

文章编号:1000-4092(2021)04-747-07

低渗透油藏渗吸采油技术研究进展*

刘 凯^{1,2}, 高振东³, 王成俊^{1,2}, 高怡文^{1,2}, 孟选刚³

(1. 陕西延长石油(集团)有限责任公司研究院, 陕西 西安 710065; 2. 陕西省二氧化碳封存与提高采收率重点实验室, 陕西 西安 710065;
3. 延长油田股份有限公司, 陕西 延安 716000)

摘要:针对低渗透油藏渗吸采油技术, 运用文献调研的方式, 介绍了渗吸采油相关概念, 综述了低渗透油藏渗吸采油技术在渗吸机理和应用方面的研究成果与最新研究进展, 对低渗透油藏渗吸采油技术在室内实验和现场应用中的发展趋势进行了技术展望。图3参73

关键词:低渗透油藏; 渗吸采油; 提高采收率; 研究进展; 综述

中图分类号:TE357 **文献标识码:**A **DOI:** 10.19346/j.cnki.1000-4092.2021.04.029

0 前言

近年来, 中、高品质易开发的中高渗油气资源在新增勘探储量中所占比例越来越少, 低渗油气资源所占比例不断增大。据统计, 截至2017年, 在新增探明油气储量中低渗储量所占例高达73.7%^[1]。同时, 随着现有储量开采程度的不断加大, 以往较难开发的低渗透油藏油气资源在石油天然气开发中的重要程度不断加大。根据美国能源信息署的预计, 在2035年致密油产量将占世界原油总产量的45%以上^[2], 因此实现低渗透油藏的高效开发变得愈发重要。

低渗透油藏通常具有“三低两高”特征, 即原始地层压力低、孔隙度低、渗透率低、毛管压力高、有效应力高^[3], 一般均需要进行油藏改造才能具有有效产能, 如鄂尔多斯盆地的长庆油田、延长油田在新井投产初期均采取压裂造缝的方式^[4-6]。同时, 低渗透油藏普遍微裂缝发育, 储层呈现基质-裂缝双重流动系统, 在注水开发中表现出无水采油期短、见水后含水上升快等问题, 特别是见水后基质中仍存有大量原油, 采收率低, 因此低渗透油藏的有效开

发一直是一大难题。

渗吸采油是低渗透油藏开发中的一项重要机理, 在油藏开发中起着十分重要的作用, 特别是该类油藏中压裂造缝未波及区域, 储层致密, 启动压力高, 难以建立有效的驱替系统, 产油主要依靠储层基质-天然裂缝之间的油水渗吸交换。因此, 渗吸采油技术的研究对于低渗透油藏提高采收率有重要的指导意义。在广泛调研和分析的基础上, 本文介绍了渗吸采油的基本概念、机理和主要研究进展, 并提出了低渗透油藏渗吸采油技术的发展方向。

1 渗吸采油技术

渗吸采油是指通过多孔介质自发渗吸将基质油开采出来的方法, 在这个过程中, 动力为毛管力, 阻力为原油移动时的黏滞力。相比于中高渗储层, 低渗储层由于其喉道半径微小(多小于1 μm), 渗吸过程中的毛管力更大, 渗吸动力更强, 因此渗吸作用不容忽视。

渗吸主要是在重力与毛管力的共同作用下发生的, 毛管力占主导地位的为逆向渗吸, 重力占主导地位的为同向渗吸^[7]。由于在低渗储层中重力的

* 收稿日期:2020-07-22;修回日期:2020-11-04。

作者简介:刘凯(1989—),男,工程师,中国石油大学(北京)油气田开发专业硕士(2015),从事化学驱提高采收率方面研究,通讯地址:710065 陕西省西安市雁塔区唐延路61号, E-mail:982055324@qq.com。

作用基本可以忽略,而毛管力起着绝对支配作用,加上复杂缝网系统的存在,所以在低渗储层开发过程中发生着大规模的自发逆向渗吸^[8],渗吸是低渗透油藏储层基质出油的主要方式。

2 低渗透油藏渗吸采油技术研究进展

有关渗吸最早的研究可追溯到1918年Lucas等^[9-10]对于水在单管模型中自发渗吸过程的分析,之后对于渗吸的研究不断深入,研究内容不断细化,如在复杂条件下渗吸模型的建立^[11-12],数值模型的求解^[13-16]等。近年来,国内外学者针对低渗透油藏渗吸采油的研究主要集中在如下几个方面。

2.1 渗吸的影响因素

储层中的渗吸是一个十分复杂的现象,它主要受油水界面张力、乳化性、润湿性、温度、原油黏度、含油饱和度、渗透率等因素的影响,且各因素之间相互作用,作用机理复杂,因此针对渗吸影响因素的研究一直以来都是渗吸采油研究的重点^[17-28]。

储层的润湿性^[29-30]决定了能否发生自发渗吸,在水湿性储层中,毛管力为渗吸的驱动力;相反,在油湿性储层中,毛管力为渗吸的阻力,阻碍油相从基质向裂缝流动,因此油湿性油藏无法发生自发渗吸。对于长期水驱后的油湿性油藏,润湿性一般会自发转变为水湿,这主要是由于储层介质在水的长期冲刷与浸泡下,含油饱和度不断降低,介质表面附着的油分子被不断剥离,从而润湿性不断向亲水转变。

对于处于开发初期的油湿性油藏,若需要尽快改变润湿性则需要通过往注入水中添加润湿反转剂以改变储层润湿性。常用的润湿反转剂是表面活性剂,大量研究已经证明表面活性剂在岩心表面的吸附能改变润湿性(图1)^[29-33]。同时,表面活性剂除了能改变油藏岩石的润湿性以外,还能通过改变驱替液乳化能力来影响渗吸过程。通过促进原油在岩心中的自发乳化,使乳化的油滴变小,从而降低原油在岩心中流动的阻力,进而有利于渗吸^[34-35]。但是,强润湿能力与乳化性需要较高的表面活性剂浓度,从而导致界面张力过低。姚同玉、谢坤等^[36-37]认为不同于单纯的表面活性剂驱油,因为毛管力是渗吸的动力,所以界面张力不宜过低,否则会转变为同向渗吸,故存在一个对渗吸最为有利的界面张力

最优值。

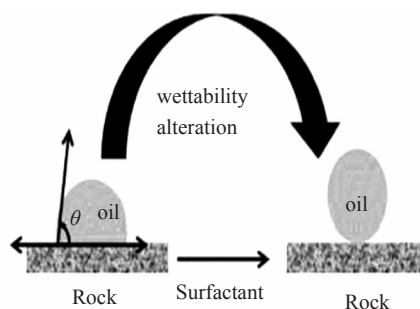


图1 表面活性剂改变岩心表面润湿性示意图^[30]

目前常用的润湿反转剂还有活性纳米材料,其中油田常用的是改性二氧化硅。通过往 SiO_2 分子上引入其他基团使其表面改性,从而具有了憎水、亲水或双重润湿性的能力。徐鹏等^[38-39]通过实验研究了改性纳米 SiO_2 改变储层介质润湿性的机理:改性纳米 SiO_2 在盐水中分散性能较好,所以可通过传统注水方式被注入储层,由于具有特殊的界面性质,改性纳米 SiO_2 将会吸附在砂岩表面形成亲水层,从而使岩石润湿性发生反转。

李爱芬等^[34]、姚同玉等^[36]认为,在逆向渗吸中,界面张力越低,渗吸采收率越高;在同向渗吸中则相反。界面张力与渗透率决定了渗吸发生的方式,不同渗透率级别对应着一个最佳的界面张力范围。王锐等^[28]认为,渗透率极小时,渗吸采收率较小;随着渗透率增大,渗吸采收率增大;当渗透率较大时,渗吸采收率又缓慢减小。

王敬等^[17]研究发现,原油的黏度越小,初期渗吸速度越快;渗吸采出程度随黏度增加而降低。王家禄^[18]研究发现,原始含油饱和度越高,渗吸采收率越高。李爱芬等^[34]研究发现,温度不直接影响渗吸,而是通过影响原油黏度、润湿性等间接影响渗吸。Ehrlich^[40]认为温度对润湿性的影响存在一个极限值,超过该值后润湿性将不再变化,并在理论方面对温度对润湿性的影响进行了分析研究。

在前人研究的基础上,近年来,很多学者^[41-42]开始将研究目标转向了渗吸液的综合性质方面,主要是渗吸液改变界面张力、乳化地层原油和改变储层润湿性3方面的能力,以期指导现场渗吸剂体系的建立。张翼等^[42]通过对不同渗吸剂体系对静态渗吸采收率的影响研究发现,高油水界面张力和高接

触角不利于油砂静态渗吸采收率;强乳化性能有利于油砂静态渗吸采收率,渗吸剂体系各性能影响程度从大到小依次为油水两相界面张力、原油乳化性能和润湿能力。因此,当使用表面活性剂作为渗吸剂进行渗吸采油时,应首先考虑渗吸剂体系降低油水界面张力的能力,其次考虑体系乳化性,最后考虑体系润湿能力,以此来综合确定对目标油藏最适用的渗吸剂体系。

2.2 渗吸采油速度与渗吸采收率

衡量渗吸采油的指标主要是渗吸采收率与渗吸采油速度,在不同条件下的渗吸采油速度和渗吸采收率均不同^[43-46],因此存在一个最佳的渗吸时机,以得到最高的渗吸采收率。王家禄等^[46]通过研究基质的原始含油饱和度对渗吸效果的影响发现(图2),基质的原始含油饱和度越高,渗吸采收率越高。这是因为随着基质含水饱和度变大,毛管力相应减小,渗吸效果变差。对于处于开发后期的油藏,基质含水上升,毛管力小于开发初期,渗吸的驱动力减弱,基质与裂缝的渗吸交换能力降低,渗吸速度慢于开发初期的,效率降低。许建红等^[47]通过研究得出类似结论,对于低渗透裂缝性油藏,渗吸采油的适当时机是开发早期。

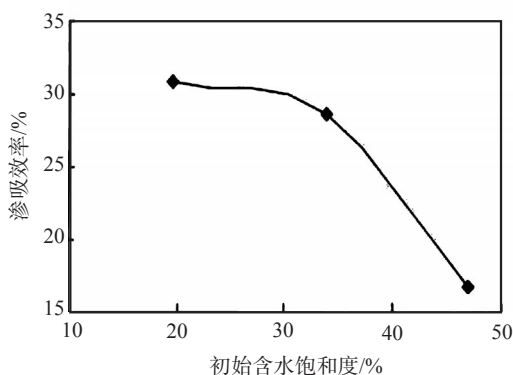


图2 基质初始含水饱和度对渗吸的影响规律^[46]

对于中性砂岩油藏,彭显强等^[31]通过实验发现,在表面活性剂渗吸前若先进行盐水渗吸,则采收率要小于单独使用表面活性剂进行渗吸的采收率。因此渗吸采油技术在中性砂岩油藏进行应用时宜在开发初期采用化学渗吸。

2.3 渗吸过程的划分

水湿型致密油藏注水开发初期,主要是通过水的驱替作用将裂缝和大孔道中的原油驱出,此时对

基质油的动用程度较低,渗吸采油占比较低;随着裂缝和大孔道中的油被驱出,剩余油主要集中在基质和小孔道中,渗吸作用占比开始上升,渗吸对采油的贡献逐渐超过驱替^[25]。

对于单纯靠地层能量开采的油藏,开发初期时弹性力起主要作用,这个阶段裂缝中的压力下降快,而基质压力下降相对较慢,油从基质流向裂缝,主要发生的是裂缝中的驱替作用;当两者的压力差不断变小并逐渐达到平衡时,渗吸开始占到主导地位,主要发生渗吸作用,此时基质油与裂缝水之间发生物质交换,进一步采出基质中的剩余油^[48-49]。

沈安琪等^[50-53]把毛管渗吸划分为早期阶段和晚期阶段,其中早期阶段分为:(1)惯性流动阶段,此时流体刚进入毛细管内,黏滞力作用较小,流体在毛管力和惯性作用下流动;(2)黏滞流动阶段,此时流体在毛管力及黏滞力作用下流动。晚期阶段可分为:(1)重力阶段,随着渗吸高度增加,重力作用不可忽略,甚至重力影响将超过黏滞力;(2)振荡状态阶段,渗吸高度达到静水压力平衡高度后,液面在此高度上下振荡。

杨胜来^[54]提出了层渗吸理论(图3),将渗吸按发生的位置分为表层渗吸与深层渗吸。初期,渗吸主要发生在基质外部即表层,毛管力起主要作用;后期,渗吸主要发生在基质内部,受驱动速度差的影响。静态渗吸初期由于表层中的整个孔隙喉道内都充满了油气,所以油仅有一端受到毛管力的影响,当水从一端进入后,在毛管力的作用下表层中的油可快速渗吸排出。表层渗吸结束之后,在毛管力的作用下深层的油离开基质内的孔隙喉道进入表层,但由于这部分油不能完全充满整个表层的孔隙喉道,所以此时驱油动力为驱动速度差造成的含油段两端界面的界面张力差。

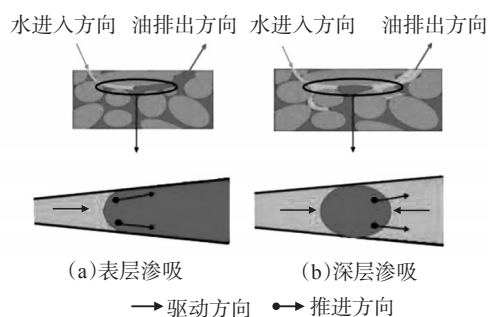


图3 层渗吸理论示意图^[54]

2.4 渗吸模型

基于实验数据与现场实践,不少学者从建模与数模角度去表征渗吸^[55-58]。在考虑渗透压的基础上,刘雄等^[55]建立了致密砂岩储层渗吸半解析数学模型,提高了渗吸采收率的计算精度。李勇明等^[56]在考虑非达西效应和启动压力梯度的前提下,建立了针对低渗透油气藏的自发渗吸数学模型,通过对该模型的求解,进一步提高了渗吸模型的准确性,拓宽了适用性。殷代印等^[57]针对采取周期性关井方式的渗吸采油方法进行了数学建模,建立了双孔双渗渗吸法采油数学模型,并给出了具体的数值解法和流动系数的取值方法。目前的渗吸模型多侧重某一方面,尚未得到一个通用性的模型。

2.5 渗吸应用研究

大量实验研究证明,水驱油过程中存在着一个最优注水速度,在该速度下渗吸驱油效率达到最高^[59-61],且随着渗透率的增大最优速度变大。为了充分发挥渗吸-驱替双重作用,国内很多油田^[62]提出了“适度温和”的开发技术,并进行了矿场应用。该技术在温和注水的基础上,根据油藏地质条件进一步调整水驱前缘推进的速度,使注入水在地下与储层介质充分接触,提高了油水两相交换的时间,促进了裂缝与基质间的渗吸作用,从而提高了采收率。

低渗透油藏在压裂施工过程中,注入的压裂液返排率很低,往往只有10%~50%,超过一半的压裂液无法反排而滞留于地层中。同时,由于压裂液的成分复杂,化学药剂种类多,造成压裂液返排液的回收利用率很低,且常规处理方法会造成很大浪费,综合经济效率较差^[63-65]。考虑到压裂液中含有大量表面活性剂,很多学者从压裂液对储层渗吸作用的影响角度出发进行了相关研究。

于欣等^[66]针对清洁压裂液返排液对致密油藏自发渗吸效果的影响进行了室内实验研究,研究结果表明,压裂液返排液的渗吸采收率可达到单纯地层水渗吸采收率的2倍多。苏玉亮等^[67]从渗吸机理出发,根据水平井压裂模型建立了水平井体积压裂耦合渗吸产能预测模型,研究了致密油水平井体积压裂过程中压裂液滞留量、启动压力梯度和储层岩石润湿性等参数对产能的影响规律。研究结果表明,较高的压裂液滞留量在一定条件下有利于提升

水平井产能,有利条件为较小的启动压力梯度和水湿性储层。

3 技术展望

我国低渗透油田多处于生态环境脆弱地区,如陕北鄂尔多斯盆地延长油田、长庆油田,石油资源的高效开发与环境保护之间的矛盾突出。因此,在保证环境友好的前提下,加强新材料^[38, 68]的应用,研发兼顾高效渗吸能力的环保型表面活性剂,以充分发挥渗吸采油的技术潜力。

相对于单独渗吸,组合式开发可以具有更高的开发效率,因为组合式开发往往具有协同效应,既可以结合多种开发方式的优势,又可以克服单一开发方式的劣势。如周万富等^[69]针对“渗吸液+增能剂”组合方式的研究,渗吸液可以将增能剂带入孔隙内部,增能剂可以提高孔隙排驱动力,两者协同作用,共同提高采收率。渗吸采油与其他开发技术的组合应用,将进一步拓宽渗吸采油技术的应用范围。

目前室内静态渗吸实验多采取岩心置于渗吸瓶内进行自发渗吸的方式以及动态渗吸实验采取岩心人工造缝后进行驱替的方式,两者均无法模拟实际地层复杂的缝网系统,对现场的指导性有限。因此,有必要开发新的实验方式,以更好地模拟油藏中的渗吸过程,从而更好地指导油田开发。同时,在现有CT扫描技术与核磁共振技术^[70-72]的基础上,加强多学科协同,进一步加强其他技术在渗吸研究中的应用。

随着研究的深入和实验方法的不断创新、改进,对于渗吸的认识不断深化,研究趋向于精细化、复杂化。如在以往的研究中多将毛管力视为定值,但近来已有学者提出在使用动态毛管力以更精确地代表实际油藏情况^[73]。在认识深化和技术进步的基础上,研究参数全面、可行性强、操作简便的低渗透油藏渗吸采油油藏数值模拟软件变得可行。

4 结语

目前对于渗吸采油的研究已经形成了较成熟的研究体系与实验方法,在渗吸机理等方面取得了很大认识,但受限于实验条件等因素的制约,目前的研究还不够深入与细致,对现场应用的指导性有限。为了进一步加大渗吸采油在低渗透油藏开发

中的作用,应加强渗吸剂的研究,研究高效环保的绿色渗吸剂;应加强新技术、新方法在渗吸研究中的应用,使得渗吸的研究更加全面化、量化、精细化,从而更好地指导现场应用;应加强渗吸采油技术与其他开发方式的联合应用,从而进一步发掘渗吸采油的潜力。

参考文献:

- [1] 周立明,韩征,任继红,等. 2008—2017年我国新增石油天然气探明地质储量特征分析[J]. 中国矿业, 2019, 28(8): 34–37.
- [2] SIEMINSKI A. Status and outlook for shale gas and tight oil development in the U. S. [C]// North American Crude Marketing Conference. Houston, TX, March 1, 2013.
- [3] 王香增. 特低渗透油藏高效开发理论与技术[M]. 北京, 科学出版社, 2018, 3–4.
- [4] 李忠兴,屈雪峰,刘万涛,等. 鄂尔多斯盆地长7段致密油合理开发方式探讨[J]. 石油勘探与开发, 2015, 42(2): 217–221.
- [5] 郑军卫,庾凌,孙德强. 低渗透油气资源勘探开发主要影响因素与特色技术[J]. 天然气地球科学, 2009, 20(5): 651–656.
- [6] 赵继勇,樊建明,何永宏,等. 超低渗-致密油藏水平井开发注采参数优化实践:以鄂尔多斯盆地长庆油田为例[J]. 石油勘探与开发, 2015, 42(2): 68–75.
- [7] 蔡建超,郁伯铭. 多孔介质自发渗吸研究进展[J]. 力学进展, 2012, 42(6): 735–754.
- [8] 徐中一,程林松,曹仁义,等. 基于裂缝性致密储层关键渗流参数的逆向渗吸速度计算[J]. 地球科学, 2017, 42(8): 1431–1440.
- [9] LUCAS R. Rate of capillary ascension of liquids[J]. Kolloid Z, 1918, 23(15): 15–22.
- [10] WASHBURN E W. The dynamics of capillary flow[J]. Phys Rev, 1921, 17(3): 273–283.
- [11] 张红玲. 裂缝性油藏中的渗吸作用及其影响因素研究[J]. 油气采收率技术, 1999, 6(2): 51–56.
- [12] 计秉玉,陈剑,周锡生,等. 裂缝性低渗透油层渗吸作用的数学模型[J]. 清华大学学报自然科学版, 2002, 42(6): 711–713.
- [13] 张涛,李相方,王永辉,等. 页岩储层特殊性质对压裂液返排率和产能的影响[J]. 天然气地球科学, 2017, 28(6): 828–838.
- [14] OZKAN E, BROWN M L, RAGHAVAN R S, et al. Comparison of fractured horizontal-well performance in conventional and unconventional reservoirs [J]// The SPE Western Regional Meeting. San Jose, California, USA, March 24–26, 2009, 6–8.
- [15] 苏玉亮,王文东,盛广龙. 体积压裂水平井复合流动模型[J]. 石油学报, 2014, 35(3): 504–510.
- [16] WANG Wendong, YUAN Bin, SU Yuliang, et al. A composite dual-porosity fractal model for channel-fractured horizontal wells [J]. Eng Appl Comp Fluid, 2017, 12(1): 104–116.
- [17] 王敬,刘慧卿,夏静,等. 裂缝性油藏渗吸采油机理数值模拟[J]. 石油勘探与开发, 2017, 44(5): 761–770.
- [18] 王家禄,刘玉章,陈茂谦,等. 低渗透油藏裂缝动态渗吸机理实验研究[J]. 石油勘探与开发, 2009, 36(1): 86–90.
- [19] BLAIR P M. Calculation of oil displacement by countercurrent water imbibition [C]// The SPE Fourth biennial Secondary Recovery Symposium. Wichita Falls, USA, May 2–3, 1960.
- [20] GAO Zhiye, HU Qinrong. Initial water saturation and imbibition fluid affect spontaneous imbibition into Barnett Shale samples[J]. J Nat Gas Sci Eng, 2016, 34: 541–551.
- [21] 周德胜,李鸣,师煜涵,等. 致密砂岩储层渗吸稳定时间影响因素研究[J]. 特种油气藏, 2018, 25(2): 125–129.
- [22] 李士奎,刘卫东,张海琴,等. 低渗透油藏自发渗吸驱油实验研究[J]. 石油学报, 2007, 28(2): 109–112.
- [23] 杨正明,刘学伟,李海波,等. 致密储集层渗吸影响因素分析与渗吸作用效果评价[J]. 石油勘探与开发, 2019, 46(4): 1–7.
- [24] 张星,毕义泉,汪庐山,等. 低渗透砂岩油藏渗吸规律研究[M]. 重庆:重庆大学出版社, 2011, 66–72.
- [25] 朱维耀,鞠岩,赵明低,等. 渗透裂缝性砂岩油藏多孔介质渗吸机理研究[J]. 石油学报, 2002, 23(6): 56–59.
- [26] 李继山. 表面活性剂体系对渗吸过程的影响[D]. 北京:中国科学院, 2006, 10–12.
- [27] 谷潇雨,蒲春生,黄海,等. 渗透率对致密砂岩储集层渗吸采油的微观影响机制[J]. 石油勘探与开发, 2017, 44(6): 948–954.
- [28] 王锐,岳湘安,谭习群,等. 低渗透油藏岩石压敏性及其对渗吸的影响[J]. 西南石油大学学报(自然科学版), 2008, 30(6): 173–175.
- [29] WANG Chunpeng, CUI Weixiang, ZHANG Hewen, et al. High efficient imbibition fracturing for tight oil reservoirs [C]// The SPE Trinidad and Tobago Section Energy Resources Conference, Port of Spain, Trinidad and Tobago, June 25–26, 2018.
- [30] TREIBER L E, ARCHER D L, OWENS W W, et al. A laboratory evaluation of the wettability of fifty oil-producing reservoirs[J]. SPE J, 1972, 531–540.
- [31] 彭昱强,郭尚平,韩冬. 表面活性剂对中性砂岩渗吸的影响[J]. 油气地质与采收率, 2010, 17(4): 48–51.
- [32] 沈安琪,刘义坤,邱晓惠,等. 表面活性剂提高致密油藏渗吸采收率研究[J]. 油田化学, 2016, 33(4): 696–699.
- [33] LI H, DAWSON M, STANDNES D C. Multi-scale rock characterization and modeling for surfactant EOR in the Bakken [C]// The SPE/CSUR Unconventional Resources Conference. Calgary, Alberta, Canada, October 20–22, 2015.
- [34] 李爱芬,凡田友,赵琳. 裂缝性油藏低渗透岩心自发渗吸实验研究[J]. 油气地质与采收率, 2011, 18(5): 67–77.
- [35] XU Derong, BAI Baojun, WU Hairong, et al. Mechanisms of imbibition enhanced oil recovery in low permeability reservoirs:

- Effect of IFT reduction and wettability alteration[J]. Fuel, 2019, 244: 110–119.
- [36] 姚同玉, 李继山, 王建, 等. 裂缝性低渗透油藏的渗吸机理及有利条件[J]. 吉林大学学报(工学版), 2009, 39(4): 937–940.
- [37] 谢坤, 卢祥国, 陈欣, 等. 高温低渗透油藏中表面活性剂溶液渗吸效果影响因素研究[J]. 西安石油大学学报(自然科学版), 2015, 30(5): 80–84.
- [38] 徐鹏, 张世阔, 方松, 等. SiO_2 纳米颗粒在碳酸盐岩储层中强化采油实验研究[J]. 化学工程师, 2018, 268(1): 15–18.
- [39] WANG Xinliang, DI Qinfeng, ZHANG Renliang, et al. Progress in theories of super-hydrophobic surface slip effect and its application to drag reduction technology [J]. Adv Mechanics, 2010, 40(3): 241–249.
- [40] ROBERT E. The effect of temperature on water-oil imbibition relative permeability [C]// The SPE Eastern Regional Meeting. Pittsburgh, Pennsylvania, USA, November 5–6, 1970.
- [41] 康万利, 赵晗, 邵硕, 等. 表面活性剂复配提高超低渗透油藏渗吸采收率[J]. 油田化学, 2019, 36(4): 667–671.
- [42] 江敏, 范洪富, 张翼, 等. 渗吸剂体系基本性能对采收率的影响分析[J]. 特种油气藏, 2019, 26(3): 138–142.
- [43] VIKSUND B G, MORROW N R, MA S, et al. Initial water saturation and oil recovery from chalk and sandstone by spontaneous imbibition [C]// The International Symposium of the Society of Core Analysts. Hague, Netherlands, September 14–16, 1998.
- [44] LI Kewen, LI Yangfan. Effect of initial water saturation on crude oil recovery and water cut in water-wet reservoirs [J]. Int J Energ Res, 2014, 38(12): 1599–1607.
- [45] MURAT C, JOHN R, MARK M, et al. An examination of countercurrent capillary imbibition recovery from single matrix blocks and recovery predictions by analytical matrix/fracture transfer functions [C]// The SPE Annual Technical Conference and Exhibition. New Orleans, Louisiana, USA, September 27–30, 1998.
- [46] 王家禄, 刘玉章, 陈茂谦, 等. 低渗透油藏裂缝动态渗吸机理实验研究[J]. 石油勘探与开发, 2009, 36(1): 86–90.
- [47] 许建红, 马丽丽. 低渗透裂缝性油藏自发渗吸渗流作用[J]. 油气地质与采收率, 2015, 22(3): 111–114.
- [48] BROWNSCOMBE E, DYES A. Water-imbibition displacement, a possibility for the spraberry [J]. Drill Prod Prac, 1952, 7(5): 383–390.
- [49] MATTAX C C, KYTE J R. Imbibition oil recovery from fractured water-drive reservoir [J]. SPE J, 1962, 6(2): 177–184.
- [50] 沈安琪. 致密油藏渗吸机理研究[D]. 大庆: 大庆石油大学, 2017, 8–10.
- [51] QUÉRÉ D. Inertial capillarity [J]. Europhys Lett, 1997, 39(5): 533–538.
- [52] SIDDHARTHA D, SUSHANTA K M. Different regimes in vertical capillary filling [J]. Phys Rev E, 2013, 87(6): 063005.
- [53] CORLESS R M, GONNET G H, HARE D E G, et al. On the lambert W Function [J]. Adv Comput Math, 1996, 5: 329–359.
- [54] 吴润桐, 杨胜来, 谢建勇, 等. 致密油气储层基质岩心静态渗吸实验及机理[J]. 油气地质与采收率, 2017, 24(3): 98–104.
- [55] 刘雄, 周德胜, 师煜涵, 等. 考虑渗透压的致密砂岩储层渗吸半解析数学模型[J]. 油气地质与采收率, 2018, 25(5): 93–98.
- [56] 李勇明, 马汉伟, 彭瑀, 等. 低渗透油藏非达西自发渗吸模型研究[J]. 长江大学学报(自然版), 2015, 12(26): 50–54.
- [57] 殷代印, 蒲辉, 吴应湘. 低渗透裂缝油藏渗吸法采油数值模拟理论研究[J]. 水动力学研究与进展, 2004, 19(4): 440–445.
- [58] CIVAN F, MAURICE R. Analytical matrix-fracture transfer models for oil recovery by hindered-capillary imbibition [C]// The SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium. Tulsa, Oklahoma, April 13–17, 2002.
- [59] 王家禄, 刘玉章, 陈茂谦, 等. 低渗透油藏裂缝动态渗吸机理实验研究[J]. 石油勘探与开发, 2009, 36(1): 86–90.
- [60] 王香增. 低渗透油田开采技术[M]. 北京: 石油工业出版社, 2012, 47–49.
- [61] 方文超, 姜汉桥, 李俊键, 等. 致密储集层跨尺度耦合渗流数值模拟模型[J]. 石油勘探与开发, 2017, 44(3): 415–422.
- [62] 王香增, 党海龙, 高涛. 延长油田特低渗透油藏适度温和注水方法与应用[J]. 石油勘探与开发, 2018, 45(6): 1026–1034.
- [63] VIDIC R D, BRANTLEY S L, VANDENBOSSCHE J M, et al. Impact of shale gas development on regional waterquality [J]. Science, 2013, 340(6134): 1235009.
- [64] NICOT J P, SCANLON B R. Water use for Shale-gas production in Texas, U. S [J]. Environ Sci Technol, 2012, 46(6), 3580–3586.
- [65] SINGH H. A critical review of water uptake by shales [J]. J Nat Gas Sci Eng, 2016, 34: 751–766.
- [66] 于欣, 张猛, 贺连啟, 等. 清洁压裂液返排液对致密油藏自发渗吸驱油效果的影响[J]. 大庆石油地质与开发, 2019, 38(1): 162–168.
- [67] 苏玉亮, 韩秀虹, 王文东, 等. 致密油体体积压裂耦合渗吸产能预测模型[J]. 深圳大学学报理工版, 2018, 35(4): 345–352.
- [68] 刘合, 金旭, 丁彬. 纳米技术在石油勘探开发领域的应用[J]. 石油勘探与开发, 2016, 43(6), 1014–1021.
- [69] 周万富, 王鑫, 卢祥国, 等. 致密油储层动态渗吸采油效果及其影响因素[J]. 大庆石油地质与开发, 2017, 36(3): 148–155.
- [70] MATTAX C C, KYTE J R. Imbibition oil recovery from fractured, water-drive reservoir [J]. SPE J, 1962, 2(2): 177–184.
- [71] 蒙冕模, 葛洪魁, 纪文明, 等. 基于核磁共振技术研究页岩自发渗吸过程[J]. 特种油气藏, 2015, 22(5): 137–140.
- [72] 周德胜, 师煜涵, 李鸣, 等. 基于核磁共振实验研究致密砂岩渗吸特征[J]. 西安石油大学学报(自然科学版), 2018, 33(2): 51–57.
- [73] 张振涛, 姜汉桥, 李俊键, 等. 动态毛管力对低渗透油藏开发动态的影响[J]. 石油地质与工程, 2016, 30(4): 115–118.

Research Progress of Imbibition Oil Production in Low-permeability Reservoirs

LIU Kai^{1,2}, GAO Zhendong³, WANG Chengjun^{1,2}, GAO Yiwen^{1,2}, MENG Xuangang³

(1. Research Institute of Shaanxi Yanchang Petroleum (Group) Company, Ltd, Xi'an, Shaanxi, 710065, P R of China; 2. Shaanxi Province Key Laboratory of CO₂ Sequestration and Enhanced Oil Recovery, Xi'an, Shaanxi, 710065, P R of China; 3. Shaanxi Yanchang Petroleum Company, Ltd, Yan'an, Shaanxi 716000, P R of China)

Abstract: Through literature research, the relative concept of imbibition oil production was introduced, research results and the newest research progress of imbibition oil production method in low-permeability reservoirs were reviewed, and the development prospect of imbibition oil production in low-permeability reservoirs in lab experiments and field application was put forward.

Keywords: low-permeability reservoirs; imbibition oil production; enhanced oil recovery; research progress; review

(上接第 726 页。continued from p.726)

Application of Dual Polarization Interferometry to Evaluate the Oil Elution Capacity of Chemical Agent

ZHANG Chaoliang¹, LYU Jianrong¹, ZHANG Defu¹, LENG Runxi¹, LI Keyi², DUAN Ming², TANG Hongming³

(1. Research Institute of Exploration and Development, Xinjiang Oilfield Company, PetroChina, Karamay, Xinjiang 834000, P R of China; 2. College of Chemistry and Chemical Engineering, Southwest Petroleum University, Chengdu, Sichuan 610500, P R of China; 3. School of Geoscience and Technology, Southwest Petroleum University, Chengdu, Sichuan 610500, P R of China)

Abstract: In order to accurately evaluate the oil elution ability of chemical agent and the adsorption loss of surfactant, polymer, alkali and alkali/surfactant/polymer system (ASP) in chemical flooding process, the dual polarization interferometry technology (DPI) was utilized to evaluate the oil elution ability and the adsorption characteristic of chemical agent system used in district Qidong1 of Karamay oilfield. The results showed that using the mixed solution of toluene and *n*-heptane with volume ratio of 1:1 as the solvent, a crude oil film with good uniformity was obtained on the surface of silicon oxide chip under the conditions of 2000 mg/L crude oil mass concentration, 60 s homogenization time and 1000 r/min homogenization speed. When the injection time of chemical agent into the chip was 400 s, single aqueous alkali or single polymer solution could significantly reduce the mass and thickness of oil film on the chip. They had strong elution ability for crude oil. The material mass per unit area on the chip increased by 11.7% and the thickness increased by 25% after single surfactant flooding, indicating strong adsorption between surfactant and crude oil. Under the dual influence of surfactant's adsorption and alkali and polymer's desorption, ASP had inferior displacement efficiency. After ASP flooding, the material mass per unit area on the chip increased by 0.2% and the thickness increased by 4.43%. The four chemical agents were arranged according to the oil elution ability in following order: aqueous alkali > polymer solution > ASP > surfactant. The experiment result of core flooding with four chemical agents showed that the oil displacement efficiency of each chemical agent had good correspondence with its crude oil elution ability.

Keywords: chemical flooding; dual polarization interferometry; alkali/surfactant/polymer system (ASP); oil elution efficiency; adsorption characteristic