

塔里木盆地古城墟隆起奥陶系 油气成藏特征及主控因素

沙旭光¹, 马庆佑¹, 吕海涛¹, 李晓益², 朱秀香¹

(1 中国石化西北油田分公司勘探开发研究院; 2 中国石化石油勘探开发研究院)

摘要 古城墟隆起奥陶系海相碳酸盐岩地层近年来相继发现了一些出油气井, 已经成为塔里木盆地的重点勘探目标区。目前已证实古城墟隆起存在奥陶系一间房组顶部灰岩与鹰山组内幕灰质白云岩两套含油气层系。奥陶系主要为正常压力、高温的干气气藏, 但顺南1井一间房组顶部的原油属低硫、低蜡轻质油, 表现出典型的凝析油特征。综合油气性质、生物标志化合物特征及烃包裹体发育特征, 认为该区主要存在两期油气充注过程: 第一期油气充注发生在加里东晚期—海西早期, 以来自寒武系—下奥陶统烃源岩的原油为主; 第二期油气充注发生在喜马拉雅期, 以寒武系过成熟的干气为主, 气侵改造导致该区以纯气藏和凝析气藏为主。古城墟隆起已钻井均见到不同级别的油气显示, 并且不含水, 初步研究认为优质的碳酸盐岩储层是油气成藏的最关键因素, 同时北东向断裂对油气成藏有重要影响。

关键词 塔里木盆地; 古城墟隆起; 奥陶系; 油气成藏; 油源对比; 地球化学特征; 主控因素

中图分类号: TE122.3¹

文献标识码: A

古城墟隆起位于塔里木盆地中央隆起带的中东部, 是一长期发育的继承性古隆起(图1), 紧邻满加尔生烃坳陷, 具有优越的油气成藏条件。中国石化集团钻探的古隆1井在奥陶系鹰山组内幕常规测试折合日产天然气1万多立方米, 古隆2井在奥陶系一间房组—鹰山组顶部节流循环多次点火成功, 顺南1井在奥陶系一间房组—鹰山组顶部酸压测试折合日产天然气3万多立方米(并首次在古城墟隆起发现少量轻质原油)。中国石油集团在附近钻探的古城6井在奥陶系鹰山组内幕常规测试折合日产天然气26万多立方米。古城墟隆起奥陶系碳酸盐岩相继发现的这些出油气井, 展现了该地区良好的天然气勘探前景, 已经成为塔里木盆地地下步的重点勘探目标区之一。

相对于卡塔克隆起而言, 古城墟隆起的勘探程度及研究认识均较低, 前人研究主要涉及奥陶系地层厘定^[1]、奥陶系储层特征及预测^[2]、构造演化与油气成藏条件分析^[3-5]。限于前期古城墟隆起奥陶系出油气井点较少(仅有古隆1井)的条件, 前人对该区

油气成藏特征与主控因素的研究较为薄弱。本文通过对古城墟隆起区3口井(古隆1、古隆2、顺南1)的奥陶系储层发育特征、油气性质及来源、成藏期次等方面的研究, 同时结合与卡塔克隆起区奥陶系鹰山组凝析气井——顺7井的对比研究^[6], 初步明确了古城墟隆起区的油气藏特征、主要油气充注过程及成藏主控因素, 该研究对古城墟隆起未来奥陶系碳酸盐岩的油气勘探将有所裨益。

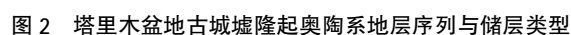
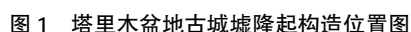
1 区域地质概况

位于塔中的古城墟隆起在构造形态上自西北向东南方向逐渐抬升, 走向由NW—EW转变为NE向, 是一个在东南缘被车尔臣断裂围限的鼻状隆起, 变形强度东强西弱。在隆起西北部, 石炭系直接覆于奥陶系之上, 在隆起东南部, 白垩系直接覆于奥陶系之上。古城墟隆起奥陶系地层发育齐全^[1], 自下而上为下统蓬莱坝组(O_{1p})、中一下统鹰山组(O_{1-2y})、中统一间房组(O_{2yj})、上统恰尔巴克组(O_{3q})与却尔却克组(O_{3qq})(图2)。

收稿日期: 2013-05-10; 改回日期: 2013-07-04

本文受国家科技重大专项专题“塔里木盆地中央隆起区海相碳酸盐岩层系油气成藏主控因素与勘探突破目标评价”(编号: 2011ZX05005-004)资助

沙旭光: 1981年生, 工程师。2007年吉林大学毕业, 获硕士学位。从事石油地质勘探研究工作。通讯地址: 830011 新疆乌鲁木齐市长春南路中石化西北科研生产园区。电话: (0991)3160351; E-mail: 37337428@qq.com



(溶)孔及裂缝^[2]。古城墟隆起已钻井揭示奥陶系主要发育两套含油气储盖组合:(1)却尔却克组泥岩盖层与一间房组顶部灰岩储盖组合(如古隆2、顺南1

井);(2) 鹰山组上部致密灰岩盖层与鹰山组内幕灰质白云岩储盖组合(如古隆 1 井)。古城墟隆起发育多组 NNE、NEE 向近直立的走滑断裂, 向下断穿基底, 可沟通深部油气源^[7]。

2 油气地球化学特征及其来源

2.1 天然气特征及来源

古城墟隆起奥陶系已钻井天然气组分变化较大(表 1), 相对密度 0.585~0.670 g/cm³, 甲烷含量 73.2%~95.8%。天然气组分中, 非烃气体含量变化

较大, 主要以二氧化碳为主(含量 0.40%~22.20%), 其他组分如 N₂ 含量 0.08%~3.21%。C₂₊ 重烃含量为 0.76%~2.95%。天然气干燥系数为 0.97~0.99, 干湿指数为 30.43~96.30。按照公认的天然气类型识别标准^[8], 当天然气中 C₂₊ 重烃含量<5%、甲烷(C₁)含量占总烃比率≥95%、干燥系数≥0.95、干湿指数≥19 时, 应属于过成熟的干气范畴, 显然古城墟隆起奥陶系的天然气属于典型的干气, 这与卡塔克隆起区凝析气井——顺 7 井的湿气天然气差别较大(表 1), 同时这也反映了两个地区的天然气成因存在一定差异。

表 1 古城墟隆起与卡塔克隆起奥陶系天然气组分对比

构造位置	井名	井深(m)	层位	相对密度(g/cm ³)	烃类组分(%)						非烃组分(%)		干燥系数 C ₁ /C ₁₋₅	干湿指数 C ₁ /C ₂₊
					C ₁	C ₂	C ₃	iC ₄	nC ₄	C ₂₊ 重烃	N ₂	CO ₂		
古城墟隆起	顺南 1	6528.24~6690.00	一间房组	0.670	87.9	1.70	0.66	0.22	0.25	2.95	0.08	9.25	0.97	30.43
	古隆 1	6252.80~6419.30	鹰山组	0.585	73.2	0.68	0.08	—	—	0.76	3.21	22.20	0.99	96.30
	古隆 2	5789.51~6009.00	一间房组	0.611	95.8	1.65	0.43	0.17	0.22	2.72	1.10	0.40	0.97	35.35
卡塔克隆起	顺 7	6820.00~6912.00	鹰山组	0.690	78.3	4.46	1.39	0.36	0.47	7.38	—	—	0.92	11.2

天然气组分中的碳同位素特征可反映天然气的成因、成熟度等信息。受多方面因素的影响, 古城墟隆起目前仅获得了顺南 1 和古隆 1 两口井的甲烷碳同位素值(δ¹³C₁) (表 2)。同位素成熟度的分馏效应导致不同成熟阶段天然气的 δ¹³C₁ 值差别较大。δ¹³C₁ 值随反映成熟度的镜质体反射率(R_o) 值增大而增大, 低成熟天然气的 δ¹³C₁ 较轻, 高成熟天然气的 δ¹³C₁ 较重。

表 2 古城墟隆起与卡塔克隆起奥陶系天然气甲烷碳同位素(δ¹³C₁)及其成熟度指数(R_o)对比表

构造位置	井名	井深(m)	层位	δ ¹³ C ₁ (‰)	R _o (%)
古城墟隆起	顺南 1	6528.24~6690.00	一间房组	-38.3	1.77
	古隆 1	6252.80~6419.30	鹰山组	-38.5	1.72
卡塔克隆起	顺 7	6820.00~6912.00	鹰山组	-51.7	0.25

注: R_o(%) 与 δ¹³C₁(‰) 的换算据戴金星的回归方程^[9]

根据戴金星等^[9]编制的我国天然气甲烷碳同位素值(δ¹³C₁)与反映成熟度的镜质体反射率(R_o)的换算公式:

$$\delta^{13}C_1=A \cdot \lg R_o-B \tag{1}$$

式中, A 取值 15.80, B 取值 42.20。经换算, 古城墟隆起两口井的 R_o 值在 1.72%~1.77% 之间(表 2), 说明天然气主体已经进入了高一过成熟度阶段。

王铁冠等^[10]认为: 塔里木盆地台盆区上奥陶统气源的天然气烃类组分不仅显示出湿气的组成特点, 而且甲烷碳同位素值组成较轻, 而寒武系气源的天然气, 由于大多为过成熟的干气, 则表现出典型的甲烷碳同位素组成较重的特征。根据古城墟隆起两口井甲烷碳同位素值比卡塔克隆起区顺 7 井的值(表 2)明显偏重的特征, 同时根据古城墟隆起两口井的 R_o 值与卡塔克隆起区上奥陶统的成熟度(R_o 在 0.9%~1.2% 之间)^[6]不匹配, 而与寒武系成熟度(R_o 在 1.5% 以上)^[6]较匹配, 推测古城墟隆起区奥陶系天然气可能主要来自寒武系高一过成熟烃源岩。

2.2 原油特征及来源

古城墟隆起目前只有顺南 1 井在奥陶系发现了原油(表 3), 密度值较低(为 0.7911 g/cm³), 含硫量和含蜡量也均较低(不足 1%), 属低含硫和蜡的轻

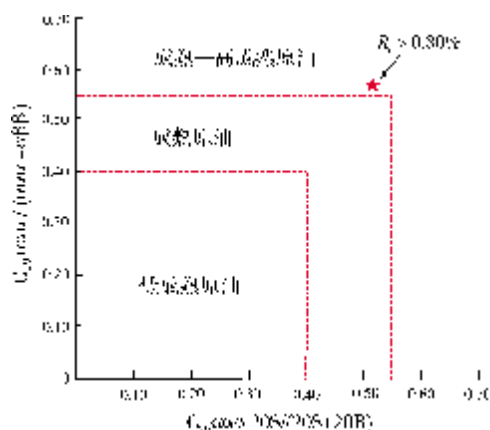


图4 古城墟隆起顺南1井原油甾烷成熟度参数

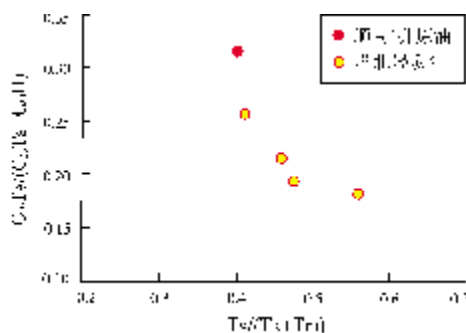


图5 古城墟隆起顺南1井与塔北奥陶系原油甾烷、藿烷成熟度参数

顺南1井原油的生物标志化合物含量虽然较低,但在谱图上仍能鉴别出具有烃源指示意义的化合物。从鉴定的结果来看,顺南1井伽马蜡烷含量较高, $G/C_{30}H$ 为0.13, C_{27} 、 C_{28} 、 C_{29} 规则甾烷相对含量分别为:22.6%、29.6%、47.8%,呈反“L”型, C_{27} 重排甾烷含量较高, C_{27} 重排甾烷/ C_{27} 规则甾烷为0.69。

除色谱图可用于鉴别生物标记化合物以外,双色-质谱图鉴定的甲藻甾烷、 C_{26} -24-降胆甾烷等生标化合物也是区分塔里木盆地两套烃源岩的有效参数。顺南1井原油中未鉴定出这些生物标志化合物,并且在芳香烃中也未鉴定出三芳甲藻甾烷等参数。

原油中族组分的碳同位素($\delta^{13}C$)可反映更宏观的地化特征,顺南1井原油碳同位素偏重,全油的碳同位素值以及饱和烃、芳烃和非烃的碳同位素值多大于 -30‰ (图6),与塔里木盆地公认的寒武系烃源的塔东2井原油碳同位素值(-28.2‰)分布在相近

的范围内^[11-12]。

总之,从生物标志化合物与碳同位素分析可以看出,顺南1井的原油与寒武系—下奥陶统烃源岩具有较好的亲缘关系。

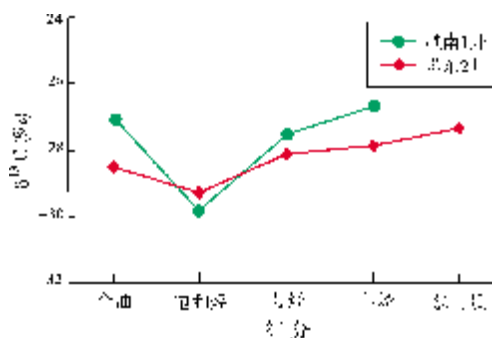


图6 古城墟隆起顺南1井与塔东2井原油族组分碳同位素曲线

3 成藏过程及主控因素

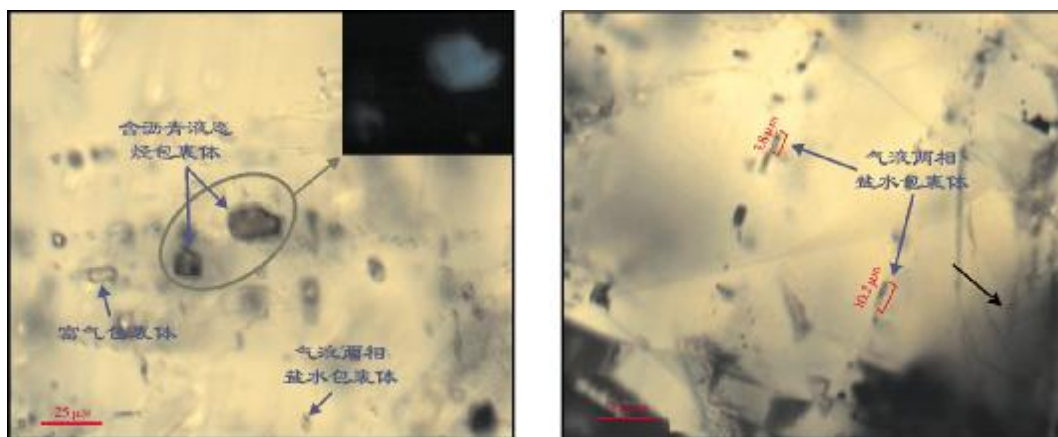
3.1 油气成藏期次

从顺南1井产油气层段一间房组—鹰山组顶部的岩心中,发现气液两相盐水包裹体、含沥青液态烃包裹体和气体包裹体(图7a和7b),主要发育在裂缝充填的亮晶方解石中。含沥青液态烃包裹体在透射光下为褐色至深褐色,沥青呈团块状或沿包裹体壁分布,在荧光下为蓝绿色,推测包裹体为裂隙充填过程中捕获。在方解石脉中共测得盐水包裹体均一温度数据19个,均一温度主要有两个区间,分别在 $122.5\sim 138.8\text{℃}$ 之间与 $146.7\sim 167.4\text{℃}$ 之间。

根据显微镜下包裹体产状及分布特征分析,包裹体捕获的可能为两期流体,在顺南1井埋藏史曲线上对应为加里东晚期—海西早期($443.7\text{ Ma}—359\text{ Ma}$)和喜马拉雅期($65.5\text{ Ma}—$ 现今)(图8)。另外古隆2井一间房组发育大量气态烃包裹体及少量气液两相盐水包裹体,对其均一温度进行了统计,其中以均一温度介于 $120\sim 140\text{℃}$ 和 $140\sim 160\text{℃}$ 流体活动规模较大,以目前地温梯度 $2.33\text{℃}/100\text{ m}$ 和古生界地温梯度 $3.2\text{℃}/100\text{ m}$ 及目前的埋深估算,天然气充注以喜马拉雅期为主。

3.2 油气充注过程

古城墟隆起是在加里东中期构造运动中形成、



(a) 方解石脉中的三类包裹体。顺南1井6532m, 中奥陶统一间房组。右上角为含沥青质烃的荧光

(b) 方解石脉中气液两相盐水包裹体成串珠状分布。顺南1井6967m, 中一下奥陶统鹰山组

图7 古城墟隆起顺南1井包裹体特征

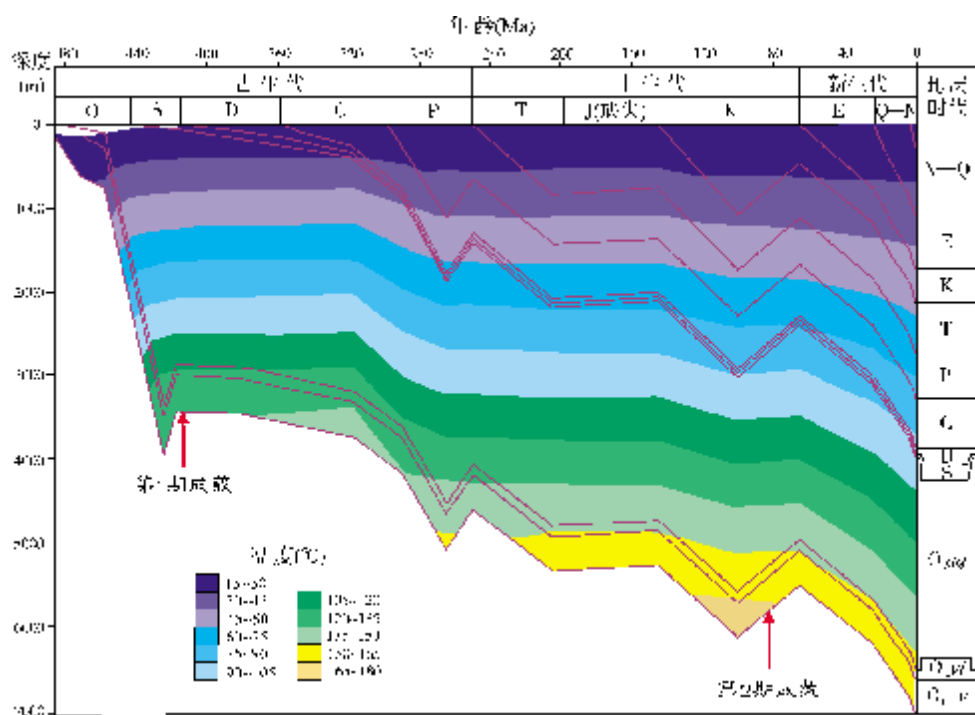


图8 古城墟隆起顺南1井成藏期分析

O_{1-2y} 鹰山组; O_{2y} 一间房组; O_{3qq} 却尔却克组

并在海西—印支运动中加强改造的继承性古隆起, 现今的构造形态是一个向西倾没的大型鼻隆。古城墟隆起油气主要经历两个重要的成藏过程。

(1) 加里东晚期—海西早期, 自中—上奥陶统沉积之后, 古城墟隆起及满加尔坳陷寒武系—下奥陶统烃源岩成熟并大量生排烃, 油气沿高角度走滑断

裂及不整合面运移至寒武系白云岩、鹰山组内幕灰质白云岩及一间房组顶部灰岩储集层与圈闭中聚集形成藏。它是古城墟隆起的第一个重要成藏期, 这类油气藏由于赋存部位埋深大, 且地温梯度高, 大都经历了相态的转变, 以残余油气藏的形式存在, 如塔东2井的稠油。

(2)进入喜马拉雅期以来,随着上覆地层沉积加厚与构造活动,位于寒武系—下奥陶统的烃源岩及古油藏,在高温作用下可能发生裂解,形成原油裂解气。由于古城墟隆起地温梯度较高,已钻井中奥陶系地层温度平均在165℃之上,另外古城墟隆起区已钻井中奥陶系普遍存在反射率极高的沥青($R_o > 2.8\%$),说明早期形成的古油藏至后期大量裂解,生成干气。顺南1井和古隆2井奥陶系碳酸盐岩储层流体包裹体的测试结果,也表明天然气藏主要是喜马拉雅期的产物。

3.3 成藏主控因素

(1)优质储层是控制油气富集的最关键因素

塔里木盆地奥陶系海相碳酸盐岩多年的油气勘探实践证实,奥陶系碳酸盐岩岩溶缝洞型圈闭的特点是:不受构造高低控制,储层横向不连通、垂向有封隔,形成相互独立的圈闭^[13-14]。岩溶缝洞型油气藏是受储层发育程度控制的岩性油气藏,但同一岩溶缝洞单元的构造高处对油气富集更有利。古城墟隆起完钻的3口井表明,本区油气藏为岩溶缝洞型油气藏,不受构造幅度控制,油气也均集中在储层相对较发育层段(图2),如顺南1井油气显示及出气段主要在一间房组顶部灰岩储层发育区,古隆1井油气显示及出气段主要在鹰山组内幕灰质白云岩储层发育区,古隆2井油气显示主要集中在一间房组灰岩储层发育区,可见单井油气显示总是与碳酸盐岩储层发育程度有良好的对应关系。古城墟隆起已钻井中未见水层,已钻的3口井未获高产稳产油气流,其原因除了测试工艺的不完善外,最主要的原因还是整体储层较差,导致了每口井显示但测试均为低产油气流。综上所述,优质储层是控制古城墟隆起油气富集的最关键因素。

(2)北东向走滑断裂对油气输导有重要影响

卡塔克隆起区勘探实践表明,断穿寒武系膏盐岩的断裂在奥陶系碳酸盐岩油气成藏过程中至关重要。油气“上下分层、上油下气”这一分布特征,一方面说明油气源的复杂性与充注的多期性,另一方面也说明断裂对油气垂向运聚成藏十分关键。古城墟隆起已钻的3口井均位于北东向的塔中I号断裂带附近(图1),成像测井FMI资料分析也表明有效构造开启缝的走向为NEE和NNE向,与北东向走滑断裂走向基本一致,表明主要受北

东向走滑断裂控制,断裂沟通深部油源导致3口井油气显示活跃。

4 结 论

(1)古城墟隆起顺南1井一间房组原油的物性、族组成及生物标志化合物显示,它属于低硫、低蜡、高成熟度的轻质油,表现出与寒武系—中下奥陶统烃源岩具有较好的亲缘关系。根据古城墟隆起已钻3口井的天然气物性及碳同位素判断,奥陶系天然气属于典型的干气范畴,主要来自寒武系高—过成熟烃源岩。

(2)综合顺南1井油气性质、生物标志化合物特征以及顺南1、古隆2井含烃包裹体发育特征的分析,认为古城墟隆起主要存在两期油气充注过程:第一期油气充注发生在加里东晚期—海西早期,以来自寒武系—下奥陶统烃源岩的原油为主;第二期油气充注发生在喜马拉雅期,以原油裂解形成的过成熟干气为主,气侵改造导致该区以凝析气藏和纯气藏为主。

(3)对古城墟隆起已钻井的储层类型分析表明,本区油气藏为岩溶缝洞型油气藏,不受构造幅度控制。油气显示及测试出油气层段均集中在储层相对较发育层段,并且未见水层,表明优质储层是控制油气富集的最关键因素。同时FMI资料分析表明有效构造开启缝主要受北东向断裂控制,断裂对油气垂向运聚成藏有重要影响。下一步应重点攻关古城墟隆起碳酸盐岩储层预测技术,结合断裂带进行部署,争取早日实现油气勘探大突破。

参 考 文 献

- [1] 蔡习尧,钱一雄,陈强路,等.塔里木盆地古隆1井奥陶系恰尔巴克组与一间房组的发现及意义[J].石油实验地质,2011,33(4):348-358.
- [2] 赵明,甘华军,岳勇,等.塔里木盆地古城墟隆起西端奥陶系碳酸盐岩储层特征及预测[J].中国地质,2009,36(1):93-98.
- [3] 邹元荣,郭书元,钱一雄,等.塔里木盆地古城墟隆起西部倾末端奥陶系成藏条件分析[J].中国西部油气地质,2005,1(2):144-147.
- [4] 吴光宏,黎兵,周新科,等.塔中古城墟隆起奥陶系钻探成果与勘探意义[J].新疆石油地质,2007,28(2):154-157.
- [5] 蔡习尧,张智礼,邓小杰,等.塔里木盆地古城墟隆起奥陶系油气成藏分析[J].地层学杂志,2012,36(4):733-738.
- [6] 马安来,金之均,李婧婧,等.塔中I号坡折带顺西区块顺7

- 井油气地球化学特征及来源[J]. 石油与天然气地质, 2012, 33(6): 828–834.
- [7] 马庆佑, 沙旭光, 李玉兰, 等. 塔中顺托果勒区块走滑断裂特征及控油作用[J]. 石油实验地质, 2012, 34(2): 120–124.
- [8] 黄第藩, 赵孟军, 刘宝泉, 等. 塔里木盆地东部天然气的成因类型及其成熟度判别[J]. 中国科学: D辑 地球科学, 1996, 26(4): 1016–1021.
- [9] 戴金星, 李先奇, 王佩忠. 天然气地质研究[M]. 北京: 石油工业出版社, 1992.
- [10] 王铁冠, 戴世峰, 李美俊, 等. 塔里木盆地台盆区地层有机质热史及其对区域地质演化研究的启迪 [J]. 中国科学: D辑 地球科学, 2010, 40(10): 1331–1341.
- [11] 张水昌, 王招明, 王飞宇, 等. 塔里木盆地塔东 2 油藏形成历史——原油稳定性与裂解作用实例研究[J]. 石油勘探与开发, 2004, 31(6): 25–30.
- [12] 肖中尧, 黄光辉, 卢玉红, 等. 塔里木盆地塔东 2 井原油成因分析[J]. 沉积学报, 2004, 22 (增刊): 66–72.
- [13] 韩剑发, 张海祖, 于红枫, 等. 塔中隆起海相碳酸盐岩大型凝析气田成藏特征与勘探[J]. 岩石学报, 2012, 28(3): 769–780.
- [14] 张翥, 田隆, 邢永亮, 等. 塔中地区奥陶系储层烃包裹体特征及成藏分析[J]. 岩石学报, 2011, 27(5): 1548–1555.

编辑: 赵国宪

Hydrocarbon Accumulation and Main Controlling Factors of Ordovician Reservoir in Guchengxu Uplift, Tarim Basin

Sha Xuguang, Ma Qingyou, Lü Haitao, Li Xiaoyi, Zhu Xiuxiang

Abstract: Guchengxu Uplift in which commercial oil and gas have been drilled out in Ordovician marine carbonate rocks in some wells in recent years has become one of the exploration focus areas in Tarim basin. Two series of Ordovician hydrocarbon-bearing reservoirs have been confirmed to be present in Guchengxu Uplift, one is the limestone at the top of Ordovician Yijianfang Formation and the other is the limy dolostone of internal Ordovician Yingshan Formation. The hydrocarbon is present mostly in dry-gas state with normal pressure and high temperature in Ordovician reservoirs but exceptionally, light oil with low content of sulfur and wax which is characteristic of condensate oil are drilled out in the top of Yijianfang Formation in Well SN-1. Combined with the analysis of hydrocarbon property, biomarkers and hydrocarbon inclusion characteristics, it is suggested that two periods of hydrocarbon emplacement experienced in this uplift. Emplacing oil derived from the Cambrian to lower Ordovician source rocks in the first period of emplacement that occurred during the late Caledonian to Early Hercynian movements, and emplacing over-mature dry gas were dominated in the second period of emplacement that occurred during Himalayan movement. The following gas emplacement resulted in forming pure gas or condensate gas reservoirs. Different ranks of oil/gas shows are present in the drilled wells in Guchengxu Uplift, and specially all of oil and gas yielded are with no water. It is generally considered that high-quality carbonate reservoirs are the key for hydrocarbon accumulation and the developing NE-trending faults play an important role in hydrocarbon accumulation.

Key words: Ordovician; Hydrocarbon accumulation; Oil-source correlation; Geochemical characteristics; Guchengxu Uplift; Tarim Basin

Sha Xuguang: male, Geology Engineer. Add: Exploration and Production Research Institute, SINOPEC Northwest Oilfield Branch Company, Changchun Nan Rd., Urumchi, 830011, China

塔里木盆地古城墟隆起奥陶系 油气成藏特征及主控因素

沙旭光¹, 马庆佑¹, 吕海涛¹, 李晓益², 朱秀香¹

(1 中国石化西北油田分公司勘探开发研究院; 2 中国石化石油勘探开发研究院)

摘要 古城墟隆起奥陶系海相碳酸盐岩地层近年来相继发现了一些出油气井, 已经成为塔里木盆地的重点勘探目标区。目前已证实古城墟隆起存在奥陶系一间房组顶部灰岩与鹰山组内幕灰质白云岩两套含油气层系。奥陶系主要为正常压力、高温的干气气藏, 但顺南1井一间房组顶部的原油属低硫、低蜡轻质油, 表现出典型的凝析油特征。综合油气性质、生物标志化合物特征及烃包裹体发育特征, 认为该区主要存在两期油气充注过程: 第一期油气充注发生在加里东晚期—海西早期, 以来自寒武系—下奥陶统烃源岩的原油为主; 第二期油气充注发生在喜马拉雅期, 以寒武系过成熟的干气为主, 气侵改造导致该区以纯气藏和凝析气藏为主。古城墟隆起已钻井均见到不同级别的油气显示, 并且不含水, 初步研究认为优质的碳酸盐岩储层是油气成藏的最关键因素, 同时北东向断裂对油气成藏有重要影响。

关键词 塔里木盆地; 古城墟隆起; 奥陶系; 油气成藏; 油源对比; 地球化学特征; 主控因素

中图分类号: TE122.3¹

文献标识码: A

古城墟隆起位于塔里木盆地中央隆起带的中东部, 是一长期发育的继承性古隆起(图1), 紧邻满加尔生烃坳陷, 具有优越的油气成藏条件。中国石化集团钻探的古隆1井在奥陶系鹰山组内幕常规测试折合日产天然气1万多立方米, 古隆2井在奥陶系一间房组—鹰山组顶部节流循环多次点火成功, 顺南1井在奥陶系一间房组—鹰山组顶部酸压测试折合日产天然气3万多立方米(并首次在古城墟隆起发现少量轻质原油)。中国石油集团在附近钻探的古城6井在奥陶系鹰山组内幕常规测试折合日产天然气26万多立方米。古城墟隆起奥陶系碳酸盐岩相继发现的这些出油气井, 展现了该地区良好的天然气勘探前景, 已经成为塔里木盆地地下步的重点勘探目标区之一。

相对于卡塔克隆起而言, 古城墟隆起的勘探程度及研究认识均较低, 前人研究主要涉及奥陶系地层厘定^[1]、奥陶系储层特征及预测^[2]、构造演化与油气成藏条件分析^[3-5]。限于前期古城墟隆起奥陶系出油气井点较少(仅有古隆1井)的条件, 前人对该区

油气成藏特征与主控因素的研究较为薄弱。本文通过对古城墟隆起区3口井(古隆1、古隆2、顺南1)的奥陶系储层发育特征、油气性质及来源、成藏期次等方面的研究, 同时结合与卡塔克隆起区奥陶系鹰山组凝析气井——顺7井的对比研究^[6], 初步明确了古城墟隆起区的油气藏特征、主要油气充注过程及成藏主控因素, 该研究对古城墟隆起未来奥陶系碳酸盐岩的油气勘探将有所裨益。

1 区域地质概况

位于塔中的古城墟隆起在构造形态上自西北向东南方向逐渐抬升, 走向由NW—EW转变为NE向, 是一个在东南缘被车尔臣断裂围限的鼻状隆起, 变形强度东强西弱。在隆起西北部, 石炭系直接覆于奥陶系之上, 在隆起东南部, 白垩系直接覆于奥陶系之上。古城墟隆起奥陶系地层发育齐全^[1], 自下而上为下统蓬莱坝组(O_{1p})、中一下统鹰山组(O_{1-2y})、中统一间房组(O_{2yj})、上统恰尔巴克组(O_{3q})与却尔却克组(O_{3qq})(图2)。

收稿日期: 2013-05-10; 改回日期: 2013-07-04

本文受国家科技重大专项专题“塔里木盆地中央隆起区海相碳酸盐岩层系油气成藏主控因素与勘探突破目标评价”(编号: 2011ZX05005-004)资助

沙旭光: 1981年生, 工程师。2007年吉林大学毕业, 获硕士学位。从事石油地质勘探研究工作。通讯地址: 830011 新疆乌鲁木齐市长春南路中石化西北科研生产园区。电话: (0991)3160351; E-mail: 37337428@qq.com

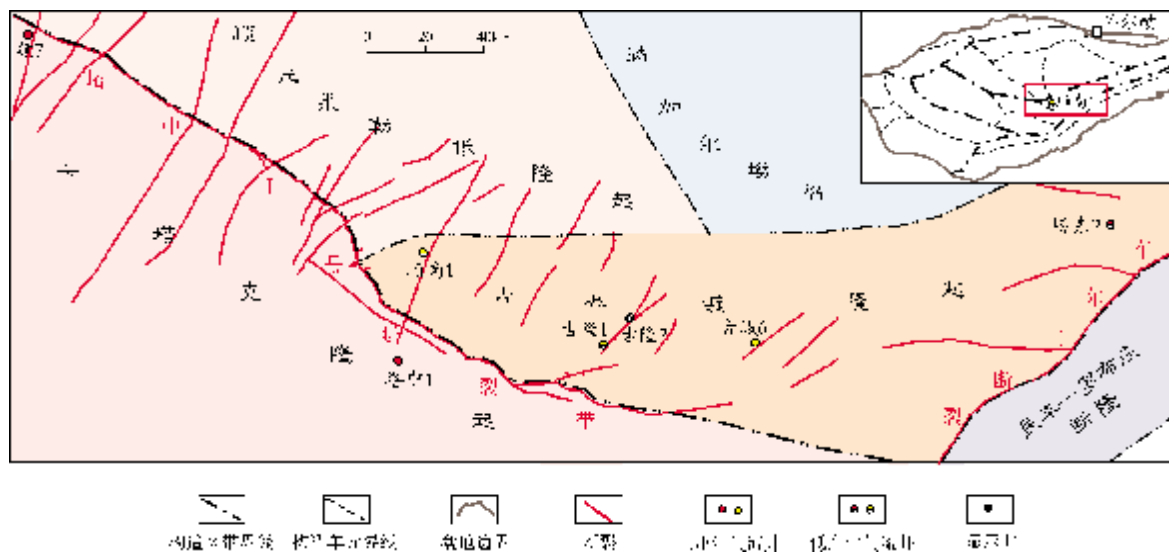


图1 塔里木盆地古城墟隆起构造位置图

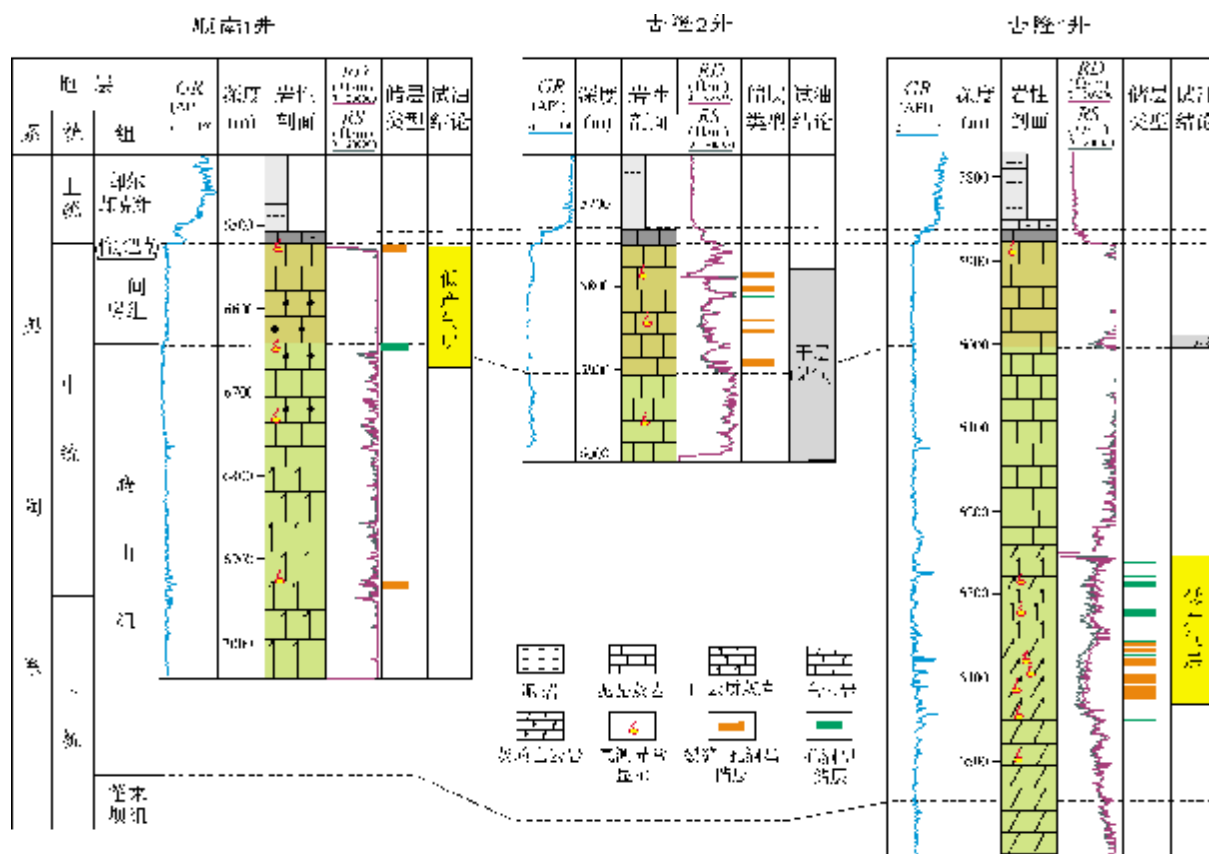


图2 塔里木盆地古城墟隆起奥陶系地层序列与储层类型

古城墟隆起奥陶系在一间房组顶部灰岩段与鹰山组内幕灰质白云岩段发育两套裂缝-溶蚀孔洞型有利储集体, 储集空间主要为溶蚀孔洞、白云岩晶间

(溶)孔及裂缝^[2]。古城墟隆起已钻井揭示奥陶系主要发育两套含油气储盖组合:(1)却尔却克组泥岩盖层与一间房组顶部灰岩储盖组合(如古城2、顺南1

井);(2) 鹰山组上部致密灰岩盖层与鹰山组内幕灰质白云岩储盖组合(如古隆 1 井)。古城墟隆起发育多组 NNE、NEE 向近直立的走滑断裂,向下断穿基底,可沟通深部油气源^[7]。

2 油气地球化学特征及其来源

2.1 天然气特征及来源

古城墟隆起奥陶系已钻井天然气组分变化较大(表 1),相对密度 0.585~0.670 g/cm³,甲烷含量 73.2%~95.8%。天然气组分中,非烃气体含量变化

较大,主要以二氧化碳为主(含量0.40%~22.20%),其他组分如N₂含量0.08%~3.21%。C₂₊重烃含量为0.76%~2.95%。天然气干燥系数为0.97~0.99,干湿指数为30.43~96.30。按照公认的天然气类型识别标准^[8],当天然气中C₂₊重烃含量<5%、甲烷(C₁)含量占总烃比率≥95%、干燥系数≥0.95、干湿指数≥19时,应属于过成熟的干气范畴,显然古城墟隆起奥陶系的天然气属于典型的干气,这与卡塔克隆起区凝析气井——顺 7 井的湿气天然气差别较大(表 1),同时这也反映了两个地区的天然气成因存在一定差异。

表 1 古城墟隆起与卡塔克隆起奥陶系天然气组分对比

构造位置	井名	井深(m)	层位	相对密度(g/cm ³)	烃类组分(%)						非烃组分(%)		干燥系数C ₁ /C ₁₋₅	干湿指数C ₁ /C ₂₊
					C ₁	C ₂	C ₃	iC ₄	nC ₄	C ₂₊ 重烃	N ₂	CO ₂		
古城墟隆起	顺南 1	6528.24~6690.00	一间房组	0.670	87.9	1.70	0.66	0.22	0.25	2.95	0.08	9.25	0.97	30.43
	古隆 1	6252.80~6419.30	鹰山组	0.585	73.2	0.68	0.08	—	—	0.76	3.21	22.20	0.99	96.30
	古隆 2	5789.51~6009.00	一间房组	0.611	95.8	1.65	0.43	0.17	0.22	2.72	1.10	0.40	0.97	35.35
卡塔克隆起	顺 7	6820.00~6912.00	鹰山组	0.690	78.3	4.46	1.39	0.36	0.47	7.38	—	—	0.92	11.2

天然气组分中的碳同位素特征可反映天然气的成因、成熟度等信息。受多方面因素的影响,古城墟隆起目前仅获得了顺南 1 和古隆 1 两口井的甲烷碳同位素值(δ¹³C₁)(表 2)。同位素成熟度的分馏效应导致不同成熟阶段天然气的 δ¹³C₁ 值差别较大。δ¹³C₁ 值随反映成熟度的镜质体反射率(R_o)值增大而增大,低成熟天然气的 δ¹³C₁ 较轻,高成熟天然气的 δ¹³C₁ 较重。

表 2 古城墟隆起与卡塔克隆起奥陶系天然气甲烷碳同位素(δ¹³C₁)及其成熟度指数(R_o)对比表

构造位置	井名	井深(m)	层位	δ ¹³ C ₁ (‰)	R _o (%)
古城墟隆起	顺南 1	6528.24~6690.00	一间房组	-38.3	1.77
	古隆 1	6252.80~6419.30	鹰山组	-38.5	1.72
卡塔克隆起	顺 7	6820.00~6912.00	鹰山组	-51.7	0.25

注: R_o(%)与 δ¹³C₁(‰)的换算据戴金星的回归方程^[9]

根据戴金星等^[9]编制的我国天然气甲烷碳同位素值(δ¹³C₁)与反映成熟度的镜质体反射率(R_o)的换算公式:

$$\delta^{13}C_1=A \cdot \lg R_o-B \tag{1}$$

式中,A 取值 15.80,B 取值 42.20。经换算,古城墟隆起两口井的 R_o 值在 1.72%~1.77%之间(表 2),说明天然气主体已经进入了高一过成熟度阶段。

王铁冠等^[10]认为:塔里木盆地台盆区上奥陶统气源的天然气烃类组分不仅显示出湿气的组成特点,而且甲烷碳同位素值组成较轻,而寒武系气源的天然气,由于大多为过成熟的干气,则表现出典型的甲烷碳同位素组成较重的特征。根据古城墟隆起两口井甲烷碳同位素值比卡塔克隆起区顺7井的值(表 2)明显偏重的特征,同时根据古城墟隆起两口井的 R_o值与卡塔克隆起区上奥陶统的成熟度(R_o在0.9%~1.2%之间)^[6]不匹配,而与寒武系成熟度(R_o在1.5%以上)^[6]较匹配,推测古城墟隆起区奥陶系天然气可能主要来自寒武系高一过成熟烃源岩。

2.2 原油特征及来源

古城墟隆起目前只有顺南 1 井在奥陶系发现了原油(表 3),密度值较低(为 0.7911 g/cm³),含硫量和含蜡量也均较低(不足 1%),属低含硫和蜡的轻

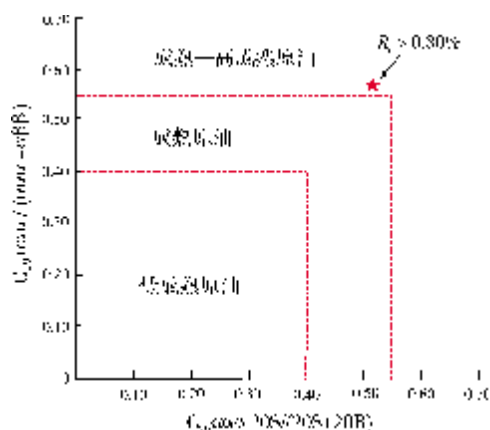


图4 古城墟隆起顺南1井原油甾烷成熟度参数

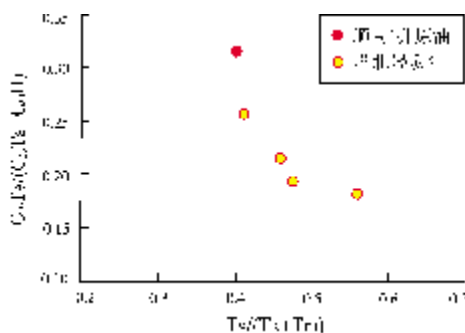


图5 古城墟隆起顺南1井与塔北奥陶系原油甾烷、藿烷成熟度参数

顺南1井原油的生物标志化合物含量虽然较低,但在谱图上仍能鉴别出具有烃源指示意义的化合物。从鉴定的结果来看,顺南1井伽马蜡烷含量较高, $G/C_{30}H$ 为0.13, C_{27} 、 C_{28} 、 C_{29} 规则甾烷相对含量分别为:22.6%、29.6%、47.8%,呈反“L”型, C_{27} 重排甾烷含量较高, C_{27} 重排甾烷/ C_{27} 规则甾烷为0.69。

除色谱图可用于鉴别生物标记化合物以外,双色-质谱图鉴定的甲藻甾烷、 C_{26} -24-降胆甾烷等生标化合物也是区分塔里木盆地两套烃源岩的有效参数。顺南1井原油中未鉴定出这些生物标志化合物,并且在芳香烃中也未鉴定出三芳甲藻甾烷等参数。

原油中族组分的碳同位素($\delta^{13}C$)可反映更宏观的地化特征,顺南1井原油碳同位素偏重,全油的碳同位素值以及饱和烃、芳烃和非烃的碳同位素值多大于 -30‰ (图6),与塔里木盆地公认的寒武系烃源的塔东2井原油碳同位素值(-28.2‰)分布在相近

的范围内^[11-12]。

总之,从生物标志化合物与碳同位素分析可以看出,顺南1井的原油与寒武系—下奥陶统烃源岩具有较好的亲缘关系。

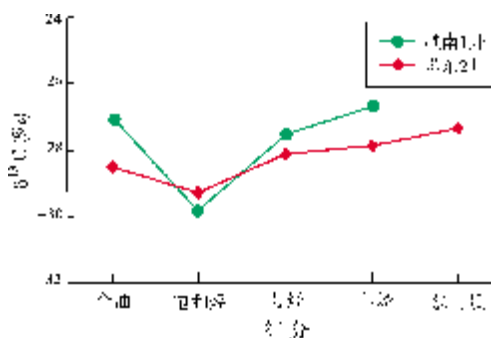


图6 古城墟隆起顺南1井与塔东2井原油族组分碳同位素曲线

3 成藏过程及主控因素

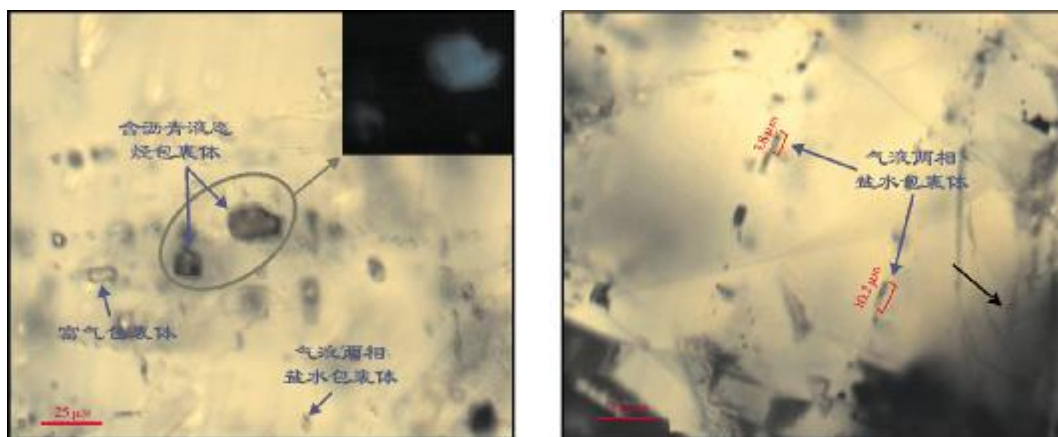
3.1 油气成藏期次

从顺南1井产油气层段一间房组—鹰山组顶部的岩心中,发现气液两相盐水包裹体、含沥青液态烃包裹体和气体包裹体(图7a和7b),主要发育在裂缝充填的亮晶方解石中。含沥青液态烃包裹体在透射光下为褐色至深褐色,沥青呈团块状或沿包裹体壁分布,在荧光下为蓝绿色,推测包裹体为裂隙充填过程中捕获。在方解石脉中共测得盐水包裹体均一温度数据19个,均一温度主要有两个区间,分别在 $122.5\sim 138.8\text{℃}$ 之间与 $146.7\sim 167.4\text{℃}$ 之间。

根据显微镜下包裹体产状及分布特征分析,包裹体捕获的可能为两期流体,在顺南1井埋藏史曲线上对应为加里东晚期—海西早期($443.7\text{ Ma}—359\text{ Ma}$)和喜马拉雅期($65.5\text{ Ma}—$ 现今)(图8)。另外古隆2井一间房组发育大量气态烃包裹体及少量气液两相盐水包裹体,对其均一温度进行了统计,其中以均一温度介于 $120\sim 140\text{℃}$ 和 $140\sim 160\text{℃}$ 流体活动规模较大,以目前地温梯度 $2.33\text{℃}/100\text{ m}$ 和古生界地温梯度 $3.2\text{℃}/100\text{ m}$ 及目前的埋深估算,天然气充注以喜马拉雅期为主。

3.2 油气充注过程

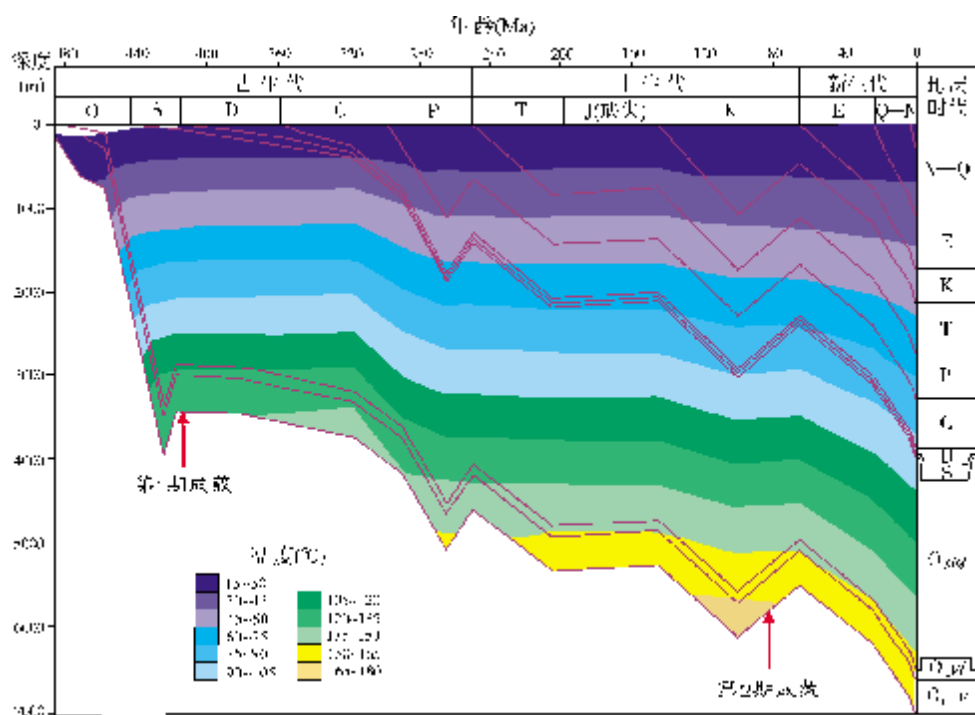
古城墟隆起是在加里东中期构造运动中形成、



(a) 方解石脉中的三类包裹体。顺南1井6532m, 中奥陶统一间房组。右上角为含沥青液态烃的荧光

(b) 方解石脉中气液两相盐水包裹体成串珠状分布。顺南1井6967m, 中一下奥陶统鹰山组

图7 古城墟隆起顺南1井包裹体特征



(2)进入喜马拉雅期以来,随着上覆地层沉积加厚与构造活动,位于寒武系—下奥陶统的烃源岩及古油藏,在高温作用下可能发生裂解,形成原油裂解气。由于古城墟隆起地温梯度较高,已钻井中奥陶系地层温度平均在165℃之上,另外古城墟隆起区已钻井中奥陶系普遍存在反射率极高的沥青($R_o > 2.8\%$),说明早期形成的古油藏至后期大量裂解,生成干气。顺南1井和古隆2井奥陶系碳酸盐岩储层流体包裹体的测试结果,也表明天然气藏主要是喜马拉雅期的产物。

3.3 成藏主控因素

(1)优质储层是控制油气富集的最关键因素

塔里木盆地奥陶系海相碳酸盐岩多年的油气勘探实践证实,奥陶系碳酸盐岩岩溶缝洞型圈闭的特点是:不受构造高低控制,储层横向不连通、垂向有封隔,形成相互独立的圈闭^[13-14]。岩溶缝洞型油气藏是受储层发育程度控制的岩性油气藏,但同一岩溶缝洞单元的构造高处对油气富集更有利。古城墟隆起完钻的3口井表明,本区油气藏为岩溶缝洞型油气藏,不受构造幅度控制,油气也均集中在储层相对较发育层段(图2),如顺南1井油气显示及出气段主要在一间房组顶部灰岩储层发育区,古隆1井油气显示及出气段主要在鹰山组内幕灰质白云岩储层发育区,古隆2井油气显示主要集中在一间房组灰岩储层发育区,可见单井油气显示总是与碳酸盐岩储层发育程度有良好的对应关系。古城墟隆起已钻井中未见水层,已钻的3口井未获高产稳产油气流,其原因除了测试工艺的不完善外,最主要的原因还是整体储层较差,导致了每口井显示但测试均为低产油气流。综上所述,优质储层是控制古城墟隆起油气富集的最关键因素。

(2)北东向走滑断裂对油气输导有重要影响

卡塔克隆起区勘探实践表明,断穿寒武系膏盐岩的断裂在奥陶系碳酸盐岩油气成藏过程中至关重要。油气“上下分层、上油下气”这一分布特征,一方面说明油气源的复杂性与充注的多期性,另一方面也说明断裂对油气垂向运聚成藏十分关键。古城墟隆起已钻的3口井均位于北东向的塔中I号断裂带附近(图1),成像测井FMI资料分析也表明有效构造开启缝的走向为NEE和NNE向,与北东向走滑断裂走向基本一致,表明主要受北

东向走滑断裂控制,断裂沟通深部油源导致3口井油气显示活跃。

4 结 论

(1)古城墟隆起顺南1井一间房组原油的物性、族组成及生物标志化合物显示,它属于低硫、低蜡、高成熟度的轻质油,表现出与寒武系—中下奥陶统烃源岩具有较好的亲缘关系。根据古城墟隆起已钻3口井的天然气物性及碳同位素判断,奥陶系天然气属于典型的干气范畴,主要来自寒武系高—过成熟烃源岩。

(2)综合顺南1井油气性质、生物标志化合物特征以及顺南1、古隆2井含烃包裹体发育特征的分析,认为古城墟隆起主要存在两期油气充注过程:第一期油气充注发生在加里东晚期—海西早期,以来自寒武系—下奥陶统烃源岩的原油为主;第二期油气充注发生在喜马拉雅期,以原油裂解形成的过成熟干气为主,气侵改造导致该区以凝析气藏和纯气藏为主。

(3)对古城墟隆起已钻井的储层类型分析表明,本区油气藏为岩溶缝洞型油气藏,不受构造幅度控制。油气显示及测试出油气层段均集中在储层相对较发育层段,并且未见水层,表明优质储层是控制油气富集的最关键因素。同时FMI资料分析表明有效构造开启缝主要受北东向断裂控制,断裂对油气垂向运聚成藏有重要影响。下一步应重点攻关古城墟隆起碳酸盐岩储层预测技术,结合断裂带进行部署,争取早日实现油气勘探大突破。

参 考 文 献

- [1] 蔡习尧,钱一雄,陈强路,等.塔里木盆地古隆1井奥陶系恰尔巴克组与一间房组的发现及意义[J].石油实验地质,2011,33(4):348-358.
- [2] 赵明,甘华军,岳勇,等.塔里木盆地古城墟隆起西端奥陶系碳酸盐岩储层特征及预测[J].中国地质,2009,36(1):93-98.
- [3] 邹元荣,郭书元,钱一雄,等.塔里木盆地古城墟隆起西部倾末端奥陶系成藏条件分析[J].中国西部油气地质,2005,1(2):144-147.
- [4] 吴光宏,黎兵,周新科,等.塔中古城墟隆起奥陶系钻探成果与勘探意义[J].新疆石油地质,2007,28(2):154-157.
- [5] 蔡习尧,张智礼,邓小杰,等.塔里木盆地古城墟隆起奥陶系油气成藏分析[J].地层学杂志,2012,36(4):733-738.
- [6] 马安来,金之均,李婧婧,等.塔中I号坡折带顺西区块顺7

- 井油气地球化学特征及来源[J]. 石油与天然气地质, 2012, 33(6): 828-834.
- [7] 马庆佑, 沙旭光, 李玉兰, 等. 塔中顺托果勒区块走滑断裂特征及控油作用[J]. 石油实验地质, 2012, 34(2): 120-124.
- [8] 黄第藩, 赵孟军, 刘宝泉, 等. 塔里木盆地东部天然气的成因类型及其成熟度判别[J]. 中国科学: D辑 地球科学, 1996, 26(4): 1016-1021.
- [9] 戴金星, 李先奇, 王佩忠. 天然气地质研究[M]. 北京: 石油工业出版社, 1992.
- [10] 王铁冠, 戴世峰, 李美俊, 等. 塔里木盆地台盆区地层有机质热史及其对区域地质演化研究的启迪 [J]. 中国科学: D辑 地球科学, 2010, 40(10): 1331-1341.
- [11] 张水昌, 王招明, 王飞宇, 等. 塔里木盆地塔东 2 油藏形成历史——原油稳定性与裂解作用实例研究[J]. 石油勘探与开发, 2004, 31(6): 25-30.
- [12] 肖中尧, 黄光辉, 卢玉红, 等. 塔里木盆地塔东 2 井原油成因分析[J]. 沉积学报, 2004, 22 (增刊): 66-72.
- [13] 韩剑发, 张海祖, 于红枫, 等. 塔中隆起海相碳酸盐岩大型凝析气田成藏特征与勘探[J]. 岩石学报, 2012, 28(3): 769-780.
- [14] 张翥, 田隆, 邢永亮, 等. 塔中地区奥陶系储层烃包裹体特征及成藏分析[J]. 岩石学报, 2011, 27(5): 1548-1555.

编辑: 赵国宪

Hydrocarbon Accumulation and Main Controlling Factors of Ordovician Reservoir in Guchengxu Uplift, Tarim Basin

Sha Xuguang, Ma Qingyou, Lü Haitao, Li Xiaoyi, Zhu Xiuxiang

Abstract: Guchengxu Uplift in which commercial oil and gas have been drilled out in Ordovician marine carbonate rocks in some wells in recent years has become one of the exploration focus areas in Tarim basin. Two series of Ordovician hydrocarbon-bearing reservoirs have been confirmed to be present in Guchengxu Uplift, one is the limestone at the top of Ordovician Yijianfang Formation and the other is the limy dolostone of internal Ordovician Yingshan Formation. The hydrocarbon is present mostly in dry-gas state with normal pressure and high temperature in Ordovician reservoirs but exceptionally, light oil with low content of sulfur and wax which is characteristic of condensate oil are drilled out in the top of Yijianfang Formation in Well SN-1. Combined with the analysis of hydrocarbon property, biomarkers and hydrocarbon inclusion characteristics, it is suggested that two periods of hydrocarbon emplacement experienced in this uplift. Emplacing oil derived from the Cambrian to lower Ordovician source rocks in the first period of emplacement that occurred during the late Caledonian to Early Hercynian movements, and emplacing over-mature dry gas were dominated in the second period of emplacement that occurred during Himalayan movement. The following gas emplacement resulted in forming pure gas or condensate gas reservoirs. Different ranks of oil/gas shows are present in the drilled wells in Guchengxu Uplift, and specially all of oil and gas yielded are with no water. It is generally considered that high-quality carbonate reservoirs are the key for hydrocarbon accumulation and the developing NE-trending faults play an important role in hydrocarbon accumulation.

Key words: Ordovician; Hydrocarbon accumulation; Oil-source correlation; Geochemical characteristics; Guchengxu Uplift; Tarim Basin

Sha Xuguang: male, Geology Engineer. Add: Exploration and Production Research Institute, SINOPEC Northwest Oilfield Branch Company, Changchun Nan Rd., Urumchi, 830011, China