

费尔干纳盆地超深层油气成藏系统

徐 洪, 杨玉峰

(中国石油 天然气勘探开发公司, 北京 100034)

摘要: 费尔干纳盆地中央地堑带新生界中普遍发育超高压异常, 其与构造挤压环境、快速沉降不平衡压实以及持续的生烃作用有关。这种超高压环境对深层油气的生成、聚集成藏产生了重要的影响。主要目的层新近系埋深超过 5 000 m, 仍以液态烃产出, 深层高孔高渗类砂岩储层是河道砂岩在超高压环境下未经正常压实形成的, 表现为取心收获率低、生产过程中易出砂的特征; 而低孔高渗类储层与高压形成的水力破裂裂缝有关。古近系碳酸盐岩储层中含高硫化氢气体来源于 TSR 反应, TSR 作用使含石膏碳酸盐岩储层物性得到了显著的改善, 其油层组压力系数稍低于新近系油层组是重烃类气体损耗、储集空间增大两方面因素叠加的结果。中央地堑带主要目的层成藏系统划分为上部 E-E₃N 系统和下部 JK-E₁₋₂ 系统; 上部高产储层主要受河道砂岩和超高压控制, 下部高产层主要受潟湖相的含石膏碳酸盐岩储层控制, 2 个含油气系统的压力、流体性质均有较大的差别, 适宜于分层开采。

关键词: 异常高压; 深层; 油气成藏系统; 费尔干纳盆地

中图分类号: TE122.3

文献标识码: A

Ultra-deep petroleum accumulation systems in Fergana Basin

Xu Hong, Yang Yufeng

(China National Oil-Gas Exploration & Development Corporation, Beijing 100034, China)

Abstract: In the central graben zone of the Fergana Basin, overpressures were widespread during Cenozoic, which might be related to tectonic compression environment, disequilibrium compaction caused by quick sedimentation and continuous hydrocarbon generation. The ultra-high pressure environment had important effects on deep oil and gas generation, migration and accumulation. The main reservoirs were buried over 5 000 m deep in Neogene, and mainly gave birth to liquid hydrocarbons. The high-porosity and high-permeability sandstone reservoirs in deep formations came from fluvial sandstones under ultra-high pressure, and were featured by low coring recovery rate and high sand production. The low-porosity and high-permeability reservoirs were related to hydraulic fractures caused by high pressure. In the carbonate reservoirs in Paleogene, H₂S was in high content, mainly generating from thermochemical sulfate reduction (TSR), which obviously improved the physical property of gypsum carbonate reservoirs. The formation pressure coefficient was slightly lower than that of Neogene, which could be explained by heavy hydrocarbon gas loss and reservoir space increase. The main petroleum systems in the central graben zone can be divided into the upper E-E₃N system and the lower JK-E₁₋₂ system. High-production reservoirs of the upper E-E₃N petroleum system are controlled by channel sandstones and overpressure, while those of the lower JK-E₁₋₂ petroleum system are mainly affected by the gypsum-containing carbonate reservoirs of lagoon facies. The two systems are totally different in pressure and fluid properties, hence are suitable for slicing production.

Key words: abnormal high pressure; deep formation; petroleum accumulation system; Fergana Basin

费尔干纳盆地位于中天山和南天山之间, 为北东—南西向延伸的长条形山间盆地, 面积 3.8×10^4 km², 横跨塔吉克、乌兹别克和吉尔吉斯 3 个国家, 主体在乌国境内, 面积 1.7×10^4 km²。盆地的油气勘探活动始于 19 世纪末, 共发现 50 多个油气田, 在乌国境内油气田 23 个, 探明石油储量约 3.2×10^8 t。中外勘探实践表明, 很多几近枯竭的老油区通过深层勘

探打开了新局面^[1]。位于费尔干纳盆地中央地堑带的明格布拉克油田就是在油气勘探活动 100 年之后的新发现。在埋深超 5 000 m 的砂岩储层中发现了单井日产超 1 000 t 的高产油藏, 在近 6 000 m 深的碳酸盐岩储层中发现了高产油气流。费尔干纳盆地是中国石油海外油气战略的目标区之一, 同时它又与我国西部一些盆地在构造沉积演化等方面

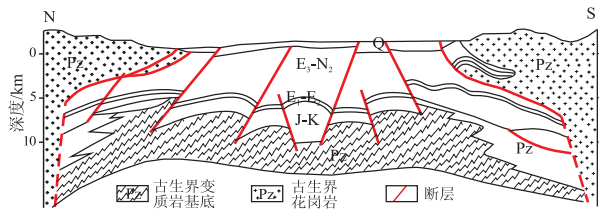


图1 费尔干纳盆地南北向剖面

Fig.1 SN profile of Fergana Basin

有许多相似之处,其盆地中央地堑带由于埋藏较深,对深部油气系统的形成还不是十分清楚,因此,解剖费尔干纳盆地深层油气藏的形成具有十分重要的实际意义。

1 构造演化特征

费尔干纳盆地由3个不同的构造层系组成:下部为强烈变质的古生代地层,为褶皱造山条件下形成的,构成盆地的基底;中部为中生代和古近纪地层,为拉张裂谷稳定沉降条件下形成的盆地盖层沉积;最上部为新近纪至现今沉积,属于造山阶段的产物,为厚度6 000 m的磨拉石建造^[2](图1)。

由于造山后期的塌陷作用,使盆地区受到拉张,形成了地堑式箕状盆地,在这些狭窄的箕状地堑中沉积了上二叠统和三叠系的红色磨拉石建造。早侏罗世,由于持续拉张和沉降作用,早期形成的彼此分隔的小盆地逐渐相连。中侏罗世早中期,整个盆地形成了具有现今轮廓的单一巨型沉积盆地,发育中下侏罗统湖沼相沉积,富含煤层。晚侏罗世,由于地体增生导致盆地北部局部出现火山岩与磨拉石的红色建造相互伴生。早白垩世,由于走滑断层作用使广大地区继续发生热沉降,盆地中心和东南的局部隆起区开始发生不对称沉降;早白垩世晚期和晚白垩世早期发生2次海侵,盆地西南部与海相连;晚白垩世晚期到古近纪,盆地仍以海相沉积为主。中新世,由于印度板块与欧亚板块相碰撞,使天山地区受到强烈挤压作用。盆地内的构造变形作用主要始于上新世,第四纪是挤压最强烈的时期,也是盆地中的逆冲断层和褶皱构造的主要形成时期^[2](图2)。

2 石油地质特征

盆地存在3套主要的生油岩系,即古近系海相泥岩和泥灰岩,上白垩统灰色泥岩、介壳灰岩,中下侏罗统的湖沼相泥页岩。其中古近系海相泥岩及泥灰岩是该区主要的油源岩,有机碳含量为0.4%~0.8%,最高可达1%~2%,平均为1.37%;氯仿沥青

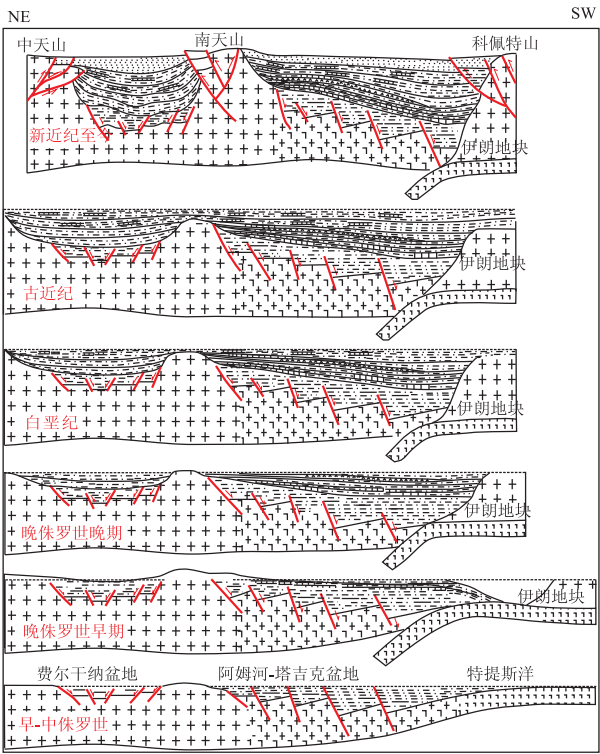


图2 费尔干纳盆地构造演化

Fig.2 Structural evolution of Fergana Basin

“A”含量为0.05%~1%,有机质类型为腐泥型,镜质体反射率(R_o)为0.85%~1.15%,处于成熟生烃阶段。白垩系烃源岩主要为灰色泥岩和介壳灰岩,富含生物化石,有机碳含量为0.26%~0.3%。而中下侏罗统生油岩主要为湖相、沼泽相泥页岩沉积,源岩有机碳含量为0.27%~2%,平均0.46%;母质类型以腐殖型为主,演化程度高, R_o 达1.6%~2.0%,是盆地有利的气源岩^[2]。

储集层主要为新近系砂岩、古近系灰岩、上白垩统砂岩及下白垩统—中下侏罗统的砂砾岩。盆地含油气层系多,自上而下分布新近系、古近系、白垩系和中下侏罗统等4套生储盖组合,包含31个油气层系。其中古近系灰岩和砂岩以及新近系砂岩是盆地中部中央地堑带主力含油气层系。盆地范围内在古近系中发现的石油储量占全区总储量的72%;其次为白垩系和新近系含油气层系,分别占10%;中下侏罗统砂岩储量占8%。

盆地包含南部断阶带、北部断阶带、中央地堑(拗陷)带3个有利油气富集区(图3)。南部断阶带背斜构造发育,面积大,形态相对平缓,为盆地主要的油气富集区,已发现27个油田、5个气田。北部断阶带具类似的构造特征,但断裂构造带相对不发育,已发现8个油田、2个气田。中央地堑带发育背斜构造带,但埋深较大,油气藏深度一般大于

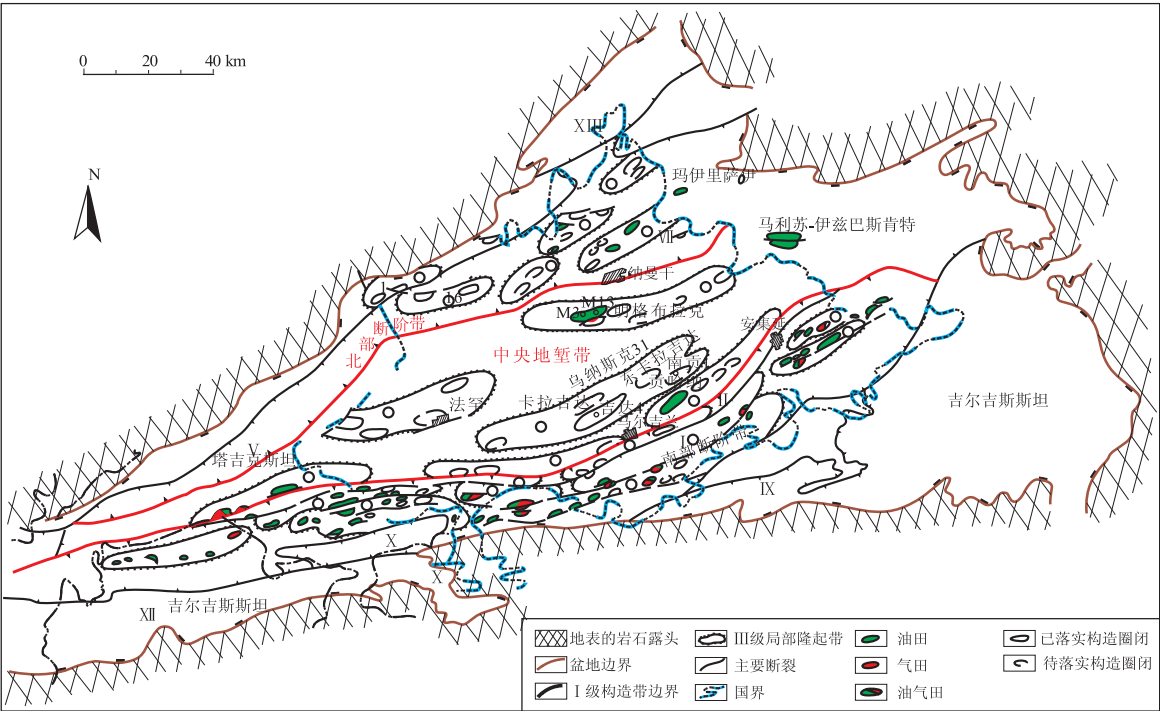


图 3 费尔干纳盆地构造区域与油气田分布示意

Fig.3 Geotectonic and oil-and-gas field distribution sketch map of Fergana Basin

4 000 m, 古近系油层在坳陷中部超过了 6 000 m; 油藏以超深、超压为特点, 特别是在新近系下部和古近系地层中普遍发育超高压。在明格布拉克、卡拉吉达、萨雷库尔干、贡哈纳等地区, 压力系数最大可以达到 2.0 以上(图 4)。其超压的形成有以下几方面的原因: 一是晚新生代以来, 由于印度板块与欧亚板块相碰撞, 使天山地区受到强烈挤压作用, 在盆地边缘形成了一系列的走滑断层, 它们均向盆地逆冲, 整个新生界地层一直处于构造挤压背景之下; 二是中央地堑带新近系总体沉积厚度达到了 5 500 m, 并且其主要组成为黏土层, 沉积速率达到了 250 m/Ma; 三是古近系是费尔干纳盆地主要的烃源岩层之一, 并且目前仍然处于生烃阶段。上述这些因素造成了费尔干纳盆地中部新生界地层剖面中超压广泛发育。

3 中央地堑带烃类的生成和保存

快速沉降的年轻的新生代盆地, 由于形成时间短、地温梯度偏低, 烃源岩受热力的作用时间短, 因此烃源岩在深部仍然可以生成大量烃类形成油气藏^[3]。此外, 深层油气藏往往伴随有异常高压发生^[4]。目前, 大多数学者已经认同超压抑制和延迟了油气的生成和有机质的成熟^[5-9]。随着深层勘探的不断深入, 发现了越来越多的烃类物质能够在高温高压条件下存在^[10-12]。据分析, 液态烃完

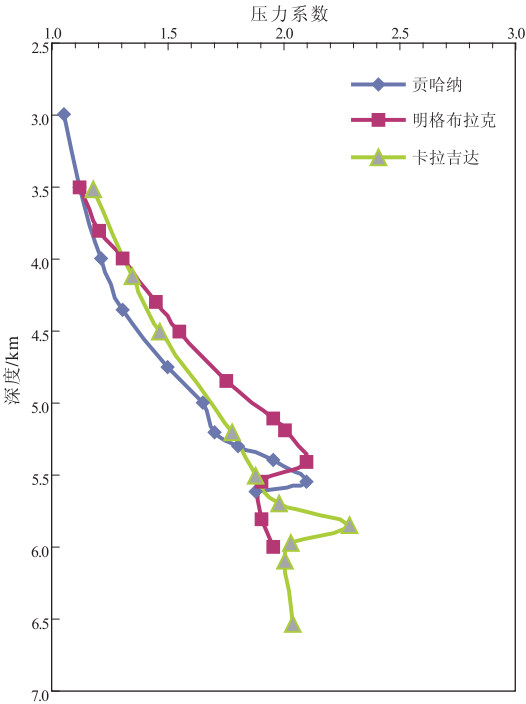


图 4 费尔干纳盆地中央地堑带压力剖面

Fig.4 Pressure section of central graben zone in Fergana Basin

全消失的最大深度约为 8 000 m, 地层温度大于 200 ℃; 气藏分布的最大下限深度为 10 000~12 000 m, 地层温度为 300~350 ℃^[3]。

费尔干纳盆地中部新生界地层具有快速埋藏的特点, 其地温梯度也较低, 平均地温梯度约为 2.6 ℃/hm。

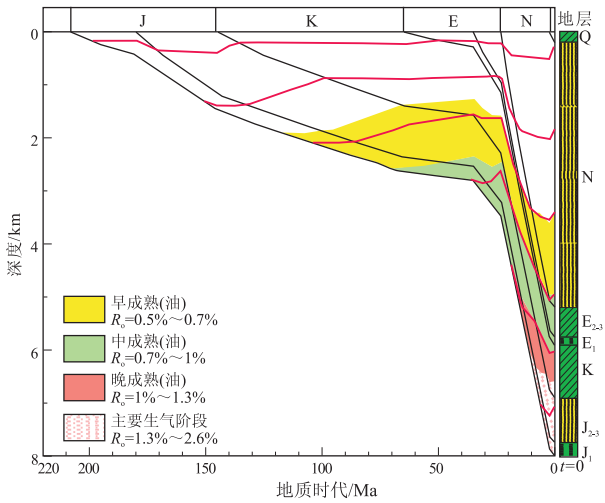


图5 费尔干纳盆地中央地堑带吉达4井埋藏史

Fig.5 Burial history of well Jida4 in central graben zone in Fergana Basin

虽然目前古近系烃源岩埋藏深度超过了 5 500 m,地层温度也超过了 120 ℃,但是通过对卡拉吉达地区吉达4井的模拟显示(图5),目前古近系烃源岩仍处于生烃高峰期。事实上,由于地层中存在超高压,其6 538 m处测试地层压力129.94 MPa,压力系数达2.0以上,如果考虑到超压对生烃的抑制作用,实际古近系烃源岩可能还没有达到生烃高峰期,仍处于低成熟期。因为模拟是基于TTI- R_o %模型进行计算的,只考虑了时间和温度对烃源岩的热演化作用,而没有把地层所具备的超高压对烃源岩生烃产生的影响加进去。

费尔干纳盆地古近系烃源岩 R_o 为0.85%~1.15%,显示处于生烃高峰期,但是在超压环境下,镜质体反射率也不能完全反映烃源岩的真实成熟度。古近系烃源岩主要是腐泥型干酪根,属于富氢干酪根。据研究^[13],在同一超压体系中,富氢干酪根组分热演化的体积膨胀效应和产物浓度变化速率大于贫氢干酪根组分,从而导致同一超压体系中富氢干酪根组分(如孢子体和藻类体)的热演化受到超压抑制,而贫氢干酪根组分(如镜质体)的热演化未受到抑制(镜质体反射率未受到影响)。如在Gulf Coast盆地超压地层中,实测 R_o 值已达4%~5%,但仍发育一定丰度的液态烃。

实际资料显示,卡拉吉达地区吉达4井6 531.0~6 546.0 m层段测得原油密度为0.884 g/cm³(20 ℃),地层压力137.16 MPa,压力系数约为2.14,地层温度160.9 ℃。明格布拉克油田新近系砂岩储层中原油埋藏深度均大于5 000 m,原油平均密度0.87 g/cm³。

古近系下部层段碳酸盐岩储层中的烃类物质

与新近系砂岩中的原油有较大的差别,首先是原油密度较轻,甲烷烃类含量高显示出轻质油的特征;其次是油藏中有游离的天然气,天然气中含有硫化氢气体,油气可能来自于下部侏罗—白垩系地层的烃源岩。

综上所述,费尔干纳盆地新近系地层中原油这种特征除了烃源岩快速埋藏受热时间短外,还与地层中存在超高压有密切的关系。

4 深部高温高压条件下储层发育特征

实践证明深层储层与中浅层储层的储集空间及其成因有一定的差别。就我国东部盆地而言,由于地温梯度普遍偏高,因此,深层砂岩储层物性一般较致密。东部高地温含油气盆地5 500 m以下的砂岩目前还没有发现好的储集层^[10]。但是火山岩、潜山等储层抗压实作用强,因此可以在深层形成较好的储层,例如松辽盆地深层侏罗系火山岩储层及渤海湾盆地古潜山。而我国中西部盆地由于地温梯度偏低,且深部常发育异常高压,因此砂岩储层也是深层一种常见的储层,例如塔里木盆地库车凹陷古近系砂岩储层在7 091 m超深层获得高产气流,其储层温度146.8 ℃,压力达119 MPa^[10]。

深层另外一种常见的储层就是碳酸盐岩储层,碳酸盐岩具有刚性大、抗压实性强和易溶蚀、易形成次生孔隙等特点,决定了在盆地深部碳酸盐岩是一种最主要的储层类型。此外,碳酸盐岩的易碎性,在构造作用下碳酸盐岩易产生裂缝。碳酸盐岩固化早,导致岩石裂缝的形成可以发生在其埋藏后的任何时间段。根据2009年国土资源部颁布的探明储量公报,我国已发现探明储量超过1 000×10⁴ t油气当量的深层碳酸盐岩油气田有17个^[14]。

4.1 新近系砂岩储层发育特征

新近系kkc砂岩是费尔干纳盆地腹部重要的油气储层。根据明格布拉克油田新近系孔渗分析数据,可以把其砂岩储层分为3大类(图6),即高孔高渗欠压实型、低孔高渗裂缝型和低孔低渗型。需要说明的是高孔高渗和低孔低渗在这里都是比较而言。

4.1.1 高孔高渗欠压实型

该类储层孔隙度和渗透率有较好的正相关性,渗透率随孔隙度的增大而增大;储层埋藏深度在5 000 m以下,仍然保存较高的孔渗,与砂岩储层中发育异常高压有关。

超压常与深部油气田相伴生,其对烃类的生成和保存有重要的影响作用。同样它对深部储层孔

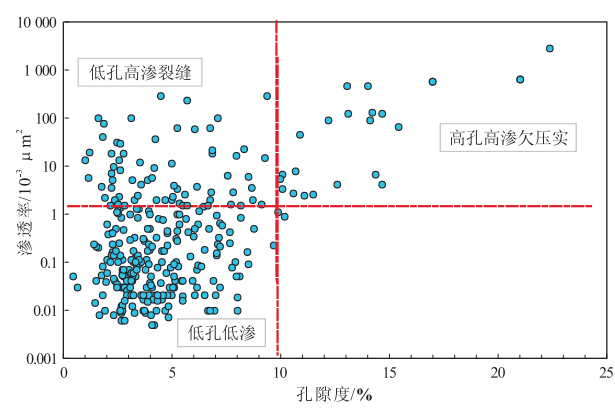


图 6 费尔干纳盆地新近系砂岩储层分类

Fig.6 Classification of sandstone reservoirs in Neogene, Fergana Basin

隙度、渗透率的保存或改善也有重要的作用^[15]。具体表现为:(1)超压减缓了上覆沉积物的压实作用,利于深层砂岩储层孔隙的保存;(2)超压有助于成岩演化阶段的溶解作用;(3)超压不仅阻碍岩石的裂缝闭合,而且利于储层裂缝的发育,裂缝的发育可提高孔隙度并使渗透率明显增大^[16-17]。

费尔干纳盆地中央地堑带在 4 000 m 以下地层压力系数普遍大于 1.2 (图 4),而新近系砂岩储层的压力系数更是可以达到 2.0 以上;在 4 000 m 进入超压地层段以后,孔隙度随深度减小的趋势变小,在 5 000 m 以下的超高压地层段出现了高孔隙度异常(图 7),这与砂岩储层处于高压环境有关。这类储层在生产过程中可表现为出砂现象。明格布拉克油田 M222 井段 5 217~5 240 m 为主要生产目的层,在试采过程中大量出砂,砂和杂质涌入井底,说明砂岩储层成岩作用相对较弱。而在如此深度、且地温达到 140 ℃ 以上的条件下仍然存在弱胶结的砂岩储层,这与异常高压的存在密切相关。地层压力系数达 2.0 以上的超高压异常促使砂岩储层处于欠压实状态。由于新近系地层埋藏速度快、形成时间短且地温梯度低,在储层未被充分压实和成岩胶结前,地层中形成了超高压,阻碍了砂岩储层的进一步压实成岩,因此,出现了高孔高渗欠压实砂岩储层。此外,盆地内新近系砂岩储层段在取心时收获率较低,最低层段只有 27%,也间接说明砂岩地层的岩性松散,成柱性差。

4.1.2 低孔高渗裂缝型

这类储层渗透率和孔隙度没有很好的相关性,孔隙度小于 10%,但渗透率可以达到 1 md 以上,因其裂缝发育,所以虽然孔隙度较低,但是仍然有较高的渗透率。裂缝的发育同样可能与高压形成的水力破裂裂缝有关。据研究,地层流体压力大于静

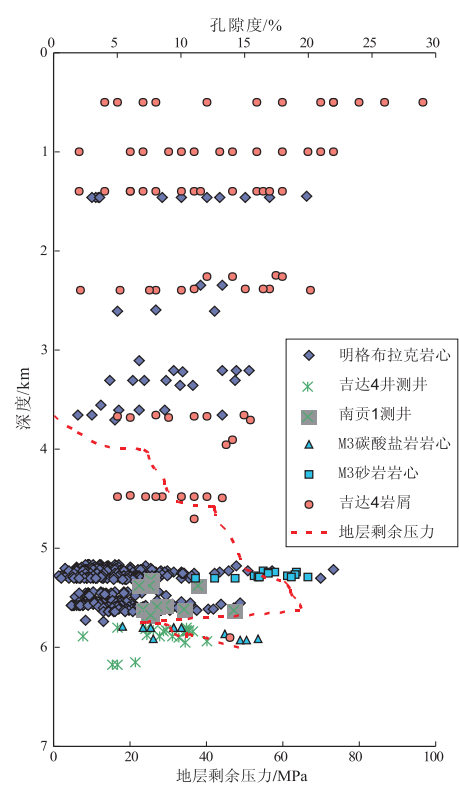


图 7 费尔干纳盆地孔隙度随深度变化

Fig.7 Porosity changes with depth in Fergana Basin

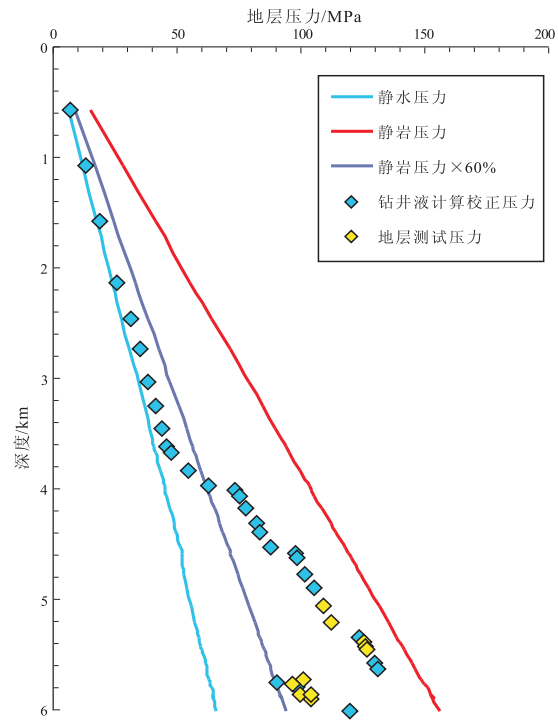


图 8 费尔干纳盆地 M3 井压力剖面

Fig.8 Pressure section of well M3 in Fergana Basin

岩压力的 60% 时,地层中的裂缝就不会闭合^[18]。从图 8 中可以看出,M3 井 4 000 m 以下地层压力均大于静岩压力的 60%,因此,该井 4 000 m 以下

一旦形成超压裂缝,就可以被保存下来。

4.1.3 低孔低渗型

该类储层主要以泥质粉砂岩甚至粉砂质泥岩为主,在未完全压实前的原始孔隙度就偏低,该类储层一般不会形成有工业价值的产层。

据资料统计,第一类储层和第二类中的一部分储层是费尔干纳盆地新近系最重要的储层,其中第一类储层主要是河道砂岩,在 5 000 m 之下日产液量仍然可以达到 1 000 m³ 以上(表 1)。

4.2 古近系碳酸盐岩储层

费尔干纳盆地古近系碳酸盐岩主要分布在古近系的中下部,古近系目前发现的油气也几乎全部聚集于碳酸盐岩储层中。与新近系的砂岩储层只产油不同,古近系碳酸盐岩油气同产(表 1),而且天然气中含有硫化氢气体。硫化氢气体的形成与储层内流体—岩石相互作用有关,而这种作用是碳酸盐岩储层形成次生孔隙的重要原因之一。

天然气中高含硫化氢(>3%)的成因普遍认为是硫酸盐热化学还原反应(TSR)形成的^[19-22]。费尔干纳盆地古近系碳酸盐岩地层中,普遍发育石膏、硬石膏,多以夹层或分散状分布在灰岩、白云质灰岩中,在下部侏罗系或古近系自身烃源岩生成的天然气进入含石膏的碳酸盐岩储层后,并且在地层温度达到 140 ℃ 以上之后,会逐渐发生 TSR 反应

形成硫化氢和二氧化碳。

根据盆地模拟,费尔干纳盆地中央地堑带古近系中下部地层在新近纪中晚期地层温度已经达 140 ℃ 左右,目前盆地地温梯度约为 2.6 ℃/hm。因此,古近系下部的碳酸盐岩储层具备发生 TSR 反应的物质和环境条件。

M3 井古近系第Ⅷ层为含硬石膏的灰岩层,其 H₂S 含量达 5.29%,CO₂ 含量 4.47%;M13 井古近系第 V 层 H₂S 含量达 4.5%,CO₂ 含量 4.60%(表 2)。在烃类参与 TSR 反应的过程中,烃类、主要是重烃类气体总量在反应中逐渐减少,而非烃类(H₂S、CO₂)在逐渐增多^[20]。从 M13 井 V 层和 M3 井Ⅷ层天然气分析样品可以看出,乙烷以上的重烃气含量显著减少,是重烃气参与还原反应的重要证据,其他不含 H₂S 的层位,重烃气含量均相对较高(表 2)。

TSR 的发生,首先需要硫酸盐类溶解,使储集层空间得到初步改善。其次 TSR 反应产生的硫化氢溶于水后形成腐蚀性的酸,对碳酸盐岩有进一步的溶蚀作用形成次生孔隙。据模拟实验研究结果,碳酸盐岩储层在被硫化氢溶蚀改造后,其储层孔隙度和渗透率得到大幅度提高,孔隙度平均增大 2%,渗透率提高近 2 个数量级^[14]。

从各油层组分析的孔隙度数据也可以看出(图 9),

表 1 费尔干纳盆地中央地堑带主要储层产液量
Table 1 Main reservoir production amount of central graben zone in Fergana Basin

地层	油层	井段/m	油嘴 直径/mm	日产油/ (m ³ ·d ⁻¹)	日产气/ (m ³ ·d ⁻¹)	日产水/ (m ³ ·d ⁻¹)
新 近 系	kke2	5 230~5 239	井喷	>1 000.0		
	kke2	5 217~5 262	6	526.6		
	kke2	5 505~5 513	6	235.0		2 115.0
	kke2	5 230~5 245	4	125.8		11.0
	kke3	5 310~5 315	6	3.2		380.2
古 近 系	V	5 710~5 735	12	44.3	335 000	
	Ⅷ	5 840~5 872	4	64.0	29 800	
	Ⅸ	5 899~5 911	10	30.0	200 000	

表 2 费尔干纳盆地天然气组分特征
Table 2 Natural gas component characteristics in Fergana Basin

井号	油层	井段/m	密度	体积分数/%						
				CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ +	H ₂ S	CO ₂	N ₂
M12	kke	5 230~5 245	0.859	57.95	21.36	10.51	5.35	0	0.01	4.80
M222	kke	5 222~5 262	0.932	56.25	17.28	11.82	9.22	0	0.54	4.89
M3	Ⅲ	5 590~5 603	0.912	73.17	10.47	7.17	6.69	0	0.51	1.24
M13	V	5 710~5 735	0.784	79.62	4.98	2.99	1.60	4.50	4.60	0.85
M3	Ⅷ	5 860~5 872	0.756	79.55	4.96	2.83	1.62	5.29	4.47	0.86
M3	Ⅸ	5 899~5 911	0.863	61.90	16.77	9.76	7.05	0	0.46	1.87

注:kke、Ⅲ为原油伴生气;V、Ⅷ、Ⅸ为游离气。

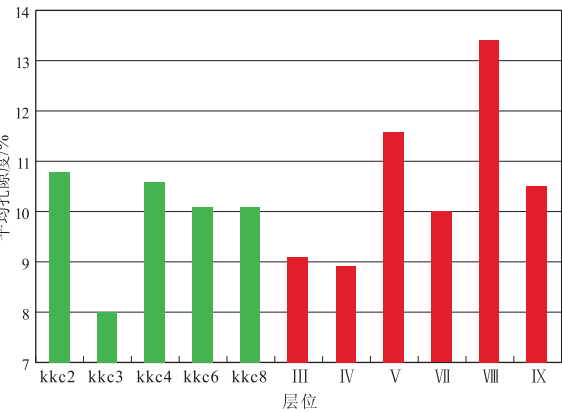


图9 费尔干纳盆地新近系、古近系
储层油层平均孔隙度

Fig.9 Average porosity of Neogene and
Paleogene reservoirs in Fergana Basin

含有硫化氢气体的第Ⅷ和Ⅴ油层组平均孔隙度分别为13.4%和11.6%,高出古近系其他未含硫化氢气体油层组Ⅲ、Ⅳ、Ⅶ、Ⅸ平均孔隙度(9.6%)约3.8%和2.0%。据地层测试,M3井第Ⅷ油层在5 860~5 872 m井段,4 mm油嘴日产油64 m³、天然气29 800 m³,是古近系产量最高的层系;M13井在第Ⅴ油层组5 710~5 735 m井段,12 mm油嘴日产油44.3 m³、天然气335 000 m³(表1)。

其次,相对于新近系 kkc 砂岩油层的地层压力,古近系下部油层组合碳酸盐岩储层的压力系数稍低,这可能与烃类气体在 TSR 反应过程中被消耗有关。一方面是烃类气体的损耗,另一方面是储集空间的增大,两方面的因素叠加可能是古近系碳酸盐岩储层地层压力系数小于新近系砂岩储层压力系数的原因之一。

5 中央地堑带成藏系统

根据地层压力、温压关系以及储层内烃类的性质,可把费尔干纳盆地中央地堑带内古近系和新近系地层成藏系统划分为上部“古近系生油—渐新统、新近系储油”[E-E₃N(Ⅲ,kkc)]成藏系统和下部“侏罗、白垩系生烃—古新统、始新统储油”[JK-E₁₋₂(Ⅴ,Ⅷ,Ⅸ)]成藏系统(图10)。

上部E-E₃N成藏系统为含油系统,烃源岩为古近系地层,储层为古近系上部Ⅲ、Ⅳ油层组和新近系 kkc 油层组,主要为砂岩储层;温—压关系直线的斜率较大,约为0.85(图11)。地层压力以超高压(压力系数可大于2)为特征。原油的成熟度较低,密度较大,一般大于0.85 g/cm³,最大达0.90 g/cm³,平均密度0.87 g/cm³。石蜡以及树脂加沥青质含量高,但原油含硫量低(表3)。

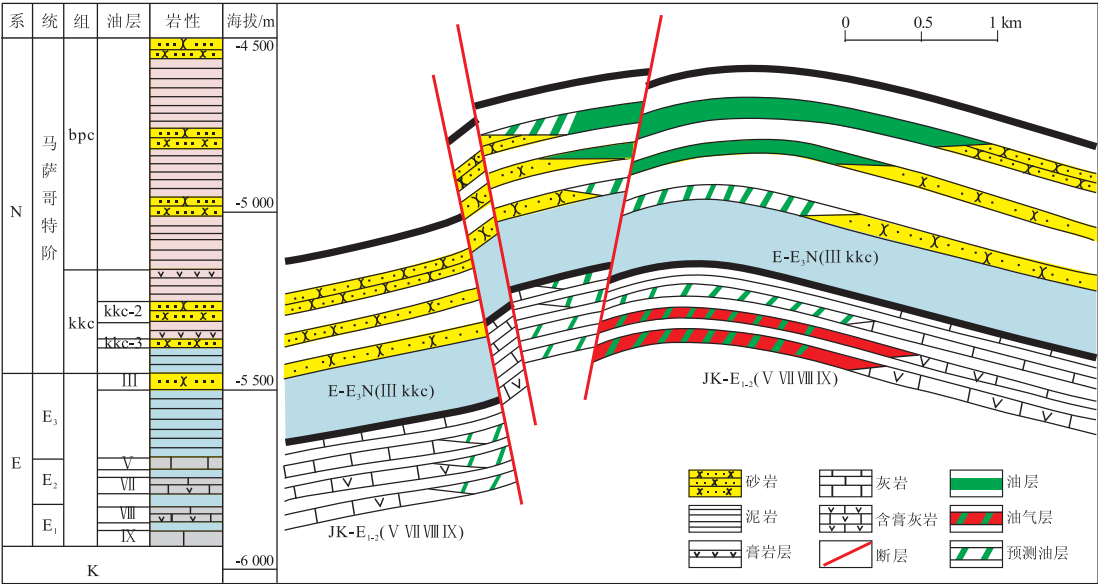


图10 费尔干纳盆地中央地堑带新生界成藏模式

Fig.10 Accumulation pattern of Neogene in central graben zone in Fergana Basin

表 3 费尔干纳盆地成藏系统流体性质特征

Table 3 Fluid properties in different petroleum systems in Fergana Basin

成藏系统	原油密度/ (g·cm ⁻³)	石蜡 含量/%	树脂+ 沥青质/%	甲烷 烃类/%	芳香 烃类/%	含硫/%	天然气/ 10 ⁴ m ³
E-E ₃ N(Ⅲ,kkc)	0.87	16.1	18.4	54.17	6.03	0.31	
JK-E ₁₋₂ (Ⅴ,Ⅷ,Ⅸ)	0.82	8.3	13.5	73.48	8.14	1.22	33.5

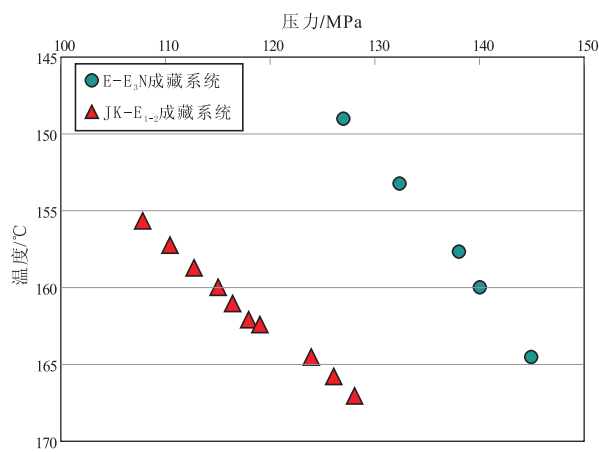


图 11 费尔干纳盆地成藏系统温—压关系
Fig.11 Temperature and pressure relationship in petroleum systems in Fergana Basin

下部 JK-E₁₋₂ 成藏系统为含油、含气系统。烃源岩主要为侏罗—白垩系,储层为新近系下部含石膏的碳酸盐岩地层。温压关系直线斜率较小,约为 0.55(图 11)。地层压力较上部成藏系统略低,压力系数一般小于 2。系统内原油的密度较低,一般小于 0.85 g/cm³,平均为 0.82 g/cm³。石蜡含量相对较低,甲烷烃含量高,部分原油样品含硫量较高,天然气中含有硫化氢气体,最高可达 5.29%。

上部 E-E₃N 含油系统高产储层主要受河道砂岩和超高压控制,下部 JK-E₁₋₂ 系统高产层主要受潟湖相的含石膏碳酸盐岩储层控制。由于 E-E₃N 含油系统和 JK-E₁₋₂ 含油含气系统其压力系统、烃类性质均有较大的差别,特别是 JK-E₁₋₂ 系统硫化氢气体对井口和地面设备有腐蚀性,因此,适合于分层开采。

6 结论

(1)费尔干纳盆地中央地堑带新生界地层中普遍发育的超高压异常与构造挤压环境、快速沉降不均衡压实以及持续的生烃作用有关。

(2)新近系油藏中高密度原油与超高压环境有关,超压抑制了烃源岩的成熟度,同时也延缓了已经聚集的原油在高温条件下向轻质原油转变的速度。

(3)新近系砂岩储层分为 3 大类,即高孔高渗欠压实型、低孔高渗裂缝型和低孔低渗型。第 1 类储层是河道砂岩在超高压环境下未经过正常压实而形成的,表现为取心收获率低、生产过程中易出砂的特征;第 2 类储层发育的裂缝与高压形成的水力破裂裂缝有关。

(4)古近系碳酸盐岩储层中高含硫化氢气体

来源于 TSR 作用,TSR 作用使含石膏碳酸盐岩储层物性得到了显著的改善;其油层组压力系数稍低于新近系油层组合是重烃类气体损耗、储集空间增大两方面的因素叠加的结果。

(5)中央地堑带古近系和新近系成藏系统可划分为上部 E-E₃N 系统和下部 JK-E₁₋₂ 系统。上部 E-E₃N 含油系统高产储层主要受河道砂岩和超高压控制,下部 JK-E₁₋₂ 系统高产层主要受潟湖相的含石膏碳酸盐岩储层控制。E-E₃N 含油系统和 JK-E₁₋₂ 含油含气系统其压力系统、流体性质均有较大的差别,适宜于分层开采。

参考文献:

[1] 谯汉生,李峰.深层石油地质与勘探[J].勘探家,2000,5(4):10-15.
Qiao Hansheng, Li Feng. Deep petroleum geology and exploration[J]. Petroleum Explorationist, 2000, 5(4): 10-15.

[2] 刘洛夫,朱毅秀.滨里海盆地及中亚地区油气地质特征[M].北京:中国石化出版社,2007:213-234.
Liu Luofu, Zhu Yixiu. Oil and gas geological characteristics in Pre-caspian Basin and Central Asia area [M]. Beijing: China Petrochemical Press, 2007: 213-234.

[3] 妥进才.深层油气研究现状与进展[J].地球科学进展,2002,17(4):555-570.
Tuo Jincan. Research status and advances in deep oil and gas exploration[J]. Advance in Earth Sciences, 2002, 17(4): 555-570.

[4] 王宇,苏劲,王凯,等.全球深层油气分布特征及聚集规律[J].天然气地球科学,2012,23(3):526-534.
Wang Yu, Su Jin, Wang Kai, et al. Distribution and accumulation of global deep oil and gas[J]. Natural Gas Geoscience, 2012, 23(3): 526-534.

[5] 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.

[6] McTavish R A. The role of overpressure in the retardation of organic matter maturation[J]. Journal of Petroleum Geology, 1998, 21(2): 153-186.

[7] 肖七林,孙永革.沉积盆地超压系统内油气的生成与保存[J].地球化学,2007,36(4):375-382.
Xiao Qilin, Sun Yongge. Petroleum generation and preservation within an overpressured system in sedimentary basins [J]. Geochimica, 2007, 36(4): 375-382.

[8] Hao Fang, Li Sitan, Sun Yongchuan, et al. Characteristics and origin of the gas and condensate in the Yinggehai basin, offshore South China Sea: Evidence for effect of overpressure on petroleum generation and maturation[J]. Organic Geochemistry, 1996, 24(3): 363-375.

[9] 李永新,王红军,王兆云.影响烃源岩中分散液态烃滞留数量因素研究[J].石油实验地质,2010,32(6):588-595.
Li Yongxin, Wang Hongjun, Wang Zhaoyun. Simulation of influential factors of dispersive resolvable organic materials resident in source rocks[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2010, 32(6): 588-595.

[10] 朱光有,张水昌.中国深层油气成藏条件与勘探潜力[J].石油学报,2009,30(6):793-802.

- Zhu Guangyou, Zhang Shuichang. Hydrocarbon accumulation conditions and exploration potential of deep reservoirs in China[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2009, 30(6): 793-802.
- [11] 翟晓先. 塔里木盆地塔河特大型油气田勘探实践与认识[J]. *石油实验地质*, 2011, 33(4): 323-330.
- Zhai Xiaoxian. Exploration practice and experience of Tahe giant oil and gas field, Tarim Basin[J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2011, 33(4): 323-330.
- [12] 赵贤正, 金凤鸣, 王权, 等. 渤海湾盆地牛东1超深潜山高温油气藏的发现及其意义[J]. *石油学报*, 2011, 32(6): 1-3.
- Zhao Xianzheng, Jin Fengming, Wang Quan, et al. Niudong 1 ultra-deep and ultra-high temperature subtle buried hill field in Bohai Bay Basin: Discovery and significance[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2011, 32(6): 1-3.
- [13] 郝芳, 邹华耀, 方勇, 等. 超压环境有机质热演化和生烃作用机理[J]. *石油学报*, 2006, 27(5): 9-18.
- Hao Fang, Zou Huayao, Fang Yong, et al. Kinetics of organic matter maturation and hydrocarbon generation in overpressure environment[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2006, 27(5): 9-18.
- [14] 马永生, 蔡勋育, 赵培荣. 深层、超深层碳酸盐岩油气储层形成机理研究综述[J]. *地学前缘*, 2011, 18(4): 181-192.
- Ma Yongsheng, Cai Xunyu, Zhao Peirong. The research status and advances in porosity evolution and diagenesis of deep carbonate reservoir[J]. *Earth Science Frontiers*, 2011, 18(4): 181-192.
- [15] 陈中红, 查明, 曲江秀. 沉积盆地超压体系油气成藏条件及机理[J]. *天然气地球科学*, 2003, 14(2): 97-102.
- Chen Zhonghong, Zha Ming, Qu Jiangxiu. Conditions and mechanism of hydrocarbon accumulation in overpressured systems in sedimentary basins[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2003, 14(2): 97-102.
- [16] Osborne M J, Swarbrick R E. Diagenesis in north sea HPHT clastic reservoirs: Consequences for porosity and overpressure prediction[J]. *Marine and Petroleum Geology*, 1999, 16(4): 337-353.
- [17] 石昕, 戴金星, 赵文智. 深层油气藏勘探前景分析[J]. *中国石油勘探*, 2005(1): 1-10.
- Shi Xin, Dai Jinxing, Zhao Wenzhi. Analysis of deep oil and gas reservoirs exploration prospect[J]. *China Petroleum Exploration*, 2005(1): 1-10.
- [18] Toth J, Maccagno M D, Otto C J, et al. Generation and migration of petroleum from abnormally pressured fluid compartments discussion[J]. *AAPG Bulletin*, 1991, 75(2): 326-327.
- [19] 罗厚勇, 王万春, 刘文汇. TSR 模拟实验研究与地质实际的异同和可能原因分析[J]. *石油实验地质*, 2012, 34(2): 186-192.
- Luo Houyong, Wang Wanchun, Liu Wenhui. Similarities and differences between simulation experiments on TSR and geological observations and possible causes[J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2012, 34(2): 186-192.
- [20] 朱光有, 张水昌, 马永生, 等. TSR(H₂S)对石油天然气工业的极性研究: H₂S 的形成过程促进储层次生孔隙的发育[J]. *地学前缘*, 2006, 13(3): 141-149.
- Zhu Guangyou, Zhang Shuichang, Ma Yongsheng, et al. Effectiveness of thermochemical sulfate reduction on oil and gas industry: A H₂S formation accelerating development of the secondary pores in reservoirs[J]. *Earth Science Frontiers*, 2006, 13(3): 141-149.
- [21] Hill C A. H₂S-related porosity and sulfuric acid oil-field karst[J]. *AAPG Memoir*, 1995, 37: 301-305.
- [22] Goldhaber M B, Orr W L. Kinetic controls on thermo-chemical sulfate reduction as a source of sedimentary H₂S[C]//*Geochemical transformations of sedimentary sulfur*. ACS symposium series 612. Washington, DC: American Chemical Society, 1995: 412-425.

(编辑 徐文明)

(上接第434页)

- [14] 梁云海, 李文铅, 李卫东. 新疆准噶尔造山带多旋回开合构造特征[J]. *地质通报*, 2004, 23(3): 279-285.
- Liang Yunhai, Li Wenqian, Li Weidong. Characteristics of polycyclic opening-closing tectonics in the Junggar orogenic belt, Xinjiang[J]. *Geological Bulletin of China*, 2004, 23(3): 279-285.
- [15] 胥颐, 刘福田, 刘建华, 等. 中国大陆西北造山带及其毗邻盆地的地震层析成像[J]. *中国科学: D 辑*, 2000, 30(2): 113-122.
- Xu Yi, Liu Futian, Liu Jianhua, et al. Seismic tomography beneath northwestern orogenic belts and adjacent basins in Chinese continent[J]. *Science in China: Series D*, 2000, 30(2): 113-122.
- [16] 胥颐, 刘福田, 刘建华, 等. 中国西北大陆碰撞带的深部特征及其动力学意义[J]. *地球物理学报*, 2001, 44(1): 40-47.
- Xu Yi, Liu Futian, Liu Jianhua, et al. Deep features of continental collision belts in Northwestern China and their dynamic implication[J]. *Chinese Journal of Geophysics*, 2001, 44(1): 40-47.
- [17] 张国伟, 孟庆任, 刘少峰, 等. 华北地块南部巨型陆内俯冲带与秦岭造山带岩石圈现今三维结构[J]. *高校地质学报*, 1997, 3(2): 129-143.
- Zhang Guowei, Meng Qingren, Liu Shaofeng, et al. Huge intracontinental subduction zone at south margin of North China block and present 3-D lithospheric framework of the Qinling orogenic belt[J]. *Geological Journal of Universities*, 1997, 3(3): 129-143.
- [18] 喻春辉, 蒋宜勤, 刘树辉. 准噶尔盆地与吐哈盆地侏罗纪沉积边界的讨论[J]. *岩相古地理*, 1996, 16(6): 48-54.
- Yu Chunhui, Jiang Yiqin, Liu Shuhui. Jurassic sedimentary boundary between the Junggar and Turpan-Hami basins, Xinjiang[J]. *Sedimentary Facies and Palaeogeography*, 1996, 16(6): 48-54.
- [19] 张传恒, 刘典波, 张传林, 等. 新疆博格达山初始隆升时间的地层学标定[J]. *地学前缘*, 2005, 12(1): 294-302.
- Zhang Chuanheng, Liu Dianbo, Zhang Chuanlin, et al. Stratigraphic constraints on the initial uplift age of Bogda Shan, Xinjiang, northwest China[J]. *Earth Science Frontiers*, 2005, 12(1): 294-302.
- [20] 李玮, 胡健民, 黎敦明, 等. 新疆博格达山北缘晚古生代—中生代古水流样式转折及其构造意义[J]. *沉积学报*, 2007, 25(2): 283-292.
- Li Wei, Hu Jianmin, Li Dimpeng, et al. Analysis of the late Paleozoic and Mesozoic paleocurrents and its constructional significance of the northern Bogdashan, Xinjiang[J]. *Acta Sedimentologica Sinica*, 2007, 25(2): 283-292.

(编辑 黄娟)