

成岩作用控制下低渗透砂岩润湿性演化过程及机制 ——以渤海湾盆地东营凹陷为例

王鑫^{1,2}, 曾澹辉^{1,2}, 贾昆昆^{1,2}, 王伟庆³, 李博³, 安丛^{1,2}, 赵文⁴

[1. 中国石油大学(北京)地球科学学院, 北京 102249; 2. 油气资源与探测国家重点实验室, 北京 102249;

3. 中国石化胜利油田分公司勘探开发研究院, 山东 东营 257029; 4. 中国石油勘探开发研究院, 北京 100083]

摘要: 润湿性对低渗透砂岩中流体的渗流能力具有关键的控制作用。在成岩演化过程中, 低渗透砂岩储层流体性质、矿物类型及成分变化频繁, 导致润湿性演化机制尚不明确, 严重制约了低渗透油气成藏机理的研究工作。以渤海湾盆地东营凹陷古近系沙河街组四段上亚段为例, 基于地质资料分析, 采用铸体薄片观察、X射线衍射矿物组分分析、基于核磁共振技术的高温高压 Amott 法润湿性实验和高温高压固-油-水接触角实验, 系统分析成岩作用对低渗透砂岩储层润湿性的控制作用。研究结果表明: 复杂多样的成岩作用导致不同成岩阶段发育的主要孔隙类型存在差异。在早成岩 A 期、B 期及中成岩 A₁ 期、A₂ 期和 B 期的这 5 个成岩阶段, 低渗透砂岩储层发育的主要孔隙类型依次为压实残余孔、长石溶蚀粒内孔-碳酸盐溶蚀粒间孔、石英边缘溶蚀孔、长石溶蚀粒内孔-碳酸盐溶蚀粒间孔和裂缝。随着成岩演化的进行, 压实残余孔、石英边缘溶蚀孔和长石溶蚀粒内孔亲水性变强, 而方解石溶蚀粒间孔亲油性变强, 白云石溶蚀粒间孔由水润湿变为中性润湿。同时, 不同成岩阶段发育的主要孔隙类型及其表面润湿特性决定了低渗透砂岩整体的润湿性。在成岩过程中低渗透砂岩润湿性主要表现为水润湿的特性, 在从早到晚的 5 个成岩阶段依次为强亲水性、弱亲水性、亲水性、中性和亲水性。最后, 建立了成岩作用控制下砂岩储层润湿性演化模式, 对指导低渗透砂岩储层的甜点预测具有重要意义。

关键词: 润湿性; 成岩作用; 滩坝砂; 深层油藏; 低渗透砂岩; 东营凹陷; 渤海湾盆地

中图分类号: TE122.2

文献标识码: A

Evolutionary process of the wettability of low-permeability sandstone reservoirs under the control of diagenesis and its mechanism: A case study of the Dongying Sag, Bohai Bay Basin

WANG Xin^{1,2}, ZENG Jianhui^{1,2}, JIA Kunkun^{1,2}, WANG Weiqing³, LI Bo³, AN Cong^{1,2}, ZHAO Wen⁴

[1. College of Geosciences, China University of Petroleum (Beijing), Beijing 102249, China; 2. State Key Laboratory of Petroleum Resources and Prospecting, Beijing 102249, China; 3. Exploration and Development Research Institute, Shengli Oilfield Branch Company, SINOPEC, Dongying, Shandong 257029, China; 4. Research Institute of Petroleum Exploration & Development, PetroChina, Beijing 100083, China]

Abstract: Wettability plays a critical role in dictating the fluid percolation within low-permeability sandstone reservoirs. However, the wettability evolutionary mechanisms remain ambiguous given the frequent changes in the fluid properties and mineral types and compositions in these reservoirs throughout diagenesis. This opacity severely hampers the research on the mechanisms of hydrocarbon accumulation in the reservoirs. This study centers on the upper submember of the 4th member of the Paleogene Shahejie Formation in the Dongying Sag, Bohai Bay Basin. Based on the analysis of geological data, we undertake a systematical analysis of diagenesis's controlling effects on the wettability of low-permeability sandstone reservoirs through observation of casting thin sections and the X-ray diffraction analysis of mineral compositions, Amott wettability tests using nuclear magnetic resonance (NMR) equipment, and experiments of contact angles in a solid-oil-water system, both under high temperature and pressure. The results highlight distinct major pore types across various diagenetic states attributable to complex diagenesis. Specifically, the early diagenetic

收稿日期: 2023-05-01; 修回日期: 2023-06-07。

第一作者简介: 王鑫(1993—), 男, 博士研究生, 盆地流体分析与储层评价。E-mail: xinwang_geo@outlook.com。

通信作者简介: 曾澹辉(1962—), 男, 博士、教授, 致密和页岩油气成藏与富集机理。E-mail: zengjh@cup.edu.cn。

基金项目: 国家自然科学基金项目(41972147)。

stages A and B evidenced the major pore types of residual pores by compaction and both intragranular pores from feldspar dissolution and intergranular pores from carbonate dissolution, respectively, while middle diagenetic stages A₁, A₂, and B witnessed the presence of dissolution pores at quartz edge, both intragranular pores from feldspar dissolution and intergranular pores from carbonate dissolution, and fractures, respectively as major pore types. As diagenesis advanced, residual pores by compaction, dissolution pores at quartz edge, and intragranular pores from feldspar dissolution grew increasingly hydrophilic. Furthermore, intergranular pores from calcite dissolution trended toward lipophilicity, while intergranular pores from dolomite dissolution evolved from water wetting to intermediate wetting. The overall wettability of the low-permeability sandstone reservoirs is governed by the major pore types and their surface wettability throughout the diagenetic timeline. The wettability of low-permeability sandstone reservoirs was dominated by water wettability across all the diagenetic stages, showcasing strong hydrophilicity, weak hydrophilicity, hydrophilicity, intermediate wetting, and hydrophilicity sequentially. Finally, a wettability evolution model of sandstone reservoirs under the action of diagenesis is established, which will guide the prediction of sweet spots in low-permeability sandstone reservoirs.

Key words: wettability, diagenesis, beach bar sandstone, deep oil reservoir, low-permeability sandstone, Dongying Sag, Bohai Bay Basin

引用格式:王鑫,曾溅辉,贾昆昆,等. 成岩作用控制下低渗透砂岩润湿性演化过程及机制——以渤海湾盆地东营凹陷为例[J]. 石油与天然气地质, 2023, 44(5): 1308–1320. DOI: 10. 11743/ogg20230519.

WANG Xin, ZENG Jianhui, JIA Kunkun, et al. Evolutionary process of the wettability of low-permeability sandstone reservoirs under the control of diagenesis and its mechanism: A case study of the Dongying Sag, Bohai Bay Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2023, 44(5): 1308–1320. DOI: 10. 11743/ogg20230519.

作为一种非常规油气资源,低渗透砂岩油气已成为中国油气勘探的重要领域,在许多含油气盆地发现了大规模具工业价值的油田^[1-4]。巨大的资源潜力推动学者们在低渗透砂岩储层的沉积环境^[5-6]、成岩作用^[7-8]、孔隙结构^[9-10]和储层评价^[11-12]等方面进行深入研究。然而,这些成果仅孤立地探讨了低渗透砂岩储层的储集空间,忽略了岩石、地层水和原油之间的相互作用及其对低渗透砂岩成储的重要意义。润湿现象是指多相流体中固体表面被某一种流体相所覆盖的优先选择性,普遍存在于低渗透砂岩油气成藏和开发的过程中^[13-16]。尤其在成岩演化过程中常常伴随着地层流体性质、岩石矿物种类及含量的变化^[17-21],这些变化对润湿性的演变具有重要的影响^[22-24],进一步决定了低渗透砂岩油气微观流动机理和宏观运移规律^[16]。此外,目前针对岩石润湿性的表征手段主要停留在实验室内常温常压条件下的宏观接触角测量^[13, 16]。然而,低渗透砂岩矿物成分、孔隙类型和孔隙流体性质复杂多样^[3, 7, 10-11, 17-18],孔隙界面与流体之间存在着复杂的润湿现象^[25]。常温常压条件下的实验测试难以准确表征孔隙表面润湿特性,从而制约了对岩石整体润湿性的精细解释^[25-26]。本文针对成岩作用控制下低渗透砂岩储层润湿性演化机制,以渤海湾盆地东营凹陷古近系沙河街组四段上亚段滩坝砂岩为研究对象,基于大量的基础地质资料分析和铸体薄片观察,明确滩坝

砂岩成岩作用特征及演化序列,并对不同成岩阶段的主要孔隙类型及成因进行详细说明。同时,进一步开展高温高压固-油-水接触角实验和基于核磁共振技术的高温高压 Amott 法润湿性实验,探讨成岩作用控制下孔隙的润湿性和砂岩整体润湿性之间的内在联系,最终建立成岩作用控制下储层润湿性演化模式,以期对低渗透砂岩油的勘探和开发提供有效的指导。

1 地质概况

东营凹陷位于渤海湾盆地东南部,是中国油气资源丰度最大、勘探程度最高的地区之一^[1, 27-31]。断层的活动对地势形成有一定影响,形成具有“北断南超、北陡南缓”特征的新生代箕状断陷-坳陷湖盆^[6, 29-32]。构造单元的多样性和复杂性导致沙河街组四段上亚段发育多种类型的沉积体系(图 1a)^[1, 5, 33]。凹陷边缘的北部断裂带和南部构造带紧邻周缘古隆起或凸起,陆源碎屑供给充足,发育众多的近岸水下扇砂砾岩体和三角洲砂体^[1, 5, 12]。凹陷内部的地势较为平缓,碎屑物质经长距离搬运,在利津洼陷、小营-纯化构造带、博兴洼陷、陈官庄-王家岗断裂带及周缘卸载沉积,形成大面积的滩坝砂体^[1, 5]。沉积中心为中央背斜带和牛庄洼陷,主要发育湖相沉积^[1, 32]。基于胜利油田所收集到的资料分析表明,利津洼陷、小营-纯化构造带和

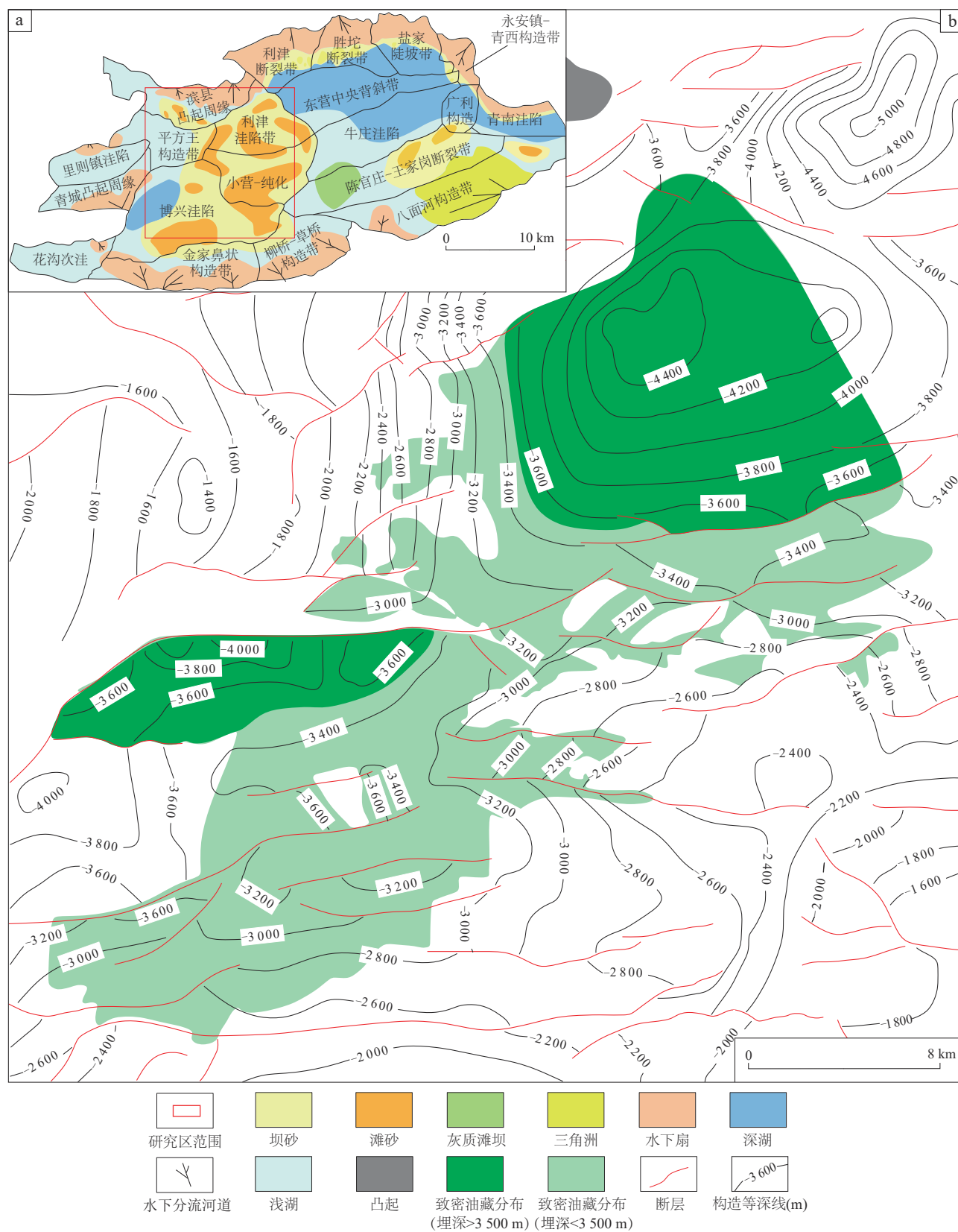


图1 渤海湾盆地东营凹陷西段古近系沙河街组四段上亚段低渗透砂岩油藏地质背景(据胜利油田资料修改)

Fig. 1 Geological setting of low-permeability sandstone reservoirs in the upper submember of the 4th member of the Paleogene Shahejie Formation, western Dongying Sag, Bohai Bay Basin (modified after data from the Shengli Oilfield)

a. 研究区构造单元划分与沉积相平面分布; b. 研究区低渗透砂岩油藏分布与埋藏深度

博兴洼陷发育的滩坝砂体是研究区主要的低渗透砂岩储层(图1b)。储层孔隙度为1.6%~33.7%,平均值为14.1%,其中孔隙度小于18.0%的样品占比76.6%;渗透率主要分布在 $0.01 \times 10^{-3} \sim 11.00 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,样品占比98.5%。油藏类型主要为构造岩性和岩性油藏,预测储量 $1\,713.31 \times 10^4 \text{ t}$ 。其中,沙河街组四段上亚段滩坝砂体埋深由南向北不断增加,利津洼陷中部地堑区和博兴洼陷广青-平南断裂带南部埋深大于3 500 m,是典型的深层低渗透油藏。

2 样品与方法

2.1 实验样品

基于收集到的薄片鉴定、粒度和分选性资料,选取成分和结构类似的砂岩样品共32块进行X射线衍射(XRD)实验。随后,根据伊/蒙(I/S)混层比和镜下观察到的成岩作用特征,结合中国石油天然气行业标准《碎屑岩成岩阶段划分》(SY/T 5477—2003),挑选出不同

成岩阶段砂岩样品共5块(表1),并分别进行不同成岩阶段整体润湿性表征。同时,收集石英、长石、方解石和白云石4块单矿物样本进行表面润湿性表征。

2.2 润湿性测试方法

基于东营凹陷沙河街组四段上亚段温压演化史^[8, 17, 34],设定实验测试中的温压条件(表1),以恢复不同成岩阶段的砂岩润湿性。砂岩样品整体润湿性采用基于核磁共振技术的高温高压 Amott 法润湿性实验进行表征(图2a),单矿物表面润湿性采用高温高压固-油-水接触角实验进行表征(图2b)。所有实验在中国石油大学(北京)油气资源与探测国家重点实验室完成。

基于核磁共振技术的高温高压 Amott 法润湿性实验所用设备和具体实验步骤如图2a所示。首先,制备样品并建立束缚水饱和度。根据实验要求,在钻井岩心中钻取直径为25 mm的柱塞样品,并用索氏提取法进行洗油处理^[35-36]。洗油后柱塞样品饱和 MnCl_2 水溶液(矿化度为72 g/L),随后用25号变压器油驱替 MnCl_2

表1 东营凹陷古近系沙河街组四段上亚段5块砂岩样品岩石成分、岩石结构及其成岩阶段划分
Table 1 Composition, structures, and diagenetic stages of the five sandstone samples from the upper submember of the 4th member of the Paleogene Shahejie Formation, Dongying Sag

样品 编号	井号	深度/m	石英 含量/%	长石 含量/%	岩屑含量/%			粒径中值/ mm	分选 系数	I/S 混层比	成岩阶段	实验所设 温度/℃	实验所设 压力/MPa
					岩浆岩	变质岩	沉积岩						
1	樊127	2 390	47	34	3	12	4	0.091	1.59	80	早成岩A期	50	10
2	高89	2 993	53	30	1	14	2	0.081	1.59	50	早成岩B期	80	20
3	滨420	2 658	43	35	3	25	4	0.092	1.61	30	中成岩A ₁ 期	100	27
4	纯108	3 052	48	37	6	8	1	0.089	1.58	20	中成岩A ₂ 期	120	48
5	史146	3 814	43	40	4	8	5	0.017	1.63	10	中成岩B期	145	55



图2 岩石润湿性测试方法示意图

Fig. 2 Schematic diagrams of rock wettability tests

(①—⑩为实验步骤顺序。)

水溶液以建立束缚水(图2a步骤①),并测量束缚水状态下岩样中油的核磁共振 T_2 谱曲线(图2a步骤②)。

其次,测量砂岩样品对水的润湿指数。在高温高压釜中装满 MnCl_2 水溶液,岩样进行48h成岩温压环境下的自吸水排油实验(图2a步骤③),并测量自吸水排油后岩样中油的 T_2 谱曲线(图2a步骤④)。随后砂岩样品放入灌满 MnCl_2 水溶液的离心罐,在离心机中进行水驱替油实验(时间为4h,离心力为重力的1800倍,图2a步骤⑤),并测量水驱替油后岩样中油的 T_2 谱曲线(图2a步骤⑥)。由式(1)计算砂岩样品的水润湿指数^[26]:

$$W_w = \frac{\Delta S_{o1}}{\Delta S_{o1} + \Delta S_{o2}} \quad (1)$$

式中: W_w 为水润湿指数; ΔS_{o1} 为束缚水状态下与自吸水排油结束后核磁共振 T_2 谱之间的区域面积; ΔS_{o2} 为自吸水排油结束后与水驱替油结束后核磁共振 T_2 谱之间的区域面积。

然后,测量砂岩样品对油的润湿指数。在高温高压釜中装满25号变压器油,岩样进行48h成岩温压环境下的自吸油排水实验(图2a步骤⑦),并测量自吸油排水后岩样中油的 T_2 谱曲线(图2a步骤⑧)。随后砂岩样品放入灌满25号变压器油的离心罐,在离心机中进行油驱替水实验(时间为4h,离心力为重力的1800倍,图2a步骤⑨),并测量油驱替水后岩样中油的 T_2 谱曲线(图2a步骤⑩)。由式(2)计算砂岩样品的油润湿指数^[26]:

$$W_o = \frac{\Delta S_{o3}}{\Delta S_{o3} + \Delta S_{o4}} \quad (2)$$

式中: W_o 为油润湿指数; ΔS_{o3} 为水驱替油结束后与自吸油排水结束后核磁共振 T_2 谱之间的区域面积; ΔS_{o4} 为自吸油排水结束后与油驱替水结束后核磁共振 T_2 谱之间的区域面积。

最后,计算砂岩样品的综合润湿指数^[26]:

$$I_{w-o} = W_w - W_o \quad (3)$$

式中: I_{w-o} 为综合润湿指数。

高温高压固-油-水接触角实验所用样品和设备如图2b所示。洗油处理后的样品磨制成15 mm×15 mm×2 mm的薄片,并用粒径0.25 μm的氧化铝粉末进行抛光,以排除表面粗糙度对润湿性测量结果的影响。抛光完成之后,用超声波进行岩心清洗。随后将样品放置在100℃的温度下烘干72h以上。将样品取出放置在测量室内,调节测量的温度和压力,并在饱和盐水的样品下表面滴一滴直径10 μL的油滴,将其静置3h后记录润湿角的大小,以表征单矿物样

品和砂岩样品的表面润湿性。

3 储层成岩作用与孔隙发育特征

3.1 成岩作用特征

基于东营凹陷沙河街组四段上亚段滩坝砂的薄片观察,储层经历的成岩作用主要包括压实作用、胶结作用、溶蚀作用和交代作用(图3)。东营凹陷沙河街组四段上亚段滩坝砂埋藏深度范围跨度较大,为1400~4400 m(图1b)。不同深度的颗粒重排关系、颗粒间接接触关系和塑性矿物的变形存在明显差异。随着埋深的增加,颗粒之间接触关系表现为由点接触(图3a)到线接触(图3a,b),再到凹凸接触(图3b,c),最后出现缝合接触(图3c)的过程。同时,在深埋且杂基含量较高的条件下发育碎屑颗粒长轴近于平行定向排列,塑性矿物发生弯曲变形(图3d)。胶结作用是滩坝砂岩储层中最为重要的成岩作用类型,主要观察到硅质胶结和碳酸盐胶结。硅质胶结主要以石英加大的形式出现,加大边较小,胶结强度较弱(图3e—h)。碳酸盐胶结在滩坝砂体中极为发育(图3f—h),常呈嵌晶胶结和孔隙充填胶结发育,晶体直径大小20~200 μm,主要包括方解石胶结、白云石胶结、铁方解石胶结和铁白云石胶结。方解石和白云石胶结物可作为含铁碳酸盐核心的形式存在,反映铁、镁离子的聚集结晶形成铁方解石和铁白云石的过程(图3g,h)。此外,铁方解石和铁白云石常常沿边缘对石英颗粒进行交代(图3f—h),表明含铁碳酸盐矿物的生成晚于方解石胶结、白云石胶结和石英胶结。溶蚀作用主要包括碎屑颗粒的溶蚀和胶结物的溶蚀两种类型(图3i—l)。碎屑颗粒以长石沿解理溶蚀为主(图3i),其次为石英沿颗粒边缘溶蚀。胶结物主要以碳酸盐溶蚀为主(图3j),常形成港湾状边缘(图3k),而石英加大边的溶蚀作用较弱,常具有溶蚀后边缘凹凸不同的特征(图3k,l)。此外,酸性矿物溶蚀现象和碱性矿物溶蚀现象常常同时出现,表明成岩过程中存在多期不同性质的流体对砂岩储层进行改造。

3.2 成岩演化序列

基于矿物之间的交代切割关系、自生矿物生长次序、黏土矿物组合和古温度等标志,参照前人的研究成果^[8, 17-19, 34],对东营凹陷沙河街组四段上亚段滩坝砂成岩阶段和演化序列进行了详细的划分(图4)。

东营凹陷沙河街组四段上亚段滩坝砂体埋藏作用

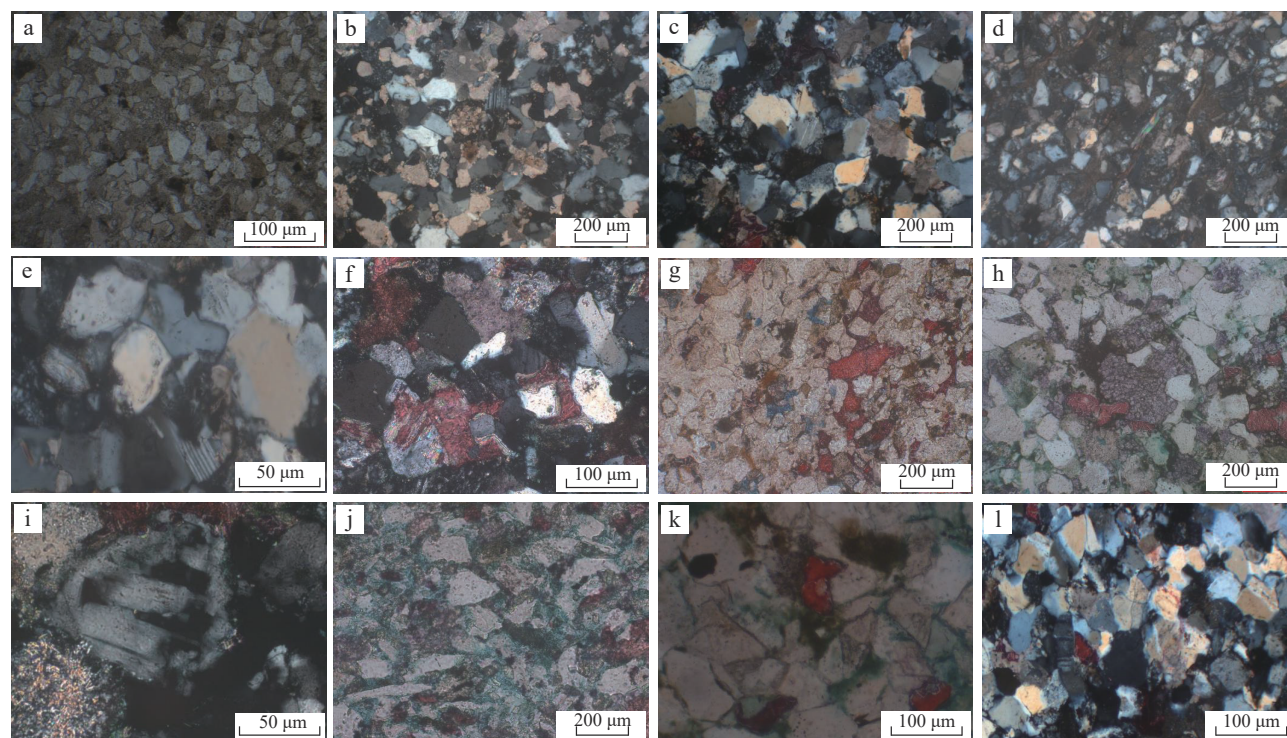


图3 东营凹陷古近系沙河街组四段上亚段滩坝砂岩典型成岩作用及其镜下特征

Fig. 3 Typical diagenesis and microscopic characteristics of beach bar sandstones in the upper submember of the 4th member of the Paleogene Shahejie Formation, Dongying Sag

a. 高95井,埋深1 650.70 m,颗粒点-线接触,单偏光;b. 梁104井,埋深2 883.91 m,颗粒线-凹凸接触,正交光;c. 滨438井,埋深3 809.10 m,颗粒凹凸-缝合接触,正交光;d. 樊170井,埋深3 681.10 m,矿物颗粒定向排列且塑性矿物弯曲变形,正交光;e. 梁223井,埋深2 959.00 m,石英次生加大边,正交光;f. 滨420井,埋深2 670.80 m,铁方解石胶结且交代石英,正交光;g. 高89井,埋深2 995.20 m,铁白云石胶结且交代长石和白云石,铁方解石胶结且交代方解石和石英加大边,单偏光;h. 滨420井,埋深2 660.84 m,方解石胶结,铁方解石胶结且交代方解石和石英加大边,单偏光;i. 滨420井,埋深2 652.60 m,长石颗粒内部溶蚀,正交光;j. 滨420井,埋深2 621.97 m,方解石和铁方解石颗粒间溶蚀,单偏光;k. 樊137井,埋深3 170.50 m,方解石和铁方解石颗粒间溶蚀,石英颗粒边缘溶蚀,单偏光;l. 滨438井,埋深3 809.30 m,石英颗粒边缘溶蚀,正交光

开始,压实作用随即发生。早期成岩阶段压实作用较为强烈,随着埋深的不断增加,岩-水相互作用逐渐主导了砂岩的成岩演化过程^[8, 34]。早成岩A期主要发生早期碱性矿物的沉淀。该阶段由于沉积时期为咸水沉积环境^[37],原始孔隙水碱性阳离子浓度较高,随后孔隙水逐渐浓缩,发生较强的方解石和白云石胶结。早成岩B期主要发生早期碱性矿物的溶解和早期酸性矿物的沉淀。该阶段随着地层埋深的增加,地层温度达到66.7℃^[8, 34],处于有利于烃源岩生成有机酸的温度范围^[38]。该阶段有机酸注入砂岩储层,地层流体pH值分布在5.37~5.88范围内,成岩环境为酸性环境^[17]。主要发生早成岩A期胶结的方解石和白云石的溶蚀和长石颗粒溶解转化为高岭石和石英,并伴随着酸性条件下蒙脱石的伊利石化。中成岩A₁期主要发生早期酸性矿物的溶解和晚期碱性矿物的沉淀。该阶段地层出现短期的抬升,地层温度降低,烃源岩生烃作用停止,无法为砂岩储层持续供应有机酸。同时,砂体

本身与邻近的泥岩发生离子交互作用^[39],泥岩中的Ca²⁺,Mg²⁺,Fe²⁺和HCO₃⁻离子不断地向砂岩中扩散,形成强碱性成岩环境。主要发生铁白云石和铁方解石的胶结、蒙脱石的绿泥石化,并伴随方解石和白云石的胶结,以及石英的溶蚀。中成岩A₂期主要发生晚期碱性矿物的溶解和晚期酸性矿物的沉淀。随着地层的再次沉降,地层温度达到112℃^[8, 34]。烃源岩再次生烃,为储层带来大量的有机酸。前期酸性环境由有机酸控制,地层流体pH值分布在5.64~6.08范围内^[17],主要发生长石的溶蚀生成石英和高岭石,蒙脱石的伊利石化和碳酸盐矿物的溶蚀。当地层温度达到120℃,有机质脱羧分解^[38],酸性环境主要由碳酸控制。长石的溶蚀生成石英和高岭石,蒙脱石的伊利石化和碳酸盐矿物的溶蚀均减弱,同时高岭石开始变得不稳定,发生高岭石的伊利石化^[39]。中成岩B期,砂体成岩环境变为碱性封闭环境,水-岩相互作用极弱,主要发生铁质胶结,形成黄铁矿。

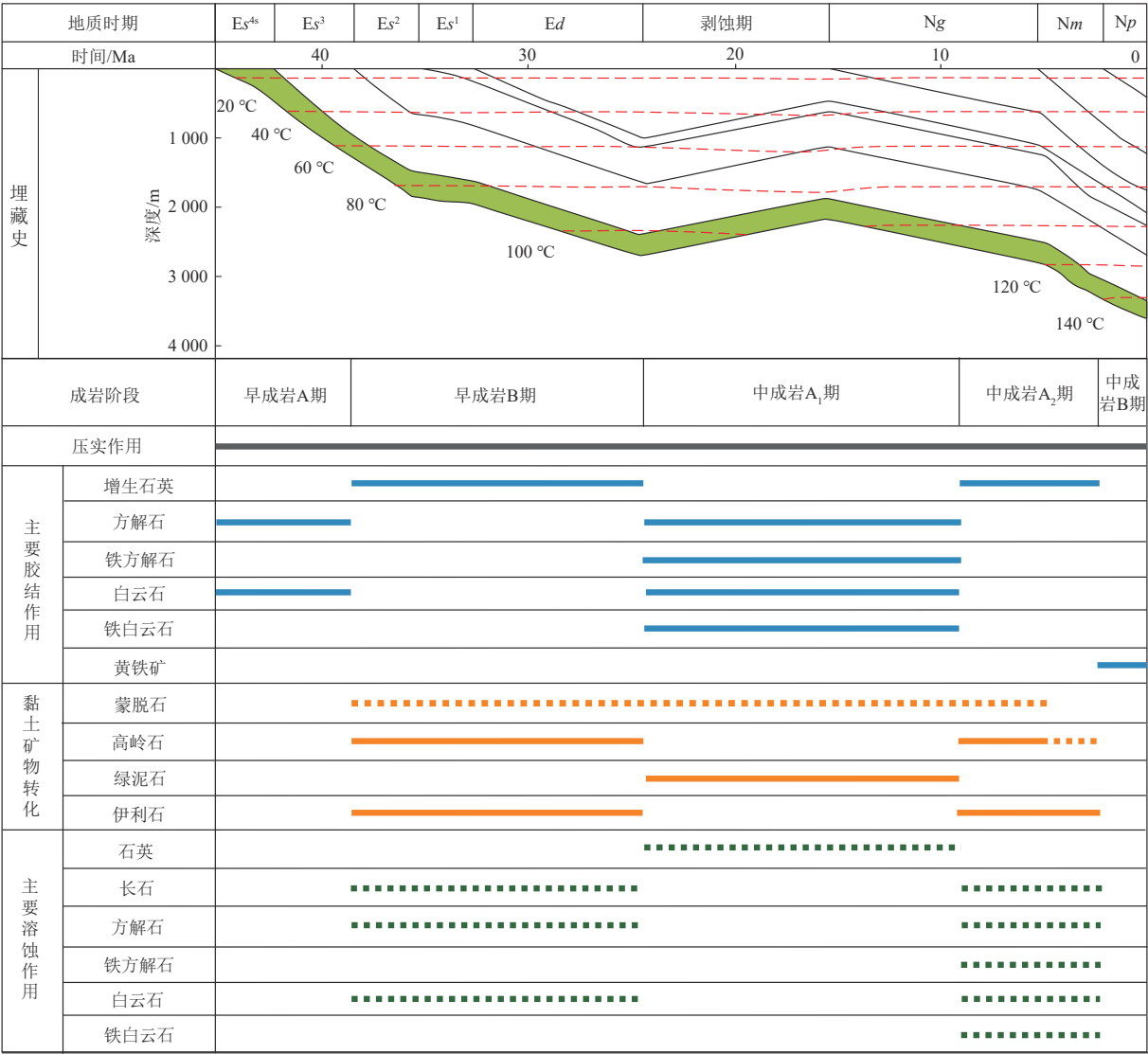


图4 东营凹陷古近系沙河街组四段上亚段滩坝砂岩沉积埋藏史(据胜利油田资料修改)和成岩演化序列
Fig. 4 Sedimentary burial history (modified after data from the Shengli Oilfield) and diagenetic evolutionary sequence of beach bar sandstones in the upper submember of the 4th member of the Paleogene Shahejie Formation, Dongying Sag

3.3 不同成岩阶段孔隙类型及发育特征

东营凹陷沙四上纯下滩坝砂岩孔隙类型主要为原生孔隙、次生孔隙和裂缝(图5)。原生孔隙指的是岩石矿物颗粒与颗粒之间,经过压实作用后,颗粒之间残留的储集空间^[18],主要为压实残余孔。压实残余孔形态多为三角形或多边形,也存在如长条形等其他不规则形态,孔隙分布非均质性较强,且连通性较差,主要发育在早成岩A期。次生孔隙主要是由于酸性或碱性流体溶蚀矿物而形成的储集空间^[18]。次生孔隙进一步又可以分为长石溶蚀粒内孔、碳酸盐溶蚀粒间孔和石英边缘溶蚀孔。烃源岩在生烃过程中产生大量的有机酸为长石和碳酸盐矿物的溶蚀作用提供了物质条件^[38],

形成长石溶蚀粒内孔和碳酸盐溶蚀粒间孔。碳酸盐溶蚀粒间孔形态多样,受限于颗粒间的空间几何形态,孔径范围为5~95 μm,孔隙较大,连通性较好;而长石溶蚀粒内孔常常沿节理发育,形态多为长条状或蜂窝状,孔径范围为1~10 μm,孔隙相对较小,连通性较差。长石溶蚀粒内孔和碳酸盐溶蚀粒间孔主要发育在早成岩B期和中成岩A₂期的酸性环境中。石英颗粒的溶蚀常常发生在碱性成岩环境中,其主要机理是地层流体对石英的水解作用^[40],导致石英边缘溶蚀孔的形成。石英边缘溶蚀孔的形态较为复杂,孔隙表面凹凸不平,且孔径极小,连通性较差,主要发育在中成岩A₁期的碱性环境中。中成岩B期滩坝砂埋藏较深,成岩环境为碱性封闭环境,成岩作用缓慢,储集空间以裂缝为主。

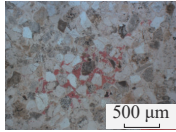
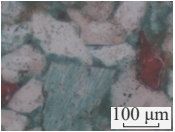
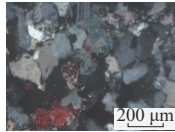
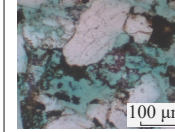
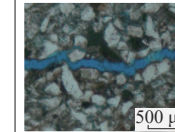
成岩阶段	早成岩A期	早成岩B期	中成岩A ₁ 期	中成岩A ₂ 期	中成岩B期
镜下微观特征照片					
主要成岩事件	压实作用、 碳酸盐胶结	压实作用、 碳酸盐溶蚀、 长石溶蚀	压实作用、 含铁碳酸盐胶结、 石英加大边溶蚀	压实作用、 含铁碳酸盐溶蚀、 长石溶蚀	压实作用、 黄铁矿胶结
主要孔隙类型	压实残余孔	长石溶蚀粒内孔、 碳酸盐溶蚀粒间孔	石英边缘溶蚀孔	长石溶蚀粒内孔、 碳酸盐溶蚀粒间孔	裂缝

图5 东营凹陷古近系沙河街组四段上亚段滩坝砂岩不同成岩阶段孔隙类型及镜下特征

Fig. 5 Pore types and microscopic characteristics of beach bar sandstones in the upper submember of the 4th member of the Paleogene Shahejie Formation in the Dongying Sag in different diagenetic stages

4 储层润湿性发育特征及演化

4.1 成岩作用控制下不同类型孔隙润湿性

从界面化学的角度分析,矿物的晶体结构与流体之间的微观力学性质对其表面的润湿性起到了关键的作用^[41-42]。石英是由4个Si—O键组成的四面体共价化合物^[43-44],表面Si原子具有正电性,常结合水中的OH⁻离子生成Si—O—H结构,而表面氧原子具有负电性,能够结合水中的H⁺生成Si—O—H结构。因此,石英表面常与地层水结合形成亲水的羟基基团,导致石英呈现出亲水的润湿属性^[43, 45]。此外,长石的基本结构单元为Si—O或Al—O四面体,同样具有与水结合形成亲水基团的特性,属于亲水矿物^[45-47]。随着成岩作用的演化,地层温度不断升高,水能够电离出更多的H⁺和OH⁻离子。由于成岩体系中H⁺和OH⁻离子的物质的量浓度增加,矿物表面能够形成更多亲水的羟基基团,表现出越来越强的亲水性(图6a,b)。方解石和白云石为离子化合物,其晶体表面半径较小的阳离子水化作用较强。阴离子在晶体表面大量富集,显示负电性^[48-49]。原油分子的极性受含氮、氧等极性官能团所控制^[50]。极性官能团中氮原子和氧原子作为电子受体与晶体表面能够提供孤电子对的阴离子结合^[49, 51],导致方解石和白云石呈现出亲油的润湿属性。在成岩演化的过程中,水化作用随着地层温度的升高不断增强,晶体表面阴离子更加富集,最终导致晶体表面与原油中极性物质之间形成较强的相互作用力,表现出越来越强的亲油性(图6c,d)。孔隙表面的润湿特性常由构成孔隙的矿物组分表面性质所决定^[25]。因此,

随着成岩演化的进行,压实残余孔、石英边缘溶蚀孔和长石溶蚀粒内孔的亲水性不断增强,而碳酸盐溶蚀粒间孔的表面与原油接触后整体表现为趋向亲油的润湿特性,方解石溶蚀粒间孔由中性变为亲油性,白云石溶蚀粒间孔由亲水性变为中性。

4.2 不同成岩阶段砂岩润湿性

Amott法是基于自发渗吸油或水的能力来描述岩石整体润湿性的表征方法^[26]。实验过程中使用MnCl₂水溶液屏蔽水的核磁共振信号。因此获取的T₂谱曲线仅代表油相信号。早成岩A期的砂岩样品主要发育以石英和长石矿物为表面的压实残余孔,面孔率为3.6%。该阶段地层温压条件下,石英和长石矿物表现为亲水的润湿特性(图6a,b)。因此,砂岩样品自吸水排油能力极强,表现为强亲水性(图7a)。早成岩B期的砂岩样品主要发育以方解石和长石矿物为表面的溶蚀孔隙,其中方解石溶蚀粒间孔面孔率为2.1%,长石溶蚀粒内孔面孔率为0.9%。该阶段地层温压条件下,方解石矿物表现为油湿的润湿特性(图6c)。因此,砂岩样品自吸水排油能力减弱,自吸油排水能力增强,表现为弱亲水性(图7b)。中成岩A₁期的砂岩样品主要发育以石英矿物为表面的溶蚀孔隙,面孔率为0.6%。该阶段地层温压条件下,石英矿物亲水性增强(图6a),导致砂岩样品自吸水排油能力增强,自吸油排水能力减弱,表现为亲水性(图7c)。中成岩A₂期的砂岩样品主要发育以含铁碳酸盐和长石矿物为表面的溶蚀孔隙,其中碳酸盐溶蚀粒间孔面孔率为1.5%,长石溶蚀粒内孔面孔率为0.7%。该阶段地层温压条件下,碳酸盐矿物亲油性增强(图6c,d),导致砂岩样品自吸油排水能力增强,自吸水排油能力减弱,表现为

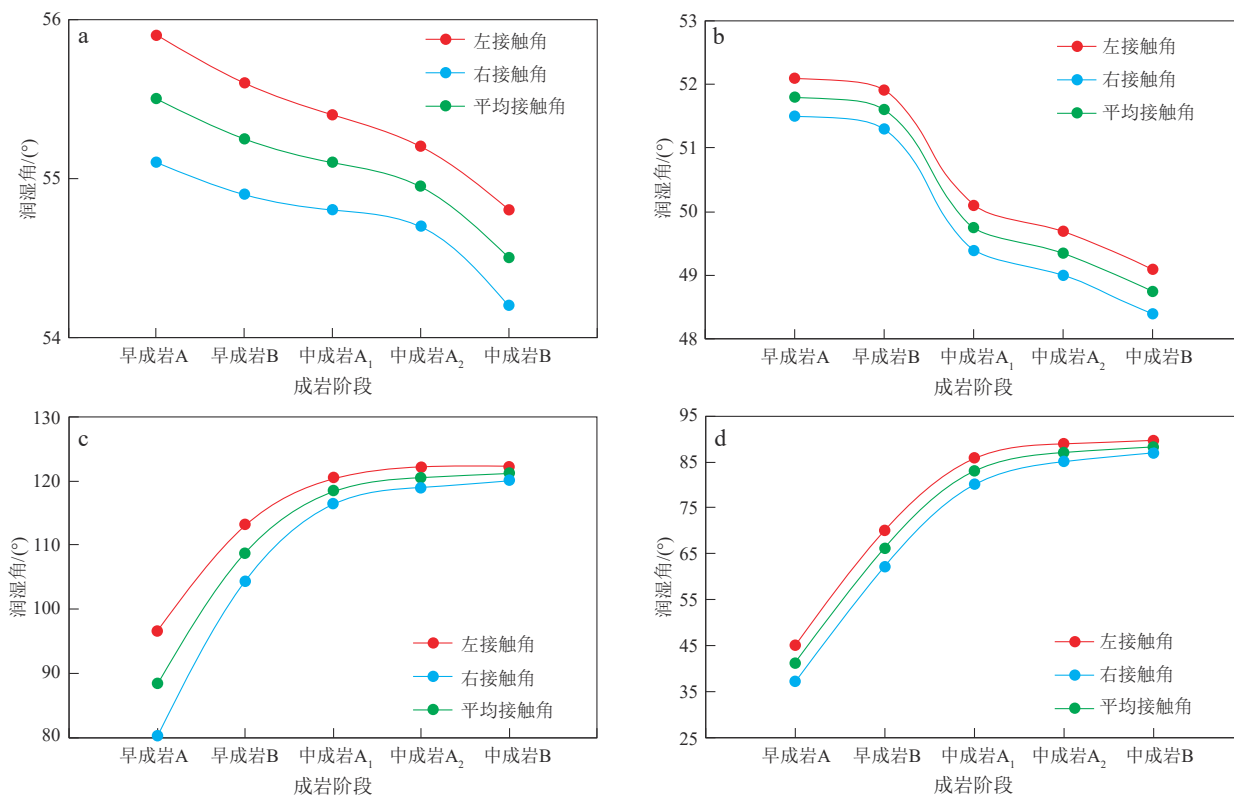


图6 不同成岩阶段单矿物在油-水系统中的接触角

Fig. 6 Contact angles of individual minerals in the oil-water system at different diagenetic stages

a. 石英; b. 长石; c. 方解石; d. 白云石

中性(图7d)。中成岩B期的砂岩样品主要发育以石英和长石矿物为表面的裂缝。该阶段地层温压条件下,石英和长石矿物表现为极强的亲水性(图6a,b),且裂缝连通性较好,导致砂岩样品自吸水排油能力增强,自吸油排水能力减弱,表现为亲水性(图7e)。

4.3 成岩作用控制下储层润湿性演化模式

基于东营凹陷沙河街组四段上亚段滩坝砂不同成岩阶段主要孔隙演化次序,结合不同类型孔隙在不同成岩阶段的润湿特性,总结出成岩作用控制下低渗透砂岩储层的润湿性演化模式(图8)。早成岩A期成岩作用以压实作用为主,主要发育压实残余孔。孔隙表面主要由石英和长石颗粒构成。该成岩环境下,石英和长石颗粒表面为亲水的润湿特性,导致砂岩储层整体也表现出强亲水性。早成岩B期储层内部注入大量外来酸性流体,长石、方解石和白云石发生强烈的溶蚀作用,发育大量碳酸盐溶蚀粒间孔和长石溶蚀粒内孔。该阶段石英和长石的润湿性与早期成岩A阶段相似,而碳酸盐矿物的润湿角大幅度增加,方解石由中性润湿变为油润湿。砂岩储层水润湿指数略有减小,而油润湿指数大幅度增加,整体表现为弱亲

水性。中成岩A₁期地层抬升,烃源岩的供酸停止,且粘土矿物转化导致砂岩中成岩流体由酸性变为碱性。石英在碱性环境下发生溶蚀,发育石英边缘溶蚀孔,而早成岩B期发育的碳酸盐溶蚀粒间孔被晚期碳酸盐胶结。因此,尽管该阶段碳酸盐矿物表面润湿角依然大幅度增加,但碳酸盐溶蚀粒间孔的损失导致砂岩储层润湿性主要由石英颗粒表面润湿性所控制。水湿指数略有增加,油湿指数大幅度降低,整体表现为亲水性。中成岩A₂期地层再次埋深,温度增加,有机酸大量充注进入砂岩储层中。成岩环境由碱性环境变为酸性环境,长石和含铁碳酸盐溶蚀作用强烈,发育大量碳酸盐溶蚀粒间孔和长石溶蚀粒内孔。砂岩储层润湿性再次由碳酸盐矿物表面润湿性所控制,水湿指数大幅度减小,油湿指数增大,整体表现为中性润湿。中成岩B期砂岩储层演变为封闭的碱性环境,成岩作用较弱。储层的储集空间以内部的微裂缝为主,其边缘主要由石英和长石等刚性颗粒构成。该阶段石英和长石颗粒表面润湿角减小,导致砂岩储层整体表现为亲水性。

因此,不同成岩阶段孔隙类型、发育程度和表面润湿特性共同决定了原油在砂岩储层中的自发渗吸行

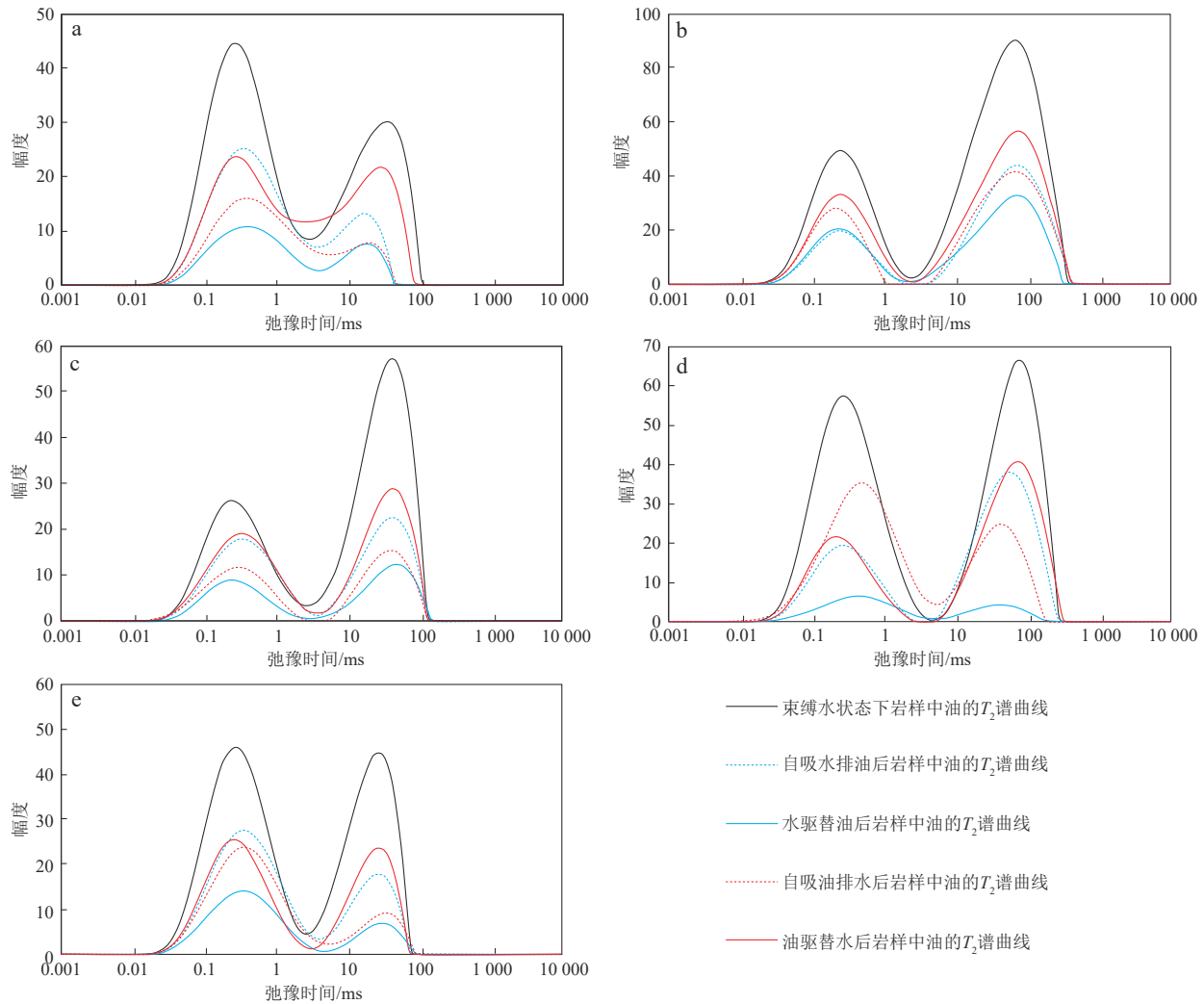


图7 东营凹陷古近系沙河街组四段上亚段基于核磁共振技术的高温高压 Amott 法润湿性实验中的 T_2 谱

Fig. 7 T_2 spectra derived from high-temperature and high-pressure Amott wettability tests using NMR equipment for samples from the upper submember of the 4th member of the Paleogene Shahejie Formation, Dongying Sag

a. 早成岩 A 期, 水润湿指数为 0.90, 油润湿指数为 0.05, 综合润湿指数为 0.85; b. 早成岩 B 期, 水润湿指数为 0.69, 油润湿指数为 0.54, 综合润湿指数为 0.15; c. 中成岩 A₁ 期, 水润湿指数为 0.76, 油润湿指数为 0.10, 综合润湿指数为 0.66; d. 中成岩 A₂ 期, 水润湿指数为 0.50, 油润湿指数为 0.41, 综合润湿指数为 0.09; e. 中成岩 B 期, 水润湿指数为 0.72, 油润湿指数为 0.24, 综合润湿指数为 0.48

为,从而导致成岩作用对低渗透砂岩储层整体润湿性具有明显的控制作用。然而,在没有原油注入的情况下,砂岩润湿性主要表现为水润湿的特性。成岩作用并不能够对砂岩进行改性,即由亲水性变为亲油性。

5 结论

1) 东营凹陷沙河街组四段上亚段低渗透砂岩储层成岩现象复杂多样,主要包括压实作用、石英次生加大、碳酸盐矿物胶结、长石颗粒内溶蚀、石英颗粒边缘溶蚀和碳酸盐矿物溶蚀。

2) 不同成岩阶段低渗透砂岩储层主要发育的孔隙类型存在差异。由早成岩 A 期至中成岩 B 期,低渗

透砂岩储层发育的主要孔隙类型依次为压实残余孔、长石溶蚀粒内孔和碳酸盐溶蚀粒间孔、石英边缘溶蚀孔、长石溶蚀粒内孔和碳酸盐溶蚀粒间孔、裂缝。

3) 不同类型孔隙表面的润湿特性由构成孔隙的矿物表面性质所决定。低渗透砂岩储层成岩演化的过程中,压实残余孔、石英边缘溶蚀孔和长石溶蚀粒内孔的亲水性不断增强,而碳酸盐粒间溶蚀孔趋向亲油的润湿特性,方解石溶蚀粒间孔由中性变为亲油性,白云石溶蚀粒间孔由亲水性变为中性。

4) 成岩作用对低渗透砂岩储层整体润湿性具有明显的控制作用。在成岩过程中低渗透砂岩润湿性主要表现为水润湿的特性,由早成岩 A 期至中成岩 B 期,依次为强亲水性、弱亲水性、亲水性、中性、亲水性。

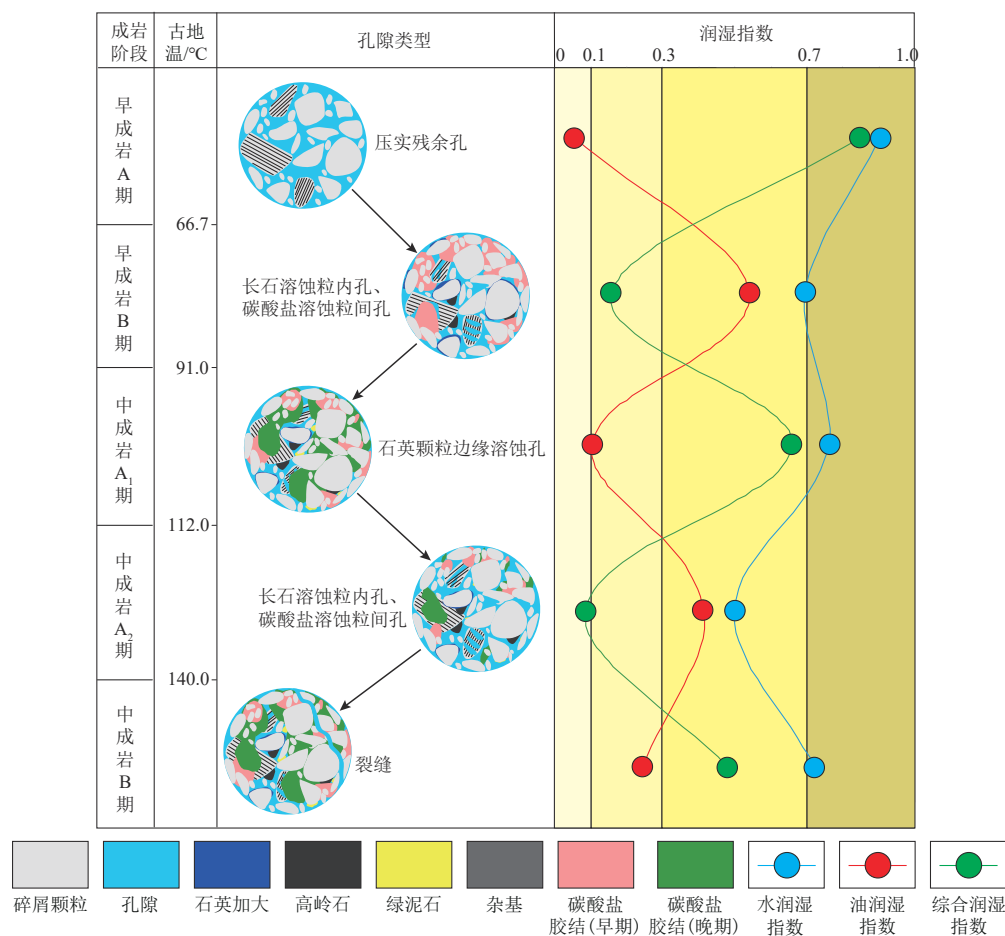


图8 东营凹陷古近系沙河街组四段上亚段成岩作用控制下储层润湿性演化模式

Fig. 8 Evolutionary diagram of reservoir wettability under the action of diagenesis for samples from the upper submember of the 4th member of the Paleogene Shahejie Formation, Dongying Sag

参 考 文 献

- [1] 宋明水, 王永诗, 王学军, 等. 成熟探区“勘探单元”研究及其在渤海湾盆地东营凹陷的应用[J]. 石油与天然气地质, 2022, 43(3): 499-513.
SONG Mingshui, WANG Yongshi, WANG Xuejun, et al. Research of “synthem units of exploration” in mature exploration area and its application in the Dongying Sag, Bohai Bay Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2022, 43(3): 499-513.
- [2] 贾承造, 邹才能, 李建忠, 等. 中国致密油评价标准、主要类型、基本特征及资源前景[J]. 石油学报, 2012, 33(3): 343-350.
JIA Chengzao, ZOU Caineng, LI Jianzhong, et al. Assessment criteria, main types, basic features and resource prospects of the tight oil in China[J]. Acta Petrolei Sinica, 2012, 33(3): 343-350.
- [3] 侯庆杰, 刘显太, 韩宏伟, 等. 致密滩坝砂储集层孔隙分形特征、预测及应用——以东营凹陷为例[J]. 沉积学报, 2022, 40(5): 1439-1450.
HOU Qingjie, LIU Xiantai, HAN Hongwei, et al. Fractal characteristics, prediction and application for pores in a tight beach-bar sand reservoir: A case study for Dongying Sag[J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2022, 40(5): 1439-1450.
- [4] 孙赞东, 贾承造, 李相方, 等. 非常规油气勘探与开发: 上册[M]. 北京: 石油工业出版社, 2011: 1-150.
- [5] 李国斌. 东营凹陷西部古近系沙河街组沙四上亚段滩坝沉积体系研究[D]. 北京: 中国地质大学(北京), 2009.
LI Guobin. Study on the sedimentary system of beach and bar in the upper fourth member of Shahejie Formation of the Paleogene in the western Dongying Sag [D]. Beijing: China University of Geosciences(Beijing), 2009.
- [6] 冯有良. 东营凹陷下第三系层序地层格架及盆地充填模式[J]. 地球科学, 1999, 24(6): 635-642.
FENG Youliang. Lower tertiary sequence stratigraphic framework and basin filling model in Dongying Depression[J]. Earth Science, 1999, 24(6): 635-642.
- [7] 王乾右, 杨威, 葛云锦, 等. 不同沉积微相致密储层的成岩响应及其控储机理——以鄂尔多斯盆地西部延长组为例[J]. 沉积学报, 2021, 39(4): 841-862.
WANG Qianyou, YANG Wei, GE Yunjin, et al. Diagenetic responses to delta front-lacustrine depositional microfacies and implications for tight reservoir quality differences in the Yanchang Formation, western Ordos Basin[J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2021, 39(4): 841-862.
- [8] 朱筱敏, 米立军, 钟大康, 等. 济阳拗陷古近系成岩作用及其对储层质量的影响[J]. 古地理学报, 2006, 8(3): 295-305.

- ZHU Xiaomin, MI Lijun, ZHONG Dakang, et al. Paleogene diagenesis and its control on reservoir quality in Jiyang Depression [J]. *Journal of Palaeogeography*, 2006, 8(3): 295–305.
- [9] ZHANG Fan, JIANG Zhenxue, SUN Wei, et al. A multiscale comprehensive study on pore structure of tight sandstone reservoir realized by nuclear magnetic resonance, high pressure mercury injection and constant-rate mercury injection penetration test [J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2019, 109: 208–222.
- [10] YANG Wei, WANG Qianyou, WANG Yaohua, et al. Pore characteristic responses to categories of depositional microfacies of delta-lacustrine tight reservoirs in the Upper Triassic Yanchang Formation, Ordos Basin, NW China [J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2020, 118: 104423.
- [11] 操应长, 杨田, 宋明水, 等. 陆相断陷湖盆低渗透碎屑岩储层特征及相对优质储层成因——以济阳坳陷东营凹陷古近系为例[J]. *石油学报*, 2018, 39(7): 727–743.
CAO Yingchang, YANG Tian, SONG Mingshui, et al. Characteristics of low-permeability clastic reservoirs and genesis of relatively high-quality reservoirs in the continental rift lake basin: A case study of Paleogene in the Dongying sag, Jiyang Depression [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2018, 39(7): 727–743.
- [12] 李桥, 王艳忠, 操应长, 等. 东营凹陷盐家地区沙四上亚段砂砾岩储层分类评价方法[J]. *沉积学报*, 2017, 35(4): 812–823.
LI Qiao, WANG Yanzhong, CAO Yingchang, et al. Classified evaluation of sand-conglomerate reservoir of the upper section of the fourth member of Shahejie Formation in Yanjia area, Dongying Depression [J]. *Acta Sedimentologica Sinica*, 2017, 35(4): 812–823.
- [13] 赵振国. 接触角及其在表面化学研究中的应用[J]. *化学研究与应用*, 2000, 12(4): 370–374.
ZHAO Zhenguo. Contact angle and its application in surface chemistry research [J]. *Chemical Research and Application*, 2000, 12(4): 370–374.
- [14] ZHAO Wen, JIA Chengzao, JIANG Lin, et al. Fluid charging and hydrocarbon accumulation in the sweet spot, Ordos Basin, China [J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2021, 200: 108391.
- [15] ZHAO Wen, ZHANG Tao, JIA Chengzao, et al. Numerical simulation on natural gas migration and accumulation in sweet spots of tight reservoir [J]. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2020, 81: 103454.
- [16] 蔡建超. 多孔介质自发渗吸关键问题与思考[J]. *计算物理*, 2021, 38(5): 505–512.
CAI Jianchao. Some key issues and thoughts on spontaneous imbibition in porous media [J]. *Chinese Journal of Computational Physics*, 2021, 38(5): 505–512.
- [17] 王健. 东营凹陷南部缓坡带薄砂体沉积特征及储层成岩改造模式[D]. 青岛: 中国石油大学(华东), 2013.
WANG Jian. Sedimentary characteristics and reservoir diagenetic reconstruction model of thin sandbodies of southern gentle slope belt in Dongying Depression [D]. Qingdao: China University of Petroleum (East China), 2013.
- [18] 赵伟. 东营凹陷古近系沙四上亚段滩坝砂体固体—流体相互作用与有效储层预测[D]. 北京: 中国地质大学(北京), 2011.
ZHAO Wei. Solid-fluid interaction and reservoir prediction of beach-bar sandstone of the upper part of the fourth member of Paleogene Shahejie Formation, in Dongying Depression [D]. Beijing: China University of Geosciences (Beijing), 2011.
- [19] SHANG Xiaofei, HOU Jiagen, DONG Yue. Genesis of reservoir heterogeneity and its impacts on petroleum exploitation in beach-bar sandstone reservoirs: A case study from the Bohai Bay Basin, China [J]. *Energy Geoscience*, 2022, 3(1): 35–48.
- [20] 陈思芮, 王卫学, 曲希玉, 等. 东营凹陷北带沙四上亚段砂砾岩储层物性主控因素分析[J]. *吉林大学学报(地球科学版)*, 2022, 52(4): 1091–1106.
CHEN Sirui, WANG Weixue, QU Xiyu, et al. Main controlling factors of physical properties of glutenite reservoirs of Es₄⁺ Member in north zone of Dongying Depression [J]. *Journal of Jilin University (Earth Science Edition)*, 2022, 52(4): 1091–1106.
- [21] 吴蒙, 秦勇, 王晓青, 等. 中国致密砂岩储层流体流动性及其影响因素[J]. *吉林大学学报(地球科学版)*, 2021, 51(1): 35–51.
WU Meng, QIN Yong, WANG Xiaoqing, et al. Fluid mobility and its influencing factors of tight sandstone reservoirs in China [J]. *Journal of Jilin University (Earth Science Edition)*, 2021, 51(1): 35–51.
- [22] ZHANG Yongchao, ZENG Jianhui, QIAO Juncheng, et al. Investigating the effect of the temperature and pressure on wettability in crude oil-brine-rock systems [J]. *Energy & Fuels*, 2018, 32(9): 9010–9019.
- [23] 陆现彩, 侯庆锋, 尹琳, 等. 几种常见矿物的接触角测定及其讨论[J]. *岩石矿物学杂志*, 2003, 22(4): 397–400.
LU Xiancai, HOU Qingfeng, YIN Lin, et al. Measurement of contact angles of several common minerals and its discussion [J]. *Acta Petrologica et Mineralogica*, 2003, 22(4): 397–400.
- [24] 吴春正, 薛海涛, 卢双舫, 等. 几种常见矿物的油-水-矿物接触角测量及其讨论[J]. *现代地质*, 2018, 32(4): 842–849.
WU Chunzheng, XUE Haitao, LU Shuangfang, et al. Measurement and analysis of oil-water contact angle on several common minerals [J]. *Geoscience*, 2018, 32(4): 842–849.
- [25] 王鑫, 曾溅辉, 孔祥晔, 等. 页岩孔隙润湿性对自发渗吸的控制作用[J]. *中南大学学报(自然科学版)*, 2022, 53(9): 3323–3336.
WANG Xin, ZENG Jianhui, KONG Xiangye, et al. Controlling effect of shale pore wettability on spontaneous imbibition [J]. *Journal of Central South University (Science and Technology)*, 2022, 53(9): 3323–3336.
- [26] 肖文联, 杨玉斌, 黄鑫, 等. 基于核磁共振技术的页岩油润湿性及其对原油动用特征的影响[J]. *油气地质与采收率*, 2023, 30(1): 112–121.
XIAO Wenlian, YANG Yubin, HUANG Chu, et al. Rock wettability and its influence on crude oil producing characteristics based on NMR technology [J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2023, 30(1): 112–121.
- [27] 田景春, 谭先锋, 林小兵, 等. 箕状断陷湖盆不同构造区带成岩作用特征及差异性研究: 以东营凹陷沙河街组为例[J]. *现代地质*, 2009, 23(4): 683–690.
TIAN Jingchun, TAN Xianfeng, LIN Xiaobing, et al. Research on diagenetic difference of various structural belts in the halfgraben-like rift lake basin: Taking Shahejie Formation in Dongying Depression as an example [J]. *Geoscience*, 2009, 23(4): 683–690.
- [28] 朱筱敏, 张守鹏, 韩雪芳, 等. 济阳坳陷陡坡带沙河街组砂砾岩体储层质量差异性研究[J]. *沉积学报*, 2013, 31(6): 1094–1104.
ZHU Xiaomin, ZHANG Shoupeng, HAN Xuefang, et al. On the differences of reservoir quality of Shahejie Fm. in steep slope zones of Jiyang Sag [J]. *Acta Sedimentologica Sinica*, 2013, 31(6): 1094–1104.
- [29] 宋明水, 王永诗, 郝雪峰, 等. 渤海湾盆地东营凹陷古近系深

- 层油气成藏系统及勘探潜力[J]. 石油与天然气地质, 2021, 42(6): 1243-1254.
- SONG Mingshui, WANG Yongshi, HAO Xuefeng, et al. Petroleum systems and exploration potential in deep Paleogene of the Dongying Sag, Bohai Bay Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2021, 42(6): 1243-1254.
- [30] 王永诗, 郝雪峰, 胡阳. 富油凹陷油气分布有序性与富集差异性——以渤海湾盆地济阳坳陷东营凹陷为例[J]. 石油勘探与开发, 2018, 45(5): 785-794.
- WANG Yongshi, HAO Xuefeng, HU Yang. Orderly distribution and differential enrichment of hydrocarbon in oil-rich sags: A case study of Dongying Sag, Jiyang Depression, Bohai Bay Basin, East China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2018, 45(5): 785-794.
- [31] 蒋有录, 苏圣民, 刘华, 等. 渤海湾盆地古近系油气富集差异性及其主控因素[J]. 石油与天然气地质, 2020, 41(2): 248-258.
- JIANG Youlu, SU Shengmin, LIU Hua, et al. Differential hydrocarbon enrichment of the Paleogene and its main controlling factors in the Bohai Bay Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2020, 41(2): 248-258.
- [32] 邱贻博, 贾光华, 刘晓峰, 等. 东营凹陷古近系构造转换及其对盆地控制作用[J]. 中国石油勘探, 2020, 25(6): 50-57.
- QIU Yibo, JIA Guanghua, LIU Xiaofeng, et al. Structural transformation in Paleogene and its controlling effect in Dongying Sag[J]. China Petroleum Exploration, 2020, 25(6): 50-57.
- [33] 操应长, 杨田, 王健, 等. 东营凹陷南坡沙四上亚段滩坝砂岩有效储层成因[J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2013, 37(6): 1-9.
- CAO Yingchang, YANG Tian, WANG Jian, et al. Genesis of effective reservoirs of beach-bar sandstone in upper part of the fourth member of Shahejie Formation in the southern slope of Dongying Sag[J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2013, 37(6): 1-9.
- [34] 朱筱敏, 钟大康, 张琴, 等. 济阳坳陷古近系碎屑岩储层特征和评价, [M]. 北京: 科学出版社, 2008: 124.
- ZHU Xiaomin, ZHONG Dakang, ZHANG Qin, et al. Characteristics and evaluation of Paleogene clastic rock reservoir in Jiyang Depression[M]. Beijing: Science Press, 2008: 124.
- [35] 靳军, 王子强, 孟锦皓, 等. 准噶尔盆地致密油岩心洗油技术探讨——以吉木萨尔凹陷芦草沟组致密油为例[J]. 岩性油气藏, 2016, 28(6): 103-108.
- JIN Jun, WANG Zi Qiang, MENG Haojin, et al. Washing oil methods of cores from tight reservoirs in Junggar Basin: A case study of Lucaogou Formation in Jimsar Sag[J]. Lithologic Reservoirs, 2016, 28(6): 103-108.
- [36] TEKLU T W, ALAMERI W, KAZEMI H, et al. Contact angle measurements on conventional and unconventional reservoir cores [C]//SPE/AAPG/SEG Unconventional Resources Technology Conference, San Antonio, 2015. Houston: Society of Petroleum Engineers, 2015: URTEC-2153996-MS.
- [37] 刘传联, 赵泉鸿, 汪品先. 从化石群及壳体同位素看古近纪东营湖湖水化学[J]. 地球学报, 2002, 23(3): 237-242.
- LIU Chuanlian, ZHAO Quanhong, WANG Pinxian. Water chemistry of the Paleogene Dongying Lake: Evidence from fossil assemblages and shell isotopes [J]. Acta Geoscientia Sinica, 2002, 23(3): 237-242.
- [38] RONALD C S, CROSSEY L J, HAGEN E S, et al. Organic-inorganic interactions and sandstone diagenesis[J]. AAPG Bulletin, 1989, 73(1): 1-23.
- [39] 杨田. 东营凹陷沙三段深水重力流砂岩与泥岩协同成岩演化及优质储层成因[D]. 青岛: 中国石油大学(华东), 2017.
- YANG Tian. Synergistic diagenetic evolution of deep-water gravity flow sandstones-mudstones and genesis of high quality reservoirs in the third member of the Shahejie Formation, Dongying Depression [D]. Qingdao: China University of Petroleum (East China), 2017.
- [40] 张思亭, 刘耘. 不同pH值条件下石英溶解的分子机理[J]. 地球化学, 2009, 38(6): 549-557.
- ZHANG Siting, LIU Yun. Molecular level dissolution mechanisms of quartz under different pH conditions[J]. Geochimica, 2009, 38(6): 549-557.
- [41] ANDERSON W G. Wettability literature survey-part 1: Rock/oil/brine interactions and the effects of core handling on wettability [J]. Journal of Petroleum Technology, 1986, 38(10): 1125-1144.
- [42] ARMSTRONG R T, SUN Chenhao, MOSTAGHIMI P, et al. Multiscale characterization of wettability in porous media [J]. Transport in Porous Media, 2021, 140(1): 215-240.
- [43] LAMB R N, FURLONG D N. Controlled wettability of quartz surfaces [J]. Journal of the Chemical Society, Faraday Transactions 1: Physical Chemistry in Condensed Phases, 1982, 78(1): 61-73.
- [44] SCHLANGEN L J M, KOOPAL L K, STUART M A C, et al. Thin hydrocarbon and water films on bare and methylated silica: Vapor adsorption, wettability, adhesion, and surface forces [J]. Langmuir, 1995, 11(5): 1701-1710.
- [45] BARCLAY S A, WORDEN R H. Effects of reservoir wettability on quartz cementation in oil fields[M]//WORDEN R H, MORAD S. Quartz Cementation in Sandstones. Gent: The International Association of Sedimentologists, 2000: 103-117.
- [46] SAYYUOH M H, DAHAB A S, OMAR A E. Effect of clay content on wettability of sandstone reservoirs [J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 1990, 4(2): 119-125.
- [47] RAO Shihang, DENG Yajun, CAI Wenjiu, et al. Study of the contact angle of water droplet on the surface of natural K-feldspar with the combination of Ar⁺ polishing and atomic force microscopy scanning [J]. Chemical Engineering Science, 2021, 241: 116705.
- [48] BOL W, GERRITS G J A, VAN PANTHALEON ECK C L. The hydration of divalent cations in aqueous solution. An X-ray investigation with isomorphous replacement [J]. Journal of Applied Crystallography, 1970, 3(Part 6): 486-492.
- [49] NOWROUZI I, MANSHAD A K, MOHAMMADI A H. Effects of dissolved binary ionic compounds and different densities of brine on interfacial tension (IFT), wettability alteration, and contact angle in smart water and carbonated smart water injection processes in carbonate oil reservoirs [J]. Journal of Molecular Liquids, 2018, 254: 83-92.
- [50] KIM S, MARCANO M C, BECKER U. Mechanistic study of wettability changes on calcite by molecules containing a polar hydroxyl functional group and nonpolar benzene rings [J]. Langmuir, 2019, 35(7): 2527-2537.
- [51] CHOWDHARY J, LADANYI B M. Hydrogen bond dynamics at the water/hydrocarbon interface [J]. The Journal of Physical Chemistry B, 2009, 113(13): 4045-4053.