

银额盆地潜山油气藏地质新认识及勘探突破

段金宝¹,徐田武²,万涛¹,王学军¹,王德波²,万晶²,刘韬³,史大海²(1. 中国石化中原油田分公司,河南濮阳 457001;2. 中国石化中原油田分公司勘探开发研究院,河南濮阳 457001;
3. 中国石化石油勘探开发研究院,北京 102206)

摘要:银额盆地是在前中生界变质褶皱基底上发育的中-新生代断陷湖盆。基于G6井和G18井的最新勘探成果,研究了变质岩褶皱潜山油气藏的成储控制因素和油气性质及来源,分析了潜山油气藏富集高产的主控因素,建立了银额盆地潜山油气藏成藏模式。野外地质勘查及室内测试研究认为,白云石大理岩是基岩潜山成储的优势岩相,受多期构造作用改造,发育3期裂缝。孔、缝和洞耦合形成了复杂的“网络式”储集复合体,其有利储集体主要受区域动力变质和深大断裂耦合控制。微量元素等测试分析表明,巴(巴音戈壁组)一段为弱还原、半咸水沉积环境,较有利于有机质的发育和保存,形成了以Ⅱ₁型有机质为主的纹层状泥页岩。该类泥页岩具有高总有机碳含量(TOC)、早期生油、晚期生气的成烃特点,其分布受次洼沉积中心控制,主要分布在斜坡带中、低部位。该区变质岩褶皱潜山油气藏富集高产有3个关键要素:①多期断裂和风化淋滤是白云石大理岩成储关键;②斜坡带中、低部位优质烃源岩分布决定了潜山油气藏的生油、运移和富集;③近源连续强充注是潜山油气藏高产的关键因素。多信息融合技术的综合应用是潜山油气藏勘探取得重大突破的关键原因。

关键词:白云石大理岩;变质岩褶皱;基岩潜山;优质烃源岩;潜山油气藏;拐子湖凹陷;银额盆地

中图分类号:TE122.3 **文献标识码:**A

New geological insights and exploration breakthroughs of buried-hill hydrocarbon reservoirs in the Yingen-Ejinaqi Basin

DUAN Jinbao¹, XU Tianwu², WAN Tao¹, WANG Xuejun¹, WANG Debo², WAN Jing², LIU Tao³, SHI Dahai²

(1. Zhongyuan Oilfield Company, SINOPEC, Puyang, Henan 457001, China; 2. Exploration and Development Research Institute, Zhongyuan Oilfield Company, SINOPEC, Puyang, Henan 457001, China; 3. Petroleum Exploration and Production Research Institute, SINOPEC, Beijing 102206, China)

Abstract: The Yingen-Ejinaqi Basin (also referred to as the Yin'e Basin) represents a Meso-Cenozoic faulted lacustrine basin occurring on the pre-Mesozoic metamorphic folded basement. In 2025, high-yield oil flow with a daily oil equivalent exceeding 400 m³ was obtained from well G18 drilled in the hinterland of the basin. In this study, based on the latest exploration outcomes from wells G6 and G18, we investigate the factors governing the reservoir formation, as well as the hydrocarbon properties and sources, of hydrocarbon reservoirs in the metamorphic folded buried hills within the Yin'e Basin. Accordingly, the major factors controlling the hydrocarbon enrichment and high productivity of the buried-hill hydrocarbon reservoirs are analyzed, and the hydrocarbon accumulation pattern of these reservoirs is established. Field geological explorations and laboratory tests indicate that dolomite marbles represent the dominant lithofacies for reservoir formation in bedrock buried hills. These marbles contain three-stage fractures due to the modification by multi-stage tectonic activities. Reticular storage complexes are formed by the coupling of pores, fractures, and vugs, with the distribution of favorable reservoirs primarily controlled by the coupling of regional dynamic metamorphism and deep-seated faults. The test and analytical results of trace elements reveal that the 1st member of the Bayin Gobi Formation (also referred to as the Ba 1 Member) was deposited in a weakly reducing, brackish-water environment. Such a sedimentary setting created favorable conditions for the development and preservation of organic

收稿日期:2025-10-07;修回日期:2026-02-06。

第一作者简介:段金宝(1981—),男,研究员,油气地质勘探。E-mail: jbdan@126.com。

基金项目:中国石化科技部项目(P23228)。

matter, leading to the formation of lamellar shales with organic matter dominated by type II₁ kerogen. These shales are characterized by high total organic carbon (TOC) content, early-stage oil generation, and late-stage gas generation. Controlled by the depocenters of sub-sags, these shales primarily occur in the middle and lower parts of slope zones. The hydrocarbon enrichment and high productivity of hydrocarbon reservoirs in metamorphic folded buried hills in the Yin'e Basin are attributed to three key factors. First, multi-stage faulting, along with weathering and leaching, plays a key role in the reservoir formation of dolomite marbles. Second, the distribution of high-quality source rocks in the middle and lower parts of slope zones determines the hydrocarbon generation, migration, and enrichment of the buried-hill hydrocarbon reservoirs. Third, sustained and intense proximal hydrocarbon charging is identified as the key factor contributing to the high productivity of these reservoirs. The key reason for exploration breakthroughs in the buried-hill hydrocarbon reservoirs is the integrated application of multi-source information fusion technologies.

Key words: dolomite marble, metamorphic rock fold, bedrock buried hill, high-quality hydrocarbon source rock, buried hill hydrocarbon reservoir, Guaizihu Sag, Yingen-Ejinaqi Basin

引用格式:段金宝,徐田武,万涛,等. 银额盆地潜山油气藏地质新认识及勘探突破[J]. 石油与天然气地质, 2026, 47(3): 777-795. DOI: 10. 11743/ogg20260305.

DUAN Jinbao, XU Tianwu, WAN Tao, et al. New geological insights and exploration breakthroughs of buried-hill hydrocarbon reservoirs in the Yingen-Ejinaqi Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2026, 47(3): 777-795. DOI: 10. 11743/ogg20260305.

全球基岩潜山油气藏的勘探最早始于委内瑞拉 Maracaibo 盆地的拉帕斯油田^[1]。随后,在非洲 Bongor 盆地^[2]和越南湄公盆地^[3]等地相继获得高产工业油流,累计探明储量达数十亿吨^[4]。基岩潜山油气藏因而成为全球油气勘探的重要目标之一^[5]。

近年来,中国东、西部多个断陷盆地和叠合盆地^[6]的潜山勘探取得一系列突破^[7-41]。例如,在渤海湾盆地渤中19-6、蓬莱9-1、兴隆台和曙光等油气田的太古宇花岗片麻岩和中生界火山岩^[7-19, 24-28, 37-39],以及南海北部湾盆地涠西南坳陷的古生界花岗岩和石炭系碳酸盐岩^[20-21, 40-41]中均发现了亿吨级潜山油气藏;在珠江口盆地惠州26-6油气田的中生界花岗岩-火山杂岩^[22-23]、柴达木盆地东坪地区的新元古界花岗岩^[29-31]、渤海湾盆地济阳凹陷的下古生界白云岩和上古生界陆相碎屑岩^[32-36]中均发现了千万吨级油气藏,展现出良好的勘探潜力。

然而,上述勘探实践的结果亦表明,中国潜山油气藏主要层系跨度大(从太古宇、元古宇、古生界到中生界)、岩性复杂多变(包括火成岩、变质岩、碳酸盐岩和碎屑岩等),源-储配置关系复杂。不同类型潜山油气藏的成藏过程各异,导致勘探过程呈现出曲折性和复杂性^[42-47]。

银额盆地是以前中生界变质岩褶皱为基底的中-新生代断陷湖盆,其潜山油气藏的勘探同样经历了从兼探发现、探索无果到攻关突破的曲折过程。2018年,中国石化中原油田在银额盆地部署实施的G6井,

试获日产原油211.0 m³、天然气10.7 × 10⁴ m³的高产油气流,首次在基岩潜山实现了勘探突破。随后,按照“主探常规碎屑岩、兼探基岩潜山”的勘探思路甩开探索,逐步发现盆地潜山勘探面临3大难点:成储主控因素不清、油气来源不明以及富集高产机制不明确。具体表现为:①目前银额盆地基岩潜山已钻遇8种中-低变质岩,纵、横向岩性差异大,非均质性强,有利岩相分布和优质储层主控因素不明;②盆地内发育31个中、小型断陷湖盆,具有单断箕状式、双断断超式等湖盆结构样式,沉积和沉降中心频繁迁移,导致优质烃源岩的发育层系及其主控因素不清;③盆地已钻探揭示出稠油、黑油、挥发油和凝析气藏等多种油气藏类型,其中G6井和G18井所获潜山油气藏气/油比差异大,原油处于高-过高成熟阶段,油气成藏过程和差异富集机制不明。

针对上述难点,综合运用12条野外地质剖面(总长122 km)的露头资料、14口井的钻-测-录-试井数据和1 958块岩心分析资料,通过系统评价和区带优选,于2024年7月率先在银额盆地拐子湖凹陷南部变质岩褶皱隆起区部署重点探井G18井。该井完钻井深达4 595 m。2025年8月,对白云石大理岩储层段(埋深4 133 ~ 4 300 m)实施长井段深穿透密集射孔,试获自喷日产原油205.20 m³、天然气20.62 × 10⁴ m³的高产油气流。基于系统研究和新井钻探资料,剖析了银额盆地基岩潜山油气藏的成烃、成储特征和油气富集高产的主控因素,以期对中国北方同类型基岩潜山油气

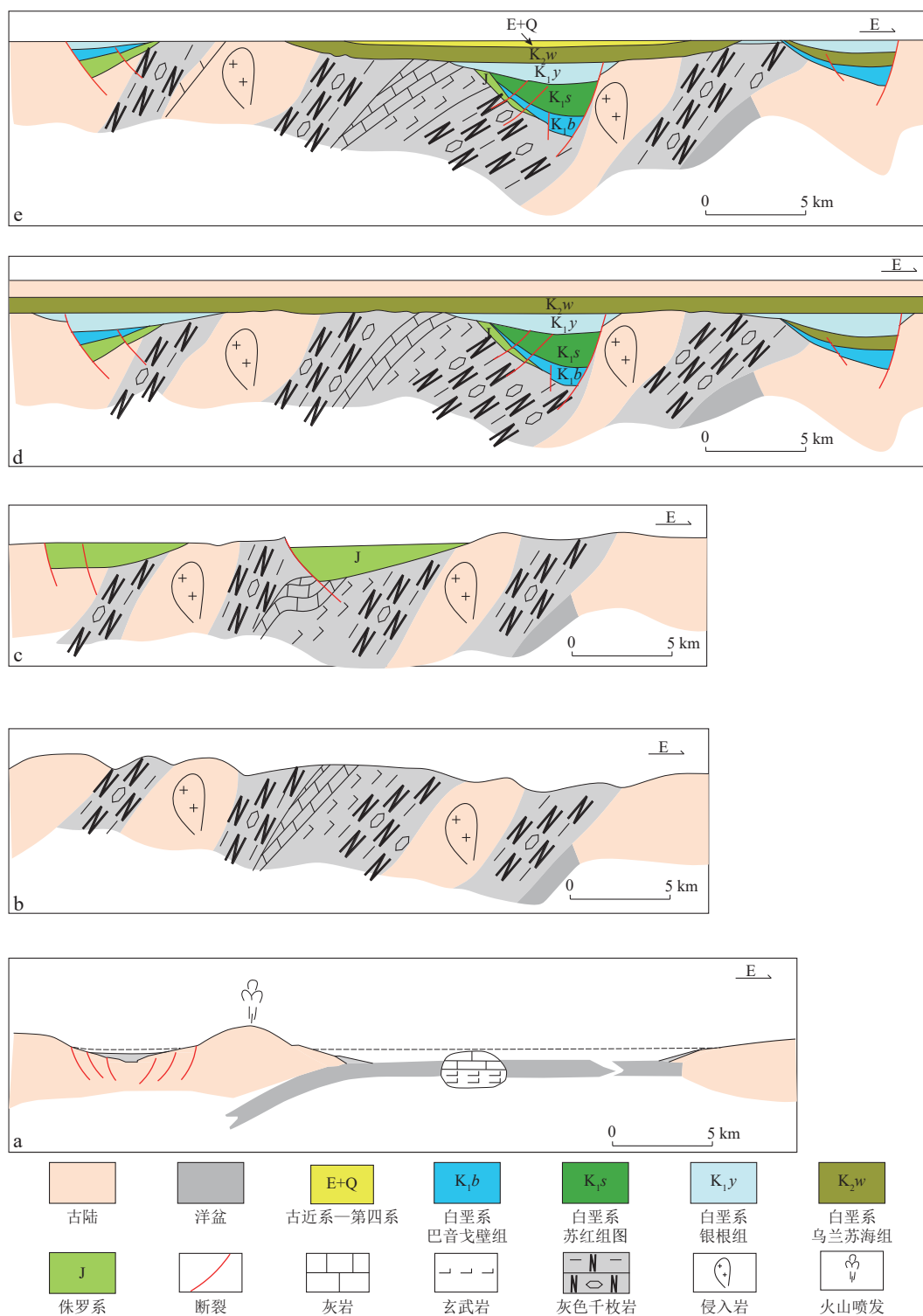


图2 银额盆地构造演化模式示意图(剖面位置见图1a)

Fig. 2 Diagrams showing the tectonic evolutionary pattern of the Yin'e Basin (see Fig. 1a for section location)

a. 元古宙—晚古生代海—陆演化; b. 二叠纪末—三叠纪中期挤压造山; c. 侏罗纪局部裂陷; d. 白垩纪裂陷—拗陷; e. 古近纪—第四纪挤压抬升

底部为厚层灰色含砾粗砂岩和含砾不等砾砂岩;中部为灰色和浅灰色泥岩,夹薄层灰色细砂岩和灰色粉砂岩;上部为紫红色泥岩,整体构成一个完整的沉积旋回。目前,该区已发现的油气藏主要分布于前中生界和巴音戈壁组。

1.2 勘探历程

自20世纪50年代以来,银额盆地的油气勘探历程可划分为3个阶段:盆地评价与凹陷优选阶段、主探巴音戈壁组兼探基岩潜山阶段和变质岩褶皱潜山攻关与

突破阶段。

1) 盆地评价及凹陷优选阶段(1955—2008年)

本阶段在早期野外石油地质调查基础上,实施了重力、航磁、电法、化探和二维地震勘查等工作,开展了多项专题研究和石油地质综合评价。明确盆地是前中生界基底之上发育的中-新生代断陷群,可进一步划分为31个凹陷和25个凸起。期间,先后在查干、天草和哈日等凹陷实施探井12口,其中10口井钻揭中生界烃源岩,证实了盆地具备规模性油气成藏的条件。

2) 主探巴音戈壁组、兼探基岩潜山阶段(2009—2023年)

以中生界为主要勘探目的层系,在查干和拐子湖等凹陷累计实施钻井80余口,上报探明石油地质储量 $1\,431 \times 10^4$ t。同时,兼探前中生界潜山油气藏,在拐子湖凹陷G6井实现高产突破。至2023年,以“主探巴音戈壁组、兼探基岩潜山”的勘探思路甩开探索,发现潜山勘探面临成储主控因素不清、油气主要来源不明和高产富集主控因素不清等问题,潜山勘探步入瓶颈期。

3) 变质岩褶皱潜山攻关与突破阶段(2024年至今)

2024年以来,通过盆-山结合,攻关基底地震资料重处理和高精度电法等技术,明确了拐子湖凹陷基岩潜山成藏模式和分布规律。在此基础上,优选凹陷南部基底逆冲断隆带,部署实施G18井。该井射孔自喷测试获日产油当量超 400 m^3 ,无阻流量 $1\,551\text{ m}^3$,创内蒙古地区潜山油气藏测试产量新高。

2 烃源岩特征及油气来源

2.1 主力烃源岩特征

2.1.1 烃源岩沉积环境

银额盆地及周缘白垩纪受造山后应力松弛-拉张作用影响^[48-49],形成了一系列断陷小湖盆。拐子湖凹陷钻井揭示,下白垩统巴一段岩性以深灰色泥岩和页岩为主。本研究利用微量元素对该层段沉积时期的古环境进行了分析。

微量元素[如钒(V)、镍(Ni)、铬(Cr)、铀(U)、钍(Th)、锶(Sr)、钡(Ba)和铷(Rb)等]对沉积环境变化敏感,在沉积物岩石中易保留原始环境信息,是重建古沉积环境的核心指标之一。其应用原理基于“分配系数效应”和“环境选择性富集-亏损”,即不同沉积环境

(如氧化-还原、盐度高低和水体深度等)的物理化学条件[如氧化还原电位(E_h)、酸碱度(pH)、盐度和温度]差异,会导致微量元素在水-沉积物界面发生选择性吸附、络合、沉淀或生物富集,最终在沉积物中形成可识别的“元素指纹”。

一般情况下,Sr/Rb元素含量比值与气候干旱程度正相关:比值越高,气候越干旱;比值越低,气候越湿润。

Sr/Cu元素含量比值主要用于指示沉积时期的古气候干湿条件,间接反映沉积环境的水动力和化学条件。干旱气候环境下Sr/Cu比值偏高,湿润气候环境下Sr/Cu比值偏低。

Ca/Mg元素含量比值主要用于判别古气候干湿变化,区分沉积环境类型(如海洋与湖泊),辅助判断物源与成岩作用。通常,Ca/Mg比值大于2.5指示湿润-半湿润气候,Ca/Mg比值介于1.5~2.5指示半干旱-半湿润气候,Ca/Mg比值小于1.5指示干旱-半干旱气候^[53-57]。

基于微量元素和黏土矿物含量等指标分析^[58],巴一段下部Sr/Cu比值为5.32,Ca/Mg比值为1.65,Sr/Rb比值为1.55,反映半干旱-半湿润气候;中部Sr/Cu比值介于3.84~19.62(平均值为9.42),Ca/Mg比值介于0.77~2.89(平均值为1.54),Sr/Rb比值介于1.67~12.97(平均值为3.84),碳指数介于0.78~1.99(平均值为1.30),反映半干旱-半湿润气候;上部Sr/Cu比值介于4.55~9.40(平均值为7.77),Ca/Mg比值介于0.99~2.02(平均值为1.49),Sr/Rb比值介于1.80~3.07(平均值为2.67),碳指数介于0.98~1.64(平均值为1.23),反映干旱-半湿润气候。整体来看,巴一段为干旱-温湿气候,湖盆中、低部具有一定的湖水分布,为烃源岩的形成与分布奠定了基础。

拐子湖凹陷钻井揭示,泥岩和页岩的姥姣烷/植烷含量比值介于0.83~1.07,伽马蜡烷/ C_{30} 藿烷含量比值介于0.34~0.59,揭示为弱还原、半咸水沉积环境。上述测试分析表明,巴一段沉积环境较有利于优质烃源岩的保存。

2.1.2 烃源岩地球化学特征

拐子湖凹陷巴音戈壁组巴一段烃源岩有机质丰度整体中等偏高,总有机碳含量(TOC)介于0.27%~1.71%,平均值为0.81%。其中,TOC $\geq 1.00\%$ 的样品占比32.9%,中等丰度($0.60\% \leq \text{TOC} < 1.00\%$)样品占比29.6%,表明局部发育优质烃源岩。与巴二段(TOC平均值为0.27%)相比,巴一段烃源岩有机质丰度优势

显著,是凹陷内最主要的生烃母质层。

母质类型干酪根稳定碳同位素比值($\delta^{13}\text{C}$)分析显示,巴一段烃源岩 $\delta^{13}\text{C}$ 主要集中在 $-32\text{‰} \sim -26\text{‰}$,整体属于I-II₁型有机质,以低等水生生物(藻类、细菌)贡献为主,同时混入少量高等植物有机质。显微组分镜检结果进一步佐证为II₁-II₂型有机质,具有较强的生油潜力。

成熟度指标方面,巴一段烃源岩镜质体反射率(R_0)普遍大于0.7%,埋深超过3 000 m的区域 R_0 可达1.3%~2.0%,表明其整体处于成熟-高成熟阶段。斜坡带部分烃源岩处于生油高峰期($0.7\% \leq R_0 < 1.3\%$),而洼陷带深部已进入高成熟阶段($R_0 \geq 1.3\%$),以生成凝析油气为主。

2.1.3 烃源岩分布特征

通过精细构造解释,发现拐子湖凹陷存在南、北两个次洼。G18井位于南次洼,G6井位于北次洼。G18井原油与G6井原油色谱-质谱特征存在差异:G18井原油具有“一高双低”(高 C_{30} 藿烷含量、低 C_{30} 重排藿烷含量和低伽马蜡烷含量)的特征,而G6井的原油具有“双高一低”(低 C_{30} 藿烷含量、高 C_{30} 重排藿烷含量和高伽马蜡烷含量)的特征。这表明拐子湖凹陷南、北次洼的潜山油气藏性质存在差异。油-源对比表明,其主要受南、北两个生烃次洼分别控制,每个次洼可成为一个独立的含油气系统。

钻、测录资料分析表明, TOC 大于0.8%的纹层状页岩主要分布在斜坡带中、低部位,构造隆起带高部位则不发育。例如,高部位的G5井、G9井和G8井纹层状页岩厚度分别为0.0和11.0 m,而斜坡中、低部位的GC1井、G4井、G6井和G10井纹层状页岩厚度分别为60.8、55.6、56.0和41.0 m。相比而言,斜坡带中、低部位纹层状页岩厚度大、热演化程度高,具有大量生烃特征,而高部位纹层状页岩厚度小、热演化程度较低,具有较弱生烃特征(图3,图4)。

2.2 油气来源

油-源对比结果表明,基岩潜山G6井的原油饱和烃质谱[质/荷比(m/z)=191]呈现“V”字型特征,表现为高 C_{30} 重排藿烷含量、低 C_{30} 藿烷含量和高伽马蜡烷含量的特征(图5a)。 C_{30} 藿烷/ C_{30} 重排藿烷含量比值为0.80, C_{30} 重排藿烷/伽马蜡烷含量比值为5.26。

$\text{TOC} < 0.8\%$ 的深灰色泥岩($\text{TOC} = 0.23\%$)饱和烃质谱呈现倒“V”型特征,表现为低 C_{30} 重排藿烷含量、高 C_{30} 藿烷含量和低伽马蜡烷含量的特征(图5d)。 C_{30} 藿

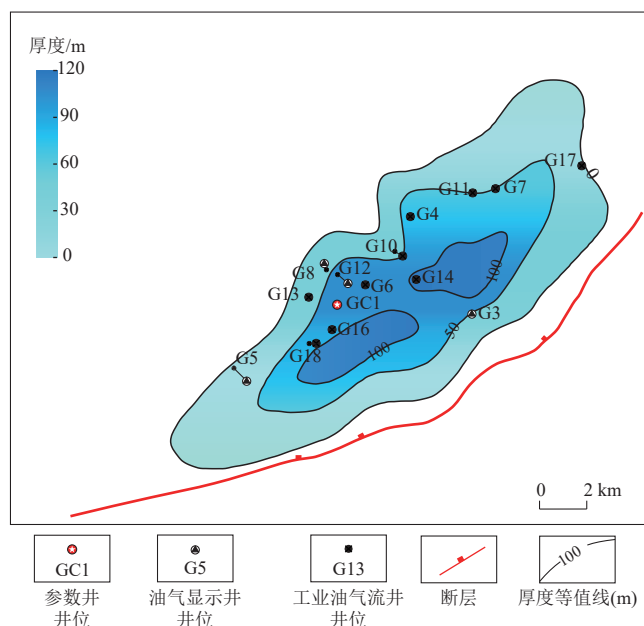


图3 银额盆地拐子湖凹陷巴一段暗色泥页岩厚度等值线图
Fig. 3 Isopach map of dark shales in the Ba 1 Member, Guaizihu Sag, Yin'e Basin

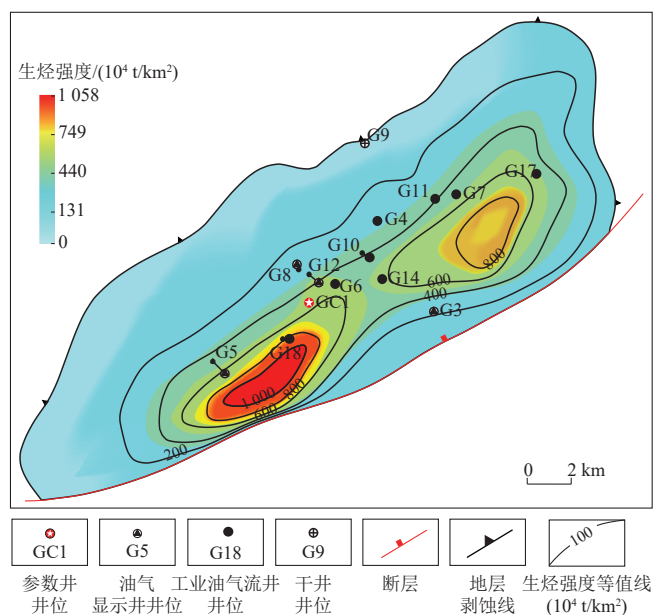


图4 银额盆地拐子湖凹陷巴一段生烃强度等值线图
Fig. 4 Contour map showing the hydrocarbon generation intensity of source rocks in the Ba 1 Member, Guaizihu Sag, Yin'e Basin

烷/ C_{30} 重排藿烷含量比值为1.28, C_{30} 重排藿烷/伽马蜡烷含量比值为1.32,与原油亲源性差。

与之相比,与之毗邻的 $\text{TOC} \geq 0.8\%$ 的纹层状泥页岩($\text{TOC} = 0.88\%, 1.50\%$)饱和烃质谱则表现出高 C_{30} 重排藿烷含量、低 C_{30} 藿烷含量和高伽马蜡烷含量的特征(图5b,c)。 C_{30} 藿烷/ C_{30} 重排藿烷含量比值介于0.45~0.78, C_{30} 重排藿烷/伽马蜡烷含量比值介于5.34~

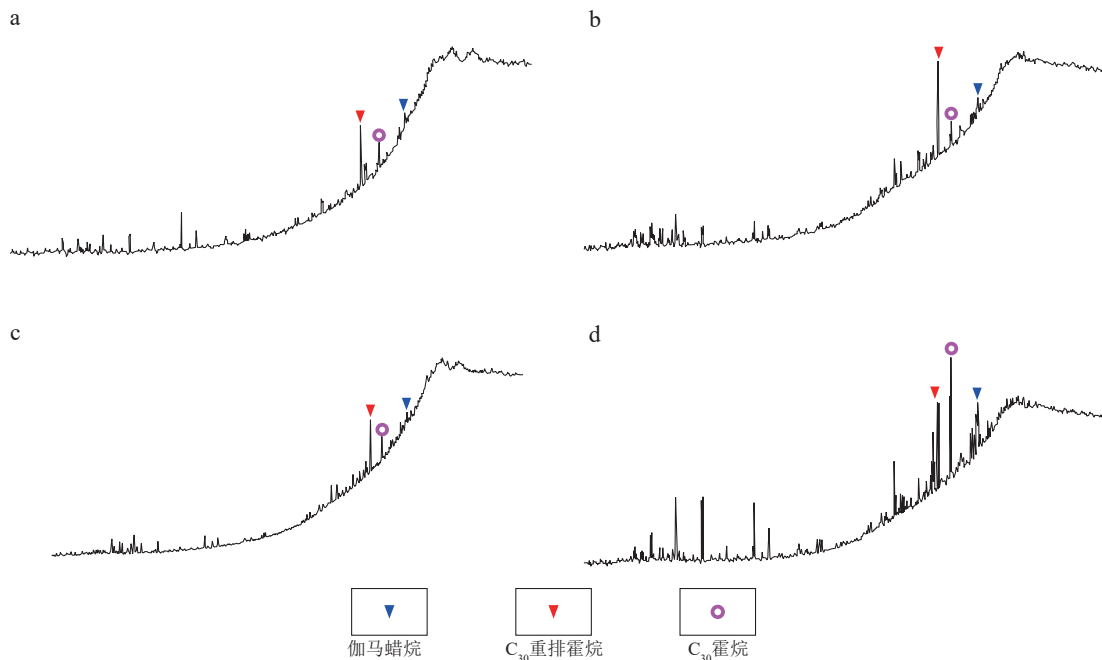


图5 银额盆地基岩潜山原油及巴音戈壁组烃源岩饱和烃质谱对比(m/z 191)

Fig. 5 Gas chromatography-mass spectrometry (GC-MS) spectra of crude oil from bedrock buried hills and source rocks in the Bayin Gobi Formation within the Yin'e Basin (m/z 191)

a. G6井,原油;b. GC1井,埋深3 616.42 m,灰黑色页岩, $TOC = 0.88\%$;c. GC1井,埋深3 615.72 m,灰黑色页岩, $TOC = 1.50\%$;d. GC1井,埋深3 551.22 m,深灰色泥岩, $TOC = 0.23\%$
 m/z . 质/荷比; TOC . 总有机碳含量

6.27,与原油具有亲缘性。

对应的族组分同位素分析表明, $TOC \geq 0.8\%$ 的纹层状泥页岩饱和烃稳定碳同位素比值介于 $-35.09\% \sim -34.86\%$, 芳烃为 $-33.59\% \sim -32.27\%$, 非烃为 $-31.75\% \sim -30.98\%$, 沥青质未检测出; $TOC < 0.8\%$ 的深灰色泥岩饱和烃稳定碳同位素比值为 -28.79% , 芳烃为 -28.35% , 非烃为 -27.51% , 沥青质未检测出。G6井潜山原油饱和烃稳定碳同位素比值为 -32.83% , 芳烃为 -31.60% , 非烃为 -30.72% , 沥青质未检测出, 其与 $TOC \geq 0.8\%$ 的纹层状泥页岩具有亲缘性。由此判识出 $TOC \geq 0.8\%$ 的纹层状泥页岩是潜山油气藏的主要供烃者。

以拐子湖凹陷的GC1井为例, 巴一段暗色泥岩最大厚度为250 m, $TOC \geq 0.8\%$ 的烃源岩主要为纹层状泥页岩, 占总样品数的32.9%。游离烃含量(S_1)+热解烃含量(S_2)为1.73~9.45 mg/g。烃源岩干酪根类型以I-II₁型为主。最高热解峰温(T_{max})达到433.7~462.0 °C。 R_o 介于1.02%~1.28%, 处于生烃高峰, 综合评价为中等-好烃源岩。这说明拐子湖凹陷具有较强的生烃能力。

为探讨巴一段不同有机质丰度的生烃能力, 选取均为巴一段的高丰度($TOC \geq 0.8\%$, 哈日凹陷YH2井)烃源岩和低丰度烃源岩($TOC < 0.8\%$, 查干凹陷Y22

井)进行模拟。通过黄金管热模拟, 巴一段烃源岩在 $R_o = 0.8\%$ 时达到生油高峰; 之后随着 R_o 的持续增加, 大量原油裂解成气。这表明, 巴音戈壁组优质源岩具有“早期大量生油、晚期大量生气”的成烃特征(图6)。对比分析两种不同丰度烃源岩热模拟生烃曲线相对面积占比, 高丰度烃源岩($TOC \geq 0.8\%$)生油贡献占烃源

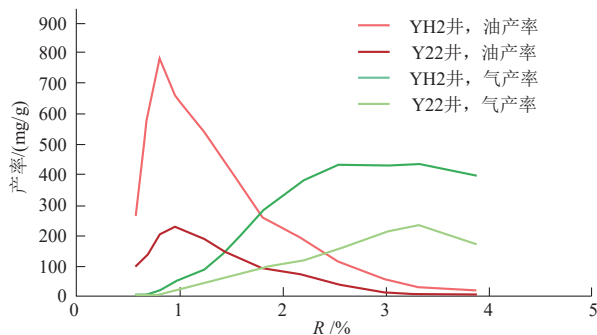


图6 银额盆地烃源岩产率判识图版

Fig. 6 Curves showing the hydrocarbon yields of source rocks in the Yin'e Basin

TOC . 总有机碳含量; R_o . 镜质体反射率

(YH2井样品, 巴一段, 灰色泥岩, $TOC = 1.8\%$, I型有机质, 样品原始状态下 $R_o = 0.40\%$; Y22井样品, 巴一段, 灰色泥岩, $TOC = 0.5\%$, II₂型有机质, 样品原始状态下 $R_o = 0.45\%$)

R_o . 镜质体反射率; TOC . 总有机碳含量

岩生油量的76%、生气量的71%,是主力烃源岩层系。近洼高成熟区烃源岩可大量生烃,可为近源变质岩褶皱潜山提供大量烃类来源。

3 储层特征及控制因素

3.1 储层特征

野外地质勘察表明,银额盆地位于多板块之间,由多个微地块、岛弧、蛇绿混杂岩带、海山和陆缘沉积物

组成^[52]。拐子湖凹陷钻井揭示前中生界基岩潜山岩性主要为一套区域动力变质岩,发育千枚岩、大理岩、变质砂岩、变质玄武岩和绿泥石片岩等8种岩性。

大理岩主要矿物为白云石,含量超过95%。镜下观察多为泥晶和粉晶,具粒状变晶结构,白云石等矿物颗粒之间紧密镶嵌状接触,裂缝和缝洞非常发育,部分充填方解石和石英。岩心局部可见条带、条纹和斑块状构造,断裂和孔洞发育,断口呈棱角状,断面较平直,具有玻璃光泽,局部夹石英脉体,遇稀盐酸反应不剧烈,加热后反应剧烈(图7a—c)。测井上明显表现为

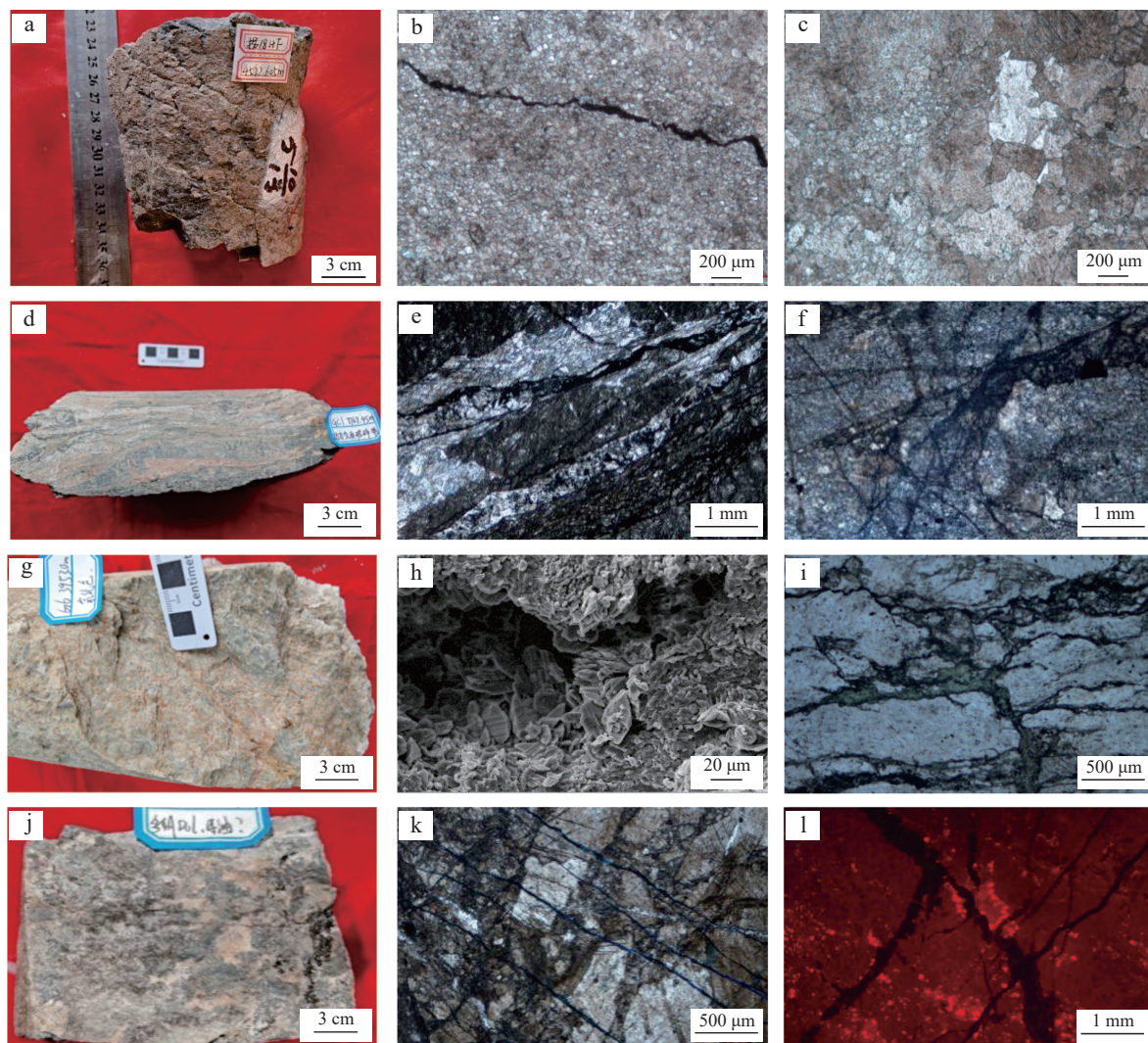


图7 银额盆地拐子湖凹陷基岩潜山裂缝发育特征典型岩心和显微照片

Fig. 7 Representative images showing the developmental characteristics of fractures in bedrock buried hills within the Guaizihu Sag, Yin'e Basin

- a. G18井,埋深4 522.60 m,灰白色大理岩,岩心;b. G18井,埋深4 204.14 m,泥晶白云石大理岩,普通薄片,单偏光;c. G18井,埋深4 522.60 m,泥晶白云石大理岩,普通薄片,单偏光;d. GC1井,埋深3 767.45 m,玄武岩动力变质破碎带,岩心;e. GC1井,埋深3 769.40 m,玄武岩糜棱化条带,普通薄片,单偏光;f. G18井,埋深4 522.13 m,角砾状白云质大理岩,显微晶白云石拉长变形,普通薄片,单偏光;g. G6井,埋深3 953.00 m,千枚岩裂缝面见泥质氧化现象,岩心;h. G6井,埋深3 958.10 m,白云质大理岩,风化溶蚀缝洞,扫描电镜;i. G10井,埋深4 011.66 m,石英岩或石英千枚岩,低角度网状缝发育,主要充填绿泥石,普通薄片,单偏光;j. G18井,埋深4 521.70 m,白云质大理岩,晚期裂缝充填白云石、方解石和原油,岩心;k. G18井,埋深4 520.88 m,白云质大理岩,晚期开启缝,普通薄片,单偏光;l. G6井,埋深3 957.00 m,白云石大理岩环带状白云石充填缝洞,晚期硅质脉不发光,普通薄片,阴极发光

“一低四高”(低伽马值,高电阻率、高声波时差、高密度和高中子孔隙度)的特征。

微电阻率扫描成像测井资料表明,典型的高导缝电成像图上表现为暗色或黑色的正弦曲线,将连续性好、颜色较暗的解释为高导缝;将连续性略差、部分被充填的解释为(半)充填缝。G18井在白云石大理岩井段内共拾取高导缝253条(图8a—c),高阻缝3条,高导缝倾向优势走向主要为NNE—SSW,优势倾向为SEE向,倾角以 $40^{\circ} \sim 60^{\circ}$ 中-高角度居多(图8d,e)。同时,亮黄色背景下多为分散的斑点状和串珠状,或连通的斑块状和条带状,证实发育溶蚀孔洞。

声波远探测资料表明,G18井周围横波和斯通利波小幅度衰减,远探测见带状和斑点状反射异常,表明储层近井和远井均有缝洞发育。

结合多口井取心、常规测井、微电阻率扫描成像测井和声波远探测测井等资料分析,大理岩类孔隙度为 $5.00\% \sim 9.80\%$,渗透率为 $(0.160 \sim 8.600) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$;变砂岩和千枚岩等孔隙度为 $0.43\% \sim 2.33\%$,渗透率为 $(0.005 \sim 0.569) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$;变质玄武岩—安山岩类孔隙度为 $0.78\% \sim 3.60\%$,渗透率为 $(0.019 \sim 0.030) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。综合评价认为,大理岩物性最佳,为优质储层。

3.2 储层控制因素

研究区基岩潜山经历多期构造运动,基底断裂和裂缝普遍发育。通过岩心和薄片观察,结合阴极发光及扫描电镜等技术手段,对重点探井展开裂缝研究,认为潜山裂缝可划分为“三期两类”(构造成因裂缝和风化溶蚀缝)。根据裂缝产状、切割关系和裂缝充填物特征,可将其划分为3期,分别为第Ⅰ期的动力变质剪切缝(图7d—f)、第Ⅱ期的风化淋滤风化缝(图7g—i)和第Ⅲ期的伸展应力张性裂缝(图7j—l)。

前中生代早期挤压作用形成第Ⅰ期动力变质剪切缝。靠近逆冲断裂带挤压应力较强,岩石破碎严重,形成糜棱岩化条带(图7d,e),镜下可见韧性变形,矿物具有流动性,微晶矿物拉长变形(图7f),细粒化裂缝发育。随着与断裂距离逐渐变远,构造应变逐渐减弱,岩石由糜棱岩化条带逐渐转变为碎斑岩或碎裂岩,镜下可见原生矿被粉碎成碎斑及大量碎基,同时可见构造裂缝。远离逆冲断裂,最终恢复成块状围岩。

晚二叠世—早三叠世的海西—印支运动使得基岩抬升,部分岩石受风化淋滤作用,形成第Ⅱ期风化淋滤缝,进一步改善了潜山的储层质量。风化改造导致基岩进一步破碎,网状裂缝发育,裂缝面可见不同程度氧

化(图7g),伴随大量溶蚀孔发育(图7h)。薄片上可观察到裂缝的扩溶现象,使裂缝的开度增大,从而使储层物性变好,同时部分不规则裂缝被少量方解石和绿泥石局部充填(图7i)。

中生代以后,研究区进入陆内变形时期,在伸展应力背景下产生大量NE向正断裂,此时伸展应力张性裂缝大量发育。在岩心上表现为“延伸远、缝面干净平直、中高角度”的特征。在镜下可见切穿矿物颗粒的穿粒缝,穿粒缝延伸较远,但裂缝宽度一般小于 $20 \mu\text{m}$ (图7k)。沿该类裂缝可见溶蚀加大现象,缝壁一般见港湾状溶蚀现象,而裂缝的有效性 with 后期矿物充填程度密切相关。半充填缝多被白云石、硅质、方解石和原油所充填(图7j,l),在荧光薄片下可见大量烃类充注,裂隙中显示蓝色、浅黄色和黄色荧光。其中,裂缝充填石英的烃类盐水包裹体数量约占 17.5% ,均一温度为 $122 \sim 126^{\circ}\text{C}$ (平均值为 124°C);裂缝充填白云石的烃类盐水包裹体数量约占 82.5% ,均一温度为 $149 \sim 173^{\circ}\text{C}$ (平均值为 163°C)。裂缝期烃类包裹体温度高于现今地层温度,表明主力成藏期后盆地经历了一定的抬升作用。

4 成藏主控因素

4.1 晚期构造改造叠加风化淋滤是潜山成储的关键因素

银额盆地基底的形成演化与北山—阿拉善地区的演化密切相关^[48],发育了多条蛇绿混杂带,记录了显生宙古亚洲洋从扩张到闭合造山的全过程^[59]。银额盆地东部发育多条NEE向蛇绿混杂带和韧性剪切带^[59](图1),混杂带总体由一系列向南倾斜,或向北逆冲推覆的叠瓦状构造岩片组成,倾角一般介于 $20^{\circ} \sim 30^{\circ}$ 。王行军测得的辉长岩锆石LA-ICP-MS同位素年龄为 $(248.37 \pm 0.83) \text{ Ma}$ ^[60],属于早三叠世晚期,这表明该时期盆地东部风化淋滤缝发育;而盆地西部发育多条SEE向韧性剪切带和蛇绿混杂岩带^[61-67],倾角陡于东部,一般介于 $40^{\circ} \sim 50^{\circ}$ 。西部地区自北向南蛇绿混杂岩带内,Shi等和Mao等测得的辉长岩锆石LA-ICP-MS同位素测年结果是 $(535 \pm 6) \sim (286 \pm 2) \text{ Ma}$ ^[65-67],反映了石炭纪晚期—三叠纪早期持续造山的过程,比东部地区碰撞开始时间早,两者结束时间大致相同,为海西末期—印支期。这反映了早期动力变质剪切缝与风化淋滤缝在盆地西部地区共同发育。

野外剖面证实,第Ⅱ期风化淋滤缝主要分布在深

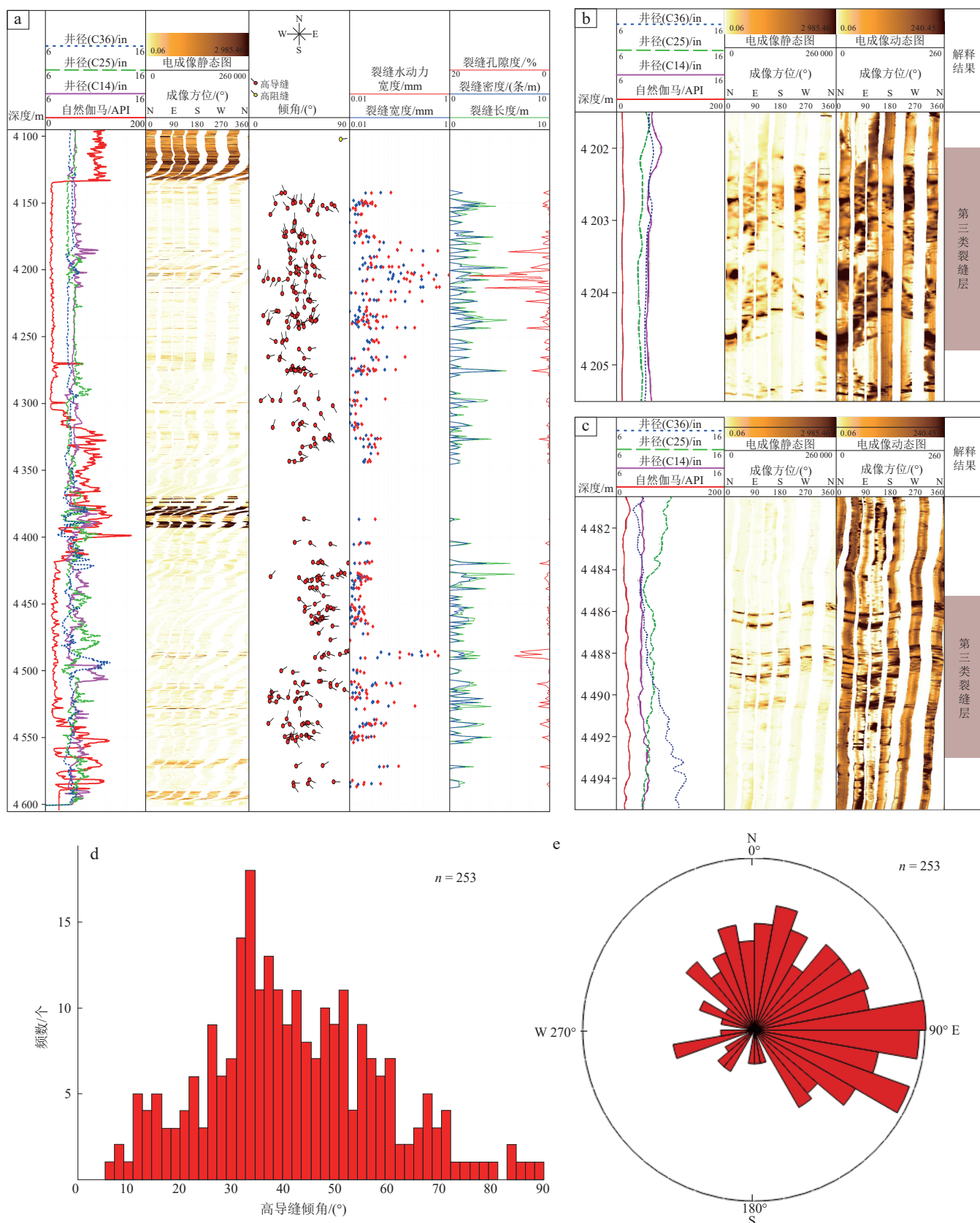


图8 银额盆地拐子湖凹陷 G18 井微电阻率扫描成像测井解释成果

Fig. 8 Microresistivity scanning imaging logs and their interpretations for well G18, Guaizihu Sag, Yin'e Basin

- a. 埋深4 100 ~ 4 600 m 井段成像测井解释剖面; b. 埋深4 200 ~ 4 206 m 井段成像测井解释剖面; c. 埋深4 485 ~ 4 493 m 井段成像测井解释剖面; d. 大理岩高导缝倾角频数分布直方图; e. 大理岩高导缝倾角分布玫瑰花图

大断裂周边,不同世代的地层挤压变形、抬升并遭受剥蚀,普遍发育走向约 105° 的挤压走滑断裂和高陡挤压断层。其中,大理岩等岩性抗风化能力强,在古岩溶高地背景下,大气淡水沿构造缝溶蚀形成规模性风化壳储层。构造破裂形成“骨架”,风化淋滤扩大“空间”,两者时-空耦合,使原生孔隙升级为中-高孔、渗储层,这是成储的关键因素。例如,达拉金夏尔剖面(图9),受北倾逆冲断裂(F1)和伴生断层影响,大理岩发育网状裂缝,部分裂缝被溶蚀扩大形成直径 $0.5 \sim 1.2$ m的溶蚀孔洞,面孔率达到 $9.9\% \sim 14.5\%$;距离断裂500 m的大理岩仅发育裂缝,面孔率为 $5.2\% \sim 6.8\%$ 。

第Ⅲ期伸展应力张性裂缝在野外露头剖面不易识别,在盆地腹部钻井上可判识该期裂缝发育。拐子湖凹陷G6井钻探过程中放空3.26 m。岩心铸体薄片分析表明,该井岩性主要为白云石大理岩,裂缝和孔洞较为发育,裂缝发育呈网状分布,缝宽小于1 mm,沿裂缝发育方向发育直径介于 $1 \sim 2$ mm的孔洞。成像测井资料表明,该区发育裂缝-溶蚀孔洞双重介质系统,为油气富集提供了良好的储集空间。

4.2 优质烃源岩广泛发育是潜山成藏的物质基础

银额盆地白垩系发育巴音戈壁组、苏红图组和银根组三套潜在烃源岩,其中巴音戈壁组为主力生烃层系。例如,银根组烃源岩主要分布在盆地中北部,有机质丰度高(TOC 平均值为 4.69%),但成熟度低(R_o 平均值为 0.62%),处于未成熟-低成熟阶段,非主力供烃层系;苏红图组烃源岩主要分布在盆地东部和中北部,有机质丰度一般(TOC 最高仅为 1.05%),有机质类型差(以 II_2 - III 型为主),有机质热演化程度中等(R_o 最高为 0.93%),综合评价生烃潜力较低;巴音戈壁组烃源岩分布广泛,有机质丰度高(TOC 最高为 2.93%),有机质类型好(以 I - II_2 型为主),有机质热

演化达成熟-高成熟阶段(R_o 最高为 1.81%),生烃潜力大。

拐子湖凹陷巴音戈壁组优质烃源岩厚度大、丰度高、类型好、热演化程度适中,生标上具有中-高伽马蜡烷含量的特征,反映为半咸水沉积环境,主要分布在现今斜坡带中、低部位。估算该套烃源岩在拐子湖凹陷石油资源量为 1.64×10^8 t、天然气资源量为 136×10^8 m³。大面积的源岩与毗邻的潜山缝洞型储层构成了较好的源-储耦合,易形成“旁生侧储、上生下储”成藏组合。钻井揭示,凹陷南部G18井的巴一段烃源岩层系内碎屑岩储层不发育,砂/地比介于 $10\% \sim 15\%$ 。纵向上断裂输导条件差,抑制了油气向上运移。与下伏的大理岩优质储层直接披覆接触,具有“上生下储”式的供烃条件,为潜山成藏提供了充足油源(图10)。

4.3 晚期近距离、持续充注形成的超压油气藏是潜山高产的关键

拐子湖凹陷发育基岩潜山和巴音戈壁组(K_1b)两套成藏层系,整体呈现“斜坡带高部位发育构造-岩性常压油藏,斜坡带低部位发育岩性和潜山超压挥发性油藏-凝析气藏”的分布格局。随着埋深增大,原油密度逐渐降低(由高部位的 0.85 g/cm³降到斜坡带的 0.78 g/cm³)、油气藏压力系数逐渐提高(由高部位的 1.08 升高至斜坡带的 1.40)。综合开展油气成熟度、成藏期次和流体性质等分析,认为潜山油气藏表现出“晚期成藏、近距离运聚、持续充注”的特征。

从油气藏成熟度分析入手,通过系统开展拐子湖凹陷不同埋深烃源岩样品和原油样品芳烃的色谱-质谱分析,利用甲基菲指数(MPI_1)建立了烃源岩、原油成熟度与深度的关系曲线(图11)。G8井 K_1b 原油的

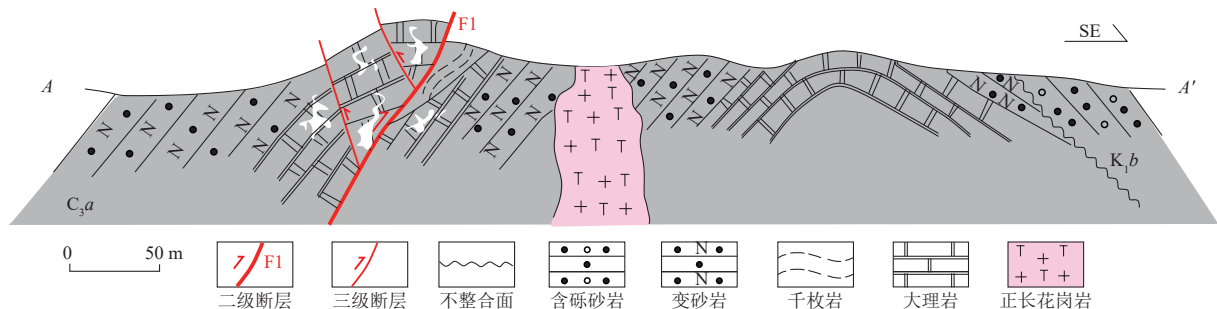


图9 银额盆地拐子湖凹陷达拉金夏尔野外地质剖面示意图(剖面位置见图1a)

Fig. 9 Dalajinxia'er outcrop section in the Guazihu Sag, Yin'e Basin (see Fig. 1a for the section location)

K_1b . 下白垩统巴音戈壁组; C_3a . 上石炭统阿木山组

(图中不规则空白区域为溶蚀孔洞。)

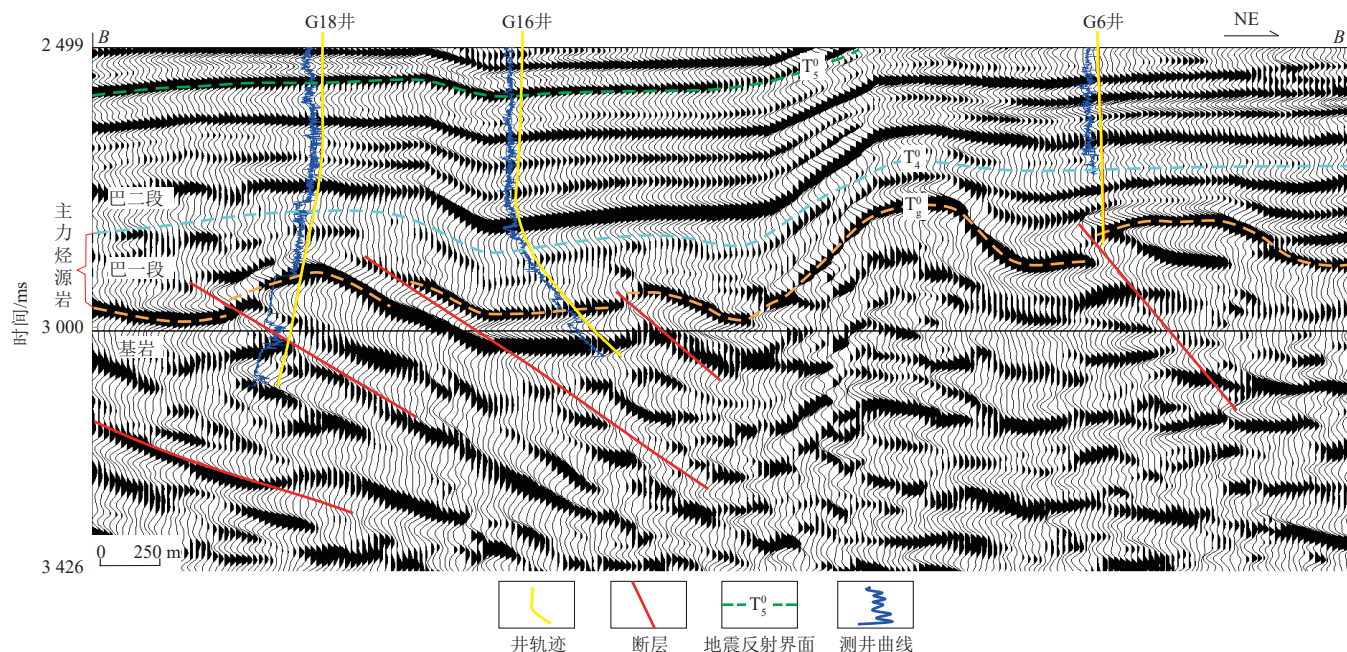


图10 银额盆地拐子湖凹陷过G18井—G16井—G6井连井地震剖面(剖面位置见图1a)

Fig. 10 Well-correlation seismic section crossing wells G18, G16, and G6 in the Guaizihu Sag, Yin'e Basin (see Fig. 1a for the section location)

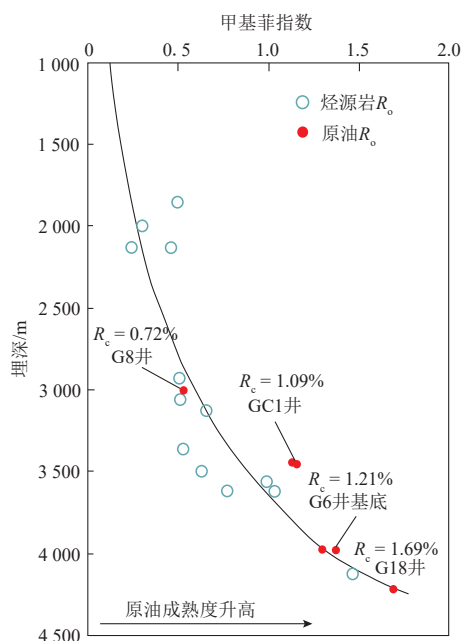


图11 银额盆地拐子湖凹陷烃源岩和原油甲基菲指数与埋深的关系

Fig. 11 Plot showing the relationships of the methylphenanthrene index 1 (MPI-1) of source rocks and crude oil with burial depth in the Guaizihu Sag, Yin'e Basin

R_o : 镜质体反射率; R_c : 计算等效镜质体反射率

MPI_1 与烃源岩点群重合,揭示原地烃源岩自生自储成藏。GC1井 K_1b 原油样品 R_c 为1.09%,相同埋深的烃源岩 R_o 为0.80%。二者差异较大,说明该井区原油成熟

度高于原地下伏 K_1b 烃源岩,其烃源岩灶应位于埋深更大的凹陷中心,油气发生垂向运移。G6井和G18井潜山油气藏的原油 R_c 与对应埋深烃源岩 R_o 分别为1.21%和1.61%,表明前中生界基岩潜山油气藏原油的 MPI_1 与烃源岩点群重合,揭示潜山不同埋深的原油为原地烃源岩侧向对接充注成藏。

根据油气包裹体的荧光、产状特征和同期盐水包裹体均一温度,结合热史和埋藏史标定,确定了潜山油气藏的成藏期次和时间。G6井基岩潜山含烃盐水包裹体荧光颜色为淡蓝色,均一温度主要介于110~130℃。G18井基岩潜山含烃盐水包裹体荧光颜色为淡蓝色,均一温度主要大于140℃。结合该区地温梯度[GC1井实测为3.15℃/(100 m)]和埋藏史分析,认为潜山油气藏成藏期均为晚白垩世乌兰苏海组末期。

从油气藏流体性质来看,G18井埋深4133~4300 m井段的原油密度为0.7834 g/cm³(地面温度为20℃),地面原油黏度为1.85 mPa·s,天然气相对密度为0.7399,甲烷含量为78.46%、乙烷含量为11.95%、丙烷含量为3.39%,无硫化氢。 pVT (压力-体积-温度)取样分析表明,饱和压力为43.47 MPa,溶解气/油比为1609.0 m³/m³,地层压力系数为1.40,为含凝析油的凝析气藏(图12a)。

G6井埋深3957.74~3978.55 m的井段原油密度

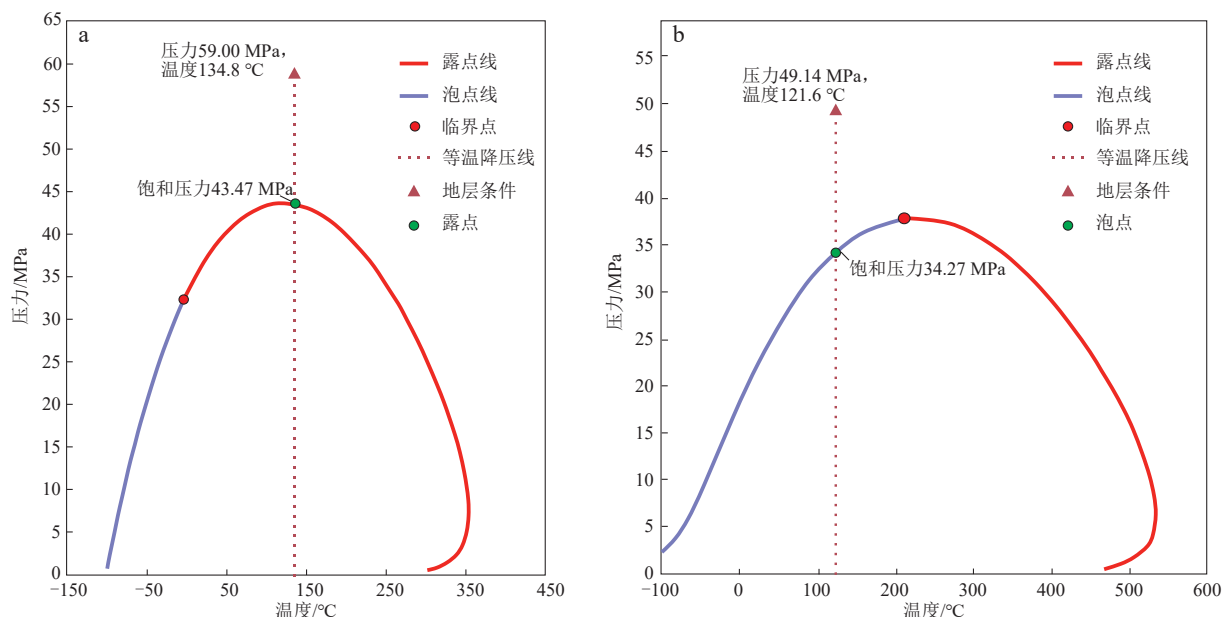


图12 银额盆地拐子湖凹陷G18井(a)和G6井(b)潜山油气藏流体相态图

Fig. 12 Diagrams showing the fluid phases in buried-hill hydrocarbon reservoirs in wells G18 (a) and G6 (b), Guaizihu Sag, Yin'e Basin

为 0.7914 g/cm^3 (地面温度为 20°C), 地面原油黏度为 $3.29 \text{ mPa}\cdot\text{s}$, 天然气相对密度为 0.7646 , 甲烷含量为 71.36% 、乙烷含量为 15.24% 、丙烷含量为 5.70% , 无硫化氢。pVT 取样分析表明, 饱和压力为 34.27 MPa , 溶解气/油比为 $514.3 \text{ m}^3/\text{m}^3$, 地层压力系数为 1.21 , 为挥发油藏(图12b)。

随着油藏埋藏深度的增加, 热演化成熟度逐渐升高, 油气藏类型从挥发油过度到含凝析油的凝析气藏, 表明了油气藏类型主要受烃源岩热演化程度控制, 具有“近源成藏”特征。

综合评价认为, 拐子湖凹陷南部基岩白云石大理岩等储层的洞穴、孔洞和裂缝等极为发育。K_{1b} 沉积初期, 凹陷呈“隆洼相间”结构, 潜山已具形态, 后期被 K_{1b} 的厚层稳定暗色泥页岩直接覆盖。晚期持续深埋, 差异改造较弱, 具“早抬、早埋、晚稳定”的构造演化特征。建立了“挤压褶皱成山、三期裂缝控储、优质源岩供烃、近源持续充注”的基岩潜山成藏模式(图13), 为变质岩褶皱潜山油气藏勘探提供了指导。

5 勘探启示

5.1 野外地质勘查是深化低认识程度区油气勘探潜力的重要手段

银额盆地拐子湖凹陷地处巴丹吉林沙漠腹地,

自然条件极为恶劣, 同时面临勘探程度、地质认识程度低的难题。为进一步落实盆地油气勘探潜力, 近年来, 围绕主力生烃层系开展野外剖面勘测和系统分析化验, 明确了白垩系巴音戈壁组是主力生烃层系; 围绕盆地形成演化, 开展盆-山耦合机制专项研究, 明确盆地具有多期改造、残留盆地特征, 晚期构造活动以整体沉降为主, 油气藏保存条件优越; 围绕成储条件, 利用野外地质剖面露头资料, 重建变质岩、碎屑岩岩性分布序列, 明确成山成储控制因素。在此基础上, 构建地震、钻井、非震、测试分析等多维度基础数据库, 为低勘探程度区的靶区优选提供第一手资料, 为下步区带优选奠定了扎实的基础。

5.2 成藏理论新认识是实现潜山复杂油气藏勘探突破的重要依据

银额盆地变质褶皱型潜山油气藏勘探, 前期面临油气富集高产控制因素不明和有利勘探方向不清的难题。开展有效烃源岩精准判识, 明确了巴音戈壁组一段 TOC 大于 0.8% 的纹层状泥页岩是主力烃源岩, 且拐子湖的油藏主要受生烃次洼控制, 每个次洼都是单独的含油气系统; 开展大理岩储层演化及控制因素分析, 明确了大理岩多期构造改造形成的复杂“网络式”孔-洞-缝复合体是油气主要储集空间, 其分布受区域动力变质及深大断裂耦合控制; 开展油气来源精准对比, 明确了潜山具有“近源持续充注”的特征, 随着埋深

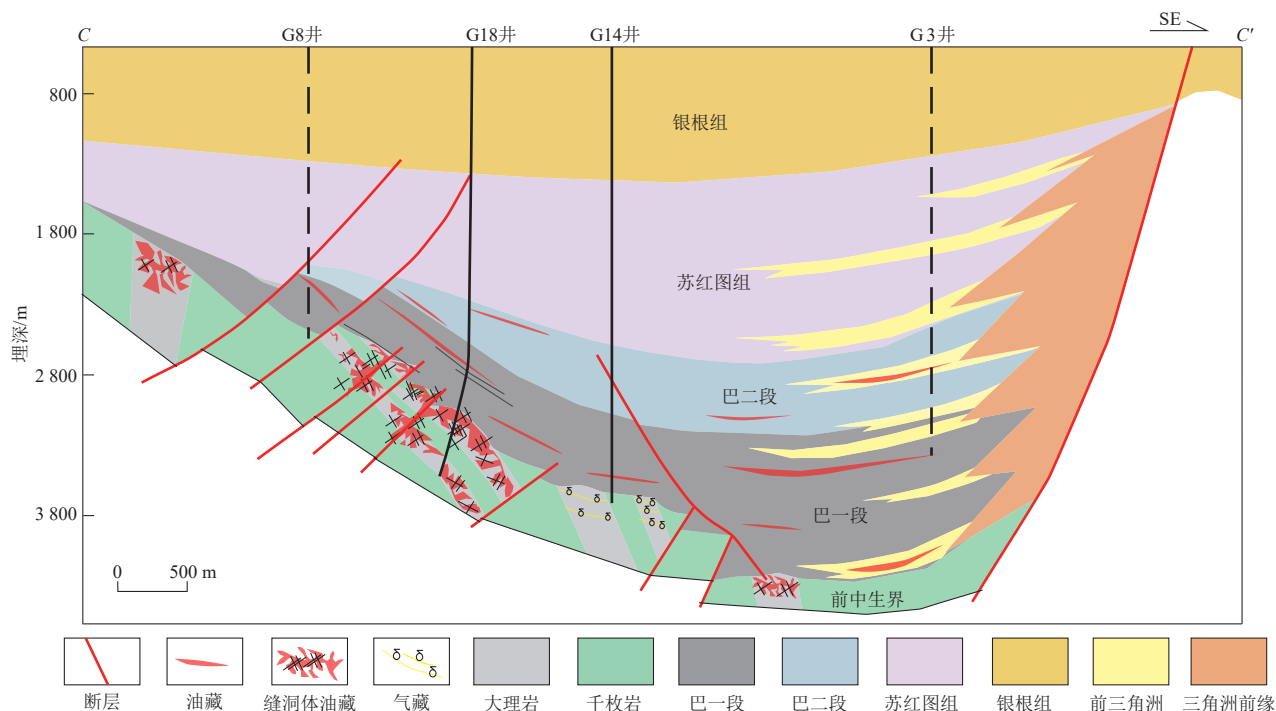


图13 银额盆地拐子湖凹陷过G18井油藏剖面示意图(剖面位置见图1a)

Fig. 13 Hydrocarbon reservoir section crossing well G18 in the Guaizihu Sag, Yin'e Basin (see Fig. 1a for the section location)

的增加原油成熟度增大、密度减小,形成黑油—挥发油藏—凝析气藏有序分布的序列。

5.3 多信息融合技术是精准描述基岩潜山油气藏高产区的重要保障

拐子湖凹陷地处巴丹吉林沙漠腹地,地表起伏落差最高超300 m。如何有效识别变质褶皱型潜山油气藏的展布和流体性质,提升圈闭刻画精度,是制约高质量勘探的关键问题之一。

通过开展该地区三维地震老资料重新处理,创新AI人工智能静校正、面波正演去噪、奇异值分解黑三角压制和五维随机噪声衰减技术,实现高保真基础上目的层的信/噪比由2.0提升到3.5;采用融合真地表速度建模、全数据驱动多方位网格层析技术、Q层析反演和OVT域TORT各向异性参数迭代方法建模体系,实现了基岩内幕高精度偏移成像,主要目的层井-震测量误差小于0.2%,形成OVT域真地表倾斜正交晶系介质Q叠前深度偏移配套技术序列。

针对基岩缝洞型储层地震特征识别困难等问题,运用多尺度相干属性分析落实基底逆断裂体系和期次、欠平衡滤波法精准刻画微幅古地貌、岩石物理属性敏感性分析确定基岩潜山岩性展布、井筒高精度电法识别缝洞体展布等多技术融合,形成“相干描断裂、古地貌定潜山、振幅定岩性、电法识流体”的圈闭刻画技

术和方法,实现了变质褶皱型潜山油气藏“看得清、瞄得准、打得好”的目标。

6 结论

1) 白云石大理岩是银额盆地潜山成藏的优势岩相。拐子湖凹陷钻井揭示发育变砂岩、板岩、千枚岩和大理岩等多种岩石类型,利用野外实测和探井岩心、测井和分析化验等资料综合分析,明确了白云石大理岩发育动力变质剪切缝、风化淋滤溶蚀缝和伸展应力张性裂缝3期裂缝,三者耦合形成复杂的“网络式”孔-洞-缝复合体。

2) 巴一段优质源岩为潜山成藏提供充足油源条件。银额盆地巴一段沉积时期,为弱还原、半咸水沉积环境,较有利于有机质的勃发和保存,形成了以I-II₂型有机质为主的纹层状泥页岩。结合烃源岩生物标志化合物和黄金管热模拟等资料证实,优质源岩主要为TOC大于0.8%的泥页岩,在 $R_o = 0.8\%$ 时达到生油高峰,之后随着 R_o 的持续增加大量原油裂解成气,具有“早油晚气”的持续生烃特征。晚期大量生烃可为近源基岩潜山提供充足烃类来源。

3) 近距离连续充注形成的超压系统是潜山油气藏高产的关键。通过综合研究G6井和G18井潜山油气藏成熟度、成藏期次和流体性质,明确了原油成熟度

与对应深度烃源岩成熟度相近,且随着埋深增加,两者成熟度增加趋势相同,表明具有近距离持续成藏特征。拐子湖凹陷晚期构造活动较弱,上覆烃源岩层系碎屑岩储层不发育,为潜山油气藏持续充注提供了“上生下储、旁生侧储”的条件。结合拐子湖凹陷成盆、成储、成烃和成藏的综合研究,建立“挤压褶皱成山、三期裂缝控储、优质源岩供烃、近源持续充注”的基岩潜山成藏模式。

参 考 文 献

- [1] NELSON R A, MOLDOVANYI E P, MATCEK C C, et al. Production characteristics of the fractured reservoirs of the La Paz Field, Maracaibo Basin, Venezuela [J]. AAPG Bulletin, 2000, 84(11): 1791-1809.
- [2] 李威, 窦立荣, 文志刚, 等. 乍得 Bongor 盆地潜山油气成因和成藏过程[J]. 石油学报, 2017, 38(11): 1253-1262.
LI Wei, DOU Lirong, WEN Zhigang, et al. Buried-hill hydrocarbon genesis and accumulation process in Bongor Basin, Chad [J]. Acta Petrolei Sinica, 2017, 38(11): 1253-1262.
- [3] DMITRIYEVSKIY A N, KIREYEV F A, BOCHKO R A, et al. Hydrothermal origin of oil and gas reservoirs in basement rock of the South Vietnam Continental Shelf [J]. International Geology Review, 1993, 35(7): 621-630.
- [4] 张功成, 杨东升, 郭帅, 等. 基岩潜山三元主导油气成藏模式——兼论南海北部深水区块勘探新领域[J]. 天然气地球科学, 2023, 34(12): 2045-2061.
ZHANG Gongcheng, YANG Dongsheng, GUO Shuai, et al. The formation of oil and gas in basement buried hills with its model of three-element controlling reservoir and the frontiers of deep water oil and gas exploration in the northern South China Sea [J]. Natural Gas Geoscience, 2023, 34(12): 2045-2061.
- [5] 徐长贵, 杨海风, 王飞龙, 等. 渤海湾盆地海域深层—超深层大型复合潜山油气藏形成条件[J]. 石油勘探与开发, 2024, 51(6): 1227-1239.
XU Changgui, YANG Haifeng, WANG Feilong, et al. Formation conditions of deep to ultra-deep large composite buried-hill hydrocarbon reservoirs in offshore Bohai Bay Basin, China [J]. Petroleum Exploration and Development, 2024, 51(6): 1227-1239.
- [6] 汪泽成, 江青春, 王居峰, 等. 基岩油气成藏特征与中国陆上深层基岩油气勘探方向[J]. 石油勘探与开发, 2024, 51(1): 28-38.
WANG Zecheng, JIANG Qingchun, WANG Jufeng, et al. Hydrocarbon accumulation characteristics in basement reservoirs and exploration targets of deep basement reservoirs in onshore China [J]. Petroleum Exploration and Development, 2024, 51(1): 28-38.
- [7] 徐长贵, 王昕, 杨海风, 等. 渤海海域渤中凹陷中生界超深层火山岩潜山天然气勘探发现及意义[J]. 石油学报, 2025, 46(5): 843-856, 908.
XU Changgui, WANG Xin, YANG Haifeng, et al. Natural gas exploration of Mesozoic ultra-deep volcanic buried hills in Bozhong sag of Bohai Sea and its significance [J]. Acta Petrolei Sinica, 2025, 46(5): 843-856, 908.
- [8] 崔海峰, 韩小锋, 黄元溢, 等. 银额盆地油气勘探历程与勘探启示[J]. 岩性油气藏, 2025, 37(5): 22-33.
CUI Haifeng, HAN Xiaofeng, HUANG Yuanyi, et al. Oil and gas exploration history and drilling enlightenment of Yin'e Basin [J]. Lithologic Reservoirs, 2025, 37(5): 22-33.
- [9] 徐长贵, 周家雄, 杨海风, 等. 渤海湾盆地大型变质岩潜山油田勘探发现及地质意义[J]. 石油学报, 2023, 44(10): 1587-1598, 1611.
XU Changgui, ZHOU Jiaxiong, YANG Haifeng, et al. Discovery of large-scale metamorphic buried-hill oilfield in Bohai Bay Basin and its geological significance [J]. Acta Petrolei Sinica, 2023, 44(10): 1587-1598, 1611.
- [10] 施和生, 王清斌, 王军, 等. 渤中凹陷深层渤中19-6构造大型凝析气田的发现及勘探意义[J]. 中国石油勘探, 2019, 24(1): 36-45.
SHI Hesheng, WANG Qingbin, WANG Jun, et al. Discovery and exploration significance of large condensate gas fields in BZ19-6 structure in deep Bozhong sag [J]. China Petroleum Exploration, 2019, 24(1): 36-45.
- [11] ZHANG Guoqiang, TAN Zhongjian, ZHANG Guibin, et al. A multi-mineral model for predicting petrophysical properties of complex metamorphic reservoirs: Case study of the Bozhong Depression, Bohai Sea [J]. Energy Geoscience, 2024, 5(3): 100271.
- [12] 薛永安, 李慧勇. 渤海海域深层太古界变质岩潜山大型凝析气田的发现及其地质意义[J]. 中国海上油气, 2018, 30(3): 1-9.
XUE Yongan, LI Huiyong. Large condensate gas field in deep Archean metamorphic buried hill in Bohai Sea: Discovery and geological significance [J]. China Offshore Oil and Gas, 2018, 30(3): 1-9.
- [13] 薛永安, 李慧勇, 许鹏, 等. 渤海海域中生界覆盖型潜山成藏认识与渤中13-2大油田发现[J]. 中国海上油气, 2021, 33(1): 13-22.
XUE Yongan, LI Huiyong, XU Peng, et al. Recognition of oil and gas accumulation of Mesozoic covered buried hills in Bohai Sea area and the discovery of BZ 13-2 Oilfield [J]. China Offshore Oil and Gas, 2021, 33(1): 13-22.
- [14] 周家雄, 杨海风, 官大勇, 等. 渤海湾盆地渤中26-6变质岩潜山大油田发现与认识创新[J]. 中国海上油气, 2023, 35(4): 1-11.

- ZHOU Jiaxiong, YANG Haifeng, GUAN Dayong, et al. Discovery of BZ26-6 metamorphic rock buried hill oilfield in Bohai Bay Basin and understanding innovation[J]. *China Offshore Oil and Gas*, 2023, 35(4): 1-11.
- [15] 胡志伟, 徐长贵, 杨波, 等. 渤海海域蓬莱9-1油田花岗岩潜山储层成因机制及石油地质意义[J]. *石油学报*, 2017, 38(3): 274-285.
- HU Zhiwei, XU Changgui, YANG Bo, et al. Reservoir forming mechanism of Penglai 9-1 granite buried-hills and its oil geology significance in Bohai Sea[J]. *Acta Petroli Sinica*, 2017, 38(3): 274-285.
- [16] 周心怀, 胡志伟, 韦阿娟, 等. 渤海海域蓬莱9-1大型复合油田潜山发育演化及其控藏作用[J]. *大地构造与成矿学*, 2015, 39(4): 680-690.
- ZHOU Xinhui, HU Zhiwei, WEI Ajuan, et al. Tectonic origin and evolution and their controls on accumulation of Penglai 9-1 large composite oilfield buried hill in Bohai sea[J]. *Geotectonica et Metallogenia*, 2015, 39(4): 680-690.
- [17] 王霄. 蓬莱9-1构造花岗岩古潜山油气成藏条件与成藏模式[D]. 成都: 成都理工大学, 2015.
- WANG Xiao. The hydrocarbon accumulation conditions and accumulation mode of granite buried hill in Penglai9-1 structure [D]. Chengdu: Chengdu University of Technology, 2015.
- [18] 邓运华. 渤海大中型潜山油气田形成机理与勘探实践[J]. *石油学报*, 2015, 36(3): 253-261.
- DENG Yunhua. Formation mechanism and exploration practice of large-medium buried-hill oil fields in Bohai Sea[J]. *Acta Petroli Sinica*, 2015, 36(3): 253-261.
- [19] 单玄龙, 徐长贵, 衣健, 等. 中国近海典型含油气盆地中生代岩浆活动与岩浆岩潜山油气藏[J]. *吉林大学学报(地球科学版)*, 2024, 54(6): 1773-1787.
- SHAN Xuanlong, XU Changgui, YI Jian, et al. Mesozoic magmatic activities and hydrocarbon accumulations in magmatic buried hills in typical offshore oil and gas basins of China [J]. *Journal of Jilin University (Earth Science Edition)*, 2024, 54(6): 1773-1787.
- [20] 邓勇, 胡德胜, 游君君, 等. 南海西部原油领域勘探进展与突破方向[J]. *中国海上油气*, 2024, 36(3): 11-24.
- DENG Yong, HU Desheng, YOU Junjun, et al. Exploration progress and breakthrough direction of crude oil in the western South China Sea[J]. *China Offshore Oil and Gas*, 2024, 36(3): 11-24.
- [21] 赵顺兰, 杨希冰, 陈林, 等. 南海西部涠西南凹陷碳酸盐岩潜山油气成藏条件及勘探潜力[J]. *中国海上油气*, 2019, 31(2): 51-61.
- ZHAO Shunlan, YANG Xibing, CHEN Lin, et al. Hydrocarbon accumulation conditions and exploration potential of carbonate buried hills in Weixinan sag in western South China Sea [J]. *China Offshore Oil and Gas*, 2019, 31(2): 51-61.
- [22] 施和生, 高阳东, 刘军, 等. 珠江口盆地惠州26洼“源-汇-聚”特征与惠州26-6大油气田发现启示[J]. *石油与天然气地质*, 2022, 43(4): 777-791.
- SHI Hesheng, GAO Yangdong, LIU Jun, et al. Characteristics of hydrocarbon source-migration-accumulation in Huizhou 26 Sag and implications of the major Huizhou 26-6 discovery in Pearl River Mouth Basin [J]. *Oil & Gas Geology*, 2022, 43(4): 777-791.
- [23] 田立新, 刘杰, 张向涛, 等. 珠江口盆地惠州26-6大中型泛潜山油气田勘探发现及成藏模式[J]. *中国海上油气*, 2020, 32(4): 1-11.
- TIAN Lixin, LIU Jie, ZHANG Xiangtao, et al. Discovery and accumulation pattern of HZ26-6 large-medium sized pan-buried hill oil and gas field in Pearl River Mouth basin [J]. *China Offshore Oil and Gas*, 2020, 32(4): 1-11.
- [24] 李素梅, 刘佳, 马学峰, 等. 渤海湾盆地辽河坳陷西部凹陷全油气系统特征与勘探潜力[J]. *石油与天然气地质*, 2025, 46(4): 1183-1199.
- LI Sumei, LIU Jia, MA Xuefeng, et al. Characteristics and exploration potential of the whole petroleum system in the Western Sag, Liaohe Depression, Bohai Bay Basin [J]. *Oil & Gas Geology*, 2025, 46(4): 1183-1199.
- [25] 火勋港. 辽河西部凹陷曙光地区古生界-元古界油气运聚机制[D]. 北京: 中国石油大学(北京), 2023.
- HUO Xungang. Mechanism of oil and gas migration and accumulation in the Paleozoic-Proterozoic of Shuguang area, western sag in Liaohe Depression [D]. Beijing: China University of Petroleum (Beijing), 2023.
- [26] 李晓光, 陈永成, 李玉金, 等. 渤海湾盆地辽河坳陷油气勘探历程与启示[J]. *新疆石油地质*, 2021, 42(3): 291-301.
- LI Xiaoguang, CHEN Yongcheng, LI Yujin, et al. Petroleum exploration history and enlightenment of Liaohe Depression in Bohai Bay Basin[J]. *Xinjiang Petroleum Geology*, 2021, 42(3): 291-301.
- [27] 范力鸣. 辽河盆地兴隆台潜山油藏储层精细评价研究[D]. 南京: 南京大学, 2021.
- FAN Liming. Fine evaluation of the Xinglongtai buried hill reservoir in the Liaohe Basin [D]. Nanjing: Nanjing University, 2021.
- [28] 罗海炳, 胡英杰, 刘兴周, 等. 辽河坳陷兴隆台潜山中生界地质新认识与油气新发现[J]. *中国石油勘探*, 2019, 24(4): 439-448.
- LUO Haibing, HU Yingjie, LIU Xingzhou, et al. New understanding of Mesozoic geology and new discovery of oil and gas in Xinglongtai buried hill, Liaohe depression [J]. *China Petroleum Exploration*, 2019, 24(4): 439-448.
- [29] 刘雨桐, 段堃, 张晓宝, 等. 基岩型富氮气藏形成条件——以

- 柴达木盆地东坪气田和美国中部潘汉德—胡果顿气田为例[J]. 天然气地球科学, 2023, 34(4): 618–627.
- LIU Yutong, DUAN Kun, ZHANG Xiaobao, et al. Formation conditions of helium-rich gas in bedrock reservoirs: Taking Dongping Gas Field in Qaidam Basin and Panhandle-Hugoton Gas Field in central United States as examples [J]. Natural Gas Geoscience, 2023, 34(4): 618–627.
- [30] 黄建红. 柴达木盆地东坪地区基岩储层评价与成藏条件分析[D]. 成都: 成都理工大学, 2018.
- HUANG Jianhong. Evaluating bedrock reservoir and analysing reservoir-forming conditions in Dong Ping area of the Qaidam Basin [D]. Chengdu: Chengdu University of Technology, 2018.
- [31] 付锁堂, 马达德, 陈琰, 等. 柴达木盆地阿尔金山前东段天然气勘探[J]. 中国石油勘探, 2015, 20(6): 1–13.
- FU Suotang, MA Dade, CHEN Yan, et al. Natural gas exploration in eastern segment of Alkin piedmont, northern Qaidam Basin [J]. China Petroleum Exploration, 2015, 20(6): 1–13.
- [32] 王永诗, 张鹏飞, 王学军, 等. 济阳拗陷古生界潜山油气成藏新认识与攻关方向[J]. 油气地质与采收率, 2024, 31(6): 1–17.
- WANG Yongshi, ZHANG Pengfei, WANG Xuejun, et al. New understanding and research directions of oil and gas accumulation in Paleozoic buried hills, Jiyang Depression [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2024, 31(6): 1–17.
- [33] 张波, 王永诗, 黄铮, 等. 济阳拗陷沾化东部古—中生界潜山构造样式与成藏模式[J]. 中国石油勘探, 2024, 29(2): 46–57.
- ZHANG Bo, WANG Yongshi, HUANG Zheng, et al. Structural style and hydrocarbon accumulation pattern in the Paleozoic-Mesozoic buried hills in the eastern Zhanhua Sag, Jiyang Depression [J]. China Petroleum Exploration, 2024, 29(2): 46–57.
- [34] 刘惠民, 高阳, 秦峰, 等. 渤海湾盆地济阳拗陷油气勘探新领域、新类型及资源潜力[J]. 石油学报, 2023, 44(12): 2141–2159.
- LIU Huimin, GAO Yang, QIN Feng, et al. New fields, new types and resource potentials of hydrocarbon exploration in Jiyang Depression, Bohai Bay Basin [J]. Acta Petrolei Sinica, 2023, 44(12): 2141–2159.
- [35] 王勇, 熊伟, 林会喜, 等. 济阳拗陷下古生界潜山油气藏特征及成藏模式[J]. 石油学报, 2020, 41(11): 1334–1347.
- WANG Yong, XIONG Wei, LIN Huixi, et al. The reservoir characteristics and hydrocarbon accumulation model of Lower Paleozoic buried-hill in Jiyang Depression [J]. Acta Petrolei Sinica, 2020, 41(11): 1334–1347.
- [36] 马立驰, 王永诗, 景安语. 渤海湾盆地济阳拗陷隐蔽潜山油藏新发现及其意义[J]. 石油实验地质, 2020, 42(1): 13–18.
- MA Lichi, WANG Yongshi, JING Anyu. Discovery and significance of subtle buried hills in Jiyang Depression, Bohai Bay Basin [J]. Petroleum Geology and Experiment, 2020, 42(1): 13–18.
- [37] 胡涛, 熊智明, 肖惠译, 等. 断陷湖盆全油气系统油气藏有序分布特征及差异富集机制——以渤海湾盆地东濮凹陷古近系沙河街组为例[J]. 石油与天然气地质, 2025, 46(4): 1169–1182.
- HU Tao, XIONG Zhiming, XIAO Huiyi, et al. Ordered distribution and differential hydrocarbon enrichment mechanisms of hydrocarbon reservoirs in the whole petroleum system of lacustrine rift basin: A case study of the Paleogene Shahejie Formation, Dongpu Sag, Bohai Bay Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2025, 46(4): 1169–1182.
- [38] 王茂桢, 王冰洁, 杨传超, 等. 辽东湾拗陷斜坡型太古界潜山储层特征及主控因素——以锦州25-A构造为例[J]. 断块油气田, 2023, 30(4): 624–631.
- WANG Maozhen, WANG Bingjie, YANG Chuanchao, et al. Reservoir characteristics and main controlling factors of slope-type Archean buried hill in Liaodongwan Depression: A case study of Jinzhou 25-A structure [J]. Fault-Block Oil and Gas Field, 2023, 30(4): 624–631.
- [39] 卢欢, 牛成民, 李慧勇, 等. 变质岩潜山油气藏储层特征及评价[J]. 断块油气田, 2020, 27(1): 28–33.
- LU Huan, NIU Chengmin, LI Huiyong, et al. Reservoir feature and evaluation of metamorphic buried-hill reservoir [J]. Fault-Block Oil and Gas Field, 2020, 27(1): 28–33.
- [40] 王耀华, 甘军, 梁刚, 等. 断裂-砂体-潜山复式天然气输导体系及成藏模式——以琼东南盆地深水区为例[J]. 断块油气田, 2022, 29(3): 319–324.
- WANG Yaohua, GAN Jun, LIANG Gang, et al. Composite fault-sand body-buried hill migration systems and accumulation models of natural gas: A case study of the deep-water area in Qiongdongnan Basin [J]. Fault-Block Oil and Gas Field, 2022, 29(3): 319–324.
- [41] 段金宝, 徐田武, 杨栋栋, 等. 渤海湾盆地东濮凹陷洼陷带油气地质新认识与勘探突破[J]. 石油与天然气地质, 2025, 46(2): 377–391.
- DUAN Jinbao, XU Tianwu, YANG Dongdong, et al. New insights and exploration breakthroughs in hydrocarbon exploration in sub-sag zones of the Dongpu Sag, Bohai Bay Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2025, 46(2): 377–391.
- [42] 吕雪莹, 蒋有录, 刘景东, 等. 渤海湾盆地黄骅拗陷潜山油气成藏差异性及其主控因素[J]. 中国矿业大学学报, 2021, 50(5): 835–846.
- LYU Xueying, JIANG Youlu, LIU Jingdong, et al. Differential hydrocarbon accumulation of buried hills and its main controlling factors in the Huanghua sub-basin, Bohai Bay Basin [J]. Journal of China University of Mining & Technology, 2021, 50(5): 835–846.

- 835-846.
- [43] 孟卫工, 李晓光, 刘宝鸿. 辽河拗陷变质岩古潜山内幕油藏形成主控因素分析[J]. 石油与天然气地质, 2007, 28(5): 584-589.
- MENG Weigong, LI Xiaoguang, LIU Baohong. Main factors controlling the formation of interior reservoirs in the metamorphic palaeo-buried hills of the Liaohe Depression [J]. Oil & Gas Geology, 2007, 28(5): 584-589.
- [44] 杨光达, 陈彦, 张东伟, 等. 辽河拗陷东部凹陷中南部古生界潜山油气藏储层特征及成藏条件[J]. 大庆石油地质与开发, 2025, 44(4): 20-30.
- YANG Guangda, CHEN Yan, ZHANG Dongwei, et al. Reservoir characteristics and hydrocarbon accumulation conditions of Paleozoic buried hill in central-southern part of eastern sag in Liaohe Depression [J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2025, 44(4): 20-30.
- [45] 郑定业, 杨贵丽, 林会喜, 等. 渤海湾盆地太古宇变质岩潜山油气藏特征、主控要素及勘探方向[J]. 地质论评, 2025, 71(5): 1585-1596.
- ZHENG Dingye, YANG Guili, LIN Huixi, et al. Hydrocarbon accumulation characteristics, key controlling factors, and exploration targets in Archean metamorphic buried-hill, Bohai Bay Basin [J]. Geological Review, 2025, 71(5): 1585-1596.
- [46] 张锐锋, 田建章, 黄远鑫, 等. 冀中拗陷奥陶系潜山油气藏形成条件与成藏模式[J]. 地学前缘, 2023, 30(1): 45-54.
- ZHANG Ruifeng, TIAN Jianzhang, HUANG Yuanxin, et al. Formation conditions and reservoir forming models of Ordovician buried hill reservoirs in Jizhong Depression [J]. Earth Science Frontiers, 2023, 30(1): 45-54.
- [47] 蒋有录, 叶涛, 张善文, 等. 渤海湾盆地潜山油气富集特征与主控因素[J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2015, 39(3): 20-29.
- JIANG Youlu, YE Tao, ZHANG Shanwen, et al. Enrichment characteristics and main controlling factors of hydrocarbon in buried hill of Bohai Bay Basin [J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2015, 39(3): 20-29.
- [48] 张洪安, 李继东, 王学军, 等. 银额盆地形成演化及油气勘探展望[J]. 石油实验地质, 2020, 42(5): 780-789.
- ZHANG Hongan, LI Jidong, WANG Xuejun, et al. Formation and evolution of Yin'gen-E'ji'naqi Basin and prospects for oil and gas exploration [J]. Petroleum Geology and Experiment, 2020, 42(5): 780-789.
- [49] 张洪安, 李令喜, 陈清棠, 等. 银额盆地油气勘探新领域、新类型及资源潜力[J]. 石油学报, 2024, 45(1): 147-162.
- ZHANG Hongan, LI Lingxi, CHEN Qingtang, et al. New fields, new types and resource potentials of oil-gas exploration in Yin'gen-Ejinaqi Basin [J]. Acta Petrolei Sinica, 2024, 45(1): 147-162.
- [50] 张斌, 王宏语, 樊太亮, 等. 银额盆地拐子湖凹陷断陷早期沉积充填演化[J]. 东北石油大学学报, 2018, 42(4): 15-26, 39.
- ZHANG Bin, WANG Hongyu, FAN Tailiang, et al. Tectonic evolution and sedimentary filling characteristics during the early rifting phase of Guaizihu Depression, Yin'e Basin [J]. Journal of Northeast Petroleum University, 2018, 42(4): 15-26, 39.
- [51] 王萍, 向连格, 姜海健, 等. 银根—额济纳旗盆地拐子湖凹陷白垩系油源对比分析[J]. 石油实验地质, 2019, 41(3): 427-434.
- WANG Ping, XIANG Liange, JIANG Haijian, et al. Cretaceous oil-source correlation in Guaizihu Sag, Yin'gen-E'ji'naqi Basin [J]. Petroleum Geology and Experiment, 2019, 41(3): 427-434.
- [52] 李天军, 黄志龙, 王瑞, 等. 银根—额济纳旗盆地天草凹陷下白垩统巴音戈壁组有效烃源岩地球化学特征及其形成环境[J]. 吉林大学学报(地球科学版), 2021, 51(4): 957-972.
- LI Tianjun, HUANG Zhilong, WANG Rui, et al. Geochemical characteristics and formation environment of effective hydrocarbon source rock of the Lower Cretaceous Bayingebi Formation in Tiancao Sag, Yingen-Ejinaqi Basin [J]. Journal of Jilin University (Earth Science Edition), 2021, 51(4): 957-972.
- [53] 熊小辉, 肖加飞. 沉积环境的地球化学示踪[J]. 地球与环境, 2011, 39(3): 405-414.
- XIONG Xiaohui, XIAO Jiafei. Geochemical indicators of sedimentary environments: A summary [J]. Earth and Environment, 2011, 39(3): 405-414.
- [54] 程炳杰, 廖哲渊, 吕正祥, 等. 深层超致密砂岩孔隙演化特征及“甜点”储层发育模式——以川西拗陷东部斜坡须家河组二段为例[J]. 油气藏评价与开发, 2025, 15(3): 394-405.
- CHENG Bingjie, LIAO Zheyuan, LYU Zhengxiang, et al. Pore evolution characteristics and “sweet spot” reservoir development model in deep ultra-tight sandstones: A case study of the second member of Xujiahe Formation in eastern slope of western Sichuan Depression [J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2025, 15(3): 394-405.
- [55] 尹艳芳, 常象春, 徐佑德, 等. 准噶尔盆地车排子凸起中生界稠油油源分析[J]. 特种油气藏, 2024, 31(1): 39-47.
- YIN Yanfang, CHANG Xiangchun, XU Youde, et al. Mesozoic heavy oil source analysis of Chepaizi uplift in Junggar Basin [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2024, 31(1): 39-47.
- [56] 王纯豪, 韩超, 韩梅, 等. 川西拗陷中段雷口坡组碳酸盐岩地球化学特征及地质意义[J]. 山东科技大学学报(自然科学版), 2020, 39(1): 28-36.
- WANG Chunhao, HAN Chao, HAN Mei, et al. Geochemical characteristics and geological significance of Leikoupo Formation carbonate rocks in the central western Sichuan Depression [J]. Journal of Shandong University of Science and Technology (Natural Science), 2020, 39(1): 28-36.
- [57] 胡俊杰, 马寅生, 王宗秀, 等. 地球化学记录揭示的柴达木盆

- 地北缘地区中一晚侏罗世古环境与古气候[J]. 古地学报, 2017, 19(3): 480-490.
- HU Junjie, MA Yinsheng, WANG Zongxiu, et al. Palaeoenvironment and palaeoclimate of the Middle to Late Jurassic revealed by geochemical records in northern margin of Qaidam Basin[J]. Journal of Palaeogeography (Chinese Edition), 2017, 19(3): 480-490.
- [58] 施辉, 李宗星, 彭博, 等. 柴东欧南凹陷上石炭统克鲁克组构造背景、物质来源及沉积环境——来自细粒沉积岩元素地球化学的证据[J]. 天然气地球科学, 2022, 33(10): 1554-1570.
- SHI Hui, LI Zongxing, PENG Bo, et al. The tectonic setting, material source and paleoenvironment of the Upper Carboniferous Keluke Formation in the Ounan Depression of the eastern Qaidam Basin: Evidence from element geochemistry of fine-grained sedimentary rocks[J]. Natural Gas Geoscience, 2022, 33(10): 1554-1570.
- [59] 王盛栋, 代鹏, 张克信, 等. 甘肃北山马鬃山俯冲增生杂岩带中特殊“古海山”的发现及其沉积序列解析[J]. 地球科学, 2021, 46(1): 215-227.
- WANG Shengdong, DAI Peng, ZHANG Kexin, et al. Discovery and sedimentary sequences of a special paleoseamount within the Mazongshan subduction accretionary complex in Beishan orogen, Gansu province[J]. Earth Science, 2021, 46(1): 215-227.
- [60] 王行军. 内蒙古阿拉善地区蛇绿岩的地球化学特征及其构造意义[D]. 北京: 中国地质大学(北京), 2012.
- WANG Xingjun. The geochemical characters and its tectonic implications of ophiolites in Alax area, Inner Mongolia [D]. Beijing: China University of Geosciences(Beijing), 2012.
- [61] 郑荣国, 吴泰然, 张文, 等. 阿拉善地块北缘雅干花岗岩体地球化学、地质年代学及其对区域构造演化制约[J]. 岩石学报, 2013, 29(8): 2665-2675.
- ZHENG Rongguo, WU Tairan, ZHANG Wen, et al. Geochronology and geochemistry of the Yagan granite in the northern margin of the Alxa block: Constraints on the tectonic evolution of the southern Altai [J]. Acta Petrologica Sinica, 2013, 29(8): 2665-2675.
- [62] 田健, 张永, 辛后田, 等. 北山地区洗肠井蛇绿岩带两侧变质沉积岩的岩石学、碎屑锆石 U-Pb 年龄特征及其构造意义[J]. 岩石学报, 2025, 41(4): 1338-1351.
- TIAN Jian, ZHANG Yong, XIN Houtian, et al. Petrology, clastic zircon U-Pb age characteristics and tectonic significance of metamorphic sedimentary rocks on both sides of the Xichangjing ophiolitic belt in Beishan area[J]. Acta Petrologica Sinica, 2025, 41(4): 1338-1351.
- [63] 袁禹. 北山造山带大陆地壳的形成与演化[D]. 武汉: 中国地质大学, 2019.
- YUAN Yu. The continental crust formation and evolution of the Beishan Orogenic Belt [D]. Wuhan: China University of Geosciences, 2019.
- [64] 宋东方, 肖文交, 曾浩, 等. 北山造山带增生造山过程[J]. 地质通报, 2024, 43(12): 2131-2150.
- SONG Dongfang, XIAO Wenjiao, ZENG Hao, et al. Accretionary orogenic processes of the Beishan orogenic belt [J]. Geological Bulletin of China, 2024, 43(12): 2131-2150.
- [65] SHI Yurao, ZHANG Wei, KRÖNER A, et al. Cambrian ophiolite complexes in the Beishan area, China, southern margin of the Central Asian Orogenic Belt[J]. Journal of Asian Earth Sciences, 2018, 153: 193-205.
- [66] MAO Qigui, XIAO Wenjiao, WINDLEY B F, et al. The Liuyuan complex in the Beishan, NW China: A Carboniferous-Permian ophiolitic fore-arc sliver in the southern Altai [J]. Geological Magazine, 2012, 149(3): 483-506.
- [67] NANDAKUMAR V, SHIVAPRIYA S, THANKAN S. Utility of fluid inclusion paleo-temperature in petroleum system modelling: A case study from western offshore, India [J]. Energy Geoscience, 2024, 5(2): 100256.

(编辑 王迪)