

文章编号: 1009-3850(2008)03-0101-07

渤中凹陷古近系储层特征及其控制因素

谢武仁¹, 邓宏文², 王洪亮², 徐长贵³

(1. 中国石油勘探开发研究院 廊坊分院, 河北 廊坊 065007; 2. 中国地质大学, 北京 100083; 3. 中海油 天津分公司, 天津 300452)

摘要: 渤中凹陷古近系是目前勘探和研究程度相对较低的层位。该地区大面积分布碎屑岩储集体, 沉积体系多样化, 岩石类型以长石砂岩、岩屑长石砂岩、长石岩屑砂岩为主, 储集性能较好, 孔隙度较高, 储层物性主要受岩石类型、沉积相带、成岩作用, 以及埋藏深度等多方面的因素控制。

关键词: 渤中凹陷; 古近系; 储层特征

中图分类号: TE121.3 文献标识码: A

渤中凹陷作为渤海湾盆地古近纪—第四纪的沉积沉降中心和构造活动中心, 发育有巨厚的陆相湖盆层序^[1~3], 古近系沉积最大厚度达 11000m, 是渤海湾盆地的沉降中心、沉积中心和生油中心, 其四周主要与凸起相邻, 自东、南、西、北依次是渤东低凸起、渤南凸起、沙垒田凸起和石臼坨凸起, 凹陷呈北东走向, 南宽北窄, 南端宽约 80 km, 北端宽约 20 km, 长约 140 km, 面积约 8660 km², 具有面积大, 沉积厚, 勘探程度低的特点(图 1)。因此, 深化该区的地质认识, 是加快该地区勘探步伐的重要基础研究工作。本文重点讨论该区古近系储层的发育特点, 在储层控制因素方面进行阐述, 以期对深化认识该地区的石油地质条件有所帮助。

1 储层岩性特征

渤中凹陷古近纪地层自下而上分为孔店组、沙河街组和东营组(图 2), 周缘发育有多个凸起, 不同凸起上物源区岩性特征具有明显的差异, 进而导致不同区域储层岩性特征的差异; 由于古近系的沉积演化总体上从内源沉积向外源沉积的转变, 导致了

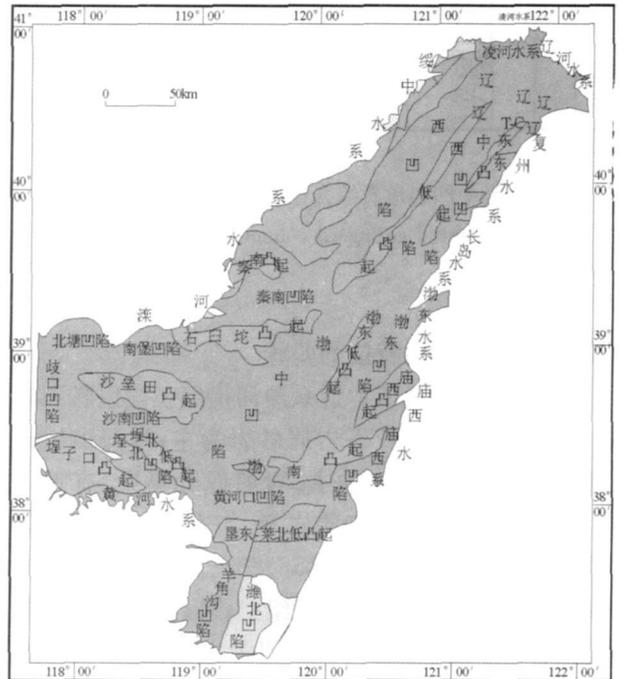
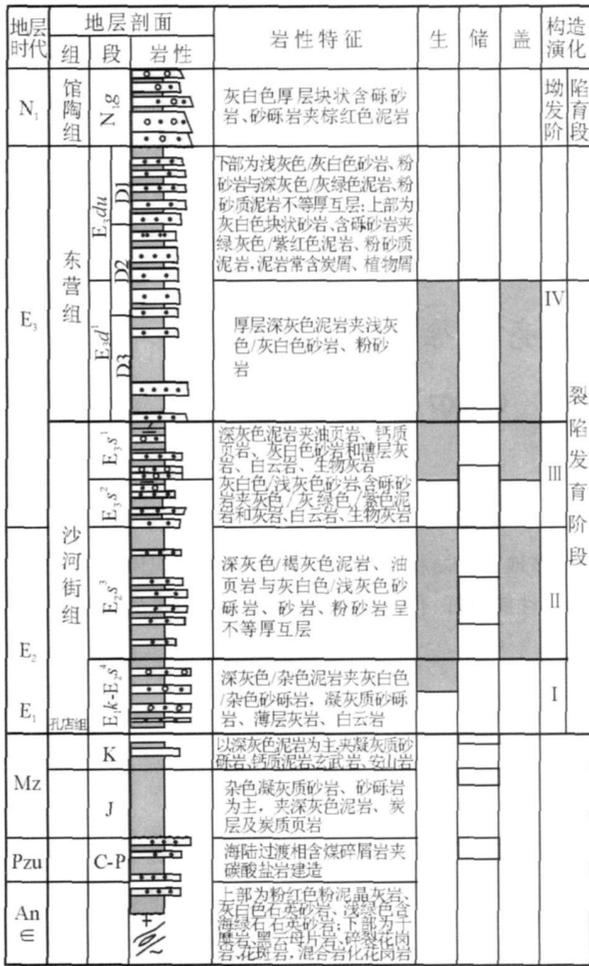


图 1 渤中凹陷位置图(渤海研究院)

Fig 1 Location of central Gulf Basin depression

收稿日期: 2007-08-19 改回日期: 2008-01-10

作者简介: 谢武仁(1980-), 男, 主要从事层序地层和沉积储层的研究。Tel 13810861736 (010) 69213078 E-mail wuxi2412@sina.com



为较远源。

渤南地区沙河街组砂岩类型为岩屑质长石砂岩、岩屑长石质石英砂岩、长石砂岩(图4);岩屑为花岗质侵入岩、中酸性喷出岩、石英岩、砂泥岩及片岩等,与渤南凸起的基岩类似,具近源沉积特点。东一、东二砂岩类型主要为长石砂岩、长石质石英砂岩,岩屑成分主要为花岗质侵入岩、酸性喷出岩、石英岩,反映其较远源沉积的特征。

渤东地区东营组以岩屑长石石英砂岩为主,岩屑以中酸性喷出岩、变质岩、沉积岩为主,成分复

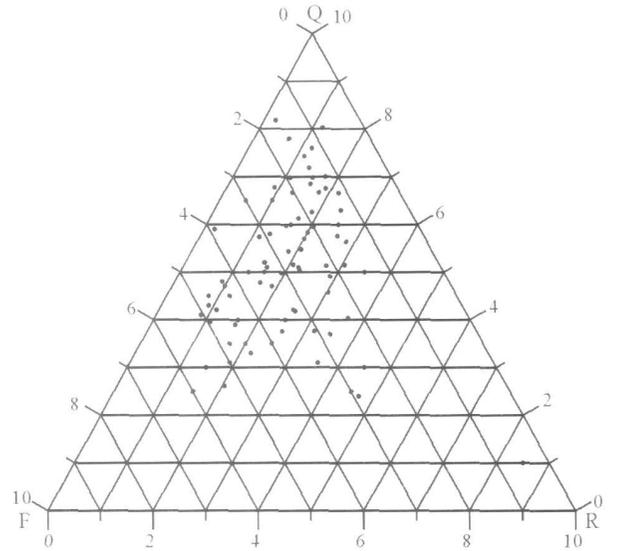


图3 石臼坨凸起区域东二岩石类型

Fig 3 Rock types in the second member of the Dongying Formation in the Shijituo swell

图2 渤中凹陷地质综合柱状图(据渤海研究院)

Fig 2 Generalized geological column of central Bohai Gulf depression

不同层序储层岩性特征的差异。

石臼坨凸起区域古近系沙河街组三段以长石砂岩、岩屑长石砂岩、长石岩屑砂岩为主;沙河街组一二段主要以岩屑砂岩为主;岩屑成分复杂,有喷出岩、侵入岩、沉积岩和变质岩等,与石臼坨凸起基岩类型相似,且岩屑含量可达38.2%,反映了该区沙河街组近源沉积特征。东营组二段以岩屑长石石英砂岩、长石砂岩、岩屑长石砂岩为主,岩屑成分为酸性和中基性喷出岩、侵入岩、变质岩、沉积岩;岩石类型及组分的多样性反映东营组二段层序远源与近源混合的沉积特征(图3)。

渤中西部沙南凹陷沙河街组砂岩类型主要为长石砂岩和岩屑长石砂岩,岩屑类型以酸性喷出岩、沉积岩及少量变质岩,反映物源主要来自埕北凸起。沙垒田凸起东南端,东营组以长石砂岩、岩屑长石砂岩为主;垂向上东营组二段较东营组三段的石英含量明显增大,反映东三到东二物源的变化由近源转

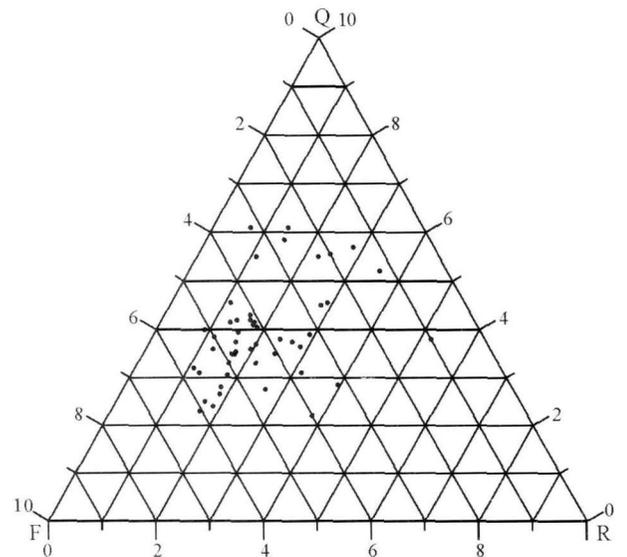


图4 渤南地区沙三岩石类型

Fig 4 Rock types in the third member of the Shahejie Formation in southern Bohai Gulf Basin

杂。从碎屑组分特征看, PI7-1-1井成熟度较高, BD1、BD2井的成熟度较低(岩屑含量较高),说明前者较后者物源可能更远。

2 储层物性特征及影响因素

2.1 储层物性特征

根据对渤中地区钻井物性资料统计,孔隙度大于25%的样品数占40%以上(图5),说明该区整体储集性能较好。从已发现油田的储层物性来看,储集性能普遍较好,孔隙度一般为20%左右,渗透率(100~1000)mD。CFD11-2油田平均孔隙度达29.7%(图6),渗透率可达1120mD。从渤中凹陷及其周缘凸起区的古近系储层平均孔隙度直方图上看,孔隙度一般为15%左右。沙垒田凸起最高,达21.1%;渤南凸起最低,平均孔隙度为12.9%(图7)。东二层序储层最发育,孔隙度一般为20左右,沙垒田凸起及其周缘较高,而渤东凹陷和渤南凸起相对较低(图8)。

2.2 储层物性影响因素

断陷盆地的储层物性受原始沉积条件、后期成岩改造及构造作用等多种因素的影响。就渤中地区而言,储层物性主要的影响因素包括储层沉积、成岩及构造作用等多方面。

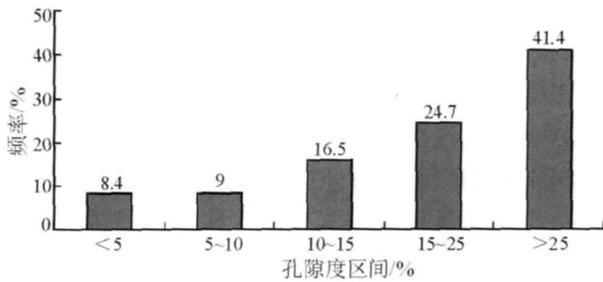


图5 渤中地区古近系孔隙度分布频率

Fig 5 Frequency of Porosity distribution in the Palaeogene reservoir rocks in central Bohai Gulf Basin

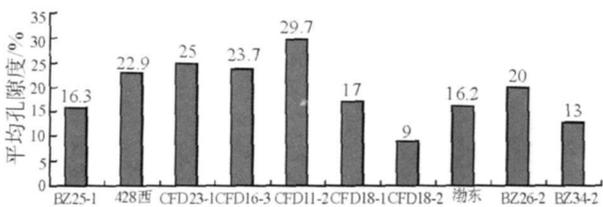


图6 渤中地区古近系部分油田平均孔隙度

Fig 6 Average porosity in some oil fields of the Palaeogene reservoir rocks in central Bohai Gulf Basin

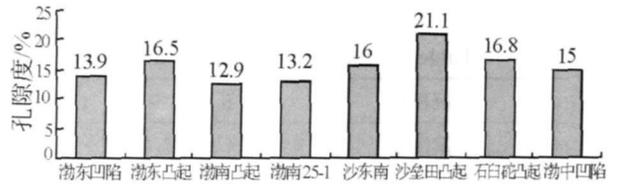


图7 渤中不同地区古近系平均孔隙度对比

Fig 7 Correlation of the average porosity of the Palaeogene reservoir rocks in different parts of central Bohai Gulf Basin

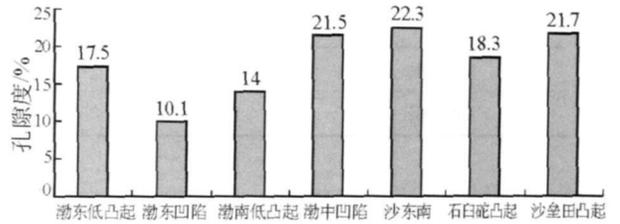


图8 渤中不同地区东二平均孔隙度对比

Fig 8 Correlation of the mean porosity in different parts of central Bohai Gulf Basin

1. 沉积作用的影响

渤中地区古近系储层主要为长石砂岩和石英长石砂岩、长石石英砂岩。成岩过程中,在酸性水介质作用下,长石易发生溶蚀作用,产生次生孔隙,使储集体物性变好。这可能是渤中地区储层物性普遍较好的一个原因。渤东地区物性较差,与该区以岩屑长石石英砂岩为主,岩石组分中石英含量偏高有关。

研究区发育有冲积扇、河道、扇三角洲、辫状河三角洲、河流三角洲、滨浅湖滩坝、近岸水下扇、浊积扇等8种类型的储集砂体。统计表明,不同类型的储集砂体具有不同的物性特征,其中河流三角洲、辫状三角洲、扇三角洲在相近的层段储集体物性最好,其次为河道、浊积扇、滨浅湖,冲积扇最差(表1)。

2. 成岩作用的影响

大量铸体薄片观察表明,储层由压实作用导致的孔隙度减少很明显,成岩胶结作用也是储层孔隙减少的重要因素;以长石和岩屑为主的碎屑颗粒的溶蚀作用,以及碳酸盐胶结物的溶蚀作用导致了大量次生孔隙的发育^[4,5],对储集体的物性有明显的改善作用。根据渤中地区孔隙度与深度关系的研究,随埋深的增大,孔隙度明显的减小,二者呈明显的负相关,这说明压实作用是使储集性能变差的主要成岩作用。

渤中凹陷砂岩的胶结作用以碳酸盐胶结为主,其次是石英次生加大和自生粘土矿物胶结^[6]。从

表 1 渤中地区不同类型储集砂体物性特征

Table 1 Physical properties of different types of the reservoir rocks in central Bohai Gulf Basin

沉积相	孔隙度 /%	渗透率 / $10^{-3}\mu\text{m}^2$	埋深范围 /m	代表地区与层位 (代表井号、样品个数)	
滨浅湖	4.0~27.4	1~283	4000	沙东南沙一 (BZ13-1-2, 16个)	
河道	10.8~20.9	2~520	2600	黄河口凹陷东一 (BZ34-1-1, 23个)	
三角洲前缘	扇三角洲前缘	5~17	1~6	3850	渤南低凸起沙一 (BZ22-1-1A, 33个)
		5.2~25.7	313~1403	2900	渤中凹陷东三 (CFD16-3-1, 40个)
	三角洲前缘	6.5~33.3	5~5102	2600	渤中凹陷东二 (CFD23-1-1, 46个)
	辫状三角洲前缘	4.7~18.5	1~27	3500	渤东低凸起东二 (PL7-1-1, 22个)
	2.4~23.8	1~349	2700	427构造东二 (BZ3-1-1, 74个)	
浊积扇	8.5~23.8	1~8	3600~4000	沙东南东二 (BZ13-1-2, 18个)	
冲积扇	5~7	1~5	3700~4000	渤南 25-1孔店沙四 (BZ25-1-3, 16个)	

对储层性质的影响大小来看,碳酸盐的胶结作用影响最大。碳酸盐含量与物性关系研究,表明两者具有明显的负相关。

当埋藏深度小于 3000m的时候,碳酸盐的含量对孔隙度的影响不大;当深度大于 3000m时候,碳酸盐的含量对孔隙度有很大的影响(图 9)。根据单井

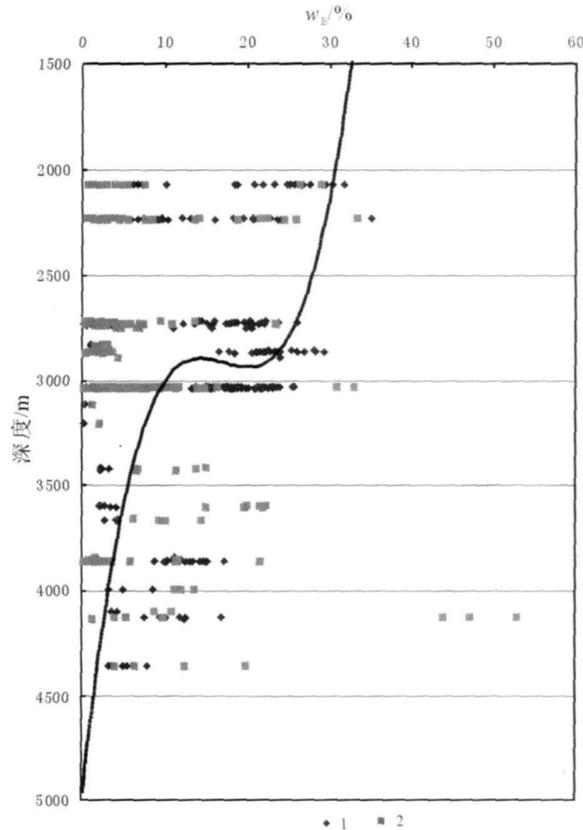


图 9 渤中地区孔隙度与碳酸盐含量关系

1. 孔隙度; 2 碳酸盐

Fig 9 Relationship between porosity and carbonate contents in different depths of central Bohai Gulf Basin

1= Porosity 2= carbonate

碳酸盐胶结对储集体物性的影响研究,当碳酸盐含量小于 10%时,对物性的影响不大,砂岩的孔隙度基本在 20%左右;当碳酸盐含量大于 10%时,储层物性迅速变差,如 BZ22-1-01A井在沙河街组一段碳酸盐含量小于 10%时,孔隙度的变化不大,均在 15%~30%之间,但对渗透率的影响较大(图 10)。BZ13-1-2井在东二段 3670m左右的储集体由于碳酸盐的含量较大,超过 15%,与储集体孔隙度呈明显负相关(图 11)。因此碳酸盐胶结作用越强,物性越差。

本区的溶蚀作用主要表现为碳酸盐胶结物和长石的溶蚀,它们对储层物性有重要改善作用。根据孔隙度与深度的 5次多项式拟合曲线与正常孔隙度-深度趋势线比较发现,渤中地区发育有 4个次生孔隙发育带,说明存在 4个明显的溶蚀作用带。渤中坳陷不同区域(如石臼坨、沙东南、渤东低凸起、渤南凸起等)孔隙度与深度的 5次多项式拟合曲线表明,不同的区域,次生孔隙发育带的深度明显不同(图 12)。相同的成岩阶段,相同的次生孔隙发育

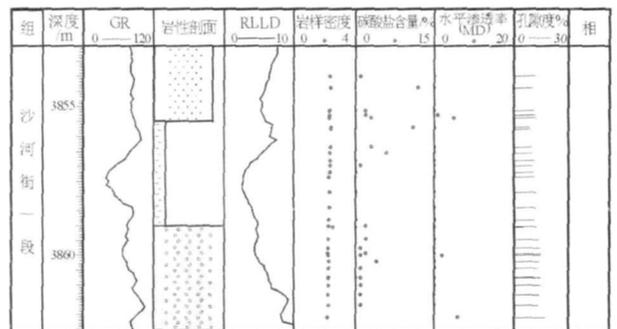


图 10 渤中地区 BZ22-1-1A井碳酸盐含量与物性关系

Fig 10 Relationship between physical properties and carbonate contents in the BZ22-1-1A well in central Bohai Gulf Basin

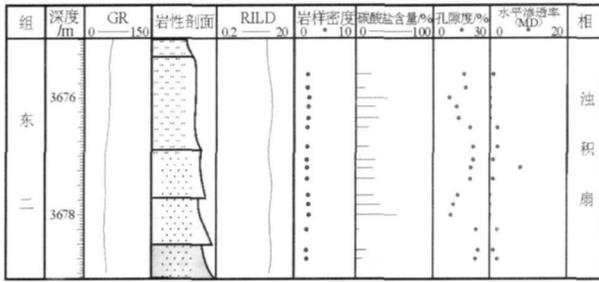


图 11 渤中地区 BZ13-1-2井碳酸盐含量与物性关系
Fig 11 Relationship between physical properties and carbonate contents in the BZ13-1-2 well in central Bohai Gulf Basin

带,渤西(沙东南构造带)的深度较渤南、渤东以及石臼坨凸起深。这主要是由于不同区域岩石组分的差异,沉积与成岩环境的变化。根据这种特点,得出了渤中不同地区不同的次生孔隙发育带的发育深度区间、所处成岩阶段及可能的孔隙度范围(表 2),以此作为储层评价的依据。

3 储层分布特征

通过沉积相、成岩作用、孔隙演化及其对储集性能影响等综合研究,总结了研究区不同层序的储层分布特征,并根据不同区域成岩演化阶段和次生孔

表 2 渤中不同区域次生孔隙发育带对比

Table 2 Comparison of the secondary Porosity zones in different parts of central Bohai Gulf Basin

地区 孔隙带 / m	渤西	渤南	渤东	石臼坨	孔隙度 / %	成岩阶段
第一孔隙带	< 1700	< 1800	—	< 1500	25 ~ 45	早 B
第二孔隙带	2200 ~ 2600	2100 ~ 2500	2200 ~ 2400	2100 ~ 2300	20 ~ 35	中 A1
第三孔隙带	3000 ~ 3400	2900 ~ 3400	2900 ~ 3200	2900 ~ 3200	15 ~ 25	中 A2
第四孔隙带	3900 ~ 4100	3800 ~ 4000	3500 ~ 3700	—	10 ~ 20	中 B

隙发育带深度的差异,参考储层可能的埋深情况及储层发育的构造背景、层序位置,对主要储集体所处的成岩阶段及可能的物性特征进行了预测,并根据海洋石油总公司的储层分类标准(表 3),对储集砂体进行粗略的评价。

渤中凹陷主要的储集层为沙一、二和东二段,都发育大套砂体。

3.1 沙一、二段时期

该时期以近岸水下扇和扇三角洲储层为主,部分为滨浅湖滩坝和碳酸盐岩粒屑滩。主要储层埋深

较大,已全部处于晚成岩阶段,西部以中 A1和中 A2为主,东部以中 B阶段为主;西部主要处于第二、第三孔隙发育带,东部为第三、第四孔隙发育带;从已钻井情况看,该层序物性普遍较好,推测孔隙度范围西部在 15% ~ 30%之间,为中等至好储集层,东部在 10% ~ 20%之间,为中等至差储集层。

位于石臼坨沙垒田凸起南侧、渤东凹陷东西两侧等陡坡带边界断裂下降盘,发育以近岸水下扇储层为主;埕北低凸起和渤南凸起北坡、沙垒田凸起东北侧、渤南与庙西凸起之间,主要发育扇三角洲储层,局部有水下扇储层。单个储集体规模从几平方公里到几十平方公里不等,石臼坨凸起西南和沙垒田凸起南侧仍为多个储集体连片分布,但储集体厚度一般不大,以几米至十几米为主。西部沙南凹陷、沙垒田凸起东侧、渤南凸起与庙西凸起之间,储集体埋深相对较浅,一般为 2500 ~ 3500m 左右,主要处于中成岩 A1、A2阶段,为第二、第三孔隙发育带,推测孔隙度一般为 15% ~ 30%。石臼坨凸起东南端滩坝储层孔隙度可达 40%以上,为中等至好储集层,局部为特好储集层。石臼坨凸起南部及渤南凸起北坡,储集体埋深较大,一般为 3300 ~ 4500m,主要处于中成岩 A2和中成岩 B1阶段,少量为晚成岩 C阶段。处于第三、第四孔隙发育带,推测孔隙度一般为 10% ~

表 3 中国海洋石油总公司碎屑岩储层分类标准(据中海油研究中心)

Table 3 Reservoir types according to physical properties

按岩石物性分类(碎屑岩)

级别	物性		评价
	孔隙度 / %	渗透率 / mD	
I (特好)	$\varphi \geq 30$	$K \geq 2000$	特高孔特高渗
II (好)	$25 \leq \varphi < 30$	$500 \leq K < 2000$	高孔高渗
III (中等)	$15 \leq \varphi < 25$	$50 \leq K < 500$	中孔中渗
IV (较差)	$10 \leq \varphi < 15$	$10 \leq K < 50$	低孔低渗
V (差)	$5 \leq \varphi < 10$	$K < 10$	特低孔特低渗
VI (特差)	$\varphi < 5$	$K < 1$	超低孔超低渗

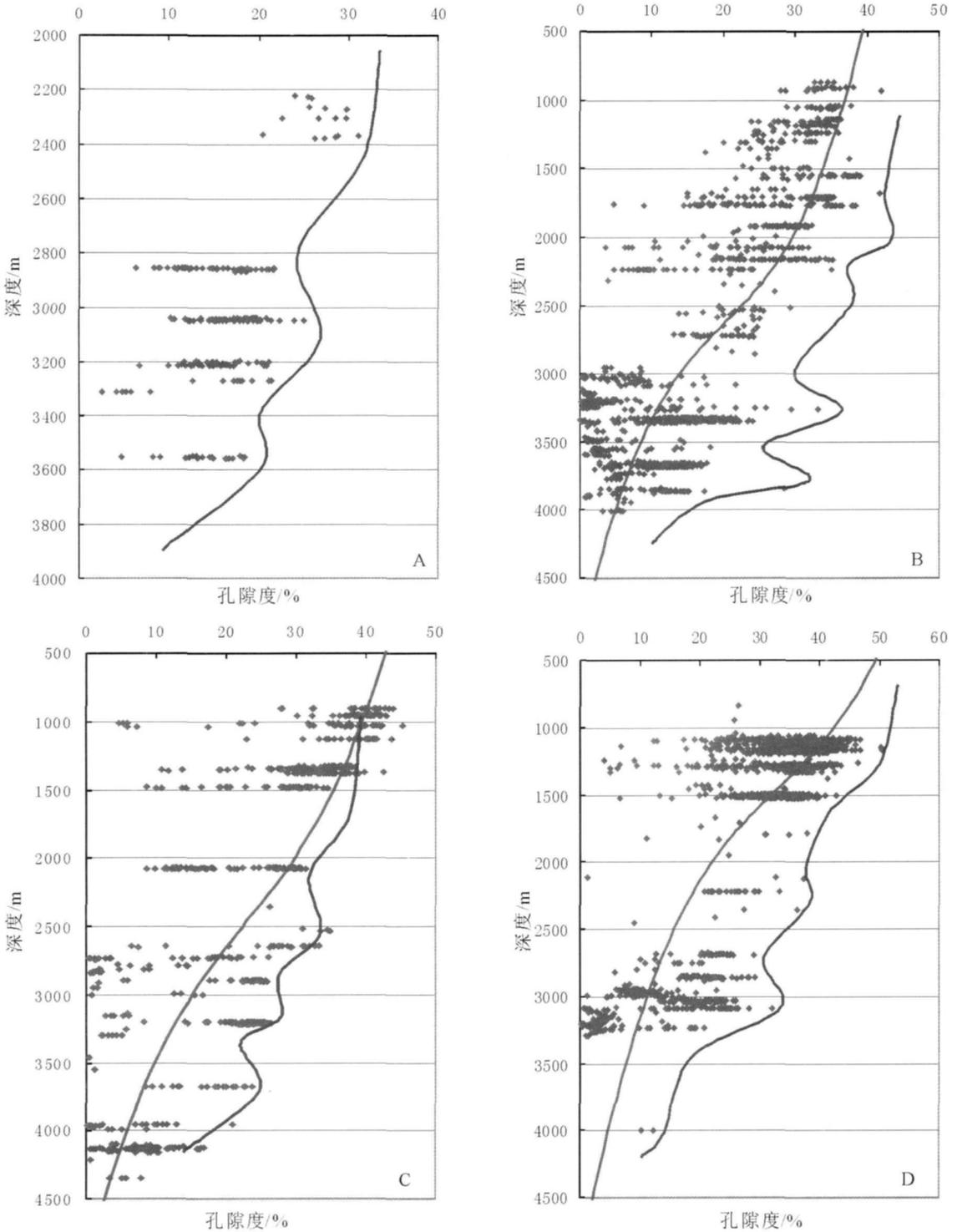


图 12 渤中坳陷不同区域的孔隙度与深度关系

A 渤南; B 石臼坨; C 渤西; D 渤东

Fig 12 Depth vs porosity diagrams of different parts of central Bohai Gulf Basin

A Southern part; B Shijiutai; C Western part; D Eastern part

20%, 为中等至差储集层。渤东地区埋深大, 一般为 4000~5000m, 主要处于中成岩 B 晚 C 阶段。处于第四孔隙发育带及以下, 推测孔隙度一般为 5%~15% 为差储集层。

从可能的孔隙度情况看, 该层序储集性能表现为西部及南部好 (中等至好储集层), 向东北方向变差的特点。

3.2 东二时期

东营组二段主要处于湖盆的充填期,为古近系储层最发育的层段,以三角洲前缘储层为主,包括河流三角洲、辫状三角洲和扇三角洲,少量为三角洲前端的滑塌浊积扇砂体。储层埋深一般为2000~4500m,目前也已全部处于晚成岩阶段,从拗陷边缘到中心依次处于中A₁、中A₂、中B和晚C成岩阶段,主要储层发育的前缘部位处于第二至第四孔隙发育带,储集性能较好,推测孔隙度范围在15%~30%之间,为中等~好储集层。

研究区主要发育有东北方向、西北方向、西部和西南部4个三角洲,以三角洲前缘储层为主。辫状三角洲储集体共有6个:东部1个,北部两个,西部两个和南部1个。扇三角洲储集体3个,位于石臼坨凸起西南侧和沙垒田凸起南侧。这些三角洲储集体规模大,一般为几百个平方公里,面积较小的扇三角洲也为几十平方公里,砂体厚度大,一般为几十米至100多米。渤中地区西部及渤东地区的三角洲前缘储集砂体,储集体埋深相对较浅,一般为2000~3500m,主要处于中成岩A₁、A₂阶段,处于第二、第三孔隙发育带,推测孔隙度一般为15%~30%,为中等至好储集层。渤中中部地区的三角洲砂体,从边缘向洼陷中心部位,埋深差别大,边缘一般为2000~3000m,向洼陷中心可达4500m以上,其所处成岩阶段从拗陷边缘到中心依次为中A₁、中A₂、中B和晚C成岩阶段,有利地区多处于中A₂、中B成岩阶段,处于第三、第四孔隙发育带,推测孔隙度一般为15%~25%,为中等储集层。

该层序的储集体储集性能由洼陷中心向边缘变好。有利勘探区域的孔隙度主要应为15%~25%,

为中等储集层。

4 结 论

(1)渤中储层物性的影响因素主要包括储层沉积、成岩及构造作用等,深层主要为岩石组分的溶蚀所产生的次生孔隙。

(2)当碳酸盐岩含量小于10%时,对物性的影响不大,大于10%时,储层物性迅速变差。

(3)不同类型的储集砂体具有不同的物性特征,其中河流三角洲、辫状三角洲、扇三角洲在相近的层段储集体物性最好,其次为河道、浊积扇、滨浅湖、冲积扇最差。

(4)渤中凹陷主要的储集层为沙一、二段,以及东二段,都发育大套砂体,储集体物性较好。

参考文献:

- [1] 龚再升,王国纯.中国近海油气资源潜力新认识[J].中国海上油气(地质),1997,11(2):1-12
- [2] 杨香华,陈红汉,叶加仁,等.渤中凹陷大型湖泊三角洲的发育特征及油气勘探前景[J].中国海上油气(地质),2000,14(4):225-231.
- [3] 王存志.渤海下第三系层序地层特征及油气分布规律初探[J].中国海上油气(地质),1997,11(1):29-37.
- [4] 顿铁军.储层研究状况与发展趋势[J].西北地质,1995,16(2):2-15
- [5] 穆曙光,张以明.成岩作用及阶段对碎屑岩储层孔隙演化的控制[J].西南石油学院学报,1994,16(3):22-27
- [6] 李丽霞.渤中地区第三系碎屑岩储层成岩作用研究[J].中国海上油气(地质),2001,15(2):111-119

Palaeogene reservoir rocks in central Bohai Gulf depression and their controls

XIE Wu ren¹, DENG Hong wen¹, WANG Hong liang², XU Chang gu³

(1. Langfang Branch Research Institute of Petroleum and Development, PetroChina, Langfang 065007, Hebei, China; 2. China University of Geosciences, Beijing 100083, China; 3. Tianjin Branch, CNOOC, Tianjin 300452, China)

Abstract: The Palaeogene reservoir rocks in central Bohai Gulf depression are believed to be less developed in the current aspects of research and exploration. The clastic reservoir rocks occur on a wide range of scales in varying depositional systems in the depression. The rock types are composed of arkose, lithic arkose and feldspathic litharenite with good reservoir quality and high porosity. The physical properties of the reservoir rocks primarily depend on the rock types, sedimentary facies, diagenesis and burial depth.

Key words: central Gulf Basin depression; Palaeogene; reservoir rock