

文章编号: 1000-0550(2012)04-0747-08

地层温度对油气运、聚影响的系统分析^①

程付启¹ 宋国奇² 王永诗¹ 刘雅利¹

(1. 中国石油化工股份有限公司胜利油田分公司 地质科学研究院 山东东营 257015;

2. 中国石油化工股份有限公司胜利油田分公司 山东东营 257001)

摘要 地层温、压是油气成藏环境的能量参数,影响着油气从生成、运聚、调整,直至逸散的整个过程。前人研究多注重温度对油气生成、压力对油气运移的控制作用,对温度在油气运移、聚集中的作用还没有系统的研究。作者通过对油气运移、聚集过程中所发生的物理、化学及物理化学作用分析,明确了地层温度在其中所起的作用。对油气运移,一方面,地层温度非均匀变化引起的热应力,可以直接为油气运移提供驱动力;另一方面,地层温度通过改变分子粘度、表面张力、溶解度等物性参数影响油气运移能力。对于油气聚集,地层温度(和地层压力等)不仅影响和制约油气的分布位置,还通过控制有机质演化进程、影响烃类流体相态分异,来影响油气的聚集特征。最后还对地层温度控藏中存在的问题进行了探讨,认为地层温度与地层压力、构造应力等因素存在一定内在联系并共同控制油气成藏,在分析地层温度对各成藏阶段的影响时应恢复相应时期的地温场。

关键词 地层温度 影响 油气运移 聚集特征

第一作者简介 程付启 男 1978年出生 高级工程师 石油地质学 E-mail: chengfq9804@yahoo.com.cn

中图分类号 TE122.1+2 **文献标识码** A

0 引言

油气成藏的各个阶段均在一定的地层温、压条件下完成。作为油气成藏环境的能量参数,地层温、压对油气生成、运移、聚集及保存等各个过程产生影响,并在很大程度上决定了油气的分布位置和富集状况^[1-4]。因此,正确认识温、压条件对成藏过程的影响,是揭示油气成藏机制、准确预测油气分布的基础。但是,目前对温、压控藏作用的认识,多限于温度对成烃、压力对运移的影响,对温度在油气运移、聚集中的作用还没有系统的研究。那么,油气运移、聚集是否也受温度的影响?其影响方式及作用机制是什么?本文通过对相关文献的调研,综述了油气运、聚过程中发生的各种物理、化学及物理化学作用,结合前人的相关研究成果,系统分析了地层温度对油气运、聚的影响。

1 对油气运移的影响

剩余地层压力是油气运移的重要动力,是决定油气运移方向、运移距离等的重要因素之一^[5,6]。那么,作为热能量度的地层温度,在油气运移中的作用如何?笔者认为,温度不仅能够直接影响甚至产生油

气运移的动力条件,还可通过影响流体物性而改变油气运移的速率与规模,辅助剩余压力驱动油气成藏。

1.1 提供运移能量

从能量的角度上讲,自然界中任何物质的运动都是一个能量逐渐降低、系统趋于稳定的过程^[7],这也是油气总是从高势区向低势区运移的原因。地层温度作为成藏环境中热能指标,其高低与热能大小密切相关,高温区油气往往具有较高的能量,在相同压力条件下分子活动速率高、系统稳定性差,具有向低温区(低能区)逸散的趋势。根据邱楠生等^[8]的温差驱油实验结果,油气运移速度、运移距离和运移量与温度差和运移时间有关,而在某一温度差下,油气运移的最远距离恒定,与地层压力驱油特征相似。

不仅如此,当物体温度变化不均时,其内部将产生热应力^[9]。在高地热稳定性盆地、构造应力作用较弱时,热应力将成为油气运移的主要动力。根据李志安等的研究,大庆长垣及邻区凹陷内(古龙、三肇、黑鱼泡等凹陷)葡萄花油层油气运移方向基本与该层热应力矢量一致,反映了热应力在地温梯度带对油气运移的控制作用^[10]。这是地层温度提供油气运移动力、控制油气运移的实例。此外,封闭盆地中的高温增压作用,也是热力提供油气运移能量的重要方

^①中国博士后科学基金(批准号:20090451345)项目 国家专项“渤海湾盆地南部精细勘探关键技术”(编号:2008ZX05006)资助。
收稿日期:2011-02-05; 收修改稿日期:2012-03-06

式^[11]。

由此可见,地温分布不均时,油气能够在温度(能量)差及热应力的驱动下直接发生运移。此外,地层温度还通过影响地层压力,并与之一起影响油气运移。例如,在封闭环境下,高温增压作用产生的异常压力,不仅为油气初次运移提供足够的动力,还控制了油气二次运移的方向和效率。由于深部地壳结构、区域地质构造及岩石间热参数的差异,盆地在纵、横向上必将存在地温变化差异^[10,12],而封闭环境下高温增压作用也十分普遍。因此,温度驱动油气运移的现象也必然普遍存在,应当引起足够的重视。

1.2 影响运移能力

油气运移能力的高低可以用运移速率(单位时间运移的距离)和运移效率(单位时间运移量)来表征。根据现有的认识,游离、水溶和扩散是油气运移的主要相态^[13],三种相态下油气运移能力分别受油气运移动力—阻力关系、油气溶解能力与扩散速率的控制,地层温度通过改变油气的各种物性参数,从而影响其运移能力。

1.2.1 游离相运移

根据前人研究,游离相是油气、特别是石油运移的主要相态^[14~16],运移动力主要包括剩余压力、浮力、水动力和构造应力等,阻力主要有毛细管力、吸附力、粘滞阻力等^[17]。在运移动力、时间和源岩供烃能力一定的情况下,阻力越小则运移速率越高、运移距离越远、运移规模越大,温度主要通过改变运移阻力大小影响油气运移。

(1) 对毛细管阻力的影响

毛细管阻力是游离态油气在孔隙介质中运移的主要阻力,其大小与油水界面张力、孔隙半径及润湿角有关。当油气在由大小不同的毛细管组成的空间中运移时,所受到的阻力为连续油气两端的毛细管压力差^[13]:

$$P_c = 2\sigma \left(\frac{1}{r_i} - \frac{1}{r_p} \right)$$

式中 P_c 为毛管压力, Pa; σ 为界面张力, N/m; r_i 和 r_p 分别为岩石喉道和岩石孔隙半径, μ 。

从上式可知,在岩石孔隙结构确定的情况下,毛细管阻力的大小仅与油—水或气—水界面张力有关。而界面张力的大小除与流体成分有关外,一般具有随温度升高而降低的规律。根据 Schowalter^[18] 等的研究,油—水界面张力随温度升高而降低的梯度为 $1.8 \times 10^{-4} \text{ N}/(\text{m} \cdot ^\circ\text{C})$,气—水界面张力降低的梯度为

$1.8 \times 10^{-4} \sim 1.8 \times 10^{-3} \text{ N}/(\text{m} \cdot ^\circ\text{C})$ 。因而,温度通过改变油—水、气—水界面张力,从而改变毛细管阻力,并进而影响油气运移速率与规模。温度越高,油—水、气—水界面张力越小,毛细管阻力也越小,油气运移速率越高,相同的时间和供烃条件下油气运移越远;反之亦然。

(2) 对吸附力的影响

吸附是在范德华力和静电引力的作用下流体分子附着在固体表面上的现象。吸附作用往往使油气在源岩或运载层中滞留,降低运移通道的有效截面及孔喉半径,使运移难度增加。油气在地下岩石孔隙中运移时,所受吸附力(量)的大小与岩石结构、骨架颗粒矿物组成、流体成分等有关^[7]。当岩石类型、流体性质等确定时,吸附力的大小则主要受温度的影响,通常表现为温度升高吸附力(量)降低^[19]。

(3) 对粘滞阻力的影响

油气在地下岩石孔隙中流动时,除受毛管压力、矿物吸附等外部阻力的制约外,还受其内部摩擦力,即粘滞阻力的影响。油气在孔隙中流动时,其内摩擦力的大小可用粘滞力来衡量,粘滞力越大则粘滞阻力越大,油气越难运移;反之亦然。流体粘滞力大小取决于孔隙结构、流体流动速度及流体粘度,后者均与温度存在良好的相关关系。对于石油来说,温度升高则粘度下降,运移速度增加。图1所示是胜利油田某井原油粘—温关系,表明原油粘度随温度的增加呈几何梯度降低;反之,温度降低粘度则迅速增加,导致运移能力下降。以东营凹陷为例,原油粘度向南部斜坡逐渐升高,其运移能力逐渐下降,并在草桥附近成为油气封堵的重要机制。

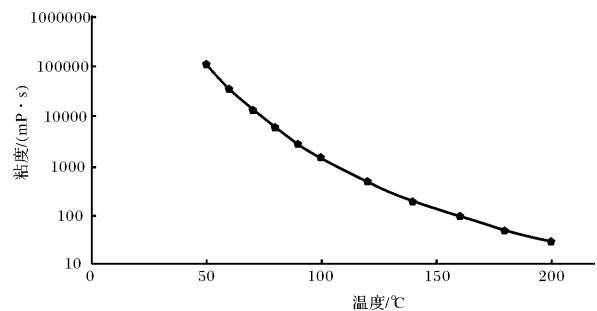


图1 胜利油田某井原油粘—温曲线

Fig. 1 Viscosity-temperature curve of a well in Shengli oilfield

1.2.2 水溶相运移

Admas 早在上世纪初期就已提出了水溶相运移的观点,并逐渐被中外石油地质家接受^[16,20,21]。制约水溶相运移能力的关键因素是油气溶解度大小,在地

层水运移量确定的情况下,溶解度越大则溶解运移能力越强,反之则越低。根据 Price 的研究^[20-21],温度从 25℃ 升高到 150℃ 时,石油在水中的溶解度可以增加 400 倍;而天然气的溶解度在 < 80℃ 时随温度升高而降低, > 80℃ 则随温度升高而增加。根据付晓泰等^[22]的计算, 42 MPa 压力下, CH₄ 在矿化度 58.5 g/L 水中的溶解度可从 104.44℃ 时的 3.406 m³/m³ 增加到 137.78℃ 的 4.221 m³/m³。

在一定条件下,石油(天然气)还可以气溶相(油溶相)运移,其溶解度也同样受温度的影响。因此,地层温度通过改变油气溶解度,影响油气溶解相运移能力。运移路径上温度的变化往往是溶解油气,特别是溶解天然气析出成藏的重要原因。例如,柴达木盆地三湖坳陷涩北一、二号生物气田形成机制之一,是溶解态的生物气,随地层水运移至涩北构造后,因溶解度降低而析出成藏^[23]。

1.2.3 扩散相运移

扩散是由物理量差异引起的促使物理量平均化的物质迁移现象,包括由浓度差引起的分子扩散,由温度差引起的热扩散,及外力(压力、电磁场等)引起的强制扩散等^[16]。由于源、储之间,储、盖之间或输导路径上总存在浓度、温度及外力差异,因此扩散运移是最普遍的油气运移方式,对天然气运移具有重要意义^[24-25]。

根据热扩散定义,温度差的存在是物质热扩散前提^[9]。不难理解,温度差越大则油气扩散运移能力越大。此外,温度还通过影响扩散系数改变分子扩散效率。由 Fick 定律:

$$dQ = -D \cdot dS \cdot \frac{dc}{dx}$$

可知,分子扩散速率与浓度梯度($\frac{dc}{dx}$)、扩散面积(S)及扩散系数(D)系数成正比,而根据爱因斯坦—斯托克斯方程,扩散系数可由下式计算^[26]:

$$D = KT/6\pi r\mu$$

式中: K 为波尔兹曼常数, $g \cdot cm^2/s^2 \cdot K$; T 为扩散系统的温度, K ; r 为气体的分子半径, cm ; μ 为介质的粘度系数。

由计算公式可知,扩散系数与系统温度成正比。系统温度越大,分子活动性越强,其运移速率越大。

综上所述,温度作为热能的量度,通过改变油气物理参数可以明显影响其运移速率。因此,对勘探程度较低的地温变化区,查明地温场的分布及变化规

律,对于预测油气的形成与分布,勘察油气聚集区,具有十分重要的意义。

2 对油气聚集特征的控制

聚集特征是指油气通过运移、汇集而大量滞留的运移动力—阻力平衡部位及其聚集的状态,也受地层温度条件的控制。

2.1 对油气聚集部位的控制

油气在盆地中的聚集部位是源岩条件、输导体系、储层分布、圈闭发育,以及运移、保存过程等多种成藏要素和成藏过程综合作用的结果。而所有成藏要素的发育与成藏过程的发生均在一定的地层温度下进行,并受地温环境的影响。例如,源岩演化速率与成烃特征与地层温度存在函数关系^[27-29],运移路径的有效性也受地温条件的影响^[30],储层次生孔隙往往在一定的温度下发育^[31],油气运移方向、速率、规模及保存过程也受地温的控制^[1, 32]。地层温度通过制约成藏要素与成藏过程,影响油气的聚集部位。油气往往在一定的温度区间内分布和富集,这已在多个盆地勘探实践中得到证实。例如,准噶尔盆地油气主要聚集在相对低能的地温系统内^[3],柴西地区油气主要低能地温系统区^[4]。其他如酒东盆地营尔凹陷、银额盆地查干凹陷等,油气分布与地层温度存在一定关系^[33-34]。

值得注意的是,地层温度往往与地层压力联合控制油气分布。肖焕钦等曾提出利用地温异常值(某层测温点实测井温与相同深度处全区平均地温之差)与压力系数来划分温压区的方法,并明确了东营凹陷油气富集的温压环境^[35]。作者利用该方法对沾化凹陷多个剖面的温压区进行了划分,通过与油气聚集情况对比,发现油气均聚集在特定的温压区。以垦斜 627—义 107 剖面为例(图 2),油气主要在常、低温区(地温异常值 < -4℃)—高压(压力系数 > 1.2)过渡区富集,如义 65—义 123 井区沙三中、上亚段,含油高度最大超过 150 m;在远离压力中心的高温(地温异常值 > 4℃)—常、低压区(压力系数 < 1.2)也可以聚集油气,只是富集程度降低,表现为含油高度从内向外逐渐降低。

分析认为,油气的这种分布状态,反映了地层温、压对油气成藏的共同控制作用,即剩余压力是油气成藏的主控因素,决定了油气运移的方向和距离;地层温度通过改变地层中油气水的物性制约着的流体的活动能力,两者合适配置的低温—高压区(油气惰性

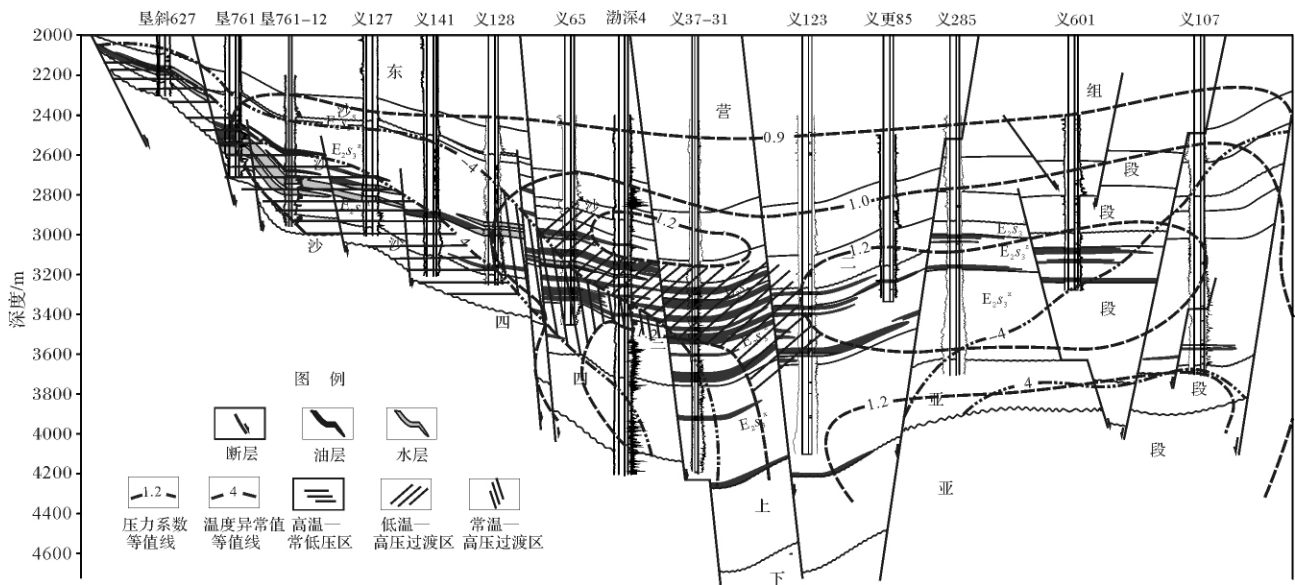


图2 沾化凹陷渤南洼陷垦斜627—义107油气与温压分布剖面图

Fig. 2 Oil-gas and geo-temperature-pressure section crossing Kenxie627—Yi107 wells in Bonan sub-sag, Zhanhua Sag

强但动力足)、高温—中低压区(油气活性强而驱动力弱)是油气聚集的有利部位。

2.2 对油气聚集相态的影响

一个盆地甚至同一凹陷,常常发育多种相态的油气藏,例如济阳坳陷既存在稠油藏、正常油藏、凝析油藏,也发育湿气及干气藏。油气聚集相态的确定,是部署开发方案的重要依据,直接影响着油气资源的开发效率及所取得的经济效益^[36]。根据前人研究,油气聚集相态由其生成相态,及生成后相态分异两方面决定^[37-39]。油气生成相态及生成后相态分异均受地层温度影响。

2.2.1 对生成相态的影响

从生成过程上来讲,烃类相态与有机质类型及其演化阶段有关^[38],其中有机质演化阶段是主控因素。根据经典的生烃模式,有机质成熟度($R_o\%$) $<0.5\%$ 主要生成生物气;正常原油生成于 R_o 为 $0.5\% \sim 1.35\%$ 之间, $R_o > 1.35\%$ 进入凝析油和湿气阶段, $R_o > 2.0\%$ 则进入生成干气阶段^[21,40,41]。由于有机质成熟度是地层温度的函数,因此,地层温度通过影响有机质演化进程,控制了油气的生成相态。

温度对油气生成相态的影响,在实际剖面中往往表现为不同埋藏深度、油、气藏类型,以及油藏中天然气赋存状态的差异。以油气富集的沾化凹陷为例,受地层埋深、温度变化的控制,烃源岩在温度 $<200^\circ\text{C}$ (埋深 $<5000\text{ m}$)的深度段,主要生成液态烃(含不

同赋存状态的天然气),从目前勘探情况来看,除浅部(温度 $<70^\circ\text{C}$ 、埋深 $<1500\text{ m}$)存在生物降解气藏之外,发现的也主要为油藏;而在温度 $>200^\circ\text{C}$ (埋深 $>5000\text{ m}$ 、 $R_o > 2.0\%$)的深层,烃源岩进入生成干气阶段,目前发现的也主要是天然气藏,如渤深5气藏。

2.2.2 对相态分异的影响

除生成过程之外,油气聚集的相态还与运移过程中的相态分异、储集环境以及油气保存条件等有关^[42]。其中地层温度是储集环境的重要因素之一(能量因素还有地层压力)。根据流体相态方程,当流体组成与地层压力确定,地层温度变化会改变地下流体的相态^[43],这常常是次生凝析油气藏形成的原因^[37,44,45]。England等^[46,47]曾通过大量数据统计,研究了地层温度和压力条件对地下液态烃“气油比”(GOR)、气态烃“凝析油气比”(CGR)的影响,并回归了相关经验公式,显示了地层温、压对油气运移相态的影响。

地层温度除直接决定气液比之外,还可以改变不同相态烃或同相态烃不同组分的运移速率,从而引起油气运移过程中的相态分异,这一影响作用常常导致含油气系统内不同相态流体,或不同密度、不同粘度流体从源到藏的规律性分布。这是因为不同相态烃或同相态烃中的不同组分,在运移过程中吸附程度、溶解度或扩散效率受温度变化影响的程度不同,从而导致烃类流体相态的分异。以渤南洼陷沙四上亚段

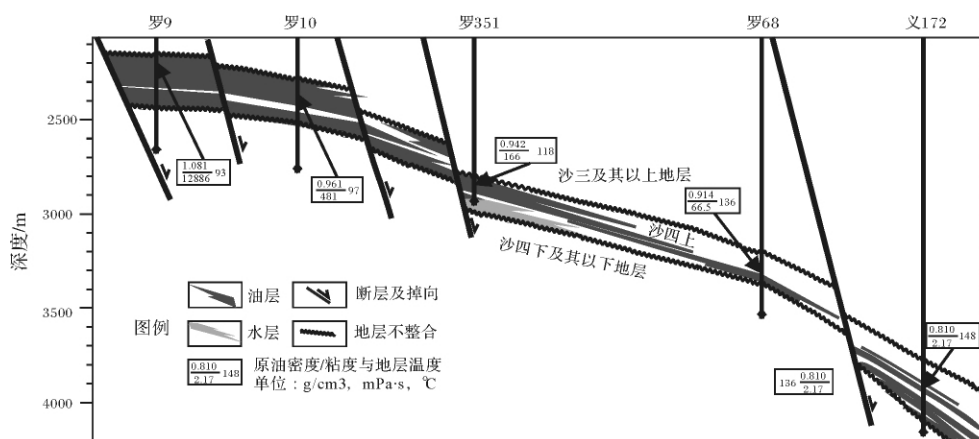


图3 渤南洼陷沙四上亚段油气相态与地层温度变化特征

Fig. 3 Change characteristic of oil-gas phases and geotemperature of Es4s in Bonan sag

罗9—义172剖面为例,原油物性从生烃中心向南部缓坡规律性变化,其密度从义172井的 0.810 g/cm^3 增加到罗9井的 1.081 g/cm^3 ,动力粘度由 $2.17 \text{ MPa} \cdot \text{s}$ 升高到 $12886 \text{ MPa} \cdot \text{s}$;相应的地层温度也从义172井的 148°C 降低到罗9井 93°C (图3)。渤南洼陷原油物性的这种规律性变化,即是运移分异作用的结果,而地层温度的变化应是导致原油相态分异的重要因素。

此外,保存条件也是决定油气聚集相态的重要因素,如在盖层封闭性稍差的地区,天然气和轻烃组分大量散失,只有重质组分相对富集,可形成残余油藏^[48]。除此之外,藏内发生的一些物理化学作用,如微生物降解、高温裂解、TRS反应等,也常常是油气聚集相态变化的重要原因^[49~52]。油气从藏内向外散失的过程是油气运移的特殊方式,其方式和机理均与运移成藏相似,油气散失速率及分异同样受地层温度的影响。此外,微生物降解、高温裂解、TRS等物理化学反应均遵循反应动力学定律,反应速率是系统温度的函数。由此可见,地层温度通过影响油气逸散速率及相关物理化学过程,影响着藏内油气的相态分异。

3 结语

作为油气成藏的环境能力参数,地层温度从多个方面影响油气的运、聚特征。对于油气运移,一方面,地层温度非均匀变化引起的热应力,可以直接为油气运移提供驱动力;另一方面可以通过改变分子粘度、表面张力、溶解度等物性参数来影响油气运移能力。对于油气聚集,地层温度(和地层压力)不仅影响和制约油气的分布位置,还通过控制有机质演化进程、

影响烃类流体相态分异,来影响油气的聚集。

值得注意的是,地层温度只是油气成藏的热能环境量度,并非影响油气运、聚的单一因素,它和地层压力、构造应力等因素联合影响油气的运移过程和聚集特征。事实上,作为油气成藏的环境因素,地层温度与地层压力、构造应力存在一定的内在联系,并共同控制着油气生成、运移、聚集及保存过程,进而决定油气藏现今的分布状况。此外,由于油气成藏多发生在一定的地质时期,在分析地层温度对各成藏阶段的影响时,首先要利用包裹体分析、盆地模拟等方法,恢复地质时期的地温场。

参考文献 (References)

- 1 杨计海. 莺—琼盆地温压场与天然气运聚关系[J]. 天然气工业, 1999, 19(1): 39-43 [Yang Jihai. Influence of geothermal and geopressured field on the migration and accumulation of natural gas in Ying-Qiong basin[J]. Natural Gas Industry, 1999, 19(1): 39-43]
- 2 Liu Zhen, He Weiying, Han Jun, et al. Relation of geotemperature-formation pressure systems with migration and accumulation of petroleum in the east of Junggar basin[J]. Journal of the University of Petroleum, China, 2000, 24(4): 15-20
- 3 刘震,戴立昌,赵阳,等. 济阳拗陷地温—地压系统特征及其对油气藏分布的控制作用[J]. 地质科学, 2005, 40(1): 1-15 [Liu Zhen, Dai Lichang, Zhao Yang, et al. Characteristics of geotemperature-pressure systems and their controlling functions on pools' distribution in the Jiyang depression[J]. Chinese Journal of Geology, 2005, 40(1): 1-15]
- 4 李鹤永,刘震,党玉琪,等. 柴达木盆地西部地区地温—地压系统演化及其与油气成藏的关系[J]. 地质科学, 2006, 41(4): 564-577 [Li Heyong, Liu Zhen, Dang Yuqi, et al. Evolution of geotemperature-pressure systems and its relation to distribution of oil-gas accumulation in the western Qaidam Basin[J]. Chinese Journal of Geology,

- 2006, 41(4): 564-577]
- 5 Magoon L B, Dow W G. The petroleum system from source to trap [J]. AAPG Memoir 60, 1994: 10-39
 - 6 张厚福, 方朝亮, 高先志, 等. 石油地质学 [M]. 北京: 石油工业出版社, 1999: 143-146 [Zhang Houfu, Fang Chaoliang, Gao Xianzhi, *et al.* Petroleum Geology [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1999: 143-146]
 - 7 傅献彩, 沈文霞, 姚天扬. 物理化学 [M]. 北京: 高等教育出版社, 1991: 1-279 [Fu Xiancai, Shen Wenxia, Yao Tianyang. Physical Chemistry [M]. Beijing: Higher Education Press, 1991: 1-279]
 - 8 邱楠生, 方家虎. 热作为油运移动力的物理模拟实验 [J]. 石油与天然气地质, 2003, 24(3): 210-214 [Qiu Nansheng, Fang Jiahu. Physical simulation for petroleum migration in thermodynamic system [J]. Oil & Gas Geology, 2003, 24(3): 210-214]
 - 9 李维特, 黄保海, 毕仲波. 热应力理论分析及应用 [M]. 北京: 中国电力出版社, 2004: 1-12 [Li Weite, Huang Baohua, Bi Zhongbo. Theoretical Analysis and Application of Thermal Stresses [M]. Beijing: China Electric Power Press, 2004: 1-12]
 - 10 李志安, 张博闻, 丁文龙. 松辽盆地地热和热应力特征及其在油气运移中的作用 [J]. 中国石油勘探, 1997, 2(1): 12-16 [Li Zhian, Zhang Bowen, Ding Wenlong. Features of geothermal and thermal stress in Songliao basin and its relation to oil and gas migration [J]. China Petroleum Exploration, 1997, 2(1): 12-16]
 - 11 康永尚, 郭黔杰. 论油气成藏流体动力系统 [J]. 地球科学, 1998, 23(3): 281-284 [Kang Yongshang, Guo Qianjie. On oil and gas migration and accumulation fluid dynamic systems [J]. Earth Science: Journal of China University of Geosciences, 1998, 23(3): 281-284]
 - 12 莫伊谢延科 Y N 著. 地热研究与应用 [M]. 北京: 地震出版社, 1990 [Moyixieyanke Y N. Study on Geothermal and Its Application [M]. Beijing: Earthquake Press, 1990]
 - 13 李明诚, 李伟. 油气聚集量模拟的研究 [J]. 石油勘探与开发, 1995, 22(6): 36-39 [Li Mingcheng, Li Wei. A study of simulation of hydrocarbons accumulating quantity [J]. Petroleum Exploration and Development, 1995, 22(6): 36-39]
 - 14 Dickey P A. Possible primary migration of oil from source rock in oil phase [J]. AAPG Bulletin, 1975, 59(2): 337-345
 - 15 McAulliffe C D. Oil and gas migration: chemical and physical constraints [J]. AAPG Bulletin, 1979, 63(5): 761-781
 - 16 Barker C. Primary migration—the importance of water-organic-mineral matter interactions in the source rock [J]. AAPG Bulletin, 1980, 64(10): 1321-1334
 - 17 李明诚. 石油与天然气运移 (第三版) [M]. 北京: 石油工业出版社, 2004: 50-149 [Li Mingcheng. Oil and Gas Migration (the third press) [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2004: 50-149]
 - 18 Schowalter T T. Mechanics of secondary hydrocarbon migration and entrapment [J]. AAPG Bulletin, 1979, 63(5): 723-760
 - 19 张茂林, 梅海燕, 杜志敏, 等. 多孔介质中吸附作用对油气体系相态的影响 [J]. 天然气工业, 2004, 24(11): 109-112 [Zhang Maolin, Mei Haiyan, Du Zhimin, *et al.* Influence of adsorption action on phase behavior of oil/gas system in porous media [J]. Natural Gas Industry, 2004, 24(11): 109-112]
 - 20 Price L C. Aqueous solubility of petroleum as applied to its origin and primary migration [J]. AAPG Bulletin, 1976, 60(2): 213-244
 - 21 Price L C. Thermal stability of hydrocarbons in nature: Limits, evidence characteristics and possible controls [J]. Geochimica et Cosmochimica Acta, 1993, 57(17): 3261-3280
 - 22 付晓泰, 王振平, 卢双舫, 等. 天然气在盐溶液中的溶解机理及溶解度方程 [J]. 石油学报, 2000, 21(3): 89-94 [Fu Xiaotai, Wang Zhenping, Lu Shuangfang, *et al.* Mechanism of natural gas dissolving in brines and the dissolving equation [J]. Acta Petrolei Sinica, 2000, 21(3): 89-94]
 - 23 魏国齐, 刘德来, 张英, 等. 柴达木盆地第四系生物气形成机理、分布规律与勘探前景 [J]. 石油勘探与开发, 2005, 32(4): 84-89 [Wei Guoqi, Liu Delai, Zhang Ying, *et al.* Formation mechanism, distribution feature and exploration prospect of the Quaternary biogenic gas in Qaidam Basin, NW China [J]. Petroleum Exploration and Development, 2005, 32(4): 84-89]
 - 24 Leythaeuser D. Diffusion of light hydrocarbons through near-surface rocks [J]. Nature, 1980, 284(4): 522-525
 - 25 Krooss B M, Leythaeuser D, Schaefer R G. The quantification of diffusive hydrocarbon losses through cap rocks of natural gas reservoirs—a reevaluation [J]. AAPG Bulletin, 1992, 76(3): 403-406
 - 26 郝石生, 陈章明, 高耀斌, 等. 天然气藏的形成和保存 [M]. 北京: 石油工业出版社, 1995: 4-6 [Hao Shisheng, Chen Zhangming, Gao Yaobin, *et al.* Formation and Conversion of Natural Gas Reservoir [J]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1995: 4-6]
 - 27 Hao Fang, Sun Yongchuan, Li Sitian, *et al.* Overpressure retardation of organic matter maturation and hydrocarbon generation: A study from the Yinggehai and Qiongdongnan basins, offshore South China Sea [J]. AAPG Bulletin, 1995, 79(4): 551-562
 - 28 郝芳, 邹华耀, 方勇, 等. 超压环境有机质热演化和生烃作用机理 [J]. 石油学报, 2006, 27(5): 9-18 [Hao Fang, Zou Huayao, Fang Yong, *et al.* Kinetics of organic matter maturation and hydrocarbon generation in overpressure environment [J]. Acta Petrolei Sinica, 2006, 27(5): 9-18]
 - 29 易平, 黄保家, 黄义文, 等. 莺—琼盆地高温超压对有机质热演化的影响 [J]. 石油勘探与开发, 2004, 31(1): 32-35 [Yi Ping, Huang Baojia, Huang Yiwen, *et al.* Influences of high temperature and overpressure on the thermal evolution of organic matter in the Ying-Qiong Basins, South China Sea [J]. Petroleum Exploration and Development, 2004, 31(1): 32-35]
 - 30 陈欢庆, 朱筱敏, 张琴, 等. 输导体系研究进展 [J]. 地质论评, 2009, 55(2): 269-276 [Chen Huanqing, Zhu Xiaomin, Zhang Qin, *et al.* Advances in pathway system research [J]. Geological Review, 2009, 55(2): 269-276]
 - 31 查明, 曲江秀, 张卫海. 异常高压与油气成藏机理 [J]. 石油勘探与开发, 2002, 29(1): 19-23 [Cha Ming, Qu Jiangxiu, Zhang Weihai. The relationship between overpressure and reservoir forming mechanism [J]. Petroleum Exploration and Development, 2002, 29(1): 19-23]
 - 32 刘丽峰. 温度、压力与油气成藏、分布关系 [C]. 2000 年中国地球

- 物理学会年刊, 2000: 77 [Liu Lifeng. The relationship between temperature, pressure and formation, distribution of oil-gas reservoirs [C]. China Geophysical Association Memoir, 2000: 77]
- 33 陈建平, 黄第藩, 霍永录, 等. 酒东盆地异常流体压力带及与油气分布的关系 [J]. 中国科学: D 辑, 1996, 26(1): 9-15 [Zhen Jianping, Huang Difan, Huo Yonglu, *et al.* The abnormal fluid pressure band in Jiuqian basin and its relationship with oil and gas distribution [J]. Science in China: Series D, 1996, 26(1): 9-15]
- 34 叶加仁, 杨香华. 银-额盆地查干凹陷温压场特征及其油气地质意义 [J]. 天然气工业, 2003, 23(6): 15-19 [Ye Jiaren, Yang Xianghua. Characteristics of the temperature and pressure fields in Chagan sag of Yingen-Ejina banner basin and their petroleum geological significance [J]. Natural Gas Industry, 2003, 23(6): 15-19]
- 35 肖焕软, 刘震, 赵阳. 济阳拗陷地温-地压场特征及其石油地质意义 [J]. 石油勘探与开发, 2003, 30(3): 68-70 [Xiao Huanqin, Liu Zhen, Zhao Yang. Characteristics of geotemperature and geopressure fields in the Jiyang depression and their significance of petroleum geology [J]. Petroleum Exploration and Development, 2003, 30(3): 68-70]
- 36 马世煜. 板桥油、气藏类型及流体相态特征 [J]. 石油勘探与开发, 1992, 19(6): 58-63 [Ma Shiyu. The oil and gas reservoirs types and fluid phase characteristics [J]. Petroleum Exploration and Development, 1992, 19(6): 58-63]
- 37 李小地. 凝析气藏的成因类型与成藏模式 [J]. 地质论评, 1998, 44(2): 200-206 [Li Xiaodi. Genetic types and formation model of condensate gas pools [J]. Geological Review, 1998, 44(2): 200-206]
- 38 王顺玉, 戴鸿鸣, 王海清, 等. 地下烃类相态早期识别的地球化学方法 [J]. 中国石油勘探, 1999, 4(3): 51-52 [Wang Shunyu, Dai Hongming, Wang Haiqing, *et al.* A geochemistry method identifying hydrocarbon phase state in the early stage [J]. China Petroleum Exploration, 1999, 4(3): 51-52]
- 39 周兴熙. 库车油气系统油气藏相态分布及其控制因素 [J]. 天然气地球科学, 2004, 15(3): 205-213 [Zhou Xingxi. The distribution and control factors of phase state of oil and gas pools in Kuqa petroleum system [J]. Natural Gas Geoscience, 2004, 15(3): 205-213]
- 40 Tissot B P, Welte D H. Petroleum Formation and Occurrence (2nd ed.) [M]. Berlin: Springer-Verlag, 1984: 699
- 41 徐永昌. 天然气成因理论及应用 [M]. 北京: 科学出版社, 1994: 59-71 [Xu Yongchang. Origin Theory of Natural Gas and Its Application [M]. Beijing: Science Press, 1994: 59-71]
- 42 王志伟, 李相方, 程时清, 等. 多孔介质凝析气相变的影响因素 [J]. 天然气工业, 2006, 26(1): 90-92 [Wang Zhiwei, Li Xiangfang, Cheng Shiqing, *et al.* Influential factors on phase change of condensate gas in porous media [J]. Natural Gas Industry, 2006, 26(1): 90-92]
- 43 谭承军. 雅克拉气藏沙 15 井 K11 层地下流体相态分析 [J]. 新疆石油地质, 1994, 15(1): 65-68 [Tan Chengjun. An analysis of phase behavior of reservoir fluids from Well Sha 15 in Yakela gas reservoir [J]. Xinjiang Petroleum Geology, 1994, 15(1): 65-68]
- 44 陈义才, 杨宝星, 李延军, 等. 塔里木盆地凝析气藏形成的地质-地球化学条件 [J]. 新疆石油地质, 2001, 22(5): 414-416 [Chen Yicai, Yang Baoxing, Li Yanjun, *et al.* The geologic and geochemical conditions of condensate gas reservoir accumulation in Tarim Basin [J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2001, 22(5): 414-416]
- 45 钟大贤, 袁士义, 胡永乐, 等. 凝析气流体的复杂相态 [J]. 石油勘探与开发, 2004, 31(2): 125-127 [Zhong Taixian, Yuan Shiyi, Hu Yongle, *et al.* Complex phase behavior of gas condensate systems [J]. Petroleum Exploration and Development, 2004, 31(2): 125-127]
- 46 England W A, Mackenzie A S, Mann D M, *et al.* The movement and entrapment of petroleum fluids in the subsurface [J]. Journal of Geological Society of London, 1987, 144(2): 327-347
- 47 England W A, Fleet A J. Petroleum Migration [M]. Geological Society of London Special Publication, 1991: 280
- 48 秦胜飞, 潘文庆, 韩剑发, 等. 库车拗陷油气相态分布的不均一性及其控制因素 [J]. 石油勘探与开发, 2005, 32(2): 19-22 [Qin Shengfei, Pan Wenqing, Han Jianfa, *et al.* Inhomogeneity of oil and gas distribution and its controlling factors in Kuche depression, Tarim Basin [J]. Petroleum Exploration and Development, 2005, 32(2): 19-22]
- 49 张林晔, 李钜源, 李祥臣, 等. 细菌降解气轻烃组成及气源对比 [J]. 石油实验地质, 1996, 18(1): 88-96 [Zhang Linye, Li Juyuan, Li Yangchen, *et al.* Light hydrocarbon constituents of the biodegradation gas and gas-source correlation [J]. Experimental Petroleum Geology, 1996, 18(1): 88-96]
- 50 赵孟军, 张水昌, 廖志勤. 原油裂解气在天然气勘探中的意义 [J]. 石油勘探与开发, 2001, 28(4): 47-56 [Zhao Mengjun, Zhang Shuichang, Liao Zhiqin. The cracking gas from crude oil and its significance in gas exploration [J]. Petroleum Exploration and Development, 2001, 28(4): 47-56]
- 51 潘贤庄, 张国华, 黄保家, 等. 莺歌海盆地浅层天然气生物降解及混源特征 [J]. 中国海上油气地质, 2002, 16(3): 189-195 [Pan Xianzhuang, Zhang Guohua, Huang Baojia, *et al.* Biodegradation and mixed sources of shallow gasfields in Yinggehai basin [J]. China Offshore Oil and Gas, 2002, 16(3): 189-195]
- 52 朱光有, 张水昌, 梁英波, 等. 天然气中富含 H₂S 的成因及其预测 [J]. 地质科学, 2006, 41(1): 152-157 [Zhu Guangyou, Zhang Shuichang, Liang Yingbo, *et al.* Genesis and prediction of high H₂S in natural gas [J]. Chinese Journal of Geology (Scientia Geologica Sinica), 2006, 41(1): 152-157]

Systematic Analysis of Geotemperature Influencing on Migration and Accumulation of Oil-Gas Fluids

CHENG Fu-qi¹ SONG Guo-qi² WANG Yong-shi¹ LIU Ya-li¹

(1. Research Institute of Geological Sciences of Shengli Oil Field, SINOPEC, Dongying Shandong 257015;

2 Shengli Oilfield Company of SINOPEC, Dongying, Shandong 257001)

Abstract: As pool-forming energy parameters, geo-temperature and pressure influence the whole process from oil-gas generating, migrating and accumulating to dissipating. The controlling mechanisms of geo-temperature on oil-gas generated and geo-pressure on migrating have been investigated, while influences of geo-temperature on oil-gas migrating and accumulating have not been considered sufficiently. In order to uncover geo-temperature influence on migrating and accumulating of oil and gas, physical, chemical and physical chemical mechanisms during oil-gas migrating and accumulating have been investigated systemically. After these investigating and analyzing, a conclusion that each reservoiring processes of oil and gas are influenced by geo-temperature has been gained.

There are two types of influencing mechanisms of geo-temperature on oil-gas migrating. Proving dynamic and driving oil and gas directly is the first mechanism. Inhomogeneous distribution of geo-temperature could provide heat-stress which drives oil and gas migrating directly. According to the heat stress theory, if temperature differences exist among different parties of a same body, heat stress would appear immediately. As giant geological bodies, stratum not for a moment have homogeneous temperature. Those eternal temperature differences imply timeless heat stress which has been and will be driving oil and gas migrating from higher temperature area to lower temperature area. The inference that temperature could drive oil and gas has been testified by Qiu Nansheng's experiment, in which the phenomenon of oil migrating from the higher temperature end of tube to the lower end was observed.

In oil-gas migrating process, geo-heat could not only provide power for oil-gas migrating, but also control migrating efficiency by changing some physical parameters, such as sorption, diffusivity and solubility. According to present relative achievements about accumulation of oil and gas, geo-temperature not only partly influences accumulating location of oil and gas, but also mainly controls oil and gas's accumulating phases. Where oil and gas will accumulate is determined by many factors, such as source rock, reservoir, capping, migrating process, preserved process, etc. However, these factors are more or less influenced by geo-temperature. Based on phase of reservoir oil and gas, reservoirs could be classified into heavy oil reservoir, normal oil reservoir, condensate oil reservoir, oil-gas reservoir and gas reservoir. Phase of reservoir oil and gas is determined by their primordial phase and subsequent change. Geo-temperature is one of the two primary factors that determine primordial phase of oil and gas (another factor is the organic materials type of source rock). According to present data gain from experiments and experiences, reflection of vitrinite ($R_o\%$), the directly decisive parameter of primordial phase of oil and gas, is a function of geo-temperature. In Zhanhua sag, when geo-temperature is under 100°C ($R_o < 0.5\%$), the source rock in E_3^x generates biogas only. From 100°C to 175°C (R_o is from 0.5% to 1.35%), routine oil is the main produce. When geo-temperature increase to 175°C ($R_o > 1.35\%$), produce of the source rock is condensable oil containing with wet gas. When geo-temperature is above 200°C ($R_o > 2.0\%$), produce of the source rock will be dry gas only.

In summary, in accumulating, distributing situation and accumulating phase of oil and gas are influenced by geo-temperature (associating with pressure). Two facts are noteworthy, the first one is that geo-temperature is not only, but one of many factors which control reservoiring processes of oil and gas. According to the authors, geo-temperature has inherent relationships with geo-pressure and tectonic stress, and the three factors always control oil and gas migrating and accumulating cooperatively. Another one is that the oil and gas reservoirs we are looking for all reservoired during geological time. It is the paleo-geo-temperature that influenced oil and gas's migrating and accumulating process. So paleo-geo-temperature should be estimated before analyzing influences of geo-temperature on oil-gas migrating and accumulating.

Key words: geo-temperature; influence; oil and gas migrating; oil and gas accumulating