

塔里木盆地库车坳陷博孜一大北地区差异成藏过程及控藏因素

陈维力¹, 潘永帅^{2,3}, 范坤宇¹, 柳波^{2,3}, 赵佳琦¹, 黄志龙^{2,3}, 李志豪¹

(1. 中国石油塔里木油田分公司勘探开发研究院, 新疆 库尔勒 841000; 2. 东北石油大学 陆相页岩油气成藏及高效开发教育部重点实验室, 黑龙江 大庆 163712; 3. 东北石油大学 多资源协同陆相页岩油绿色开采全国重点实验室, 黑龙江 大庆 163712)

摘要: 基于平衡剖面恢复、生烃过程模拟、岩心观察、流体包裹体测试、地层水地球化学数据、胶结物碳氧同位素和测井数据等资料, 研究塔里木盆地库车坳陷博孜一大北地区巴什基奇克组二段(巴二段)差异成藏过程及控藏因素。结果表明: 博孜一大北地区巴二段发育一系列逆冲断层和断背斜圈闭, 圈闭幅度和闭合高度由北向南逐渐降低, 形成时间逐渐变晚; 烃源岩充注强度由北向南逐渐减弱, 生烃时间逐渐变晚。巴二段整体具有早期聚油和晚期聚气的特征, 受控于烃源岩热演化程度和构造演化过程, 不同地区和区带的油气成藏期次存在差别; 博孜一大北地区南带巴二段快速深埋时间极晚, 导致油气充注期次和储层致密化时间晚于中北带的。不同地区和区带之间的差异成藏过程受控于圈闭条件、烃源岩充注强度、油气充注期次、储层非均质性和保存条件等因素; 圈闭幅度越大、生烃时间越早、充注强度越强、优质储层占比越高、保存条件越好, 巴二段油气水分异越彻底, 产量越高。该结果为库车坳陷及其他具有相似地质条件的地区油气勘探提供依据。

关键词: 构造挤压; 生烃演化; 充注期次; 差异成藏过程; 控藏因素; 博孜一大北地区; 库车坳陷; 塔里木盆地

中图分类号: TE122.2 **文献标识码:** A **文章编号:** 2095-4107(2025)01-0061-16

0 引言

随油气勘探技术的飞速发展和社会对能源需求的急剧上升, 中国油气勘探领域由常规向非常规及浅层向深层—超深层转变^[1-4]。塔里木盆地库车坳陷克拉苏构造带白垩系巴什基奇克组二段(巴二段)是最具代表性的深层—超深层油气勘探领域之一。近年来, 发现博孜、大北、克深等大型油气藏, 地质储量可达万亿方级^[5-7]。克拉苏构造带具有东西分块、南北分带特征, 由东向西依次发育克拉、克深、大北、博孜、阿瓦等区块, 由北向南可分为北带、中带、南带, 不同地区发育一系列成排分布的构造圈闭, 但不同的圈闭具有不同的形成过程、油气充注期次和充注强度, 导致油气相态、成熟度和充满度明显不同^[4,8-10]。

人们研究库车坳陷博孜一大北地区油气成藏过程, 具有多期油气充注和晚期成藏特征, 对东西向不同地区之间的烃源岩成熟度和油气充注时间等因素的差异研究较多, 而南北向不同区带之间的油气差异成藏过程研究较少^[8-11]。郭小文等^[6]认为大北地区存在两期油和一期气充注, 油气充注时砂岩致密化; 莫涛等^[11]认为库车坳陷博孜一大北地区的烃类流体性质和相态主要受烃源岩成熟度的控制; 杨海军等^[8]认为博孜一大北地区整体存在 3 期油气充注, 且博孜地区的充注时间晚于大北地区的。近年来, 塔里木油田博孜一大北地区南部发现 B9、B7、D4 等油气藏^[12-13], 为超深层、高温、超高压、构造变形极强的复杂构造区, 勘探程度不及克拉—克深大气田的, 为塔里木盆地增储上产的重要领域^[14-15]。塔里木油田的勘探重心逐步向博孜一大北地区转移, 尤其是对南带的勘探力度持续增大, 是开拓勘探领域的关键。随勘探程度的深入, 发现博孜一大北地区不同区带的圈闭形成时间、圈闭幅度、储层致密化过程、油气充注期次及保存条件等因素均存在差异。

受控于多次强烈的构造运动, 博孜一大北地区呈晚期生烃、多期充注、多期调整的特征, 成藏过程极其

收稿日期: 2024-07-18; 编辑: 关开澄

基金项目: 中国石油天然气集团有限公司科技项目(2023ZZ14YJ02)

作者简介: 陈维力(1991—), 男, 硕士, 工程师, 主要从事综合地质方面的研究。

通信作者: 潘永帅, E-mail: Panyongshuai@nepu.edu.cn

复杂^[13-17]。博孜一大北地区巴二段致密砂岩气藏出现普遍见水特征,不同地区和区带具有差异性的气水分布规律^[18-19],与烃源岩展布、圈闭幅度、油气充注时间、储层特征及保存条件等因素密切相关,目前研究差异成藏过程及控藏因素较多。根据构造演化历史、圈闭形成期次、烃源岩生烃演化过程、油气充注时间、储层致密化过程及保存条件等,分析博孜一大北地区巴二段的差异成藏过程及控藏因素,为库车坳陷进一步的油气勘探开发提供地质依据。

1 区域地质概况

库车坳陷位于塔里木盆地北缘,北靠南天山造山带,南临塔北隆起,总面积约为 $2.85 \times 10^4 \text{ km}^2$,可划分为北部单斜带、克拉苏构造带、依奇克里克构造带、秋里塔格冲断带、南部斜坡带、乌什凹陷、拜城凹陷和阳霞凹陷等次级构造单元^[20-21](见图 1(a))。其中,克拉苏构造带是致密砂岩气发育的主体区,博孜一大北气田位于中西部。克拉苏构造带是在中生代燕山运动和新生代喜马拉雅运动的挤压推覆背景下形成的前陆冲断构造,钻井和地震资料揭示中—新生界发育较完全,自下而上依次为三叠系、侏罗系、白垩系、古近系、新近系和第四系,缺失上白垩统^[22-23]。研究区为克拉苏构造带博孜一大北地区,目的层段为白垩系巴二段,是库车坳陷主要的含气层系之一(见图 1(b))。巴二段是一套辫状河三角洲前缘沉积体系下的红褐色中—细砂岩、粉砂岩与薄层泥岩互层的沉积建造,是研究区主要储层段。库车坳陷发育三叠系和侏罗系两套厚层湖相和沼泽相烃源岩,成熟度高、生油气能力强,与上覆白垩系巴二段的厚层中—细砂岩和古近系巨厚的膏盐岩层系,形成优越的生—储—盖组合和深层—超深层远源致密砂岩气藏。受晚期强烈构造逆冲推覆挤压的影响,库车坳陷发育一系列断层褶皱相关的构造圈闭,多条逆冲断层为油气运移提供良好通道,成藏条件优越^[4,6,24-25]。

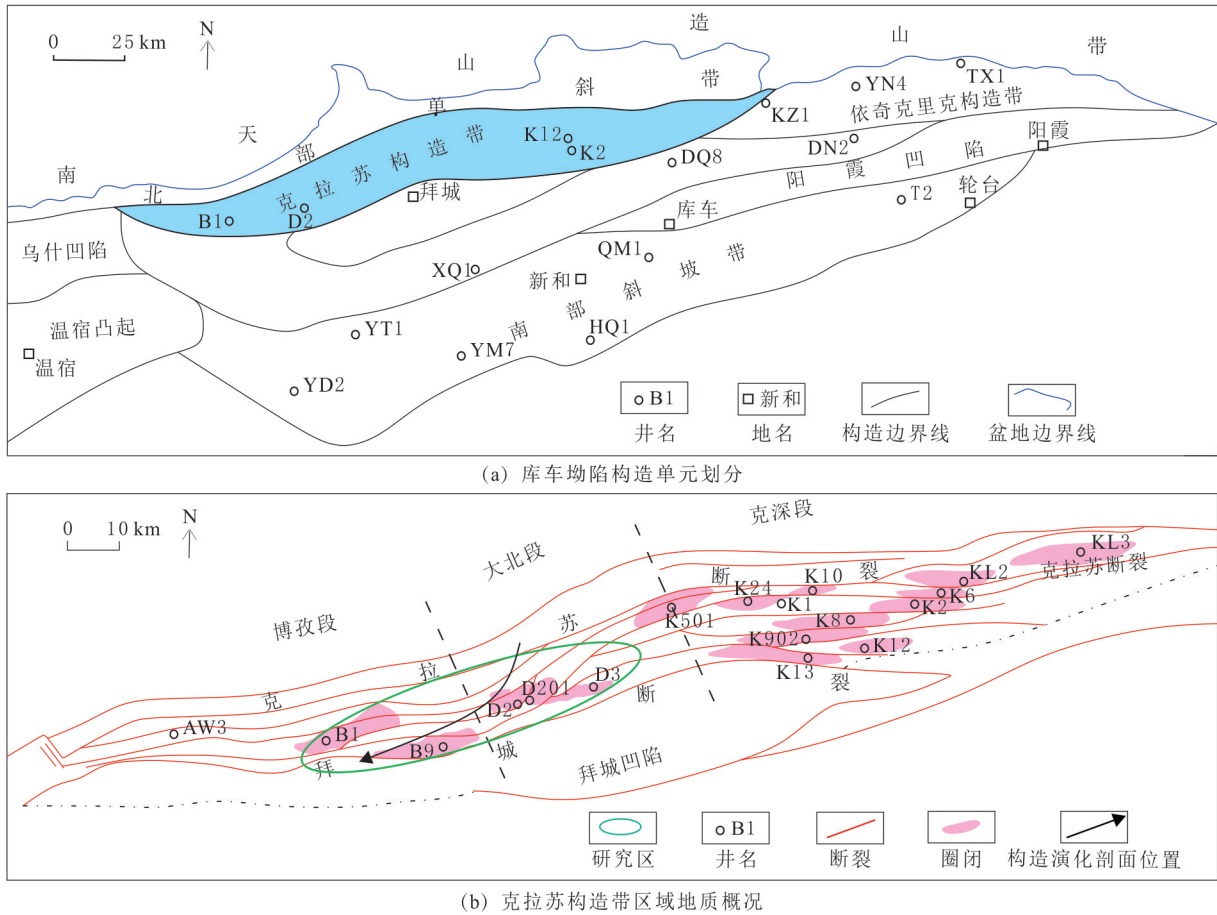


图1 库车坳陷构造单元及克拉苏构造带区域地质概况(据文献[17]修改)

Fig.1 Tectonic unit of Kuqa Depression and regional geological profile of Kerasu structure belt(modified by reference[17])

2 差异成藏过程

2.1 油气藏基本特征

库车坳陷博孜一大北地区巴二段油气成藏条件优越,发育多套厚层烃源岩、大套砂岩优质储层、多条逆冲油源断裂、成群成带的构造圈闭和巨厚的膏盐岩层系盖层。钻探结果显示,油气藏烃源岩主要为深层侏罗系成熟—高成熟的湖相和沼泽相烃源岩,油气源充足;储层主要分布于巴二段,为孔隙—裂缝型双孔介质储层、低孔低渗,但微裂缝发育较普遍;圈闭类型主要为断背斜、背斜或断鼻构造,中带和北带幅度高,南带幅度低;油气藏类型以干气藏和凝析气藏为主,在博孜地区中—南带和大北地区南带见少量的凝析油和油藏;压力因数较高,主要介于 1.5~2.3,属于超压—超高压油气藏。不同地区和区带的构造演化过程、生烃演化历史、油气充注期次及储层致密化过程等存在差异,导致油气成藏过程极其复杂。

2.2 构造演化史差异

中生代以来,库车坳陷博孜一大北地区经历多期构造运动,尤其是喜马拉雅期以来的强烈构造挤压运动,使巴二段遭受严重变形,对晚期油气的运移和聚集产生重要影响^[16,26-27]。采用平衡剖面法,恢复博孜一大北地区重点层段的构造演化过程(见图 2)。由图 2 可以看出,博孜一大北地区相同区带遭受的构造挤压强度和过程整体相似,但不同区带之间存在差异。

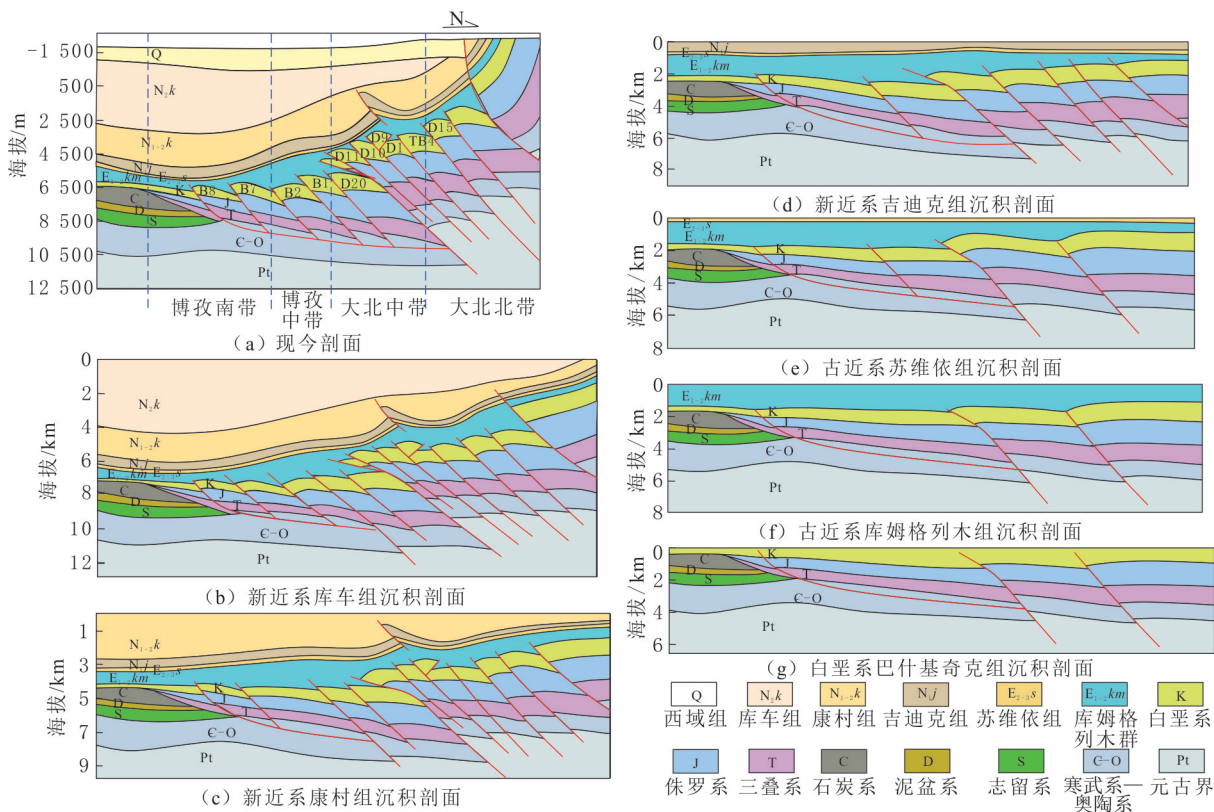


图 2 克拉苏构造带博孜一大北地区构造演化过程

Fig. 2 Tectonic evolution of the Bozi-Dabei Area of Kelasu structural belt

白垩纪末期至古近纪初期,博孜一大北地区遭受的构造挤压强度较弱,与构造相关的断层褶皱活动使白垩系顶部遭受一定的剥蚀作用,形成少量断层和平缓褶皱,为晚期圈闭的形成奠定基础。博孜一大北地区南带的构造挤压强度相对弱于中带和北带的,形成更少的断层和褶皱(见图 2)。

在古近纪库姆格列木群和吉迪克组沉积时期,博孜一大北地区经历的构造活动整体较弱,形成巨厚的膏盐岩和泥岩层系,中带和北带的断层数量增多,导致部分膏盐岩发生塑性流动,出现断块圈闭雏形。南带断层数量较少,构造挤压强度较弱,未形成明显的断块圈闭(见图 2)。

新近纪康村组沉积时期至今,库车坳陷遭受强烈的构造挤压运动,南天山构造带在喜马拉雅运动的强

烈挤压下逐渐隆升,由北带向中带和南带形成一系列的逆冲断层和断背斜圈闭。北带和中带的断层数量急剧增加,延伸距离达到最大,但整体未断穿上覆厚层膏盐岩层系,形成大量幅度较大的断背斜和断块圈闭。南带的构造挤压强度弱于中带和北带的,形成一系列的构造圈闭,幅度明显低于中带和北带的。形成的逆冲推覆构造为油气运移和聚集提供重要保障(见图2)。

2.3 生烃演化史差异

博孜一大北地区巴二段的油气,主要来源于侏罗系恰克马克组湖相烃源岩和克孜勒努尔组煤系烃源岩^[8,11,28-29],由大北地区向博孜地区(相同区带内)及由北带向中带和南带过渡,烃源岩厚度逐渐减薄、成熟度逐渐降低(见图3)。基于不同时期的剥蚀量、岩性、地层厚度、地温梯度及烃源岩地球化学等数据,恢复博孜一大北地区的埋藏史和热演化史,模拟侏罗系不同烃源岩层系的生烃演化史。博孜一大北地区不同区带之间经历差异性的构造挤压过程和强度,导致烃源岩产生差异性的埋藏史,进而产生差异性的热演化史和生烃演化史(见图4-5)。

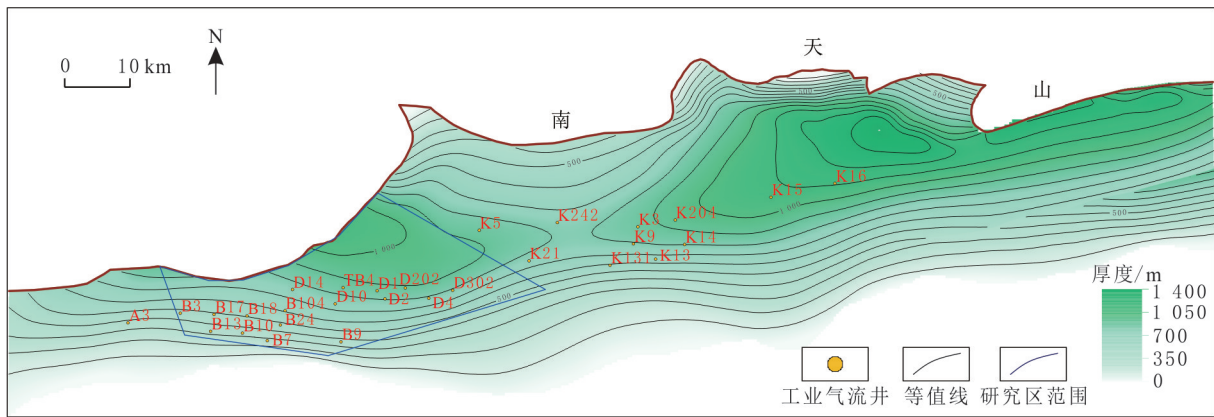
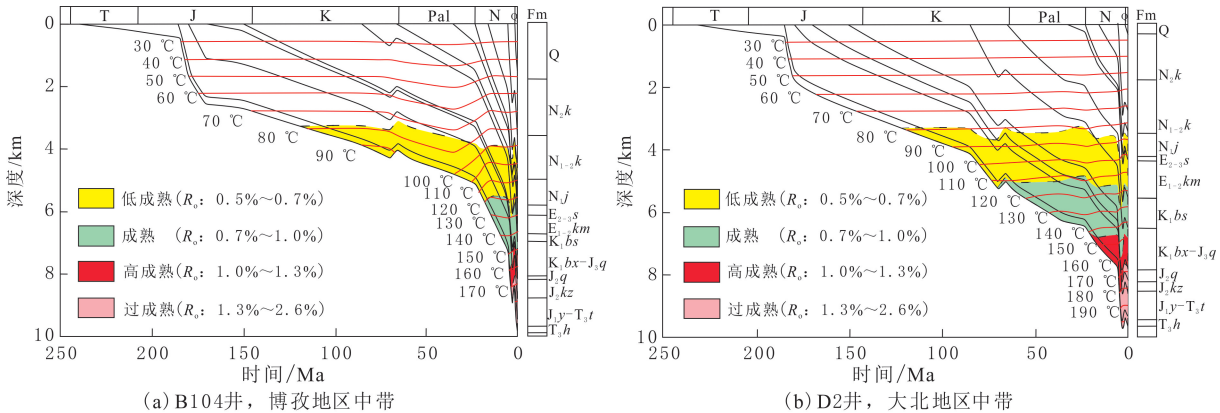


图3 克拉苏构造带三叠系—侏罗系烃源岩厚度
Fig. 3 Thickness of Triassic and Jurassic source rocks in Kelasu structural belt

早白垩纪前,博孜一大北地区不同区带的侏罗系烃源岩埋深普遍小于2 km,南带埋深浅于中带和北带的,地温整体小于60℃,烃源岩未进入成熟阶段(见图4, R_o 为镜质体反射率,反映成熟度高低)。白垩纪中晚期后,库车坳陷构造活动相对增强,大北地区中带地层埋深速度加快,侏罗系烃源岩部分进入低成熟阶段(见图4(b)),恰克马克组湖相烃源岩少量生油,克孜勒努尔组煤系烃源岩少量生气(见图5(b,d)),大北地区南带埋藏速度相对缓慢,侏罗系烃源岩未成熟。博孜地区中带地层埋藏速度相对加快,侏罗系烃源岩未达到成熟界限,南带烃源岩成熟度更低。

古近系沉积期后,博孜一大北地区中带和南带地层埋藏速度进一步增大,尤其是新近纪至今,埋藏速度显著增大(见图4)。大北地区中带侏罗系烃源岩在古近纪初期达到成熟—高成熟阶段,在新近纪中晚期进入高成熟—过成熟阶段;大北地区南带烃源岩的成熟时间稍晚于中带的,在古近纪中晚期达到成熟阶段,在新近纪中晚期进入高成熟阶段,少部分达到过成熟阶段(见图4-5)。



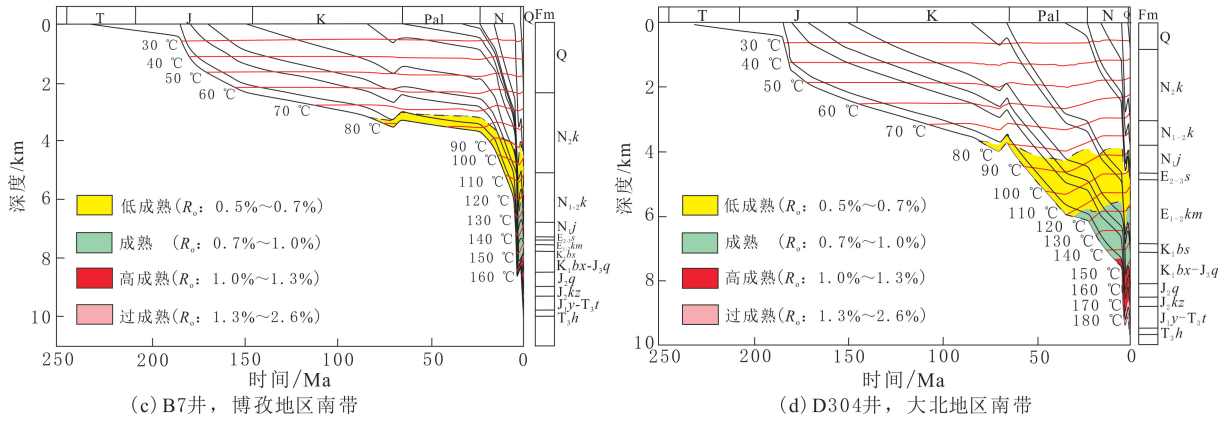
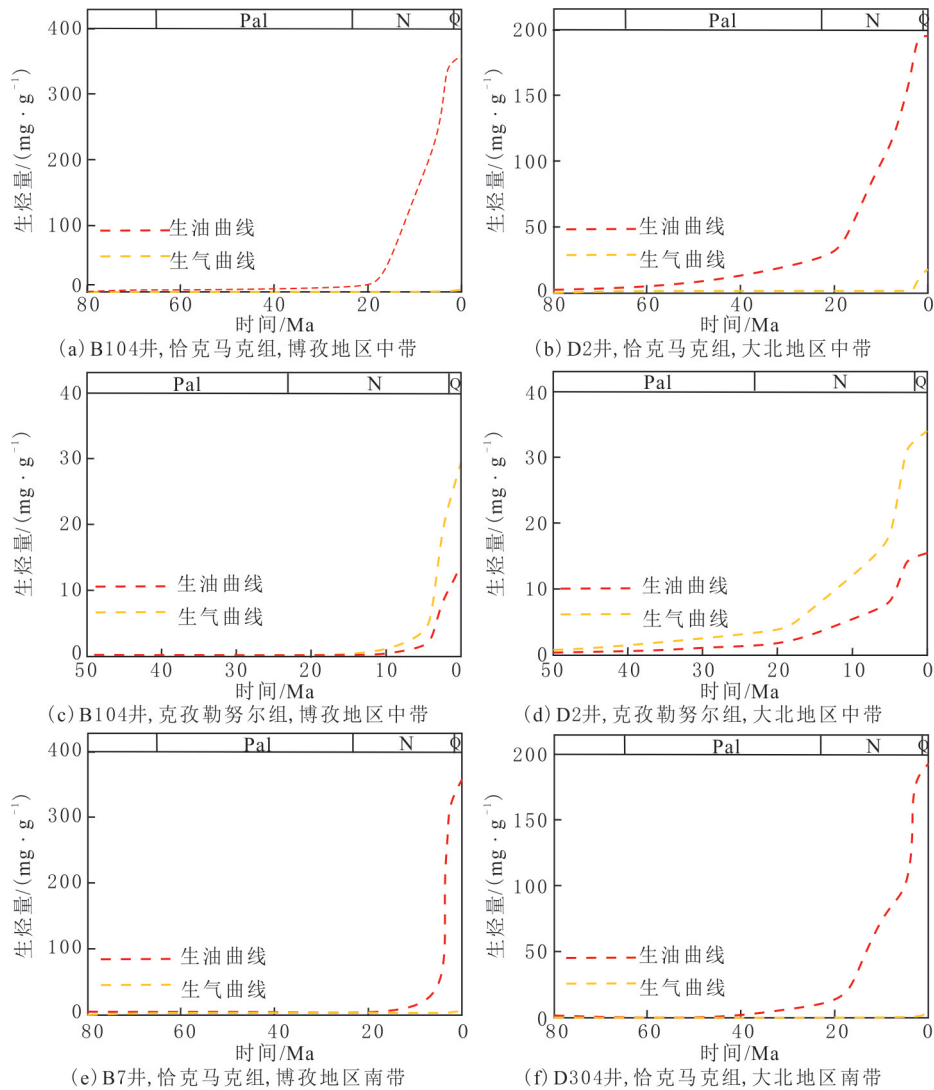


图 4 克拉苏构造带博孜—大北地区不同区带单井埋藏史—热史—生烃史模拟

Fig. 4 Simulation of single well burial history, thermal history, hydrocarbon generation history in different zones of the Bozi-Dabei Area of Kelasu structural belt

博孜地区中带的侏罗系烃源岩在古近纪末期进入成熟阶段,直至新近纪末期和第四纪达到高成熟阶段,部分烃源岩达到过成熟界限。博孜地区中带侏罗系烃源岩在新近纪中晚期达到成熟阶段,直至第四纪部分进入高成熟界限,整体未达到高成熟阶段(见图 4-5)。



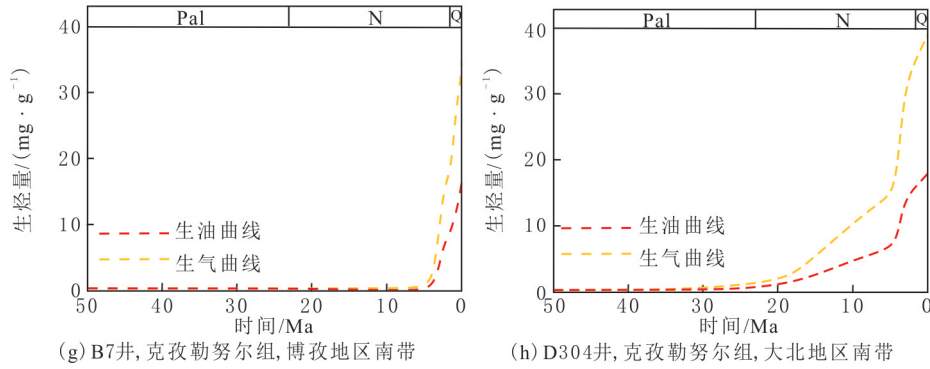


图 5 克拉苏构造带博孜一大北地区不同区带单井生烃演化过程
Fig. 5 Evolution of hydrocarbon generation from single wells in different zones of the Bozi-Dabei Area of Kelasu structural belt

恢复博孜一大北地区不同区带的侏罗系烃源岩的生烃演化史,大北地区中带恰克马克组湖相烃源岩和克孜勒努尔组煤系烃源岩分别在 20.0 和 8.0 Ma 进入生油和生气高峰;南带恰克马克组湖相烃源岩和克孜勒努尔组煤系烃源岩分别约在 18.0 和 5.0 Ma 进入生油和生气高峰(见图 5(b,d,f,h))。

博孜地区大量生油气时间整体相对较晚,中带恰克马克组湖相烃源岩约在 17.0 Ma 进入生油高峰,克孜勒努尔组煤系烃源岩约在 5.0 Ma 进入生气高峰;南带恰克马克组湖相烃源岩约在 5.0 Ma 进入生油高峰,克孜勒努尔组煤系烃源岩约在 3.0 Ma 进入生气高峰(见图 5(a,c,e,g))。

2.4 油气充注期次差异

显微镜下鉴定表明,博孜一大北地区巴二段储层主要发育三大类赋存状态与烃类伴生的盐水包裹体(见图 6)。第一类,发育在石英颗粒内,呈单一液相、油气两相、黄色—黄绿色荧光显示,成熟度相对较低(见图 6(a-b));第二类,发育在石英颗粒不定向微裂隙及切穿石英颗粒的微裂隙内,呈油气两相、黄绿色—蓝白色荧光显示,成熟度适中且高于第一类包裹体的(见图 6(c-f));第三类,发育在切穿石英颗粒成岩期不定向微裂隙及碳酸盐胶结物内,呈油气两相、纯气相、蓝白色—弱白色荧光显示,成熟度最高,形成时间最晚(见图 6(g-h))。根据流体包裹体均一温度数据和烃源岩生烃演化过程,博孜一大北地区巴二段油气具有连续充注、早期聚油、晚期聚气的特征。受控于差异性的构造挤压过程和烃源岩生烃演化史,不同地区和区带之间的油气充注时间和期次存在差异(见图 7)。

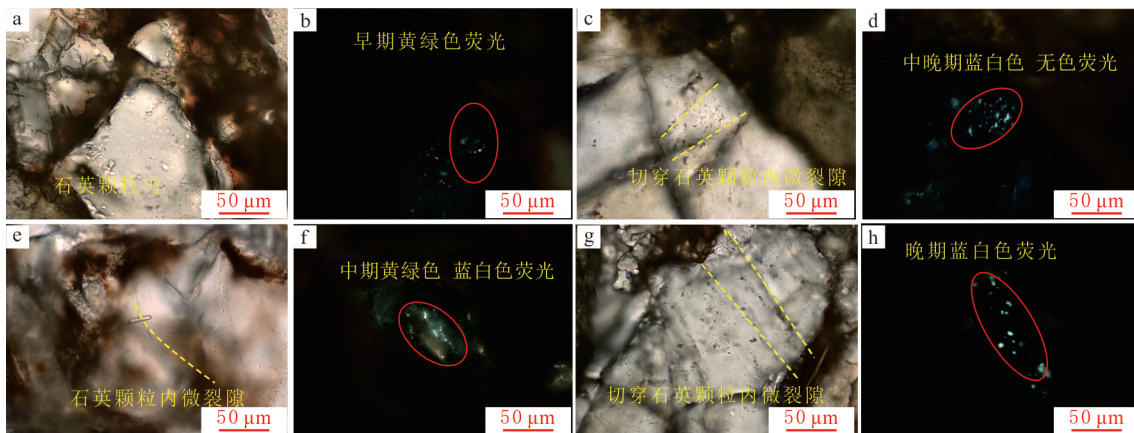


图 6 克拉苏构造带博孜一大北地区巴二段流体包裹体赋存特征
Fig. 6 Occurrence characteristics of fluid inclusions of the K_1bs^2 in Bozi-Dabei Area of Kelasu structural belt

博孜地区中带早期聚油时期包裹体均一温度介于 100~110 °C,对应康村组晚期—库车组早期(8.0~

5.0 Ma);晚期聚气时期包裹体均一温度介于 130~140 °C,对应库车组晚期—第四纪(3.5 Ma 至今)(见图 7(a))。博孜地区南带整体存在两期油气充注:第一期,以油充注为主,均一温度介于 120~130 °C,对应库车组早期(5.0~3.0 Ma);第二期,以气充注为主,均一温度介于 140~150 °C,对应库车组晚期—第四纪(1.5 Ma 至今)(见图 7(c))。

大北地区中带早期聚油时期包裹体均一温度介于 90~100 °C,对应康村组中晚期(16.0~9.0 Ma);晚期聚气时期包裹体均一温度介于 110~120 °C,对应库车组晚期—第四纪(5.0 Ma 至今)(见图 7(b))。大北地区南带整体存在两期油气充注:第一期,以油充注为主,包裹体均一温度介于 130~140 °C,对应康村组晚期—库车组早期(8.0~5.0 Ma);第二期,以气充注为主,包裹体均一温度介于 150~160 °C,对应库车组晚期—第四纪(2.0 Ma 至今)(见图 7(d))。

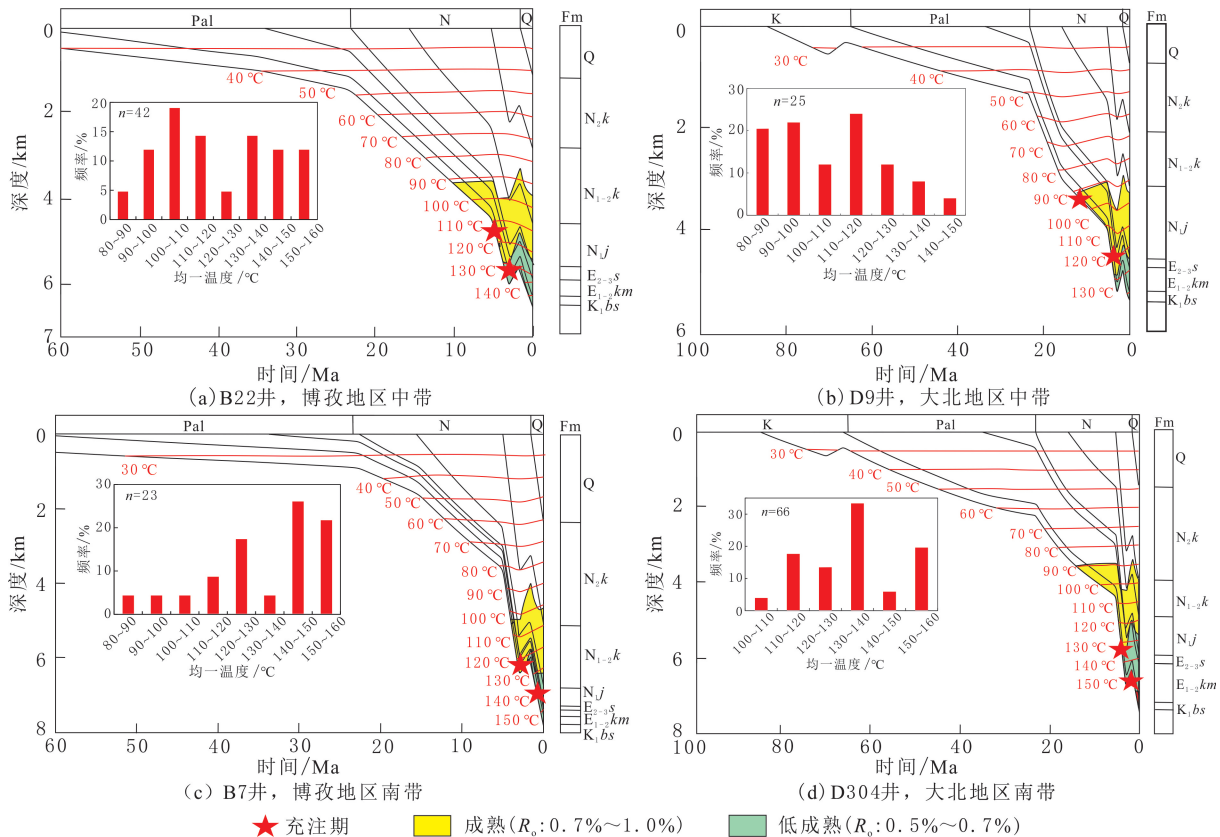


图 7 克拉苏构造带博孜一大北地区不同区带巴二段油气充注期次

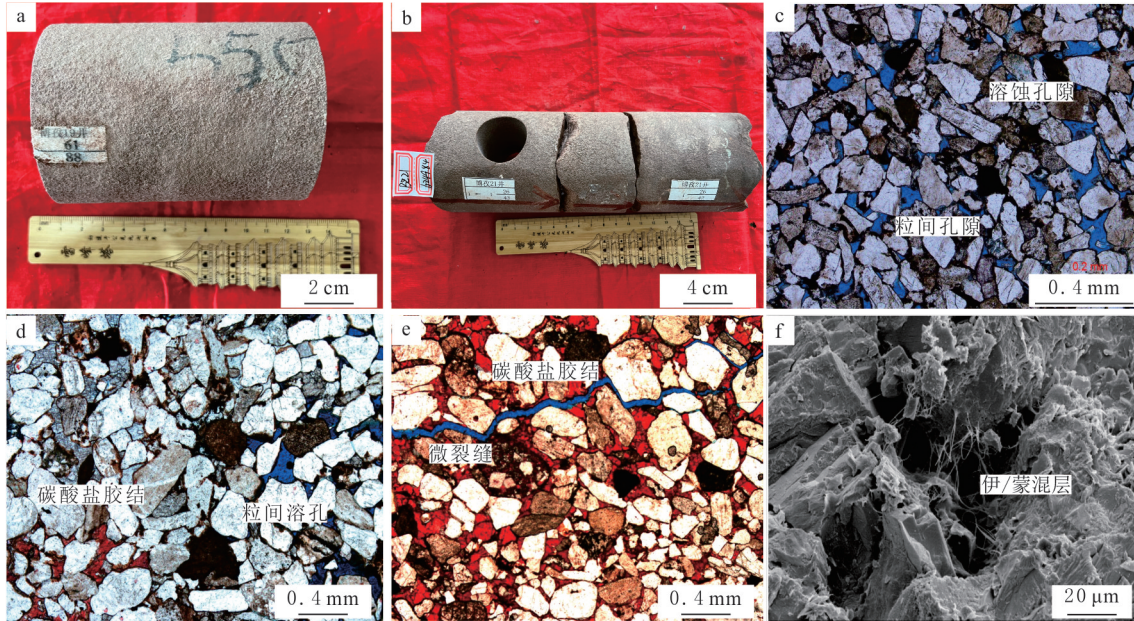
Fig. 7 Oil and gas charging period of the K_1bs^2 in different zones of Bozi-Dabei Area of Kelasu structural belt

2.5 储层致密化过程差异

根据岩心观察和显微镜下鉴定,博孜一大北地区不同区带之间的岩性几乎没有差别,但粒度存在差异。博孜地区中带、大北地区中带及南带的巴二段储层整体受北物源影响,主要为细砂岩,博孜地区南带受南北双向物源的影响而发育大量中砂岩。博孜一大北地区巴二段主要为岩屑长石砂岩,发育压实、胶结(自生石英、自生长石、方解石、白云石、铁方解石、铁白云石、石膏、黏土等)和溶蚀(长石溶蚀、碳酸盐溶蚀、石英溶蚀等)等成岩作用(见图 8)。储集空间类型包括残余原生粒间孔、粒间溶蚀孔、粒内溶蚀孔和微裂缝,以原生粒间孔为主,次生溶蚀孔隙次之。胶结物类型较多,整体以碳酸盐胶结为主,质量分数平均约为 6.1%,黏土矿物质量分数次之(见图 8(c-f))。

基于碳酸盐胶结物微区碳氧同位素结果,利用氧同位素计算碳酸盐沉淀温度^[30],巴二段碳酸盐胶结物分为两期:第一期,为方解石和白云石,形成温度介于 40~98 °C(平均约为 75 °C);第二期,为含铁方解石和含铁白云石,形成温度介于 74~126 °C(平均约为 102 °C)(见图 9)。显微镜下结果显示,巴二段储层中的黏土矿物以伊/蒙混层为主(见图 8)。自生石英和自生长石主要形成于白垩期末期的构造抬升剥蚀,

以及新近纪—第四纪的有机质生烃作用对石英和长石颗粒的溶蚀。根据古地温、成岩作用发生时间及成岩作用产物类型,巴二段进入中成岩 A 期阶段。



(a) B19井, 7 707.00 m, 细砂岩; (b) B21井, 6 249.84 m, 粉—细砂岩; (c) B7井, 7 745.57 m, 中—细砂岩, 残余原生粒间孔和溶蚀孔隙; (d) B9井, 7 690.75 m, 粒间孔隙被碳酸盐胶结物充填; (e) B9井, 7 677.36 m, 碳酸盐胶结强, 发育微裂缝; (f) B9井, 7 679.75 m, 粒间孔隙充填少量伊/蒙混层黏土矿物

图 8 克拉苏构造带博孜—大北地区巴二段岩心和显微镜下照片

Fig. 8 Core and microscopic photographs of the K_1bs^2 in Bozi-Dabei Area of Kelasu structural belt

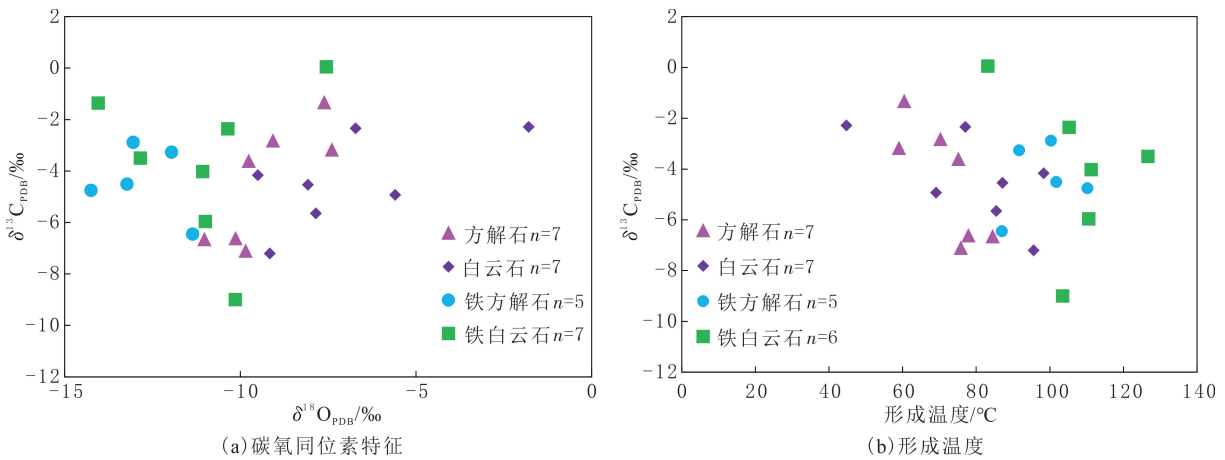


图 9 克拉苏构造带博孜—大北地区巴二段碳酸盐胶结物碳同位素特征及形成温度

Fig. 9 Carbon isotope characteristics and formation temperature of carbonate cements in K_1bs^2 of Bozi-Dabei Area of Kelasu structural belt

根据砂岩原始孔隙度恢复公式^[31],计算巴二段中—细砂岩的原始孔隙度介于 29.6%~37.8%,平均约为 34.7%,且中砂岩的原始孔隙度稍大于细砂岩的,中砂岩现今有大部分孔隙度大于 10.0%,而细砂岩现今孔隙度整体小于 10.0%,为低孔—低渗储层(见图 10)。分析不同成岩作用对储层物性的影响,压实和胶结作用是巴二段储层物性变差的主要原因,早期大气淡水和晚期有机酸溶蚀改善部分储层物性。其中,压实减孔率主要介于 50%~75%(平均约为 60%),胶结减孔率主要介于 20%~50%(平均约为 30%),溶蚀增孔率约为 1.6%(见图 10)。

博孜—大北地区经历类似的成岩作用类型,但不同区带之间经历的成岩改造强度存在差异。根据构造演化过程、生烃演化史和油气充注期次,博孜—大北地区中带巴二段埋藏速度相似,早期处于缓慢浅埋

阶段(埋深小于 3 km),古近纪中晚期开始快速深埋,大套细砂岩开始在强烈的埋藏压实作用下损失大量的原生粒间孔,减孔量累积可达 25%,导致在油气大量充注时(5.0 Ma 左右),储层趋于致密(孔隙度小于 10.0%)(见图 10(a))。博孜一大北地区南带的地层快速埋藏时间相对较晚(约为 8.0 Ma),博孜地区南带的快速深埋时间最晚,导致储层的致密化时间稍晚。另外,由于博孜地区南带巴二段储层含有大量的中砂岩,现今大部分中砂岩的孔隙度大于 10.0%,南带极晚的快速深埋导致中砂岩储层现今未致密,少量细砂岩达到致密化(见图 10(b))。博孜地区中带、大北地区中带及南带的巴二段气藏整体属于“边成藏边致密”型,博孜地区南带的巴二段中砂岩属于常规储层(见图 10)。

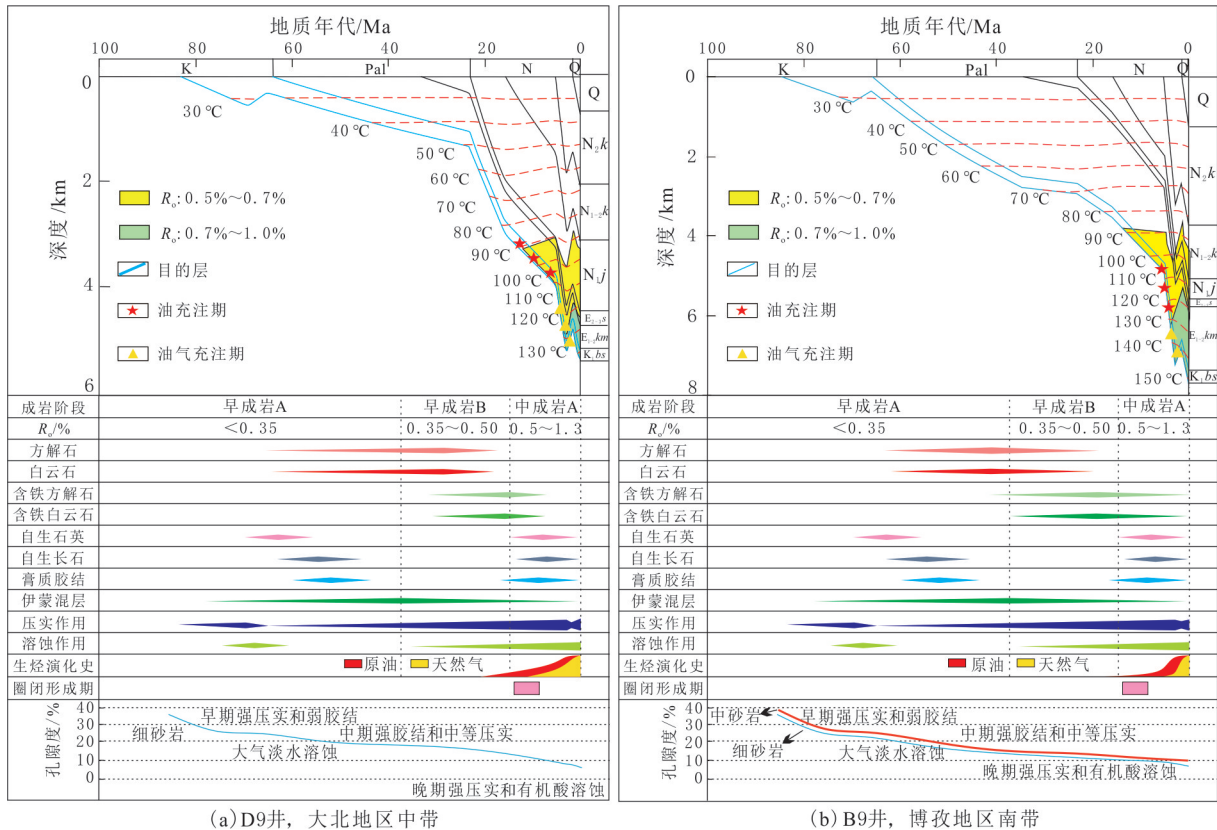


图 10 克拉苏构造带博孜一大北地区中带 D9 井和南带 B9 井巴二段储层演化史

Fig. 10 Reservoir evolution history of the K_1bs^2 of well D9 in the middle and well B9 in the south in Bozi-Dabei Area of Kelasu structural belt

3 控藏因素

3.1 圈闭条件与充注期次

克拉苏构造带强烈变形期为中新世晚期至上新世^[21-22],博孜一大北地区由北向南构造挤压强度逐渐减弱,变形时间逐渐变晚。通过构造演化史恢复可知,博孜一大北地区北带和中带的圈闭形成时间较早,在康村组沉积期形成,而南带的圈闭形成时间较晚,在康村组沉积期仅有雏形,在库车组沉积期逐渐形成,博孜地区南带的圈闭形成时间更晚(见图 2)。构造挤压强度控制构造幅度,由北带向中带和南带过渡,博孜一大北地区的圈闭闭合高度和闭合面积逐渐减小。中带的圈闭闭合高度平均大于 400 m,南带的圈闭闭合高度大部分小于 200 m,构造幅度与气柱高度密切相关(见图 11)。博孜一大北地区侏罗系的烃源岩厚度中心主要位于北部山前带,由北向南逐渐减薄,成熟度逐渐变低,充注强度逐渐变弱,导致气柱高度逐渐降低,中气的气柱高度平均约为 280 m,南带的气柱高度主体小于 100 m,造成南带巴二段的油气驱替不充分。

博孜一大北地区巴二段整体具有早期聚油、晚期聚气的特征,受控于烃源岩热演化程度和构造演化过

程,不同区带的油气成藏期次存在差别。大北地区中带距离烃源岩厚度中心较近、地层快速埋深时间较早、烃源岩成熟度较高、充注强度较大、圈闭幅度较高,导致巴二段气柱高度较高且油气充注时间相对较早,使油气水分异较充分。博孜地区中带相对大北地区中带更偏离烃源岩厚度中心、烃源岩成熟度相对较低、充注强度减弱,但气柱高度和圈闭幅度相似,导致巴二段油气充注时间稍晚于大北地区中带的,具备良好的油气分异效果。博孜一大北地区南带油充注时间相似,博孜地区南带快速深埋时间较晚,导致晚期聚气时间相对更晚,使致密储层中油气水的分异时间相对较短(见图 12)。

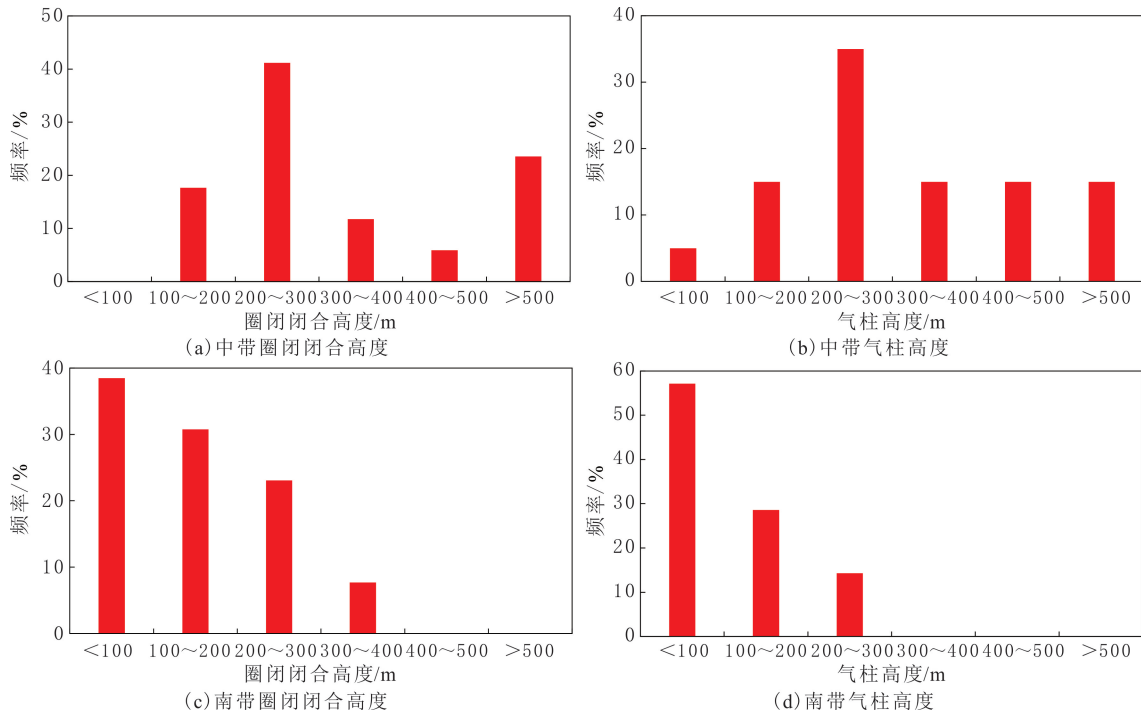


图 11 克拉苏构造带博孜一大北地区不同区带圈闭闭合高度和气柱高度特征

Fig. 11 Characteristics of trap closure height and gas column height in different zones in Bozi-Dabei Area of Kelasu structural belt

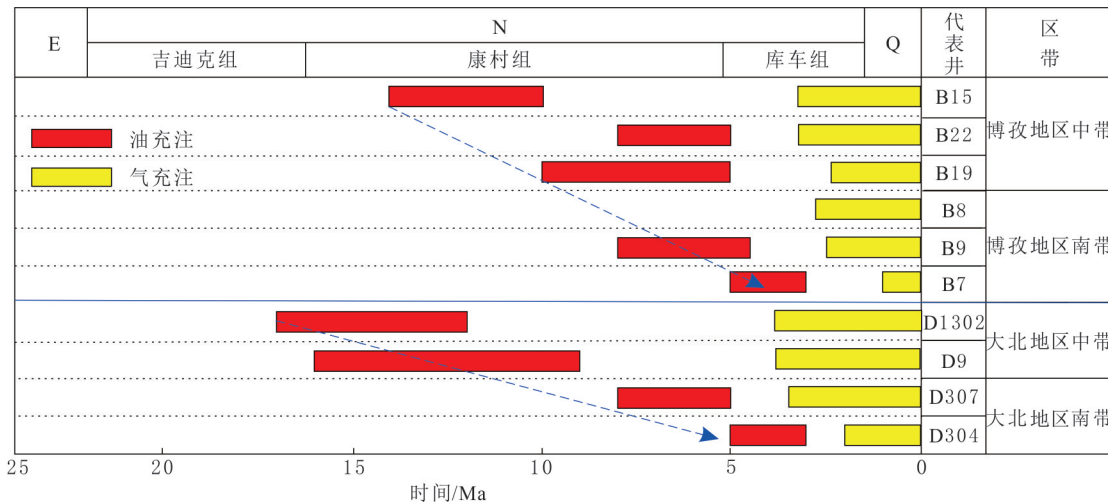


图 12 克拉苏构造带博孜一大北地区不同区带巴二段油气充注期次规律

Fig. 12 Regularities of oil and gas charging periods in different zones of the K_1, b_2 in Bozi-Dabei Area of Kelasu structural belt

3.2 储层非均质性

根据岩性、构造类型和泥砾质量分数,巴二段分为四大类岩相类型:块状中—细砂岩相、含泥砾中—细

砂岩相、层理状粉—细砂岩相、块状泥岩相。不同岩相类型的储层质量存在明显差异,其中块状中砂岩相的储层物性最好,孔隙度平均可达 7.2%。块状细砂岩相和含泥砾中—细砂岩相的储层物性次之,孔隙度平均约为 5.0%,随泥质质量分数增高,孔隙度逐渐变差。层理状粉—细砂岩相的储层物性最差,孔隙度平均约为 3.0%(见图 13(a-b))。根据不同岩相与测井曲线之间的响应关系,建立巴二段储层类型的划分标准,Ⅰ类(块状中砂岩相)和Ⅱ类(块状细砂岩相)储层物性最好,属于优质储层,是研究区主要的产气层系。优质储层占比与含气饱和度具有明显的响应关系,优质储层占比越高,含气饱和度越高。Ⅲ类储层物性最差,对应层理状粉—细砂岩相,含气饱和度低,几乎不具备产能(见图 13(c-d))。

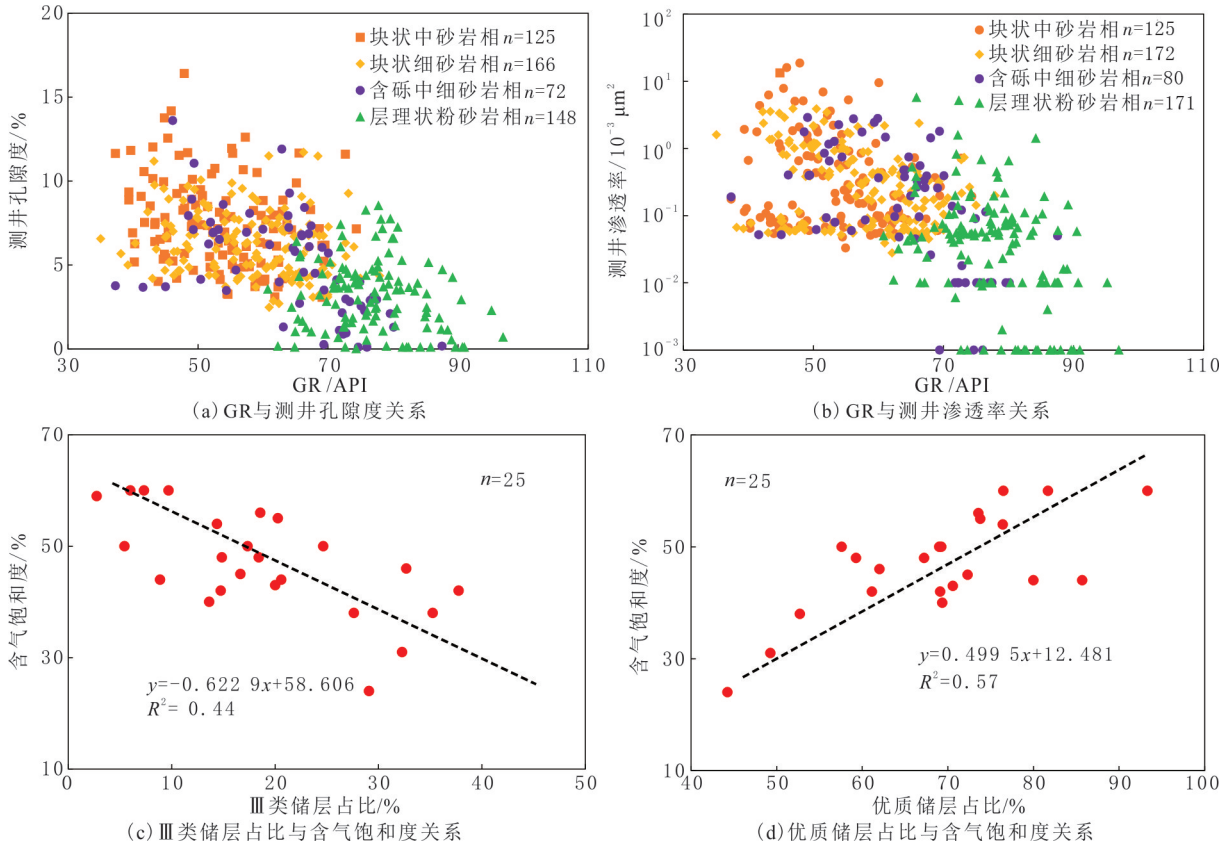


图 13 克拉苏构造带博孜一大北地区不同类型储层物性及含气饱和度特征

Fig. 13 Physical properties and gas saturation characteristics of different types of reservoirs in Bozi-Dabei Area of Kelasu structural belt

油气水的分异程度与储层的物性、非均质性具有良好响应关系,储层非均质性越弱物性越好,油气水分异程度越彻底。博孜一大北地区中带巴二段属于辫状河三角洲前缘水下分流河道微相,整体以Ⅱ类储层为主,储层非均质性相对较弱,含气饱和度较高且油气水分异较好。大北地区南带位于辫状河三角洲前缘水下分流河道微相末端,整体以Ⅱ类和Ⅲ类储层为主,储层非均质性较强且烃源岩充注强度较弱,导致含气性相对较差且油气水分异较差。博孜地区南带远离北部山前带的物源体系,受南物源的影响,块状中砂岩相占比明显增高,整体以Ⅰ类储层为主,储层物性最好,非均质性最弱,油气水分异时间较短,但分异效果最好。另外,不同类型储层占比的出水井分析发现,储层非均质性在一定程度上控制地层水的性质和出水量。在烃源岩充注强度和圈闭条件相似情况下,优质储层占比越低,出水量越大,产水的矿化度和氯根质量浓度越高(见图 14(a-b)),优质储层占比越高,气井产水量越低,产水的矿化度和氯根质量浓度越低(见图 14(c-d))。

优质储层内部孔隙流体可动性较强,水岩反应较弱,而Ⅲ类储层内孔隙流体几乎不可动,孔隙水与围岩长期进行物质交换,导致矿化度较高。

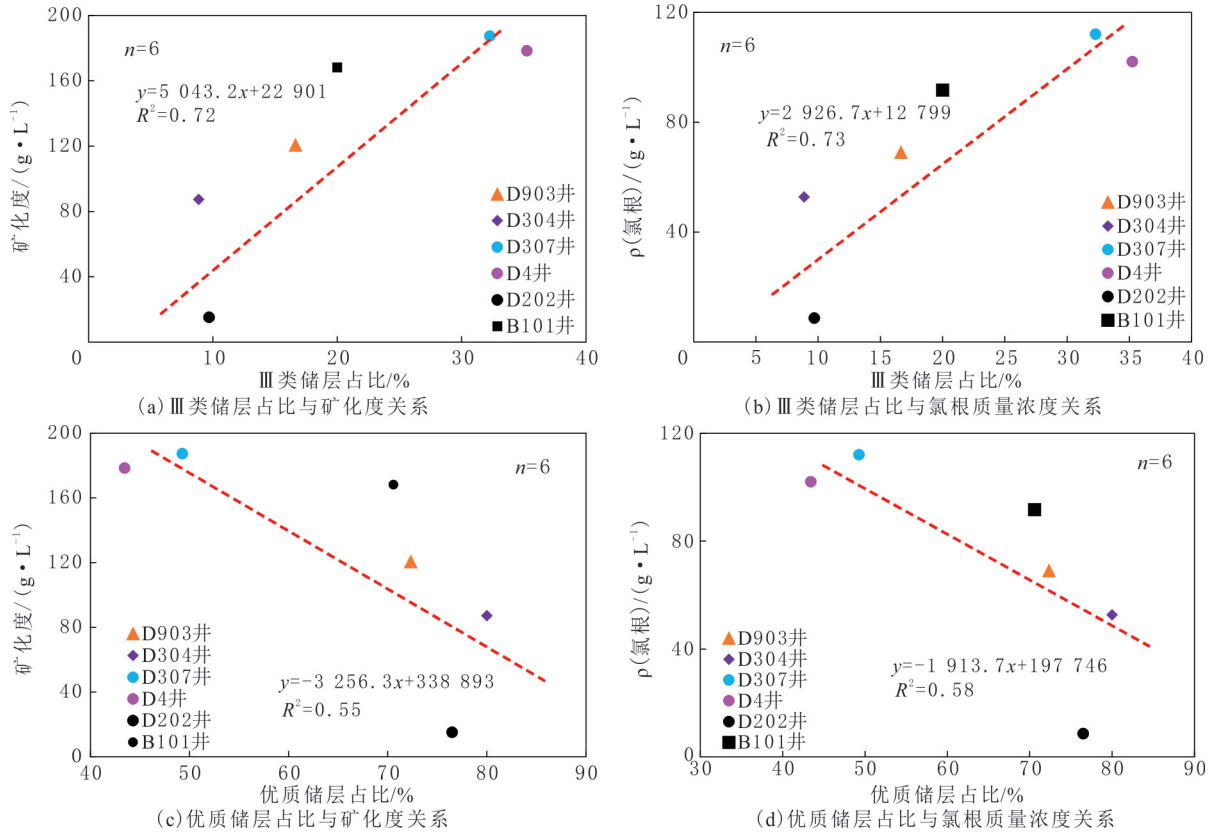


图 14 克拉苏构造带博孜一大北地区巴二段不同储层占比与地层水矿化度、氯根质量浓度关系

Fig. 14 Relationship between the proportion of different reservoirs and formation water salinity and chlorine mass concentration in the K_1bs^2 in Bozi-Dabei Area of Kelasu structural belt

3.3 保存条件

古近纪,克拉苏构造带博孜一大北地区沉积巨厚的膏盐岩层系,最大为 3 km,对下部巴二段的油气保存起重要作用。虽然强烈的构造挤压导致研究区形成大量的逆冲推覆断层,但断层未断穿膏盐岩层系,膏盐岩层系的厚度是主要的保存条件。根据钻井数据和地震资料,大北地区古近系膏盐岩层系整体具有中带薄、南带和北带厚的特征,中带 D1 井至 D10 井附近的厚度最薄,尤其是 D10 井几乎不发育,由 D10 井至 D1 井一带向南带和北带厚度逐渐加大,保存条件逐渐变好(见图 15)。博孜地区膏盐岩层系厚度具有中带和南带薄、北带厚的特征,且中带厚度要大于南带的,南带 B7 井附近几乎不发育,而中带和北带的厚度平均在 1 km 以上,导致博孜地区南带 B7 井附近保存条件较差,其余井区保存条件较好(见图 15)。在一定程度上,膏盐岩层系的厚度可以反映白垩纪末期的古构造背景,膏盐岩层系厚度越小,说明白垩纪末

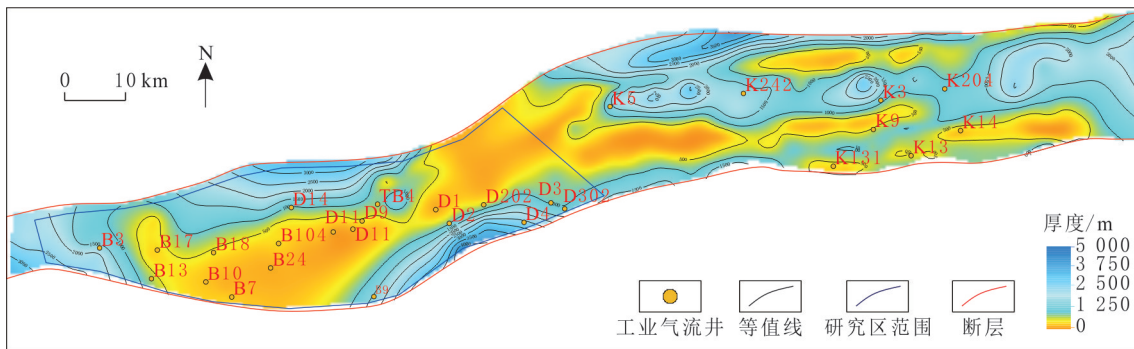


图 15 克拉苏构造带古近系膏盐岩层系厚度分布

Fig. 15 Thickness distribution of Paleogene salt-rock series in Kelasu structural belt

期古构造背景越明显,虽然古构造可以优先聚集早期产生的油气,但保存条件较差,导致油气富集程度普遍较低(如 D10、D1、B7 井等)。

通常,并非膏盐岩厚度越大,油气保存条件越好,当膏盐岩层系达到一定厚度时,对油气起到良好的封闭作用(见图 16)。在油气充注强度和圈闭条件相似的情况下,博孜一大北地区的膏盐岩层系厚度小于 800 m 时,油气充满度随膏盐岩层系厚度的增大而增大(见图 16(a));当厚度大于 800 m 时,油气充满度随膏盐岩层系厚度的增加几乎保持不变(见图 16(b)),说明只要具有一定膏盐岩层厚度,则对油气起到良好的封闭作用。除局部地区膏盐岩层系厚度较薄外,博孜一大北地区巴二段整体具有优质的保存条件。

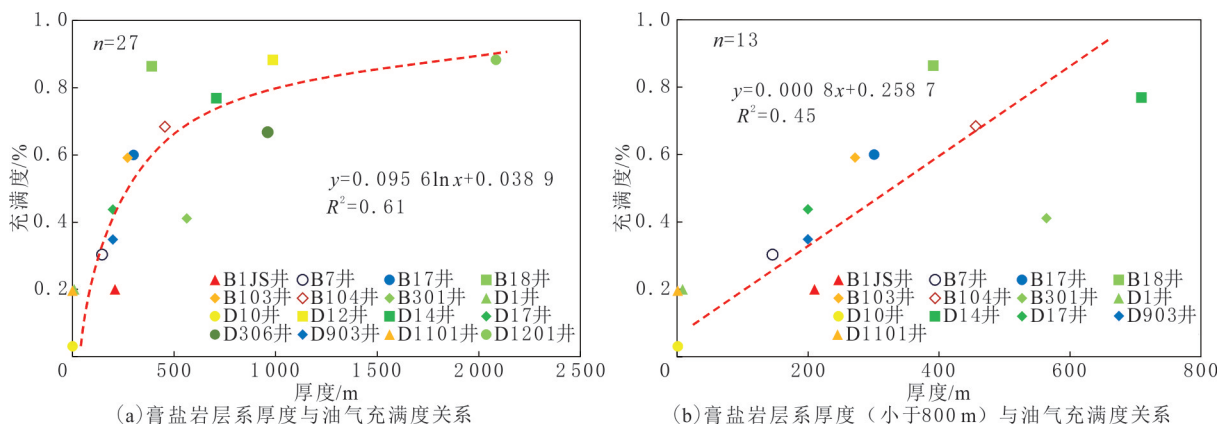


图 16 克拉苏构造带博孜一大北地区盖层厚度与巴二段油气充满度关系

Fig. 16 Relationship between the cap thickness and oil-gas filling degree of the K_1bs^2 in Bozi-Dabei Area of Kelasu structural belt

3.4 成藏模式及主控因素

博孜一大北地区不同区带油气富集的主控因素具有一定差异,北带膏盐岩层系厚度较大,但构造挤压强度最剧烈,形成大量的微裂缝和断裂体系,导致大部分气藏被破坏,保存条件较差,是目前钻井较少的原因之一。该区带油气充注动力强、埋藏浅、储层非均质性弱、物性较好,若能避开断裂发育区,则是有利的目标区之一(见图 17)。大北地区中带 D10—D11—D17 井附近膏盐岩层系厚度极薄,油气保存条件较差,

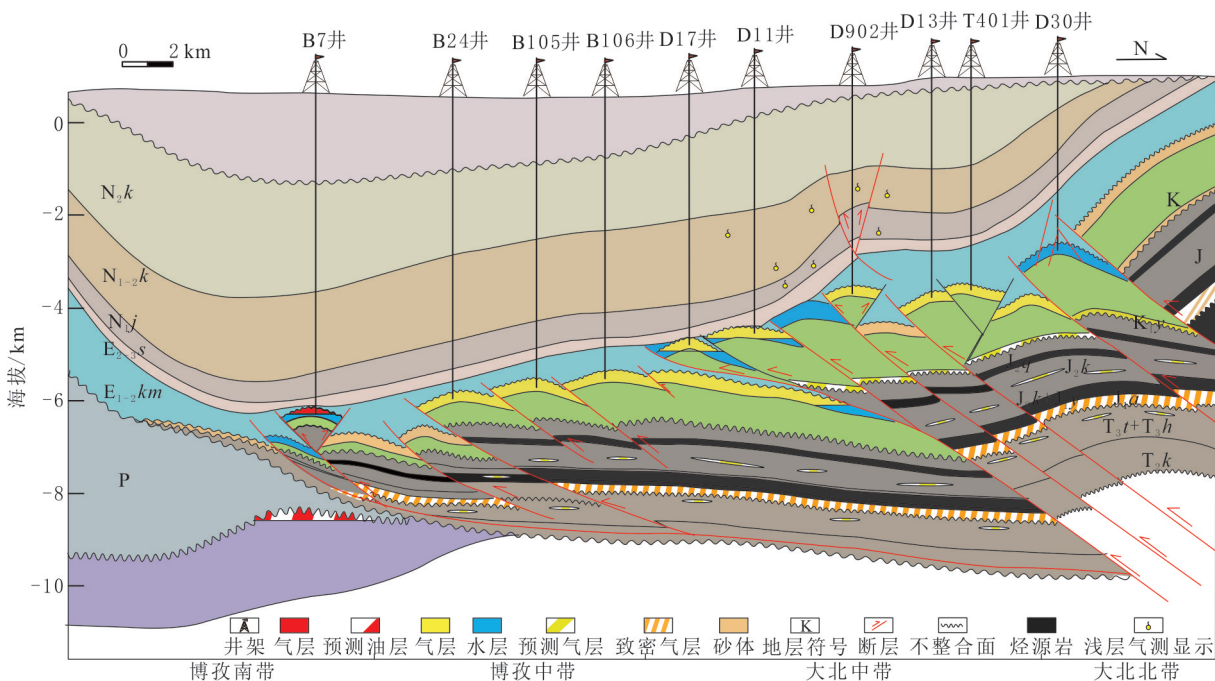


图 17 克拉苏构造带博孜一大北地区不同区带巴二段油气成藏模式

Fig. 17 Hydrocarbon accumulation model of different zones of the K_1bs^2 in Bozi-Dabei Area of Kelasu structural belt

大部分气藏散失,其余井区上覆膏盐岩层系厚度相对较大,油气充注动力强,圈闭幅度高,含气性较好。博孜地区中带构造挤压强度、圈闭幅度及油气充注强度与大北地区中带的相似,但膏盐岩层系厚度大于大北地区中带的,导致博孜地区中带整体以气藏为主(见图17)。

博孜一大北地区南带整体构造特征相似,挤压强度较弱,圈闭幅度较低,烃源岩厚度较薄,博孜地区南带的薄于大北地区南带的,成熟度较低,导致油气充注动力减弱,油气层厚度减薄。博孜地区南带受南北双向物源的影响,储层物性比仅受北物源控制的大北地区南带的好,气水分异比较彻底。大北地区南带储层非均质性较强,气水分异程度较差(见图17)。博孜一大北地区不同区带油气富集的影响因素相似,但主控因素存在一定差异。

4 结论

(1)塔里木盆地库车坳陷博孜一大北地区巴二段发育一系列逆冲断层和断背斜圈闭,由北带向中带和南带过渡,构造挤压强度逐渐减弱、圈闭幅度和闭合高度逐渐降低、圈闭形成时间逐渐变晚、烃源岩厚度逐渐减薄、成熟度逐渐减低、充注强度逐渐减弱、生烃时间逐渐变晚。

(2)巴二段整体具有早期聚油和晚期聚气特征,中带油气成藏期早于南带的,相同构造带由东向西成藏期次依次变晚。压实作用是储层物性变差的主要原因,胶结作用次之,早期大气淡水和晚期有机酸溶蚀改善储层物性,巴二段整体具有“边成藏边致密”的特征。

(3)不同区带的差异成藏过程受控于圈闭形成时间与幅度、烃源岩充注强度、油气充注期次、储层非均质性和膏盐岩厚度等因素。博孜一大北地区中带气柱高度高,油气水分异较好;大北地区南带圈闭幅度低、储层非均质性强,油气水分异较差;博孜地区南带充注强度和圈闭条件较差,储层非均质性最弱,油气水分异程度最好。圈闭幅度越大、生烃时间越早、充注强度越强、优质储层占比越高、保存条件越好,巴二段油气水分异越彻底,产量越高。

参考文献(References):

- [1] 王清华,徐振平,张荣虎,等.塔里木盆地油气勘探新领域、新类型及资源潜力[J].石油学报,2024,45(1):15-32.
WANG Qinghua, XU Zhenping, ZHANG Ronghu, et al. New fields, new types of hydrocarbon explorations and their resource potentials in Tarim Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 2024,45(1):15-32.
- [2] LIU Bo, HE Songlin, MENG Lingdong, et al. Sealing mechanisms in volcanic faulted reservoirs in Xujiaweizi extension, Northern Songliao Basin, Northeastern China[J]. AAPG Bulletin, 2021,105(8):1721-1743.
- [3] 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 Haijun, LI Yong, TANG Yangang, 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.
- [4] 潘永帅,黄志龙,郭小波,等.火山灰影响下的湖相富有机质页岩油成藏条件分析:以三塘湖盆地条湖—马朗凹陷芦草沟组为例[J].地质学报,2022,96(3):1053-1068.
PAN Yongshuai, HUANG Zhilong, GUO Xiaobo, et al. Analysis of accumulation conditions of lacustrine organic-rich shale oil affected by volcanic ash: a case study of the Lucaogou Formation in the Tiaohu-Malang Sag, Santanghu Basin[J]. Acta Geologica Sinica, 2022,96(3):1053-1068.
- [5] 高文杰,李贤庆,张光武,等.塔里木盆地库车坳陷克拉苏构造带深层致密砂岩气藏储层致密化与成藏关系[J].天然气地球科学,2018,29(2):226-235.
GAO Wenjie, LI Xianqing, ZHANG Guangwu, et al. The relationship research between densification of reservoir and accumulation of the deep tight sandstone gas reservoirs of the Kelasu tectonic zone in Kuqa Depression, Tarim Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 2018,29(2):226-235.
- [6] 郭小文,刘可禹,宋岩,等.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[J].地球科学,2016,41(3):394-402.
GUO Xiaowen, LIU Keyu, SONG Yan, et al. Relationship between tight sandstone reservoir formation and petroleum charge in Dabai Area of Kuqa Foreland Basin[J]. Earth Science, 2016,41(3):394-402.
- [7] 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 development[J]. Petroleum Exploration and Development, 2012,39(2):129-136.

- [8] 杨海军,石万忠,杜浩,等.库车坳陷博孜一大北地区油气充注期次、成熟度及其对构造圈闭形成时序的指示[J/OL].石油学报,2024;1-12. <https://link.cnki.net/urlid/11.2128.TE.20240417.1121.004>.
YANG Haijun, SHI Wanzhong, DU Hao, et al. Hydrocarbon charging periods and maturities in Bozi-Dabei Area of Kuqa Depression and their indication to the structural trap sequence[J/OL]. Acta Petrolei Sinica, 2024;1-12. <https://link.cnki.net/urlid/11.2128.TE.20240417.1121.004>.
- [9] 鲁雪松,刘可禹,赵孟军,等.塔里木盆地典型深层油气藏成藏机制分析[J].东北石油大学学报,2016,40(6):62-73.
LU Xuesong, LIU Keyu, ZHAO Mengjun, et al. Accumulation mechanism analysis of the typical deep reservoirs in Tarim Basin[J]. Journal of Northeast Petroleum University, 2016,40(6):62-73.
- [10] 吴海,严少怀,赵孟军,等.库车前陆盆地东西部油气成藏过程差异性分析:以吐北 1 和迪那 2 构造为例[J].天然气地球科学,2019,30(7):1027-1036.
WU Hai, YAN Shaohuai, ZHAO Mengjun, et al. Analysis of the difference in the hydrocarbon accumulation process between eastern and western parts of Kuqa Foreland Basin: case study of Tubei 1 Structure and Dina 2 Structure[J]. Natural Gas Geoscience, 2019,30(7):1027-1036.
- [11] 莫涛,何志华,朱文慧,等.塔里木盆地库车坳陷克拉苏西部油气相态特征及控制因素[J].天然气地球科学,2024,35(9):1532-1543.
MO Tao, HE Zhihua, ZHU Wenhui, et al. The phase characteristics and controlling factors of oil and gas in the west of Kelasu structural belt in Kuqa Depression, Tarim Basin[J]. Natural Gas Industry, 2024,35(9):1532-1543.
- [12] 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 Qinglu, MO Tao, ZHAO Jilong, 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.
- [13] 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 Jun, YANG Haijun, WU Chao, 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.
- [14] 王清华,杨海军,徐振平,等.塔里木盆地库车坳陷克探 1 井重大突破与勘探意义[J].中国石油勘探,2023,28(2):1-10.
WANG Qinghua, YANG Haijun, XU Zhenping, et al. Major breakthrough and exploration significance of well Ketan 1 in Kuqa Depression, Tarim Basin[J]. China Petroleum Exploration, 2023,28(2):1-10.
- [15] 刘可禹,杨鹏,杨海军,等.重新审视深层油气成藏模式:以塔里木盆地为例[J].地质学报,2023,97(9):2820-2841.
LIU Keyu, YANG Peng, YANG Haijun, et al. Deep petroleum accumulation models revisited: case studies from the Tarim Basin [J]. Acta Geologica Sinica, 2023,97(9):2820-2841.
- [16] 高麟,汪新,饶刚.库车坳陷西段盐构造二维平衡恢复与复原构造剖面分析[J].地质学报,2020,94(6):1727-1739.
GAO Lin, WANG Xin, RAO Gang. Two-dimensional balanced restoration of salt structures and analysis of restored cross sections in the Western Kuqa Depression[J]. Acta Geologica Sinica, 2020,94(6):1727-1739.
- [17] 王珂,肖安成,曹婷,等.塔里木盆地库车坳陷北部构造带地质结构与油气勘探领域[J].地质学报,2022,96(2):368-386.
WANG Ke, XIAO Ancheng, CAO Ting, et al. Geological structures and petroleum exploration fields of the northern tectonic belt in the Kuqa Depression, Tarim Basin[J]. Acta Geologica Sinica, 2022,96(2):368-386.
- [18] 朱传庆,徐同,邱楠生,等.塔里木盆地克拉苏构造带巴什基奇克组地层水化学特征及流体成因[J].地质学报,2023,97(1):250-261.
ZHU Chuanqing, XU Tong, QIU Nansheng, et al. Chemical characteristics and fluid origin of formation water of Bashijiqike Formation in Kelasu structure belt, Tarim Basin[J]. Acta Geologica Sinica, 2023,97(1):250-261.
- [19] 赵力彬,张同辉,杨学君,等.塔里木盆地库车坳陷克深区块深层致密砂岩气藏气水分布特征与成因机理[J].天然气地球科学,2018,29(4):500-509.
ZHAO Libin, ZHANG Tonghui, YANG Xuejun, et al. Gas-water distribution characteristics and formation mechanics in deep tight sandstone gas reservoirs of Keshen Block, Kuqa Depression, Tarim Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 2018,29(4):500-509.
- [20] 杨学文,王清华,李勇,等.库车前陆冲断带博孜一大北万亿方大气区的形成机制[J].地学前缘,2022,29(6):175-187.
YANG Xuewen, WANG Qinghua, LI Yong, 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.
- [21] 王珂,张荣虎,赵继龙,等.塔里木盆地库车坳陷克拉苏构造带走滑作用对构造裂缝的影响[J].天然气地球科学,2023,34(8):1316-1327.
WANG Ke, ZHANG Ronghu, ZHAO Jilong, et al. Implication of strike-slipping to tectonic fractures in the Kelasu structural belt, Kuqa Depression, Tarim Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 2023,34(8):1316-1327.
- [22] 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一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 Zhimin, WANG Cuili, XU Ke, 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.
- [23] 罗富文,柳少波,卓勤功,等. 库车坳陷秋里塔格构造带中东段油气充注期次及成藏模式[J]. *东北石油大学学报*, 2024,48(1):26-38.
LUO Fuwen, LIU Shaobo, ZHUO Qingong, et al. Hydrocarbon charging stage and accumulation model in the middle-east section of Qiulitag Structural Belt, Kuqa Depression[J]. *Journal of Northeast Petroleum University*, 2024,48(1):26-38.
- [24] 高志勇,周川闽,冯佳睿,等. 库车坳陷白垩系巴什基奇克组泥砾的成因机制与厚层状砂体展布[J]. *石油学报*, 2016,37(8):996-1010.
GAO Zhiyong, ZHOU Chuanmin, FENG Jiarui, et al. Mechanism and sedimentary environment of the muddy gravel concomitant with thick layer sandstone of Cretaceous in Kuqa Depression[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2016,37(8):996-1010.
- [25] 吴海,赵孟军,鲁雪松,等. 膏盐岩层控藏机制研究进展[J]. *地质科技情报*, 2016,35(3):77-86.
WU Hai, ZHAO Mengjun, LU Xuesong, et al. Research progress of hydrocarbon accumulation mechanism controlled by salt[J]. *Geological Science and Technology Information*, 2016,35(3):77-86.
- [26] 赵雪松,高志勇,冯佳睿,等. 库车前陆盆地三叠系—新近系重矿物组合特征与盆山构造演化关系[J]. *沉积学报*, 2014,32(1):68-77.
ZHAO Xuesong, GAO Zhiyong, FENG Jiarui, et al. Triassic-Neogene heavy minerals' assemblages characteristics and basin-orogen tectonic evolution relationship in the Kuqa Foreland Basin[J]. *Acta Sedimentologica Sinica*, 2014,32(1):68-77.
- [27] LIU Bo, YANG Yuqi, LI Jiangtao, et al. Stress sensitivity of tight reservoirs and its effect on oil saturation: a case study of Lower Cretaceous tight clastic reservoirs in the Hailar Basin, Northeast China[J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2020, 184:106484.
- [28] 王祥,张慧芳,张文,等. 塔里木盆地库车坳陷东部煤系泥岩地球化学特征:对生烃母质和沉积环境的指示意义[J/OL]. *天然气地球科学*, 2024;1-16. <https://link.cnki.net/urlid/62.1177.TE.20240513.1453.004>.
WANG Xiang, ZHANG Huifang, ZHANG Wen, et al. Geochemical characteristics of coal measures mudstone in the eastern part of Kuqa Depression: implication for parent material and sedimentary[J/OL]. *Natural Gas Geoscience*, 2024;1-16. <https://link.cnki.net/urlid/62.1177.TE.20240513.1453.004>.
- [29] 张坦,齐育楷,姚威,等. 塔里木盆地库车坳陷南斜坡三叠系烃源岩热演化特征及油气地质意义[J]. *石油实验地质*, 2022,44(6):1018-1027.
ZHANG Tan, QI Yukai, YAO Wei, et al. Thermal evolution characteristics of Triassic source rocks and their petroleum geological significance on the southern slope of Kuqa Depression, Tarim Basin[J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2022,44(6):1018-1027.
- [30] LANG L S. The origin of massive dolomite[J]. *Journal of Geological Education*, 1985,33(2):112-125.
- [31] BEARD D C, WEYL P K. Influence of texture on porosity and permeability of unconsolidated sand[J]. *AAPG Bulletin*, 1973,57(2):349-369.