

文章编号: 0253-9985(2009)02-0149-07

鄂尔多斯盆地上古生界气藏与深盆地气藏特征对比

李仲东¹, 郝蜀民², 李良², 惠宽洋², 过敏¹

(1. 成都理工大学 油气藏地质及开发工程国家重点实验室, 四川 成都 610059;

2. 中国石油化工股份有限公司 华北分公司, 河南 郑州 450006)

摘要:通过对鄂尔多斯盆地上古生界砂泥岩压实资料、孔隙演化、压力成因、气水分布、天然气运移和成藏特征等分析研究, 结合前人的成果资料, 对上古生界气藏与典型深盆地气藏特征进行了详细对比。研究认为, 如果仅从成藏基本条件和气藏某些表现形式看, 上古生界气藏与深盆地气藏有相似之处。但开发动态资料显示, 气层连通性差, 气层分属多个压力系统, 并没有出现大范围的气水关系倒置现象, 局部存在边底水, 气水分布主要受构造部位和有利储层相带等因素控制。由成藏作用过程、成藏关键条件和成藏机理考察, 上古生界气藏具就近运移、聚集、成藏特点, 主要属岩性气藏或构造-岩性气藏。综合分析认为, 储层连通性差、圈闭受岩性和构造控制是造成上古生界气藏有别于深盆地气藏的根本原因。

关键词: 深盆地气藏; 上古生界气藏; 成藏特征; 鄂尔多斯盆地

中图分类号: TE122.3 文献标识码: A

Comparison between the Upper Paleozoic gas reservoirs in Ordos Basin and deep basin gas reservoirs

Li Zhongdong¹, Hao Shumin², Li Liang², Xi Kuanyang², Guo Min¹

(1 National Key Laboratory of Oil and Gas Reservoir Geology and Exploitation, Chengdu University of Technology, Chengdu, Sichuan 610059, China; 2 SINOPEC North China Company, Zhengzhou, Henan 450006, China)

Abstract A comparison between the Upper Paleozoic gas reservoirs in Ordos Basin and typical deep basin gas reservoirs was carried out through analysis of sandstone and shale compaction, pore evolution, pressure forming mechanism, gas and water distribution, gas migration and accumulation, pooling characteristics, as well as previous research results. These two kinds of gas reservoirs show some similarities in terms of basic pooling conditions and certain manifestations. However, dynamic data from gas development indicate that the Upper Paleozoic gas reservoirs are characterized by poor connectivity of gas layers, multiple pressure systems, no extensive inversion of gas-water contact, the existence of local edge water, and the control of structure location and favorable reservoir facies belts on gas-water distribution. A research on process, key conditions, and mechanisms of hydrocarbon pooling suggests that the Upper Paleozoic gas reservoirs belong to lithologic or structural-lithologic gas reservoirs featuring in near-source migration, accumulation, and pooling. It is therefore concluded that the Upper Paleozoic gas reservoirs distinguish themselves from deep basin gas reservoirs by poor connectivity of reservoirs and control of lithology and structure on traps.

Key words deep basin gas reservoir; Upper Paleozoic; pooling characteristic; Ordos Basin

20世纪 90年代中期以来, 随着在苏里格庙、乌审旗、靖边、榆林等上古生界大气田的发现, 有关鄂尔多斯盆地上古生界气藏属深盆气的研究已

成为热门话题。大面积含气、储层致密、异常压力、气水倒置等与深盆地气相似的特征, 已被大多数学者列举为解释鄂尔多斯盆地上古生界气藏为深

收稿日期: 2008-11-27。

第一作者简介: 李仲东 (1958-), 男, 博士, 教授, 含油气盆地异常压力、复杂油气藏地质和成藏动力学研究。

基金项目: 国家重点基础研究发展 (973) 计划项目 (2002CB211705)。

盆气的证据^[1~7];也有个别学者认为鄂尔多斯盆地上古生界深盆气与国外典型深盆气盆地(阿尔伯达盆地)相比,有诸多宏观上的相似之处,也有一些明显差异^[8~9]。

Masters(1979)^[10]将北美西部地区发育于构造下倾部位或盆地深处向斜部位的白垩系低孔、低渗砂岩中的天然气藏称为深盆气藏。该类气藏与常规气藏相比,聚集在盆地凹陷较深部位,储层致密,气水倒置,含气层压力异常,并且在气藏的上倾方向具有分离的气水界面,而下倾方向没有分离的气水界面^[11]。而成藏的前提条件是具有持续、充足的气源供给和致密的储层^[12~14]。

鄂尔多斯盆地上古生界气藏是否为深盆气含气系统,这不仅是个理论问题,更是一个现实问题,直接影响着气藏勘探与开发。所以,正确认识气藏类型、成藏机理和成藏特征,对勘探部署、勘探决策及合理地开发气藏有着重要的理论和现实意义。文中通过对鄂尔多斯盆地上古生界气藏与典型深盆气藏的特征及成藏机理等的对比,对这一问题进行一些讨论,希望能对鄂尔多斯盆地上古生界气藏的研究有所启迪。

1 深盆气藏特征及形成机制

1.1 深盆气藏主要特征

到目前为止,发现深盆气藏最集中的地区为北美落基山地区,主要有加拿大西部的阿尔伯达盆地和美国西部的圣胡安盆地、丹佛盆地、大绿河盆地、尤因塔盆地、皮申斯盆地、拉顿盆地等。典型的、已被证实且研究比较深入的深盆气地区有阿尔伯达盆地艾尔姆华士地区下白垩统的Cadotte组和Faher段A旋回、Medicine hat地区上白垩统的Milk River地层及俄亥俄州东部的下志留统等。深盆气藏的主要特征前人进行过详细研究^[10]:①气藏位于向斜或构造下倾部位,分布规模巨大;②气藏气水关系倒置;③气藏多具异常压力;④储层多为致密砂岩;⑤气源岩主要为煤系地层。

1.2 深盆气藏形成机制

有关深盆气运移、聚集、封闭及压力演化机制,目前大致有3种观点^[15]:①高含水饱和度导致水体封闭;②气体在低渗砂岩中上浮受阻;③深盆气运移、聚集与散失动态平衡。张金川、张杰^[16]

认为,常规天然气藏气水排驱过程服从置换式原理,而深盆气藏气水排驱过程服从活塞式原理。深盆气能够成藏的两个最基本条件是:①储层致密并满足气水活塞式排驱的基本特点;②致密储层与源岩之间不存在起完全封隔分离作用的区域含水层,典型的深盆气藏在整体上表现为无边水和底水存在(从源岩直接到气藏)的基本特征。结合活塞式运聚原理,可将深盆气的成藏条件描述为:气源丰富、储-层致密、源-储相通、储盖一体^[16]。

从以上深盆气藏的特征及形成机理来看,活塞式气驱水(包括扩散运移)是深盆气运聚的主要方式,致密储层、丰富的气源岩与活跃的生气作用是深盆气藏形成和得以保存的石油地质基础,驱动压差是成藏的关键动力条件,储层与成熟气源岩密切接触、源储相通,特别是储层大范围的连通是形成大型深盆气藏的必要条件,气水倒置、异常压力、大面积含气、巨大的气柱高度、无明显的边底水是大型深盆气藏的主要表现形式。深盆气不强调盖层条件,区域性分布的低渗连通储层对深盆气藏的形成更为重要。

2 上古生界气藏特征

鄂尔多斯盆地上古生界气藏的确存在深盆气的主要特征^[4,5]:①盆地构造演化相对简单、稳定,宽缓西倾的单斜构造对深盆气的形成十分有利;②气田规模大,盆地上古生界含气面积可达 $15 \times 10^4 \text{ km}^2$,预测地质储量达 $10.5 \times 10^{12} \text{ m}^3$,潜在探明天然气储量 $1.5 \times 10^{12} \text{ m}^3$;③具丰富的气源岩与活跃的生气作用,上古生界煤层厚度为10~20 m,最厚可达40 m,暗色泥岩厚度达100~150 m,它们在全盆地中广泛分布,气源岩有机质丰度较高,潜在资源量巨大;④储层为致密砂岩,上古生界储集层属低孔-低渗型致密储层;⑤储层为正常-异常低压,上古生界气藏现今压力系数在0.76~1.02,属异常低压-常压气藏,有统一的致密背景和相似的异常压力。以上特征与深盆气有许多相似之处。

3 上古生界气藏与深盆气藏特征对比

随着气田开发,上古生界气藏测试和试采动

态特征表现出:①预测的含气区出现一些产大水的区域,甚至在含气区内的局部存在边底水;②气层连通性差,原始地层压力反映同一气层分属多个压力系统,压力-深度关系无规律性;③没有出现大范围的气水关系倒置现象,上倾方向没有统一的气水界面;④没有深盆地那种巨大的气柱高度等。

3.1 有关气-水关系倒置的问题

前人认为,鄂尔多斯盆地上古生界气藏是一个特大型的深盆地气藏,区域性气水过渡带位于神木以北至东胜-杭锦旗以北一带,伊盟北部以含水为主,盆地内部普遍含气,区域性气水分布的总体格局显示出南北向气水倒置的趋势^[1,4,5,7]。

近年来的气田开发资料表明,原来所预测的主要深盆地气区域内多处见水。苏里格气田投入开发后,已有20多口井在盒8段与山1段产水,日产水超过 $15\text{ m}^3/\text{d}$ 的井有5口^①。榆林气田南部主要产层山2³段在陕209井区部分井出水,个别井产水 $30\text{ m}^3/\text{d}$ 以上。根据现场资料分析认为:①气水层的分布主要受区域构造和储层非均质性的控制;②气藏水体主要分布在构造底部部位的有限区域内,呈边、底水形式存在;③地层水水型主要为 CaCl_2 型,钠氯系数 $[\text{Na}^+]/[\text{Cl}^-]$ 小于0.5,判断属于良好封闭还原环境条件下的深层残余水,从边、底水与凝析水矿化度差异性初步判断,边水经过一定范围运移、溶蚀而聚集形成;④水体不活跃,能量不足,为弱边水驱动气藏;⑤结合测井及动态资料认为,气水界面在海拔-1 810 m左右。

子洲地区山2³段在西部和南部构造低部位也发现产水井,而且产水量大,最高达 $46.6\text{ m}^3/\text{d}$ 一般都在 $20\sim 30\text{ m}^3/\text{d}$ 。在较厚的砂层分布区的高部位,以产气为主,低部位为水区,并且不同分支砂体气水界面有较大差别,在海拔-1 300~-1 500 m。气水层的分布受区域构造控制,气藏水体主要为边水,没有反映局部的气水倒置现象。

预测的水区亦产气,没有发现气水过渡带。按照深盆气的观点,杭锦旗地区是预测的产水区。的确杭锦旗地区上古生界以产水为主,该区构造抬升剥蚀量大,处于盆地北部伊盟隆起带,

断裂发育,理应是天然气破坏带。但该地区锦11井在上古生界盒3和盒2段产气,不产水;而且上古生界气藏均属于异常低压气藏,压力系数在 $0.767\sim 0.860$,并没有出现大面积正常静水压力含水区。由地层水分析资料看,水型为 CaCl_2 型,总矿化度为 $14\,999.52\sim 59\,286.65\text{ mg/L}$,钠氯比为 $0.25\sim 0.54$,平均 0.37 ,基本上都是封闭性很好的地层水,并没有明显与地表连通,保存条件较好。另外,在研究区内也没有发现明显的大型气水过渡带。以上特征与深盆地气藏所表现的特点不相符合。

3.2 气藏连通性

一般可以通过地层压力研究系统连通性。采用DST测试压力。通过对塔巴庙地区下石盒子组、山西组、太原组气藏原始地层压力与深度关系的研究,发现地层压力与深度的关系基本无规律(图1)。与阿尔伯达埃尔姆沃斯地区典型深盆气的压力-深度曲线对比,虽然山西组、石盒子组含气层压力点基本上都位于正常静水压力曲线以下,但压力点比较分散,很难解释为同一压力系统。

将塔巴庙地区盒3、山1、太2气藏各井的原始地层压力折算到零海拔计算出的折算压力,可以发现各气藏的折算压力差别很大:盒3气藏折算压力相差 6.490 MPa ,山1气藏折算压力相差 5.043 MPa ,太2气藏相差 5.045 MPa 。如果只考虑气体密度造成的误差,在 100 m 的气柱高度内,同一气藏的折算压力差不会大于 0.5 MPa 。显然,塔巴庙地区盒3、山1、太2气藏分属不同的压力系统,即使在同一层段的气藏也分属不同的压力系统。

苏里格气田主要产层盒8段和山1段、榆林气田主要产层山2段的测压资料与深度的关系也比较分散,同一气藏计算的折算压力差别 $2\sim 7\text{ MPa}$ 说明同一气藏的不同气井连通条件较差,储层存在不同程度的非均质性。受砂体分布的影响,平面上各气藏储层压力整体表现为低压背景下的内幕分割特征,纵向上各气藏压力梯度规律性较差,同一气层段明显分属不同的压力系统。

①王允诚,卢涛.鄂尔多斯盆地苏里格气田上古气藏砂体展布规律研究.中国石油长庆油田分公司石油勘探开发研究院,2002

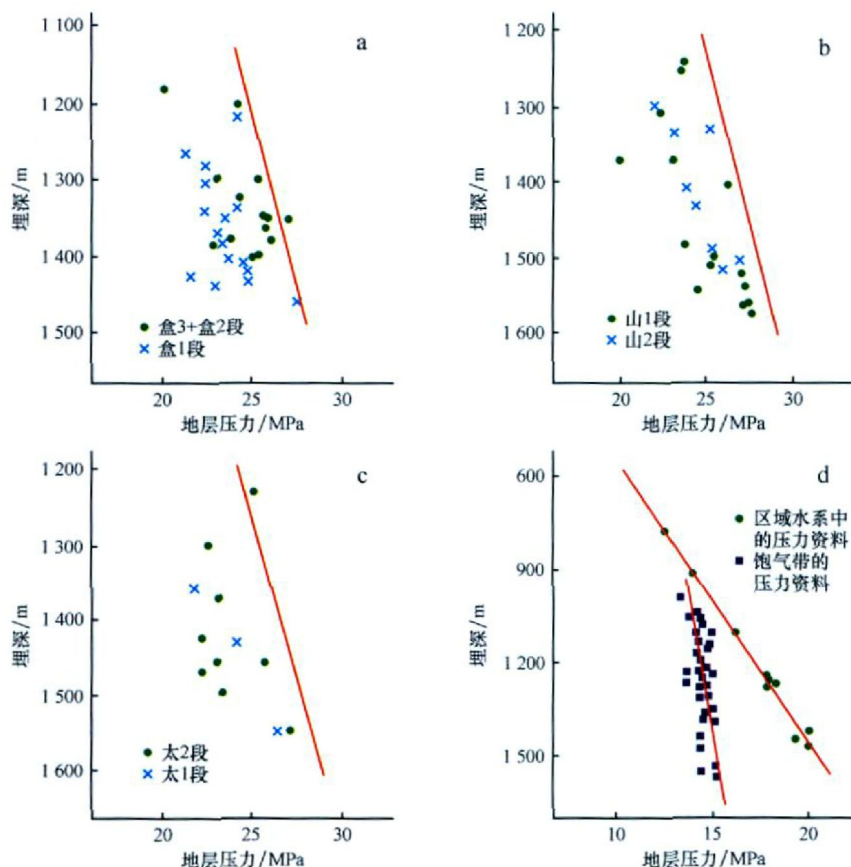
图 1 地层压力与深度的关系^[17]

Fig. 1 Relationship between formation pressure and depth

(a b c. 分别为塔巴庙地区下石盒子组、山西组、太原组资料, 图中斜线为静水压力趋势线;

d. 阿尔伯达艾尔姆华士地区压力-深度曲线^[11])

塔巴庙地区含气面积 485.5 km^2 , 主要分布在探区的西南边, 含气范围内单井产量、孔渗条件、沉积相变化很大, 在含气范围内并不是一个统一的压力连通体; 苏里格庙地区含气面积 $4\,067.2 \text{ km}^2$, 区内最主要的产层盒 8^F $\Phi K h$ 值 (孔隙度 $\times$ 渗透率 $\times$ 有效储层厚度) 分布极不均质, 分别在 $1 \sim 100$ 绝大多数小于 20 $\Phi K h$ 值大于 40 的地区为高产气区, 中间和外围为低孔渗发育区。根据对流动单元的研究, 把含气区分为 3 类流动单元: 无阻流量大于 $10 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 的 I 类流动单元仅分布在 S10—S6 井区, 以及 S14 S20 S25 等分散的井区; 无阻流量为 $4 \times 10^4 \sim 10 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 的 II 类流动单元则分布在 I 类流动单元的外围; 其余多为不连通的孤立单元^①。这说明上古生界气藏非均质性很强, 储层连通范围有限, 区域上由不同层段、不同

流动单元组成岩性复合体。

阿尔伯达艾尔姆华士地区储层为稳定的席状砂体, 整个含气层基本上是相互连通的, 属典型的深盆气藏。而鄂尔多斯盆地储层为河流相条带状和透镜状砂体, 砂体的连通性差, 所测压力点并不相互连通, 为多个气藏的叠加。所以, 尽管鄂尔多斯盆地气藏压力为低压异常, 并且在较大区域内似乎有气水倒置现象, 但从气藏类型、气藏规模及连通性来看, 上古生界天然气藏主要表现为常规储层条件下的岩性和构造气藏及致密砂岩气藏等类型^[18], 与典型的深盆气藏有较大的区别。

3.3 缺乏巨大的气柱高度

典型深盆气藏的压力与深度关系由气水界面向下基本上是一条很有规律的直线, 受储层条件

① 王允诚, 卢涛. 鄂尔多斯盆地苏里格气田上古气藏砂体展布规律研究. 中国石油长庆油田分公司石油勘探开发研究院, 2002

的影响有小幅变化,但只要是一个大范围连通的、统一的压力系统,这种变化是不明显的。阿尔伯达盆地艾尔姆华士地区下白垩统 Falher 段 A 旋回和 Cadotte 组气藏的连续气柱高度大,是大面积连通的气藏,这种特征在气藏压力与深度关系上非常明显。阿尔伯达 Medicine hat 地区上白垩统 Milk River 气藏气柱高度大约为 366 m,东俄亥俄州下志留统 Clinton 组砂岩气藏气柱高度大约为 610 m,开采过程中无底水。

笔者在研究四川盆地东部地区碳酸盐岩储层原始地层压力分布规律及天然气富集特征的过程中,详细作出了该区卧龙河气田各气藏的压力与深度关系图(图 2)。研究发现,卧龙河气田嘉四₃—嘉五₁、嘉三、石炭系气藏受局部构造圈闭控制,在同一气藏内部基本上是连通的,形成统一的压力系统,具有统一的气水界面。由于气藏高度及气水密度差的影响,在气藏顶部地层压力系数反映为异常高压,而在气水界面附近基本接近正常压力。3 个气藏的连续气柱高度分别为 800、600、1 300 m。因此在压力—深度关系图上表现为一条“垂直段”,即随深度增加,地层压力变化不大,但压力系数明显减小。该特征正好与深盆气藏压力—深度成“镜像关系”。压力系数随深度变

化是系统内部气—水密度差造成的。

到目前为止,未见鄂尔多斯盆地上古生界某一气藏连续气柱高度的报道,这本身说明上古生界在各气田内部属于多个非均质性极强的有限连通压力系统。由于受沉积相、砂体分布和储层特征的控制,天然气富集于优质的储渗系统。

3.4 难以实现活塞式气驱水运移

上古生界储层成岩孔隙演化的研究结果表明,到早—中侏罗世上古生界储层孔隙度已由初始的 38.0%~40.0% 下降到 6.0%~8.4%,这与研究区山 2 段现今平均孔隙度(6.6%)接近。按照山 2 段压汞统计资料,平均孔隙度为 6.6% 的储层最大连通孔喉半径 R_{10} 的平均值为 0.978 μm ,平均孔喉半径 R_{50} 的平均值为 0.121 μm 。利用 Berg (1975) 公式,计算早—中侏罗世时天然气呈连续相运移的临界气柱高度大于 61 m 才能引起天然气运移。虽然山西组、下石盒子组累计砂岩厚度为 30~80 m,但砂岩单层厚度只有 5~15 m,天然气呈连续相运移需要的临界气柱高度远大于砂岩的单层厚度。因此,天然气难以沿构造上倾方向作大规模运移,天然气主要为就近运移聚集成藏。中部气区上古生界气藏从西向东甲烷碳同位素值

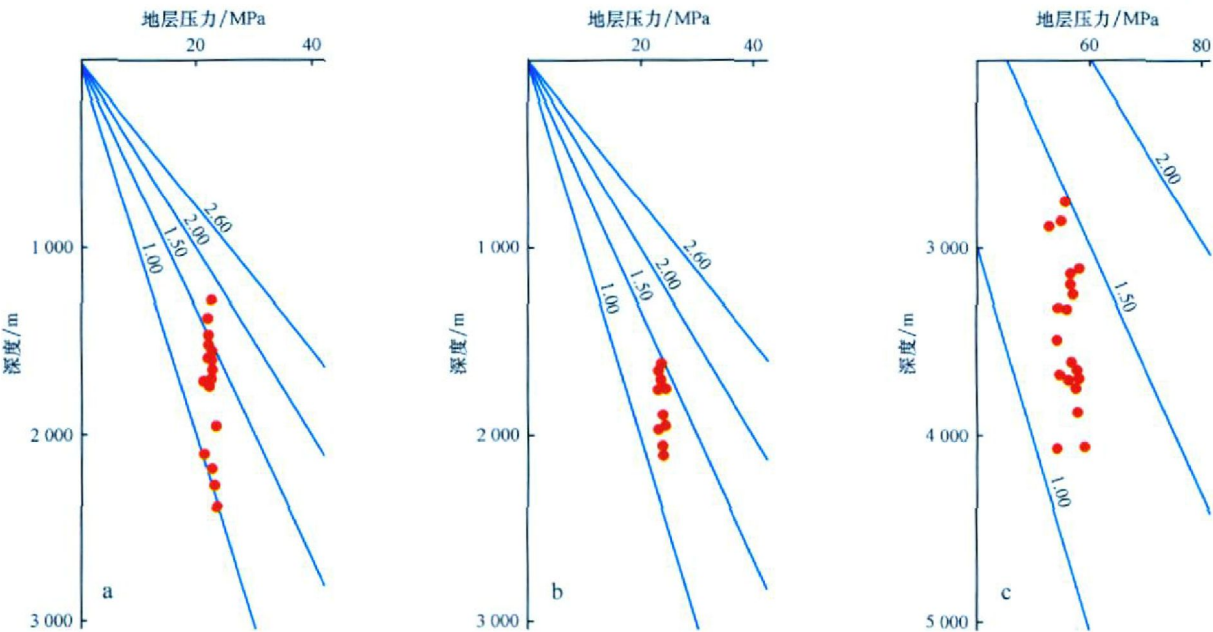


图 2 四川盆地东部卧龙河气田主要气藏压力—深度关系

Fig. 2 Pressure vs depth for the main gas accumulations in the Weibanghe gas field eastern Sichuan Basin

a. 嘉四₃—嘉五₁ 气藏; b. 嘉三气藏; c. 石炭系气藏

(图中斜线为压力系数值。)

变轻,而重烃含量增加主要受有机质成熟度的影响。假设由西向东存在着大规模的天然气运移,天然气的组分就会逐渐变干,重烃含量会逐渐降低;但实际情况并非如此。这表明上古生界天然气主要是就近运移聚集而成藏,而没有大规模运移的迹象^[19 20]。

大量的泥岩压实资料表明,鄂尔多斯盆地上古生界非均衡压实作用在中三叠—晚三叠世开始出现;到中侏罗世—早白垩世,是高压发育的鼎盛时期^[21],古压力系数达 1.35~1.59。不仅上古生界泥岩因非均衡压实、生烃作用形成古高压,包裹体恢复压力显示砂岩也呈高压状态^[22]。很显然,砂岩古高压是由泥岩高压经天然气初次运移传递而来,烃源岩不断地生气、非均衡压实的封闭作用、天然气的初次运移使上古生界砂泥岩形成一个封闭的高压系统,即压力封存箱。箱内部不均匀分布的高压泥岩,极大地限制了压力封存箱内部的流体运动。天然气在中侏罗世—早白垩世大量生成、运移,成藏中不仅受上石盒子封存箱的封盖,同时也受到箱内部高压泥岩的阻止,所以表现为近距离成藏的特点。

研究认为,目前上古生界泥岩仍然保持着一定的高压状态,而且泥岩的过剩压力具有面分布特征。在成藏过程中,上古生界砂岩处于多层高压泥岩包围的状态,很难实现整体活塞式气驱水成藏,而是在强大的生烃增压动力作用下,就近选择优质的储集层段聚集成藏,而不是在某一两个固定的层段形成大面积连通的成藏系统。塔巴庙地区主要产气在盒 3+盒 2 段(盒 5—盒 7 段),苏里格庙地区为盒 8、山 1 段,榆林地区主要在山 2 段产气,说明在盆地范围内并没有形成统一的含气层段,主要产气层段受局部沉积相和储层发育特征的控制,气水在局部发生了重力分异,应该属常规的岩性气藏。

典型的深盆地气藏内部具非均质性,在储层内部的确也存在一些非渗透的泥岩或煤夹层和渗透性差的砂岩,但这些泥岩或煤夹层和渗透性差的砂岩并没有破坏气藏整体的连通性,只是反映在气的产量上的差别。压力—深度关系图中几百米的气柱高度,就说明深盆气的含气区域内,储层是一个比较统一的连通体,这样才能实现活塞式气驱水运移。随着不断地生气,天然气活塞式驱动

表 1 鄂尔多斯盆地上古生界气藏与深盆地气藏特征对比

Table 1 Comparison between the Upper Paleozoic gas reservoirs in Ordos Basin and deep basin gas reservoirs

气藏对比内容		典型深盆地气藏	鄂尔多斯盆地上古生界气藏
石油地质基本条件	烃源岩	暗色页岩、泥岩、煤层;有机碳含量平均大于 2.0%,干酪根为 I 型	暗色泥岩、煤层;有机碳含量 1.92%~2.30%,以 II 型干酪根为主
	储集层	陆相砂岩、砾岩、海相障壁砂坝、海滩砂岩、浪成三角洲、网状河砂体,储层通常是中—细粒砂岩;孔隙度为 4%~7%,渗透率为 $1.0 \times 10^{-3} \sim 0.5 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$	河流—三角洲沉积体系、潮坪沉积体系,分流河道微相为主,储集岩性有石英砂岩、岩屑砂岩及其两者之间的过渡岩类——岩屑石英砂岩;平均孔隙度为 4%~8%,平均渗透率为 $0.38 \times 10^{-3} \sim 5.89 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$
	盖层	无盖层,在气水界面处有岩性、物性变化带	存在区域盖层,内部的高压泥岩为局部气藏的直接盖层
	圈闭	无明显的遮挡条件,所以为无定型的圈闭;气藏大小主要与储层物性及天然气的聚散条件有关	受岩性、局部构造控制,主要为岩性圈闭或构造—岩性圈闭
成藏特征及成藏机理	成藏特征	气水倒置,上倾方向为水,下倾方向为气;气水间存在气水过渡带,在气藏内部无分离的气水界面;储层被气饱和,无边底水;含气区大面积连通,含气区几乎是一个统一的压力系统;气柱高度巨大;气藏多数为低压异常	无区域性气水倒置现象;无区域性气水过渡带;局部含气区出现分异的边底水区;储层不一定被气饱和,只有 1/2~1/3 的砂岩含气;气层内部非均质性强,连通性差;气藏分散;主要为低压,部分地区由盐岩封闭形成高压
	气藏类型	典型深盆地气藏	主要为岩性或构造—岩性气藏
	运移特点	大距离的垂向运移	短距离运移
	聚集方式	活塞式气驱水上浮	气水置换
	成藏关键条件	生气强度大,源储大面积连通	优质储层分布
成藏机理		高含水饱和度导致上倾方向水体封闭、气体在低渗砂岩中活塞式上浮受阻、天然气聚集与散失动态平衡	气水重力分异,仅仅因储层条件差,含水饱和度和较高,局部气水重力分异性差

地层水向上倾方向运动,从而形成水在上气在下的气水倒置气藏。

以上鄂尔多斯盆地上古生界气藏特征与深盆气藏特征的对比,反映出古生界气藏与深盆气藏存在明显不同。如果仅从气源丰富、储层致密、异常压力、大面积含气等特征观察,鄂尔多斯盆地上古生界气藏与深盆气藏极为相似。但从各区气藏的表现形式来看,上古生界气藏并没有巨大的气柱高度,局部明显地存在边底水,也没有上浮作用形成的区域性气水界面;上古生界气藏的储层条件亦难以服从活塞式气驱水的排驱方式。所以,用深盆气藏成藏机理并不能合理解释上古生界气藏成因。上古生界气藏成藏机理应属常规致密气藏,成藏的关键条件是优质储层发育。因此,古生界气藏与深盆气藏属两种不同类型的气藏(表1)。综合分析认为,储层连通性差、圈闭受岩性和构造控制是造成上古生界气藏有别于深盆气藏的根本原因。

4 结论

1) 从气源丰富、储层致密、异常压力、大面积含气等特征观察,上古生界气藏与深盆气藏有相似之处;但开发动态资料显示,上古生界气藏气层连通性差,储层非均质强,气层分属多个压力系统,没有表现出典型深盆气藏较规律的压力-深度关系特征,缺乏连续的、较大的气柱高度。

2) 区域及局部气田气水分布特征表明,上古生界气藏并没有出现大范围的气水关系倒置现象,局部存在边底水,气水分布主要受构造部位和有利储层相带等因素控制。

3) 上古生界气藏在地质历史演化过程中缺乏大规模运移条件,天然气呈连续相运移需要的临界气柱高度远大于砂岩的单层厚度,天然气主要为短距离运移、成藏。

4) 在成藏过程中,非均衡压实泥岩造成的压力封闭,使上古生界很难实现整体活塞式气驱水成藏,而是在强大的生烃增压动力作用下,反映为就近选择优质的储集层段富集成藏的特点。综合分析认为,储层连通性差、圈闭受岩性和构造控制是造成上古生界气藏有别于深盆气藏的根本原因。

参 考 文 献

- 傅诚德. 鄂尔多斯盆地深盆气研究 [M]. 北京: 石油工业出版社, 2001 188~ 198
- 李振铎, 胡义军, 谭芳. 鄂尔多斯盆地上古生界深盆气研究 [J]. 天然气工业, 1998, 18(3): 10~ 16
- 闵琪, 杨华, 付金华. 鄂尔多斯盆地的深盆气 [J]. 天然气工业, 2000, 20(6): 11~ 15
- 王涛. 中国深盆气田 [M]. 北京: 石油工业出版社, 2002 124~ 133
- 张金川, 金之钧. 深盆气成藏机理及分布预测 [M]. 北京: 石油工业出版社, 2005 204~ 210
- 张金亮, 常象春. 深盆气 [M]. 北京: 地质出版社, 2002 104~ 189
- 李克明. 鄂尔多斯盆地北部晚古生代的深盆气气藏 [J]. 石油与天然气地质, 2002, 23(2): 190~ 193
- 马新华. 鄂尔多斯盆地上古生界深盆气特点与成藏机理探讨 [J]. 石油与天然气地质, 2005, 26(4): 230~ 236
- 刘孝汉, 王欣. 鄂尔多斯盆地上古生界形成深盆气藏有关问题的讨论 [J]. 低渗透油气田, 1998, 3(2): 37~ 40
- Masters J A. Deep basin gas traps Western Canada [J]. AAPG Bulletin, 1979, 63(2): 152~ 181
- 袁政文, 许化政, 王百顺, 等. 阿尔伯达深盆气研究 [M]. 北京: 石油工业出版社, 1996 120~ 180
- Masters G E. Gas reservoirs Deep Basin Western Canada [J]. The Journal of Canadian Petroleum Technology, 1981, 20(3): 62~ 66
- Masters J A. Low grettaceous oil and gas Western Canada [A]. Masters J A. Ehnworth—case study of a natural deep basin gas field [C]. AAPG Memoir, 1984, 38 1~ 34
- Spencer C W. Hydrocarbon generation as a mechanism for overpressuring in Rocky mountain region [J]. AAPG Bulletin, 1987, 71(4): 368~ 388
- 张金亮, 张金功. 深盆气藏的主要特征及形成机制 [J]. 西安: 西安石油学院学报, 2001, 16(2): 1~ 7
- 张金川, 张杰. 深盆气成藏平衡原理及数学描述 [J]. 高校地质学报, 2003, 9(3): 458~ 466
- 李仲东, 过敏, 李良, 等. 鄂尔多斯盆地北部塔巴庙地区上古生界低压力异常及其与产气性关系 [J]. 矿物岩石, 2006, 26(4): 48~ 53
- 王震亮, 张立宽. 鄂尔多斯盆地神木-榆林地区上石盒子组—石千峰组天然气成藏机理 [J]. 石油学报, 2004, 25(3): 37~ 43
- 赵林, 夏新宇, 洪峰. 鄂尔多斯盆地中部气田上古生界气藏成藏机理 [J]. 天然气工业, 2000, 20(2): 17~ 21
- 尤欢增, 李仲东, 李良, 等. 鄂尔多斯盆地上古生界低压异常研究中应注意的几个问题 [J]. 矿物岩石, 2007, 27(3): 48~ 53
- 李仲东, 郝蜀民, 李良, 等. 鄂尔多斯盆地上古生界压力封存箱与天然气的富集规律 [J]. 石油与天然气地质, 2007, 28(4): 466~ 472
- 袁际华, 柳广第. 鄂尔多斯盆地上古生界异常低压分布特征及形成过程 [J]. 石油与天然气地质, 2005, 26(6): 792~ 799

(编辑 李 军)