

北塘凹陷古近系沙河街组三段沉积特征及储层的影响因素

邓荣敬¹, 徐 备¹, 漆家福², 张连雪³, 王东林³, 杨 桦³, 李建英⁴, 张 友⁵

(1. 北京大学 地球与空间科学学院, 北京 100871; 2. 中国石油大学 资源与信息学院, 北京 102249; 3. 中石油 大港油田公司 研究中心, 天津 300280; 4. 东方地球物理公司研究院 大港分院, 天津 300280; 5. 中海油 天津塘沽渤海石油研究院, 天津 300452)

摘 要: 北塘凹陷古近系沙河街组三段储层储集物性差是造成其油藏产量偏低的主要原因。在观察岩心、分析沉积相和沉积体系平面分布的基础上, 利用大量岩心物性数据和其他地质资料, 系统讨论了其储层特征及影响储层储集性能的主要地质因素。认为北塘凹陷古近系沙河街组三段主要发育扇三角洲、滑塌重力流、湖相等类型沉积相, 发育北部和西部两个物源, 主要含油气区塘沽、新村等地区位于两个物源的交汇区, 以发育中等-差储层为主, 影响储层发育的主要因素包括原始的沉积相带、成岩作用(压实作用、胶结作用和溶解作用等)、油气成藏时间、油藏异常压力以及火成岩分布等。

关键词: 古近系 沙河街组三段 沉积作用 储集物性 影响因素 北塘凹陷

中图分类号: P588.21 P618.130.2⁺1

文献标识码: A

文章编号: 1000-6524(2006)03-0230-07

Sedimentation characteristics and factors affecting the reservoir in Palaeogene Shasan Member of Beitang sag, Huanghua depression

DENG Rong-jing¹, XU Bei¹, QI Jia-fu², ZHANG Lian-xue³, WANG Dong-lin³, YANG Hua³,
LI Jian-ying⁴ and ZHANG You⁵

(1. School of Earth and Space Science, Peking University, Beijing 100871, China; 2. Faculty of Natural Resource & Information Technology, China Petroleum University, Beijing 102249, China; 3. Research Institute of Dagang Oil Company, PetroChina, Tianjin 300280, China; 4. Dagang Research Institute, BGP, CNPC, Tianjin 300280, China; 5. Research Institute of Bohai Oil Company, CNOOC, Tianjin 300452, China)

Abstract: The low reservoir productivity of Paleogene Shasan Member in Beitang sag is mainly attributed to its bad reservoir character. Based on large quantities of core and other geological data, the authors systematically discussed sedimentation, main reservoir characteristics of Shasan Member and the affecting factors. Sedimentary facies of Shasan Member in the study area are mainly fan delta deposition, gravity-slide deposition and lake deposition. The reservoirs belong to medium to bad reservoirs in size. Sedimentary facies, diagenetic actions such as compaction, cementation and dissolution, oil pool formation time, reservoir pressure and distribution of igneous rocks are major factors affecting the reservoir quality.

Key words: Paleogene System; Shasan Member; sedimentation; reservoir nature; affecting factor; Beitang sag

收稿日期 2005-07-17; 修订日期 2005-12-13

基金项目: 国家教育部博士点基金(20020001055)

作者简介: 邓荣敬(1969-), 男, 高级工程师, 博士生, 主要从事区域构造分析与石油地质综合研究工作, 电话(010)52763620, E-mail: rj.deng@163.com

北塘凹陷面积为 2 030 km², 是黄骅裂谷盆地北部的一个新生代凹陷, 古近系沙河街组三段是该凹陷的主要含油层系(邓荣敬等, 2001, 2002), 其油藏产量偏低, 很重要的原因就是储层储集物性较差^①。马杰等(1999)从成岩作用角度对北塘凹陷沙河街组三段储集层进行评价并预测了有利相带, 但较少涉及其沉积特征和沉积相。总体上, 北塘凹陷沙河街组三段沉积学和储集层的研究程度仍然很低, 加强这方面的研究, 明确影响储层储集性能的主要因素, 对下一步落实优质储层平面分布, 解决油气勘探开发产量低、效益差的难题具有重要意义。本文对此开展了以下研究。

1 沉积相和沉积体系平面展布

研究区沙河街组三段形成于北塘凹陷强烈断陷期, 厚度 800~2 600 m, 其顶部与沙河街组一段、二段或东营组, 底部与中生界均呈角度不整合接触(邓荣敬等, 2001)。岩性上, 沙河街组三段下部为泥质白云岩和泥灰岩夹薄层油页岩, 中部为深灰色泥岩和砂岩互层, 上部为大套深灰色泥岩, 局部夹厚层砂砾岩。油层主要分布在沙河街组三段中部, 特别是中部靠下的砂岩体中。

根据取心井的岩心观察和大量录井、测井资料以及分析化验资料, 认为北塘凹陷沙河街组三段主要发育下列几种沉积相类型:

1.1 扇三角洲沉积相

扇三角洲沉积在北塘凹陷西部和北部地区均有分布, 其沉积物颗粒较粗, 以中粗砂岩为主, 夹含砾砂岩、细砂岩、粉砂岩及泥岩, 砂岩一般分选中等~较差, 磨圆度中等。砂体厚度较大, 单个油层组的最大砂岩厚度可以达到 80 m, 一般为 30~50 m, 平面上砂体呈扇形或朵状分布。常见褐色泥质白云岩与灰绿色湖相泥岩互层, 岩心中虫孔发育, 浅湖遗迹化石较多, 反映与扇三角洲共生的湖泊水体较浅。

扇三角洲沉积包括扇三角洲平原、扇三角洲前缘和前扇三角洲等 3 个亚相。扇三角洲平原亚相是扇三角洲的水上部分, 由水上分流河道和分流河道间泛滥平原组成。水上分流河道沉积由磨圆度中等、分选差的砾岩、含砾砂岩、块状砂岩和褐色泥岩组成, 呈正旋回, 旋回底部发育冲刷面, 概率累计曲

线为三段式, 测井曲线为钟形组合, 泛滥平原的泥岩颜色以紫红色和棕色为主, 如蔡 1 井、塘参 1 井等。

扇三角洲前缘包括水下分流河道、分流间湾、河口坝、远砂坝和前缘席状砂等微相。水下分流河道以砂岩为主, 砂岩包括砂砾岩、含砾砂岩、粗砂岩、中细砂岩和粉砂岩等, 夹泥质粉砂岩和泥岩, 呈明显的正旋回, 旋回底部见冲刷面, 主要沉积构造包括块状层理、平行层理、槽状交错层理、波状交错层理和水平纹理等。河口坝发育于扇三角洲的前缘, 分流河道的末端, 总体呈现反旋回, 由下至上岩性为泥岩-粉砂质泥岩-泥质粉砂岩-细粉砂岩-中粗砂岩、含砾砂岩等。远砂坝和席状砂粒度较细, 砂体厚度较小, 二者共生, 远砂坝砂体展布方向大致平行于湖岸线, 席状砂砂体形状呈板状或席状, 在电测曲线上多呈指状。前扇三角洲亚相位于扇三角洲前缘与浅湖相沉积的过渡部位, 岩性粒度细, 以灰、灰绿、深灰色泥岩、粉砂质泥岩及泥质粉砂岩为主, 发育水平层理、波状层理和小型交错层理。

1.2 滑塌重力流沉积相

滑塌重力流分布于扇三角洲靠湖泊一侧的局部地区, 分布范围小, 但砂体(砂砾岩体)厚度往往很大, 在扇三角洲砂体厚度向湖泊方向总体减薄的趋势下局部加厚, 砾岩有一定的磨圆, 反映其为再搬运产物。与之共生的滑塌变形层理发育。该沉积相包括滑塌碎屑流和滑塌浊流两种类型。

滑塌碎屑流见于塘 38、塘 38-1 等井, 主要由块状层理的砂砾岩、泥砾岩、砂岩, 递变层理的砾岩以及波状层理砂岩和泥岩组成, 在剖面上按顺序组合形成鲍马序列, 旋回底部与下覆泥岩呈冲刷接触, 因岩石中含有大量砾石, 电阻率曲线呈现高电阻特征。

滑塌浊流主要见于塘 40、塘 18-1、塘 18-2、塘 38-1 及塘 20-1 等井, 岩性为砂岩、砂砾岩和泥岩, 岩性整体较滑塌碎屑流要细, 泥岩有深灰色泥岩, 也有灰绿色泥岩、泥白云岩以及褐铁矿层, 反映形成滑塌浊流沉积的水体有深有浅, 沉积构造包括递变层理、块状层理、平行层理、波状层理和变形层理等。

1.3 湖相

湖相沉积主要分布于扇三角洲外侧、扇三角洲间以及盆地中央广阔地带, 包括滨岸砂坝亚相、滨岸砂滩亚相、岸外浅湖相和深水湖相等。岩性上一般为砂岩、细粉砂岩和泥岩等, 沉积构造主要有平行层

① 邓荣敬等. 1997. 北塘陆地新区综合地质研究与勘探评价分析(大港油田内部报告).

理、板状交错层理、波状交错层理和水平纹理等,滨岸砂坝亚相、滨岸沙滩亚相、岸外浅湖相中生物扰动构造、虫孔、炭屑发育。

在沉积相研究基础上,结合地震相及区域地质背景分析编制了北塘凹陷沙河街组三段中部主要含

油层沉积体系图(图 1)。从图 1 可以看出,北塘凹陷古近系沙河街组三段碎屑沉积主要来自其北部和西部两个物源区,沉积体系以扇三角洲和滑塌重力流沉积为主,主要含油区塘 20、港海 3-1、塘 40、塘 21 井区是北部物源和西部物源的交汇区。

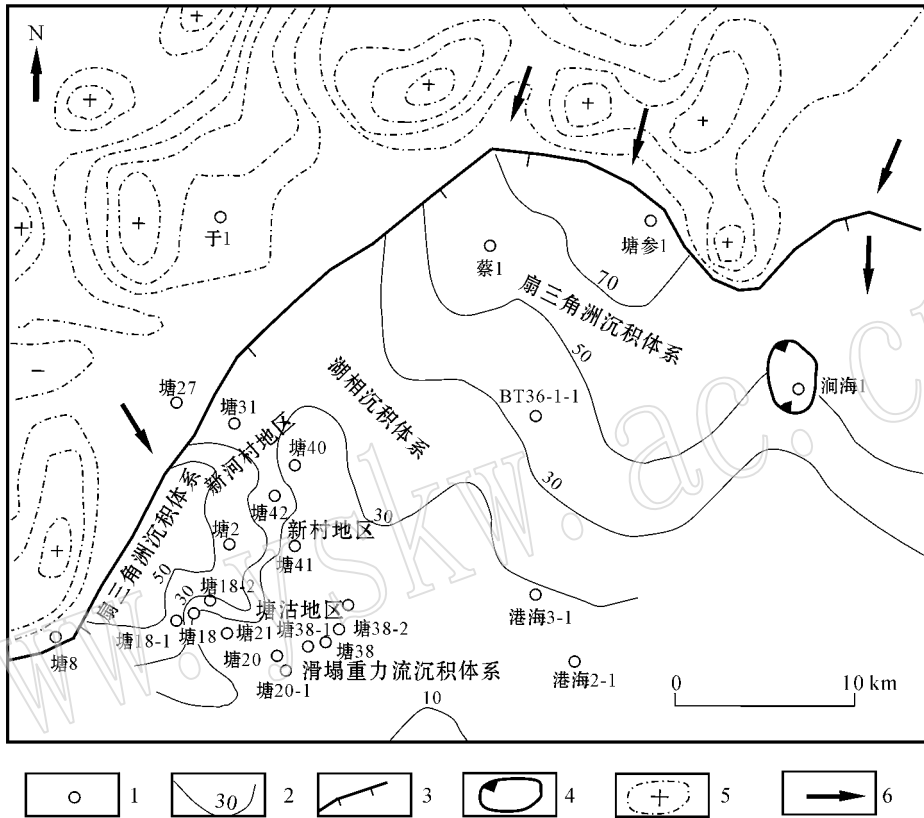


图 1 北塘凹陷沙河街组三段沉积体系平面分布图 据邓荣敬等(2001)修改]

Fig. 1 Distribution of sedimentary facies of Paleogene Shasan Member in Beitang sag (after Deng Rongjing et al., 2001) 1—完钻井位; 2—砂岩含量等值线(%) ; 3—湖盆边界; 4—沙三段超覆线; 5—重力等值线, + 表示重力高, - 表示重力低; 6—物源方向 1—location of well; 2—sandstone content contour(%) ; 3—basin boundary; 4—overlap boundary of Shasan Member; 5—gravity contour, + showing gravity high and - showing gravity low; 6—provenience direction

2 砂岩储集物性

表 1 列出了北塘凹陷沙河街组三段下部典型井砂岩体的储集物性数据,从该表可以看出,北塘凹陷不同地区沙河街组三段储集物性不同。大量取心井岩石物性数据统计结果表明,塘沽地区沙河街组三段下部滑塌砂体砂岩储集层平均孔隙度为 16.3% ~ 23.3%,平均渗透率为 $1.6 \times 10^{-3} \sim 44.4 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,碳酸盐含量为 7.0% ~ 15.5%;新村地区扇三角洲砂体储集层平均孔隙度为 16.3% ~ 22.5%,平

均渗透率为 $38.1 \times 10^{-3} \sim 112 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,碳酸盐含量平均为 10.8% ~ 14.7%;新河村地区滨岸沙滩平均孔隙度为 15%,平均渗透率为 $4 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。从储层物性资料来看,研究区沙河街组三段储层以中等偏差储层为主。

北塘凹陷沙河街组三段储层孔隙类型包括原生孔隙和次生孔隙两类,进一步可以划分为原生粒间孔、溶蚀扩大的粒间孔、残余缩小的粒间孔、颗粒铸膜孔以及少量微裂隙和颗粒裂隙等,其中原生孔隙一般占 80%。

北塘凹陷沙河街组三段储层物性总体上随深度

表1 研究区典型井油层段砂体储层物性数据

Table 1 Reservoir data of the typical wells in the study area

地区	井号	油层埋深/m	孔隙度/%			水平渗透率/ $10^{-3} \mu\text{m}^2$		
			最大	最小	平均值/样品数	最大	最小	平均值/样品数
新村	塘40	3 557.00~3 560.00	17.98	14.44	16.3/4	78.9	2.66	38.1/4
	塘42	3 186.85~3 195.20	26.41	15.23	22.5/33	498	1.37	112.9/33
	塘42-1	3 691.57~3 695.12	19.55	14.05	17.1/19	393	1.06	72.4/19
	塘41	3 188.96~3 192.56	23.5	21.7	22.4/25	84	24.8	52.2/25
新河村	塘31	3 013.36~3 148.63	20.69	11.47	15/6	16.5	0.5	4/6
塘沽	塘39-3	3 646.87~3 700.81			18.6/1			7.92/1
	塘26-1	3 293.19~3 295.43	21.5	13.5	18.4/13	59.9	1.72	22.7/13
	塘32	3 428.99~3 435.90	23.6	16.0	21.2/27	61	2.6	30.6/27
	塘28	3 730.64~3 733.29	25.1	17.1	23.3/19	65.7	1.8	44.4/19
	塘28-1	4 053.00~4 059.29	17.0	13.3	16.3/3	2.2	1.2	1.6/3
平均					20.70/150			57.1/144

注 据大港油田地质研究院化验室岩石物性分析数据统计。

降低,但塘沽、新村地区钻探结果证实在 3 000~3 800 m 存在异常孔隙发育带(图 2)。该孔隙带的存在证实,在传统理论认为的孔隙死亡线之下,中国东部深层仍然发育工业性储集层。

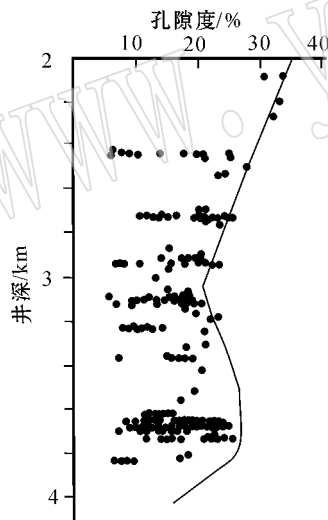


图2 北塘凹陷古近系砂岩孔隙度随埋深变化图

Fig. 2 Diagram showing variation of the Paleogene sandstone porosity value with the burial depth

3 影响储层储集物性的主要地质因素

3.1 原始沉积相带对储层储集物性的影响

不同沉积相类型的砂体,由于它的沉积环境不同,沉积水动力条件不同,砂岩的颗粒大小、分选程度以及组成岩石的成分不同,造成其储层储集物性不同。沉积相带粗、分选好,砂岩储集性能就好;反

之就差。对于北塘凹陷沙河街组三段而言,扇三角洲分流河道储集物性最好,孔隙度一般 20%~25%,平均 22%,渗透率值 $10 \times 10^{-3} \sim 400 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,平均 $120 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。扇三角洲河口坝、前缘席状砂和滑塌浊积岩的储集性能中等,孔隙度值一般 10%~20%,渗透率值 $1 \times 10^{-3} \sim 100 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。滨岸滩坝砂岩储集性能较差,孔隙度值一般 10%~15%,渗透率值一般小于 $10 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。因此,横向上,从滨岸滩坝砂岩、浊流、扇三角洲河口坝、扇三角洲前缘席状砂到扇三角洲分流河道,其储集性能依次变好。

3.2 储层成岩作用对储层储集物性的影响

渤海湾盆地古近系碎屑岩成岩作用机制主要是埋藏热效应(寿建峰等,2004),经历的主要成岩作用类型有压实作用、胶结作用和溶解作用等(郑浚茂等,1996;马杰等,1999)。

压实作用使储层储集物性变差。随着埋深增大,上覆沉积物增多,压实程度提高,孔隙缩小,喉道变窄,孔隙度和渗透率值随深度增加总体呈降低趋势。北塘凹陷位于燕山造山带南缘,近物源,沉积碎屑物质搬运距离较短,砂岩成分成熟度和结构成熟度较低,抗压性较弱,压实速率较大。从图 2 可以看出,在 3 100 m 以上和 2 000~3 100 m 之间,孔隙度衰减梯度是 1.5%/0.1 km,整个黄骀拗陷 3 000 m 以上的孔隙度衰减系数是 1.33%/0.1 km~1.5%/0.1 km(郑浚茂等,1996),反映出压实作用对北塘凹陷储集物性的影响较黄骀拗陷其他地区要大。

胶结作用使储集物性变差。研究区主要胶结物是粘土矿物、碳酸盐胶结和次生石英胶结。粘土矿

物种类包括高岭石、绿泥石、伊利石和伊蒙混层等。一方面粘土矿物经成岩演化结晶度增加,颗粒增大,堵塞喉道,使储集性能变差;另一方面成岩早期沉淀于颗粒表面的粘土矿物在孔隙周边形成“衬边”薄膜,可以抑制石英和长石的加大,从而提高了粒间孔隙的保存潜力,如塘 28 井 3 732 m 处砂岩高岭石在粘土矿物中的相对含量达到 41%~62%,相应的孔隙度也较高,为 21.70%~24.60%;相反 3 620 m 处高岭石含量相对低的井段有效孔隙度仅为 11.30%。碳酸盐胶结物主要包括方解石、铁方解石、白云石和铁白云石等,它们和次生石英以及粘土矿物一同充填孔隙和喉道,使孔隙结构变差,物性降低。

溶解作用改善砂岩的储集性能。沉积岩石中的有机质在深埋过程中逐步成熟,转化为烃类和有机酸,岩石中碳酸盐和长石组分在酸性环境中不稳定,发生溶解作用,形成次生孔隙(朱抱荃等,1996)。北塘凹陷沙三段次生孔隙主要分布在埋深超过 3 000 m 的碎屑岩中,且具有明显的分带性。该凹陷古近系沙河街组三段烃源岩演化具有明显的阶段性,成熟生烃深度一般在 3 200~3 700 m,生烃高峰深度为 3 500 m,该深度段正好是北塘凹陷主要次生孔隙发育带,其地层水 $\text{HCO}_3^-/\text{Cl}^-$ 值可以达到 2 000,碳酸盐胶结物含量一般低于 17%,砂岩孔隙度值可以达到 23%(邓荣敬等,2005)。

3.3 油气成藏和压力对储层储集性能的影响

原油的注入使储层成岩作用减缓甚至终止(Fouch *et al.*, 1989; Glasmann *et al.*, 1994),因此在浅埋藏阶段发生原油聚集的储层在深埋过程中可保持较高的孔隙度和渗透率,但这种机制只适用于早期成藏(郝芳等,2002a)。北塘凹陷油气多以低成熟油气为主,包裹体等资料均证实研究区沙河街组三段油藏成藏时间为新近纪明化镇组沉积中期^①,油气注入成藏后孔隙度值基本保持不变,如塘 28 井沙河街组三段油层埋深 3 831.80~3 733.29 m,砂岩段平均孔隙度为 23%,平均渗透率为 $44 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,它的物性数据相当于北塘凹陷现今埋深 2 800 m 砂岩的储集物性,相当于油气注入成藏时的储集物性。相对早期的油气注入成藏抑制储层的成岩作用,有利于形成较好储层。

压力对储层储集性能也有影响。由于超压对有机质热演化和生烃过程的抑制作用,超压盆地中有

机酸的释放空间和有机酸对砂岩成岩作用的影响范围大大超过常压盆地,超压系统的有效应力降低,导致压实作用减弱并抑制了压溶作用。因此在超压盆地中,低有效应力引起的压实作用减弱、流体流动性减弱引起的胶结作用减缓及有机酸对矿物的溶解共同起作用,使深部超压储层具有较高的孔隙度(郝芳等,2002b)。

北塘凹陷沙河街组三段发育超压油藏,超压油藏埋深一般大于 3 500 m,油藏的压力系数一般为 1.2~1.51。快速沉降的沉积盆地超压系统中有效应力的降低导致压实作用减弱,有利于深层优质储层的保存。塘 28 井、塘 28-1 井、板深 51 井 3 500~3 900 m 深部储层保存有大量的原生孔隙就说明了这点,例如,塘 28 井沙河街组三段油层埋深 3 831.80~3 733.29 m,油藏压力系数为 1.52,砂岩平均孔隙度 22%,塘 28-1 井油层埋深 3 836.6~3 861.5 m,油藏压力系数为 1.50,油层孔隙度为 16.3%;板深 51 井油层埋深 3 727~3 775 m,油藏压力系数为 1.51,油层孔隙度为 18.3%(邓荣敬等,2005)。另外异常高的流体压力会造成压裂缝,根据休伯特和威利斯的观点,当流体的超压值(大于静水柱的压力部分)等于基质压力的 1/2 或 1/3 时即可产生裂缝(丁文龙等,2003)。虽然目前还没有岩心扫描电镜资料证实塘沽新村地区沙河街组三段深层发育深层裂缝,但研究区南部白唐马沿岸带港深 58-1、港深 69-1 等井在 3 500~4 000 m 深层高压油气藏内发现了许多深层裂缝,超压和构造应力场共同作用形成深层裂缝改善深部储集性能(王光奇等,2002),提高了塘沽-新村地区深层油藏原油产量。

另外,渤海湾盆地新生代岩浆活动强烈(肖尚斌等,1999),岩浆期后的热液作用和火山热液作用形成时间短,温度下降快,充填物结晶速度快,对储层的破坏作用是突发性的,作用显得很强烈(陶洪兴等,1994)。北塘凹陷塘 11、塘 20、塘 28、塘 28-1 以及塘 29-1 等井沙河街组三段都钻遇玄武岩或辉绿岩,其中塘 28 井钻遇玄武岩厚度达到 216 m(肖坤叶等,2004)。基性岩浆岩中的橄榄石在后生蛇纹石化、滑石化过程中造成岩浆岩附近成岩流体局部富集 Mg^{2+} 。成岩流体 Mg^{2+} 浓度大有利于白云石胶结物形成,同时玄武岩蚀变过程中,还把大量的 Na^+ 、 K^+ 带出, Na^+ 与粘土矿物发生反应形成片钠铝石堵

① 邓荣敬等,1998. 新港探区成藏条件研究与含油评价(大港油田集团地质勘探开发研究院内部报告)。

塞孔隙,降低储层储集性能。

4 储集物性与油气关系

储层的孔隙度、渗透率是控制储层含油气性的重要因素,具有较高孔隙度、渗透率的深部储层是形成深层高效油气藏的重要条件之一(郝芳等,2002a)。在油源条件和构造圈闭条件具备的前提下,储集层储集物性对其含油性的控制作用主要体现在:不同沉积相带砂体(砂砾岩体)的含油性是不同的;同一沉积相带不同沉积微相砂体,由于它的储集物性不同,导致其含油性也是不同的。

北塘凹陷沙河街组三段探明的地质储量几乎全部集中分布在沙三段下部砂岩体中,原因除了与其近油源有关外,还与其沉积相带有关。沙河街组三段上部砂体是一套滑塌碎屑流沉积,主要以砾岩为主,大小混杂,杂基支撑,基本上没有储集能力,因此,虽然塘沽地区塘1、塘38、塘38~1等井沙河街组三段上部砂砾岩见大量油气显示,但都没有获得工业油流。而沙三段下部砂体主要是扇三角洲和滑塌浊积砂体,具有较好的储集性能,是北塘凹陷主要含油层段。

储层的孔隙度与渗透率关系图常常是用来反映储层含油气性的主要图件之一。从新村地区沙三段

下部砂体岩心的孔隙度和渗透率关系图(图3)上可以看出,总体上该区沙河街组三段下部砂体的孔隙度和渗透率呈正相关关系,反映该区储层主要以孔隙性储层为主,且储层储集性能控制了其含油气性。孔隙度大于16%,渗透率大于 $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的样品普遍含油,孔隙度值小于16%的样品,除少数渗透率大于 $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的样品外,基本上没有油气显示。说明研究区沙三段储层的含油砂岩的孔隙度下限值为16%左右,对应的渗透率约为 $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

5 结论

(1)研究区古近系沙河街组三段储层主要位于沙河街组三段中部地层中,沉积类型以扇三角洲和滑塌重力流沉积为主。塘沽、新村等主要含油区受北部和西部两个物源体系的影响。

(2)沙河街组三段储层物性中等偏差,平均孔隙度为16.3%~23.3%,平均渗透率为 $1.6 \times 10^{-3} \sim 112.9 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。影响储层发育的主要因素包括原始沉积相带、成岩作用、成藏时间、异常压力和火成岩分布等。扇三角洲分流河道储集物性最好。压实作用和胶结作用降低储层储集物性,溶解作用改善储层储集性能。油气的早期注入延缓并抑制储层的成岩作用,有利于形成较好储层。异常压力对储层具有保存和改善作用。玄武岩气-热液变质作用降低碎屑储集层的储集性能。

(3)含油气性受沉积相和储层储集物性等因素控制,研究区含油储层物性下限孔隙度约为16%,渗透率约为 $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

References

- Deng Rongjing, Chai Gongquan, Yang Hua, et al. 2001. Forming conditions and distribution characteristics of Tertiary oil and gas pools in Beitang sag [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 28(1): 27~29 (in Chinese with English abstract).
- Deng Rongjing, Xu Bei, Yang Hua, et al. 2005. Petroleum geological role of overpressure reservoirs of Shasan bed, Paleogene system, in Tanggu-xincun region, Beitang sag [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 32(6): 46~51 (in Chinese with English abstract).
- Deng Rongjing, Yang Hua, Lu Fengting, et al. 2002. Petroleum exploration of Tanggu oil field in Beitang sag of Huanghua depression, Tianjin, China [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 29(2): 123~126 (in Chinese with English abstract).
- Ding Wenlong, Zhang Bowen and Li Taiming. 2003. Formation of non-

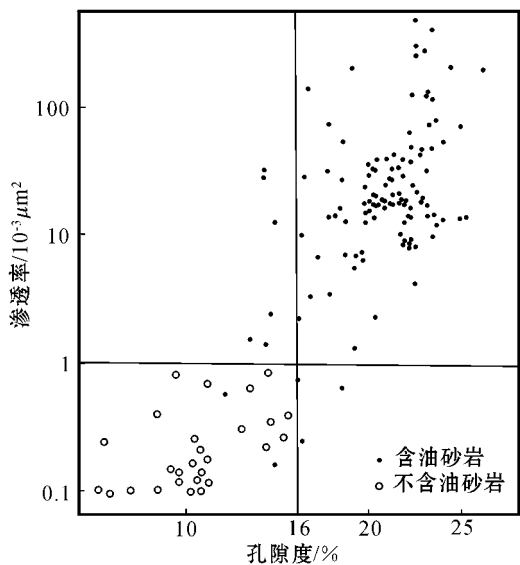


图3 研究区沙河街组三段取心砂岩的孔隙度与渗透率关系图
Fig. 3 Diagram illustrating the relation between sandstone's porosity and permeability of Shasan Member in the study area

- tectonic fractures in mudstones in Gulong depression [J]. Oil and Gas Geology, 24(1) 50~54 (in Chinese with English abstract).
- Fouch T D, Nuccio V F, Ander D E, *et al.* 1994. Green River petroleum system, Uinta basin, Utah, USA [A]. Magoon L B and Dow W G. The Petroleum System—from Source to Trap [C]. AAPG Memoir, 60: 398~421.
- Hao Fang, Zou Huayao, Ni Jianhua, *et al.* 2002a. Evolution of over-pressured systems in sedimentary basins and conditions for deep oil/gas accumulation [J]. Earth Science—Journal of China University of Geosciences, 27(5) 610~615 (in Chinese with English abstract).
- Hao Fang, Zou Huayao, Wang Minfang, *et al.* 2002b. Research advances and frontier areas of mechanism of petroleum accumulation [J]. Geological Science and Technology Information, 21(4): 7~14 (in Chinese with English abstract).
- Ma Jie, Gao Yong, Deng Rongjing, *et al.* 1999. Reservoir evolution and favorable belt prediction of Shasan member of Beitang sag [J]. Petroleum Exploration and Development, 26(6) 36~38 (in Chinese with English abstract).
- Shou Jianfeng, Zhu Guohua, Zhang Huiliang, *et al.* 2004. Characteristics and evaluation of Mesozoic and Cenozoic clastic reservoirs in oil and gas basin in North China [J]. China Petroleum Exploration, 5: 31~39 (in Chinese).
- Tao Hongxing and Xu Yuanxiu. 1994. Hydrothermal activity and oil-gas reservoir [J]. Petroleum Exploration and Development, 21(6) 92~97 (in Chinese with English abstract).
- Wang Guangqi, Yue Yunfu, Qi Jiayu, *et al.* 2002. Fracture analysis of Paleogene deep clastic reservoir rock in Baitangma area, Huanghua depression [J]. China Offshore Oil and Gas, 16(6): 384~388 (in Chinese with English abstract).
- Xiao Kunye, Deng Rongjing, Yang Hua, *et al.* 2004. Petroleum geological role of magmatic activities in Xin'gang prospect area, Beitang Sag [J]. Petroleum Exploration and Development, 31(2): 25~28 (in Chinese with English abstract).
- Xiao Shangbin, Jiang Zaixing, Cao Yingchang, *et al.* 1999. A preliminary approach to the classification of oil and gas reservoirs in igneous rocks [J]. Experimental Petroleum Geology, 21(4) 324~327 (in Chinese with English abstract).
- Zheng Junmao and Wu Renlong. 1996. Diagenesis and pore zonation of sandstone reservoirs in Huanghua depression [J]. Oil and Gas Geology, 17(4) 268~275 (in Chinese with English abstract).
- Zhu Baoquan, Cheng Zhongdi and Ying Fengxiang. 1996. Relation of organic acid generated by kerogen to secondary porosity [J]. Experimental Petroleum Geology, 18(2) 206~215 (in Chinese with English abstract).

附中文参考文献

- 邓荣敬, 柴公权, 杨桦, *等.* 2001. 北塘凹陷第三系油气藏形成条件与油气分布 [J]. 石油勘探与开发, 28(1) 27~29.
- 邓荣敬, 徐备, 杨桦. 2005. 北塘塘沽新村地区古近系超压特征及其石油地质意义 [J]. 石油勘探与开发, 32(6) 46~51.
- 邓荣敬, 杨桦, 鲁凤婷, *等.* 2002. 北塘凹陷塘沽油田勘探实践 [J]. 石油勘探与开发, 29(2) 123~126.
- 丁文龙, 张博闻, 李泰明. 2003. 古龙凹陷泥岩非构造裂缝的形成 [J]. 石油与天然气地质, 24(1) 50~54.
- 郝芳, 邹华耀, 倪建华, *等.* 2002a. 沉积盆地超压系统演化与深层油气成藏条件 [J]. 地球科学——中国地质大学学报, 27(5) 610~615.
- 郝芳, 邹华耀, 王敏芳, *等.* 2002b. 油气成藏机理研究进展和前沿研究领域 [J]. 地质科技情报, 21(4) 7~14.
- 马杰, 高勇, 邓荣敬, *等.* 1999. 北塘凹陷沙三段储集层评价与有利相带预测 [J]. 石油勘探与开发, 26(6) 36~38.
- 寿建峰, 朱国华, 张惠良, *等.* 2004. 中国北方含油气盆地中、新生界碎屑岩储层特征与评价 [J]. 中国石油勘探 (5) 31~39.
- 陶洪兴, 徐元秀. 1994. 热液作用与油气储层 [J]. 石油勘探与开发, 21(6) 92~97.
- 王光奇, 岳云福, 漆家福, *等.* 2002. 黄骅拗陷白唐马地区下第三系深层碎屑岩储层裂缝分析 [J]. 中国海上油气(地质), 16(6) 384~388.
- 肖坤叶, 邓荣敬, 杨桦, *等.* 2004. 北塘凹陷新港探区新生代岩浆活动的石油地质意义 [J]. 石油勘探与开发, 31(2) 25~28.
- 肖尚斌, 姜在兴, 操应长, *等.* 1999. 火成岩油气藏分类初探 [J]. 石油实验地质, 21(4) 324~327.
- 郑浚茂, 吴仁龙. 1996. 黄骅拗陷砂岩储层的成岩作用与孔隙分带性 [J]. 石油与天然气地质, 17(4) 268~275.
- 朱抱荃, 程中弟, 应凤祥. 1996. 地层干酪根有机酸与次生孔隙的关系 [J]. 石油实验地质, 18(2) 206~215.