

doi:10.3799/dqkx.2015.183

渤海南洼陷沙四下亚段扇三角洲前缘优质储层成因

杨田, 操应长*, 王艳忠, 王健, 张会娜

中国石油大学地球科学与技术学院, 山东青岛 266580

摘要: 优质储层成因已成为制约中深层油气高效勘探开发的关键问题。综合利用钻井岩心、测录井、三维地震等资料, 通过岩心观察、薄片鉴定、分析测试等技术方法, 对渤海南洼陷沙四下亚段扇三角洲前缘优质储层成因进行研究。研究表明: 沉积相带原始物性好坏、成岩作用类型及强弱差异、地层超压强弱及发生时间、油气充注强弱及发生时间、断层/不整合对流体的输导以及膏盐层的作用是控制沙四下亚段储层物性的主要因素。优质储层发育是特定“源—流—汇”成岩系统综合作用的结果, 有利沉积条件是优质储层发育的基础; 储层与烃源岩之间的有利通道(断裂、不整合、相对高孔渗储层)是优质储层发育的前提; 储集层与烃源岩较短的运移路径是优质储层发育的关键; 充足的流体来源、油气充注、地层超压是优质储层发育的保证。

关键词: 扇三角洲前缘; 优质储层; 控制因素; 成因机制; 成岩系统; 渤海南洼陷; 沉积学。

中图分类号: P618

文章编号: 1000-2383(2015)12-2067-14

收稿日期: 2015-04-17

Genesis of High-Quality Reservoirs of Fan Delta Front in Lower Part of the Fourth Member of Shahejie Formation in Bonan Subsag

Yang Tian, Cao Yingchang*, Wang Yanzhong, Wang Jian, Zhang Huina

School of Geosciences, China University of Petroleum, Qingdao 266580, China

Abstract: The genesis of high-quality reservoirs is the crucial problem to determine the effective exploration and development for the middle and deep burial reservoirs. This study focuses on the fan delta front reservoir in the lower part of the fourth member of the Shahejie Formation in Bonan subsag. Core and thin section observation, physical property testing and other technical methods were used to analyze the genetic mechanism of high-quality reservoirs of the fan delta front through drilling core, well logging and logging, three-dimension seismic and other materials. The results show that the properties of the reservoirs are mainly controlled by the original properties of different sedimentation facies, the types and influences of diagenesis, the strength and occurrence time of the overpressure and hydrocarbon charging, the fluid migration through fault or unconformity as well as the effect of evaporation. The development of high-quality reservoirs is the result of specific “source-fluid-sink” diagenesis system. Four factors determine the development of high-quality reservoirs. The first is the favorable sedimentary condition and the second is the favorable migration channels, such as fault, unconformity, high porosity and permeability reservoirs between reservoirs and source rocks. Thirdly, shorter migration path between reservoirs and source rocks, and besides, adequate source of fluid, hydrocarbon charging and formation overpressure are also important.

Key words: fan delta front; high-quality reservoir; controlling factor; diagenesis system; genetic mechanism; Bonan subsag; sedimentology.

基金项目: 国家科技重大专项(No.2011ZX05006-003); 国家自然科学基金石油化工联合基金重点项目(No.U1262203); 中央高校基本科研业务费专项资金项目(Nos.14CX06070A, 15CX08001A)。

作者简介: 杨田(1989—), 男, 博士研究生, 主要从事沉积学和油气储层地质学研究。E-mail: yangtian9645@126.com

***通讯作者:** 操应长, E-mail: cyc8391680@163.com

引用格式: 杨田, 操应长, 王艳忠, 等, 2015. 渤海南洼陷沙四下亚段扇三角洲前缘优质储层成因. 地球科学——中国地质大学学报, 40(12): 2067-2080.

0 引言

随着油气勘探开发程度的不断提高,中深层油气储层成为现阶段油气勘探的重点。渤南洼陷深层石油资源量约为 1.96×10^8 t, 已探明的石油地质储量仅占总资源量的 2.3%, 深层具有较大的勘探潜力(官秀梅等, 2005)。2010 年完钻的罗 68 井钻遇沙四下亚段高产油层, $3369.0\sim3377.2$ m 取心, 以中细砂岩为主; 实测孔隙度在 11.6%~22.8% 之间, 平均为 17.5%, 渗透率在 $0.16 \times 10^{-3}\sim281.00 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 之间, 平均为 $64.88 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 物性较好, 表明渤南洼陷沙四下亚段蕴藏丰富的油气资源。然而, 紧邻罗 68 井钻探的罗 682 井, 沙四下亚段 $3393\sim3419$ m 以中粗砂岩、细砂岩为主; 测井解释孔隙度在 5.02%~19.60% 之间, 平均为 10.80%, 渗透率在 $0.103 \times 10^{-3}\sim41.253 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 之间, 平均为 $9.740 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 物性较差, 试油结论为干层。相同层位、相近埋深、相似岩性储层物性差异明显, 优质储层的成因及其分布规律成为制约该区深层油气勘探的关键问题; 明确优质储层成因机制对于总结优质储层发育规律、预测优质储层分布, 从而指导渤南洼陷沙四下亚段油藏的高效勘探开发具有十分重要的意义。渤南洼陷沙四下亚段发育多种沉积相类型, 认识上存在一定分歧(康仁华等, 2002; 单体珍, 2008; 仲维萍等, 2010); 综合前人研究认为, 洼陷中心以盐湖沉积为主; 北部紧邻埕东凸起以洪积扇沉积为主(仲维萍等, 2010); 东部紧邻孤岛凸起以扇

三角洲沉积为主(康仁华等, 2002); 南部由陈家庄凸起提供物源, 主要为扇三角洲沉积(单体珍, 2008); 扇三角洲以扇三角洲前缘砂体最为发育(康仁华等, 2002; 单体珍, 2008)。前人针对渤南洼陷深层碎屑岩储层成岩作用特征及次生孔隙成因(吴富强和宁兴贤, 2004; 吴富强等, 2003; 何宏和蔡忠东, 2005)、深层有效储层控制因素(王艳忠等, 2012)、粘土矿物发育与转化特征(陈鑫等, 2009a, 2009b)、地层超压成因及其演化规律(刘华等, 2013)等开展了大量研究, 然而针对沙四下亚段储层成岩、储集特征及优质储层成因机制的系统研究尚待开展。针对储层特征研究中存在的问题, 在总结前人研究的基础上对渤南洼陷沙四下亚段的储层特征进行研究, 在明确储层特征的基础上探讨优质储层发育的控制因素, 以成岩系统为约束, 明确优质储层成因机制。

1 地质概况

渤南洼陷是胜利油区的一个三级负向构造单元, 北以埕南断裂带与埕东凸起相接, 南邻陈家庄凸起斜坡带, 西以义东、罗西断裂与义和庄凸起相连, 东以孤西断层与孤北洼陷、孤岛凸起相邻(图 1)。构造上, 为西北陡、东南缓、北东走向的箕状断陷盆地, 由北向南可划分为北部陡坡带、中部洼陷带和南部缓坡带 3 个构造单元(王艳忠等, 2012)。自下而上发育古近系的孔店组、沙河街组、东营组, 新近系的明化镇组、馆陶组, 第四系平原组。沙河街组沙四下亚

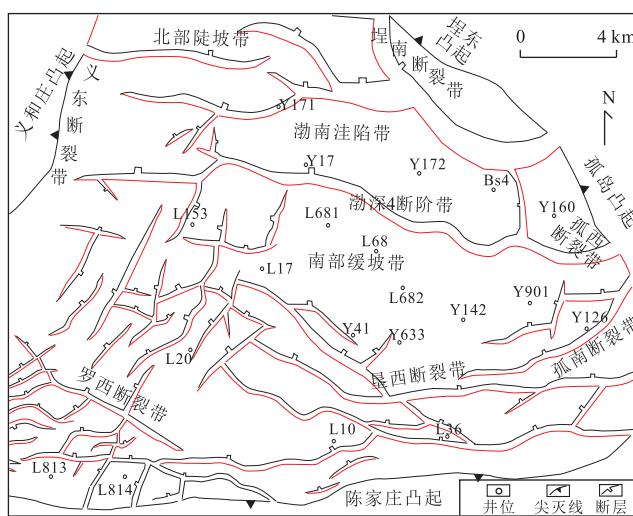


图 1 渤南洼陷构造位置、沙四下亚段顶面构造特征及沉积相分布

Fig.1 Tectonic setting, structural characteristics of top Es_4^s and distribution of sedimentary of Bonan subsag

数据来源于孟涛和庄嘉翠, 罗家油田罗 68—罗 351 井区 E_2s_4^1 、 E_2s_4^2 新增石油预测储量报告, 2010

段平均地层厚度为 200 m,下部以紫红色泥岩、砂质泥岩、灰色细砂岩沉积为主;上部以灰色泥岩、细砂岩为主,包含部分的粗砂岩、含砾粗砂岩、砾状砂岩和砂质砾岩。沙四下亚段沉积后期遭受抬升剥蚀,在沙四下顶部形成区域性不整合界面。东营运动使得洼陷产生较多断裂,并且各级断裂差异升降显著。东营运动后,各类断层活动减弱,渤海洼陷进入整体坳陷期。

2 储层特征

2.1 储层岩石学特征及物性特征

按照 4 组分三端元砂岩分类方案(姜在兴,2010),统计岩石碎屑组分相对含量,绘制岩石成分三角图。研究区储层主要为岩屑质长石砂岩(图 2a),以中细砂岩为主,包含部分的粗砂岩、含砾粗砂岩、砾状砂岩和砂质砾岩;石英平均含量为 32.63%,长石平均含量为 34.58%,岩屑平均含量为 32.79%,泥质杂基平均含量为 11%,胶结物平均含量为 7.7%;沉积物分选中等偏差,磨圆次棱角状。扇三角洲前缘砂体随着物源距离的增大,砂体岩石成分存在显著差异。水下分流河道近源砂体岩屑含量最高,泥质杂基和胶结物含量较高;水下分流河道远源砂体,泥质杂基和胶结物含量较低;河口坝和水下分流间湾砂体泥质杂基含量最高(表 1)。

通过岩心实测物性分析,研究区储层平均孔隙度 8.58%,平均渗透率 $8.91 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,属低孔低渗储层(图 2b)。储层物性分布呈现较强非均一性,在低孔(超低孔)低渗(超低渗)储层整体发育背景上发育了部分中孔中渗优质储层,低孔—超低孔储层含量 92.59%,低渗—超低渗储层含量 89.64%,2 800~4 400 m 埋深范围内均有分布(图 2d);中孔储层含量 7.41%,中渗储层含量 10.36%(图 2b, 2c),主要分布在埋深 3 100~3 400 m 和 3 900~4 100 m 两个深度范围(图 2d)。中孔中渗优质储层的发育成为研究区沙四下亚段高产油层发育的关键因素。

2.2 储层成岩作用特征

研究区储层由于埋藏深度大,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、交代作用和溶蚀作用。压实作用较强,颗粒线性接触为主,可见由于刚性颗粒的破裂及塑性岩屑、云母的强烈压实变形,部分储层压实作用较弱(图 3a)。胶结作用以碳酸盐胶结为主(图 3b, 3c, 3i),常见方解石、铁方解石胶结,硫酸盐胶结

(图 3n);黄铁矿胶结(图 3o, 3p)及硅酸盐胶结少量发育(图 3a, 3m),粘土矿物胶结以绿泥石胶结最为常见(图 3e, 3f),绿泥石胶结发育的储层物性较好。交代作用可见铁方解石交代方解石(图 3i)、铁方解石交代石英加大边(图 3j)、方解石交代长石(图 3l)。溶蚀作用较发育,主要为长石、岩屑等酸性不稳定矿物的溶蚀(图 3g, 3h, 3k),部分溶蚀孔隙被方解石充填(图 3k)。不同沉积相带成岩作用特征存在明显差异,扇三角洲前缘分选较好的水下分流河道砂体,压实作用中等、绿泥石包壳发育、胶结作用较弱、溶蚀作用发育;扇三角洲前缘分选较差的分流河道、水下分流间湾以及河口坝砂体,压实作用强烈、绿泥石包壳不发育、胶结作用强烈、溶蚀作用较弱。根据交代作用反映的自生成岩矿物形成先后顺序以及溶解充填特征,结合不同自生成岩矿物反映的形成环境,总结研究区储层的成岩演化序列为:压实作用/绿泥石包壳发育/石膏胶结/早期碳酸盐胶结→长石(岩屑)溶蚀/石英次生加大/高岭石沉淀/烃类充注→方解石、铁方解石胶结/石英溶解/硬石膏胶结→碳酸盐溶蚀/长石溶蚀/石英次生加大/烃类充注→黄铁矿胶结,成岩环境整体经历了“碱性→酸性→碱性→弱酸性→弱碱性”的演化过程。

2.3 储层储集空间特征

储层储集空间类型主要包括原生孔隙、混合孔隙、次生孔隙。扇三角洲前缘分选较好的分流河道、水下分流间湾以及河口坝等砂体发育的低孔低渗储层以次生孔隙、混合孔隙为主,扇三角洲前缘分选较好的水下分流河道砂体发育的中孔中渗储层以原生孔隙为主。原生孔隙主要为压实、胶结残余原生孔隙(图 3a, 3e),孔隙边缘形态规则,未见明显溶蚀现象,在绿泥石包壳发育的储层中原生孔隙最为发育,埋深 3 300~3 400 m 和 4 000~4 100 m 范围内以原生孔隙为主,平均相对含量 69.2%。混合孔隙主要由碎屑颗粒边缘溶蚀形成港湾状溶蚀边缘与原有孔隙混合形成。次生孔隙主要包括碎屑颗粒或胶结物内部溶蚀形成的孔隙以及成岩收缩缝、微裂缝(图 3d)、晶间孔等其他次生成因孔隙,以长石和岩屑的粒内溶蚀孔隙最为发育(图 3g, 3h),埋深 3 400~4 000 m 范围内以次生孔隙为主,平均相对含量 90.1%。

通过高压压汞对研究区储层孔喉结构进行研究,不同渗透率级别储层的孔喉结构存在明显差异。按照储层渗透率大小及其与孔喉结构对应关系将其划分为:渗透率小于 $0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 、渗透率大于 $0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 小于 $1.0 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 、渗透率大于

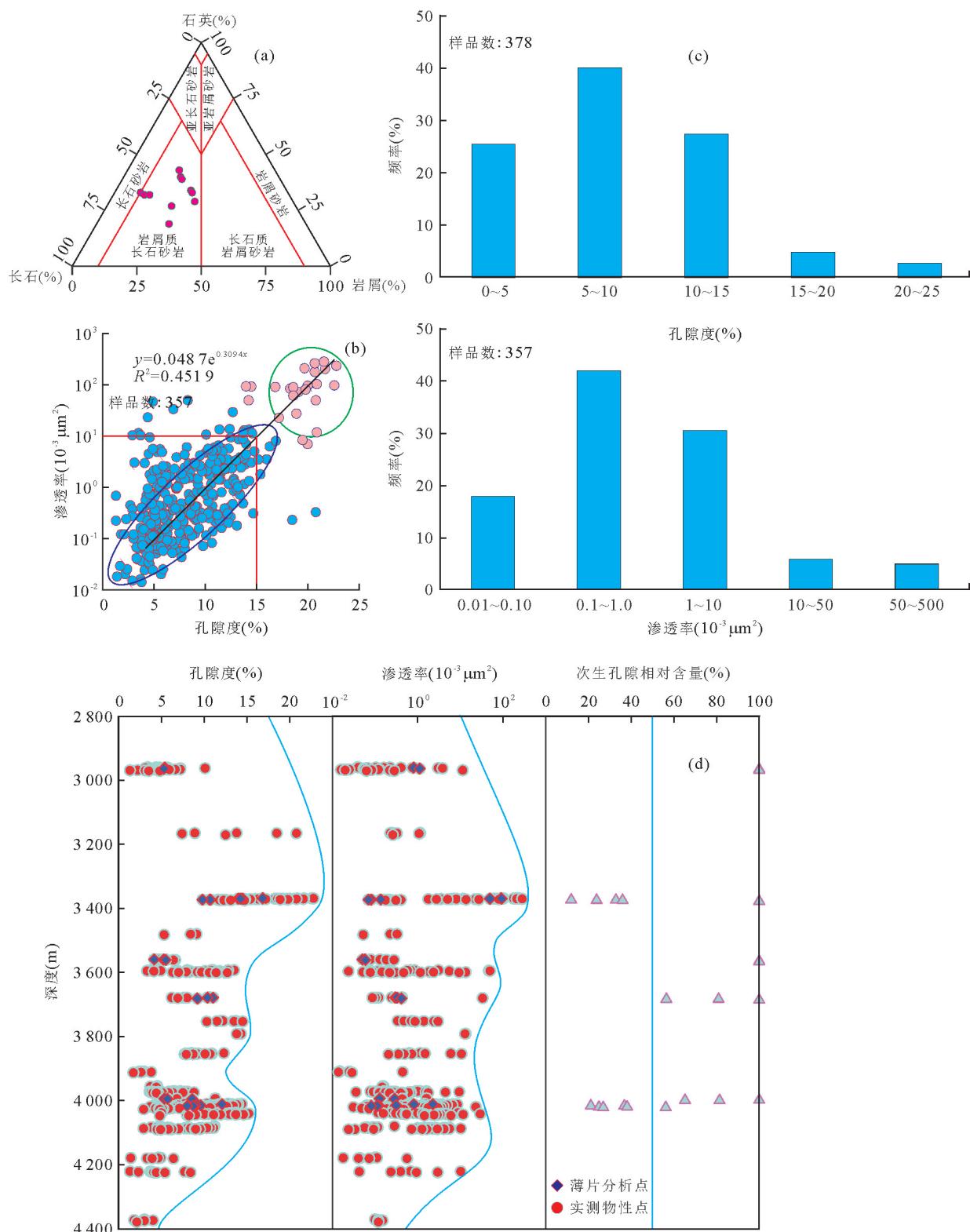


图 2 渤南洼陷沙四下亚段储层岩石学特征及物性分布

Fig.2 Petrologic characteristics of reservoirs and property distribution of Es_4^x in Bonan Subsag

a. 岩石成分三角图; b. 孔渗相关关系; c. 孔渗频率分布直方图; d. 物性与埋深相关关系

$1.0 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 小于 $10 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 、渗透率大于 $10 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 4 种类型。渗透率大于 $10 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$

的孔喉结构储层主要分布在埋深 $3100\sim3400$ m 和 $3900\sim4100$ m 两个深度范围, 其他类型孔喉各个

表 1 渤海洼陷沙四下亚段扇三角洲前缘不同沉积微相岩石成分数据

Table 1 Data of rock composition in different microfacies in fan delta front in Es₄^x in Bonan subsag

沉积微相	石英(%)	长石(%)	岩屑(%)	泥质杂基(%)	胶结物(%)
近源水下分流河道	30.890	32.780	36.33	12.0	12.33
远源水下分流河道	32.875	37.125	30.00	7.0	6.80
河口坝和水下分流间湾	39.500	32.500	28.00	26.5	5.50

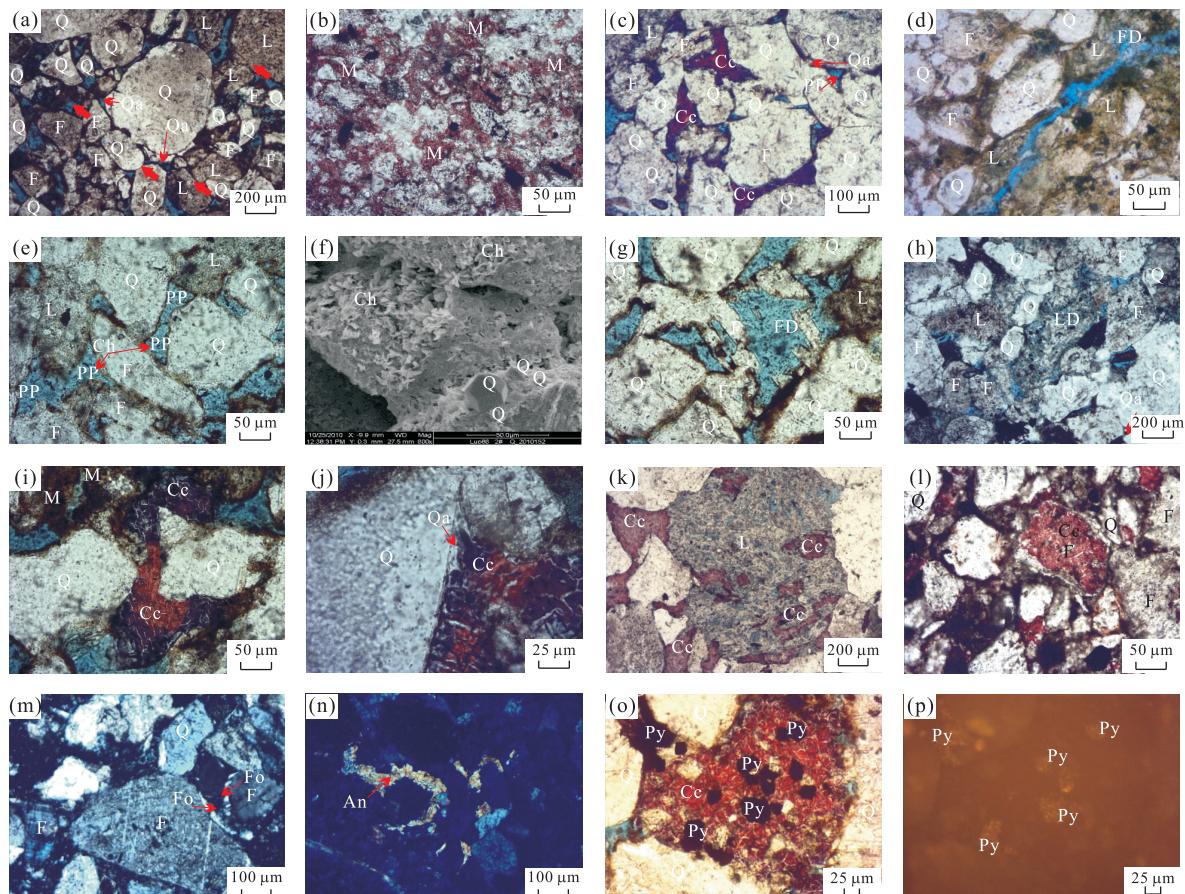


图 3 渤海洼陷沙四下亚段储层成岩作用特征及储集空间特征

Fig.3 Characteristics of diagenesis and reservoir spaces of Es₄^x in Bonan Subsag

a.点接触为主,石英次生加大,原生孔隙,罗 68 井,3 369.6 m(—);b.高灰泥杂基,孔隙基本不发育,罗 681 井,3 560.2 m(—);c.方解石胶结,原生孔隙,义 172 井,4 010.47 m(—);d.微裂缝及边缘溶蚀扩大,罗 68 井,3 373.6 m(—);e.绿泥石包壳,原生孔隙,罗 68 井,3 369 m(—);f.绿泥石包壳,罗 68 井,3 369.16 m(SEM);g.长石溶蚀次生孔隙,罗 68 井,3 369 m(—);h.玄武岩岩屑溶孔,义 160 井,3 678.69 m(—);i.铁方解石交代方解石,罗 68 井,3 369 m(—);j.铁方解石交代石英加大边,罗 68 井,3 369.6 m(—);k.岩屑溶蚀后方解石充填,义 172 井,3 993.9 m(—);l.方解石交代长石,罗 681 井,3 559.9 m(—);m.长石加大边,义 160 井,3 678.69 m(+);n.硬石膏胶结,义 172 井,4 011.57 m(+);o.黄铁矿交代方解石,罗 68 井,3 370.3 m(—);p.黄铁矿交代方解石,罗 68 井,3 370.3 m(—)。Q.石英;F.长石;L.岩屑;M.杂基;Qa.石英次生加大;Cc.碳酸盐胶结物;Ch.绿泥石;FD.长石溶孔;LD.岩屑溶孔;Fo.长石次生加大;An.硬石膏;PP.原生粒间孔;(—)为单偏光镜下照片;(+)为正交光镜下照片;(—f)为反光镜下照片;(SEM)为扫描电镜镜下照片

深度范围均有分布,渗透率小于 $0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的储层孔喉半径呈单峰分布,以半径小于 $0.1 \mu\text{m}$ 的孔喉为主;渗透率大于 $0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的储层孔喉半径以双峰分布为主,随着渗透率的增大,峰值孔喉半径逐渐增大且分布范围变宽(图 4a)。不同孔喉类型储层,渗透率越高,大孔喉所控制的储层储集空间的

比例越高,对应的进汞饱和度也越高(图 4b)。

3 储层主控因素

3.1 沉积相带

不同沉积相带由于水动力强弱不同,造成原始

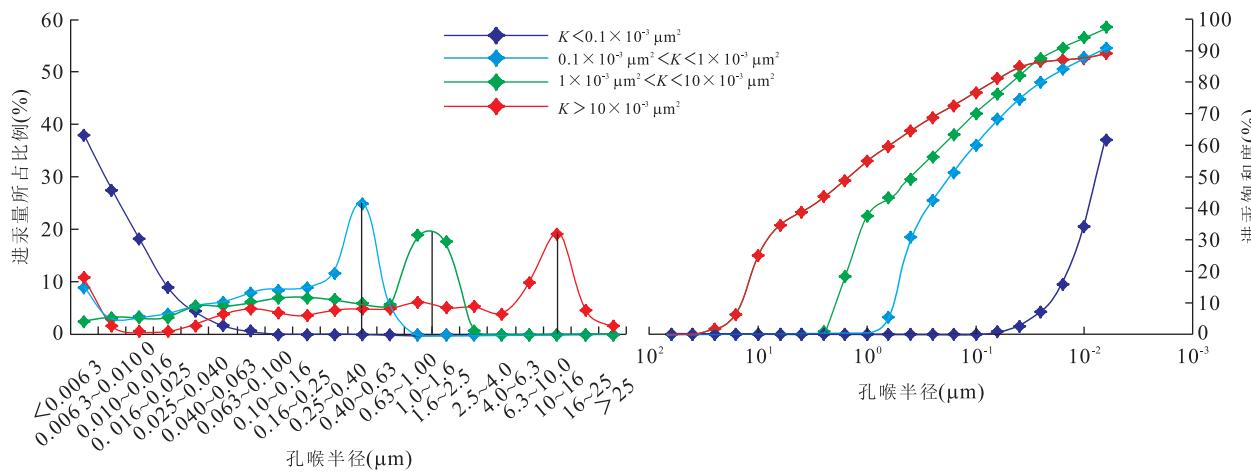


图 4 渤南洼陷沙四下亚段储层孔喉结构特征

Fig.4 Characteristics of reservoir pore throat structure of Es_4^* in Bonan Subsag
a.孔喉半径与进汞量比例相关关系;b.孔喉半径与进汞饱和度相关关系

沉积构造之间存在明显的差异,这种差异同样会对后期成岩作用类型及强度产生显著影响,从而导致不同沉积相带储层物性存在较大的差别。扇三角洲前缘水下分流河道属于较强水动力沉积相带,以粗粒沉积物为主;在近物源处由于沉积物搬运距离较短,沉积物分选较差、杂基含量较高,储层压实作用较强。以特低孔特低渗透率储层为主,平均孔隙度8.16%,平均渗透率 $4.075 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。对渗透率贡献最主要的孔喉半径分布在 $0.5 \sim 2.0 \mu\text{m}$ 之间,主流喉道半径平均值为 $0.445 \mu\text{m}$,最大联通孔喉半径平均值为 $1.089 \mu\text{m}$,中值喉道半径平均值为 $0.084 \mu\text{m}$ 。在远离物源处,水下分流河道砂体分选较好,杂基含量低,原始孔隙度高,储层绿泥石包壳发育,碳酸盐胶结作用较弱,溶蚀作用较强。以中孔中渗透率储层为主,平均孔隙度18.82%,平均渗透率 $81.67 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。对渗透率贡献最主要的孔喉半径分布在 $5 \sim 25 \mu\text{m}$ 之间,主流喉道半径平均值为 $2.593 \mu\text{m}$,最大联通孔喉半径平均值为 $5.328 \mu\text{m}$,中值喉道半径平均值为 $0.513 \mu\text{m}$ 。扇三角洲前缘分流间湾和河口坝属于较弱水动力沉积相带,以细粒沉积物为主,杂基含量高,原始物性差,储层以强烈的压实作用为典型特征,此外,由于紧邻泥岩,受泥岩高矿化度孔隙水的影响,形成大量早期碳酸盐胶结物,储层整体物性差。以低孔、特低孔超低渗透率储层为主,平均孔隙度9.71%,平均渗透率 $0.541 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。对渗透率贡献最主要的孔喉半径分布在 $0.05 \sim 2.00 \mu\text{m}$ 之间,主流喉道半径平均值为 $0.229 \mu\text{m}$,最大联通孔喉半径平均值为 $0.620 \mu\text{m}$,中值喉道半径平均值为 $0.050 \mu\text{m}$ (图5)。

3.2 成岩作用

影响储层物性的成岩作用包括建设性成岩作用,主要是溶蚀作用和绿泥石包壳;破坏性成岩作用,主要是压实作用和胶结作用。在明确储层成岩作用特征的基础上,为了定量表征成岩作用对储层物性的影响,以不同沉积相带代表性样品铸体薄片为基础,利用蔡司 Axioscope A1 APOL 数字透反偏光显微镜及 Axio Vision Software Rel. 图像分析软件及岩心铸体分析系统,采用人工绘制与计算机图像分析相结合的方法(操应长等,2013a),定量统计各胶结物含量及溶蚀孔隙的面积百分含量,即面孔率。利用面孔率与显孔隙度之间的函数关系: $Y = 2.5203X^{0.8457}$; $R^2 = 0.7374$ (其中, Y 为孔隙度,%; X 为面孔率,%; R 为相关系数)(操应长等,2013a; 王艳忠等,2013),将各成岩作用对储集层面孔率的贡献量转化为孔隙度。利用砂岩原始孔隙度计算的经验公式 $\varphi_0 = 20.91 + 22.90/S_0$ 。(其中 S_0 为 Trask 分选系数,即 $S_0 = (P_{25}/P_{75})^{1/2}$) (Beard and Weyl, 1973),根据不同样品点粒度分析数据确定的分选系数,计算其原始孔隙度。在明确原始孔隙度和各成岩作用事件对储层孔隙度影响的基础上(表2),将成岩作用对储层物性的影响进行综合定量表征:

$$\varphi_{di} = \varphi_{df} + \varphi_{dq} + \varphi_{dc}, \quad (1)$$

$$\varphi_{cm} = \varphi_{cch} + \varphi_{cq} + \varphi_{cea}, \quad (2)$$

$$\varphi_{co} = \varphi_0 + \varphi_{di} - \varphi_{cm} - \varphi, \quad (3)$$

$$\omega_{cm} = \varphi_{cm}/\varphi_0, \quad (4)$$

$$\omega_{co} = \varphi_{co}/\varphi_0, \quad (5)$$

式中: φ_0 样品原始孔隙度,%; φ 样品现今实测孔隙

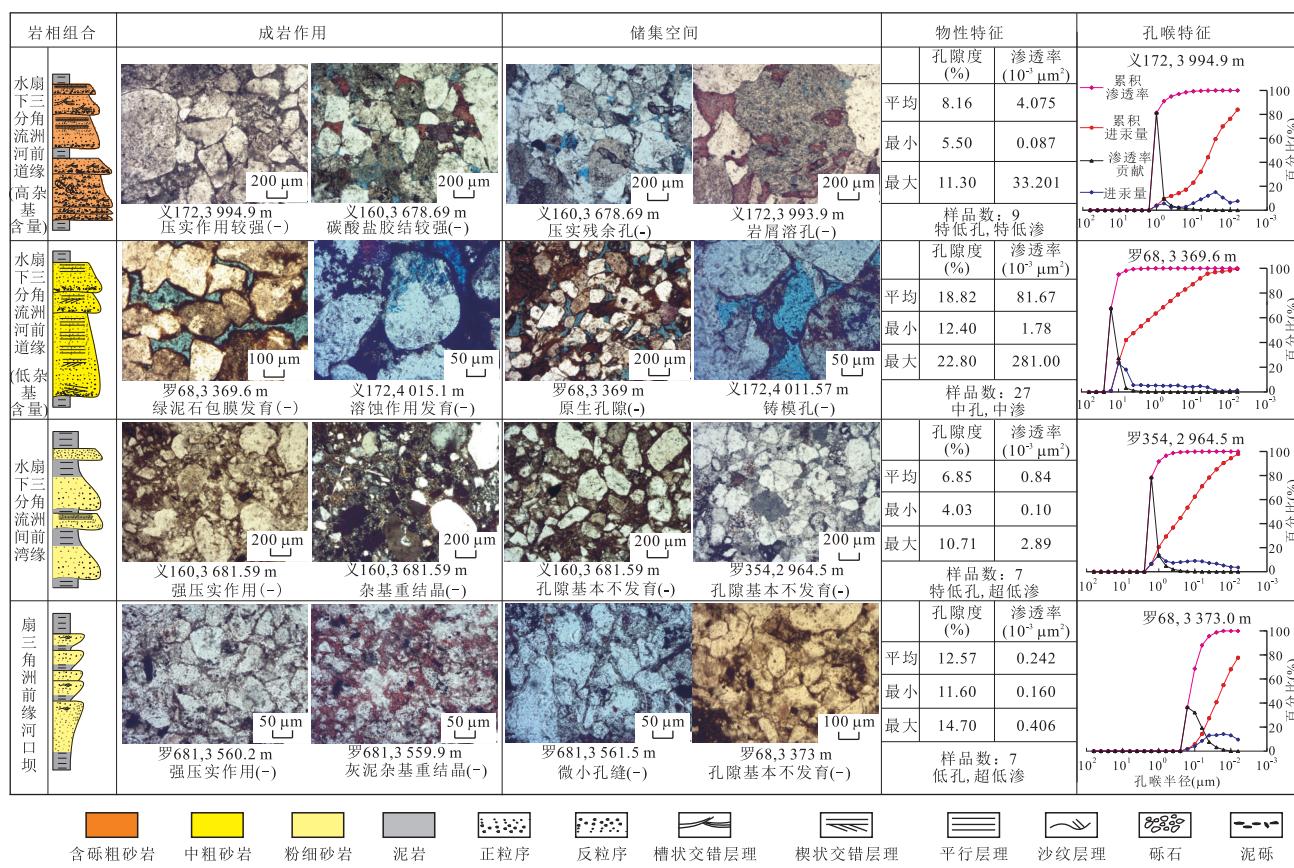


图 5 渤海洼陷沙四下亚段储层不同沉积相带储层成岩作用及物性特征

Fig.5 Characteristic of diagenesis and property in different sedimentary facies of Es₄^x in Bonan subsag

表 2 渤海洼陷沙四下亚段储层成岩作用定量分析数据

Table 2 Data of reservoir diagenesis quantitative analysis of Es₄^x in Bonan Subsag

井号	深度(m)	沉积微相	岩性	S _o	φ _{co} (%)	φ _{cm} (%)	φ _{cch} (%)	φ _{df} (%)	φ _{eq} (%)	φ _{dq} (%)	φ _{cca} (%)	φ _{dc} (%)	φ _{co} (%)	ω _{co} (%)	ω _{cm} (%)
Y160	3 678.7	水下分流河道	中砂岩	1.59	39.1	11.0	0.0	2.4	8.7	1.6	3.8	0.0	19.7	50.3	31.8
Y160	3 678.9	水下分流河道	粗砂岩	1.59	39.1	10.4	0.0	2.0	5.2	0.5	7.3	1.5	20.3	51.9	32.0
Y172	3 994.6	水下分流河道	含砾粗砂岩	1.59	39.1	5.7	0.0	1.3	3.9	0.0	8.7	1.4	23.4	60.0	32.3
72	3 994.9	水下分流河道	细砾岩	1.52	39.5	8.6	0.0	0.4	2.6	0.0	3.5	0.0	25.3	64.1	15.2
L68	3 369.0	水下分流河道	细砂岩	1.37	40.5	16.9	3.0	2.6	1.0	1.4	1.2	0.0	22.4	55.4	12.9
L68	3 369.6	水下分流河道	粗砂岩	1.37	40.5	14.5	2.8	1.6	0.9	0.2	5.5	0.8	19.3	47.8	22.8
Y172	4 011.6	水下分流河道	中砂岩	1.42	40.1	12.1	0.7	1.2	5.2	0.1	1.4	0.4	22.4	55.8	18.3
Y172	4 015.7	水下分流河道	中砂岩	1.48	39.7	9.0	0.2	2.2	2.0	0.0	8.7	0.9	22.9	57.6	27.5
Y172	4 016.6	水下分流河道	中砂岩	1.45	39.9	8.7	0.5	0.5	2.1	0.9	6.3	0.2	24.0	60.0	22.3
Y160	3 681.6	分流间湾	细砂岩	1.62	38.9	9.2	0.0	0.5	0.8	0.0	14.3	0.4	15.5	39.8	38.8
L354	2 964.5	分流间湾	细砂岩	1.62	38.9	5.3	0.0	0.5	0.9	0.0	20.3	0.6	18.4	47.2	42.0
L681	3 559.9	河口坝	细砂岩	1.63	38.9	4.1	0.0	1.4	2.5	0.0	21.4	0.4	12.6	32.5	61.3
L681	3 560.2	河口坝	粉砂岩	1.65	38.7	5.3	0.0	0.9	0.4	0.0	19.6	0.5	14.9	38.4	51.6

度,%;φ_{co}机械压实作用损失的总孔隙度,%;φ_{cm}胶结作用损失的总孔隙度,%;φ_{df}溶蚀作用增加的总孔隙度,%;φ_{dq}长石溶蚀增加孔隙度,%;φ_{cca}碳酸盐溶蚀增加孔隙度,%;φ_{cch}绿泥石胶结损失孔隙度,%;φ_{dc}碳酸盐胶结损失孔隙度,%;φ_{eq}石英次生加大胶结损失孔隙度,%;

φ_{co}胶结作用减孔率,%;φ_{cm}压实作用减孔率,%.

3.2.1 建设性成岩作用 (1)溶蚀作用:研究区储层以酸性溶蚀作用为主,由于沙四下亚段储层在构造作用控制下紧邻烃源岩,有机质热演化形成大量的有机酸沿优势运移通道进入连通性较好的砂

体,对酸性不稳定矿物(长石、岩屑等)产生溶蚀作用(图 3g,3h),形成大量次生孔隙。酸性溶蚀作用增加的孔隙度在 0.42%~3.57% 之间(表 2),由于存在溶蚀后期的压实、胶结作用,实际溶蚀增加的孔隙度可能大于观测数值。扇三角洲前缘水下分流河道杂基含量较低砂体原始物性好,有利于酸性流体的运移,产生长石、岩屑等矿物的显著溶蚀作用,形成大量次生孔隙,增加的平均孔隙度约为 2.08%,使储层物性得到改善,平均孔隙度 22.8%,平均渗透率达 $281 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。(2)绿泥石胶结作用:绿泥石包壳对储层物性的控制存在一定争议。部分学者认为绿泥石包壳的发育能够有效地抑制压实作用和石英次生加大,从而有效地保存储层孔隙(刘金库等,2009; Nguyen *et al.*, 2013);部分学者则认为储层良好的物性是绿泥石发育的基础,从而造成绿泥石与优质储层相对应的假象,绿泥石的发育会降低储层的孔隙度和渗透率(杨威等,2013)。研究区扇三角洲水下分流河道分选较好砂体中绿泥石包壳发育(图 6a, 6b),绿泥石相对含量在粘土矿物中高达 43.8%,绿泥石包壳具有典型的双层结构,早期绿泥石包膜主

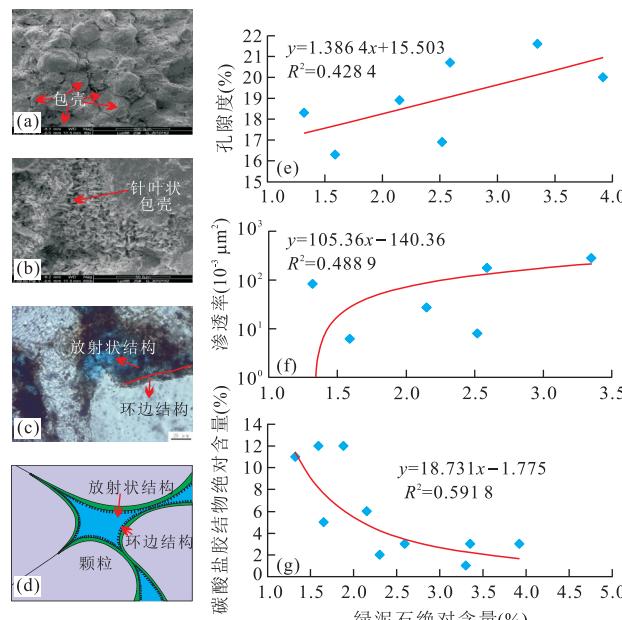


图 6 渤南洼陷沙四下亚段储层绿泥石产状及其与物性相关关系

Fig.6 Characteristics of chlorite and relationship to reservoir property of Es₄ in Bonan Subsag

a. 罗 68, 3 371.45 m, 包壳全貌; b. 罗 68, 3 371.45 m, 局部放大;c. 罗 68, 3 370.30 m, 镜下结构;d. 绿泥石包壳结构示意图;e. 孔隙度与绿泥石含量相关关系;f. 渗透率与绿泥石含量相关关系;g. 绿泥石与碳酸盐胶结物含量相关关系

要呈颗粒环边结构包裹颗粒,后期形成的绿泥石以早期包膜为基底,向孔隙中间生长,形成放射状结构(图 6c,6d)。

通过拟合绿泥石含量与孔隙度、渗透率的相关关系发现,绿泥石含量越高,孔隙度值越高,渗透率值越高(图 6e,6f)。进一步拟合绿泥石含量与储层中碳酸盐胶结物含量的关系发现,二者存在明显的负相关关系(图 6g),分析认为绿泥石的发育能够占据一定的孔隙空间,从而能够有效地抑制碳酸盐矿物的胶结作用。此外,绿泥石的环边结构使孔隙流体与颗粒接触受阻,能够有效抑制以碎屑石英颗粒为基底的石英次生加大作用,在绿泥石包壳不发育的颗粒边缘能够见到明显的石英次生加大现象(图 3f)。综上所述,认为绿泥石包壳的发育与优质储层的发育具有对应性,强水动力条件形成的杂基含量低、分选较好、原始物性较高的有利砂体是绿泥石包壳发育的有利地区;绿泥石包壳的发育能够有效地抑制石英次生加大和碳酸盐胶结等破坏性成岩作用,有利于储集空间的保存。

3.2.2 破坏性成岩作用 (1)压实作用:研究区储层由于埋藏深度大,加之部分储层沉积物粒度细、分选较差、杂基含量高,压实作用较强,以线接触为主(图 3a,3c),压实作用减小的孔隙度可达 12.61%~25.29%(表 2),平均压实作用减孔率达 50.81%。压实作用强烈的储层物性普遍较差,杂基含量较高的水下分流河道砂体压实作用减小的孔隙度平均值为 22.16%,平均孔隙度为 11.3%,平均渗透率为 $33.201 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。三角洲前缘水下分流间湾砂体压实作用减小的孔隙度平均值为 16.91%,平均孔隙度为 10.71%,平均渗透率为 $2.890 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。三角洲前缘河口坝砂体压实作用减小的孔隙度平均值为 13.74%,平均孔隙度为 14.7%,平均渗透率为 $0.406 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。(2)碳酸盐胶结作用:碳酸盐胶结作用由于充填孔隙、堵塞喉道,从而储层物性变差(图 3c),胶结作用减小的孔隙度可达 5.24%~23.82%,平均胶结作用减孔率达 31.45%(表 2)。三角洲前缘河口坝砂体由于强烈的早期碳酸盐胶结作用,减小的孔隙度平均值为 20.47%,平均渗透率仅为 $0.406 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ (图 5)。晚期的碳酸盐胶结物同样使得储层物性变差,杂基含量较高的水下分流河道砂体由于绿泥石包壳不发育,晚期碳酸盐胶结物含量相对较高(图 5),这也是造成其物性偏差的重要原因。

3.3 地层超压

不均衡压实和烃类充注是研究区储层最重要的

增压机制(刘华等,2013),由于两种因素的综合作用以及沙四上亚段发育封堵性极佳的膏岩层,使研究区沙四下亚段储层处于中强超压环境,压力系数为1.38~1.52。以声波时差资料为基础,结合测井、地质、钻井及试油试采资料,利用等效深度法计算渤海洼陷沙四下亚段地层压力。超压越明显储层物性越好(图7),说明地层超压能够有效减缓上覆地层压力,从而抑制压实作用,保存储集空间。罗68井沙四下亚段储层为强超压环境,平均孔隙度为17.5%,平均渗透率为64.9%;义172沙四下亚段储层为中超压环境,平均孔隙度为11.4%,平均渗透率为2.54%。

3.4 油气充注

有机质热演化形成油气的过程中会产生体积的膨胀,发生油气充注。通过对研究区储层烃类包裹体荧光分析表明,存在黄白色和蓝白色荧光两类烃类包裹体;与烃类包裹体同期次盐水包裹体均一温度测试表明,存在85~105℃和125~145℃共2个温度区间,证实存在两期油气充注(卢浩等,2012)。油气充注一方面能够为酸性流体的运移提供动力;另一方面能够增加储层压力,形成异常高压。由于油气充注占据储集空间,在高充满度的情况下阻隔了地层水与碎屑矿物的接触,使水岩作用特别是胶结作用受到抑制。酸性流体沿优势运移通道迁移的过程中会产生酸性不稳定矿物的溶蚀,形成大量的次生

孔隙,这也是油气充注程度较高的储层次生孔隙发育的原因(陈鑫等,2009a)。油气充注形成的异常高压能够有效的抑制压实减孔效应,水岩作用的抑制使胶结作用减弱,使储层物性与含油性之间存在较好对应关系。研究区储层油气充满度越高即含油级别越好对应储层物性越好(表3)。

3.5 断层、不整合输导

研究区构造活动强烈,沙四下亚段储层沉积后经历了复杂的构造作用。沙四下亚段沉积结束后地层经历抬升,形成了沙四下与沙四上亚段之间的区域不整合;强烈的构造运动形成大量油源断层和疏导断层,使得沙四下亚段储层与沙四上和沙三中、下亚段的优质烃源岩形成上下的对接关系(图8)。有机质热演化早期形成的有机酸能够快速地沿着油源断层、疏导断层及不整合面向储层运移,形成次生孔隙,增加储集空间,薄片鉴定表明在储层微裂缝处存在明显溶蚀扩大现象(图3d)。有机质进一步热演化形成的油气同样能够快速地进入储层,有效地保存储集空间,从而有利于优质储层发育。

3.6 膏盐层作用

沙四下亚段储层上部发育累计厚度达3 078 m(宫秀梅和曾溅辉,2003)的沙四上亚段膏盐层。膏盐热导率高,使下伏地层热量容易散失,从而能够有效地减缓成岩作用。膏盐层在地层温度达到80~90℃时会发生石膏向硬石膏的转化,排出大量结晶水,使

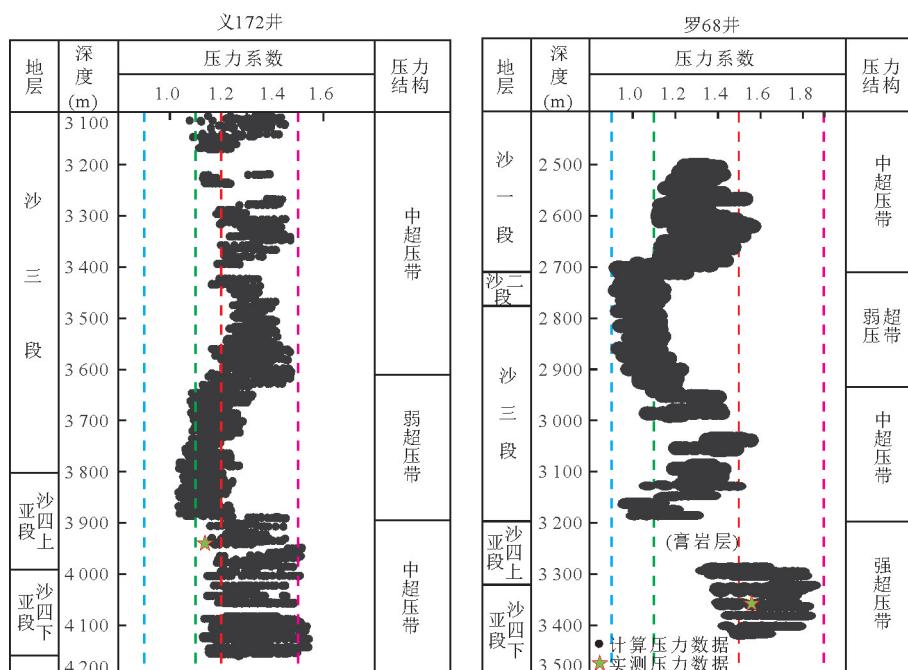


图 7 渤海洼陷沙四下亚段地层压力特征

Fig.7 Characteristics of formation pressure of Es₄^x in Bonan subsag

表 3 渤南洼陷沙四下亚段储层含油性与物性对应关系
Table 3 The relationship of oiliness and reservoir property of Es_4^x in Bonan subsag

含油级别	油浸	油斑	油迹	荧光及不含油
统计数据点(个)	27	7	17	37
平均孔隙度(%)	18.82	12.16	11.66	10.59
平均渗透率($10^{-3} \mu\text{m}^2$)	81.67	2.52	2.47	2.44

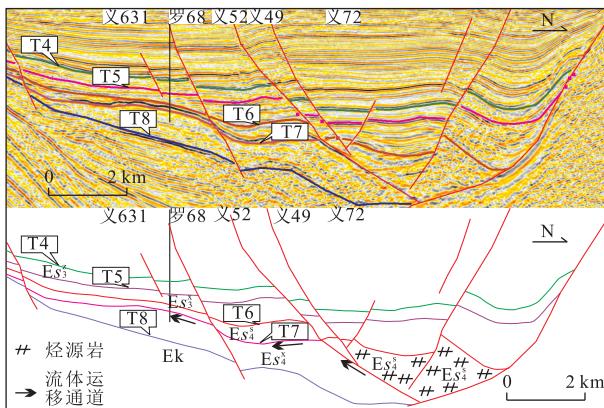


图 8 渤南洼陷沙四下亚段储层构造输导特征

Fig.8 Conducting system and tectonic characteristics of reservoir of Es_4^x in Bonan subsag

有机质热演化的流体来源得到保障(Surdam *et al.*, 1989; 张善文, 2007; 王永诗等, 2013),生成大量的有机酸,从而有利于次生孔隙的发育。膏盐层由于岩性致密、渗透性差,大面积发育的膏盐层能够作为优质的区域性盖层,有效地阻止地层异常压力及油气的散失,从而有利于储层孔隙的保存及油气成藏。沙四上亚段的膏盐层在东西方向连续性较好,洼陷中心向南逐渐变薄(宫秀梅和曾溅辉,2003);与研究区沙四下亚段的优质储层分布存在较好的对应关系。

4 优质储层成因机制及启示

4.1 优质储层成因机制

研究区优质储层的形成是“沉积—成岩—构造”各要素综合作用的结果。由埋藏史分析可知(徐国盛等,2007),距今 50.5 Ma,沙四下亚段地层开始沉积,由于构造活动强烈、气候较干旱,形成了大面积的扇三角洲沉积;沉积结束后由于构造抬升,形成了区域性不整合,其后沙四上亚段及沙三下亚段地层沉积;早期成岩环境为碱性(吴富强等,2003),绿泥石包壳和早期碳酸盐胶结使储层物性分异明显。到 42~32 Ma,由于构造运动使沙四下亚段储层与沙四上和沙三中、下亚段的烃源岩上下对接,有机质热

演化形成的有机酸沿断层、不整合运移到储层,成岩环境转化为酸性,产生溶蚀作用,改善储层物性。到 32.0~24.6 Ma,发生第 1 期油气充注(30~25 Ma)(宫秀梅和曾溅辉,2003;宫秀梅等,2005;卢浩等,2012),地层压力开始增强;由于地层温度进一步增加,有机酸消耗和分解,成岩环境转化为碱性,储层以胶结作用为主,地层超压和油气充注发育的储层胶结作用较弱。到 24.6~8.0 Ma,东营运动使得地层抬升,烃源岩温度降低,重新生成有机酸,成岩环境转化为弱酸性,产生少量的长石、碳酸盐等酸性不稳定矿物的溶蚀,14~5 Ma 发生第 2 次油气充注(宫秀梅和曾溅辉,2003;宫秀梅等,2005;卢浩等,2012)。8 Ma 到现今,由于地层进一步埋深,有机质脱羧分解消耗,成岩环境转为弱碱性,形成少量的晚期黄铁矿胶结(图 9)。如此,扇三角洲前缘分选较好的水下分流河道砂体,由于原始孔隙度高,绿泥石包壳发育保存了大量的原生孔隙;在后期构造作用的影响下形成有机酸优势运移通道,进一步发生溶蚀作用;并且由于异常高压和油气充注等对孔隙的保存,形成以原生孔隙为主的中孔中渗优质储层。扇三角洲前缘分选较差的分流河道、分流间湾以及河口坝砂体,由于原始孔隙度低,加之绿泥石包壳不发育,并且杂基含量较高,紧邻泥岩层,以强烈的压实和胶结作用为主;在后期构造作用的影响下发生部分的溶蚀作用,油气充注和地层超压不发育,形成以次生孔隙和混合孔隙为主的低孔低渗储层。

综上所述,有利的沉积条件形成的高原始孔隙度是优质储层发育的基础;储层与烃源岩之间的有利通道(断裂、不整合、相对高孔渗储层)导致的溶蚀增孔和油气充注保孔是优质储层发育的前提;储集层与烃源岩较短的运移路径形成和保存的大量孔隙是优质储层发育的关键;充足的流体来源、地层超压对孔隙的形成和保护是优质储层发育的保证(操长等,2013b)。

4.2 研究启示

碎屑岩优质储层的成因机制是涉及“沉积—成岩—构造”的综合研究,沉积是基础、构造是关键、成岩是核心。对碎屑岩储层成岩作用的研究,应该坚持“源—流—汇”成岩系统研究的观点(Morad *et al.*, 2000; 李忠等, 2006; 文国华等, 2011; 郑荣才等, 2011; Bjørlykke and Jahren, 2012; Macquaker *et al.*, 2014)。“源”包括碎屑物质的组成、流体来源(烃源岩热演化形成的酸性流体、深大断裂带来的深部流体、烃源岩热演化形成的烃类、矿物脱水作用形

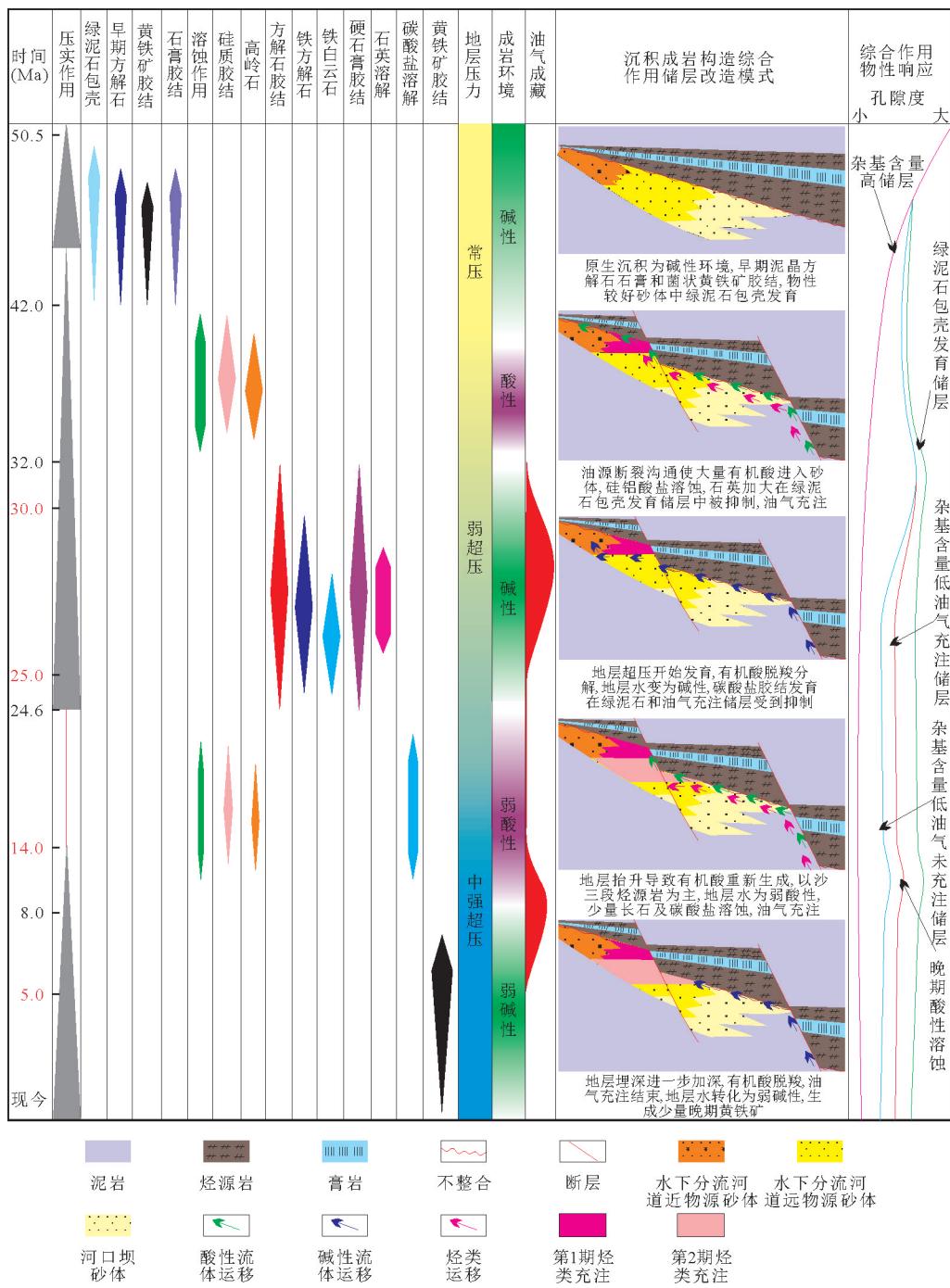


图 9 渤海洼陷沙四下亚段优质储层成因机制模式

Fig.9 Genetic mechanism of high quality reservoirs of Es₄^x in Bonan subsag

成的流体)等(Thyne, 2001; 张雪芬等, 2013),“源”是成岩作用赖以进行的载体,是基础。“流”包括成岩流体的性质(pH、温度、压力、矿化度等)、流体的运移方式(上升流、下降流、热对流、超压幕式流等)等(解习农等, 2009),“流”是决定物质迁移及物性响应的纽带,是核心。“汇”包括物质的溶解(长石、岩屑、碳酸盐等溶解)、沉淀(碳酸盐胶结、石英次生加大、高岭石胶结等)、孔隙的存留状况(原生孔隙、次生孔

隙、混合孔隙等)等,“汇”是成岩物质及成岩流体综合作用的响应,是结果。现阶段成岩作用的研究更多的是对成岩结果即“汇”的表征;以“源—流—汇”成岩系统研究为指导,探究其动态的演化过程是解决成岩作用研究瓶颈的关键。

研究区沙四下亚段优质储层的发育是其特定“源—流—汇”成岩系统综合作用的结果,证实了深部油气勘探寻找优势“源—流—汇”成岩系统匹配的

储层仍能取得较大突破,对深层优质储层的勘探具有很好的借鉴作用。沙四下亚段扇三角洲前缘储层及优质烃源岩是成岩作用的基础,构造作用形成的储层与烃源岩的上下对接关系是成岩流体运移的关键,其综合作用决定了成岩作用的响应特征,进而决定了优质储层的发育规律。在渤海洼陷沙四下亚段继续寻找扇三角洲前缘砂体发育且与烃源岩上下对接的储层,将有望进一步取得油气勘探的突破。

5 结论

(1) 渤海洼陷沙四下亚段扇三角洲前缘储层整体属于低孔低渗储层,发育部分中孔中渗储层;成岩作用包括压实作用、胶结作用、交代作用和溶蚀作用等;低孔低渗储层以次生孔隙、混合孔隙为主,中孔中渗储层以原生孔隙为主。

(2) 沉积相带原始物性的好坏、成岩作用类型及其强弱差异、地层超压的强弱及发生时间、油气充注的强弱及发生时间、断层/不整合对流体的输导以及膏盐层的作用是控制沙四下亚段储层物性的主要因素,其综合作用控制了优质储层的发育。

(3) 沙四下亚段优质储层的发育是其特定“源一流一汇”成岩系统综合作用的结果,有利的沉积条件是优质储层发育的基础;储层与烃源岩之间的有利通道(断裂、不整合、高孔高渗储层)是优质储层发育的前提;储集层与烃源岩较短的运移路径是优质储层发育的关键;充足的流体来源、地层超压是优质储层发育的保证。

致谢:两位匿名审稿专家和编辑对文章初稿提出了诸多有益建议,在此表示衷心感谢!

References

- Beard, D.C., Weyl, P.K., 1973. Influence of Texture on Porosity and Permeability of Unconsolidated Sand. *AAPG Bulletin*, 57 (2): 349—369. doi: 10.1306/819a4272-16c5-11d7-8645000102c1865d
- Bjørlykke, K., Jahren, J., 2012. Open or Closed Geochemical Systems during Diagenesis in Sedimentary Basins: Constraints on Mass Transfer during Diagenesis and the Prediction of Porosity in Sandstone and Carbonate Reservoirs. *AAPG Bulletin*, 96 (12): 2193—2214. doi: 10.1306/04301211139
- Cao, Y.C., Xi, K.L., Wang, Y.Z., et al., 2013a. Quantitative Research on Porosity Evolution of Reservoirs in the Member 4 of Paleogene Shahejie Formation in Hexiwu Structural Zone of Langgu Sag, Jizhong Depression. *Journal of Palaeogeography*, 15 (5): 593—604 (in Chinese with English abstract). doi: 10.7605/gdlxb.2013.05.047
- Cao, Y.C., Yang, T., Wang, J., et al., 2013b. Genesis of Effective Reservoirs of Beach-Bar Sandstone in Upper Part of the Fourth Member of Shahejie Formation in the Southern Slope of Dongying Sag. *Journal of China University of Petroleum*, 37 (6): 1—9 (in Chinese with English abstract). doi: 10.3969/j.issn.1673-5005.2013.06.001
- Chen, X., Zhong, J.H., Yuan, J., et al., 2009a. Characteristics of Clay Mineral and Its Hydrocarbon Significance in Paleogene Clastic Reservoir of Bonan Sag. *Acta Petrolei Sinica*, 30 (2): 201—207 (in Chinese with English abstract).
- Chen, X., Zhong, J.H., Yuan, J., et al., 2009b. Development and Formation of Paleogene Kaolinite, Bonan Subsag. *Petroleum Exploration and Development*, 36 (4): 456—462 (in Chinese with English abstract).
- Gong, X.M., Jin, Z.J., Zeng, J.H., et al., 2005. Reservoir Characteristics and Main Controlling Factors for Deep Hydrocarbon Accumulations in Bonan Sag in Jiyang Depression. *Oil & Gas Geology*, 26 (4): 473—479 (in Chinese with English abstract).
- Gong, X.M., Zeng, J.H., 2003. Impact of Paleogene Evaporates on Hydrocarbon Accumulation in Deep Bonan Sub-Sag, Jiyang Depression. *Petroleum Exploration and Development*, 30 (5): 24—27 (in Chinese with English abstract).
- He, H., Cai, Z.D., 2005. Mechanism of Secondary Pore in Shahejie Formation of Bonan Depression. *Journal of Oil and Gas Technology*, 27 (5): 557—559 (in Chinese with English abstract). doi: 10.3969/j.issn.1000-9752.2005.05.005
- Jiang, Z.X., 2010. *Sedimentology*. Petroleum Industry Press, Beijing, 84—85 (in Chinese).
- Kang, R.H., Liu, K.Y., Zhao, C.X., et al., 2002. Sedimentary Facies of the Shahejie Formation of Paleogene in Bonan Sag of Jiyang Depression. *Journal of Palaeogeography*, 4 (4): 19—29 (in Chinese with English abstract). doi: 10.3969/j.issn.1671-1505.2002.04.003
- Li, Z., Han, D.L., Shou, J.F., 2006. Diagenesis Systems and Their Spatio-Temporal Attributes in Sedimentary Basins. *Acta Petrologica Sinica*, 22 (8): 2151—2164 (in Chinese with English abstract).
- Liu, H., Jiang, Y.L., Gu, G.C., et al., 2013. Pressure Characteristics and Formation Mechanisms of Paleogene in Bonan Sag, Zhanhua Depression. *Journal of China Uni-*

- versity of Petroleum, 37(4): 46—51, 70 (in Chinese with English abstract).doi:10.3969/j.issn.1673—5005. 2013.04.007
- Liu, J. K., Peng, J., Liu, J. J., et al., 2009. Pore-Preserving Mechanism of Chlorite Rims in Tight Sandstone—An Example from the T₃x Formation of Baojie Area in the Transitional Zone from the Central to Southern Sichuan Basin. *Oil & Gas Geology*, 30(1): 53—58 (in Chinese with English abstract).
- Lu, H., Jiang, Y. L., Liu, H., et al., 2012. Study on Formation Stages of Oil-Gas Reservoirs in Bonan Subsag, Zhanhua Sag. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 19(2): 5—8 (in Chinese with English abstract).doi:10.3969/j.issn.1009—9603.2012.02.002
- Macquaker, J. H. S., Taylor, K. G., Keller, M., et al., 2014. Compositional Controls on Early Diagenetic Pathways in Fine-Grained Sedimentary Rocks: Implications for Predicting Unconventional Reservoir Attributes of Mudstones. *AAPG Bulletin*, 98(3): 587—603. doi:10.1306/08201311176
- Morad, S., Ketzer, J. M., de Ros, L. F., 2000. Spatial and Temporal Distribution of Diagenetic Alterations in Siliciclastic Rocks: Implications for Mass Transfer in Sedimentary Basins. *Sedimentology*, 47: 95—120. doi:10.1046/j.1365—3091.2000.00007.x
- Nguyen, B. T. T., Jones, S. J., Goult, N. R., et al., 2013. The Role of Fluid Pressure and Diagenetic Cements for Porosity Preservation in Triassic Fluvial Reservoirs of the Central Graben, North Sea. *AAPG Bulletin*, 97(8): 1273—1302. doi:10.1306/01151311163
- Shan, T. Z., 2008. Analysis of the Sedimentary System of Sha No.4 of Bonan Depression. *Xinjiang Oil & Gas*, 4(2): 26—29 (in Chinese with English abstract).doi:10.3969/j.issn.1673—2677.2008.02.006
- Surdam, R., C., Crossey, L. J., Hagen, S. E., et al., 1989. Organic-Inorganic Interactions and Sandstone Diagenesis. *AAPG Bulletin*, 73(1): 1—12.
- Thyne, G., 2001. A Model for Diagenetic Mass Transfer between Adjacent Sandstone and Shale. *Marine and Petroleum Geology*, 18(6): 743—755. doi:10.1016/s0264—8172(01)00025—3
- Wang, Y. S., Zhang, S. C., Zhu, R. F., 2013. Water Consumption in Hydrocarbon Generation and Its Significance to Reservoir Formation. *Petroleum Exploration and Development*, 40(2): 240—249 (in Chinese with English abstract).doi:10.1016/s1876—3804(13)60032—4
- Wang, Y. Z., Cao, Y. C., Li, Y. X., et al., 2012. Controlling Factors on the Paleogene Deep Effective Reservoirs in the Bonan Sag. *Natural Gas Geoscience*, 23(6): 996—1003 (in Chinese with English abstract).
- Wang, Y. Z., Cao, Y. C., Xi, K. L., et al., 2013. A Recovery Method for Porosity Evolution of Clastic Reservoirs with Geological Time: A Case Study from the Upper Submember of Es₄ in the Dongying Depression, Jiayang Subbasin. *Acta Petrolei Sinica*, 34(6): 1100—1111 (in Chinese with English abstract). doi: 10. 7623/syxb201306008
- Wen, H. G., Zheng, R. C., Shen, Z. M., 2011. Sedimentary-Diagenetic Systems of Carbonatite Reservoirs in the Huanglong Formation, Eastern Sichuan Basin. *Earth Science—Journal of China University of Geosciences*, 36(1): 111—121 (in Chinese with English abstract). doi:10.3799/dqkx.2011.012
- Wu, F. Q., Ning, X. X., 2004. The Controlling Factors and Processes for the Formation of the Secondary Porosity of the Deep-Seated Reservoir Rocks in the Bonan Depression, Shandong. *Sedimentary Geology and Tethyan Geology*, 24(2): 76—82 (in Chinese with English abstract).doi:10.3969/j.issn.1009—3850.2004.02.012
- Wu, F. Q., Xian, X. F., Li, H. S., et al., 2003. Deep Reservoir Forming Mechanism in the Upper Part of the Fourth Member of Shahejie Formation in Bonan Subsag of Shengli Oil Field. *Acta Petrolei Sinica*, 24(1): 44—48 (in Chinese with English abstract).
- Xie, X. N., Cheng, J. M., Meng, Y. L., 2009. Basin Fluid Flow and Associated Diagenetic Processes. *Acta Sedimentologica Sinica*, 27(5): 863—871 (in Chinese with English abstract).
- Xu, G. S., Wang, W., Xu, X. Y., 2007. The RMAL History and Overpressure Evolution in Sha 4 Member and Kongdian Formation in Bonan Sag, Zhanhua Depression. *Computing Techniques for Geophysical and Geochemical Exploration*, 29(6): 524—529 (in Chinese with English abstract).doi:10.3969/j.issn.1001—1749. 2007.06.013
- Yang, W., Wei, G. Q., Zhao, X. Y., et al., 2013. Can Authigenic Pore-Lining Chlorite Restrain Quartz Overgrowth in Clastic Reservoir? A Case Study of Sandstone Reservoir in Xujiahe Formation, Sichuan Basin. *Acta Petrolei Sinica*, 34(Suppl.1): 128—135 (in Chinese with English abstract).doi:10.7623/syxb2013S1015
- Zhang, S. W., 2007. “Water Consumption” in Diagenetic Stage and Its Petroleum Geological Significance. *Acta Sedimentologica Sinica*, 25(5): 701—707 (in Chinese with English abstract).doi:10.3969/j.issn.1000—0550.2007. 05.007

Zhang, X. F., Lu, X. C., Zhang, L. Y., et al., 2013. Diagenesis of Source Rocks and Sandstones of Shahejie Formation and their Petroleum Geological Significance in the Niuzhuang Sub-Sag, Shengli Oilfield. *Geological Review*, 59(2): 287—299 (in Chinese with English abstract).

Zheng, R. C., Dang, L. R., Wen, H. G., et al., 2011. Diagenesis Characteristics and System for Dolostone in Feixiangguan Formation of Northeast Sichuan. *Earth Science—Journal of China University of Geosciences*, 36(4): 659—669 (in Chinese with English abstract). doi: 10.3799/dqkx.2011.067

Zhong, W. P., Cao, Y. C., Wang, Y. Z., et al., 2010. The Types and Distribution of the Sand Bodies in Sha4 Member in Bonan Depression. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 17(1): 48—50 (in Chinese with English abstract). doi: 10.3969/j.issn.1009—9603.2010.01.014

附中文参考文献

操应长, 艾克来, 王艳忠, 等, 2013a. 冀中坳陷廊固凹陷河西务构造带古近系沙河街组四段储集层孔隙度演化定量研究. *古地理学报*, 15(5): 593—604.

操应长, 杨田, 王健, 等, 2013b. 东营凹陷南坡沙四上亚段滩坝砂岩有效储层成因. *中国石油大学学报(自然科学版)*, 37(6): 1—9.

陈鑫, 钟建华, 袁静, 等, 2009a. 渤南洼陷深层碎屑岩储集层中的黏土矿物特征及油气意义. *石油学报*, 30(2): 201—207.

陈鑫, 钟建华, 袁静, 等, 2009b. 渤南洼陷古近系高岭石发育特征及转化机理. *石油勘探与开发*, 36(4): 456—462.

单体珍, 2008. 渤南洼陷沙四段沉积体系分析. *新疆石油天然气*, 4(2): 26—29.

宫秀梅, 金之钧, 曾溅辉, 等, 2005. 渤南洼陷深层油气成藏特征及主控因素. *石油与天然气地质*, 26(4): 473—479.

宫秀梅, 曾溅辉, 2003. 渤南洼陷古近系膏盐层对深层油气成藏的影响. *石油勘探与开发*, 30(5): 24—27.

何宏, 蔡忠东, 2005. 渤南洼陷沙河街组次生孔隙形成机理分析. *石油天然气学报*, 27(5): 557—559.

姜在兴, 2010. 沉积学. 北京: 石油工业出版社, 84—85.

康仁华, 刘魁元, 赵翠霞, 等, 2002. 济阳坳陷渤海洼陷古近系沙河街组沉积相. *古地理学报*, 4(4): 19—29.

李忠, 韩登林, 寿建峰, 2006. 沉积盆地成岩作用系统及其时空属性. *岩石学报*, 22(8): 2151—2164.

刘华, 蒋有录, 谷国翠, 等, 2013. 沽化凹陷渤海洼陷古近系压力特征及成因机制. *中国石油大学学报(自然科学版)*, 37(4): 46—51, 70.

刘金库, 彭军, 刘建军, 等, 2009. 绿泥石环边胶结物对致密砂岩孔隙的保存机制——以川中—川南过渡带包界地区须家河组储层为例. *石油与天然气地质*, 30(1): 53—58.

卢浩, 蒋有录, 刘华, 等, 2012. 沽化凹陷渤海洼陷油气成藏期分析. *油气地质与采收率*, 19(2): 5—8.

王永诗, 张守春, 朱日房, 2013. 烃源岩生烃耗水机制与油气成藏. *石油勘探与开发*, (2): 242—249.

王艳忠, 操应长, 李永新, 等, 2012. 渤南洼陷古近系深层有效储层控制因素研究. *天然气地球科学*, 23(6): 996—1003.

王艳忠, 操应长, 艾克来, 等, 2013. 碎屑岩储层地质历史时期孔隙度演化恢复方法——以济阳坳陷东营凹陷沙河街组四段上亚段为例. *石油学报*, 34(6): 1100—1111.

文华国, 郑荣才, 沈忠民, 2011. 四川盆地东部黄龙组碳酸盐岩储层沉积—成岩系统. *地球科学——中国地质大学学报*, 36(1): 111—121.

吴富强, 宁兴贤, 2004. 影响渤海洼陷深部储层次生孔隙形成的因素及其作用. *沉积与特提斯地质*, 24(2): 76—82.

吴富强, 鲜学福, 李后蜀, 等, 2003. 胜利油区渤海洼陷沙四上亚段深部储层形成机理. *石油学报*, 24(1): 44—48.

徐国盛, 王威, 徐兴友, 2007. 沽化凹陷渤海洼陷沙四段—孔店组的热史及超压演化. *物探化探计算技术*, 29(6): 524—529.

解习农, 成建梅, 孟元林, 2009. 沉积盆地流体活动及其成岩响应. *沉积学报*, 27(5): 863—871.

杨威, 魏国齐, 赵杏媛, 等, 2013. 碎屑岩储层中自生绿泥石衬边能抑制石英次生加大吗? ——以四川盆地须家河组砂岩储层为例. *石油学报*, 34(Z1): 128—135.

张善文, 2007. 成岩过程中的“耗水作用”及其石油地质意义. *沉积学报*, 25(5): 701—707.

张雪芬, 陆现彩, 张林晔, 等, 2013. 胜利油区牛庄洼陷沙河街组烃源岩和砂岩的协同成岩作用及其石油地质意义. *地质论评*, 59(2): 287—299.

郑荣才, 党录瑞, 文华国, 等, 2011. 川东北地区飞仙关组白云岩成岩作用与系统划分. *地球科学——中国地质大学学报*, 36(4): 659—669.

仲维萍, 操应长, 王艳忠, 等, 2010. 渤南洼陷沙四段沉积砂体类型及分布. *油气地质与采收率*, 17(1): 48—50.