

高温水热增压实验研究及地质启示

郭志峰¹, 刘震², 刘鹏³, 柳万春¹

(1.中海油研究总院,北京 100028; 2.中国石油大学(北京),北京 102249;

3.陕西延长石油(集团)有限责任公司研究院,西安 701169)

摘要:超压形成机制是沉积盆地油气成藏研究的重要内容。针对温度和封闭条件2个关键因素,设计双轴承压孔隙流体高温水热增压实验,选取典型高温高压盆地的砂、泥岩样品,通过对比性实验发现,在泥岩封闭体系中,升温引起的水热增压导致流体温度与压力表现为指数关系,而非线性关系;在孤立体系中,砂岩孔隙流体水热增压幅度明显高于泥岩封闭体系;在泥岩封闭体系中,泥岩孔隙度微小差异会导致水热增压量存在巨大差异;在相同泥岩封闭条件下,砂岩孔隙度越高,水热增压幅度越大。实验得到两项地质启示:在高温盆地中,被泥岩封闭的砂岩储层内孔隙流体水热增压能够成为盆地超压形成的重要机制,且随着埋深增大,地温升高,指数关系的增压趋势使得水热增压作用更加显著;泥岩的封闭性能决定砂岩储层水热增压的有效性和增压幅度,砂岩储层孔隙度大小影响水热增压幅度的强弱。

关键词:水热增压;超压形成机制;高温水热增压实验;孤立体系;泥岩封闭体系

中图分类号:TE121.1

文献标识码:A

Experimental analysis of aquathermal pressuring under high temperature conditions and its geological implications

Guo Zhifeng¹, Liu Zhen², Liu Peng³, Liu Wanchun¹

(1. CNOOC Research Institute, Beijing 100028, China; 2. China University of Petroleum, Beijing 102249, China;

3. Research Institute of Shaanxi Yanchang Petroleum (Group) CoLtd, Xi'an, Shaanxi 710069, China)

Abstract: Overpressure generation mechanism is very important for the research of hydrocarbon accumulation. We collected samples from typical wells in high temperature basins, made use of a double-axial pressurization testing system for pore fluid aquathermal pressuring, and measured the amplitude of aquathermal pressuring for different geological conditions. Results indicated that the relationship between temperature and pressure was not linear but exponential on the condition of high aquathermal pressuring in shale sealed systems, while the amplitude of aquathermal pressuring in isolated systems was higher than that in shale sealed systems. The fine variation of properties of sealed shales would lead to a large amplitude of aquathermal pressuring in shale sealed systems, and the greater porosity of sand samples would lead to larger amplitude of aquathermal pressuring. Experimental results induced two geological implications. In high temperature basins, aquathermal pressuring in shale sealed systems increases significantly with burial depth. It cannot be neglected and could be one of the main overpressure generation mechanisms. The quality of sealed shale decides the amplitude of aquathermal pressuring, and sand porosity could affect the amplitude of aquathermal pressuring, so in geological conditions, high porosity sand embedded in low porosity shale layers is more likely to lead to aquathermal pressuring.

Key words: aquathermal pressuring; overpressure generation mechanism; high temperature aquathermal pressuring experiment; isolated system; shale sealed system

1 水热增压存在的争议

超压的形成和演化是沉积盆地油气成藏研究的重要内容,研究盆地超压成因机制是深入认识超压盆地的基础。通常情况下超压的形成与演化是

多种成因机制共同作用的结果,主要包含非均衡压实、矿物转化脱水、流体充注、生烃作用、构造挤压和水热增压等机制^[1-6]。目前,关于超压成因的研究主要集中在前5种机制,而针对水热增压方面的研究相对比较薄弱,存在较大争议和不确定性。争

议主要围绕水热增压能否成为沉积盆地超压形成的有效机制,不确定性主要体现在地层温度和地层压力之间的变化关系。

Barker^[7]提出水热增压概念,认为水热增压是超压形成的重要机制,若孔隙流体被封闭性能良好的围岩封闭,且地温梯度大于 $15\text{ }^{\circ}\text{C}/\text{km}$ 时,那么被封闭流体在持续埋深过程中,地层温度升高会导致地层压力快速增加,远大于静水压力环境中地层压力的增加量,即水热增压效应;Miller等^[8]通过孔隙流体压力方程分析水热增压作用,认为水热增压机制是超压形成的重要机制;Liu Funing^[9]通过对琼东南盆地温压场特征的综合研究,认为水热增压作用是盆地超压形成的重要补充;付广等^[10]通过对松辽盆地青山口组和嫩江组异常压力的研究,认为水热增压对该区超压贡献占较大,分别高达58%和41%;赵喆等^[11]在完成碳酸盐岩烃源岩生烃模拟实验后,指出碳酸盐岩烃源岩排烃动力主要为水热增压和生烃增压。以上研究成果表明,水热增压作用不容忽视,可作为沉积盆地超压形成的重要机制。综上分析,水热增压是否可以成为沉积盆地超压形成的重要机制仍存在不小的争议。

但是,也有学者对水热增压机制持截然不同的观点。Swarbrick等^[12]认为,水热增压机制对盆地超压形成的实际贡献非常有限;Luo Xiaorong等^[13]通过孔隙水动力方程数值模拟分析,提出在实际地质条件下水热增压作用十分微弱,以至可以忽略其影响;夏新宇等^[14]从液体物态方程角度研究,指出盆地沉降过程中水热增压对超压形成的贡献远小于压实不平衡作用,不足以构成盆地超压形成的重要机制;Nordgard Bolas等^[15]在研究北海盆地页岩超压成因过程中,通过盆地模拟计算分析水热增压作用的贡献后,认为水热增压不可能是盆地超压形成的重要机制。综上分析,水热增压是否可以成为沉积盆地超压形成的重要机制仍存在不小的争议。

沉积盆地中地层温度和地层压力之间的变化关系存在不确定性。Barker认为在开放体系中,地层温度和地层压力呈线性变化关系,在孤立体系中,随着地层温度升高地层压力沿等密度线变化,但不同密度的流体具有不同的等密度线,地层温度和地层压力的变化关系会因流体密度不同而不同^[7];温压系统理论假设地层孔隙颗粒表面吸附气质量和体积恒定,通过孔隙吸附气泡的温度和压力关系建立孔隙流体地温和地层压力之间的关系,认为盆地浅层和深层的地层温度和地层压力都呈直线关系,只不过直线的斜率不同^[16]。

水热增压的有效性以及地层温度和地层压力

之间的变化关系是非常复杂的地质问题。需要强调的是,水热增压机制包括2个决定性因素:地层温度和封闭条件,所以研究水热增压机制必须紧紧围绕这2个关键因素。基于此,本文针对温度和封闭条件2个关键点,设计了高温水热增压实验,试图通过实验的方法进一步探究水热增压机制。为了模拟实际地质环境,实验采用双轴承压孔隙流体水热增压测试装置,选取典型高温高压盆地——琼东南盆地^[17]的砂岩和泥岩样品,模拟并测定不同地质条件下流体水热增压幅度,分析高温环境下水热增压作用,依据实验结果推断水热增压机制对于沉积盆地超压形成的贡献。

2 水热增压机制的提出及存在问题

Barker(1972)将盐水的压力—温度—密度关系^[18]与墨西哥湾地区的地温梯度进行叠合,研究由于地层温度升高导致的地层压力变化,认为在开放体系(静水压力环境)中,地层压力随地层温度升高呈线性增加趋势;在孤立体系中,由于流体的体积和密度不发生改变,流体压力随温度升高沿等密度线增加。这种由于温度升高和封闭环境造成的流体压力过快增大现象称为水热增压作用。假设墨西哥湾盆地地温梯度为 $25\text{ }^{\circ}\text{C}/\text{km}$,在开放体系中,地层温度从 T_1 升高 $50\text{ }^{\circ}\text{C}$ 至 T_2 ,地层压力增加41 MPa,地层压力沿曲线LN增长;在孤立体系中,地温升高 $50\text{ }^{\circ}\text{C}$,地层压力增加72 MPa,压力将沿曲线LM增长(图1)。在2种不同的体系中,地层温度同样增加 $50\text{ }^{\circ}\text{C}$,地层压力增量相差高达31 MPa。

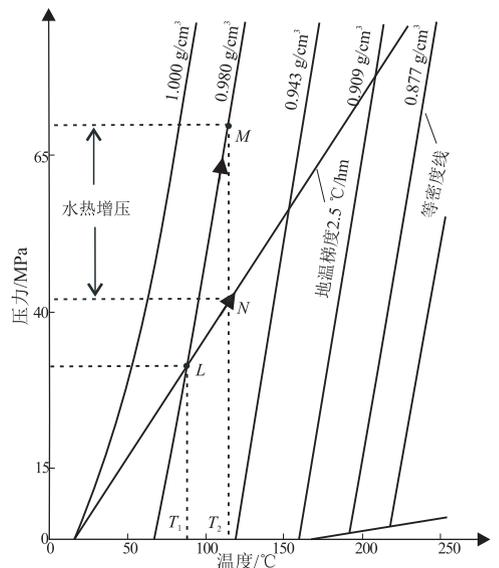


图1 水热增压作用示意

据 Barker^[7](1972),经修改。

Fig.1 Sketch chart of aquathermal pressuring

并且地温梯度增大,地层压力增量的差异会更加明显^[7]。

在孤立体系中,封闭流体与外界只有能量传递,无物质交换。Barker 的水热增压理论是基于孤立体系中盐水压力—温度—密度关系提出来的。显然在实际地质条件下不可能存在孤立体系,即使在超低孔渗的致密岩石中,孔隙流体依然可以通过微孔隙、微通道发生渗漏或者散失,并且在地质演化过程中,必然会发生一系列物理和化学的成岩作用,比如胶结作用、交代作用、溶解作用、结晶作用等都会导致孔隙流体成分和孔隙结构发生变化。所以,基于孤立体系的盐水的压力—温度—密度关系并不适用实际地质环境中水热增压机制有效性的研究,以及地层温度和压力之间关系的确定。

3 高温水热增压实验装置

地层温度和封闭条件是研究水热增压机制的 2 个关键因素。本次高温水热增压实验的目的是研究温度变化及封闭条件差异对水热增压作用的影响。实验设计了 2 种封闭体系:孤立体系和泥岩封闭体系。前者模拟 Barker 参照的孤立体系,将砂岩样品放置在完全密闭的封闭箱内,对封闭箱加热并以等温度间隔测量砂岩孔隙流体压力(图 2a);显然,在实际地质条件下孤立体系并不存在,因为受断层或者砂体输导、超压岩层破裂等地质作用影响,会发生泄压或流体运移出封闭围岩的情况。在实际地质条件下,砂岩储层被泥岩封闭的情形更为普遍,比如,岩性勘探中经常会遇到被泥岩包裹的砂岩透镜体。为了反映砂岩储层真实的水热增压作用,实验设计了泥岩封闭体系。首先将砂岩样品放置在留有开口的封闭箱中,然后用泥岩样品将封闭箱开口封堵,阻碍砂岩孔隙流体顺利向外排出^[19](图 2b)。

实验装置由轴压检测系统、围压检测系统、流体压力检测系统、加热系统和数据处理系统等组成,封闭箱最大轴压和围压可加至 60 MPa,最高温

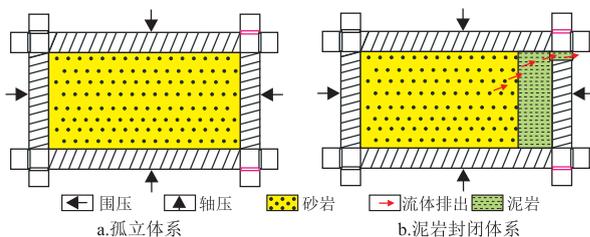


图 2 高温水热增压实验装置示意

Fig.2 Illustration of operators for high-temperature aquathermal pressuring experiment

表 1 水热增压实验样品参数

Table 1 Parameters of samples used in high-temperature aquathermal pressuring experiments

样品编号	取心深度/m	岩性	直径/mm	长度/mm	孔隙度/%
1	4 110	泥岩	25.10	14.58	0.524 7
2	3 909	泥岩	25.18	44.85	1.503 7
3	3 908	泥岩	25.09	19.35	3.730 8
4	4 111	泥岩	25.10	14.45	3.867 9
5	3 779	砂岩	25.20	36.96	12.961 5
6	3 910	砂岩	25.18	38.37	13.594 2
7	3 909	砂岩	25.19	25.51	14.027 3
8	3 866	砂岩	25.13	52.35	15.560 0
9	3 847	砂岩	25.15	51.05	18.517 8
10	4 634	砂岩	25.17	43.31	20.371 8
11	4 632	砂岩	25.14	23.96	15.311 8

度可增至 150 ℃,称为高温水热增压实验。分别在孤立体系和泥岩封闭体系 2 种典型状态下进行流体高温水热增压实验,将按照实验规格加工好的岩石样品放入封闭箱内,注水并封闭,测定流体水热增压幅度,分析水热增压变化规律。实验选取的砂、泥岩样品参数见表 1。

4 实验分析

设计 4 种实验方案研究水热增压作用,分别为泥岩封闭体系中砂岩水热增压趋势分析;孤立体系和泥岩封闭体系中水热增压特征对比;泥岩封闭体系中不同孔隙度泥岩造成的水热增压差异对比;相同泥岩封闭条件下不同孔隙度砂岩流体水热增压特征对比。

4.1 泥岩封闭体系中水热增压趋势分析

在泥岩封闭体系中,封闭箱内砂岩的孔隙度为 13.6%,封堵泥岩的孔隙度为 0.5%,对封闭箱设置 40 MPa 恒定的轴压和围压,砂岩孔隙流体的初始压力为 5 MPa;实验过程中砂岩孔隙流体温度从 14 ℃ 增加到 119 ℃,每间隔 10 ℃ 测量一次砂岩孔隙流体压力值。实验结果表明,砂岩孔隙流体的压力和温度具有非常高的相关性,砂岩孔隙流体的压力随温度升高以指数趋势增加,并非传统的线性关系(图 3)。

温度和压力的关系可表示为:

$$P = 4.06 \cdot e^{0.014T}, R = 0.989 6 \quad (1)$$

后续实验能够进一步证实在泥岩封闭体系中,砂岩孔隙流体水热增压呈指数变化趋势,增压幅度远高于线性增加趋势。温度是影响水热增压的重要影响因素,温度越高增压作用越明显,在地层持

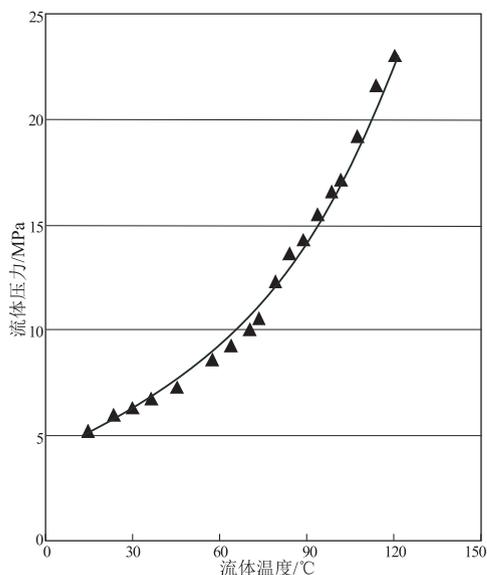


图3 在泥岩封闭体系中砂岩孔隙流体压力—温度关系
Fig.3 Fluid pressure vs. temperature in shale sealed systems

续埋深过程中,地层温度会逐渐增高,如果满足相应的泥岩封闭条件,地层压力会快速增大。由此推断,在高温盆地中被泥岩封闭的砂岩储层水热增压作用不容忽视,并且随着埋深增大,地温升高,水热增压作用会更加显著,且增压作用会贯穿整个地质过程。

4.2 孤立体系与泥岩封闭体系中水热增压对比分析

在孤立体系和泥岩封闭体系中,封闭箱内砂岩的孔隙度为12.9%,封堵泥岩的孔隙度为3.9%,对封闭箱设置40 MPa恒定的轴压和围压,砂岩孔隙流体初始压力为10 MPa;实验过程中砂岩孔隙流体温度从30 °C增加到120 °C,每间隔10 °C测量一次砂岩流体压力值。实验结果显示在孤立体系与泥岩封闭体系中,水热增压均呈指数变化趋势,并

且在孤立体系中水热增压幅度明显高于泥岩封闭体系(图4a);从30 °C升至120 °C,每增温10 °C引起的水热增压幅度在1.5~5.5 MPa之间,随着温度升高,每增温10 °C导致的增压量快速增加,2种体系中增压幅度差异也逐渐扩大(图4b)。被泥岩封闭的砂岩孔隙流体水热增压幅度低于孤立体系中的增压幅度,这是由于封闭体系造成的,侧面说明了封闭性对于水热增压作用的重要性。在实际地质条件下,随着埋深增大,地层温度升高,地层压力仍能够以指数趋势快速增加,因此水热增压可以成为盆地超压形成的重要机制。

4.3 不同孔隙度泥岩封闭条件下水热增压对比分析

在泥岩封闭体系中,封闭箱内砂岩的孔隙度为14%,封堵泥岩的孔隙度分别为3.7%和3.9%,对封闭箱设置40 MPa恒定的轴压和围压,砂岩孔隙流体初始压力为5 MPa;实验过程中砂岩孔隙流体温度从32 °C增加到120 °C,每间隔10 °C测量一次砂岩流体压力值。实验结果表明,封闭泥岩孔隙度为3.7%时的水热增压幅度明显高于孔隙度为3.9%时的水热增压幅度(图5a);并且孔隙度为3.7%的泥岩封闭条件下,每增温10 °C引起的水热增压幅度明显高于孔隙度为3.9%时的水热增压幅度(图5b)。在110 °C时,0.2%的泥岩孔隙度差异导致的水热增压幅度差异高达20%,说明泥岩封闭性能微小差异能够造成巨大的水热增压幅度差异。在实际地质条件下,泥岩封闭性对水热增压起到决定性作用,泥岩封闭性能越好,砂岩储层水热增压幅度越大,反之,水热增压幅度越小。因此,在实际地质条件下,不能仅仅讨论是否存在水热增压作用,应更多关注不同封闭条件导致的水热增压贡献程度差异。

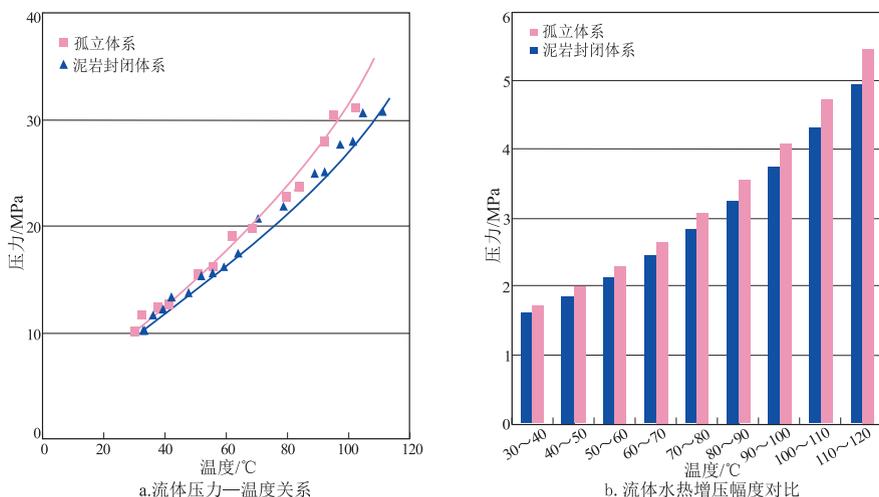


图4 孤立体系与泥岩封闭体系中水热增压对比分析

Fig.4 Comparison of aquothermal pressuring characteristics between isolated and shale sealed systems

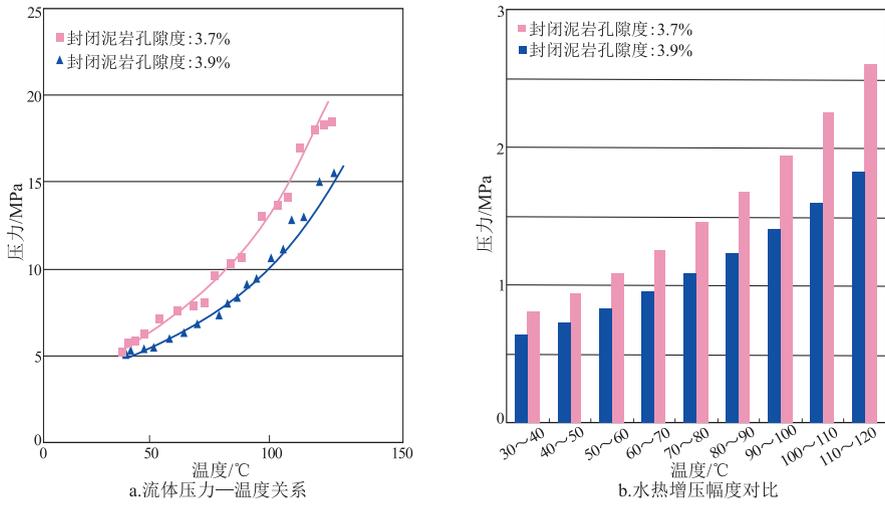


图 5 不同孔隙度泥岩封闭条件水热增压特征对比

Fig.5 Comparison of aquathermal pressuring characteristics for different properties of shale sealed systems

4.4 相同泥岩封闭条件下不同孔隙度砂岩水热增压对比分析

在泥岩封闭体系中,封闭箱内砂岩的孔隙度分别为 1.5%, 15.5%, 18.5%, 封堵泥岩的孔隙度为 0.5%, 对封闭箱设置 40 MPa 恒定的轴压和围压, 砂岩孔隙流体初始压力为 5 MPa; 实验过程中使砂岩流体温度从 31 °C 增加到 121 °C, 每间隔 10 °C 测量一次砂岩流体压力值。实验结果表明, 在相同泥岩封闭条件下砂岩孔隙度决定水热增压幅度, 孔隙度越高, 水热增压幅度越大(图 6a); 并且砂岩孔隙度越高, 每增温 10 °C 引起的水热增压幅度越大(图 6b)。说明处在相同泥岩封闭体系中的砂岩储层水热增压趋势及幅度存在明显差异, 在岩性勘探中被泥岩封闭且互不连通的砂岩透镜体具有独立的压力系统, 孔隙度大的砂岩储层具有高于周边低孔隙储层的压力系统, 在勘探和开发过程应引起注

意。在实际地质条件下, 封闭条件和地温背景相同时, 砂岩储层孔隙度越高则水热增压幅度越大, 储层流体动力越强。

泥岩封闭砂岩的高温水热增压实验接近实际地质条件, 不仅测定了水热增压幅度, 还得出压力随温度升高的指数变化关系。由实验结果推断, 在实际地质条件下, 如果砂岩储层被低渗透泥质围岩封闭, 在持续埋深的过程中地层温度逐渐升高, 地层压力会以指数趋势快速增加, 水热增压作用非常显著, 可以构成储层发育高压的重要机制。另外, 随着埋深增大, 深层岩石受压实作用影响, 孔隙度和渗透率会急剧降低, 低孔渗结构容易形成更加优质的封闭条件, 促进水热增压作用发生。

5 结论

(1) 高温水热增压实验表明: 在孤立体系与泥

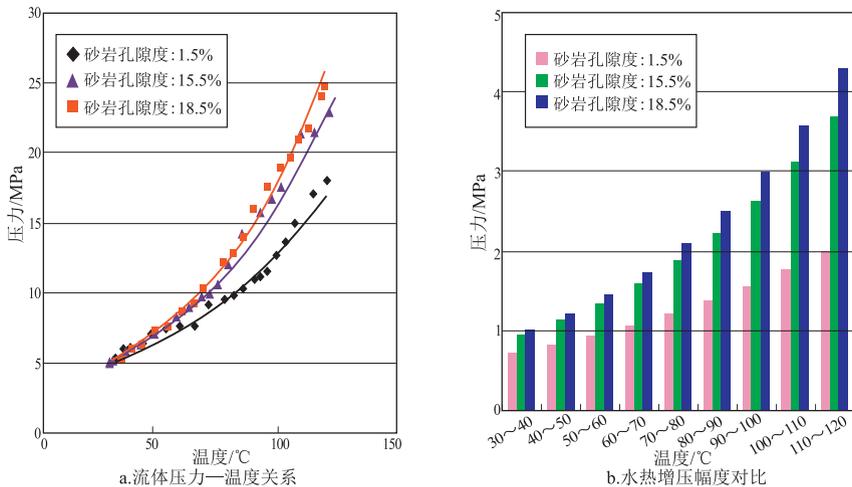


图 6 泥岩封闭体系中不同孔隙度砂岩水热增压特征对比

Fig.6 Comparison of aquathermal pressuring characteristics of different sands in shale sealed systems

岩封闭体系中,流体水热增压都呈指数变化趋势;在泥岩封闭体系中,封闭泥岩孔隙度微小差异可造成较大水热增压量差异,泥岩封闭性能越好砂岩孔隙流体水热增压幅度越大,反之,水热增压幅度较小;砂岩孔隙度越高,水热增压幅度越大。

(2)在高温盆地中,泥岩封闭体系中的砂岩孔隙流体水热增压作用不容忽视,且埋深越大,地温越高,水热增压作用越显著;泥岩的封闭性能决定水热增压的有效性和增压幅度,砂岩储层孔隙度大小控制水热增压幅度的强弱。

(3)高温水热增压实验证实了水热增压作用的重要性,在高温盆地,如果满足相应的封闭条件,水热增压作用能够成为盆地超压形成的重要机制。

参考文献:

- [1] Osborne M J, Swarbrick R E. Mechanisms for generating overpressure in sedimentary basins: A reevaluation; Reply [J]. AAPG Bulletin, 2001, 85(12): 2119.
- [2] Swarbrick R E. AADE forum: Pressure regimes in sedimentary basins and their prediction [J]. Marine and Petroleum Geology, 1999, 16(5): 483-486.
- [3] 曲江秀, 查明. 准噶尔盆地异常压力类型及成因探讨 [J]. 石油实验地质, 2003, 25(4): 333-336.
Qu Jiangxiu, Zha Ming. Origin and characteristics of abnormal pressure in the Junggar Basin [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2003, 25(4): 333-336.
- [4] 郝芳. 超压盆地生烃作用动力学与油气成藏机理 [M]. 北京: 科学出版社, 2005: 19-43.
Hao Fang. Kinetics of hydrocarbon generation and mechanisms of petroleum accumulation in overpressured basins [M]. Beijing: Science Press, 2005: 19-43.
- [5] 刘士林, 郑和荣, 林舸, 等. 渤海湾盆地东营凹陷异常压力分布和演化特征及与油气成藏关系 [J]. 石油实验地质, 2010, 32(3): 233-237.
Liu Shilin, Zheng Herong, Lin Ge, et al. Distribution and evolution characteristics of abnormal pressure and its relationship with hydrocarbon accumulation in the Dongying Sag of Bohai Bay Basin [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2010, 32(3): 233-237.
- [6] 赵国欣. 烃源岩层中异常高压研究: 以渤海湾盆地东营凹陷古近系为例 [J]. 石油实验地质, 2008, 30(4): 340-344.
Zhao Guoxin. Study of the abnormal high-pressure in hydrocarbon source rocks; Taking Paleogene in the Dongying Sag, the Bohai Bay Basin as an example [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2008, 30(4): 340-344.
- [7] Barker C. Aquathermal pressuring—Role of temperature in development of abnormal-pressure zones: Geological notes [J]. AAPG Bulletin, 1972, 56(10): 2068-2071.
- [8] Miller T W, Luk C H. Contributions of compaction and aquathermal pressuring to geopressure and the influence of environmental conditions; Discussion [J]. AAPG Bulletin, 1993, 77(11): 2006-2010.
- [9] Liu Funing. Identifying potential gas accumulation sites from Oligocene overpressure data in the Qiongdongnan Basin, off shore South China; Geologic note [J]. AAPG Bulletin, 1993, 77(5): 888-895.
- [10] 付广, 薛永超, 杨勉. 异常孔隙流体压力的成因及其贡献探讨 [J]. 海相油气地质, 1999, 4(4): 46-50.
Fu Guang, Xue Yongchao, Yang Mian. Discussion of generation mechanism and contribution of abnormal pressure [J]. Marine Origin Petroleum Geology, 1999, 4(4): 46-50.
- [11] 赵喆, 钟宁宁, 黄志龙. 碳酸盐岩烃源岩生烃增压规律及其含义 [J]. 石油与天然气地质, 2005, 26(3): 344-348.
Zhao Zhe, Zhong Ningning, Huang Zhilong. Pattern of pressurization from hydrocarbon generation in carbonate source rocks and its significance [J]. Oil & Gas Geology, 2005, 26(3): 344-348.
- [12] Swarbrick R E, Osborne M J. Mechanisms that generate abnormal pressures: an overview [M] // Law B E, Ulmishke G F, Slavin V I. Abnormal pressures in hydrocarbon environments. Tulsa: AAPG, 1998: 13-14.
- [13] Luo Xiaorong, Vasseur G. Contributions of compaction and aquathermal pressuring to geopressure and the influence of environmental conditions; Reply [J]. AAPG Bulletin, 1993, 77(11): 2011-2014.
- [14] 夏新宇, 宋岩. 沉降及抬升过程中温度对流体压力的影响 [J]. 石油勘探与开发, 2001, 28(3): 8-11.
Xia Xinyu, Song Yan. Temperature effects on geopressure during deposition and erosion [J]. Petroleum Exploration and Development, 2001, 28(3): 8-11.
- [15] Bolås H M N, Hermanrud C, Teige G M G. Origin of overpressures in shales; Constraints from basin modeling [J]. AAPG Bulletin, 2004, 88(2): 193-211.
- [16] 刘震, 李潍莲, 梁全胜, 等. 地质思维科学与实践 [M]. 北京: 石油工业出版社, 2007: 101-108.
Liu Zhen, Li Weilian, Liang Quansheng, et al. Geological thinking science and practice [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2007: 101-108.
- [17] 谢玉洪, 李绪深, 童传新, 等. 莺琼盆地高温超压天然气成藏理论与勘探实践 [M]. 北京: 石油工业出版社, 2015: 74-146.
Xie Yuhong, Li Xushen, Tong Chuanxin, et al. Gas accumulation and exploration practice in HTHP formations within Yinggehai-Qiongdongnan basins [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2015: 74-146.
- [18] Kennedy G C, Holser W T. Pressure - volume - temperature and phase relations of water and carbon dioxide [J]. GSA Memoirs, 1996, 97: 371-383.
- [19] 黄延辉, 刘震, 郭志峰, 等. 南海北部高温断陷地温—地压系统特征及其成藏意义分析 [J]. 地质论评, 2013, 59(3): 470-478.
Huang Yanhui, Liu Zhen, Guo Zhifeng, et al. Characteristics of geotemperature-geopressure system in basins with high geotemperature of northern South China Sea and its significance in hydrocarbon accumulation [J]. Geological Review, 2013, 59(3): 470-478.