

# 沉积盆地超压系统演化与深层油气成藏条件

郝芳, 邹华耀, 倪建华, 曾治平, 王敏芳

(中国地质大学资源学院, 湖北武汉 430074)

**摘要:** 晚期成藏是大中型油气田形成的重要特征. 从晚期成藏的观点出发, 深层油气藏的形成需要盆地深层发育仍处于有利生、排烃阶段的源岩, 具有较高孔隙度、渗透率的深部储层, 以及有利的储层—盖层能量配置. 在超压盆地中, 超压对生烃的抑制作用使常压盆地中已过成熟的源岩保持在有利的生、排烃阶段, 从而为深层油气成藏提供较好的烃源条件; 超压条件下低有效应力引起的机械压实程度减弱, 流体流动性减弱引起的化学胶结作用减缓及有机酸对矿物的溶解作用使深埋超压储层保持较高的孔隙度和渗透率. 然而, 由于超压引起的地层天然水力破裂和流体穿层运移, 超压环境深部油气藏的形成和保存需要有效的储层—盖层能量配置.

**关键词:** 沉积盆地; 超压系统; 深层油气; 成藏条件.

**中图分类号:** P618.130.1      **文献标识码:** A

**文章编号:** 1000-2383(2002)05-0610-06

**作者简介:** 郝芳(1964—), 男, 长江学者奖励计划特聘教授, 博士生导师, 主要从事石油地质研究.

## 0 引言

随着浅层油气勘探开发程度的不断提高, 盆地深层( $h > 3\ 500\text{ m}$ )成为我国东部油气勘探的主要领域之一, 深层油气成藏机理得到石油地质工作者的广泛关注. 近年来的油气勘探实践和成藏机理研究表明, 多期成藏、晚期为主是我国大、中型油气田发育的重要特征之一<sup>①</sup>. 从晚期成藏的角度出发, 深层油气聚集需要深埋条件下的目标储层保持较高的孔隙度和渗透率, 且目的层段或其下伏地层具有较高的供烃能力. 在很多沉积盆地中, 深层通常发育超压<sup>[1, 2]</sup>. 沉积盆地的超压带不仅是一个地层压力明显高于静水压力(压力系数大于 1.2)的流体单元, 而且是一个在盆地演化过程中无机矿物、有机质和孔隙流体性质不断变化的多过程伴生的物理—化学系统<sup>[3]</sup>. 本文将从超压系统演化的化学动力学和流体动力学出发, 讨论超压条件下深层油气成藏的静态条件和动态环境.

## 1 超压环境源岩生烃作用与深层油气成藏的烃源条件

活跃的源岩(处于有利的生、排烃状态的源岩)是划分含油气系统的基础, 亦是控制油气分布的最重要因素之一<sup>[4]</sup>. 有效地确定深埋源岩的成熟度和生、排烃状态是深层油气资源评价和成藏条件分析的关键和难点. 经典油气生成理论<sup>[5]</sup>认为有机质的热演化和生烃作用受温度和控制而未考虑压力的作用. 20 世纪 80~90 年代, 关于压力在有机质热演化和油气生成中的作用, 各国学者主要根据模拟实验结果提出了 3 种相互矛盾的观点: (1) 压力对有机质热演化和油气生成无明显影响<sup>[6]</sup>; (2) 压力的增大加速烃类的热裂解<sup>[7]</sup>; (3) 压力的增大明显抑制有机质热演化和油气生成作用<sup>[8, 9]</sup>. 尽管模拟实验结果相互矛盾, 沉积盆地超压系统中有机质热演化的低异常证明超压可以对有机质热演化和生烃过程产生强烈的抑制作用<sup>[10]</sup>. 如图 1 所示, 莺歌海盆地乐东 30-1-1A 井发育 3 个压力系统: 浅部常压系统、中部超压系统和深部强超压系统. 在浅部常压系统, 镜质体反射率随埋藏深度增大而指数增大. 在中部超压系统特别是深部强超压系统, 镜质体反

收稿日期: 2002-02-28

基金项目: 国家杰出青年科学基金项目(No. 40125008).

①张一伟, 潘元林, 金之钧, 等. 大、中型油气田成藏定量模式研究. 中国石油天然气集团公司“九五”重大研究项目成果报告, 2001.

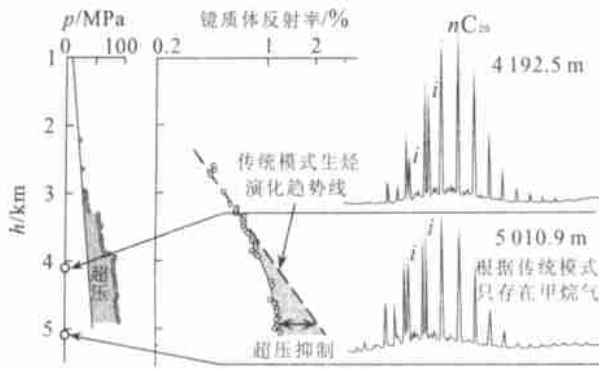


图 1 莺歌海盆地乐东 30—1—1A 井压力、镜质体反射率剖面及不同深度 C<sub>15+</sub> 正构烷烃分布

Fig. 1 Pressure and vitrinite reflectance profile for Well LD30-1-1A, and C<sub>15+</sub> hydrocarbon distribution for two samples at different depths.

射率梯度大大降低, 明显偏离传统生烃模式的演化趋势线, 源岩成熟度明显低于根据传统模式的预测结果, 二者之间的差值(图 1 中的阴影部分)正是超压抑制有机质热演化和油气生成过程的结果<sup>[19]</sup>。

目前, 超压抑制有机质热演化和生烃作用的热力学/化学动力学机理尚不十分清楚, 可能的因素包括地层水的作用<sup>[11]</sup>、超压条件下有机质热演化过程中的有机—无机相互作用<sup>[3]</sup>及封闭—半封闭系统中有机质热演化产物的滞留效应<sup>[8, 12, 13]</sup>等。然而, 随着超压盆地油气勘探的深入, 在越来越多的沉积盆地中发现了超压对有机质热演化和油气生成的抑制作用, 如北海盆地<sup>[14-16]</sup>、美国 Unita 盆地<sup>[17]</sup>、加拿大 Sable 盆地<sup>[13, 15, 16]</sup>, 充分证明至少在部分超压盆地中, 生烃作用不是一个温度、时间二因素控制的过程, 而是温度、时间、压力(或超压)三因素控制的化学动力学过程。由于超压对有机质热演化和生烃过程的抑制作用, 在地温梯度较高、源岩年代较老的沉积盆地中, 根据传统模式已进入准变质作用阶段的深层源岩可能仍保持在有利的生、排烃阶段, 成为深层油气聚集的有效源岩。例如, 在莺歌海盆地乐东 30—1—1A 井中, 5 011 m 处的实测地温为 240 °C, 根据传统模式计算的镜质体反射率已达 2.2%, 即已进入准变质作用阶段, 但实测镜质体反射率仅为 1.2%, 地层中仍保存大量液态烃(图 1)。因此, 建立温度—时间—压力(超压)三因素控制的生烃作用模型, 有效地研究深埋第三系甚至前第三系源岩的生、排烃状态对我国东部盆地深层油气勘探具有重要的现实意义。

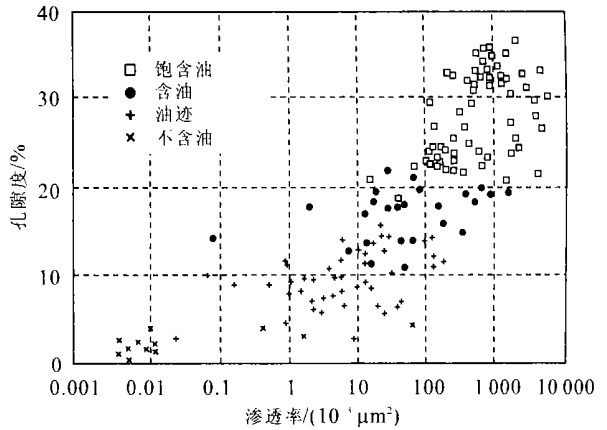


图 2 珠江口盆地储层含油性与孔隙度、渗透率的关系  
Fig. 2 Variation of oil-bearing properties of the reservoirs in the Pearl River Mouth basin with their porosity and permeability.

## 2 深部高孔渗储层保存机理及预测

储层的孔隙度、渗透率是控制油气分布的重要因素。例如, 珠江口盆地各油藏中, 孔隙度低于 10%、渗透率低于  $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$  的储层基本不含油(图 2); 渤海湾盆地东营凹陷孔隙度低于 12% 的砂岩透镜体基本不含油(庞雄奇, 2001, 未发表统计资料)。近年来的研究表明, 孔隙度低于 12% 的储层易于形成气水倒置的深盆气藏<sup>②</sup>。因此, 深部储层保持较高的孔隙度、渗透率是形成高效深层油气藏的重要条件之一。

深部砂岩储层保持高孔隙度/渗透率的主要机制包括早期原油聚集、有机酸引起的溶解作用和次生孔隙发育、早期超压引起的原生孔隙保存及超压流体周期性排放引起的深层淋滤等。原油的注入使储层成岩作用减缓甚至终止<sup>[18, 19]</sup>, 因此在浅埋藏阶段发生原油聚集的储层在深埋过程中可保持较高的孔隙度和渗透率, 但这种机制只适用于早期成藏。有机质在热演化过程中可释放出有机酸, 这些有机酸可使砂岩胶结物和碎屑颗粒溶解, 形成次生孔隙<sup>[20]</sup>, 从而使深部储层具有较高的孔隙度。例如, 在珠江口盆地, 构造隆起带储层工业基底(孔隙度为 10%)深度  $h < 3\ 500$  m, 而在凹陷中心, 储层工业基底深度超过 4 000 m, 主要是凹陷区有机质热演化过程中释放出的有机酸引起胶结物和碎屑颗粒溶

②金之钧, 庞雄奇, 查明, 等. 中国大中型油气田成藏定量模式综合研究. 中国石油天然气集团公司“九五”重大研究项目成果报告, 2001.

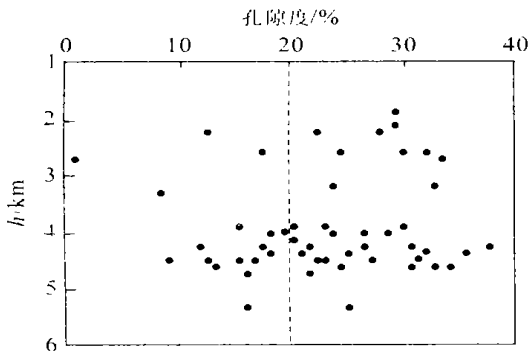


图 3 孔隙度随深度的变化, 示超压盆地深部储层的高孔隙度

Fig. 3 Variation of porosity with depth showing the high porosity of deeply-buried sandstones in overpressured basins

解、次生孔隙发育的结果。在快速沉降—沉积的沉积盆地中, 埋藏较浅、孔隙度较高的地层可发育超压。超压系统的有效应力降低, 导致压实作用减弱并抑制了压溶作用<sup>[21]</sup>。同时, 超压系统流体的流动性较弱, 导致成岩、胶结作用减缓。二者的共同作用使深部超压储层保持较高的孔隙度(图 3)。例如, 莺歌海盆地乐东 30—1—1A 井埋藏深度超过 5 000 m 的砂岩仍保持点接触, 孔隙度可达 20%; 北海盆地埋藏深度超过 5 000 m 的超压储层的孔隙度可达 30% 以上<sup>[2]</sup>。必须指出, 晚期超压(砂岩压实、胶结程度很高时发育的超压)对砂岩的孔隙度、渗透率的影响较弱。另外, 超压流体的周期性排放可引起溶解物质带出和溶解作用增强, 导致深部超压砂岩发生深层淋滤, 发育次生孔隙<sup>[22]</sup>。这种机制的影响范围较小。

由于超压对有机质热演化和生烃过程的抑制作用, 超压盆地中有机酸的释放空间和有机酸对砂岩成岩作用的影响范围大大超过常压盆地。因此在超压盆地中, 低有效应力引起的压实作用减弱、流体流动性减弱引起的胶结作用减缓及有机酸对矿物的溶解共同起作用, 使深部超压储层具有较高的孔隙度。因此, 从储层—源岩的配置关系出发, 综合研究超压的发育机制和时间、超压系统演化及储层成岩过程的有机—无机相互作用是预测深层高孔渗储层分布的关键。

### 3 超压环境深部油气成藏的能量配置

良好的储盖组合是油气成藏的重要条件。在超压盆地中, 当地层压力接近或达到岩层破裂压力(相

当于最小水平应力, 通常认为是静岩压力的 85%)时, 地层发生水力破裂(hydraulic fracture)<sup>[23~26]</sup>, 超压流体通过裂隙排出。幕式排放和穿层运移(cross-formation migration)是超压流体活动的最重要特征之一。因此, 在超压条件下发育良好盖层(如孔喉直径小、渗透率低且厚度较大的泥岩)的圈闭并非一定具有良好的封闭条件。近年来的勘探实践和成藏机理研究证明, 一些超压盆地具有良好储盖组合的构造由于能量配置不利而引起盖层破裂和油气溢散, 未形成有效的油气聚集<sup>[27, 28]</sup>。例如, 琼东南盆地崖 13—1 构造和崖 21—1 构造具有相似的发育史。崖 13—1 构造形成了大型气田, 而钻探证实崖 21—1 构造为高压水溶气。研究表明, 2 个构造的储层—盖层能量配置明显不同, 流体活动特征亦不同: 崖 13—1 构造盖层发育超压、储层为常压, 古、今热异常发育于储层段, 反映了压力封闭和侧向流体充注(图 4); 而崖 21—1 构造储层和盖层均超压, 盖层出现热异常并发育异地流体, 反映了盖层破裂和垂向流体泄放(图 4)。尽管崖 21—1 构造储层之上发育厚层泥岩, 但不利的储盖能量配置导致的盖层破裂是该构造未能形成商业性气藏的原因之一<sup>③</sup>。

盖层破裂是超压油气藏的常见现象, 很多超压油气藏发育的气烟筒或气云正是盖层破裂引起天然气向上溢散的结果。然而, 并非所有超压圈闭盖层都发生水力破裂, 盖层的破裂亦不意味着圈闭的完全破坏。盖层曾发生破裂的圈闭能否形成商业性油气藏取决于油气的充注强度、充注速率、盖层的破裂周期和破裂历史。

(1) 由于输导层中压力的传递, 侧向上连通的系列圈闭中埋藏深度较小的圈闭盖层更易达到破裂压力(图 5a), 发生盖层破裂和油气散失。现今埋藏深度较大的超压圈闭可能只在埋藏较浅的某一历史时期达到盖层的破裂压力, 盖层的破裂不影响其后的油气聚集。例如, 北海盆地 Ekofisk 和 Albuskjell 等超压圈闭在埋藏较浅时曾发生盖层破裂, 并形成了气烟筒<sup>[29]</sup>, 但这些构造均发育了商业性油藏, 并充注至构造溢出点。

(2) 现今处于周期性盖层破裂阶段的超压圈闭能否形成商业性油气藏取决于油气的充注速率和最晚一次盖层破裂的时间。美国联邦能源委员会对气藏的压力测试表明, 在盖层破裂后, 超压系统的流体

③ 郝芳, 黄保家. 琼东南盆地富烃凹陷及成烃演化模式研究。“九五”国家重点科技攻关项目成果报告, 2000。

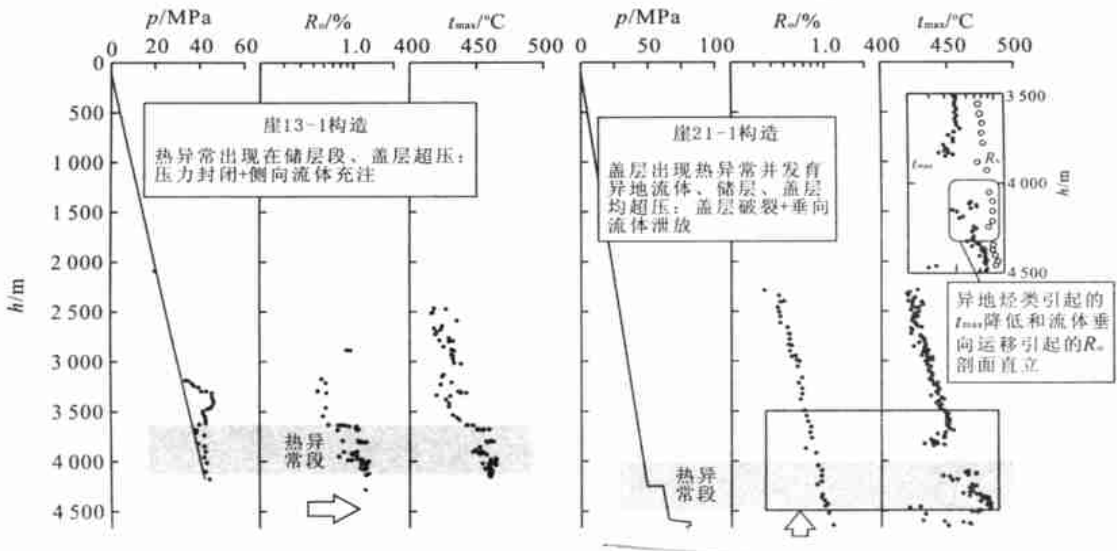


图 4 琼东南盆地崖 13-1 构造和崖 21-1 构造压力和古地温参数及其反映的流体活动

Fig. 4 Profiles of pressure and paleo-temperature parameters for Ya13-1 and Ya21-1 structures in the Qiongdongnan basin

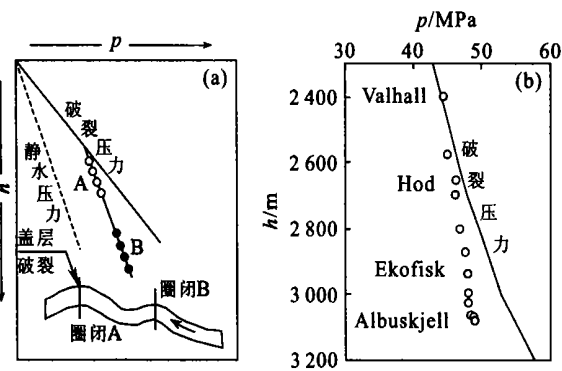


图 5 (a) 输导层中压力的传递对系列圈闭盖层破裂的控制; (b) 北海盆地部分圈闭高点的流体压力随深度的变化及其与破裂压力梯度的关系(据 Caillet 等<sup>[29]</sup>修改)

Fig. 5 (a) Controlling role of pressure conduction in conduits in cap-rock fracture in a series of traps (b) Variation of fluid pressures at trap tops in North Sea basin with depth in comparison with the fracture gradient (modified from Caillet et al.<sup>[29]</sup>)

压力梯度降至约 0.013 5 MPa/m 时盖层愈合<sup>[1]</sup>. 因此, 储层压力达到或接近破裂压力意味着圈闭尚未发生新的破裂, 而储层压力低可能意味着盖层破裂和流体释放刚刚结束. 在油气充注速率较高的盆地, 目前仍处于盖层周期性破裂阶段的超压圈闭可形成商业性油藏甚至气藏. 例如, 北海盆地 Valhall 构造储层压力已达到盖层破裂压力(图 5b), 并发育气烟筒, 但仍形成了商业性油藏; 莺歌海盆地东方 1-1 构造中深层压力系数大于 2.0, 但勘探结果证明仍

发育超压气层.

(3) 膏盐沉积具有极强的韧性, 不易发生脆性破裂<sup>[30]</sup>, 因此可封闭较高的流体压力. 例如, 库车凹陷克拉 2 号构造压力系数大于 2, 仍保存 2 000 亿 m<sup>3</sup> 以上的天然气.

由上述可见, 尽管超压盆地油气倾向于在浅部静水压力系统(特别是超压界面附近)富集, 但深部超压系统既可形成商业性油藏, 亦可形成商业性气藏. 详细分析、预测不同圈闭的压力分布并根据岩石力学性质确定盖层破裂规律和破裂周期、破裂历史对超压圈闭油气勘探具有极其重要的意义.

### 4 结语

超压带是一个在盆地演化过程中无机矿物、有机质和孔隙流体性质不断变化的多过程伴生的物理-化学系统. 超压系统演化过程中化学动力学和流体动力学过程的特殊性既为深层油气成藏提供了较好的烃源和储集条件, 又为深层超压油气藏的形成和保存提出了特殊的能量配置要求. 超压对有机质热演化的抑制作用使在常压盆地中已强烈过成熟的源岩仍保持在有利的生、排烃阶段, 从而为深层油气聚集提供良好的烃源; 超压系统低有效应力引起的压实作用减弱、流体流动性减弱引起的胶结作用减缓及有机酸对矿物的溶解共同起作用, 使深部超压储层具有较高的孔隙度和渗透率, 从而为深层油气

聚集提供了较好的储集条件。然而,由于当流体压力接近或达到最小水平应力(静岩压力的 85%)时,地层将发生破裂,引起流体垂向释放,因此常压环境下有效的储盖组合在超压环境可能由于盖层破裂而不能形成有效的封闭,导致油气溢散。因此,在有效研究源岩的生、排烃状态并综合预测高孔隙度/渗透率储层分布的基础上,详细研究压力的分布,特别是不同地区储层/盖层的压力状态及其与最小水平应力的关系,是深层油气资源评价和成藏机理分析的基础。

### 参考文献:

- [ 1 ] Hunt J M. Petroleum geology and geochemistry [ M ]. 2nd ed. San Francisco: Freeman and Company, 1996. 743.
- [ 2 ] Holm G. How abnormal pressures affect hydrocarbon exploration, exploitation [ J ]. Oil & Gas Journal, 1998, 96: 79—84.
- [ 3 ] 郝芳,董伟良.沉积盆地超压系统演化、流体流动与成藏机理[ J ].地球科学进展,2001,16(1):79—85.
- HAO F, DONG W L. Evolution of fluid flow and petroleum accumulation in overpressured systems in sedimentary basins [ J ]. Advances in Earth Sciences 2001, 16 (1): 79—85.
- [ 4 ] Magoon L B, Dow W G. The petroleum system [ A ]. In: Magoon L B, Dow W G, eds. The petroleum system — from source to trap [ C ]. AAPG Memoir, 1994, 60: 3—23.
- [ 5 ] Tissot B P, Welte D H. Petroleum formation and occurrence [ M ]. 2nd ed. Berlin: Springer-Verlag, 1984. 699.
- [ 6 ] Monthioux M, Landais P, Durand B. Comparison between extracts from natural and artificial maturation series of Mahakam delta coals [ J ]. Org Geochem, 1986, 10: 299—311.
- [ 7 ] Braun R L, Burnham A K. Mathematical model of oil generation degradation and expulsion [ J ]. Energy Fuels, 1990, 4: 132—146.
- [ 8 ] Price L C, Wenger L M. The influence of pressure on petroleum generation and maturation as suggested by aqueous pyrolysis [ J ]. Org Geochem, 1992, 19: 141—159.
- [ 9 ] Connan J, Montel F, Blanc P H, et al. Experimental study of expulsion of HCs from shaley source rocks: importance of pressure on expulsion efficiencies [ A ]. Advances in organic geochemistry: advances and applications in energy and the natural environment [ C ]. [ s. l. ]: [ s. n. ], 1992. 14—15.
- [ 10 ] Hao F, Sun Y C, Li S T, et al. Overpressure retardation of organic-matter maturation and hydrocarbon generation: a case study from the Yinggehai and Qiongdongnan basins offshore South China Sea [ J ]. AAPG Bulletin, 1995, 79: 551—562.
- [ 11 ] Price L C. Thermal stability of hydrocarbons in nature: limits, evidence, characteristics and possible controls [ J ]. Geochim Cosmochim Acta, 1993, 57: 3261—3280.
- [ 12 ] Hao F, Li S T, Dong W L, et al. Abnormal organic matter maturation in the Yinggehai basin offshore South China Sea: implications for hydrocarbon expulsion and fluid migration from overpressured systems [ J ]. Journal of Petroleum Geology, 1998, 21: 427—444.
- [ 13 ] Carr A D. A vitrinite reflectance kinetic model incorporating overpressure retardation [ J ]. Marine and Petroleum Geology, 1999, 16: 355—377.
- [ 14 ] McTavish R A. The role of overpressure in the retardation of organic matter maturation [ J ]. Journal of Petroleum Geology, 1998, 21: 153—186.
- [ 15 ] Carr A D. Suppression and retardation of vitrinite reflectance, Part 1. Formation and significance for hydrocarbon generation [ J ]. Journal of Petroleum Geology, 2000, 23: 313—343.
- [ 16 ] Carr A D. Suppression and retardation of vitrinite reflectance, Part 2. Derivation and testing of a kinetic model for suppression [ J ]. Journal of Petroleum Geology, 2000, 23: 475—496.
- [ 17 ] Fouch T D, Nuccio V F, Ander D E, et al. Green River ( ! ) petroleum system, Uinta basin, Utah, USA [ A ]. In: Magoon L B, Dow W G, eds. The petroleum system — from source to trap [ C ]. AAPG Memoir, 1994, 60: 398—421.
- [ 18 ] Glasmann J R, Clark R A, Larter S R, et al. Diagenesis and hydrocarbon accumulation, Brent sandstone (Jurassic), Bergen high area, North Sea [ J ]. AAPG Bulletin, 1989, 73: 1341—1360.
- [ 19 ] Hamilton P J, Kelley S, Fallick A E. K-Ar dating of illite in hydrocarbon reservoirs [ J ]. Clay Minerals, 1989, 24: 215—231.
- [ 20 ] 孙永传,李忠,李惠生,等.中国东部含油气断陷盆地的成岩作用 [ M ].北京:科学出版社,1996.
- SUN Y C, LI Z, LI H S, et al. Diagenesis in the faulted petroleum basins in eastern China [ M ]. Beijing: Science Press, 1996.
- [ 21 ] Osborne M J, Swarbrick R E. Diagenesis in North Sea HPHT elastic reservoirs — consequences for porosity and

- overpressure prediction [ J ]. *Marine and Petroleum Geology*, 1999, 16: 337—353.
- [ 22 ] Wilkinson M, Darby D, Haszeldine R S, et al. Secondary porosity generation during deep burial associated with overpressure leak-off, Fulmar Formation, U. K. Central Graben [ J ]. *AAPG Bulletin*, 1997, 81: 803—813.
- [ 23 ] Roberts S J, Nunn J A. Episodic fluid expulsion from geopressed sediments [ J ]. *Marine and Petroleum Geology*, 1995, 12(2): 195—204.
- [ 24 ] Ghaith A, Chen W, Ortoleva P. Oscillatory methane release from shale source rock [ J ]. *Earth Science Reviews*, 1990, 29: 241—248.
- [ 25 ] Ortoleva P J. Basin compartmentation: definitions and mechanisms [ A ]. In: Ortoleva P J, ed. *Pressure compartments and seas* [ C ]. *AAPG Memoir*, 1994, 61: 39—51.
- [ 26 ] 郝芳, 李思田, 龚再升. 莺歌海盆地底辟发育机理与流体幕式充注 [ J ]. *中国科学(D辑)*, 2001, 31(6): 471—476.
- HAO F, LI S T, GONG Z S. Mechanism of diapirism and episodic fluid injections in the Yinggehai basin [ J ]. *Science in China (Series D)*, 2001, 31(6): 471—476.
- [ 27 ] Ungerer P, Burrus J, Doligez B, et al. Basin evaluation by integrated two-dimensional modeling of heat transfer, fluid flow, hydrocarbon generation and migration [ J ]. *AAPG Bulletin*, 1990, 74: 309—335.
- [ 28 ] 龚再升, 李思田. 南海北部大陆边缘盆地分析与油气聚集 [ M ]. 北京: 科学出版社, 1997. 510.
- GONG Z S, LI S T. Continental margin basin analysis and hydrocarbon accumulation of the northern South China Sea [ M ]. Beijing: Science Press, 1997. 510.
- [ 29 ] Caillet G, Judge N C, Bramwell N P, et al. Overpressure and hydrocarbon trapping in the Chalk of the Norwegian Central Graben [ J ]. *Petroleum Geoscience*, 1997, 3: 33—42.
- [ 30 ] Bjørlykke K. Clay mineral diagenesis in sedimentary basins: a key to the prediction of rock properties: examples from the North sea basin [ J ]. *Clay Minerals*, 1998, 33: 15—34.

## Evolution of Overpressured Systems in Sedimentary Basins and Conditions for Deep Oil/Gas Accumulation

HAO Fang, ZOU Hua-yao, NI Jian-hua, ZENG Zhi-ping, WANG Min-fang

(*Faculty of Earth Resources, China University of Geosciences, Wuhan 430074, China*)

**Abstract:** Accumulation at late stages has been confirmed to be an important characteristics of most large- and medium-sized oil/gas reservoirs in China. From the viewpoint of late accumulation, the existence of active source rocks and reservoir rocks with relatively high porosity and permeability in the deep part of the basin, and favorite pressure distribution between reservoir rocks and seals were required for the accumulation of deep oil/gas reservoirs. In overpressured basins, source rocks that would have reached the metagenetic stage without retardation in normally-pressured basins have been kept within the zones favorable for hydrocarbon generation and expulsion due to overpressure retardation, which provides good hydrocarbon sources for oil/gas accumulations in the deep intervals. The weak mechanical compaction due to low effective stress, and weak chemical diagenesis due to closed or semi-closed fluid systems in overpressured conditions lead to the preservation of relatively high porosities and permeabilities for the deeply-buried sandstones. However, because of the natural hydraulic fracturing of strata and cross-formation migration of fluids including oil and gas, effective energy distribution between reservoir rocks and seals are required for the accumulation and preservation of deep oil and gas accumulation in overpressured conditions.

**Key words:** sedimentary basin; overpressured system; deep oil and gas; accumulation condition.