

塔河油田奥陶系油气藏流体分布 与受控因素

丁勇

(中国石油化工股份有限公司西北油田分公司勘探开发研究院)

摘要 塔河油田奥陶系油气藏流体类型复杂,流体分布纵横向差异较大。通过分析流体分布的受控因素,认为早期成藏改造、晚期充注调整是塔河油田奥陶系油气藏重要的成藏机制,成藏封闭条件的形成与演化是油气成藏的重要控制因素。局部受致密石灰岩侧向封挡和大型断裂分割的控制,造成不同区域油气性质及油气藏类型存在差异;相对独立的缝洞系统,以及受油气藏多期成藏所控制,造成流体性质在平面上及纵向上差异较大;受盖层完整性及后期多期改造程度的影响,造成各区及区内流体性质的差异;受圈闭演化以及各成藏期动力条件变化的影响,各缝洞系统油藏底部水体深度差异明显。

关键词 塔里木盆地;塔河油田;奥陶系;油气藏;流体分布;控制因素

中图分类号: TE122.3*3 文献标识码: A

多年的勘探证实,塔河油田奥陶系油气藏为一大型块状碳酸盐岩岩溶缝洞型底水油气藏,油气藏具有整体连片含油、局部(特别是塔河油田南部)因岩溶缝洞发育差异而不连片分布的特点。油气性质复杂多样、差别大,从凝析气藏到重质稠油均有分布。前人总结塔河油区油气分布特点为“三大一多”:含油性差别大,油质差异大,横向变化大,纵向组合类型多^[1]。不少研究者对塔河油田流体分布的控制因素也有分析,如认为碳酸盐岩储层分布的强非均匀性、储集空间连通关系的复杂性、以及多期次的油气充注成藏特性是导致奥陶系油气藏的油水关系复杂、油水分布规律不够清晰的原因^[2];多数研究者是从储层因素、成藏期次与调整等方面进行分析,或者是对流体分布复杂性的表象进行解释^[3-9]。随着对塔河奥陶系勘探的不断深入以及向外围和深层勘探的不断拓展,对塔河油田奥陶系油气藏原油分布特征的分析也在不断加强,以探寻流体分布及其受控因素所显现出的一定规律性,这对于指导勘探开发有着重要意义。

1 流体分布特征

1.1 平面分布特征

实际钻探表明,塔河油田奥陶系油气的平面分布不受现今构造高低所控制^[8]。按现今构造格局,阿克库勒凸起的下奥陶统构造高部位在LN2井至S9井一带(图1),但这些井所钻遇的奥陶系井段却均为水层,而在有利于岩溶发育的构造斜坡上的钻井则含气,岩溶斜坡上发育的古残丘是油气高产的有利部位,这显示出油气富集受控于岩溶储集体的发育与展布。流体在平面上的分布具有明显的规律性(图1),即油气主要受控于烃源岩的分布:主要烃源岩区位于东部的草湖凹陷—满加尔坳陷,这是寒武系—奥陶系多套、长期持续供烃的烃源岩,次要烃源岩来自于阿瓦提凹陷(研究区之外西北边)的寒武系—奥陶系,而油田西南部的奥陶系烃源岩,供烃则有限。塔河油田奥陶系油气藏东南部为凝析气区,往西北方向逐渐过渡到重质油区。

收稿日期: 2014-07-09; 改回日期: 2015-09-15

本文受国家重大专项“塔里木盆地塔北地区大中型油气田形成规律与勘探评价”(编号:2010zx05005-004-002)资助

丁勇: 1968年生,高级工程师。2009年获成都理工大学油气田开发工程专业博士学位,主要从事油气特征与成藏研究。通讯地址: 830011 新疆乌鲁木齐长春南路466号中石化西北石油科研生产园区研究院基础地质研究所A302; E-mail: dingyongemail@163.com

通过对塔河油田油气藏大量钻井中奥陶系产出原油所进行常规物性分析资料的统计,发现原油物性平面分布特征呈现出较好的规律性(图1):原油密度由东南部的 0.82 g/cm^3 以下过渡到西北部的 1.0 g/cm^3 以上,呈现出西北部大、东南部小,西北部为重质稠油、东南部为中质油-轻质油的特点,总体上,在原油密度从东南向西北逐渐加重的变化背景

上,又存在若干小的异常井区;原油含蜡量在平面上表现为向西北部逐渐降低,向东部、南部逐渐增高的趋势^[6]。这种流体分布特征与烃源灶分布及油气成藏特征有关(见图2)。主力烃源岩位于东南部草湖凹陷—满加尔坳陷的多套烃源岩,这些主力烃源岩多期接替供烃的色层效应,造成了本区这种奥陶系流体分布特征。

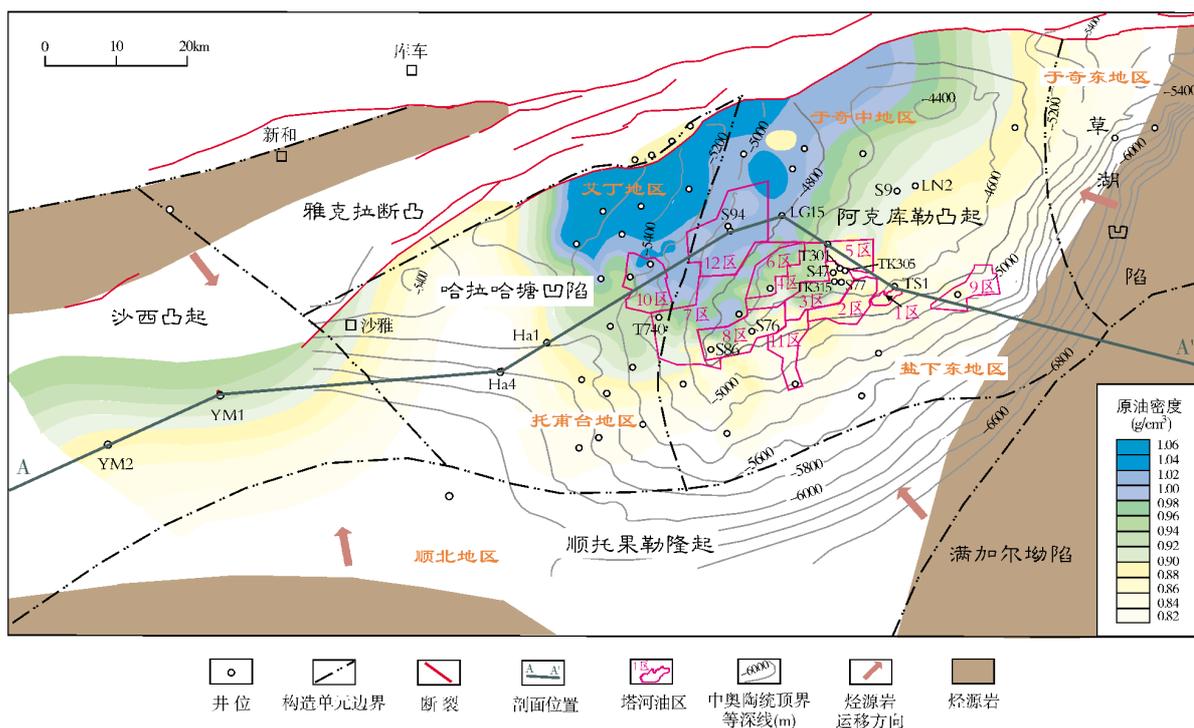


图1 塔河油田奥陶系油气藏流体性质与烃源灶分布

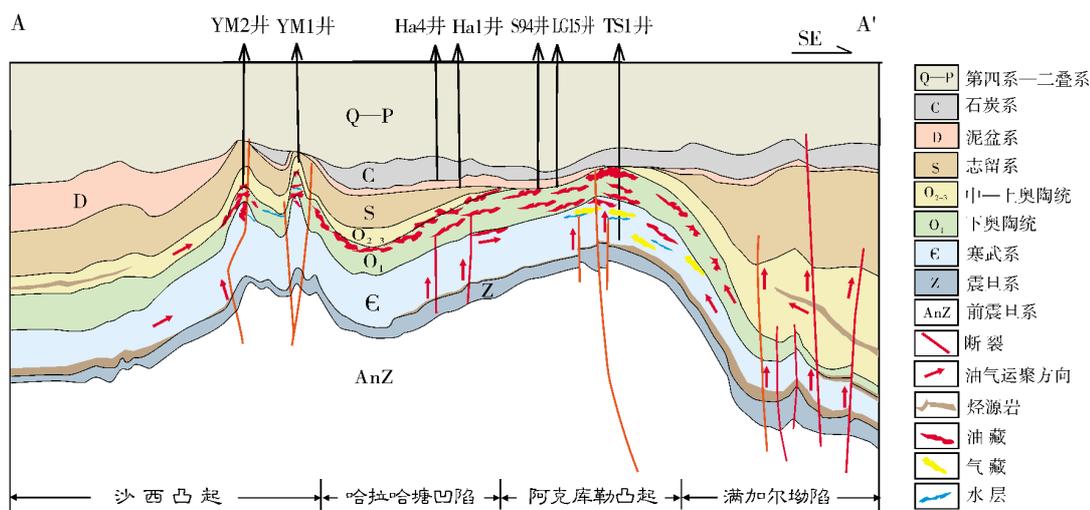


图2 塔河油田奥陶系油气藏成藏模式图

A-A'剖面位置见图1

从天然气成分的分析来看,也显示出一定的规律性。油田东部(9区)奥陶系产层的天然气表现出高甲烷、低重烃、高干燥系数的过成熟裂解气特征;3区西部、4区、6区奥陶系产层则以成熟油气为主,7区奥陶系产层主要为成熟油气—高熟凝析气;1区、2区三叠系产层主要为成熟油气—高熟凝析气。从天然气的赋存状态来看,油田东部多为气顶气(如1区三叠系产层,3区奥陶系产层),西部则以溶解气为主(如4区、6区),西南部的7区为气顶气、溶解气兼而有之。天然气成熟度表现为东高西低、南高北低的趋势。天然气中硫化氢分布比较局限,主要富集于奥陶系油藏的西南部,以T740井奥陶系天然气中的硫化氢含量最高。

地层水及其性质在平面上分布也有一定规律性。东部和西部以及南部和北部的水层埋深又有较大的差异,总体上呈现西浅东深、北浅南深的分布特征。除典型定容水分布外,地层水矿化度总体上以主体区(4区、6区、10区、12区)较高,这一分布特征与流体成藏和保存特征是一致的,即早期成藏的油气由于缺乏后续流体供给(包括地层水),长期“失水”必然造成地层水矿化度较高^[1]。

1.2 纵向分布特征

塔河油田的油气藏在纵向上表现为相同圈闭类型、不同流体相态和不同流体性质相组合后叠合分布的复杂形式。总体表现为原油密度上部轻、下部重的特征,反映出油气垂向分异比较普遍(见图3)。但在南部的部分地区,如托甫台地区奥陶系油藏则存在原油上重下轻的反常现象。

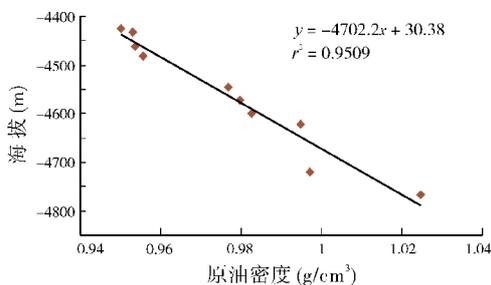


图3 塔河油田4区、6区原油密度与深度关系图

由上述原油性质纵横向分布的特征可以看出,塔河油田奥陶系油气藏具有较强的非均质性。马安来等^[10]认为,油藏内部气油比和化学组成的非均质性,

是在油田充注期间由油源岩有机相和成熟度的差异所致,并在石油聚集过程中继承下来,石油注入储层后,由于储层物性及油藏结构特征的影响,也可造成流体组成的非均质性。造成成藏石油非均质性的因素有很多,诸如重力分异、热对流、密度驱动、扩散混合等^[10]。在同一油气藏中,原油侧向上的组成差异与原油注入油田的途径或渐进式源岩成熟效应有关^[10],垂向上的组成差异是由快速扩散作用和重力分异作用所决定的,同时也可能是由于油气多期聚集成藏,以及靠近开启断层高部位而遭受生物降解和水洗作用所造成。另外,不同地区地层水的出水深度相差很大,在塔河油田,全区整体上没有统一的底水,并且存在层间水、定容水的分布。在油田南部还表现出“上油下水”的分布特征。

1.3 奥陶系原油物性的生产动态变化

塔河油田多年来的开发实践表明,多口井出现油品性质由轻质油过渡到重质油的现象。在生产过程中,原油密度、黏度、生产气油比都有逐步变化的现象(图4),总体有增高的趋势,生产过程中局部出现过密度异常增高,这反映出油藏内的中质油与重质油之间相互过渡的关系,总体表现为原油物性从东南向西北逐渐由轻变重(图1)。

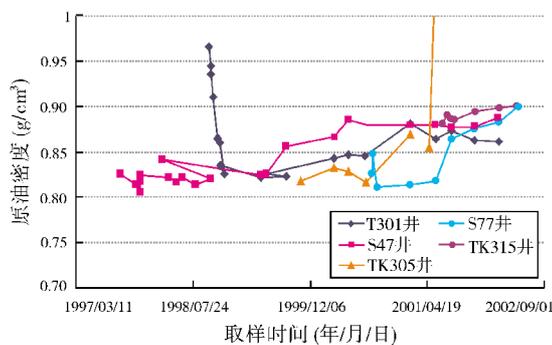


图4 塔河油田部分井原油密度随时间变化图

在塔河油田轻质油区内,发现有重质油留下的许多痕迹,如T301井,在钻探过程中,当钻进奥陶系时槽面见稠油,完钻后,在投产初期,原油地面密度为(0.9444~0.9660)g/cm³(属重质油),生产一段时间后,原油密度迅速变小(原因分析见后文)。再如3区的TK305井,完钻后对奥陶系顶部酸压投产,初期原油密度只有0.82 g/cm³左右,后密度增加到0.87 g/cm³左右,于2001年5月突然见稠油,原油密度达1.0705g/cm³,

之后又喷出块状沥青质,最后该井因无法流动而长时间关井。

综合录井、取心资料显示,重质油与轻质油为同一油藏的不同部分,二者之间是渐变、包容的过渡关系。如8区的S76井奥陶系主要产轻质-正常原油,然而在奥陶系井段的缝合线极发育,均被黑色干沥青充填。S86井的奥陶系也主要产轻质-正常原油,但产层段的岩心见黑色原油珠状渗出,大裂缝多被沥青充填,显示含黑色沥青质斑块,而裂缝含轻质油。

2 塔河油田奥陶系流体分布受控因素

塔河油田奥陶系油藏流体分布尽管存在较强的非均质性特征,但仍具有一定的规律性,综合塔河油田奥陶系油气成藏机制的研究成果,流体分布主要受控于以下几个方面。

2.1 受益层完整性及后期改造程度的影响,使得各区流体性质差异大

塔河油田的油气具多期成藏特点,“九五”科技攻关研究^①认为油区油气藏的形成是起始于海西早期、延续至喜马拉雅期的持续过程,按构造期可分为海西早期、海西晚期、燕山期—喜马拉雅早期、喜马拉雅晚期四个阶段。海西晚期以区域挤压和褶皱为主的构造运动造成了塔河油田北部奥陶系及其上覆地层遭受不同程度的剥蚀,导致缺乏有效盖层,构成油气泄漏区与水动力活跃区,沿不整合面及断裂带对低部位聚集的油气藏进行改造破坏,使得早期聚集的油气部分泄漏、遭受水洗和氧化等作用,而长期的水洗、氧化作用可以形成沥青稠油带,加上储层孔渗条件差,容易形成有效的封闭能力,使得远离泄漏区的潜山斜坡带的油气得到较好保存,这是现今北部稠油形成和得以保存的原因之一。而在油田南部,上覆盖层较厚,且断裂发育程度要次于北部,故遭受水洗、氧化及生物降解作用的改造程度弱,所受影响较小,加之距油源近,受后期高成熟原油—天然气充注改造的影响大,造成了现今北部重质原油、南部轻质—中质原油的分布格局。

2.2 早期成藏改造、晚期充注调整是塔河油田重要的成藏机制,成藏封闭条件的形成与演化是塔河油田油气成藏的重要控制因素

研究表明^①,塔河油田的油气主要来自其东南部草湖凹陷—满加尔坳陷的寒武系一下奥陶统烃源岩。该套烃源岩自海西期以来长期生烃、多期供烃,是塔河油田油气多期成藏的重要物质基础。海西早期以破坏为主,奥陶系石灰岩中普遍见到的硬沥青,即是该期成藏后遭受破坏的标志;海西晚期破坏与改造并存,是本区最重要的成藏期,目前所见的奥陶系重质油藏均为该期所形成,如塔河油田西北部的奥陶系稠油;燕山期—喜马拉雅早、中、晚期区域性封闭系统的重建,为高成熟油气的聚集提供了条件,部分奥陶系油气藏发生再次充注,或已成藏的油气进行调整;喜马拉雅晚期区域性封闭系统最终定型,形成高—过成熟油气的聚集,以轻质油和氣藏为主,如塔河油田东南部的奥陶系轻质油藏。油气运移的总体方向是自东南向西北,按照油气藏地球化学理论,石油是以类似“波阵面”的形式向圈闭内部推进^[1],塔河油田东南部,位于最靠近油气运移通道的部位,经历了多期油气充注,并受后期油气充注的影响最大,而后期,高成熟度油气依次向塔河油田西北部充注的影响递降。塔河油田奥陶系油气藏目前的原油物理性质是多期油气充注改造后的综合反映,距油源越远,则受海西期后的充注期次的影响越弱,在油气性质上表现为东南部油质轻、西北部油质重,成熟度自西北向东南递增的特点,这与靠近烃源岩的原油,亦即后生成的原油成熟度表现得更高一些相吻合。

2.3 局部地区受致密石灰岩侧向封挡和大型断裂分割的影响,造成不同区域油气性质及油气藏类型存在差异

油气分布在平面上及纵向上差异较大,这与致密石灰岩和大断裂的分割及封挡作用密切相关(图2)。断裂是油气垂向的运移通道,也是储层的相对发育区。断层的分布造成储层的非均质性增强,它在一定程度上会对油气运移、聚集具有分割控制作用。

^① 顾忆,丁勇,陈跃,等. 新疆塔里木盆地塔河油区成藏历史与成藏机制研究[R]. 中石化西北石油局(乌鲁木齐),2000: 67-76.

2.4 相对独立的缝洞系统以及受油气多期成藏影响的控制,造成流体性质在平面上及纵向上差异较大

不同成藏期烃源区油气的供给量、运聚范围及流体性质有所不同。对塔河油田几个区的奥陶系裂缝、溶洞等储集空间充填物的有机包裹体测定结果表明,烃类包裹体呈多种相态,气液比显示较大,色调也有所不同,均一温度差别较大,说明烃类的成藏温度及成藏期有所不同^①。这种成藏期次和构造作用的强弱在纵向上和平面上的表现有所差异,在塔河油田西部、西北部保存的主要是海西晚期形成的遭受水洗氧化和生物降解的重质油,而在南部、东南部保存的主要是喜马拉雅晚期形成的轻质—中质油。由于油气充注的能量和规模依次大幅度降低,造成后期成藏供烃严重不足,油气驱替储层中地层水的能量也不断降低,故在塔河油田南部的油气只能部分驱替储层中的地层水,造成了塔河油田南部,特别是下部以地层水为主的流体分布格局。

2.5 受圈闭演化以及各成藏期动力条件变化的影响,各缝洞系统油气藏底部水体深度差异明显

这主要与喜马拉雅期前后的圈闭形态发生较大变化有关,圈闭呈向西北倾覆,而受各区块储集体局部相对封隔的影响,造成西北侧流体分布随构

造沉降而降低;东南侧则受后期流体运聚成藏的控制,形成了油气藏含水深度与西北侧明显不同的特点。从单侧(东南方向)连续注入成熟度不断增加和密度不断减小的石油,在 100 m 的油柱上由于受重力分异作用而形成的浓度梯度可以在 1 Ma 内完成,这可使得塔河油田含油柱高度普遍大于 200 m,因此,在轻质油区同样会发现重质油痕迹,以及在轻质油与重质油的过渡带出现参差交互状的现象^[1],由于平面上受储层强非均质性的影响,混合作用更加不彻底,从而未能形成一个充分独立调整流体的势场。

总体上,塔河油田奥陶系油气成藏富集的主控因素可以概括如表 1 所示。不同部位、不同层位的油气富集,其主控因素略有差别,它们分别受控于储层发育、构造部位、封挡条件、成藏与调整特点等因素。

3 结 语

尽管塔河油田油气藏具有多期成藏、油气推进、前缘方式充注、改造次数和强度各区不同的特点,加上碳酸盐岩缝洞型储层的强非均质性,造成流体性质和分布十分复杂,经过深入研究发现塔河油田奥陶系油气藏原油物性分布仍有一定的规律可循。塔河油田奥陶系油气藏流体分布的格局是多期成藏、充注改造、储层非均质等因素在平面上和纵向上的综合反映。由于对奥陶系油气藏地

表 1 塔河油田奥陶系油气成藏主控因素

| 区 域 | 主体区 (3区—11区) | 西北部 (艾丁地区) | 中北部 (于奇中地区) | 西南部 (托甫台—顺北地区) | 东部 (于奇东—盐下东地区) |
|--------|-----------------|---------------|----------------|-------------------|-------------------|
| 与烃源岩距离 | 适中 | 最远源 | 远源 | 远源 | 最近源 |
| 储层发育 | 多期岩溶改造,最发育 | 加里东期最发育 | 多期岩溶,海西期最发育 | 加里东期为主,欠发育 | 加里东期为主,欠发育 |
| 多期成藏调整 | 多期成藏最有利区 | 加里东期成藏最有利区 | 海西期成藏与调整改造区 | 海西晚期之后为主,喜马拉雅期为主 | 海西晚期之后为主,喜马拉雅期为主 |
| 构造部位 | 长期运聚指向区 | 早期运聚最有利区 | 海西晚期之后高位 | 构造高位、断裂发育、侧封与顶封处 | 构造高位、断裂发育、侧封与顶封处 |
| 富集主控因素 | 多期储层发育规模 | 海西晚期之后保存条件 | 海西晚期保存条件 | 储层、现今构造高位、封挡 | 储层、现今构造高位、封挡 |
| 流体性质 | 多期成藏富集油气 | 早期成藏保存稠油 | 早期成藏改造残余稠油 | 轻质油气,晚期成藏为主,水体活跃 | 晚期成藏天然气为主,水体活跃 |

层水的研究尚缺乏手段,加上塔河油田奥陶系碳酸盐岩油气藏的多期成藏,致使油水关系更加复杂,与此相关的研究相对薄弱,因此建议加强这方面的基础研究。

参考文献

- [1] 顾忆,黄继文,马红强.塔河油区油气分布特点及其控制因素[J].中国西部油气地质,2006,2(1): 19-25.
- [2] 甘丽丽,董文玉,朱永源,等.塔河油田盐下地区流体控制因素研究[J].重庆科技学院学报:自然科学版,2013,15(2): 35-38.
- [3] 顾忆,邵志兵,陈强路,等.塔河油田油气运移与聚集规律[J].石油实验地质,2007,29(3): 224-230, 237.
- [4] 杨迎春,杨延东,王超.塔河油田托甫台地区奥陶系油气成藏特征及控制因素[J].新疆石油天然气,2011,7(1): 6-11.
- [5] 李国政,王辉,丁勇.塔河油田奥陶系碳酸盐岩油气藏石油地质条件[J].新疆石油地质,2002,23(6): 493-495.
- [6] 丁勇.塔河油田奥陶系原油高蜡成因[J].中国西部油气地质,2005,1(1): 85-88.
- [7] 丁勇,彭守涛,李会军.塔河油田及塔北碳酸盐岩油藏特征与成藏主控因素[J].石油实验地质,2011,33(5): 488-494.
- [8] 阳生国,王顺玉,明爽,等.塔河油田十二区奥陶系油气分布规律及控制因素[J].海相油气地质,2012,17(1): 17-22.
- [9] 张金川,唐玄,边瑞康,等.塔河地区奥陶系油田水分布与运动学特征研究[J].地质学报,2007,81(8): 1135-1142.
- [10] 马安来,金之钧,王毅,等.塔里木盆地台盆区海相油源对比存在的问题及进一步工作方向[J].石油与天然气地质,2006,27(3): 356-362.

编辑:黄革萍

Distribution and Control Factors of Fluids in Ordovician Reservoirs in Tahe Oil Field, Tarim Basin

Ding Yong

Abstract: Fluids are varied and complex in physical property due to greatly different longitudinal and lateral distribution of the fluids in Ordovician reservoirs in Tahe Oil Field, Tarim Basin. It is shown that the early hydrocarbon accumulation and placement and the later charging and adjustment are the main mechanism of forming the Ordovician reservoirs in this field. The sealing condition of cap rock is the important control factor. The local lateral blocking of compact limestone and controlling of large faults are the cause of regional differentiation in hydrocarbon property and reservoir types. Correspondingly independent fracture-cavity system and multi-phased hydrocarbon accumulation lead the fluids greatly different in plane and vertical extent. Hydrocarbon is generally lighter in the upper and heavier in the lower of the reservoirs, and it is commonly lighter in the south and the east of the field and it is heavier in the north and the west. The depth of bottom water is evidently different in every fracture-cavity system because of the trap evolution and the dynamic condition.

Key words: Ordovician; Reservoir; Fluid distribution; Control factor; Tahe Oil Field

Ding Yong: Senior Geology Engineer. Add: Exploration & Development Research Institute of Northwest Branch Company, SINOPEC, 466 Changchun Nan Rd., Urumqi, Xinjiang, 830011, China