深层–超深层致密砂岩储层特征及物性差异成因：以库车坳陷博孜地区巴什基奇克组为例

姜潇俊[1a,1b]，史玲玲[2*]，莫涛[2]，杨海军[2]，杜浩[1a,1b]，石万忠[1a,1b]，董国宁[1a,1b]

1. 中国地质大学（武汉）a. 资源学院；b. 构造和油气资源教育部重点实验室，武汉 430074；
2. 中国石油塔里木油田公司勘探开发研究院，新疆 库尔勒 841000

第一作者，Email：woiwaner66@163.com

* 通信作者，Email：shill-tlm@petrochina.com.cn

2023-10-11 收稿；2024-01-08 修回；2024-01-16 接受

基金项目：国家自然科学基金项目(41672134)

中图分类号：P618.13　　文章编号：2096-8523(2025)03-0151-14　　doi: 10.19509/j.cnki.dzkq.tb20230567

摘　要：库车坳陷博孜地区在 8000 m 以深仍发育优质储层且高产工业气流，但其巴什基奇克组致密砂岩储层物性平面上存在着明显的差异。为明确此类储层发育的特征，降低深层–超深层油气勘探的风险，基于测录井、铸体薄片、高压压汞及 *PVT* 相图等实验分析结果，探讨了致密砂岩储层特征及物性差异成因。研究结果表明：博孜地区巴什基奇克组储层岩石类型为中–细粒岩屑长石砂岩和长石岩屑砂岩，碳酸盐胶结物含量平面分布差异大；中–细粒砂岩储层原始孔隙度介于 32.4%～38.1%，颗粒间压实强度相似，以点–线接触为主；南部储层平均孔隙度为 8.6%，平均渗透率为 3.4×10^{-3} μm²；中部储层平均孔隙度为 6.53%，平均渗透率为 0.65×10^{-3} μm²；北部储层平均孔隙度为 4.9%，平均渗透率为 0.62×10^{-3} μm²；南部储层储集空间以原生粒间孔为主，北部和中部储层以残余粒间孔和溶蚀孔隙为主；南部储层较北部和中部储层孔喉结构更好。博孜地区砂岩储层物性受沉积、成岩和构造作用(裂缝)共同控制，其中碳酸盐胶结是后期储层物性改造的主要因素。超压、烃类流体充注及裂缝发育影响了碳酸盐胶结，进而造成储层物性差异。超压较强，油气充注时间较早及裂缝充填较低导致博孜南部储层物性好于北部与中部。

关键词：深层–超深层；致密砂岩储层；物性差异成因；博孜地区；库车坳陷

深层–超深层油气逐渐成为中国油气战略资源的重要接替领域[1-3]。国内外通常将埋深为 4500～6000 m 的地层定义为深层，埋深大于 6000 m 的地层定义为超深层[4]。近年来，库车坳陷博孜地区深层–超深层油气勘探取得了一系列重大成果，多口井在试油中获得了工业油气流，其中 BZ9 井的突破标志着又一个超深、高压的千亿立方米级凝析气藏的诞生，表明了博孜地区超深层致密砂岩储层拥有巨大的油气资源潜力[5]。博孜地区为高产油气田区，储层物性是控制油气产量的重要因素[6]。目前，勘探中面临的主要问题在于博孜地区深层–超深层巴什基奇克组储层物性存在较大差异，博孜北部和中部储层埋深超过 6000 m 孔隙度基本小于 6%，而南部埋深在 6750～8200 m 之间的储层孔隙度可达 10%～14%，这制约了该地区油气资源评价和下一步井位部署。因此，对储层物性差异成因的研究是深层–超深层油气勘探的关键。针对库车坳陷克拉苏构造带不同区块储层特征及物性控制因素，前人研究认为，沉积相带、成岩作用及封盖条件均是导致深层–超深层储层物性差异的原因[7-8]。此外，还有学者认为黏土矿物

著录信息：姜潇俊，史玲玲，莫涛，等. 深层–超深层致密砂岩储层特征及物性差异成因：以库车坳陷博孜地区巴什基奇克组为例 [J]. 地质科技通报，2025，44(3)：151-164.

JIANG Xiaojun, SHI Lingling, MO Tao, et al. Characteristics and causes of physical property differences of deep and ultradeep tight sandstone reservoirs: A case study of the Bashijiqike Formation in the Bozi area of the Kuqa Depression[J]. Bulletin of Geological Science and Technology, 2025, 44(3): 151-164.

© Editorial Office of Bulletin of Geological Science and Technology. This is an open access article under the CC BY-NC-ND license.　https://dzkjtb.cug.edu.cn

在转变和演化的过程中，产生的富矿物质热流体及其形成在颗粒表面的薄膜对储层物性起着重要的改造作用[9]。博孜地区受南天山强烈的构造挤压，深层−超深层储层普遍存在超压，压力系数高达 1.9，同时发育多期次的构造裂缝；研究区多套烃源岩热演化的差异也导致了多期的油气充注[10-13]。虽然前人对研究区储层物性差异成因进行了大量的研究，但关于异常高压、烃类流体及构造裂缝对储层物性的影响还不够清楚。因此，本研究基于测录井、铸体薄片、高压压汞及 *PVT* 相图等实验分析数据，对博孜地区巴什基奇克组致密砂岩储层特征展开研究，查明储层物性差异成因，以期为研究区深层−超深层优质储层预测提供依据。

1　区域地质概况

库车坳陷位于塔里木盆地北缘，北邻南天山造山带，南接塔北隆起，是海西晚期造山运动在古生代被动大陆边缘基础上发育的中新生代叠合前陆盆地。据库车坳陷内的褶皱和断裂，可将其分为北部单斜带、克拉苏构造带、依奇克里克构造带、拜城凹陷、阳霞凹陷、乌什凹陷、秋里塔格构造带和南部斜坡带 8 个次级构造单元[14]（图 1a）。克拉苏构造带位于北部单斜带和拜城凹陷之间，是目前库车坳陷油气最富集的构造带之一。研究区博孜段位于克拉苏构造带西部，在阿瓦特段与大北段之间，整体上呈 NEE 向展布（图 1b），由于受到新近纪喜马拉雅晚期南天山强烈冲断推覆，博孜地区自北向南发育 3 条北倾的一级逆冲断裂，即：博孜−克拉断裂、克深断裂和拜城断裂；3 条一级断裂控制形成了 3 排断裂构造带，自北向南依次为博孜−克拉断裂构造带、克深断裂构造带及拜城断裂构造带，在一级断裂内部发育克深 1 号、克深 4 号等二级断裂，同时发育典型的逆冲叠瓦构造，局部夹持反冲构造[5, 15]。

研究区下白垩统巴什基奇克组储层厚度在 0 ~ 214 m 之间，埋深为 4 500 ~ 8 200 m，与下伏巴西改组整合接触，与上覆古近系呈角度不整合接触（图 2），主要为辫状河与扇三角洲前缘沉积，具有南天山和温宿古隆起双物源输入特征[7]。库姆格列木群为一套以膏盐岩为主的地层，厚度在 0 ~ 2 381 m 之间，是研究区分布稳定的一套区域性盖层（图 2）。

2　致密砂岩储层基本特征

2.1　岩石学特征

岩心观察及铸体薄片鉴定表明，博孜北部、中部和南部（克深断裂以北的地区为北部，克深断裂与克深 4 号断裂之间为中部，克深 4 号断裂与拜城断裂之间为南部）下白垩统巴什基奇克组岩性基本相同，都以岩屑长石砂岩和长石岩屑砂岩为主（图 3），岩屑以变质岩和岩浆岩岩屑为主，含少量沉积岩岩屑，粒间主要被碳酸盐胶结物与泥质杂基所充填，碳酸盐胶结物含量平面上存在着较大的差异性（图 4）。其中，博孜北部储层碳酸盐胶结物体积分数整体较高，为 2.0% ~ 42.6%，平均值为 12.69%；博孜中部储层碳酸盐胶结物体积分数中等，为 0.5% ~ 39%，平均值

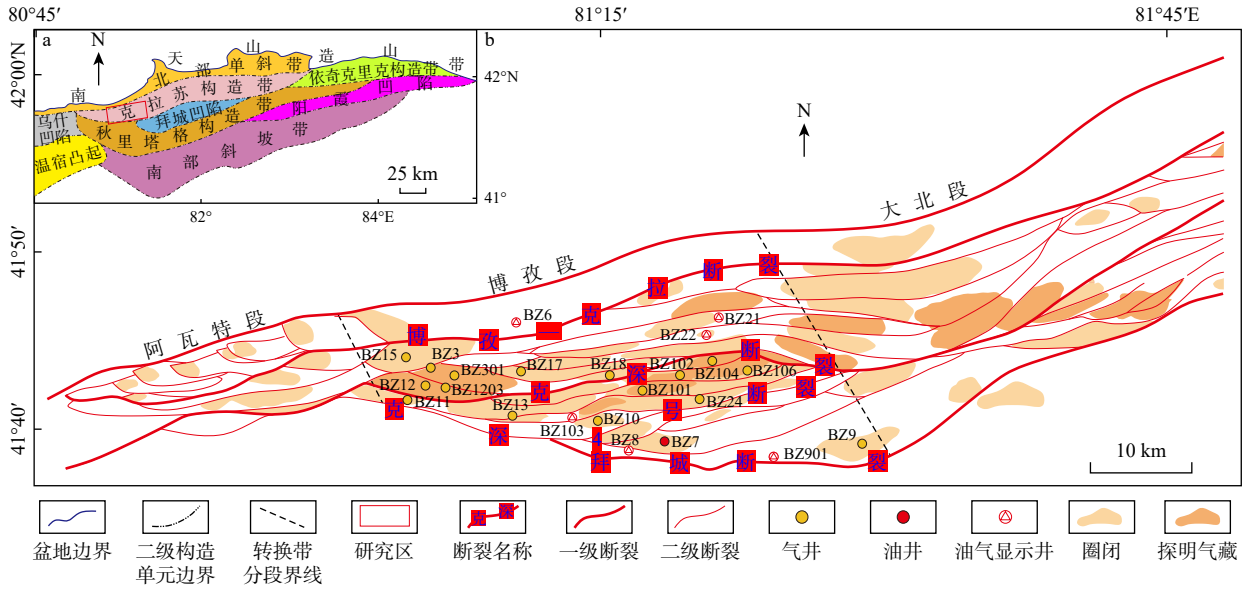


图 1　库车坳陷博孜地区构造位置与圈闭特征

Fig. 1　Structural location and trap characteristics in the Bozi area of the Kuqa Depression

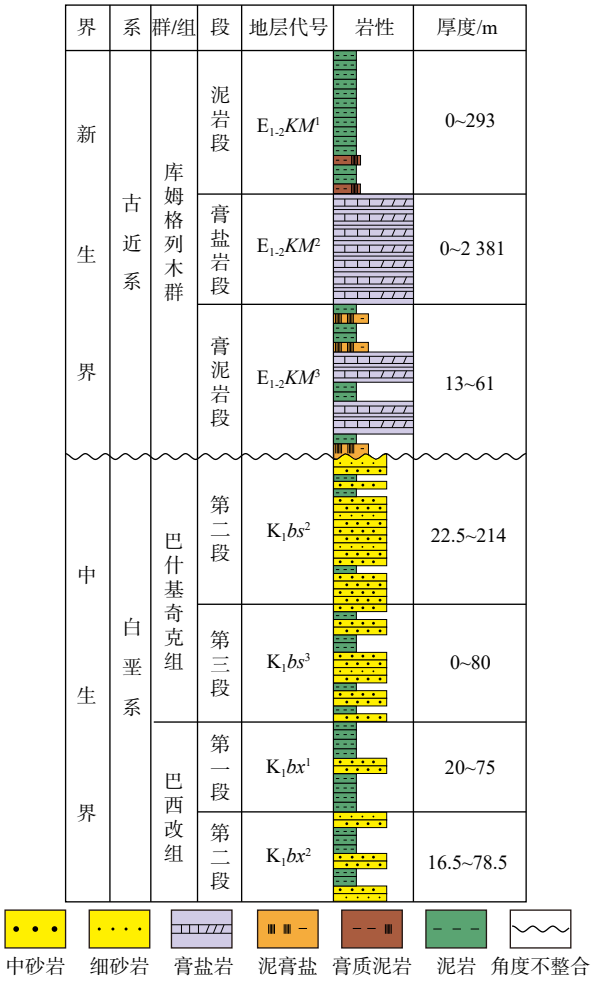
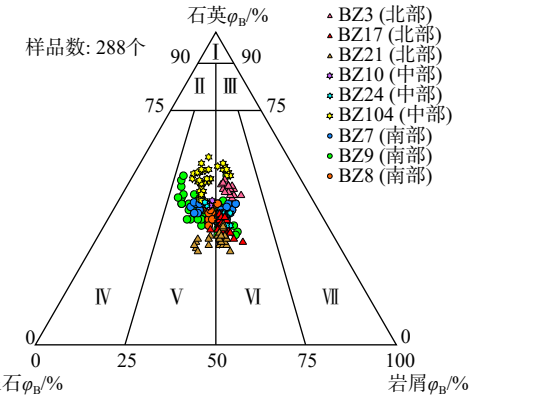


图 2　库车坳陷博孜地区地层综合柱状图

Fig. 2　Comprehensive strata in the Bozi area of the Kuqa Depression

为 10.83%; 而博孜南部储层碳酸盐胶结物体积分数最低, 介于 0.5% ~ 29.3%, 平均值为 6.07%(表 1)。博孜地区岩矿组成成分总体差异不大, 碎屑颗粒以



Ⅰ. 石英砂岩; Ⅱ. 长石石英砂岩; Ⅲ. 岩屑石英砂岩; Ⅳ. 长石砂岩; Ⅴ. 岩屑长石砂岩; Ⅵ. 长石岩屑砂岩; Ⅶ. 岩屑砂岩

图 3　库车坳陷博孜地区巴什基奇克组储层岩矿成分

Fig. 3　Rock composition of the Bashijiqike Formation in the Bozi area of the Kuqa Depression

中–细粒为主, 分选中等, 磨圆度次棱–次圆, 总体上呈现出成分成熟度低, 结构成熟度中等的特征。

2.2　储层物性特征

对博孜地区 22 口井岩心氦孔隙度和渗透率测试结果统计表明, 博孜北部地区白垩系巴什基奇克组储层氦孔隙度为 0.07% ~ 10.0%, 平均值为 4.9%, 集中分布小于 6%, 渗透率为 0.006×10^{-3} ~ 99.9×10^{-3} μm^2, 平均值为 0.62×10^{-3} μm^2, 集中分布在 0.01×10^{-3} ~ 1×10^{-3} μm^2; 博孜中部地区砂岩储层氦孔隙度为 0.9% ~ 12.8%, 平均值为 6.53%, 集中分布于 4% ~ 10%, 渗透率为 0.01×10^{-3} ~ 40×10^{-3} μm^2, 平均值为 0.65×10^{-3} μm^2, 集中分布低于 1×10^{-3} μm^2; 而博孜南部地区砂岩储层氦孔隙度为 1.3% ~ 13.8%, 平均值为 8.6%, 集中分布大于 6%, 渗透率为 0.03×10^{-3} ~ 62.2×10^{-3} μm^2, 平均值为 3.4×10^{-3} μm^2, 集中分布在 0.1×10^{-3} ~ 10×10^{-3} μm^2,

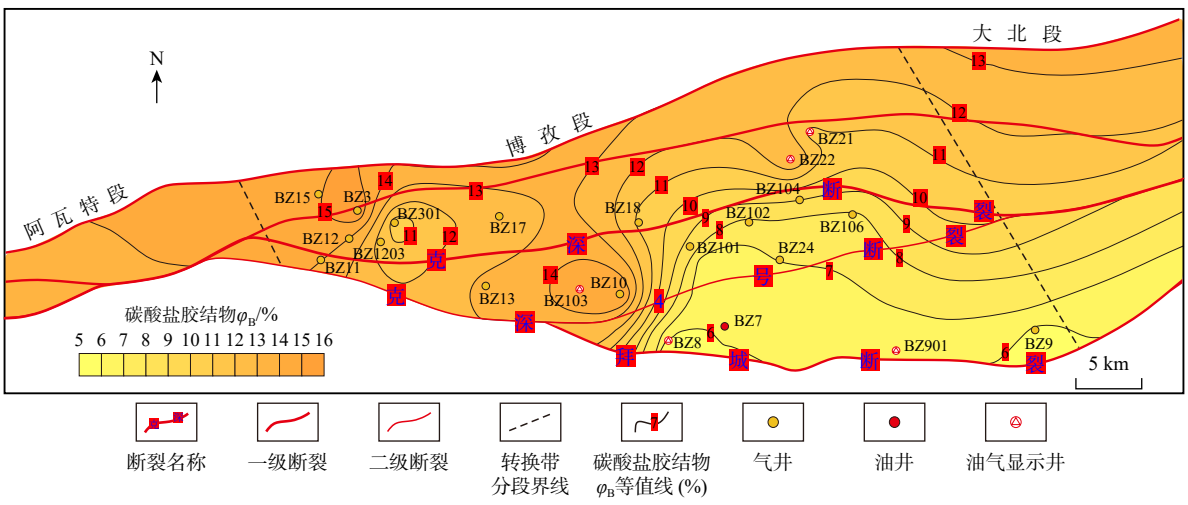


图 4　库车坳陷博孜地区巴什基奇克组储层碳酸盐胶结物含量等值线图

Fig. 4　Contour map of the carbonate cement content of the Bashijiqike Formation in the Bozi area of the Kuqa Depression

表 1　库车坳陷博孜地区碳酸盐胶结物含量

Table 1　Contents of carbonate cement in the Bozi area of the Kuqa Depression

地区	井位	深度/m	样品数/个	碳酸盐胶结物 φ_B /%		
				最小值	最大值	平均值
博孜北部	BZ3	5971.15 ~ 5981.43	5	11.6	22.1	15.92
	BZ301	5835.58 ~ 5856.31	40	2.0	30.5	10.23
	BZ6	4481.98 ~ 4489.81	9	7.7	22.0	15.44
	BZ15	4650.55 ~ 4659.27	9	3.9	33.2	14.86
	BZ17	6056.20 ~ 6063.92	9	3.9	17.5	11.81
	BZ18	6816.58 ~ 6820.27	4	7.2	14.8	10.63
	BZ21	6245.76 ~ 6257.14	20	2.1	18.6	10.66
	BZ22	6276.66 ~ 6327.06	10	4.9	32.1	13.27
	BZ1203	6561.55 ~ 6570.57	18	2.5	42.6	11.43
博孜中部	BZ101	6916.26 ~ 6918.62	4	1.57	15.58	8.59
	BZ102	6757.57 ~ 6865.19	34	0.86	15.95	7.68
	BZ103	7216.16 ~ 7311.20	20	0.6	39.0	14.70
	BZ104	6795.27 ~ 6846.26	13	3.6	13.0	8.69
	BZ106	6792.75 ~ 6798.13	15	2.5	14.7	7.78
	BZ24	7217.97 ~ 7230.36	42	0.5	18.6	7.13
	BZ10	7318.75 ~ 7319.40	9	10.0	19.0	15.33
	BZ11	7309.01 ~ 7464.21	5	0.5	30.0	14.20
	BZ13	7117.46 ~ 7119.54	24	1.0	35.0	13.38
博孜南部	BZ7	7549.25 ~ 7745.57	13	0.5	15.5	6.38
	BZ8	8077.05 ~ 8085.49	15	0.5	8.2	5.46
	BZ9	7675.70 ~ 7798.11	67	1.0	29.3	5.79
	BZ901	7812.47 ~ 7907.00	18	1.0	12.7	6.63

少量高于 10×10^{-3} μm^2(图 5)。博孜地区 97.1% 样品分布在氦孔隙度小于 10%、渗透率小于 1×10^{-3} μm^2 的区域内，总体属致密砂岩储层[16]。但博孜地区砂岩储层物性平面上具有明显的差异性，氦孔隙度大于 6% 的样品集中分布于南部，少量分布于中部，北部储层氦孔隙度集中分布小于 6%，整体来看南部储层的物性好于北部和中部(图 6)。

2.3　储集空间类型

铸体薄片是观察储层储集空间的有效手段[17-18]。通过观察 22 口井 583 块铸体薄片，发现博孜南部地区巴什基奇克组储层储集空间整体以原生粒间孔为主，少量粒间溶孔，偶见粒内溶孔、微孔隙和微裂缝(图 7a ~ c)；博孜中部地区巴什基奇克组储层储集空间以残余粒间孔与溶蚀孔隙为主(图 7d, e)；博孜北部地区巴什基奇克组储层同样也以残余粒间孔和溶蚀孔隙为主(图 7f ~ h)，发育微裂缝，其中微裂缝主要为构造缝(图 7i)。从图 8 可以看出碳酸盐胶结物含量越高，储层孔隙度越低，碳酸盐胶结导致了储层孔隙度的差异。由此可知，博孜南部碳酸盐胶结物含量低，因此其原生粒间孔保存良好，博孜北部和中部储层孔隙由于被碳酸盐胶结物充填，残余粒间孔较为发育，其面孔率明显低于南部。

2.4　孔喉特征

研究区 186 块样品高压压汞测试结果表明：博孜北部巴什基奇克组储层排驱压力为 0.22 ~ 19.60 MPa，平均值为 2.73 MPa，基质最大孔喉半径为 0.04 ~ 3.39 μm，平均值为 0.68 μm，平均孔喉半径一般为 0.01 ~ 0.71 μm，平均值为 0.11 μm；中部储层排驱压力为 0.31 ~ 18.44 MPa，平均值为 5.04 MPa，基质最大孔喉半径为 0.04 ~ 2.36 μm，平均值为 0.85 μm，平均孔喉半径一般为 0.01 ~ 0.45 μm，平均值为 0.20 μm；而南部储层排驱压力为 0.09 ~ 2.60 MPa，平均值为 0.65 MPa，基质最大孔喉半径为 0.29 ~ 8.79 μm，平均值为 1.65 μm，平均孔喉半径一般为 0.07 ~ 1.74 μm，平均值为 0.33 μm(表 2)。博孜地区总体表现为中细孔细微喉型，但与北部、中部储层相比，南部储层排驱压力更低，基质最大孔喉半径和平均孔喉半径更大，储层孔喉结构更好(图 9)。

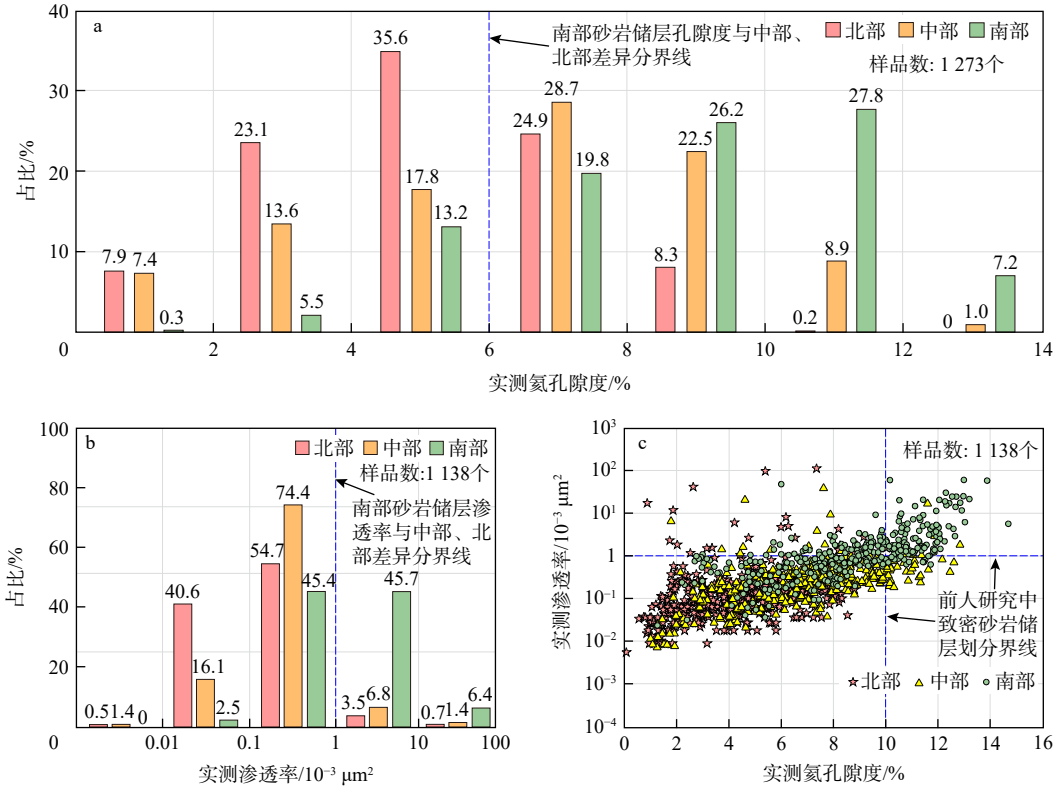


图 5　库车坳陷博孜地区巴什基奇克组岩心实测储层物性特征

Fig. 5　Reservoir physical properties by core testing of the Bashijiqike Formation in the Bozi area of the Kuqa Depression

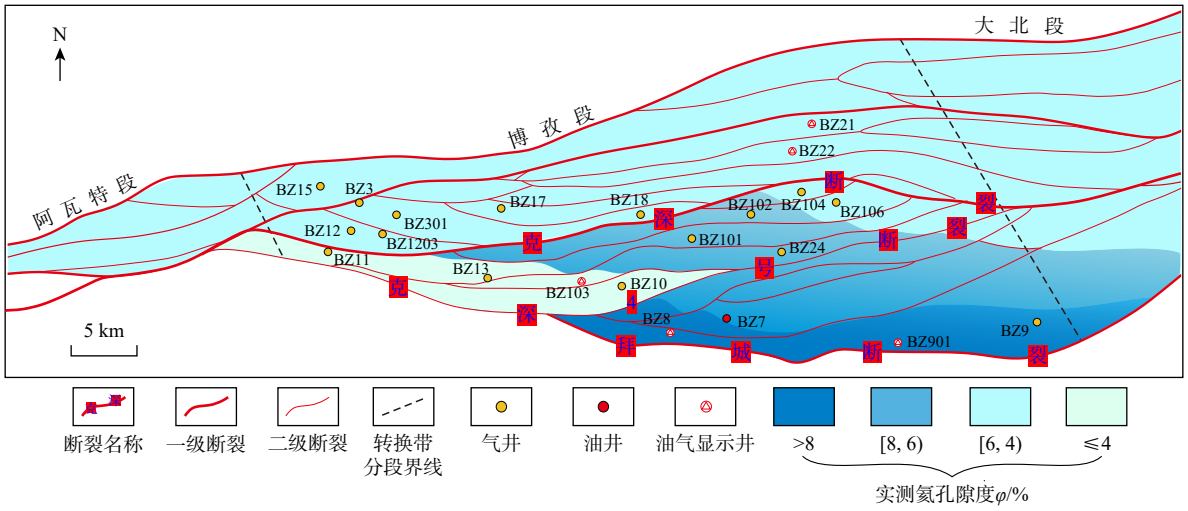


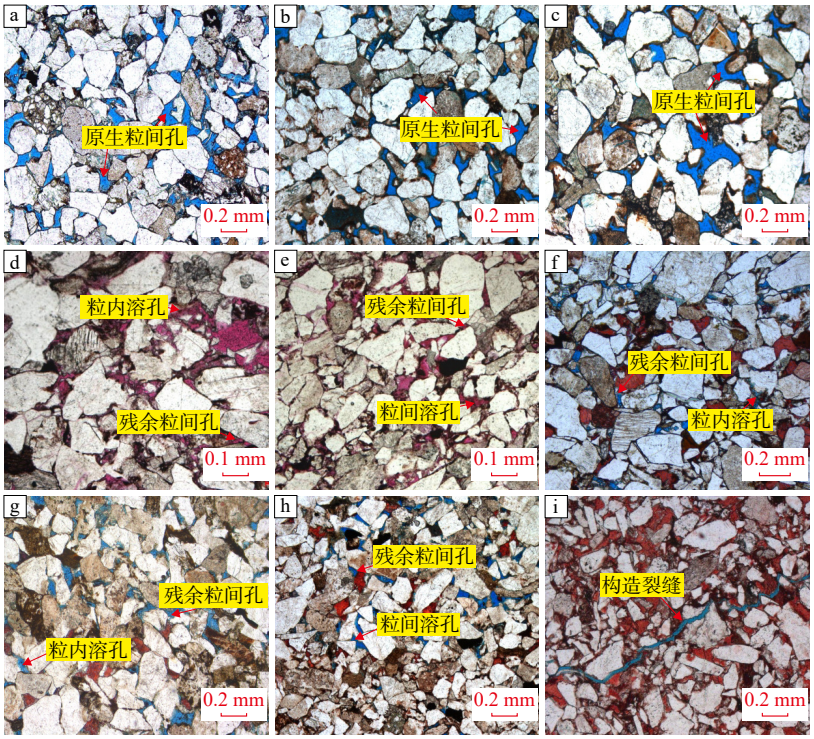
图 6　库车坳陷博孜地区巴什基奇克组储层实测氦孔隙度平面分布图

Fig. 6　Measured helium porosity plane distribution of the Bashijiqike Formation in Bozi area of the Kuqa Depression

3　致密砂岩储层物性差异成因

3.1　沉积作用及压实作用对储层物性的影响

沉积作用对储层物性起先天控制作用，是形成储层的物质基础[19]。博孜地区巴什基奇克组储层以辫状河(扇)三角洲沉积体系为主，具有南天山和温宿古隆起双物源输入特征，发育不同沉积微相，包括水下分流河道、分流间湾、河口坝等，其中水下分流河道砂体物性最好[20-22]。不同粒级砂岩物性存在着差异，在同一断裂构造带中，中砂岩物性最好，其次为细砂岩和粗砂岩，含泥砾中砂岩物性最差；而在不同断裂构造带，博孜南部储层中、细砂岩的储层物性最好，北部与中部储层物性明显比南部差(图 10)。据砂岩原始孔隙度恢复经验公式[23](式(1))，计算得出博孜北部巴什基奇克组中–细砂岩的原始孔隙度为 33.6% ~ 37.7%，平均值为 36.1%；博孜中部巴什基



a. BZ8 井, 8 079.75 m, 蓝色铸体(单偏光), 原生粒间孔较发育; b. BZ9 井, 7 689.91 m, 蓝色铸体(单偏光), 原生粒间孔较发育; c. BZ901 井, 7 817.28 m, 蓝色铸体(单偏光), 原生粒间孔较发育; d. BZ102 井, 6 757.57 m, 红色铸体(单偏光), 残余粒间孔和粒间溶孔较为发育, 可见白云石胶结物充填于孔隙; e. BZ101 井, 6 918.18 m, 红色铸体(单偏光), 残余粒间孔和粒间溶孔较为发育, 可见白云石胶结物呈晶粒状均匀分布于填隙中; f. BZ21 井, 6 256.9 m, 蓝色铸体(单偏光), 残余粒间孔和粒内溶孔发育; g. BZ1203 井, 6 566.56 m, 蓝色铸体(单偏光), 残余粒间孔发育, 少量粒间溶孔, 方解石胶结物被染成红色; h. BZ301 井, 5 835.58 m, 蓝色铸体(单偏光), 可见少量残余粒间孔, 方解石胶结物被染成红色; i. BZ22 井, 6 276.85 m, 可见数条有效构造裂缝呈断续状延伸较远, 宽 0.01 ~ 0.03 mm, 孔隙被方解石胶结物全充填(红染)

图 7　库车坳陷博孜地区巴什基奇克组储集空间

Fig. 7　Reservoir spaces of the Bashijiqike Formation in the Bozi area of the Kuqa Depression

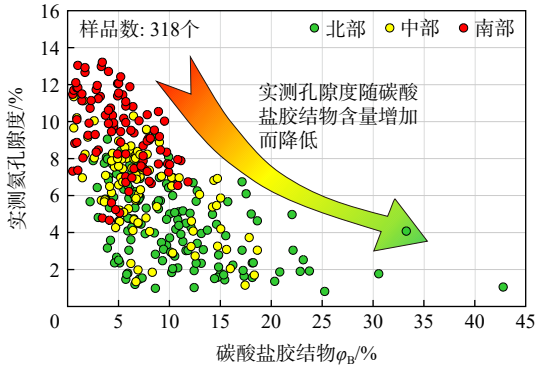


图 8　库车坳陷博孜地区巴什基奇克组实测氦孔隙度与碳酸盐胶结物含量的关系

Fig. 8　Relationship between measured helium porosity and carbonate cement content of the Bashijiqike Formation in the Bozi area of the Kuqa Depression

奇克组中—细砂岩的原始孔隙度为 34.5% ~ 38.1%, 平均值为 35.6%; 博孜南部巴什基奇克组中–细砂岩的原始孔隙度为 32.4% ~ 37.1%, 平均值为 35.4%。由此可知, 沉积作用是博孜地区砂岩储层物性差异的先天控制因素。

$$\varphi_{原始}=20.91+22.90/S_O, \quad (1)$$

式中: $\varphi_{原始}$为砂岩原始孔隙度, %; S_O 为岩石 Trask 分选系数, 无量纲。

压实作用伴随储层整个埋藏演化过程, 是影响储层物性的重要成岩作用之一。博孜地区处于前陆冲断带, 整体属于强构造挤压区[24]。因此巴什基奇克组储层所受到的压实既包括上覆岩层重力引起的垂向压实, 又包括水平构造挤压引起的侧向压实, 这 2 种压实都可导致储层孔隙度的降低。矿物颗粒的接触类型是判断压实强度的重要手段, 从点接触到线接触, 反映砂岩所受压实作用不断增强。据颗粒接触关系统计表明, 博孜地区颗粒间主要存在点接触、点–线接触及线接触 3 种方式, 博孜北部储层颗粒间点接触、点–线接触及线接触分别占总样品数的 17.4%, 81.3% 和 1.3%(图 11a); 博孜中部储层颗粒间点接触、点–线接触及线接触分别占总样品数的 12.3%, 86.5% 和 1.2%(图 11b); 博孜南部储层颗粒间点接触、点–线接触及线接触分别占总样品数的 9.0%, 89.1% 和 1.9%(图 11c)。由此可知, 博孜地

表 2　库车坳陷博孜地区巴什基奇克组高压压汞相关参数

Table 2　Related parameters of high-pressure mercury of the Bashijiqike Formation in the Bozi area of the Kuqa Depression

地区	井位	深度/m	样品数/个	排驱压力/MPa			最大孔喉半径/μm			平均孔喉半径/μm		
				最小值	最大值	平均值	最小值	最大值	平均值	最小值	最大值	平均值
博孜北部	BZ3	5971.15 ~ 5981.43	5	1.76	4.64	2.86	0.16	0.43	0.30	0.03	0.07	0.05
	BZ6	4481.98 ~ 4489.81	7	0.22	0.77	0.48	0.97	3.39	1.91	0.09	0.71	0.27
	BZ12	6906.78 ~ 7000.83	3	6.87	11.64	9.02	0.06	0.11	0.09	0.01	0.03	0.02
	BZ15	4650.55 ~ 4659.27	20	0.62	7.60	2.80	0.10	1.22	0.49	0.02	0.20	0.09
	BZ17	6056.20 ~ 6063.92	9	0.34	3.53	1.55	0.21	2.19	0.86	0.04	0.42	0.14
	BZ18	6816.58 ~ 6820.27	7	0.57	2.67	1.23	0.28	1.31	0.76	0.07	0.29	0.15
	BZ21	6245.76 ~ 6257.14	20	0.56	3.56	1.25	0.21	1.34	0.71	0.06	0.18	0.12
	BZ22	6276.66 ~ 6327.06	18	0.64	1.12	0.90	0.67	1.17	0.86	0.10	0.18	0.13
	BZ301	5835.58 ~ 5856.31	26	0.23	19.60	3.43	0.04	3.30	0.53	0.01	0.68	0.10
	BZ1203	6561.55 ~ 6570.57	15	0.96	14.82	3.75	0.05	0.78	0.29	0.01	0.10	0.05
博孜中部	BZ13	7118.62 ~ 7119.54	3	9.45	18.44	13.52	0.04	0.08	0.06	0.01	0.02	0.02
	BZ101	6917.46 ~ 6924.20	3	0.31	1.00	0.61	0.74	2.36	1.51	0.16	0.45	0.31
	BZ102	6773.00 ~ 6885.00	2	0.50	1.50	1.00	0.49	1.47	0.98	0.14	0.43	0.28
博孜南部	BZ7	7549.25 ~ 7745.88	13	0.44	1.19	0.75	0.63	1.71	1.12	0.12	0.39	0.23
	BZ9	7675.70 ~ 7798.11	35	0.09	2.60	0.55	0.29	8.79	2.17	0.07	1.74	0.42

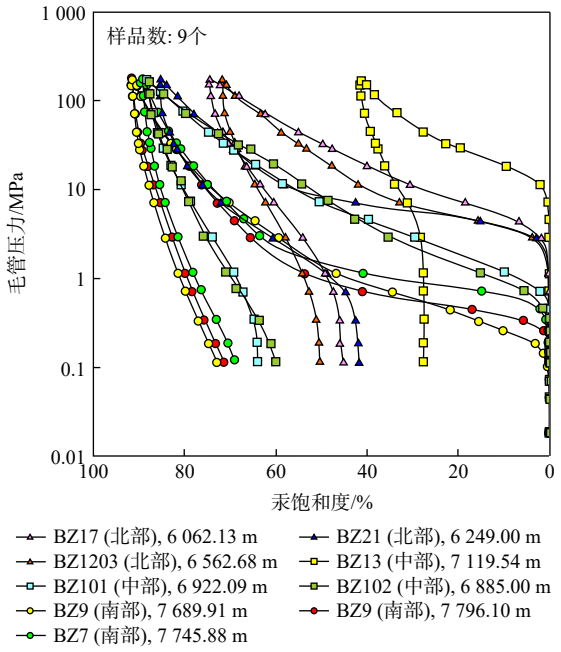


图 9　库车坳陷博孜地区巴什基奇克组典型高压压汞曲线

Fig. 9　Typical high-pressure mercury curves of the Bashijiqike Formation in the Bozi area of the Kuqa Depression

区储层压实强度相似，均以点–线接触为主，是研究区储层致密化主要成岩作用之一。

3.2　碳酸盐胶结作用对储层物性的影响

博孜地区巴什基奇克组储层以碳酸盐胶结作用为主，在大量铸体薄片中均可见碳酸盐胶结物（方解石、白云石）的存在，是后期导致储层物性差异的主要因素。碳酸盐胶结可使储层孔隙空间减小，渗透

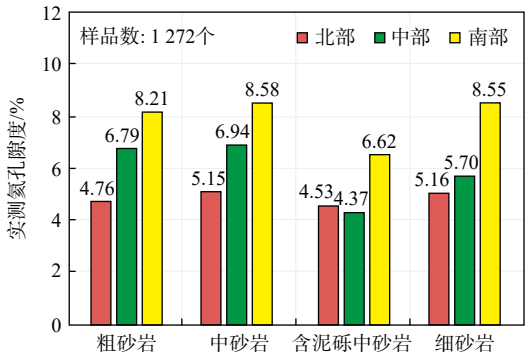


图 10　库车坳陷博孜地区巴什基奇克储层物性与岩性之间的关系

Fig. 10　Relationships between the reservoir physical properties and lithology of the Bashijiqike Formation in the Bozi area of the Kuqa Depression

率急剧下降[25-26]，但其受超压及烃类流体充注等多种因素的影响[27-29]。

3.2.1　超压阻碍了碳酸盐胶结作用

超压可以阻碍储层孔隙空间内外流体离子间的交换，导致碳酸盐胶结物更难沉淀，进而保护储层物性[30-31]。库车坳陷属于早期长时间浅埋、晚期快速深埋、构造挤压型超压占主导的前陆盆地[2, 32]。构造挤压增加了地层压实与排水不平衡的程度，从而产生更高的孔隙流体超压。博孜北部巴什基奇克组储层实测压力系数为 1.45 ~ 1.83，地层孔隙压力范围为 89.83 ~ 125.01 MPa；中部砂岩储层压力系数为 1.71 ~ 1.77，地层孔隙压力范围为 115.93 ~ 121.14 MPa；南

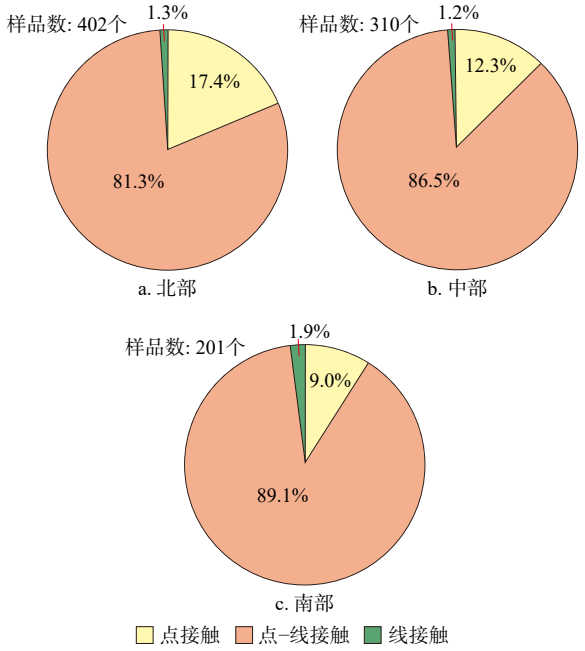


图 11　库车坳陷博孜地区巴什基奇克组矿物颗粒接触关系对比统计

Fig. 11　Comparative statistics of the contact relationships of mineral particles of the Bashijiqike Formation in the Bozi area of the Kuqa Depression

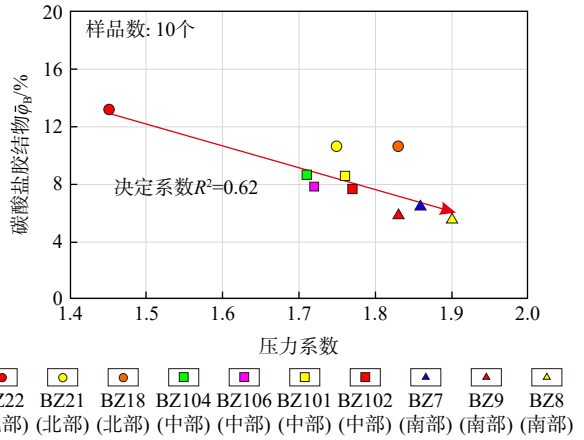


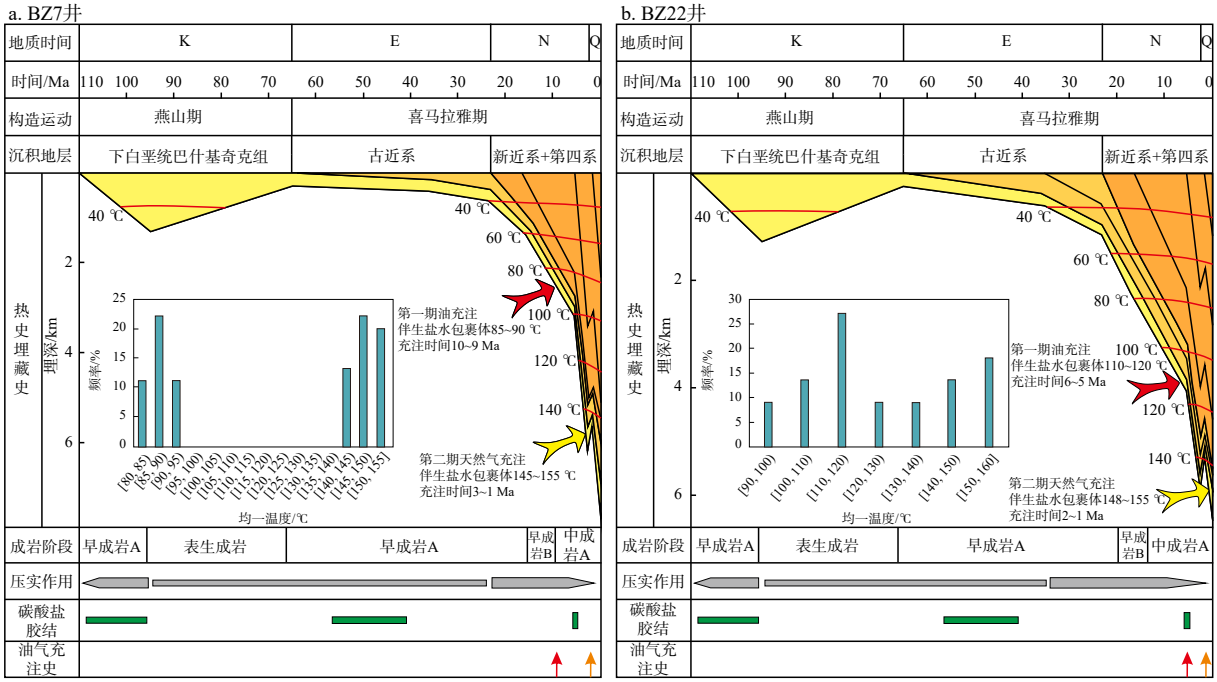
图 12　库车坳陷博孜地区巴什基奇克组储层碳酸盐胶结物与压力系数的关系

Fig. 12　Relationship between the carbonate cement and reservoir pressure coefficient content of the Bashijiqike Formation in the Bozi area of the Kuqa Depressionin

部储层实测压力系数为 1.83 ~ 1.90, 地层孔隙压力范围为 143.70 ~ 150.35 MPa, 博孜北部和中部砂岩储层超压明显低于博孜南部。从图 12 可以看出, 压力系数越高, 储层中碳酸盐胶结物含量越低。博孜南部超压较强, 外部富矿物质流体更难进入储层孔隙空间沉淀下来, 因此储层胶结作用弱, 碳酸盐胶结物含量低, 原生孔隙保存好; 北部与中部储层超压整体相对较弱, 更难阻止富矿热流体进入储层孔隙空间, 这导致原生孔隙被碳酸盐胶结物填充形成残余粒间孔, 并产生少量的溶蚀孔隙。

3.2.2　烃类流体抑制了晚期碳酸盐胶结作用

烃类是沉积盆地中一种特殊的有机地质流体, 通常与地层水不相溶。早期充注含油饱和度较高的烃类流体会占据大量孔喉空间, 使砂岩粒间孔隙的含水饱和度降低, 减弱水-岩反应化学成岩作用速率, 阻碍孔隙水的流通和交换, 从而抑制晚期碳酸盐胶结、保护原生孔隙[33-34]。研究区原油来源于中侏罗统恰克马克组烃源岩, 在康村早中期(距今 26 ~ 10 Ma)成藏, 与库车晚期-西域期(距今 5 Ma 以后)烃源岩生成的天然气混合形成凝析气藏, 整体受古隆起控制, 具有“早期聚油、晚期聚气”的特征[5]。将与烃类包裹体伴生的盐水包裹体均一温度“投影”到埋藏史-热史图中, 可以确定油气成藏时期[35-37]。对博孜地区典型井(BZ7 井和 BZ22 井)展开油气充注及成岩演化史研究(图 13), 发现 BZ7 井存在 2 期油气充注, 第一期包裹体均一温度介于 85 ~ 90℃ 之间, 对应充注期为 10 ~ 9 Ma, 以原油充注为主; 第二期包裹体均一温度介于 145 ~ 155℃ 之间, 对应充注期为 3 ~ 1 Ma, 以天然气充注为主。BZ22 井 2 期油气充注时间分别为 6 ~ 5, 2 ~ 1 Ma。BZ7 井第一期油充注时间明显早于 BZ22 井, 且早于晚期大规模碳酸盐胶结(6 ~ 5 Ma)[38] 强烈改造储层的时间, 因此对晚期碳酸盐胶结抑制强, 储层碳酸盐胶结物体积分数低(6.89%)。通过油气相态也可判断油气充注时间相对早晚[39]。*PVT* 相图及气油比是判别油气相态的有利手段[40]。BZ7 井临界压力为 19.56 MPa, 临界温度为 313.1℃; 临界凝析压力为 30.96 MPa, 临界凝析温度为 353.1℃; 井流物 C_1+N_2 的摩尔分数 x_B 为 55.38%, C_2 ~ C_6+CO_2 的摩尔分数 x_B 为 21.96%, C_{7+}的摩尔分数 x_B 为 22.66%, 气油比为 397.2 m^3/m^3, 高于正常油藏, 油轻气重, 中间组分含量较高, 地饱压差大, 弹性能量足, 为易挥发性油藏; BZ104 井临界压力和温度分别为 26.98 MPa、−86.1℃; 临界凝析压力和温度分别为 47.80 MPa、282.6℃; 井流物 C_1+N_2 为 91.93%, C_2 ~ C_6+CO_2 为 7.58%, C_{7+}为 0.49%, 气油比为 12 549 m^3/m^3, 气藏液烃密度小, 地露压差 72.21 MPa, 最大反凝析液量 0.81%, 凝析油含量为 59.548 g/m^3, 为低液烃含量的凝析气藏(图 14a)。博孜地区自西南向东北气油比整体呈现逐渐增高的趋势, 相态发生规律性的变化, 逐渐从挥发油藏过渡为凝析气藏, 再过渡到相邻大北地区的湿气藏(图 14b)。博孜南部储层捕获



K. 白垩纪　E. 古近纪　N. 新近纪　Q. 第四纪　40 ℃ 地层等温线　地层分界线

图 13　库车坳陷博孜地区 BZ7 井 (a) 和 BZ22 井 (b) 油气充注史及成岩演化序列

Fig. 13　Hydrocarbon charging history and diagenetic evolution sequence of the Well BZ7 (a) and Well BZ22 (b) in the Bozi area of the Kuqa Depression

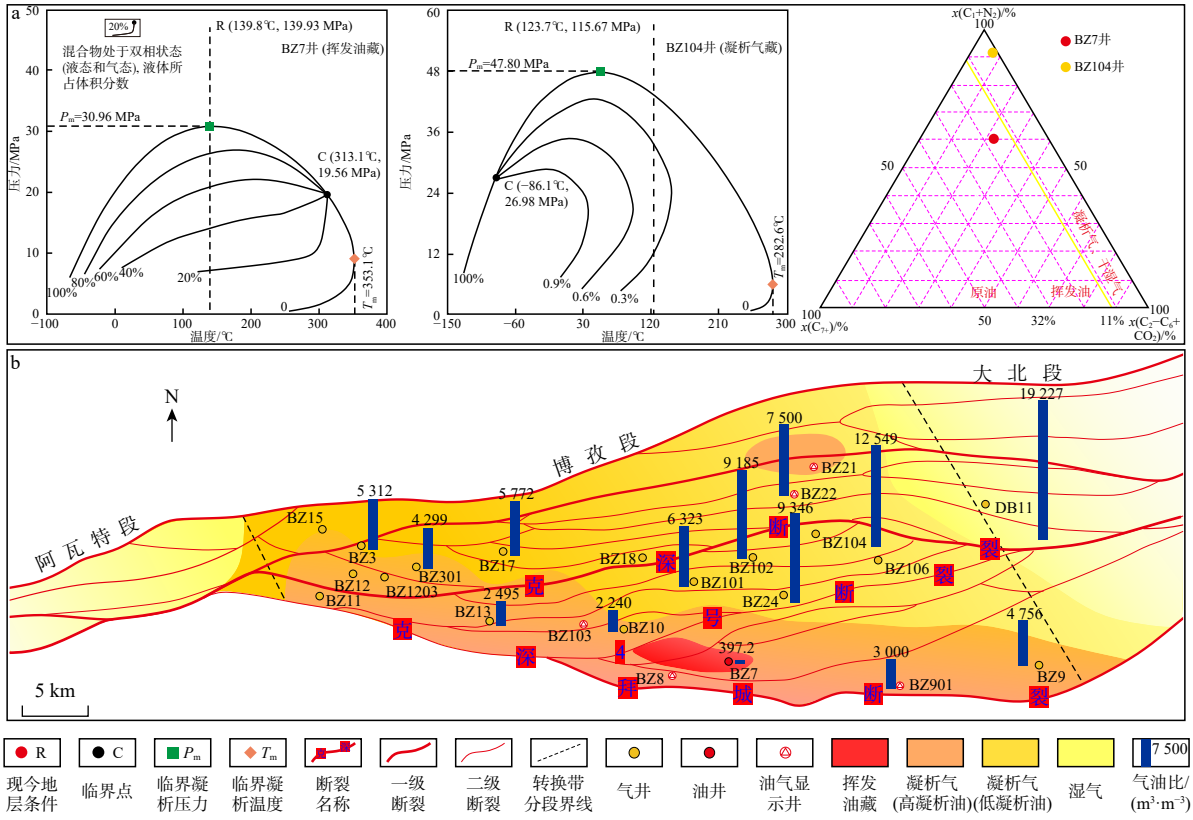


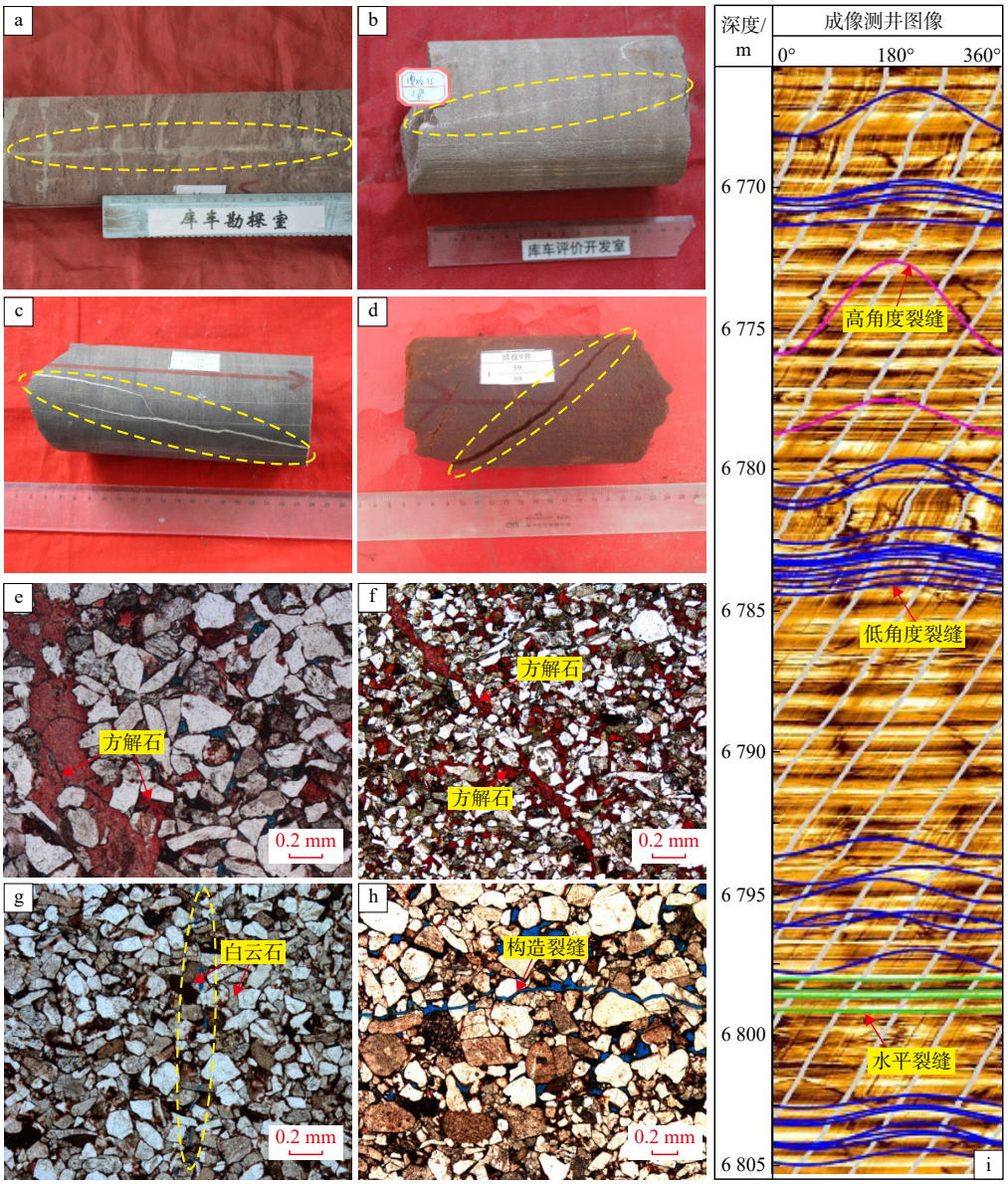
图 14　库车坳陷博孜地区巴什基奇克组流体 *PVT* 相图（a）、油气相态与气油比叠合平面分布图（b）

Fig. 14　Fluid *PVT* phase diagram (a), superimposed plane distributions of the oil and gas phases and the crude gas-oil ratio (b) of the Bashijiqike Formation in the Bozi area of the Kuqa Depression

油气时间较早，以挥发油藏和高凝析油含量的凝析气藏为主，油气充注抑制了晚期碳酸盐胶结，进而保存了原生孔隙，因此南部储层孔隙度较高，集中大于6%；博孜中部、北部主要为低凝析油含量的凝析气藏，气油比分布在 2 495 ~ 12 549 m^3/m^3，储层捕获油气时间相对较晚，对晚期碳酸盐胶结抑制弱，因此对储层孔隙保护有限，孔隙度整体低于 6%，部分储层因捕获油气时已经致密化，烃类流体并未对储层孔隙起到保护作用，因此孔隙度偏低，低于 4%，如 BZ13，BZ103 和 BZ10 等井(图 6)。

3.3　构造裂缝的发育对储层物性的影响

受不同时期构造挤压，博孜地区巴什基奇克组储层产生了多期次构造裂缝，构造裂缝的发育是影响储层物性的重要因素[41]。通过成像测井、岩心及铸体薄片等资料对区内 22 口井的裂缝参数分析统计(图 15)表明：博孜北部构造缝密度为 0.65 ~ 1.95 条/m，平均值为 1.28 条/m；博孜中部构造缝密度为 0.38 ~ 1.54 条/m，平均值为 0.87 条/m；博孜南部



a. BZ301 井，5 881.39 m，可见垂直半充填剪切缝；b. BZ15 井，4 653.45 m，可见斜交剪切缝，全充填方解石；c. BZ13 井，7 119.85 m，可见由方解石全充填的斜交剪切缝；d. BZ9 井，7 684.10 m，可见高角度未充填斜交缝；e. BZ22 井，6 328.92 m，蓝色铸体(单偏光)，可见粗大构造溶蚀缝一条，宽 0.1 ~ 0.4 mm，全充填方解石，延伸较远，颗粒间主要填隙碳酸盐胶结物(红染)；f. BZ13 井，7 005.57 m，蓝色铸体(单偏光)，粒间方解石胶结致密，岩石孔隙不发育，断续分布的微裂缝被方解石胶结物全充填(红染)；g. BZ301 井，5 851.98 m，蓝色铸体(单偏光)，垂直纹层分布一条白云石半充填的构造裂缝；h. BZ9 井，7 675.95 m，蓝色铸体(单偏光)，可见未充填构造裂缝，缝宽 0.01 ~ 0.02 mm；i. BZ104 井，FMI 成像测井，6 767.50 ~ 6 805.00 m，可见一系列不同倾角裂缝

图 15　库车坳陷博孜地区巴什基奇克组储层裂缝特征

Fig. 15　Characteristics of reservoir fractures of the Bashijiqike Formation in the Bozi area of the Kuqa depression

构造缝密度为 0.25 ~ 0.59 条/m, 平均值为 0.43 条/m, 博孜北部和中部储层构造缝发育程度明显高于南部。但并不是所有裂缝对改善储层物性都做出了贡献, 早期形成的构造裂缝, 常被碳酸盐胶结物充填而成为有效性较差或无效裂缝(图 15a ~ c, e ~ g); 而晚期形成的构造裂缝张开度较小, 通常未被矿物充填, 有效性较好(图 15d, h); 全充填裂缝难以成为油气储集空间和运移通道, 而半充填、未充填裂缝在一定程度上可以改善储层物性。从图 16 可以看出碳酸盐胶结物含量与构造裂缝密度具有良好的正相关关系, 表明碳酸盐胶结物富集与构造裂缝发育有显著的联系, 这是因为构造裂缝常常是流体运移的优势通道, 可能会从深部带来丰富的矿物质溶液, 造成裂缝附近的成岩作用较为强烈, 从而促进胶结作用的发生[38]。开启度及充填性是影响裂缝有效性的重要因素, 当裂缝走向与现今水平最大主应力平行或小角度共轭相交时, 有利于其保持开启, 成为流体渗流的通道[20, 42]; 同时对研究区裂缝充填程度统计表明, 博孜南部构造裂缝有 86.15% 为未充填裂缝, 而北部和中部储层裂缝大多被碳酸盐胶结物半充填或全充填, 有效性远低于南部, 因此南部储层连通孔喉保存完整, 物性相对更好(图 17)。

4 结 论

(1)博孜地区巴什基奇克组储层以中–细粒岩屑长石砂岩和长石岩屑砂岩为主, 碳酸盐胶结物含

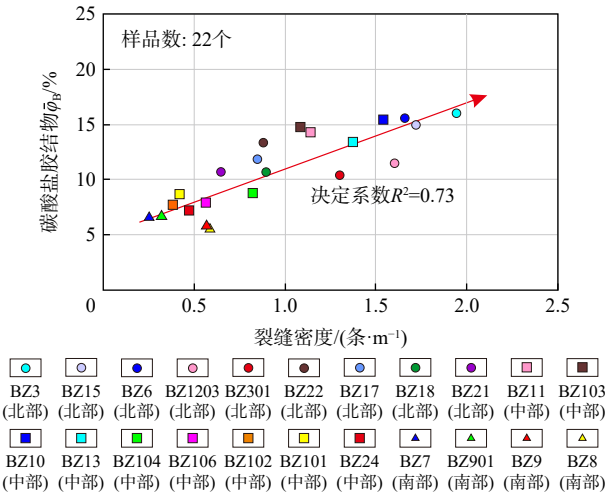


图 16 库车坳陷博孜地区巴什基奇克组储层碳酸盐胶结物含量与裂缝密度的关系

Fig. 16 Relationship between carbonate cement content and fracture density of the Bashijiqike Formation in the Bozi area of the Kuqa Depression

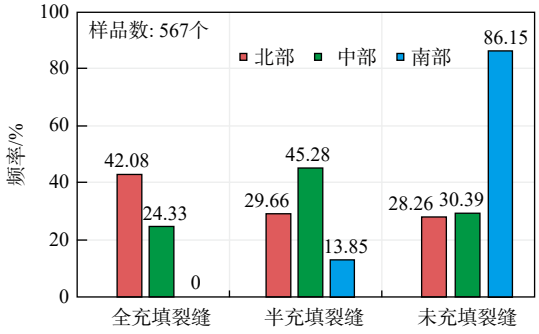


图 17 库车坳陷博孜地区巴什基奇克组储层裂缝充填性统计图

Fig. 17 Statistical map of reservoir fracture filling of the Bashijiqike Formation in the Bozi area of the Kuqa Depression

量平面上差异大; 砂岩储层物性平面上具有明显的差异性, 南部储层的物性明显好于中部和北部, 其中南部储层平均孔隙度为 8.6%, 平均渗透率为 3.4×10^{-3} μm^2; 中部储层平均孔隙度为 6.53%, 平均渗透率为 0.65×10^{-3} μm^2; 北部储层平均孔隙度为 4.9%, 平均渗透率 0.62×10^{-3} μm^2; 南部储层储集空间以原生粒间孔为主, 北部和中部储层以残余粒间孔和溶蚀孔隙为主; 南部储层孔喉结构较北部和中部更好。

(2)博孜地区砂岩储层物性受沉积、成岩和构造作用(裂缝)共同控制。沉积作用是砂岩储层物性差异的先天控制因素, 经验公式恢复的砂岩原始孔隙度介于 32.4% ~ 38.1%。压实作用是储层致密化的重要原因, 颗粒间压实强度相似, 以点–线接触为主。碳酸盐胶结是后期储层物性改造的主要因素, 超压、烃类流体充注及裂缝发育影响了碳酸盐胶结, 进而造成储层物性差异。超压较强、油气充注时间较早及裂缝充填较低导致博孜南部储层物性好于北部与中部。

所有作者声明不存在利益冲突。

The authors declare that no competing interests exist.

参考文献:

[1] PANG X Q, JIA C Z, ZHANG K, et al. The dead line for oil and gas and implication for fossil resource prediction[J]. Earth System Science Data, 2020, 12(1): 577-590.

[2] 操应长, 远光辉, 杨海军, 等. 含油气盆地深层–超深层碎屑岩油气勘探现状与优质储层成因研究进展 [J]. 石油学报, 2022, 43(1): 112-140.
CAO Y C, YUAN G H, YANG H J, et al. Current situation of oil and gas exploration and research progress of the origin of high-quality reservoirs in deep-ultra-deep clastic reservoirs of petroliferous basins[J]. Acta Petrolei Sinica, 2022, 43(1): 112-140. (in Chinese with English abstract)

[3] 刘宏坤, 艾勇, 王贵文, 等. 深层、超深层致密砂岩储层成岩相测井定量评价: 以库车坳陷博孜−大北地区为例 [J]. 地质科技通报, 2023, 42(1): 299-310.
LIU H K, AI Y, WANG G W, et al. Quantitative well logging evaluation of diagenetic facies of deep and ultra deep tight sandstone reservoirs: A case study of Bozi-Dabei area in Kuqa Depression[J]. Bulletin of Geological Science and Technology, 2023, 42(1): 299-310. (in Chinese with English abstract)

[4] 孙龙德, 邹才能, 朱如凯, 等. 中国深层油气形成、分布与潜力分析 [J]. 石油勘探与开发, 2013, 40(6): 641-649.
SUN L D, ZOU C N, ZHU R K, et al. Formation, distribution and potential of deep hydrocarbon resources in China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2013, 40(6): 641-649. (in Chinese with English abstract)

[5] 田军, 杨海军, 吴超, 等. 博孜 9 井的发现与塔里木盆地超深层天然气勘探潜力 [J]. 天然气工业, 2020, 40(1): 11-19.
TIAN J, YANG H J, WU C, et al. Discovery of Well Bozi 9 and ultra-deep natural gas exploration potential in the Kelasu tectonic zone of the Tarim Basin[J]. Natural Gas Industry, 2020, 40(1): 11-19. (in Chinese with English abstract)

[6] 杨学文, 王清华, 李勇, 等. 库车前陆冲断带博孜−大北万亿方大气区的形成机制 [J]. 地学前缘, 2022, 29(6): 175-187.
YANG X W, WANG Q H, LI Y, et al. Formation mechanism of the Bozi-Dabei trillion cubic natural gas field, Kuqa foreland thrust belt[J]. Earth Science Frontiers, 2022, 29(6): 175-187. (in Chinese with English abstract)

[7] 曾庆鲁, 莫涛, 赵继龙, 等. 7 000 m 以深优质砂岩储层的特征、成因机制及油气勘探意义: 以库车坳陷下白垩统巴什基奇克组为例 [J]. 天然气工业, 2020, 40(1): 38-47.
ZENG Q L, MO T, ZHAO J L, et al. Characteristics, genetic mechanism and oil & gas exploration significance of high-quality sandstone reservoirs deeper than 7 000 m: A case study of the Bashijiqike Formation of Lower Cretaceous in the Kuqa Depression[J]. Natural Gas Industry, 2020, 40(1): 38-47. (in Chinese with English abstract)

[8] 王珂, 张荣虎, 曾庆鲁, 等. 库车坳陷博孜−大北地区下白垩统深层−超深层储层特征及成因机制 [J]. 中国矿业大学学报, 2022, 51(2): 311-328.
WANG K, ZHANG R H, ZENG Q L, et al. Characteristics and formation mechanism of Lower Cretaceous deep and ultra-deep reservoir in Bozi-Dabei area, Kuqa Depression[J]. Journal of China University of Mining & Technology, 2022, 51(2): 311-328. (in Chinese with English abstract)

[9] LAI J, LI D, WANG G W, et al. Can carbonate cementation be inhibited in continental red bed sandstone?[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2019, 179: 1123-1135.

[10] WANG B, QIU N S, AMBERG S, et al. Modelling of pore pressure evolution in a compressional tectonic setting: The Kuqa Depression, Tarim Basin, northwestern China[J]. Marine and Petroleum Geology, 2022, 146: 105936.

[11] 徐珂, 张辉, 鞠玮, 等. 库车坳陷博孜 X 区块超深储层有效裂缝分布规律及对天然气产能的影响 [J]. 地球科学, 2023, 48(7): 2489-2505.
XU K, ZHANG H, JU W, et al. Effective fracture distribution and its influence on natural gas productivity of ultra-deep reservoir in Bozi-X Block of Kuqa Depression[J]. Earth Science, 2023, 48(7): 2489-2505. (in Chinese with English abstract)

[12] 张冠杰, 张滨鑫, 徐珂, 等. 塔里木盆地库车坳陷博孜区块超深层致密砂岩储层裂缝特征及其对油气产能的影响 [J]. 地质科技通报, 2024, 43(2): 75-86.
ZHANG G J, ZHANG B X, XU K, et al. Fracture characteristics of ultra-deep tight sandstone reservoirs in the Bozi Block, Kuqa Depression of Tarim Basin, and effects on oil-gas production[J]. Bulletin of Geological Science and Technology, 2024, 43(2): 75-86. (in Chinese with English abstract)

[13] 杨海军, 李勇, 唐雁刚, 等. 塔里木盆地克深气田成藏条件及勘探开发关键技术 [J]. 石油学报, 2021, 42(3): 399-414.
YANG H J, LI Y, TANG Y G, et al. Accumulation conditions, key exploration and development technologies for Keshen gas field in Tarim Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 2021, 42(3): 399-414. (in Chinese with English abstract)

[14] 王招明, 李勇, 谢会文, 等. 库车前陆盆地超深层大油气田形成的地质认识 [J]. 中国石油勘探, 2016, 21(1): 37-43.
WANG Z M, LI Y, XIE H W, et al. Geological understanding on the formation of large-scale ultra-deep oil-gas field in Kuqa Foreland Basin[J]. China Petroleum Exploration, 2016, 21(1): 37-43. (in Chinese with English abstract)

[15] YANG K J, XU L W, QI J F, et al. Structural deformation of the northern Monocline Belt in the Kuqa Depression and implications for the Cenozoic uplift history of the South Tianshan Mountains[J]. Tectonophysics, 2023, 857: 229840.

[16] 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 J X, NI Y Y, WU X Q. Tight gas in China and its significance in exploration and exploitation[J]. Petroleum Exploration and Development, 2012, 39(3): 257-264. (in Chinese with English abstract)

[17] LIU K, WANG R, SHI W Z, et al. Diagenetic controls on reservoir quality and heterogeneity of the Triassic Chang 8 tight sandstones in the Binchang area (Ordos Basin, China)[J]. Marine and Petroleum Geology, 2022, 146: 105974.

[18] 杨博伟, 石万忠, 张晓明, 等. 黔南地区下石炭统打屋坝组页岩气储层孔隙结构特征及含气性评价 [J]. 岩性油气藏, 2024, 36(1): 45-58.
YANG B W, SHI W Z, ZHANG X M, et al. Pore structure characteristics and gas-bearing properties of shale gas reservoirs of Lower Carboniferous Dawuba Formation in southern Guizhou[J]. Lithologic Reservoirs, 2024, 36(1): 45-58. (in Chinese with English abstract)

[19] 李松, 马立元, 王濡岳, 等. 鄂尔多斯盆地石盒子组−山西组致密储层形成主控因素与发育模式: 以彬长地区为例 [J]. 地质科技通报, 2024, 43(2): 28-40.
LI S, MA L Y, WANG R Y, et al. Main controlling factors and development model of tight reservoirs in the Shihezi Formation-Shanxi Formation in the Ordos Basin: Taking the Binchang area as an example[J]. Bulletin of Geological Science and Technology, 2024, 43(2): 28-40. (in Chinese with English abstract)

[20] 赖锦, 肖露, 赵鑫, 等. 深层−超深层优质碎屑岩储层成因与测井评价方法: 以库车坳陷白垩系巴什基奇克组为例 [J]. 石油学报, 2023, 44(4): 612-625.
LAI J, XIAO L, ZHAO X, et al. Genesis and logging evaluation of deep to ultra-deep high-quality clastic reservoirs: A case study of the Cretaceous Bashijiqike Formation in Kuqa Depression[J]. Acta Petrolei Sinica, 2023, 44(4): 612-625. (in Chinese with English

abstract）

[21] 史超群, 张慧芳, 周思宇, 等. 塔里木盆地库车坳陷克拉苏构造带–秋里塔格构造带白垩系巴什基奇克组深层、高产储层特征及控制因素 [J]. 天然气地球科学, 2020, 31(8): 1126-1138.
SHI C Q, ZHANG H F, ZHOU S Y, et al. Comparative study on deep and high yielding reservoir characteristics and controlling factors of Cretaceous Bashijiqike Formation in Kelasu Structural Belt and Qiulitage Structural Belt of Kuqa Depression, Tarim Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 2020, 31(8): 1126-1138. (in Chinese with English abstract)

[22] LAI J, LI D, BAI T Y, et al. Reservoir quality evaluation and prediction in ultra-deep tight sandstones in the Kuqa Depression, China[J]. Journal of Structural Geology, 2023, 170: 104850.

[23] BEARDD C, WEYL P K. Influence of texture on porosity and permeability of unconsolidated sand[J]. AAPG Bulletin, 1973, 57(2): 349-369.

[24] 王冰, 邱楠生, 王祥, 等. 库车坳陷克拉苏–依奇克里克构造带构造挤压型超压识别与计算 [J]. 石油学报, 2022, 43(8): 1107-1121.
WANG B, QIU N S, WANG X, et al. Identification and calculation of tectonic compression overpressure of Kelasu-Yiqikelike Tectonic Belt in Kuqa Depression[J]. Acta Petrolei Sinica, 2022, 43(8): 1107-1121. (in Chinese with English abstract)

[25] QIN S, WANG R, SHI W Z, et al. Integrated controls of tectonics, diagenesis and sedimentation on sandstone densification in the Cretaceous paleo-uplift settings, north Tarim Basin[J]. Geoenergy Science and Engineering, 2024, 233: 212561.

[26] PURVIS K, DENNIS P, HOLT L, et al. The origin of carbonate cements in the Hildasay reservoir, Cambo Field, Faroe-Shetland Basin: Clumped isotopic analysis and implications for reservoir performance[J]. Marine and Petroleum Geology, 2020, 122: 104641.

[27] LUO C F, CHEN X J, SHI Z Q, et al. Effects of precipitation and dissolution of carbonate cements on the quality of deeply buried high-temperature and overpressured clastic reservoirs: XD 10 Block, Yinggehai Basin, South China Sea[J]. Marine and Petroleum Geology, 2022, 139: 105591.

[28] 纪友亮, 高崇龙, 刘玉瑞, 等. 高邮凹陷阜一段油气充注对储层物性演化的影响 [J]. 同济大学学报(自然科学版), 2015, 43(1): 133-139.
JI Y L, GAO C L, LIU Y R, et al. Influence of hydrocarbon charging to the reservoir property in 1st Member of Funning Formation in Gaoyou Depression[J]. Journal of Tongji University (Natural Science), 2015, 43(1): 133-139. (in Chinese with English abstract)

[29] DU H, SHI W Z, WANG R, et al. Dynamic evolution of gas hydrate systems affected by magmatism and Quaternary mass-transport deposits in the Qiongdongnan Basin, South China Sea, and implications for the global carbon cycle[J]. Marine Geology, 2024, 468: 107209.

[30] AJDUKIEWICZ J M, NICHOLSON P H, ESCH W L. Prediction of deep reservoir quality using early diagenetic process models in the Jurassic Norphlet Formation, Gulf of Mexico[J]. AAPG Bulletin, 2010, 94(8): 1189-1227.

[31] DUAN W, LI C F, LUO C F, et al. Effect of formation overpressure on the reservoir diagenesis and its petroleum geological significance for the DF11 Block of the Yinggehai Basin, the South China Sea[J]. Marine and Petroleum Geology, 2018, 97: 49-65.

[32] 石万忠, 陈红汉, 何生. 库车坳陷构造挤压增压的定量评价及超压成因分析 [J]. 石油学报, 2007, 28(6): 59-65.
SHI W Z, CHEN H H, HE S. Quantitative evaluation on contribution of structural compression to overpressure and analysis on origin of overpressure in Kuqa Depression[J]. Acta Petrolei Sinica, 2007, 28(6): 59-65. (in Chinese with English abstract)

[33] BLOCH S, LANDER R H, BONNELL L. Anomalously high porosity and permeability in deeply buried sandstone reservoirs: Origin and predictability[J]. AAPG Bulletin, 2002, 86(2): 301-328.

[34] AASE N E, WALDERHAUG O. The effect of hydrocarbons on quartz cementation: Diagenesis in the Upper Jurassic sandstones of the Miller Field, North Sea, revisited[J]. Petroleum Geoscience, 2005, 11(3): 215-223.

[35] ZHAO S F, CHEN W, ZHOU L, et al. Characteristics of fluid inclusions and implications for the timing of hydrocarbon accumulation in the Cretaceous reservoirs, Kelasu Thrust Belt, Tarim Basin, China[J]. Marine and Petroleum Geology, 2019, 99: 473-487.

[36] 徐国盛, 崔恒远, 刘勇, 等. 东海盆地西湖凹陷古近系花港组砂岩储层致密化与油气充注关系 [J]. 地质科技通报, 2020, 39(3): 20-29.
XU G S, CUI H Y, LIU Y, et al. Relationship between sandstone reservoirs densification and hydrocarbon charging in the Paleogene Huagang Formation of Xihu Depression, East China Sea Basin[J]. Bulletin of Geological Science and Technology, 2020, 39(3): 20-29. (in Chinese with English abstract)

[37] 叶慧, 石万忠, 王任, 等. 鄂尔多斯盆地南部玉都走滑断裂带构造特征及其对油气成藏的控制 [J]. 地球科学, 2023, 48(6): 2294-2309.
YE H, SHI W Z, WANG R, et al. Structural characteristics of Yudu Strike-slip Fault Zone and their control on hydrocarbon accumulation in southern Ordos Basin[J]. Earth Science, 2023, 48(6): 2294-2309. (in Chinese with English abstract)

[38] 袁静, 杨学君, 袁凌荣, 等. 库车坳陷 DB 气田白垩系砂岩胶结作用及其与构造裂缝关系 [J]. 沉积学报, 2015, 33(4): 754-763.
YUAN J, YANG X J, YUAN L R, et al. Cementation and its relationship with tectonic fractures of Cretaceous sandstones in DB gas field of Kuqa Sub-basin[J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2015, 33(4): 754-763. (in Chinese with English abstract)

[39] 李斌, 姜潇俊, 赵星星, 等. 塔里木盆地台盆过渡带多相态油气藏成因及差异富集模式: 以玉科地区奥陶系为例 [J]. 石油学报, 2023, 44(5): 794-808.
LI B, JIANG X J, ZHAO X X, et al. Genesis and differential enrichment model of multiphase reservoirs in platform-basin transitional zone of Tarim Basin: A case study of the Ordovician in Yuke area[J]. Acta Petrolei Sinica, 2023, 44(5): 794-808. (in Chinese with English abstract)

[40] ZHANG Z Y, ZHU G Y, ZHANG Y J, et al. The origin and accumulation of multi-phase reservoirs in the east Tabei Uplift, Tarim Basin, China[J]. Marine and Petroleum Geology, 2018, 98: 533-553.

[41] 王俊鹏, 张惠良, 张荣虎, 等. 裂缝发育对超深层致密砂岩储层的改造作用: 以塔里木盆地库车坳陷克深气田为例 [J]. 石油与天然气地质, 2018, 39(1): 77-88.
WANG J P, ZHANG H L, ZHANG R H, et al. Enhancement of ultra-deep tight sandstone reservoir quality by fractures: A case study of Keshen gas field in Kuqa Depression, Tarim Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2018, 39(1): 77-88. (in Chinese with English abstract)

[42] 王志民, 王翠丽, 徐珂, 等. 超深层致密砂岩构造裂缝发育特征及控制因素: 以塔里木盆地库车坳陷博孜–大北地区下白垩统储集

层为例 [J]. 天然气地球科学, 2023, 34(9): 1535-1551.
WANG Z M, WANG C L, XU K, et al. Characteristics and controlling factors of tectonic fractures of ultra-deep tight sandstone: Case study of the Lower Cretaceous reservoir in Bozi-Dabei area, Kuqa Depression, Tarim Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 2023, 34(9): 1535-1551. (in Chinese with English abstract)

Summary for "深层-超深层致密砂岩储层特征及物性差异成因：以库车坳陷博孜地区巴什基奇克组为例"

Characteristics and causes of physical property differences of deep and ultradeep tight sandstone reservoirs: A case study of the Bashijiqike Formation in the Bozi area of the Kuqa Depression

JIANG Xiaojun[1a,1b], SHI Lingling[2*], MO Tao[2], YANG Haijun[2], DU Hao[1a,1b], SHI Wanzhong[1a,1b], DONG Guoning[1a,1b]

1a. School of Earth Resources; 1b. Key Laboratory of Tectonics and Petroleum Resources, Ministry of Education, China University of Geosciences (Wuhan), Wuhan 430074, China;
2. Research Institute of Petroleum Exploration and Development, PetroChina Tarim Oilfield Company, Korla Xinjiang 841000, China

First author, Email: woiwaner66@163.com.
* Corresponding author, Email: shill-tlm@petrochina.com.cn.

Abstract: Despite depths exceeding 8 000 m, high-quality reservoirs still exist, leading to prolific industrial gas flow production in the Bozi area of the Kuqa Depression. However, notable differences exist in the physical properties of the tight sandstone reservoirs of the Bashijiqike Formation. [**Objective**] This study aimed to clarify the development characteristics of these reservoirs and reduce the risks associated with deep and ultradeep oil and gas exploration. [**Methods**] On the basis of experimental analyses of well logs, thin-section petrography, high-pressure mercury injection, and *PVT* phase diagrams, the characteristics of tight sandstone reservoirs and the causes of physical property differences were discussed. [**Results**] The rock types of the Bashijiqike Formation reservoir in the Bozi area, as highlighted in this study, include medium- to fine-grained lithic feldspar sandstone and feldspar lithic sandstone. Notable differences exist in the spatial distributions of carbonate cement content. The original porosity of the medium-fine sandstone reservoirs ranges from 32.4% to 38.1%, indicating that the occurrence of comparable intergranular compaction strengths primarily depends on point-line contacts. The southern reservoirs maintain an average porosity of 8.6% and an average permeability of 3.4×10^{-3} μm^2. The central reservoirs exhibit an average porosity of 6.53% and an average permeability of 0.65×10^{-3} μm^2. The average porosity and permeability of the northern reservoirs are 4.9% and 0.62×10^{-3} μm^2, respectively. Primary intergranular pores dominate the southern reservoirs, whereas residual intergranular pores and dissolution porosity prevail in the northern and central reservoirs. Additionally, superior pore-throat structures characterize the southern region compared with those in the northern and central regions. [**Conclusion**] The physical properties of the sandstone reservoirs in the Bozi area are controlled by sedimentation, diagenesis, and tectonic processes (including fractures), with carbonate cementation emerging as the principal influencing for late-stage changes in reservoir physical properties. Overpressure, hydrocarbon fluid charging, and fracture development significantly influence carbonate cementation, subsequently causing variations in reservoir physical properties. Greater overpressure, earlier oil and gas charging, and limited fracture filling result in better reservoir properties in southern Bozi than in the northern and central areas.

Key words: deep and ultradeep strata; tight sandstone reservoir; cause of physical property difference; Bozi area; Kuqa Depression

Received: 2023-10-11; Revised: 2024-01-08; Accepted: 2024-01-16

doi: 10.19509/j.cnki.dzkq.tb20230567