

德惠断陷致密气产能主控因素分析与压裂技术优化

王艳玲¹, 王宇宁², 冯艳军³, 郝春成¹, 陈实¹

- 1. 中国石油吉林油田公司油气工程研究院 吉林松原 138000
- 2. 中国石油勘探开发研究院 北京 100089
- 3. 中国石油吉林油田公司松原采气厂 吉林松原 138000

通讯作者: Email: wyl1613@163.com

项目支持: 国家科技重大专项“致密油储层高效体积改造技术”(2016ZX046004); 中国石油天然气股份公司重大科技专项“松辽盆地南部致密油气成藏及动用技术研究”(2017B-4905)。

引用: 王艳玲, 王宇宁, 冯艳军, 等. 德惠断陷致密气产能主控因素分析与压裂技术优化[J]. 油气井测试, 2023, 32(2): 29-34.

Cite: WANG Yanling, WANG Yuning, FENG Yanjun, et al. Analysis of main controlling factors of tight gas productivity and optimization of fracturing technology in Dehui fault depression[J]. Well Testing, 2023, 32(2): 29-34.

摘要 德惠断陷致密气藏储集层埋藏深、纵向跨度大、孔喉连通性差, 高密度完井体积压裂技术虽实现了效益开发, 但存在不同井间压后产能效果差异性大, 稳产时间短的难题。通过对已施工井优质储集层厚度、铺砂强度、裂缝复杂程度和水锁伤害等因素与产能关系的分析, 明确影响单井产能的主控因素, 形成差异性射孔+“三段式”先成缝后成网+多级暂堵转向、防水锁压裂液体系等一系列压裂技术对策。经现场 DS80-2 井试验, 压后第二天见气, 见气返排率 3.8%, 日产气 $8.5 \times 10^4 \text{ m}^3$, 无阻流量 $19.2 \times 10^4 \text{ m}^3$, 为同区块同厚度气藏产量最高, 见气返排率最低井; 较设计产能提产 20%, 降本 19%, 达到提产控投的目的, 为实现致密气藏高效勘探、效益开发提供了技术支撑。

关键词 德惠断陷; 致密气; 产能; 铺砂强度; 裂缝; 防水锁; 主控因素; 提产控投

中图分类号: TE353 文献标识码: B DOI: 10.19680/j.cnki.1004-4388.2023.02.006

Analysis of main controlling factors of tight gas productivity and optimization of fracturing technology in Dehui fault depression

WANG Yanling¹, WANG Yuning², FENG Yanjun³, HAO Chuncheng¹, CHEN Shi¹

- 1. Oil and Gas Engineering Research Institute of Jilin Oilfield Company, Songyuan, Jilin 138000, China
- 2. China Petroleum Exploration and Development Research Institute, Beijing 100089, China
- 3. Songyuan Gas Production Plant of Jilin Oilfield Company, Songyuan, Jilin 138000, China

Abstract: The tight gas reservoirs in Dehui fault depression have deep burial, large span and pore-throat connectivity. Although the high-density well completion volume fracturing technology has achieved profitable development, there are some problems such as large difference in productivity effect after different well pressure and short stable production time. Through the analysis of the relationship between productivity and the factors such as high-quality reservoir thickness, sand laying strength, crack complexity and water lock damage of constructed well, the main controlling factors affecting the productivity of a single well are identified, and a series of fracturing technical countermeasures were formed, such as differential perforation, “three-stage” first forming fractures and then forming networks, first seam and then networking, multi-stage temporary plugging steering, and waterproof lock fracturing fluid system, etc. The field test of DS80-2 well showed that gas was seen on the second day after pressure, gas flowback rate was 3.8%, daily gas was $8.5 \times 10^4 \text{ m}^3$, and the open flow rate was $19.2 \times 10^4 \text{ m}^3$, which was the highest gas production and the lowest gas flowback rate in gas reservoirs with the same thickness in the same block. Compared with the designed production capacity, the production is increased by 20%, and the cost is reduced by 19%, which achieves the purpose of increasing production and controlling investment and provides technical support for realizing efficient exploration and beneficial development of tight gas reservoirs.

Keywords: dehui fault depression; tight gas; reservoir thickness; sand laying strength; a crack; waterproof lock; main control factors; increase production control investment

随着中国天然气开发进程的不断深入, 不具备自然产能的非常规致密气资源量大, 储集层物性

差,渗透率一般小于 0.1 mD,开采难度大,需改善气体渗流条件,才能实现经济有效开发^[1]。2018 年德惠断陷鲍家洼槽第一口探井 DS80 井取得成功后,便开启该区块的开发历程,共计部署 12 口直井,采用高密度完井体积压裂技术,其中 10 井获得工业气流,4 口井获得高产,不同井间压后产能效果差异性大,稳产时间短,直接影响致密气最终采收率。一般初期产能越大,最终采收率越高,影响致密气初期产能主控因素十分复杂^[2],目前致密气储集层影响产能主控因素研究较少,多见煤层气和页岩气储集层^[3-6]。吴则鑫^[7]针对苏里格“四低”岩性油气藏影响单井产能因素问题,建立气井产能模型,研究了控制气井产能的理论因素,得出沉积条件、储能系数和改造体积是影响气井产能的主控因素;梁榜等^[8]基于室内实验,结合生产实际,对影响涪陵页岩气水平井初期产能的主要因素开展研究,得出有机碳含量、脆性指数及单井压裂总液量是页岩气井初期产能的主控因素;马新华等^[9]针对威远页岩气田优质储层厚度小、水平应力差大及井间产能变化大等问题,对威远页岩气田 100 余口水平井优质储集层钻遇率、厚度和压裂参数特征与单井测试产量的关系进行了分析,得出页岩气水平井产能受控于优质储集层发育厚度、钻遇长度和储集层改造程度。影响产能的因素多种多样,本文基于 DS80 井区不同井间优质储集层厚度、裂缝发育情况等地质因素,结合现场铺砂强度、用液强度、暂堵转向等工程因素,进行压裂效果综合评价分析,明确了影响储集层改造效果的主控因素,形成差异性射孔、“三段式”先成缝后成网、多级暂堵转向、防水锁压裂液体系等一系列提产控投压裂技术体系,为进一步提高 DS80 井区致密气效益开发提供技术支撑。

1 储集层地质特征

德惠断陷位于松辽盆地东南隆起区一级构造单元内,是一个多层系含油气、多岩性储集、多成藏组合的富烃洼槽,具有较大的勘探潜力。DS80 井区区域构造属于德惠断陷的鲍家洼槽构造带,开发目的层位为中生界白垩系下统营城组,为扇三角洲沉积建造,具有断陷盆地物源近、相变快、分选差的特点^[10];储集层埋深 2 500~3 700 m,储集层纵向跨度大(400~900 m),多薄层,砂泥岩互层;渗透率均小于 0.1 mD,属于典型致密气藏,含气饱和度差异性大(0~72%),发育粒内溶蚀孔、粒间孔及微裂

缝,孔隙连通性差,水锁伤害大,两向应力差值大(13~14 MPa)。

2 主控因素分析

致密气井产能受地质、工程和管理等多因素控制,其中优质储集层厚度、天然裂缝发育等地质因素是影响气井产能的不可控的内在因素,而铺砂浓度、加液强度、施工排量等工程是可控的人为因素^[11]。

2.1 优质储集层厚度

魏巍等^[12]、赵静等^[13]认为寻找优质储集层是油气勘探的关键;优质储集层发育主控因素的认识有益于储集层预测及气田的有效开发。优质储集层是指赋存于优质储集层段的游离气储量,在纵向上该套储集层具有高孔隙度和高含气饱和度的特点。鲍家地区为双向物源共同作用的沉积体系,探明面积为多期扇前缘的叠置区域,纵向交错叠置,分布跨度大,有效储集层厚度薄、数量多。通过储集层物性、岩性、电性和含气性等多参数评价,将具有高孔隙度(大于 6%)、高电阻(大于 50 $\Omega \cdot m$)、低密度(小于 2.5 g/cm³)、高含气饱和度(大于 50%)的层段定义为 DS80 井区的优质储集层(I+II)。由图 1 可见,前期已施工单井的 I+II 优质储集层厚度为 14.8~74.0 m,优质储集层的厚度井间变化大,与试气产量正相关,是影响压后效果的主控因素。

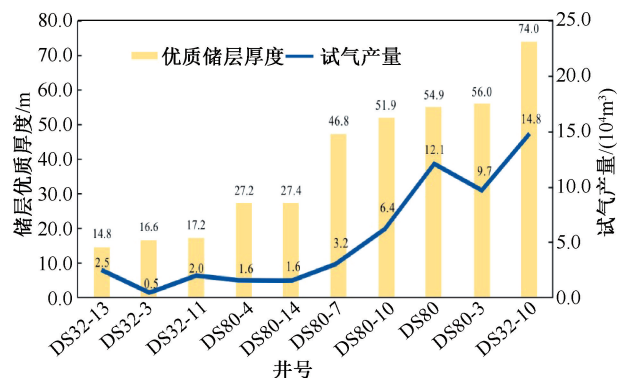


图 1 DS80 区块单井优质储集层厚度与试气产量关系
Fig. 1 Relationship between high-quality reservoir thickness and gas test production in a single well in DS80 block

2.2 铺砂强度

郑有成等^[14]认为提高支撑剂用量,增加支撑剂的铺砂浓度,降低支撑剂嵌入程度,是确保气井生产所需裂缝长期导流能力的行之有效的技术措施。由图 2 可见,前期已施工单井的铺砂强度与合理配

产气强度呈正相关,是影响压后效果的关键参数。进而建立不同优质层厚、铺砂强度与合理配产关系图版(见图 3),当铺砂强度一定的条件下,随着钻遇优质层厚的增加,合理配产提高;当钻遇优质层厚一定的条件下,随着铺砂强度的增加,合理配产提高。结合单井投资,明确优质德深 80 井区实现效益开发的优质储集层厚度 30 m 左右,合理铺砂强度需 2.0 m³/m 以上。

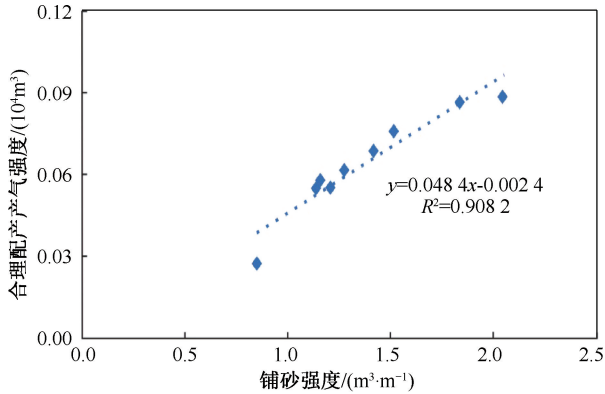


图 2 DS80 区块已施工井铺砂强度与合理配产气强度关系

Fig. 2 Relationship between sand paving strength of constructed wells in DS80 block and reasonable gas production strength

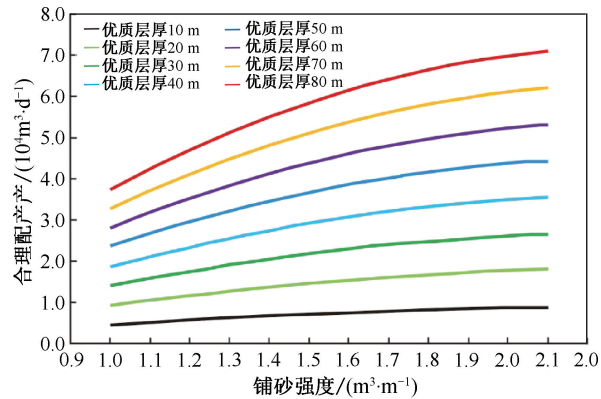


图 3 不同厚度优质储集层铺砂强度与合理配产关系

Fig. 3 The relationship between sand laying strength and reasonable production of high-quality reservoirs of different thicknesses

2.3 裂缝复杂程度

水力压裂过程中,缝网复杂程度主要受储集层自身特征和压裂施工工艺两方面控制,储集层自身特征主要指基质脆性、天然裂缝发育与分布情况等,压裂施工工艺主要指施工排量、裂缝暂堵技术等。

武治岐等^[15]认为天然裂缝发育、岩石脆性强度大、水平主应力差小的储集层,通过大规模体积压裂易形成以主裂缝为主干的纵横交错的网缝系统。

DS80 井区营城组富含石英、长石等脆性矿物含量高(平均 80%);基于表征岩石强度的弹性模量和泊松比两个参数所得脆性指数(43%)大于 40%;水平应力差异系数(0.17~0.21)小于 0.3;裂缝密度 1.6~6.0 条/米,就目的层自身特征而言,有利于复杂缝网形成的^[16]。

暂堵技术可有效解决提高射孔孔眼进液有效率、提高缝内净压力,增加裂缝复杂程度等难题^[17]。从图 4 可以看出,DS80 井区前期投缝内暂堵剂且有效单井产气强度明显高于未投气井,且合理加入强度 7~8 kg/m。前期 12 口井 43 段中 34 段建立的净压力大于两向应力差值(13~14) MPa,多数排量达到 10 m³/min 以上(见图 5),配合缝内暂堵,可满足转向净压力需求。

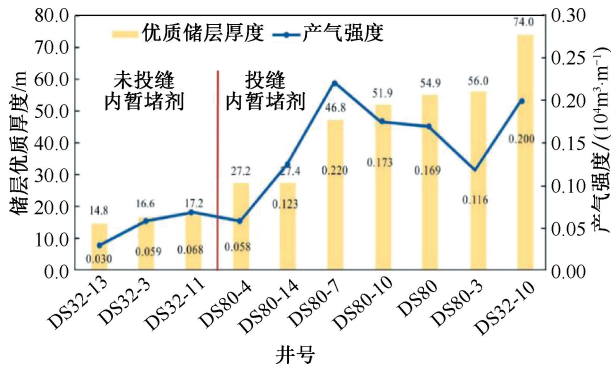


图 4 DS80 井区未投暂堵剂和投暂堵剂单井产气强度对比图

Fig. 4 Comparison of gas production intensity of single well without temporary plugging agent and temporary plugging agent in DS80 well area

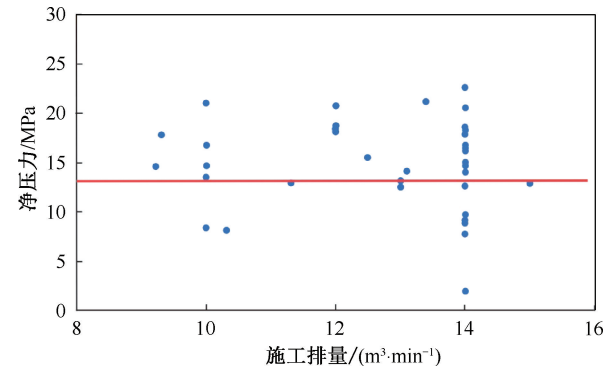


图 5 DS80 井区已施工排量与净压力关系

Fig. 5 Relationship between constructed displacement and net pressure in the DS80 well area

2.4 水锁伤害

致密气储集层水锁现象普遍存在、且危害性大。水锁伤害的本质是毛细管压力的阻力效应和液相滞留聚集导致井周围含水饱和度增高,使气相相对渗透率降低。由图 6 可见,DS80 井区前期未加

防水锁剂的气井见气返排率普遍高,产气强度低。防水锁活剂能有效降低水锁伤害,缩短见气周期,提高单井产能。

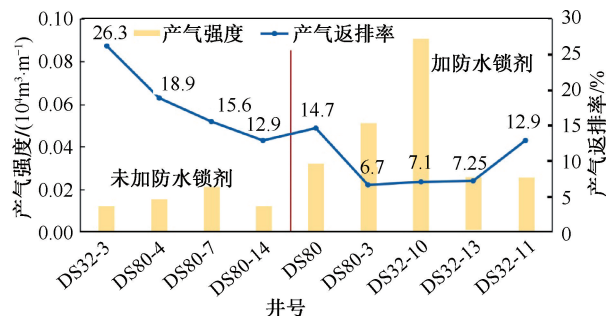


图6 DS80区块为家防水锁剂和加防水剂见气返排率和产气强度对比

Fig. 6 Comparison of gas return rate and gas production intensity of home waterproof lock agent and waterproof agent in DS80 block

3 优化压裂技术对策

致密气气井获得较高产能不仅需要处于有利地质“甜点”,还需要合理的储层改造体积。基于影响单井产能的主控因素,形成差异性射孔、“三段式”先成缝后成网、多级暂堵转向、防水锁压裂液体系等一系列提产控投压裂技术对策,最大限度增大储层改造体积,进一步提高单井产能。

3.1 差异性射孔技术

差异性射孔原理就是在多簇限流压裂理念指导下,逆向思维,人为放大层间差异,依据测井解释的物性、电性、岩性及气测录井等评价储集层的关键参数,遵循甜点段多射孔、非甜点段少射孔原则,精细分段和优化孔密。

3.2 “三段式”先成缝后成网压裂技术

先成缝后成网压裂技术是基于缝网压裂理念,控近扩远,利用储集层两向应力差与裂缝延伸净压力的关系,形成的“三段式”压裂技术做法。即造缝阶段,以常规排量冻胶压裂造主缝,控制缝高过度扩展,携带小粒径支撑剂,充填主裂缝,达到沟通远井段储集层的目的;成网阶段,以大排量滑溜水横向造缝,提高净压力,通过实现裂缝延伸净压力超过两向应力差值与岩石抗张强度之和产生分支缝,形成分叉交错缝网;支撑阶段,以常规排量冻胶携带大粒径支撑剂,实现纵横“缝网”系统的支撑,提高主裂缝导流能力。

3.3 多级暂堵转向技术

多级暂堵转向技术是由层间暂堵和层内暂堵

组成。其中层间暂堵原理是针对储集层纵向应力差异大,一次压裂无法实现有效动用,通过投大粒径的可降解暂堵球封堵低应力射孔孔眼,憋压后压开高应力射孔簇,平衡纵向层间应力差异性射孔簇的裂缝有效开启与扩展,具体做法是根据单井地应力剖面获取单段各簇间应力差值,满足节流压差不小于簇间最大应力差,可保证多簇裂缝有效开启,确定层间暂堵次数;暂堵球用量是依据储隔层间应力差异性大小确定,若层间应力差异性明显,暂堵球数量为预封堵炮眼数的1.8倍;若储隔层间应力差异性不明显,投球数量为总炮眼数的70%^[18]。

缝内暂堵原理是通过一次或多次向井段投送暂堵剂,暂堵已压开裂缝,遵循流体流向阻力最小方向流动的原则,使得在裂缝壁面应力薄弱处产生更多分支缝,形成复杂裂缝网络系统^[19-20]。暂堵剂用量依据许建国等^[21]提出得暂堵剂用量公式进行优化。

3.4 防水锁压裂液体系

DS80井区致密气属于低压敏感性气藏,发育纳米级孔隙结构,大规模体积压裂液进入地层量大,压后返排困难,压裂液体系需求是低伤害、高返排。

前期DS80井区应用得由减阻剂、纳米微乳助排剂、黏土稳定剂组成的防水锁易返排滑溜水压裂液体系^[22],效果虽好,但相对自主研发得新型防水锁表面活性剂成本过高。新型防水锁表面活性剂^[23]表面张力小于21 mN/m,溶液粒径大于100 nm,岩心水锁伤害率为15.6%~18.7%,比前期同类产品水锁伤害率低5%,成本预计降低70%,且与羧甲基胍胶压裂液配伍性良好,满足中石油压裂液通用技术条件标准,具备现场应用条件。

4 现场试验效果

DS80-2井位于DS80井区,储集层深度3 019.8 m,动用优质层厚34.8 m,孔隙度6.5%,渗透率0.25 mD。采用差异性射孔+“三段式”先成缝后成网+多级暂堵转向于一体的提产控投压裂技术,适液多砂,配合自主研发防水锁压裂液体系,提高试气效果,控制压裂成本。

该井设计5层23簇,排量6~10 m³/min,铺砂强度2.0 m³/m,缝内暂堵剂加入强度达到8.3 kg/m,压后第二天见气,见气返排率3.8%,油压18.3 MPa,获得8.5×10⁴ m³高产气流,无阻流量19.2×10⁴ m³,效果明显好于邻井DS80-10井,为DS80井区同厚

度气藏产量最高,见气返排率最低井;较产能方案提高20%,降本比例19%,达到提产控投的目的。

由图7可见,通过差异性射孔+层间暂堵技术,保证了优质储集层优先充分改造,投暂堵球后,同排量下施工压力上升明显,改造层段应力发生转换,实现非优质层段适度改造;配合缝内暂堵,建立净压力9.8~13.8 MPa,其中4层建立净压力远大于两向应力差,达到裂缝转向需求;暂堵前后同等排量施工压力上升0.7~5.0 MPa,停泵压力上升1.4~4.5 MPa,说明暂堵后裂缝进一步延伸,由低应力区转向至高应力区,裂缝更加复杂化。

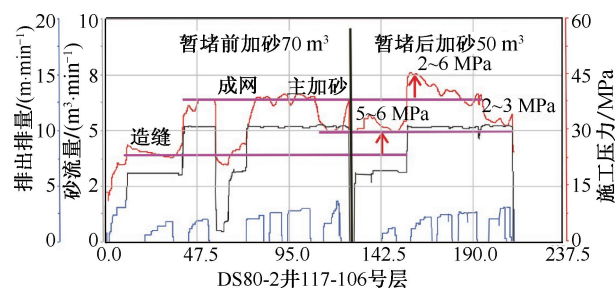


图7 DS80-2井第三层压裂施工曲线

Fig.7 Construction curve of the third layer fracturing of the DS80-2 well

5 结论

(1) DS80井区营城组属于致密气藏,埋藏深,纵向跨度大,多薄层,含气饱和度差异性大,孔隙连通性差,水锁伤害大,两向应力差值大。

(2) 深入剖析DS80井区储集层地质特征和开发特征,明确优质储集层厚度、铺砂强度、裂缝复杂程度及水锁伤害影响单井产能的主控因素。

(3) 应用差异性射孔、“三段式”先成缝后成网、多级暂堵转向等一系列技术,配合防水锁压裂液体系,能够最大限度的提高致密气储集层的有效改造体积,具备较强的针对性和可操作性,现场应用效果显著,达到提产提效控投的目的,为实现致密气藏高效勘探和效益开发提供了技术支撑。

致谢:感谢油气工程研究院同意本论文公开发表;感谢领导和同事们在论文撰写过程中提供的支持和帮助!

参考文献

[1] 王永辉,卢拥军,李永平,等.非常规储层压裂改造技术进展及应用[J].石油学报,2012,33(Z1):149-157.
WANG Yonghui, LU Yongjun, LI Yongping, et al. Progress and application of hydraulic fracturing technology in

unconventional reservoir[J]. Acta Petrolei Sinic, 2012, 33(Z1):149-157.
[2] 马文礼,李治平,高闯,等.页岩气井初期产能主控因素“Pearson-MIC”分析方法[J].中国科技论文,2018,13(15):1765-1771.
MA Wenli, LI Zhiping, GAO Chuang, et al. “Pearson-MIC” analysis method for the initial production key controlling factors of shale gas wells[J]. China Sciencepaper, 2018, 13(15):1765-1771.
[3] 苏朋辉,夏朝辉,刘伶俐,等.澳大利亚M区块低煤阶煤层气井产能主控因素及合理开发方式[J].岩性油气藏,2019,31(5):121-128.
SU Penghui, XIA Zhaohui, LIU Lingli, et al. Main controlling factors of productivity and reasonable development methods of low-rank coalbed methane in block M of Australia[J]. Lithologic Reservoirs, 2019, 31(5):121-128.
[4] 张志军.樊庄区块煤层气井产能差异主控地质因素[M].中国矿业大学,2016:42-46.
[5] 秦鹏,朱建英,刘世界,等.煤层气分段压裂水平井产能主控因素研究[J].煤,2022,272(4):28-31.
QIN Peng, ZHU Jianying, LIU Shijie, et al. The study of main factors controlling productivity of multi-stage fractured horizontal wells in coalbed methane[J]. Coal, 2022, 272(4):28-31.
[6] 王维旭,贺满江,王希友,等.筠连区块煤层气产能主控因素分析及综合评价[J].煤炭科学技术,2017,45(9):194-200.
WANG Weixu, HE Manjiang, WANG Xiyu, et al. Analysis on main controlling factors and comprehensive evaluation of coalbed methane production capacity of Junlian Block[J]. Coal Science and Technology, 2017, 45(9):194-200.
[7] 吴则鑫.苏里格气田致密气井产能主控因素分析[J].非常规油气,2018,5(5):62-67.
WU Zexin. Analysis of production capacity control factors of low-permeability tight gas reservoir[J]. Unconventional Oil&Gas, 2018, 5(5):62-67.
[8] 梁榜,卢文涛,曾勇,等.涪陵焦石坝页岩气初期产能主控因素研究[J].江汉石油职工大学学报,2016,29(5):1-4.
LIANG Bang, LU Wentao, ZENG Yong, et al. Main controlling factors for early productivity of shale gas in Fuling Jiashiba Area[J]. Journal of Jiangnan Petroleum University of Staff and Workers, 2016, 29(5):1-4.
[9] 马新华,李熙喆,梁峰,等.威远页岩气田单井产能主控因素与开发优化技术对策[J].石油勘探与开发,2020,47(3):555-563.
MA Xinhua, LI Xizhe, LIANG Feng, et al. Dominating factors on well productivity and development strategies optimization in Weiyuan shale gas play, Sichuan Basin, SW China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2020, 47(3):555-563.
[10] 王立贤,王雷,杨光,等.德惠断陷致密气勘探实践

- [C].第31届全国天然气学术年会论文集(03非常规气藏),2019.
- WANG Lixian, WANG Lei, YANG Guang, et al. Exploration practice of tight gas in Dehui fault depression [C]. Proceedings of the 31st National Natural Gas Academic Annual Conference (03 unconventional gas reservoirs), 2019.
- [11] 段宝江,王文升,李亚林,等.煤层气井产能可控影响因素定量研究[J].承德石油高等专科学校学报,2021,23(5):42-45.
- DUAN Baojiang, WANG Wensheng, LI Yalin, et al. Quantitative Research on controllable influencing factors of cbm well productivity [J]. Journal of Chengde Petroleum College, 2021, 23(5): 42-45.
- [12] 魏巍,朱筱敏,朱世发,等.二连盆地额仁淖尔凹陷下白垩统湖相云质岩优质储层特征及控制因素[J].地学前缘,2021,28(1):214-224.
- WEI Wei, ZHU Xiaomin, ZHU Shifa, et al. Characteristics and control mechanism of high quality reservoir of lacustrine dolomitic rocks from the Lower Cretaceous of the Erennaoer Sag, Erlian Basin, northeastern China [J]. Earth Science Frontiers, 2021, 28(1): 214-224.
- [13] 赵静,白连德.松辽盆地南部火山岩优质储层主控因素[J].特种油气藏,2016,23(3):52-56.
- ZHAO Jing, BAI Liande. Main controlling factors of high-quality volcanic reservoir in southern songliao basin [J]. Special Oil Gas Reservoirs, 2016, 23(3): 52-56.
- [14] 郑有成,范宇,雍锐,等.页岩气密切割分段+高强度加砂压裂新工艺[J].天然气工业,2019,39(10):79-81.
- ZHENG Youcheng, FAN Yu, YONG Rui, et al. A new fracturing technology of intensive stage + high-intensity proppant injection for shale gas reservoirs [J]. Natural Gas Industry, 2019, 39(10): 79-81.
- [15] 武治岐,王厚坤,王睿.裂缝性致密油藏体积压裂水平井压力动态分析[J].新疆石油地质,2018,39(3):333-339.
- WU Zhiqia, WANG Houkun, WANG Rui. Pressure behavior analysis of volume fracturing in horizontal wells in fractured tight oil reservoirs [J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2018, 39(3): 333-339.
- [16] 周小金,雍锐,范宇,等.天然裂缝对页岩气水平井压裂的影响及工艺调整[J].中国石油勘探,2020,25(6):87-97.
- ZHOU Xiaojin, YONG Rui, FAN Yu, et al. Influence of natural fractures on fracturing of horizontal shale gas wells and process adjustment [J]. China Petroleum Exploration, 2020, 25(6): 87-97.
- [17] 肖勇军,何先君,刘望,等.裂缝暂堵-控藏体积压裂技术在长宁区块的应用[J].钻采工艺,2020,43(4):39-42.
- XIAO Yongjun, HE Xianjun, LIU Wang, et al. Application of fracture temporary application-control reservoir volume fracturing in changning block. [J]. Drilling & Production Technology, 2020, 43(4): 39-42.
- [18] 王艳玲.德惠断陷致密气藏直井高密度完井体积压裂技术[J].油气井测试,2020,29(6):55-61.
- WANG Yanling. High-density completion volume fracturing technology for vertical wells in tight gas reservoirs in Dehui fault depression [J]. Well Testing, 2020, 29(6): 55-61.
- [19] 胡艾国.缝网压裂工艺技术研究及在涇河油田的应用[J].石油地质与工程,2016,30(5):104-142.
- HU Aiguo. Network fracturing technique and its application in Jing-he oil field [J]. Petroleum Geology and Engineering, 2016, 30(5): 104-142.
- [20] 董志刚,李黔.段内暂堵转向缝网压裂技术在页岩气水平复杂井段的应用[J].钻采工艺,2017,40(2):38-40.
- DONG Zhigang, LI Qian. Application of temporary plugging and diverting fracturing technology in complex horizontal intervals in shale gas wells [J]. Drilling & Production Technology, 2017, 40(2): 38-40.
- [21] 许建国,刘光玉,王艳玲.致密储层缝内暂堵转向压裂工艺技术[J].石油钻采工艺,2021,43(3):374-378.
- XU Jianguo, LIU Guangyu, WANG Yanling. Intrafracture temporary plugging and diversion fracturing technology suitable for tight reservoirs [J]. Oil drilling and production technology, 2021, 43(3): 374-378.
- [22] 刘培培.致密气藏防水锁易返排滑溜水研究与应用[J].钻井液与完井液,2019,36(6):777-781.
- LIU Peipei. Study and application of an easy-to-flowback and water block preventive slick water fracturing fluid for tight gas reservoirs [J]. Drilling Fluid & Completion Fluid, 2019, 36(6): 777-781.
- [23] 何嘉郁,王艳玲,旷正超.新型纳米防水锁表面活性剂的研发与应用[J].钻采工艺,2022,45(3):131-135.
- HE Jiayu, WANG Yanling, KUANG Zhengchao. Development and application of the new nano water-proof lock surfactant [J]. Drilling and Production Technology, 2022, 45(3): 131-135.

编辑 穆立婷

第一作者简介:王艳玲,女,1985年出生,硕士,工程师,2014年毕业于西南石油大学矿产普查与勘探专业,现从事油气藏增产改造技术研究工作。电话:15568695133;Email:wyl1613@163.com。通信地址:吉林省松原市宁江区长宁北街618号,邮政编码:138000。