

砂岩透镜体表面与内部成岩作用的差异及其成因 ——以临南地区古近系沙三下亚段为例

张春明¹⁾, 姜在兴²⁾, 王俊辉²⁾, 李庆²⁾

1) 中国石油勘探开发研究院石油地质研究所, 北京, 100083;

2) 中国地质大学(北京) 能源学院, 北京, 100083

在河流、三角洲等多种沉积环境下, 均可形成砂岩透镜体。砂岩透镜体在中国东部断陷湖盆内广泛发育, 砂岩透镜体岩性圈闭已经成为断陷盆地隐蔽油气藏勘探的重要方向。砂岩透镜体含油气储量丰度、成藏规模等均受到了砂岩物性的控制(李明诚等, 2007)。在油气开发过程中, 不同厚度的砂岩透镜体产量出现了很大的差异, 甚至同一砂岩透镜体的不同部位, 产量差别也非常大。随着对砂岩透镜体成藏和小层开发影响因素研究的深入, 砂岩透镜体层内非均质性问题越来越引起关注, 尤其是砂岩透镜体顶底泥岩表面与其内部的成岩作用现象越来越引起关注(王行信等, 1992; 钟大康等, 2004; 曾溅辉等, 2006; 孙海涛等, 2010)。

论文通过对惠民凹陷临南地区古近系沙三下亚段砂岩透镜体研究发现, 在同一中到厚层的砂岩透镜体中, 从砂岩透镜体表面向砂岩内部方向, 孔隙度逐渐增大。为了弄清上述砂岩孔隙度的变化规律, 在前人研究基础上, 以临南地区为例, 对砂岩透镜体表面与内部成岩作用进行了深入研究, 探讨了造成这种差异的成因。

1 研究对象和方法

惠民凹陷是在华北地台基础上发育起来的, 是中新生代断陷—断拗—拗陷型沉积盆地。本次研究区域为惠民凹陷临南地区, 在构造上位于临南断层以南、夏口断层以北的构造斜坡上。选择古近系沙三下亚段曲流河三角洲前缘分流河道砂体为研究对象(X70-01 井, 埋深 3480~3650m)进行分析。X70-01 井在沙三下亚段连续取心 27m, 分别对透镜体表面与内部进行密集取样, 然后进行岩石薄片、

铸体薄片、扫描电镜及 X 衍射等分析测试。

2 岩石学特征

根据岩心观察及薄片鉴定结果, 研究区储层岩石以细砂岩、细粉砂岩为主。岩性主要为岩屑长石砂岩和长石砂岩, 颗粒分选中-好, 次棱角-次圆状, 成分成熟度较低, 总体胶结程度中等-强, 单层砂岩厚度在 2 米到 5 米左右。岩石颗粒主要有石英、长石、岩屑、云母、重矿物、生物碎屑; 胶结物主要为碳酸盐、硅质和粘土矿物。其中碳酸盐胶结物含量最多。

3 砂岩透镜体表面与内部成岩作用的差异

3.1 成岩作用类型

研究区沙三下亚段成岩作用类型主要有压实作用、压溶作用、胶结作用、交代作用和溶解作用。沙三下亚段埋深普遍在 3400m 以下, 压实作用强烈。相邻石英颗粒呈缝合接触、凹凸接触, 部分石英颗粒间呈镶嵌状。胶结作用强烈, 铁方解石胶结物最为常见。碳酸盐胶结物和粘土矿物对长石和不稳定岩屑的交代现象较多。长石颗粒的溶解比较常见, 是区内次生孔隙的主要来源, 另外还可见少量的铁方解石胶结物溶解和不稳定岩屑的溶解。

3.2 碳酸盐胶结物类型及胶结程度差异

根据岩石薄片、铸体薄片和扫描电镜分析, 碳酸盐胶结物含量较高, 主要为早期细晶方解石和晚期粗晶含铁方解石。砂岩埋藏早期, 方解石均匀充填粒间孔, 以基底式胶结为主; 在中等埋藏阶段,

注: 本文为国家科技重大专项油气勘探新领域储层地质与油气评价(编号 2009ZX05009-002)项目资助成果。

收稿日期: 2013-03-13; 改回日期: 2013-03-31; 责任编辑: 郝梓国。

作者简介: 张春明(1985—), 男, 博士, 主要进行沉积地质和储层方面的研究。E-mail: zcmwinter@163.com。

方解石遭受溶蚀；晚期胶结物分布在砂岩透镜体表面，含铁方解石交代碎屑颗粒，或充填于粒间孔隙中，以孔隙式或接触式胶结为主。胶结程度中-强，减小了储层的储集空间，储集空间主要为溶蚀孔隙和胶结不完全的残余粒间孔，砂岩层之间泥岩层段灰质含量较高，可见到介形虫碎片。

X70-01 井沙三下亚段纵向上整体来看，含油不

均匀，甚至在 3493.15m 处同一样品薄片，可见部分含油部分不含油的情况。

从孔隙度和渗透率纵向剖面来看，孔隙度和渗透率具有较好的相关性，但是从图中可以看出的突出特点是，单层砂体的中间部位，孔隙度和渗透率值比较高，而砂体的顶底部位，孔隙度和渗透率明显减小(图 1)。

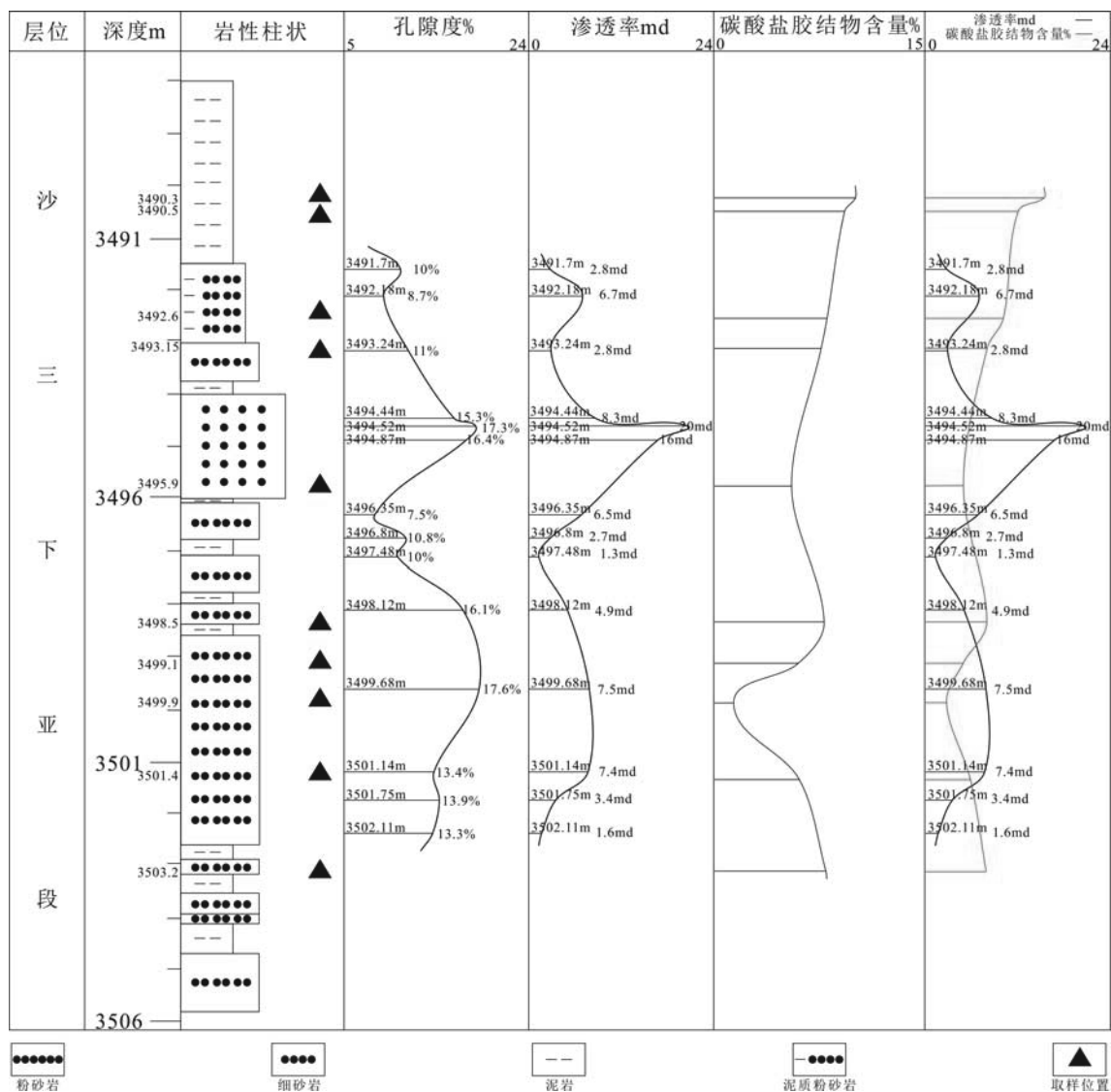


图 1 X70-01 井沙三下亚段取心段孔隙度、渗透率与碳酸盐胶结物含量

从碳酸盐胶结物含量纵向剖面上，可以发现，碳酸盐胶结物的含量在单砂体顶底较多，砂体中间部位较少，与孔隙度和渗透率在纵向上的变化呈现出明显的负相关关系(图 1)。

3.3 碳酸盐胶结作用差异的成因

单砂体顶底表面的碳酸盐胶结作用，是造成砂体含油不均匀现象的主要因素。研究区粉细砂岩顶底均被泥岩包围，在靠近泥岩界面处，碳酸盐胶结物含量达到 7%-12%左右，碳酸盐胶结带厚度在

0.1-1.5m 左右。碳酸盐胶结物的形成所需要的组分包括 Ca^{2+} 、 Mg^{2+} 、 CO_3^{2-} 等, 这些除了砂岩本身提供之外, 还可以来自砂岩层顶底的泥岩(王行信等, 1992; 曾溅辉等, 2006; 李明诚等, 2007; 孙海涛等 2010), 通过 X70-01 井沙三下亚段水样分析报告(表 1), 可以发现, 钙离子含量非常高, 利于后期形成碳酸盐胶结物。

4 结论

惠民凹陷临南地区古近系砂岩主要为曲流河三角洲前缘水下分流河道砂岩, 埋深比较大, 碳酸盐胶结导致砂岩透镜体的表面和内部有较大的成岩作用差异, 主要表现在胶结作用, 碳酸盐胶结物在砂岩透镜体表面比内部胶结致密, 在表面形成胶结致密带, 能够侵入砂岩透镜体内部。形成原因主要为砂岩透镜体和顶底泥岩的成岩作用和两者之间流体的相互传递, 这种砂泥岩之间的流体传递是形成碳酸盐胶结差异的根本原因。

建议在勘探开发过程中, 要充分考虑砂岩和泥岩成岩作用的相互影响, 仔细分析砂泥岩界面附近和砂岩内部成岩作用的变化, 将有助于预测和解决透镜体砂岩成藏和小层开发中的问题。

参 考 文 献 / References

- 曾溅辉, 彭继林, 邱楠生, 朱志强. 2006. 砂-泥界面碳酸盐溶解-沉淀反应及其石油地质意义. 天然气地球科学, 17(6): 760~764.
- 李明诚, 单秀琴, 马成华, 胡国艺. 2007. 砂岩透镜体成藏的动力学机制. 石油与天然气地质, 28(2): 209~215.
- 孙海涛, 钟大康, 刘洛夫, 张思梦. 2010. 沾化凹陷沙河街组砂岩透镜体表面与内部碳酸盐胶结作用的差异及其成因. 石油学报, 31(2): 246~252.
- 王行信, 周书欣. 1992. 泥岩成岩作用对砂岩储层胶结作用的影响. 石油学报, 13(4): 20~30.
- 钟大康, 朱筱敏, 张琴. 2004. 不同埋深条件下砂泥岩互层中砂岩储层物性变化规律. 地质学报, 78(6): 863~871.

表 1 X70-01 井沙三下亚段水样分析

阴离子			阳离子		
项目	Mg/l	Mmol/l	项目	Mg/l	Mmol/l
氯离子	31701	894.25	钙离子	2768	69.07
碳酸根离子	458	7.5	镁离子	230	9.44
氢氧根离子	0	0	钾+钠离子	17121	744.73
碳酸氢根离子	0	0			
硫酸根离子	0	0			
阴离子总量	32159	901.75	阳离子总量	20119	823.24
总矿化度	52278		水型	氯化钙型	