深盆地-成岩圈闭：以鄂尔多斯盆地榆林气田为例

张刘平 罗晓容 马新华 陈孟晋 武明辉

(中国科学院地质与地球物理研究所油气资源研究重点实验室, 北京 100029; 中国石油勘探开发研究院, 北京 100083. E-mail: lpzhang_int@hotmail.com)

摘要 在鄂尔多斯盆地榆林气田的上倾部位, 不存在构造、地层和沉积岩性圈闭条件. 应用偏光显微镜、荧光显微镜、包裹体均一温度、拉曼光谱测试等手段研究了成岩作用的历史, 揭示出三期地质流体的活动, 分别发生在晚三叠世、晚侏罗世和早白垩世末期, 并发现圈闭的形成明显受成岩作用影响. 在第一和第二期流体作用期间, 酸性流体进入了储层, 引起溶蚀和胶结作用, 储层的孔渗条件得到一定程度的改善, 但是此后盆地的再次沉降引起的再压实作用使得储层致密化. 到早白垩世末期, 盆地内古生界主力气源岩进入大规模生排期, 气田上倾部位的气水过渡带内胶结作用继续进行, 进一步降低了孔隙度和渗透率. 榆林气田的成藏机理因此发生了从深盆地到成岩圈闭的转换, 有利于较长时间地保留天然气.

关键词 天然气 深盆地 储层 成岩圈闭 鄂尔多斯盆地

自从在加拿大阿尔伯达盆地发现深盆地并提出深盆地圈闭概念^[1]以来, 在深盆地内已经发现大量的天然气资源^[2]. 迄今, 描述此类气藏的术语较多, 如深盆地^[1]、致密天然气体系^[3]、连续天然气体系^[4]、盆地中心气聚集体系^[2]等. 深盆地被认为是区域上广布的天然气聚集体系, 通常具有高天然气饱和度、压力异常(高或低)、缺乏底水、低渗透储层等特征^[2,5]. 深盆气的保留时间是有限的^[2], 最有利的深盆地体系应该正在生排天然气^[6]. 在洛基山地区大绿河盆地的深盆地, Shanley等^[7]发现天然气均位于常规圈闭之中, 包括构造圈闭和岩性圈闭, 并且存在底水, 由此对深盆地理论提出了质疑. 在美国洛基山地区的白垩系和第三系盆地, 深盆地只能保留 25~40 Ma^[2], 这或许是大绿河盆地的绝大部分天然气现都保存在常规圈闭的原因.

另一方面, 在阿尔伯达深盆地气藏的上倾部位, 胶结作用大幅度降低了储层的孔隙度和渗透率, 成岩作用被认为是形成这种气藏的一个重要因素^[8,9]. 此后, Cant^[10]对不同类型的砂岩成岩圈闭进行了较为系统的总结, 但只限于静态描述. 在中国东濮凹陷深层气田的上倾部位也发现了成岩圈闭^[11]. 但迄今为止, 尚未见到有人研究深盆地内成岩作用的历史及其与天然气成藏的时空关系, 深盆地内的天然气成藏机理也还有待深入研究.

在鄂尔多斯盆地, 预测深盆地资源十分巨大^[6,12~16], 但烃源岩的生排烃时间较早, 天然气保存条件至关重要. 盆地主力气源岩是古生界的煤系地层, 生排气高峰发生在早白垩世末期; 之后, 鄂尔多斯盆地发生了大规模的抬升, 至 90~70 Ma BP 生气作用停止^[17]. 虽然烃源岩吸附烃和地层水溶解烃会随压力的降低而释放出一部分^[6], 但供气量大幅度减少. 气源补给不足使得深盆地气上倾部位的气水过渡带向南退缩至现今气水过渡带位置^[17]. 这也表明有相当的天然气被保留了下来. 依此推算, 鄂尔多斯盆地的深盆地能够保留 70~90 Ma, 比洛基山地区白垩系和第三系盆地深盆气的保留时间(25~40 Ma)长一倍以上. 中国中西部地区被认为是深盆地勘探的有利地区^[6,12~16,18], 但烃源岩的生排烃时间普遍偏早. 因此, 对鄂尔多斯盆地深盆气的保存条件进行深入的研究, 对于中国中西部地区深盆地内天然气的勘探具有较大的意义.

本文对鄂尔多斯盆地榆林气田主力储层进行细致的成岩作用研究, 恢复了成岩作用历史, 并结合油气的充注历史对气田的形成机理进行了分析. 该气田上倾部位的胶结物遮挡形成于天然气充注之后, 天然气聚集机理发生了从深盆地到成岩圈闭气藏的转换, 从而可较长时间地保留天然气.

1 地质背景

鄂尔多斯盆是在华北克拉通基础上形成的一个稳定的多旋迴沉积盆地,面积约 $25 \times 10^4 \text{ km}^2$ (图 1)^[19]. 盆地基底主要由太古界和元古界变质岩组成,在基底之上沉积了古生界、中生界和新生界地层. 盆地主体为一倾角小于 1° 的单斜,大部分地区不发育断层和局部构造. 盆地分为如图 1 所示的 6 个构造单元. 在盆地的中北部下二叠统陆相碎屑岩储层中,已发现榆林气田和苏里格庙等气田. 关于这些天然气藏的形成机理,一些学者认为是深盆气圈闭^[6,12,15,16,20],而另一些则认为是岩性圈闭^[21].

图 1 鄂尔多斯盆地构造划分与主要气田分布图(张金亮等^[14])

榆林气田邻近生烃灶^[22],气源条件优越. 下古生界奥陶系地层分布广泛,发育含藻白云岩、泥质灰岩以及页岩,构成一套烃源岩系,有机碳含量 $0.15\% \sim 0.34\%$,为腐泥型干酪根. 在盆地的中部(包括靖边和榆林气田) R_o 已达 $2.3\% \sim 2.9\%$ ^[23]. 上古生界发育石炭-二叠系煤系和石炭系碳酸盐岩两套烃源岩^[23,24]. 其中,煤系地层分布广泛,主要由煤和暗色泥岩组成,分布面积约 $18 \times 10^4 \text{ km}^2$;煤层厚 $5 \sim 20 \text{ m}$,暗色泥岩厚 $60 \sim 100 \text{ m}$;煤的有机碳含量高达 70.77% ,暗色泥岩的有机碳为 $2\% \sim 3\%$;生烃母质多为腐殖型干酪

根^[19]. 石炭系底部 R_o 为 $1.3\% \sim 3.0\%$,在榆林气田的主体分布范围内 R_o 为 $1.6\% \sim 1.9\%$ ^[22]. 太原组灰岩有生油倾向,现已进入成熟度较高的生气阶段^[22]. 总体上,煤系地层对生气的贡献最大^[22,24].

下二叠统主要包括山西组和下石盒子组,储层十分发育,主要为低渗透砂岩,平均孔隙度为 8% ,渗透率一般小于 $0.42 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$. 山西组进一步分为山 1 段和山 2 段. 山 2 段是本区的主要勘探目的层之一,也是榆林气田的主力储层^[22]. 在纵贯榆林气田的沉积微相剖面上(图 2),山西组地层主要由分流河道、天然堤、决口扇和分流间湾等沉积微相组成,天然气主要产自山 2 段底部连续的分流河道砂体. 根据山 2 段砂体平面分布图^[19],该砂体向北通往盆地边界,没有向上尖灭的趋势. 上二叠统的石千峰组主要为泥岩,是古生界含油气系统的区域性盖层^[17,20,25]. 山西组、下石盒子组和上石盒子组砂泥岩互层中的泥岩则为局部盖层^[17].

2 岩石学特征与成岩圈闭

在榆林气田主力储层的不同部位(陕 207, 118 和 214, 图 1),采集岩心样品 116 块,以灰色砂岩和砾岩为主. 多数砂岩为中粒($0.25 \sim 0.5 \text{ mm}$)和粗砾级($0.5 \sim 1.0 \text{ mm}$),而砾岩则主要为细砾岩($1.0 \sim 2.0 \text{ mm}$). 约 30% 的砂砾岩分选较好, 50% 分选中等, 20% 分选较差. 颗粒磨圆度为次棱角到次圆状. 颗粒的接触关系多种多样,包括点接触、线接触、凹凸状接触,也见缝合线接触. 云母片由于压实而变形;一些泥岩和板岩岩屑因压实而形成假杂基.

绝大多数样品的石英含量大于 50% ,岩屑少于 50% ,长石少于 5% (图 3),以岩屑石英砂岩和岩屑砂岩为主,石英砂岩也比较发育. 岩屑颗粒主要有石英岩、玉髓、板岩、片岩和泥岩岩屑. 多数碎屑岩的成分成熟度较高,泥质杂基较少,比较纯净,为高能环境的沉积产物,但颗粒间的孔隙多被胶结物充填,使得孔隙度大幅度减小(图 4(a)). 在气田的上倾部位,孔隙基本被胶结物填满(陕 207, 图 1 和 2),孔隙度非常低(图 4(b)). 硅质胶结物的含量达 6% ,自生高岭石和水云母含量 10% ,碳酸盐胶结物(方解石、铁方解石、白云石、铁白云石)达 19% ,胶结物总量达到 29% . 图 5 中的胶结强度等于胶结物含量与负胶结物孔隙度的比值. 胶结强度等于 1,表示胶结物已填满孔隙. 在陕 207 井的山 2 段,绝大多数样品的胶结强度接近于 1,面孔率为零(图 5). 根据压汞资料,孔喉中值半

图 2 鄂尔多斯盆地榆林气田沉积微相剖面
剖面位置见图 1(陕 207、陕 118 和陕 214)

<https://engine.scichina.com/doi/10.1360/csb2007-52-6-679>

图3 鄂尔多斯盆地榆林气田山2段储层的岩石类型
Q-石英; F-长石; L-岩屑+云母; -石英砂岩; -长石石英砂岩; -岩屑石英砂岩; -长石砂岩; -岩屑长石砂岩; -长石岩屑砂岩; -岩屑砂岩

径为0.0303~0.1875 μm , 均值0.0777 μm ; 孔隙度为4.7%~5.7%, 渗透率均低于 $0.002 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。位于下倾部位的陕118井, 胶结强度明显偏低, 面孔率多在2%~8%之间(图4); 孔喉中值半径为0.1805~11.8291 μm , 均值1.8902 μm ; 孔隙度4.32%~10.20%, 渗透率 0.197×10^{-3} ~ $43.11 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 均值 $6.508 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。因此, 在榆林气田的上倾部位, 胶结强度大, 孔喉细小, 孔隙度和渗透率更低。成岩作用对孔隙、喉道的堵塞, 减缓了天然气的散失。这与阿尔伯达盆地深盆区域内发现的成岩圈闭相类似^[8,9]。

3 成岩作用及其期次

砂岩中, 硅质胶结物普遍发育, 主要以石英颗粒次生加大的形式出现, 也见充填于孔隙的他形硅质胶结物(图4)。次生加大边的宽度一般为0.02~0.05 mm。硅质胶结物的含量一般为0.5%~6%。观察到三期石英加大的现象(图4(c))。图5(a)中, 石英加大边(期)被他形石英胶结物包裹(期), 自生高岭石又被包裹在期硅质胶结物之中, 表明这些高岭石形成于期硅质胶结物之后、期硅质胶结物之前。期硅质胶结物又被部分溶蚀, 由此形成的次生孔隙充填另一期自生高岭石, 也反映了三期流体的活动。

多数自生高岭石充填于颗粒和胶结物的溶蚀孔隙之中(图4(e))。图4(f)中的油浸高岭石和新鲜高岭石表明, 至少形成了两期自生高岭石。图4(a)中的两期高岭石与上述期和期流体活动有关。自生高岭石形成于铝硅酸盐矿物, 如长石和岩屑等的溶蚀, 酸性流体是其形成的必要条件^[26]。酸性流体注入储

层, 必然会引发溶蚀作用。随着溶蚀作用的进行, 以及流体的迁移分异效应, 流体中的化学组分和pH都会发生变化, 从而引起一系列的胶结作用。从物质平衡的角度考虑, 胶结作用及其期次应当与溶蚀作用及其期次相对应。图4(h)中, 泥岩岩屑溶蚀之后, 硅质胶结物充填孔隙, 随后硅质胶结物再次遭到溶蚀。在榆林气田, 碳酸盐胶结物、长石及岩屑中的不稳定矿物的溶蚀现象是比较普遍的(图4(e)和(h))。

此外, 还发育铁方解石、白云石、铁白云石、菱铁矿、黄铁矿等胶结物, 也具有多期次特征。特别是, 在榆林气田还发现两期油质沥青。图6(a)中, 蓝白色荧光沥青对黄色荧光沥青的溶蚀现象表明, 暗黄色荧光沥青较早。

在榆林气田的上倾部位(陕207, 图1, 2), 发现了大量的超大包裹体群。图4(c)和(d)中, 期石英加大边堵塞喉道, 由颗粒和加大边共同包裹孔隙中的天然气和水, 形成了超大包裹体。在陕207井2831.6 m处, 拥有较高的孔隙度(图5)。也正是在此处, 形成了这种超大包裹体(图4(c)和(d)), 表明孔隙之间互不连通。超大包裹体拉曼光谱的测试结果为, 甲烷83.04%, 乙烷16.96%, 未检测出氮气、二氧化碳等非烃气体; 这与该气田天然气的组成相对应, 表明天然气充注应该发生在第三期石英加大之前。

在石英加大边中发现86个流体包裹体, 绝大多数包裹体没有荧光显示, 且气液比小于50%。有荧光显示的油气包裹体进一步证明原油进入了储层(图6(b)和(c))。选择无荧光显示的包裹体测试了均一温度, 绘制成的均一温度分布概率图(图7)显示出3个次总体, 反映三期流体活动, 与上述三期胶结物相对应。第一、第二、第三次总体的温度段分别为80~125, 125~155和155~180。

为获取流体活动的时代, 应用盆地模型方法模拟恢复了地层埋藏史和古地温演化史^[27,28]。根据鄂尔多斯盆地剥蚀厚度恢复结果^[29], 陕207井在晚侏罗世晚期的剥蚀厚度为430 m; 早白垩世末以后的剥蚀厚度为1115 m^[29]。泥岩和砂岩的压实系数分别为0.0004和0.00025 m^{-1} 。由于该区在古生代属于陆台, 中生代以来属克拉通盆地, 古生代、中生代和新生代的基底热流一直比较稳定, 分别为64, 60, 58 $\text{mW} \cdot \text{m}^{-2}$, 但在中生代晚期发生的热事件^[17,30-32]中热流较高, 达81~95 $\text{mW} \cdot \text{m}^{-2}^[31]。图8给出陕207井的埋藏-剥蚀史及该井山2段主力储层包裹体均一温度对应的埋藏深度。最大古地温梯度约为4.03/100 m, 与Xiao等人^[17]的结$

图 4 鄂尔多斯盆地榆林气田主力储层的显微结构

(a) 陕 118 井, 2890.79 m, 正交; 石英加大边(I 期)和他形硅质胶结(II 期), 自生高岭石被包裹在硅质胶结物中。(b) 陕 207 井, 2846.54 m, 正交; 二期硅质胶结物和其后的方解石。(c) 陕 207 井, 2831.61 m, 单偏光, 三期硅质胶结(I, II, III)及超大包裹体。(d) 陕 207 井, 2831.61 m, 单偏光, 超大包裹体。(e) 陕 214 井, 2892.70 m, 正交; Ca 示方解石; Do 示白云石; K 示高岭石。(f) 陕 207 井, 2827.54 m, 单偏光; 原油浸染高岭石(Ko)和新鲜高岭石(Kf)。(g) 陕 207 井, 2804.50 m, 正交; 压实变形的板岩岩屑(SI)包裹部分溶蚀的石英加大边(I)。(h) 陕 118 井, 2895.5 m, 单偏光; 泥岩岩屑和硅质胶结物的溶蚀

果相吻合。图 8 中, 与第一次总体相对应的均一温度数据点处于晚三叠世到晚侏罗世盆地的沉降阶段。这一阶段发生了燕山早期构造运动^[33]。属于第二次总体的均一温度数据点与晚侏罗世燕山中期构造运动相对应; 属于第三次总体的均一温度数据点与早白垩世末期燕山晚期构造运动相对应。

4 成岩作用历史与气藏的形成

二叠纪以来, 盆地持续沉降。至晚三叠世, 奥陶系烃源岩逐渐成熟并开始生烃^[23]。太原组碳酸盐烃源岩可生成低熟油。除油气外, 烃源岩还可生成二氧化碳和有机酸^[34~37]。从烃源岩中排出的酸性流体引发第一期流体作用, 造成一系列溶蚀与胶结过程。尽管

1) 陈孟晋, 李剑, 胡国艺. 鄂尔多斯盆地碳酸盐岩油气成藏研究. “十五”科技项目成果报告, 2003, 17—36

图5 鄂尔多斯盆地榆林气田陕207和陕118井山2段储层中胶结物含量、胶结强度与面孔剖面图
胶结强度=胶结物含量/负胶结物孔隙度

图6 鄂尔多斯盆地榆林气田主力储层中的沥青和油气包裹体
(a) 陕118井2897.79 m; (b) 陕207井, 2711.00 m, 单偏光; (c) 陕207井, 2711.00 m, 荧光

石炭系底部的铁铝质岩和上石炭系的煤系地层为上、下古生界储层的隔层，但在差异压实和构造应力场等的^[38~40]作用下，可产生相当的垂直裂缝，为下古生界流体进入上古生界地层创造了一定的条件。到晚侏罗世，奥陶系烃源岩更加成熟，石炭-二叠系烃源岩也开始成熟。此时发生了燕山中期构造运动，

图 7 鄂尔多斯盆地榆林气田包裹体均一温度柱状图

使得盆地的中部、东部和北部抬升,尔后再次沉降^[33].这次构造运动影响到生烃灶及其附近地区,储层中的流体变得更加活跃,造成了第二期溶蚀与胶结作用.

在侏罗纪,下古生界烃源岩和上古生界太原组烃源岩生成了一定的油气.油气包裹体表明,这些原油进入了储层(图 6(b)和(c)).储层中已发现两期原油的充注(图 6(a)),但是没有聚集成藏.向北连续展布的砂体经两期酸性流体的作用,拥有较高的渗透率,对油气不起遮挡作用.

进入白垩纪,盆地再次沉降(图 8).流体很容易沿着南北贯通的砂体向盆地外排泄,储层中缺乏流体支撑.在压实作用下,储层发生了致密化.图 4(g)中,一期石英加大的溶蚀作用之后,发生的板岩岩屑

的变形应该是在盆地再次沉降的过程中发生的,即在二期流体作用之后发生.

到早白垩世末期,由于盆地经历了快速沉降和显著的热事件,上古生界烃源岩进入大规模生气阶段,生烃灶位于榆林气田的以南地区,总生气量大于 $350 \times 10^{12} \text{ km}^3$ ^[17,19,22].此时,燕山晚期构造运动发生^[33],天然气和酸性流体进入储层.由于大多数易溶矿物在二期流体作用期间已被消耗,这期流体对岩石的溶蚀作用不十分强烈,孔隙度没有得到大幅度的提高.低渗透砂岩与平缓的地层产状有利于形成深盆气藏^[1,2].烃类气体进入储层之后,在天然气饱和度较高的部位,成岩作用基本停止.但是在气水过渡带,成岩作用继续进行.在 340 以下, SiO_2 在水中的溶解度随温度和压力的降低而降低^[41,42].自早白垩世末期以来,盆地整体抬升并遭到剥蚀,东部地区抬升强烈,地层产状转为西倾,但仍保留北高南低的构造趋势(图 1)^[25].地层的温度和压力的大幅度下降使得流体中的 SiO_2 达到过饱和状态,从而形成硅质胶结物.在榆林气田主力储层的上倾部位,发现的被一期石英加大包裹的超大气体包裹体(图 5(c), (d))中的水和天然气曾是过去孔隙中的流体.这种包裹体的气/液比约 50%,表明当时的天然气饱和度确实较低.在榆林气田的中心部位(陕 118 井区)没有发现一期石英加大和其他二期胶结物.反映第二期流

图 8 鄂尔多斯盆地榆林气田陕 207 井埋藏-剥蚀史

体活动的包裹体均一温度第三次总体数据均来自榆林气田的上倾部位(陕207井区)。因此,在天然气大规模生排之后,榆林气田中心部位的成岩作用基本停止;而在上倾部位,持续的成岩作用进一步降低孔隙度和渗透率,天然气的聚集机理由深盆地气藏型转变为成岩圈闭型。

5 讨论

成岩反应发生在水相之中,扩散与对流是水中化学组分迁移的主要形式。充满原油的储层中,残留水只构成三维空间中复杂而曲折的狭窄通道,化学组分的迁移受到限制。早期原油的充注会阻止后期的成岩作用,包括胶结与溶蚀作用^[43~46]。但早期充注的油气完全阻止成岩作用的观点受到质疑^[47]。Wilkinson等^[48]通过自生高岭石氧同位素分析发现原油的漏失会重启成岩作用。我们在显微镜下获取了直接的证据。例如,图4(f)中被沥青浸染的高岭石是在原油充注之前形成的,而新鲜的高岭石则是在原油充注之后形成的。不仅如此,在研究区天然气充注后发生的胶结作用,是在榆林气田上倾部位形成成岩圈闭的重要因素。

在成岩圈闭形成之前,榆林气田的上倾部位一定存在着可供成岩作用继续进行的大量的水。因此,从天然气进入储层到成岩圈闭的形成,应该存在着深盆地成藏阶段。气水过渡带向南退缩^[17,49],也应该是在这一时期发生的。关于深盆气的封闭条件,Law^[2]认为储层内的毛细管压力封阻对于很长的地质时期而言不一定有效。在洛基山地区的白垩系和第三系盆地中,深盆气的有效封阻时间仅有25~40 Ma^[2]。在洛基山地区大绿河盆地,白垩系烃源岩的大规模生排期主要发生在40~50 Ma BP之间^[50]。Shanley等^[7]发现天然气均位于常规圈闭之中,包括构造圈闭和岩性圈闭,并有底水。由此提出低渗透砂岩不能封阻天然气,对深盆地理论提出了质疑。但也可以认为,该盆地从天然气进入储层到现今的时间可能已经超过了有效的封阻时间,在没有形成成岩圈闭的情况下,天然气必然会再次运移,并在常规圈闭中聚集。在四川、楚雄、塔里木、准格尔和吐哈等盆地均预测有大量的深盆地气资源^[6,12~16,18],其烃源岩的生排烃高峰也比较早。因此,深盆地气藏的保留时间具有一定的普遍性。值得注意的是,假设在深盆地区域内不存在构造圈闭、地层圈闭及沉积岩性圈闭,并且生排烃时间明显地超过了深盆气的保留时间,那么在该区域是否还存在天然气藏?我们有理由认为,如果在深盆地气藏

形成之后,上倾部位的胶结作用仍在继续,就可能使原先靠储层毛细管力差异封闭-补充/散失平衡的机制转变为主要靠高毛细管力封闭的成岩圈闭机制,天然气的保留时间就会大幅度延长。因此,由深盆地气藏向成岩圈闭气藏的转化对于这类盆地的天然气勘探具有重要意义,并且在一定程度上可能是保留深盆地气宏观分布特征的主要原因。本项研究于2004年初完成,当年年底,在榆林气田以南的下倾方向又取得了重大的天然气勘探突破。

6 结论

鄂尔多斯盆地榆林气田是深盆地区域内天然气成藏机理研究的典型地区。显微镜下观察发现榆林气田主力储层中存在两期油质沥青和被第三期石英加大所包裹的天然气包裹体,以及三期胶结作用。均一温度-埋藏史定年、生烃史和构造演化史等多方面的地质资料表明,在盆地演化的过程中也存在两次生油气和一次生气的阶段,特别是第三期胶结作用发生的时间与大规模生气阶段相对应。烃源岩演化和储层研究均表明,榆林气田的主力储层出现过两次油气充注和一次天然气充注。这三次有机流体的活动,是在该区经历的两次沉降和一次抬升的过程中发生的,并且还伴随三次无机流体的作用,包括溶蚀和胶结作用。

榆林气田天然气充注后,形成深盆地气藏。在气藏上倾部位的气水过渡带内胶结作用继续进行,从而形成成岩圈闭。天然气的聚集机理发生了从深盆地气藏到成岩圈闭气藏的转换。这种转换有利于长时间保留天然气,也有利于形成较大规模的天然气藏。

深盆气的保留时间是有限的。许多盆地中的烃源岩的生排烃时间比较早。深盆地气是否能够保存至今是涉及到深盆地区域内天然气勘探战略部署的重要问题。深盆地气藏形成后,在上倾部位形成成岩圈闭的复合机理,可长时间保留原有的深盆地气藏分布特征,为这些地区的天然气勘探提供了新的依据。但要认识并评价这种机制转换的时间、范围及效率等,需要对构造、地层、成岩作用、地质流体、圈闭类型以及它们的演化历史进行细致、深入的研究。

参 考 文 献

- 1 Masters J A. Deep basin gas trap, Western Canada. AAPG Bull, 1979, 63 (2): 152—181
- 2 Law B E. Basin-centered gas systems. AAPG Bull, 2002, 86 (11): 1891—1919
- 3 Spencer C W, Mast R F. Geology of tight gas reservoirs. AAPG Studies in Geol, 1986, 24: 299

- 4 Schmoker J W. Method for assessing continuous-type (unconventional) hydrocarbon accumulations. In: Gautier D L, Dolton G L, Takahashi K I, et al, eds. National Assessment of United States Oil and Gas Resources—Results, Methodology and Supporting Data. U. S. Geological Survey Digital Data Series 2, 1 CD-ROM, 1995
- 5 Law B E, Curtis J B. Introduction to unconventional petroleum systems. AAPG Bull, 2002, 86 (11): 1851—1852
- 6 张云峰, 卢双舫, 徐琴, 等. 深盆气藏形成的主控地质因素. 大庆石油学院学报, 2003, 27(4): 5—8
- 7 Shanley K W, Cluff R M, Robinson J W. Factors controlling prolific gas production from low-permeability sandstone reservoirs: Implications for resource assessment, prospect development, and risk analysis. AAPG Bull, 2004, 88 (8): 1083—1121[DOI]
- 8 Cant D J. Spirit River Formation—a stratigraphic-diagenetic gas trap in the deep basin of Alberta. AAPG Bull, 1983, 67 (4): 577—587
- 9 Cant D J, Ethier V G. Lithology-dependent diagenetic control of reservoir properties of conglomerates, Falher Member, Elsworth Field, Alberta. AAPG Bull, 1984, 68 (8): 1044—1054
- 10 Cant D J. Diagenetic traps in sandstones. AAPG Bull, 1986, 70 (2): 155—160
- 11 纪有亮, 赵澄林, 刘孟慧. 东濮凹陷地层流体的热循环对流与成岩圈闭的形成. 石油试验地质, 1995, 17(1): 8—16
- 12 王涛. 加强深盆气的研究和勘探——在陕甘宁盆地深盆地专题研讨会上的讲话. 天然气工业, 1997, 17(4): 1—3
- 13 李本亮, 冉启贵, 高哲荣, 等. 中国深盆地勘探展望. 天然气工业, 2002, 22(4): 27—30
- 14 张金亮, 常象春. 深盆地地质理论及应用. 北京: 地质出版社, 2002. 86—87
- 15 马新华. 中国深盆地勘探开发前景与对策. 天然气工业, 2004, 24(1): 1—3
- 16 刘成林, 李景明, 李剑, 等. 中国天然气资源研究. 西南石油学院学报, 2004, 26(1): 9—12
- 17 Xiao X M, Zhao B Q, Thu Z L, et al. Upper Paleozoic petroleum system, Ordos Basin, China. Mar Petrol Geol, 2005, 22: 945—963[DOI]
- 18 宋岩, 陈孟晋, 秦胜飞, 等. 中国天然气地质理论进展. 石油勘探与开发, 2004, 31(1): 8—11
- 19 傅诚德, 胡文瑞, 李文阳, 等. 鄂尔多斯深盆地研究. 北京: 石油工业出版社, 2001. 1—243
- 20 李良, 袁志祥, 惠宽洋, 等. 鄂尔多斯盆地北部上古生界天然气聚集规律. 石油与天然气地质, 2000, 21(3): 268—271
- 21 杨华, 付金华, 魏新善. 鄂尔多斯盆地天然气成藏特征. 天然气工业, 2005, 25(4): 5—9
- 22 Dai J, Li J, Luo X, et al. Stable carbon isotope compositions and source rock geochemistry of the giant gas accumulations in the Ordos Basin, China. Org Geochem, 2005, 36: 1617—1635[DOI]
- 23 康竹林, 傅诚德, 崔淑芬, 等. 中国大中型气田概论. 北京: 石油工业出版社, 2000. 69—90
- 24 刘新社, 席胜利, 付金华, 等. 鄂尔多斯盆地上古生界天然气生成. 天然气工业, 2000, 20(6): 19—23
- 25 杨华, 张军, 王飞雁, 等. 鄂尔多斯盆地古生界含气系统特征. 天然气工业, 2000, 20(6): 7—11
- 26 徐同台, 王行信, 张有瑜, 等. 中国含油气盆地粘土矿物. 北京: 石油工业出版社, 2003. 65
- 27 Luo X, Vasseur G. Contributions of compaction and aquathermal pressuring to geopressure and the influence of environmental conditions. AAPG Bull, 1992, 76(10): 1550—1559
- 28 罗晓容. 沉积盆地数值模型的概念、设计及检验. 石油与天然气地质, 1998, 19(3): 196—204
- 29 陈瑞银, 罗晓容, 陈占坤, 等. 鄂尔多斯盆地埋藏演化史恢复. 石油学报, 2006, 27(2): 43—47
- 30 任战利, 赵重远, 张军, 等. 鄂尔多斯盆地古地温研究. 沉积学报, 1994, 12(1): 56—65
- 31 任战利. 利用磷灰石裂变径迹法研究鄂尔多斯盆地地热史. 地球物理学报, 1995, 38(3): 339—349
- 32 任战利. 鄂尔多斯盆地热演化史与油气关系的研究. 石油学报, 1996, 17(1): 17—24
- 33 高山林, 韩庆军, 杨华, 等. 鄂尔多斯盆地燕山运动及其与油气关系. 长春科技大学学报, 2000, 3(4): 353—358
- 34 Carothers W W, Kharaka Y K. Aliphatic acid anions in oilfield waters: Implications for the origin of natural gases. AAPG Bull, 1978, 62: 2441—2453
- 35 Means J L, Hubbard N. Short chain aliphatic acid anions in deep subsurface brines: A review of their origin, occurrence, properties and importance and new data on their distribution and geochemical implications in the Palo Duro Basin, TX. Org Geochem, 1987, 11: 177—191[DOI]
- 36 Kauss K G, Copenhaver S A, Braun R L, et al. Hydrous pyrolysis of New Albany and Phosphoria Shales: Production kinetics of carboxylic acid and light hydrocarbons and interactions between the inorganic and organic chemical systems. Org Geochem, 1997, 27 (7-8): 477—496[DOI]
- 37 Dias R F, Freeman K H, Lewan M D, et al. $\delta^{13}\text{C}$ of low-molecular-weight organic acids generated by the hydrous pyrolysis of oil-prone source rocks. Geochim Cosmochim Acta, 2002, 66 (15): 2755—2769[DOI]
- 38 刘宝宪, 张军, 章贵松, 等. 鄂尔多斯盆地中东部奥陶系裂缝体系特征. 天然气工业, 2002, 22(6): 34—38
- 39 党彝, 赵虹, 付金华, 等. 鄂尔多斯盆地沉积盖层构造裂缝特征研究. 天然气工业, 2005, 25(7): 14—16
- 40 邢振辉, 程林松, 周新桂, 等. 鄂尔多斯盆地北部塔巴庙地区上古生界致密砂岩气藏天然裂缝形成机理浅析. 地质力学学报, 2005, 11(1): 33—42
- 41 张生, 李统锦. 二氧化硅溶解度方程和地温计. 地质科技情报, 1997, 16(1): 53—58
- 42 谢月芳. 石英砂岩孔隙度预测与时间、温度、深度缝合面密度和含烃饱和度的关系. 海洋石油, 1998, 100: 46—53
- 43 Wilkinson M, Darby D, Haszeldine R S, et al. Secondary porosity generation during deep burial associated with overpressure leak-off: Fulmar Formation, United Kingdom Central Graben. AAPG Bull, 1997, 81: 803—813[DOI]
- 44 Worden R H, Smalley P C, Oxtoby N H. Can oil emplacement stop quartz cementation in sandstones? Petrol Geosci, 1998, 4: 129—138
- 45 Marchand A M E, Haszeldine R S, Smalley P C, et al. Evidence for reduced quartz-cementation rates in oil-filled sandstones. Geology, 2001, 29: 915—918[DOI]
- 46 Bloch S, Lander R H, Bonnell L. Anomalously high porosity and permeability in deeply buried sandstone reservoirs: Origin and predictability. AAPG Bull, 2002, 86: 301—328
- 47 Marchand A M E, Smalley P C, Haszeldine R S, et al. Note on the importance of hydrocarbon fill for reservoir quality prediction in sandstones. AAPG Bull, 2002, 86: 1561—1571
- 48 Wilkinson M, Haszeldine R S, Ellam R M, et al. Hydrocarbon filling history from diagenetic evidence: Brent Group, UK North Sea. Mar Petrol Geol, 2004, 21: 443—455[DOI]
- 49 米敬奎, 肖贤明, 刘德汉, 等. 利用流体包裹体信息恢复鄂尔多斯盆地晚古生代天然气气藏气水界面的迁移过程. 科学通报, 2004, 49(4): 396—400
- 50 Burch D N, Cluff R M. A volumetric analysis of Almond Formation (Cretaceous, Mesaverde Group) gas production in the Coal Gulch-Echo Springs—Standard Draw field complex, Washakie basin, southwest Wyoming. Society of Petroleum Engineers Rocky Mountain Regional Meeting. Casper, Wyoming: SPE Paper 38—68, 1997