

渤海湾盆地沧东凹陷枣园油田古近系孔店组储层特征与致密化过程

刘凤和^{1,2}, 宋弘明¹, 鲜成钢¹, 宗杰², 赵明², 刘东成², 伍坤宇³, 刘睿⁴, 吴松涛⁵, 钱其豪⁵

[1. 中国石油大学(北京), 北京 102249; 2. 中国石油大港油田分公司, 天津 300280; 3. 中国石油青海油田分公司, 甘肃 敦煌 736202; 4. 西南石油大学地球科学与技术学院, 成都 四川 610500; 5. 中国石油勘探开发研究院, 北京 100083]

摘要:渤海湾盆地沧东凹陷枣园油田古近系孔店组储层是断陷湖盆致密砂岩, 有关其储层致密化与油气充注的关系一直未取得共识。优选枣园油田孔店组二段(孔二段)代表性样品, 利用薄片观察以及场发射扫描电镜、高压压汞、低温氮气吸附和流体包裹体分析技术, 重建了储层致密化过程, 分析了储层致密化对油气成藏过程的影响。研究结果表明: ①孔二段发育水道、朵体和堤坝3类微相, 储层以细砂岩和粉砂岩为主, 储集空间以原生粒间孔和次生溶孔为主。②孔二段砂岩储层致密化由沉积组分和结构成熟度控制, 受到成岩作用改造的叠加影响; 储层致密化过程分为中等强度压实减孔、弱-中等强度溶蚀增孔以及弱-中等强度胶结减孔3个阶段。③不同沉积微相储层致密化具有差异性, 相比朵体砂岩, 更加开放的成岩化学反应系统导致堤坝和水道砂岩储层呈现的胶结致密化程度更高。④孔二段储层致密化总体早于油气充注, 具有“先致密、后成藏”的特征。不同微相砂岩致密化强度差异是导致油气差异富集的主要原因。油气充注之后局部发生了钠沸石胶结作用。

关键词:堤坝; 朵体; 深水水道; 成岩作用; 致密砂岩; 孔店组; 沧东凹陷; 渤海湾盆地

中图分类号: TE122.2

文献标识码: A

Characteristics and tightening process of reservoirs in the Paleogene Kongdian Formation, Zaoyuan oilfield, Cangdong Sag, Bohai Bay Basin

LIU Fenghe^{1,2}, SONG Hongming¹, XIAN Chenggang¹, ZONG Jie², ZHAO Ming², LIU Dongcheng², WU Kunyu³, LIU Rui⁴, WU Songtao⁵, QIAN Qihao⁵

[1. China University of Petroleum (Beijing), Beijing 102249, China; 2. Dagang Oil Company, PetroChina, Tianjin 300280, China; 3. Qinghai Oilfield Company, PetroChina, Dunhuang, Gansu 736202, China; 4. School of Geoscience and Technology, Southwest Petroleum University, Chengdu, Sichuan 610500, China; 5. Research Institute of Petroleum Exploration & Development, PetroChina, Beijing 100083, China]

Abstract: The Paleogene Kongdian Formation in the Zaoyuan oilfield within the Cangdong Sag of the Bohai Bay Basin, a faulted lacustrine basin, contains tight-sand reservoirs. However, there remains a lack of consensus on the relationship between the reservoir tightening and hydrocarbon charging. In this study, we examine representative samples from the 2nd member of the Kongdian Formation (also referred to as the Kong 2 Member) in the Zaoyuan oilfield. By integrating thin section observations, field emission scanning electron microscopy (FE-SEM), high-pressure mercury injection (HPMI), low-temperature nitrogen adsorption, and fluid inclusion analysis, we reconstruct the reservoir tightening process and analyze its impact on hydrocarbon accumulation. The results reveal the presence of three types of microfacies in the Kong 2 Member: channel, lobe, and levee. Reservoirs in this member consist primarily of fine-grained sandstones and siltstones, with pores dominated by primary intergranular pores and secondary dissolution pores. The reservoir tightening in the Kong 2 Member is governed by sedimentary components and textural maturity, along with the imprint of diagenesis. The tightening process can be divided into three stages: moderate compaction-induced porosity reduction, weak to moderate dissolution-induced porosity increase, and weak to moderate cementation-induced

收稿日期: 2025-04-19; 修回日期: 2025-08-15。

第一作者简介: 刘凤和(1973—), 男, 教授级高级工程师, 开发地质学。E-mail: lfqh@petrochina.com.cn。

porosity reduction. Reservoirs of varying sedimentary microfacies show differential reservoir tightening characteristics. Compared to sandstone reservoirs of the lobe microfacies, those of the levee and channel microfacies exhibit higher degrees of cementation-induced tightening due to a more open diagenetic chemical reaction system. Overall, in the Kong 2 Member, reservoir tightening occurred earlier than hydrocarbon accumulation. Variation in the tightening intensity across different sedimentary microfacies of sandstones is identified as the primary cause of the differential hydrocarbon enrichment. Additionally, natrolite cementation formed after hydrocarbon charging can be observed locally.

Key words: levee, lobe, deep-water channel, diagenesis, tight sandstone, Kongdian Formation, Cangdong Sag, Bohai Bay Basin

引用格式: 刘凤和, 宋弘明, 鲜成钢, 等. 渤海湾盆地沧东凹陷枣园油田古近系孔店组储层特征与致密化过程[J]. 石油与天然气地质, 2026, 47(2): 460–474. DOI: 10. 11743/ogg20260207.

LIU Fenghe, SONG Hongming, XIAN Chenggang, et al. Characteristics and tightening process of reservoirs in the Paleogene Kongdian Formation, Zaoyuan oilfield, Cangdong Sag, Bohai Bay Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2026, 47(2): 460–474. DOI: 10. 11743/ogg20260207.

致密油气已成为全球油气资源开发的关键增长点之一^[1-2]。致密油气的标志性特征是储层致密(空气渗透率 $< 1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$), 难以获取自然商业性产能^[2-3]。因此, 表征致密储层孔隙结构、揭示其孔隙成因与演化机制是致密油气基础研究和勘探开发必须回答的关键问题。前人借助场发射扫描电镜、微/纳米CT、高压压汞、低场核磁共振以及气体吸附/脱附等技术, 逐步实现了致密储层中纳米至微米级孔隙结构(形态、大小、体积以及连通性等)的半定量或定量表征^[4-5]。致密储层的孔隙结构呈多类型、多尺度及强非均质性等特征, 孔隙演化异常复杂^[6]。

致密储层的孔隙演化受控于沉积期与成岩期两个关键阶段的各种物理-化学和生物作用过程^[7]。沉积期的环境背景直接导致沉积物成分成熟度和结构成熟度(分选性、磨圆度、杂基含量)具空间差异; 在埋藏成岩期, 受埋藏史、热史、压力史及孔隙流体性质等多因素联合作用, 致密储层进一步复杂化、非均质性进一步增强。徐家围子断陷营城组^[8]、玛湖凹陷百口泉组^[9]以及阜康凹陷上乌尔禾组^[10]等致密砂砾岩储层的非均质性主要受控于沉积期的成分成熟度与结构成熟度, 涉及的致密化机制主要是原生粒间孔隙被杂基充填以及机械压实过程中的塑性颗粒变形及位移。松辽盆地泉头组^[11]和鄂尔多斯盆地延长组^[12]等致密砂岩储层受化学性成岩作用叠加改造, 非均质性极强。如以石英和长石为主的砂岩中, 普遍发生硅质或钙质胶结作用和长石溶蚀作用; 而富含火山岩碎屑的砂岩中, 还发生了沸石胶结或溶蚀作用^[13]。然而, 相对于油气成藏过程, 储层孔隙致密化可发生于油气充注之前, 也可形成于油气充注之后^[14]。具体来说, 发生在成藏期之前的储层致密化增大了油气运移和充注的难度; 发生在成藏期之后的储层致密化对油气保存与高效开发

构成了挑战^[15]。

渤海湾盆地油气资源丰富, 是致密油气勘探开发的重点领域^[16]。作为典型的断陷湖盆, 渤海湾盆地受多期裂陷作用控制, 其沉积体系的空间非均质性较强。相较于鄂尔多斯盆地延长组第7油层组的稳定坳陷沉积和阜康凹陷前陆盆地挤压沉积背景, 渤海湾盆地孔店组沉积相变快、砂体厚度差异更大^[17]。孔店组局部发育湖相碳酸盐岩与致密砂岩互层, 而坳陷盆地多以深湖相细粒沉积为主^[18-19]。目前, 针对坳陷盆地和前陆盆地致密储层的成岩-孔隙演化, 已建立了较为完善的理论体系, 但是针对断陷湖盆多期沉降、相变频繁的特殊地质背景, 致密储层的致密化过程研究仍需进一步加强。针对不同构造-沉积背景下的致密储层, 明确其非均质性特征, 探究其孔隙演化的关键阶段与过程, 对于有效降低勘探风险和致密砂岩成岩、成储作用的研究意义重大。

以渤海湾盆地沧东凹陷枣园油田古近系孔店组二段(孔二段)为例, 借助薄片观察、扫描电镜观测以及高压压汞和低温吸附实验, 揭示断陷湖盆致密砂岩储层特征, 并结合成岩包裹体分析技术, 探究致密化机理及其对油气成藏过程的影响, 以期推动沧东凹陷规模勘探。

1 地质背景

沧东凹陷位于渤海湾盆地黄骅坳陷西南部(图1a), 是在中生代坳陷基础上发展起来的新生代断陷湖盆区域沉降中心^[20]。沧东凹陷整体沿北东 40° 方向展布, 北部以孔店凸起为界, 西部以沧县隆起为界, 东部以徐黑凸起为界, 主要构造单元包括孔西斜坡、孔店构造带、孔东斜坡、舍女寺断鼻带和南皮斜坡等四级构造单

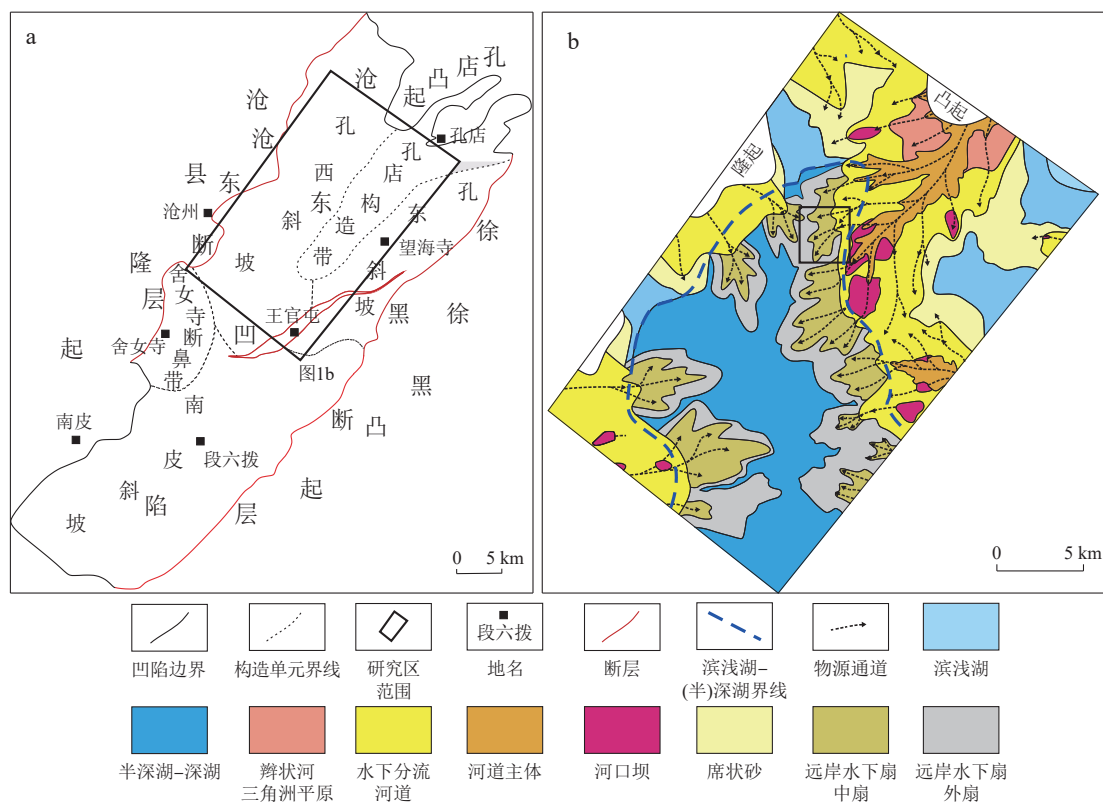


图1 渤海湾盆地沧东凹陷构造单元划分^[22](a)及孔二段沉积体系平面图(b)

Fig. 1 Division of structural units^[22] (a) and sedimentary system in the Kong 2 Member (b) of the Cangdong Sag, Bohai Bay Basin

元,勘探面积约1 760 km²^[21-22]。沧东凹陷作为黄骅坳陷第二大富油凹陷,已发现枣园、王官屯和乌马营等7个油田,累计探明石油地质储量 3.87×10^8 t。其中,位于孔店构造带中北部的枣园油田为超亿吨级大油田,其覆盖地质储量约为 1.04×10^8 t。

自始新世以来,沧东凹陷古近系依次发育了孔店组(Ek)、沙河街组(Es)和东营组(Ed)沉积。主力含油层系为孔店组,自下而上可划分为孔三段(Ek³)、孔二段(Ek²)和孔一段(Ek¹)。其中,孔二段是致密低渗储层的主要发育层段,厚度介于400~600 m。孔二段沉积时期,沧东凹陷总体呈构造相对稳定的湖盆,在多物源联合供给作用下形成了平面上呈环带状的沉积体系(图1b)。其中,内环湖盆中心深水区以富有机质泥页岩为主,总有机碳含量(TOC)达1.23%~8.41%,有机质类型主要为I型和II₁型干酪根^[22],有机质成熟度(镜质体反射率R_o)总体在0.7%以上,不仅为常规油气奠定了烃源基础,也是目前页岩油勘探的重点目标;外环湖盆边缘浅水区以三角洲平原或前缘沉积为主,为油气运移成藏创造了良好的储集条件^[22]。

枣园油田孔二段总体位于内环-外环过渡带,主要为辫状河三角洲物源背景下的湖底扇(水下扇)沉积(图1b)。参照邻近地区湖底扇的沉积微相划分方

案^[23-24],本次研究划分出水道、朵体和堤坝3类砂岩沉积微相(图2)。其测井曲线差异显著:①水道的自然电位(SP)和自然伽马(GR)测井曲线整体均为高-中幅高频齿化钟形和箱形;②朵体的自然伽马测井曲线呈中幅微齿化漏斗形,具有反旋回特征,但其自然电位测井曲线整体为箱形,电阻率(RT)测井曲线为低频齿化箱形;③堤坝的自然伽马、自然电位和电阻率测井曲线均为中幅指状或齿化的漏斗形,与朵叶相反,呈正旋回特征(图2a)。垂向上,孔二段2亚段可划分为4个小层:顶部Ek²⁽²⁾⁻¹湖相泥岩为区域性盖层;Ek²⁽²⁾⁻²和Ek²⁽²⁾⁻⁴砂岩层为主力含油层;Ek²⁽²⁾⁻³底部富有机质页岩则为主要烃源岩,其顶部砂岩也具有工业产能^[25](图2)。

2 储集层特征

2.1 岩石学特征

枣园油田孔二段储层水道砂体岩性以灰色和褐灰色中砂岩和细砂岩为主,含少量粗砂岩,粒度自下而上由粗到中变化,常发育交错层理及平行层理,在层内变形构造底部见含砾石冲刷面(图3a)。朵体以细砂岩为主,分选较好,层理发育,在垂向上呈向上变粗的特

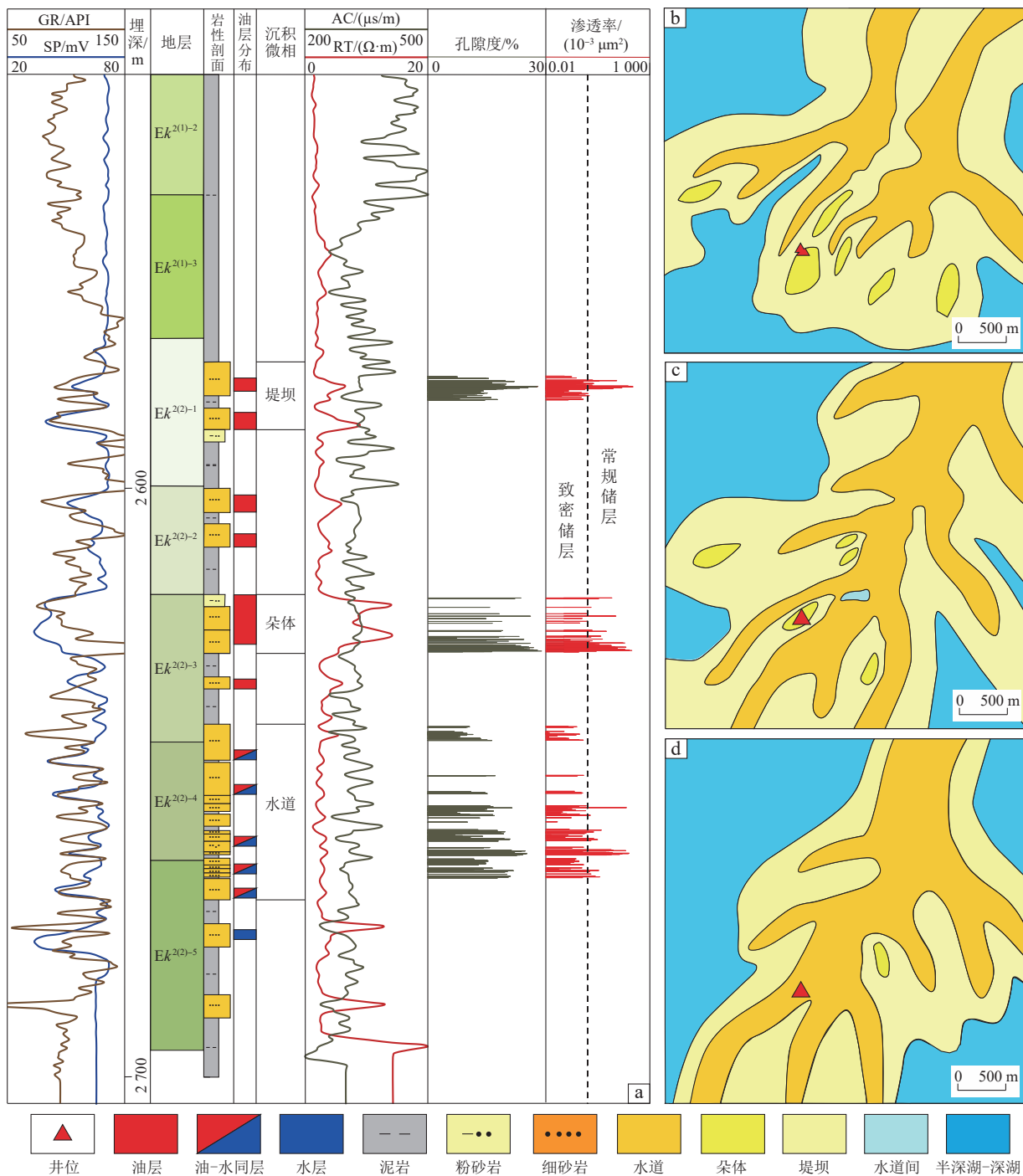


图2 沧东凹陷枣园油田孔二段储层岩-电特征(a)以及 $Ek^{2(2)-1}$ 、 $Ek^{2(2)-3}$ 和 $Ek^{2(2)-4}$ 储层沉积微相展布(b—d)

Fig. 2 Petrological-log characteristics of reservoirs in the Kong 2 Member, Zaoyuan oilfield Cangdong Sag (a), and distributions of sedimentary microfacies of reservoirs in the $Ek^{2(2)-1}$, $Ek^{2(2)-3}$, and $Ek^{2(2)-4}$ sublayers (b—d)

点,沉积构造主要为平行层理和交错层理。堤坝以粉砂岩及泥质细砂岩为主,发育小型波状层理和平行层理,水动力相对较弱(图3b)。

与其他地区湖底扇类似^[23-26],枣园油田孔二段水道、朵体和堤坝储层中碎屑颗粒粒度概率曲线以宽缓上拱的两段式为主(图4),表明碎屑颗粒主要为单向弱水动力条件下的悬浮和跳跃搬运组分,缺少滚动组

分。其中,水道微相跳跃组分占比60%,堤坝微相跳跃组分降低至约50%;水道和堤坝微相的悬浮组分总体平缓,表明悬浮组分分选较差(图4)。铸体薄片观察显示,3类砂岩储层中岩屑含量总体较高(含量18%~33%),碎屑颗粒以石英(含量35%~43%)和长石(含量32%~42%)为主,分选性差-中等,多呈点-线接触(图5);碎屑颗粒间发育杂基、方解石、(铁)白云石、石

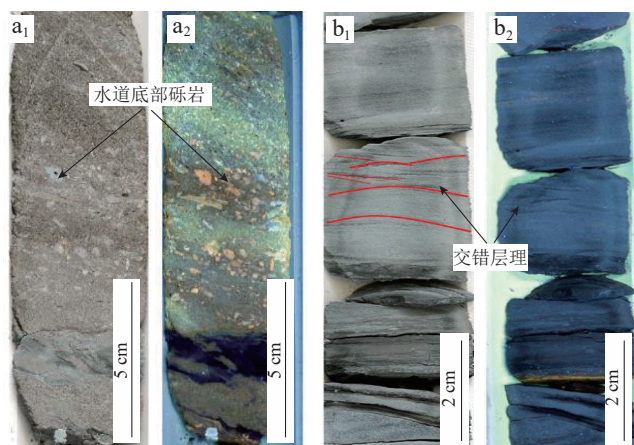


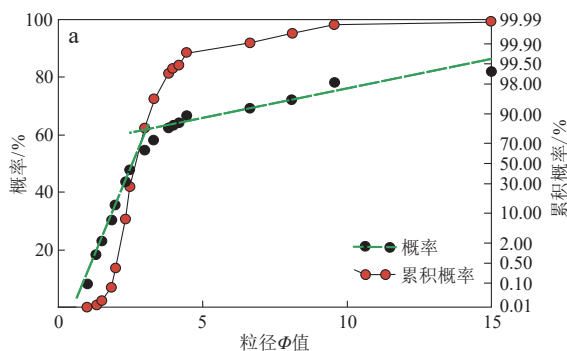
图3 枣园油田孔二段储层水道(a₁, a₂)和堤坝岩心(b₁, b₂)特征照片

Fig. 3 Core characteristics of the channel (a₁, a₂) and levee (b₁, b₂) sedimentary microfacies in the Kong 2 Member, Zaoyuan oilfield
a₁, a₂. 埋深2 648 m, 分别为自然光和荧光岩心照片; b₁, b₂. 埋深2 538 m, 分别为自然光和荧光岩心照片

英以及高岭石等胶结物(图5), 含量可高达17%, 呈孔隙式或接触-孔隙式胶结特点。

2.2 矿物学特征

X射线衍射矿物分析结果表明, 枣园油田孔二段砂岩储层以石英和长石(包括钾长石与斜长石)为主, 其次为黏土矿物, 含少量方解石、硬石膏、菱铁矿和白云石(图6a)。其中, 朵体相对于堤坝和水道砂体具有更低的石英含量, 普遍在36%以下; 碳酸盐矿物(方解石和白云石)在水道砂体中含量较高(达5%以上), 但在朵体砂体中含量相对较少。孔二段砂岩储层中黏土矿物以伊利石(平均含量约为50%)和伊/蒙混层(I/S, 平均含量约为39%)为主, 其次为高岭石和绿泥石(图6b)。相对于朵体和堤坝, 水道砂岩中黏土矿物含量偏低。



2.3 物性与孔隙结构特征

枣园油田孔二段砂岩储层孔隙度总体介于5.0%~28.0%, 渗透率介于 $(0.01 \sim 200.00) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ (图7)。不同沉积微相砂体的孔隙度和渗透率存在一定差异: 朵体砂岩孔隙度中位数高达20.8%, 渗透率中位数约为 $6.57 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$; 堤坝孔隙度中位数约为14.0%, 渗透率中位数约为 $0.64 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$; 水道砂岩孔隙度中位数约为13.7%, 渗透率中位数约为 $0.40 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

铸体薄片及扫描电镜观察显示, 孔二段砂岩储层孔隙发育整体较差, 以原生粒间孔和次生溶孔为主。原生粒间孔以三角形、四边形和不规则形粒间孔为主, 次生溶孔多为长石粒间孔或粒内溶孔(图8)。高压压汞实验表明, 朵体砂岩储层中 $1.00 \sim 10.00 \mu\text{m}$ 孔径占优势, 总体为低渗储层[渗透率 $(10 \sim 50) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$]; 水道与堤坝储层中孔径波动显著, 主要存在 $0.10 \sim 1.00 \mu\text{m}$ 以及 $0.01 \sim 0.10 \mu\text{m}$ 两个峰值区间, 分别对应特低渗储层[渗透率 $(1 \sim 10) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$]和超低渗储层(渗透率 $< 1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$)(图7, 图9)。低温氮气吸附实验表明, 水道与堤坝储层中孔径分布均介于 $30 \sim 50 \text{ nm}$ 以及 $70 \sim 100 \text{ nm}$ 两个峰值区间(图10)。

3 储层成岩作用

3.1 压实作用

随埋深增加, 机械压实成为降低砂岩孔隙度的重要机制。枣园油田孔二段砂岩储层现今埋深介于 $2\,500 \sim 3\,000 \text{ m}$, 碎屑颗粒间呈现由点接触转变为线接触的趋势(图5), 表明机械压实在一定程度上导致碎屑颗粒的变形或位移, 从而压缩了孔隙空间。高模量石英颗粒(弹性模量约37 GPa, 剪切模量约44 GPa)

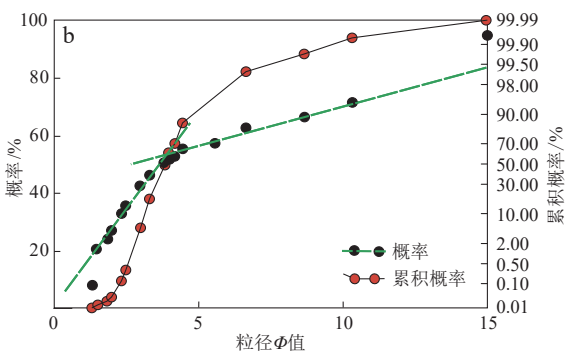


图4 枣园油田孔二段水道砂岩(a)和堤坝砂岩(b)粒度概率分布曲线

Fig. 4 Grain-size frequency distribution curves of sandstones of the channel (a) and levee (b) sedimentary microfacies in the Kong 2 Member, Zaoyuan oilfield

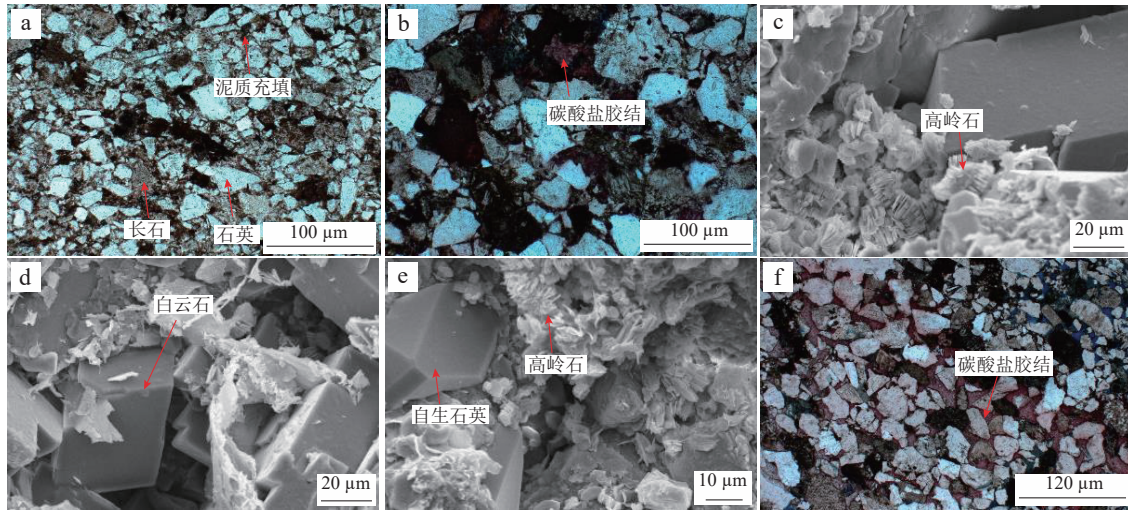


图5 枣园油田孔二段砂岩储层矿物特征显微照片(Z26井)

Fig. 5 Mineralogical characteristics of sandstone reservoirs in the Kong 2 Member, Zaoyuan oilfield (well Z26)

a. 埋深 2 582.52 m, 石英长石呈点-线接触, 可见杂基胶结, 铸体薄片, 单偏光; b. 埋深 2 583.09 m, 石英长石呈线接触, 可见碳酸盐胶结物, 铸体薄片, 单偏光; c. 埋深 2 583.09 m, 粒间高岭石和自生石英, 扫描电镜; d. 埋深 2 583.09 m, 发育碳酸盐胶结物, 扫描电镜; e. 埋深 2 581.09 m, 粒间高岭石和自生石英, 扫描电镜; f. 埋深 2 662.16 m, 发育溶蚀孔, 部分被碳酸盐胶结, 薄片, 单偏光

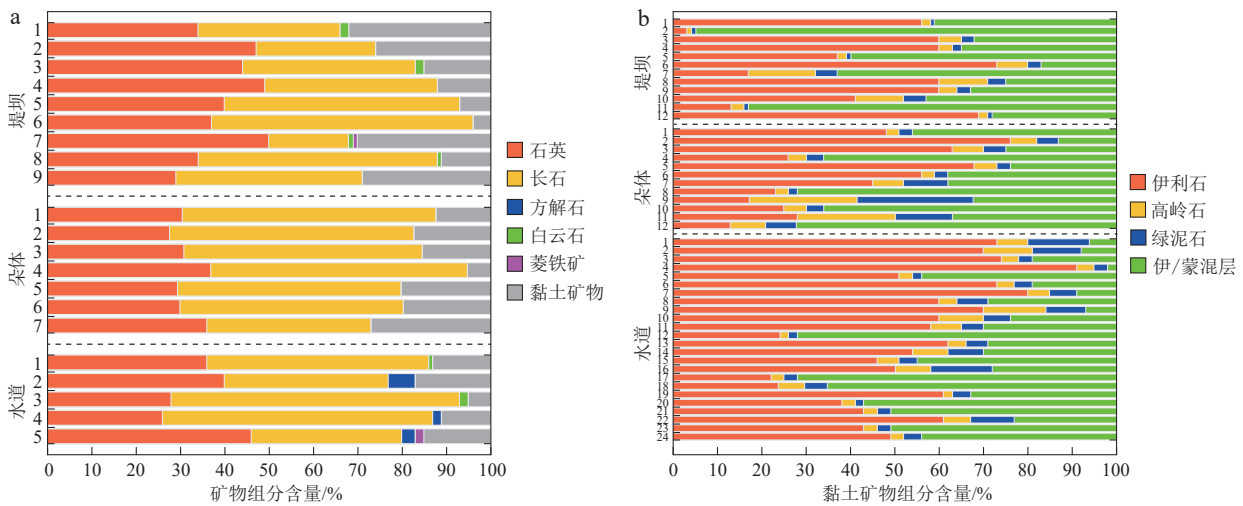


图6 枣园油田孔二段不同沉积环境下矿物组分(a)和黏土矿物组分(b)含量分布条形图

Fig. 6 Bar charts showing the proportions of total minerals (a) and clay minerals (b) in varying sedimentary settings in the Kong 2 Member, Zaoyuan oilfield (1~24为样品编号。)

相对于黏土矿物(弹性模量约 12 GPa, 剪切模量约 6 GPa)和云母等低模量矿物对于抑制压实作用更具重要意义^[27-30]。然而, 孔二段堤坝砂岩和水道砂岩中石英颗粒含量均与孔隙度呈显著负相关关系(图 11a), 表明不同大小的石英颗粒未发挥明显的抗压实作用。此外, 枣园油田孔二段砂岩储层现今总体表现为常压(压力系数 1.03), 不存在超压抑制压实作用。

压实作用可基于压实率(R_{com} , 无量纲)定量表征^[15, 31-32]:

$$R_{com} = (\Phi_i - \Phi_{com}) / \Phi_i \quad (1)$$

$$\Phi_i = 20.91 + 22.9/S_0 \quad (2)$$

$$\Phi_{com} = \Phi_i e^{-cz} \quad (3)$$

式中: Φ_i 表示砂岩的初始(粒间)孔隙度, %; Φ_{com} 为砂岩压实后的(粒间)孔隙度, %; S_0 为 Trask 分选系数, 无量纲; c 为压实系数, 无量纲; z 为埋深, m。受控于沉积水动力分选作用, 枣园油田孔二段堤坝砂岩、朵体砂岩和水道砂岩的颗粒分选系数逐步降低, 但初始孔隙度逐步增加, 分别约为 33%, 35% 和 40% [公式(2)]。孔二段堤坝砂岩、朵体砂岩和水道砂岩的压实系数分别为 2.8×10^{-4} , 2.6×10^{-4} 和 2.2×10^{-4} , 现今埋深的粒间孔

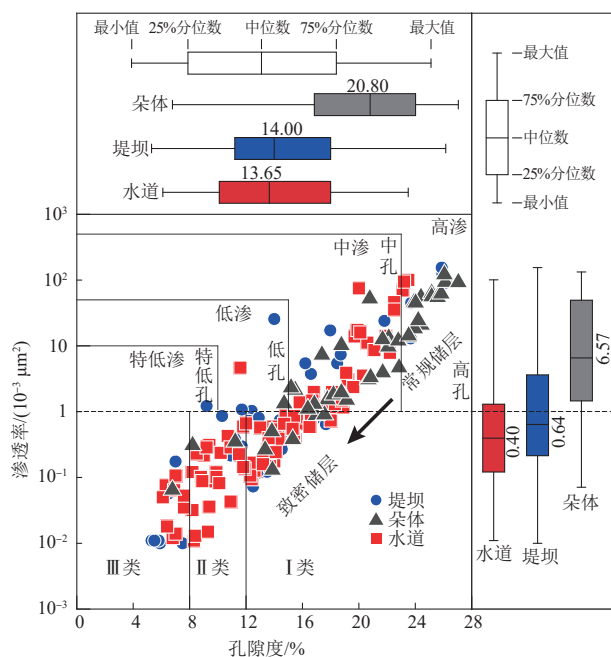


图7 枣园油田孔二段砂岩储层孔-渗关系

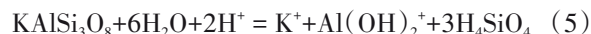
Fig. 7 Porosity vs. permeability of sandstone reservoirs in the Kong 2 Member, Zaoyuan oilfield

(常规储层分类来源于《油气储层评价方法》(SY/T 6285—2011);致密储层Ⅰ、Ⅱ和Ⅲ类分类来源于文献[3]。)

孔隙度分别约为16%,18%和22%,压实率分别约为52%,49%和44%。基于压实率小于30%为弱压实,介于30%~65%为中等压实,大于65%为强压实的判别准则^[33],枣园油田孔二段堤坝砂岩、朵体砂岩和水道砂岩均处于中等压实强度。

3.2 溶蚀作用

枣园油田孔二段砂岩储层中钾长石颗粒溶蚀显著(图8)。钾长石(KAlSi_3O_8)主要受酸性^[34]和碱性^[35-37]两种溶蚀机制的作用,即



其中,钾长石碱性溶蚀大多出现在高温(热液)背景下,而钾长石酸性溶蚀在低-中温环境中更为普遍。尽管枣园油田孔二段砂岩储层现今地层温度约为100℃,但岩浆热液作用较明显^[38-39]。因此,中-低温背景下有机质演化形成的有机酸和二氧化碳^[35],以及深部碱性或酸性流体注入,均可能促使钾长石溶蚀。酸性或碱性流体大多从钾长石解理突破进入长石内部形成粒内溶孔,部分长石颗粒被完全溶解后残余黏土矿物包壳。钾长石溶蚀最终导致其颗粒含量与孔隙度呈负相关关系(图11b)。

基于溶蚀率(R_d ,无量纲)定量表征溶蚀作用^[15,31-32]:

$$R_d = \Phi_d / \Phi_{\text{mea}} \quad (6)$$

式中: Φ_d 为溶蚀面孔率,%; Φ_{mea} 为实测孔隙度,%。岩石薄片分析表明,枣园油田孔二段堤坝砂岩、朵体砂岩及水道砂岩的溶蚀面孔率分别约为5.1%,4.6%和6.2%,溶蚀率分别约为35.0%,22.1%和46.7%。基于溶蚀率小于25%为弱溶蚀,介于25%~65%为中等溶蚀,大于65%为强溶蚀的判别准则^[33],枣园油田孔二段堤坝砂岩、朵体砂岩和水道砂岩分别处于中等偏弱、弱及中等溶蚀强度。

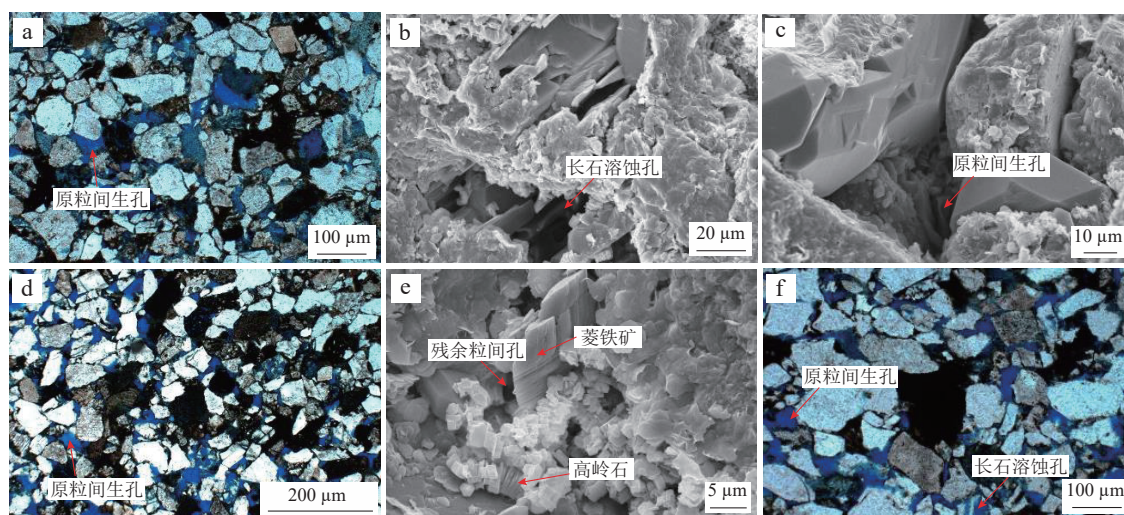


图8 枣园油田孔二段砂岩储层孔隙空间特征显微照片

Fig. 8 Micrographs showing the pore space characteristics of sandstone reservoirs in the Kong 2 Member, Zaoyuan oilfield

a. 埋深2 581.70 m,原生粒间孔,铸体薄片,单偏光;b. 埋深2 582.22 m,长石溶蚀孔,扫描电镜;c. 埋深2 582.52 m,原生粒间孔,扫描电镜;d. 埋深2 582.81 m,原生粒间孔,铸体薄片,单偏光;e. 埋深2 661.44 m,菱铁矿、高岭石胶结充填后的残余粒间孔,扫描电镜;f. 埋深2 662.16 m,原生粒间孔与长石溶蚀孔,铸体薄片,单偏光

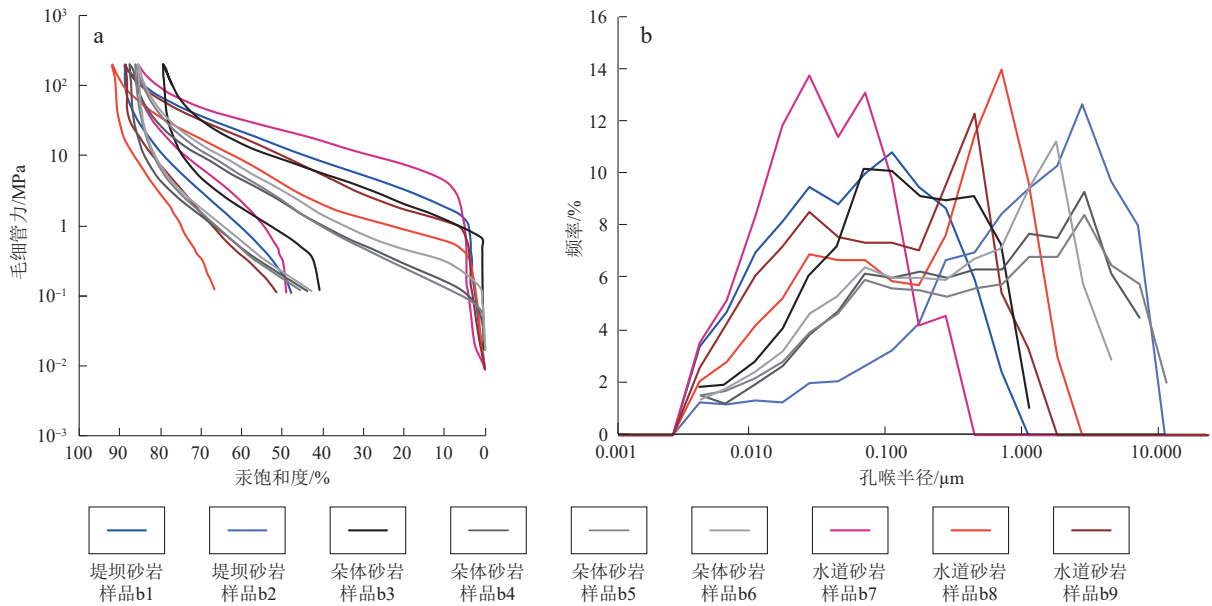


图9 枣园油田孔二段砂岩储层压汞曲线(a)和不同渗透率岩心核磁孔喉半径频率分布(b)

Fig. 9 HPMI curves (a) and frequency distribution of NMR-derived pore throat radii of cores with different permeabilities (b) for sandstone reservoirs in the Kong 2 Member, Zaoyuan oilfield

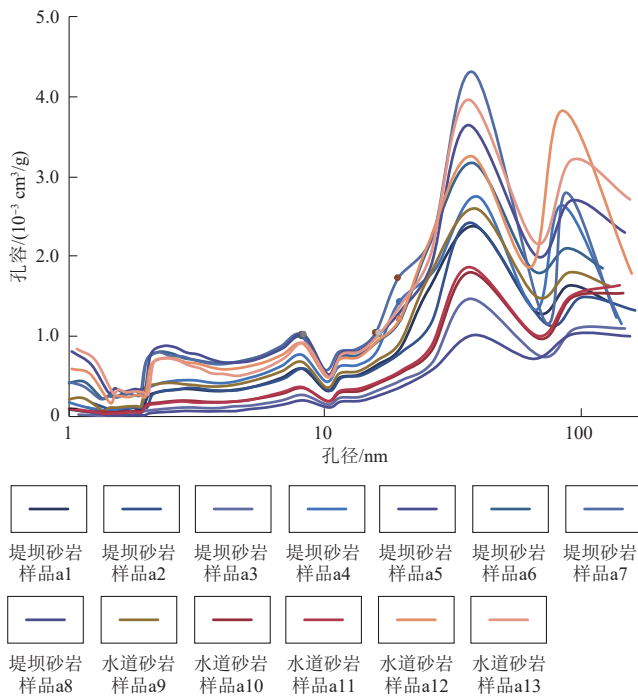


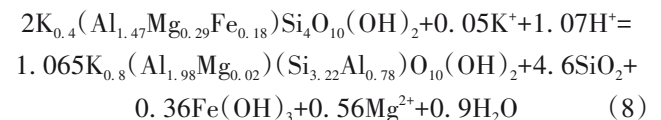
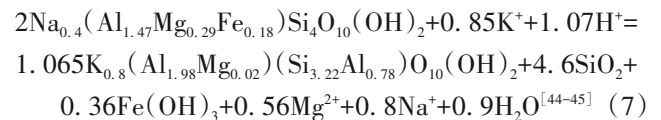
图10 氮气吸附法得到的枣园油田孔二段砂岩储层孔径分布曲线

Fig. 10 Curves of pore size distribution derived from low-temperature nitrogen adsorption for sandstone reservoirs in the Kong 2 Member, Zaoyuan oilfield

3.3 胶结作用

枣园油田孔二段砂岩储层碎屑颗粒间发育硅质和钙质(碳酸盐)等多种胶结物(图5)。充足的物质

来源为硅质胶结和钙质胶结奠定了基础。钾长石的酸性或碱性溶蚀[公式(4),公式(5)]不仅形成富硅溶液(H_4SiO_4),还可直接形成自生黏土矿物(如伊利石和高岭石)或释放大量的 K^+ [40-43]。这些 K^+ 又可促进富钠或富钾蒙脱石,如 $Na_{0.4}(Al_{1.47}Mg_{0.29}Fe_{0.18})Si_4O_{10}(OH)_2$ 和 $K_{0.4}(Al_{1.47}Mg_{0.29}Fe_{0.18})Si_4O_{10}(OH)_2$ 等,向伊利石 $[K_{0.8}(Al_{1.98}Mg_{0.02})(Si_{3.22}Al_{0.78})O_{10}(OH)_2]$ 转化,如:



公式(7)和公式(8)中,黏土矿物的转化不仅再次释放二氧化硅促使硅质过饱和沉淀,形成石英颗粒加大边或微晶石英颗粒,而且形成大量的自生黏土矿物。此外,黏土矿物转化过程中伴生的 Mg^{2+} 及 Ca^{2+} 等为碳酸盐矿物沉淀提供了物质来源。堤坝砂岩和水道砂岩储层中石英矿物颗粒含量及黏土矿物含量均与孔隙度总体呈负相关(图11a,c),凸显了胶结作用在储层致密化中的重要作用。

胶结作用可基于胶结率(R_{cem} ,%)定量表征^[16,32-33]:

$$R_{cem} = \Phi_{cem} / \Phi_{com} \quad (9)$$

式中: Φ_{cem} 为胶结物的体积分数,%。岩石薄片观察显示,枣园油田孔二段堤坝砂岩、朵体砂岩和水道砂岩的胶结物体积分数分别约为7.1%、2.2%和14.6%,胶结

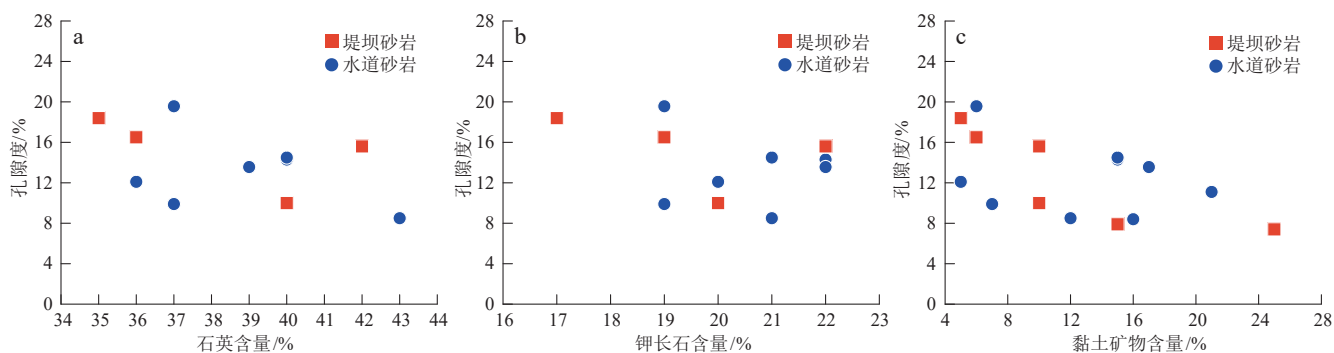


图11 枣园油田孔二段砂岩储层石英(a)、钾长石(b)和黏土矿物(c)含量与孔隙度的相关性

Fig. 11 Correlations of porosity with the contents of quartz (a), potassium feldspar (b), and clay minerals (c) for sandstone reservoirs in the Kong 2 Member, Zaoyuan oilfield

率分别约为44.3%、12.4%和65.5%。基于胶结率小于30%为弱胶结,介于30%~70%为中等胶结,大于70%为强胶结的判别准则^[34],枣园油田孔二段堤坝砂岩、朵体砂岩和水道砂岩分别为中等偏弱、弱及中等偏强胶结。

4 储层成岩演化序列与致密化过程

4.1 成岩演化阶段

枣园油田孔二段砂岩储层伊/蒙混层中蒙脱石含量为5%~30%,平均含量约为21%。孔二段现今镜质体反射率(R_o)介于0.5%~0.7%;现今地温梯度为3.2℃/(100 m),在现今埋深2 500~2 900 m条件下的地层温度为80~93℃。基于《碎屑岩成岩阶段划分标准》(SY/T 5477—2024),确定枣园油田孔二段砂岩储层处于中成岩阶段A期(图12)。

4.2 成岩演化序列与致密史

原生颗粒与自生矿物之间的岩石学充填或包裹关系,以及自生矿物中流体包裹体的热史记录,是明确多期次、多类型成岩作用事件先后顺序的重要依据。铸体薄片与扫描电镜成像结果表明,伊利石和伊/蒙混层等黏土矿物与各类原生、次生矿物颗粒间包络关系复杂,表明自生黏土矿物的充填贯穿了各个成岩演化阶段。石英胶结物部分被伊/蒙混层和绿泥石等黏土矿物包裹,也有部分附着在黏土矿物薄膜之上,表明石英胶结物的形成期次较多,这可能与黏土矿物转换过程中的硅质供给有关(图12)。结合埋藏史与热史图可见,方解石胶结主要发生在约42~35 Ma,重晶石胶结主要发生在约30~10 Ma,钠沸石胶结则大约在现今形成。

结合物质来源特征以及胶结物包裹体均一温度,

可将枣园油田孔二段砂岩储层成岩演化序列概括为:

①约65~50 Ma,孔二段总体埋深不超过1 200 m,地层温度总体低于60℃,低温条件下的热化学反应总体不活跃,但上覆载荷作用导致明显的压实减孔。②约50~35 Ma,孔二段埋深进一步增大,地层温度升高,黏土矿物转化逐步活跃,释放出的 Ca^{2+} 和 Mg^{2+} 促进方解石和白云石胶结,继续减孔;同时,有机质热化学反应产生有机酸和二氧化碳等酸性流体,这些酸性流体的注入,促使钾长石和少量岩屑发生溶蚀增孔。③约30 Ma,孔二段埋深进一步增大,地层温度超过80℃,钾长石逐步溶蚀,直接形成高岭石、伊利石和石英沉淀减孔,长石溶蚀间接释放 K^+ 驱动蒙脱石向伊利石转化,再次造成石英和伊利石的胶结减孔;受热液流体影响,部分钾长石溶蚀增孔后,伴生钠沸石等热液矿物胶结减孔^[39](图12,图13)。

4.3 差异致密化过程

枣园油田孔二段各类沉积微相砂岩在沉积期大多以常规储层为主,但在开放和封闭系统中的差异成岩演化导致不同沉积微相砂岩的致密化程度存在差异。值得注意的是,枣园油田孔二段堤坝砂岩和水道砂岩储层的孔隙致密化过程相对于朵体砂岩更为显著。堤坝、朵体和水道三者的沉积矿物组分和热演化史均相似。不同沉积微相致密化程度的差异主要源于不同的成岩化学反应进程。尽管大部分断陷湖盆沉积体系下的砂体在平面上相变较快,但在顺物源方向仍能保持较好的侧向连续性。枣园油田孔二段水道砂岩层厚普遍大于10 m,平面展布范围较大,西南侧与烃灶接触,确保有机酸和二氧化碳等溶剂的注入,东北侧与断裂段相接,促进成岩流体的动态运移,形成了一个开放的成岩化学反应系统(图13a)。孔二段堤坝砂岩总体厚度小于10 m,平面展布与水道砂岩基本相当,也有

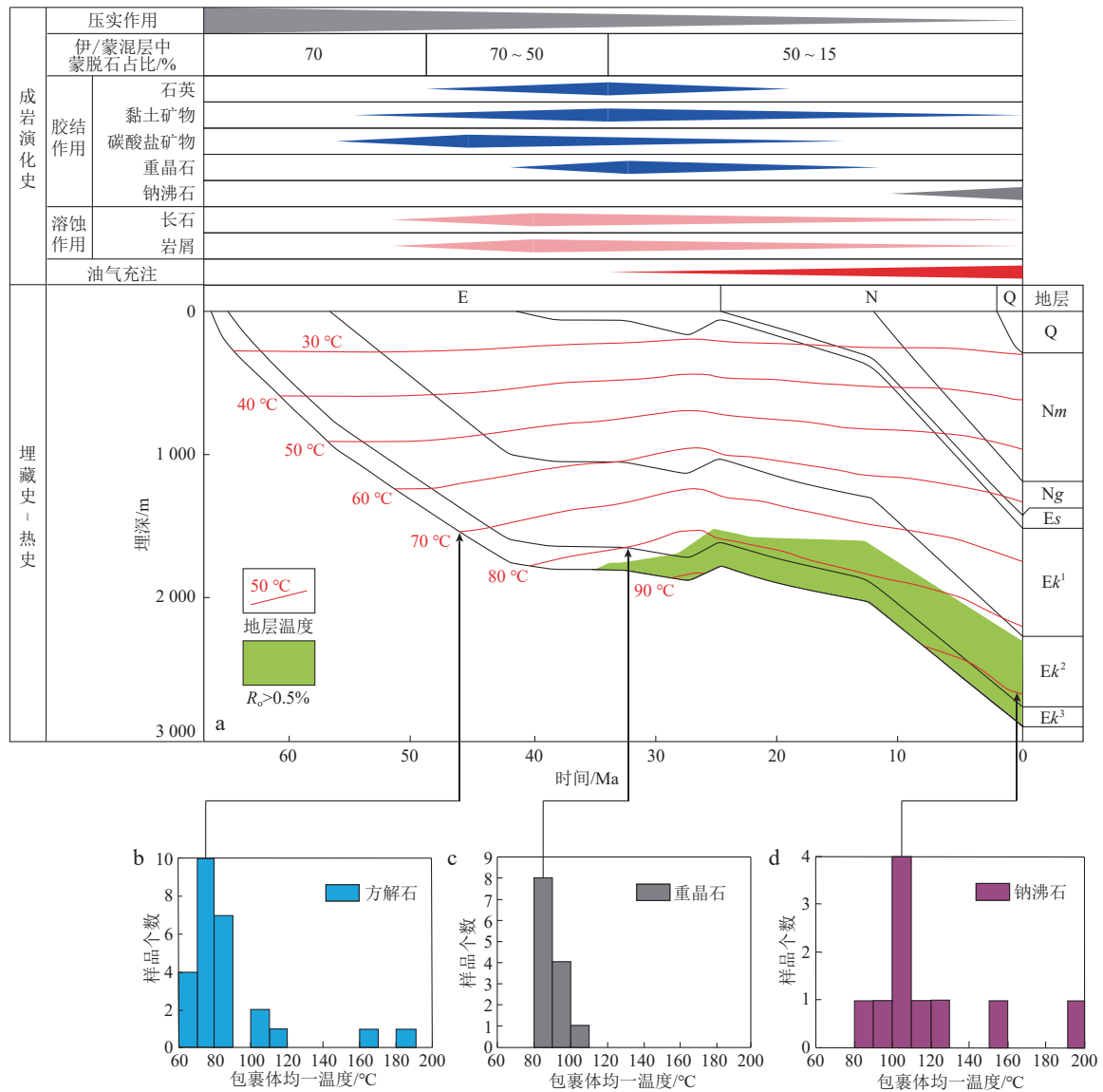


图12 枣园油田孔二段砂岩储层成岩序列、埋藏史和热史(a)以及包裹体的捕获时期(b—d)

Fig. 12 Diagenetic sequence, burial history, and thermal evolution history (a) and inclusion trapping periods (b—d) of sandstone reservoirs in the Kong 2 Member, Zaoyuan oilfield

利于成岩流体的流动,但由于沉积颗粒相对于水道砂岩偏细,成岩流体的运移效率相对较弱。垂向上,自 $Ek^{2(2)-4}$ 至 $Ek^{2(2)-1}$ 湖平面不断升高,湖底扇不断退积,总体限定了朵体平面展布规模,导致朵体砂体厚度快速减薄、尖灭,呈透镜状(图2b—d)。油气开发过程中的注水示踪剂也显示,透镜状朵体砂岩与周围水道砂岩和堤坝砂岩的连通性较差。因此,尽管朵体砂岩西南部也与烃灶连通,但东北部延伸距离不远,总体相对孤立,形成了一个封闭的成岩化学反应系统(图13a, c)。在封闭的化学反应系统中,朵体砂岩中溶蚀和胶结等化学反应过程能够快速达到动力学平衡状态,从而抑制溶蚀和胶结等化学反应的进程;相反,在开放的化学反应系统中,堤坝砂岩和水道砂岩中的溶蚀和

胶结等化学反应过程通常难以达到动力学平衡状态,但欠平衡状态可促进溶蚀和胶结等化学反应的进程,在不改变成岩作用类型的前提下增强溶蚀和胶结作用(图13b, d)。

4.4 孔隙发育史与油气充注耦合关系

石英颗粒裂缝中烃类伴生盐水包裹体的均一温度峰值约为90 °C(图14),表明烃类充注主要发生在约10 Ma。可见,石英、黏土矿物和方解石等的胶结导致砂岩储层在烃类充注之前致密化(图12,图13b—d),加大了油气充注的难度、减小了油气赋存的空间。储层渗流实验也证实,在温度25 °C、地层水矿化度32 083 mg/L且原油黏度9.05 mPa·s的条件下,孔二段储层在束缚水

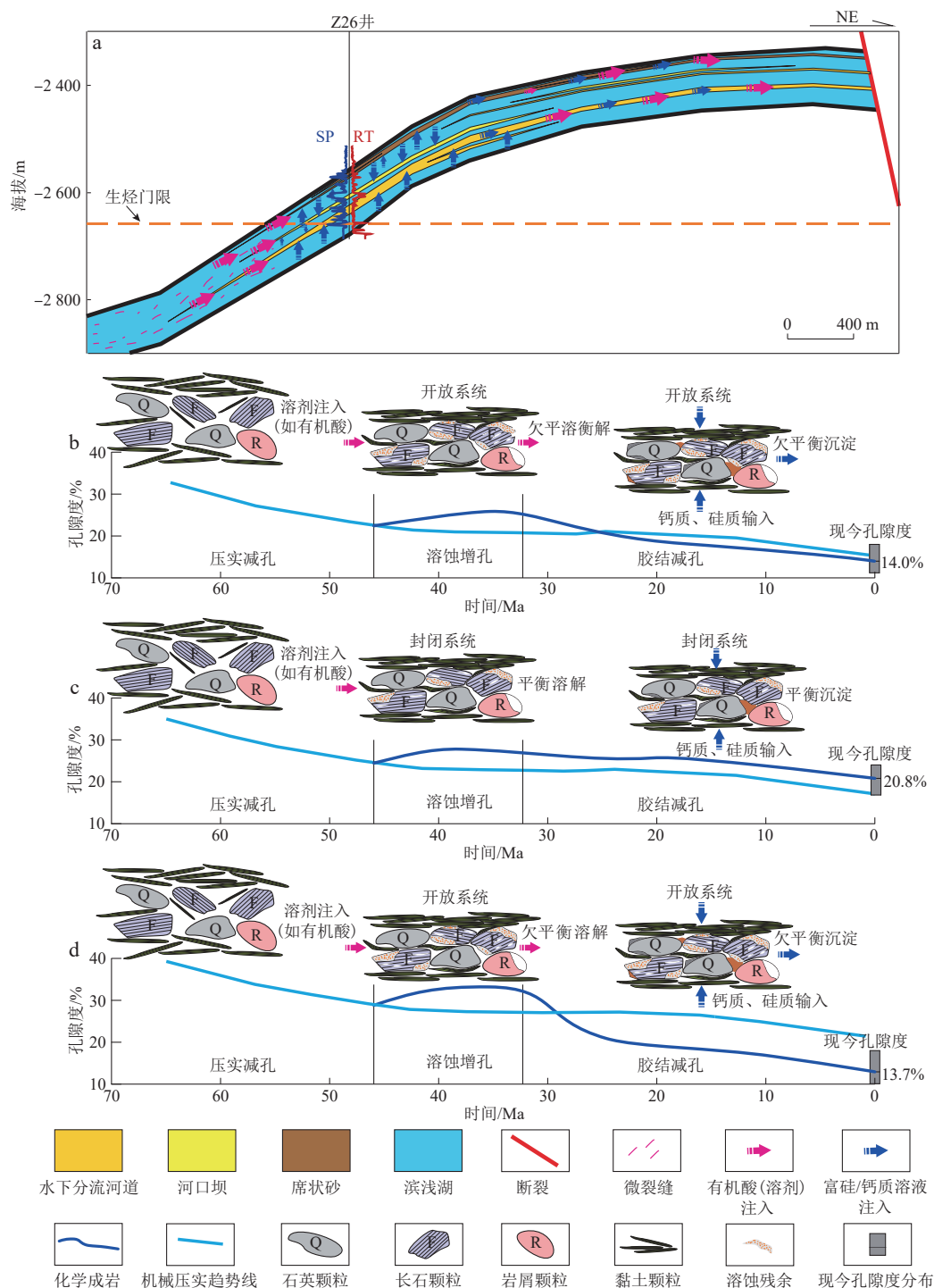


图13 枣园油田孔二段砂岩储层致密演化过程示意图

Fig. 13 Tightening processes of sandstone reservoirs in the Kong 2 Member, Zaoyuan oilfield

a. 油藏剖面; b. 堤坝砂岩孔隙演化历史; c. 朵体砂岩孔隙演化历史; d. 水道砂岩孔隙演化历史

(SP和RT分别表示自然电位和电阻率测井曲线。)

下油相真实平均启动压力梯度为0.028 MPa/m,且随着渗透率的降低,启动压力梯度增大。因此,孔二段朵体砂岩、堤坝砂岩和水道砂岩储层的油气充注难度依次递增。其中,水道砂岩虽然砂体规模最大,但致密化程度最高,成藏效果不佳,以干层为主。

同时,在油气充注之后,局部发育钠沸石胶结,表明油气藏遭受了热液改造,储层孔隙中油气分布可能调整再分布^[39]。储层孔隙中饱含油时可大规模驱替孔隙水,孔隙水中的矿物组分随之被排出,不利于发生矿物的过饱和沉淀。但当油气运移、散失之后,孔隙中

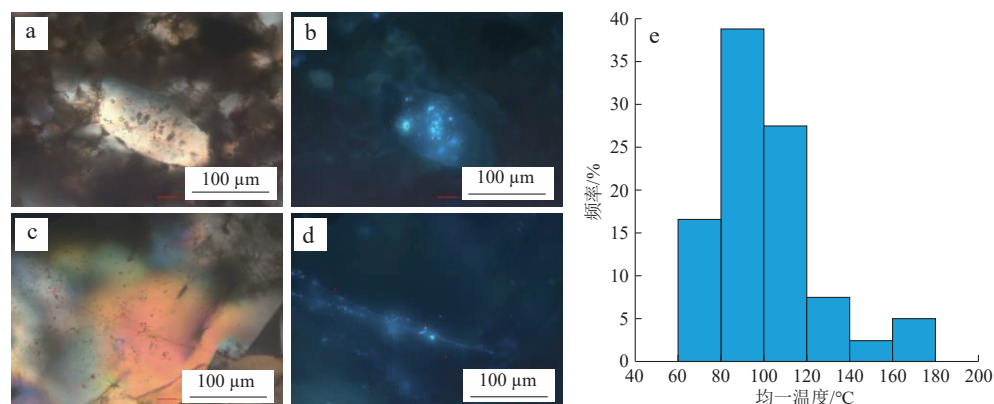


图14 枣园油田孔二段各类包裹体显微特征照片(a—d)及含烃类盐水包裹体均一温度频率分布直方图(e)

Fig. 14 Microscopic characteristics of various inclusions (a—d) and histogram showing the homogeneous temperature of hydrocarbon-bearing brine inclusions (e) in the Kong 2 Member, Zaoyuan oilfield

(a—d均为同一视域,分别表示石英包裹体、石英颗粒内蓝色荧光烃包裹体、白云石包裹体以及穿白云石裂缝的蓝色烃包裹体。其中,a和c为单偏光照片,b和d为紫外线照片。)

可再次饱含富含矿物质的地层水,从而再次促进矿物过饱和和沉淀。尽管“先致密、后成藏”与“先成藏、后致密”2种情况在枣园油田孔二段砂岩储层中均存在,但与钠沸石等热液矿物胶结相关的“先成藏、后致密”并不普遍,与硅质和钙质胶结相关的“先致密、后成藏”更为普遍,这可能是制约油气富集的关键。

5 结论

1) 枣园油田孔二段砂岩储层以水道、朵体和堤坝3类沉积微相为主。朵体砂岩储层平均孔隙度高达20.8%,平均渗透率约为 $6.57 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$;水道砂岩储层平均孔隙度约为13.7%,平均渗透率约为 $0.40 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$;堤坝砂岩储层平均孔隙度约为14.0%,平均渗透率约为 $0.64 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。朵体砂岩储层中孔径 $1.00 \sim 10.00 \mu\text{m}$ 的孔隙占优势,总体为中渗储层;朵体砂岩和堤坝砂岩储层中孔径波动显著,主要存在 $0.10 \sim 1.00 \mu\text{m}$ 以及 $0.01 \sim 0.10 \mu\text{m}$ 两个峰值区间,分别对应特低渗和超低渗储层。

2) 枣园油田孔二段砂岩储层致密化模式可概括为:①浅埋期在上覆载荷作用下发生压实减孔;②黏土矿物转化释放出的 Ca^{2+} 和 Mg^{2+} 促进碳酸盐胶结继续减孔;③伴随有机质演化过程中有机酸和二氧化碳等酸性流体的注入,钾长石溶蚀增孔;④钾长石溶蚀直接形成的高岭石、伊利石和石英沉淀再次减孔;⑤晚期受热液流体影响,部分钾长石溶蚀增孔,并伴生钠沸石等热液矿物胶结减孔。枣园油田孔二段不同沉积微相砂岩的致密化程度存在差异。相比朵体砂岩,堤坝砂岩和水道砂岩储层的致密化更为显著,砂岩储

层大多呈大规模片状、带状展布,形成相对开放的化学反应系统,促使溶蚀率提高10%以上、胶结率提高22%以上。

3) 枣园油田孔二段不同沉积微相砂岩胶结致密化开始时间总体一致,均早于主力烃源岩生、排烃期,具有典型的“先致密、后成藏”特征。因此,不同沉积微相砂岩的致密化程度差异是导致油气差异富集的关键。其中,致密化程度较低的朵体砂岩储层的勘探开发潜力更大。尽管经热液改造,油气藏中形成了钠沸石胶结,指示“先成藏、后致密”过程的存在,但少见。

参考文献

- [1] HOLDITCH S A. Tight gas sands [J]. Journal of Petroleum Technology, 2006, 58(6): 86-93.
- [2] ZOU Caineng, ZHU Rukai, LIU Keyu, et al. Tight gas sandstone reservoirs in China: Characteristics and recognition criteria [J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2012, 88/89: 82-91.
- [3] 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.
- [4] 朱如凯, 白斌, 崔景伟, 等. 非常规油气致密储集层微观结构研究进展 [J]. 古地学报, 2013, 15(5): 615-623.
Zhu Rukai, Bai Bin, CUI Jingwei, et al. Research advances of microstructure in unconventional tight oil and gas reservoirs [J]. Journal of Palaeogeography (Chinese Edition), 2013, 15(5):

- 615-623.
- [5] LAI Jin, WANG Guiwen, WANG Ziyuan, et al. A review on pore structure characterization in tight sandstones [J]. *Earth-Science Reviews*, 2018, 177: 436-457.
- [6] 朱如凯, 邹才能, 张翥, 等. 致密砂岩气藏储层成岩流体演化与致密成因机理——以四川盆地上三叠统须家河组为例[J]. *中国科学:地球科学*, 2009, 39(3): 327-339.
- ZHU Rukai, ZOU Caineng, ZHANG Nai, et al. Diagenetic fluids evolution and genetic mechanism of tight sandstone gas reservoirs in Upper Triassic Xujiache Formation in Sichuan Basin, China[J]. *Science China Earth Sciences*, 2009, 39(3): 327-339.
- [7] 朱筱敏, 潘荣, 朱世发, 等. 致密储层研究进展和热点问题分析[J]. *地学前缘*, 2018, 25(2): 141-146.
- ZHU Xiaomin, PAN Rong, ZHU Shifa, et al. Research progress and core issues in tight reservoir exploration [J]. *Earth Science Frontiers*, 2018, 25(2): 141-146.
- [8] 冯子辉, 印长海, 陆加敏, 等. 致密砂砾岩气形成主控因素与富集规律——以松辽盆地徐家围子断陷下白垩统营城组为例[J]. *石油勘探与开发*, 2013, 40(6): 650-656.
- FENG Zihui, YIN Changhai, LU Jiamin, et al. Formation and accumulation of tight sandy conglomerate gas: A case from the Lower Cretaceous Yingcheng Formation of Xujiaweizi fault depression, Songliao Basin [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2013, 40(6): 650-656.
- [9] 况晏, 司马立强, 瞿建华, 等. 致密砂砾岩储层孔隙结构影响因素及定量评价——以玛湖凹陷玛131井区三叠系百口泉组为例[J]. *岩性油气藏*, 2017, 29(4): 91-100.
- KUANG Yan, SIMA Liqiang, QU Jianhua, et al. Influencing factors and quantitative evaluation for pore structure of tight glutenite reservoir: A case of the Triassic Baikouquan Formation in Ma 131 Well Field, Mahu Sag [J]. *Lithologic Reservoirs*, 2017, 29(4): 91-100.
- [10] 单祥, 窦洋, 刘超威, 等. 深层致密砂砾岩储层特征及控制因素——以准噶尔盆地阜康凹陷二叠系上乌尔禾组为例[J]. *沉积学报*, 2025, 43(3): 1116-1129.
- SHAN Xiang, DOU Yang, LIU Chaowei, et al. Characteristics and controlling factors of deep buried tight conglomerate: A case study from the Permian upper Urho Formation of Fukang Sag, Junggar Basin [J]. *Acta Sedimentologica Sinica*, 2025, 43(3): 1116-1129.
- [11] 操应长, 蒯克来, 刘可禹, 等. 陆相湖盆致密砂岩油气储层储集性能表征与成储机制——以松辽盆地南部下白垩统泉头组四段为例[J]. *石油学报*, 2018, 39(3): 247-265.
- CAO Yingchang, XI Kelai, LIU Keyu, et al. Reservoir properties characterization and its genetic mechanism for tight sandstone oil and gas reservoir in lacustrine basin: The case of the fourth Member of Lower Cretaceous Quantou Formation in the southern Songliao Basin [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2018, 39(3): 247-265.
- [12] 姚泾利, 邓秀芹, 赵彦德, 等. 鄂尔多斯盆地延长组致密油特征[J]. *石油勘探与开发*, 2013, 40(2): 150-158.
- YAO Jingli, DENG Xiuqin, ZHAO Yande, et al. Characteristics of tight oil in Triassic Yanchang Formation, Ordos Basin [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2013, 40(2): 150-158.
- [13] XI Kelai, CAO Yingchang, ZHU Rukai, et al. Integration of diagenesis, porosity evolution, and oil emplacement in lacustrine tight sandstone reservoirs: A review with illustrative cases from the major oil-bearing basins in China [J]. *AAPG Bulletin*, 2024, 108(4): 691-718.
- [14] 郭迎春, 庞雄奇, 陈冬霞, 等. 致密砂岩气成藏研究进展及值得关注的几个问题[J]. *石油与天然气地质*, 2013, 34(6): 717-724.
- GUO Yingchun, PANG Xiongqi, CHEN Dongxia, et al. Progress of research on hydrocarbon accumulation of tight sand gas and several issues for concerns [J]. *Oil & Gas Geology*, 2013, 34(6): 717-724.
- [15] 姜振学, 林世国, 庞雄奇, 等. 两种类型致密砂岩气藏对比[J]. *石油实验地质*, 2006, 28(3): 210-214, 219.
- JIANG Zhenxue, LIN Shiguo, PANG Xiongqi, et al. The comparison of two types of tight sand gas reservoir [J]. *Petroleum Geology and Experiment*, 2006, 28(3): 210-214, 219.
- [16] 韩国猛, 刘炎鑫, 吴雪松, 等. 中深层致密砂岩储集层成岩特征与孔隙演化定量研究: 以沧东凹陷南皮斜坡孔店组二段为例[J]. *古地理学报*, 2023, 25(4): 945-958.
- HAN Guomeng, LIU Yanxin, WU Xuesong, et al. Quantitative study on diagenetic characteristics and pore evolution of middle-deep tight sandstone reservoirs: A case study of the Second Member of Kongdian Formation in Nanpi slope, Cangdong sag [J]. *Journal of Palaeogeography (Chinese Edition)*, 2023, 25(4): 945-958.
- [17] 周立宏, 陈长伟, 杨飞, 等. 陆相断陷盆地深凹区致密油气成藏模式与勘探实践——以渤海湾盆地黄骅坳陷为例[J]. *石油学报*, 2024, 45(5): 755-770.
- ZHOU Lihong, CHEN Changwei, YANG Fei, et al. Accumulation models and exploration practice of tight oil and gas in the deep sag areas of continental fault basins: a case study of Huanghua depression in Bohai Bay Basin [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2024, 45(5): 755-770.
- [18] 邓远, 蒲秀刚, 陈世悦, 等. 细粒混积岩储层特征与主控因素分析——以渤海湾盆地沧东凹陷孔二段为例[J]. *中国矿业大学学报*, 2019, 48(6): 1301-1316.
- DENG Yuan, PU Xiugang, CHEN Shiyue, et al. Characteristics and controlling factors of fine-grained mixed sedimentary rocks reservoir: A case study of the 2nd member of Kongdian Formation in Cangdong Depression, Bohai Bay basin [J]. *Journal of China University of Mining & Technology*, 2019, 48(6): 1301-1316.

- [19] 殷树铮, 何登发, 郭文建. 准噶尔盆地阜康凹陷二叠纪盆地属性与构造-沉积演化[J]. 地质学报, 2024, 98(12): 3647-3661.
- YIN Shuzheng, HE Dengfa, GUO Wenjian. The attribute and tectono-sedimentary evolution of the Fukang Sag, Junggar Basin [J]. Acta Geologica Sinica, 2024, 98(12): 3647-3661.
- [20] LIU Qingxin, SONG Yan, JIANG Lin, et al. Geochemistry and correlation of oils and source rocks in Banqiao Sag, Huanghua Depression, northern China [J]. International Journal of Coal Geology, 2017, 176/177: 49-68.
- [21] 钟玮, 蒲秀刚, 何幼斌, 等. 渤海湾盆地黄骅坳陷孔南地区古近系孔店组二段物源分析[J]. 古地理学报, 2012, 14(6): 707-718.
- ZHONG Wei, PU Xiugang, HE Youbin, et al. Provenance of the member 2 of Paleogene Kongdian formation in Kongnan area, Huanghua Depression, Bohai Bay Basin [J]. Journal of Palaeogeography (Chinese Edition), 2012, 14(6): 707-718.
- [22] 赵贤正, 周立宏, 蒲秀刚, 等. 断陷湖盆湖相页岩油形成有利条件及富集特征——以渤海湾盆地沧东凹陷孔店组二段为例[J]. 石油学报, 2019, 40(9): 1013-1029.
- ZHAO Xianzheng, ZHOU Lihong, PU Xiugang, et al. Favorable formation conditions and enrichment characteristics of lacustrine facies shale oil in faulted lake basin: A case study of Member 2 of Kongdian Formation in Cangdong Sag, Bohai Bay Basin [J]. Acta Petrolei Sinica, 2019, 40(9): 1013-1029.
- [23] 李虹, 张新涛, 郭涛, 等. 渤海石南斜坡带东二下段湖底扇沉积特征、微相分布及相模式[J]. 中国海上油气, 2020, 32(5): 54-62.
- LI Hong, ZHANG Xintao, GUO Tao, et al. Sedimentary characteristics, microfacies distribution and facies model of the sublacustrine fan in E₃d₂^L of the Shinan slope zone of Bohai sea [J]. China Offshore Oil and Gas, 2020, 32(5): 54-62.
- [24] 吴千然, 鲜本忠, 高先志, 等. 强制湖退期湖底扇沉积构型的多样性与砂体分布特征——以渤海湾盆地东营凹陷沙三段中亚段为例[J]. 石油勘探与开发, 2023, 50(4): 782-794.
- WU Qianran, XIAN Benzong, GAO Xianzhi, et al. Diversity of depositional architecture and sandbody distribution of sublacustrine fans during forced regression: A case study of Paleogene Middle Sha 3 Member in Dongying Sag, Bohai Bay Basin, East China [J]. Petroleum Exploration and Development, 2023, 50(4): 782-794.
- [25] 舒婷, 刘桂珍, 郭健. 鄂尔多斯盆地华庆地区长6₃重力流沉积特征[J]. 地质科技通报, 2023, 42(6): 140-150.
- SHU Ting, LIU Guizhen, GUO Jian. Characteristics of gravity flow sedimentation of Chang 6₃ in the Huaqing area, Ordos Basin [J]. Bulletin of Geological Science and Technology, 2023, 42(6): 140-150.
- [26] 康积伦, 王家豪, 马强, 等. 准噶尔盆地吉木萨尔凹陷芦草沟组细粒湖底扇沉积及其页岩油储层意义[J]. 地质科技通报, 2023, 42(5): 82-93.
- KANG Jilun, WANG Jiahao, MA Qiang, et al. Fine-grained sublacustrine fan deposits and their significance in shale oil reservoirs in the Lucaogou Formation in the Jimsar Sag, Junggar Basin [J]. Bulletin of Geological Science and Technology, 2023, 42(5): 82-93.
- [27] 刘为付, 刘双龙, 孙立新, 等. 大港枣园油田孔二段储层综合评价[J]. 大庆石油学院学报, 2000, 24(3): 5-7.
- LIU Weifu, LIU Shuanglong, SUN Lixin, et al. Comprehensive evaluation of reservoir on K₂ Formation of Zaoyuan Oil Field [J]. Journal of Daqing Petroleum Institute, 2000, 24(3): 5-7.
- [28] 王继远, 王斌, 胡宗全, 等. 深层-超深层碎屑岩优质储层成因机理——以准噶尔盆地腹部二叠系-三叠系为例[J]. 石油与天然气地质, 2025, 46(1): 151-166.
- WANG Jiyuan, WANG Bin, HU Zongquan, et al. Genetic mechanisms of high-quality deep to ultra-deep clastic reservoirs: A case study of the Permian-Triassic strata in the hinterland of the Junggar Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2025, 46(1): 151-166.
- [29] 佟欢, 朱世发, 崔航, 等. 渤海湾盆地桩海地区古近系沙河街组一段-二段混积岩优质储层特征与控制因素[J]. 石油与天然气地质, 2024, 45(4): 1106-1120.
- TONG Huan, ZHU Shifa, CUI Hang, et al. Characteristics and controlling factors of high-quality reservoirs of mixed siliciclastic-carbonate sediments in the 1st to 2nd members of the Paleogene Shahejie Formation, Zhuanghai area, Bohai Bay Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2024, 45(4): 1106-1120.
- [30] 孙靖, 尤新才, 薛晶晶, 等. 准噶尔盆地深层-超深层碎屑岩致密气储层特征及其控制因素[J]. 石油与天然气地质, 2024, 45(4): 1046-1063.
- SUN Jing, YOU Xincan, XUE Jingjing, et al. Characteristics and controlling factors of deep to ultra-deep tight-gas clastic reservoirs in the Junggar Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2024, 45(4): 1046-1063.
- [31] MAVKO G, MUKERJI T, DVORKIN J. The rock physics handbook [M]. 3rd ed. Cambridge: Cambridge University Press, 2020.
- [32] 远光辉, 彭光荣, 张丽丽, 等. 珠江口盆地白云凹陷古近系深层高变温背景下储层成岩作用与低渗致密化机制[J]. 石油与天然气地质, 2024, 45(1): 44-64.
- YUAN Guanghui, PENG Guangrong, ZHANG Lili, et al. Diagenesis and low-permeability tightening mechanisms of the deep Paleogene reservoirs under high temperature and highly variable geothermal gradients in the Baiyun Sag, Pearl River Mouth Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2024, 45(1): 44-64.
- [33] 曹江骏, 王继平, 张道锋, 等. 深层致密砂岩储层成岩演化对含气性的影响——以鄂尔多斯盆地西南部庆阳气田二叠系山1段为例[J]. 石油与天然气地质, 2024, 45(1): 169-184.

- CAO Jiangjun, WANG Jiping, ZHANG Daofeng, et al. Effects of diagenetic evolution on gas-bearing properties of deep tight sandstone reservoirs: A case study of reservoirs in the 1st member of the Permian Shanxi Formation in the Qingyang gas field, southwestern Ordos Basin[J]. *Oil & Gas Geology*, 2024, 45(1): 169–184.
- [34] 宋子齐, 于小龙, 丁健, 等. 利用灰色理论综合评价成岩储集相的方法[J]. *特种油气藏*, 2007, 14(1): 26–29.
- SONG Ziqi, YU Xiaolong, DING Jian, et al. Comprehensive evaluation of diagenetic reservoir facies by gray theory[J]. *Special Oil & Gas Reservoirs*, 2007, 14(1): 26–29.
- [35] KAMPMAN K, BICKLE M, BECKER J, et al. Feldspar dissolution kinetics and Gibbs free energy dependence in a CO₂-enriched groundwater system, Green River, Utah[J]. *Earth and Planetary Science Letters*, 2009, 284(3/4): 473–488.
- [36] 李汶国, 张晓鹏, 钟玉梅. 长石砂岩次生溶孔的形成机理[J]. *石油与天然气地质*, 2005, 26(2): 220–223, 229.
- LI Wenguo, ZHANG Xiaopeng, ZHONG Yumei. Formation mechanism of secondary dissolved pores in arcose[J]. *Oil & Gas Geology*, 2005, 26(2): 220–223, 229.
- [37] MA Hongwen, YANG Jing, SU Shuangqing, et al. 20 years advances in preparation of potassium salts from potassic rocks: A review[J]. *Acta Geologica Sinica (English Edition)*, 2015, 89(6): 2058–2071.
- [38] HELLMANN R, ZHAI Yuanyuan, ROBIN E, et al. The hydrothermal alkaline alteration of potassium feldspar: A nanometer-scale investigation of the orthoclase interface [J]. *Chemical Geology*, 2021, 569: 120133.
- [39] 韩国猛, 王丽, 肖敦清, 等. 渤海湾盆地枣园油田古近系孔店组沸石矿物的岩浆热液成因[J]. *石油勘探与开发*, 2021, 48(5): 950–961.
- HAN Guomeng, WANG Li, XIAO Dunqing, et al. Magmatic hydrothermal fluid genesis of zeolite in the Paleogene Kongdian Formation of Zaoyuan Oilfield, Bohai Bay Basin, China [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2021, 48(5): 950–961.
- [40] LIU Rui, HAO Fang, ZHU Weilin, et al. Variation of system openness and geochemical features in overpressured sandstones of the Yinggehai Basin, offshore South China Sea[J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2018, 92: 179–192.
- [41] DING Qunfeng, CHEN Yuhang, CHEN Lei, et al. The control of differential tectonics on the formation of deep reservoirs in lacustrine rift basins: An insight of the Bodong Low Uplift in the Bohai Bay Basin, East China[J]. *Energy Geoscience*, 2025, 6(2): 100381.
- [42] SHANG Ting, CHU Meijuan, ZHANG Xiaolei, et al. Quantitative analysis of pore evolution and its application in basin simulation: A case study of Chang 6 reservoir in Heshui area, Ordos Basin, NW China[J]. *Energy Geoscience*, 2025, 6(2): 100403.
- [43] 王俊杰, 丁祖鹏, 张雨晴, 等. 东营凹陷沙三中亚段湖底扇重力流砂岩成岩演化进程及差异分布[J]. *中国石油大学学报(自然科学版)*, 2025, 49(1): 44–58.
- WANG Junjie, DING Zupeng, ZHANG Yuqing, et al. Diagenetic evolution process and differential distribution of gravity flow sandstones in sublacustrine fan in the middle sub-member of the 3rd member, Shashejie Formation in Dongying Sag[J]. *Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science)*, 2025, 49(1): 44–58.
- [44] PELTONEN C, MARCUSSEN Ø, BJØRLYKKE K, et al. Clay mineral diagenesis and quartz cementation in mudstones: The effects of smectite to illite reaction on rock properties[J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2009, 26(6): 887–898.
- [45] MILLS M M, SANCHEZ A C, BOISVERT L, et al. Understanding smectite to illite transformation at elevated (>100 °C) temperature: Effects of liquid/solid ratio, interlayer cation, solution chemistry and reaction time [J]. *Chemical Geology*, 2023, 615: 121214.

(编辑 张 晟)