

文章编号: 0253-2697(2024)11-1592-15 DOI:10. 7623/syxb202411003

准噶尔盆地达巴松凸起石炭系油气成藏 与盆北 1 井勘探突破

阿布力米提·依明¹ 刘海磊¹ 蒋文龙¹ 潘 进¹ 丁修建² 王学勇¹ 苏东旭¹ 朱永才¹
李宗浩¹ 王江涛¹ 蒋中发¹ 李 昂³ 钱亮蓉²

(1. 中国石油新疆油田公司勘探开发研究院 新疆克拉玛依 834000; 2. 中国石油大学(华东)地球科学与技术学院 山东青岛 266580;
3. 吉林大学地球科学学院 吉林长春 130061)

摘要:准噶尔盆地西部古隆起邻近生烃灶,石炭系具有良好的油气勘探潜力。为探索石炭系的勘探潜力,先后部署莫深 1 井、达探 1 井和盐探 1 井等多口风险井,均未获得勘探突破。2023 年,盆北 1 井获得高产工业气流,证实了准噶尔盆地西部古隆起大型构造内的石炭系具备天然气高产条件,这对进一步推动盆地西部古隆起的石炭系油气勘探具有重要意义。为深化石炭系油气成藏的整体研究,基于对达巴松凸起石炭系油气藏形成的地质条件开展的系统梳理和分析认为,石炭系油气藏中的天然气主要来自石炭系和二叠系烃源岩,原油主要来自二叠系烃源岩。盆北 1 井石炭系上段主要发育含角砾岩屑凝灰岩,其储集空间以晶内溶蚀孔最为发育,为高孔、中—低渗储层。盆北 1 井石炭系气藏为构造背景控制下的层状气藏,油气沿构造顶部的高孔隙度火山岩富集,油气充注期次多、强度大。建立了盆北 1 井“石炭系—二叠系双源供烃、古凸起富集、构造-岩体共同控藏”的成藏模式,该成藏模式显著拓宽了研究区石炭系的勘探领域。盆北 1 井的勘探突破和相关研究为深化油气藏认识和持续开展准噶尔盆地西部深层古隆起领域风险探井部署奠定了基础。

关键词:准噶尔盆地;达巴松凸起;石炭系天然气;双源供烃;成藏模式

中图分类号:TE132.1

文献标识码:A

Carboniferous hydrocarbon accumulation of Dabasong uplift and exploration breakthrough of Well Penbei1 in Junggar Basin

Ablimit Yiming¹ Liu Hailei¹ Jiang Wenlong¹ Pan Jin¹ Ding Xiujian² Wang Xueyong¹ Su Dongxu¹
Zhu Yongcai¹ Li Zonghao¹ Wang Jiangtao¹ Jiang Zhongfa¹ Li Ang³ Qian Liangrong²

(1. Research Institute of Exploration and Development, PetroChina Xinjiang Oilfield Company, Xinjiang Karamay 834000, China;
2. School of Geosciences, China University of Petroleum (East China), Shandong Qingdao 266580, China; 3. College
of Earth Sciences, Jilin University, Jilin Changchun 130061, China)

Abstract: The Carboniferous palaeohighs in the western Junggar Basin, adjacent to hydrocarbon kitchens, present significant potential for oil and gas exploration. To explore the Carboniferous exploration potential, several high-risk wells, including Moshen1, Datan1, and Yantan1, were drilled, without achieving breakthroughs. In 2023, Well Penbei1 obtained a high-yield industrial gas flow, confirming that the large-scale Carboniferous palaeohigh in the western Junggar Basin have favorable conditions for high-yield production of natural gas. This is of important significance for promoting Carboniferous hydrocarbon exploration in the western Junggar Basin. To further carry out an overall study on the Carboniferous hydrocarbon accumulation, the paper systematically summarizes the geological conditions in Dabasong uplift. It is found that natural gas in the Carboniferous reservoirs primarily originates from the Carboniferous and Permian source rocks, while the oil mainly comes from the Permian source rocks. Breccia-bearing tuff is mainly developed in the Upper Carboniferous of Well Penbei1, characterized with the most developed intergranular dissolution pores, thus forming high-porosity, medium-to-low permeability reservoirs. The research of hydrocarbon accumulation process proves the Carboniferous layered gas reservoir formed under the tectonic setting in Well Penbei1, where the hydrocarbons accumulate in high-porosity volcanic rocks at the top, characterized by multi-stage intensified oil and gas charging. On this basis, a hydrocarbon accumulation model is established and described as “dual-source hydrocarbon supply from the Carboniferous and Permian sources, hydrocarbon enrichment in palaeohighs, and hydrocarbon accumulation co-controlled by tectonic and volcanic rock”, which significantly broadens the exploration of the Carboniferous reservoir. The breakthrough in hydrocarbon exploration in Well Penbei1 and related researches have laid a solid foundation for further understanding oil reservoirs and ongoing risk-based deployment of palaeohighs in deep areas of the western Junggar Basin.

Key words: Junggar Basin; Dabasong uplift; Carboniferous natural gas; dual-source hydrocarbon supply; accumulation model

基金项目:中国石油天然气集团有限公司油气与新能源分公司科技专项(2023YQX10106)资助。

第一作者及通信作者:阿布力米提·依明,男,1970 年 9 月生,2021 年获中国石油大学(华东)博士学位,现为中国石油新疆油田公司勘探开发研究院教授级高级工程师,主要从事风险勘探工作。Email:ablmt@petrochina.com.cn

引用:阿布力米提·依明,刘海磊,蒋文龙,潘进,丁修建,王学勇,苏东旭,朱永才,李宗浩,王江涛,蒋中发,李昂,钱亮蓉. 准噶尔盆地达巴松凸起石炭系油气成藏与盆北 1 井勘探突破[J]. 石油学报,2024,45(11):1592-1606.

Cite: ABLIMIT Yiming, LIU Hailei, JIANG Wenlong, PAN Jin, DING Xiujian, WANG Xueyong, SU Dongxu, ZHU Yongcai, LI Zonghao, WANG Jiangtao, JIANG Zhongfa, LI Ang, QIAN Liangrong. Carboniferous hydrocarbon accumulation of Dabasong uplift and exploration breakthrough of Well Penbei1 in Junggar Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 2024, 45(11): 1592-1606.

准噶尔盆地晚古生代经历了洋—陆转换,在拼贴成盆过程中,石炭系的强烈隆、拗间隔形成了众多潜山和断鼻构造等深部古隆起。古隆起上发育系列鼻凸构造,这些鼻凸构造伸入玛湖凹陷、盆 1 井西凹陷和沙湾凹陷等富烃凹陷,通过深大断裂与烃源岩对接,形成“新生古储”的油气供烃窗。鼻凸构造带上发育一系列背斜、断块等构造,成藏条件优越,在很长一段时期内是油气勘探的热点地区。

围绕富烃凹陷周缘的鼻凸构造带,油田公司先后部署了系列风险井,勘探成果喜忧参半。例如:莫北鼻凸构造带石西 16 井在石炭系获高产油气流,其单井日产超过 350 余吨油气当量,而莫深 1 井、达探 1 井和盐探 1 井等风险探井相继折戟,凸显了准噶尔盆地西部鼻凸构造带油气潜力巨大但勘探复杂。

达巴松鼻凸带位于玛湖凹陷和盆 1 井西凹陷之间,有利勘探面积为 1 000 km²,是准噶尔盆地天然气多层系风险勘探的重要领域。为了探索、厘清富烃凹陷周缘鼻

凸构造带的油气富集规律,盆北 1 井于 2022 年 3 月上钻、2023 年 1 月完钻,在多层系钻遇良好油气显示,展现出规模、高效和立体勘探的新场面。该井的石炭系试油获高产工业气流,产气量为 52.13×10⁴ m³/d,产油量为 33.6 t/d,实现了达巴松凸起石炭系天然气勘探重大突破。

为深化准噶尔盆地古隆起石炭系油气成藏的整体研究,笔者系统梳理了富烃凹陷周缘凸起的风险勘探历程,综合分析了达巴松凸起石炭系油气藏形成的地质条件,研究了油气藏的形成过程并建立了油气成藏模式,以期深化油气藏认识,为在盆地西部深层古隆起领域持续开展风险探井部署奠定基础,进一步推动“油盆找气”和高效勘探。

1 地质概况与勘探历程

1.1 地质概况

准噶尔含油气盆地位于中亚造山带^[1-2],俄罗斯克拉通、西伯利亚克拉通和塔里木克拉通之间[图1(a)],

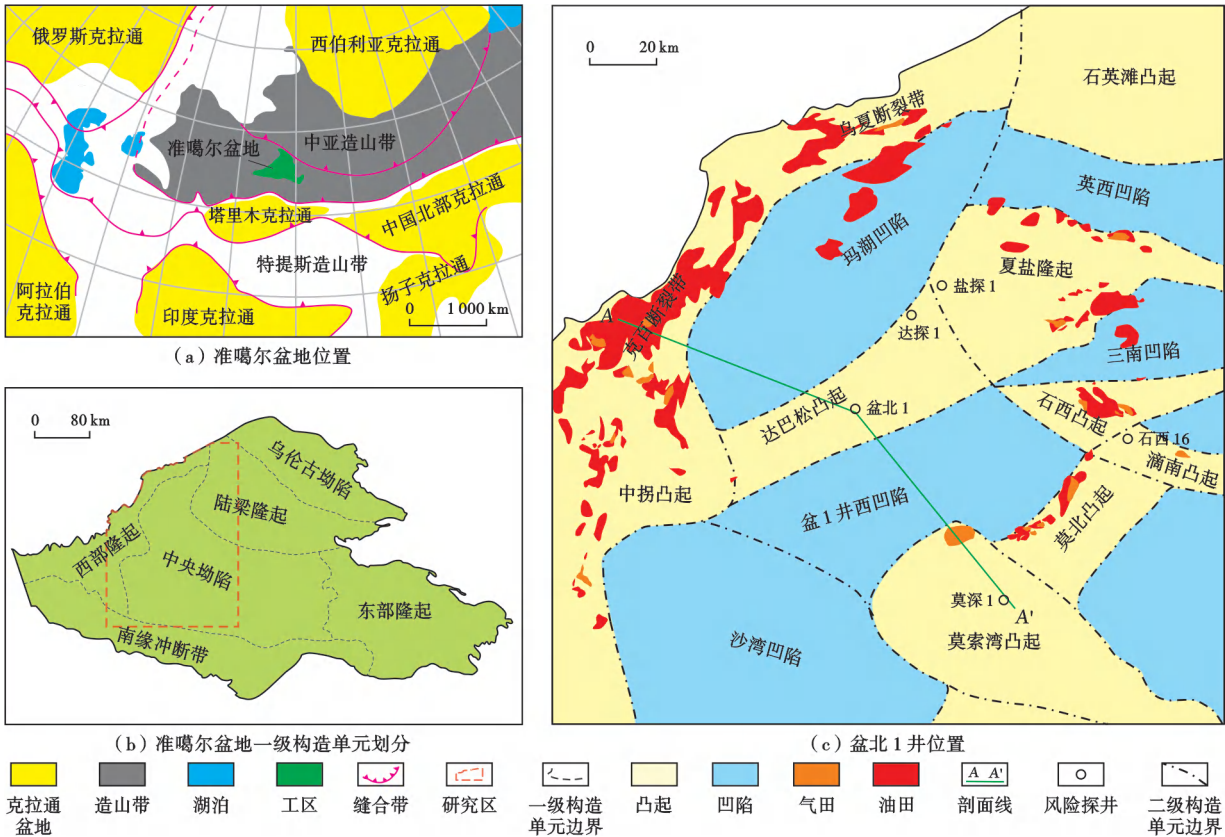


图 1 准噶尔盆地西部构造单元与风险井分布

Fig. 1 Structural units of western Junggar Basin and distribution of risk exploration wells

是多期构造改造下形成的再生型前陆盆地^[3],先后经历了海西期、燕山期和喜马拉雅期等多期构造叠加作用^[4]。准噶尔盆地划分为 6 个一级构造单元,包括西部隆起、中央坳陷、东部隆起、南缘冲断带、陆梁隆起和乌伦古坳陷^[5]。达巴松凸起属于中央坳陷[图 1(b)],西邻玛湖凹陷,东邻盆 1 井西凹陷。盆北 1 井位于达巴松凸起中部[图 1(c)]。

达巴松凸起发育石炭系及其以浅的全套地层,其中,石炭系和二叠系是下组合勘探的主要目的层(图 2)。烃源岩主要位于石炭系、二叠系风城组和下乌尔禾组。风城组为最主要的烃源岩,石炭系和下乌尔禾组次之。储层广泛发育,在各套地层中几乎均有分布。盖层层数较多,其中,区域盖层主要位于下乌尔禾组和白碱滩组。

达巴松凸起先后经历了海西期、印支期、燕山期和喜马拉雅期 4 次构造运动,呈 NE—SW 向条带状展

布^[6-8]。达巴松地区在石炭纪末期隆起抬升,在早二叠世遭受明显剥蚀作用,石炭系规模储层的发育主要受控于石炭系顶部不整合。沉积上,玛湖凹陷和盆 1 井西凹陷接受沉积的厚度明显大于达巴松地区。早二叠世中—晚期,达巴松地区持续隆升,奠定了现今凸起的基本构造格局。晚二叠世以来,达巴松地区逐渐沉降,并在侏罗纪进入统一凹陷阶段,但在侏罗纪晚期,受燕山运动影响形成近 SN 向展布的鼻状凸起构造带。古近纪,达巴松地区进一步抬升,形成向 NW 方向抬升的单斜构造。达巴松凸起具备海西期深大断裂形成的超大供烃窗,是油气运聚的有利场所^[9],油气勘探潜力大^[10-12],其中,石炭系发育大套火山岩,岩性以安山岩为主,熔岩呈溢流相大面积持续喷发并叠置发育。

1.2 盆地西部古隆起的勘探历程

准噶尔盆地西部古隆起一直是油气勘探的热点领域。半个世纪以来,一代代勘探人员先后围绕莫索湾凸起、达巴松凸起、夏盐凸起和石西凸起开展了一轮又一轮的探索,先后部署了莫深 1 井、达探 1 井、盐探 1 井、石西 16 井和盆北 1 井等风险探井[图 1(c)]。

1.2.1 莫索湾凸起莫深 1 井

20 世纪 80 年代,玛湖凹陷及其周缘地区陆续开展了二维地震勘探。阿布力米提·依明^[13]通过系统研究发现玛湖凹陷及其周缘地区有数个深层古隆起,并认为古隆起有巨大勘探潜力。1995—1996 年,油田公司相继在玛湖凹陷提出了玛深 1 井和玛科 1 井等井位部署建议,但受埋深、工艺和钻井技术等因素限制,未能实施钻探。

20 世纪 90 年代至 2006 年,油田公司经过多轮攻关,以古隆起的火山岩为重点勘探类型,在莫索湾地区部署了一批二维/三维地震工区及高精度重力、磁法勘探区块,并以此为基础,3 次运用不同资料对莫索湾背斜进行刻画,落实了石炭系大型背斜圈闭。2006 年 8 月,莫深 1 风险井上钻,其设计井深为 7 380 m,为准噶尔盆地当时的最深钻井。经过 1 年多的钻探,莫深 1 井在石炭系钻遇厚度近 400 m 的凝灰岩,气测显示较好,但由于储层物性较差,未能获得油气流。钻后分析认为,莫深 1 井位于火山岩有利带之外,石炭系岩性以沉凝灰岩为主,物性差,不发育火山岩储层。伴随莫深 1 井的钻探失利,准噶尔盆地深层古隆起勘探也陷入低潮。

1.2.2 达巴松凸起达探 1 井和盐探 1 井

2008 年以来,随着地震勘探程度提高,准噶尔盆地深层的地震资料品质有了很大改善。准噶尔盆地克拉美丽地区石炭系千亿立方米气田和三塘湖盆地牛东

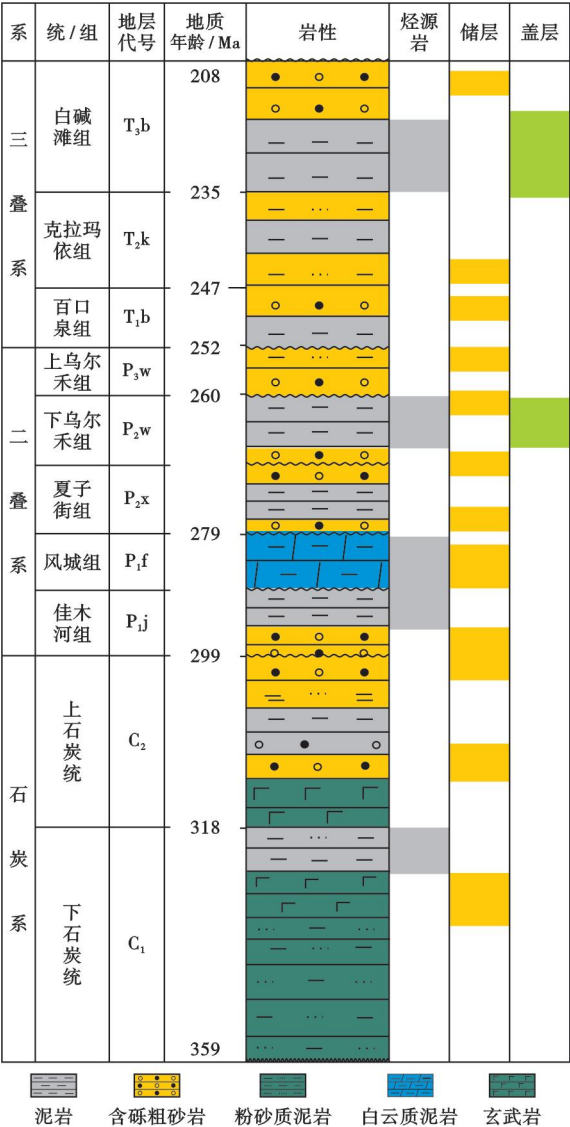


图 2 准噶尔盆地西部地层特征

Fig. 2 Stratigraphic characteristics of western Junggar Basin

油田的发现使得石炭系油气勘探备受关注,盆地深层的油气勘探逐渐迎来新一轮高潮。2011—2013 年,油田公司在准噶尔盆地初步落实了环玛湖凹陷下组合古隆起大背斜构造目标,精细落实了 8 个大型背斜圈闭,为古隆起油气勘探奠定了坚实的基础。

2013—2014 年,在中国各大富烃凹陷的深大构造油气勘探屡获发现的背景下,准噶尔盆地古隆起勘探再次被提上日程。阿布力米提·依明^[13]研究认为,达巴松凸起达 1 井背斜为继承性古隆起,处于油气运移聚集的有利指向区,有利于形成规模高效油气藏,并据此建立了“新生古储、侧向运移”的油气成藏模式。2015 年,油田公司针对达巴松凸起达 1 井背斜部署并上钻达探 1 风险井,在侏罗系—石炭系均见到丰富的油气显示,油气显示地层的累计厚度超过 200 m,但未获得工业油流。同年,油田公司围绕夏盐凸起和达巴松凸起的断鼻构造目标,部署了盐探 1 井。该井在石炭系未钻遇有效火山岩储层,钻遇的岩性以凝灰岩夹薄层溢流相玄武安山岩为主,未见油气显示。综合分析认为,达探 1 井和盐探 1 井距离玛湖凹陷的生烃中心较远,其风城组烃源岩批覆于背斜之上,供烃窗口有限,且背斜顶部发育大量断层,可能导致油气散失,加之油气充注强度弱和保存条件差,这些可能是古隆起内“源边”石炭系勘探失利的主要原因。

1.2.3 莫北凸起石西 16 井

1992 年,油田公司在准噶尔盆地腹部发现第 1 个整装油田——石西油田。石西油田为多个油气藏在纵向上叠置而成的复式大型油气田,其主力产层为石炭系。但自石西油田发现后,按照“石西模式”在油田周边陆续钻探的探井大多落空。

经历了莫索湾凸起、达巴松凸起和夏盐凸起勘探的折戟,勘探人员的视野再次回到莫北凸起。在达探 1 井区,烃源岩批覆在石炭系古隆起之上,供烃窗口较小;盐探 1 井区存在单侧烃源岩大跨度对接圈闭。为了进一步接近油源勘探,油田公司在石西地区将石炭系勘探目标从凸起富集区转移到了凹陷深层,建立了“新生古储、源-储大跨度对接”的成藏模式,部署并上钻石西 16 井。该井在石炭系两层试产,均获得超过百立方米的高产工业油气流,最高获得 350 余吨油气当量。石西 16 井在石炭系的勘探突破拉开了石炭系从凸起区向拗陷区近源勘探的序幕,揭开了腹部大型构造天然气勘探的“冰山一角”,直接带动的天然气有利勘探区面积高达 950 km²。

1.2.4 达巴松凸起盆北 1 井

石西 16 井的勘探突破极大地鼓舞了勘探人员对深层油气勘探的信心,也表明近源勘探的重要性,促使

油公司将勘探目标从“源边”逐渐向“源内”转化。在达巴松凸起达探 1 井以南,石炭系发育背斜,而在玛湖凹陷和盆 1 井西凹陷之间为“源内”古隆起,供烃窗口大,成藏条件优越。笔者建立了“双源供烃、古凸起富集、构造-岩体共同控藏”成藏模式,指出油气富集在伸入主生烃槽内的古鼻凸构造中,其中,以靠近源区存在大供烃窗的构造目标最有利。达巴松鼻凸构造带的石炭系发育火山岩和砂砾岩 2 类优质规模储层,鼻凸构造带南部为盆北背斜,面积为 65.6 km²。2022 年 3 月,油田公司在达巴松鼻凸构造带部署并上钻盆北 1 井,在石炭系获得高产工业气流,实现了古隆起石炭系油气勘探的突破,再次印证了古隆起石炭系具有巨大的勘探潜力。

2 达巴松凸起石炭系构造特征与演化

准噶尔盆地西部主要发育 11 个大型鼻凸构造带(图 3),这些构造带伸入富烃凹陷内,具备规模成藏潜力。盆地西部 3 大富烃凹陷周缘均有鼻凸构造带发育,其中,玛湖凹陷发育玛中鼻凸构造带和玛东鼻凸构造带,沙湾拗陷西侧发育中佳鼻凸构造带、中佳南鼻凸构造带、沙门子鼻凸构造带和沙门子北鼻凸构造带,盆 1 井西凹陷周缘发育莫索湾鼻凸构造带、石西鼻凸构造带、莫北鼻凸构造带、达巴松鼻凸构造带和中拐鼻凸构造带。

达巴松鼻凸构造带整体呈现为 NE—SW 向的条带状展布,位于玛湖凹陷和盆 1 井西凹陷两大富烃凹陷之间^[10],油源条件十分优越。石炭纪末期,受周缘板块汇聚作用影响,达巴松凸起开始隆升并接受风化剥蚀,抬升作用持续到早二叠世中—晚期,并基本奠定了现今的隆-凹格局;晚二叠世—侏罗纪,达巴松地区及其周缘持续沉降,沉积了厚层的陆相地层;受燕山运动影响,侏罗纪晚期,达巴松地区形成一系列 SN 向分布的鼻状凸起;受喜马拉雅运动影响,准噶尔盆地向 NW 方向抬升,达巴松地区呈现 NW 向的单斜构造^[12]。

3 烃源岩地球化学特征与盆北 1 井油气来源

玛湖凹陷与盆 1 井西凹陷主要发育石炭系和二叠系烃源岩,凹陷及其周缘可见来源于石炭系和二叠系的油气。

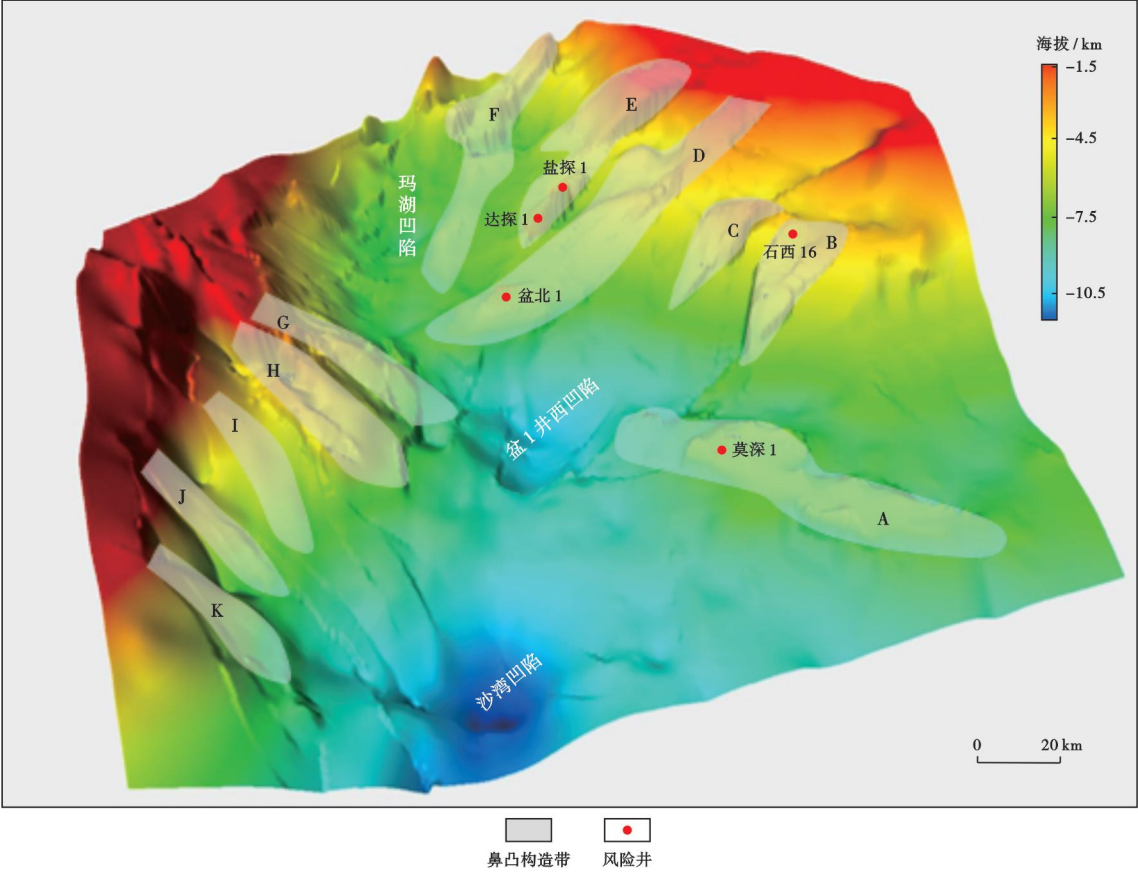
3.1 石炭系烃源岩

准噶尔盆地西部地区的石炭系烃源岩主要发育在上石炭统,属于滨海—海陆过渡相,其分布特征与东部相似,呈“鸡窝”状分布,厚度在横、纵向上变化大。烃源岩的岩性主要为暗色泥岩和凝灰岩,有少量碳质泥岩。目前,准噶尔盆地西部仅在部分露头及断裂带发

现石炭系烃源岩,且烃源岩评价均较差。凹陷内由于地层埋深较大,尚未钻遇规模有效烃源岩。

露头采集的石炭系泥岩样品位于盆地西北缘的乌和公路附近(表 1),样品的总有机碳(TOC)含量为 0.41%~0.52%、平均为 0.47%,生烃潜量($S_1 + S_2$)为 0.08~0.12 mg/g、平均为 0.10 mg/g,有机质类型为Ⅲ型。井下钻遇的石炭系烃源岩以中拐凸起北坡的

581 井和红车断裂带的车 25 井为例,其特征(表 1)表现为:581 井钻遇一套厚度约为 45 m 的碳质泥岩,其 TOC 含量为 0.23%~0.74%、平均为 0.49%, $S_1 + S_2$ 为 0.05~0.13 mg/g、平均为 0.08 mg/g,有机质类型为Ⅲ型;车 25 井在石炭系钻遇厚度近 130 m 的灰黑色泥岩,其 TOC 含量为 1.30%~1.84%、平均为 1.60%, $S_1 + S_2$ 为 0.54~0.76 mg/g、平均为 0.65 mg/g,有机质



注:A—莫索湾鼻凸构造带;B—莫北鼻凸构造带;C—石西鼻凸构造带;D—达巴松鼻凸构造带;E—玛东鼻凸构造带;F—玛中鼻凸构造带;G—中拐鼻凸构造带;H—中佳鼻凸构造带;I—中佳南鼻凸构造带;J—沙门子北鼻凸构造带;K—沙门子鼻凸构造带。

图 3 准噶尔盆地西部石炭系构造顶面与风险井分布

Fig. 3 Structural top of the Carboniferous and distribution of risk exploration wells in western Junggar Basin

表 1 准噶尔盆地西部地区石炭系烃源岩综合评价

Table 1 Comprehensive evaluation of Carboniferous source rocks in western Junggar Basin

井号	位置	岩性	TOC/%	$T_{\max}/^{\circ}\text{C}$	$S_1/(\text{mg/g})$	$S_2/(\text{mg/g})$
露头	乌和公路	灰黑色泥岩	0.41	444	0.02	0.10
露头	乌和公路	灰黑色泥岩	0.47	501	0.01	0.07
露头	乌和公路	灰黑色泥岩	0.52	507	0.03	0.07
581	石炭系	灰黑色碳质泥岩	0.50	437	0.06	0.07
581	石炭系	黑色碳质泥岩	0.74	408	0.05	0.01
581	石炭系	灰黑色碳质泥岩	0.23	443	0.04	0.01
车 25	石炭系	黑灰色泥岩	1.84	431	0.20	0.56
车 25	石炭系	黑灰色泥岩	1.67	431	0.15	0.51
车 25	石炭系	黑色泥岩	1.30	432	0.12	0.42

注:TOC—总有机碳; $T_{\max}$ —岩石热解峰温; S_1 —游离烃; S_2 —热解烃。

类型为Ⅲ型。目前,钻遇的石炭系烃源岩均位于断裂带,埋藏较浅,处于成熟阶段。凹陷区石炭系埋深更大,推测烃源岩的演化程度更高,已进入规模生气阶段。

3.2 二叠系烃源岩

盆 1 井西凹陷二叠系风城组和下乌尔禾组发育 2 套烃源岩,岩性以半深湖—深湖亚相泥页岩为主,是主力烃源岩^[14-15],也是向盆北 1 井区主力供烃的烃源岩。

最新的地震和钻井资料显示:二叠系下乌尔禾组在盆 1 井西凹陷内广泛分布,沉积中心位于凹陷西南部,靠近莫北凸起,最大厚度达 440 m;风城组的沉积中心同样位于盆 1 井西凹陷西南部,最大厚度达 360 m。由于盆 1 井西凹陷内尚未钻遇规模优质的二叠系烃源岩,因此对于盆 1 井西凹陷,其二叠系烃源岩研究主要

基于与玛湖凹陷二叠系烃源岩的横向对比。曹剑等^[16]、刘德光等^[17]、秦志军等^[18]、任江玲等^[19]和汪梦诗等^[20]研究认为,玛湖凹陷风城组主要发育碱湖沉积,Ⅰ型、Ⅱ型和Ⅲ型干酪根均有发育,以Ⅱ型干酪根为主^[21-22]。风城组烃源岩的 TOC 含量为 0.40%~3.87%、平均为 0.91%, $S_1 + S_2$ 为 0.23~24.05 mg/g、平均为 3.77 mg/g(表 2、图 4),干酪根类型以Ⅰ型—Ⅱ₁型为主(图 5)。下乌尔禾组烃源岩的 TOC 含量为 0.05%~4.55%、平均为 1.06%, $S_1 + S_2$ 为 0.01~12.57 mg/g、平均为 0.89 mg/g(表 2、图 4),干酪根类型以Ⅱ₂型—Ⅲ型为主(图 5)。盆地模拟研究认为,盆 1 井西凹陷下乌尔禾组烃源岩现处于高成熟生湿气阶段,风城组烃源岩现处于过成熟生干气阶段^[23]。

表 2 准噶尔盆地西部地区中一下二叠统烃源岩综合评价
Table 2 Comprehensive evaluation of Middle and Lower Permian source rocks in western Junggar Basin

地层	TOC/%	($S_1 + S_2$)/(mg/g)	干酪根类型	沉积环境	烃源岩评价
下乌尔禾组	0.05~4.55/1.06(145)	0.01~12.57/0.89(145)	Ⅱ ₂ 型—Ⅲ型	淡水	差—中等
风城组	0.40~3.87/0.91(514)	0.23~24.05/3.77(514)	Ⅰ型—Ⅱ ₁ 型	半咸水—咸水	中等—好

注:TOC—总有机碳; $S_1 + S_2$ —一生烃潜量;“/”后为平均值;括号内为样品数。

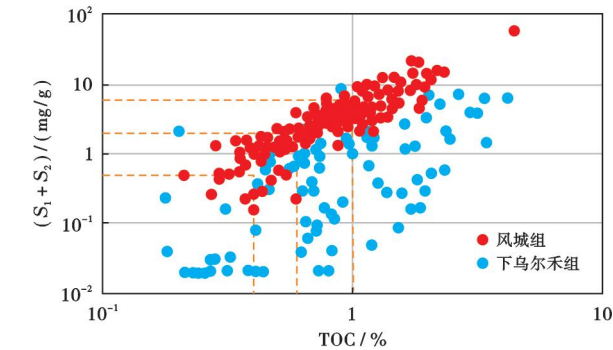


图 4 准噶尔盆地西部二叠系烃源岩生烃潜量与总有机碳交会图
Fig. 4 Crossplot of hydrocarbon generation potential and total organic carbon of Permian source rocks in western Junggar Basin

风城组烃源岩是准噶尔盆地西部最主要的烃源岩,品质优,其巨大的生油潜力已被业界研究者所熟知,是盆地西部主要的生油烃源岩。风城组烃源岩的生气潜力长期被忽视,Ablimit 等^[24]通过黄金管生烃模拟实验并结合烃源岩生烃演化的地质背景认为:风城组烃源岩的生气能力强,烃源岩的生烃演化明显受超压和低地温梯度控制;在 6 500 m 以深,烃源岩的生气规模大,生气强度可达大一中型气田生气强度标准。

玛湖凹陷风城组烃源岩的主体埋深小于 6 500 m,尚未达到大规模生气阶段。目前,玛湖凹陷已发现的石油储量超过 10×10^8 t,尤其在近两年,油田公司已将

风城组作为主要目的层开展钻探,勘探结果证实玛湖凹陷深层均以石油为主,未发现规模天然气藏。

盆 1 井西凹陷风城组烃源岩的主体埋深超过 9 000 m,达到大规模生气阶段。前期勘探已在盆 1 井西凹陷边缘浅层发现气藏。需要指出的是,由于风城组烃源岩不仅具备规模生气能力,还具备大量生油能力,其深层气藏可能为凝析气藏。例如,2020 年在盆 1 井西凹陷东缘部署的石西 16 井中发现规模凝析气藏。

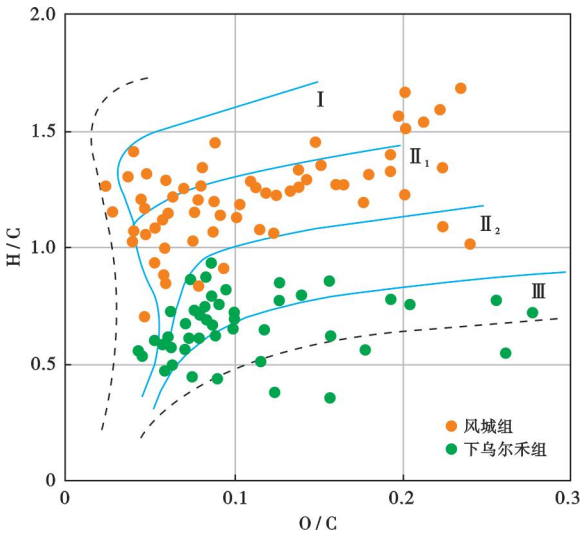


图 5 准噶尔盆地西部地区二叠系烃源岩的 H/C 元素比与 O/C 元素比交会图
Fig. 5 Crossplot of hydrogen-to-carbon ratio and oxygen-to-carbon ratio of Permian source rocks in western Junggar Basin

综合石炭系烃源岩和二叠系烃源岩地球化学特征和生烃潜力认为,玛湖凹陷和盆 1 井西凹陷具备强生烃能力,盆北 1 井所在的鼻凸构造带位于“源内”,油气源充足。

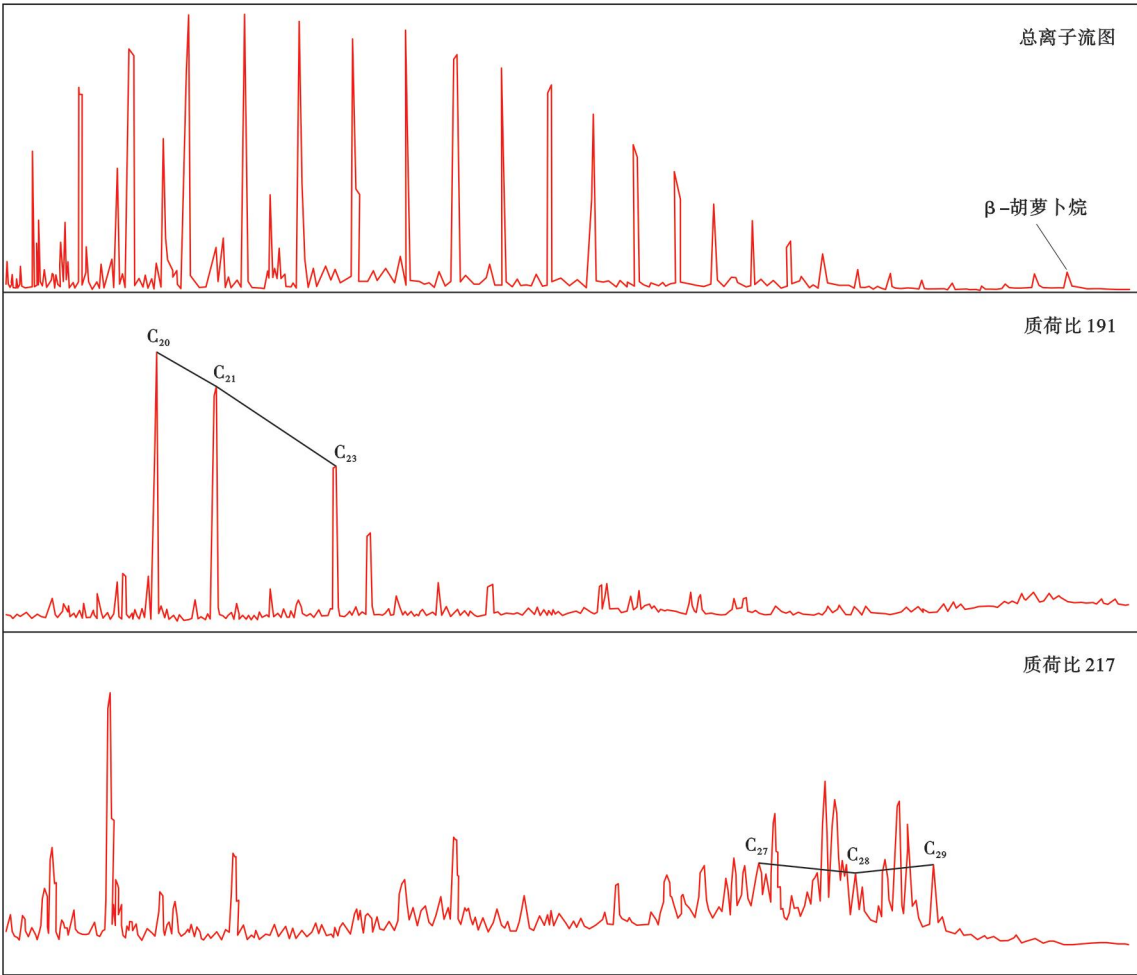
3.3 原油地球化学特征

盆 1 井西凹陷的原油主要来源于二叠系烃源岩^[25-27],这类原油的饱和烃含量较高、平均为 66.42%,芳香烃含量平均为 7.29%,非烃+沥青质含量为 6.62%,饱和烃与芳香烃的比值平均为 13.91,具有饱和烃含量相对较高、非烃和沥青质含量相对较低的特征。原油中的正构烷烃分布以单峰型为主,主峰碳多为 nC₁₅ 和 nC₁₇,说明其母质来源以水生藻类为主。与玛湖凹陷典型的风城组及下乌尔禾组烃源岩进行横向对比,盆 1 井西凹陷周缘的原油可划分为 2 类:①原油主要来源于风城组烃源岩,具有低姥植比、高 β-胡萝卜素、高伽马蜡烷和低 C₂₄ 四环萜烷与 C₂₆ 三环萜烷比值(C₂₄ TeT/C₂₆ TT)的地球化学特征,表明其生烃母质处于咸水、碱

性强还原的沉积环境,有机质来源以菌藻类低等生物贡献为主,而陆源的贡献较小,与玛湖凹陷风城组烃源岩具有相似的地球化学特征;②原油主要来源于下乌尔禾组烃源岩,具有姥植比高、不含或微含 β-胡萝卜素、低伽马蜡烷和高 C₂₄ TeT/C₂₆ TT 的地球化学特征,表明其生烃母质处于半咸水—淡水的弱还原沉积环境,有机质输入以菌藻类和部分陆源高等植物贡献为主。

3.4 盆北 1 井油气来源

盆北 1 井石炭系原油的密度为 0.80 g/cm³,全油碳同位素为 -28.33‰,类异戊二烯烷烃中姥鲛烷略占优势,姥植比为 1.27。受热演化程度高影响,β-胡萝卜素的含量不高,藿烷缺失,重排甾烷含量相对偏高。该原油样品的碳同位素偏轻,生物标志化合物具有风城组来源特征,但 C₂₇、C₂₈、C₂₉ 规则甾烷含量呈轻微“V”型分布(图 6),又具有石炭系原油的特点。由此推测盆北 1 井的原油来源以二叠系风城组为主,可能有少量石炭系原油混入。



注: C₂₀—C₂₀ 三环萜烷; C₂₁—C₂₁ 三环萜烷; C₂₃—C₂₃ 三环萜烷; C₂₇—C₂₇ 甾烷; C₂₈—C₂₈ 甾烷; C₂₉—C₂₉ 甾烷。

图 6 盆北 1 井石炭系原油的色谱-质谱图

Fig. 6 Chromatography-mass spectrometry of Carboniferous crude oil from Well Penbei1

盆北 1 井石炭系天然气中的甲烷含量为 97.38%,干燥系数达 0.98,为高成熟度干气。天然气的碳同位素极重,甲烷碳同位素含量为-30.14‰,乙烷碳同位素含量为-23.05‰,丙烷碳同位素含量为-20.75‰(表 3),与莫索湾凸起莫深 1 井石炭系的天然气具有相似的碳同位素特征,是典型的石炭系来源的天然气。天然气与原油来源不同,说明盆北 1 井区至少存在 2 期成藏过程。

表 3 盆 1 井西凹陷石炭系来源的天然气特征
Table 3 Characteristics of Carboniferous natural gas in Well Pen-1 West sag

井号	地层	天然气组成/%			干燥系数	天然气碳同位素/‰		
		N ₂	CH ₄	C ₂ H ₆		CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈
盆北 1	石炭系	0.55	97.38	1.31	0.98	-30.14	-23.05	-20.75
莫深 1	石炭系	2.27	96.40	0.94	0.99	-32.35	-24.16	

4 达巴松凸起火山岩储层特征

4.1 火山岩岩性和岩相特征

火山岩的岩性和岩相复杂多样,这不仅决定了原生孔隙的类型和发育程度,还控制了储层的后生改造,对优质火山岩储层发育具有重要作用^[28]。盆北 1 井的钻井资料显示,达巴松凸起上石炭统在垂向上发育 2

套岩性组合。上部发育火山岩,岩性主要为安山岩、玄武岩和火山角砾凝灰岩等;下部发育碎屑岩,岩性主要为砾岩、泥质粉砂岩、细砂岩和中砂岩等。达探 1 井和盐探 1 井的钻井资料揭示,达巴松凸起火山岩以中—基性为主,包括浅成侵入岩、火山熔岩、火山碎屑岩和沉火山岩 4 种类型。浅成侵入岩为辉绿岩,具辉绿结构,主要矿物成分为基性斜长石和辉石,达探 1 井钻遇的厚层辉绿岩有 300 多米;熔岩主要为基性玄武岩和中性安山岩,此两种岩性含量相当,呈斑状结构,其中,玄武岩中的斑晶主要为板状基性斜长石和粒状辉石,安山岩中的斑晶主要为短柱状中性斜长石。达巴松凸起的石炭系玄武岩和安山岩等较为致密,气孔普遍不发育;凝灰岩具有火山碎屑结构,火山碎屑主要为晶屑、玻屑及岩屑,基质为细粒火山灰。盆北 1 井的石炭系上部发育安山质含角砾岩屑凝灰岩,其中,火山碎屑中安山岩角砾的含量较高,为优质储层发育奠定了良好的物质基础;沉凝灰岩具沉凝灰结构,岩石组分主要包括晶屑、岩屑及泥质胶结物,火山碎屑含量在 50%~80%,晶屑主要为石英和长石,多呈次棱角状—次圆状。达巴松凸起的石炭系火山岩主要为安山质凝灰岩和辉绿岩,其次为玄武岩和安山岩,沉凝灰岩较少[图 7(a)]。

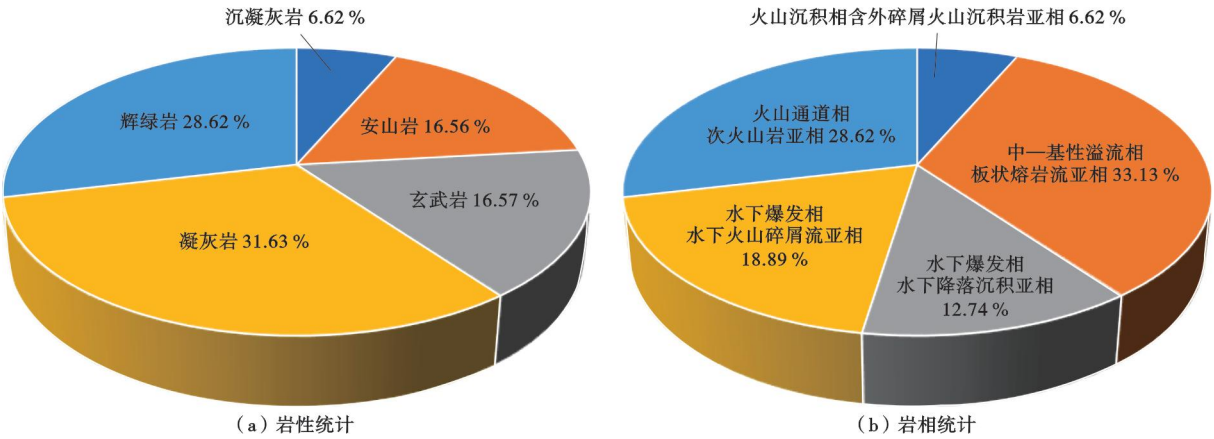


图 7 达巴松凸起火山岩的岩性、岩相统计

Fig. 7 Lithology and lithofacies statistics of volcanic rocks in Dabasong uplift

与邻区石西凸起相比,达巴松凸起的凝灰岩和沉积岩厚度有所增加。在盆北 1 井的石炭系含角砾凝灰岩中,可观察到大量岩浆遇水淬火形成的鸡骨状玻屑,表明该地区的石炭纪火山具有典型的水下喷发的特征。因此,根据岩性可将达巴松凸起石炭系火山岩的岩相划分为火山通道相、中—基性溢流相、水下爆发相和火山沉积相[图 7(b)],这与阿布力米提·依明等^[9]对达巴松凸起火成岩岩相的研究结论基本相符。其中,火山通道相为次火山岩亚相,主要发育浅成辉绿岩;中—基性溢流相主要为板状熔岩流亚相;水下爆发相可分为水下火山碎屑流亚相和水下降落沉积亚相;

火山沉积相主要为含外碎屑火山沉积岩亚相。达巴松凸起的石炭系主要发育中—基性溢流相(33.13%)、水下爆发相(31.63%)和火山通道相(28.62%)。水下爆发相中水下降落沉积亚相与水下火山碎屑流亚相含量相当,分别为 12.74% 和 18.89%。

4.2 储集空间类型

火山岩储层的储集空间类型多样。根据形态特征可将储集空间划分为孔隙和裂缝两种类型^[29-30]。达巴松凸起石炭系火山岩储层中的原生孔隙主要为一些微小的原生晶间孔隙[图 8(a)],次生孔隙主要包括晶内溶蚀孔和基质溶蚀孔,该类孔隙的孔径较原生孔隙大。晶内溶

蚀孔为火山岩中长石等斑晶在风化淋滤或热液作用下发生溶蚀而形成的孔隙,这类孔隙在石炭系中普遍发育,是火山岩储层中主要的储集空间[图 8(b)]。斑晶溶蚀的程度不尽相同,部分斑晶被全部溶蚀,部分斑晶全部溶蚀后在其内部发生重结晶作用,形成次生矿物[图 8(c)]。基质溶蚀孔是颗粒间充填的火山灰或矿物发生溶蚀而形成

的不规则筛状溶蚀孔,在盆北 1 井含角砾岩屑凝灰岩中较为发育[图 8(d)]。此外,火山岩储层中还伴有少量的构造裂缝,裂缝后期多被充填,部分充填矿物发生溶蚀,使得裂缝重新开启[图 8(e)—图 8(f)]。

在达巴松凸起,石炭系含角砾岩屑凝灰岩、晶屑凝灰岩、玄武岩和辉绿岩等主要岩性的面孔率统计(图 9)

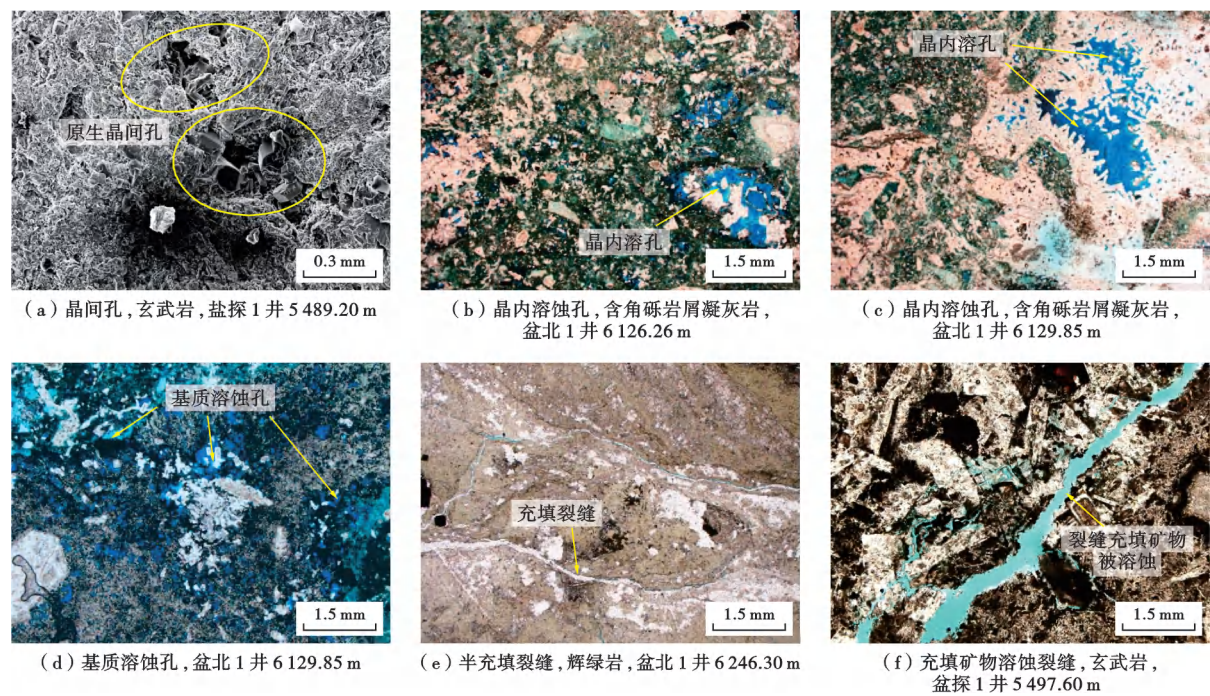


图 8 火山岩储层的不同类型储集空间

Fig. 8 Different types of reservoir spaces in volcanic reservoirs

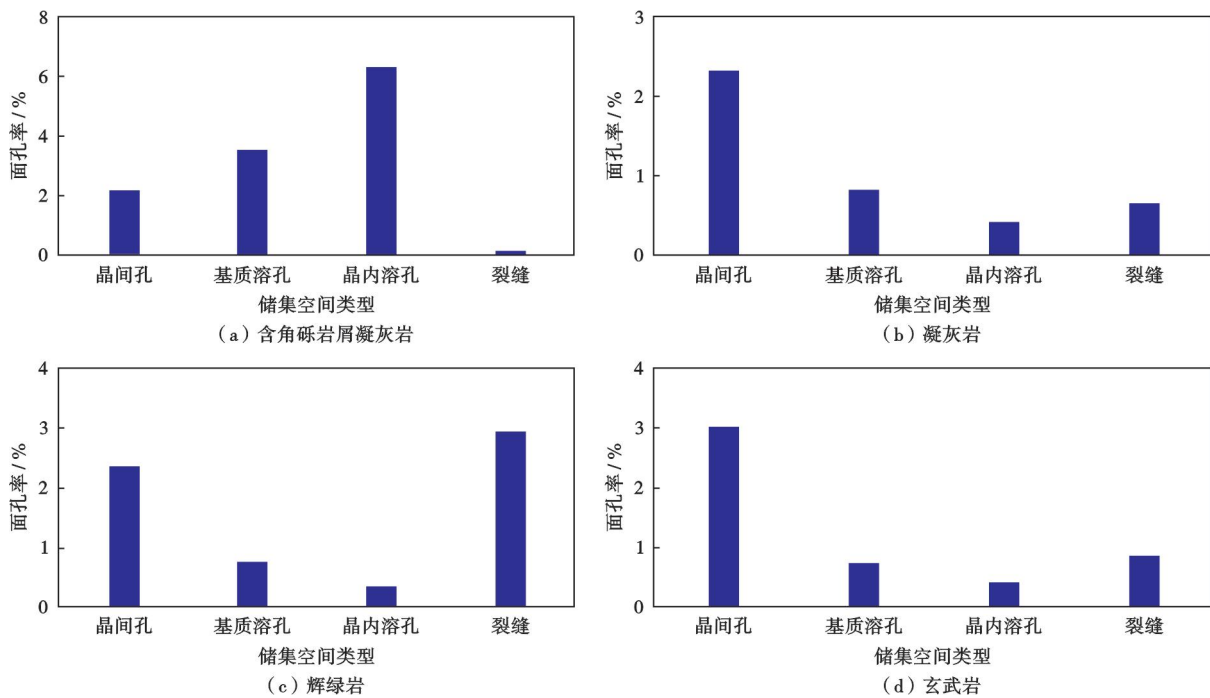


图 9 不同岩性火山岩储层的储集空间类型

Fig. 9 Types of reservoir spaces of volcanic reservoirs with different lithology

显示:含角砾岩屑凝灰岩中晶内溶蚀孔最为发育,其次为基质溶蚀孔和晶间孔,其面孔率分别为 6.33%、3.53%和 2.19%;晶屑凝灰岩中主要发育晶间孔和基质溶蚀孔,其面孔率分别为 2.31%和 0.82%;辉绿岩中主要发育裂缝和晶间孔,其面孔率分别为 2.94%和 2.37%;玄武岩中主要发育晶间孔、裂缝和基质溶孔,其面孔率分别为 3.03%、0.87%和 0.74%。含角砾岩屑凝灰岩中主要发育次生溶蚀孔隙;而晶屑凝灰岩、辉绿岩和玄武岩中主要发育原生孔隙,次生溶蚀孔隙不发育。因此,达巴松凸起石炭系不同岩性火山岩储层的储集空间类型相差较大。火山岩储层较为致密,但在受溶蚀作用改造后储层的储集物性会得到明显改善。

4.3 储层物性

达巴松凸起石炭系火山岩储层的孔隙度(ϕ)为 0.40%~27.89%、平均为 7.77%,渗透率(K)为 0.004~5.020 mD、平均为 0.562 mD。笔者将火山岩储层划分为低孔($\phi < 5\%$)、中孔($5\% \leq \phi \leq 12\%$)和高孔($\phi > 12\%$)储层,以及低渗($K < 1$ mD)、中渗($1 \text{ mD} \leq K \leq 5$ mD)和高渗($K > 5$ mD)储层。研究区石炭系的大部分火山岩储层属于低孔、低渗储层,其余为中孔、中—低渗储层和高孔、中—低渗储层(图 10)。

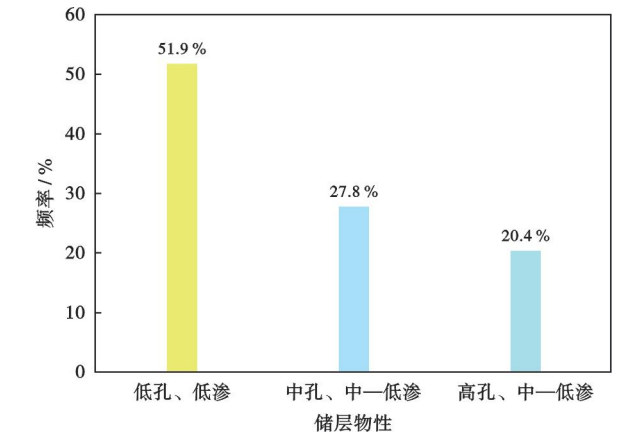


图 10 达巴松凸起石炭系火山岩储层的类型及分布
Fig. 10 Types and distribution of Carboniferous volcanic reservoirs in Dabasong uplift

不同岩性火山岩的储层物性差异较大(图 11)。以含角砾岩屑凝灰岩的储层物性最好(平均孔隙度为 25.87%、平均渗透率为 2.159 mD),为高孔、中—低渗储层;其次为部分辉绿岩(平均孔隙度为 7.76%、平均渗透率为 0.452 mD)和晶屑凝灰岩(平均孔隙度为 6.88%、平均渗透率为 0.029 mD),为中孔、中—低渗储层;玄武岩的储层物性最差(平均孔隙度为 2.25%、平均渗透率为 0.068 mD),为低孔、低渗储层。盆北 1 井石炭系上段发育含角砾岩屑凝灰岩,试采获得高产工业气流,预示达巴松凸起石炭系火山岩储层具有巨大的潜力。

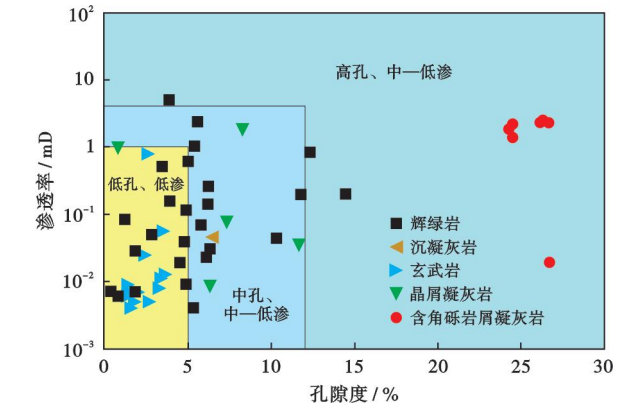


图 11 达巴松凸起石炭系不同类型火山岩储层的物性特征
Fig. 11 Physical properties of different types of Carboniferous volcanic reservoirs in Dabasong uplift

5 油气藏形成过程与模式

综合分析盆北 1 井天然气藏的特征,基于包裹体岩相学和均一温度等分析结果,明确了研究区的油气充注期次和充注强度,建立了“石炭系—二叠系双源供烃、古凸起富集、构造-岩体共同控藏”的油气成藏模式。

5.1 盆北 1 井气藏特征

盆北 1 井的石炭系在垂向上发育 2 套生-储-盖组合。上组合储层为角砾凝灰岩、安山岩和玄武岩,盖层为致密玄武岩和二叠系泥岩;下组合储层为底部砂砾岩、含砾细砂岩和粉砂岩,盖层为上厚层泥岩。试油显示油气层位于上组合(图 12),推测下组合油气藏规模较小。

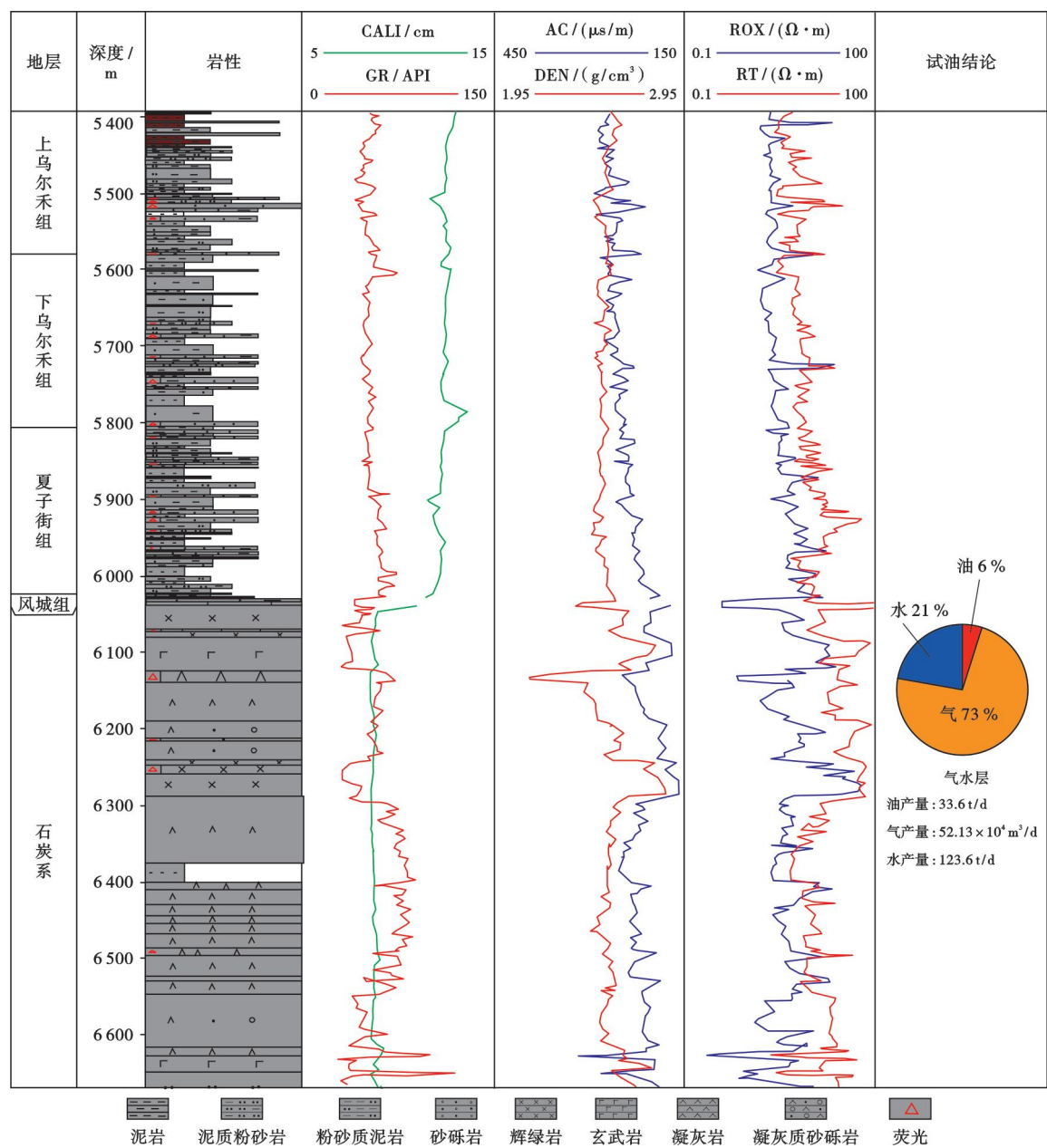
结合达巴松凸起的构造背景可知,盆北 1 井石炭系气藏为构造背景控制下的层状气藏,油气沿构造顶部高孔隙度的火山岩富集,为规模较大的构造型油气藏。在石炭系下部,气藏发育的规模较小,水层厚度较大。

5.2 油气充注强度与成藏期次

包裹体中烃类的颜色代表了不同成熟度的油气,常用来反映油气充注期次。达巴松凸起盆北 1 井石炭系储层中的包裹体分析样品为 3 块,取样深度分别为 6 129.11 m、6 243.07 m 和 6 250.90 m。

6 129.11 m 埋深处的储层岩性为角砾凝灰岩,主要发育 1 期包裹体,该期油气包裹体主要为液烃、气液烃和气烃包裹体(图 13),沿交代白云石或长石的微裂隙呈带状分布。液烃和气液烃包裹体显示黄色、黄绿色和蓝色荧光,其中,大部分气液烃包裹体的气液比较大,捕获时可能为气态;气烃包裹体呈深灰色,无荧光显示。液烃、气液烃和气烃的比例约为 1:3:6。

6 243.07 m 埋深处的储层岩性为安山岩,主要发育 1 期油气包裹体,该期油气包裹体主要为气烃,沿裂缝内碳酸盐矿物的微裂隙呈带状分布。气烃包裹体呈深灰色,无荧光显示。



注: CALI—井径; GR—自然伽马; AC—声波时差; DEN—补偿密度; RXO—冲洗带地层电阻率; RT—地层真电阻率。

图 12 达巴松凸起盆北 1 井综合地层特征

Fig. 12 Comprehensive stratigraphic characteristics of Well Penbei1 in Dabasong uplift

6 250. 90 m 埋深处的储层岩性也为安山岩, 部分在后期充填碳酸盐矿物的裂缝和长石溶孔中含少量油, 显示淡黄色和黄绿色荧光。该安山岩主要发育 1 期油气包裹体, 该期油气包裹体主要为气烃包裹体, 沿裂缝内碳酸盐矿物的微裂隙呈带状分布, 气烃包裹体呈深灰色, 无荧光显示。

综上所述, 达巴松凸起盆北 1 井的石炭系储层见淡黄色、黄绿色、蓝色荧光液态烃和无色气烃, 表明储层中可见甲烷气包裹体、轻质油包裹体和凝析油包裹体, 反映了油气多期次充注的典型特征。盆 1 井西凹陷的石炭系和二叠系烃源岩均已进入高成熟阶段, 轻

质油、凝析油和天然气均已规模生成, 这与油气多期次充注的典型特征相匹配。

储层油包裹体的 GOI (grains containing oil inclusions) 是指含油包裹体的矿物颗粒数目占总矿物颗粒数目的比例。该参数由 Lisk 等^[31] 提出, 并基于澳大利亚和东南亚地区一些油气田资料的分析认为, GOI 可用来反映储层的含油饱和度。油层、运移通道和水层的 GOI 通常分别大于 5%、1%~5% 和小于 1%。盆北 1 井石炭系储层油包裹体的 GOI 为 5%~10%, 表明盆 1 井西凹陷烃源岩的生烃强度大, 油充注强度较高, 达到了油层标准。

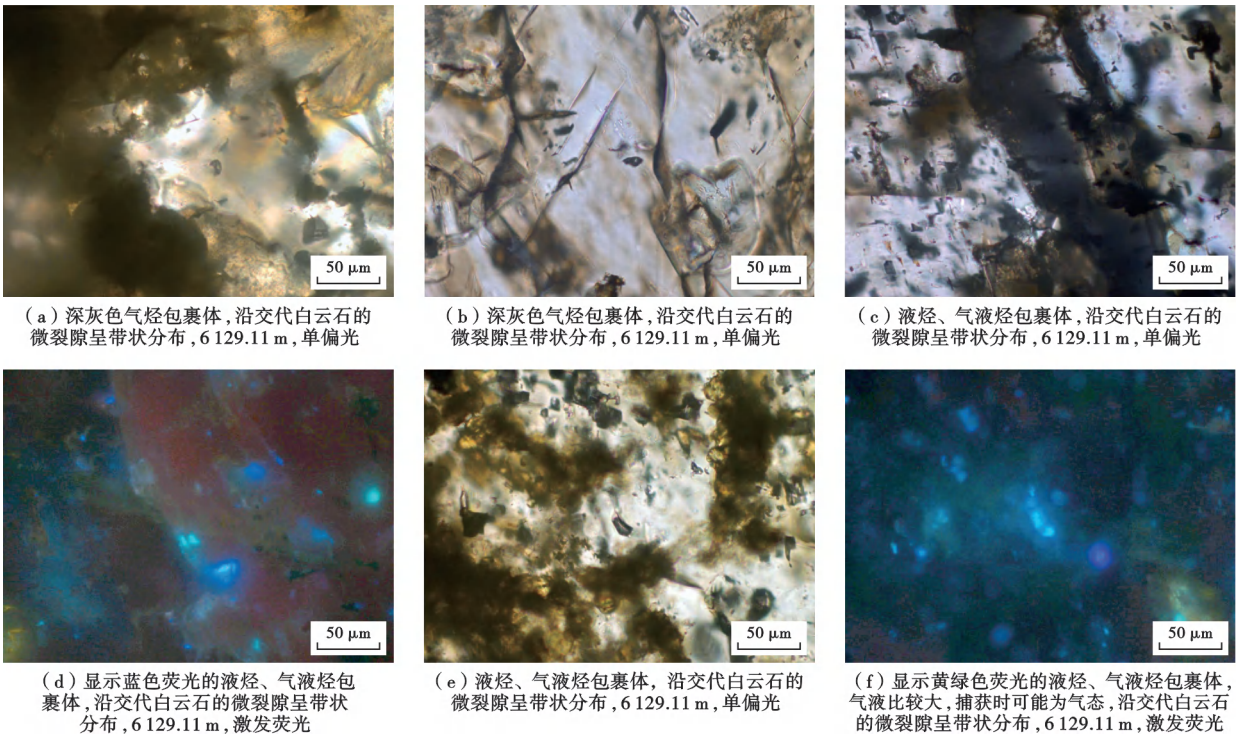


图 13 达巴松凸起盆北 1 井石炭系储层流体包裹体显微特征

Fig. 13 Microscopic characteristics of fluid inclusions in Carboniferous reservoirs of Well Penbei1 in Dabasong uplift

与油相比,甲烷气的生成时间相对较晚,充注时期也较晚,甲烷气充注时期较成岩期晚,甲烷气被捕获形成气包裹体的难度较大。达巴松凸起盆北 1 井石炭系储层中气包裹体的 GOI 为 4%,由于气包裹体的 GOI 没有明确的标准值,难以根据固定数值判断天然气充注强度。笔者选取四川盆地川中气田的须家河组气层并与之对比。川中气田为中国大—中型气田,其储层中气包裹体的 GOI 主要分布在 1%~4%。由此可知,盆北 1 井甲烷气的充注强度较大,完全可以形成气层。

5.3 成藏模式

前期的研究认为,达巴松凸起石炭系油气成藏模式以“新生古储、源-储大跨度对接”成藏模式为主,油气源主要来自二叠系风城组烃源岩;风城组烃源岩与石炭系储层形成大跨度对接,由此保障了高油气充注强度,是油气成藏的基础。该模式下的勘探领域相对局限,勘探拓展难度大。盆北 1 井的钻探证实,达巴松凸起的石炭系具备成藏潜力,其油气来自石炭系烃源岩和二叠系风城组烃源岩,并运移、充注到石炭系储层中成藏,由此建立“石炭系—二叠系双源供烃、古凸起富集、构造-岩体共同控藏”的成藏模式(图 14)。在新的油气成藏模式下,石炭系勘探领域及目标类型更为丰富,勘探价值大大提高。

6 盆北 1 井勘探突破的意义

在盆北 1 井石炭系大型构造中实现勘探重大突

破,其过程殊为不易。油田公司前期部署的勘探井在研究区的石炭系中均未获得突破,但揭示了深层油气显示丰富、油质轻、普遍含气和异常高压等特点,这使得研究人员对深层天然气勘探仍然充满信心。进一步的研究认为,石炭系“新生古储”型油气成藏的关键要素在于大跨度供烃窗口有利于风化壳与内幕规模成藏。此外,准噶尔盆地西部的石炭系也可能发育烃源岩,具备生气潜力。结合对盆 1 井西凹陷主力烃源岩开展的热演化模拟分析认为,准噶尔盆地西部深层下组合为天然气勘探新领域,具备形成大型天然气富集区的地质条件。其特征表现为:在平面上,越靠近凹陷的烃源岩分布区,天然气越富集;在纵向上,从浅到深,储层规模依次变大。在这一新认识的指导下,油田公司对准噶尔盆地西部深层石炭系构造目标进行了重新分类,精细刻画了盆 1 井西凹陷的鼻凸构造带,最终部署并上钻盆北 1 井,获得重大油气发现。

准噶尔盆地西部前期经过长期探索,仅在边部凸起带发现“新生古储”型油气藏。而盆北 1 井部署在坳陷中部的古凸起带,其石炭系获得了高产天然气流,这一勘探突破不仅展示盆地西部深层具有广阔的规模天然气勘探前景,同时也具有重大的战略意义。首先,盆北 1 井石炭系的勘探突破证实研究区深层石炭系发育烃源岩,形成了自生自储的天然气藏;其次,勘探实践证实深层石炭系发育高孔优质火山岩储层,这极大地提高了盆地西部石炭系的勘探价值,使得研究区有望

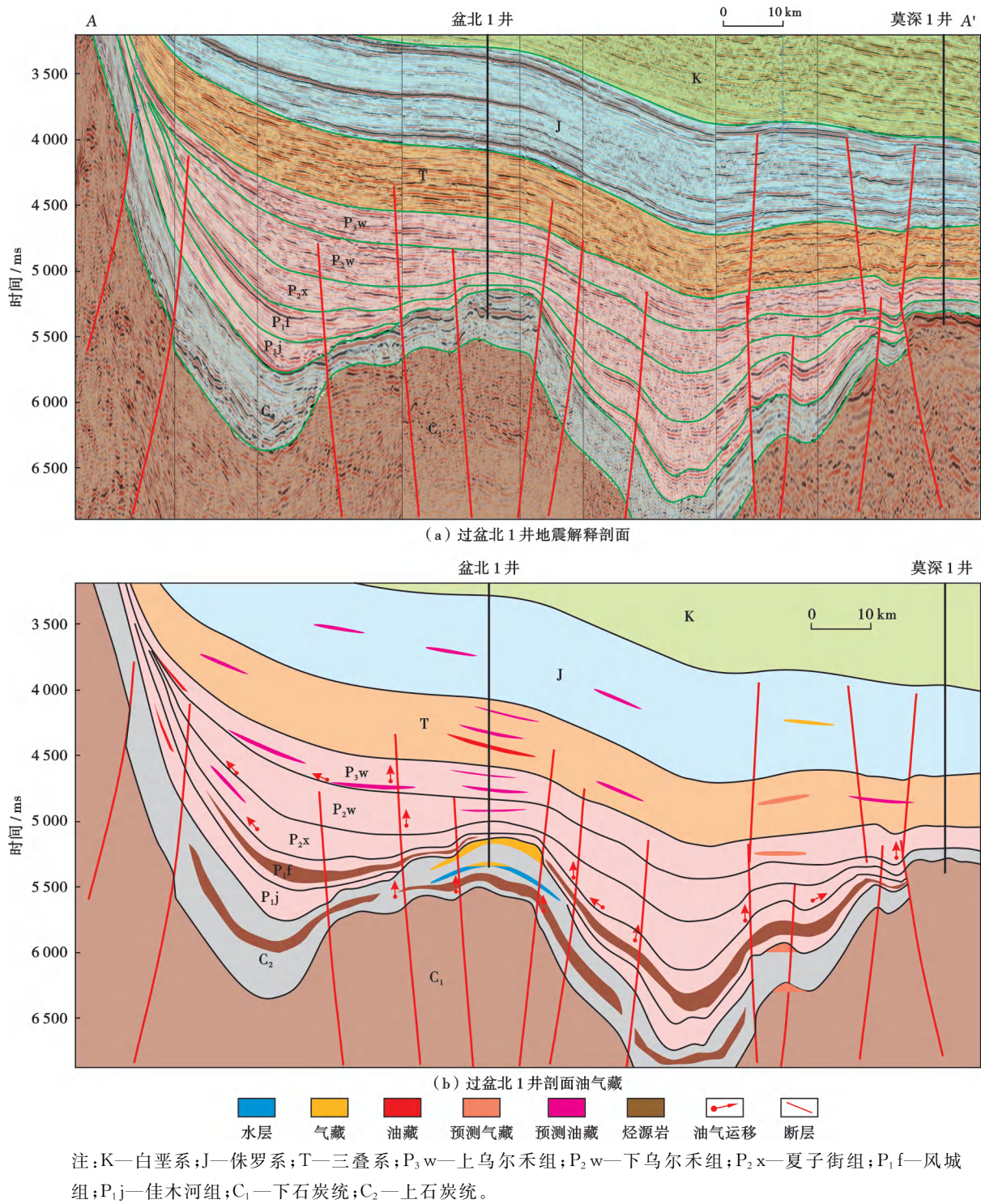


图 14 达巴松凸起盆北 1 井油气成藏模式(剖面位置见图 1)

Fig. 14 Hydrocarbon accumulation model of Well Penbeil in Dabasong uplift

成为准噶尔盆地重要的天然气战略接替领域。前期的评价认为,在准噶尔盆地西部古隆起,石炭系的天然气资源量约为 $2\,168\times 10^8\text{m}^3$ 。盆北 1 井石炭系天然气的勘探突破将进一步推动准噶尔盆地底部古隆起内石炭系的勘探进程,对实现“油盆找气”以及风险井、预探井的快速部署具有重要意义。

7 结 论

- (1) 盆北 1 井的勘探实践明确了准噶尔盆地西部石炭系发育烃源岩,石炭系油气藏中的天然气主要来自石炭系烃源岩,原油主要来自二叠系烃源岩。
- (2) 盆北 1 井石炭系上段主要发育含角砾岩屑凝

灰岩,储集空间以晶内溶蚀孔最为发育,其次为基质溶蚀孔和晶间孔,储层的平均孔隙度为 25.87%,平均渗透率为 2.159 mD,为高孔、中—低渗储层。这预示着在达巴松凸起,石炭系火山岩储层具有巨大的勘探潜力。

(3) 盆北 1 井石炭系气藏为构造背景控制下的层状气藏,油气沿构造顶部高孔隙度的火山岩富集,油气充注期次多、强度大。通过研究,建立了盆北 1 井“石炭系—二叠系双源供烃、古凸起富集、构造-岩体共同控藏”的成藏新模式,其中,石炭系烃源岩具有良好的生气能力。该模式显著拓宽了石炭系的勘探领域。

(4) 在准噶尔盆地西部古隆起内,石炭系的天然气预测资源量约为 $2\,168\times10^8\text{ m}^3$,而盆北 1 井在石炭系获得高产工业气流的勘探突破证实,盆地西部古隆起大型构造内的石炭系具备天然气高产条件,是重要的天然气勘探领域。盆北 1 井的勘探突破对进一步推动准噶尔盆地西部古隆起内石炭系的勘探进程具有重要意义。

参 考 文 献

[1] 赵伟全,杨磊磊,何文军,等. 准噶尔盆地玛湖凹陷风城组云质泥页岩储层成岩作用及其对储层发育的指示意义[J]. 地质学报, 2024,98(7):2233-2244.
ZHAO Weiquan, YANG Leilei, HE Wenjun, et al. Diagenesis of dolomitic shale reservoir and its indicative significance for reservoir development in the Fengcheng Formation, Mahu sag of Junggar Basin [J]. Acta Geologica Sinica, 2024,98(7):2233-2244.

[2] 贾承造,何登发,雷振宇,等. 前陆冲断带油气勘探[M]. 北京:石油工业出版社,2000:18-23.
JIA Chengzao, HE Dengfa, LEI Zhenyu, et al. Exploration of oil and gas in the foreland thrust belt[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2000:18-23.

[3] 蔡忠贤,陈发景,贾振远. 准噶尔盆地的类型和构造演化[J]. 地质前缘,2000,7(4):431-440.
CAI Zhongxian, CHEN Fajing, JIA Zhenyuan. Types and tectonic evolution of Junger Basin[J]. Earth Science Frontiers, 2000,7(4):431-440.

[4] 卢苗安. 天山东段盆地构造格局的多期演变[D]. 北京:中国地震局地质研究所,2007.
LU Miaoan. Multistage evolution of the basin-and-range structure of the eastern section of the Tianshan Mountains[D]. Beijing: Institute of Geology, China Earthquake Administration, 2007.

[5] 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.
YANG Haibo, CHEN Lei, KONG Yuhua. A novel classification of structural units in Junggar Basin[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2004,25(6):686-688.

[6] 何登发,吴松涛,赵龙,等. 环玛湖凹陷二叠—三叠系沉积构造背景及其演化[J]. 新疆石油地质,2018,39(1):35-47.
HE Dengfa, WU Songtao, ZHAO Long, et al. Tectono deposi-

tional setting and its evolution during Permian to Triassic around Mahu sag, Junggar Basin[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2018, 39(1):35-47.

[7] 赖世新,黄凯,陈景亮,等. 准噶尔晚石炭世、二叠纪前陆盆地演化与油气聚集[J]. 新疆石油地质,1999,20(4):293-297.
LAI Shixin, HUANG Kai, CHEN Jingliang, et al. Evolution and oil/gas accumulation of Late Carboniferous and Permian foreland basin in Junggar Basin[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 1999,20(4):293-297.

[8] 许建东,马宗晋,曲国胜,等. 准噶尔盆地西北缘盆山耦合关系研究[J]. 新疆石油地质,2008,29(2):143-146.
XU Jiandong, MA Zongjin, QU Guosheng, et al. Study on basin-range coupling along northwestern margin of Junggar Basin[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2008,29(2):143-146.

[9] 杨帆,卫延召,杨春,等. 准噶尔盆地玛湖地区石炭系构造圈闭勘探潜力[J]. 天然气地球科学,2016,27(2):251-260.
YANG Fan, WEI Yanzhao, YANG Chun, et al. Evaluation of Carboniferous structural traps of Mahu sag in the Junggar Basin [J]. Natural Gas Geoscience, 2016,27(2):251-260.

[10] 阿布力米提·依明,查明,杨帆,等. 玛湖—达巴松地区石炭系火成岩储集层分布及其控制因素[J]. 新疆石油地质,2019,40(5):564-569.
ABLIMIT Yiming, ZHA Ming, YANG Fan, et al. Carboniferous igneous reservoir distribution and its controlling factors in Mahu-Dabasong area, Junggar Basin[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2019,40(5):564-569.

[11] 卞保力,江梦雅,王学勇,等. 重磁电(井)震综合物探技术在识别达巴松凸起石炭系深部火山岩中的应用[J]. 地球学报,2022,43(5):711-718.
BIAN Baoli, JIANG Mengya, WANG Xueyong, et al. Application of integrated exploration based on gravity, magnetic, magnetotelluric, well, and seismic properties in the identification of deep volcanic rocks of carboniferous in Dabasong uplift[J]. Acta Geoscientica Sinica, 2022,43(5):711-718.

[12] 李宗浩,王春利,李卉,等. 达巴松凸起石炭系火山岩油气勘探技术研究[J]. 西南石油大学学报(自然科学版),2021,43(3):51-60.
LI Zonghao, WANG Chunli, LI Hui, et al. Technology research of igneous reservoir exploration in Dabasong uplift[J]. Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition), 2021,43(3):51-60.

[13] 阿布力米提·依明. 准噶尔盆地中央坳陷西部深层油气成因与成藏机理[D]. 青岛:中国石油大学(华东),2021.
ABLIMIT Imin. Generation and accumulation of deep-seated oil and gas in the western central depression of Junggar Basin[D]. Qingdao: China University of Petroleum (East China), 2021.

[14] 陈建平,王绪龙,邓春萍,等. 准噶尔盆地烃源岩与原油地球化学特征[J]. 地质学报,2016,90(1):37-67.
CHEN Jianping, WANG Xulong, DENG Chunping, et al. Geochemical features of source rocks and crude oil in the Junggar Basin, Northwest China[J]. Acta Geologica Sinica, 2016,90(1):37-67.

[15] 王绪龙,支东明,王屿涛,等. 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.
WANG Xulong, ZHI Dongming, WANG Yutao, et al. Source rocks and oil-gas geochemistry in Junggar Basin[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2013.

[16] 曹剑,雷德文,李玉文,等. 古老碱湖优质烃源岩:准噶尔盆地

二叠统风城组[J]. 石油学报, 2015, 36(7): 781-790.

CAO Jian, LEI Dewen, LI Yuwen, et al. Ancient high-quality alkaline lacustrine source rocks discovered in the Lower Permian Fengcheng Formation, Junggar Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 2015, 36(7): 781-790.

[17] 刘得光, 周路, 李世宏, 等. 玛湖凹陷风城组烃源岩特征与生烃模式[J]. 沉积学报, 2020, 38(5): 946-955.

LIU Deguang, ZHOU Lu, LI Shihong, et al. Characteristics of source rocks and hydrocarbon generation models of Fengcheng Formation in Mahu depression[J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2020, 38(5): 946-955.

[18] 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.

QIN Zhijun, CHEN Lihua, LI Yuwen, et al. Paleo-sedimentary setting of the Lower Permian Fengcheng alkali lake in Mahu sag, Junggar Basin[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2016, 37(1): 1-6.

[19] 任江玲, 靳军, 马万云, 等. 玛湖凹陷早二叠世咸化湖盆风城组烃源岩生烃潜力精细分析[J]. 地质论评, 2017, 63(S1): 51-52.

REN Jiangling, JIN Jun, MA Wanyun, et al. Analysis of hydrocarbon potential of Fengcheng saline lacustrine source rock of Lower Permian in Mahu sag, Junggar Basin[J]. Geological Review, 2017, 63(S1): 51-52.

[20] 汪梦诗, 张志杰, 周川闽, 等. 准噶尔盆地玛湖凹陷下二叠统风城组碱湖岩石特征与成因[J]. 古地理学报, 2018, 20(1): 147-162.

WANG Mengshi, ZHANG Zhijie, ZHOU Chuanmin, et al. Lithological characteristics and origin of alkaline lacustrine of the Lower Permian Fengcheng Formation in Mahu sag, Junggar Basin[J]. Journal of Palaeogeography, 2018, 20(1): 147-162.

[21] 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.

WANG Xiaojun, WANG Tingting, CAO Jian. Basic characteristics and highly efficient hydrocarbon generation of alkaline-lacustrine source rocks in Fengcheng Formation of Mahu sag[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2018, 39(1): 9-15.

[22] 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.

ZHI Dongming, CAO Jian, XIANG Baoli, et al. Fengcheng alkaline lacustrine source rocks of Lower Permian in Mahu sag in Junggar Basin: hydrocarbon generation mechanism and petroleum resources reestimation[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2016, 37(5): 499-506.

[23] 韩杨, 杨海波, 郭文建, 等. 准噶尔盆地盆 1 井西凹陷二叠系烃源岩生烃演化史及成藏模式[J]. 东北石油大学学报, 2023, 47(1): 30-43.

HAN Yang, YANG Haibo, GUO Wenjian, et al. Hydrocarbon generation evolution and accumulation of Permian source rocks in the well PEN1 western depression of Junggar Basin[J]. Journal of Northeast Petroleum University, 2023, 47(1): 30-43.

[24] ABILIMIT Yiming, DING Xiujian, QIAN Liangrong, et al. Gas generation potential of Permian oil-prone source rocks and natural gas exploration potential in the Junggar Basin, NW China[J]. Applied Sciences, 2022, 12(22): 11327.

[25] 蒋中发, 王学勇, 江梦雅, 等. 准噶尔盆地石西地区石炭系油藏油源分析[J]. 地球化学, 2023, 52(3): 311-319.

JIANG Zhongfa, WANG Xueyong, JIANG Mengya, et al. Oil source correlation of Carboniferous reservoir in Shixi area, Junggar Basin[J]. Geochimica, 2023, 52(3): 311-319.

[26] 唐勇, 王彦君, 郭娟娟, 等. 准噶尔盆地夏盐凸起多层系油气富集条件及勘探前景[J]. 石油学报, 2023, 44(4): 583-597.

TANG Yong, WANG Yanjun, GUO Juanjuan, et al. Enrichment conditions and exploration prospects of oil and gas in multi-layer system in Xiayan uplift, Junggar Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 2023, 44(4): 583-597.

[27] 蒋文龙, 阿布力米提·依明, 卞保力, 等. 准噶尔盆地西北缘风城组烃源岩热演化生物标志化合物变化及意义[J]. 新疆石油地质, 2022, 43(6): 684-692.

JIANG Wenlong, ABLIMIT Yiming, BIAN Baoli, et al. Changes and significance of biomarkers in thermal evolution of Fengcheng Formation source rocks in northwestern margin of Junggar Basin[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2022, 43(6): 684-692.

[28] 王林, 徐佑德, 张曰静, 等. 准噶尔盆地车排子凸起石炭系储层主控因素及发育模式[J]. 东北石油大学学报, 2020, 44(2): 79-90.

WANG Lin, XU Youde, ZHANG Yuejing, et al. Predominant factors and development mode of Carboniferous reservoirs in Chepaizi uplift, Junggar Basin[J]. Journal of Northeast Petroleum University, 2020, 44(2): 79-90.

[29] 白国帅, 蒋有录, 侯帅, 等. 龙风山地区火石岭组火山岩优质储层主控因素及成因机制[J]. 地球科学, 2022, 47(5): 1748-1761.

BAI Guoshuai, JIANG Youlu, HOU Shuai, et al. Main controlling factors and genetic mechanism of high-quality volcanic reservoirs in Huoshiling Formation of Longfengshan area[J]. Earth Science, 2022, 47(5): 1748-1761.

[30] 孟凡超, 周立宏, 魏嘉怡, 等. 渤海湾盆地黄骅坳陷潜山中生界火山岩储层特征及成储机制[J]. 中南大学学报(自然科学版), 2021, 52(3): 859-875.

MENG Fanchao, ZHOU Lihong, WEI Jiayi, et al. Characteristics and formation mechanism of Mesozoic volcanic reservoirs from buried hills in Huanghua depression, Bohai Bay Basin[J]. Journal of Central South University (Science and Technology), 2021, 52(3): 859-875.

[31] LISK M, O'BRIEN G W, EADINGTON P J. Quantitative evaluation of the oil-leg potential in the Oliver gas field, Timor Sea, Australia[J]. AAPG Bulletin, 2002, 86(9): 1531-1542.

(收稿日期 2024-07-02 改回日期 2024-08-28 编辑 雷永良)