



大港油田陆相页岩油滑溜水连续加砂压裂技术

田福春 刘学伟 张胜传 张高峰 邵力飞 陈紫薇

Continuous Sand Fracturing Technology with Slick Water for Continental Shale Oil in the Dagang Oilfield

TIAN Fuchun, LIU Xuewei, ZHANG Shengchuan, ZHANG Gaofeng, SHAO Lifei, CHEN Ziwei

在线阅读 View online: <http://doi.org/10.11911/syztjs.2021021>

您可能感兴趣的其他文章

Articles you may be interested in

大港油田页岩油水平井钻井关键技术

Key Technologies for Drilling Horizontal Shale Oil Wells in the Dagang Oilfield

石油钻探技术. 2020, 48(2): 34–41 <http://doi.org/10.11911/syztjs.2020036>

武隆区块常压页岩气水平井分段压裂技术

Multi-Stage Fracturing Technology of Normally Pressured Shale Gas in Horizontal Wells in the Wulong Block

石油钻探技术. 2019, 47(1): 76–82 <http://doi.org/10.11911/syztjs.2018129>

长庆油田陇东地区页岩油超长水平段水平井钻井技术

Shale Oil Horizontal Drilling Technology with Super-Long Horizontal Laterals in the Longdong Region of the Changqing Oilfield

石油钻探技术. 2020, 48(1): 9–14 <http://doi.org/10.11911/syztjs.2020029>

低渗透油藏侧钻水平井小井眼分段多簇压裂技术

Segmented Multi-Cluster Fracturing Technology for Sidetrack Horizontal Well with Slim Holes in Low Permeability Reservoir

石油钻探技术. 2020, 48(6): 94–98 <http://doi.org/10.11911/syztjs.2020112>

基于声波变密度测井信息识别水平井压裂裂缝的方法

Method about Improving Accuracy of Fracture Fluid Friction Pressure

石油钻探技术. 2017, 45(5): 113–117 <http://doi.org/10.11911/syztjs.201705020>

页岩油高效开发钻井完井关键技术及发展方向

Key Drilling/Completion Technologies and Development Trends in the Efficient Development of Shale Oil

石油钻探技术. 2019, 47(5): 1–10 <http://doi.org/10.11911/syztjs.2019076>



扫码关注公众号，获取更多信息！

◀油气开发▶

doi:10.11911/syztjs.2021021

引用格式: 田福春, 刘学伟, 张胜传, 等. 大港油田陆相页岩油滑溜水连续加砂压裂技术 [J]. 石油钻探技术, 2021, 49(4): 118-124.

TIAN Fuchun, LIU Xuewei, ZHANG Shengchuan, et al. Continuous sand fracturing technology with slick water for continental shale oil in the Dagang Oilfield [J]. Petroleum Drilling Techniques, 2021, 49(4): 118-124.

大港油田陆相页岩油滑溜水连续加砂压裂技术

田福春^{1,2}, 刘学伟¹, 张胜传¹, 张高峰¹, 邵力飞¹, 陈紫薇¹

(1. 中国石油大港油田分公司石油工程研究院, 天津 300280; 2. 中国石油大学(北京)石油工程学院, 北京 102249)

摘 要: 针对页岩油水平井采用常规滑溜水压裂时存在用液量大、砂比低、增产效果不理想等问题, 通过优选聚合物降阻剂, 优化黏土稳定剂、破乳助排剂和过硫酸盐类破胶剂的加量, 形成了调节聚合物降阻剂加量即可调控滑溜水压裂液黏度的变黏滑溜水压裂液体系。通过支撑剂导流能力模拟试验, 优选了 70/140 目石英砂和 40/70 目陶粒的支撑剂组合, 经先导性试验, 形成了大港油田陆相页岩油滑溜水连续加砂压裂技术。该技术在 G 页 2H 井进行了现场试验, 有效提高了施工效率和单位液体的携砂量, 减少了压裂液用量, 形成了较好的缝网体系, 提高了储层改造程度, 取得了良好的压裂增产效果。现场试验表明, 该技术能够满足页岩油水平井滑溜水连续加砂压裂要求, 可以为页岩油高效开发提供技术支撑。

关键词: 页岩油; 水平井; 压裂; 滑溜水; 降阻剂; 连续加砂; 大港油田

中图分类号: TE357.1

文献标志码: A

文章编号: 1001-0890(2021)04-0118-07

Continuous Sand Fracturing Technology with Slick Water for Continental Shale Oil in the Dagang Oilfield

TIAN Fuchun^{1,2}, LIU Xuewei¹, ZHANG Shengchuan¹, ZHANG Gaofeng¹, SHAO Lifei¹, CHEN Ziwei¹

(1. Petroleum Engineering Research Institute, PetroChina Dagang Oilfield Company, Tianjin, 300280, China; 2. College of Petroleum Engineering, China University of Petroleum (Beijing), Beijing, 102249, China)

Abstract: Horizontal shale oil wells have the problems of high fluid volume and a low sand ratio during conventional slick water fracturing, which lead to poor stimulation effect. For this reason, a slick water system was developed with variable viscosity by selecting a polymer-based friction reducers and optimizing the dosage of clay stabilizers, demulsifying cleanup additives, and persulfate gel breakers. With the system, it was possible to adjust the viscosity of slick water by changing the dosage of polymer-based friction reducers. Then, the proppants composed of 70/140 mesh quartz sand and 40/70 mesh ceramics were selected after a conductivity simulation. Finally, after pilot tests, a slick water technology for continuous sand fracturing suitable for the continental shale oil reservoirs in the Dagang Oilfield was proposed, which was tested in Well GY2H. As a result, the technology increased the construction efficiency and silt carrying capacity of the unit liquid, reduced the consumption of the fracturing fluid, and formed an effective fracture-network system, achieving excellent reservoir reformation and fracturing stimulation. The field tests proved that this technology could accommodate continuous sand fracturing with slick water in horizontal shale oil wells, providing a technical support for the efficient development of shale oil.

Key words: shale oil; horizontal well; fracturing; slick water; friction reducer; continuous sand adding; Dagang Oilfield

我国页岩油资源丰富, 2017 年评估认为中国石油天然气股份有限公司的页岩油(含低成熟页岩油资源)储量超过 700×10^8 t, 在准噶尔盆地、松辽平原、渤海湾区域和鄂尔多斯盆地等多个区域均发现

了页岩油^[1-6], 有利勘探面积 $(41 \sim 54) \times 10^4$ km², 主要含油层为中新生界陆相层系^[7-10]。大港油田页岩油区位于渤海湾盆地中部沧东凹陷, 是黄骅坳陷的一个次级构造单元, 其中古近系孔店组孔二段页岩油

收稿日期: 2021-02-07; 改回日期: 2021-05-31。

作者简介: 田福春(1987—), 男, 山东潍坊人, 2009 年毕业于中国石油大学(华东)资源勘查工程专业, 2012 年获中国石油大学(华东)矿产普查与勘探专业硕士学位, 高级工程师, 主要从事油气田开发方面的研究工作。E-mail: tianfuchun@petrochina.com.cn。

基金项目: 中国石油重大科技专项“大港油区效益增储稳产关键技术研究与应用”(编号: 2018E-11)和“陆相中高成熟度页岩油勘探开发关键技术研究与应用”(编号: 2019E-26)联合资助。

资源丰富,岩性主要为深灰色块状泥岩及页理发育的油页岩,有机质类型好、丰度高、演化程度高,埋深 3 000~5 000 m,厚度 250~600 m,页岩油资源量约为 6.8×10^8 t,有巨大的勘探开发潜力^[11-13]。近年来,大港油田 KN9 井、GD6X1 井等多口页岩油探井(均为直井)压裂后获得工业油流,但产量下降快,不能实现效益开发。为此,该油田尝试利用水平井开发页岩油,但由于孔二段储层岩性复杂、非均质性强、埋藏深、物性差、原油黏度较高,页岩油水平井压裂面临较大的挑战。

目前,国外页岩油水平井多采用“滑溜水+石英砂”进行压裂,但国外页岩油埋藏浅,石英砂抗压强度高于国内石英砂,且该技术在国内外页岩油开发中的适用性尚未得到验证。国内页岩油水平井通常采用“滑溜水+瓜胶”复合压裂液进行压裂,但现场施工时 2 种压裂液存在交替泵注配伍性差、抗剪切性能差、液体容易变质、施工效率低等问题,且由于常规滑溜水黏度低,携砂性能差,需采用段塞加砂方式,使压裂用液量增大,平均砂比降低,裂缝有效支撑变弱,导致压裂效果不理想^[14-17]。为此,笔者通过优选聚合物降阻剂,研发出一种无需添加交联剂、通过改变聚合物降阻剂加量来控制滑溜水黏度的变黏滑溜水压裂液体系,并优选了支撑剂组合,优化了加砂工艺,形成了适用于大港油田陆相页岩油开发的全程滑溜水连续加砂压裂技术,并在 G 页 2H 井进行了试验,平均砂液比提高至 9%,取得了良好的储层压裂效果。

1 大港油田页岩油储层特点及压裂需求

1.1 页岩油储层特点

黄骅坳陷沧东凹陷孔二段页岩油与国内其他页岩油的差异较大。鄂尔多斯、松辽盆地页岩油镜质体反射率(R_o)多小于 1.0%,为中低成熟度页岩油,采用常规压裂技术难以实现商业开发;准噶尔盆地吉木萨尔凹陷芦草沟组页岩油为源储互层型,储层主要为云质石英砂岩和砂屑云岩,部分为页岩,孔隙度 11.0%,脆性矿物含量在 85.0% 以上,原油黏度 50~407 mPa·s,总有机碳含量(TOC)多大于 3.5%。沧东凹陷孔二段页岩油 R_o 为 0.5%~1.1%,为中高成熟度页岩油,储层主要为长英质、混合质、灰云质页岩等,沉积物组成为粒径小于 62.5 μm 的黏土级和粉砂级,是源储一体型页岩油。孔二段页岩油有效储集空间以基质孔为主,少量微裂缝,孔隙度

1.0%~12.0%,脆性矿物含量 50.0%~80.0%,原油黏度 151~851 mPa·s,胶质沥青质含量 25.1%~38.7%,地层温度约 140 $^{\circ}\text{C}$ 。

1.2 页岩油水平井压裂技术需求

目前,国内外页岩油气水平井压裂通常采用滑溜水压裂液,与瓜胶压裂液相比,降阻率更高,可以获得更高的施工排量,提高井底静压力,形成更复杂的裂缝系统^[18-20]。页岩油储层与页岩气储层存在差异,页岩气的形成和富集往往分布在盆地内厚度较大、分布广的页岩烃源岩地层中,物性相对较好,储层压裂以形成较大的裂缝表面积为目标,对裂缝导流能力的要求不高。大港油田孔二段页岩油储层断裂非常发育,构造破碎,储层段基质物性差,供液能力较差,原油黏度较高,压裂作业以追求打碎储层、获得更高的导流能力为目标,以实现页岩油水平井的高产稳产,这对主裂缝支撑剂铺置浓度及形态有更高的要求。目前常规滑溜水压裂液的黏度低,携砂能力差,支撑剂容易沉降在水力裂缝底部,从而降低复杂缝网的导流能力,影响页岩油储层体积压裂的改造效果^[21-24]。研究发现,孔二段页岩油储层岩心的裂缝形态以水力单缝、沿天然裂缝开启为主,前期探井压裂后初期产量在 5 t/d 以上,但产量下降快,效益开发难度大。为此,需进行大规模体积压裂以提高页岩油储层改造程度,压裂时:1)要充分利用压裂液滤液激活储层中的天然裂缝,实现“打碎”储层的体积改造;2)通过提高压裂液携砂能力及加砂工艺水平,优化裂缝导流能力,实现全缝网高效、高导流支撑。因此,需进行孔二段页岩油储层压裂液体系及加砂工艺优化研究。

2 全程滑溜水连续加砂压裂关键技术

针对页岩油水平井常规滑溜水体积压裂效果不理想的问题,开展了聚合物降阻剂和支撑剂优选、加砂工艺优化研究,制备了变黏滑溜水压裂液,形成了适用于大港油田陆相页岩油开发的全程滑溜水连续加砂压裂技术。

2.1 聚合物降阻剂优选

选择 A, B, C 和 D 等 4 种聚合物降阻剂,用 Waring 搅拌器在转速 2 500 r/min 下配制质量分数为 1%(按有效含量计算)的降阻剂水溶液,测量降阻剂的溶解时间和其溶液的表观黏度,结果见表 1。从表 1 可以看出,降阻剂 B 的溶解速度快且其溶液黏度高,因而选聚合物降阻剂 B 作为压裂液降阻剂。

表 1 4 种聚合物降阻剂的溶解时间和其溶液的表现黏度
Table 1 Dissolution time and apparent viscosity of four polymer-based friction reducers

降阻剂	类型	溶解时间/s	表现黏度/(mPa·s)
A	固体粉剂	95	317
B	W/O液体乳剂	30	118
C	W/O液体乳剂	64	45
D	W/W液体乳剂	28	32

室温下, 分别在滑溜水中加入质量分数 0.1%~1.0% 的聚合物降阻剂 B(有效含量 35%), 测试滑溜水黏度的变化情况, 结果如图 1 所示。由图 1 可知, 与常规降阻剂不同, 滑溜水在加入聚合物降阻剂 B 后无需加入交联剂, 通过改变降阻剂 B 的质量分数便可控制滑溜水黏度的变化, 从而形成变黏滑溜水压裂液。另外, 该降阻剂能够与黏土稳定剂、破乳助排剂、清水、支撑剂等实现在线连续混配, 从而满足即配即注的现场施工要求。

2.2 变黏滑溜水压裂液性能评价

根据沧东凹陷页岩油储层岩性和原油性质, 通过优化黏土稳定剂、破乳助排剂和过硫酸盐类破胶剂的加量, 形成了低黏滑溜水(配方为 0.10% 降阻剂 B+0.50% 黏土稳定剂+0.30% 助排剂+0.05% 破胶剂)和高黏滑溜水(配方为 0.50%~0.70% 降阻剂

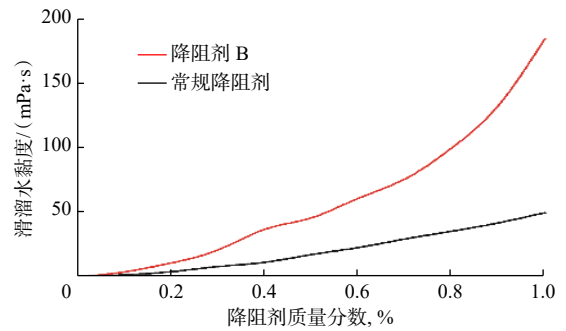


图 1 聚合物降阻剂 B 的质量分数与滑溜水黏度的关系
Fig.1 Viscosity of slick water with different concentrations of friction reducer B

B+0.50% 黏土稳定剂+0.30% 助排剂+0.05% 破胶剂), 并通过试验评价其主要性能。

2.2.1 耐温抗剪切性能

压裂液高温高剪切速率条件下的黏度对其携砂性能具有非常重要的影响。因此, 利用高温流变仪及配套的 PZ38 转子, 在最高温度 120 °C、剪切速率 170 s⁻¹ 的条件下, 测量了变黏滑溜水压裂液不同剪切时间下的黏度, 结果如图 2 所示。从图 2 可以看出, 在剪切速率 170 s⁻¹ 下剪切 75 min 后, 变黏滑溜水压裂液的黏度仍能保持在 40 mPa·s 以上, 说明该压裂液具有良好的耐温耐剪切性能, 可以有效提高高压裂施工时的携砂能力, 满足不同温度下的压裂施工要求。

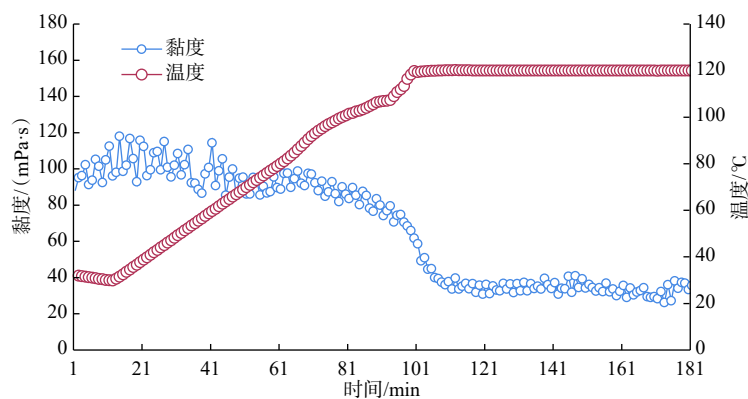


图 2 变黏滑溜水压裂液耐温抗剪切性能测试结果

Fig.2 Temperature resistance and shear resistance of slick water with variable viscosity

2.2.2 破胶性能

参照石油天然气行业标准《水基压裂液性能评价方法》(SY/T 5017—2016), 取 500 mL 变黏滑溜水压裂液, 加入质量分数 0.08% 的破胶剂, 在温度 90 °C 条件下进行了压裂液破胶试验。试验发现, 变黏滑溜水压裂液能在 4 h 内完全破胶, 破胶液黏度 1.80 mPa·s, 经离心后无残渣且具有较低的表/界面

张力, 说明变黏滑溜水压裂液清洁程度高, 具有良好的破胶性能, 可大幅度降低因破胶液黏度高和残渣多对裂缝导流能力造成的影响, 满足页岩油储层压后返排及生产的要求。

2.2.3 降阻性能

压裂施工中, 为避免大排量注入压裂液时因摩阻升高而导致施工压力升高的问题, 需要在压裂液中加

入降阻剂,以降低施工摩阻和风险。为此,测试了含质量分数 0.8% 降阻剂 B 的变黏滑溜水压裂液的降阻率,结果如图 3 所示。从图 3 可以看出,当降阻剂 B 的溶解时间为 10 s 时,该压裂液降阻率可达到 75% 以上;随着降阻剂 B 的溶解时间增长,压裂液降阻率略有下降,但仍能保持在 70%~80%,完全满足压裂液降阻要求,可有效降低压裂施工时的泵压。

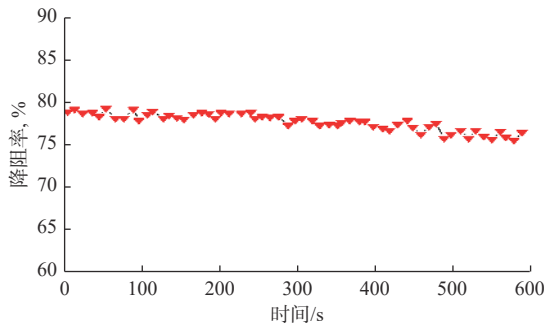


图 3 变黏滑溜水压裂液降阻率随降阻剂 B 溶解时间的变化曲线

Fig.3 Variation curve of the resistance reducing ratio of slick water with variable viscosity with the dissolution time of friction reducer B

2.2.4 防膨性能

能源行业标准《页岩气压裂液 第 1 部分:滑溜水性能指标及评价方法》(NB/T 14 003.1—2015)要求滑溜水压裂液加入添加剂后在室温、储层温度下要无絮凝、无沉淀,且毛细管吸入时间(CST)比值小于 1.5。笔者测试了含质量分数 1.0% 降阻剂 B 滑溜水压裂液的黏度、配伍性、防膨性能、表/界面张力及降阻率,结果显示,该压裂液无沉淀、无絮凝出现,CST 比值为 1.4,各项指标均符合行业标准的要求。

2.3 支撑剂优选

为提高页岩油储层压裂改造效果,降低压裂材料费用及砂堵风险,进行了压裂支撑剂优选。首先,采用 Eclipse 油藏模拟软件,计算不同裂缝导流能力下页岩油水平井的累计产量,优选裂缝导流能力;然后,结合水电相似原理,开展多级裂缝数值模拟,优选具备相应导流能力的支撑剂;最后,依据斯托克斯定律评价支撑剂的沉降性能,优选支撑剂的密度和粒径。

2.3.1 支撑剂类型优选

大港油田孔二段页岩油储层平均埋深 3 900 m,闭合压力高,结合储层物性及分段分簇情况,利用 Eclipse 软件模拟不同裂缝导流能力下的产能。结果发现,随着储层渗透率增大,累计产量也在逐渐增大,当渗透率增至 5 mD 时,累计产量增大幅度减缓,因

此优选裂缝渗透率为 5 mD。然后,利用水电相似原理进行多级裂缝数值模拟,得等效裂缝最优导流能力为 6.29 D·cm,一级次裂缝导流能力为 1.55 D·cm,二级次裂缝导流能力为 0.13 D·cm。

根据石油天然气行业标准《压裂支撑剂导流能力测试方法》(SY/T 6302—2019),测试了不同粒径支撑剂(陶粒)在不同铺置浓度下的导流能力,结果如图 4 和图 5 所示。从图 4 可以看出,在高闭合压力下,40/70 目陶粒(铺置浓度为 10 kg/m²)、30/50 目陶粒(铺置浓度为 5 和 10 kg/m²)和 20/40 目陶粒(铺置浓度为 5 kg/m²)的导流能力相差不大,考虑现场加砂难度、支撑剂运移沉降性能和长期导流能力,一级次裂缝(即主裂缝)采用小粒径、高铺砂浓度,因而选 40/70 目陶粒作为支撑剂。从图 5 可以看出,在低闭合压力下,70/140 目陶粒(简称粉陶)的导流能力高于 70/140 目石英砂(简称粉砂);随着闭合压力增大,支撑剂导流能力下降明显,当闭合压力为 60~70 MPa 时,粉陶和粉砂的导流能力相差不大,能够满足二级次裂缝(即次裂缝)导流能力需求,由于粉砂的成本更低,因此选其作为二级次裂缝的支撑剂。

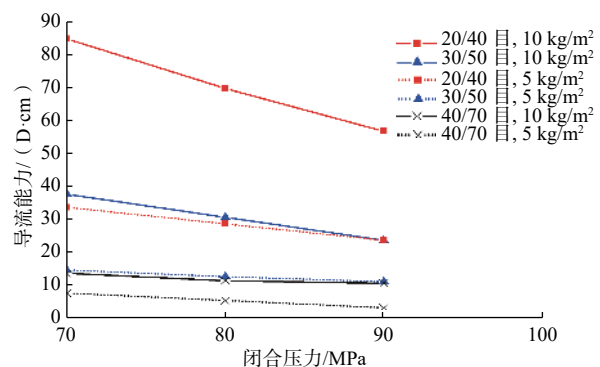


图 4 不同粒径、不同铺置浓度支撑剂导流能力模拟结果

Fig.4 Conductivity simulation results of proppants with different particle sizes and concentrations

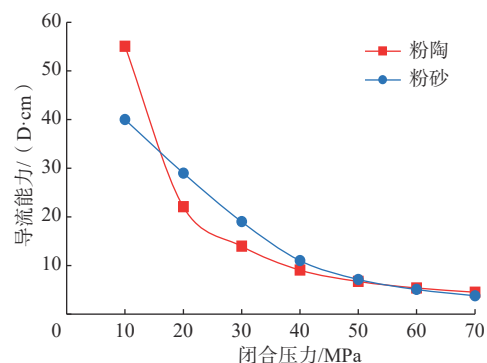


图 5 粉陶和粉砂导流能力模拟结果对比

Fig.5 Comparison between the conductivity simulation results of ceramic powder and silt

2.3.2 支撑剂密度优选

根据斯托克斯定律计算支撑剂的沉降速度^[25-26]:

$$v_t = \frac{d_p^2(\rho_p - \rho_f)g}{18\mu_f} \quad (1)$$

式中: v_t 为沉降速度, cm/s; d_p 为支撑剂粒径, cm; ρ_d 为支撑剂体积密度, g/cm³; ρ_f 为流体密度, g/cm³; g 为重力加速度, m/s²; μ_f 为流体黏度, mPa·s。

利用式(1)计算了不同粒径、不同密度支撑剂在压裂液中的沉降速度, 结果如图6所示。从图6可以看出, 随着支撑剂的粒径和密度减小, 其沉降速度变慢, 可以被压裂液携带至裂缝更远处, 因此二级次裂缝选密度 1.50 g/cm³ 的 70/140 目石英砂作为支撑剂, 一级次裂缝选密度 1.65 g/cm³ 的 40/70 目陶粒作为支撑剂。

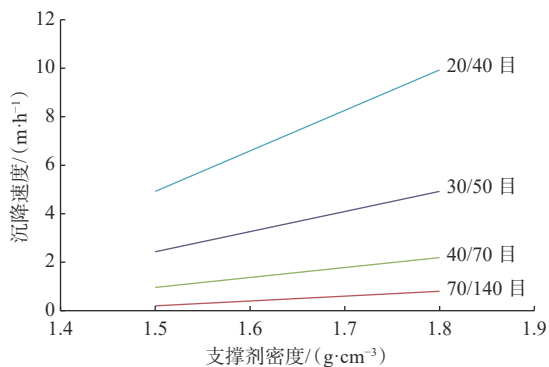


图6 不同粒径条件下支撑剂密度对沉降速度的影响

Fig.6 Effect of the density of proppants with different particle sizes on settling velocity

2.4 压裂工艺优化

连续加砂工艺发生砂堵的概率较大, 往往采用放喷再试挤的方式进行解堵, 甚至采用连续油管冲砂或射孔, 这样会浪费压裂材料, 施工周期增长, 施工成本增加。为降低砂堵风险, 在G页2H井进行了阶段性连续加砂试验, 探索不同黏度滑溜水压裂液携带不同砂比支撑剂的可行性, 形成了一套全程滑溜水连续加砂压裂工艺:

1) 应用低黏滑溜水压裂液(黏度为2~5 mPa·s, 降阻剂B的质量分数为0.1%)携带砂比7%~10%的70/140目石英砂小段塞压裂, 打磨近井炮眼, 然后连续注入砂比为8%~14%的石英砂进行连续加砂压裂;

2) 应用高黏滑溜水压裂液(黏度为50~80 mPa·s, 降阻剂B的质量分数为0.5%~0.7%)携带砂比12%~22%的40/70目陶粒进行连续加砂压裂。

3 现场试验

页岩油水平井滑溜水连续加砂压裂技术在G页2H井进行了现场试验。该井位于沧东凹陷风化店西斜坡, 完钻井深3 649.00 m(垂深2 848.50 m), 目的层为孔店组二段(Ek₂), 岩性以长英质页岩和灰云质页岩为主。将该井水平段(2 958.50~3 615.00 m井段)分10段/58簇压裂, 采用变黏滑溜水压裂液, 支撑剂采用70/140目石英砂和40/70目陶粒的组合, 累计注入压裂液13 948 m³、支撑剂1 247 m³, 施工排量12~16 m³/min, 最高砂比22%。

该井第6段压裂施工曲线如图7所示。该段压裂初期先采用高黏滑溜水(黏度为25~50 mPa·s)造缝, 然后注入携70/140目石英砂的低黏滑溜水(黏度为2~5 mPa·s)进行压裂, 砂比6%~14%, 压裂后期为提高主裂缝导流能力, 应用高黏滑溜水(黏度为50~80 mPa·s, 降阻剂B的质量分数为0.5%~0.7%)携带30/50目陶粒进行压裂, 砂比8%~22%。该段整个压裂作业采用连续加砂方式, 施工排量平稳(14~15 m³/min), 施工泵压随支撑剂加入略有波动(如图7所示), 累计注入压裂液1 278.0 m³, 支撑剂111.3 m³, 其中70/140目石英砂70.4 m³, 30/50目陶粒40.9 m³, 变黏滑溜水全程降阻率达到70%以上, 顺利完成压裂施工。与未应用该技术的邻井G7H井相比, G页2H井全井施工效率提高37.5%, 单位长度加砂量提高73%。该井压裂后监测结果表明, 裂缝长度90~127 m, 有效改造面积82 779 m², 形成了较好的缝网体系; 与G7H相比, 初期单位长度产油量提高了79%, 单位长度180 d累计产量提高了61%, 储层压裂增产效果明显。

4 结论与建议

1) 通过优选聚合物降阻剂, 优化黏土稳定剂、破乳助排剂和过硫酸盐类破胶剂的加量, 形成了变黏滑溜水压裂液体系。该体系通过调整降阻剂质量分数来调控压裂液黏度, 具有良好的耐温抗剪切性能及破胶性能, 降阻率在70%以上, 可满足滑溜水连续加砂压裂的要求。

2) 通过先导性试验, 形成了大港油田陆相页岩油滑溜水连续加砂压裂技术, 70/140目石英砂和30/50目陶粒连续加砂最高砂比分别达14%和22%。

3) 变黏滑溜水连续加砂压裂技术在G页2H井

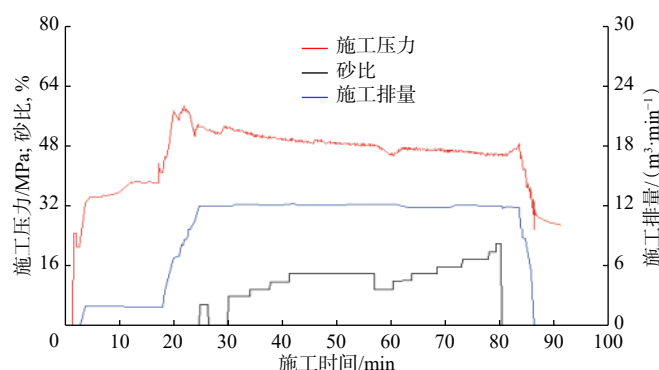


图 7 G 页 2H 井第六段压裂施工曲线

Fig.7 Fracturing curve of the sixth section of Well GY2H

进行了现场试验,有效提高了单位液体的携砂量,与应用传统段塞加砂压裂的邻井相比,施工效率提高了 37.5%,单位长度加砂量提高了 73%,压裂液降阻率达到了 70%,取得了良好的压裂增产效果。

4)连续加砂工艺与传统段塞加砂工艺相比,对压裂液性能稳定性的要求较高,需要在线混配装置精确、可靠,还需根据降阻剂的特性,优选配制装置、优化配液流程,以保证压裂液性能稳定,提高技术的适用性及可靠性。

参 考 文 献

References

- [1] 杨灿,王鹏,饶开波,等.大港油田页岩油水平井钻井关键技术[J].石油钻探技术,2020,48(2):34-41.
YANG Can, WANG Peng, RAO Kaibo, et al. Key technologies for drilling horizontal shale oil wells in the Dagang Oilfield[J]. *Petroleum Drilling Techniques*, 2020, 48(2): 34-41.
- [2] 闫林,陈福利,王志平,等.我国页岩油有效开发面临的挑战及关键技术研究[J].石油钻探技术,2020,48(3):63-69.
YAN Lin, CHEN Fuli, WANG Zhiping, et al. Challenges and technical countermeasures for effective development of shale oil in China[J]. *Petroleum Drilling Techniques*, 2020, 48(3): 63-69.
- [3] 王敏生,光新军,耿黎东.页岩油高效开发钻井完井关键技术及发展方向[J].石油钻探技术,2019,47(5):1-10.
WANG Minsheng, GUANG Xinjun, GENG Lidong. Key drilling/completion technologies and development trends in the efficient development of shale oil[J]. *Petroleum Drilling Techniques*, 2019, 47(5): 1-10.
- [4] 柳伟荣,倪华峰,王学枫,等.长庆油田陇东地区页岩油超长水平段水平井钻井技术[J].石油钻探技术,2020,48(1):9-14.
LIU Weirong, NI Huafeng, WANG Xuefeng, et al. Shale oil horizontal drilling technology with super-long horizontal laterals in the Longdong Region of the Changqing Oilfield[J]. *Petroleum Drilling Techniques*, 2020, 48(1): 9-14.
- [5] 雷浩,何建华,胡振国.潜江凹陷页岩油藏渗流特征物理模拟及影响因素分析[J].特种油气藏,2019,26(3):94-98.
LEI Hao, HE Jianhua, HU Zhenguo. Physical simulation and influ-

encing factor analysis of the flow characteristics in the shale oil reservoir of Qianjiang Depression[J]. *Special Oil & Gas Reservoirs*, 2019, 26(3): 94-98.

- [6] 路宗羽,赵飞,雷鸣,等.新疆玛湖油田砂砾岩致密油水平井钻井关键技术[J].石油钻探技术,2019,47(2):9-14.
LU Zongyu, ZHAO Fei, LEI Ming, et al. Key technologies for drilling horizontal wells in glutenite tight oil reservoirs in the Mahu Oilfield of Xinjiang[J]. *Petroleum Drilling Techniques*, 2019, 47(2): 9-14.
- [7] 魏俊,刘通义,戴秀兰,等.疏水改性聚丙烯酰胺的反相微乳液聚合[J].石油化工,2018,47(11):1215-1220.
WEI Jun, LIU Tongyi, DAI Xiulan, et al. Hydrophobic modified polyacrylamides prepared by reverse microemulsion polymerization[J]. *Petrochemical Technology*, 2018, 47(11): 1215-1220.
- [8] 蒲秀刚,时战楠,韩文中,等.陆相湖盆细粒沉积区页岩层系石油地质特征与油气发现:以黄骅坳陷沧东凹陷孔二段为例[J].油气地质与采收率,2019,26(1):46-58.
PU Xiugang, SHI Zhannan, HAN Wenzhong, et al. Petroleum geological characteristics and hydrocarbon discovery of shale system in fine-grained sedimentary area of lacustrine basin: a case study of Kong2 Member in Cangdong Sag, Huanghua Depression[J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2019, 26(1): 46-58.
- [9] 安杰,刘涛,范华波,等.鄂尔多斯盆地致密油滑溜水压裂液的研究与应用[J].断块油气田,2016,23(4):541-544.
AN Jie, LIU Tao, FAN Huabo, et al. Research and application of slippery water fracturing fluid for tight oil in Ordos Basin[J]. *Fault-Block Oil & Gas Field*, 2016, 23(4): 541-544.
- [10] 范宇恒,肖勇军,郭兴午,等.清洁滑溜水压裂液在长宁 H26 平台的应用[J].钻井液与完井液,2018,35(2):122-125.
FAN Yuheng, XIAO Yongjun, GUO Xingwu, et al. Application of clear slick water fracturing fluid on Changning-H26 Platform[J]. *Drilling Fluid & Completion Fluid*, 2018, 35(2): 122-125.
- [11] 李广环,龙涛,周涛,等.大港油田南部页岩油勘探开发钻井液技术[J].钻井液与完井液,2020,37(2):174-179.
LI Guanghuan, LONG Tao, ZHOU Tao, et al. Drilling fluid technology for exploration and development of shale oil in south of Dagang Oilfield[J]. *Drilling Fluid & Completion Fluid*, 2020, 37(2): 174-179.
- [12] 王建龙,齐昌利,柳鹤,等.沧东凹陷致密油气藏水平井钻井关键技术[J].石油钻探技术,2019,47(5):11-16.

- WANG Jianlong, QI Changli, LIU He, et al. Key technologies for drilling horizontal wells in tight oil and gas reservoirs in the Cangdong Sag[J]. *Petroleum Drilling Techniques*, 2019, 47(5): 11–16.
- [13] 李小林, 吴朝明, 赵殊勋, 等. 大港油田页岩油储层固井技术研究与应用[J]. *钻井液与完井液*, 2020, 37(2): 232–238.
- LI Xiaolin, WU Chaoming, ZHAO Shuxun, et al. Technology for cementing shale oil reservoirs in Dagang Oilfield: study and application[J]. *Drilling Fluid & Completion Fluid*, 2020, 37(2): 232–238.
- [14] 周贤海, 臧艳彬. 涪陵地区页岩气山地“井工厂”钻井技术[J]. *石油钻探技术*, 2015, 43(3): 45–49.
- ZHOU Xianhai, ZANG Yanbin. Application of “well factory” drilling technology in the Fuling Shale Gas Field[J]. *Petroleum Drilling Techniques*, 2015, 43(3): 45–49.
- [15] 钟森, 谭明文, 赵培培, 等. 永川深层页岩气藏水平井体积压裂技术[J]. *石油钻采工艺*, 2019, 41(4): 529–533.
- ZHONG Sen, TAN Mingwen, ZHAO Zuopei, et al. Volume fracturing for horizontal wells in Yongchuan deep shale gas reservoirs[J]. *Oil Drilling & Production Technology*, 2019, 41(4): 529–533.
- [16] 李平, 樊平天, 郝世彦, 等. 大液量大排量低砂比滑溜水分段压裂工艺应用实践[J]. *石油钻采工艺*, 2019, 41(4): 534–540.
- LI Ping, FAN Pingtian, HAO Shiyan, et al. Application practice of the slick-water staged fracturing of massive fluid, high displacement and low sand concentration[J]. *Oil Drilling & Production Technology*, 2019, 41(4): 534–540.
- [17] 邵立民, 靳宝军, 李爱山, 等. 非常规油气藏滑溜水压裂液的研究与应用[J]. *吐哈油气*, 2012, 17(4): 383–387.
- SHAO Limin, JIN Baojun, LI Aishan, et al. Study and application of slick water fracturing fluid of unconventional hydrocarbon reservoir[J]. *Tuha Oil & Gas*, 2012, 17(4): 383–387.
- [18] 李庆辉, 陈勉, 金衍, 等. 页岩气储层岩石力学特性及脆性评价[J]. *石油钻探技术*, 2012, 40(4): 17–22.
- LI Qinghui, CHEN Mian, JIN Yan, et al. Rock mechanical properties and brittleness evaluation of shale gas reservoir[J]. *Petroleum Drilling Techniques*, 2012, 40(4): 17–22.
- [19] 薛承瑾. 页岩气压裂技术现状及发展建议[J]. *石油钻探技术*, 2011, 39(3): 24–29.
- XUE Chengjin. Technical advance and development proposals of shale gas fracturing[J]. *Petroleum Drilling Techniques*, 2011, 39(3): 24–29.
- [20] 邵尚奇, 田守增, 李根生, 等. 泥页岩地层水力裂缝延伸方位研究[J]. *石油钻探技术*, 2014, 42(3): 27–31.
- SHAO Shangqi, TIAN Shouceng, LI Gensheng, et al. Propagating orientation of hydraulic fractures in muddy shale formation[J]. *Petroleum Drilling Techniques*, 2014, 42(3): 27–31.
- [21] 蒋廷学, 贾长贵, 王海涛, 等. 页岩气网络压裂设计方法研究[J]. *石油钻探技术*, 2011, 39(3): 36–40.
- JIANG Tingxue, JIA Changgui, WANG Haitao, et al. Study on network fracturing design method in shale gas[J]. *Petroleum Drilling Techniques*, 2011, 39(3): 36–40.
- [22] 陈勉, 金衍. 基于岩心分析的页岩气压裂工艺参数优选[J]. *石油钻探技术*, 2012, 40(4): 7–12.
- CHEN Mian, JIN Yan. Shale gas fracturing technology parameters optimization based on core analysis[J]. *Petroleum Drilling Techniques*, 2012, 40(4): 7–12.
- [23] 王海涛, 蒋廷学, 卞晓冰, 等. 深层页岩压裂工艺优化与现场试验[J]. *石油钻探技术*, 2016, 44(2): 76–81.
- WANG Haitao, JIANG Tingxue, BIAN Xiaobing, et al. Optimization and field application of hydraulic fracturing techniques in deep shale reservoirs[J]. *Petroleum Drilling Techniques*, 2016, 44(2): 76–81.
- [24] 曾凌霄, 郑云川, 蒲祖凤. 页岩重复压裂工艺技术研究及应用[J]. *钻采工艺*, 2020, 43(1): 65–68.
- ZENG Lingxiang, ZHENG Yunchuan, PU Zufeng. Research and application of shale refracturing technology[J]. *Drilling & Production Technology*, 2020, 43(1): 65–68.
- [25] 周清晓. 浅谈斯托克斯定律的应用[J]. *教育现代化*, 2019, 6(68): 230–232.
- ZHOU Qingxiao. The application of Stokes Law[J]. *Education Modernization*, 2019, 6(68): 230–232.
- [26] 唐伟, 马俊修, 王松, 等. M2 井区水平井体积压裂支撑剂沉降运移模拟研究: 2020 年中国非常规油气储层改造技术研讨会, 昆明, 2020-10-28–30[C].
- TANG Wei, MA Junxiu, WANG Song, et al. Simulation of proppant settlement and migration in horizontal wells in M2 well block: China Unconventional Oil and Gas Reservoir Reconstruction Technology Symposium in 2020, Kunming, October 28–30, 2020[C].

[编辑 陈会年]