

# 库车坳陷克拉苏构造带致密砂岩气储层物性特征

范俊佳<sup>1,2</sup>, 柳少波<sup>1,2</sup>, 张喜<sup>3</sup>, 郑永平<sup>1,2</sup>, 刘瑞兰<sup>4</sup>, 李秀丽<sup>1,2</sup>

1. 中国石油勘探开发研究院, 北京 100083
2. 中国石油集团盆地构造与油气成藏重点实验室, 北京 100083
3. 中国五矿集团公司, 北京 100010
4. 新疆油田公司开发公司, 克拉玛依 834000

**摘要** 在库车坳陷克拉苏构造带大北地区地质研究的基础上, 利用显微镜观测、激光共聚焦显微扫描、高压压汞分析及孔渗测试等方法, 研究了致密砂岩气储层物性特征。结果表明, 库车坳陷的致密砂岩气储层孔隙类型以槽型孔、溶蚀孔为主; 致密砂岩气储层排驱压力一般在 5 MPa 以上, 孔隙分选性差, 孔喉半径较小; 致密砂岩气储层孔隙度小于 5% 时, 孔隙度与渗透率之间的相关性较差, 表现为孔隙度低而渗透率高, 推断是微裂缝的发育提高了砂岩的渗透率; 致密砂岩气储层岩石类型以长石岩屑质石英砂岩为主, 胶结作用以方解石胶结为主, 裂缝改造作用明显。

**关键词** 致密砂岩气; 储层物性; 孔隙结构; 库车坳陷

中国的致密砂岩储层分布广泛, 连续性强, 致密砂岩气具有广阔的发展前景<sup>[1-4]</sup>。然而, 尽管致密砂岩气资源丰富, 但由于储层物性条件差, 气水关系复杂, 勘探开发仍面临较大的挑战<sup>[5]</sup>。库车坳陷克拉苏构造带—依奇克里克构造带是塔里木盆地重要的天然气聚集带, 1998 年已发现大型常规砂岩储层的克拉 2 大气田, 近年来致密气藏也取得重要进展。致密砂岩气藏主要分布于克拉苏构造带—依奇克里克构造带的克深、大北地区深层的白垩系和依南地区的侏罗系, 目前已发现大北 1、大北 3、克深 1、克深 2、克深 5、依南 2 和迪北气田(藏)。已有的研究表明, 库车坳陷克拉苏构造带致密砂岩气藏主要具有低孔隙度、低基质渗透率的特征, 符合致密砂岩气藏的标准, 而且这种致密砂岩气藏完全或部分受构造控制, 部分气藏具有底水或边水(如大北和克深气藏), 部分气水倒置(如迪北气藏)<sup>[6,7]</sup>。此外, 与其他地区致密气藏相比, 库车坳陷克拉苏构造带致密气藏产量高, 大北气田试井单井天然气日产量最高达百万 m<sup>3</sup>, 日产量远高于四川盆地广安气田, 后者日产量一般为几千 m<sup>3</sup> 至几万 m<sup>3</sup>。这与致密储层的物性特征, 包括孔隙形态、孔隙结构、孔渗特征及成岩作用密切相关。本研究在库车坳陷克拉苏构造带地质研究的基础上, 利用显微镜观测、激光共聚焦显微扫描、高压压汞测试及孔渗测试等方法, 对克拉苏构造带大北地区致密砂岩进行分析, 研究致密砂岩气储层的物性特征。

## 1 致密砂岩的地质特征

库车坳陷位于塔里木盆地北部, 北依南天山造山带, 南接塔北隆起带, 是发育于塔里木板块北部古生代地台边缘的一个中、新生代陆相沉积坳陷<sup>[8]</sup>。受晚新生代印度板块与欧亚板块碰撞的影响, 塔里木盆地北部与南天山的盆山过渡带总体上表现为强烈挤压变形的构造格局, 发育一系列的逆冲断层(或走滑逆冲断层)和线性褶皱构造。按照目前塔里木油田采用的构造单元划分方案, 库车坳陷可进一步划分为 7 个次级构造单元, 即北部单斜带、克拉苏构造带—依奇克里克构造带、乌什凹陷、拜城凹陷、阳霞凹陷、秋里塔格构造带、南部斜坡带等。这些构造单元均为 NEE 向的带状展布, 宏观上构成两凸一凹两斜坡的新生代盆地结构特征, 如图 1 所示

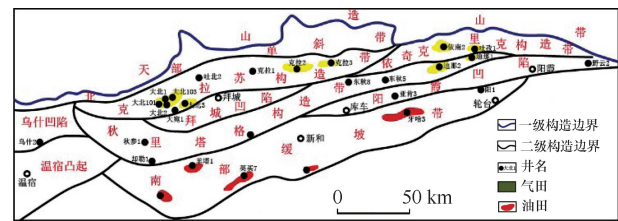


图 1 库车坳陷构造单元及油气藏分布

Fig. 1 Structural units and hydrocarbon reservoir distribution in Kuqa depression

收稿日期: 2015-04-23; 修回日期: 2015-11-27

基金项目: 中国石油天然气集团公司重大科技项目(2014A-0214); 国家油气重大专项(2011ZX05003)

作者简介: 范俊佳, 博士, 研究方向为油气成藏, 电子邮箱: lannyfan@163.com

引用格式: 范俊佳, 柳少波, 张喜, 等. 库车坳陷克拉苏构造带致密砂岩气储层物性特征[J]. 科技导报, 2016, 34(7): 123-128; doi: 10.3981/j.issn.1000-7857.2016.07.012

(据塔里木油田, 2012)。克拉苏构造带和依奇克里克构造带属于库车坳陷北部的凸起构造带, 由总体走向为 NEE 向的 1~2 排冲断背斜构成, 构造变形强烈而复杂, 也是库车坳陷油气最为富集的区域。

库车坳陷作为一个相对独立的沉积单元主要于晚新生代时期伴随着新天山隆升而形成, 区域地层包括比较完整的中、新生界陆源碎屑岩层, 属于中、新生代叠合的陆相沉积单元, 最大沉积厚度达万 m。库车坳陷主要有三叠系、侏罗系、古近系—白垩系、新近系 4 套储盖组合, 其中古近系—白垩系储盖组合是最重要的储盖组合, 其次为侏罗系储盖组合和新近系储盖组合。库车坳陷克拉苏构造带主要的致密砂岩气藏发育在古近系—白垩系这套储盖组合中。

20 多年勘探实践表明, 库车坳陷的油气资源丰富, 特别是天然气资源潜力巨大<sup>[9]</sup>。目前, 库车坳陷已经成为塔里木盆地油气增储上产的主要产区之一, 其中, 库车坳陷克拉苏构造带—依奇克里克构造带是重要的天然气聚集带。

## 2 致密砂岩气储层的孔隙结构特征

### 2.1 孔隙类型

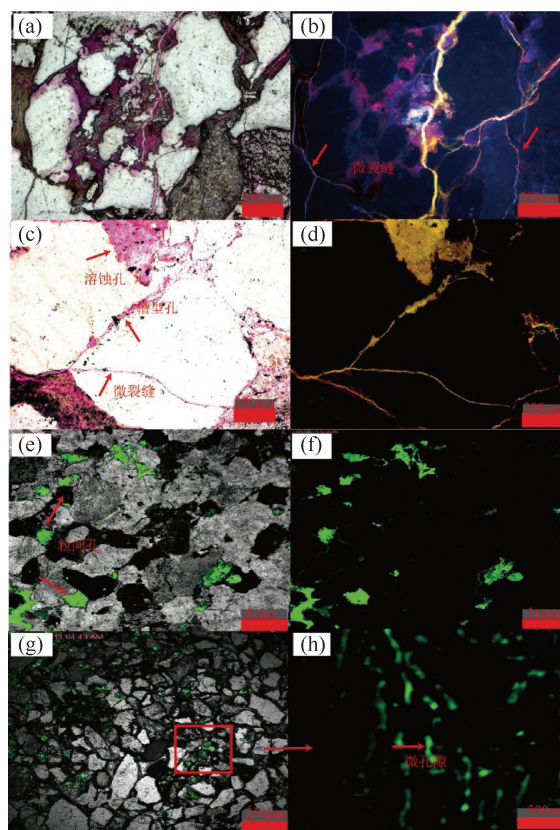
20 世纪 90 年代, Soeder 等<sup>[10]</sup>对美国大绿河盆地低渗透砂岩储层的研究表明, 该地区低渗透砂岩储集中孔隙形态主要有 3 类, 一是颗粒支撑的孔隙即通常所说的粒间孔, 二是溶蚀孔及槽型孔, 三是基质孔。Shanley 等<sup>[11]</sup>则指出该地区低渗透砂岩储集层主要以槽型孔和溶蚀孔为主。

库车坳陷克拉苏构造带大北含气区白垩系巴什基奇克组致密砂岩储层大部分埋深超过 4000 m, 甚至达到 7000 m, 因而基本缺失原生粒间孔, 强烈的机械压实作用也使基质支撑的孔隙类型基本不存在。库车坳陷克拉苏构造带的致密砂岩储层孔隙类型主要有溶蚀孔、槽型孔、粒间孔(极少)、微裂缝及微孔隙, 如表 1 所示, 其中以槽型孔和溶蚀孔为主, 如图 2 所示<sup>[11,12]</sup>。

表 1 库车坳陷致密砂岩储层孔隙形态特征

Table 1 Pore morphology features of tight sandstone reservoir in Kuqa depression

孔隙类型	尺度/ $\mu\text{m}$	存在形式	特征
微裂缝	<20	裂缝穿过石英颗粒并沿颗粒边缘发育	平面上呈定向排列, 有时可切穿胶结物 图 2(a)、(b)、(c)、(d)
槽型孔	0.1~2	石英颗粒边缘	强烈的压实作用所致 图 2(c)、(d)
粒间孔	0.1~2	石英颗粒之间	宽度较小, 裂缝中有胶结物充填 图 2(e)、(f)
溶蚀孔	0.1~30	长石颗粒内, 石英颗粒边缘	发育在矿物颗粒内及边缘, 其大小受矿物颗粒控制, 主要次生成因作用所致 图 2(c)、(d)
微孔隙	0.2	粒间溶孔由一系列孤立的微孔隙组成	溶蚀、胶结与构造综合作用所致 图 2(g)、(h)



(a)、(b)、(c)、(d) 大北 101 井 5801.1 m 白垩系巴什基奇克组砂岩; (e)、(f)、(g)、(h) 大北 102 井 5326 m 白垩系巴什基奇克组砂岩; (a)、(c) 显微镜下透射光照片; (b)、(d) 对应的显微镜下荧光照片; (e)、(f)、(g)、(h) 激光共聚焦显微镜扫描显微照片

图 2 库车坳陷致密砂岩储层孔隙显微特征

Fig. 2 Pore characterization micrograph of tight sandstone in Kuqa depression

### 2.2 孔隙结构特征

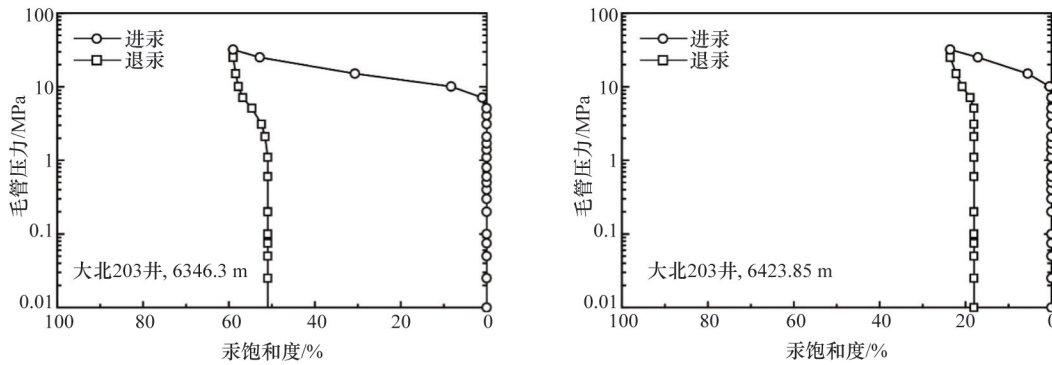
压汞测试可以根据进汞—退汞曲线的特征获得孔隙形态特征的信息, 不同的毛管压力曲线代表不同的孔隙结构类型, 因而可以直观地反映储层的孔隙结构<sup>[13]</sup>。Wardlaw 等<sup>[13-16]</sup>系统对比了沉积岩与人工多孔模型中压汞曲线的变化, 认为孔喉比、配位数与储层非均质性是多孔介质进退汞曲线形态的主要影响因素。当较小的喉道与较大孔隙相连通时, 反映在进汞曲线上为出现突变点。致密砂岩孔隙特征主要表现为喉道小, 小孔喉道所占总孔隙的比例大。

压汞测试可以获取排驱压力、中值压力、分选系数、相对分选系数、歪度、最大进汞饱和度、残余汞饱和度、进汞迂曲度、退汞效率、退汞迂曲度及孔喉半径等参数。库车坳陷克拉苏构造带大北气藏压汞测试的储层 55 个砂岩样品的相对分选系数取值范围为 0.58~2.09, 均值为 1.01; 歪度变化范围为 0.73~3.39, 均值为 2.04; 排驱压力为 0.684~12.23 MPa, 均值为 5.05 MPa; 中值压力为 1.719~29.42 MPa, 均值为 14.77 MPa; 进汞迂曲度范围为 0.05~5.45, 均值为 1.26; 退汞迂曲度范围为 0.15~15.07, 均值为 3.27; 最大孔喉半径为 0.0613~

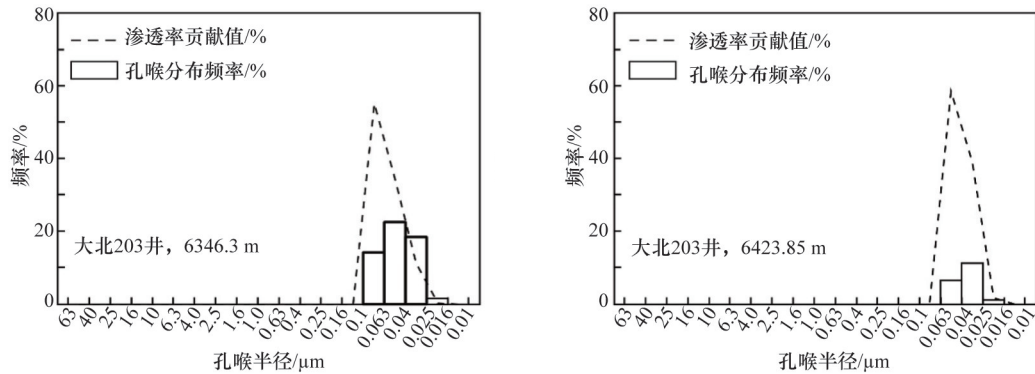
1.097  $\mu\text{m}$ , 均值为 0.231  $\mu\text{m}$ ; 中值孔喉半径为 0.0253~0.378  $\mu\text{m}$ , 均值为 0.073  $\mu\text{m}$ ; 平均孔喉半径为 0.024~0.236  $\mu\text{m}$ , 均值为 0.072; 累计汞饱和度为 23.56%~95.52%, 均值为 60.07%; 退汞效率为 12.15%~55.69%, 均值为 27.24%。

库车坳陷致密砂岩样品的高压压汞测试结果表明, 致密

砂岩储层具有排驱压力大(一般在 5 MPa 以上)、孔隙分选性差、最大孔喉半径小的特征, 大多数孔隙孔径小于 0.1  $\mu\text{m}$ , 如图 3 所示, 这也是致密砂岩储层实验室测试渗透率低的重要原因。



(a) 致密砂岩进、退汞曲线



(b) 致密砂岩孔隙分布

图3 库车坳陷典型致密砂岩的进退汞曲线及孔隙分布特征

Fig. 3 Mercury injection-ejection curves and pores distribution of tight sandstone in Kuqa depression

### 2.3 孔渗特征

对常规储层而言, 孔隙度与渗透率具有良好的正相关性, 这个规律对颗粒之间压实程度强、孔隙结构复杂的致密砂岩储层不适用。库车坳陷大北地区白垩系巴什基奇克组埋深 3800~7300 m 致密砂岩样品的孔隙度、渗透率测试数据的相关性分析结果如图 4 所示, 当孔隙度大于 5% 时, 孔隙度与渗透率之间具有较好的正相关性; 当孔隙度小于 5% 时, 孔隙度与渗透率之间的相关性比较差, 孔隙度较小, 渗透率反而很高。

致密砂岩气物性的主控因素与储层的成岩环境、构造地质背景等地质因素密切相关<sup>[8,9]</sup>, 因此实验获得的孔隙度与渗透率数据并非评价储层优劣的唯一标准。在研究致密砂岩储层孔渗特征时, 应考虑地质条件下储层的孔隙空间与渗透率, 比如裂缝发育的情况等。

总之, 特定的地质成岩环境产生的致密砂岩储层特征,

有别于常规砂岩储层的孔隙形貌与结构特征。但将致密砂岩储层的低渗透性归咎于孔隙形态、孔隙结构复杂是不合理的, 需要进一步考虑地质因素, 才能给出合理的解释。

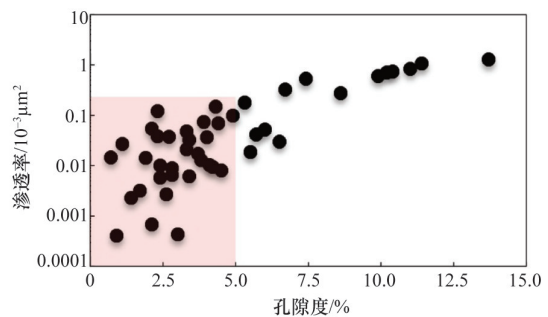


图4 库车坳陷致密砂岩储层孔隙度与渗透率特征

Fig. 4 Porosity and permeability characteristics of tight sandstone reservoir in Kuqa depression

### 3 致密砂岩的成岩作用

#### 3.1 砂岩储层类型

库车坳陷克拉苏构造带大北气藏主要储层为白垩系巴什基奇克组,巴什基奇克组储集岩主要为褐色中、细粒岩屑砂岩及长石岩屑砂岩,石英平均含量为46.2%~69%,长石平均含量为9.3%~16%,岩屑平均含量为40%~45.5%;总体上成分成熟度较低,颗粒分选性为中等一好,磨圆以次棱角一次圆状为主;胶结类型以孔隙胶结、接触胶结为主,少数为镶嵌胶结及基底胶结;颗粒以线接触为主,显示出结构成熟度为中等偏高的特点;杂基以泥质、铁泥质为主,胶结物以白云石、方解石为主。据显微镜下统计,大北气藏白垩系巴什基奇克组储层砂岩碎屑颗粒成分以石英和长石为主,储层岩石类型以长石岩屑质石英砂岩、长石质岩屑砂岩为主(图5)。

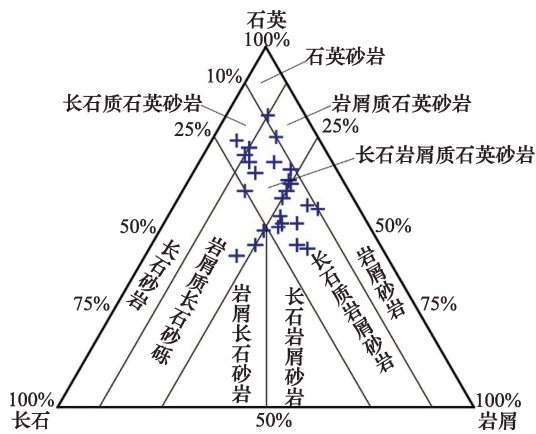


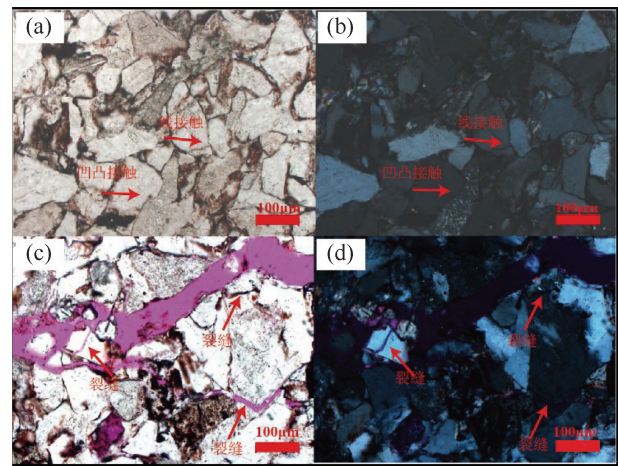
图5 大北地区致密砂岩岩石类型

Fig. 5 Tight sandstone rock types of Dabei area

#### 3.2 压实作用

压实作用在库车坳陷克拉苏构造带主要有3种表现形式:刚性颗粒的压裂,由上覆地层压力及构造挤压形成不规则裂纹;软颗粒的压实变形,属于较早期的产物,如塑性颗粒的压实变形可使泥岩岩屑呈假杂基;颗粒接触方式的变化,在软颗粒含量高的井段,压实作用可使颗粒呈线一凹凸接触。

大北气藏白垩系巴什基奇克组储层岩石薄片显微镜观察结果如图6所示。白垩系巴什基奇克组储层砂岩碎屑颗粒之间以线接触及凹凸接触为主(图6(a)、(b)),说明储层经历了强烈的压实作用,而且,根据库车河野外剖面、克拉苏河野外剖面及井下资料对比分析,地表与地下砂岩储层压实强度基本一致;储层砂岩局部脆性颗粒有明显的裂缝,反映了区域挤压构造作用对储层的影响,储层岩石薄片可观察到石英颗粒中形成的构造裂缝(图6(c)、(d))。



(a)、(c)单偏光照片;(b)、(d)正交偏光照片

图6 大北101井5801.1 m致密砂岩显微镜下特征

Fig. 6 Tight sandstone microscopic photo of

Dabei 101 Well 5801.1 m

#### 3.3 胶结作用

胶结作用是库车坳陷储层物性变差的最主要的成岩作用之一。库车坳陷胶结作用主要包括碳酸盐、硫酸盐、石英、长石次生加大、黄铁矿以及各种自生矿物的析出,它们充填孔隙,堵塞喉道,破坏了孔隙间的连通性,使物性变差。尽管胶结作用破坏了储层的储集空间,但早期胶结作用也在一定程度上抑制了压实作用,这是因为如果胶结物形成在压实作用发生之前,且岩石孔隙度没有完全被破坏,胶结物有可能提供一种更加致密的结构来帮助岩石抵抗由于深埋而引起的压实作用,从而保留一部分原生孔隙,并为后期溶蚀作用打下了物质基础。大北地区白垩系巴什基奇克组砂岩储层胶结物平均含量为9.1%,局部较高为20%左右;胶结物的成分以铁方解石、方解石为主,占总胶结物的80%左右,另外有少量白云石、自生石英、自生长石及石膏,如图7所示。大北地区白垩系巴什基奇克组砂岩储层中自生石英及自生长石

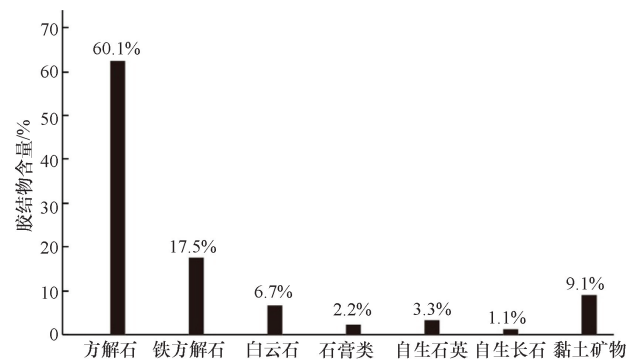
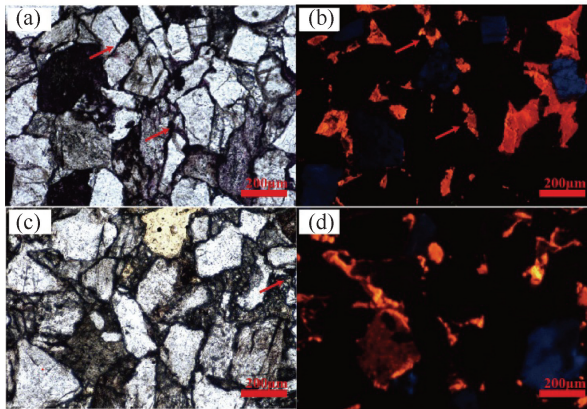


图7 大北地区致密砂岩储层胶结物含量

Fig. 7 Cements content of tight sandstone reservoir in Dabei area

以颗粒加大边状产出,由阴极发光照片可见碳酸盐类胶结物以粒间孔隙充填状产出,如图8所示。从颗粒之间的接触关系及其与胶结物之间的关系,判断该地区储层可能经历了先胶结后压实的过程。



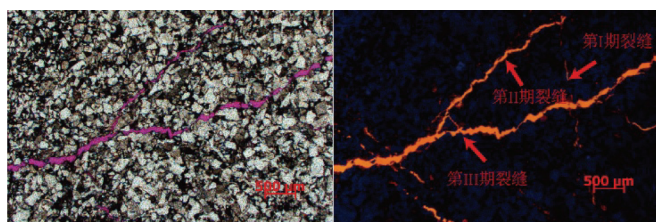
(a)、(c)透射光照片;(b)、(d)阴极发光照片

图8 大北102井5326.6 m显微镜下胶结物发育特征

Fig. 8 Cements microscopic features of tight sandstone of Dabei 102 Well 5326.6 m

### 3.4 裂缝改造作用

裂缝改造作用对储层物性条件的改善至关重要,裂缝可将孔隙之间相互连通为流体流动提供运移通道和容纳空间,同时裂缝为次生孔隙的形成和储层渗透性的改善创造了有利条件<sup>[17,18]</sup>。孔隙-裂缝型储集空间类型是致密砂岩储层获得高产的重要条件。据岩心观察,大北气藏巴什基奇克组储层裂缝均非常发育,如图9所示,大北101井5801.15~5801.2 m井段发育3期构造缝,第1期、第3期为高角度缝,倾角为70°~90°,缝宽1~2 mm,延伸5~7 cm;第2期以顺层低角度缝为主,倾角<20°,缝宽<0.5 mm。构造裂缝的发育正是大北地区砂岩储层孔隙度渗透率低,却获得高产井的重要原因。



(a) 透射光照片

(b) 荧光照片

图9 大北102井5801.2 m致密砂岩裂缝显微镜下特征

Fig. 9 Fractures microscopic features of tight sandstone in Dabei 102 Well 5801.2 m

总体上,大北地区白垩系巴什基奇克组砂岩储层受到明显的构造作用影响,储层埋深大,压实作用强烈,胶结作用明

显,后期的裂缝改造作用较强,形成了局部裂缝发育、低孔低渗的致密砂岩储层。

## 4 结论

库车坳陷克拉苏构造带大北地区致密砂岩气储层孔隙类型主要是槽型孔和溶蚀孔,这与该地区经历的构造作用与成岩作用有关。储层的排驱压力一般都在5 MPa以上,孔隙分选性差,孔喉半径较小,孔隙结构复杂。当砂岩储层的孔隙度小于5%时,孔隙度与渗透率之间的相关性较差。储层的岩石类型主要是长石岩屑质石英砂岩,压实作用强烈,以线接触及凹凸接触为主,方解石胶结作用较强,后期经历了明显的裂缝改造作用,这正是储层致密、低孔低渗的大北地区能获得高产天然气井的重要原因。

### 参考文献(References)

- [1] 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): 277-284.
- [2] 郭秋麟, 陈宁生, 胡俊文, 等. 致密砂岩气聚集模型与定量模拟探讨[J]. *天然气地球科学*, 2012, 23(2): 199-207.  
Guo Qiulin, Chen Ningsheng, Hu Junwen, et al. Geo-model of tight sandstone gas accumulation and quantitative simulation[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2012, 23(2): 199-207.
- [3] 张水昌, 米敬奎, 刘柳红, 等. 中国致密砂岩煤成气藏地质特征及成藏过程——以鄂尔多斯盆地上古生四川盆地须家河组气藏为例[J]. *石油勘探与开发*, 2009, 36(3): 320-330.  
Zhang Shuichang, Mi Jingkui, Liu Liuhong, et al. Geological features and formation of coal-formed tight sandstone gas pools in China: Cases from Upper Paleozoic gas pools, Ordos Basin and Xujiahe Formation gas pools, Sichuan Basin[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2009, 36(3): 320-330.
- [4] 李建忠, 郭彬程, 郑民, 等. 中国致密砂岩气主要类型、地质特征与资源潜力[J]. *天然气地球科学*, 2012, 23(4): 607-615.  
Li Jianzhong, Guo Bincheng, Zhen Min, et al. Main types, geological features and resource potential of tight sandstone gas in China[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2012, 23(4): 607-615.
- [5] Miller M, Shanley K. Petrophysics in tight gas reservoirs—key challenges still remain[J]. *The Leading Edge*, 2010, 29(12): 1464-1469.
- [6] Wang Z M, Long H S. Different hydrocarbon accumulation histories in the Kelasu-Yiqikelike structural belt of the Kuqa Foreland basin[J]. *Acta Geologica Sinica: English Edition*, 2010, 84(5): 1195-1208.
- [7] Zou C N, Jia J H, Tao S Z, et al. Analysis of reservoir forming conditions and prediction of continuous tight gas reservoirs for the deep jurassic in the Eastern Kuqa Depression, Tarim Basin[J]. *Acta Geologica Sinica: English Edition*, 2011, 85(5): 1173-1186.
- [8] 贾承造, 陈汉林, 杨树锋, 等. 库车坳陷晚白垩世隆升过程及其地质响应[J]. *石油学报*, 2003, 24(3): 1-6.  
Jia Chengzao, Chen Hanlin, Yang Shufeng, et al. Late Cretaceous uplifting process and its geological response in Kuqa Depression[J]. *Acta Petroli Sinica*, 2003, 24(3): 1-6.
- [9] 赵孟军, 张宝民. 库车前陆坳陷形成大气区的烃源岩条件[J]. *地质科学*, 2002, 37(Z1): 35-44.  
Zhao Mengjun, Zhang Baomin. Source rocks for a giant gas-accumulat-

- ing area in the Kuqa foreland depression[J]. Chinese Journal of Geology, 2002, 37(Z1): 35-44.
- [10] Soeder D, Chowdiah P. Pore geometry in high-and low-permeability sandstones, travis peak formation, East Texas[J]. SPE Formation Evaluation, 1990, 5(4): 421-430.
- [11] Shanley K W, Cluff R M, Robinson J W. Factors controlling prolific gas production from low-permeability sandstone reservoirs: Implications for resource assessment, prospect development, and risk analysis [J]. AAPG Bulletin, 2004, 88(8): 1083-1121.
- [12] 范俊佳, 周海民, 柳少波. 塔里木盆地库车坳陷致密砂岩储层孔隙结构与天然气运移特征[J]. 中国科学院研究生院学报, 2014, 31(1): 108-116.
- Fan Junjia, Zhou Haimin, Liu Shaobo. Pore structure and gas migration characterization of tight sandstone in Kuqa depression of Tarim basin[J]. Journal of University of Chinese Academy of Sciences, 2014, 31(1): 108-116.
- [13] Wardlaw N C. The influence of wettability and critical pore-throat size ratio on snap-off[J]. Journal of Colloid and Interface Science, 1986, 109(2): 461-472.
- [14] Wardlaw N, Li Y, Forbes D. Pore-throat size correlation from capillary pressure curves[J]. Transport in Porous Media, 1987, 2(6): 597-614.
- [15] Rezaee R, Saeedi A, Clennell B. Tight gas sands permeability estimation from mercury injection capillary pressure and nuclear magnetic resonance data[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2012, (88-89): 92-99.
- [16] Pittman E D. Relationship of porosity and permeability to various parameters derived from mercury injection-capillary pressure curves for sandstone[J]. AAPG Bulletin, 1992, 76(2): 191-198.
- [17] Deng H, Leguizamon J, Aguilera R. Petrophysics of triple-porosity tight gas reservoirs with a link to gas productivity[J]. SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 2011, 14(5): 566-577.
- [18] Rawnsley K, Keijzer M D, Wei L, et al. Characterizing fracture and matrix heterogeneities in folded devonian carbonate thrust sheets, Waberton tight gas fields[J]. Western Canada. Geological Society, London, Special Publications, 2007, 270(1): 265-279.

## Tight sandstone gas reservoir properties of Kelasu-structural belt in Kuqa-depression

FAN Junjia<sup>1,2</sup>, LIU Shaobo<sup>1,2</sup>, ZHANG Xi<sup>3</sup>, ZHENG Yongping<sup>1,2</sup>, LIU Ruilan<sup>4</sup>, LI Xiuli<sup>1,2</sup>

1. PetroChina Research Institute of Petroleum Exploration & Development, Beijing 100083, China
2. State Key Laboratory of Enhanced Oil Recovery, Beijing 100083, China
3. China Minmetals Corporation, Beijing 100010, China
4. Development Company of Xinjiang Oilfield, Karamay 834000, China

**Abstract** Based on the geological research of Kelasu structural belt in Kuqa depression, we analyze tight sandstone gas reservoir properties of Dabei area by using microscope and laser scanning confocal microscope (LSCM) observation, mercury-injection capillary pressure (MICP) testing, and porosity and permeability testing. The results show the followings. The major pore types in tight sandstone gas reservoirs of Dabei area are slot pores and solution pores; Expulsion pressure of tight sandstone in the study area is generally above 5 MPa, with poor pore sorting and small pore throat radius; When the sandstone reservoir porosity is less than 5%, the correlation between porosity and permeability is weak, with small porosity and high permeability, which may be resulted from the contribution of micro-fractures in tight sandstone. The major rock type in Dabei gas field is feldspar lithic quartz sandstone, and it is dominated by calcite cementation. Besides, tight sandstone reservoir shows obvious fractures reconstruction.

**Keywords** tight sandstone gas; reservoir properties; pore structure; Kuqa-depression

(责任编辑 韩星明)