文章编号:1000-4092(2020)04-658-07

有机解堵剂和非酸解堵体系性能评价与现场应用*

肖立晓[1,2],侯吉瑞[1,2],李 婕[3];张 宁[3],张九然[4];梁 拓[1,2],赵 伟[3]

(1. 中国石油大学(北京)非常规油气科学技术研究院,北京 102249;2. 中国石油大学(北京)石油工程教育部重点实验室,北京 102249;
3. 中海石油(中国)有限公司天津分公司,天津 300450;4. 大庆油田有限责任公司第八采油厂,黑龙江 大庆 163514)

摘要:稠油油藏黏度高,流动性差,开发过程中极易在近井地带形成有机垢沉淀和无机固相堵塞,降低近井地带渗透率,导致地层产量急剧下降。针对渤中油田明化镇组D11和D34-H油井特殊的油藏物性和堵塞类型,通过沥青溶蚀、溶蜡和降黏实验等筛选出TC-4有机解堵剂,通过溶蚀碳酸钙、溶蚀黏土和岩心流动实验等评价DH-1非酸解堵体系的性能,并将其用于矿场试验。结果表明,TC-4有机解堵剂对沥青和石蜡的溶蚀能力及降黏效果较好,对储层的伤害小,适于解除有机堵塞;DH-1非酸解堵体系具有良好的缓速、缓蚀和溶垢能力,对岩石骨架不会造成严重的破坏,与原油的配伍性好,在运移过程中能及时破乳,适于解除无机固相堵塞。在D11井使用TC-4有机解堵剂、在D34-H井用TC-4有机解堵剂进行有机清洗和DH-1非酸解堵体系相结合的方法进行解堵,两井的日产油量、日产液量和含水率基本恢复至解堵前水平。两种解堵体系均能较好地解除稠油油藏堵塞问题。图2表2参25

关键词:稠油油藏;有机解堵剂;非酸解堵体系;采收率;渤中油田

中图分类号:TE358+.5 **文献标识码**:A **DOI**:10.19346/j.cnki.1000-4092.2020.04.016

0 前言

我国稠油资源丰富,探明地质储量已达20.6×10^8 t,其中海上稠油储量尤为丰富。稠油油藏在开发过程中,由于黏度高、流动阻力大导致流速变慢,极易造成堵塞现象,使储层渗透率下降;原油从井底流向井口过程中由于温度和压力下降,胶质、沥青质等重质组分沉积,在近井地带形成有机垢沉淀,也极易造成储层有机堵塞;除此之外,储层流体与入井流体的配伍性差,容易在井底形成有机、无机复合沉淀堵塞地层,为油田开发增加了许多困难[1-10]。因此,降低稠油黏度,解除近井地带堵塞,减小流体的流动阻力,是提高稠油油藏采收率和高效开采的关键。因此,研究稠油油藏解堵技术,实现稠油资源的高效开发利用,是当前各大油田亟需攻克的技术难关[11-12]。

目前稠油油藏常用的解堵技术包括物理解堵技术、微生物解堵技术和化学解堵技术[13-15]。物理解堵技术是利用物理方法产生较大的振动冲击波使堵塞物松动脱落而解堵,但存在能耗较大、施工繁琐等缺点,且对地层结构会产生一定程度的破坏。微生物法解堵技术主要通过微生物对原油中的重质组分进行降解、利用生物表面活性剂降低稠油黏度进行采油,但难于降解结构复杂的胶质和沥青质,且微生物菌种对环境要求高、针对性强,因此适用范围有限。化学解堵技术见效快、工艺简单、成本低,可以根据堵塞原因灵活选择无机或者有机解堵剂调整配方,较为适宜于海上稠油油藏解堵技术的现场应用。由于造成油层堵塞原因较为复杂,同时基于不同类型的油井化学解堵技术特点及其

* 收稿日期:2020-09-28;修回日期:2020-10-24。

基金项目:国家科技重大专项"缝洞型油藏泡沫辅助气驱提高采收率技术研究"(项目编号2016ZX05014-004--004),"十三五"国家科技重大专项"低渗-致密"油藏高效提高采收率技术(项目编号2017ZX05009-004)。

作者简介:肖立晓(1994-),女,中国石油大学(北京)油气田开发专业在读硕士研究生(2018-),研究方向为提高采收率,通讯地址:102249 北京市昌平区城北街道府学路中国石油大学(北京)非常规油气科学技术研究院, E-mail:2269393097@qq.com。

适用范围，在选择解堵技术时也需根据具体井的堵塞伤害机理选择适当的解堵技术，同时避免储层二次伤害[16]。

本文以渤中25-1油田为研究背景，结合该区块稠油油藏的物化性质，综合选取D11井和D34-H井开展实际调研。随着D11井的持续生产，井筒周围地层的压力和温度均有下降的趋势。压力下降将使原油中的轻质组分（溶解气）逸出，破坏原油中的相平衡，造成原油中的重质组分（沥青）沉淀出来，黏度升高，流动阻力增大，夹杂着储层细微颗粒附着在地层孔隙壁及筛管上。该井投产初期出砂，后重新防砂完井，地层以疏松砂岩为主，生产过程易发生微粒分散运移造成堵塞；原油黏滞阻力大和生产压差过大会加速运移堵塞。D11井主要堵塞类型为原油中胶质、沥青质等重质成分包裹无机颗粒形成的有机复合微固相堵塞，主要以解除有机堵塞为主。D34-H井地层水水型为碳酸氢钠型，地层水矿化度高，生产过程中极易形成碳酸盐型结垢物；破胶作业对致密滤饼解除不完全，在井眼与筛管间形成固相堵塞伤害；钻完井液的滤液侵入地层，与地层流体、岩层矿物间的不配伍性导致近井地带形成堵塞，主要表现为无机沉积物堵塞孔喉；同时生产过程中由于井筒内与地层内物理条件的急剧变化，地层原油脱气等原因引发高黏重质原油中的重烃组分析出，沉积在筛管外充填层与近井眼地带，造成油流通道的堵塞伤害；在微粒运移过程中目的层胶结较疏松，地层原油黏度较高，极易引发微粒运移与地层出砂，在与有机重烃沉积物复合作用下，在筛管外填充层滞留，造成堵塞伤害。D34-H井的近井地带、筛管与井眼间的充填层存在有机垢、无机垢和有机复合微固相堵塞。根据D11井和D34-H井的油藏性质和不同的堵塞类型，D11井需选用对胶质、沥青质溶解性能优良的有机解堵剂作为主处理液，解除筛管及近井地带有机堵塞[17]，因此，需要开展沥青和石蜡溶蚀实验、降黏实验和配伍性实验对有机解堵剂进行综合评定；D34-H井由于有机堵塞、无机堵塞和复合微固相堵塞伤害，需采取有机清洗与非酸解堵体系相结合的解堵方法，通过溶蚀碳酸钙实验、溶蚀黏土实验和岩心流动实验等对非酸解堵体系进行评价[18]。以此为参考依据，研发出适用于D11井的TC-4有机解堵剂和适用于D34-H井的DH-1非酸解堵体系，通过矿场试验分析解堵体系的应用效果。通过室内实验针对性筛选合适的解堵剂，为渤中油田乃至国内其他稠油油藏的高效合理开采提供理论支持和技术保障。

1　实验部分

1.1　材料与仪器

沥青由渤海25-1油田原油加工得到；蒸馏水；渤中25-1油田明化镇组地层水，碳酸氢钠型，矿化度为10563 mg/L，离子组成（单位mg/L）为：K^++Na^+ 6457.42、HCO_3^- 1248.97、Cl^- 2768.59 、SO_4^{2-} 375.83、CO_3^{2-} 210.34；D11井平台未脱水原油；D34-H平台未脱水油样；60＃精蜡；黏土，取自D34-H井岩心；渤海油田疏松砂岩天然岩心（过80目筛）；N80钢片；碳酸钙，工业级，广西马山明达新材料有限公司；盐酸，工业级，中平能化集团开封东大化工有限公司试剂厂；芳烃类有机溶剂L、水溶性有机溶剂S、复合油溶性有机溶剂X，工业级，东莞市源旺化工有限公司；己二醇、醇醚型表面活性剂、阴离子型表面活性剂，工业级，西安顺达化学试剂有限公司；复合多羟基螯合剂、含氟络合物，自制；CJ-1有机解堵剂（由芳烃类有机溶剂L、醇醚型表面活性剂和己二醇组成）、YS-2有机解堵剂（由水溶性有机溶剂S、阴离子型表面活性剂和己二醇组成）、TC-4有机解堵剂（由复合油溶性有机溶剂X、醇醚型表面活性剂和己二醇组成）、DH-1解堵体系（由复合多羟基螯合剂和含氟络合物复配而成），自制。

HH-80数显恒温水浴锅，常州市金坛大地自动化仪器厂；TST-E804-60A烘箱，东莞市特斯特检测仪器有限公司；Anton Paar MCR301黏度计，常州金坛大地自动化仪器厂；湖南湘仪H-1650离心机，常州金坛三和仪器有限公司。

1.2　TC-4解堵剂实验方法

（1）沥青溶蚀实验和溶蜡实验

将不同类型的有机溶剂、阴离子型表面活性剂/醚醚型表面活性剂和己二醇按一定比例分别配制成等量的CJ-1、YS-2和TC-4有机解堵剂。取10 mL CJ-1、YS-2和TC-4有机解堵剂置于25 mL量筒中，分别放入5 g沥青，将量筒放入50℃（模拟地层温度）水浴中静置2 h。将剩余沥青取出并用蒸馏水冲洗干净，置于烘箱中烘干，称量剩余沥青质量，计

算沥青溶蚀率。同样，取 10 mL CJ-1、YS-2 和 TC-4 有机解堵剂置于 25 mL 量筒中，分别放入 5 g 石蜡，50℃水浴中静置 50 min，将剩余石蜡取出并用蒸馏水冲洗干净，烘干后称量剩余石蜡质量，计算溶蜡率。

（2）有机解堵剂降黏实验

在温度为 50℃、剪切速率为 7 s^{-1} 的条件下，使用黏度计测定 D11 井未脱水原油黏度。然后分别将原油和有机解堵剂按质量比 1∶1 混合，测量混合后原油的黏度，计算降黏率。

（3）配伍性实验

在沥青溶蚀实验中，将剩余沥青从 TC-4 有机解堵剂中取出，然后将 TC-4 有机解堵剂的剩余残液均分成 6 等分放入 25 mL 试管中，分别按质量比 1∶1、2∶1 和 1∶2 加入地层水和 D11 井平台未脱水原油，盖上瓶塞，上下左右摇晃 200 下使其充分乳化，置于 50℃水浴中静置，每隔一段时间取出，观察是否有沉淀和乳状液产生。

1.3 DH-1 解堵体系实验方法

（1）溶蚀碳酸钙实验

称取 1 g 碳酸钙放入烧杯 1 中，倒入 20 mL DH-1 非酸解堵体系，称量烧杯 1 和混合体系的总质量 m_1；同样，在另一个烧杯 2 中称取 1 g 碳酸钙后倒入 20 mL 10%盐酸溶液，称量烧杯 2 和混合体系的总质量 m_3，将两个烧杯同时放入 50℃烘箱中，每隔 15 min 取出烧杯，分别称量烧杯 1 和混合体系的总质量 m_2，烧杯 2 和混合体系的总质量 m_4，根据公式 $(m_1-m_2)/m_1\times100\%$ 计算 DH-1 非酸解堵体系对碳酸钙的溶蚀率，$(m_3-m_4)/m_3\times100\%$ 计算 10%盐酸对碳酸钙的溶蚀率。每组样品以 90 min 为结点，共进行 6 次溶蚀率计算。

（2）溶蚀黏土实验

称取两份黏土各 1 g 置于两个烧杯中，分别加入 20 mL DH-1 非酸解堵体系和 10%盐酸，将烧杯同时放入 50℃烘箱中，每隔 30 min 取出烧杯中的黏土，用蒸馏水冲洗干净并置于烘箱中烘干，称量剩余黏土的质量，计算黏土溶蚀率。每组样品以 240 min 为结点，共进行 8 次溶蚀率计算。

（3）岩心流动实验

取两块渤海油田疏松砂岩天然岩心，测定其渗透率 K_0 和孔隙体积；在驱替温度 50℃下，分别用 DH-1 非酸解堵体系和 10%盐酸作为驱替液进行岩心流动实验。驱替过程中记录出液量，当驱替液注入量为 2 PV 时结束驱替实验，然后取出岩心并测量渗透率 K，计算驱替后渗透率增加倍比 K/K_0。

（4）腐蚀速率的测定

测量钢片原始质量 m_1 和表面积 A，按照石油天然气行业标准 SY/T 5405—1996《酸化用缓蚀剂性能试验方法及评价指标》，每平方厘米钢片用 DH-1 非酸解堵体系 20 mL，向烧杯中加入 DH-1 非酸解堵体系，然后将钢片放入烧杯，在 50℃烘箱中反应 4 h，取出剩余钢片然后用蒸馏水冲洗干净，烘干后称量剩余钢片质量 m_2，按 $10^6\times(m_2-m_1)/(4A)$ 计算钢片的腐蚀速率 v[19]。

（5）配伍性实验

称取 25 mL DH-1 非酸解堵体系于 50 mL 试管中，加入 25 mL 已预热原油（D34-H 平台未脱水油样），盖上瓶塞。上下左右用力摇晃约 200 下使其混合均匀，置于 50℃恒温水浴中静置沉降 2 h，取出试管，读出析出的液体体积，计算乳状液破乳率。

2 结果与讨论

2.1 TC-4 有机解堵剂的性能

2.1.1 对沥青和石蜡的溶蚀效果

沥青和石蜡在 CJ-1、YS-2 和 TC-4 有机解堵剂中的溶蚀率见表 1。TC-4 有机解堵剂溶蚀沥青和石蜡能力要远远强于其他两个有机解堵剂。TC-4 有机解堵剂中的有机溶剂是一种复合油溶性有机溶剂，溶解能力远远强于 CJ-1 和 YS-2 有机解堵剂中的有机溶剂。根据溶剂萃取技术中的“相似相溶”原理，TC-4 有机解堵剂可以更大程度地剥离和分散近井地带的有机垢，将有机垢中的沥青和石蜡等有机物沉淀萃取出来；同时 TC-4 有机解堵剂中特有的表面活性剂使体系润湿反转能力加强，表面活性剂基团可以与沥青等有机物的极性基团发生化合作用形成水溶性有机盐物质，清除表面吸附的沥青、石蜡等油溶性杂质，提高对沥青、石蜡的溶蚀能力[20-22]。

表 1 沥青和石蜡在 3 种有机解堵剂中的溶蚀效果

有机解堵剂	溶蚀后沥青质量/g	溶蚀率/%	溶蚀后石蜡质量/g	溶蜡率/%
CJ-1	4.456	10.88	3.409	31.82
YS-2	4.897	2.06	3.844	23.12
TC-4	0	100	0.302	93.96

2.1.2　降黏效果

进行稠油油藏解堵作业的关键是降低稠油黏度。50℃下D34-H平台未脱水油样的黏度为478.4 mPa·s。3种有机解堵剂CJ-1、YS-2和TC-4在50℃下对原油的降黏率分别为94.45%、95.92%和99.12%。TC-4有机解堵剂的降黏效果优于其他两种有机解堵剂。一方面由于TC-4有机解堵剂中的复合油溶性有机溶剂对原油中的大分子(胶质、沥青质)溶解能力强,另一方面TC-4解堵剂的有机溶剂和表面活性剂复配后能更好地催化裂解胶质和沥青质,打断分子之间的相互作用力从而破坏堆积缔合结构,显著降低稠油黏度,从而降低流动阻力,增强稠油流动性[23]。

2.1.3　与地层水和原油的配伍性

TC-4有机解堵剂溶解沥青后的剩余残液与地层水和D11井平台未脱水原油分别按体积比1∶1、2∶1和1∶2混合,在50℃水浴中静置2、4、12、24 h后均无沉淀和乳状液产生。解堵剂残液与地层水和原油的配伍性良好,无沉淀现象,也不会发生解堵后剩余残液的乳化反应,有利于残液的排出,不会对地层造成二次污染。

综合以上3组实验可见,TC-4有机解堵剂对沥青和石蜡的溶蚀能力以及降黏效果均强于CJ-1和YS-2有机解堵剂,而且TC-4有机解堵剂溶解沥青后的剩余残液与地层水和原油的配伍性好,不会产生储层伤害和地层污染。因此选用TC-4有机解堵剂作为主处理液来解除存在于D11井近井地带的有机堵塞问题。

2.2　DH-1非酸解堵体系的性能

2.2.1　对碳酸钙的溶蚀效果

DH-1非酸解堵体系和10%盐酸溶液对碳酸钙的溶蚀效果如图1所示。10%盐酸体系对碳酸钙的溶蚀率表现为先急剧增加后缓慢增加至基本保持不变,DH-1非酸解堵体系则表现为匀速增加直至保持稳定。10%盐酸的溶蚀率很高,反应速率迅速,在45 min时已经达到90%,后期由于碳酸钙中存在少量盐酸不溶物而最终保持在90%;DH-1非酸解堵体系对碳酸钙的溶蚀率稳定上升,在75 min时才能达到平衡,最高溶蚀率为80%,溶蚀率较低,溶蚀效果温和。10%盐酸对碳酸钙的溶蚀率大于DH-1非酸解堵体系,且在反应初期溶蚀率随时间增加而迅速增大。在酸盐反应中,盐酸与碳酸钙反应程度高,溶蚀能力强,极易造成砂体结构的严重破坏,导致储层骨架的损坏。DH-1非酸解堵体系与碳酸钙的作用时间较长,相对常规盐酸体系来说溶蚀速率低,有效作用距离长,不仅表现出良好的缓速性能,而且对因过度溶蚀造成的储层岩石骨架破坏有一定的抑制作用。

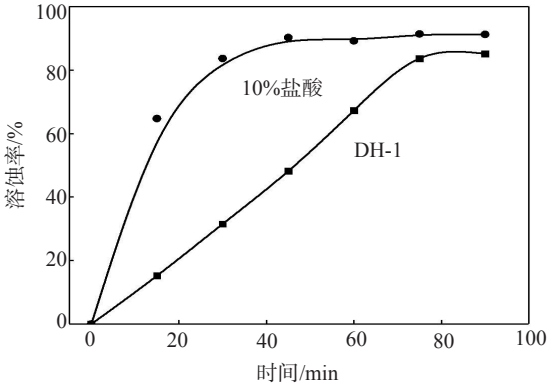

图1　DH-1非酸解堵体系和10%盐酸溶液对碳酸钙的溶蚀效果

2.2.2　对黏土的溶蚀效果

由于目的层为疏松砂岩,在开采过程中储层岩石砂体胶结性差,极易被破坏,产生微粒运移和地层出砂现象,破坏岩石骨架甚至使储层坍塌。50℃下DH-1非酸解堵体系和10%盐酸溶液对黏土的溶蚀效果见图2。10%盐酸溶液对黏土的溶蚀率在50 min内急剧增加然后缓慢上升,在150 min达到100%;DH-1非酸解堵体系对黏土的溶蚀率始终处于缓慢增加趋势,240 min的溶蚀率达到40%。DH-1非酸解堵体系对黏土的溶蚀率远小于10%盐

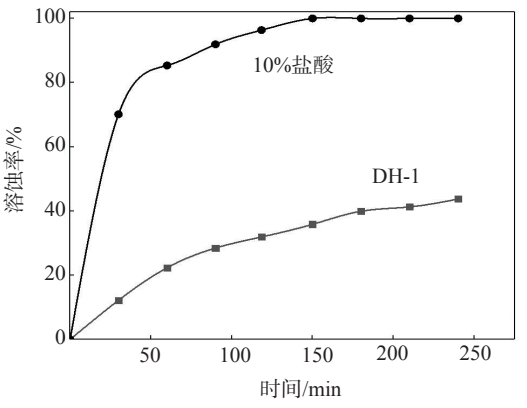

图2　DH-1非酸解堵体系和10%盐酸溶液对黏土的溶蚀效果

酸体系。盐酸在150 min时已完全溶蚀碳酸钙，酸岩反应程度高，溶蚀作用强烈而迅速，容易造成砂体结构的严重破坏；而DH-1非酸解堵体系溶蚀速率缓慢，持续时间长，不会对地层骨架造成严重的溶蚀作用而产生二次伤害。对碳酸钙和黏土的溶蚀实验表明DH-1非酸解堵体系具有良好的高效缓速性能，在解除黏土分散运移过程中形成的无机垢沉淀的同时又不会对地层骨架造成严重的溶蚀，对岩心的改造效果明显。

2.2.3 对天然岩心渗透率的影响

对天然岩心渗透率的提高能力是评价解堵体系对岩心改造效果的一项重要指标[24]。DH-1非酸解堵体系和10%盐酸溶液对渤海油田疏松砂岩储层天然岩心渗透率的影响见表2。用10%盐酸对岩心进行驱替，岩心渗透率增加倍比为1.64，而DH-1非酸解堵体系的增加倍比为6.13。盐酸溶蚀率极强，对岩心骨架造成严重破坏，导致流体运移过程中严重的微粒运移伤害，从而造成渗透率增加倍比下降；而具有高效缓速作用的DH-1非酸解堵体系在不破坏岩心骨架结构的基础上扩大解堵半径，显著提高岩心渗透率，从而解除由于微粒运移与地层出砂造成的固相堵塞，达到解堵的目的。

表2 DH-1非酸解堵体系和盐酸对天然岩心渗透率的影响

体系	K_0/(10^{-3} μm^2)	K/(10^{-3} μm^2)	K/K_0
DH-1	165.6	1015.5	6.13
10%盐酸	190.0	312.5	1.64

2.2.4 腐蚀性

解堵体系在解堵过程中要与地下管道等含铁物质接触，不可避免地会对设备、管柱产生腐蚀从而减少其使用寿命。产生的Fe^{3+}进入储层后产生二次沉淀，返排液中的Fe^{3+}会加强油水乳化作用，导致油水分离困难。因此，评价解堵体系的腐蚀性至关重要。50℃下钢片在DH-1非酸解堵体系中放置4 h的腐蚀速率为0.186 g/(m^2·h)，缓蚀率达到98.79%，且无点蚀现象产生，缓蚀效果良好。由于DH-1非酸解堵体系在水中逐步电离出H^+和F^-，体系pH值较高，体系中的螯合剂及含氟络合物具有羟基、羧基等结构，能与Fe^{3+}发生螯合反应形成吸附层，阻止金属表面腐蚀，缓蚀性能良好[25]。

2.2.5 与原油的配伍性

DH-1非酸解堵体系不仅要有良好的除垢、缓速和缓蚀性能，而且要保证在地层中能有效破乳，不产生二次沉淀造成储层污染。DH-1非酸解堵体系与原油以体积比1∶1混合后能发生乳化作用，配伍性好，未产生任何沉淀现象。50℃下静置2 h后可以观察到体系溶液和原油完全分离，破乳率达到100%。因此DH-1非酸解堵体系注入地层不会产生乳化现象，有利于非酸解堵体系残液的排出。

综合以上5组实验可见，DH-1非酸解堵体系能很好地解除碳酸盐岩结垢物和分散运移过程中形成的无机垢沉淀，可较好地改造储层渗透率，缓速性能优良，对地层骨架不会造成严重的破坏。同时，DH-1非酸解堵体系缓蚀性能良好，可避免铁质腐蚀造成的二次堵塞；与原油的配伍性好，在运移过程中能及时破乳，有助于解堵后反应残液的排出。因此，DH-1非酸解堵体系可用于解除D34-H井的无机固相堵塞。

2.3 矿场应用

2.3.1 明化镇组油井简介

渤中油田明下段储层埋藏浅，成岩程度低，具有粒间孔隙发育、连通喉道大、连通性好等特点。平均孔隙度为31%，渗透率为2715.5×10^{-3} μm^2，油层含油饱和度63%，属于特高孔隙度和特高渗透率油藏。地面原油具有密度高、黏度高、胶质沥青质含量中等、含蜡量低、凝固点低的特点，在50℃时的平均黏度为478.4 mPa·s，属常规稠油。其中，目标井位D11井所在油藏胶质、沥青质含量为18.43%，含蜡量4.75%；D34-H井所在油藏胶质、沥青质含量19.84%，含蜡量9.56%。

2.3.2 D11井矿场应用效果

结合D11井具体井况，选用对石蜡、沥青溶解性能优良的TC-4有机解堵剂作为主处理液，解除筛管及近井地层有机堵塞，同时使用柴油作为顶替液，采用分层解堵工艺进行。D11井解堵前日产液量35.5 m^3，日产油量18.7 m^3，含水率47.4%，与邻井相比产量明显较低；采液指数8.2 m^3/MPa，与该井2015年酸化后的采液指数16.2 m^3/MPa相差较大。使用TC-4解堵剂初期日产液量约80 m^3，日产油量约25 m^3，含水率70%。使用解堵剂15 d后，日产液量约60 m^3，日产油量增至约30 m^3，含水率约50%。与解

堵前相比，日产油量增加 11.3 m³。TC-4 有机解堵剂能较好地解除 D11 井有机堵塞，提高油井产油量。

2.3.3　D34-H 井矿场应用效果

针对 D34-H 井复杂堵塞情况，利用 TC-4 有机解堵剂进行有机清洗和 DH-1 非酸解堵体系相结合的方法进行解堵作业。TC-4 有机解堵剂首先浸泡并清除有机重烃沉积物形成的有机堵塞，同时充分暴露无机固相堵塞物，以便 DH-1 非酸解堵体系对无机固相堵塞进行溶蚀与清除。D34-H 井堵塞前日产液量 15.0 m³，日产油量 14.8 m³，含水率 1.3%。由于现场生产过程中突然过载停机，启井不成功，初步判断由于 D34-H 油井堵塞导致停产，因此对 D34-H 油井进行解堵作业。解堵初期日产液量 60 m³，含水率 100%；使用解堵剂 8 d 后，日产液量下降至约 35 m³，日产油量增至约 30 m³，含水率 15%，较解堵前期日产油量增加了 30 m³、含水率降低 85%。目前，日产液量 32.4 m³，日产油量 30.62 m³，含水率降至 5.5%，基本恢复堵塞前含水率水平。由此可见，利用 TC-4 有机解堵剂进行有机清洗和 DH-1 非酸解堵体系相结合的解堵方法可以解除无机固相堵塞和有机堵塞，对 D34-H 井的解堵效果明显。

3　结论

渤中油田明化镇组 D11 井堵塞类型为胶质、沥青质等重质成分沉积形成的有机堵塞，D34-H 井堵塞类型为有机堵塞、无机堵塞和有机复合微固相堵塞。TC-4 有机解堵剂对沥青和石蜡的溶蚀能力及降黏效果较好，对储层的伤害小，适于解除存在于 D11 井近井地带的有机堵塞问题；DH-1 非酸解堵体系具有良好的缓速、缓蚀和溶垢能力，对岩石骨架不会造成严重的破坏，与原油的配伍性好，在运移过程中能够及时破乳，适于解除 D34-H 井的无机固相堵塞。两种解堵体系在矿场应用的解堵效果明显，D11 井和 D34-H 井日产油量、日产液量和含水率基本恢复至解堵前水平。

参考文献：

[1] 关德，杨寨，张勇，等. 渤海两油田油井堵塞原因分析及化学解堵试验[J]. 西南石油大学学报（自然科学版），2002，24（2）：35–37.

[2] 徐晔. 渤海 L 油田稠油降黏解堵预处理技术研究[D]. 北京：中国石油大学（北京），2016：4–5.

[3] 尹洪超. 适合稠油油藏的新型复合降黏解堵增产体系性能评价[J]. 能源化工，2019，40（2）：65–68.

[4] 夏福良. 稠油解堵技术探讨[J]. 云南化工，2018，45（2）：130.

[5] 马丽，许冬进，王亮，等. 中深层稠油油藏开采工艺技术试验研究[J]. 合成化学，2016，32（12）：20–22.

[6] 毕向明. 稠油开采技术现状及展望[J]. 石化技术，2017，24（3）：225.

[7] 郭太现，苏彦春. 渤海油田稠油油藏开发现状和技术发展方向[J]. 中国海上油气，2013，25（4）：26–30.

[8] 赵丽莎，吴小川，易晨曦，等. 稠油开采技术现状及展望[J]. 辽宁化工，2013，42（4）：363–368.

[9] 赵鹏，梅雷，曹骓骓，等. 稠油油藏用防膨抑砂剂的研制与性能研究[J]. 石油化工应用，2017，36（3）：125–128.

[10] 李鹏华. 稠油开采技术现状及展望[J]. 油气田地面工程，2009，28（2）：9–10.

[11] 潘建华. 高黏土含量低渗稠油油藏综合解堵技术研究与应用[J]. 钻采工艺，2012，35（5）：97–100.

[12] 张明，刘光泽，程飞，等. SZ36-1 油田稠油储层解堵酸化技术研究[J]. 非常规油气，2017，4（2）：85–90.

[13] BRIGGS P J，BARON P R，FULLEYLOVE R J，et al. Development of heavy-oil reservoirs [J/OL]. J Pet Technol，1988，40（2）：1–40 [2019-10-20]. https://doi.org/10.2118/15748-PA.

[14] ALKAFEEF S F. An investigation of the stability of colloidal asphaltene in petroleum reservoirs [C]//SPE International Symposium on Oilfield Chemistry. Houston，Texas，2001：13–16.

[15] 唐婧. 稠油油藏复合解堵技术研究[D]. 成都：西南石油大学，2015：1–3.

[16] 陈瑞芳. 综合解堵技术在欢东油田的应用[J]. 中国石油和化工标准与质量，2011，31（06）：172.

[17] 蔡德军. 欢西稠油油藏堵塞研究及解堵技术的应用[D]. 大庆：大庆石油学院，2009：2.

[18] 王伟，龚敏，曹杜军，等. 适用于稠油油藏的新型复合降黏解堵体系研究[J]. 化工管理，2018（34）：212–213.

[19] 李明星，刘伟，周明明，等. 气井井筒溶垢剂的制备与应用[J]. 油田化学，2018，35（1）：150–155.

[20] 李建柱，李晓鸥，封瑞江，等. 油泥及其处理工艺发展现状[J]. 炼油技术与工程，2009，39（12）：1–4.

[21] FRACENFELD T J W，LILLICO D A. Solvent-assisted method for mobilizing viscous heavy oil：US 5899274[P]. 1999-05-04.

[22] DYER R J. Oil well cleaning compositions：US 385544 [P]. 2012-02-24.

[23] 李崎，王晓冬，李秋叶，等. 稠油降黏技术研究进展及发展趋势[J]. 化学研究，2018，29（5）：5–18.

[24] 杜紫诚. 适用于碳酸盐岩酸化的复合氨基磺酸体系及其应用研究[D]. 成都：西南石油大学，2015：25–27.

[25] 张丽平，张璐，兰夕堂，等. 非酸解堵技术在渤海油田的应用[J]. 钻井液与完井液，2018，35（2）：120–125.

Performance Evaluation and Application of Organic Plug Removal Agent and Non-acid Plug Removal System

XIAO Lixiao[1,2], HOU Jirui[1,2], LI Jie[3], ZHANG Ning[3], ZHANG Jiuran[4], LIANG Tuo[1,2], ZHAO Wei[3]

(*1. Research Institute of Unconventional Petroleum Science and Technology, China University of Petroleum (Beijing), Beijing 102249, P R of China; 2. Key Laboratory of Petroleum Engineering (Ministry of Education), China University of Petroleum (Beijing), Beijing 102249, P R of China; 3. Tianjin Branch of CNOOC (China) Company, Ltd, Tianjin 300450, P R of China; 4. The Eighth Oil Production Factory, Daqing Oilfield Company, Ltd, PetroChina, Daqing, Heilongjiang 163514, P R of China*)

Abstract: Due to high viscosity and poor fluidity of heavy oil reservoir, it is easy to form organic scale deposition and inorganic solid phase plugging in the near well zone, reducing the permeability of the near well zone and leading to a sharp decline in formation production during the development of oilfield. According to the special reservoir physical properties and plugging types of D11 well and D34-H well in Minghuazhen formation of Bozhong oilfield, TC-4 organic plug removal agent was selected through asphalt dissolution, wax dissolution and viscosity reduction experiments, and the performance of DH-1 non-acid plug removal system was evaluated by the experiments of calcium carbonate dissolution, clay dissolution and core flow. Finally, these two plug removal systems were applied on site. The results showed that TC-4 organic plug removal agent had good dissolution ability on asphalt and paraffin, good viscosity reducing effect, and little damage to reservoir, which was suitable to remove organic plugging. DH-1 non-acid plug removal system had a good retarding speed, corrosion inhibition and scale dissolution ability, which would not cause serious damage to rock skeleton. It had good compatibility with crude oil, and broke emulsion in time during migration, which was suitable to remove inorganic solid phase plugging. After TC-4 organic plug removal agent was used in D11 well, and the combination of organic cleaning with TC-4 organic plug removal agent and DH-1 non-acid plug removal was used in D34-H well, the daily oil production, daily liquid production and the rate of water content of these two wells basically returned to the level before plugging removal. Both of the plugging removal system could solve the plugging problem in heavy oil reservoir.

Keywords: *heavy oil reservoir*; *organic plug removal agent*; *non-acid plug removal system*; *recovery factor*; *Bozhong oilfield*

(上接第652页。continued from p.652)

Velocity Distribution Model of Plugging Agent in Fractured-cave Reservoir and Its Application in Channel Adjustment

SHU Zheng[1], LIANG Xuwei[1], QIAN Zhen[2], YE Zhongbin[1], ZHU Shijie[1]

(*1. State Key Laboratory of Oil and Gas Reservoir Geology and Exploitation, Southwest Petroleum University, Chengdu, Sichuan 610500, P R of China; 2. Northwest Oilfield Branch Company, Sinopec, Urumqi, Xinjiang 830011, P R of China*)

Abstract: Injecting plugging agent into formation is an important method to improve waterflooding effect of fractured-cave reservoir. Figuring out the velocity distribution of plugging agent is the key of construction design and effect evaluation of channel adjustment. Based on the simplified fracture model, the velocity distribution of plugging agent at different positions in the fracture of carbonate fractured-cave reservoir was deduced, the migration characteristic of plugging agent with different velocity in fracture was evaluated and the relationship between the adjustment effect and construction displacement was established. The results showed that under the displacement of field application, the velocity of plugging agent gradually decreased from 25 m/s to 0.025 m/s with the increase of flow radius from 1 m to 1/3 of well spacing (620 m). With decreasing velocity of plugging agent, the position of accumulation was more forward and the height and density of accumulation raised. Effective accumulation could be formed when the velocity of plugging agent in formation was less than 0.25 m/s. For the typical well group of TH fractured-cave reservoir, in order to block the fractures efficiently from 100 m in the direction of main flow line, the injection rate of plugging agent should be less than 0.487 m^3/min. Based on the velocity distribution model and the migration simulation result of plugging agent in fracture, the relationship between adjustment effect and construction displacement was established, which could guide the channel adjustment work in fractured-cave reservoir.

Keywords: *fractured-cave reservoir*; *plugging agent*; *velocity distribution*; *migration characteristic*; *channel adjustment*; *numerical simulation*