

· 储层改造与完井技术 ·

文章编号: 1004-4388(2024)04-0031-06

大型压裂技术在苏里格气田开发中的优化应用

张圣霞

河北省煤田地质局第二地质队(河北省干热岩研究中心) 河北邢台 054001

通讯作者: Email: 443908901@qq.com

项目支持: 中国石油集团渤海钻探工程有限公司重大研发项目“苏里格合作区块大型压裂工艺技术研究”(2018ZD12K)

引用: 张圣霞. 大型压裂技术在苏里格气田开发中的优化应用[J]. 油气井测试, 2024, 33(4): 31-36.

Cite: ZHANG Shengxia. Optimization and application of large-scale fracturing technology in development of Sulige gas field [J]. Well Testing, 2024, 33(4): 31-36.

摘要 为实现苏里格区块难采储量的有效动用,对以往大型压裂技术进行优化升级,压裂液体系由胍胶交联冻胶压裂液升级为“滑溜水+线性胶+胍胶压裂液冻胶”变黏度复合压裂液,支撑剂选用中密度高强度 40/70 目+20/40 目陶粒组合,通过裂缝支撑剖面模拟和优化压裂施工参数,在保障施工安全的前提下,设计施工排量可满足 $8.0\sim 9.0\text{ m}^3/\text{min}$,形成了适合苏里格气田大型压裂技术。现场应用表明,大型压裂技术采用大排量、大液量、大砂量造复杂裂缝,加大了储层的渗透率,增加了气体可动区域,用液强度平均增大 99%,加砂强度平均增大 97%,日产气平均增加 101.3%,取得了较好的增产效果,为后续该类区块的开发起到较好的借鉴和指导作用。

关键词 苏里格气田;大型压裂技术;复合压裂液;组合支撑剂;裂缝剖面;复杂裂缝;增产效果

中图分类号: TE357

文献标识码: B

DOI: 10.19680/j.cnki.1004-4388.2024.04.005

Optimization and application of large-scale fracturing technology in development of Sulige gas field

ZHANG Shengxia

The Second Geological Brigade of Hebei Coal Geology Bureau (Hebei Dry Hot Rock Research Center), Xingtai, Hebei 054001, China

Abstract: To effectively produce the challenging reserves in the Sulige block, previous large-scale fracturing technologies were optimized and upgraded. The fracturing fluid system was improved from guar gum crosslinked gel to a variable viscosity composite fracturing fluid consisting of “slickwater + linear gel + guar gum crosslinked gel”. A combination of medium-density, high-strength 40/70 mesh and 20/40 mesh proppants was selected. By simulating fracture support profiles and optimizing fracturing parameters, the designed pumping rates, ensuring operational safety, can meet the requirements of $8.0\sim 9.0\text{ m}^3/\text{min}$, forming a large-scale fracturing technology suitable for the Sulige gas field. Field applications demonstrate that using high pump rates, large fluid volumes, and substantial proppant quantities in large-scale fracturing creates complex fractures, enhancing reservoir permeability and increasing the mobile gas area. The fluid intensity increased by an average of 99%, proppant intensity by 97%, and daily gas production by 101.3%, achieving significant production enhancement. This provides valuable reference and guidance for the development of similar blocks.

Keywords: Sulige gas field; large-scale fracturing technology; composite fracturing fluid; proppant combination; fracture profile; complex fractures; production enhancement

随着苏里格气田开发的不断深入,油田开发挖潜对象的基础条件越来越差,有效富集区逐渐在减少,传统压裂技术已很难满足开发需求,新井压裂效果出现变差的趋势,单井的改造产能逐渐降低^[1]。大型压裂技术是实现低渗透储层开发的一项关键技术,通过加大液量、大砂量,增加人工裂缝长度和复杂程度,沟通更大的渗流区域,扩大供气面积,有效增大波及体积,改善储层渗流条件,实现

增产增效^[2],已经成为低渗致密储层高效开发新模式。

国内近年来先后在胜利、四川、新疆、华北、长庆等油气田等分别采用大型压裂技术对油井进行了大型压裂施工,以中高密陶粒为主,最大加砂量为 140 m^3 ,并取得良好增产效果。韩令春^[3]针对海拉尔盆地储层渗透率低、非均质性强、“小、碎、贫、散、窄”等问题,将压裂规模加大至常规压裂规模的

3~5 倍,与压裂前相比日产油增加 5.0 t/d;姜洪福等^[4]针对长庆油田低渗透油藏存在“难采、难注”问题,优选有效厚度大储层,采用大规模压裂技术,压后大规模压裂井单井日增油 4.2 t,井下微地震裂缝监测表明,大规模压裂有效增大了改造体积,实现了储层的有效动用。赵振峰等^[5]早期针对苏里格低渗透砂岩压裂增产难度大问题,探索加大规模提高单井产能的可行性,施工排量 4~5 m³/min,砂量 60~80 m³,整个压裂过程采用胍胶交联冻胶压裂液体系,受制于当时压裂液体系和施工工艺,经过两个阶段试验,苏里格气田大规模压裂并未表现出明显的增产优势。以往大型压裂技术压裂液体系多以胍胶交联冻胶压裂液为主,压裂液体系类型单一,裂缝以“双翼主缝”为主,采用封隔器工艺,施工排量 4~5 m³/min 中等排量为主,压裂液体系和施工参数与大型压裂技术匹配性有待进一步提升。

为了能够实现苏里格区块难采储量的有效动用,本文对以往大型压裂技术进行优化升级,压裂液体系由胍胶交联冻胶压裂液升级为复合压裂液低中高黏,组合支撑剂粒径,优化压裂施工参数和裂缝支撑剖面模拟,形成了适合苏里格气田大型压裂技术。现场试验表明,大型压裂技术采用大排量、大液量、大砂量造复杂裂缝,加大了储层的渗透率,增加了气体可动区域,用液强度平均增大 99%,加砂强度平均增大 97%,日产气平均增加 101.3%,取得了较好的产气效果,为后续该类区块的开发起到较好的借鉴和指导作用。

1 苏里格气田大型压裂技术

根据苏里格气田地质特征,通过压裂体系研发、压裂参数优化等形成适合苏里格气田的大型压裂技术,增加裂缝长度和裂缝复杂程度,扩大压裂裂缝渗流面积,同时在近井筒地带保证一定的高砂比和高导流能力,扩大储层改造程度,提高压后效果。

1.1 开发难点

苏里格气田地质条件复杂,储层砂体纵向上多期叠置,横向上复合连片,储层岩性特征以中到细粒岩屑石英砂岩为主,储层非均质性强,物性特征分析孔隙度在 10%左右,渗透率约为 1×10⁻³ μm² 左右,气藏特征复杂,属于典型的低孔、低渗、低丰度、低压气田^[6-8]。

1.2 压裂液体系研究

为提高裂缝复杂程度,有效沟通储层,大型压

裂采用“滑溜水+线性胶+胍胶压裂液冻胶”的变黏度压裂液体系^[9-10],配方如下:

滑溜水:0.1%减阻剂+0.5%防膨剂+0.5%助排剂

线性胶:0.30%羟丙基胍胶+1%KCl+0.5%防膨剂+0.5%助排剂

冻胶:0.45%羟丙基胍胶+1%KCl+0.5%防膨剂+0.5%助排剂+0.2%纯碱+0.5%起泡剂+有机硼交联剂(交联比为 100:0.3)

1.2.1 滑溜水体系研究

以丙烯酰胺和 2-丙烯酰胺-2-甲基丙磺酸为功能单体,以白油为乳化剂合成出了滑溜水用降阻剂,并对滑溜水的降阻率进行了测试,结果如图 1 所示。由图中可知,降阻剂溶于水成均一溶液,经检测降阻剂的降阻率达 75%,满足施工要求。

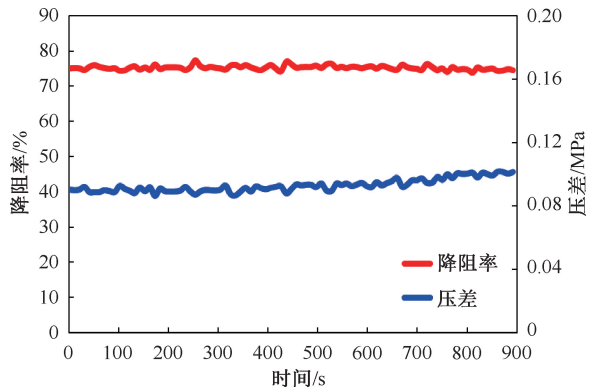


图 1 降阻剂降阻率(0.1%)

Fig. 1 Resistance-reducing rate of drag reducer (0.1%)

1.2.2 胍胶压裂液体系研究

使用 RS6000 高温高压流变仪,在剪切速率 170 s⁻¹、温度 110 ℃,胍胶压裂液交联后流变实验如图 2 所示。

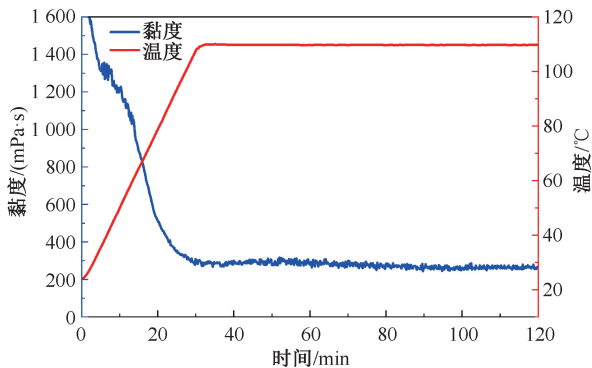


图 2 胍胶压裂液流变曲线图

Fig. 2 Rheological curve of guar gum fracturing fluid

由图中可知,随着温度的升高,冻胶的黏度在开始的 30 min 降低明显,此后曲线稳定后一直保持

在 300 mPa·s 左右,随剪切时间变化不大,剪切 120 min 后黏度依然保持在 250 mPa·s 以上;压裂液交联后加入支撑剂,1 h 后依然能较好的悬浮支撑剂,说明该胍胶压裂液体系具有较好的耐温耐剪切性能和携砂能力。

1.3 支撑剂组合优化

苏里格气田施工井目的层平均垂深为 3 500 m 左右,计算闭合压力为 50 MPa 左右,支撑剂选用中密度高强度陶粒组合,40/70 目+20/40 目陶粒组合粒径支撑剂配合不同黏度压裂液体系对天然裂缝、微裂缝、次生缝、主裂缝进行支撑^[11]。

1.4 储层测井解释情况

以苏里格气田 XX 井为例,压裂目的层为石盒子组盒 8 段 21~23 号层,测井解释具体如下:石盒子组 21 号层,井段 3 542.9~3 551.9 m,厚度 9 m。岩性为灰白色含气中砂岩,地层电阻率 137.31 Ω·m,声波时差 219.2 μs/m,有效孔隙度 9.1%,渗透率 3.34×10⁻³ μm²,含气饱和度 61.8%,解释结论为气层;石盒子组 22 号层,井段 3 555.2~3 558.2 m,厚度 3 m。岩性为灰白色含气中砂岩,地层电阻率 91.1 Ω·m,声波时差 213.2 μs/m,有效孔隙度 7.7%,渗透率 1.19×10⁻³ μm²,含气饱和度 43.2%,解释结论为气层;石盒子组 22 号层,井段 3 561.2~3 563 m,厚度 1.8 m。岩性为灰白色含气中砂岩,地层电阻率 60.2 Ω·m,声波时差 210.1 μs/m,有效孔隙度 5.7%,渗透率 0.19×10⁻³ μm²,含气饱和度 32.7%,综合解释结论为含气层。

1.5 改造思路

目的层 21~23 号层射孔井段分别为 3 542.9~3 551.9 m 和 3 555.2~3 563 m,射孔总厚度 16.8 m,目标储层间距较近,应力相当,采用常规分层压裂方式难以对储层进行有效改造^[12],需要采用大型压裂技术对目的层进行大排量、大液量、大砂量的充分改造。压裂液采用滑溜水+线性胶+冻胶的变黏度压裂液,提高裂缝复杂程度,有效沟通储层。支撑剂选择 40/70 目+20/40 目组合支撑剂,对各级裂

缝进行填充。

1.6 参数优化

根据邻井施工情况,预测破裂压力梯度为 0.016 5 MPa/m,套管限压 50 MPa,对施工压力和施工排量进行预测,结果见表 1 所示。由表 1 可以看出,在保障施工安全的前提下,设计施工排量可满足 8.0~9.0 m³/min。

| 表 1 施工压力和施工摩阻预测 | | | | |
|--|------------|--------------|---------------|--------------|
| Table 1 Calculation of Construction pressure and Construction friction | | | | |
| 排量 /(m ³ ·min ⁻¹) | 摩阻 /MPa | 破裂压力 /MPa | 静液柱压力 /MPa | 施工压力 /MPa |
| 5 | 3.5 | 68.7 | 34.4 | 37.8 |
| 6 | 4.8 | 68.7 | 34.4 | 39.1 |
| 7 | 6.4 | 68.7 | 34.4 | 40.7 |
| 8 | 8.1 | 68.7 | 34.4 | 42.4 |
| 9 | 9.9 | 68.7 | 34.4 | 44.2 |
| 10 | 12.4 | 68.7 | 34.4 | 46.7 |
| 11 | 14.9 | 68.7 | 34.4 | 49.2 |

使用 FracproPT 压裂裂缝模拟软件对该井裂缝支撑剖面进行了模拟,结果见图 3 所示。由图中可知,21 号层裂缝半长约为 170 m,裂缝支撑半长为 140 m 左右,裂缝支撑高度为 30 m 左右;22~23 号层裂缝半长约为 110 m,裂缝支撑半长为 100 m 左右,裂缝支撑高度为 15 m 左右;平均铺砂浓度为 13 kg/m³ 左右;平均导流能力为 60 μm²·cm 左右。

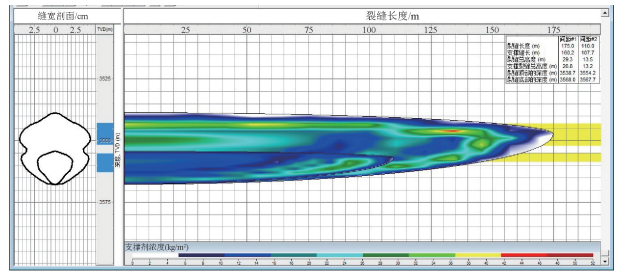


图 3 裂缝支撑剖面模拟图
Fig. 3 Simulation diagram of crack support profile

该井压裂施工参数如表 2 所示,根据计算,最终确定该井压裂施工排量为 8.0 m³/min,总液量达到 1 162.8 m³,总砂量达 110 m³。

| 表 2 压裂施工参数 | | | | | | | | | | |
|------------------------------|------------------------|-----------------------|------------------------|------------------------|------------------------------|------------------------------|------------------------|---|--------------|--------------|
| Table 2 Fracturing parameter | | | | | | | | | | |
| 滑溜水 /m ³ | 线性胶 /m ³ | 冻胶 /m ³ | 顶替液 /m ³ | 总液量 /m ³ | 40/70 目 陶粒/m ³ | 20/40 目 陶粒/m ³ | 总砂量 /m ³ | 施工排量 /(m ³ ·min ⁻¹) | 施工压力 /MPa | 套管限 压/MPa |
| 334.4 | 300 | 496 | 32.4 | 1 162.8 | 40 | 70 | 110 | 8 | 34.8 | 50 |

2 现场应用情况

大型压裂技术在苏里格气田进行了系列试验,由

于大型压裂大排量、大液量、大砂量造复杂裂缝,加大了储层的渗透率,增加了气体可动区域,增加了用液强度平均增大 99%,加砂强度平均增大 97%,日产气

平均增加 101.3%, 具有较好的增产效果。

2.1 施工过程

2018 年 5 月在苏里格气田苏 XX 井上进行了大型压裂现场应用, 施工曲线见图 4 所示。该井采用 $\phi 60.32\text{ mm}$ 油管环空注入, 合压合试测井盒 8 段 21~23 号层, 试压 70 MPa 稳定后, 低替 32.4 m^3 后开始正式施工, 当排量提到 $8.5\text{ m}^3/\text{min}$ 时压力 36.6 MPa, 压力平稳, 前四个段塞进入地层后压力平稳, 液体切换成线性胶后, 压力从 38.9 MPa 上涨

至 44.6 MPa, 分析液体摩阻 5.7 MPa, 第五个段塞结束后, 排量降至 $8\text{ m}^3/\text{min}$, 开始携砂液阶段, 加砂压力 45.3 MPa, 携砂液第一阶段, 套压从 45.6 MPa

缓慢上升至 49.3 MPa, 分析液体交联摩阻 3.7 MPa, 携砂液第二阶段支撑剂进入地层后, 套压缓慢下降至 46.2 MPa, 携砂液第三阶段支撑剂进入地层后, 压力平稳, 完成设计加砂 110.0 m^3 , 入地总净液量 $1\ 169.4\text{ m}^3$, 砂比 13.9%, 前置液比例为 36.7%, 伴注液氮量 23.0 m^3 。

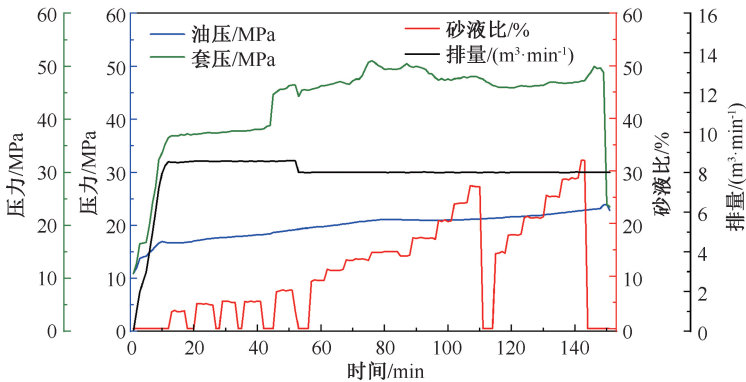


图 4 苏里格气田苏 XX 井施工曲线
Fig. 4 Fracturing construction curve of Su XX in Sulige gas field

2.2 压后效果对比

我们通过裂缝监测对压裂裂缝分布、裂缝形态进行对比, 如图 5 所示。监测结果显示, 采用大型压裂技术的施工井主要在四个方向产生裂缝, 但在主裂缝上均形成了大量的微细裂缝, 显示大排量低黏

度液体对复杂裂缝的开启和延伸有着积极意义, 施工井总造缝 $1\ 810\text{ m}$ 左右, 压裂液波及面积约 $90\ 000\text{ m}^2$ 左右, 常规压裂井共造缝总长约 630 m , 与常规压裂井裂缝情况对比看出, 大型压裂的裂缝更复杂, 沟通面积更大^[13-15]。

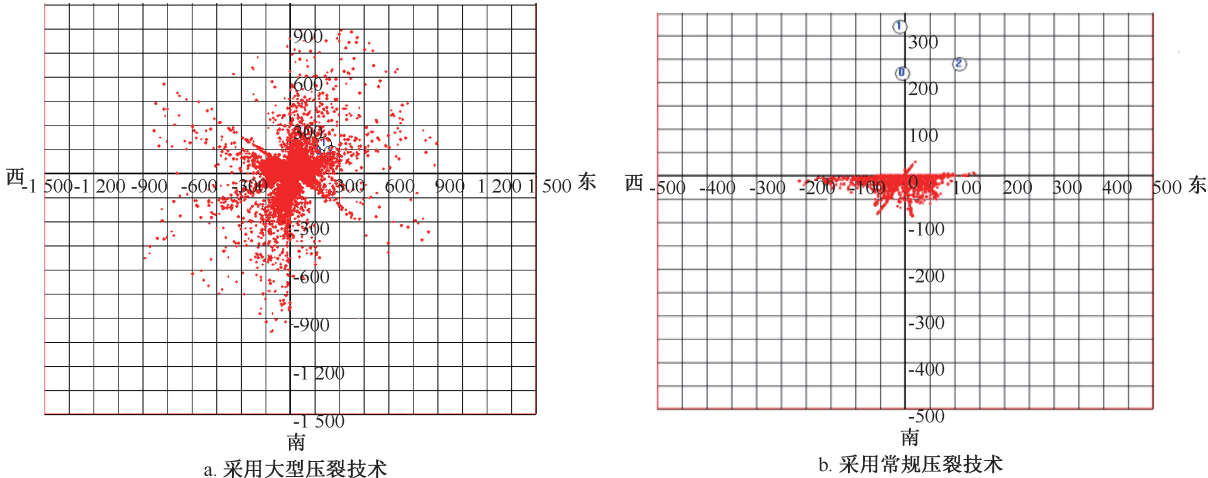


图 5 压裂裂缝形态对比
Fig. 5 Comparison of Fracture Shape

该井压后放喷后, 累计排液 593.2 m^3 , 返排率 49.13%。经过油单 4 mm 放喷, 油压 15.5 MPa, 套压 16.5 MPa, 出口无液, 经分离器测产, 孔板直径 16 mm, 平均上游压力 0.6 MPa, 通过“一点法”折算

日产气 $26\ 981\text{ m}^3/\text{d}$, 同类储层邻井常规压裂工艺技术施工后, 折算日产气 $14\ 860\text{ m}^3/\text{d}$, 产气提高 81.56%, 取得了较好的增产效果。

对比了大型压裂施工井和常规压裂邻井用液

强度和加砂强度,结果如图 6 和图 7 所示。由图中可知,大型压裂平均用液强度是常规压裂的 209. 9%,加砂强度是常规压裂的 202. 9%。大型压裂技术可以

扩大裂缝与气藏的接触面积,增大井筒与地层的连通能力,提高压裂效果,改造程度和波及体积均优于常规压裂,对因此压后效果优于常规压裂。

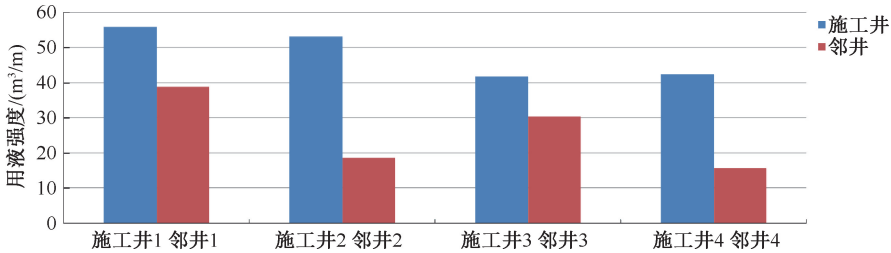


图 6 用液强度对比图
Fig. 6 Contrast diagram of liquid concentration

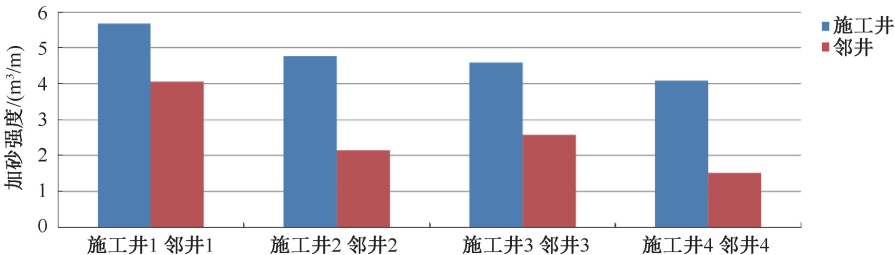


图 7 加砂强度对比图
Fig. 7 Contrast diagram of sand concentration

3 结论

(1) 针对苏里格气田“四低”气藏特征,通过区块开发难点分析并结合目前开发实际现状,开展了相关大型压裂技术研究,采用“滑溜水+线性胶+胍胶压裂液冻胶”的变黏度压裂液体系,研发的降阻剂在 0. 1% 的加量下,滑溜水的降阻率达到 75%,胍胶压裂液在 110 ℃、170 s⁻¹ 下剪切 120 min 后黏度可保持在 250 mPa·s 以上,具有较好耐温耐剪切性能和悬砂性能。

(2) 对大型压裂施工参数进行了优化与设计,并进行了裂缝支撑剖面模拟,现场施工顺利,大型压裂技术采用大排量、大液量、大砂量增加了裂缝复杂程度,扩大了供气面积,与同类储层邻井常规压裂工艺技术施工效果相比,产气提高 81. 56%,取得了较好的增产效果。

致谢: 感谢河北省煤田地质局第二地质队的领导和同事在方法研究及论文修改方面的帮助。

参考文献

[1] 万慈眩, 胡维首, 沈雅斐, 等. 苏里格气田 A 区块储层基础物性特征分析[J]. 能源与节能, 2024, (2): 14-19.
WAN Cixuan, HU Weishou, SHEN Yafei, et al. Basic physical properties of rservoir in block A of Sulige gas field [J]. Energy and Energy Conservation, 2024, (2): 14-19.
[2] 李文涛. 大规模压裂技术在特低渗透油藏开发中的应

用与认识[J]. 内蒙古石油化工, 2020,46(4): 70-73.
LI Wentao. Large-scale hydraulic fracture technology in extra-low permeability reservoir development [J]. Inner Mongolia Petrochemical Industry, 2020,46 (4): 70-73.
[3] 韩令春. 致密储层大规模压裂试验开发效果分析[J]. 特种油气藏, 2017, 24(4): 112-116.
HAN Lingchun. Development efficiency analysis of large-scale fracturing testing in tight reservoirs[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2017, 24(4): 112-116.
[4] 姜洪福, 王运增, 刘秋宏, 等. 大规模压裂技术在特低渗透油藏开发中的应用[J]. 大庆石油地质与开发, 2016, 35(2): 70-74.
JIANG Hongfu, WANG Yunzeng, LIU Qiuhong, et al. Application of the large-scale fracturing technique in extra-low permeability reservoir development[J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2016, 35(2): 70-74.
[5] 赵振峰, 马旭, 凌云, 等. 苏里格气田较大规模压裂改造技术研究[J]. 新疆石油天然气, 2008, 4(增刊 1): 120-125.
ZHAO Zhenfeng, MA Xu, LING Yun, et al. Research on large-scale fracturing technology in the sulige gas field[J]. Xinjiang Oil & Gas, 2008, 4(Suppl. 1): 120-125.
[6] 唐俊伟, 贾爱林, 何东博, 等. 苏里格低渗强非均质性气田开发技术对策探讨[J]. 石油勘探与开发, 2006, 33(1): 107-110.
TANG Junwei, JIA Ailin, HE Dongbo, et al. Development technologies for the Sulige gas field with low permeability and strong heterogeneity [J]. Petroleum Exploration and Development, 2006, 33(1): 107-110.

[7] 邓建华, 王玉善, 邢芳, 等. 苏里格气田苏 76 区块水平井优化部署与地质导向[J]. 录井工程, 2013, 24(3): 40-43.
DENG Jianhua, WANG Yushan, XING Fang, et al. Deploying optimization and geosteering of horizontal wells for Su-76 block in Sulige gas field[J]. Mud Logging Engineering, 2013, 24(3): 40-43.

[8] 王泽明, 段传丽. 鄂尔多斯盆地苏里格气田苏 20 区块气层分布特征及分类评价[J]. 石油天然气学报, 2009, 31(5): 186-189.
WANG Zeming, DUAN Chuanli. The Distributive characteristics and classification evaluation of gas reservoirs of block Su20 in Sulige gas field of Ordos basin[J]. Journal of Oil and Gas Technology, 2009, 31(5): 186-189.

[9] 乔东宇, 郑义平, 冉照辉, 等. 低伤害压裂液在苏里格气田的应用[J]. 钻井液与完井液, 2012, 29(2): 71-72.
QIAO Dongyu, ZHENG Yiping, RAN Zhaohui, et al. Application of low-damage fracturing fluid system in block Su77 of Sulige gas field[J]. Drilling Fluid & Completion Fluid, 2012, 29(2): 71-72.

[10] 薛新茹, 李艳琦, 孙铭辰. 聚丙烯酰胺类乳液型降阻剂的研制与应用[J]. 精细石油化工, 2022, 39(4): 23-26.
XUE Xinru, LI Yanqi, SUN Mingchen. Preparation and application of polvacrylamide emulsion resistance reducer [J]. Speciality Petrochemicals, 2022, 39(4): 23-26.

[11] 金智荣, 张华丽, 周继东, 等. 薄互层大型压裂组合加砂技术研究与应用[J]. 石油钻探技术, 2013, 41(6): 86-89.
JIN Zhirong, ZHANG Huali, ZHOU Jidong, et al. Research and application of massive combined sand fracturing for thin interbedded reservoirs [J]. Petroleum Drilling Techniques, 2013, 41(6): 86-89.

[12] 王玮, 扶喆一, 钟林, 等. 涪陵区块湖相页岩储层新型体积压裂工艺研究及现场应用[J]. 内蒙古石油化工, 2023, 49(3): 109-115.
WANG Wei, FU Zheyi, ZHONG Lin, et al. Study on the new volume fracturing technology in lacustrine shale reservoirs of block Fuling[J]. Inner Mongolia Petrochemical Industry, 2023, 49(3): 109-115.

[13] 李素珍, 曾思云, 邓效国, 等. 福山复杂断块油气藏大型压裂工艺技术[J]. 油气井测试, 2019, 28(1): 60-66.
LI Suzhen, ZENG Siyun, DENG Xiaoguo, et al. Large-scale fracturing technology for Fushan complex fault block oil and gas reservoir [J]. Well Testing, 2019, 28(1): 60-66.

[14] 孔祥伟, 万雄, 郭照越, 等. 致密砂岩油藏体积压裂技术适应性评价及压裂参数优化[J]. 石油与天然气化工, 2023, 52(2): 81-86.
KONG Xiangwei, WAN Xiong, GUO Zhaoyue, et al. Adaptive evaluation and optimization of volumetric fracturing parameters in tight sandstone reservoirs [J]. Chemical Engineering of Oil & Gas, 2023, 52(2): 81-86.

[15] 程兴生, 张大年, 魏凯. 等. 基于裂缝平行板模拟实验体积压裂复杂裂缝理想支撑技术[J]. 油气井测试, 2023, 32(1): 27-32.
CHENG Xingsheng, ZHANG Danian, WEI Kai, et al. Ideal support technology of volume fracturing complex fractures based on fracture parallel plate simulation experiment [J]. Well Testing, 2023, 32(1): 27-32.

编辑 吴志力

第一作者简介:张圣霞,女,1984 年出生,高级工程师,本科,2012 年 1 月毕业于河北地质大学,现从事地质矿产勘查研究工作。电话: 0319-8753355, 15933703335, Email: 443908901@qq.com。通信地址:河北省邢台市襄都区河北工业大学科技园 3 号楼 713 室,邮政编码:054001。