

沉积盆地超压形成机制述评

王连进, 叶加仁

(中国地质大学资源学院, 湖北武汉 430074)

摘要: 超压形成机制可以归纳为三大类: (1) 岩石压力的增加; (2) 孔隙流体或岩石骨架体积的变化; (3) 流体流动及烃类上浮。低渗透性的沉积物在快速沉降过程中, 上覆岩层产生的不平衡压实可产生相当大的超压, 这是沉积盆地形成高压的主要机制。构造活动的地区, 水平应力变化可以快速产生并迅速释放大量的超压。除非有非常理想的封闭性, 否则由水热膨胀和粘土脱水引起的流体体积增加不足以形成超压。烃类生成和裂解成气具有形成超压的潜能, 但压力需要较长时间才能得以聚集, 所以, 这一机理也值得怀疑。

关键词: 超压; 形成机制; 不平衡压实; 沉积盆地

第一作者简介: 王连进, 男, 25 岁, 硕士, 油气地质与勘探、成藏动力学

中图分类号: TE122 文献标识码: A

超压是地下岩石中常见的现象, 据不完全统计, 世界上超压盆地有 180 多个, 其中 160 多个是富含油气的盆地, 超压油气田约占全球油气田的 1/3 左右^[1]。超压是流体滞留引起的一种不平衡状态, 控制其存在和分布的主要因素是渗透率以及沉积物的可压缩性^[2,3]。此外, 现今岩石中的超压分布不但应归功于其形成机制, 还应归功于超压形成时以及形成以后的流体重新分布^[4]。沉积盆地中超压形成机制非常复杂, 有十几种之多, 主要可归纳为三大类: (1) 压实不平衡和构造压缩引起的压力增加; (2) 由温度上升(水热作用)、矿物转化释放水、烃类生成以及石油裂解成天然气引起的流体体积增加; (3) 与渗流作用、水压头以及密度差引起的流体运动及烃类上浮等。此外, 某地产生的超压还可以在异地岩石序列中重新分布。

1 压力增加

岩石压力的增加包括垂向压实和横向构造应力作用两方面。

1.1 不平衡压实

在沉积盆地中, 由于上覆岩层负载的增加, 岩石的有效应力增加, 岩石受到压实, 孔隙体积减小并产生地层流体。砂岩孔隙度由沉积时(2~3 km)的 39%~49% 减小到约 15%~25% (即砂岩颗粒重排以及部分颗粒与颗粒接触带的化学溶蚀等),

在深度更大处由于有伴随地层厚度减小的机械压实作用的存在, 因此孔隙度不会有明显的减小现象。粘土在沉积过程中孔隙度开始约为 65%~80%, 随上覆沉积厚度增大, 粘土颗粒发生重排及塑性变形(典型深度为 4~6 km), 孔隙度变为 5%~10%^[5]。在埋藏较浅的情况下, 可以有正常压实, 即岩石负载和孔隙流体体积的减小为平衡关系。然而, 当沉积物快速增加而流体不能及时排出时, 孔隙压力就会大于流体静压力值, 产生不平衡压实, 形成超压。产生不平衡压实的条件是沉积物快速埋藏和具低渗透性。在厚层粘土、泥岩、泥灰岩以及连续快速埋藏的页岩序列中见到的超压大都是因此而产生的。

1.2 构造作用

在一个没有侧应力的盆地中, 水平方向上的应力可以等于或小于垂向上的压应力。在使孔隙压力增加方面, 侧向压缩也可以像垂向不平衡压实一样起作用。美国加州 650~800 km 长、40~130 km 宽的超压地带和圣安德列斯大断裂有关^[6]。在破坏性板块边缘的增生棱柱体下面, 也可以有超压沉积物出现^[7]。北美克拉通盆地内长距离运移的盐水被认为是由构造压缩阶段的超压驱动的^[4]。

由于构造作用的存在, 超压的形成可以非常迅速, 如果大量的流体受“地震阀”或“地震泵”驱动沿断层面面向上逃逸, 则压力的降低速度也可以非常迅速^[8]。盐体上部的沉积物隆起也可能产生压裂隙, 因其具有较高的渗透率, 流体压力不易聚集, 难以形成高压。在被动边缘和克拉通内地区, 尽管水平

挤压的情况很少,但在岩层既未变形也未断裂的沉积层序中,这种少量的水平挤压也能产生超压。美国加州海岸山脉深井中所钻遇的高压流体,就是横向构造挤压力作用的结果^[7]。

总之,构造作用引起超压是可能的,但由于发生侧向挤压作用的盆地地质条件上的复杂性,使得这种机制还难以定论。构造作用可导致超压快速形成,断层活动和开启也可使压力快速释放。

2 流体体积增加

有多种机制可引起沉积层段内流体体积增加或固/液比的变大。这些过程包括:(1) 水热膨胀;(2) 矿物成岩作用(包括粘土矿物脱水);(3) 干酪根释放烃类物质(即常说的生烃作用和石油裂解)。

2.1 水热膨胀

任何水体,当温度高于 4℃ 时体积就会稍有增加;如果水体是在一个封闭性的容器内,则体积膨胀很小,而压力上升很大。Barker^[9]指出:将淡水从 54.4℃ 加热至 93.3℃,体积仅增加 1.65%,而压力则上升 55.1 MPa。在一个近于封闭完好的、随温度增加体积仍保持恒值的岩石系统内,可以发生水热增压(也就是说,恒定压力下的孔渗膨胀值必须小于水热膨胀值)。水热增压作用程度依孔隙流体性质的不同而不同。盐水和大多数烃类比淡水更易压缩,可以产生较小的超压;溶解于孔隙水的甲烷不能产生显著的超压^[10]。漏卸作用使水热增压难以实现。

Luo 和 Vasseur^[11]对 5.9 km 厚的泥岩序列所进行的一维数值模拟结果显示,即使在非渗透性的岩石中,和不均衡压实比较起来,水热增压对超压机制的贡献也可以忽略不计(图 1)。该模型所采

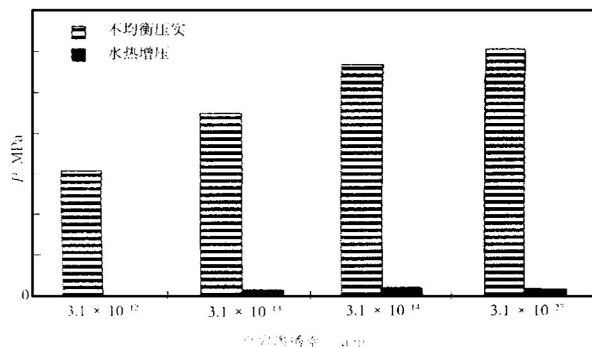


图 1 水热膨胀、不均衡压实对超压的贡献

Fig. 1 Contribution made by aquathermal expansion and disequilibrium compaction

用的渗透率级数比测得的真实页岩渗透率小好几个数量级^[12]。Luo 和 Vasseur^[11]的结论是,水热膨胀作用只在沉积物尚未发生压实以及无达西流的情况下才显得重要;泥岩的渗透率不足以低到使得流体滞留其中。因此,页岩序列中不会发生显著的水热增压。

笔者认为,由于现实地质条件中缺乏非渗透性的盖层,所以水热增压不可能成为超压机制形成的主要因素。虽然从理论上讲,这种可能性是存在的。只有在富含蒸发盐的沉积层序中,或深埋的非渗透性页岩中才有可能产生这种效应。泥岩孔隙中的烃类可以改善盖层的封闭效应,并有可能使液相烃类的水热压力增加。

2.2 成岩作用

2.2.1 蒙脱石向伊利石转化

蒙脱石晶体结构中含有丰富的层间水,脱水释放出的层间水比正常水具有更紧密的结构,当成为孔隙水时,就会使体积增加,并因密度变化而产生异常压力。一些研究者认为^[13,14],蒙脱石脱水可以分为两个或 3 个脉冲。这些脉冲均有助于将烃类从烃源岩驱动到圈闭内。

从热动力学的角度考虑,在超高压岩石(有效应力接近于零)中,蒙脱石性质较稳定,为 2~3 个水-地层混合体,温度不到 200℃。然而,在有效应力高的岩石中(静水压力),蒙脱石性质不稳定,为 2~3 个水-地层混合体。在有效应力高的情况下,温度不到 60℃ 时排出第一层水,67~81℃ 时失去第二层水,第三层水排出需 172~192℃ 的高温^[15]。因此,沉积盆地中的蒙脱石脱水只有在有效应力高的条件下才能发生。Bruce^[16]计算认为,蒙脱石脱水理论上能使得孔隙水含量增加 6.6%。

2.2.2 石膏转化为硬石膏

当石膏转化为硬石膏时,有 39% 的束缚水损失,因此石膏转化为硬石膏被认为是蒸发岩剖面形成超压的一种重要机制。主导这一反应的因素是孔隙流体中水的活动和压力,这种反应在 40~60℃ 时发生,同时在 1.0 km 深度可以产生明显超过上覆岩层压力的流体压力^[17]。深部出现的超压和这种反应无关。

2.2.3 不脱水矿物的成岩作用

岩石在埋藏过程中,孔隙度的变化与胶结作用有关。在一个封闭系统内,孔隙中胶结物的生成使孔隙体积减小并有使孔隙流体压力增加的潜力。

相反地, 岩石中矿物质的溶解又可降低孔隙流体压力。只有当胶结作用和矿物溶解在岩石孔隙中进行时, 才可能形成高压。矿物沉淀也可以使岩石渗透率降低, 使由其它机理引起的超压流体逸出速度减慢, 在某些环境下, 胶结作用还可能形成一个成岩盖层。

从现有的文献来看, 还没有充分的证据表明成岩作用是形成超压的因素。这方面的工作还有赖于对压力过渡带成岩盖层的可能性和胶结沉淀物的进一步研究。

2.3 烃类生成

2.3.1 干酪根生烃

根据 Meissner 的研究^{*}, 固态干酪根转化为液态石油、气体、不溶残余物以及副产品时伴有体积的膨胀(达到 25%)。在封闭系统内, 这种变化可导致超压。但 Ungerer 等在模拟法国 II 型 Toarcen 黑色灰岩的干酪根成熟 ($R_o = 1.3\%$) 组分变化时, 发现体积反而略有缩小。看来还需对这一问题进行认真研究。

烃类在低渗透性烃源岩中的初次运移可以提供有机质成熟期孔隙压力增加的证据, 烃源岩孔隙内的高压使得油气离开微孔隙和微裂缝, 仅有浮力不足以使初次运移发生。此外, 超压段顶端通常和生烃带相吻合^[4]。

2.3.2 石油裂解成气

生物成因的甲烷气是在沉积物埋深较浅(温度小于 80℃)时生成的^[19]。气水合物也可以在埋藏相对较浅、温度低、压力高的油藏中形成。随着沉降的进行以及温度的上升, 气水合物变得不稳定, 从而变为游离气, 使体积增加成为形成超压的潜在因素^[20]。在高温下, 油将转化为轻组分烃类直至甲烷。热裂解一般发生在 120~140℃, 而完全裂解成气态烃(主要为甲烷)须超过 180℃的高温^[20, 21]。在标准温压下, 一个体积的标准原油可裂解成 534.3 个体积的气及少量的石墨残渣。Barker^[22]提出的这一观测结果表明, 在有效隔绝的系统中, 当石油裂解成气时, 压力会大幅上升。在一般的埋深(3.0~5.0 km)条件下, 体积的增加要小得多, 但也可能形成超压^[4]。

目前, 许多学者对于这种超压的成因尚未有统一的观点。

3 流体运动或浮力作用

所有气体和多数石油的密度都比伴生的地层水要低, 因而具有较低的压力梯度。这种机理只限定于构造和地层圈闭中的烃类, 而且不能形成区域性超压。烃类聚集中超压的大小是油、气和水的压力梯度以及烃柱高度的函数(图 2)。过剩压力从水界面处向上增大, 并可以通过任一种流体高度乘以上覆烃类和下浮水之间的压力梯度差来计算。在北海, 由此机制引起的最大超压仅为 6.0 MPa (把最长的油柱和气柱加在一起)。实际上, 较薄烃柱因浮力产生的超压在多数油田小于 1.0 MPa。浮力产生的过剩压力不能看作“异常”。这种机制产生的超压对于水层中的区域性超压起着加大的作用, 这种作用足以影响盖层岩石的封闭能力。总之, 这种超压还很难预测, 有待进一步研究。

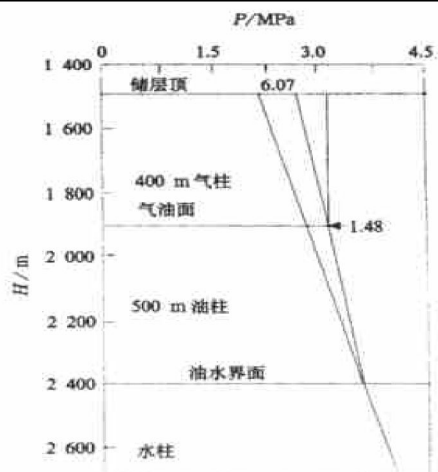


图2 北海由烃类上浮引起的最大压力示意图

Fig. 2 Sketch map of maximum pressure produced by hydrocarbon buoyancy in North Sea

4 结论

(1) 厚层泥岩序列快速埋藏引起的不平衡压实是产生超压的最主要的因素。

(2) 构造作用有可能形成超压, 但目前对其了解还远远不够。

(3) 水热膨胀、矿物成岩作用以及蒙脱石-伊利石转化不大可能引起增压。

(4) 温度在 40~60℃时石膏转化为硬石膏是产生超压的潜在因素之一, 但贡献较小。

(5) 如果压力的形成直接或间接地抑制了干酪根的成熟, 则干酪根转化能否引起超压仍值得商

* Meissner F F. Petroleum geology of the Bakken Formation, Williston Basin, North Dakota and Montana. 1978

榘。石油裂解成气伴随着体积的大量增加,具有形成超压的潜力,但压力的建造则又延缓了这一过程,因此,这种作用机理也值得怀疑。

参 考 文 献

- 1 杜棚, 郑洪印, 焦秀琼. 异常压力与油气分布[J]. 地学前缘, 1995, 2(3~4): 137~138
- 2 Klaus B. Mechanisms for generating overpressure in sedimentary basins: a revaluation: discussion[J]. AAPG Bull, 1999, 83(5): 798~800
- 3 Mark J O, Richard E S. Mechanisms for generating overpressure in sedimentary basins: a revaluation: reply[J]. AAPG Bull, 1999, 83(5): 800~801
- 4 Mark J O, Richard E S. Mechanisms for generating overpressure in sedimentary basins: a revaluation[J]. AAPG Bull, 1997, 81(6): 1 023~1 041
- 5 Sclater J G, Christie P A F. Continental stretching: an explanation of the post mid-Cretaceous subsidence of the central North Sea basin[J]. Journal of Geophysical Research, 1980, 85(A1): 285~287
- 6 Sleep N H, Blanpied M L. Creep, compaction and the weak rheology of major faults[J]. Nature, 1992, 359(22): 687~692
- 7 Richard E, Mark J O. Abnormal pressure in hydrocarbon environments[J]. AAPG Memoir, 1998, 70: 13~34
- 8 Sibson R H. Conditions for fault valve behaviour[A]. In: Knipe R J, Rutter E H. Deformation mechanisms, rheology and tectonics[C]. London: Geological Society Special Publication 54, 1990. 15~28
- 9 Barker C. Aquathermal pressuring: role of temperature in development of abnormal pressure zones[J]. AAPG Bull, 1972, 56(10): 2 068~2 071
- 10 Daines S R. Aquathermal pressuring and geopressure evaluation[J]. AAPG Bull, 1982, 66(7): 931~939
- 11 Luo X, Vasseur G. Contributions of compaction and aquathermal pressuring to geopressure and the influence of environmental conditions[J]. AAPG Bull, 1992, 76: 1 550~1 559
- 12 Deming D. Factors necessary to define a pressure seal[J]. AAPG Bull, 1994, 78: 1 005~1 009
- 13 Powers M C. Fluid release mechanisms in compacting marine mudrocks and their importance in oil exploration[J]. AAPG Bull, 1967, 51(1): 1 240~1 254
- 14 Burst J F. Diagenesis of Gulf Coast clayey sediments and its possible relation to petroleum migration[J]. AAPG Bull, 1969, 53: 73~79
- 15 Colton Bradley V A. Role of pressure in smectite dehydration effects on geopressure and smectite to illite transformation[J]. AAPG Bull, 1987, 71(11): 1 414~1 427
- 16 Bruce C. Smectite dehydration: its relation to structural development and hydrocarbon accumulation in northern Gulf of Mexico Basin[J]. AAPG Bulletin, 1984, 68(6): 673~683
- 17 Jowett E C, Cathles L M III, Davis B W. Predicting depths of gypsum dehydration in evaporitic sedimentary basins[J]. AAPG Bulletin, 1993, 77(3): 402~413
- 18 Tigert V, Alshaieb Z. Pressure seals—their diagenetic banding patterns[J]. Earth Science Reviews, 1990, 29: 227~240
- 19 Barker C. Development of abnormal and subnormal pressures in reservoirs containing bacterially generated gas[J]. AAPG Bull, 1987, 71(11): 1 404~1 413
- 20 Hunt J M. Petroleum geochemistry and geology[M]. San Francisco: Freeman, 1979. 617
- 21 Tissot B P, Welte D H. Petroleum formation and occurrence(2nd edition)[M]. New York: Springer Verlag, 1984. 669
- 22 Barker C M. Calculated volume and pressure changes during the thermal cracking of oil to gas in reservoirs[J]. AAPG Bull, 1990, 74(8): 1 254~1 261

A COMMENT ON FORMING MECHANISM OF OVERPRESSURE IN SEDIMENTARY BASINS

Wang Lianjin Ye Jiaren

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

Abstract: The formation mechanism of overpressure can be divided into following three types: 1. the increase of compressive stress; 2. changes in the volume of pore fluid or rock matrix, and 3. hydrocarbon buoyancy or liquid flowage. Loading during burial can produce considerable overpressure due to disequilibrium compaction, particularly during the rapid subsidence of low-permeability sediments. Horizontal stress changes can rapidly produce or release large amounts of overpressure in tectonically active areas. The increases fluid volume caused by aquathermal expansion and clay dehydration are too small to produce significant overpressure unless perfect sealing occurs. Hydrocarbon generation and cracking could possibly produce overpressure, but it needs a long period of time for the pressure to cumulate. This requires to be further proved.

Key Words: overpressure; forming mechanism; disequilibrium compaction; sedimentary basin