

渤海湾盆地东营凹陷高青地区中生界低渗透碎屑岩有效储层特征及发育控制因素

王亚^{1,2}, 杨少春^{1,2}, 路研^{1,2}, 马宝全^{1,2}, 赵永福^{1,3}, 王永超^{1,2}

[1. 中国石油大学(华东)地球科学与技术学院, 山东 青岛 266580; 2. 海洋国家实验室 海洋矿产资源评价与探测技术功能实验室, 山东 青岛 266071; 3. 中国石化胜利油田分公司 油气勘探管理中心, 山东 东营 257017]

摘要:针对东营凹陷高青地区中生界有效储层非均质性强和成岩演化复杂的特点,利用岩石薄片、扫描电镜、阴极发光、高压压汞和流体包裹体等实验分析测试资料,系统研究了中生界有效储层的岩石学、储集和物性特征,并就有效储层和非有效储层在孔隙结构和成岩特征上的差异进行了对比,进一步明确了有效储层发育的控制因素。结果表明:高青地区中生界有效储层中次生孔隙较为发育,储层物性较好,孔隙结构非均质性强,具有中孔喉、小孔喉共存的双峰孔径分布特征。与非有效储层相比,有效储层中压实作用和胶结作用的减孔率显著降低,而溶蚀增孔率显著增加。中生界有效储层的发育受多因素控制,刚性颗粒含量高、分选好的砂岩抗压能力强,是有效储层形成的物质基础,而早期成因的碳酸盐胶结物具有“减压保孔”的作用;相对开放的水-岩体系有利于溶蚀反应的进行,并抑制了中期方解石胶结;淋滤溶蚀和有机酸溶蚀作用改善了储层的宏观储集物性和微观孔隙结构,是有效储层发育过程中的关键成岩改造作用;断层活动产生的微裂缝会提高储层渗流能力,是控制中生界油气分布的重要因素。

关键词:淋滤溶蚀;水-岩体系;胶结作用;有效储层;白垩系;侏罗系;高青地区;渤海湾盆地

中图分类号:TE122

文献标识码:A

Characteristics and controlling factors of effective reservoirs of Mesozoic low-permeability clastic rocks in Gaoqing Region, Dongying Depression, Bohai Bay Basin, China

Wang Ya^{1,2}, Yang Shaochun^{1,2}, Lu Yan^{1,2}, Ma Baoquan^{1,2}, Zhao Yongfu^{1,3}, Wang Yongchao^{1,2}

[1. School of Geosciences, China University of Petroleum (East China), Qingdao, Shandong 266580, China; 2. Laboratory for Marine Mineral Resources, Qingdao National Laboratory for Marine Science and Technology, Qingdao, Shandong 266071, China; 3. Management Center of Oil and Gas Exploration, SINOPEC Shengli Oilfield Branch Company, Dongying, Shandong 257017, China]

Abstract: The Mesozoic effective reservoirs in Gaoqing Region, Dongying Depression show strong heterogeneity and complex diagenetic evolution. In order to gain insight into the petrological characteristics and physical properties of the effective Mesozoic reservoirs and clearly demonstrate the controlling factors for the growth of effective reservoirs, tests including the thin section, scanning electron microscope (SEM), cathodoluminescence, high pressure mercury intrusion and fluid inclusion were performed, and a comparative study on pore structure and diagenesis characteristics between effective and non-effective reservoirs was carried out. Results indicate that, the Mesozoic effective reservoirs in Gaoqing Region are characterized by well-developed secondary pores, relatively good physical properties and strong heterogeneity of pore structure with a bimodal distribution of mesopore throats and micropore throats. Compared with non-effective reservoirs, the porosity reduction rate in effective reservoirs significantly decreases due to compaction and cementation, while the porosity enlargement rate with dissolution increases largely. The development of Mesozoic effective reservoirs in Gaoqing Region is controlled by multiple factors. Well-sorted sandstones with high content of rigid particles weaken the porosity reduction owing to compaction, and help compose the material basis of effective reservoirs. Early carbonate cements in effec-

收稿日期:2018-03-10; 修订日期:2018-12-04。

第一作者简介:王亚(1994—),男,博士研究生,油气藏开发地质与岩石物理学。E-mail:wangyayifan@163.com。

通讯作者简介:杨少春(1962—),男,博士、教授、博士生导师,油气地质及油藏描述。E-mail:seyang@upc.edu.cn。

基金项目:国家科技重大专项(2017ZX05009001);国家自然科学基金项目(41772138)。

tive reservoirs have the ability of “anti-compaction and pore-preserving”. The relatively open water-rock system is favorable for dissolution, and inhibits the mid-stage calcite cementation. The leaching dissolution and organic acid dissolution, the dominant mechanisms for diagenetic modification, function to effectively improve the macroscopic reservoir quality and microscopic pore structures. The micro-fractures generated by faulting can improve the seepage capacity of effective reservoirs, and profoundly control the distribution of oil and gas in the Mesozoic.

Key words: leaching dissolution, water-rock system, cementation, effective reservoir, Cretaceous, Jurassic, Gaoqing Region, Bohai Bay Basin

渤海湾盆地东营凹陷高青地区的勘探工作始于20世纪60年代,经过近50年的不懈努力,在中生界至古近系均有储量发现,累计探明石油地质储量 $2\,764 \times 10^4$ t,天然气储量 41.42×10^8 m³^[1]。其中孔店组及其以上的沙(沙河街组)四段、沙三段、馆陶组等勘探程度较高,中生界勘探程度较低。大量的勘探开发实践表明,储层的有效性是决定油气成藏的关键因素^[2-5],而现阶段的研究多着重于研究区中生界构造特征演化^[6]、圈闭评价^[7]、油气运移以及成藏规律^[8-9],对有效储层特征及发育控制因素鲜有涉及,且中生界储层在埋藏后经历了多期的埋藏与隆升,成岩流体性质也发生多次改变,储层经历强烈改造而呈现低孔低渗的物性特征,有效储层发育的控制因素复杂,这些都严重制约了中生界的勘探部署,使油气勘探难以取得突破。

本文以中生界白垩系西洼组及侏罗系蒙阴组为研究对象,利用岩石薄片分析、扫描电镜和阴极发光观察、物性统计、高压压汞以及流体包裹体分析测试等技术手段,对高青地区中生界碎屑岩有效储层特征进行研究,并与非有效储层进行对比分析,深入探讨有效储层发育的控制因素,预测有利的有效储层勘探区,以期为进一步的勘探工作提供指导。

1 区域地质概况

高青地区位于渤海湾盆地济阳拗陷东营凹陷的西南部,高青大断层的上升盘,北部为平方王凸起,东邻博兴洼陷,西接惠民凹陷,为南部凸起区和北部斜坡带构成的南高北低的单斜构造^[10],通过高青大断层与东部博兴洼陷烃源岩沟通,油气成藏条件优越(图1)。白垩系西洼组和侏罗系蒙阴组是研究区中生界油气主力储层,自下而上发育一套辫状河三角洲-辫状河沉积,前缘水下分流河道和辫状河道形成了主要的储集砂体,包括细砂岩、粉砂岩及含砾砂岩储层。

中生界现今构造格局经历了多期次、多性质构造运动叠加。晚三叠世印支运动的挤压抬升使三叠系整体剥蚀而缺失。侏罗纪一早白垩世为初次埋藏阶段,

地层稳定沉降接受沉积。晚白垩世,受燕山运动的影响,地层隆升遭受剥蚀,进入抬升暴露阶段,同时高青大断层开始活动,发育褶皱和近南北向逆断层。受断层活动的影响,青城凸起开始形成并持续抬升^[11],使得中生界呈现差异性剥蚀,自北向南剥蚀程度增大。进入新近纪之后,高青大断层活动速率减弱^[12],青城凸起逐渐停止抬升,中生代地层稳定下沉进入二次埋藏阶段,并接受来自博兴生油洼陷的油气充注。

2 有效储层基本特征

有效储层指达到一定储量计算标准之上,能够储存和渗滤流体,且在现今工艺条件下能够采出工业油流的储集层^[13]。采取正逆累积法,利用测试、试油数据结合现阶段的采油工艺和开发技术水平,综合厘定了中生界有效储层的物性下限:孔隙度下限值9%,渗透率下限值为 1×10^{-3} μm²,储层物性在此标准之上的都为有效储层。

2.1 岩石学特征

研究区中生界碎屑岩有效储层的岩石类型主要为长石石英砂岩和岩屑长石砂岩。有效储层砂岩骨架颗粒中,石英所占相对体积百分含量为72.05%,长石为17.48%,以斜长石为主,岩屑为10.47%。有效储层中不同粒级砂岩均有发育,颗粒粒度中值在0.1~0.5 mm,主要为中砂和细砂。碎屑颗粒磨圆中等,整体为次圆-次棱角,分选较差,以颗粒支撑为主,颗粒之间多呈点-线接触。填隙物以胶结物为主,平均体积百分含量为5.24%,主要为碳酸盐胶结物,杂基含量较低,平均体积百分含量为0.79%,主要为粘土杂基。总体上,高青地区中生界有效储层具有中等成分成熟度和中等结构成熟度的岩石组构特征。

2.2 储集空间特征

通过对研究区中生界100多张铸体薄片观察,结合扫描电镜、碎屑岩成岩作用、粒间胶结物分析发现,

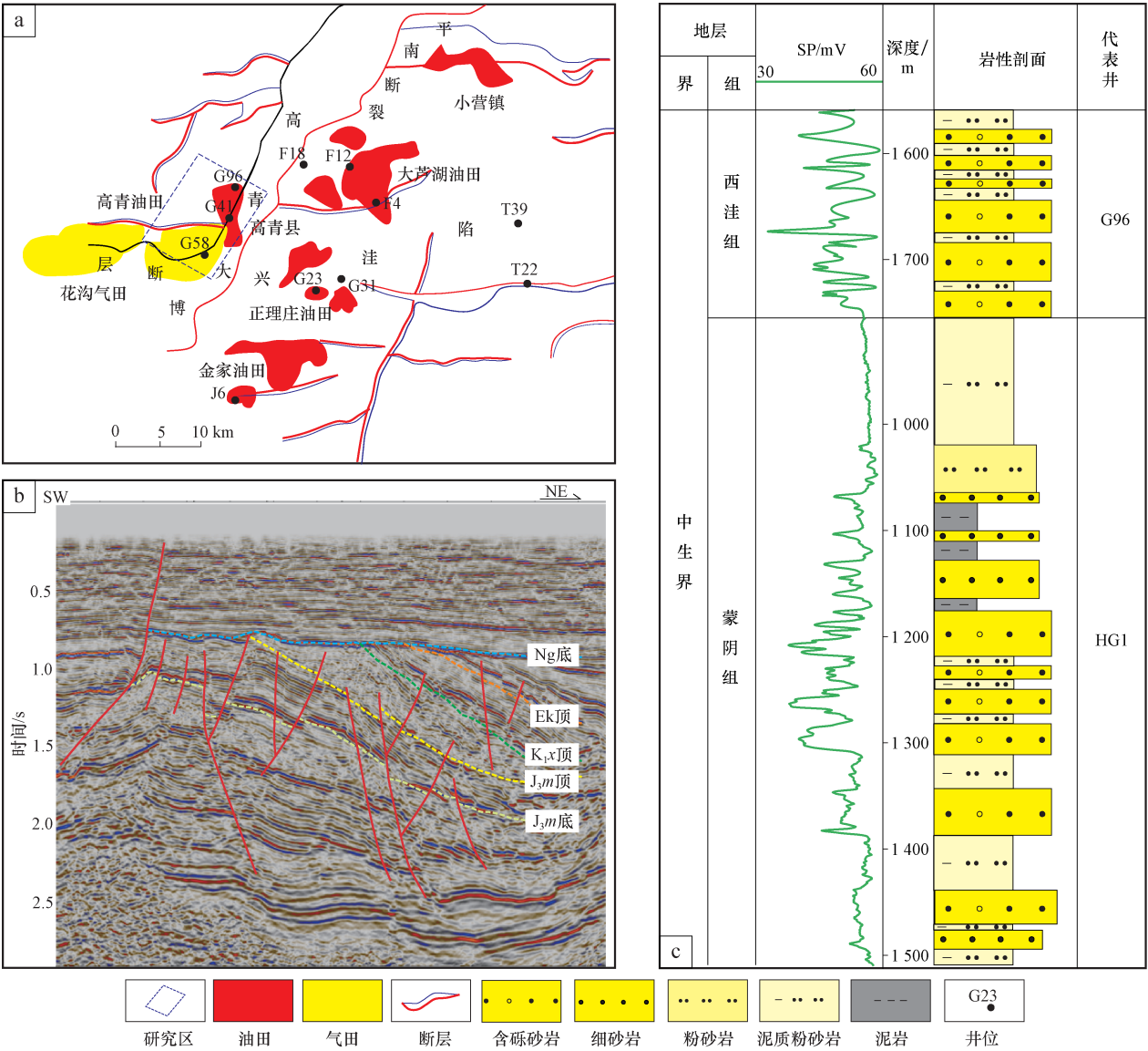


图 1 东营凹陷高青地区构造位置(a)、地震剖面(b)及地层柱状图(c)

Fig. 1 Structural location(a), seismic profile(b) and stratigraphic column(c) of Gaoqing Region, Dongying Depression, Bohai Bay Basin

有效储层储集空间以次生孔隙为主, 剩余粒间孔面孔率一般低于 2%, 多呈三角形或不规则多边形, 但连通性较好(图 2f,g)。

次生孔隙作为有效储层主要的储集空间, 又以长石、岩屑和碳酸盐胶结物等酸不稳定矿物溶蚀产生的次生溶孔为主, 其次为微裂缝。次生溶孔是最重要的储集空间类型, 按照可溶物质差异及面孔率由大到小可分为长石溶蚀粒内孔隙、碳酸盐胶结物溶蚀粒间孔隙以及岩屑溶蚀粒内孔隙。长石颗粒溶孔具有 3 种产出形式: 沿解理面溶蚀呈蜂窝状溶孔(图 2a)、沿颗粒边缘溶蚀呈港湾状溶孔(图 2a,b)以及颗粒完全溶蚀呈铸膜孔(图 2a,c)。碳酸盐胶结物通常呈不规则溶蚀, 溶孔内可见胶结物的溶蚀残余(图 2b,d,e)。岩屑颗粒溶蚀程度较低, 往往沿着颗粒边缘向内部

溶蚀, 与粒间孔隙组合形成扩大孔(图 2d)。微裂缝在石英等刚性颗粒含量较高的砂岩中较为发育, 主要为构造裂缝, 往往切穿碎屑颗粒并延伸较远, 镜下观察到的微裂缝宽度为 10 ~ 200 μm, 所能提供储集空间有限, 但微裂缝附近的颗粒和碳酸盐胶结物发生强烈溶蚀(图 2h), 能够显著改善储层渗流性能。

2.3 物性和孔隙结构特征

根据 G41、G56 和 G54 三口井共计 465 块岩样实测物性数据, 中生界有效储层孔隙度主要集中在 9% ~ 17%, 主体为低孔有效储层, 占 59.50%, 中孔有效储层占 40.50%; 渗透率主要集中在 $1 \times 10^{-3} \sim 20 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 主体为低渗有效储层, 占 80.17%, 中渗有效储层占 19.83%。

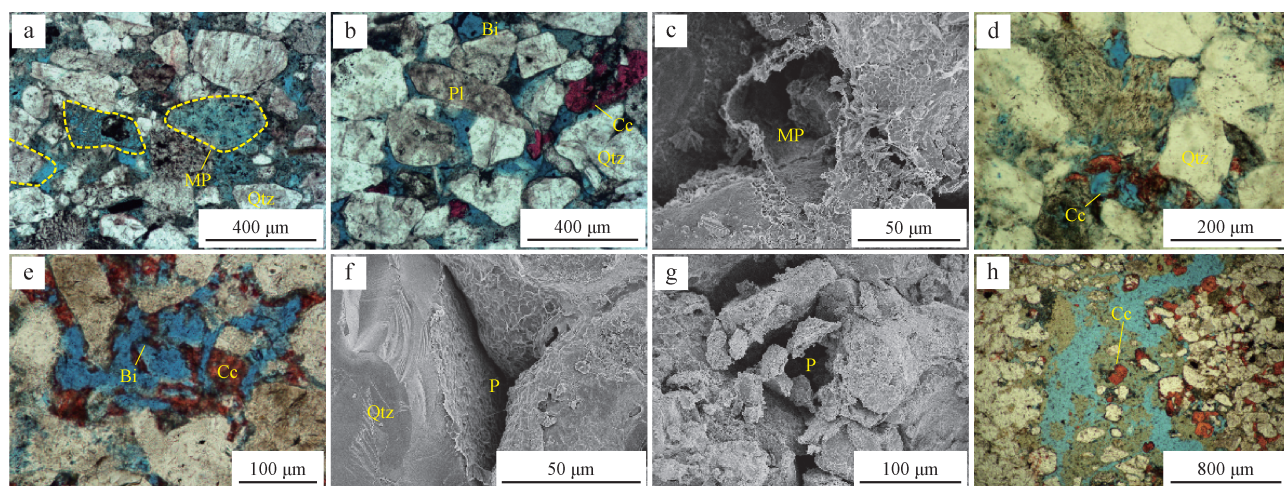


图2 东营凹陷高青地区中生界有效储层储集空间类型

Fig. 2 Effective reservoir space types of the Mesozoic in Gaoqing Region, Dongying Depression, Bohai Bay Basin

a. 长石颗粒沿边缘溶蚀、沿解理面溶蚀以及铸膜孔, G56井, 埋深951.82 m, 蓝色铸体薄片; b. 长石溶蚀粒内孔隙和方解石胶结物溶蚀粒间孔隙, G41井, 埋深1240.16 m, 蓝色铸体薄片; c. 长石铸膜孔, G56井, 埋深941.7 m, 扫描电镜; d. 方解石胶结物溶蚀粒间孔隙和岩屑粒内溶孔, G41井, 埋深1279.35 m, 蓝色铸体薄片; e. 碳酸盐胶结物溶蚀残余, G41井, 埋深1279.35 m, 蓝色铸体薄片; f. 剩余粒间孔隙, G54井, 埋深2103.5 m, 扫描电镜; g. 剩余粒间孔隙, G56井, 埋深938.5 m, 扫描电镜; h. 微裂缝, G41井, 埋深1264.74 m, 蓝色铸体薄片

Qtz. 石英颗粒; Cc. 方解石; Pl. 斜长石; Bi. 储层沥青; P. 粒间孔隙; MP. 铸膜孔

高压压汞测试可以便捷、有效地表征岩石孔喉大小和分布^[14]。对中生界39块样品进行了高压压汞测试分析, 结果表明: 有效储层具有较低的排驱压力(图3a, b), 分布在0.03~0.31 MPa, 表明其具有较大的最大孔喉半径, 通常与连通的较大孔喉系统有关^[15], 同时其孔径具有双峰分布的特征, 砂岩内中孔喉和小孔喉共存。其中连通性较好的中孔喉主要为次生溶孔和剩余粒间孔隙(图2a, b, f, g), 对渗透率的贡献高达80%以上, 是有效储层形成的关键孔隙类型。非有效储层的排驱压力较高, 孔径呈单峰分布特征(图3c, d), 表明其孔喉大小集中分布, 且主要为连通性差的小孔喉, 剩余粒间孔隙基本全部损失, 次生溶孔发育程度低, 储层物性较差。

2.4 成岩作用及演化特征

成岩作用及演化特征决定了储层物性的演化^[16]。高青地区中生界储层成岩演化与埋藏过程具有密切的联系, 在不同的埋藏阶段发育不同类型的成岩作用, 其中压实作用、胶结作用和溶蚀作用对储层物性影响最为显著。下面针对这3种成岩作用进行详细阐述, 并利用视压实率、视胶结率、视溶蚀率定量表征其成岩强度^[17]。

2.4.1 压实作用

中生界储层在白垩纪晚期的最大埋深达到2700 m~3200 m, 强压实作用使得粒间体积迅速衰减, 体现为

颗粒的定向排列、颗粒之间呈线接触、云母及塑性岩屑的弯曲变形等(图4a, b), 大大破坏了储层原始孔隙。中生界储层平均视压实率可达84.69%, 而有效储层中平均视压实率约为73.22%, 压实作用强度明显减弱, 颗粒之间接触强度减小, 呈点-线接触(图2a, b)。

2.4.2 胶结作用

中生界储层胶结作用强度中等, 平均视胶结率为32.55%, 而有效储层中胶结作用强度较弱, 平均视胶结率为17.83%。有效储层中胶结物类型多样, 包括碳酸盐胶结物、硅质胶结物、粘土矿物胶结物, 其中硅质胶结物(平均体积百分含量0.86%)和粘土矿物胶结物(平均体积百分含量0.13%)对有效储层发育影响较小, 而碳酸盐胶结物含量较高, 且呈现多期次成因的特征, 故重点进行分析阐述。根据胶结物与成岩矿物共生关系、成岩事件发生的先后顺序, 将碳酸盐胶结物划分为成因和产状均存在差异的早、中、晚3期。

1) 早期基底式碳酸盐胶结物

该类胶结物为过饱和的碱性湖水介质中直接析出的产物^[18], 形成于大规模压实作用之前, 主要呈基底式产出, 包括方解石和白云石胶结物, 通常围绕碎屑颗粒生长, 使得岩石骨架颗粒“漂浮”其上(图4c, d)。通过岩石薄片和阴极发光观察发现, 早期碳酸盐胶结物在有效储层成岩演化过程中难以保存, 多被完全溶蚀或交代, 成岩恢复后的含量在3%~8%, 显著高于非有效储层的0~6%, 对埋藏早期的孔隙保存具有重要意义。

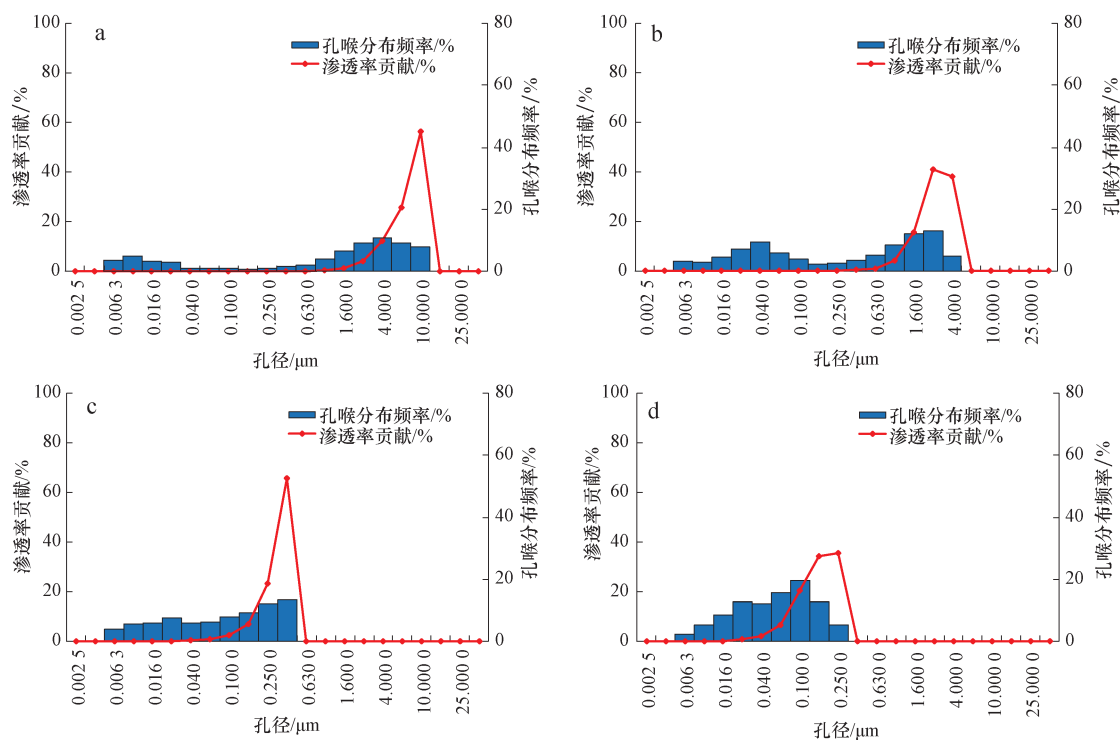


图3 东营凹陷高青地区中生界有效储层(a,b)和非有效储层(c,d)的孔喉分布特征

Fig. 3 Distribution characteristics of pore throats in the Mesozoic effective (a,b) and non-effective (c,d)

reservoirs in Gaoqing Region, Dongying Depression, Bohai Bay Basin

- a. G41 井,埋深 1 255.68 m,孔隙度为 16.2%,渗透率为 $13.6 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,排驱压力为 0.052 MPa,最大孔隙半径为 14.14 μm ,平均孔隙半径为 3.75 μm ;
 b. G54 井,埋深 2 104.5 m,孔隙度为 11.8%,渗透率为 $6.9 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,排驱压力为 0.172 MPa,最大孔隙半径为 4.27 μm ,平均孔隙半径为 0.82 μm ;
 c. G59 井,埋深 1 510.1 m,孔隙度为 10.0%,渗透率为 $0.033 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,排驱压力为 1.268 MPa,最大孔隙半径为 0.58 μm ,平均孔隙半径为 0.14 μm ;
 d. G56 井,埋深 942.5 m,孔隙度为 7.3%,渗透率为 $0.004 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,排驱压力为 2.550 MPa,最大孔隙半径为 0.29 μm ,平均孔隙半径为 0.07 μm

2) 中期孔隙式方解石胶结物

随着埋深、地温以及 pH 值增加,成岩孔隙流体中过饱和的 Ca^{2+} 重新沉淀形成了中期的方解石胶结物。该类胶结物会充填孔隙,堵塞喉道,对储层孔隙结构的破坏作用显著。中期方解石胶结物总体含量较高,最高可达 10%,在有效储层中含量相对较低,平均为 3.4%,多充填在次生溶孔中,形成时间晚于大规模溶蚀作用,同时部分被后期油气充注所携带的有机酸溶蚀,形成具有沥青黑边的粒间溶孔,说明其形成时间又早于油气充注事件(图 4d—f)。

3) 晚期点状铁方解石、铁白云石胶结物

油气充注的烃类流体会将粘土矿物转化产生的 Fe^{3+} 还原为 Fe^{2+} ,在还原环境下进入 CaCO_3 和 MgCO_3 矿物晶格,形成晚期铁方解石和铁白云石胶结物^[19]。晚期铁方解石主要呈交代碳酸盐胶结物或颗粒产出,对储层物性影响较小(图 4c,f)。

2.4.3 溶蚀作用

受构造隆升控制的大气淡水淋滤作用以及生油注陷生排烃史控制的油气充注事件产生的多期溶蚀作用

使得储层中砂岩骨架颗粒和胶结物的溶蚀现象普遍发育^[20](图 4g,h)。中生界储层中的平均视溶蚀率都达到 90%以上,但溶蚀增孔率普遍较低,平均为 1.46%。有效储层中砂岩的溶蚀程度较高,溶蚀增孔率平均为 4.82%。根据扫描电镜观察,部分次生溶孔充填大量的书页状高岭石集合体以及自生微晶石英,是规模溶蚀作用进行的证据之一^[21](图 4i,j)。

总体上,研究区中生界储层具有强压实、中等胶结和中等溶蚀的成岩作用背景,成岩演化序列如图 5 所示,而有效储层的成岩特征表现为中等压实、弱胶结和强溶蚀作用。压实作用与胶结作用在孔隙损失中的相对贡献统计结果表明,压实作用是中生界储层孔隙损失的最主要因素(图 6)。不同成因和期次的碳酸盐胶结作用对储层影响不同,溶蚀作用是能够改善储层孔隙结构的关键成岩改造因素。

3 有效储层发育控制因素

3.1 原始沉积条件是有效储层形成的物质基础

原始沉积条件是形成有效储层的物质基础,同时

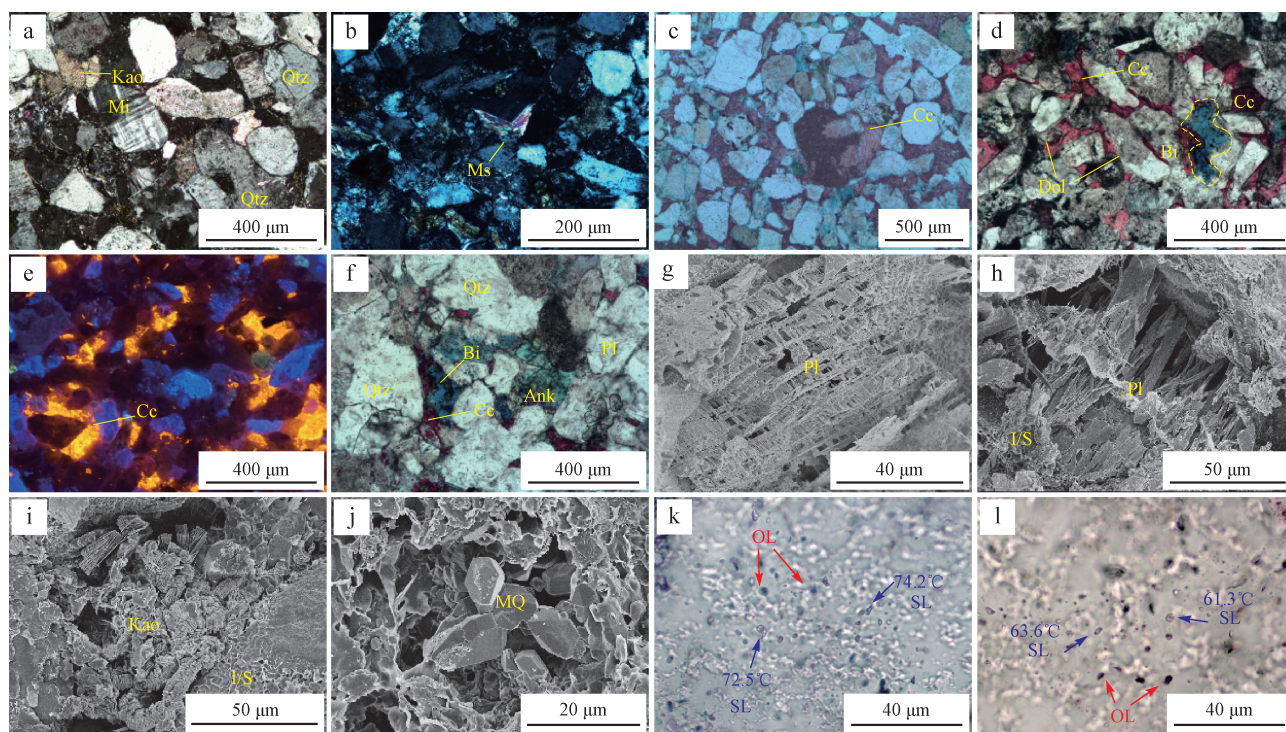


图4 东营凹陷高青地区中生界储层成岩作用特征

Fig. 4 Diagenetic characteristics of the Mesozoic reservoirs in Gaoqing Region, Dongying Depression, Bohai Bay Basin

a. 岩屑弯曲变形, 颗粒呈线接触, G59 井, 埋深 1 009.1 m; b. 岩屑弯曲变形, 白云母破裂, G41 井, 埋深 1 321.68 m; c. 早期方解石胶结物基底式胶结, 部分被晚期铁方解石交代, 红色染色为早期方解石胶结物, 紫红色染色为晚期铁方解石胶结物, G41 井, 埋深 1 060.0 m; d. 中期方解石胶结物充填早期白云石胶结物溶蚀孔隙, 部分被有机酸溶蚀, G41 井, 埋深 1 325.64 m; e. 中期方解石胶结物充填长石粒内溶孔和早期方解石溶孔, 方解石发橙黄色光, G41 井, 埋深 1 237.99 m, 阴极发光; f. 中期方解石被有机酸溶蚀, 晚期铁白云石交代中期方解石胶结物, 晚期铁白云石铸体染色呈亮蓝色, G41 井, 埋深 1 240.16 m; g. 长石颗粒沿解理面溶蚀, G56 井, 埋深 940.3 m, 扫描电镜; h. 长石颗粒溶蚀, G56 井, 埋深 938.5 m, 扫描电镜; i. 溶孔中充填的自生书页状高岭石集合体, G41 井, 埋深 1 280.45 m, 扫描电镜; j. 溶孔中充填的自生石英微晶, G41 井, 埋深 1 218.68 m, 扫描电镜; k. 石英颗粒微裂缝中的烃类 (OL) 和盐水包裹体 (SL), G41 井, 埋深 1 551.0 m; l. 石英颗粒微裂缝中的烃类 (OL) 和盐水包裹体 (SL), G56 井, 埋深 955.82 m

Qtz. 石英颗粒; Cc. 方解石; Dol. 白云石; Ank. 铁白云石; Ms. 白云母; Kao. 高岭石; Mi. 微斜长石; Pl. 斜长石; Bi. 储层沥青; I/S. 伊蒙混层; Ill. 伊利石; MQ. 微晶石英

对后期构造压实、成岩改造具有控制作用^[22]。对不同沉积微相砂岩物性、岩石组构统计分析发现 (表 1), 砂岩物性与沉积水动力条件具有明显的相关性。高能的水动力环境如辫状河三角洲前缘水下分流河道、辫状河道、辫状河河床滞留沉积形成的砂岩物性要好于相对低能的水动力环境如冲积平原、辫状河三角洲前缘水下分流河道间以及辫状河河漫滩形成的砂岩。这主要是由于高能水动力条件沉积的砂岩中刚性组分如石英、长石含量高, 储层抗压能力强, 埋藏过程中更有利于孔隙保存, 而低能水动力条件形成的砂岩中塑性组分如软岩屑、泥质杂基的含量相对较高, 塑性岩屑在压实过程中发生塑性变形, 形成假杂基充填孔隙, 砂岩压实程度迅速增加, 储层物性较差。此外, 高能的水动力环境沉积的砂岩粒度较粗, 原始粒间孔隙更为发育, 孔隙连通性更好, 有利于成岩流体的运移、注入, 为后期溶蚀作用提供有利条件^[23]。

3.2 有效储层发育过程中的保孔作用

3.2.1 早期碳酸盐胶结与差异压实

早期碳酸盐胶结物的分布与沉积水动力条件有关, 在低能水动力条件沉积相带, 沉积期泥质含量高, 砂岩呈杂基支撑, 往往发育泥质充填作用, 而高能的水动力条件下, 地层水盐度大, 埋藏早期容易形成早期碳酸盐胶结物。为探究早期碳酸盐胶结物对储层压实作用的影响, 引入压实减孔率来定量表征砂岩储层在压实过程中的孔隙损失^[24], 计算公式如下:

$$\text{压实减孔率} = \frac{\text{原始孔隙度} - \text{粒间体积}}{\text{原始孔隙度}} \times 100\% \quad (1)$$

式中: 对于分选较好的细砂岩, 一般默认其原始孔隙度为 40%; 粒间体积为铸体薄片统计的粒间孔隙和填隙物之和。

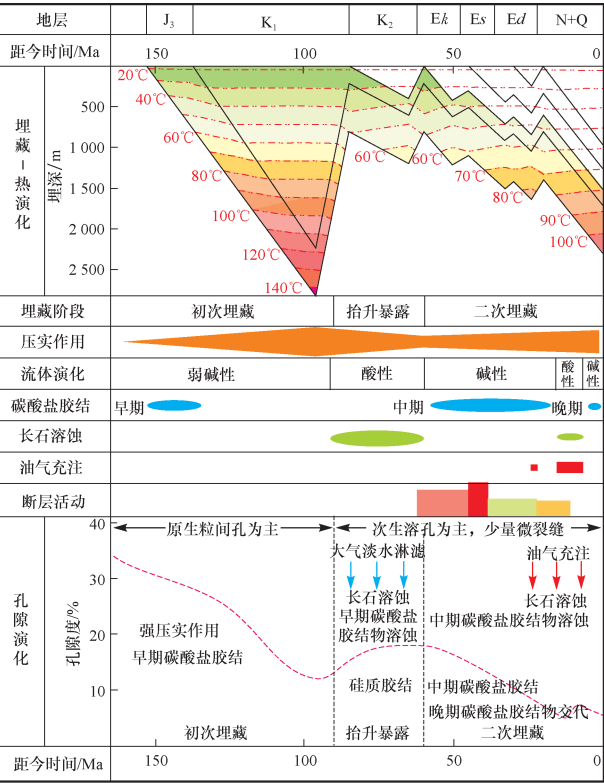


图 5 东营凹陷高青地区中生界储层成岩演化序列
Fig. 5 Diagenetic evolution sequence of the Mesozoic reservoirs in Gaoqing Region, Dongying Depression, Bohai Bay Basin

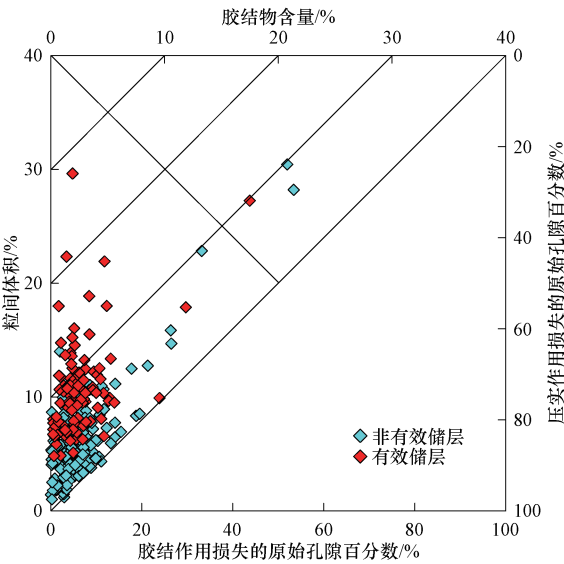


图 6 东营凹陷高青地区中生界储层压实作用和胶结作用在孔隙损失中的贡献
Fig. 6 Contribution of compaction and cementation to pore loss of the Mesozoic reservoirs in Gaoqing Region, Dongying Depression, Bohai Bay Basin

基于铸体薄片观察对压实减孔率和早期碳酸盐胶结物含量统计结果表明:早期碳酸盐胶结物含量与压

实减孔率具有良好的负相关关系,随着早期碳酸盐胶结物含量的升高,储层压实强度减小,压实减孔率降低,更有利于有效储层的发育(图 7a)。经计算,有效储层中早期碳酸盐胶结物的平均含量为 4.96%,平均压实减孔率为 74.60%,而非有效储层中早期碳酸盐胶结物平均含量为 2.46%,平均压实减孔率为 85.87%。因此早期碳酸盐胶结物能够“减压保孔”,削弱压实作用对储层孔隙的破坏,是中生界储层产生差异压实的主要原因。此外,早期碳酸盐胶结物可以为后期溶蚀作用提供充足的易溶物质,是规模溶蚀作用进行的必要条件之一,其含量越高次生溶孔也越发育(图 7b)。

3.2.2 开放水-岩体系对中期方解石胶结的抑制作用

微观面孔率的微小变化在储层宏观物性上会呈现出较大的差异,因此胶结物对面孔率的破坏作用会显著的减少储层物性。早期碳酸盐胶结物在抬升暴露阶段多被淋滤溶蚀,对现今孔隙结构以保孔作用为主,而破坏作用微弱;中期碳酸盐胶结物含量高,且形成于大规模溶蚀作用之后,对储层孔隙损失的贡献仅次于压实作用。

位于高能沉积相带以及不整合面附近的中生界储层往往具有相对开放的水-岩体系,是有效储层发育的有利区^[25],这些储层基本具有以下的特点:①原始孔隙条件好;②埋藏过程中孔隙保存程度高;③大气淡水淋滤溶蚀改造程度高;④孔隙结构以中孔喉为主。在相对开放的水-岩体系中,砂岩孔隙连通性好,孔隙成岩流体流动畅通,物质交换更加频繁,因此溶蚀反应进行的更彻底,同时溶蚀产物能够及时排出,不易形成中期方解石胶结物;而相对封闭的水-岩体系中,储层溶蚀程度较低,溶蚀产物难以及时排出,同时也会接受来自储层其他部位的高浓度 Ca^{2+} ,从而原地沉淀形成大量的方解石胶结物,堵塞次生孔隙和喉道,形成致密的碳酸盐胶结带。铸体薄片、阴极发光薄片分析结果也显示:开放的水-岩体系中中期方解石胶结较弱,储层孔隙得到有效的保存(图 8)。由此可见,相对开放的水-岩体系一定程度上能够抑制中期方解石胶结,从而保护储层物性。

3.3 有效储层发育过程中的增孔作用

3.3.1 淋滤溶蚀和有机酸溶蚀作用

中生界储层溶蚀作用所需的酸性流体主要有两大来源:大气淡水和油气充注。古近系沉积前,在合适的构造部位,中生代地层经历了长期暴露和风化剥

表1 东营凹陷高青地区中生界储层不同沉积微相砂岩物性和岩石组构统计

Table 1 Physical properties and rock fabric statistics of sandstones of different sedimentary microfacies of the Mesozoic reservoirs in Gaoqing Region, Dongying Depression, Bohai Bay Basin

沉积微相	物性		碎屑成分占岩石骨架颗粒体积分数/%			粒度中值/ μm	分选系数
	孔隙度/%	渗透率($10^{-3} \mu\text{m}^2$)	石英	长石	岩屑		
辫状河三角洲前缘水下分流河道	8.33 ~ 17.84	1.29 ~ 28.07	77.95	15.12	6.93	194	1.33
辫状河三角洲前缘水下分流河道间	3.21 ~ 5.72	0.87 ~ 11.31	68.38	13.96	17.66	91	1.56
辫状河道	6.91 ~ 13.27	0.89 ~ 25.36	69.67	19.80	10.53	210	1.72
冲积平原	3.54 ~ 7.65	0.02 ~ 12.29	67.26	18.21	14.53	186	1.87
辫状河河床滞留沉积	7.68 ~ 10.21	0.62 ~ 23.98	71.27	19.62	9.11	242	1.94
辫状河河漫滩	2.37 ~ 7.51	0.04 ~ 10.35	68.63	10.70	20.67	108	1.75

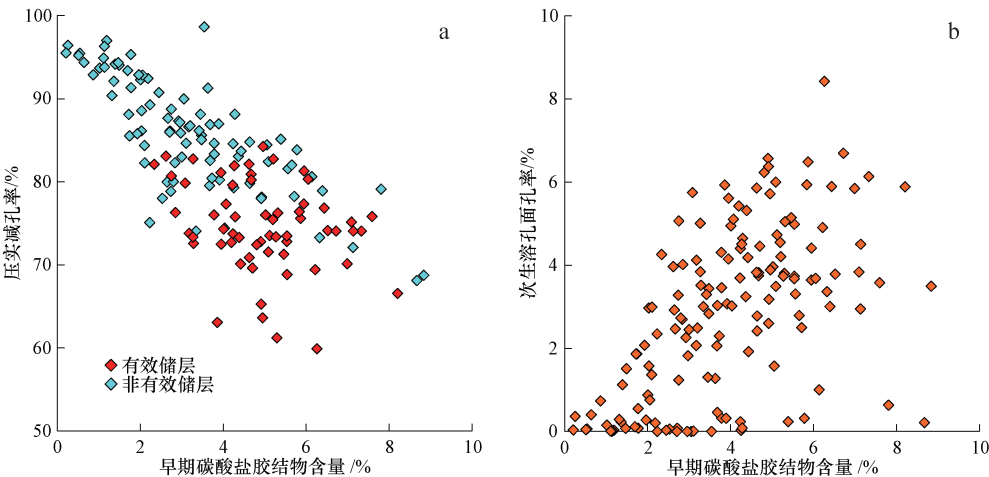


图7 东营凹陷高青地区中生界储层早期碳酸盐胶结物对压实作用(a)和溶蚀作用(b)的影响
Fig. 7 Impact of early carbonate cementation of the Mesozoic reservoirs on compaction(a) and dissolution(b) in Gaoqing Region, Dongying Depression, Bohai Bay Basin

蚀作用^[26],含CO₂的大气淡水在重力作用下进入碎屑岩孔隙系统,形成无机酸-岩石反应,酸溶性组分发生溶蚀,产生淋滤溶蚀孔隙^[27-28]。作为中生界有效储层的重要储集空间,淋滤溶蚀孔隙的面孔率与距中生界顶面不整合距离具有明显的相关性:垂向上距离中生界顶面不整合越近,淋滤溶蚀孔隙越发育(图9)。此外,流体包裹体的岩相学观察以及测温结果显示(图4k,1),中生界存在两期成藏事件,分别位于东营组沉积末期以及明化镇组沉积晚期,且以明化镇组沉积晚期的油气充注规模最大。油气充注主导的有机酸成岩环境中会发生酸不稳定矿物的溶蚀,形成有机酸溶蚀孔隙^[29]。对两种不同成因类型的溶孔在储层中的相对比重进行了统计分析,结果表明:中生界储层的溶孔类型以淋滤溶蚀孔隙为主(图9),这主要是由于两期油气充注事件发生在主要的成岩改造事件之后,此时储层孔隙结构基本定型,因而对储层的溶蚀改造作用较小。

3.3.2 断层活动

高青大断层及其派生断裂的活动使得断层附近的储层局部发育微裂缝,能够改善储层渗流能力,有效沟通酸性流体,促进溶蚀作用进行,增强孔隙结构的非均质性。同时高青大断层作为油源断层,其活动时间与大规模油气充注时间相匹配,作为油气的垂向运移通道,很大程度上控制了油气的分布^[30]。中生界的油气显示长度和油藏油柱高度均与距油源断层距离呈现一种较好的负相关关系(图10),可见距离高青大断层越近的储层油气充注规模越大,易于富集油气。

4 有利勘探区预测

综合以上对于有效储层发育过程中的保孔和增孔作用的相关分析,并基于有效储层厚度的平面展布(图11),对有效储层进行分级综合评价,并预测有

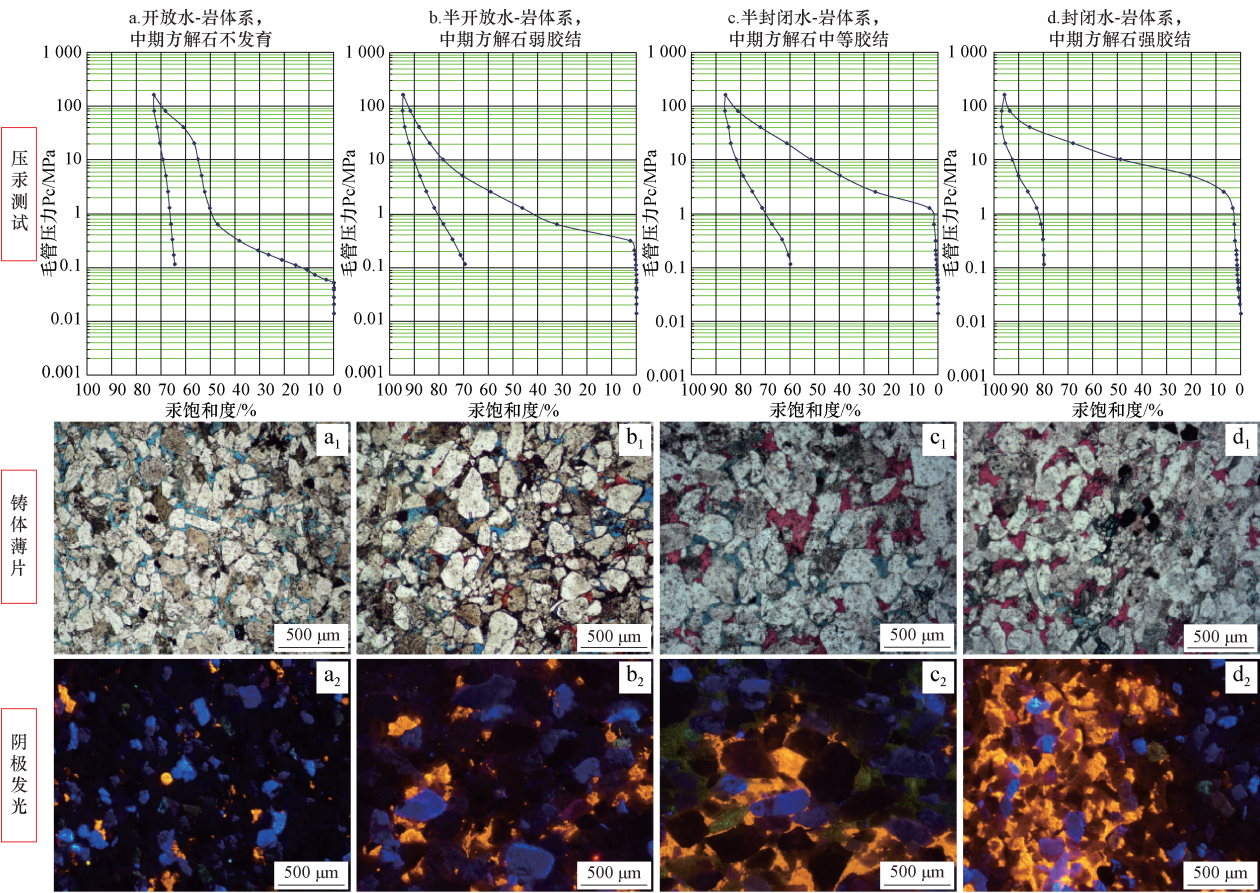


图8 东营凹陷高青地区中生界储层中不同水-岩体系中中期方解石胶结物典型发育特征

Fig. 8 Defining features of mid-stage calcite cement development from different water-rock systems of the Mesozoic reservoirs in Gaoqing Region, Dongying Depression, Bohai Bay Basin

a. G41井,埋深1 279.35 m,辫状河三角洲前缘水下分流河道微相;b. G54井,埋深2 105.0 m,辫状河道微相;
c. G59井,埋深1 510.1 m,冲积平原微相;d. G41井,埋深1 424.34 m,辫状河三角洲前缘水下分流河道间微相
a—d. 压汞测试数据表;a₁—d₁. a—d 对立铸体薄片照片;a₂—d₂. a—d 对应阴极发光照片

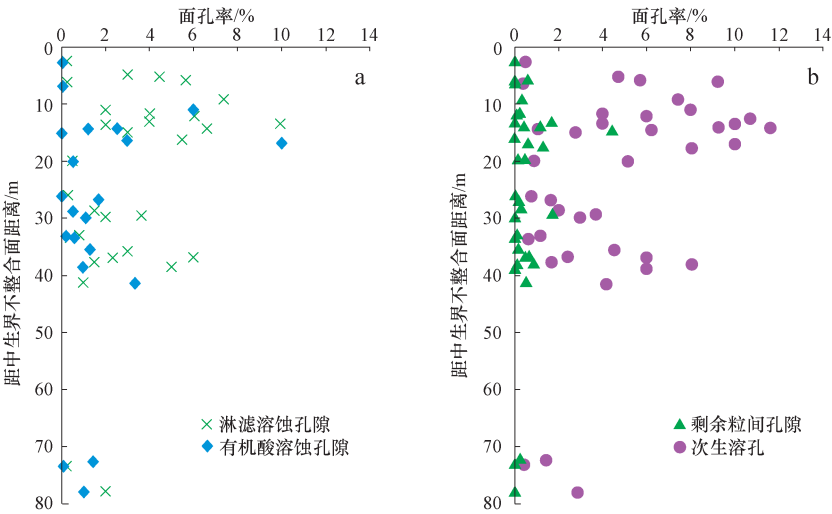


图9 东营凹陷高青地区中生界储层面孔率与距中生界顶面不整合距离关系

Fig. 9 Relationship between plane porosity and vertical distance from the top unconformity of the Mesozoic reservoirs in Gaoqing Region, Dongying Depression, Bohai Bay Basin

a. 不同类型溶蚀孔隙面孔率与距中生界顶面不整合距离关系;b. 次生溶孔总面孔率与距中生界顶面不整合距离关系

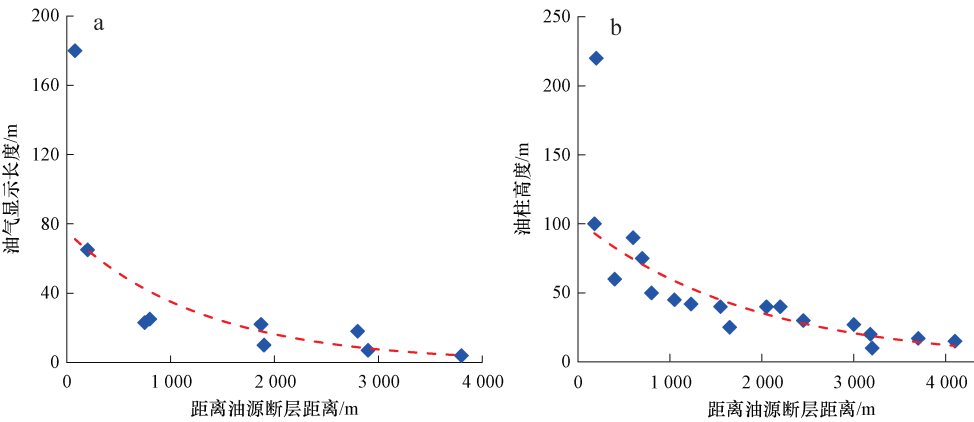


图 10 东营凹陷高青地区中生界油气分布与距油源断层距离关系

Fig. 10 Relationship between Mesozoic oil and gas distribution and distance from source-related faults in Gaoqing Region, Dongying Depression, Bohai Bay Basin

a. 油气显示长度与距油源断层距离关系; b. 油柱高度与距油源断层距离关系

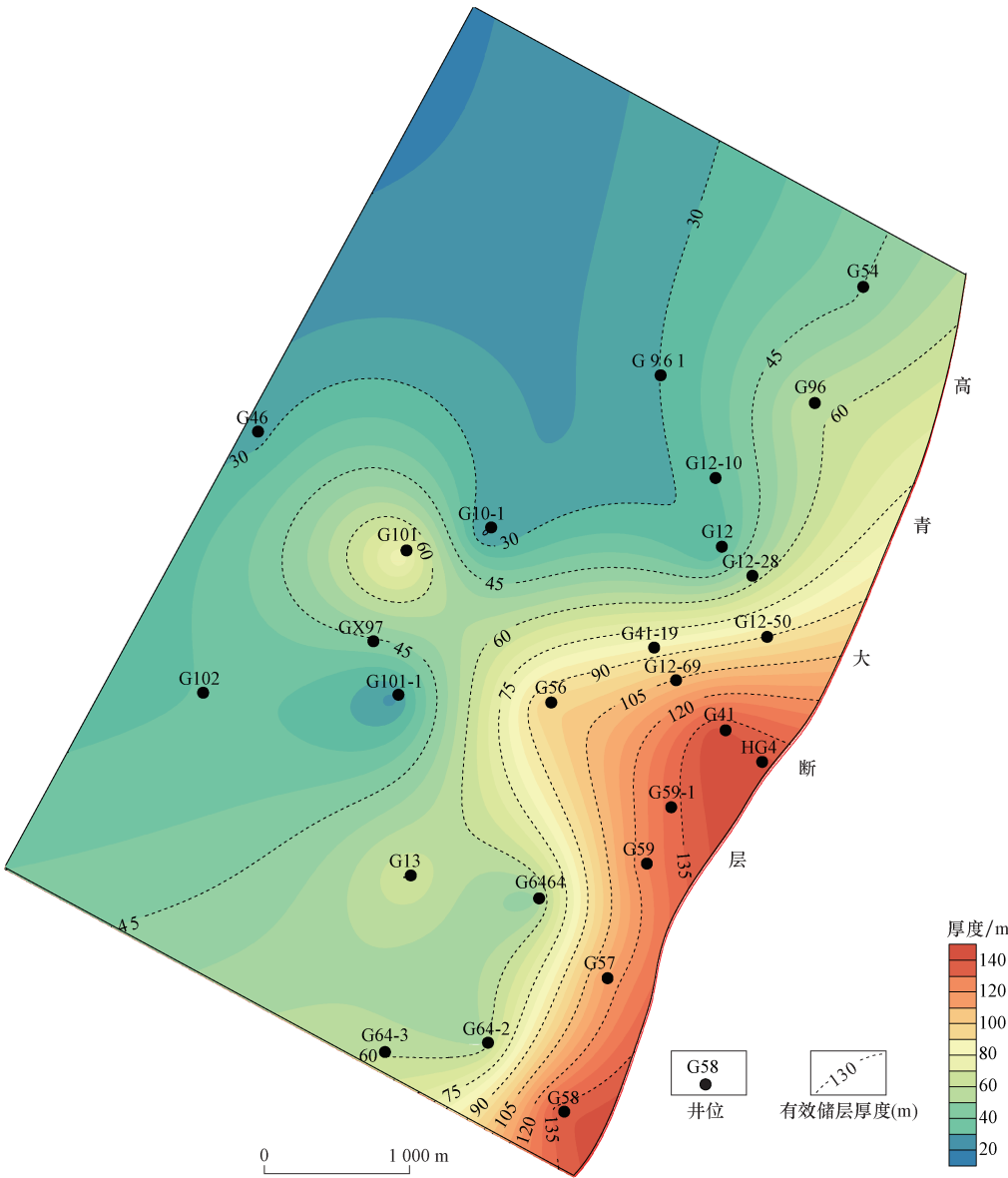


图 11 东营凹陷高青地区中生界有效储层厚度平面分布

Fig. 11 Plane distribution of Mesozoic effective reservoirs in Gaoqing Region, Dongying Depression, Bohai Bay Basin

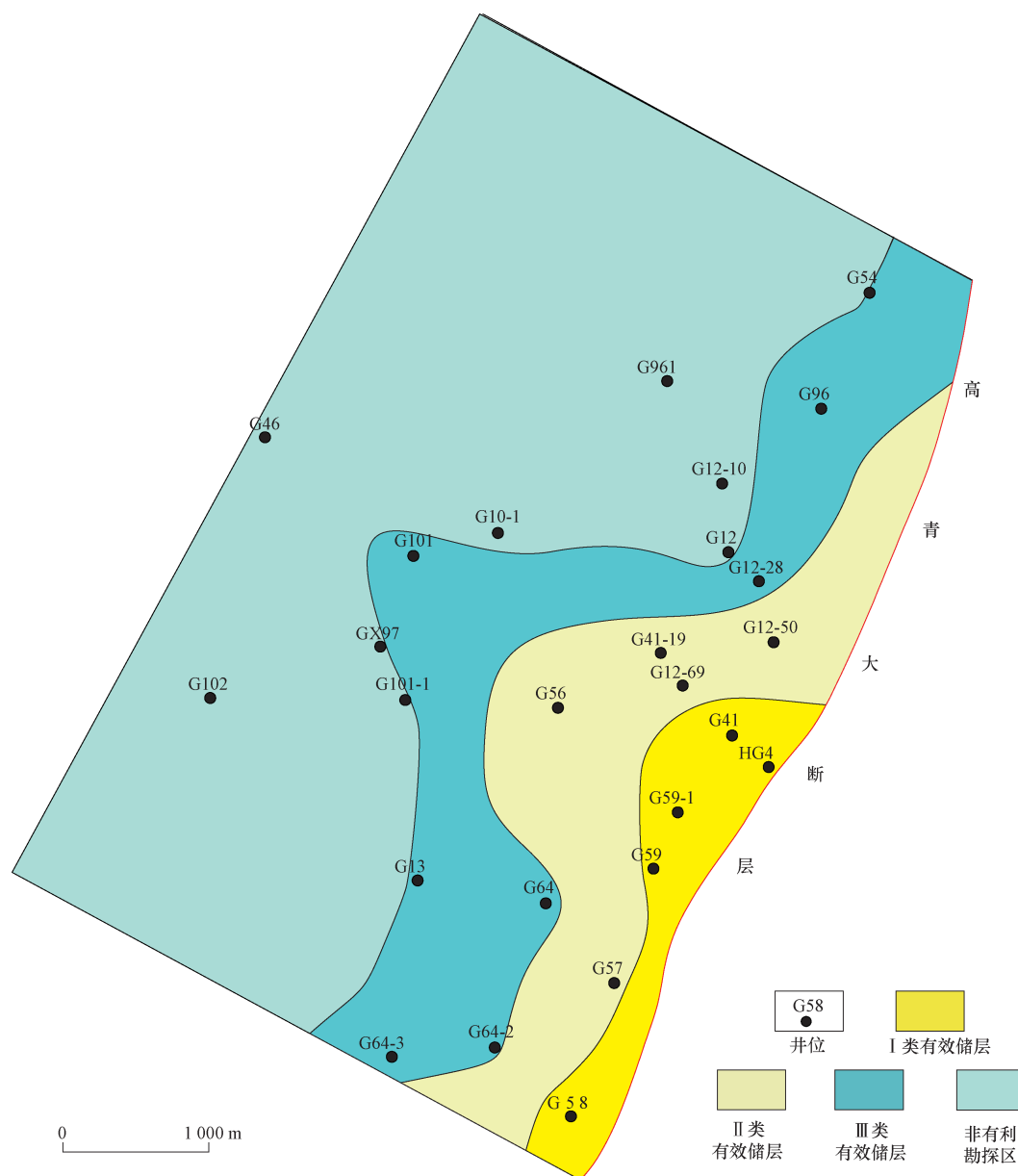


图12 东营凹陷高青地区中生界有效储层综合评价及预测

Fig. 12 Integrated evaluation and prediction of Mesozoic effective reservoirs in Gaoqing Region, Dongying Depression, Bohai Bay Basin

利的勘探区带(图12)。I类有效储层位于凸起区紧邻高青大断层的区域,为强烈改造型有效储层,其有效储层厚度大,在埋藏过程中经受了长期的淋滤溶蚀作用,次生孔隙非常发育,储层物性好,同时距离高青大断层(油源断层)近,裂缝发育,油气疏导和储集条件好,是最有利的勘探区带。II类有效储层位于凸起区以及靠近凸起区的区域,距离高青大断层较近,为有利沉积条件和中等溶蚀改造叠加形成,其原始沉积条件好,储层抗压实能力强,且水-岩体系较为开放,中期碳酸盐胶结较弱,次生孔隙和裂缝较为发育,是比较有利的勘探区带。III类有效储层发育在有利的沉积相带,原生孔隙保存条件好,但储层溶蚀

改造程度相对较低,次生孔隙和裂缝发育程度低,勘探潜力中等。

5 结论

1) 压实作用是研究区中生界储层孔隙损失的主要因素,高能水动力条件下形成的刚性颗粒含量高、分选好的砂岩能够削弱压实作用的减孔效应,是有效储层形成的物质基础,而早期成因的碳酸盐胶结物能够支撑砂岩骨架颗粒,具有“减压保孔”作用。中期碳酸盐胶结是次要的孔隙损失因素,有效储层中相对开放的水-岩体系能够抑制中期方解石胶结,从而保护储

层物性。大气淡水的淋滤溶蚀和油气充注伴随的有机酸溶蚀作用产生的次生溶孔有效改善了砂岩孔隙结构,是有效储层物性改善的关键成岩改造因素。高青大断层的活动能够产生微裂缝,改善储层渗流能力,促进溶蚀作用进行,并控制着油气的分布。

2) 中生界有效储层勘探潜力由高到低可分为:I类、II类和III类有效储层。有利的勘探区带主要位于凸起区附近、靠近高青大断层、具有有利原始沉积结构的有效储层分布区,其有效储层形成于有利沉积微相,储层抗压实能力强、水-岩体系开放、中期碳酸盐胶结强度弱、溶蚀改造程度高、裂缝较为发育,油气的疏导和储集条件好,油气易于富集。

参 考 文 献

- [1] 韩敏,邹灵,陈涛,等. 青城凸起中生界油藏控制因素研究[J]. 地质论评,2017,63(5):57-58.
Han Min, Zou Ling, Chen Tao, et al. Study on Mesozoic hydrocarbon accumulation controlling factors in Qingcheng Uplift[J]. Geological Review, 2017, 63(5): 57-58.
- [2] 李易隆,贾爱林,何东博. 致密砂岩有效储层形成的控制因素[J]. 石油学报,2013,34(1):71-82.
Li Yilong, Jia Ailin, He Dongbo. Control factors on the formation of effective reservoirs in tight sands; examples from Guang'an and Sulige gasfields[J]. Acta Petrolei Sinica, 2013, 34(1): 71-82.
- [3] 秦伟军,李娜,付兆辉. 高邮凹陷深层系有效储层形成控制因素[J]. 石油与天然气地质,2015,36(5):788-792.
Qin Weijun, Li Na, Fu Zhaohui. Factors controlling formation of effective reservoirs in deep of the Gaoyou Sag[J]. Oil & Gas Geology, 2015, 36(5): 788-792.
- [4] 王艳忠,操应长,李永新,等. 渤南洼陷古近系深层有效储层控制因素研究[J]. 天然气地球科学,2012,23(6):996-1003.
Wang Yanzhong, Cao Yingchang, Li Yongxin, et al. Controlling factors on the Paleogene deep effective reservoirs in the Bonan sag[J]. Natural Gas Geoscience, 2012, 23(6): 996-1003.
- [5] 意克来,操应长,周磊,等. 廊固凹陷河西务构造带沙四上亚段有效储层成因机制[J]. 吉林大学学报:地球科学版,2014,44(5):1451-1465.
Xi Kelai, Cao Yingchang, Zhou Lei, et al. Genetic mechanism of effective reservoirs in the Upper part of the fourth member of the Shahejie Formation in Hexiwu structural zone of Langgu depression[J]. Journal of Jilin University: Earth Science Edition, 2014, 44(5): 1451-1465.
- [6] 张淼. 高青—平方王潜山带构造特征与演化[D]. 青岛:中国石油大学(华东),2012.
Zhang Miao. Structural characteristics and evolution of Gaoqing-Pingfangwang buried hill belt[D]. Qingdao: China University of Petroleum (East China), 2012.
- [7] 邹灵. 青城凸起中生界储层及圈闭评价[D]. 青岛:中国石油大学(华东),2013.
Zou Ling. Mesozoic reservoir and trap evaluation in Qingcheng Arch [D]. Qingdao: China University of Petroleum (East China), 2013.
- [8] 康晏,邹灵,刘志勇,等. 青城凸起中生界内幕断层及油气运聚特征[J]. 油气地质与采收率,2014,21(6):45-48.
Kang Yan, Zou Ling, Liu Zhiyong, et al. Faulted structure and its effect on oil-gas reservoir forming in Qingcheng arch[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2014, 21(6): 45-48.
- [9] 张淼,陈清华. 东营凹陷高青—平方王潜山带油气藏类型及其成藏控制因素[J]. 油气地质与采收率,2012,19(3):46-48.
Zhang Miao, Chen Qinghua. Reservoir types and its controlling factors of Gaoqing-Pingfangwang buried hill belt in Jiyang depression[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2012, 19(3): 46-48.
- [10] 郭旭升. 高青地区沙三段砂体成因与油气成藏分析[J]. 石油勘探与开发,2000,27(6):35-36.
Guo Xusheng. An analysis of the genesis of sand bodies and oil/gas reservoir forming in Member S₃ of Gaoqing area[J]. Petroleum Exploration and Development, 2000, 27(6): 35-36.
- [11] 张鹏,王良书,丁增勇,等. 济阳拗陷中—新生代断裂发育特征及形成机制[J]. 石油与天然气地质,2006,27(4):467-474.
Zhang Peng, Wang Liangshu, Ding Zengyong, et al. Characteristics and formation mechanism of the faults in Mesozoic-Cenozoic in Jiyang Depression[J]. Oil & Gas Geology, 2006, 27(4): 467-474.
- [12] 程明. 高青—平方王地区断层输导体量化表征及其控藏作用[D]. 青岛:中国石油大学(华东),2012.
Cheng Ming. Quantitative characterization of fault opening and the control role for hydrocarbon migration in the Gaoqing-Pingfangwang Area [D]. Qingdao: China University of Petroleum (East China), 2012.
- [13] 李文浩,张枝焕,咎灵,等. 渤南洼陷北部陡坡带沙河街组砂砾岩有效储层物性下限及其主控因素[J]. 石油与天然气地质,2012,33(5):766-777.
Li Wenhao, Zhang Zhihuan, Zan Ling, et al. Lower limits of physical properties and their controlling factors of effective coarse-grained clastic reservoirs in the Shahejie Formation on northern steep slope of Bonan subsag, the Bohai Bay Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2012, 33(5): 766-777.
- [14] Lai J, Wang G, Wang Z, et al. A review on pore structure characterization in tight sandstones [J]. Earth-Science Reviews, 2018, 177: 436-457.
- [15] Xi K, Cao Y, Haile B G, et al. How does the pore-throat size control the reservoir quality and oiliness of tight sandstones? The case of the Lower Cretaceous Quantou Formation in the southern Songliao Basin, China [J]. Marine & Petroleum Geology, 2016, 76: 1-15.
- [16] 周林,陈波,凡睿,等. 川北地区须四段致密砂岩储层特征及成岩演化[J]. 石油与天然气地质,2017,38(3):543-550.
Zhou Lin, Chen Bo, Fan Rui, et al. Characteristics and diagenesis of tight sandstone reservoirs in the 4th member of Xujiahe Formation, northern Sichuan Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2017, 38(3): 543-550.

- [17] 楚美娟,郭正权,齐亚林,等. 鄂尔多斯盆地延长组长8储层量化成岩作用及成岩相分析[J]. 天然气地球科学,2013,24(3): 477-484.
Chu Meijuan, Guo Zhengquan, Qi Yalin, et al. Quantitative diagenesis and diagenetic facies analysis on Chang 8 reservoir of Yanchang Formation in Ordos Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 2013, 24(3): 477-484.
- [18] Morad S, Al-Ramadan 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.
- [19] 刘四兵,黄思静,沈忠民,等. 砂岩中碳酸盐胶结物成岩流体演化和水岩作用模式——以川西孝泉-丰谷地区上三叠统须四段致密砂岩为例[J]. 中国科学:地球科学,2014(7): 1403-1417.
Liu Sibing, Huang Sijing, Shen Zhongmin, et al. Diagenetic fluid evolution and water-rock interaction model of carbonate cements in sandstone: An example from the reservoir sandstone of the Fourth Member of the Xujiahe Formation of the Xiaoquan-Fenggu area, Sichuan Province, China[J]. Science China: Earth Sciences, 2014(7): 1403-1417.
- [20] 王亚,杨少春,路研,等. 基于测井岩石物理相识别的低渗透储层评价方法——以东营凹陷高青地区蒙阴组上段为例[J]. 中国矿业大学学报,2018,47(6): 1264-1275.
Wang Ya, Yang Shaochun, Lu Yan, et al. Evaluation method of low permeability reservoirs based on logging petrophysical facies identification: A case study of the upper member of Mengyin formation in Gaoqing area, Dongying depression[J]. Journal of China University of Mining & Technology, 2018, 47(6): 1264-1275.
- [21] 王冠民,张婕,王清斌,等. 渤海湾盆地秦南凹陷东南缘中深层砂砾岩优质储层发育的控制因素[J]. 石油与天然气地质,2018, 39(2): 330-339.
Wang Guanmin, Zhang Jie, Wang Qingbin, et al. Factors controlling medium-to-deep coarse siliciclastic reservoirs of high quality at the southeastern margin of Qinnan Sag, Bohai Bay Basin, China[J]. Oil & Gas Geology, 2018, 39(2): 330-339.
- [22] 周勇,纪友亮,张善文,等. 胶莱盆地莱阳凹陷莱阳组低渗透砂岩储层特征及物性控制因素[J]. 石油学报,2011,32(4): 611-620.
Zhou Yong, Ji Youliang, Zhang Shanwen, et al. Characteristics and controlling factors on physical properties of low-permeability sandstones of the Laiyang Formation in the Laiyang Sag, Jiaolai Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 2011, 32(4): 611-620.
- [23] 赵仲祥,董春梅,林承焰,等. 西湖凹陷深层低渗—致密气藏“甜点”类型划分及成因探讨[J]. 石油与天然气地质,2018,39(4): 778-790.
Zhao Zhongxiang, Dong Chunmei, Lin Chengyan, et al. Classification and origin of “sweet spots” in deep low permeability tight gas reservoirs, Xihu Sag, East China Sea Shelf Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2018, 39(4): 778-790.
- [24] 石良,金振奎,闫伟,等. 异常高压对储集层压实和胶结作用的影响——以渤海湾盆地渤中凹陷西北次凹为例[J]. 石油勘探与开发,2015,42(3): 310-318.
Shi Liang, Jin Zhenkui, Yan Wei, et al. Influence of overpressure on reservoir compaction and cementation: A case from northwestern subsag, Bozhong sag, Bohai Bay Basin, East China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2015, 42(3): 310-318.
- [25] 刘四兵,沈忠民,刘昊年,等. 川西坳陷中段上三叠统须家河组水岩相互作用机制[J]. 石油学报,2013,34(1): 47-58.
Liu Sibing, Shen Zhongmin, Liu Haonian, et al. Mechanism of water-rock interaction of the Upper Triassic Xujiahe Formation in the middle part of western Sichuan depression[J]. Acta Petrolei Sinica, 2013, 34(1): 47-58.
- [26] 陈涛,蒋有录,宋国奇,等. 济阳坳陷不整合结构的发育过程及发育模式[J]. 油气地质与采收率,2009,16(5): 33-36.
Chen Tao, Jiang Youlu, Song Guoqi, et al. Development process and model of unconformity in Jiyang Depression[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2009, 16(5): 33-36.
- [27] Dutton S P, Loucks R G. Reprint of: Diagenetic controls on evolution of porosity and permeability in lower Tertiary Wilcox sandstones from shallow to ultradeep (200 ~ 6 700 m) burial, Gulf of Mexico Basin, U. S. A. [J]. Marine & Petroleum Geology, 2010, 27(8): 1775-1787.
- [28] 张玉银. 溶蚀作用对火山岩有效储层形成的控制作用——以松辽盆地徐家围子断陷营城组为例[J]. 石油与天然气地质,2018, 39(3): 587-593.
Zhang Yuyin. Controlling effect of dissolution on valid volcanic reservoir formation: A case study of the Yingcheng Formation in the Xujia-wei Fault Depression, Songliao Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2018, 39(3): 587-593.
- [29] 曹铮,林承焰,董春梅,等. 构造活动及层序格架约束下的沉积、成岩作用对储层质量的影响——以松辽盆地南部大情字井地区葡萄花油层为例[J]. 石油与天然气地质,2018,39(2): 279-290.
Cao Zheng, Lin Chengyan, Dong Chunmei, et al. Impact of sedimentation and diagenesis upon reservoir quality under constraint of tectonic activities and sequence stratigraphic framework: A case study of Putaohua oil layer in Daqingzijing area of southern Songliao Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2018, 39(2): 279-290.
- [30] 田立新,王冰洁. 渤海海域辽中凹陷LD油田油源断层运移能力定量评价及运移模式[J]. 石油与天然气地质,2018,39(3): 567-577.
Tian Lixin, Wang Bingjie. Quantitative evaluation of source tapping fault for oil migration and establishment of its migration model in LD oilfield in the Liaozhong Sag, Bohai Sea[J]. Oil & Gas Geology, 2018, 39(3): 567-577.