

文章编号: 0253-2697(2018)07-0727-17 DOI:10.7623/syxb201807001

陆相断陷湖盆低渗透碎屑岩储层特征及相对优质储层成因

——以济阳拗陷东营凹陷古近系为例

操应长^{1,2} 杨 田¹ 宋明水³ 王艳忠¹ 马奔奔⁴ 王 健¹ 远光辉¹ 蕙克来¹

(1. 中国石油大学地球科学与技术学院 山东青岛 266580;

2. 青岛海洋科学与技术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. 中国石油化工股份有限公司胜利油田分公司油气勘探管理中心 山东东营 257017; 4. 中国地质大学能源学院 湖北武汉 430074)

摘要:针对低渗透储层特征及其成因研究中存在的问题,综合岩心观察、薄片鉴定、分析测试等技术方法,以盆地结构为约束条件,对东营凹陷低渗透储层特征及相对优质储层成因进行了研究。研究结果表明:①断陷湖盆不同沉积相类型储层岩石学特征、物性特征、孔喉结构、成岩作用、油气成藏及成岩演化等特征差异显著。②压实作用和胶结作用是储层物性降低的主要控制作用,溶蚀作用和油气充注一定程度上改善储层物性、延缓低渗发生时间,并在其综合控制下发育 5 种低渗成因储层类型。③储层与烃源岩侧接的陡坡带砂砾岩以压实作用主控的低渗成因储层为主,储层被烃源岩包裹的洼陷带浊积岩以溶蚀主控的低渗成因储层为主,储层与烃源岩远离的缓坡带滩坝砂以胶结作用主控的低渗成因储层为主。④沉积作用控制下的差异抗压实作用形成砂砾岩与滩坝砂储层整体低渗背景下的中—高孔隙度、中—高渗透率相对优质储层;成岩作用控制下的长石溶蚀增孔及储层润湿性改变,促进油气充注进而抑制碳酸盐胶结作用,形成浊积岩与滩坝砂储层整体低渗背景下的低渗、中—高孔隙度相对优质储层。

关键词:低渗透储层;相对优质储层;成因;成岩作用;古近系;东营凹陷;断陷湖盆

中图分类号:TE122.14

文献标识码:A

Characteristics of low-permeability clastic reservoirs and genesis of relatively high-quality reservoirs in the continental rift lake basin: a case study of Paleogene in the Dongying sag, Jiyang depression

Cao Yingchang^{1,2} Yang Tian¹ Song Mingshui³ Wang Yanzhong¹
Ma Benben⁴ Wang Jian¹ Yuan Guanghui¹ Xi Kelai¹

(1. School of Geosciences, China University of Petroleum, Shandong Qingdao 266580, China; 2. Evaluation and Detection Technology Laboratory of Marine Mineral Resources, Qingdao National Laboratory for Marine Science and Technology, Shandong Qingdao 266071, China; 3. Oil and Gas Exploration Management Center, Sinopec Shengli Oilfield Company, Shandong Dongying 257017, China; 4. Faculty of Earth Resources, China University of Geosciences, Hubei Wuhan 430074, China)

Abstract: Base the problems in the study of characteristics and genesis of low-permeability reservoirs, the characteristics of low-permeability reservoirs and the genesis of relatively high-quality reservoirs in the Dongying sag are analyzed through core observation, thin-section identification, analytical testing and other technologies, with the basin structure as a constraint condition. The study results show that: (1) In continental rift lake basin, the reservoirs of various sedimentary facies are significantly different in petrological characteristics, physical features, pore-throat structures, diagenesis, hydrocarbon accumulation and diagenetic evolution. (2) Compaction and cementation are the dominating factors for reducing the physical properties of reservoirs. On the contrary, the dissolution and hydrocarbon charging will improve the physical properties of reservoirs and delay the occurrence time of low permeability. Under this combined control, five types of low-permeability reservoirs are developed. (3) In the steep slope zone of reservoirs laterally connected to source rocks, the glutenite is dominated by the low permeability reservoirs mainly under the effect of compaction. The turbidite in the sag zone enfolded by source rocks is dominated by the low-permeability reservoirs mainly under the effect of dis-

基金项目: 国家科技重大专项(2016ZX05006-003)、中国博士后科学基金面上项目(2017M622314)、山东省自然科学基金博士基金项目(ZR2018BD010)和中央高校基本科研业务费专项资金项目(15CX08001A)资助。

第一作者: 操应长,男,1969年1月生,1992年获石油大学(华东)沉积地质学专业学士学位,2003年获中国科学院广州地球化学研究所博士学位,现为石油大学(华东)教授、博士生导师,主要从事沉积学、层序地层学及油气储层地质学方面的教学与科研工作。Email: cyc8391680@163.com

通信作者: 杨 田,男,1989年9月生,2011年获中国石油大学(华东)地质学专业学士学位,2017年获中国石油大学(华东)地质学专业博士学位,现为石油大学(华东)博士后,主要从事沉积学和油气储层地质学研究工作。Email: yangtian9645@126.com

solution. The beach bar in the gentle slope zone with reservoirs far away from source rocks is dominated by the low-permeability reservoirs mainly under the effect of cementation. (4) The relatively high-quality reservoirs with mid-high porosity and permeability are formed in the glutenite and beach-bar reservoirs under the condition of low permeability due to the compaction difference controlled by sedimentation. The feldspar dissolution-enlarged pores occur under the control of diagenesis, as well as the changes in reservoir wettability. This promotes hydrocarbon charging to inhibit the carbonate cementation, thus forming the relatively high-quality reservoirs with mid-high porosity and low permeability in the turbidite and beach-bar reservoirs under the condition of low permeability.

Key words: low-permeability reservoir; relatively high-quality reservoirs; genesis; diagenesis; Paleogene; Dongying sag; continental rift basin

引用: 操应长, 杨田, 宋明水, 王艳忠, 马奔奔, 王健, 远光辉, 扈克来. 陆相断陷湖盆低渗透碎屑岩储层特征及相对优质储层成因——以济阳拗陷东营凹陷古近系为例[J]. 石油学报, 2018, 39(7): 727-743.

Cite: CAO Yingchang, YANG Tian, SONG Mingshui, WANG Yanzhong, MA Benben, WANG Jian, YUAN Guanghui, XI Kelai. Characteristics of low-permeability clastic reservoirs and genesis of relatively high-quality reservoirs in the continental rift lake basin: a case study of Paleogene in the Dongying sag, Jiyang depression[J]. Acta Petrolei Sinica, 2018, 39(7): 727-743.

伴随常规中、高渗储层油气勘探开发程度的不断提高, 非常规油气虽已得到初步开发但相关理论认识稍显不足, 因此低渗透油气资源仍将是现阶段油气增储上产的重点领域^[1-3]。截至 2008 年底, 中国剩余低渗透石油远景资源量为 4.31×10^{10} t, 占中国剩余石油资源总量的 60%, 且在中国各大含油气盆地中广泛分布^[3-4]。低渗透储层是指渗透率为 0.1~50 mD 的储层, 随着油气勘探程度的不断提高, 低渗乃至致密储层的发现是必然趋势^[2,5]。目前, 针对低渗透碎屑岩储层的储集特征、成因机制及相对优质储层成因已开展了广泛工作。低渗透储层具有成分成熟度低、孔喉半径微小、孔喉结构复杂、渗透率低、流体流动性差、成岩作用强且差异性大和非均质性强等特征^[1-3,6-8]; 机械压实作用、胶结作用以及构造作用是储层低渗的主要成因; 有利沉积相带、溶蚀作用、地层超压和油气充注综合作用是低渗储层中相对优质储层发育的主要原因^[1-3]。但是, 针对上述问题的研究中, 多数学者以储层现今成岩作用及物性特征的静态研究为出发点, 缺乏对储层地质历史时期物性演化过程及其与油气成藏匹配关系的动态分析^[3,5,9]; 多针对局部地区小范围储层研究, 缺乏盆地尺度储层低渗特征的共性和个性的宏观认识^[10-11]。此外, 碎屑岩储层成岩作用研究表明, 在中—深埋藏条件下(大于 2 km), 储层多为相对封闭成岩体系, 溶蚀作用对储层物性的影响有限, 原始沉积相带、压实作用和胶结作用对储层物性起着更为显著的控制作用^[12-13]; 因而, 哪些因素控制了低渗透储层中相对优质储层的发育还存在诸多争议^[12-13]。

东营凹陷是中国东部富油断陷盆地的典型代表, 低渗透储层广泛分布, 累积探明低渗透碎屑岩油藏储量 9.44×10^8 t。其中, 陡坡带发育的近岸水下扇砂砾岩低渗透储层占 10%, 洼陷带发育的浊积岩低渗透储层占 54%, 缓坡带发育的滩坝砂低渗透储层占 36%。前人针对东营凹陷低渗透储层开展了大量工作, 积累

了丰富的基础资料^[10-11]。针对低渗透储层特征及其成因研究中存在的问题, 笔者以东营凹陷为研究对象, 以盆地结构为约束条件, 通过储层成岩作用类型及其强度定量表征, 储层低渗过程及油气成藏过程动态分析, 明确了盆地尺度范围内低渗透储层特征及相对优质储层成因, 以期对陆相断陷盆地低渗透碎屑岩储层油气勘探与开发提供一定理论指导。

1 地质概况

东营凹陷为渤海湾盆地济阳拗陷中的一个次级构造单元, 是在古生界基岩古地形背景上发育起来的中生代、新生代箕状断陷—拗陷湖盆, 东接青坨子凸起, 南部为鲁西隆起和广饶凸起, 西邻林樊家凸起、高青凸起, 北以陈家庄—滨县凸起为界, 东西长 90 km, 南北宽 65 km, 面积 5 850 km², 总体走向为 NE 向, 剖面上具有“北断南超”的特征^[14][图 1(a)]。在平面上可划分为北部陡坡带、中央隆起带、利津洼陷、民丰洼陷、牛庄洼陷、博兴洼陷、南部缓坡带等二级构造单元[图 1(a)]。在古近纪, 陆相地层十分发育, 自下而上可划分为孔店组(Ek)、沙河街组(Es)、东营组(Ed); 其上发育新近系馆陶组(Ng)、明化镇组(Nm), 最上部被第四纪平原组所覆盖[图 1(b)]。研究目标层段沙河街组从下至上可分为沙河街组四段(沙四段, Es₄)、沙河街组三段(沙三段, Es₃)、沙河街组二段(沙二段, Es₂)和沙河街组一段(沙一段, Es₁); 其中沙四段发育的陡坡带近岸水下扇砂砾岩、缓坡带滩坝砂岩, 沙三段发育的洼陷带浊积岩是研究区主要的低渗透储层类型[图 1(b)], 也是本文研究的主要对象。

沙四段沉积期, 东营凹陷处于断陷初期, 边界断层快速活动形成的北部陡坡带地形高差大, 季节性洪水携带大量粗碎屑物质沿古冲沟入湖, 并沿边界断层直达深湖区, 发育了多期叠置、并与优质烃源岩指状侧接的近岸水下扇砂砾岩体^[15]。沙河街组四段上亚段(沙

四上亚段)沉积期,气候由干旱向潮湿转变,在充沛物源供给下在南部缓坡带发育了大量三角洲前缘砂体;由于南斜坡古地势相对平缓,在湖浪强烈改造作用下,广阔的滨浅湖区发育了大量滩坝沉积,滩坝砂岩与湖相泥岩频繁互层,多远离优质烃源岩^[14]。沙河街组三

段中亚段(沙三中亚段)沉积期,构造运动强烈,湖盆深陷扩张,水体深度达到最大,在充沛物源供给下在洼陷带和中央隆起带地区半深湖—深湖相深水环境形成大量被烃源岩包裹、成藏条件优越的透镜状浊积岩砂体^[16]。



系	统	地层		地层年龄 / Ma	地层厚度 / m	岩性剖面	沉积环境
		组	亚段				
第四系	新近系	平原组 (Qp)		5.1	100-230	泛滥平原	泛滥平原
		明化镇组 (Nm)			600-900	泛滥平原	
新近系	中新统	馆陶组 (Ng)		24.6	300-400	辫状河	辫状河
		东营组 (Ed)			28.1	0-110	三角洲
古近系	始新统	沙河街组 (Es)		42.5	0-280	三角洲	三角洲
		Ed ₁			0-420	三角洲	三角洲
		Ed ₂			0-450	三角洲	三角洲
		Ed ₃			0-350	三角洲	三角洲
		Es ₁			100-300	三角洲	三角洲
		Es ₂			200-500	三角洲	三角洲
		Es ₃			200-600	三角洲	三角洲
		Es ₄			300-700	近岸水下扇	近岸水下扇
		Es ₅			200-800	滩坝砂	滩坝砂
		Es ₆			0-1300	冲积平原	冲积平原
古近系	渐新统	孔店组 (Ek)		65.0	0-900	河流湖泊	河流湖泊
		Ek ₁					
		Ek ₂					

(a) 构造单元分区

(b) 古近系地层序列

图 1 东营凹陷构造单元分区及古近系地层序列

Fig. 1 Tectonic units division and Paleogene stratigraphy of Dongying sag

2 研究方法和数据

针对东营凹陷陡坡带沙四段近岸水下扇砂砾岩、洼陷带沙三中亚段浊积岩、缓坡带沙四上亚段滩坝砂岩低渗透储层开展了大量岩相学与地球化学分析测试(表 1)。其中,岩石成分与物性测试数据、沙三段和沙四段泥岩镜质体反射率 456 个数据点和储层含油饱和度数据主要由中国石油化工股份有限公司胜利油田分

公司勘探开发研究院测试提供。陡坡带近岸水下扇砂砾岩体主要以民丰洼陷盐 22 井区、永 920 井区为重点研究区,包含取心井 20 余口,埋藏深度主要为 2 000~5 000 m;洼陷带浊积岩砂体主要以牛庄洼陷牛 42 井区、辛 154 井区为重点研究区,包含取心井 30 余口,埋藏深度主要为 2 000~3 600 m;缓坡带滩坝砂岩主要以西段樊 154 井区、高 890 井区为重点研究区,包含取心井 20 余口,埋藏深度主要为 1 000~3 800 m。

表 1 东营凹陷不同沉积相类型低渗透储层分析测试统计

Table 1 Analysis and test statistics of low-permeability reservoirs of different sedimentary facies in Dongying sag

分析样品来源	分析样品个数							
	岩石成分	物性测试	孔喉结构	岩石薄片	扫描电镜	包裹体测试	成岩作用定量分析	物性反演分析
陡坡带沙四段砂砾岩	537	2021	180	95	36	118	92	42
洼陷带沙三中亚段浊积岩	838	7030	88	219	44	108	119	56
缓坡带沙四上亚段滩坝砂	303	3834	162	76	20	77	69	22

3 低渗透储层特征

3.1 储层岩石学特征

陡坡带近岸水下扇砂砾岩体岩石类型主要包括砾

岩、砾质砂岩、含砾砂岩、砂岩和深灰色泥岩等。砾石成分复杂,以灰岩、花岗片麻岩为主,主要为棱角状一次圆状;砂岩以岩屑质长石砂岩和长石质岩屑砂岩为主[图 2(a)],沉积物分选差,反映近物源快速沉积特

征。扇根以砾岩为主,扇中以砾质砂岩和含砾砂岩为主,扇缘以砂岩为主。洼陷带浊积岩砂体以中—细砂岩为主,包含部分含砾粗砂岩、粉砂岩、泥质砂岩、灰质砂岩和深灰色泥岩,主要为岩屑质长石砂岩,包含部分长石质岩屑砂岩[图2(b)],沉积物分选中等偏差,反映重力流沉积物成分成熟度相对较低。沉积近端以含砾粗砂岩和泥质砂岩为主,沉积中部以中—细砂岩为主,沉积远端以粉砂岩、灰质砂岩为主。缓坡带滩坝砂体以细砂岩和粉砂岩为主,包含部分中砂岩、泥质砂

岩、灰质砂岩和灰绿色泥岩,主要为岩屑质长石砂岩[图2(c)],沉积物分选较好,反映湖浪簸选作用形成砂体成分成熟度较高。坝主体、滩脊以中砂岩、细砂岩为主,坝侧缘和滩席以粉砂岩和灰质砂岩为主。不同沉积相类型岩石成分见表2,砂砾岩以高岩屑含量和高塑性岩屑含量为特征,滩坝砂以高胶结物含量为特征,浊积岩以低岩屑含量高杂基含量为特征,进一步反映了沉积物搬运机制和沉积水动力强弱对沉积物组结构的控制作用。

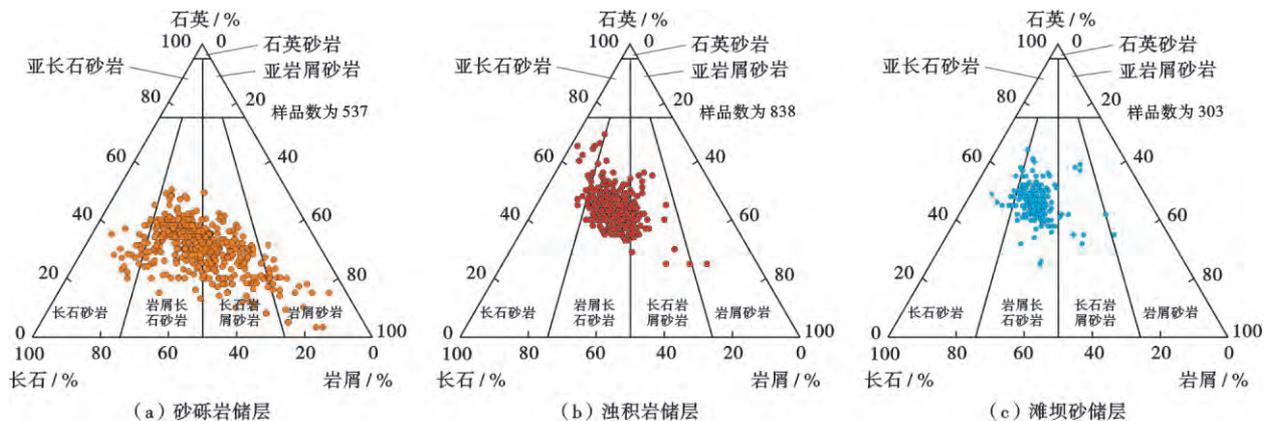


图2 东营凹陷不同类型低渗透储层岩石成分

Fig. 2 Rock composition of different low-permeability reservoirs in Dongying sag

表2 东营凹陷不同沉积相类型岩石成分

Table 2 Rock composition of different sedimentary facies in Dongying sag

沉积类型	样品数量	岩石成分含量/%						分选系数	成分成熟度
		石英	长石	岩屑	塑性岩屑	杂基	胶结物		
陡坡带砂砾岩	537	8.0~55.0/30.4	5.0~60.0/38.9	12.0~86.5/30.8	0.5~69.5/11.0	0.5~60.0/11.2	0.5~28.5/9.2	1.6~3.5/1.9	0.1~1.2/0.5
洼陷带浊积岩	838	1.0~64.0/48.0	4.0~45.0/31.5	3.0~95.0/16.6	1.0~92.0/7.7	0.5~53.3/11.8	0.5~32.5/8.6	1.2~3.9/1.7	0.4~2.2/0.8
缓坡带滩坝砂	303	30.0~69.2/43.6	17.8~43.0/33.1	2.0~46.0/22.9	1.0~20.0/7.1	0.5~47.0/9.8	1.0~38.0/13.5	1.2~2.67/1.6	0.2~1.8/1.0

注:塑性岩屑主要指火山岩岩屑和沉积岩岩屑;成分成熟度=石英含量/(长石含量+岩屑含量);"/"后为平均值。

3.2 储集物性特征

不同沉积相类型储层储集物性差异显著,渗透率随埋深的增加逐渐降低,且呈现不同变化趋势,埋深超过3500 m后基本全为低渗透储层,表明随埋深增加,储层低渗为必然发展趋势(图3)。根据储层最大渗透率随埋深变化关系,可将储层渗透率随埋深的演化划分为3个阶段:稳定中—高渗阶段、过渡降低阶段、整体低渗阶段(图3)。稳定中—高渗阶段储层最大渗透率表现为中、高渗特征,随埋深增加不发生明显变化;过渡降低阶段储层最大渗透率表现为中、高渗特征,随埋深增加最大渗透率逐渐降低;整体低渗阶段最大渗透率表现为低渗特征,随埋深增加进一步降低(图3)。过渡降低阶段深度区间跨度与沉积物沉积组构之间存在明显对应关系,砂砾岩储层由于沉积物分选较差,储层渗透率受压实作用影响显著,在埋深2360 m开始进入渗透率过渡降低阶段,滩坝砂和浊积岩由于沉积物

分选相对较好,压实作用对渗透率影响相对较小,在埋深2580 m附近开始进入渗透率过渡降低阶段(图3)。

根据孔、渗划分标准^[2],将不同沉积相类型储层划分为低孔低渗(I类)、中高孔低渗(II类)、低孔中高渗(III类)和中高孔中高渗(IV类)4种类型(图4)。砂砾岩储层以I类和IV类储层为主;浊积岩储层以II类储层为主,I类储层发育;滩坝砂岩储层以I类和II类储层为主,IV类储层发育(图4)。整体上,I和IV类储层的比例从浊积岩到滩坝砂岩再到砂砾岩逐渐增加,相反,II类储层的比例逐渐减少。物性分布的差异可能主要与砂砾岩早期强烈的压实作用和油气充注作用、滩坝储层相对缓慢的埋藏压实过程以及浊积岩储层强烈溶蚀作用和油气充注作用相关。

3.3 孔喉结构特征

不同沉积相类型低渗透储层孔喉结构特征具有相似

性:超低渗透储层($K < 1$ mD)主要发育纳米级孔喉,其孔隙主要由小于 $0.1 \mu\text{m}$ 喉道控制,以杂基间微孔或微弱溶蚀孔隙为主,其渗透率主要由小于 $1 \sim 2 \mu\text{m}$ 喉道贡献;特低渗透储层($1 \text{ mD} < K < 10 \text{ mD}$)主要发育纳米级—微米级孔喉,其孔隙主要由纳米级与微米级喉道控制,以少量碎屑颗粒和胶结物溶孔为主,其渗透率主要由 $1 \sim 6 \mu\text{m}$ 喉道贡献;一般低渗透储层($10 \text{ mD} < K < 50 \text{ mD}$)主要发育微米级孔喉,其孔隙主要由微米级喉道控制,以粒间溶扩孔和少量原生孔隙为主,其渗透率主要由大于 $3 \mu\text{m}$ 喉道贡献(图 5)。相同渗透率级别低渗透储层储集空间类型基本相似,但控制储层渗透率的喉道大小由浊积岩储层向滩坝砂岩储层再到砂砾岩储层逐渐增大;相同渗透率级别低渗透储层,对渗透率起主要贡献(累积渗透率贡献 90%)的喉道集中程度由浊积岩储层向滩坝砂岩储层再到砂砾岩储层逐渐减弱(图 5)。该变化趋势指示了低渗透储层的喉道分选特征为浊积岩储层最好

[图 5(a)、图 5(d)],滩坝砂岩储层次之[图 5(b)、图 5(e)],砂砾岩储层最差[图 5(c)、图 5(f)];对应浊积岩低渗透储层的喉道迂曲度最低,滩坝砂岩储层次之,砂砾岩储层最高。

3.4 成岩演化特征

3.4.1 成岩作用特征

不同构造带、不同沉积相类型及分布位置的砂体,由于埋藏成岩环境及沉积组构的差异,其成岩作用特征存在显著差别(图 6)。

陡坡带近岸水下扇砂砾岩体由于沉积物结构成熟度低,储层埋深大,以强压实作用为典型的成岩作用特征^[10]。扇根巨厚层杂基支撑砾岩由于早期快速深埋作用导致机械压实作用强烈,储层孔隙快速消亡[图 6(a)]。扇中厚层砾质/含砾中—粗砂岩杂基含量低,沉积物抗压实作用强,能够保存一定量原生孔隙,相对较好的储层物性利于中—晚期成岩阶段形成的酸性流体及烃类的注入,溶蚀作用发育,见少量碳

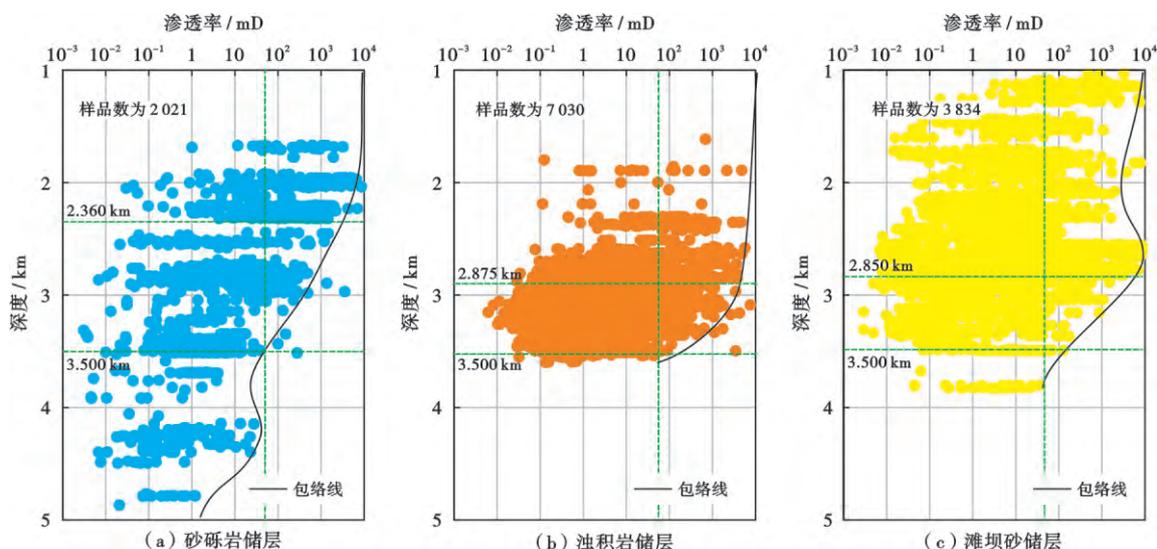


图 3 东营凹陷不同沉积相类型低渗透储层渗透率随深度变化

Fig. 3 Relationship between burial depth and permeability of low-permeability reservoirs of different sedimentary facies in Dongying sag

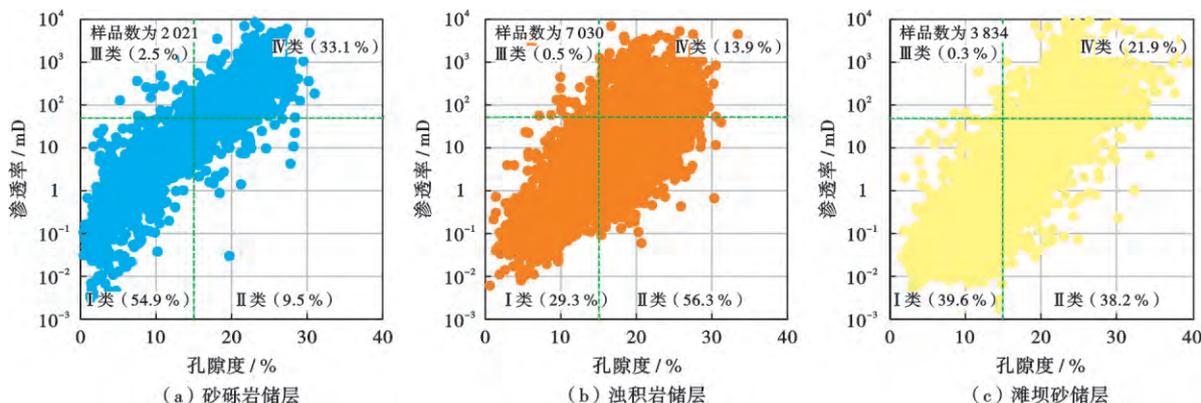


图 4 东营凹陷不同沉积相类型低渗透储层孔隙度与渗透率的关系

Fig. 4 Relationship between porosity and permeability of low-permeability reservoirs of different sedimentary facies in Dongying sag

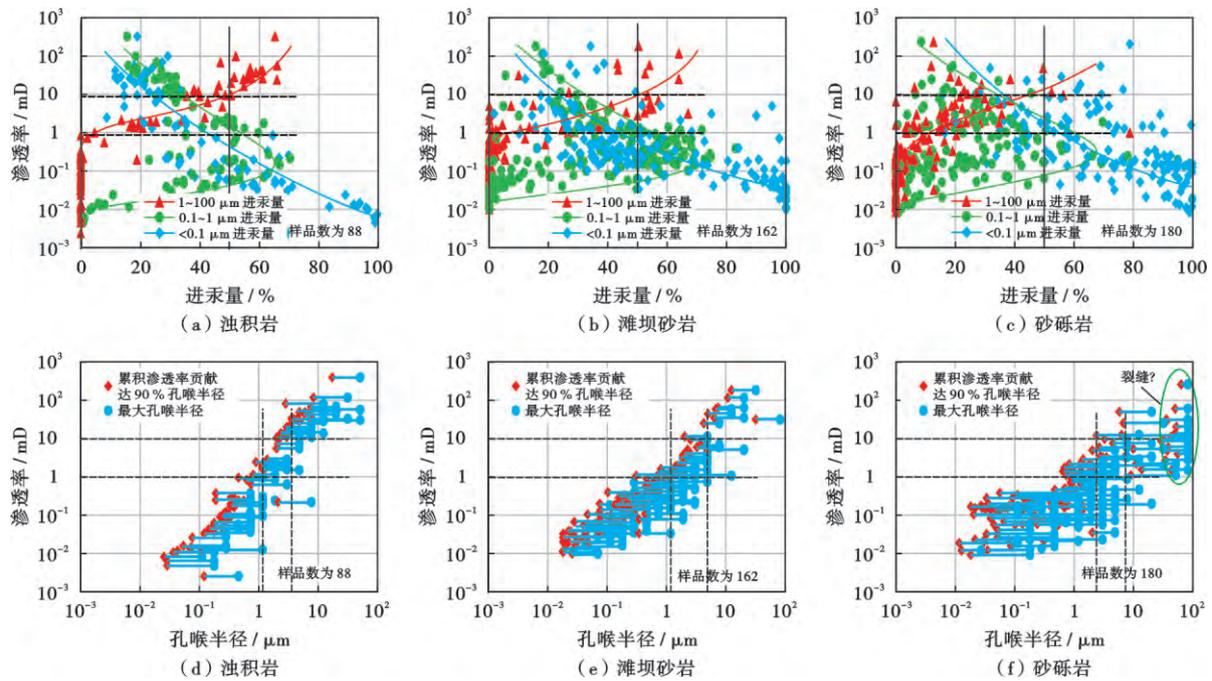


图5 东营凹陷不同沉积相类型低渗透储层孔喉结构特征

Fig. 5 Pore-throat features of low-permeability reservoirs of different sedimentary facies in Dongying sag

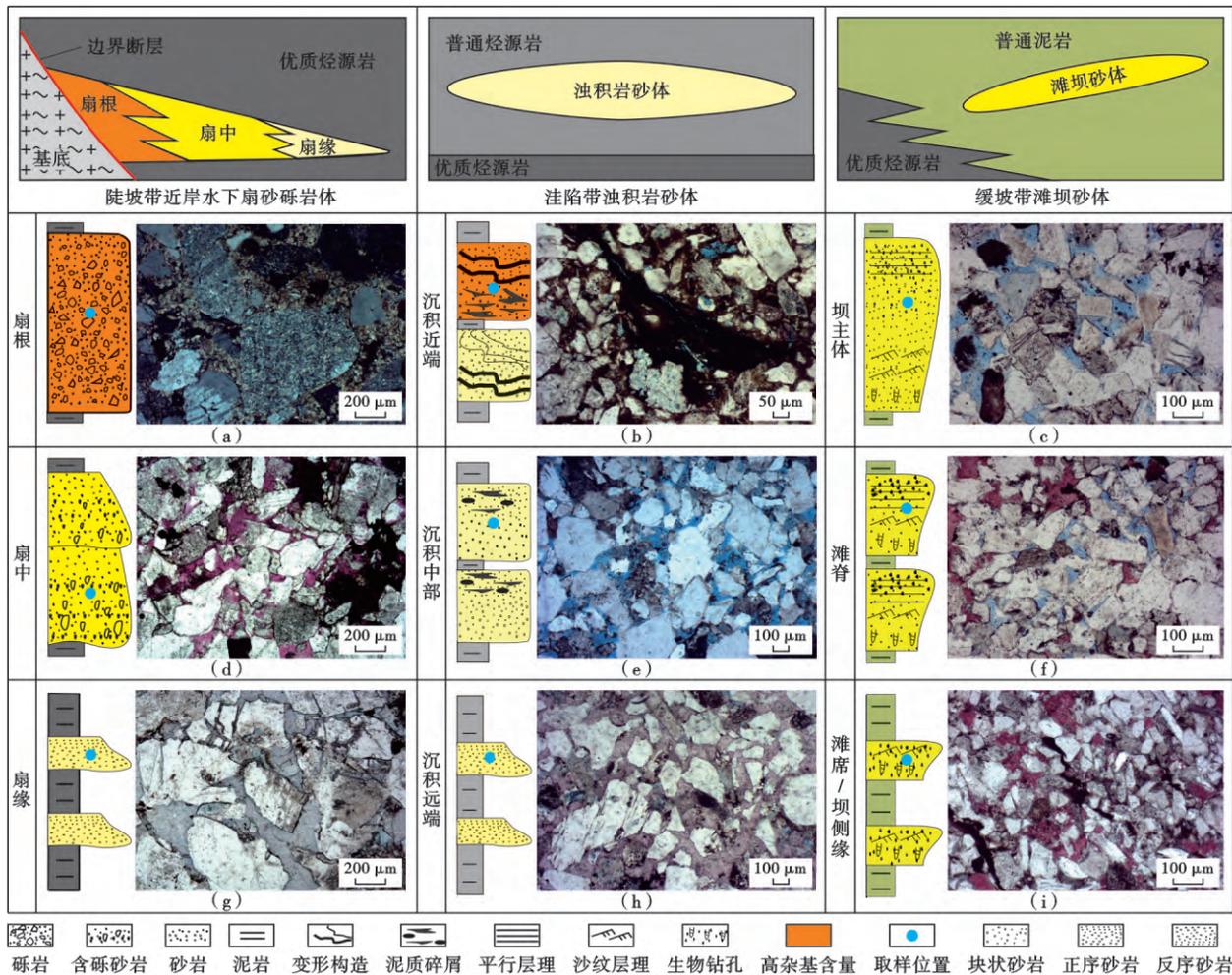
酸盐、硫酸盐、石英次生加大和黏土矿物胶结,以晚期碳酸盐胶结为主[图6(d)]。扇缘薄层粉—细砂岩与烃源岩形成砂泥频繁互层沉积组构,沙四段泥岩中钙质含量高^[17],高钙质含量的泥岩孔隙水易于在压实作用下向邻近薄层砂岩中排放,形成早期致密碳酸盐、硫酸盐胶结[图6(g)]。

洼陷带浊积岩砂体由于被烃源岩所包裹,泥岩中有有机质热演化形成的有机酸易于向砂岩中排放,溶蚀作用较为发育^[16,18]。沉积近端沉积物由于泥质杂基含量相对较高,压实作用较强,可见局部溶蚀和胶结作用[图6(b)]。沉积中部中—厚层中—细砂岩杂基含量较低,由于地层超压发育^[19],压实作用中等,以强烈的长石溶蚀作用为典型特征,局部可见部分碳酸盐胶结物溶蚀,长石溶蚀形成的副产物高岭石和硅质多就近沉淀,形成石英次生加大和高岭石沉淀,晚期碳酸盐胶结物少量发育[图6(e)]。沉积远端薄层砂岩与泥岩形成的砂泥互层沉积组构同样易于形成早期碳酸盐致密胶结[图6(h)]。

缓坡带滩坝砂储层由于埋深较浅,压实作用相对较弱,中—薄层砂岩与泥岩互层的沉积组构导致碳酸盐胶结作用发育,可见部分的硫酸盐胶结^[14]。中—厚层坝主体砂岩碳酸盐胶结作用相对较弱,孔隙发育,以原生孔隙为主,可见部分长石溶蚀[图6(c)];滩脊中—薄层砂体孔隙相对较发育,碳酸盐胶结和长石溶蚀发育[图6(f)];滩席和坝侧缘薄层砂体以早期方解石强烈胶结为典型特征[图6(i)]。

3.4.2 油气成藏特征

油气作为一种特殊的成岩流体,对沉积盆地埋藏成岩演化过程起着重要控制作用,因而其形成过程可以作为特殊的成岩作用事件。东营凹陷优质烃源岩主要为沙四上亚段和沙河街组三段下亚段深灰色泥岩,沙三中亚段灰色泥岩具有一定生烃能力^[20]。东营凹陷整体经历2期油气成藏过程,优质烃源岩在埋藏演化过程中达到生烃门限开始大量生烃,持续时间距今41~24.6 Ma;尔后地层整体抬升生烃停止,到距今14 Ma地层再次沉降,优质烃源岩和沙三中亚段烃源岩开始生烃,一直持续到现今。不同构造带砂体由于与湖盆深洼带优质烃源岩的接触关系不同,具有不同的油气成藏特征(图6、图7)。陡坡带沙四段近岸水下扇砂体与优质烃源岩指状侧接,超压裂缝为油气的主要运移通道^[21-22];由于紧邻烃源岩,烃类能够快速向储层中运移,因而其储层油气成藏时间大体与泥岩生烃时间一致,早期油气成藏持续时间为距今41~24.6 Ma,晚期油气成藏时间为距今14 Ma至今[图7(a)]。洼陷带沙三中亚段浊积岩砂体被烃源岩包裹,与下部优质烃源岩通过油源断层或隐蔽输导体系沟通^[20,22];早期优质烃源岩形成的烃类通过长距离运移,在砂岩中的成藏时间滞后于烃类生成时间为距今29~24 Ma,沙三中亚段沉积晚期烃源岩开始生烃,晚期油气成藏时间与泥岩烃类生成时间大体相近,为距今12 Ma至今[图7(b)]。缓坡带沙四上亚段滩坝砂远离优质烃源岩,主要通过阶梯



注: 优质烃源岩指沙四上亚段与沙河街组三段下亚段相对高成熟度、高有机碳含量烃源岩; 普通烃源岩指沙三中亚段相对低成熟度、低有机碳含量烃源岩。

(a) 颗粒杂基支撑为主, 孔隙不可见, 灰泥重结晶发育, 孔隙度为 5.3%, $K=0.0276$ mD, 盐 23 井 3674.95 m; (b) 杂基含量高, 孔隙零星发育, 孔隙度为 9.5%, $K=0.159$ mD, 牛 42 井 3257 m; (c) 弱压实, 长石溶蚀, 原生孔隙发育, 孔隙度为 12.1%, $K=1.5$ mD, 樊 151-1 井 2700.35 m; (d) 原生孔, 长石溶蚀发育可见港湾状溶蚀边缘和内部蜂窝状溶蚀孔隙, 孔隙度为 11.7%, $K=0.199$ mD, 盐 22-22 井 3431.5 m; (e) 长石溶蚀, 石英加大和高岭石沉淀发育, 孔隙发育, 孔隙度为 22.3%, $K=34.3$ mD, 牛 42 井 3261.1 m; (f) 方解石胶结, 长石溶蚀, 孔隙较发育, 孔隙度为 6.7%, $K=0.208$ mD, 樊 151-1 井 2685.5 m; (g) 碳酸盐强胶结, 孔隙不发育, 孔隙度为 2.3%, $K=0.00997$ mD, 盐 22-22 井 3508.1 m; (h) 方解石强胶结, 孔隙零星发育, 孔隙度为 7.9%, $K=0.164$ mD, 牛 42 井 3260.2 m; (i) 杂基充填, 方解石强胶结, 孔隙不发育, 孔隙度为 9.6%, $K=0.294$ mD, 樊 153 井 2817 m。

图 6 东营凹陷不同沉积相类型低渗透储层成岩作用特征

Fig. 6 Diagenesis of low-permeability reservoirs of different sedimentary facies in Dongying sag

状断层与优质烃源岩沟通^[23], 由于与滩坝砂岩储层邻近泥岩不具备生烃能力, 烃类的长距离运移使得储层早期和晚期油气成藏时间明显晚于其烃类生成时间, 分别为距今 29~25 Ma 和距今 10 Ma 至今^[图 7(c)]。

3.4.3 成岩演化序列

在明确成岩作用特征及油气成藏特征的基础上, 根据交代切割关系及溶蚀充填关系反映的成岩自生矿物形成顺序及自生成岩矿物形成温度对比分析, 总结了不同构造区带典型低渗透储层成岩演化序列(图 8、

图 9)。陡坡带近岸水下扇砂砾岩体沉积组构差异大、埋藏深度大、物质组成复杂, 导致成岩作用类型及强度差异大, 成岩演化过程复杂。沙四上亚段沉积期, 东营凹陷为典型咸水盐湖, 洼陷中心与泥质烃源岩伴生的石膏、盐岩、碳酸盐沉积发育^[24]; 由于埋藏成岩演化过程中烃源岩与砂岩成岩产物的相互作用^[25], 陡坡带近岸水下扇砂砾岩体和缓坡带滩坝砂体成岩演化受到烃源岩演化形成的碱性流体和酸性流体的共同影响, 受较短运移距离控制, 对近岸水下扇砂砾岩体影响更为

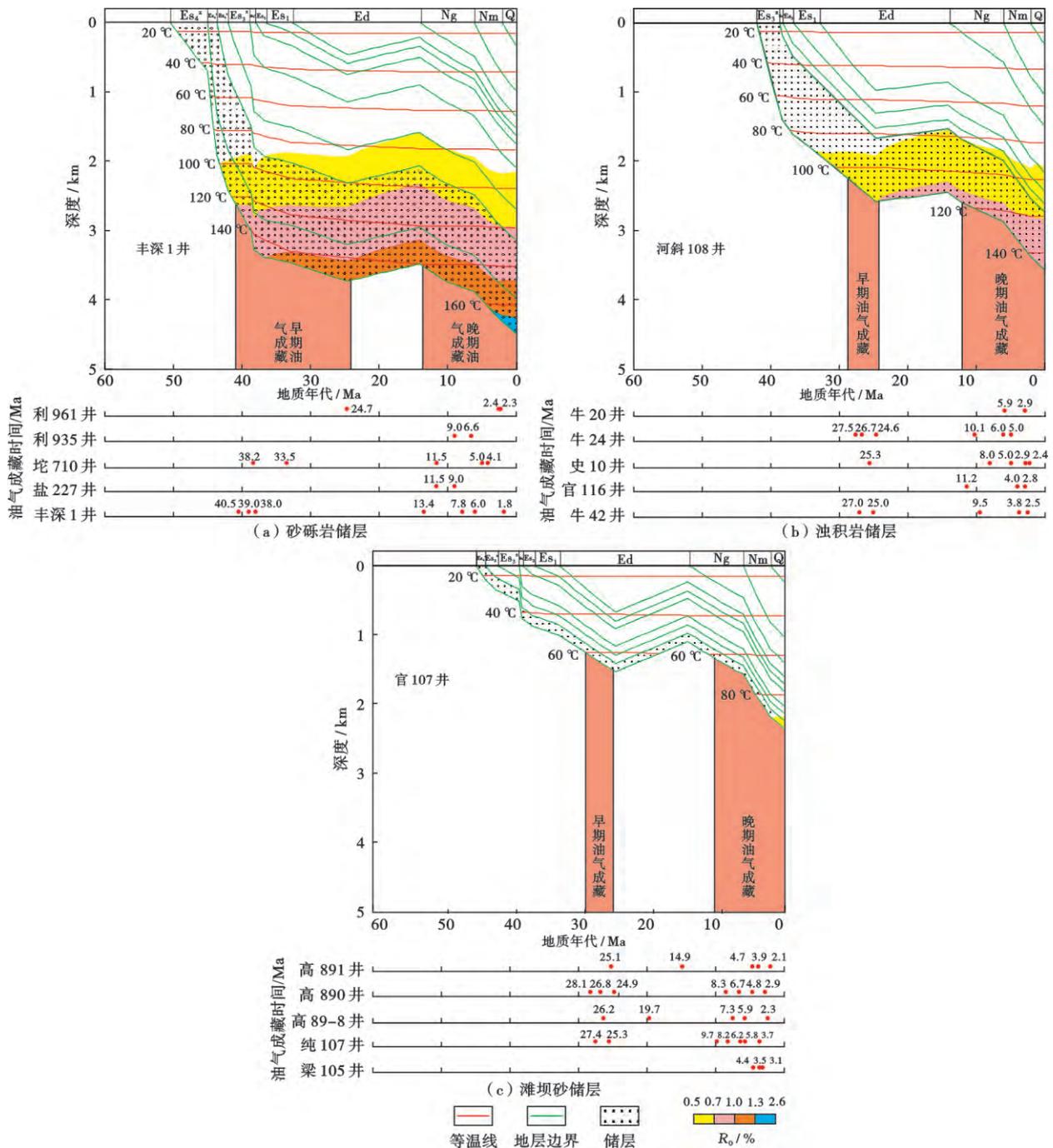


图7 东营凹陷不同沉积相类型低渗透储层埋藏演化及油气成藏特征

Fig. 7 Burial history and hydrocarbon accumulation characteristics of low-permeability reservoirs of different sedimentary facies in Dongying sag

显著^[26]。针对陡坡带近岸水下扇砂砾岩体,早成岩阶段(埋深小于2200m),受原始碱性孔隙水及泥岩中排出的碱性成岩流体影响,以早期白云石、方解石、石膏、石盐及黄铁矿沉淀为主。中成岩A阶段(2200~4600m)有机质热演化形成大量有机酸和碳酸,导致长石和早期形成的碳酸盐胶结物发生部分溶蚀,长石溶蚀导致副产物高岭石沉淀和石英次生加大胶结,早期碳酸盐溶蚀为晚期碳酸盐铁方解石和铁白云石沉淀提供物质来源,石膏由于温度和压力升高发生脱水作用向硬石膏转化。中成岩B阶段(埋深大于4600m)有机质进一

步演化生成烃类,烃类与硬石膏发生TSR反应,形成部分的硬石膏溶蚀^[27];随着埋深的增加蒙脱石向伊利石转化且形成硅质沉淀,高岭石与钾长石反应生成伊利石和硅质(图9),埋深进一步增大,高岭石可向绿泥石发生转化^[25];地层的阶段性抬升和下降使得溶蚀作用和油气成藏作用具有对应多期次性。自生成岩矿物中流体包裹体均一温度指示石英次生加大形成相对集中的2个温度区间分别为95~130℃和145~185℃,硬石膏形成的温度区间为105~145℃,晚期铁方解石铁白云石形成的温度区间为125~150℃

[图 8(a)]。这表明早期石英加大形成时间早于硬石膏和晚期碳酸盐沉淀,硬石膏沉淀和晚期碳酸盐沉淀大致同时发生,而晚期相对高温石英加大可能为晚期长石溶蚀和压溶作用的产物。综上,陡坡带近岸水下扇砂砾岩体储层的成岩演化序列为:压实作用→草莓

状黄铁矿→方解石胶结/石膏胶结/白云石胶结/石盐→长石溶蚀/碳酸盐溶蚀/石英加大/高岭石沉淀→早期油气充注→晚期碳酸盐沉淀/硬石膏沉淀→晚期油气充注→石膏/硬石膏溶蚀→伊利石/石英加大/绿泥石/钠长石(图 9)。

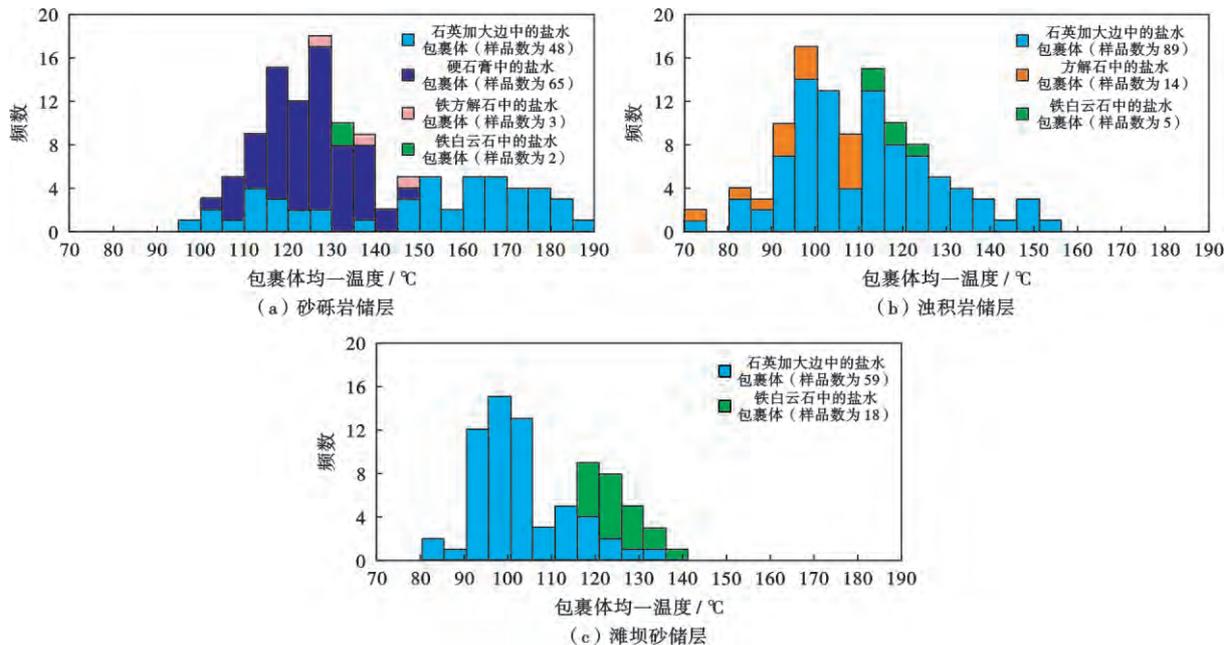


图 8 东营凹陷不同沉积相类型低渗透储层自生成岩矿物流体包裹体均一温度

Fig. 8 Homogenization temperature of fluid inclusions in authigenic minerals of low-permeability reservoirs of different sedimentary facies in Dongying sag

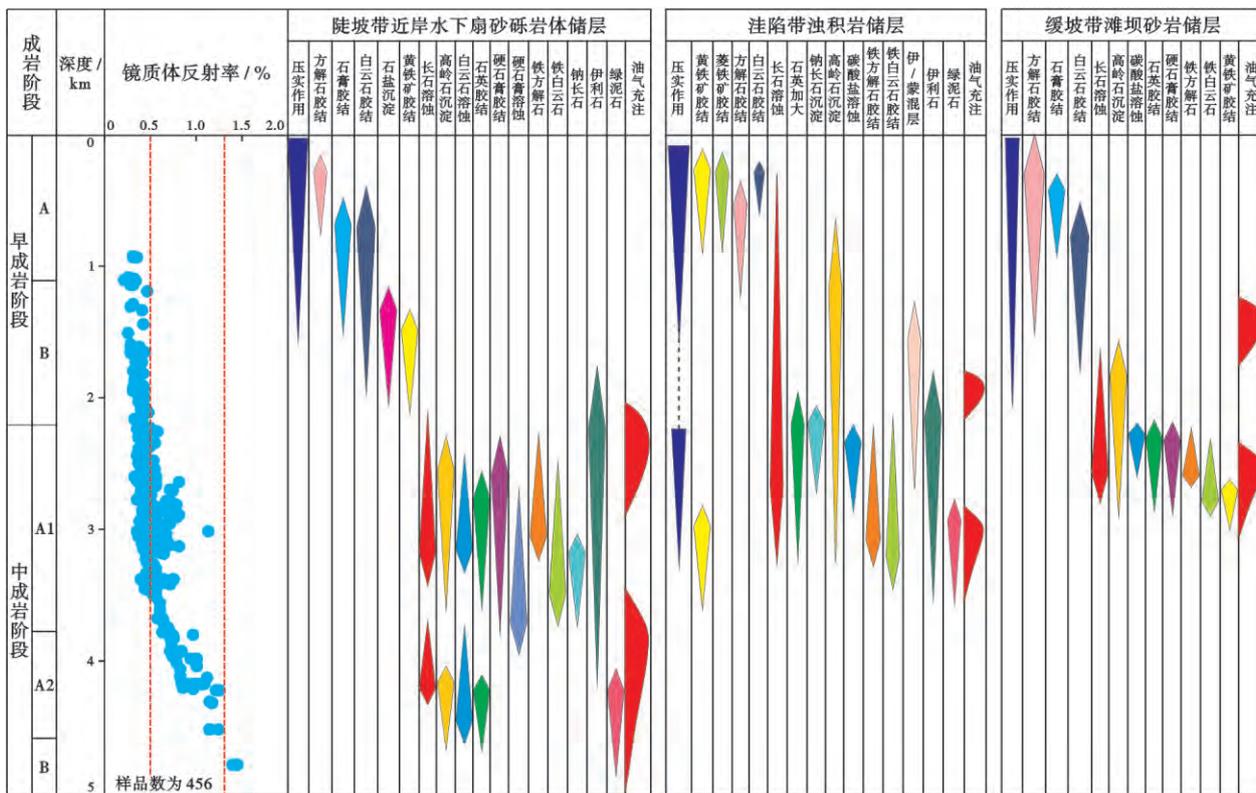


图 9 东营凹陷不同沉积相类型低渗透储层成岩演化特征

Fig. 9 Diagenesis evolution characteristics of low-permeability reservoirs of different sedimentary facies in Dongying sag

针对缓坡带滩坝砂体,受相对较长运移距离控制,烃源岩演化形成的流体对砂岩成岩演化影响相对较小,局部可见少量石膏和硬石膏胶结,主要表现为受邻近泥岩高钙孔隙水影响形成的早期方解石致密胶结^[14]。其成岩演化过程与砂砾岩储层类似,但长期相对浅埋藏环境导致压实作用相对较弱,且成岩演化程度相对低,以中成岩 A1 阶段为主(2 200~3 800 m);大面积浅埋藏广泛分布的砂体易受大气水淋滤^[14],长石溶蚀及高岭石沉淀相对较发育。自生成岩矿物中流体包裹体均一温度指示石英次生加大形成相对集中的温度区间为 90~120℃,晚期碳酸盐沉淀温度为 115~135℃[图 8(c)],表明长石溶蚀、石英加大发生在晚期碳酸盐沉淀之前。综上,缓坡带滩坝砂岩储层成岩演化序列为:压实作用→方解石胶结/石膏胶结/白云石胶结→长石溶蚀/碳酸盐溶蚀/石英加大/高岭石沉淀→早期油气充注→晚期碳酸盐沉淀/硬石膏沉淀→晚期油气充注→晚期黄铁矿(图 9)。

沙三中亚段沉积期,东营凹陷为典型的淡水湖盆,洼陷中心泥质烃源岩中仅发育少量方解石沉积^[24];浊积岩砂体多被烃源岩包裹,主要受烃源岩有机质热演化形成的酸性流体影响^[26]。早成岩阶段(埋深小于 2 200 m),以草莓状黄铁矿、菱铁矿和方解石沉淀为主,由于原始孔隙流体中镁离子含量低,白云石胶结不发育。中成岩 A1 阶段(2 200~3 800 m)以长石强烈溶蚀为典型特征,长石溶蚀导致高岭石和石英次生加大发育;

随着埋深增加,有机质热演化生成烃类;伊/蒙混层向伊利石转化,同时导致晚期碳酸盐的沉淀^[28];埋深继续增加,高岭石和钾长石转化为钠长石及伊利石,高岭石则进一步向绿泥石转化。自生成岩矿物中流体包裹体均一温度指示石英次生加大形成相对集中的温度区间为 90~130℃,早期碳酸盐沉淀温度为 70~100℃,晚期碳酸盐沉淀温度高于 110℃[图 8(b)],表明早期碳酸盐沉淀早于长石溶蚀、石英加大发生的时间,晚期碳酸盐在石英加大发生之后开始沉淀。综上,洼陷带浊积岩储层成岩演化序列为:压实作用→草莓状黄铁矿→方解石胶结/菱铁矿胶结/白云石胶结→长石溶蚀/碳酸盐溶蚀/石英加大/高岭石沉淀→早期油气充注→晚期碳酸盐沉淀→晚期油气充注→伊利石/绿泥石/钠长石(图 9)。

4 储层物性主控因素及低渗成因

4.1 储层物性主控因素

在明确储层成岩作用特征的基础上,以不同构造带、不同沉积相带代表性样品铸体薄片为基础,定量统计不同胶结物及次生孔隙的含量。通过面孔率与孔隙度转化公式,将各成岩作用对储集层面孔率的贡献量转化为孔隙度,结合储层原始孔隙度,明确压实、胶结、溶蚀等主要成岩作用事件对储层物性的影响(表 3)^[29]。压实作用和胶结作用是使储层物性降低的主要控制作用,溶蚀作用能一定程度上改善储层物性。

表 3 东营凹陷不同沉积相类型低渗透储层成岩作用定量表征

Table 3 Quantity analysis of diagenesis of low-permeability reservoirs of different sedimentary facies in Dongying sag

沉积类型	样品数量	分布位置	压实减孔量/%	压实减孔率/%	胶结减孔量/%	胶结减孔率/%	溶蚀增孔量/%	溶蚀增孔率/%
陡坡带砂砾岩	92	扇根	28.05	70.13	5.54	13.85	1.31	3.28
		扇中	15.88	39.70	13.88	34.70	1.67	4.18
		扇缘	12.57	31.43	21.69	54.23	1.40	3.50
洼陷带浊积岩	119	近端	18.59	46.48	10.95	27.38	6.16	15.40
		中部	17.46	43.65	13.74	34.35	7.37	18.43
		远端	17.37	43.43	15.80	39.50	4.24	10.60
缓坡带滩坝砂	69	坝主体	17.07	42.68	9.43	23.58	3.00	7.50
		滩脊	12.63	31.58	15.81	39.53	1.15	2.88
		侧缘/滩席	12.57	31.43	15.21	38.03	1.18	2.95

4.1.1 压实作用

压实作用是断陷湖盆储层物性降低的主要控制因素,压实作用减小的孔隙度可达 12.57%~28.05%,压实减孔率为 31.43%~70.13%(表 3);压实作用减孔效果强于胶结作用减孔效果的储层比例为 79.37%(图 10)。由于沉积组构和埋深差异,不同构造区带、不同分布位置的储层压实减孔作用存在显著差异:砂砾岩储层压实减孔作用最强,压实作用减孔效果强于胶结作用减孔效果的储层比例为 86.5%;浊积岩储层次之为 81.6%,滩坝砂储层相对较弱为 70%(图 10)。

砂砾岩储层不同分布位置存在显著差异,以杂基支撑砾岩为主的扇根沉积压实作用减孔率高达 70.13%;扇中含砾中一粗砂岩由于沉积物粒度大,分选较好,抗压能力强^[30],压实减孔率为 39.7%;扇缘薄层粉一细砂岩由于早期碳酸盐强胶结作用能够有效抑制压实作用,压实减孔率为 31.43%(表 3)。洼陷带浊积岩不同分布位置储层压实减孔率差异不大,沉积近端由于杂基含量较高,压实减孔率相对较高为 46.48%;缓坡带滩坝砂由于长期浅埋及早期碳酸盐胶结作用较强,滩脊、滩席和坝侧缘以相对较低的压实减孔率为主(表 3)。

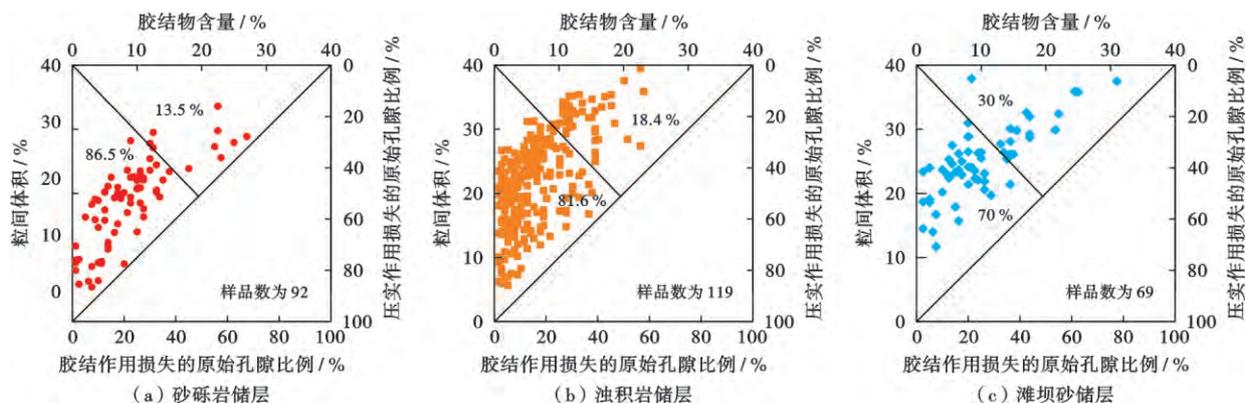


图 10 东营凹陷不同沉积相类型低渗透储层压实、胶结作用减孔分析

Fig. 10 Effect of compaction and cementation on reservoir quality of low-permeability reservoirs of different sedimentary facies in Dongying sag

4.1.2 胶结作用

胶结作用是断陷湖盆储层物性降低的另一个主要控制因素,在压实作用主控储层物性降低背景下,胶结作用能进一步阻塞局部孔隙和喉道,促使储层低渗。断陷湖盆胶结物类型多样,以普遍发育的碳酸盐胶结物为主,可见少量石英次生加大胶结,胶结作用减孔大于压实作用减孔储层的比例为 20.63%,其中,砂砾岩储层为 13.5%、浊积岩储层为 18.4%、滩坝砂储层为 30%(图 10)。不同沉积类型储层碳酸盐胶结物含量分别为砂砾岩储层 12.75%、浊积岩储层 14.2%、滩坝砂储层 15.01%,碳酸盐含量占胶结物含量中的绝对优势。不同沉积类型储层中碳酸盐胶结物分布与来源分析表明,储层中碳酸盐胶结物均为外源碳酸盐来源^[16-17,27,31],其含量与分布多受邻近泥岩中碳酸盐含量控制。滩坝砂岩储层为典型的砂泥薄互层沉积结构,因而其碳酸盐胶结物含量较高;近岸水下扇外扇,浊积岩沉积远端和滩坝砂坝侧缘、滩席沉积为典型的中—厚层泥岩夹薄层砂岩沉积结构,为各沉积相类型中碳酸盐胶结最为发育的部位,其碳酸盐胶结物含量分别可达 21.69%、15.8%和 15.21%(表 3)。此外,泥岩中富 Ca^{2+} 离子和重碳酸根离子孔隙水向邻近储层中排放时,易优先在砂岩与泥岩的接触部位形成致密的碳酸盐胶结层^[16-17,27,31]。

4.1.3 溶蚀作用

溶蚀作用在不同沉积相带普遍发育,但溶蚀程度存在显著差异。洼陷带浊积岩储层溶蚀作用最为发育,溶蚀孔隙度可达 5.92%,明显高于近岸水下扇溶蚀孔隙度 1.03%和滩坝砂岩储层溶蚀孔隙度 1.78%(表 3)。不同分布位置储层溶蚀作用差异性显著,近岸水下扇扇根杂基支撑砾岩由于压实减孔作用强,近岸水下扇扇缘、浊积岩沉积远端以及滩席和坝侧缘砂

体由于早期强烈的碳酸盐胶结作用占据储集空间,后期流体改造困难^[32],溶蚀作用不发育。近岸水下扇扇中、浊积岩沉积近端及中部和滩坝砂岩中的坝砂由于原始物性相对较好,易受后期流体改造,受酸性流体作用形成的溶蚀作用较发育,以长石溶蚀为主,碳酸盐溶蚀次之,浊积岩砂体由于处于持续酸性成岩流体背景,溶蚀作用最为发育。近岸水下扇和滩坝砂储层同沉积孔隙水偏碱性^[24],相对封闭的深埋藏阶段有机质热演化形成的有机酸是其主要的酸性流体来源,长石溶蚀形成的副产物高岭石和石英加大在相对封闭条件下不能有效迁出体系,因而储层溶蚀程度受限;石英次生加大的含量与砂泥接触界面之间的距离无明显相关关系,石英加大边中盐水包裹体均一温度分布与有机酸最佳保存温度(80~120℃)存在良好对应关系,进一步指示长石溶蚀副产物未发生明显迁移,多就近发生沉淀^[16-17,27,31]。浊积岩砂体同沉积孔隙水偏酸性^[24],在相对浅埋藏阶段的开放环境即能发生溶蚀作用,且溶蚀产物能有效迁出体系;同时,深埋藏阶段相对封闭体系下的长石溶蚀副产物在超压裂缝和阶段性活动断层的作用下能部分迁出体系^[33],造成浊积岩砂体相对强烈的溶蚀作用。

4.1.4 油气充注

油气充注能够有效抑制亲油性胶结物(如碳酸盐胶结物)的沉淀^[34],同时能够造成孔隙流体压力增加,一定程度上抑制机械压实与压溶作用^[35],有效保存储层物性。地层流体压力演化研究表明沙四段和沙三段地层在沉积初期受不均衡压实控制的流体超压仅微弱发育,地层压力增加与油气成藏存在明显对应关系,生烃增压是地层最主要的增压机制^[16,20-21]。受埋藏演化过程控制,研究区储层普遍发育两期油气充注,晚期油气充注持续的时间和强度远大于早期油气充注,是地

层现今流体超压的主要动力来源^[16,20-21]。储层成岩演化序列研究表明早期碳酸盐胶结早于早期油气充注,晚期油气充注与晚期碳酸盐胶结同时发生^[16](图9)。因而,油气充注能够对晚期碳酸盐起到明显抑制作用(图11),同时油气充注引起的地层流体超压也能够有

效保存储层物性。油气充注对不同构造区带储层的影响具有相似性,不同含油饱和度储层碳酸盐含量与储层物性存在显著差异,高含油饱和度储层碳酸盐胶结物含量低,孔隙度相对较高,随着含油饱和度降低,储层物性变差,碳酸盐胶结物含量增加(图11)。

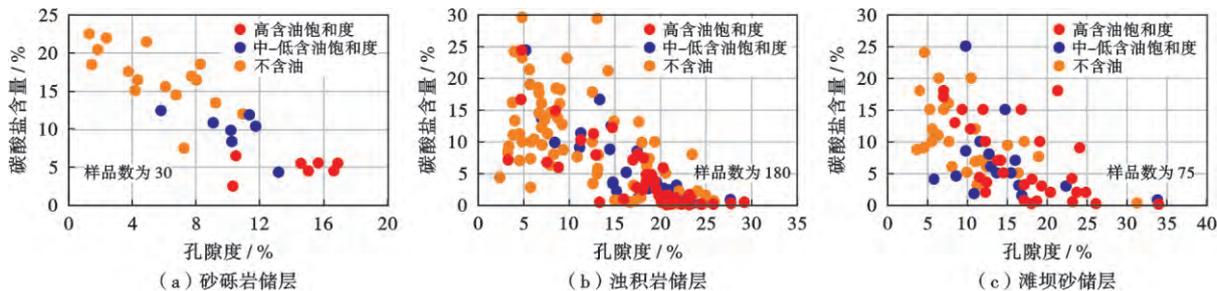


图 11 东营凹陷不同沉积相类型低渗透储层油气充注对物性的控制

Fig. 11 Effect of oil charging on reservoir quality of low-permeability reservoirs of different sedimentary facies in Dongying sag

4.2 低渗成因机制

在明确储层成岩作用特征、储层物性控制因素及成岩演化序列的基础上,以成岩演化序列约束下的孔隙度反演回剥和孔喉结构约束下的地质历史时期渗透率恢复方法为指导^[1],开展不同构造带低渗储层物性演化研究(图12、图13),其中采集陡坡带近岸水下扇砂砾岩储层42个样品点^[15],洼陷带浊积岩储层56个样品点^[16],缓坡带滩坝砂储层22个样品点。根据储

层低渗形成时间与主要成岩作用事件减小孔隙度和降低渗透率之间的定量关系,认为研究区储层低渗成因类型主要包括:类型1—压实低渗、特超低渗,类型2—胶结低渗、特超低渗,类型3—压实低渗、胶结特超低渗,类型4—胶结低渗、压实特超低渗,类型5—溶蚀改善物性、压实胶结低渗、特超低渗(图12、图13)。不同构造带储层低渗成因类型大体相似,但不同成因类型的储层所占比例存在显著差异。陡坡带近岸水下扇砂

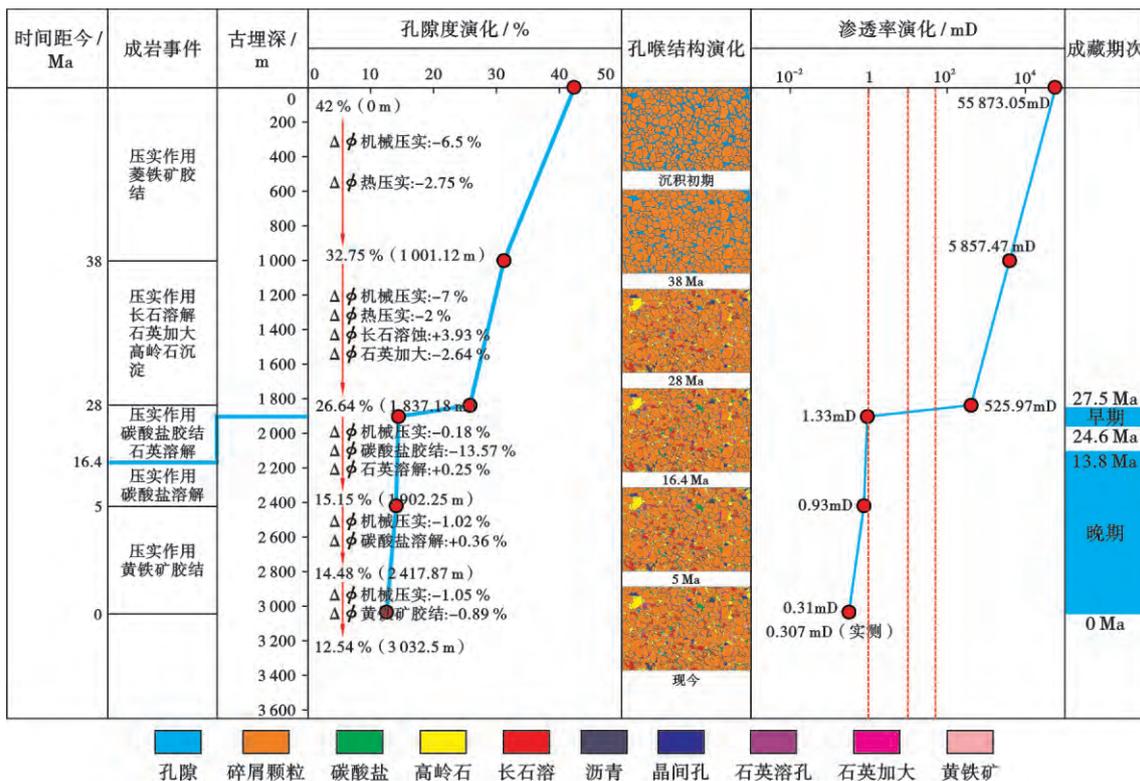


图 12 东营凹陷洼陷带浊积岩低渗储层物性演化恢复(牛 107 井 3 032.5 m)

Fig. 12 Evolution of porosity and permeability of low-permeability turbidites reservoirs in Dongying sag(Well Niu 107, 3 032.5 m)

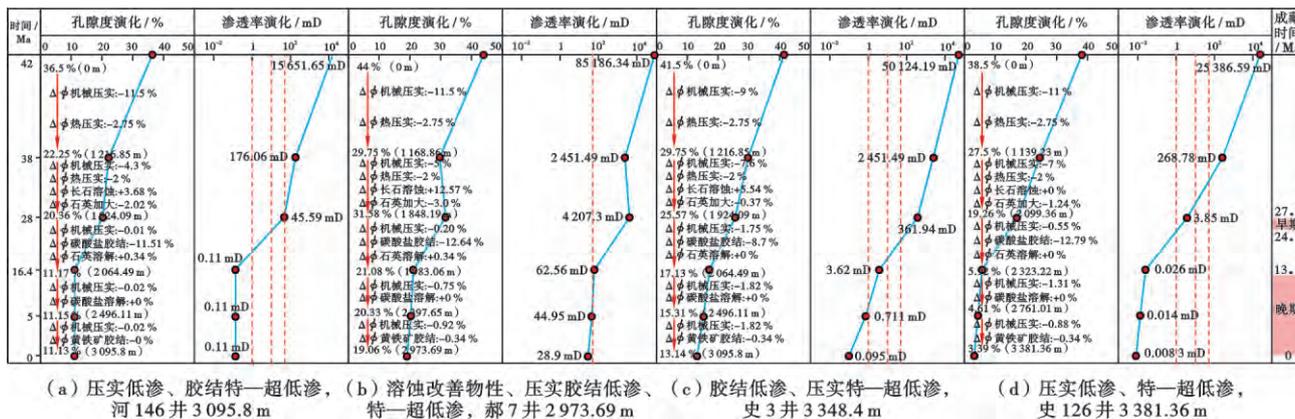


图 13 东营凹陷不同低渗成因储层物性演化过程

Fig. 13 Evolution of porosity and permeability of low-permeability reservoirs with different genesis in Dongying sag

砾岩体扇根以类型 1 最为发育, 扇中砂体中部以类型 5 为主, 砂体边部和扇缘砂体以类型 2 为主, 整体上以类型 1 最为发育^[15]。洼陷带浊积岩砂体沉积近端以类型 1 和类型 3 为主, 沉积中部以类型 5 为主, 沉积远端以类型 2 为主, 整体以类型 5 最为发育^[16]。缓坡带滩坝砂坝主体以类型 5 和类型 4 为主, 滩脊以类型 4 为主, 坝侧缘和滩席以类型 2 为主, 整体以类型 4 和类型 2 为主。储层在沉积初期均为非低渗储层, 埋藏成岩作用是导致储层低渗的主要原因, 压实和胶结作用发生的时间和强弱控制了储层低渗的形成过程, 溶蚀作用能够一定程度上延缓储层低渗发生的时间。根据储层低渗发生时间与油气成藏时间的对比可知, 压实和胶结作用主导的储层低渗类型 1—低渗类型 4 多发生在油气成藏之前, 而溶蚀延缓晚期压实胶结低渗类型 5 多为油气成藏后低渗(图 7、图 12、图 13)。

5 低渗透相对优质储层成因

5.1 相对优质储层内涵

低渗透相对优质储层为一相对概念, 指在普遍低孔、低渗背景下发育的物性相对较好的储层^[2]。根据研究区低渗透储层物性分布特征, 认为低渗透相对优质储层包含 2 个层次: 一为主要受沉积作用非均质性控制形成的, 在普遍低孔、低渗背景下局部发育的中—高孔、中—高渗储层; 二为主要受成岩作用非均质性控制形成的, 在普遍低孔、低渗背景下局部发育的中—高孔、低渗储层(图 3、图 4)。

5.2 相对优质储层成因

5.2.1 沉积作用控制

沉积作用控制砂体的分布, 对储层物性和后期成岩改造过程起主要控制作用^[32]。储层物性分布表明, 砂砾岩储层以沉积作用控制的相对优质储层发育为主, 滩坝砂岩储层发育部分受沉积作用控制的相对优质储

层, 浊积岩储层少量发育。取相同深度区间(2 000~3 500 m), 砂砾岩、滩坝砂岩、浊积岩受沉积作用控制的相对优质储层的比例分别为 33.1%、18.9% 和 13.9%(图 3、图 4)。成岩作用对储层物性的控制分析表明: 砂砾岩储层和滩坝砂岩储层溶蚀作用相对不发育; 砂砾岩储层压实作用减孔最为显著, 在强烈压实作用控制下, 以杂基支撑砾岩为主的扇根储层迅速演化为低孔、低渗储层[图 6(a)](如盐 23 井 3 674.95 m 深度附近的扇根储层); 以砂泥互层为主的扇缘薄层砂储层由于强烈碳酸盐胶结作用迅速演化为低孔、低渗储层[图 6(c)]; 而以砂质碎屑流、高密度浊流沉积为主的扇中含砾中—粗砂岩储层由于砂体厚度大、杂基含量相对低、分选相对较好, 抗压能力强^[30], 形成以原生孔隙为主的中—高孔、中—高渗相对优质储层(如永 924 井 2 836.49~2 894.99 m 井段的砂砾岩扇中储层, 其平均孔隙度为 17.16%, 平均渗透率为 146.4 mD), 这也是造成砂砾岩储层呈现低孔、低渗与中—高孔、中—高渗储层两级分化的重要原因。滩坝砂岩中的坝主体砂体由于厚度较大、杂基含量较低、分选较好^[14], 抗压能力次之, 在压实作用控制下同样发育部分中—高孔、中—高渗相对优质储层; 浊积岩储层中的中—高孔、中—高渗相对优质储层比例最低(图 4)。因而, 沉积作用控制下的沉积砂体相对较厚、沉积物粒度较粗、分选较好、杂基含量相对较低的优势相带是储层整体低渗背景下中—高孔、中—高渗相对优质储层有利发育区(图 14)。

5.2.2 成岩作用控制

在沉积作用的基础上, 成岩作用控制下的储层成岩演化过程是决定相对优质储层发育的重要原因^[1-2]。储层物性分布表明, 浊积岩储层以成岩作用控制的相对优质储层发育为主, 滩坝砂岩储层受成岩作用控制的相对优质储层较为发育, 砂砾岩储层少量发育, 取相同的深度区间(2 000~3 500 m), 浊积岩、滩坝砂岩和砂砾

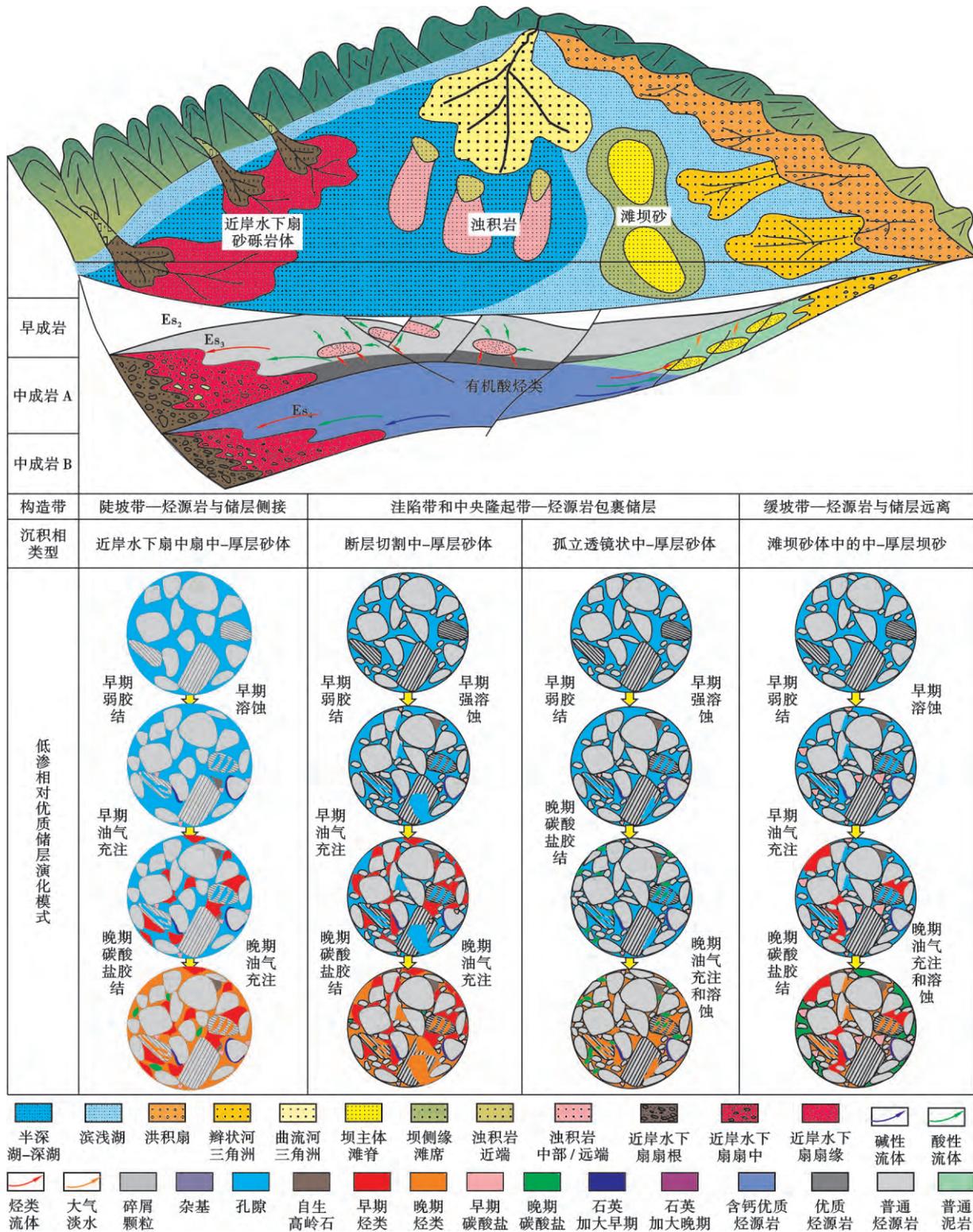


图 14 东营凹陷不同沉积相类型低渗透储层相对优质储层成因模式

Fig. 14 Genesis models of relatively high-quality low-permeability reservoirs of different sedimentary facies in Dongying sag

岩受沉积作用控制的相对优质储层比例分别为 56.3%、32.0%和 9.5%(图 3、图 4)。成岩作用对储层物性的控制分析表明,不同沉积类型溶蚀作用对储层物性影响存在显著差异;浊积岩储层由于被烃源岩包裹,处于持续酸性成岩环境,溶蚀作用最为发育(图 6、表 3);砂

砾岩储层和滩坝砂储层由于受碱性成岩环境和酸性成岩环境的双重控制,溶蚀作用相对不发育(图 6、表 3);滩坝砂储层由于距优质烃源岩相对较远,受碱性流体影响较砂砾岩储层相对弱,且大气淡水淋滤作用相对发育,其溶蚀作用较砂砾岩储层强^[14];储层溶蚀作用

发育程度与中—高孔、低渗相对优质储层的发育程度存在良好对应关系(图3、表3)。

成岩演化序列研究表明,压实作用和早期的碳酸盐胶结作用早于溶蚀作用,因而溶蚀作用对该类储层影响较小(图6)。在未发生强烈压实和早期强胶结储层中,以广泛发育的长石溶蚀作用为主;长石溶蚀对改善储层物性起到积极作用。长石溶蚀由于副产物沉淀仅能够增加少量储层孔隙度^[12,36]。但是,由于长石溶蚀早于早期油气充注时间,长石溶蚀形成的蠕虫状高岭石使得储层润湿性由水润湿向油润湿转变^[34],利于早期高极性组分低成熟油气富集。早期油气富集一方面能抑制晚期碳酸盐胶结;另一方面能进一步改变储层润湿性,控制晚期油气的继承性富集并进一步抑制晚期碳酸盐胶结作用^[3,34]。实际地质条件下,储层高岭石含量、低碳酸盐胶结物含量与高含油饱和度之间的对应关系进一步证实了储层的演化过程^[37](图11)。在长石溶蚀增孔作用和油气充注保孔作用的双重控制下,多形成低渗、中—高孔储层[图6(e)](如牛42井3257~3272.9m井段的油积岩储层,平均孔隙度为15.2%,平均渗透率仅为14.2mD),这类储层也与溶蚀延缓晚期压实胶结低渗成因类型储层相对应,是研究区最为常见的相对优质储层类型(图14)。

5.2.3 成因模式

低渗相对优质储层的形成是沉积组构和差异成岩演化控制下的必然结果。断陷湖盆构造区带的差异性决定了沉积体系的对应性;沉积物搬运过程中沉积动力机制的差异性决定了沉积相带的对应性;埋藏成岩演化过程的差异性则决定了相对优质储层成因的对应性。受断陷湖盆的成盆动力学过程控制,陡坡带、洼陷带和缓坡带的构造活动强度及沉积背景差异显著,使得陡坡带以近岸水下扇砂砾岩体最为发育,洼陷带以油积岩砂体最为发育,缓坡带以滩坝砂体最为发育^[38](图14)。由于沉积过程中动力机制的差异,陡坡带近岸水下扇砂砾岩体可进一步划分为沉积组构差异显著的扇根、扇中和扇缘沉积;洼陷带油积岩可进一步划分为沉积近端、中部和远端沉积;缓坡带滩坝砂可进一步划分为坝主体、坝侧缘、滩脊和滩席沉积^[38-39](图14)。陡坡带近岸水下扇砂砾岩体在埋藏成岩演化过程中扇根以早期强烈的压实作用为主,扇缘以早期碳酸盐强胶结作用为主;扇中沉积物粒度较粗、抗压能力强,利于储层物性保存,同时流体活动相对较强,利于后期的局部溶蚀和油气充注,形成沉积主控的相对优质储层(图14)。洼陷带油积岩砂体沉积远端薄层砂体受早期碳酸盐强胶结控制,沉积近端和中部—厚层砂体整体被烃源岩包裹,处于持续酸性成岩环境,溶蚀作

用相对发育,在地层压力和断层沟通作用下易于油气充注,形成成岩主控的相对优质储层^[40](图14)(如辛154井区,埋深2926~3019.9m范围内储层平均孔隙度为18.5%,平均渗透率为32.7mD);当沟通砂体与下部优质烃源岩的断层不发育时仅发育晚期油气充注,其储层物性要差于相同条件下的油源断层发育储层(图14)(如牛106井区,埋深3032.1~3066.33m范围内储层平均孔隙度为17.4%,平均渗透率为14.8mD)。缓坡带滩坝砂岩储层坝侧缘和滩席薄层砂体受早期碳酸盐强胶结控制,坝主体和滩脊中—厚层砂体由于整体远离优质烃源岩,溶蚀作用不强烈^[41],形成沉积和成岩综合控制下的相对优质储层(图14)。

6 结论

(1) 不同沉积相带砂体物质组成和储集特征存在显著差异,储层低渗是必然发展趋势;储层与烃源岩侧接的砂砾岩储层以压实作用为主,储层被烃源岩包裹的油积岩储层以溶蚀作用为主,储层与烃源岩远离的滩坝砂储层以胶结作用为主;埋藏过程与原始沉积环境的差异控制了成岩演化过程的差异。

(2) 压实作用和胶结作用是使储层物性降低的主要控制作用,溶蚀作用和油气充注一定程度上改善储层物性,延缓低渗。储层低渗成因类型包括:压实低渗、特超低渗,胶结低渗、特超低渗,压实低渗、胶结特超低渗,胶结低渗、压实特超低渗、溶蚀改善物性、压实胶结低渗—特超低渗5种主要类型;压实胶结控制储层低渗发生在油气成藏前,溶蚀延缓控制储层低渗发生在油气成藏后。

(3) 低渗相对优质储层包含2个层次:沉积作用主控形成整体低渗背景下的中—高孔、中—高渗相对优质储层,成岩作用主控形成整体低渗背景下的低渗中高孔相对优质储层。断陷湖盆构造区带的差异性决定了沉积体系的对应性;沉积物搬运过程中沉积动力机制的差异性决定了沉积相带的对应性;埋藏成岩演化过程的差异性则决定了相对优质储层成因的对应性。

致谢 研究团队针对低渗透碎屑岩储层特征量化表征和低渗相对优质储层成因的研究工作长期受到中国石油化工股份有限公司胜利油田分公司各级领导的支持,在此表示衷心感谢!

符号注释:K—渗透率,mD; $\Delta\phi$ —孔隙度变化。

参考文献

- [1] 操应长,远光辉,王艳忠,等.准噶尔盆地北三台地区清水河组低渗透储层成因机制[J].石油学报,2012,33(5):758-771.
CAO Yingchang, YUAN Guanghui, WANG Yanzhong, et al. Ge-

- netic mechanisms of low permeability reservoirs of Qingshuihe Formation in Beisantai area, Junggar Basin[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2012, 33(5): 758-771.
- [2] 杨晓萍, 赵文智, 邹才能, 等. 低渗透储层成因机理及优质储层形成与分布[J]. *石油学报*, 2007, 28(4): 57-61.
YANG Xiaoping, ZHAO Wenzhi, ZOU Caineng, et al. Origin of low-permeability reservoir and distribution of favorable reservoir [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2007, 28(4): 57-61.
- [3] 罗晓容, 王忠楠, 雷裕红, 等. 特超低渗砂岩油藏储层非均质性特征与成藏模式——以鄂尔多斯盆地西部延长组下组合为例[J]. *石油学报*, 2016, 37(增刊 1): 87-98.
LUO Xiaorong, WANG Zhongnan, LEI Yuhong, et al. Heterogeneity characteristics and accumulation model of ultra-low permeability sandstone reservoirs: a case study of the lower part of Yanchang Formation in the western Ordos Basin, China[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2016, 37(S1): 87-98.
- [4] 胡文瑞. 中国低渗透油气的现状与未来[J]. *中国工程科学*, 2009, 11(8): 29-37.
HU Wenrui. The present and future of low permeability oil and gas in China[J]. *Engineering Science*, 2009, 11(8): 29-37.
- [5] 李忠. 盆地深层流体-岩石作用与油气形成研究前沿[J]. *矿物岩石地球化学通报*, 2016, 35(5): 807-816.
LI Zhong. Research frontiers of fluid-rock interaction and oil-gas formation in deep-buried basins[J]. *Bulletin of Mineralogy, Petrology and Geochemistry*, 2016, 35(5): 807-816.
- [6] 杨正明, 张英芝, 郝明强, 等. 低渗透油田储层综合评价方法[J]. *石油学报*, 2006, 27(2): 64-67.
YANG Zhengming, ZHANG Yingzhi, HAO Mingqiang, et al. Comprehensive evaluation of reservoir in low-permeability oil-fields[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2006, 27(2): 64-67.
- [7] 刘金库, 孙永亮, 焦旭, 等. 碎屑岩储层低渗成因及优质储层发育机理——以歧口凹陷歧北斜坡沙二段储层为例[J]. *天然气地球科学*, 2016, 27(5): 799-808.
LIU Jinku, SUN Yongliang, JIAO Xu, et al. The genesis of low permeability of high-quality reservoirs in deep-buried clastic rock reservoirs and its development mechanism: a case study of Es₂ Formation in the slope area of Qikou sag[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2016, 27(5): 799-808.
- [8] 李妙, 侯云东, 罗静兰, 等. 致密砂岩储层埋藏—成岩—油气充注演化过程与孔隙演化定量分析——以鄂尔多斯盆地东部上古生界盒 8 段天然气储层为例[J]. *石油与天然气地质*, 2016, 37(6): 882-892.
LI Miao, HOU Yundong, LUO Jinglan, et al. Burial, diagenesis, hydrocarbon charging evolution process and quantitative analysis of porosity evolution: a case study from He 8 tight sand gas reservoir of the Upper Paleozoic in Eastern Ordos Basin[J]. *Oil & Gas Geology*, 2016, 37(6): 882-892.
- [9] 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.
- [10] 朱筱敏, 张守鹏, 韩雪芳, 等. 济阳拗陷陡坡带沙河街组砂砾岩体储层质量差异性研究[J]. *沉积学报*, 2013, 31(6): 1094-1104.
ZHU Xiaomin, ZHANG Shoupeng, HAN Xuefang, et al. On the differences of reservoir quality of Shahejie Fm. in steep slope zones of Jiyang sag[J]. *Acta Sedimentologica Sinica*, 2013, 31(6): 1094-1104.
- [11] 田景春, 谭先锋, 林小兵, 等. 冀状断陷湖盆不同构造区带成岩作用特征及差异性研究: 以东营凹陷沙河街组为例[J]. *现代地质*, 2009, 23(4): 683-690.
TIAN Jingchun, TAN Xianfeng, LIN Xiaobing, et al. Research on diagenetic difference of various structural belts in the half graben-like rift lake basin: taking Shahejie Formation in Dongying depression as an example[J]. *Geoscience*, 2009, 23(4): 683-690.
- [12] TAYLOR T R, GILES M R, HATHON L A, et al. Sandstone diagenesis and reservoir quality prediction: models, myths, and reality[J]. *AAPG Bulletin*, 2010, 94(8): 1093-1132.
- [13] BJØRLYKKE K, JAHREN J. 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[J]. *AAPG Bulletin*, 2012, 96(12): 2193-2214.
- [14] 操应长, 杨田, 王健, 等. 东营凹陷南坡沙四上亚段滩坝砂岩有效储层成因[J]. *中国石油大学学报: 自然科学版*, 2013, 37(6): 1-9.
CAO Yingchang, YANG Tian, WANG Jian, et al. 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[J]. *Journal of China University of Petroleum: Edition of Natural Science*, 2013, 37(6): 1-9.
- [15] 马奔奔, 操应长, 王艳忠. 东营凹陷盐家地区沙四上亚段储层低渗成因机制及分类评价[J]. *中南大学学报: 自然科学版*, 2014, 45(12): 4277-4291.
MA Benben, CAO Yingchang, WANG Yanzhong. Genetic mechanisms and classified evaluation of low permeability reservoirs of Es₄ in Yanjia area, Dongying depression[J]. *Journal of Central South University: Science and Technology*, 2014, 45(12): 4277-4291.
- [16] YANG Tian, CAO Yingchang, WANG Yanzhong, et al. The coupling of dynamics and permeability in the hydrocarbon accumulation period controls the oil-bearing potential of low permeability reservoirs: a case study of the low permeability turbidite reservoirs in the middle part of the third Member of Shahejie Formation in Dongying sag[J]. *Petroleum Science*, 2016, 13(2): 204-224.
- [17] YUAN Guanghui, GLUYAS J, CAO Yingchang, et al. Diagenesis and reservoir quality evolution of the Eocene sandstones in the northern Dongying sag, Bohai Bay Basin, East China[J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2015, 62: 77-89.
- [18] 杨田, 操应长, 王艳忠, 等. 东营凹陷沙三中亚段浊积岩低渗透储层有效性评价[J]. *中国石油大学学报: 自然科学版*, 2016, 40(4): 1-11.
YANG Tian, CAO Yingchang, WANG Yanzhong, et al. Effectiveness evaluation of low permeability turbidite reservoirs in the middle of the third Member of Shahejie Formation in Dongying sag[J]. *Journal of China University of Petroleum: Edition of Natural Science*, 2016, 40(4): 1-11.
- [19] 何生, 宋国奇, 王永诗, 等. 东营凹陷现今大规模超压系统整体分布特征及主控因素[J]. *地球科学: 中国地质大学学报*, 2012, 37(5): 1029-1042.
HE Sheng, SONG Guoqi, WANG Yongshi, et al. Distribution and major control factors of the present-day large-scale overpressured system in Dongying depression[J]. *Earth Science: Journal of China University of Geosciences*, 2012, 37(5): 1029-1042.
- [20] 蔡李梅, 陈汉红, 李纯泉, 等. 济阳拗陷东营凹陷沙三中亚段流体包裹体古流体势场恢复[J]. *石油与天然气地质*, 2009, 30(1): 17-25.
CAI Limei, CHEN Honghan, LI Chunquan, et al. Reconstruction

- of the paleo-fluid potential field of E_{s_3} in the Dongying sag of the Jiyang depression with systematic fluid inclusion analysis[J]. *Oil & Gas Geology*, 2009, 30(1): 17-25.
- [21] 孙秀丽. 东营凹陷北带深层油气充注机理及成藏模式研究[D]. 北京: 中国地质大学, 2010.
SUN Xiuli. Hydrocarbon charging mechanism and reservoir forming models in the deep formations of north belt, Dongying depression[D]. Beijing: China University of Geosciences, 2010.
- [22] 宋国奇, 郝雪峰, 刘克奇. 箕状断陷盆地形成机制、沉积体系与成藏规律——以济阳坳陷为例[J]. *石油与天然气地质*, 2014, 35(3): 303-310.
SONG Guoqi, HAO Xuefeng, LIU Keqi. Tectonic evolution, sedimentary system and petroleum distribution patterns in dustpan-shaped rift basin: a case study from Jiyang depression, Bohai Bay Basin[J]. *Oil & Gas Geology*, 2014, 35(3): 303-310.
- [23] 谭丽娟, 郭松. 东营凹陷博兴油田沙四上亚段滩坝砂岩油气富集特征及成藏主控因素[J]. *中国石油大学学报: 自然科学版*, 2011, 35(2): 25-31.
TAN Lijuan, GUO Song. Hydrocarbon accumulation features and main controlling factors of beach bar sandstone in upper E_{s_4} formation in Boxing oilfield, Dongying depression [J]. *Journal of China University of Petroleum; Edition of Natural Science*, 2011, 35(2): 25-31.
- [24] 刘传联, 赵泉鸿, 汪品先. 从化石群及壳体同位素看古近纪东营湖湖水化学[J]. *地球学报*, 2002, 23(3): 237-242.
LIU Chuanlian, ZHAO Quanhong, WANG Pinxian. Water chemistry of the Paleogene Dongying lake: evidence from fossil assemblages and shell isotopes[J]. *Acta Geoscientia Sinica*, 2002, 23(3): 237-242.
- [25] WORDEN R H, BURLEY S D. Sandstone diagenesis: the evolution of sand to stone[M]//BURLEY S D, WORDEN R H. *Worden Sandstone Diagenesis: Recent and Ancient*, New Jersey: Wiley-Blackwell, 2003: 1-44.
- [26] SURDAM R C, CROSSEY L J, HAGEN E S, et al. Organic-inorganic interactions and sandstone diagenesis[J]. *AAPG Bulletin*, 1989, 73(1): 1-23.
- [27] MA Benben, CAO Yingchang, ERIKSSON K A, et al. Burial evolution of evaporites with implications for sublacustrine fan reservoir quality: a case study from the Eocene $E_{s_4}^x$ interval, Dongying depression, Bohai Bay Basin, China[J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2016, 76: 98-114.
- [28] BOLES J R, FRANKS S G. Clay diagenesis in Wilcox Sandstones of Southwest Texas: implications of smectite diagenesis on sandstone cementation[J]. *Journal of Sedimentary Research*, 1979, 49(1): 55-70.
- [29] 王艳忠, 操应长, 葱克来, 等. 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[J]. *石油学报*, 2013, 34(6): 1100-1111.
WANG Yanzhong, CAO Yingchang, XI Kelai, et al. A recovery method for porosity evolution of clastic reservoirs with geological time: a case study from the upper submember of E_{s_4} in the Dongying depression, Jiyang subbasin[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2013, 34(6): 1100-1111.
- [30] ROSSI C, ALAMINOS A. Evaluating the mechanical compaction of quartzarenites: the importance of sorting (Llanos foreland basin, Colombia)[J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2014, 56: 222-238.
- [31] WANG Jian, CAO Yingchang, SONG Guoqi, et al. Diagenetic evolution and formation mechanisms of high-quality reservoirs under multiple diagenetic environmental constraints: an example from the paleogene beach-bar sandstone reservoirs in the Dongying depression, Bohai Bay Basin[J]. *Acta Geologica Sinica*, 2017, 91(1): 232-248.
- [32] 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.
- [33] 郝芳, 邹华耀, 杨旭升, 等. 油气幕式成藏及其驱动机制和识别标志[J]. *地质科学*, 2003, 38(3): 403-412.
HAO Fang, ZOU Huayao, YANG Xusheng, et al. Episodic petroleum accumulation, its driving mechanisms and distinguishing markers[J]. *Chinese Journal of Geology*, 2003, 38(3): 403-412.
- [34] BARCLAY S A, WORDEN R H. Effects of reservoir wettability on quartz cementation in oil fields[J]. *International Association of Sedimentologists*, 2000, 29: 103-117.
- [35] WILKINSON M, HASZELDINE R S. Oil charge preserves exceptional porosity in deeply buried, overpressured, sandstones: central North Sea, UK [J]. *Journal of the Geological Society*, 2011, 168(6): 1285-1295.
- [36] GILES M R. Mass transfer and problems of secondary porosity creation in deeply buried hydrocarbon reservoirs[J]. *Marine and Petroleum Geology*, 1987, 4(3): 188-204.
- [37] 陈鑫, 钟建华, 袁静, 等. 渤南洼陷古近系高岭石发育特征及转化机理[J]. *石油勘探与开发*, 2009, 36(4): 456-462.
CHEN Xin, ZHONG Jianhua, YUAN Jing, et al. Development and formation of Paleogene kaolinite, Bonan subsag[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2009, 36(4): 456-462.
- [38] 赵贤正, 蒲秀刚, 王家豪, 等. 断陷盆地缓坡区控砂控藏机制与勘探发现——以歧口凹陷歧北缓坡带为例[J]. *石油学报*, 2017, 38(7): 729-739.
ZHAO Xianzheng, PU Xiugang, WANG Jiahao, et al. Sand and reservoir controlling mechanism and exploration discovery in the gentle slope of fault basin: a case study of Qibei slope in Qikou sag[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2017, 38(7): 729-739.
- [39] 袁静, 梁绘媛, 梁兵, 等. 湖相重力流沉积特征及发育模式——以苏北盆地高邮凹陷深凹带戴南组为例[J]. *石油学报*, 2016, 37(3): 348-359.
YUAN Jing, LIANG Huiyuan, LIANG Bing, et al. Sedimentary characteristics and development model of lacustrine gravity flow: a case study of Dainan Formation in deep sag belt of Gaoyou depression, Northern Jiangsu Basin[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2016, 37(3): 348-359.
- [40] 苏奥, 陈红汉, 贺聪, 等. 琼东南盆地崖城区泄压带流体活动特征及成岩响应[J]. *石油学报*, 2016, 37(10): 1216-1230.
SU Ao, CHEN Honghan, HE Cong, et al. The characteristic of fluid activities and diagenetic responses of the pressure discharging zone in Yacheng area, Qiongdongnan Basin, South China Sea [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2016, 37(10): 1216-1230.
- [41] 黄志龙, 马剑, 梁世君, 等. 源-储分离型凝灰岩致密油藏形成机理与成藏模式[J]. *石油学报*, 2016, 37(8): 975-985.
HUANG Zhilong, MA Jian, LIANG Shijun, et al. Formation mechanism and hydrocarbon accumulation model of separated source-reservoir type tight tuff reservoir[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2016, 37(8): 975-985.

(收稿日期 2017-09-13 改回日期 2018-01-09 编辑 王培玺)