

海拉尔盆地贝西斜坡北部地区储层特征及影响因素分析

李占东¹ 周件林² 文 华³ 孙 娜³

(1. 大庆石油学院 地球科学学院, 黑龙江 大庆 163318; 2. 中国石油大学 研究生院, 山东 东营 257000;
3. 大庆石油学院 提高油气采收率教育部重点实验室, 黑龙江 大庆 163318)

摘 要: 通过测井曲线的标准化处理及信息提取、岩心及录井岩屑观察、铸体薄片、物性分析、扫描电镜、压汞分析等技术手段, 研究了海拉尔盆地贝西斜坡北部地区南屯组储层的主要岩性特征、物性特征、储集空间类型和影响因素。研究表明, 海拉尔盆地南屯组以内陆湖相碎屑岩为主, 主要包括角砾岩、砾岩、砂砾岩、粗砂岩、细砂岩、粉砂岩、泥质砂岩及泥岩等。南一段储层孔隙度平均值为 6.15%, 渗透率平均值为 $0.31 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 为低孔特低渗型孔隙特征, 南二段储层孔隙度平均值为 12.18%, 渗透率平均值为 $2.79 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 属于中孔低渗型孔隙特征。储集空间类型以粒间孔隙为主, 发育一定的次生孔隙。喉道分为 4 种类型 (I 类、II 类、III 类、IV 类)。扇三角洲前缘分支水道砂体、扇三角洲平原辫状河道砂体和滨浅湖砂坝微相砂体为该区有利的储层砂体类型。储层性质主要受沉积相和成岩作用影响。

关键词: 储层特征 测井响应 沉积相 成岩作用 海拉尔盆地

中图分类号: TE122.2 P618.130.2⁺1

文献标识码: A

文章编号: 1000-6524(2008)01-0045-07

Characteristics of reservoirs in northern Beixixiepo area of Hailar Basin and their influencing factors

LI Zhan-dong¹, ZHOU Jian-lin², WEN Hua³ and SUN Na³

(1. Geoscience Institute, Daqing Petroleum Institute, Daqing 163318, China; 2. Graduate School of China Petroleum University, Dongying 257000, China; 3. Key Laboratory of Enhanced Oil Recovery of Ministry of Education, Daqing Petroleum Institute, Daqing 163318, China)

Abstract: Main lithologic characteristics, reservoir space and influence factors of Nantun Formation reservoirs in northern Beixixiepo area of Hailar Basin were studied by such means as standardized processing of logging curves and information extraction, observation of rock cores and well log debris, electronic scanning and thin section analysis as well as mercury penetration analysis. The results indicate that Nantun Formation in Hailar Basin is mainly composed of inland lake facies clastic rocks, comprising chiefly breccia, glutenite, conglomerate, grit, fine sandstone, siltstone, argillaceous sandstone and mudstone. The average porosity of the Nan-1st section reservoir is 6.15%, and the average permeability is $0.31 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, suggesting that the reservoir is characterized by low porosity and extremely low pore permeability. The average porosity of Nan-2nd section reservoir is 12.18%, and the average permeability is $2.79 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, implying that the reservoir is of mesoporosity and low pore permeability. The reservoir spatial type is of typical intergranular space, with the development of some induced pores. The throat is divided into four types (I, II, III, IV). Favorable reservoir sand body types seem to

收稿日期: 2007-05-09; 修订日期: 2007-06-18

基金项目: 大庆油田有限责任公司资助项目“海拉尔盆地贝西斜坡北部地区南屯组油气成藏条件研究”

作者简介: 李占东 (1979-) 男, 汉族, 在读博士生, 主要从事油气地质、石油测井及地震解释方面的研究, 电话: 13644593771, E-mail:

conquereast@126.com

be the fan delta front branch channel sand body, the fan delta plain braided channel sand body and the shore shallow lake sand dam microfacies sand body. The properties of the reservoir are mainly affected by sedimentary facies and diagenesis.

Key words: reservoir characteristics; log response; sedimentary facies; diagenesis; Hailar Basin

海拉尔盆地具有丰富的油气地质资源储量,是大庆油田一个重要的中长期油气藏勘探区(田成等, 2004)。贝尔凹陷是海拉尔盆地中面积最大的凹陷,自西向东分布着贝西斜坡带、贝中隆起带及贝东隆起带。贝西斜坡北部地区面积约 500 km²,三维地震满覆盖面积约 434 km²。研究区南邻呼和谐仁正向构造带,发育有苏乃诺尔正向构造带及贝西洼槽负向构造带。地层自下而上发育上侏罗统布达特群,下白垩统扎赉诺尔群铜钵庙组、南屯组、大磨拐河组、伊敏组,上白垩统青元岗组,新近系呼查山组及第四系。目前,区内有已完钻探井、地质井 17 口(贝地 4、5,贝 5、7、11、13、15、17、23、25、27、29、31、35、37、45、59),见油气显示井 10 口(贝地 4,贝 11、13、17、27、29、31、35、37、25),获工业油流 2 口(贝 13、17),水井 3 口(贝 29、31、37)。

1 储层岩性特征

通过测井曲线的标准层平均化处理(赵培华, 2003; 滑爱军, 2006)及电阻率、声波时差、中子、密度和自然伽玛等曲线识别岩性信息的提取,探井岩心及录井岩屑剖面、薄片资料的观察统计分析,结果表明研究区内南屯组储集层包括角砾岩、砾岩、砂砾岩、粗砂岩、细砂岩、粉砂岩、泥质砂岩及泥岩等,其中,砂岩为主要岩性。

1.1 砾岩、砂砾岩

砾岩成分主要为安山质,含量为 50%~80%,其次为酸性喷发岩和少量变质岩,粒度相对较粗,分选和磨圆度随搬运距离增加而变好。颜色以灰色为主,部分为杂色。孔隙以原生孔隙为主,少量泥质或火山灰充填孔隙,储集物性较好,较发育于扇三角洲平原辫状水道及前缘分支水道微相。砂砾岩的测井异常显示十分明显,所有的电阻率曲线均呈高阻,较薄砂砾岩层呈剪刀状,特征突出。砂砾岩的声波时差、中子、密度显示分别为低时差、低中子孔隙度及高密度异常,自然伽玛值较低(图 1),有些砂砾岩纯度不高,测井显示特征不明显。

1.2 粗砂岩、细砂岩

粗砂岩主要为灰色岩屑砂岩、长石砂岩、长石岩屑砂岩等,部分为砾质砂岩,颜色以灰色为主,砂屑组分中长石为 15%~35%,石英为 10%~50%,岩屑含量为 20%~75%,含有少量泥质。细砂岩主要为灰色岩屑长石砂岩、岩屑砂岩,其次为石英砂岩、长石砂岩等,颜色以深灰色、灰色为主,碎屑石英为 13%~60%,长石为 9%~35%,粒度相对较细,搬运距离较长,磨圆和分选相对变好,物性较好,为该区良好的储集层砂体。该岩性较发育于扇三角洲外前缘分支水道、河口坝、平原决口扇等微相。与砂砾岩相比,细砂岩测井显示为较低电阻率、低密度、高声波时差等特点(图 1)。

1.3 粉砂岩、泥质粉砂岩

与粗、细砂岩相比,粉砂岩、泥质粉砂岩粒度更细,反映在测井曲线上为更低的电阻率(随粒度递减,电性曲线显示更差)、较低密度、高自然伽玛和高声波时差等特点(图 1)。粉砂岩以深灰色、灰色为主,部分为黑色,粉砂级石英、长石、岩屑占 50%~80%,含有少量泥质,伴有硅质及碳酸盐矿物。泥质粉砂岩在本区含量少,在薄夹层中一般都能可见,成水平层理,颜色以灰黑色为主,颜色因含泥质不均略显深浅不均,泥质含量 20%~30%,粉砂质含量 70%~80%,成分以石英、长石为主,岩屑少量。由综合薄片分析结果得出,陆源碎屑中长石成分较多,且风化成分较低,反映了近物源沉积特点,磨圆和分选中等—好,储集性能中等。该岩性较发育于扇三角洲外前缘的席状砂、平原河泛平原、滨浅湖砂坝等微相。

1.4 (粉砂质)泥岩

泥岩在全区普遍发育,总体含量较低,但在局部目的层段含泥岩比重大,例如贝 27 井在南一段的 2 229~2 334.1 m 层段出现了泥石流沉积,岩性分析泥岩含量达到了 62%,颜色为灰色、灰黑色,主要发育于该区的滨浅湖—湖相沉积体系、扇三角洲前缘分支水道间及平原辫状水道间等微相。该区洼陷内发育的湖相泥岩,有机质含量高,可作为有利的生油岩。测井响应具有较高伽玛、较低电性、较低密度、较高声波、较高中子孔隙度等特点(图 1)。

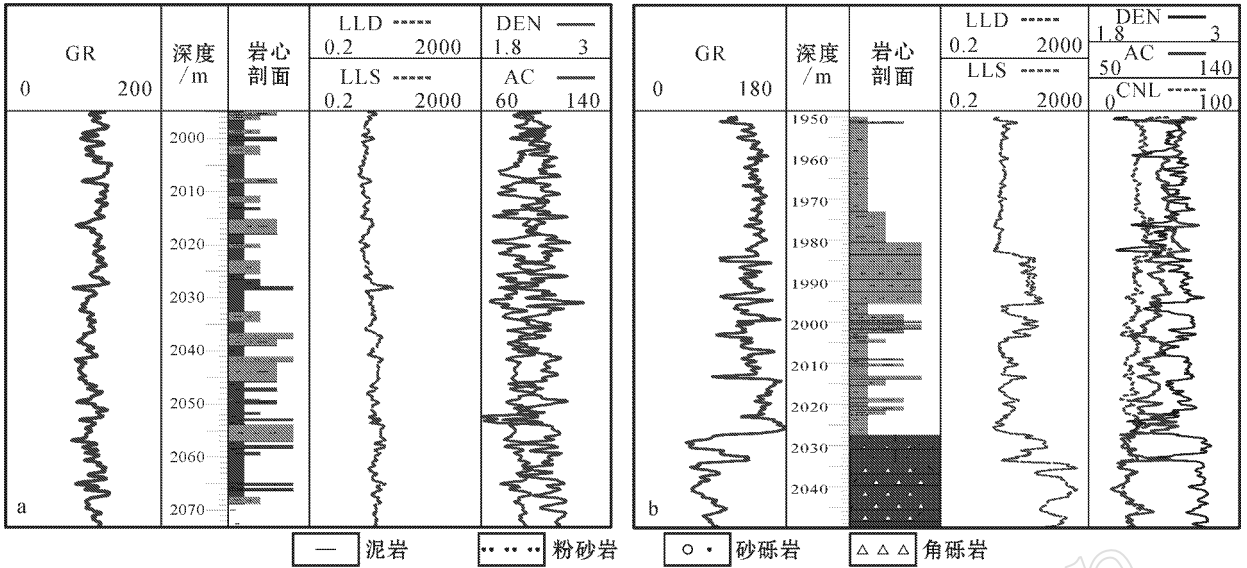


图 1 贝 59 井(a)、贝 17 井(b)不同岩性(泥岩、粉砂岩、砂砾岩、角砾岩)的测井响应特征

Fig. 1 Diagram illustrating log response characteristics of different lithologic characters (mudstone, siltstone, glutinite, breccia) of Well b59(a) and Well b17(b)

2 储层物性特征

物性特征是决定储层储集性能的关键,是评价储层储集能力的重要标志之一,其直观表现为孔隙

度和渗透率的大小(李凤杰等 2005)。通过对贝 11、13、27、29、31、35、37、45、59,贝地 4 共 10 口取心井的岩心观察、薄片鉴定及物性资料、扫描电镜分析,统计 232 个孔渗数据,得出南二段和南一段储层的物性特征(图 2)。

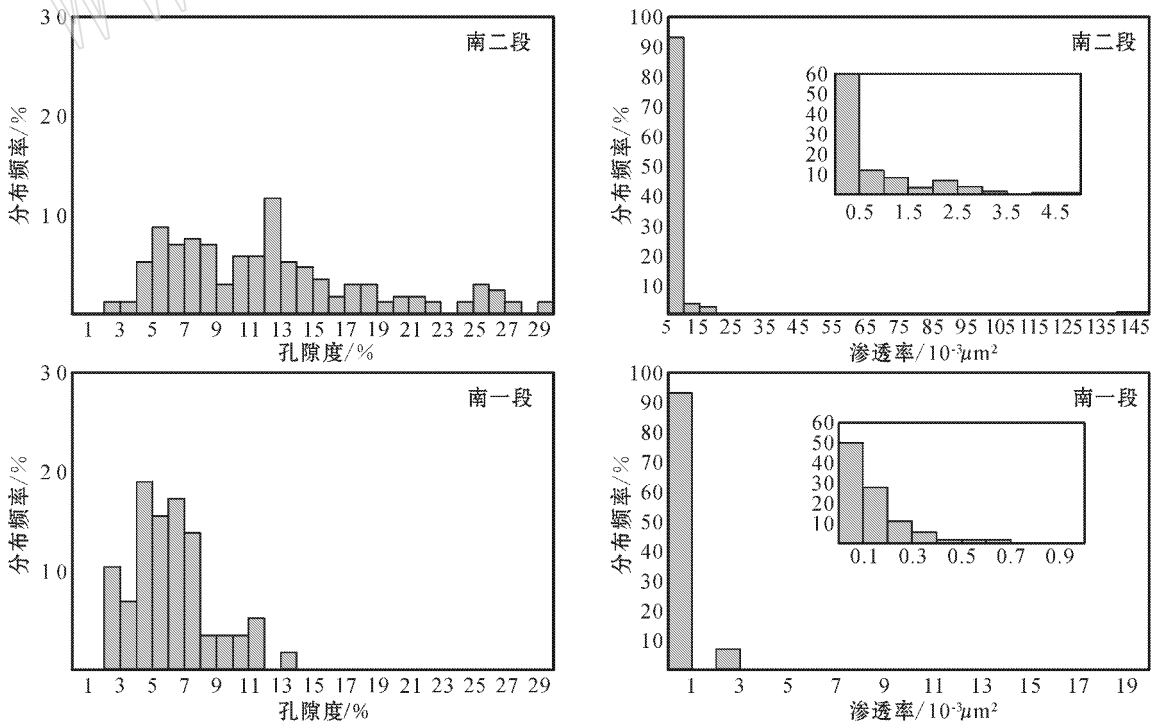


图 2 取心井砂岩孔隙度及渗透率分布频率直方图

Fig. 2 Histogram showing distribution frequency of sandstone porosity and permeability in coring wells

南二段储层孔隙度峰值主要集中在4%~15% (占整体的65%),分布范围为2.2%~29.5%,均值为12.18%;渗透率的峰值主要集中在 $<5.0 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ (约占整体的92%),分布范围为 $0.01 \times 10^{-3} \sim 146.0 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,均值为 $2.79 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,属于中孔低渗型的孔隙特征。

南一段储层孔隙度峰值主要集中在3%~9% (占整体的75%),分布范围为2.0%~13.3%,均值为6.15%;渗透率的峰值主要集中在 $<1.0 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ (约占整体的92%),分布范围为 $0.01 \times 10^{-3} \sim 2.59 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,均值为 $0.31 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,为低孔特低渗型的孔隙特征。

从储层物性资料来看,南屯组储层总体上属中低孔、低渗型。由于受到诸多地质因素的影响,储层非均质性较强,物性在不同地区和不同层段均有差异。纵向上南一段储层埋藏较深,压实作用较强烈,储集物性一般较差,不利于油气的富集,图2、图3都说明了这点,平面上随着沉积相带的变化,储层砂体的物性相差较大,扇三角洲前缘亚相砂体孔渗值较高,特别在分支水道、河口坝处孔渗性普遍较好,最大孔隙度能达到29.5%,最大渗透率达到 $146 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

3 储层储集空间类型

碎屑岩是研究区的主要储集岩类,储集岩类型主要为砾岩和砂砾岩,其次为粗砂岩。根据岩心观察和大量的薄片鉴定分析,南屯组储层孔隙按成因可分为原生孔隙和次生孔隙两大类。其中,原生孔隙占67%,是该区的主要孔隙类型。

3.1 原生孔隙

原生孔隙是岩石原始沉积时就已经形成并保存

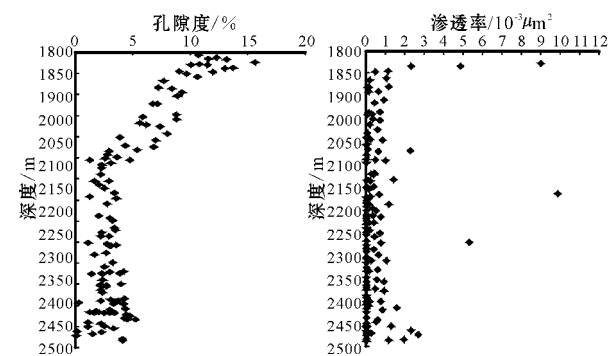


图3 孔隙度、渗透率随埋深变化图

Fig. 3 Diagram showing variation of porosity and permeability values with the burial depths

至今的孔隙。这类孔隙又可细分为压实剩余的粒间孔和粒内孔,在成岩过程中,经压实、溶蚀等作用,原生孔隙将逐渐减小。

粒间孔是本区常见的一种孔隙,是由机械压实作用后碎屑岩的碎屑颗粒间、杂基之间、碎屑颗粒与杂基之间的剩余孔隙空间,几何形态取决于孔隙周边颗粒的表面形态,主要分布在砾岩、砂砾岩中,特别是在无填隙物的颗粒支撑砾岩中更为发育。取心薄片鉴定粒间孔孔径较粗,连通性较好,成为流体渗流的良好通道(图4a,贝37井,1311.85 m,砂砾岩,砾石为花岗岩、干枚岩、流纹岩等中酸性喷发岩,粒间孔,少量粒内孔径为5%;图4b,1313.50 m,砂砾岩,粒间孔,粒内径为6%~7%)。但随埋深的增加,完整粒间孔、剩余粒间孔逐渐被破坏而分布减少。

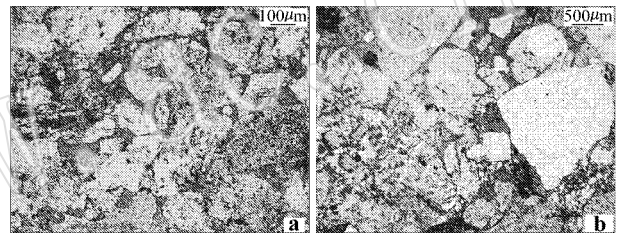


图4 粒间孔显微照片

Fig. 4 Optical diagram of interparticle pores

粒内孔是碎屑岩中岩屑颗粒内固有的孔隙,主要分布在砾岩的砾石当中。本区砾岩的砾石成分多为花岗岩、流纹岩、安山岩、火山碎屑岩的岩屑,也有砾岩和砂岩岩屑,粒内孔主要由上述岩屑自身具有的气孔、斑晶熔孔、砾岩和砂岩岩屑内的粒间孔组成。由于埋深的增加,成岩作用大,部分岩屑边缘溶蚀扩大,粒内发育一定的裂缝。

3.2 次生孔隙

次生孔隙是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,在由溶蚀作用形成的各种溶蚀孔隙中,粒间溶孔、粒内溶孔是本区主要的次生孔隙类型,主要在深度1900~2300 m之间发育。此段储层溶蚀作用的机理,与有机质演化有关,在早成岩晚期的有机质成熟期,烃类脱氢化后产生的有机酸和大量 CO_2 气体及其混合流体,是造成本区矿物岩屑溶蚀,形成次生孔隙的主要因素,这对改善储层质量起到了一定作用。

粒间溶孔在砾岩和砂岩中普遍发育。它是在原生的粒间孔隙中,溶蚀作用沿碎屑边缘进行,溶蚀碎

屑之间的易溶长石或含有其他易溶矿物的岩屑等形成的次生扩大溶孔。长石溶蚀可形成高岭石,其反应方程式为 $2\text{KAlSi}_3\text{O}_8 + \text{H}_2\text{O} + 2\text{H}^+ \rightarrow \text{Al}_2\text{Si}_2\text{O}_5(\text{OH})_4$ (高岭石) + $4\text{SiO}_2 + 2\text{K}^+$, 因此,在长石的表面有一层片状的高岭土。

粒内溶孔是溶蚀作用在晶体内部沿解理、裂隙和其他薄弱部位发生造成的孔隙。按颗粒内部成分可分为长石粒内溶孔和岩屑粒内溶孔。前者见于长石碎屑颗粒中,发育于长石颗粒的边缘和内部,是溶

蚀作用沿长石边缘、解理缝、双晶缝进行溶蚀作用的结果;后者见于含长石的岩屑和碳酸盐胶结的砂岩、粉砂岩岩屑内及其边缘,是其中的长石和碳酸盐矿物溶蚀作用的结果。

3.3 喉道类型及其特征

通过对南屯组 35 个样品压汞资料的分析研究,对其曲线形态及各特征参数的统计分析,将孔喉分为 4 种类型(表 1)。

(1)粗态型(I类):该类孔喉的毛管压力曲线

表 1 南屯组储层各类典型压汞数据
Table 1 Typical mercury penetration data of Nantun Formation reservoirs

类别	孔隙度/%	渗透率/ $10^{-3}\mu\text{m}^2$	排驱压力/MPa	孔隙半径中值/ μm	汞饱和度中值压力/MPa	最大汞饱和度/%	渗透率分布峰值/%	孔隙分布峰值/%
I类	29.3	146.00	0.049	2.713	0.287	82.011	47.938	20.678
II类	12.9	0.57	0.481	0.131	5.878	82.479	51.107	13.746
III类	12.9	0.57	2.120	0.027	27.980	62.537	60.854	13.091
IV类	4.5	0.03	24.059	0.001		21.949	76.346	14.179

形态总体表现为排驱压力小,汞饱和度中值压力低,最大汞饱和度值高。曲线整体呈向左下靠拢,凹向右上,表明歪度较粗,各级别孔喉均发育,但以孔喉半径 $>0.63\mu\text{m}$ 大孔喉为主,大孔喉对渗透率的贡献值最大。该类储层物性较好,主要发育在砂岩、含砂砾岩中,反演剖面上呈现粉色、粉红色,表现为高强阻抗,沉积以扇三角洲外前缘分支水道、河口坝、平原决口扇等微相为主。

(2)偏粗态型(II类):该类孔喉的毛管压力曲线形态总体表现为排驱压力较小,汞饱和度中值压力较高,最大汞饱和度值较低。曲线呈一近 45° 直线,不发育平台段,表明分选差,各级别孔喉均发育,其中以半径在 $0.16\sim 3.80\mu\text{m}$ 的孔喉为主,对渗透率的贡献值最大。该类储层物性一般,主要发育在含砾粗砂岩、含砂砾岩、粗砂质砾岩中,反演剖面上以粉红色、绿色为主,表现为较强阻抗,沉积以分流河道微相为主。

(3)偏细态型(III类):该类孔喉的毛管压力曲线形态总体表现为排驱压力较大,汞饱和度中值压力较高,最大汞饱和度值高,毛管压力曲线上有一平台,曲线向右靠拢,凹向左下,表明歪度较细,分选较好,发育中、微孔喉,其中以 $0.04\sim 0.16\mu\text{m}$ 微孔喉为主,表现为单峰。该类储层物性较差,主要发育在含砾粗砂岩和粗砂质砾岩中,反演剖面上以绿色、蓝绿色为主中强阻抗剖面,以滨浅湖砂坝微相为主。

(4)细态型(IV类):该类孔喉的毛管压力曲线

形态总体表现为排驱压力大,最大汞饱和度值低,孔喉以 $<0.04\mu\text{m}$ 的微孔喉为主,毛管压力曲线向右靠拢,凹向左下,无平台段发育,表明歪度细,分选差,储集能力和渗流能力均差,属非储层特征。主要发育在粉砂岩、细砂岩、粉砂质泥岩中,主要分布在浅湖泥等微相中。

4 储层物性影响因素分析

4.1 沉积环境或沉积相的控制

沉积相对储层孔渗性控制作用较强(朱玉新等, 2000; 庄锡进等 2002),不同沉积环境下沉积的碎屑岩储集层具有不同的特点。研究区的有利沉积相带为辫状河道、主水道等微相,对储层物性控制明显(表 2)。

从表 2 可以看出,扇三角洲前缘亚相各微相砂体对应的孔隙度和渗透率较高,尤其以扇三角洲前缘分支水道的物性最高,其次为扇三角洲平原辫状河道、滨浅湖砂坝微相,湖底扇相储层砂体的物性较低。

由于储层储集性能与砂体颗粒的大小、分选和磨圆度等参数有关。一般说来,储层颗粒粒径越大,分选越好,磨圆越好,储层的物性就越好,反之越差(邓荣敬等, 2006)。沉积相带决定着储层砂体颗粒大小、分选和磨圆等参数,从而决定了储层物性的好坏。该工区南屯组沉积时期,以扇三角洲-湖相-湖底扇相沉积体系为主,平面上相带变化较大,各沉积

表 2 沉积微相砂体物性统计表

Table 2 Physical property statistics of the sedimentary facies sand body

相	亚相	微相	孔隙度/%			渗透率/ $10^{-3}\mu\text{m}^2$			样品数
			最大值	最小值	平均值	最大值	最小值	平均值	
扇三角洲	扇三角平原	辫状河道	21.70	8.40	14.58	3.91	0.01	0.84	9
		辫状河道间	7.10	5.20	6.15	0.13	0.09	0.11	2
	扇三角前缘	主水道	19.10	3.20	9.75	1.45	0.01	0.30	26
		主水道间	10.20	7.30	8.88	0.37	0.15	0.29	4
		分支水道	29.50	3.30	15.66	146.00	0.01	7.05	111
		分支水道间	7.60	2.00	4.37	2.70	0.09	0.87	19
		河口坝	17.40	4.40	11.22	14.00	0.01	1.79	24
		席状砂	21.10	5.40	13.06	3.24	0.04	0.73	14
		泥石流	15.60	2.20	7.95	2.55	2.43	2.48	6
		滨浅湖	滨浅湖	14.90	8.20	12.43	1.07	0.16	0.37
湖底扇	内扇	辫状沟道	12.50	4.00	8.82	0.82	0.03	0.14	11
		辫状沟道间	7.20	4.10	5.39	0.78	0.01	0.11	15
	中扇	扇中前缘	12.00	4.70	7.69	0.13	0.03	0.05	35

相带储层砂体的物性相差较大。扇三角洲前缘分支水道砂体岩性多以砾岩、粗砂岩为主,经过较长距离搬运,分选和磨圆变好,物性较好;扇三角洲平原辫状河道微相砂体岩性以砂砾岩为主,分选和磨圆较差,且泥质胶结物含量较多,物性变差;滨浅湖砂坝微相砂体岩性以粉细砂岩为主,经过湖浪作用,颗粒分选较好,物性较好;湖底扇相砂体岩性较为复杂,以粗砂岩、粉砂岩和泥岩为主,大小颗粒混杂,泥质含量较高,物性较差。

经分析得出,该区扇三角洲前缘分支水道砂体、扇三角洲平原辫状河道砂体和滨浅湖砂坝微相砂体为该区有利的储层砂体类型。

4.2 成岩作用

成岩作用对储层储集性能具有明显的控制作用,区内对储层物性改造较大的成岩作用主要有压实作用和溶解作用。

从孔隙度随埋深变化图(图 3)可知,研究区孔隙度在纵向上的变化规律为随深度的增加孔隙度减小,受压实作用影响较大。从图 2 取心井砂岩孔隙度及渗透率分布频率直方图也可看出,南二段储层的孔隙度峰值和平均值明显高于南一段。研究区渗透率随埋深变化不明显,受压实作用的影响不大,整体渗透率偏低,可能与本区南屯组储层岩性相对较粗、分选较差有关。

溶解作用使区内的储集能力得到了很大的改善,尤其是该区由酸性水溶液溶蚀储层结构组分而形成的粒内和粒间类次生孔隙较发育,大部分发育在砾岩和砂岩中,提高了储层的孔隙度,增强了渗流

能力,是较有前景的勘探区。碎屑岩组分中以钾长石及斜长石的溶解较为常见,储层的粒间溶孔、粒间超大溶孔、粒内溶孔均与长石和含长石质组分的岩屑等的溶解有着必然的联系。

综上所述,各种沉积环境下形成的砂砾岩体的储层物性不仅受沉积相与岩石结构组分的制约,而且受成岩作用的影响,溶解作用形成的次生孔隙发育带是油气储层物性较好地区,是较有前景的勘探区。

5 结论

(1) 研究区南屯组储层以内陆湖相碎屑岩为主,包括角砾岩、砾岩、砂砾岩、粗砂岩、细砂岩、粉砂岩、泥质砂岩及泥岩等,其中砂岩是主要岩性。

(2) 研究区南一段储层孔隙度平均值为 6.15%,渗透率平均值为 $0.31 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,为低孔特低渗型的孔隙特征;南二段储层孔隙度平均值为 12.18%,渗透率平均值为 $2.79 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,属于中孔低渗型的孔隙特征。纵向上随埋深的增加,孔隙度逐渐减少,渗透率随埋深变化不明显,整体偏低。平面上随沉积相带的变化,储层砂体的物性相差较大,在辫状河道、分支水道、河口坝处孔渗性普遍较好。

(3) 储集空间类型以粒间孔隙为主,连通性较好,成为流体渗流的良好通道,而且发育一定的次生孔隙;喉道分为 4 种类型:粗态型(I类)、偏粗态型(II类)、偏细态型(III类)、细态型(IV类)。

(4) 南屯组影响储集物性好坏的主要是沉积环境或沉积相带和压实、溶蚀作用。

References

- Deng Rongjing, Xu Bei, Qi Jiafu, *et al.*. 2006. Sedimentation characteristics and factors affecting the reservoir in Palaeogene Shasan Member of Beitang sag, Huanghua depression[J]. *Acta Petrologica et Mineralogica*, 25(3):230~236(in Chinese with English abstract).
- Hua Aijun. 2006. Log information standardization method research in Ordos big cow natural gas field[J]. *Henan Petroleum*, 20(2):31~33(in Chinese with English abstract).
- Li Fengjie, Wang Duoyun and Xu Xuhui. 2005. The influential factors and characteristics of triassic Yanchang Formation reservoir in Longdong area, Ordos basin[J]. *Petroleum Geology and Experiment*, 27(4):365~370(in Chinese with English abstract).
- Tian Cheng, Li Yanjun, Zeng Weidong, *et al.*. 2004. Character of reservoir diagenesis and reservoir permeater units in Beir depression, Hailaer basin[J]. *Geological Science and Technology Information*, 23(4):83~86(in Chinese with English abstract).
- Zhao Peihua. 2003. Logging Technology with Oil Field Development Water Flooded Layer[M]. Beijing: Oil Industry Publishing, 106~125(in Chinese with English abstract).
- Zhu Yuxin, Guo Qingying, Shao Xinjun, *et al.*. 2000. Kuche down-warp north reason Cretaceous system reservoir research in Xinjiang Tarim basin[J]. *Journal of Palaeogeography*, 2(4):58~65(in Chinese with English abstract).
- Zhuang Xijin, Hu Zongquan and Zhu Xiaomin. 2002. Jurassic reservoir of the northwest edge in Junggar basin[J]. *Journal of Palaeogeography*, 4(1):90~95(in Chinese with English abstract).

附中文参考文献

- 邓荣敬, 徐 备, 漆家福, 等. 2006. 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[J]. *岩石矿物学杂志*, 25(3):230~236.
- 滑爱军. 2006. 鄂尔多斯大牛地气田测井资料标准化方法研究[J]. *河南石油*, 20(2):31~33.
- 李凤杰, 王多云, 徐旭辉. 2005. 鄂尔多斯盆地陇东地区三叠系延长组储层特征及影响因素分析[J]. *石油实验地质*, 27(4):365~370.
- 田 成, 李艳军, 曾卫东, 等. 2004. 海拉尔盆地贝尔凹陷储层成岩与储渗结构特征[J]. *地质科技情报*, 23(4):83~86.
- 赵培华. 2003. 油田开发水淹层测井技术[M]. 北京:石油工业出版社, 106~125.
- 朱玉新, 郭庆银, 绍新军, 等. 2000. 新疆塔里木盆地库车坳陷北缘白垩系储层研究[J]. *古地理学报*, 2(4):58~65.
- 庄锡进, 胡宗泉, 朱筱敏. 2002. 准噶尔盆地西北缘侏罗系储层[J]. *古地理学报*, 4(1):90~95.

·更正·

因编校疏忽,本刊 2007 年第 6 期陈艳、陈天虎、崔康平等的《宣城沸石热处理结构和阳离子交换容量演化》中第 513 页图 1 和图 2 的图名和图形不相对应,应互换图形位置,特此更正,并向读者致歉。