

引用格式:王兴文,林永茂,缪尉杰.川南深层页岩气体积压裂工艺技术[J].油气藏评价与开发,2021,11(1):102-108.

Wang Xingwen, Lin Yongmao, Miao Weijie. Volume fracturing technology of deep shale gas in southern Sichuan[J]. Reservoir Evaluation and Development, 2021, 11(1): 102-108.

DOI:10.13809/j.cnki.cn32-1825/te.2021.01.014

川南深层页岩气体积压裂工艺技术

王兴文,林永茂,缪尉杰

(中国石化西南油气分公司石油工程技术研究院,四川 德阳 618000)

摘要:威荣深层页岩埋深大(3 500~4 200 m)、地应力高、地应力差异大(7~17 MPa)、储层脆性低(<0.5)、天然裂缝不发育,压裂改造面临施工压力高、压力窗口窄、敏感砂比低、加砂难度大。大型物模实验表明,威荣页岩压裂裂缝形态以主缝+分支缝为主,裂缝复杂程度低,压裂易形成双翼缝。在地质工程一体化的基础上,结合地质甜点优化分段分簇,进一步细分切割地层。通过支撑剂运移规律研究,优化了三级粒径支撑剂铺置方式和注入时机,提高了加砂强度。通过复合暂堵转向压裂工艺提高了裂缝横向复杂程度,并通过缝内暂堵、优化施工排量和液体黏度,提高缝内净压力及裂缝复杂程度,从而提高压裂改造体积和控制储量。研究成果在威荣气田得到了成功应用,加砂强度提高至1.95 t/m,压后单井平均无阻流量为 $38.5 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,单井EUR(估算最终可采储量)为 $0.9 \times 10^8 \text{ m}^3$,改造效果较前期显著提高。压后评估可知,压裂效果与加砂强度成正相关关系。因此,深层页岩气如何提高加砂强度、控制用液强度,是经济有效压裂的关键。

关键词:深层页岩气;密切割;压裂;加砂强度;暂堵转向;压裂改造体积

中图分类号:TE3

文献标识码:A

Volume fracturing technology of deep shale gas in southern Sichuan

Wang Xingwen, Lin Yongmao, Miao Weijie

(Research Institute of Petroleum Engineering, Sinopec Southwest China Oil and Gas Company, Deyang, Sichuan 618000, China)

Abstract: Due to the deep buried depth(3 500~4 200 m), high ground stress, high ground stress discrepancy(7 to 17 MPa), low reservoir brittle(<0.5) and the undeveloped natural fracture, the hydraulic fracture of Weirong deep shale gas face the problems of high fracturing construction pressure, narrower pressure window, low sensitive sand concentration, high fracturing difficulty. Large-scale physical model experiments show that the morphology of Weirong shale fractures are composed of main fracture and branch fracture, within low fracture complexity and forming bedding seam more easily. On the basis of geology-engineering integration, the stratigraphic segmentation and clustering are optimized in combination with geological sweet spot. Through the study of the proppant transport, the placement mode and injection timing of the three-grade particle size proppant have been optimized, which increase the sand loading. The transverse complexity of fractures is improved by the combined temporary plugging steering fracturing technology. The net pressure and complexity of fractures are improved by the temporary plugging in the fractures and the optimization of construction discharge and liquid viscosity, thereby improving the fracturing volume and control reserves. The research results have been successfully applied in Weirong Gas Field. The sand loading has been increased to 1.95 t/m, the average open flow per well is $38.5 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$, and the single well EUR is $90 \times 10^8 \text{ m}^3$. All those shows a significantly improvement compared with the previous stage. Post-pressure evaluation shows that the fracturing effect is positively correlated with the sand adding strength. Therefore, how to improve the sand adding strength and control the strength of the liquid used in deep shale gas is the key to economic and effective fracturing.

Key words: deep shale gas, close-cut, fracturing, intensity of sand, temporary plugging and steering, fracturing volume

收稿日期:2020-10-20。

第一作者简介:王兴文(1975—),男,博士研究生,高级工程师,主要从事油气田提高采收率与增产技术研究及生产工作。地址:四川省德阳市旌阳区龙泉山北路298号,邮政编码:618000。E-mail:414913973@qq.com

基金项目:中国石化科技部“十条龙”项目“威远—永川深层页岩气开发关键技术”(P18058);“十三五”国家科技重大专项“大型油气田及煤层气开发”(2016ZX05002)。

我国页岩气可采资源为25.08万亿立方米,资源丰富,开发潜力巨大。其中,深层页岩气为9.5万亿立方米^[1-3]。深层页岩气是我国页岩气勘探开发的重要阵地,四川盆地及周边深层页岩气勘探区域主要集中在涪陵、丁山、永川和威远区块。威荣深层页岩气开发层系主要是志留系龙马溪组,水平井分段压裂是该区块主要的开发手段,但威荣页岩气具有埋藏深(3 600~3 900 m)、地应力高(84~101 MPa)、水平主应力差异大(7~17 MPa)、天然裂缝不发育的工程地质特征,停泵压力高(56~74 MPa),停泵压力梯度高(2.6~2.7 MPa/hm),导致施工压力高(接近井口限压)、加砂难度大、形成的裂缝复杂程度低、压后产量不理想、EUR低。针对页岩气改造模式^[4-5]、裂缝扩展^[6-7]、产能模型^[8-9]、施工工艺优化^[10-11]等已有众多研究,但对于深层页岩气而言,仍有待进一步加强, Niandou、李庆辉、孟陆波^[12-14]等学者采用三轴应力试验机对包括龙马溪组在内的页岩气储层试验,认为整体围压较高、应力差较大时不易形成复杂裂缝; Taleghani^[15]、Jeffrey^[16]、赵金洲团队^[17]等对天然裂缝与人工裂缝交汇扩展延伸进行模拟,提出工艺参数对天然裂缝的沟通与利用存在显著影响;唐川^[18]、Zhou^[19]等则对页岩储层产能模型进行深入研究,表明压后产能递减较快,要以更大的有效改造体积来维持长期稳产,但实际施工又有诸多变数,与理论要求契合度较低;王星皓、袁俊亮等^[20-21]针对页岩可压性等工程参数给予优化模拟,在施工参数优化中提出了部分创新性认识。

在深入认识威荣龙马溪页岩气工程地质特征的基础上,开展人工裂缝起裂及延伸机理研究,结合前期现场实践,分析压裂改造面临的主要难点及挑战,针对性地提出威荣深层页岩气体积压裂关键工艺技术,以增加有效改造体积、提高改造效果,同时为邻区深层页岩气压裂改造提供技术参考。

1 深层页岩气压裂面临挑战

1.1 深层页岩气地质特征研究

龙马溪深层页岩纵向上发育9套页岩气储层,优质页岩储层为①~⑤号小层,厚度27.5~49.5 m,储层孔隙度3.1%~5.8%,TOC(总有机碳含量)为2.2%~5.5%,含气量为3.3~6.4 t/m³,地层压力系数为1.38~1.96,与涪陵中深层页岩气相比,深层页岩气优质页岩厚度相对较小(表1)。

相对于浅层和国外页岩气,深层页岩气脆性指数更低,地层应力更高,水平地应力差和水平地应力差异系数较大,将导致压裂时施工压力更高,压裂缝的复杂程度低。同时,威远和永川区块三轴地层应力中,垂向应力居中,压裂过程中易形成低角度缝或水平缝,压裂液滤失大、缝宽不足、加砂难度大(表2)。

1.2 威荣页岩气压裂裂缝延伸机理

前期实验表明地应力高、地应力差值大,天然裂缝欠发育,压裂形成缝网复杂程度低(图1)。威荣深

表1 深层页岩气储层基本特征

Table 1 Deep shale gas reservoir geology characteristic

区块	深度(m)	优质页岩厚度(m)	孔隙度(%)	TOC(有机碳含量)(%)	含气性(m ³ /t)	地层压力系数
威远	3 500~4 200	27.5	4.0	2.2~4.0	3.3~6.4	1.96
永川	3 800~4 100	30.0	5.3	2.8~5.5	6.7	1.70
丁山	4 200~4 500	23.7~30.5	5.8	3.6	4.4	1.40~1.55
涪陵深层	3 900~4 200	49.5	3.1	2.8	4.5	1.38
涪陵中深层	2 200~2 400	38.0	4.2~6.4	1.9~2.2	2.0~6.0	1.20~1.55

表2 深层页岩气储层地质力学特征

Table 2 Deep shale gas reservoir geomechanics characteristic

井名	杨氏模量(GPa)	泊松比	脆性指数(%)	垂向应力(MPa)	最大水平主应力(MPa)	最小水平主应力(MPa)	水平地应力差异系数	水平应力差(MPa)
威荣	21.7~33.8	0.237	38~46	86.0~97.7	87.7~112.0	84.0~101.0	0.080~0.250	7.00~17.30
永川	20.2~31.4	0.228	40~50	95.1~105.5	99.2~113.6	88.1~101.0	0.110~0.160	11.10~15.80
丁山	32.32	0.200	48~55				0.125	11.70~24.00
涪陵外围	27.3~37.0	0.200~0.220	52~55	95.5~99.3	87.0~94.9	79.6~86.5	0.140	7.40~8.37
涪陵中深层	38.37	0.190~0.200	62	51.9	54.2	49.0	0.110	5.20
Woodford	34	0.180	55~75				0.075	2.00~4.00
Haynesville		0.270					0.048	3.00~5.00

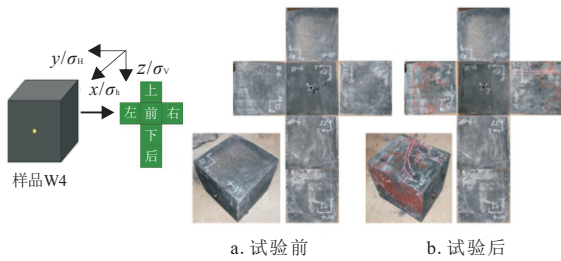


图1 压前压后样品裂缝分析

Fig.1 Rock sample before and after fracturing

层页岩气水平地应力差平均10.3 MPa,压裂裂缝转向难度较大,且天然裂缝不发育,以低角度层理缝为主,水力裂缝沟通天然裂缝机率低,导致打碎储层难度大、形成的缝网复杂程度低。大型物模实验表明,威荣深层页岩压裂裂缝形态以主缝+分支缝为主。

水平应力差 $\Delta\sigma=5.0$ MPa时,主要形成了3条水力裂缝,1条沿井眼方向的纵向裂缝,2条层理缝,3个裂缝面均发现有大量红色示踪剂,确定为压裂形成的新裂缝,形成的裂缝形态整体仍具有一定的复杂度。水平应力差 $\Delta\sigma\geq 10.0$ MPa时,压后裂缝有2条,1条垂直于井筒轴线(水平最小主应力方向)的主裂缝,1条倾斜天然裂缝或层理缝,表明在该水平应力差异条件下,裂缝形态趋于简单(图2)。

随水平应力差异的不断增大(图2), σ_H 为22.8 MPa, σ_h 依次为21.4 MPa、17.8 MPa、12.8 MPa、7.8 MPa。水力主裂缝沟通层理的难度逐渐增大,主要原因在于水平最小主应力的减小使得水力裂缝更容易沿着优势方向扩展,压后裂缝形态也趋于简单。在水平应力差值平均为10.8 MPa的高水平应力差异条件下,一部分弱胶结天然裂缝、层理仍可被主裂缝沟通,对增大改造体积有重要贡献。

1.3 威荣深层页岩压裂主要难点

1) 工程风险大,如套管形变,施工不连续,甚至丢失产层,同时由于压裂时井间窜扰,影响了压裂井正常压裂,也影响了邻井的生产及钻井。

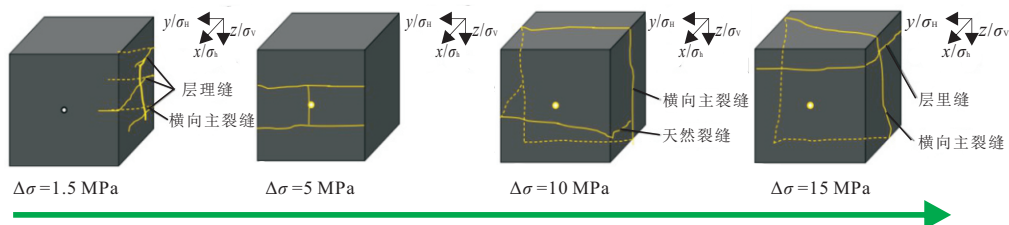


图2 不同应力差下压后裂缝分布情况

Fig. 2 Distribution of fractures after fracturing under different deviated stress differences

2) 施工压力高(70~95 MPa)、压力窗口窄(< 10 MPa)、敏感砂比低、加砂难度大(综合砂比 $< 4\%$),压裂工艺优化的空间不足、措施手段有限,且裂缝有效性难以保证(表3)。

表3 深层页岩气储层施工特征

Table 3 Deep shale gas reservoir operation characteristics

井号	垂深(m)	施工压力(MPa)	井口停泵压力(MPa)	综合砂液比(%)
永页1HF	3 900~4 000	72.0~91.0	62.8~67.5	3.82
永页2HF	4 000~4 100	79.0~84.0	69.3~74.4	5.18
永页3-1HF	4 000~4 100	70.0~94.7	67.2~70.0	2.50
威页1HF	3 500~3 600	76.0~95.0	56.0~66.2	3.37

3) 储层岩石脆性不高(< 0.55)、地应力差异大(7~17 MPa)、天然裂缝不发育,特别是高角度缝不发育,决定了压裂形成的裂缝复杂程度低,以主缝+分支缝为主,压裂改造体积受限。

4) 由于压裂形成ESRV(有效改造体积)体积小,控制的地质储量有限,单井产量低,稳产难度大,对低成本压裂改造提出了更高要求,如何经济有效压裂,也是目前面临的一大难题。

2 威荣深层页岩气体体积压裂关键技术

威荣深层页岩压裂主体思路是以增加有效改造体积为目标,以提高缝内净压力为核心,以“密切割、强加砂、暂堵转向”为关键,提高加砂强度、控制用液强度,以实现经济有效压裂。

2.1 地质工程一体化密切割分段分簇

综合考虑水平段剖面的含气性、地应力、地应力差、岩石脆性、可压性特征等压裂有利因素,采用有限元分析法,以最大改造体积为目标。数值模拟表明,簇数增加,单簇缝宽和缝长会减小,总改造体积呈现增加趋势,存在最佳簇数范围,威荣页岩气单段簇数

优化为6~8簇(图3),簇间距为8~12 m(图4),每簇射孔长度为0.4~0.6 m,1 500 m水平段分17~20段。

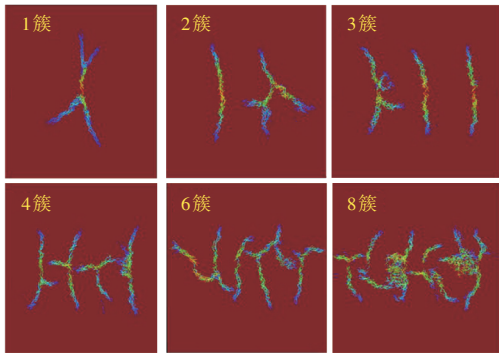


图3 不同射孔簇数下裂缝形态

Fig. 3 Fracture morphology under different perforation clusters

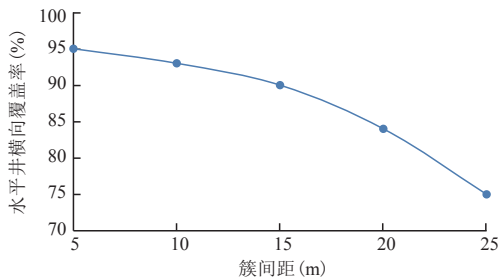


图4 簇间距与横向改造覆盖率关系

Fig. 4 relationship between cluster spacing and horizontal stimulation coverage

具体到单井的分簇分段措施:裂缝发育井段尽量单独分段,裂缝发育段的段间距25~30 m,裂缝不发育的段间距控制在20 m以内;五峰组钻遇长度>40 m时,单独分段;<30 m时,作为段间距处理;各段射孔簇数以6~8簇为主,首段4~5簇,A靶点附近段内簇数5~6簇;各段长度差距不宜过大,否则长段的加砂量更大,加砂有难度;作为段间距的井段选择在固井质量好的位置;射孔位置选择综合考虑含气性、地应力、地应力差、岩石脆性等有利因素。

2.2 基于支撑剂运移规律的强加砂压裂技术

结合支撑剂输送实验及数值模拟,研究复杂裂缝中支撑剂输送规律。研究表明,支撑剂主要分布于主缝内,难以进入支缝和层理缝;增大流速、降低支撑剂粒径和密度,有利于提高输送距离,支撑剂越容易进入支缝和层理缝。威荣页岩气由于地应力高,裂缝宽度小、加砂难度大、支撑裂缝体积有限,通过三超加砂、三级支撑、低砂比连续加砂以及自悬浮支撑剂等强加砂技术,增大加砂强度、提高有效支撑裂缝体积(图5)。

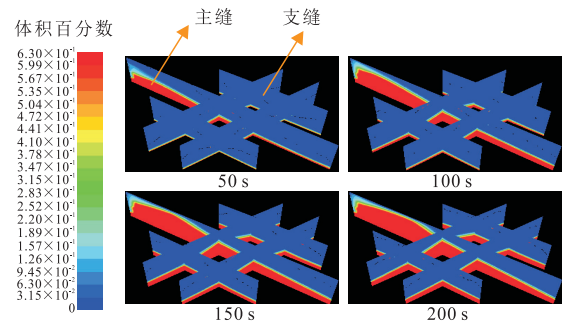


图5 复杂裂缝中支撑剂输送数值模拟结果

Fig. 5 Numerical simulation results of proppant transport in complex fractures

1) 三超加砂工艺。页岩气体体积压裂形成的微裂缝平均缝宽在50 μm左右,常用的70/140目支撑剂难以进入,导致大量的裂缝网络难以得到有效支撑。为增大有效改造体积,采用超低密度的100/200目超小粒径支撑剂、前置阶段超前加砂工艺。

2) 三级支撑。结合支撑剂输送规律研究结果及裂缝宽度预测,优化威荣页岩气三级支撑技术,压裂采用100/200目石英砂+70/140目+40/70目低密度陶粒,通过100/200目支撑剂支撑一、二级支缝,70/140目粉陶支撑一级支缝、40/70目陶粒支撑主缝,实现多级裂缝支撑,提高有效改造体积。

3) 大排量降阻水连续加砂。针对深层页岩气井压裂缝宽窄、高砂比入地困难、单段加砂量受限的难题,提出降阻水连续加砂工艺,通过控制砂比在低于敏感砂比的条件下,采用大排量、降阻水连续长段携砂、同时配合中顶冲洗疏通支撑剂,实现提高单段加砂规模。

4) 自悬浮支撑剂。自悬浮支撑剂由硬质骨料(传统支撑剂)和表面可水化膨胀的高分子聚合物组成,遇水后体积膨胀,体积密度降低,在清水中为悬浮状态,从而提高支撑剂输送距离和纵向分布,改善支撑剂的铺置剖面。导流能力实验表明,在60 MPa有效闭合应力、10 kg/m²铺砂浓度条件下,3种粒径自悬浮支撑剂导流能力为7.11~24.32 μm²·cm,均满足威荣开发方案对导流能力的要求(2.59 μm²·cm)。自悬浮支撑剂在现场应用4口井,单井最高砂比提高至13%,比常规支撑剂提高了4%;综合砂液比平均5.1%,比常规支撑剂提高了2.4%,有效节省了改造用量。

2.3 提高分簇改造有效性的复合暂堵压裂技术

国内外页岩气区块统计表明,多簇射孔起裂不

完全,其中30%左右无效。同时套管变形井段无法机械分段,威荣前期丢段13.6%,导致威荣页岩气横向压裂改造不充分。针对多簇射孔起裂不完全、套变井段难以机械分段的难题,采用复合暂堵工艺,通过暂堵球和暂堵剂封堵已压裂段射孔孔眼,促使压裂液进入未改造段,达到增加起裂效率和增加分段的效果。

威荣页岩气区块主要射孔参数为7~8 mm,综合考虑施工压裂液和支撑剂对孔眼的冲蚀作用,扩孔后孔眼直径为±10 mm,优选暂堵球尺寸为15 mm+13.5 mm、暂堵剂粒径为60~80目,暂堵球数量32~58个、暂堵剂用量100~275 kg。现场实践表明,通过复合暂堵转向工艺,施工压力上涨了2~5 MPa(图6),暂堵后微地震事件有效数量提高了35%,段内各簇得到了充分改造(图7)。

2.4 提高裂缝复杂程度压裂措施

密切割压裂技术可以提高水平井段横向覆盖率,为了进一步提高单条裂缝的复杂性,以提高缝内净压力为核心,采用缝内暂堵、二次压裂、提高压裂液黏度及施工排量来增大裂缝内的净压力。

1) 采用更小粒径支撑剂(100~200 m 石英砂),封堵微裂缝及层理缝,一方面可以降低压裂液流失,提高综合砂液比,另一方面也可以提高裂缝内的净

压力,迫使裂缝在缝内转向,增加裂缝的复杂性。小粒径支撑剂比例由前期的10%增加至25%~30%。通过支撑剂运移规律可以得出,小粒径支撑剂在向地层输送的过程,实现了微裂缝的堵塞,也实现了更多微裂缝的产生,从而形成较复杂的裂缝形态。

2) 加砂难度较大时,通过较长停泵时间(6~12 h),重新起泵进行压裂。由于缝内支撑剂和液体的重新开始流动,阻力大,从而提高了缝内的净压力,迫使裂缝转向或开启更多的微裂缝^[22]。在YY1-3HF井得到了较好的效果(图8),二次压裂裂缝复杂程度明显提高,但这种工艺施工时间长、作业成本高。

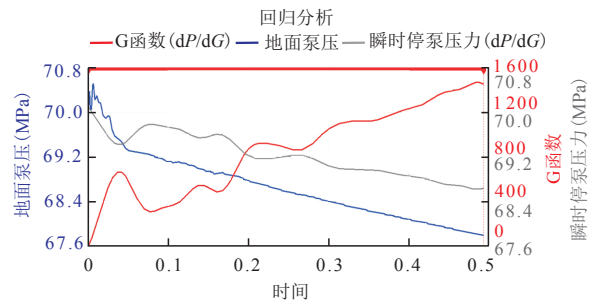


图8 二次压裂G函数显示裂缝复杂
Fig. 8 Second fracturing G function showed complex fractures

3) 通过增加液体黏度和施工排量增加缝内净压力。瞬时停泵压力反应了压裂裂缝内的净压力大小,在WY23-1HF井采用变施工排量、变液体黏度瞬时停泵,通过停泵压力的变化来判断不同排量、不同液体黏度对缝内净压力的影响,以此来优化施工参数。通过试验情况可知深层页岩气压裂重要结论和认识,液体黏度净压力增加1.5~2.0 MPa,提高施工排量,净压力增加最大4.0 MPa左右,且高排量下增加排量净压力增加的幅度更大(图9)。

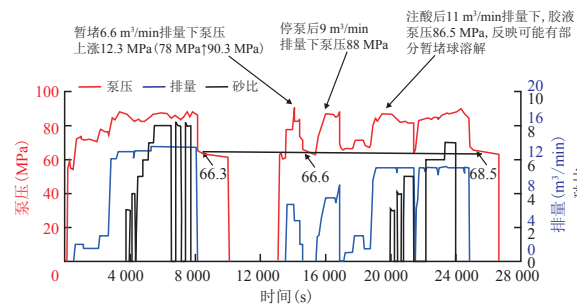


图6 威页23-1HF井暂堵压裂现场试验
Fig. 6 WY23-1HF temporary shielding fracturing field test

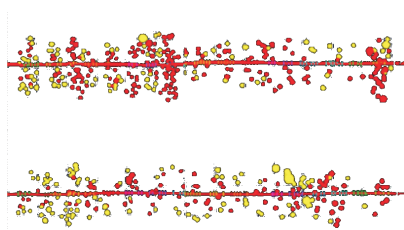


图7 裂缝监测(暂堵前:红色;暂堵后:黄色)
Fig. 7 Fracture monitoring (before temporary shielding : red; after temporary shielding : yellow)

3 现场实施情况

形成的“密切割、强加砂、暂堵转向”深层页岩气

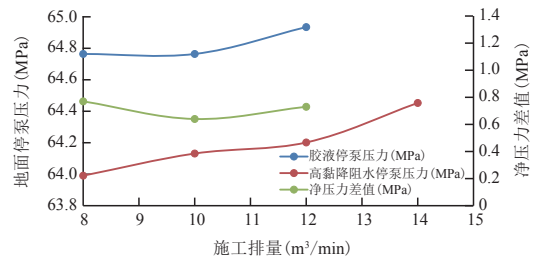


图9 不同排量及液体黏度下停泵压力变化
Fig. 9 Change of stop pump pressure under different rate and liquid viscosity

体积压裂技术在威荣8个平台、50余口井中进行了应用。通过密切割和暂堵转向,单段簇数由2~3簇增加至6~8簇,单井簇数由42~50簇增加至110~140簇,缝宽扩大有效率提高了9%,水平段横向覆盖率由83.0%提高至96.4%。通过强加砂技术,单井平均加砂强度由1.05 t/m提高至1.95 t/m,加砂强度提高了85.7%,提高了有效改造体积。降阻水比例由60.5%增至85%,同时综合砂液比由2.7%增至3.9%,降低了胶液用量和总用量,节约了施工成本(表4)。

WY23和WY43平台测试平均无阻流量 $38.5 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,平均EUR为 $0.90 \times 10^8 \text{ m}^3$,平均无阻流量较前期提高60.4%;其中WY43-4HF井无阻流量 $54.7 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,预测EUR为 $1.13 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。

分析可知,压裂效果与加砂强度、单井加砂规模成正相关关系(图10、图11)。为了实现深层页岩气经济有效压裂,一方面要提高加砂规模,增大加砂强度,确保压裂裂缝的导流能力满足天然气生产的需求;另一方面要提高综合砂液比,控制压裂用液强度,控制压裂成本。

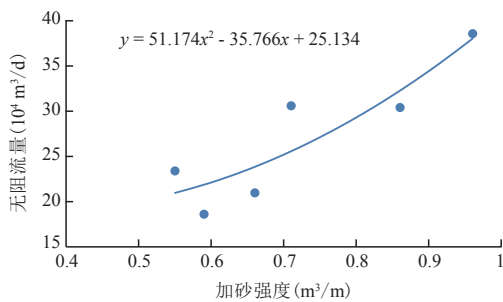


图10 加砂强度与无阻流量关系

Fig. 10 Relationship between sanding strength and open-flow capacity

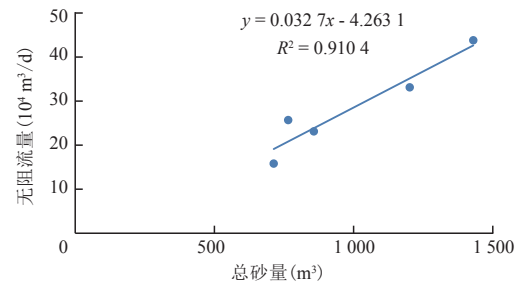


图11 加砂总量与无阻流量关系

Fig. 11 Relationship between total sand and open-flow capacity

4 结论

1) 威荣深层页岩地应力高、地应力差异大、储层脆性低、天然裂缝不发育,压裂改造面临了施工压力高、压力窗口窄、敏感砂比低、加砂难度大等难题。研究表明,压裂难以形成复杂缝网,改造体积受限,必须采用更具针对性的工艺,才能改善压裂效果。

2) 实践证明结合工程地质甜点,优化分段分簇细分切割地层,可提高裂缝覆盖率;结合支撑剂运移规律,优化三级粒径支撑剂铺置方式和注入时机,可以降低施工难度,提高加砂强度;暂堵转向压裂、优化施工排量、液体黏度等参数可进一步提高裂缝横向覆盖率和复杂程度。

3) 研究形成的技术在威荣页岩气区块得到了成功应用,平均单井无阻流量为 $38.5 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,单井EUR为 $0.9 \times 10^8 \text{ m}^3$,改造效果较前期显著提高。

4) 压裂改造效果与加砂强度成正相关关系,提高深层页岩气压裂加砂强度、控制压裂用液强度,是深层页岩气经济有效压裂的关键,也是深层页岩气压裂的攻关方向。

表4 压裂参数及效果对比

Table 4 Fracturing parameters and effect comparison

工艺	井号	簇数	横向覆盖率(%)	加砂强度(t/m)	综合砂液比(%)	无阻流量($10^4 \text{ m}^3/\text{d}$)	预测EUR(10^8 m^3)
前期	WY1HF	42	90.8	1.20	2.6	22.0	0.40
	WY23-1HF	45	91.8	1.50	3.0	38.0	0.66
	WY29-1HF	47	87.6	1.20	2.5	28.0	0.70
	WY35-1HF	35	88.4	0.90	2.8	18.0	0.54
	WY9-1HF	44	72.3	0.90	3.1	23.0	0.60
	WY11-1HF	39	67.3	0.75	2.1	15.0	0.40
	平均		42	83.0	1.05	2.7	24.0
后期	WY23-2HF	116	96.6	1.95	4.1	33.0	0.81
	WY23-4HF	108	94.8	1.95	4.1	38.0	0.90
	WY23-5HF	116	93.8	1.80	3.8	30.0	0.85
	WY23-6HF	115	97.2	1.80	3.8	33.0	0.80
	WY43-4HF	104	97.8	2.40	4.0	54.7	1.13
	WY43-5HF	98	98.2	1.95	3.5	42.5	0.93
	平均		110	96.4	1.95	3.9	38.5

参考文献

- [1] 贾承造,郑民,张永峰.中国非常规油气资源与勘探开发前景[J].石油勘探与开发,2012,39(2):129-136.
Jia Chengzao, Zheng Min, Zhang Yongfeng. Unconventional hydrocarbon resources in China and the prospect of exploration and development[J]. Petroleum Exploration and Development, 2012, 39(2): 129-136.
- [2] Li Y, Zhou D H, Wang W H, et al. Development of unconventional gas and technologies adopted in China[J]. Energy Geoscience, 2020, 1(1-2): 55-68.
- [3] 马新华,谢军,雍锐,等.四川盆地南部龙马溪组页岩气储集层地质特征及高产控制因素[J].石油勘探与开发,2020,47(5):841-855.
Ma Xinhua, Xie Jun, Yong Rui, et al. Geological characteristics and high production control factors of shale gas reservoirs in Silurian Longmaxi Formation, southern Sichuan Basin, SW China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2020, 47(5): 841-855.
- [4] 郭彤楼,张汉荣.四川盆地焦石坝页岩气田形成与富集高产模式[J].石油勘探与开发,2014,41(1):28-36.
Guo Tonglou, Zhang Hanrong. Formation and enrichment mode of Jiaoshiba shale gas field, Sichuan Basin[J]. Petroleum Exploration and Development, 2014, 41(1): 28-36.
- [5] 郭旭升,胡东风,李宇平,等.涪陵页岩气田富集高产主控地质因素[J].石油勘探与开发,2017,44(4):481-491.
Guo Xusheng, Hu Dongfeng, Li Yuping, et al. Geological factors controlling shale gas enrichment and high production in Fuling shale gas field[J]. Petroleum Exploration and Development, 2017, 44(4): 481-491.
- [6] 刘土光,张涛.弹塑性力学基础理论[M].武汉:华中科技大学出版社,2008.
Liu Tuguang, Zhang Tao. Basic theory of elasticity and plasticity [M]. Wuhan: Huazhong University of Science and Technology Press, 2008.
- [7] 赵金洲,李勇明,王松,等.天然裂缝影响下的复杂压裂裂缝网络模拟[J].天然气工业,2014,34(1):68-73.
Zhao Jinzhou, Li Yongming, Wang Song, et al. Simulation of a complex fracture network influenced by natural fractures[J]. Natural Gas Industry, 2014, 34(1): 68-73.
- [8] 张士诚,牟松茹,崔勇.页岩气压裂数值模型分析[J].天然气工业,2011,31(12):81-84.
Zhang Shicheng, Mou Songru, Cui Yong. Numerical simulation models with hydraulic fracturing in shale gas reservoirs[J]. Natural Gas Industry, 2011, 31(12): 81-84.
- [9] 任龙,苏玉亮,徐晨,等.非常规储层体积压裂水平井产能预测方法研究进展[C]//2015油气田勘探与开发国际会议论文集.西安:西安石油大学,2015.
Ren Long, Su Yuliang, Xu Chen, et al. Advances in the method of production performance prediction of SRV-fractured horizontal wells in unconventional reservoirs[C]// paper presented at the 2015 International Field Exploration and Development Conference. Xi'an: Xi'an Shiyou University, 2015.
- [10] 王雷,王琦.页岩气储层水力压裂复杂裂缝导流能力实验研究[J].西安石油大学学报(自然科学版),2017,32(3):73-77.
Wang Lei, Wang Qi. Experimental research on seepage capacity of complex fracture in shale gas reservoir after hydraulic fracturing[J]. Journal of Xi'an Shiyou University (Natural Science Edition), 2017, 32(3): 73-77.
- [11] Zhao Z H, Wu K D, Fan Y, et al. An optimization model for conductivity of hydraulic fracture networks in the Longmaxi shale, Sichuan basin, Southwest China[J]. Energy Geoscience, 2020, 1(1-2): 47-54.
- [12] Niandou H, Shao J F, Henry J P, et al. Laboratory investigation of the mechanical behaviour of tournemire shale[C]. International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences, 1997, 34(1): 3-16.
- [13] 李庆辉,陈勉,金衍.含气页岩破坏模式及力学特性的实验研究[J].岩石力学与工程学报,2012,31(S2):3763-3771.
Li Qinghui, Chen Mian, Jin Yan. Experimental research on failure modes and mechanical behaviors of gas-bearing shale[J]. Chinese Journal of Rock Mechanics and Engineering, 2012, 31(S2): 3763-3771.
- [14] 孟陆波,李天斌,徐进,等.高温作用下围压对页岩力学特性影响的实验研究[J].煤炭学报,2012,37(11):1829-1833.
Meng Lubo, Li Tianbin, Xu Jin, et al. Experimental study on influence of confining pressure on shale mechanical properties under high temperature condition[J]. Journal of China Coal Society, 2012, 37(11): 1829-1833.
- [15] Taleghani A D, Olson J E. Analysis of multistranded hydraulic fracture propagation: an improved model for the interaction between induced and natural fractures[C]// paper SPE-124884-MS presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, October 4-7, 2009, New Orleans, Louisiana, USA.
- [16] Jeffrey R G, Zhang X, Thiercelin M J. Hydraulic fracture offsetting in naturally fractures reservoirs: quantifying a long-recognized process[C]// paper SPE-119351-MS presented at the SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference, January 19-21, 2009, The Woodlands, Texas, USA.
- [17] 李勇明,郭建春,赵金洲,等.裂缝性气藏压裂液滤失模型的研究及应用[J].石油勘探与开发,2004,31(5):120-122.
Li Yongming, Guo Jianchun, Zhao Jinzhou, et al. New model for fracturing fluid leak-off in naturally fractured gas fields and its application[J]. Petroleum Exploration and Development, 2004, 31(5): 120-122.
- [18] 唐川.页岩气藏水平井产量递减预测研究[D].成都:西南石油大学,2013.
Tang Chuan. The production decline prediction research of the horizontal well in shale reservoirs[D]. Chengdu: Southwest Petroleum University, 2013.
- [19] Zhou W T, Banerjee R, Poe B, et al. Semi-analytical production simulation of complex hydraulic fracture net-works[J]. SPE Journal, 2014, 19(1): 6-18.
- [20] 王星皓.泥页岩储层可压性研究[D].成都:西南石油大学,2012.
Wang Xinghao. Research on fracability of mud-shale reservoir[D]. Chengdu: Southwest Petroleum University, 2012.
- [21] 袁俊亮,邓金根,张定宇,等.页岩气储层可压裂性评价技术[J].石油学报,2013,34(3):523-527.
Yuan Junliang, Deng Jingen, Zhang Dingyu, et al. Fracability evaluation of shale-gas reservoirs[J]. Acta Petrolei Sinica, 2013, 34(3): 523-527.
- [22] 李勇明,李莲明,郭建春,等.二次加砂压裂理论模型及应用[J].新疆石油地质,2010,31(2):190-193.
Li Yongming, Li Lianming, Guo Jianchun, et al. Theoretical model and application of secondary sand fracturing[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2010, 31(2): 190-193.

(编辑 常燕)