

◀油气开发▶

doi:10.11911/syztjs.2022063

引用格式: 魏娟明. 滑溜水-胶液一体化压裂液研究与应用[J]. 石油钻探技术, 2022, 50(3): 112-118.

WEI Juanming. Research and application of slick water and gel-liquid integrated fracturing fluids [J]. Petroleum Drilling Techniques, 2022, 50(3): 112-118.

滑溜水-胶液一体化压裂液研究与应用

魏娟明^{1,2}

(1. 页岩油气富集机理与有效开发国家重点实验室, 北京 102206; 2. 中国石化石油工程技术研究院, 北京 102206)

摘 要: 滑溜水黏度较低, 不能满足造缝、携带大粒径支撑剂和高砂比施工要求, 限制了非常规储层大型压裂效率的提高。为此, 以丙烯酸、丙烯酰胺、2-丙烯酰胺基-2-甲基丙磺酸和单体 A 为原料, 采用反相乳液聚合法合成了一种耐高温、速溶型聚合物降阻剂 SFFRE-1。通过研发与降阻剂 SFFRE-1 配伍性好的高效助排剂和优选黏土稳定剂, 形成了滑溜水-胶液一体化压裂液。该压裂液耐温 160 °C, 通过调整降阻剂 SFFRE-1 的加量, 其黏度在 1~120 mPa·s 可调, 在压裂施工过程中能够实现滑溜水和胶液在线混配及即时切换的要求。该压裂液在四川盆地的页岩气井和胜利油田的致密油井进行了应用, 压裂过程中压裂液表现出良好的降阻和携砂性能, 降阻率最高达到 86%, 砂比最高达到 43%。研究和现场应用表明, 滑溜水-胶液一体化压裂液能够满足非常规储层大型压裂施工需求。

关键词: 降阻剂; 反相乳液聚合; 滑溜水; 胶液; 一体化压裂液; 降阻率; 现场应用

中图分类号: TE357.1⁺3

文献标志码: A

文章编号: 1001-0890(2022)03-0112-07

Research and Application of Slick Water and Gel-Liquid Integrated Fracturing Fluids

WEI Juanming^{1,2}

(1. State Key Laboratory of Shale Oil and Gas Enrichment Mechanisms and Effective Development, Beijing, 102206, China; 2. Sinopec Research Institute of Petroleum Engineering, Beijing, 102206, China)

Abstract: Due to its low viscosity, slick water has limited efficacy in inducing fractures, low carrying capacity for large particles, and a low sand concentration that fails to meet the needs for operation, which limits the efficiency of large-scale fracturing in unconventional reservoirs. Therefore, SFFRE-1, a heat resistant friction reducer dissolves instantly with acrylic acid(AA), acrylamide(AM), 2-acrylamide-2-methylpropyl sulfonic acid(AMPS) and Monomer A as raw materials, was developed by inverse emulsion polymerization. A slick water and gel-liquid integrated fracturing fluid was produced by researching and developing an optimal clay stabilizer and an efficient cleanup agent highly compatible with SFFRE-1. The resulting fracturing fluid can resist temperature as high as 160 °C, and its viscosity can be adjusted from 1 to 120 mPa·s by adjusting added amount of SFFRE-1. In this way, on site mixing and real-time transition between the slick water and gel-liquid in fracturing treatments can be achieved. The fracturing fluid has been applied in shale gas wells in Sichuan Basin and tight oil wells in Shengli Oilfield. It has shown excellent performance in friction reduction and sand carrying: the friction reduction rate reached 86% and the sand concentration was boosted to 43%. The research and field application show that the slick water and gel-liquid integrated fracturing fluid can meet the requirements of large-scale fracturing in unconventional reservoirs.

Key words: friction reducer; inverse emulsion polymerization; slick water; gel-liquid; integrated fracturing fluid; friction reduction rate; field application

“十三五”以来, 我国加大了非常规油气资源勘探开发的力度, 水平井分段体积压裂技术已成为

致密油气和页岩油气有效动用和效益开发的关键核心技术^[1-7], 而滑溜水是非常规油气井压裂的关键工

收稿日期: 2021-12-20; 改回日期: 2022-04-01。

作者简介: 魏娟明(1968—), 女, 山东平度人, 1990年毕业于石油大学(华东)应用化学专业, 2011年获中国地质大学(北京)油气田开发工程专业博士学位, 高级工程师, 主要从事压裂酸化助剂的研发工作。E-mail: weijm.sripe@sinopec.com。

基金项目: 中国石化科技攻关项目“深层页岩气高导流复杂缝网压裂关键技术”(编号: P20046-3)资助。

作液。通常采用快速溶解增黏的聚丙烯酰胺线性阴离子聚合物配制滑溜水, 但该滑溜水黏度较低, 不能满足造缝、携带大粒径支撑剂和高砂比施工要求, 且随着储层条件变化和“井工厂”、规模化压裂作业要求, 需要降低压裂成本和提高压裂效率。因此, 无需提前配液、可在线连续混配, 既能满足造缝、携带大粒径支撑剂和高砂比施工要求, 又能降阻的一体化压裂液得到广泛关注^[8-15]。压裂液连续混配最早见于 1988 年, 目的是避免提前配液可能造成的保存、过量浪费与排放问题^[16]。2009 年, C. W. Aften^[17] 总结了一体化压裂液连续混配的 3 个关键要求: 1) 压裂液添加剂在不同水质压裂用水中具有良好的溶解性; 2) 压裂液添加剂快速并持续水化溶解; 3) 不同添加剂间具有良好的配伍性。从国内报道来看, 快速水化溶解与形成高黏体系, 仍是研发一体化压裂液的重点与难点^[1]。一体化压裂液的核心是快速与水混溶增黏的聚合物乳液降阻剂^[16], 而阴离子疏水缔合聚丙烯酰胺共聚物溶解速度慢, 降阻效果差, 不能作为一体化压裂液的降阻剂^[12-18]。因此, 笔者以丙烯酸(AA)、丙烯酰胺(AM)、2-丙烯酰胺基-2-甲基丙磺酸(AMPS)和单体 A 为原料, 采用反相乳液聚合法, 合成了一种耐高温、速溶型乳液降阻剂 SFFRE-1, 并优选配套的添加剂, 形成了滑溜水-胶液一体化压裂液, 现场应用性能良好, 为非常规储层的高效勘探开发提供了技术支撑。

1 降阻剂的合成及性能评价

1.1 降阻剂的合成

以 AM-AA 为主链, 添加功能单体 A、磺酸基团等, 进行反相乳液聚合, 合成了相对分子质量适中的聚丙烯酰胺类高分子共聚物, 共聚物中的磺酸基团、羧酸基团和高分子侧链基协调作用, 可以提高共聚合物的降阻、抗温和抗盐性能。将乳化剂(十二烷基硫酸钠(SDS)与山梨醇单月桂酸酯(Span-20)的混合物(1:25))、白油等按一定质量比(13:100)加入高温高压反应釜中, 形成均匀的油相; 将 AA、AM、AMPS 和单体 A 按一定质量比(3:3:1:1)混合配制成水溶液, 将其 pH 值调至 7 后慢慢加入高温高压反应釜中的油相中, 搅拌均匀后得到稳定的乳液体系; 将乳液体系放在 15 ℃ 冷水中, 温度保持恒定, 通入 N₂ 充分乳化 20 min, 缓慢滴加适量氧化还原引发剂(NaHSO₃和(NH₄)₂S₂O₈), 反应 4~5 h 后, 加入转相剂, 即得到反相乳液型降阻剂 SFFRE-1, 其分子结构如图 1 所示。

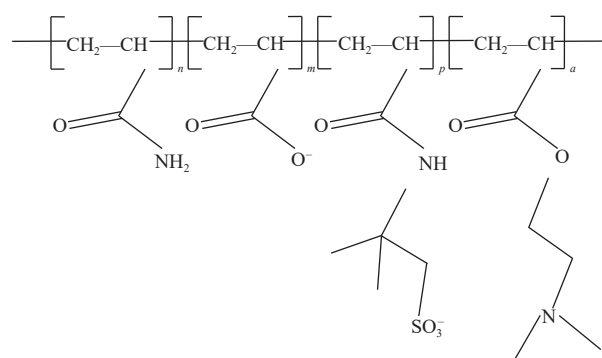


图 1 反相乳液型降阻剂 SFFRE-1 的结构

Fig.1 Structure of inverse emulsion friction reducer SFFR-1

1.2 降阻剂性能评价

反相乳液型降阻剂 SFFRE-1 是一种白色乳状液体, 相对分子质量为 1 200 万~1 500 万, 其在清水中的溶解时间少于 10 s; 降阻剂 SFFRE-1 质量分数 0.1% 溶液的黏度为 2.0~3.5 mPa·s, 降阻率约为 80%。

用自来水配制质量分数为 0.1%, 0.2%, 0.3%, 0.4%, 0.5%, 0.6%, 0.7%, 0.8%, 0.9% 和 1.0% 的降阻剂 SFFRE-1 溶液, 在室温下用六速黏度计分别测试其在剪切速率 170 s⁻¹ 下的表观黏度, 结果见图 2。

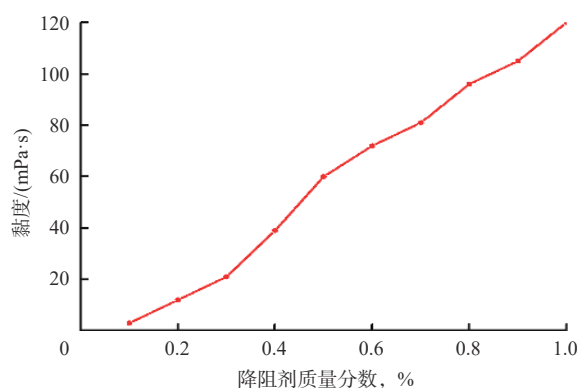


图 2 不同质量分数 SFFRE-1 溶液的黏度

Fig.2 Viscosity of SFFRE-1 solution with different mass fractions

从图 2 可以看出, 降阻剂 SFFRE-1 的质量分数为 0.1%~1.0% 时, 降阻剂 SFFRE-1 溶液的黏度与其质量分数呈较好的线性关系。通过控制降阻剂 SFFRE-1 的加量, 能够配制不同黏度的压裂液基液, 加量低时可作为滑溜水, 加量高时可作为胶液(黏度可达 120 mPa·s)。

2 一体化压裂液配方及性能评价

为抑制黏土矿物的膨胀伤害和利于助排, 通过研制配套的助排剂、优选黏土稳定剂, 形成了滑溜

水-胶液一体化压裂液体系配方,并通过实验室试验对该压裂液的性能进行了评价。

2.1 添加剂的制备及压裂液配方确定

2.1.1 助排剂的研制

非常规致密储层一般具有非均质性强、孔渗性极差等特点,易于受到外来流体的伤害。压裂后大量压裂液滞留在储层,增大了储层的二次伤害风险。添加助排剂,可以降低压裂液的表面张力、调节储层的润湿性,有助于压裂液的充分返排,减少压裂液在储层孔喉和微裂缝中的滞留量,降低对储层的伤害。为此,研发了与降阻剂 SFFRE-1 配套的高效助排剂。

测试了 4 种溶液(清水、0.1% SFCU-1 溶液、0.1% SFCU-1+0.1% SFFRE-1 溶液、0.1% SFCU-1+0.1% SFFRE-1+0.3% 黏土稳定剂溶液)的表面张力和界面张力,结果见表 1。由表 1 可知:0.1% SFFRE-1 溶液和 0.1% SFFRE-1+0.3% 黏土稳定剂溶液中加入 0.1% SFCU-1 后的表面张力较低,说明助排剂 SFCU-1 可以降低压裂液的表面张力和界面张力,其最优加量为 0.1%。

表 1 SFCU-1 的基本性能
Table 1 Basic properties of SFCU-1

序号	测试溶液	表面张力/ (mN·m ⁻¹)	界面张力/ (mN·m ⁻¹)	降阻 率, %
1	清水	72.00	25.00	
2	0.1% SFCU-1	22.77	1.23	
3	0.1% SFCU-1+ 0.1% SFFRE-1 0.1% SFCU-1+	23.60	1.32	80
4	0.1% SFFRE-1+ 0.3%黏土稳定剂	23.80	1.56	83

2.1.2 黏土稳定剂的优选

笔者初选 3 种黏土稳定剂,配制成 0.3% 的溶液,参考行业标准《油气田压裂酸化及注水用黏土稳定剂性能评价方法》(SY/T 5971—2016)中的离心法测定其防膨率,结果见表 2。由试验结果可知,黏土稳定剂 3 的防膨率最高。降阻剂 SFFRE-1 属于阴离子型降阻剂,而黏土稳定剂 3 属于小阳离子型黏土稳定剂,选用黏土稳定剂 3,可以兼具防膨及配伍性。测定配方 0.1% SFFRE-1+0.1% SFCU-1 和 0.3% SFFRE-1+0.1% SFCU-1 的滑溜水加入 0.3% 黏土稳定剂 3 后的防膨率和黏度,结果见表 2。由试验结果可知,2 种配方滑溜水加入 0.3% 黏土稳定剂 3 后防膨率大于 80%,且加入黏土稳定剂 3 对其黏度影响不大,表明其与降阻剂 SFFRE-1 配伍性好。

表 2 黏土稳定剂的基本性能

Table 2 Basic properties of the clay stabilizer

序号	液体	防膨率, %	黏度/(mPa·s)
1	0.3%黏土稳定剂1	66.3	
2	0.3%黏土稳定剂2	79.4	
3	0.3%黏土稳定剂3	83.6	
4	0.3%黏土稳定剂3+0.1% SFFRE-1+ 0.1% SFCU-1	82.0	3.5
5	0.3%黏土稳定剂3+0.3% SFFRE-1+ 0.1% SFCU-1	83.6	13.5

2.1.3 滑溜水-胶液一体化压裂液配方确定

通过合成降阻剂 SFFRE-1、研制助排剂 SFCU-1 和优选黏土稳定剂及优化其加量,形成了滑溜水-胶液一体化压裂液的配方:0.1%~1.0% SFFRE-1+0.1% SFCU-1+0.3% 黏土稳定剂 3。

2.2 压裂液性能室内评价

2.2.1 降阻性能

依据中国石化一级企业标准《页岩气压裂用降阻水技术条件》(Q/SH 0619—2014),配制 0.1% SFFRE-1 溶液,加入 0.1% SFCU-1 和 0.3% 黏土稳定剂,搅拌 40 s,形成滑溜水-胶液一体化压裂液。

采用管路摩阻仪评价滑溜水-胶液一体化压裂液的降阻剂性能。室温下,测定不同剪切速率下滑溜水-胶液一体化压裂液在 $\phi 15.0$ mm 直管中的压降,并与相同条件下的清水压降进行对比,求得滑溜水-胶液一体化压裂液不同剪切速率下的降阻率,结果如图 3 所示。

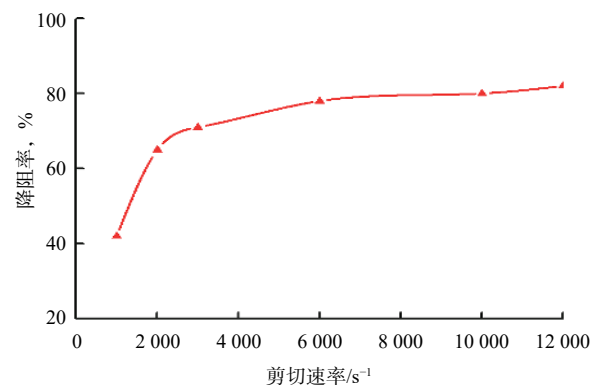


图 3 滑溜水-胶液一体化压裂液不同剪切速率下的降阻率
Fig.3 Friction reduction rate of the slick water and gel-liquid integrated fracturing fluid in different shear rates

从图 3 可以看出,随着剪切速率增大,滑溜水-胶液一体化压裂液的降阻率升高,最高达 80%。滑溜水-胶液一体化压裂液的降阻机理是,由于加入了大分子聚合物,其线性基团伸展,使管道中流体

内部的紊动阻力下降,抑制了径向的湍流扰动,使更多作用力作用于沿着流动方向的轴向,同时吸收能量,干扰薄层间的水分子从缓冲区进入湍流核心,从而阻止或者减轻湍流,湍流越大,抑制效果越明显,表现出的降阻效果越好^[19-20]。

2.2.2 耐温耐剪切性能

按配方 1.0% SFFRE-1+0.1% SFCU-1+0.3% 黏土稳定剂 3 配制滑溜水-胶液一体化压裂液,用流变仪评价其在 160 ℃ 下的耐剪切性,结果见图 4。从图 4 可以看出,滑溜水-胶液一体化压裂液的黏度随温度升高而降低,和大部分水溶性聚合物一样呈现出“热变稀”现象。这是因为,温度升高,会加速聚合物分子链段的运动,削弱分子间的相互作用力,分子链间缠结形成的三维网状结构被破坏,导致滑溜水-胶液一体化压裂液的黏度降低。另外,降阻剂加量越大,保留黏度越高,耐温性能也就越好^[21]。从图 4 还可以看出,滑溜水-胶液一体化压裂液在温度 160 ℃ 下以剪切速率 170 s⁻¹ 剪切 120 min 后,黏度还保持在 50 mPa·s,说明其具有良好的耐温耐剪切性能。

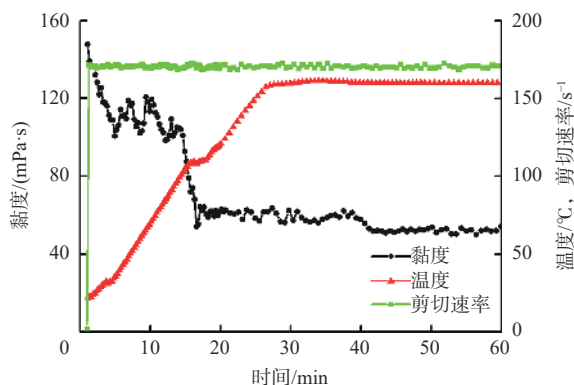


图 4 滑溜水-胶液一体化压裂液在 160 ℃ 下的流变曲线

Fig.4 The rheological curve of the slick water and gel-liquid integrated fracturing fluid at 160 °C

2.2.3 携砂性能

压裂液的携砂性能指压裂液对支撑剂的悬浮能力。压裂液携砂能力越强,支撑剂在压裂液中的沉降速度越慢,越有利于压裂液携带支撑剂进入裂缝并均匀铺置。如果压裂液携砂能力太差,支撑剂沉降速度过快,容易形成砂堵,造成压裂施工失败^[22]。

按配方 1.0% SFFRE-1+0.1% SFCU-1+0.3% 黏土稳定剂 3 配制滑溜水-胶液一体化压裂液,加入 30/50 目陶粒(陶粒与滑溜水-胶液一体化压裂液体积比为 3:10)搅拌均匀,观察不同静止时间下陶粒

的沉降情况,发现 30/50 目陶粒 20 min 无沉降(见图 5),说明滑溜水-胶液一体化压裂液具有良好的携砂性能,能够满足现场压裂施工要求。

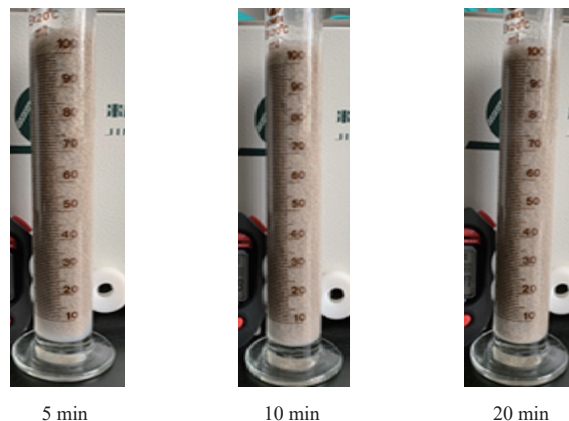


图 5 滑溜水-胶液一体化压裂液的携砂性能

Fig.5 Sand carrying capacity of the slick water and gel-liquid integrated fracturing fluid

2.2.4 滤失性能

参考行业标准《水基压裂液性能评价方法》(SY/T 5107—2016),测试了交联胍胶压裂液和滑溜水-胶液一体化压裂液在温度 70 ℃、压力 6 MPa 条件下的静态滤失量,结果如图 6 所示。交联胍胶压裂液的配方为 0.35% 速溶胍胶 HPG+0.3% 有机硼交联剂+0.15% Na₂CO₃(下同);滑溜水-胶液一体化压裂液的配方为 1.0% SFFRE-1+0.1% 黏土稳定剂 3+0.1% SFCU-1(下同)。从图 6 可以看出,滑溜水-胶液一体化压裂液和交联胍胶压裂液的累计滤失量变化曲线基本重合,说明两者的滤失性能相当,表明滑溜水-胶液一体化压裂液的滤失性能满足压裂施工要求。

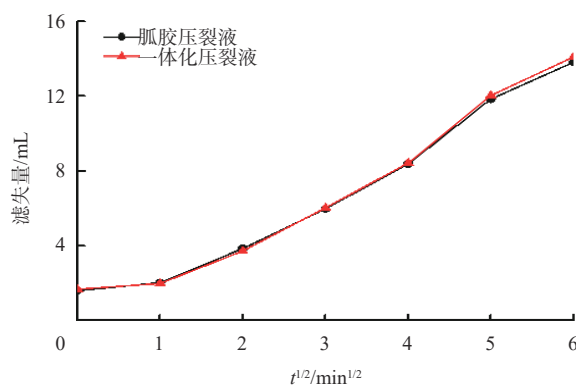


图 6 不同压裂液的累计滤失量与时间平方根的曲线

Fig.6 Curve of the filtration rate and square root of time with different fracturing fluids

2.2.5 破胶性能

参考行业标准《水基压裂液性能评价方法》(SY/T 5107—2016), 评价滑溜水-胶液一体化压裂液的破胶性能。滑溜水-胶液一体化压裂液中分别加入 0.05% 的 $(\text{NH}_4)_2\text{S}_2\text{O}_8$ 、 $\text{K}_2\text{S}_2\text{O}_8$ 和 NaBrO_3 , 测定其在温度 90 ℃ 下的破胶时间和破胶液的黏度和残渣含量, 结果见表 3。由表 3 可知, 滑溜水-胶液一体化压裂液加入 $(\text{NH}_4)_2\text{S}_2\text{O}_8$ 、 $\text{K}_2\text{S}_2\text{O}_8$ 和 NaBrO_3 等 3 种破胶剂均可在 60 min 破胶, 且破胶剂对残渣的影响不大。

2.2.6 伤害性能

参考行业标准《水基压裂液性能评价方法》(SY/

表 3 滑溜水-胶液一体化压裂液破胶试验结果

Table 3 Gel breaking experimental results of the slick water and gel-liquid integrated fracturing fluids

破胶剂及加量	温度/ ℃	破胶时间/ min	破胶液黏度/ (mPa·s)	残渣含量 /(mg·L ⁻¹)
0.05% $(\text{NH}_4)_2\text{S}_2\text{O}_8$	90	60	3	52
0.05% $\text{K}_2\text{S}_2\text{O}_8$		60	3	55
0.05% NaBrO_3		60	3	52

T 5107—2016), 采用某致密砂岩气藏同一全直径岩心钻取的标准长岩样, 进行滑溜水-胶液一体化压裂液和胍胶压裂液破胶液的伤害试验, 结果见表 4。

表 4 不同压裂液破胶液伤害试验结果

Table 4 Experimental results of gel breaker damage of different fracturing fluids

岩心编号	直径/cm	长度/cm	孔隙度, %	渗透率/mD		伤害率, %	备注
				伤害前	伤害后		
1	2.484	5.108	7.63	0.128	0.051	60.2	胍胶压裂液
2	2.480	4.766	7.09	0.109	0.042	61.5	
3	2.492	5.592	7.30	0.109	0.094	13.8	一体化压裂液
4	2.484	5.264	7.08	0.108	0.092	14.8	

由表 4 可知, 胍胶压裂液破胶液对致密砂岩的伤害率平均为 60.8%, 滑溜水-胶液一体化压裂液破胶液对致密砂岩的伤害率平均为 14.3%。胍胶压裂液破胶液对致密砂岩既有残渣的伤害, 又有残胶的伤害, 因此其对致密砂岩的伤害较大^[23-24]。滑溜水-胶液一体化压裂液的增稠剂为高分子聚合物, 只有残渣的伤害, 因此其对致密砂岩的伤害率较低。

3 现场应用

研发的滑溜水-胶液一体化压裂液在四川盆地和胜利油田 10 余口井进行了现场应用。压裂过程中, 通过调整滑溜水-胶液一体化压裂液中降阻剂 SFFRE-1 的加量, 实现了造缝、携砂等功能。压后评估及产能统计显示, 10 余口井均取得了较好的压裂效果, 获得了较高产能。

3.1 四川盆地外围复杂构造区页岩气井的应用

DY 井是中国石化部署在川东南綦江褶皱带东溪构造东斜坡的一口页岩气预探井, 该井导眼井完钻井深 4 248.00 m(奥陶系宝塔组), 井深 3 769.70 m 处

侧钻, 钻至井深 5 971.00 m 完钻(志留系龙马溪组), 水平段长 1 503.00 m, 其中 1 124.00 m 位于 2 号小层, 379.00 m 位于 3 号小层。

该井具有储层埋藏深(4 300 m)、闭合压力高(98 MPa)、水平两向应力差异大(17 MPa)、层间应力及岩石力学参数变化大等特点, 面临高排量建立难度大、复杂裂缝难以形成、缝高小、改造体积不足、加砂难和主缝-微缝导流能力低等主要难点。经过研究, 决定采用密切割多段少簇双暂堵体积压裂技术和滑溜水-胶液一体化压裂液为主的体积压裂技术。

DY 井分 30 段压裂, 滑溜水-胶液一体化压裂液用量超 90 000 m³, 施工主体模式为前置胶液+高黏滑溜水+中顶胶液+高黏滑溜水。压裂施工过程中, 通过调整滑溜水-胶液一体化压裂液中降阻剂 SFFRE-1 的加量, 实现了前置胶液、高黏滑溜水和中顶胶液的功能, 最大砂比达到 18%, 与采用滑溜水压裂的邻井相比, 提高了 40%。此外, 滑溜水-胶液一体化压裂液降阻率创出了较高指标, 18 m³/min 排量下, 加砂强度达到 3.6 t/m, 降阻率最高达到 86%。该井压后测试产气量达到 41.2×10⁴ m³/d, 实现了深

层页岩气的重大勘探突破。

3.2 胜利油田梁家楼区块致密油井的应用

滑溜水-胶液一体化压裂液在胜利油田高青、梁家楼区块的 G946X1 井和 L78X10 井等 8 口井进行了应用,取得了良好的降阻、携砂效果(见表 5)。下面以 G946X1 井为例介绍应用情况。

表 5 胜利油田高青、梁家楼区块一体化压裂液应用效果统计

Table 5 Application effect statistics of the integrated fracturing fluids in Gaoqing and Liangjialou Blocks in Shengli Oilfield

井号	储层类型	砂比, %	降阻率, %
C97X22	致密砂岩	42	75
C87-1	致密砂岩	42	75
L78X10	致密砂岩	42	75
L78X11	致密砂岩	42	75
L78X12	致密砂岩	42	75
G946X1	致密砂岩	43	75
L121X2	页岩油	43	75
L106X7	页岩油	41	75

G946X1 井的压裂思路为,利用滑溜水-胶液一体化压裂液变黏度、携砂能力强的特点,用前置低黏度胶液小排量造缝,精确控制缝高,高黏胶液增大裂缝长度;低黏度胶液与小粒径支撑剂配合支撑次级裂缝;通过增大液体规模,提高改造体积;“高砂比”尾追,强化近井裂缝导流能力;压后控压排液,降低压裂液对储层的伤害^[25-30]。G946X1 井射孔段主体排量 5.0~5.5 m³/min,压裂液用量 1 215.83 m³,支撑剂用量 121.5 m³,平均砂比 23%(最高达 43%),平均降阻率 75%。压裂过程中,根据压裂液黏度要求调整降阻剂 SFFRE-1 加量, SFFRE-1 加量分别为 0.6%(低黏)、0.8%(中黏)和 1.0%(高黏),施工期间压裂液性能稳定,携砂能力良好。该井压裂后日增产油量 12 t,稳产期超 6 个月。

4 结论与建议

1) 现有降阻剂溶解速度慢、降阻率低,无法满足一体化压裂液在线混配要求,以 AA、AM、AMPS 和单体 A 为原料,合成了乳液型降阻剂 SFFRE-1,其溶解时间少于 10 s,0.1% SFFRE-1 溶液的降阻率达到 80% 以上。

2) 通过研制与降阻剂 SFFRE-1 配伍性好的助排

剂和优选黏土稳定剂,形成了滑溜水-胶液一体化压裂液。压裂过程中可根据对压裂液黏度的要求,通过调整降阻剂 SFFRE-1 加量调节黏度,其黏度调节范围 1~120 mPa·s。该压裂液的防膨率大于 80%,表面张力小于 25 mN/m,最高耐温 160 ℃,降阻率 80%。

3) 现场应用表明,降阻剂 SFFRE-1 的溶解速度快,滑溜水-胶液一体化压裂液在线混配操作简单,黏度可调,降阻率达到 80% 以上,携砂能力较好,最高砂比达到 43%,能够满足页岩油气储层及常规储层大型压裂施工需要。

4) 建议开展驱油降阻一体化压裂液及纳米驱油压裂液方面的研究,以提高驱油效率和压裂液返排效果。

参 考 文 献

References

- [1] 贾金亚,魏娟明,贾文峰,等.页岩气压裂用滑溜水胶液一体化稠化剂研究[J].应用化工,2019,48(6):1247-1250.
JIA Jinya, WEI Juanming, JIA Wenfeng, et al. Research on the integrated thickener of slippery water glue for shale gas fracturing[J]. Applied Chemical Industry, 2019, 48(6): 1247-1250.
- [2] 范家伟,袁野,李绍华,等.塔里木盆地深层致密油藏地质工程一体化模拟技术[J].断块油气田,2022,29(2):194-198.
FAN Jiawei, YUAN Ye, LI Shaohua, et al. Geology-engineering integrated simulation technology of deep tight oil reservoir in Tarim Basin[J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2022, 29(2): 194-198.
- [3] 杨浩,李新发,陈鑫,等.低渗透气藏水平井分段压裂分段优化方法研究[J].特种油气藏,2021,28(1):125-129.
YANG Hao, LI Xinfu, CHEN Xin, et al. Study on staged optimization method of staged fracturing for horizontal wells in low-permeability gas reservoir[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2021, 28(1): 125-129.
- [4] 张炜.深部页岩压裂缝网体积模拟及应用[J].石油钻采工艺,2021,43(1):97-103.
ZHANG Wei. Deep shale hydraulic fracture network volume model and its application[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2021, 43(1): 97-103.
- [5] 张矿生,唐梅荣,陶亮,等.庆城油田页岩油水平井压增渗一体化体积压裂技术[J].石油勘探技术,2022,50(2):9-15.
ZHANG Kuangsheng, TANG Meirong, TAO Liang, et al. Horizontal well volumetric fracturing technology integrating fracturing, energy enhancement, and imbibition for shale oil in Qingcheng Oil-field[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2022, 50(2): 9-15.
- [6] 慕立俊,吴顺林,徐创朝,等.基于缝网扩展模拟的致密储层体积压裂水平井产能贡献分析[J].特种油气藏,2021,28(2):126-132.
MU Lijun, WU Shunlin, XU Chuangchao, et al. Analysis on contribution to productivity of SRV-fractured horizontal wells in tight reservoirs based on simulation of fracture network propagation[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2021, 28(2): 126-132.
- [7] 王波,王佳,罗兆,等.水平井段内多簇清水体积压裂技术及现场

- 试验[J]. 断块油气田, 2021, 28(3): 408–413.
- WANG Bo, WANG Jia, LUO Zhao, et al. Multi-cluster clean water volume fracturing technology in horizontal well section and field test[J]. *Fault-Block Oil & Gas Field*, 2021, 28(3): 408–413.
- [8] 魏娟明, 刘建坤, 杜凯, 等. 反相乳液型减阻剂及滑溜水体系的研究与应用[J]. 石油钻探技术, 2015, 43(1): 27–32.
- WEI Juanming, LIU Jiankun, DU Kai, et al. Development and application of inverse emulsion drag reducer and slippery water system[J]. *Petroleum Drilling Techniques*, 2015, 43(1): 27–32.
- [9] 陈作, 曾义金. 深层页岩气分段压裂技术现状及发展建议[J]. 石油钻探技术, 2016, 44(1): 6–11.
- CHEN Zuo, ZENG Yijin. Present situations and prospects of multi-stage fracturing technology for deep shale gas development[J]. *Petroleum Drilling Techniques*, 2016, 44(1): 6–11.
- [10] 陈鹏飞, 唐永帆, 刘友权, 等. 页岩气藏滑溜水压裂用降阻剂性能影响因素研究[J]. 石油与天然气化工, 2014, 43(4): 405–408.
- CHEN Pengfei, TANG Yongfan, LIU Youquan, et al. Influencing factors of friction reducer in shale slickwater fracturing[J]. *Chemical Engineering of Oil and Gas*, 2014, 43(4): 405–408.
- [11] 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.
- LU Baoping, DING Shidong. New progress and development prospect in shale gas engineering technologies of Sinopec[J]. *Petroleum Drilling Techniques*, 2018, 46(1): 1–9.
- [12] 路保平. 中国石化石油工程技术新进展与发展建议[J]. 石油钻探技术, 2021, 49(1): 1–10.
- LU Baoping. New progress and development proposals of Sinopec's petroleum engineering technologies[J]. *Petroleum Drilling Techniques*, 2021, 49(1): 1–10.
- [13] 王丽伟, 高莹, 杨战伟, 等. 深层油气用加重滑溜水压裂液体系[J]. 钻井液与完井液, 2020, 37(6): 794–797.
- WANG Liwei, YANG Jingxu, GAO Ying, et al. Study on weighted slick water fracturing fluid for deep buried oil and gas[J]. *Drilling Fluid & Completion Fluid*, 2020, 37(6): 794–797.
- [14] 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.
- [15] 李远照, 李婷, 王犁, 等. 基于刺激响应策略的可控滑溜水研究[J]. 钻井液与完井液, 2020, 37(6): 784–788.
- LI Yuanzhao, LI Ting, WANG Li, et al. Study on controllable slick water based on stimulus response strategy[J]. *Drilling Fluid & Completion Fluid*, 2020, 37(6): 784–788.
- [16] CONSTIEN V G, BRANNON H D. Method of hydrating oil based fracturing concentrate and continuous fracturing process using same: US4828034[P]. 1989–05–09.
- [17] AFTEN C W. Study of friction reducers for recycled stimulation fluids in environmentally sensitive regions[R]. SPE 138984, 2010.
- [18] 蒋廷学, 卞晓冰, 王海涛, 等. 深层页岩气水平井体积压裂技术[J]. 天然气工业, 2017, 37(1): 90–96.
- JIANG Tingxue, BIAN Xiaobing, WANG Haitao, et al. Volume fracturing of deep shale gas horizontal wells[J]. *Natural Gas Industry*, 2017, 37(1): 90–96.
- [19] 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.
- [20] 杜凯, 黄凤兴, 伊卓, 等. 页岩气滑溜水压裂用降阻剂研究与应用进展[J]. 中国科学: 化学, 2014, 44(11): 1696–1704.
- DU Kai, HUANG Fengxing, YI Zhuo, et al. Recent advances on friction reducer for slickwater fracturing of shale gas reservoirs[J]. *Scientia Sinica Chimica*, 2014, 44(11): 1696–1704.
- [21] 张松柏. 苏里格气田压裂液配方优化研究[D]. 青岛: 中国石油大学(华东), 2018.
- ZHANG Songbai. Optimization of fracturing fluid formulation in Sulige Gas Field[D]. Qingdao: China University of Petroleum (East China), 2018.
- [22] 杜涛, 姚奕明, 蒋廷学, 等. 页岩气压裂用线性胶压裂液性能研究与现场应用[J]. 化学世界, 2015, 56(11): 666–670.
- DU Tao, YAO Yiming, JIANG Tingxue, et al. Study on properties of linear gel fracturing fluid and its field application for shale gas well[J]. *Chemical World*, 2015, 56(11): 666–670.
- [23] 魏向博, 李小瑞, 王磊, 等. 疏水缔合压裂液用稠化剂 HAP-1 的制备及性能评价[J]. 现代化工, 2016, 36(10): 104–108.
- WEI Xiangbo, LI Xiaorui, WANG Lei, et al. Preparation and performance evaluation of thickener HAP-1 for hydrophobically associating fracturing fluids[J]. *Modern Chemical Industry*, 2016, 36(10): 104–108.
- [24] 李廷芬, 朱荣娇, 孙永菊, 等. 两性疏水缔合聚丙烯酰胺的合成及性能[J]. 精细化工, 2012, 29(5): 499–504, 516.
- LI Yanfen, ZHU Rongjiao, SUN Yongju, et al. Synthesis and performance evaluation of amphoteric hydrophobic association polyacrylamide[J]. *Fine Chemicals*, 2012, 29(5): 499–504, 516.
- [25] 赵金洲, 王松, 李勇明. 页岩气藏压裂改造难点与技术关键[J]. 天然气工业, 2012, 32(4): 46–49.
- ZHAO Jinzhou, WANG Song, LI Yongming. Difficulties and technical key points of fracturing reformation of shale gas reservoirs[J]. *Natural Gas Industry*, 2012, 32(4): 46–49.
- [26] 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.
- [27] 贾长贵. 页岩气高效变黏滑溜水压裂液[J]. 油气田地面工程, 2013, 32(11): 1–2.
- JIA Changgui. High-efficiency variable viscous slick water fracturing fluid for shale gas[J]. *Oil-Gasfield Surface Engineering*, 2013, 32(11): 1–2.
- [28] YANG Bo, ZHAO Jinzhou, MAO Jincheng, et al. Review of friction reducers used in slickwater fracturing fluids for shale gas reservoirs[J]. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2019, 62: 302–313.
- [29] HSIN C C, THOMAS N, YE X, et al. A friction reducer: self-cleaning to enhance conductivity for hydraulic fracturing[R]. SPE 170602, 2014.
- [30] 曾波, 王星皓, 黄浩勇, 等. 川南深层页岩气水平井体积压裂关键技术[J]. 石油钻探技术, 2020, 48(5): 77–84.
- ZENG Bo, WANG Xinghao, HUANG Haoyong, et al. Key technology of volumetric fracturing in deep shale gas horizontal wells in southern Sichuan[J]. *Petroleum Drilling Techniques*, 2020, 48(5): 77–84.