

鄂尔多斯盆地榆林气田上古生界成藏动力与油气分布

孙明亮¹, 管红²

1. 中国石油大学地球科学学院, 北京 102249

2. 中国海洋石油总公司研究院, 北京 100027

摘要 成藏期间的流体势是控制油气分布的主要因素, 其中古埋深及古压力 2 个因素直接决定了油气运移方向和聚集部位。利用数值模拟技术恢复了榆林气田上古生界地层压力的发展过程。模拟结果显示, 中二叠世~早侏罗世和中侏罗世~晚白垩世山西组内曾发生 2 次压力积累消散的旋回, 晚三叠世和早白垩世为 2 次超压高峰时期, 超压幅度可达 10MPa 以上, 第二次超压高峰与主成藏期同期, 扩散作用导致古近纪之后的低压状态。结合古埋深结果分析表明, 现今气田主要分布于成藏期的低势区内, 空间上受流体势控制明显。

关键词 古超压; 低压; 流体势; 数值模拟; 榆林气田

中图分类号 TE122.1

文献标志码 A

doi 10.3981/j.issn.1000-7857.2013.35.006

Characteristic of Hydrodynamic and Its Relation to Distribution of Hydrocarbon in Palaeozoic Yulin Gas Pool

SUN Mingliang¹, GUAN Hong²

1. Geoscience College, China University of Petroleum, Beijing 102249, China

2. China National Offshore Oil Corporation Research Institute, Beijing 100027, China

Abstract Fluid potential is the key factor of distribution of hydrocarbon. The development of pressure in Upper Palaeozoic group in Yulin region was simulated by basin modeling technique. There are two recurrent processes of pressure development in Shanxi formation. The first occurred from middle Permian to early Jurassic, and the other took place from middle Jurassic to later Cretaceous. In later Triassic and early Cretaceous, there were two peaks of overpressure. The maximum value of overpressure surpassed 10 MPa. It took the same time as that of the hydrocarbon generation and the second peak of overpressure. From Paleogene to nowadays, gas diffusion decreased the coefficient of pressure from 1.4 to 0.8. Nowadays, the gas pool is located in the region of lower fluid potential in the period of hydrocarbon generation. It is suggested that paleo-fluid-potential controlled the distribution of hydrocarbon migration and accumulation in Yulin region.

Keywords overpressure; sub-pressure; fluid potential; numerical simulation; Yulin gas pool

0 引言

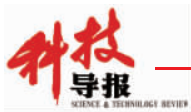
地下流体所具备的机械能包括重力势能、弹性势能、流动动能以及界面能 4 种。在非润湿相驱替润湿相过程中, 前 3 种是流动动力, 界面能常表现为流动阻力。由于油气的运、聚是烃类流体(非润湿相)驱替先存于岩石孔隙中的地下水(润湿相)的过程。因此, 重力势能、弹性势能、流动动能是研究油

气运、聚动力的核心内容^[1-4]。尤其是油气藏形成时期的重力势能和弹性势能的空间分布将直接影响地下流体的运移方向和最终的聚集部位, 这使得成藏时期的地层埋深(重力势能)和地层压力(弹性势能)成为油气成藏动力学的研究重点^[3,4]。本文以数值模拟为分析手段, 计算榆林气田部位上古生界的流体动力发育过程, 并对成藏期的流体势与油气分布进行分析。

收稿日期: 2013-08-06; 修回日期: 2013-10-15

基金项目: 国家自然科学基金项目(41102086); 中国石油大学理论研究专项计划(KYJJ2012-01-09)

作者简介: 孙明亮, 讲师, 研究方向为石油地质, 电子邮箱: anchor_sun@163.com



1 研究区概况

鄂尔多斯盆地属于华北地台西端的残留克拉通盆地,其形成经历了中晚元古代拗拉谷、早古生代浅海台地、晚古生代滨海平原、中生代内陆盆地、新生代周边断陷5个演化阶段^[5,9]。

盆地上古生界自下而上沉积了石炭系的本溪组和太原组以及二叠系的山西组、下石盒子组、上石盒子组、石千峰组,以海陆过渡相和陆相沉积为主。本溪组、太原组和山西组的含煤地层构成了上古生界气藏的主要源岩,山西组和下石盒子组的河流和三角洲相砂岩构成了上古生界气藏的主要储层,上石盒子组和石千峰组的巨厚湖相泥岩构成了上古生界气藏的区域盖层。鄂尔多斯盆地北部上古生界目前已发现了苏里格、榆林、大牛地等大气田。其中,研究区榆林气田位于鄂尔多斯盆地伊陕斜坡东北部,整体呈西倾的宽缓单斜,区内发育多排北东走向的低缓鼻隆(图1,据文献[6]修改)。

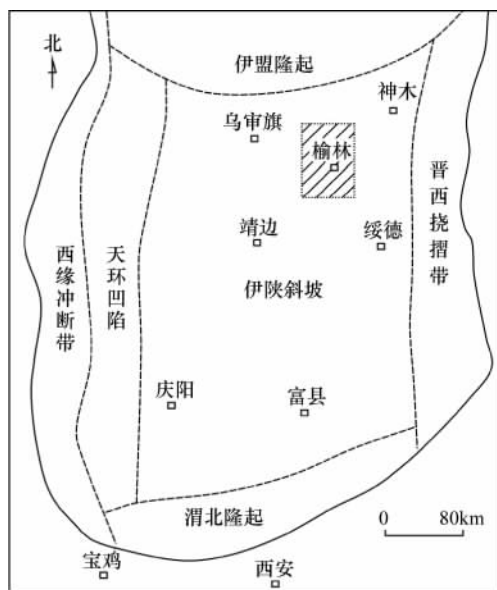


图1 研究区位置(阴影部位为研究区范围)

Fig. 1 Location of study area (Square with shadow shows region of study)

榆林气田部位于山西期为三角洲平原相,南北向展布的水下分流河道前积砂体构成主要的储集砂体,向东地层相变为泛洪平原,与山西组上段的泥岩形成岩性圈闭。从1995年勘探以来,榆林气田在山西组1段、山西组2段以及石盒子组8段发现了工业气流,其中以山西组2段为主力气层。

2 研究区地层压力特征

鄂尔多斯盆地上古生界气藏普遍以低压为特征,榆林气田及邻区上古生界气层压力统计数据见表1,数据源自长庆油田公司。由表1可知,研究区气层压力系数更普遍小于0.95,而剩余压力也均为负值。

表1 榆林气田及邻区上古生界气层压力
Tabel 1 Formation pressure in Yulin gas pool

井号	层位	压力系数	剩余压力/MPa
陕 117	山 2	0.93	-1.96
陕 141	山 2	0.96	-1.22
陕 165	盒 8	0.95	-1.56
陕 173	盒 8	0.93	-2.11
陕 205	山 2	0.94	-1.66
陕 211	山 2	0.95	-1.45
陕 215	山 2	0.99	-0.08
陕 231	盒 8	0.88	-3.71

对鄂尔多斯盆地压力场的研究结果普遍认为,盆地东北部的的气藏具有典型的深盆气藏特征,现今气藏的低压是后期地层抬升及气体漏失的结果^[7,9],晚白垩世之后地层抬升、天然气扩散散失导致物质消散,最终令其地层压力降低。但在上古生界气藏成藏的主要时期,地层中普遍发育异常地层压力。由于地势平缓,油气主要在异常地层压力的驱动下发生。

3 研究方法 with 参数

以水动力方程为基础的数值模拟技术已经在鄂尔多斯盆地的流体压力研究中得到了很好的应用^[10,11]。本文采用文献[10]中的方法,恢复和计算压力发育史。

从异常压力的成因机制出发,依据以下4个基本前提:①压实过程中岩石的颗粒骨架不可压,孔隙流体可压;②流体在孔隙介质中的流动为线性渗流,服从达西定律;③流体流动中质量守恒;④水力裂缝方式可使泥岩中过高的压力得以释放、降低。可得出表达流体压力发育史的方程

$$(\phi\beta + \beta_s) \frac{dp}{dt} = \frac{1}{\rho_f} \operatorname{div} \left[\frac{k\rho_f}{\mu_f} [\operatorname{grad} p - \rho_f g] \right] + \beta_s \frac{dS}{dt} + \alpha_f \phi \frac{dT}{dt} + q_f \tag{1}$$

式中, ϕ 为岩石孔隙率, β_s 和 β_f 分别为岩石和流体的压缩系数(MPa^{-1}), ρ_f 为流体的密度(kg/m^3), μ_f 为动力学黏度($\text{mPa}\cdot\text{s}$), p 为流体压力(MPa), S 为上覆总负荷(MPa), α_f 为流体热膨胀系数(m/K), T 为温度(K), q_f 是单位体积内流体的体积增长率, t 为时间(Ma)。式中各项的物理意义:左端表示沉积物通过控制体(元)时流体压力随时间的变化,右端4项分别表示孔隙流体流动、总负荷(压力)、温度和新生流体源对压力形成的影响。它反映了流体压力随时间的变化,因此可用来计算流体压力并恢复其演化历史。

计算过程中,关键参数为岩石压缩系数和岩石负荷。其中,岩石负荷由岩层密度(由岩石骨架和流体2部分组成)与地层厚度的乘积求取;岩石压缩系数则由岩石压实系数与地层埋深的乘积求取。可见,获得上述参数的关键因素为地层在不同时期的埋藏深度与岩石压实系数。

为了获得上述参数,本次研究共采用了53口井的资料,恢复了各井的埋藏历史(图2);同时,利用上述各井的孔隙度

测井数据绘制了孔隙度-深度关系图,从而得到不同井孔隙度随深度的变化趋势。结果显示,研究区压实系数为 $1.441 \times 10^{-3} \sim 1.570 \times 10^{-3}/m$ 。其他参数采用通用物理参数,如岩石骨架密度取 $2620 \text{kg}/m^3$,地层水密度取值 $1020 \text{kg}/m^3$;温度由古今地温梯度计算获得,流体黏度则采用通用的 Mercer 公式求取等,详细参数参照文献[10]设置。

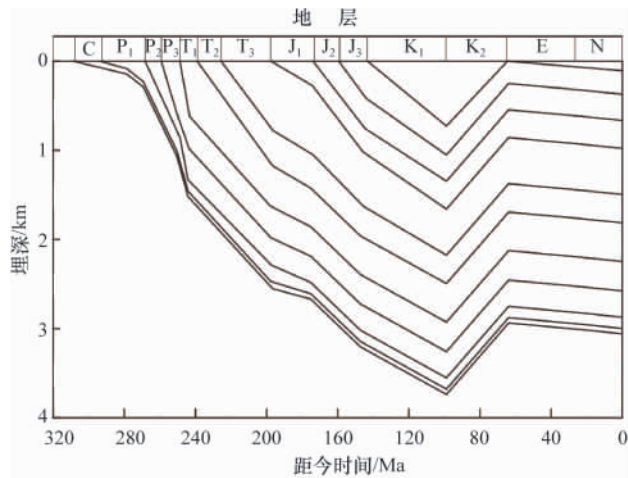


图2 S141井埋藏史

Fig. 2 Formation burial history of S141 well

压力恢复过程中,在充分考虑研究区实际的基础上,还注重参数在研究区的适用条件。

流体包裹体是记录地质历史时期流体成分和相态的重要证据^[12],常被用于验证模拟计算结果。将本次研究的部分结果与文献[13]中3口井下的8个流体包裹体压力数据进行了对比,发现二者具有较好的相关性(图3),相关系数(R)可达0.7,表明计算结果可靠(括号中为井号,层位)。

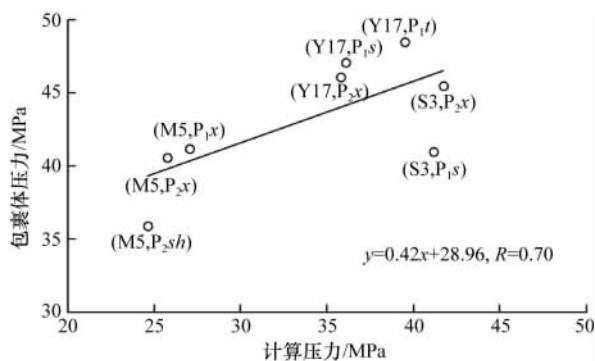


图3 研究区计算压力与流体包裹体压力的关系

Fig. 3 Relationship between calculated pressure and fluid inclusion pressure

4 剩余压力演化

剩余压力是地层压力与静水压力的差值,其大小反映了地层压力异常的程度。对榆林气田及其周边地区的流体压力演化进行了恢复。结果显示,榆林地区上古生界曾广泛发育

过较强的异常高压。

以陕141井和榆7井为例(图4)。在地质历史时期中,2口井的山西组内均出现过两次剩余压力高峰,分别为晚三叠世末和早白垩世末。从剩余压力幅度来看,第二个压力周期的剩余压力峰值($>10 \text{MPa}$)明显高于前一期(5~10MPa)。从剩余压力的分布来看,位于上倾方向,发挥遮挡作用的榆7井略高于位于气田主砂体部位的陕141井。在出现流体压力高峰之后,均出现了降压过程,尤其是在第二次剩余压力高峰之后,随着地层的大幅度抬升,天然气的扩散作用导致气藏内大量气体散失,体系物质的散失导致体系能量下降,流体压力均下降至静水压力甚至更低。

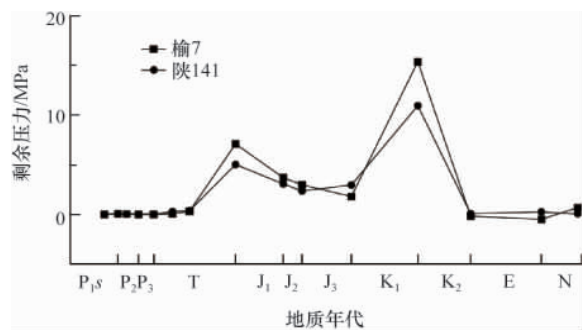


图4 榆林气田单井山西组剩余压力演化

Fig. 4 Chart of excess pressure development of P_{1s}

可见,榆林气田山西组流体压力经过了两期周期性变动过程(中二叠世~早侏罗世、中侏罗世~晚白垩世),每个压力发展周期又可包含缓慢累积、快速增长、快速消退3个阶段。现今,地层压力处于稳定发展阶段。

5 成藏期流体势与气藏分布

流体势是控制地下流体流动的能量,它的平面分布反映了流体流动能力的强弱,Hubbert将地下单位质量流体所具有的机械能的总和定义为流体势(Φ)^[4,15],其表达式为

$$\Phi = gZ + \int_0^p \frac{dp}{\rho} + \frac{q^2}{2} \quad (2)$$

式中, Φ 为流体势, kJ/kg ; g 为重力加速度, kg/m^2 ; Z 为计算点相对于海平面的高度, m ; p 为计算点的压力, MPa ; ρ 为流体的密度, kg/m^3 ; q 为流体的流动速率, m/s 。

流体势是单位质量的流体的机械能,包括位能、压能和动能三者的总和。地下流体的流速很小,动能可以忽略不计。通常把流体看作是**不可压缩的,即其密度不随地层压力而变化,于是式(2)可简化为

$$\Phi = gZ + \frac{p}{\rho} \quad (3)$$

由于油、气、水等流体的活动性很强,要解释油气的运聚过程,必须从动态的、历史演化的角度恢复古流体势。对于上述计算公式而言,应对古高程、古流体压力、古流体密度等组成因素进行恢复。在综合尽可能多的实测、分析资料基础上,



提供一套比较符合地质演化实际的模拟数据,盆地数值模拟可据此计算出不同层位在不同时期的流体势,从而有助于进行油气运聚成藏过程的历史分析和研究。

对研究区主排烃期的流体势分布的分析有利于追寻油

气运移方向。对鄂尔多斯盆地生烃史分析认为,早白垩世是上古生界各套烃源岩大量生成油气的时期,这里绘制了研究区早白垩世末的气势分布(以水头形式表示),并与榆林气田的砂体分布和上古生界含气范围进行了对比(图5)。

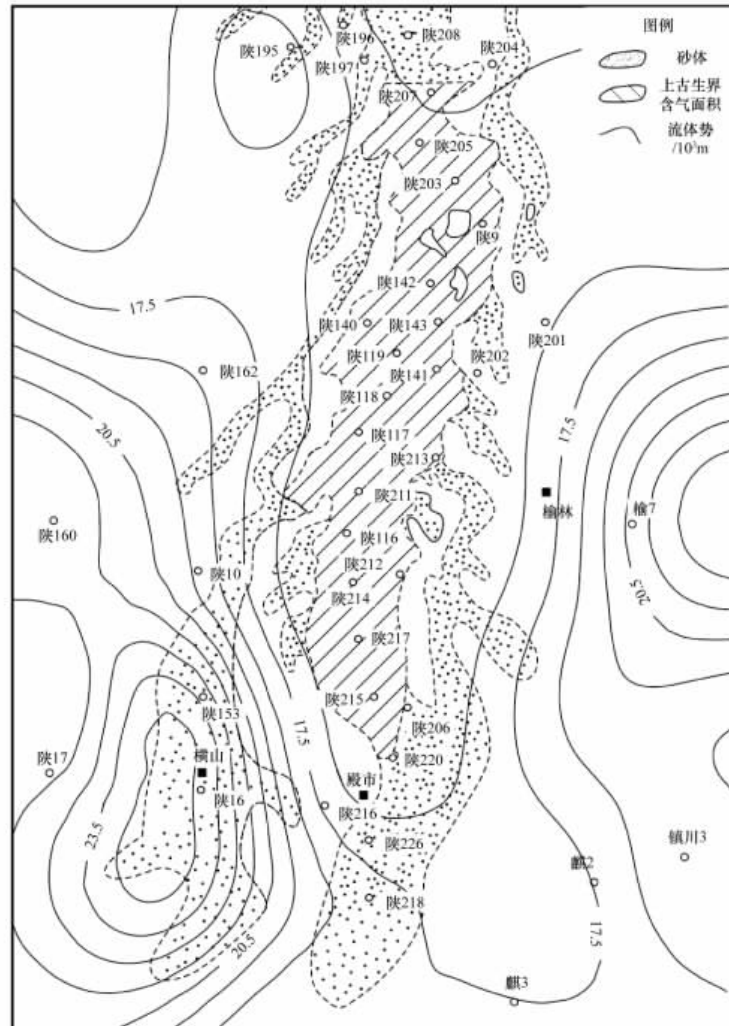


图5 榆林气田早白垩世末气势与现今气田关系

Fig. 5 Relationship between gas pool and gas potential in early Cretaceous

发现榆林地区的流体势在早白垩世末出现了2个中心,分别位于横山和榆7井东。流体势中心呈长圆状分布,中间夹持了一个槽状低势区,而榆林气田所在部位正位于该槽状低势区之内。

6 讨论

致密砂岩气藏形成是非常规油气资源研究的重点。作为中国致密砂岩气藏的典型区,鄂尔多斯盆地上古生界现今的储层物性较差,属于致密储层范畴。按照致密砂岩气藏成藏机理,该地区的天然气运聚应该比较微弱,以原地聚集为主。

随着对储层致密形成过程研究的深入,发现盆地北部地区砂岩储层原始物性较好,这为早期的规模天然气运聚提供了条件。尽管,过去的研究认识到榆林气田地区曾发育了中低幅度的异常高地层压力,但其分布与天然气藏的关系讨论鲜见报道。以实测压力为基础的数值模拟结果揭示了该地区的成藏动力分布与天然气藏空间位置存在密切关系,表明其曾经发生过一定规模的天然气运聚过程,说明成藏动力对该地区的成藏具有显著的控制作用。上述结果也表明,致密砂岩气藏的成藏是复杂的地质过程,在讨论其成藏过程时应以成藏关键时刻的状态为宜,现今的状态可能存在一定的误区。

7 结论

(1) 上古生界地层压力经历了常压~超压~负压(常压)的两期旋回,分别发生于中二叠世~早侏罗世、中侏罗世~晚白垩世。每期旋回又包括缓慢累积、快速增长、快速消退 3 个阶段。

(2) 榆林地区古、今压力状态迥异,上古生界分别于晚三叠世末和早白垩世末出现过两期超压高峰。超压幅度在 5MPa 以上,最高可达 15MPa。

(3) 第二次超压高峰发生于上古生界烃源岩的主生、排期(早白垩世)。超压发育与排烃同期,成为重要的成藏动力。

(4) 榆林气田上古生界现今的低压状态形成于晚白垩世末期,并维持至今。

(5) 榆林气田部位在生烃高峰期时位于低势部位,是有利的油气运、聚部位。

参考文献 (References)

- [1] 杨甲明, 龚再升, 吴景富, 等. 油气成藏动力学研究系统概要(上)[J]. 中国海上油气: 地质, 2002, 16(2): 92-97.
Yang Jiaming, Gong Zaisheng, Wu Jingfu, et al. China Offshore Oil and Gas: Geology, 2002, 16(2): 92-97.
- [2] 岳伏生, 郭彦如, 马龙, 等. 成藏动力学系统的研究现状及发展趋向[J]. 地球科学进展, 2003, 18(1):122-126.
Yue Fusheng, Guo Yanru, Ma Long, et al. Advance in Earth Sciences, 2003, 18(1):122-126.
- [3] 谢习农, 王增明. 盆地流体动力学及其研究进展[J]. 沉积学报, 2003, 21(3):19-23.
Xie Xinong, Wang Zengming. Acta Sedimentologica Sinica, 2003, 21(3): 19-23.
- [4] 郝芳, 邹华耀, 姜建群. 油气成藏动力学及其研究进展[J]. 地学前缘, 2000, 7(3):11-21.
Hao Fang, Zou Huayao, Jiang Jianqun. Earth Science Frontiers, 2000, 7(3):11-21.
- [5] 赵贤正, 李景明, 李东旭, 等. 中国天然气勘探快速发展的十年[M]. 北京: 石油工业出版社, 2002:63-65.
Zhao Xianzheng, Li Jingming, Li Dongxu, et al. Beijing: Petroleum Industry Press, 2002 :63-65.
- [6] 杨俊杰. 鄂尔多斯盆地构造演化与油气分布规律[M]. 北京: 石油工业出版社, 2002.
Yang Junjie. Tectonic evolution and oil-gas reservoirs distribution in Ordos Basin[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2002.
- [7] 王涛. 中国深盆气[M]. 北京: 石油工业出版社, 2002.
Wang Tao. Deep-basin gas in China[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2002.
- [8] 米敬奎, 肖贤明, 刘德汉, 等. 利用储层流体包裹体的 PVT 特征模拟计算天然气藏形成古压力——以鄂尔多斯盆地上古生界深盆气藏为例[J]. 中国科学: D 辑, 2003, 33(7): 679-685.
Mi Jingkui, Xiao Xianming, Liu Dehan, et al. Science in China: D, 2003, 33(7): 679-685.
- [9] 朱蓉, 楼章华, 金爱民, 等. 鄂尔多斯盆地上古生界深盆气流体动力学特征及成藏过程分析[J]. 地质科学, 2003, 38(1): 31-43.
Zhu Rong, Lou Zhanghua, Jin Aimin, et al. Chinese Journal of Geology, 2003, 38(1): 31-43.
- [10] 罗晓容. 沉积盆地数值模型的概念、设计和检验[J]. 石油与天然气地质, 1998, 19(3): 197-204.
Luo Xiaorong. Oil & Gas Geology, 1998, 19(3): 197-204.
- [11] Luo X, Vasseur G. Contributions of compaction and aquathermal pressuring to geopressure and the influence of environmental conditions [J]. AAPG Bulletin, 1992, 76(10): 1550-1559.
- [12] 米敬奎, 肖贤明, 刘德汉, 等. 鄂尔多斯盆地上古生界储层中包裹体最小捕获压力的 PVTsim 模拟[J]. 地球化学, 2002, 31(4): 402-405.
Mi Jingkui, Xiao Xianming, Liu Dehan, et al. Geochemistry, 2002, 31(4): 402-405.
- [13] 王震亮, 陈荷立. 神木榆林地区上古生界流体压力分布演化及对天然气成藏的影响[J]. 中国科学: D 辑, 2007, 37(S1): 46-61.
Wang Zhenliang, Chen Heli. Science in China: D, 2007, 37(S1): 46-61.
- [14] Hubbert M K. The theory of ground-water motion[J]. Journal of Geology, 1940, 48(8): 785-944.
- [15] Hubbert M K. Entrapment of petroleum under hydrodynamic conditions [J]. AAPG Bulletin, 1953, 37(8): 1954-2026.

(编辑 田恬)

《科技导报》“研究论文”栏目征稿

“研究论文”栏目专门发表自然科学、工程技术领域具有创新性的研究论文,要求学术价值显著、实验数据完整、具有原始性和创造性,同时应重点突出、文字精炼、引证及数据准确、图表清晰,并附中、英文摘要以及作者姓名、所在单位、通信地址、关键词等信息。在线投稿: www.kjdb.org。