

引用格式: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.
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.
DOI:10.13809/j.cnki.cn32-1825/te.2021.02.001

四川盆地深层页岩气规模有效开发面临的挑战与对策

何治亮^{1,2,3}, 聂海宽^{1,2,4}, 蒋廷学^{1,5}

(1.页岩油气富集机理与有效开发国家重点实验室,北京 100083;2.中国石化页岩油气勘探开发重点实验室,北京 100083;3.中国石化科技部,北京 100728;4.中国石化石油勘探开发研究院,北京 100083;5.中国石化石油工程技术研究院,北京 100101)

摘要:深层页岩气(埋深大于3 500 m)是四川盆地页岩气勘探开发重要的战略接替领域。尽管前期已在四川盆地五峰组—龙马溪组3 500~4 000 m钻获工业页岩气流,但由于递减速度快和EUR(估算最终可采储量)低,尚未实现规模性商业开发。基于对深层页岩气勘探开发现状分析,梳理了四川盆地深层页岩气规模高效开发面临的挑战,主要包括深层页岩气赋存机理和富集规律认识有待深化、经济有效压裂改造的工程工艺技术尚待建立以及深层页岩气开发组织运行和管理方式难以满足规模有效开发的需求。提出了实现深层页岩气规模有效开发三方面的应对策略:①深化深层页岩气富集规律认识,建立选区与目标评价方法,形成“甜点”和“甜窗”预测描述技术;②深化深层页岩气工程地质条件研究,并形成先进配套的钻井、压裂工程工艺技术与装备体系,充分解放地层产能;③推行地质—工程一体化,构建全新的体制机制,大幅度降低成本,实现深层页岩气开发效益最大化。四川盆地五峰组—龙马溪组在大于3 500 m的深层领域多口井获得工业气流并已提交探明储量,是优先开展深层页岩气开发实践的重点层段,通过深化地质认识、攻克关键技术难题和优化组织管理,大幅度提速降本增效,在较短的时间内可望实现规模有效开发,预期产量有望超过中—浅层。

关键词:深层页岩气;有效开发;地质—工程一体化;五峰组—龙马溪组;四川盆地

中图分类号:TE122

文献标识码:A

Challenges and countermeasures of effective development with large scale of deep shale gas in Sichuan Basin

HE Zhiliang^{1,2,3}, NIE Haikuan^{1,2,4}, JIANG Tingxue^{1,5}

(1.State Key Laboratory of Shale Oil and Gas Enrichment Mechanisms and Effective Development, Beijing 100083, China; 2.Sinopec Key Laboratory of Shale Oil/Gas Exploration & Production, Beijing 100083, China; 3.Department of Science and Technology, Sinopec, Beijing 100728, China; 4.Sinopec Petroleum Exploration and Production Research Institute, Beijing 100083, China; 5.Sinopec Research Institute of Petroleum Engineering, Beijing 100101, China)

Abstract: Deep shale gas (buried depth is larger than 3 500 m) is the potential resource for future exploration in Sichuan Basin. Although the industrial shale gas flows have been obtained at the depth of 3 500~4 000 m in Wufeng-Longmaxi Formation of Sichuan Basin, the commercial development hasn't been put into practice due to the rapid decline and the low EUR (Estimated Ultimate Recovery). Based on the analysis of the current status of shale gas exploration and development, the challenges in the deep shale gas development with high efficiency and large scale in Sichuan Basin have been summarized, mainly in the following aspects: the understanding of occurrence mechanism and enrichment law of deep shale gas needs to be deepened, engineering and technology of economical and effective fracturing treatment need to be established, and the organizational operations and management methods of deep shale gas development are difficult to meet the needs of the large-scale and high efficient development. Three countermeasures are proposed to realize the large-scale and highly efficient development of deep shale gas: ①deepening the understanding of deep shale gas enrichment laws, establishing the methods of area selection and

收稿日期:2021-01-12。

第一作者简介:何治亮(1963—),男,博士,教授级高级工程师,本刊第二届编委会顾问,主要从事石油与天然气地质学研究。地址:北京市朝阳区朝阳门北大街22号,邮政编码:100728。E-mail:heziliang@sinopec.com

基金项目:国家自然科学基金项目“特提斯域内大陆单向裂解—聚合过程中的油气大规模富集效应”(91755211);国家自然科学基金项目“四川盆地五峰组—龙马溪组页岩气储层演化机理及评价方法”(41872124);中国石化科技项目“深层页岩气多维度地质工程参数评价研究”(P20046-1)。

evaluation, and forming the prediction and description technologies of “sweet spot” and “sweet window”; ②deepening the research on the geological conditions of deep shale gas, forming an advanced supporting technology of drilling and fracturing and an equipment system to fully release the reservoir capacity; ③promoting the geology-engineering integration, building a new system and mechanism, and greatly reducing the cost to maximize the development benefits of deep shale gas. The industrial gas flows have been obtained in several wells at the depth of more than 3 500 m of Wufeng-Longmaxi Formation in Sichuan Basin and the proven reserves have been submitted. It is the key and priority stratum of the deep shale gas development. By deepening the geological understanding, overcoming the key technical problems, and improving the management system, it can significantly accelerate the speed, reduce the cost, increase the efficiency and achieve a large-scale and highly efficient development in a relatively short period. The output is expected to be higher than that of the middle and shallow shale gas reservoir.

Keywords: deep shale gas, effective development, geology-engineering integration, Wufeng-Longmaxi Formation, Sichuan Basin

随着中国国民经济的快速发展,油气资源的供需形势日趋严峻,油气进口量逐年增加,迫切需要拓宽国内油气勘探开发领域。加强页岩气资源的勘探开发,可弥补常规油气资源的不足,促进油气工业的可持续发展,对改善中国能源结构、保障国家能源供给安全具有重要意义。中国页岩气地质资源量和可采资源量分别为 $123.01 \times 10^{12} \text{ m}^3$ 和 $21.84 \times 10^{12} \text{ m}^3$, 其中,四川盆地及其周缘页岩气地质资源量和可采资源量为 $57.27 \times 10^{12} \text{ m}^3$ 和 $9.16 \times 10^{12} \text{ m}^3$, 分别占全国的 46.6% 和 41.9%^[1]。

四川盆地及其周缘上奥陶统五峰组一下志留统龙马溪组具备良好的页岩气开发前景。截至2019年底,在中—浅层(埋深小于3 500 m)已建成焦石坝、威远—长宁和昭通三个国家级页岩气示范区,探明页岩气地质储量 $1.8 \times 10^{12} \text{ m}^3$, 2019年产量 $153 \times 10^8 \text{ m}^3$, 累计产量 $460 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。目前我国已经基本掌握3 500 m以浅海相页岩气勘探开发主体技术,主要包括地质评价与选区、钻井、测录井和井下作业等,并通过引进与自主研发相结合,实现关键技术与装备国产化,但3 500 m以深的页岩气勘探开发还处在探索阶段。四川盆地及其周缘五峰组—龙马溪组页岩分布广泛,埋深小于3 500 m的面积约为 $6.3 \times 10^4 \text{ km}^2$, 大于3 500 m的面积为 $12.6 \times 10^4 \text{ km}^2$, 3 500 m以深面积是中深层的2倍,深层页岩气资源潜力巨大,是页岩气勘探开发的重要接替领域。2018年,中国石化威荣页岩气田(埋深大于3 500 m)提交探明储量 $1 246.78 \times 10^8 \text{ m}^3$ (面积 143.77 km^2), 落实了第一个超千亿立方米储量的深层页岩气建产目标。由于大多数深层页岩气井压裂后产气量较低且递减快,钻完井成本较高,在现有工程技术条件下难以实现效益开发。美国深层页岩气也仅在3 500~4 100 m获得商业开发,其富集、高产的主要原因为优质页岩相、气藏超高压和量身定制的工程工艺技术^[2]。通过对前期典

型钻井的分析,深层页岩气的富集程度主要与优越的先天沉积成岩条件、埋藏及生排烃历史、后期抬升幅度、构造变形的差异性有关^[2],深层页岩气高产主控因素包括裂缝发育程度、I类储层钻遇率、水平段长度、埋深、单段液量、加砂强度、压力系数、总有机碳含量和脆性指数9个因素^[3-4],但对深层页岩气井的稳产能力和EUR的研究还处在探索阶段。深层页岩气储层地应力高、水平两向应力差异大、层理和天然裂隙分布复杂、页岩塑性变强,导致水力裂缝破裂延伸困难、裂缝复杂程度低、改造体积小、导流能力差且产量递减快,极大制约了深层页岩气的经济有效开发^[5-6]。

随着中—浅层页岩气勘探开发的全面展开和相继规模建产,深层页岩气已成为中国页岩气工业面对的重要战略接替领域。中国石化和中国石油均在开展深层页岩气的勘探开发工作,但尚未形成成熟的勘探选区选带评价技术方法、有效开发的工程工艺关键技术及地质—工程一体化配套技术。本文在分析一批典型深层页岩气井勘探开发现状的基础上,梳理了深层页岩气勘探开发面临的理论、技术和管理挑战,提出了响应对策,初步展望了深层页岩气勘探开发前景。

1 深层页岩气勘探开发现状

中国石化的深层页岩气勘探分别在焦石坝和丁山以及南川、威荣和永川等区块开展,先后在WY1井、YY1井、DY2井、DY4井、DY5井和DYS1井钻获工业气流,并实施了威荣深层页岩气田产能建设工程。威荣深层页岩气田埋深3 550~3 880 m,探明地质储量超千亿立方米,为深层超高压大型页岩气藏,获2019年中国地质学会“十大地质找矿成果”,标志着中国石化在深层页岩气勘探上取得重大突破,第一期将新建产能 $10 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{a}$;涪陵页岩气田江东区

块埋深介于3 500~3 800 m,成功获得商业发现;渝西永川地区YY1井区,埋深介于3 700~4 300 m,6口井测试日产气(8~14)×10⁴ m³,探明储量234×10⁸ m³;川东南丁山地区3口深层页岩气井(埋深3 800~4 500 m)测试日产气(5~15)×10⁴ m³;川东南东溪地区DYS1井五峰组—龙马溪组埋深4 219 m,测试日产气31.18×10⁴ m³,该井是中国石化首口深层页岩气攻关试验井,侧钻水平井段垂深全部大于4 200 m,放喷测试求产获得31.18×10⁴ m³/d高产气流(图1)。

中国石油(含与壳牌、BP合作区)在富顺—永川地区、长宁地区、泸州和渝西地区开展了深层页岩气勘探开发工作,多口井获得高产页岩气流,其中L203井五峰组—龙马溪组页岩垂深3 867 m,测试日产气138×10⁴ m³,为目前深层页岩气测试产量最高井。在渝西地区大足区块的Z201-H1井,垂深3 925 m,测试日产气46×10⁴ m³,在黄201、足101等井的试采中也获得高产页岩气流。

与涪陵页岩气田焦石坝背斜的中—浅层页岩

气井相比,深层页岩气探井试采产量高(一般大于20×10⁴ m³/d),但压降快(每100×10⁴ m³压降为0.1 MPa)、递减快、单井EUR较低(平均小于0.5×10⁸ m³),如威荣页岩气田WY23-1HF井(埋深3 850 m)测试产量26.01×10⁴ m³/d,测试压力33.5 MPa,无阻流量38×10⁴ m³/d。2017年12月6日起开始管输试采,截至2019年底累产气3 292×10⁴ m³,返排率48.8%,其中,6×10⁴ m³/d试采189 d,压降速度0.13 MPa/d;5.5×10⁴ m³/d套管试采158 d,压降速度0.1 MPa/d(图2)。

2 深层页岩气规模高效开发现状和面临的挑战

同中—浅层页岩气一样,深层页岩气同样存在原始沉积条件和后期地质演化的差异性。相较于中—浅层,深层地质特征主要存在以下特点:①生烃增压有利于孔隙保存,尽管后期存在泄压,但相较于中—浅层,深层异常压力带有利于孔渗的保存,形成

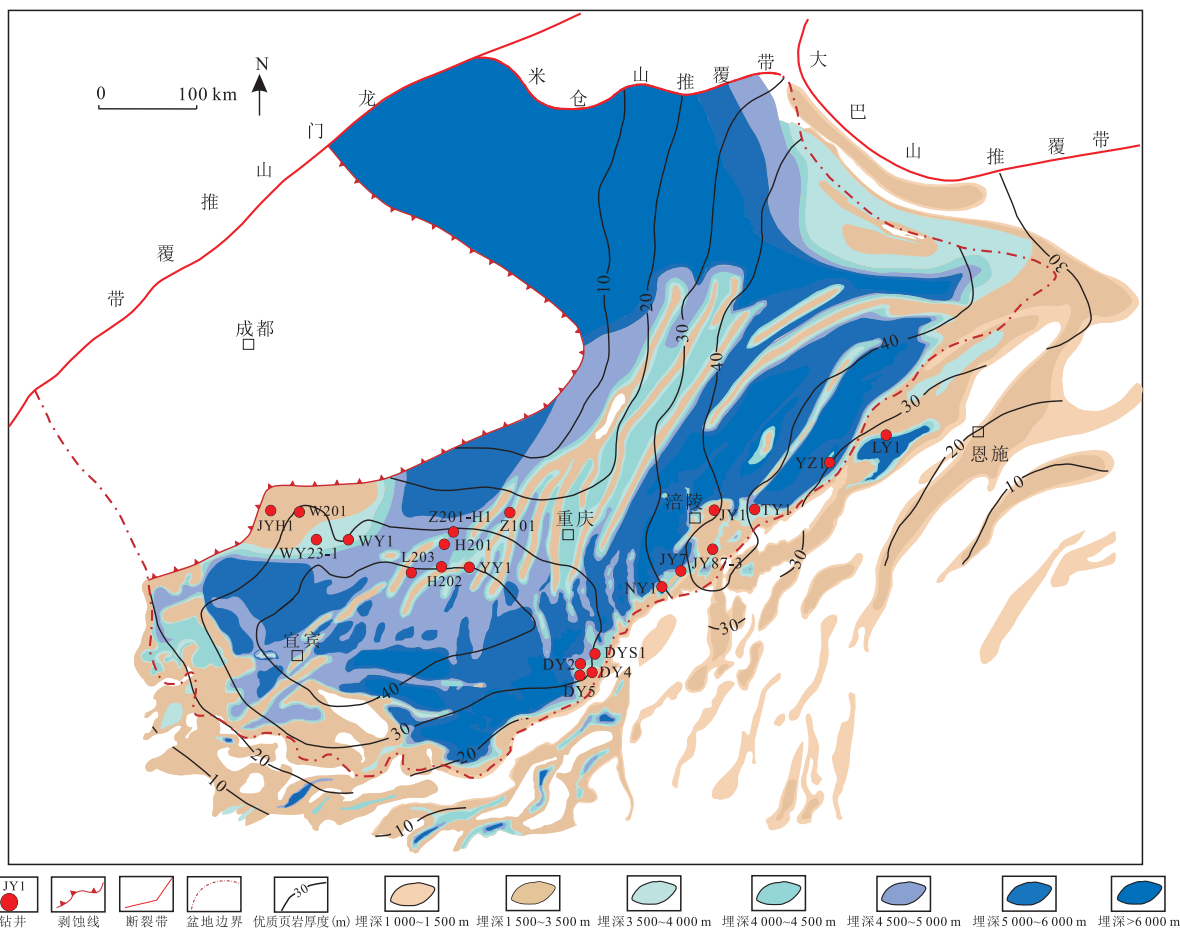


图1 四川盆地及其周缘五峰组底界埋深和五峰组—龙马溪组优质页岩厚度(中国石化石油勘探开发研究院提供)

Fig. 1 Bottom depth of Wufeng Formation and thickness of high-quality shale of Wufeng-Longmaxi Formation in Sichuan Basin and its periphery (Source: Sinopec Petroleum Exploration and Production Research Institute)

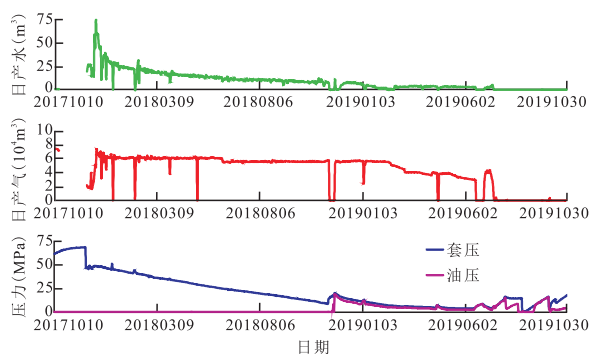


图2 威荣页岩气田WY23-1HF井生产动态曲线
(数据由中国石化西南油气分公司提供)

Fig. 2 Production curves of Well-WY23-1HF in Weirong Shale Gas Field, Sichuan Basin (Source: Sinopec Southwest China Oil and Gas Company)

页岩气藏甜点;②与中—浅层相比,深层页岩气藏埋深大,后期的构造抬升中,幅度相对较小,通天断裂基本不发育,保存条件优越的区域,有利于页岩气保存;③生排烃过程中,深层页岩构造破裂开启—闭合时间短,导致页岩气滞留量比中—浅层更大,含气量更高。

但在实际的勘探开发过程中,仍然在地质选区、甜点预测、优快钻井、有效储层改造、采气工艺与地面配套、组织运行管理效率等方面存在问题。归纳起来,主要面临地质认识、储改工艺和组织管理三方面挑战:①如何将中—浅层形成的页岩气赋存机理和富集规律等地质方面的认识,更广泛并具创新性地应用到深层页岩气藏;②如何将中—浅层压裂改造工程工艺,更加完善并高效地应用于深层页岩气藏开发中;③如何将中—浅层页岩气成功的组织运行管理经验,复制到深层页岩气开发中。

2.1 深层页岩气赋存机理和富集规律

同中—浅层相比,深层海相页岩气具有高温高压的特点,且不同构造区带与构造部位深层页岩气的富集程度差异明显^[2]。虽然认识到深层页岩气富集高产受富有机质页岩厚度、含气量和压裂改造程度等因素控制,但不同区块地质特征不同,同一区块产能差异较大,这对深层页岩气精细地质研究提出了更高要求,需要地质—工程协同攻关,才能解决制约四川盆地深层页岩气目标优选及其勘探开发的关键问题,促进四川盆地焦石坝、丁山、威远和永川等地区深层页岩气的高效开发。

1) 深化深层优质页岩展布规律、生排烃机理研究

近期在深层页岩气勘探研究方面获得了明显进展^[7-8],但不同钻井产量差别很大,地质认识不足以指导勘探开发的科学部署,面临着资源潜力不清、勘探前景不明、富集规律有待进一步探索等现实问题^[9-10]，“摸清家底”仍然是当前最为迫切的任务。优质页岩发育是形成深层页岩气藏的首要前提条件^[11-12],但深层优质页岩的分布特征还需进一步细化。受燕山早期及之前深埋作用影响,深层页岩总体处于高一过成熟演化阶段,其生排烃及烃类滞留机制与中—浅层页岩差异明显^[13]。现在埋深大并不意味着保存条件一直良好,因此,生成的烃类如何有效保存是需要重点研究的方向^[14]。深层海相页岩生烃演化历史、页岩生排烃量对现今含气量的控制作用是深层页岩气亟须攻关的科学问题。

2) 深化深层页岩储层特征及页岩气赋存状态研究

深层页岩气高产井主要分布在WF2—LM4厚度大于15~20 m的地区^[2,15],对深层WF2—LM4笔石带硅质页岩空间展布、矿物组成和有机地化等物质基础及其差异性的客观认识,成为深层页岩气有效勘探开发选区的关键。前期研究识别出了中—浅层海相页岩气不同类型的储集空间^[16],认为有机质孔对储层具有重要贡献^[17-19],并且微孔对页岩气富集的贡献较大^[20]。目前,深层页岩气储层的主要孔隙类型及其有效组合尚不明确,研究显示深层页岩气储层同样存在高有机孔隙带且微裂隙相对不发育,但孔隙类型对深层页岩气赋存状态的控制还不明朗^[2]。如WY1井和JY1井的主要孔隙类型分别为矿物质孔和有机质孔,不同的孔隙类型可能导致页岩气的赋存相态明显不同,进一步控制了页岩气井的产量,两口井的测试产量均约为 $20 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,但累计产量分别为 $0.3 \times 10^8 \text{ m}^3$ 和 $1.1 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。

目前的等温吸附实验装置的最大压力一般小于40 MPa(图3)。如何模拟地下70 MPa甚至100 MPa压力下的吸附气含量,不同储层孔隙类型对页岩气赋存状态的控制作用如何,吸附气和游离气的赋存比例究竟是如何变化等问题均需要解答。在3 500~4 500 m深度段,JY87-3、DY2和WY1等井测试获得 $(5 \sim 20) \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 页岩气流,但产量递减快,年递减率达90%,目前技术条件下单井动态储量低,平均 $(0.3 \sim 0.5) \times 10^8 \text{ m}^3$,而中—浅层的焦石坝、长宁页岩气田单井动态储量平均大于 $1 \times 10^8 \text{ m}^3$,反映了深

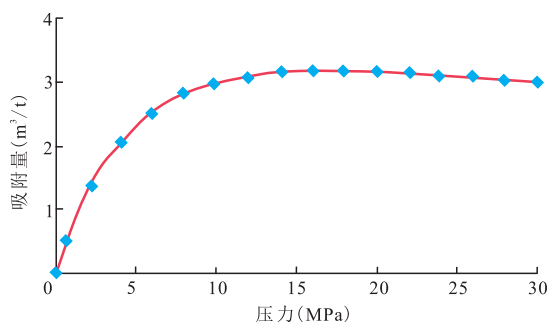


图3 四川盆地WY23-1井龙马溪组页岩等温吸附曲线
(数据由中国石化西南油气分公司提供)

Fig. 3 Isothermal adsorption curve of shale in Longmaxi Formation of Well-WY23-1, Sichuan Basin (Source: Sinopec Southwest China Oil and Gas Company)

层页岩气具有更复杂的储集条件和含气性。

3) 深化深层页岩气差异性富集和分布规律研究

在中—浅层页岩气勘探开发实践中,不同学者分别总结出页岩气富集高产的模式或者主控因素^[14,21-24],如“二元控藏”、“三元控藏”、“源盖控藏”和“建造—改造评价”等。这些认识有效地指导了中—浅层页岩气的勘探开发,也为研究深层页岩气富集与分布规律奠定了良好的基础。从已实施的一批深层页岩气井来看,气井的富集主控因素和产量差异很大,从含气量、产量角度看,JY87-3、DY2和WY1等井含气量、产量较高,页岩气较富集;JY7和NY1等井的含气量较低,TY1、YZ1和LY1等井的含气量几乎为零。对五峰组—龙马溪组深层页岩气的初步分析表明,四方面因素最为重要:①原始的沉积条件,特别是WF2—LM4笔石带页岩厚度;②构造变形期次与强度,经历两次以上变形改造且变形强度很大的部位,保存条件明显变差,通天大断裂及高陡背斜页岩含气量往往很低;③已有的页岩气井产量统计结果表明,页岩气富集高产存在明显的深度效应,优势深度范围内,即“页岩气甜窗”中,页岩含气量高,且易于改造形成高产稳产^[25];④微裂缝系统与现今应力场影响明显,微裂缝成因机理非常复杂,与埋藏—成岩—生烃史和构造应力史,特别是不同的页岩岩石类型关系很大。硅质页岩的脆延转化深度远大于黏土质页岩和钙质、白云质页岩的转化深度,更有利于形成微裂缝并使其保持开启,既有利于页岩气的赋存,也有利于页岩储层的有效改造。现今应力场,特别是水平应力差大小,对钻完井及储层改造影响巨大。上述4种因素,既相对独立,又互有联系,它们究

竟是如何控制页岩气富集高产的,亟须开展针对性攻关研究。

2.2 深层页岩气有效压裂改造工艺

随着埋深加大,地层的温度、压力不断升高与地应力条件的改变,页岩的破裂行为会受到明显影响^[6]。深层与中浅层页岩压裂施工难度主要表现在:①深层页岩的地层温度及围压较大。以丁山—东溪区块为例,上覆岩层压力高达93~106 MPa,4 000 m以深页岩气井的闭合压力高达95 MPa以上。在高围压条件下,页岩破裂压力普遍在115 MPa以上,缝宽仅2~5 mm,直接导致了施工压力较大,普遍在85 MPa以上,最高达110 MPa,逼近限压。在此条件下,造缝时,排量提升空间受限,加砂时,砂进窄缝时压力极为敏感,只能在低砂比下施工,用液量极大,改造强度及效果受到了较大的限制。在高闭合压力条件下,裂缝的导流能力受限,根据导流实验结果,当闭合压力由20 MPa增加至60 MPa,导流能力衰减80%以上,值得注意的是,深层加砂难度较大,铺砂浓度较小,这进一步限制了导流能力及产能的提升;②深层页岩气埋藏较深。以丁山—东溪区块为例,井深普遍在6 000 m以上,垂深超过4 000 m,在压裂施工中,井深每增加1 000 m,施工压力窗口因沿程摩阻增大而增加6.4 MPa,砂进地层的时间增加了38 s,这给井下情况及时判断以及现场措施的实时调整提出了更高的要求。另外,受垂深影响,微地震、测斜仪的信噪比与中—深层相比大幅度降低,裂缝监测的准确性及可靠性受限;③深层页岩气压裂施工压力高,加砂难度大,对压裂材料、装备的性能提出了更高的要求,这大幅度增加了压裂作业成本。以压裂泵车为例,相同排量下,深层页岩气压裂需要的功率比中—深层提高了50%,超高压连续工况下,施工2~3段即需要更换泵头一次,装备的负荷率要求极高,配套装备成本增加了400万元以上。

国外深层页岩气藏地应力低,普遍为80 MPa左右,施工难度小,易于加砂,且具有水平应力差值低、垂向应力差大以及脆性高等特征,裂缝起裂和延伸难度较小,容易形成网络缝,适于少段多簇、密切割、高强度连续加砂压裂,且每簇裂缝高度的充分延伸基本有保障。目前,国外提出了以“密切割、强加砂、暂堵”为主要点的压裂技术,称为Ⅲ代压裂技术,具有加砂强度不断增加、段长逐渐减小、簇数逐渐增

加、簇间距逐渐减少等趋势。在支撑剂方面,小粒径支撑剂占比增加,并积极试验高黏滑溜水,该种滑溜水配方简单,携砂及造缝能力强,增产效果较好(表1)。

以国内主要深层页岩气为例,随深度的增加,孔隙度、压力及含气性有变好的趋势,但水平地应力差变大(表2),焦石坝深层页岩气压裂难度相对较小,而丁山、南川和东溪等压裂难度较大。总体来说,与国外深层页岩气相比,国内深层页岩气在地质条件和压裂参数等方面有明显差异(表1、表2),制约了国内深层页岩气压裂的效果和经济性。国内4 000 m以深的深层页岩气藏地应力达到95 MPa以上,且具有水平应力差值大、垂向应力差小等特征,裂缝扩展需要更高的净压力,且缝高易受限于某个有限的数值之内,多采用多段少簇、集中进液、低砂比长段塞加砂压裂。在压裂工艺上,国内外都强调“密切割、强加砂及暂堵转向”等技术。目前,针对国内深层页岩气藏特殊性,深层页岩气井压裂以“降压、变黏、变

排量、变粒径”为主要特征(图4),并逐渐向增加加砂强度、降低簇间距等方向发展,整体上采用高黏滑溜水,以降低施工压力、促进裂缝均衡延伸、提高支撑强度、增大改造体积。

在装备方面,北美压裂施工向“连续工况”发展,装备寿命、可靠性逐步提升。受国内深层页岩气地质条件制约,超高压、大功率压裂作业量快速增加,装备及工具“耐高温、耐高压、高负荷、高集成”性能亟待提升,压裂泵使用寿命面临新的挑战(表3)。

深层页岩气以基质孔隙为主。例如四川盆地南部五峰组—龙马溪组深层产层,其储集空间均以基质孔隙为主,微裂缝总体不发育^[6],但由于深层页岩气比中—浅层具有更高的温度和压力,要实现“高温、高压、高地应力”条件下深层页岩储层的有效改造,通过体积压裂形成类似于中—浅层页岩中的网状缝非常困难^[6]。

为实现深层页岩气的效益开发,低成本储层改

表1 国内外深层页岩气藏压裂工艺参数对比(据文献[26–28]汇总)

Table 1 Comparison of fracturing parameters of deep shale gas reservoirs in China and abroad (According to references [26–28])

压裂工艺参数	国外	国内
分段分簇	单段3~10簇	单段2~6簇
射孔参数	孔径14 mm以上	孔径9.5 mm、10.5 mm、12.7 mm
压裂模式	预处理酸+线性胶+滑溜水+冻胶	预处理酸+胶液+滑溜水+胶液
压裂液	滑溜水(1~3 mPa·s)和冻胶	滑溜水(9~12 mPa·s)和聚合物
支撑剂	100目、40/70目、30/50目、20/40目	100目、40/70目、30/50目
加砂方式	低砂比连续加砂	段塞加砂
单段压裂规模(m ³)	1 500~2 900	1 600~3 100
单段支撑剂规模(m ³)	70~110	50~80
综合砂液比(%)	3~6	1.1~4.1
施工排量(m ³ /min)	11~14	12~18
施工压力(MPa)	70~90	90~118

表2 国内外主要深层页岩气藏参数对比(据文献[2,29–32]汇总)

Table 2 Comparison of main parameters of deep shale gas reservoir in China and abroad (According to references [2,29–32])

区块	深度(m)	优质页岩厚度(m)	R _v (%)	孔隙度(%)	TOC(%)	硅质含量(%)	碳酸盐含量(%)	含气性(m ³ /t)	地层压力系数	水平地应力差
焦石坝	3 880~4 011	30.5~49.5	2.42~2.80	3.12~3.33	2.84~2.93	47.7~69.2	10.1~12.3	3.33~4.52	1.38~1.57	7.4~14.0
丁山	3 936~4 269	39.0~35.0	1.85~2.23	3.77~4.60	2.85~3.72	41.1~52.3	11.0~15.2	5.06~6.15	1.25~1.70	13.0~24.0
南川	4 382~4 411	29.0	2.53	4.12	3.17	46.2	9.7	4.10	1.52	22.0
东溪	4 197~4 227	30.5		4.60	3.49	52.3	11.0	5.06	1.40~1.65	17.0
Eagle Ford	1 200~4 200	20.0~90.0	0.60~1.80	4.50 (3.00~7.00)	4.50 (3.00~7.00)	14.0~35.0	20.0~50.0	6.00	1.35~1.80	4.0
Haynesville	3 658	45.0	1.20~3.00	10.00 (8.00~12.00)	4.00 (3.00~5.00)	15.0~20.0	40.0~90.0	12.00	1.90	<10.0
Cana	4 115	50.0		6.50	9.00	48.0~74.0	<20.0		1.58	5.7
Woodford				(5.00~8.00)	(6.00~12.00)					

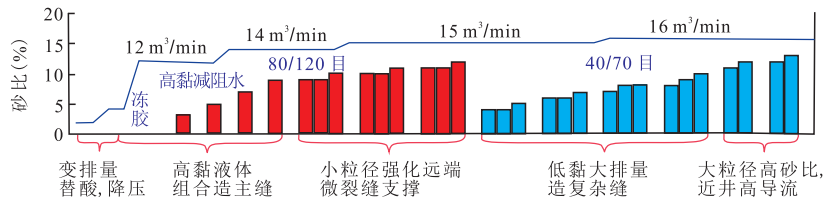


图4 焦石坝区块深层页岩气压裂工艺特点(“五段式”泵注程序)

Fig. 4 Characteristics of deep shale gas fracturing process in Jiaoshiba Block ("Five stage" pumping procedure)

表3 国内外压裂装备技术现状对比(据文献[33-35]汇总)

Table 3 Current situation of fracturing equipment in China and abroad (According to references [33-35])

工艺技术	国外	国内
压裂装备	①压裂装备主要为2 300 hp以下拖装柴驱 ②多采用拖装双泵结构,整机功率5 000~7 000 hp	①国内压裂装备以柴驱为主,已经开发了3000—7000型电动压裂设备 ②压裂装备平均负荷率在60%以下
压裂地面管汇	以大口径法兰管线为主的拖链式或围栏式管汇结构	由壬式3"三通道、4"两通道结构,管线安装复杂,存在振动、超排现象
连续油管作业装备	①连续油管作业装备,2"油管长度达到8 000 m ②装备自动化、信息化水平较高,油管现场连接技术成熟	①现役连续油管主力装备油管容量最大为2",长度为6 000 m, 2 3/8"长度为3 500 m ②现场连接焊接技术可靠性和自动化水平有待提高

注:hp为马力,1马力≈745.7 W。

造工程工艺技术需要进一步攻关,主要面临以下挑战。

1) 现有的可压性评价指标不适用于深层页岩气压裂^[6]。传统可压性模型主要从静态的岩石力学因素和脆性矿物组成两方面进行评价,忽视了深层高温高压条件下脆/延转化特征和不同构造部位地应力变化等动态参数对可压性的影响。

2) 高温高压高地应力条件下,页岩的塑性增强,净压力难以大幅提升,裂缝延伸困难,难以产生网状体积缝,高导流复杂缝网压裂关键技术亟待攻关。深层页岩储层埋藏深、闭合压力高、沿程摩阻大,施工压力窗口窄,裂缝缝网中支撑剂运移规律复杂^[37],支撑剂嵌入程度加大,裂缝导流能力小、产量递减快^[38-39]。另外,由于深层页岩气储层地应力方向变化大,裂缝延伸方向多变,且难以控制,多簇裂缝非均匀扩展现象更加突出。

3) 深层压裂施工难度大、成本高,装备的可靠性及费用控制能力有待进一步提高。与中—浅层相比,相同排量下的施工压力增加,需要提升压裂装备在连续工况下的负荷率^[37]。在超高压连续工况下,需要提升装备的可靠性和安全性。由于单井产量低,规模开发要求降低压裂工程装备使用费用。

2.3 深层页岩气开发组织运行管理

同常规油气开发相比,页岩气勘探开发所面临

的对象更复杂,涉及的工程技术环节更多,工艺技术水平更丰富,给有效运行管理提出了更多的挑战。采用传统的“链式”为主的运行管控方式周期长、效率低,严重制约了勘探开发目标的实现,使许多项目内部收益率极低甚至导致重大亏损。

深层页岩气资源潜力巨大,是业界普遍认为的战略接替领域。在勘探获得工业气流后,由于埋深更大,钻井、压裂等作业成本相对较高,特别是深层页岩气井大多递减快、EUR低,按照正常情况进行经济评价,尚不能满足商业开发的要求。要把巨大的资源变成客观的经济收益,对组织运行和管控提出了新的挑战,主要包括如何有效降低成本,如何大幅提高效率,如何不断提高施工质量、改进工程工艺效果。

1) 页岩气总体上属于低丰度的资源类型。控制成本是实现深层页岩气有效开发的前提。由于埋深大、地层条件复杂,深层页岩气单井建井成本高达中—浅层的1.5~2倍,如果不能有效降低成本,不可能实现深层页岩气的有效开发。

2) 深层页岩气工程地质条件的复杂性,大大延长了钻井、完井和储层改造的周期,使单井建井周期和产能建设周期远超中—浅层页岩气项目,这也是深层页岩气成本居高不下的重要原因。因此,如何显著的“提速提效”就成为深层页岩气有效开发面对的难题。

3) 目前针对深层页岩气的工程工艺技术成熟

度很低,尽管国内外油公司和油服公司通过积极探索,形成了一批技术方法及其组合,但与复杂多变的地下情况相比,仍然具有明显的不适应性。如何通过关键技术与技术系列的攻关,形成核心技术与装备、工具,大幅度提升施工质量,最大限度地解放地层产能,是实现规模效益开发的核心。

3 深层页岩气规模高效开发的对策

要解决深层页岩气规模有效开发面临的重大技术与管理难题,需要油公司、油服公司和科研院所的共同努力。首先,要解决深层页岩气资源潜力、富集规律、目标评价和“甜点”预测等难题,选准目标区,制定科学合理的勘探开发规划;其次,要攻克深层页岩气优快钻井和高效改造等工程技术难题,最大限度解放深层页岩气藏的产能;第三,要建立行之有效的新的体制机制,大力推进地质—工程一体化,提高运行管理效率,大幅度降低成本,实现深层页岩气开发效益最大化。

3.1 形成深层页岩气“甜点”和“甜窗”预测描述技术

针对中—浅层页岩气选区与“甜点”预测问题,国内外均已形成了较为成熟的方法。由于深层页岩气的特殊性,需要改进和细化已有评价思路与指标体系。除前期研究所强调的原始沉积条件和后期保存条件是控制页岩气富集的关键外,还需重视深层页岩气富集高产的深度效应——“甜窗”。页岩气“甜窗”是指同一套页岩中更易于形成高产天然气的优势深度范围,在此深度范围内,页岩气开发效果明显好于更浅或更深的页岩^[25]。页岩气“甜窗”中页岩的岩石力学性质大致具有脆—延过渡带特点,根据页岩的超固结比可以估算出页岩气“甜窗”的顶界,即页岩发生脆性破裂的深度;根据页岩三轴应力实验,可以估算页岩气勘探“甜窗”的底界,即页岩进入延性状态的深度。在深层页岩气“甜窗”内,页岩气含气量更高,微裂缝较为发育,地层脆性更强,具有较好的压裂效果,页岩气井初始产量和EUR更高。研究和勘探实践表明认为WF2—LM4笔石带硅质页岩,在大于3 500 m,甚至大于4 000 m的深层,仍然表现为高含气量、高脆性、易于压裂和高产稳产等特点^[2],选择此岩性段作为目标层段进行开发具有更低的地质与资源风险。

要解决深层页岩气科学选区与井位准确部署问题,需加强四川盆地五峰组—龙马溪组WF2—LM4笔石带硅质页岩的展布规律研究,明确厚度较大的分布区。结合区域地质分析和已钻井评价,优选现今地应力差较小的目标区。鉴于深层页岩气具有高温高压特点,深层页岩气的赋存状态和机理与中—浅层有较大差异,需要开展超临界含水页岩气吸附—解吸—扩散动力学行为及其热力学调控机制、深层高温高压页岩气解吸特征、损失气恢复与含气性等研究,揭示高温高压条件下页岩气赋存机理,明确不同吸附气与游离气的比例,为开发政策的制定提供科学依据。

3.2 形成先进配套的工程工艺技术与装备体系

全面准确地认识了解工程地质条件是“对症下药,药到病除”的前提。深层页岩气地质条件非常复杂,除高温、高压、高地应力差外,地层延性或塑性明显增大,地应力变化较大,微裂缝分布的非均质性更强,导致井筒稳定性变差^[6]。一方面,地层可钻性变差使钻井时效降低,钻井中井壁失稳、井眼变形,导致事故频发,固井后易发生套变甚至套管错断,使后续的储层改造难以顺利实施;另一方面,深层特殊的高温高压条件改变了地层岩石力学性质,加之地应力差值大等客观条件制约,采用针对中—浅层页岩气形成的储层改造工艺技术难以奏效,使深层页岩气产能远远不能达到预期。因此,解决深层页岩气工程技术难题既需要有针对单一技术环节的“杀手锏”,更需要各项技术与装备之间有效配套与衔接。在尽可能全面了解地下地质情况的基础上,利用先进的工具与工艺,实现优快钻井,保证水平井段穿行在“甜窗”的优质岩性段内,为有效储层改造奠定基础。

在基础理论研究方面,需针对深层高围压高温的特征,开展深层页岩钻井井壁稳定理论、破岩及提速机理、多簇裂缝破裂机理与多尺度裂缝形成机理、高应力下导流能力的主控因素等理论研究,明确深层页岩的工程效率及产能的受控机制;在钻井方面,需针对深层条件下轨迹控制难度大、可钻性差的特征,研发控压钻井技术、强化钻井参数提速技术方案、水平井眼控制技术,实现“优快”钻井;在压裂方面,需针对深层高围压、高水平应力差的地质力学特征,研制适用于深层页岩气的高降阻耐高温高黏滑溜水,研发深层降压工艺、强加砂压裂工艺及“缝内+

簇间”迂回双暂堵压裂工艺,进一步提高深层页岩气改造效果;在压裂装备方面,应针对深层长期高压力施工特征,研发低成本8000型长寿命电动压裂装备、超高压地面管汇系统、超深层8 000~10 000 m连续油管装备及工具。在此基础上,形成深层特色钻采一体化开发技术,尽可能地降低单井施工成本,以实现单井产能及EUR的大幅度提升。

3.3 推行深层页岩气地质—工程一体化

地质—工程一体化是目前业界普遍重视并开始大力推广的油气项目管理模式,是针对复杂油气藏开发项目所采用的全新的技术研发、组织运行与管控方式,是油气行业实现复杂油气藏增产提效的有效途径^[40-41]。地质—工程一体化总体思路为通过多学科地质油藏研究、全方位项目管理及钻完井设计施工一体化的动态结合,实现提高平均单井产能、提升综合效益的总体目标^[41]。强调要围绕提高平均单井产能这个关键问题,以地质综合研究为基础,以三维模型为核心,针对不同勘探开发阶段的关键性挑战,开展具有实效性和时效性的动态研究并及时应用^[42]。配合有效的组织管理和作业实施,对钻井、固井、压裂、试采和生产等多学科知识和工程作业经验进行系统性、针对性和快速地积累和丰富,对钻井、压裂等工程技术方案进行不断调整和完善,在区块、平台和单井分层次、动态优化工程效率与开发效益,实现提产增效的中长期目标^[40,42]。

深层页岩气开发的复杂性远远超过中—浅层页岩气,除地质条件更复杂、技术难度更大外,经济上成本居高不下,要实现规模效益开发难上加难。推行地质—工程一体化,构建全新的体制机制,是降本增效,实现深层页岩气规模效益开发的有效途径,将助力深层页岩气项目投入产出价值最大化,促进我国页岩气效益开发再上新台阶。

1) 重构组织架构,将传统“链状”架构调整为“矩阵”架构。按照项目所处阶段,组建跨学科、跨工种的“重量级团队”,实现勘探与开发、作业方与服务方、研究与生产的无缝连接。保持项目团队相对固定,根据勘探开发进程实施动态调整,项目关联方既是甲乙双方合同关系,更是协同作业的利益共同体。基于目标导向,按责、权、利对等原则,给予项目经理足够的业务决定、人事任免、考核奖惩权限,实现组织运行与管控效率最优化。

2) 根据勘探实践,实时更正、调整、优化、细化地质模型,加强以深层页岩气藏为中心的地质—油藏表征、地质建模、地质力学、油气藏工程评价等综合研究,制定并适时调整规划、计划,不断调整、优化勘探开发部署。

3) 通过先导试验和数值模拟相结合的方法来优选水平井穿行轨迹,确定最佳的水平井距和水平段长度,选择合适的钻机设备和工具组合,不断优化井身结构^[41],努力实现优快钻井。

4) 确定合理的水平井压裂参数,主要包括水平段长、桥塞类型以及射孔压裂参数和工艺技术等,不断改进储层改造效果,增加人工缝网的复杂度和改造体积,提高单井产能和EUR。

5) 建立与对象相适应的、行之有效的学习曲线,不断优化制度、流程,实现地质油藏认识“精益求精”、“钻井品质提升”和“完井品质优化”的目标^[40],不断优化钻井、压裂等各个环节的周期与成本。不过于追求“豪华与顶尖”技术,但需致力于技术的持续改进与升级换代。

6) 推进深层页岩气勘探开发大数据平台建设与应用,基于大数据分析和人工智能技术,分析深层页岩气地质特征、钻完井和采气工艺技术、地面集输等与气田经济效益之间的关系,用大数据进行针对性的筛选、优化并指导作业实施,优选出具有最佳的经济效益的技术与工艺组合,有效融合地质评价、钻井、压裂、采气、地面建设和集输等工作,保证项目勘探开发各阶段的无缝衔接,持续提升项目全生命周期的运行管理效率。

4 结论

1) 四川盆地深层页岩气规模有效开发主要面临地质认识、储改工艺和组织管理三方面挑战,包括深层页岩气赋存机理和富集规律认识有待深化,经济有效压裂改造的工程工艺尚待建立,页岩气开发组织运行管理方式需要重新构建。

2) 实现深层页岩气规模有效开发的应对策略有:①深化深层页岩气富集规律认识,建立选区与目标评价方法,形成“甜点”、“甜窗”预测描述技术;②深化工程地质条件研究,形成先进配套的钻井、压裂工程工艺技术与装备体系,充分解放地层产能;③推行地质—工程一体化,构建全新的体制机制,大幅度

降低成本,实现深层页岩气效益最大化。

3) 四川盆地五峰组—龙马溪组中—浅层页岩气已实现规模性商业开发,经济社会效益显著。该层系在大于3 500 m 深层领域多口井获得工业气流并已提交探明储量,是优先开展深层页岩气开发实践的重点层系,通过深化地质认识、攻克关键技术难题,实施地质—工程一体化,大幅度提速降本增效,在较短的时间内可望实现规模有效开发,其产量预期将超过中—浅层页岩气。

随着技术与管理水平的提升,下一步还要加强寒武系深层页岩气的勘探。前期完钻的JYH1、W201等井,位于上扬子陆内裂谷沉积的边缘,富有机质页岩发育较差,页岩气并未达到商业开发条件。在上扬子陆内裂谷,寒武系富有机质页岩主要发育在四川盆地资阳—长宁—鄂西—渝东—黔中和川东北部宜昌—房县等深水陆棚页岩沉积中心^[43],页岩品质较好,埋藏深度虽较大,但保存条件好,具有较好的页岩气富集物质基础,是今后深层页岩气的有利目标区。此外,在四川盆地川东北和川北等地区的二叠系龙潭组和大隆组发育富有机质硅质页岩,前期已在普光气田所在区块的M1井获得气流,但埋深较大(4 000~6 000 m),也是未来值得重视的勘探开发对象。

致谢:文中引用了中国石化、中国石油各相关单位宝贵的资料,研究过程中与上述单位的科研及管理人員进行大量的交流与讨论,获益匪浅,在此深表谢意!

参考文献

- [1] 国土资源部油气资源战略研究中心. 全国页岩气资源潜力调查评价及有利区优选[M]. 北京: 科学出版社, 2016.
Department of land and resources oil and gas strategic research center. National survey and evaluation of shale gas potential and selection of favorable areas[M]. Beijing: Science Press, 2016.
- [2] 何治亮, 聂海宽, 蒋廷学, 等. 深层页岩气有效开发中的地质问题——以四川盆地及周缘五峰组—龙马溪组为例[J]. 石油学报, 2020, 41(4): 379–391.
HE Zhiliang, NIE Haikuan, JIANG Tingxue, 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.
- [3] 曹海涛, 詹国卫, 余小群, 等. 深层页岩气井产能的主要影响因素——以四川盆地南部永川区块为例[J]. 天然气工业, 2019, 39(S1): 118–122.
CAO Haitao, ZHAN Guowei, YU Xiaoqun, et al. Main factors affecting productivity of deep shale gas wells: A case study of Yongchuan block in southern Sichuan Basin[J]. Natural Gas Industry, 2019, 39(S1): 118–122.
- [4] 杨洪志, 赵圣贤, 刘勇, 等. 泸州区块深层页岩气富集高产主控因素[J]. 天然气工业, 2019, 39(11): 55–63.
YANG Hongzhi, ZHAO Shengxian, LIU Yong, et al. Main controlling factors of enrichment and high-yield of deep shale gas in the Luzhou Block, southern Sichuan Basin[J]. Natural Gas Industry, 2019, 39(11): 55–63.
- [5] 蒋廷学, 卞晓冰, 王海涛, 等. 深层页岩气水平井体积压裂技术[J]. 天然气工业, 2017, 37(1): 90–96.
JIANG Tingxue, BIAN Xiaobing, WANG Haitao, et al. Volume fracturing of deep shale gas horizontal wells[J]. Natural Gas Industry, 2017, 37(1): 90–96.
- [6] 蒋廷学, 周健, 张旭, 等. 深层页岩气井裂缝扩展及导流特性研究及展望[J]. 中国科学: 物理学 力学 天文学, 2017, 47(11): 33–40.
JIANG Tingxue, ZHOU Jian, ZHANG Xu, et al. Overview and prospect of fracture propagation and conductivity characteristics in deep shale gas wells[J]. Scientia Sinica (Physica, Mechanica & Astronomica), 2017, 47(11): 33–40.
- [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] 郭旭升. 四川盆地涪陵平桥页岩气田五峰组——龙马溪组页岩气富集主控因素[J]. 天然气地球科学, 2019, 30(1): 1–10.
GUO Xusheng. Controlling factors on shale gas accumulations of Wufeng–Longmaxi Formations in Pingqiao shale gas field in Fuling area, Sichuan Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 2019, 30(1): 1–10.
- [9] 邹才能, 赵群, 董大忠, 等. 页岩气基本特征、主要挑战与未来前景[J]. 天然气地球科学, 2017, 28(12): 1781–1796.
ZOU Caineng, ZHAO Qun, DONG Dazhong, et al. Geological characteristics, main challenges and future prospect of shale gas [J]. Natural Gas Geoscience, 2017, 28(12): 1781–1796.
- [10] 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.
- [11] 张金川, 金之钧, 袁明生. 页岩气成藏机理和分布[J]. 天然气工业, 2004, 24(7): 15–18.
ZHANG Jinchuan, JIN Zhijun, YUAN Mingsheng. Reservoiring mechanism of shale gas and its distribution[J]. Natural Gas Industry, 2004, 24(7): 15–18.
- [12] 金之钧, 胡宗全, 高波, 等. 川东南地区五峰组—龙马溪组页岩气富集与高产控制因素[J]. 地学前缘, 2016, 23(1): 1–10.
JIN Zhijun, HU Zongquan, GAO Bo, et al. Controlling factors on the enrichment and high productivity of shale gas in the Wufeng–Longmaxi Formations, southeastern Sichuan Basin[J]. Earth Science Frontiers, 2016, 23(1): 1–10.
- [13] 张水昌, 胡国艺, 米敬奎, 等. 三种成因天然气生成时限与生成量及其对深部油气资源预测的影响[J]. 石油学报, 2013, 34(S1): 41–50.
ZHANG Shuichang, HU Guoyi, MI Jingkui, et al. Time-limit and yield of natural gas generation from different origins and

- their effects on forecast of deep oil and gas resources[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2013, 34(S1): 41-50.
- [14] 何治亮,胡宗全,聂海宽,等.四川盆地五峰组—龙马溪组页岩气富集特征与“建造—改造”评价思路[J]. *天然气地球科学*, 2017, 28(5): 724-733.
HE Zhiliang, HU Zongquan, NIE Haikuan, et al. Characterization of shale gas enrichment in the Wufeng-Longmaxi Formation in the Sichuan Basin and its evaluation of geological construction-transformation evolution sequence[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2017, 28(5): 724-733.
- [15] 聂海宽,何治亮,刘光祥,等.中国页岩气勘探开发现状与优选方向[J]. *中国矿业大学学报*, 2020, 49(1): 13-35.
NIE Haikuan, HE Zhiliang, LIU Guangxiang, et al. Status and direction of shale gas exploration and development in China[J]. *Journal of China University of Mining & Technology*, 2020, 49(1): 13-35.
- [16] 据宜文,卜红玲,王国昌.页岩气储层主要特征及其对储层改造的影响[J]. *地球科学进展*, 2014, 29(4): 492-506.
JU Yiwen, BU Hongling, WANG Guochang. Main characteristics of shale gas reservoir and its effect on the reservoir reconstruction[J]. *Advances in Earth Science*, 2014, 29(4): 492-506.
- [17] 聂海宽,张金川.页岩气储层类型和特征研究——以四川盆地及其周缘下古生界为例[J]. *石油实验地质*, 2011, 33(3): 219-225.
NIE Haikuan, ZHANG Jinchuan. Types and characteristics of shale gas reservoir: A case study of Lower Paleozoic in and around Sichuan Basin[J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2011, 33(3): 219-225.
- [18] XIAO X M, WEI Q, GAI H F, et al. Main controlling factors and enrichment area evaluation of shale gas of the Lower Paleozoic marine strata in south China[J]. *Petroleum Science*, 2015, 12(4): 573-586.
- [19] NIE H K, JIN Z J, SUN C X, et al. Organic matter types of the Wufeng and Longmaxi Formations in the Sichuan Basin, South China: Implications for the formation of organic matter pores[J]. *Energy & Fuels*, 2019, 33(9): 8076-8100.
- [20] HE Z L, NIE H K, ZHAO J H, et al. Types and origin of nanoscale pores and fractures in Wufeng and Longmaxi Shale in Sichuan Basin and its periphery[J]. *Journal of Nanoscience and Nanotechnology*, 2017, 17(9): 6626-6633.
- [21] 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.
- [22] 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.
- [23] 何治亮,聂海宽,张钰莹.四川盆地及其周缘奥陶系五峰组—志留系龙马溪组页岩气富集主控因素分析[J]. *地学前缘*, 2016, 23(2): 8-17.
HE Zhiliang, NIE Haikuan, ZHANG Yuying. The main factors of shale gas enrichment of Ordovician Wufeng Formation-Silurian Longmaxi Formation in the Sichuan Basin and its adjacent areas[J]. *Earth Science Frontiers*, 2016, 23(2): 8-17.
- [24] 聂海宽,金之钧,边瑞康,等.四川盆地及其周缘上奥陶统五峰组—下志留统龙马溪组页岩气“源—盖控藏”富集[J]. *石油学报*, 2016, 37(5): 557-571.
NIE Haikuan, JIN Zhijun, BIAN Ruikang, et al. The “source-cap hydrocarbon-controlling” enrichment of shale gas in Upper Ordovician Wufeng Formation- Lower Silurian Longmaxi Formation of Sichuan Basin and its periphery[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2016, 37(5): 557-571.
- [25] HE Z L, LI S J, NIE H K, et al. The shale gas “sweet window”: “The cracked and unbroken” state of shale and its depth range [J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2019, 101: 334-342.
- [26] GRIESER B, TALLEY C. Post-frac production analysis of horizontal completions in CANA Woodford Shale[C]// paper presented at the SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference, February 6-8, 2012, The Woodlands, Texas, USA.
- [27] FARINAS M, FONSECA E. Hydraulic fracturing simulation case study and post frac analysis in the Haynesville Shale[C]// paper SPE-163847-MS presented at the SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference, February 4-6, 2013, The Woodlands, Texas, USA.
- [28] LOWE T, POTTS M D, WOOD D E. A case history of comprehensive hydraulic fracturing monitoring in the Cana Woodford[C]// paper SPE-166295-MS presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, September 30-October 2, 2013, New Orleans, Louisiana, USA.
- [29] GENTZIS T. A review of the thermal maturity and hydrocarbon potential of the Mancos and Lewis shales in parts of New Mexico, USA[J]. *International Journal of Coal Geology*, 2013, 113: 64-75.
- [30] GENTZIS T. Review of the hydrocarbon potential of the Steele Shale and Niobrara Formation in Wyoming, USA: A major unconventional resource play?[J]. *International Journal of Coal Geology*, 2016, 166: 118-127.
- [31] 陈作,曾义金.深层页岩气分段压裂技术现状及发展建议[J]. *石油钻探技术*, 2016, 44(1): 6-11.
CHEN Zuo, ZENG Yijin. Present situations and prospects of multi-stage fracturing technology for deep shale gas development [J]. *Petroleum Drilling Techniques*, 2016, 44(1): 6-11.
- [32] American Association of Petroleum Geologists, Energy Minerals Division. Unconventional Energy Resources: 2017 Review[J]. *Natural Resources Research*, 2018, <https://doi.org/10.1007/s11053-018-9432-1>.
- [33] 彭俊威,周青,戴启平,等.国内大型压裂装备发展现状及分析[J]. *石油机械*, 2016, 44(5): 82-86.
PENG Junwei, ZHOU Qing, DAI Qiping, et al. Development status and analysis of domestic large-scale fracturing equipment [J]. *China Petroleum Machinery*, 2016, 44(5): 82-86.
- [34] 王晓宇.国外压裂装备与技术新进展[J]. *石油机械*, 2016, 44(11): 72-79.
WANG Xiaoyu. Advances in foreign fracturing equipment and technology[J]. *China Petroleum Machinery*, 2016, 44(11): 72-79.
- [35] 张增年,李华川,郑家伟,等.压裂设备应用评价及技术发展展望[J]. *钻采工艺*, 2020, 43(2): 41-44.