

# 松辽盆地南部泉四段扶余油层致密砂岩 储层微观孔喉结构特征

操应长<sup>1</sup>, 蒯克来<sup>1</sup>, 朱如凯<sup>2</sup>, 张少敏<sup>1</sup>, 张响响<sup>2</sup>, 郑晓骄<sup>1</sup>

(1. 中国石油大学地球科学与技术学院, 山东青岛 266580; 2. 中国石油勘探开发研究院, 北京 100083)

**摘要:**综合运用铸体薄片观察、扫描电镜、高压压汞、恒速压汞及图像分析等技术手段,对松辽盆地南部泉四段扶余油层致密砂岩储层储集空间、储集物性、微观孔喉分布及不同尺度孔喉对储层物性的贡献等特征进行精细表征,并分析不同微观孔喉参数与储层物性的相关关系。结果表明,研究区致密砂岩储层物性差、孔喉半径小;储集空间以粒内和粒间溶孔为主,含部分原生孔和黏土矿物晶间孔。储层孔隙半径分布差异不明显,而喉道半径与孔喉比分布差异较大;储层物性越好,喉道半径分布范围越宽,峰值喉道半径越大,并且右偏特征越明显;储层渗透率越高,对渗透率起主要贡献的孔喉半径越大;孔喉比分布与喉道半径分布呈现相反的特征。渗透率主要由岩石中少量的微米级孔喉贡献;纳米级孔喉所占体积很大,却只有较小的渗流能力,并且渗透率越低,纳米级孔喉所占的相对比例越大。微观孔喉结构参数对储层物性的影响主要体现在渗透率上,而对孔隙度的影响较小。

**关键词:**孔喉结构;孔喉参数;致密砂岩;泉四段;松辽盆地南部

**中图分类号:**TE 122.3 **文献标志码:**A

**引用格式:**操应长,蒯克来,朱如凯,等. 松辽盆地南部泉四段扶余油层致密砂岩储层微观孔喉结构特征[J]. 中国石油大学学报:自然科学版,2015,39(5):7-17.

CAO Yingchang, XI Kelai, ZHU Rukai, et al. Microscopic pore throat characteristics of tight sandstone reservoirs in Fuyu layer of the fourth member of Quantou Formation in southern Songliao Basin[J]. Journal of China University of Petroleum(Edition of Natural Science), 2015, 39(5):7-17.

## Microscopic pore throat characteristics of tight sandstone reservoirs in Fuyu layer of the fourth member of Quantou Formation in southern Songliao Basin

CAO Yingchang<sup>1</sup>, XI Kelai<sup>1</sup>, ZHU Rukai<sup>2</sup>, ZHANG Shaomin<sup>1</sup>, ZHANG Xiangxiang<sup>2</sup>, ZHENG Xiaojiao<sup>1</sup>

(1. School of Geosciences, China University of Petroleum, Qingdao 266580, China;

2. PetroChina Research Institute of Petroleum Exploration & Development, Beijing 100083, China)

**Abstract:** The Fuyu Oil layer of the fourth member of Quantou Formation in southern Songliao Basin was studied in detail for the reservoir space, physical property, micro pore throat distribution and contribution of different pore throat scales to reservoir physical property of tight sandstone reservoirs. A series of techniques were used, including thin section, SEM, high pressure mercury penetration, rate-controlled mercury penetration and image analysis. The correlation of different pore throat parameters and reservoir physical property was analyzed. The results show that, the physical properties of the tight sandstone reservoirs in the study area are poor with small pore throat radius; the reservoir spaces are mainly intra-particles and inter-particles dissolved pores with some primary pores as well as inter-crystal pores in clay minerals. The pore distribution ranges

收稿日期:2015-01-05

**基金项目:**国家自然科学基金石油化工联合基金重点项目(U1262203);国家“973”计划项目(2014CB239002);中央高校基本科研业务费专项资金项目(14CX06013A)

**作者简介:**操应长(1969-),男,教授,博士,博士生导师,研究方向为沉积学、层序地层学和油气储层地质学。E-mail: cych391680@163.com。

**通讯作者:**蒯克来(1988-),男,博士研究生,研究方向为油气储层地质学。E-mail: kelai06016202@163.com。

have no significant difference, but the distribution ranges of throat radius and pore throat ratio had apparent difference. In the reservoirs of good physical properties, distribution ranges of throat radius are wider with larger peak values, and more obvious right-skewness. When reservoirs have higher permeability, the pore throat radius that plays major contributions to permeability are larger. Opposite distribution features exist between pore throat ratio and throat radius. Reservoir permeability is mainly contributed by a small amount of pore throat with micron sizes, although the pore throat with nanoscale sizes accounts for great volume because they hold lower filtration capacity. The lower the reservoir permeability is, the larger proportion is for the pore throat with nanoscale sizes. Micro pore throat parameters have effects mainly on permeability but less on porosity.

**Keywords:** pore throat structure; pore throat parameters; tight sandstone; fourth member of Quantou Formation; southern Songliao Basin

致密砂岩是指孔隙度小于10%,空气渗透率小于或等于 $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ (或原地渗透率小于或等于 $0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ )的砂岩<sup>[1-2]</sup>,致密砂岩油气作为非常规油气资源的重要类型之一,近年来勘探开发取得了突破性进展,已成为油气增储上产的“重点领域”与“亮点类型”<sup>[3-8]</sup>。但是,致密砂岩储层储集空间复杂,孔喉结构多尺度,储层物性极差,导致其勘探开发难度大,风险高<sup>[9-12]</sup>。对于致密砂岩而言,储层物性不再是含油气性的主控因素,而微观孔喉结构特征决定了储层渗透性的好坏,进而影响储层含油气特征<sup>[11-14]</sup>。微观孔喉结构的精细表征,特别是孔喉大小、分布特征及对物性的影响分析,成为致密砂岩储层研究的关键内容和基础问题,并对致密砂岩油气勘探开发具有重要的指导意义。笔者综合运用铸体薄片观察、扫描电镜、高压压汞、恒速压汞及图像分析等技术手段,对松辽盆地南部泉四段扶余油层致密砂岩储层储集空间、储集物性、微观孔喉分布及不同尺度孔喉对储层物性的贡献等特征进行精细表征,并分析不同微观孔喉参数与储层物性的相关关系。

## 1 区域地质概况

研究区位于松辽盆地南部中央坳陷区,包括长岭凹陷与华字井阶地两个二级构造单元,是松辽盆地主要的富油气区之一<sup>[15]</sup>。下白垩统泉四段扶余油层发育于盆地演化的坳陷阶段,为一套大型浅水三角洲分流河道沉积,地层厚度稳定,与上白垩统青一段广覆式烃源岩整合接触,形成“上生下储、源储紧邻”的组合关系<sup>[16-17]</sup>。扶余油层储层致密,岩石类型以长石质岩屑砂岩为主,成分成熟度低,石英平均含量为34.83%,斜长石平均含量为21.63%,钾长石平均含量为7.28%,喷出岩岩屑平均含量为32.34%,变质岩岩屑平均含量为1.74%,沉积岩岩屑平均含量为1.17%,其他颗粒平均含量为1.01%;储层压实作用强烈,以硅质与碳酸盐胶结为主,可见长石及岩屑溶

蚀。泉四段扶余油层各井均见油,但多数油井产量不高,是典型的致密砂岩油分布层系。

## 2 致密砂岩储层储集特征

### 2.1 储集空间特征

泉四段岩石整体致密,孔隙连通性差(图1(a)),原生孔与次生孔共存。原生孔主要发育于石英与长石含量较高的储层中,孔隙边缘平直(图1(b)),内部洁净(图1(c)),半径较大,常见油气充注(图1(b))。次生孔主要有长石及岩屑粒内与边缘溶孔(图1(d)、(e)),少量碳酸盐胶结物溶孔(图2(f)),黏土矿物晶间孔(图1(g)、(h))。其中,溶蚀孔隙形状不规则,半径较小,连通性较差;黏土矿物的晶间孔隙主要包括伊利石与高岭石晶间孔隙(图1(g)、(h)),数量多,但半径小,主要为纳米级孔隙,连通性差。

次生孔隙应专指成岩过程中形成的新孔隙,在定量识别储集空间类型时应将原始粒间孔隙和其周围颗粒溶解形成的新孔隙区分为原生孔和次生孔<sup>[18]</sup>。据此原则,对扶余油层致密砂岩储层13口井76块铸体薄片中原生与次生孔隙含量进行定量统计。结果表明,研究区致密砂岩储层原生孔隙相对含量以小于50%为主,仅少数大于50%;而次生孔隙相对含量主要大于50%,部分高达80%以上。由此可知,研究区储层储集空间以次生孔为主。

### 2.2 储集物性特征

储层孔隙度主要分布范围为2%~14%,平均为8.54%,其中小于10%的占70.04%;渗透率主要分布范围为 $(0.01 \sim 5) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ,平均为 $0.493 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ,其中小于 $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的占92.80%;孔渗相关性较差,不同含油饱和度的储层物性无明显差异。孔喉半径分布范围大,为0.018~1.776  $\mu\text{m}$ ,平均为0.206  $\mu\text{m}$ ,主要分布范围为0.1~0.25  $\mu\text{m}$ 。研究区储层物性差,孔喉半径小,尺度范围广,为致密砂岩所具有的物性特征。



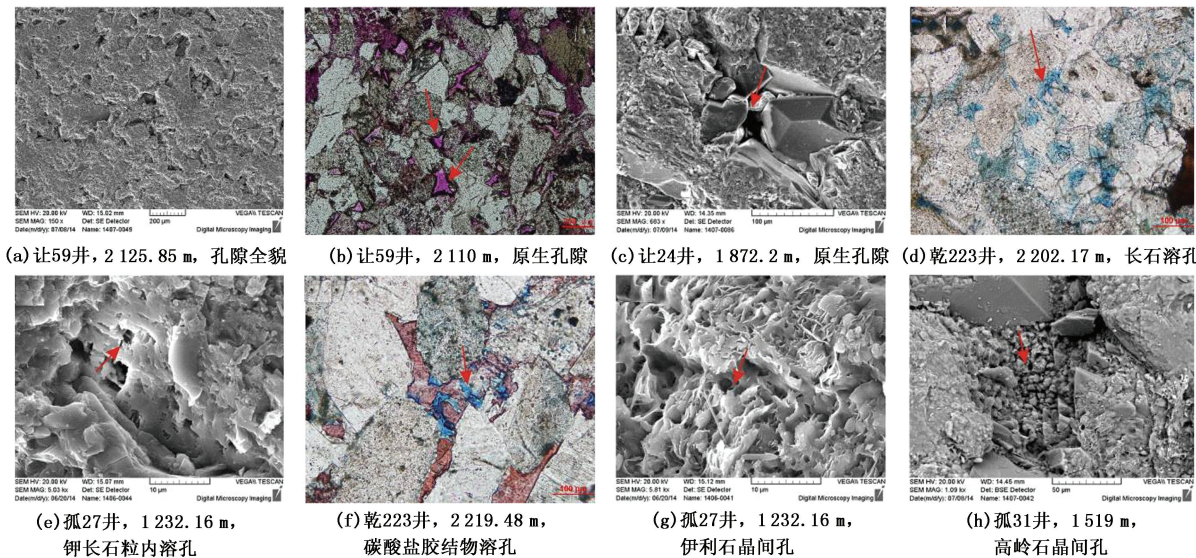


图 1 致密砂岩储层储集空间特征

Fig. 1 Reservoir space characteristics of tight sandstone

### 3 致密砂岩储层微观孔喉结构特征

储层微观孔喉结构表征方法多样,包括常用的铸体薄片观察、扫描电镜、图像分析以及较为先进的恒速压汞及 CT 扫描等,不同的方法侧重点不同,可获取不同的表征参数<sup>[19-20]</sup>。高压压汞压力高,能够测量的喉道半径小,可获取反映孔喉大小、分选、连通性及渗流能力的参数,但无法将孔隙与喉道分开<sup>[21]</sup>;恒速压汞压力低,能够测量的孔喉半径较大,可获取孔隙、喉道及孔喉比等参数,实现了孔隙与喉道的分别表征<sup>[22]</sup>;图像分析无法表征孔喉分布情况,但可获取面孔率、配位数及比表面等参数<sup>[23]</sup>。将上述方法结合,可以精细表征致密砂岩储层微观孔喉结构特征,综合分析各参数对储层物性的影响。

#### 3.1 孔喉分布特征

利用高压压汞,建立孔喉半径与进汞量所占比例间的关系表明,孔隙度越大,渗透率越高时,孔喉半径分布范围越宽,峰值孔喉半径(所占进汞量比例最大的孔喉半径)越大,孔喉半径分布一般只有一个主峰,呈右偏特征(图 2(a));随着孔隙度减小,渗透率降低,储层孔喉半径分布范围变窄,峰值孔喉半径变小,孔喉半径分布出现主峰与次峰并存的特征,并逐渐向左偏转变(图 2(a))。因此,物性较好的储层孔喉半径较大;物性较差的储层以小孔喉为主;并且储层物性越好大孔喉相对含量越高。

孔喉半径与渗透率贡献间的关系表明,不同渗透率级别的储层,对渗透率起主要贡献的孔喉半径分布规律基本相同,均表现为分布范围较窄,且仅有

一个孔喉半径分布峰值(图 2(b))。对于致密砂岩储层,渗透率主要由小于 1  $\mu\text{m}$  的孔喉所贡献,且随着渗透率升高,峰值孔喉半径增大(图 2(b))。

恒速压汞是以极低的准静态恒定速度向岩样喉道及孔隙内进汞,通过检测进汞压力的涨落将孔隙与喉道有效分开,喉道半径由突破压力确定,孔隙半径由进汞体积确定<sup>[21,24]</sup>。6 块样品恒速压汞表明,不同物性的致密砂岩储层,孔隙半径分布差异不明显,主要集中分布于 100 ~ 200  $\mu\text{m}$ ,峰值孔隙半径约为 110  $\mu\text{m}$ (图 3(a));喉道半径与孔喉比分布差异较大(图 3(b)、(c))。喉道半径分布均呈单峰特征,样品渗透率越高,喉道半径分布范围越宽,峰值喉道半径越大,右偏特征越明显;渗透率降低时,喉道半径的分布范围变窄,峰值喉道半径减小(图 3(b))。孔喉比分布与喉道相反,即渗透率越高的样品,孔喉比分布范围越集中,峰值孔喉比越小,而随着渗透率降低,孔喉比分布范围变宽,峰值孔喉比增大(图 3(c))。

高压压汞过程中进汞速度快,弯液面会发生相应变化,使毛管压力变大,导致测量的喉道半径偏小;恒速压汞过程逼近准静态,测得的喉道半径与真实喉道半径很接近。对让 59 井 2108.42 m 深度处样品同时进行高压压汞与恒速压汞分析。结果表明,二者均可测得对渗透率起主要贡献的喉道半径,高压压汞测量的峰值喉道半径为 0.63  $\mu\text{m}$ ,恒速压汞测量值为 0.8  $\mu\text{m}$ ;二者测量渗透率基本相同,高压压汞测量值为  $0.2 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ,恒速压汞测量值为  $0.189 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。但是,恒速压汞无法测量对渗透

率贡献较小的喉道(喉道半径小于  $0.12\text{ }\mu\text{m}$ )及其控制的孔隙,该部分孔喉对渗透性贡献不明显,但对储集性具有明显的贡献,可利用高压压汞测得,例如该样品高压压汞测量孔隙度为  $10.066\%$ ,而恒速压汞测量值为  $6.690\%$ 。利用二者相结合,可以较准确

地测量对渗透率起主要贡献的喉道半径及其控制的孔隙半径,也可以对不同尺度喉道及其控制的孔喉体积定量表征,明确不同尺度孔喉对致密储层储集性与渗透性的贡献。

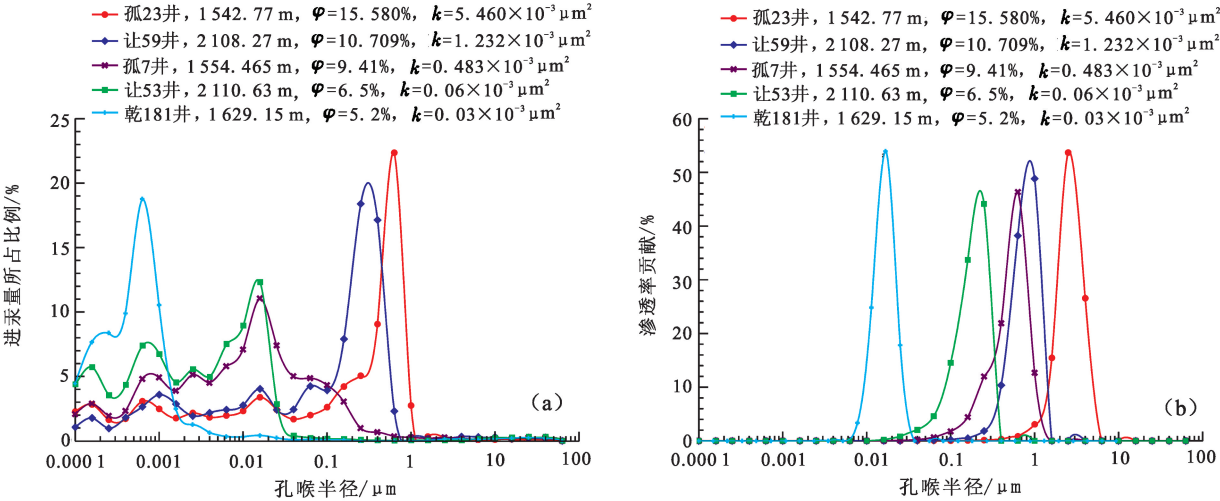


图2 利用高压压汞分析的不同物性级别致密砂岩储层孔喉半径分布特征

Fig.2 Distribution characteristic of tight sandstone reservoir pore throat radius of different physical properties using high pressure mercury

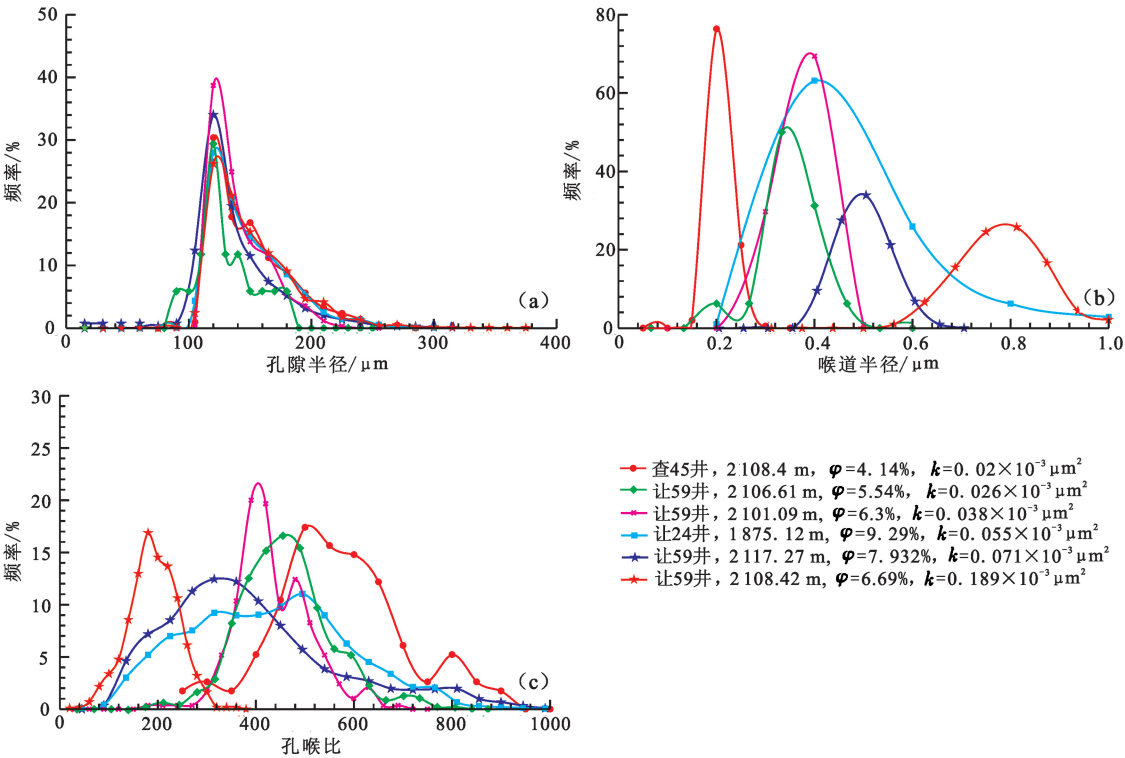


图3 利用恒速压汞分析的不同物性级别致密砂岩储层孔、喉半径及孔喉比分布特征

Fig.3 Distribution characteristic of tight sandstone reservoir pore and throat radius of different physical properties using rate-controlled mercury penetration



3.2 不同尺度孔喉的物性贡献

不同物性的致密砂岩样品分析表明,对渗透率起主要贡献的孔喉半径为样品中半径较大的少量孔喉。在峰值孔喉半径处,累积渗透率贡献迅速增加,并且当累积渗透贡献率达 90% 时,累积进汞量一般不足 10% (图 4(a)、(b)),即样品中不足 10% 的大孔喉可贡献大于 90% 的渗透率。例如,孤 7 井 1 554.4 ~ 1 554.53 m 深度段渗透率为  $0.483 \times 10^{-3}$

$\mu\text{m}^2$  的样品累积渗透率贡献达 90% 时,累积进汞量仅约为 5% (图 4(a));让 53 井 2 110.58 ~ 2 110.68 m 深度段渗透率为  $0.06 \times 10^{-3}$   $\mu\text{m}^2$  的样品,累积渗透率贡献达 90% 时,累积进汞量仅约为 3% (图 4(b))。致密砂岩储层渗透率主要由样品中较大的孔喉所贡献,而这些大孔喉所占的体积很小;小孔喉占了大部分体积,却对渗透率贡献极小;并且渗透率越低,小孔喉所占的相对比例越大(图 4(c))。

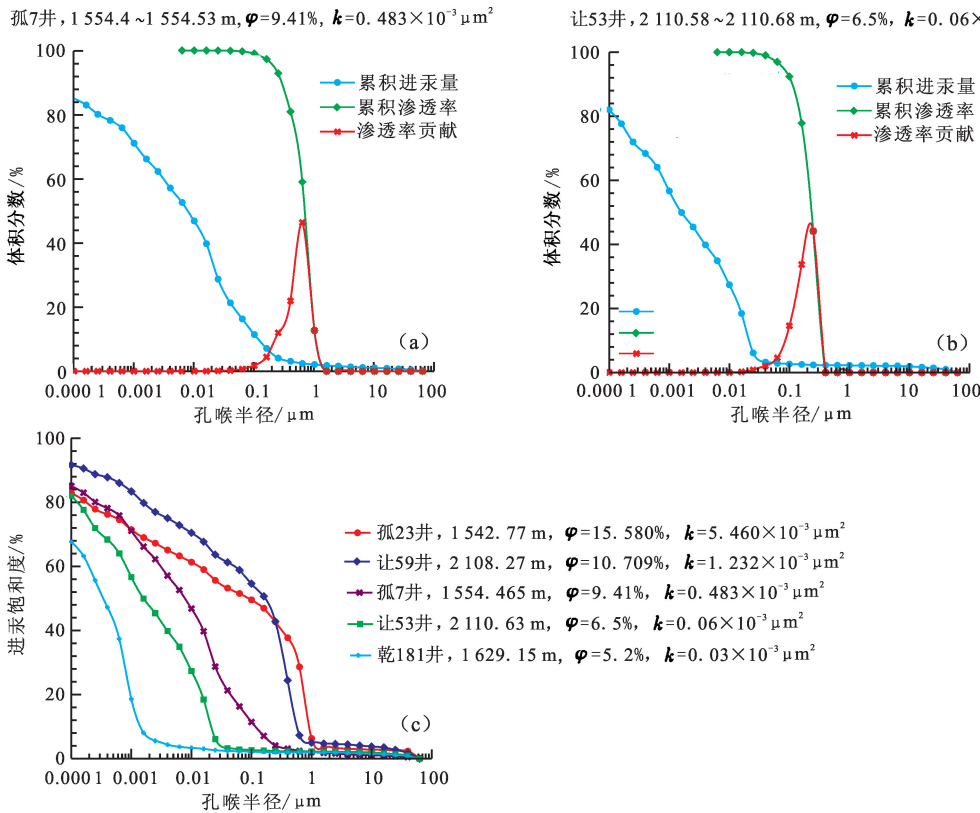


图 4 致密砂岩储层累积进汞量、渗透率贡献及累积渗透率贡献分布特征

Fig. 4 Distribution characteristic of tight sandstone reservoir amount of intake mercury and permeability contribution and cumulative permeability contribution

选取恒速压汞分析样品对比表明,当渗透率相同,而孔隙度不同时,孔隙半径分布特征基本相同,但孔隙度较小的样品中往往存在较大的喉道,且孔喉比较小(图 5(a))。例如,让 53-2 井 2 169.32 m 深度处孔隙度为 6.08%,喉道半径分布范围为 0.16 ~ 0.24  $\mu\text{m}$ ,让 59 井 2 106.61 m 深度处孔隙度为 5.54%,喉道半径分布范围为 0.2 ~ 0.5  $\mu\text{m}$ ,二者渗透率基本相同;孤 27 井 1 226.4 m 深度处孔隙度为 10.21%,喉道半径分布范围为 0.1 ~ 0.4  $\mu\text{m}$ ,查 45 井 2 108.2 m 深度处孔隙度为 4.79%,喉道半径分布范围为 0.24 ~ 0.64  $\mu\text{m}$ ,二者渗透率基本相同(图 5(a))。高压

压汞分析结果表明,孤 19 井 1 659.03 m 深度处储层孔隙度为 10.38%,孤 58 井 1 619.98 m 深度处储层孔隙度为 10.35%,二者基本相同,但是前者存在少量半径较大的孔喉,使其渗透率比后者高一个数量级(图 5(b))。

从孔隙度与渗透率分布峰位来看,渗透率分布峰位一般比孔隙度分布峰位大(图 6),并且物性越差,二者间的差值越大,说明渗透率主要由半径较大的孔喉控制,而半径较小的孔喉虽然对渗透率的贡献小,但是其在致密砂岩储层中数量多、比例高、体积之和,对孔隙度具有重要的影响。

综上表明,研究区致密砂岩中纳米级喉道(直

径 $<1\text{ }\mu\text{m}$ 控制的储层占 92.72%,微米级喉道(直径 $>1\text{ }\mu\text{m}$ )控制的储层占 7.28%。渗透性主要由少量的微米级孔喉控制;纳米级孔喉渗流能力弱,但数量多、比例高,体积之和较大,对储层储集性具

有重要影响。储层物性越差,纳米级孔喉相对含量越高。由此可知,致密砂岩储层中微米级孔喉是油气产量的主要贡献者,纳米级孔喉对油气储量具有重要的影响。

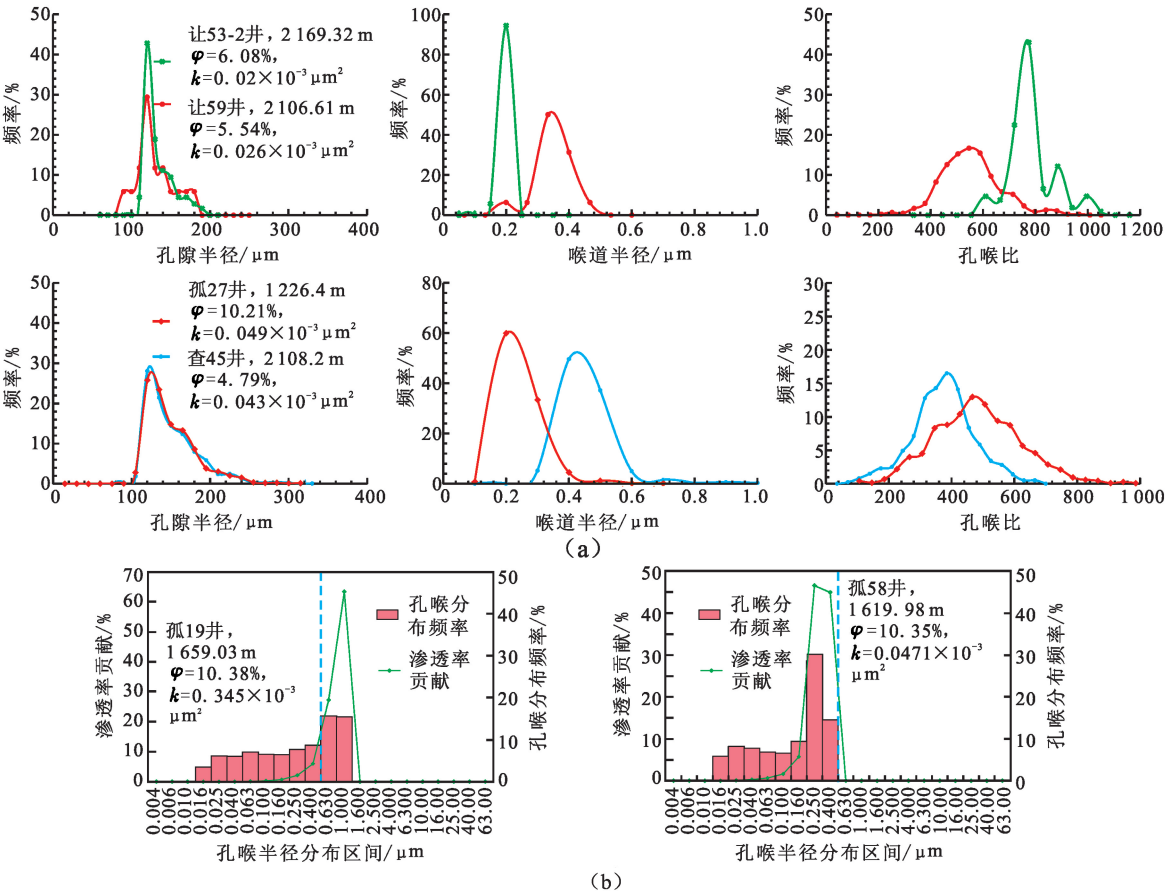


图 5 致密砂岩储层典型样品恒速压汞与高压压汞分析结果对比  
Fig.5 Rate-controlled mercury penetration and high pressure mercury penetration results contrast of typical tight sandstone samples

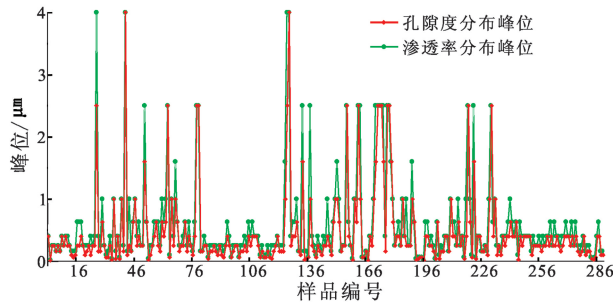


图 6 致密砂岩储层孔隙度分布峰位与渗透率分布峰位  
Fig.6 Porosity and permeability distribution peak of tight sandstone reservoir

3.3 孔喉结构参数与储层物性关系

3.3.1 高压压汞参数

最大孔喉半径和平均孔喉半径与孔隙度和渗透率均为正相关关系,且二者与渗透率之间的相

关性明显好于孔隙度;平均孔喉半径与孔隙度和渗透率之间的相关性更好(图 7)。由此可见,平均孔喉半径反映了储层孔喉大小的集中分布区间,更能表征致密砂岩储层物性的好坏。

孔喉分选系数直接反映了孔喉分布的集中程度,分选系数越小,表明孔喉分选越好,分布越均匀。分析结果表明,孔喉分选系数与孔隙度和渗透率之间呈正相关关系(图 7),与常规储层明显不同。这是因为,致密砂岩储层整体上以小孔喉为主,孔喉分布均匀;分选变差,意味着存在少量较大孔喉,这些较大孔喉对储层物性,特别是对渗透率贡献明显(图 7)。

特征结构参数可以描述储层渗流特征,其值越大,表明渗流能力越好。特征结构参数与相对渗透率曲线关系十分密切,主要受岩石的润湿性

等控制,对孔隙度的影响较小。因此,特征结构参数与孔隙度的相关性较差,而与渗透率存在较好

的正相关关系(图 7),可以作为判断渗透性好坏的主要参数之一。

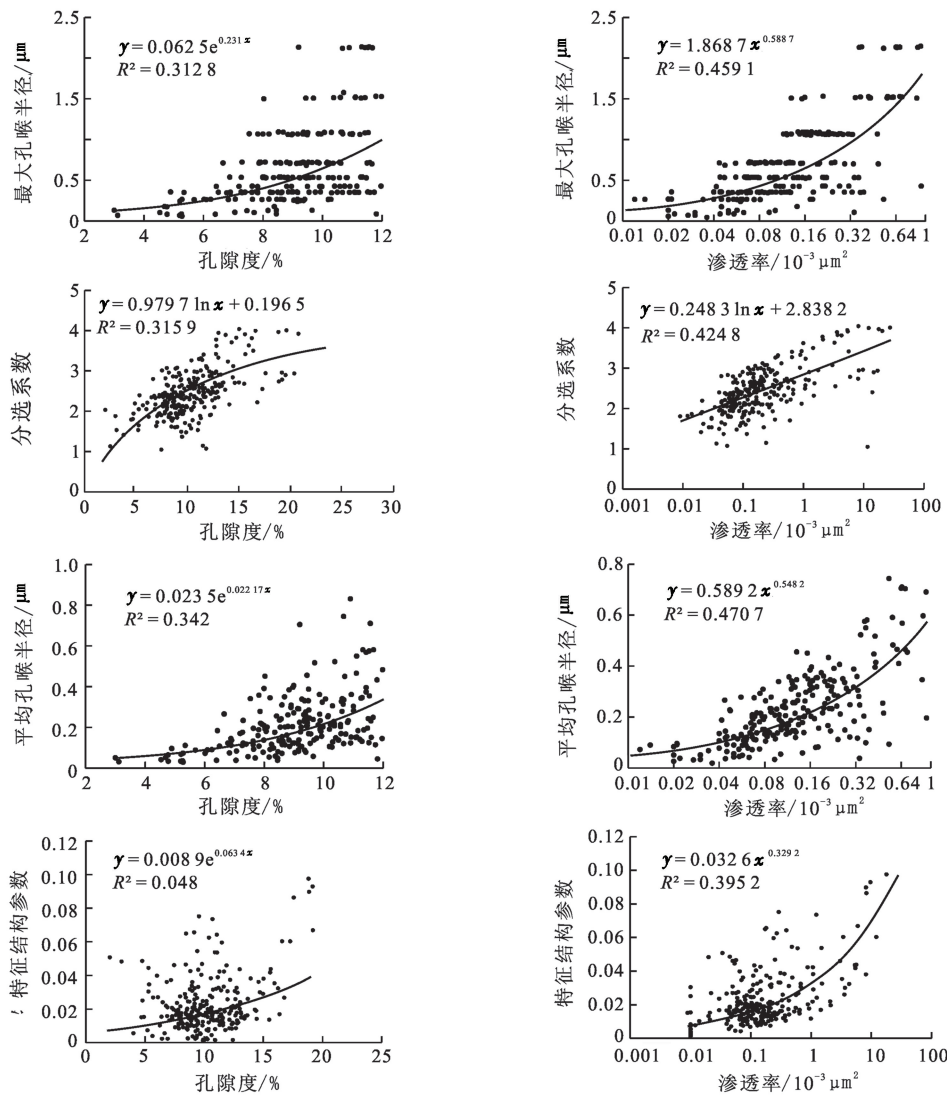


图 7 高压压汞参数与储层孔隙度和渗透率之间的相关关系

Fig. 7 Relationships between high pressure mercury penetration parameters and porosity or permeability

3.3.2 恒速压汞参数

喉道半径平均值与孔隙度间的相关性较差,而与渗透率之间存在良好的正相关关系;孔隙半径平均值与孔隙度和渗透率之间均存在较好的正相关关系,且与孔隙度的相关性好于渗透率(图 8),说明喉道是控制储层渗透率的关键参数。孔隙度受储层中孔隙与喉道的宽度与弯曲程度等的影响很小,而二者或其中之一的改变均可以在孔隙度不变的情况下改变渗透率。

主流喉道半径是指累积渗透率贡献达 90% 时,所有喉道的加权平均值;而主流喉道半径下限是指累积渗透率贡献达 90% 时所对应的喉道半径。主流喉道半径及主流喉道半径下限与孔隙度的相关性均较

差,但二者与渗透率呈现较好的正相关关系,且主流喉道半径与渗透率的相关性更好(图 8)。

孔喉比与孔隙度的相关性较差,而与渗透率呈较好的负相关关系(图 8)。孔喉比较小时,孔喉差异性小,渗透率较高,孔隙中的油气容易通过喉道而被驱替出来。扶余油层致密砂岩储层,孔喉比较大且分布范围较宽,孔喉比较高的样品,孔隙度不一定较大,还可能是孔隙被细小的喉道包围所致。

微观均值系数与孔隙度间的相关关系较差,而与渗透率呈较好的负相关关系(图 8)。微观均值系数越小,说明岩石中存在部分相对较大的孔喉,此类孔喉对渗透率贡献较大;而当微观均值系数较大时,储层整体以小孔喉为主,不利于渗流。微观均值系



数只表示孔喉的集中程度,而与孔隙数量及体积无

关,因而对孔隙度的影响较小。

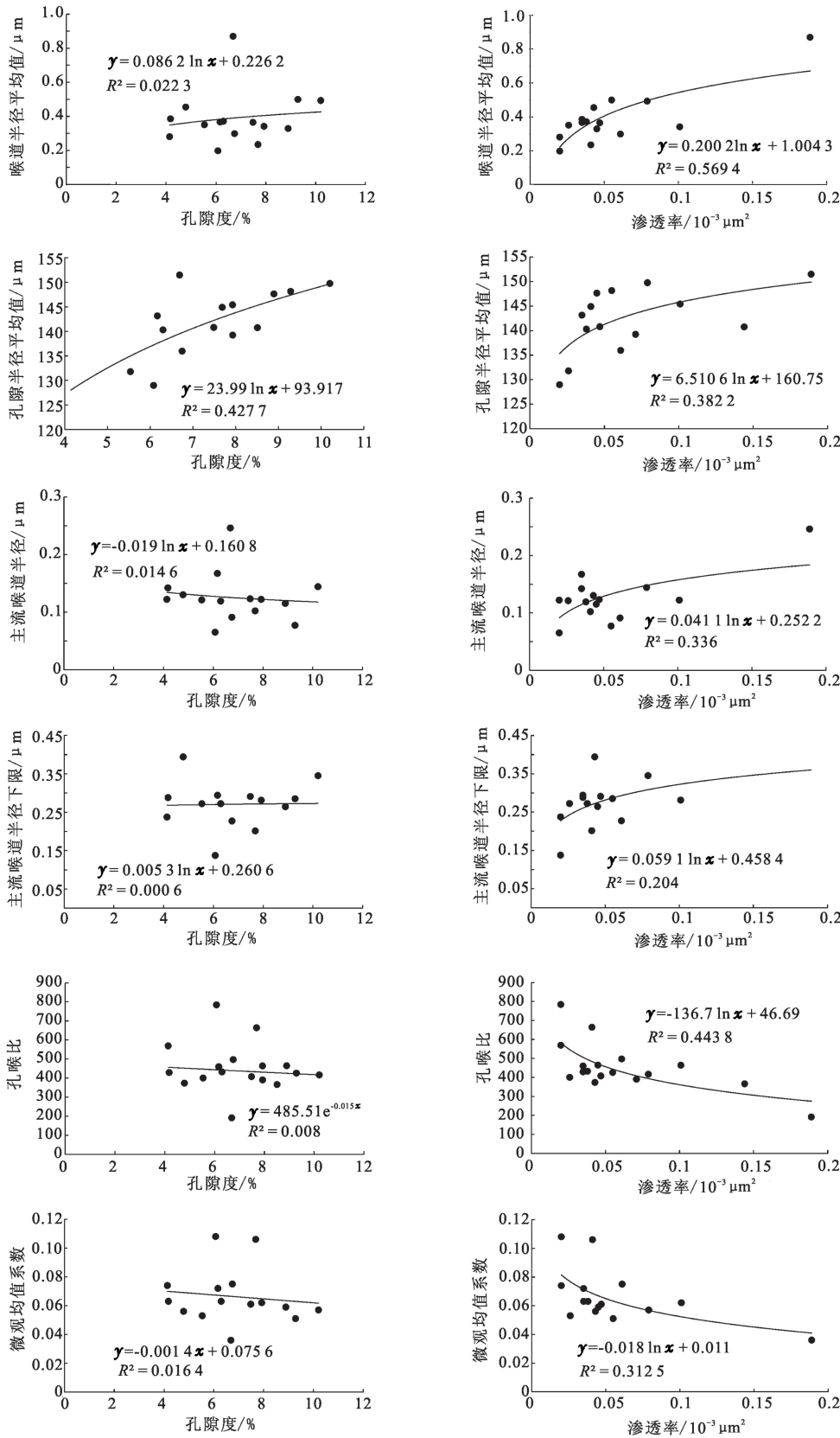


图 8 恒速压汞参数与储层孔隙度和渗透率之间的相关关系

Fig. 8 Relationships between rate-controlled mercury penetration parameters and porosity or permeability

3.3.3 图像分析参数

配位数对流体的渗流起重要作用,配位数越大,储层孔隙系统的连通性越好。平均配位数与储层孔隙度相关性较差;而与储层渗透率呈较好的正相关关系;当平均配位数接近 1 时,储层渗透率极差,当平均配位数增加至 2 时,储层渗透率即可增加一个

数量级(图 9)。

平均比表面对储层孔隙度影响不大,二者相关性较差;但比表面与渗透率呈负相关关系(图 9)。一般情况下,孔喉半径越小,数量越多时,其比表面越大,此时孔隙表面吸附能力增强,束缚水饱和度增高,渗流阻力增大,渗透性变差。

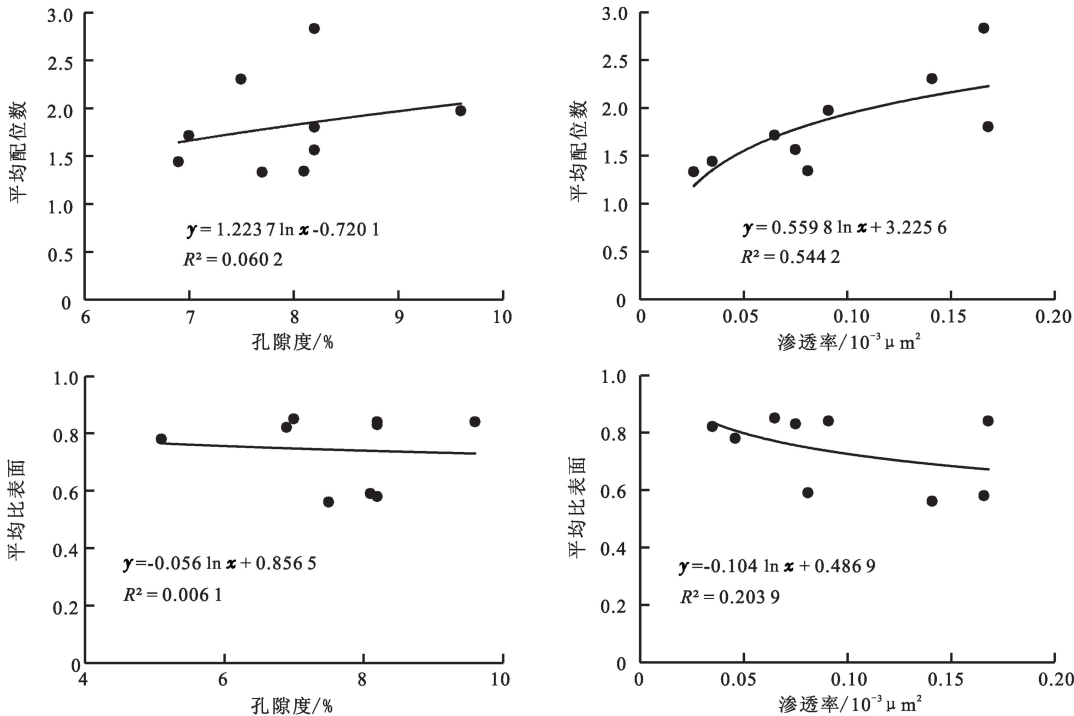


图 9 图像分析参数与储层孔隙度和渗透率之间的相关关系

Fig.9 Relationships between image analysis parameters and porosity or permeability

4 结 论

(1)研究区致密砂岩储层物性差,孔喉半径小;储集空间类型主要有原生孔隙、粒内及粒间溶蚀孔隙及黏土矿物晶间孔隙,并且以次生溶蚀孔隙为主。

(2)研究区致密砂岩储层孔隙半径分布差异不明显,喉道半径与孔喉比分布差异较大。样品渗透率越高,喉道半径分布范围越宽,峰值喉道半径越大,并且右偏特征越明显;孔喉比分布与喉道分布相反。

(3)储层渗透性主要由岩石中少量的微米级孔喉控制;纳米级孔喉渗流能力弱,但数量多、比例高,体积之和,对储层储集性具有重要影响。储层物性越差,纳米级孔喉的相对含量越高;少量微米级孔喉的存在,可以使储层渗透率呈数量级的增加。

(4)不同微观孔喉参数对储层物性的影响存在差异,各微观孔喉参数与孔隙度和渗透率之间存在一定的关系;微观孔喉参数对储层物性的影响

主要体现在渗透率上,而对孔隙度的影响较小。

参考文献:

[1] 邹才能,张国生,杨智,等. 常规油气概念、特征、潜力及技术:兼论非常规油气地质学[J]. 石油勘探与开发,2013,40(4):385-399.  
ZOU Caineng, ZHANG Guosheng, YANG Zhi, et al. Geological concepts, characteristics, resource potential and key techniques of unconventional hydrocarbon: on unconventional petroleum geology [J]. Petroleum Exploration and Development, 2013,40(4):385-399.

[2] 赵靖舟,付金华,姚泾利,等. 鄂尔多斯盆地准连续型致密砂岩大气田成藏模式[J]. 石油学报,2012,33(s1):37-52.  
ZHAO Jingzhou, FU Jinhua, YAO Jingli, et al. Quasi-continuous accumulation model of large tight sandstone gas field in Ordos Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 2012, 33(s1):37-52.

[3] 戴金星,倪云燕,吴小奇,等. 中国致密砂岩气及在勘探开发上的重要意义[J]. 石油勘探与开发,2012,39

- (3):257-264.
- DAI Jinxing, NI Yunyan, WU Xiaoqi, et al. Tight gas in China and its significance in exploration and exploitation [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2013, 39(3):257-264.
- [4] 贾承造,郑民,张永峰. 中国非常规油气资源与勘探开发前景[J]. *石油勘探与开发*, 2012, 39(2):129-136.
- JIA Chengzao, ZHENG Min, ZHANG Yongfeng. Unconventional hydrocarbon resources in China and the prospect of exploration and development [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2012, 39(2):129-136.
- [5] 宋岩,姜林,马行陟. 非常规油气藏的形成及其分布特征[J]. *古地理学报*, 2013, 15(5):605-614.
- SONG Yan, JIANG Lin, MA Xingzhi, et al. Formation and distribution characteristics of unconventional oil and gas reservoirs [J]. *Journal of Palaeogeography*, 2013, 15(5):605-614.
- [6] 李建忠,郑民,张国生,等. 中国常规与非常规天然气资源潜力及发展前景[J]. *石油学报*, 2012, 33(s1):89-98.
- LI Jianzhong, ZHENG Min, ZHANG Guosheng, et al. Potential and prospects of conventional and unconventional natural gas resource in China [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2012, 33(s1):89-98.
- [7] 邹才能,陶士振,杨智,等. 中国非常规油气勘探与研究新进展[J]. *矿物岩石地球化学通报*, 2012, 31(4):312-322.
- ZOU Caineng, TAO Shizhen, YANG Zhi, et al. New advance in unconventional petroleum exploration and research in China [J]. *Bulletin of Mineralogy Petrology and Geochemistry*, 2012, 31(4):312-322.
- [8] ZHU Rukai, ZOU Caineng, ZHANG Nai, et al. Diagenetic fluids evolution and genetic mechanism of tight sandstone gas reservoirs in Upper Triassic Xujiahe Formation in Sichuan Basin, China[J]. *Science in China Series D: Earth Sciences*, 2008, 51(9):1340-1353.
- [9] 邹才能,朱如凯,白斌,等. 中国油气储层中纳米孔首次发现及其科学价值[J]. *岩石学报*, 2011, 27(6):1857-1864.
- ZOU Caineng, ZHU Rukai, BAI Bin, et al. First discovery of nano-pore throat in oil and gas reservoir in China and its scientific value [J]. *Acta Petrologica Sinica*, 2011, 27(6):1857-1864.
- [10] 杨华,李士祥,刘显阳,等. 鄂尔多斯盆地致密油页岩油特征及资源潜力[J]. *石油学报*, 2013, 34(1):1-11.
- YANG Hua, LI Shixiang, LIU Xianyang, et al. Characteristics and resource prospects of tight oil and shale oil in Ordos Basin[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2013, 34(1):1-11.
- [11] 朱如凯,白斌,崔景伟,等. 非常规油气致密储集层微观结构研究进展[J]. *古地理学报*, 2013, 15(5):615-623.
- ZHU Rukai, BAI Bin, CUI Jingwei, et al. Research advances of microstructure in unconventional tight oil and gas reservoirs [J]. *Journal of Palaeogeography*, 2013, 15(5):615-623.
- [12] 白斌,朱如凯,吴松涛,等. 利用多尺度 CT 成像表征致密砂岩微孔喉结构[J]. *石油勘探与开发*, 2013, 40(3):329-333.
- BAI Bin, ZHU Rukai, WU Songtao, et al. Multi-scale method of Nano(Micro)-CT study on microscopic pore structure of tight sandstone of Yanchang Formation, Ordos Basin[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2013, 40(3):329-333.
- [13] 郭迎春,庞雄奇,陈冬霞,等. 致密砂岩气成藏研究进展及值得关注的几个问题[J]. *石油与天然气地质*, 2013, 34(6):717-724.
- GUO Yingchun, PANG Xiongqi, CHEN Dongxia, et al. Progress of research on hydrocarbon accumulation of tight sand gas and several issues for concerns [J]. *Oil & Gas Geology*, 2013, 34(6):717-724.
- [14] 康玉柱. 中国非常规致密岩油气藏特征[J]. *天然气工业*, 2012, 32(5):1-4.
- KANG Yuzhu. The characteristics of unconventional tight sandstone gas reservoirs in China [J]. *Natural Gas Industry*, 2012, 32(5):1-4.
- [15] 李丹,董春梅,林承焰,等. 松南让字井斜坡带源下致密砂岩储集层控制因素[J]. *石油勘探与开发*, 2013, 40(6):692-700.
- LI Dan, DONG Chunmei, LIN Chengyan, et al. Control factors on tight sandstone reservoirs below source rocks in the Rangzijing slope zone of southern Songliao Basin, East China [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2013, 40(6):692-700.
- [16] 李丹,董春梅,林承焰,等. 松辽盆地南部让字井斜坡带超压特征及其对源下油藏运聚模式的控制[J]. *天然气地球科学*, 2014, 25(3):326-332.
- LI Dan, DONG Chunmei, LIN Chengyan, et al. Characteristic of overpressure and its control on migration and accumulation model for hydrocarbon reservoirs below source rocks in Rangzijing slope zone of southern Songliao Basin[J]. *Natural Gas Geosciences*, 2014, 25(3):326-332.
- [17] 邹才能,贾承造,赵文智,等. 松辽盆地南部岩性地层油气藏成藏动力和分布规律[J]. *石油勘探与开发*, 2005, 32(4):125-130.



- ZOU Caineng, JIA Chengzao, ZHAO Wenzhi, et al. Accumulation dynamics and distribution of lithostratigraphic reservoirs in South Songliao Basin[J]. Petroleum Exploration and Development, 2005, 32(4): 125-130.
- [18] 王艳忠. 东营凹陷北带古近系次生孔隙度发育带成因机制及演化模式[D]. 青岛: 中国石油大学地球资源与信息学院, 2010.
- WANG Yanzhong. Genetic mechanism and evolution model of secondary pore development zone of Paleogene in the North Zone in Dongying Depression [D]. Qingdao: College of Geo-resources and Information, China University of Petroleum, 2010.
- [19] 尤源, 牛小兵, 冯胜斌, 等. 鄂尔多斯盆地延长组长 7 致密油储层微观孔隙特征研究[J]. 中国石油大学学报: 自然科学版, 2014, 38(6): 18-23.
- YOU Yuan, NIU Xiaobing, FENG Shengbin, et al. Study of pore features in Chang7 tight oil reservoir, Yan-chang layer, Ordos Basin[J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2014, 38(6): 18-23.
- [20] 高辉, 敬晓峰, 张兰. 不同孔喉匹配关系下的特低渗砂岩微观孔喉特征差异[J]. 石油实验地质, 2013, 35(4): 401-406.
- GAO Hui, JING Xiaofeng, ZHANG Lan. Difference of micro-pore throat characteristics in extra-low permeability sandstone of different pore throat matching relationship [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2013, 35(4): 401-406.
- [21] 高辉, 王美强, 尚水龙. 应用恒速压汞定量评价特低渗透砂岩的微观孔喉非均质性: 以鄂尔多斯盆地西峰油田长 8 储层为例[J]. 地球物理学进展, 2013, 28(4): 1900-1907.
- GAO Hui, WANG Meiqiang, SHANG Shuilong. Quantitative evaluation of micro-pore throat heterogeneity in extra-low permeability sandstone using constant rate mercury penetration: taking the Chang8 reservoir of Xifeng Oilfield in Ordos Basin [J]. Progress in Geophys, 2013, 28(4): 1900-1907.
- [22] 王瑞飞, 沈平平, 宋子齐. 特低渗透砂岩油藏储层微观孔隙喉特征[J]. 石油学报, 2009, 30(4): 560-563.
- WANG Ruifei, SHEN Pingping, SONG Ziqi. Characteristics of micro-pore throat in ultra-low permeability sandstone reservoir [J]. Acta Petrolei Sinica, 2009, 30(4): 560-563.
- [23] 曹寅, 朱樱, 黎琼. 扫描电镜与图像分析在储层研究中的联合应用[J]. 石油实验地质, 2001, 23(2): 221-225.
- CAO Yin, ZHU Ying, LI Qiong. Combined application of SEM and image analysis in the study of reservoir [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2001, 23(2): 221-225.
- [24] 高辉, 孙卫. 特低渗砂岩储层微观孔喉特征的定量表征[J]. 地质科技情报, 2010, 29(4): 67-72.
- GAO Hui, SUN Wei. Quantitative characterization of micro-pore throat characteristics in ultra-low permeability sandstone reservoir [J]. Geological Science and Technology Information, 2010, 29(4): 67-72.

(编辑 修荣荣)