

库车坳陷克拉2气田油气充注和超压对储层孔隙的影响

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:为了研究库车坳陷克拉2气田砂岩储层孔隙物性影响因素,在对克拉2气田砂岩储层特征和超压成因研究基础之上,采用颗粒定量荧光和流体包裹体技术确定古油水界面和油气充注史,并分析油气充注和超压与储层孔隙之间的关系。研究表明,库车坳陷克拉2气田泥岩和砂岩中超压形成与水平构造挤压作用具有重要关系。克拉2气田盐下砂岩储层经历最大古埋藏深度达6 000 m以上却显示出异常高的原生孔隙度是因为原油充注到储层中在比较好的盐岩盖层封闭条件下,砂岩储层孔隙中的油没有被排出使砂岩储层胶结作用减弱或者形成欠压实。其主要证据有:①高的定量荧光参数 QGF 指数和 QGF-E 强度对应的砂岩储层孔隙度和渗透率也比较高,而在古油水界面之下,砂岩孔隙度和渗透率都很低;②库车坳陷克拉2气田晚期油充注发生库车组沉积早期,对应砂岩储层的埋藏深度比较小,孔隙度比较高。研究表明深层砂岩储层油充注和超压发育对储层孔隙具有重要影响。

关键词:油气充注;古油-水界面;储层孔隙;克拉2气田;塔里木盆地

中图分类号:TE112.1

文献标识码:A

Influences of hydrocarbon charging and overpressure on reservoir porosity in Kela-2 gas field of the Kuqa Depression, Tarim Basin

Guo Xiaowen¹, Liu Keyu², Song Yan², Zhao Mengjun², Liu Shaobo², Zhuo Qinggong², Lu Xuesong²

(1. Key Laboratory of Ministry of Education Tectonics and Petroleum Resources, China University of Geosciences, Wuhan, Hubei 430074, China; 2. Research Institute of Petroleum Exploration and Development, PetroChina, Beijing 100083, China)

Abstract: In order to investigate the factors controlling reservoir porosity in the Kela-2 gas field of the Kuqa Depression, Tarim Basin, the sandstone reservoir characteristics, the origin of overpressure, as well as the evolution of the reservoir charging history were studied by using quantitative grain fluorescence and fluid inclusion data. The research results indicate that horizontal tectonic compression played an important role in the overpressure generation in the Kela-2 gas field. The overpressured presalt sandstone reservoirs with the maximum paleoburial depth over 6 000 m have anomalously high primary porosities. The reason is that the cementation of the sandstone was influenced and even undercompaction occurred as the oil charged into the sandstone reservoirs was not expelled under the effective sealing of salt and gypsum cap rocks in the Kela-2 gas field. This is evidenced by that sandstone reservoirs with high intensities of Quantitative Grain Fluorescence (QGF) and QGF on extract (QGF-E) are associated with high porosity and permeability intervals, and sandstone units below the ancient oil-water contact have low porosity and permeability. Late oil charging occurred at the early period of the Kuqa Formation deposition and the corresponding sandstone reservoirs in the Kela-2 gas field had shallower burial depth and high primary porosities. This research suggests that the oil charging and overpressure played important roles in the development of reservoirs porosity.

Key words: hydrocarbon charging, ancient oil-water contact, reservoir porosity, Kela-2 gas field, Tarim Basin

含油气盆地中异常高压的形成与多种因素有关,包括压实不均衡^[1]、孔隙流体热膨胀^[2-3]、粘土矿物脱水^[4]、烃类生成^[5-10]和构造挤压^[11],另外,由超压流体的流动而产生的压力传递可以实现地下剩余压力的重新分配^[12],也可以使渗透性地层如砂岩层形成超

压。含油气盆地中孔隙流体异常高压的发育与油气生成、运移、聚集具有密切关系。烃源岩中的超压可以抑制或者促进有机质热演化和生烃^[13-22]。砂岩中由压实不均衡或者构造挤压作用形成的超压可以减小颗粒之间的有效应力从而保护储层孔隙^[23]。库车坳陷克

克拉2气田是我国陆上最重要的天然气产区,在巴西盖组、巴什基奇克组和姆格列木群中普遍存在异常高压,实测压力系数最大可达2.1。目前对库车坳陷克拉2气田超压成因机制的认识已有的研究认为库车坳陷克拉2气田异常高压成因机制有:①主要由构造挤压作用形成^[24-28];②由构造挤压和压实不均衡共同作用形成^[29];③由构造挤压和压力传递共同作用形成^[30-32]。压实不均衡被认为可能是库车坳陷克拉2气田超压形成的一个重要成因机制,但缺少超压沉积物异常高孔隙度和低密度等之类的相关证据支持,而且超压对储层的影响目前还没有见到相关报道。因此,本研究将在从新认识库车坳陷克拉2气田超压成因的基础之上,利用流体包裹体和定量荧光技术分析古油水界面和油气充注历史,研究油气充注和超压形成对储层孔隙的影响。

1 区域地质概况

库车坳陷位于塔里木盆地北缘,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,库车坳陷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发育地层自下而上包括三叠系、侏罗系、白垩系、古近系和新近系。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)、中侏罗统克孜尔努尔组(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_2-3s)、新近系吉迪克组(N_1j)底砂岩及康村组(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^[33]。

2 砂岩储层特征

砂岩储层孔隙度和渗透率是控制油气产量关键因素之一。克拉2气田白垩系巴什基奇克组上部 and 古近系库姆格列木群下部砂岩是主要的天然气产层。克拉2气田克拉2井和克拉201井巴什基奇克组和库姆格列木群实测砂岩储层孔隙度和渗透率关系(图2)可以看出克拉2气田砂岩储层孔隙度比较高,孔隙度和渗透率最高分别达到22.4%和 $1\,770 \times 10^{-3} \mu m^2$ 。克拉2井巴什基奇克组和库姆格列木群砂岩储层孔隙度和渗透率范围分别为4%~20%和 $0.02 \times 10^{-3} \sim 551 \times 10^{-3} \mu m^2$,孔隙度和渗透率平均值分别为11.3%和 $34.5 \times 10^{-3} \mu m^2$ 。克拉201井巴什基奇克组和库姆格列木群砂岩储层孔隙度和渗透率范围分别为1%~22.4%和 $0.01 \times 10^{-3} \sim 1\,770 \times 10^{-3} \mu m^2$,孔隙度和渗透率平均值分别为13.1%和 $56.1 \times 10^{-3} \mu m^2$ 。两口井的巴什基奇克组和库姆格列木群砂岩储层渗透率都随孔隙度的增加而增加,孔隙度和渗透率之间显示出比较好的线性增长的关系,说明在克拉2气田砂岩储层连通性比较好。孔隙度和渗透率随深度变化也具有比较好的一致性(图3),在克拉2气田克拉201井深度为3\,620~4\,020 m的砂岩储层,均显示先随深度的增加而增大在减小的特征。砂岩储层密度随深度的关系显示出与孔隙度和渗透率相反的特

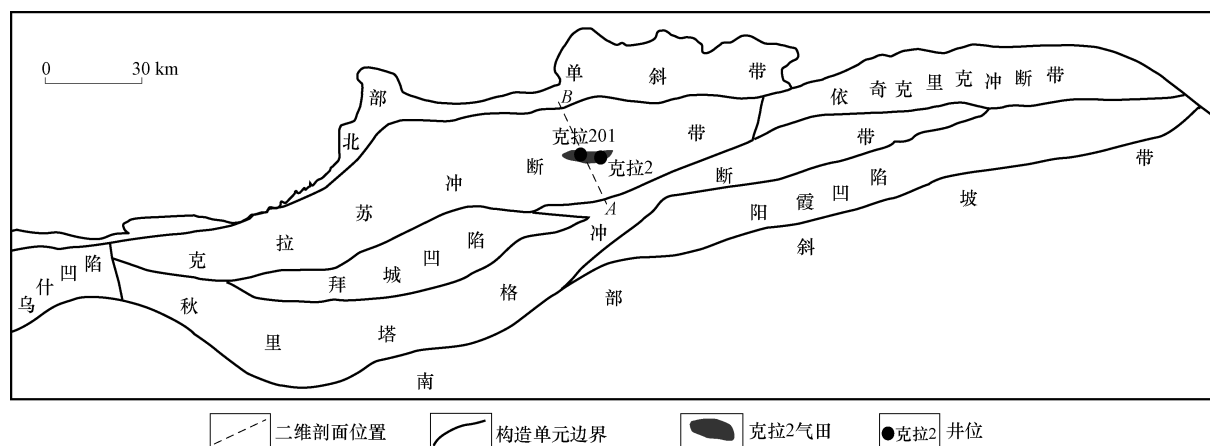


图1 库车坳陷构造单元划分

Fig. 1 Structure units of the Kuqa Depression

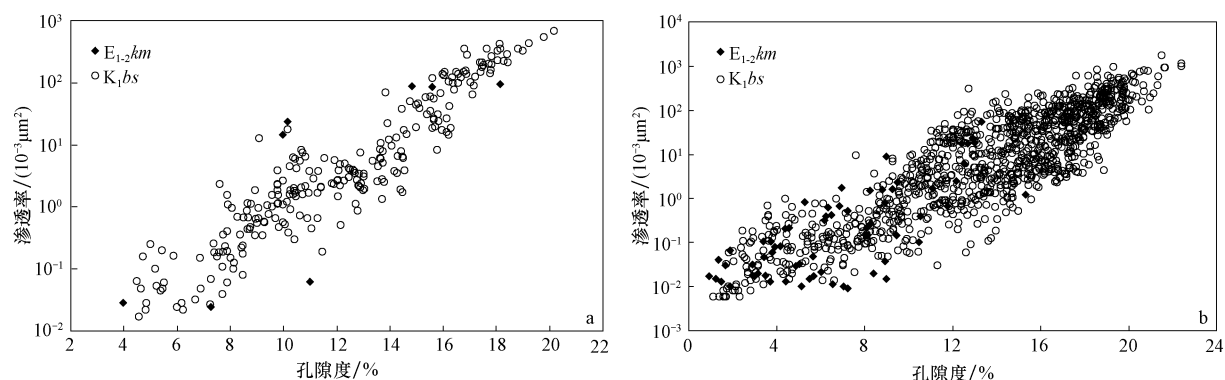


图2 库车坳陷克拉2气田克拉2(a)和克拉201井(b)砂岩储层孔隙度与渗透率关系

Fig.2 Permeability vs. porosity for sandstones from Wells KL2(a) and KL201(b) in Kela-2 gas field, the Kuqa Depression

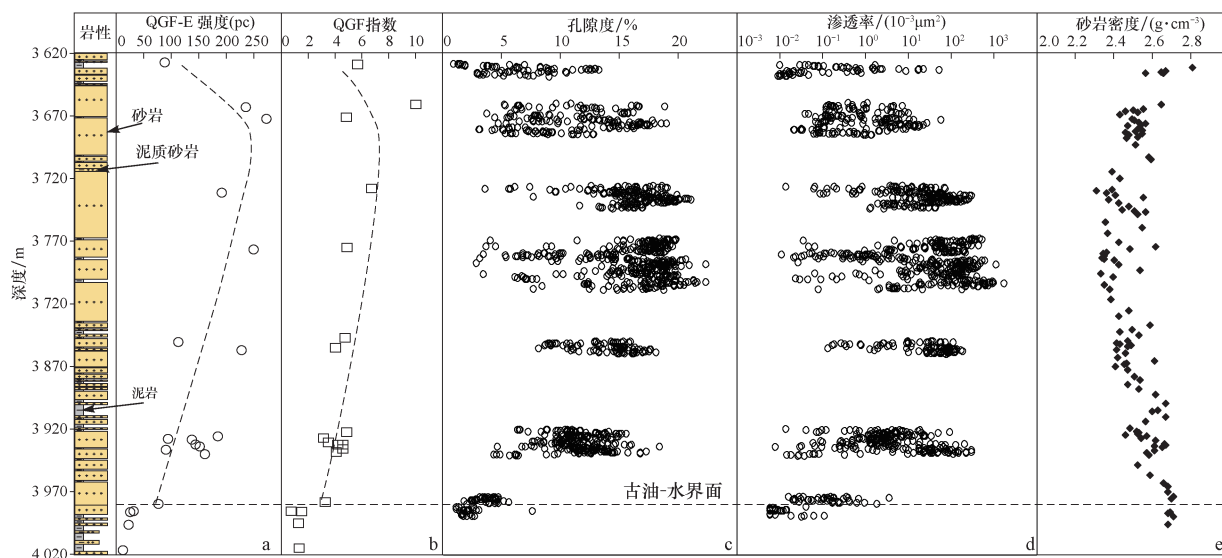


图3 库车坳陷克拉201井砂岩储层颗粒定量荧光参数(a,b)、孔隙度(c)、渗透率(d)和密度(e)随深度变化关系

Fig.3 Depth profiles of QGF-E intensity(a), QGF index(b), porosity(c), permeability(d) and density(e) of sandstones in Well KL201 in Kela-2 gas field, the Kuqa Depression

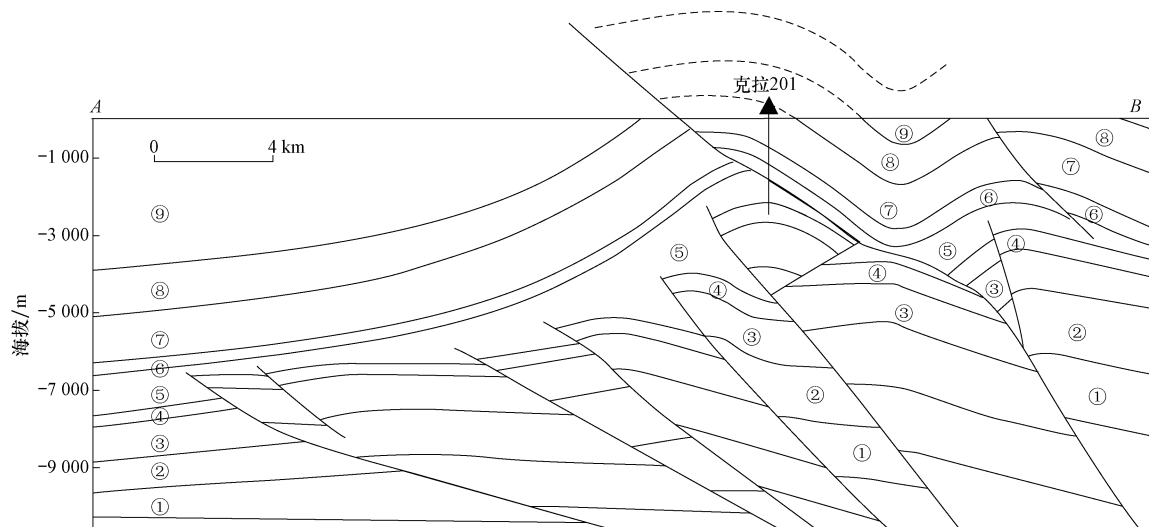
征,表现为先随深度的增加而减小,在深度大约为3 770 m达到最小值,对应的砂岩储层孔隙度和渗透率也最高。从深度大约为3 770 m以深,密度随深度的增加而增大。

在正常压实情况下,随着地层埋藏深度增加上覆地层压力逐渐增加将使岩石孔隙度和渗透率逐渐减小,密度逐渐增加。库车坳陷克拉2气田砂岩储层孔隙度和渗透率随深度表现为先增加再减小的特征,而密度表现为先减小再增加的特征,明显与砂岩正常压实不相符。Qiu等基于磷灰石裂变径迹年龄研究认为库车坳陷地层在距今5.1~3 Ma经历快速沉积/沉降之后接着发生快速隆升和剥蚀,根据其建立的构造演化模式预计剥蚀厚度达2 000 m以上^[34]。从过克拉2气田的南北向剖面AB也可以看出在克拉2气田出现了比较明显的削截现象,反映地层剥蚀比较严重,采用地层趋势法恢复其剥蚀厚度也在2 000 m以上(图4),所以可以推断克拉2气田储层最大古埋藏深度可超过

6 000 m。Jia和Li研究结果表明克拉2气田砂岩储层孔隙以原生孔隙为主,占总孔隙的90%以上^[26]。因此克拉2气田砂岩储层经历超过6 000 m的埋藏深度却保持比较高的原生孔隙可能与砂岩欠压实作用有关,也可能与成岩作用有关,因为对于大套砂岩层与泥岩接触比较近的顶部和底部,胶结作用比较强而比较致密,大套砂岩中部胶结作用比较弱,可保持较高的孔隙度。

3 超压成因

研究表明超压带一般具有异常高的声波时差和低电阻率^[35-37],对于由欠压实引起的超压段还具有异常高的孔隙度和低密度特征。因此本文通过对超压测井响应特征来判断库车坳陷克拉2气田超压成因。选取的克拉201井和克拉2井两口典型单井泥岩和砂岩声波时差、电阻率和密度随深度变化特征如图5所示。



①三叠系；②侏罗系；③舒善河组+雅格列木组；④巴什基奇克组+巴西盖组；⑤库姆格列木群；⑥苏维依组；⑦吉迪克组；⑧康村组；⑨：库车组+第四系

图4 库车坳陷过克拉2气田二维地质剖面

Fig. 4 Cross section of Kela-2 gas field in the Kuqa Depression

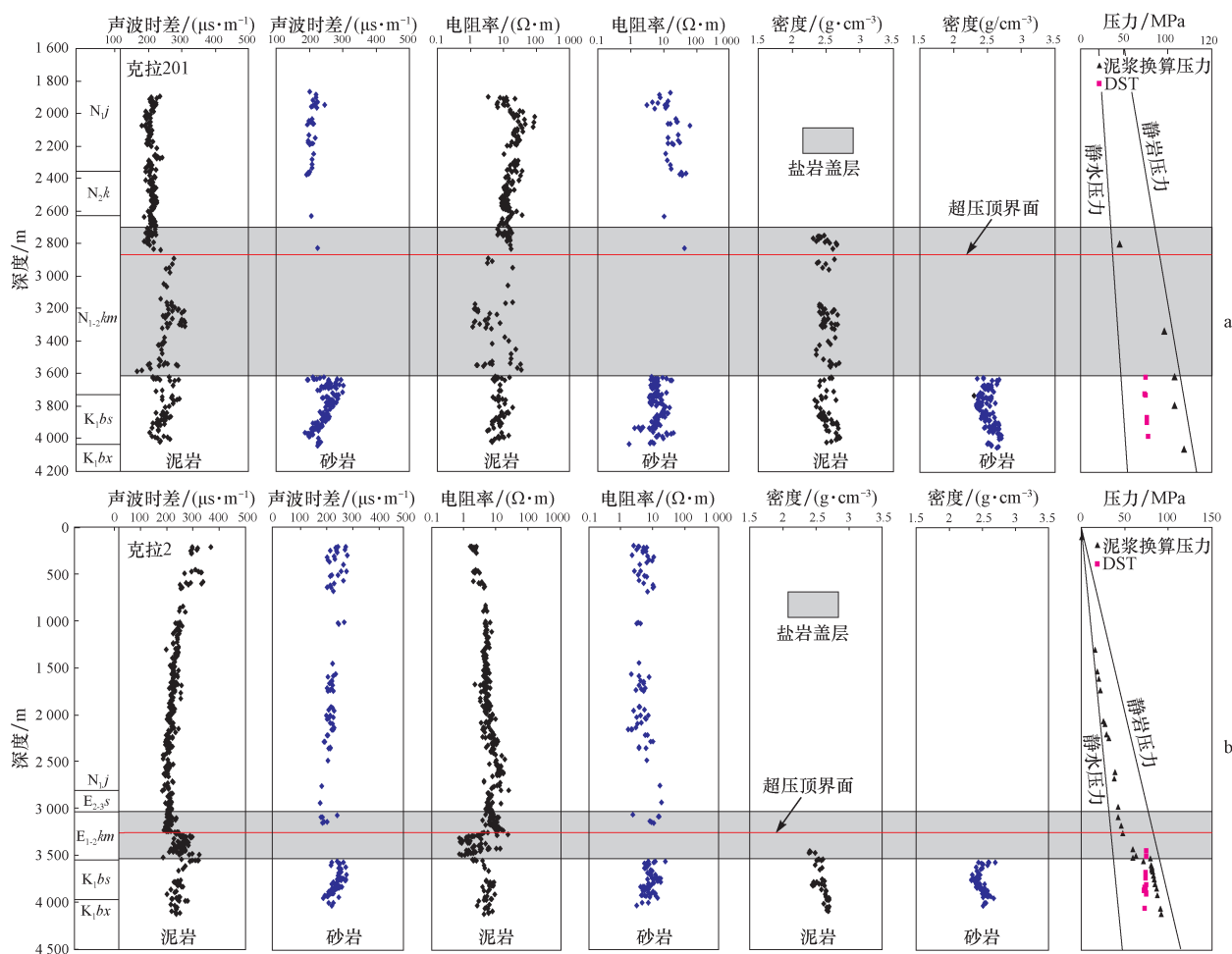


图5 库车坳陷克拉2气田克拉201(a)和克拉2井(b)泥岩和砂岩中超压测井响应特征

Fig. 5 Depth profiles of sonic, resistivity and density well-log data of mudstones and sandstone, as well as mud weights and measured pressure data for Wells KL201(a) and KL2(b) in Kela-2 gas field, the Kuqa Depression

库车坳陷两口单井泥岩声波时差随深度变化特征与正常压实相比明显不同,在超压段均显示出异常高的声波时差特征。克拉201井和克拉2井两口单井所对应

的超压顶界面深度分布为2 700 m和3 200 m,超压顶界面之下,两口单井泥岩和砂岩声波时差均显示增大的趋势,实测压力结果也显示为超压,因此声波时差与

超压具有很好的响应关系。泥岩电阻率与超压也具有一定的响应关系,在克拉201井和克拉2井两口单井超压泥岩都对应异常低的电阻率。但超压砂岩与电阻率不具有响应关系,砂岩电阻率无论是常压段还是超压段均随深度的增加而显示出增大的趋势,这可能与天然气的充注导致砂岩电阻率增加有关。超压泥岩和砂岩与密度也显示出不同的响应关系,克拉201井和克拉2井两口单井超压砂岩段均显示出低密度的特征,而泥岩密度与超压不具有响应关系。克拉201井泥岩密度随深度的增加基本上保持恒定值 2.5 g/cm^3 ,克拉2井在超压段随深度的增加显示出稍微增加的趋势。超压泥岩不具有异常低的密度说明超压不是由欠压实作用形成。生烃作用也不可能成为克拉2气田泥岩中超压的主要成因,因为岩心观察显示该地区巴什基奇克组和库姆格列木群超压泥岩为褐色,不具有生烃潜力。因此水平构造挤压应该是库车坳陷克拉2气田超压主要成因。由天然气充注导致的压力传递应该不是库车坳陷克拉2气田砂岩超压主要成因,因为在克拉2井和克拉201井等多口钻井中均发现无论是水层还是气层,或者是气水同层均存在有强超压的现象(压力系数超过1.8),而且不是所有气层压力系数都高于水层。库车坳陷克拉2气田超压砂岩具有较高的原生孔隙的特征,如果储层具有较高的原生孔隙是由于因为欠压实作用而导致,那砂岩中超压的形成主要是由于欠压实和水平构造挤压作用的结果。如果储层具有较高的原生孔隙是由于胶结作用比较弱,那么超压成因主要是水平构造挤压。

4 颗粒定量荧光

为了研究库车坳陷克拉2气田油气充注史和古油水界面特征,采集了克拉201井深度范围在3 629.7~4 019.0 m的巴什基奇克组和姆格列木群砂岩岩心样品19个,在进行颗粒定量荧光分析的基础之上开展流体包裹体研究。砂岩颗粒定量荧光(QGF)常用于调查颗粒中包裹体丰度^[38]、古油水界面^[39]以及油气充注史^[40]。克拉201井砂岩颗粒定量荧光(QGF)指数和砂岩颗粒抽提物定量荧光(QGF-E)强度随深度变化关系如图3所示。砂岩储层QGF指数范围分布在1.5~10.2,在深度大约为3 670 m达到最大。古油水界面深度大约为3 980 m处因为QGF指数出现明显增加的现象。在古油水界面之下,砂岩QGF指数均小于3,而且随深度变化基本保持稳定值。在古油水界面上,砂岩QGF指数随着深度的减小呈现先增加再减小的趋势。砂岩QGF-E强度范围分布在5~276,在深度大约为3 671 m达到最大,随深度变化显示出与

QGF指数一样的趋势。库车坳陷主要发育三叠纪和侏罗纪两套烃源岩,主要以生气为主。但已有的研究认为库车坳陷在三叠纪—侏罗纪曾多次受到过特提斯洋短暂海泛的影响,其中规模最大的是晚三叠世黄山街期晚期、早侏罗世阳霞期晚期和中侏罗世恰克马克期^[41]。海侵带来了不同的生物体,使有机质类型发生了改变^[42],使库车坳陷烃源岩也具有较好的生油潜力。现今克拉201井主要以产气为主,并伴生有少量的轻质油,现今的气油界面在深度大约为3 940 m处,说明早期存在的油被晚期充注的气所驱替。QGF-E强度反映为吸附在砂岩储层颗粒上的残留液态油,因此与QGF指数呈现相似的趋势,高的QGF指数和QGF-E强度反映了早期充注的油饱和度比较高。

5 流体包裹体

流体包裹体已经广泛被用于油气勘探方面的研究,可以用于恢复油气充注史^[43]、古压力演化史^[44]、流体演化史^[45]等,本研究通过对库车坳陷克拉2气田巴什基奇克组和库姆格列木群砂岩中流体包裹体发育特征观察发现油包裹体不是很发育,样品中的油包裹体丰度比较低,只观察到少量的油包裹体。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1~15 μm (图6)。同时存在少量的单相、三相以及大气泡的两相油包裹体。大部分油包裹体主要发育在石英颗粒裂纹中,只在克拉201井的一块砂岩样品中发现了油包裹体发育在方解石和自生石英脉体中(图6e,f)。另外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。在库车坳陷克拉2气田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有包裹体,反映库车坳陷克拉2气田砂岩储层存在多期有充注。

为了确定油气充注时间,选择了库车坳陷克拉2气田克拉201井4块同时发育烃类包裹体和共生盐水包裹体的砂岩样品开展显微测温分析,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。4块样品中只有一块样品中测得的盐水包裹体与发蓝白色荧光油包裹体共生,油包裹体和共生盐水包裹体均发育在方解石和自生石英脉体中,其他3块样品中测得的盐水包裹体与天然气包裹体共生,因此发黄色荧光的油包裹体由于缺乏共生盐水包裹体而不能确定其捕获时间。显微测温结果反映单相油包裹体、小气泡两相油包裹体以及所有的盐水包裹体都均一到液

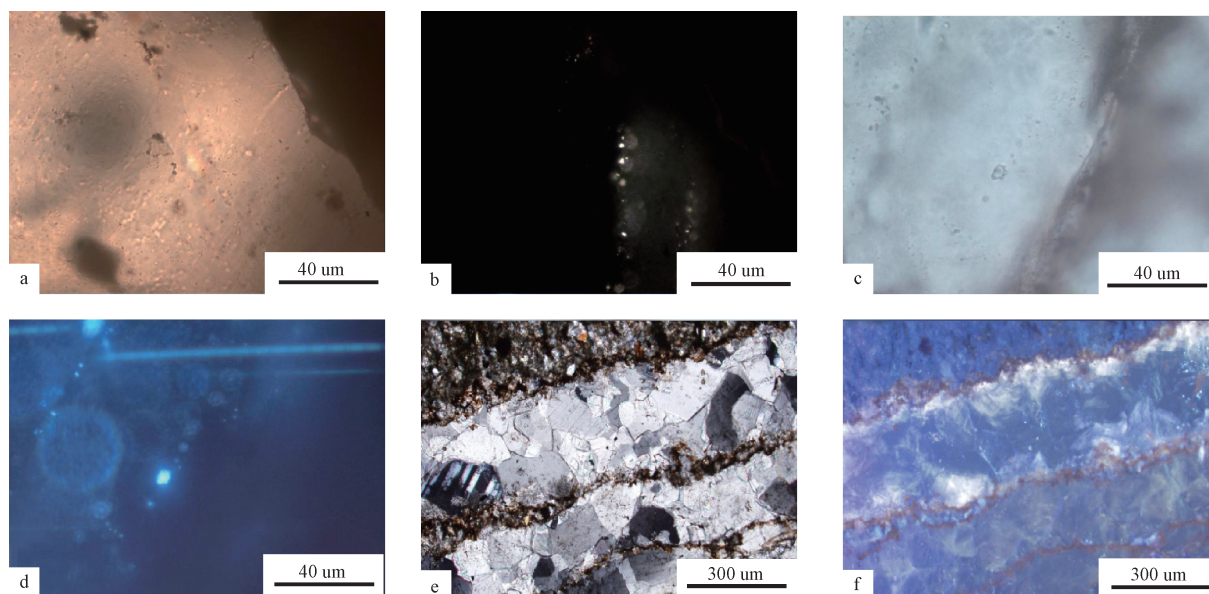


图6 库车坳陷克拉2气田不同类型油包裹体透射光和荧光照片

Fig. 6 Photomicrographs of representative oil inclusions under UV light and transmitted light

observed in Kela-2 gas field, the Kuqa Depression

a, b. 分别为发黄色荧光油包裹体透射光和荧光照片, 克拉202井, 埋深4 379.2 m; c, d. 分别为发蓝白色荧光油包裹体透射光和荧光照片, 克拉2井, 埋深3 743.5 m; e, f. 分别为发育在方解石和石英脉体中蓝白色荧光油包裹体透射光和荧光照片, 克拉201井, 埋深4 379.2 m

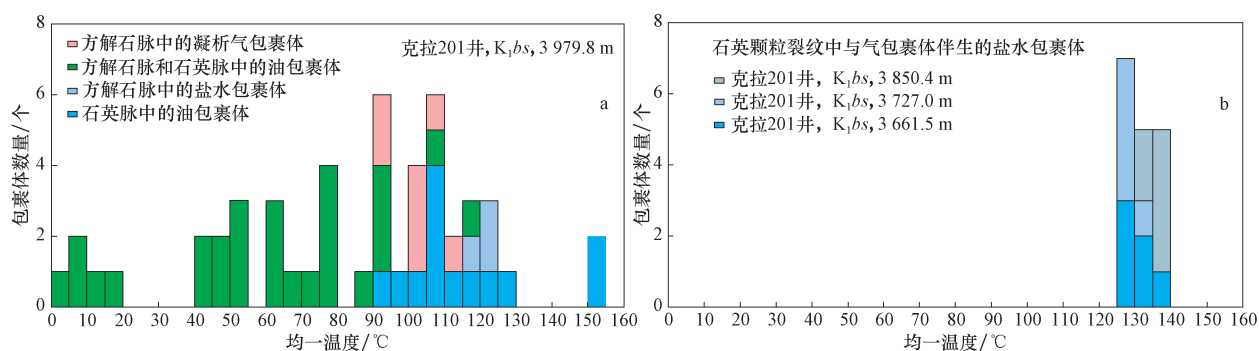


图7 库车坳陷克拉2气田流体包裹体均一温度直方图

Fig. 7 Histograms of homogenization temperatures for oil inclusions and the coeval aqueous inclusions in Kela-2 gas field, the Kuqa Depression

相,部分大气泡两相油包裹体均一到气相,表明此类包裹体为凝析气包裹体。发育在方解石和自生石英脉体中的单相油包裹体均一温度都在20℃以下,两相小气泡油包裹体均一温度范围为40~95℃,凝析气包裹体均一温度相对比较高,为90~115℃(图7)。发育在方解石和自生石英脉体中与油包裹体共生的盐水包裹体均一温度主要分布范围为94.5~125℃,其中发育在方解石脉体中的3个盐水包裹体均一温度范围为115~125℃,与发育在自生石英脉体中的盐水包裹体均一温度范围比较一致。与天然气共生的盐水包裹体均一温度范围为125~140℃,均一温度范围都比较集中反映包裹体捕获时间一致。

盐水包裹体盐度能指示不同时间地层水成分变化特征,因此可以用以辅助划分油气充注期次。库车坳陷克拉2气田4块砂岩样品中33个与烃类共生盐水包裹体盐度与均一温度关系图(图8)显示盐水包裹体

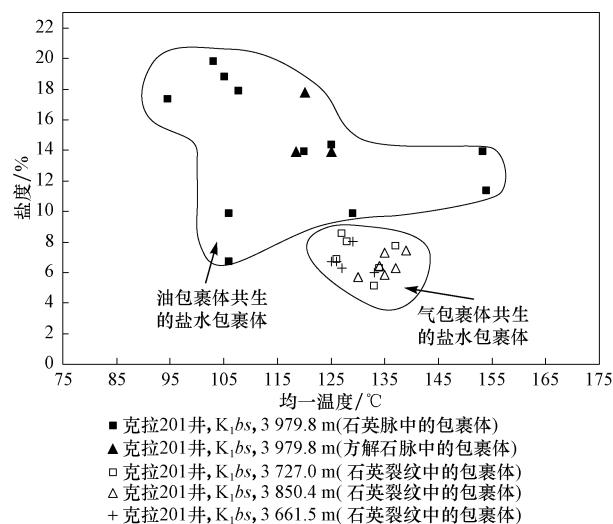


图8 库车坳陷克拉2气田流体包裹体盐度与均一温度关系图

Fig. 8 Cross plot of homogenization temperature and salinity of aqueous inclusions in Kela-2 gas field, the Kuqa Depression

盐度分布范围为 5.1% ~ 19.8%。与天然气共生的盐水包裹体盐度都比较相似,其盐度比油包裹体共生的盐水包裹体稍微偏低。发蓝白色荧光油包裹体共生的盐水包裹体盐度分布范围为 6% ~ 19.8%,明显可以划分为两个范围。相对低盐度范围为 6% ~ 14%,相对高盐度范围为 14% ~ 19.8%。因此综合发蓝白色荧光油包裹体共生的盐水包裹体均一温度特征可以确定发蓝白色荧光油包裹体为两期捕获的结果,对应的最小均一温度分别为 94.5 °C 和 104 °C。

6 油气充注和超压对储层孔隙的影响

砂岩储层颗粒定量荧光参数,包裹体发育特征以及油包裹体荧光颜色显示库车坳陷克拉2气田存在多期油气充注。与天然气共生盐水包裹体具有相似的均一温度和盐度,说明天然气只存在一期充注。发蓝白色荧光油包裹体共生盐水包裹体具有较宽的均一温度和盐度分布范围,油包裹体共生盐水包裹体均一温度和盐度关系指示发蓝白色荧光油包裹体为两期油充注再捕获的结果。因此综合上述研究结果认为库车坳陷克拉2气田存在三期油充注和一期天然气充注。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两期发蓝白色荧光油包裹体捕获时间分别为距今 5.5 Ma 和 4.5 Ma(图 9a),两期油充注时间很接近,都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。库车坳陷是一个前陆盆地,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。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。

库车坳陷克拉2气田克拉201井砂岩储层颗粒定量荧光参数、孔隙度、渗透率和密度随深度变化关系(图3)显示在古油水界面之上,定量荧光参数 QGF 指数和 QGF-E 随深度变化趋势与孔隙度和渗透率相似,高的 QGF 指数和 QGF-E 强度的砂岩储层具有较高的孔隙度和渗透率。而在古油水界面之下,砂岩孔隙度在 3% 以下,渗透率在 $0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 以下。不可能存在油气充注的泥岩中超压形成的主要原因是水平构造挤压。说明库车坳陷克拉2气田砂岩储层具有异常高的原生孔隙是因为早期油充注到砂岩储层中之后使砂岩储层胶结作用减弱或者形成欠压。因此可以总结库车坳陷克拉2气田砂岩储层埋藏、油气充注和储层孔隙演化模式三者之间的关系如图9所示。流体包裹体揭示后两期油的充注发生库车组快速沉积阶段早期,对应的库车坳陷克拉2气田砂岩储层埋藏深度小于 3 500 m,地层温度小于 100 °C,当时储层应该具有比较高的原生孔隙度。如果克拉2气田砂岩储层属于正常压实或者油的充注没有阻止成岩作用进行,则在库车组沉积时期孔隙度将快速降低,最终导致现今储层原生孔隙度应该会比较低(图9b)。王飞宇等认为库车坳陷存在上三叠统黄山街组和中侏罗统恰克马克组两套湖相油源岩,黄山街组油源岩主要生油阶段位于距今 65 ~ 5 Ma,恰克马克组湖相油源岩主要生油阶段位于 12 Ma 至现今^[46]。库车坳陷断层是油气从烃源岩排出运移至储层的主要通道,断层的活动主要受到构造挤压的控制。在库车组沉积早期(距今 5.5 ~ 4.5 Ma),由于库车坳陷遭受构造挤压作用的影响使地层快速沉降,断层活动,滞留在烃源岩中的油排出并充注到储层中在比较好的盐岩盖层封闭条件下虽然遭受了水平构造挤压和上覆地层的压实作用,但砂岩储层孔隙中的油没有被排出因而形成欠压实或者阻止胶结物的形成,同时在砂岩储层中形成异常高的孔隙流体压力。在距今 3 ~ 2 Ma,由于构造挤压作用的增强使地层发生抬升剥蚀并伴随通源断层的活动,使天然气充注到储层中使早期充注的油从背斜边缘泄漏。由于烃源岩埋藏深度大,孔隙流体压力大于克拉2储层孔隙流体压力,从烃源岩中排出的天然气具有高压、高密度特征,使储层一直维持异常高的流体压力和孔隙度。

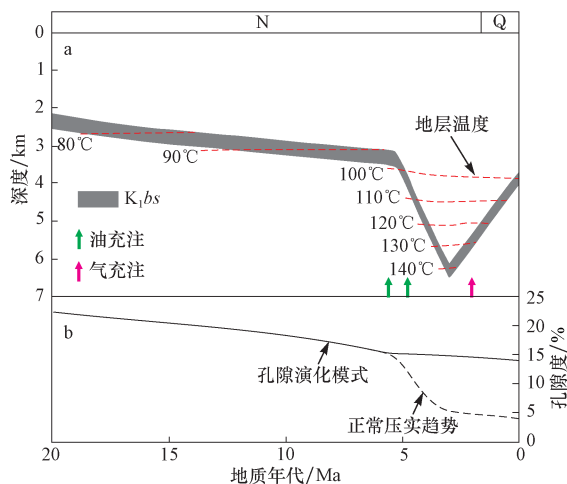


图9 库车坳陷克拉2气田地层埋藏、油气充注和孔隙演化模式

Fig. 9 Burial and thermal history as well as hydrocarbon charging and porosity evolution mode in Kela-2 gas field, the Kuqa Depression

7 结论与认识

1) 克拉2气田砂岩储层和泥岩中均发育超压,超

压的形成与水平构造挤压作用具有重要关系,砂岩具有比较高的原生孔隙度,高孔隙度砂岩对应古含油饱和度比较高。

2) 砂岩储层颗粒定量荧光参数,包裹体发育特征、油包裹体荧光颜色、流体包裹体显微测温分析结果表明库车坳陷克拉2气田存在三期油充注和一期天然气充注,后两期油充注时间为分布在距今5.5 Ma和4.5 Ma,对应库车组沉积早期,天然气充注时间为距今3~2 Ma,对应构造抬升剥蚀时期。

3) 库车坳陷克拉2气田盐下砂岩储层经历最大古埋藏深度达6 000 m以上却显示出异常高的原生孔隙度是因为早期原油充注到储层中在比较好的盐岩盖层封闭条件下虽然遭受了水平构造挤压和上覆地层的压实作用,但砂岩储层孔隙中的油没有被排出使砂岩储层胶结作用减弱或者形成欠压实。

参 考 文 献

- [1] Dickinson G. Geological aspects of abnormal reservoir pressures in Gulf Coast Louisiana[J]. AAPG Bulletin, 1951, 37(2): 410–432.
- [2] Barker C. Aquathermal pressuring-role temperature in development of abnormal-pressure zones[J]. AAPG Bulletin, 1972, 56(10): 2068–2071.
- [3] Magara K. Importance of aquathermal pressuring effect in Gulf coast[J]. AAPG Bulletin, 1975, 59(10): 2037–2045.
- [4] Freed R L, Peacor D R. Geopressured shale and sealing effect of smectite to illite transition[J]. AAPG Bulletin, 1989, 73(10): 1223–1232.
- [5] Law B E, Dickinson W W. Conceptual model of origin of abnormally pressured gas accumulations in low permeability reservoirs[J]. AAPG Bulletin, 1985, 69(8): 1295–1304.
- [6] Meissner F F. Abnormal electric resistivity and fluid pressure in Bakken Formation, Williston basin, and its relation to petroleum generation, migration, and accumulation (abs.) [J]. AAPG Bulletin, 1976, 60(1): 1403–1404.
- [7] Spencer C W. Hydrocarbon generation as a mechanism for overpressing in Rocky Mountain Region[J]. AAPG Bulletin, 1987, 71(4): 368–388.
- [8] Spencer C W. Overpressure reservoirs in Rocky Mountain region[J]. Journal of Applied Mechanics, 1976, 43(2): 1356–1357.
- [9] Guo X W, He S, Liu K Y, et al. Oil generation as the dominant overpressure mechanism in the Cenozoic Dongying Depression, Bohai Bay Basin, China[J]. AAPG Bulletin, 2010, 94(12): 1859–1881.
- [10] Guo X W, He S, Liu K Y, et al. Quantitative estimation of overpressure caused by oil generation in petroliferous basins[J]. Organic Geochemistry, 2011, 42(11): 1343–1350.
- [11] Hubbert M K, Rubey W W. Role of fluid pressure in mechanics of overthrust faulting I [J]. Geological Society of American Bulletin, 1959, 70(2): 115–166.
- [12] Yardley G S, Swarbrick R E. Lateral transfer: A source of additional overpressure? [J]. Marine and Petroleum Geology, 2000, 17(4): 523–537.
- [13] Braun R L, Burnham A K. Mathematical model of oil generation, degradation and expulsion[J]. Energy Fuels, 1990, 4(2): 132–146.
- [14] Hill R J, Tang Y C, Kaplan I R, et al. The influence of pressure on the thermal cracking of oil [J]. Energy and Fuels, 1996, 10(4): 873–882.
- [15] Price L C, Wenger L M. The influence of pressure on petroleum generation and maturation as suggested by aqueous pyrolysis [J]. Organic Geochemistry, 1992, 19(1–3): 141–159.
- [16] Hao F, Zou H Y, Gong Z S, et al. Hierarchies of overpressure retardation of organic matter maturation: Case studies from petroleum basins in China[J]. AAPG Bulletin, 2007, 91(10): 1467–1498.
- [17] Hao F, Li S T, Dong W L, et al. Abnormal organic matter maturation in the Yinggehai Basin, offshore South China Sea: Implications for hydrocarbon expulsion and fluid migration from overpressured systems [J]. Journal of Petroleum Geology, 1998, 21(4): 427–444.
- [18] Hao F, Sun Y C, Li S T, et al. Overpressure retardation of organic-matter maturation and hydrocarbon generation: A case study from the Yinggehai and Qiongdongnan basins, offshore South China Sea[J]. AAPG Bulletin, 1995, 79(4): 551–562.
- [19] Carr A D. A vitrinite reflectance kinetic model incorporating overpressure retardation[J]. Marine and Petroleum Geology, 1999, 16(4): 355–377.
- [20] Carr A D. Suppression and retardation of vitrinite reflectance: Part 1. Formation and significance for hydrocarbon generation[J]. Journal of Petroleum Geology, 2000, 23(3): 313–343.
- [21] Carr A D. Suppression and retardation of vitrinite reflectance: Part 2. Derivation and testing of a kinetic model for suppression[J]. Journal of Petroleum Geology, 2000, 23(4): 475–496.
- [22] Carr A D. Thermal history model for the South Central Graben, North Sea, derived using both tectonics and maturation [J]. International Journal of Coal Geology, 2003, 54(1–2): 3–19.
- [23] Bloch S, Lander R H, Bonnell L. Anomalous high porosity and permeability in deeply buried sandstone reservoirs: Origin and predictability[J]. AAPG Bulletin, 2002, 86(2): 301–328.
- [24] 贾承造, 顾家裕, 张光亚. 库车坳陷大中型气田形成的地质条件[J]. 科学通报, 2002, 47(s1): 49–55.
- Jia Chenzao, Gu Jiayu, Zhang Guangya. Geological constraints of giant and medium-sized gas fields in the Kuqa Depression [J]. Chinese Science Bulletin, 2002, 47(s1): 49–55.
- [25] 宋岩, 洪峰, 夏新宇, 等. 异常压力与油气藏的同生关系—以库车坳陷为例[J]. 石油勘探与开发, 2006, 33(3): 303–308.
- Song Yan, Hong Feng, Xia Xinyu, et al. Syngensis relationship between abnormal overpressure and gas pool formation—With Kuqa Depression as an example[J]. Petroleum Exploration and Development, 2006, 33(3): 303–308.
- [26] Jia C Z, Li Q M. Petroleum geology of Kela-2, the most productive gas field in China [J]. Marine and Petroleum Geology, 2008, 25(4): 335–343.
- [27] Zeng L B, Wang H J, Gong L, et al. Impacts of the tectonic stress field on natural gas migration and accumulation: A case study of the Kuqa Depression in the Tarim Basin, China [J]. Marine and Petroleum Geology, 2010, 27(7): 1616–1627.
- [28] Zeng L B, Liu B M. Overpressure in the Kuqa Foreland Thrust Zone, Tarim Basin, NW China: origin and its impacts on hydrocarbon accumulation [J]. Progress in Natural Science, 2006, 16(2): 1307–1314.

- [29] 施立志,王震亮,姚勇,等. 塔里木盆地库车坳陷现今异常高压分布特征及其成因[J]. 大庆石油学院学报,2006,30(3):1-4.
Shi Lizhi, Wang Zhenliang, Yao Yong, et al. Analysis of current of abnormal high pressure distribution characteristics and discuss which cause of formation in Kuqa depression of Tarim basin[J]. Journal of Daqing Petroleum Institute, 2006, 30(3):1-4.
- [30] 张洪 庞雄奇 姜振学. 库车坳陷克拉2气田超压成因研究[J]. 地球学报,2005,26(2):163-168.
Zhang Hong, Pang Xiongqi, Jiang Zhenxue. A study of the overpressures of the Kela-2 Gas Field in Kuqa Depression[J]. Acta Geoscientica Sinica, 2005, 26(2):163-168.
- [31] 孙明亮,柳广弟. 库车坳陷克拉2气藏异常压力成因分析[J]. 中国石油大学学报(自然科学版),2007,31(3):18-27.
Sun Mingliang, Liu Guangdi. Abnormal pressure origin analysis of Kela 2 gas pool in Kuqa depression of Tarim basin[J]. Journal of China University of Petroleum, 2007, 31(3):18-27.
- [32] 柳广弟,王雅星. 库车坳陷纵向压力结构与异常高压形成机理[J]. 天然气工业,2006,26(9):29-31.
Liu Guangdi, Wang Yaxing. Vertical pressure structure and genetic mechanism of overpressure in Kuqa Depression, the Tarim Basin[J]. Natural Gas Industry, 2006, 26(9):29-31.
- [33] 周兴熙. 库车油气系统成藏作用与成藏模式[J]. 石油勘探与开发,2001,28(2):8-10.
Zhou Xingxi. The reservoir-forming process and model in the Kuqa petroleum system[J]. Petroleum Exploration and Development, 2001, 28(2):8-10.
- [34] Qiu N S, Chang J, Li J W, et al. New evidence on the Neogene uplift of South Tianshan: constraints from the (U-Th)/He and AFT ages of borehole samples of the Tarim basin and implications for hydrocarbon generation[J]. International Journal of Earth Sciences, 2012, 101(6):1625-1643.
- [35] Hermanrud C, Wensaas L, Teige G M G, et al. Shale porosities from well logs on Haltenbanken (Offshore Mid-Norway) shows no influence of overpressuring. Abnormal Pressures in Hydrocarbon Environments[J]. AAPG Memoir, 1998, 70(70):65-85.
- [36] Teige G M G, Hermanrud C, Wensaas L, et al. The lack of relationship between overpressure and porosity in North Sea and Haltenbanken shales[J]. Marine and Petroleum Geology, 1999, 16(4):321-335.
- [37] 何生,何治亮,杨智,等. 准噶尔盆地腹部侏罗系超压特征和测井响应以及成因[J]. 地球科学—中国地质大学学报,2009,34(3):457-470.
He Sheng, He Zhiliang, Yang Zhi, et al. Characteristics, well-log responses and mechanisms of overpressures within the Jurassic Formation in the Central part of Junggar Basin[J]. Earth Science-Journal of China University of Geosciences, 2009, 34(3):457-470.
- [38] Liu K Y, Eadington P, Coghlan D. Fluorescence evidence of polar hydrocarbon interaction on mineral surfaces and implications to alteration of reservoir wettability[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2003, 39(3):275-285.
- [39] Liu K Y, Eadington P. Quantitative fluorescence techniques for detecting residual oils and reconstructing hydrocarbon charge history[J]. Organic Geochemistry, 2005, 36(7):1023-1036.
- [40] Liu K Y, Eadington P, Middleton H, et al. Applying quantitative fluorescence techniques to investigate petroleum charge history of sedimentary basins in Australia and Papuan New Guinea[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2007, 57(s1-2):139-151.
- [41] 张宝民,陈建平,边立曾,等. 再论塔里木盆地库车坳陷三叠纪—侏罗纪的海泛事件[J]. 地质学报,2006,80(2):236-245.
Zhang Baomin, Chen Jianping, Bian Lizeng, et al. Rediscussion on the sea-slooding events during Triassic to Jurassic of Kuqa Depression in Tarim Basin[J]. Acta Geologica Sinica, 2006, 80(2):236-245.
- [42] 周世新,李原,张中宁,等. 库车坳陷中生代海侵事件对有机质的影响[J]. 沉积学报,1999,17(1):106-111.
Zhou Shixin, Li Yuan, Zhang Zhongning, et al. Influence on organic matter caused by Mesozoic transgressive events in the Kuqa Depression, Tarim Basin[J]. Acta Sedimentologica Sinica, 1999, 17(1):106-111.
- [43] Parnell J. Potential of palaeofluid analysis for understanding oil charge history[J]. Geofluids, 2010, 10(1-2):73-82.
- [44] Aplin A C, Larter S R, Bigge M A, et al. PVTX history of the North Sea's Judy oilfield[J]. Journal of Geochemical Exploration, 2000, s69-70:641-644.
- [45] Burley S D, Mullis J, and Matter A. Timing diagenesis in the Tartan reservoir (UK North Sea): constraints from combined cathodoluminescence microscopy and fluid inclusion studies[J]. Marine and Petroleum Geology, 1989, 6(2):98-120.
- [46] 王飞宇,杜治利,李 谦,等. 塔里木盆地库车坳陷中生界油源岩有机成熟度和生烃历史[J]. 地球化学,2005,34(2):136-146.
Wang Feiyu, Du Zhili, Li Qian, et al. Organic maturity and hydrocarbon generation history of the Mesozoic oil-prone source rocks in Kuqa depression, Tarim Basin[J]. Geochimica, 2005, 34(2):136-146.

(编辑 张亚雄)