

阿姆河右岸区块侏罗系盐下碳酸盐岩 油气动态成藏过程研究

白振华^{1,2}, 张良杰¹, 王红军¹, 单云鹏¹, 陈怀龙³, 文光耀³

1 中国石油勘探开发研究院; 2 中国石油国际勘探开发有限公司; 3 中国(土库曼斯坦)阿姆河天然气公司

摘要 阿姆河右岸区块侏罗系盐下碳酸盐岩气藏类型多样,气水系统复杂,对成藏过程认识不清,使得天然气分布预测难度大。利用构造演化分析、地球化学实验分析与盆地模拟技术,开展主力烃源岩生排烃模拟,结合典型油气藏解剖,恢复阿姆河右岸区块盐下碳酸盐岩油气成藏的演化历史,在此基础上建立了油气运聚模式,总结了油气水分布规律。研究表明:①阿姆河右岸区块发育中下侏罗统煤系、上侏罗统泥灰岩与泥岩3套烃源岩,原油类型有正常原油、低成熟度凝析油和高成熟度凝析油3种。油源对比分析表明,正常原油主要来自上侏罗统泥岩,两类凝析油主要来自中下侏罗统煤系烃源岩,具有混源特征。②阿姆河右岸区块存在早白垩世末—晚白垩世早期和晚白垩世末期—古近纪早期共2个主要成藏期。早成藏期以中下侏罗统煤系烃源岩生成的凝析油气充注为主,混入部分上侏罗统烃源岩生成的正常原油;晚成藏期以中下侏罗统煤系烃源岩生成的天然气充注为主。③阿姆河右岸区块具有“早油晚气、东西分异、差异驱替、调整改造”的成藏演化特点。东部地区油气生成和运移较早,但由于圈闭形成于古近纪,定型于新近纪,因此主要保存晚期的天然气;西部地区经历了晚白垩世油气同注、古近纪以来气驱油的演化过程,驱替强度的差异是现今油气相态差异的主要原因。

关键词 碳酸盐岩; 流体包裹体; 成藏期次; 成藏过程; 侏罗系; 阿姆河盆地

中图分类号:TE122.1 文献标识码:A

0 前言

阿姆河盆地(也称卡拉库姆盆地)位于中亚地区图兰板块,天然气资源丰富,已探明天然气储量 $19.6 \times 10^{12} \text{ m}^3$ 、油和凝析油储量 $5.2 \times 10^8 \text{ t}$,侏罗系盐下碳酸盐岩是主要的油气富集层系^[1]。在盐下碳酸盐岩中发现的油藏以小型油藏和气藏周围的油环为主,分布于盆地布哈拉阶地和查尔朱阶地北部,储层地温小于 $80 \text{ }^\circ\text{C}$ 、埋深为 $700 \sim 1\ 800 \text{ m}$ 的地区是含油气藏主要发育区^[2-3]。阿姆河盆地盐下发育2套烃源岩:中下侏罗统含煤碎屑岩以III—II型干酪根为主,已进入生气窗;上侏罗统海相泥灰岩和泥岩以I—II型干酪根为主,但对于其处于生油窗还是生气窗尚存在争议^[4-5]。苏联学者对盆地内布哈拉阶地侏罗系油藏进行了分析,指出其主要可能来自于上侏罗统烃源岩,原油被天然气从早期油藏中驱替出

来,在大型气田周缘的小圈闭内重新聚集形成油气藏^[6-7],在膏盐岩缺失区烃类气体等轻质组分垂向逸散,剩余的液态烃形成油藏^[8]。从阿姆河右岸区块新发现的盐下油藏特征来看,其形成机理可能与布哈拉阶地有所不同:首先,阿姆河右岸区块新发现油田位于桑迪克雷凸起西翼,多口井在盐下卡洛夫阶—牛津阶碳酸盐岩内见原油,埋深在 $3\ 365 \sim 3\ 390 \text{ m}$ 之间,较布哈拉阶地油藏埋藏深度大;其次,对从2个油田2口井获取的原油进行的实验分析表明,研究区原油呈现中质原油特点,而紧邻研究区北部边界的科克杜马拉克油田原油在 $20 \text{ }^\circ\text{C}$ 条件下的密度为 0.874 g/cm^3 、黏度为 $1.4 \text{ mPa}\cdot\text{s}$,呈现轻质原油的特征;最后,新发现油藏周围储层物性差,为构造-岩性油藏,上部膏盐岩盖层发育良好,天然气等轻质组分垂向逸散作用弱,与布哈拉阶地侏罗系油藏残余液态烃的形成机制存在差异。

收稿日期:2021-09-27; 改回日期:2021-11-12; 网络出版日期:2022-04-15

本文受中国石油集团重大项目“海外天然气藏复杂储层精细评价与预测技术”(编号:2018D-4305)、中国石油集团前瞻性基础性战略性技术攻关项目“复杂碳酸盐岩气藏持续稳产关键技术研究”(编号:2021DJ3301)联合资助

第一作者:白振华,博士,高级工程师,主要从事海外油气勘探与技术研究。通信地址:100083北京市海淀区学院路20号910信箱
中国石油勘探开发研究院;E-mail:baizhh8@petrochina.com.cn

针对这些全新的问题,本文以阿姆河右岸区块为研究对象,选取重点井的烃源岩和原油样品开展地球化学分析与油气源对比,并通过储层流体包裹体分析厘定油气充注的期次与时间,综合盆地构造演化史、埋藏史、热史研究,建立阿姆河右岸区块生烃演化模型,对盐下油气藏形成时期及油气动态成藏过程进行恢复,以期为阿姆河盆

地盐下油气勘探提供参考。

1 地质概况

阿姆河右岸区块自西向东分布于阿姆河盆地的坎迪姆凸起、坚基兹库尔凸起、桑迪克雷凸起、别什肯特拗陷,以及西南基萨尔逆冲带的部分区域(图1)。

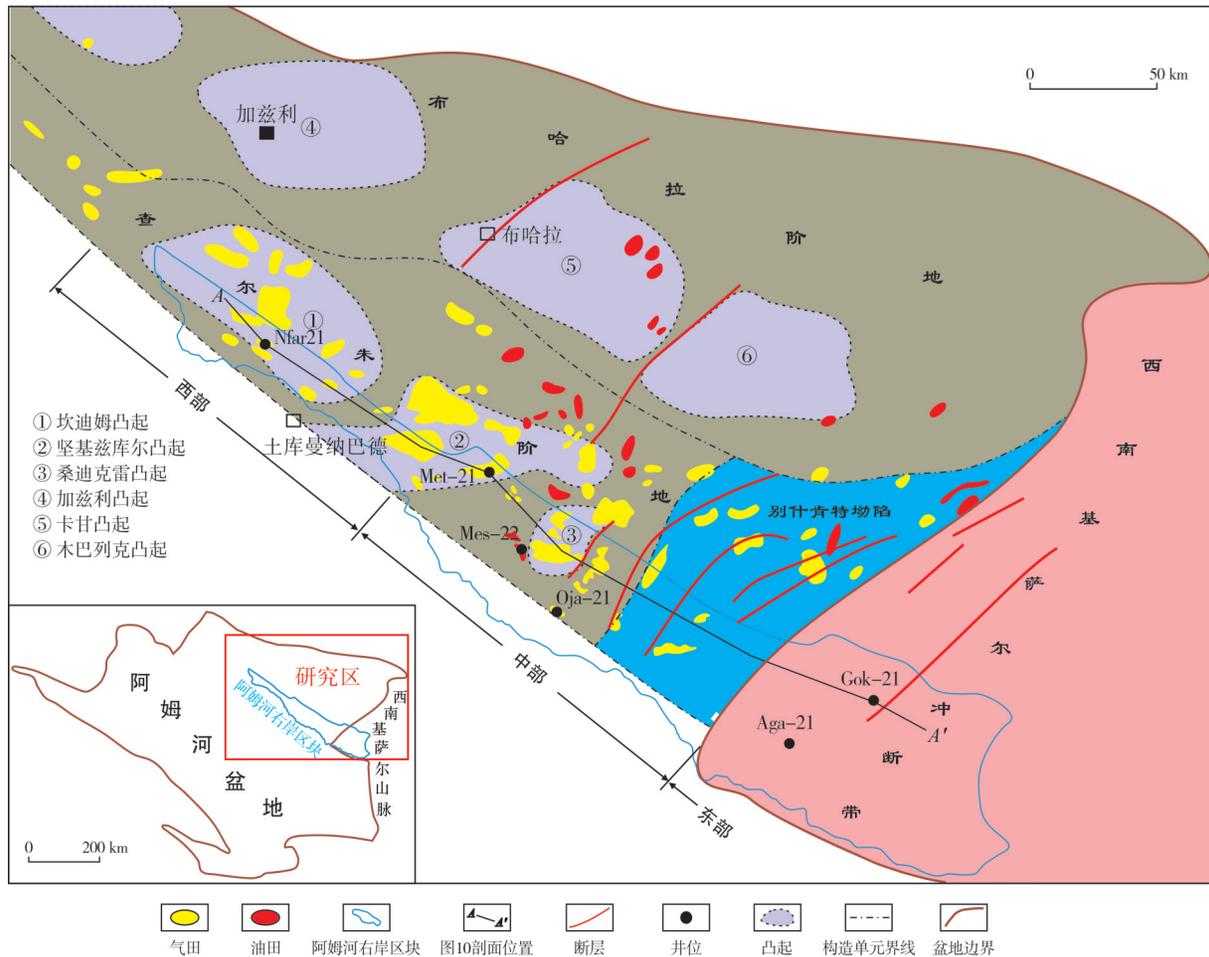


图1 阿姆河盆地东北部构造单元划分与油气分布图

Fig. 1 The tectonic units and oil and gas distribution in northeastern Amu Darya Basin

阿姆河盆地经历了二叠纪—三叠纪裂陷、侏罗纪—白垩纪拗陷及古近纪以来挤压隆升3个阶段^[1],自下而上沉积了二叠系—三叠系过渡层系,侏罗系赫塘阶—巴通阶含煤碎屑岩、卡洛夫阶—牛津阶碳酸盐岩、钦莫利阶—提塘阶膏盐岩,白垩系海相碎屑岩和碳酸盐岩及古近系—第四系(图2)。赫塘阶—巴通阶含煤碎屑岩、卡洛夫阶—牛津阶碳酸盐岩和钦莫利阶—提塘阶膏盐岩形成了研究区主

要的生储盖组合(图2)。盐下卡洛夫—牛津阶沉积环境自西向东从蒸发台地—开阔台地向台地边缘和台缘斜坡带转变,储层类型从西部孔隙(洞)型向中部裂缝—孔隙型和东部缝洞型转变。

新生代以来,由于印度板块与欧亚板块碰撞效应的影响,西南基萨尔山逐渐隆升,阿姆河盆地内自东向西构造活动强度逐渐减弱,盐下构造类型从大型高幅度逆冲构造向继承性低幅度背斜逐渐转

变: 东部地区盐下发育多排北东向大型逆冲构造带, 构造幅度向西明显降低; 中部地区盐下构造活动强度明显减弱, 逆冲构造零星分布, 构造形态一定程度上受到基底古构造控制; 西部地区坎迪姆凸起和坚基兹库尔凸起盐下以发育基底古构造控制的继承性背斜为主。

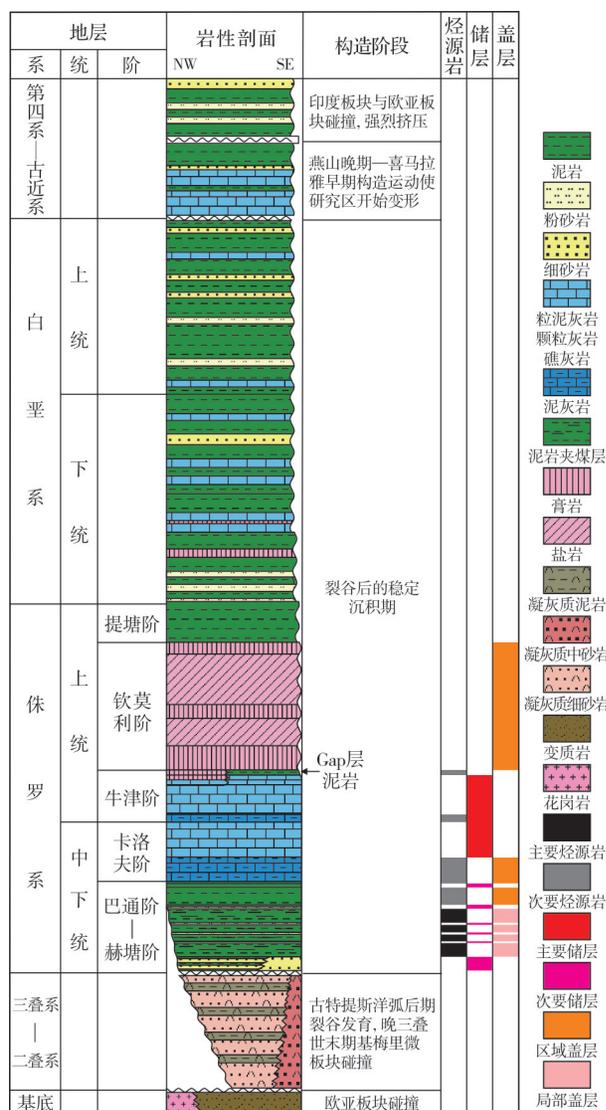


图2 阿姆河右岸区块地层综合柱状图

Fig. 2 The comprehensive stratigraphic column in the right bank block of Amu Darya River

2 油气特征与来源

通过对阿姆河右岸区块11口井17个典型油样样品的物理特征、地球化学特征以及色谱特征(表1, 图3)进行分析对比, 将原油划分为3种类型, 结合中下侏罗统煤系烃源岩、上侏罗统碳酸盐岩与上侏

罗统Gap层泥岩等3套烃源岩的地球化学特征, 开展油源对比分析, 基本厘定了主要原油类型的油源, 为后续油气藏成藏演化分析奠定了基础。

第1类原油来自阿姆河右岸区块首次发现的盐下油藏, 以Mes-22井原油为代表(表1)。此类原油密度为 0.914 g/cm^3 , 黏度在 $50 \text{ }^\circ\text{C}$ 条件下为 $98.18 \text{ mPa}\cdot\text{s}$ 。在地层温度 $110 \text{ }^\circ\text{C}$ 条件下, 黏度会大幅降低(温度增加 $10 \text{ }^\circ\text{C}$, 黏度降低一半), 推断该井原油在地下呈现正常原油特征。Mes-22井原油高含硫, 体现咸化的强还原环境, 油源岩可能为海相碳酸盐岩或泥岩(煤成油通常含硫量低)^[9-10]。该类原油姥植比(Pr/Ph)为0.51, Pr/nC₁₇小于0.5, Ph/nC₁₈大于0.3, CPI为0.93(表1, 图3d), 显示烃源岩母质类型主要为陆源输入, 还可能受到海相母质的影响, 这与中下侏罗统顶部样品多处于海陆过渡相沉积环境有关。原油遭受轻微生物降解^[11-12]。油源对比表明, 此类原油主要来源于上侏罗统碳酸盐岩和上侏罗统Gap层泥岩。

第2类原油以低成熟度凝析油为代表, Ner-21井、Yan-21井、Oja-21井等钻井的凝析油都属于这种类型(表1, 图3e)。该类凝析油C₂₁/C₂₂₊小于4, 表现为重碳优势, 正构烷烃碳数系列完整, 未遭受生物降解, 显示烃源岩母质类型主要为陆源输入, 来源于中下侏罗统烃源岩, 但也可能有来源于上侏罗统泥灰岩和泥岩的凝析油混入。

第3类原油以高成熟度凝析油为代表(表1, 图3f)。此类原油C₂₁/C₂₂₊大于4, 最高可达64, 轻碳优势明显, 正构烷烃碳数系列完整, 未遭受生物降解, 显示烃源岩母质类型主要为陆源输入。推测该类凝析油也来源于中下侏罗统烃源岩, 但第3类原油热演程度明显高于第2类原油。

阿姆河右岸区块天然气的相对密度为 0.640 g/cm^3 , 干燥系数为 $0.89\sim 0.93$, 属凝析气类型。天然气组分以烃类为主, 甲烷含量为 $78.85\%\sim 93.01\%$, 重烃含量为 $6.64\%\sim 11.58\%$ 。在C₇轻烃中, 甲基环己烷占优势, 表明研究区天然气的母质为陆源高等植物。天然气甲烷碳同位素组成($\delta^{13}\text{C}_1$)为 $-34.26\%\sim -32.26\%$; 乙烷碳同位素较重, $\delta^{13}\text{C}_2$ 值为 $-25.53\%\sim -23.81\%$, 乙烷碳同位素组成明显区别于源于二叠系的天然气。此外, $\delta^{13}\text{C}_1$ 与 $\delta^{13}\text{C}_{2-4}$ 差异较大, 这是中下侏罗统煤系烃源岩的典型同位素特征, 据此可以判断天然气主要来自中下侏罗统煤系地层^[13]。

表1 阿姆河右岸区块烃源岩与典型原油气相色谱参数特征

Table 1 Gas chromatographic parameters of source rocks and typical crude oils in the right bank block of Amu Darya River

类型	井名	层位	深度/m	主碳峰	C_{21}/C_{22+}	C_{21+22}/C_{28+29}	Pr/Ph	Pr/nC ₁₇	Ph/nC ₁₈	CPI	OEP
中下侏罗统煤系烃源岩	Ber-21	J ₁₋₂	3 552.29	C ₂₂	0.52	1.91	1.67	0.61	0.21	1.10	0.97
上侏罗统灰质烃源岩	Gok-21	J ₃	1 768.60	C ₁₈	1.31	3.76	0.56	0.14	0.19	0.99	0.95
上侏罗统泥质烃源岩	SHojb-1	J ₃ (Gap)	3 987.02	C ₂₂	0.44	4.50	0.16	0.54	0.40	0.94	0.94
原油	Mes-22	J _{3o}	3 365~3 390	C ₁₄	1.01	1.33	0.51	0.20	0.42	0.93	0.90
低成熟度凝析油	Ner-21	J _{2c}	3 388~3 402.5	C ₁₇	2.74	11.74	1.56	0.38	0.29	0.99	1.11
	Yan-21	J _{3o}	3 440~3 470	C ₁₆	3.47	5.20	1.48	0.26	0.21	1.07	0.99
	Oja-21	J _{3o}	3 774~3 840	C ₁₆	3.41	4.67	1.53	0.23	0.17	1.12	1.01
	Tel-21	J _{3o}	3 593~3 650	C ₁₆	3.28	4.87	2.07	0.21	0.12	1.09	1.02
	Hojg-21	J _{3o}	3 303~3 374.6	C ₁₆	3.68	5.98	1.40	0.22	0.18	0.95	0.97
高成熟度凝析油	Gir-21	J _{3o}	3 472.6~3 493.4	C ₁₀	8.58	4.50	1.62	0.19	0.14	1.02	0.70
	Wkish-21	J _{2c}	3 543.3~3 562.1	C ₁₀	35.08	-	1.63	0.27	0.21	1.10	0.76
	B-P-101D	J _{3o}	3 300~3 677.73	C ₁₂	5.44	3.70	1.47	0.29	0.23	1.00	0.94
	Cha-21	J _{3o}	3 480~3 569	C ₉	16.29	6.19	1.70	0.28	0.21	1.02	-
	Sam-44-1	J _{3o}	2 393~2 401	C ₁₂	64.63	-	2.10	0.32	0.23	1.31	0.90
Sam-3-1H	J _{3o}	2 730~3 475	C ₁₀	16.10	26.68	1.65	0.29	0.21	1.07	0.70	

注: J₃(Gap), 上侏罗统 Gap 层; J_{3o}, 牛津阶; J_{2c}, 卡洛夫阶。

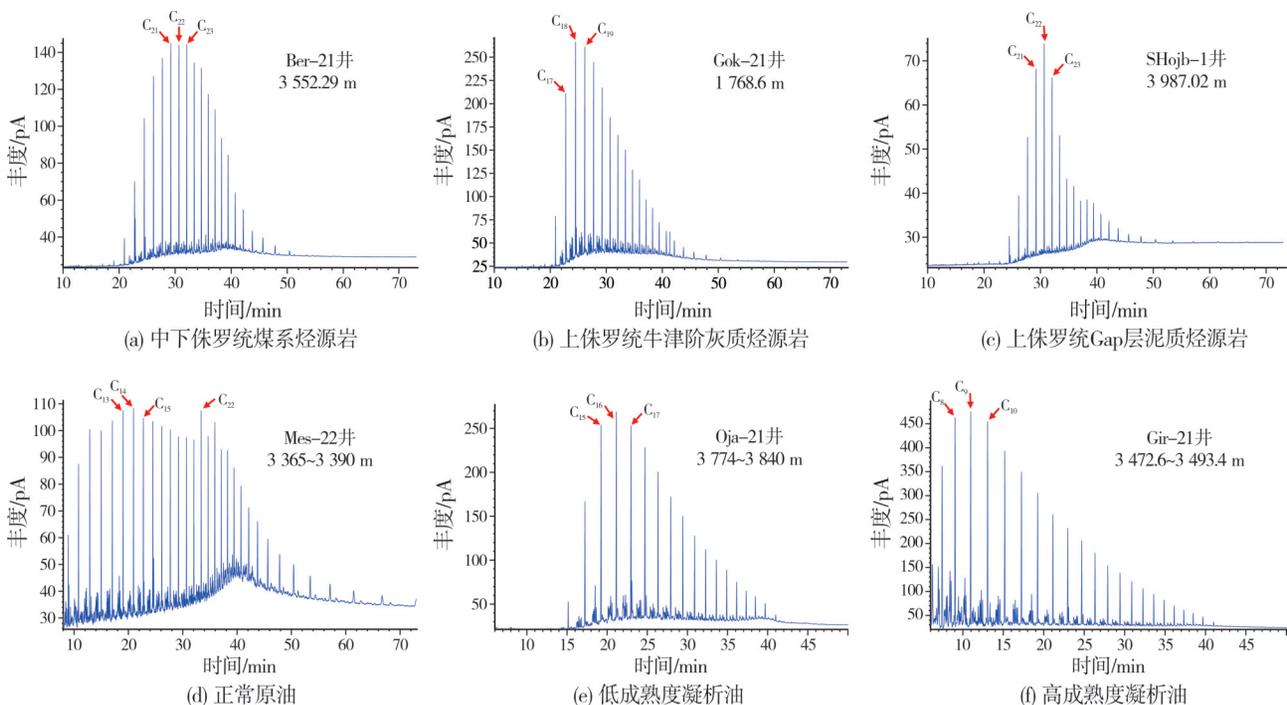


图3 阿姆河右岸区块典型烃源岩与3类原油气相色谱特征

Fig. 3 Gas chromatographic characteristics of typical source rocks and three types of oil samples in the right bank block of Amu Darya River

3 油气成藏期次

流体包裹体是成岩-成藏流体的直接记录,它保存了地质时期油气成藏环境的地质地球化学信息。基于详细的流体包裹体岩相学观察分析可以确定油气包裹体特征与期次,并结合烃类包裹体所伴生盐水包裹体的均一温度测定结果,综合盆地埋藏史、热史研究,厘定油气充注的期次与时间,为最终恢复油气动态成藏过程提供依据。

3.1 烃类包裹体类型划分

通过大量的薄片观察,发现阿姆河右岸区块中上侏罗统碳酸盐岩储层中发育大量的烃类包裹体,主要赋存于粒间方解石胶结物的愈合裂缝、溶孔方解石胶结物以及自形方解石胶结物颗粒中(图4),包裹体形态多样,长度(或直径)一般小于15 μm 。根据包裹体的产状、赋存矿物、荧光特征与红外光谱特征,可将储层烃类包裹体划分为2种主要类型。第1类是主要赋存于嵌晶粒状结构方解石胶结物的愈合裂缝中成带

分布的烃类包裹体(图4a)。这类包裹体强烈定向分布,呈现串珠状,包裹体丰度高,显示一期大规模油气运移充注,同一视域中常伴有定向分布的同期次气液两相盐水包裹体;液态烃包裹体发叶黄色荧光(图4a),表明包裹体中含有较多重烃组分,总体表现出中低成熟度油气充注的特点。第2类主要为赋存于溶孔内的方解石胶结物中与有机杂质及沥青包裹体共生的气液两相或液相烃类包裹体。这类包裹体呈现蓝白色荧光(图4b),与之伴生的沥青包裹体不发荧光;包裹体丰度明显小于第1类包裹体;气液比变化较大,介于5%~70%,主要集中在15%~50%之间,表明包裹体中轻烃组分较多,显示油气具有较高成熟度。考虑到不同期次油气运移形成的烃类包裹体的成分特征及热演化程度存在差异,可以根据烃类包裹体的荧光特征初步判断充注油气的性质^[14]。通过烃类包裹体岩相学镜下观察,并结合其荧光颜色和红外光谱特征,可以初步判断阿姆河右岸区块碳酸盐岩储层中普遍接受了至少2期的油气充注。

样品信息及包裹体岩相学特征	透光照片	荧光照片
(a) Oja-21井3 827.92 m 产状: 赋存于嵌晶粒状方解石胶结物愈合裂缝中 颜色: 叶黄色荧光 丰度: 高 成熟度: 中低成熟度油气 期次: 早期充注		
(b) Aga-22井3 317.06 m 产状: 赋存于方解石胶结物中,与沥青包裹体共生 颜色: 蓝白色荧光 丰度: 明显偏低 成熟度: 较高成熟度油气 期次: 后期充注		

图4 阿姆河右岸区块烃类包裹体特征

Fig. 4 Characteristics of hydrocarbon inclusions in the right bank block of Amu Darya River

3.2 烃类包裹体形成温度

均一温度是流体包裹体研究的最基础的参数,

代表了包裹体形成时的最小温度。根据阿姆河右岸区块碳酸盐岩储层中气液两相烃类包裹体的显微测温分析,储层中部分烃类包裹体均一温度主要

集中在90~140℃之间(图5),具有连续分布特征,反映出盆地规模上整体处于连续充注的状态;主峰温为100~110℃,代表一期整体大规模的油气充注。Oja-21井样品包裹体均一温度分布在90~140℃之间,存在两个峰温(图5a),分别是100~110℃和130~140℃,个别包裹体的均一温度达到150~160℃,超过了现今储层的温度。在没有经历大规模地层抬升的情况下,包裹体均一温度超过现今储层的温度,可能是因为深层热液流体被捕获或者是包裹体被捕获时并不是均一相态,为不混溶捕获,导致测温时的均一温度远远高于被捕获时的地层温度。Aga-21井样品的均一温度分布在90~140℃之间,两个峰值分别为100~110℃、120~130℃(图5b)。

3.3 成藏期次综合分析

大量研究表明,与烃类包裹体共生的盐水包裹体可以记录油气成藏的温度和压力,通过分析该类盐水包裹体的均一温度,结合盆地的古地温模式以及储层埋藏史,就可以确定与烃类包裹体流体形成或与成藏对应的地层埋深和相应的地质时代。

综合上述烃类包裹体的荧光特征、红外光谱特征及显微测温分析,认为阿姆河右岸区块碳酸盐岩油气藏存在先油后气的充注顺序,前期成藏主要捕获以油为主的烃类包裹体,后期主要捕获以气为主的气液两相的烃类包裹体。

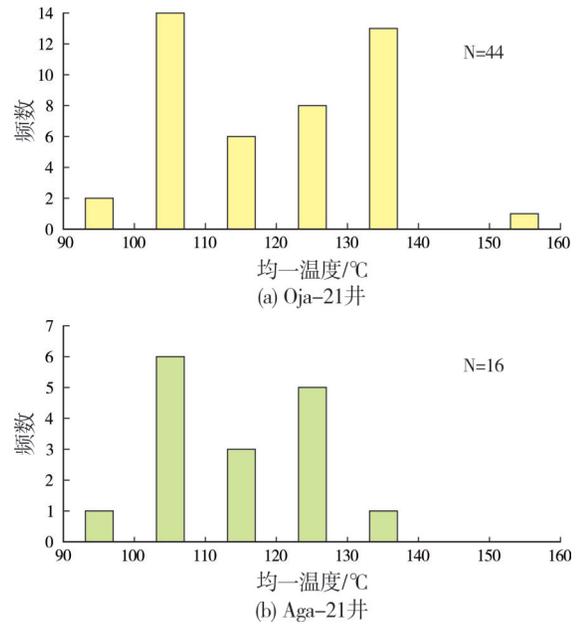


图5 阿姆河右岸区块典型井流体包裹体均一温度直方图
Fig. 5 Homogenization temperature histogram of fluid inclusions of typical wells in the right bank block of Amu Darya River

阿姆河右岸区块包裹体样品镜下的产状与荧光特征的不同,应该为不同期次的油气充注所造成。从Oja-21井和Aga-21井包裹体均一温度主峰判断,主要可以分为2期,分别为方解石愈合裂缝中产出的叶黄色荧光包裹体所代表的油气充注和粒间方解石胶结物中产出的蓝白色荧光包裹体所代表的油气充注。选取Oja-21井与Aga-21井的包裹体数据投影到对应的埋藏史-热史图上(图6),可反

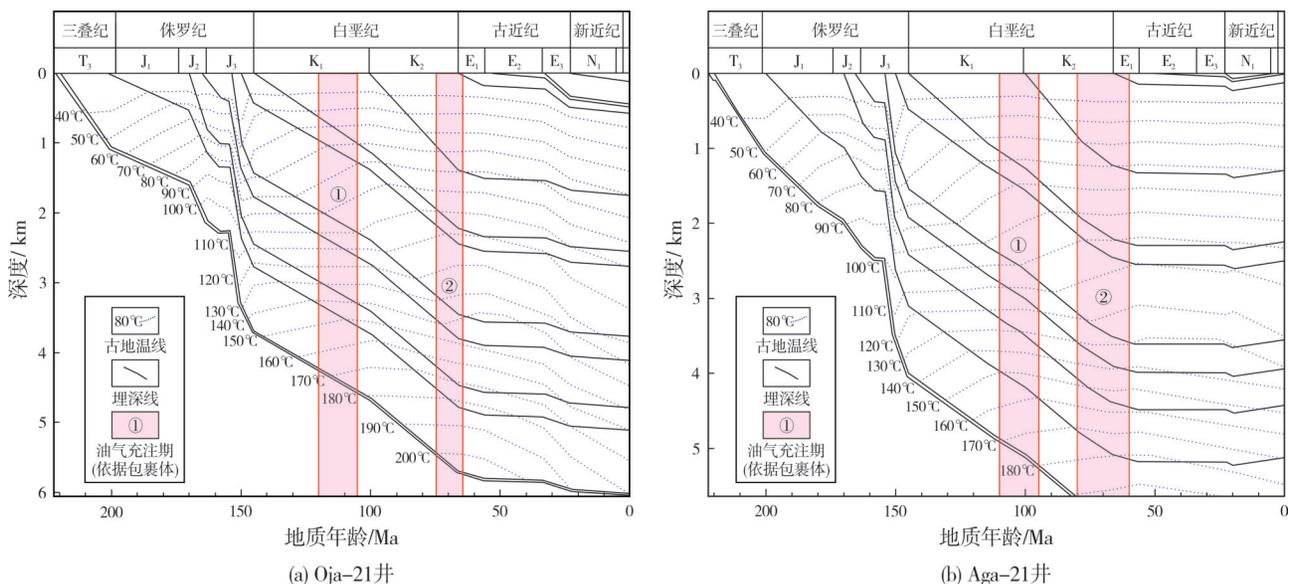


图6 阿姆河右岸区块典型井埋藏史-热史曲线

Fig. 6 Burial history and thermal history curve of typical wells in the right bank block of Amu Darya River

映油气充注的地质年代。中部地区阶地上的 Oja-21 井储层样品流体包裹体均一温度峰温分别对应于 120~105 Ma 的早白垩世和 75~65 Ma 的晚白垩世—早古新世,分为两期油气充注;并且与叶黄色荧光烃类包裹体相伴生的盐水包裹体(直径为 4.16 μm)均一温度为 106.3 $^{\circ}\text{C}$,落在全区的主峰温中,说明盆地规模的大范围油气运移形成第 1 期充注。东部地区冲断带上的 Aga-21 井储层样品流体包裹体均一温度峰温分别对应于 110~95 Ma 的早白垩世晚期—晚白垩世早期、80~60 Ma 的晚白垩世—早古新世,分为两期油气充注。

4 生烃演化模拟

阿姆河右岸区块发育中下侏罗统煤系烃源岩和上侏罗统灰质、泥质烃源岩,其中煤系泥岩为研究区主力烃源岩。白垩纪早期圈闭首先充注成藏,古近纪以来油气重新调整成藏^[15-18]。本次研究利用地球化学资料以及含油气系统模拟技术(PetroMod 软件),对热演化史和生烃演化的过程进行重建。

研究区 6 口井有镜质组反射率(R_o)数据, R_o 一般介于 0.8%~1.72%,平面上表现出由东向西变低的特点:东部(山前带)介于 1.0%~1.72%,中部(别什肯特坳陷—坚基兹库尔凸起)一般介于 0.8%~1.42%,西部(坎迪姆岩性带)介于 0.75%~1.0%。在恢复剥蚀厚度和埋藏史的前提下,以实测的 R_o 为约束,以验证热模拟结果的准确性。采用现今比较流行的 EASY% R_o 成熟度模型,对研究区烃源岩热演化史进行模拟,通过不断调整古热流参数,直到 R_o 模拟值与实测值符合。根据 6 口井的热模拟 R_o 标定,模拟

曲线与实测数据点吻合较好,验证了模拟成熟度的准确性(图 7)。

生烃演化分析表明:中下侏罗统煤系源岩在早白垩世初期开始生烃,晚白垩世初进入生烃高峰,现今主要处于湿气 and 干气阶段;上侏罗统泥灰岩和泥岩在早白垩世末期成熟,古近纪初期进入生烃高峰,现今主要处于生油窗。烃源岩热成熟度平面演化分析表明,由于区域热流值从东部向西部逐渐降低,烃源岩平面热演化程度呈现由东向西逐渐降低的特点。

4.1 中下侏罗统煤系烃源岩热演化史

中晚侏罗世,仅东部烃源岩进入成熟阶段(图 8a),产少量油,以气为主。早白垩世,东部烃源岩进入高成熟阶段(图 8b),处于凝析油—湿气生成阶段;中部烃源岩进入成熟阶段,开始进入生油窗。白垩纪末期,东部烃源岩进入过成熟阶段(图 8c),完全进入干气窗;中部和西部烃源岩全部进入成熟阶段。现今,东部烃源岩处于过成熟阶段(图 8d),保持在生气窗口;中部烃源岩处于高成熟阶段,进入生气窗口;西部烃源岩处于成熟阶段。

4.2 上侏罗统烃源岩热演化史

中晚侏罗世,区内烃源岩处于未成熟窗(图 9a)。早白垩世,东部和中部烃源岩进入生油窗(图 9b)。白垩纪末期,东部烃源岩进入湿气窗,中部和西部烃源岩全部进入大量生油阶段(图 9c)。现今,东部烃源岩处于干气窗(图 9d);中部烃源岩 R_o 为 1.0%~1.3%,处于晚期生油窗;西部烃源岩 R_o 为 0.7%~1.0%,处于早期生油窗。

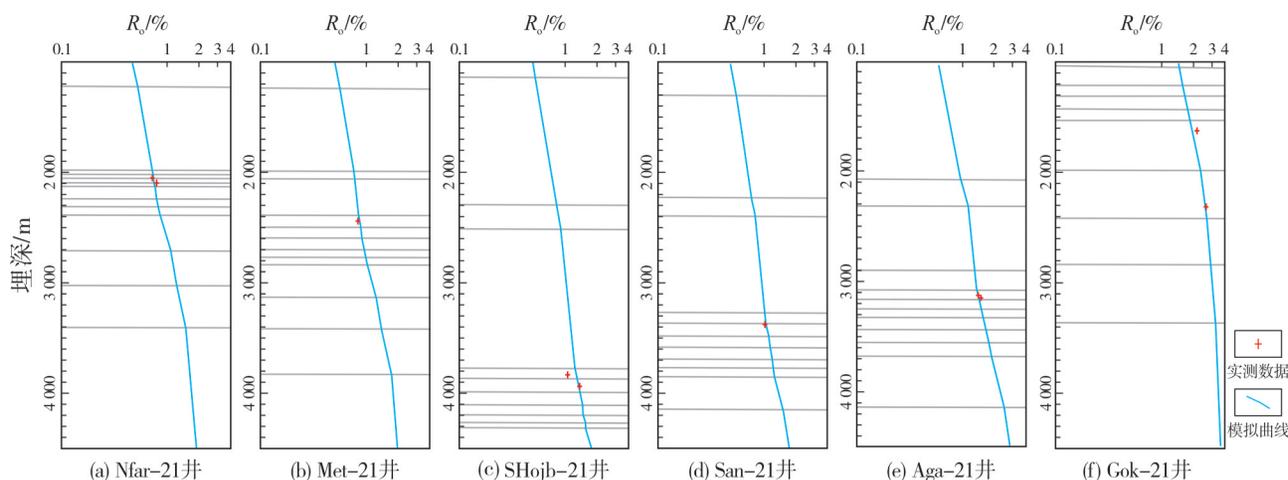


图 7 阿姆河右岸区块不同区带单井成熟度模拟成果

Fig. 7 The maturity modeling results of single well in different zones in the right bank block of Amu Darya River

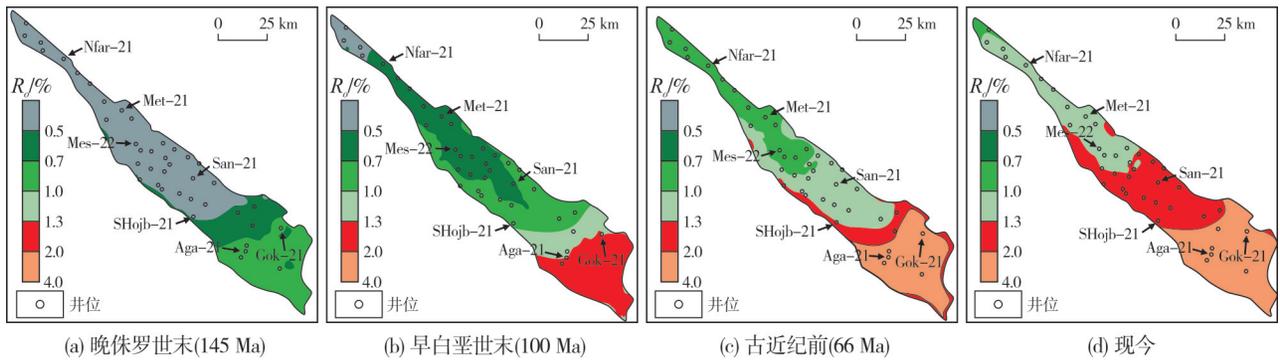


图8 阿姆河右岸区块中下侏罗统煤系烃源岩热演化平面图
Fig. 8 The thermal evolution maps of Middle and Lower Jurassic coal measure source rocks in the right bank block of Amu Darya River

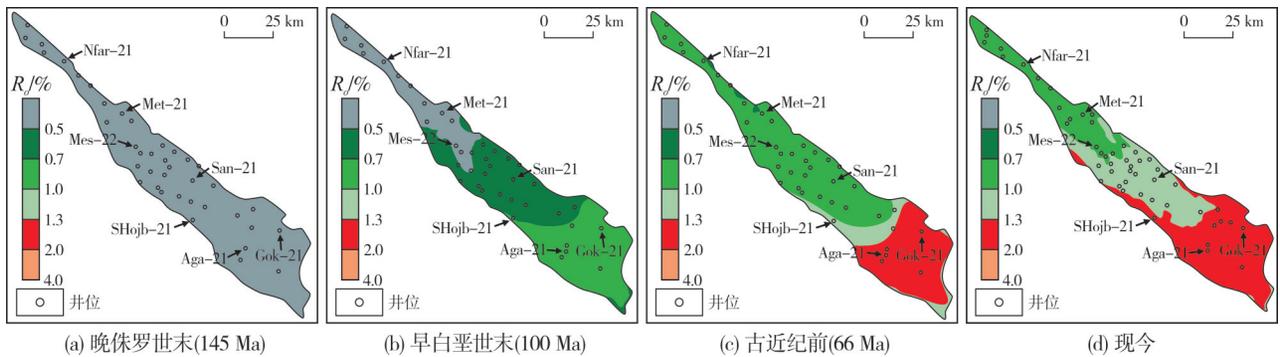


图9 阿姆河右岸区块上侏罗统烃源岩热演化平面图
Fig. 9 The thermal evolution maps of Upper Jurassic source rocks in the right bank block of Amu Darya River

5 油气动态成藏过程恢复

含油气系统模拟表明:阿姆河右岸区块中下侏罗统煤系烃源岩以供气为主,上侏罗统烃源岩以供油为主,全区则以气为主;烃源岩在白垩纪进入生排烃期,古近纪达到峰值,新近纪生排烃减弱;东部构造圈闭主要形成于喜马拉雅中期并定型于晚期,构造形成时间与烃源岩大规模排烃期相匹配^[19-20]。根据包裹体分析结果,结合两期成藏特征(油先气后,持续充注;早期集中在中东部,逐渐向西部拓展,晚期东部调整),恢复了阿姆河右岸区块的油气动态成藏过程(图10)。

白垩纪初期,东部中下侏罗统烃源岩进入生烃门限,烃类开始少量生成,以液态烃为主(图10d),但排烃量较少,研究区东南侧礁滩圈闭可形成零星油藏。此时上侏罗统烃源岩尚未成熟。

早白垩世晚期,中下侏罗统烃源岩热演化程度增加,中东部整体进入生烃高峰阶段,油气开始大量生成(图10c),并向碳酸盐岩中运移;而中西部烃源岩尚处于低熟阶段,以生油为主。此时中东部上

侏罗统泥灰岩和泥岩处于低熟—生烃高峰阶段,液态烃开始生成,油气主要聚集在古隆起背景的背斜圈闭和礁滩体圈闭。早期聚集的油气逐渐被驱替,形成油气藏或局部气藏;同时少量油气在中上侏罗统碳酸盐岩圈闭中聚集成藏,且东部以气为主、中西部以油为主。

古近纪前,中西部中下侏罗统烃源岩处于生烃高峰—湿气阶段,东部进入干气阶段(图10b),天然气大量产出。上侏罗统烃源岩则主要处于生烃高峰阶段,以生油为主,东部局部进入凝析油—湿气阶段。中上侏罗统砂岩圈闭早期存在的油气藏均被驱替,形成一定规模的气藏;中上侏罗统碳酸盐岩圈闭近距离捕获本层油藏被驱替的油气,同时捕获到下伏中下侏罗统煤系泥岩生成的天然气,逐渐形成大规模的油气藏。

新近纪至今,中下侏罗统烃源岩整体进入凝析油—湿气阶段(图10a),上侏罗统烃源岩成熟度进一步增加,但生排烃减弱。在喜马拉雅期挤压运动影响下,油气开始重新调整:东部受挤压作用较强,褶皱裂缝发育,地层抬升形成低势能区,断层沟通输导

油气,同时接受中下侏罗统烃源岩以及先存气藏改造散逸的天然气补给,形成晚期气藏;中东部地区局部早期无圈闭,但晚期挤压形成褶皱,现今形成构造-裂缝圈闭成藏;中部早期形成的油气藏受晚期挤压影响构造幅度调整,由原来的宽缓低幅度圈闭演变为窄陡高幅度圈闭,晚期断层沟通下伏气源,经过进一步驱替形成现今的纯气藏,少量油藏

仅在局部地区保存。总之,阿姆河右岸区块经历了早油晚气两期成藏,具有“东西分异、差异驱替、调整改造”的成藏演化特点。东部地区油气生成和运移较早,但由于圈闭形成晚(形成于古近纪,定型于新近纪),因此主要保存晚期的天然气;西部地区经历了晚白垩世油气同注、古近纪以来气驱油的演化过程,驱替强度的差异是现今油气相态差异的主要原因。

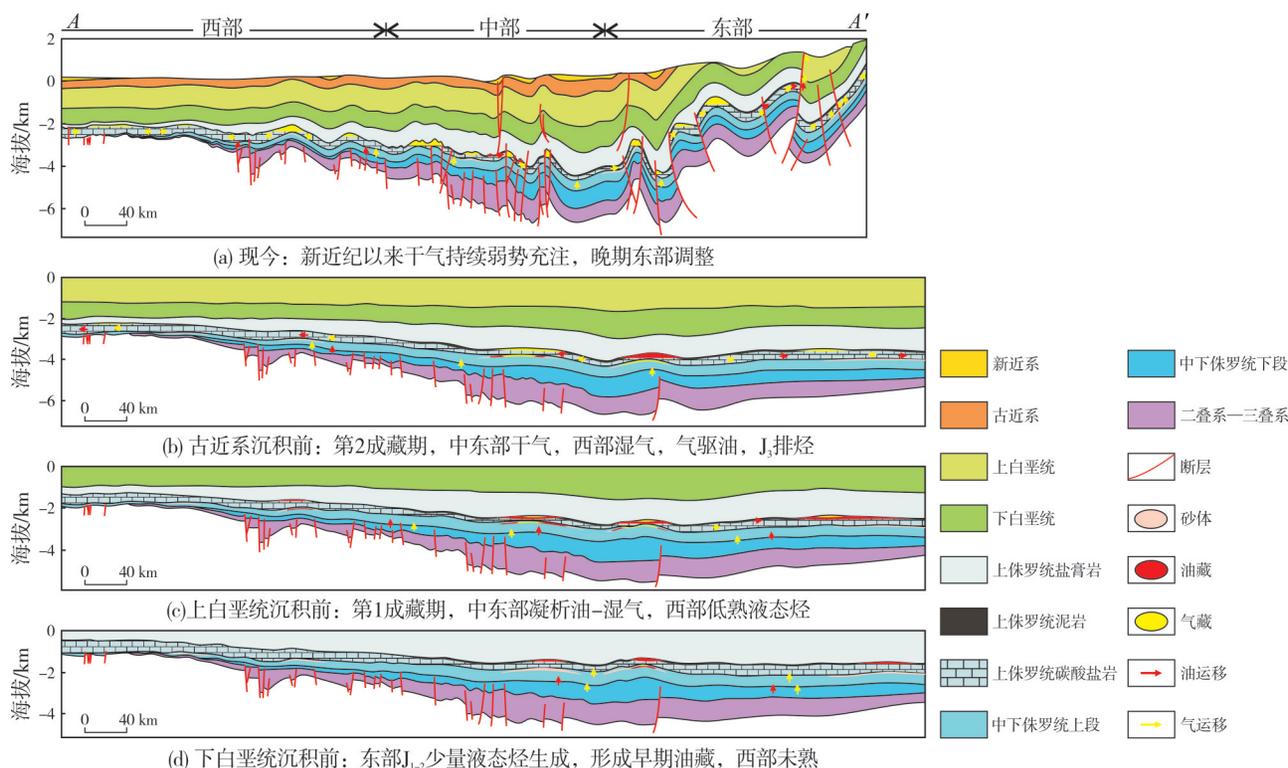


图 10 阿姆河右岸区块碳酸盐岩储层油气动态成藏过程

Fig. 10 Dynamic hydrocarbon accumulation process of carbonate reservoir in the right bank block of Amu Darya River

6 结论

(1) 阿姆河右岸区块发育中下侏罗统煤系、上侏罗统泥灰岩和泥岩共3套烃源岩,赋存正常原油、高成熟度凝析油、低成熟度凝析油等3类原油。油源对比分析表明,正常原油主要来自上侏罗统泥岩,两类凝析油主要来自中下侏罗统煤系烃源岩,且存在混源特征。

(2) 阿姆河右岸区块存在早白垩世末—晚白垩世早期、晚白垩世末期—古近纪早期共2个主要成藏期:早成藏期以中下侏罗统煤系烃源岩生成的凝析油气充注为主,混入部分上侏罗统烃源岩生成的正常原油;晚成藏期以中下侏罗统煤系烃源岩生成

的天然气充注为主。

(3) 生烃演化分析表明:中下侏罗统煤系烃源岩在早白垩世初期开始生烃,晚白垩世初进入生烃高峰,现今主要处于湿气 and 干气阶段;上侏罗统泥灰岩和泥岩在早白垩世末期成熟,古近纪初期进入生烃高峰,现今主要处于生油窗。各套烃源岩的热演化程度在平面上呈现由东向西逐渐降低的特点。

(4) 阿姆河右岸区块具有“早油晚气、东西分异、差异驱替、调整改造”的成藏演化特点。东部地区油气生成和运移较早,但由于圈闭形成晚,因此主要保存晚期的天然气;西部地区经历了晚白垩世油气同注、古近纪以来气驱油的演化过程,驱替强度的差异是现今油气相态差异的主要原因。

参考文献

- [1] IHS Energy Group. Amu-Darya Basin [DB/OL]. IHS Basin Monitor, 2015.
- [2] 余一欣, 殷进垠, 郑俊章, 等. 中亚阿姆达林盆地油气富集规律与有利区分析[J]. 石油实验地质, 2015, 37(6): 758-763.
YU Yixin, YIN Jinyin, ZHENG Junzhang, et al. Division and resources evaluation of hydrocarbon plays in the Amu Darya Basin, Central Asia [J]. Petroleum geology & experiment, 2015, 37(6): 758-763.
- [3] 郭永强, 刘洛夫, 朱胜利, 等. 阿姆达林盆地油气地质特征与有利区带预测[J]. 新疆石油地质, 2006, 27(2): 260-264.
GUO Yongqiang, LIU Luofu, ZHU Shengli, et al. Hydrocarbon geology in Amu-Darya Basin and prediction of its favorable areas [J]. Xinjiang petroleum geology, 2006, 27(2): 260-264.
- [4] ULMISHEK G F. Petroleum geology and resources of the Amu-Darya Basin, Turkmenistan, Uzbekistan, Afghanistan, and Iran [M]. USGS bulletin 2201-H, 2004: 1-84.
- [5] 李浩武, 童晓光, 王素花, 等. 阿姆河盆地侏罗系成藏组合地质特征及勘探潜力[J]. 天然气工业, 2010, 30(5): 6-12.
LI Haowu, TONG Xiaoguang, WANG Suhua, et al. An analysis of geological characteristics and exploration potential of the Jurassic play, Amu Darya Basin [J]. Natural gas industry, 2010, 30(5): 6-12.
- [6] МАКСИМОВ С П, СТРОГАНОВ В П, ИЛЫН В Д. Ловушки-спутники в структурных парах-навый объект для поисков залежей нефти в Амударьинской преимущественно газоносной области [J]. Геология нефти и газа, 1981, 3: 35-40.
- [7] МАКСИМОВ С П, ПАНКИНА Р Г, СМАХТИНА А М. Условия формирования углеводородных скоплений в мезозойских отложениях Амударьинской газонефтяной провинции [J]. Геология нефти и газа, 1987, 5: 20-27.
- [8] СТАРОБИНЕЦ И С, ЧАПАЛА И Д. О формировании и распределении газоконденсатных и нефтяных залежей в Амударьинской впадине [J]. Геология и разведка, 1976, 6: 64-69.
- [9] 廖泽文, 杨珊, 张海祖, 等. 塔里木盆地海相油藏具有高热稳定性的地球化学条件探讨[J]. 地球化学, 2015, 44(2): 189-195.
LIAO Zewen, YANG Shan, ZHANG Haizu, et al. Geochemical constraints on the thermally stable marine crude oil reservoirs in the Tarim Basin, NW China [J]. Geochimica, 2015, 44(2): 189-195.
- [10] 李海华, 邱歧, 张彦霞, 等. 二连盆地石炭系一二叠系烃源岩有机地球化学特征及生烃潜力[J]. 海相油气地质, 2010, 15(4): 23-29.
LI Haihua, QIU Qi, ZHANG Yanxia, et al. Organic geochemistry characteristics and hydrocarbon generation potential of Carboniferous-Permian marine source rocks in Erlian Basin [J]. Marine origin petroleum geology, 2010, 15(4): 23-29.
- [11] DIDYK B M, SIMONEIT B R T, BRASSELL S C, et al. Organic geochemical indicators of palaeoenvironmental conditions of sedimentation [J]. Nature, 1978, 272: 216-222.
- [12] FU Jiamo, SHENG Guoying, XU Jiayou, et al. Application of biological markers in the assessment of paleoenvironments of Chinese non-marine sediments [J]. Organic geochemistry, 1990, 16: 769-779.
- [13] 戴金星, 何斌, 孙永祥, 等. 中亚煤成气聚集域形成及其源岩: 中亚煤成气聚集域研究之一 [J]. 石油勘探与开发, 1995, 22(3): 1-6.
DAI Jinxing, HE Bin, SUN Yongxiang, et al. The formation and source rock of coal-formed gas accumulation domain in Central Asia: one of the coal gas accumulation regions in Central Asia [J]. Petroleum exploration and development, 1995, 22(3): 1-6.
- [14] 刘文斌, 姚素平, 胡文瑄, 等. 流体包裹体的研究方法及应用 [J]. 新疆石油地质, 2003, 24(3): 264-267.
LIU Wenbin, YAO Suping, HU Wenxuan, et al. Application and research approaches of fluid inclusions [J]. Xinjiang petroleum geology, 2003, 24(3): 264-267.
- [15] 王强, 程绪彬, 费怀义, 等. 阿姆河右岸A区气藏成藏过程分析 [J]. 天然气勘探与开发, 2012, 35(2): 1-5.
WANG Qiang, Cheng Xubin, FEI Huaiyi, et al. Reservoir-forming process of A block in the right bank of the Amu Darya River [J]. Natural gas exploration & development, 2012, 35(2): 1-5.
- [16] 吕功训, 刘合年, 邓民敏, 等. 阿姆河右岸盐下碳酸盐岩大型气田勘探与开发 [M]. 北京: 科学出版社, 2013.
LÜ Gongxun, LIU Henian, DENG Minmin, et al. Large scale sub-salt carbonate gas fields exploration and development in the Amu Darya right bank area [M]. Beijing: Science Press, 2013.
- [17] 徐剑良, 程绪彬, 吴蕾, 等. 阿姆河右岸区块构造演化与成藏条件 [J]. 天然气工业, 2010, 30(5): 18-20.
XU Jianliang, CHENG Xubin, WU Lei, et al. Structural evolution and hydrocarbon pooling conditions in the Amu Darya right bank block, Turkmenistan [J]. Natural gas industry, 2010, 30(5): 18-20.
- [18] 雷振宇, 杜社宽, 张朝军. 中亚地区与中国西部盆地类比及其油气勘探潜力 [J]. 地球学报, 2004, 25(1): 68-73.
LEI Zhenyu, DU Shekuan, ZHANG Chaojun. A comparison of the basins in Western China with those in Central Asia and the oil gas exploration potential of Western China [J]. Acta geoscientica sinica, 2004, 25(1): 68-73.
- [19] 张志伟, 何永垚, 王春生, 等. 中亚地区阿姆河盆地坎迪姆、布哈拉阶地构造特征及演化 [J]. 海相油气地质, 2010, 15(4): 48-56.
ZHANG Zhiwei, HE Yongyao, WANG Chunsheng, et al.

- Structural characteristics and evolution of Chardzhou and Bukhara Terraces in Amu-Darya Basin, Middle Asia[J]. *Marine origin petroleum geology*, 2010, 15(4): 48-56.
- [20] 聂明龙, 徐树宝, 吴蕾, 等. 阿姆河右岸盐下断裂复杂化礁滩相气藏特征及勘探意义: 以BP气藏为例[J]. *天然气工业*, 2015, 35(6): 24-29.

NIE Minglong, XU Shubao, WU Lei, et al. Feature of gas reservoirs in subsalt faulted reef complex in the right bank of the Amu Darya River, Turkmenistan and their significance in exploration: a case study of the BP gas reservoir[J]. *Natural gas industry*, 2015, 35(6): 24-29.

编辑: 董庸

Analysis of dynamic hydrocarbon accumulating process of Jurassic pre-salt carbonate reservoirs in the right bank block of Amu Darya River

BAI Zhenhua, ZHANG Liangjie, WANG Hongjun, SHAN Yunpeng, CHEN Huailong, WEN Guangyao

Abstract: Amu Darya Basin (also known as Karakum Basin) with rich natural gas resources is located in Central Asia. The Jurassic pre-salt carbonate reservoirs (Callovian-Oxfordian) is the main oil and gas producing layer. There are various types of Jurassic pre-salt carbonate gas reservoirs in the right bank block of Amu Darya River, and the gas-water system is complex. The unclear understanding of the reservoir forming process makes it difficult to predict the distribution of natural gas. In recent exploration practice, the discovery of sporadically distributed small reservoirs further shows the non-uniformity of oil, gas and water distribution and the complexity of oil and gas reservoir formation and evolution in this area. Through the analysis of structural evolution and geochemical experiment analysis and by using basin simulation technology, the hydrocarbon generation and expulsion simulations of main source rocks were carried out. Combined with the anatomy of typical oil and gas reservoirs, the evolution of pre-salt carbonate oil and gas reservoirs is restored, and the oil and gas migration and accumulation patterns and the distribution of oil, gas and water are summarized, so as to provide a basis for predicting the favorable enrichment area of oil and gas and for the next exploration deployment. The result shows that: (1) Three sets of source rocks including Lower-Middle Jurassic coal measures, Upper Jurassic marlite and mudstone are developed in the right bank block of Amu Darya River, and there are three types of crude oil, including normal crude oil, low maturity condensate and high maturity condensate. The oil-sources comparative analysis shows that the normal crude oil mainly comes from the mudstone of the Upper Jurassic, and the two types of condensate mainly come from the coal measure source rocks of the Middle and Lower Jurassic, with the characteristics of mixed source. (2) There are two main reservoir forming periods in the right bank block of Amu Darya River: the end of Early Cretaceous-early Late Cretaceous and the end of Late Cretaceous-early Paleogene. The early stage is dominated by the filling of the condensate oil and gas generated by the Lower-Middle Jurassic coal measure source rocks, mixed with some normal crude oil generated by the Upper Jurassic source rocks. The late stage is dominated by the filling of natural gas generated by the Lower-Middle Jurassic coal measure source rocks. (3) The right bank block of Amu Darya River has the characteristics of reservoir formation and evolution of "early oil and late gas, east-west differentiation, differential displacement and adjustment and transformation". The generation and migration of oil and gas in the eastern region occurred earlier, but the trap was formed in Paleogene and shaped in Neogene later, so it mainly preserved late gas. The western region has experienced the filling of oil and gas in the Late Cretaceous and the evolution process of gas displacing oil since Paleogene. The difference of displacement intensity is the main reason for the difference of oil and gas phase state.

Key words: carbonate rock; fluid inclusions; hydrocarbon accumulation period; hydrocarbon accumulating process; Jurassic; Amu Darya Basin

BAI Zhenhua, First author: PhD, Senior Geological Engineer. Add: PetroChina Research Institute of Petroleum Exploration and Development, No. 20 Xueyuan Rd., Haidian District, Beijing 100083, China