

库车坳陷下侏罗统阿合组致密砂岩储层孔隙微观结构特征及其对致密气富集的控制作用

王 朋^{1,2}, 孙灵辉^{2,3}, 王 核¹, 李自安¹

(1. 中国科学院 广州地球化学研究所, 广东 广州 510640; 2. 中国科学院 研究生院, 北京 100864;

3. 中国石油 勘探开发研究院, 北京 100083)

摘要:库车坳陷是近年来塔里木盆地深层致密砂岩气勘探的重要领域。通过开展物性测试、铸体薄片镜下鉴定、常规压汞实验、微米 CT 扫描实验及包裹体测试,分析库车坳陷迪北致密砂岩气藏下侏罗统阿合组致密砂岩储层孔隙微观结构特征,结合测井解释结果和包裹体实验,探讨孔隙微观结构对致密砂岩气富集的控制作用。结果表明:库车坳陷下侏罗统阿合组致密储层主要发育溶蚀孔隙(包括长石和岩屑等粒内溶孔、胶结物溶孔)和微裂缝,残余粒间孔隙较少。阿合组致密储层孔隙微观结构可分为3类:第一类主要发育在粗砂岩中,孔隙分选差、孔喉半径大但孔喉比小,孔喉系统为毛细管束状,具有较好的渗流能力;第二类主要发育在粗-细砂岩中,孔喉分选较差,孔喉半径小于第一类储层但孔喉比大,孔喉系统为墨水瓶状;第三类主要发育在细-粉砂岩中,孔喉分选相对较好,孔喉半径小于第二类储层,孔喉系统也表现为墨水瓶状,但渗流能力差。第一类孔喉系统可形成天然气在致密储层中的运移通道;第二类孔喉系统是致密砂岩气主要的储集空间,有利于致密砂岩气的聚集;第三类储层为无效储层,无天然气充注。

关键词:孔隙微观结构;致密砂岩气;阿合组;下侏罗统;库车坳陷;塔里木盆地

中图分类号:TE122.2

文献标识码:A

Microscopic pore structure of Ahe tight sand gas reservoirs of the Low Jurassic in Kuqa Depression and its controls on tight gas enrichment

Wang Peng^{1,2}, Sun Linghui^{2,3}, Wang He¹, Li Zi'an¹

(1. Guangzhou Institute of Geochemistry, Chinese Academy of Sciences, Guangzhou, Guangdong 510640, China;

2. Graduate School of Chinese Academy of Sciences, Beijing 100864, China;

3. Research Institute of Petroleum Exploration and Development, PetroChina, Beijing 100083, China)

Abstract: Kuqa Depression has been an important region for exploring deep tight sand gas reservoirs in the Tarim Basin during the past few years. The study aims to discuss the micro-structure features of the Ahe tight sandstone reservoirs in the Dibeitight sand gas pool in the Kuqa Depression via reservoir property and inclusion tests, casting thin section observation, MIP (mercury intrusion porosimetry), as well as x-ray micro-CT scanning. What's more, combined with logging interpretation and fluid inclusion data, the controlling effect of microscopic pore structure on tight sand gas enrichment is revealed. The results show that the tight sand reservoirs in the Lower Jurassic Ahe Formation is characterized by a majority of dissolved pores (including intragranular dissolved pores in feldspar, lithic debris, and dissolved pores in cements) and micro-fractures, together with limited residual intergranular pores. The micro-structure of the Ahe sand reservoir pores can be classified into three types. Specifically, type one mainly developed in coarse-grained sandstones is characterized by capillary bundle-shaped pore system, with poor pore throat sorting, large pore throat radius but low pore-throat ratio, and relatively high permeability; type two mainly occurring in the coarse-to-fine grained sandstones is characterized ink-bottle-shaped pore system with relatively poor pore throat sorting, pore throat radius smaller than that of type one mentioned

收稿日期:2019-07-23;修订日期:2020-01-18。

第一作者简介:王朋(1981—),男,博士,构造地质学。E-mail: wangpeng@petrochina.com.cn。

通讯作者简介:李自安(1964—),男,博士,构造地质学。E-mail: lizian88@126.com。

above but large pore-throat ratio; type three mainly appearing in fine-to-silty sandstone also has ink-bottle-shaped pore throat system with relatively good pore throat sorting and pore throat radius smaller than that of type two and low permeability. Type one pore structure can serve as the pathway for tight gas migration, type two is favorable for tight sand gas enrichment, while type three reservoir has no gas charging.

Key words: microscopic pore structure, tight sand gas, Ahe Formation, Lower Jurassic, Kuqa Depression, Tarim Basin

随着油气勘探由盆地中浅层走向深层, 深层致密砂岩气资源逐渐引起人们的关注^[1-9]。近年来, 塔里木盆地库车坳陷中秋1井、博孜9井的勘探突破证实了该地区深层具有良好致密砂岩气勘探前景。前人研究表明, 致密砂岩气藏宏观上具有低孔低渗和气水分布复杂等地质特征, 微观上致密储层孔隙结构复杂、主要发育纳米级-微米级孔隙, 孔隙具有形态差异大、连通性较差及非均质性较强的特征^[10-15]。复杂的孔隙几何形态与连通性不仅决定了储层质量, 也控制了天然气在致密储层中运移和聚集^[16-18], 因此, 厘清孔隙微观结构对于认识致密砂岩气富集规律和指导致密砂岩气勘探至关重要。目前, 孔隙微观结构对致密气富集的控制作用的相关研究仍建立在理论认识和物理模拟实验基础之上^[19-24], 缺少直接的地质证据证实这一关键问题。本文以库车坳陷迪北致密砂岩气藏为例, 在储层物性分析和孔隙类型识别的基础上利用常规压汞实验和微米CT扫描实验分析储层孔隙微观结构特征, 综合测井解释数据和包裹体实验揭示孔隙结构对致密砂岩气富集的控制作用, 为致密砂岩气理论研究和勘探部署提供有力依据。

1 地质概况

迪北致密砂岩气藏位于库车坳陷依奇克里克断裂下盘的迪西断鼻构造下倾部位(图1)^[25-27]。气藏主要产气层为下侏罗统阿合组致密砂岩, 储层以辫状河三角洲平原的河床滞留沉积及辫状三角洲前缘的水下分流河道沉积的岩屑砂岩为主, 岩石颗粒整体较粗, 主要为砾岩、含砾粗砂岩和不等粒砂岩。烃源岩主要为下伏三叠系塔里奇克组和黄山街组湖相烃源岩及上覆的中、下侏罗统煤系烃源岩, 源岩与储层具有“广泛分布、源储紧邻”的地质特征。前人研究表明, 气藏虽然具有良好的烃源岩供气条件^[28-30], 但气藏内部下侏罗统气水分布复杂: 位于构造低部位的迪西1井、依南2井主要为气层、在依南5井为差气层和干层, 而在位于构造高部位的依深4井、依南4井等多为气水同层和水层。

2 储层物性及孔隙类型

2.1 储层物性特征

187个下侏罗统阿合组致密砂岩样品的物性测试结果(图2)表明, 位于构造下倾部位的依南2井孔隙度小于8%, 平均孔隙度为3.2%, 空气渗透率为 $(0.01 \sim 10) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 平均渗透率为 $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$; 迪西1井孔隙度介于6%~8%, 平均孔隙度为6.1%; 位于构造上倾部位的依南4井阿合组物性好于依南2井和迪西1井, 孔隙度基本介于6%~12%, 空气渗透率 $(0.1 \sim 10) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

2.2 储层孔隙类型

阿合组致密砂岩储层主要的孔隙类型包括: 残余粒间孔隙、溶蚀孔隙(包括长石和岩屑等粒内溶孔、胶结物溶孔)以及微裂缝, 但是以次生孔隙为主, 残余原生孔隙较少。

2.2.1 残余粒间孔隙

镜下薄片观察表明下侏罗统阿合组储层中颗粒多为线-凹凸接触, 仅在局部存在孔隙形状不规则的残余粒间孔隙(图3a,b)。储层岩屑中塑性组分含量高, 早期碳酸盐胶结物较少, 导致岩石的抗压实能力弱、原生粒间孔保存困难。此外, 长期浅埋、短期深埋以及后期强烈的构造挤压作用也降低了原生粒间孔的孔隙度^[30]。

2.2.2 溶蚀孔隙

阿合组致密储层溶蚀孔隙主要由长石、岩屑等碎屑颗粒被溶解和粘土杂基或者碳酸盐类胶结物被溶蚀而形成。长石和火山岩岩屑被溶蚀所形成的粒内溶孔受颗粒大小和形状限制(图4a)。胶结物含量较低(一般都小于10%), 主要成分为碳酸盐胶结物等。杂基溶孔或者胶结物溶孔的形状也受粒间孔隙形状控制, 但孔径普遍较大(图4b,c)。溶蚀孔的发育与有机质产生的有机酸和二氧化碳对岩石组分溶解有关, 也与后期抬升大气淡水溶蚀作用有关^[23-25]。

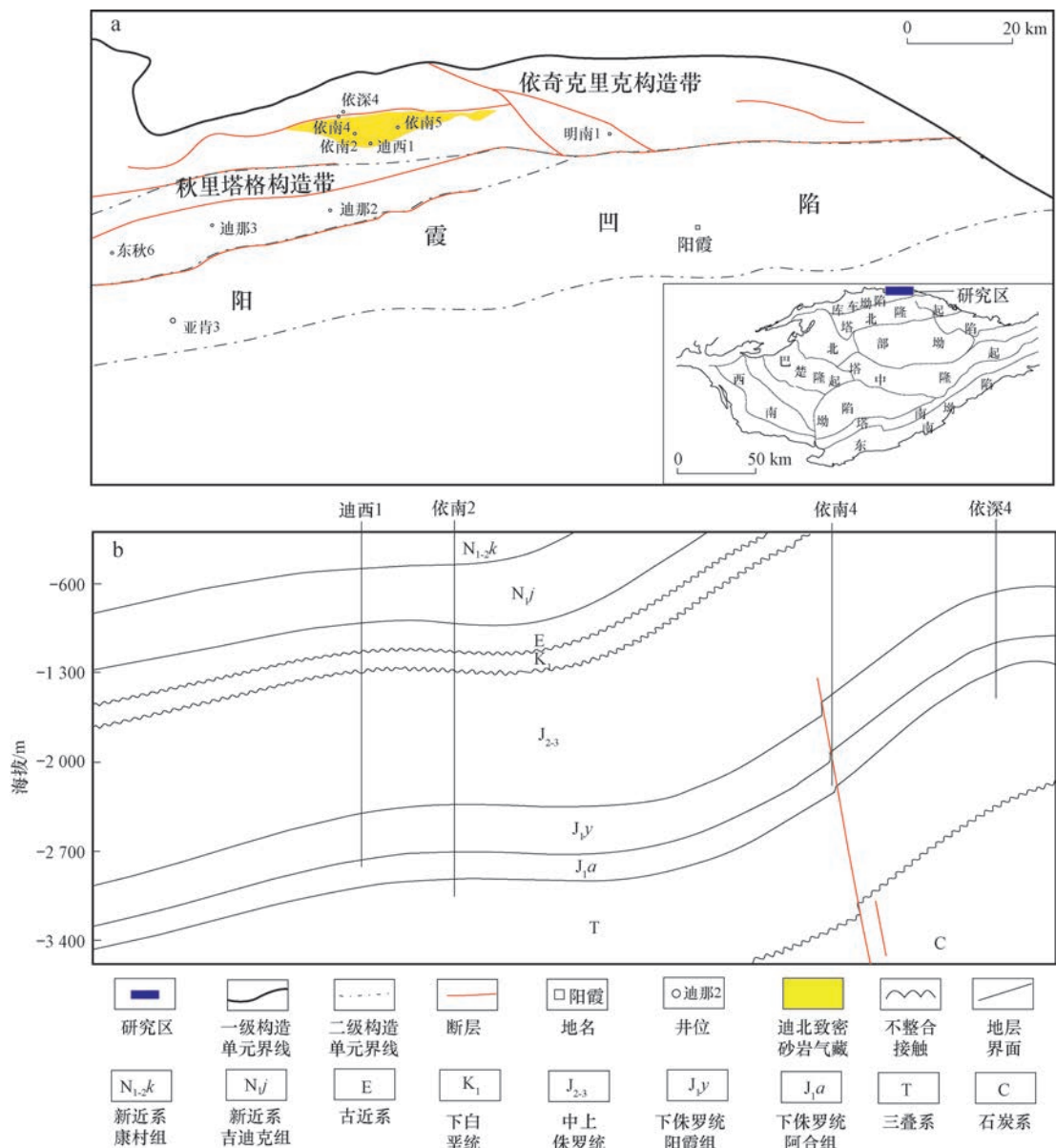


图1 库车坳陷迪北致密砂岩气藏位置(a)及气藏剖面(b)

Fig.1 The location of Dibeitight sand gas pool in the Kuqa Depression(a)and the gas reservoir cross section(b)

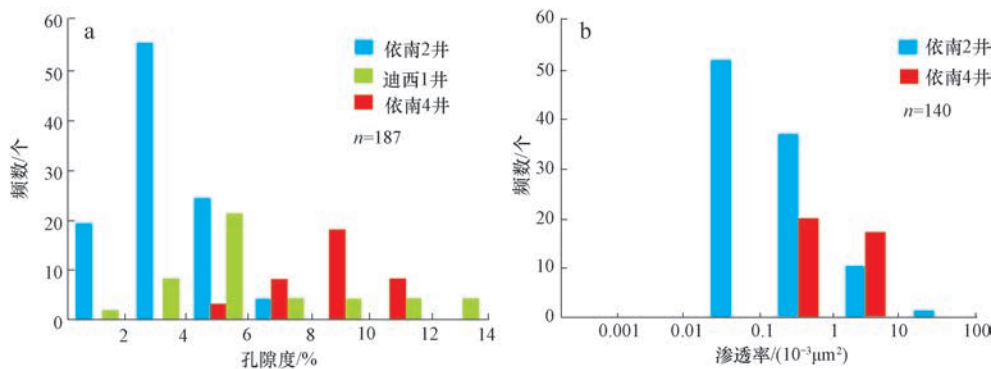


图2 库车坳陷迪北地区下侏罗统阿合组致密砂岩气藏孔隙度(a)和渗透率(b)分布

Fig.2 Porosity(a)and permeability(b)distribution of the Lower Jurassic Ahe tight sand gas reservoirs in Dibeit area,Kuqa Depression

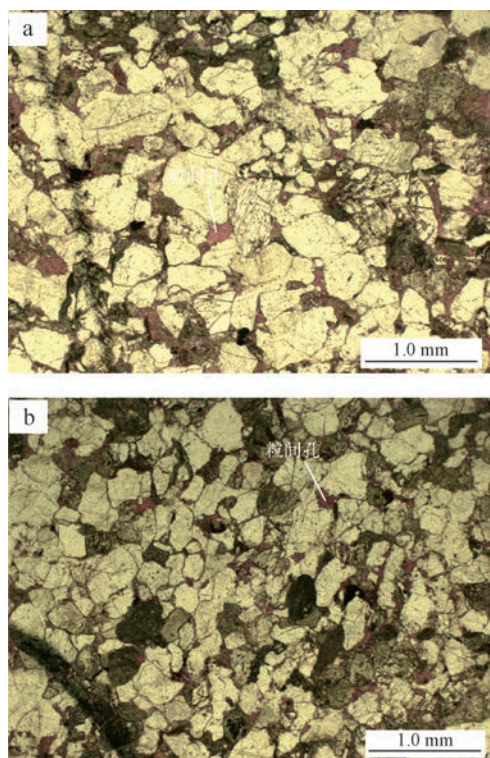


图3 库车坳陷迪北地区下侏罗统阿合组致密砂岩储层粒间孔隙

Fig.3 Intergranular pores of the Lower Jurassic Ahe tight sand reservoirs in Dibe area, Kuqa Depression

- a. 依南5井,埋深4 874.50 m,粒间孔发育,线-凹凸接触;
b. 依南5井,埋深4 850.55 m,粒间孔发育,多呈线接触

2.2.3 微裂缝

下侏罗统阿合组致密砂岩储层中主要发育3种成因裂缝:构造缝、粒缘缝和溶蚀缝(图5a—d),其中构造缝最为普遍。构造缝多穿石英、硅质岩屑和长石颗粒等脆性矿物发育,裂缝平行分布,规模较大、延伸较长、但宽度变化较大(图5b)。沿构造裂缝常见伴生的溶蚀现象,但部分裂缝中可见胶结物。粒缘缝一般沿石英和长石等颗粒边缘分布,主要与压实和压溶等作用有关(图5c)。溶蚀缝多发育在粘土和碳酸盐矿物等胶结物中,裂缝规模和延伸长度没有明显规律性(图5d)。

3 孔隙微观结构特征

从致密砂岩样品压汞曲线及相关参数(图6;表1)可以看出,库车坳陷下侏罗统阿合组致密砂岩孔隙微观结构大致可以划分为3类。第一类:压汞曲线基本没有明显的平台(图6a),储层孔喉分选较差(0.39~3.05)、排驱压力低(0.03~0.38 MPa)、特征结构系数大(0.37~5.47)、粗歪度(0.42~2.95);第二类:压汞曲

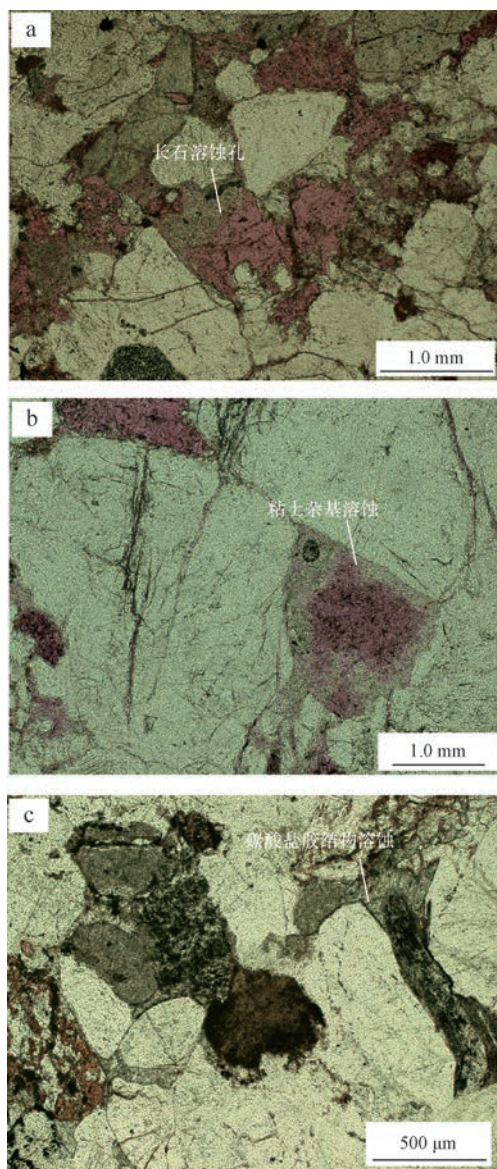


图4 库车坳陷迪北地区下侏罗统阿合组致密砂岩储层溶蚀孔

Fig.4 Dissolved pores of the Lower Jurassic Ahe tight sand reservoirs in Dibe area, Kuqa Depression

- a. 依南2井,埋深4 895.10 m,溶蚀作用强,长石岩屑粒内溶孔;
b. 依南2井,埋深4 905.10 m,粒间粘土杂基被溶蚀;
c. 依南4井,埋深3 990.94 m,碳酸盐胶结物被溶蚀

线具有一定的平台(图6b),储层孔喉分选较差(0.07~0.64)、排驱压力中等(0.20~1.83 MPa)、特征结构系数较小(0.03~3.37)、歪度较小(1.41~2.46);第三类:压汞曲线有一定的平台(图6c),储层孔喉分选较好(0.03~0.10)、排驱压力较大(2.37~10.02 MPa)、特征结构参数最小(0.02~0.78)、细歪度(2.62~3.29)。进一步对比分析认为,第一类储层主要发育在粗砂岩中,储层孔喉分选差,孔喉大小非均质性强,最大连通孔喉半径大而且集中,储层孔喉对称性较好,具有较好的渗流特征,可能与裂缝发育有关。第三类储

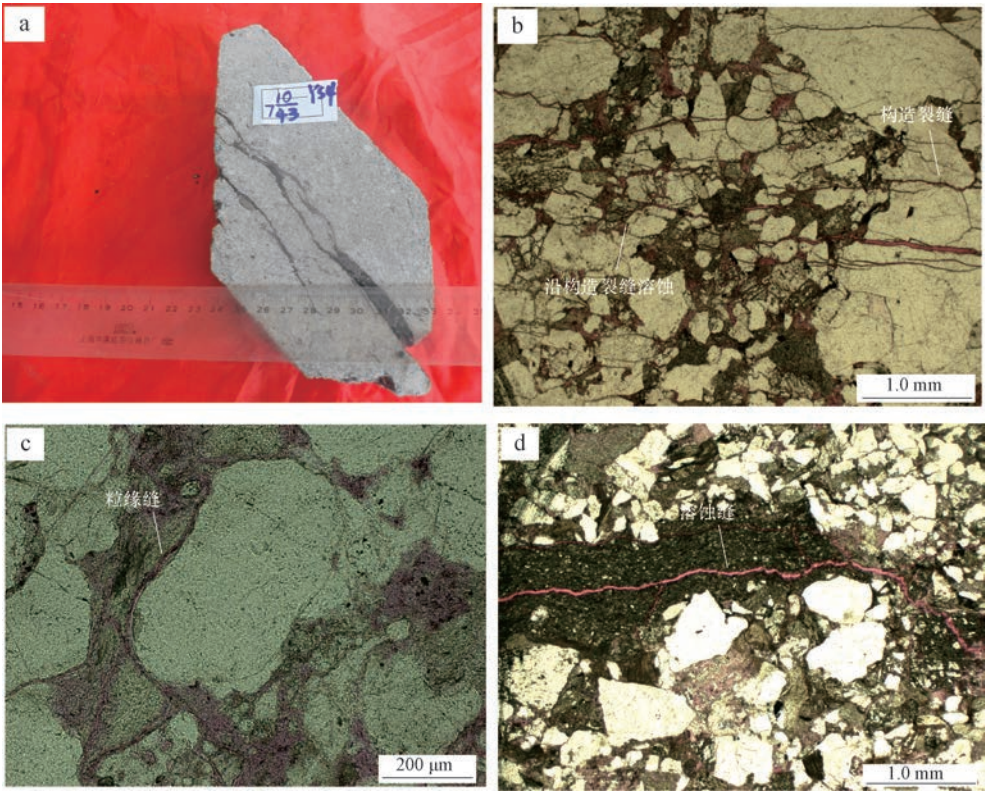


图5 库车坳陷迪北地区下侏罗统阿合组裂缝

Fig.5 Fractures in the Lower Jurassic Ahe Formation in Dibe area, Kuqa Depression

a. 依深4井,埋深4 102 m,构造裂缝发育且被泥质充填;b. 依南5井,埋深4 882.35 m,构造裂缝,沿裂缝可见溶蚀孔;
c. 依南5井,埋深4 875.12 m,沿石英次生加大发育粒缘缝;d. 依南5井,埋深4 884.58 m,杂基中可见溶蚀缝

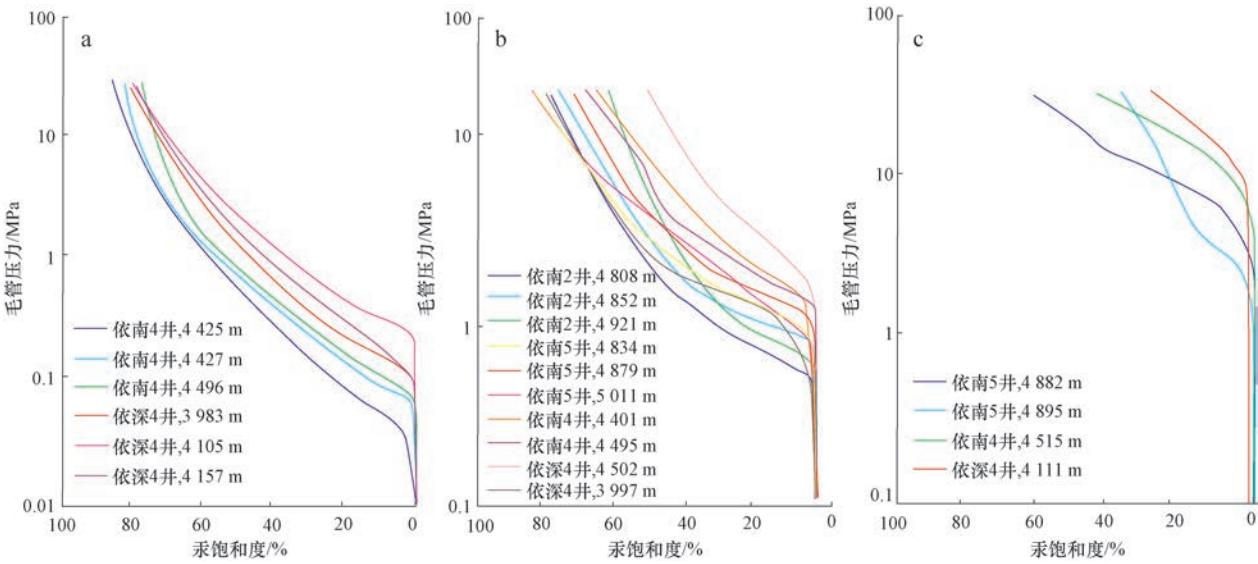


图6 库车坳陷迪北地区下侏罗统阿合组致密砂岩压汞曲线特征

Fig.6 MIP curves of the Lower Jurassic Ahe tight sand reservoirs in Dibe area, Kuqa Depression

a. 第一类储层压汞曲线;b. 第二类储层压汞曲线;c. 第三类储层压汞曲线

层主要发育在细-粉砂岩中,砂岩孔隙喉道分选相对较好,孔喉发育相对比较集中,但是排替压力大、结构参数小,连通孔隙孔径小且分散,具有明显的细歪度特征,说明储层孔喉具有不对称性,储层渗流能力较差。

第二类储层主要发育在粗-细砂岩中孔喉微观结构介于第一类和第三类之间。

进一步分析3类储层的孔喉半径分布特征可以发现,第一类储层的孔喉半径曲线表现为单峰的特征:孔

表 1 库车坳陷迪北地区下侏罗统阿合组致密砂岩
孔隙微观结构系数

Table 1 Microscopic pore structure parameters of the Lower Jurassic Ahe tight sand reservoirs in Dibe area, Kuqa Depression

井名	深度/m	岩性	排驱 压力/ MPa	平均 孔喉 半径/ μm	分选 系数	歪度	结构 系数
依南 4 井	4 425	灰色细砂岩	0.03	2.38	3.05	2.95	0.37
依南 4 井	4 427	灰色中粗砂岩	0.18	1.02	0.76	1.16	2.07
依南 4 井	4 496	灰色含砾粗砂岩	0.19	1.08	0.80	1.03	2.15
依深 4 井	3 983	灰色含砾粗砂岩	0.20	0.91	0.65	1.28	5.47
依深 4 井	4 105	灰色中粗砂岩	0.21	0.92	0.70	1.45	2.26
依深 4 井	4 157	灰色含砾粗砂岩	0.38	2.00	0.39	0.42	2.10
依南 2 井	4 808	灰色含砾粗砂岩	0.86	0.34	0.27	2.00	2.19
依南 2 井	4 812	灰色含砾粗砂岩	0.20	0.77	0.64	1.67	1.51
依南 2 井	4 829	灰色含砾粗砂岩	0.26	0.69	0.58	2.17	1.20
依南 2 井	4 831	灰色中粗砂岩	0.26	0.78	0.59	1.41	1.48
依南 2 井	4 844	灰色含砾粗砂岩	0.28	0.72	0.52	1.58	0.61
依南 2 井	4 852	灰色中细砂岩	0.32	0.66	0.50	1.61	2.40
依南 2 井	4 875	灰色含砾粗砂岩	0.36	0.56	0.43	1.66	2.37
依南 2 井	4 882	灰色含砾粗砂岩	0.40	0.55	0.41	1.47	2.32
依南 2 井	4 889	灰色含砾粗砂岩	0.42	0.53	0.38	1.57	3.37
依南 2 井	4 892	灰色中粗砂岩	0.42	0.53	0.38	1.57	1.63
依南 2 井	4 895	灰色中粗砂岩	0.44	0.52	0.38	1.52	3.20
依南 2 井	4 904	灰白色细砂岩	0.46	0.48	0.35	1.51	2.91
依南 2 井	4 921	灰色中粗砂岩	0.47	0.52	0.36	1.51	1.72
依南 5 井	4 834	灰白色细砂岩	0.47	0.46	0.34	1.55	3.13
依南 5 井	4 879	灰色中粗砂岩	0.57	0.40	0.30	2.36	1.75
依南 5 井	5 011	灰色含砾粗砂岩	0.60	0.40	0.30	2.56	2.58
依南 4 井	4 401	灰白色细砂岩	0.75	0.30	0.20	1.69	1.13
依南 4 井	4 495	灰色含砾粗砂岩	0.78	0.31	0.20	1.58	1.74
依深 4 井	4 502	灰白色细砂岩	1.26	0.17	0.11	2.48	0.03
依深 4 井	3 997	深灰色粉砂岩	1.83	0.12	0.07	2.04	0.29
依南 5 井	4 895	灰色中砂岩	2.37	0.10	0.05	2.72	0.78
依南 5 井	4 881	灰色含砾中砂岩	2.73	0.08	0.04	2.80	0.73
依南 5 井	4 893	深灰色粉砂岩	3.44	0.10	0.06	3.29	0.53
依南 5 井	4 882	深灰色粉砂岩	4.88	0.05	0.02	2.87	0.39
依南 4 井	4 515	灰色中细砂岩	5.12	0.04	0.02	3.07	0.24
依南 4 井	4 498	深灰色粉砂岩	6.31	0.04	0.02	2.62	—
依深 4 井	4 111	深灰色泥质粉砂岩	10.02	0.03	0.01	2.62	0.02

注:“—”表示无数据。

隙和喉道的半径基本一致,二者没有明显的差异,孔喉半径分布范围较宽(0.016~2.500 μm)(图 7a);第二类为双峰特征:左侧为喉道半径,右侧为孔隙半径,孔隙和喉道差异大,孔喉比高,孔喉半径分布范围(0.016~1.600 μm)小于第一类储层(图 7b);第三类也表现为双峰特征:孔喉半径整体较小,范围为 0.016~0.160 μm,孔隙的半径和喉道的半径差异小,孔喉比低(图 7c)。

常规压汞实验是假设多孔介质由不同大小的毛细管束构成,无法反映孔隙和喉道半径的差异性^[28],为了进一步证实常规压汞实验结果,本次研究在常规压汞结果的基础上针对 3 种储层分别选取 1 个样品开展

了微米 CT 测试(图 8),以精确辨识 3 种类型储层的孔隙和喉道分布特征。根据微米 CT 分析结果可以看出,3 类储层孔喉半径平均值具有以下规律:第一类>第二类>第三类(表 2),此结果证实了常规压汞实验的结论。进一步对比每一类储层的孔隙半径和喉道半径的平均值表明,二者在第一类储层中基本一致,在第二类和第三类储层中有所差异且在第二类储层中差异较大。因此,综合常规压汞实验和微米 CT 实验判断,第一类孔隙和喉道系统主要表现为毛细管束特征^[31],微观结构最好,第二类和第三类孔隙和喉道系统主要表现为墨水瓶状,但第二类孔隙微观结构较好,第三类孔隙微观结构最差。

4 孔隙发育特征对含气性控制作用探讨

对比 3 类储层的含气饱和度可以发现明显的差

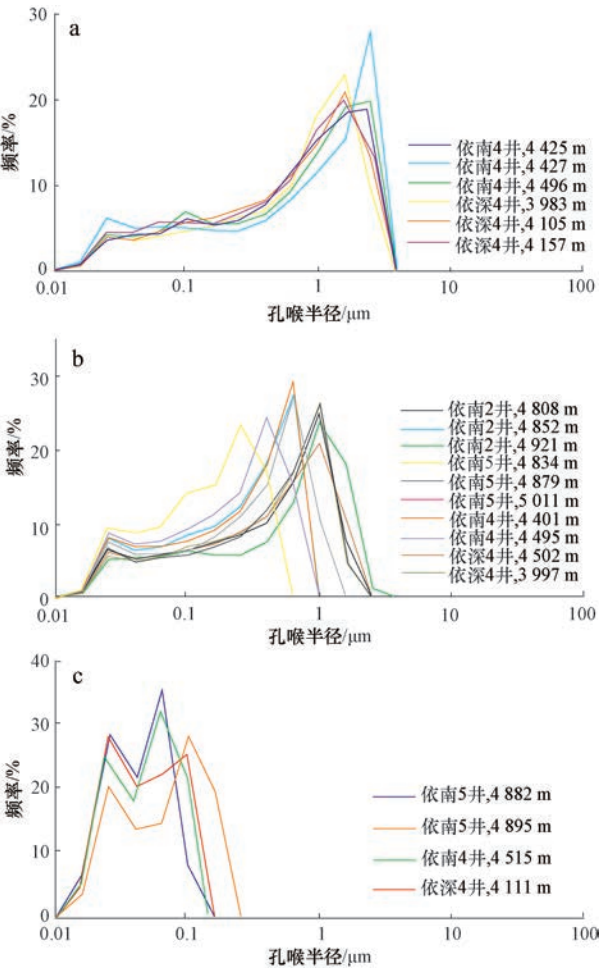


图 7 库车坳陷迪北地区下侏罗统阿合组致密砂岩孔径分布
Fig. 7 The pore size distribution of the Lower Jurassic Ahe tight sand reservoirs in Dibe area, Kuqa Depression
a. 第一类致密砂岩储层孔喉半径曲线;b. 第二类致密砂岩储层孔喉半径曲线;c. 第三类储层孔喉半径曲线

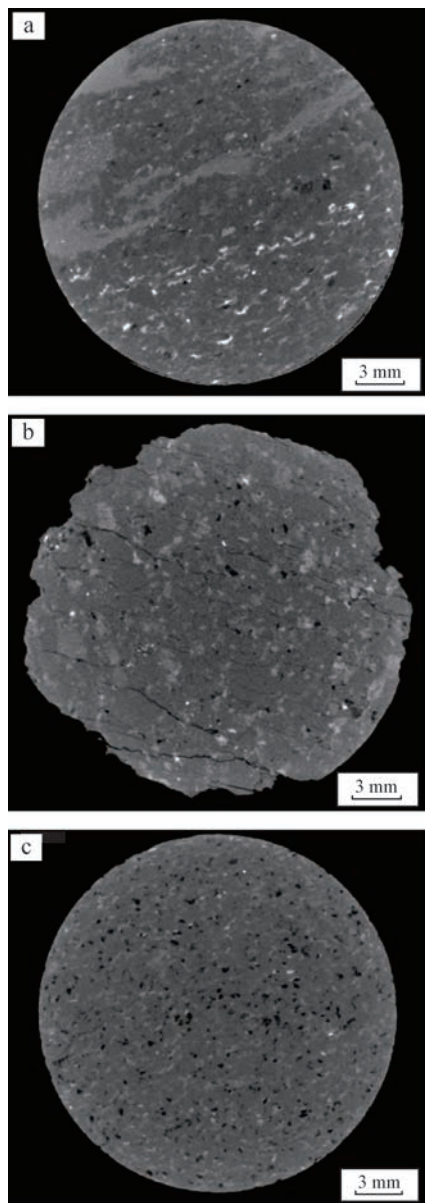


图 8 库车坳陷迪北地区下侏罗统阿合组不同类型致密砂岩储层 CT 扫描二维切片

Fig. 8 2-D CT slices showing different tight sandstone reservoir types in the Lower Jurassic Ahe Fm in Dibei area, Kuqa Depression

a. 第一类储层, 依南 4 井, 埋深 4 496 m; b. 第二类储层, 依南 2 井, 埋深 4 852 m; c. 第三类储层, 依南 4 井, 埋深 4 515 m

异: 第二类储层 > 第一类储层 > 第三类储层 (图 9)。进一步分析 3 类储层的测井解释结果可知, 第二类储层多为气层, 第一类储层多为水层、含气水层或者差气层, 第三类储层多为干层, 即孔喉半径一般、孔喉比大的孔喉系统 (第二类) 含气性最好, 孔喉半径大、孔喉比小的孔喉系统 (第一类) 含气性较差, 孔喉半径小、孔喉比小的孔喉系统 (第三类) 含气性最差。

包裹体镜下观察表明, 迪北地区下侏罗统阿合组中烃类包裹体总体较为发育, 特别是在第一类和第二

表 2 库车坳陷迪北地区下侏罗统阿合组不同类型储层孔隙和喉道对比

Table 2 The comparison of pores and throats between different reservoir types in the Lower Jurassic Ahe Fm in Dibei area, Kuqa Depression

储层类型	分类	最小半径/ μm	平均半径/ μm	最大半径/ μm
第一类储层	孔隙	0.12	0.92	2.78
	喉道	0.34	0.96	2.49
第二类储层	孔隙	0.23	1.23	2.15
	喉道	0.18	0.56	1.20
第三类储层	孔隙	0.10	0.23	1.53
	喉道	0.18	0.56	1.75

类储层中都发现了大量的蓝白光和浅黄色荧光包裹体, 说明两类储层内都发生过油气充注, 但第三类储层基本观察不到烃类包裹体存在。不同类型储层内包裹体发育特征存在一定的差异^[32]: 第一类储层中烃类包裹体多存在穿石英颗粒裂纹中, 石英颗粒内包裹体较少 (图 10a—d); 第二类储层中裂缝发育程度较低, 颗粒中烃类包裹体多发育在石英颗粒内 (图 10e—h)。综合储层孔隙微观结构、烃类包裹体发育特征和现今储层含气性判断, 第一类储层的“毛细管束”孔喉系统内虽然在地史时期发生过油气充注, 但现今基本为水层和含气水层; 第二类储层的“墨水瓶”状孔喉系统同样发生过油气充注, 现今仍为气层。但是第三类储层的“墨水瓶”状的孔隙系统的孔隙和喉道半径比第二类储层的小, 所以无法构成致密储层有效的储集空间。上述研究表明, 对于连续型致密砂岩气而言, 天然气主要富集在孔喉半径相对较小的“墨水瓶”型的孔隙系统中, 而孔喉半径相对较大的“毛细管束”型的孔喉系统则主要形成天然气运移通道 (图 11)。

喜马拉雅晚期强烈的构造挤压造成库车坳陷下侏罗统阿合组致密砂岩中广泛发育构造裂缝^[28], 这些裂缝在不同程度上增大了致密砂岩储层的喉道半径, 在致密储层中形成了“毛细管束”型的孔喉系统, 从而形成了致密砂岩气高效的运移通道。勘探实践也证实, 依南 2 井和迪西 1 井下侏罗统阿合组致密储层中裂缝发育强度较低, 天然气散失量相对小, 天然气产能相对较高; 而靠近构造高部位反冲断层的依南 4 井和依深 4 井裂缝发育密度较高, 天然气单井产能较低^[33-34]。因此, 致密砂岩气藏勘探过程中, 需要谨慎看待裂缝发育对天然气富集成藏过程中的作用。

5 结论

1) 库车坳陷下侏罗统阿合组主要发育“低孔低

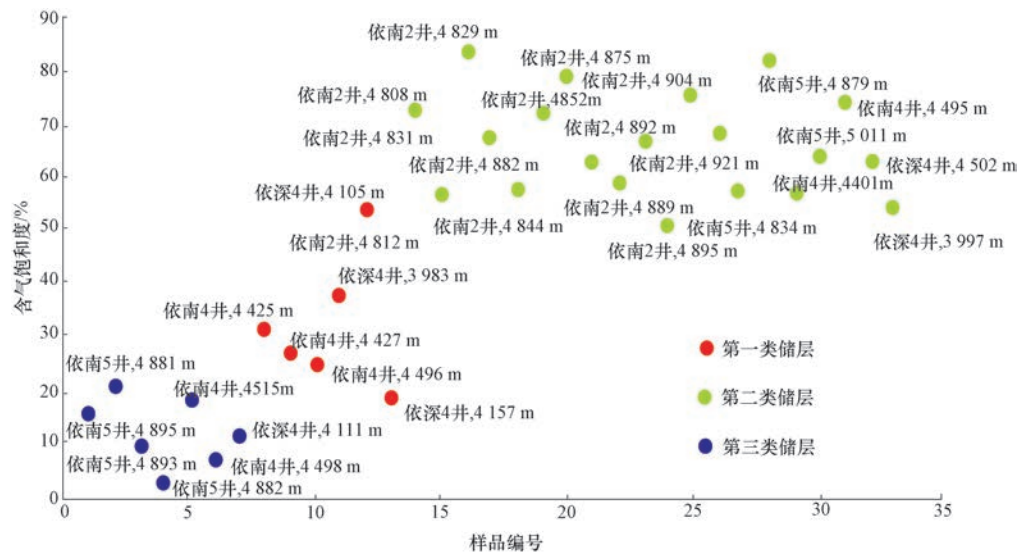


图 9 库车坳陷迪北地区下侏罗统阿合组不同类型储层含气饱和度对比

Fig. 9 The comparison of gas-bearing saturation in different reservoir types of the Lower Jurassic Ahe Fm in Dibe area, Kuqa Depression

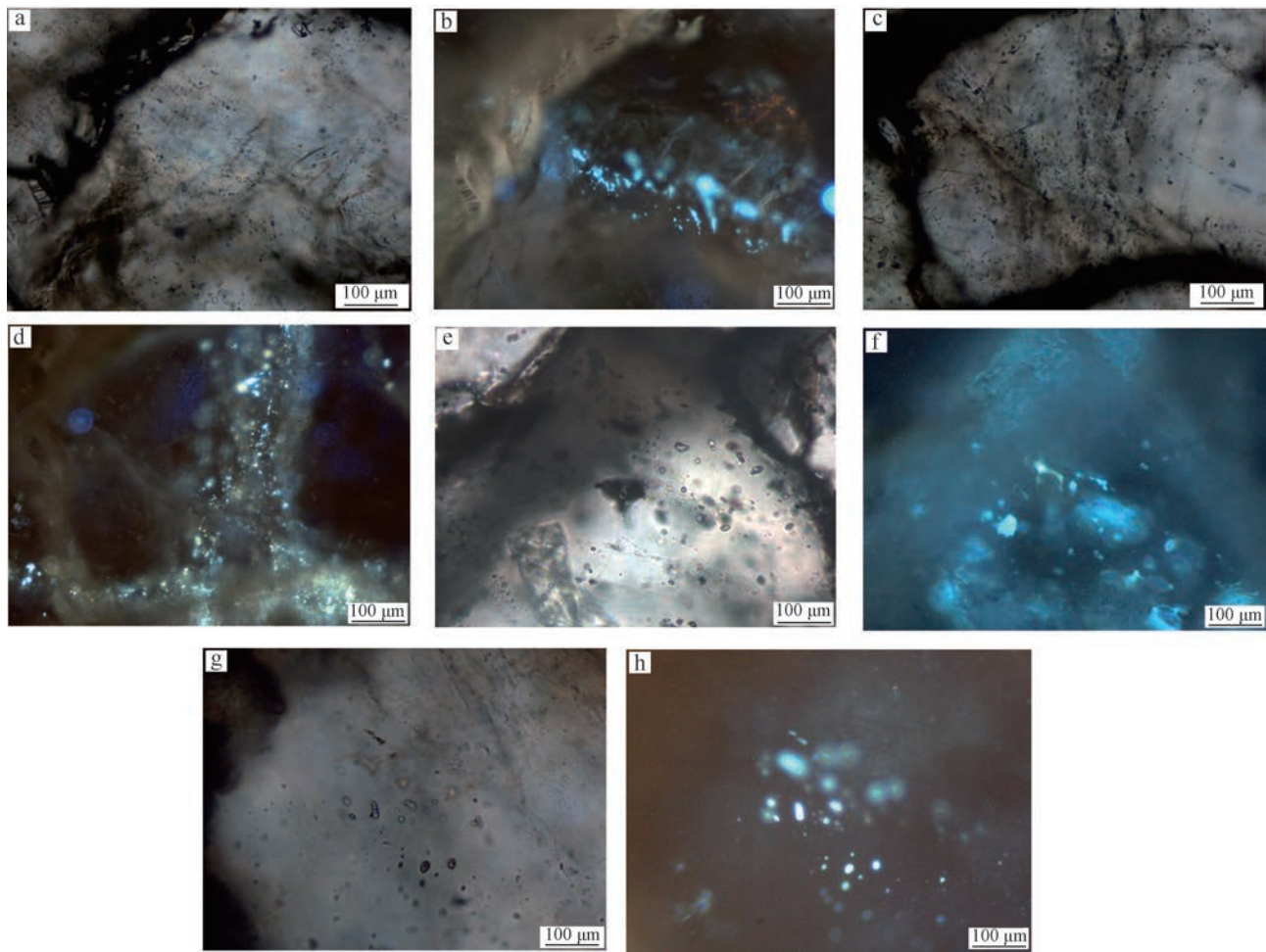


图 10 库车坳陷迪北致密砂岩气藏烃类包裹体发育特征

Fig. 10 Micrographs showing the hydrocarbon inclusions in Dibe tight sand gas reservoirs, Kuqa Depression

a, b. 依南 4 井, 埋深 4 641.38 m, 穿石英颗粒裂纹发育大量蓝白色荧光烃类包裹体; c, d. 依深 4 井, 埋深 3 682.6 m, 穿石英颗粒裂纹见到大量发浅黄色荧光烃类包裹体; e, f. 依南 5 井, 埋深 4 766.6 m, 石英颗粒内成群体状分布发蓝白色荧光的烃类包裹体; g, h. 依南 2 井, 埋深 4 898.75 m, 石英颗粒内见气液两相、浅黄色荧光烃类包裹体

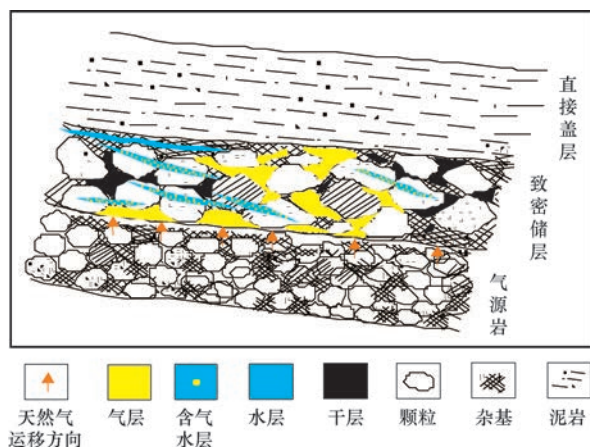


图 11 库车坳陷迪北地区下侏罗统阿合组
孔隙微观结构控制下致密气富集模式

Fig. 11 The tight gas enrichment pattern under the control of
microscopic pore structure in the Lower Jurassic Ahe
reservoirs in Dibe area, Kuqa Depression

渗”的致密砂岩储层,储集空间主要由溶蚀孔隙、残余粒间孔以及微裂缝构成。

2) 阿合组致密储层孔隙微观结构可分为 3 类:第一类主要发育在粗砂岩中,孔喉分选差、孔喉半径大、孔喉比小、渗流能力较好以及孔喉半径曲线具有单峰的特征,孔喉系统主要表现为毛细管束状;第二类主要发育在粗-细砂岩中,孔喉分选较差,孔喉半径小于第一类储层,孔喉半径曲线具有双峰的特征、孔喉比大,孔喉系统主要为墨水瓶状;第三类主要发育在细-粉砂岩中,孔喉分选相对较好,孔喉半径小于第二类储层,孔喉半径曲线同样具有双峰的特征、孔喉比小,渗流能力差,孔喉系统也表现为墨水瓶状。

3) 对于连续型致密砂岩气而言,天然气主要富集在孔喉半径相对较小的“墨水瓶”型的孔隙系统中,而孔喉半径相对较大的“毛细管束”型的孔喉系统则主要形成天然气运移通道。

参 考 文 献

- [1] 邹才能. 非常规油气地质[M]. 北京:地质出版社,2011:18-22.
Zou Caineng. Unconventional oil and gas geology[M]. Beijing: Geological Publishing House, 2011:18-22.
- [2] 戴金星,倪云燕,吴小奇. 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. Tight gas in China and its significance in exploration and exploitation[J]. Petroleum exploration and development, 2012, 39(3):257-264.
- [3] 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 develop-

ment[J]. Petroleum exploration and development, 2012, 39(2): 129-136.

- [4] 杨涛,张国生,梁坤,等. 全球致密气勘探开发进展及中国发展趋势预测[J]. 中国工程科学,2012,14(6):64-76.
Yang Tao, Zhang Guosheng, Liang Kun, et al. The exploration of global tight sandstone gas and forecast of the development tendency in China[J]. Engineering Science, 2012, 14(6):64-76.
- [5] 康毅力,张杜杰,游利军,等. 塔里木盆地超深致密砂岩气藏储层流体敏感性评价[J]. 石油与天然气地质,2018,39(4):738-748.
Kang Yili, Zhang Dujie, You Lijun, et al. Fluid sensitivity evaluation of ultra deep tight sandstone gas reservoirs, Tarim Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2018, 39(4):738-748.
- [6] 王珂,张惠良,张荣虎,等. 超深层致密砂岩储层构造裂缝特征及影响因素——以塔里木盆地克深2气田为例[J]. 石油学报,2016,37(6):715-727.
Wang Ke, Zhan Huiliang, Zhang Ronghu, et al. Characteristics and influencing factors of ultra-deep tight sandstone reservoir structural fracture: A case study of Keshen-2 gas field, Tarim Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 2016, 37(6):715-727.
- [7] 王珂,杨海军,张惠良,等. 超深层致密砂岩储层构造裂缝特征与有效性——以塔里木盆地库车坳陷克深8气藏为例[J]. 石油与天然气地质,2018,39(4):719-729.
Wang Ke, Yang Haijun, Zhang Huiliang, et al. Characteristics and effectiveness of structural fractures in ultra deep tight sandstone reservoir: A case study of Keshen 8 gas pool in Kuqa Depression, Tarim Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2018, 39(4):719-729.
- [8] 刘春,张荣虎,张惠良,等. 致密砂岩储层微孔隙成因类型及地质意义——以库车前陆冲断带超深层储层为例[J]. 石油学报,2017,38(2):150-159.
Liu Chun, Zhang Ronghu, Zhang Huiliang, et al. Genetic types and geological significance of micro pores in tight sandstone reservoirs: A case study of the ultra-deep reservoir in the Kuqa foreland thrust belt, NW China[J]. Acta Petrolei Sinica, 2017, 38(2):150-159.
- [9] 何登发,马永生,刘波,等. 中国含油气盆地深层勘探的主要进展与科学问题[J]. 地学前缘,2019,26(1):1-12.
He Dengfa, Ma Yongsheng, Liu Bo, et al. Main advances and key issues for deep-seated exploration in petroliferous basins in China[J]. Earth Science Frontiers, 2019, 26(1):1-12.
- [10] Nelson P H. Pore-throat sizes in sandstones, tight sandstones, and shales[J]. AAPG Bulletin, 2009, 93(3):329-340.
- [11] 邹才能,朱如凯,吴松涛,等. 常规与非常规油气聚集类型、特征、机理及展望——以中国致密油和致密气为例[J]. 石油学报,2012,33(2):173-187.
Zou Caineng, Zhu Rukai, Wu Songtao, et al. Types, characteristics, genesis and prospects of conventional and unconventional hydrocarbon accumulations: Taking tight oil and tight gas in China as an instance[J]. Acta Petrolei Sinica, 2012, 33(2):173-187.
- [12] Ghanizadeh A, Clarkson C R, Aquino S, et al. Petrophysical and geo-mechanical characteristics of Canadian tight oil and liquid-rich gas reservoirs: I. Pore network and permeability characterization[J]. Fuel, 2015, 153:664-681.
- [13] Shanley K W, Cluff R M. The evolution of pore-scale fluid-saturation in low permeability sandstone reservoirs[J]. AAPG Bullion, 2015, 99(10):1957-1990.

- [14] Xi K L, Cao Y C, Haile B G, et al. How does the pore-throat size control the reservoir quality and oiliness of tight sandstones? The case of the Lower Cretaceous Quantou formation in the southern Songliao Basin, China[J]. Marine and Petroleum Geology, 2016, 76: 1–15.
- [15] Lai J, Wang G W, Wang Z Y, et al. A review on pore structure characterization in tight sandstones[J]. Earth-Science Reviews, 2018, 177: 436–457.
- [16] Daigle H, Johnson A. Combining mercury intrusion and nuclear magnetic resonance measurements using percolation theory[J]. Transport in Porous Media, 2016, 111: 669–679.
- [17] Xiao D S, Jiang S, Thul D, et al. Impacts of clay on pore structure, storage and percolation of tight sandstones from the Songliao Basin, China: Implications for genetic classification of tight sandstone reservoirs[J]. Fuel, 2018, 211: 390–404.
- [18] Shao X H, Pang X Q, Jiang F J, et al. Reservoir characterization of tight sandstones using NMR and IPMI experiments: Implication for tight sand gas reservoir quality[J]. Energy Fuel, 2017, 31: 10420–10431.
- [19] Masters J A. Deep basin gas trap, Western Canada[J]. AAPG Bulletin, 1979, 63(2): 152–181.
- [20] Berkenpas P G. The milk river shallow gas pool: Role of the updip water trap and connate water in gas production from the pool[J]. SPE, 1991, 22922: 371–380.
- [21] Law B E, Spencer C W. Gas in tight reservoirs—an emerging major source of energy[J]. Geological Survey Professional Paper, 1993, 1570: 233–252.
- [22] 郭秋麟, 李建忠, 陈宁生, 等. 四川合川——潼南地区须家河组致密砂岩气成藏模拟[J]. 石油勘探与开发, 2011, 38(4): 409–417.
- Guo Qiulin, Li Jinzhong, Chen Ningsheng, et al. Modeling of the tight sandstone gas accumulation for the Xujiahe Formation, Hechuan-Tongnan Area, Sichuan Basin[J]. Petroleum exploration and development, 2011, 38(4): 409–417.
- [23] 王鹏威, 陈筱, 庞雄奇, 等. 构造裂缝对致密砂岩气成藏过程的控制作用[J]. 天然气地球科学, 2014, 25(2): 185–191.
- Wang Pengwei, Chen Xiao, Pang Xiongqi, et al. The controlling of structure fractures on the accumulation of tight sand gas reservoirs[J]. Natural Gas Geoscience, 2014, 25(2): 185–191.
- [24] Guo Y C, Pang X Q, Li Z X, et al. The critical buoyancy threshold for tight sandstone gas entrapment: Physical simulation, interpretation, and implications to the Upper Paleozoic Ordos Basin[J]. Journal of Petroleum Science & Engineering, 2017, 149: 88–97.
- [25] Zou C N, Jia J H, Tao S Z, et al. Analysis of reservoir forming condition sand prediction of continuous tight gas reservoirs of the Deep Jurassic in the Eastern Kuqa Depression, Tarim Basin[J]. Acta Geologica Sinica(English Edition), 2011, 85(5): 1173–1186.
- [26] 李峰, 姜振学, 李卓, 等. 库车坳陷迪北地区下侏罗统天然气富集机制[J]. 地球科学——中国地质大学学报, 2015, 40(9): 1538–1548.
- Li Feng, Jiang Zhenxue, Li Zhuo, et al. Enriched mechanism of natural gas of Lower Jurassic in Dibe Area, Kuqa Depression[J]. Earth Science—Journal of China University of Geosciences, 2015, 40(9): 1538–1548.
- [27] 邢恩袁, 庞雄奇, 肖中尧, 等. 塔里木盆地库车坳陷依南2气藏类型的判别[J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2011, 35(6): 21–35.
- Xing Enyuan, Pang Xiongqi, Xiao Zhongyao, et al. Type discrimination of Yinan 2 gas reservoir in Kuqa Depression, Tarim Basin[J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2011, 35(6): 21–35.
- [28] 郭继刚, 庞雄奇, 刘丹丹, 等. 库车坳陷中、下侏罗统煤系烃源岩排烃特征及资源潜力评价[J]. 天然气地球科学, 2012, 23(2): 327–334.
- Guo Jigang, Pang Xiongqi, Liu Dandan, et al. Hydrocarbon expulsion for middle-lower Jurassic coal measures and evaluation of potential resource in Kuqa Depression[J]. Natural Gas Geoscience, 2012, 23(2): 327–334.
- [29] 苏洲, 张慧芳, 韩剑发, 等. 塔里木盆地库车坳陷中、新生界高蜡凝析油和轻质油形成及其控制因素[J]. 石油与天然气地质, 2018, 39(6): 1255–1269.
- Su Zhou, Zhang Huifang, Han Jianfa, et al. Origin and controlling factors of Mesozoic Cenozoic gas condensates with high wax content and high gravity oil in Kuqa Depression[J]. Oil & Gas Geology, 2018, 39(6): 1255–1269.
- [30] 张荣虎, 张惠良, 寿建峰, 等. 库车坳陷大北地区下白垩统巴什基奇克组储层成因地质分析[J]. 地质科学, 2008, 43(3): 507–517.
- Zhang Ronghu, Zhang Huiliang, Shou Jianfeng, et al. Geological analysis on reservoir mechanism of the lower Cretaceous Bashijiqike Formation in Dabe area of the Kuqa Depression[J]. Chinese Journal of Geology, 2008, 43(3): 507–517.
- [31] 肖佃师, 卢双舫, 陆正元, 等. 联合核磁共振和恒速压汞方法测定致密砂岩孔喉结构[J]. 石油勘探与开发, 2016, 43(6): 961–970.
- Xiao Dianshi, Lu Shuangfang, Lu Zhengyuan, et al. Combining nuclear magnetic resonance and rate-controlled porosimetry to probe the pore-throat structure of tight sandstones[J]. Petroleum exploration and development, 2016, 43(6): 961–970.
- [32] 郭宏莉, 朱如凯. 利用有机包裹体探讨塔里木盆地依奇克里克构造带下侏罗统油气运移与油气藏的存储条件[J]. 石油学报, 2005, 21(5): 1467–1472.
- Guo Hongli, Zhu Rukai. To research hydrocarbon migration and preservation conditions by fluid inclusion in the Eastern Kuqa Depression, Tarim Basin[J]. Acta Petrologica Sinica, 2005, 21(5): 1467–1472.
- [33] 王鹏威, 庞雄奇, 姜振学, 等. 库车坳陷依南2“连续型”致密砂岩气藏成藏临界物性条件[J]. 地球科学——中国地质大学学报, 2014, 39(10): 1481–1490.
- Wang Pengwei, Pang Xiongqi, Jiang Zhenxue, et al. Critical physical conditions for accumulation of Yinan 2 “continuous” tight sandstone gas reservoir, Kuqa Depression[J]. Earth Science—Journal of China University of Geosciences, 2014, 39(10): 1481–1490.
- [34] 鲁雪松, 赵孟军, 刘可禹, 等. 库车前陆盆地深层高效致密砂岩气藏形成条件与机理[J]. 石油学报, 2018, 39(4): 365–378.
- Lu Xuesong, Zhao Mengjun, Liu Keyu, et al. Forming condition and mechanism of highly effective deep tight sandstone gas reservoir in Kuqa Foreland Basin[J]. Acta Petrologica Sinica, 2018, 39(4): 365–378.