

引用格式:孟祥超,陈晓轩,窦洋,等.2026.含煤岩系油气性质差异性分布、成因及轻质油气储集带定量预测——以准噶尔盆地玛湖凹陷斜坡区侏罗系八道湾组一段为例[J].沉积学报,44(1):106-122.

MENG XiangChao, CHEN XiaoXuan, DOU Yang, et al. 2026. Different Distribution and Origin of Hydrocarbon Properties of Coal-Bearing Rock Series and Quantitative-Prediction of Light Oil & Gas Reservoirs: Case study for the J_1b_1 in the slope area of Mahu Sag[J]. Acta Sedimentologica Sinica, 44(1): 106-122.

DOI: 10.14027/j.issn.1000-0550.2024.044

CSTR: 32268.14/j.cjxb.62-1038.2024.044

含煤岩系油气性质差异性分布、成因及轻质油气储集带定量预测 ——以准噶尔盆地玛湖凹陷斜坡区侏罗系八道湾组一段为例

孟祥超¹,陈晓轩²,窦洋¹,骆飞飞²,陈扬¹,邹志文¹,彭博¹,易俊峰¹

1. 中国石油杭州地质研究院,杭州 310023

2. 中国石油新疆油田公司勘探开发研究院,新疆克拉玛依 834000

摘要 【目的】准噶尔盆地玛湖斜坡区侏罗系八道湾组一段(J_1b_1)为紧邻J/T不整合面之上的一套含煤岩系砂(砾)岩沉积。内部油气性质垂向差异较大,靠近J/T不整合面的底部富泥砂砾岩带油气稠化现象明显,轻质油气主要富集在煤层之上的互层砂岩带内。在相对深埋区油气稠化带成因、大气淡水对不整合面上覆地层的渗滤机制、含煤岩系煤层之上轻质油气富集的成因研究等方面尚缺乏系统研究。【方法】基于原油性质及天然气碳同位素分析,结合埋藏史—热史—孔隙演化及含烃盐水包裹体激光拉曼光谱特征分析等数据,探讨 J_1b_1 天然气成因类型及油气稠化带、轻质油气带成因及展布规律。【结果】(1) J_1b_1 含煤岩系按照油气密度黏度特征可分为油气稠化带、轻质油气带;前者主要分布于断裂带上盘、断裂带及斜坡带紧邻J/T不整合面的底部富泥砂砾岩带,后者主要分布于斜坡带煤层之上的互层砂岩带,且煤成气含量较高;(2)“燕山期正断裂—J/T不整合面—富泥砂砾岩组合”及伴生的润湿水相的毛细管自吸作用,导致在埋藏相对较深的斜坡区形成与不整合面密切相关的大气淡水压实—离心流油气稠化带;(3)煤层之上的互层砂岩油气藏具有“自生自储(J_1b_1 煤层解吸气充注)”及“下生上储(二叠系风城组烃源岩供烃)”混源油气充注特征,具有轻质油气富集优势。【结论】 J_1b_1 上部互层砂岩带是轻质油气富集带勘探的首选领域,建立“CNL-IMP联合约束”含煤岩系岩性测井定量识别图版。针对 J_1b_1 上部互层砂岩轻质油气储集带,在盐探1三维地震区内识别出厚度大于10 m的互层砂岩有效储层(中细砂岩+粗中砂岩+含砾粗砂岩)分布区68.4 km²。

关键词 玛湖斜坡区;侏罗系八道湾组一段;不整合面;压实—离心流;煤层解吸气;碳同位素

第一作者 孟祥超,男,1974年出生,高级工程师,碎屑岩沉积储层,E-mail: mengxc_hz@petrochina.com.cn

中图分类号:P618.13 **文献标志码:**A **文章编号:**1000-0550(2026)01-0106-17

0 引言

准噶尔盆地玛湖斜坡区侏罗系八道湾组一段(J_1b_1)为紧邻侏罗系/三叠系(J/T)不整合面之上的一套含煤岩系砂(砾)岩沉积。下部以厚层砂砾岩为主,上部以互层砂岩为主。煤层主要发育于厚层砂砾岩带中下部,及互层砂岩带底部。前期研究认为,油气稠化带主要分布于埋藏较浅(埋深小于1 650 m)、大气淡水活跃,生物降解作用较强的断裂带上盘、断

裂带部位(王屿涛,1994;苏圣民等,2023)。近期研究表明,埋藏相对较深(埋深介于2 000~3 550 m)的斜坡区亦见油气稠化带分布,且主要分布于紧邻J/T不整合面的富泥砂砾岩内。密度、黏度较低的轻质油气组分主要富集于斜坡带煤层之上的互层砂岩内。乙烷碳同位素(刚文哲等,1997;宋岩和徐永昌,2005)揭示互层砂岩内的轻质组分成因类型以煤成气为主。含烃包裹体激光拉曼光谱(王廷栋和杨远聪,1986;吴志勇和罗斌杰,1992)特征对比进一步揭

收稿日期:2023-12-15;修回日期:2024-03-03;录用日期:2024-04-24;网络出版日期:2024-04-24

基金项目:中国石油天然气集团有限公司基础性前瞻性重大科技专项(2023ZZ02,2023ZZ24-01,2021DJ0108)

示,靠近J/T不整合面的厚层砂砾岩内气烃包裹体中除了主成分 CH_4 气体外,出现 CO_2 、 N_2 等氧化性气体,且气泡体壁周边富含黑色沥青质,激光拉曼谱曲线的基值线呈明显的荧光宽缓拉曼峰形态(王廷栋和杨远聪,1986)。由此引出以下三个方面问题:(1)油气稠化带成因及不整合面渗滤效应方面,分布于斜坡区紧邻J/T不整合面富泥砂砾岩内的油气稠化带,其成因是否与大气淡水的氧化降解有关需进一步核实;前期研究主要关注大气淡水在重力一向心流作用下对不整合面下伏地层的风化渗滤效应(韩宝等,2017)。而大气淡水能否进入不整合面上覆地层,大气淡水对不整合面上覆地层的渗滤机制需进一步探讨。(2)轻质油气带展布及成因方面,为什么轻质油气带主要分布于斜坡带煤层之上的互层砂岩内,构造抬升导致的煤层气解吸效应(刘宁,2021;王丹等,2021)及伴生的煤层解吸气是否是轻质油气的主要来源或唯一来源有待进一步探究,相关的判别标准有待进一步厘定。(3)含煤岩系互层砂岩定量预测方面,玛东斜坡区 J_1b_1 含煤岩系成岩作用复杂,伴生的矿物成分多样。(铁)方解石、(铁)白云石、菱铁矿等高电阻率(RT)矿物的存在增加了含油气储层与成岩致密层(黎菁等,2013;孟祥超等,2022,2023b)的辨别难度,中酸性火山岩母岩类型导致储层整体放射性较强,自然伽马(GR)测井区分岩性效果不佳,建立有效的岩性测井定量识别图版是井一测一震结合开展互层砂岩有效储层定量预测的关键。

基于原油性质及天然气甲烷、乙烷碳同位素对比分析,结合埋藏史—热史—孔隙演化史及含烃包裹体激光拉曼光谱特征分析,在明确 J_1b_1 天然气成因类型基础上,探讨油气稠化带、轻质油气带成因及展布规律,建立含煤岩系互层砂岩岩性测井定量识别图版,井一测一震结合开展互层砂岩有效储层定量预测,以期为类似盆地含煤岩系有效储层评价及勘探部署提供理论依据及思路。

1 区域构造及沉积特征

准噶尔盆地是海西运动后期开始形成与发展的多期次叠合盆地,周缘被古生代褶皱缝合带围绕(何登发等,2004;吴孔友和查明,2010;孟祥超等,2016,2019;王小军等,2021)(图1a)。自石炭纪至今,盆地依次经历了海西晚期、印支期、燕山期和喜山期等构造运动。石炭纪末期,准噶尔南缘的北天山—准噶尔洋开始闭合,并在局部发生陆块碰撞(称天山中期运动)(何登发等,2004;吴孔友和查明,2010)。受其影响,玛湖斜坡区及周缘早期褶皱造山带强烈隆升,并向盆地逆冲,形成叠瓦式前陆冲断推覆构造(王小军等,2021)。二叠纪早期,准噶尔地块受造山带持续作用,受垂直载荷影响,岩石圈发生挠曲变形,玛湖斜坡区周缘前陆盆地开始形成(孟祥超等,2019)。自二叠纪始,准噶尔盆地玛湖凹陷及其周缘构造演化依次经历了前陆断陷期(下二叠统($P_1j \sim P_1f$)),以靠近逆冲推覆带下盘地

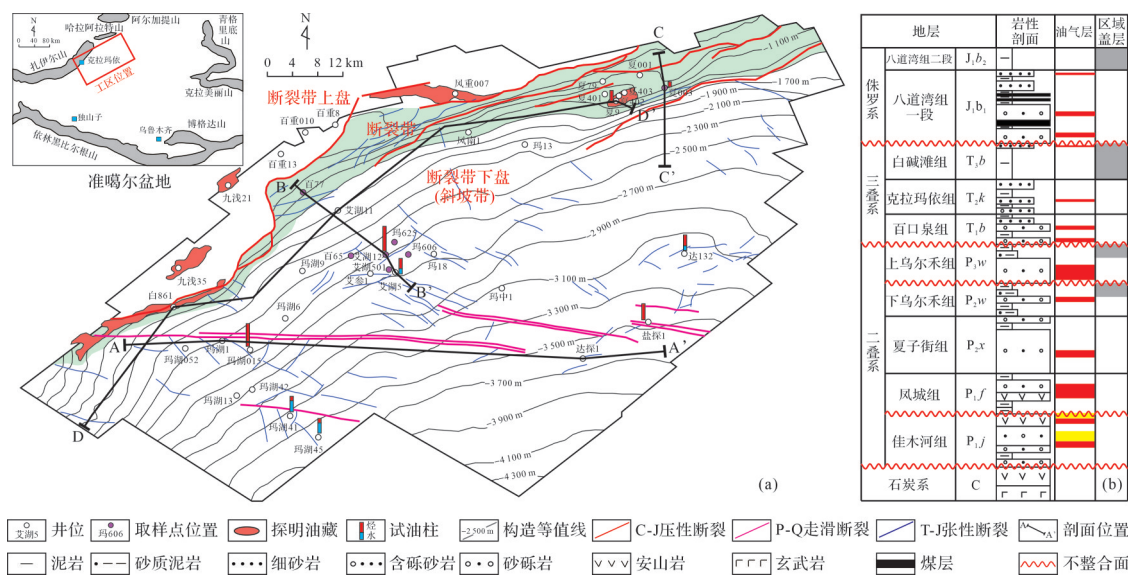


图1 玛湖斜坡区侏罗系八道湾组一段构造纲要(a)及地层柱状图(b)

Fig.1 Structural outline (a) and strata feature (b) of the 1st member of Jurassic Badaowan Formation(J_1b_1), the slope area of Mahu Sag

层厚、近湖盆区地层薄为典型特征)、断陷—坳陷转换期(中二叠统($P_{2x} \sim P_{2w}$),以近断裂带处地层薄、近湖盆区地层增厚趋势渐强为典型特征)、坳陷初期填平补齐期(上二叠统(P_{3w})—下三叠统(T_1b),以近湖盆区地层厚,近物源区地层薄为典型特征)、坳陷期(中三叠统(T_2k)—侏罗系(J)—白垩系(K),以凹陷范围内地层大致等厚为典型特征)。研究区玛湖斜坡区位于克百断裂—乌夏断裂带下盘,地层发育较齐全,自下而上发育石炭系、二叠系、三叠系、侏罗系及白垩系,各层系间呈区域性平行不整合或角度不整合接触(孟祥超等,2016,2019)(图1b)。目的层侏罗系八道湾组一段中下部以厚层砂砾岩夹煤层、薄层泥岩沉积为主,上部以砂岩、泥岩互层沉积为主。上覆层八道湾组二段(J_1b_2)以厚层泥岩沉积为主,为区域盖层(图1b)。

玛湖地区侏罗系八道湾组一段含煤岩系属辫状河三角洲沉积环境(厚刚福等,2022;于景维等,2023),辫状河三角洲上平原沉积主要发育在断裂带上盘—断裂带—上斜坡带,以淡褐色泥质岩、中—高频、较弱连续地震反射为主。下平原—前缘沉积主要发育在下斜坡带,以浅灰色泥质岩、中—低频、中—强连续地震反射为主(图2a,b)。玛湖斜坡区岩性总体以砂砾岩、含砾砂岩、泥质粉砂岩夹(碳质)泥岩沉积为主,自下而上分为富泥砂砾岩、厚层砂砾岩、互层砂岩三个层带。辫状河三角洲下平原沉积亚相湿地沼泽沉积微相中发育煤①、煤②、煤③、煤④四套煤层,厚度不等(单煤层厚度2~12 m),垂向上主要分布于厚层砂砾岩带中下部,及互层砂岩带底部。四套煤层,尤其是上部的煤②、煤③、煤④三套煤层地震剖面响应特征清晰,以中—强连续波峰反射为主,横向展布范围基本一致,具有较强的垂向继承性(图2a,b)。

2 样品与测试方法

在玛湖凹陷断裂带(夏003井、百77井)、斜坡区(艾湖501井、艾湖12井、百65井、玛606井、玛625井)上述7口井(图1a)侏罗系八道湾组一段,采集32块砂(砾)岩和4块煤岩样品(其中碳同位素分析样品22块、饱和烃气相色谱分析样品8块、包裹体激光拉曼光谱分析样品6块),开展碳同位素、包裹体激光拉曼光谱、饱和烃气相色谱三项分析测试。样品分析测试数据来源于中国科学院西北生态环境资源研究

院地球化学分析测试中心。

其中,碳同位素检测仪器为Delta V同位素质谱仪,检测标准为GB/T 6041—2002,同位素标样为GBW-04405(国家标准)。包裹体激光拉曼光谱分析仪器为激光共聚焦显微拉曼光谱仪,检测标准为GB/T 33252—2016。饱和烃气相色谱分析实验采用Agilent 7980A气相色谱测试仪,检测标准为SY/T 5779—2008;色谱—质谱检测设备为赛默飞ISQ 7000型气相色谱—质谱联用仪,检测标准为GB/T 18606—2017。

3 天然气成因类型及油气性质分带特征

天然气可分为有机成因气、无机成因气两大类(胡国艺等,2007;李友川等,2016)。有机成因气根据热成熟度进一步划分为生物气、生物—热降解过渡带气、热降解气和热裂解气;根据成因(母质)类型进一步划分为煤成气、混合气、油型气三种类型(戴金星,1993;胡国艺等,2007)。甲烷碳同位素($\delta^{13}C_1$)受热演化程度影响较大,常作为天然气成熟度的常用判别指标;乙烷碳同位素($\delta^{13}C_2$)受热演化程度影响较小,主要继承生气母质的碳同位素组成特征,常作为天然气成因(母质)类型的常用判别指标(沈平等,1987;徐永昌,1999;何登发,2007;谭开俊等2012)。依据上述判别指标,玛湖斜坡区二叠系风城组(P_2f)烃源岩供烃系统的主要油气藏的天然气成因类型垂向上具有一定的规律性(图3、表1),以二叠系下乌尔禾组—夏子街组($P_{2w} \sim P_{2x}$)、上乌尔禾组(P_{3w})、三叠系百口泉组(T_1b)、侏罗系八道湾组一段(J_1b_1)油气藏为代表。

(1) 各油气藏内甲烷及其同系物的 $\delta^{13}C$ 值随烷烃分子中碳数增加而增大,即表现为明显的正碳同位素分布模式: $\delta^{13}C_1 < \delta^{13}C_2 < \delta^{13}C_3 < \delta^{13}C_4$ (表1),指示各油气藏内天然气成因类型均以有机成因气(沈平等,1987;徐永昌,1999)为主。

(2) J_1b_1 天然气在热成熟度、成因(母质)类型方面与其他二叠系—三叠系油气藏存在明显差异(图4)。热成熟度差异方面,前者成熟度跨度大,生物气、过渡带气、热降解气均存在;后者以热降解气或偏近于热降解气的过渡带气为主。成因(母质)类型方面,前者成因类型跨度大,煤成气、混合气、油型气均存在;后者以油型气或偏近于油型气的混合气为

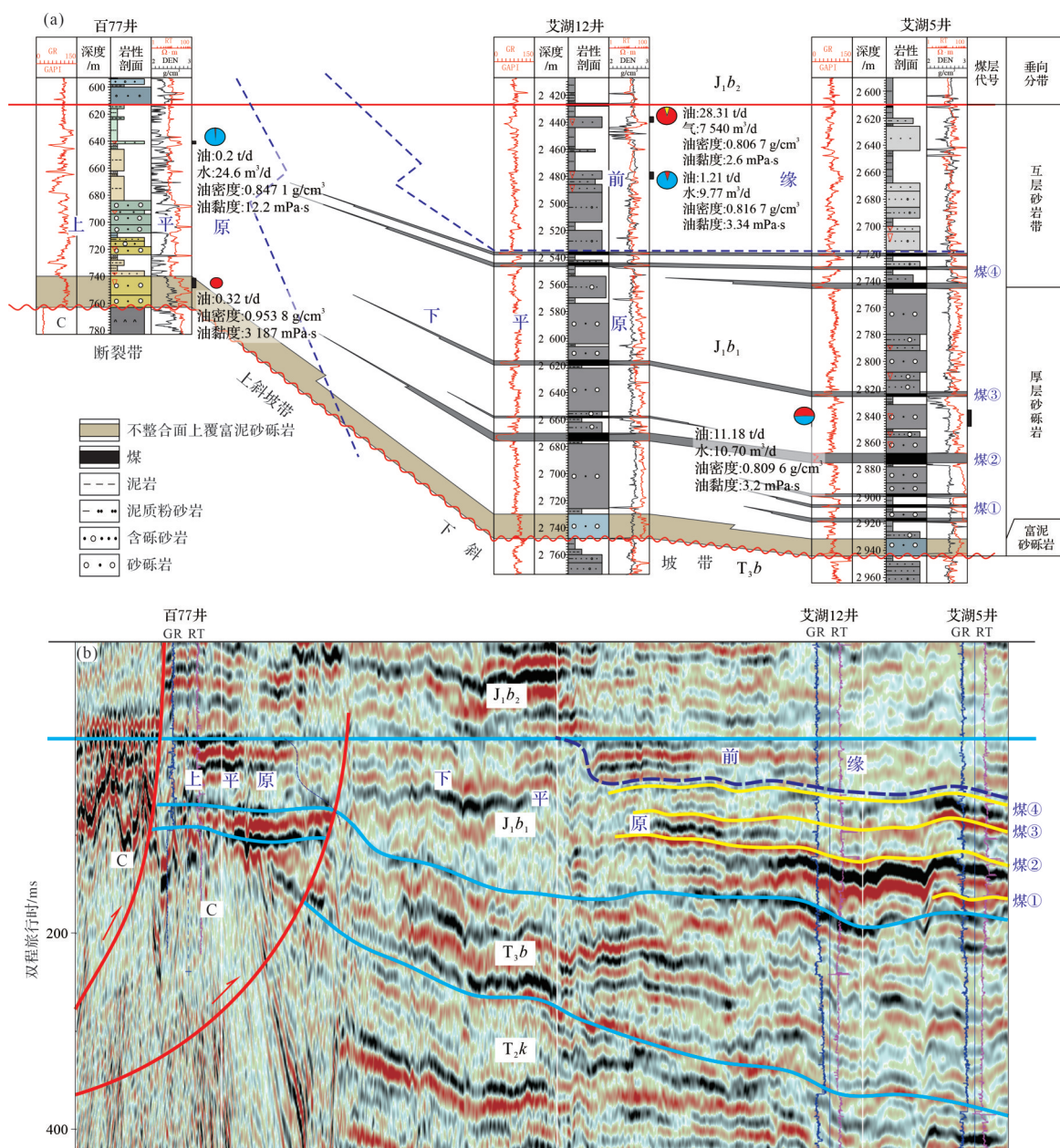


图2 玛湖斜坡区 J_1b_1 沉积相分带特征及煤层、富泥砂砾岩带展布 (剖面位置见图1, B—B')

(a) 过百77—艾湖12—艾湖5井连井地质剖面; (b) 顶拉平连井地震—地质综合分析剖面

Fig.2 Characteristics of sedimentary facies zonation and distribution of coal seam and silt-rich conglomerate zone in the J_1b_1 , the slope area of Mahu Sag

主。分区带碳同位素值对比揭示,生物气主要分布于断裂带上盘、断裂带、多与密度、黏度较高的油气稠化带伴生(图3、表2),煤成气主要分布于斜坡带煤层之上的互层砂岩带内,多与密度、黏度较低的轻质油气带伴生(图3、表2)。此外,斜坡带紧邻J/T不整合面的富泥砂砾岩带的天然气碳同位素以油型气为主,但甲烷碳同位素值偏重,该带亦与密度、黏度较高的油气稠化带伴生(图3、表2)。

4 油气稠化带、轻质油气富集带成因分析及展布特征

由第3节分析可知,玛湖凹陷及周缘侏罗系八道湾组一段油藏的油气性质在平面及垂向上存在明显的差异,具体可归纳为两种类型:(1)油气稠化带,主要分布于断裂带上盘—断裂带—斜坡带靠近J/T不整合面的富泥砂砾岩带内;(2)轻质油气富集带(与

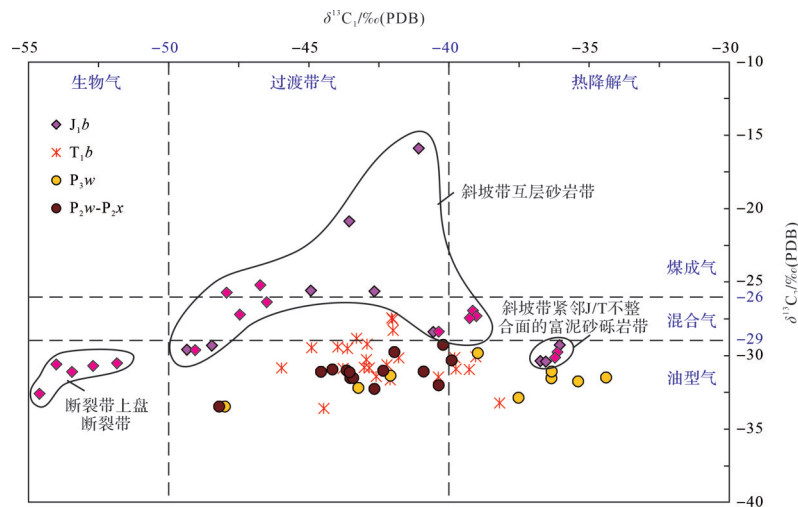


图3 玛湖凹陷风城组供烃系统主要油气藏天然气甲烷—乙烷碳同位素值交会图

Fig.3 Intersection diagram of carbon isotope values for natural gas in a major reservoir of the Permian Fengcheng Formation(P_1f) hydrocarbon-supply system, Mahu Sag

表1 玛湖凹陷风城组供烃系统主要油气藏天然气碳同位素对比

Table 1 Comparison of carbon isotopes of natural gas in major hydrocarbon reservoirs supplying hydrocarbon system of the P_1f , Mahu Sag

油气藏	甲烷碳同位素 $\delta^{13}C_1/\text{‰}$				乙烷碳同位素 $\delta^{13}C_2/\text{‰}$				丙烷碳同位素 $\delta^{13}C_3/\text{‰}$			
	最小值	最大值	值域跨度	均值	最小值	最大值	值域跨度	均值	最小值	最大值	值域跨度	均值
J_1b	-54.62	-36.03	18.59	-45.32	-32.51	-15.91	16.61	-24.21	-28.83	-19.86	8.97	-23.31
T_1b	-45.95	-38.18	7.77	-42.19	-33.59	-27.42	6.17	-30.31	-31.32	-26.67	4.65	-29.27
P_3w	-47.98	-34.38	13.60	-39.13	-33.46	-29.83	3.63	-31.72	-32.43	-29.17	3.26	-30.58
P_2w-P_2x	-48.18	-39.89	8.29	-42.79	-33.45	-29.26	4.19	-31.17	-31.49	-29.11	2.38	-30.51

煤成气伴生), 主要分布于斜坡带煤层之上的互层砂岩带内。上述油气性质的显著差异受控于区域构造演化。 J_1b_1 沉积后, 受燕山Ⅱ幕、燕山Ⅲ幕构造运动影响, 玛湖斜坡区及周缘经历了侏罗纪末期、白垩纪末期两期较大幅度的抬升构造运动(图4), 控制并影响着区域氧化降解作用及煤层气解吸效应, 继而控制了油气稠化带、轻质油气富集带(自生自储煤层解吸气+下生上储油型气)的时空展布。

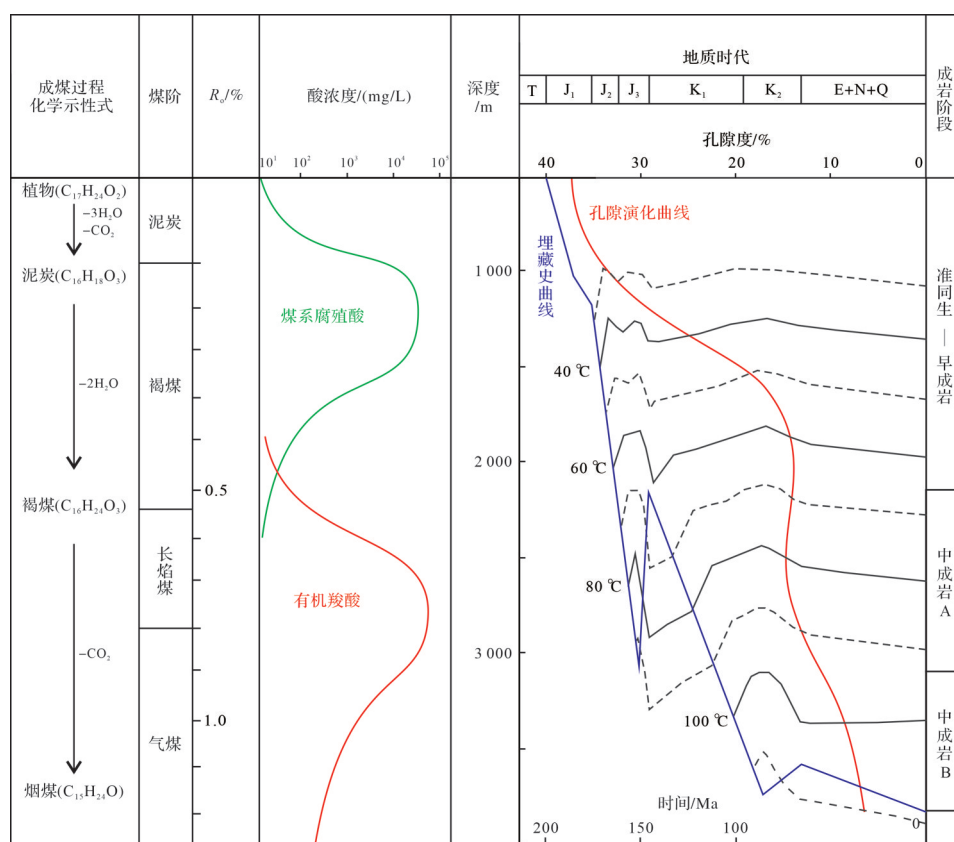
4.1 氧化降解作用与油气稠化带分布

烃类的氧化降解作用是在断裂带上盘—断裂带—斜坡带靠近J/T不整合面的富泥砂砾岩带形成油气稠化带的主要原因。

4.1.1 烃类的氧化降解及稠化效应简述

大气淡水影响下的烃类氧化降解作用过程(楼章华等, 2006; 陈中红和查明, 2013)可简要表述如下: 携带氧气和细菌等微生物的低温大气淡水经由断层—不整合面等地层薄弱带渗入地层/油气藏中, 喜氧细菌氧化降解高分子烃类, 并产生 CO_2 且逐步消

耗 O_2 (楼章华等, 2006)。这一过程对油气藏中剩余烃类的油气性质、天然气组分、天然气碳同位素组成产生明显的稠化效应(杨绪充, 1989; 楼章华等, 2006): (1) 细菌等微生物对原油中正构烷烃的选择性摄取和低密度饱和烃的优先降解(杨绪充, 1989; 寿建峰等, 2005; 孟祥超等, 2021)导致液态烃类的密度和黏度显著增加; (2) 细菌可将甲烷及其同系物氧化为 CO_2 (寿建峰等, 2005), 在甲烷及其同系物的分子中, 由于轻碳同位素(^{12}C)组成的分子(甲烷 $^{12}CH_4$ 、乙烷 $^{12}C_2H_6$ 、丙烷 $^{12}C_3H_8$ 等)中C=C键的键能比由重碳同位素(^{13}C)组成的分子(甲烷 $^{13}CH_4$ 、乙烷 $^{13}C_2H_6$ 、丙烷 $^{13}C_3H_8$ 等)中C=C键的键能要小, 故细菌优先氧化降解轻碳同位素(^{12}C)组成的甲烷及其同系物分子, 从而使剩余的甲烷及其同系物中的重碳同位素(^{13}C)组成的分子相对增多, 继而导致剩余甲烷及其同系物的碳同位素值($\delta^{13}C$)变重; (3) 气态组分中 CO_2 及 N_2 等氧化性气体含量相对增高。

图4 八道湾组一段(J₁b₁)含煤岩系“煤阶—埋藏史—热史—孔隙演化史”综合图

数据来源于玛18井、艾湖5井

Fig.4 Comprehensive map of "burial history-thermal history-pore evolution history" of coal-bearing rock series in the J₁b₁

4.1.2 油气稠化带分布特征

氧化降解作用导致的油气稠化带主要分布于断裂带上盘—断裂带,及斜坡带靠近J/T不整合面的富泥砂砾岩带。自断裂带上盘—断裂带—斜坡带方向,氧化降解作用逐渐减弱。油气稠化带分布规模逐渐减小。断裂带上盘位于构造剥蚀区,埋深极浅(300~750 m,表2),埋藏史—热史曲线揭示地层古地温低于30℃(图4),适于喜氧细菌及部分厌氧细菌等微生物活动。整套J₁b₁地层均遭受强烈细菌氧化降解,表现为原油密度、黏度极高(表2,原油密度、黏度均值分别为0.951 1 g/cm³,2 443.16 mPa·s);断裂带位于海西期—印支期—燕山早期构造运动叠加影响区,地层埋深相对较浅,但跨度较大(600~1 650 m,表2),埋藏史—热史曲线揭示地层古地温低于45℃(图4),以厌氧细菌(及少量喜氧细菌)微生物活动为主。因断裂对低温大气淡水的沟通作用,氧化降解作用亦波及整套J₁b₁地层。原油密度、黏度亦较大,但相较于断裂带上盘整体降低(表2,原油密度、黏度均值分别为0.875 8 g/cm³,145.59 mPa·s)。

上述断裂带上盘—断裂带位于构造高部位,为主要的油气稠化带,稠化带内及稠化带顶部多伴生生物成因气甲烷(以甲烷碳同位素值极轻(何登发,2018)为特征, $\delta^{13}\text{C}_1$ 介于-54.62‰~-51.87‰,表2)。斜坡带地层埋深较大(2 000~3 550 m,表2),埋藏史—热史曲线揭示地层古地温($T>70^\circ\text{C}$)整体已超过(喜氧,厌氧)细菌等微生物活动温度上限,除了紧邻J/T不整合面的富泥砂砾岩带外,J₁b₁地层主体基本未受氧化降解影响。原油密度、黏度与常规稀油基本一致(表2,原油密度、黏度均值分别为0.813 2 g/cm³,2.984 1 mPa·s)。

需要强调的是,无论在断裂带、还是在斜坡带,紧邻J/T不整合面的富泥砂砾岩带的氧化降解效应均异常增强。研究表明,大气淡水压实—离心流渗滤作用(寿建峰等,2005;何登发,2018;孟祥超等,2021)控制着J/T不整合面之上富泥砂砾岩带氧化降解作用。玛湖斜坡区J₁b₁底部大气淡水压实—离心流的成因与“燕山期正断裂—J/T不整合面—富泥砂砾岩(泥质含量 $\geq 8\%$)”(陈发景等,2004;王汇彤等,

表2 玛湖凹陷J₁b₁分区带油气性质对比
Table 2 Hydrocarbon properties in zones from the J₁b₁, Mahu Sag

区带	井号	射孔井段/m	原油密度/(g/cm ³)		原油黏度/mPa·s		气烃包裹体激光拉曼 光谱	天然气成熟度	天然气 成因类型			
			单层	均值	单层	均值		δ ¹³ C ₁ /‰	δ ¹³ C ₂ /‰			
断裂 带上盘	百重13	739.50~747.5	0.948 7	0.951 1	2 917.11	2 443.16						
	百重010	361.0~367.0	0.957 6		3 263.12							
	百重8	323.5~328.0	0.947 1		1 149.26							
断 裂 带	夏001	1 421.5~1 428.0	0.865 0	0.875 8	17.61	145.59		生物气	油型气			
	夏401	1 638.0~1 648.0	0.886 8		63.13			-54.62	-32.51			
	夏402	1 604.0~1 609.0	0.858 6		17.45			~	~			
	夏403	1 560.0~1 568.0	0.841 1		8.64			-51.87	-30.23			
	夏79	1 416.0~1 421.0	0.872 8		27.92							
	白861	607.0~616.0	0.881 6		30.33							
	百77	640.0~642.0	0.847 1		12.26							
	百77	741.5~748.5	0.953 8		987.35							
斜 坡 带	富泥 砂砾 岩	艾湖501	岩心柱塞样:第15筒,第13块				①气泡边缘沥青质	热降解气	油型气			
		艾湖501	岩心柱塞样:第18筒,第2块				②强荧光宽缓拉曼峰	-37.12	-30.23			
		艾湖501	岩心柱塞样:第18筒,第11块				③有CO ₂ /N ₂	~	~			
		玛625	岩心柱塞样:第1筒,第11块				①气泡边缘较清晰	过渡带气为主 少量热降解气	煤成气为主 少量油型气			
		玛625	岩心柱塞样:第3筒,第27块				②无荧光宽缓拉曼峰					
		玛625	岩心柱塞样:第3筒,第48块				③无CO ₂ /N ₂					
	互层 砂岩	艾湖12	2 436.00~2 440.00	0.806 7	0.813 2	2.62	2.984 1					
		艾湖12	2 478.00~2 482.00	0.816 7		3.34					-49.26	-29.61
		玛湖015	2 511.00~2 514.00	0.805 4		2.86					~	~
		玛606	2 502.50~2 510.00	0.811 3		3.05					-38.56	-15.91
		玛湖45	3 535.00~3 542.00	0.826 2		3.05						

2007;孟祥超,2015)组合”及伴生的润湿水相的毛细管自吸作用(游利军和康毅力,2009)密切相关。J₁b₁底部主要发育一套低位体系域富泥砂砾岩(图5a,以中—高自然伽马(GR)、高电阻率(RT)、高密度(DEN)、箱形测井响应为典型特征)。较高的泥质含量将孔喉分隔为若干更细小的纳米级喉道,毛管半径减小,毛管力增大,进一步加剧了润湿水相的毛细管自吸效应(研究区储层岩石亲水,毛管力对润湿水相运移是动力,水相可自发渗入微细喉道,且喉道越细,水相自发渗入的深度越大),富泥砂砾岩内部润湿水相的毛细管自吸效应直接影响着大气淡水压实—离心流的渗滤范围,并对临近储层内的油气性质产生影响;J₁b₁沉积后,多期—幕式大气淡水沿K/J不整合面—燕山期正断裂渗入J/T不整合面(图5b),J/T不整合面下伏T₃b风化壳顶部的致密古土壤层(三叠系沉积之后、侏罗系沉积之前的较长沉积间断期间,由重力—向心流大气淡水风化渗滤作用形成,泥

钙质致密胶结,以高GR、中等RT、高DEN测井响应为典型特征,图5a)抑制了后期大气淡水的向下渗滤。受毛细管自吸作用控制,大气淡水(不排除部分离心流携带的成岩压实水)主要沿着J/T不整合面之上富泥砂砾岩内部的微细孔喉向上渗滤,形成自下而上流动的压实—离心流。

大气淡水压实—离心流主要影响J₁b₁中下部地层,其垂向影响深度主要受控于J/T不整合面之上富泥砂砾岩厚度,并对富泥砂砾岩内及富泥砂砾岩附近的含泥砂砾岩(8%>泥质含量>3%)—贫泥砂砾岩(泥质含量≤3%)(孟祥超等,2015)储层的油气性质产生影响,导致大气淡水压实—离心流影响带内油气性质因氧化降解作用(游利军和康毅力,2009)(来自地表的低温大气淡水携带细菌和结合氧)而发生稠化(图5a,夏003井富泥砂砾岩附近的含泥—贫泥砂砾岩储层内油气发生轻—中度稠化:原油密度0.879 2 g/cm³,原油黏度47.62 mPa·s;图2a,百77

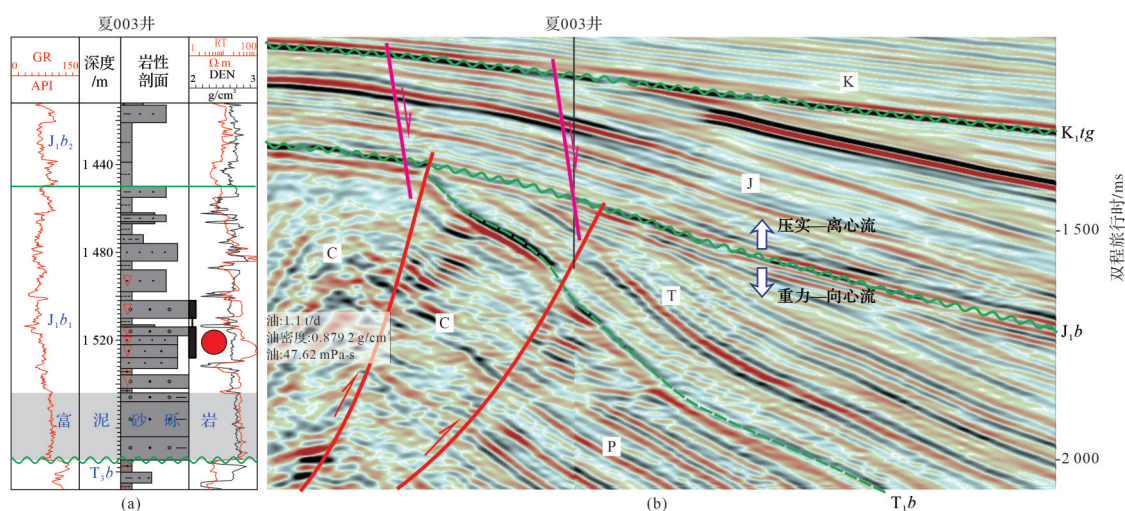


图5 “燕山期正断裂—J/T不整合面—富泥砂砾岩组合”压实—离心流成因示意图(剖面位置见图1, C-C')

Fig.5 Schematic diagram of genesis of compaction-centrifugal flow in the Yanshanian normal fault-J/T unconformity and mud-rich conglomerate combination

井富泥砂砾岩内部油气发生重度稠化:原油密度 0.9538 g/cm^3 、原油黏度 $3187\text{ mPa}\cdot\text{s}$)。据研究区数据统计, J_1b_1 底部大气淡水压实—离心流氧化降解带的垂向波及深度可达 $0\sim 60\text{ m}$ 。

大气淡水压实—离心流油气稠化带的天然气成因类型仍以油型气为主(乙烷碳同位素 $\delta^{13}\text{C}_2=-30.23\text{‰}$,小于 -29‰),细菌对油型气中轻碳同位素(^{12}C)及低密度饱和烃的优先氧化降解作用(王汇彤等,2007;游利军和康毅力,2009;孟祥超等,2015)导致大气淡水压实—离心流油气稠化带内剩余甲烷的碳同位素值($\delta^{13}\text{C}_1=-36.03\text{‰}$)相较于其上正常热演化降解气带甲烷的碳同位素值($\delta^{13}\text{C}_1=-39.02\text{‰}$)相对偏重。甲烷气体含量明显减少($\text{CH}_4\%=46.2\%$),二氧化碳、氮气等氧化性气体含量明显增大($\text{CO}_2\%=9.3\%$, $\text{N}_2\%=18.9\%$)(图6a)。针对紧邻J/T不整合面的底部富泥砂砾岩,及远离J/T不整合面的上部互层砂岩分别取样,对两类样品开展原油饱和烃气相色谱(图6b,c)及石英加大边中气烃包裹体激光拉曼光谱特征对比分析(图6d)。进一步证明了大气淡水压实—离心流渗滤效应控制着J/T不整合面之上富泥砂砾岩内氧化降解作用及油气稠化带的形成。

原油饱和烃气相色谱特征揭示紧邻J/T不整合面的底部富泥砂砾岩带遭受了较强的氧化降解作用,以低碳数正构烷烃含量明显减少、色谱基值线尾部大幅上扬、姥鲛烷/植烷(Pr/Ph)比值相对较高(Pr/Ph=1.36)及原油密度、黏度较大(分别为 0.8792 g/cm^3 , $10.8237\text{ mPa}\cdot\text{s}$)为典型特征(图6b)。远离J/T

不整合面的上部互层砂岩带基本未受氧化降解作用影响,以低碳数正构烷烃保留比较完整、色谱基值线低平、姥植比相对较低(Pr/Ph=1.03)及原油密度、黏度与稀油基本一致(分别为 0.8098 g/cm^3 , $3.1537\text{ mPa}\cdot\text{s}$)为典型特征(图6c)。

石英加大边中气烃包裹体激光拉曼光谱特征显示,紧邻J/T不整合面的底部富泥砂砾岩带内的气烃包裹体气泡边缘富含黑色沥青质,激光拉曼谱曲线的基值线具有明显的荧光宽缓拉曼峰形态,指示包裹体中含芳香环等极性发荧光组分;同时除了 CH_4 主拉曼位移峰外,出现明显的氧化性气体 CO_2 、 N_2 等次级拉曼峰,指示该包裹体内烃类遭受了较强的氧化降解。远离J/T不整合面的上部互层砂岩内的气烃包裹体气泡边缘较清晰,仅发育 CH_4 主拉曼位移峰,指示该包裹体内烃类保存条件较好,未遭受外来流体的氧化降解,轻烃组分含量高(图6d)。

4.2 煤层气解吸作用与轻质油气富集带分布

4.2.1 煤层气内涵及成因类型

煤层气是一种储存在煤层微孔隙/裂隙中以 CH_4 为主要成分的烃类气体(徐凤银等,2023),以吸附在煤基质颗粒表面为主、部分游离于煤孔隙/裂隙内或溶解在煤层水中。煤层具有多孔隙介质和较大的比表面积,对气态物质具有很强的吸附作用,因此吸附态是煤层气的主要赋存状态(徐凤银等,2023)。

煤层气可划分为生物气(原生生物气、次生生物气)、热成因气(热降解气、热裂解气)、两大类四亚类成因类型(李波波等,2020;徐凤银等,2023)(表3)。

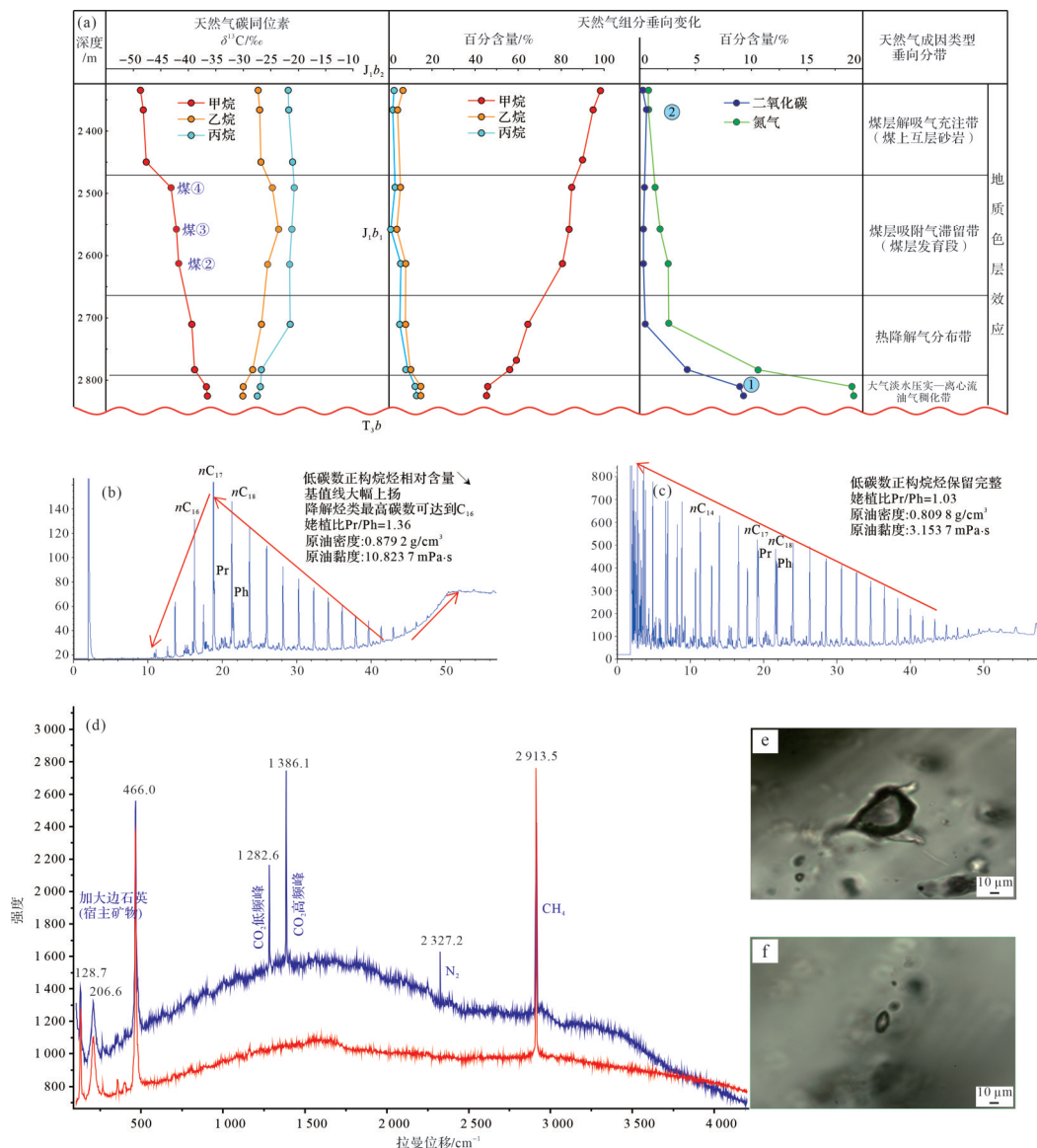


图6 玛湖斜坡带侏罗系 J₁b₁ 天然气氧化降解作用分带特征

(a) 天然气成因类型分带及碳同位素、组分垂向变化(煤层位置参见图3a); (b) 强化氧化降解原油饱和烃和气相色谱特征(样品位置对应图a参照点①); (c) 弱/无氧化降解原油饱和烃和气相色谱特征(样品位置对应图a参照点②); (d) 石英加大边中气烃包裹体激光拉曼光谱特征; (e) 较强氧化降解气包裹体(艾湖501井, 样品位置对应图a参照点①); (f) 弱/无氧化降解气包裹体(玛625井, 样品位置对应图a参照点②)

Fig.6 Zonal characteristics of oxidative degradation of gas in the J₁b₁, Mahu Sag

玛湖斜坡区 J₁b₁ 原生生物气形成于早成岩期(泥炭—褐煤阶段, $T < 60\text{ }^{\circ}\text{C}$, $R_o < 0.5\%$, 表3), 该阶段, J₁b₁ 剩余孔隙度大于 20% (图4), 推测剩余渗透率大于 $5 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 远远高于致密砂岩气藏的有效储层物性下限(孔隙度 2.5%, 渗透率 $0.025 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$) (李波波等, 2020), 推测上覆盖层压实减孔程度更弱, 封堵条件更差, 尚不具备有效封堵烃类, 尤其是气态烃的盖层条件, 因此原生生物气在 J₁b₁ 很难保存下来。玛湖斜坡区 J₁b₁ 地层埋藏后因燕山构造运动导致的两期构造抬升(图4, 第一期发生在侏罗纪晚期, 抬升峰值期

最低温度大于 $70\text{ }^{\circ}\text{C}$; 第二期发生在白垩纪晚期, 抬升峰值期最低温度大于 $100\text{ }^{\circ}\text{C}$) 的抬升幅度及回温幅度有限, 均未达再次适合微生物活动的温度区间, 因此两期构造抬升也不会导致次生生物气的形成。

4.2.2 煤层解吸气充注及轻质油气富集带分布

煤层气的解吸和吸附是一对受压力控制的相反的过程, 即当温度一定时, 在一定的压力范围内, 煤对煤层气的吸附能力随压力升高而增大; 当压力下降时, 吸附态煤层气则会逐步或部分发生解吸而变为游离态。煤层气在煤层基质孔隙中的吸附以物理

表3 煤层气成因类型及鉴别特征表(据戴金星,1993;谭开俊等,2012修改)
Table 3 Genetic types and identification characteristics of coalbed methane
(modified from Dai, 1993; Tan et al., 2012)

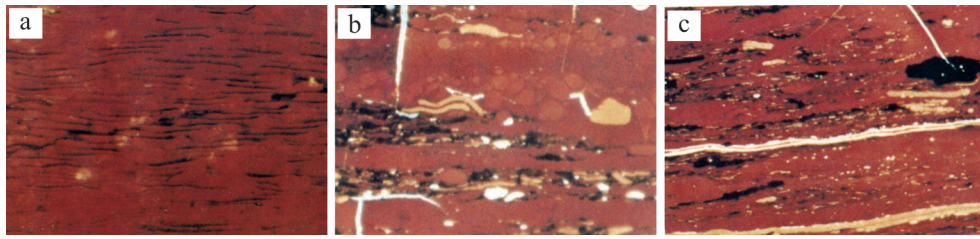
大类	亚类	内涵	鉴别指标			
			煤阶	温度/T/℃	镜质组反射率 $R_r/\%$	甲烷碳同位素 $\delta^{13}C_1/\text{‰}$
生物气	原生生物气	相对浅埋低温条件下,有机质通过细菌的参与和作用,在煤层中生成的以 CH_4 为主并含有少量其他成分的气体	泥炭—褐煤	<60	<0.5	
	次生生物气	当煤层被后期构造作用抬升到适合生物生存的温度范围时,煤层中有机质和 CO_2 在生物作用下转变为甲烷形成次生生物气	形成时代一般较晚,生成范围可能在褐煤—无烟煤的多个煤级中			
热成因气	热降解气	随着成熟度增加,孔隙度减小,温度上升到细菌生存的上限而使得生物成因甲烷减少,同时复杂有机质热降解作用释放出甲烷和重烃,并伴有部分非烃气体的形成。热降解气仍以甲烷为主,但重烃增多(含量介于3%~20%)	长焰煤—焦/瘦煤	60~180	0.5~1.9	>-40
	热裂解气	随着煤层埋藏深度的继续增加和温度的上升,热降解作用形成的液态氢和重烃也发生裂解和重新组合,形成更为稳定的 CH_4	贫煤—无烟煤	>180	>1.9	

吸附为主,主要靠范德华力(李波波等,2020)作用而实现。重碳同位素 ^{13}C 比轻碳同位素 ^{12}C 的分子量大, ^{13}C 煤层气与煤层基质的吸附能力大于 ^{12}C 煤层气与煤层基质的吸附能力。因此,煤层气从煤层基质中解吸/吸附过程中,不同分子量的碳同位素出现分馏现象。 ^{13}C 煤层气将优先于 ^{12}C 煤层气吸附到煤层基质中, ^{12}C 煤层气则优先于 ^{13}C 煤层气从煤层基质中解吸出来。上述煤层气的解吸分馏效应导致滞留于煤层基质中的煤层吸附气逐渐富集重碳同位素 ^{13}C ,而从煤层中释放出来的煤层解吸气逐渐富集轻碳同位素 ^{12}C 。

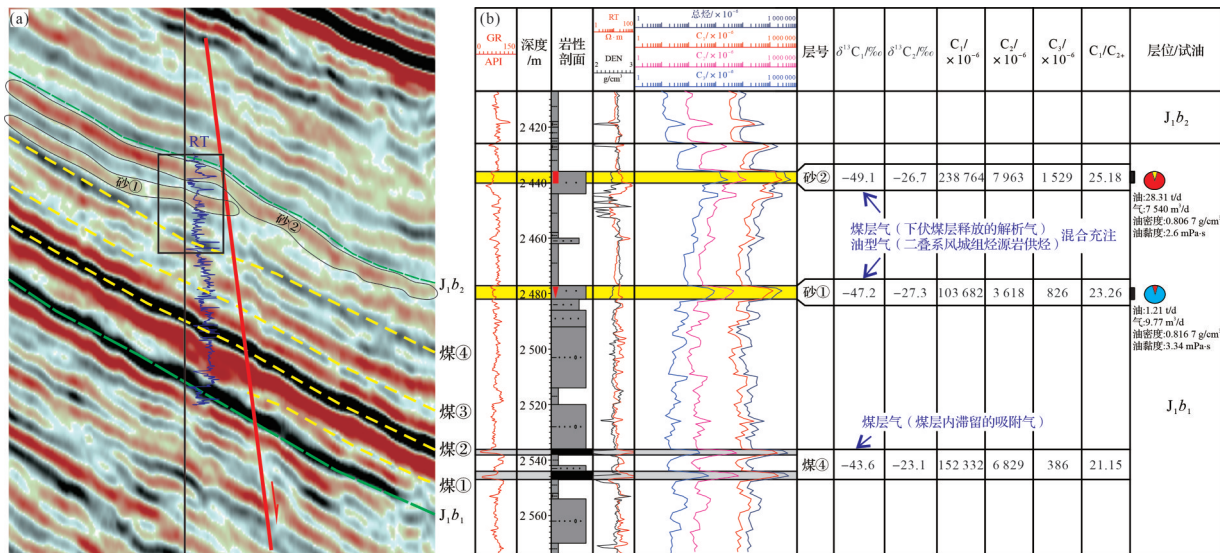
由上述分析知,碳同位素是煤层吸附气和煤层解吸气的主要判别指标。煤层气碳同位素受煤层的源岩母质类型/沉积环境、煤层热演化程度、煤层气的解吸分馏效应综合影响。玛湖斜坡区 J_1b_1 煤层主要发育于厚层砂砾岩内,及互层砂岩底部(图2a)。优选横向发育比较稳定的煤②、煤③、煤④三套煤层钻井岩心样品开展煤岩相特征对比,结果表明:煤②、煤③、煤④显微组分均以各类镜质体(注:植物碎片,树干/植根的细胞壁等)(李波波等,2020)组分为主(图7a~c),罕见壳质组分,指示其植物母体来源以较高的木本植物为主,基质镜质体中见丝状、粒状的黑色惰性组分(注:氧化一部分氧化的植物物质(李波波等,2020),图7c),指示其成煤沼泽存在局部滞水还原条件稍差的半氧化阶段(图7a~c)。

玛湖斜坡区 J_1b_1 煤层埋深跨度2 500~2 900 m,单井煤层埋藏深度差小于200 m,埋藏史—热史揭示四套煤层所处热演化阶段大致相同,均位于热降解气阶段(煤阶:长焰煤, $R_o \approx 0.6\% \sim 0.8\%$, $T \approx 75\text{ }^\circ\text{C} \sim 80\text{ }^\circ\text{C}$;表3、图4),煤层气类型以湿气为主,天然气组分以 C_1 轻烃气为主(甲烷,含量介于75%~85%)为主,含一定量 C_2 、重烃气组分(乙烷+丙烷,含量介于10%~20%)(图8)。

在明确三套煤层母质类型/沉积环境、热演化程度大致相同的条件下,以距离 J_1b_1 上部互层砂岩最近的煤④为例,探讨煤层气的吸附—解吸作用及相关的碳同位素分馏效应(图8)。研究表明,煤④层内的天然气组分及碳同位素特征与上部的砂①、砂②两套含烃薄砂层内的天然气组分及碳同位素特征具有较强的相关性。晚侏罗纪、晚白垩纪的构造抬升导致玛湖斜坡区 J_1b_1 煤层发生煤层气解吸效应。以煤④为代表的煤层内以滞留的吸附气为主,甲烷碳同

图7 玛湖斜坡区侏罗系J₁b₁典型煤层显微组分对比

(a)煤②样品——结构镜质体,细胞腔被压成扁形,透射光×200;百65井;(b)煤③样品——团块状镜质体,凝胶化物质成大小不等的团粒结构,透射光×200;玛606井;(c)煤④样品——基质镜质体,橘红色基质镜质体中包含黄色类脂组和黑色惰性组等多种显微组分,透射光×60;百65井

Fig.7 Comparison of maceral components in typical coal seams in the J₁b₁, Mahu Sag图8 玛湖斜坡区侏罗系J₁b₁含煤岩系煤层吸附气—解吸气分布实例

(a)过艾湖12井地震剖面;(b)煤层吸附气—解吸气分布及典型鉴别参数特征(艾湖12井)

Fig.8 Distribution of adsorbed gas and desorption in the J₁b₁, Mahu Sag

位素值($\delta^{13}C_1 = -43.6\text{‰}$)相对偏重;而煤层解吸效应释放出的煤层解吸气,则经由正断裂(图8a)向上扩散运聚至上部的互层砂岩①、②中聚集成藏,以甲烷碳同位素值(砂①、砂②内 $\delta^{13}C_1$ 分别为 -47.2‰ 、 -49.1‰)相对偏轻区别于下部煤层内的滞留吸附气(图8b)。

据乙烷碳同位素值 $\delta^{13}C_2$ 天然气成因类型判别标准(煤成气 $\geq -26\text{‰}$,混合气 $-29\text{‰} \geq$ 油型气),砂①、砂②层内天然气乙烷碳同位素值($\delta^{13}C_2$ 分别为 -27.3‰ 、 -26.7‰)位于煤成气—油型气混合区,相对更接近煤成气区,揭示J₁b₁上部互层砂岩内天然气成因类型以煤成气(J₁b₁煤层释放的煤层解吸气充注)为主、次为油型气(下伏二叠系风城组烃源岩供烃)。自下而上依砂①—砂②层方向,轻烃气/重烃气比值 C_1/C_2 逐渐增大(依次为23.26、25.18),揭示自下而上轻质组分逐渐富集,油气长距离运移导致的地质色层效应明

显,即极性组分被滞留在运移通道中,运移前方不断富集轻质组分(李波波等,2020;孟祥超等,2023a)。该地质色层效应源于二叠系风城组(P₁f)烃源岩排出的油气向J₁b₁储层的远距离充注,进一步促进轻质油气在J₁b₁上部互层砂岩内的富集(图8b、图9)。

综上所述,玛湖凹陷及周缘J₁b₁油藏的油气稠化带、轻质油气富集带(自生自储煤层解吸气+下生上储油型气)的形成受控于侏罗纪末期、白垩纪末期两期较大幅度的抬升构造运动,及由此诱发的区域氧化降解作用(孟祥超等,2023a)及煤层气解吸效应。其时空展布差异明显,前者主要分布于断裂带上盘—断裂带—斜坡带靠近J/T不整合面的富泥砂砾岩带内,后者主要分布于斜坡带煤层之上的互层砂岩带内。并在碳同位素、饱和烃气相色谱、烃类包裹体激光拉曼光谱等有机地化指标方面具有明显的差异响应。生产测试数据揭示,两者的烃类

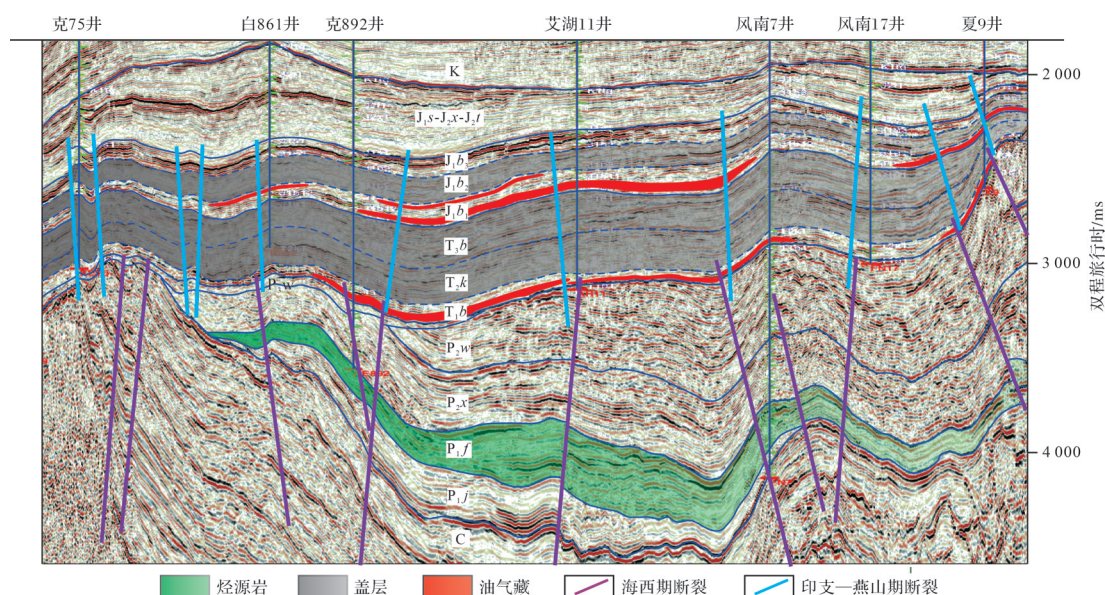


图9 玛湖凹陷八道湾组一段成藏模式图(剖面位置见图1, D-D')

Fig.9 Reservoir forming model in the J_1b_1 , Mahu Sag

流体性质差异较大,主要体现在原油密度(前者均值 0.9134 g/cm^3 , 均值 0.8132 g/cm^3)、黏度(前者均值 $1294.43 \text{ mPa}\cdot\text{s}$, 后者均值 $2.9841 \text{ mPa}\cdot\text{s}$)两方面(表2)。此外,煤上互层砂岩轻质油气富集带内的煤层解吸气与下伏煤层内的滞留吸附气相伴生,进一步揭示了两者之间的成因联系(图8)。

5 “CNL-IMP联合约束” J_1b_1 上部互层砂岩定量预测

由上述分析知, J_1b_1 上部互层砂岩油气藏具有“自生自储(J_1b_1 煤层解吸气充注)”及“下生上储(二叠系风城组烃源岩供烃)”的独特混源油气充注特征,具典型的轻质油气富集优势。上覆 J_1b_2 厚层泥岩的有效封堵确保轻质油气在上部互层砂岩中聚集成藏。但由于层薄(4~16 m, 均值 8~10 m), 横向分布不稳定, 定量预测难。盐探1井在砂②(图8b)对应的薄砂层(盐探1井点处厚度 12 m)获日产油(含溶解气) 24.67 t/d 高产油气流, 本次研究依托盐探1井三维地震资料, 重点针对盐探1井砂②层相对应的砂体。井一测一震结合开展 J_1b_1 上部互层砂岩展布定量预测。

玛东斜坡区 J_1b_1 含煤岩系成岩作用复杂, 伴生的矿物成分多样。(铁)方解石、(铁)白云石、菱铁矿等高电阻率胶结物的存在增加了含油气储层与成岩致密层的辨别难度, 中酸性火山岩母岩类型导致储层

整体放射性较强, 自然伽马测井区分岩性效果不佳。结合中子测井(CNL)对泥质含量响应比较敏感, 及纵波阻抗(IMP)对各类成岩致密层响应比较敏感的特点, 在薄片约束岩性、矿物特征—测井特征交互印证基础上, 建立了玛东斜坡区侏罗系八道湾组一段(J_1b_1)“CNL-IMP联合约束”岩性测井定量识别图版(图10)。利用该图版明确各类岩性的CNL测井定量界定区间, 及各类岩性的成岩致密层界定区间($\text{IMP} \geq 12500$), 进而结合测井图版—地震资料开展有效储层定量预测。首先通过CNL反演识别出各类岩性的厚度展布, 继而叠合IMP反演($\text{IMP} \geq 12500$), 扣除各类岩性内部的致密层厚度。经盲井验证, CNL反演岩性、IMP反演致密层与实际钻井吻合率分别达 82.3%、86.7%, 反演结果较可靠。最终得出互层砂岩有效储层(中细砂岩+粗中砂岩+含砾粗砂岩)厚度平面展布范围, 在盐探1三维地震区内识别出厚度大于 10 m 的互层砂岩有效储层分布区 68.4 km^2 (图11)。

6 结论

(1) 玛湖凹陷侏罗系八道湾组一段(J_1b_1)含煤岩系按照油气密度黏度特征可分为油气稠化带、轻质油气带。前者主要分布于断裂带上盘、断裂带及斜坡带紧邻J/T不整合面的底部富泥砂砾岩带。后者主要分布于斜坡带煤层之上的互层砂岩带, 且煤成气含量较高。

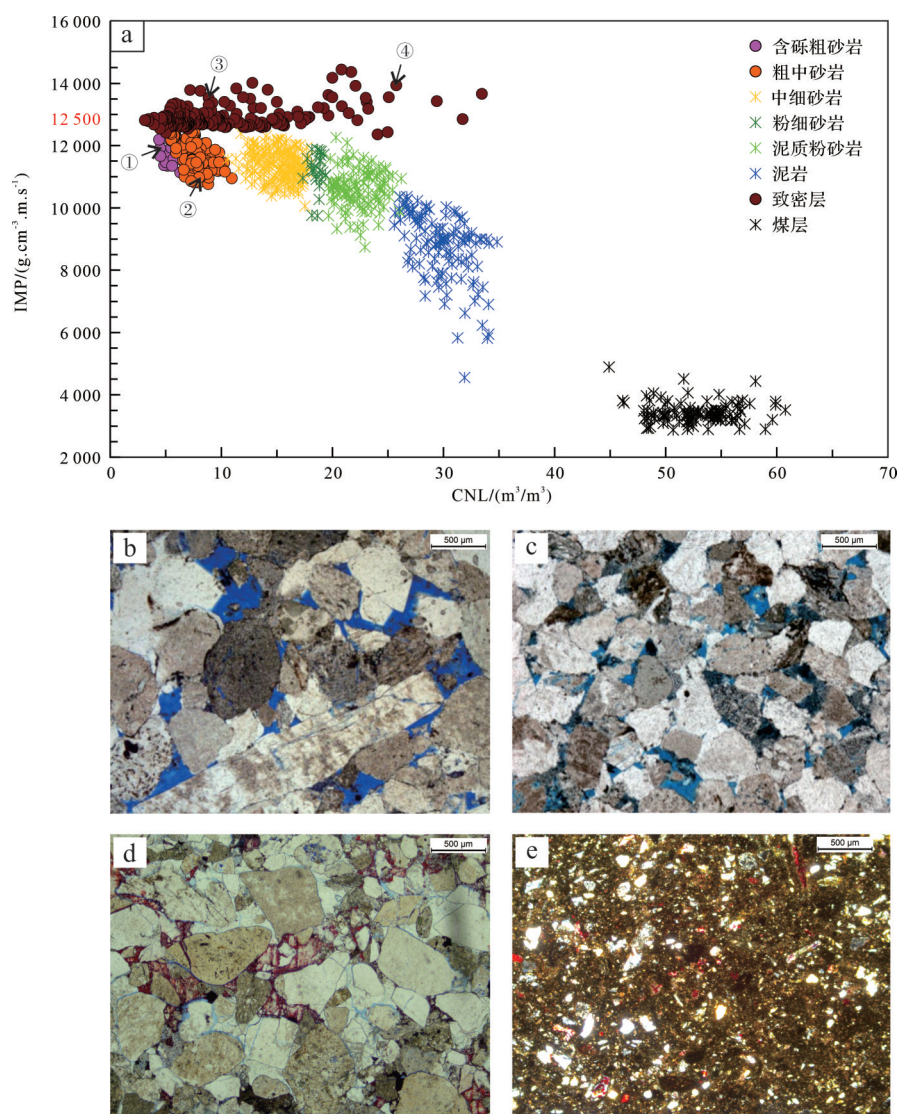


图10 玛东斜坡区侏罗系 J_1b_1 “CNL-IMP联合约束”岩性测井定量识别图版

(a)分岩性测井识别图版;(b)含砾粗砂岩,孔隙度为15.2%;渗透率为 $2.86 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,盐探1井, J_1b_1 ,3 766.00 m,对应图(a)中样点①;(c)粗中砂岩,孔隙度为11.6%;渗透率为 $1.28 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,玛中13井, J_1b_1 ,3 709.00 m,对应图(a)中样点②;(d)钙质胶结致密粗中砂岩,孔隙度为2.3%;渗透率为 $0.02 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,盐探1井, J_1b_1 ,3 698.00 m,对应图(a)中样点③;(e)钙质胶结粉砂质泥岩,孔隙度为0.8%;渗透率为 $0.01 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,盐探1井, J_1b_1 ,3 692.00 m,对应图(a)中样点④

Fig.10 "CNL-IMP joint constraint" identification chart in the J_1b_1 , the slope area of Madong

(2) 斜坡带紧邻J/T不整合面的底部富泥砂砾岩油气稠化带的成因与大气淡水压实—离心流氧化降解作用密切相关。“燕山期正断裂—J/T不整合面—富泥砂砾岩组合”与伴生的润湿水相的毛细管自吸作用相结合,在埋藏相对较深的斜坡区形成与不整合面密切相关的大气淡水压实—离心流油气稠化带。原油饱和烃气相色谱表现为低碳数正构烷烃含量明显减少、色谱基值线尾部大幅上扬。气烃包裹体表现为气泡周边体壁富含黑色沥青质,激光拉曼谱位移曲线出现明显的 CO_2 、 N_2 等次级拉曼位移峰。

(3) 煤层之上的互层砂岩油气藏具有“自生自储(J_1b_1 煤层解吸气充注)”及“下生上储(P_f 烃源岩供烃)”混源油气充注特征,具轻质油气富集优势。煤层解吸气经由正断裂向上扩散运聚至上部的互层砂岩内,以甲烷碳同位素值相对偏轻区别于煤层内的滞留吸附气(前者 $\delta^{13}\text{C}_1 = -48.2\text{‰}$,后者 $\delta^{13}\text{C}_1 = -43.6\text{‰}$)。 P_f 烃源岩油气长距离运移形成的地质色层效应进一步促进轻质油气在煤层之上互层砂岩内的富集。

(4) 结合中子测井(CNL)对泥质含量响应比较敏感,及纵波波阻抗(IMP)对各类成岩致密层响应比较敏感的特点,在薄片约束岩性、矿物特征—测井特

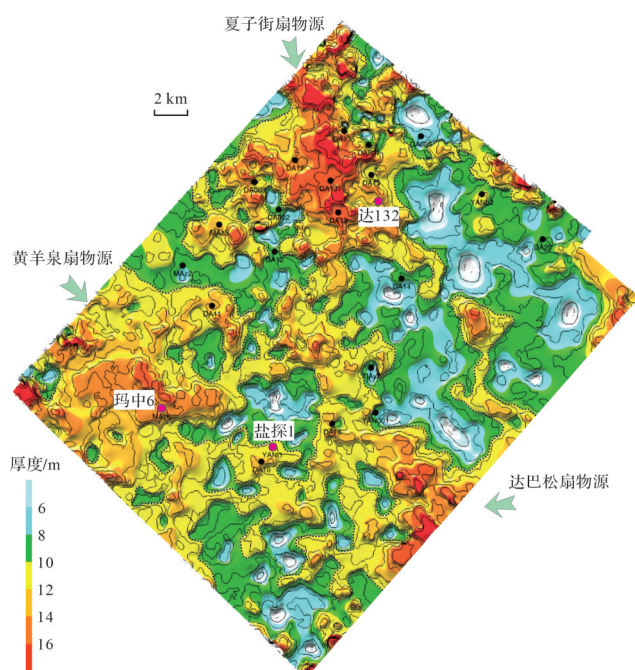


图11 玛东斜坡区 J_1b_1 上部互层砂岩砂②层平面厚度分布图

Fig.11 Thin sand ② thickness distribution map of the J_1b_1 , the slope area of Madong

征交互印证基础上,建立玛东斜坡区 J_1b_1 “CNL-IMP联合约束”岩性测井定量识别图版,针对 J_1b_1 上部互层砂岩轻质油气储集带,在盐探1三维地震区内识别出厚度大于10 m的互层砂岩有效储层(中细砂岩+粗中砂岩+含砾粗砂岩)分布区 68.4 km^2 。

参考文献(References)

- 陈发景,张光亚,陈昭年. 2004. 不整合分析及其在陆相盆地构造研究中的意义[J]. 现代地质, 18(3): 269-275. [Chen Fajing, Zhang Guangya, Chen Zhaonian. 2004. Unconformity analysis and its significance in the study of continental basin tectonics[J]. Geoscience, 18(3): 269-275.]
- 陈中红,查明. 2013. 盆地流体与油气成藏[M]. 北京:科学出版社: 160-165. [Chen Zhonghong, Zha Ming. 2013. Basin fluid and hydrocarbon accumulation[M]. Beijing: Science Press: 160-165.]
- 戴金星. 1993. 天然气碳氢同位素特征和各类天然气鉴别[J]. 天然气地球科学, 4(2/3): 1-40. [Dai Jinxing. 1993. Hydrocarbon isotope characteristics and identification of various types of natural gas [J]. Natural Gas Geoscience, 4(2/3): 1-40.]
- 刚文哲,高岗,郝石生,等. 1997. 论乙烷碳同位素在天然气成因类型研究中的应用[J]. 石油实验地质, 19(2): 164-167. [Gang Wen-zhe, Gao Gang, Hao Shisheng, et al. 1997. Carbon isotope of ethane applied in the analyses of genetic types of natural gas[J]. Petroleum Geology & Experiment, 19(2): 164-167.]
- 韩宝,王昌伟,盛世锋,等. 2017. 准噶尔盆地中拐—五区二叠系不整合面对油气成藏控制作用[J]. 天然气地球科学, 28(12): 1821-1828. [Han Bao, Wang Changwei, Sheng Shifeng, et al. 2017. Controls of the Permian unconformity on reservoir formation in Zhongguai-district 5 area of Junggar Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 28(12): 1821-1828.]
- 何登发. 2007. 不整合面的结构与油气聚集[J]. 石油勘探与开发, 34(2): 142-149, 201. [He Dengfa. 2007. Structure of unconformity and its control on hydrocarbon accumulation[J]. Petroleum Exploration and Development, 34(2): 142-149, 201.]
- 何登发. 2018. “下削上超”地层不整合的基本类型与地质意义[J]. 石油勘探与开发, 45(6): 995-1006. [He Dengfa. 2018. Basic types and geologic significances of "truncation and onlap" unconformities[J]. Petroleum Exploration and Development, 45(6): 995-1006.]
- 何登发,陈新发,张义杰,等. 2004. 准噶尔盆地油气富集规律[J]. 石油学报, 25(3): 1-10. [He Dengfa, Chen Xinfu, Zhang Yijie, et al. 2004. Enrichment characteristics of oil and gas in Jungar Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 25(3): 1-10.]
- 厚刚福,李啸,马万云,等. 2022. 致密砂岩气成藏条件及有利勘探区带研究:以准噶尔盆地南部斜坡区侏罗系八道湾组为例[J]. 中国矿业大学学报, 51(6): 1152-1165. [Hou Gangfu, Li Xiao, Ma Wanyun, et al. 2022. Study of reservoir forming conditions of tight sandstone gas and favorable exploration zones: A case study of Jurassic Badaowan Formation in the southern slope area of Junggar Basin[J]. Journal of China University of Mining & Technology, 51(6): 1152-1165.]
- 胡国艺,李剑,李谨,等. 2007. 判识天然气成因的轻烃指标探讨[J]. 中国科学:地球科学, 37(增刊2): 111-117. [Hu Guoyi, Li Jian, Li Jin, et al. 2007. Preliminary study on the origin identification of natural gas by the parameters of light hydrocarbon[J]. Science China Earth Sciences, 37(Suppl. 2): 111-117.]
- 李波波,李建华,杨康,等. 2020. 孔隙压力与水分综合作用的煤岩渗透率演化规律[J]. 中国矿业大学学报, 49(1): 44-53. [Li Bobo, Li Jianhua, Yang Kang, et al. 2020. Evolution law of coal permeability based on comprehensive effect of pore pressure and water [J]. Journal of China University of Mining & Technology, 49(1): 44-53.]
- 黎菁,罗彬,张旭阳,等. 2013. 致密砂岩气藏储层物性下限及控制因素分析[J]. 西南石油大学学报(自然科学版), 35(2): 54-62. [Li Jing, Luo Bin, Zhang Xuyang, et al. 2013. Methods to determine the lower limits and controlling factors of the effective reservoir of tight sand gas reservoirs[J]. Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition), 35(2): 54-62.]
- 李友川,孙玉梅,兰蕾. 2016. 用乙烷碳同位素判别天然气成因类型存在问题探讨[J]. 天然气地球科学, 27(4): 654-664. [Li Youchuan, Sun Yumei, Lan Lei. 2016. Discussion on the recognition of gas origin by using ethane carbon isotope[J]. Natural Gas Geoscience, 27(4): 654-664.]
- 刘宁. 2021. 多因素约束下的煤层气解吸特征及控制机理研究[D]. 北京:中国地质大学(北京). [Liu Ning. 2021. Study on the de-

- sorption characteristics and control mechanism of coalbed methane under the action of multiple factors[D]. Beijing: China University of Geosciences (Beijing).]
- 楼章华,程军蕊,金爱民. 2006. 沉积盆地地下水动力场特征研究:以松辽盆地为例[J]. 沉积学报, 24(2): 193-201. [Lou Zhanghua, Cheng Junrui, Jin Aimin. 2006. Origin and evolution of the hydrodynamics in sedimentary basins: A case study of the Songliao Basin [J]. Acta Sedimentologica Sinica, 24(2): 193-201.]
- 孟祥超,陈能贵,苏静,等. 2016. 砂砾岩体不同岩相油气充注期储集性能差异及成藏意义:以玛湖凹陷西斜坡区百口泉组油藏为例[J]. 沉积学报, 34(3): 606-614. [Meng Xiangchao, Chen Nenggui, Su Jing, et al. 2016. Reservoir property diversity of different lithofacies in sandy conglomerate during oil-gas injection period and reservoir-formation significance: A case from Baikouquan Formation in West slope of Mahu Depression, Junggar Basin[J]. Acta Sedimentologica Sinica, 34(3): 606-614.]
- 孟祥超,陈能贵,王海明,等. 2015. 砂砾岩沉积特征分析及有利储集相带确定:以玛北斜坡区百口泉组为例[J]. 沉积学报, 33(6): 1235-1246. [Meng Xiangchao, Chen Nenggui, Wang Haiming, et al. 2015. Sedimentary characteristics of glutenite and its favourable accumulation facies: A case study from T₁b, Mabei slope, Junggar Basin[J]. Acta Sedimentologica Sinica, 33(6): 1235-1246.]
- 孟祥超,窦洋,宋兵,等. 2022. 煤层成因类型及对煤系砂砾岩孔隙演化的控制作用:以准噶尔盆地玛湖地区侏罗系八道湾组为例[J]. 天然气地球科学, 33(11): 1768-1784. [Meng Xiangchao, Dou Yang, Song Bing, et al. 2022. Genetic type of coal seams and its control on pore evolution of coal-glutenite: Case study of Badaowan Formation in Mahu area, Junggar Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 33(11): 1768-1784.]
- 孟祥超,齐洪岩,陈扬,等. 2021. 低GR风化古土壤—高GR砂砾岩成因与油气勘探:以玛南地区二叠系上乌尔禾组P_{3w}为例[J]. 中国矿业大学学报, 50(6): 1153-1168. [Meng Xiangchao, Qi Hongyan, Chen Yang, et al. 2021. Genesis of low GR weathering paleosols and high GR glutenite and oil & gas exploration: A case study of the Upper Permian Wuerhe Formation in Manan area[J]. Journal of China University of Mining & Technology, 50(6): 1153-1168.]
- 孟祥超,齐洪岩,陈扬,等. 2023a. “T/C-P不整合双地层结构”的压实—离心流渗滤作用与油气富集:以准噶尔盆地玛东斜坡区三叠系百口泉组为例[J]. 石油地球物理勘探, 58(4): 970-982. [Meng Xiangchao, Qi Hongyan, Chen Yang, et al. 2023a. Compaction-centrifugal flow percolation and hydrocarbon enrichment of T/C-P unconformable double stratigraphic structure: A case study of Triassic T₁b Formation in Madong slope area, Junggar Basin[J]. Oil Geophysical Prospecting, 58(4): 970-982.]
- 孟祥超,王小军,陈扬,等. 2019. 玛湖凹陷斜坡区KE89-MAH9古鼻凸的发现及油气勘探意义[J]. 石油地球物理勘探, 54(1): 217-228. [Meng Xiangchao, Wang Xiaojun, Chen Yang, et al. 2019. KE89-MAH9 paleo-salient discovery in the slope of Mahu Sag and its hydrocarbon exploration significance[J]. Oil Geophysical Prospecting, 54(1): 217-228.]
- 孟祥超,周伯玉,陈扬,等. 2023b. 含煤岩系中煤层的差异沉积响应与油气勘探:以玛湖斜坡区侏罗系八道湾组为例[J]. 沉积学报, 41(4): 1212-1226. [Meng Xiangchao, Zhou Boyu, Chen Yang, et al. 2023b. Differential sedimentary response of coal seams in coal-bearing rock series and oil and gas exploration: A case study of the J₁b Formation in the Mahu slope area[J]. Acta Sedimentologica Sinica, 41(4): 1212-1226.]
- 沈平,申歧祥,王先彬,等. 1987. 气态烃同位素组成特征及煤型气判识[J]. 中国科学(B辑), 17(6): 647-656. [Shen Ping, Shen Qixiang, Wang Xianbin, et al. 1987. Isotopic composition of gaseous hydrocarbons and coal-type gas identification[J]. Science in China (Series B), 17(6): 647-656.]
- 寿建峰,张惠良,斯春松,等. 2005. 砂岩动力成岩作用[M]. 北京:石油工业出版社: 76-83. [Shou Jianfeng, Zhang Huiliang, Si Chun-song, et al. 2005. Dynamic diagenesis of sandstone[M]. Beijing: Petroleum Industry Press: 76-83.]
- 宋岩,徐永昌. 2005. 天然气成因类型及其鉴别[J]. 石油勘探与开发, 32(4): 24-29. [Song Yan, Xu Yongchang. 2005. Origin and identification of natural gases[J]. Petroleum Exploration and Development, 32(4): 24-29.]
- 苏圣民,蒋有录,刘玉虎. 2023. 松辽盆地梨树断陷下白垩统储层沥青特征及其与油气成因的关系[J]. 天然气工业, 43(2): 44-55. [Su Shengmin, Jiang Youlu, Liu Yuhu. 2023. Development characteristics of Lower Cretaceous reservoir bitumen and its relationship with oil and gas genesis in the Lishu rift, Songliao Basin[J]. Natural Gas Industry, 43(2): 44-55.]
- 谭开俊,张帆,尹路,等. 2012. 准噶尔盆地乌夏地区地层水与油气保存条件[J]. 石油实验地质, 34(1): 36-39. [Tan Kaijun, Zhang Fan, Yin Lu, et al. 2012. Preservation conditions for formation water and hydrocarbon in Wuxia area, Junggar Basin[J]. Petroleum Geology & Experiment, 34(1): 36-39.]
- 王丹,郭广山,余洋,等. 2021. 煤层气解吸过程中甲烷碳同位素特征[J]. 天然气地球科学, 32(1): 119-124. [Wang Dan, Guo Guangshan, Yu Yang, et al. 2021. Carbon isotope characteristics of methane during desorption of coalbed methane[J]. Natural Gas Geoscience, 32(1): 119-124.]
- 王汇彤,张大江,张水昌,等. 2007. 油气二次运移地球化学常用参数变化规律的新认识:石油二次运移模拟实验的启示和思考[J]. 石油勘探与开发, 34(3): 342-347. [Wang Huitong, Zhang Dajiang, Zhang Shuichang, et al. 2007. Understanding on the geochemical parameters used for secondary oil migration: Revelation from simulation experiment of secondary oil migration[J]. Petroleum Exploration and Development, 34(3): 342-347.]
- 王廷栋,杨远聪. 1986. 地质色层作用与川中上三叠统天然气的运移[J]. 天然气工业, 6(1): 15-20. [Wang Tingdong, Yang Yuancong. 1986. Geological chromatograph and natural gas migration in Upper Triassic in the central part of Sichuan[J]. Natural Gas Industry, 6(1): 15-20.]
- 王小军,宋永,郑孟林,等. 2021. 准噶尔盆地复合含油气系统与复式

- 聚集成藏[J]. 中国石油勘探, 26(4): 29-43. [Wang Xiaojun, Song Yong, Zheng Menglin, et al. 2021. Composite petroleum system and multi-stage hydrocarbon accumulation in Junggar Basin[J]. China Petroleum Exploration, 26(4): 29-43.]
- 王屿涛. 1994. 准噶尔盆地西北缘稠油生物降解特征[J]. 沉积学报, 12(1): 81-88. [Wang Yutao. 1994. Characteristics of heavy oil biodegradation in the northwestern margin of Junggar Basin[J]. Acta Sedimentologica Sinica, 12(1): 81-88.]
- 吴孔友, 查明. 2010. 多期叠合盆地成藏动力学系统及其控藏作用: 以准噶尔盆地为例[M]. 北京: 中国石油大学出版社: 31-36. [Wu Kongyou, Zha Ming. 2010. The dynamic system and its controlling role in the multistage lamination basin: Taking the Junggar Basin for example[M]. Beijing: China University of Petroleum Press: 31-36.]
- 吴志勇, 罗斌杰. 1992. 天然气运移地质层效应机理和指标探讨[J]. 沉积学报, 10(2): 119-125. [Wu Zhiyong, Luo Binjie. 1992. Migrational geochromatograph of natural gas and discussion on the mechanism and indices[J]. Acta Sedimentologica Sinica, 10(2): 119-125.]
- 徐凤银, 张伟, 李子玲, 等. 2023. 鄂尔多斯盆地保德区块煤层气藏描述与提高采收率关键技术[J]. 天然气工业, 43(1): 96-112. [Xu Fengyin, Zhang Wei, Li Ziling, et al. 2023. Coalbed methane reservoir description and enhanced recovery technologies in Baode block, Ordos Basin[J]. Natural Gas Industry, 43(1): 96-112.]
- 徐永昌. 1999. 天然气地球化学研究及有关问题探讨[J]. 天然气地球科学, 10(3/4): 20-28. [Xu Yongchang. 1999. Geochemistry of natural gas and its related problems[J]. Natural Gas Geoscience, 10(3/4): 20-28.]
- 杨绪充. 1989. 论含油气盆地的地下水动力环境[J]. 石油学报, 10(4): 27-34. [Yang Xuchong. 1989. On the underground hydrodynamic environment in an oil and gas basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 10(4): 27-34.]
- 游利军, 康毅力. 2009. 油气储层岩石毛细管自吸研究进展[J]. 西南石油大学学报(自然科学版), 31(4): 112-116. [You Lijun, Kang Yili. 2009. Progress in research on spontaneous capillary imbibition of oil and gas reservoir rocks[J]. Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition), 31(4): 112-116.]
- 于景维, 张小栓, 祁利祺, 等. 2023. 煤系砂砾岩储层致密化机理: 以准噶尔盆地 AH5 井区八道湾组为例[J]. 中国矿业大学学报, 52(6): 1216-1230. [Yu Jingwei, Zhang Xiaoshuan, Qi Liqi, et al. 2023. Densification mechanism of coal-bearing glutenite reservoirs: An example from Badaowan Formation in AH5 well area, Junggar Basin[J]. Journal of China University of Mining & Technology, 52(6): 1216-1230.]

Different Distribution and Origin of Hydrocarbon Properties of Coal-Bearing Rock Series and Quantitative-Prediction of Light Oil & Gas Reservoirs: Case study for the J_1b_1 in the slope area of Mahu Sag

MENG XiangChao¹, CHEN XiaoXuan², DOU Yang¹, LUO FeiFei², CHEN Yang¹, ZOU ZhiWen¹, PENG Bo¹, YI JunFeng¹

1. PetroChina Hangzhou Institute of Geology, Hangzhou 310023, China

2. Research Institute of Exploration and Development, PetroChina Xinjiang Oilfield, Karamay, Xinjiang 834000, China

Abstract: [Objective] The 1st member of Jurassic Badaowan Formation (J_1b_1) in the slope area of Mahu Sag is a set of sandy (gravel) rock deposits of coal-bearing rock series close to the Jurassic / Triassic (J/T) unconformity. The shale rich conglomerate belt near the bottom of the J/T unconformity has clear oil and gas thickened, and light oil and gas are concentrated in the thin sandstone belt above the coal seam. There is still no research on the origin of oil and gas thickening zone in the relatively deep buried area, the percolation mechanism of atmospheric fresh water to overlying strata on the unconformity surface, and the origin of light oil and gas enrichment above coal seam of coal-bearing rock series. [Methods] Based on the properties of crude oil and carbon isotope analysis of natural gas, combined with the data of burial history, thermal history, pore evolution history, and laser Raman spectrum analysis of hydrocarbon salt water inclusions, the genetic types of J_1b_1 natural gas and the origin and distribution of hydrocarbon thickening zone and light oil and gas zone are discussed. [Results] (1) The J_1b_1 coal-bearing rock series can be divid-

ed into oil and gas thickening zone and light oil and gas zone based on the characteristics of oil and gas density viscosity. The former is mainly distributed in the upper wall of the fault zone, the fault zone, and the bottom of the slope zone adjacent to the J/T unconformity. The latter is distributed in the thin sandstone zone above the coal seam in the slope zone, and the coal-derived gas content is high. (2) The origin of the shale rich conglomerate oil and gas thickening zone at the bottom of the slope zone adjacent to the J/T unconformity is closely related to the atmospheric freshwater compaction-centrifugal flow oxidation degradation. The “Yanshan normal fault - J/T unconformity - shale rich conglomerate assemblage” and the associated capillary imbibition of wetting water phase led to the formation of atmospheric freshwater compaction-centrifugal flow oil-gas thickening zone closely related to the unconformity in the slope area of relatively deep burial. (3) The thin sandstone reservoir above the coal seam has the characteristics of “self-generated and self-stored (deinspiratory charging in the J_1b_1 coal seam)” and “bottom-generated and upper-stored (hydrocarbon supply from P_1f source rock)” and has the advantage of light oil and gas enrichment. The coal seam desorption diffused upward through the positive fracture into the thin sandstone at the top, and the methane carbon isotope value was relatively light, which was different from the retained adsorbed gas in the coal seam ($\delta^{13}C_1=-48.2\text{‰}$ in the former and $\delta^{13}C_1=-43.6\text{‰}$ in the latter). The geological stratification effect caused by long distance migration of P_1f source rock oil and gas further promotes the accumulation of light oil and gas in thin sandstone above the coal seam. [Conclusions] The upper thin sandstone belt of J_1b_1 is the first choice for exploration of light oil and gas enrichment belt. The quantitative lithological logging identification map of coal-bearing rock series with the combined restraint of CNL-IMP was established, and the effective reservoir distribution area of the upper thin sandstone of J_1b_1 with a thickness $\geq 10\text{m}$ was identified in the Yanbei1 three-dimensional (3D) seismic zone.

Key words: the slope area of Mahu Sag; 1st member of Jurassic Badaowan Formation (J_1b_1); unconformity surface; compaction-centrifugal flow; coal seam desorption; carbon isotope