

doi:10.3799/dqkx.2014.006

石柱地区建深1井志留系超压顶封层的封闭机制

杨兴业¹, 何生¹, 何治亮², 李天义², 王芙蓉¹

1. 中国地质大学构造与油气资源教育部重点实验室, 湖北武汉 430074

2. 中国石油化工股份有限公司石油勘探开发研究院, 北京 100083

摘要: 石柱复向斜地区建深1井志留系地层钻遇超压, 压力系数为1.75~2.00, 且全层段含气, 地层中超压形成和保存与盖层封闭的有效性密切相关。在对超压层段泥岩压实特征以及埋藏史、热史、生烃史研究的基础上分析欠压实、生烃、构造挤压及其他增压机制在志留系超压形成所起的作用, 其中早三叠世至侏罗纪末期干酪根和液态烃裂解生气作用引起的流体体积膨胀是本区超压形成的主控因素, 生气作用终止后无重要的增压事件发生。早白垩世以来的构造抬升作用导致大量溶解态天然气从地层水中出溶, 并聚集于孔喉半径较大的粉砂岩层中。志留系顶部超压顶封层中泥岩和粉砂岩频繁出现互层, 因而形成多个含气粉砂岩薄层, 垂向上各个气水界面的毛细管作用力具有可叠加性, 增强了顶封层对超压的封闭能力, 使本区志留系地层中的超压保存至今。

关键词: 石柱复向斜; 超压成因; 超压封闭; 构造; 油气。

中图分类号: P618

文章编号: 1000-2383(2014)01-0064-09

收稿日期: 2013-03-24

Sealing Mechanism of Overpressured Top Seal in Well Jianshen 1 Silurian Formation of Shizhu Synclinorium

Yang Xingye¹, He Sheng¹, He Zhiliang², Li Tianyi², Wang Furong¹

1. Key Laboratory of Tectonics and Petroleum Resources of Ministry of Education, China University of Geosciences, Wuhan 430074, China

2. Research Institute of Petroleum Exploration and Production, SINOPEC, Beijing 100083, China

Abstract: The drilling of Well Jianshen 1 located in Shizhu synclinorium meets overpressure and gas zone in Silurian strata, with pressure coefficients ranging from 1.75 to 2.00. Overpressure generation and preservation are closely related to the sealing efficiency of cap rock. Disequilibrium compaction, hydrocarbon generation, horizontal tectonic compaction and other overpressure generation mechanisms for Silurian abnormal high pressure are analyzed based on mudstone compaction characteristics, tectonic subsidence history, sediment burial history, hydrocarbon generation history, and it is found out that gas generation by kerogen and petroleum cracking during Early Triassic to Late Jurassic is the controlling mechanism for overpressure. Tectonic uplift since Early Cretaceous led to the separation of plenty of gas from gas-saturated formation water and the gathering into the relatively coarse-grained siltstone. Interbedded mudstone and siltstone appear frequently in pressure transition zone at the top of Silurian formation, resulting in several thin layers of gas. Vertical capillary force in each gas-water interface is superimposed and increases cap rock sealing ability, where the abnormally high pressure has been effectively preserved to date.

Key words: Shizhu synclinoria; overpressure generation; overpressure sealing; tectonics; hydrocarbons.

中国南方海相地层虽具有较好的烃源岩基础和圈闭条件, 但在印支期以来扬子周缘经历了褶皱造山运动, 褶皱断裂发育, 导致油气的保存条件遭受破坏, 保存条件的研究成为了南方海相地层油气资源

勘探和评价的关键(楼章华和朱蓉, 2006; 马永生等, 2006)。地层中超压存在的前提是存在良好的三维封闭层, 否则将导致超压的散失, 所以对超压封闭机制的研究是油气保存条件研究的重要方面(Swarbrick

基金项目: 国家自然科学基金重点项目(No. 40739904); 国家科技重大专项(No. 2011ZX05005-002); 国家自然科学基金面上项目(No. 41072093)。

作者简介: 杨兴业(1987-), 男, 博士研究生, 主要从事油气成藏机理及盖层评价方面的研究。E-mail: yxingye@126.com

and Osborne, 1998; 郝芳等, 2002). 目前对超压封闭机制的研究总体存在动态封闭和静态封闭两种观点 (Deming *et al.*, 2002; 杨兴业和何生, 2010). 静态观点认为封闭层由近于零渗透率的岩层组成 (Hunt, 1990; Ortoleva, 1994) 或者毛细管作用阻滞包括油、气、水在内的所有地质流体的流动 (Bjorkum *et al.*, 1998; Revil *et al.*, 1998; Deming *et al.*, 2002), 在足够长的地质历史时期 (大于 10 Ma) 内保持异常地层压力. 动态观点认为非渗透性的地层是不存在的, 流体在封闭层中近乎持续流动, 以低速扩散的形式通过封闭层, 在不考虑后期增压作用的前提下, 剩余压力仅在一定的地质时期内得以保存, 超压是沉积盆地演化过程中的“短期”现象, 沉积盆地中的超压往往与增压作用如持续的快速沉降或油气生成同期存在 (Bredehoeft and Hanshaw, 1968; Lee and Deming, 2002). 超压封闭机理的静态和动态两种观点都各自具有事实依据, 但具有普遍意义的封存机制可能是气—水两相界面毛细管力封闭和低速扩散机制. 鄂西渝东地区石炭系至三叠系地层已发现多个气田, 下古生界同样具有较为优越的天然气成藏条件, 建深1井的钻探对拓展鄂西渝东区下古生界的油气勘探领域具有战略意义. 建深1井在志留系地层钻遇超压, 具有良好的天然气显示. 本文在分析志留系地层超压形成机制的基础上对其顶封层的封闭机制进行探讨, 以期对沉积盆地深部、后期经历构造抬升的古生代地层中超压的研究提供借鉴.

1 区域地质背景

鄂西渝东区位于中、上扬子的交界处四川盆地构造相对稳定区与湘鄂西强烈构造变形区的过渡带. 震旦纪至中三叠世是以浅海碳酸盐岩台地为主的海相地层发育时期, 中三叠世后进入陆相前陆盆地发育阶段, 总沉积厚度约 9 120 m (付宜兴, 2000). 震旦纪到侏罗纪, 各时代均有沉积, 在沉积过程中发生多次海进和海退, 纵向上具有多层系、多旋回的特点. 其中, 早志留世本区以广海盆地相沉积为主, 沉积一套灰黑至黑色炭质泥岩, 随沉积逐渐变浅, 粉砂岩含量增加, 中志留世演变为黄绿至灰绿色含粉砂质泥岩的滨岸碎屑岩沉积, 晚、末志留世本区遭受抬升剥蚀, 无沉积物保留. 鄂西渝东区沉积盖层自燕山期宁镇运动至喜山期全面褶皱变形, 区域构造面貌受基底岩相、起伏、古构造演化及介质条件和边界条件等多方面制约, 在南东—北西向强烈挤压的应力

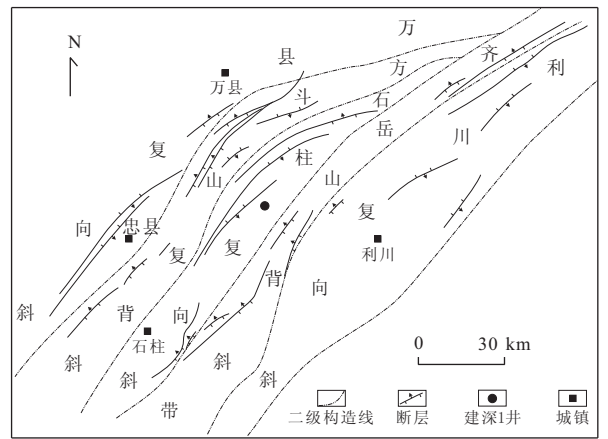


图1 鄂西渝东地区构造单元

Fig.1 Tectonic units in the area of western Hubei and eastern Chongqing

作用下, 形成了现今的 NNE—NE—NEE 向区域构造面貌, 背斜高陡, 向斜宽缓 (图 1) (潘文蕾等, 2003; 徐国盛等, 2009). 石柱复向斜为鄂西渝东区的一个二级构造单元, 本文主要针对石柱复向斜地区建深1井志留系地层压力特征进行研究.

2 地层压力特征

地层压力的获取主要通过钻井泥浆密度换算和钻杆测试直接获取. 由于需确保钻进过程的安全, 泥浆柱产生的压力要略大于地层压力, 钻井泥浆密度的换算压力通常较实际地层压力稍偏大; 钻杆测试获得的压力为地层压力的最小值, 主要由于地层流体的流出引起地层压力下降或者低渗地层在较短的时间内难以达到压力的平衡, 但在通常情况下此类压力数据较为可靠. 在低渗透地层 (如泥岩地层) 的地层压力难以直接测试获取, 但通常认为其等于相邻高渗透层的地层压力. 石柱复向斜建南地区是主要的天然气产区, 石炭系—三叠系地层压力由钻杆测试获得, 以正常压力为主, 其中石炭系地层压力系数为 1.09~1.11, 二叠系地层压力系数为 0.99~1.12, 三叠系地层压力系数为 0.94~1.31. 石柱复向斜地区钻穿志留系地层的唯一一口探井建深1井, 揭示了本区志留系地层压力特征, 压力数据来源于钻井泥浆密度和钻杆测试 (图 2). 在 1.75~2.04 g/cm³ 高泥浆密度条件下, 志留系地层共发现 22.25 m 气显示, 呈现全层段含气, 并有井涌现象, 泥浆密度显示 3 900~4 600 m 泥浆密度折算压力系数为 1.75, 4 600~5 000 m 泥浆折算压力系数为 2.00; 在

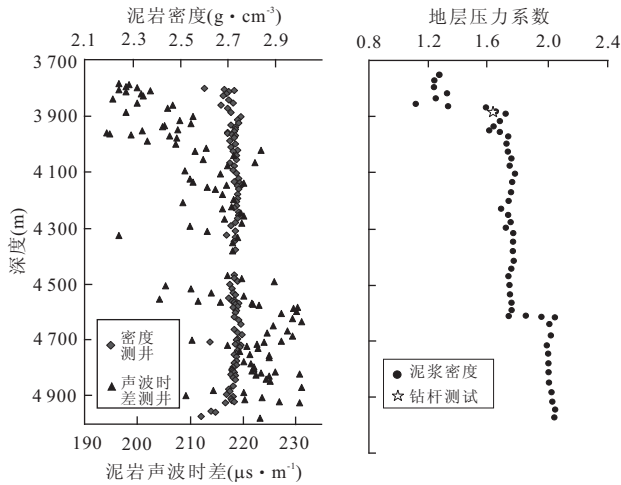


图 2 建深 1 井志留系泥岩密度、声波时差与地层压力特征
Fig.2 Shale density, acoustic time and formation pressure of Silurian formation in Well Jianshen 1

3 794.56~3 884.00 m 处钻杆测试显示地层压力系数为 1.63。

3 超压的形成机制

沉积盆地中超压与油气资源分布密切相关,在其形成机制方面已取得了较为深入的研究.现有的研究认为超压的形成机制涉及泥岩欠压实、烃类的生成、原油和沥青裂解生气、构造应力影响、水热增压、渗析作用、粘土矿物转化脱水等,其中欠压实、生烃作用和构造挤压通常被认为是最为常见和重要的增压机制 (Powley, 1990; Osborne and Swarbrick, 1997; 郝芳, 2005)。

3.1 欠压实增压

泥岩的欠压实增压作用主要发生在快速沉降的中新生代盆地,由于压实过程中的流体排出不畅引起压实不完全,部分上覆压力转移至流体形成超压.因此,厚层泥岩和持续快速沉积埋藏通常是形成欠压实增压的必要条件.建深 1 井在志留系钻遇大套泥岩,同时在中上扬子地区志留系也以稳定发育泥岩沉积为特征.将建深 1 井钻遇地层厚度除以该层位发育的时间间隔,可以近似得到不同地质时期地层沉积速率,鄂西渝东地区在早一中志留世、晚二叠世—早三叠世发生快速沉积,沉积速率分别可达 145 m/Ma、293 m/Ma (图 3).但加里东运动和燕山—喜山运动使本区发生了大规模的抬升剥蚀作用.如果志留系超压由欠压实作用形成,则其形成早于与最近的快速沉积期晚二叠世—早三叠世

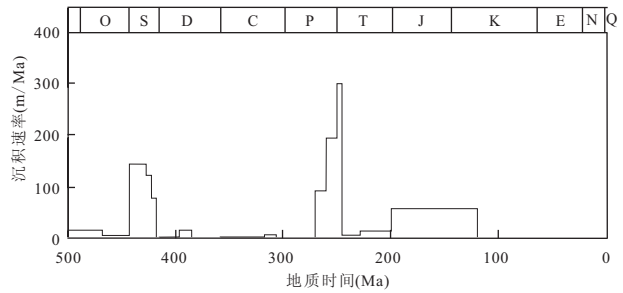


图 3 建深 1 井沉积速率演化

Fig.3 Sedimentation rate evolvement of Well Jianshen 1

(270.6~245.9 Ma) 同期.欠压实地层的重要特征是泥岩具有异常高孔隙度 (Magara, 1978; 付广等, 2002; 赵新民等, 2002).表征岩石孔隙度的测井方法主要有声波时差测井、电阻率测井、密度测井和中子测井.密度测井从整体上反映了岩石的孔隙度,受孔隙流体压力的影响较小 (Teige *et al.*, 1999).研究区志留系地层在早白垩世末期埋藏深度达到最大,为 6 000~7 100 m,现今埋藏深度为 3 900~5 000 m,本段泥岩密度随深度变化不大,主要集中于 2.75 g / cm^3 左右 (图 2),表明泥岩已经趋于压实完全,不具备欠压实特征.在超压带中无高孔隙带发育的情况下,高声波时差同样可以用来表征超压,主要是因为超压促使颗粒间有效应力减小从而降低了声波速度 (Hermanrud *et al.*, 1998; Bowers and Katsube, 2002; 何生等, 2009; Guo *et al.*, 2010).在 3 900~4 900 m 井段泥岩声波时差呈现随深度增大而增大的异常趋势,与地层压力系数存在较好的相关性 (图 2).上述测井特征说明该地区志留系泥岩现今存在超压,且与欠压实作用关系不明显。

3.2 生烃增压

干酪根和液态烃类在裂解生气的过程中伴随着流体体积的快速膨胀,在标准条件下 1 体积的原油可以裂解为 534.3 体积的天然气和少量石墨,因此通常认为天然气的生成是沉积盆地深部 (大于 3 000 km) 地层超压形成最为重要的机制 (Ortoleva, 1994).志留系地层主要为泥岩,含粉砂岩夹层,泥质烃源岩发育,厚度在 100.0~300.0 m 之间,平均厚度 168.0 m,类型以 II_1 为主,平均镜质体反射率 (R_o) 大于 2.5%.建深 1 井志留系韩家店组烃源岩厚 58.0 m,有机碳含量为 0.52%~4.55%,平均值 1.62%,氯仿沥青 A 平均值为 0.049 6%;小河坝组烃源岩厚 103.0 m,有机碳含量为 0.54%~2.26%,平均值 0.82%,氯仿沥青 A 平均值为 0.039 4%;邻区冷水溪剖面龙马溪组烃源岩厚 137.6 m,有机碳

含量为 0.86%~7.81%，氯仿沥青 A 平均值为 0.0018%。通过 BasinMod 1D 软件进行一维盆地模拟显示，志留系烃源岩在二叠纪末期全部进入生油阶段 ($R_o > 0.5\%$)；由于晚二叠世至早三叠世的快速沉降作用(约 200~290 m/Ma)，烃源岩热演化程度快速增高，早三叠世进入湿气带 ($R_o > 1.3\%$)，剩余干酪根和已经生成的重烃裂解，轻烃(C1~C8)含量迅速增加；中三叠世进入裂解干气阶段 ($R_o > 2.0\%$)，干酪根少量的残余烷基链和已经生成的轻质烃类继续裂解形成稳定的甲烷；侏罗纪末期志留系地层烃源岩演化进入过成熟阶段 ($R_o > 2.6\%$)，生气作用终止；早白垩世以来由于地层遭受抬升剥蚀作用，烃源岩热演化基本停止，现今镜质体反射率 (R_o) 达 2.6%~3.8% (图 4)。建深 1 井在志留系地层中钻遇多层含气层，并在韩家店组中途测试中获取工业气流。韩家店组天然气组分以甲烷为主，占 93.54%，乙烷、丙烷和丁烷含量为 2.31%；甲烷 $\delta^{13}C_{PDB}$ 为 -40.22‰~-40.44‰，乙烷 $\delta^{13}C_{PDB}$ 为 -44.64‰~-44.9‰，丙烷 $\delta^{13}C_{PDB}$ 为 -42.13‰~-42.35‰，表明天然气成因为原油裂解气。生气增压在本区志留系具有良好的物质基础和演化条件，能够较好地解释超压成因。

3.3 构造挤压增压

构造侧向挤压可以形成异常高的地层压力。构

造应力直接作用于沉积物颗粒，对地层压力的作用通过压实作用表现出来，构造应力对地层压力的作用可视为侧向的压实作用。构造挤压所形成的超压增量在构造应力消失后，随之减弱为零(罗晓容，2004)。构造挤压增压机制仅适用于正常压实或者欠压实地层，对于地质历史埋藏深度远大于现今埋藏深度的过压实地层来讲，水平挤压作用会导致沉积物膨胀，造成孔隙压力的降低(Lambe and Whitman, 1979; Yassir and Addis, 2002)。志留系地层在早白垩世末期埋藏深度为 6 000~7 100 m，现今埋藏深度为 3 900~5 000 m，泥岩具有高密度(2.75 g/cm³)，且随深度增加无明显变化的特征，为过压实地层。同时，喜山期以来本区构造运动主要表现为垂直的升降运动，没有明显的构造挤压(梁兴，2006)。因此构造侧向压实对现今志留系超压的贡献微弱。

3.4 其他增压机制

在渗透率较低的泥岩地层中承压条件和流体浮力的影响难以形成大规模的超压。水热增压和粘土矿物转化过程中的脱水作用，不能作为超压形成的重要机制(Luo and Vasseur, 1992; Osborne and Swarbrick, 1997; Swarbrick *et al.*, 2002; 李明诚, 2004)。渗透增压是半渗透性的页岩与含盐度较高的储层接触带，由于渗析作用，形成一定的压力差(Marine and Fritz, 1981; Swarbrick and Osborne,

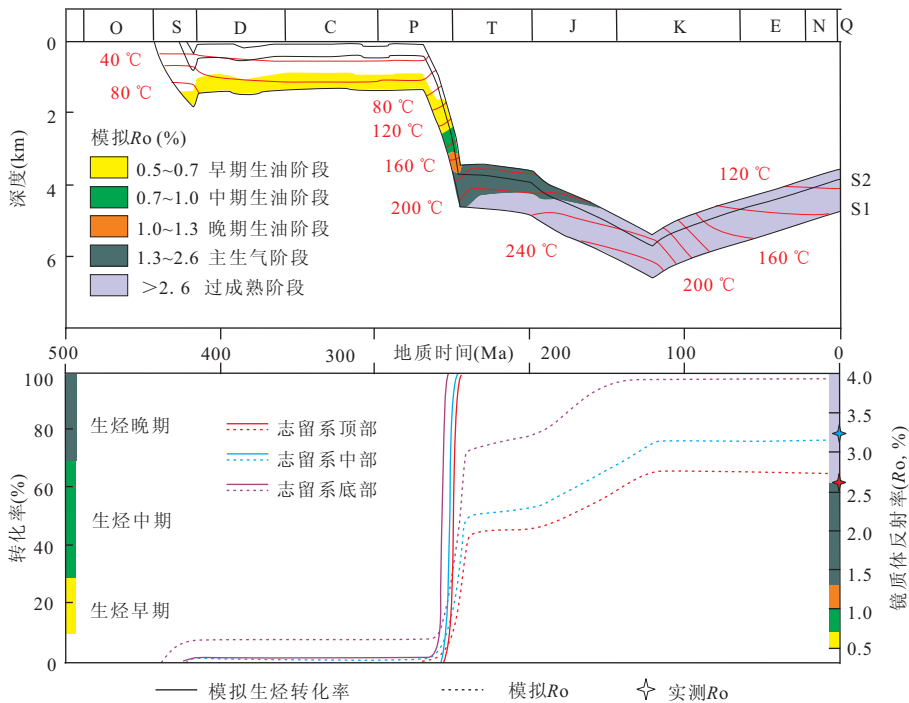


图 4 建深 1 井斜志留系地层埋藏史、热史和生烃转化率演化模拟

Fig.4 Burial history, thermal history and transformation ratio evolution modeling of Silurian formation in Well Jianshen 1

1998). 但本区志留系地层及其上下地层水的含盐度未有明显的差异, 因此渗透增压作用在本区也表现不明显。

4 超压顶封层封闭机制

上述分析表明生气作用是志留系超压形成的主要机制。侏罗纪末期志留系地层烃源岩演化进入过成熟阶段, 生气作用基本终止, 因此, 生气作用产生的超压需保存 145 Ma, 并非沉积盆地演化过程中的“短期”地质现象。动态封闭观点认为渗透率完全为零的地层不存在, 封闭层具有一定渗透性, 流体在剩余压力驱动下有封存箱向周围岩层中渗透, 造成了超压的散失。超压层位与常压层位间流体活动遵循扩散方程和质量守恒定律, 地层压力达到平衡的时间与顶封层厚度和渗透率之间存在以下关系 (Bredhoeft and Hanshaw, 1968; Neuzil, 1986; Deming, 1994):

$$t = z^2 \alpha \mu / 4k, \quad (1)$$

式中: t 为时间 (s); z 为厚度 (m); α 为压缩系数 (Pa^{-1}); μ 为地层流体粘度 ($\text{Pa} \cdot \text{s}$); k 为渗透率 (m^2)。

地层水的粘度 μ 约为 $3.0 \times 10^{-4} \text{ Pa} \cdot \text{s}$, 泥岩压缩系数 α 约为 $1.0 \times 10^{-9} \text{ Pa}^{-1}$ (Lee and Deming, 2002), 如果压力保存时间 t 取最小值 145 Ma, 则超压顶封层厚度和渗透率存在如下关系:

$$k = 1.64z^2 \times 10^{-29}, \quad (2)$$

式中: k 为渗透率 (m^2); z 为顶封层厚度 (m)。

本区志留系地层总体厚度约 1 020 m, 顶封层厚度最大值不超过 500 m。通过公式 (2) 可以得到当封闭层厚度为 100 m 时泥岩封闭层渗透率应小于 $1.6 \times 10^{-25} \text{ m}^2$; 封闭层厚度为 500 m 时, 泥岩封闭层的渗透率应小于 $4.1 \times 10^{-24} \text{ m}^2$, 都低于泥岩的渗透率的下限 $1.0 \times 10^{-23} \text{ m}^2$ (Neuzil, 1994), 因此, 单一的低速扩散模式难以解释本区志留系超压的保存 (图 5)。

Hunt (1990) 认为压力封闭层是指在较长地质时期内可以阻止所有孔隙流体通过的非渗透性岩层。岩性封闭从理论上讲不需考虑封闭层的厚度和保存时间, 仅需确定的唯一要素是封闭层的零渗透性。永久冻土层、膏盐层、以及经历强烈成岩作用的碳酸盐岩的砂岩可以认为是非渗透层, 然而, 本区志留系上覆岩层为石炭系灰岩, 并非所谓的非渗透层。

毛细管作用在自然界中普遍存在, 当致密低渗

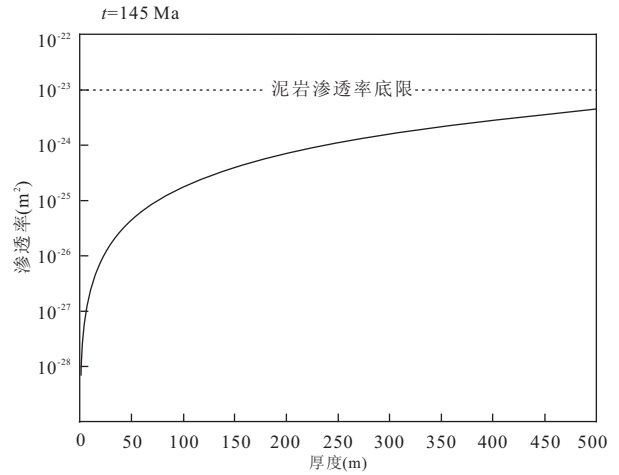


图 5 封闭层渗透率与厚度关系

Fig.5 The relationship between pressure seal permeability and thickness

透的水湿性层覆盖在高孔渗含气层之上时, 地层水将由于毛细管作用保持在低渗透层中, 下伏含气层成为了阻止地层水运移的封闭层, 因此毛细管作用可以有效阻滞地层水和游离态天然气层间流动 (Ross, 1990)。只有气体进入致密层的突破压力和水的排泄压力被突破才会引起流体的运移。同时毛细管作用对包含地层水在内的地质流体运移的阻滞作用在实验室模拟实验和油气勘探实践都获得了证实 (Hedberg *et al.*, 1947; Revil *et al.*, 1998; Schroth *et al.*, 1998; Shosa, 2000)。

毛细管作用力的大小主要与毛细管喉道半径和天然气—地层水的界面张力有关, 毛细管压力的计算方程为:

$$p_c = 2\gamma \left(\frac{1}{r_{\text{fine}}} - \frac{1}{r_{\text{coarse}}} \right), \quad (3)$$

式中: p_c 为毛细管压力 (N); γ 为两相流体之间的界面张力 (N/m); r_{fine} 和 r_{coarse} 分别为致密和粗粒沉积层的吼道半径 (m)。在砂泥岩互层的地层中, 砂岩的孔隙直径一般是泥岩的 10 倍以上, 因此毛细管压力的计算公式可以近似为 (Bjorkum *et al.*, 1998):

$$p_c = 2\gamma \frac{1}{r_{\text{fine}}}. \quad (4)$$

对石柱复向斜地区盐 1 井、漆辽剖面和武陵黄草场剖面志留系泥岩盖层微孔结构分析表明, 平均喉道半径 (r_{fine}) 为 $1.6 \times 10^{-8} \sim 4.0 \times 10^{-8} \text{ m}$, 天然气—地层水的界面张力 (γ) 为 $2.5 \times 10^{-2} (\pm 20\%) \text{ N/m}$ (Deming *et al.*, 2002), 因此泥岩毛细管作用所能够封闭的压力差约为 1.25~3.13 MPa, 远远小于超压地层中的剩余压力。Shosa (2000) 通过实验证实

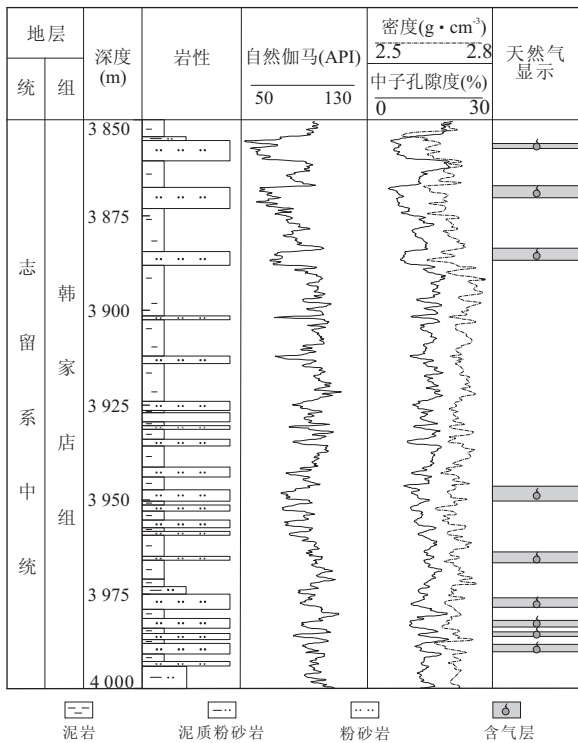


图 6 建深 1 井压力过渡带岩性特征及天然气层显示
Fig.6 Lithologic character and nature gas appearance in pressure transition in Well Jianshen 1

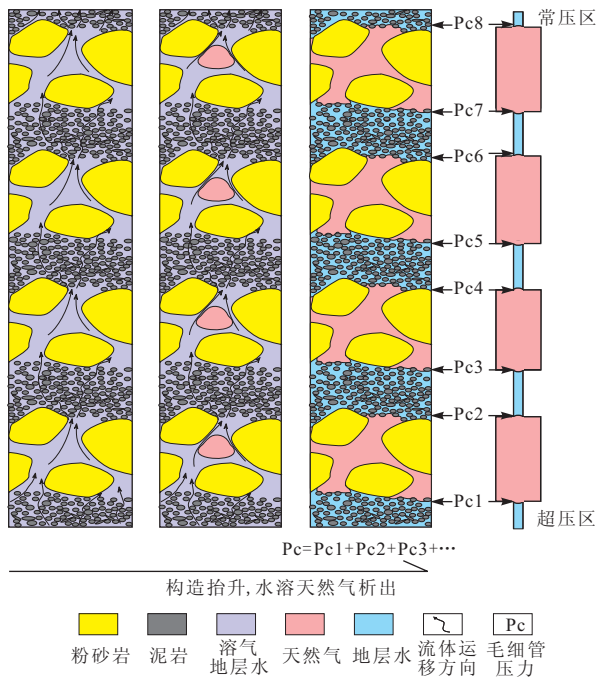


图 7 石柱复向斜志留系超压封闭演化

Fig.7 The evaluation of Silurian formation pressure sealing in Shizhu synclinoria

面的毛细管压力之和,提高顶封层对超压的封闭能力.如果在泥岩层中具有5~7个被天然气饱和的砂岩层,则会产生10~14个气水两相界面,由此产生的毛细管压力足以平衡压力封存箱内的剩余压力.

建深 1 井在 3 850~4 000 m 深度超压顶封层内共有泥岩中含有多层薄粉砂岩夹层,由于岩石的润湿性为水湿性,天然气优先进入孔喉半径较大的粉砂岩层,其中见有 9 层天然气显示,地层水保持在泥岩层中(图 6),为毛细管复合封闭系统的形成提供了良好的条件.流体通过该压力顶封层时需要气体同时排替各个细粒岩层(泥岩)微管孔隙中的地层水,地层水进入含游离态气体的大颗粒(粉砂岩)空间同样要克服毛细管作用力,整个封闭系统的排替压力近似等于各个界面上的毛细管作用力之和,从而在地质历史时期内在横向上使超压得到了有效的保存.

超压顶封层的形成在地质演化中为一动态过程(图 7).毛细管压力封闭可以在理论上较好地解释现今顶封层对超压的封闭机制,但是毛细管压力封闭形成的前提条件是游离态天然气的大量出现,形成气层.地层抬升的过程中伴随大量的水溶气析出转变为游离气(Price, 1979; Hanor, 1980).磷灰石裂变径迹数据显示石柱复向斜地区在 120~80 Ma 至今经历了持续的抬升剥蚀作用,剥蚀厚度为 2 293~2 934 m(邓宾等, 2009).地层的抬升剥蚀过程中地层温度和压力降低,天然气大量从地层水中出溶.研究区早白垩世以来的构造抬升冷却事件为毛细管压力封闭层的形成创造了良好的条件.在构造抬升初期无游离态天然气的情况下,由于封闭层上下压力差导致流体的运移和压力降低是难以避免的,低渗透泥岩层的存在使压力的扩散速度变小,从而使压力获得了一定程度的保存;当一定量游离态天然气出现,气液两相流体相互干扰,流动阻滞力增大,有效渗透率下降,进一步减缓了超压的扩散;随着地层的继续抬升,大量天然气出溶,并在孔喉半径相对较大的粉砂岩层中连片分布形成多个气层,复合毛细管压力封闭层最终形成,有效地阻滞了流体的运移和超压的散失.

5 结论

石柱复向斜地区建深 1 井志留系地层全层段含气,发育超压系统,地层压力系数大于 1.6.超压层段泥岩不具备欠压特征,其富含有机质,具有良好的生

了砂泥互层的复合盖层封闭系统中各个界面毛细管的作用相互独立,整个系统的封闭能力等于各个界

烃基础,早三叠世开始的裂解生气作用为超压形成的主要机制。现今志留系顶部超压顶封层内泥岩与粉砂岩频繁互层,粉砂岩层含气,形成多个气—水界面,各个气—水界面的毛细管作用力相叠加,对超压形成了有效封闭。对超压的封闭作用在构造抬升作用以前及抬升作用初期,以低速扩散为主,超压有一定程度的散失;抬升作用引起地层水温降低,天然气出溶,孔喉半径较大的粉砂岩地层形成气层,毛细管压力封闭作用起到了主控作用。

References

- Bjorkum, P. A., Walderhaug, O., Nadeau, P. H., 1998. Physical Constraints on Hydrocarbon Leakage and Trapping Revisited. *Petroleum Geoscience*, 4(3): 237—239. doi: 10.1144/petgeo.4.3.237
- Bowers, G. L., Katsube, T. J., 2002. The Role of Shale Pore Structure on the Sensitivity of Wire-Line Logs to Overpressure. In: Huffman, A. R., Bowers, G. L., eds., Pressure Regimes in Sedimentary Basins and Their Prediction. *AAPG Memoir*, 76: 43—60.
- Bredehoeft, J. D., Hanshaw, B. B., 1968. On the Maintenance of Anomalous Fluid Pressures: I. Thick Sedimentary Sequences. *Geological Society of America Bulletin*, 79(9): 1097—1106. doi: 10.1130/0016—7606(1968)79[1097:OTMOAF]2.0.CO;2
- Deming, D., 1994. Factors Necessary to Define a Pressure Seal. *AAPG Bulletin*, 78(6): 1005—1009.
- Deming, D., Cranganu, C., Lee, Y., 2002. Self-Sealing in Sedimentary Basins. *Journal of Geophysical Research*, 107(B12): 2329—2339. doi: 10.1029/2001JB000504
- Deng, B., Liu, S. G., Liu, S., et al., 2009. Restoration of Exhumation Thickness and Its Significance in Sichuan Basin, China. *Journal of Chengdu University of Technology (Science & Technology Edition)*, 36(6): 675—686 (in Chinese with English abstract).
- Fu, G., Lü, Y. F., Yang, M., 2002. Quantitative Study on Abnormal Pore Fluid Pressure in Undercompacted Mudstone. *Xinjiang Petroleum Geology*, 23(4): 295—298 (in Chinese with English abstract).
- Fu, Y. X., 2000. Relationship between Structural Characteristics and Petroleum Accumulation in Western Chongqing and Eastern Hubei. *Jiangan Petroleum Science*, 10(2): 63—66 (in Chinese with English abstract).
- Guo, X. W., He, S., Liu, K. Y., et al., 2010. Oil Generation as the Dominant Overpressure Mechanism in the Cenozoic Dongying Depression, Bohai Bay Basin, China. *AAPG Bulletin*, 94(12): 1859—1881.
- Hanor, J. S., 1980. Dissolved Methane in Sedimentary Brines: Potential Effect on the PVT Properties of Fluid Inclusions. *Economic Geology*, 75(4): 603—617.
- Hao, F., 2005. Kinetics of Hydrocarbon Generation and Mechanisms of Petroleum Accumulation in Overpressured Basins. Science Press, Beijing (in Chinese).
- Hao, F., Zou, H. Y., Ni, J. H., et al., 2002. Evolution of Overpressured Systems in Sedimentary Basins and Conditions for Deep Oil/Gas Accumulation. *Earth Science—Journal of China University of Geosciences*, 27(5): 610—615 (in Chinese with English abstract).
- He, S., He, Z. L., Yang, Z., et al., 2009. Characteristics, Well-Log Responses and Mechanisms of Overpressures within the Jurassic Formation in the Central Part of Junggar Basin. *Earth Science—Journal of China University of Geosciences*, 34(3): 457—470 (in Chinese with English abstract).
- Hedberg, H. D., Sass, L. C., Funkhouser, H. J., 1947. Oil Fields of Greater Oficina Area, Central Anzoategui, Venezuela. *AAPG Bulletin*, 31(12): 2089—2169.
- Hermanrud, C., Wensaas, L., Teige, G. M. G., et al., 1998. Shale Porosities from Well Logs on Haltenbanken (Offshore Mid-Norway) Show no Influence of Overpressuring. In: Law, B. E., Ulmishek, G. F., Slavin, V. I., eds., Abnormal Pressures in Hydrocarbon Environments. *AAPG Memoir*, 70: 65—85.
- Hunt, J. M., 1990. Generation and Migration of Petroleum from Abnormally Pressured Fluid Compartments. *AAPG Bulletin*, 74(1): 1—12.
- Lambe, T. W., Whitman, R. V., 1979. Soil Mechanics SI Version. Wiley India Pvt. Limited, New York.
- Lee, Y., Deming, D., 2002. Overpressures in the Anadarko Basin, Southwestern Oklahoma: Static or Dynamic. *AAPG Bulletin*, 86(1): 145—160.
- Li, M. C., 2004. Oil and Gas Migration. Petroleum Industry Press, Beijing (in Chinese).
- Liang, X., 2006. The Comprehensive Evaluation of Hydrocarbon Preservation Units in Modifying-Type Basins of Sea Facies in South China (Dissertation). Southwest Petroleum University, Chengdu (in Chinese with English abstract).
- Lou, Z. H., Zhu, R., 2006. Hydrogeological and Hydrogeochemical Characteristics and Hydrocarbon Preservation Conditions in Marine Strata in Southern China. *Oil & Gas Geology*, 27(5): 584—593 (in Chinese with English abstract).
- Luo, X. R., 2004. Quantitative Analysis on Overpressuring Mechanism Resulted from Tectonic Stress. *Chinese*

- Journal of Geophysics*, 47(6):1086—1093 (in Chinese with English abstract).
- Luo, X. R., Vasseur, G., 1992. Contributions of Compaction and Aquathermal Pressuring to Geopressure and the Influence of Environmental-Conditions. *AAPG Bulletin*, 76(10):1550—1559.
- Ma, Y. S., Lou, Z. H., Guo, T. L., et al., 2006. An Exploration on a Technological System of Petroleum Preservation Evaluation for Marine Strata in South China. *Acta Geologica Sinica*, 80(3):406—417 (in Chinese with English abstract).
- Magara, K., 1978. *Compaction and Fluid Migration: Practical Petroleum Geology*. Elsevier Science Pub. Co., Amsterdam.
- Marine, I. W., Fritz, S. J., 1981. Osmotic Model to Explain Anomalous Hydraulic Heads. *Water Resources Research*, 17(1):73—82. doi:10.1029/WR017i001p00073
- Neuzil, C. E., 1986. Groundwater Flow in Low-Permeability Environments. *Water Resources Research*, 22(8):1163—1195. doi:10.1029/WR022i008p01163
- Neuzil, C. E., 1994. How Permeable are Clays and Shales. *Water Resources Research*, 30(2):145—150. doi:10.1029/93WR02930
- Ortoleva, P. J., 1994. Basin Compartmentation: Definitions and Mechanisms. In: Ortoleva, P. J., ed., *Basin Compartments and Seals*. *AAPG Memoir*, 61:39—51.
- Osborne, M. J., Swarbrick, R. E., 1997. Mechanisms for Generating Overpressure in Sedimentary Basins: A Reevaluation. *AAPG Bulletin*, 81(6):1023—1041.
- Pan, W. L., Liu, G. X., Lü, J. X., 2003. Hydrochemical Characteristics of Formation Water and Their Significance in Jiannan Gasfield, Yudong Area of West Hubei Province. *Petroleum Geology & Experiment*, 25(3):295—299 (in Chinese with English abstract).
- Powley, D. E., 1990. Pressures and Hydrogeology in Petroleum Basins. *Earth-Science Reviews*, 29(1—4):215—226. doi:10.1016/0012—8252(0)90038—W
- Price, L. C., 1979. Aqueous Solubility of Methane at Elevated Pressures and Temperatures. *AAPG Bulletin*, 63(9):1527—1533.
- Revil, A., Cathles, L. M., Shosa, J. D., et al., 1998. Capillary Sealing in Sedimentary Basins: A Clear Field Example. *Geophysical Research Letters*, 25(3):389—392. doi:10.1029/97GL03775
- Ross, B., 1990. The Diversion Capacity of Capillary Barriers. *Water Resources Research*, 26(10):2625—2629. doi:10.1029/WR026i010p02625
- Schroth, M. H., Istok, J. D., Selker, J. S., 1998. Three-Phase Immiscible Fluid Movement in the Vicinity of Textural Interfaces. *Journal of Contaminant Hydrology*, 32(1—2):1—23. doi:10.1016/S0169—7722(97)00069—7
- Shosa, J. D., 2000. *Overpressure in Sedimentary Basins: Mechanisms and Mineralogical Implications*. Cornell University, New York.
- Swarbrick, R. E., Osborne, M. J., 1998. Mechanisms That Generate Abnormal Pressures: An Overview. In: Law, B. E., Ulmishek, G. F., Slavin, V. I., eds., *Abnormal Pressures in Hydrocarbon Environments*. *AAPG Memoir*, 70:13—34.
- Swarbrick, R. E., Osborne, M. J., Yardley, G. S., 2002. Comparison of Overpressure Magnitude Resulting from the Main Generating Mechanisms. In: Huffman, A. R., Bowers, G. L., eds., *Pressure Regimes in Sedimentary Basins and Their Prediction*. *AAPG Memoir*, 76:1—12.
- Teige, G. M. G., Hermanrud, C., Wensaas, L., et al., 1999. The Lack of Relationship between Overpressure and Porosity in North Sea and Haltenbanken Shales. *Marine and Petroleum Geology*, 16(4):321—335. doi:10.1016/S0264—8172(98)00035—X
- Xu, G. S., Cao, J. F., Zhu, J. M., et al., 2009. Division of Fluid Compartments and the Formation and Evolution of Oil and Gas Accumulation in the Typical Structures of Western Hubei-Eastern Chongqing Area, China. *Journal of Chengdu University of Technology (Science & Technology Edition)*, 36(6):621—630 (in Chinese with English abstract).
- Yang, X. Y., He, S., 2010. Mechanisms for Abnormal Pressure Seal in Pressure Compartments: A Review. *Geological Science and Technology Information*, 29(6):66—72 (in Chinese with English abstract).
- Yassir, N., Addis, M. A., 2002. Relationships between Pore Pressure and Stress in Different Tectonic Settings. In: Huffman, A. R., Bowers, G. L., eds., *Pressure Regimes in Sedimentary Basins and Their Prediction*. *AAPG Memoir*, 76:79—88.
- Zhao, X. M., Li, G. P., Wang, S. Y., et al., 2002. Logging Identification of Uncompacted and Superpressure Belts. *Oil & Gas Geology*, 23(1):63—65 (in Chinese with English abstract).

附中文参考文献

- 邓宾, 刘树根, 刘顺, 等, 2009. 四川盆地地表剥蚀量恢复及其意义. *成都理工大学学报: 自然科学版*, 36(6):675—686.
- 付广, 吕延防, 杨勉, 2002. 欠压淤泥岩异常孔隙流体压力的定量研究. *新疆石油地质*, 23(4):295—298.

付宜兴,2000.鄂西渝东区构造特征及其与油气聚集关系研究.江汉石油科技,10(2):63-66.

郝芳,2005.超压盆地生烃作用动力学与油气成藏机理.北京:科学出版社.

郝芳,邹华耀,倪建华,等,2002.沉积盆地超压系统演化与深层油气成藏条件.地球科学——中国地质大学学报,27(5):610-615.

何生,何治亮,杨智,等,2009.准噶尔盆地腹部侏罗系超压特征和测井响应以及成因.地球科学——中国地质大学学报,34(3):457-470.

李明诚,2004.石油与天然气运移.北京:石油工业出版社.

梁兴,2006.中国南方海相改造型盆地含油气保存单元综合评价(博士毕业论文).成都:西南石油大学.

楼章华,朱蓉,2006.中国南方海相地层水文地质地球化学特征与油气保存条件.石油与天然气地质,27(5):

584-593.

罗晓容,2004.构造应力超压机制的定量分析.地球物理学报,47(6):1086-1093.

马永生,楼章华,郭彤楼,等,2006.中国南方海相地层油气保存条件综合评价技术体系探讨.地质学报,80(3):406-417.

潘文蕾,刘光祥,吕俊祥,2003.鄂西渝东区建南气田地层水水化学特征及其意义.石油实验地质,25(3):295-299.

徐国盛,曹竣锋,朱建敏,等,2009.鄂西渝东地区典型构造流体封存箱划分及油气藏的形成与演化.成都理工大学学报:自然科学版,36(6):621-630.

杨兴业,何生,2010.超压封存箱的压力封闭机制研究进展综述.地质科技情报,29(6):66-72.

赵新民,李国平,王树寅,等,2002.欠压实带与超压带的测井识别.石油与天然气地质,23(1):63-65.

《地球科学——中国地质大学学报》

2014 年 2 月 第 39 卷 第 2 期 要目预告

徐淮早白垩世埃达克质岩中含橄榄石单斜辉石岩的成因及其岩石学意义	周群君等
模拟表生环境水钠锰矿亚结构转化及钙锰矿的形成	赵怀燕等
新一代的软件结构 T-C-V 结构	吴信才等
具有补给气的异常高压有水凝析气藏物质平衡方程建立及应用	吴克柳等
松辽盆地白垩系营城组再搬运火山碎屑与相模式	沈艳杰等
松辽盆地嫩江组油页岩发育控制因素	贾建亮等
南岭成矿带多尺度重力场及深部构造特征	陈国雄等
赣南樟东坑钨矿两类矿化中辉钼矿的 Re-Os 同位素定年及其地质意义	李光来等