

塔里木盆地塔中地区上奥陶统油气相态及其控制因素

陈君青^{1,2,3}, 庞雄奇^{1,2}, 姜振学^{1,3}, 庞 宏^{1,2}

(1. 中国石油大学(北京)油气资源与探测国家重点实验室, 北京 102249;

2. 中国石油大学(北京)盆地与油藏研究中心, 北京 102249;

3. 中国石油大学(北京)非常规天然气研究院, 北京 102249)

摘要:在塔中地区上奥陶统已发现 7 个油气藏, 油气相态分布复杂。结合油气藏形成与分布的地质和地球化学条件, 综合分析了塔中地区油气相态的分布特征和主控因素。结果表明: 塔中地区上奥陶统油气藏由西向东, 从未饱和凝析气藏过渡为饱和凝析气藏; 由北向南, 从凝析气藏过渡为未饱和和油藏。原油规则甾烷既有呈 $C_{27} \leq C_{28} < C_{29}$ 的“反 L 型”的中—下寒武统烃源岩特征, 又有呈 $C_{27} > C_{28} < C_{29}$ 的“V”字型中—上奥陶统烃源岩特征, 表明主要来自中—下寒武统和中—上奥陶统烃源岩的混源。天然气干燥系数和甲烷碳同位素表明目前正处于高成熟—过成熟阶段, 与中—上奥陶统烃源岩处于成熟阶段不匹配, 表明主要来自中—下寒武统。由于天然气甲烷碳同位素值普遍偏低, $\text{Ln}(C_1/C_2)$ 与 $\text{Ln}(C_2/C_3)$ 两者大都呈正相关关系, 天然气可能是以原油裂解气为主。油气相态分布主要受控于温度、压力、多期成藏和多期改造。早期温压较低, 又经历了 2 次构造抬升, 使得早期的油气藏遭到破坏, 临界温度和压力发生改变, 形成未饱和油藏。晚期地层埋深持续增大, 形成高温高压, 同时原油裂解成气对早期油藏气侵, 形成未饱和凝析气藏。中—下寒武统优质储盖组合可能是塔中地区未来寻找天然气的重要领域。

关键词:塔里木盆地; 塔中地区; 上奥陶统; 油气相态; 主控因素

中图分类号: TE122.1

文献标志码: A

文章编号: 1672-1926(2014)12-1913-12

引用格式: Chen Junqing, Pang Xiongqi, Jiang Zhenxue, *et al.* Controlling factors and phase state of hydrocarbons in the Upper Ordovician of the Tazhong area, Tarim Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 2014, 25(12): 1913-1924. [陈君青, 庞雄奇, 姜振学, 等. 塔里木盆地塔中地区上奥陶统油气相态及其控制因素[J]. 天然气地球科学, 2014, 25(12): 1913-1924.]

0 引言

烃流体相态的类型和分布特征及其主要的控制因素是油气资源评价和勘探决策的重要依据。目前判别流体相态类型主要是根据油气藏地层流体高温高压实验(PVT)、状态方程和经验判别法(根据流体的物理性质和组分判别)^[1-7], 由于对油气藏的烃流体类型研究的目的是要确定烃类原始状态的相, 因此只根据状态方程和地表流体特征不能准确的定性, 油气藏地层流体高温高压试验结果是迄今较为

可信的确定相态的依据^[8-9]。Danesh^[10]研究认为烃类的化学组分、温度和压力系统是形成油气藏相态多样性的关键因素。然而, 塔里木盆地塔中地区上奥陶统油气藏相态的影响因素可能更为复杂, 塔里木盆地经历了长期的深埋过程, 并遭受了多旋回的叠合与调整改造^[11-13], 在此过程中, 会使得油气的相态发生改变, 如早期形成的原油由于后期构造抬升降解形成稠油^[14-15], 早期形成的液态油藏深埋后变为凝析气藏^[16]。塔里木盆地塔中地区上奥陶统油气相态包括稠油、轻质油、凝析油和天然气, 油气相

收稿日期: 2014-02-12; 修回日期: 2014-05-12.

基金项目: 国家重点基础研究规划项目(编号: 2011CB201100); 中国博士后科学基金资助项目(编号: 2013M530845)联合资助.

作者简介: 陈君青(1987-), 女, 浙江金华人, 博士研究生, 主要从事油气成藏机理研究. E-mail: cjq7745@163.com.

通讯作者: 庞雄奇(1961-), 男, 湖北崇阳人, 教授, 博士生导师, 主要从事油气成藏机理研究. E-mail: pangxq@cup.edu.cn.

态复杂多样,对油气的勘探与开发、资源预测等都带来了诸多困难,查明油气相态的分布特征与主控因素,对于指导多相态油气藏的勘探和开发有重要的意义。

1 区域地质背景

塔中地区位于塔里木盆地中部,勘探面积为 $2.2 \times 10^4 \text{ km}^2$,北邻满加尔凹陷,南邻塘古孜巴斯凹陷,东邻塔东低凸起,西邻巴楚低凸起,是一个长期继承性发育的古隆起,具有优越的成藏条件^[17]。自北向南可分为:塔中 I 号坡折带、塔中 10 号构造带和中央主垒带(图 1),构造位置依次增高^[17]。上奥陶统目的层可分为桑塔木组和良里塔格组(图 2),其中桑塔木组为巨厚泥岩盖层,最厚可达 1 130m,岩性以深灰色泥岩为主,有少量粉砂岩,偶夹薄层灰岩。良里塔格组为礁相、滩相碳酸盐岩发育段,地层

厚度分布在 255~750m 之间,自上而下可以分为良 1 段—良 5 段共 5 个岩性段,良 1 段以含泥质条带和泥质条纹的灰岩为特征,厚度为 0~65m,由西向东逐渐减薄;良 2 段以颗粒灰岩为主,该段厚度为 0~108m,由中部向南北两侧增厚,该段为滩相的主要发育层段;良 3 段主要以泥—亮晶砂屑灰岩为主,泥质含量明显增加,厚度变化较大,为 0~353m。良 4 段和良 5 段岩性较纯,以灰色厚层泥晶灰岩为主,厚度分别为 0~123m 和 0~111m,其中,良 1 段—良 3 段为主要的储层,孔隙度分布在 0.65%~17.14% 之间,平均为 3.17%,渗透率分布在 $(0.03 \sim 357.1) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 之间,平均为 $9.31 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,为特低孔、低渗储层,目前发现的油气大都分布在这 3 段储层内(图 2)。从油气的平面分布特征来看,塔中地区上奥陶统碳酸盐岩油气主要分布在塔中 I 号坡折带,由北向南,有气藏变为油藏的趋势(图 1)。

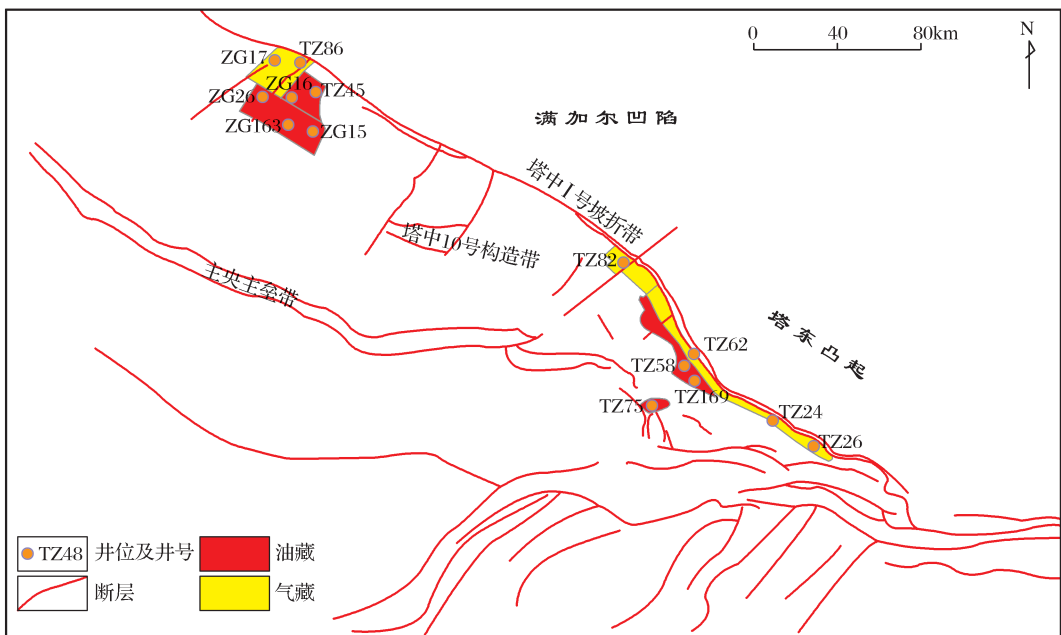


图 1 塔里木盆地塔中地区上奥陶统油气藏平面分布特征

Fig. 1 Distribution of hydrocarbon reservoirs in the Upper Ordovician strata in the Tazhong area, Tarim Basin, western China

塔中隆起经历了从震旦纪到二叠纪的多期构造演化。在震旦纪时期,“新疆古克拉通”裂解形成陆内裂谷和陆缘裂谷,塔中凸起接受了巨厚的以台地相碳酸盐岩为主的沉积。在奥陶纪末期,南天山洋发生聚敛消减,伊犁—中天山陆块与塔里木陆块之间的相向运动,塔里木陆块遭受挤压并使岩石圈发生挠曲,受盆地演化这种大地构造背景的控制,塔中地区受 SN 向挤压应力作用而褶皱隆起,塔中凸起进入形成和发展时期。志留纪—泥盆纪,在晚加里

东期的挤压应力作用下,塔中隆起进一步隆升、发展,形成了志留系和泥盆系之间的不整合。早海西运动使塔中地区进一步收缩、褶皱、抬升并定性,造成了泥盆系与上覆石炭系间的不整合。石炭纪—二叠纪,塔中隆起在早先形成的隆起上叠加了 NW—NNW 向的冲断褶皱变形,塔中地区的构造变形在这一期间基本完成。中生代—新生代,构造趋于稳定,构造活动主要表现为小规模 and 局部的断层活动^[12]。

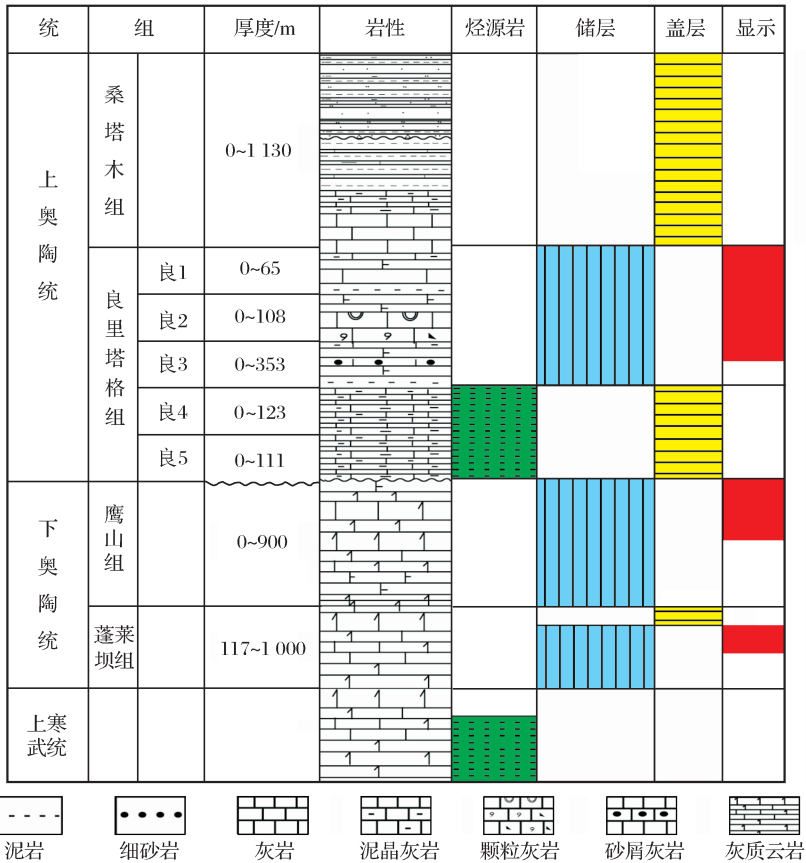


图2 塔中地区上奥陶统综合柱状图

Fig. 2 Generalised stratigraphic column of the Ordovician strata in the Tazhong area

2 油气相态分布特征

迄今为止,塔中地区上奥陶统共发现7个油气藏,分别为ZG17、TZ45、ZG15、TZ82、TZ62—TZ26、TZ16和TZ4等油气藏,油气相态分布复杂(图3)。在西部,由西向东,逐渐从ZG17未饱和凝析气藏过渡为TZ45和ZG15等未饱和油藏;在中部,为TZ82未饱和凝析气藏;在东部,由北向南,逐渐从TZ62—TZ26饱和凝析气藏过渡为TZ16和TZ4等未饱和油藏(图3)。Zhou等^[4]认为天然气的组分对流体相态起着重要的作用,凝析气的组分一般为:轻组分($C_1 + N_2$),占80%~90%;中间组分($C_{2-6} + CO_2$),占5%~15%;重组分(C_7+),占2%~10%。比这种组分重的烃体系多为油相,比其轻的多为气相。塔中地区上奥陶统的油气相态也是如此。随着烃组分的加重,相态由干气到湿气,再到凝析气,随后变成液态的挥发油和轻质油,最终变为正常原油。

塔里木盆地塔中上奥陶统天然气中烃含量最大值为97.33%,最小值为84.37%,平均值为90.8%。

甲烷含量分布在51%~90.78%之间(表1),平均为78.79%。在西部的ZG17油气藏和东部的TZ62—TZ26油气藏干燥系数(C_1/C_{1-4})普遍偏高,以干气(干燥系数 ≥ 0.95)为主,西部的TZ45油气藏和ZG15油气藏、中部的TZ82油气藏和南部的TZ4油气藏干燥系数相对较低,以湿气为主(表1)。干燥系数在西部表现为西高东低的特征,在东部则表现为北高南低的特征。 N_2 含量分布在2.6%~17.9%之间,平均为7.97%,其中,在ZG15油气藏和TZ62—TZ26油气藏中 N_2 含量相对较大,大约67%的井超过了10%(表1)。 CO_2 含量较小,均小于5%,分布在0.08%~4.37%之间(表1)。

原油密度的分布范围较广,最小值为 $0.78g/cm^3$,最大值可达 $0.99g/cm^3$;原油的黏度分布在 $0.88 \sim 2\ 581mPa \cdot s$ 之间(表2)。在塔中地区北部原油密度相对较小,以轻质油为主;在南部则以重质油为主,在TZ75井中,原油的密度高达 $0.99g/cm^3$,黏度为 $2\ 581mPa \cdot s$ (表2)。这可能与油气藏形成后遭受到后期的破坏有关。在奥陶纪末期,塔中地区发生了强烈的构造运动^[13-14],在TZ4井区,上奥

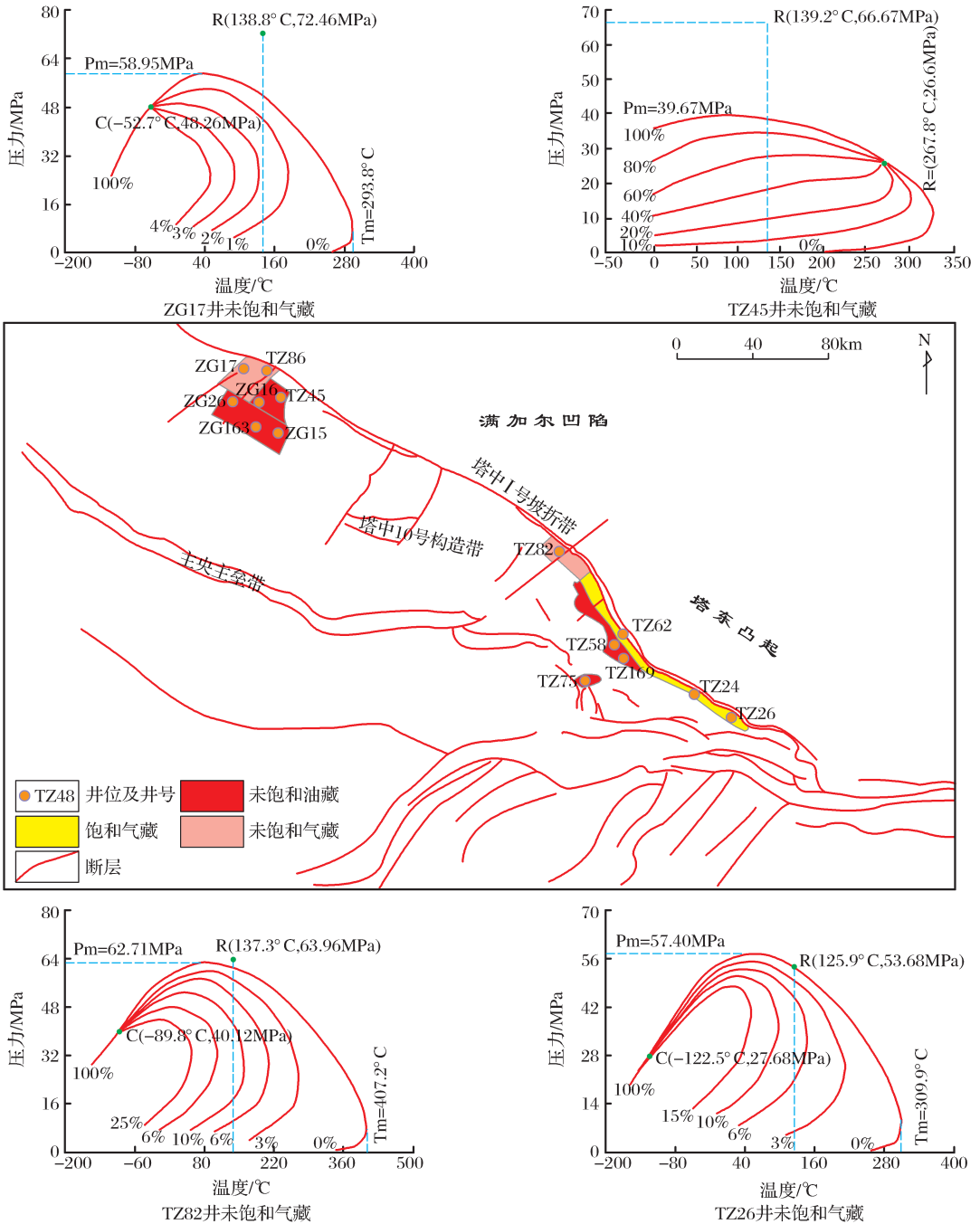


图3 塔中地区油气相态分布特征

Fig. 3 Hydrocarbon phase state of the Upper Ordovician in the Tazhong area

陶统良里塔格组良1段—良4段被完全剥蚀,目前发现的油气分布在良5段,同时,在TZ75井油气中也检测到了代表原油降解的25-降藿烷^[18]。原油含蜡量中等,分布在1.63%~11.08%之间,平均为7.31%;含硫量较小,大都小于1%(表2)。

3 油气成因

3.1 油的成因

塔里木盆地塔中地区有2套烃源岩,分别是

中一下寒武统和中一上奥陶统烃源岩^[19-20]。中一下寒武统烃源岩表现出典型的缺氧环境特征,岩性主要为黑色含磷硅质岩、磷质岩和黑色页岩(硅质和钙质),发育边缘坳陷饥饿盆地浮游藻类有机相和台地内坳陷蒸发潟湖盐藻有机相。饥饿盆地浮游藻类有机相主要分布于塔东地区,蒸发潟湖盐藻有机相主要分布于塔北隆起西部、阿瓦提凹陷、巴楚地区—麦盖提斜坡和塘古孜巴斯凹陷,面积约为 $30 \times 10^4 \text{ km}^2$,盆地凹陷内烃源层厚度达450m[图4(a)]。

表 1 塔中地区上奥陶统天然气性质

Table 1 Natural gas component contents of the hydrocarbon reservoirs in the Upper Ordovician, Tazhong area

井区	井号	深度/m	组分/%								干燥系数
			C ₁	C ₂	C ₃	C ₄	C ₅	C ₆₊	CO ₂	N ₂	
ZG17	ZG17	6 438.00~6 448.00	88.20	2.71	0.79	0.58	0.30	0.20	2.22	5.07	0.96
	TZ86	6 273.00~6 320.00	85.40	3.05	1.13	0.76	0.34	0.17	4.37	4.76	0.95
TZ45	TZ45	6 080.00~6 125.00	84.57	4.45	1.63	1.03	0.48	0.40	2.62	4.82	0.92
	ZG16	6 230.00~6 269.00	78.70	8.45	2.10	1.27	0.65	0.23	2.55	5.99	0.87
ZG15	ZG15	6 125.00~6 138.00	68.40	6.64	2.39	1.18	0.34	0.08	3.08	17.90	0.87
	ZG163	6 140.00~6 240.00	75.70	8.73	3.23	2.01	0.89	0.26	3.55	5.59	0.84
	ZG26	6 085.50~6 290.00	58.00	12.9	8.11	3.94	1.39	0.59	2.83	12.20	0.70
TZ82	TZ82	5 349.52~5 385.00	85.25	3.22	1.23	0.81	0.35	0.48	1.22	7.43	0.94
TZ62—	TZ62	4 700.50~4 758.00	90.08	1.34	0.39	0.29	0.12	0.11	3.07	4.13	0.98
	TZ24	4 452.00~4 465.00	81.00	2.43	0.93	0.37	0.10	0.00	0.28	14.88	0.96
	TZ26	4 300.00~4 360.00	81.22	2.08	0.79	0.35	1.19	0.00	1.15	13.22	0.96
	TZ58	4 592.19~4 700.20	90.78	2.67	1.47	1.02	0.53	0.86	0.08	2.60	0.95
TZ16	TZ169	4 224.09~4 450.47	51.00	2.90	1.28	0.91	0.44	0.52	36.73	6.21	0.91
TZ4	TZ75	3 936.43~3 985.50	84.81	2.68	1.56	0.73	0.26	0.15	2.93	6.82	0.94

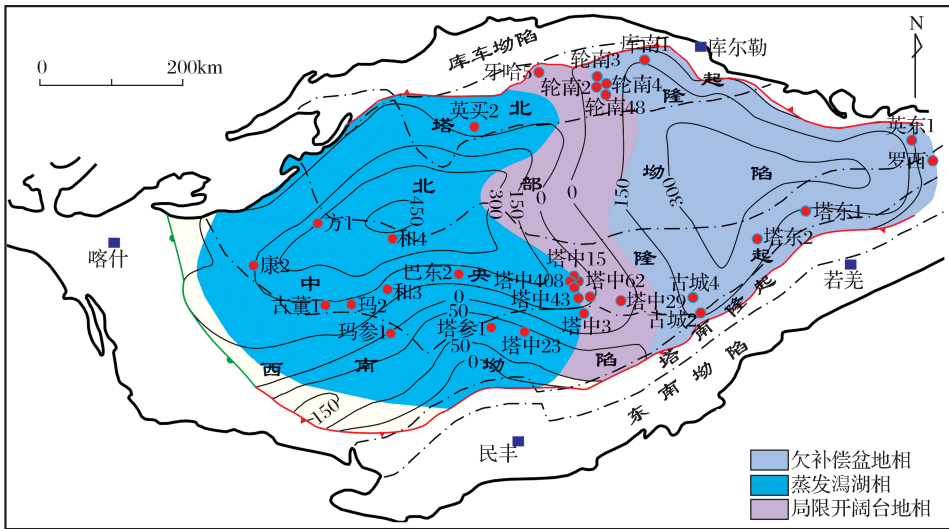
表 2 塔中地区上奥陶统原油物理性质

Table 2 Oil component contents of the hydrocarbon reservoirs in the Upper Ordovician, Tazhong area

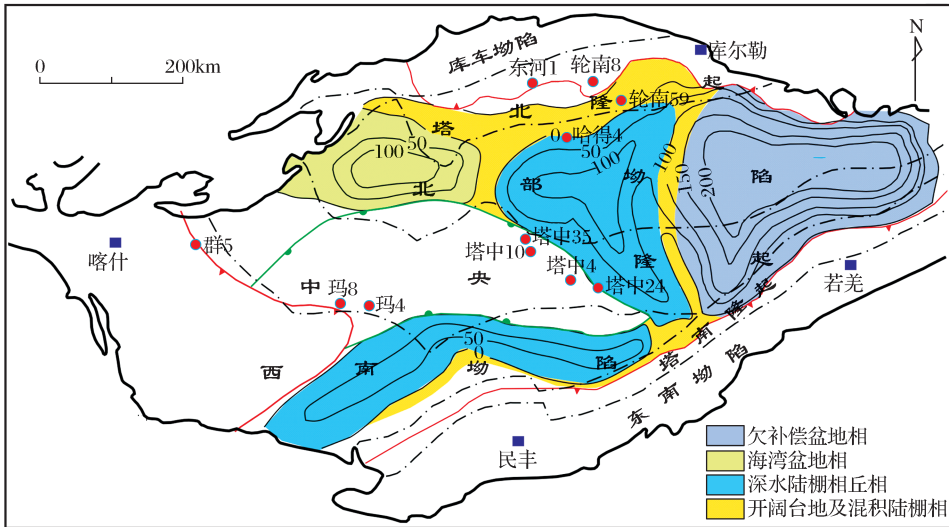
井区	井号	深度/m	密度/(g/cm ³)	运动黏度(50℃)/(mPa·s)	含蜡量/%	含硫量/%
ZG17	ZG17	6 426.09~6 487.05	0.78	0.88	5.77	0.17
	TZ86	6 273.00~6 320.00	0.81	1.82	9.16	0.29
TZ45	TZ45	6 020.00~6 150.00	0.80	2.04	3.06	/
	ZG16	6 230.00~6 269.00	0.79	1.26	6.72	0.11
ZG15	ZG15	6 125.00~6 138.00	0.80	1.46	9.02	0.14
	ZG163	6 140.00~6 240.00	0.80	1.27	8.40	/
	ZG26	6 085.50~6 290.00	0.80	1.57	7.90	0.36
TZ82	TZ82	5 349.52~5 385.00	0.81	1.82	11.08	0.22
TZ62—	TZ62	4 700.50~4 758.00	0.81	1.80	6.48	0.14
	TZ24	4 461.10~4 471.85	0.80	1.95	7.82	/
	TZ26	4 300.00~4 360.00	0.79	1.55	1.63	0.09
	0.29	TZ58	4 592.39~4 710.60	0.82	2.61	8.40
TZ16	TZ169	4 241.09~4 283.52	0.86	6.60	9.50	/
TZ4	TZ75	3 936.43~3 985.50	0.99	2581.00	7.45	1.31

TOC 平均值为 1%~2.5%、有机质类型为 I—II 型、 $R_o=1.7\% \sim 4\%$ ，在塔里木盆地台盆区广泛分布，目前处于高成熟—过成熟的热演化阶段^[21]。中—上奥陶统烃源岩主要发育在欠补偿陆源海湾浮游藻有机相和台缘斜坡灰泥丘复合藻有机相。前者主要分布在柯坪断隆以及阿瓦提凹陷中的萨尔干组(O_{2+3s})和印干组(O_{3y})；后者主要分布于巴楚断隆、塔中低隆和轮南低隆斜坡 3 个区域的上奥陶统沉积岩中，还有古城鼻隆和巴楚断隆西部 2 个区域[图 4(b)，图 4(c)]，烃源层厚度达 200m。总有机碳含量(TOC)分布范围为 1.20%~2.56%。有机质

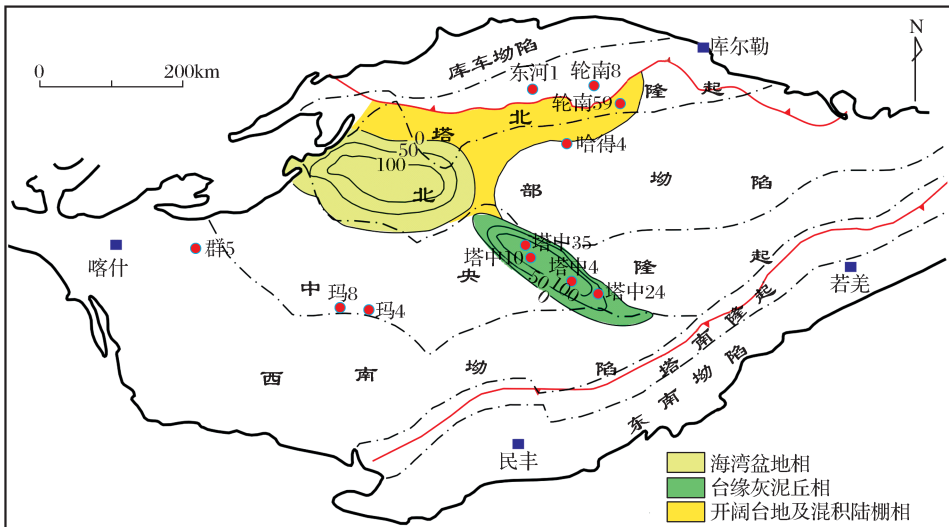
类型为 I 型，有机质成熟度 R_o 值介于 0.50%~1.20% 之间，目前处于成熟—高成熟阶段^[21]。在生物标志化合物方面，中—下寒武统烃源岩具有甲藻甾烷、三芳甲藻甾烷、4-甲基-24-乙基胆甾烷、24-降胆甾烷、伽马蜡烷丰度高、重排甾烷丰度低，规则甾烷呈 $C_{27} \leq C_{28} < C_{29}$ 的“斜线型”或“反 L 型”的特点；中—上奥陶统烃源岩则一般具有与上述相反的特征，其规则甾烷呈“V”字型分布 ($C_{27} > C_{28} < C_{29}$)^[22-24]。从图 5 中可以看出，塔中地区上奥陶统大部分原油显示 C_{27} 、 C_{29} 甾烷丰度相对较高， C_{28} 甾烷丰度相对较低的“V”字型特征，表明可能与中



(a)塔里木盆地中一下寒武统烃源岩厚度平面分布($TOC \geq 0.5\%$)



(b)塔里木盆地中奥陶统烃源岩厚度平面分布($TOC \geq 0.5\%$)



(c)塔里木盆地上奥陶统烃源岩厚度平面分布($TOC \geq 0.5\%$)

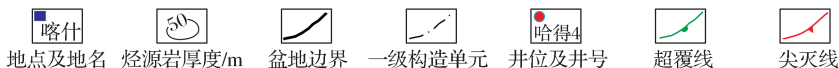


图 4 塔里木盆地烃源岩厚度平面分布

Fig. 4 Thickness distribution of source rock in the Tarim Basin

—上奥陶统烃源岩特征相似(图 5),只有小部分的原油规则甾烷呈 $C_{27} \leq C_{28} < C_{29}$ 的“反 L 型”的特点,显示为中一下寒武统烃源岩来源的特征,如 TZ452 井(图 5)。Li 等^[25]利用原油和储层包裹烃同位素分析技术,识别了塔中地区中一下寒武统和中一上

奥陶统来源的 2 类端元油,并进行了油源对比,结果表明塔中地区上奥陶统的原油主要来自中一下寒武统和中一上奥陶统的混源,并进一步通过定量研究发现,随着埋深的增大,中一下寒武统来源的原油混入比例也逐渐增大。

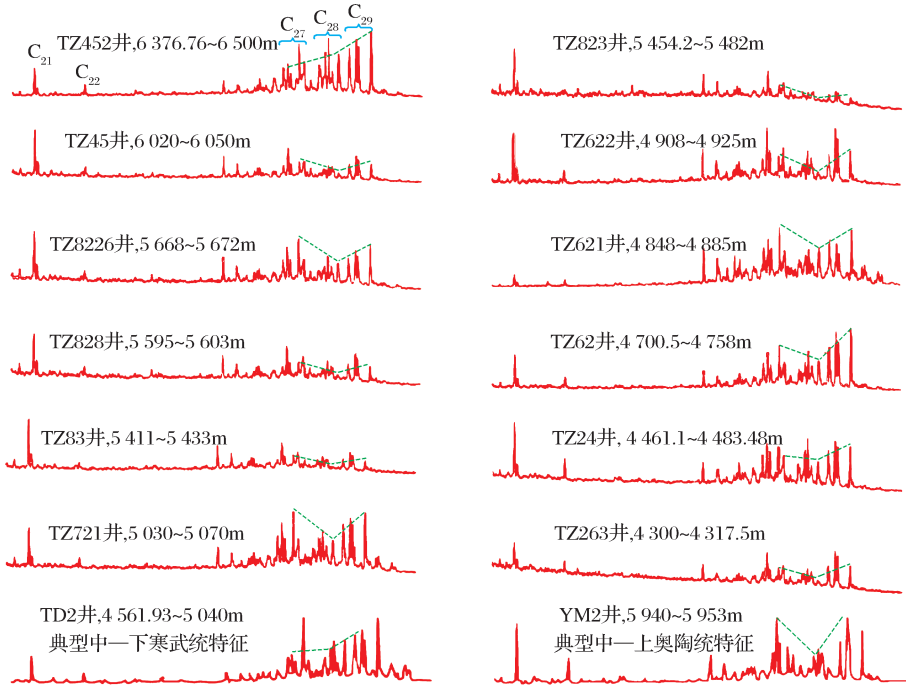


图 5 塔中地区上奥陶统原油生物标志化合物特征(m/z 217)

Fig. 5 Partial m/z 217 mass fragmentograms of saturated hydrocarbon fractions from oils in Upper Ordovician in the Tazhong area, showing representative sterane distribution

3.2 天然气的成因

塔中地区上奥陶统天然气干燥系数普遍偏高,超过 70% 的井干燥系数大于 0.9,最高可达 0.98(表 1),为高成熟—过成熟演化阶段形成的天然气。同时,在上奥陶统天然气中,甲烷碳同位素值分布在 $-37\% \sim -55.8\%$ 之间(图 6),根据天然气 $\delta^{13}C_1$ 值和 R_0 值关系式^[26],换算出 R_0 值为 $1.3\% \sim 2.2\%$,也说明天然气进入了高成熟—过成熟阶段。前人对 2 套烃源岩的生烃史研究表明^[27-29],中一下寒武统烃源岩在奥陶纪末期就已达到生烃高峰,在晚海西期有机质成熟度约为 2.0%,目前有机质成熟度高于 2.0%;中一上奥陶统烃源岩在二叠纪晚期开始生烃,现在正处于生油高峰。由于前面提到,塔中地区奥陶系天然气目前正处于高成熟—过成熟阶段,与中一上奥陶统烃源岩的成熟度不匹配,因此,说明塔中地区天然气可能主要来自于中一下寒武统烃源岩。

在塔里木盆地,天然气碳同位素值是划分原油裂解气和干酪根裂解气的重要依据,一般来说,干酪

根裂解气碳同位素组成要明显重于原油裂解气^[30]。例如,在塔里木盆地塔北地区,轮南 59 井天然气确定为干酪根裂解气^[30],甲烷碳同位素值为 -33.4% (图 6),而该地区的英南 2 井和巴楚地区玛 4 井天然气确定为原油裂解气^[30],其甲烷碳同位素值要明显低于轮南 59 井,仅为 -37% 左右(图 5)。塔中地区上奥陶统的甲烷碳同位素值普遍偏低,均小于 -37% (图 6),表明可能主要是原油裂解气。Prinzhofer 等^[31]在研究天然气的成因过程中发现,干酪根裂解气和原油裂解气在组分特征上有明显的区别,并利用 $\ln(C_2/C_3)$ 和 $\ln(C_1/C_2)$ 的关系,建立了区分干酪根裂解和原油裂解天然气的图版。该图版以 $\ln(C_1/C_2)$ 为横坐标, $\ln(C_2/C_3)$ 为纵坐标,当两者呈正相关关系时为原油裂解气,否则为干酪根裂解气。图 7 是塔中地区上奥陶统天然气的判别图版,从图中可以看出, $\ln(C_1/C_2)$ 与 $\ln(C_2/C_3)$ 两者大都呈正相关关系,表明塔中地区天然气可能是以原油裂解气为主。

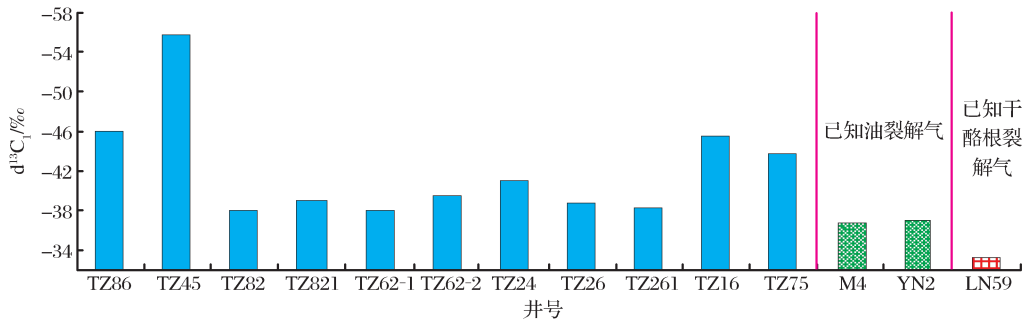
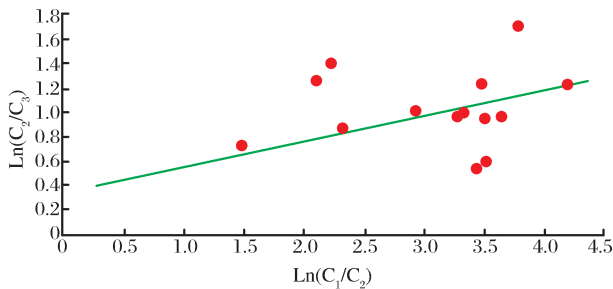


图6 塔中地区上奥陶统天然气甲烷碳同位素分布特征

Fig. 6 Distribution of the carbon isotope of methane of the Upper Ordovician gas in the Tazhong area

图7 塔中地区上奥陶统天然气 $\text{Ln}(C_1/C_2)$ 与 $\text{Ln}(C_2/C_3)$ 关系Fig. 7 Relationship of the $\text{Ln}(C_1/C_2)$ and $\text{Ln}(C_2/C_3)$ of the Upper Ordovician gas in the Tazhong area

4 控制因素

4.1 温度和压力

温度和压力是凝析气藏形成最重要的控制条件^[32]。临界温度(T_c)和临界凝析温度(T_m)之间的温度区间,即为凝析温度区间。在该温度区间,烃类变成凝析气相或凝析气、油两相;此时,若地层压力大于露点压力,则呈凝析气单相,一般为未饱和凝析气藏;若地层压力小于露点压力,则呈凝析气和凝析油两相,一般为饱和凝析气藏^[33-34]。在塔中地区,西部埋深较东部相对较大,其温度和压力相对东部较高。使得西部的油气藏以未饱和凝析气藏和未饱和油藏为主,东部油气藏以饱和气藏为主(图3)。如位于西部的ZG17油气藏中,ZG17井的临界温度(T_c)和临界凝析温度(T_m)分别为52.7℃和293.8℃,露点压力为58.95MPa,该井的温度为138.8℃,位于临界温度和临界凝析温度之间,地层压力为72.46MPa,远远高于露点压力,主要以凝析气相为主,为未饱和的凝析气藏。在中部的TZ82油气藏,临界温度(T_c)和临界凝析温度(T_m)分别为89.8℃和407.2℃,露点压力为61.43MPa,该井的温度为137.3℃,位于临界温

度和临界凝析温度之间,地层压力为63.96MPa,略大于露点压力,为未饱和的凝析气藏。在东部TZ62—TZ26油气藏中,温度和压力相对于西部要小,温度分布在125~134℃之间,压力为41~53MPa,该油气藏的温度位于临界温度和临界凝析温度之间,露点压力在55~57.4MPa之间,地层压力小于露点压力,为饱和凝析气藏。

4.2 多期成藏

油气藏的形成是油气生成、运移、聚集的结果,只有油气生成并排出了烃源岩,油气藏才有可能形成。根据烃源岩在各个时期的生排烃量的演化可以用来计算油气成藏期次^[32]。受周期性的埋藏和抬升剥蚀作用以及大地热流值的波动等影响,烃源岩的生排烃一般都是有周期性的,把烃源岩的生排烃量从生排烃高峰到生排烃低谷划为一个生排烃周期,根据烃源岩的生排烃史来分析油气的成藏史^[35]。根据2套烃源岩的生排烃量变化,可将塔中地区油气藏划分为4个演化阶段:第一成藏期(寒武纪—奥陶纪);第二成藏期(志留纪—泥盆纪);第三成藏期(石炭纪—侏罗纪);第四成藏期(白垩纪—现今)^[36]。塔中地区上奥陶统油气主要来自于北部的满加尔凹陷^[23-24],前3期以生油为主,最后一期中一下寒武统烃源岩达到高成熟—过成熟,为生干气阶段^[27],目前发现的许多油气藏中,天然气干燥系数较大,可能是晚期干气气侵的结果。从气油比的分析结果来看(图8),位于北部靠近塔中I号坡折带的油气藏气油比普遍较高,均大于1000m³/m³,以凝析气藏为主;随着向南迁移,气油比有逐渐减小的趋势,在TZ45油气藏、ZG15油气藏中,气油比为300m³/m³左右,为未饱和的油藏;在最南部的TZ4油气藏中,气油比不到100m³/m³,为未饱和的油藏。这可能是由于上奥陶统油气藏主要为岩性油气藏,油气在运移过程中,往往在最先遇到的圈闭中聚

集。北部塔中 I 号坡折带离烃源岩最近,是晚期高成熟—过成熟天然气优先充注的地方,形成了凝析

气藏;随着向南的迁移,由于晚期供气不足,导致南部的油气藏为未饱和的油藏。

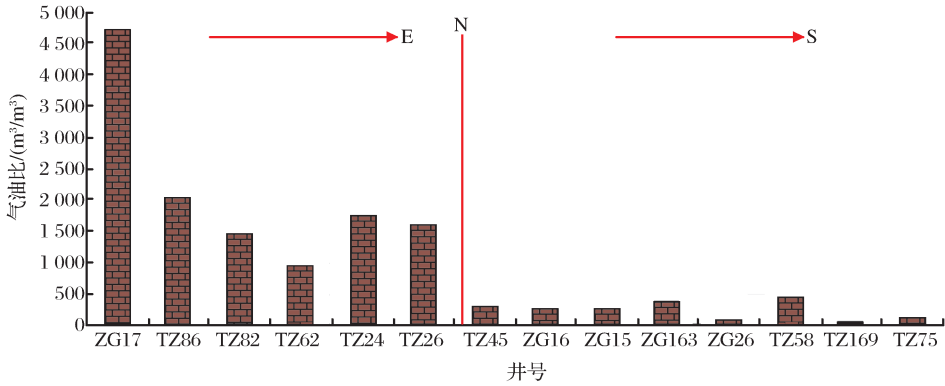


图 8 塔中地区上奥陶统气油比分布特征

Fig. 8 Gas to oil ration of the wells of the Upper Ordovician in the Tazhong area

4.3 多期改造

塔中地区上奥陶统油气藏形成后,主要经历了 3 期改造(2 期破坏,1 期气侵)。第一期为奥陶纪末期(破坏为主),整个塔里木盆地发生了强烈的抬升剥蚀,在塔中地区形成了构造不整合面,在进行详细的地震剖面解释的基础上,根据地层趋势外延,塔中地区上奥陶统的剥蚀量至少应在 2 000m 左右。第二期为志留纪末期(破坏为主),构造再次抬升,使得古油藏再次受到破坏,这次对古油藏的破坏非常严重,目前在塔中地区发现了大面积的沥青砂就是最好的证据^[21],据统计,这一期破坏了近 100×10^8 t 的油气资源^[37]。这 2 期构造运动使得古油藏埋深变浅,部分原油遭受降解,氧化破坏,形成了稠油油藏。如 TZ75 井,原油的密度高达 0.99 g/cm^3 ,黏度高达 $2\,581 \text{ mPa} \cdot \text{s}$,是一个典型的稠油油藏,是油气藏形成后遭受后期改造的结果。第三期为喜马拉雅期(气侵为主),由于地层的快速沉降,覆盖了巨厚的新生界,加速了海相烃源岩的成烃演化与原油的裂解生气,形成的高成熟裂解气对早期形成的油藏进行气侵改造,形成凝析气藏。目前塔中地区奥陶系形成的凝析气藏与喜马拉雅期天然气的充注有密切的关系。如 TZ75 井,原油油质较重,而天然气干燥系数较大,可达 0.94(表 1),油气性质的“一干一重”,说明后期干气对早期油藏的气侵改造作用,形成了凝析气藏。

5 讨论

塔里木盆地塔中地区上奥陶统油气藏不仅受油气的组分和温压条件的影响,更受到了多期油气充注

和多期调整改造,形成了复杂的油气相态。在早加里东时期,由于上奥陶统桑塔木组的巨厚沉积,使得中一下寒武统烃源岩达到成熟,开始大量生烃^[36],油气自北向南,由下之上运移,在奥陶系中聚集了大量的油气,形成了第一期油气藏。此时,平均地层温度小于临界温度,远离临界点,储层中以单一液态相存在,为饱和油藏[图 9(d)];随后,由于晚加里东期 2 次大的构造运动,使得平均地层温度降低为 31°C 左右,平均地层压力为 45 MPa 左右。同时奥陶系油气藏又遭到了降解破坏,构造高部位如中央主垒带的东部 TZ4 油藏由于盖层剥蚀严重,造成油藏破坏,斜坡部位油气基本上都得到保存,但原油普遍都受到了生物降解作用,原油中普遍检测到 25-降藿烷^[25],这使得临界温度和压力发生了改变,地层温度处于临界温度之内,为未饱和油藏[图 9(c)]。晚海西期是塔里木盆地另一个重要的生排烃期,也是有效的成藏期。中一下寒武统烃源岩再次进入生烃阶段,同时中一上奥陶统烃源岩也达到成熟,开始大量生烃,在塔中奥陶系形成了规模巨大的油气藏^[33],此时,平均地层温度为 35°C 左右,平均地层压力为 50 MPa 左右,地层温度仍处于临界温度之内,为未饱和的油藏[图 9(b)]。喜马拉雅期以来,地层发生快速沉降,巨厚的新生界覆盖在中下部沉积组合上,加速了海相烃源岩的成烃演化与原油裂解成气^[23]。高成熟的裂解气自北向南,自下而上充注,对塔中 I 号坡折带影响较大,对先期形成的油藏进行气侵改造,形成凝析气藏。由于埋深持续增大,平均地层温度增大为 135°C 左右,平均地层压力达 64 MPa 左右,气油比快速增大,烃类的组分也发生了相应的变化,使得临界温度和压力也发生

了相应的变化,地层温度位于临界温度和临界凝析温度之间,大部分地层压力大于该温度时的露点压力,形成未饱和凝析气藏[图 9(a)]。Yang 等^[16]认为凝析气藏由于成因机理不同,可将其分为原生和次生 2 种成因类型。原生凝析气藏是指有机质演化直接

生成的为凝析气相,并以凝析气相运移进入圈闭中聚集成藏;次生凝析气藏是指经过后期改造而形成的凝析气藏。早期形成的油藏,随着埋深的不断增加,地层压力、温度也相应增大,使原油达到裂解条件生成原油裂解气,与烃源岩生成的天然气共同供

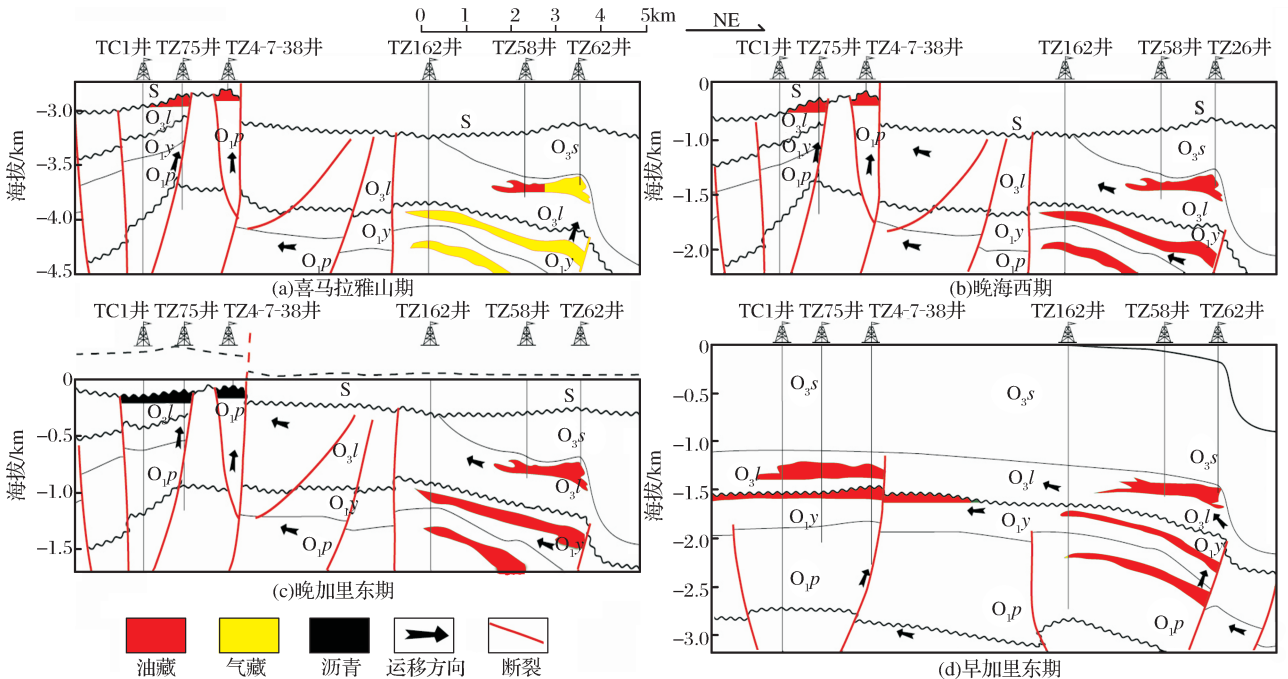


图 9 塔中地区奥陶系油气藏成藏演化模式

Fig. 9 Evolution model of hydrocarbon reservoirs of Ordovician in the Tazhong area

S 为志留系;O_{3s} 为上奥陶统桑塔木组;O_{3l} 为上奥陶统里塔格组;O_{1y} 为下奥陶统鹰山组;O_{1p} 为下奥陶统蓬莱坝组

给油藏,形成凝析气藏。塔中地区奥陶系凝析气藏主要为次生凝析气藏。根据目前塔中地区油气相态的分布特征和主控因素分析,塔中地区上奥陶统天然气主要来自下部的原油裂解气,同时,在塔中地区中一下寒武统目前发现了比较好的膏盐岩盖层和白云岩储层^[16],该套储盖组合可能是未来寻找天然气的重要领域。

中一下寒武统优质储盖组合可能是塔中地区未来寻找天然气的重要领域。

6 结论

在油气藏形成与分布的地质和地球化学条件综合分析基础之上,研究了塔中地区上奥陶统油气相态的分布特征及主控因素,得到以下结论:

(1)塔中地区上奥陶统已发现 7 个油气藏,分别为 ZG17、TZ45、ZG15、TZ82、TZ62—TZ26、TZ16 和 TZ4 等油气藏,由西向东,从未饱和凝析气藏过渡为饱和凝析气藏;由北向南,从凝析气藏过渡为未饱和油藏;

(2)塔中地区油气相态主要受温度、压力、多期成藏和多期调整改造控制,形成了现今的分布格局。

参考文献 (References):

- [1] Van der Waals J D. On the Continuity of the Gas and Liquid State[D]. Leiden: Leiden University, 1873: 25-35.
- [2] Tissot B P, Wehe D H. Petroleum Formation and Occurrence [M]. New York, Heidelberg, Springer Verlag, 1984: 121-142.
- [3] Yousef A, Hamid H, Richard A D. Tuning of Peng-Robinson equation of state for simulation of compositional change in flue gas injection processes[J]. Fluid Phase Equilibria, 1997, 139(1/2): 219-254.
- [4] Zhou X, Wang H J, Chen Y C, et al. The study on the contributing factors of phase state of gas condensate: Examples from Tarim Basin[J]. Marine and Petroleum Geology, 1998, 15: 21-31.
- [5] Liu D H, Xiao X M, Mi J K, et al. Determination of trapping pressure and temperature of petroleum inclusions using PVT simulation software: A case study of Lower Ordovician carbonates from the Lunnan low uplift, Tarim Basin[J]. Marine and Petroleum Geology, 2003, 20: 29-43.
- [6] Georgios M K, Economou L G. Equations of state: From the ideas of van der Waals to association theories[J]. The Journal

- of Supercritical Fluids, 2010, 55(2): 421-437.
- [7] Chen L, Zhu G Y, Zhang B, *et al.* Control factors and diversities of phase state of oil and gas pools in the Kuqa petroleum system[J]. *Acta Geologica Sinica*, 2012, 86(2): 484-496.
- [8] Zhou Xinxi. The distribution and control factors of phase state of oil and gas pools in Kuqa petroleum system[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2004, 15(3): 205-212. [周兴熙. 库车油气系统油气藏相态分布及其控制因素[J]. *天然气地球科学*, 2004, 15(3): 205-212.]
- [9] Zhang Haikun, Zhou Shixin, Fu Deliang, *et al.* Petroleum phase state prediction in deep reservoir of Tashen-1 well in Tarim Basin[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2013, 24(5): 999-1004. [张海坤, 周世新, 付德亮, 等. 塔里木盆地塔深1井深层油气相态预测[J]. *天然气地球科学*, 2013, 24(5): 999-1004.]
- [10] Danesh A. PVT and Phase Behaviour of Petroleum Reservoir Fluids[M]//*Developments in Petroleum Science* 47. Amsterdam: Elsevier Science, 1998: 3-15.
- [11] Liu L F, Wang P, Li Y, *et al.* Paleozoic reservoir beds and their favorableness in Tazhong areas of Tarim Basin, Northwest China[J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2009, 68(1/2): 1-18.
- [12] Zhang Shuichang, Zhu Guangyou, Yang Haijun, *et al.* The phases of Ordovician hydrocarbon and their origin in the Tabei Uplift, Tarim Basin[J]. *Acta Petrologica Sinica*, 2011, 27(8): 2447-2460. [张水昌, 朱光有, 杨海军, 等. 塔里木盆地北部奥陶系油气相态及其成因分析[J]. *岩石学报*, 2011, 27(8): 2447-2460.]
- [13] Pang H, Chen J Q, Pang X Q, *et al.* Estimation of the hydrocarbon loss through major tectonic events in the Tazhong area, Tarim Basin, west China[J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2012, 38(1): 195-210.
- [14] Pang Hong, Pang Xiongqi, Shi Xiuping, *et al.* The influence of adjustment and modification on hydrocarbon accumulation in Tazhong area[J]. *Journal of Southwest Petroleum University: Science & Technology Edition*, 2010, 32(1): 33-39. [庞宏, 庞雄奇, 石秀平, 等. 调整改造作用对塔中油气藏的影响[J]. *西南石油大学学报: 自然科学版*, 2010, 32(1): 33-39.]
- [15] Tian Y, Yang C P, Liao Z W, *et al.* Geochemical quantification of mixed marine oils from Tazhong area of Tarim Basin, NW China[J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2012, 90: 96-106.
- [16] Yang Debin, Zhu Guangyou, Liu Jiajun, *et al.* Distribution of global condensate gas field and major factors controlling its formation[J]. *Earth Science Frontiers*, 2010, 17(1): 339-349. [杨德彬, 朱光有, 刘家军, 等. 全球大型凝析气田的分布特征及其形成主控因素[J]. *地学前缘*, 2010, 17(1): 339-349.]
- [17] Yang Haijun, Wu Guanghui, Han Jianfa, *et al.* Characteristics of hydrocarbon enrichment along the Ordovician carbonate platform margin in the central uplift of Tarim Basin[J]. *Acta Petrologica Sinica*, 2007, 28(4): 26-30. [杨海军, 邬光辉, 韩剑发, 等. 塔里木盆地中央隆起带奥陶系碳酸盐岩台缘带油气富集特征[J]. *石油学报*, 2007, 28(4): 26-30.]
- [18] Li S M, Shi Q, Pang X Q, *et al.* Origin of the unusually high dibenzothiophene oils in Tazhong-4 Oilfield of Tarim Basin and its implication in deep petroleum exploration[J]. *Organic Geochemistry*, 2012, 48: 56-80.
- [19] Cai C F, Hu W S, Worden R H. Thermochemical sulphate reduction in Cambro-Ordovician carbonates in central Tarim [J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2001, 18(6): 729-741.
- [20] Lv X X, Yang H J, Yang N, *et al.* Further recognition of petroleum exploration potential of marine carbonates in western Tarim Basin[J]. *Petroleum Science*, 2007, 4(3): 21-25
- [21] Pang X Q, Yu Q H, Guan X Y, *et al.* Evolution and movement of source kitchens and their control of oil and gas in the Tarim cratonic basin, China[J]. *Energy Exploration & Exploitation*, 2012, 30(2): 239-272.
- [22] Hanson A D, Zhang S C, Moldowan J M. Molecular organic geochemistry of the Tarim Basin, northwest China[J]. *AAPG Bulletin*, 2000, 84(8): 1109-1128.
- [23] Zhang S C, Huang H P. Geochemistry of palaeozoic marine petroleum from the Tarim Basin, NW China: Part 1, Oil family classification[J]. *Organic Geochemistry*, 2005, 36(8): 1204-1214.
- [24] Zhang S C, Su J, Wang X M, *et al.* Geochemistry of Palaeozoic marine petroleum from the Tarim Basin, NW China: Part 3, Thermal cracking of liquid hydrocarbon and gas washing as the major mechanism for deep gas condensate accumulations [J]. *Organic Geochemistry*, 2011, 42(11): 1394-1410.
- [25] Li S M, Pang X Q, Jin Z J, *et al.* Petroleum source in the Tazhong uplift, Tarim Basin: New insights from geochemical and fluid inclusion data[J]. *Organic Geochemistry*, 2010, 41: 531-553.
- [26] Dai Jinxing. The identification of all kinds alkane gas[J]. *Science in China: Series B*, 1992, 22(2): 185-193. [戴金星. 各类烷烃气的鉴别[J]. *中国科学: B辑*, 1992, 22(2): 185-193.]
- [27] Wang Feiyu, Zhang Shuichang, Zhang Baomin, *et al.* Maturity and its history of Cambrian marine source rocks in the Tarim Basin[J]. *Geochimica*, 2003, 32(5): 461-467. [王飞宇, 张水昌, 张宝民, 等. 塔里木盆地寒武系海相烃源岩有机成熟度及演化史[J]. *地球化学*, 2003, 32(5): 461-467.]
- [28] Zhang Shuichang, Liang Digang, Zhang Baomin, *et al.* The Genesis of Marine Petroleum in Tarim Basin[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2004: 189-201. [张水昌, 梁狄刚, 张宝民, 等. 塔里木盆地海相油气的生成[M]. 北京: 石油工业出版社, 2004: 189-201.]
- [29] Liang Zeliang, Gang Wenzhe, Ye Zhixu. Hydrocarbon expulsion history of Middle-Upper Ordovician source rocks in Tarim Basin[J]. *Xinjiang Petroleum Geology*, 2008, 29(1): 53-56. [梁则亮, 刚文哲, 叶治续. 塔里木盆地台盆区中上奥陶统烃源岩排烃史[J]. *新疆石油地质*, 2008, 29(1): 53-56.]
- [30] Han Jianfa, Mei Lianfu, Yang Haijun, *et al.* Non-hydrocarbon origin of Ordovician natural gas in Tazhong of Tarim Basin and its implications for non-hydrocarbon accumulation[J]. *Earth Science Frontiers*, 2009, 16(1): 314-325. [韩剑发, 梅廉夫, 杨海军, 等. 塔里木盆地塔中奥陶系天然气的非烃成因及其成藏意义[J]. *地学前缘*, 2009, 16(1): 314-325.]
- [31] Prinzhofer A, Huc A Y. Genetic and post-genetic molecular and isotopic fractionations in natural gases[J]. *Chemical Geology*, 1995, 126: 281-290.

- [32] Li Xiaodi. Genetic types and accumulation model of condensate gas reservoir[J]. Geological Review, 1998, 44(2): 200-206. [李小地. 凝析气藏的成因类型与成藏模式[J]. 地质评论, 1998, 44(2): 200-206.]
- [33] Wang Zongxian, Chen Zeliang, Yang Shuhe, *et al.* The application of liquid phase state study in the development of condensate gas reservoir[J]. Natural Gas Geoscience, 2005, 16(5): 662-665. [王宗贤, 陈泽良, 杨树合, 等. 流体相态研究在凝析气藏开发中的应用[J]. 天然气地球科学, 2005, 16(5): 662-665.]
- [34] Chen Zhiqiang, Sun Lei, Kang Zheng, *et al.* Condensate oil-gas mixtures phase behavior study with rich gaseous condensate water[J]. Natural Gas Geoscience, 2006, 17(2): 206-209. [常志强, 孙雷, 康征, 等. 富含凝析水的凝析油气体系相态研究[J]. 天然气地球科学, 2006, 17(2): 206-209.]
- [35] Pang Xiongqi. Hydrocarbon Expulsion Threshold Theory and Its Application[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1993; 1-60. [庞雄奇. 含油气盆地地史、热史、生留排烃数数值模拟研究与烃源岩定量评价[M]. 北京: 石油工业出版社, 1993; 1-60.]
- [36] Pang Xiongqi, Gao Jianbo, Meng Qingyang. A discussion on the relationship between tectonization and hydrocarbon accumulation and dissipation in the platform-basin transitional area of the Tarim Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2006, 27(5): 594-603. [庞雄奇, 高剑波, 孟庆洋. 塔里木盆地台盆区构造变动与油气聚散关系[J]. 石油与天然气地质, 2006, 27(5): 594-603.]
- [37] Zhang Jun, Pang Xiongqi, Liu Luofu, *et al.* Distribution characteristics of Silurian asphalt sandstone and its significance in the Tarim Basin[J]. Science in China: Serial D, 2004, 34(supplement 1), 169-176. [张俊, 庞雄奇, 刘洛夫, 等. 塔里木盆地志留系沥青砂岩的分布特征与石油地质意义[J]. 中国科学: D辑, 2004, 34(增刊): 169-176.]

Controlling Factors and Phase State of Hydrocarbons in the Upper Ordovician of the Tazhong Area, Tarim Basin

CHEN Jun-qing^{1,2,3}, PANG Xiong-qi^{1,2}, JIANG Zhen-xue^{1,3}, PANG Hong^{1,2}

(1. State Key Laboratory of Petroleum Resources and Prospecting, China University of Petroleum, Beijing 102249, China;

2. Basin & Reservoir Research Center, China University of Petroleum, Beijing 102249, China;

3. Unconventional Natural Gas Research Institute, China University of Petroleum, Beijing 102249, China)

Abstract: There have been seven hydrocarbon reservoirs discovered so far in the Upper Ordovician in Tazhong area, of which the hydrocarbon phase distribution is complicated. The distribution features and controlling factors of the hydrocarbon phase in the Tazhong area were investigated based on the geological and geochemical conditions for formulation and distribution of hydrocarbon reservoirs. The results indicated that hydrocarbon reservoir types in the Upper Ordovician of Tazhong area, from west to east, varied from unsaturated to saturated condensate gas reservoirs; and from north to south, changed from condensate gas reservoir to unsaturated oil reservoirs. The regular sterane of the crude oil is of both the “reverse-L type” $C_{27} \leq C_{28} < C_{29}$ which means from Lower-Middle Cambrian and the V-type regular sterane $C_{27} > C_{28} < C_{29}$ which is from Middle-Upper Ordovician source rocks, so that the crude oil mainly came from the mixture of the Lower-Middle Cambrian and Middle-Upper Ordovician source rocks, while the drying coefficients and carbon isotopes suggested that the natural gas had entered the high to overmature stage of evolution, failing to match the mature stage of the Middle-Upper Ordovician source rock, showing that the natural gas mainly from the cracking gas of Lower-Middle Cambrian crude oil. The carbon isotopes of natural gas are mainly light, and the relationship between $\text{Ln}(C_2/C_3)$ and $\text{Ln}(C_1/C_2)$ exhibits a positive correlation, thus, the gas was considered to be crude oil cracking gas. The hydrocarbon phase distribution was mainly controlled by temperature, pressure, multiple periods of hydrocarbon accumulation and alteration. The temperature and pressure of the hydrocarbon reservoirs were low in early stage, then they underwent two periods of tectonic uplifts, which altered the critical temperature (T_c) and the critical condensate temperature (T_m) of the early reservoirs, forming unsaturated oil reservoirs. With the increase of burial depth in late stage, the temperature and pressure of reservoirs became high due to the oil-cracking gas flushing of the early oil, forming unsaturated condensate-gas reservoirs. The Lower-Middle Cambrian reservoir-cap assemblage of high quality may be an important target for the future exploration of natural gas in Tazhong area.

Key words: Tarim Basin; Tazhong area; Upper Ordovician; Hydrocarbon phase; Controlling factor