

文章编号:1000-4092(2022)03-554-10

低矿化度水驱提高原油采收率研究进展*

闫 飏,范洪富,伍国栋

(中国地质大学(北京)能源学院,北京 100083)

摘要:低矿化度水驱是指向地层中注入矿化度为1~5 g/L的水来提高采收率。目前,关于低矿化度水驱提高原油采收率的机理仍存在争议。通过梳理低矿化度水驱技术的发展历程,总结了砂岩油藏低矿化度水驱提高采收率的机理大致可分为微粒运移和润湿性改变两大方面。简述了碳酸盐岩油藏低矿化度水驱提高采收率的机理,主要包括由于矿物溶解引起的双电层的变化和离子反应。浅析了适用低矿化度水驱技术的油藏条件,总结了低矿化度水驱和其他驱油工艺结合的新技术,介绍了分子模拟技术在低矿化度水驱方面的应用,并对未来的发展提出了建议。

关键词:低矿化度水驱;机理;采收率;综述

文献标识码:A DOI:10.19346/j.cnki.1000-4092.2022.03.029

中图分类号:TE357

开放科学(资源服务)标识码(OSID):



低矿化度水驱(LSW)是指向地层中注入矿化度为1~5 g/L的水来提高原油采收率^[1]。这项技术因为其相对简单的工艺和低廉的成本而受到广泛的关注。LSW提高采收率的历史可以追溯到20世纪50年代末。1959年,Martin等^[2]发现向委内瑞拉Maracaibo盆地注入稀释后的海水可以逐步提高石油采收率。1967年,Bernard等^[3]发现用低矿化度NaCl盐水驱替含黏土的砂岩岩心,可以增加石油的采收率。20世纪90年代,由怀俄明大学的Morrow博士领导的研究小组针对低矿化度注水提高采收率这一课题展开了重点研究,发现注入盐水成分的变化会影响石油采收率^[4-5]。随后,Yildiz等^[6]也证实了这一观点。Tang和Morrow之后也推进了盐水矿化度对提高采收率影响的研究^[7-8]。从2004年开始,BP公司对LSW采油开展了积极的研究,分别在地面和油藏条件下进行了岩心驱替研究、单井示踪剂测试和测井-注入-测井实验^[9-11]。其他石油公司

也对此展开了研究,如Shell公司对LSW提高采收率的机理进行深入的探索,科威特AAP Energy公司在科威特Greater Burgan油田开展了LSW提高采收率试验。近年来,随着石油开采的增加,石油工业对新的开采工艺的需求也在增大,LSW技术正面临着广阔的应用前景,但是相关的采油机理还存在争议。本文分析了LSW提高原油采收率的机理,介绍了LSW的适用条件,总结了LSW和其他驱油工艺结合的新技术,介绍了分子模拟方法在水驱方面的应用,并对未来的研究提出了建议。

1 提高采收率原理

LSW是一种较新的提高采收率技术,相关研究也越来越深入,但是对其作用机制仍然没有一个确定的结论。原油/盐水/岩石之间相互作用的复杂性是导致LSW提高采收率机制混乱的主要原因。由于体系的多样性和复杂性,多种机制在发挥作用,

* 收稿日期:2021-08-25;修回日期:2021-10-23。

作者简介:闫飏(1999—),男,中国地质大学(北京)石油与天然气工程专业在读硕士研究生(2019—),研究方向为提高采收率,E-mail:3294386005@qq.com。范洪富(1965—),男,教授,本文通讯联系人,通讯地址:100083北京市海淀区学院路29号中国地质大学(北京)能源学院,E-mail:fanhongfu@cugb.edu.cn。

而且某些机制只在特定的条件下才起作用。迄今为止,部分机理已经被广泛认可。对于砂岩油藏而言,LSW的机理可以分为两个不同的类别:微粒运移和润湿性变化。

1.1 微粒运移

当注入盐水的矿化度低于临界絮凝浓度时,储层中的黏土矿物会水化和膨胀,进而发生运移。

1.1.1 提高波及效率

传统观点认为微粒运移会造成储层伤害,降低渗透率,但是在低矿化度注水采油时可以起到调剖、改善储层非均质性的作用。驱油过程中黏土发生膨胀和微粒运移,从而堵塞高渗透层,将注入水分流进入低渗透层,引起微观的波及效率提高,进而提高采收率^[3]。李雪娇等^[12]用智能水驱进行岩心流动实验时,比较了岩心经煅烧前后的采收率,发现没有煅烧过的岩心采收率明显要高。

1.1.2 含油颗粒的释放

由于黏土颗粒在孔隙壁上吸附了原油的极性组分,注入低矿化度水可以剥离孔隙壁上的细小颗粒以及附着的油组分,剥离出来的细粒迁移并聚集,使石油凝聚在一起^[8]。

然而,有研究表明,LSW可以在不伴随地层伤害和增加压降的情况下提高采收率。Larger等^[13]在多次的LSW驱油实验中发现,在采油量提升的同时并没有观察到任何的微粒运移现象;Berg等^[14]的实验结果也是如此;Zhang等^[15]在实验中也并没有发现产出水或油水界面存在黏土含量的证据。出现这种情况的原因推测是在驱油过程中,除微粒运移外的其他机制起到了作用,这说明无论是提高波及效率还是含油微粒的释放并不是LSW提高采收率的主要机制。

1.2 润湿性的改变

1.2.1 类碱驱

早在1987年,Kia等^[16]在研究注入水中盐成分对水敏现象的影响实验中,用NaCl或CaCl₂溶液饱和含黏土的Berea砂岩,再用清水进行驱替。在所有实验中,进入砂岩的溶液的pH值约为6.5,然而产出液的pH值大约为7.5、8.6和8.3,分析认为pH的升高是微量可溶矿物(如方解石)增溶的结果。Valdya等^[17]在研究酸碱度对微粒运移造成的地层损害时发现,在低pH值下黏土的分散性最小,这说明

pH值的升高有利于提高采收率。

Mcguire等^[18]提出,低矿化度水驱的机制可能是由于pH值的升高和界面张力(IFT)的降低,类似碱驱。pH值的增加是由于水中的氢离子与被吸附的阳离子交换造成的^[19]。当原油与pH值升高的低盐度水接触时,油中的酸或极性组分可通过皂化反应生成原位表面活性剂,进而降低油水界面张力,生成的表面活性剂可以改变岩石表面的润湿性,还可以充当乳化剂,使油分散到水中,这种乳化作用可以提高水驱效率。然而,在碱水驱过程中常用的溶液pH值通常为11~13。为了能够产生表面活性剂,pH值需要大于9^[20],而在典型的低矿化度水驱时,pH值一般小于这个数值。另外,Zhang等^[21]在LSW实验中报告的油水界面张力为16 mN/m。Buckley等^[22]在pH<9时测得的IFT值超过10 mN/m。这样的IFT还不够低,不足以降低三次采油的剩余油饱和度。因此,LSW的类碱驱机理还需要探讨,可能对提高采收率有影响,但不起主要作用。

1.2.2 pH值升高导致解吸

Austad等^[23]提出原油中的有机物由于pH升高而解吸。低矿化度注水过程中,随着矿化度的降低,盐水中吸附的阳离子与解吸的阳离子之间的平衡被破坏,为了抵消这种影响,初始吸附在岩石上的阳离子发生解吸,从而提高pH值。pH值的增加会导致吸附的酸性物质和质子化的碱性物质与OH⁻的快速反应,从而使有机物质从岩石表面解吸。岩石的水润湿性得到改善,进而提高采收率。

杨杰等^[24]在研究pH对润湿性的影响时,发现在酸性条件下,石油酸的电离被抑制,以羧酸分子形式存在,碱组分被电离而带正电,羧酸分子与正电性碱组分可分别通过氢键、库仑力吸附于砂岩表面的负电性硅醇基团,导致砂岩表面的亲水性减弱。当体系pH升高时,吸附的羧酸分子被电离为负电性羧酸根,正电性碱电离被抑制为电中性碱,导致酸碱组分从砂岩表面脱落,砂岩表面的亲水性增强。pH值升高导致吸附的有机物解吸,从而使岩石表面更加水湿,进而提高水驱采收率。

1.2.3 多组分离子交换

最初,Valocchi等^[25]在微咸水含水层中注入淡水,注意到不同生产井中的Ca²⁺和Mg²⁺浓度低于注入水和原生水。低矿化度注水会引起注入水与岩

石表面的多组分离子交换,从而导致较高的采收率。通过分析采出液并将其化学成分与注入盐水的化学成分进行比较,证实了阳离子交换的存在。一般来说,影响储集层黏土吸附原油的机制有4种,均由多组分离子交换引起的。这些机理包括阳离子交换、配体键合、阳离子桥联和水桥联。盐水中的二价阳离子与岩石表面和原油中的有机物质搭桥使原油中的有机物大量铺集在岩石表面,导致岩石油湿。注入盐水后,其中的低价阳离子自身的交换能力较弱,但是可以通过浓度扩散交换高价的钙、镁离子,从而使原油从岩石孔隙表面脱附,提高驱油效率^[13],本质上也是改变了岩石表面的润湿性。

许多学者对此进行了深入研究。李雪娇等^[12]检测低矿化度水驱产出液各离子的质量浓度时发现, Ca^{2+} 的质量浓度先大幅增加后逐渐降低, Mg^{2+} 的质量浓度先小幅增加再逐渐减小,最终逐渐趋于平稳,说明水驱过程中存在少量 Mg^{2+} 交换 Ca^{2+} 以及注入水中的 H^+ 交换黏土表面大量的 Ca^{2+} 的过程,可见水驱过程中存在离子交换。AL-Saedi 等^[26] 的实验也验证了离子交换机制的存在。

在多组分离子交换机制中,注入的低矿化度水中的低价阳离子取代作为桥连基础的高价阳离子是这一机制发挥作用的基础,因此注入水中应不含高价阳离子。然而,部分实验结果显示^[6, 15],当注入水矿化度从 8 g/L 降至 1.5 g/L 的同时添加二价离子时,采收率反而有所提高。Yildiz 等^[6] 的实验结果也表明,在原生水含 2% CaCl_2 的条件下使用 4% $\text{NaCl}+0.5\% \text{CaCl}_2$ 溶液,得到的原油采收率最高。这些都不是多组分离子交换作用能够解释的,在油/盐水/岩石体系中还存在更为复杂的相互作用。因此,多组分离子交换理论还需要进一步探索。

1.2.4 双电层效应

储层中被油饱和的岩石孔隙被残留的薄盐水膜润湿,油相占据了剩余的孔隙^[27]。通过各种油/盐水/岩石的相互作用,石油分子在岩石表面的铺集可能导致岩石变得更加油湿^[28]。油/水/岩石体系存在油/盐水和盐水/岩石两个界面,每个界面都分布着一个双电层。

油藏中岩石的润湿性取决于水膜的稳定性,而水膜稳定性取决于油/盐水、盐水/岩石界面电荷的电性及大小^[29]。在油/盐水/岩石体系中,表面电荷

是溶液 pH 值的函数^[16]。一般情况下,当盐水溶液的 pH 值大于 2 时,砂岩表面为负电荷,并且在油藏条件下的原油/盐水界面一般也为负电荷。而低矿化度下水界面所带的负电量大于高矿化度的油水界面^[30],当注入水矿化度降低时,两个双电层膨胀,双电层之间的斥力增强,岩石表面的水膜变厚,因此也就越稳定,岩石的亲水性越强。Ligthelm 等^[31] 也提出双电层膨胀机理是低矿化度水驱提高采收率的主要原因。Nasralla 等^[32] 通过接触角测试和 Zeta 电位测试研究原油/盐水界面电荷对云母表面润湿性的影响时,发现在不同温度和压力条件下,低矿化度盐水让岩石表面的亲水性增强。在研究砂岩油藏中石英及黏土矿物表面 Zeta 电位及润湿角的变化规律时,尉雪梅等^[33] 发现黏土矿物表面在低矿化度水的作用下会发生离子交换并造成电位变化,进而引发润湿性的改变。崔传智等^[34] 也证明了这一点,他们发现少量二价阳离子便可急剧压缩扩散双电层,削弱界面间的静电斥力作用,产生负分离压力,导致水膜变薄,岩石水润湿性减弱,不利于提高洗油效率。因此,在低矿化度水驱过程中,注入低盐度水后,通过两个双电层的膨胀增大了薄膜两侧界面之间的静电排斥,薄膜变得更厚、更稳定,岩石更加水湿。另外,在砂岩油藏中,当黏土矿物存在时,双电层的膨胀增大了黏土层之间的排斥力,引起微粒运移,从而从另一个角度影响采收率。然而,Sharma 等^[35] 观察到水膜在高盐度下更稳定,这与上述结果不一致,因此在之后的工作中需要针对盐水膜进行研究。

1.2.5 盐析作用

极性有机组分在水中的溶解度受离子组成和盐度的影响,有机物质在水中的溶解度可以通过向溶液中加入盐而急剧降低;反之,通过从水中除去盐而增加。有机物质通过疏水部分周围氢键形成的水结构而溶解。而无机离子(Ca^{2+} 、 Mg^{2+} 、 Na^+)破坏了有机分子周围的水结构,从而降低溶解度。阳离子破坏结构的能力反映在它们的水合能上,因此二价离子对有机物质在水中的溶解度有更强的影响。盐度降低到临界离子强度以下可以增加有机物质在水相中的溶解度,即为盐析效应^[36]。这一机理类似于润湿性由油湿向水湿的转变,有机物质溶解度在水相中的增加相当于从岩石表面解吸油滴。

然而,这一机制不能解释采收率对矿物组成、pH、矿化度等的依赖关系。

盐析作用在砂岩油藏和碳酸盐岩油藏中均有发生。Kumar等^[37]利用原子力显微镜观察沉积在方解石表面的有机层对不同盐度盐水的原位微观响应时,发现有机层在高盐度水中保持稳定,在暴露于低盐度水时解吸。此外,有机质层在低盐度盐水中膨胀,其刚度与盐水盐度成正比。这些观察结果均为盐析效应的存在提供了证据。在盐析效应中,有机层与溶剂分子的亲和力随着盐水盐度的降低而增加。有机物的溶胀和解吸为盐水进入矿物表面提供了通道,导致矿物表面的溶解和润湿性的改变。

1.2.6 渗透压力

在驱油过程中,孔道中的油滴起到了半透膜的作用,油滴可以在渗透压梯度下移动。注入的低矿化度水和原生水之间存在盐度差,因此在低矿化度水驱过程中,水可以通过油的扩散从主孔道进入导流能力较差的孔隙网络中,提高洗油效率^[38]。

1.3 碳酸盐岩油藏

Yousef等^[39]首先观察到碳酸盐中的低盐度效应。他们发现海水中的盐水/碳酸盐岩的Zeta电位会随着盐度的降低而变得越来越负。Ayirala等^[40]发现,在高矿化度水条件下的方解石/盐水界面和油/盐水界面上观察到的Zeta电位极性相反,可以破坏薄水膜,使原油直接接触到岩石表面,从而产生油润湿性。相比之下,低矿化度水条件下的油/盐水界面显示出越来越负的Zeta电位,在方解石/盐水界面是极性反转为负的Zeta电位,以稳定岩石表面的水膜,随后呈现水润湿性。目前认为碳酸盐岩中的低矿化度水驱效果主要是由矿物(特别是硬石膏)的溶解引起的。

首先是对双电层的影响。低矿化度水注入碳酸盐岩储层,扰乱了盐水膜中溶解的离子、吸附在岩石表面的离子与结合在岩石基质中的物质之间建立的热力学平衡,从而导致方解石和硬石膏等矿物的溶解。这些矿物溶解产生的离子可以抵消盐水膜中溶解的离子的浓度下降。矿物的溶解提高了pH值并生成 SO_4^{2-} ,继而引起盐水/岩石界面的负电荷增多,与带负电的油水界面产生更强的排斥,使水膜变厚,岩石更加水湿^[41-44]。其次,低矿化度水

驱中硬石膏溶解产生的 SO_4^{2-} 吸附到碳酸盐表面,导致 Ca^{2+} 和 Mg^{2+} 在岩石上的共吸附。然后, Ca^{2+} 可以与油中与碳酸盐表面结合的羧基反应。与 Ca^{2+} 的反应破坏了盐水/油和盐水/碳酸盐界面之间的键,并导致羧基的释放,从而提高了石油采收率。在足够高的温度下, Mg^{2+} 可以取代碳酸盐表面的 Ca^{2+} ,从而取代表面上桥连到羧基的 Ca^{2+} 。以这种方式,钙/镁替代物进一步提高了石油采收率。在这种机理的解释中一价阳离子是否存在并不重要^[43]。另外,硬石膏的溶解可以增加孔隙的连通性从而改善储集层的渗透性^[39, 45],以此来提高原油采收率。

1.4 总结

除了上述的机制以外,目前的研究发现,注入低矿化度水后,移动的微粒稳定后重新定向排列形成的界面/薄层也对采油量的增加有积极影响^[46]。但不论是哪一种机理,都没有非常确定的证据证明其一定存在,还需要进一步的探索。

对于砂岩油藏,LSW提高采收率的机制总的来说可以分为两种独立的机理:微粒运移和润湿性的改变。微粒运移表现在当用低矿化度水冲洗油层时,含油黏土颗粒从油层表面释放出来,并将油带到下游,同时起到堵水调剖的作用;润湿性的改变表现为在油/盐水/岩石三相界面引入低矿化度水,直接改变了体系的界面性质,这使得储层变得越来越水湿,释放出更多的原油。对于碳酸盐岩油藏,LSW的效果主要是由矿物的溶解引起的,其机理包括双电层的作用、离子的吸附与交换以及渗透性的改善,溶解产生的 SO_4^{2-} 发挥了重要作用。

2 适用条件

2.1 黏土的存在

黏土矿物广泛存在于砂岩储层的孔隙中,在石英上形成表面涂层。这些矿物被认为与储层中的石油有显著的相互作用,因此在岩石的整体润湿性中起着决定性的作用^[8, 47]。从这一点来看,砂岩储层比碳酸盐储层更适合用LSW来提高采收率,因为它们含有更多的黏土矿物。但也有研究发现,通过LSW实验在不含黏土的砂岩岩心中也发现了原油分子与砂体的分离现象,只是不像含黏土的砂岩岩心那样明显,且 Ca^{2+} 解吸现象显著,这表明在不存在黏土的情况下,LSW也能获得更高的采收率^[26]。通

过机理分析可以看到,黏土的存在对LSW中的微粒运移有影响,但在砂岩油藏中的石英矿物表面通过羟基去质子化带电,也会出现多组分离子交换以及pH值升高等现象,因此黏土对于LSW提高采收率来说并不是必需的。

2.2 极性石油组分

极性石油组分的存在是LSW提高采收率的必要条件。Zhang等^[44]指出,与含有极性基团的油相比,去掉极性油成分的原油在较低的矿化度下不会表现出石油采收率的增加。有学者^[8]认为,极性官能团主要与储集层中存在的黏土矿物相互作用,由此黏土可以将石油锚定在储集层岩石上,从而减少石油从表面释放的趋势。在此基础上,注入低矿化度水使原油解吸,才能表现出提高采收率的作用。也有学者^[48]认为,油中的极性组分起到天然表面活性剂的作用,直接改变了原油/盐水/岩石三相体系的润湿性。另外,带电的石油分子在多组分离子交换中也发挥着重要作用。

2.3 初始水存在并且含有二价阳离子

Tang等^[8]提出初始含水饱和度是降低矿化度提高采收率的必要条件,指出了初始含水饱和度的重要性。他们发现矿化度的变化对于最初被原油100%饱和的岩心没有影响。Zhang等^[21]在对比LSW对油/岩石体系和油/盐水/岩石体系的影响时发现,油/岩石体系对LSW基本上不敏感,而注入盐水建立残余油体系后,再注入低矿化度水,采收率明显提高。因此,初始水的存在对LSW工艺的应用是必需的。

研究表明^[49],二价阳离子(钙镁离子)对盐水/油界面的影响显著,而钠离子对界面的影响不大。阳离子和有机物配对的分析表明^[50],有机阴离子更倾向与二价钙离子而不是一价的钠离子配位,这为LSW理论提供了支持。一价阳离子可以通过取代作为离子桥的二价阳离子使原油解吸,岩石更加亲水,进而提高采收率。另外,注入水的矿化度需低于地层水的矿化度,这是一切讨论的前提。

综上所述,对于砂岩油藏,LSW发生的条件包括极性石油组分的存在、初始水存在且含有二价阳离子以及注入水矿化度低于地层水矿化度,至于黏土矿物的存在并不是LSW的必要条件。除此之外,对于碳酸盐岩油藏,硬石膏等可以提供含 SO_4^{2-} 的矿

物尤为重要。

3 低矿化度水驱技术的应用

在现场应用时,为了进一步提高石油产量,经常采用复合驱油的方法,如LSW与聚合物、 CO_2 以及表面活性剂的联用。

3.1 聚合物-低矿化度水驱(LSP)

采油过程中在注入水中添加一些水溶性高分子聚合物可以提高注入水的黏度,降低水相渗透率,调整流度比,提高波及系数,进而提高采收率。

Shiran等^[51]采用低矿化度水进行二次注水,之后再注入聚合物,可以将采收率提高到约90%。Torrijos等^[52]在二次采油中注入低矿化度水的原油采收率为59%,随后用低矿化度水与聚合物联用的采收率为86%,而相同条件下用地层水的则为35%。这是由于注入低矿化度水改变润湿性后,油在孔隙空间内重新分布,附着在矿物表面的油本身具有较低的流动性,但在更亲水的条件下,会产生一种新的更容易被聚合物溶液拖拽的可流动油^[53]。周治岳等^[54]在LSW后聚合物驱提高采收率的实验中发现,在配制聚合物溶液时,水的矿化度为1875 mg/L时,聚合物溶液的黏度最大。随着矿化度的增大,聚合物溶液的黏度逐渐下降,黏弹性逐渐变差。在模拟岩心驱替时发现,使用LSW后聚合物驱的最终采收率比采用高矿化度水驱后聚合物驱最多可提高8.1个百分点。同时,由于盐在多孔介质中的分散,一旦将低盐度盐水注入储层,注入盐水(低盐度)和滞留盐水(高盐度)会发生混合,随着前缘从注入井向生产井移动,混合区不断扩大。前缘盐度的增加降低了LSW的效率。Sarvestani等^[55]发现如果在低矿化度盐水中加入少量聚合物,可以显著抑制盐的分散。这说明将LSW和聚合物驱相结合,能够起到良好的协同作用,是一种可行的提高采收率方法。另外,在具体的实施过程中要优先考虑低矿化度水的段塞尺寸、盐浓度以及聚合物黏度^[56]。

3.2 CO_2 -低矿化度水驱(CO_2 -LSWAG)

CO_2 混相驱通过消除原油界面张力,显著降低原油黏度,从而提高原油采收率^[57]。低矿化度水交替注气提高采收率是一种新的提高采收率技术。Teklu等^[58]通过岩心驱替实验和接触角以及界面张力的测定验证了 CO_2 -LSWAG的有效性,并指出注

入CO₂将碳酸盐岩和砂岩的润湿性向亲水性转变,低矿化度水中CO₂较高的溶解度(与高矿化度水相比)是残余油启动量增加的主要原因。盐水中较高的CO₂溶解度能就地生成更高浓度的碳酸水,以更大程度地改造润湿性并降低IFT和黏度。Naderi等^[59]发现,与CO₂-高矿化度水驱(CO₂-HSWAG)相比,CO₂-LSWAG生产的增量石油高达初始产量的10%。主要原因是方解石和长石溶解,阳离子交换效率提高,润湿性改变。需特别注意的是,在使用CO₂-LSWAG提高采收率之前应该判断该油藏是否适用LSW^[60]。

3.3 表面活性剂-低矿化度水驱(LSS)

表面活性剂可以明显降低油/盐水界面张力。张建国^[61]通过室内实验对不同矿化度水以及表面活性剂溶液的综合性能进行了评价,发现表面活性剂在低矿化度(3 g/L)水条件下仍具有良好的界面活性,并且随着溶液矿化度的逐渐降低,表面活性剂在岩心中的吸附量逐渐增大,岩心入口端面的接触角逐渐减小,亲水性增强,从而有利于提高水驱油的采收率。使用低矿化度水/表面活性剂交替注入时的最终采收率可以达到50.3%,明显高于高矿化度水/表面活性剂(40.6%)。

目前认为低矿化度水驱加后续低矿化度表面活性剂驱是两者最有效果的组合方式。栗原君等^[62]以低矿化度下的地层水和表面活性剂十六烷基羟丙基磺基甜菜碱(HHSB)溶液为对象,通过室内物理模拟研究了其在低渗多孔介质中的流动特征及驱油特征,发现低矿化度下地层水及表面活性剂溶液与岩石表面的作用更强、流动阻力更小。提出在多种组合的提高采收率方法中,低矿化度水驱加后续低矿化度表面活性剂驱的组合方式可使采收率达到最高。Araz等^[63]也在研究中发现与高矿化度水驱相比,在水湿岩心中注入低矿化度水,最大采收率增幅可达7%;并指出在LSW驱油后,再进行LSS驱油可增加额外的采收率。LSS联合驱油是提高采收率极有前景的方法之一。另外, Teklu等^[64]还设计了低矿化度水驱和表面活性剂以及CO₂三者混合的提采工艺。该方法的提高采收率效果较好,在低渗透碳酸盐岩、砂岩和特低渗透泥页岩油藏中具有较大的应用潜力。其中,低矿化度水将润湿性向亲水性转变,有利于表面活性剂驱油;低矿化度水

中的表面活性剂乳化了部分剩余油,降低了IFT;而在润湿性改变的情况下,注入CO₂可以改善更多剩余油的流度。

3.4 低矿化度水驱存在的问题

低矿化度水驱在实际应用时也存在一些亟待解决的问题,除了驱油机理尚不清晰之外,还包括水源问题以及储层适应性问题^[65]。首先,低矿化度水驱需要大量的低矿化度水,这对水源提出了要求。对于距离低盐度水源较近的油田可以直接使用,但是对于附近没有水源的油田,需要对采出的地层水进行稀释,此时需要进行经济评价,判断低矿化度水驱是否适用。其次,应提前对地层进行敏感性测试,避免出现因注入低矿化度水导致储层渗透率急剧降低的现象。需针对实际地层,改善注入水的基质条件,防止储层结垢。另外,在注水时确定最优矿化度。矿化度太高无法提高采收率,太低又会引起储层损害,因此要结合储层岩石条件、原油组分、地层水、温度、压力以及生产历史等因素确定最优矿化度。

4 分子模拟技术

近年来,出现了一些新的研究方法来帮助分析LSW提高原油采收率的机理,如计算机模拟技术。其中,应用较多的有密度泛函理论(DFT)方法和分子动力学(MD)模拟。DFT是一种基于量子力学原理的计算方法。该方法考虑了电子相互作用,能模拟岩石、石油和盐水之间的反应机理。最近,DFT模拟已成为模拟简单有机分子在储集层表面相互作用的有力工具,例如与油相关的单体在黏土表面^[50,66]和碳酸盐上^[67]的吸附,但其研究的时间和空间尺度都是有限的。相比之下,经典的MD可以在更大的时间和空间尺度上探索低矿化度提高采收率的机理。MD模拟将原子视为球体,运用绝热近似,并引入具有可伸缩键长的谐振子模型,把共价键近似成为连接两个原子(小球)的弹簧,通过数值求解分子体系经典牛顿力学运动方程的方法得到体系的相轨迹,并统计体系的结构特征和性质^[68]。与DFT相比,这种更简单的方法大大增加了可模拟的空间尺度和时间尺度。目前,MD方法已被应用于LSW的研究,有助于从原子和分子水平理解低盐度驱油的机制。该方法在碳酸盐岩油藏和砂岩油

藏LSW的研究中均有体现。

对于碳酸盐岩油藏主要是建立油-盐水-方解石体系,研究方解石表面润湿性随矿化度的变化^[69-71]以及硫酸根离子的影响^[72]等,其中润湿性的变化通过观察润湿角的改变以及盐水膜中的离子是否提供桥接来判断^[73]。对于砂岩油藏主要是油-盐水-黏土矿物/石英体系的研究,包括石油分子在黏土矿物基底表面的吸附^[50, 74-75]、双电层效应^[76]和盐水膜厚度^[77-78]等的研究。另外,针对油水界面建立模型,通过计算IFT、界面厚度以及水油相接触角来判断最佳的注入水矿化度^[79]。

经典MD模拟的主要缺点是没有键断裂和键生成,只有在使用反应力场的条件下才能模拟化学键的生成和断裂。并且真实的油藏条件复杂多变,而模拟体系只能在理想的条件下进行,比如模拟时用的石油分子大多为正癸烷,岩石也是单一的矿物表面,与实际情况相差较大,只能从微观角度辅助理解,因此在模型建立方面还需要完善。

5 结论

LSW提高采收率技术以其低廉的成本、简单的工艺、较为环保的特征以及良好的提高采收率效果一直备受关注。截至目前,LSW提高采收率的机理并没有确定的结论,普遍认为包括扩散双电层理论、离子交换机制、微粒运移、pH值升高以及盐析作用等。这些机理大致可以分为微粒运移和润湿性变化两方面,同时在驱油过程中这些机理并不是单独起作用的,而是多个机制协同作用,有些机理只在特定的条件下才会发挥作用。

LSW提高采收率方法所需要的油藏条件,对于砂岩油藏一般包括原油中含有极性组分、原始地层水存在且含有高价阳离子以及低矿化度的注入水等。黏土矿物的存在对砂岩油藏LSW提高采收率有更加积极的作用,但不是必需的。对于碳酸盐岩油藏,硬石膏等矿物的存在很重要,因为 SO_4^{2-} 在其中扮演重要角色。

为了增强提高采收率的效果,常常将LSW和聚合物、 CO_2 以及表面活性剂联用,开发出的提高采收率混合工艺也被证明是有效的。DFT模拟和MD方法有助于从原子和分子水平理解LSW的机理,但是由于模拟的理想化和实际的复杂性之间的差距,导

致模拟结果并不能真正描述实际油藏的情况。在未来的研究中,计算机模拟技术将会发挥更加重要的作用。针对LSW机理,加强对盐水膜的研究,包括盐水膜两侧界面的分子结构、盐水膜接近分子厚度时的界面演变、薄膜内部分离压力的影响因素、离子在盐水膜中的分布以及这种分布如何响应离子浓度和膜厚度的变化等。复杂的体系需要建立合适的模型,寻找相应的力场,优化算法以降低计算成本,恰当地将DFT模拟和MD方法进行联用,比如利用DFT对物质的电荷性质等进行精确的计算,再利用MD方法扩大计算规模,并将计算结果与现场试验结合起来,以便更好地理解LSW技术。

参考文献:

- [1] 吴剑,常毓文,李嘉,等.低矿化度水驱技术增产机理与适用条件[J].西南石油大学学报(自然科学版),2015,37(5):145-151.
- [2] MARTIN J C. The effects of clay on the displacement of heavy oil by water [C]//Venezuelan Annual Meeting. Caracas, Venezuela, October 14-16, 1959.
- [3] BERNARD G G. Effect of floodwater salinity on recovery of oil from cores containing clays [C]//SPE California Regional Meeting. Los Angeles, California, October 26-27, 1967.
- [4] MORROW N R. Wettability and its effect on oil recovery [J]. J Pet Technol, 1990, 42(12): 1476-1484.
- [5] JADHUNANDAN P P, MORROW N R. Spontaneous imbibition of water by crude oil/brine/rock systems [J]. In Situ, 1991, 15(4): 319-345.
- [6] YILDIZ H O, MORROW N R. Effect of brine composition on recovery of Moutray crude oil by waterflooding [J]. J Pet Sci Eng, 1996, 14(3): 159-168.
- [7] TANG G Q, MORROW N R. Salinity, temperature, oil composition, and oil recovery by waterflooding [J]. SPE Reserv Eng, 1997, 12(4): 269-276.
- [8] TANG G Q, MORROW N R. Influence of brine composition and fines migration on crude oil/brine/rock interactions and oil recovery [J]. J Pet Sci Eng, 1999, 24(2): 99-111.
- [9] WEBB K J, BLACK C, AL-AJEEL H. Low salinity oil recovery-log-inject-log [C]//SPE/DOE Symposium on Improved Oil Recovery. Tulsa, Oklahoma, April 17-21, 2004.
- [10] WEBB K J, BLACK C, EDMONDS I J. Low salinity oil recovery—the role of reservoir condition corefloods [C]//IOR 2005-13th European Symposium on Improved Oil Recovery. Budapest, April 25-27, 2005.
- [11] WEBB K J, BLACK C, TJETLAND G. A Laboratory study investigating methods for improving oil recovery in carbonates

- [C]//International Petroleum Technology Conference. Doha, Qatar, November 21–23, 2005.
- [12] 李雪娇,付美龙,陈航,等.砂岩油藏智能水驱提高采收率作用机理实验[J].油气地质与采收率,2018,25(6):101–106.
- [13] LAGER A, WEBB K J, BLACK C, et al. Low salinity oil recovery—an experimental investigation [J]. *Petrophysics*, 2008, 49(1): 28–35.
- [14] BERG S, CENSE A W, JANSEN E, et al. Direct experimental evidence of wettability modification by low salinity [J]. *Petrophysics*, 2010, 51(5): 314–322.
- [15] ZHANG Y S, XIE X N, MORROW N. Waterflood performance by injection of brine with different salinity for reservoir cores [C]//SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Anaheim, California, USA, November 11–14, 2007.
- [16] KIA S F, FOGLE H S, REED M G, et al. Effect of salt composition on clay release in berea sandstones [J]. *SPE Prod Eng*, 1987, 2(4): 277–283.
- [17] VALDYA R N, FOGLE H S. Fines migration and formation damage: Influence of pH and ion exchange [J]. *SPE Prod Eng*, 1992, 7(4): 325–330.
- [18] MCGUIRE P L, CHATHAM J R, PASKVAN F K, et al. Low salinity oil recovery: An exciting new EOR opportunity for Alaska's North Slope [C]//SPE Western Regional Meeting. Irvine, California, March 30–April 1, 2005.
- [19] MOHAN K K, VAIDYA R N, REED M G, et al. Water sensitivity of sandstones containing swelling and non-swelling clays [J]. *Colloids Surf A: Physicochem Eng Aspects*, 1993, 73(2): 237–254.
- [20] BAEK K H, ARGÜELLES-VIVAS F J, OKUNO R, et al. Organic alkali as a steam additive for improved SAGD: Experimental study of emulsion phase behavior and viscosity [C]//SPE Canada Heavy Oil Technical Conference. Calgary, Alberta, Canada, March 13–14, 2018.
- [21] ZHANG Y S, MORROW N R. Comparison of secondary and tertiary recovery with change in injection brine composition for crude-oil/sandstone combinations [C]//SPE/DOE Symposium on Improved Oil Recovery. Tulsa, Oklahoma, USA, April 22–26, 2006.
- [22] BUCKLEY J S, FAN T S. Crude oil/brine interfacial tensions [J]. *Petrophysics*, 2007, 48(3): 175–185.
- [23] AUSTAD T, REZAEIDOUST A, PUNTERVOLD T. Chemical mechanism of low salinity water flooding in sandstone reservoirs [C]//SPE Improved Oil Recovery Symposium. Tulsa, Oklahoma, USA, April 24–28, 2010.
- [24] 杨杰,董朝霞,向启贵,等.低盐水改变砂岩表面润湿性的pH升高机理[J].东北石油大学学报,2018,42(6):104–113.
- [25] VALOCCHI A J, STREET R L, ROBERTS P V. Transport of ion-exchanging solutes in groundwater: Chromatographic theory and field simulation [J]. *Water Resour Res*, 1981, 17(5): 1517–1527.
- [26] AL-SAEDI H, FLORI R. 砂岩储集层低矿化度水驱提高采收率机理及黏土对采收率的影响[J].石油勘探与开发,2018,45(5):869–873.
- [27] MYINT P C, FIROOZABADI A. Thin liquid films in improved oil recovery from low-salinity brine [J]. *Curr Opin Colloid Interface Sci*, 2015, 20(2): 105–114.
- [28] BUCKLEY J S, LIU Y. Some mechanisms of crude oil/brine/solid interactions [J]. *J Pet Sci Eng*, 1998, 20(3): 155–160.
- [29] HIRASAKI G J. Wettability: Fundamentals and surface forces [J]. *SPE Form Eval*, 1991, 6(2): 217–226.
- [30] BUCKLEY J S, TAKAMURA K, MORROW N R. Influence of electrical surface charges on the wetting properties of crude oils [J]. *SPE Reserv Eng*, 1989, 4(3): 332–340.
- [31] LIGHTHELM D J, GRONSVELD J, HOFMAN J, et al. Novel waterflooding strategy by manipulation of injection brine composition [C]//EUROPEC/EAGE Conference and Exhibition. Amsterdam, The Netherlands, June 8–11, 2009.
- [32] NASRALLA R, ALOTAIBI M, NASR-EL-DIN H. Efficiency of oil recovery by low salinity water flooding in sandstone reservoirs [C]//SPE Western North American Region Meeting. Anchorage, Alaska, USA, May 7–11, 2011.
- [33] 尉雪梅,张艳玉,王朝,等.砂岩黏土矿物与智能离子水的界面电性及润湿性特征实验研究[C]//2020油气田勘探与开发国际会议论文集.西安:西安石油大学,2020:8.
- [34] 崔传智,韦自健,吴忠维,等.基于DLVO理论的低矿化度水驱对岩石润湿性的影响[J].中国石油大学学报(自然科学版),2020,44(1):106–114.
- [35] SHARMA M M, FILOCO P R. Effect of brine salinity and crude-oil properties on oil recovery and residual saturations [J]. *SPE J*, 2000, 5(3): 293–300.
- [36] REZAEIDOUST A, PUNTERVOLD T, STRAND S, et al. Smart water as wettability modifier in carbonate and sandstone: A discussion of similarities/differences in the chemical mechanisms [J]. *Energ Fuel*, 2009, 23(9): 4479–4485.
- [37] KUMAR S, RAO A, ALOTAIBI M B, et al. Response of crude oil deposited organic layers to brines of different salinity: An atomic force microscopy study on carbonate surfaces [J]. *Fuel*, 2021, 302(5): 121129.
- [38] SANDENGEN K, ARNTZEN O J. Osmosis during low salinity water flooding [C]//EAGE 17th European Symposium on Improved Oil Recovery. St. Petersburg, Russia, April 16–18, 2013.
- [39] YOUSEF A A, AL-SALEH S, AL-JAWFI M S. Improved/enhanced oil recovery from carbonate reservoirs by tuning injection water salinity and ionic content [C]//SPE Improved Oil Recovery Symposium. Tulsa, Oklahoma, USA, April 14–18, 2012.

- [40] AYIRALA S, ALGHAMDI A, GMIRA A, et al. Linking pore scale mechanisms with macroscopic to core scale effects in controlled ionic composition low salinity waterflooding processes [J]. *Fuel*, 2020, 264: 116798.
- [41] AL-SHALABI E W, SEPEHRNOORI K, POPE G A. Geochemical interpretation of low salinity water injection in carbonate oil reservoirs [J]. *SPE J*, 2015, 20(6): 1212–1226.
- [42] ZOHREH J, ALIPOUR T V. Mechanistic study of the wettability modification in carbonate and sandstone reservoirs during water/low salinity water flooding [J]. *Energ Environ Res*, 2014, 4(3): 78–95.
- [43] AUSTAD T, SHARIATPANAH S F, STRAND S, et al. Conditions for a low-salinity enhanced oil recovery (EOR) effect in carbonate oil reservoirs [J]. *Energ Fuel*, 2012, 26(1): 569–575.
- [44] ZHANG P M, TWEHEYO M T, AUSTAD T. Wettability alteration and improved oil recovery by spontaneous imbibition of seawater into chalk: Impact of the potential determining ions Ca^{2+} , Mg^{2+} , and SO_4^{2-} [J]. *Colloids Surf A: Physicochem Eng Aspects*, 2007, 301(1/2/3): 199–208.
- [45] YOUSEF A A, AL-SALEH S, AL-KAABI A, et al. Laboratory investigation of the impact of injection-water salinity and ionic content on oil recovery from carbonate reservoirs [J]. *SPE Reserv Eval Eng*, 2011, 14(5): 578–593.
- [46] MORROW N, BUCKLEY J. Improved oil recovery by low-salinity waterflooding [J]. *J Pet Technol*, 2011, 63(5): 106–112.
- [47] FASSI-FIHRI O, ROBIN M, ROSENBERG E. Wettability studies at the pore level: A new approach by the use of cryo-scanning electron microscopy [J]. *SPE Form Eval*, 1995, 10(1): 11–19.
- [48] REZAEIDOUST A, PUNTERVOLD T, AUSTAD T. Chemical verification of the EOR mechanism by using low saline/ smart water in sandstone [J]. *Energ Fuel*, 2011, 25(5): 2151–2162.
- [49] MAHMOUDVAND M, JAVADI A, POURAFSHARY P, et al. Effects of cation salinity on the dynamic interfacial tension and viscoelasticity of a water-oil system [J]. *J Pet Sci Eng*, 2021, 206: 108970.
- [50] GREATHOUSE J A, CYGAN R T, FREDRICH J T, et al. Adsorption of aqueous crude oil components on the basal surfaces of clay minerals: Molecular simulations including salinity and temperature effects [J]. *J Phys Chem C*, 2017, 121(41): 22773–22786.
- [51] SHIRAN B S, SKAUGE A. Enhanced oil recovery (EOR) by combined low salinity water/polymer flooding [J]. *Energ Fuel*, 2013, 27(3): 1223–1235.
- [52] TORRIJOS I D P, PUNTERVOLD T, STRAND S, et al. Experimental study of the response time of the low-salinity enhanced oil recovery effect during secondary and tertiary low-salinity waterflooding [J]. *Energ Fuel*, 2016, 30(6): 4733–4739.
- [53] WANG D M, CHENG J C, XIA H F, et al. Viscous-elastic fluids can mobilize oil remaining after water-flood by force parallel to the oil-water interface [C]//SPE Asia Pacific Improved Oil Recovery Conference. Kuala Lumpur, Malaysia, October 8–9, 2001.
- [54] 周治岳, 温中林, 杨伟, 等. 低矿化度水驱后聚合物驱提高采收率实验[J]. *断块油气田*, 2019, 26(6): 771–774.
- [55] SARVESTANI A D, ROSTAMI B, MAHANI H. Polymer-enhanced low-salinity brine to control in situ mixing and salt dispersion in low-salinity waterflooding [J]. *Energ Fuel*, 2021, 35(13): 10540–10550.
- [56] YOO H, LEE J. Impact of design parameters on oil recovery performance in polymer flooding with low-salinity water-flooding [J]. *Geosystem Eng*, 2020, 23(2): 63–72.
- [57] PERERA M, GAMAGE R P, RATHNAWEERA T D, et al. A review of CO_2 -enhanced oil recovery with a simulated sensitivity analysis [J]. *Energies*, 2016, 9(7): 1–22.
- [58] TEKLU T W, 杜东. 低矿化度水- CO_2 交替注入 EOR 方法[J]. *石油科技动态*, 2016(9): 60–79.
- [59] NADERI S, SIMJOO M. Numerical study of low salinity water alternating CO_2 injection for enhancing oil recovery in a sandstone reservoir: Coupled geochemical and fluid flow modeling [J]. *J Pet Sci Eng*, 2019, 173: 279–286.
- [60] ALQURAIISHI A A, AMAO A M, AL-ZAHRANI N I, et al. Low salinity water and CO_2 miscible flooding in Berea and Bentheimer sandstones [J]. *J King Saud Univ Eng Sci*, 2019, 31(3): 286–295.
- [61] 张建国. 低矿化度水/表面活性剂复合驱提高采收率技术[J]. *断块油气田*, 2019, 26(5): 609–612.
- [62] 栗原君, 夏楠, 李艳萍. 低矿化度水及十六烷基羟丙基磺基甜菜碱表面活性剂的驱油作用[J]. *油田化学*, 2016, 33(3): 487–491.
- [63] ARAZ A, KAMYABI F. Experimental study of combined low salinity and surfactant flooding effect on oil recovery [J]. *Oil Gas Sci Technol*, 2021, 76(1): 4–13.
- [64] TEKLU T W, ALAMERI W, KAZEMI H, et al. Low salinity water-surfactant- CO_2 EOR [J]. *Petroleum*, 2017, 3(3): 309–320.
- [65] 王平, 姜瑞忠, 王公昌, 等. 低矿化度水驱研究进展及展望[J]. *岩性油气藏*, 2012, 24(2): 106–110.
- [66] GEATCHES D L, JACQUET A, CLARK S J, et al. Monomer adsorption on kaolinite: Modeling the essential ingredients [J]. *J Phys Chem C*, 2012, 116(42): 22365–22374.
- [67] SÁNCHEZ V M, MIRANDA C R. Modeling acid oil component interactions with carbonate reservoirs: A first-principles view on

- low salinity recovery mechanisms [J]. *J Phys Chem C*, 2014, 118(33): 19180–19187.
- [68] 严六明, 朱素华. 分子动力学模拟的理论与实践[M]. 北京: 科学出版社, 2013: 19.
- [69] ZHAO J, YAO G, WEN D S. Salinity-dependent alterations of static and dynamic contact angles in oil/brine/calcite systems: A molecular dynamics simulation study [J]. *Fuel*, 2020, 272: 117615.
- [70] WANG J Y, BAI Y, SUI H, et al. Understanding the effects of salinity on bitumen-calcite interactions [J]. *Fuel Process Technol*, 2021, 213: 106668.
- [71] ZHAO J, YAO G, RAMISETTI S B, et al. Molecular dynamics investigation of substrate wettability alteration and oil transport in a calcite nanopore [J]. *Fuel*, 2019, 239: 1149–1161.
- [72] XIN J, LI C L, CHAI R K. Effect of sulfate ions on oil detachment from calcite surface: Experiments and molecular dynamics simulations [J]. *Arab J Geosc*, 2019, 12 (9) : 305–314.
- [73] KOLEINI M M, BADIZAD M H, KARGOZARFARD Z, et al. Interactions between rock/brine and oil/brine interfaces within thin brine film wetting carbonates: A molecular dynamics simulation study [J]. *Energy Fuel*, 2019, 33(9): 7983–7992.
- [74] SZCZERBA M, MCCARTY D K, DERKOWSKI A, et al. Molecular dynamics simulations of interactions of organic molecules found in oil with smectite: Influence of brine chemistry on oil recovery [J]. *J Pet Sci Eng*, 2020, 191: 107148.
- [75] ZEITLER T R, GREATHOUSE J A, CYGAN R T, et al. Molecular dynamics simulation of resin adsorption at kaolinite edge sites: Effect of surface deprotonation on interfacial structure [J]. *J Phys Chem C*, 2017, 121(41): 22787–22796.
- [76] MEHANA M, FAHES M, KANG Q J, et al. Molecular simulation of double layer expansion mechanism during low-salinity waterflooding [J]. *J Mol Liq*, 2020, 318: 114079.
- [77] FANG C, YANG Y F, SUN S Y, et al. Low salinity effect on the recovery of oil trapped by nanopores: A molecular dynamics study [J]. *Fuel*, 2020, 261: 116443.
- [78] FANG C, SUN S Y, QIAO R. Structure, thermodynamics, and dynamics of thin brine films in oil-brine-rock systems [J]. *Langmuir*, 2019, 35(32): 10341–10353.
- [79] ZHAO J, YAO G, RAMISETTI S B, et al. Molecular dynamics simulation of the salinity effect on the *n*-decane/water/vapor interfacial equilibrium [J]. *Energy Fuel*, 2018, 32 (11) : 11080–11092.

Research Progress of Low Salinity Water Flooding for EOR

YAN Biao, FAN Hongfu, WU Guodong

(School of Energy Resources, China University of Geosciences (Beijing), Beijing 100083, P R of China)

Abstract: Low salinity water flooding means injecting water with salinity of 1–5 g/L into the formation to enhance oil recovery. The mechanism of low salinity water flooding to enhance oil recovery is still controversial. By sorting out the development history of low salinity water flooding technology, the main mechanism of enhanced oil recovery by low salinity water flooding in sandstone reservoir could be roughly divided into two aspects, such as particle migration and wettability change. The mechanism of enhanced oil recovery by low salinity water flooding in carbonate reservoir was briefly described, including the change of double electric layer and ion reaction caused by mineral dissolution. The reservoir condition suitable for low salinity water flooding technology was analyzed. Then the new technology combining low salinity water flooding with other oil flooding technology was summarized. The application of molecular simulation technology in low salinity water flooding was introduced. Finally, some suggestions for future development were put forward.

Keywords: low salinity water flooding; mechanism; recovery factor; review