

文章编号:1000-4092(2022)01-069-07

高黏土疏松低渗透砂岩储层注水过程中梯度防堵体系的防堵降压效果*

梁玉凯¹,于晓聪²,宋吉峰¹,阚长宾²,韩宇²,徐启立²

(1. 中海石油(中国)有限公司海南分公司,海南 海口 570311;2. 中国地质大学(武汉)资源学院,湖北 武汉 430074)

摘要:针对高黏土疏松低渗透砂岩油藏注水过程中微粒运移堵塞储层孔喉导致注水压力高的难题,通过室内实验优选出一种中性梯度防堵体系。低速梯度防堵体系由0.5% KCl黏土稳定剂组成,高速梯度防堵体系由0.2% KCl和0.3%有机阳离子黏土稳定剂(YN)组成。考察了梯度防堵体系的防膨性能、驱替过程中岩心压力和渗透率的变化。结果表明,该体系的防膨率约为91%。与空白生产水(0.75 mL/min)驱替对比,较低的速度(0.25 mL/min)下,经0.5% KCl驱替后,压力增长倍数由5.41降为2.03,渗透率保留率由18.49%提高到49.15%;较高的速度(0.50 mL/min)下,经0.2% KCl+0.3% YN体系驱替后,岩心渗透率逐渐恢复;转生产水以0.75 mL/min驱替8 PV后,渗透率保留率由10.56%提高至91.58%,压力增长倍数由9.47降为3.28。通过速度梯度和防堵体系的协同作用,获得了明显的防堵降压效果。

关键词:低渗透油藏;微粒运移;梯度运移;防堵;降压

文献标识码:A DOI: 10.19346/j.cnki.1000-4092.2022.01.013

中图分类号:TE357.46

开放科学(资源服务)标识码(OSID):



随着海上油气开发力度的不断加大,越来越多的优质储量被动用,加大低渗透储量动用、提高低渗透油田开发效果研究越来越紧迫。南海西部低渗透油藏储量丰富,其中WCXX油田ZJ1-3U/L油组由于天然能量不足,亟需注水投产。该油组具有低压力系数(0.39~0.65)、疏松高泥质含量(黏土含量16.3%~24.1%,伊蒙混层含量超过50%)、低渗(测井渗透率 $16.3 \times 10^{-3} \sim 24.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$)、高细粉砂含量(小于44 μm 细粉砂含量为50%~70%)等特点。回注生产水虽具有较高的矿化度(35 275.70

mg/L),但黏土稳定作用有限,加上高强度的注水冲刷,导致储层黏土膨胀分散运移和细粉砂微粒脱落运移,堵塞储层孔喉,注入压力升高,储层能量得不到有效补充,给油田高效开发带来很大难度。

类似油田现场也发现随着注水开发的进行,部分油井会呈现产液量下降和注水压力升高的现象^[1-2]。推断是敏感性矿物发生膨胀、运移,造成储层孔喉堵塞,导致注水压力升高。室内实验对比驱替前后的岩心CT成像图和驱替出的液体,明确了储层运移主要微粒为黏土矿物和极细石英砂颗

* 收稿日期:2021-09-07;修回日期:2021-10-11。

基金项目:国家青年科学基金“稠油火烧油层过程中二次点火热化学反应微观机理研究”(项目编号52004259),南海西部油田上产2000万方关键技术研究(项目编号CNOOC-KJ 135 ZDXM 38 ZJ 01 ZJ)。

作者简介:梁玉凯(1981—),男,高级工程师,中国石油大学(华东)石油工程学院油气田开发工程专业硕士(2009),从事采油工艺技术与应用工作,通讯地址:570311 海南省海口市秀英区巨制大厦1621中海石油(中国)有限公司海南分公司,E-mail:liangyk1@cnooc.com.cn。于晓聪(1981—),女,副教授,硕士研究生导师,本文通讯联系人,西北工业大学固体力学专业博士(2018),从事三次采油方面的研究与应用工作,通讯地址:430074 湖北省武汉市洪山区鲁磨路388号中国地质大学(武汉)资源学院,E-mail:yuxc@cug.edu.cn。

粒^[3-4]。目前,低渗透油藏降压增注技术主要有3类:(1)注入防膨体系,减少黏土矿物膨胀,减少微粒运移造成堵塞^[5-7];(2)通过酸化、压裂等方式改善储层以实现降压增注^[8-15];(3)通过表面活性剂降低油水界面张力以实现降压增注^[16-25]。由于目标储层岩性疏松,通过酸化的方式改善储层,储层微粒脱落强度会进一步增大。在后续注水过程中,近井储层在流体冲刷下极易导致储层骨架坍塌。注水初期可用表面活性剂对储层预处理,减少有机堵塞,起到降压增注的作用,但对流体冲刷引起的微粒运移堵塞孔喉效果甚微。结合WCXX油田地质特点和生产特征,本文利用速敏实验设计可动微粒逐级运移梯度注水,并优选出一种储层微粒梯度运移的防堵体系,使储层可动黏土颗粒、细粉砂颗粒在防堵体系协助下顺畅运移至储层安全半径之外^[26]。通过室内岩心驱替模拟实验评价了该体系的防堵降压效果,为矿场应用提供参考。

1 实验部分

1.1 材料与仪器

氯化钠、氯化钾、氯化钙($\text{CaCl}_2 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$)、硫酸钠、氯化镁($\text{MgCl}_2 \cdot 6\text{H}_2\text{O}$)、碳酸氢钠等均为分析纯,国药集团化学试剂有限公司;钠膨润土,山东省潍坊市坊子区驹马营钠土厂;有机阳离子黏土稳定剂(YN),相对分子质量185.69,含量50%,东营福瑞达石油科技有限责任公司;有机阳离子聚合物黏土稳定剂(JN),相对分子质量25 000,含量18%,东营福瑞达石油科技有限责任公司;WCXX油田地层水,矿化度32 405.90 mg/L,离子组成(单位mg/L): $\text{K}^+ + \text{Na}^+ 11\ 935.34$ 、 $\text{Ca}^{2+} + \text{Mg}^{2+} 626.92$ 、 $\text{Cl}^- 19\ 539.33$ 、 $\text{HCO}_3^- 278.43$;WCXX油田生产水,矿化度35 275.70 mg/L,离子组成(单位mg/L): $\text{K}^+ + \text{Na}^+ 12\ 968.78$ 、 $\text{Ca}^{2+} + \text{Mg}^{2+} 679.82$ 、 $\text{Cl}^- 20\ 738.25$ 、 $\text{HCO}_3^- 272.15$;石英砂,上高华硅矿业有限公司;可动黏土,添加质量分数为50%的钠膨润土,以模拟实际储层。

岩心驱替装置,江苏海安石油科研仪器有限公司;离心机,上海安亭科学仪器厂;202-0型台式干燥箱,北京市永光明医疗仪器有限公司;恒定载荷岩心加载装置,武汉科盛石油科技有限公司。

1.2 实验方法

(1)防膨性能评价

采用离心法测试黏土稳定剂在70℃下的防膨

性能。先向离心管内加入10 g用生产水配制的黏土稳定剂溶液,然后分4~6次加入0.50 g钠膨润土。利用液体质量和密度求取体积,减少人为计量误差。防膨率计算公式为:

$$B = \left(1 - \frac{V_2}{V_1}\right) \times 100\% \quad (1)$$

式中, B —防膨率,%; V_1 —钠膨润土在蒸馏水中的膨胀体积,mL; V_2 —钠膨润土在黏土稳定剂中的膨胀体积,mL。

(2)松散岩心驱替评价

将0.074~0.015 mm(100~200目)与0.048~0.038 mm(300~400目)石英砂按体积比3:7混合,添加7%可动黏土,用搅拌器以10 r/min的速度搅拌30 min,然后用热塑管包裹成系列松散岩心。用恒定载荷岩心加载装置对岩心装填磨具施加恒定压力,以模拟地层岩心。将自制的模拟岩心放入岩心夹持器中,饱和地层水,测定岩心渗透率。然后按照不同的实验目的,以设定的流体及驱替速度驱替岩心,测定岩心实时驱替压力和岩心渗透率。岩心为同期制作,液测渗透率为 $3.31 \times 10^{-3} \sim 6.65 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。通过室内速敏实验测得目标区块储层岩心的临界流速为0.54 mL/min。只有当自制松散岩心的渗透率在 $3.31 \times 10^{-3} \sim 6.65 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 时,测得的临界流速才为0.5 mL/min,因此选用此岩心颗粒配比开展实验。

2 结果与讨论

2.1 储层微粒梯度运移现场试验对比分析

WCXX油田上部为中高渗透储层、下部为低渗透储层。由于储层疏松,在低渗透储层和中高渗透储层注水过程中,均存在微粒运移堵塞储层现象。低渗透储层和中高渗透储层对应的两口井的注水曲线(2021年)如图1所示。其中,低渗透储层注水强度为 $0.29 \text{ m}^3/(\text{d} \cdot \text{m})$,中高渗透储层注水强度为 $10 \text{ m}^3/(\text{d} \cdot \text{m})$ 。

由图1(a)可见,在低渗透储层注水过程中,注水初期即使在较低的注水强度下,储层细小微粒的运移也会导致孔喉堵塞,注入压力急剧升高,储层可承受的注水强度降低。当注水压力接近井筒临界安全注入压力时,只能降低日注水量,而注入压力降幅甚微;当提高日注水量,注入压力相应增大,在激动压力的影响下,储层中部分堵塞喉道被冲

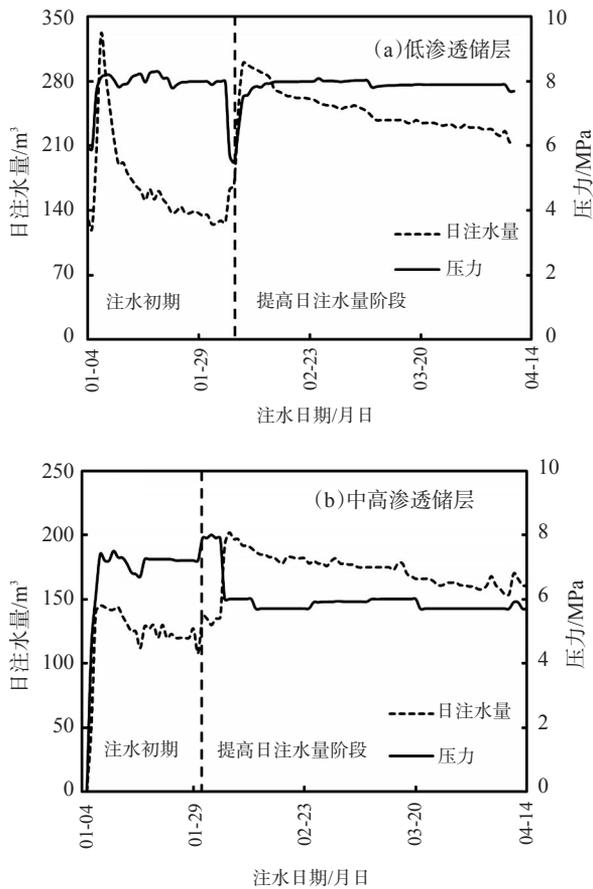


图1 WCXX油田疏松砂岩注水初期曲线

开,储层容忍注水强度增大。由图1(b)可见,在中高渗透储层注水过程中,注水初期与低渗透储层表现出同样的特征。但当提高日注水量后,激动压力解除了微粒堵塞,继续增加日注水量,注入压力降低。说明经过注水初期的低排量注水,可动微粒得到了适量运移;在提高日注水量阶段,较高的注水量可携带更多可动微粒运移至储层的安全半径之外。

在疏松高黏土中高渗透储层中,由低到高的注水速度可实现微粒梯度运移,实现安全绿色注水;而在疏松高黏土低渗透储层中,仅通过速度梯度实现绿色注水的难度较大,需要在注水初期配合一定的防堵药剂,在注水过程中控制黏土膨胀、适度携带微粒运移,保护储层骨架避免微粒过度脱落,降低注水压力。

2.2 储层微粒梯度运移速度梯度设计

储层微粒梯度运移防堵体系首先需要确定速度梯度,在速度梯度的基础上优选防堵药剂,使可动微粒实现稳定梯度运移。

2.2.1 速度梯度的确定

用8% KCl溶液开展模拟岩心临界流速驱替实验,结果如表1所示。由于模拟岩心疏松,可动微粒数量较多,随驱替速度增大,驱替压力急剧上升,岩心渗透率迅速下降。模拟岩心的临界流速为0.5 mL/min(实际油藏岩心的临界流速为0.54 mL/min),此时压力增幅为6.2 MPa。基于临界流速驱替速敏实验,设计0.25 mL/min为速度梯度的第一速度,0.5 mL/min为第二速度。通过驱替速度逐级增加,实现微粒的梯度运移。进一步,应用生产水开展速度梯度模拟实验评价。

表1 模拟岩心临界流速驱替实验评价结果

驱替速度/(mL·min ⁻¹)	渗透率保留率/%	压力增长倍数
0	100.00	1.0
0.25	89.29	2.8
0.50	80.65	6.2
0.75	70.75	10.6

2.2.2 速度梯度效果评价

利用生产水开展模拟岩心速度梯度实验评价,速度变化为0.25 mL/min—0.5 mL/min—0.75 mL/min,并与定速(0.75 mL/min)驱替空白实验进行对比,结果如图2所示。图中阶段①(0.25 mL/min)、②(0.5 mL/min)、③(0.75 mL/min)分别对应速度梯度驱替过程中的不同驱替速度。以定速驱替时,压力逐渐升高,渗透率持续降低。定速驱替时,在阶段①,岩心可动微粒大量运移,导致岩心入口附近孔喉堵塞严重,驱替压力急剧增大,渗透率降幅超过80%。随驱替量增大,虽压力持续增大,但部分可动微粒已架桥堵塞孔喉,无法运移至岩心出口,所以渗透率持续降低。速度梯度驱替时,阶段①的驱替速度较小,少量可动微粒运移,模拟岩心受微粒运移伤害较小,压力较定速驱替增长缓慢,说明可动微粒可逐渐运移至岩心深处。在阶段②,虽驱替速度小于定速驱替,但瞬间提速,可动微粒运移量增大,导致压力增长倍数快速增大,但第二速度梯度对渗透率的影响较小。与定速驱替相比,渗透率保留率增幅约17%。当注入体积超过8 PV后,注入压力开始降低,说明可动微粒已运移出岩心,驱替阻力开始降低。在阶段③,两者驱替速度相同,定速驱替压力持续增大,而速度梯度驱替在提高驱

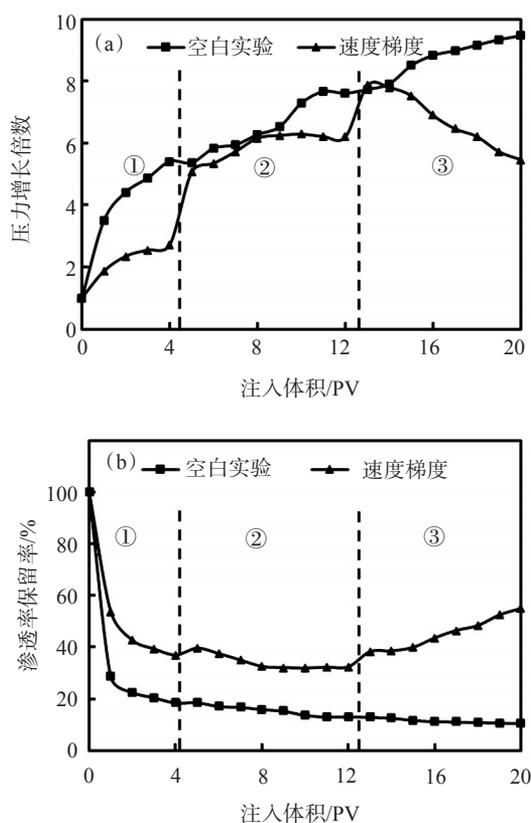


图2 定速驱替与速度梯度驱替对比

替速度注入1 PV(注入体积13 PV)后,压力增长出现了拐点,说明在速度梯度的变化过程中,微粒由于梯度运移排出岩心,孔喉堵塞逐渐解除,岩心渗透率逐渐恢复。

空白模拟实验较临界流速驱替速敏实验(见表1)对岩心的伤害大,这主要是由于速敏实验使用了具有稳定黏土的8% KCl体系。由此可见,速度梯度与防堵体系的双重作用可达到防堵降压的效果。由对比实验可得,在驱替阶段①,防堵体系需要稳定黏土颗粒不膨胀,并适度运移;在驱替阶段②,微粒大量运移,需要在黏土稳定的基础上,增加促进微粒运移的药剂。

2.3 储层微粒梯度运移防堵体系药剂优选

2.3.1 黏土稳定剂性能

模拟岩心蒙脱石含量50%。由于蒙脱石为膨胀型黏土矿物,遇水膨胀,堵塞孔喉,而且膨胀后的蒙脱石还可进一步分散,在运移中堵塞孔喉。因此,优选pH值为中性的无机黏土稳定剂KCl(pH=7.2)、有机阳离子黏土稳定剂YN(pH=7.2)和有机阳离子聚合物黏土稳定剂JN(pH=7.1),利用生产水开

展防膨性能评价,结果如图3所示。

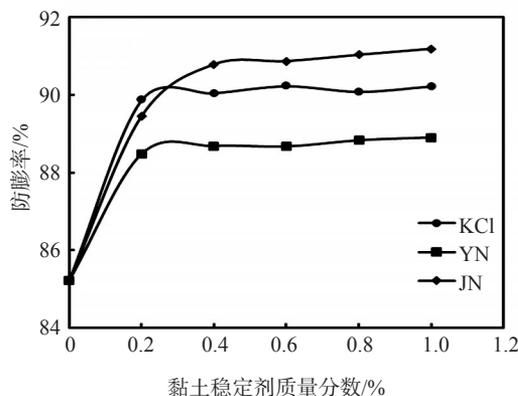


图3 不同类型黏土稳定剂性能评价

由图3可见,3种黏土稳定剂的防膨率均随加量增大呈增大趋势。在加量超过0.4%后,防膨率的变化很小。3种黏土防膨剂中,JN的黏土稳定效果最优,0.4%加量下的防膨率达到91.19%;KCl的黏土稳定效果次之,0.4%加量下的防膨率达到90.05%;YN的黏土稳定性能最差,0.4%加量下的防膨率为88.45%,较生产水的防膨率85.22%,仅提高3.23%。目标区块蒙脱石含量高,为使其微粒运移降到最低,黏土稳定剂的防膨率设计值应大于90%。因此,YN需要复配一定量价格低廉的KCl,以提高其防膨率,实验结果如表2所示。从体系性能、经济均衡考虑,优选0.2% KCl+0.3% YN体系,黏土防膨率可达到91.32%。

表2 KCl与YN复配的防膨效果

KCl加量/ %	YN加量/ %	防膨率/ %	KCl加量/ %	YN加量/ %	防膨率/ %
0.2	0.2	89.95	0.3	0.2	91.17
0.2	0.3	91.32	0.3	0.3	91.71

虽然黏土稳定剂能抑制黏土的膨胀,但模拟岩心为疏松细粉砂岩,在注入流体的冲刷下,细小颗粒极易脱落。脱落的颗粒随注入流体运移,当微粒直径达到孔隙喉道直径1/3架桥堵塞原则^[27]时,孔隙喉道就会堵塞,岩心渗透性降低,驱替压力升高。因此,需要开展不同黏土稳定剂对低渗透岩心微粒运移携带影响程度的研究。

2.3.2 防堵体系微粒携带性能

开展生产水、0.5% KCl、0.2% KCl+0.3% YN、0.5% JN 4个体系的驱替实验,驱替速度为0.25 mL/min(阶段①)和0.50 mL/min(阶段②)。防堵体系对

低渗透岩心微粒携带的影响实验结果如图 4 所示。随驱替速度增大,不同体系的驱替压力均有不同程度的增加。在较低的驱替速度下,KCl 体系的效果最优。这是由于在较低的驱替速度下,流体对岩心中可动微粒的携带能力有限,辅以 KCl 体系稳定黏土颗粒的作用下,驱替压差增幅较小,驱替 5 PV 后的驱替压力是初始驱替压力的 2.47 倍;KCl+YN 和 JN 体系因具有较高的微粒携带能力,在较低的驱替速度下,导致大量微粒运移,堵塞孔喉,驱替压力增大。在较高的驱替速度下,KCl+YN 体系的效果最优。这是由于在较高的驱替压力下,流体对岩心中可动微粒的携带能力提高,KCl 体系虽能较好地稳定黏土颗粒,但其微粒携带能力较差。JN 体系具有一定的黏度(2 mPa·s),对于密度小的蒙脱石、高岭石,微粒的携带能力很强,加上其对微粒的吸附作用使其携带能力进一步增强,导致部分孔喉堵塞,驱替压力最大。但当注入体积达到 3 PV 后,与空白实验相比,JN 体系驱替压力开始降低,说明 JN 通过防膨、吸附和携带,疏通了岩心,但驱替压力增幅较大,为初始值的 11.12 倍。因此,在低渗透油藏中,

不宜选用 JN 体系稳定黏土。在较低的驱替速度下,优选 KCl 体系;较高的驱替速度下,优选 KCl+YN 体系。

2.4 储层微粒梯度运移防堵体系性能评价

在速度梯度的基础上增加防堵体系的应用。在较低速度阶段①用 KCl 防堵体系,在较高速度阶段②用 KCl+YN 防堵体系,最后在阶段③用生产水驱替。梯度防堵体系的防堵降压效果如图 5 所示。在阶段①,利用防堵体系 KCl 稳定黏土,在较低的驱替速度下,使可动微粒适度运移至出口,减少了孔喉堵塞,注入 4 PV 后的岩心渗透率保留率为 49.15%。逐渐提高驱替速度至阶段②,利用防堵体系 KCl+YN 稳定黏土、携带微粒、吸附稳壁等作用,适度提高可动微粒的排泄能力,岩心的渗透率逐渐回升,超过了阶段①的渗透率。逐渐提高驱替速度至阶段③,此阶段虽没有药剂处理,但驱替压力仅在提速阶段较空白样略有增大,驱替 3 PV 后,驱替压力呈降低趋势;渗透率在阶段③迅速恢复至原始渗透率的 91.58%,驱替压力是初始低速注入压力的 3.28 倍。由此可见,通过防堵体系的黏土稳定、微粒携带和吸附保护等作用,辅合速度梯度,可使微粒在较低的压力下逐渐运移,促进了岩心渗透率的快速恢复。

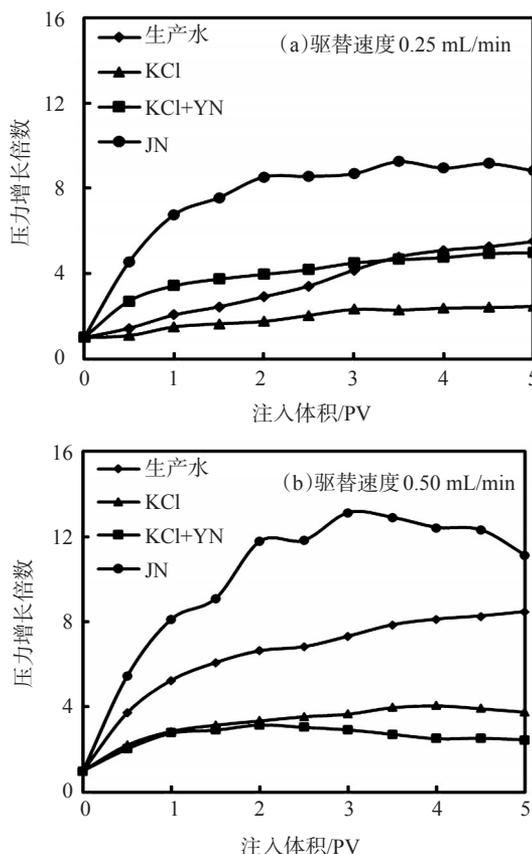


图 4 不同驱替速度下 4 种防堵体系的驱替压力变化

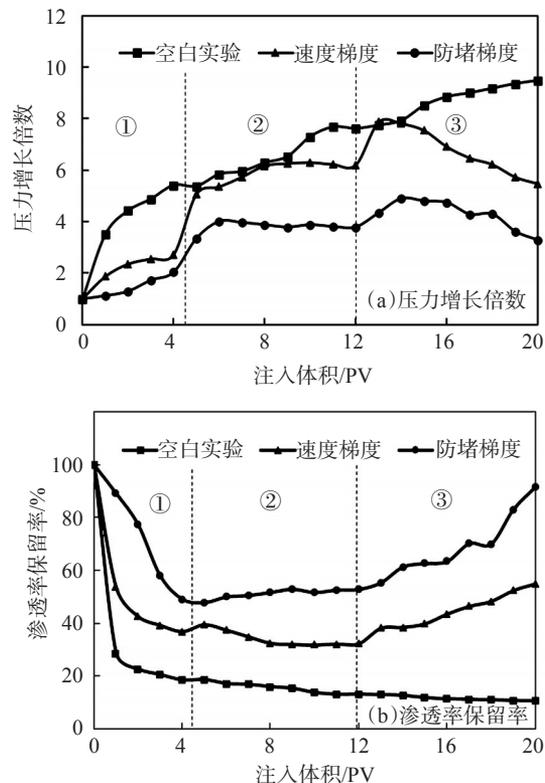


图 5 微粒梯度运移防堵体系防堵降压效果评价

2.5 储层微粒梯度运移防堵机理分析

2.5.1 速度梯度使可动微粒梯度运移

在现场注水过程中,水流方向为径向流动,流速与水流的径向半径为幂函数关系。目标区块最大注水速度(v_{\max})对应的危险半径为3.05 m,即图6(c)的灰色区域。因此,在注水开始阶段,当以较小的驱替速度注入,即图6(a)工况,灰色区域面积仅有图6(c)工况的6.37%。在少量的可动微粒运移下,辅以防堵KCl体系,可使微粒逐渐运移到灰色区域以外(安全区域)。当图6(a)工况稳定后,逐步提高驱替速度至图6(b)工况,灰色面积增大,占图6(c)工况的25.16%。但图6(a)工况下可动微粒已大量运移至安全区域以外,此时辅以防堵体系KCl+YN提高可动微粒运移能力,降低微粒运移孔喉堵塞和注入压力升高的风险。当图6(b)工况稳定后,缓慢提高驱替速度至图6(c)工况,继续辅以防堵体系KCl+YN提高可动微粒的运移能力,实现了灰色区域可动微粒的梯度运移。

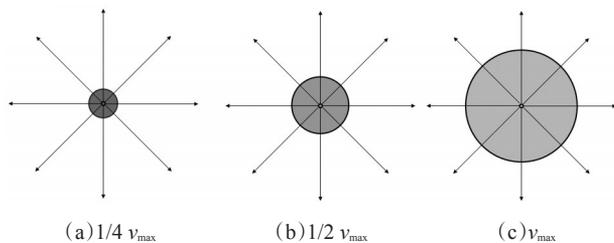


图6 目标区块在不同注水速度下的注水危险半径

2.5.2 防堵体系使可动微粒梯度脱落

当注水速度较低时,首先应用KCl黏土稳定剂,减少驱替过程中储层骨架上黏土颗粒的膨胀运移。单一KCl黏土稳定剂的颗粒携带作用较弱,可实现低驱替速度下少量可动颗粒的运移。当增大注水速度时,驱替力的提高促使可动微粒运移数量增大,此时增加具有微粒携带能力的阳离子黏土稳定剂YN。该药剂吸附于可动颗粒上,通过联动携带作用,促进可动颗粒运移至危险半径外。同时,YN还吸附于储层骨架,避免了颗粒的过量脱落。

综上所述,通过速度梯度和防堵体系的协同作用,可使储层可动微粒实现梯度运移,达到防堵降压的效果。

3 结论

优选出一种高黏土疏松低渗透油藏梯度防堵

体系。体系组成为:低速梯度防堵体系0.5% KCl,高速梯度防堵体系0.2% KCl+0.3%有机阳离子黏土稳定剂。通过速度梯度和防堵体系的协同作用,岩心渗透率保留率由空白水驱的10.56%提高至91.58%,压力增长倍数由9.47降为3.28。

梯度防堵体系可应用于高黏土低渗透储层注水补充能量初期阶段,在注水速度逐渐增大的过程中,实现了储层可动微粒的梯度运移,减少了油藏孔喉堵塞,有效提高了储层渗透性,降低了注水压力。该体系为中性(pH值为7.2),不伤害储层骨架,为低渗透油藏超前绿色注水提供了一定的理论支撑。

参考文献:

- [1] 奎智斌. 防膨工艺技术在海上油田现场应用[J]. 石化技术, 2019, 26(4): 270-271.
- [2] 郑建军, 孙挺, 赵颖. 渤海A油田注水井压力上升原因及对策研究[J]. 石油地质与工程, 2019, 33(3): 98-100.
- [3] GRAY D H, REX R W. Formation damage in sandstones caused by clay dispersion and migration [J]. Clays Clay Miner, 1966, 14(1): 355-362.
- [4] YU M, HUSSAIN F, ARNS J Y, et al. Imaging analysis of fines migration during water flow with salinity alteration[J]. Adv Water Resour, 2018, 121(11): 150-161.
- [5] 刘超, 冉兆航, 刘彦成, 等. 基于储层微观特征的疏松砂岩增产实践[J]. 新疆石油天然气, 2019, 15(1): 52-57.
- [6] SONG W, KOVSCSEK A R. Direct visualization of pore-scale fines migration and formation damage during low-salinity waterflooding [J]. J Nat Gas Sci Eng, 2016, 34(8): 1276-1283.
- [7] CHEQUER L, AL-SHUAILI K, GENOLET L, et al. Optimal slug size for enhanced recovery by low-salinity waterflooding due to fines migration [J]. J Pet Sci Eng, 2019, 177(6): 766-785.
- [8] 邓志颖, 张随望, 宋昭杰, 等. 超低渗油藏在线分酸化增注技术研究与应用[J]. 石油与天然气地质, 2019, 40(2): 430-435.
- [9] 张彩虹, 杨乾隆, 李发旺, 等. 砂岩油藏注水井脉冲式在线注入酸化增注技术[J]. 钻井液与完井液, 2019, 36(2): 133-136.
- [10] 渠慧敏, 汪庐山, 王鹏飞, 等. 注水阻力分析及功能型减阻增注剂的性能评价[J]. 油田化学, 2019, 36(2): 256-261.
- [11] 王尔珍, 王勇, 宋昭杰, 等. 长庆姬塬油田长效在线增注技术现场应用[J]. 油田化学, 2019, 36(2): 262-266.
- [12] 王鹏涛, 赵琪, 王小军, 等. 陕北低渗油藏深度酸化降压增注酸液体系研发[J]. 粘接, 2019, 40(6): 156-160.
- [13] 王国壮, 梁承春, 孙招锋, 等. 红河油田长6特低渗油藏多元复合酸降压增注技术[J]. 石油钻探技术, 2016, 44(4): 96-101.

- [14] 杨乾隆,李立标,陶思羽,等.注水井不动管柱螯合酸脉冲式注入酸化增注技术[J].石油钻探技术,2018,46(5):90-94.
- [15] 杨乾龙,李年银,张随望,等.砂岩油藏注水井连续注入酸化技术[J].特种油气藏,2015,22(6):137-140.
- [16] 郭程飞,蒋光迹,韩静静,等.气藏污水回注井表面活性剂降压增注技术[J].油田化学,2020,37(1):62-66.
- [17] 王增宝,王静,仝铭,等.低渗透油藏表面活性剂/有机碱降压增注体系研究[J].油田化学,2014,31(4):573-577.
- [18] 李奇,陈士佳,王成胜,等.海上J油田活化水体系配方及性能研究[J].油田化学,2017,34(1):58-63.
- [19] 祝仰文,孟红丽,马宝东,等.低渗透油藏表面活性剂降压增注效果影响因素[J].油气地质与采收率,2016,23(1):74-78.
- [20] 刘卫东,张春华,罗莉涛,等.适用特低渗透油藏降压增注复合表面活性剂体系及降压因素分析[J].科学技术与工程,2015,15(33):161-165.
- [21] 石钻.胜利油田杂双子降压增注技术应用效果显著[J].石油钻探技术,2016,44(5):33.
- [22] 冯雷雷.用于降压增注的双子表面活性剂在渤海油砂上的吸附行为[J].当代化工,2018,271(8):92-95.
- [23] 刘京,刘彝,李良川,等.冀东低渗透油藏降压增注剂的性能评价与应用[J].油田化学,2019,36(2):85-90.
- [24] 张春华,郭照立,刘卫东.混合润湿对多孔介质内驱替压差和采收率的影响[J].工程热物理学报,2020,41(1):48-56.
- [25] 彭冲,李继彪,郑建刚,等.双子表面活性剂复配体系性能评价及在陇东油田的应用[J].油田化学,2019,36(4):657-661.
- [26] 陈琦.微粒运移临界速度及伤害半径定量计算方法[J].石油地质与工程,2016,30(4):113-114.
- [27] YU X, WANG Y, YANG Y, et al. Effect of particle content on relative permeabilities in water flooding [J]. J Pet Sci Eng, 2021, 205(4): 1-11.

Anti-blocking and Depressurization Effect of Gradient Anti-blocking System in Water Injection Process of Low Permeability Loose Sandstone Reservoir with High Content Clay

LIANG Yukai¹, YU Xiaocong², SONG Jifeng¹, KAN Changbin², HAN Yu², XU Qili²

(1. Hainan Branch of China National Offshore Oil Corporation (China) Company Limited, Haikou, Hainan 570311, P R of China; 2. Faculty of Earth Resources, China University of Geosciences (Wuhan), Wuhan, Hubei 430074, P R of China)

Abstract: Aiming at the problem of high injection pressure caused by particle migration and the blocking of reservoir pore throat in the water injection process of loose low permeability sandstone reservoir with high content clay, a neutral gradient anti-plugging system was optimized through laboratory experiments. The lower speed gradient anti-plugging system consisted of 0.5% KCl clay stabilizer, and the higher speed gradient anti-plugging system consisted of 0.2% KCl and 0.3% organic cationic clay stabilizer (YN). The anti-swelling performance of the gradient anti-plugging system and the changes of core pressure and permeability during displacement were investigated. The results showed that the anti-swelling rate of the system was about 91%. Compared with blank produced water (0.75 mL/min) displacement, at a lower speed (0.25 mL/min), the pressure growth multiple was reduced from 5.41 to 2.03 after 0.5% KCl displacement, and the permeability retention rate was increased from 18.49% to 49.15%. At higher speed (0.50 mL/min), the core permeability was gradually restored after displacement by 0.2% KCl and 0.3% YN system. After produced water displacement of 8 PV by 0.75 mL/min, the permeability retention rate was increased from 10.56% to 91.58%, and the pressure growth multiple was reduced from 9.47 to 3.28. Through the synergistic effect of velocity gradient and plugging prevention system, obvious plugging prevention and pressure reduction effect was obtained.

Keywords: low permeability reservoir; particle migration; gradient migration; anti-blocking; depressurization