

文章编号: 1000-0550(2012)02-0231-09

济阳拗陷古近系深部储层成岩演化模式

袁静¹ 袁凌荣² 杨学君³ 李春堂¹

(1. 中国石油大学(华东)地球资源与信息学院 山东青岛 266555; 2. 中国海洋石油(中国)湛江分公司研究院 广东湛江 524057;
3. 中国石油塔里木油田分公司勘探开发研究院 新疆库尔勒 841000)

摘要 运用岩石薄片鉴定、扫描电镜分析、镜质体反射率分析、X-衍射分析和油层物性分析等手段,结合区域油气地质研究成果,以揭示济阳拗陷古近系深部碎屑岩储层的成岩演化模式和物性演化规律为目的开展工作。结果表明,济阳拗陷古近系深部碎屑岩储层主要受其所处构造背景、地层压力和流体环境的影响,发育6种成岩演化模式。弱陡坡/缓坡构造背景条件下发育早期中强超压—中强压实/胶结/溶蚀—多重介质成岩演化模式和晚期中强超压—(较)强压实/胶结/溶蚀—酸性介质成岩演化模式,超压形成的早晚是影响储层压实作用强弱的主要因素,而流体环境的差异与构造背景的差异有关。深洼陷发育弱超压/常压—(中)强压实/胶结—强溶蚀—热液酸性介质成岩演化模式和中弱超压—较强压实/胶结—强溶蚀—热液酸性介质成岩演化模式,热液活动加强了成岩流体对酸溶性组分的溶解,是该类成岩演化模式的主要影响因素。处于陡坡常压条件下的深层碎屑岩发育(中)强压实/胶结—弱溶蚀—热液酸性介质和强胶结—中弱溶蚀—多重介质成岩演化模式,早期沉积水体、后期成岩水体以及两者混合造成的多重介质是其主要影响因素。综合分析认为,层位和埋深是深部储层遭受成岩改造程度强弱的首要控制因素;构造位置是影响成岩压力场和流体场的基本前提;在不同的流体场背景中,深部热液对储层演化会不同影响;酸碱交替的多重成岩环境增加了次生孔隙带发育个数和次生孔隙垂向分布,但原始孔隙度保存率比以酸性介质为主的成岩环境低5%以上。

关键词 成岩演化模式 次生孔隙 影响因素 深层 古近系 济阳拗陷

第一作者简介 袁静 女 1972年出生 教授 储层沉积学和储层地质学 E-mail: drjyuan@163.com

中图分类号 P558.2 **文献标识码** A

济阳拗陷位于渤海湾盆地东南缘、郯庐大断裂西侧,呈北东走向,东西长230 km,南北宽120 km,面积29 000 km²,是在晚白垩世末期开始的上地幔上隆所引起的伸展裂陷作用的构造背景上发育起来的断陷盆地,属于渤海湾盆地构造的二级构造单元(图1)。济阳拗陷第三系沉积厚度逾6 000 m,主要由湖相成因的砂岩与泥岩组成,油气资源极其丰富。随着勘探程度不断加深,济阳拗陷古近系深层成为新的重要勘探目标,对其储层物性和储集空间特征的研究业已开展^[1~3],针对深层成岩演化和次生孔隙演化特征的研究也取得了丰硕的成果^[4~13]。本文选取济阳拗陷内钻井揭示较多的东营凹陷北部陡坡带(以下简称东营北带)、沾化凹陷渤南洼陷和车镇凹陷埋藏深度在3 500 m以下或层位属沙河街组四段和孔店组地层(埋藏深度均在2 800 m以下)为主要研究对象,结合区域油气地质研究成果,观察岩石薄片1 000余片,并进行了大量的扫描电镜、镜质体反射率、X-衍射和油层物性分析测试,系统研究了济阳拗陷古近系

深层碎屑岩储层成岩演化模式。

1 基本参数的求取

本次研究充分利用岩石铸体薄片鉴定和物性分析资料,对济阳拗陷古近系深层1 000余块岩石样品依据Scherer提出的湿砂原始孔隙度计算公式^[14]:

$$\text{原始孔隙度} = 20.91 + (22.9 / \text{Trask 分选系数})$$

计算了济阳拗陷沙三、沙四段各构造区块储层原始孔隙度。

在此基础上,修正Housknecht(1987)提供的公式计算出视压实率、视胶结率。

$$\text{视压实率} = [(\text{原始孔隙度} - \text{粒间体积}) / \text{原始孔隙度}] \times 100\% \quad (1)$$

$$\text{压实作用后孔隙度} = \text{粒间体积} = \text{粒间孔隙体积} + \text{胶结物体积} \quad \text{单位: \%}$$

式中数据来源于岩石薄片分析:粒间孔隙体积胶结物体积分别以原生孔隙面孔率和胶结物含量表征。在此过程中需将胶结物从填隙物中准确区分出来。

收稿日期: 2011-01-20; 收修改稿日期: 2011-03-22

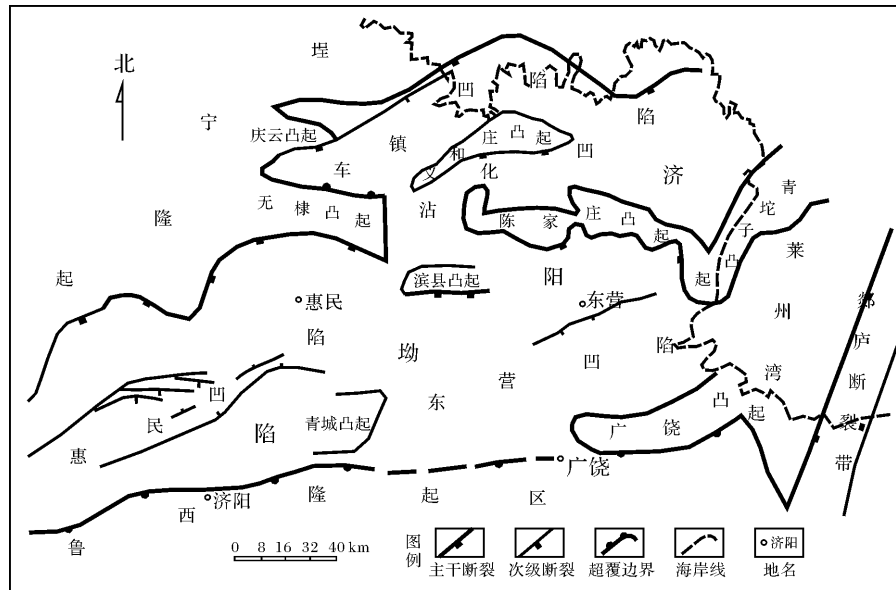


图1 济阳坳陷构造略图^[15]

Fig.1 The tectonic map of Jiyang sub-basin, Paleogene

同杂基相比,胶结物是碎屑岩中以化学沉淀方式形成于粒间孔隙的自生矿物,其成分主要为碳酸盐矿物,也有呈加大边状的石英和长石等。在单偏光下一般透光性较好,正交光下干涉色连片,具有高级干涉色;而杂基是分布于碎屑颗粒之间、与碎屑同时沉积的细小的碎屑组分,最常见的是高岭石、水云母、蒙脱石等粘土矿物,有时可见灰泥和云泥以及石英、长石等细粉砂碎屑,在单偏光下透光性差且污浊,正交光下干涉色呈星点状,即使重结晶为正杂基也不具有高级干涉色。

$$\text{视胶结率} = (\text{胶结物体积} / \text{粒间体积}) \times 100\%$$

(2)

表1 济阳坳陷主要区块古近系深层孔隙演化与成岩背景统计

Table 1 Table of porosity evolution histories of deep formations in Jiyang sub-basin, Paleogene

序号	区块/层位	原始孔隙度/%	压实后孔隙度/%	胶结后孔隙度/%	现今孔隙度/%	视压实率/%	视胶结率/%	视溶蚀率/%	压力系数	压力特征 ^[17]	成岩环境
1	车镇缓坡带/S3	35.0	18.6	5.6	14.5	46.9	69.9	68.5	>1.2	中强超压	酸性
2	渤南断裂带/S3	35.9	19.2	11.2	14.1	46.6	41.7	36.6	1.2~1.4	中超压	酸性
3	渤南断裂带/S4	35.4	16.4	6.4	10.2	53.8	61.0	38.1	1.2~1.4	中超压	热液多重
4	胜坨/S4	34.1	18.7	8.2	11.9	45.2	56.1	35.2	>1.5	强超压	多重
5	胜坨/S3	34.4	15	6.4	10.1	56.4	57.3	43.0	1.2~1.5	中强超压	多重
6	车镇缓坡带/S4	34.6	9.7	4.1	8	72.0	57.7	69.6	>1.2	中强超压	酸性
7	渤南深洼陷/S3	33.8	11.4	7.4	13.4	66.2	35.0	150	0.9~1.2	常压一弱超压	热液酸性
8	孤西断裂带/S3	35.3	16.1	10.7	14.2	54.4	33.8	65.6	0.9~1.2	常压一弱超压	热液酸性
9	渤南深洼陷/S4	32.6	11.7	4.5	9.8	64.0	61.5	72.8	1.0~1.4	中弱超压	热液酸性
10	埕南断裂带/S3	34.3	23.2	5.9	8.8	32.4	74.4	16.5	0.9~1.1	常压	热液酸性
11	埕南断裂带/S4	33.2	12.0	2.6	6.5	63.7	78.4	41.4	0.9~1.1	常压	多重
12	民丰/S4	36.6	14.7	1.6	4.2	59.8	89.1	19.8	0.9~1.2	常压一弱超压	多重
13	车镇陡坡带/S3	31.2	23.7	1.1	4.4	24.0	95.4	14.6	0.9~1.1	常压	多重
14	车镇陡坡带/S4	32.7	17.3	1	4.1	47.1	94.2	19.0	0.9~1.1	常压	多重

胶结作用后孔隙度 = 粒间孔隙体积 / 胶结物体积, 单位: %。

$$\text{视溶蚀率} = (\text{溶蚀产生的孔隙度} / \text{胶结物体积}) \times 100\% \quad [16] \quad (3)$$

溶蚀产生的孔隙度 = 现今孔隙度 - 胶结作用之后孔隙度, 单位: %。

式(1)~(3)中数据分别来自铸体薄片报告和油层物性分析报告。视压实率、视胶结率和视溶蚀率分级标准相同:

视压实率/视胶结率/视溶蚀率 (%)	<30	30~50	50~70	>70
压实程度/胶结程度/溶蚀程度	弱	中	较强	强

计算结果表明(表 1), 济阳拗陷深层不同层位、不同构造区块储层物性演化历史差异较大。沙三段储层原始孔隙度介于 31.2% ~ 35.94% 之间, 现今孔隙度为 4.4% ~ 14.5%; 沙四段储层原始孔隙度为 32.7% ~ 36.6%, 现今孔隙度一般为 4.1% ~ 11.9%。

2 储层成岩演化模式

以储层成岩作用研究、物性特征研究及孔隙演化史研究为基础, 结合地层压力研究成果(表 1), 将济阳拗陷深部碎屑岩储层总结为以下成岩演化模式。

2.1 弱陡坡/缓坡—中强超压成岩演化模式

2.1.1 早期中强超压—中强压实/胶结/溶蚀—多重介质成岩演化模式

胜坨地区沙三—沙四段、渤南断裂带沙三—沙四段和车镇缓坡带沙三段所处的古地形均为坡度较缓的陡坡或缓坡带, 地层压力为中—强超压, 具有酸性和碱性多重溶解作用^[9, 12], 镜下可见碳酸盐组分和石英质组分不同程度的溶解, 原始孔隙度 34.1% ~ 35.94%, 视压实率 45.2% ~ 56.4%, 平均为 49.8%, 视胶结率 41.7% ~ 69.9%, 平均为 57.2%, 视溶蚀率介于 35.2% ~ 68.5%, 平均值为 44.3%, 尽管埋深达 4 000 m 以上, 但现今孔隙度 10.1% ~ 14.5%, 属济阳拗陷古近系深部碎屑岩储层中物性最好的一类, 可总结为“早期中强超压—弱陡坡/缓坡—中强压实/胶结/溶蚀—多重介质成岩演化模式”(图 2)。

遵循该模式的储层共同的成岩场特征是从沙三段下亚段开始发育的快速沉积逐渐形成中—强异常高压场^[18, 19], 抑制了早期压实作用, 保留较大原生孔隙, 为胶结物的系统内沉淀提供了空间, 在后期成岩介质发生变化时又因溶解作用形成次生孔隙, 极大地改善了储层物性。中—强超压的压力背景有助于超压裂缝的形成; 在此背景下, 酸溶性孔隙的主要贡献者为长石质颗粒, 碳酸盐组分很少溶解, 局部热液活动促进了该类孔隙的进一步发育^[20]。碱性介质对石英质组分的溶解增添了新的次生储集空间^[9]。根据各区块各层段具体成岩改造过程可将该成岩演化模式划分为以车镇缓坡带沙三段储层为代表的中压实—较强胶结—酸性介质较强溶蚀(图 2A)、以渤南断裂带沙三段储层为代表的中压实—中胶结—热液酸性介质中溶蚀(图 2B)和渤南断裂带沙四段(图 2C)、胜坨沙三、沙四段储层为代表的中/较强压实—较强胶结—多重介质中溶蚀(图 2D, E)等三个二级

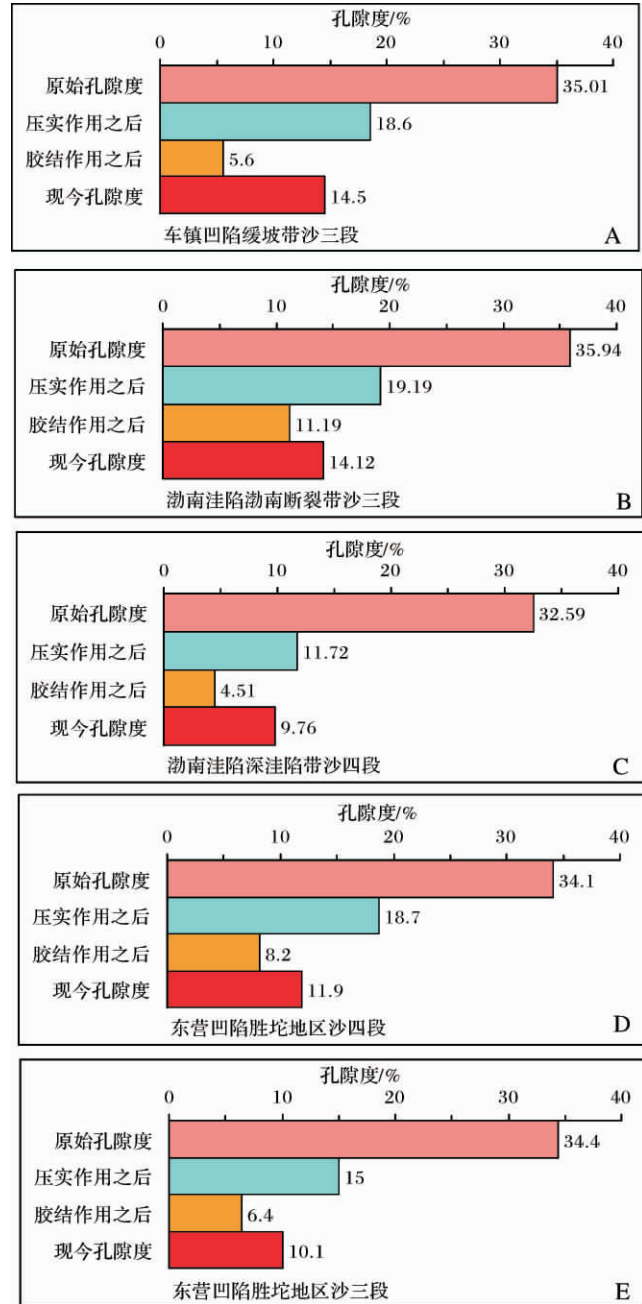


图 2 弱陡坡/缓坡—早期中/强超压—中强压实/胶结/溶蚀—多重介质成岩演化模式图

Fig. 2 The diagenetic evolution modes of early moderate-strong overpressure, moderate-strong compaction, cementation and dissolution with the multiple medium on the weak steep slopes or the gentle slopes

成岩演化模式。

2.1.2 晚期中强超压—(较)强压实/胶结/溶蚀—酸性介质成岩演化模式

车镇缓坡带沙四段储层属晚期中/强超压—缓坡/深洼陷—(较)强压实—胶结—溶蚀—酸性介质

成岩演化模式(图3)。砂岩储层基本为长石岩屑砂岩,杂基含量8.5%,胶结物平均含量为9.3%。原始孔隙度34.6%,现今孔隙度8%,保留23.1%的原始孔隙。薄片和扫描电镜观察表明,储层粒内破裂和溶蚀较为常见;粒间孔隙被大量自生高岭石占据,严重损害了储层的渗透性,如车252井3581.7m,孔隙度为9.27%,渗透率仅有 $2.3 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

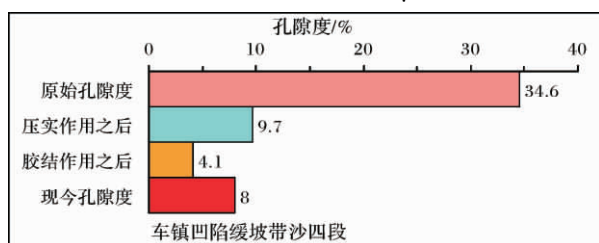


图3 缓坡—晚期中强超压—(较)强压实/胶结/溶蚀—酸性介质成岩演化模式图

Fig. 3 The diagenetic evolution mode of late moderate-strong overpressure, little strong compaction, cementation and dissolution with the acidic medium on the gentle slope

根据计算,储层现今地层压力为中—强超压(压力系数1.4~1.8),成岩早期遭受强压实,表明超压发生在成岩作用之后。由于超压影响流体畅通,造成体系内胶结物大量沉淀,并产生超压裂缝。中成岩A期的酸性流体进入储层,促使长石质组分溶解,储集空间以孔缝复合系统和粒内孔为主。储层埋深至3550~3650m时粘土矿物中高岭石含量减少,绿泥石和伊利石含量增加,伊/蒙混层比为20%,成岩介质碱度增强,储层进入中成岩A2亚期。埋深4000~4150m处长石组分再次蚀变,高岭石含量增加,形成又一个次生孔隙发育带。

2.2 深洼陷—强溶蚀—热液酸性介质成岩演化模式

2.2.1 弱超压/常压—(中)强压实/胶结模式

渤南深洼陷带沙三段(图4A)和孤西断裂带沙三段(图4B)储层可概括为深洼陷—弱超压/常压—(中)强压实/胶结—热液酸性介质强溶蚀成岩演化模式,其储层以岩屑长石砂岩为主,杂基含量7.7%,胶结物含量3.1%,原始孔隙度33.81%~35.31%,现今孔隙度13.43%~14.22%,保留39.7%~40.3%的原始孔隙。

该演化模式的现今压力背景为常压或弱超压,储层早期压实作用较强。由于埋深较浅,加之地层压力基本正常,体系相对开放,利于流体畅通,胶结作用中等,溶解作用发育。配合有机质成烃释放的有机酸,

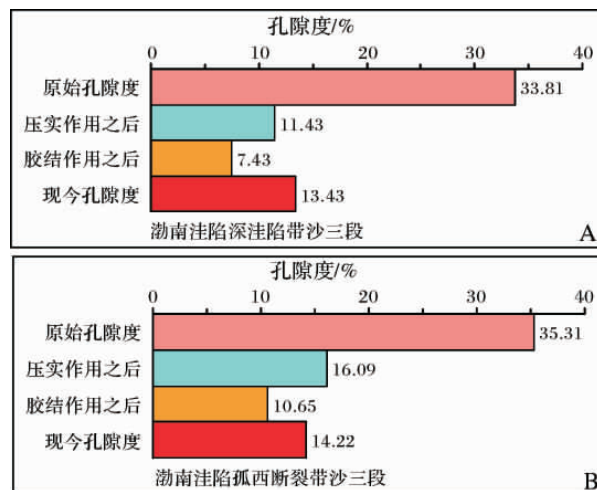


图4 深洼陷—弱超/常压—较强压实—中胶结—强溶蚀—热液酸性介质成岩演化模式图

Fig. 4 The diagenetic evolution modes of weak overpressure or normal pressure, little strong compaction, moderate cementation and strong dissolution with thermal fluid medium in the deep sags

深部酸性含矿热液进入储层后溶解碳酸盐、长石等硅酸盐矿物形成次生孔隙^[5],同时形成粒缘裂缝和颗粒碎裂,最终构成以原生和次生孔隙为主的孔缝复合储集空间系统。

2.2.2 中/弱超压—较强压实—较强胶结模式

渤南深洼陷沙四段储层属于深洼陷—中/弱超压—较强压实/胶结—强溶蚀—热液酸性介质成岩演化模式(图5),其砂岩属于长石岩屑砂岩,杂基8.8%,胶结物8.5%。原始孔隙度32.59%,现今孔隙度9.76%,保留了30%的原始孔隙。

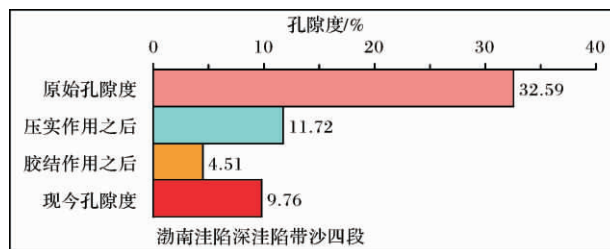


图5 深洼陷—中/弱超压—较强压实/胶结—强溶蚀—热液酸性介质成岩演化模式图

Fig. 5 The diagenetic evolution mode of weak-moderate overpressure, little strong compaction and cementation and strong dissolution with the thermal fluid medium in the deep sag

由于储层原始组分结构成熟度较低,且有较多的

塑性颗粒,成岩早期遭受较强的压实作用。随后局部嵌晶式方解石、晶粒铁白云石、粘土矿物和石英次生加大、伊利石等胶结作用使储层遭受较强胶结作用。由于深洼陷砂砾岩紧邻烃源岩,富含有机酸和二氧化碳的酸性流体侵入该层段,特别是深部热液进入储层^[5],造成颗粒碎裂的同时,强化了酸性成岩环境,使长石质组分、碳酸盐胶结物和不稳定岩屑、云母等都受到了较强的溶蚀作用。如储层埋深 3 250 ~ 3 600 m 深度段方解石和白云石含量明显减少,自生石英从无到有,含量显著增加,绿泥石含量显著增加,反映成岩环境酸性增强的变化过程。镜下观察表明,该区块连通性较好的粒间、粒内孔隙和裂缝同时对物性产生积极影响,构成了以孔隙为主,裂缝为辅的储集系统。如渤深 4 井埋深 4 116.77 m 处储层粒间溶孔、伸长状孔隙和粒内裂缝均较发育,有效地改善了储层物性。

2.3 陡坡—常压—(中)弱溶蚀—成岩演化模式

2.3.1 中(强)压实/胶结—热液酸性介质弱溶蚀模式

埕南断裂带沙三段储层为陡坡—常压—中压实—强胶结—热液酸性介质弱溶蚀成岩演化模式(图 6)。砂岩储层属长石质岩屑砂岩,杂基含量仅 2%,胶结物含量高达 20%。原始孔隙度 34.3%,现今孔隙度 8.78%,保留 25.6% 的原始孔隙。成岩早期由于储层杂基含量低,仅遭受中等压实作用,保留大量原生孔隙。在随后的成岩过程中,伴随有机质的成熟和深部热流活动,沿断裂上涌的热流体与沿断裂下渗的大气淡水在断层附近的储层中交汇,造成方解

石、铁白云石、黄铁矿等胶结物大量沉淀。在深部热液的参与下,在酸性环境中长石类组分的弱溶蚀增加了部分孔隙空间。

该区块沙三段储层渗透率与孔隙度相关性不明显,且渗透率较低,结合镜下鉴定和扫描电镜观察,认为残留原生粒间孔、溶蚀粒内孔和连通性较差的微孔隙是该区块主要的储集空间类型。

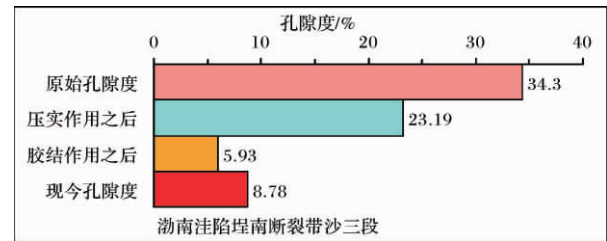


图 6 陡坡—常压—中压实—强胶结—弱溶蚀—热液酸性介质成岩演化模式图

Fig. 6 The diagenetic evolution mode of normal pressure, moderate compaction, strong cementation and weak dissolution with the thermal fluid medium on the steep slope

2.3.2 强胶结—多重介质中弱溶蚀模式

埕南断裂带沙四段、车镇凹陷沙三—沙四段和民丰地区沙四下亚段所处的古地形均为陡坡带,地层压力为常压,具有酸性和碱性多重溶解作用,原始孔隙度 31.2% ~ 36.6%,视压实率 24% ~ 63.7%,视胶结率 75.4% ~ 98.4%,视溶蚀率介于 14.6% ~ 41.4%,现今孔隙度 4.1% ~ 6.51%,属济阳坳陷古近系深部碎屑岩储层中物性最差的一类,可归纳为陡坡—常压—强胶结—中/弱溶蚀—多重介质成岩演化模式(图 7)。

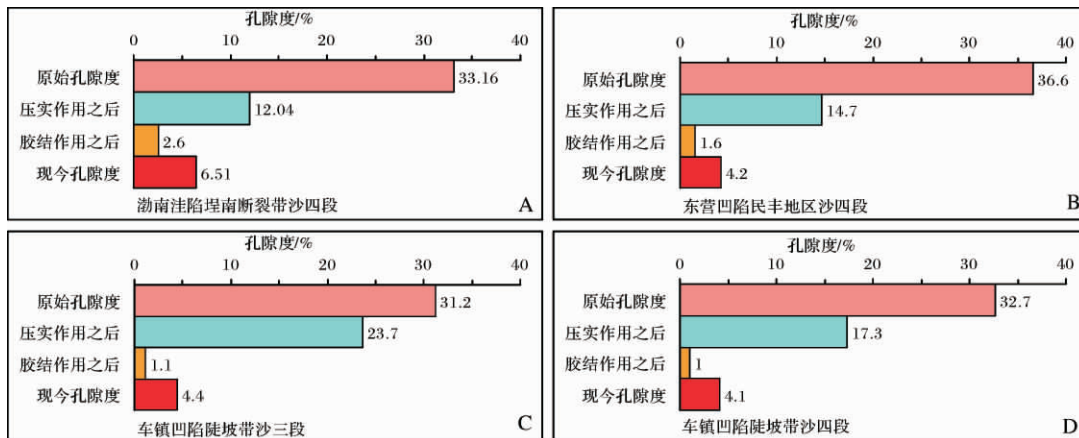


图 7 陡坡—常压—强胶结—中/弱溶蚀—多重介质成岩演化模式图

Fig. 7 The diagenetic evolution modes of normal pressure, strong cementation and moderate or weak dissolution with the multiple medium on the steep slopes

遵循该模式的储层共同的成岩场特征是常压,受岩石组分的影响,早期压实作用程度差别较大,如埕南断裂带沙四段储层杂基平均含量 13.5%,为各区块中最高的,压实作用较强。储层附近的深大断裂一方面作为深部烃类等热流体的主要垂向运移通道,同时又为大气淡水下渗创造了有利条件,两种性质不同的流体沿断层面相向运移而发生混合,由于流体温压条件和化学性质的突然改变,必然导致胶结物的大规模沉淀,使储层遭受强烈的胶结作用。同时构造活动造成脆性组分的破裂,形成裂缝,沟通了储集空间。另外沙四段盐度较高的沉积水体为后期的碱性成岩介质提供了物质基础,也成为该类储层普遍遭受强烈胶结作用和多重介质溶解作用的原因之一。

根据各区块各层段具体成岩改造过程可将埕南断裂带沙四段、民丰沙四下亚段储层和车镇陡坡带沙三一沙四段可分别归纳为较强压实—强胶结—多重介质中溶蚀(图 7A)、较强压实—强胶结—多重介质弱溶蚀(图 7B)和弱/中压实—强胶结—多重介质弱溶蚀二级成岩演化模式(图 7C、D)。

3 影响储层孔隙—成岩演化的主要因素

3.1 层位和埋深

3.1.1 沙三段

济阳拗陷沙三段储层埋深较浅,成岩演化程度也较浅,具有原始物性好,现今孔隙度高的特点(表 1)。例如各重点区块原始孔隙度由高到低排序为:渤南断裂带—孤西断裂带—车镇缓坡带—胜坨地区—埕南断裂带—渤南深洼陷—车镇陡坡带,现今孔隙度由高到低排序为:车镇缓坡带—孤西断裂带—渤南断裂带—渤南深洼陷—胜坨地区—埕南断裂带—车镇陡坡带。两者排序具有相对的统一性,表明现今物性明显主要受原始物性控制,即沉积作用对沙三段储层物性具有主导控制作用。

3.1.2 沙四段

同沙三段相比,沙四段储层埋藏较深,成岩作用程度较强(表 1)。沙四段储层原始孔隙度由高到低排序为:民丰地区—渤南断裂带—车镇缓坡带—胜坨地区—埕南断裂带—车镇陡坡带—渤南深洼陷;现今孔隙度由高到低排序为:胜坨地区—渤南断裂带—渤南深洼陷—车镇缓坡带—埕南断裂带—民丰地区—车镇陡坡带,原始孔隙度和现今孔隙度高低排序没有呈现出相对的统一性,表明沉积作用对研究区沙四段

储层的现今物性影响不大。

进一步分析发现,同为沙四段储层,在同样的构造位置和压力背景下,由于埋深差异,成岩改造历史会有明显差别。如民丰洼陷和车镇凹陷沙四段储层,同为陡坡带,同为正常地层压力背景,但由于埋深差异,遭受的压实作用程度不同,进而影响到其它成岩事件,最终对储层物性产生影响。具体来说,民丰洼陷沙四下亚段储层底部埋深超过 5 600 m,尽管原始孔隙度高达 36.6%,但持续的深埋使其遭受较强压实的作用;同一层位的车镇凹陷沙四段储层,原始孔隙度仅有 32.7%,最大埋深在 4 700~4 800 m,仅遭受中等强度的压实作用;压实作用后两者后者的孔隙度反超前者。

3.2 构造

对济阳拗陷深层主力层位沙三一沙四段各主要构造区块储层的孔隙发育和成岩改造历史进行定量计算的结果表明,东营凹陷陡坡带胜坨地区沙三一沙四段、渤南断裂带沙三一沙四段和车镇缓坡(洼陷)带沙三段具有类似的孔隙发育和成岩改造历史,同为弱陡坡/缓坡—中/强超压—中/较强压实—较强胶结—多重介质中溶蚀成岩演化模式;东营北带民丰洼陷、埕南断裂带及车镇陡坡带沙四段孔隙演化史与成岩改造史较为接近,遭受陡坡—常压—较强压实—强胶结—中/弱溶蚀成岩改造作用,现今孔隙度在研究区各构造区带中最低。上述孔隙发育与成岩演化模式具有构造位置上的相对统一性,反映了构造对地层压力和储层成岩改造的主导性影响。

3.3 地层压力

从表 1 可以看出,同为沙三段储层,具有超压条件的东营北带胜坨地区、渤南断裂带和车镇缓坡(洼陷)带储层物性比常压条件下的埕南断裂带和车镇陡坡带好,表明异常高地层压力对储层成岩改造具有积极影响。

同为沙四段储层,具有中等超压条件的渤南断裂带和胜坨地区物性条件最好;其次为中弱超压条件的渤南深洼陷带;车镇缓坡(洼陷)带目前为中/强超压,但早期遭受了强压实作用,尽管后期溶蚀作用强烈,目前孔隙度仅为 8%,结合前人对该凹陷压力史研究成果,认为晚期超压对储层物性原始孔隙度保存和物性改善影响不明显。民丰洼陷、埕南断裂带和车镇陡坡带沙四段储层为正常地层压力,压实作用和胶结作用强烈,溶解作用中等—弱,现今孔隙度在各区带中最低。

综上所述,中等异常高地层压力对储层原始物性保存和进一步改造意义较大。早期超压对储层原始物性的保存和改善具有积极影响;晚期超压对储层物性的成岩改造作用不大。

3.4 深部热液

深部热液对储层成岩改造的积极影响显而易见,如渤南深洼陷带沙三段和孤西断裂带沙三段储层具有明显的热液活动证据^[5],这两个区块尽管地层压力仅为弱/常压,早期压实作用较强—强,但溶蚀作用非常强烈,储层现今孔隙度均值高于同层段其他区块。又如同为常压地层,具有深部热液活动的埕南断裂带沙三段储层胶结作用明显弱于无热液活动的车镇陡坡带沙三段储层,现今孔隙度明显好于后者。

进一步研究发现,深部热液对储层成岩演化是否具有积极影响与热液进入储层时成岩介质的酸碱性关系密切。储层为酸性介质环境时热液侵入,不但可以产生碎裂纹,还可以促进酸溶性矿物的进一步溶解而扩大孔隙空间,如上述渤南深洼陷带沙三段和孤西断裂带沙三段储层。储层成岩介质为碱性时热液侵入,虽然能产生碎裂,但酸性热液与碱性成岩介质中和造成胶结物大量沉淀,不利于储层成岩改造,如渤南断裂带和胜坨地区沙四段储层同为中超压地层压力,前者原始孔隙度高于后者的条件下,在碱性环境下的热液活动使渤南断裂带现今孔隙度明显低于无热液活动,碱性成岩作用明显的胜坨地区。

3.5 多重成岩环境

结合前文研究成果,并比较各类成岩演化模式的原始孔隙度保存率(现今孔隙度/原始孔隙度,以下简称保孔率)可以发现,具有酸碱交替的多重成岩环境的储层尽管在垂向上发育多个次生孔隙带,但性质不同的流体混合也造成了胶结物的大量沉淀,储层多为较强—强胶结和中—弱溶蚀,保孔率比相同构造背景和温压条件下的酸性成岩环境低5%以上。如胜坨地区沙三—沙四段和渤南断裂带沙四段储层经历多重成岩介质,胶结作用较强,溶蚀作用中等,孔隙度保存率不超过35%;而类似构造背景和超压条件的车镇缓坡带沙三段和渤南断裂带沙三段储层主要经历酸性成岩环境,溶蚀作用更为强烈,现今孔隙度均在14%以上,孔隙度保存率超过40%。埕南断裂和民丰洼陷沙四段、车镇陡坡沙三—沙四段储层均经历多重成岩介质,不论早期压实作用是否强烈,均遭受强胶结作用,溶蚀作用较弱,现今孔隙度在济阳拗陷各区块中最低,孔隙保存率也最低。

4 结论

济阳拗陷古近系深部碎屑岩储层主要受其所处构造背景、地层压力和流体环境的影响,发育6种成岩演化模式。弱陡坡/缓坡构造背景条件下发育早期中强超压—中强压实/胶结/溶蚀—多重介质成岩演化模式和晚期中强超压—(较)强压实/胶结/溶蚀—酸性介质成岩演化模式,超压形成的早晚是影响储层压实作用强弱的主要因素,而流体环境的差异与构造背景的差异有关。深洼陷发育弱超压/常压—(中)强压实/胶结—强溶蚀—热液酸性介质成岩演化模式和中弱超压—较强压实/胶结—强溶蚀—热液酸性介质成岩演化模式,热液活动加强了成岩流体对酸溶性组分的溶解,是该类孔隙—成岩演化模式的主要影响因素。处于陡坡常压条件下的深层碎屑岩发育(中)强压实/胶结—弱溶蚀—热液酸性介质和强胶结—中弱溶蚀—多重介质成岩演化模式,早期沉积水体、后期成岩水体以及两者混合造成的多重介质是其主要影响因素。

综合分析认为,层位和埋深是深部储层遭受成岩改造程度强弱的首要控制因素;构造位置是影响成岩压力场和流体场的基本前提;在不同的流体场背景中,深部热液对储层演化会不同影响:促进酸性成岩场中酸溶性矿物的溶蚀,有利于次生孔隙发育,中和碱性成岩环境,造成大量胶结物沉淀,损害储层物性;酸碱交替的多重成岩环境增加了次生孔隙带个数和次生孔隙垂向分布,但原始孔隙度保存率比以酸性介质为主的成岩环境低5%以上。计算结果表明,弱陡坡/缓坡—早期中强超压—中强压实/胶结/溶蚀—多重介质成岩演化模式和深洼陷—弱超压/常压—(中)强压实/胶结—强溶蚀—热液酸性介质成岩演化模式储层孔隙度保存率较其它成岩演化模式为高;陡坡—常压—强胶结—中弱溶蚀—多重介质成岩演化模式储层孔隙度保存率在各成岩演化模式中最低。

参考文献(References)

- 1 蔡进功,谢忠怀,刘宝军,等. 胜利油区深部砂岩储集层类型及特征[J]. 石油学报, 2001, 22(5): 34-37 [Cai Jingong, Xie Zhong-huai, Liu Baojun, et al. Type and characteristics of deep sandstone reservoirs in Shengli petroleum province [J]. Acta Petrolei Sinica, 2001, 22(5): 34-37]
- 2 蔡正旗,董兆雄,朱轶,等. 沾化凹陷深层储层特征研究[J]. 西部探矿工程, 2005, 113: 68-70 [Cai Zhengqi, Dong Zaoxiong, Zhu Yi, et al. Research of deep reservoir characteristics in Zhanhua Sag

- [J]. West-China Exploration Engineering, 2005, 113: 68-70]
- 3 李军亮. 民丰洼陷盐下深层天然气储层特征[J]. 油气地质与采收率, 2007, 14(4): 48-49 [Li Junliang. Reservoir characteristics of deep-seated gas under gypseous-salt rock in Minfeng Sag[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2007, 14(4): 48-49]
 - 4 钱铮, 李淳, 李跃, 等. 济阳拗陷深层砂岩储层成岩作用及其阶段划分[J]. 石油大学学报: 自然科学版, 1996, 20(2): 6-11 [Qian Zheng, Li Chun, Li Yue, et al. Diagenesis of deep sandstone reservoir and the stage dividing in Jiyang Depression[J]. Journal of the University of Petroleum, China: Scientia Geologica Sinica, 1996, 20(2): 6-11]
 - 5 吴富强, 鲜学福, 李后蜀. 胜利油区渤南洼陷沙四上亚段深部储层形成机理[J]. 石油学报, 2003, 24(1): 44-48 [Wu Fuqiang, Xian Xuefu, Li Houshu. Deep reservoir forming mechanism in the upper part of the fourth member of Shahejie Formation in Bonan subsag of Shengli Oil Field[J]. Acta Petrolei Sinica, 2003, 24(1): 44-48]
 - 6 吴富强, 汪东波. 胜利油区渤南洼陷沙四上亚段成岩演化序列研究[J]. 华南地质与矿产, 2005, 1: 54-59 [Wu Fuqiang, Wang Dongbo. Diagenetic sequence of the upper Sha 4 Member in Bonan subsag, Shengli Oilfield[J]. Geology and Mineral Resources of South China, 2005, 1: 54-59]
 - 7 张善文, 袁静, 隋风贵, 等. 东营凹陷北部沙河街组四段深部储层多重成岩环境及演化模式[J]. 地质科学, 2008, 43(3): 576-587 [Zhang Shanwen, Yuan Jing, Sui Fenggui, et al. Multiple diagenetic environments and evolution model in deep formation of the 4th Member, Shahejie Formation in the northern Dongying Sag[J]. Chinese Journal of Geology, 2008, 43(3): 576-587]
 - 8 李凤娟. 东营凹陷盐下次生孔隙的发育及其影响因素分析[J]. 重庆科技学院学报: 自然科学版, 2005, 7(4): 9-12 [Li Fengjuan. The development of the secondary pore of underlying formation in Dongying Depression and analysis of its affecting factors [J]. Journal of Chongqing University of Science: Scientia Geologica Sinica, 2005, 7(4): 9-12]
 - 9 袁静, 张善文, 乔俊, 等. 东营凹陷深层溶蚀孔隙的多重介质成因机理和动力机制[J]. 沉积学报, 2007, 25(6): 45-51 [Yuan Jing, Zhang Shanwen, Qiao Jun, et al. Cause of formation and dynamic mechanisms in multiple medium of dissolved pores in deep formation of Dongying Sag[J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2007, 25(6): 45-51]
 - 10 王勇, 钟建华, 马锋, 等. 济阳拗陷陡坡带深层砂砾岩体次生孔隙成因机制探讨[J]. 地质学报, 2008, 82(8): 1152-1159 [Wang Yong, Zhong Jianhua, Ma Feng, et al. The mechanism of secondary porosity in the deep-seated gravel reservoirs on the steep slope belt, Jiyang Depression[J]. Acta Geologica Sinica, 2008, 82(8): 1152-1159]
 - 11 蔡进功, 谢忠怀, 田芳, 等. 济阳拗陷深层砂岩成岩作用及孔隙演化[J]. 石油与天然气地质, 2002, 23(1): 84-88 [Cai Jingong, Xie Zhonghuai, Tian Fang, et al. Diagenesis and pore evolution of deep sandstones in Jiyang Depression[J]. Oil & Gas Geology, 2002, 23(1): 84-88]
 - 12 袁静. 东营凹陷下第三系深层成岩作用及次生孔隙发育特征[J]. 煤田地质与勘探, 2003, 31(3): 20-22 [Yuan Jing. Diagenesis and secondary pore development in Paleogene deep formation in Dongying Sag[J]. Coal Geology & Exploration, 2003, 31(3): 20-22]
 - 13 安爱琴, 纪友亮, 单敬福. 渤南洼陷沙四上亚段储层成岩作用及物性特征[J]. 上海地质, 2007, 101: 11-16 [An Aiqin, Ji Youliang, Shan Jingfu. Diagenesis and physical property characteristics of the upper Sha 4 member reservoir in Bonan Subbasin[J]. Shanghai Geology, 2007, 101: 11-16]
 - 14 Scherer M. Parameters influencing porosity in sandstones: A model for sandstone porosity prediction [J]. AAPG Bulletin, 1987, 71(5): 485-491
 - 15 袁静, 陈鑫, 田洪水. 济阳拗陷古近纪软沉积变形层中的环状层理及成因[J]. 沉积学报, 2006, 24(5): 666-671 [Yuan Jing, Chen Xin, Tian Hongshui. Formation of loop bedding in Jiyang Subbasin, Paleogene[J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2006, 24(5): 666-671]
 - 16 何自新. 鄂尔多斯中生界储层图册[M]. 北京: 石油工业出版社, 2004: 40-45 [He Zixin. Mesozoic Reservoir Atlas of Ordos Basin [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2004: 40-45]
 - 17 刘晖, 操应长, 姜在兴, 等. 渤海湾盆地东营凹陷沙河街组四段膏盐层及地层压力分布特征[J]. 石油与天然气地质, 2009, 30(3): 287-293 [Liu Hui, Cao Yingchang, Jiang Zaixing, et al. Distribution characteristics of evaporates and formation pressure of the fourth member of the Shahejie Formation in the Dongying Sag Bohai Bay Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2009, 30(3): 287-293]
 - 18 王效美, 张立强, 罗晓容, 等. 沾化凹陷沙河街组异常高压分布及形成机制探讨[J]. 油气地质与采收率, 2004, 11(3): 37-39 [Wang Xiaomei, Zhang Liqiang, Luo Xiaorong, et al. Discussion on distribution and origin of abnormally high pressure in Shahejie Formation, Zhanhua sag[J]. Oil & Gas Recovery Technology, 2004, 11(3): 37-39]
 - 19 高建岗, 高树新, 王风华, 等. 东营凹陷胜坨地区沙四段地层压力特征及其对储层的影响[J]. 油气地质与采收率, 2008, 15(1): 35-38 [Gao Jiangang, Gao Shuxin, Wang Fenghua, et al. Characteristics of formation pressure and its influences on reservoirs of the fourth member of the Shahejie Formation in Shengtuo area of Dongying Depression[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2008, 15(1): 35-38]
 - 20 曾溅辉. 东营凹陷热流体活动及其对水-岩相互作用的影响[J]. 地球科学-中国地质大学学报, 2000, 25(2): 133-137 [Zeng Jianhui. Thermal fluid activities and their effects on water-rock interaction in Dongying Sag [J]. Earth Science-Journal of China University of Geosciences, 2000, 25(2): 133-137]

Diagenetic Evolution Modes of the Deep Formation of Jiyang Sub-basin , Paleogene

YUAN Jing¹ YUAN Ling-rong² YANG Xue-jun³ LI Chun-tang¹

(1. China University of Petroleum , Qingdao , Shandong 266555;

2. CNOOC Zhanjing Branch , Zhanjing , Guangdong 524057;

3. Tarim Oilfield Company , PetroChina , Korla , Xinjiang 841000)

Abstract: The diagenetic evolution modes of clastic rocks in deep formation of Paleogene in the main areas of Jiyang sub-basin are researched through thin-section analysis , scan electricity microscope observation , Ro test , and reservoir physical parameters analyses , etc and combining histories of tectonic development. It is recognized that there are six types of diagenetic evolution modes mainly affected by tectonic setting , reservoir pressure and fluid environment in it. There are early moderate-strong overpressure , moderate-strong compaction , cementation and dissolution with the multiple medium diagenetic evolution mode and the diagenetic evolution mode of late moderate-strong overpressure , strong compaction , cementation and strong dissolution with acidic medium on the weak steep slopes or gentle slopes. The strength of reservoir compaction is mainly affected by the formation time of the overpressure and the fluid environments are controlled by different tectonic setting in these cases. There are diagenetic evolution mode of normal pressure or weak overpressure , moderate-strong compaction , cementation and strong dissolution with the acidic thermal fluid and diagenetic evolution mode of weak-moderate overpressure , little strong compaction and cementation and strong dissolution with the acidic thermal fluid in the deep sags. Thermal fluid which enhances the dissolution of acid soluble components is the main influencing factor of these diagenetic evolution modes. There are diagenetic evolution mode of moderate-strong compaction , cementation and weak dissolution with acidic medium and diagenetic evolution mode of strong cementation , weak moderate dissolution with multiple medium in normal pressure condition on the steep slopes. The multiple medium which results from early deposition water , late diagenetic water and mixture of both is the main influencing factor in these cases. It's considered that the stratum and buried depth is the primary factor of the diagenetic alteration of the deep formation in Jiyang sub-basin , Paleogene , and the tectonic position is the basic premise of diagenetic pressure and fluid field characteristic. The deep thermal fluid has different effects on reservoir evolution in different fluid fields. Multiple diagenetic environment of acid-alkaline alternating increases the number of secondary porosity and affects vertical distribution of secondary porosity , but preservation rate of the original porosity in multiple diagenetic environment is more than 5% lower than that in acidic diagenetic environment.

Key words: diagenetic evolution mode; secondary pore; influencing factor; deep formation; Paleogene; Jiyang sub-basin