

◀特深层油气工程技术专题▶

doi:10.11911/syztjs.2022078

引用格式: 纪成, 赵兵, 李建斌, 等. 温度响应地下自生成支撑剂研究 [J]. 石油钻探技术, 2022, 50(4): 45-51.

Ji Cheng, ZHAO Bing, LI Jianbin, et al. Research of temperature-responsive subsurface self-generated proppant [J]. Petroleum Drilling Techniques, 2022, 50(4): 45-51.

温度响应地下自生成支撑剂研究

纪 成^{1,2}, 赵 兵^{1,2}, 李建斌³, 罗攀登^{1,2}, 房好青^{1,2}

(1. 中国石化缝洞型油藏提高采收率重点实验室, 新疆乌鲁木齐 832100; 2. 中国石化西北油田分公司石油工程技术研究院, 新疆乌鲁木齐 832100; 3. 油气藏地质及开发工程国家重点实验室(西南石油大学), 四川成都 610500)

摘 要: 为了在超深储层中构建全缝长、全缝网的有效支撑, 研制了一种由相变液体和非相变液体组成的温度响应地下自生成支撑剂(液体支撑剂)。该支撑剂在地面低温条件下呈液态, 在储层高温条件下发生相变, 经过一定时间可转变为固体颗粒, 从而支撑裂缝, 并在高温和高闭合压力下始终保持较高的裂缝导流能力。室内性能试验表明, 该支撑剂在不同搅拌速度下可以形成不同粒径的固体颗粒; 相变前的液体支撑剂是一种黏性流体, 滤失量低、配伍性良好; 相变后形成的地下自生成支撑剂具有较好的承压能力, 且粒径大小可控、相变时间可调, 60 MPa 闭合压力下不同粒径组合的有效导流能力可达 9.21 D·cm。温度响应地下自生成支撑剂的研制, 为超深储层的油气高效开发提供了一种新的改造方式。

关键词: 超深储层; 液体支撑剂; 相变; 温度响应; 性能评价; 导流能力

中图分类号: TE357.1⁺2

文献标志码: A

文章编号: 1001-0890(2022)04-0045-07

Research of Temperature-Responsive Subsurface Self-Generated Proppant

Ji Cheng^{1,2}, ZHAO Bing^{1,2}, LI Jianbin³, LUO Pandeng^{1,2}, FANG Haoqing^{1,2}

(1. Sinopec Key Laboratory for Enhanced Oil Recovery in Fractured and Vuggy Reservoirs, Urumqi, Xinjiang, 832100, China; 2. Petroleum Engineering Technology Research Institute, Sinopec Northwest Oilfield Company, Urumqi, Xinjiang, 832100, China; 3. State Key Laboratory of Oil and Gas Reservoir Geology and Exploitation (Southwest Petroleum University), Chengdu, Sichuan, 610500, China)

Abstract: A liquid proppant comprised of a phase-change liquid and a non-phase-change liquid was developed to effectively support the full fracture length and network in ultra-deep reservoirs. The developed proppant is liquid under the ground temperature, while it undergoes phase change under the high temperature in reservoirs and transforms into solid particles after a while to support fractures. In addition, it could maintain high fracture conductivity under high temperature and high closing pressures. The test results revealed that the liquid proppant could transform into solid particles of different sizes under different mixing speeds. Before the phase change, it was a viscous fluid, with low filtration loss and good compatibility. After the phase change, the subsurface self-generated proppant had a good pressure-bearing capacity, and the particle size and phase change time could be controlled. Under the closing pressure of 60 MPa, the combinations of proppants of different particle sizes could have an effective conductivity of 9.21 D·cm. The development of the temperature-responsive subsurface self-generated proppant can provide a new efficient stimulation method for oil and gas development in ultra-deep reservoirs.

Key words: ultra-deep reservoir; liquid proppant; phase change; temperature-responsive; performance evaluation; conductivity

超深储层酸压改造时管柱长、施工压力高^[1]; 同时, 储层温度高, 酸岩反应速度快, 酸液有效作用距离短^[2]; 储层闭合压力高, 酸蚀裂缝导流能力下降快^[3]。采用加砂压裂改造时, 加砂困难、容易砂堵, 施工压

收稿日期: 2022-01-13; 改回日期: 2022-06-30。

作者简介: 纪成(1989—), 男, 陕西富平人, 2012年毕业于中国石油大学(北京)石油工程专业, 2015年获中国石油大学(北京)石油与天然气工程专业硕士学位, 工程师, 主要从事储层改造工艺和技术研究工作。E-mail: jich.xbsj@sinopec.com。

基金项目: 中国石化科技攻关项目“顺北超深断溶体油藏高效酸压技术研究”(编号: P20064-3)资助。

力高、风险高,裂缝远端支撑困难^[4-5]。

为解决上述问题,国内外主要从液体体系创新和工艺创新方面进行了研究。液体体系方面,国内重点研究了酸液自主增黏降滤与酸岩反应的缓速性能,逐渐形成了一些改良酸液体系和多种新型酸液体系,如改性胶凝酸体系、固体酸体系、清洁表面活性剂酸体系、温控变黏酸体系、地面交联酸体系、微乳酸体系、滤失控制酸体系和泡沫酸体系等^[6-8];国外开发出在缓速、降滤、伤害和转向等方面性能更佳的新型酸液,如黏弹性表面活性剂基交联酸、黏弹性表面活性剂基自转向酸、新型有机酸、新型乳化酸等^[9-11]。工艺方面,国内目前主要形成了大规模、大排量、前置液降温降滤,混注液氮降滤,多级交替酸压和多元混合酸酸化等施工工艺^[12-13];国外在进行碳酸盐岩储层增产改造时,一般选择大规模甚至超大规模的前置液+性能优异的酸液进行多级注入酸压改造^[14],酸压工艺采用多级交替酸压、自转向酸压^[15],水平井酸压主要采用分段多级交替注入酸压和无固相降滤酸压等^[16-17],并采取一定的转向、控水措施^[18-19]。

上述液体体系和工艺在一定程度上提高了裂缝导流能力、增大了有效缝长,但仍没有解决导流能力下降快、加砂困难和裂缝远端难以支撑等问题。因此,笔者研制了一种温度响应地下自生成支撑剂(液体支撑剂),其在地面条件下为液态,注入井筒或地层后达到一定温度时,能在一定时间内发生相变转变为固体颗粒,从而支撑水力裂缝,在高温和高闭合压力条件下保持较高的导流能力,实现全缝长、全缝网有效支撑。

1 液体支撑剂地下自生成原理

液体支撑剂是一种在低温下呈液态、在高温下发生相变转变为固体颗粒的体系^[20-21]。液体支撑剂体系由相变液和非相变液组成。相变液配方组成包括构筑单元BU、交联单元SA-T01、功能单元SA-T03和辅助单元SA-T06。其中,构筑单元BU为液体支撑剂的骨架基础;交联单元SA-T01含有碳碳双键,能同时起到降黏和交联的作用;功能单元SA-T03是一种过氧类化合物,能够打开不饱和和碳碳双键,降低固化温度;辅助单元SA-T06与功能单元SA-T03协同作用,共同构成活性氧化还原体系,能够降低反应活化能,如图1所示。

采用WQF-520A傅里叶变换红外光谱仪,测定

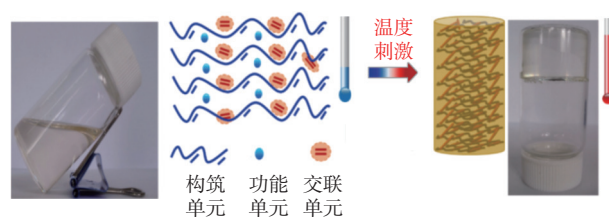


图1 相变液在温度刺激下的相变机理

Fig.1 Solidification mechanism of phase-change liquids under temperature stimulation

液体支撑剂和相变液的红外光谱,测试温度为室温,扫描16次,红外光谱图如图2所示。对比液体支撑剂和相变液的红外光谱图可知,二者的红外光谱差别较大,液体支撑剂在 $3\,590\text{ cm}^{-1}$ 左右处有一宽峰,此为—OH的伸缩振动峰,且在 $1\,153$, $1\,095$ 和 $1\,074\text{ cm}^{-1}$ 处有吸收峰,此为伯醇、仲醇和叔醇中C—O的伸缩振动峰,表明分子结构中含有伯羟基;在 $1\,452$, $1\,493$ 和 $1\,602\text{ cm}^{-1}$ 处有3个芳环骨架C=C的特征吸收峰,表明分子结构中存在苯环;在 $1\,727\text{ cm}^{-1}$ 和 $1\,232\text{ cm}^{-1}$ 处出现强特征吸收峰,是C=O和C—O,表明分子链中存在酯基;在 $1\,620\sim 1\,680\text{ cm}^{-1}$ 没有特征吸收峰,说明自生支撑剂中已不含不饱和碳碳双键,表明构筑单元与交联单元已完全交联。

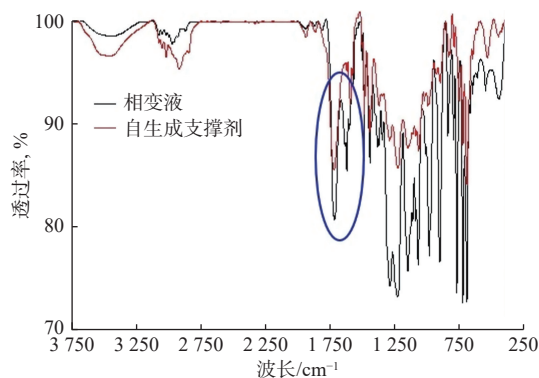


图2 液体支撑剂和相变液的红外光谱图对比

Fig.2 Infrared spectra of liquid proppants and phase-change liquids

2 液体支撑剂配方优选

液体支撑剂的性能主要受相变液配方、搅拌速率的影响,优选相变液配方,有利于合成液体支撑剂的颗粒形状均匀;搅拌速率不同,可合成不同粒径的液体支撑剂,以满足不同施工工况。

2.1 配方优选

2.1.1 相变液

考虑前置液的降温效果^[22], 井底、缝内大部分区域的温度能降到 80 ℃ 以下, 因此以 80 ℃ 为目标相变温度, 配制了 3 种相变液体体系, 测定其相变温度、相变时间和液体支撑剂形态。相变液 1 的配方: 构筑单元 BU 与交联单元 SA-T01 的质量比为 16:5, 功能单元 SA-T03 的加量为构筑单元 BU 和交联单元 SA-T01 总质量的 1.0%, 辅助单元 SA-T06 的加量为 0.1%; 相变液 2 的配方: 构筑单元 BU 与交联单元 SA-T01 的质量比为 16:8, 功能单元 SA-T03 的加量为 1.5%, 辅助单元 SA-T06 的加量为 0.1%; 相变液 3 的配方: 构筑单元 BU 与交联单元 SA-T01 的质量比为 16:10, 功能单元 SA-T03 的加量为 2.0%, 辅助单元 SA-T06 的加量为 0.1%。相变液的合成方法: 室温下, 在搅拌容器中加入交联单元 SA-T01 并开始搅拌, 再加入功能单元 SA-T03, 搅拌速度应控制在起微幅旋涡为宜, 搅拌 10 min 使功能单元完全溶解, 得到功能单元和交联单元的混合液, 再用烧杯称取适量的构筑单元 BU, 放入搅拌器搅拌, 将之前配好的混合液加入至搅拌器中, 继续搅拌 15 min, 使其混合均匀, 即得到相变液。

试验结果表明: 相变液 1 在相变温度 75~85 ℃ 下的相变时间为 60 min, 相变液 2 在相变温度 80~85 ℃ 下的相变时间为 30 min, 相变液 3 在相变温度 80~90 ℃ 下的相变时间为 15 min。相变液 1 和 2 的相变时间较长, 且形成液体支撑剂的颗粒大小不均匀; 相变液 3 的相变时间较短, 且形成液体支撑剂的颗粒均匀, 可做为目标体系。

根据相变液配方优化试验结果, 确定了相变液的配方: 构筑单元 BU 与交联单元 SA-T01 的质量比为 16:10, 功能单元 SA-T03 的加量为 2.0%, 辅助单元 SA-T06 的加量根据储层温度及施工过程中的温度变化情况进行动态调整。

2.1.2 非相变液

非相变液类似于溶剂, 由表面活性剂 SA-T05、分散剂 SA-T04 和稳定剂 SA-Y2 组成, 具有分散和携带作用, 能确保相变液析出并到达储层深部。非相变液的合成方法: 在 1000 mL 三口烧瓶中加入蒸馏水 800 mL, 放置于恒温油浴锅中, 加热至 90 ℃, 称取一定量的分散剂 SA-T04, 边搅拌边均匀加入, 保持温度恒定搅拌至分散剂完全溶解, 形成均一的溶液, 取出冷却至室温, 使溶液黏度稳定, 再在搅拌条件下依次加入表面活性剂 SA-T05 和稳定剂 SA-Y2, 待固体完全溶解至均一溶液, 即得到非相变液。通

过对比试验, 确定表面活性剂 SA-T05 的加量为 0.01%, 进行单因素变量分析, 以确定非相变液中分散剂 SA-T04 和稳定剂 SA-Y-2 的最佳加量。

试验结果表明: SA-T04 的加量小于 1.5% 时, 相变液与非相变液混合均匀后, 分散后的相变液液珠容易聚并, 形成液珠的尺寸较大; 加量大于 1.5% 时, 聚并现象不再明显。SA-Y-2 的加量为 4.5% 时, 非相变液与相变液的密度最接近, 此时沉降最小, 无明显聚并现象; SA-Y-2 的加量大于 4.5% 时, 相变液的密度低于非相变液, 相变液液珠开始在上层悬浮, 但仍无聚并现象。因此, 确定非相变液配方为 1.50%SA-T04+0.01%SA-T05+4.50%SA-Y2。

2.2 支撑剂相变时间及粒径优化

为了评价搅拌速率对液体支撑剂合成的影响, 测试了相变液在剪切速率分别为 170, 255, 340, 425, 850 和 1 275 s⁻¹ 时的相变时间和液体支撑剂的平均粒径。结果见图 3。

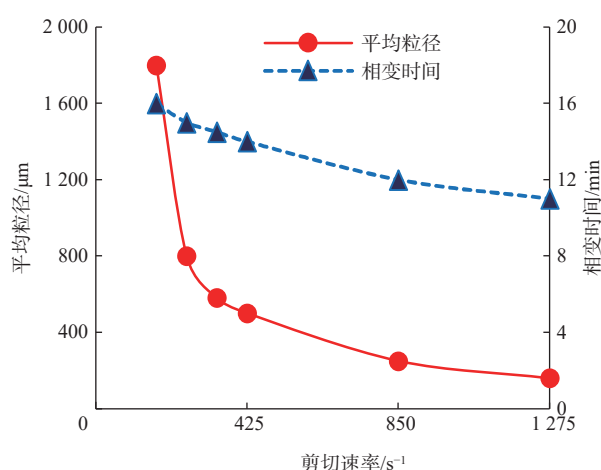


图 3 液体支撑剂不同剪切速率下的相变时间及平均粒径
Fig.3 Phase change time and average particle size of liquid proppants at different shear rates

从图 3 可以看出: 相变时间随剪切速率增大而缩短, 完全相变时间为 12~16 min; 剪切速度为 255~425 s⁻¹ 时, 液体支撑剂的平均粒径范围在 400~800 μm, 即 20/40 目; 继续增大剪切速率, 粒径进一步变小, 且相变时间缩短。

3 液体支撑剂性能评价

3.1 相变前液体支撑剂性能

相变前的液体支撑剂包括相变液和非相变液, 相变液呈淡黄色, 表面张力 57.80 mN/m, pH 值为 7,

密度 1.12 kg/L; 非相变液无色, 表面张力 66.50 mN/m, pH 值为 7, 密度 1.10 kg/L。相变液和非相变液的密度相近, 二相混合流动过程中离散相不易沉降, 更容易在裂缝内部形成均匀分布的形态。

3.1.1 黏温性能

采用哈克 MARS III 旋转流变仪, 设定 1 °C/min 的升温速度, 以 170 s⁻¹ 的剪切速率测试相变液和非相变液不同温度下的黏度, 结果如图 4 所示。由图 4 可看出: 相变前, 相变液和非相变液的黏度随温度升高而降低, 非相变液的黏度对温度更敏感; 同等条件下, 相变液的黏度高于非相变液, 常温下分别为 30 和 9 mPa·s, 80 °C 温度下分别为 10 和 4 mPa·s, 黏度整体较低, 易于在井下流动^[23]。

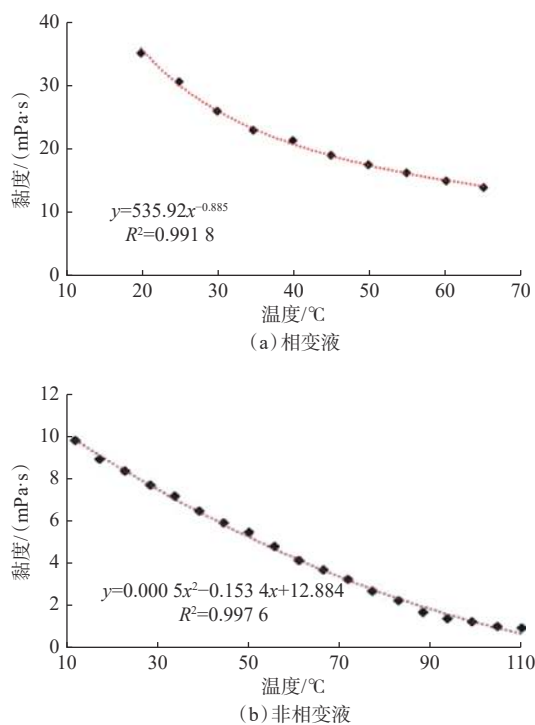


图 4 相变液和非相变液不同温度下的黏度

Fig.4 Viscosity of phase-change liquids and non-phase-change liquids under different temperatures

3.1.2 黏弹性能

采用哈克 MARS III 旋转流变仪, 设定剪切频率为 0.01~10 Hz, 剪切应力为 1 Pa, 测试相变液和非相变液混合液在 20 和 70 °C 温度下储能模量、耗损模量与剪切频率的关系, 结果见图 5。从图 5 可以看出: 随剪切频率增大, 耗损模量一直高于储能模量, 表现为黏性流体; 相变前随温度升高, 储能模量和耗损模量均减小, 说明混合液黏性降低, 流动性增强; 储能模量和耗损模量的差值呈下降趋势, 说明混合液具有向固相转变的趋势^[24]。

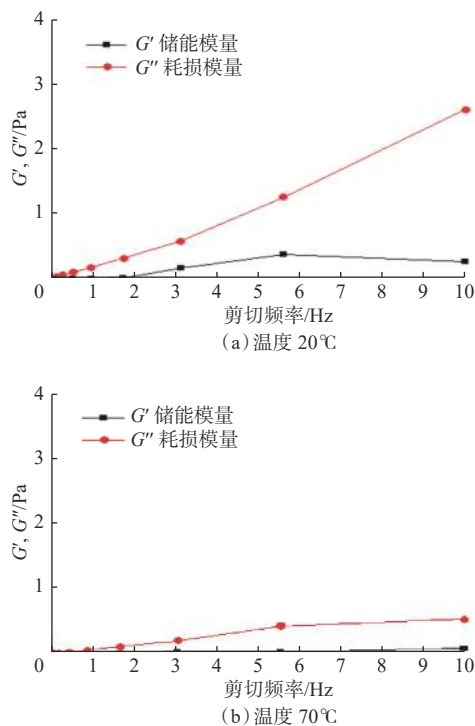


图 5 相变液和非相变液混合液的黏弹性能

Fig.5 Viscoelasticity of mixture of phase-change liquids and non-phase-change liquids

3.1.3 滤失性能

液体支撑剂的滤失性能测定步骤如下: 1) 将岩心和套筒放入夹持器内加热至 80 °C, 正向驱替标准盐水, 测定岩心初始渗透率; 2) 套筒内装入相变液, 反向引入非相变液, 通过氮气控制岩心两端压差为 3.5 MPa, 测试相变液的滤失量, 分别记录 1, 4, 9, 16, 25 和 36 min 的累计滤失量; 3) 再正向驱替标准盐水, 再次测定岩心的渗透率^[25-26]。液体支撑剂的滤失试验结果见表 1。从表 1 可以看出, 相变液相对于非相变液不易滤失, 等比例混合液的滤失主要为非相变液的滤失。

表 1 液体支撑剂的滤失试验结果

Table 1 Test results of filtration losses for liquid proppants

滤失介质	静态滤失系数/(mm·min ^{1/2})	初始滤失量/mL
相变液	0.197	0.5
相变液+非相变液	0.296	1.4
非相变液	0.444	2.2

3.1.4 配伍性能

室温条件下, 进行了液体支撑剂与地层水(模拟)、地层油(柴油)、压裂液(滑溜水)及酸液(盐酸)的配伍试验。试验结果表明: 模拟地层水、滑溜

水、盐酸与液体支撑剂的配伍性好,对液体支撑剂的相变过程和性能无影响;柴油对液体支撑剂的形成有一定的影响,柴油含量越大,相变形成的固体越不易分散,易使液体支撑剂结块,但是对液体支撑剂的性能无影响,可以采用“隔离液”,避免其与原油接触^[27-29]。

3.2 液体支撑剂相变后的性能

液体支撑剂相变后为淡黄色颗粒,导热率低,约为 0.21 W/mK,自身生成基本不影响体系的温度;液体支撑剂密度低,体积密度约为 0.67 kg/L,视密度约为 1.12 kg/L,与石英砂或陶粒支撑剂相比,同等使用质量下具备更大的支撑体积。

3.2.1 承压性能

采用试验装置,测定了液体支撑剂在压力 40 和 60 MPa 下的形态和破碎率。图 6 为不同粒径支撑剂在不同压力下的形态。图 7 为液体支撑剂在 60 MPa 压力下经过不同时间后的堆积厚度。不同粒径液体支撑剂在不同压力下的破碎率见表 2。

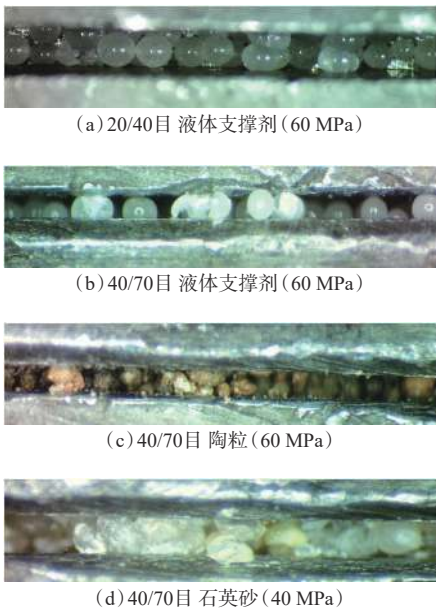


图 6 不同粒径支撑剂在不同压力下的形态
Fig.6 Morphology of proppants with different particle sizes under different pressures

从图 6 和图 7 可以看出,60 MPa 压力下,不同粒径液体支撑剂有一定形变但基本没有破碎,在加压的开始 2 min 堆积厚度迅速降低,压力稳定之后厚度维持在 9 mm 左右,与陶粒和石英砂相比液体支撑剂的长期承压能力更好。由表 2 可看出:液体支撑剂的粒径越小,同等条件下破碎率越低,承压能力越好;加载压力越大,液体支撑剂的破碎率越

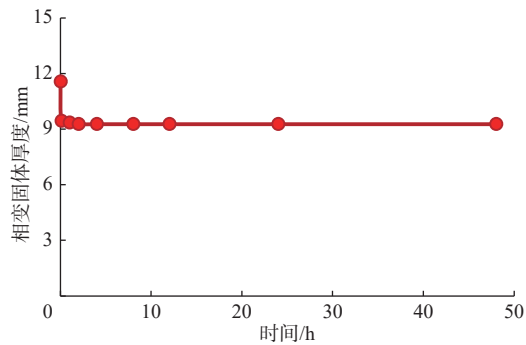


图 7 60 MPa 压力作用不同时间后液体支撑剂的堆积厚度
Fig.7 Accumulation thickness of liquid proppants under 60 MPa for different periods

表 2 不同粒径液体支撑剂在不同压力下的破碎率
Table 2 Fracture rates of liquid proppants with different particle sizes under different pressures

压力/MPa	液体支撑剂粒径/目	破碎率, %
52	6/20	9.41
	20/40	3.77
	40/70	1.74
	70/140	0.35
69	6/20	10.42
	20/40	4.36
	40/70	2.38
	70/140	1.20
86	6/20	12.36
	20/40	5.57
	40/70	3.95
	70/140	2.80

大;20/40 目液体支撑剂在 69 MPa 压力下的破碎率仅为 4% 左右,长期承压能力良好,且避免了固体破碎发生运移后在裂缝内堆积而导致的裂缝导流能力降低。

3.2.2 导流能力

采用导流能力测试装置,测定了不同粒径液体支撑剂在闭合压力 10~70 MPa 下的导流能力,结果如图 8 所示。

从图 8 可以看出:低闭合压力下,粒径越大,孔隙性越好,导流能力越高;随着闭合压力增大,液体支撑剂产生明显形变,导流能力降低;高闭合压力下,不同粒径组合有利于提高裂缝的导流能力,20/40 目(80%)+40/70 目(20%)液体支撑剂在

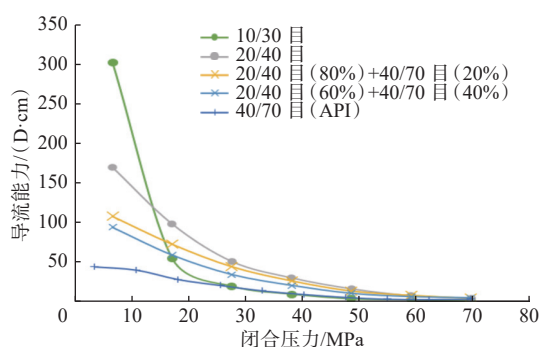


图8 不同粒径液体支撑剂在不同闭合压力下的导流能力
Fig.8 Conductivity of liquid proppants with different particle sizes under different closing pressures

60 MPa 闭合压力下的导流能力达到 9.21 D·cm。

同时,采用导流能力测试装置,测定了 60 MPa 闭合压力下不同粒径液体支撑剂的导流能力,结果为:10/30 目液体支撑剂的导流能力为 4.21 D·cm;20/40 目液体支撑剂的导流能力为 7.64 D·cm;20/40 目(80%)+40/70 目(20%)液体支撑剂的导流能力为 9.21 D·cm;20/40 目(60%)+40/70 目(40%)液体支撑剂的导流能力为 6.63 D·cm;40/70 目液体支撑剂的导流能力为 3.60 D·cm。

4 结 论

1)通过优选骨架单元、交联单元、功能单元和辅助单元,研究形成了相变液;通过优选表面活性剂、分散剂和稳定剂,研究形成了非相变液。相变液与非相变液按照一定比例混合即为温度响应地下自生成支撑剂,该支撑剂在低温下呈液态,在高温下通过相变转变为固体颗粒。

2)温度响应地下自生成支撑剂相变前具有良好的黏弹性能和滤失性能,与地层水、压裂液及酸液的配伍性能良好,采用“隔离液”避免该支撑剂与地层油直接接触,可以避免地层油对该支撑剂相变的影响。

3)温度响应地下自生成支撑剂相变后的粒径可控,相变时间可调,力学性能较好,能够在高闭合压力下保持较高的导流能力,有助于实现整个水力裂缝的有效支撑,为超深储层增产改造提供新的技术手段。

参 考 文 献

References

[1] 谢军,郭贵安,唐青松,等.超深古老白云岩岩溶型气藏高效开发关键技术:以四川盆地安岳气田震旦系灯影组气藏为例[J].天然

气工业,2021,41(6):52-59.

XIE Jun, GUO Guian, TANG Qingsong, et al. Key technologies for the efficient development of ultra-deep ancient dolomite karst gas reservoirs: a case study of the Sinian Dengying Formation gas reservoir in the Anyue Gas Field of the Sichuan Basin[J]. Natural Gas Industry, 2021, 41(6): 52-59.

[2] 李新勇,李春月,申鑫,等.塔河油田水平井三层暂堵酸压工艺设计[J].钻采工艺,2021,44(3):52-55.

LI Xinyong, LI Chunyu, SHEN Xin, et al. Research of acid fracturing with multistage temporary plugging technology in Tahe Oilfield horizontal wells[J]. Drilling & Production Technology, 2021, 44(3): 52-55.

[3] 耿宇迪,周林波,王洋,等.超深碳酸盐岩复合高导流酸压技术[J].油气藏评价与开发,2019,9(6):56-60.

GENG Yudi, ZHOU Linbo, WANG Yang, et al. High conductivity acid fracturing technology in ultra-deep carbonate reservoir[J]. Reservoir Evaluation and Development, 2019, 9(6): 56-60.

[4] 徐国伟,邹国庆,朱绕云.库车凹陷博孜超深凝析气藏加砂压裂技术[J].油气井测试,2020,29(6):50-54.

XU Guowei, ZOU Guoqing, ZHU Raoyun. Sand fracturing technology for Bozi ultra deep condensate gas reservoir in Kuqa Depression[J]. Well Testing, 2020, 29(6): 50-54.

[5] 刘洪涛,刘举,刘会峰,等.塔里木盆地超深层油气藏试油与储层改造技术进展及发展方向[J].天然气工业,2020,40(11):76-88.

LIU Hongtao, LIU Ju, LIU Huifeng, et al. Progress and development direction of production test and reservoir stimulation technologies for ultra-deep oil and gas reservoirs in Tarim Basin[J]. Natural Gas Industry, 2020, 40(11): 76-88.

[6] 安娜,罗攀登,李永寿,等.碳酸盐岩储层深度酸压用固体颗粒酸的研制[J].石油钻探技术,2020,48(2):93-97.

AN Na, LUO Pandeng, LI Yongshou, et al. Development of solid granular acid for the deep acid-fracturing of carbonate reservoirs[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2020, 48(2): 93-97.

[7] 刘通义,王猛,陈光杰,等.一种新型温控变黏酸体系的研究[J].钻井液与完井液,2019,36(1):109-114.

LIU Tongyi, WANG Meng, CHEN Guangjie, et al. Study on a new temperature-controlled variable viscosity acid[J]. Drilling Fluid & Completion Fluid, 2019, 36(1): 109-114.

[8] 陶磊,李松岩,程时清.稠油油藏水平井泡沫酸解堵技术[J].石油钻探技术,2015,43(6):76-80.

TAO Lei, LI Songyan, CHENG Shiqing. Foamed acid plug-removal technique for horizontal wells in heavy oil reservoirs[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2015, 43(6): 76-80.

[9] LI L, CAWIEZEL K E. Rheological properties of a new class of viscoelastic surfactant[R]. SPE 121716, 2009.

[10] KALGAONKAR R, BATAWEL M, ALKHOWAILDI M, et al. A non-damaging gelled acid system based on surface modified nanoparticles[R]. SPE 204716, 2021.

[11] ABDRAZAKOV D, PANGA M K, DAEFFLER C, et al. New single-phase retarded acid system boosts production after acid fracturing in Kazakhstan[R]. SPE 189559, 2018.

[12] 李新勇,李骁,赵兵,等.顺北油田 S 井超深超高温碳酸盐岩断溶体油藏大型酸压关键技术[J].石油钻探技术,2022,50(2):92-98.

LI Xinyong, LI Xiao, ZHAO Bing, et al. Key technologies for large-

- scale acid fracturing of ultra-deep fault-karst carbonate reservoirs with ultra-high temperature for Well S in Shunbei Oilfield[J]. *Petroleum Drilling Techniques*, 2022, 50(2): 92–98.
- [13] 李新勇, 李春月, 赵兵, 等. 顺北油气田主干断裂带深穿透酸化技术[J]. *石油钻探技术*, 2020, 48(2): 82–87.
- LI Xinyong, LI Chunyue, ZHAO Bing, et al. Acidizing technology for deep penetration in main fault zone of Shunbei Oil and Gas Field[J]. *Petroleum Drilling Techniques*, 2020, 48(2): 82–87.
- [14] GROMAKOVSKI D, PALANIVEL M, LOPEZ A, et al. Efficient CO₂ multistage acid stimulation in deep hot-gas reservoirs[R]. SPE 195097, 2019.
- [15] ALJAWDER A, ENGINEER Y, ALHAMMADI B, et al. A study on increasing the number of stages in the acid fracturing stimulation technique in horizontal wells for a tight fractured carbonate reservoir in the Bahrain Field[R]. IPTC 22586, 2022.
- [16] 龚蔚. 深层裂缝型碳酸盐岩油藏水平井水力喷射酸压技术[J]. *断块油气田*, 2020, 27(6): 808–811.
- GONG Wei. Hydrat acid fracturing technique of horizontal well in deep fractured carbonate reservoir[J]. *Fault-Block Oil & Gas Field*, 2020, 27(6): 808–811.
- [17] 苗娟, 何旭晟, 王栋, 等. 水平井精细分段深度酸化压裂技术研究与应用[J]. *特种油气藏*, 2022, 29(2): 141–148.
- MIAO Juan, HE Xusheng, WANG Dong, et al. Study and application of fine segmented deep acid fracturing technology for horizontal wells[J]. *Special Oil & Gas Reservoirs*, 2022, 29(2): 141–148.
- [18] 贺甲元, 程洪, 向红, 等. 塔河油田碳酸盐岩储层暂堵转向压裂排量优化[J]. *石油钻采工艺*, 2021, 43(2): 233–238.
- HE Jiayuan, CHENG Hong, XIANG Hong, et al. Optimizing the displacement of temporary plugging and diversion fracturing of the carbonate reservoirs in Tahe Oilfield[J]. *Oil Drilling & Production Technology*, 2021, 43(2): 233–238.
- [19] AL-ENEZI B, AL-MUFAREJ M, ASHQAR A, et al. First successful openhole lateral multistage acid frac in a complex unconventional carbonate reservoir North Kuwait[R]. SPE 188170, 2017.
- [20] 张诚成. 液体自支撑压裂技术非混相流体分布规律实验研究[D]. 成都: 西南石油大学, 2019.
- ZHANG Chengcheng. Experimental study on the distribution rule of immiscible fluids in liquid self-propping fracturing technology[D]. Chengdu: Southwest Petroleum University, 2019.
- [21] 陈一鑫. 一种新型自支撑压裂技术实验研究[D]. 成都: 西南石油大学, 2017.
- CHEN Yixin. Experimental study on a new type of self-propping fracturing technology[D]. Chengdu: Southwest Petroleum University, 2017.
- [22] 罗志锋, 张楠林, 赵立强, 等. 自生固相化学压裂缝内温度分布数值模拟[J]. *油气藏评价与开发*, 2021, 11(1): 117–123.
- LUO Zhifeng, ZHANG Nanlin, ZHAO Liqiang, et al. Numerical simulation of temperature field in self-generated solid chemical fracturing[J]. *Reservoir Evaluation and Development*, 2021, 11(1): 117–123.
- [23] 张春雨, 吴家全, 王桂珠, 等. 胍胶降阻特性及机理研究[J]. *应用化工*, 2020, 49(1): 63–66.
- ZHANG Chunyu, WU Jiaquan, WANG Guizhu, et al. Study on the drag reduction and mechanism of guanidine gum[J]. *Applied Chemical Industry*, 2020, 49(1): 63–66.
- [24] 徐小茗, 刘保江, 程绪邦. 羧甲基淀粉糊料流变性能研究[J]. *印染助剂*, 2009, 26(8): 19–21.
- XU Xiaoming, LIU Baojiang, CHENG Xubang. Rheological property of carboxyl methyl starch[J]. *Textile Auxiliaries*, 2009, 26(8): 19–21.
- [25] 张金发, 管英柱, 陈菊, 等. 页岩气压裂技术进展及发展建议[J]. *能源与环保*, 2021, 43(10): 102–109.
- ZHANG Jinfa, GUAN Yingzhu, CHEN Ju, et al. Progress and development suggestion of shale gas fracturing technology[J]. *China Energy and Environmental Protection*, 2021, 43(10): 102–109.
- [26] 田跃儒, 张双双, 宋爱莉. 一种耐盐速溶海水基压裂液体系的研发及评价[J]. *江汉大学学报(自然科学版)*, 2021, 49(5): 65–72.
- TIAN Yueru, ZHANG Shuangshuang, SONG Aili. Development and evaluation of a salt-tolerant instant seawater-based fracturing fluid system[J]. *Journal of Jianghan University(Natural Science Edition)*, 2021, 49(5): 65–72.
- [27] 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.
- [28] 魏俊, 刘通义, 戴秀兰, 等. 超分子聚合物类清洁压裂液用浓缩稠化剂的制备及性能[J]. *精细化工*, 2020, 37(2): 385–390.
- WEI Jun, LIU Tongyi, DAI Xiulan, et al. Preparation and performance evaluation of slurry thickener for supramolecular polymer clean fracturing fluid[J]. *Fine Chemicals*, 2020, 37(2): 385–390.
- [29] 刘同斌, 唐永帆. 四川油气田压裂酸化液体技术新进展[J]. *石油与天然气化工*, 2002(增刊1): 47–53.
- LIU Tongbin, TANG Yongfan. The development of acidizing and fracturing technology of Sichuan oil and gas field[J]. *Chemical Engineering of Oil and Gas*, 2002(supplement 1): 47–53.

[编辑 滕春鸣]