

准噶尔盆地石油地质条件、资源潜力及勘探方向

何文军¹, 王绪龙¹, 邹阳¹, 杨海波¹, 赵龙梅²,
吴斯³, 丁靖¹, 鲍海娟¹, 吴海生¹

1 中国石油新疆油田公司勘探开发研究院; 2 中联煤层气国家工程研究中心有限责任公司;
3 中石化长输油气管道检测有限公司

摘要 近年来,准噶尔盆地的油气勘探在许多新领域取得重大突破,展现良好勘探前景。然而,盆地第三次油气资源评价结果与勘探实际、储量增长之间的矛盾越来越突出,常规、非常规领域的石油资源潜力亟待落实。在解剖盆地石油成藏条件,分析成藏控制因素,总结不同地区、不同层系成藏模式及其富集规律的基础上,开展地质评价参数研究,优选评价方法,重新评价盆地资源潜力,梳理了盆地有利的勘探方向。评价结果显示:盆地常规、非常规石油资源量近 $100\times 10^8\text{t}$,综合探明率约为27%;剩余待探明石油资源量近 $55\times 10^8\text{t}$,主要分布于富烃凹陷斜坡区的二叠系—三叠系、盆地深层及凹陷周缘低勘探程度的凸起构造。未来应围绕盆地这3个领域,加大勘探力度,同时依托技术进步,努力拓展页岩油等资源潜力大、勘探程度低的勘探领域。

关键词 成藏条件;成藏模式;资源潜力;勘探方向;石油;准噶尔盆地

中图分类号: TE155

文献标识码: A

0 前言

自1955年准噶尔盆地克1井出油以后,经过多年的勘探,在盆地石炭系至新近系的21个层组中发现了32个油气田、440个油气藏。2002年,准噶尔盆地原油产量突破千万吨,成为中国西部第一个千万吨级大油区。自2003年中国石油开展第三次油气资源评价工作以来,准噶尔盆地在许多新领域取得石油勘探的重大突破^[1-5]。这些领域主要包括:玛湖地区三叠系百口泉组、克拉玛依组,二叠系上—下乌尔禾组、夏子街组的砾岩勘探领域;车排子凸起周缘侏罗系—白垩系,准东西泉鼻凸二叠系,腹部陆梁—莫北—莫索湾侏罗系—白垩系的砂岩高效勘探领域;吉木萨尔凹陷二叠系芦草沟组,风城地区下二叠统风城组,克拉美丽山前二叠系平地泉组的白云质页岩油勘探领域。在这些领域勘探开发取得突破后,第三次油气资源评价结果与勘探实际不相符、与上报储量不协调的矛盾日益突出,过去勘探程度低或未进行深入评价的新层系、新地区、新领域需要开展资源潜力评价,盆地常规、非常规领域的石油资源潜力亟待重新落实。

勘探新发现与突破带来了地质认识上的深化,认识的深化为油气资源潜力的认识和评价提供依据和指导。多年来勘探研究的投入新增了大量的地震和钻井资料、分析测试数据及基础地质资料,这些资料为进行新一轮资源评价提供了条件和保障。为适应新勘探形势需求,在继承第三次油气资源评价成果的基础上,开展了准噶尔盆地第四次油气资源评价工作。本文通过总结前人研究成果,以基础石油地质条件解剖为依托,优选常规、非常规油气资源评价方法,开展盆地石油资源潜力评价研究,明确盆地石油勘探的有利方向,为盆地下一步勘探靶区的优选提供了依据。

1 盆地石油地质条件

准噶尔盆地是一个多旋回叠加的复合型含油气盆地^[6],先后经历了5次大的盆地演化阶段:①石炭纪早期伸展断陷和晚期萎缩消亡残留洋—陆相盆地演化阶段;②早中二叠世的前陆盆地演化阶段;③晚二叠世—三叠纪的拗陷盆地演化阶段;④侏罗纪—白垩纪的陆内拗陷盆地演化阶段;⑤新生代以来的再生前陆盆地演化阶段。多期盆地演化形成了石炭系至新近

收稿日期: 2018-12-18; 改回日期: 2019-04-24

本文受中国石油集团重大专项“中国石油第四次油气资源评价”之课题“准噶尔盆地第四次油气资源评价”(编号:2013E-0502-0601),国家科技重大专项课题“我国含油气盆地深层油气分布规律与资源评价”(编号:2017ZX05008-006)和课题“岩性地层油气藏成藏规律、关键技术及目标评价”(编号:2017ZX05001-004)联合资助

第一作者: 何文军, 硕士, 工程师, 主要从事油气资源评价及油气勘探工作。通信地址: 834000 新疆克拉玛依市准噶尔路32号;
E-mail: fchwj@petrochina.com.cn

系的多套烃源岩、多个源灶、多套储层、多种储层类型、多套盖层、多期断裂-不整合组合、复杂的温-压系统^[7-8]。这些地质条件复合与叠加,形成了准噶尔盆地多层系立体含油的特征(图1)。平面上,多期构造演化形成盆地隆凹相间的格局,盆地整体划分为6个一级

构造单元,44个二级构造单元,具有多个富烃凹陷(图2)^[9]。目前已发现的石油资源多集中在盆地富烃凹陷周缘的正向构造单元上。近年来,随着玛湖凹陷斜坡区、阜康凹陷斜坡区勘探的突破,带动了“下凹勘探”的步伐,也证实了盆地凹陷石油勘探领域的广阔前景。

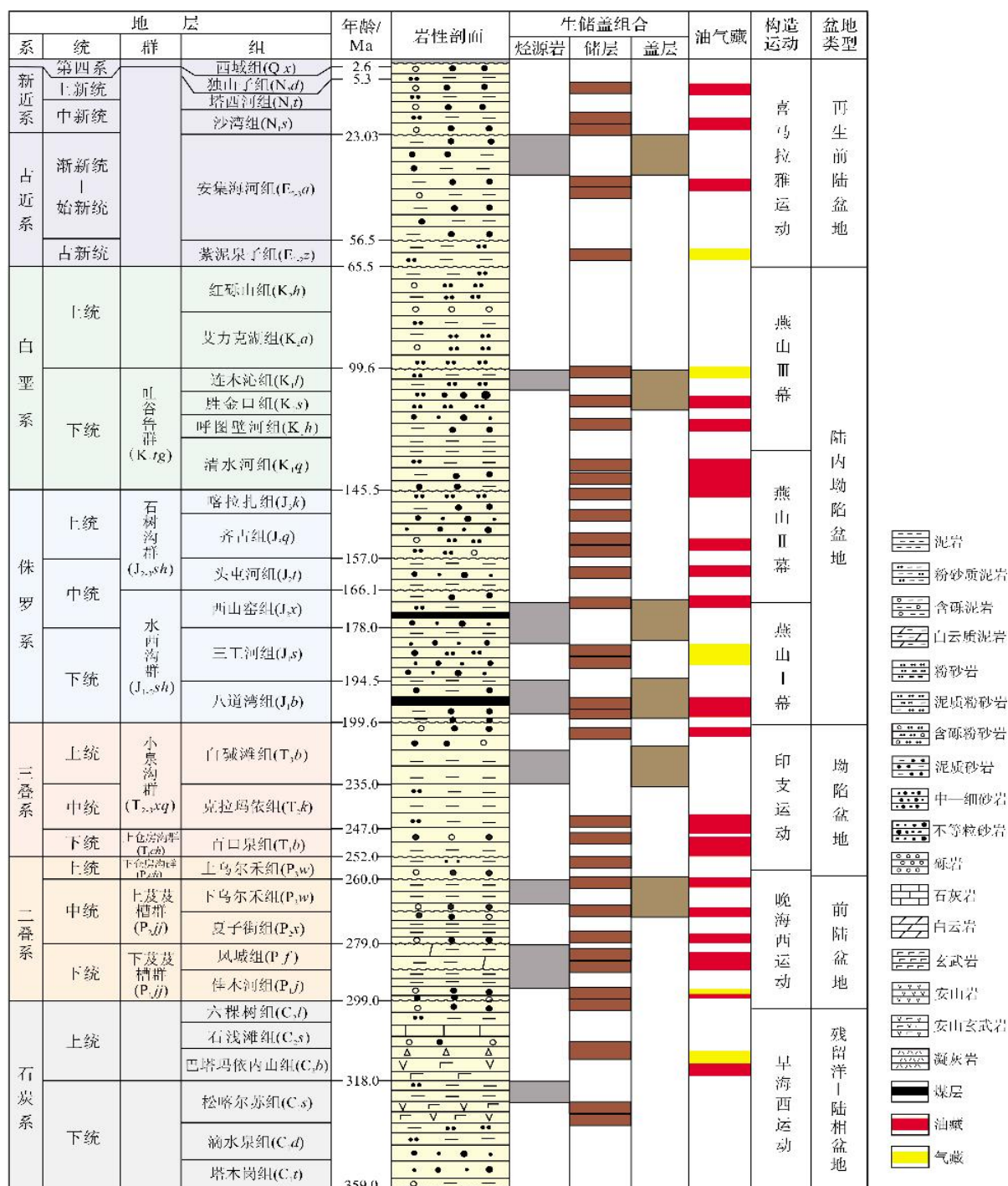


图1 准噶尔盆地地层综合柱状图

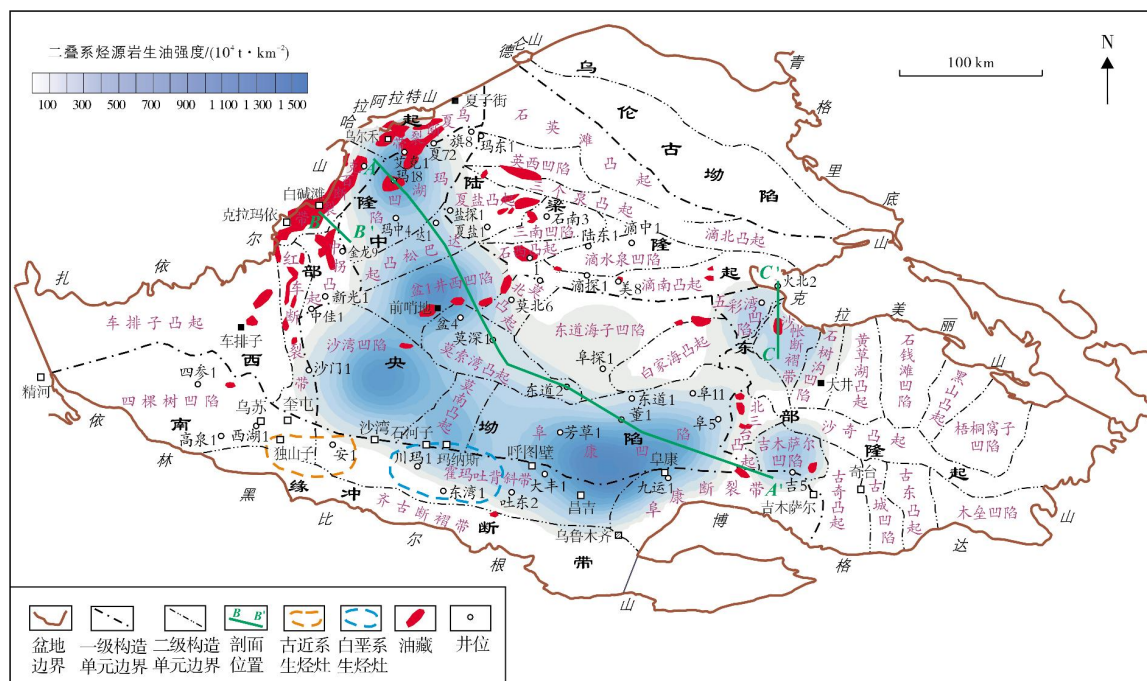


图2 准噶尔盆地构造区划、石油发现及生油岩分布平面图

1.1 冷盆背景下的多源持续供烃

准噶尔盆地发育多套烃源岩(图1)。二叠系风城组 and 上、下乌尔禾组为主要的生油岩,白垩系及古近系生油岩仅局部发育于盆地南缘^[7,10],其余为气源岩,仅少量生成液态烃。不同层系、不同地区的烃源岩母质类型多样,生烃过程复杂,同一套源岩在不同地区的埋藏深度差异大,使得成藏关键期各不相同。整体上,盆地由早期石炭纪—二叠纪的“热盆”逐渐演变为新生代的“冷盆”:石炭纪末地温梯度较高,达 $43.3\text{ }^{\circ}\text{C}/\text{km}$,二叠纪以来逐渐减小至现今的 $22.8\text{ }^{\circ}\text{C}/\text{km}$ ^[11]。地温场的这种变化特征影响着烃源岩早期快速进入生油门限,其后缓慢演化长期处于生油窗,这为烃源岩长时期提供充足油源奠定了基础(图2)。

1.1.1 下二叠统风城组烃源岩

风城组烃源岩主要分布于玛湖、盆1井西、沙湾和阜康等4大沉积凹陷,是一套封闭—半封闭咸化湖泊环境下形成的灰黑色泥岩和白云质泥岩夹粉—细砂岩沉积^[12],钻井只在玛湖风城地区揭露,其他凹陷因埋深大尚未钻遇,但依据油气地球化学研究,确定存在该套源岩。据钻遇的烃源岩样品分析:烃源岩有机碳含量(TOC)为 $0.42\%\sim 4.01\%$,生烃潜量(S_1+S_2)为 $0.47\sim 25.64\text{ mg/g}$,氯仿沥青“A”含量为

$0.004\%\sim 0.650\%$;生烃母质以腐泥组为主,其他显微组份含量很低,氢指数(HI)主要分布在 $200\sim 400\text{ mg/g}$ 之间,干酪根碳同位素($\delta^{13}\text{C}$)分布在 $-31\text{‰}\sim -24\text{‰}$ 之间,且小于 -29‰ 的样品占多数,表明干酪根以I型、II型为主;实测镜质组反射率(R_o)在 $0.59\%\sim 1.14\%$ 之间,最高热解峰温(T_{\max})分布在 $417\sim 451\text{ }^{\circ}\text{C}$ 之间,盆地模拟显示向凹陷深部 R_o 不超过 2% ,表明烃源岩处于成熟—高成熟阶段。风城组烃源岩整体为一套丰度高、类型好的成熟—高成熟生油岩。玛湖地区10亿吨级储量主要来自于该套烃源岩的贡献,这证实了其巨大的生烃潜力^[13-14]。

1.1.2 中二叠统烃源岩

中二叠统烃源岩包括西北缘和腹部地区的下乌尔禾组、东部的平地泉组和东南缘的芦草沟组,其分布范围比风城组大,整个中央坳陷均有分布。下乌尔禾组主要分布于玛湖凹陷、盆1井西凹陷和沙湾凹陷等3个主要沉积中心:玛湖凹陷最大厚度超过 250 m ,盆1井西凹陷、沙湾凹陷最大厚度超过 200 m 。芦草沟组分布于博格达山前和吉木萨尔凹陷,地表出露显示为一套油页岩,该组在吉木萨尔凹陷厚度为 $50\sim 210\text{ m}$ 。平地泉组分布于克拉美丽山前的五彩湾—石树沟、阜康凹陷和东道海子凹陷,厚度一般为 $100\sim 200\text{ m}$,最大厚度可达 250 m 。

西北缘钻井揭示下乌尔禾组烃源岩为陆源生源,有机质类型以腐殖型为主。平均TOC为1.99%, S_1+S_2 平均为1.24 mg/g,氯仿沥青“A”平均含量为0.036%。虽然有机碳含量高,但生烃潜量以及可溶有机质含量不高,推测凹陷内可能发育优质的烃源岩。下乌尔禾组烃源岩 R_o 在0.54%~1.70%之间, T_{max} 为435~505℃,目前已进入成熟—高成熟阶段。

芦苇沟组烃源岩有机质丰度在盆内最高,TOC平均为7.60%, S_1+S_2 平均为34.95 mg/g,氯仿沥青“A”含量平均为0.444%。干酪根类型以I—II₁型为主。 R_o 在0.52%~1.12%之间, T_{max} 为428~459℃,烃源岩整体处于低熟—成熟热演化阶段。

平地泉组烃源岩也是一套以I—II₁型母质为主的烃源岩。TOC普遍大于2.0%; S_1+S_2 为0.02~131.65 mg/g,平均为14.12 mg/g;氯仿沥青“A”含量为0.002%~0.920%,平均为0.170%。北三台凸起以北地区平地泉组埋深不大,成熟度低,但阜康凹陷斜坡区埋深大,热演化程度高。

盆地模拟显示:二叠系烃源岩总生油强度普遍超过 $100 \times 10^4 \text{ t/km}^2$,发育于中央坳陷的几个生烃凹陷普遍超过 $300 \times 10^4 \text{ t/km}^2$,形成多个生烃灶,并发现石油资源多围绕这些生烃灶(图2)。由此可见,二叠系烃源岩对盆地石油资源的富集至关重要。

1.1.3 白垩系烃源岩

烃源岩集中发育在吐谷鲁群,分布较局限,仅在霍玛吐背斜带发育成熟的烃源岩。该套烃源岩母质类型复杂,以I—II₁型为主,局部为III型。现有露头样品分析显示有机质丰度整体不高,可能存在风化作用的影响。部分钻井揭示暗色泥岩的有机质丰度明显较高,因此整体评价其为低成熟—成熟的中等烃源岩。

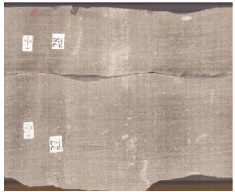



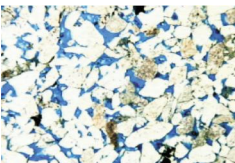
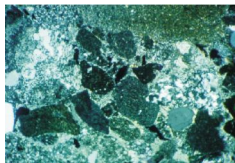
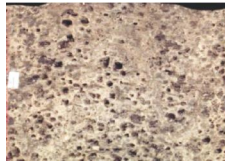
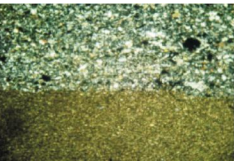
1.1.4 古近系烃源岩

烃源岩集中发育在安集海河组^[15],主要分布于南缘安集海河一带,以暗色泥岩为主,厚度超过300 m。TOC分布范围较宽,为0.40%~7.54%,平均为0.93%; S_1+S_2 在0.03~25.30 mg/g之间,平均为3.30 mg/g。有机质显微组分以腐泥组和壳质组为主。受埋深限制,目前整体处于低成熟演化阶段。古近系安集海河组与白垩系吐谷鲁群一样,对盆地石油聚集的贡献较小。

1.2 多期叠加背景下的多套、多类型储层

不同性质沉积盆地充填了不同的岩石类型,准噶尔盆地多期的盆地演化以及复杂的区域构造运动形成了新近系—侏罗系砂岩、三叠系—二叠系砂砾岩、二叠系白云质混积岩和石炭系火山岩等4类多期有效储层(图1,表1)。

表1 准噶尔盆地不同类型储层特征

项目	砂岩	砾岩	火山岩	白云质混积岩
岩心	 细砂岩。莫10井,三工河组	 含砂砾岩。玛2井,百口泉组	 玄武岩。夏72井,风城组	 碳酸盐岩。风20井,风城组
薄片	 中细粒岩屑长石砂岩。 芳2井,清水河组。(-),×25	 砂质细砾岩。盆东1井, 百口泉组。(+) ,×25	 角砾熔结凝灰岩。 夏202井,风城组	 白云质粉—细砂岩。 百泉1井,风城组。(-),×100
孔隙度/%	6.5~25	2.6~20	0.2~15	5~13
储集空间	原生孔隙、次生孔隙	原生孔隙、次生孔隙	原生孔隙、次生孔隙、裂缝	原生孔隙、次生孔隙、裂缝
有利相带	辫状河、冲积扇、三角洲	扇三角洲	火山口—近火山口相	咸化湖、三角洲
层位	侏罗系、白垩系、新近系	三叠系、二叠系	石炭系、佳木河组、风城组	风城组、芦苇沟组
分布	腹部、南缘	玛湖—盆1井西斜坡	克拉美丽、车拐地区	玛湖凹陷、吉木萨尔凹陷

1.2.1 石炭系火山岩储层

石炭系纵向发育上、下 2 套火山岩序列组合,中间发育一套沉积岩。上序列以安山岩、玄武岩、流纹岩及火山碎屑岩为储集体,下序列则以安山岩、流纹岩以及火山碎屑岩为主^[16]。以陆东地区钻揭的火山岩储层为例,上序列储层孔隙度为 2.9%~25.6%,渗透率为 $(0.05\sim10.9)\times10^{-3}\mu\text{m}^2$;储层以基质溶孔及残余气孔为储集空间,钻井岩心普遍见裂缝,属于双孔介质储层,物性受埋深影响小。这套储层受地层出露地表后淡水淋滤作用的影响,距离不整合面小于 400 m 范围内有 2 个次生孔隙发育带:一个紧邻不整合面,另一个距离不整合面 200~300 m,这 2 个带控制着优质储层的发育部位。此外,美 8 井、滴探 1 井等新钻井在下火山岩序列顶部也获得油气流,显示火山岩内幕也发育良好储层。

1.2.2 二叠系—三叠系砂砾岩储层

粗碎屑的砂砾岩储层发育于二叠系的佳木河组、夏子街组、上—下乌尔禾组和三叠系百口泉组,以冲积扇—扇三角洲前缘相带为主,岩石类型以灰色、灰绿色含砾粗砂岩、砂质砾岩、砾岩、钙质砂砾岩为主。储层非均质性强,物性明显受到泥质含量及胶结物类型控制^[17]。该类型储层往往形成于湖盆周缘,沉积期为地表—近地表环境,受季节性河流的冲刷作用强,后期浅埋又受到潜流水的冲刷,细粒及泥质成分含量少,在成岩作用阶段会形成颗粒支撑、杂基和胶结物含量较少的中等—好的储层,发育原生粒间孔及少量颗粒溶孔。值得注意的是,该套砾岩储层往往发育浊沸石,早期形成的浊沸石充填了大量原生粒间孔,从而增强了储层的抗压能力,这为后期形成溶蚀孔奠定了基础。

1.2.3 侏罗系—新近系中—细砂岩储层

该类储层是盆地发育最广泛的储层类型,形成于陆内拗陷阶段,以远源、浅水河控三角洲相为主。岩石类型以灰色中—细砂岩为主,不同地区的储层物性差异大。以侏罗系为例,盆地西部隆起砂岩孔隙度为 14.3%~19.7%,渗透率为 $(39.8\sim297.9)\times10^{-3}\mu\text{m}^2$;中央凹陷大部分地区的孔隙度为 9.7%~15.6%,渗透率在 $(2.3\sim51.7)\times10^{-3}\mu\text{m}^2$ 之间;而东部隆起区砂岩孔隙度则为 11.9%~17.3%,渗透率为 $(3.1\sim66.3)\times10^{-3}\mu\text{m}^2$ 。储集空间以原生孔隙及深埋阶段形成的溶蚀孔为

主,原生孔隙随埋深增大而减小。受到埋深的影响,莫索湾凸起以南,侏罗系、白垩系埋深超过 4 000 m 的储层物性急剧变差。但深部发育的超压带是否存在较优质储层会直接影响其勘探价值。中石化永进油田、董 1 井及董 701 井钻遇的侏罗系砂岩储层,埋深近 6 000 m,依然获得可观的油气流,可见盆地腹部砂岩储层仍有较大的勘探空间^[8]。

1.2.4 二叠系细粒白云质混积岩储层

目前,钻井揭示的细粒白云质混积岩储层主要分布于玛湖凹陷风城地区下二叠统风城组,吉木萨尔凹陷中二叠统芦草沟组,以及五彩湾—沙帐地区中二叠统平地泉组。沉积环境为残留海封闭后的咸化湖,储层岩性为碳酸盐、泥、粉—细沙混合沉积形成的细粒混积岩,是盆地页岩油勘探的重点类型。纵向上,暗色泥岩与白云质细粒沉积岩互层分布,平面上白云质细粒沉积岩与烃源岩紧邻叠置分布。储层有效孔隙度普遍小于 12%,覆压渗透率普遍小于 $1\times10^{-3}\mu\text{m}^2$ 。该类储层虽然物性较差,但含油饱和度往往较高,普遍超过 65%。采用常规技术开采的缺陷就是可动油饱和度不高,但白云质类岩石往往脆性很强,发育微裂缝。随着工艺技术的提升,近年吉木萨尔凹陷的页岩油开发已进入试验阶段,水平井体积压裂能很好地改善储层物性,将孔隙体积中的不可动流体变为可动流体。

1.3 有利储盖组合与高效输导条件构成的有效成藏配置

盆地稳定发育有二叠系下乌尔禾组、上三叠统白碱滩组、下侏罗统三工河组及下白垩统吐谷鲁群等 4 套区域性盖层,为盆地内油气富集发挥重要作用。例如,克拉玛依油田的油层多集中于中—下三叠统,与其上的白碱滩组泥岩盖层有关。同时,不同地区也发育局部盖层,直接控制着油气藏的分布范围、丰度和规模。例如,西北缘发育有石炭系及下二叠统风化壳,风城组白云质泥岩,上乌尔禾组顶部的滨湖相泥岩,及中—下三叠统砂砾岩之间的泥岩隔层等局部盖层。区域性盖层、局部盖层与多套、多类型的储层往往纵向叠置沉积,形成较有利的配置,这对盆地内油气的富集至关重要。

盆地多期的构造叠加,形成多个构造层及多期不整合。不同时期的构造运动,造就了由深至浅的多期断裂^[18-19]。由石炭系延伸至三叠系—侏罗系的深

大断裂,与侏罗系以上地层内发育的浅层断裂构成纵向的高效“断裂泵”,与多期的不整合匹配形成油气水平运移的高速通道。

综上所述,准噶尔盆地具有良好的油源条件,纵向叠置发育多套储盖组合,在良好的输导体系条件下构成有机高效的成藏系统(图3)。

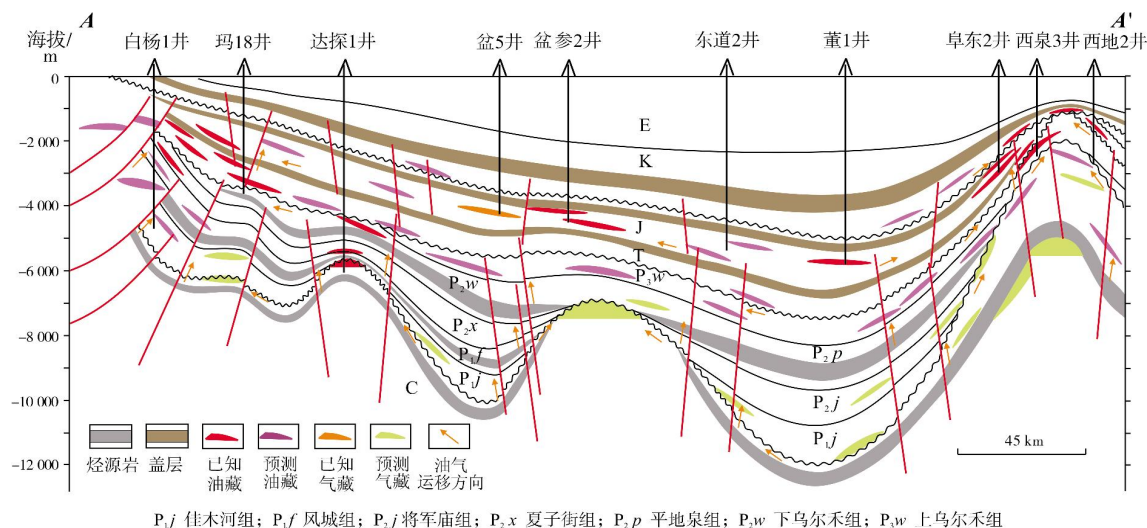


图3 准噶尔盆地石油成藏条件空间配置关系剖面图(剖面位置见图2)

2 石油成藏模式与富集规律

准噶尔盆地具有多源灶(多生烃中心,多烃源岩层系)、多储(多套储层,多种储层类型)、多盖(多套区域性盖层与局部盖层),经历多期烃类混合(不同源岩的早期成熟原油与晚期高—过成熟原油混合)、长期成藏历史,发育多期断裂、多个不整合^[20]、多种圈闭类型,形成了有准噶尔盆地特色的多层系立体成藏特征^[15,18-19,21]。盆地成藏存在很多控制因素,其中,油气源、保存条件及断裂输导条件是成藏的关键控制因素,在盆地不同地区都是至关重要的。而其他诸如古构造、不整合以及有利储层相带等在成藏过程中也具有重要的作用,但这些因素仅在某些地区起作用。这些因素如何控制成藏,具体在成藏模式及富集规律的复杂性和多样性中得以体现。

2.1 石油成藏模式

目前盆地已发现的油藏,整体可划分为构造型、地层型、岩性型以及复合型等4种类型。对已发现的油藏进行解剖,分析成藏控制因素,总结其成藏模式,发现不同地区的成藏模式差异明显(图4)。

2.1.1 源边下生上储断控复式成藏模式

在准噶尔盆地中,以此类模式成藏的石油储量最大。围绕玛湖、沙湾凹陷的生烃灶,以红车、乌夏、

克百3个断裂带形成石油聚集带。凹陷生成的油沿着大型逆掩断裂向上盘运移,在断裂上盘形成断裂控制的断背斜、断块型油藏。由凹陷向老山边界,呈现纵向多层系、横向彼此间叠加的叠复式聚集。

2.1.2 源上古生新储断裂-不整合-相控成藏模式

最为典型的发现为玛湖凹陷三叠系百口泉组大面积砾岩油藏^[14,22]。玛湖凹陷油源主要来自于风城组生油岩^[13],高角度的通源断裂沟通源岩与三叠系百口泉组和二叠系上、下乌尔禾组储层,油气通过断裂的垂向沟通,以二叠系发育的不整合面横向输导,富集于主要的储层中。同时,沉积相带对油气分布的控制作用明显,扇三角洲前缘亚相控制着储层的物性与含油性。除玛湖斜坡区以外,这种的成藏模式在盆1井西凹陷东北斜坡区已得到证实,其他富烃凹陷斜坡区应该也有广阔的勘探前景。

2.1.3 源外沿梁断控阶状成藏模式

源外沿梁断控阶状成藏模式^[23]以陆梁油田的发现得以证实。盆1井西富烃凹陷周缘为继承性古凸起,发育深、浅2套断裂体系,来自深部二叠系的油气先沿二叠系—三叠系的优质储层或不整合面运移,遇到深层断裂后向上运移,沿途可能在适当部位成藏(如石西油田)。当深部断裂与浅部断裂桥接时,油气便运移到浅部侏罗系—白垩系储层中成藏。这类成藏模式以

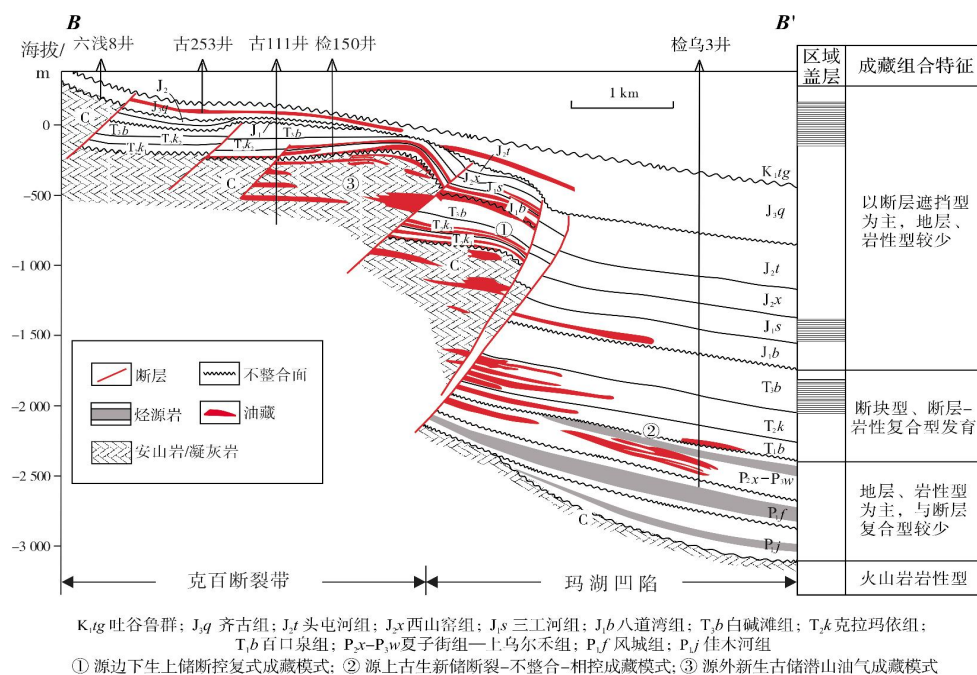


图4 准噶尔盆地常规油成藏模式(剖面位置见图2)

断裂、不整合面、砂体为运移通道,沿古凸起遇圈闭富集成藏,形成古生新储型的基东、莫北油藏。同时,也存在新生古储型的石西石炭系潜山油藏。此外,北三台地区、白家海地区成藏模式也以此类型为主。

2.1.4 源内自生自储型页岩油成藏模式

这类模式以吉木萨尔凹陷二叠系芦草沟组^[5,24]、

玛湖凹陷二叠系风城组以及五彩湾—大井地区二叠系平地泉组(图5)最为典型。油藏以源岩内的白云质细粒混积岩为储层(源储一体),储层致密,普遍含油。目前吉木萨尔凹陷、风城地区的页岩油勘探成果显示:页岩油大面积成藏,含油饱和度高。限于经济效益的限制,目前也仅集中于3500m埋深以上,向深部页岩油应有更大的勘探潜力。

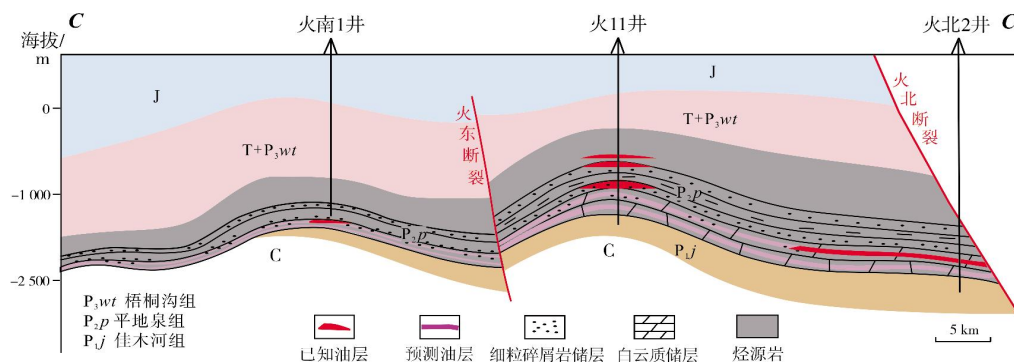


图5 准噶尔盆地五彩湾—大井地区二叠系平地泉组页岩油成藏模式(剖面位置见图2)

2.2 石油富集规律

前已述及,油气源、保存条件及断裂输导条件是准噶尔盆地成藏的关键控制因素。在这些影响因素的控制下,石油分布呈现一定的规律。平面上,已发现油藏均围绕富烃凹陷分布。围绕玛湖、盆1井西、沙

湾、阜康、东道海子、吉木萨尔、五彩湾等富烃凹陷,石油富集于这些凹陷周缘的正向构造单元上。纵向上,已发现的出油层位主要分布在盆地4套主要的区域盖层之下。例如,对于二叠系烃源岩生成的油气,在没有断裂断穿三叠系白碱滩组有效盖层的情况下,油气均被限定在该套盖层之下,即使有断裂断穿

三叠系盖层,其上部的侏罗系区域盖层也能形成有效遮挡。其次,在不同地区的局部盖层对石油聚集也具有控制作用,例如南缘渐新统安集海河组膏泥岩盖层控制着南缘油气的分布。

此外,盆地内发育的多期断裂对油气富集的调控作用明显,目前发现的油气多集中分布于深大断裂带附近。因此可以说,无断裂不成藏。无论是陆梁地区的阶梯状成藏,还是克百断裂带的复式成藏,通源断裂的纵向调配,小断裂的控圈、控藏,深层、浅层断裂的接替输导作用至关重要。

3 石油资源潜力与勘探方向

通过盆地石油地质条件的解剖,明确了不同区域、不同层系的成藏特征与关键成藏要素,并获取地质评价参数,这为评价方法的优选提供了依据。笔者依据盆地勘探现状以及不同区带、不同层系成藏条件的解剖,在中国石油第四次油气资源评价技术规范体系、资源评价的总体思路、方法体系与关键技术^[25-26]的基础上,确定了适用于准噶尔盆地的以类比法为主导的多方法综合体系^[27],在此基础上以“层区带”为单元开展石油资源潜力评价研究,预测盆地石油资源量,分析剩余石油资源的空间分布,指出盆地石油勘探的有利方向。

3.1 石油资源潜力评价

常规石油资源量评价的基本思路是以盆地模拟方法计算盆地主要烃源岩的生、排油量,通过含油气系统分析,划分运聚单元及区带。从盆地26个区带中确定刻度区以及评价区,以地质条件解剖为基础,建立区带类比评价方案。以统计法对刻度区资源量进行预测,确定刻度区运聚系数^[27],通过类比法获得评价区的运聚系数,最终确定盆地常规石油资源量概率分布:P95为 55.36×10^8 t, P50为 79.27×10^8 t, P5为 128.31×10^8 t,期望值为 80.08×10^8 t。

准噶尔盆地页岩油主要分布于吉木萨尔凹陷中二叠统芦草沟组、玛湖凹陷西斜坡风城地区下二叠统风城组和五彩湾—石树沟凹陷中二叠统平地泉组,具有典型的“源储一体”、储层低孔特低渗、大面积含油的特点。其中,关于芦草沟组页岩油的研究成果较多^[5,24],可在开展资源潜力评价时借鉴。本次评价中充分应用了新钻井地质资料开展地质参数解剖,选择容积法、EUR类比法、小面元容积法进行资源潜力评价,确定吉木萨尔凹陷页岩油甜点资源量

为 12.40×10^8 t。以吉木萨尔凹陷芦草沟组为刻度区,对其他2个地区进行类比评价;同时,也尽可能地应用现有资料开展了容积法资源量预测。最终确定风城地区风城组页岩油资源量 4.19×10^8 t,五彩湾—石树沟地区平地泉组页岩油资源量 3.20×10^8 t。盆地页岩油资源量合计约 19.79×10^8 t。

本次评价的准噶尔盆地常规与非常规石油资源量合计为 99.87×10^8 t。截至2017年底,探明石油储量 27×10^8 t,探明率仅为27%,表明准噶尔盆地仍然处于石油勘探的早中期。

3.2 剩余石油资源分布

盆地石油资源分布具有明显的不均衡性,主要分布于西部隆起、中央坳陷,其次是陆梁隆起、东部隆起、南缘山前冲段带(表2)。层系上以二叠系、三叠系石油资源较为富集(表3),这与二叠系发育主要的油源岩、通源断裂多断至三叠系、三叠系发育区域性白碱滩组泥岩盖层这3个因素密不可分。向盆地深部及浅层石油资源减少。

盆地待探明常规石油资源量为 55.99×10^8 t,主要分布在西部隆起和中央坳陷,其待探明资源量分别为 22.63×10^8 t和 23.99×10^8 t;其次为南缘冲断带、东部隆起、陆梁隆起,待探明石油资源均在 5×10^8 t以下。

表2 准噶尔盆地一级构造单元常规石油资源量分布统计

一级构造单元	地质资源量/ 10^8 t	待探明资源量/ 10^8 t	探明率/ %
西部隆起	40.41	22.63	44.00
中央坳陷	25.59	23.99	6.25
陆梁隆起	4.91	2.67	45.62
东部隆起	4.76	2.87	39.71
南缘冲断带	4.26	3.70	13.15
乌伦古坳陷	0.15	0.15	0
合计	80.08	55.99	30.08

表3 准噶尔盆地各层系常规石油资源量分布统计

层位	地质资源量/ 10^8 t	待探明资源量/ 10^8 t	探明率/ %
N+E	5.11	4.92	3.72
K	5.06	3.98	21.34
J	17.16	9.01	47.49
T	20.03	12.68	36.69
P	17.72	12.50	29.46
C	14.99	12.90	13.94
合计	80.08	55.99	30.08

纵向上,侏罗系、三叠系探明程度高,探明率均超过 30%,但待探明资源量合计超过 $16 \times 10^8 \text{t}$ (表3);二叠系以常规、非常规石油共生为特点,整体探明程度不高,待探明常规油与页岩油总资源量超过 $30 \times 10^8 \text{t}$;石炭系石油探明率相对较低,仅为 13.94%,待探明资源量为 $12.90 \times 10^8 \text{t}$;白垩系及以上层系石油探明率超过 20%,待探明资源量为 $8.90 \times 10^8 \text{t}$ 。整体而言,准噶尔盆地待探明石油资源潜力巨大。

3.3 石油有利勘探方向

从勘探发现、成藏条件、地质评价、剩余资源潜力 4 个方面分析,盆地常规油勘探领域有富烃凹陷斜坡区、盆地深层、凸起带 3 个方向,同时,页岩油是未来盆地非常重要的勘探领域。

3.3.1 富烃凹陷斜坡区

准噶尔盆地已发现石油资源多集中分布于凹陷周缘的正向构造单元上。但近年来阜东、沙湾及玛湖凹陷的东、西斜坡的钻探获得了突破,表明凹陷斜坡区存在较大的勘探潜力。斜坡区处于生烃灶范围内,发育规模性储层,存在断裂-不整合输导体系,近源成藏条件更优越。以玛湖凹陷西斜坡为例,西斜坡位于西北缘断裂带下盘,生烃凹陷的上倾方向,是油气向构造高部位的西北缘断裂带运移的必经之路。从目前发现来看,三叠系、中—上二叠统均呈现富油的特点。受岩性、岩相及物性控制,油藏以岩性或岩性-构造复合型为主,具有大面积连续分布的特点。玛湖地区仅凹陷斜坡区的石油总资源量就达 $11.10 \times 10^8 \text{t}$,其中三叠系、二叠系石油资源量分别为 $7.62 \times 10^8 \text{t}$ 、 $3.08 \times 10^8 \text{t}$,探明率不足 10%,待探明资源量约为 $10 \times 10^8 \text{t}$,可见整个玛湖地区资源潜力巨大。随着压裂等技术的不断进步,凹陷斜坡区勘探前景会更好。

3.3.2 盆地深层

目前盆地的勘探集中于 4500m 埋深以上,但盆地深层常规石油资源量近 $14 \times 10^8 \text{t}$,占全盆地的 17%。莫深1、达探1、盐探1、大丰1等深井、超深井相继在盆地4500m以下已获一系列重要发现,不仅在深部钻遇有利储层,在二叠系也获得工业或低产油气流。分析成藏条件认为:盆地三叠系、侏罗系、白垩系在深层发育相对优质储层;石炭系、中—下二叠统分布有火山岩等非常规储层,储层物性受埋深影响较小,且更邻近烃源岩,成藏条件更优越。目前盆地深层有利的目标区包括:玛湖凹陷—达巴松凸起下二叠统、石炭系,南缘冲断带中下组合挤压背斜-断裂

型圈闭带,腹部侏罗系—白垩系地层-岩性复合型圈闭带,西北缘掩覆带下盘的深大构造型圈闭带等。

3.3.3 凸起带

盆地富烃凹陷周缘的正向构造单元成藏条件有利,仍有不少凸起构造带处于低勘探程度阶段,例如中拐凸起东南斜坡、夏盐—达巴松凸起、白家海凸起南部等。这些凸起多位于富烃凹陷的迎斜面,处于生烃灶与已发现油藏集中区之间的油气过路部位,发育不同期次的断裂和不整合面,成藏条件非常有利。例如,中拐凸起已探明石油储量 $1.10 \times 10^8 \text{t}$,主要集中在靠近断裂带的区域,但其石油资源量约为 $4.12 \times 10^8 \text{t}$,依然有近 $3 \times 10^8 \text{t}$ 的待探明资源,潜力依然很大。

3.3.4 页岩油

页岩油是准噶尔盆地未来非常重要的勘探领域。吉木萨尔凹陷、玛湖及五彩湾—石树沟地区埋深小于4500m的页岩油资源潜力巨大,此外,埋深大于4500m区域的页岩油潜力也相当巨大。吉木萨尔凹陷芦草沟组埋深超过4500m的有利白云质混积岩发育区占凹陷面积的三分之一;玛湖地区风城组埋深大于4500m的白云质岩分布也很广泛,构造平缓,烃源岩生烃潜力大,条件非常有利。值得注意的是,东道海子凹陷滴南1井平地泉组已见良好油气显示,埋深也超过4500m。这些地区均是下一步页岩油勘探的重点方向。

4 结 论

(1)准噶尔盆地经历多期盆地演化形成了自石炭系到新近系的多套烃源岩、多个烃源灶、多套储层、多种储层类型、多套盖层、多期断裂-不整合、复杂的温-压系统,这些地质条件复合与叠加,形成了准噶尔盆地多层系立体含油的特征。二叠系风城组、乌尔禾组发育盆地最主要的生油岩,白垩系及古近系在盆地南缘局部发育生油岩,这些烃源岩多期持续供烃、多源混合充注,为石油富集成藏提供了充足的烃源基础。盆地发育火山岩、砂砾岩、白云质混积岩储层,这些储层与盖层匹配良好,多期断裂-不整合形成高效的输导体系,为石油的有效聚集奠定了良好的条件。

(2)盆地石油成藏以烃源、保存条件及断裂输导条件为主控因素。根据成藏主控因素的时空配置关系建立了 4 种石油成藏模式:源边下生上储断控复式成藏、源上古生新储断裂-不整合-相控成藏、源外沿梁断控阶状成藏、源内自生自储型页岩油成藏。

(3)准噶尔盆地常规与非常规石油资源量合计为 $99.87 \times 10^8 \text{t}$,其中,常规石油资源量 $80.08 \times 10^8 \text{t}$,页

岩油资源量 $19.79 \times 10^8 \text{ t}$, 合计探明率仅为 27%, 表明盆地仍然处于石油勘探早中期。待探明石油资源主要分布于富烃凹陷斜坡区的二叠系—三叠系、盆地深层及富烃凹陷周缘凸起带的低勘探程度区; 未来准噶尔盆地常规石油勘探应围绕这 3 个方向展开。此外, 页岩油领域具有非常广阔的前景, 应加强工程技术研究, 以提升这一领域的勘探效益。

参考文献

- [1] 陈新发, 杨学文, 薛新克, 等. 准噶尔盆地西北缘复式油气成藏理论与精细勘探实践[M]. 北京: 石油工业出版社, 2014.
- [2] 匡立春, 唐勇, 雷德文, 等. 准噶尔盆地玛湖凹陷斜坡区三叠系百口泉组扇控大面积岩性油藏勘探实践[J]. 中国石油勘探, 2014, 19(6): 14-23.
- [3] 陈刚强, 安志渊, 阿布力米提, 等. 玛湖凹陷及其周缘石炭—二叠系油气勘探前景[J]. 新疆石油地质, 2014, 35(3): 259-263.
- [4] 唐勇, 孔玉华, 盛建红, 等. 准噶尔盆地腹部缓坡型岩性地层油气藏成藏控制因素分析[J]. 沉积学报, 2009, 27(3): 567-572.
- [5] 鲍海娟, 刘旭, 周亚丽, 等. 吉木萨尔凹陷致密油有利区预测及潜力分析[J]. 特种油气藏, 2016, 23(5): 38-42.
- [6] 郑孟林, 邱小芝, 何文军, 等. 中国西北地区含油气盆地动力学演化[J]. 地球科学与环境学报, 2015, 37(5): 1-16.
- [7] 陈建平, 王绪龙, 邓春萍, 等. 准噶尔盆地油气源、油气分布与油气系统[J]. 地质学报, 2016, 90(3): 421-450.
- [8] 吴海生, 郑孟林, 何文军, 等. 准噶尔盆地腹部地层压力异常特征与控制因素分析[J]. 石油与天然气地质, 2017, 38(6): 1135-1138.
- [9] 杨海波, 陈磊, 孔玉华. 准噶尔盆地构造单元划分新方案[J]. 新疆石油地质, 2004, 25(6): 686-688.
- [10] 王绪龙. 准噶尔盆地烃源岩与油气地球化学[M]. 北京: 石油工业出版社, 2013.
- [11] 邱楠生, 王绪龙, 杨海波, 等. 准噶尔盆地地温分布特征[J]. 地质科学, 2001, 36(3): 350-358.
- [12] 秦志军, 陈丽华, 李玉文, 等. 准噶尔盆地玛湖凹陷下二叠统风城组碱湖古沉积背景[J]. 新疆石油地质, 2016, 37(1): 1-6.
- [13] 王小军, 王婷婷, 曹剑. 玛湖凹陷风城组碱湖烃源岩基本特征及其高效生烃[J]. 新疆石油地质, 2018, 39(1): 9-15.
- [14] 支东明, 曹剑, 向宝力, 等. 玛湖凹陷风城组碱湖烃源岩生烃机理及资源量新认识[J]. 新疆石油地质, 2016, 37(5): 499-506.
- [15] 王兆明, 罗晓容, 张立强, 等. 准噶尔盆地南缘安集海河组烃源特征及成藏条件[J]. 地质科学, 2010, 45(1): 256-267.
- [16] 何登发, 陈新发, 况军, 等. 准噶尔盆地石炭系油气成藏组合特征及勘探前景[J]. 石油学报, 2010, 31(1): 1-11.
- [17] 庞德新. 砂砾岩储层成因差异及其对储集物性的控制效应: 以玛湖凹陷玛 2 井区下乌尔禾组为例[J]. 岩性油气藏, 2015, 27(5): 149-154.
- [18] 尹伟, 郑和荣, 徐士林, 等. 准噶尔盆地中央坳陷带油气成藏过程分析[J]. 石油与天然气地质, 2008, 29(4): 444-452.
- [19] 刘卫民, 陶柯宇, 高秀伟, 等. 含油气盆地远距离成藏模式与主控因素[J]. 地质论评, 2015, 61(3): 621-633.
- [20] 吴孔友. 准噶尔盆地乌夏地区油气输导体系与成藏模式[J]. 西南石油大学学报(自然科学版), 2009, 31(5): 25-30.
- [21] 潘建国, 谭开俊, 王国栋, 等. 准噶尔盆地玛湖富烃凹陷源外近源油气藏内涵与特征[J]. 天然气地球科学, 2015, 26(增刊1): 1-10.
- [22] 何文军, 王绪龙, 杨海波, 等. 准噶尔盆地典型刻度区选择及其资源量计算方法体系建立[J]. 天然气地球科学, 2017, 28(1): 62-73.
- [23] 雷德文, 瞿建华, 安志渊, 等. 玛湖凹陷百口泉组低渗砂砾岩油气藏成藏条件及富集规律[J]. 新疆石油地质, 2015, 36(6): 642-647.
- [24] 孙靖, 宋永, 宋明星, 等. 准噶尔盆地腹部低凸起带油气成藏研究[J]. 中国矿业大学学报, 2016, 45(6): 1219-1229.
- [25] 邱振, 吴晓智, 唐勇, 等. 准噶尔盆地吉木萨尔凹陷二叠系芦草沟组致密油资源评价[J]. 天然气地球科学, 2016, 27(9): 1688-1698.
- [26] 李建忠, 吴晓智, 郑民, 等. 常规与非常规油气资源评价的总体思路、方法体系与关键技术[J]. 天然气地球科学, 2016, 27(9): 1557-1565.
- [27] 吴晓智, 王社教, 郑民, 等. 常规与非常规油气资源评价技术规范体系建立及意义[J]. 天然气地球科学, 2016, 27(9): 1640-1650.

编辑: 张润合

The geological conditions, resource potential and exploration direction of oil in Junggar Basin

HE Wenjun, WANG Xulong, ZOU Yang, YANG Haibo, ZHAO Longmei, WU Si, DING Jing, BAO Haijuan, WU Haisheng

Abstract: In recent years, there have been a great many significant exploration breakthroughs in oil fields of the Junggar Basin. Results of the last resource evaluation for oil and gas are increasingly contradictory with the exploration practice and reserves in the basin. The potential of oil resources in conventional and unconventional fields is urgently need to be evaluated. On the basis of analysis of the oil reservoir-forming conditions and its controlling factors, summarization of the oil accumulation patterns and enrichment rules of different areas and strata, this paper optimizes evaluation parameters and methods, then re-evaluates the oil resource potential and points out the favorable exploration direction of Junggar Basin. The evaluation results show that the amounts of conventional and unconventional oil resources in the basin are approximately $100 \times 10^8 \text{ t}$, the comprehensive proven rate is about 27%. The amounts of remaining resources to be proved are nearly $55 \times 10^8 \text{ t}$, mainly are distributed in the Permian-Triassic system in the slope area of hydrocarbon-rich sag, the deep part of the basin and the uplift structures with low exploration degree around the sag. In the future, we should focus on this three fields of the basin, strive to expand the exploration areas of shale oil and other resources with high potential and low exploration degree.

Key words: reservoir-forming conditions; reservoir-forming patterns; resource potential; exploration direction; oil; Junggar Basin
HE Wenjun, First author: MSc, Engineer, engaged in petroleum resource evaluation and exploration. Add: No. 32 Junggar Rd., Karamay, Xinjiang 834000, China