

1. 高 41 井, 1078.8m, 颗粒点线接触的长石砂岩
2. 高 41 井, 1060m, 方解石 (黄光) 胶结长石砂岩
3. 河 155 井, 2979.8m, 石英次生加大充填
4. 河 155 井, 2981.4m, 书页状高岭石充填

5. 古博 1105 井, 2987.9m, 长石溶解形成次生孔隙
6. 大 55 井, 2998.6m, 长石溶解形成次生孔隙
7. 大 55 井, 2998.6m, 方解石胶结物溶解形成次生孔隙
8. 商 641 井, 2467.4m, 长石溶解形成次生孔隙

济阳拗陷古近系储层孔隙类型与次生孔隙成因

朱筱敏¹⁾, 王英国¹⁾, 钟大康¹⁾, 张琴¹⁾, 张枝换¹⁾, 张善文²⁾, 吕希学²⁾

1) 中国石油大学教育部成藏重点实验室, 北京, 102249

2) 中国石化胜利油田公司, 山东东营, 257061

内容提要:济阳拗陷包括东营凹陷、惠民凹陷、沾化凹陷和车镇凹陷, 充填的古近系碎屑岩储层埋藏经历了早、中成岩阶段, 目前大多沉积储层处于中成岩阶段 A 期。砂岩储层发育原生和次生孔隙, 砂岩次生孔隙的形成主要是烃源岩成熟产生的有机酸对长石颗粒和碳酸盐胶结物溶蚀形成的, 但在不同凹陷储层溶蚀对象存在差异。如东营凹陷储层次生孔隙的形成主要为碳酸盐胶结物溶蚀成因, 长石溶蚀次之; 沾化凹陷和惠民凹陷次生孔隙的形成主要为长石溶蚀成因, 碳酸盐胶结物溶蚀次之; 车镇凹陷储层的上部次生孔隙为长石溶蚀成因, 下部为长石和碳酸盐溶蚀成因。济阳拗陷古近系垂向上 2 个深度段发育次生孔隙, 其发育深度自西向东、由南向北加深, 发育位置受控于凹陷内生油中心位置, 临近生油中心的砂体内次生孔隙发育。储层综合评价表明, 不同沉积凹陷的良好储层发育的地区和深度是不同的。东营凹陷北部坡陡带及中央隆起带储层主要为 I、II 类好储层, 沾化凹陷孤岛、孤东和孤南层序 III 及 IV、V (沙河街组沙三段上亚段至东营组东三段) 的储层物性较好, 车镇凹陷北部陡坡带、南部缓坡带的层序 III 及 IV (沙河街组沙三段上亚段至沙一段) 发育良好储层, 惠民凹陷中央隆起带和夏口断裂带层序 I、II、III (沙河街组沙三段下亚段至沙二段下亚段) 发育较好储层。

关键词:济阳拗陷; 古近系; 孔隙类型; 次生孔隙及其发育演化

渤海湾盆地济阳拗陷为中、新生代典型的断陷盆地, 也是我国最重要的产油基地, 处于渤海湾裂谷盆地的东南部, 东邻邻城-庐江大断裂, 南接鲁西隆起, 西、北侧以埕宁隆起与黄骅拗陷相隔, 面积 29000 km² (图 1)。济阳拗陷总体走向为北东向, 且向北东撒开、南西收敛, 是一个具“盆—岭”结构的中新生代内陆盆地, 构成 4 排凸起及 3 排凹陷错列的构造格架, 即形成东营、沾化、惠民、车镇 4 个分割性较强的沉积凹陷及其他诸多凸起。

历经 40 余年的油气勘探开发, 济阳拗陷已探明 40 余亿吨油气资源, 完成了大量的二维地震和三维地震勘探, 完钻各类探井 6000 余口, 是一个油气勘探程度较高的沉积盆地(李丕龙等, 2003)。在油气勘探过程中, 前人对济阳拗陷不同次级凹陷的储层特征做了大量的研究, 周自立等(1987)和吕正谋(1985)指出, 东营凹陷古近系发育次生孔隙并提出了次生孔隙类型和识别标志; 近年来, 钟大康等(2003a, 2003b, 2004)、朱筱敏等(2006)又对东营凹陷、惠民凹陷等沉

积盆地的孔隙类型和成因进行了综合分析, 指出古近系碎屑岩储集砂体具有不同的成因类型和不同的岩石类型, 含砾砂岩、中砂岩和细砂岩是最好的储集岩体, 提出了孔隙的成因机理并预测了有利储层的分布地区和层段。济阳拗陷不同地区不同层位碎屑岩储集岩体成因类型包括冲积扇、近岸水下扇、扇三角洲、深水浊积扇、三角洲前缘滑塌浊积扇以及滨浅湖滩坝和三角洲、河流砂体, 其中(扇)三角洲前缘水下分流河道及河口坝砂体储集物性最好, 其次为(扇)三角洲前缘席状及滨浅湖滩坝砂体及河流相砂体。

本文通过观察 78 口井约 4200 m 的岩心, 新分析储层样品 2400 余块, 并结合前人的研究成果和实际资料, 综合对比分析济阳拗陷不同凹陷古近系储层孔隙类型和孔隙演化分布, 评价预测了不同沉积凹陷不同沉积层序有利储层空间分布。

1 储层孔隙类型及演化

注: 本文为国家“十五”攻关项目“济阳拗陷古近系沉积体系与油气运聚机理研究”(编号 2001BA605A09-1.7)资助成果。

收稿日期: 2006-12-14; 改回日期: 2007-01-15; 责任编辑: 周健。

作者简介: 朱筱敏, 男, 1960 年生, 教授。1985 年和 1990 年分别获得中国石油大学矿产普查与勘探硕士和博士学位; 主要从事沉积学和储层地质学的教学研究工作。通讯地址: 102249, 北京昌平府学路 18 号, 中国石油大学资源与信息学院; 电话: 010-89733320; Email: xzmzhu@cup.edu.cn。

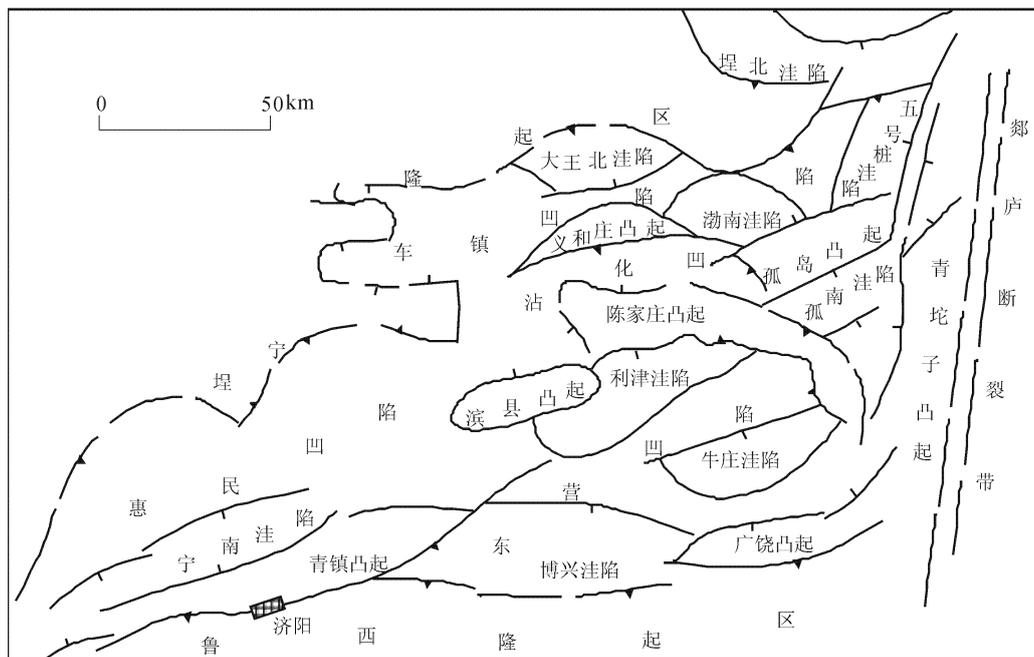


图1 济阳坳陷地理位置和构造单元划分图

Fig. 1 Geomorphologic and tectonic map of the Jiyang sag

1.1 储层孔隙类型

根据薄片、SEM等多种实验分析研究,济阳坳陷古近系储层孔隙可以分为原生孔隙和次生孔隙两大类(表1)。

表1 济阳坳陷古近系储层孔隙类型和特征

Table 1 Pore classification of Paleogene in the Jiyang sag

孔隙类型		成因	特征	
原生孔隙	压缩原生粒间孔	原始粒间孔隙经压实收缩而成	颗粒点线接触	
	胶结剩余粒间孔	原始粒间孔隙经胶结后剩余的粒间孔隙	碳酸盐胶结物充填粒间	
	杂基微孔隙	杂基颗粒之间相互支撑形成的孔隙	自生粘土矿物之间孔隙	
次生孔隙	溶蚀作用	粒间溶孔	粒间杂基或胶结物溶蚀形成	颗粒边缘溶蚀
		粒内溶孔	颗粒内部部分溶蚀形成	长石颗粒粒内溶蚀
		铸模孔	整个颗粒溶蚀形成	具有颗粒外形
		超大孔	整个颗粒及胶结物或杂基都被溶蚀形成	孔隙面积大于多个颗粒面积

(1)原生孔隙:主要是岩石原始沉积下来就已经形成并保存至今的孔隙。这类孔隙又可细分为压实剩余的原生粒间孔隙和胶结剩余粒间孔隙,主要分布在埋深浅于1500 m的地层中或后期胶结剩余的原生粒间孔隙,是由于沉积物压实和碳酸盐胶结、石

英次生加大和粘土矿物胶结作用形成的残余孔隙(图版I),另外在杂基中的微孔隙也属于此类。

(2)次生孔隙:岩石在埋藏过程中由于各种成岩作用或其他地质因素如构造作用、脱水收缩作用等形成的孔隙。在这类孔隙中溶蚀作用产生的各种溶蚀孔隙,如粒间溶孔、粒内溶孔、铸模孔和超大孔是主要的。济阳坳陷古近系储层的次生孔隙主要是由于长石颗粒和碳酸盐胶结物的溶解形成的,主要发育深度为1500~3500 m,但在不同沉积凹陷,次生孔隙发育深度和溶蚀对象不同(图版I)。

1.2 孔隙演化

通过对铸体薄片、SEM、阴极发光、物性、碳酸盐含量等多方面资料研究认为,济阳坳陷古近系储层孔隙经历了由原生到次生的演化过程。在不同的凹陷,从原生到次生孔隙的演化过程存在一些差异。东营凹陷浅于1650 m的深度范围孔隙以原生为主;沾化凹陷和车镇凹陷原生孔隙主要分布在浅于1900 m的深度范围;惠民凹陷原生孔隙主要分布在浅于1400 m的深度范围,比东营、沾化以及车镇三个凹陷分布的深度都要浅。显然,自西向东、自南向北,次生孔隙发育的深度变深(图2)。

2 次生孔隙成因和发育规律

由于济阳坳陷不同次级构造单元的古成岩场、古

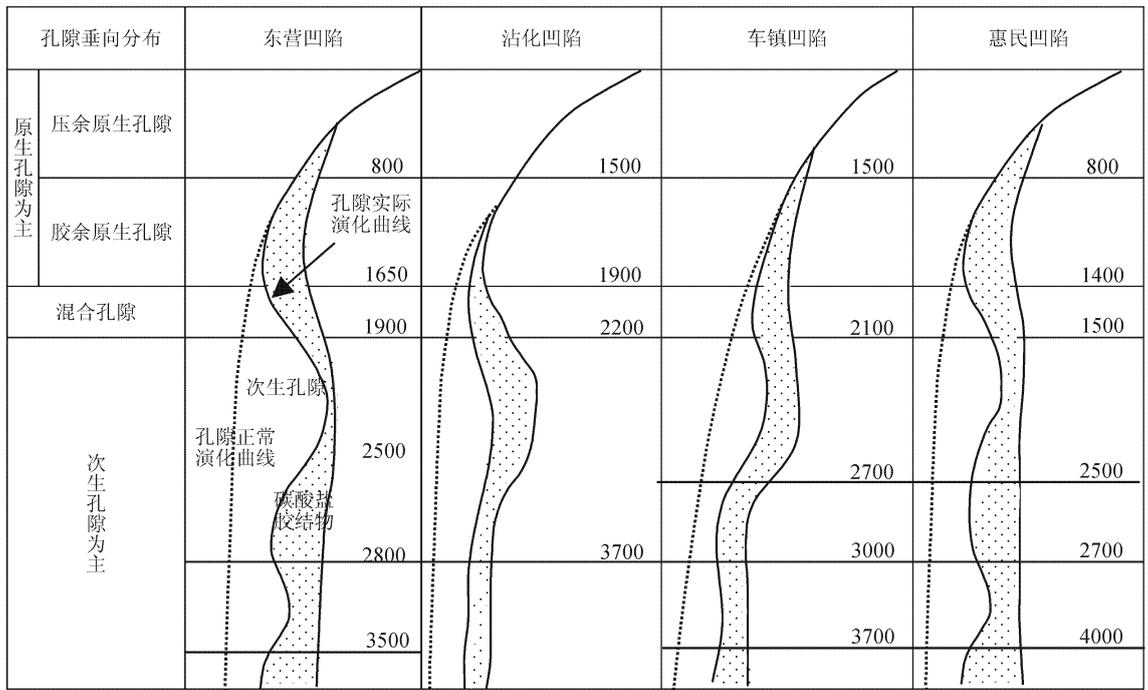


图 2 济阳拗陷古近系孔隙类型及垂向分布演化(数字为深度, m)

Fig. 2 Pores and their evolution of Paleogene reservoir in the Jiyang sag(number means depth, m)

地温梯度和埋藏史的差异,济阳拗陷古近系砂岩储层次生孔隙的成因及分布规律均不同。济阳拗陷西部的惠民凹陷古近系储层次生孔隙主要发育于 1500~2400 m 深度段,向东至东营凹陷则主要发育于 1650~2450 m,再向东北到沾化凹陷为 2300~3500 m,车镇凹陷为 2200~2700 m。这种次生孔隙分布特征是由不同凹陷沉积和沉降中心的迁移造成的。

2.1 东营凹陷次生孔隙成因和发育分布

东营凹陷古近系发育次生孔隙,其形成与碳酸盐溶蚀、长石和岩屑颗粒的溶蚀密切相关。根据镜下铸体薄片观察,大部分次生孔隙是由粒间碳酸盐胶结物溶蚀产生,被溶蚀的碳酸盐有成岩早期形成的方解石和成岩晚期 Fe 方解石和 Fe 白云石。孔隙度和渗透率与碳酸盐含量之间具有良好的镜像对应关系。高孔、高渗储层深度段恰好对应低含量碳酸盐深度段。碳酸盐含量越高物性越差,碳酸盐含量越低,物性越好。尤其是当碳酸盐含量低于 15% 以后,孔隙度、渗透率增加很快。例如,在次生孔隙较发育的北部陡坡带,在 1650~2500 m 次生孔隙发育的深度范围恰好碳酸盐含量很低,高孔高渗带刚好对应低含量碳酸盐段(钟大康,2003b)。

古近系部分次生孔隙是由长石(包括斜长石和钾长石)、中基性火山喷出岩屑和杂基溶蚀形成。这

类次生孔隙主要为粒内溶孔、铸模孔、超大孔。从高岭石含量在纵向上的变化规律可以间接地证实这一点。在 1600~2500 m 的次生孔隙发育深度范围,高岭石含量异常高,在 2000 m 附近,高岭石的含量可达 70%~90%,而超过 2600 m 以后,高岭石的含量很快下降,平均只有 30% 左右。说明在 1600~2500 m 深度范围有相当部分的长石发生了溶蚀作用,尔后转化为自生高岭石。

东营凹陷古近系砂岩次生孔隙在北部陡坡带主要发育于 1650~2450 m 深度范围,2800~3500 m 可能存在第二个次生孔隙发育带;中央隆起带次生孔隙在埋深 1650 m 以下尤其是在 1850~2500 m 最发育;南部缓坡带次生孔隙主要发育于 1900~2600 m。由此可以看出,由北向南东营凹陷古近系次生孔隙发育的深度有增大趋势,但发育程度明显减弱,南部缓坡带次生孔隙不如北部陡坡带和中央隆起带发育。

2.2 沾化凹陷次生孔隙成因和发育分布

沾化地区古近系次生孔隙的形成主要与长石溶蚀有关,从 2000 m 至 3500 m 可以见到大量的长石溶蚀,同时出现石英次生加大和高岭石沉淀,而碳酸盐胶结物溶蚀较少。如孤南 138 井 2100 m 和孤北 105 井 2900 m 处,同一个样品中长石溶蚀非常严重而粒间充填的白云石胶结物却保持良好的晶形,

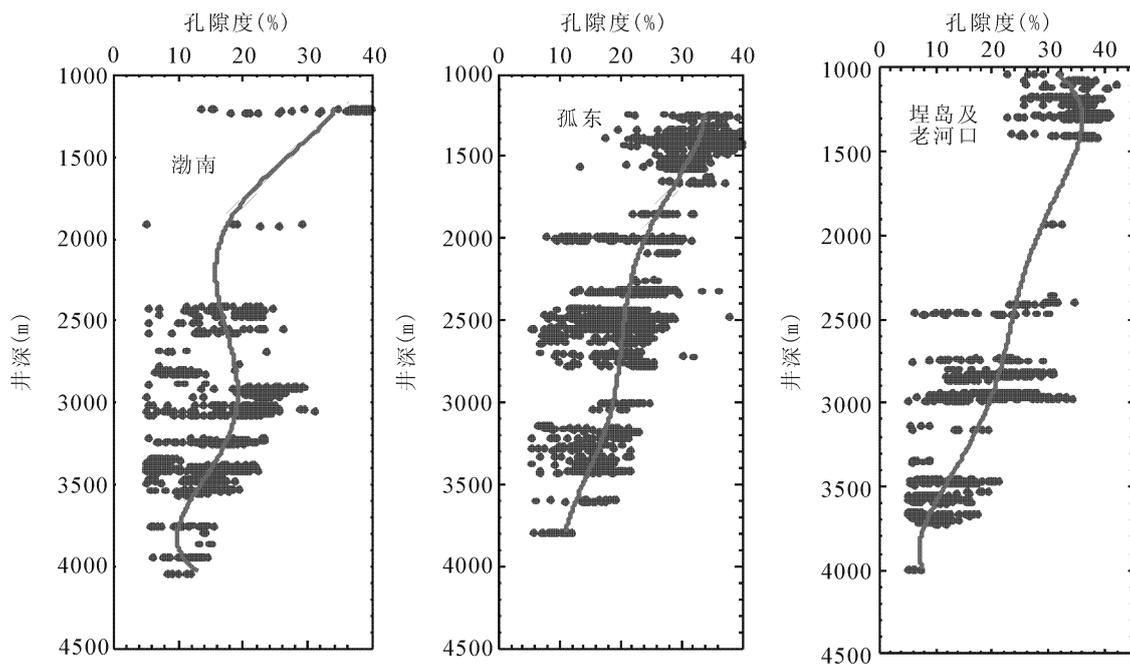


图3 沾化凹陷不同地区古近系次生孔隙纵向分布

Fig. 3 Secondary pore distribution of the Paleogene reservoir in the Zhanhua depression

几乎没有受到任何溶蚀的影响(参见图版 I)。

沾化凹陷次生孔隙的分布深度较大,基本上都在2300~3500 m范围,在2000 m附近孔隙度随深度的变化开始偏离正常趋势(图3),并延续到3500 m左右。不同地区其次生孔隙的发育程度存在差异,渤南地区古近系在3000 m的深度范围,孔隙度仍可达30%。在埕岛、老河口、孤东和桩西地区,次生孔隙基本上也分布于2300~3500 m范围,但不如渤南地区明显,尤其是桩西地区,其物性也比渤南差,同样以3000 m埋深的砂岩为例,在埕岛、老河口和孤东地区,砂岩平均孔隙度仅20%,在桩西仅17%(图3)。

2.3 车镇凹陷次生孔隙成因和发育分布

车镇凹陷古近系储层第一次生孔隙发育段主要为长石溶蚀形成,碳酸盐溶蚀很弱。如车16井,埋深约2060 m,长石沿解理溶蚀,同时形成结晶程度较低的自生高岭石沉淀,石英次生加大也较弱。方解石胶结物仅在局部出现溶蚀现象。第二次生孔隙段主要为长石和碳酸岩同时溶蚀形成,长石在原溶蚀的基础上继续溶蚀,从而出现蜂窝状长石,而方解石胶结物溶蚀程度与第一次生孔隙段相比明显增高,方解石晶形基本上不完整。高岭石的纵向分布也表明了与长石溶蚀深度的关系,自生高岭石主要集中分布在2200~3300 m,与长石溶蚀形成的次生孔隙段深度是一致的。

车镇凹陷次生孔隙主要发育在二个深度段。在车镇凹陷东部的大王庄和大王北地区,第一次生孔隙发育段位于2100~2700 m,第二次生孔隙在3000 m以下;在车镇凹陷西部次生孔隙发育深度分别为2000~2600 m和3000~3700 m。

2.4 惠民凹陷次生孔隙成因和发育分布

惠民凹陷古近系储层次生孔隙的形成主要与长石的溶蚀有关,碳酸盐胶结物的溶蚀产生的次生孔隙是次要的,这与东营凹陷有较大的差异。有3点证据说明这一观点:第一,在镜下可以明显看到长石溶蚀成蜂窝状,同时出现石英次生加大和自生高岭石沉淀,而碳酸盐胶结物基本上没有受到影响(参见图版 I)。在第一次生孔隙发育段内,由于长石溶蚀不明显,故石英次生加大较弱、自生高岭石的结晶程度较低,如盘45井沙四段埋深1800~2450 m的滨浅湖沉积细砂岩的溶蚀状况。随着埋藏深度增加,长石的溶蚀程度增高,石英次生加大的级别与自生高岭石的结晶程度也增高,有时在粒间出现自生的石英小晶体。如埋深2000~2500 m的商641井,田11-5井和埋深在3000 m左右的夏326井储层的溶蚀特点。第二点是在纵向上可以发现也存在由长石溶蚀对应形成的高岭石峰值,该峰值在深度上与次生孔隙的发育段是完全对应的,这也说明惠民凹陷的两个次生孔隙带与长石的溶蚀有密切关系(Zhu

Xiaomin et al., 2004)。第三点是在上述次生孔隙发育带内,不存在像东营凹陷的对应明显的低碳酸盐含量段,这也间接的说明碳酸盐的溶蚀对次生孔隙的贡献不大。

惠民凹陷砂岩次生孔隙主要分布在两个深度段:第一个深度段为1400~2500 m,平均孔隙度35%左右,起始深度浅于东营凹陷。第二个深度段为2700~4000 m,孔隙度最大可达25%(3500 m),平均在14%左右,北部和中部次生孔隙的变化趋势较一致,南部在浅于3500 m的深度,物性比北部和中部好,而超过于3500 m后,物性比北部和中部差(参见图2, Zhu Xiaomin et al., 2004)。

总体上,济阳拗陷古近系砂岩储层次生孔隙的形成主要与烃源岩成熟产生的有机酸有关,根据化学反应的自由能大小,有机酸溶蚀长石的自由能低于溶蚀碳酸盐,有机酸优先溶蚀的是长石,其中以斜长石中的钙长石优先被溶蚀,反应自由能为 $\Delta G = -154.49 \text{ kJ/mol}$,其次是钾长石, $\Delta G = -17.92 \text{ kJ/mol}$;然后是有机酸对碳酸盐胶结物的溶蚀, $\Delta G = 46.89 \text{ kJ/mol}$ 。故济阳拗陷古近系砂岩储层中的溶蚀以长石为主,碳酸盐次之,仅东营凹陷碳酸盐溶蚀较强。

济阳拗陷古近系不同凹陷由于地层埋藏史和古地温以及构造格局的差异造成次生孔隙在纵向上的分布深度和平面上的分布位置存在差异(表2)。

3 次生孔隙分布控制因素和有利储层发育区

济阳拗陷古近系砂岩储层次生孔隙的发育常常受多种因素控制,如沉积条件(即颗粒成分、粒度、分选、磨圆、颗粒间杂基含量)以及岩石在埋藏过程中所经历的一系列成岩作用如压实、胶结、溶解和交代等作用。岩石所处的成岩演化阶段、地层温度和压力、烃类注入状况、盆地沉降方式、裂缝、断层、砂泥岩组合方式、不整合面发育状况等有关因素也影响了储层物性。研究认为,济阳拗陷古近系砂岩储层次生孔隙发育主要受烃源岩成熟度和酸性水运动方式的影响。

3.1 次生孔隙纵向分布受烃源岩成熟时间控制

济阳拗陷古近纪沉积沉降中心是不断由西向东、向北迁移的。孔店组一沙四段沉积时期,沉降中心位于西部的惠民凹陷的信阳洼陷;到沙三一沙二段沉积时期,迁移至东营凹陷;到沙一段一东营组沉积时期,迁移至沾化凹陷;馆陶一明化镇组沉积时已

迁移到车镇凹陷。这一迁移过程决定了惠民凹陷的烃源岩成熟时间及酸性流体排除的时间最早,沾化凹陷和车镇凹陷最晚。故惠民凹陷次生孔隙的形成时间最早,深度最浅(1400~1500 m),其次是东营凹陷,为1650 m,沾化凹陷和车镇凹陷古近系次生孔隙发育深度最深,为2200~2300 m。

3.2 次生孔隙平面分布受酸性水区平面位置控制

济阳拗陷西部惠民凹陷生油中心位于其南部的临南洼陷,故南部次生孔隙比北部陡坡带发育。东营凹陷的生油中心位于其北部的利津洼陷,因此北部陡坡带的滨南、利津和胜坨地区比南部缓坡带次生孔隙发育(图4),与惠民凹陷形成鲜明对比。沾化凹陷和车镇凹陷也存在类似的规律。远离生油中心的地区砂体储层,次生孔隙一般发育较差。

3.3 有利储层发育区预测

有利储层分布区预测和储层评价是储层研究的最终目标,是油气勘探的主要依据。正确地进行储层评价对石油天然气勘探有着重要意义。济阳拗陷古近系储层评价预测的主要依据有成岩作用阶段及孔隙演化分带、孔喉结构特征、砂体类型及储集性能等(表3)。

根据综合评价标准(表3),济阳拗陷古近系不同地区和不同沉积层段储层质量不同。

东营凹陷古近系沙河街组沙三段中段一沙一段发育大面积的好一较好储集层,沙三段下段储层质量较差,东营组发育较少的储集砂体,但东营组有利的储层主要发育在南部缓坡带八面河油田、北部陡坡带胜坨油田、滨南油田、东辛油田、永安镇油田及西部高青油田的部分层段,而中央洼陷带东营组储层质量较差。沾化凹陷沙河街组储层均较发育,储集砂体分布面积大,其中沙三段上段一沙二段下段砂体储集性最好。沾化凹陷北部陡坡带多发育较好一中等储层,孤岛凸起周边和孤东发育大面积较好储层,南部缓坡带发育少量较好储层,大多为中等储层,洼陷中央浊积扇砂体为差储层。车镇凹陷沙河街组和东营组发育的储层砂体面积比沾化凹陷小得多。车镇凹陷沙三段上段一沙二段下段砂体储层最好,为好到较好储层,东二段和东三段储层也较好,沙三段中段储层质量相对较差,砂体储集性为中等偏差。从平面来看,车镇凹陷北部陡坡带发育大面积近岸水下扇和扇三角洲较好一中等储层,大王庄一郭局子发育少量三角洲砂体,为好储层,南部缓坡带发育的三角洲和扇三角洲砂体储集性较好,洼

表 2 济阳拗陷不同地区古近系储层成岩阶段与次生孔隙分布对比

Table 2 Diagenesis and secondary pore distribution of the Paleogene reservoir in the Jiyang sag

埋藏深度 (m)	东营凹陷			惠民凹陷			沾化凹陷			车镇凹陷		
	次生孔隙分布	成岩阶段	古地温 (°C)	次生孔隙分布	成岩阶段	古地温 (°C)	次生孔隙分布	成岩阶段	古地温 (°C)	次生孔隙分布	成岩阶段	古地温 (°C)
500		早成岩 A			早成岩 A			早成岩 A			早成岩 A	
1000												
1500		1500	66.7		1400	64.3		1500	70		1500	71
2000	碳酸钙溶蚀 29%	早成岩 B		长石溶蚀 30%	早成岩 B			早成岩 B 1900	84.4		早成岩 B 1900	86.7
2500		中成岩 A1			中成岩 A1		长石溶蚀	中成岩 A1	95.9	长石溶蚀	中成岩 A1	98.1
3000	碳酸钙溶蚀	2800	112	长石溶蚀	2800	114.2	20%	中成岩 A2		碳酸钙、长石溶蚀	中成岩 A2	
3500	18%	中成岩 A2			中成岩 A2				140		中成岩 A2	140
4000		中成岩 B	140	13%	中成岩 B	140		中成岩 B		17%	中成岩 B	

表 3 济阳拗陷古近系储层综合评价表

Table 3 Comprehensive evaluation of the Paleogene reservoir in the Jiyang sag

分级指标	好储集层	较好储集层	差储集层
储集性能	I—II	III	IV—V
储层成岩相带	浅部—过渡带	浅部—中深部带	深部带
孔隙结构类型	大孔较粗吼及大孔中细喉	中孔较细喉	中小孔细喉及小孔极细喉
沉积相带	互层泥砂相	互层泥砂相—砂泥相	互层砂泥相—泥相
砂体类型	(扇)三角洲水下分流河道微相的正韵律砂体下部和河口砂坝主体的中细砂岩	(扇)三角洲分流河道正韵律砂体上部、前缘河口砂坝主体和侧缘的粉砂岩、粉细砂岩和三角洲前缘席状砂及浊积扇中扇辫状水道砂砾岩	河口砂坝顶部、以泥质粉砂岩为主的浊积扇辫状水道间、三角洲前缘水下分流河道间微相、天然堤及远砂坝的泥质粉砂岩、以泥质砂岩和灰质砂岩为主的浊积扇外扇亚相

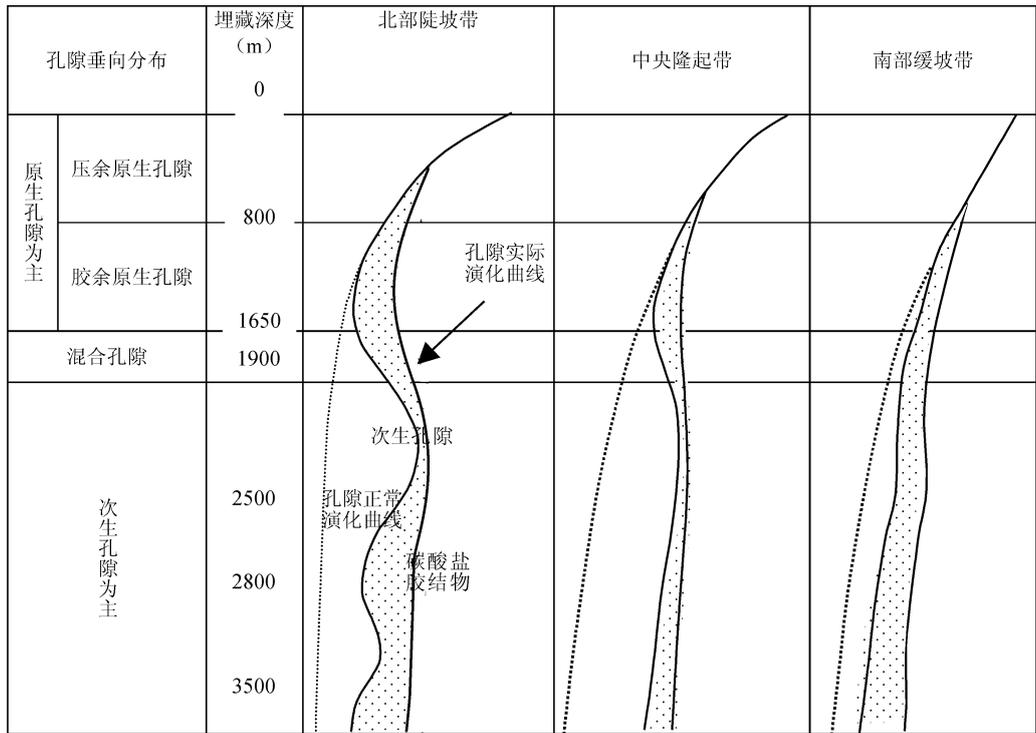


图 4 东营凹陷不同地区孔隙垂向演化

Fig. 4 Pore vertical distribution of Paleogene reservoir in Dongying depression

陷中央发育的浊积扇和砂坝砂体为差储层。惠民凹陷沙三段及沙二段下段发育了大面积的、相对好—较好的储集层,沙二段和沙一段储层质量较差。在惠民凹陷中央隆起带临盘油田和南部缓坡带夏口断裂带一带储层孔渗数值普遍较高,孔隙度均在 23%~27%以上,渗透率均在 $450 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 以上,是好—较好的多层储层叠置区。另外,阳信洼陷的北部陡坡带西段部分层段也为较好的储集层分布层段,而中央洼陷带孔渗数值却普遍较低,为较差储集区。

4 结论

(1)济阳拗陷不同地区不同层位碎屑岩储集岩体成因类型主要为近岸水下扇、扇三角洲、三角洲、河流以及滩坝等砂体,其中(扇)三角洲前缘水下分流河道及河口坝砂体储集物性最好。

(2)济阳拗陷古近系碎屑岩储层埋藏经历了早、中成岩阶段,目前大多沉积储层处于中成岩 A 阶段。砂岩储层发育原生和次生孔隙,后者主要发育深度为 1500~3500 m。砂岩次生孔隙的形成主要是烃源岩成熟产生的有机酸对长石颗粒和碳酸盐胶

结物溶蚀形成的,但在不同沉积凹陷,次生孔隙发育深度和溶蚀对象不同。

(3)济阳拗陷古近系垂向上 2 个深度段发育次生孔隙,其发育深度自西向东、由南向北加深,发育位置受控于凹陷内生油中心位置,临近生油中心的砂岩体内次生孔隙发育。有利储层预测表明,东营凹陷北部陡坡带及中央隆起带发育 I、II 类好储层,沾化凹陷孤岛、孤东和孤南层序 III 及 IV、V(沙河街组沙三段上亚段至东营组东三段)的储层物性较好,车镇凹陷北部陡坡带、南部缓坡带的层序 III 及 IV(沙河街组沙三段上亚段至沙一段)发育良好储层,惠民凹陷中央隆起带和夏口断裂带层序 I、II、III(沙河街组沙三段下亚段至沙二段下亚段)发育较好储层。

参 考 文 献

李丕龙,金之钧,张善文,等. 2003. 济阳拗陷油气勘探现状及主要研

究进展. 石油勘探与开发, 30(3): 1~4.

吕正谋. 1985. 山东东营凹陷下第三系砂岩次生孔隙研究. 沉积学报, 3(2): 47~56.

钟大康,朱筱敏,蔡进功. 2003a. 沾化凹陷下第三系砂岩次生孔隙纵向分布规律. 石油与天然气地质, 24(3): 286~290.

钟大康,朱筱敏,张枝焕,张琴. 2003b. 东营凹陷古近系砂岩次生孔隙成因与纵向分布规律. 石油勘探与开发, 30(6): 51~53.

钟大康,朱筱敏,张琴. 2004. 不同埋深条件下砂泥岩互层中砂岩储层物性变化规律. 地质学报, 78(6): 863~871.

周自立,吕正谋. 1987. 山东胜利油田第三系碎屑岩埋藏成岩作用与储层评价的关系. 地球科学, 12(3): 311~318.

朱筱敏,米立军,钟大康,张琴,张善文,吕希学. 2006. 济阳拗陷古近系成岩作用及其对储层质量的影响. 古地理学报, 8(3): 295~305.

Zhu Xiamin, Zhong Dakang, Zhang Qin, Zhang Li. 2004. Sandstone diagenesis and porosity evolution of Paleogene in Huimin depression. *Petroleum Science*, 1(3): 23~29.

Pore Types and Secondary Pore Evolution of Paleogene Reservoir in the Jiyang Sag

ZHU Xiaomin¹⁾, WANG Yingguo¹⁾, ZHONG Dakang¹⁾, ZHANG Qin¹⁾,
ZHANG Zhihuan¹⁾, ZHANG Shanwen²⁾, Lü Xixue²⁾

1) *Key Laboratory for Hydrocarbon Accumulation, Ministry of Education, Beijing, 102249*

2) *Shengli Oilfield Company, Sinopec, Shandong, 257061*

Abstract

The Jiyang sag consists of the Huimin depression, Dongyin depression, Zhanhua and Chezhen depression. Clastic rocks of Paleogene went through early and middle diagenetic stages and now the main reservoir is at a period of the middle stage. Primary and secondary pores were developed in sandstone, the secondary pores were generated from the dissolution of feldspar and calcite cement due to the organic acid from the matured source rock, but the material dissolved was different in different depressions, for example, the secondary pores of the Dongyin depression were generated from the dissolution of calcite cement, the secondary pores in the Zhanhua and Huimin depression from the dissolution of feldspar, the secondary pores in the Chezhen depression from the dissolution of feldspar in upper section and the dissolution of calcite cement in lower section. The secondary pores were developed at two depths and the depth went down from the west to east, from the south to north in the Jiyang sag. The major controlling factors for secondary pore development were the maturity and location of source rock. Lastly, favorable reservoirs were evaluated according to reservoir depth, sedimentation and diagenesis. The reservoir with good quality was located in the northern and central parts in the Dongyin depression, there was some good reservoir in the Goudao, Goudong and Gounan areas in the Zhanhua depression, and favorable reservoirs were located in the northern steep slope and southern gentle slope of the Chezhen depression and central uplift, south gentle slope of the Huimin depression.

Key words: Jiyang sag; Paleogene; pore type; secondary pore development