

文章编号:1000-0550(2014)05-0966-07

# 柴达木盆地昆北地区路乐河组砂砾岩有效储层发育主控因素及分布规律<sup>①</sup>

斯春松<sup>1,2</sup> 刘占国<sup>2</sup> 寿建峰<sup>2</sup> 李积永<sup>3</sup> 官清顺<sup>2</sup> 张庆丰<sup>3</sup> 王鹏<sup>3</sup> 王波<sup>3</sup>

(1.中国地质大学(武汉)资源学院 武汉 430074;2.中国石油杭州地质研究院 杭州 310023;  
3.中国石油青海油田勘探开发研究院 甘肃敦煌 736202)

**摘要** 柴达木盆地昆北地区路乐河组砂砾岩储集体非均质性强,明确砂砾岩体内有效储层发育的主控因素及分布规律是油藏勘探开发中亟待解决的关键地质问题。本文主要利用了区内路乐河组大量钻井岩芯分析资料,应用储层量化地质研究方法对该问题进行了探讨。首先根据试油、岩芯油气显示与物性之间的分布关系,对砂砾岩体内有效储层进行量化识别,认识到渗透率是评价该砂砾岩是否为有效储层的决定性物性参数,确定的渗透率下限值约  $0.7 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$  (气测值)。其次,通过对有效储层发育控制因素的量化分析,确定泥质杂基含量是砂砾岩体内有效储层发育的主控因素,含量上限值约 7%。最后,根据泥质杂基含量与沉积微相间的密切联系,揭示出砂砾岩体内有效储层主要为冲积扇辫状水道微相沉积,其在垂向上主要发育在单期冲积扇扇体的顶部,平面上在扇中区域呈大面积连片分布,并沿扇体辐射线方向向扇根和扇端地区呈条带状延伸和尖灭。该认识被近期钻探所证实,对下一步勘探开发部署具指导意义。

**关键词** 柴达木盆地 路乐河组 砂砾岩 储层 控制因素

**第一作者简介** 斯春松 男 1968年出生 博士研究生 高级工程师 石油地质 E-mail: sics\_hz@petrochina.com.cn

**中图分类号** TE122.2 **文献标识码** A

柴达木盆地昆北地区位于盆地西南部昆仑山北缘,区域构造单元处于由昆仑山山前逆冲断裂和昆北逆冲断裂形成的昆北断阶带中部<sup>[1-3]</sup>。区内现今主要地层单元自下而上分别为古近系路乐河组( $E_{1+2}$ )、下干柴沟组下段( $E_3^1$ )、下干柴沟组上段( $E_3^2$ )和新近系上干柴沟组( $N_1$ ),其上覆地层因后期隆升剥蚀而普遍缺失<sup>[1]</sup>。古近系路乐河组( $E_{1+2}$ )砂砾岩体沉积非常发育,垂向连续厚度大、平面分布广,是区内主力勘探目的层,已在 Q6 和 Q16 井区发现了两个大规模油藏(图 1)<sup>[1]</sup>。勘探开发实践表明,路乐河组砂砾岩体非均质性强,物性时空变化快,油藏成藏富集主要受砂砾岩体内有效储层分布控制。限于资料,以往对该区路乐河组有效储层的认识程度较低,前人主要对砂砾岩沉积环境及储层特征进行了探讨<sup>[4-6]</sup>。因此,明确有效储层主控因素及分布规律是油藏勘探开发中亟待解决的关键地质问题。本文利用近期研究区大量钻井资料,应用储层量化地质研究方法<sup>[7-11]</sup>,对砂砾岩体内有效储层发育主控因素及分布规律进行了探讨。

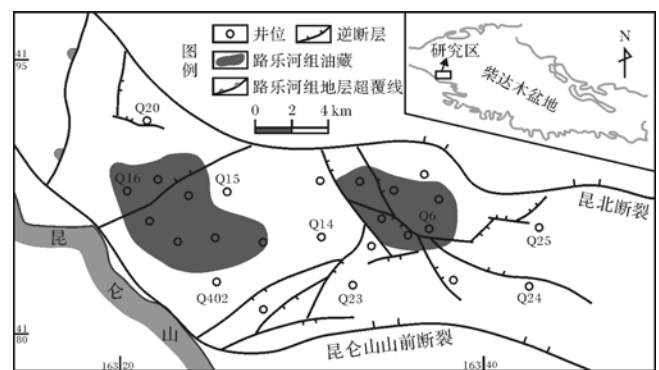


图1 研究区地质概况简图

Fig.1 Sketch map showing the geology of the study area

## 1 砂砾岩体基本特征

区内钻井资料显示,路乐河组砂砾岩体连续厚度最厚可达 70 余米,整体上呈棕红色,块状结构,单套砂砾岩体顶部泥质岩段发育有含量、规模不等的砂砾岩透镜体,具有明显的干旱气候背景下的冲积扇沉积特征。根据大量铸体薄片观察统计,路乐河组砂砾岩体岩石类型主要由砾岩、砂质砾岩和含砾砂岩组成,

<sup>①</sup>中国石油天然气股份有限公司重大科技专项课题(编号:2011E-0301)资助  
收稿日期:2013-07-31;收修改稿日期:2013-10-29

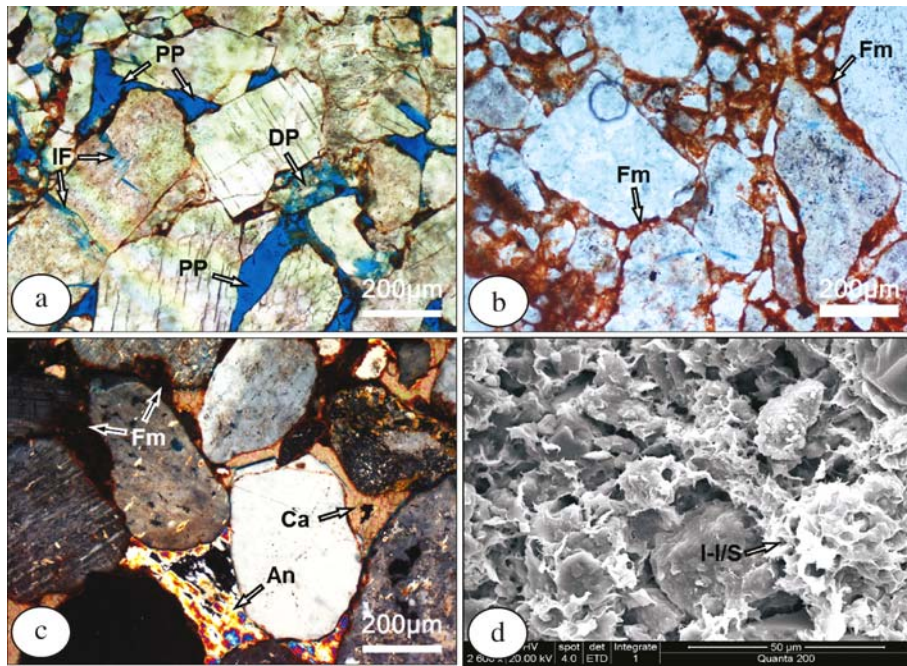


图2 路乐河组砂砾岩体岩石学微观特征

a. 储集空间类型以原生孔隙(PP)为主,少量颗粒微裂缝(IF)和长石颗粒粒内溶孔(DP),Q163井,1 846.48 m,铸体薄片,单偏光;b. 含铁泥质杂基(Fm)充填粒间,Q615井,2 203.75 m,铸体薄片,单偏光;c. 粒间含铁泥质杂基充填(Fm)、方解石(Ca)和硬石膏(An)胶结,切615井,2 213.6 m,铸体薄片,正交光;d. 粒间泥质杂基充填,成分主要为伊利石—伊蒙混层,Q605井,2 040.68 m,扫描电镜照片。

Fig.2 Photomicrographs showing the petrographic characteristics of sandy conglomerate bodies in Lulehe Formation

颗粒组分主要为花岗岩碎屑,次为长石和石英,少量板岩等变质岩碎屑。储集空间类型以残余原生孔隙为主,亦可见少量颗粒微裂缝和长石颗粒粒内溶孔(图2a)。填隙物成分中泥质杂基和自生胶结矿物均普遍发育(图2b,c,d),其中泥质杂基(由陆源黏土和泥—细粉砂级碎屑组成)总量在1%~20%之间;胶结物以方解石为主,次为硬石膏,胶结物总量在1%~16%之间。实测物性数据(气测孔隙度、渗透率)统计结果表明,路乐河组砂砾岩体孔隙度分布在3%~20%之间,渗透率主要分布在 $0.01 \sim 20 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 之间,低孔、低渗和强非均质性特征显著。

## 2 有效储层量化识别

本次研究利用试油结论、岩芯油气显示与物性之间的分布关系对有效储层进行了量化识别,为砂砾岩体内有效储层主控因素分析奠定了基础。

从路乐河组砂砾岩体试油深度段孔隙度、渗透率分布特征可以看出,试油结论为油层段和非油层段的岩芯孔隙度峰值重叠,均分布在5%~13%之间(图3a),无法利用孔隙度区分有效储层,这也是以往测井方法识别有效储层精度较低的主要因素。在渗透

率与孔隙度分布关系图中(图3b),非油层段岩芯渗透率明显分布在 $0.7 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 以下,同时也有相当比例油层段的岩芯渗透率也分布在约 $0.7 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 以下的区间内。通过试油层段岩芯油气显示与物性关系进一步分析,如图4所示,Q163井在1 842~1 851 m深度范围内试油为高产油层,但在岩芯油气显示情况上并非整体含油,而是含油岩芯段与无油气显示段断续分布。相应的物性测试数据显示:含油段与无油气显示段孔隙度差异同样不显著,而渗透率明显以 $0.7 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 为界线, $\geq 0.7 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的岩芯均含油, $< 0.7 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的岩芯则无油气显示。因此,在试油结论为油层段内,渗透率小于 $0.7 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的层段实际为油层内部的非储层夹层。通过上述分析,认识到渗透率是评价该砂砾岩是否为有效储层的决定性物性参数,确定的气测渗透率下限值约 $0.7 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

## 3 有效储层发育控制因素量化分析

### 3.1 砂砾岩体初始孔隙度估算

国外学者通过实验研究,从砾岩到含砾砂岩的初始孔隙度最大值约35%(Gaither, 1953; Yerazunis *et al.*, 1962)<sup>[12,13]</sup>; Clarke(1979)研究发现,随着砾与砂

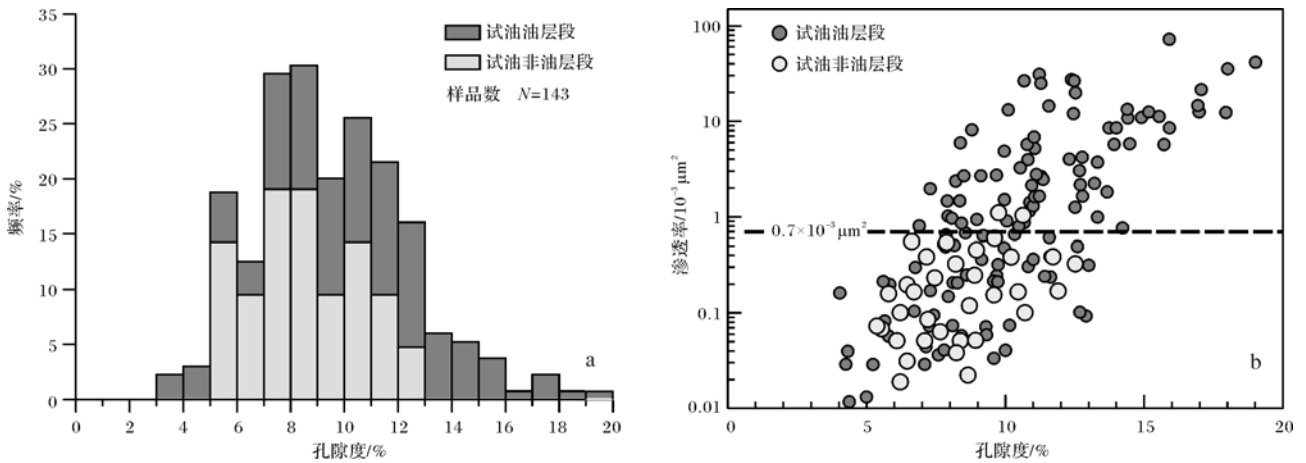


图3 路乐河组试油层段砂砾岩体孔、渗分布特征

Fig.3 Porosity and permeability distribution of sandy conglomerate bodies in oil testing layers of Lulehe Formation

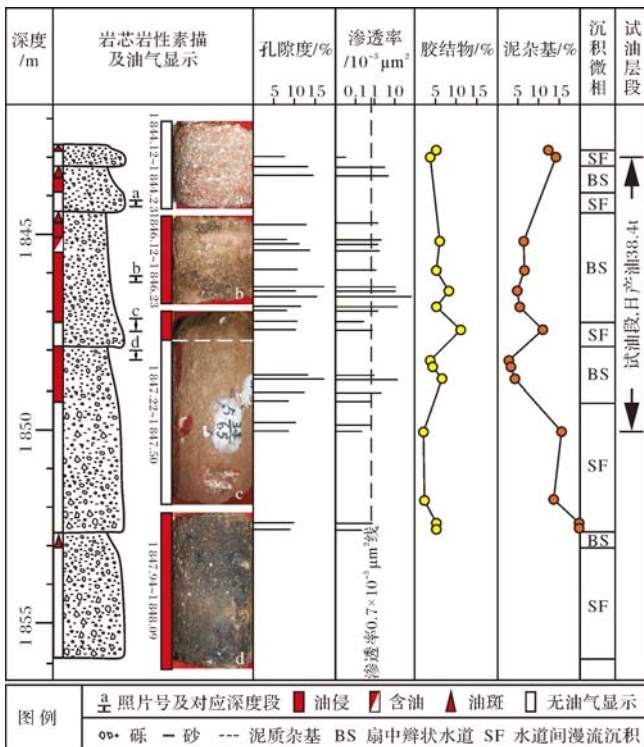


图4 Q163井试油段岩芯综合柱状图

Fig.4 Generalized core section of sandy conglomerate bodies in oil testing layers in Well Q163

级颗粒含量比例不同,砾岩至含砾砂岩初始孔隙度在10%~35%之间<sup>[14]</sup>。不同砂、砾颗粒含量比例可以用分选系数来表征,为此本次研究利用Trask分选系数法(Beard and Weyl, 1973)<sup>[15]</sup>对路乐河组砂砾岩初始孔隙度进行了估算,初始孔隙度计算公式为:

$$\phi_0 = 20.91 + 22.9/S_0 \quad (1)$$

式中 $\phi_0$ 为初始孔隙度; $S_0$ 为Trask分选系数。

据300余个粒度分析数据统计结果,路乐河组砂砾岩体Trask分选系数主要分布在2~4.5之间,峰值约3.0(图5a)。利用上述公式计算出的初始孔隙度分布如图5b,初始孔隙度主要分布在26%~34%之间,平均约30%。由此可见,与砂岩相比,砂砾岩体因自身差组构特征导致初始孔隙度低于分选好的砂岩近10%(湿相砂岩初始孔隙度平均约40%,Beard and Weyl, 1973)<sup>[16]</sup>。

### 3.2 综合定量分析

在初始孔隙度计算基础上,通过大量薄片微观研究统计,对路乐河组砂砾岩体次生孔隙孔隙度贡献量、填隙物减孔量及压实减孔量进行了综合定量分析。其中压实减孔量计算公式为(Houseknecht, 1987;Ehrenberg, 1989;Lundegard, 1992)<sup>[17,18]</sup>:

$$Copl(\%) = (\phi_0 - IGV) \times 100\% \quad (2)$$

式中Copl为压实减孔量(%); $\phi_0$ 为初始孔隙度,取图8b计算均值30%;IGV为颗粒粒间体积,为填隙物总量与剩余原生孔隙体积之和。

通过薄片观察、统计,路乐河组砂砾岩体颗粒微裂缝和颗粒溶孔等次生孔隙发育程度低,总体对孔隙度的贡献量平均不足1%。统计计算结果表明,填隙物平均减孔量为14.1%,占初始孔隙度的比例(填隙物减孔率)为47%;在排除次生孔隙孔隙度贡献量之后,利用上述公式计算的平均压实减孔量为6.2%,占初始孔隙度的比例(压实减孔率)为20.7%(图6a)。通过图6b、c亦可以明显看出,填隙物总量与砂砾岩体物性呈明显的负相关关系。因此,填隙物含量是控制路乐河组砂砾岩体储层物性分布的主要因素。

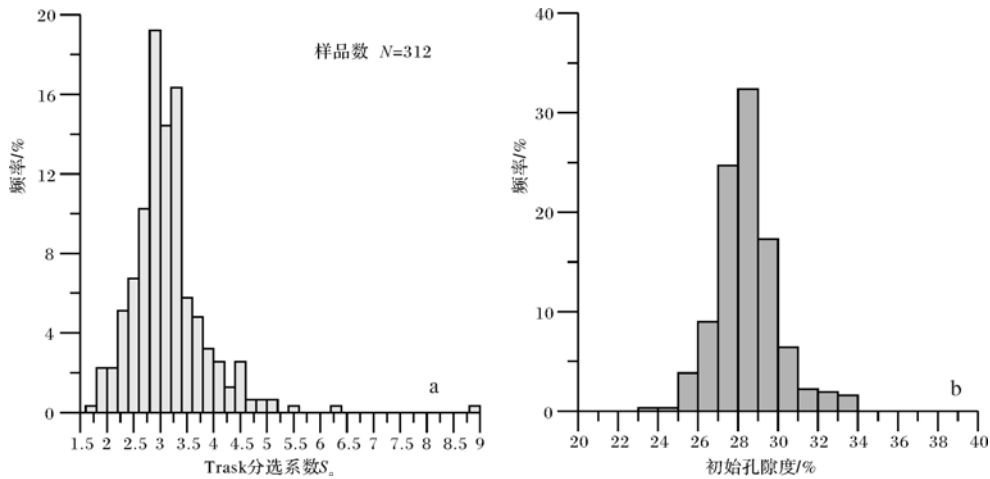


图 5 路乐河组砂砾岩体分选系数及计算的初始孔隙度分布直方图

Fig.5 Sorting coefficient and calculated primary porosity distribution of sandy conglomerate bodies in Lulehe Formation

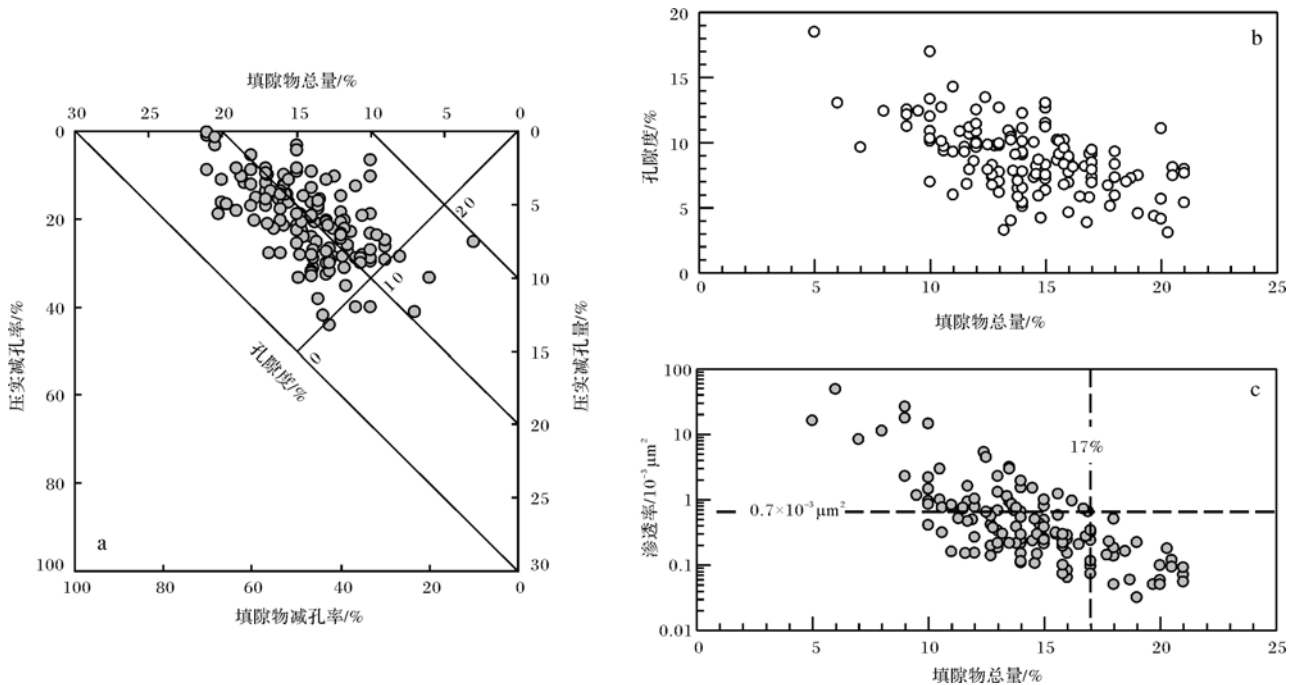


图 6 路乐河组有效储层控制因素定量分析图

Fig.6 Quantitative analysis of controlling factors of reservoir formation in Lulehe Formation

### 3.3 单因素定量分析

由图 6c 填隙物总量与渗透率之间的相关关系可以看出,填隙物总量大于 17% 为非储层分布区,而总量小于 17% 区间内有效储层和非储层大量交叠,因此,为确定有效储层发育主控因素必须对填隙物成分中的胶结物和泥质杂基进行单因素定量分析。本次研究首先通过对填隙物中胶结物总量和泥质杂基含量与渗透率之间的分布规律统计分析,由图 7a、b 所示,有效地识别出了渗透率大于  $0.7 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$  的有效储层内胶结物总量和泥质杂基含量的分布区间。其

中,胶结物总量分布区间的上限值约为 12% (图 7a),泥质杂基含量分布区间的上限值约为 7% (图 7b)。在此基础上,根据图 7c 所示的胶结物总量与泥质杂基含量之间的分布规律可知,两者之间存在明显的互为消长的相关关系,由填隙物总量 17%、胶结物含量 12% 和泥质杂基含量 7% 三条界线基本可围限出有效储层的分布区域。同时可以看出,因胶结物总量大于 12% 而处于有效储层分布区域之外的样品数据点稀少 (图 7a、c),且在单井垂向上零星分布,未对有效储层的规模发育产生主导性影响 (图 4)。因此,可以进

一步确定泥质杂基含量是路乐河组砂砾岩体内有效储层发育的主控因素,上限值约为7%。

### 4 有效储层分布规律

在上述对有效储层识别和发育主控因素量化分析基础上,通过钻井取心段沉积微相单井和连井对比分析发现,泥质含量小于7%的有效储层砂砾岩主要

为冲积扇辫状水道微相沉积,而>7%的非储层砂砾岩则为泥石流和辫状水道间漫流沉积(图4)。有效储层在垂向上主要发育在单期扇体的顶部,因多期扇体叠加与非储层呈互层、不连续分布;在垂直物源方向上呈透镜状,扇体集中发育段内具叠置连片分布特征(图8)。根据实测泥质含量数据,结合前人对冲积扇辫状水道发育规律的认识<sup>[19~23]</sup>,在平面上预测了砂

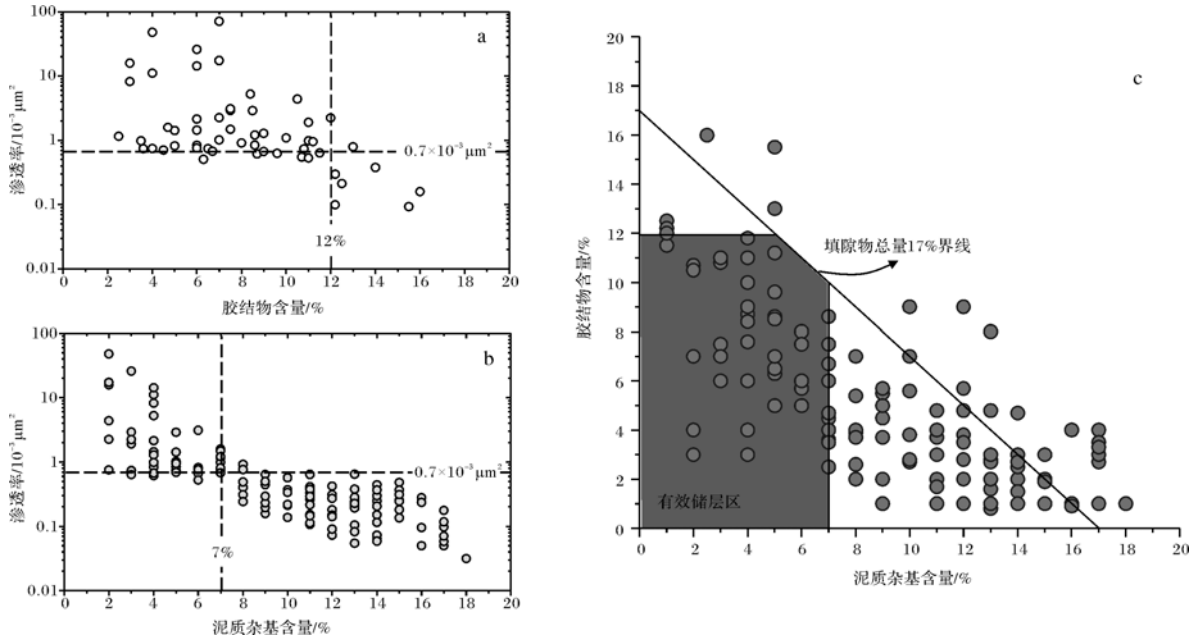


图7 路乐河组砂砾岩体渗透率与填隙物成分及含量关系图

Fig.7 Relationship between matrix contents and reservoir properties of sandy conglomerate bodies in Lulehe Formation

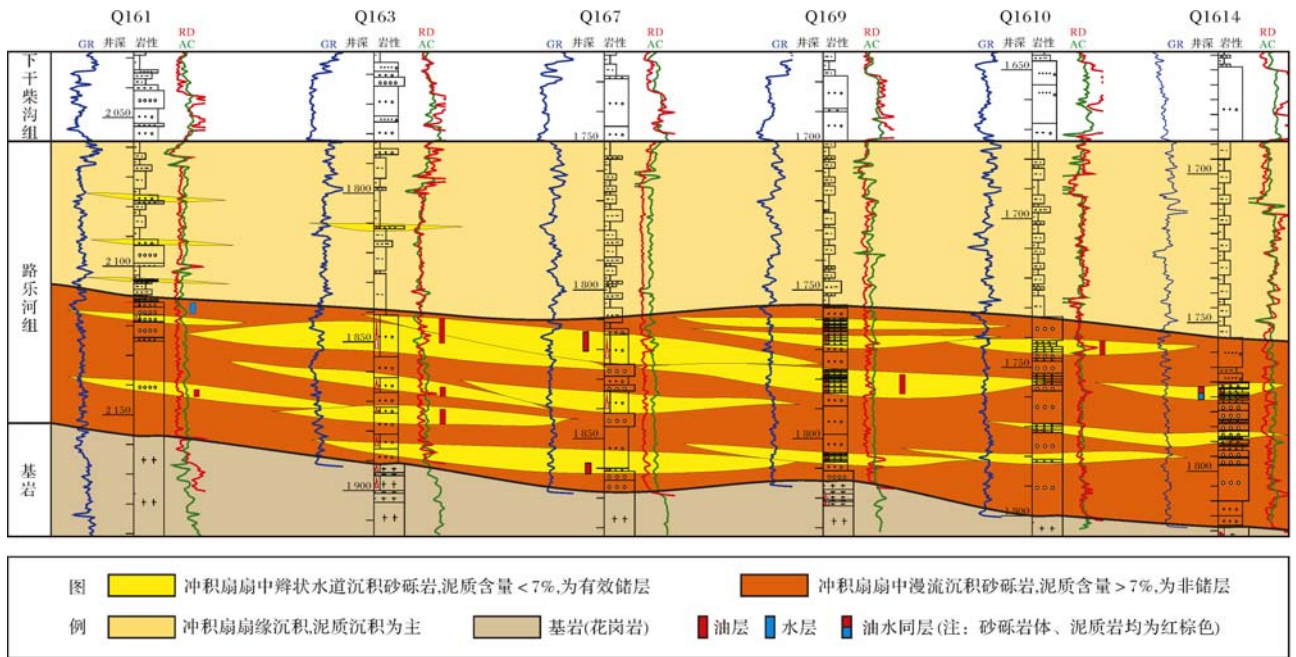


图8 路乐河组砂砾岩体有效储层分布连井剖面图

Fig.8 Well-section (Q161—Q1614) showing the vertical distribution characteristics of effective reservoirs in sandy conglomerate bodies of Lulehe Formation in Kunbei area

砾岩体内有效储层分布区带(图9)。从图9所示的Q16井区有效储层分布规律中可以看出,砂砾岩体内有效储层在平面上集中发育在冲积扇扇中区域,呈大面积连片分布特征;而临近扇根和扇端地区有效储层受主水道分布控制而呈带状分布,并向扇根和扇端逐渐尖灭。

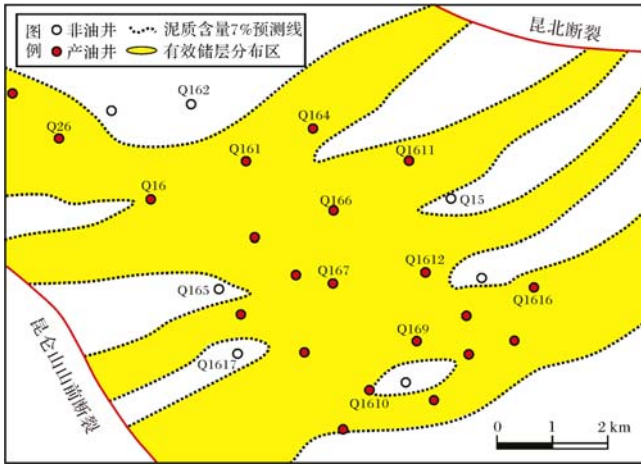


图9 Q16井区路乐河组砂砾岩体内有效储层平面分布图

Fig.9 The horizontal distribution of effective reservoirs in sandy conglomerate bodies of Lulehe Formation in Q16 block, Kunbei area

## 5 结论

通过本次对柴达木盆地昆北地区路乐河组砂砾岩体内有效储层发育主控因素及分布规律研究,得到以下结论:

(1) 渗透率是评价路乐河组砂砾岩储层是否有效的决定性物性参数,有效储层的气测渗透率下限值约  $0.7 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ;

(2) 泥质杂基含量是路乐河组砂砾岩体内有效储层发育的主控因素,上限值约 7%;

(3) 根据泥质杂基含量与沉积微相间的密切联系,揭示路乐河组砂砾岩体内泥质含量小于 7% 的有效储层主要为冲积扇辫状水道微相沉积,其在垂向上主要发育在单期冲积扇扇体的顶部,平面上集中发育在冲积扇扇中区域,呈大面积连片分布,而临近扇根和扇端地区则沿扇体辐射线呈带状分布。该认识被近期钻探所证实,对下一步勘探开发部署具指导意义。

## 参考文献 (References)

1 付锁堂,徐礼贵,巩庆林,等. 柴西南区石油地质特征及再勘探再研究的建议[J]. 中国石油勘探,2010,15(1):6-10[Fu Suotang, Xu

- ligui, Gong Qinglin, *et al.* Petroleum geological characteristics of the southwestern Qaidam Basin and suggestions for exploration [J]. *China Petroleum Exploration*, 2010, 15(1): 6-10]
- 2 罗群,庞雄奇. 柴达木盆地断裂特征与油气区带成藏规律[J]. 西南石油学院学报,2003,25(1):1-5[Luo Qun, Pang Xiongqi. Fault characteristics and hydrocarbon accumulation in Qaidam Basin [J]. *Journal of Southwest Petroleum Institute*, 2003, 25(1): 1-5]
- 3 陈国民,万云,张培平,等. 柴达木盆地昆北断阶带圈闭特征[J]. 西南石油大学学报:自然科学版,2010,32(4):39-43 [Chen Guomin, Wan Yun, Zhang Peiping, *et al.* Trap characteristics of Kunbei fault-terrace belt in Qaidam Basin [J]. *Journal of Southwest Petroleum University: Science & Technology Edition*, 2010, 32(4): 39-43]
- 4 付玲,张子亚,付锁堂,等. 柴达木盆地昆北油田路乐河组沉积相及储层特征[J]. 成都理工大学学报:自然科学版,2010,37(5):494-500[Fu Ling, Zhang Ziya, Fu Suotang, *et al.* Characteristics of the sedimentary facies and reservoirs in Lulehe Formation of the Kunbei oilfield in Qaidam Basin, China [J]. *Journal of Chengdu University of Technology: Science & Technology Edition*, 2010, 37(5): 494-500]
- 5 宫清顺,寿建峰,黄革萍,等. 柴达木盆地昆北油田路乐河组辫状三角洲沉积特征[J]. 地质科学,2012,47(1)116-128[Gong Qingshun, Shou Jianfeng, Huang Geping, *et al.* Sedimentary characteristic of braided delta in Lulehe Formation of Kunbei oilfield in Qaidam Basin [J]. *Chinese Journal of Geology*, 2012, 47(1): 116-128]
- 6 李乐,牟中海,汪立群,等. 柴达木盆地昆北油田切6区  $E_{1+2}$  碎屑岩储层特征及其控制因素[J]. 岩性油气藏,2011,23(4):75-80[Li Le, Mu Zhonghai, Wang Liqun, *et al.* Characteristics and controlling factors of  $E_{1+2}$  clastic reservoir in Qie 6 block of Kunbei oilfield in Qaidam Basin [J]. *Lithologic Reservoirs*, 2011, 23(4): 75-80]
- 7 寿建峰,张惠良,斯春松,等. 砂岩动力成岩作用[M]. 北京:石油工业出版社,2005[Shou Jianfeng, Zhang Huiliang, Si Chunsong, *et al.* *Dynamic Diagenesis of Sandstone* [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2005]
- 8 寿建峰,张惠良,沈扬. 库车前陆地区吐格明背斜下侏罗统砂岩成岩作用及孔隙发育的控制因素分析[J]. 沉积学报,2007,25(6):869-875[Shou Jianfeng, Zhang Huiliang, Shen Yang. The analysis of controlling factors on sandstone diagenesis and porosity preservation of Lower Jurassic in Tugerming Anticline, Kuqa Foreland Basin [J]. *Acta Sedimentologica Sinica*, 2007, 25(6): 869-875]
- 9 寿建峰,张惠良,沈扬,等. 中国油气盆地砂岩储层的成岩压实机制分析[J]. 岩石学报,2006,22(8):2165-2170[Shou Jianfeng, Zhang Huiliang, Shen Yang, *et al.* Diagenetic mechanisms of sandstone reservoirs in China oil and gas-bearing basins [J]. *Acta Petrologica Sinica*, 2006, 22(8): 2165-2170]
- 10 Shou Jianfeng, Si Chunsong, Wang Xin. Genesis types and diagenesis compaction mechanisms of sandstone reservoirs in dynamic environments in oil/gas basins in China[J]. *Petroleum Science*, 2006, 3(3): 23-31
- 11 刘占国,斯春松,寿建峰,等. 四川盆地川中地区中下侏罗统砂岩储层异常致密成因机理[J]. 沉积学报,2011,29(4):744-751[Liu Zhanguo, Si Chunsong, Shou Jianfeng, *et al.* Origin mechanism of a-

- nomalous tightness of Middle and Lower Jurassic sandstone reservoirs in Central Sichuan Basin [J]. *Acta Sedimentologica Sinica*, 2011, 29(4): 744-751]
- 12 Gaither A. A study of porosity and grain relationships in experimental sands [J]. *Journal of Sedimentary Petrology*, 1953, 23(3): 180-195
- 13 Yerazunis S, Bartlett J W, Nissan A H. Packing of binary mixtures of spheres and irregular particles [J]. *Nature*, 1962, 195(4836): 33-35
- 14 Clarke R H. Reservoir properties of conglomerates and conglomeratic sandstones [J]. *AAPG Bulletin*, 1979, 63(5): 799-809
- 15 Beard D C, Weyl P K. Influence of texture on porosity and permeability of unconsolidated sand [J]. *AAPG Bulletin*, 1973, 57(2): 349-369
- 16 Houseknecht D W. Assessing the relative importance of compaction processes and cementation to reduction of porosity in sandstones [J]. *AAPG Bulletin*, 1987, 71(6): 633-642
- 17 Ehrenberg S N. Assessing the relative importance of compaction processes and cementation to reduction of porosity in sandstones: discussion; compaction and porosity evolution of Pliocene sandstones, Ventura Basin, California: discussion [J]. *AAPG Bulletin*, 1989, 73(10): 1274-1276
- 18 Lundegard P D. Sandstone porosity loss—a “big picture” view of the importance of compaction [J]. *Journal of Sedimentary Petrology*, 1992, 62: 250-260
- 19 Hooke R L E B. Processes on arid region alluvial fans [J]. *Journal of Geology*, 1967, 75(4): 438-460
- 20 Bull W B. The alluvial fan environment [J]. *Progress in Physical Geography*, 1977, 1(2): 222-270
- 21 Parker G, Paola C, Whipple K X, *et al.* Alluvial fans formed by channelized fluvial and sheet flow. I: Theory [J]. *Journal of Hydraulic Engineering*, 1998, 124(10): 985-995
- 22 Lecce S A. The alluvial fan problem [C] // Rachocki A H, Church M. *Alluvial Fans: A Field Approach*. Wiley, 1990: 3-24
- 23 Viseras C, Fernández. Channel migration patterns and related sequences in some alluvial fan systems [J]. *Sedimentary Geology*, 1994, 88(3/4): 201-217

## Dominant Factors and Distribution of Effective Reservoir in Sandy Conglomerate Bodies of Lulehe Formation in Kunbei Area, Qaidam Basin

SI Chun-song<sup>1, 2</sup> LIU Zhan-guo<sup>2</sup> SHOU Jian-feng<sup>2</sup> LI Ji-yong<sup>3</sup> GONG Qing-shun<sup>2</sup>  
ZHANG Qing-feng<sup>3</sup> WANG Peng<sup>3</sup> WANG Bo<sup>3</sup>

(1. China University of Geoscience, Wuhan 430074;

2. PetroChina Hangzhou Research Institute of Geology, Hangzhou 310023;

3. Research Institute of Petroleum Exploration and Development, Qinghai Oil Field, PetroChina, Dunhuang, Gansu 736202)

**Abstract:** As an important oil play in Kunbei area, Qaidam Basin, sandy conglomerate bodies of Lulehe Formation are characterized by strong heterogeneity. As a result, oil enrichment there is mainly under the control of distribution of effective reservoirs developed in sandy conglomerate bodies. Therefore, it is the key problem of petroleum exploration to identify the effective reservoir accurately and figure out its distribution. In this paper, the dominant factor of effective reservoirs in sandy conglomerate bodies is quantitatively studied. Firstly, we used the relationship between oil testing data and petrophysics, and the distribution of oil show in cores, permeability with the limit of  $0.7 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$  was identified as the decisive parameter for effective reservoirs. Secondly, based on quantitative analysis of factors controlling reservoir formation, matrix content with the limit of 7% was identified as the dominant factor for effective reservoirs in sandy conglomerate bodies of Lulehe Formation. According to the conclusions above, and the relationship between matrix content and microfacies, the effective reservoirs in sandy conglomerate bodies of Lulehe Formation were deposited by braided channels of alluvial fans, which mainly developed in the upper of single period fan body vertically, and thinning out from the middle to the root and edge zones along the fan radial line horizontally.

**Key words:** Qaidam Basin; Lulehe Formation; sandy conglomerate; reservoir; controlling factors