

准噶尔盆地南缘天然气成藏及勘探方向

陈建平^{1,2,3)}, 王绪龙⁴⁾, 倪云燕^{1,2,3)}, 向宝力⁴⁾, 廖凤蓉^{1,2,3)}, 廖键德⁴⁾

1) 中国石油勘探开发研究院, 北京, 100083; 2) 提高石油采收率国家重点实验室, 北京, 100083;

3) 中国石油天然气集团公司油气地球化学重点实验室, 北京, 100083;

4) 中国石油新疆油田公司, 新疆克拉玛依, 834000

内容提要:准噶尔盆地南缘地区与塔里木库车坳陷有着相似的沉积地层和构造演化历史,但是天然气勘探始终未取得重大突破。本文在南缘地区天然气成因类型与气源判识的基础上,分析该地区天然气成藏条件,探讨有利勘探方向与目标层系。结果表明,南缘地区天然气存在煤型气、混合气与油型气三类,且以煤型气和混合气为主;侏罗纪煤系为该地区主要的天然气源岩,其大量生气期与背斜构造形成期相匹配,构成最佳源灶-圈闭成藏组合;二叠系湖相和上三叠统湖相-湖沼相烃源岩也是重要的天然气源岩,其主要生气期在中部地区早于绝大多数背斜构造形成期,而在西部地区与背斜构造形成期相匹配。南缘地区生烃物质基础好于库车坳陷,只是主要气源岩侏罗纪煤系的成熟度略低于库车坳陷,盖层封盖性和储层发育规模略逊于库车坳陷,但仍具备形成大规模油气田的成藏条件。深层二叠系-侏罗系-白垩系成藏组合是最为有利的天然气勘探目标层系,西部是寻找和发现侏罗纪煤系和二叠系湖相油气藏的有利目标区域,中部是寻找和发现侏罗纪煤系天然气藏的有利目标区域。中浅层白垩系-新近系成藏组合是次要的天然气勘探目标层系,具有寻找和发现一定规模天然气藏的潜力。高探1井获得重大突破充分表明制约南缘天然气勘探大发现的因素不是气源规模、运移通道、储层物性和盖层封闭性,而是有效圈闭的落实、钻井工程技术及勘探工作量的投入。

关键词:准噶尔盆地南缘;天然气;成因类型;侏罗纪煤系;天然气成藏;勘探方向;库车坳陷

准噶尔盆地南缘是指盆地南部坳陷带(图1),面积 $2.1 \times 10^4 \text{ km}^2$,最大沉积地层厚度达15km,发育有二叠系、三叠系、侏罗系、白垩系和古近系5套可能的烃源岩,是盆地中烃源岩层系最多的地区(Wang Xulong et al., 2013; Chen Jianping et al., 2015a)。同时,南缘地区构造圈闭十分发育,是全盆地油气显示最为活跃的地区,很多背斜构造都发现了不同类型的油气(Wang Xulong et al., 2013; Chen Jianping et al., 2015b, 2016a, 2016b, 2016c, 2016d, 2016e),始终被认为是最具天然气勘探潜力的地区(He Dengfa et al., 2004; Kuang Jun et al., 2006; Wu Xiaozhi et al., 2007; Lei Dewen et al., 2012),但是历经几十年的油气勘探始终未取得重大突破。

准噶尔盆地南缘与塔里木盆地库车坳陷分别位于天山南北两侧,有着十分相似的沉积地层和构造演化历史(Hexbrix et al., 1994; Li Weifeng et al., 2000; Kuang Jun et al., 2001, 2005, 2006; Fang Shihu et al., 2005, 2007; He Dengfa et al., 2009; Wang Zhaoming, 2014)。然而,库车坳陷20多年来已相继发现了克拉2、大北、迪那、克深等多个大气田(Wang Zhaoming, 2014),天然气主要来源于侏罗纪煤系烃源岩,上三叠统塔里奇克煤系可能也有贡献(Liang Digang et al., 2002, 2004; Zhao Mengjun et al., 2002a; Liang et al., 2003; Qin et al., 2007)。准噶尔盆地南缘中下侏罗统煤系、上三叠统黄山街组湖相和郝家沟组含煤地层也很发育,另外还有二叠系、白垩系、古近系烃源岩发

注:本文为中国石油天然气股份有限公司科学研究与技术开发项目(编号06-01A-01-02、2016A-0202)资助成果。

收稿日期:2019-04-12;改回日期:2019-04-19;网络发表日期:2019-04-20;责任编辑:周健。

作者简介:陈建平,男,1962年生。博士,教授级高级工程师,主要从事油气地球化学与勘探研究工作。Email: chenjp@petrochina.com.cn。

引用本文:陈建平,王绪龙,倪云燕,向宝力,廖凤蓉,廖键德. 2019. 准噶尔盆地南缘天然气成藏及勘探方向. 地质学报, 93(5):1002~1019, doi: 10.19762/j.cnki.dizhixuebao.2019073.

Chen Jianping, Wang Xulong, Ni Yunyan, Xiang Baoli, Liao Fengrong, Liao Jiande. 2019. The accumulation of natural gas and potential exploration regions in the southern margin of the Junggar basin. Acta Geologica Sinica, 93(5):1002~1019.

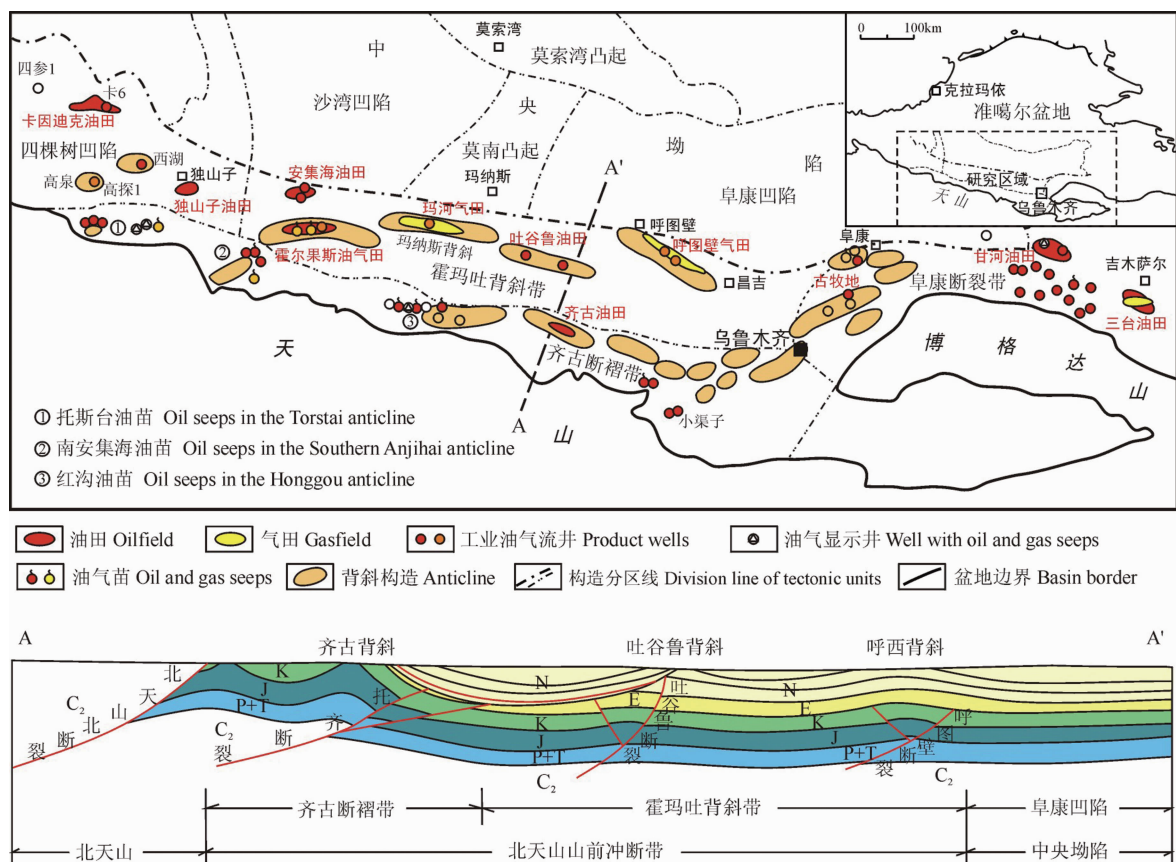


图 1 准噶尔盆地南缘构造圈闭与油气田分布图

Fig. 1 Distribution of the anticline traps, oil and gas fields/seeps in the southern margin, Junggar basin

育,而且二叠系、三叠系、侏罗系烃源岩目前已经达到了高成熟-过成熟演化阶段,均可能生成大量天然气(Wang Xulong et al., 2013; Chen Jianping et al., 2015a, 2016c),其中仅侏罗系煤系烃源岩的生气强度就达到了 $30 \times 10^8 \sim 80 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$,部分地区甚至达到 $100 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$ (Wu Xiaozhi et al., 2007),与库车坳陷侏罗系的生气强度(Du Zhili et al., 2006)基本相当,完全具备形成大气田的气源条件。以往大量研究也表明南缘地区天然气主要来源于侏罗纪煤系烃源岩(Chen Shijia et al., 2004; Li Yanjun et al., 2004; Liao Jiande et al., 2006, 2011; Wang Haijing et al., 2009; Hu et al., 2010; Dai Jinxing et al., 2012; Wang Xulong et al., 2013; Chen Jianping et al., 2016d; Liu Jian et al., 2016)。然而,迄今为止南缘地区具有商业规模的气田却只有位于中部地区呼图壁背斜的呼图壁气田和玛纳斯背斜的玛河气田,累计探明天然气地质储量 $329.6 \times 10^8 \text{ m}^3$ (Du Jinhu et al., 2019),天然气发现规模与库车坳陷完全不在一个量级。Kuang Jun et al. (2001)认为南缘地区虽然有充足的气源

供给、众多的褶皱背斜、发育有效区域盖层,但是缺乏良好的储层、沟通深部侏罗系气源与上部圈闭的断裂,而库车坳陷不仅气源充足、而且具备储集层性能优越、烃源断裂更为发育及更好的保存条件等优势,即南缘天然气成藏条件不如库车坳陷。

南缘地区天然气勘探潜力有多大?究竟有没有发现大气田的可能性?南缘地区有利的勘探方向和领域又在哪里?究竟是什么因素导致了天山南北两个坳陷天然气发现呈现巨大差异?这些问题始终困扰着油气地质学家和勘探家。然而,最近南缘西部四棵树凹陷高泉构造的高探1井在深层白垩系底部地层中获得了日产原油 1213m^3 、天然气 $32.17 \times 10^4\text{m}^3$ 的高产油气流 (Du Jinhu et al., 2019; Chen Jianping et al., 2019),这是迄今为止准噶尔盆地日产油气最高的探井,展现了南缘地区良好的油气勘探前景。本文在南缘地区天然气成因类型与气源判识的基础上 (Chen Jianping et al., 2019),剖析该地区天然气生成与成藏的地质地球化学条件,并与塔里木盆地库车坳陷天然气成藏条件进行比较,探讨南缘地区天然气勘探有利方向和目标层系,以期为

南缘地区天然气勘探决策提供参考。

1 基本地质背景

1.1 基本构造特征

准噶尔盆地南缘东起阜康断裂带,西至四棵树凹陷,北与沙湾凹陷、莫南凸起、阜康凹陷相接,南邻北天山,东西长 500km,南北宽 40~60km,面积 $2.1 \times 10^4 \text{ km}^2$,构造位置属于北天山山前冲断带(图 1)。南缘是准噶尔盆地最年轻也是最复杂的褶皱带,是经历了晚海西、印支—燕山、喜马拉雅期三个构造期发展起来的次一级构造单元(Yang Haibo et al., 2004; Kuang Jun et al., 2005, 2006; Chen Shuping et al., 2007)。根据构造形成机理及构造样式,可将其进一步划分为 4 个二级构造单元(Yang Haibo et al., 2004):四棵树凹陷、霍玛吐构造带、齐古断褶带和阜康断裂带(图 1)。在齐古断褶带—霍玛吐背斜带,由南向北发育了三排背斜构造:第一排构造带包括托斯台、南安集海、红沟、清水河、齐古背斜等;第二排构造带包括霍尔果斯、玛纳斯、吐谷鲁背斜等;第三排构造带包括安集海、呼西、呼图壁背斜等。根据构造特点与差异性,南缘分为西、中、东三部分,独山子以西为西部(西段),独山子到乌鲁木齐为中部(中段),乌鲁木齐以东为东部(东段)。

1.2 沉积地层

南缘地区发育有二叠系、三叠系、侏罗系、白垩系、古近系和新近系 6 套沉积地层,其中中部地区地层最厚可达 15km,西部和东部厚度相对薄一些,但一般也在 8~12km(Editorial Group of Xinjiang Petroleum Geology, 1991; Wang Xulong et al., 2013; Chen Jianping et al., 2015a, 2016c)。二叠系是准噶尔盆地最主要的一套烃源岩发育层系,但南缘地区下二叠统主要为一套粗碎屑沉积;中二叠统为一套半深湖~深湖相沉积,厚 600~1600m,是南缘地区重要的烃源岩发育层系之一,其中东部地区芦草沟组油页岩很发育(Graham et al., 1990; Carroll et al., 1992);上二叠统主要为河流相—半深湖相沉积。中下三叠统主要为河流—浅湖相粗碎屑沉积,而上三叠统为滨浅湖—半深湖相沉积,夹有沼泽相的碳质泥岩薄层和煤线,厚 300~800m,在南缘中部和阜康凹陷烃源岩比较发育(Chen Jianping et al., 2003; Xu Yaohui et al., 2007; Kang Sufang et al., 2012)。中下侏罗统八道湾组、三工河组、西山窑组和头屯河组是一套以河沼相、湖沼相含煤沉

积,广泛分布于准噶尔盆地,南缘地区最大厚度近 3000m,一般厚度也在 1000~2000m,是该地区主要的油气源岩发育层系之一(Wang Xulong et al., 2013; Chen Jianping et al., 2015a, 2016c);上侏罗统包括齐古组和喀拉扎组,为一套红色粗碎屑沉积,广泛分布于南缘地区,厚度一般在 600m 以上。下白垩统是一套半深湖相—浅湖相沉积,广泛分布于全盆地,南缘地区最厚达 1594m,在南缘中部地区暗色地层相对比较发育(Wang Xulong et al., 2013; Chen Jianping et al., 2015a, 2016c);上白垩统主要为河流相粗碎屑沉积,厚度在 46~813m,一般厚度在 300~600m。古新—始新统为河流—浅湖相沉积,厚度在 15~855m,一般厚度在 450m 以上;始新—渐新统安集海河组以深湖—半深湖—浅水湖相沉积为主,厚度在 44~800m,一般在 350~650m,在南缘西部地区暗色泥岩比较发育。渐新统—上新统以浅水湖相及河流相沉积为主,厚度一般在 2000~2300m。第四系西域组为山麓洪积—冲积扇—河流相砾岩、砂砾岩沉积,广泛分布于南缘地区,厚 350~2046m,一般厚度在 1300m 以上,西部厚度大于中东部。

2 天然气分布与来源

2.1 天然气分布

南缘地区油气显示非常活跃,许多背斜构造均有发现天然气的探井(Hui Rongyao et al., 1991; Chen Shijia et al., 2004; Li Yanjun et al., 2004; Liao Jiande et al., 2006, 2011; Wang Haijing et al., 2009; Hu et al., 2010; Wang Xulong et al., 2013; Chen Jianping et al., 2016b; Liu Jian et al., 2016),但是具有商业规模的天然气田仅有两个,即为分别位于中部地区呼图壁背斜的呼图壁气田和玛纳斯背斜的玛河气田(图 1),东部三台地区的马庄气田为小型气田,其他构造的天然气主要为单井揭示的小规模气层或者油藏伴生气。

在这些气田或含气背斜构造中,中部地区的呼图壁、吐谷鲁、玛纳斯、霍尔果斯及安集海背斜构造天然气主要分布在古近系紫泥泉子组、安集海河组储层中,在新近系沙湾组及上白垩统东沟组也有少量分布;南安集海构造天然气分布在侏罗系八道湾组储层中;齐古油田天然气则主要分布在三叠系和侏罗系储层中。西部地区独山子背斜油气主要分布于新近系沙湾组和塔西河组,主要为油气藏,独 1 井新近系沙湾组和西参 2 井新近系沙湾组见两层凝析

气层,只有独 1 井新近系沙湾组见一层气层,其他天然气都是溶解气。西部地区卡因迪克、西湖和高泉背斜构造油气主要分布在侏罗系齐古组上部至下白垩统清水河组底部,基本上均为油气藏。东部马庄气田天然气则主要分布于上侏罗统。纵向上,中部地区发现的油气主要在中浅层上白垩统-新近系,而西部地区主要在深层,即主要在上侏罗统-下白垩统,中浅层相对较少。

最近,位于南缘西部高泉构造的高探 1 井(图 1)在下白垩统清水河组底部砂砾岩地层中获得了日产原油 1213m³、天然气 32.17×10⁴ m³的高产油气流(Du Jinhu et al., 2019; Chen Jianping et al., 2019),预测中侏罗统头屯河组也为油气藏(图 2、图 3)。尽管目前尚无法确定油气藏边界与规模,但初步预测高泉背斜圈闭面积约 69km²,闭合高度达到 450m,其中高探 1 井所在高点白垩系圈闭面积约

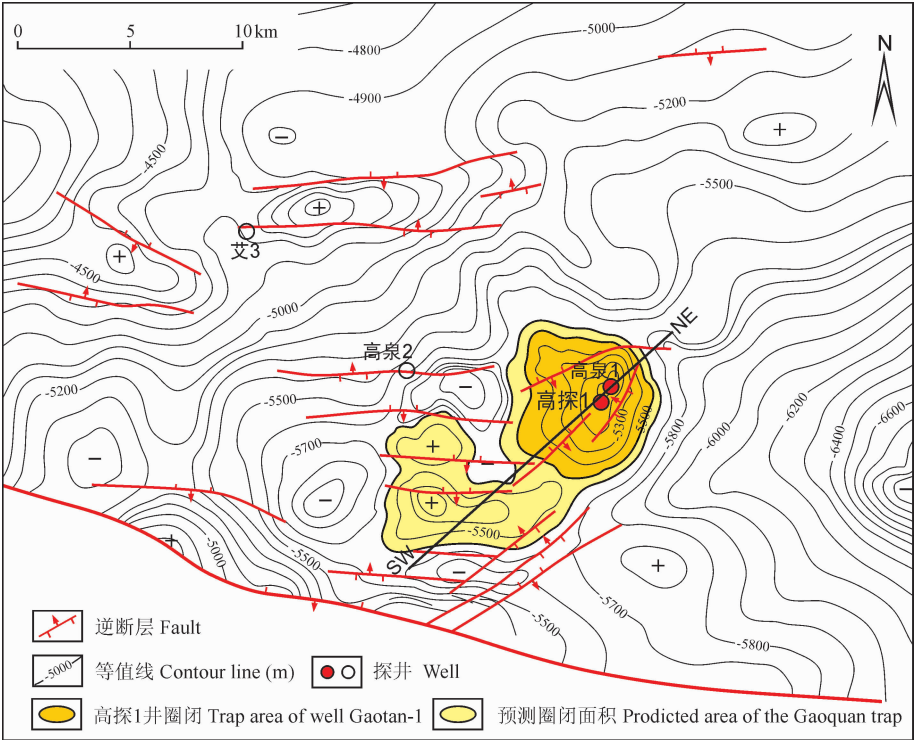


图 2 准噶尔盆地南缘西部地区高泉背斜及周缘白垩系底界构造图
Fig. 2 Contour map of the bottom boundary of the Cretaceous in the Gaoquan anticline and the adjacent area in the western part of the southern margin, Junggar basin

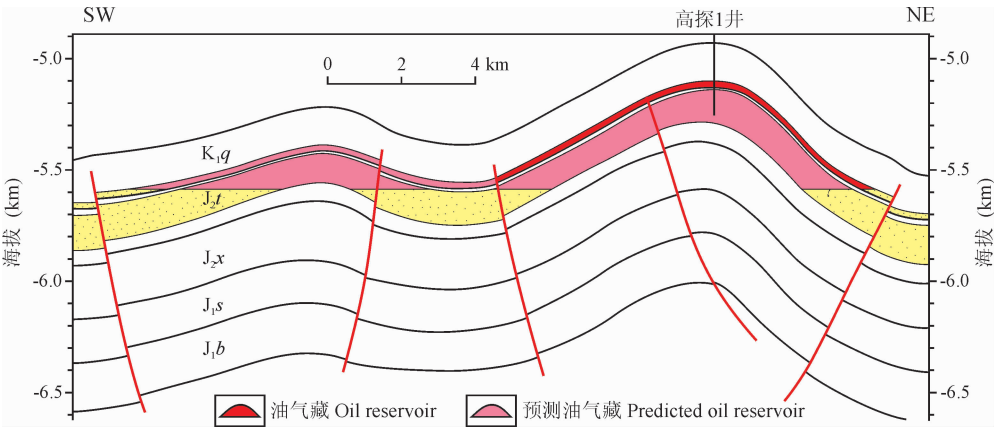


图 3 准噶尔盆地南缘西部高泉背斜(过高探 1 井)油气藏预测剖面(剖面位置见图 2)
Fig. 3 Predicted profile of oil and gas reservoirs in the Gaoquan anticline (cross over the well Gaotan-1) in the western part of the southern margin, Junggar basin (for the location of the profile, to see the Fig. 2)

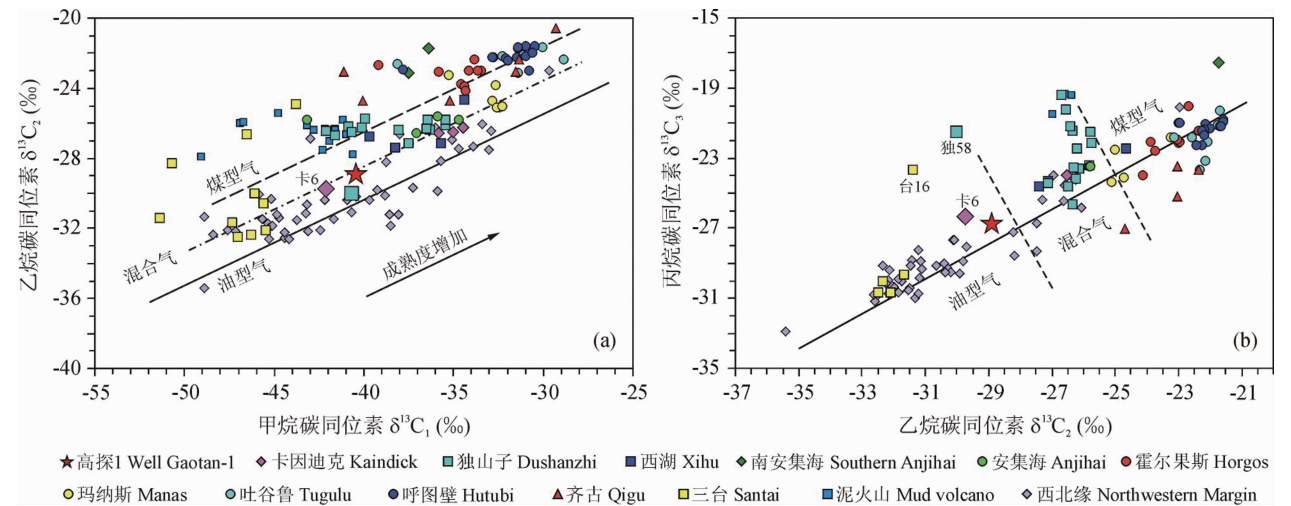


图 4 准噶尔盆地南缘天然气碳同位素组成与类型

Fig. 4 Carbon isotope composition and genetic types of natural gas in the southern margin, Junggar basin

度达10km以上,处于高-过成熟演化阶段,是一套优质油气源岩(Wang Xulong et al., 2013; Chen Jianping et al., 2015a)。南缘西部二叠系烃源岩分布情况目前尚不清楚,但是独山子背斜有二叠系来源原油(Wang Xulong et al., 2013; Chen Jianping et al., 2016a, 2016b),而且高探1井和卡6井具有较轻碳同位素组成的混合气中有一半天然气来源于二叠系(Chen Jianping et al., 2019),因而推测西部地区可能也有二叠系湖相烃源岩分布。究竟是否有二叠系湖相烃源岩存在及规模有多大还需要今后由地震和钻井落实。

上三叠统黄山街组湖相-郝家沟组湖沼相烃源岩也广泛分布于南缘地区(Chen Jianping et al., 2003, 2015a, 2016c; Xu Yaohui et al., 2007; Kang Sufang et al., 2012; Wang Xulong et al., 2013),厚度在50~300m,有机质丰度低于二叠系芦草沟组,平均有机碳含量2.89%,有机质类型以II₂型和III型为主,局部存在II₁型有机质,目前在中部凹陷埋藏深度达到9km以上,处于高成熟-过成熟演化阶段,也是一套有效的油气源岩。由于该套烃源岩在南缘中部和东部的阜康凹陷比较发育,因而可能成为南缘中东部地区重要的气源岩。

中下侏罗统煤系烃源岩广泛分布于南缘地区,下侏罗统八道湾组暗色泥岩厚度一般在200~300m,碳质泥岩厚度在1~10m,煤层厚度在5~50m;三工河组暗色泥岩厚度在50~300m;中侏罗统西山窑组暗色泥岩厚度一般在75~150m,碳质泥岩厚度在2~15m,煤层厚度在5~30m。中下侏罗统煤系烃源岩有机质丰度变化很大,暗色泥岩有机碳含量在0.5%~6.0%,不同组段平均有机碳在1%~2%之间,碳质泥岩平均为20%左右,煤平均为50%~60%;有机质以II₂型和III型为主,有一定数量II₁型。侏罗系煤系有机质目前在露头区的镜质组反射率一般在0.5%~0.7%之间,处于低成熟阶段,但坳陷中埋藏深度在8km以上,处于高成熟-过成熟阶段(图5),是南缘地区最重要的一套油气源岩(Wang Xulong et al., 2013; Chen Jianping et al., 2015a, 2016c)。

下白垩统清水河组湖相源岩广泛分布于南缘地区,但在中部地区发育最好,厚度在150~200m,其他地区一般在50~150m。泥岩有机碳含量在0.06%~1.81%之间,烃源岩有机碳含量平均为0.92%,以I型和II₁型有机质为主,目前在露头区基本为未成熟,在坳陷内埋深可达6~8km,达到了

成熟生油高峰甚至高成熟阶段,中部地区的原油主要来源于清水河组烃源岩(Liao Jiande, 2006; Wang Xulong et al., 2013; Chen Jianping et al., 2016b, 2016d, 2016e),是一套有效的油源岩,具有一定的生气潜力。

古近系安集海河组湖相源岩主要分布于南缘中西部,厚度一般在50~200m。烃源岩平均有机碳含量为1.03%,不同地区有机碳含量变化较大,其中西部四棵树凹陷烃源岩有机碳含量较高,平均为1.41%,热解生烃潜量为5.02mg/g,以II型有机质为主;中东部地区暗色泥岩有机质丰度较低,且以III型有机质为主。目前露头剖面处于未成熟阶段,但在四棵树凹陷至中部地区藏深度在5000~6500m,处于低成熟-成熟生油阶段,西部地区独山子背斜等原油、卡因迪克、西湖和高泉背斜古近系-新近系储层中的原油来源于该套源岩(Wang Xulong et al., 2013; Chen Jianping et al., 2016b, 2016d),因而其主要为有效的油源岩,生气潜力很小。

总体上,南缘地区有效天然气源岩主要为中下侏罗统煤系、上三叠统湖沼相和二叠系湖相烃源岩。

3.2 烃源岩热演化生烃史

准噶尔盆地南部地区古地温场经历了由高到低逐渐降温的过程,地温梯度由二叠纪时期的32.0~36.6℃/km逐渐降低至目前的18~22℃/km(Wang Shejiao et al., 2000; Qiu Nansheng et al., 2001)。在探井样品实测镜质体反射率约束下,应用盆地模拟软件计算了南缘中部和西部凹陷区烃源岩热演化生烃史(图6)。在南缘中部地区,二叠系、三叠系和侏罗系烃源岩的埋藏深度非常大(图7a),油气生成时间也相对较早。在霍玛吐构造带玛纳斯背斜南部凹陷区(图6a),中二叠统烃源岩主要生油阶段在白垩纪(150~60Ma),主要生气期在古近纪-渐新世(60~20Ma);上三叠统烃源岩主要生油期在早白垩世末~古近纪(110~30Ma),主要生气期中新世(20~5Ma);中下侏罗统烃源岩主要生油阶段在晚白垩世~渐新世(100~20Ma),生油高峰大约在晚白垩世~始新世(90~25Ma),干酪根裂解生气($R_o=1.0\%$)始于始新世初(40Ma),目前处于大量生气阶段。下白垩统烃源岩目前主要处于生油高峰阶段,部分烃源岩处于生油窗后期阶段。

南缘西部二叠系-三叠系烃源岩分布情况目前尚不清楚,按照地震资料推测地层厚度在1800~2300m左右。四棵树凹陷中西部二叠系-三叠系的埋藏深度在6~8km(图7b),比中部地区浅很多,因

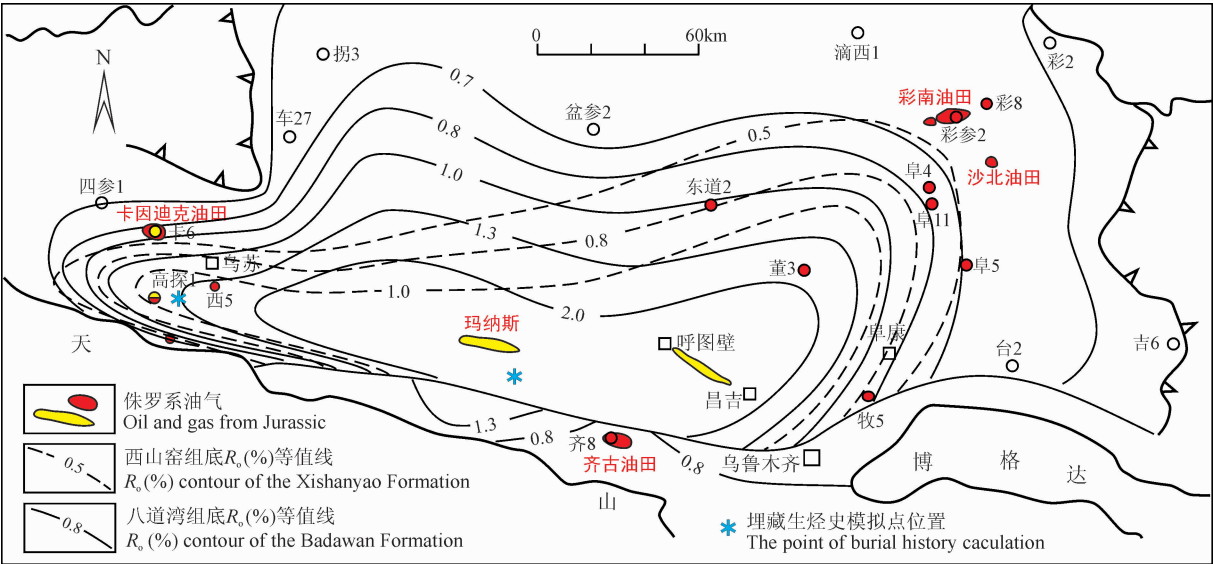


图 5 准噶尔盆地南缘侏罗系底界成熟度及侏罗系来源的主要油气田(井)分布图

Fig. 5 The vitrinite reflectance (R_o , %) isolines of the bottom boundary of the Jurassic and major oil and gas fields where the oil and gas are mainly derived from the Jurassic source rocks in the southern margin, Junggar basin

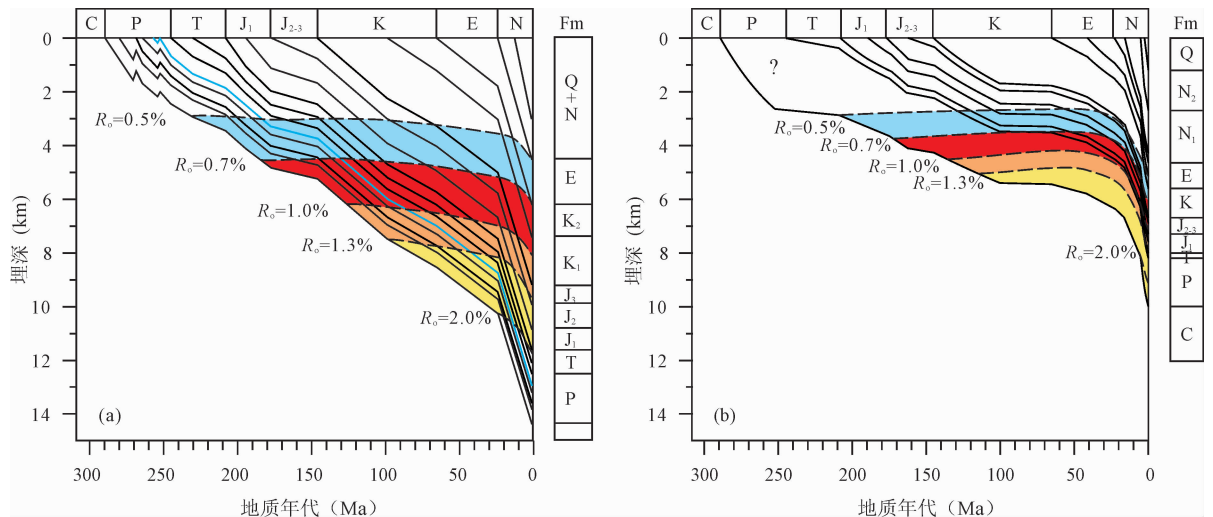


图 6 准噶尔盆地南缘中部和西部烃源岩埋藏演化与生炷史图(位置见图 5)

Fig. 6 The burial history and maturity evolution of the source rocks in the southern margin, Junggar basin (for the location of the points, to see the Fig. 5)

(a)—南缘中部沉积拗陷中部;(b)—南缘西部四棵树凹陷中西部
(a)—the point in the middle part; (b)—the point in the western part

而其达到大量生油与生气的的时间也要比中部地区晚得多。下二叠统(相当于风城组)烃源岩主要生油期在晚侏罗世~早白垩世(160~100Ma),主要生气期从晚白垩世开始持续至今。由于四棵树凹陷白垩系和古近系地层厚度远小于南缘中部地区,侏罗系煤系源岩生炷时期明显晚于南缘中部地区,从始新世才开始进入主要生油阶段并持续至今,目前仍处于生油高峰~生油窗后期。下白垩统烃源岩开始生油的时期更晚,目前主要处于生油高峰前期,尚未进大

量生气阶段;古近系烃源岩目前处于未成熟-成熟生油早期阶段,基本上尚未开始生气。

4 准噶尔盆地南缘与库车拗陷成藏条件比较

塔里木盆地库车拗陷与准噶尔盆地南缘位于天山南北两侧,沉积盖层与构造演化历史基本一致(Hexbrix et al., 1994; Li Weifeng et al., 2000; Kuang Jun et al., 2001, 2006, 2005; Liang Digang

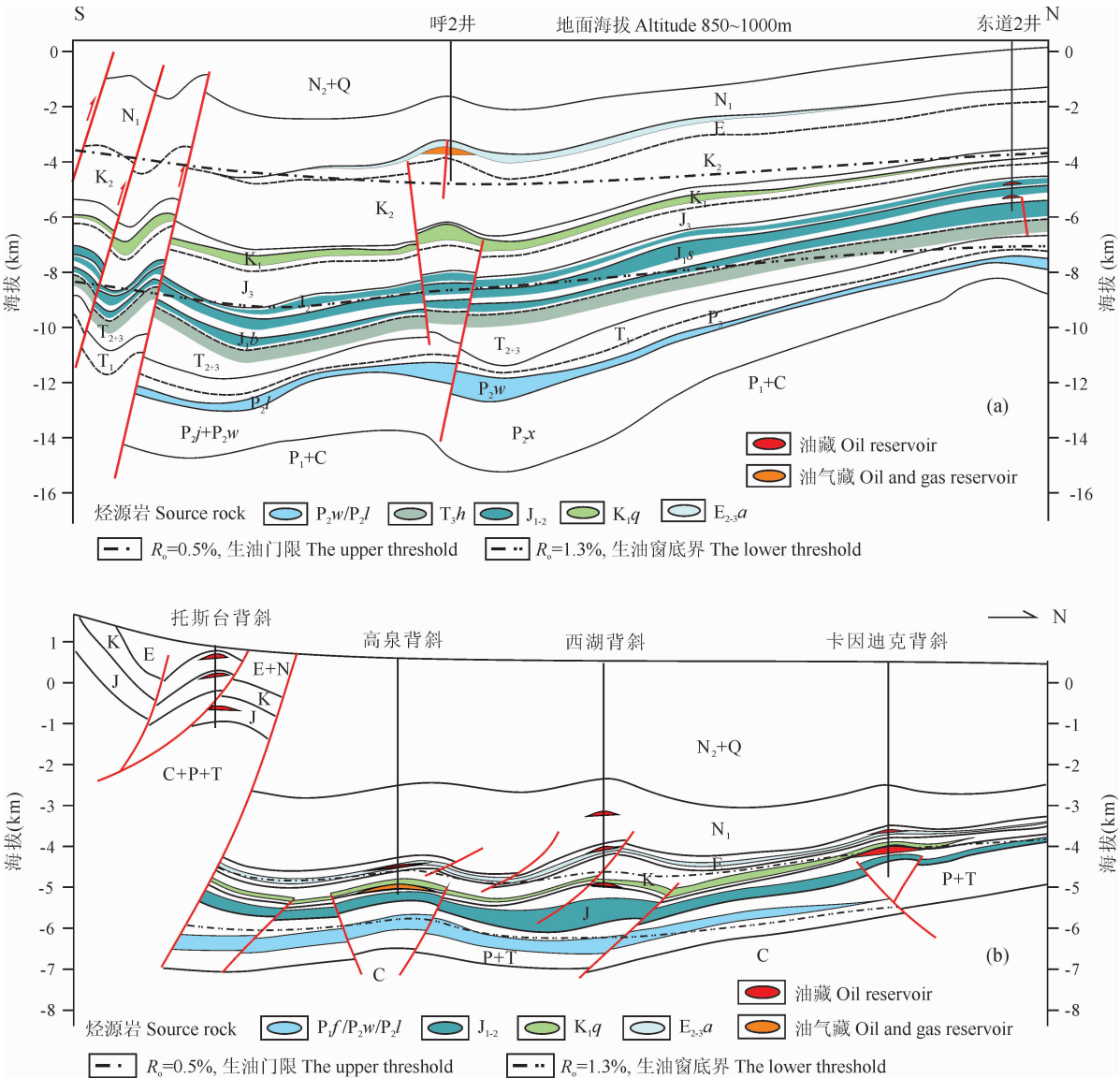


图 7 准噶尔盆地南缘中部(a)和西部(b)构造、烃源岩埋藏与油气运移成藏剖面示意图

Fig. 7 Schematic section of the structure, source rock burial and hydrocarbon migration and accumulation in the middle part (a) and western part (b) of the southern margin, Junggar basin

et al. , 2004; Fang Shihu et al. , 2005, 2007; He Dengfa et al. , 2009)。但是,目前在库车坳陷已经找到了克拉 2、大北、克深等多个大气田(Wang Zhaoming, 2014),而南缘地区虽然背斜构造很多但仅在呼图壁背斜和玛纳斯背斜发现了两个中型气田,天然气储量规模与库车坳陷完全不在一个量级。究竟是什么因素导致两个坳陷天然气如此大的差异一直是困惑石油地质与勘探家们的问题。Kuang Jun et al. (2001)曾对两个坳陷油气成藏条件进行了全面对比,认为两者共同点是均具有充足的气源供给、众多的褶皱背斜、发育有效区域盖层;两者的不同之处在于库车坳陷具有储集层性能优越、烃源断裂更为发育及更好的保存条件等优势,因而认为

南缘天然气成藏条件不如库车坳陷。实际上,大量资料表明南缘地区天然气成藏条件并不比库车坳陷差,高泉构造高探 1 井获得高产油气流的重大突破进一步证明了南缘地区同样具有良好的天然气成藏条件和勘探潜力。

4.1 烃源岩发育程度

库车坳陷和南缘地区主要生烃层系均是中下侏罗统煤系地层,其次均有上三叠统湖相-湖沼相烃源岩(Liang Digang et al. , 2002, 2004; Zhao Mengjun et al. , 2002b; Liang et al. , 2003; Du Zhili et al. , 2006; Qin et al. , 2007; Wang Xulong et al. , 2013; Chen Jianping et al. , 2015a, 2016c)。库车坳陷中下侏罗统湖沼相泥岩、碳质泥岩的累计

厚度在 100~600m,煤层累计厚度一般在 5~30m (Liang Digang et al. , 2004),其中:下侏罗统阳霞组和克孜勒努尔组泥岩厚度一般在 50~500m,煤层最大厚度可达 52m;恰克马克组泥岩一般在 50~150m。上三叠统塔里奇克组暗色泥岩和碳质泥岩厚度一般在 50~150m,煤层厚度一般在 0.5~7m,最大可达 12m。

南缘地区中下侏罗统湖沼相暗色泥岩、碳质泥岩的累计厚度在 200~700m,煤层累计厚度在 10~50m,最大厚度达 60m (Wang Xulong et al. , 2013; Chen Jianping et al. , 2015a, 2016c),其中:下侏罗系八道湾组泥岩一般在 200~300m,煤层厚度一般在 5~20m,最厚达 50m;三工河组泥岩一般在 50~300m;中侏罗统西山窑组泥岩厚度一般在 75~150m,煤层 5~30m,最厚达 40m 以上。上三叠统黄山街组湖相和郝家沟组湖沼相源岩的厚度一般在 50~300m,与库车坳陷发育程度相当,但郝家沟组煤系源岩和煤层的发育稳定程度不如库车坳陷。然而,由前面(3.1 节)的讨论可见,南缘地区还发育下二叠统/中二叠统、下白垩统和古近系烃源岩 3 套生烃层系,而库车坳陷均不发育这些层系的烃源岩。总体上,南缘地区烃源岩发出层系比库车坳陷多,中下侏罗统煤系源岩发育程度好于库车(表 1),而上三叠统湖相和湖沼相煤系源岩发育程度与库车坳陷基本相当或略差一些。

4.2 烃源岩生烃潜力

从源岩有机质丰度和生烃潜力看(表 1),库车坳陷低-中成熟度侏罗系暗色泥岩、碳质泥岩和煤的生烃潜力均低于南缘地区侏罗系相应的源岩(Liang Digang et al. , 2004; Wang Xulong et al. , 2013; Chen Jianping et al. , 2015a),这主要是由于前者有

机显微组分中贫氢的惰质组含量高而富氢的类脂组含量较低的原因,其中:前者泥岩和碳质泥岩有机质中惰质组高达 25%~50%,镜质组 40%~70%,类脂组仅 3%~8%,而后者泥岩和碳质泥岩有机质中惰质组仅 8%~10%,镜质组 56%~68%,类脂组高达 25%~33%;前者煤中惰质组含量高达 28%,镜质组 70%,类脂组仅 2%,而后者煤中惰质组仅 16%,镜质组 64%,类脂组高达 20% (Liang Digang et al. , 2004; Qin et al. , 2007; Wang Xulong et al. , 2013)。另外,库车坳陷上三叠统黄山街组和塔里奇克组暗色泥岩平均有机碳分别为 1.09%和 1.81%,包括碳质泥岩在内平均为 1.85%,而南缘地区上三叠统泥岩和碳质泥岩平均有机碳为 2.89%,前者也是低于后者。因此,南缘地区主要生气源岩生烃物质基础比库车坳陷更好。

但是,库车坳陷侏罗纪煤系烃源岩的成熟度高于南缘地区,目前的镜质体反射率主要在 0.8%~2.5%之间,最高可达 2.8% (Wang Feiyu et al. , 1999; Liang Digang et al. , 2004),由东向西逐渐增高,东部地区主要处于生成原油-凝析油的阶段,中西部地区主要处于高-过成熟湿气-干气演化阶段,而南缘地区侏罗系的镜质体反射率主要在 0.7%~2.2%之间,由西向东成熟度逐渐增高,西部主要处于成熟生油阶段,中部主要处于高成熟湿气演化阶段,过成熟干气阶段的烃源岩很少。因此,从天然气生成的热演化条件看,库车好于南缘,这可能是库车坳陷更富气的主要因素之一。

南缘地区侏罗系资源评价结果显示 (Du Jinhu et al. , 2019),仅侏罗系的总生烃量达到了 3973×10^8 t,总排烃量为 1403×10^8 t,其中总排油量 389×10^8 t,总排气量 127×10^{12} m³,其平均生烃、排烃和

表 1 准噶尔盆地南缘地区与库车坳陷烃源岩厚度、有机质丰度和生烃潜力比较

Table 1 Comparison of the thickness, organic matter abundance and hydrocarbon generation potential of source rocks between the southern margin of Junggar basin and the Kuqa depression

地层时代	源岩类型	准噶尔盆地南缘					库车坳陷				
		厚度(m)	TOC(%)	生烃潜力(mg/g)	氢指数(mg/gTOC)	反射率R _o (%)	厚度(m)	TOC(%)	生烃潜力(mg/g)	氢指数(mg/gTOC)	反射率R _o (%)
E	泥岩	50~200	1.41	5.02	387	0.4~0.8					
K	泥岩	150~250	0.92	1.74	189	0.4~1.3					
J	泥岩	200~700	1.70	2.41	142		100~600	2.20	2.18	99	
	煤	10~50	54.22	109.44	210	0.5~2.2	5~30	55.75	89.49	167	0.5~2.5
T ₃	泥岩	50~300	2.89			0.8~2.5	50~150	1.85			0.6~2.8
	煤	<5					0.5~7	64.99			0.6~2.8
P	泥岩	50~250	6.60			>1.3					

注:表中数据主要依据 Liang Digang et al. (2004)和 Wang Xulong et al. (2013)资料统计,有机质丰度和生烃潜力均为低—中成熟阶段源岩的平均值。

排气强度分别达到了 $1892 \times 10^4 \text{ t/km}^2$ 、 $668 \times 10^4 \text{ t/km}^2$ 和 $60 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$ 。此外,二叠系和上三叠统烃源岩 also 具有很大的生气潜力。由此可见,南缘地区具有丰富的油气成藏物质基础。

4.3 储层发育分布与物性

库车坳陷侏罗系和白垩系砂岩储层发育(Kuang Jun et al., 2001),其中侏罗系砂岩储层孔隙度在 $6\% \sim 21\%$,渗透率在 $0.1 \times 10^{-3} \sim 300 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,特别是白垩系巴什基奇克组砂岩储层不仅规模大、厚度大而且物性很好,孔隙度在 $8.7\% \sim 14.6\%$,渗透率在 $87 \times 10^{-3} \sim 300 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,属于中孔中渗储层。Kuang Jun et al. (2001)认为,准噶尔南缘侏罗系、白垩系和第三系储层发育程度和储集性都很差,远不如库车坳陷。实际上,库车坳陷深层储层孔隙度主要分布于 $3\% \sim 9\%$ 之间,平均值为 5.4% ,基质渗透率主要分布于 $0.35 \times 10^{-3} \sim 0.5 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 之间,总体表现为特低孔特低渗的特征(Wang Zhaoming, 2014)。

南缘侏罗系发育上侏罗统齐古组和喀拉扎组两套规模有效储集层。齐古组储层以辫状河三角洲前缘砂体为主,面积超过 15000 km^2 。齐古组砂岩储层物性变化大,总体以低孔、低渗储集层为主。南缘西部侏罗系齐古组砂岩储层规模相对较小,厚度 $100 \sim 236 \text{ m}$,不同探井的孔隙度在 $3\% \sim 25\%$ 之间,平均 $10\% \sim 21\%$,渗透率在 $0.1 \times 10^{-3} \sim 1640 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,平均 $4 \times 10^{-3} \sim 162 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ (Zhang Jian et al., 2012)。南缘中部砂体规模大,厚度为 $60 \sim 384 \text{ m}$ 。齐古背斜中下侏罗统砂岩储层孔隙度为 $9.27\% \sim 14.38\%$,平均值为 11.5% ,渗透率 $0.16 \times 10^{-3} \sim 17.68 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,为中等孔隙低渗透的储集层(Wu Xiaozhi et al., 1994)。喀拉扎组储集层主要分布于南缘中东段,范围相对局限,发育大型冲积扇和辫状河三角洲群,总体为一套巨厚的块状砂砾岩、砂岩沉积,露头区砂砾岩厚度超过 150 m ,喀拉扎地区最厚可达 860 m (Du Jinhu et al., 2019)。钻井揭示砂岩厚度 $210 \sim 450 \text{ m}$,分布面积约 10000 km^2 。喀拉扎组储层物性变化较大,以中低孔、中低渗储集层为主,局部发育优质储集层,孔隙度平均在 $16\% \sim 19\%$,渗透率在 $100 \times 10^{-3} \sim 260 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ (Han Shouhua et al., 2012; Lei Dewen et al., 2012; Du Jinhu et al., 2019)。

南缘白垩系储层主要为下白垩统清水河组底部砂砾岩和砂岩,以往认为这套储层厚度小($10 \sim 30 \text{ m}$)且主要分布在盆地边缘及中央低凸起周围,储

层物性不是很好(Fang Shihu et al., 2006)。但是,最近的研究结果表明(Du Jinhu et al., 2019),清水河组底部砂岩储层的厚度为 $20 \sim 100 \text{ m}$,以辫状河三角洲和扇三角洲前缘砂体为主,有利相带面积约 15000 km^2 ,而且储集层物性普遍较好,孔隙度 $9.0\% \sim 18.6\%$ (平均 $15\% \sim 18\%$),渗透率 $97.75 \times 10^{-3} \sim 186.00 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,孔隙类型以原生剩余粒间孔为主,连通性较好,属于中低孔、中高渗储集层。卡因迪克油田的主要储层之一即为清水河组砂岩,储层物性良好,高探1井 $5767.5 \sim 5774.7 \text{ m}$ 井段清水河组测井解释孔隙度达到 $13.4\% \sim 18.4\%$,该井获得了高产油气流充分表明白垩系清水河组砂岩储层也非常好。

南缘古近系紫泥泉子组和新近系沙湾组砂岩储层也比较发育,有效储层厚度一般在 $10 \sim 80 \text{ m}$,局部地区大于 80 m (Lei Dewen et al., 2008; Xiao Lixin et al., 2011; Bai Zhenhua et al., 2013a; Xu Haoyu et al., 2014),其中霍玛吐构造带紫泥泉子组储层孔隙度在 $1.8\% \sim 34\%$ 之间,平均为 18.94% ,且主要集中分布于 $21\% \sim 26\%$ 范围内,渗透率在 $0.06 \times 10^{-3} \sim 1000 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 之间,平均为 $197 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,主要集中分布在 $4 \times 10^{-3} \sim 640 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 范围内,属于中孔中渗—中孔高渗储层。四棵树凹陷紫泥泉子组和沙湾组储层物性相对差一些,不同地区的孔隙度在 $9\% \sim 16\%$,渗透率在 $10 \times 10^{-3} \sim 127 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,以中孔低渗、低孔低渗储层为主。

由此可见,南缘地区从侏罗系至新近系储层也比较发育,储层物性并不比库车坳陷差,只是储层发育厚度和分布规模不如库车坳陷。

4.4 构造圈闭与油气运移条件

库车坳陷受喜马拉雅运动强烈的推覆挤压,构造十分发育,成排成带分布,由上下两个构造层构成,天然气主要集中在下构造层的构造中,逆冲断裂直接从烃源层断到下构造层,为油气垂向运移提供了良好通道(Kuang Jun et al., 2001; He Dengfa et al., 2009; Wang Zhaoming, 2014)。南缘地区构造圈闭也十分发育(Li Xueyi et al., 2003; Kuang Jun et al., 2005, 2006; Lei Dewen et al., 2012),不仅在浅层发育大量圈闭,深层也发育大量背斜圈闭。目前在山前冲断带中浅层发现圈闭 45 个(Li Xueyi et al., 2003),深层初步识别出 $40 \sim 46$ 个构造目标(Lei Dewen et al., 2012; Du Jinhu et al., 2019),其中 21 个较落实,圈闭面积 2486 km^2 。这些

背斜构造圈闭形成期与库车坳陷的构造圈闭基本一样或略晚一些,均是在新近纪时期(Hendrix et al., 1994; Deng Qidong et al., 1999; Fang Shihu et al., 2005, 2007; Hu Ling et al., 2005; Guo Zhaojie et al., 2006; Du Zhili et al., 2007),与侏罗纪煤系烃源岩大规模生气期匹配关系也与库车坳陷非常相似。

Kuang Jun et al. (2001)认为南缘地区缺乏沟通深部油气源和上部背斜圈闭的断裂体系。实际上,南缘地区并不缺乏沟通深部气源与浅层圈闭的断裂(图3、图7)。南缘地区是准噶尔盆地油气显示最为活跃的地区,目前已经在玛纳斯和呼图壁背斜浅层古近系和新近系储层发现了具有商业储量规模的天然气田,其他背斜构造经钻探证实也均不同程度地含有天然气或者油气共生,天然气主要来源于深部侏罗纪煤系烃源岩,通过断裂系统向浅层运移,对浅层众多背斜构造中白垩系来源的油藏原油进行了大规模的气洗改造,形成了各种物理化学性质的稠油、蜡质油和凝析油(Wang Xulong et al., 2013; Chen Jianping et al., 2015b, 2016c, 2017)。这充分表明南缘地区沟通深部烃源灶与上部圈闭的断裂系统很发育,完全具备深部油气向上运移的条件。

4.5 盖层与封闭性

库车坳陷主要发育有两套区域盖层,第一套是古近系膏盐岩、膏泥岩盖层,第二套是下白垩统舒善河组-侏罗系齐古组泥岩。这两套盖层厚度大分布广,尤其是古近系膏泥盐盖层封盖性非常好,盖层质量优于南缘(Kuang Jun et al., 2001)。南缘地区广泛发育两套区域性盖层,一套为下白垩统清水河组-呼图壁组泥岩,另一套为古近系安集海河组湖相泥岩,侏罗系本身也发育多套砂泥岩储盖组合。

清水河组以灰色、灰绿色泥岩为主,夹薄层泥质粉砂岩,底部发育一套厚层底砾岩,泥地比50%~100%,目前钻井揭示泥岩累计厚度为188m,最大单层厚度78m;呼图壁组以灰绿色和棕红色泥岩为主,泥岩厚度300~700m,最大单层厚度138m(Du Jinhu et al., 2019)。古近系安集海河组湖相泥岩的厚度一般在50~200m。尽管在南缘地区白垩系和古近系没有发育膏泥盐盖层,但中下侏罗统、下白垩统和古近系安集海河组泥岩却普遍存在异常高压(Kuang Jun et al., 1993; Wu Xiaozhi et al., 2000; Zha Ming et al., 2000; Wang Zhenliang et al., 2003; Luo Xiaorong et al., 2004; Wu Kongyou et al., 2006),压力系数达到1.3~2.0,多

数在1.8以上,在最高甚至达到2.42;高探1井白垩系泥岩压力系数达到了2.2(Du Jinhu et al., 2019)。异常高压的普遍存在表明南缘地区泥岩盖层的封盖性很好。

实际上,卡因迪克油田侏罗系和白垩系清水河组储盖组合、高泉背斜高探1井清水河组储盖组合以及独山子油田、玛河气田和呼图壁气田的古近系和新近系油气藏储盖组合中油气藏的发现均表明清水河组和安集海河组等泥岩盖层具有良好的封盖性,完全可以成为大中型油气田的良好盖层。

综上所述,南缘地区烃源岩生烃物质基础好于库车,主要生烃源岩侏罗纪煤系已经达到了成熟-高成熟演化阶段,另外还有二叠系与三叠系气源岩,具有充足的油气源,侏罗系、白垩系和古近系砂岩储层发育良好,两套区域盖层具有良好的封盖性,深层和浅层圈闭众多,发育的断裂系统沟通了深部侏罗系气源灶和上部圈闭,具备良好的油气生成、运移和聚集成藏条件,只是上三叠统煤系源岩发育程度不如库车坳陷、主要生气源岩侏罗纪煤系的成熟度略低于库车坳陷、盖层发育程度和封盖性、储层发育规模略逊于库车坳陷。但是,高探1井在下白垩统清水河组获得高产油气流的重大突破充分表明,南缘地区深层具有充足的气源、良好的储层、良好的油气运移条件和盖层条件,具备形成大规模油气田的成藏条件。因此,制约南缘天然气勘探大发现的因素不是气源规模、运移通道、储层物性和盖层封闭性,而是有效圈闭的落实、钻井工程技术与勘探工作量的投入,其中提高地震数据采集质量与成像处理精度、复杂构造解释水平是落实有效圈闭的关键。

5 天然气成藏与有利勘探方向

南缘地区二叠系、三叠系、中下侏罗统、下白垩统清水河组、下第三系安集海河组烃源岩均为有效的烃源岩,但不同区域有效烃源岩的分布层系和主要生油、生气时期存在很大差异。这些不同时代的烃源岩大量生烃期与构造圈闭形成期的匹配关系决定了生成的油气能否在构造中充注成藏。

5.1 构造演化与天然气成藏

准噶尔盆地南缘北天山-博格达山在中新世以来(25Ma)开始大幅度隆升,背斜构造形成时间非常晚(Hendrix et al., 1994; Deng Qidong et al., 1999; Li Xueyi et al., 2003; Fang Shihu et al., 2005, 2007; Hu Ling et al., 2005; Guo Zhaojie et al., 2006; Du Zhili et al., 2007),齐古背斜等第一

排构造形成于10~7Ma左右,霍尔果斯等第二排背斜构造形成于3~1.5Ma左右,安集海等第三排背斜构造形成于1Ma左右,而呼图壁背斜和西湖背斜等形成时间更晚,基本上属于正在形成的背斜构造。因此,第一排构造基本上只可能圈闭约10Ma左右以来形成的油气,第二排构造基本上只能圈闭约3Ma以来的油气,第三排构造甚至只能圈闭1Ma以来的油气。对照南缘地区5套烃源岩生油、生气关键时期与构造形成期之间的匹配关系就基本上能看出这些背斜构造中天然气的来源以及成藏过程,同时也可以很好地解释不同背斜构造间天然气地球化学性质的差异。

南缘中部地区在二叠系、三叠系、侏罗纪烃源岩大量生油时期,目前发现油气的背斜构造基本上尚未形成。除了位于南缘边部二叠系、三叠系埋藏相对比较浅且早期有古构造存在的背斜外,中部绝大多数背斜构造基本上不可能充注来自二叠系、三叠系和侏罗系生成的原油。在中二叠统和上三叠统烃源岩主要生气阶段,这些圈闭也基本上没有形成,因而也基本上不可能形成二叠系、三叠系来源的大气藏,仅仅能够在这些圈闭形成后捕获二叠系-三叠系烃源岩在过成熟阶段生成的少量干气。然而,中下侏罗统煤系源岩有机质开始裂解生气($R_o=1.0\%$)始于始新世初(40Ma),在中新世时期(20Ma)开始大量生气,目前仍然处于大量生气阶段,与中部背斜构造形成期相匹配,因而中部的背斜圈闭可以捕获中下侏罗统煤系源岩生成的天然气。由于从乌苏至昌吉地区侏罗系源岩的埋藏深度西浅东深,成熟度也西低东高(图6),因而其开始大量生气的时期也就东早西晚。目前西部地区仍然处于原油-凝析油-湿气阶段,而东部已经处于接近干气阶段,因而中部地区圈闭构造捕获的天然气也就呈现由西向东逐渐变干、成熟度逐渐增高的状态。此外,由于吐谷鲁、呼图壁背斜等中部第二、第三排构造形成很晚,其捕获的主要为侏罗系煤系源岩在成熟度较高阶段生成的天然气,因而其碳同位素也就明显比安集海背斜的天然气重得多。

此外,南缘推覆带断裂非常发育(Deng Qidong et al., 1999; Fang Shihu et al., 2005, 2007; Kuang Jun et al., 2006; Chen Shuping et al., 2007; Lei Dewen et al., 2012),每一个背斜构造均有基本平行于背斜轴向的逆冲推覆断裂及一系列次级断裂,沟通深部多个烃源层与上部储层(图3、图7),成为油气向上运移的通道,为油气多次充注成藏

创造了十分有利的条件。Bai Zhenhua et al. (2013b)通过对玛纳斯背斜油气藏砂岩储层包裹体及荧光光谱特征等研究认为,该背斜构造存在两期油气充注过程,第一期(11Ma)为原油充注成藏,第二期(3Ma)为天然气充注成藏。南缘中部其他背斜构造与玛纳斯构造有着几乎相同的构造发育背景和历史,因而油气充注成藏过程也应该非常相似。尽管构造形成时间与油气充注时间可能均不是十分准确,但油气包裹体揭示了南缘中部背斜构造经历了前油后气的两次充注成藏过程。南缘中部背斜构造的原油主要来源于下白垩统清水河组湖相烃源岩(Liao Jiande et al., 2006; Kang Sufang et al., 2008; Wang Xulong et al., 2013; Chen Jianping et al., 2016b, 2016d, 2016c),而天然气则主要来源于侏罗纪煤系烃源岩(Chen Shijia et al., 2004; Li Yanjun et al., 2004; Liao Jiande et al., 2006; Wang Haijing et al., 2009; Hu et al., 2010; Wang Xulong et al., 2013; Liu Jian et al., 2016; Chen Jianping et al., 2019),凝析油则是大量侏罗系来源的天然气对白垩系来源原油的气侵次生改造作用形成(Chen Jianping et al., 2017)。因此,南缘中部地区油气有着复杂的充注成藏过程,天然气为很晚期的充注,目前仍然处于充注成藏过程中。

南缘西部四棵树凹陷如果存在下二叠统烃源岩,那么其主要生油期在晚侏罗世-早白垩世(图6),如果存在中二叠统烃源岩,其主要生油期在晚白垩世至古近纪,此时南缘西部独山子、西湖、高泉等背斜构造均未形成,因而基本上不可能捕获二叠系湖相烃源岩大量生油时期生成的原油。可能有一部分埋藏相对较浅地区的二叠系烃源岩在新近纪以来仍然可以生成一定数量的原油,也许可以形成小规模聚集,如独山子背斜独68井沙湾组油藏原油(Wang Xulong et al., 2013; Chen Jianping et al., 2016b)。然而,二叠系烃源岩主要生气期从晚白垩世开始持续至今,目前仍然处于大量生气阶段,其大量生气期与南缘西部这些背斜构造的形成期相匹配,其生成的天然气可以在这些背斜构造中聚集成藏。另一方面,四棵树凹陷侏罗纪煤系烃源岩目前正处于大量生油阶段或生油高峰期阶段,既可以生成大量液态原油,如卡因迪克油田主体和西湖背斜构造齐古组-清水河组油藏的原油即来源于侏罗纪煤系烃源岩(Wang Xulong et al., 2013; Chen Jianping et al., 2016b, 2016d),同时也可以生成大量天然气,也即生成与原油伴生的天然气。因此,南

缘西部背斜构造既可以有二叠系来源的油型天然气充注成藏,也可以有侏罗系煤系来源的煤型天然气充注成藏,同时还可能两者混合充注,形成混合气。高泉背斜高探 1 井清水河组油气藏中的天然气即为侏罗系煤型气与二叠系油型气混合形成的混合气。

5.2 天然气有利勘探方向

南缘地区构造圈闭也十分发育,不仅在浅层发育大量圈闭,深层也发育大量背斜圈闭(Li Xueyi et al., 2003; Kuang Jun et al., 2005, 2006; Lei Dewen et al., 2012; Du Jinhu et al., 2019)。但是,长期以来南缘勘探主要以中浅层(中上组合)为主要对象,目前发现的天然气主要在背斜构造的浅层古近系与新近系圈闭中,而且仅在中部呼图壁背斜和玛纳斯背斜发现了商业储量规模的天然气田,其他背斜构造经钻探证实均不同程度地含有天然气或者油气共生。然而,最近西部地区高泉构造高探 1 井在下白垩统清水河组底部砂岩储层中获得了高产油气流,展现了南缘地区深层良好的油气勘探前景。

从成藏条件看,南缘地区中浅层白垩系-新近系成藏组合(中上组合)白垩系有效烃源岩主要分布于南缘中部,古近系安集海河组有效烃源岩主要分布于南缘西部乌苏-独山子一带,这两套烃源岩的发育规模、生烃潜力相对比较小,而且其目前主要处于低成熟-成熟生油阶段,尚未达到大量生成天然气的热演化阶段,因而仅仅依靠这两套烃源岩难以形成大规模的油气聚集,必须有深部侏罗纪煤系气源供给才能形成一定规模的天然气田。目前已经发现的呼图壁气田和玛河气田属于中浅部成藏组合,其中的原油来源于白垩系烃源岩,而天然气来源于深部的侏罗系煤系。但是,南缘地区十分发育的断裂系统可能导致了浅层背斜有效圈闭规模小,破坏或降低了盖层的封闭性,使大量油气散失,再加上这些浅层背斜圈闭形成时间很晚,尤其是中段东部的背斜,主要捕获侏罗系在高成熟后期阶段生成的天然气,从而限制了浅层油气成藏规模。

与之相反,南缘深层二叠系-侏罗系-白垩系成藏组合(下组合),不仅具有侏罗纪煤系烃源岩气源灶,还可能二叠系和上三叠统气源灶,具有形成大气田的充足气源;侏罗系内部和下白垩统底部储层发育,侏罗系内部泥岩和白垩系清水河组湖相泥岩均可良好盖层,同时上覆地层厚度大,进一步加强了盖层的封闭性。这一组合地层发育时间早,在燕山运动后期至喜山运动期就可能形成大量大型构造

圈闭。据 Lei Dewen et al. (2012)和 Du Jinhu et al. (2019),下组合中发现并落实圈闭近 40~46 个,总面积达 2140~2486km²,其中面积大于 30km²的构造圈闭 21 个,合计面积达 1840km²,可供钻探目标很多。这些构造圈闭形成期早于侏罗纪煤系烃源岩大规模生气期,因而具有十分有利的天然气成藏条件,可能形成大规模油气聚集。

高泉背斜高探 1 井白垩系清水河组油气藏属于典型的深部成藏组合(图 2、图 3),其天然气中一半来源于侏罗系,一半来源于二叠系(Chen Jianping et al., 2019),储层为白垩系清水河组底部的砂砾岩层,盖层为清水河组泥岩。此外,侏罗系内部砂岩地层也很发育,与侏罗系内部泥岩层可能构成岩性圈闭或者构造-岩性复合圈闭,也可能形成大面积气藏。二叠系-侏罗系-白垩系成藏组合不利的成藏条件可能是圈闭埋藏深,储层物性可能相对差一些。但是,卡因迪克油田和高泉背斜高探 1 井清水河组底部高产油气的发现表明深部组合也可以有良好的储层,具有良好的天然气成藏条件。

综合各种油气成藏条件、勘探经历与勘探成果来看,南缘地区深部二叠系-侏罗系-白垩系成藏组合(下组合)是最为有利的天然气勘探目标层系,其中西部地区深层是寻找和发现侏罗系来源的油气藏的有利目标区域,同时也具有发现二叠系来源的天然气藏的可能性;中部地区深层是寻找和发现侏罗系来源气藏的有利目标区域;南缘东部深层是寻找和发现二叠系与侏罗系来源天然气藏的有利目标区域。南缘中西部中浅层白垩系-新近系成藏组合可能是相对次要的天然气勘探目标层系,在具有深部侏罗系煤系气源供给的条件下具有寻找和发现一定规模天然气藏的潜力。

6 结论

(1)准噶尔盆地南缘地区存在二叠系、三叠系、侏罗系三套有效气源岩,其中侏罗系煤系烃源岩广泛分布于南缘地区,烃源岩有机质丰度高,以 II、III 型有机质为主,是该地区最重要油气源岩层系;二叠系烃源岩有机质丰度很高、类型好,以 I、II 型有机质为主,是南缘地区重要的气源岩之一;上三叠统烃源岩有机质丰度变化大且类型较差,也是南缘地区重要气源岩之一。

(2)南缘地区中下侏罗统煤系烃源岩热演化程度由西向东增高,西部处于成熟生油高峰阶段,中部处于高成熟凝析油-湿气阶段,部分处于过成熟干气

演化阶段,其大量生油气期与背斜构造形成期相匹配,构成最佳的源灶-圈闭成藏组合。中部地区二叠系源岩主要生气期早于绝大多数背斜构造,而西部二叠系源岩主要生气期与背斜构造形成期相匹配。南缘地区一系列逆冲推覆断裂与次级断裂沟通深部烃源灶与上部圈闭,成为油气向上运移的通道,为油气多次运移充注成藏创造了有利条件。

(3)南缘地区生烃物质基础好于库车坳陷,只是主要气源岩侏罗纪煤系的成熟度略低于库车坳陷,储层发育规模、盖层发育程度与封盖性逊于库车坳陷,但仍然具有充足的油气来源、发育的圈闭构造和油气运移断裂、良好的储层与封盖条件。高探 1 井的重大突破充分证明南缘地区深层具备形成大油气田的成藏条件,制约南缘天然气勘探大发现的因素不是气源规模、运移通道、储层物性和盖层封闭性,而是有效圈闭的落实、钻井工程技术及勘探工作量的投入。

(4)南缘地区深部二叠系-侏罗系-白垩系成藏组合是最为有利的天然气勘探目标层系,西部地区深层是寻找和发现侏罗纪煤系来源的油气藏的有利目标区域,同时也可能发现二叠系来源的天然气藏;中部地区深层是寻找和发现侏罗纪煤系来源气藏的有利目标区域。南缘中浅层白垩系-新近系成藏组合是相对次要的天然气勘探目标层系,但在深部侏罗系气源供给下也有寻找和发现一定规模天然气藏的潜力。

致谢:中国石油天然气股份有限公司科技管理部、中国石油勘探开发研究院、新疆油田公司对本文依托项目的完成提供了大力支持与帮助,梁狄刚教授认真审阅了本文并提出了许多宝贵修改建议,在此一并致以诚挚的感谢!

References

Bai Zhenhua, Jiang Zhenxue, Song Yan, Zhao Mengjun, Fang Shihu, Zhang Jian. 2013a. Dynamic hydrocarbon accumulation process in Manasi anticline in the southern Junggar foreland basin. *Natural Gas Industry*, 33(4): 37~42 (in Chinese with English abstract).

Bai Zhenhua, Jiang Zhenxue, Song Yan, Zhao Mengjun, Fang Shihu, Zhang Jian. 2013b. The reservoir characteristics and its main controlling factor discussion in Ziniquanzi Formation of Huomatu tectonic zone, southern Junggar fold-thrust belt. *Natural Gas Geoscience*, 24(3): 273~281 (in Chinese with English abstract).

Carroll A R, Brassell S C, Graham S A. 1992. Upper Permianlacustrine oil shales, southern Junggar basin, Northwest China. *AAPG Bulletin*, 76(12): 1874~1902.

Chen Jianping, Liang Digang, Wang Xulong, Deng Chunping, Jin Tao, Xiang Shuzheng, Liu Hongwei. 2003c. The discovery and significance of the crude oils derived from Triassic source rocks

in the Junggar basin. *Geochimica*, 32: 582~590 (in Chinese with English abstract).

Chen Jianping, Wang Xulong, Deng Chunping, Zhao Zhe, Ni Yunyan, Sun Yongge, Yang Haibo, Wang Huitong, Liang Digang, Zhu Rukai, Peng Xiling. 2015a. Geochemical features of source rocks in the southern margin, Junggar basin, northwestern China. *Acta Petrolei Sinica*, 36(7): 767~780 (in Chinese with English abstract).

Chen Jianping, Wang Xulong, Deng Chunping, Zhao Zhe, Ni Yunyan, Sun Yongge, Yang Haibo, Wang Huitong, Liang Digang. 2015b. Geochemical features and classification of crude oils in the southern margin, Junggar basin, Northwest China. *Acta Petrolei Sinica*, 36(11): 1315~1331 (in Chinese with English abstract).

Chen Jianping, Wang Xulong, Deng Chunping, Zhao Zhe, Ni Yunyan, Sun Yongge, Yang Haibo, Wang Huitong, Liang Digang. 2016a. Oil-source correlation of typical crude oil in the southern margin, Junggar basin, northwestern China. *Acta Petrolei Sinica*, 37(2): 160~171 (in Chinese with English abstract).

Chen Jianping, Wang Xulong, Deng Chunping, Zhao Zhe, Ni Yunyan, Sun Yongge, Yang Haibo, Wang Huitong, Liang Digang. 2016b. Investigation of typical reservoirs and occurrence regularity of crude oil in the southern margin of Junggar basin, northwestern China. *Acta Petrolei Sinica*, 37(4): 415~429 (in Chinese with English abstract).

Chen Jianping, Wang Xulong, Deng Chunping, Liang Digang, Zhang Yueqian, Zhao Zhe, Ni Yunyan, Zhi Dongming, Yang Haibo, Wang Yutao. 2016c. Geochemical features of source rock and crude oil in the Junggar basin, Northwest China. *Acta Geologica Sinica*, 90(1): 37~67 (in Chinese with English abstract).

Chen Jianping, Wang Xulong, Deng Chunping, Liang Digang, Zhang Yueqian, Zhao Zhe, Ni Yunyan, Zhi Dongming, Yang Haibo, Wang Yutao. 2016d. Oil and gas source, occurrence and petroleum system in the Junggar basin, Northwest China. *Acta Geologica Sinica*, 90(3): 421~450 (in Chinese with English abstract).

Chen Jianping, Deng Chunping, Wang Xulong, Ni Yunyan, Sun Yongge, Zhao Zhe, Wang Peirong, Liao Jiande, Zhang Dijia, Liang Digang. 2016e. Source of condensate oil in the middle of southern margin, Junggar basin, NW China. *Petroleum Exploration and Development*, 43(5): 902~913.

Chen Jianping, Deng Chunping, Wang Xulong, Ni Yunyan, Sun Yongge, Zhao Zhe, Liao Jiande, Wang Peirong, Zhang Dijia, Liang Digang. 2017. Formation mechanism of the condensate, waxy and heavy oils in the southern margin of Junggar basin, NW China. *Science China: Earth Science*, 60(5): 972~991.

Chen Jianping, Wang Xulong, Ni Yunyan, Xiang Baoli, Liao Fengrong, Liao Jiande, Zhao Changyi. 2019. The genetic type and origin of natural gas in the southern margin, Junggar basin. *Petroleum Exploration and Development*, 46(3): (in press).

Chen Shijia, Wang Xulong, Abulimit, Li Yanjun, Wang Lihong. 2004. Geochemical study of forming gas reservoir in Hutubi field in Zhungeer basin. *Natural Gas Industry*, 24(3): 16~18 (in Chinese with English abstract).

Chen Shuping, Qi Jiafu, Yu Fusheng, Yang Qiao. 2007. Deformation characteristics in the southern margin of the Junggar basin and their controlling factors. *Acta Geologica Sinica*, 81(2): 151~157 (in Chinese with English abstract).

Dai Jinxing, Wu Xiaoqi, Ni Yunyan, Wang Zecheng, Zhao Changyi, Wang Zhaoyun, Liu Guixia. 2012. Geochemical characteristics of natural gas from mud volcanoes in the southern Junggar basin. *Science China: Earth Sciences*, 55(3): 355~367.

Deng Qidong, Feng Xianye, Zhang Peizhen, Yang Xiaoping, Xu Xiwei, Peng Sizhen, Li Jun. 1999. Rreverse fault and fold zone in the Urumqi range-front depression of the northern Tianshan and its genetic mechanism. *Earth Science Frontiers*, 6(4): 191~200 (in Chinese with English abstract).

- Du Jinhui, Zhi Dongming, Li Jianzhong, Yang Disheng, Tang Yong, Qi Xuefeng, Xiao Lixin, Wei Lingyun. 2019. Major breakthrough of well Gaotan 1 and exploration prospects of lower assemblage in southern margin of Junggar basin, NW China. *Petroleum Exploration and Development*, 46(2): 205~215 (in Chinese with English abstract).
- Du Zhili, Wang Feiyu, Zhang Shuichang, Zhang Baomin, Liang Digang. 2006. Gas generation history of Mesozoic hydrocarbon kitchen in Kuqa depression, Tarim basin. *Geochemica*, 35(4): 419~431 (in Chinese with English abstract).
- Du Zhili, Wang Qinchun. 2007. Mesozoic and Cenozoic uplifting history of the Tianshan region: insight from apatite fission track. *Acta Geologica Sinica*, 81(8): 1081~1101 (in Chinese with English abstract).
- Editorial Group of Xinjiang Petroleum Geology. 1991. Xinjiang Petroleum Province: Junggar basin, *Petroleum Geology of China*, Vol. 15. Beijing: Petroleum Industry Press.
- Fang Shihu, Jia Chengzao, Guo Zhaojie, Song Yan, Zhang Zhicheng. 2005. Preliminary determination of the forming time of foreland thrust belt in the southern margin of Junggar basin. *Earth Science Frontiers*, 12(3): 66 (in Chinese with English abstract).
- Fang Shihu, Song Yan, Jia Chengzao, Xu Huaimin, Liu Loujun, Zhang Jian. 2006. Relationship between Cretaceous basal conglomerate and oil/gas reservoiring in the Junggar basin. *Natural Gas Industry*, 26(5): 13~16 (in Chinese with English abstract).
- Fang Shihu, Song Yan, Jia Chengzao, Guo Zhaojie, Zhang Zhichang, Liu Loujun. 2007. Timing of Cenozoic intense deformation at the north margin of Tianshan and its implications for petroleum accumulation. *Earth Science Frontiers*, 14(2): 205~214 (in Chinese with English abstract).
- Graham S A, Brassell S, Carroll A R, Xiao X, Demaison G, McKnight C L, Liang Y, Chu J, Hendrix M S. 1990. Characteristics of selected petroleum source rocks, Xinjiang Uygur Autonomous Region, Northwest China. *AAPG Bulletin*, 74: 493~512.
- Guo Zhaojie, Zhang Zhicheng, Wu Chaodong, Fang Shihu, Zhang Rui. 2006. The Mesozoic and Cenozoic exhumation history of Tianshan and comparative studies to the Junggar and Altai Mountains. *Acta Geologica Sinica*, 80(1): 1~15 (in Chinese with English abstract).
- Han Shouhua, Li Xianjing, Chen Nenggui, Shen Jinlong, Xu Yang. 2012. Hydrocarbon reservoirs and their controlling factors in the lower associations of the middle part of southern Junggar basin, Xinjiang. *Sedimentary Geology and Tethyan Geology*, 32(4): 52~58 (in Chinese with English abstract).
- He Dengfa, Zhang Yijie, Jia Jindou, Shi Xin. 2004. Plays for giant oil field in Junggar. *Xinjiang Petroleum Geology*, 25(2): 117~121 (in Chinese with English abstract).
- He Dengfa, Zhou Xinyuan, Yang Haijun, Lei Ganglin, Ma Yujie. 2009. Geological structure and its controls on giant oil and gas fields in Kuqa depression, Tarim basin: a clue from new shot seismic data. *Geotectonica et Metallogenia*, 33(1): 19~32 (in Chinese with English abstract).
- Hendrix M S, Dumitru T A, Graham S A. 1994. Late Oligocene-Early Miocene unroofing in the Chinese Tian Shan: an early effect of the India-Asia collision. *Geology*, 22: 487~490.
- Hu Guoyi, Zhang Shuichang, Li Jin, Li Jijun, Han Zhongxi. 2010. The origin of natural gas in the Hutubi gas field, southern Junggar foreland sub-basin, NW China. *International Journal of Coal Geology*, 84: 301~310.
- Hu Ling, He Dengfa, Hu Daogong. 2005. Electron spin resonance dating of the late Cenozoic deformation of the Huoerguosi-Manas-Tugulu reverse faults along southern edge of Junggar basin. *Acta Geoscientica Sinica*, 26(2): 121~126 (in Chinese with English abstract).
- Hui Rongyao, Fan Guanghua, Xu Wanfei, Ding Anna, Meng Yuxiang. 1991. Mazhuang gas reservoir in Junggar basin; I. Geochemical characteristics. *Science in China Series B-Chemistry, Life Sciences & Earth Sciences*, 21(12): 1304~1312 (in Chinese with English abstract).
- Kang Sufang, Wang Xulong, Liao Jiande, Zhou Ni, Luo Ling. 2008. Oil and gas characteristics and charging priority in Huoerguosi oilfield of Junggar basin. *Special Oil and Gas Reservoirs*, 15(4): 20~23 (in Chinese with English abstract).
- Kang Sufang, Xiang Baoli, Liao Jiande, Ablimiti Y M, Sun Pingan. 2012. Organic geochemistry of Triassic source rock in the southern Junggar basin. *Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition)*, 34(2): 43~53 (in Chinese with English abstract).
- Kuang Jun. 1993. The superpressure mud seams in the southern margin of the Junggar basin and their significance in structural geology. *Experimental Petroleum Geology*, 15(2): 168~172 (in Chinese with English abstract).
- Kuang Jun, Liu Deguang. 2001. Comparative analysis on natural gas reservoir formed conditions between southern margin of Junggar basin and Kuqa depression of Tarim basin. *Xinjiang Petroleum Geology*, 22(4): 287~290 (in Chinese with English abstract).
- Kuang Jun, Jia Xiyu. 2005. Relationship between Himalayan movement and hydrocarbon accumulation in southern margin of Junggar basin. *Xinjiang Petroleum Geology*, 26(2): 129~133 (in Chinese with English abstract).
- Kuang Jun, Qi Xuefeng. 2006. The structural characteristics and oil-gas explorative direction in Junggar foreland basin. *Xinjiang Petroleum Geology*, 27(1): 5~9 (in Chinese with English abstract).
- Lei Dewen, Tang Yong, Chang Qiusheng. 2008. The deep and relatively high-quality clastic reservoir bodies and favorable exploration areas in southern margin of Junggar basin. *Xinjiang Petroleum Geology*, 29(4): 435~438 (in Chinese with English abstract).
- Lei Dewen, Zhang Jian, Chen Nenggui, Xiang Baoli. 2012. Conditions for gas pooling in the lower assemblage in the southern margin of the Junggar basin and the exploration prospect of large hydrocarbon fields. *Natural Gas Industry*, 32(2): 16~22 (in Chinese with English abstract).
- Li Weifeng, Wang Chengshan, Gao Zhenzhong, Peng Detang. 2000. Sedimentary evolution of Mesozoic ear in Kuqa depression, Tarim basin. *Acta Seimentologica Sinica*, 18(4): 543~548 (in Chinese with English abstract).
- Li Xueyi, Shao Yu, Li Tianming. 2003. Three oil-reservoir combinations in south marginal of Junggar basin, Northwest China. *Petroleum Exploration and Development*, 30(6): 32~34 (in Chinese with English abstract).
- Li Yanjun, Wang Tingdong, Zhang Yanyun, Chen Shijia, Wang Xulong. 2004. Natural gas genesis and formation of gas pools in the south margin of Junggar basin. *Acta Sedimentologica Sinica*, 22(3): 529~534 (in Chinese with English abstract).
- Liang D, Zhang S, Chen J, Wang F, Wang P. 2003. Organic geochemistry of oil and gas in the Kuqa depression, Tarim basin, NW China. *Organic Geochemistry*, 34: 873~888.
- Liang Digang, Zhang Shuichang, Zhao Mengjun, Wang Feiyu. 2002. Hydrocarbon sources and stages of reservoir formation in Kuqa depression, Tarim basin. *Chinese Science Bulletin*, 47(S1): 62~70.
- Liang Digang, Chen Jianping, Zhang Baomin, Zhang Shuichang, Wang Feiyun, Zhao Mengjun. 2004. Formation of Continental Oil and Gas in Kuqa Depression, Tarim Basin. Beijing: Petroleum Industry Press, 1~265 (in Chinese with English abstract).
- Liao Jiande, Wu Yunqiang, Zhao Zengyi, Jing Wen, Dilidaer. 2006. Genesis study of Horgos region, Junggar basin. *Natural Gas Exploration & Development*, 29(1): 21~23 (in Chinese with English abstract).
- Liao Jiande, Zhao Zengyi, Ma Wanyun, Guo Yingxin, Shen Nan, Zhou Ni. 2011. Analysis on oil-gas origin and accumulation

- hydrocarbons in Hutubi gas field, Junggar basin. *Xinjiang Geology*, 29(4): 453~456 (in Chinese with English abstract).
- Liu Jian, Zhang Wenhui, Gao Cuixin, Ni Qian, Yuan Hongying. 2016. Genetic type and source of the natural gas in Huo-Ma-Tuo anticline zone in the southern Junggar basin. *Marine Geology & Quaternary Geology*, 26(3): 135~141 (in Chinese with English abstract).
- Liu Quanyou, Qin Shengfei, Li Jian, Liu Wenhui, Zhang Dianwei, Zhou Qinghua, Hu Anping. 2007. Natural gas geochemistry and its origins in Kuqa depression. *Science in China Series D-Earth Sciences*, 51(S1): 174~182.
- Luo Xiaorong, Xiao Lixin, Li Xueyi, Zhang Liqiang, Zeng Zhiping, Wang Zhaoming. 2004. Overpressure distribution and affecting factors in southern margin of Junggar basin. *Earth Science-Journal of China University of Geosciences*, 29(4): 404~412 (in Chinese with English abstract).
- Qin S, Dai J, Liu X. 2007. The controlling factors of oil and gas generation from coal in the Kuqa depression of Tarim basin, China. *International Journal of Coal Geology*, 70: 255~263.
- Qiu Nansheng, Wang Xulong, Yang Haibo, Xiang Ying, 2001. The characteristics of temperature distribution in the Junggar basin. *Chinese Journal of Geology*, 36(3): 350~358 (in Chinese with English abstract).
- Wang Feiyu, Zhang Shuichang, Zhang Baomin, Zhao Mengjun. 1999. Organic maturity of Mesozoic source rocks in Kuqa depression, Tarim basin. *Xinjiang Petroleum Geology*, 20(3): 221~224 (in Chinese with English abstract).
- Wang Haijing, Zhou Ni, Zhou Xinyan, Luo Ling, Xie Guanghui. 2009. Petroleum origin in Manas area, Junggar basin. *Natural Exploration and Development*, 32(2): 4~9 (in Chinese with English abstract).
- Wang Shejiao, Hu Shengbiao, Wang Jiyang. 2000. The characteristics of heat flow and geothermal fields in Junggar basin. *Chinese Journal of Geophysics*, 43(6): 771~779 (in Chinese with English abstract).
- Wang Xulong, Zhi Dongming, Wang Yutao, Chen Jianping, Qin Zhijun, Liu Deguang, Xiang Ying, Lan Wenfang, Li Na. 2013. *Geochemistry of Source Rock and Petroleum in the Junggar Basin*. Beijing: Petroleum Industry Press, 1~565 (in Chinese with English abstract).
- Wang Zhaoming. 2014. Formation mechanism and enrichment regularities of Kelasu subsalt deep large gas field in Kuqa depression, Tarim basin. *Natural Gas Geoscience*, 25(2): 153~166 (in Chinese with English abstract).
- Wang Zhenliang, Sun Mingliang, Geng Peng, Song Yan, Li Yaohua. 2003. The development features and formation mechanisms of abnormal high formation pressure in southern Junggar region. *Petroleum Exploration and Development*, 30(1): 32~34 (in Chinese with English abstract).
- Wu Kongyou, Zha Ming, Zhong Jianhua. 2006. Distribution and evolution of overpressure system in the Junggar basin. *Chinese Journal of Geology*, 41(4): 636~647 (in Chinese with English abstract).
- Wu Xiaozhi, Wang Lihong, Xu Chunli. 1994. The structure characteristics and prospect for hydrocarbon exploration in Qigu-Xiaoquzhi area in southern margin of Junggar basin. *Petroleum Exploration and Development*, 21(1): 1~7 (in Chinese with English abstract).
- Wu Xiaozhi, Wang Lihong, Song Zihli. 2000. The relations between structural stress field and hydrocarbon migration and accumulation insouthern margin of Junggar basin. *Xinjing Petroleum Geology*, 21(2): 97~100 (in Chinese with English abstract).
- Wu Xiaozhi, Liu Deguang, Abulimiti, Ding Jing. 2007. Potential and field of exploration for natural gas in Junggar basin. *China Petroleum Exploration*, 12(2): 1~6 (in Chinese with English abstract).
- Xiao Lixin, Chen Nenggui, Zhang Jian, Shen Jinlong, Zhang Shuncun. 2011. *Sedimentary Systems of Paleogene Ziniquanzi Formation*, south edge of Junggar basin. *Natural Gas Geoscience*, 22(3): 426~431 (in Chinese with English abstract).
- Xu Haoyu, Wang Zhenqi, Zhang Qingfeng, He Chengwei. 2014. The distribution characteristics of high-quality reservoirs in the middle-upper combination of Sikeshusag, the southern margin of the Junggar basin. *Journal of Yangtze University (Nat Sci Edit)*: 11(8): 20~22 (in Chinese with English abstract).
- Xu Y H, Wen Z G, Tang Y J. 2007. Evaluation on Upper Triassic hydrocarbon source rock in the southern margin of Junggar basin, Xinjiang. *Xinjiang Oil and Gas*, 3(1): 14~16 (in Chinese with English abstract).
- Yang Haibo, Chen Lei, Kong Yuhua. 2004. A novel classification of structural units in Junggar basin. *Xinjiang Petroleum Geology*, 25(6): 686~688 (in Chinese with English abstract).
- Zha Ming, Zhang Weihai, Qu Jiangxiu. 2000. The character and origin of overpressure and its explorational significance in Junggar basin. *Petroleum Exploration and Development*, 27(2): 31~35 (in Chinese with English abstract).
- Zhang Jian, Li Tianming, Han Shouhua, Li Xianjing, Xia Yu. 2012. The development characteristics and distribution of reservoir in Jurassic and Cretaceous in western part of south margin of Junggar basin. *Xinjiang Geology*, 30(1): 62~66 (in Chinese with English abstract).
- Zhao Mengjun, Lu Shuangfang, Li Jian. 2002a. The geochemical features of natural gas in Kuqa depression and the discussion on the gas source. *Petroleum Exploration and Development*, 29(6): 4~7 (in Chinese with English abstract).
- Zhao Mengjun, Zhang Baomin. 2002b. Source rocks for a giant gas-accumulating area in the Kuqa foreland depression. *Chinese Journal of Geology*, 37(suppl.): 35~44 (in Chinese with English abstract).

参 考 文 献

- 白振华, 姜振学, 宋岩, 赵孟军, 方世虎, 张健. 2013a. 准噶尔盆地南部霍玛吐构造带古近系紫泥泉子组储层发育特征与控制因素分析. *天然气地球科学*, 24(3): 273~281.
- 白振华, 姜振学, 宋岩, 赵孟军, 方世虎, 张健. 2013b. 淮南前陆盆地玛纳斯背斜油气动态成藏过程. *天然气工业*, 38(4): 37~42.
- 陈建平, 梁狄刚, 王绪龙, 邓春萍, 靳涛, 向书政, 刘宏伟. 2003a. 准噶尔盆地三叠系生源油藏的发现及其意义. *地球化学*, 32(6): 582~590.
- 陈建平, 王绪龙, 邓春萍, 赵喆, 倪云燕, 孙永革, 杨海波, 王汇彤, 梁狄刚, 朱如凯, 彭希龄. 2015a. 准噶尔盆地南缘油气生成与分布规律——烃源岩地球化学特征与生烃史. *石油学报*, 36(7): 767~780.
- 陈建平, 王绪龙, 邓春萍, 赵喆, 倪云燕, 孙永革, 杨海波, 王汇彤, 梁狄刚. 2015b. 准噶尔盆地南缘油气生成与分布规律——原油地球化学特征与分类. *石油学报*, 36(11): 1315~1331.
- 陈建平, 王绪龙, 邓春萍, 赵喆, 倪云燕, 孙永革, 杨海波, 王汇彤, 梁狄刚. 2016a. 准噶尔盆地南缘油气生成与分布规律——典型原油油源对比. *石油学报*, 37(2): 160~171.
- 陈建平, 王绪龙, 邓春萍, 赵喆, 倪云燕, 孙永革, 杨海波, 王汇彤, 梁狄刚. 2016b. 准噶尔盆地南缘油气生成与分布规律——典型油藏油源解剖与原油分布规律. *石油学报*, 37(4): 415~429.
- 陈建平, 王绪龙, 邓春萍, 梁狄刚, 张越迁, 赵喆, 支东明, 倪云燕, 杨海波, 王屿涛. 2016c. 准噶尔盆地烃源岩与原油地球化学特征. *地质学报*, 90(1): 37~67.
- 陈建平, 王绪龙, 邓春萍, 梁狄刚, 张越迁, 赵喆, 支东明, 倪云燕, 杨海波, 王屿涛. 2016d. 准噶尔盆地油气源、油气分布与油气系统. *地质学报*, 90(3): 421~450.
- 陈建平, 邓春萍, 王绪龙, 倪云燕, 孙永革, 赵喆, 王培荣, 廖健德, 张蒂嘉, 梁狄刚. 2016e. 准噶尔盆地南缘凝析油油源. *石油勘探与开发*, 43(5): 830~840.

- 陈建平, 邓春萍, 王绪龙, 倪云燕, 孙永革, 赵喆, 廖健德, 王培荣, 张蒂嘉, 梁狄刚. 2017. 准噶尔盆地南缘凝析油、蜡质油与稠油的形成机理. 中国科学—地球科学, 47(5): 567~585.
- 陈建平, 王绪龙, 倪云燕, 向宝力, 廖凤蓉, 廖健德, 赵长毅. 2019. 准噶尔盆地南缘天然气成因类型与气源. 石油勘探与开发, 46(3): (出版中).
- 陈世加, 王绪龙, 阿布力米提, 李延均, 王立宏. 2004. 呼图壁气藏成藏地球化学特征. 天然气工业, 24(3): 16~18.
- 陈书平, 漆家福, 于福生, 杨桥. 2007. 准噶尔盆地南缘构造变形特征及其主控因素. 地质学报, 81(2): 151~157.
- 戴金星, 吴小奇, 倪云燕, 汪泽成, 赵长毅, 王兆云, 刘桂侠. 2012. 准噶尔盆地南缘泥火山天然气的地球化学特征. 中国科学: 地球科学, 42(02): 178~190.
- 邓起东, 冯先岳, 张培震, 杨晓平, 徐锡伟, 彭斯震, 李军. 1999. 乌鲁木齐山前拗陷逆断裂一褶皱带及其形成机制. 地学前缘, 6(4): 191~200.
- 杜金虎, 支东明, 李建忠, 杨迪生, 唐勇, 齐雪峰, 肖立新, 魏凌云. 2019. 准噶尔盆地南缘高探 1 井重大发现及下组合勘探前景展望. 石油勘探与开发, 46(2): 205~215.
- 杜治利, 王飞宇, 张水昌, 张宝民, 梁狄刚. 2006. 库车拗陷中生界气源灶生气强度演化特征. 地球化学, 35(4): 419~431.
- 杜治利, 王清晨. 2007. 中生代天山地区隆升历史的裂变径迹证据. 地质学报, 81(8): 1081~1101.
- 方世虎, 贾承造, 郭召杰, 宋岩, 张志诚. 2005. 准噶尔盆地南缘前陆冲断带形成时间的初步厘定. 地学前缘, 12(3): 66.
- 方世虎, 宋岩, 贾承造, 郭召杰, 张志诚, 刘楼军. 2007. 天山北缘晚新生代快速变形时间的确定及其成藏意义. 地学前缘, 14(4): 205~214.
- 方世虎, 宋岩, 贾承造, 徐怀民, 刘楼军, 张健. 2006. 准噶尔盆地白垩系底砾岩与油气成藏的关系. 天然气工业, 26(5): 13~16.
- 郭召杰, 张志诚, 吴朝东, 方世虎, 张锐. 2006. 中、新生代天山隆升过程及其与准噶尔、阿尔泰山比较研究. 地质学报, 80(1): 1~15.
- 韩守华, 李娴静, 陈能贵, 沈金龙, 徐洋. 2012. 准噶尔盆地南缘中段下组合储层特征及控制因素分析. 沉积与特提斯地质, 32(4): 52~58.
- 何登发, 张义杰, 王绪龙, 贾进斗, 石听. 2004. 准噶尔盆地大油气田的勘探方向. 新疆石油地质, 25(2): 117~121.
- 何登发, 周新源, 杨海军, 雷刚林, 马玉杰. 2009. 库车拗陷的地质结构及其对大油气田的控制作用. 大地构造与成矿学, 33(1): 19~32.
- 胡玲, 何登发, 胡道功. 2005. 准噶尔盆地南缘霍尔果斯—玛纳斯—吐鲁断裂晚新生代构造变形的 ESR 测年证据. 地球学报, 26(2): 121~126.
- 惠荣耀, 范光华, 许万飞, 丁安娜, 孟仟祥. 1991. 准噶尔盆地马庄气藏: I. 地球化学特征. 中国科学(B 辑), 21(12): 1304~1312.
- 康素芳, 王绪龙, 廖健德, 周妮, 罗玲. 2008. 准噶尔盆地霍尔果斯油气田油气特征及油气充注次序. 特种油气藏, 15(4): 20~23.
- 康素芳, 向宝力, 廖健德, 阿布力米提, 依明, 孙平安. 2012. 准噶尔盆地南缘三叠系烃源岩地球化学特征. 西南石油大学学报: 自然科学版, 34(2): 43~53.
- 况军. 1993. 准噶尔盆地南缘超压泥岩层及其构造地质意义. 石油实验地质, 15(2): 168~172.
- 况军, 刘得光. 2001. 准噶尔盆地南缘与塔里木盆地库车拗陷天然气成藏条件对比. 新疆石油地质, 22(4): 287~290.
- 况军, 贾希玉. 2005. 喜马拉雅运动与准噶尔盆地南缘油气成藏. 新疆石油地质, 26(2): 129~133.
- 况军, 齐雪峰. 2006. 准噶尔前陆盆地构造特征与油气勘探方向. 新疆石油地质, 27(1): 5~9.
- 雷德文, 唐勇, 常秋生. 2008. 准噶尔盆地南缘深部优质储集层及有利勘探领域. 新疆石油地质, 29(4): 435~438.
- 雷德文, 张健, 陈能贵, 向宝力. 2012. 准噶尔盆地南缘下组合成藏条件与大油气田勘探前景. 天然气工业, 32(2): 16~22.
- 李维锋, 王成善, 高振中, 彭德堂. 2000. 塔里木盆地库车拗陷中生代沉积演化. 沉积学报, 18(4): 543~548.
- 李学义, 邵雨, 李天明. 2003. 准噶尔盆地南缘三个油气成藏组合研究. 石油勘探与开发, 30(6): 32~34.
- 李延钧, 王廷栋, 张艳云, 王绪龙. 2004. 准噶尔盆地南缘天然气成因与成藏解剖. 沉积学报, 22(3): 529~534.
- 梁狄刚, 张水昌, 赵孟军, 王飞宇. 2002. 库车拗陷的油气成藏期. 科学通报, 47(增刊): 56~63.
- 梁狄刚, 陈建平, 张宝民, 张水昌, 王飞宇, 赵孟军. 2004. 塔里木盆地库车拗陷陆相油气的生成. 北京: 石油工业出版社, 1~265.
- 廖健德, 吴运强, 赵增义, 景文, 地里达尔. 2006. 准噶尔盆地霍尔果斯地区油气成因研究. 天然气勘探与开发, 29(1): 21~23.
- 廖健德, 赵增义, 马万云, 郭印兴, 沈南, 周妮. 2011. 准噶尔盆地呼图壁气田油气成因及成藏分析. 新疆地质, 29(4): 453~456.
- 刘建, 张文慧, 高翠欣, 倪倩, 袁红英. 2016. 淮南霍玛吐背斜带天然气成因类型及来源. 海洋地质与第四纪地质, 26(3): 135~141.
- 刘全有, 秦胜飞, 李剑, 刘文汇, 张殿伟, 周庆华, 胡安平. 2007. 库车拗陷天然气地球化学以及成因类型剖析. 中国科学 D 辑: 地球科学, 37(增刊 II): 149~156.
- 罗晓容, 肖立新, 李学义, 张立强, 曾治平, 王兆明. 2004. 准噶尔盆地南缘中段异常压力分布及影响因素. 地球科学—中国地质大学学报, 29(4): 404~412.
- 邱楠生, 王绪龙, 杨海波, 向英. 2001. 准噶尔盆地地温分布特征. 地质科学, 36(3): 350~358.
- 王飞宇, 张水昌, 张宝民, 赵孟军. 1999. 塔里木盆地库车拗陷中生界烃源岩有机质成熟度. 新疆石油地质, 20(3): 221~224.
- 王海静, 周妮, 周新艳, 罗玲, 谢光惠. 2009. 准噶尔盆地玛纳斯地区油气成因分析. 天然气勘探与开发, 32(2): 4~9.
- 王社教, 胡圣标, 汪集场. 2000. 准噶尔盆地热流及地温场特征. 地球物理学报, 43(6): 771~779.
- 王绪龙, 支东明, 王屿涛, 陈建平, 秦志军, 刘德光, 向英, 蓝文芳, 李娜. 2013. 准噶尔盆地烃源岩与油气地球化学. 北京: 石油工业出版社, 1~565.
- 王招明. 2014. 塔里木盆地库车拗陷克拉苏盐下深层大气田形成机制与富集规律. 天然气地球科学, 25(2): 153~166.
- 王震亮, 孙明亮, 耿鹏, 宋岩, 李耀华. 2003. 淮南地区异常地层压力发育特征及形成机理. 石油勘探与开发, 30(1): 32~34.
- 吴孔友, 查明, 钟建华. 2006. 准噶尔盆地超压系统分布及其演化. 地质科学, 41(4): 636~647.
- 吴晓智, 王立宏, 徐春丽. 1994. 准噶尔盆地南缘齐古—小渠子地区构造特征及油气勘探前景. 石油勘探与开发, 21(1): 1~7.
- 吴晓智, 王立宏, 宋志理. 2000. 准噶尔盆地南缘构造应力场与油气运聚的关系. 新疆石油地质, 21(2): 97~100.
- 吴晓智, 刘得光, 阿不力米提, 靖. 2007. 准噶尔盆地天然气勘探潜力与勘探领域. 中国石油勘探, 12(2): 1~6.
- 肖立新, 陈能贵, 张健, 沈金龙, 张顺存. 2011. 准噶尔盆地南缘古近系紫泥泉子组沉积体系分析. 天然气地球科学, 22(3): 426~431.
- 新疆油气区石油地质志编写组. 1991. 新疆油气区: 准噶尔盆地, 中国石油地质志, 卷 15. 北京: 石油工业出版社.
- 许浩宇, 王振奇, 张庆丰, 何成伟. 2014. 准噶尔盆地南缘四棵树凹陷中上组合优质储层展布特征. 长江大学学报, 11(8): 20~22.
- 徐耀辉, 文志刚, 唐友军. 2007. 准噶尔盆地南缘上三叠统烃源岩生烃潜力评价. 新疆石油天然气, 3(1): 14~16.
- 杨海波, 陈磊, 孔玉华. 2004. 准噶尔盆地构造单元划分新方案. 新疆石油地质, 25(6): 686~688.
- 查明, 张卫海, 曲江秀. 2000. 准噶尔盆地异常高压特征、成因及勘探意义. 石油勘探与开发, 27(2): 31~35.
- 张健, 李天明, 陈能贵, 韩守华, 夏雨. 2012. 准噶尔盆地南缘西部侏罗—白垩系储层发育特征及分布. 新疆地质, 30(1): 62~66.

赵孟军, 卢双舫, 李剑. 2002a. 库车油气系统天然气地球化学特征及气源探讨. 石油勘探与开发, 29(6): 4~7.

赵孟军, 张宝民. 2002b. 库车前陆拗陷形成大气区的烃源岩条件. 地质科学, 37(增刊): 35~44.

The accumulation of natural gas and potential exploration regions in the southern margin of the Junggar basin

CHEN Jianping^{*1,2,3)}, WANG Xulong⁴⁾, NI Yunyan^{1,2,3)}, XIANG Baoli⁴⁾,
LIAO Fengrong^{1,2,3)}, LIAO Jiande⁴⁾

- 1) PetroChina Research Institute of Petroleum Exploration and Development, Beijing, 100083;
2) State Key Laboratory of Enhanced Oil Recovery, Beijing, 100083;
3) Key Laboratory of Petroleum Geochemistry of CNPC, Beijing, 100083, China;
4) PetroChina Xinjiang Oilfield Company, Karamay, Xinjiang, 834000
** Corresponding author: chenjp@petrochina.com.cn*

Abstract

The southern margin of the Junggar basin has the similar history of sediment and tectonic evolution with the Kuqa depression of Tarim basin, but has never made a great breakthrough in natural gas exploration. Based on the results of genetic type and origin of the natural gas, this paper discusses the conditions for natural gas generation and accumulation compared with the Kuqa depression, and the favorable exploration regions and potential target in the region. The results show that the natural gases in the southern margin are dominated by thermogenic wet gas, which are divided into three types, coal-derived gas, mixed gas and oil-associated gas, and are dominated by former two types. The Jurassic coal measures is the main natural gas source rocks in the southern margin, and its main period of gas generation matches the formation epoch of the anticline structures, which constitutes the best source-trap combination for gas accumulation. The Permian lacustrine and Upper Triassic lacustrine-limnetic facies source rocks may also be important natural gas source rocks, whose main period of gas generation is earlier than the formation epoch of most anticline structures in the central region, but coincides with the epoch of anticline formation in the western region. Compared with the Kuqa Depression, the southern margin has better material base of hydrocarbon generation than the Kuqa depression, but the maturity of the source rocks of the Jurassic coal measures is slightly lower than that of the Kuqa depression, the capping of the caprock and the scale of reservoir rock are slightly inferior to those of the Kuqa depression. The southern margin still has the conditions for forming large-scale oil and gas fields. The combination of the Permian-Jurassic-Cretaceous in the deep is the most favorable system for natural gas exploration, where the western part is a favorable target area for finding and discovering Jurassic coal-derived oil and gas reservoirs, and the middle part is a favorable target area for finding and discovering Jurassic coal-derived gas reservoirs. The combination of the Cretaceous-Neogene in the shallow is a secondary system for natural gas exploration, with the potential to find and discover a certain scale of natural gas reservoirs. The natural gas in the Qingshuihe oil and gas reservoir of the well Gaotan-1 is a mixture of coal-derived gas and oil-associated gas, of which the Jurassic and Permian contributions account for about half each. The great breakthrough in oil and gas exploration in the well Gaotan-1 indicate that the factors that restrict the discovery of natural gas in the southern margin are not the gas source scale, migration path, reservoir properties and caprock sealing, but the identification of effective traps, drilling technology and exploration workload.

Key words: southern margin of the Junggar basin; natural gas; genetic type of natural gas; Jurassic coal measures; natural gas accumulation; favorable exploration target; Kuqa depression