

常压页岩气水平井低成本高密度缝网压裂技术研究

蒋廷学^{1,2}, 苏 媛^{1,2}, 卞晓冰^{1,2}, 梅宗清³

(1. 页岩油气富集机理与有效开发国家重点实验室, 北京 100101; 2. 中国石化石油工程技术研究院, 北京 100101;
3. 四川华宇石油钻采装备有限公司, 四川 泸州 646000)

摘要: 随着能源需求量的不断增加, 页岩气作为一种新型的非常规天然气资源, 越来越受到关注。现阶段我国高压页岩气藏已成功实现了商业开发, 但是深层页岩及常压页岩的高效开发技术仍处在探索阶段。我国的常压页岩储层主要位于盆外残留向斜, 构造变形程度较强, 地层压力系数为 0.9~1.3, 埋深普遍较浅, 地层能量不足, 单井压后日产量为 $(1\sim 5)\times 10^4\text{ m}^3$, 至今未形成商业突破。高压页岩气藏的压裂工艺措施在常压页岩改造过程中收效甚微, 基于常压页岩气井改造中的难题, 从射孔方式、人工裂缝控制及支撑技术、现场施工工艺及压裂材料等多方面进行优化, 研究探索了配套的高密度缝网压裂工艺方案, 初步实现了多簇裂缝均衡延展及多尺度人工裂缝网络。该方案在渝东南某页岩气区块一口常压页岩气井中进行了试验, 压后取得了良好的改造效果。

关键词: 常压页岩气; 水平井; 高密度; 低成本; 缝网压裂

中图分类号: TE357

文献标识码: A

Network fracturing technology with low cost and high density for normal pressure shale gas

JIANG Tingxue^{1,2}, SU Yuan^{1,2}, BIAN Xiaobing^{1,2}, MEI Zongqing³

(1. State Key Laboratory of Shale Oil and Gas Enrichment Mechanisms and Effective Development, Beijing 100101, China;
2. Sinopec Research Institute of Petroleum Engineering, Beijing 100101, China;
3. Sichuan Hwayoo Petroleum Drilling & Production Co., Ltd., Luzhou, Sichuan 646000, China)

Abstract: With the increasing demand for energy, shale gas, as a new type of unconventional natural gas resource, has attracted more and more attention. At present, the commercial development of high pressure shale gas reservoir in China has been successfully realized, but the efficient development technology of shale in deep layer and normal pressure shale is still in the exploratory stage. The normal pressure shale reservoirs in China are mainly located in the residual syncline outside the basin. The deformation degree of structure is strong, the formation pressure coefficient is between 0.9 and 1.3, the buried depth is generally shallow, the formation energy is insufficient, and the daily production of single well after fracturing is $(1\sim 5)\times 10^4\text{ m}^3$. All those problems result in the failure of commercial breakthrough so far. The fracturing technologies of high-pressure shale gas reservoirs have little effect in the process of normal-pressure shale reconstruction. Based on the difficult problems in the transformation of atmospheric shale gas wells, optimization has been carried out on many aspects such as the perforation mode, artificial fracture control and support technology, field construction technology and fracturing materials. The suitable network fracturing with high density is researched, and the multi-cluster fracture equilibrium extension and multi-scale artificial fracture network are preliminarily realized. The scheme has been tested in an normal pressure shale gas well of a certain shale gas block in southeast Chongqing, and good reconstruction effect has been obtained after fracturing.

Key words: normal pressure shale gas, horizontal well, high density, low cost, network fracturing

焦页 1HF 井实现页岩气井的商业突破开启了中国页岩气的勘探开发。近几年, 水平井分段压裂技术不断提升, 页岩气井产量也在逐年突增, 成为中国

油气勘探开发的生力军^[1-5]。但是, 页岩气井的商业突破目前仍局限在中浅层高压页岩气藏中, 地层压力系数低于 1.3 的常压页岩气藏尚未实现经济有效

收稿日期: 2019-08-03。

第一作者简介: 蒋廷学(1969—), 男, 博士, 教授级高级工程师, 从事储层改造机理、优化设计方法、现场试验及后评估方面的研究工作。
通讯地址: 北京市朝阳区北辰东路 8 号北辰时代大厦 612, 邮政编码: 100101。E-mail: lffy-jtx@sohu.com

基金项目: “十三五”国家科技重大专项“彭水地区常压页岩气勘探开发示范工程”(2016ZX05061)。

开发。美国 Marcellus、Fayetteville 和 Barnett 等区块的常压页岩气储层已获得商业化开发,主要采用井工厂式水平井射孔+桥塞一体化大规模分段压裂设计模式,辅之以低伤害、低成本的滑溜水压裂液体系,其水平井平均单段长度 120~150 m,单段 3~7 簇,主施工排量 16 m³/min,平均单段液量 1 900~2 900 m³,单段砂量 80~110 m³,且粉砂比>50%,压裂后初产达(4.2~9.6)×10⁴ m³/d,单井成本为(1 100~1 900)万元^[6-9]。我国常压页岩气资源量丰富,四川盆地及周缘的常压页岩气资源面积达 6.2×10⁴ km²。但是相对于高压页岩气藏,常压页岩气藏含气具有丰度低、吸附气占比高的主要地质特征,以及压后产量低、递减快的生产特征,目前现有的开发技术尚不具经济动用常压页岩气资源的能力^[4-8],主要采用电缆泵送桥塞射孔联作工艺,并结合“W”布缝、“预处理盐酸+滑溜水+胶液”组合注入、变黏度混合压裂液体系(滑溜水黏度 1~3 mPa·s,9~12 mPa·s,胶液黏度 25~35 mPa·s,40~60 mPa·s),增加胶液加砂段塞(最高砂比 16%)等多项辅助工艺充分沟通天然裂缝及形成高导流主裂缝。施工规模上平均段长 33.5~147 m,单段 2~4 簇,主体施工排量 14 m³/min,平均单段液量 1 350~1 833 m³,单段砂量 68~96 m³,但是已经施工的常压页岩气井压裂后日产量仅为(1~3.36)×10⁴ m³,远低于北美地区常压页岩气井的压后产量。鉴于此,提出了针对常压页岩气特征的低成本高密度缝网压裂技术,包括平面射孔、多簇裂缝均衡起裂扩展、多尺度造缝及填充技术以及配套的低成本压裂液等技术措施,以提升常压页岩气井的产能,为其经济有效开发奠定基础。

1 高密度缝网压裂工艺技术

与目前已成功开发的高压页岩气藏相比,常压页岩气藏具有地层能量弱、储层品质差、三向应力复杂、原始裂缝尺度小等难题,目前成熟应用的页岩储层压裂改造技术在常压页岩气储层中收效甚微,已压井的压后评估显示,压裂改造后,常压页岩气井人工裂缝的改造范围、复杂程度和导流能力均无法使其形成较好的工业气流。因此,为了经济有效开发,需要更大的改造强度和更低的成本。在已压裂井评估分析的基础上,采用数值模拟方法利用 Eclipse 软件,考虑页岩储层吸附剂扩散、不均质等特征,模拟

常压页岩气井人工裂缝的扩展规律,并基于数值模拟的最优人工裂缝形态,利用 Meyer 优选了实现高密度缝网压裂施工的均衡起裂及有效多尺度延展、高效支撑所需的射孔方式、加砂模式及液体组合等多项关键工艺技术,同时,以高效减阻剂、新合成的交联剂和前期研发的稠化剂为基础,通过配方体系优选及性能评价,优选并形成适合目标区的低成本压裂液体系。将上述研究成果应用在目标区域的常压页岩气井施工中,并在施工过程中,各项技术进一步完善及优化,初步形成一套适用于目标区域的低成本压裂增产增效技术,为常压页岩气井的商业突破提供技术支撑。

1.1 平面射孔技术

射孔方式的选择对于人工裂缝的起裂延伸极为重要。在页岩气井压裂施工中,常选用螺旋式射孔方式,孔密一般 16~20 孔/m。该射孔方式虽然可沿水平井筒方向打开较长的页岩地层,但由于受到簇内孔间距较小,孔间裂缝的应力干扰、液体及支撑剂的重力指向等多种问题影响,使得在运用该射孔方式时,人工裂缝不能得到充分的起裂及扩展,从而降低整体的改造体积^[10]。

平面周向射孔技术只在井筒周向设置 4 个孔眼,有效地规避了孔间及簇间裂缝的应力干扰,同时,增加了单孔的进液量,提高了单簇净压力,使每簇裂缝都能充分的扩展,从缝高、缝宽、复杂度和有效支撑等多个方面提高改造效果。螺旋及平面周向射孔对裂缝扩展的影响见图 1、图 2。

对于常规螺旋射孔模式,以每段 3 簇为例,设置每簇 20 孔,每段共 60 孔,按 18 m³/min 的排量,则平均单孔排量为 0.3 m³/min。而对于平面射孔模式,以每段 5 簇为例,每簇 4 孔,则每段共 20 孔,同样达到每孔排量 0.3 m³/min 只需 6 m³/min 的施工排量;若采用 12 m³/min 的施工排量,则每孔排量可达到螺旋射孔的两倍。

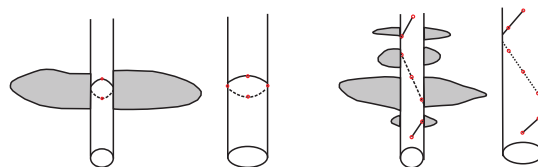


图1 螺旋及平面周向射孔对裂缝扩展的影响
Fig. 1 Influence of spiral and plane circumferential perforation on fracture propagation

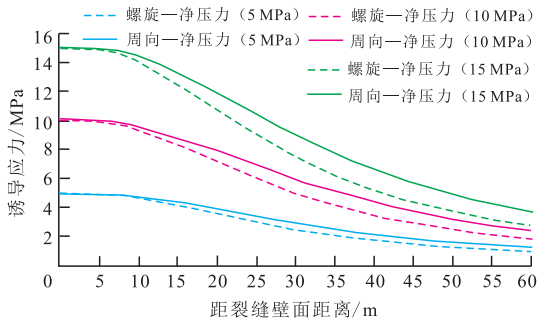


图2 平面射孔诱导应力模拟

Fig. 2 Simulation of plane perforation induced stress

模拟结果表明,在总产量 $2\ 200\ \text{m}^3$,排量 $14\ \text{m}^3/\text{min}$,5簇/段的条件下,采用平面射孔4孔/周与螺旋射孔孔密20孔/m对比,平面射孔可使缝高提高6.3%、缝宽提高4.6%、缝长提高7.2%、有效改造体积提高19.8%。

因此,采用平面射孔技术可在不增加套管破坏风险及施工规模的前提下,实现单段多簇密切割压裂施工,降低破裂压力30%以上,施工车组减少50%,裂缝有效改造体积及产量增加20%。

1.2 裂缝均衡起裂延伸控制技术

结合平面射孔技术,在常压页岩气井段簇优化中可在段长及段间距不变的前提下,增加段内射孔簇数,进一步缩小簇间距,实现段内高密度充分改造。以渝东南地区常压页岩气井为例,考虑页岩储层吸附与扩散特性、非均质等特性,建立了该区块常压页岩气井的压裂数值模型^[11-12],模拟在1 800 m水平段条件下,单段压裂2~9簇,不同压裂段数下的产量变化情况(图3)。模拟结果显示,产量随压裂段数增加而增大,但压裂段数大于18时累产量递增减缓,综合考虑推荐18~22段压裂,单段射孔簇数为4~6簇。

在ANSYS平台上选用Fluent模块,建立水平井筒多簇射孔物理模型,选用DPM模型,模拟有限数量

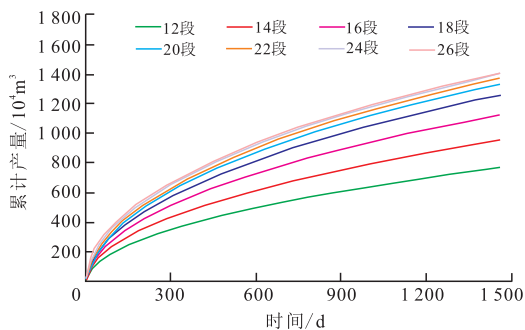


图3 压裂段数对产量的影响

Fig. 3 Influence of fracturing section number on production

暂堵球在井筒内的封堵规律,基于分析,采用低排量、高黏携带液的方法,以及投入与压裂液流动跟随性好的低密度或等密度暂堵球,可以有效改进暂堵球在各簇位置的封堵效果。

此外,由于压裂液和支撑剂在长距离施工时会受到重力分选的影响,在优化的段簇基础上,需在单段压裂过程中,利用变参数限流射孔方法、多级增排量替酸预处理技术、控制早期加砂排量等多项辅助技术,实现多簇裂缝的均衡起裂与均衡延伸,大幅度增加了段内复杂裂缝形成的概率,同时,也降低了段间的应力干扰效应,综合提升水平井筒的利用率20%以上。

1.3 多尺度造缝及缝高控制技术

常压页岩气储层上覆应力相对居中,水平层理缝易于吸液,从而导致主裂缝垂向缝高大幅度受限。模拟主裂缝在五峰—龙马溪组页岩①至④号小层垂向延展情况,设置①至②界面和③至④界面内聚力为 $6.07\ \text{MPa}$,内摩擦角 30° ,②至③界面内聚力为 $0\ \text{MPa}$,内摩擦角 5° 。当缝内流体压力为 $90\ \text{MPa}$ 时,裂缝仅沿着②至③号小层界面扩展(图4),随着缝内流体压力增加至 $100\ \text{MPa}$,人工主裂缝可穿透②至③号小层界面(图5)。

为实现垂向缝高的有效扩展,在穿层界面的模拟基础上,又进一步对不同黏度滑溜水的配比、前置胶液的用量及注入排量组合进行了模拟,寻求最佳

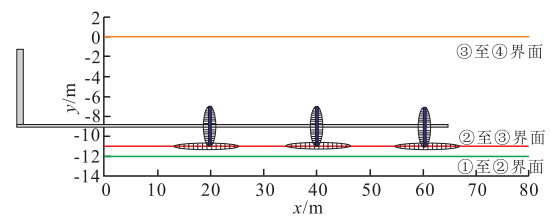


图4 裂缝扩展形态剖面(缝内流体压力90 MPa)

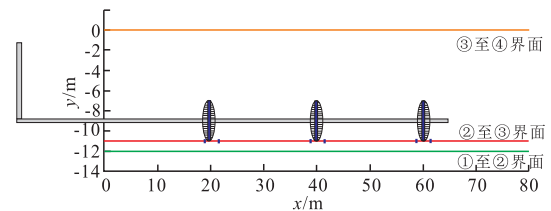
Fig. 4 Profile of fracture propagation pattern
(The fluid pressure inside the fracture is 90 MPa)

图5 裂缝扩展形态剖面(缝内流体压力100 MPa)

Fig. 5 Profile of fracture propagation pattern
(The fluid pressure inside the fracture is 100 MPa)

的液体及注入组合模式。从模拟结果来看,不同黏度滑溜水对不同尺寸人工裂缝的开启、延展及支撑情况影响效果有明显区别。对于主缝支撑缝宽,中黏滑溜水在不同施工排量下,形成的人工裂缝的支撑缝宽无明显变化,但使用低黏滑溜水,在不同的施工排量下所形成的主缝缝宽有明显的起伏,在排量为 14 m³/min 时,主缝支撑缝宽最大。对于分支缝支撑缝宽,使用 2 种不同黏度的滑溜水所形成的支撑缝宽均是与施工排量呈正相关关系(表 1)。因此,结合 2 种黏度滑溜水及施工排量对支撑缝宽的影响结果,在造缝初期利用高黏度液体及高排量组合注入模式,可快速提升井底压力,利于主裂缝大幅度劈开纵向多个层理缝,穿透小层界面实现垂向缝高的充分延展,有利于促进裂缝整体改造体积的提升。

表 1 不同黏度滑溜水对主缝及次级裂缝支撑缝宽的影响
Table 1 Influence of slip water with different viscosity on the support seam width of main fracture and secondary fracture

黏度/ (mPa·s)	排量/ (m ³ ·min ⁻¹)	主缝最大 缝宽/mm	主缝平均 缝宽/mm	次级缝最 大缝宽/mm	次级缝平 均缝宽/mm
3	10	4.20	2.21	0.57	0.28
3	12	4.60	2.42	0.66	0.32
3	14	4.64	2.44	0.68	0.33
3	16	4.52	2.38	0.74	0.36
3	18	4.50	2.37	0.78	0.38
10	10	4.31	2.27	0.78	0.38
10	12	4.37	2.30	0.80	0.39
10	14	4.39	2.31	0.82	0.40
10	16	4.37	2.30	0.84	0.41
10	18	4.28	2.25	0.86	0.42

1.4 主裂缝净压力控制技术

考虑到常压页岩气的脆性指数相对较高,易于出现多尺度裂缝等复杂裂缝形态,为防止过早出现复杂裂缝导致主裂缝缝长方向延伸受限^[13-14],在主裂缝长度未达设计预期值之前,组合使用高黏度液体、提高砂比、连续加砂等施工模式,控制并保持使主裂

缝沿缝长方向延展的净压力,确保主裂缝在达到设计长度,提高裂缝复杂性与改造体积等目标(图 6)。

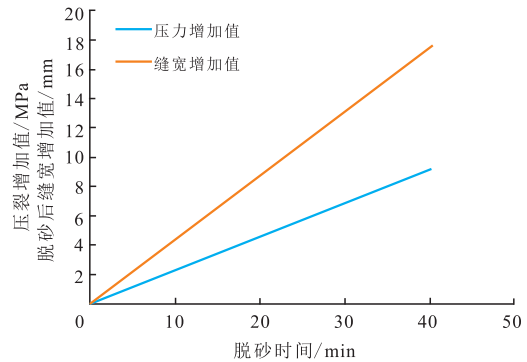


图 6 采用提高砂比措施后压力及缝宽增加情况
Fig. 6 Increase of pressure and seam width after adopting measures to improve sand ratio

1.5 多尺度裂缝有效充填技术

在页岩气井压裂中,结合不同排量、不同黏度的压裂液进行施工,可在地层中形成不同尺度的人工裂缝网络^[15],依据室内试验结果,多尺度造缝形成的主缝体积和分支缝体积比为 2.24:1。为了使形成的不同尺寸人工裂缝得到有效支撑,需配套建立变黏度、变排量、多粒径组合支撑剂的施工技术。通过支撑剂平板实验,设置包含 4 个不同尺寸的人工裂缝网络,即主缝宽 6.35 mm,二级缝宽 3.18 mm,三级和四级缝宽 1.59 mm,选用 20/40 目和 100 目两种不同粒径的支撑剂实施充填。实验结果显示,100 目支撑剂能够进入二级、三级和四级缝,20/40 目的较难进入分支缝,验证了多尺度造缝需配合小粒径支撑剂充填技术。结合不同尺寸裂缝的占比,小粒径支撑剂在施工中应占比 31% 较为合适,适当增加小粒径支撑剂的占比可将裂缝的改造体积更大限度地转化为裂缝有效充填的改造体积(表 2)。

1.6 滑溜水—胶液一体化体系

为降低页岩气大规模压裂施工成本,在保障液

表 2 优化粒径组合加砂条件下各级裂缝支撑情况

Table 2 Fracture support at all levels under the condition of optimizing particle size combination and sand addition

簇	主缝				分支缝			
	缝长/m	最大缝宽/mm	平均缝宽/mm	裂缝体积/m ³	缝长/m	最大缝宽/mm	平均缝宽/mm	裂缝体积/m ³
第 1 簇	520	4.1	2.3	45	2 222	0.7	0.4	21
第 2 簇	480	4.2	2.3	48	1 797	0.8	0.5	20
第 3 簇	520	4.1	2.2	44	2 190	0.7	0.4	20
合计				137				61

体性能的前提下,研发了滑溜水胶液一体化体系,降阻剂和增稠剂使用一种产品,低浓度可做滑溜水降阻剂、高浓度可做胶液增稠剂,体系性能见表3。该液体体系分子结构设计上引入了易交联基团,采用多点位交联,同时,减少价格较高的部分功能性单体用量,具有低伤害、高携砂性、高降阻性特点。优化后的低浓度滑溜水体系使用浓度在0.01%~0.10%可配,体系黏度2~15 mPa·s可调,室内降阻率达到70%,最高砂比可达20%不沉降,成本在30元/m³以下。滑溜水—胶液一体化液体体系极大地方便了现场施工,降低常压页岩气井压裂施工成本。

2 现场应用

研究成果在四川盆地以及渝东南的部分常压页岩气井进行了应用,使用低成本高密度改造工艺后,单井压后均获得了较为理想的改造效果,主体施工参数及改造效果见表4。

A井是渝东南某页岩气区块的一口常压页岩气水平井,其目的层位上奥陶统五峰组一下志留统龙马溪组下部,该井试气段长1 920 m。采用提出的针对常压页岩气井的密切割压裂技术,优化主体簇间距在12~15 m,主体单段压裂簇数加密为4~6簇,

提升滑溜水用量,配合多粒径组合加砂,使人工裂缝能得到高效延展及支撑,保持长效的导流能力。该井共压裂20段92簇,压后产量高达10×10⁴ m³/d,为常压页岩气井的经济有效开发奠定了基础(图7)。

在压裂施工成本方面,与同区的D井相比(表5),排除A井与D井压裂规模等因素的影响,从对比表可以看出,采用提出的压裂改造措施后,平均单段压裂费用从189.18万元下降为127.55万元,平均单段压裂费用降低61.63万元,节约成本32.6%。

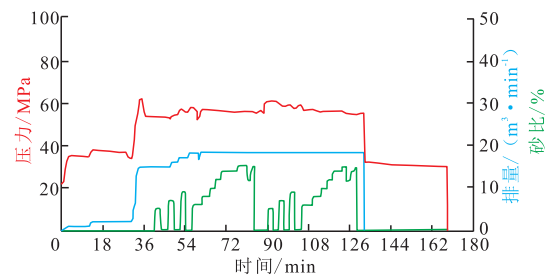


图7 A井典型施工曲线

Fig. 7 Typical construction curves of well-A

3 结论与建议

1) 基于常压页岩气储层含气丰度低、地层能量不足、吸附气占比高及垂向应力与最小主应力差小

表3 低浓度滑溜水体系基本性能

Table 3 Basic properties of slip water system with low concentration

体系配方	表观黏度/(mPa·s)	降阻率/%	表面张力/(mN·m ⁻¹)	防膨率/%
0.01%降阻剂+0.1%助排剂+0.3%防膨剂	2.3	70.0	22.8	75.0
0.03%降阻剂+0.1%助排剂+0.3%防膨剂	6.6	69.3	22.6	78.0
0.07%降阻剂+0.1%助排剂+0.3%防膨剂	11.5	67.2	24.3	79.0
0.10%降阻剂+0.1%助排剂+0.3%防膨剂	14.5	66.5	25.3	78.0

表4 四川盆地以及渝东南的部分常压页岩气井试验效果

Table 4 Experimental results of some normal pressure shale gas wells in Sichuan Basin and southeast Chongqing

井名	压裂段长/m	压裂段数	单段簇数	总液量/m ³	总砂量/m ³	排量/(m ³ ·min ⁻¹)	平均日产量/10 ⁴ m ³
A	1 920	20	4~6	45 719	2 576	12~18	10
B	1 280	20	3~5	46 542	2 108	12~18	3.7
C	1 400	19	2~5	21 388	814	12~16	3.3

表5 D井与A井工程投资费用对比

Table 5 Project investment cost comparison of well-D and well-A

井名	井深/m	水平段长/m	总砂量/m ³	总液量/m ³	压裂段数/段	压裂主车/台	6000电动泵/台	压裂总费用/万元	平均单段费用/万元
D(17段)	4 378	1 317	2 008.2	34 139.0	17	18	0	3 216.00	189.18
A(20段)	4 573	1 800	2 576.0	45 719.3	20	6	8	2 551.00	127.55
A与D差值	195	483	567.8	11 580.3	3	-12	8	-665.00	-61.63

等多项难点和挑战,提出了平面射孔、多簇裂缝均衡起裂扩展、多尺度造缝及填充技术及配套的低成本压裂液等措施。

2) 渝东南某页岩气区块常压页岩气部分井进行试验,其中A井的现场试验,获得了 $10 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 的测试产量,提升了常压页岩气井的压后改造效果。

3) 以增效为主,降本为辅,技术上进一步研究极限限流平面射孔、井筒与缝内双簇暂堵等工艺,进一步提升常压页岩气开发效益。

参考文献

- [1] 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.
- [2] 路保平,丁士东.中国石化页岩气工程技术新进展与发展展望[J].石油钻探技术,2018,46(1):1-9.
- [3] 何希鹏,张培先,房大志,等.渝东南彭水—武隆地区常压页岩气生产特征[J].油气地质与采收率,2018,25(5):72-79.
- [4] 方志雄,何希鹏.渝东南武隆向斜常压页岩气形成与演化[J].石油与天然气地质,2016,37(6):819-827.
- [5] 叶海超,光新军,王敏生,等.北美页岩油气低成本钻井技术及建议[J].石油钻采工艺,2017,(5):552-558.
- [6] GULEN G, IKONNIKOVA S, BROWNING J, et al. Fayetteville shale— production outlook[J]. SPE Economics & Management, 2014, 7(2): 47-59.
- [7] WILLIAMS-KOVACS J, CLARKSON C R. Stochastic modeling of two-phase flowback of multi-fractured horizontal wells to estimate hydraulic fracture properties and forecast production[C]// paper SPE-164550-MS presented at the SPE Unconventional Resources Conference-USA, 10-12 April 2013, The Woodlands, Texas, USA.
- [8] FAN L, THOMPSON J W, ROBINSON J R. Understanding gas production mechanism and effectiveness of well stimulation in the Haynesville shale through reservoir simulation[C]// paper SPE-136696-MS presented at the Canadian Unconventional Resources and International Petroleum Conference, 19-21 October 2010, Calgary, Alberta, Canada.
- [9] CHENG Y M. Impact of water dynamics in fractures on the performance of hydraulically fractured wells in gas-shale reservoirs [C]// paper SPE-127863-MS presented at the SPE International Symposium and Exhibition on Formation Damage Control, 10-12 February 2010, Lafayette, Louisiana, USA.
- [10] 周再乐,张广清,熊文学,等.水平井限流压裂射孔参数优化[J].断块油气田,2015,22(3):374-378.
- [11] 潘林华,程礼军,张焯,等.页岩气水平井多段分簇起裂压力数值模拟[J].岩土力学,2015,36(12):3639-3648.
- [12] 郭建春,李根,周鑫浩.页岩气藏缝网压裂裂缝间距优化研究[J].岩土力学,2016,37(11):3123-3129.
- [13] 蒋廷学,卞晓冰,王海涛,等.页岩气水平井分段压裂排采规律研究[J].石油钻探技术,2013,41(5):21-25.
- [14] 侯冰,陈勉,张保卫,等.裂缝性页岩储层多级水利裂缝扩展规律研究[J].岩土工程学报,2015,37(6):1041-1046.
- [15] 侯腾飞,张士诚,马新仿,等.支撑剂沉降规律对页岩气压裂水平井产能的影响[J].石油钻采工艺,2017,39(5):638-645.

(编辑 黄颖)

(上接第77页)

- [5] CIPOLLA C L, LOLON E P, ERDL E J C, et al. Reservoir modeling in shale-gas reservoirs[J]. SPE Reservoir Evaluation and Engineering, 2010, 13(4): 638-653.
- [6] WARREN J E, ROOT R J. The behavior of naturally fractured reservoirs[J]. SPE Journal, 1963, 3(3): 245-255.
- [7] KAZEMI H, GILMAN J R. Multiphase flow in fractured petroleum reservoirs[J]. Flow & Contamination Transport in Fractured Rock, 1993, 31(91): 267-323.
- [8] PRUESS K. A practical method for modeling fluid and heat flow in fractured porous media[J]. Society of Petroleum Engineers Journal, 1985, 25(1): 14-26.
- [9] WU Y S, PRUESS K. A multiple-porosity method for simulation of naturally fractured petroleum reservoirs[J]. SPE Reservoir Engineering, 1988, 3(1): 327-336.
- [10] 苏玉亮,盛广龙,王文东,等.页岩气藏多重介质耦合流动模型[J].天然气工业,2016,36(2):52-59.
- [11] YANG T Y, LI X, ZHANG D X. Quantitative dynamic analysis of gas desorption contribution to production in shale gas reservoirs[J]. Journal of Unconventional Oil and Gas Resources, 2015, 9: 18-30.
- [12] 葛洪魁,申颖浩,宋岩,等.页岩纳米孔隙气体流动的滑脱效应[J].天然气工业,2014,34(7):46-54.
- [13] WU Y S, LI J F, DING D, et al. A generalized framework model for the simulation of gas production in unconventional gas reservoirs[J]. SPE Journal, 2014, 19(5): 845-857.
- [14] 糜利栋,姜汉桥,李俊键.页岩气离散裂缝网络模型数值模拟方法研究[J].天然气地球科学,2010,25(11):1795-1803.
- [15] 严侠,黄朝琴,姚军,等.基于模拟有限差分的嵌入式离散裂缝数学模型[J].中国科学:技术科学,2014,44(12):1333-1342.
- [16] YAN X, HUANG Z Q, YAO J, et al. An efficient embedded discrete fracture model based on mimetic finite difference method[J]. Journal of Petroleum Science & Engineering, 2016, 145: 11-21.
- [17] 卫鹏云,施安峰,王晓宏,等.页岩气藏的双重介质-离散裂缝模型[J].力学季刊,2015,36(2):179-188.
- [18] DAI C, XUE L, WANG W, et al. Analysis of the influencing factors on the well performance in shale gas reservoir[J]. Geofluids, 2017, (11): 1-12.

(编辑 柳超超)