

松辽盆地北部陆相泥页岩孔隙特征及其 对页岩油赋存的影响

李吉君^{1,2}, 史颖琳³, 黄振凯⁴, 王伟明¹, 曹 群³, 卢双舫¹

(1. 中国石油大学非常规油气与新能源研究院, 山东青岛 266580; 2. 中国石油大学油气资源与探测国家重点实验室, 北京 102249; 3. 东北石油大学地球科学学院, 黑龙江大庆 163318; 4. 中国石化石油勘探开发研究院, 北京 100083)

摘要:综合应用气体吸附、高压压汞和扫描电镜方法对松辽盆地白垩系陆相泥页岩内部微观孔隙特征进行刻画, 进而结合岩石热解、全岩矿物分析等实验手段对泥页岩孔隙发育的控制因素及其对含油性的影响进行分析。结果表明:研究区泥页岩孔隙类型以片状黏土矿物的层间微孔隙为主, 裂缝发育程度不高, 孔隙级别以微孔和介孔为主, 泥页岩孔隙发育总体受控于埋深和次生孔隙发育情况, 有机孔隙对页岩油储层不具有重要意义;油源充足的情况下, 泥页岩含油性明显受控于孔隙度, 其中直径大于 20 nm 孔隙是页岩油的主要赋存空间, 在进行页岩油勘探开发时应着力寻找较大孔隙发育的甜点区;龙虎泡阶地南部与齐家-古龙凹陷交界处青山口组含砂岩或砂质薄夹层的泥页岩层系中泥岩次生孔隙发育, 含油性高, 易于压裂, 是松辽盆地北部页岩油勘探开发的首选区域。

关键词:松辽盆地; 页岩油; 孔隙; 比表面积; 含油性

中图分类号:TE 122.3 **文献标志码:**A

引用格式:李吉君, 史颖琳, 黄振凯, 等. 松辽盆地北部陆相泥页岩孔隙特征及其对页岩油赋存的影响[J]. 中国石油大学学报:自然科学版, 2015, 39(4):27-34.

LI Jijun, SHI Yinglin, HUANG Zhenkai, et al. Pore characteristics of continental shale and its impact on storage of shale oil in northern Songliao Basin[J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2015, 39(4):27-34.

Pore characteristics of continental shale and its impact on storage of shale oil in northern Songliao Basin

LI Jijun^{1,2}, SHI Yinglin³, HUANG Zhenkai⁴, WANG Weiming¹, CAO Qun³, LU Shuangfang¹

(1. Research Institute of Unconventional Oil & Gas and Renewable Energy in China University of Petroleum, Qingdao 266580, China;

2. State Key Laboratory of Petroleum Resources and Prospecting in China University of Petroleum, Beijing 102249, China;

3. College of Earth Sciences, Northeast Petroleum University, Daqing 163318, China;

4. Institute of Petroleum Exploration and Development, SINOPEC, Beijing 100083, China)

Abstract: Gas adsorption, high-pressure mercury injection and scanning electron microscopy were performed to study microscopic pore characteristics of the Cretaceous continental shale in the northern Songliao Basin. Rock pyrolysis, mineral composition analysis were combined to determine the control factors and impact on oil-bearing property of pore development. The results show that pores between flaky clay minerals predominate shale pores. The development extent of fracture is not high, and shale pores consist mainly of micropores and mesopores. Development extent of shale pore is controlled by burying depth and secondary pore development, and the organic pore is not of great importance to shale oil reservoir. If oil source is abundant, oil-bearing property of shale is mainly controlled by porosity, and pores with diameters larger than 20 nm are the main storage space. As a result, the "sweet spots" with large pores should be paid more attention to in the exploration and exploi-

收稿日期:2014-12-20

基金项目:国家自然科学基金项目(41472105, 41272152, 41330313, 41172134);油气资源与探测国家重点实验室开放课题(PRP/open-1209);

中国石油科技创新基金项目(2014D-5006-0107);中央高校基本科研业务费专项(14CX02117A, 14CX02224A, 13CX05013A)

作者简介:李吉君(1981-),男,副教授,博士,研究方向为油气地质与地球化学。E-mail:lijj@upc.edu.cn。

tation. At the junction of the southern Longhupao terrace and Qijia-Gulong sag, thin sandy mudstone and siltstone inter beds are well developed in Qingshankou Formation, which is favorable to be artificially fractured. In addition, shale in the formation has high secondary porosity and excellent oil-bearing property. Considering above factors, this area is the preferable target for exploration and exploitation of shale oil in the northern Songliao Basin.

Keywords: Songliao Basin; shale oil; pore; specific surface area; oil-bearing property

随着世界油气能源供给的日趋紧张和常规油气勘探开发形势的日趋严峻,非常规油气已引起人们的高度重视。北美勘探实践表明,非常规油气中目前发展势头最快、潜力最大的当属页岩油气。20 世纪 90 年代后期,美国率先实现了页岩气生产的商业化和规模化,此后页岩气产量迅速增加,造成美国天然气价格持续走低,于是众多石油公司开始把目光瞄准价格较高、更具经济价值的页岩油。对于常规油气勘探,泥页岩主要作为烃源岩和盖层,而对于页岩油气,其还将起到储集层的作用。泥页岩成为储层的机制是进行页岩油气勘探需要考虑的首要问题。近年来,国内外开展泥页岩储层微观孔隙结构的研究绝大多数是针对页岩气勘探与开发^[1-7],而针对页岩油的研究相对较少。赋存页岩油的泥页岩热演化程度一般低于赋存页岩气的泥页岩,其微观孔隙结构可能与页岩气储层具有一定差别。另外,页岩油与页岩气物理化学性质存在很大差异,决定其赋存机制不同,由此储层特征对含油气性的影响也将不同。笔者综合应用气体吸附、高压压汞和扫描

电镜方法对松辽盆地白垩系陆相泥页岩内部微观孔隙特征进行刻画,进而结合岩石热解、全岩矿物分析等实验手段对泥页岩孔隙发育的控制因素以及其对含油性的影响进行分析,指出松辽盆地北部页岩油勘探的有利区。

1 样品与实验

选取松辽盆地北部白垩系陆相泥页岩岩心样品 11 块,分别进行 CO₂、N₂ 吸附和压汞实验,同时进行相应的热解、TOC、成熟度和扫描电镜分析(表 1)。从表 1 可以看出,所选样品均为高丰度、有机质类型良好的泥页岩样品,对松辽盆地北部主力泥页岩具有良好的代表性。CO₂、N₂ 吸附采用 Quantachrome Nova 4200e 吸附仪,压汞法采用 Quantachrome Pore-Master GT 60 型测孔仪,样品测试前均经过脱油、脱水 and 抽真空处理^[1,4,5]。另外,本文中所涉及热解、TOC、成熟度和扫描电镜等其他实验分析均按照国家或相关行业标准进行。

表 1 泥页岩样品基本地质地化特征

Table 1 Basic geological and geochemical characteristics of shale samples

编号	层位	深度 <i>H</i> /m	成熟度 <i>R</i> _o /%	有机碳 TOC/%	最大热解峰 温度 <i>T</i> _{max} /℃	残留烃 <i>S</i> ₁ / (mg·g ⁻¹)	裂解烃 <i>S</i> ₂ / (mg·g ⁻¹)	烃指数/ (mg·g ⁻¹)	微孔比孔容/ (mL·g ⁻¹)	介孔比孔容/ (mL·g ⁻¹)	宏孔比孔容/ (mL·g ⁻¹)
S-1	K ₁ qm ₁	511.57	0.41	4.21	441	0.13	33.70	3.09	0.0110	0.0224	0.0031
S-2	K ₁ qm ₁	1710.38	0.47	3.11	444	2.15	21.80	69.13	0.0017	0.0008	0.0008
S-3	K ₁ qm ₁	2279.24	0.57	1.99	446	1.61	18.58	80.90	0.0014	0.0042	0.0012
S-4	K ₁ qm ₁	1984.99	0.90	1.73	444	1.28	11.06	73.99	0.0041	0.0022	0.0004
S-5	K ₁ qm ₁	1988.99	0.90	4.14	447	2.54	37.57	61.35	0.0023	0.0013	0.0019
S-6	K ₁ qm ₁	1994.53	0.91	2.99	445	1.72	24.06	57.53	0.0024	0.0015	0.0023
S-7	K ₁ qm ₁	2156.52	1.21	2.36	431	3.39	6.89	143.64	0.0018	0.0147	0.0047
S-8	K ₁ qm ₁	2174.20	1.24	2.81	441	2.88	8.15	102.49	0.0023	0.0172	0.0018
S-9	K ₁ qm ₁	2188.08	1.24	2.10	436	3.91	7.10	186.19	0.0010	0.0119	0.0026
S-10	K ₁ qm ₁	2214.83	1.26	2.13	440	2.43	6.49	114.08	0.0020	0.0131	0.0011
S-11	K ₁ qm ₁	2096.63	1.16	2.87	444	1.22	22.51	42.51	0.0013	0.0009	0.0005

图 1 为吸附法和压汞法实验孔径和孔容测试结果。可以看出,由于测试方法、原理的不同,吸附和压汞法检测孔径的范围存在明显差异。CO₂ 吸附法利用的是微孔填充 DA 方程,是专门针对微孔(孔径小于 2 nm)的实验测试方法。N₂ 吸附法采用毛细管冷凝 BJH 方程(Kelvin 方程的校正),该方法利用毛细管凝聚现象计算孔径分布,由此衍生出比表面

和比孔容。根据 Kelvin 方程,孔径尺寸越大毛细管冷凝所需相对压力越高,对于较大孔隙发生毛细管凝聚时的压力接近饱和蒸气压,因此在实验中难以测定,表现在等温吸附曲线上是在相对压力接近 1 时吸附量呈快速上升的趋势(图 2);同时毛细凝聚需要克服能垒,只有当相对压力大于 0.35 后毛细凝聚才会发生,为此 N₂ 吸附法存在测量的上下限,主

要用于测试介孔(2 ~ 50 nm)级别孔隙。高压压汞法检测下限可达 3 ~ 7 nm,但对该级别孔隙检测需要赋予约 200 ~ 400 MPa 压力^[1,8],如此大的压力可能会造成岩石压缩变形,颗粒破裂或开启闭合孔隙,

从而使检测结果失去意义^[8],为此压汞法比较适用于宏孔(孔径大于 50 nm)级别孔隙的检测。基于上述原因,目前一般采用气体吸附和高压压汞相结合的方法揭示泥页岩孔隙^[9-11]。

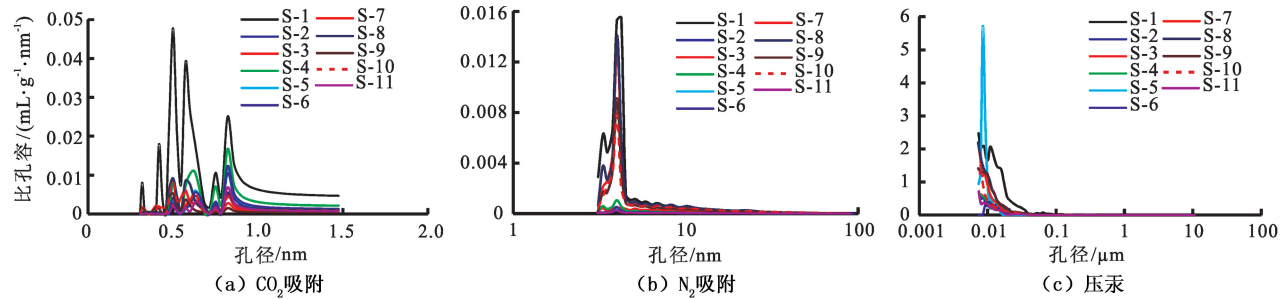


图 1 不同实验方法对泥页岩孔隙分布的检测情况

Fig. 1 Detection results of different methods for pore distribution of shale

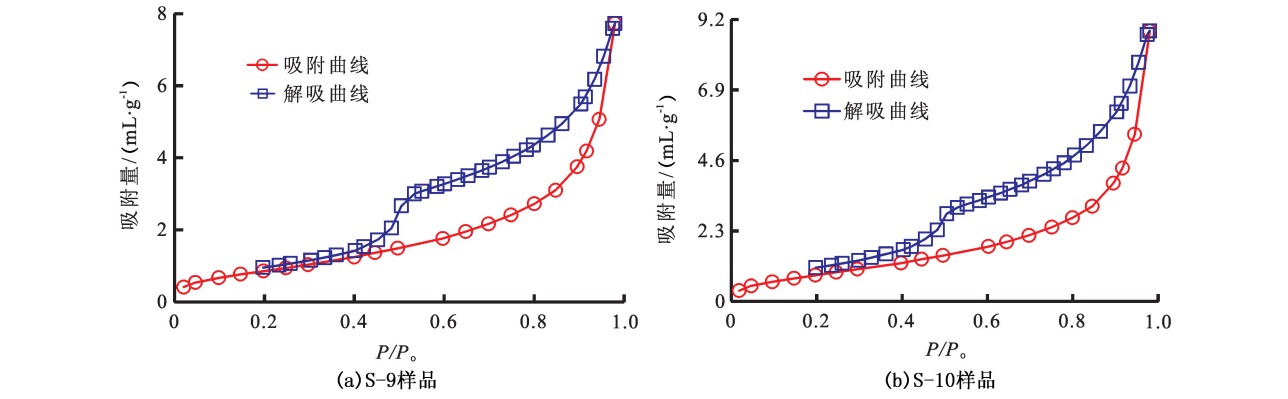


图 2 泥页岩样品 N₂ 吸附解吸曲线

Fig. 2 Nitrogen adsorption and desorption curves of shale samples

2 孔隙及裂缝发育与控制因素分析

由表 1 可以看出,各样品比孔容大小及孔径分布存在一定差异。经统计可以得出,本次所选样品比孔容分布在 0.0027 ~ 0.0365 mL/g,平均为 0.0129 mL/g。其中,宏孔比例占 5.97% ~ 37.10%,平均为 18.25%;介孔比例占 23.64% ~ 80.86%,平均为

51.74%;微孔比例占 6.33% ~ 61.19%,平均为 30.02%。由此可以看出,泥页岩孔隙总体以微孔和介孔为主。从图 3 可以看出,压汞法、N₂ 吸附和 CO₂ 吸附法所测比表面积与比孔容均呈良好的线性关系,且线性关系逐渐增大。这说明研究区泥页岩微裂缝发育程度总体不高,仅有少量介孔和宏孔级别裂缝。同时,从线性关系斜率上可以看出,相同比孔容条件

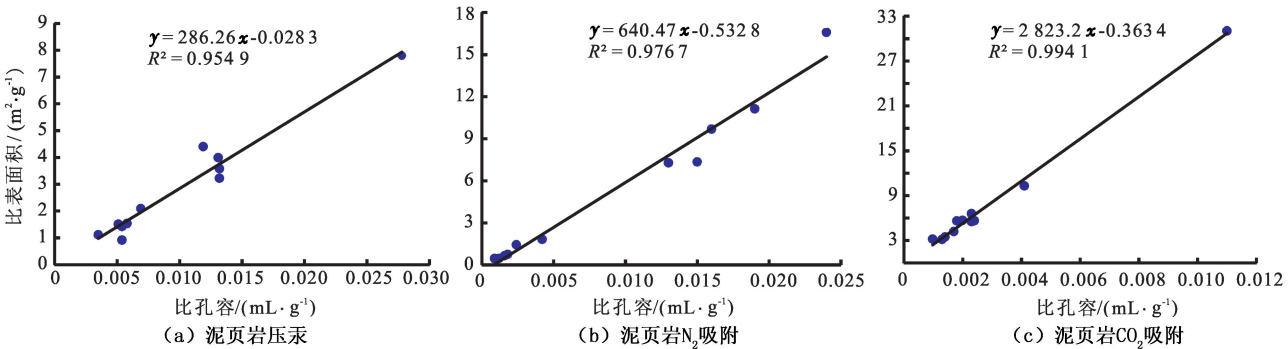


图 3 不同实验方法测试样品所得比孔容与比表面积的关系

Fig. 3 Relations between specific pore volume and specific surface area with different methods

下微孔比表面积远大于介孔和宏孔。由于页岩气中吸附气占有较高比例,一般为40%~85%^[12-13],因此对于页岩气而言,微孔具有重要的作用。

对于泥页岩的孔隙类型,本文研究认为主要以片状黏土矿物的层间微孔隙为主,对此可以从3个方面证实:首先,扫描电镜观察可以清晰观察到片状

黏土矿物的层间微孔隙(图4(a));其次,比孔容与黏土矿物含量呈正相关(图5(a));最后, N_2 吸附与脱附曲线分离部分构成的吸附滞后圈为B类,即相对压力(P/P_0)接近1时吸附曲线急剧上升,而脱附曲线在中等相对压力时迅速下降(图2)。B类吸附滞后圈反映的典型孔结构为平行板孔隙^[14]。

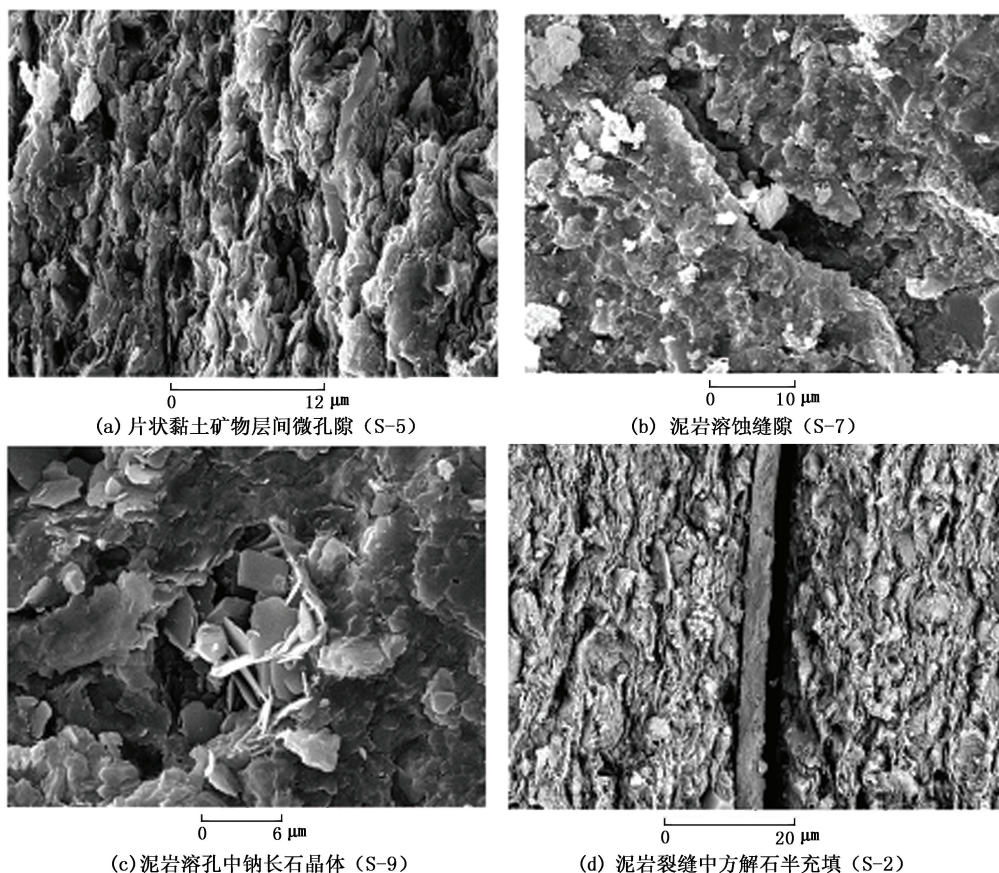


图4 泥页岩样品扫描电镜照片

Fig.4 SEM photographs of shale samples

S-1 样品由于埋藏较浅,比孔容明显高于其他样品,显示出压实作用对泥岩孔隙的控制作用。其余样品比孔容与碳酸盐含量呈负相关(图5(b)),尽管低碳酸盐含量样品 S-7~S-10 样品的埋深较大,显示出有机酸的溶蚀作用对泥页岩孔隙度的控制作用。同时,比孔容与有机质成熟度呈正相关(图5(c)),这是由于泥页岩生烃的同时伴随有机酸的生成,为溶蚀孔隙的发育奠定了基础^[15-16]。此外,比孔容与 TOC 含量无明显对应关系(图5(d)),说明页岩油储层有别于页岩气储层,有机质孔隙不是其主要赋存空间,在进行页岩油勘探开发时应着力寻找泥页岩无机孔隙发育的甜点区,无需强调有机孔隙。有机孔隙对页岩油、气储层贡献差异的原因在于有机质的热演化成熟度,页岩气储层有机质

成熟度较高,有机质生气后会形成大量有机孔隙,而对于页岩油储层这一作用较微弱。

S-7~S-10 样品次生孔隙最为发育,除与成熟度较高有关外,还与其所在地层的岩性组合密切相关,这4块样品所在泥页岩层系含粉砂岩薄夹层较多,其余样品为纯泥页岩层系或粉砂岩薄夹层较少(图6)。泥页岩中碳酸盐溶蚀孔隙的发育与其所处流体环境的开放性密切相关^[17-19]。若流体环境开启流畅,有机酸溶蚀碳酸盐所产生的盐溶液易于排出,避免二次沉淀,次生孔隙发育,泥页岩物性会有较大改善;若流体环境相对封闭,有机酸溶蚀碳酸盐所产生的盐溶液不能及时排出,容易重新达到过饱和状态而沉淀,如此泥页岩物性不会得到本质的改观。S-7~S-10 样品层系所含粉砂岩夹层较多,环

境开启流畅,应是溶蚀作用强烈的主要原因。扫描电镜也显示这 4 块样品溶蚀孔缝发育(图 4(b)、

(c)),其余样品裂缝则多见方解石充填(图 4(d))。

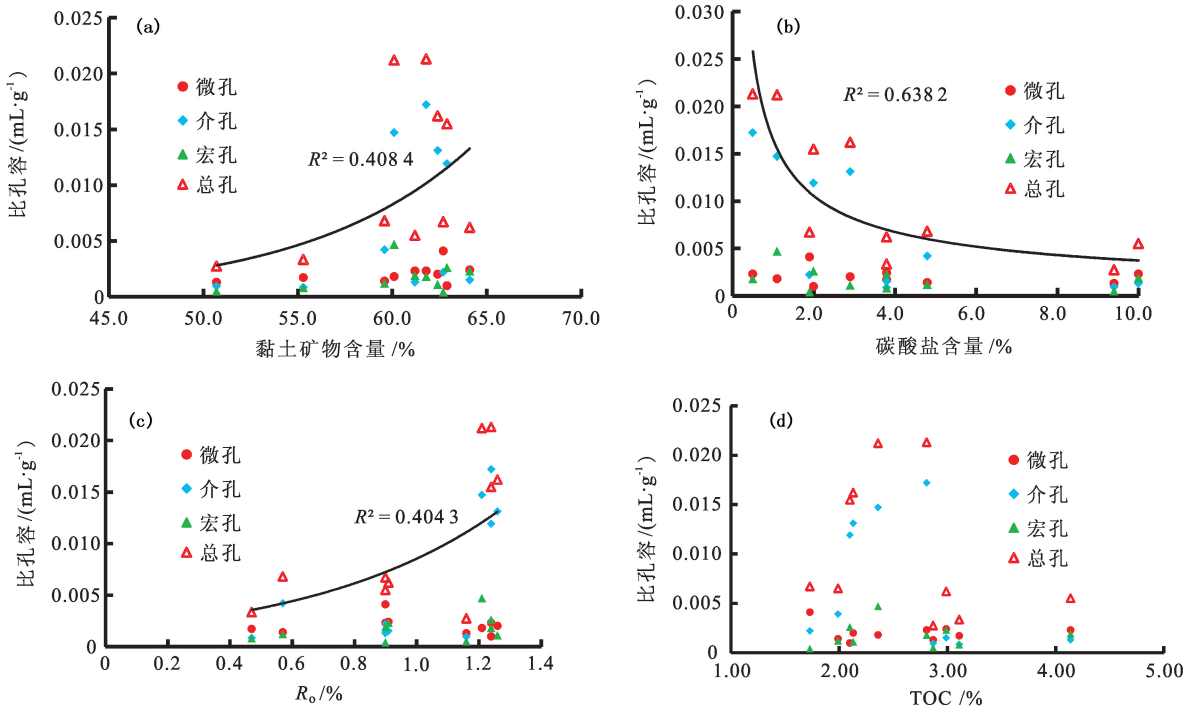


图 5 泥页岩样品孔隙发育控制因素

Fig.5 Control factors of pore development of shale samples

3 孔隙发育特征对页岩油赋存的影响

存储空间是页岩油富集的重要因素,不难理解在油源充足的情况下,存储空间越大,泥页岩的含油性越高。所选泥页岩 S-4 ~ S-11 样品处于生油窗范围内且具有较高的有机质丰度,生油量较高,对其比孔容与含油性关系进行分析。图 7 为上述 8 块样品不同级别孔隙比孔容与含油性的关系,可以看出,微孔比孔容与含油性不存在正相关性,介孔和宏孔比孔容与含油性存在较好的正相关性,说明泥页岩含油性仅受控于较大宏孔和介孔的发育情况。宏孔和介孔发育与含油性的相关系数虽很接近,但由于介孔比例远高于宏孔,因此宏孔的含油性明显要好于介孔,前者线性关系斜率为后者 5 倍。页岩油在大孔隙内的聚集是原油在源岩内运移过程中富集的结果,因为原油初次运移过程中必然会在大孔隙中发生一定程度的富集,之后才会运移至源外。由扫描电镜观察(图 4(b)、(c))可以看出,溶蚀孔隙的孔径级别均为宏孔级别,这进一步说明了溶蚀孔隙对页岩油富集的重要性。不可否认孔径级别对泥页岩含油性(S_1)检测结果可能具有一定影响,因为孔径越小孔隙内部的烃类越不容易被热萃取检测,但是小孔隙内的烃类同样存在难以开采的问题,这部

分检测不到的烃类可以不予考虑。

为系统刻画不同级别孔隙对含油性的控制作用,本文中对不同孔径范围孔隙发育情况与含油性的相关性进行统计,结果如表 2 所示。可以看出,随着泥页岩孔径范围的不断减小和孔径的不断增大,比孔容与含油性关系总体呈先增大后减小的趋势,孔径大于 20 nm 孔隙比孔容与含油性相关性最好,暗示了页岩油主要赋存于孔径大于 20 nm 的孔隙,这部分孔隙约占总孔隙的 30%。其他条件相同的情况下,高孔隙度有助于提高渗透率。这就在理论上指导进行页岩油勘探开发时应着力寻找较大孔隙发育的甜点区。

表 2 泥页岩不同孔径范围孔隙比例及其与含油性的关系

Table 2 Controlling effect upon oil content and ratio of different grades pores in shale samples

孔径范围/nm	比孔容与含油性相关性	所占比例/%
>0	0.585	100
>2	0.642	71.71
>5	0.676	50.20
>7	0.694	46.26
>10	0.725	40.11
>20	0.751	29.18
>30	0.704	23.51
>40	0.526	18.76
>50	0.526	18.76

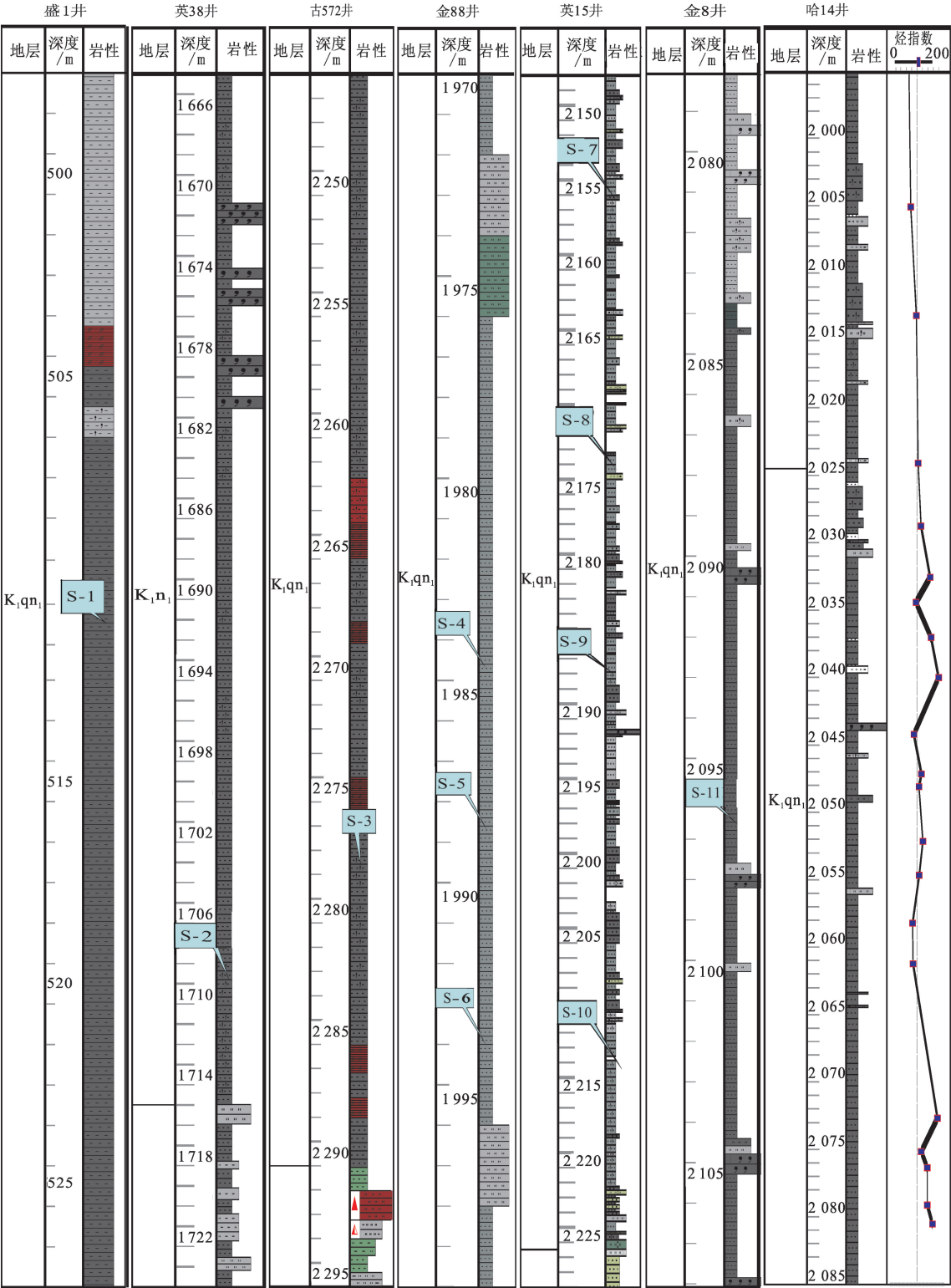


图 6 样品取样层系及松辽盆地北部富页岩油层系

Fig.6 Samples layer series and shale oil rich layer series in northern Songliao Basin

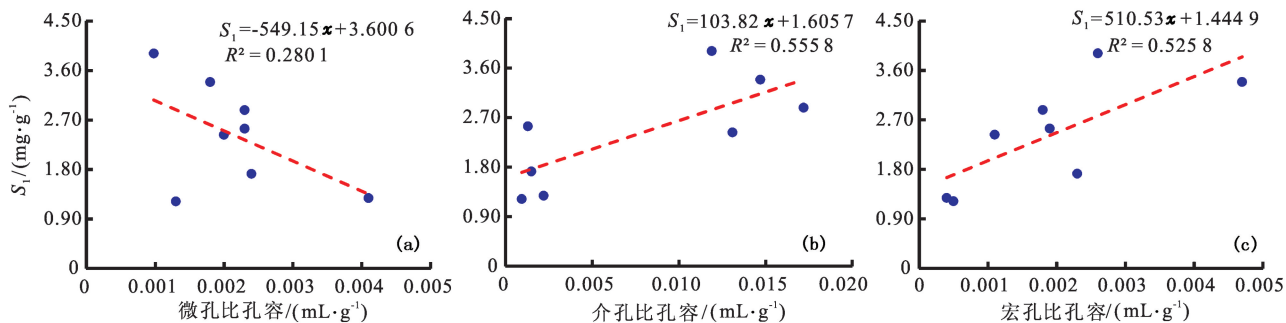


图7 泥页岩比孔容与含油性的关系

Fig. 7 Relation between specific pore volume and oil-bearing property of shale samples

前人研究认为,单位有机碳含油量($S_1/\text{TOC} \times 100$)可以作为衡量泥页岩含油性的指标,当其超过75时达到高饱和级别,超过100时达到油显示或者产油级别^[20]。本次研究对松辽盆地北部中浅层探井泥页岩的含油性数据进行了统计,结果发现能够达到高饱和及以上级别的泥页岩,一般存在于含较多粉砂质泥、泥质粉砂和粉砂岩薄夹层的泥页岩层系,主要是龙虎泡阶地南部与齐家-古龙凹陷交界处的哈14、哈18和英16井区(图6),本次所选S-7~S-9样品即处于该井区。该井区青一段埋深为2025~2100 m,有机质成熟度为1.0%~1.3%。除此之外,齐家凹陷北部金88井区青山口组一段泥页岩层系虽也具有较好含油性,但其有机质成熟度较低,约为0.9%,所生原油开采性较差。砂泥岩互层中泥页岩溶蚀孔隙发育,孔隙度较高,为页岩油提供了充足的储集空间,是其页岩油富集的重要原因。另外,砂岩类薄夹层的存在有利于储层的压裂改造。综上,龙虎泡阶地南部与齐家-古龙凹陷交界处青一段应成为松辽盆地北部页岩油勘探开发的首选区域。

4 结 论

(1)研究区泥页岩孔隙类型以片状黏土矿物的层间微孔隙为主,裂缝发育程度不高,孔隙级别以微孔和介孔为主,泥页岩孔隙发育总体受控于埋深和次生孔隙发育情况,有机孔隙对页岩油储层不具有重要意义。

(2)油源充足的情况下,泥页岩含油性明显受控于孔隙度,其中孔径大于20 nm孔隙是页岩油的主要赋存空间,在进行页岩油勘探开发时应着力寻找较大孔隙发育的甜点区。

(3)龙虎泡阶地南部与齐家-古龙凹陷交界处青一段泥页岩层系含粉砂岩薄夹层较多,易于压裂,泥岩次生孔隙发育,含油性高,是松辽盆地北部页岩

油勘探开发的首选区域。

参考文献:

- [1] ROSS D J K, BUSTIN R M. The importance of shale composition and pore structure upon gas storage potential of shale gas reservoirs[J]. Marine and Petroleum Geology, 2009,26:916-927.
- [2] SLATT R M, O'BRIEN N R. Pore types in the Barnett and Woodford gas shales: contribution to understanding gas storage and migration pathways in fine-grained rocks [J]. AAPG Bulletin, 2011,95:2017-2030.
- [3] CHALMERS G R, BUSTIN R M, POWER I M. Characterization of gas shale pore systems by porosimetry, pycnometry, surface area, and field emission scanning electron microscopy/transmission electron microscopy image analyses: examples from the Barnett, Woodford, Haynesville, Marcellus, and Doig units [J]. AAPG Bulletin, 2012,96:1099-1119.
- [4] CLARKSON C R, JENSEN J L, PEDERSEN P K, et al. Innovative methods for flow-unit and pore-structure analyses in a tight siltstone and shale gas reservoir[J]. AAPG Bulletin, 2012,96:355-374.
- [5] CLARKSON C R, SOLANO N, BUSTIN R M, et al. Pore structure characterization of North American shale gas reservoirs using USANS/SANS, gas adsorption, and mercury intrusion[J]. Fuel, 2013,103:606-616.
- [6] 田华,张水昌,柳少波,等. 压汞法和气体吸附法研究富有机质页岩孔隙特征[J]. 石油学报,2012,33(3):419-427.
- [7] TIAN Hua, ZHANG Shuichang, LIU Shaobo, et al. Determination of organic-rich shale pore features by mercury injection and gas adsorption methods[J]. Acta Petrolei Sinica, 2012,33(3):419-427.
- [7] 杨峰,宁正福,孔德涛,等. 高压压汞法和氮气吸附法分析页岩孔隙结构[J]. 天然气地球科学,2013,24(3):450-455.
- YANG Feng, NING Zhengfu, KONG Detao, et al. Pore

- structure of shales from high pressure mercury injection and nitrogen adsorption method[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2013,24(3):450-455.
- [8] KUILA U, PRASAD M. Surface area and pore-size distribution in clays and shales[R]. SPE 146869, 2011.
- [9] 谢晓永,唐洪明,王春华,等. 氮气吸附法和压汞法在测试泥页岩孔径分布中的对比[J]. *天然气工业*, 2006,26(12):100-102.
- XIE Xiaoyong, TANG Hongming, WANG Chunhua, et al. Contrast of nitrogen adsorption method and mercury porosimetry method in analysis of Shale's pore size distribution[J]. *Natural Gas Industry*, 2006,26(12):100-102.
- [10] BUSTIN R M, BUSTIN A M M, CUI X, et al. Impact of shale properties on pore structure and storage characteristics[R]. SPE 119892, 2008.
- [11] 黄振凯,陈建平,王义军,等. 松辽盆地白垩系青山口组泥岩微观孔隙特征[J]. *石油学报*, 2013,34(1):30-36.
- HUANG Zhenkai, CHEN Jianping, WANG Yijun, et al. Characteristics of micropores in mudstones of the Cretaceous Qingshankou Formation, Songliao Basin[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2013,34(1):30-36.
- [12] CURTIS J B. Fractured shale-gas systems[J]. *AAPG Bulletin*, 2002,86(11):1921-1938.
- [13] 李新景,胡素云,程克明. 北美裂缝性页岩气勘探开发的启示[J]. *石油勘探与开发*, 2007,34(4):392-400.
- LI Xinjing, HU Suyun, CHENG Keming. Suggestions from the development of fractured shale gas in North America[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2007,34(4):392-400.
- [14] 严继民,张启元. 吸附与聚集[M]. 北京:科学出版社,1979:108-120.
- [15] 黄志龙,马剑,吴红烛,等. 马朗凹陷芦草沟组页岩油流体压力与初次运移特征[J]. *中国石油大学学报:自然科学版*, 2012,36(5):7-11.
- HUANG Zhilong, MA Jian, WU Hongzhu, et al. Fluid pressure and primary migration characteristics of shale oil of Lucaogou Formation in Malang sag[J]. *Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science)*, 2012,36(5):7-11.
- [16] 余敏,寿建峰,沈安江,等. 埋藏有机酸性流体对白云岩储层溶蚀作用的模拟实验[J]. *中国石油大学学报:自然科学版*, 2014,38(3):10-17.
- SHE Min, SHOU Jianfeng, SHEN Anjiang, et al. Experimental simulation of dissolution and alteration of buried organic acid fluid on dolomite reservoir[J]. *Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science)*, 2014,38(3):10-17.
- [17] SULLIVAN K B, MCBRIDE E F. Diagenesis of sandstones at shale contacts and diagenetic heterogeneity, Frio Formation, Texas[J]. *AAPG Bulletin*, 1991,75(1):121-138.
- [18] NEDKVITNE T, BJORLYKKE K. Secondary porosity in the Brent Group (Middle Jurassic), Huldra Field, North Sea; implication for predicting lateral continuity of sandstones[J]. *Journal of Sedimentary Research*, 1992,62(1):23-34.
- [19] 苗建宇,祝总祺,刘文荣,等. 济阳坳陷古近系—新近系泥岩孔隙结构特征[J]. *地质论评*, 2003,49(3):330-336.
- MIAO Jianyu, ZHU Zongqi, LIU Wenrong, et al. Characteristics of pore structures of Paleogene-Neogene argillaceous rocks in the Jiyang depression[J]. *Geological Review*, 2003,49(3):330-336.
- [20] LI J J, WANG W M, CAO Q, et al. Impact of hydrocarbon expulsion efficiency of continental shale upon shale oil accumulations in eastern China[J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2015,59:467-479.

(编辑 徐会永)