

文章编号: 1000-0747(2019)06-1159-10

DOI: 10.11698/PED.2019.06.13

离子匹配水驱提高碳酸盐岩油藏采收率机理及实验 ——以中东哈法亚油田白垩系灰岩为例

彭颖锋^{1,2}, 李宜强^{1,2}, 朱光亚³, 潘登^{1,2}, 徐善志^{1,2}, 王秀宇^{1,2}

(1. 油气资源与探测国家重点实验室, 北京 102249; 2. 中国石油大学(北京)石油工程学院, 北京 102249;
3. 中国石油勘探开发研究院中东研究所, 北京 100083)

基金项目: 国家科技重大专项“伊拉克大型生物碎屑灰岩油藏注水开发关键技术研究与应用”(2017ZX05030-001)

摘要: 在系统总结离子匹配水驱现有研究成果的基础上, 按 2 种分类标准重点阐述了提高采收率机理的多样性与协同性以及机理之间的相互作用, 研究了不同离子行为差异对不同机理和驱油效率的影响。提出采用离子强度来表征一价及二价离子的行为差异, 并建立离子强度、有效浓度与作用机理间的联系, 表征多种机理背后的离子行为, 评价离子匹配注入水的性能。离子匹配水驱提高采收率机理主要表现为: ①降低地层水离子强度、匹配地层水离子组成, 进而降低碳酸盐岩表面一价离子与二价离子的有效浓度差, 提高潜在决定性离子有效浓度(尤其是 SO_4^{2-}); ②改善润湿性、油水界面性质、油藏孔隙结构与物性, 最终在打破原有地层离子平衡的同时建立有利于水驱油的新离子平衡, 改善驱油效果。选用中东哈法亚油田白垩系 Mishrif 组碳酸盐岩岩心, 开展了相渗、界面张力测试、天然岩心驱油等实验, 建立了注入水评价方法并优选出适合该储集层的注入水: 海水稀释 6 倍比较适合该碳酸盐岩油藏实施离子匹配水驱, 与普通海水相比, 可提高驱油效率 4.60%; 与最佳稀释倍数地层水相比, 可提高驱油效率 3.14%以上。图 15 表 9 参 40

关键词: 碳酸盐岩油藏; 离子匹配水驱; 离子有效浓度; 离子强度; 驱油机理; 提高采收率; 哈法亚油田

中图分类号: TE345

文献标识码: A

Mechanisms and experimental research of ion-matched waterflooding to enhance oil recovery in carbonate reservoirs: A case of Cretaceous limestone reservoirs in Halfaya Oilfield, Middle East

PENG Yingfeng^{1,2}, LI Yiqiang^{1,2}, ZHU Guangya³, PAN Deng^{1,2}, XU Shanzhi^{1,2}, WANG Xiuyu^{1,2}

(1. State Key Laboratory of Petroleum Resources and Prospecting, Beijing 102249, China; 2. College of Petroleum Engineering, China Petroleum University (Beijing), Beijing 102249, China; 3. Research Institute of Petroleum Exploration & Development (RIPED), PetroChina, Beijing 100083, China)

Abstract: Based on systematically summarizing the achievements of previous ion-matched waterflooding researches, the diversity and synergy of oil recovery enhancement mechanisms and the interaction between mechanisms are examined according to two classification standards, and the influence of behaviors of different ions on different mechanisms and oil displacement efficiency are investigated. Ionic strength is proposed to characterize the behavior differences of univalent and divalent ions, the relationships between ionic strength, effective concentration, and mechanisms are established to characterize the ion behavior behind various mechanisms, and evaluate the performance of ion-matched injection water. The mechanisms of enhancing oil recovery by ion-matched waterflooding include: (1) The ion-matched water can reduce the ion strength and match the ion composition of formation water, thereby reducing the difference between the effective concentration of univalent ions and divalent ions on the surface of carbonate rocks, and improving the effective concentration of potential determining ions (especially SO_4^{2-}). (2) It can improve wettability, oil-water interface properties, pore structure and physical properties of the reservoir, and finally enable the establishment of a new ionic equilibrium conducive to waterflooding while breaking the original equilibrium. In this study, experiments such as relative permeability curve, interfacial tension, and core-flooding were carried out on carbonate core samples from the Cretaceous Mishrif Formation reservoirs in Halfaya Oilfield, Middle East, a method for injection water evaluation was established and the injection water suitable for these reservoirs was selected: 6 times diluted seawater. Compared with ordinary seawater, oil displacement efficiency can be increased by more than 4.60% and compared with the optimum dilution of formation water, oil displacement efficiency can be increased by 3.14%.

Key words: carbonate reservoir; ion-matched waterflooding; effective ion concentration; ionic strength; oil displacement mechanism; enhancing oil recovery; Halfaya Oilfield

引用: 彭颖锋, 李宜强, 朱光亚, 等. 离子匹配水驱提高碳酸盐岩油藏采收率机理及实验: 以中东哈法亚油田白垩系灰岩为例[J]. 石油勘探与开发, 2019, 46(6): 1159-1168.

PENG Yingfeng, LI Yiqiang, ZHU Guangya, et al. Mechanisms and experimental research of ion-matched waterflooding to enhance oil recovery in carbonate reservoirs: A case of Cretaceous limestone reservoirs in Halfaya Oilfield, Middle East[J]. Petroleum Exploration and Development, 2019, 46(6): 1159-1168.

0 引言

全球范围内，碳酸盐岩油气藏广泛分布于北美、中东、中亚等地区，以侏罗系、白垩系和新近系为主^[1]。碳酸盐岩主要成分为方解石和白云石，其物理化学稳定性较差，沉积后往往会经历多种化学、物理变化的改造，岩石的比表面积、孔隙度、渗透性、润湿性等性质也随之改变，该类油藏的水驱采收率在在一定程度上也受岩石、水、原油间的各类水溶性离子活动影响。碳酸盐岩油藏大多连通性差^[2]、微观非均质性强^[3]、油湿或中性润湿^[4]，矿场水驱开发一般锥进严重、采收率较低。

离子匹配水驱（或低矿化度水驱、智能水驱）通过调整注入水的总矿化度和离子组成来提高原油采收率，室内实验与现场试验均取得了显著效果。与常规水驱相比，优化后的离子匹配水驱在室内实验中驱油效率最高可增加 30%，现场试验中残余油饱和度可降低 2%~50%^[5]。采用离子匹配水驱进行矿场应用开发效果差异较大，科威特 Burgan 油田含水率降低了 5%；沙特阿拉伯上侏罗统油藏残余油饱和度降低了 6%；英国北海 Clair Ridge 油田和 Ekofisk 油田效果显著，Valhall 油田增油效果不明显^[5]。离子匹配水驱提高采收率机理复杂，其主控机理目前存在争议^[6]，尚不能十分有效地指导矿场应用，矿场应用效果差异大，可控性低。

目前离子匹配水的主要应用思路是稀释某种水源或改变潜在决定性离子（PDI）。PDI 与采收率关系密切，主要包括 Ca^{2+} 、 Mg^{2+} 和 SO_4^{2-} ^[7-8]。目前研究认为多离子交换、溶蚀等作用改善了岩石润湿性，关键离子的作用提升了油水界面性能，从而提高了采收率。然而，离子匹配水中离子高效交换的机理、最佳总矿化度范围的筛选、PDI 最佳浓度的选择等问题目前仍然认识不清或相互矛盾^[9-11]。

鉴于此，本文在系统总结离子匹配水驱研究成果

的基础上，重点阐述机理的多样性与机理间的协同性。针对目前采用矿化度表征注入水离子行为存在的问题及矛盾，提出采用离子强度表征一价及二价离子的行为差异，建立离子强度、有效浓度与作用机理间的联系，评价离子匹配水的性能。在深入剖析中东哈法亚油田白垩系 Mishrif 组颗粒灰岩油藏主要水驱矛盾基础上，开展室内相渗测定、X 衍射实验以及油水界面张力测试，研究该油藏条件下离子行为对提高采收率机理的影响，同时利用岩心驱替实验综合研究注入水总矿化度及离子强度的合理范围，结合注入水评价方法，筛选出适合该油藏注水开发的离子匹配水型。

1 离子匹配水驱提高采收率机理

离子匹配水驱作用的机理可按作用的界面分类（见图 1）。为强调机理间存在的相互影响，也可按对驱油效率的直接或间接影响进行归类（见表 1）。其中，二级机理 I（多离子交换）会首先产生（室内实验中在 15 min 内产生），并影响其他相对滞后的机理^[12]，作用机理具有多样性与协同性。

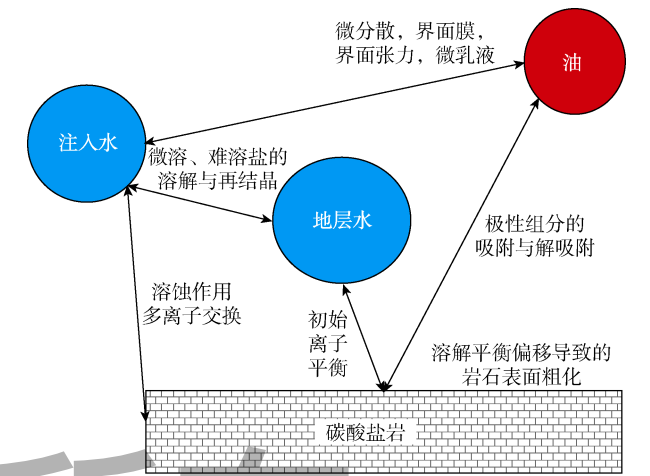


图 1 离子匹配水注入到储集层后界面行为示意图

表 1 离子匹配水驱提高采收率机理分类

现象	一级机理（直接影响）	二级机理（通过影响一级机理实现间接影响）	应用途径	常用研究手段
润湿性改善；矿物、化学颗粒、驱油效	微乳液运动；油水界面张力下降、流动特性改变；岩石表面、孔隙结构改善；岩石物性改善	I：多离子交换	①降低矿化度（降低离子强度） ②改变 PDI 浓度	岩心流动实验，油水界面张力测试，X 衍射，核磁共振，ζ-电位测试，接触角测试，色谱分析
率提升		II：溶蚀加深作用		
		III：难溶、微溶盐的溶解/再结晶		
		IV：油水微分散，油水界面张力改变		

二级机理 I（多离子交换）（见图 2）主要涉及一价离子（ Na^+ 、 Cl^- ）和二价离子（ Ca^{2+} 、 Mg^{2+} 、 SO_4^{2-} ）。其中， Ca^{2+} 、 Mg^{2+} 控制电荷的极性和密度，影响原油和岩石表面矿物间的相互作用^[13]，进而影响注入水在润湿

性改善方面的潜力； SO_4^{2-} 在该过程中起催化作用^[14]。一般认为 Na^+ 、 Cl^- 对驱油效果的影响较弱，但会影响岩石吸附电子层的电荷密度，并影响高价离子进入该电子层的能力^[14]。PDI 中 Ca^{2+} 和 Mg^{2+} 的活性差异受温度

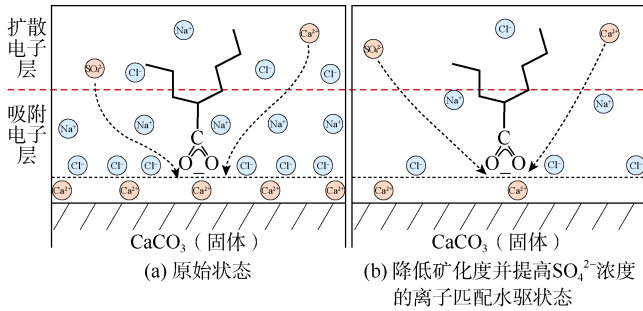
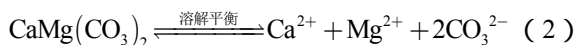
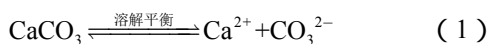


图 2 多离子交换示意图 (由文献[15]修改)

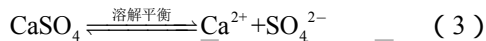
影响,温度小于 $70\text{ }^{\circ}\text{C}$ 时, Ca^{2+} 与 SO_4^{2-} (或岩石表面) 的相互作用都强于 Mg^{2+} ; 温度为 $70\sim 130\text{ }^{\circ}\text{C}$ 时, 两者均较活跃; 而温度大于 $130\text{ }^{\circ}\text{C}$ 时, Mg^{2+} 活性超过 Ca^{2+} [5]。

如图 2 所示, 在油藏原始状态下, 原油极性组分中的羧酸根 ($-\text{COO}^-$) 与浓度高、电荷密度大的一价离子 (Cl^- 、 Na^+) 一起吸附在带正电的碳酸盐岩表面, 使大部分岩石表面润湿性偏向中性或油湿。注入较低矿化度的离子匹配水后, 吸附电子层中 Cl^- 、 Na^+ 的电荷密度下降, 扩散电子层中 Ca^{2+} 、 Mg^{2+} 在 SO_4^{2-} 催化下与岩石表面竞争吸附羧酸根, 岩石与原油间“双层”斥力增加, 黏附能降低, 水湿程度提高。二级机理 I 可以改变双电子层内的电荷分布以及水溶液的离子组成, 进而影响二级机理 III 和 IV; 同时, 润湿性的选择性改变, 会影响水及水溶性离子与岩石表面的作用程度, 进而影响二级机理 II。

二级机理 II (溶蚀加深作用) 涉及难溶、微溶物质的二次溶蚀。该机理在实际油藏中的作用程度通常比室内实验中小, 但对离子匹配水驱效果的影响较大 [16]。不论何种类型的碳酸盐岩均存在大量微溶、难溶物质 (如方解石和白云石), 存在如下溶解平衡关系:



部分岩石常含有硬石膏微溶物, 平衡关系如下:



当地层水矿化度降低或离子组成改变时 (可由二级机理 I 影响), 微溶、难溶物质的溶度积改变导致溶解平衡偏移 (通常向右), 原位释放 Ca^{2+} 、 Mg^{2+} 、 SO_4^{2-} , 并改善溶蚀处润湿性 [17-18]。同时, 溶蚀加深处释放的离子也会与地层流体发生离子交换, 溶解平衡偏移 (通常向左), 进而在岩石表面重新沉淀。此过程中物质的溶解与再结晶最终导致岩石表面粗糙度变化 [12]。此外, 矿化度较低并富含 SO_4^{2-} 的注入水通常会减弱白垩系灰岩的力学性能 (如强度、屈服强度和体积模量), 对低渗、非均质性强的储集层产生双重影响, 提高孔喉连通性的同时也可能降低部分储集层的物性参数 [5]。此机

理中的物理化学变化通常较慢 (室内实验中大于 12 h)。

二级机理 III (难溶、微溶盐的溶解与再结晶) 是二级机理 I 和 II 共同作用的结果, 尤其 CaCO_3 和 CaSO_4 的溶解度极易受温度、矿化度以及水溶液中离子相对含量的影响。如果某些物质发生絮凝或沉淀, 造成微粒运移, 则由其他相应机理控制 [18], 注入水的渗流规律也将受到相应的影响。

二级机理 IV (油水微分散, 油水界面张力改变) 主要涉及储集层流体。油藏条件下, 低矿化度水和 SO_4^{2-} 的存在有助于降低原油黏度和油水界面张力、增加界面黏弹性 [19-20], 使油水形成微乳液 [21-22], 在一定程度上改变油水流变学特征; 受原油极性组分影响的油水微分散也被认为是机理之一 [23]; 另外, 3 种 PDI 同时存在可以提高油滴的凝聚和连通性 [24]。油水界面张力降低因可直接或间接影响油藏的采收率而受到广泛关注, 油水界面张力降低除直接提升水驱油毛管数外, 还可以降低岩石黏附功, 有利于水在岩石表面的铺展。在某些情况下, PDI 可以显著降低油水界面张力 [25]。

对于碳酸盐岩油藏的离子匹配水驱, 前人研究根据观察到的实验现象提出了各种相关机理, 采收率的提升应是各种机理综合作用的结果, 这些机理都与各类水溶性离子的离子行为相关。

2 离子行为对提高采收率机理的影响

2.1 离子匹配水驱中的水化学原理

为表征水溶液因离子组成不同而导致的差异, 引入离子强度并定义为 [26-27]:

$$I_s = \frac{1}{2} \sum_{i=1}^n M_i z_i^2 \quad (4)$$

水溶液中易溶性盐会降低难溶性盐的溶解度, 其影响程度受溶液离子强度控制 [28]。该物理意义与二级机理 II 直接相关; 其次离子强度还影响水中离子的非理想行为。水溶液离子浓度越高, 离子间的静电作用越大, 使离子的行为受到束缚而不能完全发挥作用, 受影响的程度用活度系数 γ (取值 $0\sim 1.0$) 表征。除水溶性离子外, 水溶性分子的行为也将受到影响, 在离子强度大于 0.1 mol/L 时, 水溶性分子的活度系数小于 1.0 [27]。Debye-Huckel 理论 [26] 考虑了离子的静电作用和热运动, 并建立了离子强度与活度系数的关系 (见表 2)。

表 2 活度系数计算公式及适用范围

公式名称	公式	适用范围
Guntelberg 近似公式	$\lg \gamma_i = -Az_i^2 \frac{I_s^{1/2}}{1 + I_s^{1/2}}$	$I_s \leq 0.1\text{ mol/L}$
Davies 公式	$\lg \gamma_i = -Az_i^2 \left(\frac{I_s^{1/2}}{1 + I_s^{1/2}} - 0.3I_s \right)$	$0.1\text{ mol/L} < I_s \leq 0.5\text{ mol/L}$

对于表面带正电荷的碳酸盐岩，两种阴离子（ Cl^- 和 SO_4^{2-} ）的活跃程度影响各自在岩石表面的吸附能力，而 SO_4^{2-} 吸附比 Cl^- 吸附更有利于提高采收率^[5]。利用表2公式绘制 Cl^- 、 SO_4^{2-} 的活度系数随溶液离子强度的变化关系（见图3）。

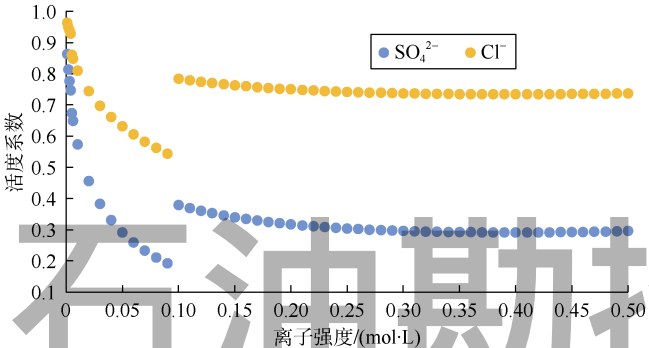


图3 Cl^- 与 SO_4^{2-} 活度系数与离子强度的关系

可以看到不论何种离子，活度系数均随离子强度增加而减小^[26]，但 SO_4^{2-} 活度系数的减小幅度大于 Cl^- 。离子强度可以通过这种差异影响不同离子的活跃程度。结合（4）式，离子强度可以认为是同时考虑总矿化度、不同离子电荷数、离子浓度的综合指标，在碳酸盐岩离子匹配水驱的研究中具有实用意义。

值得注意的是，活度系数只与溶液离子强度有关，与溶液总矿化度没有直接关系。W.F.Langelier 于 1936 年提出离子强度与总矿化度之间仅在矿化度小于 1 000 mg/L 时存在相关度较高的线性关系^[27]。目前多数研究仍然认为低矿化度水是因为降低了地层流体总矿化度，从而导致了油水界面张力下降、微分散产生^[23]、润湿性改善^[17]、微溶难溶物溶解加深等^[16,25]，进而改变原始残余油状态^[29]。以上机理可以理解为溶液离子强度降低影响不同离子的活跃程度，进而影响表1中的多种机理，是低矿化度水驱提高采收率的本质原因。

2.2 不同离子对离子强度的影响差异

目前许多研究认为， SO_4^{2-} 含量对多种机理的影响非常关键^[30]。图4为相同质量浓度（1 000 mg/L）条件下水溶性离子与离子强度关系柱状图，可以看出不同离子类型的溶液离子强度存在差异，以 Mg^{2+} 最大， Cl^- 最小；在PDI的3种离子中，提升 SO_4^{2-} 浓度更有利于保持离子强度，进而保持各离子的活跃程度。林梅钦等^[31] 2018 年从离子及分子间相互作用的角度提出碳酸盐岩适合高矿化度海水或高矿化度 NaSO_4 水驱。该注入水实质也是一种 SO_4^{2-} 含量较高的低离子强度水源。除 SO_4^{2-} 外，同为PDI但对离子强度影响较大的 Ca^{2+} 、 Mg^{2+} 应该如何控制，则需考虑其绝对浓度与溶

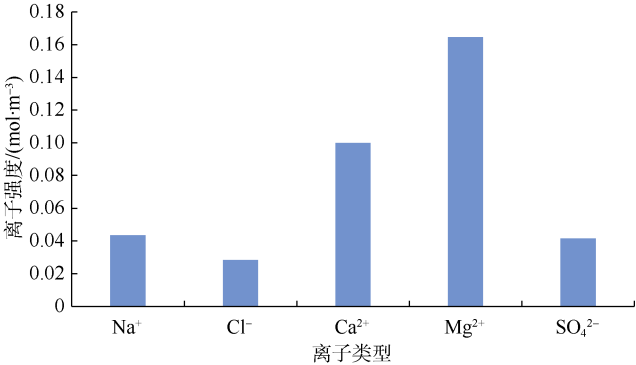


图4 水溶性离子对离子强度的影响柱状图

液离子强度的双重影响。

3 哈法亚油田 Mishrif 组灰岩离子匹配水驱

3.1 哈法亚油田 Mishrif 组油藏条件对离子匹配水驱的适应性

哈法亚油田 Mishrif 组为生物碎屑灰岩，以颗粒灰岩为主^[32]，沉积于清洁的海相环境，储集层中基本没有黏土矿物^[33]。从矿物学角度看，该类碳酸盐岩油藏离子匹配水驱提高采收率机理与砂岩截然不同，不同矿物的比表面积、颗粒结构、晶体结构对不同离子有不同的反应活性，而白垩系 Mishrif 组灰岩对低离子强度、高 SO_4^{2-} 浓度水的响应优于白云岩、纯方解石和典型石灰岩，其润湿性更易被改善^[34]。本文随机选取3块Mishrif组天然岩心进行X衍射矿物组成测试，结果见表3。

表3 Mishrif组天然岩心X衍射矿物组成

样品	主要矿物含量/%			
	石英	钾长石	方解石	白云石
1	0.6	0.4	97.2	1.8
2	0.5	0.3	94.6	4.6
3	0.5	0.3	96.2	2.9

一般情况下，岩石中方解石含量越高、白云石含量越低，相同低矿化度水驱后接触角减小幅度越大，岩石的水湿程度越高^[17,35]。由表3可见，该油藏具备实施离子匹配水驱的岩石学条件。

Mishrif 组碳酸盐岩储集空间的非均质性主要受次生孔隙（溶蚀孔、铸模孔等）发育程度的影响，加之沉积后期经历流体溶蚀等过程的复杂改造，使地层水中高含某种主要矿物的组成离子。地层水离子组成在一定程度上反映了碳酸盐岩储集层的原始离子平衡状态，并影响注入水提高采收率的潜力^[29]。

由表4可见，Mishrif 组碳酸盐岩地层水为 CaCl_2 水型，总矿化度及离子强度均较高。由表2可知，当 $I_s>0.5$ mol/L 时无确定公式计算对应的活度系数。因此根据一种特定案例（ $I_s=0.7$ mol/L 时， SO_4^{2-} 活度系数等

表 4 哈法亚油田 Mishrif 组碳酸盐岩油藏基准注入水源及离子组成

类型	Na ⁺ /(mg·L ⁻¹)	K ⁺ /(mg·L ⁻¹)	Ca ²⁺ /(mg·L ⁻¹)	Mg ²⁺ /(mg·L ⁻¹)	Cl ⁻ /(mg·L ⁻¹)	SO ₄ ²⁻ /(mg·L ⁻¹)	总矿化度/(mg·L ⁻¹)	离子强度/(mol·L ⁻¹)
地层水	60 369	1 707	8 000	1 944	114 488	360	187 817	3.53
河水	260	4	151	70	390	527	1 573	0.04
海水	14 071	0	880	1 391	2 4377	3 217	43 959	0.88

于 0.11, Cl⁻ 活度系数等于 0.68^[27]) 分析, Mishrif 组地层水条件下 ($I_s \geq 3.5 \text{ mol/L}$), PDI 活度系数将小于 0.11, 而 SO₄²⁻ 活度系数与 Cl⁻ 活度系数之差大于 0.57, 加之催化离子 SO₄²⁻ 浓度低, 因此多种机理处于低效平衡中。

选取 4 块岩心进行相渗测试, 结果如图 5 所示, 表明该油藏原始状态下岩石偏亲油 (等渗点饱和度小于 50%), 残余油饱和度下水相相对渗透率较高 (大于 0.5), 不同类型岩心 (不同初始溶蚀程度) 之间的渗流规律存在差异。

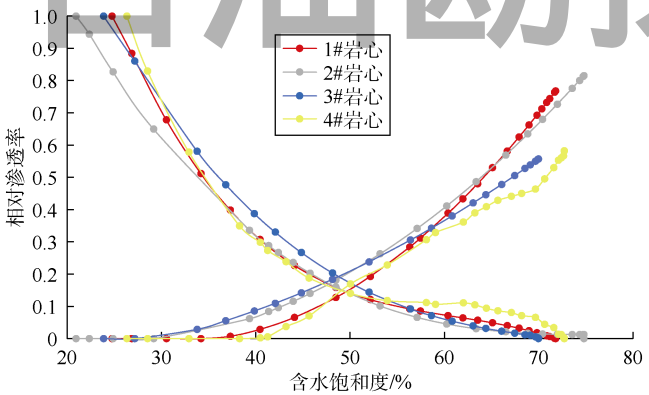


图 5 哈法亚油田 Mishrif 组碳酸盐岩天然岩心相渗曲线

油藏的温度和原油组成亦可影响离子匹配水驱的效果。哈法亚油田 Mishrif 组油藏原油沥青质、胶质、芳香烃、饱和烃含量分别为 1.24%, 5.41%, 24.2%, 69.15%, 总酸值为 0.24 mg/g, 满足实施离子匹配水驱的基本条件^[18, 36-37]; 油藏温度 90 ℃, 也是实施离子匹

配水驱的有利条件^[5]。

据上述油藏条件分析, 实施离子匹配水驱的关键在于降低地层水的离子强度至某值以下以提升 PDI 的活度系数, 同时保证这些离子的浓度不至于过低。

3.2 研究方案

3.2.1 油水界面张力测定

鉴于油水界面张力对驱油效率的直接和间接影响, 将当前水源 (见表 4) 按表 5 规则处理, 评价 3 种情况下的油水界面张力, 以研究溶液矿化度、离子强度以及 PDI 对界面张力的影响: ①相同离子组成但矿化度不同; ②相同矿化度但离子组成不同; ③PDI 绝对浓度不同。

表 5 不同水源优化水处理方法

基准水源	处理方法
地层水	稀释 10, 20, ..., 60 倍
海水	稀释 2, 4, ..., 10 倍
稀释 2 倍, $I_s=0.02 \text{ mol/L}$	
河水	加入 NaSO ₄ 至 $I_s=0.05 \text{ mol/L}$, 此时总矿化度约 2 500 mg/L
	加入 NaSO ₄ 、CaCl ₂ 至 $I_s=0.09 \text{ mol/L}$, 此时总矿化度约 3 000 mg/L

3.2.2 岩心驱替实验

考虑碳酸盐岩的非均质性与离子匹配水驱机理的复杂性, 室内研究采用岩心驱替段塞对比实验 (岩心参数见表 6, 方案设计见表 7) 综合验证优化水效果^[8]。通过段塞对比可得到 2 种优化离子匹配水, 同时得到最佳离子强度和总矿化度范围。再将这 2 种注入水进行二次实验, 得到最佳注入水, 并在实验全过程中分析各类溶液的离子组成及离子行为, 揭示机理。

表 6 哈法亚油田 Mishrif 组碳酸盐岩油藏天然岩心基础数据

研究阶段	方案编号	直径/cm	长度/cm	孔隙度/%	原始含油饱和度/%	气测渗透率/ $10^{-3} \mu\text{m}^2$
总矿化度及	1 [#]	3.8	6.5	14.0	73.7	12.2
离子强度范围	2 [#]	3.8	6.5	21.1	79.7	33.7
优化水验证	3 [#]	3.8	6.0	7.1	72.9	30.1

注: 为减弱短岩心实验中的毛细管末端效应, 实验中注入速度相对较快, 实验结果仅用作定性对比

表 7 段塞对比法研究方案

研究阶段	方案编号	水源	注入方案				
			段塞 1	段塞 2	段塞 3	段塞 4	段塞 5
总矿化度及	1 [#]	地层水	地层水	稀释 10 倍	稀释 20 倍	稀释 30 倍	
离子强度范围	2 [#]	海水	海水	稀释 2 倍	稀释 4 倍	稀释 6 倍	稀释 8 倍
优化水验证	3 [#]	地层水与海水	地层水最优稀释倍数	海水最优稀释倍数			

实验用油为原油+航空煤油复配, 温度 90 ℃条件下黏度 2.5 mPa·s, 设计驱替速度 0.6 mL/min, 按以

下实验流程开展实验: ①饱和地层水与模拟油; ②温度 90 ℃条件下老化 3 d; ③按表 7 方案进行不同段塞

依次驱替,当段塞驱替到连续 30 min 含水率都大于 99%时更换下一段塞(驱替无中断),依此类推。

此外,采取以下措施以提升实验质量:①考虑到岩心尺寸及计量精度,驱油效率增幅低于 1%时不视为有效提升;②注入水均未生成沉淀,重点研究微观驱油机理,排除二级机理Ⅲ对波及效率的影响。

4 实验结果与机理分析

4.1 注入水性能评价方法

4.1.1 离子活度系数扩展公式

本文研究用水源除河水外离子强度均偏高(见表 4),表 2 公式不适用,当 $I_s > 0.5 \text{ mol/L}$ 时,目前没有较为精确的公式计算离子强度与活度系数的对应关系。因此根据表 2 中的公式绘制 SO_4^{2-} 、 Cl^- 的活度系数差曲线(见图 6),并据此拟合经验公式。

$$\Delta\gamma = 0.0582 \ln(I_s) + 0.5099 \quad (5)$$

(5) 式具有较高的相关系数 ($R^2=0.9698$),仅用于 $I_s > 0.5 \text{ mol/L}$ 情况下的近似表征。

4.1.2 离子有效浓度与注入水性能评价参数

哈法亚油田 Mishrif 组碳酸盐岩油藏原始条件 ($I_s > 3.0 \text{ mol/L}$) 的低效平衡状态受一价离子绝对浓度高

与 SO_4^{2-} 、 Cl^- 的活度系数差较大共同影响,本文定义有效浓度 c_v 对离子浓度、活度系数的共同作用进行表征。

$$c_{v,i} = c_i \gamma_i \quad (6)$$

离子的有效浓度越高,表明这种离子的真实活跃离子数量越多,行为能力越强。有效浓度的大小会直接影响二级机理 I、II 并间接影响二级机理Ⅲ、Ⅳ,与提高采收率关系密切。

为综合考虑 PDI 中 3 种离子的有效浓度对各类机理以及驱油效率的影响,采用 PDI 中 3 种离子浓度之和进行表征,同时利用 (6) 式计算表 4 中地层水不断稀释离子强度不断降低条件下 PDI 浓度之和、活度系数、有效浓度之和随离子强度变化关系(见图 7)。

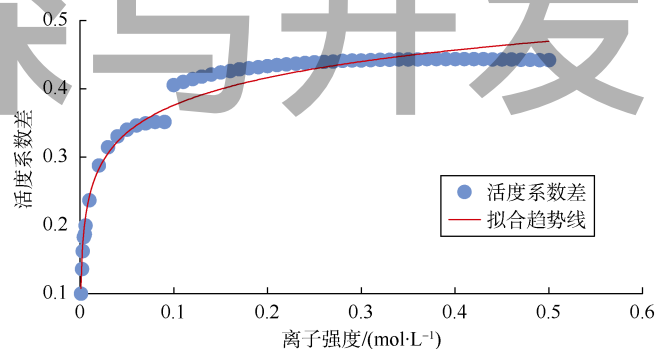


图 6 SO_4^{2-} 与 Cl^- 活度系数差曲线

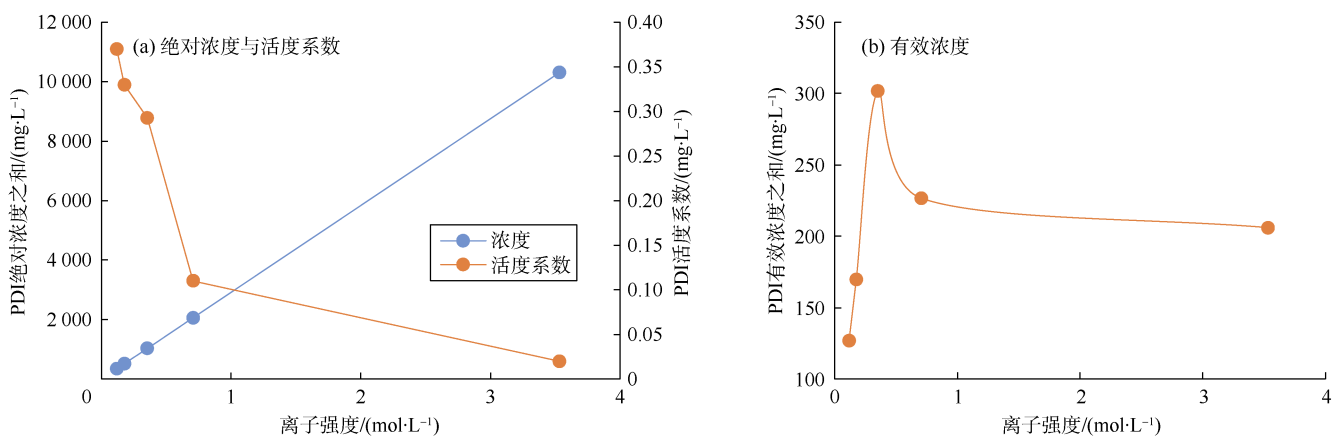


图 7 地层水 PDI 浓度之和、活度系数、有效浓度之和随离子强度变化关系

如图 7a 所示, PDI 活度系数、PDI 浓度与溶液离子强度具有相反的相关性,表明存在最佳离子强度范围,使 PDI 的有效浓度值最大(见图 7b)。该最佳离子强度范围内离子浓度、活度系数对 PDI 有效浓度的影响权重发生转化,即当离子强度较小时,注入水应以提升 PDI 浓度为主,反之则以提升活度系数为主。这里可定义一个(或多个)与有效浓度相关的“参数”,当后一段塞的该“参数”低于前一段塞时,进一步提升驱油效率的效果甚微,该参数用于对比表 7 设计的不同离子强度或总矿化度条件下的段塞方案。因此,在

总矿化度之外建立与离子强度、离子有效浓度相关的“三参数”用于进一步研究,分别为:① SO_4^{2-} 有效浓度;② PDI 有效浓度之和;③ SO_4^{2-} 与 Cl^- 的有效浓度差。

4.2 油水界面张力降低机理与离子有效浓度的关系

前文研究表明,等比例稀释水溶液会导致离子强度下降,进而导致水中各离子的绝对浓度下降、活度系数上升(尤其是高价离子)。图 8 显示,含 SO_4^{2-} 绝对浓度相对较高的海水与原油的界面张力整体低于相同离子强度下缺乏 SO_4^{2-} 的地层水。此外,两者随离子强度变化的规律存在以下差异:海水与原油的界面张

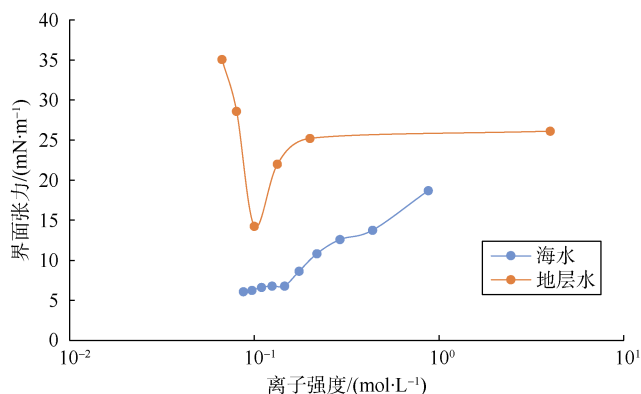


图 8 油水界面张力随离子强度的变化规律

力基本随离子强度的降低而下降, SO_4^{2-} 浓度的下降没有改变界面张力下降的趋势, 因此海水优化的主要途径是提升 SO_4^{2-} 的活度系数; 但地层水与原油的界面张力存在最低 (佳) 值, SO_4^{2-} 浓度和活度系数的改变幅度影响了界面张力下降的趋势, 因此地层水优化的主要途径是同时提升 SO_4^{2-} 的离子浓度与活度系数。该规律体现了 SO_4^{2-} 的浓度与活度系数对油水界面张力降低的影响权重转化。此外, 两种水源在测试范围内的最佳离子强度均为 0.1 mol/L 左右。

对于离子强度相对较低的河水, 根据表 5 中地层水稀释方案测试结果 (见图 9) 可知, 在 $I_s < 0.1$ mol/L 时, 界面张力基本随离子强度升高而降低, 加入 SO_4^{2-} 后 (I_s 值由 0.04 mol/L 升高到 0.05 mol/L) 界面张力降低较明显, 加入 Ca^{2+} (I_s 值由 0.05 mol/L 升高到 0.09 mol/L) 后基本持平。3 种水源的界面张力测试表明, SO_4^{2-} 有效浓度与界面张力关系密切。

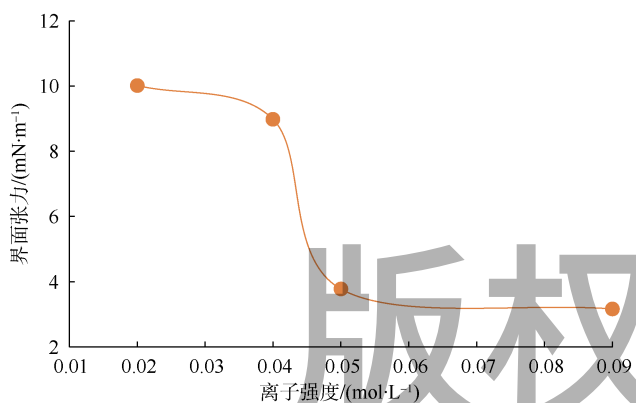


图 9 不同方法处理后河水与原油界面张力随离子强度的变化规律

目前哈法亚油田地区存在 9 种不同离子组成的水源 (含优化水), 对其油水界面张力、总矿化度、有效浓度等参数作图并进行曲线拟合 (见图 10), 可以发现, 油水界面张力与注入水中离子 SO_4^{2-} 有效浓度的相关性更好。

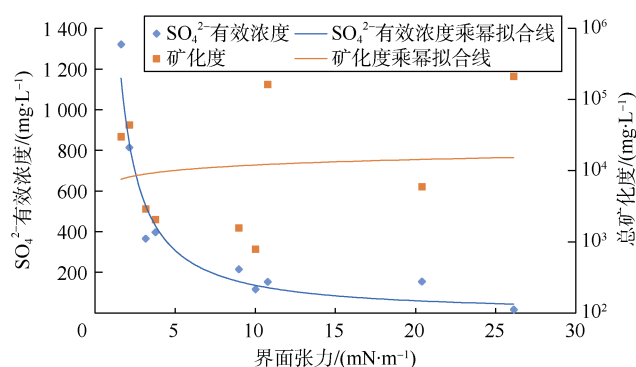


图 10 油水界面张力与总矿化度、有效浓度的拟合关系

对砂岩而言, 其临界毛管数很大, 一般表面活性剂驱只有达到超低界面张力 (1×10^{-3} mN/m 数量级) 才有提高采收率效果, 目前离子匹配水仅能使油水界面张力降低到 1×10^0 mN/m 数量级, 毛管数相对较小, 因此在一定程度上该机理的作用被忽视。但是, 根据经典毛细管减饱和度曲线的延伸研究^[38], 当原油从润湿相变为非润湿相且岩性为孔隙分布较宽的碳酸盐岩时, 提升驱油效率所需的临界毛管数将大幅降低至 1×10^{-7} 左右。利用毛管数公式计算本文实验条件下的毛管数, 该值最高可达 1×10^{-6} (高于临界毛管数)。目前有针对碳酸盐岩的研究案例认为油水界面张力从 40 mN/m 降低至 3 mN/m 时, 驱油效率提升 4%^[39], 表明油水界面张力降低提高采收率机理不可忽视。

4.3 离子匹配水驱的总矿化度和离子强度最佳范围

图 11、图 12 为 1[#]、2[#] 实验方案驱油效果曲线, 可看出稀释的离子匹配水具有提高驱油效率的作用, 其中第 2 个段塞效果最为明显。将各段塞增油效果量化 (见图 13), 并进行段塞对比可知: 地层水段塞 3 与海水段塞 4 为临界段塞 (下一段塞提高驱油效率幅度小于 1%); 地层水第 2 段塞提高驱油效率 1.3%, 不同稀释倍数地层水 2 次驱替共提高驱油效率 2.4% (不包括驱油效率提高幅度小于 1% 的段塞); 海水第 2 段塞提高驱油效率 4.6%, 不同稀释倍数海水 3 次驱替共提高驱油效率 7.7%。将临界段塞与下一段塞的总矿化度及离子强度区间作为最优范围 (见表 8), 当离子强度小于 0.11 mol/L 时, 降低离子强度不能进一步有效提升驱油效率。其中, 地层水最佳离子强度范围与采用“三参数”中 PDI 有效浓度之和预测的范围 (小于 0.50 mol/L) 接近 (见图 7), 两者存在差异原因可能在于 PDI 有效浓度之和为 3 种 PDI 离子浓度的简单相加, 不能区分 SO_4^{2-} 的催化作用以及不同离子间的作用差异, PDI 各离子浓度对采收率的影响应具有更复杂的函数关系。此外, 2 种水源的最佳离子强度范围均稍大于界面张力测试结果。据理论分析、界面张力测试和驱油实验, 建议当

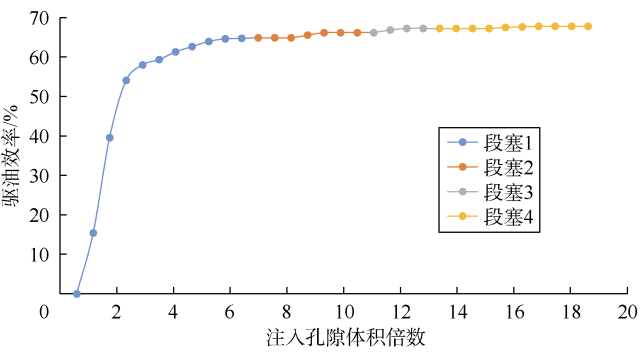


图 11 1#实验连续驱替驱油效率曲线

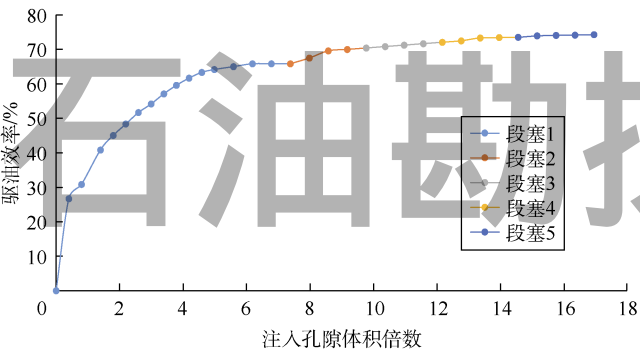


图 12 2#实验连续驱替驱油效率曲线

前条件下 Mishrif 组碳酸盐岩的注入水总矿化度为 5 500~10 000 mg/L, 离子强度为 0.11~0.18 mol/L。

目前关于注入水总矿化度最佳范围的研究认为, 砂岩离子匹配水驱提高机理相对比碳酸盐岩简单, 注入水总矿化度一般在 2 000~7 000 mg/L 时表现最佳^[40]。但在碳酸盐岩中, 注入水总矿化度在 20 000~33 000 mg/L^[11]或 5 000~10 000 mg/L^[10]时, 均被证实可以有效提高采收率。碳酸盐岩的注入水最优总矿化度范围更加难以确定, 因为该类油藏的采收率提升是一个多机理直接或间接影响的过程, 因而对于碳酸盐岩油藏, 采用总

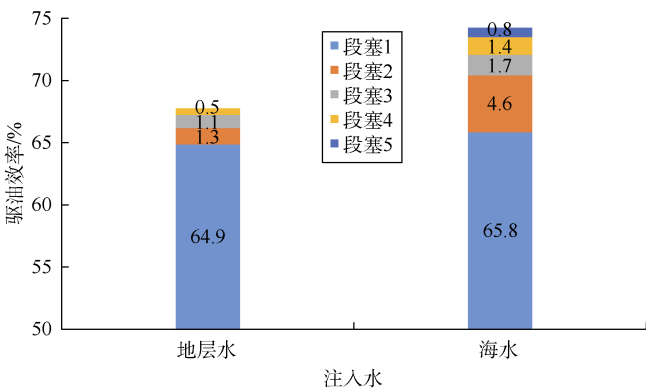


图 13 1#、2#实验驱油效率段塞对比

表 8 2 种水源的最佳总矿化度及离子强度范围

水型	总矿化度/(mg·L ⁻¹)	离子强度/(mol·L ⁻¹)
地层水	6 261~9 391	0.12~0.18
海水	5 495~7 327	0.11~0.15

矿化度单参数表征注入水中的离子浓度与离子行为, 或依据单个机理进行评价、筛选离子匹配水缺乏可靠性。

4.4 两种优化水对比与“三参数”验证

表 9 为 2 种优化离子匹配水的主要离子组成, 可以看出其总矿化度和离子强度均处于最佳范围。总矿化度相同时, 离子强度更高的优化水 2 比优化水 1 驱油效率更高, 高约 3.14% (见图 14)。计算并对比 2 种优化水及原始地层水的“三参数”(见图 15), 可以发现 2 个规律: ①两种优化水的“三参数”均优于原始地层水(虽然地层水的 Ca²⁺、Mg²⁺绝对浓度高); ②优化水 2 的“三参数”均优于优化水 1, 尤其阴离子有效浓度差异较大。注入的离子匹配水与地层水接触后可打破原有物理化学平衡提高驱油效率, 形成更有利于驱油的新平衡。注入水的“三参数”比总矿化度、离子浓度对驱油效率的影响更大。

表 9 两种优化离子匹配水的主要离子组成

水型	编号	Na ⁺ /(mg·L ⁻¹)	K ⁺ /(mg·L ⁻¹)	Ca ²⁺ /(mg·L ⁻¹)	Mg ²⁺ /(mg·L ⁻¹)	Cl ⁻ /(mg·L ⁻¹)	SO ₄ ²⁻ /(mg·L ⁻¹)	总矿化度/(mg·L ⁻¹)	离子强度/(mol·L ⁻¹)
地层水稀释 20 倍	1	2 352	85.4	400.0	97.2	5 000.0	18.0	8 000	0.15
海水稀释 6 倍	2	2 750	0	146.7	231.8	4 331.4	536.2	8 000	0.16

注: 用 NaCl 微调至相同矿化度 8 000 mg/L

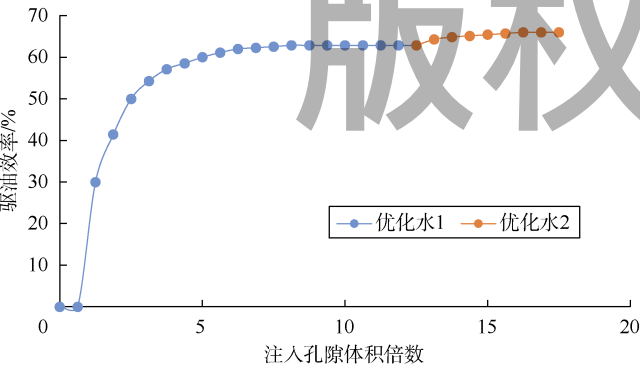


图 14 两种不同水源的优化水连续驱替曲线

当前室内物理模拟技术与数值模拟技术都无法完全模拟碳酸盐岩的复杂油藏条件, 以及多种影响因素的动态变化, 因此当前对提高采收率机理认识仍然存在争议。对于哈法亚油田 Mishrif 组灰岩油藏而言, 使注入水满足表 8 中的离子强度(或总矿化度)范围可以获得较高的驱油效率。海水稀释 6 倍是该油藏的理想注入水。

离子匹配技术除将水源进行稀释外, 还可以在此基础上视地层条件与注入阶段的不同而精准制定注入水离子组成。如表 4 中地层水存在较高浓度 Ca²⁺、Mg²⁺,

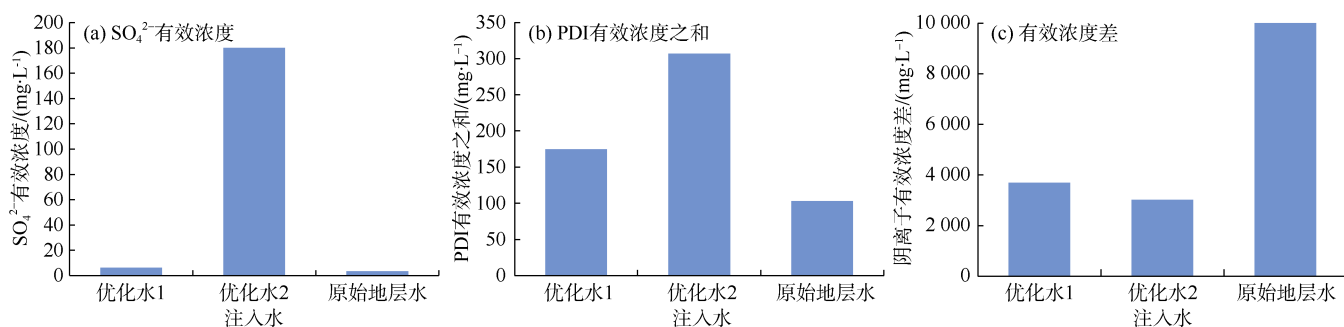


图 15 注入水与原始地层水“三参数”对比

且在降低水溶液的离子强度进而降低 Ca^{2+} 、 Mg^{2+} 浓度后，受离子强度与二级机理 II 的影响，两种离子会得到一定的原位补充。所以，注水初期注重提升 SO_4^{2-} 浓度可有效提高采收率。但当注入孔隙体积倍数较大、原地层水偏少或呈束缚态、岩石与注入水形成新离子平衡时，可能需在保持离子强度范围的前提下适当提升 Ca^{2+} 、 Mg^{2+} 浓度，该部分仍需进一步研究。

5 结论

碳酸盐岩油藏离子匹配水驱提高采收率机理主要表现为：①降低地层水离子强度、匹配地层水离子组成，进而降低碳酸盐岩岩石表面一价离子与二价离子的有效浓度差，提高 PDI 有效浓度（尤其是 SO_4^{2-} ）；②改善润湿性、改善油水界面性质、小幅改善油藏孔隙结构与物性，最终在打破原有地层离子平衡的同时建立有利于水驱油的新离子平衡，改善驱油效果。

与总矿化度相比，离子强度更适合表征离子行为对碳酸盐岩离子匹配水驱机理的影响：根据离子强度可确定有效浓度，进而确定“三参数”（ SO_4^{2-} 有效浓度、PDI 有效浓度之和、 SO_4^{2-} 与 Cl^- 有效浓度差），有效表征离子行为与驱油机理间的密切关系。

在哈法亚油田 Mishrif 组碳酸盐岩油藏实施离子匹配水驱时，注入水总矿化度与离子强度存在最佳范围，总矿化度为 5 500~10 000 mg/L，离子强度为 0.11~0.18 mol/L。稀释 6 倍的海水比较适合该油藏的水驱开发，与普通海水相比，可提高驱油效率 4.60% 以上；与最佳稀释倍数地层水相比，可提高驱油效率 3.14%。

符号注释：

A ——与水介电常数有关的系数，温度为 25℃ 时 $A=0.5$ ，随温度增加而小幅增大； c ——离子浓度，mg/L； c_v ——离子有效浓度，mg/L； i ——离子编号； n ——离子总数； I_s ——离子强度，mol/L； z ——离子所带的电荷数，个； M ——离子物质的量浓度，mol/L； γ ——活度系数，无因次。

参考文献：

[1] 李阳，康志江，薛兆杰，等. 中国碳酸盐岩油气藏开发理论与实

践[J]. 石油勘探与开发, 2018, 45(4): 669-678.

LI Yang, KANG Zhijiang, XUE Zhaojie, et al. Theories and practices of carbonate reservoirs development in China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2018, 45(4): 669-678.

[2] BRANCO F R, GIL N A. NMR study of carbonates wettability[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2017, 157: 288-294.

[3] LIU H, TIAN Z, LIU B, et al. Pore types, origins and control on reservoir heterogeneity of carbonate rocks in Middle Cretaceous Mishrif Formation of the West Qurna oilfield, Iraq[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2018, 171: 1338-1349.

[4] KHATHER M, SAEEDI A, REZAEI R, et al. Experimental evaluation of carbonated brine-limestone interactions under reservoir conditions: Emphasis on the effect of core scale heterogeneities[J]. International Journal of Greenhouse Gas Control, 2018, 68: 128-145.

[5] AWOLAYO A, SARMA H, NGHIEM L. Brine-dependent recovery processes in carbonate and sandstone petroleum reservoirs: Review of laboratory-field studies, interfacial mechanisms and modeling attempts[J]. Energies, 2018, 11(11): 1-66.

[6] AL-KHAFAJI A, WEN D. Quantification of wettability characteristics for carbonates using different salinities[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2019, 173: 501-511.

[7] ZAHID A, SANDERSEN S B, STENBY E H, et al. Advanced water flooding in chalk reservoirs: Understanding of underlying mechanisms[J]. Colloids & Surfaces A: Physicochemical & Engineering Aspects, 2011, 389(1/2/3): 281-290.

[8] SHEHATA A M, ALOTAIBI M B, NASR-EL-DIN H A. Waterflooding in carbonate reservoirs: Does the salinity matter?[J]. SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 2014, 17(3): 304-313.

[9] AWOLAYO A, SARMA H, ALSUMAITI A. An experimental investigation into the impact of sulfate ions in smart water to improve oil recovery in carbonate reservoirs[J]. Transport in Porous Media, 2016, 111(3): 649-668.

[10] AUSTAD T, SHARIATPANAH S F, STRAND S, et al. Conditions for a low-salinity enhanced oil recovery (EOR) effect in carbonate oil reservoirs[J]. Energy & Fuels, 2011, 26(1): 569-575.

[11] 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]. Energy & Fuels, 2009, 23(9): 4479-4485.

[12] CHEN S Y, KRISTIANSEN K, SEO D, et al. Time-dependent physico-chemical changes of carbonate surfaces from SmartWater (diluted seawater)-flooding processes for improved oil recovery[J]. Langmuir, 2018, 35(1): 41-50.

[13] AL MAHROUQI D, VINOGRADOV J, JACKSON M D. Temperature dependence of the zeta potential in intact natural

- carbonates[J]. Geophysical Research Letters, 2016, 43(22): 11578.
- [14] RASHID S, MOUSAPOUR M S, AYATOLLAHI S, et al. Wettability alteration in carbonates during "Smart Waterflood": Underlying mechanisms and the effect of individual ions[J]. Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects, 2015, 487: 142-153.
- [15] PUNTERVOLD T, STRAND S, ELLOUZ R, et al. Modified seawater as a smart EOR fluid in chalk[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2015, 133: 440-443.
- [16] ESENE C, ONALO D, ZENDEHBOUDI S, et al. Modeling investigation of low salinity water injection in sandstones and carbonates: Effect of Na^+ and SO_4^{2-} [J]. Fuel, 2018, 232: 362-373.
- [17] MAHANI H, KEYA A, BARTELS W, et al. Insights into the mechanism of wettability alteration by low-salinity flooding (LSF) in carbonates[J]. Energy and Fuels, 2015, 29(3): 1352-1367.
- [18] CHAKRAVARTY K H. Interactions of fines with oil and its implication in smart water flooding[J]. Plastic & Reconstructive Surgery, 2015, 16(2): 135-137.
- [19] GARCIA-OLVERA G, ALVARADO V. Interfacial rheological insights of sulfate-enriched smart-water at low and high-salinity in carbonates[J]. Fuel, 2017, 207: 402-412.
- [20] BIDHENDI M M, GARCIA-OLVERA G, MORIN B, et al. Interfacial viscoelasticity of crude oil/brine: An alternative enhanced-oil-recovery mechanism in smart waterflooding[J]. SPE Journal, 2018, 23(3): 803-818.
- [21] KHAKSAR MANSHAD A, OLAD M, TAGHIPOUR S A, et al. Effects of water soluble ions on interfacial tension (IFT) between oil and brine in smart and carbonated smart water injection process in oil reservoirs[J]. Journal of Molecular Liquids, 2016, 223: 987-993.
- [22] GANDOMKAR A, RAHIMPOUR M R. The impact of monovalent and divalent ions on wettability alteration in oil/low salinity brine/limestone systems[J]. Journal of Molecular Liquids, 2017, 248: 1003-1013.
- [23] ALHAMMADI M, MAHZARI P, SOHRABI M. Fundamental investigation of underlying mechanisms behind improved oil recovery by low salinity water injection in carbonate rocks[J]. Fuel, 2018, 220: 345-357.
- [24] AYIRALA S C, AL-YOUSEF A A, LI Z, et al. Water ion interactions at crude-oil/water interface and their implications for smart waterflooding in carbonates[J]. SPE Journal, 2018, 23(5): 1817-1832.
- [25] LASHKARBOLOOKI M, AYATOLLAHI S. Investigating injection of low salinity brine in carbonate rock with the assist of works of cohesion and adhesion and spreading coefficient calculations[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2018, 161: 381-389.
- [26] GUZONAS D, NOVOTNY R, PENTTILÄ S, et al. 4-Water chemistry[M]. Amsterdam: Elsevier Ltd, 2018.
- [27] 朱优峰, 王凯雄. 水化学[M]. 北京: 化学工业出版社, 2010. ZHU Youfeng, WANG Kaixiong. Water chemistry[M]. Beijing: Chemical Industry Press, 2010.
- [28] VICENTE M E S D. The concept of ionic strength eighty years after its introduction in chemistry[J]. Journal of Chemical Education, 2004, 81(5): 750-753.
- [29] MOHAMMADKHANI S, SHAHVERDI H, ESFAHANY M N. Impact of salinity and connate water on low salinity water injection in secondary and tertiary stages for enhanced oil recovery in carbonate oil reservoirs[J]. Journal of Geophysics and Engineering, 2018, 15(4): 1242-1254.
- [30] 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 Reservoir Evaluation & Engineering, 2011, 14(5): 578-593.
- [31] 林梅钦, 华朝, 李明远. 利用盐水调节油藏岩石表面润湿性[J]. 石油勘探与开发, 2018, 45(1): 136-144. LIN Meiqin, HUA Zhao, LI Mingyuan. Surface wettability control of reservoir rocks by brine[J]. Petroleum Exploration and Development, 2018, 45(1): 136-144.
- [32] 王君, 郭睿, 赵丽敏, 等. 颗粒滩储集层地质特征及主控因素: 以伊拉克哈法亚油田白垩系 Mishrif 组为例[J]. 石油勘探与开发, 2016, 43(3): 367-377. WANG Jun, GUO Rui, ZHAO Limin, et al. Geological features of grain bank reservoirs and the main controlling factors: A case study on Cretaceous Mishrif Formation, Halfaya Oilfield, Iraq[J]. Petroleum Exploration and Development, 2016, 43(3): 367-377.
- [33] 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): 679-689. SONG Xinmin, LI Yong. Optimum development options and strategies on water injection development in carbonate reservoirs in the Middle East[J]. Petroleum Exploration and Development, 2018, 45(4): 679-689.
- [34] HASSAN M, ARSENE L K, STEFFEN B, et al. Electrokinetics of carbonate/brine interface in low-salinity waterflooding: Effect of brine salinity, composition, rock type, and pH on zeta-potential and a surface-complexation model[J]. SPE Journal, 2016, 22(1): 53-68.
- [35] SU W, LIU Y, PI J, et al. Effect of water salinity and rock components on wettability alteration during low-salinity water flooding in carbonate rocks[J]. Arabian Journal of Geosciences, 2018, 11(11): 260.
- [36] STANDNES D C, AUSTAD T. Wettability alteration in chalk: 1. Preparation of core material and oil properties[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2000, 28(3): 111-121.
- [37] MWANGI P, BRADY P V, RADONJIC M, et al. The effect of organic acids on wettability of sandstone and carbonate rocks[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2018, 165: 428-435.
- [38] 唐海, 何更生. 油层物理[M]. 2版. 北京: 石油工业出版社, 2011. TANG Hai, HE Gengsheng. Fundamentals of petrophysics[M]. 2nd ed. Beijing: Petroleum Industry Press, 2011.
- [39] ALSHEHRI A J, KOVSCEK A R. In-situ visualization of multidimensional imbibition in dual-porosity carbonates[J]. SPE Journal, 2016, 21(5): 1631-1642.
- [40] AKSULU H, HÅMSØ D, STRAND S, et al. Evaluation of low-salinity enhanced oil recovery effects in sandstone: Effects of the temperature and pH gradient[J]. Energy & Fuels, 2012, 26(6): 3497-3503.
- 第一作者简介: 彭颖锋(1989-), 男, 四川内江人, 中国石油大学(北京)石油工程学院在读博士, 主要从事碳酸盐岩及低渗透砂岩储集层提高原油采收率方面的研究。地址: 北京市昌平区府学路18号, 中国石油大学(北京), 石油工程学院, 邮政编码: 102249. E-mail: pyfgood@163.com
- 联系作者简介: 李宜强(1972-), 男, 黑龙江牡丹江人, 博士, 中国石油大学(北京)石油工程学院研究员, 主要从事提高原油采收率方面的研究工作。地址: 北京市昌平区府学路18号, 中国石油大学(北京), 邮政编码: 102249. E-mail: lyq89731007@163.com
- 收稿日期: 2019-04-10 修回日期: 2019-08-15

(编辑 唐俊伟)