井测试产量较低。川南深层区丁页2HF井、永页1HF井、威页1HF井优质页岩发育情况及其地质特征与焦页1HF井相当或稍好,但测试产量为 $(10.5\sim17.5)\times10^4\text{ m}^3/\text{d}$,而且试采时产量、压力下降很快,分析其原因之一即是部分水平段未穿行在最佳靶窗。尽管从宏观上看,川南深层区五峰组—龙马溪组一段页岩气地质特征具有横向差异较小和纵向相似变化之规律,但深入分析也发现内部不同区块的水平井最佳靶窗不尽相同。因此,需要针对具体的区块,加强纵向小层的细分和横向对比,开展地质、工程诸多因素的非均质性分析,综合评价地质—工程双甜点层,明确水平井穿行最佳靶窗。

由于页岩气水平井一般均是1 500m及其以上的水平段,而在威远—荣县等区块最佳靶窗仅有

5m左右,各水平井100%穿行最佳靶窗的前提是钻前水平段轨迹精准设计,而要实现这一要求,就必须针对富有机质页岩顶面、底面甚至内部某小层界面进行比常规油气藏更精细的地震构造解释,一是加密解释,特别是构造复杂区加密到1主测线×1联络线;二是时间域与深度域交互解释,把解释误差控制在比最佳靶窗还小的范围内。

另外,在盆地内部荣昌—永川等地区和盆地边部南川、丁山、赤水等地区,发育构造甚至高陡构造,各种级别断层和多尺度裂缝发育,这些构造发育带不仅破坏了保存条件,使资源丰度大大降低,而且导致页岩层起伏变化大和地应力场变化大,为水平井部署和钻进带来困难,也严重影响压裂效果。涪陵浅层区开发井实施结果显示,断层和高角度较大型裂缝不仅破坏了页岩层连续性,更在不同程度上削弱了页岩气保存条件,使穿过断裂和较大型裂缝的井发生钻进中井漏、压裂效果不佳和测试产量低、压力低;荣昌—永川地区水平段钻遇断裂的2口水平井产量均较低($7\times10^4\text{ m}^3/\text{d}$ 以下),也证明断层及其伴生裂缝发育带对水平井实施和产量具有重要影响。因此,在地震精细解释中,另一个重要任务就是:叠前、叠后多种解释相结合,精准刻画各级次断层特别是断距仅几米的小断层和精细预测高角度较大型裂缝,较准确预测应力场和压力,为优化这些地区的有利页岩气勘探开发目标、优化水平井方向、优化压裂工艺提供技术支撑。

2.2 加强深层页岩气钻完井技术攻关

川南深层区页岩气井钻井和完井遇到比涪陵浅层区更多的困难和挑战。主要表现在:①涪陵浅层区钻井开孔地层为嘉陵江组,而深层区钻井开孔地层为沙溪庙组,因此要多钻沙溪庙组—须家河组陆相地层和雷口坡组含膏盐岩地层,其中含水层多,时而发生砂泥岩掉块,增加了钻井事故几率;②深层地温高,高密度油基泥浆性能变差,维护成本高,且工具失效率增加;③深层高压,导致压裂施工压力增加,引起水平段套管变形,需要比浅层区更强抗压的套管。

在南川、丁山等深层地区,最佳靶窗宽度有10余米。但是,由于该类地区多处于高陡构造带及其邻近区域,构造起伏大,断裂发育,应立场变化大,地震预测的精度往往比涪陵页岩气田一期开发区差,故开发井的水平段不仅要设计成A、B两端点有较大高差,甚至水平段中部还要有起伏,这就导致井轨迹控制难

度大,往往最佳穿行段较短。而在威远—荣县等深层地区,虽然构造较简单,断裂及高角度构造裂缝不甚发育,地震构造解释精度较高,但由于最佳穿行窗口收窄为5m左右,同样导致井轨迹控制难度大。

因此,在深层页岩气钻完井技术攻关中,除通常要求的优化井身结构,简化工艺流程和工作量以及研制钻头、螺杆等钻井工具外,要注重陆相多含水层段的优快钻井技术和防掉块技术研究,抗高温新型钻井液研制,抗高压低成本套管优选,同时要加强水平井轨迹优化和钻井跟踪调整工作,形成一套低成本高效率高质量钻完井技术体系。

2.3 加强深层页岩气压裂技术攻关

从一些深层页岩气井的压后评估看,产量偏低、递减较快的原因除了地质因素外,压裂技术也是一大因素。

丁页2HF井:地质条件比焦页1井稍好。测试产量为 $10.5 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,试采递减较快,很快即降至 $2.0 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 。试气试采产量偏低原因除了部分水平段穿行层位偏高外,可能还有未充分压开(压裂施工压力为81~95MPa,单段平均加砂量为28.9m³,酸处理降压为5.8MPa,返排率为28.12%),总体缝宽小,裂缝导流能力小之原因。

威页1HF井:地质特征比焦页1井差一些。测试产量为 $17.5 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,但试采较快降至 $2.5 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 。试气试采产量偏低原因:脆性矿物虽也达到50%以上,但硅质含量低,有较多的碳酸盐矿物,可能导致压裂技术的不适应性;施工16段,至少有6段形成的裂缝以主裂缝为主,裂缝复杂程度不高,且与国外相比加砂量小,施工规模小。

永页1HF井:地质特征与焦页1井相近。测试产量为 $14.12 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,后试采时压力和产量均下降较快。分析认为,该井近井表现为多裂缝打开,但未能有效延伸,后期以主缝延伸为主,与威远、焦石坝地区相比,永川地区压裂缝网络复杂程度相对较低。

总体看,川南深层区页岩气储层由于其埋藏较深,温度、压力高,部分区块储层中脆性矿物组成发生变化,而且高温高压下脆性矿物向延展性方面转化,从而大大提高了压裂装备配置和压裂施工工艺难度,压裂形成的裂缝形态差异较大,普遍存在裂缝缝宽小、导流能力低的现象。

因此,在深层页岩气压裂技术攻关中,紧紧围绕提高单井产量和降低成本实现商业开发,一是要

分析已钻井水平段各段差异性,建立选段技术和不同类型段的个性化压裂方案,提高压裂工程工艺的针对性和有效性;二是研究深层高压、高应力差压裂工艺,优化分段及射孔参数、优化压裂泵注程序和连续铺砂设计,尝试暂堵转向、CO₂前置造缝等新工艺增加裂缝复杂程度;研制比3000型更高的小型化大功率压裂车、廉价易钻或不钻桥塞等工具、廉价环保功能性压裂液与支撑剂,降低平台建设面积和压裂成本。

2.4 加强深层页岩气井高效生产管柱及配套工艺研究

围绕提高深层页岩气单井产量和降低成本,加强页岩气井弯曲井筒流态转变及携液规律研究;开展多尺寸管柱组合模式分析及管柱结构优化设计;加大多尺寸管柱及关键工具研制,以及管柱下入工艺及生产管理监控技术研究;优化井口装置和集输系统。

3 结论

(1)川南深层区五峰组—龙马溪组一段在优质页岩厚度、TOC、演化程度、物性、含气性等资源因素方面与涪陵等浅层区基本相同,大量钻井已证实其页岩气资源丰富,勘探开发前景广阔。但是,川南深层区五峰组—龙马溪组一段在最佳靶窗有所变窄、脆性矿物组分变得复杂、埋深增加导致高温高压、钻井多出大套沙溪庙组—须家河组陆相地层和雷口坡组含膏盐地层等工程方面与涪陵浅层区有所不同或变差的地层,对深层页岩气勘探开发提出了新的难题和挑战。

(2)加强地质非均质性研究和地震资料精细解释,加强深层页岩气钻完井技术、压裂改造技术攻关,加强低成本高效率采气技术研究,是实现川南深层区五峰组—龙马溪组一段页岩气高效勘探开发的关键。

致谢:本文引用了中国石化勘探分公司、西南油气分公司和江汉油田分公司的大量资料,在此一并致谢!

参考文献(References)

- [1] Li Yuxi, Nie Haikuan, Long Pengyu. Development characteristics of organic-rich shale and strategic selection of shale gas exploration area in China[J]. Natural Gas Industry, 2009, 29(12):115-118.

李玉喜,聂海宽,龙鹏宇.我国富含有机质泥页岩发育特点与

- 页岩气战略选区[J].天然气工业,2009,29(12):115-118.
- [2] Li Jianzhong, Dong Dazhong, Chen Gengsheng, et al. Prospects and strategic position of shale gas resources in China[J]. Natural Gas Industry, 2009, 29(5): 11-16.
- 李建忠,董大忠,陈更生,等.中国页岩气资源前景与战略地位[J].天然气工业,2009,29(5):11-16.
- [3] Zhang Dawei. Main solution ways to speed up shale gas exploration and development in China[J]. Natural Gas Industry, 2011, 31(5): 1-5.
- 张大伟.加快中国页岩气勘探开发和利用的主要路径[J].天然气工业,2011,31(5):1-5.
- [4] Liu Ruobing. Typical features of the first giant shale gas field in China[J]. Natural Gas Geoscience, 2015, 26(8): 1488-1498. 刘若冰.中国首个大型页岩气田典型特征[J].天然气地球科学,2015,26(8):1488-1498.
- [5] Zhu Guangyou, Zhang Shuichang, Liang Yingbo, et al. The characteristics of natural gas in Sichuan Basin and its sources [J]. Earth Science Frontiers, 2006, 13(2): 234-248.
- 朱光有,张水昌,梁英波,等.四川盆地天然气特征及气源[J].地学前缘,2006,13(2):234-248.
- [6] Zhang Jinchuan, Nie Haikuan, Xu Bo, et al. Geological condition of shale gas accumulation in Sichuan Basin[J]. Natural Gas Industry, 2008, 28(2): 151-156.
- 张金川,聂海宽,徐波,等.四川盆地页岩气成藏地质条件[J].天然气工业,2008,28(2):151-156.
- [7] Long Pengyu, Zhang Jinchuan, Li Yuxi, et al. Reservoir-forming conditions and strategic select favorable area of shale gas in the Lower Paleozoic of Chongqing and its adjacent areas [J]. Earth Science Frontiers, 2012, 19(2): 221-233.
- 龙鹏宇,张金川,李玉喜,等.重庆及其周缘地区下古生界页岩气成藏条件及有利区预测[J].地学前缘,2012,19(2):221-233.
- [8] Li Shuangjian, Xiao Kaihua, Wo Yujin, et al. Developmental controlling factors of Upper Ordovician-Lower Silurian high quality source rocks in marine sequence[J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2008, 26(5): 872-880.
- 李双建,肖开华,沃玉进,等.南方海相上奥陶统一下志留统优质烃源岩发育的控制因素[J].沉积学报,2008,26(5):872-880.
- [9] Wang Yuman, Dong Dazhong, Li Xinjing, et al. Stratigraphic sequence and sedimentary characteristic of Lower Silurian Longmaxi Formation in Sichuan Basin and its peripheral areas [J]. Natural Gas Industry, 2015, 35(3): 12-21.
- 王玉满,董大忠,李新景,等.四川盆地及其周缘下志留统龙马溪组层序与沉积特征[J].天然气工业,2015,35(3):12-21.
- [10] Zhang Xiaolong, Li Yanfang, Lv Haigang, et al. Relationship between organic matter characteristics and depositional environment in the Silurian Longmaxi Formation in Sichuan Basin [J]. Journal of China Coal Society, 2013, 38(5): 851-856.
- 张小龙,李艳芳,吕海刚,等.四川盆地志留系龙马溪组有机质特征与沉积环境的关系[J].煤炭学报,2013,38(5):851-856.
- [11] Nie Haikuan, Tang Xuan, Bian Ruikang. Controlling factors for shale gas accumulation and prediction of potential development area in shale gas reservoir of south China[J]. Acta Petrolei Sinica, 2009, 30(4): 484-491.
- 聂海宽,唐玄,边瑞康.页岩气成藏控制因素及中国南方页岩气发育有利区预测[J].石油学报,2009,30(4):484-491.
- [12] Li Yanfang, Shao Deyong, Lv Haigang, et al. A relationship between elemental geochemical characteristics and organic matter enrichment in marine shale of Wufeng Formation-Longmaxi Formation, Sichuan Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 2015, 36(12): 1470-1483.
- 李艳芳,邵德勇,吕海刚,等.四川盆地五峰组—龙马溪组海相页岩元素地球化学特征与有机质富集的关系[J].石油学报,2015,36(12):1470-1483.
- [13] Gao Bo. Geochemical characteristics of shale gas from Lower Silurian Longmaxi Formation in the Sichuan Basin and its geological significance[J]. Natural Gas Geoscience, 2015, 26(6): 1173-1182.
- 高波.四川盆地龙马溪组页岩气地球化学特征及其地质意义[J].天然气地球科学,2015,26(6):1173-1182.
- [14] Guo Xusheng, Li Yuping, Liu Ruobin, et al. Characteristics and controlling factors of micro-pore structures of Longmaxi shale play in the Jiaoshiba area, Sichuan Basin[J]. Natural Gas Industry, 2014, 34(6): 9-16.
- 郭旭升,李宇平,刘若冰,等.四川盆地焦石坝地区龙马溪组页岩微观孔隙结构特征及其控制因素[J].天然气工业,2014,34(6):9-16.
- [15] Wang Xiuping, Mou Chuanlong, Ge Xiangying, et al. Mineral component characteristics and evaluation of black rock series of Longmaxi Formation in Southern Sichuan and its periphery [J]. Acta Petrolei Sinica, 2015, 36(2): 150-162.
- 王秀平,牟传龙,葛详英,等.川南及邻区龙马溪组黑色岩系矿物组分特征及评价[J].石油学报,2015,36(2):150-162.
- [16] Loucks R G, Ruppel S C. Mississippian Barnett shale: lithofacies and deposition setting of a deep-water shale-gas succession in the Fort Worth Basin, Texas[J]. AAPG Bulletin, 2007, 91(4): 579-601.
- [17] Loucks R G, Reed R M, Ruppel S C, et al. Morphology, genesis, and distribution of nanometer-scale porosities in siliceous mudstones of the Mississippian Barnett shale[J]. Journal of Sedimentary Research, 2009, 79: 848-861.
- [18] Zhu Zhen, Yin Hongwei, Jia Dong, et al. Impact of gypsum on the preservation and exploration prospect of shale gas in Sichuan Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 2015, 26(8): 1472-1480.
- 朱臻,尹宏伟,贾东,等.四川盆地膏盐岩层对页岩气保存及勘探前景的影响[J].天然气地球科学,2015,26(8):1472-1480.
- [19] Hu Dongfeng, Zhang Hanrong, Ni Kai, et al. Main controlling factors for gas preservation conditions of marine shales in southeastern margins of the Sichuan Basin[J]. Natural Gas Industry, 2014, 34(6): 17-23.

- 胡东风,张汉荣,倪楷,等.四川盆地东南缘海相页岩气保存条件及其主控因素[J].天然气工业,2014,34(6):17-23.
- [20] Tang Guangji, Li Yu, Wang Kaiming, et al. Comprehensive evaluation of effective preservation zone of Longmaxi Formation shale gas in the southeast Sichuan Basin[J]. Natural Gas Industry, 2015, 35(5): 15-23.
汤济广,李豫,汪凯明,等.四川盆地东南地区龙马溪组页岩气有效保存区综合评价[J].天然气工业,2015,35(5):15-23.
- [21] Ma Xinhua. A golden era for natural gas development in the Sichuan Basin[J]. Natural Gas Industry, 2017, 37(2): 1-10.
马新华.四川盆地天然气发展进入黄金时代[J].天然气工业,2017,37(2):1-10.
- [22] Peng Yongmin, Long Shengxiang, Hu Zongquan, et al. Calibration method of shale petrological facies and its application in Fuling area, the Sichuan Basin[J]. Oil and Gas Geology, 2016, 37(6): 964-970.
彭勇民,龙胜祥,胡宗全,等.四川盆地涪陵地区页岩岩石相标定方法与应用[J].石油与天然气地质,2016,37(6):964-970.

Prospect of the deep marine shale gas exploration and development in the Sichuan Basin

Long Sheng-xiang^{1,2}, Feng Dong-jun^{1,2}, Li Feng-xia^{1,2}, Du Wei^{1,2}

(1.SINOPEC Key Laboratory of Shale Oil/Gas Exploration and Production Technology, Beijing 100083, China;
2.Petroleum Exploration and Production Research Institute, SINOPEC, Beijing 100083, China)

Abstract: Shale gas exploration and development in Sichuan Basin had achieved a major breakthrough. But business development focused only on marine shale gas in shallow layers (vertical depth < 3 500m) of Wufeng Formation-Longmaxi Formation. Therefore, business development of deep shale gas (vertical depth > 3 500m) in Wufeng Formation-Longmaxi Formation is the key to the rapid growth of shale gas production in the Sichuan Basin. In the literature, authors analyzed the geological characteristics of deep shale gas of Wufeng Formation-Longmaxi Formation in southern Sichuan Basin through particular dissection and analysis of deep wells, comparing with the shallow layers. The thickness of organic-rich shale in deep region of southern Sichuan Basin is more than 120m, which is larger than that of shallow layers in Fuling. The vertical TOC change is the same, and the thickness of high quality shale is about 40m in the two regions, but R_o is higher in the deep region of southern Sichuan Basin. The calcareous content of the organic shale increases, and the silicon content decreases from Fuling gas field to the deep region in southern Sichuan Basin. Research shows that the shales in Wufeng Formation-Longmaxi Formation of the southern Sichuan Basin from deep to shallow layers do not have so much differences in depositional environment, lithology, TOC, etc. There are four major differences: the porosity of shale in deep region of Southern Sichuan Basin is higher than that in Fulin because of denudation pore. The gas-bearing properties is better in deep region of southern Sichuan Basin with better preservation condition than that of shallow region in the Fuling gas field, but the gas-bearing property is worse in the local region with stronger structure deformation and the basin boundary fault zone. The shale gas resource in the deep region of southern Sichuan Basin is great and has wide prospects for exploration and development. In order to make breakthrough in deep shale gas commercial development as soon as possible, the authors propose the follow works as: strengthening evaluation of small layer contrasting, fine structure explanation, fracture prediction; strengthening research of drilling and fracturing technology for deep shale gas; strengthening research of the wells column and supporting technology for efficient production of shale gas.

Key words: Sichuan Basin; Lower Silurian; Longmaxi Formation; Deep shale gas; Marine facies