

文章编号:1672-9854(2008)-03-0043-06

轮南地区奥陶系原油特征及其控制因素

王晓梅, 张水昌

(中国石油勘探开发研究院石油地质实验研究中心)



王晓梅

摘要 轮南地区油气相态分布非常复杂,奥陶系油气藏平面上具有西油东气的特点。西部轮古西油田、塔河油田和轮南1井区油族成熟度略低且有生物降解痕迹,主要以重油形式分布;东部地区油族成熟度略高,主要以轻质油、凝析油形式存在;中间地段桑塔木断垒带、中部平台区和轮南断垒带发生混合作用形成了中—高蜡油。各地区油气在垂向上变化很大,东部地区奥陶系和石炭系为凝析油气,三叠系又为正常油分布区;西部地区奥陶系为稠油,三叠系为正常油。轮南地区奥陶系在纵向上可能受控于岩溶和储层的发育程度,横向上受控于断裂作用。轮南地区油气成藏时间较早,不同物性的原油都是古油藏多期供油的结果。

关键词 轮南地区;奥陶系;油气相态;原油特征;控制因素

中图分类号:TE124.1 **文献标识码**:A

王晓梅 1977年生,博士后。2006年毕业于同济大学。主要从事有机地球化学研究工作。通讯地址:100083北京市海淀区学院路20号910信箱;电话:(010)62098622

1 地质背景

轮南奥陶系潜山位于塔里木盆地塔北隆起中段南部(图1),轮南低凸起中部。北以轮台断裂与二八台—轮台潜山相接,东邻草湖凹陷,西为哈拉哈塘凹陷,南部斜坡向满加尔凹陷倾没。据隆起地层发育程度、断裂和局部构造展布特征可划分为轮古东、轮南断垒带、中部(平台)斜坡带、桑塔木断垒带、轮古西斜坡带(包括塔河)五个构造单元。塔里木盆地存在多套烃源岩,并经历了多次构造运动和多期油气成藏^[1-5]。它经历的三次重要构造运动发生在早海西期、中晚海西期—印支期以及燕山—喜马拉雅早期。相关的地层剥蚀直接影响了潜山油气藏的形成与改造,相应地形成三级天窗和三条尖灭线,自南向北依

次为:第一级、第二级、第三级天窗和第一、第二、第三条尖灭线^{①②}。

2 轮南地区奥陶系油气藏纵向分布特征

轮南奥陶系工业油气流井段主要分布在潜山面以下约150m范围内,而潜山面以下100m产油气层段比较集中,这表明油气沿潜山顶面聚集。同时潜山产油气层段海拔从-4100m至-4800m均有分布,高差达700m。从构造位置看,构造高点、斜坡、低部位都发现了工业油气流,说明奥陶系油气分布在纵向上可能受控于岩溶和储层的发育程度,而不是局部构造,例如最高点的轮南地区的轮南2井区是含水区域,而位于中部平台的轮古12井和轮古

收稿日期:2007-12-06

本文为“第十一届全国有机地球化学学术会议”(2007.10.20—28)交流论文

基金项目:本文受“国家重点基础研究发展计划”项目(编号:2006CB202300)和全国第41批博士后科学基金资助

① 潘文庆,管文胜,赵乐元,等.轮南地区2001年石炭系、奥陶系油气勘探目标选择与评价.塔里木油田勘探开发研究院,2000.

② 潘文庆,管文胜,赵乐元,等.塔里木盆地塔北隆起轮南地区2000年勘探科研成果及目标优选.塔里木油田勘探开发研究院,2000.

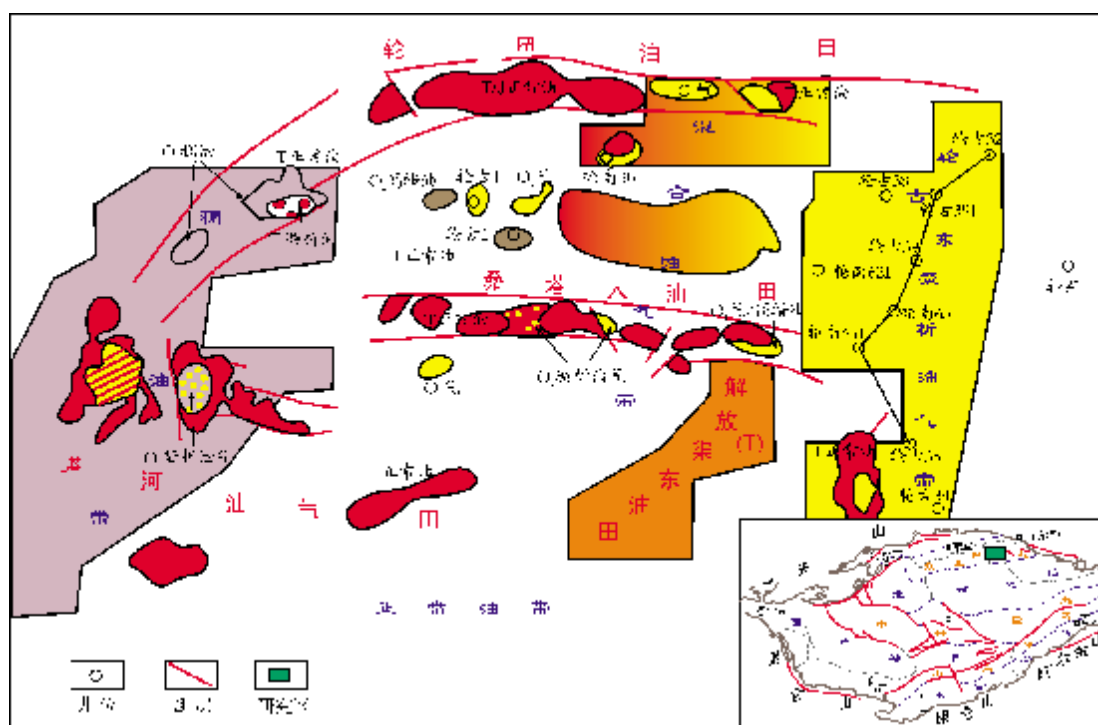


图1 轮南地区奥陶系潜山位置

18井却获高产油气流。

3 轮南地区奥陶系油气藏横向物性特征

轮南原油性质相当复杂,这不仅反映在纵向上原油性质变化大,而且在横向上原油的性质也存在很大的差异。就油质而言,既有正常比重的原油,又有轻质油、凝析油和重质油;既有中高蜡、低硫原油,又有中高硫、低蜡原油。平面上奥陶系原油密度由东南向西北变重,含硫量相应增大;纵向上原油密度上轻下重,从奥陶系、石炭系至三叠系油层,原油密度逐渐减小。

由图2可见,在奥陶系,轮南西部潜山斜坡带、塔河油田四区和轮南断垒带的轮南1井区原油密度最大,几乎都大于 0.95 g/cm^3 ,属重质原油,天然气以溶解气为主,气油比极低,为 $14 \sim 24 \text{ m}^3/\text{m}^3$ (图3)。而轮古东地区,轮南断垒带、桑塔木断垒带为原油密度小于 0.82 g/cm^3 的轻质油气藏。中部平台区既有轻质原油也有正常密度原油,密度介于 $0.78 \sim 0.86 \text{ g/cm}^3$ 之间。高含蜡量原油主要分布在桑塔木南斜坡带、中部平台和轮古东地区,其他地区为中—低含蜡原油。轮南西部潜山斜坡带原油胶质+沥青质

含量较高,含量在30%左右,塔河油田四区一般为10%~20%。其他地区胶质+沥青质含量为0~10%,一般为5%。轮南西部潜山斜坡带和塔河油田(塔河四区)含硫量较高,在1%~3%之间,其他轮南奥陶系潜山原油含硫量都较低,基本小于0.5%。

轮古东气油比在 $10\,000 \sim 20\,000 \text{ m}^3/\text{m}^3$ 之间,桑塔木地区降至 $5\,000 \text{ m}^3/\text{m}^3$ 左右,中部平台的东部如轮南10和轮南30气油比也相对较高,向西到中部平台的西部则逐渐降低到 $200 \text{ m}^3/\text{m}^3$ 左右,轮南断垒带气油比也是东高西低,塔河油田也有这种变化趋势,东部的塔河三区高,西部的塔河四区低。总体而言,整个轮南地区的气油比东部要比西部高(图3)。

轮南奥陶系原油族组成也存在明显的差别,图4表示从轮古东向东到桑塔木断垒带和中部平台区的饱和烃和非烃与沥青质的含量,可以看出轮古东、桑塔木断垒带和中部平台区原油族组成以饱和烃为主,原油中非烃+沥青质含量较低(4.6%),而轮古西地区和塔河地区的原油饱和烃含量很低,最低为18.55%,但其非烃及沥青质含量较高,在63.04%~85.77%之间。

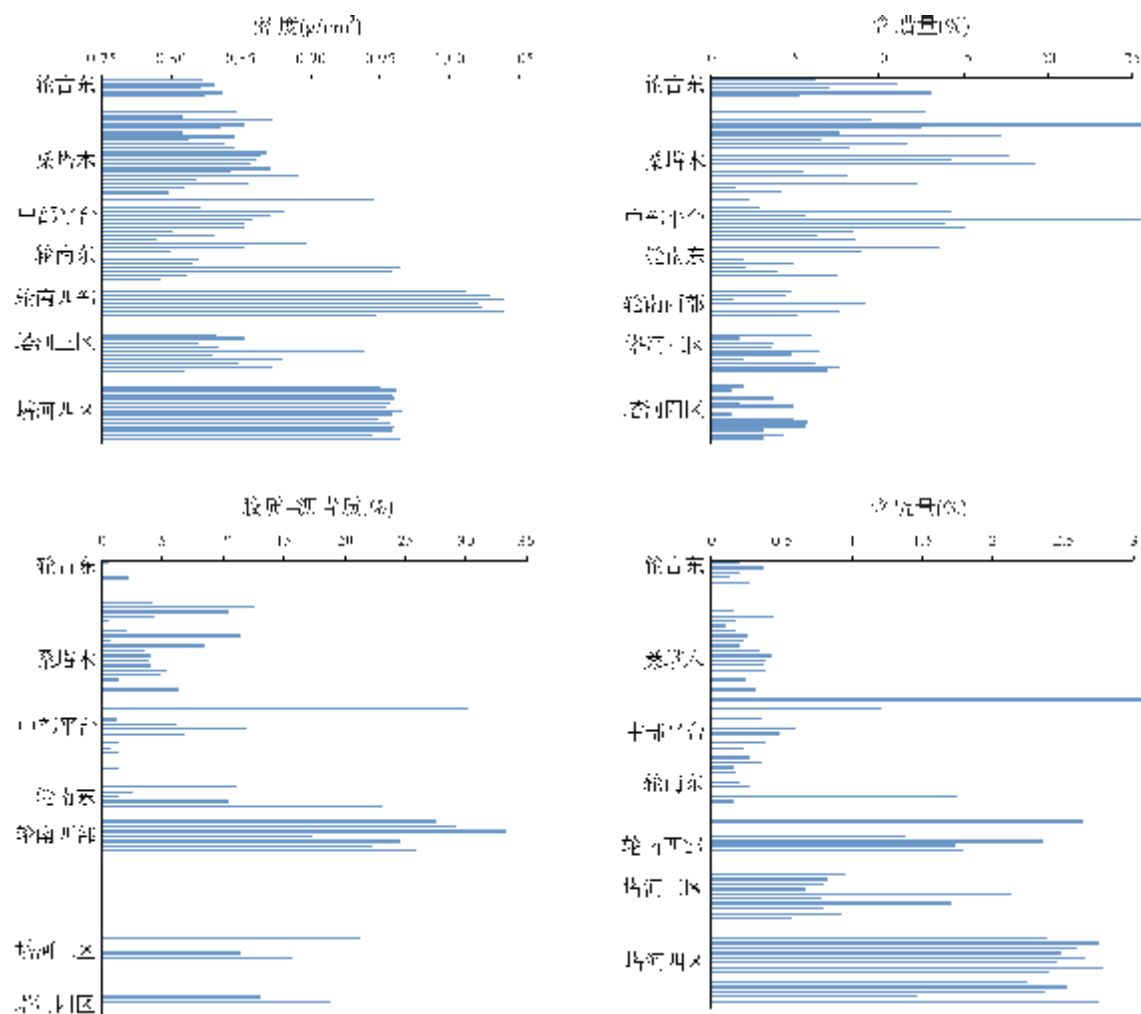


图2 轮南地区奥陶系原油物性变化图谱

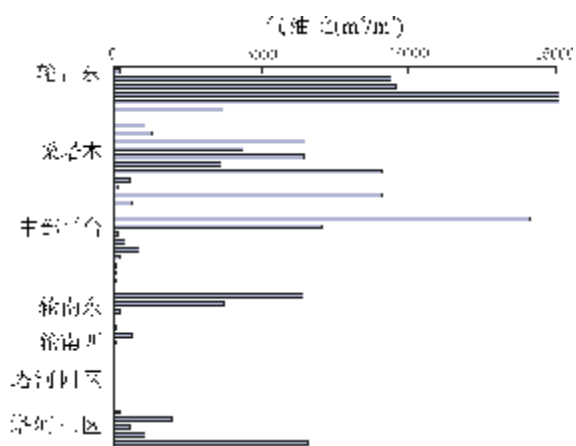


图3 轮南地区气油比变化

4 不同物性油气藏的控制因素

由上述分析得到,轮南地区奥陶系重油主要分布在轮南断垒带西部以及塔河油田的塔河四区构造,该地区气油比极低;轮南断垒带东部主要为凝析气藏、凝析油,气油比很高,而西部密度较大的地区气油比较低;桑塔木断垒带西部为凝析气藏,中部为凝析气顶油藏,东部为带油环的凝析气藏,原油为正常油和凝析油。轮南地区这种不同物性原油共存的现象,本身说明了不同地区不同相态的油气有不同的控制因素。

4.1 轮古西重质油

重质油在轮南西部地区属于工业性聚集油流,

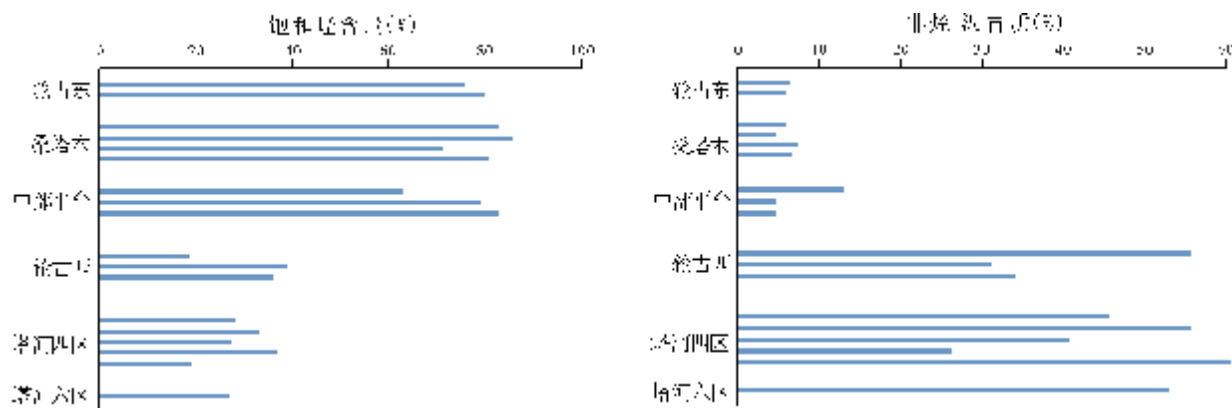
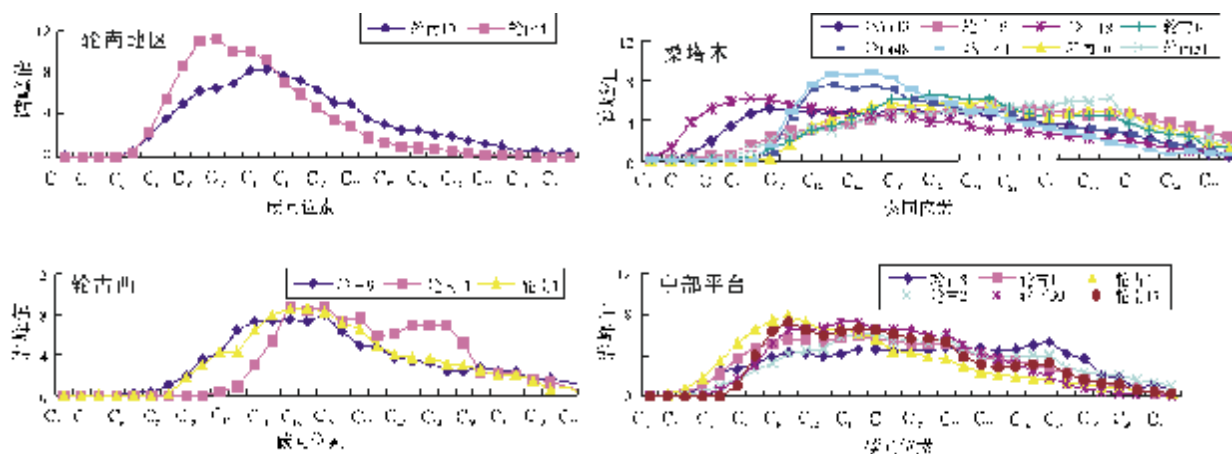


图4 轮南地区奥陶系原油饱和烃和非烃与沥青质含量

图5 轮南地区原油正构烷烃的散失比较^[6]

规模较大,密度也较大,气油比很低,非烃、沥青质含量较高。由埋藏史恢复分析得到油气形成时储层埋深小于2 000 m,储层温度小于70度,故原油发生了广泛的生物降解作用,导致非烃和沥青质的高含量。另外在全烃色谱分析中可以见到其 C_1 — C_8 的轻组分全部丧失,且高碳数部分的峰型也不完整,轻烃的这种较大的散失也说明了广泛的生物降解作用(图5)。由于轮南西部和塔河地区发育一组北东—南西向的断裂,而这些地区恰巧是重油的主要分布区域,因此,重油的分布可能主要与这些断裂有关,这些断裂很可能是地质历史时期晚期原油的供油通道,晚期充注原油与早期的生物降解稠油混合,成为可以流动的工业油藏,形成现今的轮西重质油。

4.2 中部地区的正常油

轮南地区的正常油主要出现在轮南断垒带和桑塔木断垒带之间的中部平台区,它密度中等,沥青质含量不高。从荧光薄片中发现正常油同重油的形成一样具有多期性,薄片除了大量发黄绿色荧光的正常油外,还能观察到极少量不发荧光的黑色沥青(重度生物降解形成的)和发黄绿色荧光的生物降解较轻的油,说明了正常油形成的多期性。它的轻烃略微散失,说明曾经遭受过生物降解作用,但生物降解程度比重油低,并且可能正常油的补给比重油充分得多^[7]。同时东西向的正常油分布区域可能受控于东西向的断裂,并且这些断裂从晚海西期至喜马拉雅期一直在活动,而从埋藏史研究得出

晚海西期存在一期奥陶系烃源的充注,所以这一带得到了足够的正常油充注。

4.3 凝析油

轮南地区的凝析油主要出现在轮南的东部地区,包括轮古东地区、轮南断垒带的东部和桑塔木断垒带的东部。这种凝析油气藏是一种既产油又产气的特殊气藏,它的烃体系在地下以气相存在。其特点是密度较小,饱和烃含量很高,非烃和沥青质含量很低,烃类气油比很高,天然气组分普遍偏干,干燥系数较大,轻烃组分相对富集。这是由于天然气对油的轻组分溶解能力较大,对重组分溶解能力较小,但随着温度、压力的增加,油的重组分溶于气相的能力也会增加^[8],并且大量凝析油、蜡质油和正常油往往共存,分析认为这是油和气的混合作用导致的。轮南地区凝析气藏的这种形成可能与喜马拉雅期沿断层向上运移的天然气的入侵有关。

由于轮南东部地区邻近满加尔凹陷烃源区和草湖凹陷烃源区,故该区是油气聚集的最有利地区,也是晚期油气最先注入、溶解聚集最为充分的地区。新生成的油气在老的油藏里一边溶解聚集,一边一部分油气继续向西北运移。由于新生成的油气质轻量大,溶解速度大于逸散速度,过多的新的油气注入使早期聚集的原油反溶于气中,从而形成凝析气藏。因此轮古西地区奥陶系油气藏是一个受晚期聚集控制的动态聚集的油气藏。由于该凝析气藏是在遭受过破坏降解的古油藏基础上形成的,因而具有不同于一般的凝析气藏的特征。

在轮南东部地区形成饱和气的油气藏,随着气的持续注入,地层压力越来越大,气相组分便沿开启的断裂通道从饱和气的流体中分离出来形成凝析气藏,而留下来的流体则更富含碳数烷烃而成为蜡质油^[9]。此时作为天然气运移的主要通道依然是东部地区,因此从东到西油气物理性质呈现有规律的变化,密度、含蜡量、胶质和沥青质均变大。这正符合差异聚集原理,即在油气运移的方向上,临近烃源区的圈闭一般为晚期油气驱替所形成的气藏,气油比大,而远离烃源区的圈闭一般为油藏,气油比、 T_s/T_m 和 $C_{23}TT/C_{30}Hop$

都变小。

由于晚海西期形成的断裂在喜马拉雅期一直活动,保存条件从印支期到喜马拉雅期越来越好,它为天然气的富集创造了有利的条件,所以在这些断垒附近和断垒带形成凝析气区和正常油区。但由于桑塔木断垒带西部断裂并不是天然气的主要运移通道,并且远离东部的气源灶,故中西部地区没有更多的气侵参与作用。

轮南地区包括塔河地区^[10],各种物性的油都受到断裂的控制,重油在早期生物降解油的基础上供给正常油较少,而正常油是在降解的基础上,在印支期和燕山期得到了较充分的正常油的补充,凝析油气则是因为得到了喜马拉雅期寒武系提供的天然气(主要是油的裂解气)而形成的。

5 结 论

(1) 轮南古隆起的油气分布极为复杂,东部地区以轻质油、凝析油、正常油和高蜡油居多,并多分布有天然气藏,而西部地区则以正常油和重油为主,中间地段则是西部重油、正常油和东部轻质油、凝析油混合充注的成藏结果。

(2) 轮南地区奥陶系油气分布在纵向上可能受控于岩溶和储层的发育程度,横向上受控于断裂作用。北东—南西向的断裂作用导致轮南西部油藏遭受严重生物降解作用,轻烃散失较大。东西向的正常油分布受控于东西向的断裂,轮南东部地区的凝析油可能与喜马拉雅期沿断层向上运移的天然气的入侵有关。

(3) 轮南地区油气成藏时间较早,不同物性的原油都是古油藏多期供油的结果。

参 考 文 献

- [1] 贾承造. 中国塔里木盆地构造特征与油气[M]. 北京:石油工业出版社, 1997.
- [2] Huang Difan, Liu Baoquan, Wang Tingdong, et al. Genetic type and maturity of lower Paleozoic marine hydrocarbon gases in the eastern Tarim Basin [J]. Chemical Geology, 1999, 162: 65-77.
- [3] Xiao X M, Liu D H, Fu J M, et al. Multiple phases of hydrocarbon generation and migration in the Tazhong petroleum system of the Tarim Basin, People's Republic of China [J]. Organic Geochemistry, 1996, 25: 191-197.

- [4] Lu X X, Jin Z J, Liu L F, et al. Oil and gas accumulations in the Ordovician carbonates in the Tazhong Uplift of Tarim Basin, west China [J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2004, 41: 109-121.
- [5] 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, 2005: 254-260.
- [6] 史鸿祥. 轮南奥陶系潜山油气藏的形成机制 [D]. 西南石油大学博士论文, 2006.
- [7] George S C, Ruble T E, Dutkiewicz A, et al. Assessing the maturity of oil trapped in fluid inclusions using molecular geochemistry data and visually determined fluorescence colours [J]. *Applied Geochemistry*, 2001, 16: 451-473.
- [8] Price L C, Schoell M. Constraints on the origins of hydrocarbon-gas from compositions of gases at their site of origin [J]. *Nature*, 1995, 378(6555): 368-371.
- [9] 张水昌. 运移分馏作用: 凝析油和蜡质油形成的一种重要机制 [J]. *科学通报*, 2000, 45 (6): 667-670.
- [10] 李国政, 李兴威, 王辉. 塔河油田奥陶系油气藏形成的控制因素 [J]. *海相油气地质*, 2006, 11(3): 46-48.

编辑: 金顺爱

Characteristics and Controlling Factors of Ordovician Oil in Lunnan Area, Tarim Basin

Wang Xiaomei, Zhang Shuichang

Abstract: Phase states of hydrocarbon are complicated in distribution in Lunnan area. In lateral, the Ordovician oil reservoirs are located in the western part and the gas ones in the eastern part in plane. Analysis result shows that in the western part, the oils from Lunguxi and Tahe Oil Fields and Well LN-1 (Lunnan Oil Field) are mostly heavy oil with appreciably low maturity and biodegradation mark and in the eastern part, the oils are light and condensate with relatively high maturity. The oils are moderately to high wax-bearing crude due to mixing in the middle area including Sangtamu faulting belt, Middle platform and Lunnan faulting belt. In longitudinal, distribution of hydrocarbon is obviously different in different areas. In the eastern part, condensate exist in Ordovician and Carboniferous reservoirs and common oil and gas are present in Triassic reservoirs and in the western part, viscous oil is in the Ordovician reservoirs and common oil are in the Triassic reservoirs. It is concluded that the development of Ordovician reservoirs are likely to be controlled with karstification in longitudinal and fracturing in lateral in Lunnan area. Owing to early hydrocarbon accumulation and migration, the hydrocarbons of different states are supplied to these reservoirs during several stages.

Key words: Ordovician; Hydrocarbon distribution; Controlling factor; Lunnan; Tarim Basin

Wang Xiaomei: female, Doctor. Add: Central Laboratory of Geological Sciences, Research Institute of Petroleum Exploration & Development, PetroChina, P.O.Box 910, 20 Xueyuan Rd, Beijing, 100083 China