

鄂尔多斯盆地北部晚古生代的深盆气气藏

李克明

(中石化股份有限公司油田勘探开发事业部, 北京 100029)

摘要: 鄂尔多斯盆地晚古生代整体抬升, 形成了稳定的大型区域斜坡, 为深盆气的形成提供了必要的构造条件; 其太原组、山西组煤系地层具有良好的生气条件, 为深盆气的形成奠定了物质基础; 太原组、山西组及下石盒子组的砂体厚度大、分布广, 且岩性致密, 为深盆气的形成起到了决定性作用。深盆气藏在伊陕斜坡及天环凹陷一带以产气为主; 晋西断褶带至西缘断褶带气水同产; 在伊 12 井至哈 2 井一带则以产水为主。伊陕斜坡及天环凹陷的主体均处于深盆气藏的含气带内, 储量丰度高, 是最具远景的勘探区域。

关键词: 深盆气; 形成条件; 含气带; 勘探领域; 晚古生代; 鄂尔多斯盆地

作者简介: 李克明, 男, 59 岁, 高级工程师, 石油钻井及科技管理

中图分类号:TE122.3

文献标识码: A

深盆气为发育于构造下倾部位或中央向斜部位砂岩中的天然气^[1]。国外已在此领域获得了巨大的经济效益^[2~3]。近几年来,我国学者也对此进行了一些探索^[4~6],研究表明,鄂尔多斯盆地因其独特的地质条件,有可能形成大型-超大型深盆气气藏。

1 成藏条件及样式

1.1 成藏条件

1.1.1 构造

鄂尔多斯盆地北部自晚古生代以来,整体抬升,形成了稳定的大型区域斜坡,其中伊陕斜坡为一向西倾斜的大型平缓斜坡,每千米坡降平均仅10 m,地层倾角 $0.5^{\circ} \sim 1^{\circ}$,这为深盆气的形成提供了良好而又必要的构造条件。

1.1.2 气源

鄂尔多斯盆地北部上古生界主要气源岩分布于上石炭统太原组、下二叠统山西组, 为一套海陆过渡相至陆相的煤系地层, 以煤及暗色泥岩为主, 灰岩次之。暗色泥岩厚度由南至北依次递减, 乌审旗-红石桥-榆林以南及西缘断褶带的石嘴山-横山堡一带为主要分布区, 最厚可达 179.3 m。煤层发育具有西、北薄, 东、南厚的特征, 最大厚度可达 26.9 m, 主要分布于塔巴庙及乌审旗以南的广大地区(图 1)。有机质类型以腐殖型为主, 有机质丰度高, 生气强度大^[7]。

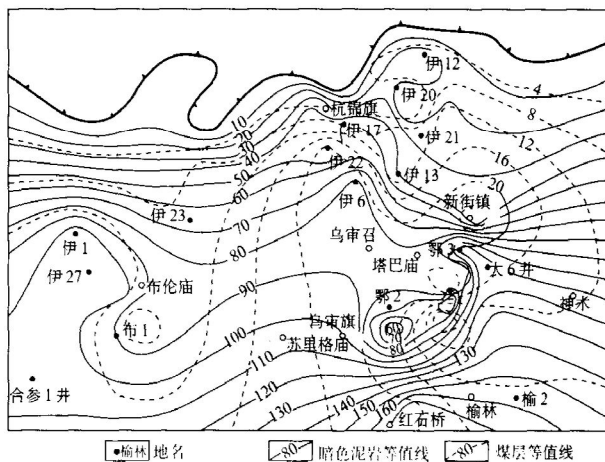


图 1 鄂尔多斯盆地北部气源岩分布

Fig. 1 Distribution of gas source rocks
in northern Ordos basin

1.1.3 储层

1.1.3.1 沉积相

鄂尔多斯盆地北部上古生界储层以碎屑岩为主,发育于太原组、山西组及下石盒子组中,由北至南为河流相(河道、河道间)-三角洲平原(分流河道、分流河道间)的沉积体系,目前的主要产气层段为山西组一段及下石盒子组一段的分流河道砂体。

工区内不同时期主要发育了 4 条 SN 向展布的河道-三角洲分流河道, 即马场壕-新街-陕 141-红石桥; 伊 12 井-伊 15 井-苏里格庙; 杭锦旗-伊 9 井-鄂 7 井-合参 1 井; 伊 5 井-伊 3 井-合参 1 井(图 2)。同时, 4 条河道在不同时期侧向不断迁移, 来回摆动汇合。从特殊处理的地震剖面中可以看出, 太原组及山西组砂体侧向尖灭快, 上下叠置, 呈指

状交互,与泥质岩、煤系地层直接接触,这种有利的生储组合是深盆气形成的先决条件;而下石盒子组砂体侧向延伸范围大,砂体厚度较为稳定。各期河

道砂体的累积厚度一般 100~210 m,砂岩单层厚度 5~15 m,如此大规模的储层为深盆气成藏提供了良好的物质基础。

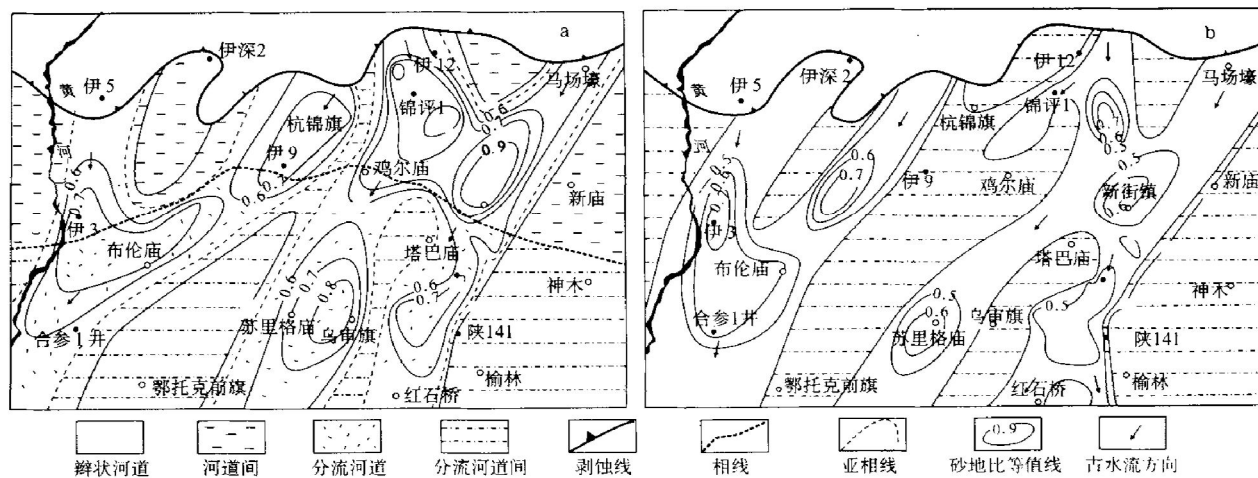


图2 鄂尔多斯盆地北部沉积相平面展布

Fig. 2 Plane extension of sedimentary facies in northern Ordos basin

a—石盒子组一段, b—山西组一段

1.1.3.2 物性

铸体薄片图像分析表明:砂岩面孔率一般为 4%~14%,孔隙半径 10~200 μm ,最大可达 300 μm ,平均孔隙半径一般 20~65 μm ,平均孔喉比为 2~5,为小孔隙。横向上看,由南部的塔巴庙至北部的杭锦旗,各项指标具有逐渐增大,逐渐变好的趋势。次生孔隙在杭锦旗地区以粒间溶孔、粒间溶蚀扩大孔为主要孔隙类型,对孔隙的连通起到了主要作用,同时也改善了砂岩的渗透性。而塔巴庙地区与之相比,其储层砂岩的粒间孔及粒间溶孔较不发育,导致了孔渗性相对变差。砂岩中最大连通孔喉半径在 0.57~74.2 μm 之间,平均孔喉半径为 0.001~1.18 μm ,属微细喉道。排驱压力 0.01~7.76 MPa,平均 0.79 MPa,为典型的低渗透率砂岩,饱和度中值压力在 0.62~171.63 MPa,范围较大,其中小于 1.5 MPa 的样品仅占 18%,而大于 5.0 MPa 的样品占 50%。储层的孔隙度一般 0.2%~22.5%,平均 7.6%,其中近 60% 的砂岩孔隙度小于 9%,大于 12% 的仅 25.29%;渗透率一般 $0.007 \times 10^{-3} \sim 62.74 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 之间,平均 $1.5 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

储层物性如此之差,固然极大影响着气藏的单井产量,但也正是这些致密砂岩与巨大的砂体、平缓的构造及丰富的气源相配套,对深盆气藏的形成极为有利。这是因为在一个平缓倾斜且下倾部位渗透率低,上倾部位(如北部杭锦旗)渗透率较高的

饱含水地层中,气体从下倾末端不断注入,气水界面处的气压始终等于或大于水压。这样,气就能以非润湿相冲过受限制的孔隙系统沿上翘方向驱替孔隙系统中的水,而上翘方向的水不能向下流动或驱气。随着气体的不断注入并沿上翘方向不断驱替孔隙中的水,气水界面不断向上推进,气藏不断扩大。当推进的气水界面到达渗透性较好的某个部位,由于孔隙喉道变大,浮力成为主要因素,气体穿过界面逸散,气藏规模达到最大。由于低渗透砂岩传导性差,天然气向上运移的速度很慢。尽管气体不断向上翘方向渗漏、散失,但只要气体不断地生成并持续补给,就会形成一定规模的气藏。由此可见,上古生界低渗透储层是形成“气水倒置”、气藏内气体的“浮力”不起主要作用的深盆气的决定因素。

1.2 成藏过程

1.2.1 气带

气带是深盆气成藏模式的主体,成藏主控因素为巨大生气中心、平缓单斜及致密储层。成藏特征为天然气在致密砂体内异常富集,无边水、底水,且压力为“负异常”。因此,在气带范围内寻找大型地层圈闭及岩性圈闭是天然气勘探的关键。

由于鄂尔多斯盆地北部为非常平缓的单斜构造,且储集层致密,因此气与含水岩石之间界面阻力远远大于浮力,气很难单独在浮力驱动下上浮。气藏形成的机制是在驱动压差的作用下,首先从源

岩和储集岩的接触面开始聚集,然后再以有限前缘向上翘方向运移,并在气源岩排气区和储集层接触区范围内形成聚集区,形成“气水倒置”的格局(图3)。可见,驱动压差是深盆气运聚、成藏的关键动力,且成藏的过程是一个运聚、散失的动态平衡。

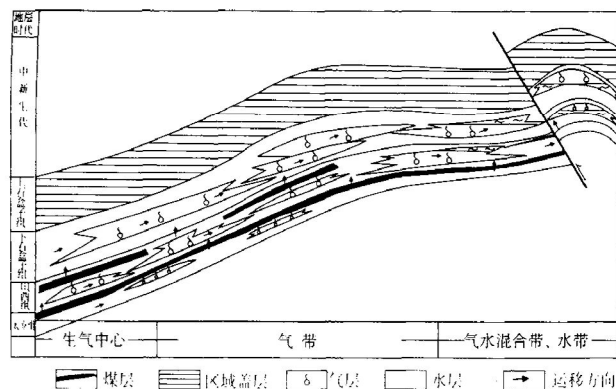


图3 鄂尔多斯盆地北部上古生界深盆气成藏样式图

Fig. 3 Deep basin play model of Upper Palaeozoic in northern Ordos basin

勘探实践表明:位于乌审旗生气中心东侧陕141气田和大牛地气田均是深盆气成藏的典型实例,根据该理论长庆油田于2000年又在其西侧位于苏格里庙的苏6井于二叠系下石盒子组1段获得日产 $120 \times 10^4 \text{ m}^3$ (无阻流量)的高产气流,并发现了苏里格庙大气田,成为该年度油气勘探的一大亮点。

1.2.2 水带

气水混合带及水带位于平缓单斜的上翘部位,成藏主控因素为构造,成藏特征为构造顶部天然气富集,具边水和底水,压力接近正常。

当气体沿上翘方向推进时,由于北部(即气水边界附近)孔渗性较好,孔隙喉道变大,以及断层发育等因素的影响,浮力成为成藏的主要因素,天然气可在压差和浮力合力作用下,沿断层和渗透层发生气水分异,在圈闭中形成上气下水的气藏。处在两个小背斜上的石鄂2井和石鄂3井均产气,而这两井之间位于鞍部的蒙2井则产水^[6],这正是因上述原因而导致的结果。

2 特征

2.1 压力分布

鄂尔多斯盆地北部上古生界气带的地层压力主要以“负压异常”为主,大牛地和陕141两个气区地层压力的测试结果表明:下石盒子组的压力系数为0.83,山西组为0.90~0.96,可见该区上古生

界下石盒子组具有明显的“负压异常”,而山西组则为较弱的“负压异常”一常压。这一结论与闵琪等^[6]的统计结果是较为一致的。造成“负压异常”的原因是由于深盆气藏形成过程中,气从下倾方向进入,驱替储层中的水,达到气水平衡,其压力始终呈“负异常”值,只是梯度大小不一。仅仅在供气量极大的局部地区可能出现“常压”,甚至“正异常”。这或许是山西组地层压力系数接近“常压”的一个很好的解释——自生自储,供气量大。而位于气水混合带的气藏,由于“气水分异”,压力趋于正常。

2.2 气水分布

鄂尔多斯盆地北部晚古生代的58口钻井测试资料统计结果显示,本区的气水分布具有明显的分带性。主要表现为:在伊盟北部隆起的伊12井-东胜的哈2井一带以产水为主;从东部的晋西断褶带至伊盟北部隆起公卡汗断块、杭锦旗断阶以及西部的西缘断褶带地区则气水同产,呈环带状展布,一般位于构造的高部位以产气为主,如位于什股壕构造的伊深1井,浩绕召构造上的石鄂2井均获得了工业气流;而位于伊陕斜坡及天环凹陷的广大地区,大多以含气和产气为主,且该区80%~90%的井均为20世纪70~80年代的老井。根据塔巴庙地区的最新钻井和该地区老井的重新解释,本区21口钻井全部在上古生界目的层段见到气层,主力气层为山西组1段、下石盒子组1段,气层无边、底水,与局部构造无关;且在大1井、大2井、大3井、大4井、大6井的山西组1段、大1井、大5井下石盒子组1段见有良好的工业气流。长庆油田在该地区所钻的陕141井、召探1井、陕207井、陕208井等井均获得了良好的工业气流。

鄂尔多斯盆地伊陕斜坡上古生界普遍含气,且很少有水层、没有底水,在区域上形成了“气水倒置”,北部、东部为天然气的泄漏区。这不仅说明了其具有丰富的天然气资源,还说明这一地带至今还有较强的供烃能力,不断给储层供给天然气,使之达到气藏的聚散平衡及气水平衡。

3 勘探方向

伊陕斜坡及天环凹陷的主体均处于深盆气藏的有利气带内,总面积可达 $37\,887 \text{ km}^2$,约占盆地北部面积的50%,其中山西组一段及下石盒子组一段两个主要产气层段的含气砂体面积可达 $20\,000 \text{ km}^2$ 以上,按照类比分析的原则,大牛地

气田下石盒子组一段储量丰度 $1.5 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$, 山西组一段储量丰度 $1.06 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$, 陕 141 气田山西组一段储量丰度 $0.9 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$, 取储量丰度 $1 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$ 计算, 则整个鄂尔多斯盆地北部气带的预测储量可达 $20\,000 \times 10^8 \text{ m}^3$ 以上, 可见, 该区的深盆气勘探具有巨大的前景。

目前, 中国石化集团有限公司在盆地北部的登记区块主要有塔巴庙区块 ($2\,003.5 \text{ km}^2$)、杭锦旗南区块 ($6\,418.5 \text{ km}^2$) 及杭锦旗区块 ($3\,586.5 \text{ km}^2$)。塔巴庙区块近邻乌审旗生气中心, 位于区块内的大牛地气田现已探明+ 控制储量十分可观, 由于塔巴庙区块与大牛地气田具有相似的地质条件, 相同的成藏机理, 有效砂体的可对比性强, 整个区块内山西组一段、二段、下石盒子组一段的有效勘探面积可达 $3\,500 \text{ km}^2$ 以上, 因此获得大的储量是不成问题的。杭锦旗南区块勘探程度较低, 气水混合带的构造圈闭有待进一步落实。而杭锦旗区块处于气水混合带内, 现已探明的圈闭有什股壕圈闭、拉不仍圈闭、阿日柴达木南、北圈闭及浩绕召等圈闭, 预计可获得一定数量的圈闭资源量。

致谢: 中国石化石油勘探开发研究院新区勘探所的牟泽辉总工程师, 张克银、朱宏权高级工程师及中石化新星石油公司华北石油局李良高级工程师等参与了本项目的研究工作, 提供了大量资料, 在此表示衷心感谢!

参 考 文 献

- 1 Masters J A. Deep basin gas traps, Western Canada[J]. AAPG Bull, 1979, 31(2): 152~ 181
- 2 Cant D J. Spirit River Formation a stratigraphic diagenetic gas trap in the deep basin of Alberta[J]. AAPG Bull, 1983, 67: 577~ 587
- 3 Law B E. Dickinson W W. conceptual model on origin of abnormally pressured gas accumulations in low- permeability reservoirs[J]. AAPG Bull. 1985, 69(8): 1 295~ 1 301
- 4 张金亮, 张金功. 深盆气藏的主要特征及形成机制[J]. 西安石油学院学报(自然科学版), 2001, 16(1): 1~ 7
- 5 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
- 6 闵琪. 深盆气与鄂尔多斯盆地[J]. 低渗透油气田, 1998, 3(2): 1~ 6
- 7 戴金星, 王庭斌, 张洪年, 等. 中国大中型天然气形成条件与分布规律[M]. 北京: 地质出版社, 1997

DEEP BASIN GAS RESERVOIRS OF LATE PALAEOZOIC IN NORTHERN ORDOS BASIN

Li Kemin

(Services Section For Oil Field Exploration and Development, Petro- China Co. Ltd. Beijing)

Abstract: A large stable regional slope formed by the process of uplifting of Ordos basin as whole during Late Palaeozoic Era provided necessary structural conditions for the generation of deep basin gas. With good gas- genetic conditions, coal measure strata in both Taiyuan Formation and Shanxi Formation laid a foundation materially for the generation of deep basin gas; With great thickness, widely distribution and tight lithology, sandbodies in Taiyuan Formation, Shanxi Formation and Lower Shihezi Formation are decisive factors for generating deep basin gas. Gas reservoirs along Yishan slope and Tianhuan depression mainly produce gas, while western Shanxi fault fold belt to west edge of fault fold belt produce both gas and water, No. 12 Yi Well to No. 2 Ha Well produce water only. Located in gas- bearing belt of deep basin reservoir and with rich abundance, the main body of Yishan slope and Tianhuan depression will be the most potential for gas exploration.

Key words: deep basin gas; genetic conditions; gas- bearing belt; exploration era; Late Palaeozoic; Ordos basin