

准噶尔盆地阜康凹陷侏罗系烃源岩 特征与页岩气勘探潜力分析

郑金海^{1,2)}, 向才富^{1,2)}, 王绪龙³⁾, 雷德文³⁾, 杨楠^{1,2)}, 阿·布力米提³⁾, 张磊^{1,2)}, 张越迁³⁾, 王力宏³⁾

1) 中国石油大学油气资源与探测国家重点实验室, 北京, 102249;

2) 中国石油大学(北京)盆地与油藏研究中心, 北京, 102249;

3) 中国石油新疆油田分公司勘探开发研究院, 新疆克拉玛依, 834000

内容提要:页岩油气正在成为中国油气勘探的重要对象之一。准噶尔盆地是中国西部最大的叠合盆地之一,盆地中是否存在页岩油气是能否打开油气勘探新局面的关键问题。本文通过对比其最大的生烃凹陷(阜康凹陷)的侏罗系烃源岩特征与 Barnett 页岩,来评价准噶尔盆地页岩油气的勘探潜力。阜康凹陷侏罗系烃源岩与 Barnett 页岩有以下相似性:① 烃源岩规模稍大。阜康凹陷侏罗系主要发育八道湾组、三工河组和西山窑组三套泥质烃源岩层,累计厚度(最大 950m)大于 Barnett 页岩;② 干酪根类型相当。阜康凹陷干酪根类型在纵向上表现出一定的差异,下部八道湾组以 II 型—III 型为主,中上部以 III 型为主。③ 有机质的丰度偏小,但是存在厚层的煤。阜康凹陷有机质丰度分布符合正态分布,主要分布在 1.2%~2.5%,与 Barnett 页岩相比略微偏小。但是从页岩气的角度来看,阜康凹陷发育多层单层厚度 >5m 的煤层,总厚度超过 50m,最大单层厚度超过 20m,弥补了泥岩丰度不足的缺憾;④ 烃源岩已经进入中—高成熟阶段。表征烃源岩成熟度的 $R_o = 1.6\%$,与 Barnett 页岩相当。上述对比结果表明阜康凹陷具有生成页岩油气的潜力。在此基础上,本文试图通过生烃潜力法的残留烃量评价本区页岩油气的勘探潜力,评价结果表明残留烃的规模为 874.6 亿吨,展示出阜康凹陷良好的页岩油气勘探潜力。

关键词:烃源岩;页岩油气; Barnett 页岩;侏罗系;阜康凹陷

页岩油气(shale oil and shale gas)是指主要以游离或吸附方式赋存于富有机质泥页岩及其砂岩和碳酸盐岩夹层中的石油资源(Curtis, 2002; Barnett, 2003; Montgomery et al., 2005; Jarvie et al., 2007; 张金川等, 2008; 李玉喜等, 2009; 王飞宇等, 2011; 董大忠等, 2011)。页岩油气在美国 Williston 等盆地 Bakken 页岩的勘探成功将改变北美的能源市场,也将影响全球能源格局(Webster, 1984; Sonnenberg et al. and Pramudito, 2009)。准噶尔盆地是中国西部最大的含油气盆地之一,在该盆地中是否存在相同类型的页岩油气是打开油气勘探新局面的关键问题。本文通过对比准噶尔盆地阜康凹陷烃源岩特征与 Barnett 页岩的异同点,评价准噶尔盆地页岩油气的勘探潜力。

1 地质背景

准噶尔盆地为中国西部的典型叠合盆地,盆地

的形成,经历了晚石炭世—早二叠世的海相、残留海相前陆盆地,中晚二叠世陆相前陆盆地,中生代振荡型陆内拗陷盆地和新生代再生前陆盆地四个构造演化阶段(向鼎璞, 1959; 赵白, 1979; 何登发等, 2004)。受复杂构造运动的影响,盆地充填了从上石炭统至第四系较为齐全的巨厚沉积盖层,最大沉积岩厚度达万米以上。

阜康凹陷处于准噶尔盆地一级构造单元中央拗陷内,是准噶尔盆地最大的生烃凹陷(图 1),被认为是准噶尔盆地东部、南部及腹部的主要油气源。阜康凹陷从下至上发育了石炭系、二叠系、三叠系和侏罗系四套主要的烃源(陈建平, 2003a, b; 陈建平, 2004; 王传刚等, 2003; 贺凯等, 2008; 李剑等, 2009)。对于石炭系、二叠系以及三叠系烃源岩已做过详细的研究(贺凯等, 2008; 李剑等, 2009; 况昊等, 2012)。相对于其他三套烃源岩,侏罗系烃源岩具有埋深相对较浅,压实和成岩作用较弱的优势。

注:本文为国家重点基础研究计划(“973”)项目(编号 2006CB202308; 2011CB201100)和国家重大科技专项(编号 2011ZX05007-002)的成果。

收稿日期:2013-10-29; 改回日期:2014-05-14。责任编辑:黄敏。

作者简介:郑金海, 1986 年生,男,矿产普查与勘探硕士研究生。Email: zhengjinhai33@163.com。通讯作者:向才富,男,1975 年生。博士,主要从事地质流体及其成矿与成藏作用研究。Email: xcf@cup.edu.cn。

侏罗系沉积期主要以沼泽相和滨浅湖相沉积为主,物源多来源于陆生高等植物,从下至上发育了八道湾组(J_1b)、三工河组(J_1s)和西山窑组(J_2x),岩性主要有暗色泥岩、碳质泥岩和煤(图2)。前期研究表明侏罗系为一套具有较大的生烃潜力和供烃能力(陶国亮等,2008;郭继刚等,2013;邵雨,2013)的烃源岩,为页岩气的评价奠定了良好的物质基础。在此基础上,开展侏罗系页岩气的系统评价,对指导阜康凹陷及其周边地区的油气勘探具有重要的理论和现实意义。

2 烃源岩特征对比

本次研究对阜康凹陷的烃源岩特征开展了系统的取样和分析,在5口井垂向上取样501个,开展了热解模拟(Rock-eval)、元素分析和镜质体反射率(R_o)实验,分析了烃源岩的类型、丰度和成熟度。在此基础上,对比了侏罗系烃源岩与Barnett页岩的异同点。

2.1 烃源岩规模对比

阜康凹陷侏罗系纵向上主要发育了八道湾组、

三工河组和西山窑组三套主力烃源岩,岩性主要为泥岩、碳质泥岩和煤层。其中八道湾组和西山窑组煤层发育。按照层位及岩性的不同,可以认为阜康凹陷中下侏罗统发育了三组两类五套烃源岩。根据上述统计结果,在细致分析异常统计数值,并结合各时期沉积相发育状况,编绘了三组两类五套烃源岩的厚度平面分布图,并分析了这五套烃源岩的平面展布特征。综合展布特征研究认为:五套烃源岩都具有一定的规模,尤其是泥质烃源岩,规模大;相较于第三次资源评价,这五套烃源岩的规模均有所增加,这主要是2000年以来,下组合勘探工作的加强,钻井数量的增加;根据泥质烃源岩和煤展布特征的分析,泥岩的规模要比煤大很多,对于侏罗系中下组合的勘探,烃源岩要坚持以泥质烃源岩为主,煤层为辅。

泥质烃源岩作为准噶尔盆地阜康凹陷主要的源岩类型,下面重点将阜康凹陷泥质烃源岩规模与Fort Worth盆地Barnett页岩做一个对比(图3)。从厚度分布来看其中八道湾组泥质烃源岩最大厚度大于450m,三工河组和西山窑组最大厚度则大于

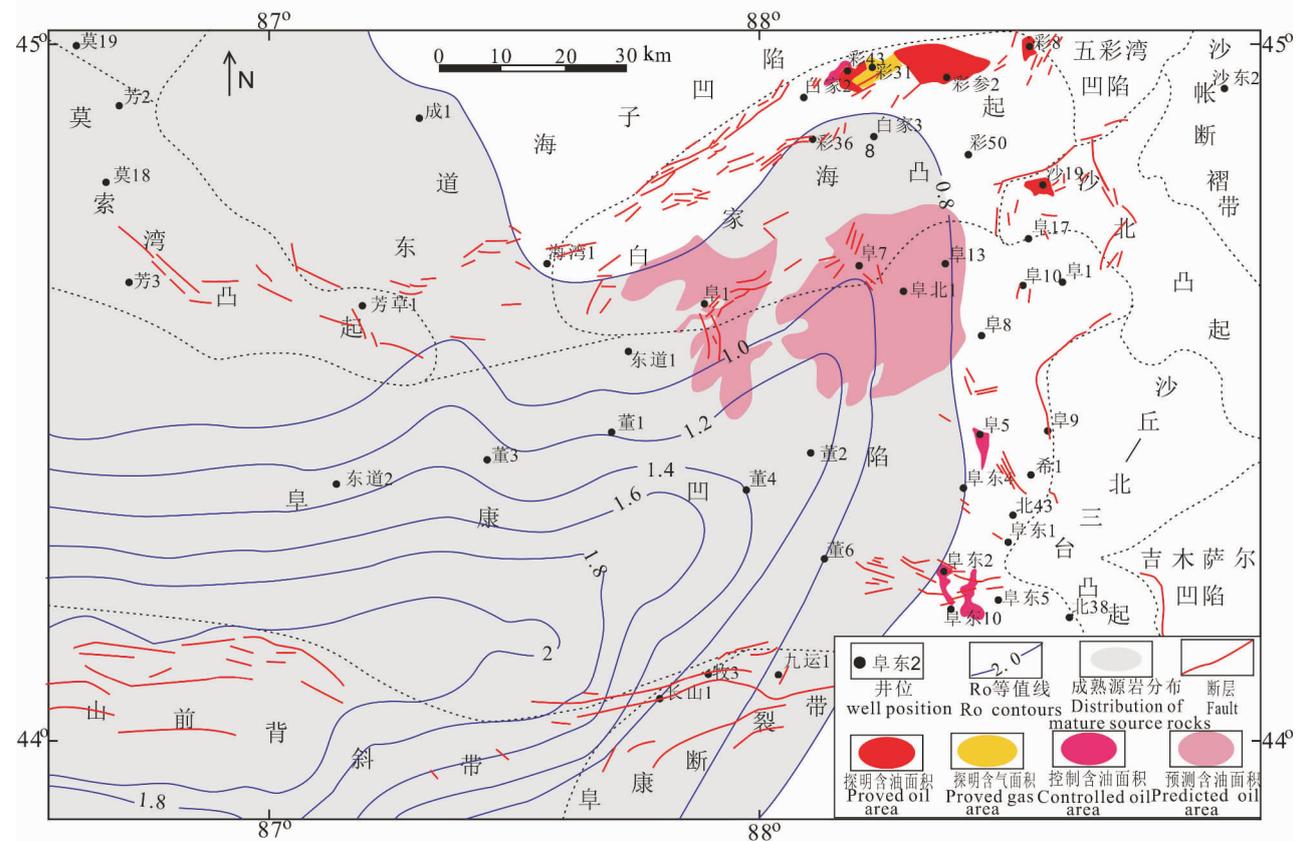


图1 准噶尔盆地构造单元划分以及阜康凹陷成熟烃源岩分布范围

Fig. 1 The tectonic division of the Junggar Basin and the distribution of the mature source rocks in the Fukang Sag

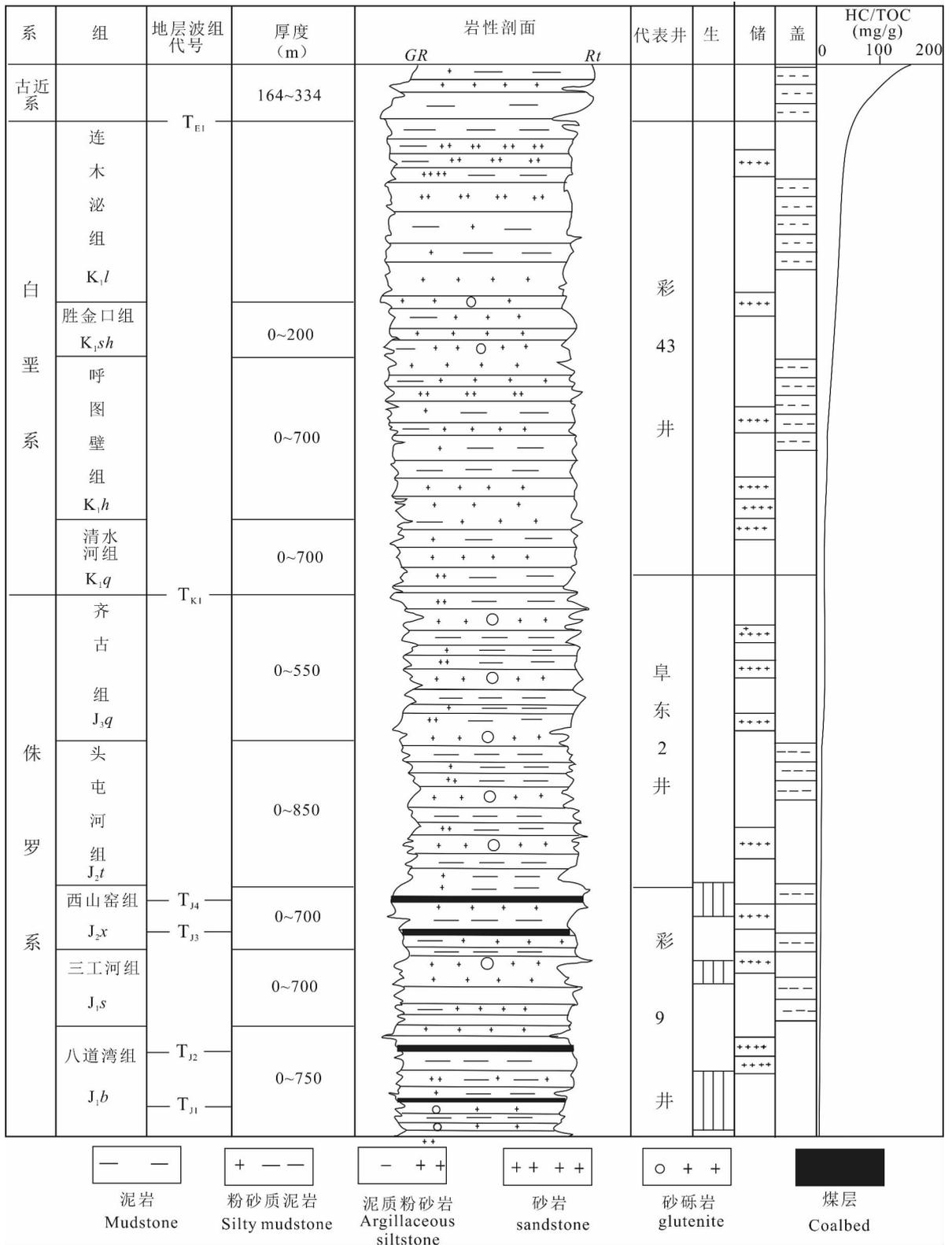


图 2 准东地区地层综合柱状图

Fig. 2 The filling sequence and the element of the petroleum systems in the east slope zone of the Junggar Basin

250m,总的累计厚度大于 950m(图 3a)。Fort Worth 盆地 Barnett 页岩相对于阜康凹陷侏罗系烃源岩总

的厚度来说偏小。但 Barnett 页岩厚度(图 3b)与侏罗系八道湾组以及三工河组和西山窑组的泥质烃源

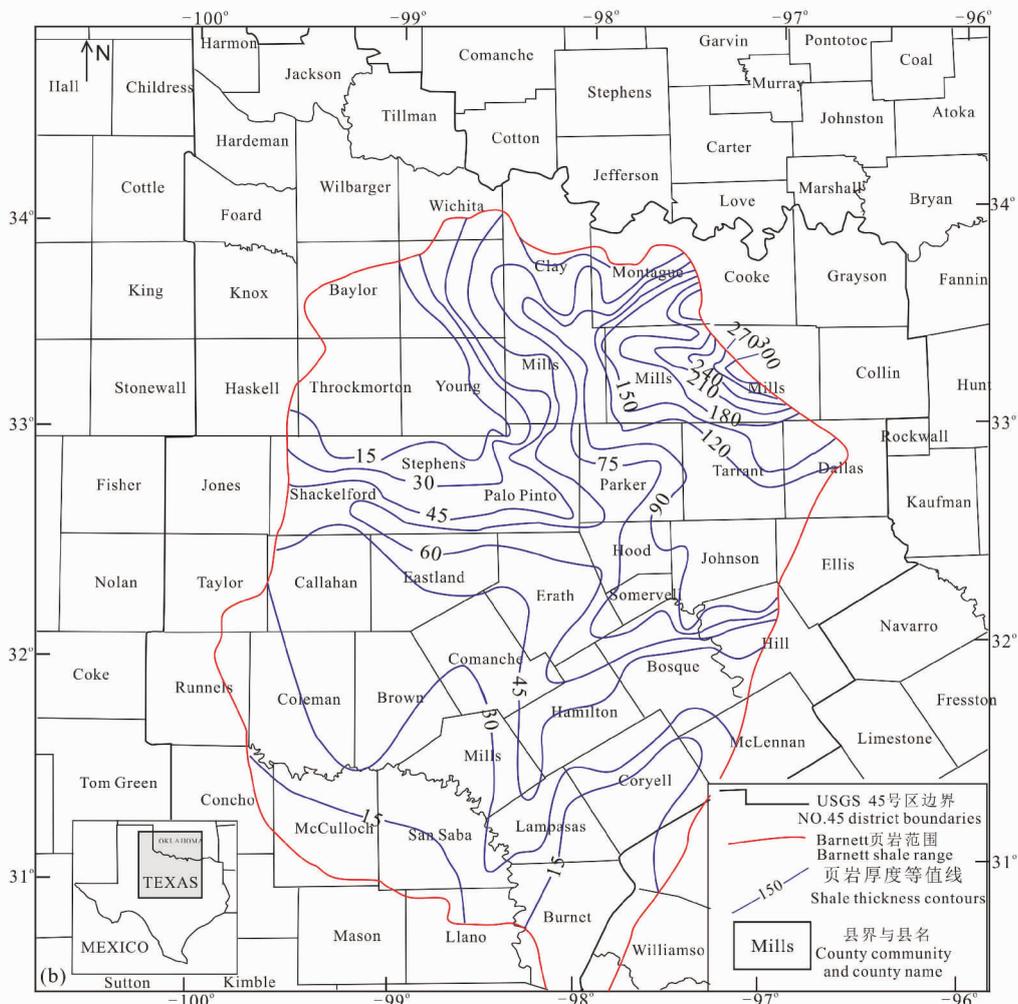
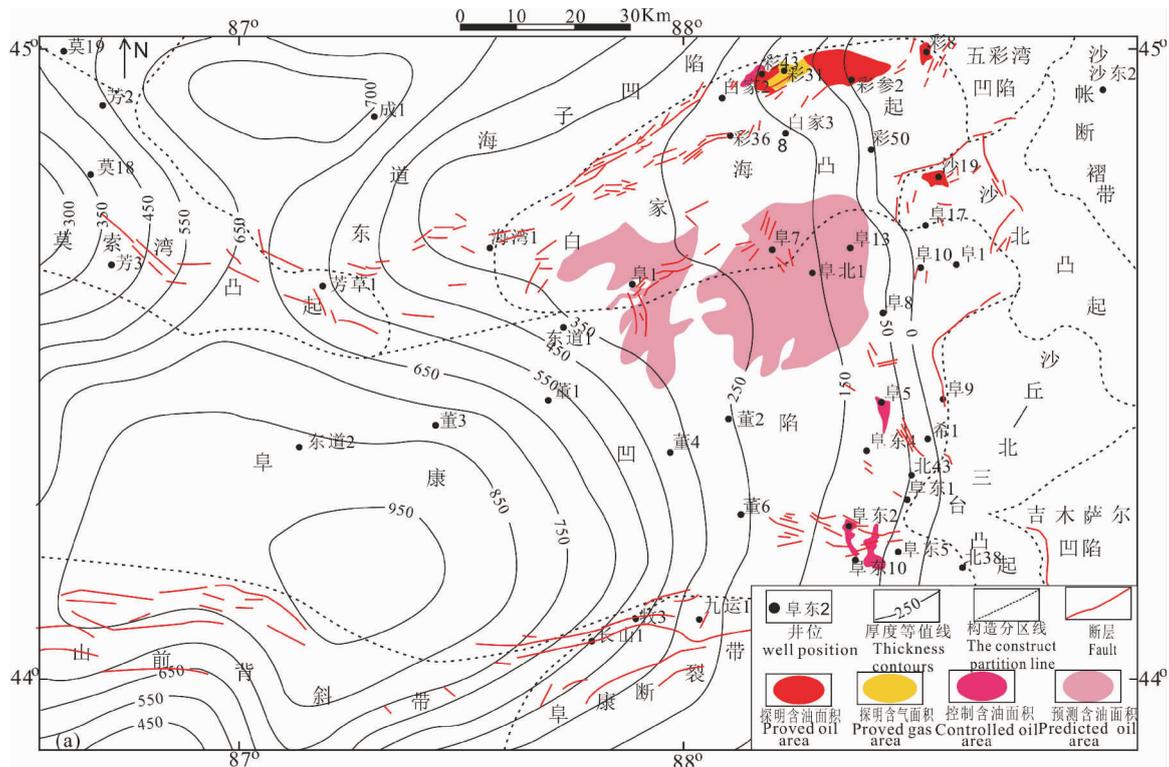


图 3 准噶尔盆地 (a) 和 Fort Worth 盆地 (b) 烃源岩厚度对比图 (后者据 pollastro et al., 2005 修改)

Fig. 3 Comparison of the source rocks thickness distributed in the Junggar Basin (a) and the Fort worth basin (b). Fig. (b) modified after pollastro et al., 2005

岩厚度具有可比性。

2.2 烃源岩的类型和丰度对比

通过干酪根元素分析以及源岩热解资料分析认为阜康凹陷侏罗系八道湾组、三工河组和西山窑组三套主要的烃源岩有机质类型以 II 2 型和 III 型为主 (图 4)。有机质类型在宏观上与沉积环境有关,近滨浅湖—深湖相的沉积的有机质偏 I 型 II 1 型,三角洲相沉积的以 II 2 型和 III 型为主。在平面上,阜康凹陷深洼区有机质类型为 II 1 型为主,在斜坡部位及南缘一带由于水体浅、近物源、含砂量多,有机质类型以 II 2 型和 III 型为主。垂向上八道湾组和西山窑组为一套含煤的湖沼相沉积,对厚层的暗色泥岩,有机质类型以 II 1 型为主,也有少量为 I 型,对于薄层泥岩或灰绿色含粉砂泥岩等主要为 II 2 型和 III 型。三工河组泥质源岩颜色以灰绿色为主、岩性以含砂质泥岩为主,有机质类型主要以 II 2 型为主,即使是同一层段由于沉积水体的差异,有机质的类型也存在着差异,总体来看,颜色为暗色的厚层泥岩偏腐泥型。颜色较浅,泥岩不纯,为腐殖型。黑色碳质泥岩和煤主要为 II 2 型和 III 型干酪根,可为好的气源岩。

在典型单井分析的基础上,作出了不同层位有机碳含量的平面分布图,以八道湾组烃源岩为例,其

泥质烃源岩 TOC 值主要分布在 2.0% 以上,围绕主生烃凹陷呈环带状分布,并向凹陷的边缘地带逐渐降低 (图 5),三工河组泥质烃源岩 TOC 值主要分布在小于 1.2% 的区域内,西山窑组泥质烃源岩 TOC < 1.0%。

总体上来看,侏罗系三套烃源岩中八道湾组和西山窑组既发育暗色泥岩,又发育碳质泥岩和煤岩,以 III 型和 II 型有机质为主,但也有少量的 I 型有机质 (表 1)。总体来说侏罗系发育了一套优质烃源岩 (J_1b),两套中等丰度的烃源岩 ($J_1s + J_2x$)。

从表 1 中可以看出准噶尔盆地阜康凹陷侏罗系烃源岩与 Fort Worth 盆地 Barnett 页岩具有一定的可比性。从有机质类型上来看,两者都主要为 II 型干酪根,生油气潜力中等。Barnett 页岩总有机碳平均值为 3% ~ 5% (Bustin, 2005),准噶尔盆地阜康凹陷侏罗系烃源岩有机碳相对于 Barnett 页岩稍微偏低,但具有一定的可比性。在暗色泥岩厚度上准噶尔盆地侏罗系具有绝对的优势 (图 3a),可以弥补单位总有机碳的不足,总碳数量上可以达到对等,原理上生烃潜力可以匹配。

2.3 烃源岩的成熟度特征对比

对页岩来说,有机质镜质体反射率 (R_o) 是热成熟度的指标,反映了成岩作用的最大古地温和页岩

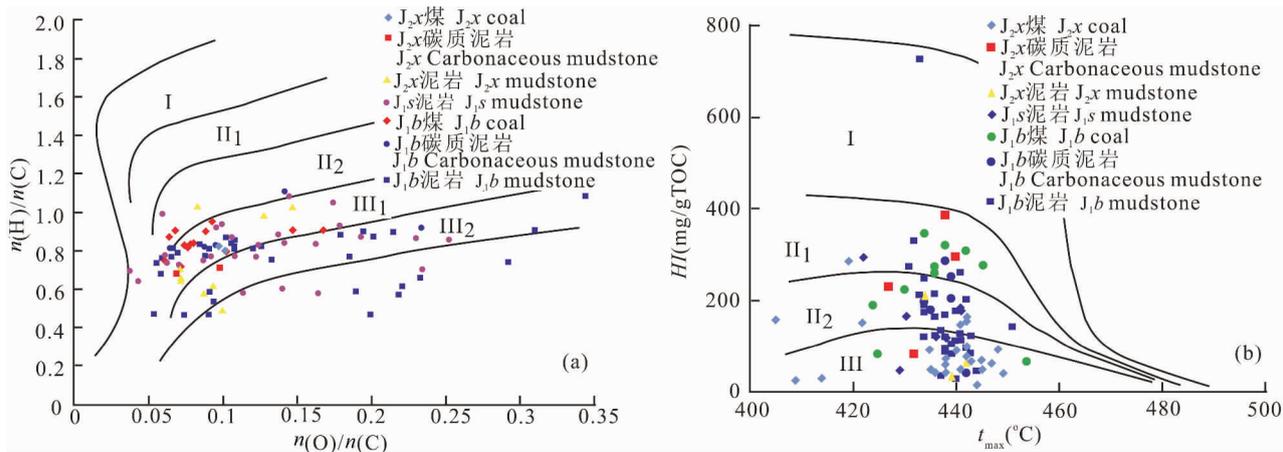


图 4 准噶尔盆地侏罗系烃源岩有机质类型分析图

(a) $n(H)/n(C)$ — $n(O)/n(C)$ 关系图; (b) 侏罗系烃源岩 t_{max} —HI 关系图

Fig. 4 The types of the Jurassic source rocks distributed in Junggar Basin

(a) $n(H)/n(C)$ — $n(O)/n(C)$ diagram; (b) t_{max} —HI diagram

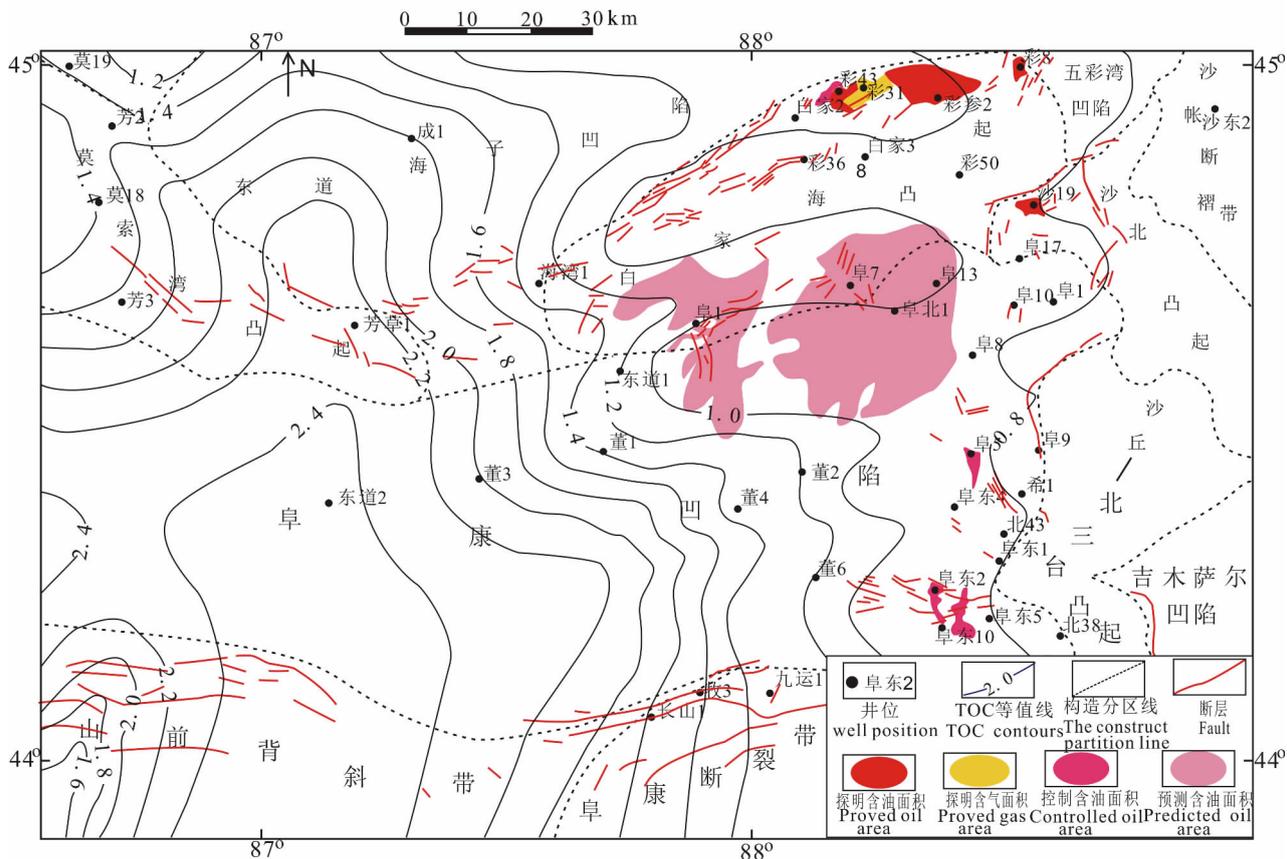


图5 准噶尔盆地阜康凹陷八道湾组泥质烃源岩 TOC 等值线图

Fig. 5 The TOC contours of the argillaceous source rocks, the Badaowan Formation in Fukang Sag, Junggar Basin

的生烃条件,是反映成岩作用最合适的参数。在系统取样分析的基础上统计分析了芳草1井源岩的成熟度。从 R_o 的纵向分布来看,芳草1井侏罗系 R_o 与深度呈现明显的正相关关系(图6b),随着埋藏深度的增加逐渐增加,下部八道湾组最高 R_o 为 1.6%,表明烃源岩热演化已经进入成熟—高成熟阶段,有利于形成大规模的油气。

Fort Worth 盆地 Barnett 页岩的现今热演化程度

表1 准噶尔盆地阜康凹陷侏罗系烃源岩综合评价及与 Barnett 页岩(据 Curtis,2002; Pollastro et al.,2007; Bustin et al.,2005)对比表

Table 1 Comparison of the Jurassic source rocks in the Fukang Sag and the Barnett Shale in the Fort Worth Basin (based on Curtis,2002; Pollastro et al., 2007; Bustin et al.,2005)

盆地	层位	最大累计厚度(m)	TOC(%)	有机质类型
准噶尔盆地	J ₂ x	>250m	0.6~2.0	II ₂ 、III型为主
	J ₁ s	>250m	0.6~2.0	II ₂ 型为主
	J ₁ b	>450m	0.8~2.5	II ₁ 型为主,少量I型
Fort Worth盆地	Barnett页岩	>300m	1.0~13	主要为II型

较高, R_o 值为 1.0% ~ 2.1%,位于生气窗内(图6a)。阜康凹陷侏罗系泥岩现今热演化程度变化较大,主体上已达到生烃门限, R_o 值平均变化在 0.8% ~ 2.0% 之间。两者热演化程度相当。

3 页岩油气勘探前景讨论

3.1 烃源岩残留烃规模与页岩油气勘探潜力分析

对于准噶尔盆地侏罗系的烃源岩生排烃郭继刚等(2013)已做过详细系统的研究。本次研究主要在已有的研究基础上重点阐述阜康凹陷侏罗系烃源岩的生排烃量以及残留烃量的大小规模。

根据生排烃门限理论(庞雄奇,1995;庞雄奇等,2003;陈中红等,2005)在生排烃模式已建立的基础上再结合烃源岩有机质

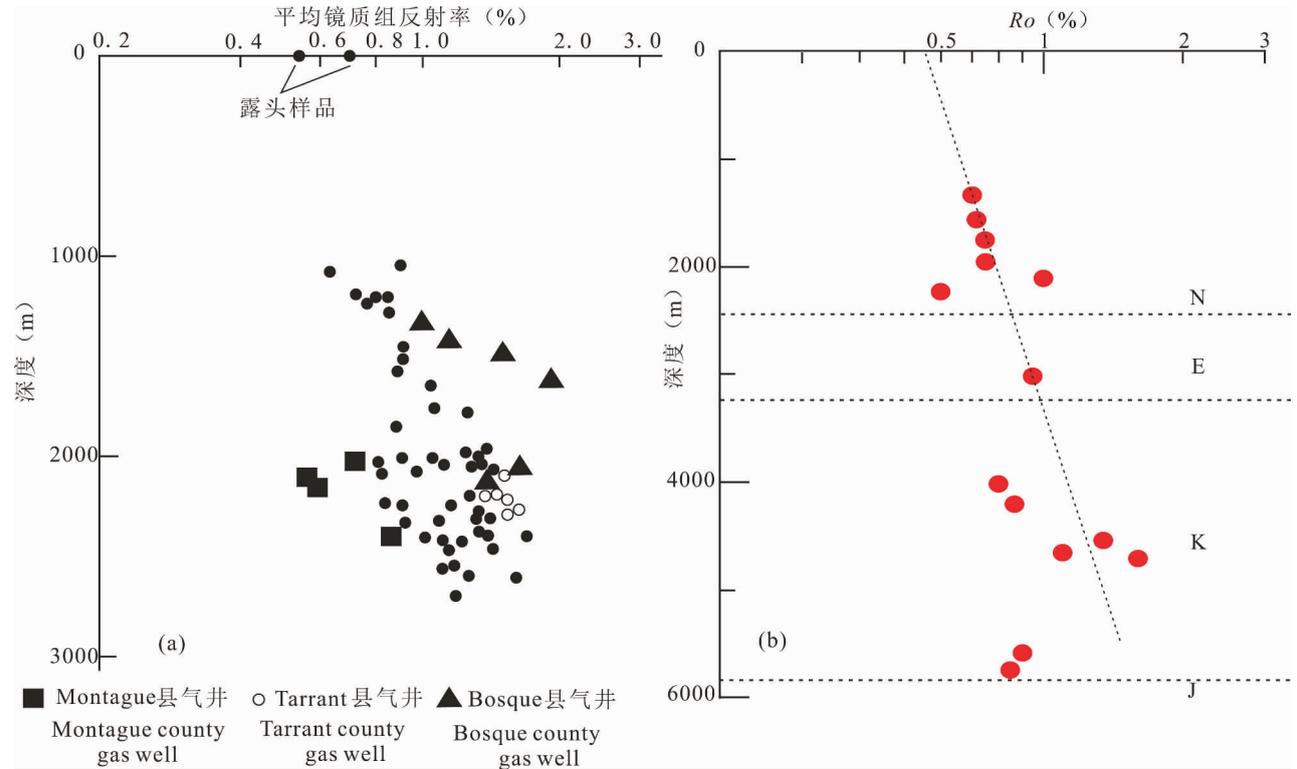


图 6 准噶尔盆地(b) 与 Fort Worth 盆地(a) Ro 随深度变化对比关系图

Fig. 6 Comparison of the source rock maturation between the Fort Worth basin (a) (after Richard et al., 2007) and the Junggar Basin(b)

丰度、密度、厚度等资料,就可以计算出工区各烃源岩层的生排烃强度及生排烃量。计算出的八道湾组、三工河组和西山窑组泥质烃源岩的生排烃量见表 2。

为了力求比较客观真实评价阜康凹陷中下侏罗系泥质源岩残留烃量的规模大小,本次研究过程中则主要是在依据生烃潜力法的基础上分别计算出源岩的生烃量和排烃量。在已经计算出生排烃量的前提下通过物质平衡理论就可以客观的得到源岩残留烃量的大小,其数据见表 2。

从表 2 中可以看出三套泥质烃源岩生排烃量以八道湾组为主,占一半以上。当然其残留烃量也是

最大的,占整个残留烃量的 53% 左右。总的残留烃量为 874.6 亿吨,展示出阜康凹陷侏罗系页岩油气的远大资源潜力。

3.2 烃源岩的矿物构成与局部储盖组合分析

矿物组成是控制页岩气藏的重要因素(聂海宽等,2009;唐颖等,2012;王伟锋等,2013),页岩气产层主要矿物组成为石英、黏土和碳酸盐,其中黏土矿物含量一般小于 50%,如北美福特沃斯盆地 Barnett 页岩气产量最高的地区黏土矿物含量平均约为 27%。泥页岩的矿物组成在很大程度上影响着孔隙度和裂缝发育程度,进而影响页岩气的品质与产能,富含硅质矿物的页岩比富含黏土矿物的页岩更易于

表 2 阜康凹陷侏罗系泥岩生排烃量及残留烃量统计表

Table 2 The volume of the hydrocarbon generation and expulsion and the residual hydrocarbon distributed in the Jurassic mudstone in Fukang Sag

层系	生烃量(×10 ⁸ t)	排烃量(×10 ⁸ t)	残留烃量(×10 ⁸ t)	残烃比例(%)
八道湾组泥岩	926.6	465.8	460.8	49.7
三工河组泥岩	310.5	120.1	190.4	61.3
西山窑组泥岩	350.7	127.3	223.4	63.7
总烃量(亿吨)	1587.8	713.2	874.6	55.1

压裂产生裂缝(Manger et al;1991; 李新景等,2007; 邹才能等,2010;付小东等,2011),同等情况下可以采出更多的天然气。但与此同时,泥页岩的矿物组成也会影响单位岩石的吸附气含量。因此对于泥页岩矿物组成分析具有重要的现实意义。

对于准噶尔盆地侏罗系过渡相煤系富有机质泥页岩来说,这类页岩的共同特征是有机质以陆源高等植物为主,页岩与煤层共存、砂岩与页岩互层。其矿物组成表现为脆性矿物含量小于50%,黏土矿物含量略大于脆性矿物含量。与Fort Worth盆地Barnett页岩相比较来说其脆性矿物含量具有一定的可比性(图7)。

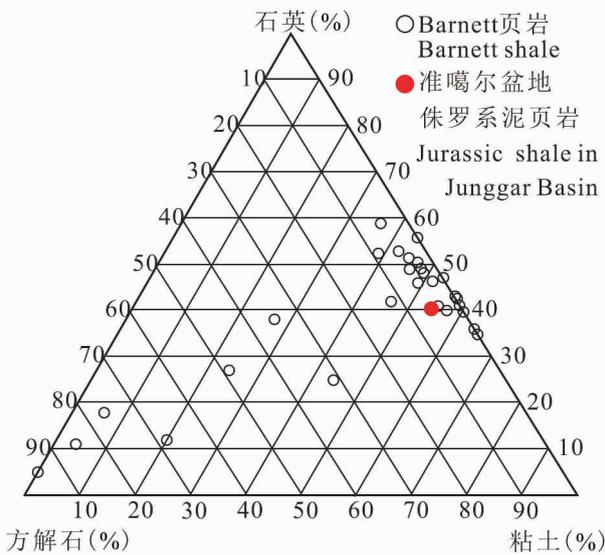


图7 Barnett页岩与准噶尔盆地侏罗系泥页岩矿物组成对比图(据Jarvie et al., 2007修改)

Fig. 7 Comparison of the mineral composition between Barnett Shale and the Jurassic source rocks in Junggar Basin (after Jarvie et al., 2007)

从另外一方面来说,阜康凹陷侏罗系纵向上发育多套局部储盖组合,表现为一定的砂泥互层(图2),暗色泥岩一方面既能够作为有利的生油岩,另一方面又可以作为良好的盖层。对于油气的保存是非常有利的。可以有效的阻挡油气的逸散。

3.3 烃源岩的成岩作用与可压裂性分析

可压裂性是页岩在水力压裂中具有能够被有效压裂的能力的性质,是页岩开发中最关键的评价参数,影响因素包括页岩脆性、天然裂缝、石英含量、成岩作用及其他因素。另外还包括地应力、沉积环境、内部构造等其他因素。页岩可压裂性的影响因素彼

此之间不是孤立的,各因素之间相互影响,共同表现出页岩的可压裂性特征。

页岩在不同的成岩作用阶段,其矿物形态、粘土矿物组成以及孔隙类型都有不同,从而使页岩可压裂性不同(图8)。另外,对于深埋的泥岩、页岩来说。岩石的压实包括机械压实和化学压实两种作用。深埋岩石的地质力学特征从一定程度上说受控于矿物的化学过程。烃源岩在埋藏过程中,随着埋深的增加和地温的升高,从热动力学讲矿物相开始变得不稳定并发生溶解,使颗粒骨架紧密压实,同时矿物的胶结使沉积物发生真正的胶结。而胶结作用,如碳酸盐和石英等矿物胶结作用的加强会造成沉积岩的力学性质由相对塑性向脆性转变(Bjfrlykke et al., 1997)。随着深度的增加,压实和成岩效应导致页岩逐渐偏离粘土的典型特征和行为,岩石将经历从最初未胶结沉积物向脆性岩石的转化(Horsrud et al., 1998)。

准噶尔盆地侏罗系成岩作用可能已进入晚成岩阶段(钟大康等,2003;蒋忆云,2005;王芙蓉等,2006),一方面矿物转化有利于泥页岩的脆性增加,但由于埋深较大以及时代较老可能导致压裂难度增加。不利于页岩气的压裂,可能对页岩气的开发不利。

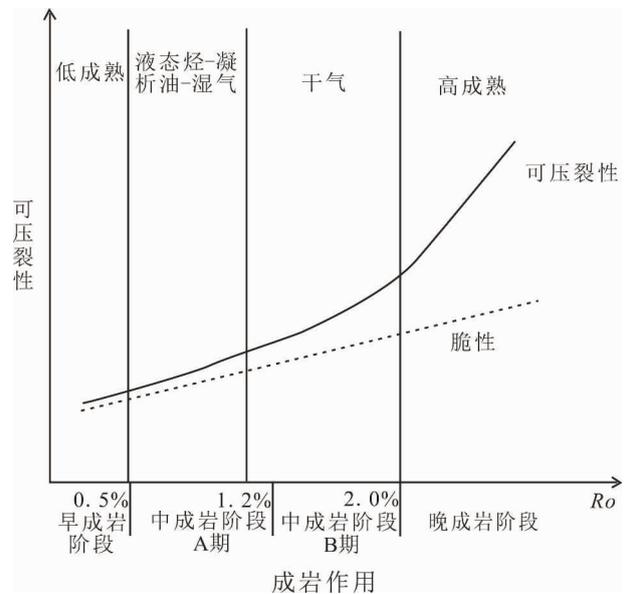


图8 泥页岩脆性、可压裂性随成岩作用变化关系图(Jarvie et al., 2007)

Fig. 8 The brittle and fracturing ability of the shale increased with increasing burial and diagenesis (Jarvie et al., 2007)

4 结论

(1) 侏罗系烃源岩丰度低于 Barnett 页岩, 但碳质泥岩和煤的存在可能弥补了烃源岩丰度低的缺憾。

(2) 烃源岩的成熟度偏低, 但是有机质的类型以腐殖型为主, 兼具 II 2 型, 有利于形成页岩油气。

(3) 烃源岩的矿物含量脆性矿物略低于黏土矿物, 但可与 Barnett 页岩脆性矿物含量对比, 局部储盖组合非常发育, 有利于形成页岩油气。

(4) 烃源岩的残留烃量巨大, 为形成页岩油气奠定了坚实的基础。

(5) 烃源岩时代老, 成岩作用达到了晚成岩中期, 不利于页岩气的压裂, 可能对页岩气的开发不利。

致谢: 论文中阜康凹陷岩芯和岩屑样品及部分单井原始资料由新疆油田勘探开发研究院提供。

参 考 文 献 / References

陈建平, 梁狄刚, 王绪龙, 邓春萍, 薛新克, 靳涛, 宋孚庆, 钟宁宁. 2003a. 彩南油田多源混合原油的油源(一)——烃源岩基本地球化学特征与生物标志物特征. 石油勘探与开发, 30(4): 20~24.

陈建平, 梁狄刚, 王绪龙, 邓春萍, 薛新克, 靳涛, 宋孚庆, 钟宁宁. 2003b. 彩南油田多源混合原油油源(三)——油源的地质、地球化学分析. 石油勘探与开发, 30(6): 41~44.

陈建平, 邓春萍, 梁狄刚, 王绪龙, 石新璞, 靳涛, 钟宁宁. 2004. 彩南油田: 一个典型三元混合油田. 沉积学报, 22(增刊): 91~97.

陈中红, 查明. 东营凹陷烃源岩排烃的地质地球化学. 2005. 地球化学, 34(1): 79~87.

董大忠, 邹才能, 李建忠, 王社教, 李新景, 王玉满, 李登华, 黄金亮. 2011. 页岩气资源潜力与勘探开发前景. 地质通报, 30(2~3): 324~336.

付小东, 秦建中, 滕格尔, 王小芳. 2011. 烃源岩矿物组成特征及油气地质意义——以中上扬子古生界海相优质烃源岩为例. 石油勘探与开发, 38(6): 671~684.

郭继刚, 王绪龙, 庞雄奇, 雷德文, 向才富, 龙华山, 高师. 2013. 准噶尔盆地南缘中下侏罗统烃源岩评价及排烃特征. 中国矿业大学学报, 42(4): 595~605.

何登发, 陈新发, 张义杰, 况军, 石昕, 张立平. 2004. 准噶尔盆地油气富集规律. 石油学报, 25(3): 1~10.

贺凯, 曾良雄, 李培俊, 职文栋, 罗明高. 2008. 阜康凹陷小泉沟群烃源岩评价及勘探建议. 西南石油大学学报(自然科学版), 30(4): 51~54.

蒋忆云. 准噶尔盆地腹部侏罗系储层成岩演化数值模拟. 2005. 石油天然气学报(江汉石油学院学报), 27(3): 27~29.

况昊, 王振奇, 王琳霖, 付欢. 2012. 阜康凹陷平地泉组烃源岩生排烃期分析. 石油天然学报, 34(1): 41~44.

李新景, 胡素云, 程克明. 2007. 北美裂缝性页岩气勘探开发的启示. 石油勘探与开发, 34(4): 392~400.

李玉喜, 聂海宽, 龙鹏宇. 2009. 我国富含有机质泥页岩发育特点与页岩气战略选区. 天然气工业, 29(12): 115~118.

李剑, 姜正龙, 罗霞, 王东良, 韩中喜. 2009. 准噶尔盆地煤系烃源岩及煤成气地球化学特征. 石油勘探与开发, 36(3): 365~374.

聂海宽, 唐玄, 边瑞康. 2009. 页岩气成藏控制因素及中国南方页岩气发育有利区预测. 石油学报, 30(4): 484~491.

庞雄奇. 1995. 排烃门限控油气理论与应用. 北京: 石油工业出版社, 1~270.

庞雄奇, 李丕龙, 金之钧, 张善文, 左胜杰, 陈冬霞. 2003. 油气成藏门限研究及其在济阳拗陷中的应用. 石油与天然气地质, 24(3): 204~208.

邵雨. 2013. 准噶尔盆地南缘深层下组合侏罗系油气成藏研究. 高校地质学报, 19(1): 86~94.

陶国亮, 胡文瑄, 曹剑, 姚素平, 王绪龙, 张越迁, 唐勇, 石新璞. 2008. 准噶尔盆地腹部侏罗系原油勘探前景探讨. 地质论评, 54(4): 477~484.

唐颖, 邢云, 李乐忠等. 2012. 页岩储层可压裂性影响因素及评价方法. 地学前缘, 19(5): 356~363.

王传刚, 王铁冠, 陈建平, 石新璞, 向书政, 靳涛. 2003. 对准噶尔盆地东部彩南油田侏罗系油藏原油族(组)群类型的认识. 石油实验地质, 25(2): 183~189.

王芙蓉, 何生, 洪太元. 2006. 准噶尔盆地腹部地区深埋储层物性特征及影响因素. 新疆地质, 24(4): 423~428.

王飞宇, 贺志, 孟晓辉, 包林燕, 张慧. 2011. 页岩气赋存形式和初始原地气量(OGIP)预测技术. 天然气地球科学, 22(3): 501~510.

王伟锋, 刘鹏, 陈晨, 王会丽, 姜帅, 张志超. 2013. 页岩气成藏理论及资源评价方法. 天然气地球科学, 24(3): 429~438.

向鼎璞. 1959. 新疆大地构造轮廓. 地质论评, 59(2): 49~59.

赵白. 1979. 准噶尔盆地的构造性质及构造特征. 石油勘探与开发, 2: 18~26.

钟大康, 朱筱敏, 文应初. 2003. 准噶尔盆地阜东斜坡侏罗系砂岩成岩作用、孔隙演化及次生孔隙预测. 中国海上油气地质, 17(4): 27~29.

张金川, 汪宗余, 聂海宽, 徐波, 邓飞涌, 张培先, 殷毅, 郭华强, 林拓, 张琴, 张德明. 2008. 页岩气及其勘探研究意义. 现代地质, 22(4): 640~646.

邹才能, 董大忠, 王社教, 李建忠, 李新景, 王玉满, 李登华, 程克明. 2010. 中国页岩气形成机理、地质特征及资源潜力. 石油勘探与开发, 37(6): 641~653.

Barnett M M. 2003. Shale gas-in-place volume including sorbed and free gas volume. AAPG Southwest Section Meeting, 3: 1~4.

Bjfrlykke K, Kaare H. 1997. Effects of burial diagenesis on stresses, compaction and fluid flow in sedimentary basins. Marine and Petroleum Geology, 14(3): 267~276.

Bustin R M. 2005. Barnett Shale Play Going Strong. AAPG explorer, 26(5): 4~6.

Curtis J B. 2002. Fractured shale-gas systems. AAPG Bulletin, 86(11): 1921~1938.

Horsrud P, Sinstebe E F, Bie R. 1998. Mechanical and petrophysical properties of North Sea shales. International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences, 35(8): 1009~1020.

Jarvie D M, Hill R J, Ruble T E, Pollastro R M. 2007. Unconventional shale-gas systems: The Mississippian Barnett Shale of north-central Texas as one model for the thermogenic shale gas assessment. AAPG Bulletin, 91(4): 475~499.

Manger K C, Curtis J B. 1991. Geological influences on location and production of Antrim shale gas. Devonian Gas Shales Technology Review, 7(2): 5~16.

Montgomery S L, Jarvie D M, Bowker K A, Pollastro R M. 2005. Mississippian Barnett Shale, Fort Worth basin, north-central

- Texas: Gas—shale play with multi-trillion cubic foot potential. AAPG Bulletin, 89(2):155 ~ 175.
- Pollastro R M, Jarvie D M, Hill R J and Adams C W. 2007. Geologic framework of the Mississippian Barnett Shale, Barnett—Paleozoic total petroleum system, Bendarch—Fort Worth Basin, Texas. AAPG Bulletin. 91 (4): 405 ~ 436.
- Sonnenberg S A and Pramudito A. 2009. Petroleum geology of the giant Elm Coulee field, Williston Basin. AAPG Bulletin, 93(9):1127 ~ 1153.
- Webster R L. 1984. Petroleum source rocks and stratigraphy of the Bakken Formation in North Dakota. In: Woodward J, Meissner F F, Claytoneds J C. eds. Hydrocarbon Source Rocks of the Greater Rocky Mountain Region. Denver: Rocky Mountain Association of Geologists, 57 ~ 81.

Characteristics of the Jurassic Source Rocks and Their Shale Gas Exploration Potential in the Fukang Sag of the Junggar Basin

ZHENG Jinhai^{1,2)}, XIANG Caifu^{1,2)}, WANG Xulong³⁾, LEI Dewen³⁾, YANG Nan^{1,2)},
A Bulimiti³⁾, ZHANG Lei^{1,2)}, ZHANG Yueqian³⁾, WANG Lihong³⁾

- 1) State Key Laboratory of Petroleum Resource and Prospecting, China University of Petroleum, Beijing, 102249;
2) College of Earth Sciences, China University of Petroleum, Beijing, 102249;
3) China Petroleum Exploration and Development Research Institute of Xinjiang Oilfield Company, Karamay, Xinjiang, 834000

Abstract: The shale oil and gas resources are becoming one of the most important oil and gas exploration targets in China. The Junggar Basin is a classical example of the overlapped basins that developed in northwest China. The Jurassic source rock that developed in its main hydrocarbon generating depression is studied and compared with the typical Barnett shale that developed in the Fort Worth Basin, North America, to show its shale gas exploration potentials. All of them are comparable with the Barnett shale in the following four aspects: ① The scale of source rocks is slightly larger. Three sets of source rocks were recognized in Fukang Sag, namely, the Badaowan Formation of the lower Jurassic (J_1b), the Sangonghe Formation of the lower Jurassic, and the Xishanyao Formation of the middle Jurassic. The total thickness is >950 m, which is greater than that of the Barnett shale. ② All of them are characterized by humic prone organic type that falls within type II 2 and type III source rocks. ③ The abundance of organic matter measured in TOC falls within 1.2% ~ 2.5%. The lower limit is a little bit lower than that of the Barnett shale, but the abundant coal beds (thickness >20 m for a single bed) seems to compensate for that. ④ The maturity falls within the window of gas generating with the $Ro = 1.6\%$. Based on the above geologic evidences, the total residual hydrocarbon in the source rock is estimated to be 87.46 billion tons, indicating a great shale gas exploration potential in the Junggar Basin.

Keywords: source rock; shale gas; barnett shale; Jurassic; Fukang Sag, Junggar Basin