

浅层低渗透油气井超低温压裂液体系研究

李风光¹, 吕选鹏², 王晓磊³, 张华⁴, 曹孟君⁵, 尹海霞¹

1. 中国石油集团渤海钻探工程有限公司工程技术研究院 天津 300457
2. 中国石油集团渤海钻探工程有限公司工程技术处 天津 300457
3. 中国石油集团渤海钻探工程有限公司井下技术服务分公司 天津 300280
4. 中国石油集团渤海钻探工程有限公司油气合作开发分公司 天津 300280
5. 中国石油集团渤海钻探工程有限公司石油工程总承包分公司 陕西西安 710016

通讯作者: Email: sdlfg@163.com

项目支持: 中国石油集团渤海钻探工程公司 2017 年重大研发项目“超低温压裂液体系研究与现场试验”(2017ZD10K-02)

引用: 李风光, 吕选鹏, 王晓磊, 等. 浅层低渗透油气井超低温压裂液体系研究[J]. 油气井测试, 2021, 30(5): 37-43.

Cite: LI Fengguang, LYU Xuanpeng, WANG Xiaolei, et al. Study on ultra-low temperature fracturing fluid system for shallow oil and gas wells with low permeability [J]. Well Testing, 2021, 30(5): 37-43.

摘要 低渗透储层埋深 1 800 m 以浅、温度低于 60℃ 的浅层油气井, 常规压裂液体系在压裂施工过程中存在高砂比携砂和低温破胶技术难题。通过提高空间网状结构的交联效率, 研发了低浓度有机硼交联剂, 根据氧化还原反应原理, 研发了低温破胶剂, 形成了超低温压裂液体系。实验结果表明, 当瓜胶用量为 0.25%、交联比 100:0.3, 该体系在 170 s⁻¹、连续剪切 90 min 后黏度维持在 65 mPa·s 以上, 满足现场施工技术要求; 最低破胶温度可低至 20℃, 在 120 min 内完全破胶, 破胶液黏度为 2.3 mPa·s, 残渣含量为 126.2 mg/L, 对储层伤害低。2018 年以来该压裂液体系在青海油田现场应用 200 余口井, 最高携砂砂比达 30%, 总用量液量达 10×10⁴ m³ 以上, 成功率 100%, 最高单井日产油达 10.68 t, 为青海油田低温浅层油气井效益开发提供有力的技术支撑。

关键词 浅层油气井; 低渗透储层; 超低温压裂液; 羟丙基胍胶; 有机硼交联剂; 低温破胶剂; 青海油田**中图分类号**: TE348 **文献标识码**: B **DOI**: 10.19680/j.cnki.1004-4388.2021.05.007

Study on ultra-low temperature fracturing fluid system for shallow oil and gas wells with low permeability

LI Fengguang¹, LYU Xuanpeng², WANG Xiaolei³, ZHANG Hua⁴, CAO Mengjun⁵, YIN Haixia¹

1. Engineering Technology Research Institute, CNPC Bohai Drilling Engineering Co., Ltd., Tianjin 300457, China
2. Engineering Technology Division, CNPC Bohai Drilling Engineering Co., Ltd., Tianjin 300457, China
3. Downhole Technology Service Company, CNPC Bohai Drilling Engineering Co., Ltd., Tianjin 300280, China
4. Oil & Gas Cooperation and Development Company, CNPC Bohai Drilling Engineering Co., Ltd., Tianjin 300280, China
5. Petroleum Engineering General Contracting Branch, CNPC Bohai Drilling Engineering Co., Ltd., Xi'an, Shaanxi 710016, China

Abstract: For shallow oil and gas wells with a buried depth within 1 800 m and a temperature lower than 60 °C, there are technical problems of high sand ratio sand carrying and low temperature gel breaking in the fracturing operation of conventional fracturing fluid system. By improving the crosslinking efficiency of spatial network structure, a low concentration organic boron crosslinking agent was developed. According to the principle of redox reaction, a low-temperature gel breaker was developed to form an ultra-low temperature fracturing fluid system. The experimental results show that when the amount of guar gum is 0.25% and the crosslinking ratio is 100:0.3, the viscosity of the system is maintained above 65 mPa·s after 170 s⁻¹ and continuous shear for 90 min, which meets the technical requirements of on-site construction; The minimum gel breaking temperature can be as low as 20 °C, and the gel can be completely broken within 120 min. the viscosity of gel breaking liquid is 2.3 mPa·s, and the residue content is 126.2 mg/L, which has low damage to the reservoir. Since 2018, the fracturing fluid system has been applied in more than 200 wells in Qinghai Oilfield, with a maximum sand carrying ratio of 30% and a total fluid consumption of more than 10×10⁴ m³, with a success rate of 100%. After using this technology, the maximum daily oil production of a single well reaches 10.68 t, which provides strong technical support for the benefit development of low-temperature shallow oil and gas wells in Qinghai Oilfield.

Keywords: shallow oil and gas wells; low permeability reservoir; ultra-low temperature fracturing fluid; hydroxypropyl guanidine gum; organic boron crosslinking agent; low temperature breaker; Qinghai Oilfield

在非常规油气藏开发过程中,压裂液技术一直是储层改造最核心的核心技术之一,压裂液性能的好坏直接决定了储层改造效果的好坏^[1-4]。随着深层油气藏的勘探与开发,耐 200 ℃ 高温的压裂液技术已经基本成熟,浅层井往往被大家所忽视^[5-7]。近年来,随着浅层油气井的开发,常规压裂液在压裂施工过程中面临携砂和破胶的双重技术难题。由于储层温度较低,满足携砂时破胶出现困难,导致压裂施工结束后返排过程中因破胶不彻底造成储层严重出砂现象,储层改造后产量较低,严重影响了储层改造效果,且使用的低温破胶剂存在效率低、用量大、成本高等问题^[8-10]。因此,超低温压裂液技术有待进一步完善。

国外哈里伯顿公司有一种以生物酶破胶剂的低温压裂液体系^[11]。该体系破胶效果非常好,但生物酶具有独特的专一性,对温度、pH 值非常敏感,并不能与目前大多数压裂液体系相配伍,且价格极其昂贵,相对于目前国内外低靡的行情,显得不合时宜。

常规压裂液体系所用的破胶剂为过硫酸铵 (APS)。APS 在温度超过 60 ℃ 时产生氧自由基,在氧自由基的作用下使胍胶分子断裂成小分子,从而实现冻胶压裂液的破胶^[12-13]。当浅层井(储层在 1 800 m 以浅)储层温度低于 60 ℃ 时,APS 不能产生氧自由基,普通冻胶压裂液就无法破胶,这是常规压裂液体系在浅层井应用时的关键问题。为破解这一技术难题,统筹考虑了压裂液体系的性能指标,为降低压裂液体系的破胶困难,首先降低压裂液体系稠化剂的加量,但不能影响压裂液的携砂性能。因此,研发了一种更加高效的交联剂,将胍胶用量降低至 0.25%;研发了氧化还原组合破胶剂,形成浅层油气井超低温压裂液体系。实验结果表明,超低温压裂液体系在 170 s⁻¹、连续剪切 90 min 后维持在 65 mPa·s 以上,在 20~60 ℃ 可完全破胶,破胶后破胶液黏度为 2.3 mPa·s。体系残渣含量为 126.2 mg/L,对储层伤害低。

2018 年以来,在青海油田浅层井现场推广应用 213 口井,最高携砂砂比可达 30%,成功率 100%,最高日产油达 10.68 t,成功解决了超低温压裂液体系的携砂和破胶双重技术难题,实现了浅层井油气藏的高效开发。

1 室内实验

在实验过程中,对实验药剂、实验仪器及实验方法进行简述。

1.1 主要化学试剂

氢氧化钠,分析纯,天津市江天化工技术有限公司;硼酸,分析纯,天津基准化学试剂有限公司;SY 高分子,分析纯,天津市光复精细化工研究所;去离子水,分析纯,自制;多元醇,分析纯,天津市光复精细化工研究所;乙二醇,分析纯,天津市光复精细化工研究所;正丁醇,分析纯,天津市光复精细化工研究所;羟丙基胍胶 (HPG),工业纯,昆山;防膨剂、助排剂和杀菌剂均为自制;过硫酸铵,分析纯,天津市光复精细化工研究所;生物酶,枣庄杰诺生物科技有限公司。

1.2 实验仪器设备

常用玻璃仪器;电子分析天平,FA2004,上海上平仪器有限公司;磁力搅拌器,DF-101S,巩义市英裕仪器厂;玻璃仪器气流烘干机,领科牌 C 型,巩义市领科仪器厂;高温流变仪,RS6000,德国 HAAKE 公司。

1.3 实验方法

压裂液基液、冻胶的配制及性能参数测试方法参照石油天然气行业标准 ST/Y 5107-2016《水基压裂液性能评价方法》。

2 高效交联剂的研制

从机理研究出发,优选了功能单体,设计了实验方法,室内合成出高效交联剂,并从温度、反应物浓度等方面考察了各因素对交联剂性能的影响。

2.1 高效交联剂合成机理

学者研究发现,提高交联剂分子大小或者长度可以使聚合物溶液在低于临界浓度情况下交联,从而在不降低压裂液流变性能的前提下可以减少聚合物的加量^[14];ZHAO Haiyan 等^[15]以一种线性聚氨为基体大分子研究了一种高效硼交联剂,具有较好的效果,能够降低 20% 的聚合物用量。由于线性分子在溶液中会发生卷曲、缠绕等现象,影响交联剂的空间伸展能力。因此,采用一种空间伸展能力强的基体分子,研究一种新型的高效交联剂。实验选用环状基体分子 (SJ) 进行交联剂合成,然后测试

其交联性能、携砂性能、流变性能,并综合成本确定高效交联剂的最佳基体分子。

2.2 合成方法

在三口烧瓶中,依次按比例加入溶剂(乙二醇、正丁醇和多元醇)、催化剂氢氧化钠、硼砂,搅拌至全部溶解后,加入有机配位体,升温至实验温度,在低速搅拌、反应温度恒定的条件下反应 2 h,得到淡黄色的液体,即得有机硼交联剂。

2.3 合成温度的确定

固定 SJ 为 16.7%,硼酸为 13.9%,乙二醇为 10%,正丁醇为 15%,多元醇为 20%的加量不变,评价反应温度对产品挑挂性能、流变性能的影响。其中,胍胶浓度为 0.3%,纯碱加量为 0.5%,实验测试数据列于表 1。

表 1 反应温度对冻胶压裂液性能影响实验数据
Table 1 Experimental data of effects of reaction temperature on gel fracturing fluid performance

| 反应温度/℃ | 挑挂性能 | 流变性能/(mPa·s) |
|--------|------|--------------|
| 60 | 无法挑挂 | / |
| 70 | 无法挑挂 | / |
| 80 | 挑挂良好 | 46 |
| 90 | 挑挂良好 | 115 |
| 95 | 挑挂良好 | 120 |

从表中实验数据得出,反应温度低于 80 ℃时,制得的冻胶无法挑挂;而当反应温度大于 80 ℃时,制得的冻胶有较好的挑挂性能;当温度低于 90 ℃时,制成的冻胶压裂液剪切测试时黏度值只有 46 mPa·s,低于压裂液技术标准中的 50 mPa·s,说明冻胶压裂液不具有耐剪切性能,主要原因是反应温度低时络合反应程度低,合成产物交联聚糖时,交联液中未反应的硼酸盐离子与聚糖通过羟基交联,交联时间短,但耐温性差;当合成温度达到 90 ℃时,硼酸离子与配位体正好完全络合反应,再提高反应温度对络合反应并不会增加。因此,选择高效交联剂的合成温度确定为 90 ℃。

2.4 反应物浓度的确定

固定反应温度为 90 ℃,设计正交实验评价反应物浓度对产品性能的影响。其中,胍胶浓度为 0.3%,纯碱加量为 0.5%。实验数据列于表 2。

2.4.1 硼砂用量对性能的影响

在硼砂用量较低时,交联剂的延迟交联时间较长。随着硼砂用量的增加,合成的交联剂与聚糖分子中顺式邻位羟基发生交联的作用点增多,冻胶的耐温性也逐渐增强。而当硼砂加量过多时,交联剂中仍有较多的未反应的硼酸离子,可能会发生“过

交联”现象,不仅降低冻胶的黏弹性,还会降低冻胶的耐温性。根据实验数据,确定硼砂的用量为 17.9%。

表 2 反应物浓度对冻胶压裂液性能影响实验数据
Table 2 Experimental data of effects of reactant concentration on gel fracturing fluid performance

| 硼酸/ g | SJ 分子/ g | 乙二醇/ g | 正丁醇/ g | 多元醇/ g | 挑挂 性能 | 流变性能/ (mPa·s) |
|----------|-------------|-----------|-----------|-----------|----------|------------------|
| 30 | 50 | 60 | 75 | 90 | 差 | / |
| 60 | 50 | 60 | 75 | 90 | 好 | 123 |
| 90 | 50 | 60 | 75 | 90 | 好 | 125 |
| 60 | 100 | 60 | 75 | 90 | 差 | / |
| 60 | 50 | 30 | 75 | 90 | 好 | 57 |
| 60 | 50 | 60 | 40 | 90 | 好 | 66 |
| 60 | 50 | 60 | 40 | 45 | 好 | 54 |

2.4.2 SJ 有机配位体用量对性能的影响

硼酸离子在反应介质中可与有机物在碱性条件下发生络合反应,络合生成有机硼交联剂。根据文献数据可知,硼酸盐与不同的有机配位体在相同的条件下,合成的有机硼交联剂在性能上存在很大的不同。根据实验数据可以看出,当 SJ 配位体用量 15%时,硼酸离子即可与 SJ 分子正好反应络合。

2.4.3 溶剂用量对性能的影响

硼砂在水中的溶解度较低,同时有机硼交联剂在温度变化时及长时间存放过程中可能会有沉淀物析出,影响交联剂的使用性能。在水中加入一定量的醇类,可增大硼砂的溶解度,也能增强交联剂的耐温性能。

反应物加量对产品性能影响较大。当硼酸: SJ 分子:乙二醇:正丁醇:多元醇的质量比为 6.0:3.3:4.0:5.0:6.0 时,效果最好。

3 低温破胶剂的研制

从低温破胶机理研究出发,利用氧化-还原反应,研制了低温破胶剂。

3.1 低温破胶机理

目前,常用压裂液破胶剂过硫酸铵 (APS) 的破胶机理是:温度高于 60 ℃时,产生氧自由基,在氧自由基的作用下,使胍胶大分子断裂成小分子,从而实现冻胶压裂液的破胶^[16-19];当储层温度低于 60 ℃时,过硫酸铵无法产生氧自由基,为促进 APS 在低温环境下也能产生自由基,可以加入一种还原性试剂,与 APS 构成氧化-还原体系,激发氧化自由基的生成,从而实现冻胶压裂液破胶^[20-22]。

3.2 低温破胶剂研制

根据低温破胶机理,选用弱性还原剂 Na₂SO₃

(NS),与 APS 构成氧化还原体系。先配制 0. 25% 的羟丙基胍胶基液,加入 0. 3% 的高效交联剂,再加入破胶剂组合进行破胶实验。实验结果列于表 3。

表 3 氧化还原组合破胶剂破胶实验数据
Table 3 Breaking experimental data of redox combined breaker

| 实验 序号 | 温度/ ℃ | NS/ % | APS/ % | 冻胶挑挂 时间/s | 彻底破胶 时间/min |
|----------|----------|----------|-----------|--------------|----------------|
| 1 | 20 | 0. 50 | 0. 08 | 60 | 120 |
| 2 | | 0. 50 | 0. 10 | 45 | 80 |
| 3 | | 0. 20 | 0. 10 | 40 | 147 |
| 4 | | 0. 40 | 0. 10 | 40 | 90 |
| 5 | 30 | 0. 20 | 0. 08 | 60 | 150 |
| 6 | | 0. 40 | 0. 08 | 60 | 65 |
| 7 | | 0. 30 | 0. 04 | 40 | 165 |
| 8 | | 0. 30 | 0. 06 | 40 | 105 |
| 9 | 40 | 0. 30 | 0. 08 | 40 | 75 |
| 10 | | 0. 10 | 0. 07 | 65 | 155 |
| 11 | | 0. 20 | 0. 07 | 65 | 141 |
| 11 | | 0. 30 | 0. 07 | 65 | 115 |
| 12 | 50 | 0. 40 | 0. 07 | 65 | 90 |
| 14 | | 0. 20 | 0. 04 | 60 | 165 |
| 15 | | 0. 20 | 0. 05 | 60 | 140 |
| 16 | | 0. 20 | 0. 02 | 45 | 120 |
| 17 | 50 | 0. 20 | 0. 03 | 45 | 85 |
| 18 | | 0. 20 | 0. 04 | 45 | 65 |
| 19 | | 0. 20 | 0. 05 | 45 | 60 |
| 20 | | 0. 10 | 0. 04 | 50 | 70 |
| 21 | 50 | 0. 050 | 0. 04 | 40 | 75 |
| 22 | | 0. 050 | 0. 05 | 40 | 64 |
| 23 | | 0. 025 | 0. 03 | 40 | 100 |
| 24 | | 0. 025 | 0. 04 | 40 | 86 |

根据表 3 中氧化还原组合破胶剂的破胶实验数据可以看出,在温度范围 20~50 ℃ 都可实现低温破胶,在不同温度范围内,可灵活控制破胶助剂和破胶剂的用量,来实现冻胶压裂液的破胶。在低温 20 ℃ 时,需要的破胶剂和破胶助剂的用量较高;在温度为 50 ℃ 时,破胶剂和破胶助剂的加入量较少,受温度影响两者相差非常大。

4 超低温压裂液体系性能评价

压裂液基液的主体配方为:0. 25% 羟丙基胍胶+ 0. 3% 防膨剂+0. 5% 助排剂+清水。

4.1 挑挂性能

取压裂基液 100 ml,加入 0. 02% 的 pH 调节剂调节基液 pH 值至 8 左右,加入 0. 3% 的超低温高效交联剂,开始搅拌并计时,挑挂时间为 50 s。

4.2 悬砂性能

为对比高效交联剂的悬砂性能,配制 0. 45% 和

0. 25% 两种浓度的胍胶,分别加入 0. 3% 的普通交联剂和高效交联剂,制得常规冻胶压裂液和超低温冻胶压裂液,用量筒量取 20 ml 20~40 目陶粒砂,成冻胶开始搅拌并计时。实验数据见表 4。

表 4 悬砂性能实验数据
Table 4 Experimental data of suspended sand performance

| 压裂液体系 | 羟丙基胍胶/ % | 纯碱/ % | 交联剂/ % | 悬砂时间/ min |
|----------|-------------|----------|-----------|--------------|
| 常规冻胶压裂液 | 0. 45 | 0. 20 | 0. 3 | >240 |
| 超低温冻胶压裂液 | 0. 25 | 0. 02 | 0. 3 | >240 |

从实验数据可以得出,采用高效交联剂后,胍胶的加量可以从 0. 45% 降到 0. 25%,而悬砂性能与常规交联剂的性能相当。通过对比图 1a 和图 1b 悬砂实验效果可以看出,悬砂实验在 4 h 时未出现沉砂现象,表明可以悬砂 4 h 以上,满足现场施工需要。

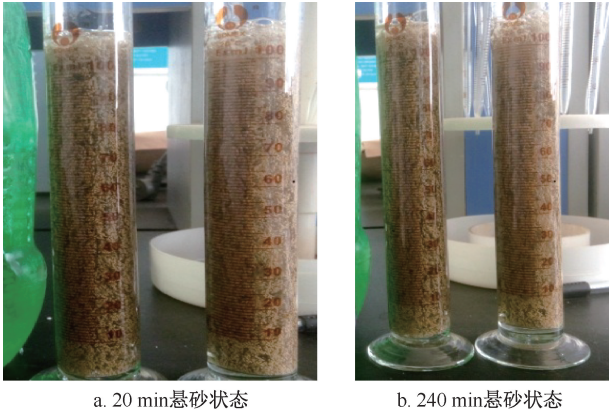
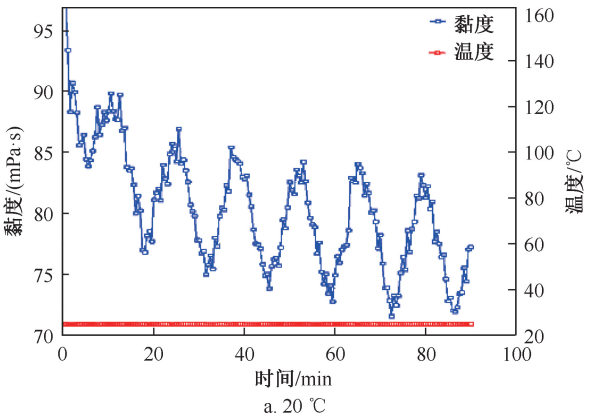


图 1 悬砂效果
Fig. 1 Suspended sand effect

4.3 耐剪切性能评价

利用 HAAKE RS6000 流变仪,对超低温压裂液体系进行了耐剪切实验。在 170 s⁻¹、20~60 ℃、连续剪切 90 min 条件下,评价了冻胶压裂液的耐剪切性能。评价结果如图 2 所示。



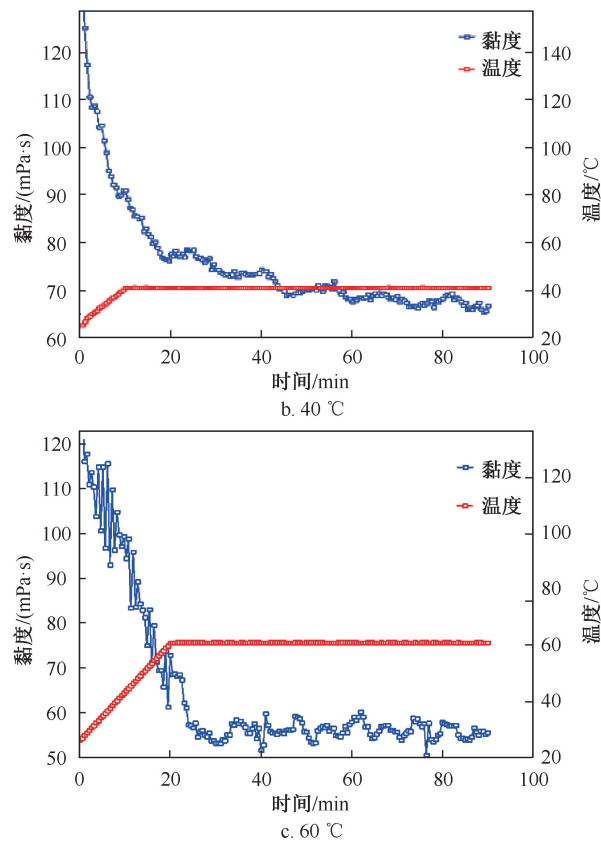


图 2 不同温度压裂液体系耐剪切曲线
Fig. 2 Shear resistance curve of fracturing fluid system at different temperatures

根据图 2 可以看出,超低温压裂液体系连续剪切 90 min 后,体系的黏度均高于 50 mPa·s,远远高于标准 50 mPa·s,表明耐剪切性能非常好,满足压裂现场施工要求。

4.4 残渣含量

用 2 个空离心管分别均匀盛放 50 ml 破胶液,在离心机中以 3 000 r/min 的转速下离心 30 min,倒出上层清液,用去离子水清洗,然后再放入离心机中以 3 000 r/min 的转速下离心 20 min,倒出上层清液放入 105 °C 的烘箱中加热烘干至恒重,称重。室内对比了不同配方压裂液体系的残渣含量。实验结果见表 5。

| 表 5 不同压裂液体系的残渣含量对比实验数据 | | | | | | |
|--|------|------|-------|-------|----------------------------|---------------|
| Table 5 Comparative experimental data of residue content of different fracturing fluid systems | | | | | | |
| 压裂液体系 | 胍胶/% | 纯碱/% | 交联剂/% | 破胶剂/% | 残渣含量/(mg·L ⁻¹) | 破胶液黏度/(mPa·s) |
| 常规冻胶 | 0.45 | 0.20 | 0.3 | 0.015 | 356.0 | 3.8 |
| 超低温冻胶 | 0.25 | 0.02 | 0.3 | 0.020 | 126.2 | 2.3 |

由实验数据可知,超低温压裂液体系完全破胶后,破胶液黏度 2.3 mPa·s,残渣含量 126.2 mg/L。

与常规冻胶压裂液相比,超低温压裂液的残渣含量可以降低 50% 以上。

4.5 滤失性能

滤失系数越低,压裂液使用效率就越高,砂液比相对提高,对地层的伤害也就减少了。用高温高压滤失仪在 3.5 MPa 压差下,测定了超低温压裂液在 40 °C 下的滤失性能。实验结果见表 6。

表 6 超低温压裂液的滤失实验数据
Table 6 Filtration test data of ultra-low temperature fracturing fluid

| 压裂液体系 | 滤失系数/ (10 ⁻⁴ m·min ^{-1/2}) | 初滤失量/ (10 ⁻⁴ m ³ ·m ⁻²) | 滤失速率/ (10 ⁻⁵ m·min ⁻¹) |
|-------|--|--|--|
| 超低温* | 0.5 | 3.5 | 0.85 |
| 标准 | 6.0 | 10.0 | 10.00 |

* 超低温压裂液体系(0.25% 胍胶)。

由表 6 可知,该压裂液具有良好的滤失性能,有利于压裂改造和保护储层,能满足压裂工艺要求。

5 现场推广应用情况

自 2018 年以来,超低温压裂液体系在青海油田浅层油气井大规模推广应用 213 口井 400 余段,成功率 100%。储层深度在 1 800 m 以浅,破胶后返排液液体黏度低于 5 mPa·s,解决了 1 800 m 以浅超低温压裂液携砂与破胶双重技术瓶颈。现场试验表明,超低温压裂液体系性能稳定,冻胶携砂效果好。返排过程中,破胶彻底,每口井的日产量均在 5~10 t,达到了压裂改造的预期效果,提高了单井产量,获得了较高的经济效益和社会效益。

中 1407-X 向井是青海油田油砂山作业区新投产油井。压裂目的层 N₂₁ 油藏 XII 小层 1 391~1 490 m,地层温度 46 °C。现场应用 40 °C 压裂液体系,于 2019 年 9 月压裂施工(图 3),施工排量 5.0 m³/min。

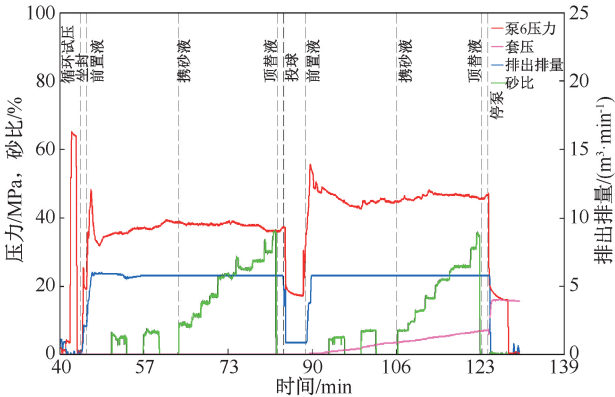


图 3 中 1407-X 向井压裂施工曲线
Fig. 3 Fracturing operation curve of Well Zhong 1407-X Xiang

此次施工最高压力 55.58 MPa, 第一层破裂压力 48.21 MPa, 第二层破裂压力 55.58 MPa, 最大排量 $5.96 \text{ m}^3/\text{min}$ 。该井施工总液量 434.71 m^3 , 共加砂 40.54 m^3 , 第一层平均砂比 18.19%, 最高砂比 36.1%, 第二层平均砂比 16.63%, 最高砂比 35.2%, 停泵压力 16.19 MPa。压后破胶彻底, 压后日产油 10.68 t (图 4)。

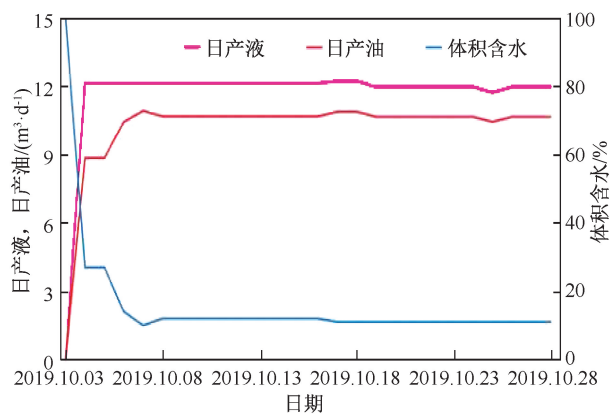


图 4 中 1407-X 向井压裂改造后采油曲线

Fig. 4 Production curve after fracturing reconstruction of Well Zhong1407-X Xiang

由此可以看出,超低温压裂液体系整体性能优异,储层改造效果达到理想设计要求。

6 结论

(1) 以硼酸、SJ 分子及多元醇等合成了有机硼交联剂,并考察了温度、反应物配比等对交联剂的性能影响,形成了最佳制备方法。

(2) 利用氧化-还原反应机理,研制了低温破胶剂。通过室内实验,考察了不同温度时低温破胶剂用量。

(3) 以合成的有机硼交联剂、低温破胶剂,形成了超低温压裂液体系配方,并进行了性能评价。实验结果表明,超低温压裂液体系具有良好的携砂性能和低温破胶性能,体系残渣含量低,对储层伤害低。

(4) 该压裂液体系在青海油田低温浅层井进行成功应用,并取得了非常好的压裂效果,进而规模化推广 200 余口井,成功率 100%,最高日产油达 10.68 t。现场应用效果表明,研发的超低温压裂液已成功解决了高砂比携砂和低温破胶双重技术难题,实现了低温浅层井油气藏的高效开发。

致谢:感谢渤海钻探工程公司重大研发项目“超低温压裂液体系研究与现场试验”(2017ZD10 K-02)资金支持;感谢科技处及项目组研发及现场推广人员对本研究的大力支持。

参考文献

- [1] 王鸿勋,张士诚. 水力压裂设计数值计算方法[M]. 北京:石油工业出版社,1998:24-26.
- [2] 傅玉,李永明,丁咚. 川西地区自悬浮支撑剂加砂压裂技术先导试验[J]. 油气井测试,2018,27(1):42-47.
FU Yu, LI Yongming, DING Dong. Field test of self-suspending proppant for sand fracturing technology in West Sichuan [J]. Well Testing, 2018,27(1):42-47.
- [3] 刘友权,杜国滨,吴敏. 有机硼交联胍胶压裂液体系在低渗浅层储层加砂压裂施工中的应用[J]. 石油与天然气化工,2001,30(2):85-86.
LIU Youquan, DU Guobin, WU Min. Application of organic-borate crosslinked guanidine gum fracturing fluids in lower permeation shallow gas reservoir [J]. Chemical Engineering of Oil & Gas, 2001,30(2):85-86.
- [4] 王绪性,冯青,李湾湾,等. 海上中低渗储层水力喷射压裂技术[J]. 油气井测试,2021,30(1):46-51.
WANG Xuxing, FENG Qing, LI Wanwan, et al. Hydraulic jet fracturing technology for offshore medium and low permeability reservoirs [J]. Well Testing, 2021,30(1):46-51.
- [5] 熊佩,胡艾国,李国锋,等. 超浅层致密油藏整体压裂技术研究及应用[J]. 油气藏评价与开发,2015,5(5):55-61,68.
XIONG Pei, HU Aiguo, LI Guofeng, et al. Research and application of overall fracturing technology in ultra shallow layer dense reservoir [J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2015,5(5):55-61,68.
- [6] 陈作,王仪,杨清玉,等. 低渗低温水敏性浅层气藏压裂优化技术研究[J]. 天然气工业,2006,26(8):99-101.
CHEN Zuo, WANG Yi, YANG Qingyu, et al. Research on fracturing optimization for shallow gas reservoirs with low permeability, low temperature, and water sensitivity [J]. Natural Gas Industry, 2006,26(8):99-101.
- [7] 王文军,张士诚,温海飞,等. 浅层水平井超低温压裂液体系研究与应用[J]. 油田化学,2012,29(2):155-158.
WANG Wenjun, ZHANG Shicheng, WEN Haifei, et al. Study and application of fracturing fluid for ultra low temperature in shallow buried fracturing horizontal wells [J]. Oilfield Chemistry, 2012,29(2):155-158.
- [8] 王满学,张建利,杨悦,等. 不同助剂对羟丙基胍胶压裂液低温破胶性能的影响[J]. 西安石油大学学报(自然科学版),2006,21(6):69-72.
WANG Manxue, ZHANG Jianli, YANG Yue, et al. Factors of influencing the gel-breaking of hydroxypropyl gum/borate gelling fracturing fluid for low temperature reservoirs [J]. Journal of Xi'an Shiyou University (Natural Science Edition), 2006,21(6):69-72.
- [9] 任占春,孙慧毅,秦利平. 羟丙基瓜胶压裂液超低温破

- 胶系统研究[J]. 油田化学, 1995, 12(3): 234-236.
- REN Zhanchun, SUN Huiyi, QIN Liping. Hydroxypropyl guar gum/borate gelling fracturing fluid with gel breaker for very low temperature reservoirs [J]. Oilfield Chemistry, 1995, 12(3): 234-236.
- [10] MALIK A R, BOLARINWA S, LEAL J A, et al. Successful application of metal-crosslinked fracturing fluid with low-polymer loading for high temperature proppant fracturing treatments in Saudi Arabian gas fields-Laboratory and field study [C]. SPE 164338, 2013.
- [11] GUPTA D, LE H V, BATRASHKIN A, et al. Development and field application of a low pH, efficient fracturing fluid for Western Siberian oil and gas wells [C]. SPE 116835, 2008.
- [12] 郭建春, 何春明. 压裂液破胶过程伤害微观机理[J]. 石油学报, 2012, 33(6): 1018-1022.
- GUO Jianchun, HE Chunming. Microscopic mechanism of the damage caused by gelout process of fracturing fluids [J]. Acta Petrolei Sinica, 2012, 33(6): 1018-1022.
- [13] 韩松, 邓贤文. 海拉尔盆地压裂液技术现状及发展趋势[J]. 油气井测试, 2016, 25(2): 18-21.
- HAN Song, DENG Xianwen. Current situation and developing trend of fracturing fluid technology in Hailar basin [J]. Well Testing, 2016, 25(2): 18-21.
- [14] 梁文龙, 何青, 杨同玉, 等. 一种低伤害、超低浓度瓜胶压裂液体系、制备方法及应用; CN106085404A [P]. 2016-11-09.
- [15] ZHAO Haiyan, NASR-EL-DIN H A, AL-BAGOURY M. A new fracturing fluid for HP/HT applications [C]. SPE 174204, 2015.
- [16] 孟宪波, 周汉国. 超高温压裂液在国内压裂井的首次应用[J]. 油气井测试, 2014, 23(2): 68-70.
- MENG Xianbo, Zhou Hanguo. The first application of the ultra-high temperature fracturing fluid in national fractured well [J]. Well Testing, 2014, 23(2): 68-70.
- [17] 杨强斌, 李风. 压裂液微胶囊材料的制备及应用[J]. 山东化工, 2015, 44(5): 22-26.
- YANG Qiangbin, LI Feeng. Preparation and application of polymeric capsule dressing for gel breaker [J]. Shandong Chemical Industry, 2015, 44(5): 22-26.
- [18] 张天翔, 潘竞军, 杨平, 等. 高温生物酶破胶剂在克拉玛依油田压裂液中的应用[J]. 新疆石油地质, 2011, 32(5): 547-549.
- ZHANG Tianxiang, PAN Jingjun, YANG Ping, et al. Application of high-temperature enzyme breaker to fracturing fluid in Karamay Oilfield [J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2011, 32(5): 547-549.
- [19] 李建山, 陆红军, 王平, 等. 生物酶破胶剂在气井压裂中的研究与应用[J]. 钻井液与完井液, 2012, 29(6): 71-73.
- LI Jianshan, LU Hongjun, WANG Ping, et al. Research and application on enzyme breaker of fracturing in gas well [J]. Drilling Fluid & Completion Fluid, 2012, 29(6): 71-73.
- [20] 张浩, 王贤君, 温海飞, 等. 超低温超级胍胶压裂液; CN101531892[P]. 2009-09-16.
- [21] 李瑞国. 石油开采用耐低温压裂液及其制备方法; CN104861955A [P]. 2015-08-26.
- [22] 李宝军, 高永海, 周承富, 等. 大宁-吉县区块致密砂岩气储层压裂试气一体化技术[J]. 油气井测试, 2018, 27(5): 56-60.
- LI Baojun, GAO Yonghai, ZHOU Chengfu, et al. Integration technology of fracturing and gas test for tight sandstone gas reservoirs in Daning-Jixian Block [J]. Well Testing, 2018, 27(5): 56-60.

编辑 王 军

第一作者简介:李风光,男,1982年出生,博士,高级工程师,2012年毕业于中国石油大学(北京)化学工程与技术专业,从事油气田储层改造增产技术研究工作。电话:022-25910750;Email:sdlfg@163.com。通信地址:天津市滨海新区大港油田三号院渤海钻探工程技术研究院,邮政编码:300280。