

文章编号:1000-4092(2020)02-367-07

碳酸盐岩底水油藏控水技术研究进展*

罗 帅¹, 罗明良^{1,2}, 李钦朋¹, 马宇奔¹, 雷 明¹, 战永平^{1,2}

(1. 非常规油气开发教育部重点实验室(中国石油大学(华东)), 山东 青岛 266580; 2. 中国石油大学(华东)石油工程学院, 山东 青岛 266580)

摘要:我国碳酸盐岩油藏大多底水发育, 由于底水锥进导致油井含水快速上升, 严重情况下造成油井水淹。控制碳酸盐岩油藏底水快速突破成为近年来研究热点问题之一, 因此有必要对碳酸盐岩油藏底水控制技术进行梳理和总结。综述了碳酸盐岩底水油藏油井出水特征及机理、控水工艺以及控水或堵水材料, 总结了无机材料、聚合物溶液或凝胶等控水材料及工艺的研究进展及面临的问题, 展望了纳米复合材料在低渗碳酸盐岩油藏控水中的应用前景。图7参60

关键词:碳酸盐岩油藏; 出水特征; 控水; 纳米复合材料; 研究进展; 综述

中图分类号:TE357 **文献标识码:**A **DOI:** 10.19346/j.cnki.1000-4092.2020.02.032

我国碳酸盐岩储层已探明石油储量 24.35×10^8 t, 天然气储量超过 2.08×10^{12} m³, 分别占全国石油和天然气储量的8%和28%, 成为我国重要的油气资源之一^[1-3]。我国碳酸盐岩储层大多数底水发育, 水体能量充沛, 储集空间多为缝、洞、孔三者或其中两者组合的多重介质, 具有粒间溶孔、基质微孔、铸模孔、体腔孔、晶间孔等不同尺寸的孔隙, 储层内部结构复杂, 具有多模态特征, 如图1所示^[4-6], 因此, 碳酸盐岩储层的控水工作较砂岩储层更加复杂。随着油井进入开采后期, 底水很容易沿碳酸盐岩储层中的天然缝洞或人工裂缝进入井筒, 造成油井含水快速上升、开采有效期缩短以及产量快速下降等问题。针对这些问题, 国内外研究人员研制出一系列有效的控/堵水工具、材料以及开采工艺, 以控制底水锥进速度, 降低油井含水率, 提高碳酸盐岩油藏采收率。在此综述了碳酸盐岩油井出水特征、机理以及国内外控水方法的研究进展, 总结了机械控

水、材料控水及调驱结合等多种控水方法, 展望了纳米复合材料在低渗碳酸盐岩油藏控水中的应用前景, 深入、系统地分析了碳酸盐岩油藏控水技术研究现状, 为开发先进控水材料、工具以及工艺设计提供一些新的思路。

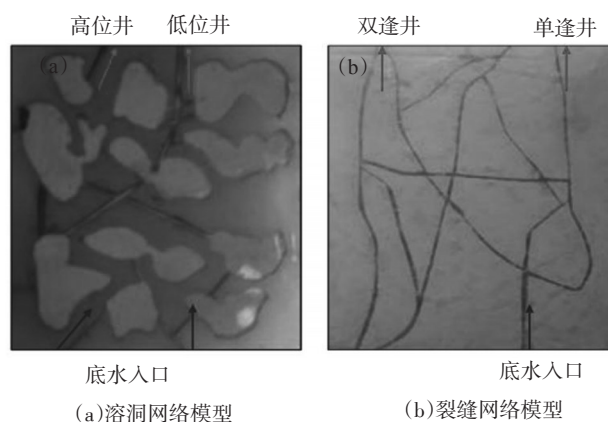


图1 可视化缝洞型碳酸盐岩油藏物理模型

* 收稿日期:2019-06-14;修回日期:2020-01-16。

基金项目:国家自然科学基金“致密油储层低摩阻纳米磁流体压裂液构筑及渗吸驱油机制”(项目编号51874334), 山东省自然科学基金“致密油储层纳米磁流体压裂渗吸增油控水机理研究”(项目编号ZR2018MEE010)、“中亚和中东地区复杂碳酸盐岩油气藏采油采气关键技术研究与应用”(项目编号2017ZX005030005)。

作者简介:罗帅(1995-), 男, 中国石油大学(华东)石油与天然气工程专业硕士研究生(2017-), 研究方向为压裂酸化新技术, E-mail: Lshuai566@163.com。罗明良(1974-), 男, 教授, 本文通讯联系人, 从事储层改造理论与技术方面的教学与研究工作, 通讯地址:266580 山东省青岛市黄岛区长江西路66号, E-mail: yfsailing_wxg@163.com。

1 产水特征及机理

碳酸盐岩储层的储集空间分为三大类:溶洞、裂缝和孔隙,储层受高角度裂缝带和沿裂缝所产生的岩溶孔洞发育程度所控制,储层纵横向变化大,具有极强的非均质性,且具有活跃的底水水体,因此在开采过程中底水容易突破并进入储层,占据油流通道,导致油井产水迅速上升。因此,相关学者对碳酸盐岩的产水特征进行分析,针对不同情况总结出六种碳酸盐岩出水类型,为后续的控水施工提供了理论基础和技术指导:(1)缓慢上升型,油井产层部位高,缝洞距离油水界面较远,底水沿裂缝缓慢推进,属于正常出水;(2)暴性水淹型,油井含水率在短期内上升至90%以上,该类型的出水主要是由于生产井附近发育有储层断裂或高角度垂直缝,形成了良好的出水通道,使水体容易沿裂缝快速流动^[7];(3)过渡型,出水时间处于缓慢型和暴性水淹型之间,一般在6个月至3年内油井含水率达到90%^[8],该类型的出水常发生于非均质性严重的储层,注入水容易沿高渗条带突破到生产井,或储层发育有一定规模的塌陷溶洞,且周边存在一定程度由于塌陷和溶蚀作用造成的裂缝,注入水易沿这些高深通道漏失到缝穴中,致使生产井同时受到注入水及缝穴沟通的地层水双重作用影响^[9];(4)间歇出水型,当产层部位较高而水体能量有限时,在开发中底水沿裂缝上升,将油层封隔,出现油井产水率忽高忽低的特征^[10];(5)套管外窜流型,裂缝型油藏开发层系中的油水过渡带较厚、底水水体能量充足或储层的油水黏度比较大,受到地层非均质性和毛管力影响后油水过渡带在纵向上分布不均匀^[11-12],出现水窜和水锥的复合渗流^[13];(6)毛细管出水型,在低渗碳酸盐岩储层开发中,地层孔隙中的残余水或毛细管水也会流入井筒,造成井筒出水^[14-15]。

碳酸盐岩储层出水多以底水锥进为主,但同时也会受开采方式的影响。目前,主要有3种开采方式导致储层出水:(1)碳酸盐岩油井多用割缝衬管完井或射孔完井,不具有控水功效;(2)由于储层的层间应力较小,酸压导致天然裂缝的抗张强度和抗剪切强度被破坏,使得酸压产生的裂缝向垂向延伸,或钻入深度较大,与水体沟通形成水流通道^[16-17];(3)工作制度不合理,采液速度过大,使得生产压差

过大,从而引起底水锥进。

目前,我国碳酸盐岩油气藏开发过程中,受到储层高角度裂缝和不规则溶洞发育的影响,出水类型集中表现为暴性水淹和过渡型出水,油气井含水快速升高,生产周期缩短,生产效率降低,从而被迫关井。因此,为了维持油气井正常稳定生产,一般在油气井含水率达到一定程度时进行控水施工作业,以满足油田产能需求。

2 控水技术研究进展

目前,碳酸盐岩油井出水处理方法主要有3种:一是机械控水,即在油管中下入封隔器或是对管柱进行改造,封堵出水层位;二是化学控水,即向地层中注入化学药剂封堵储层水流通道,实现完全堵水或部分控水;三是调驱结合控水,即通过对油气井生产制度和开发方式的调节,实现稳油控水效果。

2.1 机械控水

近年来,机械控水方法的研究取得了长足进展。颜明等^[18]使用高触变材料HTHC进行了海上油田ACP(化学环空封隔器)控水实验,该材料在恒定剪切应力作用下黏度随时间延长而变化,但剪切应力卸除后黏度又缓慢地恢复到初始值。通过套管柱向水平井筛管外部注入多个ACP段塞,HTHC材料在注入环空后仍具有较高强度,能够完全充填水平井环空,具有较高的稳水压力。目前在南海西部某油田A2H井使用,实验井含水率降低了70%,日增油143%,实验装置如图2所示。张丽平等^[19]将ACP管外化学分段封堵控水完井技术与化学堵剂定点封堵及中心管控水结合,应用于边底水油藏,简化了管柱控水工艺。王救邦等^[20]使用浮动圆盘型AICD(自动流入控制装置)对海上强底水碳酸盐岩进行控水。AICD是由ICD(流入控制装置)技术改进而来,利用伯努利原理,通过流速调节流体通

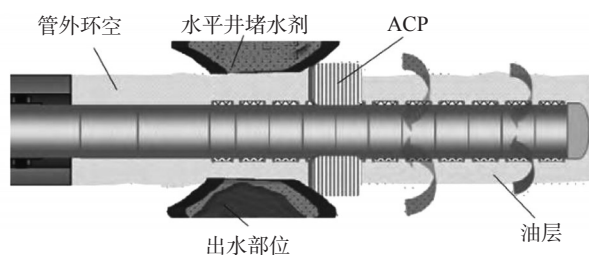


图2 ACP技术示意图^[19]

过圆盘时的摩擦阻力,能够有效阻止低黏度流体(水或气)通过,而对高黏度流体(油)则不会产生阻碍,装置工作原理如图3所示。朱橙等^[21]对AICD智能控水管柱改进,实现了水平井控水酸化工艺,在保证控水的基础上进一步提高原油采收率。

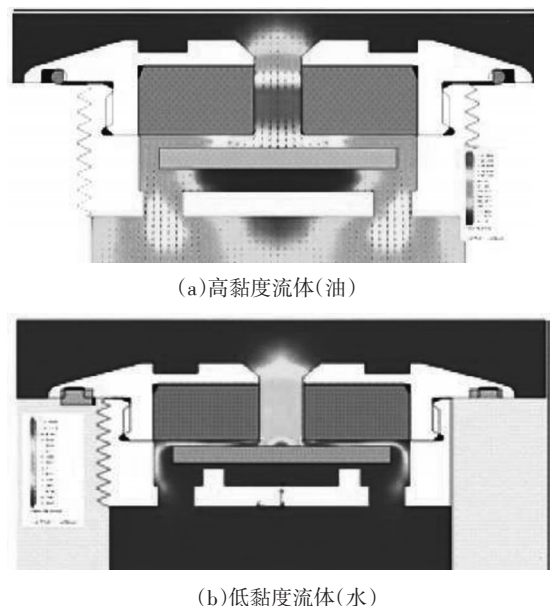


图3 浮动圆盘型AICD装置工作原理示意图^[22]

当难以执行机械控水的常规解决方案时,生产井通常使用不等比例渗透率降低(DPR)控水技术。尽管不同的研究人员已经充分记录了这一特性,但DPR处理在现场应用中的成功与否无法预测。Alfarge D等^[23]认为通过数值模拟可以帮助研究人员了解不同情景下的DPR性能及施工条件。孟庆民等^[24]根据碳酸盐岩储层类型和出水特征,结合支持向量机算法(SVM),准确预测了控水工艺的有效性,准确度高达90%以上,为碳酸盐岩油井控水技术实施提供了指导。

2.2 化学控水

目前,用于碳酸盐岩控水的化学堵剂一般分为两种:一种是非选择性控水剂;二是选择性控水剂。

2.2.1 非选择性控水技术

非选择性控水主要是将水泥、固体颗粒、刚性材料等注入地层,封堵出水孔道,降低油井含水率。水泥在控水领域的使用始于上世纪70年代,通过套管或油管将配制好的水泥或刚性材料注入目标层,在油水界面形成稳定的堵水隔板,以达到封堵出水层的效果。潘国臣等^[25]针对碳酸盐岩超漏

失井化学堵剂控水难的问题,提出了一种水泥堵水的思路,采用高黏度凝胶做前置液,并使用低密度水泥封堵,降低了堵剂在地层中的漏失速率,在塔河油田取得了很好的效果。沈建新等^[26]将堵水剂分两步固化,先形成具有高触变形的聚体,在地层中再凝结成刚性堵剂,确保了堵剂的固化时间可控,提高了堵水剂在缝洞中的驻留能力。Julio E等^[27]向有机交联聚合物凝胶体系中引入发泡剂,研制出泡沫聚合物凝胶体系(FCP),降低了FCP的静水压力,有助于FCP在地层中的长期放置,该体系适用于酸性、CO₂和H₂S环境,被用于天然裂缝碳酸盐岩的堵水工作。FCP是一种非选择性堵水剂,通过放置于油水或油气界面,可有效阻止或延迟储层气顶和底水锥进,以方便开发油层,其工作原理如图4所示。

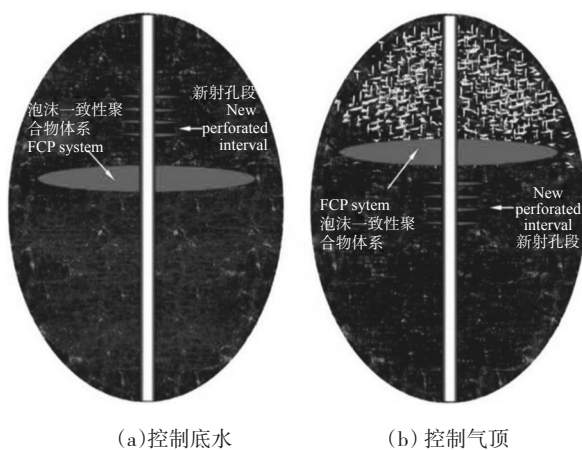


图4 FCP工作原理图^[27]

然而,在底水已经进入碳酸盐岩地层天然裂缝或人工裂缝后,使用人工隔板堵水的方法不再适用^[28],且这种方法也很容易封堵油流通道,降低储层的导流能力而对储层造成不可逆伤害。

2.2.2 选择性控水技术

研究发现,一些聚合物具有透油阻水特性,使用聚合物或聚合物包覆材料作为控水剂,能够大幅度地降低水相渗透率,而对油相渗透率影响较小,从而改善碳酸盐岩储层开发潜力。该类控水剂主要为聚合物、凝胶或表面改性支撑剂等。

金智荣等^[29]针对近水层压裂易出水的问题,提出并设计了透油阻水支撑剂,通过对支撑剂表面包覆非极性高分子膜,在裂缝中形成有利于油相通过的毛细管,并在现场试验成功。苏建政等^[30]、王雷

等^[31]采用疏水支撑剂,通过优化压裂施工排量、压裂液黏度和加砂工艺,使覆膜砂在裂缝中下沉,在裂缝附近形成控水阻拦层。Almohsin等^[32]在室内研制的一种能够有效针对碳酸盐岩储层基质孔隙出水的三元聚合物凝胶堵水体系,能在90℃的环境中保持活性,但不具有油水选择性。Bisweswar等^[33]将三种药剂依次注入地层,实现了碳酸盐岩储层的堵水工作。第一种流体由小颗粒通过桥接能力在产油微裂缝形成不渗透滤饼,用于保护低渗透区和高渗透含油饱和度区;第二种流体为刚性凝胶,用于侵入、封堵出水的高渗透裂缝;最后注入一种酶基溶液,用于溶解不渗透滤饼使油流通道打开,恢复油井生产,有效降低水相渗透率74.91%,而油相渗透率仅降低了12.17%。

由于碳酸盐岩地层的物性比较复杂,岩石表面亲油,具有高温高盐特性,地层电性会随岩石表面物性的改变而发生变化,选择性堵水剂在碳酸盐岩中容易出现吸附能力差、高温分解失效,或是与地层矿物产生沉淀物堵塞油流通道等问题^[34]。Standnes等^[35]发现pH值大于9时,碳酸盐表面带负电;Wang^[36]、Maubert等^[37]在碳酸盐岩ASP岩心驱替实验中验证了这一观点。Mahani等^[38]研究发现碳酸盐岩具有低盐度效应(LSF),当低盐度水的Zeta电位低于地层水时,碳酸盐岩润湿性会发生变化;于森等^[39]发现碳酸盐岩Zeta电位不仅受pH值的影响,还受到离子浓度的影响,其中 Ca^{2+} 能够抑制碳酸盐岩Zeta电位的降低,使Zeta电位由负值转变为正值。因此,碳酸盐储层孔隙的控水剂的选择必须考虑储层矿化度和岩石表面电性变化,从而提高控水效果及有效作用时间。

Bernard^[40]通过对油湿碳酸盐岩在碱性环境下进行自发渗吸和强制渗吸实验发现,阳离子表面活性剂WM在裂缝中产生的黏性力,能改善油湿碳酸盐岩的渗吸驱油能力,并分析得出逆向渗吸是提高渗吸采收率的主要机制。Hatzignatiou^[41]对两种硅酸盐凝胶体系(A和B)在天然裂缝型碳酸盐岩储层的控水能力进行测评,实验发现硅酸盐凝胶的侵入深度较低,堵塞位于裂缝和基质界面,可以有效地封堵岩石裂缝,不会影响储层基质,有效控水时间长,在碱性条件下易溶解,且不会抑制油的生产。Mokhtari等^[42]研究发现,水力压裂石灰岩时,在高应

力条件下,水与储层中的方解石相互作用,可降低方解石岩心微裂缝的水相渗透率,而对气相渗透率影响较低。Cottin等^[43]实验发现微凝胶选择堵水剂比常规聚合物凝胶更具耐温耐盐性和抗 H_2S 特性,现已在阿布扎比两口海上薄层低渗碳酸盐油井成功应用,水相渗透率分别降低了92%和97%,油井产量增加15%。何星等^[44]利用无机引发剂与水玻璃溶液反应,使硅酸根离子缩聚成硅酸凝胶,结合分段堵水工艺在塔河油田T801(K)井实现了堵水后自喷生产,具有良好的堵水增油效果。吴文明等^[45]发现可溶性硅酸盐可与碳酸盐岩储层中的 Ca^{2+} 、 Mg^{2+} 产生沉淀,在高温或酸性条件下沉淀物可水解成硅酸凝胶,具有一定透油阻水的功效,适用于高温高盐储层。

目前,研究人员在对传统材料优选和改性的基础上,已逐渐克服了碳酸盐岩储层的高温高盐问题。现有的碳酸盐岩油气井控水材料封堵的储层类型主要是裂缝和溶洞发育较好的缝洞型碳酸盐岩储层,通过封堵裂缝、减少或缩小水流通道从而达到储层控水的目的。

2.3 调驱结合控水方法

XUE等^[46]通过计算机模拟不同的控水方案,发现在一定条件下,采用调驱控水方法更加经济有效。陈青等^[7]认为面对缓慢出水型和间歇性出水的碳酸盐岩储层,无需使用化学或机械方法封堵控水,采用控制产液剖面和注水替油等方法更为理想。殷金平等^[47]采用逐级控液的方式延长了中高渗边底水油藏单井的中低含水期,提高了油井采收率。赵仁凤^[48]研究了一种控水注气采油一体化增产方法,通过向地层中同时注入氮气泡沫和控水剂,在封堵出水主孔道的同时,也增加了油水共渗通道的出水阻力,然后注入 N_2 和 CO_2 驱替,形成人工气顶,降低油水流动度比,抑制底水锥进,增加原油采收率。杨敏等^[49]指出在缝洞型油藏中,氮气驱制造人工气顶技术,对于构造平缓的油井控水增油效果并不明显。刘晓强^[50]和侯利^[51]等通过室内试验证明了 CO_2 在底水油藏控水的可行性,研究表明 CO_2 的驱水能力远强于驱油能力,起到底水压锥作用,同时由于气体贾敏效应,会增加水相阻力以达到控水稳油作用。游艳平等^[52]发现氮气在进入微裂缝后,由于贾敏效应和膨胀驱替等作用,能够降

低油井综合含水率。上述研究表明,对于底水能量较弱、出水较慢的储层,通过控制产液剖面或开发方式,同样可以降低或稳定油气井出水量,达到稳油控水目的。

3 纳米材料在低渗碳酸盐岩储层控水的应用展望

随着我国勘探开发力度的增加,低渗碳酸盐岩储层成为我国在海外及海上油气开发的重要油藏类型,具有很高的经济价值^[53]。现有的碳酸盐岩控水技术多应用于缝洞型储层的堵水工艺,对低渗碳酸盐岩储层堵水研究较少,主要是因为低渗碳酸盐岩孔喉结构复杂,与低渗砂岩储层有明显差异,孔喉半径小,发育有微米级的孔隙和裂缝,非均质性^[54-55]。而常规控水剂由于相对分子质量过大,容易出现堵死孔隙喉道、注入压力高、控水范围小、效果差等问题^[56-57];若降低控水剂的相对分子质量,则会造成控水剂在低渗碳酸盐岩表面的吸附能力弱、控水能力低等,难以满足低渗碳酸盐岩储层控水稳油要求。

目前,纳米材料在石油领域的应用广泛,在碳酸盐岩石表面吸附和改性方面取得了成功。Al-Anssari等^[58]研究了纳米二氧化硅(NPS)在碳酸盐岩中的吸附规律,发现岩心温度和矿化度对NPS的吸附起关键作用,随着矿化度的增加NPS在岩心的迁移率明显下降,在注入端吸附量较大,而温度对NPS迁移率的影响则刚好相反。Zhao等^[59]发现疏水改性后的二氧化硅粒子能够有效降低注水生产压差。Al-Olayan等^[60]使用PEG和组氨酸对SiO₂进行改性,所得产物具有剪切增黏特性,解决了溶液在地层中剪切变稀的问题,为SiO₂在碳酸盐岩控水压裂开发的应用提供了指导。

通过分析现阶段低渗碳酸盐岩控水需求,认为纳米材料应用于低渗碳酸盐岩储层控水有以下4个优势:(1)纳米材料的分子尺寸小于低渗碳酸盐岩的喉道直径,能够进入地层深部,实现储层深度控水;(2)纳米材料具有更好的耐温耐盐性,对储层环境适应力强;(3)纳米材料的比表面积大,表面活性位点多,利于制备改性控水材料;(4)纳米材料具有一定的吸附能力,对储层的电位依赖性较低。

随着我国对海外及海上碳酸盐岩储层的进一

步开发,低渗碳酸盐岩储层油气井含水率上升快、开采效率低等问题日益严重。因此,如何控制低孔低渗碳酸盐岩储层的出水、降低储层伤害、提高油气井采收率逐渐成为一个重要的研究方向。为解决低孔低渗碳酸盐岩油藏控水材料尺寸过大、表面电性复杂的问题,通过引入纳米技术,优选合适的材料进行表面改性,为提高我国海外及海上高含水碳酸盐岩油藏高效开发提供长期有效的技术保障。

参考文献:

- [1] 施铁军, 胡承波, 刘人天, 等. 碳酸盐岩酸压工艺与发展趋势分析[J]. 中国石油和化工标准与质量, 2012, 33(9): 46.
- [2] 谢锦龙, 黄冲, 王晓星. 中国碳酸盐岩油气藏探明储量分布特征[J]. 海相油气地质, 2009, 14(2): 24-30.
- [3] 赵文智, 沈安江, 胡素云, 等. 中国碳酸盐岩储集层大型化发育的地质条件与分布特征[J]. 石油勘探与开发, 2012, 39(1): 1-12.
- [4] 谢锦龙, 黄冲, 王晓星. 中国碳酸盐岩油气藏探明储量分布特征[J]. 海相油气地质, 2009, 14(2): 24-30.
- [5] 宋新民, 李勇. 中东碳酸盐岩油藏注水开发思路与对策[J]. 石油勘探与开发, 2018, 45(4): 670-689.
- [6] 吴秀美, 侯吉瑞, 郑泽宇, 等. 缝洞型碳酸盐岩油藏底水对后续注水注气开发的影响[J]. 油气地质与采收率, 2016, 23(5): 111-115.
- [7] 苏鹏, 陈东波, 徐刚. 塔河油田碳酸盐岩油藏高产井水锥探讨[J]. 长江大学学报(自科版), 2014(14): 61-64.
- [8] 张杰, 康志江, 张允, 等. 缝洞型碳酸盐岩油藏油井出水特征及影响因素分析[J]. 中国石油大学胜利学院学报, 2011, 25(3): 10-12.
- [9] 赫恩杰, 卢立泽, 臧克一, 等. 伊拉克孔隙型碳酸盐岩油藏产水特征及控水对策[J]. 长江大学学报(自科版), 2015, 12(20): 1-6.
- [10] 陈青, 王大成, 闫长辉, 等. 碳酸盐岩缝洞型油藏产水机理及控水措施研究[J]. 西南石油大学学报(自然科学版), 2011, 33(1): 125-130.
- [11] 王自明, 程亮, 杨赤宸. 管串影响下的复杂碳酸盐岩油藏产水特征分析[J]. 科学技术与工程, 2018(2): 72-78.
- [12] 康博, 张烈辉, 王健, 等. 裂缝-孔洞型碳酸盐岩凝析气井出水特征及预测[J]. 西南石油大学学报(自然科学版), 2017, 39(1): 107-113.
- [13] 成友友, 穆龙新, 朱恩永, 等. 碳酸盐岩气藏气井出水机理分析——以土库曼斯坦阿姆河右岸气田为例[J]. 石油勘探与开发, 2017, 44(1): 89-96.
- [14] 杜立滨. 裂缝型碳酸盐岩特稠油油藏出水因素分析探讨[J]. 中国高新技术企业, 2008(16): 82-82.
- [15] 王鸣华. 碳酸盐岩气田气井的出水类型及其特征[J]. 天然气工业, 1981(2): 53-58.

- [16] 张庆生, 普光. 高含硫天然气田完井方式探讨[J]. 石油钻采工艺, 2009, 31(1): 99-101.
- [17] 牛新年, 蔡明金, 田东江, 等. 缝洞型碳酸盐岩储层酸压产水机理及控水对策[J]. 油气藏评价与开发, 2017, 7(3): 34-38.
- [18] 颜明, 田艺, 宋立志, 等. 海上油田筛管完井水平井分段控水技术与先导试验[J]. 中国海上油气, 2013, 25(5): 57-60.
- [19] 张丽平, 高尚, 刘长龙, 等. 水平井化学机械组合堵控水工艺及管柱分析[J]. 石油矿场机械, 2018, 47(3): 50-53.
- [20] 王牧邦. 海上强底水碳酸盐岩油藏 AICD 控水技术研究[C]//2016年油气田勘探与开发国际会议. 北京, 2016-08-11.
- [21] 朱橙, 刘华伟, 钟宝库, 等. 智能控水管柱工艺配套措施工具设计研究[J]. 中国石油和化工标准与质量, 2017(2): 126-128.
- [22] 杨同玉, 彭汉修, 陈现义. 流体流动自动控制阀智能控水技术在油田开发中的研究与应用[J]. 钻采工艺, 2017, 40(5): 53-55.
- [23] ALFARGE D, WEI M Z, BAI B J, et al. Numerical simulation study on the applicability of relative permeability modifiers for water-shutoff in oil production wells[C]//SPE Kingdom of Saudi Arabia Annual Technical Symposium and Exhibition. Dammam, Saudi Arabia, 23-26 April, 2018.
- [24] 孟庆民, 孙辉, 刘太昂, 等. 碳酸盐岩油藏堵水工艺有效性预测研究[J]. 计算机与应用化学, 2011, 28(6): 754-756.
- [25] 潘国臣, 刘锋, 徐伟, 等. 塔河油田严重漏失井挤水泥堵水工艺研究[J]. 钻采工艺, 2013, 36(2): 12-14.
- [26] 沈建新, 黄北海, 刘迎斌, 等. 一种具有缝洞驻留能力的堵水剂研究与评价[J]. 钻采工艺, 2018, 41(3): 99-101.
- [27] VASQUEZ J E, LEWIS C A, EOFF L S. Water and gas control in naturally fractured carbonate reservoirs: development of a novel polymer gel system with foaming properties [C]//Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference. Abu Dhabi, UAE, 10-13 November, 2014.
- [28] SERIGHT R S. Potential for polymer flooding reservoirs with viscous oils [C]//SPE Improved Oil Recovery Symposium. Tulsa, Oklahoma, USA, 24-28 April, 2010.
- [29] 金智荣, 刘太平, 顾克忠, 等. 透油阻水支撑剂在近水层油层压裂中的应用[J]. 断块油气田, 2012, 19(S1): 93-95.
- [33] 赵楠, 高志军. 控水增油支撑剂在致密低渗油田的应用[J]. 长江大学学报(自科版), 2015, 12(31): 44-46.
- [30] 苏建政, 赵梦云, 刘长印, 等. 一种碳酸盐岩储层控水增效压裂方法: CN 201410219474.5[P]. 2014-05-22.
- [31] 王雷, 宋志峰, 李楠, 等. 一种适用于碳酸盐岩油藏的控水酸压方法: CN 201510347269.1[P]. 2015-06-19.
- [32] ALMOHSIN A, A-NAKHLI A, BADAIRY H, et al. A new polymer system for water shutoff application in carbonate formations [C]//SPE Kingdom of Saudi Arabia Annual Technical Symposium and Exhibition. Dammam, Saudi Arabia, 25-28 April, 2016.
- [33] GHOSH D B, ADI S. A novel water control method for Erd wells in fractured carbonate using chemical zonal protection [C]//Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference. Abu Dhabi, UAE, 7-10 November, 2016.
- [34] LU J, GOUDARZI A, CHEN P, et al. Enhanced oil recovery from high-temperature, high-salinity naturally fractured carbonate reservoirs by surfactant flood [J]. J Petrol Sci Eng, 2014, 124: 122-131.
- [35] STANDNES D C, NOGARET L A D, CHEN H L, et al. An evaluation of spontaneous imbibition of water into oil-wet carbonate reservoir cores using a nonionic and a cationic surfactant [J]. Energ Fuel, 2002, 16(6): 1557-1564.
- [36] WANG D N, MAUBERT M, POPE G A, et al. Reduction of surfactant retention in limestones using sodium hydroxide [J]. SPE Journal, 2019, 24(1): 92-115.
- [37] MAUBERT M, JITH L P, POPE G A, et al. ASP experiments in Indiana limestone using NaOH to reduce surfactant retention [C]//SPE Improved Oil Recovery Conference. Tulsa, Oklahoma, USA, 14-18 April, 2018.
- [38] MAHANI H, KEYA A L, BERG S, et al. Insights into the mechanism of wettability alteration by low-salinity flooding (LSF) in carbonates [J]. Energ Fuel, 2015, 29(3): 1352-1367.
- [39] 于森, 吕爱民, 李绪廷, 等. 碳酸盐岩 Zeta 电位影响因素研究 [J]. 科学技术与工程, 2016, 16(20): 165-168.
- [40] BOURBIAUX B, FOURNO A, NGUYEN Q L, et al. Experimental and numerical assessment of chemical enhanced oil recovery in oil-wet naturally fractured reservoirs [J]. SPE J, 2016, 21(3): 706-719.
- [41] HATZIGNATIOU D G, GISKE N H. Sodium silicate gelants for water management in naturally fractured hydrocarbon carbonate formations [J]. Chem Eng Res Des, 2018, 132(4): 40-56.
- [42] MOKHTARI M, TUTUNCU A N. Fracture permeability of activated calcite veins to water and gas [C]//SPE International Conference and Exhibition on Formation Damage Control. Lafayette, Louisiana, USA, 7-9 February, 2018.
- [43] COTTIN C, AL-AMIRE O, BARROIS E, et al. Chemical water shutoff pilot in a mature offshore carbonate field [C]//Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference, Abu Dhabi, UAE, 13-16 November, 2017.
- [44] 何星, 欧阳冬, 马淑芬, 等. 塔河油田缝洞型碳酸盐岩油藏漏失井堵水技术 [J]. 特种油气藏, 2014, 21(1): 131-134.
- [45] 吴文明, 秦飞, 欧阳冬, 等. 塔河油田碳酸盐岩缝洞型油藏堵水技术 [J]. 油气地质与采收率, 2013, 20(6): 104-107.
- [46] XUE Y, YANG A P. Comparing rigless water-cut reduction methods [C]//Production and Operations Symposium. Oklahoma City, Oklahoma, USA, 31 March-3 April, 2007.
- [47] 殷金平, 冯国杰. 中高渗强边水油藏有效控水研究 [J]. 新疆石油天然气, 2017, 13(2): 47-51.

- [48] 赵仁凤. 控水注气采油一体化增产方法: CN 201710079288. X [P]. 2017-02-14.
- [49] 杨敏, 任文博, 曾清勇, 等. 碳酸盐岩缝洞型油藏控水稳油方法: CN 201710606989.4 [P]. 2017-07-24.
- [50] 刘晓强, 曲占庆, 杜勇. 底水油藏CO₂控水实验[J]. 断块油气田, 2016, 23(3): 350-353.
- [51] 侯利, 赵军梅, 李凤玲, 等. 底水油藏CO₂吞吐控水稳油技术研究[J]. 内蒙古石油化工, 2017(9): 72-74.
- [52] 游艳平, 李东元, 单海丹, 等. 氮气吞吐技术在裂缝型碳酸盐岩油藏的应用研究[J]. 中国石油大学胜利学院学报, 2018, 32(1): 38-42.
- [53] 杨正明, 蒋帅, 张亚蒲, 等. 低渗碳酸盐岩油藏储层综合评价方法[J]. 西南石油大学学报(自然科学版), 2016, 38(1): 68-75.
- [54] 王海生. 雷家地区湖相碳酸盐岩致密油储层微观特征[J]. 特种油气藏, 2016, 23(5): 26-29.
- [55] 常静春, 刘俊东, 徐明, 等. 基于沉积微相分析的湖相碳酸盐岩储层测井解释方法[J]. 国外测井技术, 2018(6): 8-11.
- [56] GHOSH P, SHARMA H, MOHANTY K K. Chemical flooding in low permeability carbonate rocks [C]//SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas, USA, 9-11 October, 2017.
- [57] LIANG T B, LUO X, NGUYEN Q, et al. Computed-tomography measurements of water block in low-permeability rocks: scaling and remedying production impairment [J]. SPE J, 2018, 23(3): 762-771.
- [58] AL-ANSSARI S, NWIDEE L N, Ali M, et al. Retention of silica nanoparticles in limestone porous media [C]//SPE/IATMI Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition. Jakarta, Indonesia, 17-19 October, 2017.
- [59] ZHAO M W, GAO M W, DAI C L, et al. The study of a novel modified silica nanofluid for pressure-decreasing application in the ultra-low permeable formation [C]//SPE/IATMI Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition. Jakarta, Indonesia, 17-19 October, 2017.
- [60] AL-OLAYAN A M, ALEXANDER-KATZ A. New shear thickening dilatancy dispersion based on nano-silica beads for oilfield applications [C]//Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference. Abu Dhabi, UAE, 13-16 November, 2017.

Progress on Water Control Technology of Carbonate Oil Reservoir with Bottom Water

LUO Shuai¹, LUO Mingliang^{1,2}, LI Qinpeng¹, MA Yuben¹, LEI Ming¹, ZHAN Yongping^{1,2}

(1. Key Laboratory of Unconventional Oil & Gas Development, Ministry of Education, China University of Petroleum (East China), Qingdao, Shandong 266580, P R of China; 2. School of Petroleum Engineering, China University of Petroleum (East China), Qingdao, Shandong 266580, P R of China)

Abstract: Most of carbonate reservoirs exists bottom water in China. Due to the coning of bottom water, water cut of oil wells rises rapidly, causing to water flooding in severe cases. Controlling the rapid breakthrough of bottom water in carbonate reservoirs has become one of the hot issues in recent years. Therefore, it is necessary to sort out and summarize the bottom water control technology of carbonate reservoirs. The water production characteristics and mechanism of oil wells in carbonate bottom water reservoirs, water control technology and water control or water blocking materials were explained. The research progress and problems of water control materials and technics such as inorganic materials, polymer solutions or gel systems were summarized. The nanocomposites applied into water control in low-permeability carbonate reservoirs were prospected.

Keywords: carbonate reservoir; water production characteristics; water control; nanocomposites; review