

doi:10.3799/dqkx.2016.031

库车前陆盆地大北地区砂岩储层致密化 与油气充注的关系

郭小文¹, 刘可禹², 宋岩², 赵孟军², 柳少波², 卓勤功², 鲁雪松²

1. 中国地质大学构造与油气资源教育部重点实验室, 湖北武汉 430074

2. 中国石油勘探开发研究院, 北京 100083

摘要: 库车前陆盆地大北地区盐下致密砂岩储层具有埋藏深度大、低孔和低渗的特征, 以产气为主并伴生少量的轻质原油。在对大北地区盐下致密砂岩储层特征、油气成熟度、油气充注史研究基础之上, 结合致密砂岩孔隙演化特征综合分析油气充注与储层致密化的时间关系。大北地区盐下致密砂岩储层孔隙空间主要以次生溶蚀孔为主, 大部分孔隙空间都被沥青充填, 由孔隙和沥青组成的空间网络具有较好的连通性, 压实作用为储层致密化重要成因, 碳酸盐胶结作用应该主要在库车组沉积之前使孔隙度降低。致密砂岩储层中发育沥青, 油气地球化学特征以及流体包裹体分析结果均表明库车前陆盆地大北地区致密砂岩储层存在两期油和一期天然气充注。晚期原油充注发生在距今 5~4 Ma, 对应库车组沉积早期, 天然气充注发生在距今 3~2 Ma, 对应地层抬升剥蚀时期。库车前陆盆地大北地区盐下砂岩储层在油充注时期埋藏深度较浅, 具有较高的孔隙度, 而天然气充注时期, 砂岩储层已经遭受了强烈的压实作用达到了致密化程度。

关键词: 库车前陆盆地; 致密砂岩; 成熟度; 油气充注; 孔隙演化; 石油地质。

中图分类号: P618.130

文章编号: 1000-2383(2016)03-0394-09

收稿日期: 2015-10-22

Relationship between Tight Sandstone Reservoir Formation and Petroleum Charge in Dabei Area of Kuqa Foreland Basin

Guo Xiaowen¹, Liu Keyu², Song Yan², Zhao Mengjun², Liu Shaobo², Zhuo Qingong², Lu Xuesong²

1. Key Laboratory of Tectonics and Petroleum Resources of Ministry of Education, China University of Geosciences, Wuhan 430074, China

2. Research Institute of Petroleum Exploration and Development (RIPE), PetroChina, Beijing 100083, China

Abstract: The tight sandstone reservoirs below the salt and gypsum unit in the Dabei area of the Kuqa foreland basin are characterized by deep burial, low porosity and permeability, which produce natural gas and minor light oil. The relationship between tight sandstone reservoir formation and petroleum charge in the Dabei area of the Kuqa foreland basin are studied by combining the porosity evolution of the tight sandstone reservoirs based on the analysis the tight sandstone reservoirs characters, natural gas and light oil maturity, and petroleum charge history. The pore space of the tight sandstone reservoirs below the salt and gypsum unit in the Dabei area are dominated by secondary intergranular dissolution pores, most of which are filled by bitumen and have an excellent interconnectivity. Strong compaction is the important cause for the development of the tight sandstone reservoirs and carbonate cements should form before the Kuqa formation deposition to cause the porosity decreasing. The presence of widespread bitumen observed in the K₁bs tight sandstone reservoir, organic geochemistry characters of light oil and gas, results of fluid inclusions investigation indicate that there had been two episodes of oil and one episode of gas charge in the tight sandstone reservoir. The late episode of oil charge identified in the tight sandstone reservoir is estimated to be at around 5-4 Ma, responding to the beginning of Kuqa formation deposition. The timing of the natural gas charge is estimated at around 3-2 Ma and are belong to the period of the uplift and erosion. The tight sandstone reservoirs below the salt and gypsum

基金项目: 国家自然科学基金项目 (Nos. 41572114, 41302110)。

作者简介: 郭小文 (1980-), 男, 副教授, 主要从事油气地质方面研究。E-mail: cuggxw@163.com

引用格式: 郭小文, 刘可禹, 宋岩, 等, 2016. 库车前陆盆地大北地区砂岩储层致密化与油气充注的关系. 地球科学, 41(3): 394-402.

unit in the Dabei area of the Kuqa foreland basin have shallower burial deep and higher porosity during the period of oil charge than natural gas charge because the sandstone reservoirs had experienced strong compaction and cause the formation of tight sandstone reservoirs.

Key words: Kuqa Foreland Basin; tight sandstone; maturity; petroleum charge; porosity evolution; petroleum geology.

随着油气勘探开发的不断深入发展,致密气、页岩气、煤层气、致密油、页岩油等非常规油气在现有技术条件下展示了巨大的潜力,将迎来全球油气资源二次扩展(贾承造等, 2012). 致密砂岩气已经成为非常规油气资源的重要组成部分(Zou *et al.*, 2012, 2013),在我国鄂尔多斯、四川、吐哈、松辽、塔里木等盆地已经发现了大量的致密砂岩气资源,预计资源潜力超过 $22 \times 10^{12} \text{ m}^3$ (蒋凌志等, 2004; 康毅力和罗平亚, 2007; 邹才能等, 2010; 王鹏威等, 2014). 致密砂岩气是指孔隙度小于 10%, 渗透率小于 $1 \times 10^{-15} \text{ m}^2$ 的砂岩气层,单井一般无自然产能或自然产能低于工业气流下限,但在一定经济条件和技术措施下可获得工业天然气产量(邹才能等, 2012; Zou *et al.*, 2012). 致密砂岩储层在固结成岩之后、深埋过程中一般都经历了较强的机械压实作用和胶结作用,使得此类储层非常致密、物性极差、非均质性也很强、几乎没有自然产能、从而决定了此类储层的勘探与开发的难度(Bates *et al.*, 2001). 目前国内外许多学者已经对致密砂岩储层孔隙特征(Yang *et al.*, 2008; Desbois *et al.*, 2011; Ziarani and Aguilera, 2012)、渗透率(Grechka *et al.*, 2010)、成岩作用(Tobin *et al.*, 2010; Stroker *et al.*, 2013)、裂缝特征(Zeng, 2010)以及成藏机理(Masters, 2002; Law, 2002; 张金川和张杰, 2003)等相关方面进行了研究,而在砂岩储层致密化过程与油气充注关系方面研究还相对比较少. 库车前陆盆地大北地区盐下砂岩储层埋藏深度在 5 300 m 以上,孔隙度在 1%~8% 之间,渗透率范围主要在 $0.01 \times$

$10^{-15} \sim 1.00 \times 10^{-15} \text{ m}^2$,具有致密砂岩储层的特征. 本文将在致密砂岩储层特征和形成机理研究基础之上,确定库车前陆盆地大北地区盐下致密砂岩储层中油气充注史和时间,从而分析储层致密化过程与油气充注的关系. 此结果对该地区油气资源评价和致密砂岩气藏勘探开发具有重要的意义.

1 区域地质概况

库车前陆盆地紧邻天山褶皱带,西起乌什凹陷,东至阳霞凹陷,北邻南天山造山带,南接塔北隆起,盆地发展演化与其两侧的天山造山带和塔北隆起密切相关. 依据现今盆地结构特点,库车前陆盆地可以划分为北部单斜带、乌什凹陷、克拉苏冲断带、依奇克里冲断带、拜城凹陷、阳霞凹陷、秋里塔格冲断带和南部斜坡带(图 1). 其中克拉苏冲断带、依奇克里冲断带以及秋里塔格冲断带是最为有利的油气聚集地区,目前所发现的大北、克拉 2、迪那 2 等大型气田都位于这些构造单元中. 钻井和地震资料揭示在库车前陆盆地自下而上发育三叠系、侏罗系、白垩系、古近系和新近系地层. 其中烃源岩主要为三叠系—侏罗系的湖相泥岩和湖沼相煤系地层,储集层十分发育,自下而上在下三叠统俄霍布拉克群(T_{1oh})、中下三叠统克拉玛依组(T_{2k})、下侏罗统阳霞组(J_{1y})、阿合组(J_{1a})、中侏罗统克孜列努尔组(J_{2k})、下白垩统巴西盖组(K_{1bx})、巴什基奇克组(K_{1bs})、古近系库姆格列木群(E_{1-2km}),苏维依组(E_{3s})、新近系吉迪克组(N_{1j})底砂岩及康村组

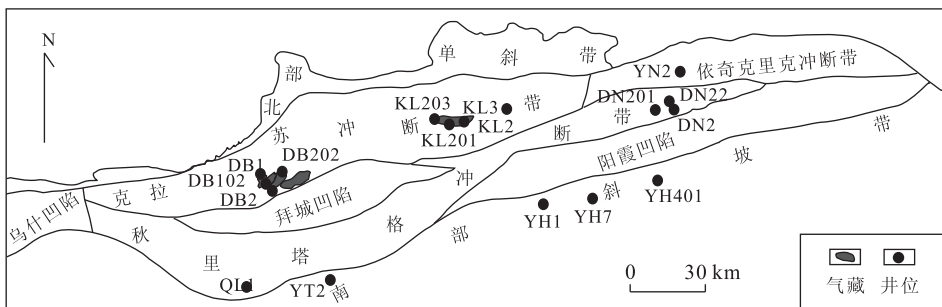


图 1 库车前陆盆地构造单元划分

Fig. 1 Map showing the tectonic subdivisions in the Kuqa Foreland Basin

(N_1k)中都有发育. 盖层主要是古近系库姆格列木群和吉迪克组膏岩、含膏泥岩和盐岩. 克拉 2 气藏位于库车坳陷克拉苏直线背斜带, 下白垩统巴什基奇克组和古近系库姆格列木组砂岩为主要产气层, 盖层为库姆格列木群盐岩, 盖层致密, 发育异常高压, 具有很强的封闭性(周兴熙, 2001). 大北地区位于库车前陆盆地克拉苏冲断带西部, 在该地区已经发现有库姆格列木群盐层以上的大宛齐油藏以及盐层以下的大北 1、大北 2 和大北 3 气藏. 大北地区盐层以下气藏储层主要为库姆格列木群底部和巴什基奇克组顶部砂岩, 以产气为主并伴生少量的轻质原油, 油和天然气具有相似的来源, 均主要来自侏罗系煤系地层(Zhang *et al.*, 2011).

2 致密砂岩储层特征

库车前陆盆地大北地区储层主要为白垩系巴什基奇克组和古近系库姆格列木群砂岩, 以中砂岩和细砂岩为主, 成分和结构成熟度为低—中等, 一般为长石砂岩、岩屑长石砂岩和岩屑砂岩, 石英含量 30%~50%, 岩屑含量最高可达 50%以上, 一般为 30%左右, 岩屑成分复杂(顾家裕等, 2001). 156 个砂岩实测孔隙度和渗透率关系(图 2)显示砂岩储层孔隙度都在 10%以下, 渗透率主要在 $1 \times 10^{-15} \text{ m}^2$ 以下, 属于致密砂岩储层. 白垩系巴什基奇克组砂岩储层孔隙度主要在 1%~8%之间, 平均值为 2.9%, 渗透率主要分布在 $0.01 \times 10^{-15} \sim 1.00 \times 10^{-15} \text{ m}^2$ 之间, 平均值为 $0.26 \times 10^{-15} \text{ m}^2$. 古近系库姆格列木群砂岩储层孔隙度也主要分布在 1%~8%之间, 平均孔隙度为 5.2%, 渗透率分布范围比较集中, 主要

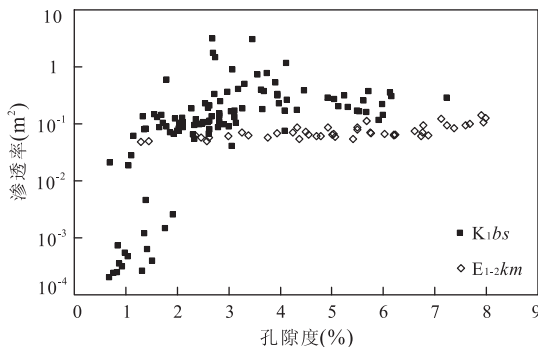


图 2 大北地区致密砂岩储层实测孔隙度和渗透率关系

Fig. 2 Relationship between measured porosity and permeability of tight reservoir sandstone samples in the Dabe area

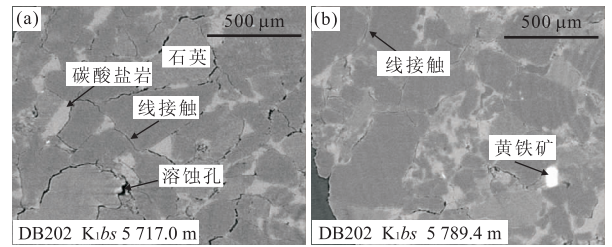


图 3 大北地区致密砂岩储层微米 CT 扫描照片

Fig. 3 Micro-CT images of the tight sandstones reservoirs in the Dabe area

分布范围在 $0.05 \times 10^{-15} \sim 0.11 \times 10^{-15} \text{ m}^2$ 之间, 渗透率平均值为 $0.07 \times 10^{-15} \text{ m}^2$. 白垩系巴什基奇克组砂岩储层渗透率随孔隙度的增加具有一定的增加趋势, 而古近系库姆格列木群砂岩储层渗透率随着孔隙度的增加变化不大, 说明巴什基奇克组砂岩储层相对库姆格列木群砂岩储层孔隙连通性较好.

场发射扫描电镜目前被广泛用于观测致密砂岩储层颗粒结构以及孔隙特征. 大北地区白垩系巴什基奇克组致密砂岩储层场发射扫描电镜照片显示致密砂岩储层中颗粒以石英为主, 并发育少量的碳酸盐岩如方解石等胶结物以及很少量的黄铁矿颗粒(图 3). 颗粒之间主要以线接触方式为主, 反映了致密砂岩储层曾遭受强烈的压实作用. 因此说明强烈的压实作用和早期的碳酸盐岩胶结过程是大北地区砂岩储层致密化的主要成因. 储层孔隙空间主要以次生溶蚀孔和喉道为主, 大部分孔隙空间都被沥青充填, 而且由次生溶蚀孔隙和沥青组成的孔隙空间连通性比较好.

3 天然气和原油成熟度

库车前陆盆地大北地区致密砂岩储层中所产生的天然气和少量的轻质原油具有相似的来源, 均来自侏罗系煤系地层(Zhang *et al.*, 2011). 因此通过分析天然气和轻质原油的成熟度可以确定天然气和轻质原油是否为同期充注, 从而用于分析储层油气充注史. 大北地区天然气主要为干气, 干燥系数在 0.94~0.99 之间. 天然气中甲烷含量最高, 含量在 92%~97%之间, 其次为乙烷, 含量为在 1.2%~4.6%之间. 天然气碳同位素主要受母质继承效应和成熟度效应的控制(Fuex, 1977; Schoell, 1983, 1988; Whiticar, 1990; James, 1983; Chung *et al.*, 1988; Jenden and Drazan, 1993; Berner and Faber, 1996), 不同成因的烷烃气碳同位素的特征是

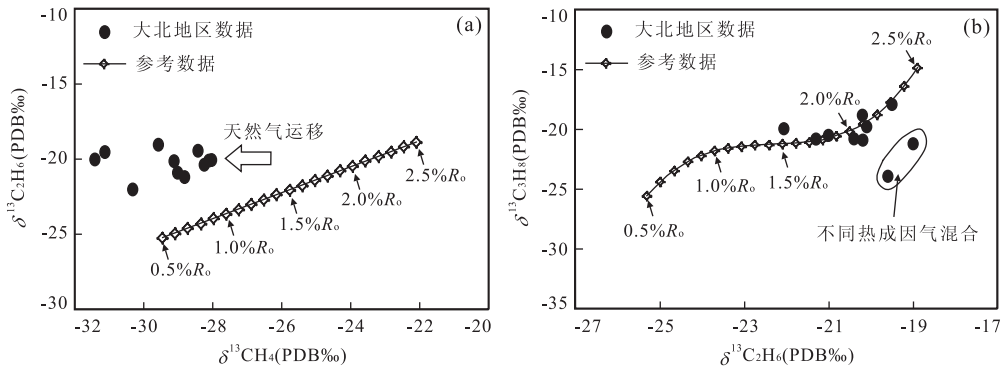


图 4 大北地区天然气乙烷与甲烷和丙烷同位素关系

Fig. 4 Cross plots of methane, ethane and propane carbon isotope values in the Dabei area

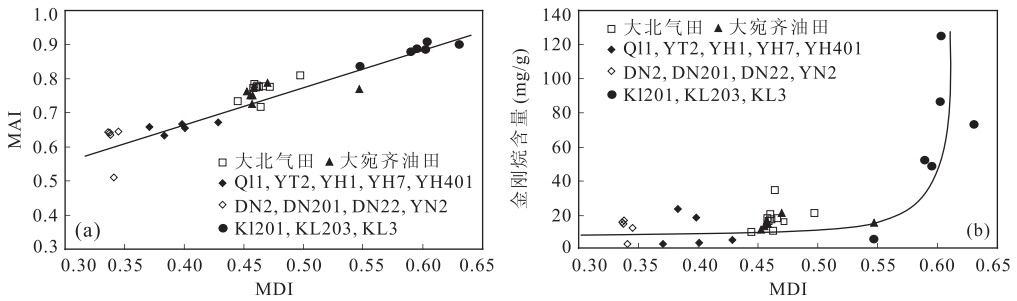


图 5 库车前陆盆地轻质原油金刚烷化合物成熟度指标 MDI 与 MAI 和金刚烷化合物含量关系

Fig. 5 Plots of maturity indices MDI versus MAI and concentrations of diamondoid hydrocarbons in the light oils from the Kuqa Foreland Basin

识别不同成因天然气的主要依据(戴金星等, 1993),因此天然气烷烃同位素常用于分析天然气成因和成熟度. 大北地区天然气甲烷同位素在 $-33.1\text{‰} \sim -29.7\text{‰}$ 之间, 乙烷同位素在 $-24.2\text{‰} \sim -19.9\text{‰}$ 之间, 丙烷同位素在 $-24.9\text{‰} \sim -18.9\text{‰}$ 之间(图 4). Berner and Faber (1996) 建立了不同类型干酪根烃源岩成熟度在 $0.6\% \sim 2.5\%$ 之间产生的天然气甲烷、乙烷和丙烷同位素与镜质体反射率之间的关系模板,可以很好地用于确定天然气成熟度. 从甲烷和乙烷同位素关系数据 displays 甲烷同位素值相对参考数据明显偏低(图 4a),这可能是由于天然气从烃源岩排出运移至储层中发生同位素分馏效应所导致的结果. 乙烷同位素揭示天然气生成时所对应的烃源岩镜质体反射率在 $1.5\% \sim 2.3\%$ 之间. 乙烷和丙烷同位素关系图(图 4b)反映天然气生成时所对应的烃源岩镜质体反射率在 $1.5\% \sim 2.4\%$ 之间,大部分天然气生成时所对应的烃源岩镜质体反射率在 1.7% 以上. 存在两个样品由于丙烷同位素值偏低而偏离参考数据趋势,这可能是由于不同热成因天然气混合的造成的结果. 如烃源岩中原油裂解气和湿气裂解形成的干

气混合会导致丙烷同位素降低(Hao and Zou, 2013).

大北地区所产的原油密度在常温条件下均小于 0.82 g/cm^3 ,地球化学资料反映大北地区轻质原油属于高成熟原油(Zhang *et al.*, 2011). 生物标志化合物是用于确定原油成熟度重要指标,但对于高成熟度原油($R_0 > 1.3\%$),较为有效的生物标志化合物成熟度指标均已失效. 如常用的成熟度参数 C_{29} 甾烷 $20S/(20S+20R)$ 和 C_{29} 甾烷 $\beta\beta/(\alpha\alpha+\beta\beta)$ 或萜烷 T_s/T_s+T_m 等都会达到热演化平衡点. 金刚烷化合物相对其它化合物具有更强的热稳定性(Dahl and Moldowan, 1999),常用于确定高成熟原油的成熟度(Chen *et al.*, 1996). 在库车前陆盆地采集到原油样品中检测到了丰富的金刚烷化合物,最高含量达到 124 mg/g ,大北地区轻质原油中金刚烷含量最高也达到了近 40 mg/g (图 5). 用于确定原油成熟度的金刚烷成熟度指标 MAI 和 MDI 显示出很好的线性关系(图 5a),而且大北地区和大宛齐油田无论是金刚烷成熟度指标 MAI 和 MDI 还是金刚烷化合物含量均比较相似. 成熟度指标 MDI 与原油样品中金刚烷化合物的含量关系显示当金刚烷成熟度指标

MDI > 0.55 时,原油中的金刚烷化合物突然快速增加(图 5b),这和前人通过热模拟实验获得的热解温度和金刚烷含量关系一致,金刚烷含量的快速增加反映了烃类强烈快速裂解(Wei *et al.*, 2007),因此说明金刚烷成熟度指标 MAI 和 MDI 是用于确定大北地区轻质原油成熟度的有效指标. 根据 Chen *et al.* (1996)建立的塔里木盆地金刚烷成熟度指标与 R_o 之间的关系确定大北地区轻质原油成熟度等效 R_o 为 1.4%~1.6%,属于高成熟原油. 大北地区轻质原油成熟度低于天然气成熟度说明天然气和轻质原油为不同时期充注的结果.

4 流体包裹体

流体包裹体已经广泛用于油气勘探方面的研究,可以用于恢复油气充注史(Parnell, 2010)、古压力演化史(Aplin *et al.*, 2000)、流体演化史(Burley *et al.*, 1989)等. 本研究通过对库车前陆盆地大北地区 DB1, DB102, DB2 和 DB202 4 口单井白垩系巴什基奇克组 5 块砂岩样品进行流体包裹体分析,从而确定油气充注史. 通过对流体包裹体发育特征进行观察发现大北地区白垩系巴什基奇克组致密砂岩储层样品中油包裹体不是很发育,油包裹体丰度比较低. 油包裹体在室温下主要为两相,气泡比较小,包裹体直径大约在 3~16 μm 之间,主要发育在

石英颗粒裂纹中(图 6). 碳酸盐岩胶结物和石英次生加大边不发育,且这些矿物中没有观察到油包裹体. 另外笔者还观察到了较多的气包裹体,也主要发育在石英颗粒裂纹中. 油包裹体在紫外光照射下表现出的荧光行为是用于区别盐水包裹体最有效的方法,油包裹体的荧光特征反映了其内石油的成分特征及热演化程度. 在大北地区白垩系巴什基奇克组致密砂岩储层中观察到发蓝白色荧光和黄色荧光两种类型的油包裹体,且在大部分样品中都存在这两种类型的油包裹体,反映了大北地区白垩系巴什基奇克组致密砂岩储层存在两期油充注过程.

为了确定油气充注时间,笔者选择了库车前陆盆地大北地区 DB1 和 DB102 两口单井同时发育烃类包裹体和共生盐水包裹体的两块砂岩样品开展显微测温分析,所得到油包裹体和共生盐水包裹体均一温度分布特征如图 7 所示. DB1 井的致密砂岩样品中测得的盐水包裹体为与发蓝白色荧光油包裹体共生,发黄色荧光油包裹体未见共生盐水包裹体,因此其捕获时间不能确定. 显微测温结果表明所有的流体包裹体都均一至液相,DB1 井的致密砂岩样品中发蓝白色荧光油包裹体均一温度比较低,范围在 50~60 $^{\circ}\text{C}$ 之间,其共生盐水包裹体均一温度分布也比较集中,主要分布在 100~110 $^{\circ}\text{C}$ 之间,与天然气包裹体共生的盐水包裹体均一温度分布在 125~140 $^{\circ}\text{C}$ 之间. DB102 井的致密砂岩样品中与天然气

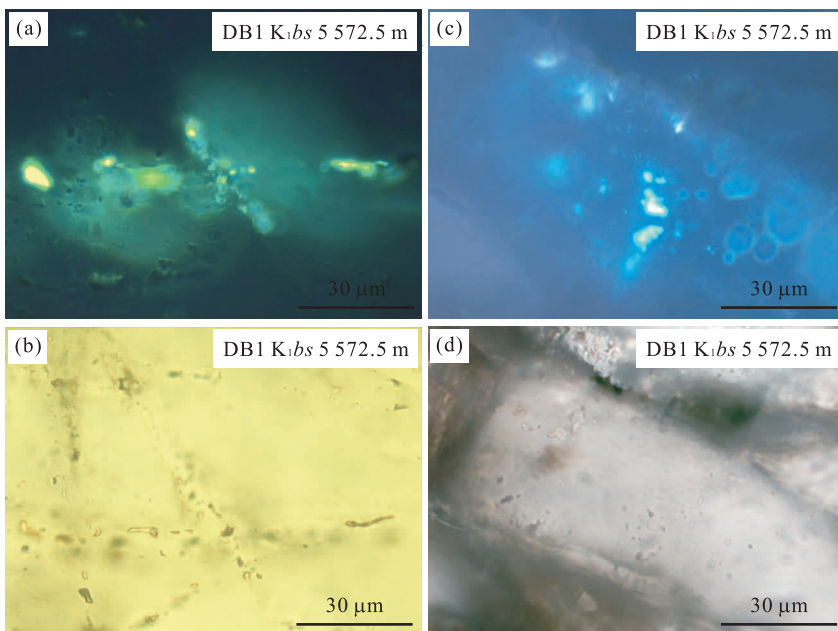


图 6 大北地区典型油包裹体荧光和透射光照片

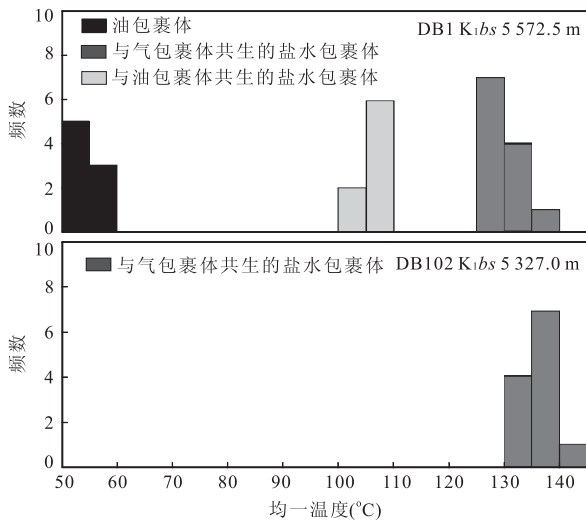


图7 大北地区致密砂岩储层中流体包裹体均一温度直方图
Fig. 7 Histograms of homogenization temperatures (T_h) for the fluid inclusions in the tight sandstone reservoirs of the Dabei area

包裹体共生的盐水包裹体均一温度分布也比较集中,在130~145 °C之间,均一温度范围比较集中反映包裹体捕获时间一致。

5 油气充注和储层致密化关系

库车前陆盆地大北地区白垩系巴什基奇克组致密砂岩储层特征,天然气和轻质原油成熟度以及流体包裹体分析结果可以肯定该储层存在两期油充注和一期天然气充注。主要证据有:(1)库车前陆盆地大北地区白垩系巴什基奇克组致密砂岩储层以产气为主,并伴生一定量的轻质原油,天然气和轻质原油具有相同的来源,成熟度却不同,指示了天然气和轻质原油是不同时期充注的结果;(2)储层中沥青比较发育,被认为是早期充注的原油遭受晚期大量充注的天然气气洗作用的结果(Liu *et al.*, 2012);(3)大北地区白垩系巴什基奇克组致密砂岩储层中存在发蓝白色荧光和黄色荧光两种类型的油包裹体以及天然气包裹体;(4)发蓝白色荧光油包裹体共生盐水包裹体均一温度明显低于天然气包裹体共生盐水包裹体均一温度,说明油包裹体和天然气包裹体捕获于不同时期。采用烃类共生盐水包裹体均一温度结合储层埋藏史和热史确定发蓝白色荧光油包裹体捕获时间为距今5~4 Ma(图8a),对应库车组沉积早期。发黄色油包裹体由于没有找到共生盐水包裹体而不能确定其捕获时间,但可以推测发黄色油包裹体对

应的油充注时间应该早于发蓝白色荧光油包裹体的捕获时间,因为发黄色油包裹体中油的成熟度低于发蓝白色荧光油包裹体中的油。由于大北地区在距今3 Ma地层发生抬升剥蚀造成温度下降,导致天然气充注时间可以解释为地层发生抬升剥蚀之前,也可以解释为地层发生抬升剥蚀之后。在库车前陆盆地,活动的逆断层为油气运移的主要通道,构造挤压作用造成地层发生抬升剥蚀将伴生断层的活动。因此本研究认为天然气充注应该发生在地层抬升剥蚀时期,构造抬升剥蚀作用使逆断层开启成为天然气运移的主要通道。宋岩等(2006)也认为大规模抬升早期阶段是天然气注入的主要时期,因此根据天然气共生盐水包裹体均一温度和热史确定天然气充注时间为距今3~2 Ma。

利用 BasinMod1D 盆地模拟软件在对大北地区 DB102 井单井一维地质模型的基础之上采用 Falvey and Middleton(1981)提出的倒数模型模拟只存在机械压实作用时储层孔隙度演化结果(图8b)显示在库车组沉积之前,大北地区白垩系巴什基奇克组顶部砂岩储层孔隙度随着埋藏深度的增加逐渐降低。在库车组沉积期,由于库车组快速埋藏导致储层孔隙度快速降低。在地层抬升剥蚀时期,储层孔隙度基本保持不变,到现今大北地区白垩系巴什

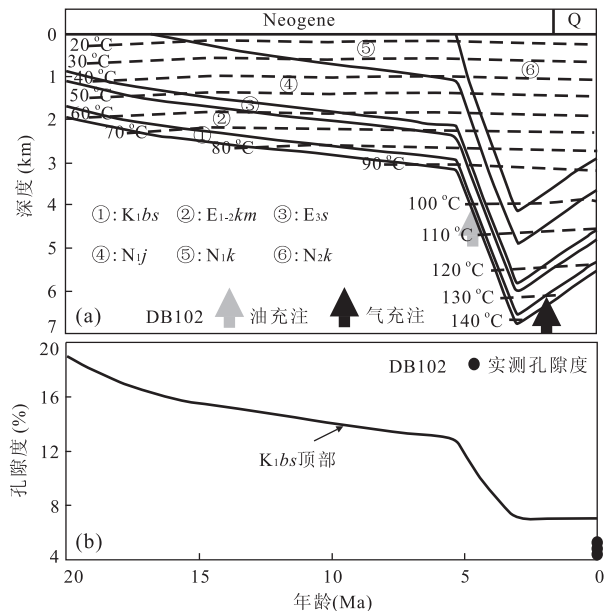


图8 大北地区埋藏史、热史以及致密砂岩储层孔隙演化模拟结果

Fig. 8 Modeling results of the burial history, thermal history and porosity evolution of the tight sandstone reservoirs in the Dabei area

基奇克组顶部砂岩储层孔隙度降低到大约只有 7%。早期的胶结作用以及晚期构造挤压也将使砂岩储层孔隙度进一步降低,所以模拟的砂岩储层孔隙度相对于实测孔隙度偏高。但可以看出由械压实作用是北地区砂岩储层致密化一个重要成因。胶结作用主要应该发生在库车组沉积之前,所以在储层中可见碳酸岩胶结物,胶结作用使砂岩储层孔隙度降低,但在库车组沉积之前,砂岩储层应该还没有达到致密化程度。在距今 5~4 Ma 油充注时期,北地区白垩系巴什基奇克组砂岩储层埋藏深度不到 4 000 m,对应的地层温度大约为 100 °C,模拟的孔隙度大约为 13%,反映油充注时期砂岩储层还具有较高的孔隙度,应该在砂岩储层致密化之前,早期原油的充注可能对成岩作用具有一定的抑制作用。而天然气充注时期,由于库车组的快速沉积和以及水平构造挤压的作用,砂岩储层已经遭受了强烈的压实作用致使孔隙度和渗透率比较低,达到了致密化程度,因此天然气充注发生在砂岩储层致密化之后。

6 结论

(1)库车前陆盆地北地区致密砂岩储层孔隙空间主要以次生溶蚀孔为主,大部分孔隙空间都被沥青充填,由沥青和孔隙组成的空间网络具有较好的连通性,压实作用为储层致密化重要成因,碳酸盐胶结作用应该主要在库车组沉积之前使孔隙度降低。

(2)通过对砂岩储层特征、油气成熟度以及流体包裹体进行分析结果表明库车前陆盆地北地区致密砂岩储层存在两期油和一期天然气充注,晚期原油充注发生在距今 5~4 Ma,对应库车组沉积早期,天然气充注发生在距今 3~2 Ma,对应地层抬升剥蚀时期。

(3)综合库车前陆盆地北地区原油充注历史和砂岩储层孔隙演化特征,结果表明原油充注发生储层致密化之前,而天然气充注发生储层致密化之后。

References

Aplin, A. C., Larter, S. R., Bigge, M. A., et al., 2000. PVTX History of the North Sea's Judy Oilfield. *Journal of Geochemical Exploration*, 69–70: 641–644. doi: 10.1016/S0375-6742(00)00066-2

Bates, C. R., Phillips, D. R., Grimm, R., et al., 2001. The Seis-

mic Evaluation of a Naturally Fractured Tight Gas Sand Reservoir in the Wind River Basin, Wyoming. *Petroleum Geoscience*, 7(1): 35–44. doi: 10.1144/petgeo.7.1.35

Berner, U., Faber, E., 1996. Empirical Carbon Isotope/maturity Relationships for Gases from Algal Kerogens and Terrigenous Organic Matter, Based on Dry, Open-System Pyrolysis. *Organic Geochemistry*, 24(10–11): 947–955. doi: 10.1016/S0146-6380(96)00090-3

Burley, S. D., Mullis, J., Matter, A., 1989. Timing Diagenesis in the Tartan Reservoir (UK North Sea): Constraints from Combined Cathodoluminescence Microscopy and Fluid Inclusion Studies. *Marine and Petroleum Geology*, 6(2): 98–120. doi: 10.1016/0264-8172(89)90014-7

Chen, J., Fu, J., Shen, G., et al., 1996. Diamondoid Hydrocarbon Ratios: Novel Maturity Indices for Highly Mature Crude Oils. *Organic Geochemistry*, 25: 179–190. doi: org/10.1016/S0146-6380(96)00125-8

Chung, H. M., Gormly, J. R., Squires, R. M., 1988. Origin of Gaseous Hydrocarbons in Subsurface Environments: Theoretical Considerations of Carbon Isotope Distribution. *Chemical Geology*, 71(1–3): 97–104. doi: 10.1016/0009-2541(88)90108-8

Dahl, J., Moldowan, J. M., 1998. Abstract: Diamondoid Hydrocarbons as Indicators of Thermal Maturity and Oil Cracking. *AAPG Bulletin*, 82: 54–57. doi: 10.1306/1d9bdbff-172d-11d7-8645000102c1865d

Dai, J. X., Song, Y., Cheng, K. F., et al., 1993. Characteristics of Carbon Isotopes of Organic Alkane Gases in Petroliferous Basins of China. *Acta Petrolei Sinica*, 14(2): 23–31 (in Chinese with English abstract).

Desbois, G., Urai, J. L., Kukla, P. A., et al., 2011. High-Resolution 3D Fabric and Porosity Model in a Tight Gas Sandstone Reservoir: A New Approach to Investigate Microstructures from Mm- to Nm-Scale Combining Argon Beam Cross-Sectioning and SEM Imaging. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 78(2): 243–257. doi: 10.1016/j.petrol.2011.06.004

Falvey, D. A., Middleton, M. F., 1981. Passive Continental Margins: Evidence for a Prebreakup Deep Crustal Metamorphic Subsidence Mechanism. *Oceanologica Acta*, 4 (Suppl.): 103–114.

Fuex, A. N., 1977. The Use of Stable Carbon Isotopes in Hydrocarbon Exploration. *Journal of Geochemical Exploration*, 7: 155–188. doi: 10.1016/0375-6742(77)90080-2

Grechka, V., Mazumdar, P., Shapiro, S. A., 2010. Predicting Permeability and Gas Production of Hydraulically Fractured Tight Sands from Microseismic Data. *Geophysics*, 75(1): B1–B10. doi: 10.1190/1.3278724

- Gu, J. Y., Fang, H., Jia, J. H., 2001. Diagenesis and Reservoir Characteristics of Cretaceous Braided Delta Sandbody in Kuqa Depression, Tarim Basin. *Acta Sedimentologica Sinica*, 19(4): 517—523 (in Chinese with English abstract).
- Hao, F., Zou, H. Y., 2013. Cause of Shale Gas Geochemical Anomalies and Mechanisms for Gas Enrichment and Depletion in High-Maturity Shales. *Marine and Petroleum Geology*, 44: 1—12, doi: org/10. 1016/j. marpetgeo. 2013. 03. 005
- James, A. T., 1983. Correlation of Natural Gas by Use of Carbon Isotopic Distribution between Hydrocarbon Components. *AAPG Bulletin*, 67: 1176—1191. doi: 10. 1306/03b5b722—16d1—11d7—8645000102c1865d
- Jenden, P. D., Drazan, D. J., 1993. Mixing of Thermogenic Natural Gases in Northern Appalachian Basin. *AAPG Bulletin*, 77: 980—998. doi: 10. 1306/bdff8dbc—1718—11d7—8645000102c1865d
- Jia, C. Z., Zheng, M., Zhang, Y. F., 2012. Unconventional Hydrocarbon Resources in China and the Prospect of Exploration and Development. *Petroleum Exploration and Development*, 39(2): 129—136 (in Chinese with English abstract).
- Jiang, L. Z., Gu, J. Y., Guo, B. C., 2004. Characteristics and Mechanism of Low Permeability Clastic Reservoir in Chinese Petroliferous Basin. *Acta Sedimentologica Sinica*, 22: 13—21 (in Chinese with English abstract).
- Kang, Y. L., Luo, P. Y., 2007. Current Status and Prospect of Key Techniques for Exploration and Production of Tight Sandstone Gas Reservoirs in China. *Petroleum Exploration and Development*, 34(2): 239—245 (in Chinese with English abstract).
- Law, B. E., 2002. Basin-Centered Gas Systems. *AAPG Bulletin*, 86: 1891—1919. doi: 10. 1306/61eeddb4—173e—11d7—8645000102c1865d
- Liu, S. B., Liu, K. Y., Zhuo, Q. G., et al., 2012. Investigate Hydrocarbon Charge History Using X-ray Micro CT, FM-SEM and Fluid Inclusion Techniques, An Example from the Kela-2 Giant Gas Field, Tarim Basin, China. *AAPG Search and Discovery*.
- Masters, J. A., 1979. Deep Basin Gas Trap, Western Canada. *AAPG Bulletin*, 63: 152—181. doi: 10. 1306/c1ea55cb—16c9—11d7—8645000102c1865d
- Parnell, J., 2010. Potential of Palaeofluid Analysis for Understanding Oil Charge History. *Geofluids*, 9: 73—82. doi: 10. 1111/j. 1468—8123. 2009. 00268. x
- Schoell, M., 1983. Genetic Characterization of Natural Gases. *AAPG Bulletin*, 67: 2225—2238. doi: 10. 1306/ad46094a—16f7—11d7—8645000102c1865d
- Schoell, M., 1988. Multiple Origins of Methane in the Earth. *Chemical Geology*, 71(1—3): 1—10. doi: 10. 1016/0009—2541(88)90101—5
- Song, Y., Hong, F., Xia, X. Y., et al., 2006. Syngeneses Relationship between Abnormal Overpressure and Gas Pool Formation—with Kuqa Depression as an Example. *Petroleum Exploration and Development*, 33(3): 303—308 (in Chinese with English abstract).
- Stroker, T. M., Harris, N. B., Elliott, W. C., et al., 2013. Diagenesis of a Tight Gas Sand Reservoir: Upper Cretaceous Mesaverde Group, Piceance Basin, Colorado. *Marine and Petroleum Geology*, 40: 48—68. doi: 10. 1016/j. marpetgeo. 2012. 08. 003
- Tobin, R. C., McClain, T., Lieber, R. B., et al., 2010. Reservoir Quality Modeling of Tight-Gas Sands in Wamsutter Field: Integration of Diagenesis, Petroleum Systems, and Production Data. *AAPG Bulletin*, 94(8): 1229—1266. doi: 10. 1306/04211009140
- Wang, P. W., Pang, X. Q., Jiang, Z. X., 2014. Critical Physical Conditions for Accumulation of Yinan 2 “Continuous” Tight Sandstone Gas Reservoir, Kuqa Depression. *Earth Science*, 39(10): 1381—1340 (in Chinese with English abstract).
- Wei, Z. B., Moldowan, J. M., Zhang, S. C., et al., 2007. Diamondoid Hydrocarbons as a Molecular Proxy for Thermal Maturity and Oil Cracking: Geochemical Models from Hydrous Pyrolysis. *Organic Geochemistry*, 38: 227—249. doi: 10. 1016/j. orggeochem. 2006. 09. 011
- Whiticar, M., 1990. A Geochemical Prospective of Nature Gas and Atmospheric Methane. *Organic Geochemistry*, 16(1—3): 531—547.
- Yang, H., Fu, J. H., Wei, X. S., et al., 2008. Sulige Field in the Ordos Basin: Geological Setting, Field Discovery and Tight Gas Reservoirs. *Marine and Petroleum Geology*, 25: 387—400. doi: org/10. 1016/j. marpetgeo. 2008. 01. 007
- Zeng, L. B., 2010. Microfracturing in the Upper Triassic Sichuan Basin Tight-Gas Sandstones: Tectonic, Overpressure, and Diagenetic Origins. *AAPG Bulletin*, 94(12): 1811—1825, doi: 10. 1306/06301009191
- Zhang, J. C., Zhang, J., 2003. Equilibrium Principle and Mathematic Description for Source-Contacting Gas Accumulation. *Geological Journal of China Universities*, 9(3): 458—466 (in Chinese with English abstract).
- Zhang, S. C., Zhang, B., Zhu, G. Y., et al., 2011. Geochemical Evidence for Coal-Derived hydrocarbons and Their Charge History in the Dabei Gas Field, Kuqa Thrust Belt, Tarim Basin, NW China. *Marine and Petroleum*

Geology, 28: 1364—1375. doi: org/10. 1016/j. marpet-geo. 2011. 02. 006

Zhou, X. X., 2001. The Reservoir-Forming Process and Model in the Kuqa Petroleum Systems. *Petroleum Exploration and Development*, 28 (2): 8—10, 107—108, 115—116 (in Chinese with English abstract).

Ziarani, A. S., Aguilera, R., 2012. Pore-Throat Radius and Tortuosity Estimation from Formation Resistivity Data for Tight-Gas Sandstone Reservoirs. *Journal of Applied Geophysics*, 83: 65—73. doi: org/10. 1016/j. japp-geo. 2012. 05. 008

Zou, C. N., Yang, Z., Tao, S. Z., et al., 2013. Continuous Hydrocarbon Accumulation over a Large Area as a Distinguishing Characteristic of Unconventional Petroleum: The Ordos Basin, North-Central China. *Earth-Science Reviews*, 126: 358—369. doi: org/10. 1016/j. ear-scirev. 2013. 08. 006

Zou, C. N., Zhang, G. Y., Tao S. Z., et al., 2010. Geological Features, Major Discoveries and Unconventional Petroleum geology in the Global Petroleum Exploration. *Petroleum Exploration and Development*, 37: 129—145 (in Chinese with English abstract).

Zou, C. N., Zhu, R. K., Liu, K. Y., et al., 2012. Tight gas Sandstone Reservoirs in China: Characteristics and Recognition Criteria. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 88—89: 82—91. doi: org/10. 1016/j. petrol. 2012. 02. 001

Zou, C. N., Zhu, R. K., Wu, S. T., et al., 2012. Types Characteristics Genesis and Prospects of Conventional and Unconventional Hydrocarbon Accumulations: Taking Tight Oil and Tight Gas in China as An Instance. *Acta Petrolei Sini-*

ca, 31(2): 173—187 (in Chinese with English abstract).

附中文参考文献

戴金星, 宋岩, 程坤芳, 等, 1993. 中国含油气盆地有机烷烃气碳同位素特征. *石油学报*, 14(2): 23—31.

顾家裕, 方辉, 贾进华, 2001. 塔里木盆地库车坳陷白垩系辫状三角洲砂体成岩作用和储层特征. *沉积学报*, 19(4): 517—523.

贾承造, 郑民, 张永峰, 2012. 中国非常规油气资源与勘探开发前景. *石油勘探与开发*, 39(2): 129—136.

蒋凌志, 顾家裕, 郭彬程, 2004. 中国含油气盆地碎屑岩低渗透储层的特征及形成机理. *沉积学报*, 22: 13—21.

康毅力, 罗平亚, 2007. 中国致密砂岩气藏勘探开发关键技术现状与展望. *石油勘探与开发*, 34(2): 239—245.

宋岩, 洪峰, 夏新宇, 等, 2006. 异常压力与油气藏的同生关系——以库车坳陷为例. *石油勘探与开发*, 33(3): 303—308.

王鹏威, 庞雄奇, 姜振学, 等, 2014. 库东坳陷依南 2“连续型”致密砂岩气藏成藏临界物性条件. *地球科学*, 39(10): 1381—1340.

张金川, 张杰, 2003. 深盆气成藏平衡原理及数学描述. *高校地质学报*, 9(3): 458—466.

周兴熙. 2001. 库车油气系统成藏作用与成藏模式. *石油勘探与开发*, 28(2): 8—10, 107—108, 115—116.

邹才能, 张光亚, 陶士振, 等, 2010. 全球油气勘探领域地质特征、重大发现及非常规石油地质. *石油勘探与开发*, 37: 129—145.

邹才能, 朱如凯, 吴松涛, 等, 2012. 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. *石油学报*, 31(2): 173—187.