

渤海湾盆地东营凹陷民丰洼陷陡坡带深层-超深层碎屑岩优质储层控制因素

刘佳庚^{1,2}, 王艳忠^{1,2}, 操应长^{1,2}, 王淑萍³, 李雪哲^{1,2}, 王铸坤^{1,2}

[1. 深层油气全国重点实验室, 中国石油大学(华东), 山东 青岛 266580; 2. 中国石油大学(华东) 地球科学与技术学院, 山东 青岛 266580; 3. 中国石油大学(华东) 石油工业训练中心, 山东 青岛 266580]

摘要:含油气盆地深层-超深层是全球油气勘探的新领域之一, 而对深层-超深层优质储层发育主控因素认识不清制约了其油气勘探。以渤海湾盆地民丰洼陷陡坡带古近系沙河街组四段下亚段(沙四下亚段)近岸水下扇砂砾岩储层为研究对象, 综合利用铸体薄片观察、扫描电镜观察、阴极发光薄片鉴定、流体包裹体测温及古压力恢复等方法, 结合埋藏史-热史分析, 对储层基本特征、油气充注史、压力演化史和优质储层控制因素进行综合研究。结果表明:民丰洼陷陡坡带沙四下亚段砂砾岩储层岩石类型多样, 以岩屑质长石砂岩和长石质岩屑砂岩为主; 压实作用中等-强, 胶结作用以铁白云石胶结为主, 其次为石英自生加大; 溶解作用整体较弱, 主要为长石溶蚀; 储集空间以原生孔隙为主, 发育少量的长石溶孔。储层中发生过2期石油充注和1期天然气充注: 早期石油充注为成熟油充注, 发生时间为37.2~25.8 Ma; 晚期石油充注为高熟油充注, 发生时间为12.0 Ma至今; 天然气充注时间为3.6 Ma至今。储层中发育2个增压旋回, 第一个增压旋回为45.0~24.6 Ma, 第二个增压旋回为24.6 Ma至今, 分别对应于2期油气充注期。有利的岩相是民丰洼陷陡坡带沙四下亚段原生孔隙主导型优质储层发育的基础, 超压油气充注抑制压实和胶结作用是优质储层发育的关键, 深层封闭体系中长石和碳酸盐矿物溶解作用弱、增孔量少; 3 750 m以深的储层孔隙度随埋深加大而减少的速率明显下降, 深层原生孔隙主导型优质储层的发育大大拓展了勘探的深度下限。

关键词: 沉积作用; 成岩作用; 超压油气充注; 储层特征; 沙四下亚段; 民丰洼陷; 渤海湾盆地

中图分类号: TE122.2

文献标识码: A

Factors controlling the development of deep and ultra-deep coarse-grained siliciclastic reservoirs with high quality in the steep slope zone of the Minfeng sub-sag, Dongying Sag, Bohai Bay Basin

LIU Jiageng^{1,2}, WANG Yanzhong^{1,2}, CAO Yingchang^{1,2}, WANG Shuping³, LI Xuezhe^{1,2}, WANG Zhukun^{1,2}

[1. Key Laboratory of Deep Oil and Gas, China University of Petroleum (East China), Qingdao, Shandong 266580, China;

2. School of Geosciences, China University of Petroleum (East China), Qingdao, Shandong 266580, China;

3. Petroleum Industry Training Center, China University of Petroleum (East China), Qingdao, Shandong 266580, China]

Abstract: Deep and ultra-deep layers within petroliferous basins have emerged as new targets in global oil and gas exploration. However, the major factors influencing the development of high-quality reservoirs within these layers remain poorly understood, posing challenges for effective exploration. This study focuses on the coarse-grained siliciclastic reservoirs in the nearshore subaqueous fan in the lower submember of the 4th member of the Shahejie Formation in the steep slope zone of the Minfeng sub-sag, Dongying Sag. By combining methodologies including casting thin section observation, scanning electron microscopy (SEM), cathodoluminescence microscopy-based identification of minerals in thin sections, fluid inclusion thermometry, and paleopressure reconstruction, as well as the analytical results of the burial and thermal history, we comprehensively examine the reservoirs' essential characteristics, hydrocarbon charging history, pressure evolution, and factors controlling the development of high-quality reservoirs.

收稿日期: 2023-06-09; 修回日期: 2023-08-07。

第一作者简介: 刘佳庚(1995—), 男, 博士研究生, 沉积学、储层地质学。E-mail: 1160898730@qq.com。

通信作者简介: 王艳忠(1980—), 男, 博士、教授, 沉积学、储层地质学。E-mail: wyzh@upc.edu.cn。

基金项目: 国家自然科学基金项目(42272165)。

The findings include: (1) The coarse-grained siliciclastic reservoirs in the study area are predominantly lithic arkoses and feldspathic litharenites. They exhibit medium to strong compaction and are dominated by ferrodolomite cementation, followed by quartz overgrowth. They show overall weak dissolution dominated by feldspar dissolution. The reservoir spaces comprise mostly primary pores, along with some others developed from feldspar dissolution. (2) Two oil charging stages and one natural gas charging stage were identified: an early mature-oil charging between 37.2 ~ 25.8 Ma and a later highly-mature-oil charging from 12 Ma onwards. The natural gas charging has lasted till now since 3.6 Ma. (3) The reservoirs have experienced two distinct pore pressure-increasing cycles: 45 ~ 24.6 Ma and from 24.6 Ma to present, corresponding to the two hydrocarbon charging stages. (4) Favorable lithofacies lay the foundation for the development of high-quality reservoirs dominated by primary pores in the study area. The inhibitive effects of overpressure hydrocarbon charging on compaction and cementation are crucial to the development of high-quality reservoirs. The weak dissolution of feldspar and carbonate minerals in the deep closed system leads to a low increment in porosity. However, the reduction rate of the reservoir porosity with depth declines significantly at burial depths beyond 3 750 m, and the development of deep high-quality reservoirs dominated by primary pores expands the lower limit of depth for exploration.

Key words: sedimentation, diagenesis, overpressure hydrocarbon charging, reservoir characteristics, lower submember of the 4th member of the Shahejie Formation, Minfeng subsag, Bohai Bay Basin

引用格式: 刘佳庚, 王艳忠, 操应长, 等. 渤海湾盆地东营凹陷民丰洼陷陡坡带深层-超深层碎屑岩优质储层控制因素[J]. 石油与天然气地质, 2023, 44(5): 1203-1217. DOI: 10.11743/ogg20230510.

LIU Jiageng, WANG Yanzhong, CAO Yingchang, et al. Factors controlling the development of deep and ultra-deep coarse-grained siliciclastic reservoirs with high quality in the steep slope zone of the Minfeng sub-sag, Dongying Sag, Bohai Bay Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2023, 44(5): 1203-1217. DOI: 10.11743/ogg20230510.

含油气盆地深层-超深层是全球油气勘探的“三新”领域之一, 整体低渗-致密背景下相对高孔、高渗的优质储层是深层-超深层勘探的甜点^[1-3]。中国东部盆地 3 500 m 以深统称为深层, 4 500 m 以深的地层统称为超深层^[4-5]。前人研究认为, 深层碎屑岩优质储层储集空间主要为次生孔隙, 原生孔隙为次要的储集空间^[6-8]。近年来, 随着对含油气盆地深层-超深层的油气勘探, 先后在北海地堑 4 800 m^[9]、墨西哥湾盆地 6 000 m^[10]、渤海湾盆地沾化凹陷 4 000 m^[11]、塔里木盆地 7 000 m 深度^[12]等深层-超深层发现了以原生孔隙为主导的碎屑岩优质储层。

渤海湾盆地东营凹陷民丰洼陷陡坡带古近系沙河街组四段下亚段(沙四下亚段)(Es^{4s})埋藏深度在 3 600 m 以深, 近岸水下扇砂砾岩体具有良好的源-储配置^[13-15]。近年来, 在研究区民丰洼陷陡坡带新钻探了丰深斜 11 和丰深斜 101 井等高产凝析油气井, 沙四下亚段近岸水下扇砂砾岩油气藏逐渐成为民丰洼陷深层-超深层未来重要的增储阵地。前人研究认为, 次生孔隙发育带是民丰洼陷陡坡带砂砾岩储层最主要的储集空间, 并识别出 4 个次生孔隙发育带, 分别为沙四上亚段 2 800 ~ 3 500 m 和 3 750 ~ 4 050 m 深处, 以及沙四下亚段 4 300 ~ 4 500 m 和 4 700 m ~ 4 900 m 深处, 且认

为埋藏过程中-酸性流体的溶蚀是深层次生孔隙主导型优质储层发育的机理^[16-19]。然而, 对新钻井岩心研究发现, 研究区沙四下亚段储集空间以边缘规则、无溶蚀残余和被沥青普遍充填的残余原生孔隙为主, 无次生孔隙发育带。民丰洼陷沙四下亚段深层油气成藏的关键问题在于优质储层的发育, 而其与沉积充填、成岩作用改造、油气充注和地层超压等因素密切相关^[20]。前人主要针对民丰洼陷油气来源、成藏历史及压力演化进行了研究, 对优质储层控制因素的研究相对薄弱^[21-25]。因此, 本研究对民丰洼陷陡坡带沙四下亚段近岸水下扇砂砾岩开展储层基本特征、油气充注-压力演化史及优质储层控制因素等地质研究, 研究成果可为深层-超深层碎屑岩储层评价和预测研究指明方向。

1 地质概况

民丰洼陷位于东营凹陷东北部, 北接陈家庄凸起, 南抵中央隆起带, 西以胜北断层为界, 东临青坨子凸起, 区域形态表现为向南倾没的特点(图 1a)^[26]。剖面上自北向南依次为北部陡坡带、民丰洼陷、中央洼陷带、牛庄洼陷和南部缓坡带(图 1b), 民丰洼陷为陈南铲式边界断层控制下的陡坡带^[27]。民丰洼陷陡坡带古近系自下而

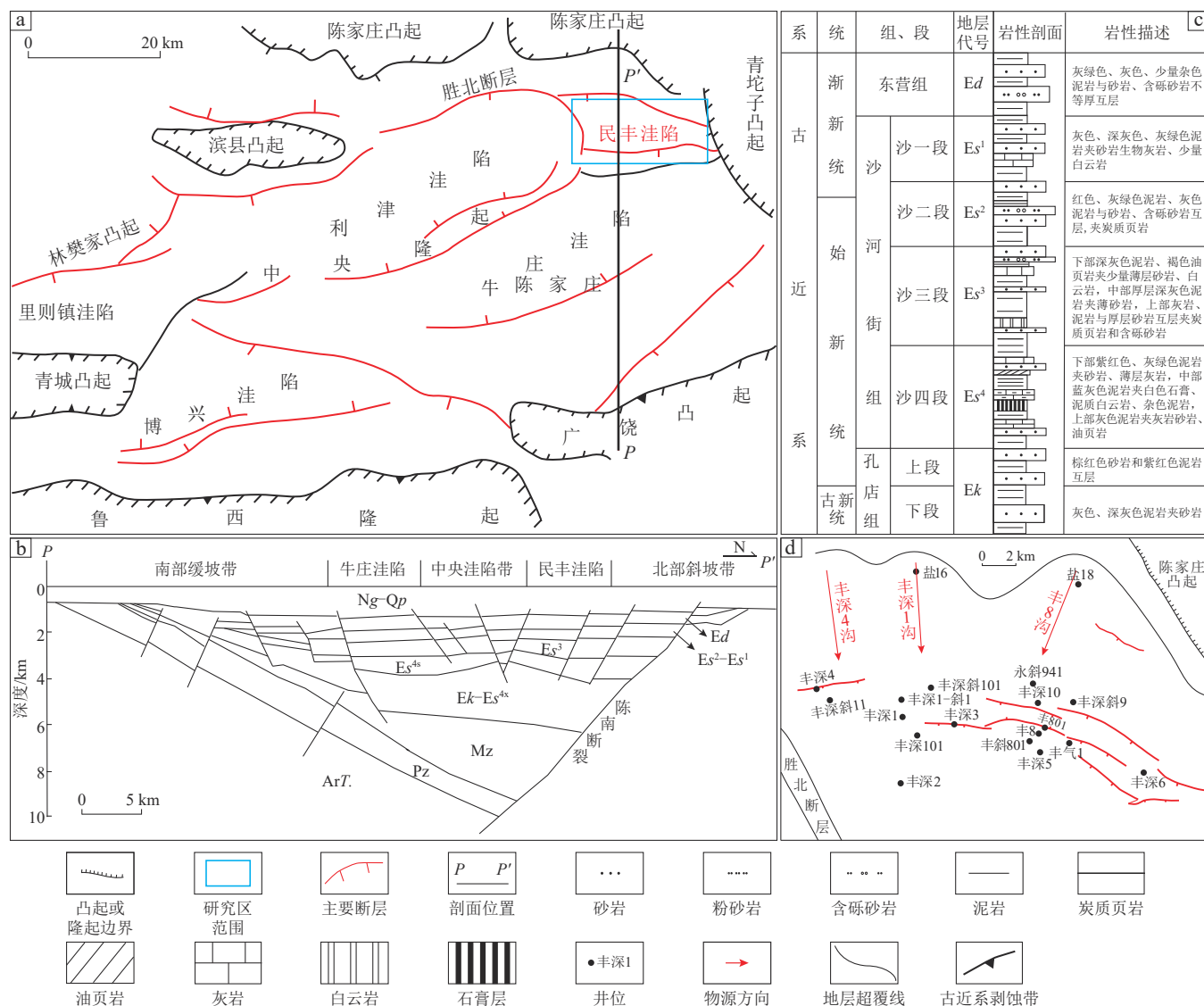


图 1 东营凹陷民丰洼陷陡坡带构造位置及重点井分布

Fig. 1 Tectonic location and key well distribution of the steep slope zone of the Minfeng sub-sag, Dongying Sag

a. 东营凹陷构造单元划分平面图^[16]; b. 东营凹陷构造单元划分剖面图^[16]; c. 民丰洼陷古近系地层综合柱状图^[29]; d. 民丰洼陷重点井分布图

上依次发育孔店组(Ek)、沙河街组(Es)和东营组(Ed)^[28],其中,沙河街组自下而上可分为沙四段(Es⁴)、沙三段(Es³)、沙二段(Es²)和沙一段(Es¹)。沙四段可分为沙四下亚段(Es^{4s})和沙四上亚段(Es^{4u})(图1c)^[29]。沙四下亚段沉积时期,以自西向东发育的丰深4古冲沟、丰深1古冲沟和丰8古冲沟为主要物源通道,在陈南断层下降盘发育大规模近岸水下扇砂砾岩体^[30-31]。民丰洼陷沙四下亚段烃源岩是研究区的主力烃源岩^[29],烃源岩厚度中心位于丰深2井附近,随着与烃源灶距离的增加,现今和历史时期的镜质体反射率都逐渐减低,生烃强度减小,因此,距烃源岩厚度中心更近的丰深4沟和丰深1沟比丰8沟具有更好的成藏条件^[32]。沙四下亚段钻井主要分布在永北断裂带附近,其中,丰深1古冲沟

供源区的丰深1井和丰深斜101井,丰深4古冲沟供源区的丰深斜11井为高产凝析油井(图1d)。

2 储层基本特征

2.1 岩石学特征

民丰洼陷陡坡带沙四下亚段近岸水下扇砂砾岩整体上表现为厚度大、相变快、岩性粒度粗和分选磨圆差的特点。储层岩石类型主要为杂基支撑砾岩、颗粒支撑砾岩、砾质砂岩、含砾砂岩和砂岩,泥岩颜色为灰色、深灰色,多发育在较细正粒序的上部,少与砾岩、砾质砂岩等粗碎屑岩互层沉积。按照四组分三端元的分类

方案,统计砂岩碎屑组分的相对含量,发现研究区砂岩类型以岩屑质长石砂岩和长石质岩屑砂岩为主,成熟度较低,岩屑类型以沉积岩岩屑(主要为白云岩岩屑和灰岩岩屑)为主,变质岩岩屑含量次之,火成岩岩屑含量最低。

2.2 成岩作用特征

民丰洼陷陡坡带沙四下亚段近岸水下扇储层埋藏较深,经历了复杂的构造活动及成岩改造过程,成岩作用类型多样,主要包括压实作用、胶结作用、溶解作用和交代作用。压实作用整体较强,刚性颗粒(如石英、长石

和花岗片麻岩岩屑)之间以线-凹凸接触为主(图2a),甚至可见压溶作用导致的云雾状颗粒接触边界(图2b)。胶结作用主要为铁白云石胶结、白云石胶结和硅质胶结,其次,发育少量铁方解石、方解石、黄铁矿、绿泥石和硬石膏等胶结物。铁白云石胶结是影响储层质量最主要的胶结作用,充填于残余粒间孔隙和长石溶孔,晶形较好(图2c,d),晶体表面无溶蚀痕迹(图2d,e);硅质胶结主要为石英自生加大(图2f)。溶解作用整体较弱,被溶解的岩石组分主要为长石颗粒,多被溶解成蜂窝状、港湾状和犬牙状(图2g),碳酸盐岩岩屑未被溶蚀(图2h)。交代作用可见铁白云石交代铁方解石(图2i)。

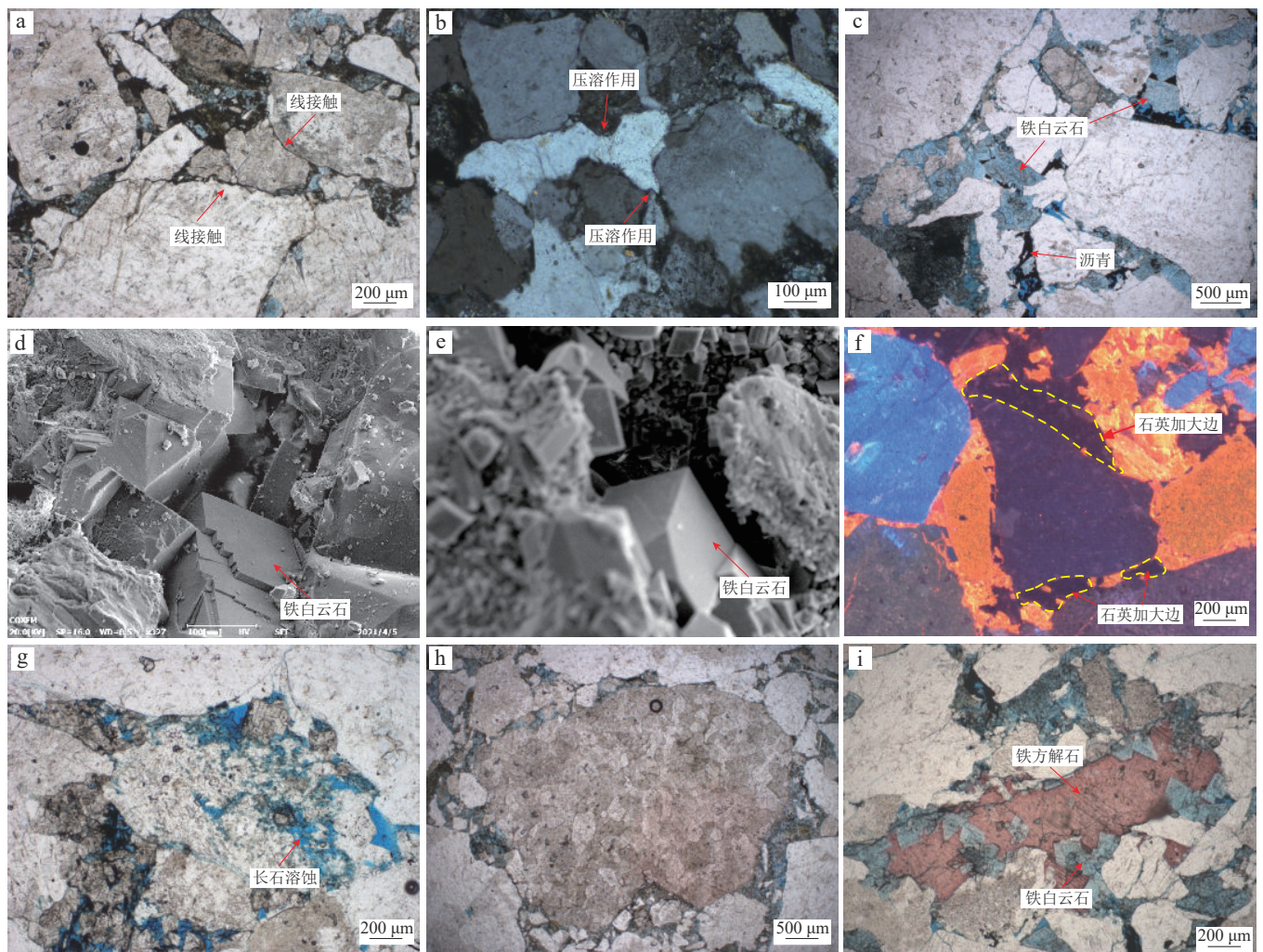


图2 东营凹陷民丰洼陷陡坡带沙四下亚段储层主要成岩作用特征照片

Fig. 2 Primary diagenetic characteristics of reservoirs in the lower submember of the 4th member of the Shahejie Formation in the steep slope zone of the Minfeng sub-sag, Dongying Sag

- a. 丰深斜11井,埋深4 251.50 m,细砾岩,颗粒线接触,单偏光照片;b. 永斜941井,埋深4 350.00 m,粗砂岩,颗粒接触处为压溶作用,正交光照片;c. 丰深斜101井,埋深4 528.80 m,细砾岩,铁白云石孔隙式胶结,晶体间充填沥青,单偏光照片;d. 丰深斜101井,埋深4 529.40 m,晶形自形的铁白云石充填孔隙,SEM;e. 丰深斜11井,埋深4 194.80 m,晶形自形的铁白云石充填孔隙,SEM;f. 丰深斜11井,埋深4 351.40 m,石英加大边,CL;g. 丰深斜101井,埋深4 529.05 m,长石溶蚀,单偏光照片;h. 丰深801井,埋深4 446.00 m,碳酸盐岩岩屑未溶蚀,单偏光照片;i. 丰深斜101井,埋深4 529.40 m,铁白云石交代铁方解石,单偏光照片

2.3 储集空间特征

研究区近岸水下扇砂砾岩储层最主要的储集空间为原生孔隙,孔隙边缘较平直或者较规则,周围颗粒未见被溶蚀现象,可分为原生粒间孔和胶结残余原生粒间孔。原生粒间孔内基本无充填物(图3a,b),胶结残余原生粒间孔为胶结物充填后粒间的残余孔(图3c)。储层中溶蚀孔隙较少,主要为长石颗粒内部和颗粒边缘溶蚀孔隙,孔隙形状不规则(图3d—f)。长石溶蚀增孔量远小于原生孔隙,是次要的储集空间(图3d,e)。利用铸体薄片图像分析技术,针对发育在近岸水下扇中亚相,杂基和胶结物含量均小于10%的细砾岩、含砾砂岩和中粗砂岩,定量统计次生孔隙面孔率和总孔隙面孔率,结果发现:在埋深超过4 000 m的深层砂砾岩储层中,次生孔隙面孔率(S_s)与总面孔率(S_t)的比值随深度变化不明显,81%储层的 S_s/S_t 比值小于50%; S_s/S_t 随总面孔率的减小而逐渐增大,在总面孔率大于2%时, S_s/S_t 小于50%,储集空间以原生孔隙为主;在总面孔率小于2%时,少部分储层 S_s/S_t 大于50%,储集空间以次生孔隙占主导。整体上,民丰洼陷陡坡带沙四

下亚段砂砾岩储层储集空间以原生孔隙为主导,次生孔隙对储层物性贡献不大。

岩心实测物性表明,民丰洼陷陡坡带沙四下亚段砂砾岩储层孔隙度在0.2%~14.1%、平均值为3.6%,渗透率在 $(0.050 \sim 10.000) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,平均值 $0.183 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,属低孔超低渗储层(图4)。民丰洼陷陡坡带古近系储层孔隙度、渗透率和面孔率随深度的增加而降低,埋深小于3 750 m时,储层孔隙度、渗透率和面孔率随深度增加而降低的速率较快;埋深超过3 750 m时,储层物性降低的速率明显减小(图4),且埋深超过4 200 m的砂砾岩储层其储集空间仍以原生孔隙为主(图3)。因此,3 750 m是研究区储层机械压实作用的极限,超过该深度储层可能以化学压实作用为主,残余原生孔隙仍然可以大量发育,这大大拓宽了民丰洼陷深部储层勘探的深度下限。

3 优质储层控制因素

原生孔隙是民丰洼陷陡坡带沙四下亚段近岸水下扇砂砾岩体最主要的储集空间,因此,研究区优质储层

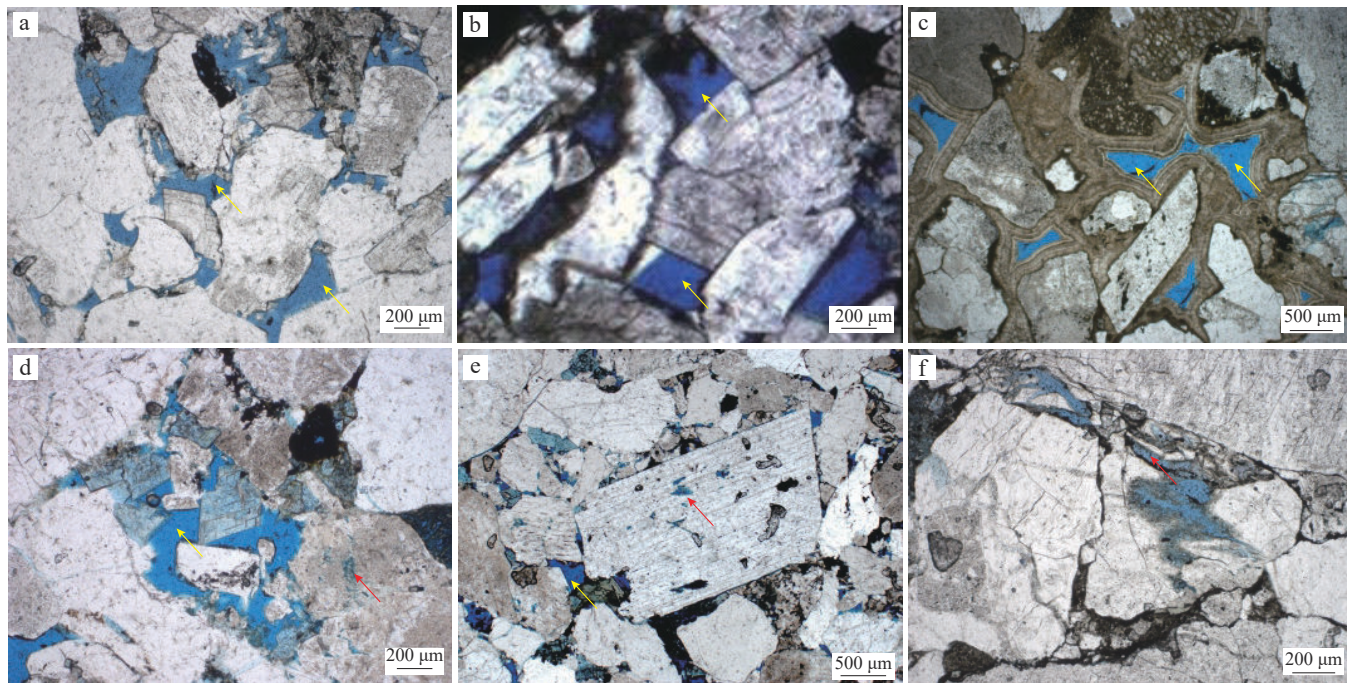


图3 东营凹陷民丰洼陷陡坡带沙四下亚段储层储集空间特征单偏光照片

Fig. 3 Storage space characteristics of reservoirs in the lower submember of the 4th member of the Shahejie Formation in the steep slope zone of the Minfeng sub-sag, Dongying Sag

a. 丰深斜101井,埋深4 532.00 m,粗砂岩,原生粒间孔隙;b. 丰深1井,埋深4 322.85 m,中砂岩,原生粒间孔隙;c. 丰深6井,埋深4 401.60 m,细砾岩,胶结残余原生粒间孔;d. 丰深斜101井,埋深4 528.80 m,细砾岩,胶结残余原生粒间孔,长石颗粒内部溶蚀孔隙;e. 丰深斜101井,埋深4 528.80 m,细砾岩,胶结残余原生粒间孔,长石颗粒内部溶蚀孔隙;f. 永斜941井,埋深4 415.00 m,粗砂岩,长石颗粒边缘溶蚀孔隙
(黄色箭头指示原生粒间孔隙和胶结残余原生粒间孔,红色箭头指示长石溶蚀孔隙。)

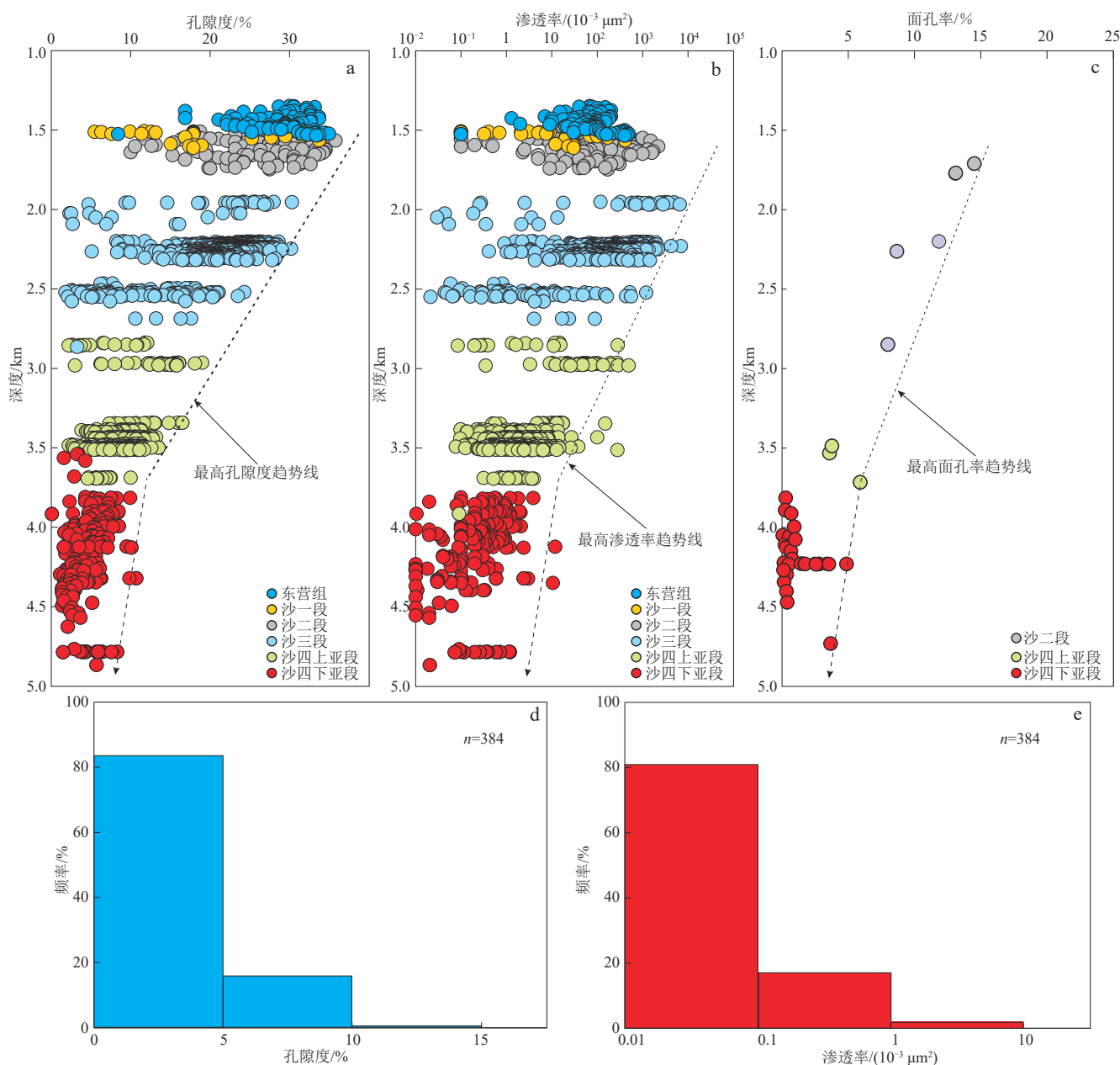


图4 东营凹陷民丰洼陷陡坡带储层物性特征

Fig. 4 Porosity and permeability characteristics of reservoirs in the steep slope zone of the Minfeng sub-sag, Dongying Sag

a—c. 分别为孔隙度、渗透率和面孔率随深度的变化;d,e. 分别为沙四下亚段孔隙度和渗透率频率分布直方图

的分布与原生孔隙的发育和保存密切相关,主要受沉积作用、成岩改造、油气充注及流体超压等因素的影响^[33-40]。

3.1 沉积作用

沉积原始条件决定了不同尺度下沉积物的非均质性。不同沉积相带由于水动力的强弱不同,在砂体规模、叠置样式和泥质含量等诸多方面存在差异;即使在同一沉积相带,不同微相中的沉积岩也具有不同的结构、构造和成分等特征^[41]。这种不同尺度的非均质性

不仅造成砂岩储层原始孔隙度差异,也使沉积物在后期埋藏演化过程中发生不同成岩作用和孔隙变化,进一步控制了有效储层的形成与分布^[42]。

民丰洼陷陡坡带沙四下亚段为典型的近源和重力流沉积为主的近岸水下扇。近岸水下扇扇根亚相由断层幕式活动期的泥石流沉积、阵发性洪水沉积舌形体根部等微相组成,水体能量强,单层砂砾岩厚度大、成熟度低,主要发育泥质、砂质杂基支撑砾岩相和砾质砂岩相,储层杂基含量高、分选差、颗粒几乎无磨圆,在压实作用下可导致储层致密(图2a,图5a)。近岸水下扇

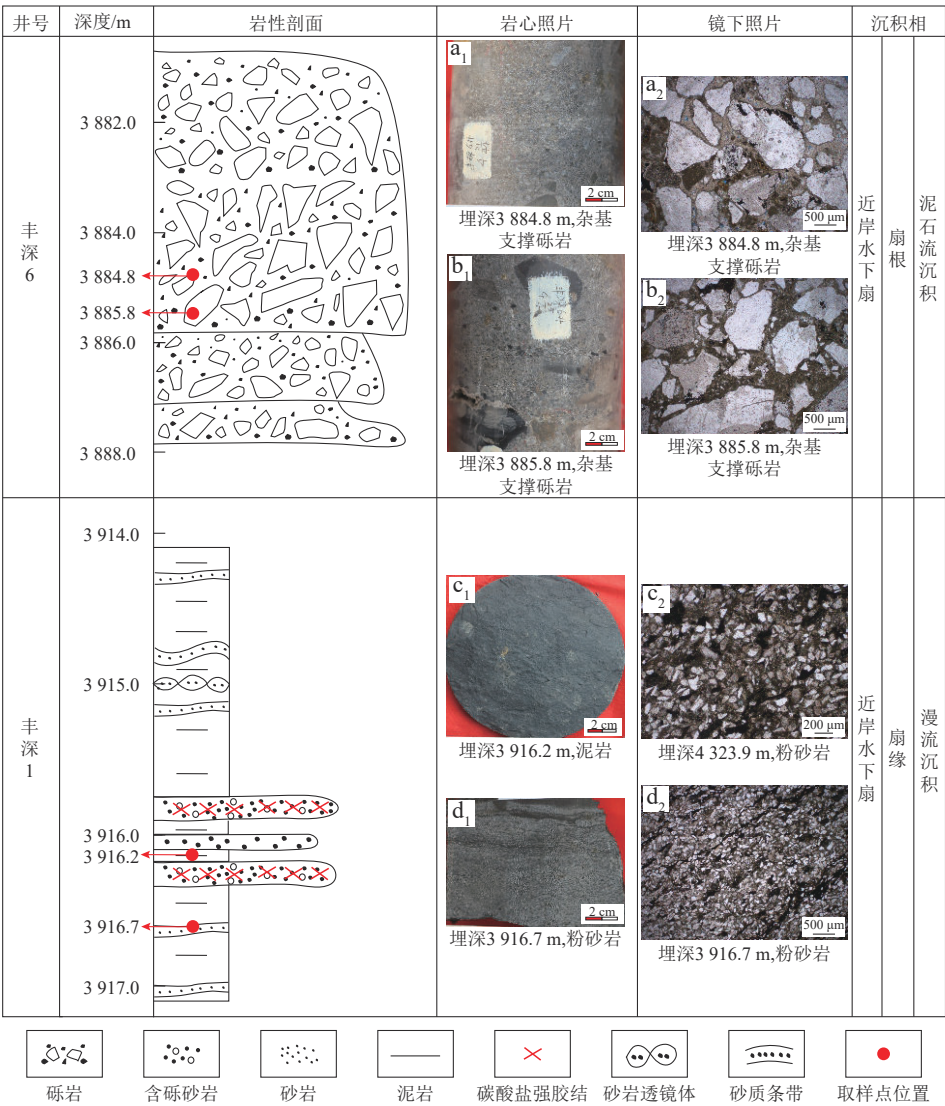


图5 东营凹陷民丰洼陷陡坡带沙四下亚段不同沉积相带沉积特征

Fig. 5 Sedimentary characteristics of different sedimentary facies zones in the lower submember of the 4th member of the Shahejie Formation in the steep slope zone of the Minfeng sub-sag, Dongying Sag

扇中亚相主要为阵发性洪水沉积舌形体主体中部,砂砾岩厚度最大、分选磨圆较好、杂基含量较低,具有较高的原始孔隙度和抗压实能力,发育在阵发性洪水沉积舌形体中部的颗粒支撑砾岩相、砾质砂岩相、含砾砂岩相和中粗砂岩相,是优质储层发育的最有利位置(图3a,b,d,e);扇中亚相扇侧缘砂体较薄,局部发育泥石流沉积,靠近扇侧缘,砂体厚度变薄且云母、泥质含量增加,成熟度变低,储层物性变差。扇缘亚相为近岸水下扇与半深湖-深湖接触的相带,由于洪水到达扇缘位置时能量明显减弱,砂岩厚度最薄,岩性最细,主要发育砂岩和粉砂岩相(图5b)。因此,在近岸水下扇扇中亚相的颗粒支撑砾岩相、含砾砂岩和中粗砂岩中,储层具有较高的原始孔隙度及较强的抗压能力,在深埋藏的成岩演化过程中原始孔隙更容易保存下来,是

优质储层最发育的岩相类型。

3.2 成岩作用

沉积作用决定了碎屑岩储层的原始非均质性,而成岩作用对储层的改造,促进了储层物性分异,加强了储层非均质性^[41]。影响储层物性的成岩作用包括:①使储层致密的压实和胶结作用,为破坏性成岩作用;②能够改善储层物性的溶解作用,是建设性成岩作用^[42]。

3.2.1 压实、胶结作用

压实作用贯穿成岩作用的始终,在早成岩阶段,埋藏深度小于2 000 m时,机械压实作用是储层减孔降渗最主要的成岩作用,该阶段储层原生孔隙大量减

少^[43]。随着沉积物被逐渐深埋,压实作用进一步增强,可使发育在近岸水下扇扇根、扇缘和扇中侧缘的杂基含量高、分选磨圆差的砂砾岩储层致密。发育在近岸水下扇扇中颗粒支撑的含砾砂岩和中粗砂岩中,当埋藏深度小于3 750 m时,在压实作用下原生孔隙迅速降低,在埋藏深度大于3 750 m后,达到机械压实作用的极限,原生孔隙度随深度增加而降低的速率明显下降,在深层仍保持着较好的原生孔隙,储集空间仍以原生孔隙为主(图3a—c);颗粒间呈线-凹凸接触,塑性颗粒强烈变形或假杂基化,刚性颗粒形成微裂缝(图2a,b)。定量统计表明,民丰洼陷陡坡带沙四下亚段压实作用造成的原始孔隙度损失的体积分数在50%~100%,是使研究区原生孔隙损失最主要的成岩作用。

胶结作用对储层物性具有双重作用,一方面早期沉淀于原生粒间孔隙的碳酸盐胶结物可抑制压实作用,在后期被酸性流体溶解,产生次生孔隙,从而改善储层物性;另一方面,强烈的胶结作用可堵塞原生孔隙,减低储层物性。碳酸盐胶结是研究区最主要的胶结作用,以晚期铁白云石胶结为主,发育少量的方解石和白云石。扫描电镜观察发现,研究区碳酸盐胶结物充填于原生孔隙或长石溶蚀孔隙内,晶体自形程度高,未被溶解(图2d,e)。定量统计表明,研究区胶结物体积分数小于20%,胶结作用造成的原始孔隙度损失的体积分数也小于50%。因此,胶结作用以破坏储层为主,是研究区储层减孔降渗的主要成岩作用之一。

3.2.2 溶解作用

研究区溶解作用整体较弱,以长石溶蚀为主,碳酸盐胶结物溶解弱,扫描电镜下自形较好,未被溶解(图2d,e),且碳酸盐岩岩屑未被溶蚀(图2h)。为准确求取在埋藏成岩过程中,长石溶蚀作用对储层物性的贡献,在透射偏光镜下,圈定长石溶蚀孔隙面积占视域总面积的比值(长石溶蚀孔隙面孔率)。圈定结果表明,长石溶蚀孔隙面孔率主要集中在0~2.5%。在深层封闭体系中,长石溶蚀的产物近原地沉淀石英加大边及高岭石。针对发育在近岸水下扇扇中亚相,胶结物、杂基含量均小于10%的细砾岩、含砾砂岩和中粗砂岩,由镜下定量统计表明,研究区高岭石含量较少,高岭石面积含量(高岭石面积占视域总面积的比值)普遍小于0.5%,石英加大边面积含量集中在0~1.0%。用长石溶蚀孔隙面孔率减去产物石英加大边和高岭石的面积含量,发现长石溶蚀作用增加的面孔率普遍小

于1.0%,可见长石溶蚀作用对研究区储层物性的贡献较小。

3.3 油气充注和流体超压

沉积作用是深层-超深层碎屑岩优质储层发育的基础,成岩作用促进储层分异,油气充注和地层超压的发育是优质储层发育的关键^[42]。流体包裹体记录了地质历史时期的地层温度、地层压力和地层流体等信息,为研究地层流体和地层温、压提供了最直接的证据^[44],因此,应用流体包裹体均一温度、冰点温度和气液比等数据,分析研究区不同古冲沟的油气充注史及流体压力演化史,对比发育在不同油气充注史及压力演化史下储层的物性及成岩作用的差异,探讨油气充注与地层压力对储层的影响。

3.3.1 流体包裹体岩相学及均一温度

民丰洼陷陡坡带沙四下亚段砂砾岩储层中流体包裹体发育在石英愈合微裂缝、石英加大边内部、石英加大边尘迹线、长石溶蚀孔洞和碳酸盐胶结物中,以石英愈合微裂缝中流体包裹体最发育。流体包裹体类型主要有气-液两相盐水包裹体、单一液相油包裹体、单一气相气包裹体、气-液两相油包裹体。气-液两相盐水包裹体在单偏光下呈无色或浅灰色,常与单一液相油包裹体、单一气相气包裹体和气-液两相油包裹体共生,形成流体包裹体组合(图6)。气-液两相油包裹体和单一液相油包裹体在单偏光下颜色较深,多呈灰色、深灰色或棕色,荧光下呈蓝色光和黄色光两种颜色,以发蓝色荧光的烃类包裹体最发育(图6a—d)。烃类包裹体的荧光颜色从红色—橙色—黄色—绿色—蓝白色—无色的变化,反映了有机质从低成熟向高成熟的演化过程^[45-46],因此,黄色荧光油为成熟油,蓝色荧光油为高熟油。单一气相包裹体在单偏光下呈灰色、深灰色及无荧光。激光拉曼光谱表明,天然气成分以甲烷和氮气为主(图6e,f)。

与烃类包裹体同期捕获的气-液两相盐水包裹体的均一温度,可以近似代表油气充注时的储层温度。石英愈合微裂缝中气-液两相盐水包裹体的尺寸普遍较大、数量多,多呈条带分布,因此,对石英愈合微裂缝中与烃类包裹体同期的气-液两相盐水包裹体进行测试。包裹体选取的原则为:①保存完好,未发生泄露或变形;②具有相似的气液比和产状,即同一流体包裹体组合。与烃类包裹体同期的气-液两相盐水包裹体均一温度测试结果表明,与黄色荧光油包裹体共生的气-液两相盐水包裹体均一温度在125~170℃,主

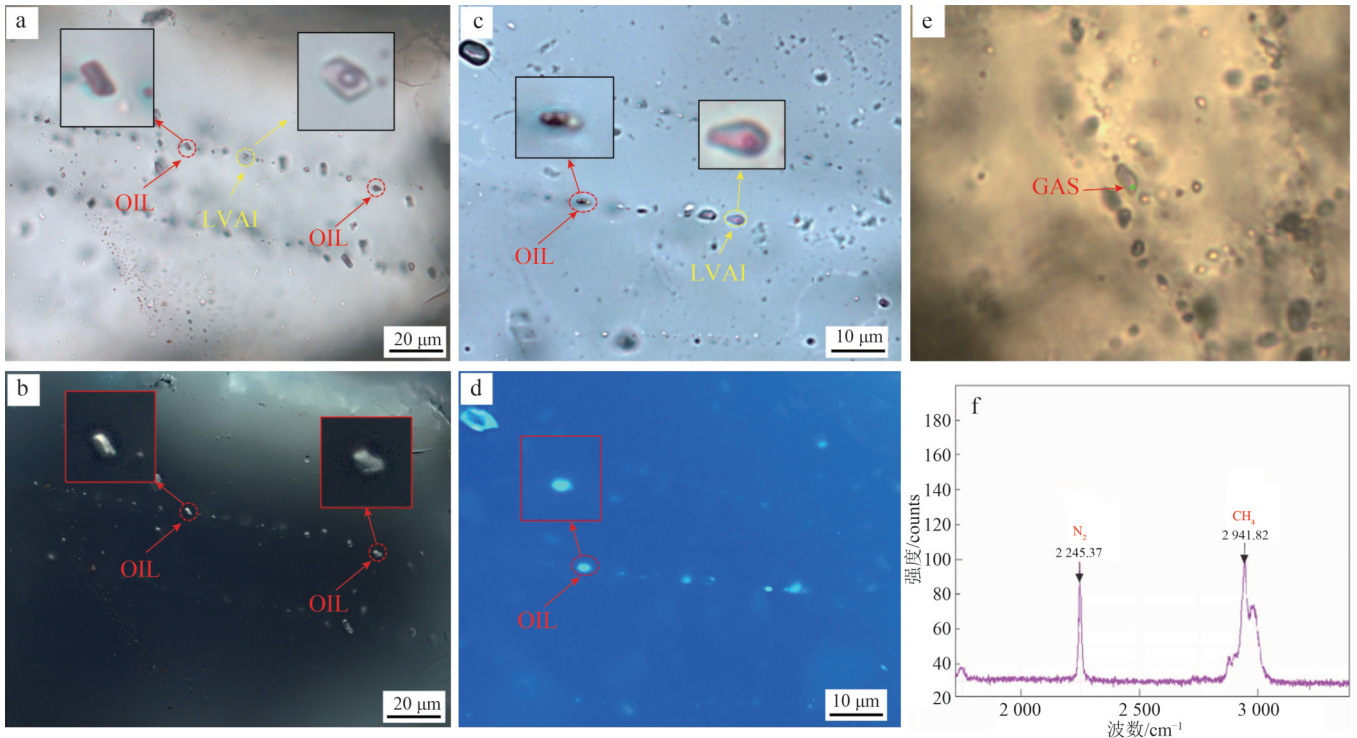


图6 东营凹陷民丰洼陷陡坡带沙四下亚段砂砾岩储层石英愈合裂缝中流体包裹体特征

Fig. 6 Characteristics of fluid inclusions in the healed fractures in quartz in coarse-grained siliciclastic reservoirs in the lower submember of the 4th member of the Shahejie Formation in the steep slope zone of the Minfeng sub-sag, Dongying Sag

a. 丰深斜101井,埋深4 528.80 m,石英愈合微裂缝中单一液相黄色荧光油包裹体与同期的气-液两相盐水包裹体,单偏光照片;b. 丰深斜101井,埋深4 528.80 m,石英愈合微裂缝中单一液相黄色荧光油包裹体与同期的气-液两相盐水包裹体,与a图同视域,荧光照片;c. 丰深斜11井,埋深4 401.30 m,石英愈合微裂缝中气-液两相蓝色荧光油包裹体与同期的气-液两相盐水包裹体,单偏光照片;d. 丰深斜11井,埋深4 401.30 m,石英愈合微裂缝中气-液两相蓝色荧光油包裹体与同期的气-液两相盐水包裹体,与c图同视域,荧光照片;e. 丰深斜101井,埋深4 533.35 m,CH₄和N₂气包裹体,单偏光照片;f. 丰深斜101井,埋深4 533.35 m,气包裹体激光拉曼光谱特征,照片e中亮蓝色点为激光拉曼光谱测试位置

(OIL为油包裹体,LVAI为气-液两相盐水包裹体,GAS为气包裹体。)

要分布在135~150℃;与蓝色荧光油包裹体共生的气-液两相盐水包裹体均一温度在140~175℃,主要分布在145~170℃;与气包裹体共生的气-液两相盐水包裹体均一温度在160~170℃。

3.3.2 油气充注期次及地层压力发育特征

将与烃类包裹体同期的气-液两相盐水包裹体均一温度在埋藏史-热史演化图上投影,确定了民丰洼陷陡坡带沙四下亚段不同古冲沟的油气充注史,并利用流体包裹体均一温度和冰点温度,结合Carlos等^[44]导出的等容式,计算了流体包裹体形成的捕获压力。丰深1古冲沟供源区的丰深斜101井经历了2期石油充注和1期天然气充注:早期黄色荧光油在29.8~29.2 Ma时充注,地层压力为60.34~62.63 MPa,古地层压力系数为1.31~1.36,为中超压;晚期蓝色荧光油在5.0~3.5 Ma时充注,地层压力为54.91~66.63 MPa,古地层压力系数为1.29~1.42,为中超压;以甲烷和

氮气为主的天然气在2.3~2.0 Ma时充注,地层压力在57.09~59.04 MPa,古地层压力系数为1.36~1.42,为中超压。丰深4古冲沟供源区的丰深斜11井同样经历了2期石油充注和1期天然气充注:早期黄色荧光油在37.0~25.5 Ma时充注,地层压力为46.94~64.30 MPa,古地层压力系数为1.19~1.44,为中超压;晚期蓝色荧光油在2.0~0.7 Ma时充注,地层压力为58.09~63.95 MPa,古地层压力系数为1.44~1.59,为中-强超压;以甲烷和氮气为主的天然气在3.1~0.5 Ma时充注,地层压力在51.29~57.71 MPa,古地层压力系数为1.36~1.45,为中超压。丰8古冲沟供源区的永斜941井早期黄色荧光油在35.0~31.2 Ma时充注,地层压力为40.30~42.30 MPa,古地层压力系数在0.96~1.01,为常压;晚期蓝色荧光油在4.2~1.7 Ma时充注,地层压力为37.10~37.90 MPa,古地层压力系数为1.1~1.31,为弱超压-中超压;以甲烷和氮气为主的天然气在2.8~1.1 Ma时充注,地层压

力在 42.60~46.30 MPa, 古地层压力系数为 1.13~1.21, 为弱超压。整体上, 民丰洼陷陡坡带沙四下亚段砂砾岩储层, 存在两期石油充注和一期天然气充注, 第一期黄色荧光油充注时间为 37.2~25.8 Ma, 第二期蓝色荧光油充注时间为 12.0 Ma 至今, 第二期石油充注伴随天然气充注, 充注时间在 3.6 Ma 至今(图 7), 以晚期蓝色荧光油充注为主。经历了两个增压旋回: 第一个增压旋回为 45.0~24.6 Ma, 伴随着东营组沉积末期的构造抬升, 第一增压旋回的超压得到释放; 伴随着第二期油气充注, 超压再次累积, 第二个增压旋回为 24.6 Ma 至现今(图 8)。

民丰洼陷沙四下亚段烃源岩厚度中心位于丰深 2 井附近, 随着与烃源岩厚度中心距离的增加, 现今和地质历史时期的镜质体反射率都逐渐降低, 生烃强度减小^[32]。西部的丰深 4 古冲沟和中部的丰深 1 古冲沟距离烃源岩厚度中心近, 东部的丰 8 古冲沟距离烃源岩厚度中心较远(图 1)^[32], 因此, 在两个增压旋回中, 丰深 4 古冲沟供源区的丰深斜 11 井和丰深 1 古冲沟供源区的丰深斜 101 井砂砾岩储层更早接受油气充注, 产生传递型超压, 油气充满度高、地层压力系数较大, 发育两期超压油气充注; 而位于丰 8 古冲沟供源区的永斜 941 井油气充满度低、地层压力系数较小, 仅发育晚期油气充注产生的传递型超压(图 8)。

3.3.3 超压油气充注对优质储层的影响

前人研究表明, 民丰洼陷沙四下亚段油气充注与压实-胶结作用先后顺序为: 机械压实作用—方解石、白云石胶结—早期石英加大—黄色荧光油充注—晚期石英加大/蓝色荧光油充注—铁方解石、铁白云石胶结^[16]。由图 7 和图 8 可知, 油气充注与超压发育的时

间相一致, 且前人研究认为, 东营凹陷民丰洼陷沙四段砂砾岩储层超压主要来源于沙四段烃源岩生烃超压产生的压力传递^[47]。油气充注对储层的影响除了可以产生超压, 减少岩石间的骨架压力, 抑制压实作用, 保护原生孔隙^[48-49], 早期油气充注还可在颗粒表面形成油膜, 阻挡颗粒表面与孔隙水的接触, 抑制水岩反应, 从而减少碳酸盐胶结和硅质胶结作用的物质来源, 抑制胶结作用^[50-51]。

为了明确超压油气充注对储层物性的影响, 选取发育在近岸水下扇中相, 胶结物、杂基含量均小于 10% 的细砾岩、含砾砂岩及中-粗砂岩, 对比具有不同压力演化史的丰深 1 古冲沟、丰深 4 古冲沟和丰 8 古冲沟的储层物性及成岩作用特征。仅发育晚期超压、丰 8 古冲沟供源区的永斜 941 井, 颗粒间线接触-凹凸接触, 部分颗粒破碎, 孔隙度整体较低, 主要集中于 2%~6%, 最大孔隙度小于 8%(图 9a); 丰深 4 古冲沟供源区的丰深斜 11 井、丰深 1 古冲沟供源区的丰深斜 101 井发育两期地层超压, 地层压力系数均在 1.2 以上, 颗粒点-线接触, 孔隙度好于永斜 941 井, 原生孔隙发育, 丰深斜 11 井最大孔隙度可达 10% 以上, 丰深斜 101 井孔隙度主要分布在 2%~8%, 部分孔隙度大于 8%(图 9b, c)。

民丰洼陷陡坡带沙四下亚段最主要的胶结物为铁白云石, 干层中铁白云石含量高, 原生孔隙几乎全部被充填, 只残留少量溶蚀孔隙, 储层致密, 孔隙度分布在 2%~10%, 渗透率多分布在 $(0.01 \sim 1.00) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ (图 10a); 油气层中铁白云石含量较少, 相对含量低于孔隙含量, 孔隙度多分布在 0~12%, 孔隙度大于 6% 的储层超过 40%, 渗透率超过 $1.00 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的储层达 30%(图 10b); 干层中铁白云石含量高, 原生孔隙几乎

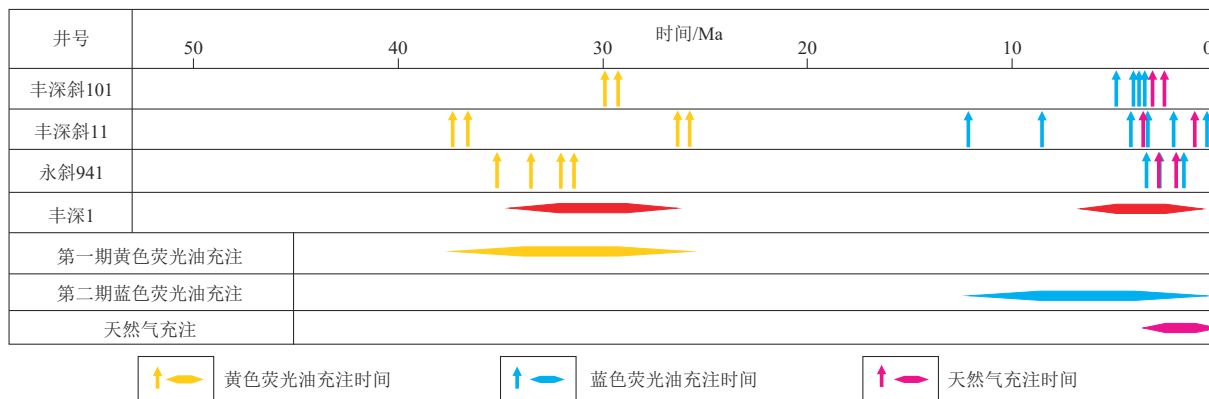


图 7 东营凹陷民丰洼陷北带沙四下亚段砂砾岩储层油气充注史

Fig. 7 Hydrocarbon charging history of the coarse-grained siliciclastic reservoirs in the lower submember of the 4th member of the Shahejie Formation in the steep slope zone of the Minfeng sub-sag, Dongying Sag
(丰深 1 井油气充注时间据参考文献[17]和[19].)

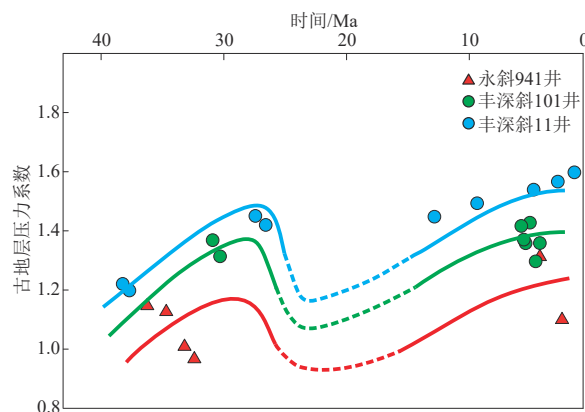


图8 东营凹陷民丰洼陷陡坡带沙四下亚段储层压力演化

Fig. 8 Pressure evolution of reservoirs in the lower submember of the 4th member of the Shahejie Formation in the steep slope zone of the Minfeng sub-sag, Dongying Sag

全部被充填,只残留少量溶蚀孔隙,储层致密(图10),孔隙度分布在2%~10%,渗透率多分布在 $(0.01 \sim 1.00) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。可见早期油气充注明显控制了晚期铁白云石在油气层中的发育,由于扇缘薄砂体、扇根泥石流和扇中近泥岩砂体原始物性差,早期油气充注少,因此,晚期铁白云石可继续发生胶结,而在扇中厚砂体中部早期油气充满度高,铁白云石胶结明显受到抑制。此外,在发生多期烃类充注的储层中,晚期油气更倾向于充注发生早期油气侵位的储层中^[52]。

4 结论

1) 民丰洼陷陡坡带沙四下亚段砂砾岩储层岩石类型复杂,砂岩以岩屑质长石砂岩和长石质岩屑砂岩

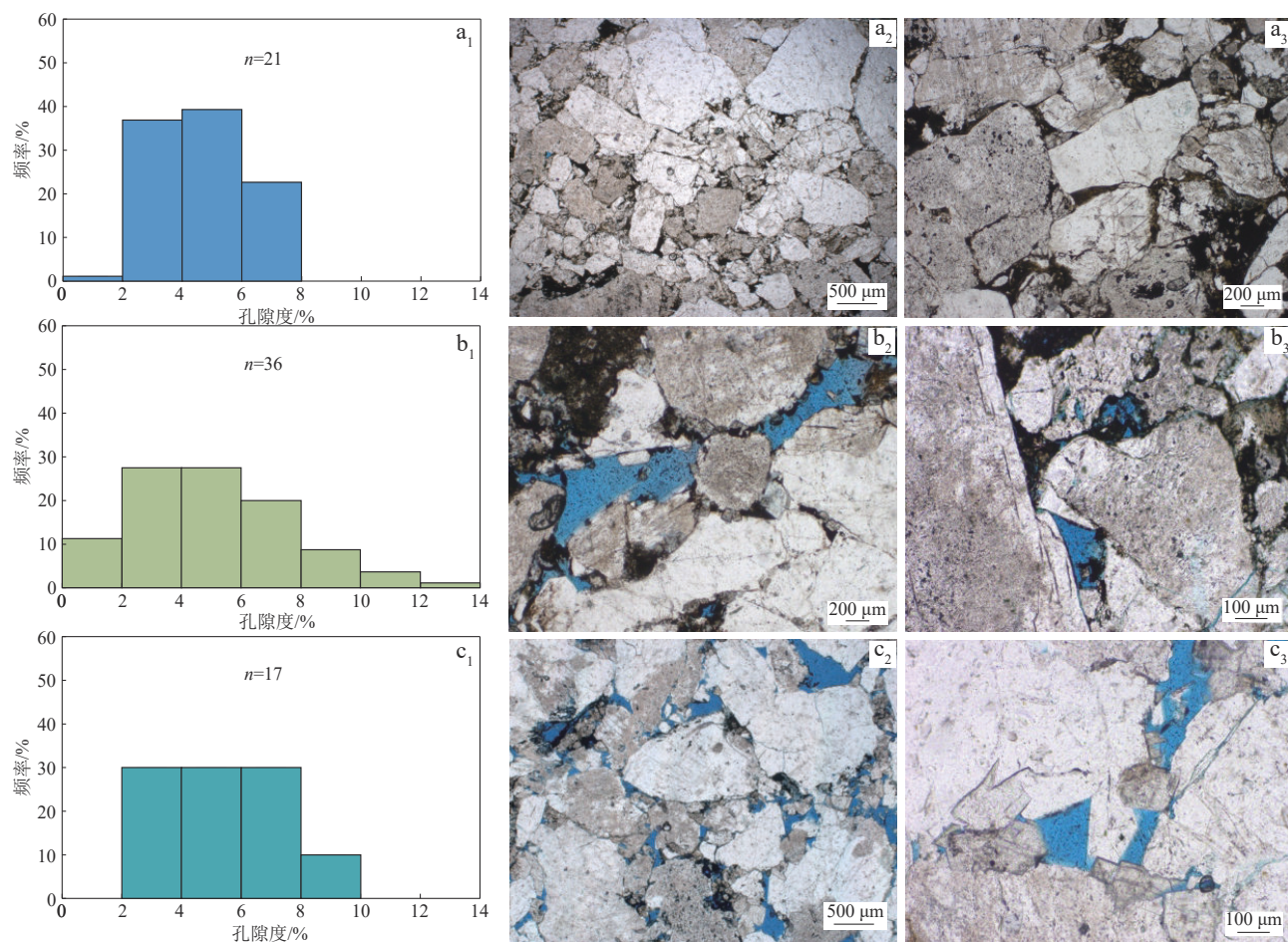


图9 东营凹陷民丰洼陷陡坡带沙四下亚段不同井储层物性对比

Fig. 9 Comparison of physical properties of reservoirs in different wells in the lower submember of the 4th member of the Shahejie Formation in the steep slope zone of the Minfeng sub-sag, Dongying Sag

a₁. 永斜941井(扇中)孔隙度频率分布直方图; a₂. 永斜941井,埋深4 515.0 m,细砾岩,压实作用较强,储层致密,单偏光照片; a₃. 永斜941井,埋深4 527.3 m,含砾砂岩,颗粒间线接触、部分颗粒破碎,单偏光照片; b₁. 丰深斜11井(扇中)孔隙度频率分布直方图; b₂. 丰深斜11井,埋深4 401.3 m,粗砂岩,原生孔隙大量发育,单偏光照片; b₃. 丰深斜11井,埋深4 323.3 m,细砾岩,颗粒间点-线接触,原生孔隙为主,单偏光照片; c₁. 丰深斜101井(扇中)孔隙度频率分布直方图; c₂. 丰深斜101井,埋深4 531.6 m,粗砂岩,颗粒间点-线接触,原生孔隙大量发育,单偏光照片; c₃. 丰深斜101井,埋深4 529.1 m,细砾岩,原生孔隙发育,单偏光照片

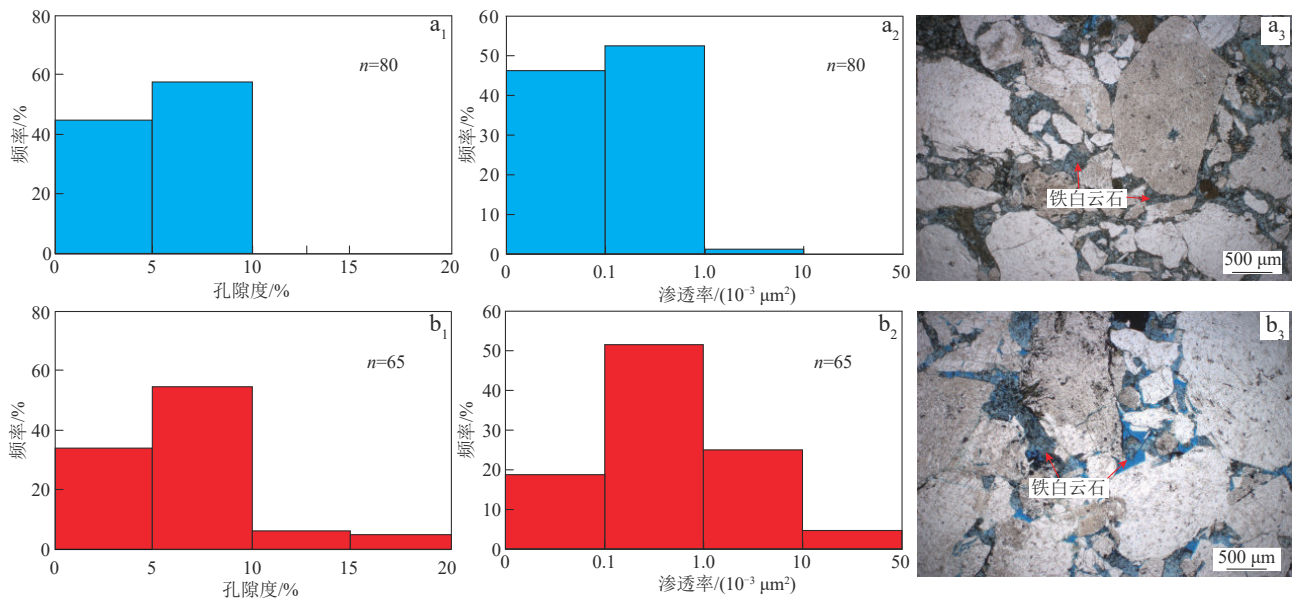


图10 东营凹陷民丰洼陷陡坡带沙四下亚段油气层和干层物性差异特征

Fig. 10 Differences in physical properties between hydrocarbon-bearing and dry layers in the lower submember of the 4th member of the Shahejie Formation in the steep slope zone of the Minfeng sub-sag, Dongying Sag

a₁. 干层孔隙度频率分布直方图; a₂. 干层渗透率频率分布直方图; a₃. 丰深1井, 埋深3 916.7 m, 干层, 大量铁白云石胶结, 原生孔隙被全部充填, 单偏光照片; b₁. 油气层孔隙度频率分布直方图; b₂. 油气层渗透率频率分布直方图; b₃. 丰深1井, 埋深4 322.9 m, 凝析气层, 少量铁白云石胶结, 原生孔隙发育, 单偏光照片

为主。压实作用中等-强; 胶结作用以铁白云石胶结为主, 其次为石英加大; 溶解作用整体较弱, 主要为长石溶蚀, 碳酸盐胶结物和碳酸盐岩屑溶蚀不明显。储集空间为原生孔隙主导, 发育少量的长石溶孔, 但自生石英和高岭石沉淀使长石溶蚀增孔不明显。

2) 民丰洼陷陡坡带沙四下亚段砂砾岩储层中发育黄色荧光和蓝色荧光油包裹体和以甲烷和氮气为主的气包裹体, 黄色荧光油包裹体反映早期成熟油气充注, 充注时间为37.2~25.8 Ma, 蓝色荧光油包裹体反映晚期高熟油气充注, 充注时间为12 Ma至今, 天然气充注时间为3.6 Ma至今。地层经历了两个增压旋回, 第一个增压旋回为45.0~24.6 Ma, 第二个增压旋回为24.6 Ma至现今, 丰深4古冲沟、丰深1古冲沟储层压力系数明显高于丰8古冲沟储层。

3) 岩相是民丰洼陷陡坡带沙四下亚段砂砾岩优质储层发育的基础, 颗粒支撑砾岩相、砾质砂岩相、含砾砂岩相和中-粗砂岩相杂基含量低、成熟度较高, 有利于原生孔隙的保存。超压油气充注抑制压实和胶结作用是优质储层发育的关键, 深层封闭体系中长石和碳酸盐矿物溶解作用弱、增孔量少; 3 750 m以深的储层孔隙度随深度增大而降低的速率明显降低, 深层原生孔隙主导型优质储层的发育大大拓展了优质储层勘探的深度下限。

参考文献

- [1] 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.
- [2] 张东东, 刘文汇, 王晓锋, 等. 深层油气藏成因类型及其特征[J]. 石油与天然气地质, 2021, 42(5): 1169-1180.
ZHANG Dongdong, LIU Wenhui, WANG Xiaofeng, et al. Genetic types and characteristics of deep oil and gas plays[J]. Oil & Gas Geology, 2021, 42(5): 1169-1180.
- [3] 张新涛, 曲希玉, 许鹏, 等. 渤海湾盆地深层砂砾岩储层孔-缝成因机制及演化特征——以渤中19-6构造古近系孔店组为例[J]. 石油与天然气地质, 2023, 44(3): 707-719.
ZHANG Xintao, QU Xiyu, XU Peng, et al. Genesis and evolution of pore-fractures in deep sandy conglomerate reservoirs in Bohai Bay Basin: Taking the Paleogene Kongdian Formation in Bozhong 19-6 structure as an example[J]. Oil & Gas Geology, 2023, 44(3): 707-719.
- [4] 贾承造, 庞雄奇. 深层油气地质理论研究进展与主要发展方向[J]. 石油学报, 2015, 36(12): 1457-1469.
JIA Chengzao, PANG Xiongqi. Research processes and main development directions of deep hydrocarbon geological theories

- [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2015, 36(12): 1457-1469.
- [5] 马永生, 黎茂稳, 蔡勋育, 等. 海相深层油气富集机理与关键工程技术基础研究进展[J]. *石油实验地质*, 2021, 43(5): 737-748.
- MA Yongsheng, LI Maowen, CAI Xunyu, et al. Advances in basic research on the mechanism of deep marine hydrocarbon enrichment and key exploitation technologies [J]. *Petroleum Geology and Experiment*, 2021, 43(5): 737-748.
- [6] 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.
- [7] 王生朗, 任来义, 王英, 等. 盐湖环境成岩作用特征及其对高孔隙带形成的影响[J]. *石油勘探与开发*, 2003, 30(5): 47-49.
- WANG Shenglang, REN Laiyi, WANG Ying, et al. Characteristics of diagenesis saline lake environment and its effect on high-porosity zones [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2003, 30(5): 47-49.
- [8] 张晶, 李双文, 王书香, 等. 歧南斜坡深层成岩演化与次生孔隙形成机制[J]. *中国矿业大学学报*, 2014, 43(6): 1070-1077.
- ZHANG Jing, LI Shuangwen, WANG Shuxiang, et al. Deep diagenetic evolution and formation mechanisms of secondary porosity in Qinan ramp, Qikou Sag [J]. *Journal of China University of Mining & Technology*, 2014, 43(6): 1070-1077.
- [9] AASE N E, WALDERHAUG O. The effect of hydrocarbons on quartz cementation: Diagenesis in the Upper Jurassic sandstones of the Miller Field, North Sea, revisited[J]. *Petroleum Geoscience*, 2005, 11(3): 215-223.
- [10] DUTTON S P, LOUCKS R G. Diagenetic controls on evolution of porosity and permeability in Lower Tertiary Wilcox sandstones from shallow to ultradeep (200-6700 m) burial, Gulf of Mexico Basin, U. S. A. [J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2010, 27(1): 69-81.
- [11] CAO Yingchang, YUAN Guanghui, LI Xiaoyan, et al. Characteristics and origin of abnormally high porosity zones in buried Paleogene clastic reservoirs in the Shengtuo area, Dongying Sag, East China[J]. *Petroleum Science*, 2014, 11(3): 346-362.
- [12] 曾庆鲁, 莫涛, 赵继龙, 等. 7 000 m以深优质砂岩储层的特征、成因机制及油气勘探意义——以库车坳陷下白垩统巴什基奇克组为例[J]. *天然气工业*, 2020, 40(1): 38-47.
- ZENG Qinglu, MO Tao, ZHAO Jilong, et al. Characteristics, genetic mechanism and oil & gas exploration significance of high-quality sandstone reservoirs deeper than 7000 m: A case study of the Bashijiqike Formation of Lower Cretaceous in the Kuqa Depression[J]. *Natural Gas Industry*, 2020, 40(1): 38-47.
- [13] CAO Yingchang, WANG Yanzhong, GLUYAS J G, et al. Depositional model for lacustrine nearshore subaqueous fans in a rift basin: The Eocene Shahejie Formation, Dongying Sag, Bohai Bay Basin, China[J]. *Sedimentology*, 2018, 65(6): 2117-2148.
- [14] 包友书, 王永诗, 李政, 等. 济阳坳陷深层沙河街组四段轻质油一凝析气成藏条件[J]. *石油学报*, 2021, 42(12): 1615-1624, 1639.
- BAO Youshu, WANG Yongshi, LI Zheng, et al. Accumulation conditions for deep light oil and condensate gas from Member 4 of Shahejie Formation in Jiyang Depression [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2021, 42(12): 1615-1624, 1639.
- [15] 王永诗, 陈涛, 张鹏飞, 等. 济阳坳陷古近系轻质原油油藏勘探潜力与方向[J]. *石油学报*, 2021, 42(12): 1605-1614.
- WANG Yongshi, CHEN Tao, ZHANG Pengfei, et al. Exploration potential and direction of Palaeogene light crude oil reservoirs in Jiyang Depression [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2021, 42(12): 1605-1614.
- [16] 王艳忠. 东营凹陷北带古近系次生孔隙发育带成因机制及演化模式[D]. 青岛: 中国石油大学(华东), 2010.
- WANG Yanzhong. Genetic mechanism and evolution model of secondary pore development zone of Paleogene in the north zone in Dongying Depression[D]. Qingdao: China University of Petroleum (East China), 2010.
- [17] 邱隆伟, 黄双泉. 民丰洼陷沙三段孔隙发育特征及储层物性主控因素[J]. *中国石油大学学报(自然科学版)*, 2009, 33(4): 10-15.
- QIU Longwei, HUANG Shuangquan. Characteristics of pore development and controlling factors of reservoir property of Es₃ in Minfeng Sag [J]. *Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science)*, 2009, 33(4): 10-15.
- [18] 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.
- [19] 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.
- [20] 王永诗, 张顺. 渤海湾盆地沾化凹陷渤南洼陷古近系深层优质储层形成机制[J]. *石油实验地质*, 2023, 45(1): 11-19.
- WANG Yongshi, ZHANG Shun. Formation mechanism of high-quality reservoirs in deep strata of Paleogene, Bonan Subsag, Zhanhua Sag, Bohai Bay Basin [J]. *Petroleum Geology and Experiment*, 2023, 45(1): 11-19.
- [21] 操应长, 徐涛玉, 王艳忠, 等. 东营凹陷古近系储层超压成因及其成藏意义[J]. *西南石油大学学报(自然科学版)*, 2009, 31(3): 34-38.
- CAO Yingchang, XU Taoyu, WANG Yanzhong, et al. The origin of reservoir overpressure and its implication in hydrocarbon accumulation in the Paleogene of Dongying Depression [J]. *Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition)*, 2009, 31(3): 34-38.

- [22] 陈勇, 林承焰, 张善文, 等. 东营凹陷民丰洼陷深层天然气储层流体包裹体油气地质研究[J]. 沉积学报, 2010, 28(3): 620-625.
- CHEN Yong, LIN Chengyan, ZHANG Shanwen, et al. Study on fluid inclusions in deep natural gas reservoirs in Minfeng sub-sag, Dongying Sag [J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2010, 28(3): 620-625.
- [23] 郭瑞超, 李延钧, 李卓沛, 等. 东营凹陷北带沙四下凝析油气成藏模式与主控因素[J]. 地球与环境, 2010, 38(2): 146-150.
- GUO Ruichao, LI Yanjun, LI Zhuopei, et al. The reservoir formation model and main controlling factors of condensate oil/gas reservoir of the lower segment of Es₄ in the northern part of the Dongying Sag [J]. Earth and Environment, 2010, 38(2): 146-150.
- [24] 李延钧, 宋国奇, 李文涛, 等. 济阳坳陷东营凹陷北带丰深1井区深层沙四下古油藏与天然气成因[J]. 石油与天然气地质, 2010, 31(2): 173-179.
- LI Yanjun, SONG Guoqi, LI Wentao, et al. A fossil oil-reservoir and the gas origin in the Lower Sha-4 Member of the well Fengshen-1 area, the north Dongying zone of the Jiyang Depression [J]. Oil & Gas Geology, 2010, 31(2): 173-179.
- [25] 万念明, 王艳忠, 操应长, 等. 东营凹陷民丰洼陷北带沙四段深层超压封存箱与油气成藏[J]. 沉积学报, 2010, 28(2): 395-400.
- WAN Nianming, WANG Yanzhong, CAO Yingchang, et al. Overpressured fluid compartment and hydrocarbon accumulation of deep layer of Es₄ in the north zone of Minfeng Sag, Dongying Depression [J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2010, 28(2): 395-400.
- [26] 王淑萍, 徐守余, 董春梅, 等. 东营凹陷民丰洼陷北带沙四下亚段深层天然气储层成岩作用[J]. 吉林大学学报(地球科学版), 2014, 44(6): 1747-1759.
- WANG Shuping, XU Shouyu, DONG Chunmei, et al. Diagenesis characteristics of deep natural gas reservoirs in Es₄ in the north zone of Minfeng Sag in Dongying Depression [J]. Journal of Jilin University (Earth Science Edition), 2014, 44(6): 1747-1759.
- [27] 操应长, 陈林, 王艳忠, 等. 东营凹陷民丰北带古近系沙三段成岩演化及其对储层物性的影响[J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2011, 35(5): 6-13.
- CAO Yingchang, CHEN Lin, WANG Yanzhong, et al. Diagenetic evolution of Es₃ reservoir and its influence on property in the northern Minfeng sub-sag of Dongying Sag [J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2011, 35(5): 6-13.
- [28] 马奔奔. 东营凹陷民丰北带沙四段近岸水下扇沉积区成岩流体及其成岩响应[D]. 青岛: 中国石油大学(华东), 2016.
- MA Benben. Fluid flow and related diagenetic responses of sublacustrine fan: A case study from the Eocene Sha4 interval, northern Minfeng Sag, Dongying Depression [D]. Qingdao: China University of Petroleum (East China), 2016.
- [29] 王冰洁. 东营凹陷超压特征及演化与油气驱动机制[D]. 武汉: 中国地质大学, 2012.
- WANG Bingjie. Overpressure distribution and evolution, dynamical mechanism of oil and gas, Dongying Depression [D]. Wuhan: China University of Geosciences, 2012.
- [30] 孔凡仙. 东营凹陷北带砂砾岩扇体勘探技术与实践[J]. 石油学报, 2000, 21(5): 27-31.
- KONG Fanxian. Exploration technique and practice of sandy-conglomeratic fans in the northern part of Dongying Depression [J]. Acta Petrolei Sinica, 2000, 21(5): 27-31.
- [31] 王锦, 冯国奇, 王鑫. 东营凹陷湖盆陡坡带砂砾岩储层评价方法及应用——以LA区块沙四上亚段为例[J]. 石油地质与工程, 2022, 36(3): 61-68.
- WANG Jin, FENG Guoqi, WANG Xin. Evaluation method and application of glutenite reservoir in steep slope zone of lacustrine basin in Dongying Depression-by taking E2s41 in LA Block as an example [J]. Petroleum Geology and Engineering, 2022, 36(3): 61-68.
- [32] 宋国奇, 蒋有录, 刘华, 等. 东营凹陷利津-民丰地区中深层裂解气成藏史[J]. 天然气工业, 2009, 29(4): 14-17, 38.
- SONG Guoqi, JIANG Youlu, LIU Hua, et al. Pooling history of cracked gas in middle-deep reservoirs in Lijin-Minfeng areas of the Dongying Sag [J]. Natural Gas Industry, 2009, 29(4): 14-17, 38.
- [33] BLOCH S, LANDER R H, BONNELL L. Anomalous high porosity and permeability in deeply buried sandstone reservoirs: Origin and predictability [J]. AAPG Bulletin, 2002, 86(2): 301-328.
- [34] SBORNE M J, SWARBRICK R E. Diagenesis in North Sea HPHT clastic reservoirs-consequences for porosity and overpressure prediction [J]. Marine and Petroleum Geology, 1999, 16(4): 337-353.
- [35] 赵艳, 吴胜和, 徐樟有, 等. 川西新场气田上三叠统须家河组二段致密砂岩优质储层控制因素[J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2010, 34(4): 1-6.
- ZHAO Yan, WU Shenghe, XU Zhangyou, et al. Control factors of compacted high-quality sandstone reservoirs of member 2 of Xujiahe Formation, Upper Triassic in Xinchang Gas Field of western Sichuan Depression [J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2010, 34(4): 1-6.
- [36] 吴浩, 张春林, 纪友亮, 等. 致密砂岩孔喉大小表征及对储层物性的控制——以鄂尔多斯盆地陇东地区延长组为例[J]. 石油学报, 2017, 38(8): 876-887.
- WU Hao, ZHANG Chunlin, JI Youliang, et al. Pore-throat size characterization of tight sandstone and its control on reservoir physical properties: A case study of Yanchang Formation, Eastern Gansu, Ordos Basin [J]. Acta Petrolei Sinica, 2017, 38(8): 876-887.
- [37] 王伟, 陈朝兵, 许爽, 等. 鄂尔多斯盆地延长组致密砂岩不同尺度孔喉分形特征及其控制因素[J]. 石油实验地质, 2022, 44(1): 33-40.
- WANG Wei, CHEN Zhaobing, XU Shuang, et al. Fractal characteristics and its controlling factors of pore-throat with different scales in tight sandstones of the Yanchang Formation in

- the Ordos Basin[J]. *Petroleum Geology and Experiment*, 2022, 44(1): 33-40.
- [38] 刘翰林, 杨友运, 王凤琴, 等. 致密砂岩储集层微观结构特征及成因分析——以鄂尔多斯盆地陇东地区长6段和长8段为例[J]. *石油勘探与开发*, 2018, 45(2): 223-234.
- LIU Hanlin, YANG Youyun, WANG Fengqin, et al. Micro pore and throat characteristics and origin of tight sandstone reservoirs: A case study of the Triassic Chang 6 and Chang 8 members in Longdong area, Ordos Basin, NW China [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2018, 45(2): 223-234.
- [39] 李宝帅. 库车坳陷克拉苏构造带深层致密砂岩气成藏机制[J]. *特种油气藏*, 2021, 28(5): 17-22.
- LI Baoshuai. Accumulation mechanism of deep tight sandstone gas reservoir in Kelasu structural belt, Kuqa Depression [J]. *Special Oil & Gas Reservoirs*, 2021, 28(5): 17-22.
- [40] 宋金鹏, 邹志鹏, 田盼盼, 等. 超深致密砂岩储层特征及影响因素——以库车坳陷阳霞凹陷侏罗系为例[J]. *断块油气田*, 2021, 28(5): 592-597.
- SONG Jinpeng, HUAN Zhipeng, TIAN Panpan, et al. Features and influence factors of ultra-deep tight sandstone reservoirs: A case study of Jurassic in Yangxia Sag, Kuqa Depression[J]. *Fault-Block Oil and Gas Field*, 2021, 28(5): 592-597.
- [41] 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.
- [42] 杨田, 操应长, 王艳忠, 等. 渤南洼陷沙四下亚段扇三角洲前缘优质储层成因[J]. *地球科学(中国地质大学学报)*, 2015, 40(12): 2067-2080.
- YANG Tian, CAO Yingchang, WANG Yanzhong, et al. Genesis of high-quality reservoirs of fan delta front in lower part of the fourth member of Shahejie Formation in Bonan Subsag[J]. *Earth Science (Journal of China University of Geosciences)*, 2015, 40(12): 2067-2080.
- [43] PAXTON S T, SZABO J O, AJDUKIEWICZ J M, et al. Construction of an intergranular volume compaction curve for evaluating and predicting compaction and porosity loss in rigid-grain sandstone reservoirs [J]. *AAPG Bulletin*, 2002, 86(12): 2047-2067.
- [44] ROSSI C, GOLDSTEIN R H, CERIANI A, et al. Fluid inclusions record thermal and fluid evolution in reservoir sandstones, Khatatba Formation, western desert, Egypt: A case for fluid injection[J]. *AAPG Bulletin*, 2002, 86(10): 1773-1799.
- [45] 姜振学, 李峰, 李卓. 利用石油包裹体烃组分信息恢复塔中地区油气成藏过程[J]. *现代地质*, 2013, 27(5): 1193-1201.
- JIANG Zhenxue, LI Feng, LI Zhuo. Applying molecular compositions of inclusion data to restore hydrocarbon charge history in the Tazhong area[J]. *Geoscience*, 2013, 27(5): 1193-1201.
- [46] 李纯泉, 陈红汉, 张希明, 等. 塔河油田奥陶系储层流体包裹体研究[J]. *石油学报*, 2005, 26(1): 42-46.
- LI Chunquan, CHEN Honghan, ZHANG Ximing, et al. Fluid inclusions analysis of the Ordovician reservoir in Tahe Oilfield [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2005, 26(1): 42-46.
- [47] 郝雪峰. 东营凹陷沙三—沙四段砂岩储层超压成因与演化[J]. *石油与天然气地质*, 2013, 34(2): 167-173.
- HAO Xuefeng. Overpressure genesis and evolution of sandstone reservoirs in the 3rd and 4th members of Shahejie Formation, the Dongying Depression [J]. *Oil & Gas Geology*, 2013, 34(2): 167-173.
- [48] GUO Xiaowen, HE Sheng, LIU Keyu, et al. Oil generation as the dominant overpressure mechanism in the Cenozoic Dongying Depression, Bohai Bay Basin, China[J]. *AAPG Bulletin*, 2010, 94(12): 1859-1881.
- [49] WANG Xiao, HE Sheng, JONES S J, et al. Overpressure and its positive effect in deep sandstone reservoir quality of Bozhong Depression, offshore Bohai Bay Basin, China [J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2019, 182: 106362.
- [50] YANG Tian, CAO Yingchang, FRIIS H, et al. Genesis and distribution pattern of carbonate cements in lacustrine deep-water gravity-flow sandstone reservoirs in the third member of the Shahejie Formation in the Dongying Sag, Jiyang Depression, Eastern China [J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2018, 92: 547-564.
- [51] SHI Liang, JIN Zhenkui, YAN Wei, et al. Influences 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): 339-347.
- [52] WANG Yanzhong, LIN Miruo, CAO Yingchang, et al. Experimental research on the influence of heterogeneous distribution of oil and water on calcite cementation from external sources during multiple oil emplacements in elastic reservoirs[J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2021, 128: 105006.

(编辑 梁 慧)