

引用本文: 詹国卫, 杨建, 赵勇, 等. 川南深层页岩气开发实践与面临的挑战[J]. 石油实验地质, 2023, 45(6): 1067–1077. DOI: 10.11781/sysdz2023061067.

ZHAN Guowei, YANG Jian, ZHAO Yong, et al. Development practice and challenges of deep shale gas in southern Sichuan Basin[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2023, 45(6): 1067–1077. DOI: 10.11781/sysdz2023061067.

川南深层页岩气开发实践与面临的挑战

詹国卫, 杨建, 赵勇, 张南希, 王保保, 李曙光

中国石化西南油气分公司勘探开发研究院, 成都 610041

摘要: 深层页岩气资源量丰富, 开发潜力巨大, 但工程地质条件相对略差, 效益开发难度较大。为支撑深层页岩气的效益开发, 以四川盆地南部地区威荣和永川气田的开发实践为例, 针对深层页岩气构造复杂、断缝发育、优质储层薄、产量递减快、最终可采储量低等难点, 以“布好井、打好井、管好井”为目标, 在气藏精细描述、渗流实验等研究基础上, 采用地球物理—地质建模—压裂模拟—数值模拟一体化方法, 形成了以地质甜点评价与预测技术、复杂构造区井网优化设计技术、“四位一体”钻井跟踪保障技术和全生命周期生产精细管控技术为核心的开发关键技术体系。同时, 根据开发中暴露出的问题, 梳理总结了在“构造—断裂—应力场”耦合机理、小—微尺度裂缝精细刻画、开发技术政策优化等方面的难点, 提出了持续攻关的方向。研究认为: ①深层页岩孔隙度、含气量等地质参数与中深层基本相当, 但工程参数更复杂, 具有地应力高、水平应力差高和破裂压力高的特征, 改造难度大; ②深层页岩气已在甜点评价与预测、建模—数模一体化技术和精细生产管理等方面形成了关键配套技术, 取得了较好的开发效果; ③目前深层页岩气主要面临套变、压窜、最终可采储量不达标等方面的难题, 需要持续深化地质精细评价、流体运移规律和建模—数模一体化等技术攻关。

关键词: 页岩气开发实践; 开发技术进展; 深层页岩气; 威荣气田; 永川气田; 川南地区

中图分类号: TE37

文献标识码: A

DOI: 10.11781/sysdz2023061067

Development practice and challenges of deep shale gas in southern Sichuan Basin

ZHAN Guowei, YANG Jian, ZHAO Yong, ZHANG Nanxi, WANG Baobao, LI Shuguang

Research Institute of Exploration and Development, SINOPEC Southwest Oil & Gas
Branch Company, Chengdu, Sichuan 610041, China

Abstract: There is great potential for developing deep shale gas resources, but the engineering geological conditions are relatively poorer, making it difficult for benefit development. In order to support the benefit development of deep shale gas, taking the development practices of Weirong and Yongchuan gas fields in the southern region of Sichuan Basin as an example, focusing on the difficulties of complex deep shale gas structures, developed fractures, thin high-quality reservoirs, rapid production decline, and low EUR, with the goal of “good well placement, good well drilling, and good well management”, a key development technology system is formed by use of the integrated method of geophysics, geological modeling, fracturing simulation, and numerical simulation based on the research on precise gas reservoir description and seepage experiments, which is characterized by geological sweet spot evaluation and prediction technology, well network optimization design technology in complex tectonic areas, “four in one” drilling tracking guarantee technology, and full life cycle production control technology. At the same time, based on the problems exposed during development process, the difficulties and challenges in the coupling mechanism of “structure–fault–stress field”, characterization of small-scale and microscale fractures, optimization of development technology strategies were summarized, and the problems that need to be continuously studied were proposed. The conclusion is that: ① The geological parameters such as porosity and gas content of deep shale are basically equivalent to those of medium-deep strata, but the engineering

收稿日期 (Received): 2023-08-22; 修订日期 (Revised): 2023-10-20; 出版日期 (Published): 2023-11-28.

作者简介: 詹国卫 (1976—), 男, 博士, 高级工程师, 从事非常规油气勘探开发工作。E-mail: zhanguowei.xnyq@sinopec.com.

通信作者: 杨建 (1983—), 男, 硕士, 副研究员, 从事非常规气藏工程方面研究工作。E-mail: yangjianchn@126.com.

基金项目: 中国石化科技部重点科技项目“威荣深层页岩气立体开发优化技术研究”(P22041) 资助。

© Editorial Office of Petroleum Geology & Experiment. This is an open access article under the CC BY-NC-ND license.

parameters are more complex, characterized by high in-situ stress, high horizontal stress difference, and high fracture pressure, making it difficult to transform; ② Key supporting technologies in dessert evaluation and prediction, modeling–numerical simulation integration technology, and fine production management has been formed in deep shale gas, with good development results; ③ At present, deep shale gas is mainly faced with challenges such as casing deformation, pressure channeling, and EUR non-compliance. It is necessary to further advance technical research in geological fine evaluation, fluid migration patterns, and modeling–numerical simulation integration.

Key words: development practice of shale gas; development technology progress; deep shale gas; Weirong gas field; Yongchuan gas field; southern Sichuan

我国页岩气资源量丰富,根据国土资源部调查评价结果^[1-2],全国页岩气技术可采资源量 21.8×10^{12} m³,其中海相 13.0×10^{12} m³、海陆过渡相 5.1×10^{12} m³、陆相 3.7×10^{12} m³,海相页岩气占比 59.6%,主要分布在四川盆地,主力开发层系为上奥陶统五峰组—下志留统龙马溪组,埋深在 3 500~4 500 m。目前,川南地区埋深小于 4 500 m 的页岩气资源量逾 10×10^{12} m³,其中深层页岩气(埋深 3 500~4 500 m)资源量就达 8×10^{12} m³,占比 80%,开发潜力巨大^[3-8]。

随着 3 500 m 以浅页岩气的规模效益开发,下一个增储上产最现实的主阵地为深层页岩气,威荣气田作为国内首个投入商业开发的深层页岩气田在气藏静态特征、开发技术等方面积累了大量的

实践经验。笔者以威荣和永川气田为例,以深层与中深层页岩气地质特征和动态特征差异性对比为切入点,系统总结甜点评价、钻井跟踪、全周期生产管控和复杂构造区井网优化等开发技术进展,剖析深层页岩气开发面临的主要问题与挑战,提出下一步开发工作的攻关方向与对策,以期对深层页岩气的开发工作有一定的指导作用。

1 深层页岩气概况

1.1 地质特征

川南地区五峰组—龙马溪组受晚奥陶世—早志留世构造—沉积分异格局的控制,形成于陆棚环境,为一套黑色页岩,是页岩气勘探的主要目标层系(图1)。威荣和永川气田的主力开发层系为

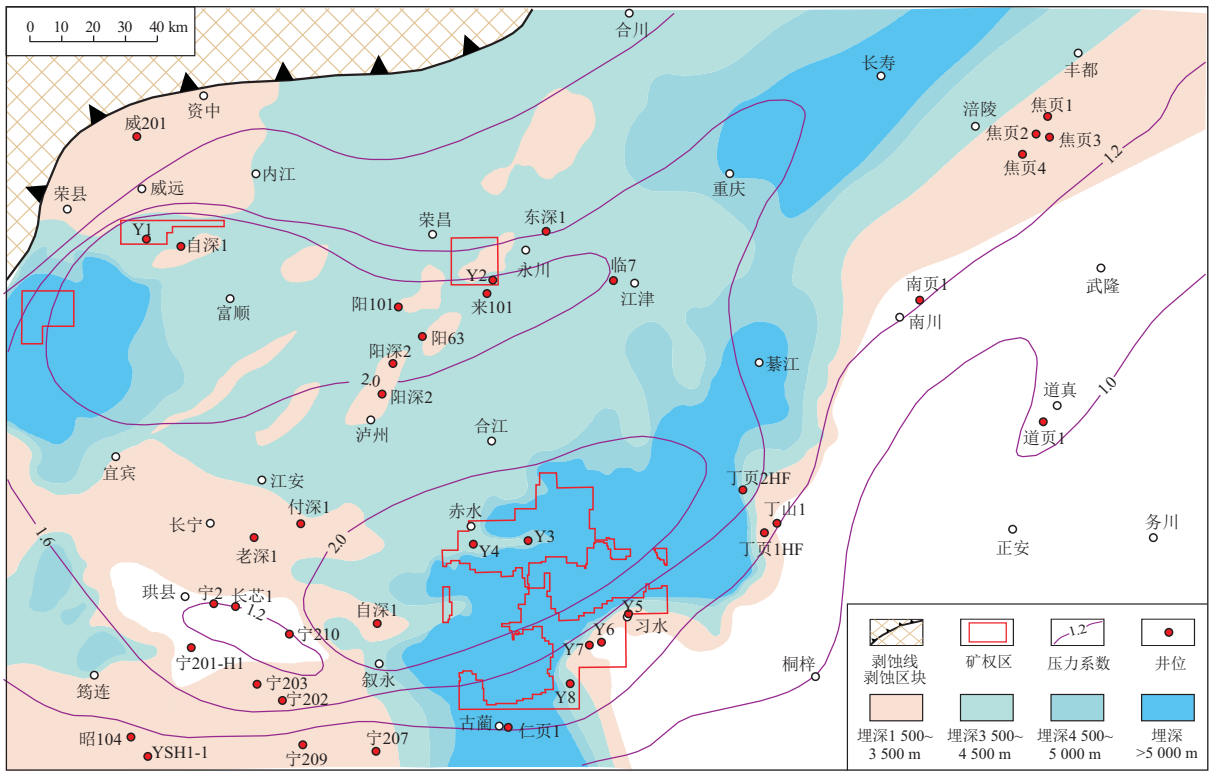


图 1 川南下志留统龙马溪组压力系数与埋深叠合图

Fig.1 Superimposed map of pressure coefficient and burial depth of Lower Silurian Longmaxi Formation in southern Sichuan

五峰组—龙马溪组一段,整体埋深介于3 550~4 200 m,其中主体埋深超3 700 m,沉积期处于川南深水陆棚环境,为富含有机质的灰黑色、黑色页岩,硅质含量为38%~42%,钙质含量为13%~22%,总有机碳(TOC)含量为2.21%~3.31%,发育I类优质储层,厚度为5.8~7.7 m。该气藏的原始地层压力为68.69~78.57 MPa,压力系数为1.6~2.1,地应力86~110 MPa,水平应力差为10~20 MPa,脆性指数0.5~0.6,应力整体较为集中,易引发套变和压窜。气藏整体具有“一深、一薄、三高、一复杂”的特点(“一深”是指气藏埋藏深;“一薄”是指优质储层厚度薄;“三高”是指高地应力、高水平应力差、高塑性;“一复杂”是指气藏位于地震活跃带附近,应力状态与变化复杂),属于深层、超压、自生自储式连续型页岩气藏,与以涪陵气田为代表的中深层页岩气相比(表1),具有埋深大、矿物组分差异大、优质储层厚度薄、超压、高应力5个显著特点,致使开发难度大。

1.2 生产动态特征

川南地区威荣气田和永川气田累计投产页岩气井190余口,根据气液变化特征的不同,可将气井生产周期划分为排液、定产降压和定压降产3个阶段。排液阶段生产周期2~3个月,初期日排液量260~650 m³,平均380 m³,见气时返排率2.9%~24.8%,平均10.7%,阶段返排率15%~40%;定产降压阶段气井初期配产(5~18)×10⁴ m³/d,稳产期3~15个月,单位井口压降产气量(28~92)×10⁴ m³/MPa,

稳产期末累产气(0.16~0.28)×10⁸ m³;定压降产阶段气井产量递减符合双曲或调和递减趋势,首年递减率45.2%~71%,平均62%,估算最终可采储量(EUR)(0.4~0.9)×10⁸ m³。

受气藏地质特征的影响,川南地区深层与中深层页岩气生产动态特征存在明显的差异性,与中深层页岩气相比^[9-10],具有开井压力高、返排液量大、稳产期短、单位压降产气量低、产量递减快、返排率高的特点(表2)。

2 深层页岩气开发技术进展

以威荣气田和永川气田为代表的川南地区深层页岩气自2019年产能建设以来,始终以推动气田规模上产和效益建产为目标,围绕“布好井、打好井、管好井”,持续开展关键技术的探索与攻关,在地质甜点评价、钻井跟踪保障、精细地质分段和气井生产管理等方面取得了一些积极进展,形成了一系列开发关键技术。

围绕“布好井”,在储层精细评价的基础上,开展了地质甜点评价与井网优化设计研究,形成了地质甜点评价与预测技术、复杂构造区井网优化设计技术。

2.1 地质甜点评价与预测技术

甜点是页岩气中储层品质较好、易压裂改造、经济效益好的层段,对其精准识别和预测是页岩气有效开发、效益开采的关键^[11-12]。针对川南地区威荣和永川页岩气埋深大、矿物组分差异大、纵向

表1 川南威荣、永川深层页岩气与涪陵中深层页岩气地质工程参数对比
Table 1 Comparison of geological engineering parameters between Weirong, Yongchuan deep shale gas reservoirs and Fuling medium-deep shale gas reservoir, southern Sichuan

地质工程参数	中深层	深层		对比情况
	涪陵气田	威荣气田	永川气田	
埋深/m	2 400~3 500	3 550~3 880	3 800~4 200	深 500~1 500
TOC 大于3%页岩厚度/m	30.5	17.5	20.5	薄 10~13
孔隙度/%	5~7	4.6~6.5	5~6	相当
含气量/(m ³ /t)	6~10	5~8	5~9	相当
沉积微相	硅质深水陆棚	内灰质深水陆棚	外灰质深水陆棚	相带略差
硅质含量/%	55	38	42	低 13~17
钙质含量/%	10	22	13	高 3~12
黏土含量/%	35	40	45	高 5~10
地压系数	1.35~1.55	1.9~2.0	1.6~2.1	高 0.3~0.6
杨氏模量/GPa	38.4	21.6	26.8	低 10~15
泊松比	0.19	0.23	0.25	高 0.04~0.06
力学脆性指数	0.62	0.43	0.46	低 0.16~0.20
最小水平应力/MPa	48.3~58.4	86~98	90~100	高 30~40
水平应力差/MPa	7.5~8.2	10~16	10~20	高 3~12
破裂压力/MPa	55~70	95~113	91.4~114	高 30~40

表 2 川南威荣、永川深层页岩气与涪陵中深层页岩气主要生产动态指标对比

Table 2 Comparison of main production performance indicators of Weirong and Yongchuan deep shale gas reservoirs and Fuling medium-deep shale gas reservoir, southern Sichuan

不同阶段生产动态指标		威荣气田	永川气田	涪陵气田
排液阶段	初期井口压力/MPa	47.3	52.8	26.5
	最高日排液量/m ³	650	420	35
	阶段返排率/%	39	17	4.3
定产降压	初期产量/(10 ⁴ m ³ /d)	7.5	5.5	8
	稳产期/d	120	260	680
	单位压降产气量/(10 ⁴ m ³ /MPa)	58.6	51.8	272.4
	稳产期累产气量/(10 ⁴ m ³)	1 983	1 942	6 785
定压降产	首年递减率/%	64	58	45.2
	返排率/%	85~90	55~60	10~15

非均质性强等特点,基于“三端元”页岩岩相分类和多尺度多视域储层精细描述技术,创建了深层页岩储层分级评价技术,建立了甜点评价参数指标体系;通过地质—工程参数与气井产能的结合,实现了复杂矿物组分、孔隙度、含气量及可压裂性的定量评价,评价精度由 85% 提高到 90% 以上。基于高精度的地震反演及多元参数回归、神经网络预测等方法,提高了页岩 TOC、孔隙度、含气量等甜点参数地震预测精度及稳定性,有效描述了优质页岩小层段纵横向甜点参数的展布特征。以高精度反演为基础,从预测模型和岩石力学机制出发,形成了高精度地层压力、脆性、地应力、破裂压力和坍塌压力地震预测及微裂缝综合预测技术,建立了页岩气工程参数预测及应用系列技术,支撑评价、部署实施、压钻分析(图 2)。

2.2 复杂构造区井网优化设计技术

2.2.1 复杂构造区地应力精细描述技术

地应力研究是石油勘探开发的重要基础研究工作^[13-14],是支撑开发技术政策和改造工艺技术设计的关键,尤其对于复杂构造区,地应力的精细

描述至关重要。基于三维工区,通过 AVAZ(振幅方位各向异性)特征分析,确定裂缝发育方位,建立了地应力预测模型,创建了复杂构造区地应力精细描述技术。威荣和永川气田分属不同的构造区带,地应力存在较大差异,其中威荣气田三维区最大水平主应力方向为北东东向—近东西向,工区内在断层两侧局部应力方向有小范围变化,最大水平主应力方向为近东西向,主体区介于 70°~89°之间,地应力方向受断裂及构造影响大;永川气田三维区最大水平主应力方向为北东东向—近东西向。工区内在断层两侧局部应力方向有小范围变化,整体介于 72°~108°之间。

2.2.2 建模—压模—数模一体化技术

在地质建模方面,利用地球物理、测井解释、录井、钻井等资料,采用基于“水平段分层建立虚拟井数据库”的构造建模技术、“随机+井震约束”的相控建模技术、“地震反演+协克里金方法”的力学参数建模技术、“岩心观察+成像测井+地震预测”的蚂蚁体微裂缝追踪技术以及基于“有限元”理论的地应力建模技术,形成了一套适用于低缓构造带

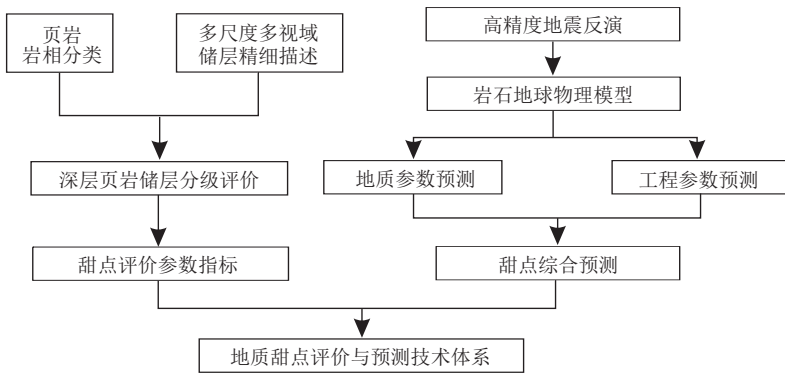


图 2 川南页岩甜点评价与预测技术流程

Fig.2 Flow-process chart of shale sweet spot evaluation and prediction technology in southern Sichuan

的深层页岩气三维地质建模技术,纵向模型刻画精度可达3 m,属性模型的吻合率高达85%,地应力模型与井点测井解释结果相对误差小于8%。

在压裂模拟方面,深化压降试井、动态分析与微地震监测的一体化融合,形成了“微地震+动态反演”和“动态反演+支撑剂体积守恒”两套压裂缝网反演刻画方法,实现了压裂缝网展布形态与属性参数的精细表征。裂缝模型对缝网复杂程度、裂缝长度和高度等关键参数的刻画与微地震监测结果的吻合程度超过80%,较前期等效模型精度平均提高了22.6%。

在数值模拟方面,通过实验分析与现场生产动态一体化相结合,实现了深层页岩气由基质—微米空间—小尺度缝—人工缝—井筒的全周期运移能力定量评价。为了精细表征不同尺度裂缝的渗流特征,结合流态识别与诊断技术,建立了嵌入式裂缝的“四区”复合模型。基于深层页岩气产液量大、返排率高的特点,为提高历史拟合精度与效率,形成了“分阶段多级控制”历史拟合方法,井组历史拟合时间较前期缩短了15%,拟合精度提高了13.8%。

2.2.3 经济—技术一体化井网优化设计

合理的开发井网是保障气藏高效开发的关键^[15-16]。永川气田地质条件复杂、断裂发育,给开发井网优化设计带来了巨大挑战,井网的高效设计必须要兼顾水平井方位、水平段长度、水平井井距以及水平井距断层距离。

在永川气田产能建设实践的基础上,结合深层页岩气地质建模—压裂模拟—数值模拟一体化技术,采用经济—技术一体化评价的手段,明确水平井轨迹方位与最大主应力方向大于等于60°,气井测试无阻流量较好;如果井轨迹方位与最大主应力方向小于60°,测试无阻流量将急剧降低(图3)。水平段越长,单井产值越高,段长在1 500 m时,净

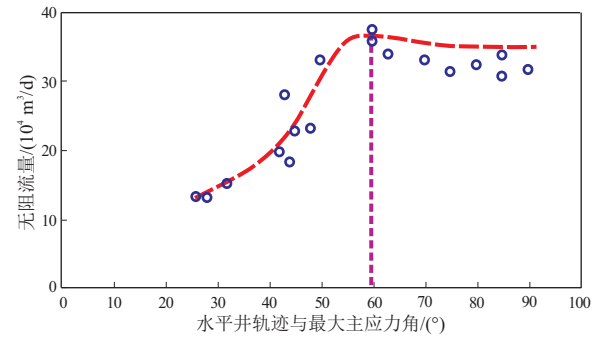


图3 川南永川气田井轨迹方位与无阻流量关系
Fig.3 Relationship between well trajectory orientation and absolute open flow rate in Yongchuan gas field in southern Sichuan

现值达到峰值;段长大于1 600 m后,净现值将会急剧降低;水平段长度在1 500~1 600 m时,技术—经济指标最优(图4)。水平井距B级断层(断距在50~100 m之间)距离大于150 m时,气井总体测试及生产效果较好(图5);水平井井距越小,采出程度越高,但井距小于300 m后,井间干扰逐步增强,对EUR的影响越来越大,建议主体采用300 m井距(图6);在老井附近以及天然裂缝发育区,由于容易发生压窜,建议将井距调整为350~400 m。

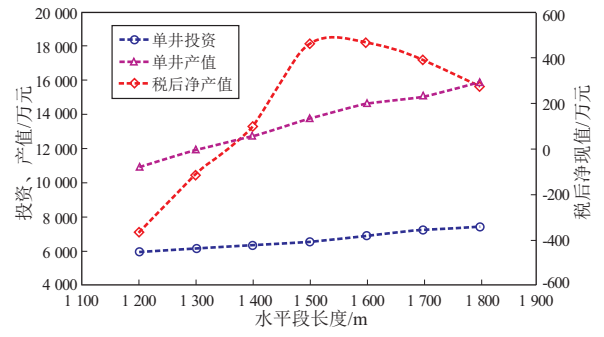


图4 川南永川气田水平井段长与投资、产值和净现值关系
Fig.4 Relationship between horizontal well length and investment, output value, and NPV in Yongchuan gas field in southern Sichuan

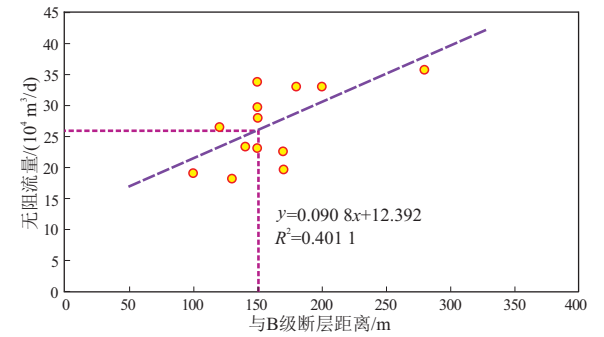


图5 川南永川气田气井距B级断层距离与无阻流量关系
Fig.5 Relationship between the distance from gas wells in Yongchuan gas field to B-level faults and open flow rate, southern Sichuan

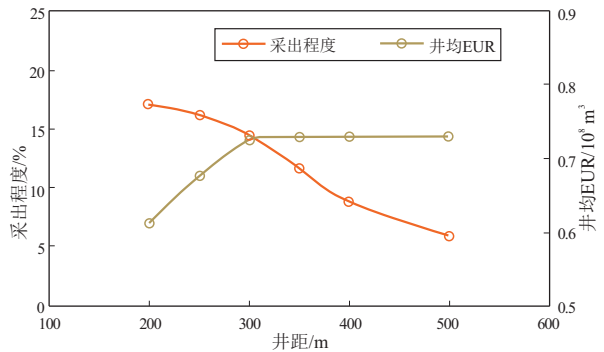


图6 川南永川气田井距与采出程度、单井 EUR 关系
Fig.6 Relationship between well spacing and recovery degree, single well EUR in Yongchuan gas field in southern Sichuan

2.3 “四位一体”钻井跟踪保障技术

围绕“打好井”,在构造精细解释的基础上,开展了地质—工程一体化的钻井跟踪保障与精细地质分段研究,形成了“四位一体”的钻井跟踪保障技术和“四性合一”的精细地质分段技术。

研究表明^[17-21],水平井优质储层钻遇率越高,气井产能越高。为了提高复杂构造区的优质储层钻遇率,通过“地质—物探—工程”一体化,形成了“旋转导向+随钻方位 GR+元素录井(XRF)+地震实时校正+工程轨迹实时优化”的“四位一体”钻井跟踪保障技术,确保了水平井钻进过程中的精确中靶及优质储层钻遇率。

元素录井(XRF)结合随钻 GR、方位 GR 计算地层视倾角,判断井轨迹上、下行关系,落实井底钻头位置。对设计靶窗标志点进行精细定量识别研究,明确上、下报警界面随钻 GR、方位 GR、录井元素(XRF)及其比值、气测的变化标志,同时在上、下报警界面之上设置二级调整界面,防止井轨迹大幅偏离靶窗。

地震结合地质层位判断,预测下步控制点或靶点垂深,进行轨迹优化。通过采用已钻井资料和虚拟井约束,建立精度更高的工区初始深度域速度模型,校正速度体,修正误差,实现构造实时、高效更新,进而提高地层倾角预测精度。这种方法将实钻获取的地质信息与地震剖面相结合,克服了以往静态剖面的局限,实现地震剖面实时更新、随钻校正,提高了物探对后续地层视倾角的预测精度,同时对

提前预判钻遇微幅构造情况、提出准确的轨迹调整建议有重要意义。

利用旋转导向或滑动导向工具进行水平井轨迹调整。在精细轨迹工程实时优化设计时,由于当前井底位置、井眼方向、待钻设计目标点的位置和井眼方向都是确定的,因此采用非线性规划问题的解法进行优化计算;同时根据动力钻具的使用情况,使优化轨迹的最大变斜率小于现场工具的最大变斜能力,最大变方位率小于现场工具的最大变方位能力,满足现场工具能力的要求。

2.4 “四性合一”精细地质分段技术

川南深层页岩气套变和压窜等复杂工况较多,为降低复杂工况发生率,同时支撑压裂工艺的优化设计,综合考虑钻井轨迹、地质特征、工程特征和断缝特征 4 个方面进行精细地质分段,形成了“四性合一”精细地质分段技术。其实质是基于井轨迹穿行层位的差异性,依据测井解释成果,结合井周断缝发育程度,精准量化水平井“地质+工程”特征参数;同时做出小层界面、套变及压窜风险井段的预警提示,支撑了“一井一案、一段一策”压裂工艺及参数的优化设计(图 7)。

首先,考虑水平井轨迹的穿行特性,深层页岩气微幅构造及断缝相对发育,气井在钻进过程中容易穿行上下小层,频繁穿越不同小层(应力变化面)容易引发套变。因此,地质分段需要精确给出穿行小层界面井深,支撑压裂工艺的优化设计(定向射孔等)。

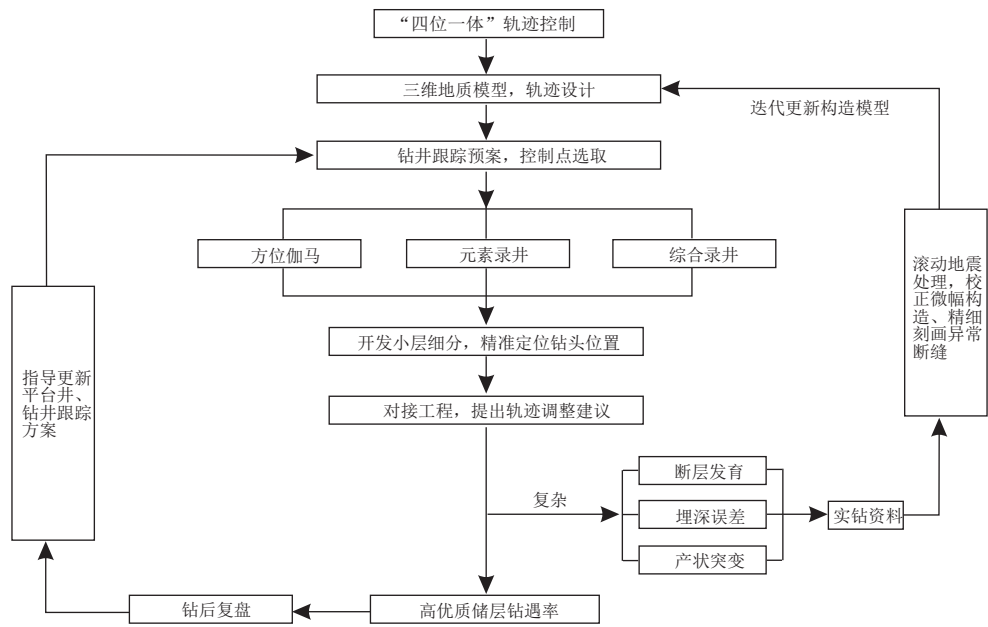


图 7 川南深层页岩气地质工程“四性合一”精细地质分段

Fig.7 Fine geological segmentation of “four in one” deep shale gas geological engineering in southern Sichuan

其次,考虑地质参数特性,充分利用水平井测、录井资料,评价 TOC、含气量、孔隙度等关键地质参数,建立全水平段地质参数分类标准,支撑“一段一策”压裂参数的优化设计。

再次,考虑工程参数特性,充分利用水平井测、录井资料,评价泊松比、杨氏模量、地应力、脆性指数等关键工程参数,建立全水平段工程参数分类标准,支撑压裂工艺方案的针对性设计。

最后,考虑断缝发育特性,推行井震一体化,结合录井(次生矿物、气测显示)、测井(GR 曲线突变、偶极声波异常段)以及地球物理刻画天然裂缝展布特征,准确识别井周的天然裂缝发育带,对套变、压窜等地质风险进行预警。

2.5 全生命周期生产精细管控技术

围绕“管好井”,在渗流机理研究的基础上,开展了闷排制度、稳产管控技术与低压小产阶段低气液比下排水采气工艺技术研究,形成了深层页岩气全生命周期生产精细管控技术。

2.5.1 “五段式”闷排制度

威荣和永川气田岩心分析实验表明,川南地区

深层页岩气渗透率最大伤害程度在 72%~95%之间,属于强—极强的应力敏感储层。在产能建设初期阶段,由于不清楚排液制度对生产的影响,为了便于快速投产,主要采用 5~10 mm 油嘴快排,在大压差的驱动下支撑剂回流现象频发,经常发生油嘴刺漏,并且在排液阶段压降速度快(>0.4 MPa/d),井口压力损失程度高(>50%)。针对该问题,以降低裂缝应力敏感、避免地层能量过快损失为目的,在渗吸实验分析的基础上,结合不同区块、不同压裂工艺气井排液规律的总结分析,综合制定了“五段式”闷排制度(表 3),闷井时间 5~9 d,而后采用“2~5~7~9 mm”逐级放大的排液制度,后续产建井严格按照规范制度排液,阶段压力损失程度由前期的 50%以上降至 20%以内(图 8),气井出砂风险也得到了有效控制。

2.5.2 “分段控压、分级调产”的稳产管控技术

2019 年,威荣气田在同一井组内部开展了控压与放压生产的对比试验,与放压生产井相比,控压生产井的压降速度降低了 65.6%,单位井口压降产气量提高了 1.1 倍,首年递减减缓了 18.5%,EUR 提高

表 3 川南威荣、永川深层页岩气排液阶段“五段式”闷排制度
Table 3 “Five stage” shut-in drainage system for Weirong and Yongchuan deep shale gas during drainage stage, southern Sichuan

序号	阶段	时间/d	目的	制度/mm
1	闷井	5~9	达到渗吸平衡	
2	纯排液	9~15	降低应力敏感性、防支撑剂回流	2~5
3	见气初期	10~20	降低应力敏感、防裂缝快闭合	5~7
4	气相突破	12~18	降低地层能量损失	7~9
5	稳定测试	5~7	获取稳定测试产量及压力	6~8

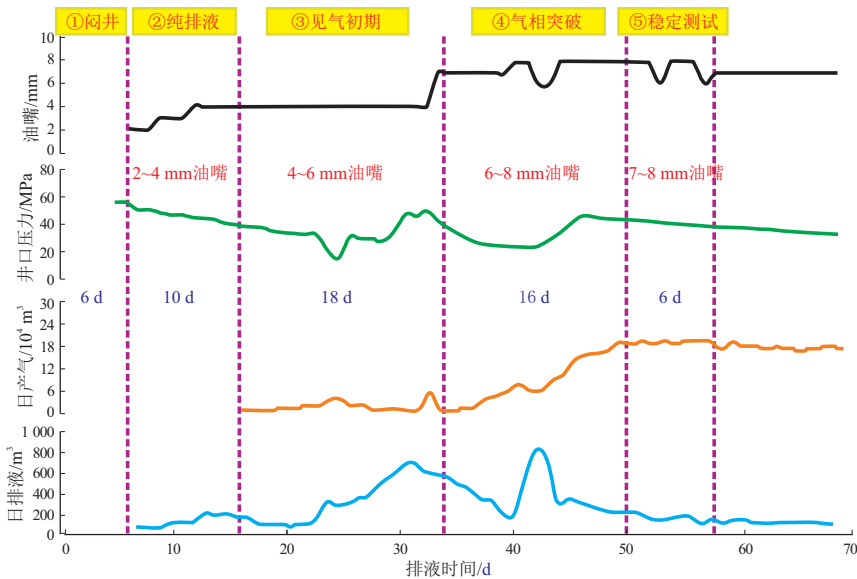


图 8 川南威荣气田威页 25-XHF 井闷井排液阶段曲线
Fig.8 Shut-in well drainage stage curves of well Weiye 25-XHF in Weirong gas field, southern Sichuan

了 22.5%。因此,针对深层页岩气这类强—极强的应力敏感储层,必须注重气井的初期合理配产与生产过程中的动态调产。在渗流实验分析的基础上,采用 RTA 分析方法结合数值模拟技术,以延长气井稳产期、提高 EUR 为目的,制定了定产降压阶段的“分段控压、分级调产”生产管控标准(图 9 和表 4)。气井初期测试无阻流量主要在 $(35\sim 60)\times 10^4\text{ m}^3/\text{d}$,根据建立的合理配产系数图版,确定初期合理产量 $(6\sim 8)\times 10^4\text{ m}^3/\text{d}$;在降压生产的过程中,根据每个压力区间的压降速度控制标准对生产制度进行动态调整,确保气井的稳定生产。采用精细生产管控技术后,新投产井的平均压降速度由 0.28 MPa/d 下降至 0.09 MPa/d,单位井口压降产气量由 $34.5\times 10^4\text{ m}^3/\text{MPa}$ 提高至 $70\times 10^4\text{ m}^3/\text{MPa}$,取得了较好的生产效果。

2.5.3 排水采气工艺技术

深层页岩气具有“大液量、低气液比、长周期”的排液特点,气井进入低压阶段后,平均气液比高达 $0.17\times 10^4\text{ m}^3/\text{m}^3$,远远高于涪陵页岩气田主体区

的 $2.12\times 10^4\text{ m}^3/\text{m}^3$,气井在低压阶段累产气量占 EUR 的 60%以上,加之深层页岩气压窜现象比较突出,压窜井(尤其是低压压窜井)只能通过辅助排液措施才能复产,因此,做好低压阶段的排液措施维护对于实现气井的稳定生产、提高气藏采收率非常重要。通过对目前主体排水采气工艺的技术适应性和经济可行性进行评价^[22-25],形成了以精细化泡排、优选管柱和柱塞气举为主体的深层页岩气排采工艺技术体系,优化了泡排剂性能、管柱下入时机、尺寸以及气举时机、排量等重要指标参数,研制了智能化排采装置,提升了气田排水采气的自动化、智能化管理控制水平。自 2021 年以来,排采措施共实施 32 896 井次,累计增产天然气约 $8\,486\times 10^4\text{ m}^3$,产量阶段递减率由措施前的 40.55% 降低至 35.7%。

3 深层页岩气面临的挑战与对策

3.1 问题与挑战

川南地区深层页岩气埋藏深、应力高、应力差

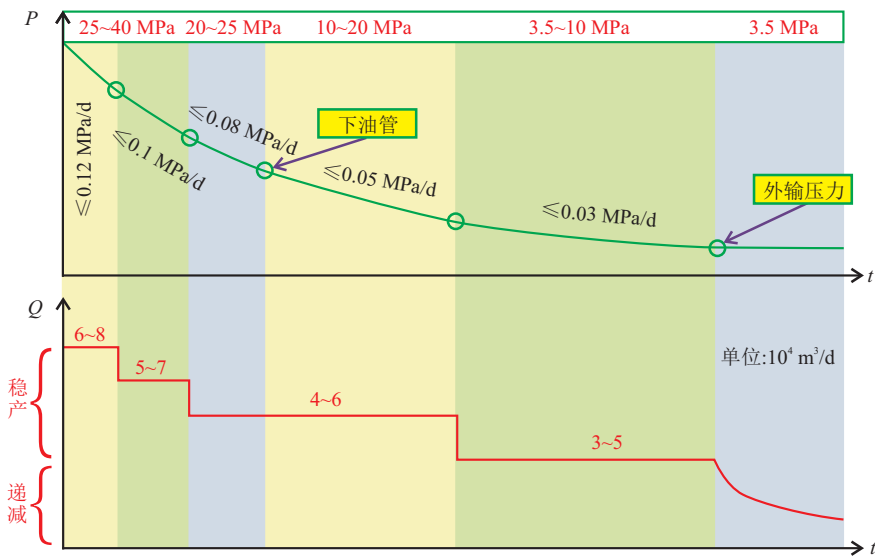


图 9 川南威荣、永川深层页岩气定产降压阶段生产管控模式

Fig.9 Production control mode of Weirong and Yongchuan deep shale gas during rate-control stages in southern Sichuan

表 4 川南威荣、永川深层页岩气定产降压阶段生产管控标准

Table 4 Rate control standards for Weirong and Yongchuan deep shale gas fields in southern Sichuan

压力区间/ MPa	生产制度/ ($10^4\text{ m}^3/\text{d}$)	压降速度/ (MPa/d)	稳产期/ d	单位压降产气量/ ($10^4\text{ m}^3/\text{MPa}$)
35~45	6~8	≤ 0.12	80	≥ 45
25~35	5~7	≤ 0.1	100	≥ 50
20~25	4~6	≤ 0.08	60	≥ 60
10~20	4~6	≤ 0.05	200	≥ 80
3.5~10	3~5	≤ 0.03	220	≥ 100

注:当井口压力下降至 20 MPa 时,开展下油管作业,以提升气井的携液生产能力。

大,虽然经历了几轮压裂改造工艺技术的攻关,但效果始终未达到预期,并且在改造过程中套变和压窜等复杂工况频频发生,单井 EUR 普遍低于方案设计,效益开发之路仍任重而道远。围绕提高单井产能和 EUR 的目标,需要在加强回顾性分析的同时,持续深化天然裂缝、地应力和产能主控因素等方面的研究,明确储量动用状况,落实剩余储量的分布特征,评价立体开发潜力,持续开展提高裂缝改造体积和低成本开发技术攻关。

深层页岩气的开发总体上处于起步阶段,在基础理论研究、技术攻关等方面还存在以下的问题与挑战。

(1)深层页岩气地质条件复杂,不同构造单元地应力变化大,受构造—断裂系统影响,页岩气富集和保存条件差异较大,导致气井产能差异较大。目前,对构造、断缝、应力场的分区评价还不够精细,三者的耦合机理及其对产能的影响认识尚不清楚。

(2)小—微尺度断缝发育,地震精细解释及刻画识别难度大,目前裂缝预测与套变等工程异常情况吻合程度不高,难以满足生产分析需要。

(3)复杂构造区断缝发育、地应力状态复杂,兼顾地应力、井轨迹方位、AB 靶高程差和水平段长度实施井网最优化设计难度较大;同时,受复杂的地质条件影响,不同地质分区渗流机理存在差异,导致产能差异较大,影响开发技术政策的差异化设计。

(4)深层页岩气地质力学建模技术和压裂模拟技术还不成熟,且缺少精细化生产动态监测手段,目前对缝控储量认识尚不十分清楚,对储量动用状况和剩余储量分布特征的精细化描述还有待进一步深化。

3.2 主要对策

3.2.1 深化“构造—断裂—应力”耦合机理研究

以单井地应力剖面、地质模型(构造模型、断层模型和岩相模型)和力学模型(岩石力学、构造力学和地质力学)为基础,借助地震反演、地质统计学及有限元等相关理论,开展复杂构造精细分区、不同级次断裂清晰刻画、地应力方向准确判定、地应力大小精确计算和四维动态地应力模拟(空间三维及时间维度)等研究,建立复杂构造应力场、断裂扰动应力场和四维动态应力场的多场耦合机理模型,形成“构造—断裂—应力”多维多角度耦合分析新技术,明确复杂构造区产能差异分布影响因素,有效指导井位部署工作。

3.2.2 深化套变及压窜精准防控

要进一步提高地球物理小—微尺度断缝预测的精度,通过提高裂缝预测效果的地震成像处理攻关,不断探索裂缝预测新方法新技术,加强微地震监测成果及声波远探测技术对裂缝预测识别的应用,实现井区及井筒周边小—微尺度断缝的高精度综合预测;同时,也要深入研究人工裂缝和天然裂缝相互作用机理,以及扰动应力场作用下裂缝激活机制,从机理上进一步明确天然裂缝与套变的关系,找准实际生产分析中的关键因素,排除压后分析与风险预测中的干扰。

3.2.3 深化复杂构造区开发技术政策优化设计

加强复杂构造区试验井组的生产动态跟踪与回顾性评价,剖析不同构造部位、地应力状态、AB 靶高程差、水平井方位、水平段长度、地质参数以及改造工艺参数对气井产能的影响,落实不同地质分区的产能主控因素,奠定开发技术政策优化设计的基础。同时,采用数值模拟、RTA 和气藏工程方法,结合生产动态监测资料,开展不同地质分区、不同压裂工艺技术的井网差异化设计,通过技术与经济指标的一体化评价,以储量动用最大化、经济效益最优化为目标,落实不同投资下的井网参数技术界限,形成基于地质参数、压裂参数的差异化井网优化设计技术。

在基础理论研究方面,着重开展不同尺度空间气液两相运移规律研究,通过室内实验与现场实践相结合,深化不同开发阶段生产规律认识,建立气井全周期产能评价及预测模型,支撑开发技术政策以及工艺技术优化设计。

3.2.4 深化储量动用状况与剩余储量精细分布描述

地质建模—压裂模拟—数值模拟一体化技术是实现储量动用状况和剩余储量分布定量描述的重要手段^[26-30]。针对目前一体化技术存在的主要问题,通过攻关复杂构造区构造建模、天然裂缝建模、地应力模拟、人工压裂缝扩展模拟、天然裂缝与人工裂缝耦合以及多域多场耦合数值模拟技术,结合生产动态监测资料和动态反演成果,持续迭代并优化一体化技术,精确刻画人工压裂缝网展布形态,精细定量描述储量动用及剩余储量的分布特征,支撑开发调整以及立体开发潜力评价。

4 结论与建议

(1)川南地区深层页岩气具有“一深、一薄、三高、一复杂”的特点,属于深层、超压、自生自储式连续型页岩气藏;与中深层页岩气藏相比,在气藏

地质方面具有埋深大、矿物组分差异大、优质储层厚度薄、超压、高应力的特征;在生产动态方面具有开井压力高、返排液量大、稳产期短、单位压降产气量低、产量递减快、返排率高的特征。

(2)通过以威荣和永川气田为代表的川南地区深层页岩气的开发实践,初步形成了地质甜点评价与预测技术、地质—工程一体化钻井跟踪技术、地质—工程一体化精细地质分段技术、全周期生产精细管控技术和复杂构造区井网优化设计技术。

(3)川南地区深层页岩气的效益面临诸多挑战,唯有坚持提产、降本的开发技术攻关才能实现深层页岩气的效益开发。为此,提出4个方面的建议:①深化“构造—断裂—应力”耦合机理研究,落实产能主控因素,支撑高效部署;②深化套变及压窜精准防控,降低复杂工况比例,有效提高气井产能;③深化复杂构造区开发技术政策的优化设计,保障产能建设的高质量施行;④深化储量动用状况与剩余储量精细分布描述,明确开发调整的潜力与方向。

利益冲突声明/Conflict of Interests

所有作者声明不存在利益冲突。

All authors disclose no relevant conflict of interests.

作者贡献/Authors' Contributions

詹国卫参与论文研究思路设计;杨建、赵勇、张南希参与论文写作和修改;王保保、李曙光参与图件编制。所有作者均阅读并同意最终稿件的提交。

The research ideas were designed by ZHAN Guowei. The manuscript was drafted and revised by YANG Jian, ZHAO Yong and ZHANG Nanxi. The maps compilation was completed by WANG Baobao and LI Shuguang. All the authors have read the last version of paper and consented for submission.

参考文献:

- [1] 邹才能,赵群,丛连铸,等.中国页岩气开发进展、潜力及前景[J].天然气工业,2021,41(1):1-14.
ZOU Caineng, ZHAO Qun, CONG Lianzhu, et al. Development progress, potential and prospect of shale gas in China[J]. Natural Gas Industry, 41(1): 1-14.
- [2] 赵群,杨慎,王红岩,等.中国页岩气开发现状 & 前景预判[J].环境影响评价,2019,41(1):6-10.
ZHAO Qun, YANG Shen, WANG Hongyan, et al. China's shale gas development and its prospects[J]. Environmental Impact Assessment, 2019, 41(1): 6-10.
- [3] 何晓,李武广,党录瑞,等.深层页岩气开发关键技术难点与攻关方向[J].天然气工业,2021,41(1):118-124.
HE Xiao, LI Wuguang, DANG Lurui, et al. Key technological challenges and research directions of deep shale gas development[J]. Natural Gas Industry, 2021, 41(1): 118-124.
- [4] 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.

- [5] 马新华.天然气与能源革命:以川渝地区为例[J].天然气工业,2017,37(1):1-8.
MA Xinhua. Natural gas and energy revolution: a case study of Sichuan-Chongqing gas province[J]. Natural Gas Industry, 2017, 37(1): 1-8.
- [6] 董大忠,邹才能,戴金星,等.中国页岩气发展战略对策建议[J].天然气地球科学,2016,27(3):397-406.
DONG Dazhong, ZOU Caineng, DAI Jinxing, et al. Suggestions on the development strategy of shale gas in China[J]. Natural Gas Geoscience, 2016, 27(3): 397-406.
- [7] 徐凤生,王富平,张锦涛,等.我国深层页岩气规模效益开发策略[J].天然气工业,2021,41(1):205-213.
XU Fengsheng, WANG Fuping, ZHANG Jintao, et al. Strategies for scale benefit development of deep shale gas in China[J]. Natural Gas Industry, 2021, 41(1): 205-213.
- [8] 张金川,陶佳,李振,等.中国深层页岩气资源前景和勘探潜力[J].天然气工业,2021,41(1):15-28.
ZHANG Jinchuan, TAO Jia, LI Zhen, et al. Prospect of deep shale gas resources in China[J]. Natural Gas Industry, 2021, 41(1): 15-28.
- [9] 谭聪.涪陵焦石坝区块页岩气井弹性产率变化规律研究[J].新疆石油天然气,2017,13(3):65-70.
TAN Cong. A study on changing laws of unit pressure drop for gas production of shale gas wells in the Fuling Jiaoshiba block[J]. Xinjiang Oil & Gas, 2017, 13(3): 65-70.
- [10] 沈金才,刘尧文.涪陵焦石坝区块页岩气井产量递减典型曲线应用研究[J].石油钻探技术,2016,44(4):88-95.
SHEN Jincai, LIU Yaowen. Application study on typical production decline curves of shale gas wells in the Fuling Jiaoshiba block[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2016, 44(4): 88-95.
- [11] 孙龙德,赵文智,刘合,等.页岩油“甜点”概念及其应用讨论[J].石油学报,2023,44(1):1-13.
SUN Longde, ZHAO Wenzhi, LIU He, et al. Concept and application of “sweet spot” in shale oil[J]. Acta Petrolei Sinica, 2023, 44(1): 1-13.
- [12] 姚东华,周立宏,王文革,等.页岩油综合甜点测井评价:以沧东凹陷孔店组二段为例[J].石油学报,2022,43(7):912-924.
YAO Donghua, ZHOU Lihong, WANG Wenge, et al. Logging evaluation of composite sweet spots for shale oil: a case study of member 2 of Kongdian Formation in Cangdong Sag[J]. Acta Petrolei Sinica, 2022, 43(7): 912-924.
- [13] 刘钰洋,刘诗琦,潘懋,等.基于三维角点网格模型的现今地应力有限元模拟[J].北京大学学报(自然科学版),2019,55(4):643-653.
LIU Yuyang, LIU Shiqi, PAN Mao, et al. Research of crustal stress simulation using finite element analysis based on corner point grid[J]. Acta Scientiarum Naturalium Universitatis Pekinensis, 2019, 55(4): 643-653.

[14] 李志鹏,刘显太,杨勇,等.渤海油田低渗透储集层岩性对地应力场的影响[J].石油勘探与开发,2019,46(4):693-702.
LI Zhipeng,LIU Xiantai,YANG Yong,et al.Influences of lithology on in-situ stress field in low permeability reservoirs in Bonan Oil-field, Bohai Bay Basin, China[J].Petroleum Exploration and Development,2019,46(4):693-702.

[15] 王妍妍,王卫红,胡小虎,等.基于压裂效果评价的页岩气井井距优化研究[J].西南石油大学学报(自然科学版),2018,40(5):131-139.
WANG Yanyan,WANG Weihong,HU Xiaohu,et al.Study on the optimization of shale gas well spacing based on assessment of the fracturing performance[J].Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition),2018,40(5):131-139.

[16] 位云生,王军磊,齐亚东,等.页岩气井网井距优化[J].天然气工业,2018,38(4):129-137.
WEI Yunsheng,WANG Junlei,QI Yadong,et al.Optimization of shale gas well pattern and spacing[J].Natural Gas Industry,2018,38(4):129-137.

[17] 刘清友,朱海燕,陈鹏举.地质工程一体化钻井技术研究进展及攻关方向:以四川盆地深层页岩气储层为例[J].天然气工业,2021,41(1):178-188.
LIU Qingyou,ZHU Haiyan,CHEN Pengju. Research progress and direction of geology-engineering integrated drilling technology: a case study on the deep shale gas reservoirs in the Sichuan Basin[J].Natural Gas Industry,2021,41(1):178-188.

[18] 曹学军,王明贵,康杰,等.四川盆地威荣区块深层页岩气水平井压裂改造工艺[J].天然气工业,2019,39(7):81-87.
CAO Xuejun,WANG Minggui,KANG Jie,et al.Fracturing technologies of deep shale gas horizontal wells in the Weirong block,southern Sichuan Basin[J].Natural Gas Industry,2019,39(7):81-87.

[19] 伍贤柱.四川盆地威远页岩气藏高效开发关键技术[J].石油钻探技术,2019,47(4):1-9.
WU Xianzhu.Key technologies in the efficient development of the Weiyuan shale gas reservoir,Sichuan Basin[J].Petroleum Drilling Techniques,2019,47(4):1-9.

[20] 郭艳东,王卫红,刘华,等.页岩气多段压裂水平井产能影响因素研究[J].科技通报,2018,34(4):72-78.
GUO Yandong,WANG Weihong,LIU Hua,et al.Research on the production influencing factors of shale gas multi-stage fractured horizontal well[J].Bulletin of Science and Technology,2018,34(4):72-78.

[21] 朱维耀,马东旭.页岩储层有效应力特征及其对产能的影响[J].天然气地球科学,2018,29(6):845-852.
ZHU Weiyao,MA Dongxu.Effective stress characteristics in shale and its effect on productivity[J].Natural Gas Geoscience,2018,29(6):845-852.

[22] 王辉,周朝,周忠亚,等.页岩气井排水采气工艺综合优选方法[J].钻采工艺,2022,45(2):154-159.
WANG Hui,ZHOU Chao,ZHOU Zhongya,et al.Comprehensive optimal selection method of drainage gas recovery technology for shale gas horizontal wells[J].Drilling & Production Technology,2022,45(2):154-159.

[23] 蒋泽银,李伟,罗鑫,等.页岩气平台井泡沫排水采气技术[J].天然气工业,2020,40(4):85-90.
JIANG Zeyin,LI Wei,LUO Xin,et al.Foam drainage gas recovery technology for shale-gas platform wells[J].Natural Gas Industry,2020,40(4):85-90.

[24] 蒋一欣,刘成,高浩宏,等.昭通国家级页岩气示范区泡沫排水采气工艺技术及其应用[J].天然气工业,2021,41(S1):164-170.
JIANG Yixin,LIU Cheng,GAO Haohong,et al.Foam drainage gas recovery technology and its application in the shale gas wells of Zhaotong National Shale Gas Demonstration Area[J].Natural Gas Industry,2021,41(S1):164-170.

[25] 方志刚,王振松,马斌,等.页岩气全生命周期气举排水采气技术研究与应用[J].石油科技论坛,2022,41(2):45-52.
FANG Zhigang,WANG Zhensong,MA Bin,et al.Research and application of life-cycle gas-lift drainage and production technology for shale gas[J].Petroleum Science and Technology Forum,2022,41(2):45-52.

[26] 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.

[27] 吴奇,梁兴,鲜成钢,等.地质-工程一体化高效开发中国南方海相页岩气[J].中国石油勘探,2015,20(4):1-23.
WU Qi,LIANG Xing,XIAN Chenggang,et al.Geoscience-to-production integration ensures effective and efficient South China marine shale gas development[J].China petroleum exploration,2015,20(4):1-23.

[28] 刘乃震,王国勇,熊小林.地质工程一体化技术在威远页岩气高效开发中的实践与展望[J].中国石油勘探,2018,23(2):59-68.
LIU Naizhen,WANG Guoyong,XIONG Xiaolin.Practice and prospect of geology-engineering integration technology in the efficient development of shale gas in Weiyuan block[J].China Petroleum Exploration,2018,23(2):59-68.

[29] 谢军,张浩森,余朝毅,等.地质工程一体化在长宁国家级页岩气示范区中的实践[J].中国石油勘探,2017,22(1):21-28.
XIE Jun,ZHANG Haomiao,SHE Chaoyi,et al.Practice of geology-engineering integration in Changning State Shale Gas Demonstration Area[J].China Petroleum Exploration,2017,22(1):21-28.

[30] 章敬.非常规油藏地质工程一体化效益开发实践:以准噶尔盆地吉木萨尔凹陷芦草沟组页岩油为例[J].断块油气田,2021,28(2):151-155.
ZHANG Jing.Effective development practices of geology-engineering integration on unconventional oil reservoirs:taking Lucaogou Formation shale oil in Jimsar Sag,Junggar Basin for example[J].Fault-Block Oil and Gas Field,2021,28(2):151-155.