

川东南盆缘复杂构造区綦江页岩气田的发现与启示

胡东风,魏志红,刘若冰,魏祥峰,王威,王庆波

(中国石化勘探分公司,四川成都610041)

摘要:涪陵页岩气田发现以后页岩气勘探开始向川东南盆缘复杂构造区拓展,在复杂构造区发现了綦江页岩气。研究表明:①綦江页岩气田的地质特征总体上与涪陵页岩气田相似,表现为高总有机碳含量(平均2.62%)、高孔隙度(平均4.53%)和高含气量(平均5.43 m³/t),为典型的自生自储式连续型干气藏,其地表和地下条件均很复杂,埋藏深度跨度大,属于中深层-深层,气藏中深3 354 m;地温梯度偏低,平均为2.99 °C/100 m;地层压力系数0.98~1.98,平均1.50,从常压到超高压都有分布;②建立了盆缘复杂构造区“大断裂带主体控制、深埋区富集”的盆缘鼻状断背斜页岩气富集模式,提出了“优质页岩发育、流体压力高、微裂缝发育、地应力低”是“甜点”目标评价的关键要素;③建立了适用的深层页岩气“甜点”预测和复杂缝网体积压裂技术,为綦江页岩气田高产稳产提供了坚强的保障。2022年11月首期已提交丁山区块五峰组-龙马溪组页岩气探明地质储量1 459.68×10⁸ m³。

关键词:发现历程;气藏特征;五峰组-龙马溪组;綦江页岩气田;盆缘;川东南地区

中图分类号:TE122.3

文献标识码:A

Discovery of the Qijiang shale gas field in a structurally complex region on the southeastern margin of the Sichuan Basin and its implications

HU Dongfeng, WEI Zhihong, LIU Ruobing, WEI Xiangfeng, WANG Wei, WANG Qingbo

(Exploration Company, SINOPEC, Chengdu, Sichuan 610041, China)

Abstract: Following the discovery of the Fuling shale gas field, shale gas exploration in the Sichuan Basin has expanded into the structurally complex region on its southeastern margin, where the Qijiang shale gas field has been discovered. The findings achieved in the study are as follows. (1) The Qijiang shale gas field is generally similar to the Fuling shale gas field in terms of geological features, as shown with high total organic carbon (TOC) content (average: 2.62%), high porosity (average: 4.53%), and high gas content (average: 5.43 m³/t). It is a typical self-sourced dry gas reservoir of continuity. Furthermore, the Qijiang shale gas field exhibits complex surface and subsurface conditions, including a large burial depth range involving moderately deep to deep layers with a medium depth of 3 354 m, low geothermal gradients (average: 2.99 °C/100 m), and extensive formation pressure coefficient in a range of 0.98 to 1.98 (average: 1.50) spanning normal to ultra-high pressure. (2) A shale gas enrichment model for basin-margin nose-like faulted anticlines in the structurally complex region is established featuring enrichment at deep burial areas as controlled by major fault zone, and this specifies that the shale gas enrichment in the anticlines, the critical features of shale gas sweet spots encompass high-quality shale, high fluid pressure, well-developed microfractures, and low in-situ stress. (3) Technologies applicable to deep shale gas reservoirs are developed, including sweet spot prediction technology and volume fracturing to form intricate fracture networks, providing a firm guarantee for high, stable gas flow in the Qijiang shale gas field. In November 2022, estimated shale gas in-place of 1 459.68×10⁸ m³ from the Wufeng-Longmaxi formations in the Dingshan block was booked for the first time.

Key words: discovery process, gas reservoir characteristics, Wufeng-Longmaxi formations, Qijiang shale gas field, basin margin, southeastern Sichuan Basin

收稿日期:2023-06-25;修回日期:2023-08-17。

第一作者简介:胡东风(1964—),男,博士、教授级高级工程师,油气田勘探综合研究与技术管理。E-mail: hudf. knf@sinopec. com。

基金项目:国家自然科学基金企业创新发展联合项目(U19B6003-03)。

引用格式:胡东风,魏志红,刘若冰,等. 川东南盆缘复杂构造区綦江页岩气田的发现与启示[J]. 石油与天然气地质,2023,44(6):1418-1429. DOI: 10. 11743/ogg20230607.

HU Dongfeng, WEI Zhihong, LIU Ruobing, et al. Discovery of the Qijiang shale gas field in a structurally complex region on the southeastern margin of the Sichuan Basin and its implications[J]. Oil & Gas Geology, 2023, 44(6): 1418-1429. DOI: 10. 11743/ogg20230607.

2012年中国石化JY1井试获 $20.3 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 工业气流,发现了中国首个具备商业性开发条件的大型页岩气田——涪陵页岩气田^[1],使中国成为北美之外第一个实现页岩气规模化开发的国家。截至2023年6月,该气田已累计提交页岩气探明地质储量近 $9\,000 \times 10^8 \text{ m}^3$,累产气 $532 \times 10^8 \text{ m}^3$,创造了中国页岩气田累产新纪录。中国石化探索形成了南方海相页岩气“二元富集”理论及配套工程、工艺技术系列,为后续页岩气田的发现奠定了良好的理论和技术基础^[2-4]。经过十余年的探索和实践,中国在页岩气地质理论、工程、工艺技术等方面取得了长足进步,已在四川盆地及周缘发现了8个页岩气田^[5-9],累计提交页岩气探明地质储量 $2.95 \times 10^{12} \text{ m}^3$ 。

四川盆地海相龙马溪组页岩气地质条件优越,页岩品质总体较好。但在涪陵页岩气田之外的川东南盆

缘勘探区域,地质条件十分复杂,深层页岩气(埋深 $>3\,500 \text{ m}$)勘探更是面临着巨大的工程工艺技术难题,勘探成效差异较大,规模化效益开发非常困难^[10-14]。经过坚持不懈的探索以及地质理论的创新和工程、工艺技术的进步,实现了綦江页岩气田的发现。本文详细介绍了綦江页岩气田的基本特征、富集规律以及勘探关键技术,总结了气田发现的启示,以期为中国构造复杂区深层页岩气勘探开发提供借鉴。

1 勘探与发现历程

綦江页岩气田在地理上位于重庆市綦江区和贵州省遵义市习水县,距涪陵页岩气田焦石坝区块约150 km,构造上位于四川盆地盆缘川东高陡构造带丁山区块^[15](图1),为一个向盆内伸展的大型鼻状构造,

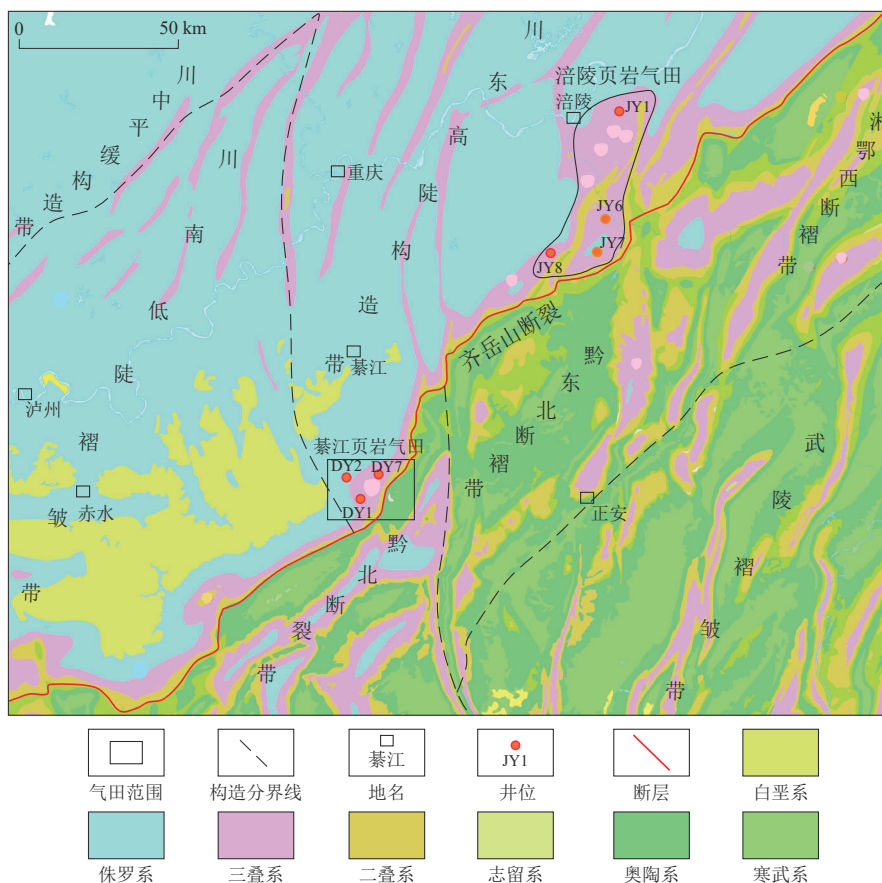


图1 綦江页岩气田构造位置

Fig. 1 Tectonic location map of the Qijiang shale gas field

与控盆断裂——齐岳山断裂呈“断洼”接触关系,其核部及东翼整体较为平缓(地层倾角 $<10^{\circ}$),西翼地层相对较陡(地层倾角 $10^{\circ}\sim 20^{\circ}$)。区内五峰组-龙马溪组含气泥页岩层段总有机碳含量(TOC) $\geq 1\%$,厚度为80~90 m,优质页岩气层段($TOC\geq 2\%$)厚度为30~35 m; TOC 平均为2.62%,镜质体反射率(R_o)为2.31%,孔隙度平均为4.53%,总含气量平均为5.43 m³/t;埋深介于1 900~6 000 m,主体部分埋深大于3 500 m(表1;图2),属于中深层-深层气藏;地温梯度偏低,平均为29.9℃/km,气藏地层压力系数介于0.98~1.98,从常压到超高压均有分布;采出气体成分以甲烷为主,含量97.99%~98.54%,不含硫化氢,为典型的自生自储连续型优质干气藏。

綦江页岩气田丁山区块的勘探发现历程可以划分为勘探发现、主体控制和整体探明3个重要阶段。

1.1 勘探发现阶段

2012年涪陵页岩气田发现以后,中国石化随即开始了对矿权区内五峰组-龙马溪组泥页岩的整体评价,通过老资料复查和深化对深层优质页岩展布和现

今构造特征的认识,明确了丁山和东溪区块等为钻探的有利目标。2013年,基于二维地震资料开展了丁山区块页岩气综合解释与目标评价,部署“一浅一深”2口探井(DY1HF井和DY2HF井)。

DY2HF井首先取得突破,该井导眼井完钻井深4 418.00 m,钻遇五峰组-龙马溪组一段泥页岩厚度82.00 m。侧钻水平井2013年9月2日完钻,完钻井深5 700.00 m(斜深),垂深4 417.36 m,水平段长1 034.23 m。2013年10月15日至12月9日分12段进行大型水力压裂,测试获得页岩气产量 10.42×10^4 m³/d,取得中国埋深大于4 000 m深层页岩气的首个勘探突破^[14]。随后部署了DY1HF井,于2014年6月11日测试获得页岩气产量 3.43×10^4 m³/d。DY1HF井和DY2HF井的钻探结果揭示了綦江地区中深层-深层页岩气储层厚度大,稳定连续分布,整体含气,也标志着綦江页岩气田的发现。

1.2 主体控制阶段

DY1HF井和DY2HF井探井的实施,揭示了丁山构造整体含气,而DY2HF井更是首次揭示了埋深超过

表1 綦江页岩气田基本参数
Table 1 Basic parameters of the Qijiang shale gas field

气田名称		气藏类型		页岩气藏	
地理位置	重庆市綦江区和贵州省遵义市习水县			发现井	DY2井(2013年)
构造特征	主体区构造相对平缓,断裂不太发育			发现井产量/(m³/d)	测试流量 10.42×10 ⁴
发现依据	利用中国南方海相页岩气“二元富集”规律认识,开展川东南五峰组-龙马溪组页岩气的整体评价和目标优选,发展和完善了海相页岩气富集规律认识,攻关深层页岩气关键工程工艺技术,发现了綦江页岩气田			页岩气探明地质储量/m³	1 459.68×10 ⁸ (2022年)
				含气面积/km²	177.58
				储量丰度/(m³/km²)	1.40×10 ⁸
页岩气层特征				首期探明储量含气范围内气藏特征	
页岩气层位	五峰组-龙马溪组一段			分布特征	纵向上连续,中间无隔层,平面上大面积层状分布
岩性	灰黑色含放射虫炭质笔石页岩、含炭含粉砂泥岩、含炭质笔石页岩、含粉砂泥岩			含气高度/m	1 950
页岩气层厚度/m	80~90			气藏中部深度埋深/m	3 354
TOC/%	1.05~6.67,平均值2.62			气藏中部深度压力/MPa	49.35
干酪根类型	Ⅰ型,Ⅱ型			气藏压力系数	0.98~1.98,平均1.50
热演化程度(R _a)/%	2.08~2.56,平均值2.31				
孔隙度/%	2.10~8.80,平均值4.53			地温梯度/(℃/km)	25.1~31.3
渗透率/(10 ⁻³ μm²)	0.000 1~9.850 0,几何平均值0.018 0				
黏土矿物含量/%	28.2~55.8,平均值39.9			天然气组分含量/%	以甲烷为主,含量97.99~98.54;低含二氧化碳,含量0.37~0.69;不含硫化氢
总含气量/(m³/t)	2.82~12.06,平均值5.43			天然气类型	过成熟干气
含气饱和度/%	66.8~74.4,平均值67.7			天然气来源	五峰组-龙马溪组一段

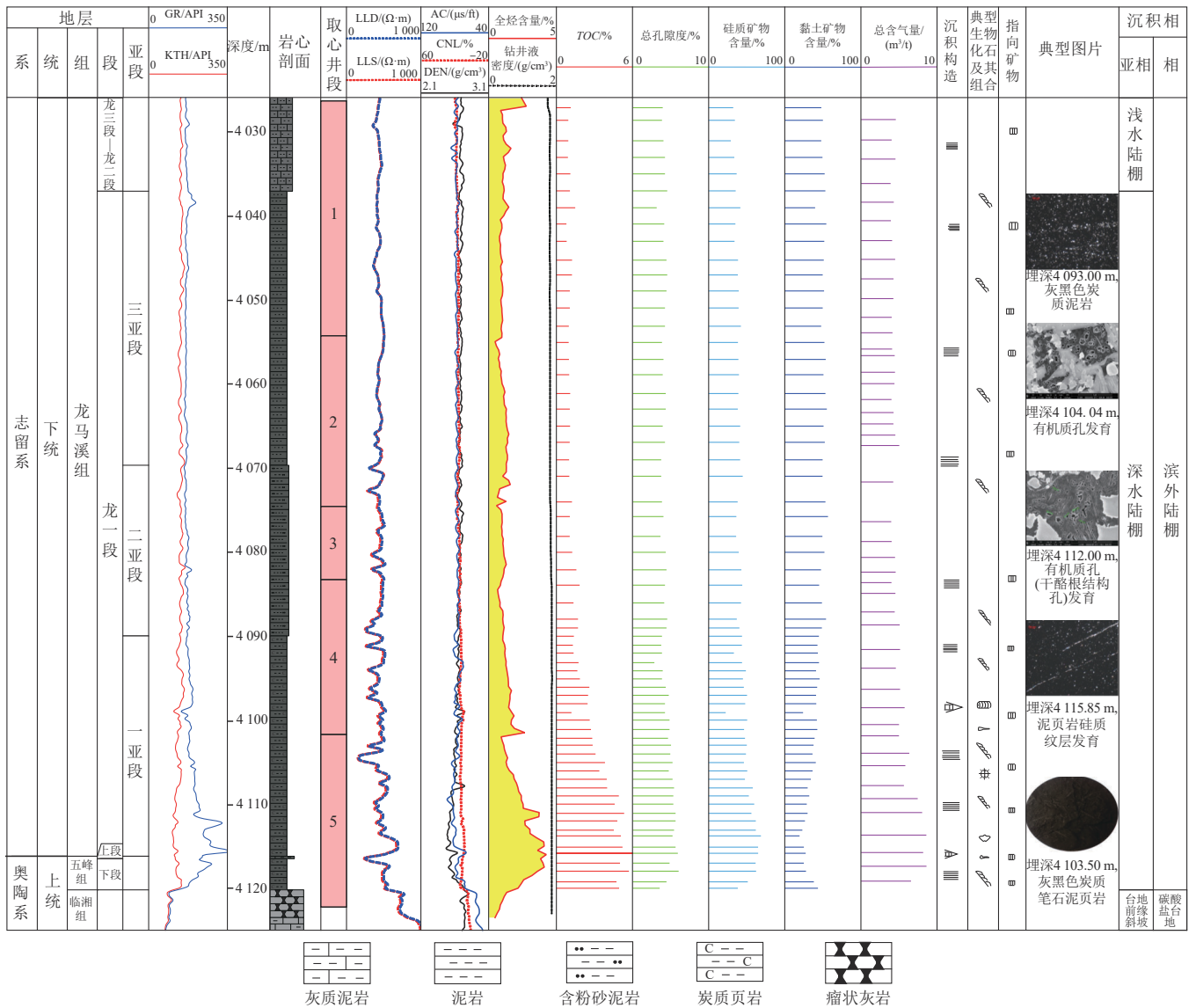


图2 綦江页岩气田DY7井五峰组—龙马溪组综合柱状图

Fig. 2 Composite stratigraphic column of the Wufeng-Longmaxi formations in well DY7, Qijiang shale gas field

4 000 m的深层页岩气储层具有“高流体压力、高孔隙度、高含气量”的特征。但与此同时,人们也发现,深层页岩气富集规律更加复杂,“甜点”关键参数预测难度加大,特别是在高温高压条件下深层页岩储层的压裂改造更是面临极大的挑战。

为加快深层页岩气关键理论、技术的研发和应用步伐,尽快实现效益勘探开发,中国石化设立了首个深层页岩气(丁山—东溪)攻关试验区。2015年,在部署实施405.22 km²三维地震采集的基础上,开展了新一轮的地质工程“双甜点”精细评价,并部署了DY3、DY4和DY5井,其中DY4和DY5井在埋深4 000 m左右率先探索利用“单段2~4簇、大排量、前置胶液+高黏滑溜水+后置胶液”的深层页岩气压裂工程、工艺技术,分别测试获得页岩气产量 20.56×10^4 m³/d和 $16.33 \times$

10^4 m³/d,实现了丁山区块“甜点区”的主体控制。

1.3 整体探明阶段

2019—2022年,在邻区DYS1、DYS2和XY1等多口探井试获 $(31.18 \sim 53.19) \times 10^4$ m³/d中—高产页岩气流。为整体控制丁山页岩气富气带,持续完善深层页岩气压裂工程、工艺技术,先后部署实施了DY7、DY8、DY9和DY10共4口探井,测试获得 $(10.33 \sim 42.83) \times 10^4$ m³/d中—高产工业气流^[5],进一步揭示丁山构造深层页岩储层具有“大面积超压连片含气”特征。

在开展勘探评价的同时,优选DY3平台6口井开展井组试验,其中DY3-1HF井和DY3-4井在压力系数1.08的常压区,测试分别获得页岩气产量 16.11×10^4 m³/d和 21.31×10^4 m³/d,对比早期探井效果提升明

显;在与DY2井同平台部署的DY2-1井利用了新的压裂工程工艺,其测试产量达到了 $55.20 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,这个数值是目前丁山区块内最高的测试产量;2022年11月,綦江页岩气田上交第一期探明地质储量 $1\,459.68 \times 10^8 \text{ m}^3$,成为中国石化在四川盆地发现的第三个超千亿方的页岩气田。

2 主要地质条件综合评价及页岩气富集规律

綦江页岩气田丁山构造为一个向盆内伸展的大型鼻状构造,地表和地下地质条件都较复杂。就地表条件而言,所在区域为典型南方山地、丘陵地形,地表起伏大,地面海拔 $500 \sim 1\,200 \text{ m}$,而地下条件来看,紧邻齐岳山断裂,受强烈构造运动改造,在埋深、地层压力系数和地应力等方面存在差异性。

2.1 地质条件综合评价

晚奥陶世—早志留世,四川盆地川东南地区为浅水—深水陆棚沉积环境,区域上沉积了一套较大厚度的暗色富有机质泥页岩^[1,4-5]。綦江页岩气田丁山区块优质页岩主要发育在底部,页岩品质优、孔隙度高、含气性好。以DY7井为例(图2),该井优质页岩气层厚 30.2 m , TOC 介于 $1.14\% \sim 6.28\%$,平均为 3.46% ;脆性矿物含量介于 $54.90\% \sim 81.40\%$,平均为 65.26% ,以硅质矿物为主,平均占 50.50% ;孔隙度介于 $2.80\% \sim 6.01\%$,平均为 4.72% ;总含气量介于 $4.52 \sim 8.57 \text{ m}^3/\text{t}$,平均 $6.34 \text{ m}^3/\text{t}$,地层压力系数 1.97 。纵向上,由底到顶的 TOC 、硅质矿物含量、总含气量和孔隙度均呈现出逐步减小的趋势,孔隙度与硅质含量、压力系数之间具有良好的正相关关系,这进一步揭示了“石英抗压保孔”和“储层流体超压”联合作用,是深层页岩孔隙发育和保持的关键^[5,16-17]。

从平面上来看,綦江页岩气田丁山区块整体处于深水陆棚相区,页岩储层整体埋藏深、跨度大,埋深介于 $1\,900 \sim 6\,000 \text{ m}$ (图3a);富有机质页岩($TOC > 1.00\%$)厚度分布范围为 $55.1 \sim 69.5 \text{ m}$ (图4b); TOC 主要介于 $1.05\% \sim 6.67\%$,平均为 2.62% ;孔隙度介于 $2.10\% \sim 8.80\%$,平均为 4.53% ;总含气量介于 $2.82 \sim 12.06 \text{ m}^3/\text{t}$,平均为 $5.43 \text{ m}^3/\text{t}$ (图3c);气藏地层压力系数介于 $0.98 \sim 1.98$,分布范围大,从常压到高压甚至超高压均有分布(图3d,4)。埋深大于 $4\,000 \text{ m}$ 的页岩储层整体仍具有高压、高孔和高含气量特征,这就表明深层页岩气具有良好的成藏物质基础,具备富集高产的

基本地质条件。最大水平主应力方向为近东西向,最大水平主应力值范围为 $72.00 \sim 135.16 \text{ MPa}$,最小水平主应力值范围为 $62.00 \sim 107.89 \text{ MPa}$,其中埋深大于 $4\,000 \text{ m}$ 的页岩储层最小水平主应力高($90.00 \sim 105.00 \text{ MPa}$)、应力差大($15.00 \sim 28.00 \text{ MPa}$)(图5)。研究表明,现今地应力主要受埋深、现今区域应力、古地应力及断裂等诸多因素的影响,随埋深增大,地应力总体变大,不同地区、不同构造两向应力差和地应力梯度差异大,受现今区域应力影响,远离大型控盆断裂地应力梯度低,受构造样式及变形强弱影响,在同等埋深条件下,宽缓构造应力差及应力梯度相对较小。

2.2 页岩气富集模式

压力系数在一定程度上可以指示保存条件的优劣,而良好的保存条件,有利于页岩气的富集^[18-21]。构造与保存条件是綦江气田页岩气富集的主要影响因素,不同构造位置和埋深的页岩气储层含气性差异大。綦江气田为受川东南盆缘齐岳山断裂带控制的“大型鼻状构造”内的页岩气富集区,齐岳山断裂及其前缘多条分支断层同时发生了多级逆冲,构造变形强度由南东向北西方向逐渐变弱。在距离齐岳山断裂较近、页岩气层埋藏较浅的地区(如DY1井区),高角度裂缝和小断层较为发育,为页岩气垂向逸散创造了条件,此外在抬升过程中顺层页理缝逐渐开启,渗透率增加,突破压力降低,页岩气横向逸散增强,因此这里页岩的含气性受到了一定程度的影响。然而页岩储层仍然保持了一定的封闭能力,总体表现为常压^[5,15,22-25]。在向盆内远离齐岳山断裂带的区域,页岩储层埋深增加(如DY2, DY5和DY7井),构造变形明显减弱,页岩气滞留富集,表现为高压—超高压,页岩气含气性好。根据丁山区块不同构造位置探井揭示的页岩气富集特征,建立了綦江页岩气田“齐岳山断裂带主体控制、浅埋藏区垂向和横向联合逸散,深埋区富集”的盆缘复杂构造区“鼻状—单斜构造”页岩气富集模式(图6)。

2.3 “甜点”目标评价关键要素

近年来,随着页岩气勘探由中深层向深层推进,人们发现影响页岩气富集、高产的关键因素发生了改变,也认识到随着埋深的增加,温、压高和施工改造难的特征更加突出。要获得高产,不仅要考虑优质页岩的发育,还需考虑流体压力、裂缝发育程度及应力大小等因素^[5-6,11-14],因此“优质页岩发育、流体压力高、微裂缝发育、地应力低”成为綦江页岩气田“甜点”目标评价的关键要素。

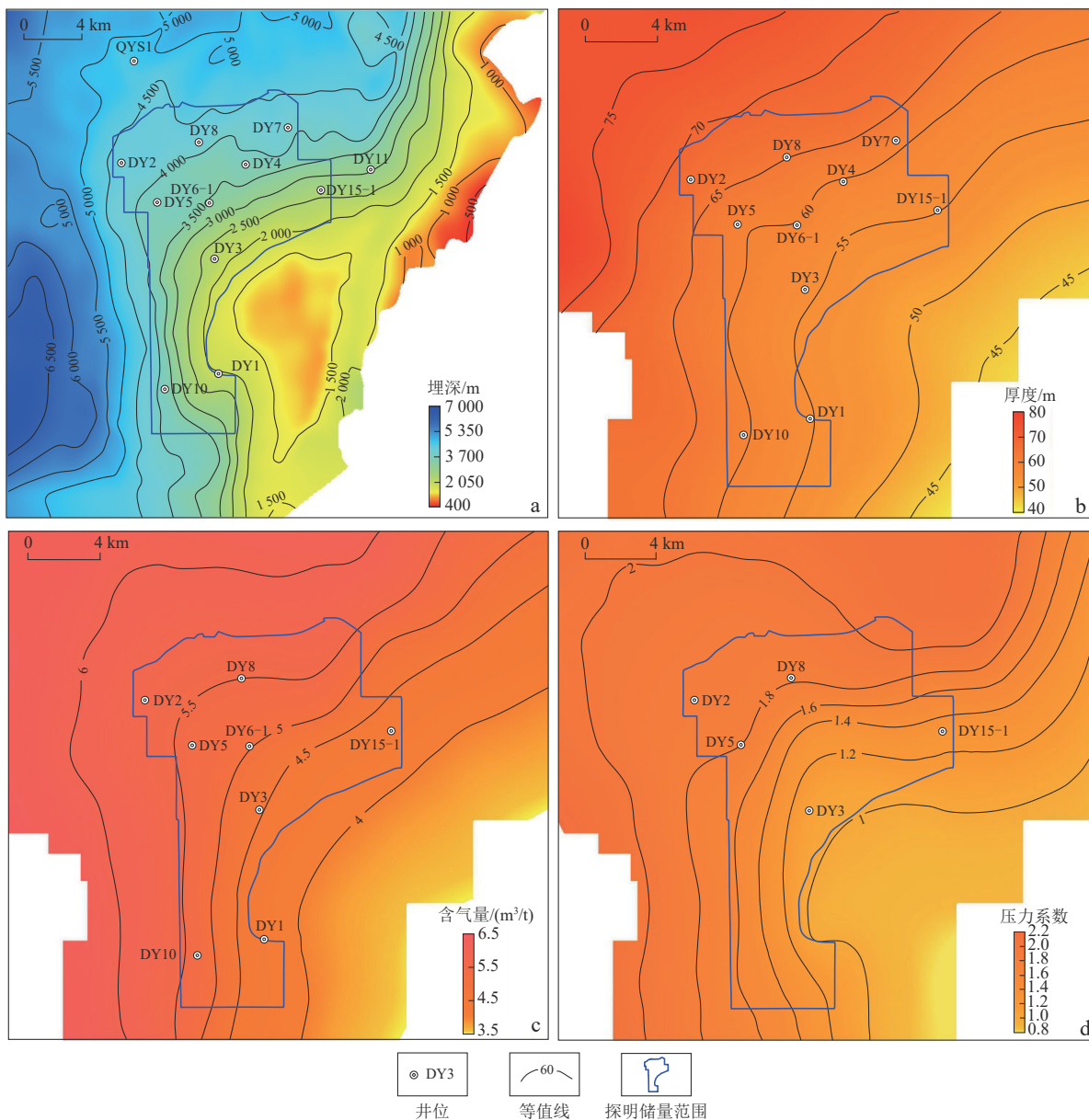


图3 綦江页岩气田丁山地区储层参数特征平面分布

Fig. 3 Planar distribution of reservoir parameters in Dingshan block, Qijiang shale gas field

a. 五峰组底界埋深; b. 富含有机质页岩($TOC > 1\%$)厚度分布; c. 页岩储层含气量分布; d. 页岩储层压力系数分布

不管是浅层、中深层还是深层,优质页岩发育都是页岩气富集高产的重要物质基础。DY7井实测揭示优质页岩具有较高的 TOC 和硅质含量, TOC 平均为3.5%,硅质含量平均为50.5%,两者存在明显的正相关关系。高 TOC 和高硅质含量的良好耦合特征,是綦江页岩气田深层页岩气“成烃控储”的基础。

超压不仅有利于页岩气富集^[18-21],同时还有助于降低页岩储层的有效应力,有利于页岩储层的压裂改造^[5]。流体压力高低是深层页岩气保存条件好坏的综合体现,决定着页岩气是否能够富集成藏^[18-21],高流体压力通常有利于页岩气的富集,进而使页岩储层具有

较高的含气量(图7)。丁山地区多口测试高产井都具有较高的压力系数,虽然页岩储层所承受的上覆地层的压力较高,但其内富含高压页岩气,因而有机质孔隙依然具有明显较高的发育程度;另外,不同围压下三轴实验揭示,围压对页岩脆-延转化起主导作用,随着试验围压的不断升高,峰值强度、弹性模量和残余强度等岩石力学参数都不断增大,页岩破碎程度逐渐降低。但是对于超压页岩地层而言,高流体压力的存在能够有效地降低实际作用在岩石骨架上的有效应力,进而改善页岩的可压性,有利于后期的压裂改造。

在优质页岩发育和高流体压力背景下,微裂缝、低

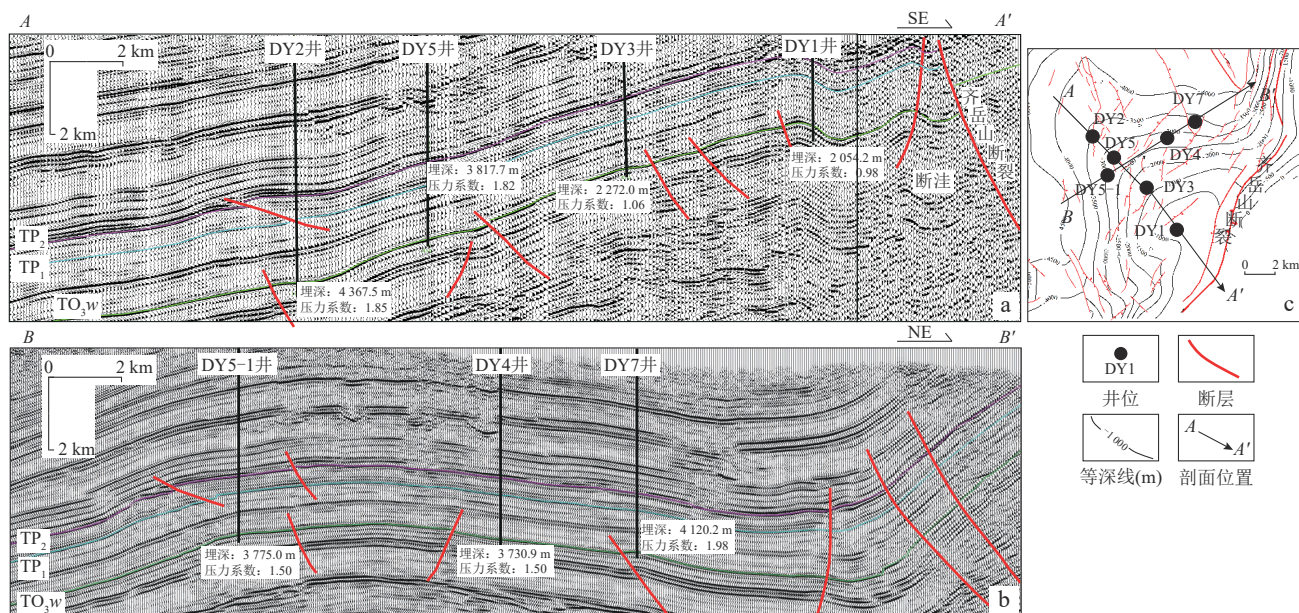


图4 綦江页岩气田丁山构造地震剖面及井位分布

Fig. 4 Seismic profiles and well locations of the Dingshan block in the Qijiang shale gas field

a. 过DY2—DY5—DY3—DY1井地震剖面; b. 过DY5—1—DY4—DY7井地震剖面; c. 丁山区块五峰组底界构造

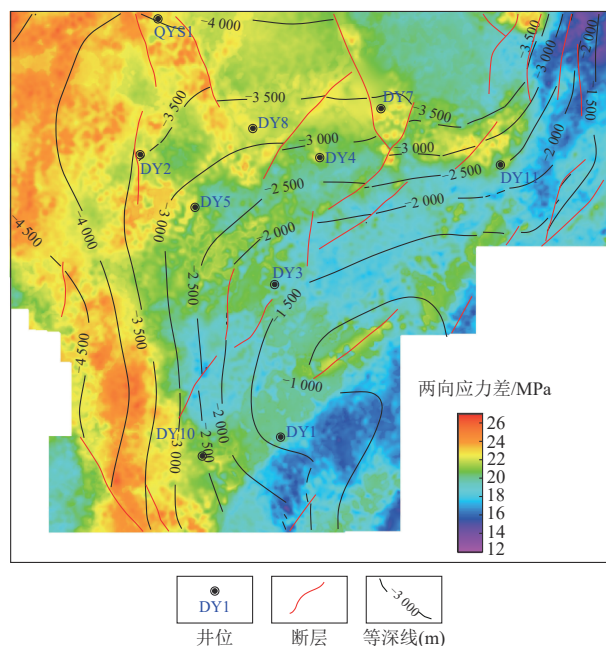


图5 川东南丁山地区最小水平主应力和最大主应力两向应力差预测平面图

Fig. 5 Map showing predicted differences between the minimum and maximum horizontal principal stresses in the Dingshan block, southeastern Sichuan Basin

地应力及较小水平压力差则有利于后期的压裂改造^[5,15]。微裂缝能够形成高效连通的微裂缝-孔隙系统,有利页岩气富集和游离气含量增加,而低地应力和较小水平压力差叠加则有利于降低中深层-深层页岩

的破裂压力,更容易形成复杂缝网,增加改造体积。DY4, DY5和DY7井实测压力系数均大于1.50,属于高压气藏。这3口井均处于微裂缝发育区,其中DY7井位于断裂附近(图5),裂缝发育,两向应力差较小,压力系数1.98。这些有利条件带来了丁山区块深层页岩气勘探的首次突破,在埋深超过4 200 m的龙马溪组页岩储层中试获日产 42.8×10^4 m³的高产气流。

3 关键参数预测与工程技术

随着页岩气勘探逐步向复杂构造区深层拓展,对“甜点”预测和压裂工艺技术的要求不断提高。针对丁山—东溪地区深层页岩的特点,通过不断地迭代优化,逐渐形成了适应性的系列关键技术,助推了该地区页岩气勘探的重大突破。

3.1 关键参数地震预测技术

丁山区块的页岩储层埋藏深且地震波场传播复杂,再加上地层压力、应力、脆性和岩石力学等参数复杂多变,严重影响微幅构造和微小断裂的精细解释。针对上述问题,通过大量岩石物理测试,明确了龙马溪组页岩各向异性特征;充分考虑页岩复杂的矿物组成、微纳米孔隙结构、裂缝及孔隙压力等特征,建立了页岩微-纳米各向异性岩石物理模型,构建了关键参数预测新模型;在此基础上,创新形成了深层页岩气甜

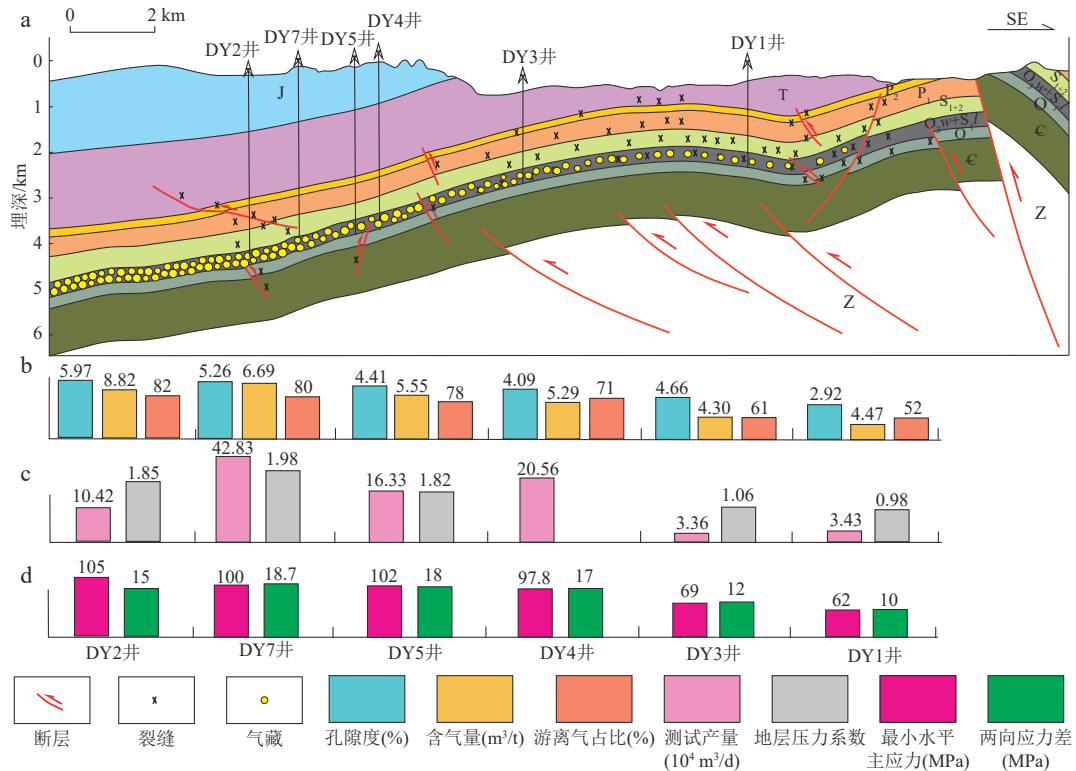


图6 綦江页岩气田五峰组-龙马溪组气藏富集模式

Fig. 6 Shale gas enrichment pattern of the Wufeng-Longmaxi formations in the Qijiang shale gas field

a. 气藏富集模式; b. 孔隙度、含气量和游离气占比; c. 测试产量和地层压力系数; d. 最小水平主应力与两向应力差

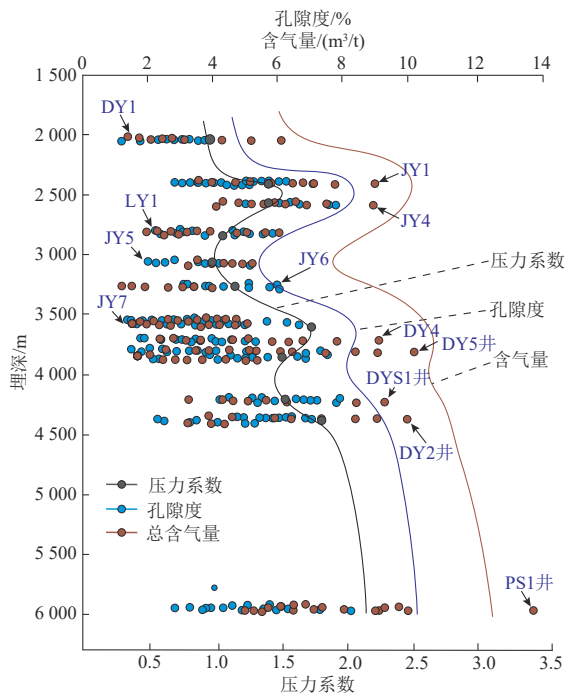


图7 川东南地区重点井压力系数-孔隙度-含气量随埋深变化关系

Fig. 7 Burial depth vs. pressure coefficient, porosity, and gas content of key wells in the southeastern Sichuan Basin

点地震预测技术,攻关形成了基于扰动体积模量的压力系数地震预测技术、适应深层复杂构造的双约束含气量地震预测技术、各向异性增强的裂缝三维地震预测技术以及区域应力背景约束的水平应力差地震预测技术(表2)^[26-31],有效提高了地震预测精度,落实了高产富集带。与以往相比,丁山地区页岩储层参数的地震预测精度大幅提高,预测相对误差降至10%以内。

3.2 “地质-地震-测井”一体化井轨迹精细控制技术

丁山地区深层页岩气优质储层厚度薄,局部微幅构造发育,给水平井钻井带来了极大挑战。创新构建了地质甜点与工程甜点“一体化”的页岩气井眼轨道设计技术,通过建立三维地质模型,构建了基于伽马值、电阻率和岩石元素的优质储层随钻导向的标志层精细识别方法;针对复杂构造深层局部地区成像精度低,系统攻关拟真地表TTI(倾斜横向各向介质)速度建模技术,利用实时钻探信息更新速度模型,快速地在深度域成像,消除了常规PSTM(叠前时间偏移)的速度陷阱,降低了井-震对比误差;开展分频、分方位多属性小断层精细刻画,以及测井和构造双重约束的

表2 綦江页岩气田“甜点”地震预测方法

Table 2 Summary of seismic prediction methods for shale gas sweet spots in the Qijiang shale gas field

参数	老方法	新方法
TOC	波阻抗反演法	叠前密度反演方法: $TOC = ap + b$
孔隙度	声波法	声波密度法: $\phi = a \times AC + b \times \rho + c$
压力系数	Eaton和Filloppone方法等	扰动体积模量法: $p_e = a \times \ln \Delta K + b$
脆性	多元回归法	脆延性校正因子法: $BI = f(v)BI_{矿物}$
含气量	TOC单参数法	二元模型法: $Gas = a \times TOC \times p_e + b$
裂缝	振幅椭圆拟合法	二阶傅里叶系数法: $A_2 \propto e \times \sin^2 \theta$
地应力	薄板理论法	应力背景约束法: $\Delta \sigma = DHSR \left[\frac{v}{1-v} (\sigma_v - \alpha p_p) + \alpha p_p + \frac{E(\varepsilon_H + v \varepsilon_h)}{1-v^2} \right]$

注: ρ 为密度, g/cm^3 ; ϕ 为孔隙度, %; AC 为声波时差, $\mu s/m$; p_e 为压力系数, 无量纲; ΔK 为扰动体积模量, GPa ; BI 为脆性指数, %; $f(v)$ 为脆延性校正因子, 无量纲; v 为泊松比, 无量纲; $BI_{矿物}$ 为矿物脆性指数, %; Gas 为含气量, m^3/t ; A_2 为二阶傅里叶系数, 无量纲; e 为裂缝密度, m^2/m^3 ; θ 为地震波的入射角, $(^\circ)$; $\Delta \sigma$ 为水平应力差, MPa ; $DHSR$ 为水平应力差异系数, 无量纲; σ_v 为垂直应力, MPa ; p_p 为孔隙压力, MPa ; α 为 Biot 系数, 无量纲; E 为杨氏模量, GPa ; ε_H 为最大主应变, 无量纲; ε_h 为最小主应变, 无量纲; a, b, c 为常数。

三维速度场构建及基于构造成图的微幅构造识别,提高钻前导向模型精准度;在此基础上利用旋转导向和伽马成像技术,并结合地质录井参数和三维地震精细解释预测及实时标定,对水平井井轨迹进行精准调整控制,使深层水平井的优质页岩甜点钻遇率平均达到95%以上。

3.3 高应力差和高闭合压力条件下高导流立体缝网压裂技术

深层页岩气储层压裂面临施工压力高、复杂缝网形成难度大、加砂难度大、导流能力维持困难及裂缝纵横向延伸等诸多困难和挑战,导致人工裂缝复杂程度低且高导流裂缝难保持,影响压裂效果。通过开展物理模拟试验,揭示了深层页岩储层的缝网形成机理,明确了深层页岩储层在高温-高围压条件下表现出非线性破裂特征(图8)。针对双向地层应力差大、人工裂缝形态相对单一等特征,通过大幅度增大缝内净压力

提高了深层页岩人工裂缝复杂程度和改善压裂改造的效果^[5,32]。2013年DY2井启动了深层页岩储层的压裂实践^[14],试获 $10.5 \times 10^4 m^3/d$ 页岩气流,形成了深层页岩气储层的初期压裂主体工艺技术,但是未能解决施工压力高、排量小、加砂困难和改造体积小等难题。后期逐渐通过提升缝网复杂程度、增大改造体积和增强长期导流能力,优化压裂液体系和支撑剂类型,增加“双暂堵”,创新形成了深层页岩气“密切割、增压扩体、均衡延展、保充填”压裂工艺技术^[5,33-35],将其应用于DYS2,DY7和XY1井(图9),分别获得测试产量 $41.2 \times 10^4, 42.8 \times 10^4$ 和 $53.19 \times 10^4 m^3/d$,取得了4 000 m以深深层页岩气重大突破,拓展了页岩气勘探深度下限。

4 启示

1) 持续深化基础地质理论研究,创新地质理论认识是气田发现的关键。

綦江页岩气田的发现,得益于地质理论认识的持续创新和深化。对页岩气保存条件的新认识是綦江页岩气田发现的关键。川东南盆缘地区龙马溪组页岩普遍发育,但所处构造位置特殊,紧邻盆缘齐岳山大断裂,保存条件复杂。早期在丁山地区部署的专探井DY1实施效果并不理想,此后基于综合评价认为受埋深、断裂、裂缝及压力系数等因素影响,可能存在分区分带差异复杂性,并积极转变勘探思路,选取盆内更深区域开展钻探,部署的XL2井(DY2井)取得了深层页岩气勘探突破,并最终发现了綦江页岩气田。随着勘探的深入,后期部署的多口探井都取得了成功,丰富和发展了有关盆缘页岩气保存条件的认识,进一步指导

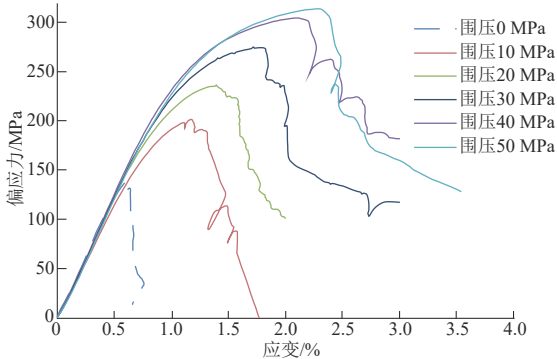


图8 川东南地区龙马溪组页岩不同围压应力-应变曲线
Fig. 8 Stress-strain curves of shales under different confining pressures in the Longmaxi Formation, southeastern Sichuan Basin

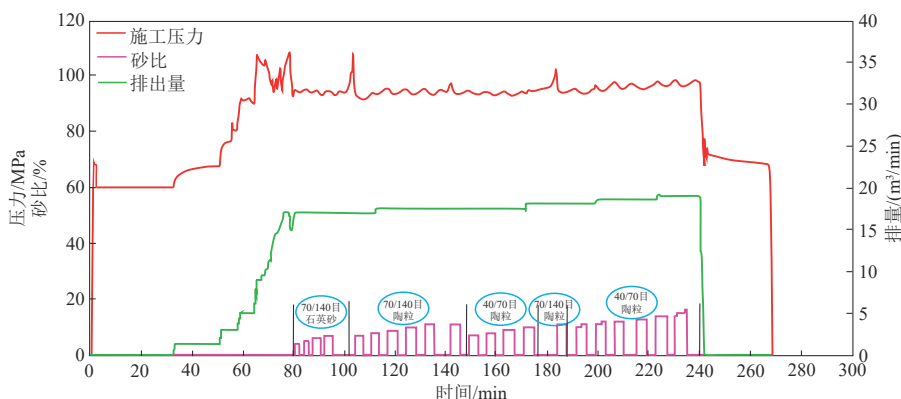


图9 丁山地区DY7井第16段压裂施工曲线

Fig. 9 Fracturing curves of No. 16 interval in well DY7 in the Dingshan block

了盆缘地区勘探评价和部署。

2) 发展工程工艺技术,研发关键配套装备是深层页岩气发展的重要保障。

綦江页岩气田处于盆缘鼻状断背斜,页岩储层埋深主体大于3 500 m,前期压裂工程工艺技术体系不成熟,高温高压工具缺乏,给压裂施工带来了巨大挑战。一方面,深层页岩气地应力高(>90 MPa)、两向应力差大(>15 MPa),施工压力高(100 MPa)、加砂强度低(<1.5 t/m),立体缝网形成难,有效改造体积小制约产量商业突破。另一方面,高压施工、设备和材料等挑战重重。早期实施的DY2井采用了“105MPa装备,少段少簇、大孔径射孔、中等排量”等技术措施,取得了突破,但未获得商业产量。围绕“如何增大有效改造体积”这一关键问题,通过钻探DY4, DY5, DYS1, DYS2和DY7井开展了多轮攻关。研发了140 MPa装备+“密切割多段少簇+大液量+高排量+中强加砂+双暂堵”深层页岩气压裂工艺技术,单井产能不断创新高,初步形成了可复制的第三代深层页岩气压裂工艺技术。因此,发展工程工艺技术和研发关键配套装备是深层页岩气发展的重要保障。

3) 勘探者要坚定信心、勇于探索,积极向更复杂领域拓展。

找目标和拓资源是油气勘探者的责任。非常规油气勘探走向深层、构造复杂区及新区新领域是必然的战略选择。普光、元坝和焦石坝等大气田的发现都曾经经历不断探索和实践的过程,綦江页岩气田的发现也是如此。四川盆地非常规油气勘探潜力较大,已在多个层系取得勘探突破,需要积极探索。例如PS1井的钻探发现埋深近6 000 m的龙马溪组依然有良好的含气性^[11],盆缘复杂区的DY11井和盆外浅埋区的PD1井也取得了良好勘探发现。普光地区的LY1井在

高陡复杂区埋深超4 000 m的二叠系新页岩层系中试获 42.66×10^4 m³/d高产页岩气流,是中国首次在二叠系大隆组中实现海相深层页岩气勘探的突破。TY1井在湖相凉高山组二段试获气流 7.35×10^4 m³/d和油流58.9 m³/d,取得四川盆地侏罗系陆相页岩油气勘探重大突破^[36]。四川盆地非常规页岩油气勘探的不断突破,进一步拓展了勘探空间,揭示了巨大的勘探潜力。

参 考 文 献

- [1] 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. Enrichment mechanism and exploration technology of Jiaoshiba Block in Fuling shale gas field [M]. Beijing: Science Press, 2014.
- [2] 马永生, 蔡勋育, 赵培荣. 中国页岩气勘探开发理论认识与实践[J]. 石油勘探与开发, 2018, 45(4): 561-574.
MA Yongsheng, CAI Xunyu, ZHAO Peirong. China's shale gas exploration and development: Understanding and practice [J]. Petroleum Exploration and Development, 2018, 45(4): 561-574.
- [3] 郭彤楼. 深层页岩气勘探开发进展与攻关方向[J]. 油气藏评价与开发, 2021, 11(1): 1-6.
GUO Tonglou. Progress and research direction of deep shale gas exploration and development [J]. Reservoir Evaluation and Development, 2021, 11(1): 1-6.
- [4] 郭旭升. 南方海相页岩气“二元富集”规律——四川盆地及周缘龙马溪组页岩气勘探实践认识[J]. 地质学报, 2014, 88(7): 1209-1218.
GUO Xusheng. Rules of two-factor enrichment for marine shale gas in southern China——Understanding from the Longmaxi Formation shale gas in Sichuan Basin and its surrounding area [J]. Acta Geologica Sinica, 2014, 88(7): 1209-1218.
- [5] 胡东风, 魏志红, 李宇平, 等. 四川盆地东南部地区复杂构造带深层页岩气勘探进展与突破[J]. 天然气工业, 2022, 42(8): 35-44.

- HU Dongfeng, WEI Zhihong, LI Yuping, et al. Deep shale gas exploration in complex structure belt of the southeastern Sichuan Basin: Progress and breakthrough [J]. *Natural Gas Industry*, 2022, 42(8): 35–44.
- [6] 郭彤楼, 熊亮, 雷炜, 等. 四川盆地南部威荣、永川地区深层页岩气勘探开发进展、挑战与思考[J]. *天然气工业*, 2022, 42(8): 45–59.
- GUO Tonglou, XIONG Liang, LEI Wei, et al. Deep shale gas exploration and development in the Weirong and Yongchuan areas, South Sichuan Basin: Progress, challenges and prospect [J]. *Natural Gas Industry*, 2022, 42(8): 45–59.
- [7] 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, NW China[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2018, 45(1): 161–169.
- [8] 梁兴, 王高成, 张介辉, 等. 昭通国家级示范区页岩气一体化高效开发模式及实践启示[J]. *中国石油勘探*, 2017, 22(1): 29–37.
- LIANG Xing, WANG Gaocheng, ZHANG Jiehui, et al. High-efficiency integrated shale gas development model of Zhaotong National Demonstration Zone and its practical Enlightenment [J]. *China Petroleum Exploration*, 2017, 22(1): 29–37.
- [9] 何晓, 吴建发, 雍锐, 等. 四川盆地长宁——威远区块海相页岩气田成藏条件及勘探开发关键技术[J]. *石油学报*, 2021, 42(2): 259–272.
- HE Xiao, WU Jianfa, YONG Rui, et al. Accumulation conditions and key exploration and development technologies of marine shale gas field in Changning–Weiyuan block, Sichuan Basin [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2021, 42(2): 259–272.
- [10] 马永生, 蔡勋育, 赵培荣. 石油工程技术对油气勘探的支撑与未来攻关方向思考——以中国石化油气勘探为例[J]. *石油勘探技术*, 2016, 44(2): 1–9.
- MA Yongsheng, CAI Xunyu, ZHAO Peirong. The support of petroleum engineering technologies in trends in oil and gas exploration and development—case study on oil and gas exploration in Sinopec [J]. *Petroleum Drilling Techniques*, 2016, 44(2): 1–9.
- [11] 郭旭升, 胡东风, 黄仁春, 等. 四川盆地深层—超深层天然气勘探进展与展望[J]. *天然气工业*, 2020, 40(5): 1–14.
- GUO Xusheng, HU Dongfeng, HUANG Renchun, et al. Deep and ultra-deep natural gas exploration in the Sichuan Basin: Progress and prospect [J]. *Natural Gas Industry*, 2020, 40(5): 1–14.
- [12] 何治亮, 聂海宽, 蒋廷学. 四川盆地深层页岩气规模有效开发面临的挑战与对策[J]. *油气藏评价与开发*, 2021, 11(2): 135–145, 175.
- HE Zhiliang, NIE Haikuan, JIANG Tingxue. Challenges and countermeasures of effective development with large scale of deep shale gas in Sichuan Basin [J]. *Reservoir Evaluation and Development*, 2021, 11(2): 135–145, 175.
- [13] 何治亮, 聂海宽, 胡东风, 等. 深层页岩气有效开发中的地质问题——以四川盆地及其周缘五峰组—龙马溪组为例[J]. *石油学报*, 2020, 41(4): 379–391.
- HE Zhiliang, NIE Haikuan, HU Dongfeng, et al. Geological problems in the effective development of deep shale gas: A case study of Upper Ordovician Wufeng-Lower Silurian Longmaxi formations in Sichuan Basin and its periphery [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2020, 41(4): 379–391.
- [14] 刘虎, 孙传山, 李文锦, 等. 丁页2HF井分段压裂配套技术的研究与应用[J]. *钻采工艺*, 2014, 37(4): 70–72, 5.
- LIU Hu, SUN Chuanshan, LI Wenjin, et al. Research on staged fracturing supporting technologies in Dingye 2HF Well [J]. *Drilling & Production Technology*, 2014, 37(4): 70–72, 5.
- [15] 魏祥峰, 赵正宝, 王庆波, 等. 川东南綦江丁山地区上奥陶统五峰组—下志留统龙马溪组页岩气地质条件综合评价[J]. *地质论评*, 2017, 63(1): 153–164.
- WEI Xiangfeng, ZHAO Zhengbao, WANG Qingbo, et al. Comprehensive evaluation on geological conditions of the shale gas in Upper Ordovician Wufeng Formation—Lower Silurian Longmaxi Formation in Dingshan area, Qijiang, southeastern Sichuan [J]. *Geological Review*, 2017, 63(1): 153–164.
- [16] 郭旭升, 蔡勋育, 刘金连, 等. 中国石化“十三五”天然气勘探进展与前景展望[J]. *天然气工业*, 2021, 41(8): 12–22.
- GUO Xusheng, CAI Xunyu, LIU Jinlian, et al. Natural gas exploration progress of Sinopec during the 13th Five-Year Plan and prospect forecast during the 14th Five-Year Plan [J]. *Natural Gas Industry*, 2021, 41(8): 12–22.
- [17] 郭旭升, 李宇平, 腾格尔, 等. 四川盆地五峰组—龙马溪组深水陆棚相页岩生储机理探讨[J]. *石油勘探与开发*, 2020, 47(1): 193–201.
- GUO Xusheng, LI Yuping, TENG Geer, et al. Hydrocarbon generation and storage mechanisms of deep-water shelf shales of Ordovician Wufeng Formation-Silurian Longmaxi Formation in Sichuan Basin, China [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2020, 47(1): 193–201.
- [18] 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.
- 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.
- [19] 魏志红. 四川盆地及其周缘五峰组—龙马溪组页岩气的晚期逸散[J]. *石油与天然气地质*, 2015, 36(4): 659–665.
- WEI Zhihong. Late fugitive emission of shale gas from Wufeng-Longmaxi Formation in Sichuan Basin and its periphery [J]. *Oil & Gas Geology*, 2015, 36(4): 659–665.
- [20] 刘若冰. 超压对川东南地区五峰组—龙马溪组页岩储层影响分析[J]. *沉积学报*, 2015, 33(4): 817–827.
- LIU Ruobing. Analyses of influences on shale reservoirs of Wufeng-Longmaxi Formation by overpressure in the south-eastern part of Sichuan Basin [J]. *Acta Sedimentologica Sinica*, 2015, 33(4): 817–827.
- [21] 魏祥峰, 李宇平, 魏志红, 等. 保存条件对四川盆地及周缘海相页岩气富集高产的影响机制[J]. *石油实验地质*, 2017, 39(2): 147–153.
- WEI Xiangfeng, LI Yuping, WEI Zhihong, et al. Effects of

- preservation conditions on enrichment and high yield of shale gas in Sichuan Basin and its periphery [J]. *Petroleum Geology and Experiment*, 2017, 39(2): 147-153.
- [22] 魏祥峰, 刘珠江, 王强, 等. 川东南丁山与焦石坝地区五峰组—龙马溪组页岩气富集条件差异分析与思考[J]. *天然气地球科学*, 2020, 31(8): 1041-1051.
- WEI Xiangfeng, LIU Zhujiang, WANG Qiang, et al. Analysis and thinking of the difference of Wufeng-Longmaxi shale gas enrichment conditions between Dingshan and Jiaoshiba areas in southeastern Sichuan Basin [J]. *Natural Gas Geoscience*, 2020, 31(8): 1041-1051.
- [23] 郭旭升, 胡东风, 魏祥峰, 等. 四川盆地焦石坝地区页岩裂缝发育主控因素及对产能的影响[J]. *石油与天然气地质*, 2016, 37(6): 799-808.
- GUO Xusheng, HU Dongfeng, WEI Xiangfeng, et al. Main controlling factors on shale fractures and their influences on production capacity in Jiaoshiba area, the Sichuan Basin [J]. *Oil & Gas Geology*, 2016, 37(6): 799-808.
- [24] 何陈诚, 何生, 郭旭升, 等. 焦石坝区块五峰组与龙马溪组一段页岩有机孔隙结构差异性[J]. *石油与天然气地质*, 2018, 39(3): 472-484.
- HE Chencheng, HE Sheng, GUO Xusheng, et al. Structural differences in organic pores between shales of the Wufeng Formation and of the Longmaxi Formation's first member, Jiaoshiba Block, Sichuan Basin [J]. *Oil & Gas Geology*, 2018, 39(3): 472-484.
- [25] 郭旭升, 胡东风, 黄仁春, 等. 川东北地区胡家坝震旦系灯影组古油藏特征及其油气勘探意义[J]. *石油与天然气地质*, 2020, 41(4): 673-683.
- GUO Xusheng, HU Dongfeng, HUANG Renchun, et al. Feature of paleo-oil pools in the Sinian Dengying Formation, northeastern Sichuan Basin, and its significance to exploration [J]. *Oil & Gas Geology*, 2020, 41(4): 673-683.
- [26] 陈祖庆, 郭旭升, 李文成, 等. 基于多元回归的页岩脆性指数预测方法研究[J]. *天然气地球科学*, 2016, 27(3): 461-469.
- CHEN Zuqing, GUO Xusheng, LI Wencheng, et al. Study on shale brittleness index prediction based on multivariate regression method [J]. *Natural Gas Geoscience*, 2016, 27(3): 461-469.
- [27] 陈超, 印兴耀, 陈祖庆, 等. 深层页岩气工程“甜点”地震预测技术探讨——以DS地区为例[J]. *石油物探*, 2021, 60(4): 632-642.
- CHEN Chao, YIN Xingyao, CHEN Zuqing, et al. A seismic prediction strategy for engineering “sweet spots” in deep shale gas exploration: A case study in DS area [J]. *Geophysical Prospecting for Petroleum*, 2021, 60(4): 632-642.
- [28] 李金磊, 尹成, 刘晓晶, 等. 页岩储层叠前密度稳定反演方法[J]. *地球物理学报*, 2019, 62(5): 1861-1871.
- LI Jinlei, YIN Cheng, LIU Xiaojing, et al. Robust pre-stack density inversion method for shale reservoir [J]. *Chinese Journal of Geophysics*, 2019, 62(5): 1861-1871.
- [29] 刘晓晶, 印兴耀, 宗兆云, 等. 等效流体体积模量稳定反演方法[J]. *石油地球物理勘探*, 2016, 51(6): 1164-1170, 1051.
- LIU Xiaojing, YIN Xingyao, ZONG Zhaoyun, et al. A stable inversion of effective fluid bulk modulus [J]. *Oil Geophysical Prospecting*, 2016, 51(6): 1164-1170, 1051.
- [30] 刘晓晶, 陈祖庆, 陈超, 等. 方位弹性阻抗傅里叶级数裂缝预测方法[J]. *石油地球物理勘探*, 2022, 57(2): 423-433.
- LIU Xiaojing, CHEN Zuqing, CHEN Chao, et al. Fracture prediction method based on Fourier series of azimuthal elastic impedance [J]. *Oil Geophysical Prospecting*, 2022, 57(2): 423-433.
- [31] 陈超, 印兴耀, 陈祖庆, 等. 基于页岩岩石物理等效模型的地层压力系数预测方法[J]. *石油地球物理勘探*, 2022, 57(2): 367-376, 394.
- CHEN Chao, YIN Xingyao, CHEN Zuqing, et al. Prediction for formation pressure coefficients based on an equivalent petrophysical model of shale [J]. *Oil Geophysical Prospecting*, 2022, 57(2): 367-376, 394.
- [32] 段华, 李荷婷, 代俊清, 等. 深层页岩气水平井“增净压、促缝网、保充填”压裂改造模式——以四川盆地东南部丁山地区为例[J]. *天然气工业*, 2019, 39(2): 66-70.
- DUAN Hua, LI Heting, DAI Junqing, et al. Horizontal well fracturing mode of “increasing net pressure, promoting network fracture and keeping conductivity” for the stimulation of deep shale gas reservoirs: A case study of the Dingshan area in SE Sichuan Basin [J]. *Natural Gas Industry*, 2019, 39(2): 66-70.
- [33] 蒋廷学, 卞晓冰, 孙川翔, 等. 深层页岩气地质工程一体化体积压裂关键技术及应用[J]. *地球科学*, 2023, 48(1): 1-13.
- JIANG Tingxue, BIAN Xiaobing, SUN Chuanxiang, et al. Key technologies in geology-engineering integration volumetric fracturing for deep shale gas wells [J]. *Earth Science*, 2023, 48(1): 1-13.
- [34] 王海涛, 蒋廷学, 卞晓冰, 等. 深层页岩压裂工艺优化与现场试验[J]. *石油钻探技术*, 2016, 44(2): 76-81.
- WANG Haitao, JIANG Tingxue, BIAN Xiaobing, et al. Optimization and field application of hydraulic fracturing techniques in deep shale reservoirs [J]. *Petroleum Drilling Techniques*, 2016, 44(2): 76-81.
- [35] 胡东风, 任岚, 李真祥, 等. 深层超深层页岩气水平井缝口暂堵压裂的裂缝调控模拟[J]. *天然气工业*, 2022, 42(2): 50-58.
- HU Dongfeng, REN Lan, LI Zhenxiang, et al. Simulation of fracture control during fracture-opening temporary plugging fracturing of deep/ultra deep shale-gas horizontal wells [J]. *Natural Gas Industry*, 2022, 42(2): 50-58.
- [36] 胡东风, 魏志红, 刘若冰, 等. 四川盆地拔山寺向斜泰页1井页岩油气重大突破及意义[J]. *中国石油勘探*, 2021, 26(2): 21-32.
- HU Dongfeng, WEI Zhihong, LIU Ruobing, et al. Major breakthrough of shale oil and gas in Well Taiye 1 in Bashansi Syncline in the Sichuan Basin and its significance [J]. *China Petroleum Exploration*, 2021, 26(2): 21-32.

(编辑 梁 慧)