

引用格式:王磊.牛庄洼陷官17井区沙四段页岩油自悬浮支撑剂压裂试验[J].油气藏评价与开发,2022,12(4):684-689.

WANG Lei. Self-suspension proppant fracturing test of shale oil in the fourth member of Shahejie Formation in Guan-17 well area, Niuzhuang Sag[J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2022, 12(4): 684-689.

DOI:10.13809/j.cnki.cn32-1825/te.2022.04.017

牛庄洼陷官17井区沙四段页岩油自悬浮支撑剂 压裂试验

王磊

(中国石化胜利石油工程有限公司难动用项目管理中心,山东 东营 257000)

摘要:东营凹陷沙四段页岩油,具有资源量大、储层厚、地层压力系数高、天然裂缝和微裂隙发育等有利条件,但受埋藏深、断层发育、地层温度高等不利因素影响,施工成本高,递减快,经济效益差。为了克服常规缝网压裂技术在陆相页岩油储层的施工过程中遇到的压裂缝宽过窄、加砂困难等问题,促进沙四段页岩油的增产稳产,利用自悬浮支撑剂的自悬浮和自降阻性能,结合复杂缝网压裂工艺在牛庄洼陷G17-X10井进行了矿场试验,结果表明:与邻井GX26井相比,该井不仅施工难度降低,砂比提高一倍,用液减少30%,而且自喷采油期长达520 d,是GX26井的436%,自喷期累计产油2 482 t,是GX26井722 t的344%。这一成果验证了自悬浮支撑剂压裂在提高压裂缝的有效支撑和增加页岩油井渗流体积方面的独特优势,不仅成功探索了新型压裂增产工艺,也拓宽了页岩油效益开发的技术思路。

关键词:页岩油;自悬浮支撑剂;增产;牛庄洼陷;沙四段

中图分类号:TE357

文献标识码:A

Self-suspension proppant fracturing test of shale oil in the fourth member of Shahejie Formation in Guan-17 well area, Niuzhuang Sag

WANG Lei

(Marginal Oilfield Developing Project, Management Center of Sinopec Oilfield Service, Shengli Corporation, Dongying, Shandong 257000, China)

Abstract: Shale oil in the fourth member of Shahejie Formation in Dongying Depression has advantages such as large resource, thick reservoir, high formation pressure coefficient, and developed natural fractures and micro-fractures. However, that it is affected by unfavorable factors such as burial depth, development of faults and high formation temperature leads to high fracturing cost, rapid decline and poor economic benefit. In order to overcome the problems such as the narrow pressure fracture width and the difficulties during sand addition in the fracturing of the continental shale oil reservoir by the conventional fracturing technology, and promote the production of shale oil in the fourth member of Shahejie Formation, the on-site tests are conducted in Well-G17-X10 of Niuzhuang Sag with the performance of the self-suspension and self-reducing resistance properties of the self-suspension proppant and combined with complex network fracturing technology. The results show that compared with the adjacent well, Well-GX26, Well-G17-X10 not only has lower fracturing difficulty, double sand ratio and less liquid reduced by 30%, but also has 520 days of self-injection production period, which is 436% of that of Well-GX26, and 2 482 t of oil production period, which is 344% of 722 t of Well-GX26. This achievement verifies the unique advantages of self-suspension proppant in improving effective suspension of fractures and increasing seepage volume of oil wells. It not only successfully explores a new fracturing stimulation technology, but also broadens the technical idea of shale oil efficient production.

Keywords: shale oil; self-suspension proppant; increase production; Niuzhuang Sag; the fourth member of Shahejie Formation

收稿日期:2022-04-14。

作者简介:王磊(1974—),男,硕士,高级工程师,主要从事低渗透油藏开发研究。地址:山东省东营市东营区淄博路275号难动用项目管理中心,邮政编码:257000。E-mail:wangl3956.ossil@sinopec.com

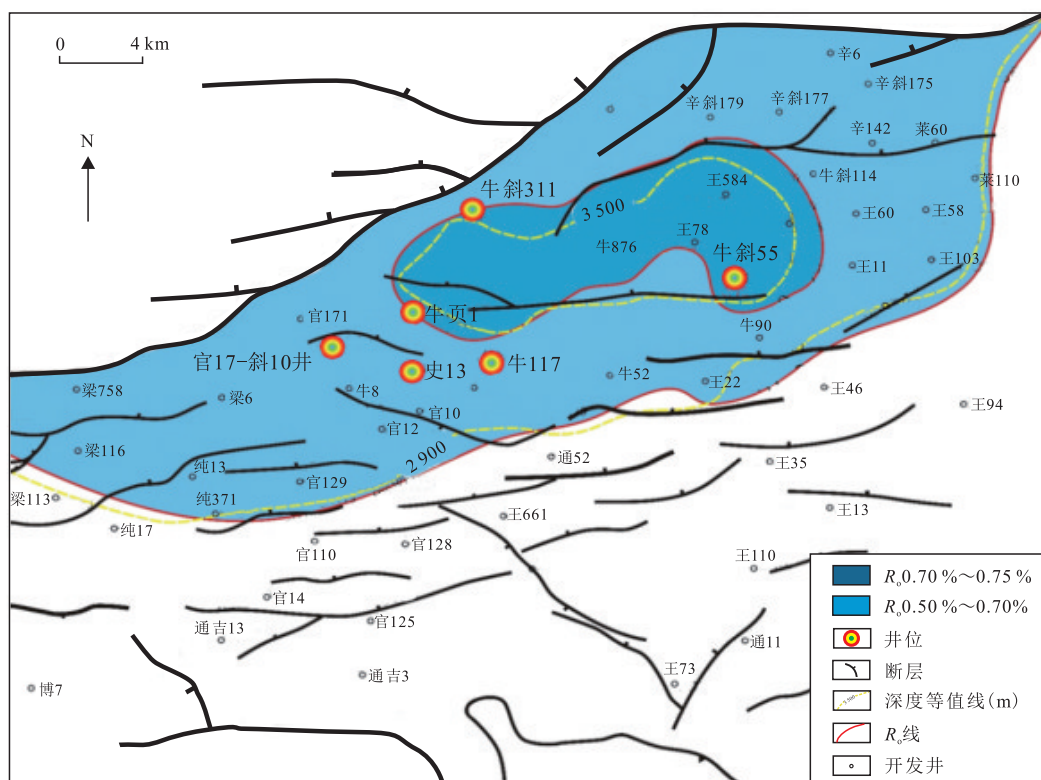
中国页岩油资源总量丰富,技术可采储量位于世界前列。目前,随着国际油价的回升和开采技术的不断突破,中国页岩油的勘探开发取得了重要进展,包括渤海湾盆地大港油田的沧东凹陷、准噶尔盆地的吉木萨尔凹陷和松辽盆地的古龙凹陷等已获页岩油工业油流,并已开始页岩油田的产能建设^[1-2]。但东营凹陷牛庄洼陷的沙四段陆相页岩油与国内外页岩油存在显著差异,页岩储层埋藏较深(3 000~3 800 m),深度大于3 000 m地层普遍超压,压力系数高达1.2~1.8。沙四段页岩储集空间分为层理缝、微裂缝和基质孔3类,储层孔隙度1.49%~16.38%,渗透率 $(0.016\sim 10.600)\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ 。属特低孔超低渗储层。

页岩油普遍成熟度较低,原油密度和含蜡量较高,地下流动性相对较差^[3]。沙四上原油分析,地面原油密度 0.939 g/cm^3 ,动力黏度为 $75.9\text{ mPa}\cdot\text{s}$,凝固点为 $26\text{ }^\circ\text{C}$,地层水总矿化度为 $31\,768\text{ mg/L}$,氯离子含量 $19\,074.94\text{ mg/L}$ 。基于上述地质特征和工艺条件限制,现阶段常规体积改造后的页岩油井,受裂缝形态、压裂液性能和支撑剂自身属性等因素的限制,无法实

现体积支撑,有效渗流体积受限,出现开发初期产量较高,但随着井底流压的下降,远端裂缝闭合后,产量出现大幅下降的情况^[4]。针对东营凹陷陆相页岩油的特点,为实现页岩油气资源的低成本、低能耗的绿色开发,在充分调研了多个自悬浮支撑剂压裂案例的基础上,形成利用自悬浮支撑剂本身在清水或传统压裂液体系中自悬浮、自减阻的性能,实现多尺度、多类型孔缝网络体系的有效支撑,大幅增加储层渗流体积和动用面积,进而最大限度释放页岩储层产能的全裂缝支撑压裂增产理念,指导完成了G17-X10井的压裂改造实践。与相同层段的邻井GX26相比,G17-X10井增产效果明显,为陆相页岩油勘探开发的地质工程一体化系列技术提供了有力支撑。

1 区块概况

官17井区构造位置处于东营凹陷牛庄洼陷南坡东段陈官庄地区北部,主要含油层系为沙四段(图1)。分为沙四上和沙四下。沙四上主要为深灰色灰质泥岩,灰质、白云质成分。沙四下岩性以



注:R₀为成熟度, %。

图1 牛庄洼陷官17井区沙四段构造

Fig. 1 Structural distribution of the fourth member of Shahejie Formation in Guan-17 well area of Niuzhuang Sag

灰色泥质粉砂岩为主,储层厚度大约200 m。G17-X10井是该区块的一口沙四段页岩油评价井,井深3 434 m,储层温度135 ℃,平均孔隙度5.3%,平均渗透率仅有 $0.848 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

该井目的层为沙四上纯上亚段和纯下亚段上部,井深3 154.1~3 255.75 m,厚101.65 m。根据岩心分析,分为沙四上纯上亚段3个小层和纯下1个小层:

1) 纯上1:含油性较好,纹层不发育,以层状、近似块状为主。层面不易裂开;灰质含量整体高,岩心呈不规则碎块状,存在多处摩擦光滑镜面。

2) 纯上2:纯上2顶部岩性灰质泥岩颜色深,含油性好,层理以层状、块状为主;中部层状、纹层状较发育,出现多段亮晶碳酸盐结构;底部以层状、块状结构为主,碳酸盐结构以隐晶为主。

3) 纯上3:层理构造以纹层状为主,层面见油迹,易沿纹层规则裂开,亮晶方解石脉较发育。

4) 纯下1:顶部为大套灰绿色泥岩,下部纹层发育,含油性较好。

2 自悬浮支撑剂的应用

2.1 自悬浮支撑剂原理及性能评价

自悬浮支撑剂由硬质骨料(即传统支撑剂石英砂、覆膜砂或陶粒)和表面的可水化分子两部分组成。表面的可水化分子遇水快速溶胀,在支撑剂周围形成稳固的水化层。水化层降低了支撑剂在水中的相对密度,增加了支撑剂之间的润滑性。同时,支撑剂表面的有机分子伸展于水溶液中,增加了水的黏度。两者的协同作用,使得自悬浮支撑剂不借助增稠剂就能轻易的在清水中长时间悬浮^[5]。

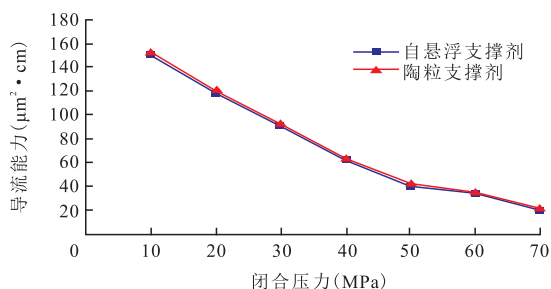


图2 2种支撑剂的导流能力对比
Fig. 2 Comparison of flow conductivity with two kinds of proppants

2.1.1 常规物理性能

视密度 $2.47 \sim 2.50 \text{ g/cm}^3$,体积密度 $1.48 \sim 1.49 \text{ g/cm}^3$,酸溶解度 $3.8\% \sim 4.7\%$,圆度、球度 $0.7 \sim 0.8$,抗压等级69 MPa,破碎率 $2.1\% \sim 2.8\%$;抗压等级86 MPa,破碎率 $4.0\% \sim 5.3\%$,浊度 $12 \sim 28 \text{ FTU}$ 。均参照石油天然气行业标准《水力压裂和砾石充填作业用支撑剂性能测试方法:SY/T 5108—2014》。

2.1.2 导流能力

依据石油天然气行业标准《压裂支撑剂充填层短期导流能力评价推荐方法:SY/T 6302—2009》进行短期导流能力评价,检测表明自悬浮支撑剂具有与陶粒相当的导流能力(图2)。

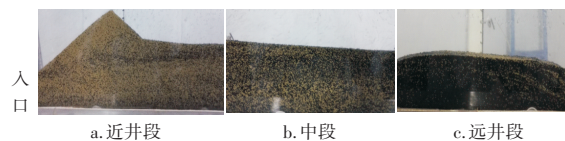
2.1.3 降阻率

自悬浮支撑剂自身的降阻率(水温 $25 \text{ }^\circ\text{C}$)随砂比不同,一般为 $40\% \sim 50\%$ 。

2.1.4 悬浮率

在清水条件下,抗压等级69 MPa的自悬浮支撑剂 $25 \text{ }^\circ\text{C}$ 、砂比15%的30/50目悬浮率为99.10%,40/70目自悬浮支撑剂的悬浮率为99.04%,70/140目全裂缝支撑剂的悬浮率为100%。

自悬浮支撑剂的悬浮率是区别于其他支撑剂的关键特性,其作用是大幅度增加铺设缝长和缝高。根据物理模拟,自悬浮支撑剂较常规支撑剂裂缝支撑高度增加了42%,缝长增加了31%,即有效支撑体积(ESRV)也相应增加86%(图3)。对页岩油藏压裂的体积支撑具有重要意义。



注:玻板缝隙导流仪规格 $4\ 000 \text{ mm} \times 600 \text{ mm} \times 6 \text{ mm}$,耐压20 MPa,粒径20/40目。

图3 清水携自悬浮支撑剂(黑色)与4%胍胶携陶粒(黄色)模拟实验
Fig. 3 Simulation experiment of water carrying suspended proppant (black) and 4% guanidine gum carrying ceramicsite (yellow)

2.1.5 破胶及固相残渣

在自悬浮支撑剂压裂体系中加入工业纯过硫酸铵(现场加入浓度0.5%~1.0%)即可实现彻底破胶。30/50目和40/70目(砂比20%,温度25℃)的破胶后液体黏度(相当于压后返排液体黏度)均小于3 mPa·s,低于水基压裂液破胶液表观黏度小于5 mPa·s的石油天然气行业标准《压裂液通用技术条件:SY/T 6376—2008》。

30/50目自悬浮支撑剂体系破胶后固相物残渣为222 mg/L;40/70目破胶后固相物残渣为119 mg/L;远低于石油天然气行业标准《压裂液通用技术条件:SY/T 6376—2008》中水基压裂液残渣含量小于600 mg/L的要求。

2.1.6 毒性伤害检测

依据国家标准《危险废物鉴别标准——浸出毒性鉴别:GB 5083.3—2007》进行了砷、镉、铬、铜、铅、镍、铍、锌等重金属含量检测,检测结果均低于检出限。实验结果表明,自悬浮支撑剂无毒无害,完全满足施工现场的环保要求。

2.1.7 与地层、原油和地层水的配伍性

依据石油天然气行业标准《水基压裂液性能评价方法:SY/T 5107—2016》,对30/50目全裂缝支撑剂破胶后,取其上清液分别与地层原油、地层水和清水按1:2、1:1、2:1体积比混合测定其配伍性,结果与地层原油、地层水和清水配伍性好,无沉淀。

2.2 支撑剂粒径优化

在页岩油储层体积改造过程中,水力裂缝、天然裂缝和微裂隙相互交错形成复杂缝网,为追求压后储层动用面积的最大化,就要保证改造缝网中次级裂缝的有效支撑。在复杂缝网中,形成的次级缝长度较短,且缝宽较小(1~2 mm),但其数量众多,是主裂缝的几十到几百倍。这就要求自悬浮支撑剂要有足够细、悬浮性好、强度高的性能。结合G17-X10井的井况,为实现主裂缝、次级缝和微裂隙的有效充填,此次试验采用类别为抗压等级69 MPa,粒径规格分别为30/50目、40/70目和70/140目的自悬浮支撑剂,其中70/140目自悬浮支撑剂占比达到20%,探索次级缝和微裂隙的填充。

针对G17-X10井目的层的地质特征,依照全支撑压裂增产理念,为提高储层上纵向动用率,共设计压裂施工5段,除第1段采用石英砂支撑剂,其余4段采用一体化变黏压裂液体系和自悬浮支撑剂,设计排量13~15 m³/min,设计总液量4 060 m³,总砂量435 m³。

2.3 一体化变黏压裂液体系高效携砂

在G17-X10井压裂改造增产试验中,自悬浮支撑剂主要由两部分组成,即硬质骨料(传统支撑剂)和表面的可水化分子组成。在施工时,其表面的可水化分子遇水快速溶胀,不仅能降低支撑剂在水中的密度,加强支撑剂颗粒之间的润滑性,同时由于有机分子在水溶液中伸展,也增加了液体黏度。在两者的协同作用下,在清水中甚至可以借助增稠剂就可长时间悬浮,实现全过程的高效携砂,不仅简化了作业流程,也避免对储层的伤害和污染^[6-7]。

图4和图5为GX26的压裂施工曲线,可以看出,GX26井两段施工排量均为12 m³/min,但第1段总液量

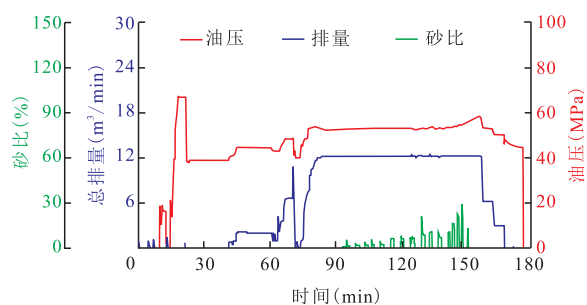


图4 牛庄洼陷官17井区沙四段GX26井第1段压裂施工曲线

Fig. 4 Fracturing curve of 1st stage in Well-GX26 of the fourth member of Shahejie Formation in Guan-17 well area in Niuzhuang Sag

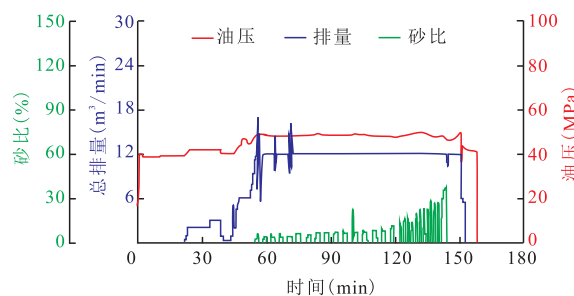


图5 牛庄洼陷官17井区沙四段GX26井第2段压裂施工曲线

Fig. 5 Fracturing curve of 2nd stage in Well-GX26 of the fourth member of Shahejie Formation in Guan-17 well area in Niuzhuang Sag

为1 130 m³,仅加入陶粒19.4 m³,砂比仅为1.7%,第2段总液量为1 253 m³,加入陶粒43 m³,砂比为3.4%。

图6和图7为G17-X10井第3段和第4段的压裂施工曲线,其目的层位与GX26井相同,均为沙四段沙上亚段。该井段施工排量达到了15 m³/min,较GX26井增加25%,但施工压力平稳,施工压力为47~53 MPa,同比降低了10%~12%。其中,第3段施工液量为793 m³,前置液量仅用68 m³,总砂量达到111 m³,砂比提高至13.9%(表1),真正实现了高强度加砂的理念。在现场取样化验中,自悬浮支撑剂增稠效果明显,该井所用的低黏胶液的黏度为21 mPa·s,当砂比提高至16%时,携砂液的黏度可达80 mPa·s,实现全过程高效携砂,降低了砂堵风险^[8-10]。

3 效果对比评价

G17-X10井压裂改造之后,其生产数据如图8所示,先采用3 mm油嘴控制自喷排液34 d,期间油压由39 MPa降至2.2 MPa,最高日产液量达到126.4 t/d,最高日产油量达到13.9 t,最低含水为48%,累计产液1 343.8 t,产油277.2 t,返排率为30.4%。后连续油管钻塞通井后压力恢复至12 MPa,日产油量高达16 t,增产效果显著。

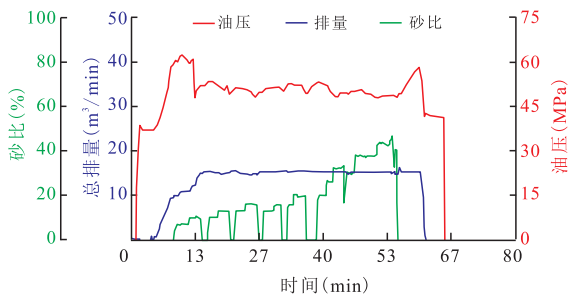


图6 牛庄洼陷官17井区沙四段G17-X10井第3段压裂施工曲线

Fig.6 Fracturing curve of 3rd stage in Well-G17-X10 of the fourth member of Shahejie Formation in Guan-17 well area in Niuzhuang Sag

对比井GX26井是紧邻G17-X10井的一口开发评价井。与G17-X10井压裂层段相同,施工参数基本一致,只是支撑剂采用同粒径的陶粒。该井采用造体积裂缝和高导流主缝的组合缝网压裂工艺,主要通过高黏液高砂比脉冲纤维加砂来保持主裂缝的高导流能力,其压后均采用3 mm油嘴放喷。生产曲线如图9所示。

与图8的G17-X10井的生产曲线相对比,GX26井的自喷采油期仅为97 d,投产3个多月即改机抽,自喷累产722.4 d。G17-X10井自喷采油期长达522 d,是GX26井的4.36倍,自喷累产2 482 d,是GX26井的2.44倍。试采期末仍自喷,3 mm油嘴,日产油3 t。G17-X10井各项指标均优于GX26井^[11-13]。

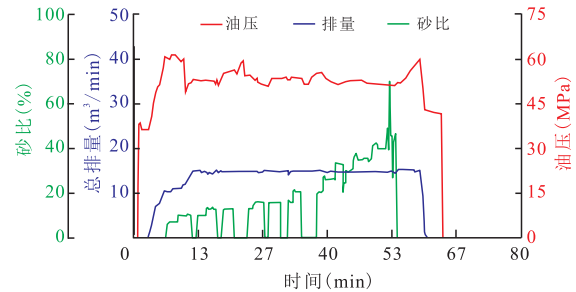


图7 牛庄洼陷官17井沙四段G17-X10井第4段压裂施工曲线

Fig.7 Fracturing curve of 4th stage in Well-G17-X10 of the fourth member of Shahejie Formation in Guan-17 well area in Niuzhuang Sag

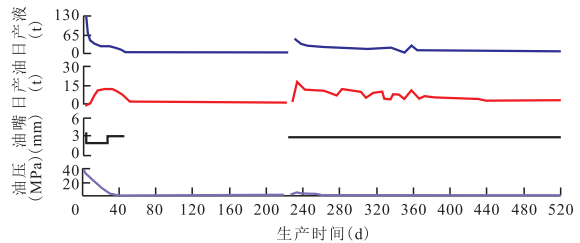


图8 牛庄洼陷官17井区沙四段G17-X10井生产数据曲线

Fig.8 Production curves of Well-G17-X10 of the fourth member of Shahejie Formation in Guan-17 well area in Niuzhuang Sag

表1 GX26井与G17-X10井主要压裂参数对比

Table 1 Comparison of main fracturing parameters between Well-GX26 and Well-G17-X10

井号	段号	施工排量(m ³ /min)	施工压力(MPa)	总液量(m ³)	支撑剂类型	支撑剂用量(m ³)	综合砂比(%)
GX26	1	12	52~55	1 130	陶粒	19.4	1.7
GX26	2	12	47~50	1 253	陶粒	43.0	3.4
G17-X10	3	15	47~53	793	自悬浮支撑剂	111.0	13.9
G17-X10	4	15	47~53	792	自悬浮支撑剂	102.0	12.8

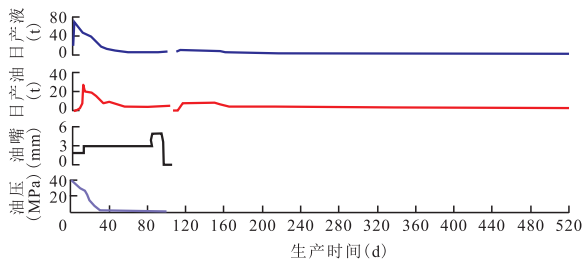


图9 牛庄洼陷官17井区沙四段GX26井生产数据曲线
Fig. 9 Production curve of Well-GX26 in Sha-4 Member of Guan-17 well area in Niuzhuang Sag

4 结论与建议

1) 现场实践表明,相较于常规支撑剂,自悬浮支撑剂拥有自悬浮、自降阻的独特优势,G17-X10井在施工时,随着砂比的提高,不仅大幅度减少了压裂液的用量,而且施工压力波动较小,有效规避了施工风险,提高了施工成功率。

2) 通过类别为抗压等级69 MPa,粒径规格分别为30/50目、40/70目和70/140目的自悬浮支撑剂不同粒径的组合加砂,实现了体积缝网的有效支撑,大幅度增加有效支撑体积(ESRV)是G17-X10井取得增产效果的重要因素。

3) G17-X10井试采520 d仍能自喷生产,较常规支撑剂压裂增加了4倍以上,验证了自悬浮支撑剂具有保障页岩油井的稳产的效果,表明在较大的闭合应力下,自悬浮支撑剂仍能较好地维持储层的导流能力,有推广应用的价值。

参考文献

[1] 窦宏恩,马世英. 巴肯致密油藏开发对我国开发超低渗油藏的启示[J]. 石油钻采工艺,2012,34(2):120-124.
DOU Hong'en, MA Shiying. Lessons learned from oil production of tight oil reservoirs in Bakken play[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2012, 34(2): 120-124.

[2] 谢军,鲜成钢,吴建发,等. 长宁国家级页岩气示范区地质工程一体化最优关键要素实践与认识[J]. 中国石油勘探,2019,24(2):174-185.
XIE Jun, XIAN Chenggang, WU Jianfa, et al. Optimal key elements of geoenvironment integration in Changning National Shale Gas Demonstration Zone[J]. China Petroleum Exploration, 2019, 24(2): 174-185.

[3] 李晓,赫建明,尹超,等. 页岩结构面特征及其对水力压裂的控制作用[J]. 石油与天然气地质,2019,40(3):653-660.
LI Xiao, HE Jianming, YIN Chao, et al. Characteristics of the shale bedding planes and their control on hydraulic fracturing [J]. Oil & Gas Geology, 2019, 40(3): 653-660.

[4] 董明哲,李亚军,桑茜,等. 页岩油流动的储层条件和机理[J]. 石油与天然气地质,2019,40(3):636-644.
DONG Mingzhe, LI Yajun, SANG Qian, et al. Reservoir conditions and mechanism of shale oil flow[J]. Oil & Gas Geology, 2019, 40(3): 636-644.

[5] 张龙胜,秦升益,雷林,等. 新型自悬浮支撑剂性能评价与现场应用[J]. 石油钻探技术,2016,44(3):105-108.
ZHANG Longsheng, QIN Shengyi, LEI Lin, et al. Property evaluation and field applications of a new self-suspending proppant[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2016, 44 (3): 105-108.

[6] 张鑫,王展旭,汪庐山,等. 膨胀型自悬浮支撑剂的制备及性能评价[J]. 油田化学,2017,34(3):449-455.
ZHANG Xin, WANG Zhanxu, WANG Lushan, et al. Preparation and performance evaluation of in-tumescent self-suspending proppant[J]. Oilfield Chemistry, 2017, 34 (3): 449-455.

[7] 董林芳,陈新阳. 自悬浮支撑剂的性能评价与现场应用[J]. 石油钻探技术,2018,46(6):90-94.
DONG Linfang, CHEN Xinyang. Performance evaluation and field application of a self-suspending proppant[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2018, 46(6): 90-94.

[8] 郑有成,范宇,雍锐,等. 页岩气密割分段+高强度加砂压裂新工艺[J]. 天然气工业,2019,39(10):76-81.
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): 76-81.

[9] 张安顺,杨正明,李晓山,等. 低渗透油藏直井体积压裂改造效果评价方法[J]. 石油勘探与开发,2020,47(2):409-415.
ZHANG Anshun, YANG Zhengming, LI Xiaoshan, et al. An evaluation method of volume fracturing effects for vertical wells in low permeability reservoirs[J]. Petroleum Exploration and Development, 2020, 47(2): 409-415.

[10] 梁天成,才博,蒙传幼,等. 水力压裂支撑剂性能对导流能力的影响[J]. 断块油气田,2021,28(3):403-407.
LIANG Tiancheng, CAI Bo, MENG Chuanyou, et al. The effect of proppant performance of hydraulic fracturing on conductivity [J]. Fault-Block Oil and Gas Field, 2021, 28(3): 403-407.

[11] 谷磊,尹慧博,程光明,等. 基于骨架支撑的大扩张比封隔器设计研究[J]. 石油机械,2020,48(8):85-89.
GU Lei, YIN Huiibo, CHENG Guangming, et al. Study on large expansion ratio expandable packer based on metal skeleton support[J]. China Petroleum Machinery, 2020, 48(8): 85-89.

[12] 刘巨保,黄茜,杨明,等. 水平井分段压裂工具技术现状与展望[J]. 石油机械,2021,49(2):110-119.
LIU Jubao, HUANG Qian, YANG Ming, et al. Current status and prospects of horizontal well staged fracturing tools and technologies[J]. China Petroleum Machinery, 2021, 49 (2): 110-119.

[13] 陈春霞,孙祥娥,雷先革. 自适应卡尔曼滤波算法在压裂作业中的应用[J]. 石油机械,2020,48(5):89-93.
CHEN Chunxia, SUN Xiang'e, LEI Xiange. Application of adaptive Kalman filter algorithm in fracturing operation[J]. China Petroleum Machinery, 2020, 48(5): 89-93.

(编辑 常燕)