百色盆地东部古近系那读组湖相灰岩储层特征

彭 军¹⁾ 陈 果¹⁾ 郑荣才²⁾ 游李伟¹⁾ 汪 $\hat{E}^{1)}$

1)西南石油学院资源与环境学院 四川 新都 610500 2)成都理工大学油气藏地质及 开发工程国家重点实验室 四川 成都 610059

摘 要 湖相碳酸盐岩储层是一个新的油气勘探领域,其研究程度还比较低。本文以百色盆地那坤地区那读组三段下部的 湖相灰岩为研究对象,在实测剖面和详细观察岩心的基础上,从岩石学特征、沉积相特征及储集空间类型、孔隙结构类型、储 集物性特征等方面详细研究了湖相灰岩的储层特征。指出储集岩主要为各种类型的颗粒灰岩,沉积相以颗粒滩相为主,储集 空间类型主要为粒间溶孔和铸模孔,以单一介质的中、细喉(即中小孔结构组合)为主,储层孔隙度主要介于5%~25%之间, 渗透率基本上小于1×10⁻³µm²,滩核微相储集岩的孔隙度和渗透率最高。并从储层孔隙度和渗透率的分布特征及二者间的 相关性研究了储层物性的下限值和储层类型划分的界线值,将研究区储集岩划分为4种基本类型。 关键词 储集空间 孔隙结构 储层特征 湖相灰岩 那读组 百色盆地

Characteristics of the Lacustrine Limestone Reservoir in the Paleogene Nadu Formation , Eastern Bose Basin , Guangxi

PENG Jun¹) CHEN Guo¹) ZHENG Rongcai²) YOU Liwei¹) WANG Yan¹)

 Department of Resource and Environment, Southwest Petroleum Institute, Xindu, Sichuan, 610500;2) State Key Laboratory of Oil and Gas Reservoir Geology and Exploitation, Chengdu University of Technology, Chengdu, Sichuan, 610059

Abstract The carbonate reservoir in lacustrine facies, a new field in oil and gas exploration, has not been thoroughly studied yet. This paper deals in detail with the lacustrine limestone developed in the lower part of the third member of Paleogene Nadu Formation in Nakun area, eastern Baise basin, Guangxi. Based on observations of cores and measured profiles, the authors studied characteristics of lacustrine limestone in such aspects as features of petrology and sedimentary facies, types of reservoir space and pore structure and petrophysical properties. The reservoir rocks consist mainly of all kinds of grained limestone, and the grained beach in the shallow lake is the main part of the sedimentary facies. The reservoir pore space is mainly made up of moldic pores and intergranular dissolved pores, with medium or small throats and pore configuration in a single medium. The porosity is mainly in the range of 5% ~25%, and the permeability is smaller than $1 \times 10^{-3} \mu m^2$. Among all microfacieses, the beach ridge has the largest porosity and permeability. According to the distribution of porosity and permeability and their correlation, the lower limit of reservoir physical properties and the threshold value for classification of reservoir types are studied. In this paper , the reservoir rocks in this area are classified into four basic types , i.e. , the low porosity and low permeability reservoir , and the high porosity and medium-low permeability reservoir , the medium-high porosity and medium-high permeability reservoir , and the high porosity and high permeability reservoir . The first two are well developed and distributed widely while the last two are poorly developed and only exist in the grained limestone of beach ridge and beach edge.

Key words reservoir space pore structure reservoir characteristics lacustrine limestone Nadu Formation Bose basin

湖相碳酸盐岩储层是一个新的油气勘探领域, 在陆相含油气盆地中的重要性已日益受到石油地质 工作者的高度重视(王英华,1993)。在我国许多含 油气盆地中都具有较好的湖相碳酸盐岩油气显示, 部分已形成具一定产能规模的工业油气藏(程有义, 2001 ;贾进华,2002 ;闫存风,1996 ;刘传联,1996 ;金 振奎 2002 ;邵宏舜,2002 ;妥进才,1996 ;王成,1998 ; 王振奇,1994)但是对于它的沉积机理、储层性质、孔 隙发育机理还缺乏深入的研究。因此,了解湖相碳酸盐岩的沉积成因和储层特征,对认识、预测和评价 湖相碳酸盐岩油气藏具有重要的指导意义(王英华, 1993)。

在百色盆地田东坳陷那坤地区古近系始新世早 期发育一套湖相灰岩储层。厚度一般为数米至十余 米 最薄者仅为数十厘米 目前已揭露的最大厚度为 47.5 m(坤 4 井)。平面上呈小面积的长垣状分布于 近盆缘的滨岸带和盆内浅湖中的水下隆起区,其中 以那坤地区分布面积最大。剖面上以具核形石结构 (底部具大量渗滤豆结构)和螺、蚌化石丰富 局部密 集成层,颜色呈浅灰—灰色,或夹灰—深灰色泥岩、 钙质泥质粉砂岩,或相间互层为特征。岩石中普遍 见有油气显示,个别井经常规试油后还具有一定的 生产能力 如坤 2 井和坤 5 井 因此该湖相灰岩段亦 系百色盆地中不可忽视的储集岩类,具备一定的成 烃成藏条件(彭军 2004)。遗憾的是对该套湖相灰 岩储层还未进行过系统的沉积储层特征研究,本文 拟从沉积及岩石学特征、储集空间类型和储集物性 特征和孔隙结构类型等方面研究其储层特征,并划 分储层类型。

1 沉积及岩石学特征

除方解石矿物外,研究区灰岩中还有少量的石 英、高岭石、伊利石和微量的黄铁矿及盐类矿物。岩 石以颗粒结构为主,其次为泥微晶结构。颗粒类型 有藻团块、藻团粒、藻屑、内碎屑、核形石与生物碎屑 等,其中以藻团块、核形石及生物碎屑最为发育。岩 石类型以颗粒灰岩类为主,常发育微晶藻团块灰岩、 微晶核形石灰岩、微晶生物碎屑灰岩、微晶藻屑灰 岩、微晶砂屑灰岩等5种岩类。以颗粒类型多样、一 种颗粒为主、其他颗粒含量较少的复合颗粒组分组 合为特征。颗粒之间的充填物以微晶方解石为主, 局部重结晶为假亮晶,而亮晶方解石胶结物一般不 发育,并常含有陆源石英粉砂和粘土矿物。泥微晶 灰岩类主要由泥微晶方解石基质组成,但大多含有 数量不等的各类颗粒、陆源石英粉砂和粘土矿物。

在野外剖面和岩心上,灰岩中发育丰富的原生 沉积构造:有大型双向交错层理、槽状交错层理、浪 成交错层理和波状层理、正粒序层理、块状层理、冲 刷面和生物碎屑的定向排列构造、钙结壳和干裂构 造以及原地溶蚀残积角砾岩层,时常夹有煤线和薄 煤层。岩石中发育的塔海螺、广西螺、小旋螺、丽蚌、 珍珠、帆蚌等蘑菇化石密集成层分布或由其碎片构 成层状分布的介屑灰岩;除此之外还发育大量的介 形类化石,以及兰绿藻、管孔藻、枝状藻、轮藻化石和 孢子、花粉微体化石。灰岩的 δ^{13} C(PDB)介于 $-6.677\% \sim -8.447\%$ 之间,平均为-7.932%; δ^{18} Q(PDB)介于 $-7.665\% \sim -9.634\%$ 之间,平均 为-8.709%,绝大多数岩石的Sr/Ba比值小于0.5。

上述沉积及岩石学特征表明岩石沉积于温暖潮 湿气候条件下的碳酸盐岩滨浅湖环境中。沉积相可 具体细分为滨湖、颗粒滩、浅湖 3 个亚相和灰泥坪、 沼泽、颗粒坪、滩缘、滩核、滩间水道、灰泥浅湖、泥质 浅湖等 8 个微相,其中颗粒灰岩、颗粒微晶灰岩等储 集岩类主要发育于滩核、滩缘、颗粒坪、滩间水道等 沉积微相中。

2 储集空间类型

那坤地区那读组湖相灰岩储层储集空间主要为 孔隙,其次还有少量的裂缝,后者主要起连通和渗流 通道的作用,本文主要介绍孔隙特征。

2.1 孔隙大小

据孔径分布测定,孔径大小介于 0.004~0.25 mm 之间,主要分布在 0.016~0.063 mm 之间。以 孔径大于 0.01 mm 的小孔为主,部分为孔径大于 0.1 mm的中孔和大孔。在扫描电子显微镜下可以 清楚地看出孔径小于 0.01 mm 的微孔,而大于 2 mm 的孔洞在岩心中可偶尔见到,最大孔径可达 10~20 mm。面孔率测定孔隙含量为 5%~12%, 主要集中在 8%~10%之间。

2.2 孔隙类型

根据孔隙的形成与成岩后生作用之间的关系, 可将湖相灰岩中的孔隙类型划分成原生孔隙和次生 孔隙两大类。

 2.2.1 原生孔隙 该类孔隙可鉴别出剩余粒间孔、 生物体腔孔和晶间微孔 3 种成因类型,以剩余粒间 孔为主。

(1)剩余粒间孔:发育于颗粒灰岩中,孔径较小,一般为0.01~0.03 mm,个别可达0.05~0.1 mm,呈不规则状,赋存于藻团块、藻屑、核形石、砂屑、砾屑及生物碎屑之间。一般来说灰岩中颗粒含量越多、分选越好、泥晶基质越少,则剩余粒间孔愈发育。由于受成岩压实、压溶和充填胶结作用的影响 较大的原生粒间孔很难保存,因而保存下来的剩余粒间孔均为成岩改造后的小孔。孔隙间连通性很差,通常由片状小喉和微喉连通,对储层的孔渗性贡献不大,常为低孔低渗储集岩的主要储集空间类型

(2)生物体腔孔:为钙质生物组织内部孔隙,主要为生物死亡后软体部分腐烂所留下的尚未被其他物质充填的体腔内孔隙。岩石中常见腹足类、瓣鳃 类和介形类的生物体腔孔。孔径大小视生物的个体 而定,一般为0.05~0.5 mm,个别可达1 mm,但为 数甚少,且孔隙多呈孤立状分布,对改善储层的孔渗 意义亦不大。

(3)晶间微孔:指方解石矿物晶体之间的孔隙, 在扫描电镜下才可观察。此类孔隙主要发育在晶体 自形程度较好的方解石晶体之间,呈规则的多面体 状,孔径 2~10 μm,数量很多,绝对孔隙度较大,但 由于孔径太小,多为无效孔隙。

2.2.2 次生孔隙 根据溶蚀结构特征,可以划分成如下几类,以粒间溶孔和铸模孔最发育。

(1)粒间和粒缘溶孔:主要是颗粒间的微晶方 解石基质被溶蚀所形成的溶孔,部分是在剩余粒间 孔的基础上经溶蚀扩大形成的粒间溶扩孔,少见早 期溶孔中的充填物再溶蚀所形成的粒间填隙物中的 溶蚀孔隙。孔径较大,为0.05~0.1 mm,个别可达 0.2 mm。早期溶蚀形成的溶孔保存较差,易被粒状 方解石充填,晚期溶蚀作用形成的溶孔保存较好,部 分被热液高岭石或有机质(主要为沥青和原油)半充 填或微充填。孔隙的连通性较好,多由片状细-中喉 连通,对储层的孔渗贡献最大,为最重要的储集空间 类型之一。

(2)粒内溶孔:是指发育于颗粒内的溶孔,如核 形石、藻团块、藻屑、砂屑、生物碎屑等颗粒内部,多 为选择性溶解作用形成的筛状分布的孔隙。孔径一 般较小,为0.02~0.05 mm之间,部分可达0.1~ 0.2 mm,呈圈形或不规则状。多数未充填或被粒状 方解石、高岭石等半充填或微充填,原油充填现象也 较为常见。

(3) 梼模孔:在粒内溶孔的基础上进一步溶蚀 扩大,直到整个颗粒或晶粒全部被溶蚀并保留外部 形态。以生物碎屑铸模孔为主,次为砂屑和核形石 铸模孔。孔径一般较大,为0.1~0.2 mm,个别可 达0.5~1 mm。外形视被溶蚀的颗粒而定。或呈 孤立状分布,或与粒间溶孔、粒内溶孔和超大溶孔共 生。在后一种孔隙组合中,铸模孔与其他各类溶孔 之间常由中-粗喉道连通,孔内大多数呈未充填或微 充填状,但原油充填现象普遍。

(4) 晶间溶孔:在方解石晶体之间的晶间微孔 基础上经落在新乐而成。孔径很小,仅在扫描电镜 下才可观察,一般为5~10 μm之间,个别可达30~ 40 μm。大多呈不规则的多面体状,孔壁被溶蚀成 锯齿状或港湾状。

(5)溶缝:沿颗粒间的压溶缝或切穿颗粒的微裂缝发育。前者常呈围绕颗粒的网状分布缝很细, 宽仅为0.03~0.05 mm,局部溶蚀较强烈的部位可达0.05~0.1 mm,但很少见。后者大多呈直线型, 也很细,宽为0.03~0.05 mm。溶缝大多无充填, 对沟通溶孔、改善储层的孔渗性起重要渗流作用。

(6) 特大型溶孔:指孔径明显大于孔隙周围最大 颗粒粒径的次生溶孔。主要发育于微晶颗粒灰岩 中,通常由粒间溶孔或铸模孔进一步溶蚀扩大而成。 外形多呈不规则状,孔径 0.2~0.5 mm,个别可达 1~2 mm,甚至为大于 10 mm 的溶洞。多为半充填 或无充填,但充填原油的现象极为常见。

3 孔隙结构类型

根据毛细管压力曲线特征参数和曲线形态(图 1),可划分出4类孔隙结构,其中Ⅰ类为双重介质裂 缝-孔隙型结构,Ⅱ—Ⅳ类均为单一介质孔隙型结 构,以Ⅲ类和Ⅳ类孔隙结构为主。不同孔隙结构的 储层类型特征参数变化较大,但同一类型较为一致 (表1)。

3.1 I 类孔隙结构

毛管压力曲线呈下凹的陡坡状(图1-A),喉道 分布为双峰(图2-A)或单峰(图2-B)粗歪度正偏态, 孔隙分布均为单峰略粗歪度正偏态,孔喉分选性都 很差。排驱压力和中值压力最低,最大连通喉道半 径和平均喉道半径为最大,含水饱和度最低(表1)。 此类型孔隙结构属单一或双重介质中、粗喉-中、小 孔组合,孔渗性较好-好,为最有利储层发育的孔隙 结构类型。

3.2 Ⅱ类孔隙结构

毛管压力曲线从左向右呈下凹的较陡坡状接微 上凸的平台状(图1-B),喉道分布为单峰粗歪度正 偏态,孔隙分布为单峰略近正偏态(图2-C),喉道分 选性较差,孔隙分选性较好。排驱压力和中值压力 较低,最大连通喉道半径和平均喉道半径较大,含水 饱和度较低(表1)。此类型孔隙结构属单一介质 中、细喉-中、小孔结构组合,孔渗性较好-中等,为较 有利储层发育的孔隙结构类型。

3.3 Ⅲ类孔隙结构

毛管压力曲线从左向右呈略下凹的缓坡状接明显上凸的平台状(图1-C),喉道分布为单峰略粗歪



Fig. 1 Types of capillary pressure curve

表1	л	四类孔隙结构的特征参数对比表								
				• .•						

 Table 1
 Comparison between the characteristic parameters of four types of pore structures

孔隙 结构 类型		非正态参数		曲线特征参数		喉道特征		最小非饱和孔
	介质类型	歪度	分选性	排驱压力 /MPa	中值压力 /MPa	最大连通喉道 半径/μm	平均喉道 半径/μm	│ │Smin%
Ι	双重 裂缝- 孔隙型	0.282	3.017	0.08	2.1352	2.236	0.3512	4.887
	单一 ,孔隙型	$0.522 \sim 0.577$	2.537~2.704	0.32	$2.635 \sim 2.995$	$1.056 \sim 1.208$	0.2504~0.2	846 6.552~12.773
Π	单一 ,孔隙型	$0.199 \! \sim \! 0.814$	$1.726 \sim 2.177$	$0.64 \sim 1.28$	7.536~9.19	$0.256 \sim 0.451$	$0.0771 \sim 0.0$	995 4.746~14.182
Ш	单一 ,孔隙型	$0.103 \sim 0.484$	$1.5605 \sim 1.922$	1.28 - 2.56	$15.126 \sim 16.384$	$0.129 \sim 0.216$	0.0458~0.0	496 8.289~17.164
IV	单一,孔隙型	$-1.021 \sim -0.36$	61 0.65~0.912	$10.24 \sim 20.48$	67.427~104.207	$0.0171 \! \sim \! 0.0296$	0.0072~0.0	011 21.687~31.894

度正偏态,孔隙分布为单峰略细歪度负偏态(图 2-D),孔、喉分选性均中等。排驱压力和中值压力较高,最大连通喉道半径和平均喉道半径较小,含水饱 和度较高(表1)。此类型孔隙结构属单一介质细、 微喉-小孔云微孔4组合,孔渗性中等-差,一般以不利 于好—较好的储层发育。

3.4 Ⅳ类孔隙结构

毛管压力曲线呈微上凸的平台状(图 1-D),喉 道和孔隙分布都为单峰细歪度负偏态(图 2-E),分 选性很好。排驱压力和中值压力最高,最大连通喉



Fig. 2 Histogram of pore and throat distribution of pore structure

A-喉道双峰,孔隙单峰略粗歪度正偏态;B-单峰粗歪度正偏态喉道, 峰略粗歪度正偏态孔隙;C-单峰粗歪度正偏态喉道,单峰略近正偏态 孔隙;D-单峰略粗歪度正偏态喉道,单峰略细歪度负偏态孔隙;E-单 峰细歪度负偏态喉道,单峰细歪度负偏态孔隙;r,为半径值

A-double peek of throat , little coarse skewness of pore B-single peek nd coarse skewness of throat , single peek and little coarse skewness of pore C-single peek and little coarse skewness of throat , single peek and coarse skewness of pore D-single peek and little coarse skewness of throat , single peek and little fine skewness of pore E-single peek and fine skewness of throat , single peek and fine skewness of pore ;r is the radius

道半径和平均喉道半径最小,含水饱和度最高(表 1)。此类型孔隙结构属微喉-微孔组合,因孔喉太细 二者已无**严将的**枢别,为一类孔渗性极差的致密岩 性,以形成夹层或盖层为主。

4 储层物性特征及类型划分

4.1 储层物性特征

从湖相灰岩的物性分布可以看出,不同微相灰 岩的储集物性变化较大。以滩核微相最好,孔隙度 介于 12.17%~25.53%之间,平均值为 16.14% 渗 透率介于(0.29~8.111)×10⁻³µm²之间,平均值为 $2.155 \times 10^{-3} \mu m^2$ 。滩缘微相中等,孔隙度变化于 2.83%~22.18%之间,平均值为6.23%;渗透率变 化于($0.02 \sim 17.68$) × $10^{-3} \mu m^2$ 之间,平均值为 1.853×10⁻³ µm²。滩间水道微相较差,孔隙度为 4.82%~11.51%,平均值为7.36%;渗透率为 (0.018~0.15)×10⁻³µm²,平均值为0.082×10⁻³ µm²。滨湖颗粒坪微相略好于滩间水道微相,孔隙 度为 9.33% ~ 9.93%, 平均值为 9.6%; 渗透率为 $(0.06 \sim 0.234) \times 10^{-3} \mu m^2$,平均值为 0.164×10^{-3} µm²。而滨湖灰泥坪微相和灰泥浅湖微相的储集物 性最差,孔隙度为 3.98%,渗透率仅为 0.0086× 10⁻³µm²,已属于无储集意义的致密岩类。

由此可知,湖相灰岩中最有利于储层发育的微 相类型为滩核,其次为滩缘和滨湖颗粒坪,滩间水道 已不利于储层发育,而滨湖泥坪或灰泥浅湖则形成 致密隔层或盖层。另外,成岩压裂和构造破裂形成 的裂缝可明显改善灰岩的孔渗性。如坤5井 1133.40~1135.25m井段,含油颗粒灰岩的孔隙度 为16.47%,渗透率可达66.41×10⁻³µm²,为一类 储集物性最好的中高孔高渗储集岩,而相邻发育的 同微相类型的灰岩孔隙度变化不大,为9.08~ 16.93%,但渗透率小于1×10⁻³µm²,含油性明显变 差,究其原因与高渗井段发育有众多的微裂缝、以及 沿微裂缝叠加有更为强烈的溶蚀作用有关。因而从 物性上看,那坤地区那读组湖相灰岩为一类非均质 性强-较强的近常规储集岩类。

4.2 储层类型划分

有关研究区湖相灰岩的储层类型划分目前尚无 标准,国内其他油田对湖相碳酸盐岩的储层类型划 分指标也极不统一。多数研究者认为对于湖相碳酸 盐岩储层通常以相对致密的基质孔隙度、渗透率为 下限,然后再按孔隙成因类型、孔隙结构和物性特征 划分储层类型。其中确定储层孔隙度、渗透率下限 值和各类型储层的界线值,是划分储层类型的基础。

根据 114 件样品的物性分析成果,比较不同渗透率区间样品中的孔隙度分布状况和不同孔隙度区

间样品中的渗透率分布状况,可以看出在同一渗透 率区间内的样品孔隙度变化范围较小,级差仅为 1.5~10.7,且有随渗透率区间值增大而孔隙度的级 差变化范围逐步缩小的特点。而同一孔隙度区间内 的样品渗透率变化范围很大,级差为110~1660,且 无一定的规律性。由此可知渗透率是影响储层发育 和划分储层类型的关键因素。用一元回归方程进一 步统计不同渗透率区间的 $K-\phi$ 相关系数(图 3-a,b, c,d,其中 ϕ 表示孔隙度单位为%;K表示渗透率; Y表示函数关系式;R为相关系数, 和用一元二次 对数回归方程统计不同孔隙度区间的 $\phi-K$ 相关系 数(图 4-a,b,c,d,其中 ϕ,K,Y,R 表示意义同图 3)

以 Φ -K 相关图中小于 $0.05 \times 10^{-3} \mu m^2$ 区间的 样品渗透率与孔隙度相关性最高 ,R 为 0.583,相关 密切(图 3-A), Φ -K 相关图中 ϕ 小于 5% 区间中的 样品相关性中等 ,R 为 0.2542,相关较密切(图 4-A)。由 Φ -K 相关图中K小于 $0.05 \times 10^{-3} \mu m^2$ 区间



Fig. 3 Φ -K relationship in the different permeability area

的样品求取的平均值 K 为 0.0215×10⁻³ μ m² , Φ 为 4.88% 由 Φ-K 相关图中 Φ 小于 5% 区间的样品求 取的平均值 K 为 0.0188 × 10⁻³ μ m² , Φ 为 3.39% , 二者非常一致。因此,此两区间求取的渗透率和孔 隙度变化范围[K=(0.0188~0.0215)×10⁻³ μ m, $\Phi = 3.39\% \sim 4.88\%$ 应代表湖相灰岩基质渗透率 和孔隙度变化范围,可作为储层孔渗性下限,取整数 或相邻的最大值,即可得到 K 小于 0.05×10^{-3} μm^2 , ϕ 小于 5%的储层下限值。在此基础上,用同 样的统计方法从不同渗透率和孔隙度区间中求取各 区间渗透率和孔隙度的平均值,以各区间总平均值 之间的临界值相邻整数作为划分各类型储层的参数 标准 将储层划分为4种类型 即低孔低渗储层、中 低孔中低渗储层、中高孔中高渗储层、高孔高渗储层 (表2)。其中前2种相对较差的储层孔隙结构以具 Ⅲ类和Ⅳ类毛管压力曲线为主 区域上广泛分布 后 2种较好的则以具 | 类和 || 类毛管压力曲线为主, 仅分布于个别钻井中的部分层位。



Fig. 4 Φ -K relationship in the different porosity area

表 2 储层类型划分的物性参数值

Table 2	The physical	property	parameter	value of the	classification of	of reservoir	type
	• •/						

	$K/10^{-3}\mu m^2$		Φ/%		区间的监界值 *		体中米亚制心	
区间	单项平均值	总平均值	单项平均值	总平均值	$K/10^{-3}\mu m^2$	Φ/%	帕层关型划力	
$K < 0.05 / 10^{-3} \mu m^2$	0.0215	0.0157	4.88				低孔低渗	
$\Phi < 5/\%$	0.0188	0.0137	3.39	4.135	—	—	储层	
$K = 0.05 \sim 0.5 / 10^{-3} \mu \text{m}^2$	0.176		12.92					
$\Phi = 5 \sim 10 \%$	0.124		7.06					
$K = 0.5 \sim 510^{-3} \mu m^2$	1.36	0.70	17.26	14 04	0.47(0.5)12.47(12)		中高孔中高	
$\Phi = 10\% \sim 157\%$	0.22	0.79	12.62	14.94			渗储层	
$K > 5/10^{-3} \mu m^2$	24.54	10, 222	20.9	20, 21	7 01(0) 17	1 50(17)	查 J 直 法 健尼	
$\Phi > 157\%$	5.107	19.823	19.52	20.21	7.8(8) 17.3(17)		向北向沙帕法	

注:*括号内数据为相邻临界值的整数。

万方数据

5 结论

百色盆地东部那坤地区古近系那读组湖相灰岩 储集岩主要为各种类型的颗粒灰岩,沉积相以颗粒 滩为主,储集空间主要为粒间溶孔和铸模孔,孔隙结 构组合以单一介质的中、细喉-中小孔为主。储层孔 隙度主要介于5%~25%之间,渗透率以小于1× 10⁻³µm²为主,储集物性以滩核微相最好。渗透率 是影响储层发育和储层类型划分的关键因素。根据 孔渗特征将储层划分成低孔低渗、中低孔中低渗、中 高孔中高渗和高孔高渗4种类型,以中低孔中低渗 及低孔低渗类型为主。

参考文献

- 程有义. 2001. 济阳凹陷阳信-花沟-平南地区 CO₂ 气藏的储层和盖 层. 沉积学报,19(3):405~409.
- 贾进华.2002.新疆库车凹陷中、新生界碳酸盐岩及其成因意义.古地 理学报 A(4)30~38.
- 金振奎 , 郑元荣 , 张响响. 2002. 黄骅坳陷古近系沙河街组湖泊碳酸盐 沉积相. 古地理学报 A(3):11~18.
- 刘传联.1998.东营凹陷沙河街组湖相碳酸盐岩碳氧同位素组合及其 古湖泊学意义.沉积学报,16(3):109~114.
- 彭军,郑荣才,陈果.2004.广西百色盆地东部古近系那读组湖相灰岩.古地理学报 ((2):163~173.
- 邵宏舜,黄杏珍,闫存凤.2002.泌阳凹陷湖相碳酸盐岩未成熟石油的 形成条件.地球化学,31(3)266~272.
- 妥进才,黄杏珍.1996.湖相碳酸盐岩生油岩研究进展.地球科学进展,11(6);585~589.
- 王成,范铁成.1998.湖相碳酸盐岩储层孔隙特征.大庆石油地质与开 发,17(3):12~14.
- 王英华,周书欣,张秀莲.1993.中国湖相碳酸盐岩.徐州:中国矿业大 学出版社,1~147.
- 王振奇 徐龙 涨昌民.1994.周青庄油田下第三系湖相碳酸盐岩储集 条件.江汉石油学院学报,16(2)27~32.
- 闫存风,黄杏珍,王随继.1996.泌阳凹陷核桃园组湖相碳酸盐岩系藻 类组合及古环境.沉积学报,14(增刊)57~62.

References

Cheng Youyi. 2001. Reservoirs and seals of CO2 pools in Yangxing-

Huang-Pingnan area , Jiyang depression. Acta Geologica Sinica ,19 (3) 405 \sim 40% in Chinese with English abstract).

- Jia Jinhua. 2002. Carbonate rocks and their genetic significance of the Mesozoic and Cenozoic in Kuqa depression of Xinjiang area. Journal of Palaeogeography, $4(4):30 \sim 38($ in Chinese with English abstract).
- Jin Zhenkui ,Zou Yuanrong , Zhang Xiangxiang. 2002. Lacustrine carbonate sedimentary faces of the Shahejie Formation of Paleogene in Huanghua depression. Journal of Palaeogeography , 4(3):11~18 (in Chinese with English abstract).
- Liu Chuanlian. 1998. Carbon and oxygen isotopic compositions of lacustrine carbonates of the Shahejie Formation in the Dongying depression and their paleolimnological significance. Acta Geologica Sinica , 16(3):109~114(in Chinese with English abstract).
- Peng Jun Zheng Rongcai, Chen Guo. 2004. Lacustrine limestone of the Nadu Formation of Paleogene in eastern Baise basin, Guangxi. Journal of Palaeogeography & 2):163~173(in Chinese with English abstract.
- Shao Hongshun, Huang Xingzhen, Yan Cunfeng. 2002. Conditions for the formation of immature oil in lacustrine carbonate rocks in Biyang depression. Geochemica $31(3):266 \sim 272($ in Chinese with English abstract).
- Tuo Jincai , Huang Xingzhen. 1996. Advances on lacustrine carbonate source rock research. Advance in Earth Sciences ,11(6):585~589 (in Chinese with English abstract).
- Wang Cheng , Fan Tiecheng. 1998. Pore characteristics of lacustrine carbonates rock reservoirs. Petroleum Geology and Oilfield Development in Daqing ,17(3):12 \sim 14(in Chinese with English abstract).
- Wang Yinghua ,Zhou Shuxin , Zhang Xiulian. 1993. Lacustrine carbonate of China. Xuzhou : China University of Mining and Technology Press , 1~147 (in Chinese).
- Wang Zhenqi ,Xu Long , Zhang Changmin. 1994. Paleogene carbonate reservoir conditions of Zhou Qingzhuang oilfield ,Tijin city. Journal of Jianghan Petroleum Institute ,16(2):27 \sim 32(in Chinese with English abstract).
- Yan Cunfeng "Huang Xinzhen, Wang Suiji. 1996. Alga assemblages and palaeoenvironment of Eogene Hetaoyuan Formation lacustrine carbonate rocks in Biyang Depression "Henan Province. Acta Geologica Sinica "14(Sup.) 57~62 (in Chinese with English abstract).