

鄂尔多斯盆地苏里格气田储层成岩作用与模拟

朱筱敏¹ 孙 超¹ 刘成林¹ 钟大康¹ 严启团²

(1. 中国石油大学油气成藏机理教育部重点实验室, 北京 102249;

2. 中国石油勘探开发研究院廊坊分院, 河北 廊坊 065007)

摘要:通过苏里格气田气层与非气层的岩石学特征、成岩作用、储集特征对比,分析了气层与非气层成岩相的差异。气层主要发育在粗粒岩屑石英砂岩溶孔成岩相和含泥粗粒岩屑石英砂岩溶孔相中,非气层则主要发育在含泥(中)细粒岩屑石英砂岩致密压实相和含泥(中)粗粒岩屑石英砂岩残余粒间孔相中。通过流体-岩石相互作用物理和数学模拟,在成岩演化中成岩阶段 A 期,大量有机酸的排出,溶蚀了苏里格气田储层凝灰质和长石等易溶组分,形成次生孔隙。由于沉积水体能量强弱差别、成岩作用的不同,中粗粒与细粒沉积物成岩演化途径不同,中粗粒沉积物次生孔隙发育,残余一定的原生孔隙,总孔隙度较大,易形成气层;细粒沉积物原生孔隙消失殆尽,次生孔隙少,总孔隙度很小,不易形成气层。

关键词:鄂尔多斯盆地;苏里格;储层;成岩作用;孔隙演化

中图分类号:P588.21 **文献标志码:**A **文章编号:**1000-3657(2007)02-0276-07

储层地质学理论和成岩作用理论发展 100 多年以来,大致经历了成岩作用概念的提出与理论的初步建立阶段(20 世纪 70 年代以前)、成岩作用理论的飞速发展阶段,特别是提出了次生孔隙的识别标志(20 世纪 70 至 80 年代)和成岩作用定量化研究阶段(20 世纪 90 年代以来)3 个时期。今后的发展趋势是综合利用现代储层物性测试技术、计算机技术和数值模拟技术,开展不同构造背景的成岩作用机理研究、中深部碎屑岩储层次生孔隙平面分布预测研究、碳酸盐岩储层成岩作用精细研究、特殊岩类储层成岩作用研究、成岩系统数值模拟研究等^[1-3]。微观领域的成岩作用无疑受宏观领域的构造运动影响,构造背景不同,相应的成岩作用机理也不一样,由此影响储层的成岩序列和孔隙演化^[4-6]。

鄂尔多斯盆地苏里格气田是中国迄今发现的最大气田之一,位于内蒙古自治区伊克昭盟境内,天然气勘探面积 $2 \times 10^4 \text{ km}^2$,地质构造隶属于鄂尔多斯盆地伊陕斜坡西部,是发育于上古生界碎屑岩系中的大型砂岩岩性圈闭气藏^[7]。烃源岩为上石炭统本溪组、下二叠统太原组与山西组的煤和泥岩,主力含气层段为下二叠统下石盒子组盒 8 段和山西组山 1 段。前人针对它的天然气成藏条件和成藏模式已进行过深入研究;苏里格气田为克拉通盆地的岩性气藏、致密砂岩储层、负压、低丰度;在苏里格气田的不同地区,尽管地质条件

相似,但天然气富集度却相差较大。储层物性是控制天然气富集度的主要因素之一,储层物性不同,气藏富集度不同^[10-13]。因此,通过相似地质背景下天然气藏和非天然气藏储层成岩作用的对比分析,结合储层流体-岩石相互作用模拟结果,明确优质储层孔隙的时空演化机制及模式,不仅具有重要的生产实际意义,而且可以丰富储层地质学理论和研究方法。

1 苏里格气田气藏和非气藏储层成岩相对比研究

苏里格气田山西组和下石盒子组发育三角洲沉积砂体。在山西组中,山 1 段的三角洲砂体较发育,厚度较大,延伸性较好,而山 2 段相比较差一些。盒 8 段三角洲砂体多由中粗砂岩构成。笔者通过铸体薄片、扫描电镜、X 衍射、粒度分析、压汞分析、孔渗物性等大量的实验分析,对比研究气藏与非气藏储层的岩石学特征、成岩作用、储集物性等特征,找出气层与非气层储层成岩相的差异。

1.1 气藏与非气藏储层岩石学特征对比

苏里格气田盒 8 段与山 1 段气藏储层沉积微相主要为河流心滩,粒径大,大多为含砾粗砂、中砂岩,填隙物中硅质多,凝灰质、碳酸盐、伊利石和高岭石少,成分成熟度 $(Q/(F+Q)) > 2.5$,流动指数 (C/M) 大;非气藏储层沉积微相为河流泛

收稿日期:2006-10-12;改回日期:2006-12-15

基金项目:国家“973”项目(2001CB209103)资助。

作者简介:朱筱敏,男,1960 年生,教授,从事沉积储层教学研究;E-mail:xmzhu@cup.edu.cn。

滥平原和废弃河道,沉积物粒径小,多为细砂岩,孔隙物中硅质少,凝灰质、碳酸盐、伊利石和高岭石多,成分成熟度(Q/(F+Q))低,小于1,流动指数(C/M)较小,小于3.5。

1.2 气藏与非气藏储层成岩作用对比

苏里格气田盒 8 段与山 1 段储层成岩作用类型很多,主要有压实、压溶、胶结、交代、溶蚀作用、微裂隙化作用等,其中溶蚀作用、微裂隙化作用、高岭石化等是有利于孔隙形成的建设性成岩作用,而强烈的压实作用、硅质及钙质的胶结、充填、交代等则是破坏性成岩作用。比较而言,气层的压实作用与压溶作用弱,溶蚀作用强;而非气层的压实作用与压溶作用强,溶蚀作用弱(图 1)。

1.3 气藏与非气藏储层储集特征对比

苏里格气田盒 8 段与山 1 段储层发育 5 种孔隙类型,其中:粒间溶孔占 58.6%,残余粒间孔占 18%,粒内溶孔占 17.9%,裂缝占 4.2%,晶间孔仅占 1.2%。气层主要发育粒间溶孔、粒内溶孔,非气层中可见晶间孔、粒缘缝。经统计,气层储层物性普遍好于非气层。气层平均孔隙度>5%,渗透率>0.15×10⁻³μm²,而非气层平均孔隙度<5%,渗透率<0.15×10⁻³μm²。与非气层相比,气层孔隙结构较好,属粗孔、粗喉型,排驱压力较小,分选系数较大;而非气层属细孔、细喉型,排驱压力较大,分选系数较小。

1.4 气藏与非气藏储层成岩相对比

气层与非气层都发育压实、压溶、胶结、交代、溶蚀、微裂隙化等成岩作用。依据岩石相、成岩特征及孔隙特征,可在苏

里格气田盒 8 段与山 1 段划分出 6 种储层成岩相:①粗粒岩屑石英砂岩溶孔成岩相:泥质含量<10%,粒径粗(以 0.5~2.0 mm 为主),溶蚀作用强烈,孔隙度>12%,渗透率>10×10⁻³μm²,为主力气层发育相;②含泥粗粒岩屑石英砂岩溶孔相:泥质 10%~25%,粒径粗(以 0.5~2.0 mm 为主),溶蚀作用较强烈,孔隙度 5%~10%,渗透率 1×10⁻³~10×10⁻³μm²,为气层较发育相;③含泥(中)粗粒岩屑石英砂岩高岭石晶间孔相:泥质含量 10%~25%,中粗砂结构,溶蚀作用弱,电镜下可见高岭石晶间孔,孔隙度<5%,渗透率<0.1×10⁻³μm²;④泥质(中)粗粒岩屑石英砂岩致密压实成岩相:泥质含量>25%,中粗砂结构,压实作用强烈,孔隙度<5%,渗透率<0.1×10⁻³μm²;⑤含泥(中)细粒岩屑石英砂岩致密压实相:泥质含量 10%~25%,中细粒结构,压实作用强烈,孔隙度<5%,渗透率<0.1×10⁻³μm²;⑥含泥(中)粗粒岩屑石英砂岩残余粒间孔相:泥质含量 10%~25%,中粗砂结构,可见少量残余粒间孔,孔隙度<5%,渗透率<0.1×10⁻³μm²(图 2)。

综上所述,苏里格气田盒 8 段与山 1 段成岩作用类型很多,其中微裂隙化作用、高岭石化、溶蚀作用等是最有利的孔隙建设性成岩作用,而强烈的压实作用、硅质及钙质的胶结、充填、交代等则是破坏性成岩作用。比较而言,气层的压实作用与压溶作用弱,溶蚀作用强,而非气层的压实作用与压溶作用强,溶蚀作用弱气层主要发育在粗粒岩屑石英砂岩溶孔成岩相和含泥粗粒岩屑石英砂岩溶孔相中,非气层则主要发育在含泥(中)细粒岩屑石英砂岩致密压实相和含泥(中)粗

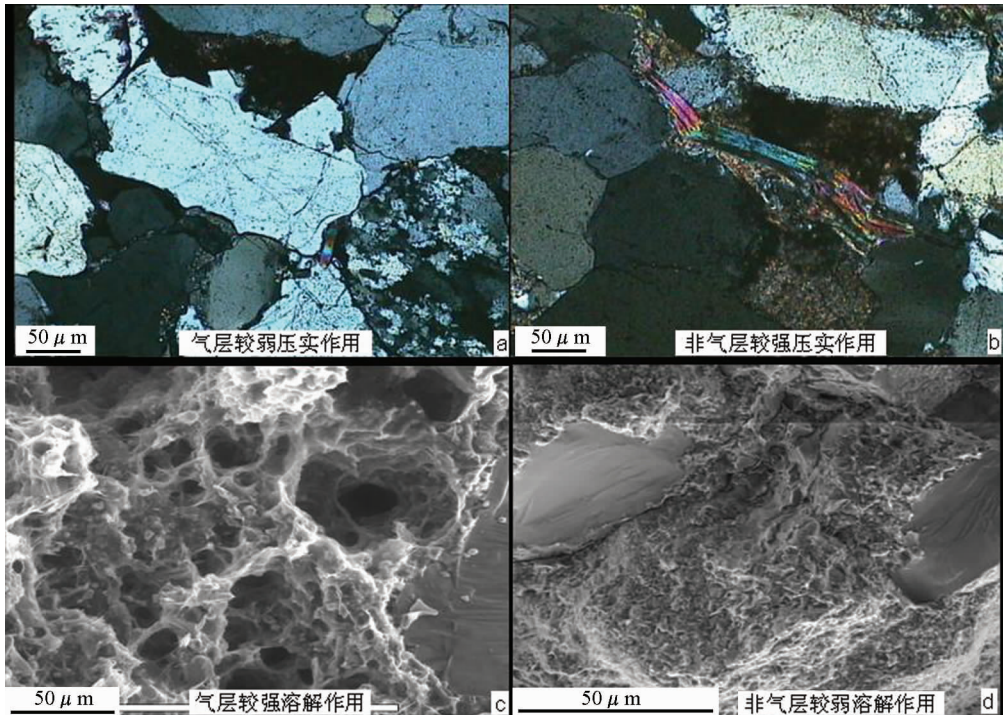


图 1 气层与非气层储层成岩作用对比

Fig.1 Comparison of diagenesis between gas and non-gas reservoirs

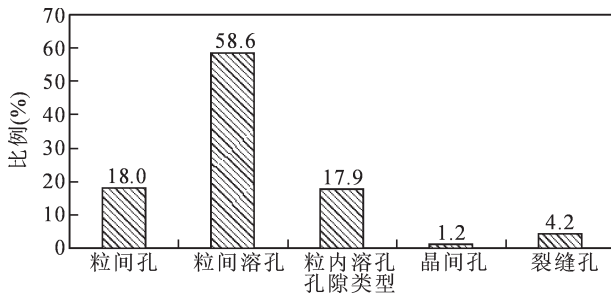


图 2 苏 6 井主要储层段孔隙类型对比图

Fig. 2. Pore types of main reservoir rocks in well Su 6

段	层	深度 (m)	岩性剖面	孔隙度 0 ~ 20% 自然伽马 (API) ₂₀₀	图像分析	成岩相	气层
盒 9 上	1	3300				(3311.1m) 泥质(中)粗粒 岩屑石英砂岩 致密压实成岩相	
	2	3320				(3318m) 粗粒岩屑石英 砂岩溶孔成岩相	1 2 3 4
盒 9 下	1	3340				(3330.15m) 含泥(中)细粒 岩屑石英砂岩 致密压实相	
	2	3360				(3342.6m) 含泥(中)粗粒 岩屑石英砂岩 粒间残余孔相	
山 1	1	3380				(3373.3m) 含泥粗粒 岩屑石英砂岩 溶孔相	5 6
	2	3400				(3390m) 泥质(中)粗粒 岩屑石英砂岩 致密压实相	
	3	3420					
山 2	1	3440				(3451.5m) 含泥(中)粗粒 岩屑石英砂岩 高岭石晶间孔相	
	2	3460					

图 3 苏里格气田苏 6 井储层成岩相划分

Fig.3 Reservoir diagenetic facies of well Su 6 in the Sulige gas field

粒岩屑石英砂岩残余粒间孔相中(图 3)。

2 苏里格气田储层流体-岩石相互作用模拟

溶解作用是地下深部碎屑岩次生孔隙发育最重要的因素,碎屑岩中各种碎屑组分、胶结物及杂基,在特定的成岩环境下都有可能发生溶解作用而形成次生孔隙。下面通过储层流体-岩石相互作用模拟来探讨不同粘土矿物的溶蚀作用机理及其对次生孔隙的贡献大小。

2.1 流体-岩石相互作用模拟方法

在流体-岩石相互作用的研究中,地质观察、实验模拟(物理模拟)与计算机模拟(数值模拟)相结合的研究方法已

成为先进的主流手段^[14-24]。物理模拟就是在实验过程中观测水岩反应前后各种物质及其含量的变化,而数值模拟是在设定条件下用计算机来模拟地质环境中流体-岩石相互作用的过程及其反应结果,它们各有其优缺点。物理模拟过程比较直观、比较有效地观察水岩反应的过程和结果,而计算机模拟具有定量的优点,并且速度较快,可以弥补物理模拟速度缓慢的缺点,将两者结合起来,可以更好地研究流体-岩石相互作用的过程和结果。

(1)物理模拟方法和装置

常用的模拟实验方法有两种^[15,23,24],一种是流动或动态实验装置,另一方法采用间歇反应器(静态装置),本次研究采用第二种方法。与前人研究最大的不同是在物理模拟中利用了环境扫描电镜技术进行酸-岩反应前后定位观察。环境扫描电镜与常规扫描电镜的最大不同是:①样品不需做任何前处理,②具有定位功能。先将酸-岩反应前的样品进行观察,将目标区域和目标点的图像和坐标记录下来,然后进行酸-岩反应的实验,将反应完后样品按所记录的坐标进行定位观察,这样就得到一组酸-岩反应前后位置完全对应的照片,直接观察矿物变化前后的形貌特征,然后再与数值模拟结果对比。

(2)数学模拟方法

流体-岩石相互作用数学模拟软件较多,包括 EQ3/6、LMINEQ88、SUPCRT92、NETPATH、PHREEQE、SOLMINEQ 等。这些软件是建立在与地质环境无关的化学和热力学原理基础上,研究不同温压条件下系统中矿物、气体、有机质和水溶液间可能发生的化学反应。本次采用 SUPCRT92 软件来计算在不同温度、压力下水岩反应的不同熵、焓、平衡常数、水比重变化、比容变化、比热变化等,从而预测在不同埋深下,岩石所发生的不同反应、反应结果及影响因素^[24]。

2.2 流体-岩石相互作用模拟结果分析

在有机酸与岩石反应中,蚀变凝灰质的溶蚀最为显著,其次为伊/蒙间层矿物和长石,伊利石溶解不明显,高岭石填隙物在碱性溶液中有弱的溶蚀,石英砂岩几乎不溶。而随着温度、压力的增加,蚀变凝灰质的溶蚀加快,而且更为充分,伊/蒙间层矿物和长石、伊利石溶解加速不明显,高岭石填隙物随着温度、压力的增加反应速度变慢,而石英砂岩几乎不反应(图 4)。

2.3 不同类型流体-岩石相互作用对储层孔隙演化的影响

苏里格气田上古生界气藏储层岩屑石英砂岩及石英砂岩中不稳定填充物含量为 5%~10%,特别是一些蚀变凝灰质、伊/蒙间层矿物、绿泥石、伊利石、方解石,这些化学不稳定组分在酸溶实验中溶蚀作用极为明显,溶蚀失重为 0.8%~4.6%,溶出量与蚀变凝灰质含量成正比,与酸性介质浓度成正比,与石英含量成反比,次生孔隙的形成与上述不稳定物质溶蚀有直接关系。酸溶液物理和数值试验表明,溶蚀作用由强到弱的顺序是钙质砂岩、蚀变凝灰质砂岩、含较多伊利石和高岭石的蚀变凝灰质砂岩,以及含自生石英、伊利石的纯石英砂岩。利用环境扫描电镜技术,采用定位方法观察岩石酸-岩

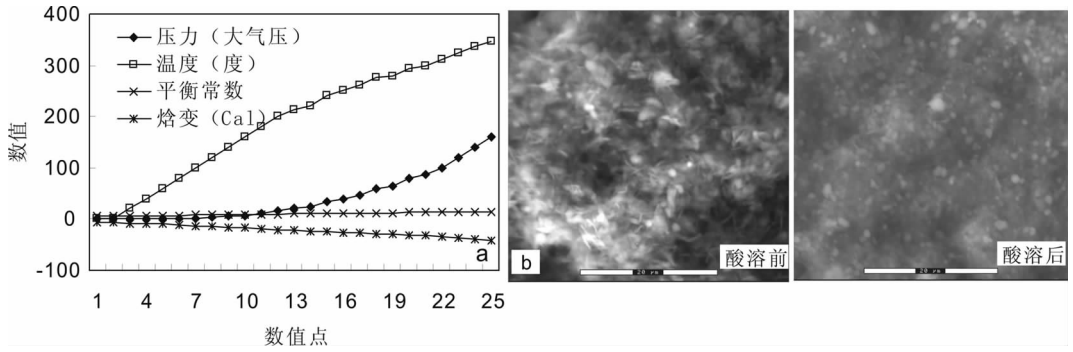


图 4 凝灰质矿物酸-溶反应数值模拟与物理模拟对比

Fig.4 Comparison of numerical modeling and physical modeling of the acid-soluble reaction of tuffaceous minerals

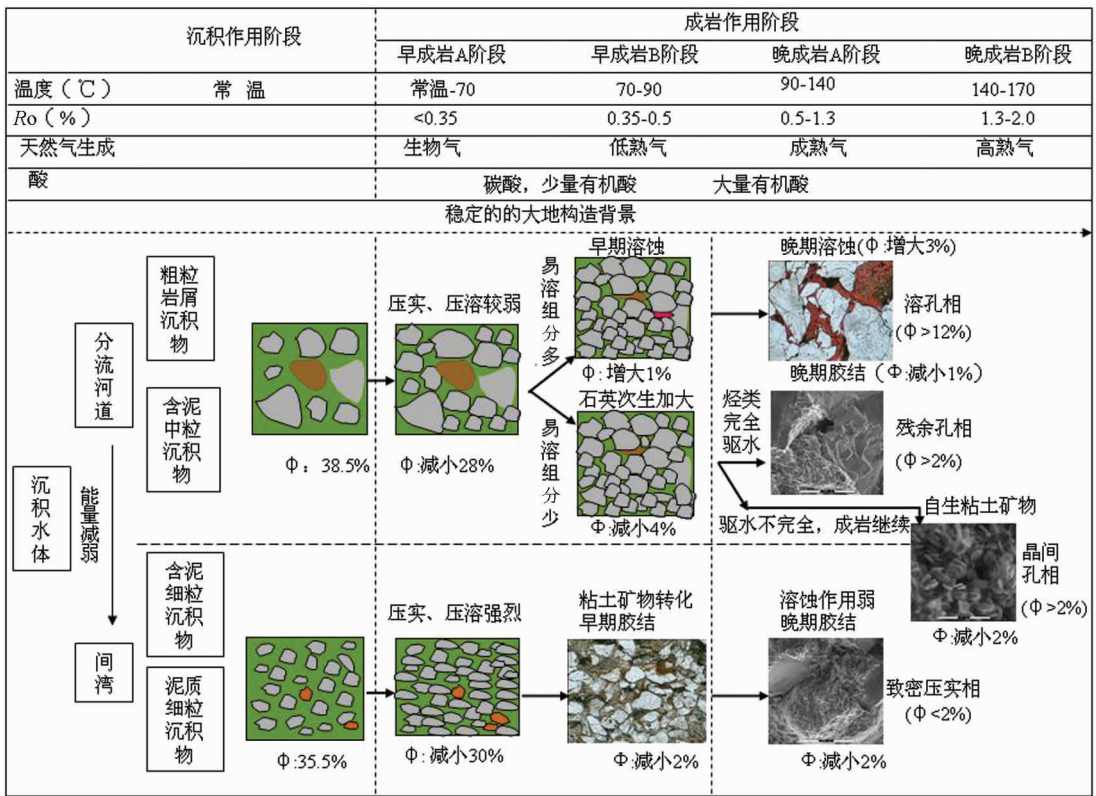


图 5 苏里格气田储层成岩序列与孔隙演化图

Fig.5 Diagenetic sequence and pore evolution of reservoir rocks in the Sulige gas field

反应前后岩石孔隙结构变化,并结合次生孔隙的统计及组合分析,认为在有机酸的作用下蚀变凝灰质、颗粒之间的粘土矿物及长石颗粒均可溶蚀形成次生孔隙,但蚀变凝灰质填隙物的溶蚀明显高于伊利石和长石溶蚀形成的次生孔隙。

3 苏里格气田储层孔隙演化模式

苏里格气田二叠系盒 8 段至山 1 段储层的沉积作用和成岩作用都是在稳定的大地构造背景下进行的。在沉积阶段,沉积水体能量由强到弱,依次形成粗粒岩屑石英、含泥中粒岩屑石英、含泥细粒岩屑石英与泥质细粒岩屑石英等沉积

物,中粗粒与细粒沉积物成岩演化途径有较大差异,苏里格气田储层经历了早成岩和中成岩阶段(图 3,图 5)。

中粗粒沉积物粒径粗、填隙物少,原始孔隙度为 38.5%。细粒沉积物粒径小、填隙物多,埋藏前储层原始孔隙度为 35.5%。

(1)早成岩阶段 A 期:储层埋深 1 000 m 左右,古地温约 70°C,镜质体反射率 $R_o < 0.35\%$,有机质演化处于未成熟阶段。砂岩主要受压实与压溶作用影响,粗粒沉积物抗压能力较强,经压实和压溶作用,孔隙度减小 28%。细粒沉积物压实与压溶作用强烈,孔隙度减小 30%。

(2)早成岩阶段B期:储层埋深至2 500 m左右,古地温70~85℃,镜质体反射率 R_o 为0.35%~0.5%,有机质演化处于半成熟阶段。含凝灰质等易溶组分较多的粗粒沉积物发生早期溶蚀作用,孔隙度增加1%,而含易溶组分较少的粗粒沉积物发生压实、压溶与胶结作用,孔隙度减小4%。细粒沉积物主要发生压实、压溶与胶结作用,孔隙度减小2%。

(3)中成岩阶段A期:储层埋深至3 000 m,古地温为85~140℃,镜质体反射率 R_o 为0.5%~1.3%,有机质处于成熟阶段,大量有机酸排出,生成大量油气。含易溶组分较多的河道粗粒沉积物发生晚期溶蚀作用,孔隙度增加3%,最后以溶孔成岩相为主,孔隙度>12%(图3)。而含易溶组分较少的粗粒沉积物发生晚期胶结作用,孔隙度减小1%。若烃类进入砂体完全将孔隙水驱出,成岩作用停止,最后以残余孔成岩相为主,孔隙度>2%。若砂体中含水,成岩作用会继续进行,形成自生粘土矿物,最后以晶间孔成岩相为主,孔隙度>2%。与粗粒储层相比,细粒沉积物溶蚀作用弱,晚期胶结作用强,孔隙度减小2%(图5)。

(4)中成岩阶段B期:储层埋深超过3 000 m,古地温最高可达140℃以上,镜质体反射率 R_o 在1.3%~2.0%,有机质高成熟。苏里格气田局部储层进入晚成岩B期,孔隙度有少量降低。细粒沉积物最后以致密压实成岩相为主,孔隙度<2%^[11-13](图5)。

4 结论

采用类比分析的研究方法,对苏里格气田二叠系储层成岩相进行了划分,明确了天然气储层原始沉积物及后期成岩演化特征。苏里格气田二叠系气层主要发育在粗粒岩屑石英砂岩溶孔相和含泥粗粒岩屑石英砂岩溶孔相中,非气层主要发育在泥质(中)粗粒岩屑石英砂岩致密压实相、含泥(中)细粒岩屑石英砂岩致密压实相与含泥(中)粗粒岩屑石英砂岩残余粒间孔相中。通过天然气成藏过程中的流体-岩石相互作用物理与数值模拟实验,对储层次生孔隙形成机理进行了研究。主要的技术手段是利用环境扫描电镜技术,采用定位方法观察岩石酸-岩反应前后岩石孔隙结构变化,并采用在不同温度、压力下流体-岩石相互作用数值模拟来进一步证实储层次生孔隙形成过程。苏里格气田储层次生孔隙是有机酸对凝灰质填隙物、颗粒之间的粘土矿物及长石颗粒的溶蚀作用形成的,凝灰质填隙物的溶蚀作用对次生孔隙的形成贡献比其他溶蚀作用大。中粗粒沉积物是气层的原始物质,其沉积物粒径粗、填隙物少、抗压实强,在有机酸进入前,有较大空间待酸进入,发生较强的溶蚀作用,为天然气的注入提供了较大的储集空间。

致谢:在科研工作期间,得到了中国石油勘探开发研究院廊坊分院李景明总地质师、李剑、孙粉锦和刘锐娥高级工程师,罗霞、张满郎、石强、胡国艺和谢增业博士等同志的指导和帮助,在此一并表示感谢。

参考文献(References):

- [1] 冯增昭,王英华,刘焕杰,等.中国沉积学[M].北京:石油工业出版社,1994:199-237.
Feng Zengzhao, Wang Yinghua, Liu Huanjie, et al. Sedimentology of China [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1994: 199-237(in Chinese with English abstract).
- [2] 赵澄林,朱筱敏.沉积岩石学(第三版)[M].北京:石油工业出版社,2001:44-47.
Zhao Chenglin, Zhu Xiaomin. Sedimentary Petrography (the 3th edition) [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2001: 44-47 (in Chinese).
- [3] 地质矿产部情报研究所编译.国外沉积成岩作用[M].北京:地质出版社,1988:1-24.
The Institute of Geological Information Ministry of Geology and Mineral Resources. Sedimentary Diagenesis of Foreign Countries [M]. Beijing: Geological Publishing House, 1988: 1-24(in Chinese).
- [4] 吴奇之,王同和,等.中国油气盆地构造演化与油气聚集[M].北京:石油工业出版社,1997:73-151.
Wu Qizhi, Wang Tonghe, et al. Tectonic Evolution and Petroleum Accumulation of China Petroliferous Basin [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1997: 73-151(in Chinese).
- [5] 赵澄林,陈丽华,涂强,等.中国天然气储层[M].北京:石油工业出版社,1999:63-160.
Zhao Chenglin, Chen Lihua, Tu Qiang, et al. Gas Reservoir of China [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1999: 63-160 (in Chinese).
- [6] 裴怿楠,薛叔浩,应凤祥,等.中国陆相油气储集层[M].北京:石油工业出版社,1997:149-217.
Qiu Yanan, Xue Shuhao, Ying Fengxiang, et al. Nonmarine Hydrocarbon Reservoir of China [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1997: 149-217(in Chinese).
- [7] 吴胜和,熊琦华,等.油气储层地质学[M].北京:石油工业出版社,1998:55-104.
Wu Shenghe, Xiong Qihua, et al. Hydrocarbon Reservoir Geology [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1998: 55-104(in Chinese).
- [8] 刘孟慧,赵澄林,等.碎屑岩储层成岩演化模式[M].东营:石油大学出版社,1993:1-79.
Liu Menghui, Zhao Chenglin, et al. Diagenetic Evolution Pattern of Clastic Reservoir [M]. Dongying: Petroleum University Press, 1993: 1-79(in Chinese).
- [9] 何自新,付金华,席胜利,等.苏里格大气田成藏地质特征[J].石油学报,2003,24(2):6-12.
He Zixin, Fu Jinhua, Xi Shengli, et al. Geological features of reservoir formation of Sulige gas field [J]. Acta Petroli Sinica, 2003, 24(2): 6-12(in Chinese with English abstract).
- [10] 刘锐娥,李文厚,孙粉锦,等.苏里格庙地区盒8段高渗储层成岩相研究[J].西北大学学报(自然科学版),2002,32(6):667-671.
Liu Rui'er, Li Wenhou, Sun Fenjin, et al. Diagenetic facies studies

- for the high-permeability reservoirs of He 8 section in Suligemiao area, Ordos Basin [J]. Journal of Northwest University (Natural Science Edition), 2002, 32 (6):667-671 (in Chinese with English abstract).
- [11] 刘锐娥, 孙粉锦, 拜文华, 等. 苏里格庙盒 8 气层次生孔隙成因及孔隙演化模式探讨[J]. 石油勘探与开发, 2002, 29(4):47-49.
Liu Ruier, Sun Fenjin, Bai Wenhua, et al. An approach to the generating mechanism of secondary pores and pore evolution model of He 8 gas layer in Suligemiao gas field [J]. Petroleum Exploration and Development, 2002, 29(4):47-49(in Chinese with English abstract).
- [12] 张明禄, 达世攀, 陈调胜. 苏里格气田二叠系盒 8 段储集层的成岩作用及孔隙演化[J]. 天然气工业, 2002, 22(6):13-16.
Zhang Minglu, Da Shipan, Chen Tiaosheng. Diagenesis and pore evolution of Permian H 1-8 reservoir in Sulige gas field [J]. Natural Gas Industry, 2002, 22(6):13-16(in Chinese with English abstract).
- [13] 刘成林, 朱筱敏, 曾庆孟. 苏里格气田储层成岩序列与孔隙演化[J]. 天然气工业, 2005, 25(11):1-3.
Liu Chenglin, Zhu Xiaomin, Zeng Qimeng. Reservoir diagenetic sequence and pore evolution of Sulige gas field [J]. Natural Gas Industry, 2005, 25(11):1-3(in Chinese with English abstract).
- [14] 程中第, 应凤祥. 油田水中低碳酸的分析 [J]. 石油实验地质, 1995, 17(1):77-80.
Cheng Zhongdi, Ying Fengxiang. Analysis on short-chain carboxylic acids from oil-field water [J]. Experimental Petroleum Geology, 1995, 17(1):77-80(in Chinese with English abstract).
- [15] 黄思静, 杨俊杰, 张文正, 等. 不同温度条件下乙酸对长石溶蚀过程的实验研究[J]. 沉积学报, 1995, 13(1):7-17.
Huang Sijing, Yang Junjie, Zhang Wenzheng, et al. Experimental study of feldspar dissolution by acetic acid at different burial temperatures[J]. Acta Sedimentologica Sinica, 1995, 13(1):7-17(in Chinese with English abstract).
- [16] 黄思静, 杨俊杰, 张文正, 等. 石膏对白云岩溶解影响的实验模拟研究[J]. 沉积学报, 1996, 14(1):103-109.
Huang Sijing, Yang Junjie, Zhang Wenzheng, et al. Effects of gypsum (or anhydrite) on dissolution of dolomite under different temperatures and pressures of epigenesis and burial diagenesis [J]. Acta Sedimentologica Sinica, 1996, 14(1):103-109(in Chinese with English abstract).
- [17] 刘崇禧. 水文地球化学找油[M]. 北京:地质出版社, 1988:1-240.
Liu Chongxi. Detecting Petroleum on Hydrogeochemistry [M]. Beijing: Geological Publishing House, 1988:1-240(in Chinese).
- [18] Kruuskraa V, Decker D. Naturally fractured tight gas reservoir detection optimization: Piceance Basin [J]. Leading Edge, 1996, 15(8):947-948.
- [19] Padmalal D. sedimentary structures and texture of The Warkali Sandstone (Mio-Pliocene) at Cherunniyoor, Kerala[J]. J Geol Soc India, 1996, 48(4):403-407.
- [20] Baccar M B, Fritz B. Geochemical modeling of sandstone diagenesis and its consequences on the evolution of porosity [J]. Applied Geochemistry, 1993, 8(3):285-297.
- [21] Baedecker M J, Cozzarelli I M, Eganhouse D I, et al. Crude oil in a shallow sand and gravel aquifer: Biogeochemical reactions and mass balance modeling in anoxic Bround water [J]. Appl. Geochem., 1993, 8(6):569-587.
- [22] Bailey N J L, et al. Alteration of crude oils by water and bacterial evidences from geochemical and isotope studies [J]. AAPG num., 1973, 57(7):1276-1291.
- [23] Barth T. Quantitative determination of volatile carboxylic acids in formation waters by isotachopheresis [J]. Analyt. Chem., 1987, 59(1):172-180.
- [24] Barth T, Bjrlvkke K. Organic acids from source rock maturation: generation potentials, transport mechanisms and relevance for mineral diagenesis[J]. Applied Geochemistry, 1993, 8(4):325-339.

Reservoir diagenesis and fluid-rock interaction simulation of the Sulige gas field in the Ordos basin

ZHU Xiao-min¹, SUN Chao¹, LIU Cheng-lin¹, ZHONG Da-kang¹, YAN Qi-tuan²

(1. Key Laboratory for Petroleum Accumulation Mechanisms, Ministry of Education, China University of Petroleum, Beijing 102249, China;

2. Research Institute of Petroleum Exploration & Development, Langfang, 065007 Hebei, China)

Abstract: Based on a comparison in petrological features, diagenesis and reservoir characteristics between gas and non-gas reservoirs, the difference in their diagenetic facies is analyzed. Gas reservoirs are mainly developed in solution pore diagenetic facies of coarse-grained lithic quartzose sandstone and mud-bearing coarse lithic quartzose sandstone, whereas non-gas reservoirs mainly occur in compact diagenetic facies of mud-bearing medium-fine lithic quartzose sandstone and residual intergranular pore diagenetic facies of mud-bearing medium-coarse lithic quartzose sandstone. The mechanism of secondary pore formation was studied through fluid-rock interaction physical and mathematic modeling. The results show the following mechanism: during stage A of the middle diagenetic evolution phase, substantial organic acid was expelled from source rocks and dissolved more soluble components such as tuff and feldspar in reservoirs of the Sulige gas field, thus forming secondary pores. The medium- and coarse-grained sediments and fine-grained sediments experienced different diagenetic evolution paths because of different energy intensities of their water bodies and their diagenesis. Medium- and coarse-grained sediments are easy to form gas reservoirs because their secondary pores are well developed, there are certain residual primary pores and the total porosity is high. However, fine sediments are not easy to form gas reservoirs because all their primary pores disappear, secondary pores are scarce and the total porosity is very low.

Key words: Ordos basin; Sulige gas field; reservoir; diagenesis; pore evolution; simulation

About the first author: ZHU Xiao-min, male, born in 1960, professor in geology, engages in the teaching and study of sedimentology and sequence stratigraphy; E-mail: xmzhu@cup.edu.cn