

文章编号: 1006-6616 (2007) 04-0355-13

# 塔中地区油气成藏主控因素及成藏规律研究

刘春晓<sup>1,2,3</sup>, 钱利<sup>3</sup>, 邓国振<sup>3</sup>

(1. 中国科学院海洋研究所, 山东 青岛 266071; 2 中国科学院研究生院, 北京 100049;  
3. 中原油田物探研究院, 河南 濮阳 457001)

**摘要:** 塔中地区油气成藏复杂, 影响因素较多。通过对已钻井油气藏的分析, 认为该区影响油气成藏的控制因素有①烃源岩; ②运移通道 (断层控制油气纵横向分布、运载层对油气的横向运移作用、不整合面对油气的横向运移控制); ③构造类型 (圈闭类型、构造样式、成油期古隆起); ④构造演化; ⑤储层物性及展布; ⑥储盖组合; ⑦火成岩对油气藏的影响。成藏规律为①圈闭和油源断层是东河组成藏的必要条件; ②构造与储层控油、多期成藏、后期充注是志留系成藏的基本特征; ③储层发育程度是奥陶系成藏的关键; ④油气多期充注造成多层系含油、南北分异的成藏特点。该区油气成藏条件好, 勘探程度较高。尤其奥陶系碳酸盐岩油气藏以类型多、含油气井段长, 其形态受不规则孔、缝、洞储层的控制, 非均质性极强, 储层发育程度是奥陶系油气富集的主控因素。

**关键词:** 烃源岩; 构造样式; 塔中; 油气藏类型; 成藏规律

中图分类号: P618.130.2

文献标识码: A

塔中地区位于塔里木盆地中央隆起带卡塔克隆起西部。目前主要的 3 套勘探层系是泥盆系东河砂岩、志留系和奥陶系。3 套层系中发育两类储层: 碎屑岩储层主要发育于东河砂岩、志留系和上奥陶统桑塔木组, 碳酸盐岩储层主要发育于上奥陶统良里塔格组和下奥陶统鹰山组。勘探研究表明, 该区具有优越的石油地质条件, 资源丰富、成藏条件好, 形成于加里东期, 定型于海西期稳定的古隆起, 构造形成较早, 利于油气运聚。岩溶普遍存在的奥陶系不整合面和较为发育的断裂造成古隆起的奥陶系储层较为发育, 具有形成较大规模的碳酸盐岩油气藏的条件和地质基础。塔中油藏演化具有多期性, 形成了不同时期多种类型的油气藏, 它们各有特点, 在平面上常具分区分带的展布特征 (图 1)。

## 1 油气成藏主控因素

油气成藏一般需要生、储、盖、圈、运、聚、保七大要素, 它涵盖了油气成藏的基本要素和油气成藏过程的主要影响因素。经分析研究, 认为塔中地区油气成藏的主控因素主要有 4 个方面: 源、通道、储盖层、构造。

收稿日期: 2007-05-19

作者简介: 刘春晓 (1965-), 男, 高级工程师, 在读博士, 研究方向: 海相沉积油气勘探。E-mail: lcx0072008@sina.com.

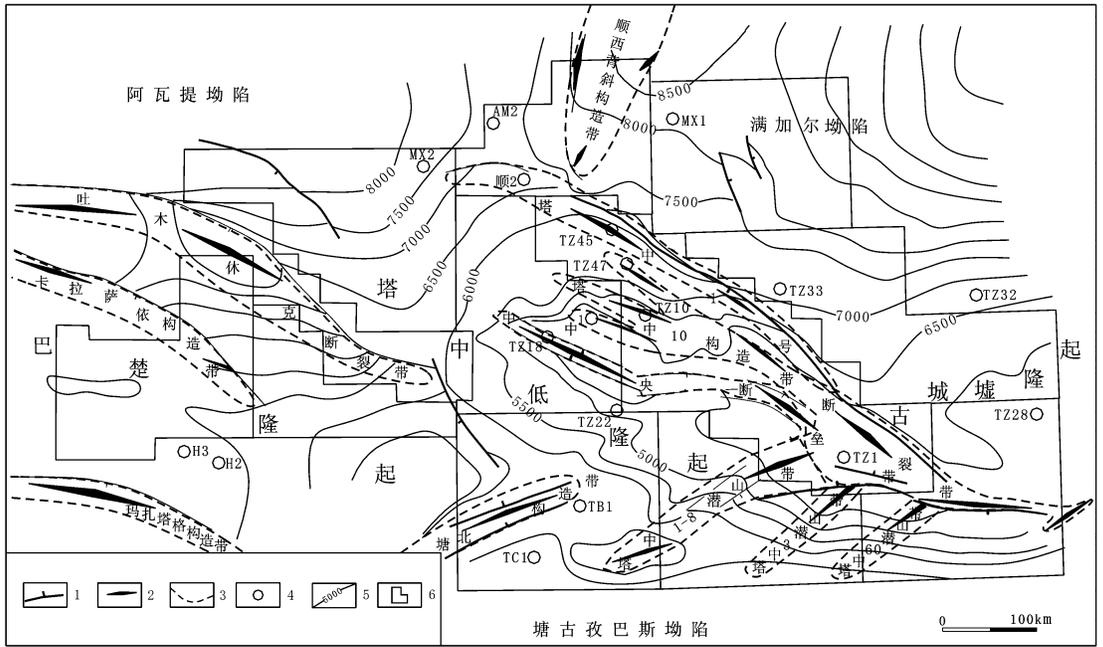


图1 塔里木盆地塔中地区工区位置图

Fig 1 Location of the work site in the Tazhong area, Tarim basin

1. 断层; 2. 背斜构造; 3. 构造带; 4. 井位; 5. 下奥陶顶构造线; 6. 工区

### 1.1 烃源岩对油气成藏的控制

(1) 寒武系一下奥陶统生油岩: 寒武系烃源岩分布范围广, 在整个塔里木台盆区皆有分布。中、下寒武统烃源岩已有4口井揭示, 即方1、和4、塔参1、塔东1井, 具有分布范围广、有机质丰度高和成熟度高的特点。塔东1井揭示, 其岩性为暗色泥岩、泥质云岩、泥质灰岩, 厚度分别为333m(泥岩)和501m(灰岩)。和4、方1井揭示为暗色藻云岩、叠层石云岩及泥质云岩, 厚172m, TOC含量为0.81%~0.91%, 最高可达2.43%和2.14%。源岩厚度为195m和173m。有机质类型以I型为主, 生烃母质主要是浮游藻类, 为高成熟一过成熟的优质烃源岩<sup>[1]</sup>。

下奥陶统生油岩在塔里木盆地广泛分布, 也是盆地内主要的生油岩之一, 以盆地相饥饿沉积的生油岩为主。塔中地区岩性为泥质灰岩、灰质泥岩, 有机碳0.5%~5.4%, 最高12.55%。不溶残渣含量22.5%~58.0%, 泥岩65.0%~86.0%,  $R_o$ 为0.9%~1.2%, 有机碳大于0.5%的厚度为80~300m。塔东1井揭示岩性为暗色页岩, 厚48m, 有机碳0.24%~2.67%, 平均1.5%;  $R_o > 1.7%$ 。有机质类型以I型为主, 生烃母质主要是浮游藻类, 为高成熟一过成熟的优质烃源岩<sup>[1]</sup>。

(2) 上奥陶统生油岩: 主要分布于台地相区, 有机质丰度高, 成熟度适中, 为台地边缘灰泥丘及丘间洼地相的含泥灰岩、泥灰岩及灰岩、灰质泥岩。塔中12井等多口钻井样品分析结果: 有机碳为0.11%~4.98%, 平均0.43%; 氯仿沥青“A”平均 $206 \times 10^{-6}$ , 最高 $1395 \times 10^{-6}$ ;  $R_o$ 为0.98%~1.05%;  $T_{max}$ 为440~451℃, 主峰碳以前峰为主(C17~C19); Pr/Ph为0.83~2.17, 主要为0.95~1.0。有机碳大于0.5%的灰岩、泥岩厚度为80~100m。有机质类型为II型, 生油母质主要是浮游藻类, 现今处于生油高峰期, 是卡塔克隆起优质

烃源岩<sup>1)</sup> (图2)。

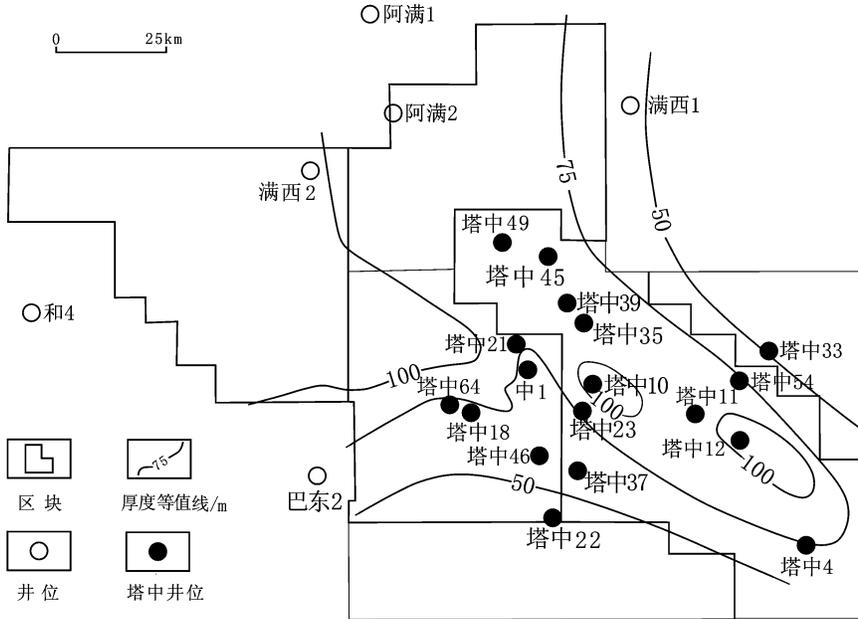


图2 塔中隆起西部上奥陶统烃源岩厚度分布图

Fig. 2 Isopach map of Upper Ordovician source rocks in the western Tazhong uplift

(3) 油气充注方式: 塔中地区存在多套源岩已是不争的事实, 对已钻遇的油气藏的油源分析结果表明, 多期充注是许多油气藏的相同之处, 产生的结果多以某一期单一油源的充注为主, 伴生其他期次和油源的充注。在充注方式上, 受源岩的平面展布范围的影响与制约。由于下奥陶统一寒武系源岩广泛分布, 而上奥陶统和石炭系源岩主要分布在满加尔坳陷, 因此油气主要存在两种充注方式: 下注式和侧注式(图3)。

下注式也称为垂向式充注, 指以断层沟通储层和下奥陶统一寒武系高成熟源岩, 油气藏类型以凝析气藏为主; 侧注式也叫横向式充注, 指以不整合面、储层为主要通道, 沟通圈闭与源岩, 油气藏类型则以油藏为主。

塔中地区的东部高隆起区与西部低隆起区, 由于受控主断裂的发育特征、沉积、构造特征及储盖组合存在一系列的差异, 在油气充注方式上存在较大的不同。东部高隆起区由于构造隆起幅度高, 断层断距大, 下注式和侧注式在空间上叠加, 形成极好的充注方式, 含油高度大, 多期充注, 凝析气藏和油藏、带气顶的油藏可发育在同一构造上。西部低隆区由于切穿基底的断层断距小, 构造成排展布, 因此在北侧以侧注式为主。在靠近塔中南部断裂带的中1井—塔中37井区可能以下注式为主、侧注式为辅, 有油有气。

## 1.2 运移通道对油气成藏的控制

### (1) 断层控制油气纵横向分布

断层或不整合面使油源层与储集层发生连接, 造成油气的纵向运移。断层在活动时, 在断面附近形成破碎带, 这些破碎带成为流体纵向疏导的通道, 同时深浅层存在着压力差, 断层正好为压力释放的“窗口”, 导致深层流体向浅层运移。塔中地区绝大多数局部圈闭均沿断裂带分布, 其形成都与断裂活动有关, 断层沟通深层油源进入上覆圈闭, 使下部油藏向上

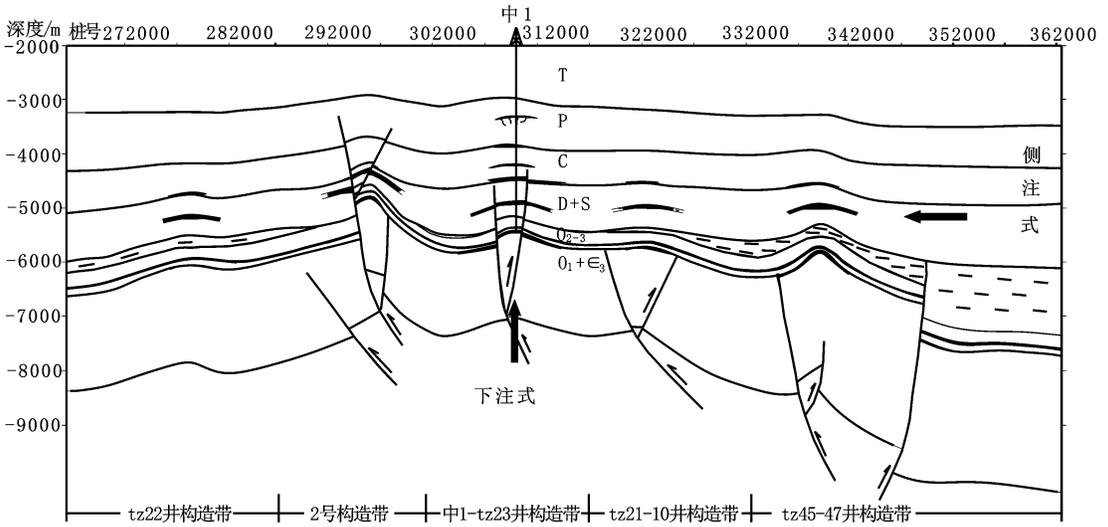


图3 塔中地区油气充注方式示意图

Fig. 3 Diagram of oil/gas injection ways in the Tazhong area

$O_1-\epsilon_3$ —下奥陶统-上寒武统;  $O_{2-3}$ —中上奥陶统;

D+S—泥盆系+志留系; C—石炭系; P—二叠系; T—三叠系

部集中。在油气运移方向上, 哪里开始产生断层, 油气便在哪里上移。获高产油气流或工业油气流的圈闭几乎均与断裂伴生, 断层控制油气的纵横向分布 (图4)。

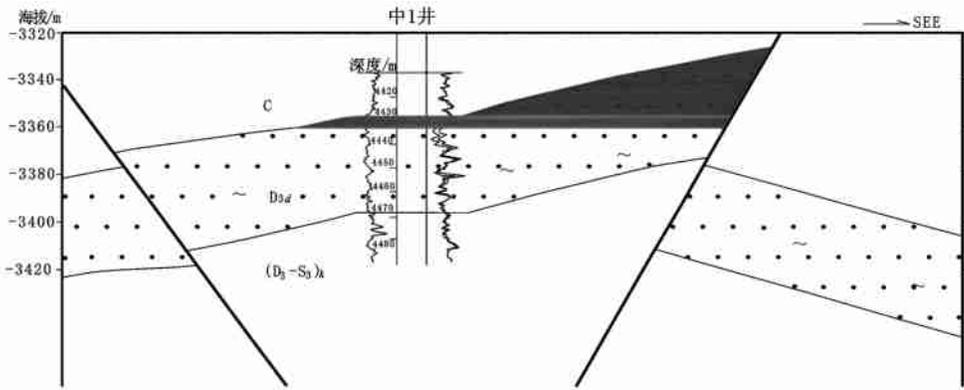


图4 中1井断层控制油藏模式图

Fig 4 Model of the fault-controlled accumulation shown by the Zhong 1 well

$(D_3-S_3)_k$ —(上泥盆统—上志留统) 克孜尔塔格组;  $D_3d$ —上泥盆统东河砂岩; C—石炭系

### (2) 运载层对油气横向运移的作用

运载层是指具有一定孔隙度和渗透率的可渗透地层, 主要指砂岩层、风化壳。油气运移的效率, 一方面取决于凹陷生烃总量及驱动力; 另一方面依赖于运载层的发育特征及效率。

塔中地区目前见油较好的储层有志留系塔塔埃塔格组砂岩、东河砂岩、上奥陶统砂岩段砂岩。因为不同层段、不同地区物源的性质不同、岩石组分不一, 运载层在后期压实、胶结等各种成岩作用后, 各层段渗透率各异, 以低渗特征为主仅局部夹中渗岩层, 而油气运移总是优先选择渗透率较好的岩层呈树枝状运移<sup>[2]</sup>。这些“良好”的渗透层往往因相序发育

不全、连续性差，混相、跳相现象严重，运载层纵向和横向的连通性差，从而降低了运载层对油气侧向运移的作用。

### (3) 不整合面对油气横向运移的控制

对古生界而言，早奥陶世末期、晚奥陶世中期、晚奥陶世末期—泥盆纪，塔中地区都受到抬升剥蚀，风化、淋滤使地层形成裂缝、溶洞。向隆起方向形成志留系、泥盆系东河砂岩、石炭系与下伏地层的不整合，这些不整合面相互构成空间网络系统，为油气的运移提供了良好的通道，各生油岩的油气沿不整合面向隆起区或构造高部位运移而形成油气的聚集。同时，不整合面对储层的改造作用也使其自身成为油气聚集的有利部位。碳酸盐岩风化壳附近为次生孔隙发育带已被勘探所证实，现在揭示的奥陶系油藏多在下奥陶统上部、上奥陶统灰岩顶部这两个面附近。塔中普遍存在的东河砂岩油气藏，油源来自上奥陶统，油气的来源过程便是通过断层、不整合面的纵向运移，而最终由不整合面区域“展开”——不整合面是油气侧向运移的主要通道（图5）。

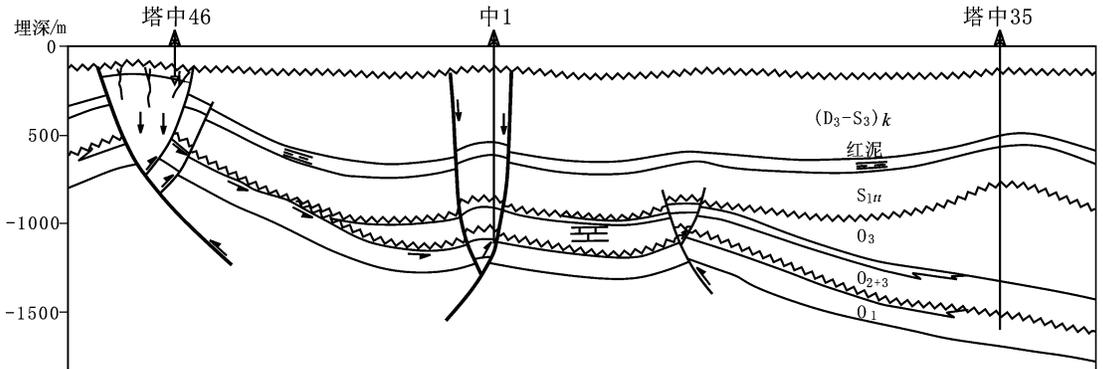


图5 不整合面控制油气横向运移图

Fig. 5 Lateral migration of unconformity-controlled oil/gas

O<sub>1</sub>—下奥陶统；O<sub>2+3</sub>—中上奥陶统；O<sub>3</sub>—上奥陶统；S<sub>1tt</sub>—志留系塔塔埃塔格组；  
(D<sub>3</sub>-S<sub>3</sub>) k—(上泥盆统—上志留统)克孜尔塔格组

## 1.3 构造类型对油气藏形成的控制

### (1) 圈闭类型对油气藏形成的控制

对碎屑岩目的层，构造圈闭是控制油气富集的主要因素；构造幅度对油气具有明显的控制作用，一般地说，幅度越大，油气压力势差越大，越有利于油气运聚，含油丰度越高。塔中地区石炭系油气藏，圈闭幅度大，获得高产。志留系—石炭系油气分布主要受局部圈闭的控制。

对碳酸盐岩目的层，孔隙洞控制碳酸盐岩油藏的形态和富集程度，构造背景控制油气的聚集。奥陶系碳酸盐岩获工业油气流的油藏有塔中45、16等，这些油藏都受着构造背景的控制。在构造控制的背景下，储层的控油作用表现得很突出，如从塔中45号构造的奥陶系灰岩顶面构造图分析，其构造的圈闭幅度不超过70m，但塔中451井产油层井深比奥陶系灰岩顶面低142m，比塔中45油藏主要产层段底部低124m，显然塔中451井奥陶系的油藏边界已在圈闭之外，油气藏的分布并不完全受构造的控制。但从塔中奥陶系各井油气层、显示层段、水层、胶结带和孔洞发育带的埋藏深度对比分析可以发现，油气藏及低产油气流井的位置与构造部位或大的构造背景仍然有一定的联系，各井的油气层、油气显示层段的埋藏深

度变化与构造的形态、深度变化具有一定的相关性，即相对高部位油气层、油气显示层段发育，而构造低部位则多为水层（图6）。

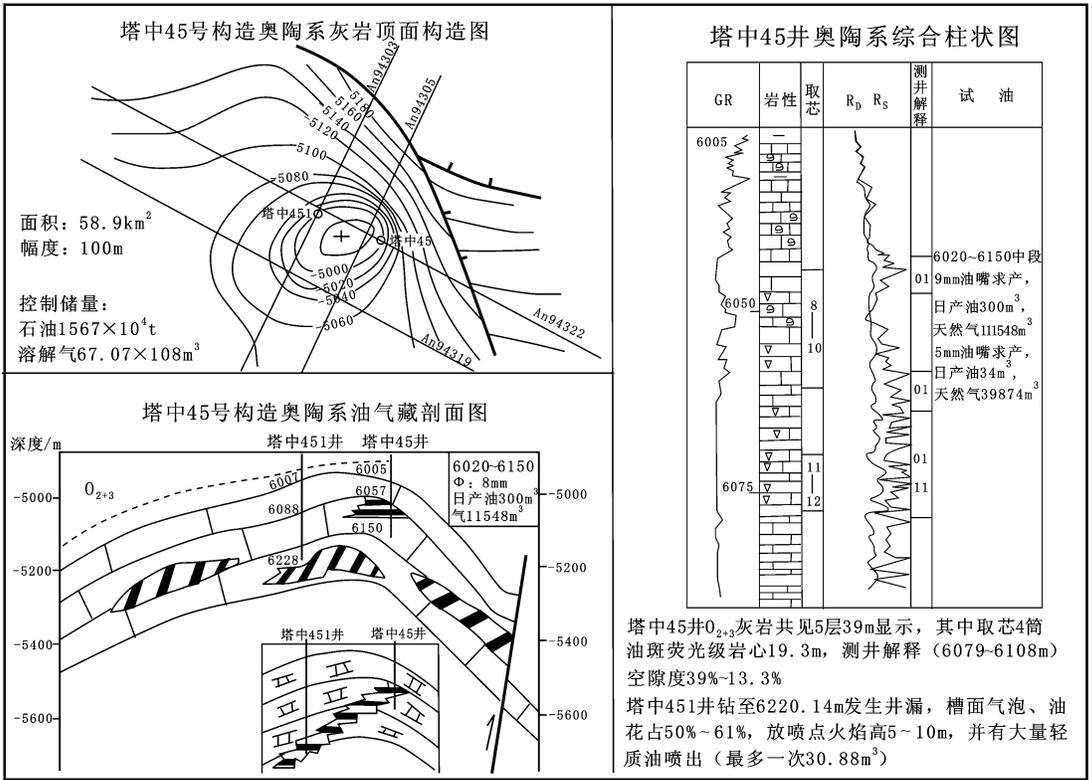


图6 塔中45号构造奥陶系油气藏综合图

Fig. 6 Composite map of an Ordovician hydrocarbon accumulation in the Tazhorg 45 structure

(2) 构造样式对油气藏形成的控制

东西分区、南北分带的构造格局形成塔中地区不同区带各有特色的油气成藏模式。东西分区：塔中地区可分为西部奥陶系的早期背斜、东部志留系后期的巨型鼻隆。塔中地区分别存在东部“后期”高隆、西部“早期”低隆。南北分带：是指自北而南局部圈闭分布于演化、成藏特征各异的构造带。塔中地区由北向南可划分为顺托果勒西背斜构造带、塔中I号断裂构造带、塔中10号构造带和塔中II号断裂构造带。

正是“区”与“带”的特征不同控制了塔中地区油气聚集东西有别、南北有异的格局。表现在以下几方面：①构造：西部在早期形成了一系列的古构造，以奥陶系背斜区为重点，局部圈闭具备面积大、幅度小的特点；东部在后期剧烈的构造运动中造就了大量良好的圈闭，圈闭分布具有东强西弱、东多西少的趋势。②储层：东西分别存在的两个高点形成了成因不同的剥蚀面和岩溶发育区。③油气保存条件：东部志留系的大面积剥蚀，使生油岩和早期油藏受到严重破坏；西部志留系保存较好，利于早期油藏的保存。④油气运聚：构造变形使东部成为油气运移主要的指向区，塔中隆起处于油气运移方向之中，在西倾背景下东倾的存在容易捕获自生或过路的油气，大大提高了西部的勘探价值。就成藏而言，塔中东、西部各有利弊，不同的演化特征和成藏背景决定二者在成藏特征上各有特色。塔中自北而南的各个构造带也因演化期次、剥蚀强度、局部圈闭特征、油源条件的不同而具有不同的成藏背

景。

### 1.4 构造演化对油气藏形成的控制

塔中地区成藏背景存在两个有利方面：①海相沉积最发育，生油物质基础最雄厚。②加里东期构造活动较为强烈，形成了面积、幅度都十分巨大的奥陶系古隆，对奥陶系的油气圈闭非常有利（图 4）。

(1) 第 I 成藏期 (O<sub>3</sub>-S)：寒武系一下奥陶统烃源岩进入生排烃期。该区在奥陶纪以前是一宽缓的古背斜，在巨型隆起上分布 NEE 和 NWW 两组方向的构造体系。构造顶部桑塔木组碎屑岩地层被剥蚀殆尽，向周围呈明显的斜坡过渡，构造低缓、开阔，构造现象丰富，局部构造幅度小、面积大。随着志留纪末、晚泥盆世的再次抬升剥蚀，封盖条件不利，致使古油藏被破坏，形成大面积的沥青。有一定埋深、破坏不及的古油藏得以保存。

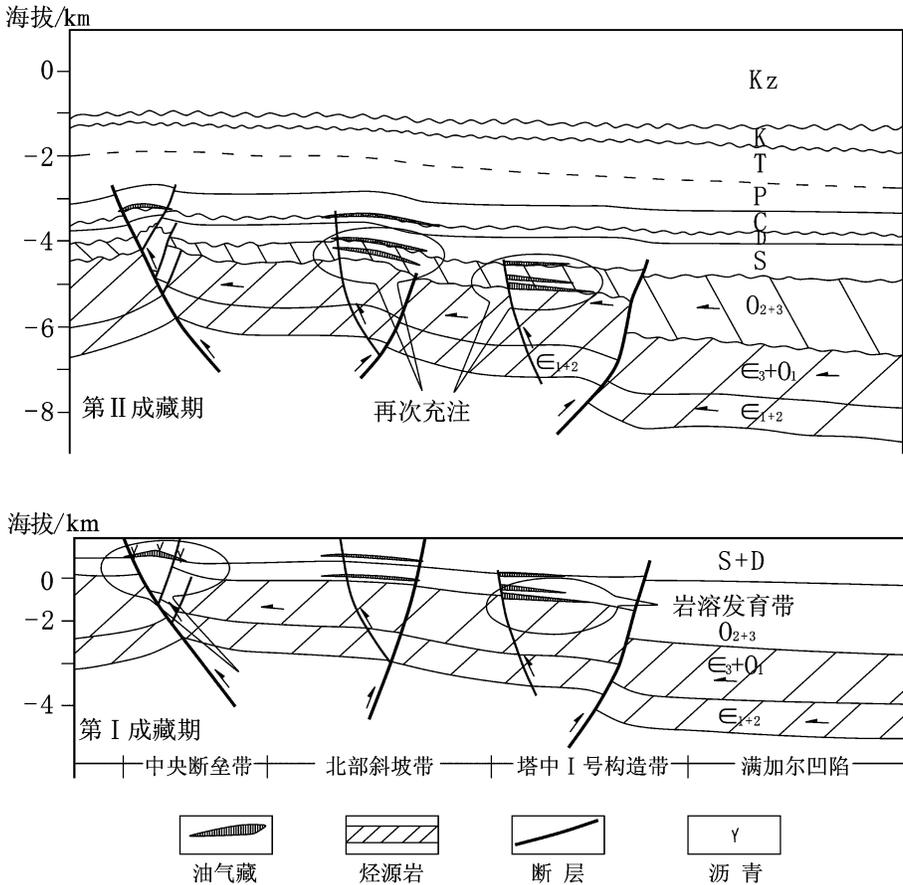


图 7 塔中西部倾没端油气成藏演化模式图

Fig 7 Model of formation and evolution of a hydrocarbon

accumulation in the plunge crown of the structure in western Tazhong

Kz—新生界；K—白垩系；T—三叠系；P—二叠系；C—石炭系；D—泥盆系；S—志留系；

O<sub>2+3</sub>—中上奥陶统；ε<sub>3</sub>+O<sub>1</sub>—上寒武统+下奥陶统；ε<sub>1+2</sub>—中下寒武统

(2) 第 II 成藏期 (C-K)：上奥陶统烃源岩成熟运聚期。可以形成以下几类油藏。

①奥陶系油藏：在封闭条件满足时，注入新的上奥陶统圈闭或对早期形成的含油圈闭再次注入。局部地区因上奥陶统在前期被大部分剥蚀，出露的下奥陶统白云岩地层，其成藏依

赖于孔缝发育程度和后期成岩、充填作用。构造翼部容易形成岩溶台地,发育较好的孔缝洞储层,只要有圈闭,应能聚集成藏。②志留系油藏:一部分为正常成熟的油注入新圈闭形成原生油藏,一部分“稀释”早期受破坏的油藏——沥青、稠油,使其成为可动油藏。③注入东河砂岩,形成现今的富集区。

(3) 新生代及以后是早期油气藏的局部调整阶段。这一期的油藏演化主要是对前期油藏的调整,使油水界面发生变动、油藏发生“迁移”。塔中地区现今揭示的油气主要存在于 NWW 向构造带,而且具有多期充注的特征,其原因是在油气各个运聚期,这类构造带与油气运移方向呈法向垂直,利于油气聚集。

### 1.5 储层物性及展布对油气藏的控制

东河砂岩是塔中地区重要的油气储层,厚度大、物性好,目前发现的多为块状油气藏。在塔中隆起背景上的所有圈闭都有可能成藏,勘探领域广阔。由于东河砂岩的成分、结构成熟度高,物性随埋深的增加下降幅度小,不同的含油圈闭具有独立的油水界面,塔中地区较深的埋藏深度对其物性影响不大,对成藏也不构成较大的影响。

志留系塔塔埃尔塔格组砂岩,储层物性明显比东河砂岩差,但在该区也不乏优质储层分布区,如塔中 10-11-22-34 井这一带,由于砂岩粒度粗、分选好、厚度较大,因此物性较好,其孔隙度在 11.1%~15.09%之间,一般在 14%左右,渗透率在  $(39.69 \sim 395.53) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$  之间。志留系塔塔埃尔塔格组砂岩油气成藏受储层物性的控制(根据塔中 10、11、22、34 等井录井与分析化验资料)。

### 1.6 火成岩对油气藏的影响

岩浆作用不仅能提供热源,而且又能提供富含各类物质的流体,对盆地的形成演化、有机质的成熟度、储集层的性能、油气藏的形成与破坏有较大的影响。

(1) 对生烃岩的影响:岩浆活动对生油岩的影响程度与其产状有密切的关系。塔中隆起在古生代发生过多期次的岩浆和火山活动,火山口密布,多口井在奥陶系、志留系、石炭系钻遇侵入岩,说明该区岩浆活动确实存在。二叠系、石炭系生烃岩已进入生烃门限,达到了成熟阶段,比区内未钻遇侵入岩的探井中相应层位的生烃岩的成熟度要高,表明火成岩特别是侵入岩对生烃岩的演化有一定的影响,加快了其成熟的速度。

(2) 岩浆活动与油气的运移:在岩浆活动中,岩浆沿断层、裂缝侵入,形成许多次一级的小断层和裂缝,这些小断层和裂缝往往有利于油气的运移。此外,火山侵入的通道也常是油气运移的良好通道,中 1 井及塔中 47 井多层位的油气显示即与此有关(图 8)。

(3) 岩浆活动与油气聚集:虽然绝大多数油气聚集在沉积岩储集层中,但岩浆岩在特定的地质条件下也可以形成良好的储集层,如果其它条件具备,还可以形成具有工业价值的油气藏。中 1 井在二叠系、石炭系、志留系部分层段的玄武岩、凝灰岩、火山角砾岩中见多层油气显示,在上奥陶统里塔格组灰岩中侵入的辉绿岩中发育有 II 级裂缝。顺 2 井上奥陶统桑塔木组钻遇了较厚的火成岩体,其中 6165~6198m 井段的辉绿岩为高压水层,钻井过程中用  $1.6\text{g}/\text{cm}^3$  的泥浆才压住,说明具有一定的储集性和能量。

(4) 岩浆活动对油气藏的破坏与调整:在火山活动中,岩浆沿断层、裂缝侵入,使完整的岩石碎断,形成次一级的小断层和裂缝,在圈闭的上方形成通道,使圈闭遭到破坏。同时会对前期可能的油气水的分布产生影响,火山活动产生的高温也会使储层发生不同程度的变质,进而使储层物性变差,使早期可能的油气发生热裂解,而火成岩本身对油气又具有封隔的作用,这都会影响后期的油气储运。早海西期运动后,塔中低凸起逐渐定型,晚海西期运

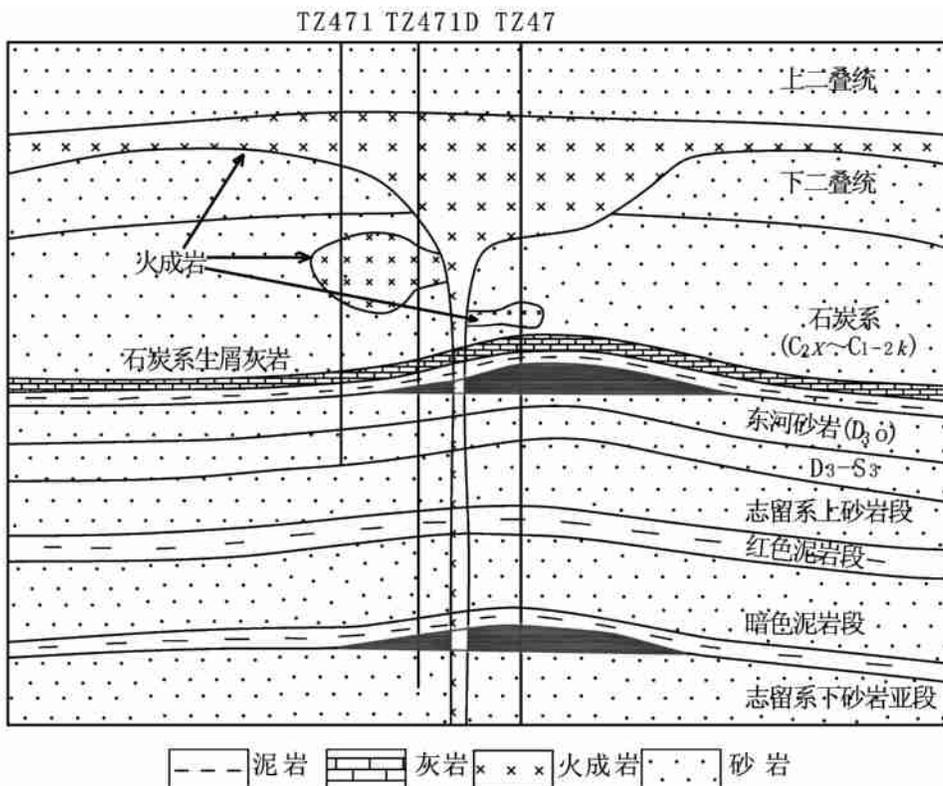


图 8 塔中 47 井东河砂岩和志留系油藏模式图  
 Fig 8 Model of the Donghe sandstone and Silurian hydrocarbon accumulations shown by well Tazhong 47

动在下古生界构造背景上形成了成排成带分布的以背斜为主的各类圈闭。但这一时期，塔中西部发生了强烈的岩浆侵入及火山喷发活动，早期形成的圈闭被改造，与之相关的圈闭类型也由背斜型转化为火成岩侧向封堵的火成岩刺穿遮挡构造圈闭。位于塔中西部火山活动较强区域的中 1 井及塔中 47 井，海西运动造成的强烈的岩浆侵入和火山喷发，使火成岩和围岩接触带成为油气运移的良好通道，下部寒武系—奥陶系生成的油气沿此通道被输送到志留系、石炭系圈闭中。圈闭上倾方向的火成岩体在构造定型之后又起到了侧向封堵作用。

## 2 油气藏分布特征与油气成藏规律

塔中油藏演化的多期性，形成了不同时期多种类型的油气藏，它们各有特点，不仅在平面上常具分区分带的展布特征，而且在垂向上也具有较明显的分布规律。

### 2.1 圈闭和油源断层是东河组和石炭系成藏的必要条件

东河组是底水块状油藏，油藏形态受圈闭形态的控制；基本成藏条件优越，尽管探明的储、产量在塔中占主导地位，但其单井勘探的成功率较低。西部倾没端东河组和石炭系圈闭主要是海西期以后在弱变形的背景下形成的，小型、低幅度是其主要特点。圈闭的规模与分布受 II 号构造带的控制，总体越接近 II 号构造带，圈闭面积、幅度越大。对东河组和石炭系来说，成藏断层和不整合面是其必不可少的通道。与圈闭的发育相似，越接近 II 号构造带，

这种通道越丰富。因此，预测东河组和石炭系构造油藏的平面分布以II号构造带为中心呈环状分布（图9）。成藏的重点地区在卡1区块，大体以塔中21井北断层为界，该断层以南的钻井，只要圈、储条件满足，东河组和石炭系均见油气显示。塔中23井无显示是因为无圈闭存在，塔中64、18、21井未见显示，与火成岩对圈闭的破坏有关，而不是通道不利所致。

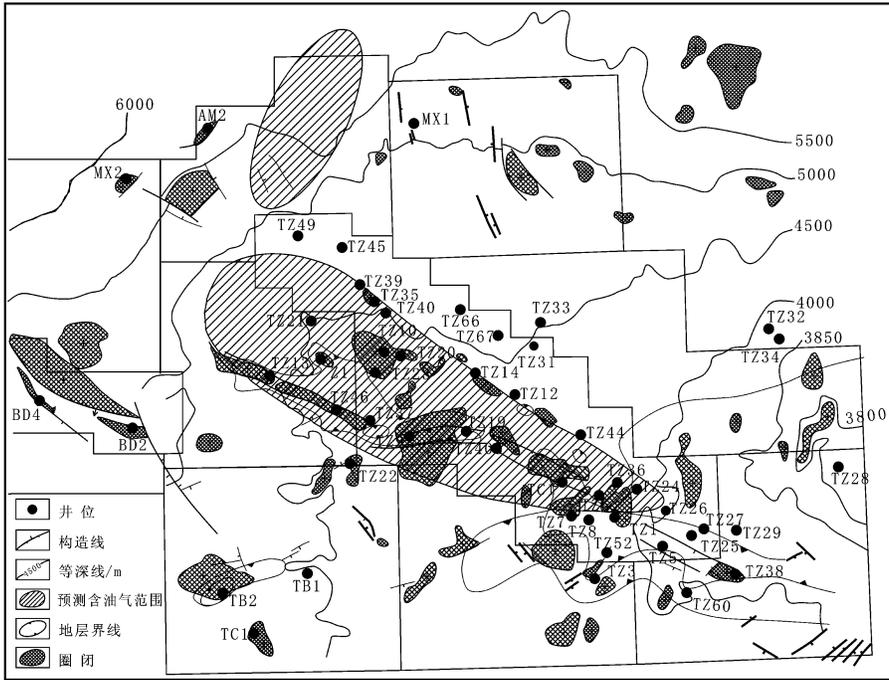


图9 塔中地区东河砂岩和石炭系油气有利分布预测图

Fig.9 Forecast map of favorable distribution of the Donghe sandstone and Carboniferous petroleum in the Tazhong area

### 2.2 构造与储层控油、多期成藏、后期充注是志留系成藏的基本特征

志留系油气藏具有多期成藏的特点。早期古油藏被大面积破坏而呈沥青，破坏的本质不仅指红泥段该层的剥蚀，更重要的是指断层对油藏的逸散以及与早期地表水沟通而引起的油藏氧化。这类油藏在隆起高部位因志留系被剥缺。近垒因油藏破坏而呈稠油、沥青存在，构造翼部油藏则能够保存。在上奥陶统烃源岩油气成熟运移期，古油藏被再次充注改造，形成现今志留系油藏的态势。

后期充注时，圈闭形态、储层物性、油源通道是制约这一层系产油的重点因素。圈闭形态要求是继承性圈闭，聚集早期油气，后期继承，为后期油气的再次注入、再造提供优势方向和场所。对志留系油藏，塔中10构造带是较有利的勘探区带，向东不受I号断裂的控制，而主要受沉积相带的制约（图10）。

### 2.3 储层发育程度是奥陶系成藏的关键

奥陶系油气藏以类型多、含油气井段长、分布面积大为特征，是塔中地区的主要勘探层系之一。储层是油气富集的主控因素，奥陶系油气藏的形态受不规则孔、缝、洞储层的控制，“岩溶”是碳酸盐岩储层发育的重要特点。塔中地区具有岩溶类型多样化、控制因素复杂、不均质性强、储层物性横向变化大等特点<sup>[3]</sup>。本区奥陶系主要为裂缝-溶孔、溶洞型储

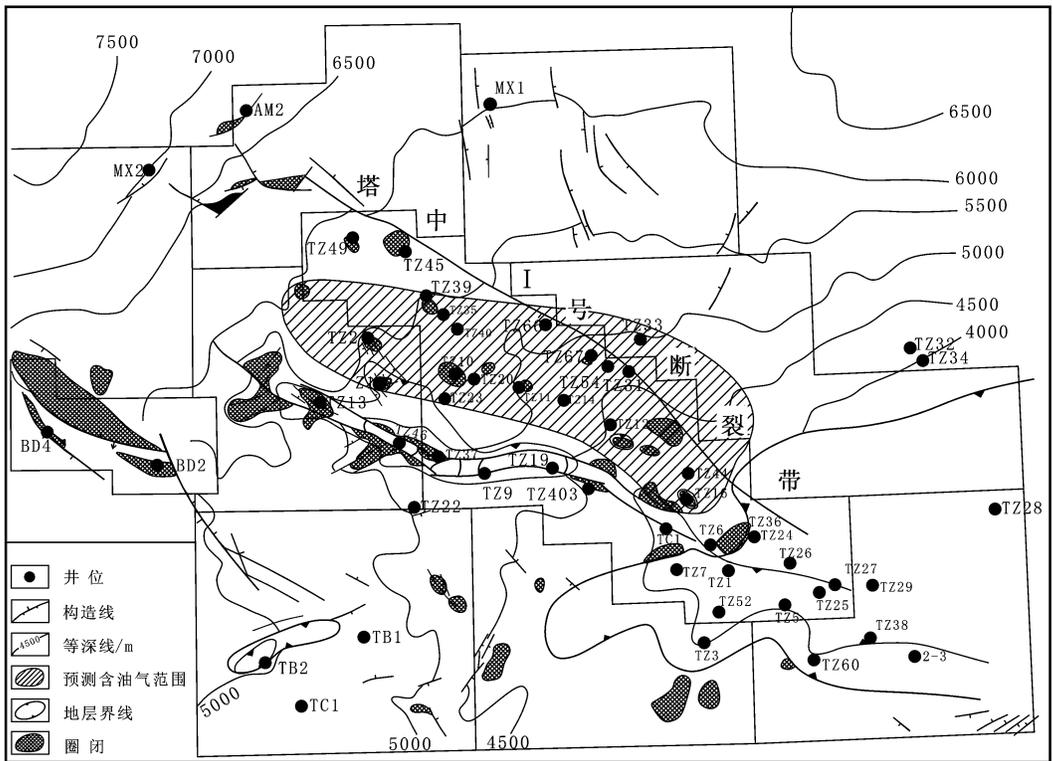


图 10 塔中地区志留系塔塔埃尔塔格组油气有利分布预测图

Fig 10 Forecast map of favorable distribution of petroleum in the Silurian Tataaierge Formation in the Tazhong area

层, 储层的非均质性极强, 充填程度不一, 各储层段在空间上互不连通或连通性差, 是区内奥陶系圈闭形成的重要条件。

奥陶系油气藏的形态受不整合面及裂缝岩溶发育程度的控制, 后期充填与成岩又是储层改造的症结。区域不整合面上的岩溶现象很普遍, 但孔缝洞的发育和充填程度却因地而异, 如塔中 10、2、9 等井因孔缝洞发育差或充填程度高而失利, 相反, 如中 1 井充填程度相对较低而成功。根据目前的钻探成果, 岩溶的发育及其分布与早期隆起、断裂有密切的关系, I 号断裂倾没端和中 1 低隆是两个有利岩溶发育区。

#### 2.4 油气多期充注造成多层系含油、南北分异的成藏特点

垂向上油气藏的分布明显受储盖组合的控制, 具明显的分层性。多层系含油形成复式油气藏。”多层系含油”是指塔中地区现有的油气藏层系包括了石炭系、泥盆系东河组、志留系、中下奥陶统和寒武系油气藏。受构造类型、储层类型的控制, 塔中地区已发现的油气藏主要以背斜、地层超覆和裂缝性油气藏为主, 中下奥陶统和寒武系以凝析气藏为主, 石炭系、泥盆系东河组和志留系为油藏<sup>4</sup>。

塔中地区碳酸盐岩油气藏成藏具有以下特点: ①油气充注明显受控于两套烃源岩的热演化: 一套为中下寒武统, 其排烃期主要为晚加里东—早海西期和晚海西期; 一套为中上奥陶统, 其排烃期主要为喜马拉雅。②均为多次成藏。塔中 45 井及塔中 162 井深部气藏均经历了两次成藏, 塔中 1 井凝析气藏为 3 次成藏。

“南北分异”是指塔中 I 号构造带因无“浅层断裂”的散失而在奥陶系内聚油的特点; II号构造带缺失志留系, 东河组和石炭系因圈闭优越而聚油, 奥陶系因储层发育而聚气; I号、II号构造带之间以东河组和石炭系、志留系和奥陶系多层系含油气为特点<sup>[5]</sup>。

对同一油气藏, 其油源往往在一套主力烃源岩的背景下具有其他油源的混入, 两种油气聚集模式可能在同一油气单元叠合, 使油气藏的特征变得十分复杂。中 1 井奥陶系整体表现为一凝析气藏, 油气充注史分析的结果也反映了不同油气源的混源成藏特征。

因为塔中油气藏多期演化与调整的特点, 对于单个油气藏, 能够多层系显示。因为对该油气层, 运移网络是基本连通的, 上下储层物性差异很大, 油气总是选择最有利的储集层段聚集。

### 3 结论与认识

塔中地区近几年的勘探与研究表明, 该区油气成藏复杂, 影响因素较多, 主要控制因素有烃源岩、运移通道、构造类型、构造演化、储层物性及展布、储盖组合、火成岩对油气藏的影响。

该区有早古生代晚期和中生代两个油气成藏期, 早古生代末期古油藏破坏期, 中生代油气藏调整、改造期。油气多期运聚、改造, 形成现今圈闭在多层系聚集多类型烃类的局面。其成藏规律概括为①圈闭和油源断层是东河组成藏的必要条件; ②构造与储层控油、多期成藏、后期充注是志留系成藏的基本特征; ③储层发育程度是奥陶系成藏的关键; ④油气多期充注造成多层系含油、南北分异的成藏特点。

对于泥盆系东河砂岩油藏来说, 不同的含油圈闭具有独立的油水界面。志留系塔塔埃尔特格组砂岩油气成藏受储层物性的控制。对奥陶系碳酸盐岩来说, 储层物性的好坏对油气成藏起着重要的决定作用。

### 参 考 文 献

- [ 1 ] 梁狄刚. 塔里木盆地九年油气勘探历程与回顾 [ J ]. 勘探家, 2000 23 ( 2 ): 23 ~ 25.
- [ 2 ] 康玉柱, 陆青. 塔里木盆地油气勘查文集 [ M ]. 新疆人民出版社, 香港文化教育出版社, 1994.
- [ 3 ] 阎相宾. 塔河油田奥陶系碳酸盐岩储层特征 [ J ]. 石油与天然气地质, 2002, 9 ( 5 ): 612 ~ 615.
- [ 4 ] 王子煜, 陆克政, 漆家福, 等. 塔里木盆地塔中凸起的构造演化及其与油气藏的关系 [ J ]. 石油大学学报 ( 自然科学版 ), 1998 22 ( 4 ): 14 ~ 17.
- [ 5 ] 沈守文. 等试论隐蔽油气藏的分类及勘探思路 [ J ]. 石油学报, 2000 21 ( 1 ): 23 ~ 27.

# DOMINANT CONTROLLING FACTORS AND REGULARITIES OF FORMATION OF PETROLEUM ACCUMULATIONS IN THE TAZHONG AREA

LIU Chun-xiao<sup>1,2,3</sup>, QIAN Li<sup>3</sup>, DENG Guo-zhen<sup>3</sup>

(1. *Qingdao Institute of Oceanography, Chinese Academy of Sciences, Qingdao 266071, Shandong, China;*

2. *Graduate School, Chinese Academy of Sciences, Beijing 100049, China;*

3. *Geophysical Research Institute of the Zhongyuan Oilfield Co. Ltd., SINOPEC, Puyang 457001, Henan, China)*

**Abstract:** Because of many influence factors, the formation of petroleum accumulations is complex in the Tazhong area. Analysis of drilled petroleum accumulations shows that the main controlling factors affecting the formation of petroleum accumulations in the area include: ① source rock; ② migration channels (faults controlled the vertical and lateral distribution of petroleum, carrier layers affected the lateral movement of petroleum and unconformity controlled the lateral movement of petroleum); ③ types of structure (types of trap, structure styles and paleo-uplift during petroleum generation); ④ tectonic evolution; ⑤ physical properties and distribution of accumulations; ⑥ reservoir and seal association; and ⑦ influence of igneous rocks on petroleum accumulations. The regularities of formation of accumulations are as follows: ① traps and source-related faults are necessary conditions for the formation of accumulations in the Donghe sandstone; ② controls of structure and reservoir on petroleum, multi-stage formation of accumulations and later-stage injection are basic features of Silurian formation of accumulations; ③ the degree of development of accumulations is the key to the formation of Ordovician accumulations; and ④ multi-stage injection of petroleum produced the features of occurrence of petroleum in several layers and north-south differentiation. The study area is characterized by good conditions for formation of petroleum accumulations and a higher level of exploration, and it is particularly the case with the Ordovician carbonate petroleum accumulations which are marked by more types and longer petroleum-bearing well intervals. Their shapes were controlled by irregular pores, cracks, and cavities because of their very strong heterogeneity. The reservoir quality is the dominant controlling factor for the concentration of Ordovician petroleum.

**Key words:** source rock; structure style; Tazhong; types of hydrocarbon accumulations; regularity of accumulation formation