第 59 卷 第 1 期
2026 年（总 245 期）

西 北 地 质
NORTHWESTERN GEOLOGY

Vol. 59 No. 1
2026(Sum245)

引文格式：谢俊阳，潘拓，姚卫江，等. 准噶尔盆地东道海子凹陷东北斜坡二叠纪上乌尔禾组油气成藏条件及勘探意义[J]. 西北地质，2026，59(1)：231−243. DOI：10.12401/j.nwg.2025007

Citation：XIE Junyang，PAN Tuo，YAO Weijiang，et al. Reservoir Characteristics and Exploration Significance of Upper Wuerhe Formation in the Northeast Slope of Dongdaohaizi Sag，Junggar Basin[J]. Northwestern Geology，2026，59(1)：231−243. DOI：10.12401/j.nwg.2025007

准噶尔盆地东道海子凹陷东北斜坡二叠纪上乌尔禾组油气成藏条件及勘探意义

谢俊阳，潘拓，姚卫江，胡正舟，李艳平，胡鑫，汪洋，李雷，关键，邢成智

（中国石油新疆油田公司勘探开发研究院地球物理研究所，新疆 乌鲁木齐 830000）

摘 要：综合利用地球化学、储层薄片观察以及已钻井油水分析等资料，探讨东道海子凹陷东北斜坡区烃源岩、储层、油气保存条件等地质特征，认识上乌尔禾组油气成藏的主控因素，讨论对该凹陷油气勘探的启示。结果表明：东道海子凹陷下二叠统平地泉组为有效烃源岩，总有机碳含量可达 6.1%，有机质类型为Ⅱ$_1$-Ⅲ型，凹陷东北斜坡较浅处中二叠统平地泉组烃源岩 R_O 值为 0.5%～0.9%，深凹区 DT1 井上平地泉组 *Ro* 值达 1.35%，凹陷深部地区向浅部斜坡区逐渐由生气变为生油。上乌尔禾组储层岩石以扇三角洲砂砾岩为主，储层物性整体较差，裂缝发育是影响储层质量的关键因素，为典型“孔缝双控”储层。乌三段区域盖层及乌二段局部盖层加之晚期构造相对稳定，共同为油气藏保存创造了良好的封闭条件。平地泉组烃源岩生成的油气经断裂或微裂缝向上运移，在上乌尔禾组砂砾岩内形成岩性、断层–岩性油气藏，已发现油气藏具有“一砂一藏”的特征。在近源成藏、储层大面积分布的条件下，邻近生烃凹陷的扇三角洲前缘相砂岩发育区为最有利勘探区。

关键词：成藏条件；上乌尔禾组；二叠系；东道海子凹陷；准噶尔盆地

中图分类号：P618.13　　**文献标志码**：A　　**文章编号**：1009-6248(2026)01-0231-13

Reservoir Characteristics and Exploration Significance of Upper Wuerhe Formation in the Northeast Slope of Dongdaohaizi Sag, Junggar Basin

XIE Junyang, PAN Tuo, YAO Weijiang, HU Zhengzhou, LI Yanping, HU Xin, WANG Yang, LI Lei, GUAN Jian, XING Chengzhi

(Exploration and Development Research Institute of Xinjiang Oilfield, PetroChina, Urumqi 830000, Xinjiang, China)

Abstract: As the characteristics of large resource potential, low exploration degree and external slope accumu-

收稿日期：2024-04-22；**修回日期**：2024-12-31；**责任编辑**：曹佰迪

基金项目：中国石油集团公司攻关性应用性科技专项“深地煤岩气赋存特征及成藏机理研究”(2023ZZ18-2)，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“准噶尔盆地风险勘探领域和目标研究、工程技术攻关及现场试验”(2023YQX10106)联合资助。

作者简介：谢俊阳(1988−)，男，硕士，工程师，现从事石油地质综合研究工作。E−mail：junyangx@126.com。

© Editorial Office of *Northwestern Geology*. OA under CC BY-NC-ND

lation of Wuerhe Formation in the northeast slope of Dongdaohaizi Sag, Junggar Basin.Comprehensively using the data of geochemistry, reservoir thin section observation and oil-water characteristics to study the characteristics of hydrocarbon accumulation. The results show that the Lower Permian Pingdiquan Formation is an effective source rock with the total organic carbon content up to 2.5%. The organic matter type is Ⅱ$_1$-Ⅲ, and gas generation gradually changes from the center of the depression to oil generation from the slope area. The reservoir rocks of Upper Wuerhe Formation are mainly fan-delta conglomerate, and the reservoir physical property is generally poor. The development of fractures is the key factor affecting the reservoir quality, which is a typical "pore-fracture dual control" reservoir. The regional cap beds of the 3rd member and the local cap beds of the 2nd member combined with the relatively stable structure of the late stage created a good sealing condition for oil and gas reservoirs. The accumulation mode is that the oil and gas generated from the source rocks of Pingdiquan Formation migrated vertically through faults or micro-fractures, forming lithologic and fault-lithologic reservoirs in the glutenite of Upper Wuerhe Formation, which has the characteristics of "one sand and one reservoir". Under the condition of near-source accumulation and large area of reservoir distribution, fan delta front facies sandstone development area adjacent to hydrocarbon generation sag is the most favorable exploration area.

Keywords: hydrocarbon accumulation; Upper Wuerhe Formation; Permian system; Dongdaohaizi depression; Junggar Basin

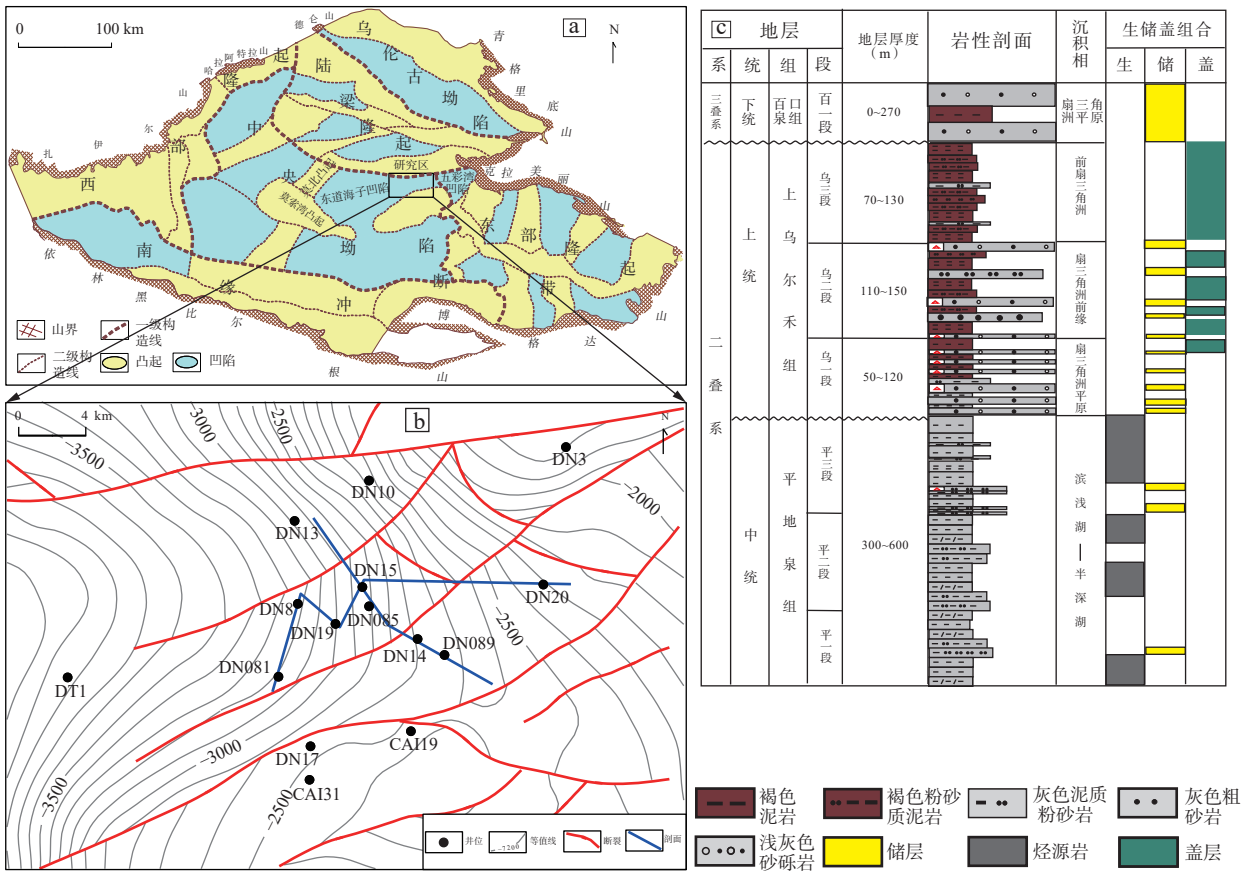
准噶尔盆地为中国西北内陆大型叠合含油气盆地(赵飞等, 2024; 王韬等, 2025), 具有丰富的油气资源, 其主要油气勘探区域包括西北缘、腹部、准东以及南缘等 4 个区域(唐勇等, 2019; 陈磊等, 2020)。近年来, 分别在玛湖凹陷、沙湾凹陷及阜康凹陷等地区发现大面积岩性–地层油藏群, 证实盆地上二叠统巨大的勘探前景(唐勇等, 2019)。前人关于准噶尔盆地上二叠统油气地质条件已经从砂体分布刻画、沉积体系、储层特征以及油气成藏特征等方面开展了大量研究, 目前现有研究成果主要集中于玛湖凹陷和沙湾凹陷(唐勇等, 2019; 陈磊等, 2020; 何文军等, 2023; 贾春明等, 2023)。近年来, 随着其他凹陷上乌尔禾组油气勘探不断取得成功, 东道海子凹陷及周缘凸起区石油地质特征越来越受到关注。

目前, 学者们已经对东道海子凹陷区域构造演化、油气源对比、储层沉积及成岩、油藏成藏期次等开展了研究(靳军等, 2015; 丁湘华, 2016; 胡鑫等, 2021)。研究表明该凹陷内主力烃源岩为平地泉组暗色泥岩(樊妍等, 2022; Hu et al., 2023), 凹陷中心及斜坡带处于生烃高峰期(靳军等, 2015)。凹陷北斜坡主要储层为上乌尔禾组, 主要发育扇三角洲沉积体系下的砂砾岩(李珑, 2016), 储层物性普遍较差, 具有强烈的微观非均质性特征, 差异性成岩过程及裂缝发育是影响储层致密化程度的关键因素。对构造背景、供烃基础、储集性能以及保存条件等综合研究表明, 东北斜坡上乌尔禾组紧邻下伏平地泉组烃源岩, 岩性圈闭潜力巨大, 是有望取得突破的重点油气勘探区(匡立春等, 2022; 李艳平等, 2022)。总体上, 现有研究成果尚未形成关于东北斜坡区油气成藏特征及主控因素的系统认识, 凹陷区的勘探前景也不明确。因此, 有必要在现有地质认识基础上, 系统总结东道海子凹陷东北斜坡区成藏要素特征, 明确该凹陷上乌尔禾组的勘探潜力, 对下一步油气勘探工作具有重要意义。

1 区域地质概况

东道海子凹陷位于准噶尔盆地中央坳陷东北部, 面积达 5 113 km^2, 北邻滴南凸起, 东南与白家海凸起相邻, 西部及西南部分别与莫北凸起、莫索湾凸起相接, 东部与五彩湾凹陷相通(图 1a)。凹陷整体为东北向, 由西向东逐渐收窄的狭长带状展布。笔者研究的东北斜坡区位于东道海子凹陷与五彩湾凹陷过渡区(图 1b)。近年来, 新疆油田公司在东北斜坡区部署油气探井约 23 口, 钻探结果显示出优越的勘探前景。

东道海子凹陷地层发育较为齐全, 自下而上依次发育石炭系、二叠系、三叠系、侏罗系、白垩系及新生界地层。二叠系地层包括中二叠统将军庙组、平地泉组和上二叠统上乌尔禾组, 上乌尔禾组与下伏平地泉组间为不整合接触。平地泉组为深湖–半深湖环境下沉积的暗色泥岩, 含有丰富的藻体, 是凹陷内主要的



a.东道海子凹陷区域位置图；b.东北斜坡区上乌尔禾组构造图及重点井位置图；c.东道海子凹陷中上二叠统综合柱状图

图1　准噶尔盆地东道海子凹陷构造位置及地层综合柱状图

Fig. 1　Structural location and comprehensive column chart of the Dongdaohaizi Sag, Junggar Basin

烃源岩。上乌尔禾组为湖侵背景下的扇三角洲沉积体系，根据岩性组合特征自下而上可分为乌一段、乌二段、乌三段，其中，乌一段为厚层砂砾岩夹薄层泥岩组合，乌二段为砂泥互层或泥岩夹砂砾岩透镜体，乌三段主要为厚层泥岩夹薄层砂岩或粉砂岩(图 1c)。目前油气发现主要集中于乌二段，少部分井在乌一段也有发现。

2　油气成藏要素特征

2.1　优质的烃源岩条件

前人研究表明，该凹陷内发育石炭系浅湖相沉积的暗色泥岩和碳质泥岩、二叠系半深湖相沉积的暗色泥岩以及侏罗系半深湖相暗色泥岩三套潜在的烃源岩(靳军等，2015；樊妍等，2022)。二叠系烃源岩发育受沉积期局限湖盆的控制(樊妍等，2022)，东道海子凹陷烃源岩发育，具有平一段云质含量较高特点(严锐涛等，2016)。近年来，油气源对比结果证实东道海子凹陷及周缘凸起带已发现油气主要来源于上二叠统平地泉组烃源岩(丁湘华，2016)。地震解释结果表明平地泉组暗色泥岩厚度约为 250～650 m，整体表现出东南厚、西北薄、凹陷中心厚、斜坡区薄的分布特征(图 2；靳军等，2015；冯陶然，2017)。

根据烃源岩总有机碳(TOC)含量、生烃潜量(S_1+S_2)以及氯仿沥青“A”等指标可评价烃源岩有机质丰度。前人对东道海子凹陷内 7 口钻井 176 块样品烃源岩特征进行了分析(图 3a)，其中 TOC 大于 2.0% 的优质烃源岩占比为 26.6%，大于 0.5% 的样品占 0.5%；S_1+S_2 大于 2 mg/g 样品占 23.4%，最大值可达 13.33 mg/g；氯仿沥青“A”大于 0.1% 的样品占 29.5%，平地泉组为中等以上烃源岩(图 3a，表 1；李二庭等，2024)。有机质类型主要为Π_2和Ⅲ型(图 3b)，其氢指数主体小于 400 mg/g，少量Π_1型，其类型受到陆源有机质输入的影响(Hu et al., 2023)。部分样品点落于判识图版外(图 3b)，T_{max} 值大于 460 ℃，主要原因为样品来自埋深较大的 DT1 井和 DN21 井，有机质热演化程度高，油

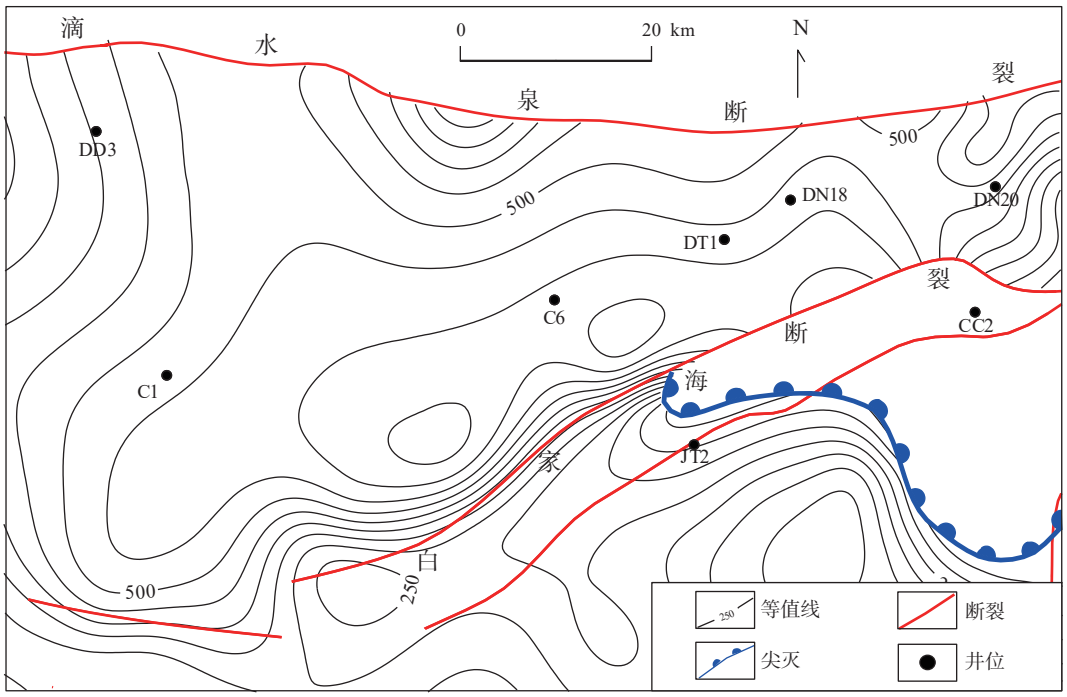


图2 准噶尔盆地东道海子凹陷及周缘平地泉组厚度图

Fig. 2 Thickness map of Pingdiquan Formation in Dongdaohaizi Sag and its surrounding area Junggar Basin

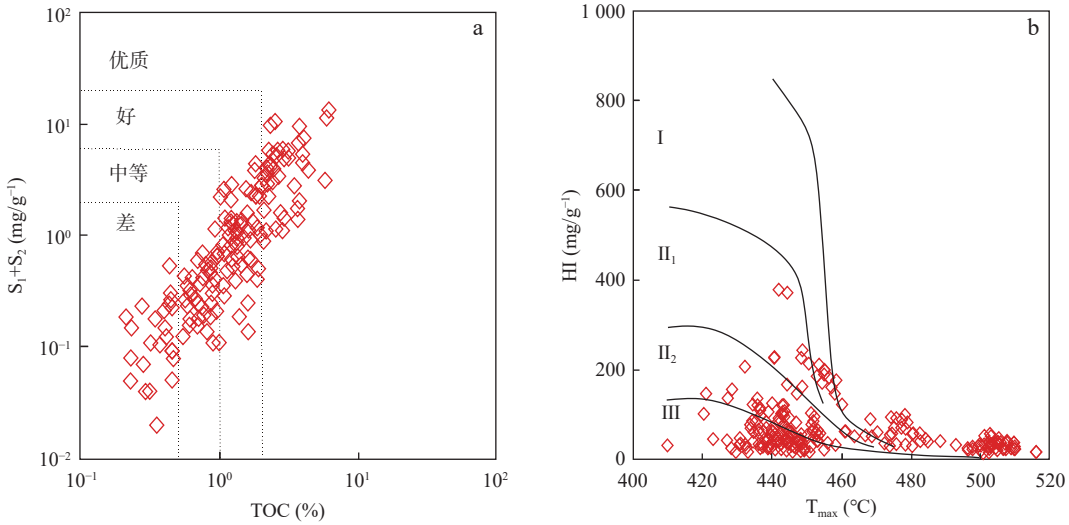


图3 东道海子凹陷平地泉组烃源岩有机质丰度及类型（据李二庭等，2024 修改）

Fig. 3 Organic matter abundance and types of source rocks of Permian Pingdiquan Formation in Dongdaohaizi sag and Wucaiwan sag, Junggar Basin

气排出导致氢指数变小（李二庭等, 2024）。

中二叠统平地泉组烃源岩广泛分布于盆地东部，不同地区热演化程度差异较大（Bai et al., 2017; Zhao et al., 2017）。东道海子凹陷东北斜坡区镜质体反射率（R_o）为 0.5%～0.9%，相对较低，向凹陷深处成熟度逐渐增大，如 DT1 井的 R_o 值为 1.5%～1.7%，进入高成熟演化阶段（图 4a）。6 口井烃源岩 T_{max} 平均值为 458 ℃（图 4b），表明源岩进入成熟–高成熟阶段，且其值随深度增加呈规律性增加。因此，靠近凹陷中心，平地泉组烃源岩进入生气阶段。

基于地球化学特征开展了平地泉组烃源岩生排烃模拟表明，凹陷中心烃源岩在早中三叠世达到进入生烃门限，晚三叠世—中晚侏罗世达到成熟阶段，早白垩世达到高过成熟阶段（冯陶然, 2017）。斜坡区

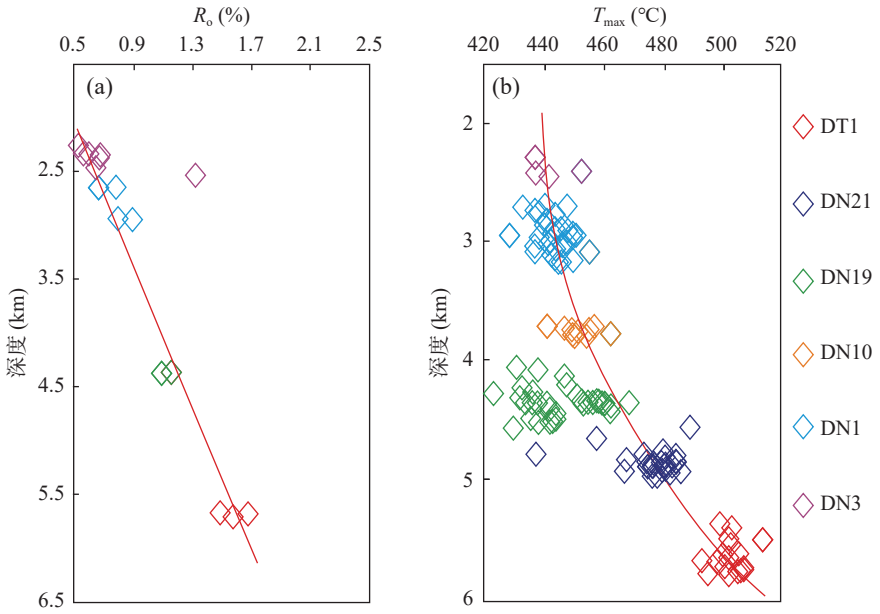
表 1　东道海子凹陷平地泉组烃源岩评价指标表(据李二庭等，2024 修改)

Tab. 1　Evaluation indexes of source rocks of Pingdiquan Formation in Dongdaohaizi Depression

井名	层位	TOC(%)	Tmax (℃)	HI(mg/g)	S_1+S_2 (mg/g)	氯仿沥青"A"(%)
DT1	平三段	0.41～1.55	495～509	11.6～26.8	0.09～0.29	0.001 4～0.029 3
		0.83(8)	504(8)	20.2(8)	0.18(8)	0.007 2(8)
	平二段	0.58～3.81	446～516	5.6～39.9	0.11～1.49	0.002 5～0.012 6
		1.67(7)	493(7)	21.6(7)	0.54(7)	0.007 2 (7)
	平一段	0.60～5.71	445～509	7.7～103.4	0.16～3.10	0.002 2～0.043 7
		1.89(20)	491(20)	33.6(20)	0.90(20)	0.012 8(20)
DN21	平三段	0.83～3.81	457～489	36.6～177.4	0.41～9.46	0.010 1～0.026 1
		2.02(3)	477(3)	83.8(3)	3.50(3)	0.018 1(3)
	平二段	0.43～2.74	438～485	25.8～139.9	0.24～3.99	0.016 1～0.155 1
		1.49(14)	476(14)	54.2(14)	1.31(14)	0.042 2(14)
	平一段	0.72～4.30	467～485	43.6～92.6	0.40～4.36	0.011 7～0.147 3
		1.95(11)	478(11)	64.6(11)	1.95(11)	0.077 7(11)
DN19	平三段	0.56～3.98	429～446	20.4～129.6	0.13～7.67	0.016 4～0.494 1
		1.46(3)	436(3)	55.7(6)	1.67(6)	0.148 1(6)
	平二段	0.56～6.10	422～469	22.7～208.9	0.14～13.33	0.007 7～0.473 5
		2.11(23)	449(23)	122(23)	3.69(23)	0.141 7(23)
	平一段	1.38～2.75	429～463	46.4～151.3	0.88～5.30	0.097 5～0.476 5
		2.27(9)	440(9)	109.3(9)	3.23(9)	0.239 5(9)
DN10	平三段	0.62～1.82	434～461	14.7～102.1	0.22～1.23	0.005 8～0.062 6
		1.15(12)	450(12)	44.2(12)	0.68(12)	0.035 3(12)
DN121	平二段	0.72～1.79	449～452	67.6～238.9	1.51～2.95	0.110 3～0.141 3
		1.42(3)	450(3)	153.9(3)	2.16(3)	0.130 9(3)
	平一段	1.73～2.16	447～452	28.0～56.1	0.62～1.05	0.024 3～0.028 3
		1.94(4)	450(4)	38.0(4)	0.79(4)	0.026 3(4)
DN1	平三段	0.23～1.77	411～459	6.9～122	0.04～2.42	0.002 7～0.062 9
		0.76(19)	438(19)	44.8(19)	0.47(19)	0.021 4(19)
	平二段	0.40～2.39	428～450	19.7～228	0.17～4.41	0.001 8～0.187 8
		1.17(21)	442(21)	63.2(21)	1.02(21)	0.050 4(21)
	平一段	0.21～3.87	436～455	46.6～376.7	0.55～10.19	0.015 0～0.348 5
		1.54(13)	444(13)	143.5(13)	3.19(13)	0.110 1(13)
DN3	平二段	0.23～3.49	437～449	2.9～79.4	0.02～2.80	
		0.8(7)	447(7)	19.4(7)	0.44(7)	
	平一段	1.10～1.87	437～452	23.5～75.5	0.47～1.11	
		1.45(3)	444(3)	45.8(3)	0.69(3)	

注：表格中的数值为 $\frac{\text{最小值}\sim\text{最大值}}{\text{平均数（样品数）}}$。

烃源岩在早中侏罗世进入生烃门限，中侏罗世—早白垩世达到生烃高峰期，晚白垩世整体进入高成熟阶段。平地泉组烃源岩排油强度为 100×10^4 t/km^2～700×10^4 t/km^2(图 5)，排气强度为 5×10^8 m^3/km^2～25×10^8 m^3/km^2



a. 深度与 R_o 的关系；b. 深度与 T_{max} 的关系

图4 东道海子凹陷二叠系平地泉组烃源岩地球化学特征与埋深的关系(据李二庭等，2024 修改)

Fig. 4 Relationships of depth with geochemical parameters of source rocks of Permian Pingdiquan Formation in Dongdaohaizi sag, Junggar Basin

(图 6)。烃源岩生烃表现为斜坡区以生油为主，深凹区以生气为主的差异性。生油气平面差异性特征表明平地泉大规模生成的油气可能尚赋存于凹陷深部，因此目前东道海子凹陷东北斜坡区上乌尔禾组油气探明储量规模较小(张焕旭等，2017)。

2.2 储层岩石学及物性特征

东道海子凹陷上乌尔禾组主要发育湖侵背景下退覆式扇三角洲沉积(唐勇等，2018)，特点是扇三角洲前缘有利相带分布范围广泛(胡鑫等，2021)。对研究区 60 个铸体薄片进行了岩石学鉴定，上乌尔禾组储层岩石类型以砂质砾岩为主(图 7a)，其次为含砾砂岩及砾质砂岩，岩石整体分选较差，次棱角状为主。砾石粒径主要集中在 2～4 mm，砾石成分以火成岩为主，其次为沉积岩和变质岩。填隙物包括砂质填隙物

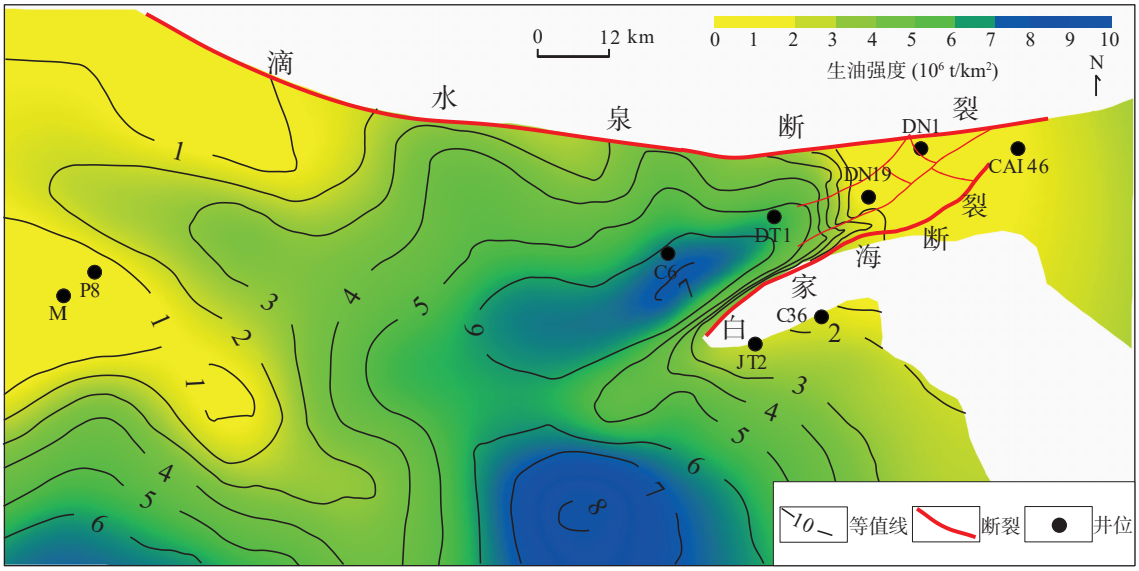


图5 东道海子凹陷及周缘平地泉组生油强度图

Fig. 5 Intensity diagram of oil generation in Dongdao Haizi Sag

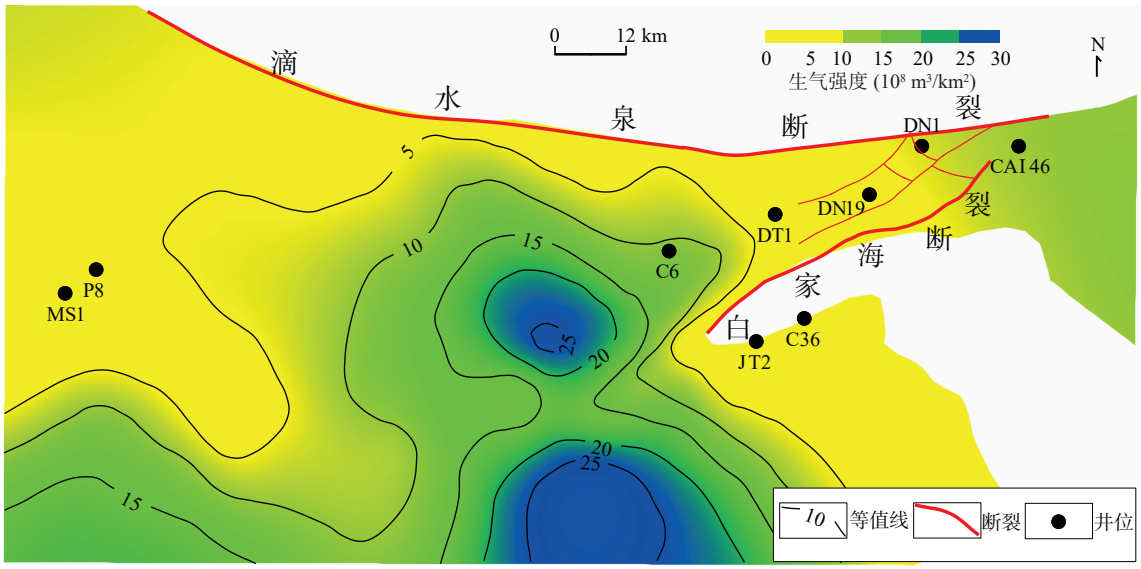


图6　东道海子凹陷及周缘平地泉组生气强度图

Fig. 6　Gas intensity diagram of Dongdao Haizi sag

(主要为岩屑)和泥质填隙物(主体为泥杂基)。

研究区 9 口井 153 个岩心样品孔渗测试结果表明, 上乌尔禾组储层物性整体较差, 孔隙度为 2.1%～12.3%, 平均孔隙度为 7.02%, 渗透率为 0.01×10^{-3}～200×10^{-3} um², 平均为 3.8×10^{-3} um², 属于低孔低渗储层(图 7b)。储层孔隙度和渗透率相关性较差, 存在低孔隙度、高渗透率的异常现象, 表明裂缝的发育影响了储层的渗流能力。秦军(2023)利用成像测井、声波远探及地震多属性融合等手段研究表明上乌尔禾组中的裂缝主要发育于乌二段(图 8), 主要由走滑断裂派生形成, 储层具有“孔缝双重”特征。

结合铸体薄片及扫描电镜观察, 研究区上乌尔禾组储集孔隙类型主要以粒间溶孔和裂缝为主, 粒间孔及微孔次之(图 9)。上乌尔禾组发育构造缝和粒缘缝, 裂缝不仅改善了上乌尔禾组砂砾岩致密储层的渗流能力, 而且是重要的储集空间。断裂及裂缝体系形成于华力西构造期, 而烃源岩生成的有机酸伴随油气成藏过程沿断裂或者裂缝流动, 促使储层不稳定矿物发生溶蚀而形成溶蚀孔, 进一步增大了致密储层的储集空间。

2.3　盖层特征及保存条件

东道海子凹陷东北斜坡在上二叠统时期发育退覆式扇三角洲沉积体系(匡立春等, 2022), 特殊的沉积背景形成了良好的储盖条件(图 10)。乌三段主要

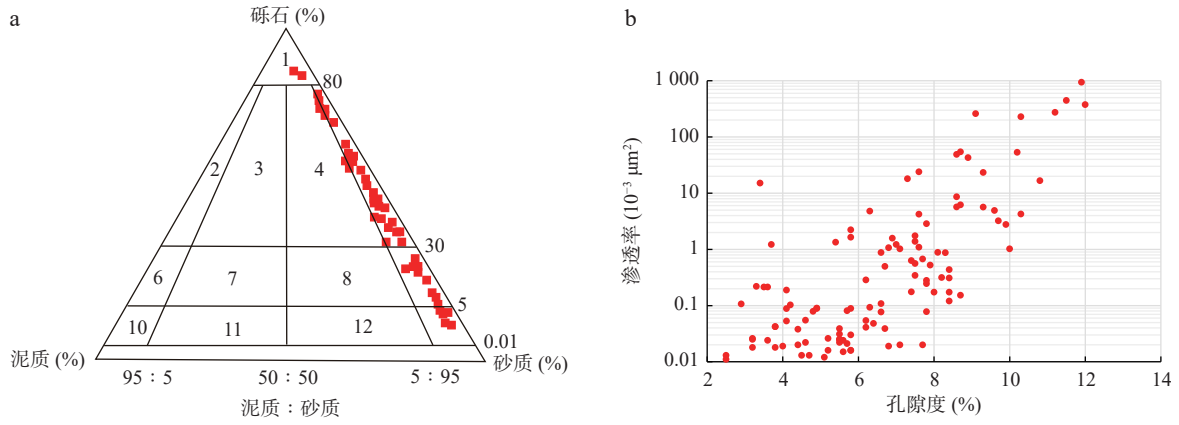


图7　上乌尔禾组砂砾岩类型三角图(a)(据曹江骏等, 2021 修改)、上乌尔禾组孔渗交会图(b)

Fig. 7　(a) Triangular diagram of conglomerate types of Upper Wuerhe Formation, and (b) Pore permeability intersection diagram of Upper Wuerhe Formation

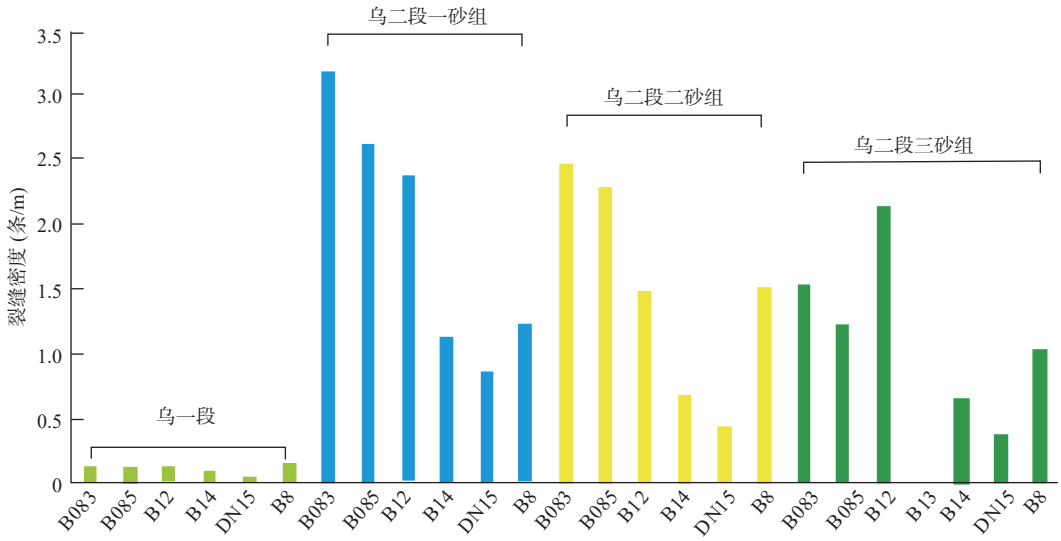
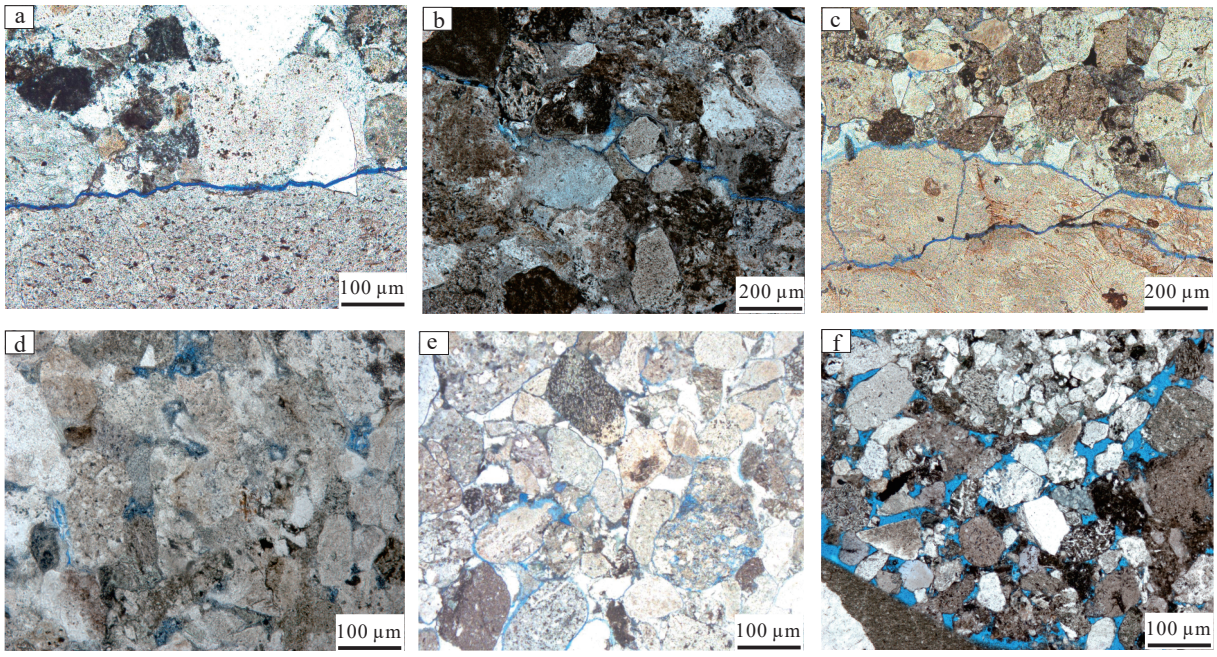


图8 DN15 井区成像测井识别裂缝密度统计结果(据秦军等，2023 修改)

Fig. 8 Statistics of fracture density identified by imagging logging in DN 15 well block



a. DN8 井，3 960.06 m，砾质不等粒砂岩，裂缝；b. DN19 井，3 923.72 m，砂砾岩，裂缝；c. DN14 井，4 006.27 m，砾质砂岩，裂缝； d. DN10 井，3 354.03 m，细砂岩，粒内溶孔；e. DN15 井，3 728.27 m，细砂岩，粒间溶孔，粒内溶孔；f. DN17 井，3 701.38 m，砂质砾岩，粒间溶孔，剩余粒间孔

图9 准噶尔盆地东道海子凹陷上乌尔禾组典型储集空间特征

Fig. 9 Typical reservoir space characteristics of Upper Wuerhe Formation in Dongdaohaizi Sag, Junggar Basin

为前扇三角洲相或滨浅湖相，岩性为相对单一的泥岩、粉砂质泥岩，泥岩厚度为 70～100 m，在研究区广泛分布，构成上乌尔禾组的区域盖层。乌二段沉积时期湖平面频繁变化，主要为扇三角洲前缘相，发育砂泥互层或泥岩夹砂砾岩透镜体，为东北斜坡区主要的储层发育段。乌二段扇三角洲体系的间歇期沉积了区域分布的滨浅湖泥岩，为研究区的局部盖层。因此，乌二段砂砾岩储层与上覆泥岩能形成良好的储盖组合配置，有利于油气的保存，目前的油气发现也主要集中于乌二段。

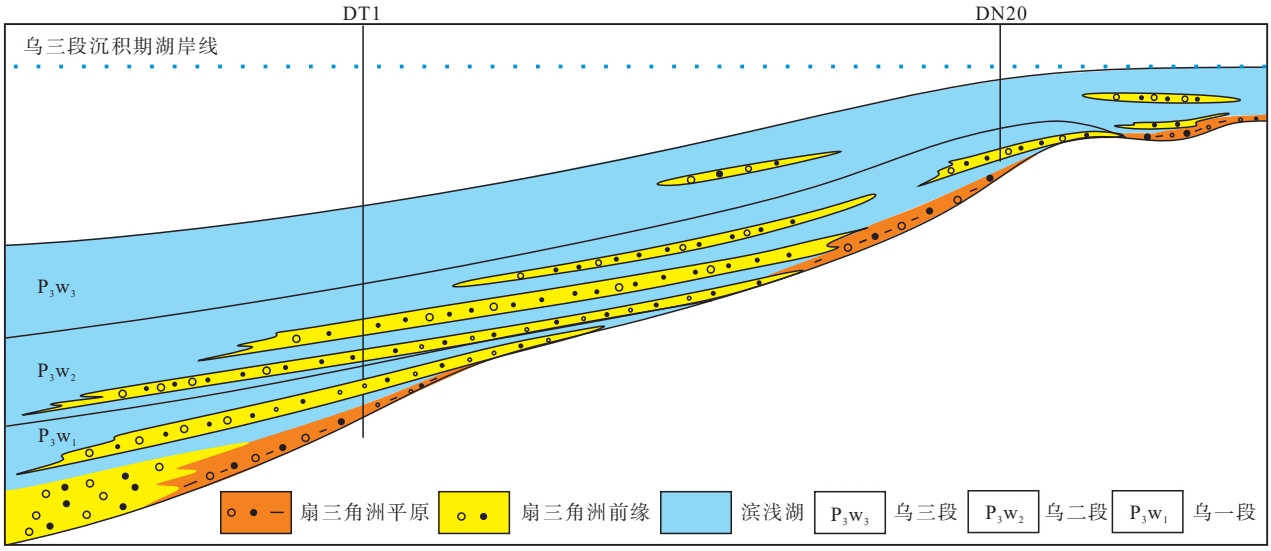


图10　东道海子凹陷东北斜坡区上乌尔禾组沉积模式图(据匡立春等，2022 修改)

Fig. 10　Sedimentation pattern map of the Upper Wuerhe Formation in the northeastern slope zone of the Dongdao Haizi Sag

除优质盖层的封盖作用外, 后期构造运动对油气的保存同样重要。研究区经历了华力西、燕山以及喜山等多期次运动(陈发景等, 2005; 张朝军等, 2006; 何登发等, 2018), 地震解释剖面显示, 断裂体系主要集中于深层石炭系及二叠系, 中浅层断裂相对“欠发育”(图 11)。研究区构造变形主要受华力西期运动影响, 中浅地层的“弱破坏”作用为深层油气的保存提供了较好条件。钻录井结果也表明, 中浅层侏罗系以及三叠系储集层基本无油气显示, 表明下乌尔禾组油藏保存条件较好, 未发生向上的油气散失。

2.4　油水分布及成藏模式

东道海子凹陷东北斜坡已发现油藏类型主要为岩性油藏, 部分地区为断层–岩性油藏。不同钻井油水物性及压力系数表现出较大的差异性, 表明这些油

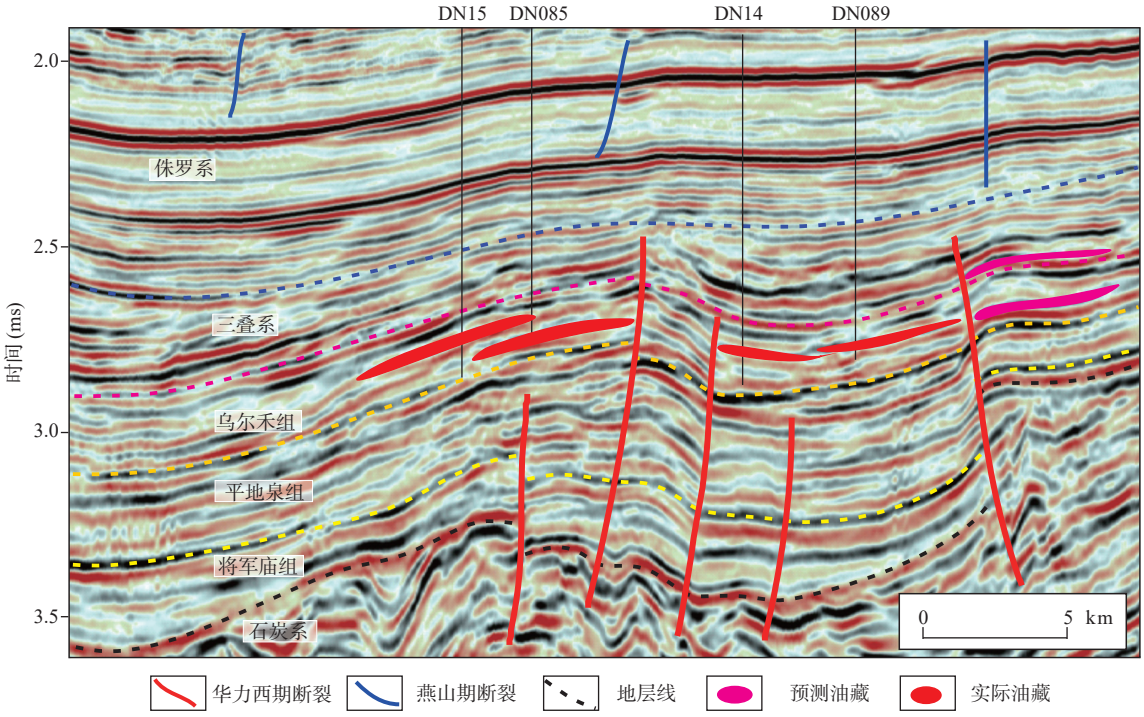


图11　东道海子凹陷东北斜坡 DN15-DN089 井地震地质解释剖面(剖面位置见图 1)

Fig. 11　Seismic geological interpretation of well DN15-DN089 on the northeast slope of Dongdaohaizi Sag

藏不存在统一的油水界面和压力系统(图 12)。例如构造低部位 DN081 原油密度为 0.839 8 g/cm^3, 粘度为 7.52 mPa.s, 压力系数为 1.435, 试油结论为油水同出; 上倾部位 DN15 井试油两层, 其中 S_1 层原油密度为 0.818 8 g/cm^3, 粘度为 2.92 mPa.s, S_2 层原油密度为 0.819 1 g/cm^3, 粘度为 4.05 mPa.s, 压力系数为 1.25; 构造高部位 DN20 井 S_1 层原油密度为 0.838 1 g/cm^3, 粘度为 7.77 mPa.s, S_2 层原油密度为 0.835 8 g/cm^3, 粘度为 5.94 mPa.s, 表明该井区已发现油藏互不连通。整体上, 上乌尔禾组受扇三角洲沉积体系控制, 扇体不同部位为相对独立的岩性圈闭群, 圈闭中油水分布不受构造控制, 油层相互独立, 具有“一砂一藏”特征(唐勇等, 2022), 与盆地其他凹陷发现的上乌尔禾组油藏具有类似特点。

综上所述, 东道海子凹陷二叠系上乌尔禾组油气表现出“下生上储”的成藏特征(图 13)。凹陷内中二叠统平地泉组为优质烃源岩, 在晚三叠世—中晚侏罗世开始大量生烃。烃源岩生成的油气经华力西期油源断裂向上运移至上乌尔禾组(林会喜等, 2013), 在储层内沿渗透性通道及不整合面发生侧向运移。油气在上乌尔禾组二段扇三角洲前缘优质砂体的岩性圈闭中聚集成藏, 储层上覆湖侵泥岩直接盖层及乌三段区域盖层提供了良好的保存条件。

3 油气勘探的启示意义

近年来, 东道海子凹陷东北斜坡区上乌尔禾组勘探效果显著, DN15 井的高产突破证实了研究区较大的勘探拓展空间(李艳平等, 2022)。综合上述油气地质条件及成藏过程分析, 认为东道海子凹陷二叠系上乌尔禾组勘探潜力巨大。

凹陷斜坡区的油气地质条件较好, 分析推测凹陷区的基本特征类似, 且凹陷区上乌尔禾组扇三角洲前缘砂体分布更为广泛、源岩条件更好(Hu et al., 2023)。相较于斜坡区砂砾岩储层, 凹陷区地层埋藏深, 储层成岩程度更强, 储集物性差, 但大量研究已经表明, 深层–超深层储层具有强烈的非均质性, 储层整体致密背景下仍然具有较好物性的储层存在(罗晓容等, 2016)。此外, 靠近凹陷中心超压形成时间越早, 对储层物性可以起到一定的“建设性”作用, 且裂缝也能有效提高凹陷区致密储层的储集能力(张仲培等, 2022)。向靠近凹陷方向, 气油比越高, 深层原油品质好, 逐渐变为天然气, 降低了成藏有效储层物性的下限, 有利于凹陷区油气成藏。C6 井平地泉组试油获瞬时峰值日产气 3.4×10^4 m^3, 证实靠近凹陷的中深层地区仍然可以找到自然产能高的油气藏。因此, 在近源成藏、储层大面积分布的条件下, 凹陷区上乌尔禾

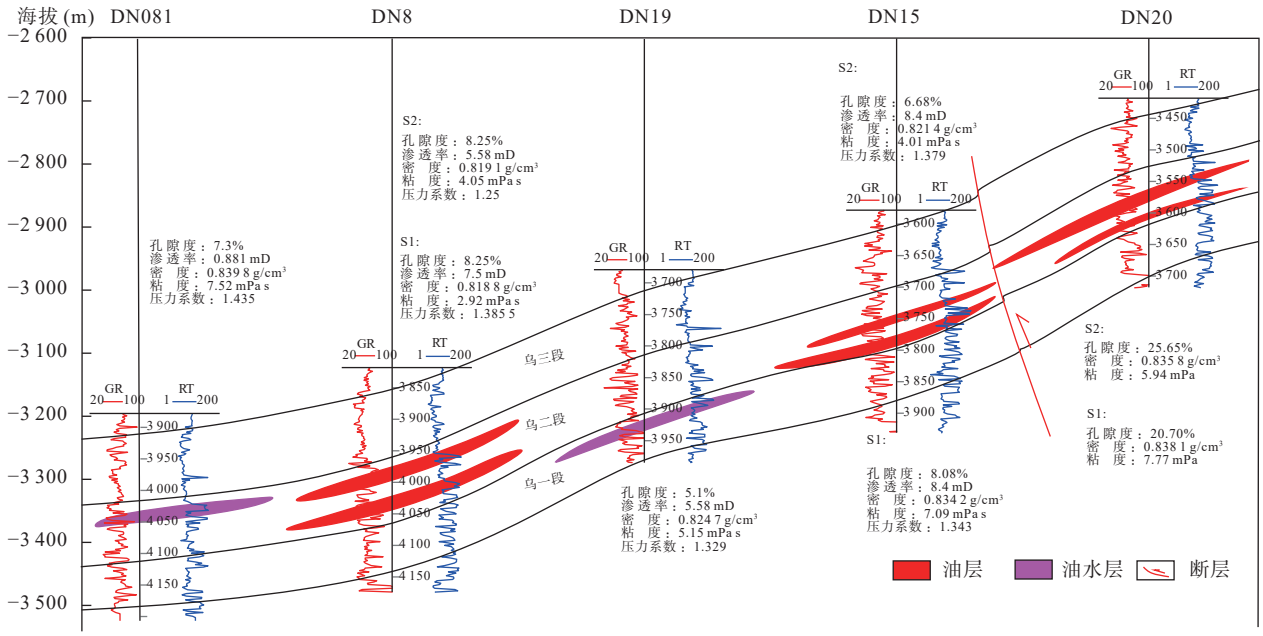


图12 过 DN081-DN8-DN19-DN15-DN20 井连井油藏剖面(剖面位置见图 1)

Fig. 12 Reservoir profile through well DN081-DN8-DN19-DN15-DN20

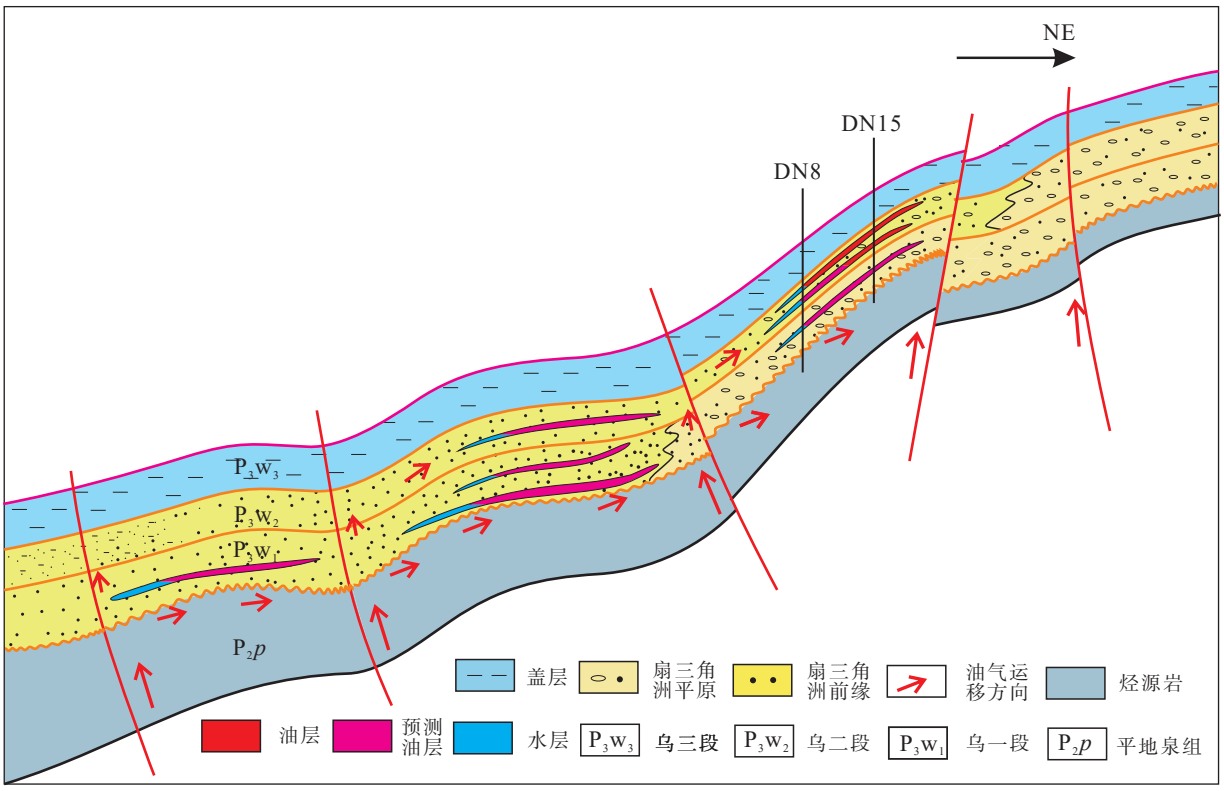


图13　东道海子凹陷东北斜坡区上乌尔禾组油气成藏模式图

Fig. 13　Diagram of oil and gas formation pattern of the Upper Wuerhe Formation in the northeastern slope zone of the Dongdao Haizi Sag

组岩性油气藏应该是有利的勘探指向区。

4　结论

(1)东道海子凹陷具有优越的生烃条件, 下二叠统平地泉组烃源岩 TOC 超过 2.5%, S_1+S_2 为 2.32‰, 氯仿沥青“A”为 0.226%, 有机质类型为Ⅱ$_1$-Ⅲ型, 整体表现为好烃源岩。烃源岩在晚三叠世—中晚侏罗世达到成熟阶段, 斜坡区以生油为主, 深凹区以生气为主。

(2)东道海子凹陷东北斜坡区上乌尔禾组储层致密, 为裂缝控制下的双重介质特征, 裂缝除改善渗透率外, 对溶蚀孔的形成同样具有建设性作用。研究区裂缝主要早于生排烃期形成, 对油气运聚成藏输导作用明显。

(3)东北斜坡区上乌尔禾组油藏类型主要为岩性油藏, 油藏具有“一砂一藏特征”, 油藏不存在统一的油水界面和压力系统。上乌尔禾组成藏特征表现出下伏平地泉组为烃源岩、中部乌二段为有效储层、上覆乌三段为良好盖层的“下生上储”的成藏模式。

(4)鉴于靠近凹陷中心烃源岩生烃能力增强、近源成藏、储层大面积分布以及储层物性保持及改造机制等, 认为凹陷区上乌尔禾组扇三角洲前缘砂体岩性油气藏可能是油气勘探的有利目标区。

利益冲突声明(Conflict of Interests):

所有作者声明不存在利益冲突。

All authors disclose no relevant conflict of interests.

参考文献(References):

陈磊, 杨镱婷, 汪飞, 等. 准噶尔盆地勘探历程与启示[J]. 新疆石油地质, 2020, 41(5): 505−518.

CHEN Lei, YANG Yiting, WANG Fei, et al. Exploration history and enlightenment of the Junggar Basin[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2020, 41(5): 505−518.

陈发景, 汪新文, 汪新伟. 准噶尔盆地的原型和构造演化[J]. 地学前缘, 2005, 12(3): 77−89.

CHEN Fajing, WANG Xinwen, WANG Xinwei. Prototype and tectonic evolution of the Junggar Basin[J]. Geoscience Frontier,

2005, 12(3): 77−89.

曹江骏, 罗静兰, 马迪娜·马吾提汗, 等. 微观非均质性对砂砾岩储层致密化的影响机理:以准噶尔盆地东道海子凹陷 DN8 井区上二叠统梧桐沟组为例[J]. 地球科学, 2021, 46(10): 3435−3452.

CAO Jiangjun, LUO Jinglan, MADINA·Mawutihan, et al. Mechanism of Micro-Heterogeneity Influencing the Compaction of Gravelstone Reservoirs: A Case Study of the Upper Permian Wutonggou Formation in the DN8 Well Area of the Dongdao Haizi Depression, Junggar Basin[J]. Earth Science, 2021, 46(10): 3435−3452.

丁湘华. 准噶尔盆地东道海子凹陷油气成因及成藏期次分析[J]. 科学技术与工程, 2016, 16(10): 80−84.

DING Xianghua. Analysis of oil and gas genesis and accumulation stages in Dongdaohaizi Sag, the Junggar Basin[J]. Science, Technology and Engineering, 2016, 16(10): 80−84.

冯陶然. 准噶尔盆地二叠系构造—地层层序与盆地演化 [D]. 北京: 中国地质大学 (北京), 2017, 12−80.

FENG Taoran. Permian tectonic stratigraphic sequence and basin evolution in the Junggar Basin [D]. Beijing: China University of Geosciences (Beijing), 2017, 12−80.

樊妍, 王绪龙, 向才富, 等. 准噶尔盆地东部二叠系平地泉组烃源岩富集规律与主控因素[J]. 现代地质, 2022, 36(4): 1105−1117.

FAN Yan, WANG Xulong, XIANG Caifu, et al. Enrichment rules and main controlling factors of hydrocarbon source rocks of the Permian Pingdiquan Formation in the eastern the Junggar Basin[J]. Modern Geology, 2022, 36(4): 1105−1117.

胡鑫, 邹红亮, 胡正舟, 等. 扇三角洲砂砾岩储层特征及主控因素-以准噶尔盆地东道海子凹陷东斜坡二叠系上乌尔禾组为例[J]. 东北石油大学学报, 2021, 45(6): 15−26.

HU Xin, ZOU Hongliang, HU Zhengzhou, et al. Characteristics and main control factors of fan delta glutenite reservoir - taking Upper Wuerhe Formation of Permian in the east slope of Dongdaohaizi Sag, the Junggar Basin as an example[J]. Journal of Northeast Petroleum University, 2021, 45(6): 15−26.

何登发, 张 磊, 吴松涛, 等. 准噶尔盆地构造演化阶段及其特征[J]. 石油与天然气地质, 2018, 39(5): 845−861.

HE Dengfa, ZHANG Lei, WU Songtao, et al. Structural evolution stages and characteristics of the the Junggar Basin[J]. Petroleum and Natural Gas Geology, 2018, 39(5): 845−861.

何文军, 吴和源, 杨森, 等. 准噶尔盆地玛湖凹陷风城组页岩油储层岩相划分与类型评价[J]. 西北地质, 2023, 56(1): 217−231.

HE Wenjun, WU Heyuan, YANG Sen, et al. Lithofacies division and type evaluation of shale oil reservoirs in Fengcheng Formation, Mahu Sag, Junggar Basin[J]. Northwestern Geology, 2023, 56(1): 217−231.

靳军, 罗小平, 廖健德, 等. 准噶尔盆地东道海子凹陷平地泉组烃源岩地球化学特征[J]. 成都理工大学学报, 自然科学版, 2015, 42(2): 196−202.

JIN Jun, LUO Xiaoping, LIAO Jiande, et al. Geochemical characteristics of hydrocarbon source rocks in Pingdiquan Formation, Dongdaohaizi Sag, the Junggar Basin[J]. Journal of Chengdu University of Technology, Natural Science Edition, 2015, 42(2): 196−202.

贾春明, 潘拓, 余海涛, 等. 准噶尔盆地沙湾凹陷风城组储层特征及物性控制因素分析 [J].西北地质, 2023, 56(4): 49-59.

JIA Chunming, PAN Tuo, YU Haitao, et al. Analysis of reservoir characteristics and physical property control factors of Fengcheng Formation in Shawan Sag, Junggar Basin, China[J].Northwestern Geology, 2023, 56 (4): 49-59.

匡立春, 支东明, 王小军, 等. 准噶尔盆地上二叠统上乌尔禾组大面积岩性-地层油气藏形成条件及勘探方向[J]. 石油学报, 2022, 43(3): 325−329.

KUANG Lichun, ZHI Dongming, WANG Xiaojun, et al. Formation conditions and exploration direction of large-scale lithologic stratigraphic oil and gas reservoirs in Upper Wuerhe Formation of Upper Permian in the Junggar Basin[J]. Journal of Petroleum, 2022, 43(3): 325−329.

李艳平, 邹红亮, 李雷, 等. 准噶尔盆地东道海子凹陷上乌尔禾组油气勘探思路及发现[J]. 新疆石油地质, 2022, 43(2): 127−134.

LI Yanping, ZOU Hongliang, LI Lei, et al. Exploration ideas and discoveries of oil and gas in the Upper Wuerhe Formation of Dongdaohaizi Sag, the Junggar Basin[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2022, 43(2): 127−134.

李珑. 东道海子凹陷北斜坡梧桐沟组沉积体系及有利储层预测 [D]. 成都: 西南石油大学, 2016, 1−40.

LI Long. Sedimentary system and favorable reservoir prediction of Wutonggou Formation in the north slope of Dongdao Haizi Depression [D]. Chengdu: Southwest Petroleum University, 2016, 1−40.

李二庭, 米巨磊, 张宇, 等. 准噶尔盆地东道海子凹陷二叠系平地泉组烃源岩特征[J]. 岩性油气藏, 2024, 36(1): 88−97.

LI Erting, MI Julei, ZHANG Yu, et al. Characteristics of hydrocarbon source rocks of Permian Pingdiquan Formation in Dongdao Haizi Depression, Junggar Basin[J]. Rocky Oil and Gas Reservoirs, 2024, 36(1): 88−97.

林会喜, 曾治平, 宫亚军, 等. 准噶尔盆地中部油气充注与调整过程分析[J]. 断块油气田, 2013, 20(3): 316−320.

LIN Huixi, ZENG Zhiping, GONG Yajun, et al. Analysis of oil and gas filling and adjustment process in the central the Junggar

Basin[J]. Fault Block Oil and Gas Fields, 2013, 20(3): 316−320.

罗晓容, 张立宽, 雷裕红, 等. 储层结构非均质性及其在深层油气成藏中的意义[J]. 中国石油勘探, 2016, 21(1): 28−36.

LUO Xiaorong, ZHANG Likuan, LEI Yuhong, et al. Heterogeneity of Reservoir Structure and Its Significance in Deep Oil and Gas Accumulation[J]. China Petroleum Exploration, 2016, 21(1): 28−36.

秦军, 张宗斌, 李思远, 等. 准噶尔盆地滴南地区上乌尔禾组砂砾岩体裂缝测井响应与多信息融合预测[J]. 大庆石油地质与开发, 2023, 42(5): 130−138.

QIN Jun, ZHANG Zongbin, LI Siyuan, et al. Logging response and multi information fusion prediction of sandstone conglomerate fractures in the Upper Wuerhe Formation in Dinan area of the the Junggar Basin[J]. Daqing Petroleum Geology and Development, 2023, 42(5): 130−138.

唐勇, 郭文建, 王霞田, 等. 玛湖凹陷砾岩大油区勘探新突破及启示[J]. 新疆石油地质, 2019, 40(2): 127−137.

TANG Yong, GUO Wenjian, WANG Xiatian, et al. New Breakthroughs and Inspirations in Exploration of Conglomerates in Mahu Depression[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2019, 40(2): 127−137.

唐勇, 徐洋, 李亚哲, 等. 玛湖凹陷大型浅水退覆式扇三角洲沉积模式及勘探意义[J]. 新疆石油地质, 2018, 39(1): 16−22.

TANG Yong, XU Yang, LI Yazhe, et al. Sedimentary model and exploration significance of large-scale shallow water retrogressive fan delta in Mahu Depression[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2018, 39(1): 16−22.

唐勇, 宋永, 郭旭光, 等. 准噶尔盆地玛湖凹陷源上致密砾岩油富集的主控因素[J]. 石油学报, 2022, 43(2): 192−206.

TANG Yong, SONG Yong, GUO Xuguang, et al. Main controlling factors of dense conglomerate oil enrichment on the source of Mahu Sag in the Junggar Basin[J]. Journal of Petroleum, 2022, 43(2): 192−206.

王韬, 李婷, 郑孟林, 等. 准噶尔盆地西北缘吐孜阿克内沟数字露头构建及其地质信息提取与分析[J]. 西北地质, 2025, 58(5): 162−170.

WANG Tao, LI Ting, ZHENG Menglin, et al. Construction of Digital Outcrop and Extraction, Analysis of Geological Information of Tuziakeneigou, in the Northwestern Margin of Junggar Basin[J]. Northwestern Geology, 2025, 58(5): 162−170.

严锐涛, 徐怀民, 易震, 等. 准噶尔盆地东部沙帐地区中二叠统平地泉组一段致密油源储组合模式[J]. 地质与勘探, 2016, 52(4): 783−790.

YAN Ruitao, XU Huaimin, YI Zhen, et al. Tight oil source reservoir combination model of the first member of the Middle Permian Pingdiquan Formation in Shaheng area, eastern the Junggar Basin[J]. Geology and Exploration, 2016, 52(4): 783−790.

张朝军, 何登发, 吴晓智, 等. 准噶尔多旋回叠合盆地的形成和演化[J]. 中国石油勘探, 2006, 11(1): 47−58.

ZHANG Chaojun, HE Dengfa, WU Xiaozhi, et al. Formation and evolution of the Junggar multi cycle superimposed basin[J]. China Petroleum Exploration, 2006, 11(1): 47−58.

张焕旭, 陈世加, 杨迪生, 等. 东道海子凹陷周缘构造油气源对比及勘探潜力分析[J]. 沉积学报, 2017, 35(2): 393−402.

ZHANG Huanxu, CHEN Shijia, YANG Disheng, et al. Comparison of oil and gas sources and analysis of exploration potential in the peripheral structures of the Haizi Depression in Dongdao [J]. Journal of Sedimentology, 2017, 35(2): 393−402.

张仲培, 张宇, 张明利, 等. 准噶尔盆地中部凹陷区二叠系—三叠系油气成藏主控因素与勘探方向[J]. 石油实验地质, 2022, 44(4): 559−568.

ZHANG Zhongpei, ZHANG Yu, ZHANG Mingli, et al. Main controlling factors and exploration direction of Permian Triassic oil and gas accumulation in the central sag of the the Junggar Basin[J]. Petroleum Experimental Geology, 2022, 44(4): 559−568.

赵飞, 韩宝, 钟磊, 等. 准噶尔盆地中拐地区致密砂岩气成藏特征及富集规律[J]. 西北地质, 2024, 57(5): 142−155.

ZHAO Fei, HAN Bao, ZHONG Lei, et al. Accumulation Characteristics and Enrichment Regularity of Tight Sandstone Gas Reservoirs in Zhongguai Area, Junggar Basin[J]. Northwestern Geology, 2024, 57(5): 142−155.

Bai H, Pang X, Kuang L, et al. Depositional environment, hydrocarbon generation and expulsion potential of the middle Permian Pingdiquan source rocks based on geochemical analyses in the eastern Junggar Basin, NW China[J]. Australian Journal of Earth Sciences, 2017, 64(4): 497−518.

Zhao Junwei, Xu Huaimin, He Cui, et al. Geological characteristics and main controlling factors of Permian lacustrine tight oil in the eastern part of the Junggar Basin[J]. Geosciences Journal, 2017, 21(2): 187−200.

Hu Xiao, Zhang Xuecai, Xie Jun, et al. Sedimentary Characteristics and Hydrocarbon-Generation Potential of the Permian Pingdiquan Formation in Dongdaohaizi Sag, Junggar Basin, Northwest China[J]. ACS Omega, 2023, 8(39): 35653−35669.