

塔里木盆地顺南1井和顺南4井油气相态演化的数值模拟与预测

黄越义^{1,2,3}, 廖玉宏^{1,2}, 陈承声^{1,2}, 史树勇^{1,2}, 王云鹏^{1,2}, 彭平安^{1,2}

(1. 中国科学院广州地球化学研究所 有机地球化学国家重点实验室, 广东 广州 510640; 2. 中国科学院 深地科学卓越创新中心 广东 广州 510640; 3. 中国科学院大学, 北京 100049)

摘要:塔里木盆地顺南1井和顺南4井位置相近且地质背景相似,埋藏史、热演化史和压力史也基本相似,显示两井的原油都曾遭受过严重的热裂解,但油气相态差异显著,顺南1井为凝析气藏伴生凝析油,顺南4井为典型干气藏。顺南1井和顺南4井的油气相态演化过程以及导致这种相态差异的原因尚待解析。结合原油的黄金管封闭体系热模拟实验数据与实际地质背景资料,利用PetroMod软件和PVTsim软件完成了塔里木盆地顺南1井和顺南4井油气相态演化的数值模拟和预测,并与现今烃流体的组成和相态进行了比较。研究结果表明:顺南1井鹰山组油气藏在34 Ma由液相进入凝析气相,直到现今仍保持凝析气相,其凝析油正构烷烃摩尔浓度与碳数成非常好的线性关系,指示其未曾受气侵、蒸发分馏或多期充注等的影响;而顺南4井鹰山组油气藏在49 Ma由液相进入凝析气相,并很可能在22~10 Ma(中新世)遭受了来自寒武系烃源岩的过成熟干气的气侵作用;气侵通道应该为顺南地区发育的多条北东向断裂,气侵强度由东向西逐渐减弱,到顺南1井所在区域时已无明显气侵作用,这是顺南1井和顺南4井在组分和相态上存在明显差异的主要原因。

关键词:气侵作用;盆地模拟;PVTsim软件;油气相态;原油;油气藏;顺南地区;塔里木盆地

中图分类号:TE122.3

文献标识码:A

Numerical simulation and prediction of hydrocarbon phase evolution of wells Shunnan 1 and 4, Tarim Basin

HUANG Yueyi^{1,2,3}, LIAO Yuhong^{1,2}, CHEN Chengsheng^{1,2}, SHI Shuyong^{1,2}, WANG Yunpeng^{1,2}, PENG Ping'an^{1,2}

(1. State Key Laboratory of Organic Geochemistry, Guangzhou Institute of Geochemistry, CAS, Guangzhou, Guangdong 510640, China;
2. Center for Excellence in Deep Earth Science, CAS, Guangzhou, Guangdong 510640, China; 3. University of Chinese Academy of Sciences, Beijing 100049, China)

Abstract: The wells Shunnan 1 and 4 in the Tarim Basin are located close to each other and have similar geological backgrounds. The reservoirs therein are similar in burial history, thermal history and pressure history, with their crude oils having undergone severe thermal cracking. However, the two wells are significantly different in hydrocarbon phase: the reservoir in well Shunnan 1 is of gas condensate type, while that in the well Shunnan 4 is typical of dry gas type. The hydrocarbon phase evolution processes of the two wells and the reasons for the phase difference between the two wells are yet to disclose. In this study, the thermal simulation data from the gold tube closed system experiment of crude oils in combination with the actual geological setting information are applied to the numerical simulation and prediction of hydrocarbon phase evolution of wells Shunnan 1 and 4 in the Tarim Basin via PetroMod and PVTsim, and the simulation results are compared with the composition and phase of present hydrocarbon fluids. The results show that the hydrocarbon reservoir in the Yingshan Formation in well Shunnan 1 varied from liquid phase to gas condensate phase at 34 Ma and remains in gas condensate phase till now. The molar concentration of *n*-alkane in the gas condensates has a very good linear relationship with the carbon number, indicating that it was not affected by gas invasion, evaporative

收稿日期:2022-06-06;修订日期:2022-11-16。

第一作者简介:黄越义(1992—),男,博士研究生,有机地球化学。E-mail: huangyy@gig.ac.cn。

通讯作者简介:廖玉宏(1977—),男,研究员、博士生导师,有机地球化学。E-mail: liaoyh@gig.ac.cn。

基金项目:中国科学院A类战略性先导科技专项(XDA14010103);有机地球化学国家重点实验室自主课题(SKLOG2020-1)。

fractionation or multi-stage charging. The hydrocarbon reservoir in the Yingshan Formation in well Shunnan 4 transformed from liquid phase to gas condensate phase at 49 Ma, and probably suffered gas invasion in the Miocene (22–10 Ma) by over-mature dry gas from the Cambrian source rocks through channels of multiple NE-striking faults developed in Shunnan area. The gas invasion got weakened from east to west and disappeared in well Shunnan 1. This is the main reason for the marked difference in composition and phase between wells Shunnan 1 and 4.

Key words: gas invasion, basin modeling, PVTsim, hydrocarbon phase, crude oil, hydrocarbon reservoir, Shunnan area, Tarim Basin

引用格式:黄越义,廖玉宏,陈承声,等. 塔里木盆地顺南1井和顺南4井油气相态演化的数值模拟与预测[J]. 石油与天然气地质,2023,44(1):138–149. DOI:10.11743/ogg20230111.

HUANG Yueyi, LIAO Yuhong, CHEN Chengsheng, et al. Numerical simulation and prediction of hydrocarbon phase evolution of wells Shunnan 1 and 4, Tarim Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2023, 44(1): 138–149. DOI: 10.11743/ogg20230111.

塔里木盆地塔北地区和顺托果勒地区的油气相态类型多样,例如沥青、稠油、正常油、轻质油、凝析油和天然气等^[1-2]。这种在同一区域多种油气相态的共存为油气勘探和资源预测带来了很大困难,也使有效预测和评价油气相态类型成为当前的研究热点。

烃类的化学组成、温度和压力系统是控制油气藏相态的主要因素^[3]。通常原油的初始化学组成直接受控于烃源岩沉积环境和成熟度等。原油从烃源岩中排出后,通常会向温度和压力更低的浅层运移,当围压低于原油的饱和压力时,原油逐渐释放溶解的气体,出现气、油两相分离,之后它们可能沿着不同的路径运移到不同的储层最终形成不同油气相态类型^[4-5]。此外,油气藏形成后的多期次生蚀变作用也会影响到油气相态,例如,生物降解作用、热裂解作用、气侵分馏(气洗分馏)和硫酸盐热化学还原反应(TSR)等。其中,生物降解作用主要发生在浅层,当地层温度小于80℃时,微生物选择性消耗原油饱和烃和芳烃馏分中的低分子量组分,使得胶质和沥青等馏分相对富集,形成高密度、高黏度的稠油甚至沥青^[6-9]。与生物降解作用相反,热裂解作用使得原油中重组分不断裂解为小分子化合物,从而使得原油的密度和黏度降低,形成凝析油和天然气^[10-12]。Thompson^[13-14]曾将单一甲烷气体注入原油中,待气液平衡后排出气相,结果显示残余的液相油明显失去了轻质组分,并据此提出了蒸发分馏的概念。蒸发分馏形成的凝析油具有高含量的轻质芳烃和环烷烃的特征^[14]。Meulbroek等^[15]扩展了Thompson的概念,提出流动的气相持续或周期性地侵入相对不流动的液相时,随着侵入气体量的增加,导致液相中高逸度的组分被去除,这一过程被称为气洗(气侵)。气侵作用中流动的气相携带大量的轻质组分会在浅层形成凝析油藏或气藏^[15-19]。伴随大量气态烃的侵入,残余原油中的胶质和沥青质也可能发生沉淀。TSR通常在高温条件

下发生,与轻质油和凝析油的生成温度相近^[20-21],会降低原油的稳定性并影响轻烃的化学组成^[22],同时产生大量的硫化氢和二氧化碳等酸性气体。此外,油气开采过程中温压条件的变化也可能会导致相态的变化。例如,在高温高压的储层条件下为气态,采出到地面后烃流体的压力降低,溶解在气相中的轻质烃类反凝析形成液态烃,这种析出的液态烃称为凝析油。

由于油气在生成、运移、聚集、成藏和后期改造中,组分、温度和压力都在不断变化,使得油气的相态复杂多变,这也是油气相态模拟和预测的难点所在。通常,在给定温度和压力条件下,油气流体的相态可以通过相包络线来描述。包络线外为未饱和的单一相(液相或气相),而包络线内为饱和的气-液两相^[3, 23-24]。目前,对于油气相态的模拟和预测主要通过封闭体系/开放体系热解实验模拟原油/烃源岩热解过程中的组成变化,并结合盆地模拟开展预测^[25-26]。Di Primio等^[23]通过PVT数据分析不同成熟度下和二次运移过程中油气相态的演化。Di Primio和Horsfield^[25]通过开放体系和封闭体系热解实验,结合现代盆地建模软件模拟了生烃过程中的油气成分以及运移过程中流体的相行为,并开发了能够预测不同有机相类型的油气相行为的相态动力学模型。在此基础上,前人开展了大量的油气组分模拟和油气物理性质以及相行为的数值模拟和预测^[27-33]。Chen等^[34]根据油气流体包络线并结合实际温度和压力演化史重建了中深1井和中深5井的油气相态演化史及其密度和黏度等物性的演化史。

塔里木盆地顺南1井和顺南4井位置相近且地质背景相似,但油气相态差异显著,顺南1井为凝析气藏伴生凝析油,顺南4井为典型干气藏。然而,目前对导致这种相态差异的原因以及顺南1井和顺南4井的油气相态演化过程还认识不清。本研究通过原油的黄金管封闭体系热模拟实验模拟原油裂解过程中原油化学

组成的变化,利用PVTsim软件模拟不同成熟度下油气流体全组分的相包络线,并以顺南地区的顺南1井和顺南4井两口典型井为例,结合一维盆地模拟获得不同时期内油气藏的温-压条件,开展了油气相态演化的数值模拟及预测,并讨论了不同时期内油气相态的动态变化。

1 地质背景

顺南地区位于顺托果勒隆起南部,紧邻满加尔坳陷、古城墟隆起和卡塔克隆起(图1a)。顺托果勒隆起的形成与演化受塔里木盆地多期构造演化所控制。早寒武世,由于塔里木板块周缘快速拉张裂陷,海平面快速上升,顺托果勒地区沉积了玉尔吐斯组斜坡-陆棚相硅质泥页岩^[35],形成了该地区的主力烃源岩;之后发育了下寒武统一奥陶统蓬莱坝组以白云岩为主的碳酸盐岩,以及中-下奥陶统鹰山组、中奥陶统一间房组以石灰岩为主的碳酸盐岩。这套巨厚的碳酸盐岩中包含了类型多样的储集空间(溶蚀孔洞和各类裂缝),构成了该区多套储层。目前鹰山组 and 一间房组为顺南

地区主要的目的层位。晚奥陶世沉积了巨厚的混积陆棚相桑塔木组泥岩,形成了区域性盖层。东部的满加尔坳陷发育寒武系和中-下奥陶统斜坡-盆地相烃源岩,为顺南地区提供了大规模侧向油气源。此外,顺托果勒隆起发育的多期北东向走滑断裂(图1b),具有控储、控藏和控富的特征^[36-40]。

顺南地区奥陶系油气藏为碳酸盐岩岩溶缝洞型油气藏,受不同地区烃源岩热演化程度、含油气系统以及缝洞型储层非均质性控制。奥陶系油气藏类型多样,由东向西依次为:干气藏、凝析气藏、挥发性油藏和轻质油藏^[35]。其中,顺南1井和顺南4井的油气相态存在明显差异,分别为凝析气藏和干气藏。

2 样品和实验方法

2.1 样品

由于顺南地区油气藏现今成熟度较高,基本都为气藏,很难找到合适的原油样品,因此选用同为海相的准噶尔盆地西北部红山嘴油田红153井的原油用于黄金管

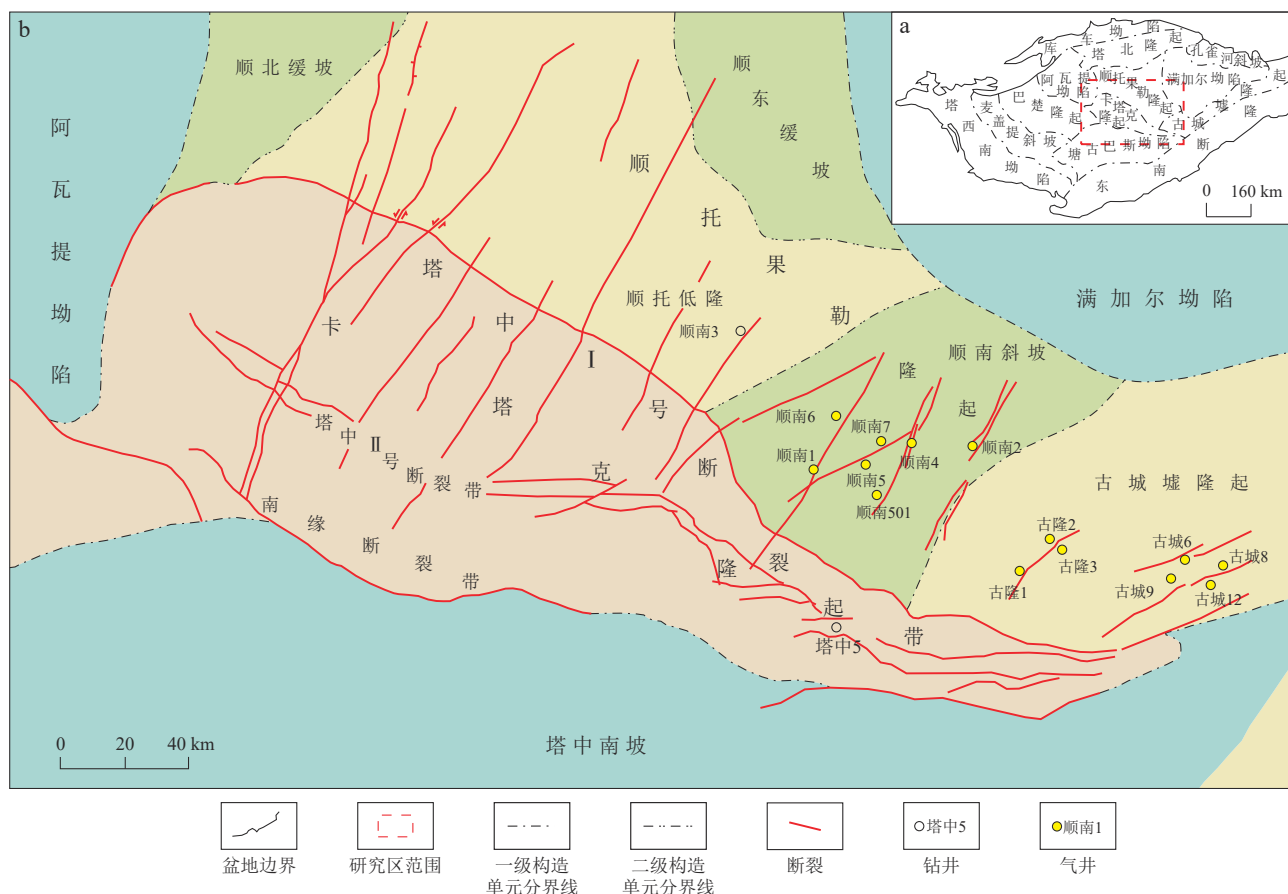


图1 塔里木盆地构造单元(a)和顺托果勒隆起构造位置及气井分布(b)^[35]

Fig. 1 Map showing the tectonic units (a) and structural location of the Shuntuoguole uplift and gas wells (b), Tarim Basin^[35]

封闭体系热模拟实验。原油样品密度为 0.8329 g/cm^3 , $50\text{ }^\circ\text{C}$ 黏度为 $5.58\text{ mPa}\cdot\text{s}$,其饱和烃组分含量为 81.2% ,芳烃组分含量为 7.7% ,极性组分(胶质和沥青质)含量为 11.1% ,为未遭受生物降解的正常原油。该原油样品对模拟原油热解过程中的组成变化具有代表性。此外,还收集了顺南1井的凝析油并进行了全油色谱分析。顺南1井凝析油为低黏度、低含硫和低含蜡的凝析油^[35]。马安来等^[41]和顾忆等^[42]对顺南1井凝析油的基本信息有详细描述。

2.2 实验方法

2.2.1 黄金管封闭体系热模拟实验与热解产物定量分析

预先焊封黄金管一端,将适量原油样品($10\sim 90\text{ mg}$)装入黄金管中,通入氩气 15 min 以排除黄金管中的空气,然后焊封黄金管的另一端,并检验黄金管的密封性。将黄金管分别放入12个高压釜中,每个高压釜中放入两根黄金管作为平行样,一根用于测试气态产物,另一根用于收集轻烃等液态烃并定量,再将高压釜放入同一个烘箱中加热。高压釜中压力维持在 50 MPa 。烘箱升温程序为:以 $20\text{ }^\circ\text{C/h}$ 升温速率从室温加热至 $600\text{ }^\circ\text{C}$,并在 $330\text{ }^\circ\text{C}$ 到 $600\text{ }^\circ\text{C}$ 设置12个取样温度点,每个取样温度点间隔 $24\text{ }^\circ\text{C}$ 。在到达设定的取样温度点后,立即取出高压釜并用冷水淬火。从高压釜中取出黄金管并洗净。热模拟实验过程中温度误差小于 $1\text{ }^\circ\text{C}$,压力误差小于 2 MPa 。采用黄越义等^[43]对热解产物的分析方法,热解后通过气相色谱在线检测黄金管中的气体产物,并用外标法定量。此外,由于轻烃易挥发,在实验收集过程中容易损失,且这种损失会导致相态的模拟出现偏差^[43],因而本文采用黄越义等^[43]的液氮直接冷冻的方法,在冷冻后打开另一根黄金管并加入冷的正戊烷,然后用气相色谱结合内标来定量分析液态产物。目的是尽可能减少轻烃的蒸发损失,进而获得更准确的相态模拟。

2.2.2 全油的GC-MS分析

顺南1井凝析油全油的GC-MS分析采用Thermo Scientific Trace GC Ultra气相色谱仪和Thermo Scientific Trace DSQ II质谱联用系统,色谱柱为DB-5型毛细管色谱柱(长 30 m ,内径 0.25 mm ,涂层厚度 $0.25\text{ }\mu\text{m}$)。全油色谱的升温程序为:初始温度 $35\text{ }^\circ\text{C}$ 保持 10 min ,然后以 $4\text{ }^\circ\text{C/min}$ 升至 $290\text{ }^\circ\text{C}$ 并保持 20 min 。载气为氦气,流速为 1.2 mL/min 。质谱条件:离子源温

度为 $260\text{ }^\circ\text{C}$,采用电子冲击电离(EI)模式,电子束能量为 70 eV 。质量扫描范围 $m/z\ 50\sim 650$,扫描周期为 100 ms 。

2.2.3 盆地模拟和PVTsim相态模拟

根据地层沉积时间、地层岩性、地层厚度、剥蚀时间及厚度、古水深和古热流等条件并结合实际的地质构造背景建立单井的埋藏史、热演化史和压力史模型^[34]。此外通过与实测的地层镜质体反射率值对比来校正模型。顺南1井和顺南4井盆地模拟的基础数据参数来自前人的研究^[41, 44-50]。刘雨晨^[48]认为顺南地区奥陶纪—现今的大地热流值基本在 $40\sim 60\text{ mW/m}^2$ 。此外,平面上顺托果勒地区大地热流值具有自西北向东南升高的趋势,顺南—古城墟地区的热流值高于顺北地区^[48, 51]。

采用黄越义等^[43]和Chen等^[34]对油气相态模拟的方法,根据原油的黄金管封闭体系热模拟实验中不同成熟度下气态和液态产物的定量数据,将烃类化合物划分为单一碳数组^[23],进行归一化处理,获得各碳数组的质量百分比,并输入到PVTsim相态模拟软件中,选取Peng-Robing(PR)状态方程,模拟出不同成熟度下油气的相包络线。

3 结果与讨论

3.1 热裂解过程中原油组成的变化

图2展示了原油在不同热演化阶段的液态产物的气相色谱图。在原油热裂解过程中,高分子烃类不断转化为低分子烃类和焦沥青^[10]。在 $\text{EasyR}_0 \leq 1.1\%$ 时,液态残留物中以烷烃为主,原油裂解程度较低。当 $\text{EasyR}_0 = 1.4\%$ 时,高分子烃类的丰度显著降低,主峰碳数不断向低碳数偏移, $\text{C}_6\text{—C}_{13}$ 轻烃组分逐渐增加。 $\text{EasyR}_0 = 1.7\%$ 时,液态产物以 $\text{C}_6\text{—C}_{13}$ 轻烃为主,长链烷烃基本消失。当 $\text{EasyR}_0 > 2.0\%$ 时,轻烃大量裂解为更稳定的苯、甲苯以及气态烃。随热演化程度进一步加深,原油热裂解的最终产物为甲烷和焦沥青。随着成熟度的升高, C_{14+} 组分产率不断降低, $\text{C}_6\text{—C}_{13}$ 轻烃和 $\text{C}_2\text{—C}_5$ 气态烃产率先升高后降低,甲烷气体产率逐渐升高(图3)。轻烃是原油裂解成气的重要中间产物^[52]。轻烃由 C_{14+} 组分裂解形成,并在更高的热演化阶段裂解形成碳数更低的 $\text{C}_2\text{—C}_5$ ^[10, 52]。众所周知,烃类的化学组成、系统的温度和压力是控制油气藏相态的主要因素^[3]。其中,烃类的化学组成是控制油气相态的内在

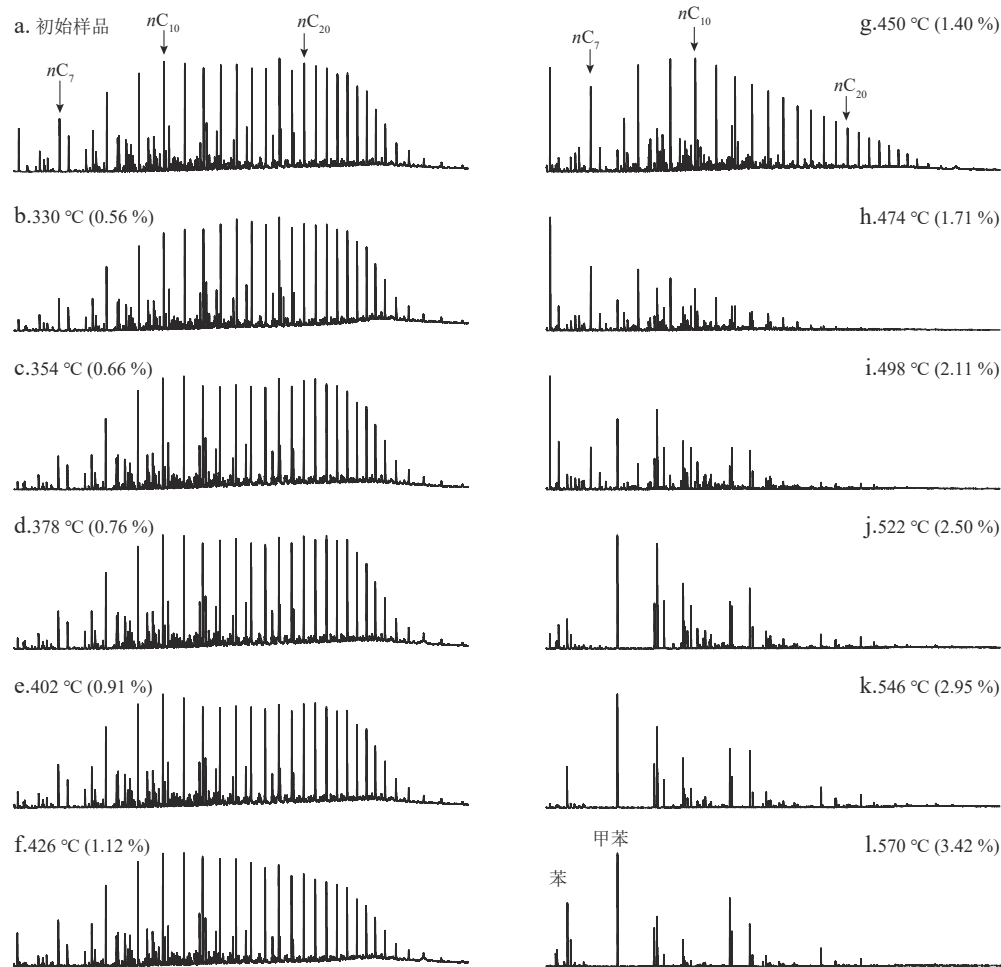


图2 准噶尔盆地红山嘴油田红153井原油在不同热解温度下热裂解液态产物的气相色谱

Fig. 2 Gas chromatograms of liquid products from crude oil cracking at various pyrolysis temperatures from well Hongg 153 in Hongshanzui oilfield, Junggar Basin
(分图名括号内为热解温度所对应的EasyRo值。)

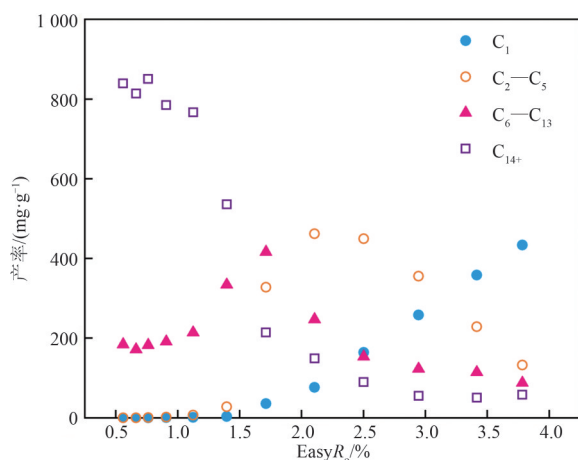


图3 准噶尔盆地红山嘴油田红153井原油在不同成熟度下热解产物的产率

Fig. 3 Yields of crude oil pyrolytic products at various maturities from well Hongg 153 in Hongshanzui oilfield, Junggar Basin

因素,包括气体组分、轻烃组分(C_6-C_{13})和长链重组分(C_{14+})。原油热裂解过程中这些组分的变化会反映在油气相态特征上。下文将根据原油热模拟实验流体产物的定量数据模拟原油裂解过程中的相包络线。

3.2 顺南1井和顺南4井油气地球化学特征与来源

顺南1井凝析油的全油色谱呈现单峰型,主峰碳为 nC_{12} ,轻烃组分含量高,其中富含轻芳烃和稠环芳烃^[42]。顺南1井凝析油的全油碳同位素值($\delta^{13}C$)为 -26.7% ^[41]。原油的单体碳同位素也明显偏重, $\delta^{13}C$ 基本都高于 -30% ^[42]。这表明原油经历过明显的热裂解作用。原油的生标组合特征与塔河奥陶系原油相关性好,揭示其主要来自寒武系烃源岩^[42]。此外,顺南1井原油中检测出高含量的硫代三金刚烷、高聚硫代金刚烷以及高聚金刚烷硫醇,表明原油经历了中等程度的

热化学硫酸盐还原反应^[41]。因而顺南1井原油可能遭受了热裂解和TSR的叠加作用。根据李剑等^[53]新建立的判识干酪根裂解气和原油裂解气图版,顺南和古城等地区天然气属于原油裂解气(图4),其中天然气的组成数据来自王铁冠等^[44]。顺南4井的天然气中未检测到丙烷,因而未标出。Zhou等^[54]也认为顺南地区的天然气为原油裂解气。王铁冠等^[44]根据 C_1 — C_5 的稳定碳同位素组成分布特征,认为顺南地区天然气属于典型寒武系过成熟干气。云露等^[55]认为顺南地区的天然气与塔河油田东部TS1井寒武系天然气相关性较好。

3.3 顺南1井和顺南4井地层埋藏史、热演化史和压力史重建

基于顺南1井和顺南4井的地层厚度、岩性、沉积时间、剥蚀量、剥蚀时间和古热流等基础数据并结合顺南地区的构造演化特征,利用PetroMod 2016软件建立了顺南1井和顺南4井的单井埋藏史、热演化史和压力史模型。通过地层的实测温度和镜质体反射率校准建立的模型,力求使模拟计算的地层温度和Easy R_o 同实测的地层温度和镜质体反射率分别拟合,以此检验重建的单井埋藏史和热演化史的可靠性。顺南1井实测镜质体反射率采用庄新兵等^[45]的数据,顺南4井实测镜质体反射率采用王铁冠等^[44]的数据。

顺南1井和顺南4井的埋藏史、热演化史和压力史相似(图5)。由于构造位置相近,顺南1井揭露的地层序与顺南4井也相似,仅在地层厚度和构造剥蚀量上略有差异(图5a₁, a₂)。自奥陶纪以来,顺南地区主要经历了加里东中期、海西早期、海西晚期以及印支期构造运动的改造。晚奥陶世,随着良里塔格组的快速沉积,

地层埋深快速增加,地层温度也迅速升高到140 °C(图5a₁, a₂), Easy R_o 甚至达到了1.0%左右(图5b₁, b₂), 地层压力接近40 MPa(图5c₁, c₂)。之后加里东构造运动导致顺南地区地层遭受抬升剥蚀,顺南1井残余2 380 m的桑塔木组,顺南4井残余2 530 m的桑塔木组,地层温度和压力轻微降低。石炭纪后,构造活动相对稳定,随着地层埋深逐渐加大,地层温度和压力逐渐升高,成熟度也逐渐升高(图5b₁, b₂)。顺南1井鹰山组现今温度约为180 °C, Easy R_o 达到了2.1%左右;顺南4井鹰山组现今温度约190 °C, Easy R_o 也达到了2.1%左右。地层的温度和压力史与热流演化、岩性、埋藏史(抬升剥蚀和沉降等)等密切相关,因此,不同时期的地层温度和压力处于动态变化之中(图5c₁, c₂)。

3.4 顺南1井和顺南4井奥陶系油气相态演化的模拟和预测

在给定油气藏的温度和压力条件下,通常可根据油气流体的相包络线,判识油气流体的赋存相态^[3, 23-24],例如,液相、气相、气-液两相和凝析气相等。因而将不同时期的温-压条件叠合到油气流体的相包络线图中可以揭示油气流体相态的演化史^[34]。本文根据原油热模拟实验中热解产物各组分的定量数据,将烃类化合物划分为单一碳数组并进行质量归一化,获得各碳数组分的质量百分数,利用PVTsim软件模拟出不同成熟度下的油气相包络线(图6)。随着热演化程度的升高,油气流体的气油比逐渐增大,油气的露点温度逐渐降低而泡点压力(饱和压力)逐渐升高(图6),这与前人的研究相吻合^[23]。在原油热裂解过程中,原油的组分逐渐变轻导致原油的平均相对分子量和密度等特征发生规律性的变化,进而影响原油热演化形成的流体相态特征。随着热演化程度的升高,热稳定性低的长链烃类不断裂解成热稳定性高的短链烃类,并最终以气态烃为主^[10]。与此同时,烃流体类型由正常原油逐渐变为轻质油,凝析油,湿气,甚至干气。Easy R_o 在0.5%~1.4%阶段,高碳数组分的含量高,所以均表现出较高的露点温度,而此时气体产率还相对较小,泡点压力不高(<5 MPa)。Easy R_o 在1.4%~2.5%阶段,原油中的高碳数组分大部分裂解成小分子烃类和固体沥青,露点温度降低,而气态烃的大量生成,导致了高的泡点压力(15 MPa左右)。

将原油热解过程中的相包络线与顺南1井和顺南4井中-下奥陶统鹰山组的温度和压力史相结合(图6),可以揭示从奥陶纪至今原油在鹰山组储层中的油气赋存相态演化过程。庄新兵等^[45]认为顺南地

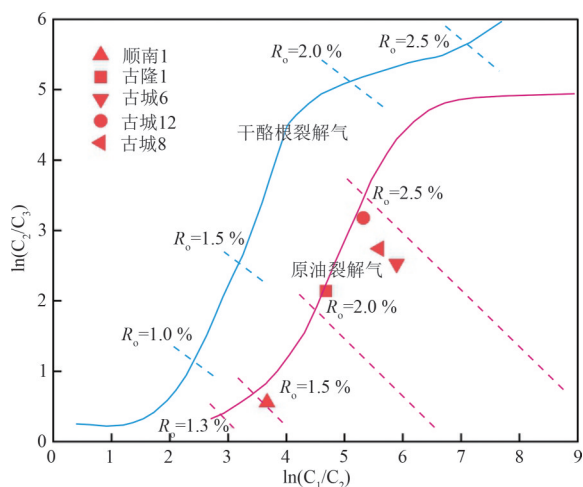


图4 顺南地区天然气 $\ln(C_1/C_2)$ 和 $\ln(C_2/C_3)$ 关系

Fig. 4 Plot of $\ln(C_1/C_2)$ vs. $\ln(C_2/C_3)$ of natural gases in Shunnan area

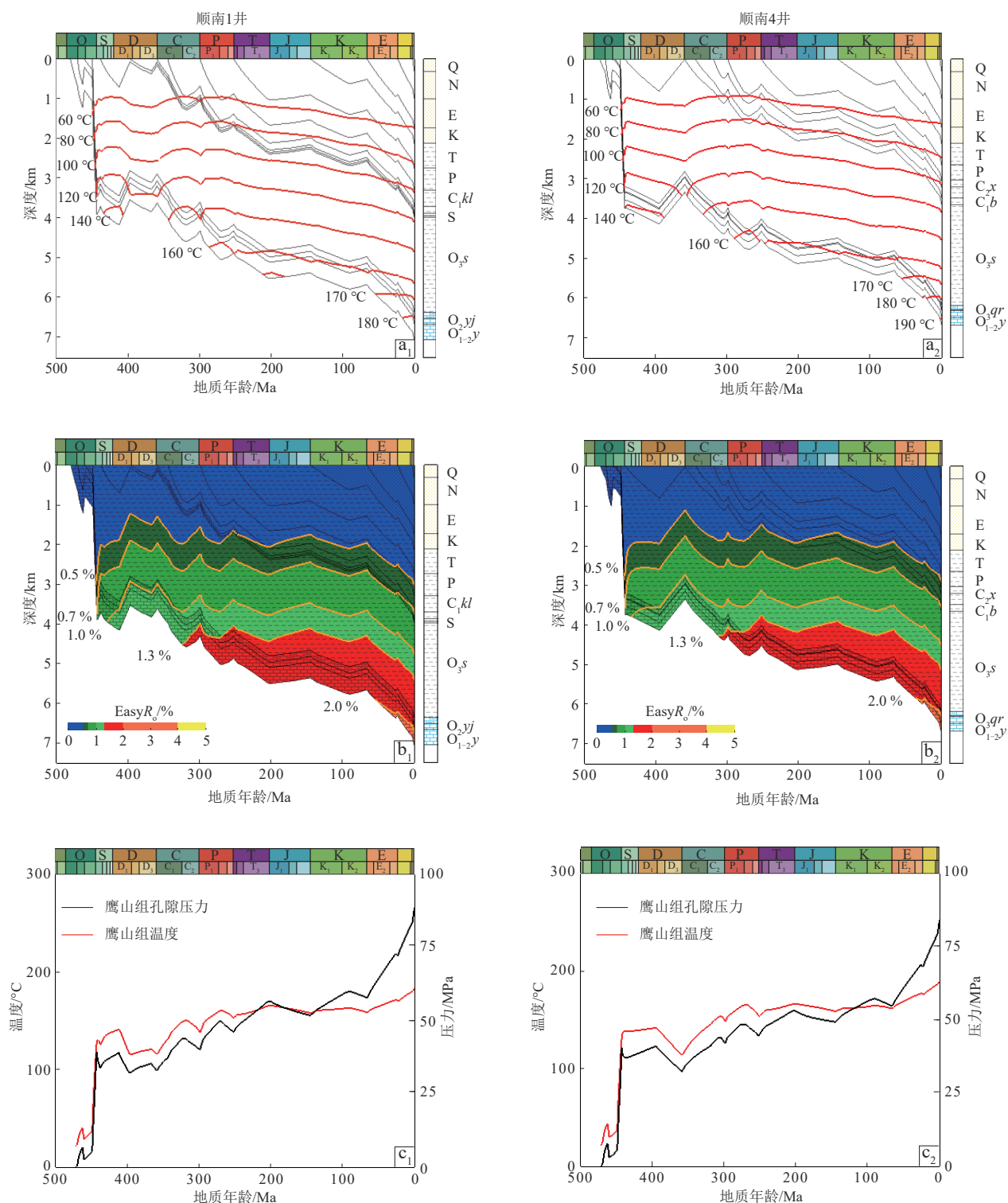


图5 盆地模拟重建的顺南1井和顺南4井地层的埋藏史、热演化史和温度-压力史

Fig. 5 Stratigraphic burial history, thermal history, and temperature-pressure history in wells Shunnan 1 and 4 reconstructed by basin modeling

a_1, a_2 . 埋藏史; b_1, b_2 . 热演化史; c_1, c_2 . 温度-压力史

O_{1-2y} . 中-下奥陶统鹰山组; O_{2y} . 中奥陶统一间房组; O_{3gr} . 上奥陶统恰尔巴克组; O_{3s} . 上奥陶统桑塔木组; C_1b . 下石炭统巴楚组;

C_1kl . 下石炭统卡拉沙依组; C_2x . 上石炭统小海子组

区有效储层形成时间约为海西中晚期,并推测顺南地区原油在海西中晚期聚集成藏,经历高温热蚀变,原油

组分碳同位素变重,另在喜马拉雅期受到过成熟干气充注。鲁子野等^[56]根据顺南地区油气包裹体均一温

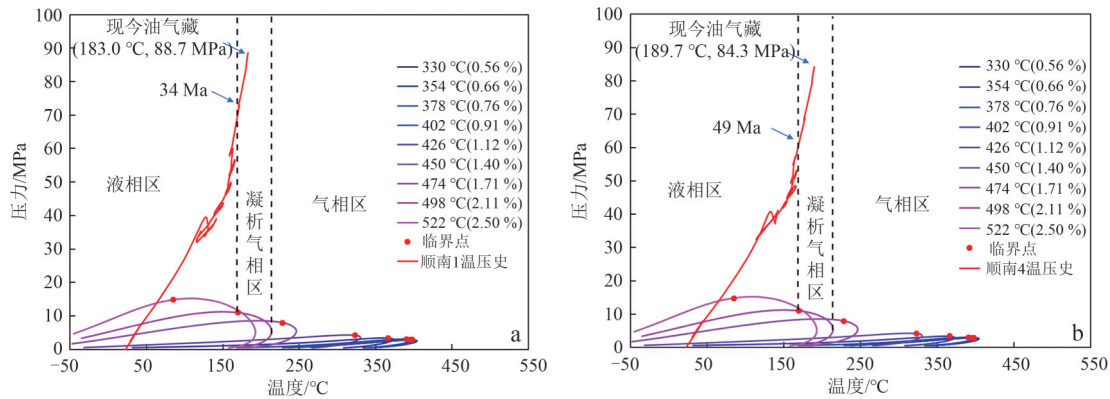


图6 根据热模拟实验推测的顺南1井(a)和顺南4井(b)中-下奥陶统鹰山组油气流体相态演化

Fig. 6 The hydrocarbon phase evolution in the Middle-Lower Ordovician Yingshan Formation in wells Shunnan 1 (a) and 4 (b) inferred from thermal simulation experiments

(图例括号中数字为热解温度所对应的Easy R_o 值。)

度也得出相似结论,推测顺南地区共有两期油气充注,第一期发生在晚海西期一印支期,第二期发生在喜马拉雅期并以天然气充注为主。根据这些研究结果,顺南地区原油最早聚集成藏的时间为早海西期(大约409 Ma)。由于现今顺南1井和顺南4井的成熟度(R_o)约为2.1%,因此选取热模拟实验中Easy R_o 为2.1%时油气流体的相包络线。从数值模拟结果可以看出,顺南1井和顺南4井的温-压曲线分别在34 Ma和49 Ma穿过凝析气相和液相的边界线(图6)。这说明顺南1井鹰山组中的油气在34 Ma时由液相进入到凝析气相,而顺南4井鹰山组中的油气在49 Ma时由液相进入到凝析气相,两者进入凝析气相的时间存在较为明显的差异。由于从409 Ma(早海西期)至34 Ma,油藏所处的压力始终远大于相应成熟度下相包络线的泡点压力(饱和压力),因而顺南1井鹰山组原油从聚集成藏开始到34 Ma期间一直保持液相。中-晚奥陶世期间顺南1井鹰山组快速沉降,地层压力迅速接近40 MPa

(图5),远大于此时油气相包络线的泡点压力(<5 MPa);中-晚奥陶世之后随埋深增加地层压力还在缓慢升高,因而油藏得以长时间保持液相。相似地,从409 Ma(海西期)至49 Ma期间,顺南4井鹰山组原油也一直保持液相。此外,根据温-压史和相包络线图的叠加判断顺南1井鹰山组中的油气现今仍处在凝析气相区,与实际的凝析气藏相符。然而根据温-压史和相图的叠加判断顺南4井现今应为凝析气藏,但实际为干气藏,推测可能后期遭受了过成熟干气的侵入。

顺南1井原油中检测出了高含量的金刚烷^[41, 57]、轻芳烃及稠环芳烃,原油单体碳同位素明显偏重^[42],而且储层中存在高反射沥青^[45, 48]和高温盐水包裹体^[45, 56],这些均说明顺南1井原油遭受过严重的热裂解。此外,顺南1井原油正构烷烃摩尔浓度与碳数分布呈现非常好的线性关系(图7a),指示其未受气侵、蒸发分馏或多期充注等的影响^[17, 42, 58]。顺南1井产生的天然气表现出原油裂解气的特征。因而,顺南1井

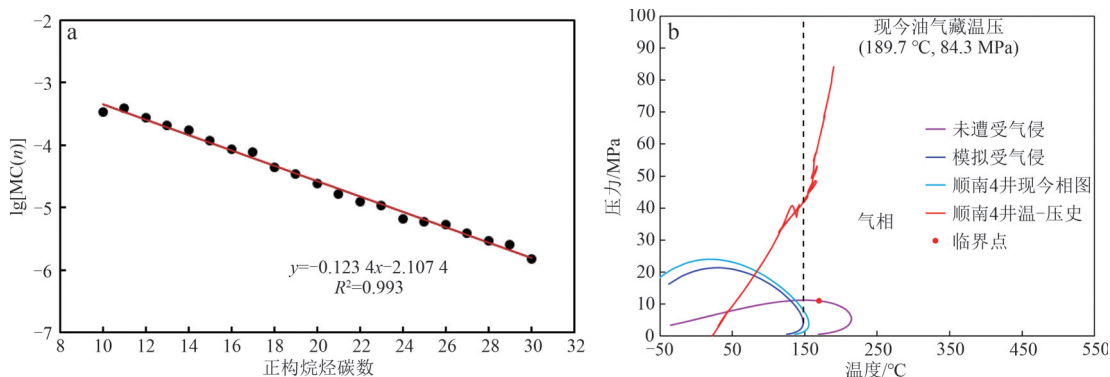


图7 顺南地区气侵作用及其对流体相态的影响

Fig. 7 Gas invasion and its effect on hydrocarbon phase in Shunnan area

a. 顺南1井凝析油中正构烷烃摩尔浓度与碳数的关系揭示其未受气侵影响,MC(n)为正构烷烃质量摩尔浓度;b. 考虑气侵作用时顺南4井油气流体相包络线演化

现今的凝析气相可能与其强烈的热蚀变有关。原油遭受强烈的热蚀变而生成的大量气态烃在现今的温压条件下呈现凝析气相。相似地,顺南4井原油也曾遭受了强烈的热蚀变。除了埋深加大引起的热成熟度升高外,顺南4井中发现热液成因的硅质岩^[59],表明局部热液流体活动导致的热作用也会促进原油的裂解。此外,热液活动还改善了储层条件^[60-61],为气藏提供了良好储集空间。顺南地区干气藏的形成可能与喜马拉雅期遭受了过成熟干气的气侵作用相关^[35, 45, 55]。针对顺南4井可能遭受气侵的推测,本文利用PVTsim软件模拟了顺南4井遭受气侵的情况(图7b)。对成熟度为2.1%时的油气流体组分(未遭受气侵)中注入甲烷气体,并对其余组分进行归一化。当注入的甲烷占85%质量百分比时,通过PVTsim模拟出的相包络线(遭受气侵)与顺南4井实际的相包络线基本相似,因此可以推测顺南4井油气藏在49 Ma之后遭受过气侵作用,并且气侵流体应以甲烷气体为主。此外,王铁冠等^[44]根据顺南4井流体包裹体均一化温度推测顺南4井在22~10 Ma(中新世)遭受过来自寒武系烃源岩过成熟干气的充注。顺托果勒—古城地区发育多期北东向走滑断裂和裂缝,为天然气的充注提供了良好的通道^[38-40, 62]。因此,推测顺南4井油气藏在49 Ma进入凝析气相后在22~10 Ma(中新世)遭受了来自寒武系烃源岩的过成熟干气的气侵作用,气侵通道可能为顺南地区发育的多条北东向断裂,气侵强度由东向西逐渐减弱,到顺南1井时已无明显气侵作用。

顺南—古城地区的天然气组成和碳同位素组成等地球化学资料显示该区气藏曾经遭受过气侵作用的影响。当高成熟度的干气侵入油气藏时,通常会导致天然气中的甲烷碳同位素偏重,与此同时气油比和干燥系数升高^[63]。图8a显示从古城到顺南(由东向西),随着气藏中甲烷碳同位素逐渐偏轻,气体的干燥系数也

逐渐降低,表明气侵强度由东往西逐渐减弱。通常有机成因烷烃气为正碳同位素系列,即天然气中各组分的碳同位素值随碳数逐渐升高($\delta^{13}\text{C}_1 < \delta^{13}\text{C}_2 < \delta^{13}\text{C}_3$)。若遭受高成熟度干气(甲烷碳同位素偏重)的侵入,乙烷和甲烷的碳同位素差值($\delta^{13}\text{C}_2 - \delta^{13}\text{C}_1$)降低,甚至发生甲烷和乙烷碳同位素的倒转。据此朱光有等^[63]提出以碳同位素分异参数($\Delta\delta^{13}\text{C}_{2-1} = \delta^{13}\text{C}_2 - \delta^{13}\text{C}_1$)来判定气侵的强度。 $\Delta\delta^{13}\text{C}_{2-1}$ 越高,代表气侵强度越弱。图8b显示 $\Delta\delta^{13}\text{C}_{2-1}$ 值由东往西逐渐升高,表明气侵强度逐渐减弱。其中古城地区的 $\Delta\delta^{13}\text{C}_{2-1}$ 值偏低,甚至为负(甲烷和乙烷碳同位素倒转)表明遭受了较强的气侵作用,而顺南1井的 $\Delta\delta^{13}\text{C}_{2-1}$ 值较高,表明无明显气侵作用(或气侵作用较弱)。顺南4井处在两者的过渡带。此外,李慧莉^[64]等发现顺南—古城地区的构造缝方解石脉中富含烃类包裹体(例如古隆2、古隆3和顺南1井岩心中均有发现),他们认为该区北东向的走滑断裂带是油气运移和聚集的重要通道。焦方正^[65]认为顺托果勒地区的北东向断裂在加里东晚期—海西期为主要活动期,燕山期—喜马拉雅期为再活动期。这也表明北东向断裂可作为顺南—古城地区的气侵通道。总的来说,顺南—古城地区构造缝方解石脉中的富烃类包裹体以及该区天然气组成和碳同位素分异进一步证实了该区曾遭受过气侵作用,其中古城遭受的气侵强度明显强于顺南,由东往西有逐渐减弱的趋势。

本文将原油的黄金管封闭体系热模拟实验数据与PetroMod软件和PVTsim软件相结合,模拟了塔里木盆地顺南1井和顺南4井从早奥陶世至今的油气相态演化过程。其油气勘探意义在于:①通过模拟不同时期内油气藏相态的演化过程,为多种油气相态并存的复杂地区的油气勘探提供一些启示;②为顺南—古城地区干气藏可能受气侵作用影响的认识提供了一些证据。

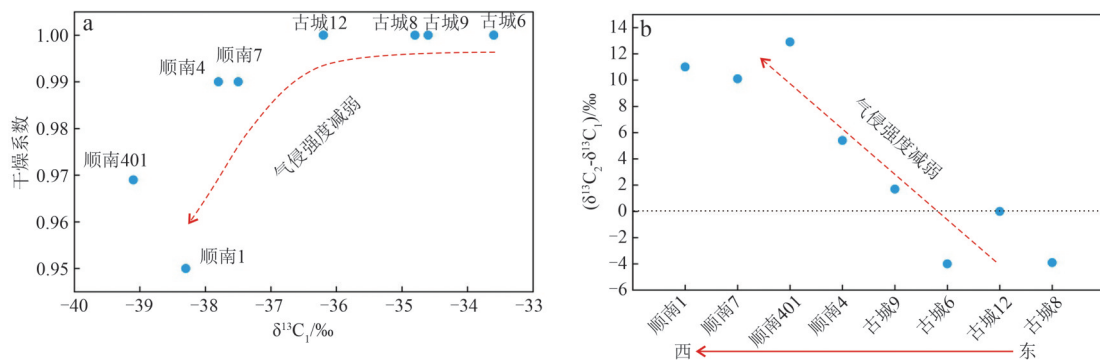


图8 顺南—古城地区天然气组成(a)和碳同位素分异(b)指示气侵方向和强弱^[44, 54]

Fig. 8 Gas compositions (a) and carbon isotope differentiation (b) indicating the direction and intensity of gas invasion in the Shunnan—Gucheng area^[44, 54]

4 结论

1) 从早奥陶世至今,顺南1井和顺南4井的埋藏史、热演化史和压力史相似,顺南1井和顺南4井奥陶系鹰山组现今的成熟度均较高,Easy R_o 达到了2.1%左右;顺南1井为凝析气藏,天然气较湿,属于原油裂解气,其正构烷烃摩尔浓度分布呈非常好的线性关系,指示其未受气侵、蒸发分馏或多期充注等后生改造作用;顺南4井为典型干气藏,属于典型寒武系过成熟干气。

2) 根据重建的顺南1井和顺南4井油气相态演化史,顺南1井原油从409 Ma(海西期)至34 Ma期间一直保持液相,并在34 Ma左右进入凝析气相,直到现今仍保持凝析气相,这与其受到强烈的热裂解作用有关;顺南4井原油从409 Ma(海西期)至49 Ma期间一直保持液相,并在49 Ma左右进入凝析气相,在22~10 Ma(中新世)遭受了过成熟干气的气侵作用,气侵通道可能为顺南地区发育的多条北东向断裂,气侵强度由东向西逐渐减弱,到顺南1井时已无明显气侵作用。

参 考 文 献

- [1] 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.
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.
- [2] 陈绪云,朱秀香,曹自成,等. 顺托果勒地区及周缘奥陶系油气藏分布特征与成因浅析[J]. 新疆地质, 2017, 35(1): 74-78.
CHEN Xuyun, ZHU Xiuxiang, CAO Zicheng, et al. Distribution characteristics and origin of Ordovician oil and gas reservoirs in Shuntuoguole region and its periphery [J]. Xinjiang Geology, 2017, 35(1): 74-78.
- [3] DANESH A. PVT and phase behaviour of petroleum reservoir fluids[M]. Amsterdam: Elsevier, 1998.
- [4] VAN GRAAS G W, ELIN GILJE A, ISOM T P, et al. The effects of phase fractionation on the composition of oils, condensates and gases[J]. Organic Geochemistry, 2000, 31(12): 1419-1439.
- [5] DI PRIMIO R. Unraveling secondary migration effects through the regional evaluation of PVT data: A case study from Quadrant 25, NOCS[J]. Organic Geochemistry, 2002, 33(6): 643-653.
- [6] CONNAN J. Biodegradation of crude oils in reservoirs [M]// BROOKS J, WELTE D, ed. Advances in Petroleum Geochemistry. London: Academic Press, 1984: 299-335.
- [7] LARTER S, HUANG Haiping, ADAMS J, et al. The controls on the composition of biodegraded oils in the deep subsurface: Part II-Geological controls on subsurface biodegradation fluxes and constraints on reservoir-fluid property prediction: Part I of this study was published in Organic Chemistry in 2003 (Larter et al., 2003)[J]. AAPG Bulletin, 2006, 90(6): 921-938.
- [8] PETERS K E, WALTERS C C, MOLDOWAN J M. The biomarker guide[M]. Cambridge: Cambridge University Press, 2004.
- [9] LARTER S, WILHELMS A, HEAD I, et al. The controls on the composition of biodegraded oils in the deep subsurface—part 1: Biodegradation rates in petroleum reservoirs[J]. Organic Geochemistry, 2003, 34(4): 601-613.
- [10] HILL R J, TANG Yongchun, KAPLAN I R. Insights into oil cracking based on laboratory experiments [J]. Organic Geochemistry, 2003, 34(12): 1651-1672.
- [11] WAPLES D W. The kinetics of in-reservoir oil destruction and gas formation: Constraints from experimental and empirical data, and from thermodynamics[J]. Organic Geochemistry, 2000, 31(6): 553-575.
- [12] TIAN Hui, XIAO Xianming, WILKINS R W T, et al. An experimental comparison of gas generation from three oil fractions: Implications for the chemical and stable carbon isotopic signatures of oil cracking gas[J]. Organic Geochemistry, 2012, 46: 96-112.
- [13] THOMPSON K F M. Fractionated aromatic petroleums and the generation of gas-condensates [J]. Organic Geochemistry, 1987, 11(6): 573-590.
- [14] THOMPSON K F M. Gas-condensate migration and oil fractionation in deltaic systems [J]. Marine and Petroleum Geology, 1988, 5(3): 237-246.
- [15] MEULBROEK P, CATHLES L III, WHELAN J. Phase fractionation at South Eugene Island Block 330 [J]. Organic Geochemistry, 1998, 29(1/3): 223-239.
- [16] LOSH S. Oil migration in a major growth fault; structural analysis of the Pathfinder core, South Eugene Island Block 330, offshore Louisiana[J]. AAPG Bulletin, 1998, 82(9): 1694-1710.
- [17] LOSH S, CATHLES L, MEULBROEK P. Gas washing of oil along a regional transect, offshore Louisiana [J]. Organic Geochemistry, 2002, 33(6): 655-663.
- [18] SU Ao, CHEN Honghan, ZHAO Jianxin, et al. Natural gas washing induces condensate formation from coal measures in the Pinghu Slope Belt of the Xihu Depression, East China Sea Basin: Insights from fluid inclusion, geochemistry, and rock gold-tube pyrolysis[J]. Marine and Petroleum Geology, 2020, 118: 104450.
- [19] ZHU Guangyou, LI Jingfei, CHI Linxian, et al. The influence of gas invasion on the composition of crude oil and the controlling factors for the reservoir fluid phase[J]. Energy & Fuels, 2020, 34(3): 2710-2725.
- [20] MACHEL H G. Gas souring by thermochemical sulfate reduction at 140°C: Discussion[J]. AAPG Bulletin, 1998, 82(10): 1870-1873.
- [21] MACHEL H G. Bacterial and thermochemical sulfate reduction in diagenetic settings-old and new insights [J]. Sedimentary Geology, 2001, 140(1/2): 143-175.
- [22] XIAO Qilin, SUN Yongge, CHAI Pingxia. Experimental study of the effects of thermochemical sulfate reduction on low molecular weight hydrocarbons in confined systems and its geochemical implications[J]. Organic Geochemistry, 2011, 42(11): 1375-1393.
- [23] DI PRIMIO R, DIECKMANN V, MILLS N. PVT and phase behaviour analysis in petroleum exploration [J]. Organic Geochemistry, 1998, 29(1/3): 207-222.
- [24] PEDERSEN K S, CHRISTENSEN P L. Fluids in hydrocarbon

- basins[J]. *Reviews in Mineralogy and Geochemistry*, 2007, 65(1): 241–258.
- [25] DI PRIMIO R, HORSFIELD B. From petroleum-type organofacies to hydrocarbon phase prediction[J]. *AAPG Bulletin*, 2006, 90(7): 1031–1058.
- [26] DI PRIMIO R, SKEIE J E. Development of a compositional kinetic model for hydrocarbon generation and phase equilibria modelling: A case study from Snorre Field, Norwegian North Sea[J]. *Geological Society, London, Special Publications*, 2004, 237(1): 157–174.
- [27] KUHN P, DI PRIMIO R, HORSFIELD B. Bulk composition and phase behaviour of petroleum sourced by the Bakken Formation of the Williston Basin[J]. *Geological Society, London, Petroleum Geology Conference Series*, 2010, 7(1): 1065–1077.
- [28] TAN Jingqiang, HORSFIELD B, MAHLSTEDT N, et al. Physical properties of petroleum formed during maturation of Lower Cambrian shale in the upper Yangtze Platform, South China, as inferred from PhaseKinetics modelling[J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2013, 48: 47–56.
- [29] HAN Shuangbiao, HORSFIELD B, ZHANG Jinchuan, et al. Hydrocarbon generation kinetics of lacustrine Yanchang shale in southeast Ordos Basin, North China[J]. *Energy & Fuels*, 2014, 28(9): 5632–5639.
- [30] HORSFIELD B, DI PRIMIO R. Fluid compositional prediction in conventional and unconventional petroleum systems [C]//SPE Unconventional Resources Conference, The Woodlands, 2014. London: SPE, 2014: SPE-169016-MS.
- [31] ABBASSI S, EDWARDS D S, GEORGE S C, et al. Petroleum potential and kinetic models for hydrocarbon generation from the Upper Cretaceous to Paleogene Latrobe Group coals and shales in the Gippsland Basin, Australia[J]. *Organic Geochemistry*, 2016, 91: 54–67.
- [32] YANG S, HORSFIELD B, MAHLSTEDT N, et al. On the primary and secondary petroleum generating characteristics of the Bowland Shale, northern England[J]. *Journal of the Geological Society*, 2016, 173(2): 292–305.
- [33] KUSKE S, HORSFIELD B, JWEDA J, et al. Geochemical factors controlling the phase behavior of Eagle Ford Shale petroleum fluids[J]. *AAPG Bulletin*, 2019, 103(4): 835–870.
- [34] CHEN Chengsheng, WANG Yunpeng, BEAGLE J R, et al. Reconstruction of the evolution of deep fluids in light oil reservoirs in the Central Tarim Basin by using PVT simulation and basin modeling[J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2019, 107: 116–126.
- [35] 漆立新. 塔里木盆地顺托果勒隆起奥陶系碳酸盐岩超深层油气突破及其意义[J]. *中国石油勘探*, 2016, 21(3): 38–51.
- QI Lixin. Oil and gas breakthrough in ultra-deep Ordovician carbonate formations in Shuntuoguole uplift, Tarim Basin[J]. *China Petroleum Exploration*, 2016, 21(3): 38–51.
- [36] 甄素静, 汤良杰, 李宗杰, 等. 塔中北坡顺南地区走滑断裂样式、变形机理及石油地质意义[J]. *天然气地球科学*, 2015, 26(12): 2315–2324.
- ZHEN Sujing, TANG Liangjie, LI Zongjie, et al. The characteristics, formation and petroleum geology significance of the strike-slip fault system in Shunnan area, northern slope of Tazhong Uplift[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2015, 26(12): 2315–2324.
- [37] 黄太柱. 塔里木盆地塔中北坡构造解析与油气勘探方向[J]. *石油实验地质*, 2014, 36(3): 257–267.
- HUANG Taizhu. Structural interpretation and petroleum exploration targets in northern slope of middle Tarim Basin[J]. *Petroleum Geology and Experiment*, 2014, 36(3): 257–267.
- [38] 黄诚, 云露, 曹自成, 等. 塔里木盆地顺北地区中-下奥陶统“断控”缝洞系统划分与形成机制[J]. *石油与天然气地质*, 2022, 43(1): 54–68.
- HUANG Cheng, YUN Lu, CAO Zicheng, et al. Division and formation mechanism of fault-controlled fracture-vug system of the Middle-to-Lower Ordovician, Shunbei area, Tarim Basin[J]. *Oil & Gas Geology*, 2022, 43(1): 54–68.
- [39] 林波, 云露, 李海英, 等. 塔里木盆地顺北5号走滑断层空间结构及其油气关系[J]. *石油与天然气地质*, 2021, 42(6): 1344–1353, 1400.
- LIN Bo, YUN Lu, LI Haiying, et al. Spatial structure of Shunbei No. 5 strike-slip fault and its relationship with oil and gas reservoirs in the Tarim Basin[J]. *Oil & Gas Geology*, 2021, 42(6): 1344–1353, 1400.
- [40] 胡文革. 塔里木盆地顺北地区不同断裂带油气充注能力表征研究与实践[J]. *石油与天然气地质*, 2022, 43(3): 528–541.
- HU Wenge. Study and practice of characterizing hydrocarbon charging capacity of different fault zones, Shunbei area, Tarim Basin[J]. *Oil & Gas Geology*, 2022, 43(3): 528–541.
- [41] 马安来, 金之钧, 朱翠山. 塔里木盆地顺南1井原油硫代金刚烷系列的检出及意义[J]. *石油学报*, 2018, 39(1): 42–53.
- MA Anlai, JIN Zhijun, ZHU Cuishan. Detection and research significance of thiadiamondoids from crude oil in Well Shunnan 1, Tarim Basin[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2018, 39(1): 42–53.
- [42] 顾忆, 黄继文, 贾存善, 等. 塔里木盆地海相油气成藏研究进展[J]. *石油实验地质*, 2020, 42(1): 1–12.
- GU Yi, HUANG Jiwen, JIA Cunshan, et al. Research progress on marine oil and gas accumulation in Tarim Basin[J]. *Petroleum Geology and Experiment*, 2020, 42(1): 1–12.
- [43] 黄越义, 廖玉宏, 刘卫民, 等. 黄金管封闭体系热模拟实验中两种液态烃收集方法对比及其对相态特征的影响[J]. *地球化学*, 2020, 49(5): 528–538.
- HUANG Yueyi, LIAO Yuhong, LIU Weimin, et al. Comparison of two liquid hydrocarbon collection methods in gold tube pyrolysis and their influence on hydrocarbon phase state characteristics[J]. *Geochimica*, 2020, 49(5): 528–538.
- [44] 王铁冠, 宋到福, 李美俊, 等. 塔里木盆地顺南-古城地区奥陶系鹰山组天然气气源与深层天然气勘探前景[J]. *石油与天然气地质*, 2014, 35(6): 753–762.
- WANG Tieguan, SONG Daofu, LI Meijun, et al. Natural gas source and deep gas exploration potential of the Ordovician Yingshan Formation in the Shunnan-Gucheng region, Tarim Basin[J]. *Oil & Gas Geology*, 2014, 35(6): 753–762.
- [45] 庄新兵, 顾忆, 邵志兵, 等. 塔里木盆地地温场对油气成藏过程的控制作用——以古城隆起为例[J]. *石油学报*, 2017, 38(5): 502–511.
- ZHUANG Xinbing, GU Yi, SHAO Zhibing, et al. Control effect of geothermal field on hydrocarbon accumulation process in Tarim Basin: A case study of Guchengxu Uplift[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2017, 38(5): 502–511.
- [46] NI Zhiyong, WANG Tieguan, LI Meijun, et al. Natural gas

- characteristics, fluid evolution, and gas charging time of the Ordovician reservoirs in the Shuntuoguole region, Tarim Basin, NW China[J]. *Geological Journal*, 2018, 53(3): 947-959.
- [47] 鲁子野. 塔里木盆地塔中北坡奥陶系古流体活动和油气成藏研究[D]. 武汉: 中国地质大学(武汉), 2018.
- LU Ziyue. Paleo-fluids and hydrocarbon accumulation studies in the Ordovician carbonate reservoirs of the Shunnan and Guchengxu areas, Tarim Basin[D]. Wuhan: China University of Geosciences (Wuhan), 2018.
- [48] 刘雨晨. 塔里木盆地顺托果勒低隆起及周缘热演化研究[D]. 北京: 中国石油大学(北京), 2019.
- LIU Yuchen. Thermal evolution of the Shuntuoguole low uplift and the surrounding areas in Tarim Basin [D]. Beijing: China University of Petroleum(Beijing), 2019.
- [49] 贾京坤. 塔里木盆地顺托果勒低隆起奥陶系地层压力演化研究[D]. 北京: 中国石油大学(北京), 2019.
- JIA Jingkun. Study on pore-fluid pressure of the Ordovician carbonate reservoir in Shuntuoguole low-uplift, Tarim Basin[D]. Beijing: China University of Petroleum(Beijing), 2019.
- [50] 刘雨晨, 邱楠生, 常健, 等. 碳酸盐团簇同位素在沉积盆地热演化中的应用——以塔里木盆地顺托果勒地区为例[J]. *地球物理学报*, 2020, 63(2): 597-611.
- LIU Yuchen, QIU Nansheng, CHANG Jian, et al. Application of clumped isotope thermometry to thermal evolution of sedimentary basins: A case study of Shuntuoguole area in Tarim Basin [J]. *Chinese Journal of Geophysics*, 2020, 63(2): 597-611.
- [51] 马安来, 何治亮, 云露, 等. 塔里木盆地顺北地区奥陶系超深层天然气地球化学特征及成因[J]. *天然气地球科学*, 2021, 32(7): 1047-1060.
- MA Anlai, HE Zhiliang, YUN Lu, et al. The geochemical characteristics and origin of Ordovician ultra-deep natural gas in the North Shuntuoguole area, Tarim Basin, NW China [J]. *Natural Gas Geoscience*, 2021, 32(7): 1047-1060.
- [52] MANGO F D. The origin of light hydrocarbons[J]. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 2000, 64(7): 1265-1277.
- [53] 李剑, 李志生, 王晓波, 等. 多元天然气成因判别新指标及图版[J]. *石油勘探与开发*, 2017, 44(4): 503-512.
- LI Jian, LI Zhisheng, WANG Xiaobo, et al. New indexes and charts for genesis identification of multiple natural gases [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2017, 44(4): 503-512.
- [54] ZHOU Xiaoxiao, LÜ Xiuxiang, ZHU Guangyou, et al. Origin and formation of deep and superdeep strata gas from Gucheng-Shunnan block of the Tarim Basin, NW China [J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2019, 177: 361-373.
- [55] 云露, 曹自成. 塔里木盆地顺南地区奥陶系油气富集与勘探潜力[J]. *石油与天然气地质*, 2014, 35(6): 788-797.
- YUN Lu, CAO Zicheng. Hydrocarbon enrichment pattern and exploration potential of the Ordovician in Shunnan area, Tarim Basin[J]. *Oil & Gas Geology*, 2014, 35(6): 788-797.
- [56] 鲁子野, 陈红汉, 云露, 等. 塔中顺南缓坡奥陶系热流体活动与天然气成藏的耦合关系[J]. *地球科学*, 2016, 41(3): 487-498.
- LU Ziyue, CHEN Honghan, YUN Lu, et al. The coupling relationship between hydrothermal fluids and the hydrocarbon gas accumulation in Ordovician of Shunnan gentle slope, northern slope of Tazhong Uplift[J]. *Earth Science*, 2016, 41(3): 487-498.
- [57] 马安来, 林会喜, 云露, 等. 塔里木盆地顺北地区奥陶系超深层原油金刚烷化合物分布及意义[J]. *天然气地球科学*, 2021, 32(3): 334-346.
- MA Anlai, LIN Huixi, YUN Lu, et al. Characteristics of diamondoids in oils from the ultra-deep Ordovician in the North Shuntuoguole area in Tarim Basin, NW China [J]. *Natural Gas Geoscience*, 2021, 32(3): 334-346.
- [58] KISSIN Y V. Catagenesis and composition of petroleum: Origin of n-alkanes and isoalkanes in petroleum crudes[J]. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 1987, 51(9): 2445-2457.
- [59] 李映涛, 叶宁, 袁晓宇, 等. 塔里木盆地顺南4井中硅化热液的地质与地球化学特征[J]. *石油与天然气地质*, 2015, 36(6): 934-944.
- LI Yingtao, YE Ning, YUAN Xiaoyu, et al. Geological and geochemical characteristics of silicified hydrothermal fluids in Well Shunnan 4, Tarim Basin [J]. *Oil & Gas Geology*, 2015, 36(6): 934-944.
- [60] 刘军, 陈强路, 王鹏, 等. 塔里木盆地顺南地区中下奥陶统碳酸盐岩储层特征与主控因素[J]. *石油实验地质*, 2021, 43(1): 23-33.
- LIU Jun, CHEN Qianglu, WANG Peng, et al. Characteristics and main controlling factors of carbonate reservoirs of Middle-Lower Ordovician, Shunnan area, Tarim Basin [J]. *Petroleum Geology and Experiment*, 2021, 43(1): 23-33.
- [61] YOU Donghua, HAN Jun, HU Wenxuan, et al. Characteristics and formation mechanisms of silicified carbonate reservoirs in well SN4 of the Tarim Basin [J]. *Energy Exploration & Exploitation*, 2018, 36(4): 820-849.
- [62] 何光玉, 曹自成, 姚泽伟, 等. 塔里木盆地古城地区古生界全-扭叠复合断层-裂缝体模型[J]. *石油与天然气地质*, 2021, 42(3): 587-594.
- HE Guangyu, CAO Zicheng, YAO Zewei, et al. Paleozoic horst-twist superimposed fault-fracture body model in Gucheng area of Tarim Basin [J]. *Oil & Gas Geology*, 2021, 42(3): 587-594.
- [63] 朱光有, 李婧菲, 张志遥. 深层油气相态多样性成因与次生地球化学作用强度评价——以塔里木盆地海相油气为例[J/OL]. *地球科学*: 1-17 [2022-06-01]. <http://kns.cnki.net/kcms/detail/42.1874.P.20211108.1622.004.html>.
- ZHU Guangyou, LI Jingfei, ZHANG Zhiyao. Origin of deep oil and gas phase state diversity and evaluation of secondary geochemical intensity——A case study of marine oil and gas in Tarim Basin [J/OL]. *Earth Science*: 1-17 [2022-06-01]. <http://kns.cnki.net/kcms/detail/42.1874.P.20211108.1622.004.html>.
- [64] 李慧莉, 尤东华, 韩俊, 等. 塔里木盆地顺南—古城地区方解石脉流体来源及其对油气成藏的启示[J]. *天然气地球科学*, 2020, 31(8): 1111-1125.
- LI Huili, YOU Donghua, HAN Jun, et al. The fluid origin of calcite veins in Shunnan-Gucheng area of Tarim Basin and its implications for hydrocarbon accumulation [J]. *Natural Gas Geoscience*, 2020, 31(8): 1111-1125.
- [65] 焦方正. 塔里木盆地顺托果勒地区北东向走滑断裂带的油气勘探意义[J]. *石油与天然气地质*, 2017, 38(5): 831-839.
- JIAO Fangzheng. Significance of oil and gas exploration in NE strike-slip fault belts in Shuntuoguole area of Tarim Basin [J]. *Oil & Gas Geology*, 2017, 38(5): 831-839.