

# 长庆油田环西-彭阳探区长8油层自生热压裂 工艺研究与应用

安杰<sup>1</sup>, 喻建<sup>1</sup>, 邵东波<sup>1</sup>, 张海峰<sup>1</sup>, 李涛涛<sup>1</sup>, 郝志磊<sup>1</sup>, 李年银<sup>2</sup>

(1. 中国石油长庆油田公司勘探事业部, 甘肃庆阳 745000; 2. 西南石油大学“油气藏地质及开发工程”国家重点实验室, 四川成都 610500)

**摘要:**长庆油田环西-彭阳探区长8层常规压裂改造效果差, 室内研究发现关键原因是原油“冷伤害”。自生热压裂工艺是解决该问题的有效手段。对比分析目前几种自生热压裂工艺的优缺点, 提出了一种改进的自生热压裂液体系, 该体系的关键是稠化剂——超支化聚合物, 该聚合物可以在高矿化度盐水和酸性条件下形成胶体。经实验评价, 该体系可使压裂液升温幅度达55.2℃, 最高携砂比35%, 破胶性能良好, 破胶液对支撑裂缝及地层基质伤害率较低, 具有良好的耐温耐剪切性能, 对管柱腐蚀较弱, 体系反应释放出的气体可明显提高地层压力, 提高返排率。2020年自生热压裂工艺在长庆油田环西-彭阳探区已实施6井次, 与常规压裂工艺相比, 试油产量由平均3.5 t/d上升至13.27 t/d, 产液量由平均20.44 t/d上升至21.86 t/d, 试油成功率由21.7%上升至50%, 效果显著, 为长庆油田环西-彭阳探区长8层的进一步开发提供了有力的技术支持。

**关键词:**自生热压裂工艺; 超支化聚合物; 原油“冷伤害”; 环西-彭阳探区; 长8层

**中图分类号:**TE357 **文献标志码:**A

## Research and application of self-generated heat fracturing technology for Chang 8 reservoir in Huanxi-Pengyang exploration area of Changqing Oilfield

AN Jie<sup>1</sup>, YU Jian<sup>1</sup>, SHAO Dongbo<sup>1</sup>, ZHANG Haifeng<sup>1</sup>, LI Taotao<sup>1</sup>, HAO Zhilei<sup>1</sup>, LI Nianyin<sup>2</sup>

(1. Exploration Division of PetroChina Changqing Oilfield Company, Qingyang 745000, China;

2. State Key Laboratory of “Reservoir Geology and Development Engineering” of Southwest Petroleum University, Chengdu 610500, China)

**Abstract:** The conventional fracturing effect of the Chang 8 layer is poor in the Huanxi-Pengyang exploration area of Changqing Oilfield. Laboratory studies have found that the key cause of this problem is the “cold damage” of crude oil. The in-situ thermal fracturing technology is an effective means to solve this problem. By comparing and analyzing the advantages and disadvantages of several current in-situ thermal fracturing technologies, it is proposed an improved in-situ thermal fracturing fluid system. The key of the system is the hyperbranched polymer, which can form colloids under the conditions of high salinity brine and acid. According to the laboratory evaluation, the system can increase the temperature of the fracturing fluid to 55.2℃, with the highest sand-carrying ratio of 35%; the gel breaking performance is good, the damage rate of the gel breaking fluid to the supporting cracks and the formation matrix is low, and the system has good temperature resistance and shear resistance, which has weak corrosion to fracturing string. The gas generated by the reaction can obviously increase the formation pressure and the flow-back rate. In 2020, the in-situ thermal fracturing technology has been implemented in the Huanxi-Pengyang exploration area of Changqing Oilfield for 6 wells. Compared with the conventional fracturing technology, the average test production is increased from 3.5 t/d to 13.27 t/d, the average daily fluid production is increased from 20.44 t/d to 21.86 t/d, and the success rate of oil test is increased from 21.7% to 50%. The stimulation effect is remarkable, which provides strong technical support for the further development of the Chang 8 layer in the Huanxi-Pengyang exploration area of the Changqing Oilfield.

**Key words:** in-situ thermal fracturing technology; hyperbranched polymer; cold damage of crude oil; Huanxi-Pengyang exploration area; Chang 8 reservoir

## 1 区域地质概况及前期压裂效果

长庆油田环西-彭阳探区长8层为致密砂岩油藏<sup>[1]</sup>, 孔隙度为15%~20%, 平均为17.01%, 渗透率为

收稿日期: 2021-07-26; 改回日期: 2021-12-02。

第一作者简介: 安杰(1986—), 硕士, 从事油气田增产增注技术研究与应用工作。E-mail: jivan520@163.com。

$(1\sim 10)\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ ,平均为 $2.69\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ 。原油性质为高凝油,油藏温度为 $61\sim 67^\circ\text{C}$ ,压力系数偏低(0.8)。目前,环西-彭阳探区长8层开发以常规压裂为主,其次是大排量压裂和二氧化碳增能压裂,总体改造效果欠佳。分析原因是常规压裂改造将大量低温压裂液注入地层,使井底周围的原油冷却,造成原油黏度增大,原油析蜡或凝固,从而堵塞了一部分流动通道,对储层造成了“冷伤害”,因而降低了压裂裂缝的导流能力。因此,如何解决压裂液对高凝油储层及裂缝的“冷伤害”问题,是提高高凝油油藏压裂施工效果的关键所在。

自生热压裂技术可以有效解决高凝油藏“冷伤害”问题,目前正在我国的多个油田应用成功<sup>[2-10]</sup>。目前较为常见的是改性胍胶自生热压裂液体系、自生热胶囊压裂液体系及自生热泡沫压裂液体系<sup>[11-18]</sup>。

改性胍胶自生热压裂液体系通过胍胶改性达到酸性环境交联的目的,体系在地面混砂交联后携砂泵入地层。但该体系携砂性能并不理想,且破胶残渣含量较大,易对储层造成损伤。

自生热胶囊压裂液体系是将常规的氧化剂、酶等破胶剂以及自生热反应催化剂包裹于胶囊中,在压裂施工时破胶剂不与交联后的冻胶直接接触,因此可以避免冻胶黏度过早下降,而不影响造缝、携砂能力,在压裂施工后期胶囊才将破胶剂、生热反

应催化剂释放出来,升高地层温度,产生大量惰性气体,最大限度地破胶水化,有利于压裂液破胶返排,减小地层伤害,促进低温含蜡稠油地层开采。但该体系造价昂贵,经济增产收益低。

自生热泡沫压裂液体系能够在酸性环境下交联携砂,具有自动升温、自动增压就地泡沫化、自动降低密度、自动气举的功能,具有较好的体系性能。但体系破胶困难,易对储层造成损伤<sup>[19-22]</sup>。

本文研制的自生热压裂液体系,可在酸性环境下有效交联携砂,具有良好的破胶性能,破胶液残渣量低,清洁环保,价格较低,且在环西-彭阳探区试验成功,获得了非常好的增油效果。

## 2 环西-彭阳探区长8层原油“冷伤害”研究

### 2.1 长8层原油物性

环西-彭阳探区长8层原油密度为 $0.91\text{ g/cm}^3$ 、黏度 $26.4\text{ mPa}\cdot\text{s}$ 、凝固点 $18^\circ\text{C}$ 、初馏点 $148^\circ\text{C}$ ,与镇北、合水等区块长8层相比,呈现出高密度、高黏度、低凝固点的特征。通过对原油进行全烃气相色谱分析,原油组分主要集中在 $\text{C}_{12}\text{—C}_{22}$ 之间(见图1),利用电导率测试原油析蜡点和熔蜡点,分析得出原油析蜡点约为 $40^\circ\text{C}$ ,熔蜡点约为 $52^\circ\text{C}$ (见图2)。因此,为防止入地液体对地层原油造成冷伤害,压裂改造时需保证入地液体在 $40^\circ\text{C}$ 以上。

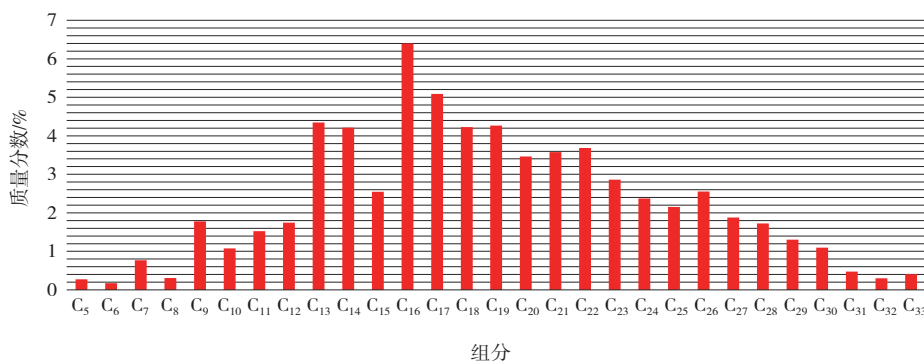


图1 环西-彭阳探区长8层高凝油组分分析

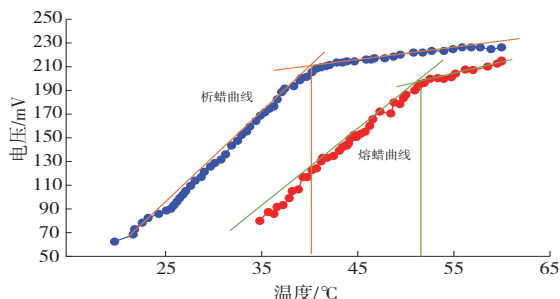


图2 环西-彭阳探区长8层高凝油熔蜡点和析蜡点

### 2.2 岩心原油“冷伤害”流动实验

利用岩心流动试验仪,对岩心中原油的冷伤害及冷伤害解除进行研究。在 $80^\circ\text{C}$ 条件下用地层原油饱和岩心,同温度下驱替 $4\%\text{NH}_4\text{Cl}$ 溶液,测试渗透率,依次降低温度,测试不同温度下岩心渗透率,降到 $35^\circ\text{C}$ 后再依次升温,测试相同温度条件下岩心渗透率变化,实验结果见图3。图3表明,随着温度的降低,岩心受到冷伤害,而再次升温后,岩心渗透

率不能恢复,因此,环西-彭阳探区长8层受到冷伤害后难以解除,开发开采过程中需尽量避免冷伤害的发生。

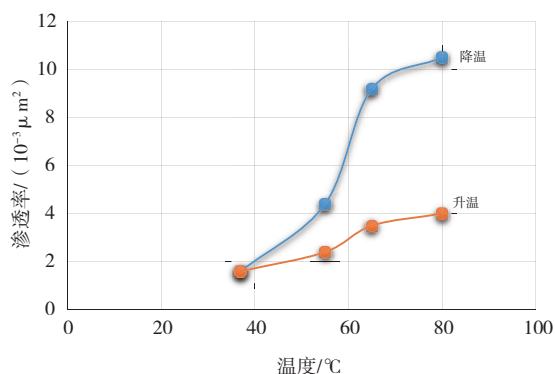


图3 环西-彭阳探区长8层高凝油“冷伤害”流动实验

### 3 自生热压裂液体系

本文提出的自生热压裂液体系包含自生热体系、催化剂、稠化剂、交联剂和破胶剂。

自生热体系选用目前现场应用较多的铵盐与亚硝酸盐体系,该体系反应放热速率较高,放热量大,可以达到较好的生热效果,但需要用催化剂催化才能起到较快较好的生热效果;

常规胍胶压裂液和聚合物压裂液需要在中性或弱碱性环境中才能起黏,不耐盐不耐酸,不能满足自生热压裂工艺条件。因此,研发了一种超支化聚合物作为自生热压裂工艺配套的稠化剂,其在合成过程中加入了耐盐单体,在高浓度盐水和酸性条件下仍可以保持较高黏度,从而起到携砂作用。

催化剂为酸液,为自生热体系提供氢离子,从而促进放热反应的进行;交联剂为有机锆酸性交联剂,可促进聚合物分子交联,形成胶束,提高压裂液抗剪切和携砂性能;破胶剂为常用氧化型破胶剂<sup>[23]</sup>,可以有效降解聚合物分子,降低压裂返排液黏度。

### 4 自生热压裂液体系评价

#### 4.1 升温与膨胀增压性能评价

自生热压裂液体系的最重要的一项性能就是升温性能,升温能力将直接影响自生热压裂液体系的实际应用效果。自生热压裂液在升温的同时会产生大量气体,提高地层压力,在压裂液返排时有助于压裂液返排。本文应用旋转圆盘试验仪模拟压裂施工时自生热压裂液的升温与膨胀增压性能。室温为20℃,准备自生热压裂液500 mL,加入催化

剂,每分钟记录温度和压力,绘制曲线见图4。由图4可知,8 min时温度升至最高,升温幅度可达55.2℃,可以有效避免地层原油因温度降低而造成冷伤害,而压力则在反应18 min时达到最大的2.23 MPa,有助于压裂后及时返排。

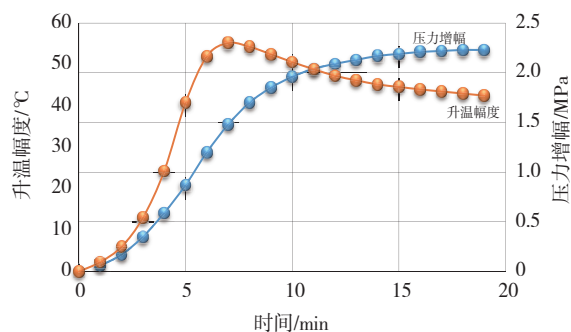


图4 自生热压裂液升温与膨胀增压曲线

#### 4.2 静态悬砂性能评价

本文研究的自生热压裂液体系可以在高矿化度和酸性条件下形成交联液,并达到与常规胍胶相近的携砂能力,即在满足常规压裂加砂的同时进行生热。准备自生热压裂液基液100 mL,按15%、20%、30%和35%砂比加入20/40目石英砂,加入交联剂和催化剂,由图5可以看出,压裂液具有良好的携砂效果。

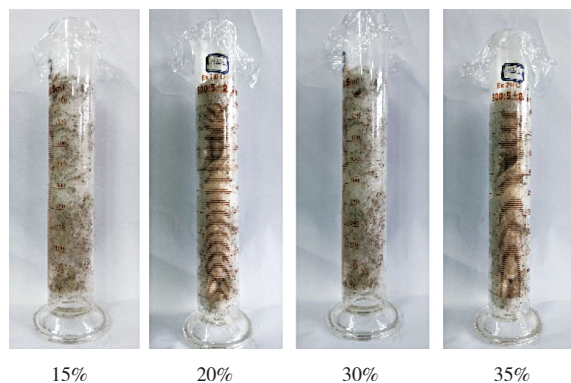


图5 自生热压裂液携砂性能评价

由于压裂施工过程中井筒处于高压状态(20~40 MPa),井筒内初步化学反应产生的少量气体会溶解在液体中,即井筒内液体并不会形成泡沫状从而提高携砂能力,因此,为验证无泡沫状态下的压裂液静态携砂性能,进行平行对比实验。配制相同矿化度的压裂液基液(仅添加铵盐),加入等量交联剂和催化剂,加入35%砂比的20/40目石英砂,测试交联压裂液静态携砂效果及沉砂时间,实验结果见图6。无泡沫形成时自生热压裂液仍具有良好的携砂效果,石英砂在120 min时仅有少量沉降,720 min后仍未完全沉降。



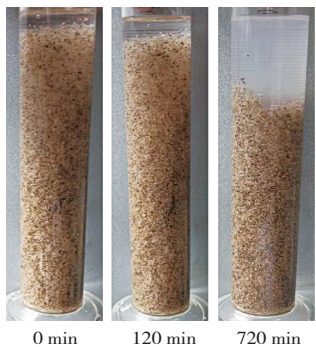


图 6 自生热压裂液交联液静态沉砂实验

4.3 破胶与破胶液伤害性能评价

配制 500 mL 添加交联剂的自生热压裂液,将液体置于旋转圆盘反应釜中,加入催化剂和破胶剂,温度设定为 60℃,反应 60 min,测试破胶液黏度为 3 mPa·s,表面张力为 25.7 mN/m,破胶液与煤油界面张力为 1.8 mN/m。利用破胶液进行储层岩心基质和填砂裂缝伤害评价。

选用 M20 长 8 层岩心进行压裂破胶液岩心基质伤害评价实验,试验方法按照标准 SY/T 5107-2005,岩心基质渗透率损害率为 19%,优于标准 SY/T 6376-2008 的要求(低于 30%),见图 7。

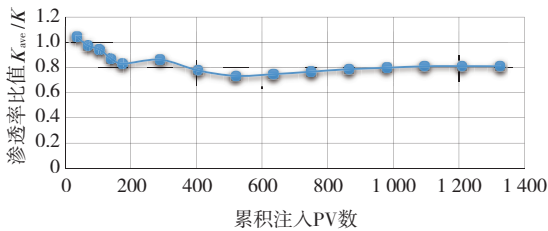


图 7 自生热压裂液破胶液对岩心基质渗透率伤害实验

选用 20/40 目石英砂,铺砂质量浓度 2.75 kg/m<sup>2</sup>,用清水测定其导流能力,再分别用自生热压裂液破胶液、胍胶压裂液破胶液驱替后,测定压裂破胶液残渣污染后的填砂裂缝导流能力(实验用破胶液量按前期压裂返排率及造缝体积计算)。分析可得自生热压裂液破胶液对填砂裂缝渗透率伤害率约为 16.6%,而胍胶压裂液破胶液则高达 58%,见图 8。

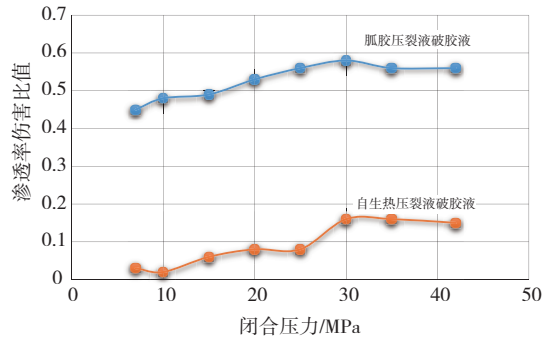


图 8 自生热压裂液破胶液对填砂裂缝导流能力伤害实验

4.4 流变性能评价

参照标准 SY/T 5107-2016 方法,利用 RV-600 流变仪测试自生热压裂液和添加有催化剂的自生热压裂液的黏度随时间的变化,测试结果显示温度稳定后,自生热压裂液基液黏度稳定在 20 mPa·s,具有较好的抗剪切性(见图 9);自生热压裂液与催化剂在井筒混合后反应会进一步提升液体黏度,确保支撑剂顺利进入裂缝(见图 10)。

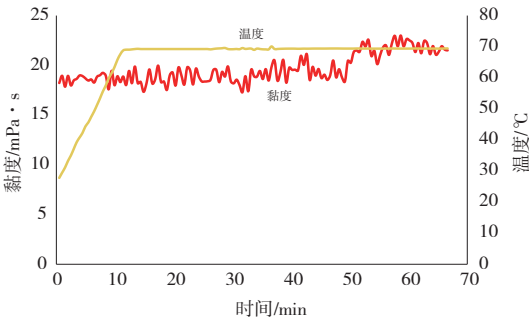


图 9 自生热压裂液基液黏度随时间变化

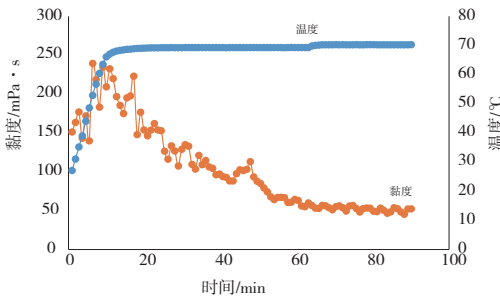


图 10 添加交联剂和催化剂的压裂液黏度随时间变化

4.5 腐蚀性能评价

参照标准 SY/T 5405-2019 的方法,利用高温高压腐蚀仪,温度设定 70℃,压力 16 MPa,转速 60 r/min,测试添加有催化剂的自生热压裂液对 N80 钢片的腐蚀性,测试结果见图 11 和表 1。添加有催化剂的自生热压裂液在高温高压条件下对 N80 钢的腐蚀速率极低,仅为 3.496 2 g/(m<sup>2</sup>·h),且在钢片表面未发生点蚀现象。

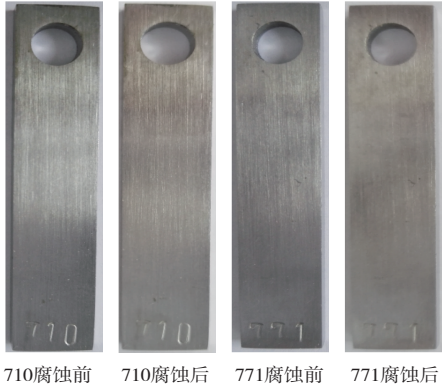


图 11 两组 N80 钢片腐蚀效果

表1 两组N80钢片腐蚀实验结果

N80钢片编号	尺寸/mm	重量/g	腐蚀4h后重量/g	腐蚀速率/(g·m <sup>-2</sup> ·h <sup>-1</sup> )	平均腐蚀速率/(g·m <sup>-2</sup> ·h <sup>-1</sup> )
710	49.98×9.84×2.88 孔径=5.92	11.009 2	10.990 1	3.599 2	3.496 2
771	49.8×9.94×2.94 孔径=5.92	11.038 3	11.020 1	3.393 2	

## 5 现场应用及效果评价

### 5.1 现场应用

自生热压裂工艺由于可有效解决常规压裂工艺对长庆油田环西-彭阳探区长8油层的“冷伤害”问题,目前在长庆油田陇东油探已累计实施6井段,工艺成功率100%。

典型案例:M52井长8<sub>1</sub>层,射孔井段2 343~2 347 m,油层厚度4 m,孔隙度18.7%,渗透率 $19\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ ,采用双上封+自生热压裂工艺,油管注入自生热压裂液176.4 m<sup>3</sup>,施工排量2.2~2.6 m<sup>3</sup>/min,油管注入催化液共15 m<sup>3</sup>,排量为0.2 m<sup>3</sup>/min,共注入地层20~40目石英砂35 m<sup>3</sup>,平均砂比26.9%,最高砂比36.6%。施工压力曲线见图12,施工过程中,阶梯式提高砂比,油压升高幅度较小,具有较好的携砂效果。

压裂施工结束后关井2 h放喷,以确保井内放热化学反应完全及破胶完全。放喷后倒绳抽汲,抽汲第5班见油,此时压裂液返排率64.6%,最终试油日产量63 t,含水为0,取得了很好的增油效果。

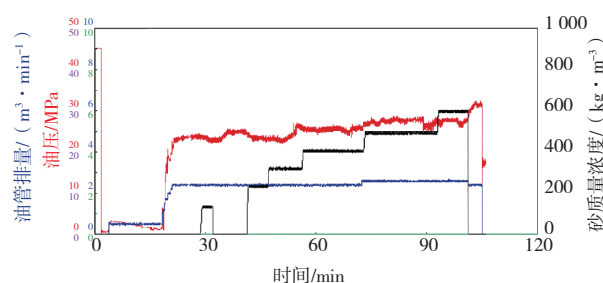


图12 M52井自生热压裂施工曲线

### 5.2 效果评价

通过将自生热压裂井M87、M64、M77长8<sub>1</sub>下、M77长8<sub>1</sub>上、M52、M60与常规压裂井的试油成果进行总结分析(见图13):前期常规压裂工艺试油平均日产量为3.5 t,自生热压裂工艺上升至13.27 t;平均日产液由20.44 t上升至21.86 t。自生热压裂工艺相较于常规压裂工艺,不仅试油产量大幅上升,且试油成功率由21.7%上升至50%,增产效果明显。

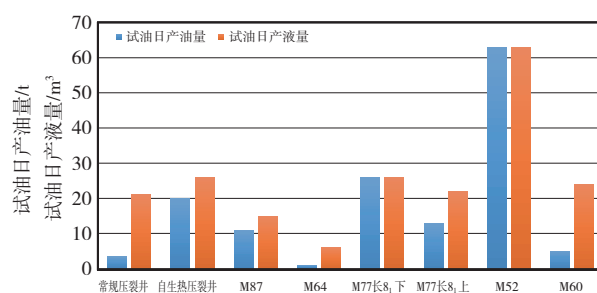


图13 自生热压裂工艺效果柱状图

## 6 结论

(1)环西-彭阳探区长8层温度较低,压力系数较低,地层高凝油析蜡点较低,常规压裂进入的液体易对原油造成“冷伤害”;

(2)自生热压裂液具有良好的抗温抗剪切性能,对管柱腐蚀较弱,具有良好的携砂性能,现场可实现36%砂比携砂,具有良好的升温 and 膨胀增压性能,且升温速率和升温幅度可调,破胶液对岩石基质和填砂裂缝的伤害较低;

(3)自生热压裂工艺现场应用效果较好,较常规压裂工艺,试油成功率、试油平均日产量、平均日产液量都有明显提高,具有推广应用价值。

### 参考文献:

- [1] 蒋钧,肖博文,赵迁,等.彭阳长8油层储层特征研究[J].石油化工应用,2015,34(4):79-82,87.
- [2] 刘静,吴金桥,张宁生,等.压裂液低温破胶化学生热体系的探讨[J].西安石油大学学报(自然科学版),2004,19(3):39-41,45.
- [3] 吴金桥,刘晓娟,吴新民,等.微胶囊包裹化学生热体系与压裂液的配伍性研究[J].西安石油大学学报(自然科学版),2005,20(2):52-54.
- [4] 吴金桥,张宁生,吴新民,等.微胶囊包裹化学生热压裂液体系及其工艺技术研究[J].石油学报,2005,26(5):115-118,122.
- [5] 刘平礼,兰夕堂,邢希金,等.一种自生热耐高温高密度压裂液体系研究[J].石油钻采工艺,2013,35(1):101-104.
- [6] 杨建军,叶仲斌,张绍彬,等.新型低伤害压裂液性能评

- 价及现场试验[J].天然气工业,2004,24(6):61-63.
- [7] 方行,向丽,屈静,等.新型延迟自生热增压泡沫压裂液研究[J].特种油气藏,2011,18(5):108-110.
- [8] 刘徐慧,杨东梅,王文耀,等.新型自生热类泡沫压裂液体系[J].钻井液与完井液,2012,29(3):71-73.
- [9] 李凯,任强,何东,等.金县1-1油田解堵工艺研究[J].精细与专用化学品,2020,28(3):20-24.
- [10] 刘贵宾,侯继常,孙群,等.浅谈自生热压裂技术的试验应用[J].油气井测试,2007,16(6):46-48.
- [11] 熊波,徐敏杰,王丽伟,等.清洁自生热压裂液技术与实验方法[J].钻井液与完井液,2016,33(1):118-121.
- [12] 郑克祥,怡宝安,袁文义,等.稠油储层自生热低伤害碱性压裂改造技术[J].石油天然气学报,2010,32(4):298-300,317,433.
- [13] 张坤,鲁克英,冯彩琴,等.高凝油油藏自生热压裂液技术在河南油田的应用[J].石油天然气学报,2010,32(2):324-326.
- [14] 彭轩,刘蜀知,刘福健.针对高凝油油藏的自生热压裂技术[J].特种油气藏,2003,10(2):80-81,97.
- [15] 于尚.低压气田暂堵及自解堵体系研究[D].成都:西南石油大学,2018.
- [16] 田初明,刘华伟,周薛,等.海上油田稠油井自生热复合解堵工艺研究[J].天津科技,2017,44(2):69-72.
- [17] 张绍彬,谭明文,钟水清,等.自升温升压新型压裂液在洛带气田浅层气藏的应用研究[J].钻采工艺,2003,26(6):23-25.
- [18] 何兴贵.自生热类泡沫压裂液在川西地区J3p气藏的应用[J].天然气工业,2008,28(9):86-88.
- [19] 付建民,马英文,苏延辉,等.自生热气、酸复合解堵技术在金县1-1油田水平井的应用[J].石油钻采工艺,2013,35(3):105-107.
- [20] ZHANG K S, ZHAO Z F, TANG M R, et al. A new type of experimentally proposed in situ heat/gas clean foam fracturing fluid system [J]. Journal of Petroleum Exploration and Production Technology, 2020, 10(8): 3419-3436.
- [21] MAO X Y, LI N Y, CHEN F, et al. Study on the practice of downhole dewaxing by in situ generated heat [J]. Journal of Petroleum Exploration and Production, 2021, 11:1943-1961.
- [22] 雷明,战永平,罗明良,等.化学自生热/气增产技术研究进展与应用[C]//2020油气田勘探与开发国际会议论文集,成都:西安石油大学,2020:876-887.
- [23] 沈秀伦,蒋官澄,李新亮,等.自生热体系对压裂液破胶性能的影响[J/OL].油田化学:1-11(2021-08-24)[2021-09-13].<http://kns.cnki.net/kcms/detail/51.1292.TE.20210824.1058.004.html>.

(编辑 韩枫)

(上接第105页)

出水类型诊断图版,为后续环空阻流控水技术的实施奠定了技术基础。

基于Q油田形成的选井原则指导了该项控水防砂技术对水平井的优选,同时为油田后续实施该控水技术提供了方向性指导。

环空阻流控水技术能实现水平井精细化分段控水,通过现场应用实践,证明该技术控水、防砂效果显著,具有广阔的推广前景。

#### 参考文献:

- [1] 李进,龚宁,徐刚,等.渤海油田水平井出水规律特征及影响因素[J].断块油气田,2019,26(1):80-83.
- [2] 周波.QX油田控水工艺研究[D].成都:西南石油大学,2015.

- [3] 王嘉淮,刘延强,杨振杰,等.水平井出水机理研究进展[J].特种油气藏,2010,17(1):6-11,121.
- [4] 张林.底水油藏水平井分段完井控水优化研究[D].成都:西南石油大学,2012.
- [5] 龚宁,李进,陈娜,等.渤海油田水平井出水特征及控水效果评价方法[J].特种油气藏,2019,26(5):147-152.
- [6] 龙明,何新容,王美楠,等.渤海底水油藏水平井合理生产能力研究[J].天然气与石油,2018,36(4):79-85.
- [7] 朱迎辉,廖意,陈维华,等.ICD控水技术应用效果评价方法对比与研究[C]//2018油气田勘探与开发国际会议(IFEDC 2018)论文集,西安:西安华线网络信息服务有限公司,2018:2846-2852.
- [8] 崔传智.水平井产能预测的方法研究[D].北京:中国地质大学(北京),2005.

(编辑 韩枫)