

渤中凹陷南部东二下段湖底扇储层控制因素及孔隙定量演化

刘濮毓^{1,2}, 龚承林^{1,2}, 彭畅^{1,2}, 黄晓波³, 王启明³, 李东伟^{1,2}, 王海屹^{1,2}

1 油气资源与工程全国重点实验室; 2 中国石油大学(北京)地球科学学院;

3 中海石油(中国)有限公司天津分公司

摘要 渤中凹陷南部渐新统东二下段处于深水湖盆沉积环境, 优质湖相烃源岩和大规模湖底扇广泛发育, 是岩性油气藏勘探的有利区。基于录测井数据、岩石粒度、显微薄片、扫描电镜、流体包裹体等资料, 开展渤中凹陷南部东二下段湖底扇储层特征与储层主控因素研究, 建立孔隙定量演化模型。研究表明: 东二下段湖底扇储层岩性以中—细粒岩屑石英长石砂岩为主, 孔隙以溶蚀孔为主; 湖底扇朵叶复合体内部的朵叶核部、分支水道等有利沉积相带是优质储层形成的基础; 持续的压实作用和早晚两期胶结作用是导致孔隙不断损失的主因; 有机酸溶蚀和异常高压保孔促溶是改善储层质量的关键。在埋藏过程中储层孔隙演化经历了早成岩A期快速压实减孔、早成岩B期快速压实—胶结减孔、中成岩A₁期缓慢压实减孔—有机酸溶蚀增孔和中成岩A₂期缓慢压实—胶结作用减孔等4个阶段, 其中压实减孔总量为13.64%, 早期胶结减孔量为8.24%, 溶蚀增孔量为9.55%, 尤其是发生在中成岩A₁期末油气开始充注成藏之后的晚期胶结减孔量为7.12%, 造成储层孔隙度显著降低。

关键词 湖底扇砂岩; 成岩作用; 储层控制因素; 孔隙定量演化; 渐新统; 渤中凹陷南部

中图分类号: TE122.2 **文献标识码**: A

引用: 刘濮毓, 龚承林, 彭畅, 等. 渤中凹陷南部东二下段湖底扇储层控制因素及孔隙定量演化[J]. 海相油气地质, 2024, 29(2): 164-178

LIU Puyu, GONG Chenglin, PENG Yang, et al. Control factors and quantitative pore evolution of sublacustrine fan reservoirs in lower section of the second member of Oligocene Dongying Formation in southern Bozhong Sag[J]. Marine origin petroleum geology, 2024, 29(2): 164-178

0 前言

渤中凹陷位于渤海湾盆地中部, 是渤海湾盆地最大的沉积中心和富烃凹陷, 其周缘的优质储层是油气大规模成藏的有利区^[1]。近年来随着油气勘探逐步向深层迈进, 发育在优质湖相烃源岩层系内的湖底扇储层的勘探价值进一步凸显^[1-2]。因此, 明确深水湖盆中湖底扇砂岩储层的控制因素与孔隙演化过程至关重要, 已成为深层油气勘探和油气资源评价中亟待解决的关键问题之一。

近年来深埋藏优质储层的成因机制、控制因素和成岩演化的关键时间已成为储层地质学研究的重点和热点^[3-5]。随着研究的不断深入, 众多学者指出碎屑岩储层的沉积环境、成岩环境和成岩演化过程控制优质储层发育程度^[6]。其中沉积作用控制初

始孔隙结构, 并影响后续成岩过程^[7], 而成岩作用是造成储层物性改变的关键^[8], 尤其对于深水湖盆中的湖底扇储层而言, 其在成岩过程中的孔隙演化与有机质脱羧生成有机酸和生烃增压相伴生^[9]。因此, 明确储层成岩演化过程和油气成藏关键时间的储层物性至关重要。另一方面, 随着研究资料和方法的丰富, 在碎屑岩储层评价中, 对储层控制因素和孔隙演化的研究逐渐从定性描述转变为定量刻画^[10]。其中, 明确成岩演化序列、成岩成储关键时间和储层控制因素是建立储层孔隙演化模型, 定量表征储层孔隙演化过程的基础^[11]。但目前在中国东部深水湖盆中, 针对湖底扇储层的研究主要集中在优质沉积相刻画和储层质量定性评价方面^[12], 而有关深水湖盆中湖底扇砂岩储层控制因素的研究、成岩过程及孔隙演化的定量表征很少涉及, 致

收稿日期: 2023-10-22; 改回日期: 2024-01-27; 网络出版日期: 2024-06-03

本文受中海石油(中国)有限公司天津分公司重大科技专项“渤中凹陷深层古近系油气成藏条件及勘探突破方向”(编号: CCL2020TJX0NST1276)资助

第一作者: 刘濮毓, 博士研究生, 沉积储层专业。通信地址: 102249北京市昌平区府学路18号 中国石油大学(北京); E-mail: liupuyu1995@163.com

使该领域中深层油气勘探的风险增大。

本次研究以渤中凹陷南部东二段湖底扇砂岩储层为研究对象,基于研究区6口井的录测井和岩心粒度、黏土矿物、流体包裹体、铸体薄片、扫描电镜、烃源岩地球化学资料和数据,应用成岩演化史、地层埋藏史、热演化史、生烃史与油气充注史恢复手段,综合分析东二段湖底扇砂岩储层的沉积特征、岩石学特征、物性特征和成岩过程,厘定储层控制因素,建立湖底扇砂岩储层孔隙演化模型,定量表征孔隙演化过程,揭示各关键时期湖底扇砂岩储层的物性参数,以期为深水湖盆湖底扇深埋藏砂岩储层油气勘探和开发提供理论依据。

1 地质概况与沉积背景

渤中凹陷位于渤海湾盆地东部的渤海海域,周围邻接的凸起有:石臼坨凸起,沙垒田凸起,埕

岛低凸起,渤南低凸起,渤东低凸起(图1a)。渤中凹陷在新生代主要经历幕式裂陷、裂后热沉降和新构造运动等多期构造演化,发育完整裂陷轮回^[13](图1b),其中在裂陷阶段发育的多期幕式裂陷及沉降充填至渐新世末期基本结束,之后进入裂后热沉降阶段并持续至今,形成现今的构造格局^[14]。渤中凹陷古近纪地层发育完整,自下而上发育孔店组、沙河街组和东营组(图1b)。渐新统东营组发育多套三角洲—湖泊沉积体系,其中东二段物源供给充足,在大型进积三角洲前方常发育厚层湖底扇沉积体系^[15]。东二段湖底扇储层紧邻东三段和东二段厚层优质湖相烃源岩^[16],具有良好的油气成藏条件。

研究区位于渤中凹陷南部(图1a),紧邻渤南低凸起西支,具有明显的凹中隆构造特征,是油气汇聚的有利场所^[1]。

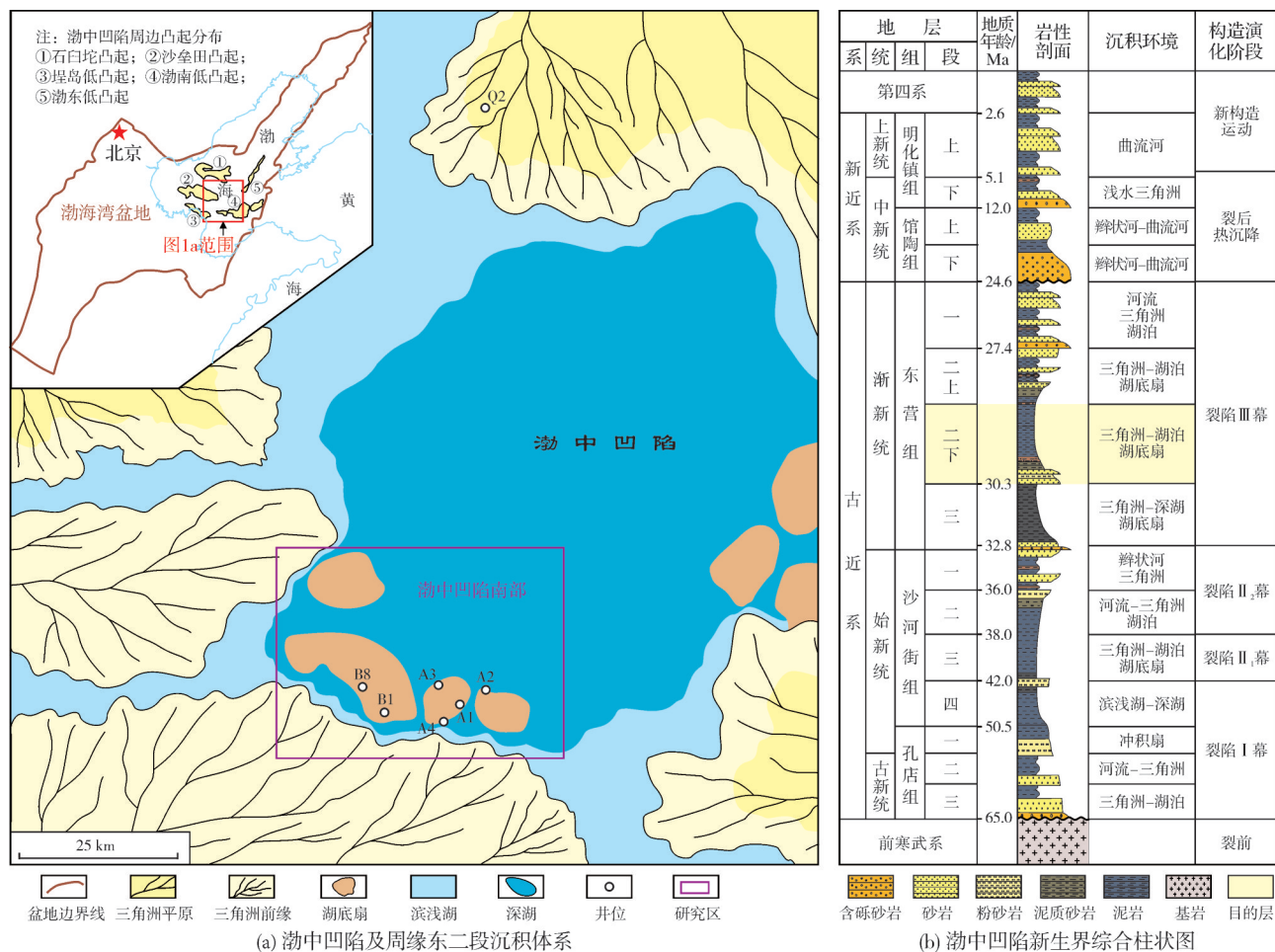


图1 渤中凹陷南部东二段沉积体系展布和新生代地层综合柱状图

Fig. 1 Distribution of sedimentary systems of the second member of Oligocene Dongying Formation (E_3d_2) and Cenozoic comprehensive stratigraphic column in southern Bozhong Sag.

2 湖底扇储层特征

2.1 储层岩石学特征

研究区东二下段45件湖底扇砂岩铸体薄片的碎屑颗粒含量统计显示:岩石矿物组分中石英含量较高,为31%~48%,平均含量为37.01%;长石主要由斜长石和钾长石组成,含量在21%~38%之间,平均含量为34.18%;岩屑含量可达21%~40%,平均含量为28.81%。通过镜下岩石矿物含量统计,并依据Dickinson提出的Gazzi-Dickinson碎屑组分统计方法^[19],确定东二下段湖底扇砂岩主要为岩屑石英长石砂岩(图3)。另外,根据石英颗粒含量与长石和岩屑颗粒含量的比值($Q/(F+R)$),确定湖底扇砂岩的成分成熟度系数为0.27~0.92,平均值为0.57,成分成熟度中等。

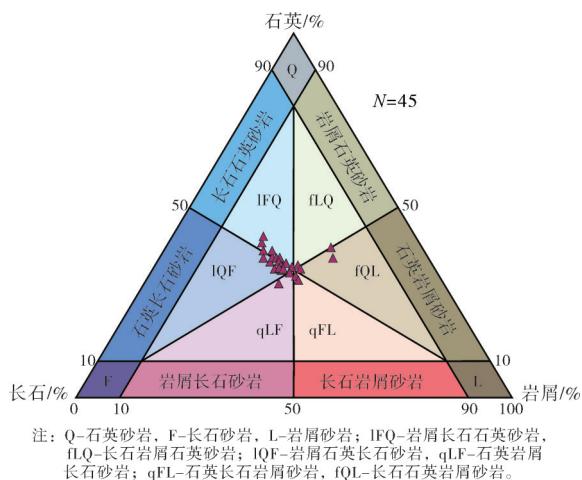


图3 渤中凹陷南部东二下段湖底扇砂岩分类
(底图据文献^[19])

Fig. 3 Classification of sandstones of the $E_3d_2^1$ sublacustrine fans in southern Bozhong Sag (base map cited from reference [19])

2.2 储层特征

通过对研究区东二下段湖底扇砂岩进行薄片鉴定,明确储层孔隙类型主要为溶蚀孔(图4a),个别薄片见原生粒间孔和裂缝。溶蚀孔包括粒间溶蚀孔、粒内溶蚀孔和铸模孔:粒间溶蚀孔主要由早期胶结物溶蚀产生(图4b);粒内溶蚀孔主要为岩屑颗粒内部被斑点状溶蚀(图4c),以及长石颗粒从边缘向内或沿解理方向被溶蚀(图4d—4f);铸模孔主要表现为长石颗粒被完整溶蚀(图4g)。孔隙边界清晰的原生粒间孔常与边缘模糊的粒间溶蚀孔相连接(图4h),独立原生粒间孔少见。裂缝常横穿碎

屑颗粒和胶结物,且未被胶结(图4i)。

东二下段湖底扇砂岩的填隙物主要包括胶结物、泥质杂基,平均含量为15.01%。胶结物类型多样,以碳酸盐胶结物为主,含少量黏土胶结物和硅质胶结物,个别薄片可见黄铁矿、石盐等胶结物,胶结方式以孔隙式胶结为主。

东二下段湖底扇分支水道、朵叶核部砂岩物性实验分析(样品36件)结果表明:砂岩储层的孔隙度主要分布在7.32%~15.70%之间,平均值为10.60%;渗透率主要分布在 $(0.03\sim1.11)\times10^{-3}\mu\text{m}^2$ 之间,平均值为 $0.27\times10^{-3}\mu\text{m}^2$ 。

3 湖底扇砂岩储层的控制因素

3.1 沉积作用对储层的控制

沉积作用受控于沉积环境,对沉积过程、沉积物颗粒结构、原始矿物组成、成岩流体和基质含量等均有强烈影响^[20],从而限定沉积相类型、沉积物组分、粒度和分选等特征^[21]。国内众多研究成果也表明沉积相带、岩性、粒度和分选系数均与储层的物性直接相关^[22]。因此,本次研究通过刻画沉积相带展布和岩石类型,分析沉积作用对储层物性的影响。

渤中凹陷东二下段沉积时期处于弱还原条件下的深水湖盆沉积环境^[15],发育重力流成因、垂向上多期叠置的湖底扇朵叶复合体(图2)。通过拟合朵叶复合体内不同沉积单元、不同岩性的储层物性关系发现,沉积作用对储层物性控制明显(图5)。朵叶核部和分支水道是朵叶复合体内的优势储集相带,分支水道孔隙度普遍大于10%,朵叶核部储层物性整体偏好,其渗透率随孔隙度增大呈指数上升(图5a);分支水道和朵叶核部发育的中砂岩、粗砂岩和不等粒砂岩展示出相对较好的储集性能(图5b)。

3.2 成岩作用对储层的控制

3.2.1 成岩演化序列

无论在浅埋藏阶段还是深埋藏阶段,成岩作用及其产物对储层物性均有着显著影响^[23],尤其在碎屑岩储层中,成岩作用直接影响着埋藏后储集空间的增减,决定砂岩储层物性的优劣^[6,24]。砂岩储层成岩阶段的划分主要依据储集空间特征、黏土矿物组合及其转化、烃源岩特征、古地温、自生矿物的形

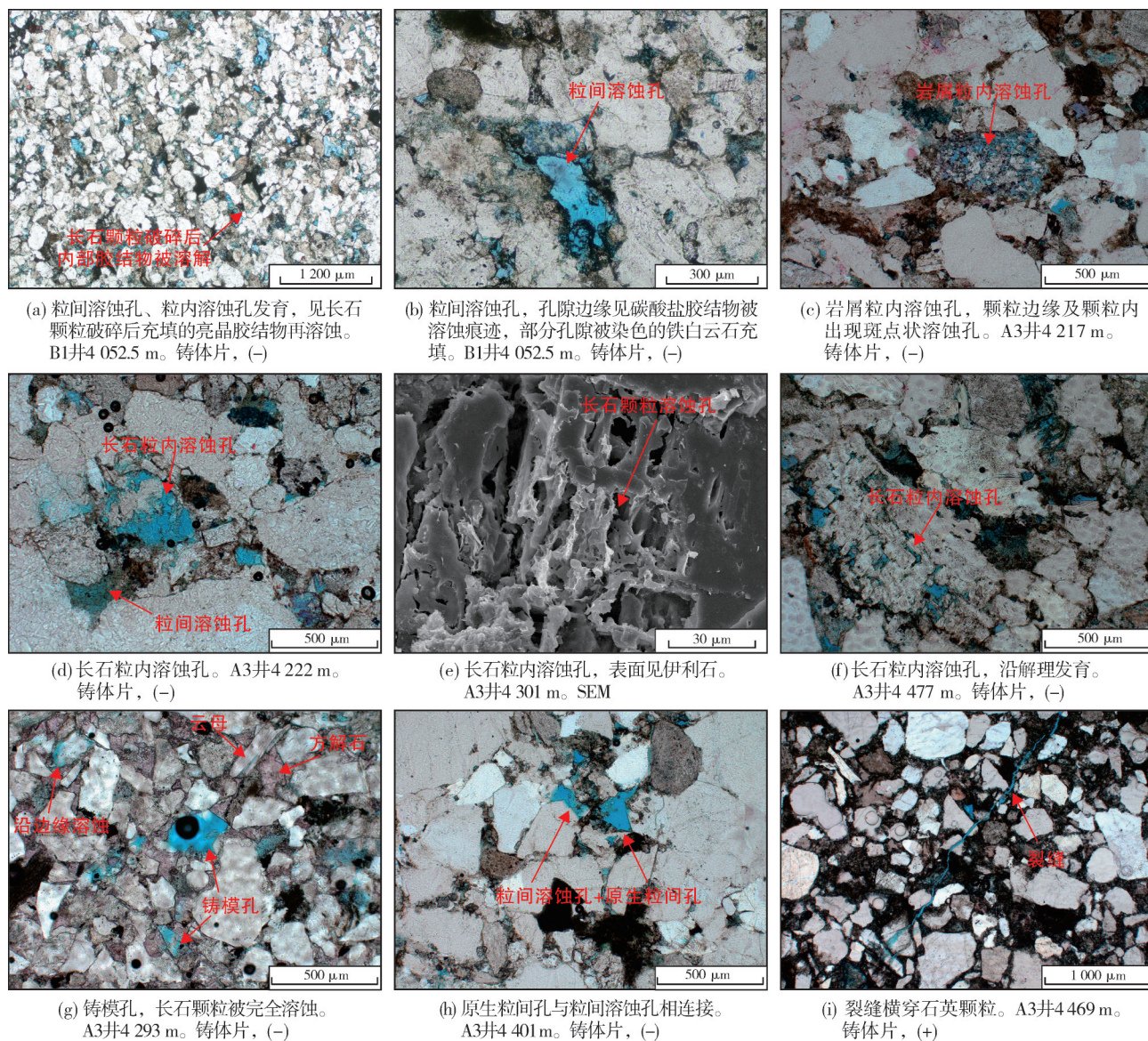


图4 渤中凹陷南部东二下段湖底扇砂岩储集空间显微特征

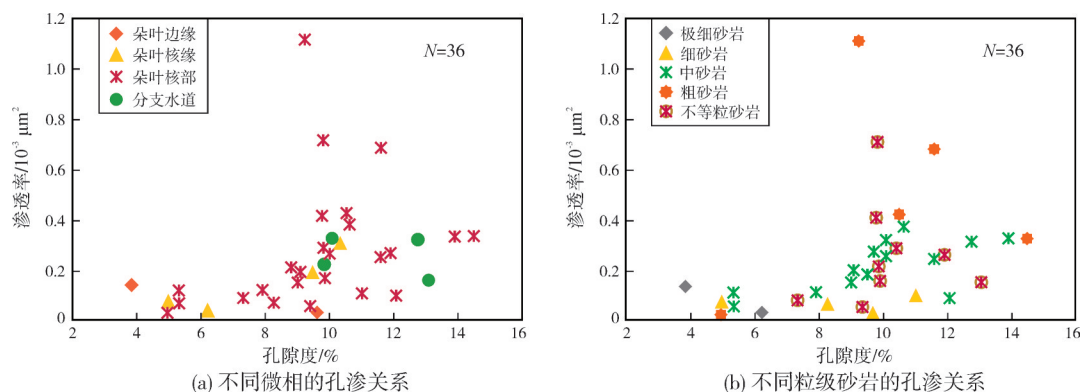
Fig. 4 Microscopic characteristics of reservoir space of the $E_3d_2^1$ sublacustrine fan sandstone in southern Bozhong Sag

图5 渤中凹陷南部东二下段湖底扇砂岩储层孔渗交会图

Fig. 5 Porosity-permeability crossplots of sandstone reservoirs of the $E_3d_2^1$ sublacustrine fans in southern Bozhong Sag

成-组合及演化等特征和参数。渤中凹陷南部东二下段镜质组反射率介于0.47%~1.2%，平均值为0.87%，最大热解峰温分布在387~445℃之间，平均最大热解温度为437℃，表明有机质演化已进入成熟阶段。黏土矿物X-衍射的分析结果表明：东二下段所含黏土矿物主要为伊利石(62.83%)和伊蒙混层(30.53%)，含少量绿泥石(4.35%)和高岭石(2.29%)，蒙皂石和绿蒙混层不发育；伊蒙混层中蒙皂石的含量随埋藏深度增加而减少，伊蒙混层中蒙皂石平均含量为19.12%。此外，根据湖底扇砂

岩薄片鉴定结果，东二下段湖底扇砂岩中发育丝缕状和丝片状伊利石，胶结物以亮晶铁白云石和铁方解石为主，碎屑颗粒以线接触为主，孔隙类型主要为溶蚀作用形成的次生孔隙。综合各类成岩特征，参照“碎屑岩成岩阶段划分”标准^[25]，判定研究区东二下段湖底扇砂岩储层在埋藏过程中经历了压实作用、多期胶结作用和溶蚀作用等复杂成岩过程；根据不同矿物的胶结、切割关系和溶解充填现象判断不同成岩作用的先后顺序，确定成岩演化序列(图6)。

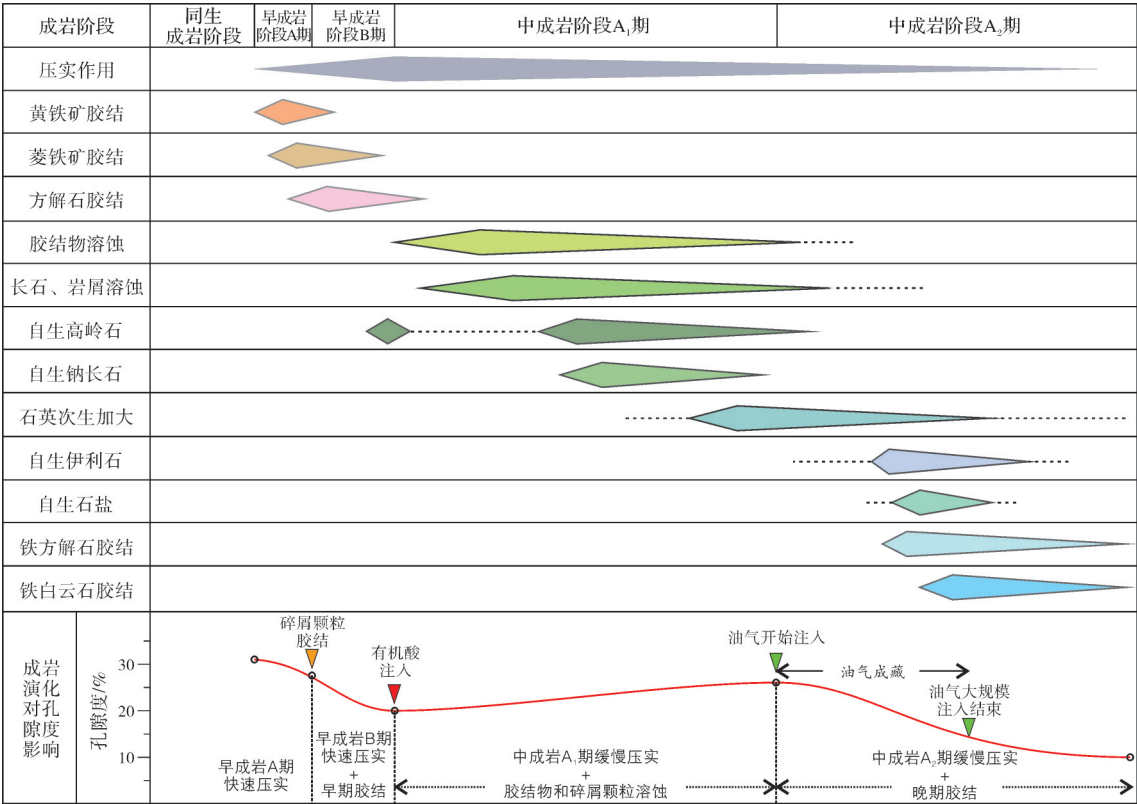


图6 渤中凹陷南部东二下段成岩演化过程及其对储层物性的影响

Fig. 6 Diagenetic evolution and influence on sandstone reservoir of the E₃d₂¹ sublacustrine fan in southern Bozhong Sag

基于储集空间特征分析，成岩作用对湖底扇砂岩储层演化的控制主要包括：压实作用导致深层湖底扇储层物性下降，偶见裂缝；胶结作用充填孔隙致使储层质量进一步下降；溶蚀作用导致深部储层储集空间增大。

3.2.2 压实作用

渤中凹陷南部新生代地层的孔隙度、渗透率均随埋深增加而快速降低^[9]。东二下段湖底扇砂岩储层现今埋藏深度达4 000~4 500 m。依据东二下段埋藏史恢复结果和储层物性变化过程，压实

过程可按埋藏速率划分为早成岩A期快速压实、早成岩B期快速压实、中成岩A₁期缓慢压实和中成岩A₂期缓慢压实等4个阶段(图7)。在压实作用下，东二下段湖底扇储层具有如下成岩特征：石英颗粒定向排列，原生粒间孔隙不发育且物性变差(图8a)，碎屑颗粒间常呈点-线接触关系(图8b)，少量长石颗粒破碎形成微裂缝(图8c)，云母挤压变形明显，呈弯曲或被压断状等特征(图8d)。少量岩石薄片可见宽度约0.03 mm的微裂缝(图4i)和碎屑颗粒破碎现象。

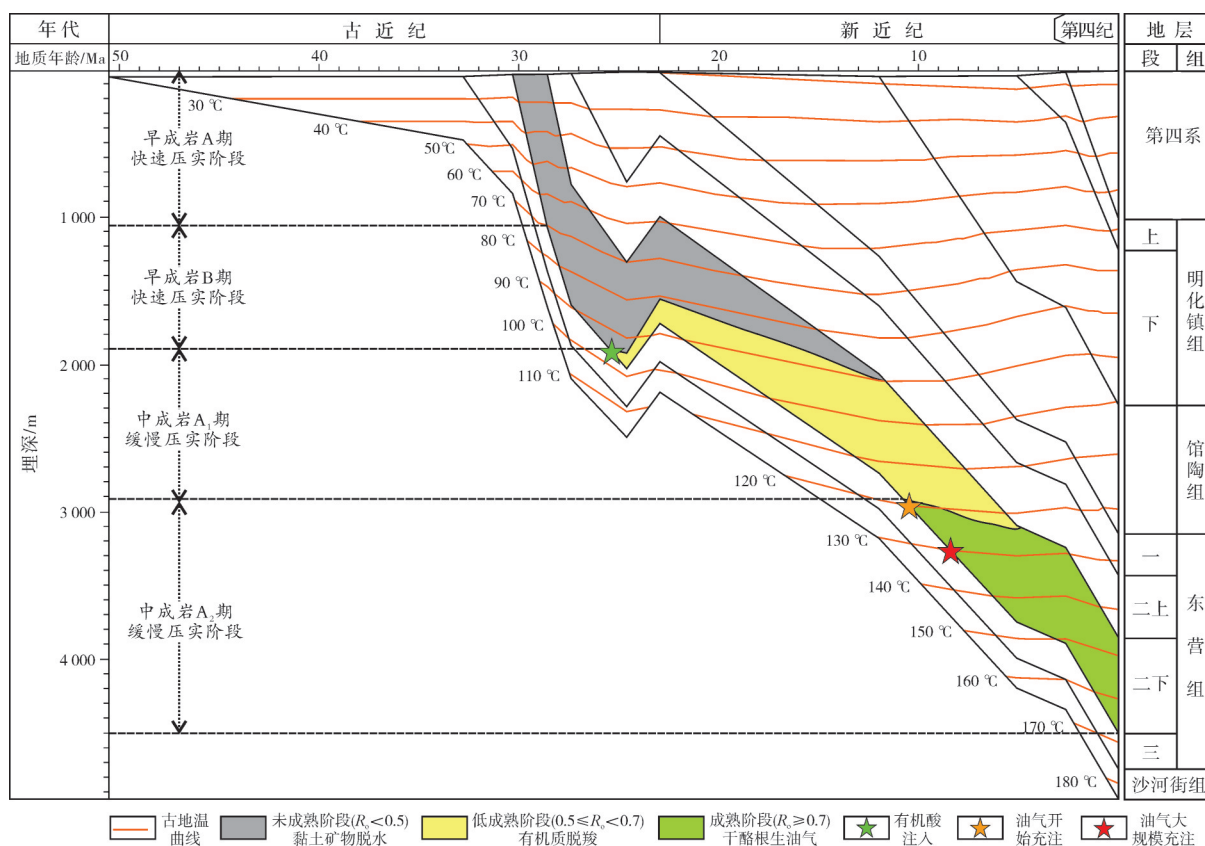


图7 渤中凹陷南部东二下段地层埋藏史、热演化史及生烃史

Fig. 7 Burial history, thermal evolution history and hydrocarbon generation history of $E_3d_2^{11}$ in southern Bozhong Sag

3.2.3 胶结作用

在成岩过程中,随着储集空间内流体介质的交换,通常发生胶结作用,这是砂岩储层物性变差的主要成岩作用之一^[5,26-27]。研究区东二下段湖底扇储层以孔隙式胶结为主,胶结物含量相对较高,分布范围在3%~16%之间,平均值为9.08%。胶结物以碳酸盐为主,占总胶结物的84.31%,黏土、硅质、铁质、石盐和钠长石等其他胶结物含量相对较少。

显微镜下可见铁白云石、铁方解石、菱铁矿、方解石和白云石等碳酸盐胶结物充填在碎屑颗粒间孔隙和溶蚀粒间孔内,少量充填于粒内溶蚀孔(图8d—8g)。其中,晚期发育的铁白云石胶结物含量较高,常胶结并交代碎屑颗粒及云母(图8g),而早期发育的方解石、菱铁矿和白云石等胶结物含量较少,具溶蚀特征(图8g)。通过对碳酸盐胶结物含量与储层物性关系的分析可知,随着碳酸盐胶结物含量增加,储层质量变差。

黏土胶结物含量较少,微观上具有鳞片、蠕虫结构,均匀充填于碎屑颗粒间。其成分为长石或云

母蚀变后形成的高岭石和伊利石。在扫描电镜下,高岭石常呈鳞片状、书页状或假六方状产出(图8h),伊利石多呈丝缕状、搭桥状和丝片状产出(图8i),常附着在长石颗粒表面(图8j)或以孔隙式胶结充填于碎屑颗粒间。在一定程度上黏土胶结物会造成储集空间减小,喉道堵塞。

此外,可见硅质、石盐、黄铁矿和自生钠长石等其他胶结物。自生石英颗粒主要充填在粒间孔隙内,石英次生加大完全堵塞孔隙空间(图8k);黄铁矿呈凝块状紧密充填于碎屑颗粒间(图8d,8l);石盐多分布在颗粒表面或包裹矿物颗粒(图8l);充填于粒间孔隙内的自生钠长石表面常见丝缕状伊利石(图8i)。

3.2.4 溶蚀作用

深埋藏储层溶蚀孔隙大量发育^[5,26],大气降水淋滤、深部幔源 CO_2 供给和有机质脱羧生成的有机酸是造成深埋藏储层中岩石组分被溶蚀、储集空间增大和连通性变好的重要因素^[5,28]。研究区东二下段湖底扇砂岩储集空间主要为溶蚀作用形成,溶蚀孔面孔率在2.0%~10.0%之间。

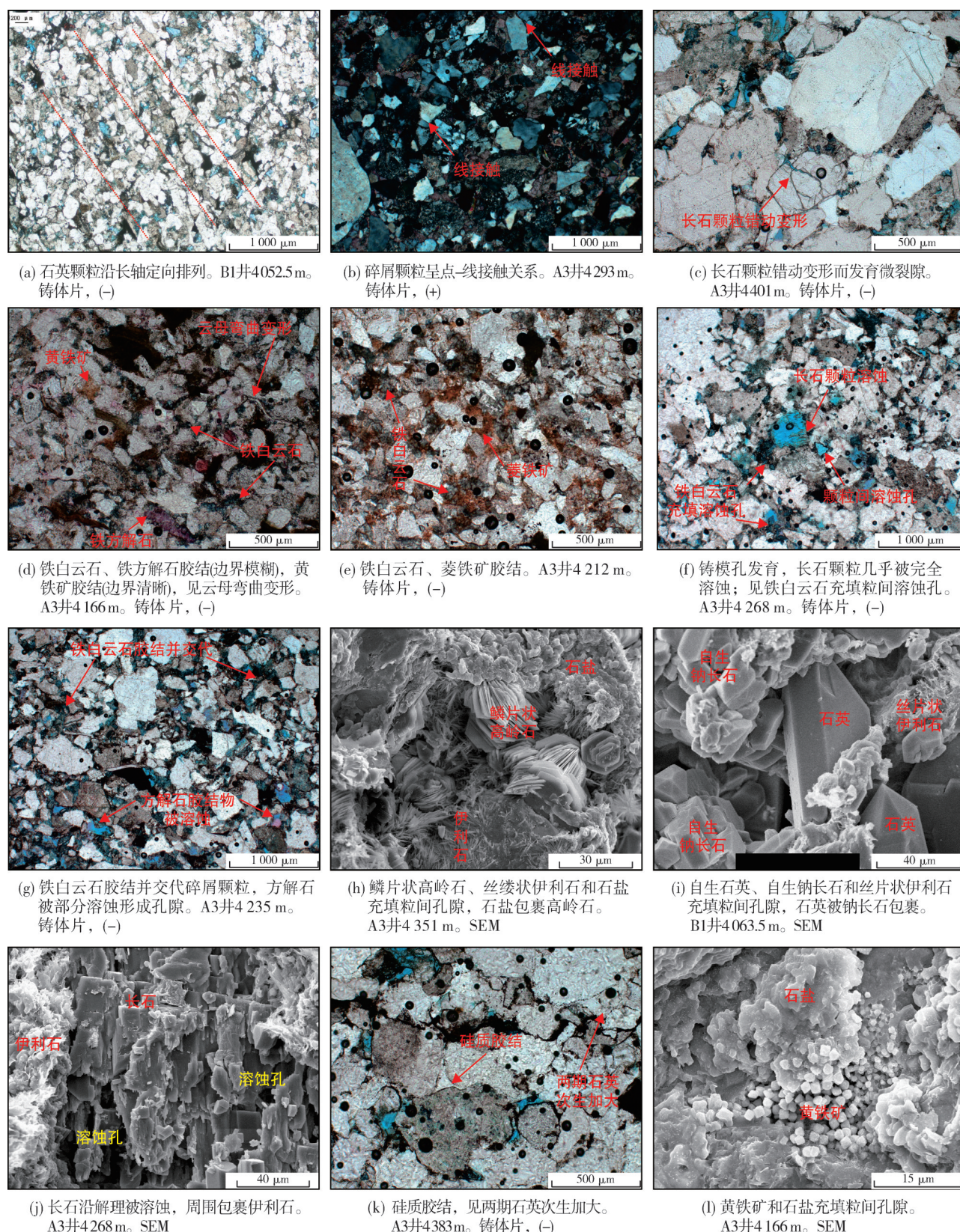


图8 渤中凹陷南部东二下段湖底扇砂岩储层成岩作用微观特征

Fig. 8 Microscopic characteristics of diagenesis in the sandstone reservoir of the $E_3d_2^1$ sublacustrine fan in southern Bozhong Sag

地层埋藏史恢复表明,渤中凹陷南部东二下段在东营运动时期发生过短暂的构造抬升(图7),但其影响有限,东二段未发生剥蚀,目的层附近无不整合界面和深大断裂发育,因此湖底扇砂岩在埋藏过程中未受到大气降水淋滤作用。东二下段全岩X-衍射分析结果显示,岩石成分中钠长石含量远高于钾长石含量,且常见钾长石溶蚀、钠长石次生加大现象(图8f,8j,8i),这一特征与有机酸的作用密切相关。有机酸丰度越高,钾长石溶蚀强度越大^[29]。前人对邻区(渤中19-6构造)碳酸盐胶结物的碳氧同位素分析也表明,与有机酸脱羧作用有关的碳酸盐溶蚀作用是深部储层发育的主要控制因素^[5]。

东二下段湖底扇砂岩储层中流体包裹体测温结果显示,盐水包裹体均一温度分布在120~160℃之间,主要发育2期油气包裹体(图9):第1期大多分布于环石英颗粒加大边的内侧,形成于石英次生加大早中期;第2期大多成带分布于切穿石英颗粒的微裂隙内,少量成群分布于长石溶蚀颗粒中或铁白云石胶结物中,形成于石英次生加大期之后。

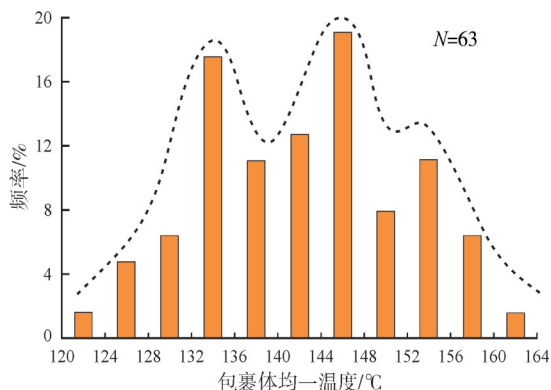


图9 渤中凹陷南部东二下段流体包裹体均一温度分布
Fig. 9 Homogenization temperature distribution of inclusions of the E_3d_2 sublacustrine fan reservoirs in southern Bozhong Sag

根据东二下段地层埋藏史、热演化史、生烃史(图7)、流体包裹体均一温度特征(图9)和烃源岩生烃“双峰”特性^[16],可以判断有机质脱羧时间和油气包裹体形成时期,进而确定有机酸溶蚀发生时间和油气充注时间。东二下段湖底扇储层溶蚀作用开始于有机质脱羧阶段生成的有机酸注入储层时,结束于第2期油气充注之前。在有机酸溶蚀作用下,早期胶结物、长石和岩屑颗粒溶蚀现象明显(图4b—4e,图8g),形成大量次生孔隙。

综上所述,渤中凹陷南部东二下段湖底扇砂岩储层的成岩演化过程为:①在早成岩阶段A期的快速压实作用下,石英等刚性碎屑颗粒定向排列,同时随埋深不断增大,刚性颗粒破碎,云母等塑性颗粒挤压变形或压断;②在早成岩阶段B期的快速压实阶段,菱铁矿、方解石、白云石、黄铁矿和石盐在孔隙间胶结;③进入中成岩阶段A₁期,在有机质脱羧的背景下产生大量H⁺,碳酸盐胶结物、长石颗粒和岩屑颗粒发生溶蚀,形成次生孔隙,同时伴随着长石大量蚀变形成的自生高岭石、钠长石和自生石英颗粒不断增多并充填在孔隙内;④进入中成岩阶段A₂期,随着有机酸不断被消耗,碱性矿物不断溶解,地层水的pH值不断增大,同时地层水中的CO₂分压增高,逐渐过渡为偏碱性成岩环境。CO₂浓度的提升使得化学平衡向生成碳酸盐的方向偏移,随着埋深增大,地层水中的Ca²⁺、Fe²⁺和Mg²⁺与沉积环境中丰富的CO₃²⁻结合,生成铁白云石、铁方解石胶结物堵塞孔隙。

3.3 异常高压对储层的控制

异常高压对碎屑岩储层物性具有保护作用,具体表现为抵抗压实作用、限制流体活动、抑制胶结作用、增加碳酸盐溶解度和减缓碳酸盐胶结物的发育等作用,是深层优质储层发育极为重要的有利条件^[30]。本文通过剖析A2井泥岩声波时差随深度变化的规律发现,渤中凹陷南部东二下段发育异常高压带,超压延伸深度范围约为1 000 m,整体为一巨大超压封存箱(图10a)。邻区(渤中19-6构造)的实测砂岩储层孔隙度变化趋势,同样印证了东二下段至沙河街组存在异常高压^[5]。A3井地层压力恢复结果显示,在16.8 Ma时东二下段地层孔隙压力明显大于静水压力,开始产生异常高压(图10b)。结合东二下段地层埋藏史和生烃史恢复结果分析,该时期的异常高压主要与大规模生烃作用相关。该时期东二下段的埋藏深度已达到2 000 m左右(图7),故异常高压的存在仅对中成岩阶段的缓慢压实减孔具有一定抵抗作用。

渤中凹陷南部东二下段的异常高压对湖底扇砂岩储层主要有2个方面的影响:①减小深埋藏储层的岩石骨架应力,抵抗了缓慢压实减孔作用;②延长湖相烃源岩有机酸的排放时间,促进钾长石和碳酸盐胶结物的溶解,形成大量次生孔隙。

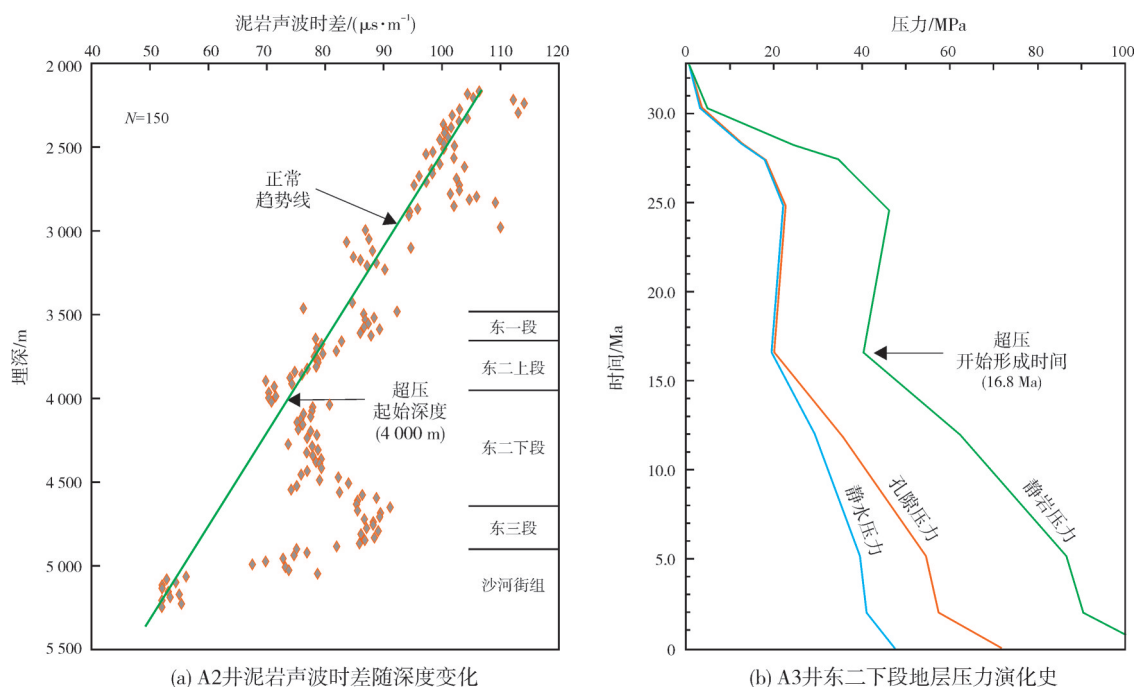


图10 渤中凹陷南部泥岩声波时差随深度变化(A2井)和东二下段地层压力演化史(A3井)

Fig. 10 Variation of interval transit time in mudstone with depth in Well A2 and pressure evolution history of $E_3d_2^1$ in Well A3, southern Bozhong Sag

4 湖底扇储层孔隙定量演化

4.1 储层孔隙度演化定量分析

渤中凹陷南部东二下段湖底扇砂岩储层的孔隙演化依次经历了早成岩A期快速压实、早成岩B期快速压实-早期胶结、中成岩A₁期缓慢压实-有机酸溶蚀、中成岩A₂期缓慢压实-晚期胶结等4个阶段。综合众多学者提出的沉积作用下初始孔隙、埋藏阶段孔隙变化和成岩过程中孔隙变化的计算方法^[31-35](表1),依据研究区湖底扇砂岩的成岩过程(图6)和储层微观参数(表2),可定量恢复各阶段的古孔隙度,从而明确湖底扇砂岩储层的孔隙度演化过程。

4.1.1 初始孔隙度恢复

恢复湖底扇砂岩储层的初始孔隙度是进行定量分析并计算压实减孔量和溶蚀增孔量的基础。对渤中凹陷南部东二下段湖底扇砂岩储层16件样品的粒度测试分析和计算表明,研究区湖底扇砂岩分选整体中等偏好。根据Beard等^[32]提出的在不同分选条件下未固结砂岩初始孔隙度与碎屑岩Trask分选系数之间的经验公式(表1),由表2相关参数可计算得到湖底扇砂岩初始孔隙度分布在27.67%~32.55%之间,平均值为30.05%。

4.1.2 成岩过程中孔隙变化定量计算

(1) 压实作用减孔

压实作用是导致储层孔隙大量消亡的不可逆过程,是成岩过程中孔隙度减小的重要因素^[33-35]。经压实作用后,剩余粒间孔隙、胶结物占据的孔隙和胶结物溶蚀的孔隙可作为判断压实作用对原生粒间孔破坏程度的重要指标,相应地可由各部分面孔率占比反推压实后剩余粒间孔的孔隙度^[10,26]。

研究区东二下段湖底扇储层原生粒间孔不发育,而且原生粒间孔常与溶蚀粒间孔相连接。基于储层微观参数(表2),根据湖底扇砂岩成岩演化过程(图6)和表1相关公式计算得到压实后储层剩余粒间孔隙度为16.41%,压实减孔量为13.64%,压实减孔率为45.39%(表3)。

(2) 胶结作用减孔

在胶结作用过程中,储层原生粒间孔、次生孔隙常被早期胶结物和晚期胶结物充填,因此胶结作用损失的孔隙度大致等于现今胶结物含量。湖底扇砂岩储层经压实作用与胶结作用之后所剩余的孔隙度,为原生粒间孔所占据的孔隙度。基于储层微观参数(表2),根据表1相关公式计算得到湖底扇砂岩储层经压实作用与胶结作用之后所剩余的孔

表1 渤中凹陷南部东二下段湖底扇砂岩孔隙度演化定量计算公式

Table 1 Quantitative calculation formulas for porosity evolution of sandstone reservoirs of the E₃d₂¹ sublacustrine fan in southern Bozhong Sag

孔隙类型		孔隙演化参数	定量表征公式	来源文献
初始孔隙		碎屑岩 Trask 分选系数(S_o)	$S_o=(D_{25}/D_{75})^{1/2}$	[31]
		砂岩初始孔隙度(Φ_0)	$\Phi_0=20.91+22.90/S_o$	[32]
孔隙减少	压实作用	颗粒骨架间孔隙度(Φ_{IGV})	$\Phi_{IGV}=(S_{go}+S_{dc}+C)/S_l\times\Phi_T$	[35]
		压实后剩余粒间孔隙度(Φ_1)	$\Phi_1=(100\times\Phi_{IGV})-(\Phi_0\times\Phi_{IGV})/(100-\Phi_{IGV})$	[33]
		压实减孔量(Φ_{COPL})	$\Phi_{COPL}=(\Phi_0-\Phi_1)$	[33]
		压实减孔率(P_{COPL})	$P_{COPL}=\Phi_{COPL}/\Phi_0\times100$	[10]
	胶结作用	胶结物所占孔隙度(Φ_{CEM})	$\Phi_{CEM}=(S_{dc}+C)/S_l\times\Phi_T$	[35]
		胶结减孔量(Φ_{CEPL})	$\Phi_{CEPL}=(\Phi_0-\Phi_{COPL})\times(\Phi_{CEM}/\Phi_{IGV})$	[34]
		压实-胶结后剩余孔隙度(Φ_2)	$\Phi_2=\Phi_1-\Phi_{CEPL}$	[34]
		早期胶结减孔量(Φ_{E-CEPL})	$\Phi_{E-CEPL}=\Phi_{CEPL}\times C_E/S_l\times\Phi_T$	[34]
		晚期胶结减孔量(Φ_{L-CEPL})	$\Phi_{L-CEPL}=\Phi_{CEPL}\times C_L/S_l\times\Phi_T$	[34]
		胶结作用减孔率(P_{CEPL})	$P_{CEPL}=\Phi_{CEPL}/\Phi_0\times100$	[10]
孔隙增加	溶蚀作用	溶蚀孔隙度(Φ_3)	$\Phi_3=S_d/S_l\times\Phi_T$	[26]
		溶蚀作用增孔率(P_{DIPI})	$P_{DIPI}=\Phi_3/\Phi_0\times100$	[10]

注: S_o 为碎屑岩 Trask 分选系数; D_{25} 、 D_{75} 分别为粒度概率累积曲线上粒度含量25%、75%处所对应的粒径 ϕ 值; S_{go} 为铸体薄片中原生粒间孔面孔率,%; S_d 为铸体薄片溶蚀孔面孔率(溶蚀粒间孔和溶蚀粒内孔面孔率总和),%; S_{dc} 为粒间胶结物溶蚀面孔率,%; C 为铸体薄片内现存胶结物含量,%; S_l 为铸体薄片总面孔率,%; Φ_T 为现今测量孔隙度,%; Φ_E 为早期胶结作用形成的胶结物面孔率,包含现存的早期胶结物和溶蚀的粒间胶结物,%; C_L 为晚期胶形成的胶结物面孔率,主要为现存胶结物中晚期胶结物含量,%。

表2 渤中凹陷南部东二下段湖底扇砂岩储层特征参数统计表

Table 2 Parameters of sandstone reservoirs of the E₃d₂¹ sublacustrine fan in southern Bozhong Sag

储层参数	数值/%	样品数	储层参数	数值/%	样品数
Trask 分选系数(S_o)	1.97~3.39/2.56	16	溶蚀孔面孔率(S_d)	2.00~10.00/5.21	34
砂岩初始孔隙度(Φ_0)	27.67~32.55/30.05	16	总面孔率(S_l)	2.50~10.50/5.89	30
原生粒间孔面孔率(S_{go})	0.50~1.50/0.68	34	现存胶结物含量(C)	2.00~15.00/6.17	30
胶结物溶蚀面孔率(S_{dc})	1.00~7.00/3.71	34	早期胶结物含量(C_E)	1.52~10.86/5.30	30
颗粒溶蚀面孔率(S_{dg})	0.50~3.50/1.50	34	晚期胶结物含量(C_L)	1.48~11.14/4.58	30
粒间孔面孔率(S_g)	1.50~8.00/4.39	34	现今实测孔隙度(Φ_T)	7.32~15.70/10.60	36

注:表中的数值为范围值/平均值。

表3 渤中凹陷南部东二下段湖底扇砂岩储层孔隙度演化参数表

Table 3 Parameters of porosity evolution of sandstone reservoirs of the E₃d₂¹ sublacustrine fan in southern Bozhong Sag

孔隙演化参数	孔隙度/% [变化率/%]	孔隙演化参数	孔隙度/% [变化率/%]	孔隙演化参数	孔隙度/% [变化率/%]
储层初始孔隙度	30.05	胶结减孔	15.36 [-51.11]	溶蚀增孔	9.55 [31.78]
压实减孔	13.64 [-45.39]	压实-胶结后剩余孔隙度	1.05	晚期胶结减孔	7.12 [-23.69]
压实后剩余孔隙度	16.41	早期胶结减孔	8.24 [-27.42]	现今保留孔隙度	10.60

注:压实减孔量,指在整个埋藏过程中的压实作用减孔总量。

隙度为1.05%,胶结作用减孔量为15.36%,胶结作用减孔率高达51.11%(表3)。

此外,基于成岩演化过程和成岩序列分析,依

据胶结作用和溶蚀作用的先后关系,可将复杂的胶结作用及过程划分为早期胶结作用和晚期胶结作用。早期胶结物主要包括菱铁矿、方解石、白云石

和石盐、黄铁矿等,占胶结物含量的25.76%,早期胶结作用减孔量为8.24%(表3);晚期胶结物主要包括铁白云石、铁方解石和溶蚀产生的高岭石、伊利石等黏土矿物,占总胶结物的74.24%,晚期胶结作用减孔量为7.12%。

(3) 溶蚀作用增孔

在溶蚀作用下,深部湖底扇砂岩储层内胶结物或矿物颗粒发生溶解而形成次生孔隙,导致储层孔隙度增加。溶蚀所增加的次生孔隙主要由粒间溶蚀孔和粒内溶蚀孔构成。基于储层微观参数(表

2),根据表1相关公式计算得到湖底扇储层溶蚀增孔量为9.55%,溶蚀增孔率为31.78%(表3)。

4.2 储层孔隙演化模式

渤中凹陷南部东二下段湖底扇储层在埋藏过程中经历了一系列成岩作用的改造。通过分析东二下段湖底扇储层的埋藏史、有机酸充注史及成岩过程,明确砂岩储层孔隙演化过程(图6),结合成岩过程中孔隙度定量计算和参数统计(表3),建立了储层孔隙的综合定量演化模式(图11)。

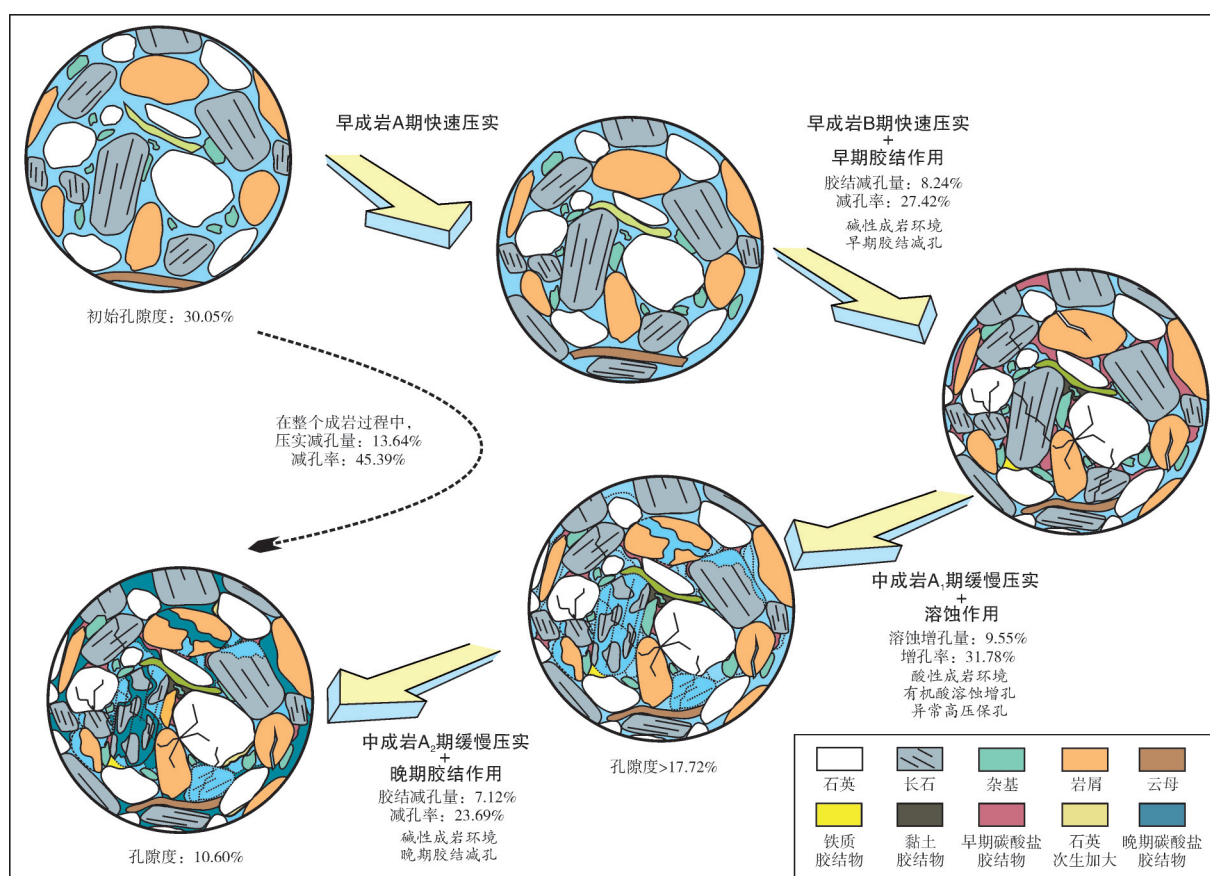


图11 渤中凹陷南部东二下段湖底扇砂岩储层孔隙综合演化模式

Fig. 11 Comprehensive evolution model of reservoir space of the $E_3d_2^{11}$ sublacustrine fan sandstone in southern Bozhong Sag

东二下段湖底扇砂岩储层孔隙度经历以下成岩演化阶段(图6,图11):①发育在水深超40 m的淡水湖泊沉积环境中,分选中等偏好的湖底扇储层初始孔隙度为30.05%。②早成岩A期,随着快速埋藏湖底扇储层经历了快速压实作用,孔隙度损失明显。③早成岩B期,在快速压实作用之外,早期的菱铁矿、方解石等胶结作用减孔量为8.24%,储层孔隙度进一步减小。④中成岩A₁期,东二下段烃源岩进

入低成熟阶段,烃源岩开始生烃并于16.8 Ma发育异常高压;在有机质脱羧作用下大量有机酸进入储层,溶蚀碳酸盐胶结物和长石、岩屑等碎屑颗粒,溶蚀增孔量为9.55%。在此阶段内(持续13 Ma)埋深增大至2 700 m,缓慢压实作用受到储层异常高压的抵抗。中成岩阶段A₁期末,湖底扇储层孔隙度大于17.72%,油气开始充注成藏。⑤中成岩A₂期,在缓慢压实作用之外,由于长石等碱性矿物的大量溶蚀

而先形成高岭石等黏土胶结物和石英次生加大等硅质胶结物,同时少量钠长石充填孔隙。之后由于 H^+ 的消耗和 CO_2 分压增高,地层水pH值增大,转变为偏碱性的成岩环境,地层水中的 Ca^{2+} 、 Fe^{2+} 和 Mg^{2+} 与沉积环境中丰富的 CO_3^{2-} 结合,生成的伊利石等黏土胶结物和铁白云石、铁方解石等碳酸盐胶结物占据储层空间,这些晚期胶结减孔量为7.12%。该时期(持续12.7 Ma)储层埋深达到4 500 m,湖底扇砂岩储层孔隙度减小至10.60%。

5 结 论

(1)渤中凹陷南部东二下段发育湖底扇砂岩储层,储层孔隙类型以粒间溶蚀孔和粒内溶蚀孔等次生孔隙为主。湖底扇朵叶核部、分支水道等沉积单元是优质储层发育的基础;持续的压实作用和早晚两期胶结作用是储层孔隙损失的主要因素;生烃增压是异常高压形成的机制,具有改善储层物性的作用,但因异常高压形成时间晚,故其保孔促溶作用有限;有机质脱羧生成的有机酸溶蚀是形成优质湖底扇储层的关键。

(2)东二下段湖底扇砂岩储层在埋藏过程中主要经历了压实作用、胶结作用和有机酸溶蚀作用,处于中成岩阶段 A_2 期。其成岩演化序列为:早成岩期压实-早期黄铁矿、菱铁矿、方解石和白云石胶结→中成岩 A_1 期压实-碳酸盐胶结物溶蚀-长石、岩屑溶蚀→中成岩 A_2 期压实-自生高岭石、钠长石充填-石英次生加大-自生伊利石充填-晚期铁白云石和铁方解石胶结。

(3)东二下段湖底扇孔隙演化主要经历早成岩 A 期快速压实减孔,早成岩 B 期快速压实减孔和早期胶结减孔,中成岩 A_1 期压实减孔和溶蚀作用增孔,中成岩 A_2 期压实减孔和晚期胶结减孔等4个阶段。其中,中成岩 A_1 期末油气开始充注时期的孔隙度大于17.72%,但晚期胶结作用减孔明显。

参 考 文 献

- [1] XUE Yongan, WANG Deying. Formation conditions and exploration direction of large natural gas reservoirs in the oil-prone Bohai Bay Basin, East China[J]. Petroleum exploration and development, 2020, 47(2): 280-291.
- [2] 刘震,朱茂林,李晋,等. 中国东部陆相断陷盆地成熟探区油气勘探新领域分析[J]. 古地理论, 2022, 24(5): 871-893.
- [3] 操应长, 远光辉, 杨海军, 等. 含油气盆地深层—超深层碎屑岩油气勘探现状与优质储层成因研究进展[J]. 石油学报, 2022, 43(1): 112-140.
- CAO Yingchang, YUAN Guanghui, YANG Haijun, et al. Current situation of oil and gas exploration and research progress of the origin of high-quality reservoirs in deep-ultra-deep clastic reservoirs of petroliferous basins[J]. Acta petrolei sinica, 2022, 43(1): 112-140.
- [4] ZHANG Qin, WU Xinsong, RADWAN A E, et al. Diagenesis of continental tight sandstone and its control on reservoir quality: a case study of the Quan 3 member of the Cretaceous Quantou Formation, Fuxin uplift, Songliao Basin[J]. Marine and petroleum geology, 2022, 145: 105883.
- [5] 庞小军, 杜晓峰, 王冠民, 等. 渤海海域渤中19-6构造及围区深层孔店组砂砾岩优质储层成因及孔隙演化[J]. 地球科学, 2023, 48(11): 4153-4174.
- PANG Xiaojun, DU Xiaofeng, WANG Guanmin, et al. Genetic mechanism and pore evolution of high-quality glutenite reservoirs of deep Kongdian Formation in BZ19-6, Bohai Sea[J]. Earth science, 2023, 48(11): 4153-4174.
- [6] KRA K L, QIU Longwei, YANG Yongqiang, et al. Sedimentological and diagenetic impacts on sublacustrine fan sandy conglomerates reservoir quality: an example of the Paleogene Shahejie Formation in the Dongying Depression, Bohai Bay Basin (East China)[J]. Sedimentary geology, 2022, 427: 106047.
- [7] MA Benben, CAO Yingchang, Eriksson K A, et al. Burial evolution of evaporites with implications for sublacustrine fan reservoir quality: a case study from the Eocene Es4x interval, Dongying Depression, Bohai Bay Basin, China[J]. Marine and petroleum geology, 2016, 76: 98-114.
- [8] TAYLOR T R, GILES M R, HATHON L A, et al. Sandstone diagenesis and reservoir quality prediction: models, myths, and reality[J]. AAPG bulletin, 2010, 94(8): 1093-1132.
- [9] CUI Xinying, RADWAN A E. Coupling relationship between current in-situ stress and natural fractures of continental tight sandstone oil reservoirs[J]. Interpretation, 2022, 10(3): SF9-SF21.
- [10] WANG Jingyi, JIANG Fujie, HU Qinhong, et al. A quantitative model and controlling factors of secondary pore development for tight sandstone reservoirs in the Carboniferous Benxi Formation, Ordos Basin, China[J]. Marine and petroleum geology, 2023, 148: 106034.
- [11] NIEGEL S, FRANZ M. Depositional and diagenetic controls on porosity evolution in sandstone reservoirs of the Stuttgart Formation (North German Basin)[J]. Marine and petroleum geology, 2023, 151: 106157.

- [12] 贾海松, 杨宏飞, 张汶, 等. 渤海辽中中洼东三段湖底扇沉积模式及储层展布特征[J]. 西安石油大学学报(自然科学版), 2022, 37(5): 21–28.
JIA Haisong, YANG Hongfei, ZHANG Wen, et al. Sedimentary mode and reservoir distribution characteristics of Ed3 sub-lacustrine fan in Liaozhong Zhongwa of Bohai Sea[J]. Journal of Xi'an Shiyu University (natural science), 2022, 37(5): 21–28.
- [13] YU Yixin, ZHOU Xinhui, XU Changgui, et al. Architecture and evolution of the Cenozoic offshore Bohai Bay Basin, Eastern China[J]. Journal of Asian earth sciences, 2020, 192: 104272.
- [14] SUN Hefeng, LIU Lifang, JIANG Xue, et al. Distribution characteristics and its controlling factor of lacustrine high-quality source rocks in the Bozhong Sag, Bohai Bay Basin[J]. Petroleum research, 2019, 4(3): 227–237.
- [15] LIU Puyu, GONG Chenglin, GEARON J H, et al. Increased sediment connectivity between deltas and deep-water fans in closed lake basins: a case study from Bozhong Sag, Bohai Bay Basin, China[J]. Sedimentary geology, 2024, 460: 106561.
- [16] 李国雄, 刘成林, 王飞龙, 等. 渤海湾盆地渤中凹陷东营组烃源岩地球化学特征及生烃模式[J]. 石油学报, 2022, 43(11): 1568–1584.
LI Guoxiong, LIU Chenglin, WANG Feilong, et al. Geochemical characteristics and hydrocarbon generation mode of source rocks of Dongying Formation in Bozhong Sag, Bohai Bay Basin[J]. Acta petrolei sinica, 2022, 43(11): 1568–1584.
- [17] XU Changgui, HUANG Lu, SONG Zhangqiang, et al. Sequence stratigraphy of the lacustrine rift basin in the Paleogene system of the Bohai Sea area: architecture mode, deposition filling pattern, and response to tectonic rifting processes[J]. Interpretation, 2020, 8(2): SF57 – SF79.
- [18] DODD T J H, MCCARTHY D J, CLARKE S M. Clastic injectites, internal structures and flow regime during injection: the Sea Lion Injectite System, North Falkland Basin[J]. Sedimentology, 2020, 67(2): 1014–1044.
- [19] GARZANTI E. Petrographic classification of sand and sandstone[J]. Earth-science reviews, 2019, 192: 545–563.
- [20] AKINLOTAN O O, HATTER S J. Depositional controls on diagenetic evolution of the Lower Cretaceous Wealden Sandstones (Wessex Basin, southeast England)[J]. Marine and petroleum geology, 2022, 146: 105948.
- [21] ALI A, GABR M, HASHEM M, et al. Sandstone reservoir quality in light of depositional and diagenetic processes of the Messinian Qawasim Formation, onshore Nile Delta, Egypt[J]. Journal of Asian earth sciences, 2022, 223: 104992.
- [22] 张琴, 朱筱敏, 毛凌, 等. 苏北盆地金湖凹陷古近系戴南组孔隙演化及次生孔隙成因分析[J]. 地学前缘, 2021, 28(1): 190–201.
ZHANG Qin, ZHU Xiaomin, MAO Ling, et al. Pore evolution and genesis of secondary pores in the Paleogene Dainan Formation, Jinhu Sag, Subei Basin[J]. Earth science frontiers, 2021, 28(1): 190–201.
- [23] MORAD S, AL-RAMANDA K, KETZER J M, et al. The impact of diagenesis on the heterogeneity of sandstone reservoirs: a review of the role of depositional facies and sequence stratigraphy[J]. AAPG bulletin, 2010, 94(8): 1267–1309.
- [24] 崔明明, 李进步, 王宗秀, 等. 辫状河三角洲前缘致密砂岩储层特征及优质储层控制因素: 以苏里格气田西南部石盒子组8段为例[J]. 石油学报, 2019, 40(3): 279–294.
CUI Mingming, LI Jinbu, WANG Zongxiu, et al. Characteristics of tight sand reservoir and controlling factors of high-quality reservoir at braided delta front: a case from Member 8 of Shihezi Formation in Southwestern Sulige Gas Field[J]. Acta petrolei sinica, 2019, 40(3): 279–294.
- [25] 国家经济贸易委员会. 碎屑岩成岩阶段划分: SY/T 5477—2003[S]. 北京: 石油工业出版社, 2003.
National Economic and Trade Commission. The division of diagenetic stages in clastic rocks: SY/T 5477–2003[S]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2003.
- [26] 王彤, 朱筱敏, 张自力, 等. 莱州湾凹陷北洼沙河街组三段砂岩储层孔隙定量演化模式[J]. 石油学报, 2020, 41(6): 671–690.
WANG Tong, ZHU Xiaomin, ZHANG Zili, et al. Quantitative pore evolution model of sandstone reservoirs for Member 3 of Shahejie Formation in the northern subsag of Laizhouwan Sag[J]. Acta petrolei sinica, 2020, 41(6): 671–690.
- [27] LUO Chengfei, CHEN Xiaojun, SHI Zhiqiang, et al. Effects of precipitation and dissolution of carbonate cements on the quality of deeply buried high-temperature and overpressured clastic reservoirs: XD 10 block, Yinggehai Basin, South China Sea[J]. Marine and petroleum geology, 2022, 139: 105591.
- [28] 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.
- [29] 康逊, 胡文瑄, 曹剑, 等. 钾长石和钠长石差异溶蚀与含烃类流体的关系: 以准噶尔盆地艾湖油田百口泉组为例[J]. 石油学报, 2016, 37(11): 1381–1393.
KANG Xun, HU Wenxuan, CAO Jian, et al. Relationship between hydrocarbon bearing fluid and the differential corrosion of potash feldspar and albite: a case study of Baikouquan Formation in Aihu Oilfield, Junggar Basin[J]. Acta petrolei sinica, 2016, 37(11): 1381–1393.
- [30] PU Xiugang, ZHAO Xianzheng, WANG Jiahao, et al. Reservoir properties of slump-type sub-lacustrine fans and their main control factors in first member of Paleogene Shahejie Formation in Binhai area, Bohai Bay Basin, China[J]. Petroleum exploration and development, 2020, 47(5): 977–989.
- [31] TRASK P D. Recent marine sediments: a symposium[M]. Tulsa: American Association of Petroleum Geologists, 1939.
- [32] BEARD D C, WEYL P K. Influence of texture on porosity

- and permeability of unconsolidated sand[J]. AAPG bulletin, 1973, 57(2): 349–369.
- [33] EHRENBURG S N. Measuring sandstone compaction from modal analyses of thin sections: how to do it and what the results mean [J]. Journal of sedimentary research, 1995, 65 (2a): 369–379.
- [34] LUNDEGARD P D. Sandstone porosity loss: a "big picture" view of the importance of compaction[J]. Journal of sedimentary petrology, 1992, 62(2): 250–260.
- [35] HOUSEKNECHT D W. Assessing the relative importance of compaction processes and cementation to reduction of porosity in sandstones[J]. AAPG bulletin, 1987, 71(6): 633–642.

编辑:董庸

Control factors and quantitative pore evolution of sublacustrine fan reservoirs in lower section of the second member of Oligocene Dongying Formation in southern Bozhong Sag

LIU Puyu^{1,2}, GONG Chenglin^{1,2}, PENG Yang^{1,2}, HUANG Xiaobo³,
WANG Qiming³, LI Dongwei^{1,2}, WANG Haiyi^{1,2}

1. National Key Laboratory of Petroleum Resources and Engineering;

2. College of Geosciences, China University of Petroleum (Beijing);

3. Bohai Oilfield Research Institute, Tianjin Branch of China National Offshore Oil Corporation Ltd

Abstract: High-quality lacustrine source rock and extensive sublacustrine fans are developed in deep-lacustrine depositional environment in lower section of the second member of Oligocene Dongying Formation ($E_3d_2^1$) in southern Bozhong Sag, providing an exploration realm of lithological reservoirs. However, the generally poor porosity and permeability of the deep reservoirs severely hampered the progress for oil and gas exploration and development. Thus, there is an urgent need to elucidate the key factors and the pore evolutionary processes controlling the sandstone reservoir quality of the sublacustrine fans. Based on comprehensive analysis of drilling and logging data, rock grain-size, thin sections, scanning electron microscopy and fluid inclusions, this study has successfully identified the key factors controlling reservoir quality, and established quantitative models of pore evolution. The results show that: The sublacustrine fan reservoir of the $E_3d_2^1$ is characterized by predominantly medium-fine grained lithic feldspathic quartz sandstone with mainly dissolution pores. The favorable sedimentary units such as lobe axis and distributary channels in sublacustrine fan are the basis for the formation of high-quality reservoirs. Persistent compaction and early / late cementation are the main causes of continuous porosity loss. Organic acid dissolution and abnormally high pressure are the key factors for improving reservoir quality. The sublacustrine fan sandstone undergoes four stages during the burial process: rapid compaction in the early diagenesis A phase, rapid compaction and early cementation in the early diagenesis B phase, slow compaction and organic acid dissolution in the middle diagenesis A_1 phase, and slow compaction and late cementation in the middle diagenesis A_2 phase. During these phases the compaction and early cementation reduce porosity by 13.64% and 8.24% respectively, and organic acid dissolution increases porosity by 9.55%. In particular, the late cementation after the oil and gas accumulation results in a severe porosity decrease of 7.12%. This study will provide a theoretical basis for the oil and gas exploration and development of sublacustrine fan reservoirs in the deep-lacustrine basin of the Bohai Sea.

Key words: sublacustrine fan sandstone; diagenesis; controlling factors of reservoir; quantitative pore evolution; Oligocene; southern Bozhong Sag

LIU Puyu, First author: PhD Candidate, mainly engaged in sedimentology and reservoir geology. Add: College of Geosciences, China University of Petroleum (Beijing), No. 18 Fuxue Rd., Changping, Beijing 102249, China. E-mail: liupuyu1995@163.com