

巴楚—麦盖提斜坡区油、气、水成因分析 及其勘探意义

刘军¹, 田雷¹, 崔海峰¹, 陈永权², 张年春¹

(1 中国石油勘探开发研究院西北分院; 2 中国石油塔里木油田勘探开发研究院)

摘要 针对巴楚—麦盖提斜坡区油气田的油、气、水特征存在较大差异性的现象,在对比油、气、地层水地球化学特征的基础之上,探讨分析了它们的成因。研究认为,和田河气田原油裂解气和干酪根裂解气的混合气在中—下寒武统膏岩封闭作用下发生硫酸盐热还原反应以后,以水溶气的方式运移至上覆奥陶系—石炭系圈闭中,形成了现今高干馏系数、重碳同位素特征的气藏,以及奥陶系风化壳顶部附近低矿化度、高变质系数的 Na_2SO_4 型地层水。中—下寒武统膏岩层对巴楚—麦盖提斜坡区油气形成、演化和分布有重要影响,膏岩层之下可以作为一个潜在的勘探领域。

关键词 碳同位素; 油气成藏; 油气成因; 膏岩层; 巴楚—麦盖提斜坡; 塔里木盆地

中图分类号: TE122.3*3

文献标识码: A

1 引言

塔里木盆地巴楚—麦盖提斜坡海相碳酸盐岩主要发育两套储盖组合:一套为奥陶系潜山风化壳、内幕碳酸盐岩储层与上覆志留系、石炭系盖层的组合;另一套为中—下寒武统盐下白云岩与其上覆膏岩层的储盖组合。而据源岩分析及探井揭示,这两套组合共同的烃源岩为该区下寒武统玉尔吐斯组的泥页岩^[1-2]。上世纪90年代在对研究区奥陶系潜山风化壳储层勘探的过程中,相继在麦盖提斜坡的西段发现了巴什托普油田,在中—东段发现了和田河气田与鸟山气田,近年来又在斜坡的东段发现了玉北油田(图1a)。而自2010年Yb1井突破之后,虽经压裂改造,但油田仍表现出后期能量不足、快速见水的特征。至此,巴楚—麦盖提斜坡奥陶系潜山风化壳的勘探工作进入了一个低谷期。从已发现的几个油气田的分布规律来看,整体表现为“南油北气、西油东气”;而流体特征分析显示,其油、气、水特征也存在较大差异。目前对于造成现今油(气)田分布以及油、气、水特征差异的成因尚无

明确解释,因此,对这些问题的探讨将对该区油气勘探方向的把握有重要意义。

近年随着勘探工作的深入和研究思路的转变,巴楚—麦盖提斜坡寒武系盐下的成藏条件已逐渐引起重视。据钻井揭示,该区中—下寒武统阿瓦塔格组和吾松格组发育区域性的膏岩层^[3],其最大厚度在200m以上,可以作为理想的区域盖层(图1b)。这套盖层对巴楚—麦盖提斜坡区油气田的分布及油、气特征有何影响? 本文将从油(气)藏流体地球化学特征入手,并在成因分析的基础上,探讨该区油、气、水成因的主控地质因素,以期对研究区油气勘探有所启示。

2 油、气、水特征

试油结果显示,巴楚—麦盖提斜坡区巴什托普油田、和田河气田、玉北油田的油、气、水性质存在较大差异。其中巴什托普油田主要为轻质原油,伴有部分气顶气及大量底水;和田河气田以天然气为主,可见少量凝析油及地层水产出;玉北油田则产中—重质原油,后期多见底水。

收稿日期: 2015-09-06; 改回日期: 2016-06-20

本文受中国石油天然气股份有限公司重大科技专项专题1子课题“塔西南坳陷麦盖提斜坡新区风险勘探领域研究与目标优选”(编号: 041012120005)资助

刘军: 1983年生,工程师,2010年获成都理工大学矿产普查与勘探专业硕士学位,现主要从事沉积储层与油气成藏方面的研究。通讯地址: 730020 甘肃省兰州市城关区雁儿湾路535号; E-mail: ljun2010@petrochina.com.cn

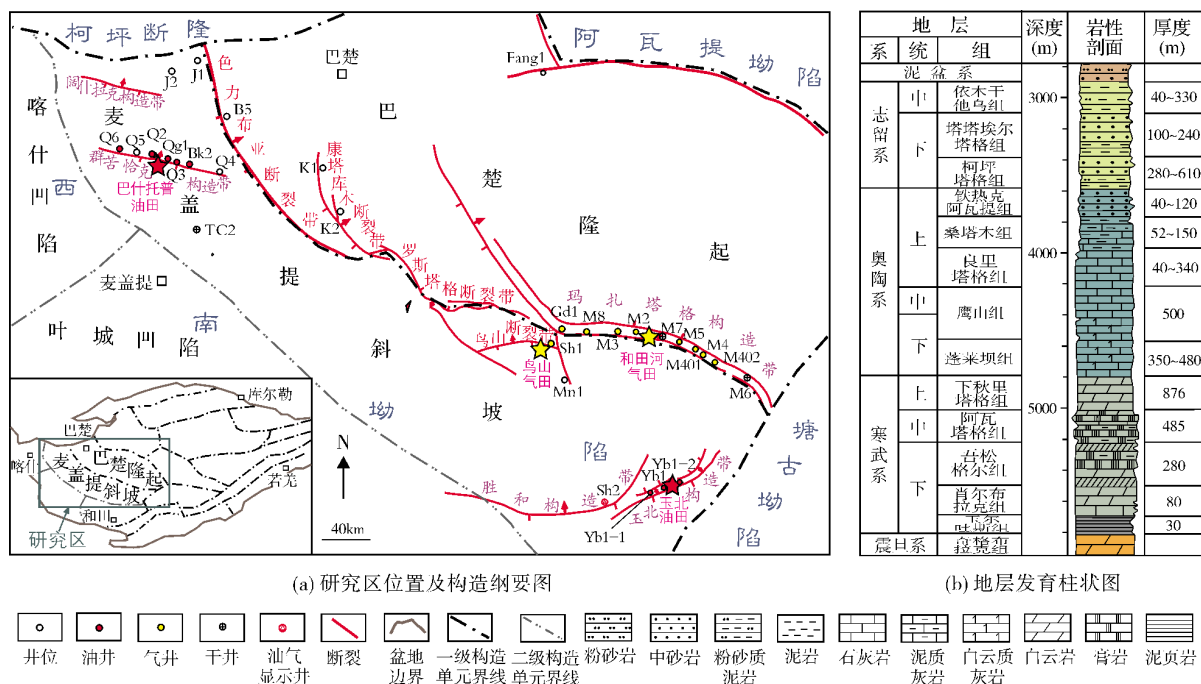


图1 巴楚—麦盖提斜坡区构造纲要图及地层发育柱状图

2.1 油、气特征

(1) 油、气组分特征 从天然气特征来看,和田河气田天然气的显著特征就是CH₄含量高,重烃含量低,非烃气体N₂及CO₂含量较高,微含H₂S,为成熟度较高的干气,天然气干燥系数大,C₁/(C₁~C₅)

在96%以上,西段几口井可以达到99.4%;巴什托普油田的气顶气相对和田河气田,CH₄含量明显降低,C₂₊含量显著增加,干燥系数在88.7%~96.5%;而玉北油田所含的少量油溶气表现为高含N₂、低含CO₂的特征,干燥系数在60.5%~84.0%,反映了其成熟度较其他两个油气田都低的特征(表1)。

表1 巴楚—麦盖提斜坡区奥陶系—石炭系天然气组分及碳同位素特征

油气田	井号	层位	CH ₄ (%)	C ₂ H ₆ (%)	C ₃ H ₈ (%)	干燥系数 (%)	CO ₂ (%)	N ₂ (%)	H ₂ S (×10 ⁻⁴)	δ ¹³ C ₁ (‰)	δ ¹³ C ₂ (‰)	δ ¹³ C ₃ (‰)
和田河气田	M2	O—C	84.25	0.94	0.28	98.6	1.30	13.23	1272	-36.6	-37.2	-33.4
	M3	O—C	81.59	0.43	0.09	99.3	9.80	11.52	1080	-35.6	-36.7	-31.8
	M4	O—C	82.15	1.78	0.73	97.0	1.36	14.65	155	-37.8	-37.2	-33.1
	M5	O	74.57	1.27	0.38	97.8	2.76	23.78	2000	-37.0	-36.7	-32.2
	M8	O	75.56	0.40	0.05	99.4	12.20	10.08	1162	-36.2	-37.1	-32.5
巴什托普油田	M401	O	79.97	1.91	1.32	96.1	2.64	11.42	1743	-37.6	-37.2	-33.1
	Q2	C	71.78	2.25	0.36	96.5	5.34	20.11	×	—	—	—
玉北油田	Q3	C	64.35	5.34	2.82	88.7	—	—	×	-40.3	-33.9	-33.0
	Q5	C	72.07	5.32	3.33	89.3	1.49	13.87	×	-42.8	-33.8	-30.7
和田河气田	Yb1	O	57.72	4.93	1.86	84.0	2.63	31.03	×	—	—	—
	Yb1-2	O	50.91	14.68	12.92	60.5	3.22	12.61	×	—	—	—

注:“—”代表无数据,“×”表示未发现该组分

和田河气田、巴什托普油田、玉北油田中的原油也具有由北向南成熟度降低、重质组分逐渐增加的规律;和田河气田奥陶系的少量凝析油具有低

硫、低蜡以及低胶质和低沥青的特征^[4],密度在0.74~0.80 g/cm³;巴什托普油田石炭系原油为饱和烃含量高、非烃含量低、低硫、无蜡的凝析油^[5],平均密

度在0.80~0.83 g/cm³;玉北油田以含硫、高含蜡、高黏度的中—重质原油为主,密度在0.92~0.94 g/cm³。

(2)天然气碳同位素特征 碳同位素特征值可以反映天然气在母岩及演化方面的差异性,其中甲烷碳同位素值跟母岩类型、演化阶段以及运移效应有关,乙烷碳同位素值主要反映母岩类型上的差异^[6]。根据巴楚—麦盖提斜坡区天然气碳同位素特征值:和田河气田天然气甲烷碳同位素较重,为-37.8‰~-35.6‰,乙烷碳同位素较轻,为-37.2‰~-36.7‰;巴什托普油田天然气甲烷碳同位素较轻,为-42.82‰~-40.32‰,乙烷碳同位素较重,为-33.9‰~-33.8‰。另外,和田河气田西部的M2、M3、M8井天然气碳同位素值出现了倒转现象(表1)。对于甲烷碳同位素值

变重以及碳同位素倒转的成因,目前主要有以下5种解释:①成熟度的增加;②同源不同期或同期不同源天然气的混合;③硫酸盐热还原反应;④水溶气;⑤无机成因气的混入^[6]。

2.2 地层水特征

和田河气田、巴什托普油田以及玉北油田都有油田水产出,颜色为常见的浅黄色、棕色至黑色,密度在1.00~1.14 g/cm³,普遍含H₂S或刺激性气味。地层水中所含离子主要包含K⁺、Na⁺、Ca²⁺、Mg²⁺、Cl⁻、SO₄²⁻、HCO₃⁻、CO₃²⁻以及部分微量离子。下面参考海相油气田地层水评价的主要指标体系对其进行对比评价(表2)。

表2 海相油气保存条件的水文地质地球化学综合判别指标体系^[7]

保存条件	地层水成因	矿化度 (×10 ⁴ mg/L)	变质 系数	脱硫 系数	水型 (苏林分类)	水文地质 分带
很好	沉积埋藏水	>40	<0.87	<8.5	CaCl ₂ 型为主, MgCl ₂ 型次之	交替停滞带
好	短暂受大气水下渗影响	30~40	0.87~0.95	8.5~15	CaCl ₂ 型为主, MgCl ₂ 型次之	交替停滞带
中等	较长期受大气水下渗影响	20~30	0.95~1.00	15~30	CaCl ₂ 型为主, 常见Na ₂ SO ₄ 型	交替阻滞带
差	长期受大气水下渗影响	<20	>1.0	30	NaHCO ₃ , Na ₂ SO ₄ 型	自由交替带

(1)水型 三个油气田的水型均以CaCl₂型为主,部分MgCl₂型,也可见少量Na₂SO₄、NaHCO₃型水。其中玉北油田地层水为常见的CaCl₂型,巴什托普油田地层水以CaCl₂型为主,可见部分Na₂SO₄型;与两个油田地层水特征不同的是,在和田河气田奥陶系潜山风化壳顶面附近的储集层中,上覆石炭系与其下部奥陶系高矿化度的CaCl₂水中间,普遍发育一层矿化度明显变小的Na₂SO₄型水,且其恰好与产气层段相对应(表3)。需要说明的是,该型地层水中Cl⁻质量浓度(多大于15 000 mg/L)明显大于钻井泥浆中Cl⁻质量浓度(一般小于10 000 mg/L),因此可以排除此为泥浆污染的可能性。

(2)矿化度 矿化度是指地层水中各种离子、化合物的总含量,它与古沉积环境、蒸发程度、地层水来源等因素有关。一般来说,保存条件较好的地层水矿化度较高^[7]。因此矿化度能够大体指示油气所在处的保存条件。从不同水型的矿化度来看,CaCl₂型水矿化度较大,为(3~20)×10⁴ mg/L,Na₂SO₄型水矿化度多小于5×10⁴ mg/L。从不同油气田地层水的矿化度来看,玉北油田地层水矿化度最大,在(11~18)×10⁴ mg/L之间,为高矿化度的CaCl₂型水;巴什托普油田地层水矿化度变化范围较大,在(1~20)×10⁴ mg/L之间;而和

田河气田地层水矿化度最小,多为(1~15)×10⁴ mg/L(表3)。

(3)变质系数 变质系数为表征地下水变质程度的重要水文地化参数,系地层水中钠、氯离子的当量比值(Na⁺/Cl⁻),它可以在一定程度上指示油气藏的保存环境。一般情况下,变质系数越小,说明水文地质条件为还原环境,越有利于油气保存。三个油气田中地层水的变质系数以和田河气田为最大,尤其是出现Na₂SO₄型地层水的层段最为明显。值得注意的是,在巴楚隆起上的Fang1井寒武系及上覆奥陶系中也同样发现了这种低矿化度、高变质系数的地层水(表3)。

类似地,川东北飞仙关组气藏中也发现同样的规律:三叠系嘉陵江组和下伏石炭系黄龙组的地层水均为代表封闭条件的CaCl₂型,而中间所夹的飞仙关组地层水却是代表开放条件的Na₂SO₄型,另外这种水型还具有矿化度低,且富含H₂S的特点^[8]。同样的现象在川中磨溪气田嘉陵江组、川东石炭系气藏中也存在^[9]。对于CaCl₂型和Na₂SO₄型这两种水型及其组合关系的形成机理以及它们所代表的地层保存条件,一直没有一种合理的解释,而川东北、川中磨溪和川东这三个气藏的共同点是都发现于海相碳酸盐岩地层中,且上覆地层中都发育厚层的膏岩层。

表3 巴楚—麦盖提斜坡区地层水参数表

油气田/构造	井号	层位	深度 (m)	水型	矿化度 (mg/L)	变质系数	取样位置
和田河 气田	M2	C	862~1501	CaCl ₂	76478~105997	0.51~0.57	分离器
		C	1605~1714	Na ₂ SO ₄	5338~9006	0.71~0.82	取样器
		O	2279~2375	CaCl ₂	77270~155124	0.51~0.58	取样器
	M3	C	1045~1174	CaCl ₂ , MgCl ₂	67489~116038	0.48~0.59	分离器
		O	1508~1594	Na ₂ SO ₄	48717~49361	0.71~0.72	分离器
		O	1593~1688	CaCl ₂ , MgCl ₂	108421~110240	0.47~0.49	取样器
	M4	C	1571~1579	CaCl ₂	38882~60639	0.15~0.64	油嘴
		O	2044~2140	Na ₂ SO ₄	16654~17552	—	分离器
		O	2238~2550	CaCl ₂	90683~120086	0.46~0.64	取样器
M401	C	1775~1782	Na ₂ SO ₄	72136~73614	0.73~1.00	取样器	
	O	2349~2382	CaCl ₂	122472~138235	0.48~0.51	油嘴	
巴什托普 油田	Q4	C	4708~4725	MgCl ₂	13182	—	取样器
		C	4645.2	Na ₂ SO ₄	8298	—	取样器
	Q5	C	4463~4940	CaCl ₂	20588~204183	0.48~0.63	油嘴
玉北 油田	Yb1	O	5595~5630	CaCl ₂	143108~181592	—	油嘴
	Yb1-2	O	5105~5450	CaCl ₂	108869~111886	—	油嘴
巴楚 隆起	Fang1	O	2002~2023	Na ₂ SO ₄	31697	0.67	取样器
		ε	4550~4560	CaCl ₂	112454	0.60	油嘴

3 油、气、水成因分析

3.1 油、气成因分析

对于和田河气田天然气的成因,有一些学者认为属于原油裂解气^[10-12],也有一些学者认为属于干酪根裂解气^[13],还有部分学者认为属于二者的混合气^[14]。Behar等^[15]通过封闭系统的热模拟实验证实,原油裂解气和干酪根裂解气过程中的 $\ln(C_1/C_2)$ 和 $\ln(C_2/C_3)$ 特征完全不同,前者形成的天然气在 $\ln(C_1/C_2)$ 变化较小的情况下 $\ln(C_2/C_3)$ 变化较大,而后者在 $\ln(C_1/C_2)$ 变化较大的情况下 $\ln(C_2/C_3)$ 变化较小。因此可以利用 $\ln(C_1/C_2)$ 与 $\ln(C_2/C_3)$ 关系图来判别天然气成因^[15-19]。

根据以上方法对巴楚—麦盖提斜坡区天然气的成因类型进行分析,如图2所示。判别结果表明,和田河气田和鸟山气田天然气主要为原油裂解气,和田河气田西部的M2、M3、M8井和东部的M401井伴有部分干酪根裂解气;巴什托普油田的Q5井表现为明显的原油裂解气,而Q3井表现为干酪根裂解气的特征;玉北油田缺少充足的天然气组分资料,少量数据显示其为典型的原油裂解湿气。

根据目前对塔西南地区源岩的认识,和田河气田、巴什托普油田、玉北油田油气均来自于研究区寒

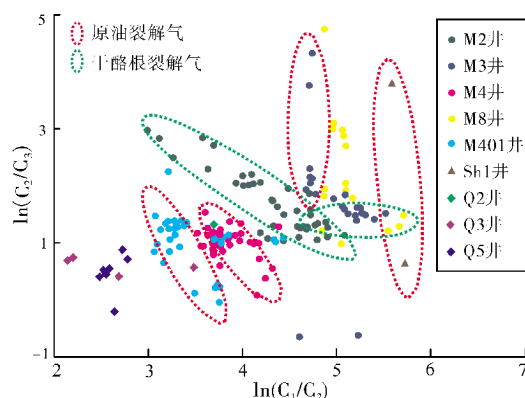
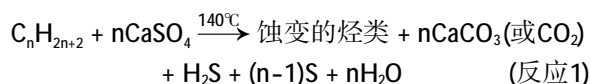


图2 巴楚—麦盖提斜坡区天然气成因类型判别图

武系玉尔吐斯组的腐泥型有机质,其残余有机质丰度TOC值为0.21%~2.43%,据实测沥青反射率换算的有机质 R_0 值为1.65%~2.32%^[11]。而烃类包裹体测试结果显示,巴什托普油田石炭系烃类包裹体均一温度在119~122℃^[20],和田河气田奥陶系烃类包裹体均一温度在130~140℃。根据有机质演化的阶段性规律,此温度区间内烃源岩尚处于成熟阶段,未达到过成熟阶段,它们的产物主要为原油裂解产生的凝析油和湿气,与判别结果一致。而和田河气田现今的高干燥系数、重碳同位素的天然气又是如何形成的?从其埋藏史、热史分析,前人主要有几种观点:有学者认为和田河气田天然气为喜马拉雅晚期奥陶系古油藏

裂解所致^[21];另有学者认为其主要为晚海西期火山活动伴随的热液导致该区地温梯度急剧增高,寒武系古油藏裂解为凝析气藏^[4,12,22];还有一些学者认为,和田河气田天然气为分散可溶有机质经无机矿物催化裂解而形成,因此产物偏干^[23],或天然气为水溶气成因,因此干燥系数较大等^[24-28]。

本文认为以上观点存在以下不足:①如果是单纯的油藏裂解气,喜马拉雅晚期玛扎塔格构造带奥陶系地层最大埋深约5 000 m,按照地温梯度2.2 °C/100 m计算,地层最高温度在130 °C左右,应主要生成凝析油和湿气;寒武系膏岩顶面以下的最高温度也不超过170 °C,这明显与和田河气田现今高干燥系数的天然气特征不相符;②如果认为主要由晚海西期区域性火山热液活动引起的地温梯度升高所致,这又不能很好地解释几个油气田油气特征的差异性。本文综合地层岩性、储盖组合及地层水资料分析认为,现今巴楚—麦盖提斜坡区油藏、气藏为寒武系源岩生成的油气在初次运移之后,在中下寒武统膏岩封闭作用下依次沿断裂呈幕式充注至奥陶纪—石炭纪地层中形成,和田河气田的原油裂解气藏很有可能在寒武系膏岩顶面以下发生了硫酸盐热化学还原反应(反应1),之后经二次调整,形成现今的和田河气藏。



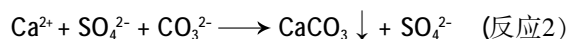
该反应在四川盆地以膏岩为盖层的川中磨溪气田嘉陵江组气藏、川东北石炭系及三叠系飞仙关组碳酸盐岩气藏中广泛存在,其共同点是上覆地层中有厚层的膏岩盖层。根据张水昌等^[29-30]的原油裂解实验,在TSR过程中,重烃与膏岩中的 SO_4^{2-} 发生裂解反应而被消耗,使得天然气的干燥系数增大,同时生成部分 H_2S 以及使天然气的碳同位素值变重,这都与和田河气田现今的天然气特征相符;另外,在Fang1井的下寒武统、Gd1井的下奥陶统岩心中可见黄铁矿晶体,也是TSR反应的一个重要证据^[31]。

3.2 地层水成因分析

巴楚—麦盖提斜坡区巴什托普油田和玉北油田产层段的水型主要为正常的 CaCl_2 型地层水,而在和田河气田奥陶系风化壳顶面发现了异常的 Na_2SO_4 型地层水。传统观点认为, CaCl_2 水型指示的是一种与地表大气降水隔绝的封闭环境,通常矿化度较高,反

映在油气主要成藏期及其后期演化过程中具有较好的保存条件,而 Na_2SO_4 型水代表一种与地表大气淡水相沟通的水型,一般矿化度较低,在地层水中也较为少见。如果按照传统观点去解释和田河气田出现的异常水型,存在以下问题:① Na_2SO_4 型地层水所代表的开放性环境与形成气藏的现实相矛盾;②如果认为其为晚加里东期风化壳淋滤后封存下来的大气淡水,按照当时的古地理环境,玉北构造带具有比玛扎塔格构造带更有利的大气淡水溶蚀条件,该区地层水却为典型的 CaCl_2 型;③在Fang1井寒武系膏岩层底部也发现该类型地层水,将膏岩层底面解释为具有开放性地质条件的结论也不合理。

考虑到 SO_4^{2-} 离子的来源及其与产层段的关系,自然联想到该区中下寒武统广泛发育的膏岩层。膏岩本身的主要化学成份 CaSO_4 在一般条件下是不易溶于水的,但在酸性溶液或者与 MgCl_2 、 NaCl 的混合盐溶液中则有较大的溶解度^[32-33],而地层水中的矿物离子恰好可以提供这种条件。据K2井、Fang1井岩心资料表明,它们的中—下寒武统膏岩层中可见明显的溶蚀痕迹,溶蚀后的膏岩呈斑块或疙瘩状分布。因此在膏岩中的 CaSO_4 溶解于地层水的条件下, Ca^{2+} 与地层水中的 CO_3^{2-} 离子形成 CaCO_3 ,置换出膏岩中的 SO_4^{2-} 离子,可以使得地层水中的 SO_4^{2-} 质量浓度大大增加,从而形成一层 Na_2SO_4 型水,如反应2:



另外,秦胜飞等^[24-27]通过对天然气地球化学特征的分析,认为和田河气田具有较好的水溶气成藏条件及明显的水溶气运移地球化学证据。一般认为水溶气具有以下特点:①甲烷高度富集,天然气干燥系数大;②甲烷碳同位素值较一般气层重。这些也与和田河气田现今的天然气特征一致。据此认为,目前和田河气田奥陶系风化壳顶面发现的 Na_2SO_4 型地层水很可能是膏岩层顶面以下富含 SO_4^{2-} 的地层水在高温高压作用下溶解大量天然气后,在喜马拉雅期断裂沟通作用下充注至奥陶系—石炭系储层中所致,这样就可以解释和田河气田奥陶系风化壳水型的特殊成因,这与传统观点中地层水型的指示意义及其在纵向上的分布规律是有所区别的。

4 勘探意义

从上述油气成因的角度分析,认为巴楚—麦盖

提斜坡和田河气田差异性的油、气、水成因与该区中一下寒武统发育的膏岩有密切关系。从油气成藏的角度分析,在碳酸盐岩油气藏中,膏岩是理想的盖层。在整个研究区中一下寒武统发育范围广阔、厚度较大的膏岩层,而该区的的主力烃源岩为下寒武统的泥页岩,厚度有限。因此,厚层的可塑性膏岩层覆盖于下伏薄层源岩之上,必然会对油气的运移和保存产生巨大影响,下寒武统源岩生成的油气必须突破这层膏岩层才能运移至上覆圈闭中成藏。

断裂分析表明,和田河气田、巴什托普油田以及

玉北油田皆发育断穿中一下寒武统膏岩层的深大断裂,其主要活动期次分为三期:中晚加里东期、晚海西期、喜马拉雅期。结合油气成藏期次认为,现今的三个油气田正是在膏岩层封闭作用与断裂分期疏导作用下,下寒武统源岩生成的、处于不同成熟阶段的油气分期向上运移,由此形成了三个流体特征差异较大的油气藏,膏岩层在油气的保存过程中起到了重要作用(图3)。因此重视巴楚—麦盖提斜坡区寒武系膏岩的研究对于认识该区油气成藏过程以及对下一步勘探方向的把握都具有重要意义。

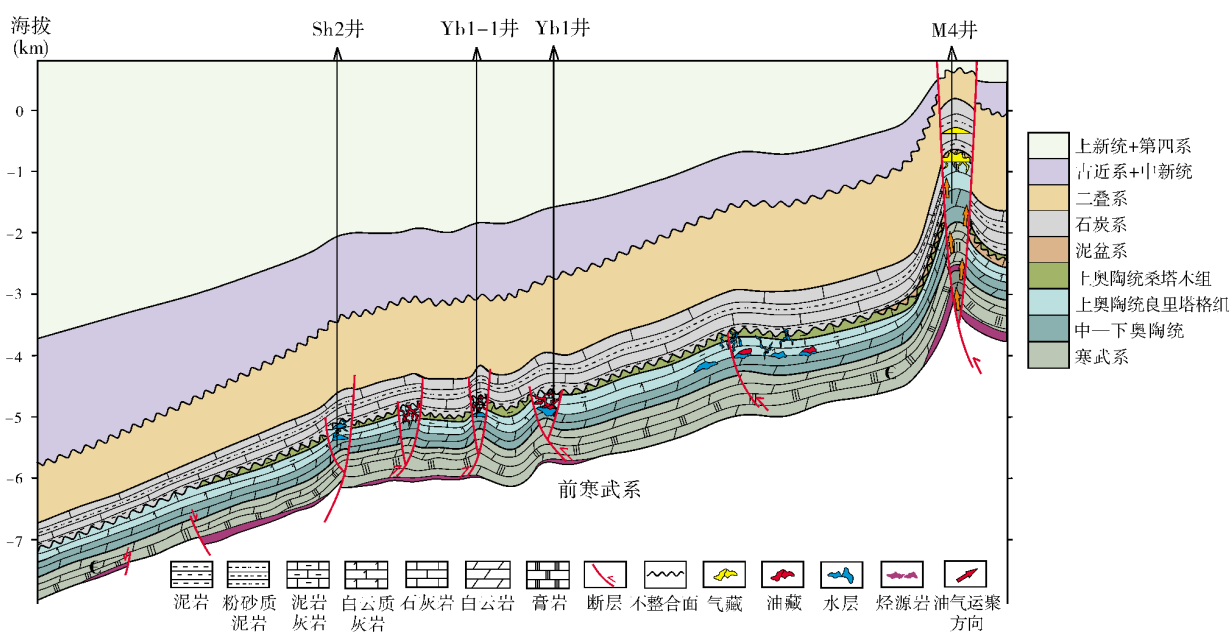


图3 巴楚—麦盖提斜坡区膏岩控制作用下的油气成因模式

5 结论

(1)巴楚—麦盖提斜坡区油气藏特征分析表明,和田河气田以高成熟度的天然气为主,巴什托普油田、玉北油田以较低成熟度的原油为主;巴什托普油田和玉北油田地层水以正常的高矿化度、低变质系数的 CaCl_2 型为主,而和田河气田发现异常分布的低矿化度、高变质系数的 Na_2SO_4 型地层水。

(2)和田河气田天然气为原油裂解气和干酪根裂解气的混合气。天然气在运移过程中与中一下寒武统膏岩发生硫酸盐还原反应后,以水溶气的方式充注至上覆奥陶纪—石炭纪地层中,形成了现今高干燥系数、重碳同位素特征值的天然气,以及奥陶系风化壳顶面附近低矿化度、高变质系数的 Na_2SO_4 型地层水。

(3)巴楚—麦盖提斜坡区中一下寒武统膏岩层对该区油气成因和分布都具有重要控制作用,对盐下成藏条件的重视可能会打开该区油气勘探的一个新领域。

参考文献

- [1] 崔景伟,王铁冠,胡健,等. 塔里木盆地和田河气田轻质油成熟度判定及其油源意义[J]. 石油与天然气地质, 2013, 34(1): 27-36.
- [2] 黄传波. 塔里木盆地寒武—奥陶系碳酸盐岩油气藏形成条件[J]. 新疆石油地质, 2000, 21(3): 188-192.
- [3] 王宏语,樊太亮,魏福军,等. 塔里木盆地巴楚中部地区寒武系盐下构造发育特征[J]. 石油与天然气地质, 2004, 25(5): 554-558.
- [4] 周新源,贾承造,王招明,等. 和田河气田碳酸盐岩气藏特征及多期成藏史[J]. 科学通报, 2002, 47(增刊), 131-136.
- [5] 常兴浩,宋凯. 巴什托构造石炭系小海子组高氨气藏成藏机理浅析[J]. 天然气工业, 1997, 17(2): 18-20.

- [6] 戴金星. 天然气中烷烃气碳同位素研究的意义[J]. 天然气工业, 2011, 31(12): 1-6.
- [7] 楼章华, 金爱民, 付孝悦, 等. 海相地层水文地球化学与油气保存条件评价[J]. 浙江大学学报, 2006, 40(3): 501-505.
- [8] 朱光有, 张水昌, 梁英波, 等. 川东北飞仙关组高含H₂S气藏特征与TSR对烃类的消耗作用[J]. 沉积学报, 2006, 24(2): 300-308.
- [9] 徐国盛, 刘树根, 张英俊, 等. 川东石炭系天然气富集的水化学条件[J]. 石油与天然气地质, 1999, 20(1): 15-19.
- [10] 赵孟军, 卢双舫. 原油二次裂解气——天然气重要的生成途径[J]. 地质论评, 2000, 46(6): 645-650.
- [11] 周新源, 杨海军, 李勇, 等. 中国海相油气田勘探实例之七: 塔里木盆地和田河气田的勘探与发现[J]. 海相油气地质, 2006, 11(3): 55-62.
- [12] 王招明, 王清华, 王媛. 塔里木盆地和田河气田成藏条件及控制因素[J]. 海相油气地质, 2000, 5(1/2): 124-132.
- [13] 秦胜飞, 李梅, 戴金星, 等. 塔里木盆地和田河气田天然气裂解类型[J]. 石油与天然气地质, 2005, 26(4): 455-460.
- [14] 唐小强, 尹玉川, 李晓辉, 等. 塔里木盆地和田河气田天然气地球化学研究[J]. 中国地质, 2011, 38(4): 1025-1031.
- [15] Behar F, Kressmann S, Rudkiewicz J L, et al. Experimental simulation in a confined system and kinetic modeling of kerogen and oil cracking[J]. Organic Geochemistry. 1992, 19(1): 173-189.
- [16] Prinzhofer A A, Huc A Y. Genetic and post-genetic molecular and isotopic fractionations in natural gases[J]. Chemical Geology, 1995, 126(3/4): 281-290.
- [17] 黄光辉, 张敏, 胡国艺, 等. 原油裂解气和干酪根裂解气的地球化学研究(II)—原油裂解气和干酪根裂解气的区分方法[J]. 中国科学: D辑 地球科学, 2008, 38(增刊II): 1-8.
- [18] 赵孟军, 张水昌, 廖志勤. 原油裂解气在天然气勘探中的意义[J]. 石油勘探与开发, 2001, 28(4): 47-49, 56.
- [19] 王振平, 付晓泰, 卢双舫, 等. 原油裂解成气模拟实验、产物特征及其意义[J]. 天然气工业, 2001, 21(3): 12-15.
- [20] 邵志兵, 吕海涛, 耿锋, 等. 塔里木盆地麦盖提地区石炭系油藏地球化学特征[J]. 石油与天然气地质, 2010, 31(1): 84-90.
- [21] 王招明, 王清华, 赵孟军, 等. 塔里木盆地和田河气田天然气地球化学特征及成藏过程[J]. 中国科学, 2007, 37(增刊II): 69-79.
- [22] 张国成, 王廷栋, 徐志明, 等. 塔里木盆地和田河气田碳酸盐岩储层的多期次多来源油气聚集特征[J]. 地学前缘, 2000, 7(增刊): 239-248.
- [23] 刘文汇, 张殿伟, 高波, 等. 地球化学示踪体系在海相层系新型气源识别中的应用——以塔里木盆地和田河气田为例[J]. 中国科学, 2010, 40(8): 996-1004.
- [24] 秦胜飞, 赵靖舟, 李梅, 等. 水溶天然气运移地球化学示踪——以塔里木盆地和田河气田为例[J]. 地学前缘, 2006, 13(5): 524-532.
- [25] 秦胜飞, 李梅, 胡剑峰, 等. 和田河气田水溶气成藏特点对克拉2气田的启示[J]. 天然气地球科学, 2007, 18(1): 45-49.
- [26] 秦胜飞, 邹才能, 戴金星, 等. 塔里木盆地和田河气田水溶气成藏过程[J]. 石油勘探与开发, 2006, 33(3): 282-288.
- [27] 秦胜飞. 四川盆地水溶气碳同位素组成特征及地质意义[J]. 石油勘探与开发, 2012, 39(3): 313-319.
- [28] Bacsik Z, Lopes J N C, Gomes M F C, et al. Solubility isotope effects in aqueous solutions of methane[J]. Journal of Chemical Physics, 2002, 116(24): 10816-10824.
- [29] 张水昌, 帅燕华, 朱光有. TSR促进原油裂解成气: 模拟实验证据[J]. 中国科学: D辑 地球科学, 2008, 38(3): 307-311.
- [30] 张建勇, 刘文汇, 腾格尔, 等. TSR对气态烃组分及碳同位素组成的影响——高温高压模拟实验的证据[J]. 石油实验地质, 2012, 34(1): 66-70.
- [31] 朱光有, 张水昌, 梁英波, 等. 四川盆地高含H₂S天然气的分布与TSR成因证据[J]. 地质学报, 2006, 80(8): 1208-1218.
- [32] 朱利文, 王力. 生石膏在不同溶液中的溶解性能研究[J]. 现代矿业, 2009, 8(8): 44-46.
- [33] 王淑丽, 郑绵平. 我国寒武系膏盐岩分布特征及其对找钾指示[J]. 矿床地质, 2012, 31(增刊): 487-488.

编辑: 黄革萍

Genesis Analyses of Oil, Gas, Water and Its Significance for Exploration in the Oil-gas Field of Bachu-Maigaiti Slope Area, Tarim Basin

Liu Jun, Tian Lei, Cui Haifeng, Chen Yongquan, Zhang Nianchun

Abstract: By comparing with geochemistry characters of oil, gas and formation water, the genesis of fluids has been analyzed in the Bachu-Maigaiti Slope of Tarim Basin. It is considered that the gypsum layer of the Lower-Middle Cambrian is the important geological factor which controlled the genesis of oil, gas and water, and controlled the different distribution of oil-gas field. The oil-cracked gas and kerogen-cracked gas, sealed up by gypsum rock from the Lower-Middle Cambrian in Hetianhe gas field, occurred TSR reaction. After that, they migrated to the Ordovician-Carboniferous traps in the way of water-soluble gas, then the gas pool was formed with high dryness coefficient and heavy carbon isotope presently. At the same time, the type of Na₂SO₄ formation water with low salinity and high metamorphic coefficient also generated nearest to the top of the Ordovician weathered crust. It is suggested that the layer under the gypsum rock would be a potential area for oil and gas exploration.

Key words: Carbon isotope; Hydrocarbon accumulation; Oil and gas genesis; Gypsum layer; Bachu-Maigaiti Slope; Tarim Basin

Liu Jun; MSc., Engineer. Add: Petrochina Research Institute of Petroleum Exploration & Development-Northwest, 535 Yanerwan Rd., Lanzhou, Gansu, 730020, China