

彭阳油田自生热增能压裂技术

王成旺^{1,2}, 刘晓庆^{1,2}, 陈文斌^{1,2}, 李昌恒^{1,2}, 王广涛^{1,2}

1. 中国石油长庆油田分公司油气工艺研究院 陕西西安 710018

2. 低渗透油气田勘探开发国家工程实验室 陕西西安 710018

通讯作者: Email: wangcw_cq@petrochina.com.cn

引用: 王成旺, 刘晓庆, 陈文斌, 等. 彭阳油田自生热增能压裂技术[J]. 油气井测试, 2022, 31(6): 27-33.

Cite: WANG Chengwang, LIU Xiaoqing, CHEN Wenbin, et al. Application of authigenic heat energized fracturing technology in Pengyang Oilfield[J]. Well Testing, 2022, 31(6): 27-33.

摘要 彭阳油田长 8 油层存在储层冷伤害, 伤害率达 70% 以上, 导致试油产量和试油成功率低。研发自生热增能压裂液体体系, 在地层中可升温至 70℃ 以上, 减少储层冷伤害, 降低原油黏度, 并可生成大量气体, 形成泡沫, 降低压裂液滤失, 增加储层能量。经现场 6 口井试验, 试油产量由 3.5 t/d 提升至 17.2 t/d, 试油成功率由 21.7% 提高至 83.3%。该技术可为同类油藏的高效动用提供技术支持。

关键词 彭阳油田; 低渗透储层; 自生热压裂液; 冷伤害; 膨胀增压; 超支化聚合物; 耐酸交联; 现场试验

中图分类号: TE357

文献标识码: B

DOI: 10.19680/j.cnki.1004-4388.2022.06.006

Application of authigenic heat energized fracturing technology in Pengyang Oilfield

WANG Chengwang^{1,2}, LIU Xiaoqing^{1,2}, CHEN Wenbin^{1,2}, LI Changheng^{1,2}, WANG Guangtao^{1,2}

1. Oil and Gas Technology Research Institute of Changqing Oilfield Company, Xi'an, Shaanxi 710018, China

2. National Engineering Laboratory of Low Permeability Oil and Gas Field, Xi'an, Shaanxi 710018, China

Abstract: The Chang 8 oil reservoir in Pengyang Oilfield suffers from cold damage, with the damage rate of over 70%, resulting in low production and low success in oil testing. An authigenic heat energized fracturing fluid system has been developed. It can heat up to above 70 °C in the formation, so as to mitigate the cold damage to reservoir and reduce the viscosity of crude oil. It can also generate a large amount of gas and form foam to reduce the filtration of fracturing fluid and increase the reservoir energy. Field tests of the system in 6 wells reveal that the production increased from 3.5 t/d to 17.2 t/d, and the success rate increased from 21.7% to 83.3%. This technology can provide a support for efficient production of similar oil reservoirs.

Keywords: Pengyang Oilfield; low permeability reservoir; authigenic heat fracturing fluid; cold damage; expansion pressurization; hyperbranched polymer; acid-resistant cross linking; field test

彭阳油田是鄂尔多斯盆地近年勘探增储的新区域,主力油层长 8 段埋深为 2 350 m,地层压力系数为 0.8,渗透率为 6.64 mD,原油黏度为 26.4 mPa·s,凝固点为 22 °C,为低压低渗背景下的高黏油藏^[1]。前期开展了水力喷砂定点压裂、前置 CO₂ 增能压裂等多种技术试验,完试探井 46 口,达工业油流井 10 口,试油成功率仅为 21.7%,大部分井产水或见油花,储层改造技术适应性差。分析认为常规水力压裂注入低温压裂液会对储层造成冷伤害,导致原油中的蜡质、沥青质析出,堵塞部分流通通道。经过多年的发展,目前已形成 4 种较成熟的自生热体系:亚硝酸盐与铵盐生热体系、过氧化氢生热体系、

多羟基醛氧化生热体系、碱金属氧化生热体系,其中过氧化氢体系反应释放氧气,作为压裂液添加剂大量使用时存在较大的安全风险,因此更常见于油层解堵和井筒清蜡等作业中;多羟基醛氧化生热体系具有反应放热量较低,强氧化性对于设备和管线的腐蚀风险较大;碱金属氧化生热体系反应会生成氢气,现场应用时也存在安全隐患;亚硝酸盐与铵盐生热体系因其放热焓高、生成物无安全和环保隐患,而成为目前压裂作业中应用最为广泛的化学生热体系^[2-4]。因此在前人研究的基础上,拓展优化亚硝酸盐与铵盐生热体系的技术思路,提出了以升温降黏、生气增能、泡沫降滤为核心的技术思路,开

展了新型自生热压裂液体系研发,为彭阳油田的有效开发提供有效技术支撑。

1 储层冷伤害研究

采用常规水力压裂作业时,注入地层的冷流体会使裂缝周围的原油冷却,导致原油黏度增大,局部原油析蜡或凝固,造成部分流动通道堵塞,降低了压裂裂缝的导流能力,即引起了储层“冷伤害”^[5-6]。

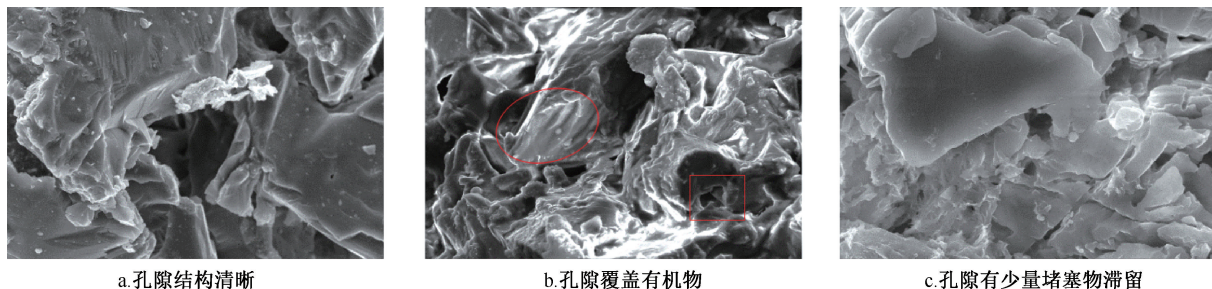
1.1 储层冷伤害原因分析

彭阳长 8 油层原油析蜡点为 40 ℃、熔蜡点为 50 ℃。原油温度高于析蜡点时,原油中的蜡晶全部溶解,沥青质和胶质高度分散,原油黏度降低,呈现

牛顿流体特征,再继续升高温度,含蜡原油的黏度和流动性能变化幅度很小,逐渐趋于平稳的低黏度值。原油温度低于析蜡点时,蜡晶体析出,形成连续相液态烃和分散相蜡晶的二相体系,其黏度不再是温度的单一函数,并随剪切速率而变化,呈现非牛顿流体特征,具有剪切稀释性和触变性,表观黏度随剪切速度的增大而下降。随着温度降低,析出的蜡颗粒半径逐渐变大,容易在孔隙喉道处被捕集,造成地层冷伤害,冷伤害一旦形成,难以完全解除。

1.2 储层冷伤害测试分析

M53 井是该区长 8 层的一口典型探井,利用扫描电镜观察岩心冷伤害前后孔隙结构变化(图 1)。



a.孔隙结构清晰

b.孔隙覆盖有机物

c.孔隙有少量堵塞物滞留

图 1 M53 井岩心孔隙电镜扫描图

Fig. 1 The SEM image of the core pores for M53 well

由图 1 可知:冷伤害前岩心孔隙结构比较清楚,未发现明显有机物覆盖(图 1a);当采用低温原油驱替岩心后产生冷伤害,导致原油中的部分有机物析出,滞留在岩心表面颗粒接触形成的缝隙或洞穴位置,导致岩心孔隙出现明显堵塞(图 1b);当采用热水驱替解除冷伤害后,有机物覆膜解除,岩心孔隙结构良好,孔隙堵塞明显改善,但仍然有少量堵塞物滞留(图 1c)。

采用标准盐水驱替岩心,测得原油冷伤害后岩心渗透率伤害率为 77%。通过驱替热水模拟解除岩心冷伤害,岩心孔渗性质有明显改善,但岩心渗透率伤害率仍有 37.5%。

扫描电镜和岩心驱替实验结果表明,冷伤害对储层的孔渗性能造成极大的影响。升温能够有效解除原油对储层产生的冷伤害,但无法完全解除。因此,亟需研发一种能提高自身温度的压裂液体系,减少对储层产生冷伤害。

2 自生热压裂液研发

解除(降低)储层“冷伤害”问题的关键在于保持压裂过程中储层及裂缝内流体温度始终高于原

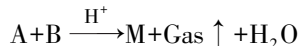
油析蜡点,因而提高注入压裂液的温度是实现目标的有效手段^[7-8]。

2.1 自生热体系研发

2.1.1 自生热体系配方

现有自生热体系的生热原理及技术特点如表 1(ΔH 为反应焓)所示。由表 1 可知:4 种自生热体系均存在各自的优缺点,铵盐和亚硝酸盐生热体系反应生热速率较快、加量较大;过氧化氢生热体系反应生成氧气、存在安全隐患;多羟基醛氧化生热体系放热能量较低、原料成本较高;碱金属和水生热体系,反应生成氢气、存在安全隐患^[9-13]。

综合调研结果及实验分析,重新构建了一种新型生热体系,包括生热剂 A(尿素)、生热剂 B(亚硝酸盐)及催化剂(酸),其反应方程式如下:



$$\Delta H = -426.0 \text{ kJ/mol}$$

生热剂 A(尿素)、生热剂 B(亚硝酸盐)通过催化剂(酸)反应能产生大量热,反应焓为 426.0 kJ/mol,可大幅提高油层温度,降低原油黏度,改善原油的流动性;产生的气体(CO_2 、 N_2)可以增加地层能

量,提高压裂液返排效率,形成的泡沫可降低压裂液滤失、提高压裂液造缝效率。

表 1 不同自生热体系性能对比

自生热体系	技术原理	优缺点
铵盐和亚硝酸盐生热体系	$\text{NaNO}_2 + \text{NH}_4\text{Cl} \xrightarrow{\text{H}^+} \text{NaCl} + \text{N}_2 \uparrow + 2\text{H}_2\text{O}$ $\Delta H = -332.58 \text{ kJ/mol}$	反应生热快 原料加量大
过氧化氢生热体系	$2\text{H}_2\text{O}_2 \longrightarrow \text{O}_2 \uparrow + \text{H}_2\text{O}$ $\Delta H = -196.00 \text{ kJ/mol}$	反应生成氧气 存在安全隐患
多羟基醛氧化生热体系	$\text{Cr}^{3+} + \text{C}_6\text{H}_{12}\text{O}_6 + 3\text{H}^+ \longrightarrow \text{Cr}^{3+} + \text{C}_5\text{H}_{10}\text{O}_5 + \text{CO}_2 \uparrow$ $\Delta H = -107.02 \text{ kJ/mol}$	放热能量较低 原料成本较高
碱金属和水生热体系	$2\text{Na} + 2\text{H}_2\text{O} \longrightarrow 2\text{NaOH} + \text{H}_2 \uparrow$ $\Delta H = -184.8 \text{ kJ/mol}$	反应生成氢气 存在安全隐患

结合储层温度、原油物性,综合考虑压裂液自身升温性能、沿程热量损失等因素,通过室内实验,优化了生热剂和催化剂的用量,形成了不同升温需求条件下的生热剂推荐配方,如表 2 所示。

表 2 不同生热体系浓度热峰值

Table 2 The peak-heat generated by different concentrations of heat-generating-agents				
序号	质量分数/%			热峰值/ ℃
	生热剂 A	生热剂 B	催化剂	
1	3.0	3.5	3.0	46
2	3.5	4.0	2.5	52
3	4.0	4.5	2.0	55
4	4.5	5.0	2.0	59
5	5.0	5.5	2.0	62
6	5.5	6.0	2.0	70
7	6.0	6.5	1.8	74
8	6.5	7.0	1.5	81
9	7.0	7.5	1.5	86
10	7.5	8.0	0.8	91
11	8.0	8.5	0.8	93

2.1.2 自生热体系性能评价

(1)升温性能。为了评价自生热体系的升温性能,使用高温高压旋转盘酸岩反应及腐蚀测试仪测试自生热体系的热峰值及达到热峰值的时间(图 2)。实验温度为 20℃,实验压力为 0.1 MPa;生热剂 A、B 物质的量浓度分别为 1.0、1.5、2.0、2.5、3.0 mol/L,催化剂质量分数为 1%,每组溶液体积为 100 mL。

由图 2 可知:随着实验时间延长,自生热体系温度先急剧升高然后趋于平稳或略有下降,自生热体系的温度保持能力较好,可在一定时间内保持升温能力;随着自生热体系浓度增加,自生热体系升温能力越强,自生热体系物质的量浓度为 2.0 mol/L

时,压裂液体系温度可升至 70℃以上,且 3 min 内能够升温至热峰值的 60%以上,可满足彭阳油田长 8 油层解除冷伤害的需求。

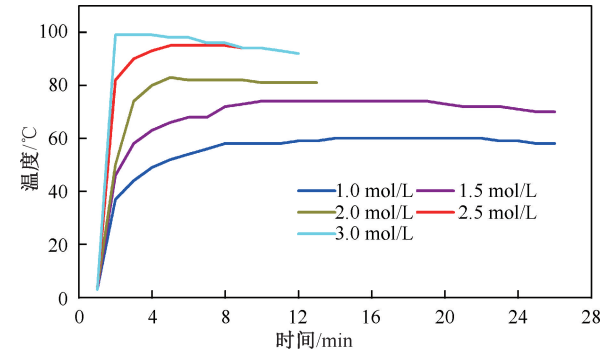


图 2 自生热体系升温性能实验曲线
Fig. 2 Effect of heat-generating-agents dosage on the heat kinetics of the fracturing fluid

(2)膨胀增压性能。自生热体系的产气量也是评价其性能的主要指标,使用高温高压旋转盘酸岩反应及腐蚀测试仪测试自生热体系膨胀增压性能(图 3)。

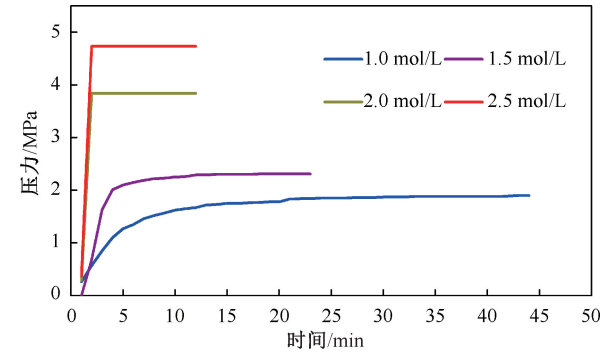


图 3 自生热体系膨胀增压性能实验曲线
Fig. 3 Effect of heat-generating-agents dosage on the pressure kinetics of the fracturing fluid

实验温度为 20 ℃,实验压力为 0.1 MPa,生热剂 A、B 物质的量浓度分别为 1.0、1.5、2.0、2.5 mol/L,催化剂质量分数为 1%,每组溶液体积为 100 mL,实验过程中监控体系压力变化,直到出现增压峰值后不再记录。

由图 3 可知,膨胀增压性能与生热剂物质的量浓度呈正相关性,随着生热剂物质的量浓度的增加膨胀增压性能越强,生热剂体系物质的量浓度为 2.5 mol/L 时,膨胀增压可达 4 MPa 以上。

2.2 压裂液体系研发

自生热化学剂需在酸性环境进行催化反应,而常规水基胍胶压裂液体系是在弱碱性环境进行交联携砂,因此,需要研发一种新型耐酸压裂液体系。

2.2.1 压裂液体系配方

通过室内弱酸性环境下的稠化剂与交联剂的交联挑挂实验,优选了稠化剂与交联剂的种类。

分别对改性胍胶+有机硼类交联剂、改性胍胶+有机过氧化物类交联剂、超支化聚合物类稠化剂+有机硼类交联剂、超支化聚合物类稠化剂+有机过氧化物类交联剂等压裂体系进行交联挑挂实验,实验结果见表 3。

表 3 不同稠化剂与交联剂交联挑挂性能表
Table 3 The crosslinking performance of various systems with different thickeners and crosslinkers

压裂液体系类型	挑挂性能	交联时间/s
改性胍胶+有机硼类交联剂	一般	60
改性胍胶+有机过氧化物类交联剂	差	-
超支化聚合物类稠化剂+有机硼类交联剂	较好	40
超支化聚合物类稠化剂+有机过氧化物类交联剂	差	-

本次实验评价选用的有机过氧化物类交联剂适用于羟基和阳离子类聚合物交联,对于超支化聚合物的交联效果较差。因此选用超支化聚合物+有机硼类交联剂作为优选的压裂液体系^[14-15]。

为保证自生热反应顺利进行,同时达到弱酸性条件下交联增黏携砂压裂目的,通过不同质量分数的稠化剂与交联剂悬砂实验,优化压裂液配方:4.0%生热剂 A+4.5%生热剂 B+2.0%催化剂+0.3%稠化剂+0.3%交联剂+0.2%破胶剂。

2.2.2 压裂液性能评价

(1)流变性能。采用 RV-600 流变仪,模拟地层温度和现场施工参数评价自生热压裂液流变性能(图 4)。

实验温度为 20~70 ℃,实验压力为 0.1 MPa,流变仪转速为 170 s⁻¹。自生热增能压裂液配方为:4.0%生热剂 A+4.5%生热剂 B+2.0%催化剂+0.3%稠化剂+0.3%交联剂+0.2%破胶剂。由图 4a 可知:稠化剂质量分数为 0.3%时,在较短时间内,压裂液黏度可达到 150 mPa·s,最终黏度稳定在 50 mPa·s。由图 4b 可知:提升稠化剂用量可延长压裂液黏度维持较高黏度的时间,在 20~70 ℃温度范围内,压裂液黏度可维持在 50 mPa·s 以上至少 1 h,根据标准 SY/T 7627-2021《水基压裂液技术要求》,压裂液流变性能可确保压裂施工过程中携砂状况良好。

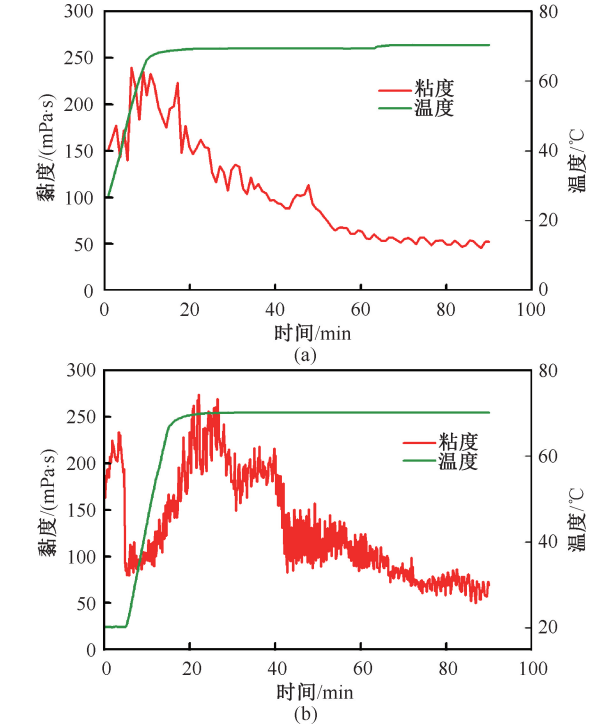


图 4 稠化剂质量分数为 0.3% (a) 及 0.4% (b) 时的压裂液流变性能测试
Fig.4 Rheological curve of fracturing fluid with the mass concentration of thickener being 0.3% (a) and 0.4% (b), respectively

(2)悬砂性能。在 65℃ 恒温水浴锅中进行压裂液悬砂性能评价实验(图 5)。自生热增能压裂液配方为:4.0%生热剂 A+4.5%生热剂 B+2.0%催化剂+0.3%稠化剂+0.3%交联剂+0.2%破胶剂,支撑剂为 20~40 目石英砂,砂液比为 25%。由图 5 可知:由于自生热压裂液在生热的同时产生大量气体,形成的类泡沫压裂液提高了体系黏度,增强了压裂液携砂能力,同时使支撑剂分布更加均匀,沉降速度趋近 0。该体系配方具有较好的携砂性能,能满足携砂要求。

(3)破胶性能。为评价自生热压裂液破胶性能,对优选的压裂液配方:4.0%生热剂 A+4.5%生热剂 B+2.0%催化剂+0.3%稠化剂+0.3%交联剂+0.2%破胶剂进行了破胶时间、破胶液黏度测试。在温度 65 ℃、压力 4 MPa 条件下,将压裂液

在高温高压旋转盘酸岩反应及腐蚀测试仪加热破胶 2 h,使用品氏黏度计测试破胶液黏度。从破胶性能测试结果可知,破胶剂浓度 0.2%时,破胶液黏度为 3.8 mPa·s,自生热压裂液破胶性能良好。

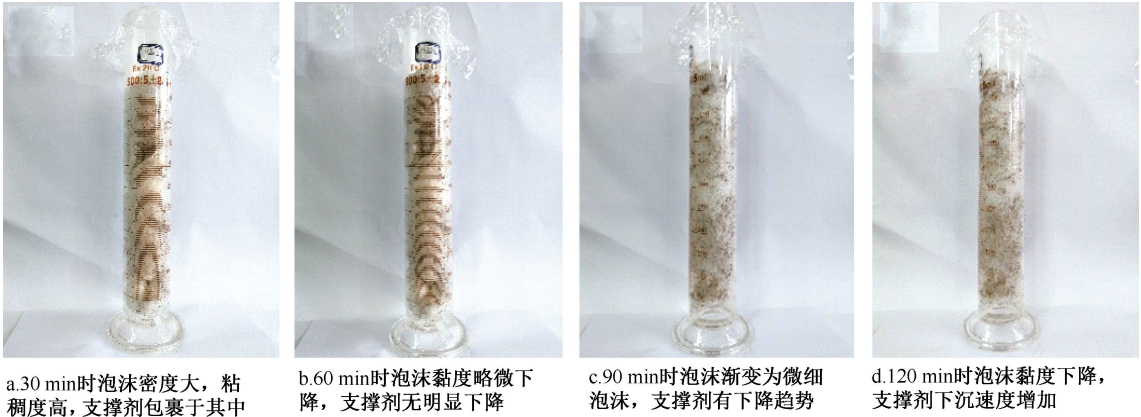


图 5 自生热压裂液体系悬砂性能实验

Fig. 5 The sand-suspending performance of the authigenic heat energized fracturing

(4)滤失性能。在温度 20 ℃、压力 3 MPa 条件下,采用高温高压滤失仪测试压裂液的滤失性能(见表 4),从岩心滤失系数实验测试结果可以看出,自生热压裂液由于原位自生泡沫的影响,其滤失速率远低于压裂液通用技术指标,可提高压裂液造缝效率,降低压裂液滤失伤害。

生热压裂液体系具有较低的储层伤害性能,能够满足储层低伤害的要求。

表 5 岩心伤害实验测试结果

Table 5 The test results of core permeability damage		
实验项目	稠化剂浓度/%	岩心伤害率/%
剖缝岩心伤害	0.2	6.75
	0.3	10.97
基质岩心伤害	0.2	19.15
	0.3	21.90

表 4 岩心滤失系数实验测试结果

Table 4 The leak-off coefficient test results of the authigenic heat energized fracturing				
岩心编号	1	2	3	4
岩心长度/cm	4.18	3.28	3.34	4.02
时间/min ^{1/2}	滤失量/mL			
1	0.197 0	0.028 7	0.003 6	0.098 1
2	0.277 8	0.027 0	0.007 2	0.113 1
3	0.026 0	0.025 2	0.011 7	0.054 4
4	0.024 3	0.021 7	0.017 1	0.020 4
5	0.033 0	0.019 1	0.021 6	0.031 2
6	0.059 9	0.031 3	0.026 1	0.017 8
7	0.072 9	0.028 7	0.125 2	0.023 4
8	0.067 7	0.025 2	0.125 2	0.056 3
滤失系数/ (10 ⁻⁶ m/min ^{1/2})	0.109	0.038 6	0.033 4	0.045 1
压裂液通用技术 指标/(m/min ^{1/2})	<6×10 ⁻⁴			

(5)伤害性能。在温度 20 ℃、压力 4 MPa 条件下,选取 0.2%、0.3%稠化剂压裂液的破胶液分别进行岩心剖缝破胶液伤害实验和岩心基质破胶液伤害实验,实验结果如表 5。由表 5 可见,剖缝岩心伤害率小于 15%,基质岩心伤害率小于 25%,表明自

(6)配伍性能。在温度 20 ℃、压力 0.1 MPa 条件下,采用自生热压裂液破胶液与地层水接触、混合,通过观察混合液是否出现悬浮物或产生沉淀评估压裂液与地层水的配伍性。压裂液破胶液与地层水按 2:1、1:1 和 1:2 的体积比混合,压裂液破胶液与地层水配伍性良好,未出现沉淀、乳化或絮凝等现象(图 6)。

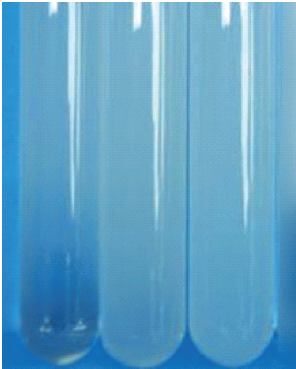


图 6 压裂液破胶液与地层水配伍性实验

Fig. 6 The compatibility experiments of gel-breaking fluid with formation water

在温度 65 ℃、压力 0.1 MPa 条件下,采用自生热压裂液破胶液与地层原油接触、混合,通过观察混合液是否出现悬浮物或产生沉淀评估压裂液与地层原油的配伍性,压裂液破胶液与地层原油按 3:1、3:2 和 1:1 的体积比混合,压裂液破胶液与地层原油配伍性良好,搅拌混合后未见明显乳化现象(见图 7)。



图 7 压裂液破胶液与地层原油配伍性实验

Fig.7 The compatibility experiment of gel-breaking fluid with crude oil

3 现场试验及效果

彭阳油田主力层长 8 埋深 2 350 m、地层压力系数 0.8、渗透率 6.64 mD、原油黏度 26.4 mPa·s、凝固点 22 ℃,为低压低渗背景下的高黏油藏。前期开展了多种技术试验,探评井试油成功率仅 21.7%,开发井投产产量 0.3 t/d,实施效果较差。采用研发的自生热压裂技术,现场试验见到了良好效果。

3.1 现场配制与应用

为确保稠化剂、生热剂等添加剂的溶解和溶胀效果,在施工前一天配制压裂液;含生热剂 A 的基液与含生热剂 B 的基液必须分别配制,避免混合生热。配制基液时每罐注入 25 m³ 清水,首先加入生热剂,每袋(25 kg)加入速度不少于 3 min,加料过程中要连续匀速。搅拌 30 min 后再加入稠化剂,采用混砂车或连续混配车添加生热剂固体粉末。

催化剂和交联剂要分别配制,压裂施工时通过混砂车上的比例泵加入混砂罐与基液混合交联,同时采用混砂车上的干添设备按照 0.01%~0.03%~0.05%~0.07%~0.09%~0.1%~0.15%~0.2%~0.25% 的浓度人工楔型追加破胶剂。

3.2 现场试验与效果

自生热增能压裂液在彭阳油田长 8 现场试验 6 口井,施工过程顺利。结果显示,压裂液携砂性能良好,最高砂浓度可达 600 kg/m³ 以上,压后返

排液破胶良好,黏度为 2.3 mPa·s。试验井试油产量由前期常规工艺的 3.5 t/d 提高至 17.2 t/d,试油成功率由 21.7% 提高至 83.3%,见油返排率由 80% 以上降至 60% 以内,达到了早见油的目的;试采 3 口井,单井产量由 0.29 t/d 提高至 2.74 t/d,试油及试采产量均大幅提升,彭阳长 8 油藏改造技术取得突破。

4 结论

(1)采用岩心驱替、电镜扫描等实验方法研究发现彭阳长 8 油藏存在较严重的储层冷伤害,且难以完全解除,是制约该区单井产量提高的主要因素。

(2)结合彭阳长 8 油藏特点及流体性质,创新研发了一套自生热压裂液,该压裂液由生热体系和压裂液体系组成,既能全程生热生气,又能满足水力压裂要求。

(3)性能评价实验表明,自生热压裂液可使压裂液温度升至 70 ℃ 以上,可有效解除地层冷伤害,同时生成的大量气体形成泡沫,可降低压裂液滤失,提高造缝效率,增加储层能量,利于压后返排;该自生热压裂液储层伤害率 21.9%,破胶液黏度 3.8 mPa·s。

(4)自生热压裂液现场试验效果较好,试油产量由前期常规工艺的 3.5 t/d 提高至 17.2 t/d,试采产量由前期常规工艺的 0.29 t/d 提高至 2.74 t/d,为彭阳长 8 油藏的有效开发提供了技术保障。

(5)研发的自生热压裂液对于低压、低渗、高凝、高黏、水敏性油藏具有较好的适应性,可为该类型油藏高效动用提供技术新途径。

致谢:感谢中国石油长庆油田分公司油气工艺研究院同意本文公开发表。

参考文献

- [1] 兰朝利,王建国,周晓峰,等.鄂尔多斯盆地彭阳油田侏罗系延安组油藏成藏规律[J]. 油气地质与采收率, 2014, 21(5): 45-48.
LAN Chaoli, WANG Jianguo, ZHOU Xiaofeng, et al. Hydrocarbon accumulation rules of sandstone reservoirs of Jurassic Yan'an Formation, Penyang oilfield of Ordos basin, China [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2014, 21(5): 45-48.
- [2] 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.
PENG Xuan, LIU Shuzhi, LIU Fujian. Thermogenic fracturing technique for high pour-point oil reservoir [J]. Special Oil and Gas Reservoirs, 2003, 10(2): 80-81, 97.

- [3] 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.
ZHENG Kexiang, YI Baoan, YUAN Wenyi, et al. Thermogenic and low damage alkaline fracturing reconstruction technology for heavy oil reservoirs[J]. Journal of Oil and Gas Technology, 2010, 32(4): 298-300.
- [4] 程运甫, 李延美, 何志勇, 等. 自生热压裂液的研制及现场应用[J]. 油田化学, 1997, 14(1): 24-27.
CHENG Yunfu, LI Yanmei, HE Zhiyong, et al. Preparation and field uses of heat-generating hydrofracturing fluids[J]. Oilfield Chemistry, 1997, 14(1): 24-27.
- [5] 张崇刚, 朱静. 注水对沈84-安12油田高凝油藏冷伤害浅析[J]. 油气井测试, 2001, 10(4): 57-59.
ZHANG Chonggang, ZHU Jing. Brief analysis for damage in the high freezing point oil reservoir caused by cool water injection in Shen84- An12 oil field[J]. Well Testing, 2001, 10(4): 57-59.
- [6] 廖长霖, 吴向红, 王喻雄, 等. 南苏丹高凝油藏冷伤害机理研究[J]. 西安石油大学学报(自然科学版), 2016, 31(4): 64-68.
LIAO Changlin, WU Xianghong, WANG Yuxiong, et al. Study on reservoir cold damage mechanism of high pour point oil reservoir in southern Sultan[J]. Journal of Xi'an Shiyou University (Natural Science Edition), 2016, 31(4): 64-68.
- [7] 蔡长宇, 严玉中, 刘杰. 热压裂液技术研究及应用[J]. 钻井液与完井液, 2002, 19(3): 24-26.
CAI Changyu, YAN Yuzhong, LIU Jie. Study on hot fracturing fluid technology and its application[J]. Drilling Fluid&Completion Fluid, 2002, 19(3): 24-26.
- [8] 王磊, 沈一丁, 赖小娟, 等. 自生热增能压裂液的室内研究[J]. 钻井液与完井液, 2010, 27(4): 78-80.
WANG Lei, SHEN Yiding, LAI Xiaojuan, et al. Study on energy increased fracturing fluid by authigenic heat[J]. Drilling Fluid&Completion Fluid, 2010, 27(4): 78-80.
- [9] Goenka, S K, Singhal, J, Kothiyal, et al. Near wellbore asphaltene and wax remediation using in-situ heat generation in both PCP and non-PCP wells: Concept, operational challenges & remedial solutions. SPE Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition, Australia, 2014, SPE-171497-MS.
- [10] 杨戈, 李赞, 甄延忠, 等. H_2O_2 在自生热压裂液中的应用与研究[J]. 延安大学学报(自然科学版), 2013, 32(1): 70-72.
YANG Ge, LI Yun, ZHEN Yanzhong, et al. Application and research on H_2O_2 in authigenic heat fracturing fluid[J]. Journal of Yan'an University (Natural Science Edition), 2013, 32(1): 70-72.
- [11] 黄建礼, 巨小龙. 三种化学生热体系的研究及在油气田生产中的应用[J]. 石油工业技术监督, 2005(1): 58-60.
HUANG Jianli, JU Xiaolong. Three kinds of chem-thermal system research and application in oil and gas field production[J]. Technology Supervision in Petroleum Industry, 2005(1): 58-60.
- [12] 吴文刚, 陈大钧, 尧艳, 等. 一种自生气压裂液的室内研究[J]. 钻井液与完井液, 2007, 24(6): 55-57.
WU Wengang, CHEN Dajun, YAO Yan, et al. Laboratory study of a self-generated gas fracturing fluid[J]. Drilling Fluid & Completion Fluid, 2007, 24(6): 55-57.
- [13] 王飞, 李兆敏, 李松岩, 等. 自生热泡沫体系在多孔介质中协同作用机制[J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2016, 40(3): 130-135.
WANG Fei, LI Zhaomin, LI Songyan, et al. Mechanism study of a chem-pyrogenic-foam system in porous media[J]. Journal of China University of Petroleum, 2016, 40(3): 130-135.
- [14] 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.
- [15] 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], 2021, 30(5): 37-43.
LI Fengguang, Lv 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.

编辑 吴志力

第一作者简介:王成旺,男,1978年7月出生,高级工程师,2002年7月毕业于石油大学(华东)石油工程专业,主要从事油田储层改造工作。电话:029-86590652, 13629289266, Email: wangcw_cq@petrochina.com.cn。通信地址:陕西省西安市未央区明光路油气工艺研究院, 邮政编码:710021。