

东营凹陷沙河街组近岸水下扇低渗储层成因

朱筱敏¹, 吴冬¹, 张昕¹, 王星星¹, 韩雪芳², 张守鹏³

[1. 中国石油大学 地球科学学院, 北京 102249; 2. 中海石油(中国)有限公司 天津分公司 勘探开发研究院, 天津 300452;
3. 中国石化 胜利油田, 山东 东营 257015]

摘要:为了阐明渤海湾盆地东营凹陷北部陡坡带近岸水下扇低渗储层成因,应用岩心和储层分析资料,通过储层岩石特征、成岩作用、成岩序列和孔隙演化及其控制因素分析,指出东营凹陷北部沙河街组近岸水下扇砂体由长石砂岩、长石质岩屑砂岩等构成,储层经历了较强机械压实作用、碳酸盐胶结作用、碳酸盐和长石溶解作用等成岩作用,现储层埋深1 700~3 500 m,处于中成岩演化阶段,总体形成了中低孔低渗(孔隙度平均为11.3%,渗透率平均为 $23.12 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$)储层。储层中低孔低渗主要受控于较强的压实作用和较强的碳酸盐胶结作用,但溶蚀成岩作用对于改善储层质量起到了重要作用。主要在2 900~3 200 m深度段,有机酸对砂岩长石颗粒的溶蚀,形成的粒间和粒内孔隙不仅增加了孔隙度,而且提高了储层渗透率,改善了储层质量(孔隙度可达到25%,渗透率达到 $1\,000 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$)。显然,发现溶蚀作用及其形成的次生孔隙发育深度段对于预测有利储层是非常重要的。

关键词:成岩作用;近岸水下扇;有利储层;低渗储层;沙河街组;东营凹陷;渤海湾盆地

中图分类号:TE122.2

文献标识码:A

Genesis of low permeability reservoirs of nearshore subaqueous fan in Shahejie Formation in Dongying Sag, Bohai Bay Basin

Zhu Xiaomin¹, Wu Dong¹, Zhang Xin¹, Wang Xingxing¹, Han Xuefang², Zhang Shoupeng³

(1. School of Geoscience, China University of Petroleum, Beijing 102249, China; 2. Exploration and Production Research Institute, Tianjin Branch of CNOOC Limited, Tianjin 300452, China; 3. Shengli Oilfield Company, SINOPEC, Dongying, Shandong 257015, China)

Abstract: In order to demonstrate the genesis of low permeability reservoir of nearshore subaqueous fan in northern steep slope of Dongying sag, abundant cores and reservoir analysis data were utilized to conduct the research on lithological characters of reservoir, diagenesis, diagenetic sequence and porosity evolution as well as their controlling factors. The sandbodies of nearshore subaqueous fan of the Shahejie Formation consist of arkose and feldspathic lithic sandstone and the reservoirs have experienced strong compaction, carbonate cementation, dissolution of calcite and feldspar in the burial diagenetic evolution. The reservoirs are at the middle diagenetic stage now, have a burial depth in the range of 1 700–3 500 m and mid-low porosity (mean porosity 11.3%) and low permeability (mean permeability $23.12 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$). The strong compaction and carbonate cementation reduced the porosity and permeability of the reservoirs, while dissolution contributed to the improvement of reservoir quality. The intergranular pores and intragranular pores resulted from dissolution of calcite and feldspar at the depth of 2 900–3 200 m are constructive to reservoir quality (porosity up to 25% and permeability up to $1\,000 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$). Obviously, identification of dissolution and intervals with well-developed secondary pores is extremely important for predicting favorable reservoir.

Key words: diagenesis, nearshore subaqueous fan, favorable reservoir, low permeability reservoir, Shahejie Formation, Dongying Sag, Bohai Bay Basin

中国低渗油气资源量非常丰富,是当今最为现实的油气勘探开发对象。关于低孔、低渗储层的概念存在多种认识^[1-2]。在国家储量委员会1997年颁布的碎屑岩储集层和非碎屑岩储集层物性分级标准中,将低孔、低渗碎屑岩储层物性定义为孔隙度为10%~15%、渗透率为 $5 \times 10^{-3} \sim 50 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

前人对渤海湾盆地、鄂尔多斯盆地和塔里木盆地的大量研究表明^[1-11],低孔、低渗储层岩性普遍较细,孔隙度主要为3%~15%,渗透率主要为 $0.2 \times 10^{-3} \sim 30 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。低孔、低渗储层的形成是受沉积过程和成岩演化以及构造作用联合控制的。沉积物源、沉积过程和沉积环境决定了沉积物的原始性质与分布。

收稿日期:2014-04-30;修订日期:2014-07-28。

第一作者简介:朱筱敏(1960—),男,博士,教授,沉积学与储层地质学。E-mail: xmzhu@cup.edu.cn。

基金项目:国家科技重大专项(2011ZX05001-002-03);(2011ZX05025-005-02)。

一般来说,颗粒较细的、分选较差的、杂基和塑性颗粒含量较高的砂岩储层物性较差。研究表明,近岸水下扇等均是易于形成低孔、低渗储层的沉积类型。成岩作用尤其是压实作用、胶结作用和溶解作用对碎屑岩储层物性有着重要影响^[1-17]。压实和压溶作用、胶结作用都会造成孔隙度减小和渗透率降低,使储层物性变差;溶解作用,特别是在开放成岩环境下,会产生次生孔隙,改善储层物性。构造活动对于低孔、低渗储层的影响是复杂的^[1,18-23]:1)构造活动可加强沉积物压实,进一步减少孔隙度;2)构造活动带裂缝发育、变形强烈,可形成低孔低渗背景下的中高渗透区(储层甜点);3)构造裂缝可以成为流体渗流通道,方便溶蚀产物带出并形成次生孔隙,反之流体渗流不畅则不利于次生孔隙的形成;4)构造托举作用有利于孔隙保存。

东营凹陷是渤海湾盆地济阳坳陷中的一个次级构造单元,面积约5 700 km²,具有北断南超箕状凹陷特征。研究区处于东营凹陷北部陡坡带,研究层段沙河街组沉积厚度为300~3 700 m,自下而上划分为沙四段、沙三段、沙二段和沙一段。东营凹陷沙河街组碎屑岩储层成因类型多样,主要形成于三角洲、扇三角洲、近岸水下扇、浊积扇以及滩坝等沉积环境,其中在北部陡坡带发育的近岸水下扇成藏条件得天独厚,其直接进入深湖烃源岩发育区,与烃源岩指状交互,构成良好的生储盖组合^[17-18]。近期勘探实践已证实,近岸水下扇易于形成岩性油气藏或断层与岩性复合的油气藏(近期提出成岩圈闭),蕴藏了丰富的油气资源,已成为中国东部断陷湖盆主要的油气勘探开发对象。但在油气勘探实践中发现,储层质量明显影响了油气富集和油气产量。显然,明确近岸水下扇低孔、低渗储层背景下的有利储层形成机理和分布规律对于提高油气勘探开发效率是非常重要的。故本文以东营凹陷北部陡坡带沙河街组近岸水下扇低孔、低渗储层为研究对象,基于大量岩心和储层分析化验资料,开展成岩作用和有利储层形成主控因素研究,探讨近岸水下扇低孔、低渗储层形成机理以及有利储层的发育深度段,为低孔、低渗油气藏勘探开发提供储层地质依据。

1 储层岩石和物性特征

1.1 储层岩石特征

东营凹陷北部陡坡带沙河街组沙三段、沙四段沉积时期发育近岸水下扇,如利津洼陷利88井区利85井、利88井、利882井和利911井等沙三段、沙四段砂砾岩体为陡坡带近岸水下扇成因(图1)。

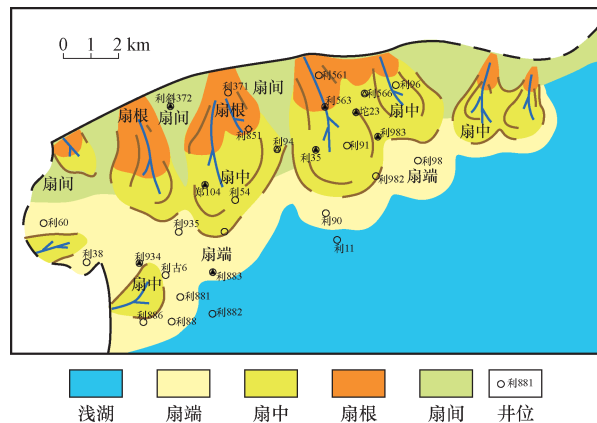


图1 东营凹陷北部陡坡带利津洼陷利88井区沙四上亚段沉积相

Fig. 1 Sedimentary facies of Es⁴ in Well Li 88 block of northern steep slope of Dongying Sag

东营凹陷北部陡坡带沙河街组近岸水下扇岩石类型以长石砂岩或长石质岩屑砂岩为主,其次为岩屑砂岩(图2)。该区岩石中刚性稳定组分含量低于塑性不稳定组分含量。碎屑颗粒石英平均含量为35%;长石含量为33%;岩屑含量为32%。具有塑性不稳定特征的火山岩岩屑和沉积岩岩屑含量高达20%。不稳定的岩屑类型多、含量高说明近岸水下扇为近源、快速沉积产物。

东营凹陷近岸水下扇岩性以含砾不等粒砂岩、细砂岩和粉砂岩为主,还见砾状不等粒砂岩、砾岩、中细砂岩和中砂岩,岩石粒径变化较大,为0.06~13 mm,一般粒径为0.03~0.5 mm。碎屑颗粒磨圆为次棱角状,分选中等或差。泥质杂基含量较高,含量为8.7%。

孔隙式胶结是主要胶结类型。另见基底-孔隙式和接触-孔隙式等过渡胶结类型。胶结物主要为方解石、白云石、铁方解石、铁白云石,个别样品中见少量黄铁矿和菱铁矿,含量约为10.4%。

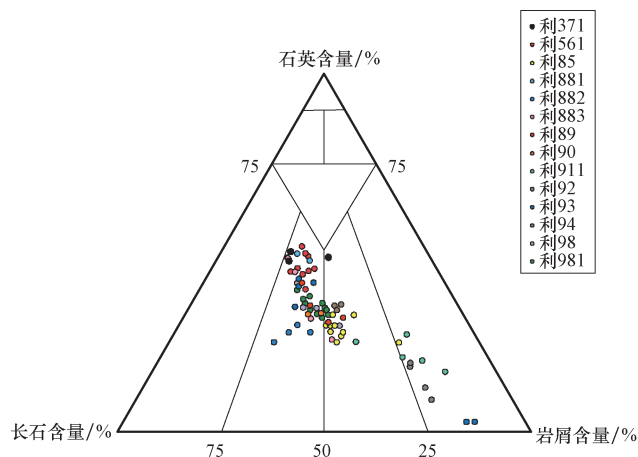


图2 东营凹陷北部陡坡带利88井区沙三段—沙四段储层岩石学特征

Fig. 2 Lithological characteristics of Es³-Es⁴ in Well Li 88 block of northern steep slope of Dongying Sag

1.2 储层物性低孔、低渗特征

基于东营凹陷利88井区沙三段、沙四段平均厚度为192 m的碎屑岩储层660个孔隙度样品和615个渗透率样品统计分析,发现储层孔隙度和渗透率相对较低。孔隙度最小值为1.3%,最大值可达到27.7%,平均为11.27%,主要集中在5%~15%,占70%左右;渗透率为 $0.012 \times 10^{-3} \sim 1\,864.363 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,平均为 $23.12 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,85%左右的样品渗透率都小于 $10 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。整体来看,属于典型低孔、特低渗储层。

东营凹陷近岸水下扇储层孔隙度和渗透率在垂向上也存在着明显的非均质性。随着埋藏深度的增加,孔隙度和渗透率均呈现出下降趋势(图3)。在井深2 500 m之上,孔隙度为15%~30%,渗透率为 $50 \times 10^{-3} \sim 800 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$;在2 500 m深度之下,大部分样品的孔隙度都小于15%,渗透率小于 $50 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$;但在埋深3 100 m左右,二者均又出现高值,孔隙度可达到25%左右,渗透率可达到 $1\,000 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 以上,这与次生孔隙的发育有关。

2 成岩作用类型及其特征

东营凹陷北部陡坡带利88井区沙河街组近岸水下扇碎屑岩储层在埋藏过程中经历了以机械压实为主的压实作用、以碳酸盐胶结为主的胶结作用、以碳酸盐胶结物和长石颗粒溶蚀为主的溶蚀作用以及碳酸盐交代作用等,其中压实、胶结和溶蚀三种成岩作用明显影响了储层质量。

2.1 较强烈压实作用

随着埋藏深度增加,压实作用表现为沉积物负荷

加大、水分排出、体积缩小,孔隙度降低,碎屑颗粒接触关系由点接触到线接触再到凹凸接触变化,甚至最终可以达到缝合线接触。东营凹陷北部陡坡带近岸水下扇储层压实作用较为强烈,利882井、利911井较深井段存在颗粒点接触、线-点、点-线及线接触等多种接触关系,表明随着埋深增加储层压实作用加强、物性变差的过程(图4)。

2.2 多种胶结作用

东营凹陷北部陡坡带利88井区沙河街组岩石薄片的镜下观察表明,储层发生了较强的碳酸盐和硅质胶结,使储层孔隙性变差。

2.2.1 较强碳酸盐胶结

东营凹陷沙河街组近岸水下扇储层中存在多种胶结物,主要有方解石、白云石、铁方解石、铁白云石以及菱铁矿、黄铁矿,含量可达20%(图5)。晶形较好的方解石以及白云石胶结物充填于颗粒之间。在浅埋藏阶段(1 500~2 100 m),主要发生方解石、铁方解石的胶结;在较深埋藏阶段(2 700~3 200 m),白云石、铁白云石胶结物增多(图5,图6)。

2.2.2 较弱石英次生加大胶结

东营凹陷近岸水下扇沙河街组储层石英次生加大主要集中在利932井、利563井、利911井、利89井区。石英次生加大胶结作用与埋藏深度密切相关,如利563井2 562.7 m处石英加大边宽度0.05 mm;利932井2 964.3 m处石英加大边宽度近0.1 mm;利911井3 205.4 m处石英加大边宽度为0.3 mm。

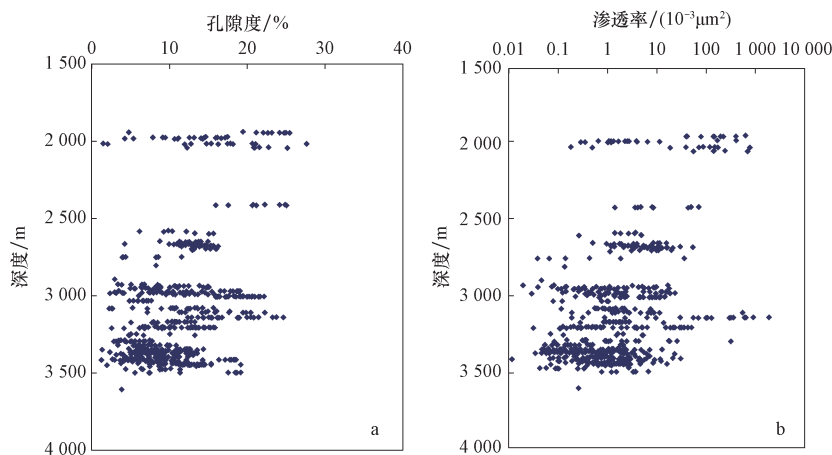


图3 东营凹陷利88井区沙三段和沙四段储层物性垂向变化

Fig.3 Vertical variation of reservoir porosity and permeability of Es³-Es⁴ in Well Li 88 block of Dongying sag

a. 孔隙度; b. 渗透率

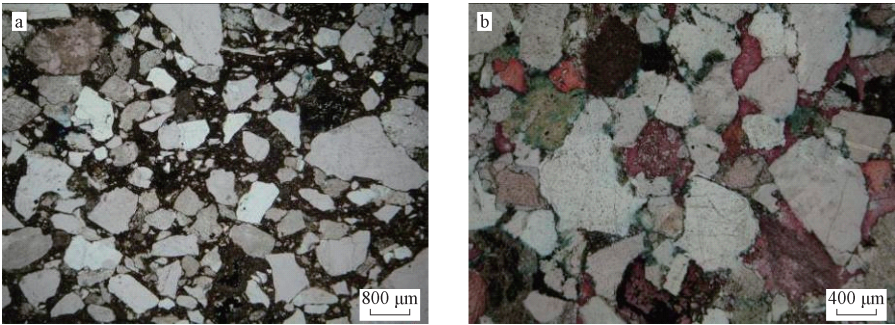


图 4 东营凹陷利 88 井区沙河街组近岸水下扇砂岩颗粒紧密接触

Fig. 4 Strong sandstone compaction of nearshore subaqueous fan in the Shahejie Formation in Well Li 88 block of Dongying Sag

a. 颗粒点接触,利 882 井,埋深 3 170.06 m,泥质岩屑长石中-细砂岩;
b. 颗粒点-线接触,利 911 井,埋深 3 202.99 m,不等粒岩屑长石砂岩

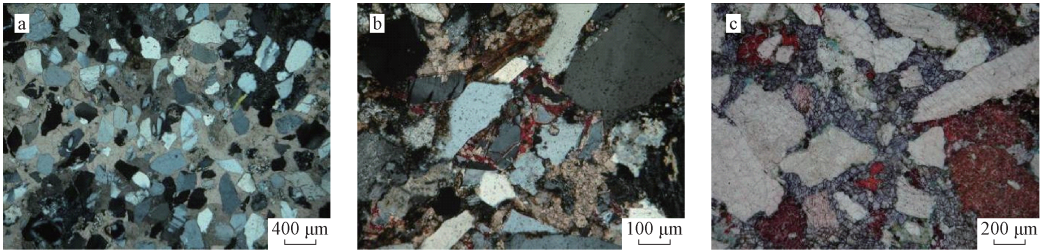


图 5 东营凹陷利 88 井区沙河街组近岸水下扇砂岩碳酸盐胶结作用

Fig. 5 Carbonate cementation of sandstone of nearshore subaqueous fan in the Shahejie Formation in Well Li 88 block of Dongying Sag

a. 灰质细粒岩屑长石砂岩,方解石胶结物,利 985 井,埋深 2 128.7 m; b. 泥质细粒长石砂岩,白云石胶结物,利 98 井,埋深 3 429.06 m;
c. 含白云质含砾不等粒岩屑砂岩,铁白云石胶结物,利 911 井,埋深 3 249.15 m

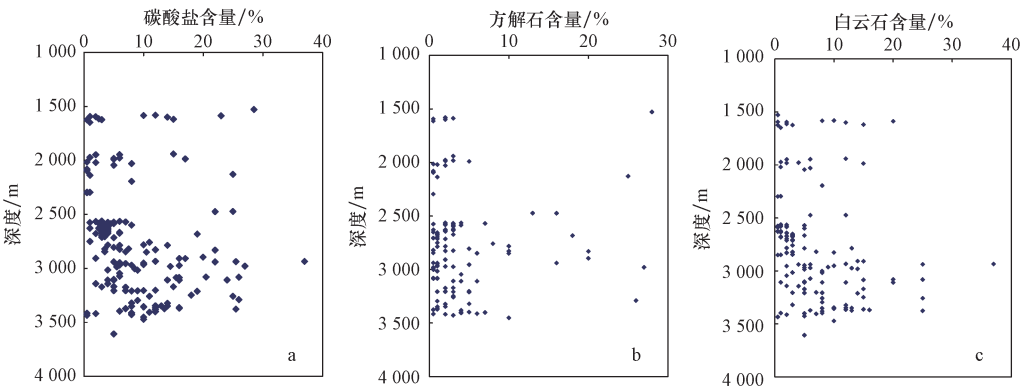


图 6 东营凹陷利 88 井区碳酸盐含量纵向分布特征

Fig. 6 Vertical distribution of carbonate cement in Well Li 88 block of Dongying Sag

a. 碳酸盐含量; b. 方解石含量; c. 白云石含量

2.2.3 粘土矿物胶结类型多

东营凹陷近岸水下扇沙河街组储层具有较多的粘土矿物胶结物,含量为 8.7%。进而根据 SEM 和 X-衍射分析,确定了不同粘土矿物相对含量以及高岭石、伊利石、绿泥石和伊/蒙混层等粘土矿物晶形特征。

1) 高岭石胶结物

高岭石胶结物呈书页状或蠕虫状集合体充填于储层孔隙和裂缝中。有机物排烃期(埋深 2 000 m),成岩环境处于弱酸性,利于形成自生高岭石,相对含量达 80%;随着埋深增加,高岭石向伊利石转化,高岭石含

量降低,比如,埋深 2 600 m 处储层高岭石相对含量 50%,埋深 3 200 m 以下时高岭石相对含量小于 10%。

2) 伊利石胶结物

常呈细鳞片状、纤维状包绕颗粒或呈衬边胶结颗粒。随着埋藏深度增加,伴随着高岭石向伊利石转化,伊利石胶结物含量增加,比如在埋深 2 000 ~ 3 500 m 井段,伊利石相对含量为 20% ~ 50%;埋深大于 3 100 m 伊利石相对含量达 80%。

3) 绿泥石胶结物

绿泥石胶结物常呈绒球状、叶片状衬边胶结颗粒。随埋藏深度的增加(2 000 ~ 3 500 m),绿泥石含量略

有增加,含量近10%。

4) 蒙脱石胶结物

蒙脱石含量与埋深密切相关。随着埋深增加(2 000~3 500 m),蒙脱石逐步转化成伊/蒙混层矿物和伊利石,伊/蒙混层矿物含量为20%~50%。

2.3 碳酸盐胶结物和长石的溶蚀作用

在东营凹陷北部陡坡带沙河街组近岸水下扇砂砾岩储层埋藏过程中,可发生颗粒和胶结物的溶蚀作用而形成次生溶蚀孔隙,改善储层孔隙度、渗透率。研究区储层碳酸盐胶结物的溶蚀作用较明显,长石颗粒、岩屑(主要是灰岩岩屑)溶蚀次之。储层碳酸盐胶结物溶蚀形成粒间溶孔,颗粒长石、岩屑溶蚀形成粒内溶孔或具有港湾状、锯齿状边缘粒间溶孔(图7)。

3 储层成岩演化特征

根据国家《碎屑岩成岩阶段划分规范》(2003)中镜质体反射率、粘土矿物的伊/蒙混层比(I/S中的S%含量)相对数值,确定埋深大于1 500 m的东营凹陷北部陡坡带沙河街组碎屑岩储层,在埋藏过程中经历了早成岩B期、中成岩A期和中成岩B期(图8)。

储层埋深在1 500~2 350 m井段,镜质体反射率(R_o)为0.35%~0.5%,伊/蒙混层比对应为50%~70%,处于早成岩B期。该阶段压实作用逐渐增强;由于碳酸盐胶结物被溶蚀,导致碳酸盐胶结物的含量由20%降低到10%以下。在以原生孔隙为主的孔隙中,

次生孔隙较发育,累计孔隙度可达25%以上。该阶段高岭石相对含量高达80%以上;蒙脱石向伊/蒙混层矿物转化,伊/蒙混层比有降低的趋势,相对含量从70%降低到50%;在该阶段伊利石和石英次生加大胶结较弱,伊利石相对含量较低(10%左右)(图8)。

在埋深2 350~3 200 m井段, R_o 为0.8%~1.2%,伊/蒙混层比小于50%(多为20%左右),储层处于中成岩A期。该阶段碳酸盐胶结物和长石颗粒溶蚀作用较为明显,形成粒间和粒内次生孔隙。随着高岭石向伊利石转化,高岭石相对含量由50%降至10%以下,高岭石胶结作用减弱;伊利石相对含量由10%增至50%,表明从酸性成岩环境向碱性成岩环境的转化,同期的石英次生加大较发育。

在埋深大于3 200 m井段, R_o 可达1.6%以上,储层进入中成岩B期。压实作用、铁白云石、伊利石胶结作用(铁白云石胶结物相对含量可达20%,伊利石相对含量达90%)、石英次生加大胶结作用均较强,铁方解石和高岭石胶结以及溶蚀作用相对较弱(图8)。

4 低渗储层形成和孔隙发育演化

4.1 低渗储层形成与孔隙类型

4.1.1 低渗储层成因

东营凹陷近岸水下扇沙河街组储层普通薄片和铸体薄片分析表明,利88井区沙三段、沙四段近岸水下扇砂砾岩储层中低孔、低渗主要是由早成岩阶段较强

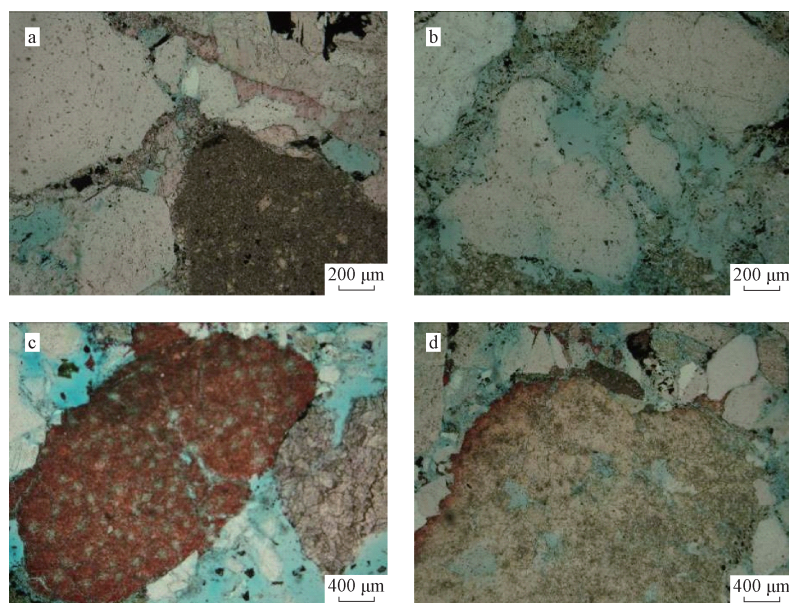


图7 东营凹陷利88井区沙河街组近岸水下扇砂岩溶蚀作用

Fig.7 Sandstone dissolution of nearshore subaqueous fan in the Shahejie Formation in Well Li 88 block of Dongying Sag

- a. 砂质细砾岩,方解石胶结物、长石被溶蚀,利563井,埋深2 570.7 m; b. 砾岩,长石、填隙物被溶蚀,利563井,埋深2 575.40 m;
c. 砾质细砂岩,灰岩岩屑被溶蚀,利563井,埋深2 566.60 m; d. 砂质细砾岩,灰岩岩屑被溶蚀形成粒内溶孔,利563井,埋深2 581.25 m

的压实作用和早中成岩阶段较强的碳酸盐胶结作用造成的。颗粒点-线接触和明显的方解石胶结作用降低了储层物性(图 3,图 5,图 8)

4.1.2 储层孔隙类型

近岸水下扇砂砾岩储层存在原生孔隙和次生孔隙(图 8,图 9),其中次生孔隙以粒间和粒内溶孔为主,少见铸模孔、超大孔和裂缝。

在储层埋藏过程中,压实剩余的粒间孔隙和胶结剩余粒间孔隙以及杂基中的微孔隙构成了原生孔隙主体。原生孔隙主要发育在近岸水下扇储层早成岩阶段,由压实和方解石胶结剩余的粒间孔隙组成,埋深浅于 2 350 m。

在较深埋藏过程中,由溶蚀作用、构造作用等多种成岩作用形成次生孔隙。本区次生孔隙主要是方解石胶结物和长石颗粒的溶蚀作用产生的粒间溶孔、粒内溶孔、铸模孔和超大孔以及构造作用形成的裂缝(图 9)。次生孔隙主要发育在沙河街组近岸水下扇储

层中成岩阶段,由方解石胶结物和长石颗粒的溶蚀而成,埋深大于 2 350 m。

4.2 次生孔隙纵向分布规律

东营凹陷北部陡坡带利 88 井区近岸水下扇沙河街组储层孔隙度和渗透率与埋藏深度关系(图 3)表明,储层次生孔隙主要发育在 2 900 ~ 3 200 m。当埋深小于 2 900 m 时,随着埋藏深度的增加,压实作用致使储层孔隙度逐渐降低,平均孔隙度在 15% 左右;埋深处于 2 900 ~ 3 200 m 时,由于碳酸盐胶结物和长石颗粒的溶蚀作用,孔隙度逐渐增大,最大孔隙度可达 25%,平均孔隙度为 15% ~ 18%,渗透率最大可达 $1\,800 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$;当埋深处于 3 200 ~ 3 300 m 时,深层碳酸盐的胶结使储层物性降低,孔隙度不超过 10%,渗透率不超过 $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$;埋深在 3 300 ~ 3 400 m 时,孔隙度、渗透率又有所增大,孔隙度可增大到 20% 左右,渗透率可增大到 $10 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,个别能达到 $20 \times 10^{-3} \sim 30 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ (可能的二次溶蚀)。

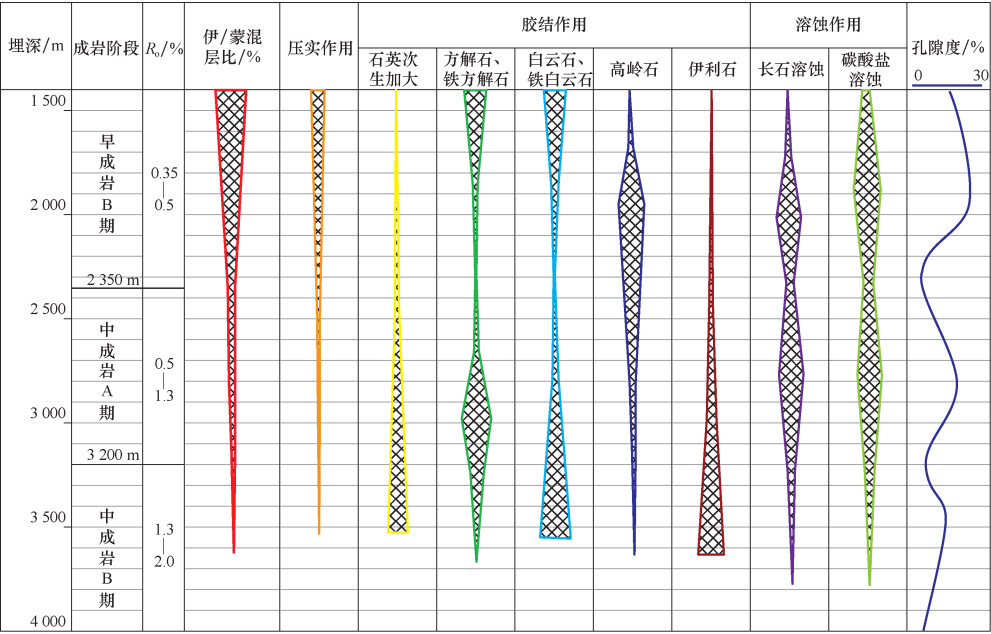


图 8 东营凹陷利津洼陷利 88 井区沙河街组储层成岩演化模式

Fig. 8 Diagenetic evolution of reservoirs in the Shahejie Formation in Well Li 88 block of Dongying Sag

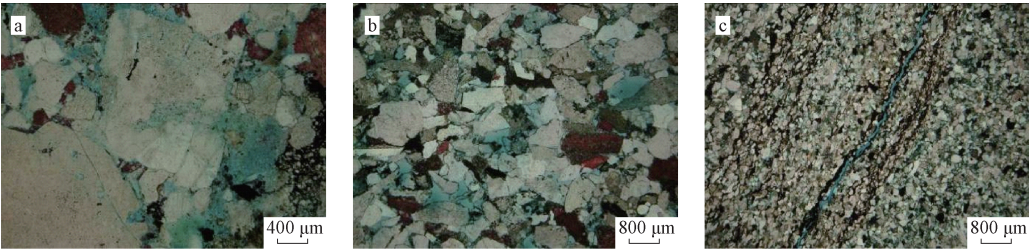


图 9 东营凹陷利 88 井区沙河街组砂岩储层孔隙类型

Fig. 9 Pore types of the Shahejie Formation in Well Li 88 block of Dongying Sag

- a. 砂质细砾岩,粒内溶孔,利 563 井,埋深 2 581.25 m; b. 不等粒岩屑长石砂岩,粒间溶孔、超大孔,利 911 井,埋深 3 207.23 m
c. 极细粒长石砂岩,裂缝孔隙,利 911 井,埋深 3 209.09 m

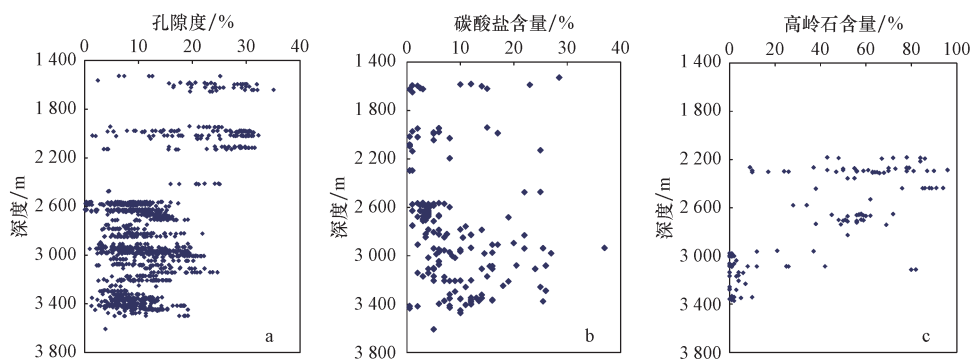


图10 东营凹陷利88井区沙河街组砂岩孔隙度、碳酸盐胶结物和高岭石含量纵向变化

Fig. 10 Vertical variation of reservoir porosity, carbonate cement and kaolinite of sandstone in Shahejie Formation in Well Li 88 block of Dongying Sag
a. 孔隙度; b. 碳酸盐胶结物含量; c. 高岭石含量

4.3 次生孔隙发育主控因素

4.3.1 碳酸盐胶结物溶蚀形成次生孔隙

根据东营凹陷北部近岸水下扇沙河街组储层铸体薄片观察,储层次生孔隙主要是由成岩早期形成的方解石和成岩中晚期形成的铁方解石和铁白云石等碳酸盐胶结物溶蚀产生的。

沙河街组储层孔隙度和渗透率与碳酸盐含量关系分析表明,碳酸盐胶结物溶蚀形成了重要储集空间—次生孔隙(图10)。在埋深1 800~2 200 m和2 900~3 200 m,储层次生孔隙发育段(较高孔渗带)对应碳酸盐含量低值段;随着埋深增加(埋深大于3 280 m)和晚期碳酸盐胶结物含量增多,孔隙度不断降低(图10)。

4.3.2 长石颗粒溶蚀形成次生孔隙

东营凹陷北部近岸水下扇沙河街组储层铸体薄片可观察到由长石和火山喷出岩岩屑溶蚀形成的粒内溶孔、铸模孔、超大孔等次生孔隙。高岭石含量与埋深关系说明了上述观点(图10)。在1 800~2 200 m和2 900~3 200 m,由溶蚀作用形成的次生孔隙发育段对应高岭石含量高值段,比如2 000 m井段高岭石相对含量为70%~90%,埋深3 100 m井段高岭石相对含量达80%左右,表明长石溶蚀形成了自生高岭石(图10)。

上述分析表明,东营凹陷北部沙河街组近岸水下扇储层次生孔隙发育主要与成岩早、中期的碳酸盐胶结物与长石颗粒的溶蚀作用密切相关,有利储层发育的深度段(储层甜点)位于1 800~2 200 m和2 900~3 200 m,这也是油气较为富集的深度段,是有利的油气勘探层段。

5 结论

1) 东营凹陷北部陡坡带利88井区沙河街组近岸

水下扇主要由细粒长石砂岩和岩屑质长石砂岩以及岩屑砂岩组成,沉积条件和成岩作用控制了储层质量。随着埋深增加,储层受较为明显的压实作用和胶结作用影响,储层质量变差,形成了低孔低渗储层。

2) 东营凹陷北部陡坡带利88井区沙河街组近岸水下扇砂体储层现深度为1 700~3 500 m,储层处于早成岩B—中成岩演化阶段。尽管储层总体具有低孔、低渗特点,但成岩演化过程中的溶蚀作用对于改善储层质量起到了重要作用,即储层质量的改善明显与碳酸盐胶结物和长石颗粒溶蚀作用及其形成的次生孔隙发育深度有关。东营凹陷北部陡坡带沙河街组有利储层主要发育在1 800~2 200 m和2 900~3 200 m深度段,溶蚀作用形成的粒间和粒内孔隙不仅增加了孔隙度,而且提高了储层渗透率,改善了储层质量(孔隙度可达到25%,渗透率可达到 $1\,000 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$)。

3) 东营凹陷北部陡坡带沙河街组近岸水下扇有利储层主要发育在有机酸溶蚀碳酸盐胶结物及长石颗粒形成的次生孔隙发育深度段,确定溶蚀作用和溶蚀对象以及次生孔隙发育深度段应基于沉积作用和成岩作用的综合研究,在未来的有利储层评价预测研究中,应加强构造演化史、地层埋藏史、沉积充填史、烃源岩生烃史、孔隙演化史以及现今油气分布和富集特征的综合研究,加强定量成岩相(岩石物理相)或构造—沉积—成岩综合研究,采用地质与地球物理相结合的定量研究方法,科学评价预测有利储层空间分布。

参 考 文 献

- [1] 蒋凌志,顾家裕,郭彬程. 中国含油气盆地碎屑岩低渗透储层的特征及形成机理[J]. 沉积学报, 2004, 22(1): 13-18.
Jiang Lingzhi, Gu Jiayu, Guo Bincheng. Characteristics and mechanism of low permeability clastic reservoir in Chinese Petroliferous Basin[J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2004, 22(1): 13-18.
- [2] 邹德江,于兴河. 低孔低渗砂岩储层特征及岩石物理实验分析[J]. 石油地质与工程, 2008, 22(1): 12-14.
Zou Dejiang, Yu Xinghe. Characteristics and petrophysics experiment

- of low-porosity and low permeability sandstone reservoir[J]. *Petroleum Geology and Engineering*, 2008, 22(1): 12–14.
- [3] 曾大乾, 李淑贞. 中国低渗透砂岩储层类型及地质特征[J]. *石油学报*, 1994, 15(1): 38–45.
- Zeng Daqian, Li Shuzhen. Types and characteristics of low permeability sandstone reservoirs in China[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 1994, 15(1): 38–45.
- [4] 李文浩, 张枝焕, 管灵, 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.
- [5] 闫建萍, 刘池洋, 张卫刚, 等. 鄂尔多斯盆地南部上古生界低孔低渗砂岩储层成岩作用特征研究[J]. *地质学报*, 2010, 84(2): 272–279.
- Yan Jianping, Liu Chiyang, Zhang Weigang, et al. Diagenetic characteristics of the lower porosity and permeability sandstones of the Upper Paleozoic in the South of Ordos Basin[J]. *Acta Geologica Sinica*, 2010, 84(2): 272–279.
- [6] 张纪智, 陈世加, 肖艳, 等. 鄂尔多斯盆地华庆地区长8致密砂岩储层特征及其成因[J]. *石油与天然气地质*, 2013, 34(5): 679–784.
- Zhang Jizhi, Chen Shijia, Xiao Yan, et al. Characteristics of Chang 8 tight sandstone reservoirs and their genesis in Huaqing area, Ordos Basin[J]. *Oil & Gas Geology*, 2013, 34(5): 679–784.
- [7] 孙海涛, 钟大康, 张湘宁, 等. 鄂尔多斯盆地长北气田山西组二段低孔低渗储层特征及形成机理[J]. *沉积学报*, 2011, 29(4): 725–732.
- Sun Haitao, Zhong Dakang, Zhang Xiangning, et al. Characteristics and mechanism of Permian Shanxi tight reservoir of Changbei Gas Field, Ordos Basin[J]. *Acta Sedimentologica Sinica*, 2011, 29(4): 725–732.
- [8] 王峰, 陈蓉, 田景春, 等. 鄂尔多斯盆地陇东地区长4+5油层组致密砂岩储层成岩作用及成岩相[J]. *石油与天然气地质*, 2014, 35(2): 199–206.
- Wang Feng, Chen Rong, Tian Jingchun, et al. Diagenesis and diagenetic facies of the Chang 4+5 tight sandstone reservoirs in Longdong area, Ordos Basin[J]. *Oil & Gas Geology*, 2014, 35(2): 199–206.
- [9] 祝海华, 钟大康, 张亚雄, 等. 川南地区三叠系须家河组致密砂岩孔隙类型及物性控制因素[J]. *石油与天然气地质*, 2014, 35(1): 65–76.
- Zhu Haihua, Zhong Dakang, Zhang Yaxiong, et al. Pore types and controlling factors on porosity and permeability of Upper Triassic Xujiahe tight sandstone reservoir in Southern Sichuan Basin[J]. *Oil & Gas Geology*, 2014, 35(1): 65–76.
- [10] 王威, 岳全玲. 四川盆地北部须家河组致密砂岩储层成因机制[J]. *天然气勘探与开发*, 2012, 35(1): 13–31.
- Wang Wei, Yue Quanling. Genetic mechanisms for tight sandstone reservoir of Xujiahe Formation, Northern Sichuan Basin[J]. *Nature Gas Exploration and Development*, 2012, 35(1): 13–31.
- [11] 赵欣, 陈强路, 孙渊, 等. 塔里木盆地东北部中上奥陶统致密砂岩储集性能与成因[J]. *石油实验地质*, 2012, 34(5): 466–480.
- Zhao Xin, Chen Qianglu, Sun Yuan, et al. Property and origin of tight sandstones in Middle-Upper Ordovician, northeastern Tarim Basin[J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2012, 34(5): 466–480.
- [12] 朱筱敏, 钟大康, 张琴, 等. 济阳拗陷古近系碎屑岩储层特征和评价[M]. 北京: 科学出版社, 2008.
- Zhu Xiaomin, Zhong Dakang, Zhang Qin, et al. Characteristics and evaluation of clastic reservoir of the Paleozoic in JiYang depression[M]. Beijing: Science Press, 2008.
- [13] Schmidt V, McDonald D A. Secondary reservoir porosity in the course of sandstone diagenesis[J]. *AAPG Continuing Education Course Series*, 1979, 12.
- [14] Surdam R G, Crossey L J, Hagen E S. Organic-inorganic interactions and sandstone diagenesis[J]. *AAPG Bulletin*, 1989, 73(1): 1–23.
- [15] Knut Bjorlykke. *Petroleum geoscience: from sedimentary environment to rock physics*[M]. Berlin Heidelberg: Springer-Verlag, 2010: 1–34.
- [16] Zhu Xiaomin, Zhong Dakang, Zhang Qin. Sandstone diagenesis and porosity evolution of Paleogene in Huimin depression[J]. *Petroleum Science*, 2004, 1(3): 23–29.
- [17] 朱筱敏, 王英国, 钟大康, 等. 济阳拗陷古近系储层孔隙类型与次生孔隙成因[J]. *地质学报*, 2007, 81(2): 197–204.
- Zhu Xiaomin, Wang Yingguo, Zhong Dakang, et al. Pore types and secondary pore evolution of paleogene reservoir in the Jiyang Sag[J]. *Acta Geologica Sinica*, 2007, 81(2): 197–204.
- [18] 邹才能, 陶士振, 谷志东. 中国低丰度大型岩性油气田形成条件和分布规律[J]. *地质学报*, 2006, 80(11): 1739–1751.
- Zou Caineng, Tao Shizhen, Gu Zhidong. Formation conditions and distribution rules of large lithologic oil-gas fields with low abundance in China[J]. *Acta Geologica Sinica*, 2006, 80(11): 1739–1751.
- [19] 罗静, 曹斌, 罗勇, 等. 岩石低孔低渗的成因探讨与评价方法[J]. *中国石油和化工标准与质量*, 2012, 13: 171.
- Luo Ying, Cao Bin, Luo Yong, et al. Discussion of mechanism and method of evaluation in Low porosity and low permeability rock[J]. *China Petroleum and Chemical Standard and Quality*, 2012, 13: 171.
- [20] 付晶, 吴胜和, 付金华, 等. 鄂尔多斯盆地陇东地区延长组储层定量成岩相研究[J]. *地学前缘*, 2013, 20(2): 86–97.
- Fu Jing, Wu Shenghe, Fu JinHua, et al. Research on quantitative diagenetic facies of the Yanchang Formation in Longdong Area, Ordos Basin[J]. *Earth Science Frontiers*, 2013, 20(2): 86–97.
- [21] 李忠, 陈景山, 关平. 含油气盆地成岩作用的科学问题及研究前沿[J]. *岩石学报*, 2006, 22(8): 2113–2122.
- Li Zhong, Chen Jingshan, Guan Ping. Scientific problems and frontiers of sedimentary diagenesis research in oil-gas-bearing basins[J]. *Chinese Journal of Rock*, 2006, 22(8): 2113–2122.
- [22] 张响响, 邹才能, 朱如凯, 等. 川中地区上三叠统须家河组储层成岩相[J]. *石油学报*, 2011, 32(2): 257–264.
- Zhang Xiangxiang, Zou Caineng, Zhu Rukai, et al. Reservoir diagenetic facies of the Upper Triassic Xujiahe Formation in the central Sichuan Basin[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2011, 32(2): 257–264.
- [23] 张荣虎, 姚根顺, 寿建锋, 等. 沉积、成岩、构造一体化孔隙度预测模型[J]. *石油勘探与开发*, 2011, 38(2): 145–151.
- Zhang Ronghu, Yao Genshun, Shou Jianfeng, et al. An integration porosity forecast model of deposition, diagenesis and structure, *Petroleum Exploration and Development*[J]. 2011, 38(2): 145–151.

(编辑 张亚雄)