

文章编号:0253-9985(2008)01-0001-10

致密天然气砂岩储层:成因和讨论

张哨楠

(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)

摘要:致密天然气砂岩储层具有高的毛管压力和束缚水饱和度,孔隙类型以次生孔隙为主。根据致密成因可以将致密砂岩储层划分为4种类型:1)由自生粘土矿物的大量沉淀所形成的致密砂岩储层;2)由胶结物的晶出改变原生孔隙形成的致密砂岩储层;3)高含量塑性碎屑因压实作用形成的致密砂岩储层;4)粒间孔隙被碎屑沉积时的泥质充填形成的致密砂岩储层。有关致密砂岩储层次生孔隙的成因有多种理论,但是由于致密砂岩储层的复杂性,没有一种理论可以将所有的孔隙成因完全解释清楚,因此次生孔隙的成因机制仍然存在争议。尽管致密砂岩储层经历了复杂的成岩演化历史,成岩作用对储层的致密化起决定作用,然而沉积环境依然是控制致密砂岩储层形成的基本因素。深入了解沉积环境和成岩作用对致密砂岩储层的共同作用,有助于对致密天然气砂岩储层的预测和评价。

关键词:次生孔隙;砂岩;致密储层;成因;天然气

中图分类号:TE122.2

文献标识码:A

Tight sandstone gas reservoirs: their origin and discussion

Zhang Shaonan

(State Key Laboratory of Oil and Gas Reservoir Geology and Exploitation, Chengdu University of Technology, Chengdu, Sichuan 610059, China)

Abstract: Tight gas reservoir sandstones are generally defined as gas-bearing and -yielding sandstones with porosity of less than 10% and permeability to gas less than 0.1 md. Tight gas reservoir sandstones are characterized by high capillary entry pressures, high irreducible water saturations and predominance of secondary pores. This paper suggests that tight reservoir sandstones be classified into four types in terms of the origin: 1) tight sand formed by sedimentation of large amount of authigenic clay minerals; 2) tight sand resulted from crystallization and precipitation of cements altering primary pores; 3) tight sand caused by compaction of large amount of ductile clasts; 4) tight sand formed by filling of intergranular pores by detrital clay matrix. To explain the origin of secondary pores in these sandstones, researchers have developed many theories. However, none of the theories are capable of clearing all the doubts due to the complexity of this kind of reservoirs. As a result, the issue is still in debate. Despite their complex burial history of tight reservoir sandstones and diagenesis being determinant in tightening of sandstones, original depositional environment is still a basic factor controlling the formation of tight sandstone reservoir. Deeper understanding of their depositional environment and the diagenetic history is critical to the prediction and evaluation of tight reservoir sandstones.

Key words: secondary pore; sandstone; tight gas reservoir; origin; natural gas

随着人类对清洁、环保、高效能源需求的持续高涨,天然气需求的增加日益明显。然而,常规的天然气藏到目前为止已经基本上被发现,石油地质学家的目光在20世纪就集中在非常规天然气

藏的勘探和开发领域。这一方面是因为在致密砂岩储层中蕴藏了巨大的天然气资源潜力,另一方面是由于天然气价格的上涨。1985年在美国召开了非常规天然气勘探和开发的学术讨论会,1986

收稿日期:2007-08-29。

作者简介:张哨楠(1957—),男,教授、博士生导师,石油地质、储层地质。

年由 C. W. Spencer 和 R. F. Mast 对会议文章进行了编辑,出版了《Geology of Tight Gas Reservoirs》一书,从而在世界范围内掀起了对致密砂岩天然气藏研究的高潮。由于致密砂岩储层的复杂性,无论在地质、地球物理测井还是地震识别、储层的孔隙结构、气藏的压力特征及其分布、天然气的成藏机制、钻井过程中的储层保护、开发时期的储层改造工艺等方面都存在着一系列有待进一步认识和研究的课题。本文针对致密天然气储层的基本特征进行总结描述,讨论致密砂岩储层的成因类型和致密砂岩储层次生孔隙发育的主要机制。

1 致密天然气砂岩储层的基本特征

1.1 致密砂岩的定义

致密砂岩储层通常是指储层渗透率低的砂岩储层。由于不同学者所研究的对象和角度不同,如油藏和气藏对孔隙度和渗透率的要求不一样,对致密的理解也不相同。低渗透储层本身就是一个相对概念,随着资源状况和技术条件的变化,致密储层的标准和界限也会随之变化,因此长期以来致密砂岩储层一直没有一个完整的、明确的定义和界限。美国联邦能源管理委员会(FERC)把低渗透(致密)天然气储层定义为估算的原始地层渗透率为 $0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 或者小于 $0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ (B. E. Law 等,1986)的储层^[1]。Spencer(1985)^[2]根据储层孔隙度的大小将致密储层划分为高孔隙度致密储层和低孔隙度致密储层。高孔隙度致密砂岩储层的岩性为粉砂岩和细砂岩,在粉砂岩中孔隙度的变化范围为 10%~30%,细砂岩的孔隙度为 25%~40%,但是渗透率都小于 $0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$;低孔隙度致密砂岩储层的孔隙度范围在 3%~12%之间,渗透率一般都小于 $0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。王允诚等人(2004)^[3]根据储层物性将低渗透性储层的孔隙度划分为 8%~15%、渗透率为 $10 \times 10^{-3} \sim$

$0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,致密储层的孔隙度为 2%~8%、渗透率为 $0.1 \times 10^{-3} \sim 0.001 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。对于天然气致密砂岩储层的划分,各家对储层孔隙度的标准相差较大,但是对于渗透率的划分标准基本一致,表明在天然气致密储层划分的认识上不同地区具有不同标准,但是都强调了致密砂岩储层的渗透率特征,亦即致密砂岩储层的致密与否与孔隙度的关系不大,而主要取决于储层的渗透率。因此,考虑不同专家的标准以及近年来对四川盆地和鄂尔多斯盆地致密砂岩储层的研究,此处将孔隙度低于 10%、渗透率小于 $0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的天然气砂岩储层定义为致密砂岩储层。

1.2 致密砂岩储层的基本特征

致密砂岩储层一般具有较高的毛细管压力,束缚水饱和度变化也比较大,一般储层中的束缚水饱和度都比较高。根据对鄂尔多斯盆地上古生界致密砂岩储层束缚水饱和度的分析,束缚水饱和度都在 40%以上;在孔隙度为 4%~11%的范围内,束缚水饱和度在 42%~56%之间变化。Spencer(1989)^[4]认为致密砂岩储层的束缚水饱和度在 45%~70%之间,原因在于致密砂岩储层的孔隙空间主要是由分散的小孔隙组成,孔隙的连通性很差。根据对四川盆地上三叠统致密砂岩储层孔隙度和束缚水饱和度的统计(表1),用两种方法测试的结果表明束缚水饱和度和孔隙度之间存在负相关关系。鄂尔多斯盆地上古生界致密砂岩储层的孔隙度、渗透率和束缚水饱和度之间的关系同样说明致密砂岩储层的束缚水饱和度随着孔隙度和渗透率的降低而增高(图1)。

致密砂岩储层的孔隙类型与常规砂岩储层的孔隙类型相比,孔隙类型多以次生孔隙为主(图2),残余粒间原生孔隙依然存在,但是在孔隙的含量上以次生孔隙为主。次生孔隙主要为不稳定矿物的溶蚀,以及自生粘土矿物的晶间微孔隙。在

表1 四川盆地上三叠统致密砂岩储层孔隙度和束缚水饱和度之间的关系

Table 1 Relationship between porosity and irreducible water saturation in the Upper Triassic tight sandstone reservoirs, the Sichuan Basin

孔隙度, %	2	5	8	10
束缚水饱和度(压汞法), %	82.02	62.60	45.56	34.93
束缚水饱和度(相渗法), %	68.01	58.01	51.72	48.42
平均束缚水饱和度, %	75.02	60.31	48.64	41.68

注:表中数据为20口井1000块样品的统计结果。

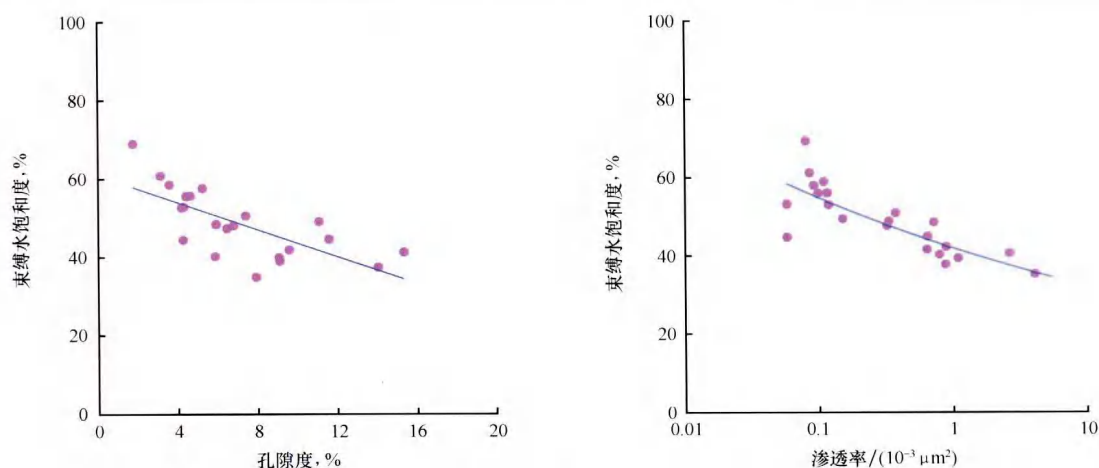


图 1 鄂尔多斯盆地上古生界致密砂岩储层孔隙度、渗透率与束缚水饱和度之间的关系

Fig. 1 Relationship between porosity, permeability and irreducible water saturation in the Neopaleozoic tight sandstone reservoirs, the Ordos Basin

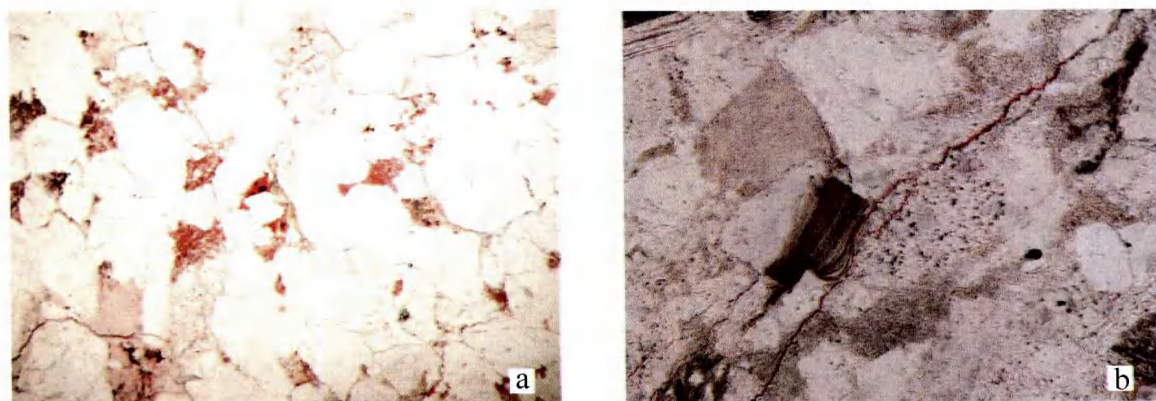


图 2 致密砂岩储层的孔隙组合类型

Fig. 2 Pore assemblages in tight sandstone reservoirs

a. 粒内溶孔、粒间溶孔和残余粒间孔隙的孔隙空间组合(红色部分为铸体),鄂尔多斯盆地定北 6 井,井深 3 717.0 m;

b. 粒内溶孔、高岭石晶间微孔和微裂缝的孔隙空间组合,鄂尔多斯盆地定北 5 井,井深 3 749.9 m

(照片比例尺:长边为 2 mm)

致密砂岩储层中,储集空间的组合类型多为粒间孔隙和溶蚀孔隙的组合,以及粒间孔隙、溶蚀孔隙和微裂缝的组合。致密天然气储层的基本地质特征及其与常规储层的对比总结于表 2。

表 2 致密砂岩储层的基本地质特征及其与常规储层的对比

Table 2 Basic geological features of tight sandstone reservoirs and their correlation with those of conventional reservoirs

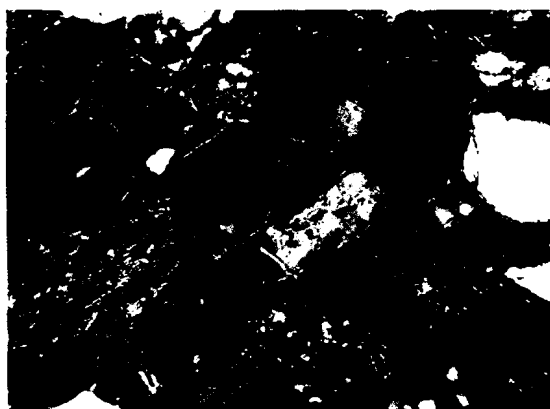
地质特征	致密砂岩储层	常规砂岩储层
渗透率/(10 ⁻³ μm ²)	<0.1	>0.1
孔隙度, %	3~12, 一般小于 10	12~25
孔隙类型	次生孔隙为主	原生孔隙为主
孔隙连通性	差	好
束缚水饱和度, %	高, 变化范围一般在 45~70	较低, 一般为 25~50
毛细管压力	较高	低
自生粘土矿物及杂基含量	较高-高	较低
储层岩石类型	碎屑不稳定成分含量高	碎屑稳定成分含量高
埋藏深度	深	浅-中等
成岩作用	成岩历史复杂	成岩历史相对简单

2 致密砂岩储层的成因类型

致密砂岩储层与常规砂岩储层相比具有特殊的特征^[5,6]。Soeder 和 Randolph (1987) 将致密砂岩储层划分出 3 种类型,即由自生粘土矿物沉淀造成的岩石孔隙堵塞的致密砂岩储层、由于自生胶结物的堵塞而改变原生孔隙的致密砂岩储层和由于沉积时杂基充填原生孔隙的泥质砂岩。Shanley 等(2004)^[7]认为了解常规储层和致密储层之间的岩石学特征对于理解致密储层和预测致密储层是非常关键的;而且指出,致密砂岩储层并不总是由于砂岩成分的不成熟、泥质杂基含量高所造成的,在成分成熟度较高的砂岩中一样存在着致密储层。因此,按照砂岩储层的致密成因,可以将致密砂岩储层划分为 4 种类型。

2.1 由自生粘土矿物的大量沉淀所形成的致密砂岩储层

此类致密储层可以是结构成熟度和成分成熟度均比较高的砂岩,也可以是结构成熟度较高而成分成熟度不高的砂岩。如图 3 所示,岩石类型为石英砂岩,硅质岩碎屑含量比较高,岩石的分选性好,颗粒之间没有任何粘土杂基存在;但是在埋藏过程中由于自生的伊利石堵塞了颗粒间的喉道,喉道间的连通主要依靠伊利石矿物间的微孔隙,这使得岩石的渗透率极低,然而孔隙度的降低与渗透率相比不太明显,主要形成中孔、低渗的致密储层。



2.2 胶结物的晶出改变原生孔隙形成的致密砂岩储层

在砂岩储层埋藏过程中,由于石英和方解石以胶结物的形式存在于碎屑颗粒之间,极大地降低了储层的孔隙度,储层的渗透率也随之降低,形成低孔、低渗的致密储层。在孔隙中可以保存形成时间比较早的次生孔隙。如图 4 所示,岩石类型为岩屑石英砂岩,岩石的分选较好,含有少量的长石,孔隙类型主要有长石早期溶蚀形成的粒内溶孔以及高岭石的沉淀形成的晶间微孔隙。

2.3 高含量塑性碎屑因压实作用形成的致密砂岩储层

对于距离物源比较近、沉积环境水体能量不高、沉积物成分比较复杂、尤其是塑性和不稳定碎屑含量较高的储层,在埋藏过程中在没有异常压力形成的条件下,因压实作用使塑性碎屑变形从而呈假杂基状充填于碎屑颗粒之间,导致砂岩储层成为致密储层。图 5 所示就是塑性碎屑在压实作用下变形形成致密砂岩储层,在扫描电镜下可见不稳定碎屑的溶蚀作用形成的微孔隙。

2.4 粒间孔隙被碎屑沉积时的泥质充填形成的致密砂岩储层

在低能条件下或者在浊流条件下,由于沉积水体浑浊或者因水体能量不高,碎屑颗粒间杂基含量比较高,成为泥质砂岩。由于粒间孔隙被杂

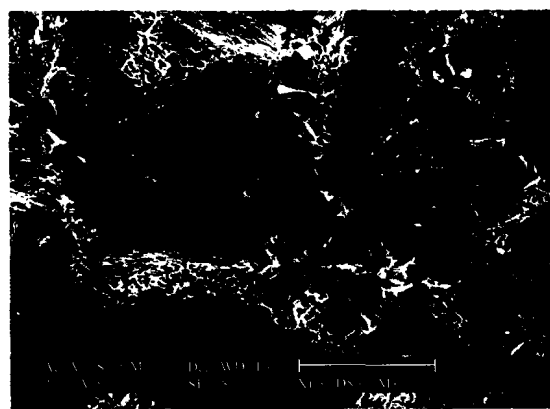


图3 石英砂岩中粘土矿物的包壳

Fig.3 Coat of clay mineral in quartz sandstone

(塔里木盆地满西1井,井深5 287.8 m,由于粘土在孔隙喉道中的沉淀,使得储层的渗透率迅速降低,而孔隙度则降低不大;左侧为薄片照相,照片比例尺边长为2 mm,右侧为扫描电镜照片)

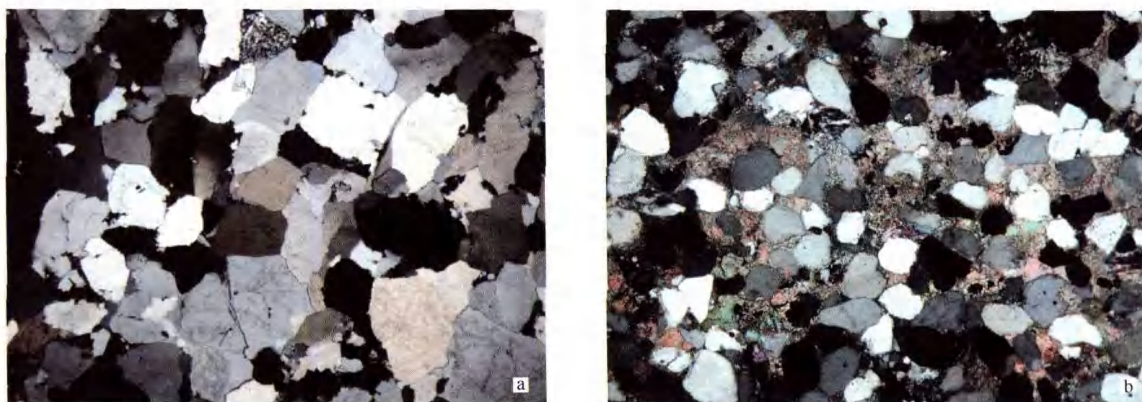


图4 强的方解石和石英的胶结作用

Fig. 4 Strong cementation of calcite and quartz

- a. 定北6井,井深3 703.6 m,石英胶结作用强,呈凹凸接触,孔隙被石英胶结物全充填,形成致密砂岩储层;
b. 鄂尔多斯盆地塔巴庙地区大6井,井深2 524.5 m,方解石发生强烈胶结作用,保留原来的粒内溶蚀微孔隙
(照片比例尺:长边为2 mm)

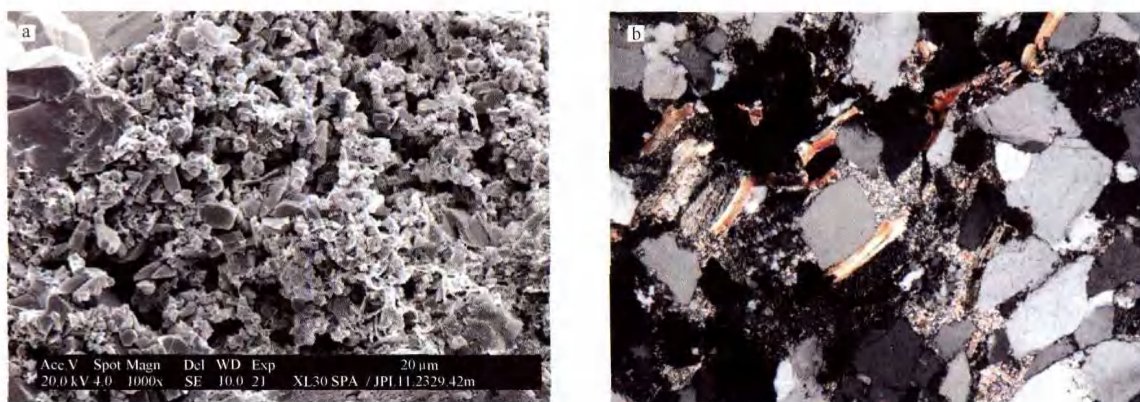


图5 不稳定碎屑在压实作用下变形导致岩石致密

Fig. 5 Tight sandstone caused by deformation of ductile clasts under compaction

- a. 鄂尔多斯盆地杭锦旗地区锦评1井,井深2 329.0 m,不稳定变形碎屑的溶蚀形成微孔隙;
b. 鄂尔多斯盆地定北地区定北6井,深度3 749.9 m,照片比例尺长边为2 mm,不稳定碎屑压实变形后呈假杂基状充填孔隙,云母的弯曲和断裂现象明显,孔隙均为微孔隙

基所占据,孔隙间的流体交换不顺畅,无论早期还是晚期的溶蚀性流体都很难进入到孔隙中,因此粒间孔隙或者粒内孔隙都不发育;在泥质杂基中因成岩作用的关系可能发生重结晶或者微弱的溶蚀,形成杂基内的溶蚀微孔隙。如图6所示,岩石中泥质杂基含量比较高,在杂基重结晶后可以形成粘土矿物晶间微孔。图6中储层的孔隙全部为微孔隙,孔隙由杂基的溶蚀和重结晶形成。

3 致密砂岩储层次生孔隙的形成机制

尽管致密砂岩储层的孔隙度和渗透率都比较

低,但是在致密砂岩中依然蕴藏有大量的天然气储量,因此人们的注意力就集中于如何在致密砂岩储层中寻找相对比较好的储层,亦即具有工业开采价值的天然气储集层,也就是比较流行的“甜点”。所谓“甜点”是指孔隙度和渗透率远高于致密储层平均值的储集岩石^[8,9]。由于致密砂岩储层经历了复杂的成岩历史,因此正确认识致密砂岩储层的形成机理以及建立孔隙的发育和分布模式是指导致密天然气砂岩储层勘探的关键。前人曾经提出过多种储层次生孔隙的形成机理,其目的就是希望能够通过这些成因模式预测有利储层发育的地区和埋藏深度。

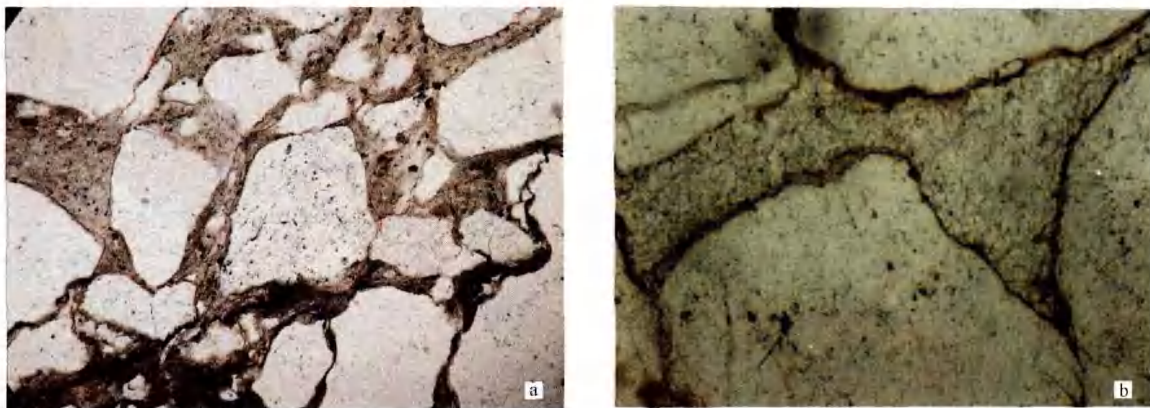


图6 泥质砂岩形成的致密砂岩储层

Fig. 6 Tight sandstone reservoirs formed by argillaceous sandstone

- a. 鄂尔多斯盆地定北地区定5井, 井深3 828.6 m, 杂基的溶蚀形成微孔隙, 红色为铸体, 显示微孔隙的存在;
b. 鄂尔多斯盆地塔巴庙地区大探1井, 井深2 737.9 m, 杂基的重结晶形成晶形比较好的高岭石, 从而使高岭石晶间微孔隙发育

3.1 弱碳酸溶蚀机理

1977年, V. Shimidt^[10~12]等人首先在北海和加拿大北部的砂岩储层中发现次生孔隙, 随后石油地质学家逐渐认识到次生孔隙在储层中的重要作用。V. Shimidt等人对次生孔隙的鉴定标志和成因给出了较为详细的解释, 目前所用的描述次生孔隙类型以及次生孔隙集合形态的术语都是V. Shimidt等人提出来的。V. Shimidt等人认为, 有机质演化过程中释放出的二氧化碳在一定的压力条件下在地层中形成弱碳酸, 从而使砂岩中方解石胶结物发生溶解, 形成次生孔隙。这一机理和有机质的演化相结合, 很好地解释了酸的来源, 而且有机地球化学的研究也证实了在有机质演化过程中确有二氧化碳的析出, 从而使得这一成因机理在解释砂岩储层中方解石胶结物的溶蚀作用时得到完善。

3.2 有机酸溶蚀机理

随着石油地质学家和沉积地质学家对次生孔隙的研究逐渐深入, 发现在砂岩储层中方解石不是唯一的被溶蚀矿物。在砂岩碎屑中可以见到大量的不稳定长石矿物碎屑具有明显的溶蚀特征。然而由于长石矿物属于铝硅酸盐类, 而三氧化二铝在常温条件下的溶解度极低(pH值为4~8时溶解度约为 1×10^{-6}), 如果要使大量的长石发生溶解, 则必须将三氧化二铝从孔隙水中移走, 这样才能使溶解方程继续进行, 但是弱碳酸没有能力

做到。Carothers和Kharaka(1978)^[13]在对油田水的研究中发现, 油田水中一元羧酸、乙酸和丙酸的含量较高, 可达 $10\ 000 \times 10^{-6}$, 而且有机酸在100~200℃之间出现极大值, 在80~120℃之间有机酸的浓度最高^[14,15]。Bevan和Savage(1989)^[16]认为在pH值为4、温度为95℃时, 缓冲的有机酸溶液可以使长石的溶解度提高400%。Fein(1991)^[17]指出, 醋酸铝络合物在pH值小于5、温度为80℃时比醋酸钙和醋酸镁更加稳定。Crossey(1986)^[18]对3种类型的干酪根向有机酸的转化作了详细的研究, 给出了在三价铁离子存在的情况下干酪根氧化转化为有机酸的反应方程。对于3种类型的干酪根来讲, 腐殖型干酪根含有比其他干酪根更多的含氧官能团^[19]。基于对干酪根向有机酸转化的作用机理, Sudam等人(1989, 1993)^[20,21]和Meshri(1986)^[22]等提出了有机酸的溶蚀作用机理, 这一作用机理也是基于有机质在演化过程所形成的羧酸、酯、醚类衍生物, 这些物质在孔隙溶液中具有极强的酸性, 使得砂岩中不稳定的铝硅酸盐矿物发生溶解, 形成次生孔隙。这一机理解释了在埋藏比较深的砂岩储层中, 尤其是和烃源岩相邻的砂岩储层中次生孔隙发育的原因。

3.3 淡水溶蚀机理

很多学者对弱碳酸和有机酸的溶蚀机理研究较多, 而Bjørlykke(1994)^[23]根据对北海油田和墨西哥湾油气田储层孔隙的成因研究, 认为在沉积

盆地中孔隙水流动具有两个基本的成因,一个是在水利势头的驱动下大气淡水流入盆地,另一个是随着沉积物的埋藏由沉积物的压实作用迫使孔隙水向上流动。溶解成因的次生孔隙需要孔隙水的连续流动,而流动的孔隙水对一些矿物相是不饱和的。根据化学分析,现代地下水在地下 100 m 对于钠长石、斜长石、微斜长石、铝泥石和方解石都是不饱和的^[24]。北海布伦特组砂岩经历了较长时间的淡水淋滤。Bjørlykke(1994)对于干酪根演化中所释放出 CO₂ 的含量进行了计算,并考虑到形成的这种 CO₂ 在运移过程中尤其是在烃源岩内部运移的过程中和微粒长石以及方解石的反应,认为 CO₂ 在到达被溶解砂岩之前就被消耗掉了,因此即便是干酪根生成了 CO₂,由于生成的量太少,它对砂岩中次生孔隙形成的影响可以忽略。地下水的循环已经被水文工作者研究得比较清楚,大气淡水影响的深度和广度在 20 世纪后期也开始逐渐被了解。大气淡水在佛罗里达可以注入到 120 km 以外的浅海^[25],深海钻探计划在大陆架上发现了淡水^[26],这些资料都表明大气淡水的活动范围和深度都是很大的。由于大气淡水对大部分碎屑沉积颗粒都是不饱和的,因此大气淡水的溶蚀作用一样可以形成大量的次生孔隙,因而没有必要用有机酸的理论来解释次生孔隙的形成^[27]。

4 讨论

致密砂岩的成因可以划分为两大类:一类是由于沉积条件的控制,分选不好,造成原生就是致密砂岩,这种砂岩可以在以后的成岩作用过程

中被改造成为可以作为储层的岩石;一类是由于复杂成岩作用所造成的致密。成岩作用造成的致密储层是讨论和研究最多的储层类型。致密砂岩的孔隙发育机理和影响因素在不同的地区和不同的层位都有很大差别,到现在为止对于这类储层的研究也没有取得统一的认识,因此一直在争论和研究之中。

4.1 沉积作用对致密砂岩储层的影响

不同的沉积环境具有不同的水动力特征,所形成的砂体在岩相组成、厚度、内部非均质性以及砂岩碎屑成分组成、泥质含量、颗粒的粒度、分选等多方面各具特色,造成不同沉积环境所形成的砂体具有不同的原始孔隙度和渗透率。虽然成岩作用对原始孔隙度的改造较强,但是成岩作用是在沉积作用的基础上进行的,因而早期的成岩作用也受到沉积环境的影响,从而影响进一步成岩作用的类型、强度,对砂岩的孔隙演化起一定的控制作用。

4.1.1 碎屑成分与储层物性之间的关系

尽管碎屑成分主要受到物源的影响,但环境的改造作用可以根本上改变不稳定碎屑的含量。根据对鄂尔多斯盆地北部致密砂岩碎屑成分的统计发现,随着稳定的刚性碎屑的增加,孔隙度增加;当塑性碎屑增加时,则渗透率降低(图 7)。这表明当沉积物在高的环境中受到强烈的改造时,不稳定碎屑被磨蚀掉,同时刚性碎屑抵抗压实作用的能力强,从而使储层的孔隙度和渗透率都比较好。

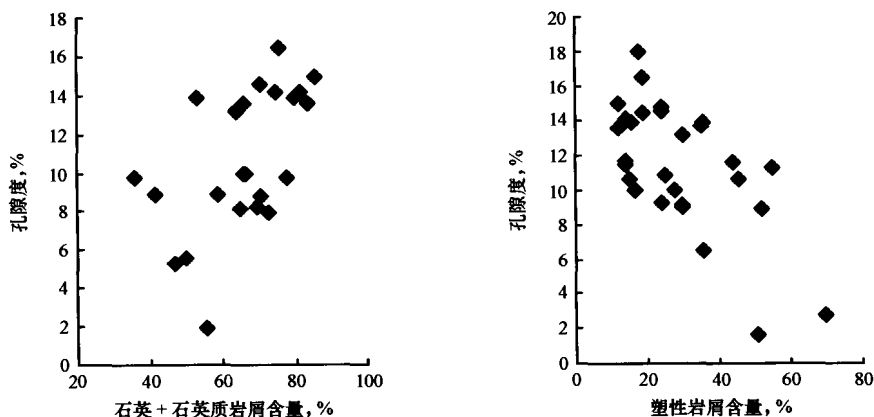


图 7 鄂尔多斯盆地北部塔巴庙地区储层碎屑成分与孔隙度之间的关系

Fig. 7 Relationship between porosity and clast components of the reservoirs in Tabamiao area, the North Ordos Basin

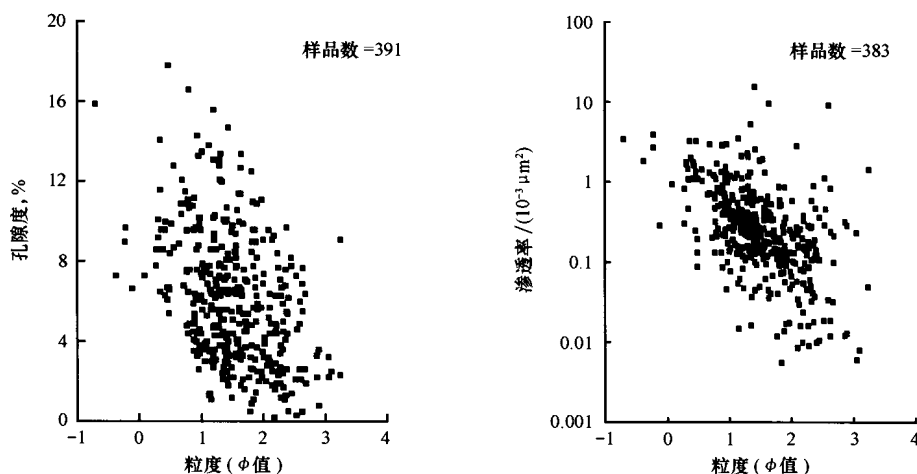


图8 鄂尔多斯盆地北部塔巴庙地区石炭-二叠系砂岩物性与粒度的关系

Fig. 8 Relationship between grain size and geophysical properties of the Permo-Carboniferous sandstone in Tabamiaao area, the North Ordos Basin

4.1.2 碎屑粒度与储层物性之间的关系

碎屑粒度的分布主要受沉积环境的水动力条件控制,因而粒度大小及其分布特征反映了环境的沉积条件,因此沉积学者用粒度分布曲线及其参数来判别不同的沉积环境。从鄂尔多斯盆地北部塔巴庙地区石炭-二叠系致密砂岩储层物性与碎屑粒度统计的结果(图8)可以看出,随着碎屑粒度的增加,储层的物性变好,而且趋势非常明显。

4.1.3 砂体厚度与储层物性之间的关系

砂体厚度的大小一般取决于沉积环境是否稳定。当沉积条件(水动力条件、物质供给、沉积速率等)基本不变时,则沉积的砂体厚度较大,在侧向和垂向上的连通性较好,层内非均质性较小,且砂岩碎屑颗粒分选较好,原始孔隙发育,从而成为较为有利的储集砂体。对鄂尔多斯盆地北部塔巴庙地区不同厚度砂体的物性进行统计发现,当砂层厚度小于6 m时,随着砂层厚度的增加,物性有变好的趋势;而当砂层厚度大于6 m时,砂层厚度对其物性并无大的影响。这和随着粒度变粗砂岩物性变好的趋势是一致的。因为当砂层厚度小于2 m时,主要由细-粉砂岩组成,平均孔隙度为2.8%,平均渗透率为 $0.156 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,绝大部分样品的物性参数小于储层下限;而砂层厚度在2~4 m之间时,岩性以细-中砂岩为主,其平均孔隙

度为4.7%、孔隙度分布的主要区间为1%~5%,平均渗透率为 $0.382 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 、主要分布在 $0.01 \times 10^{-3} \sim 0.30 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 之间;厚度为2~6 m的砂层主要由中-粗砂岩、含砾粗砂岩组成,孔隙度平均值为6.7%、主要分布在4%~10%之间,渗透率均值为 $0.663 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 、其中有相当一部分样品的渗透率大于 $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$;厚度大于6 m的砂层通常都是由多个向上变细的正旋回组成,使得同一砂层中夹层增多,非均质性增强,从而使砂岩物性并不随厚度增大而发生变化。

沉积环境对储层性质的影响并不局限于浅埋藏的储层。对于大多数(不是全部)储层而言,尽管储层砂体受到强烈的成岩作用的影响,但是储层的性质并没有本质上的改变^[28,29]。从上述特征可以看出,不管致密砂岩的成因如何,沉积环境依然是控制储层发育的主要因素。在储层的评价和预测上,沉积环境的恢复和砂体的预测不但是常规储层预测和评价的基础,对于致密砂岩而言也同样是重要的基础条件。

4.2 成岩作用对致密砂岩储层的影响

世界上大多数砂岩储层的性质与沉积时相比相差甚远,除了沉积环境的控制之外,成岩作用对储层性质的改造也是非常明显的^[30,31]。成岩作用对储层性质的改造基本上是在埋藏过程中,碎屑颗粒在物理和化学条件不断变化的情况下造成碎屑稳定性的变化。对于相同沉积环境的砂岩储层

来讲,储层性质由常规变为非常规(致密)的主要原因是由成岩作用所造成的。成岩作用对储层性质影响的文章非常多^[32~34],前面已经描述了溶蚀作用对储层的改造,亦即次生孔隙的形成机理,这里仅讨论胶结作用和压实作用对储层性质的影响。关于裂缝对储层性质的改善,限于篇幅,不在这里讨论。

4.2.1 胶结作用对储层性质的影响

胶结作用包括了粒间孔隙和粒内孔隙中沉淀的矿物。通常人们把粒间由孔隙水沉淀出来的新生矿物,而且这种新生矿物对岩石起胶结作用,称之为胶结物,把这种作用称为胶结作用。胶结作用一般都是对孔隙起破坏作用;但是当胶结作用不太强时,则对孔隙起到保护作用,抵抗压实作用的影响^[35]。胶结物可以根据产状将其划分为充填胶结物和环边胶结物两大类。充填胶结物可以有选择的充填和无选择的充填,如石英次生加大属于有选择的充填,而方解石的胶结大多数是无选择的充填。充填胶结物对储层孔隙的破坏作用最为明显。环边胶结物(也有人称为包壳胶结物)的成分多数是粘土矿物,如绿皂石、伊利石、绿泥石,也有菱铁矿、蛋白石、燧石和方解石呈环边胶结物产出。一般情况下,环边胶结物对粒间孔隙的保存起到积极作用。Pittman 等人(1992)^[36]对环边粘土在孔隙保存中的作用作了深入的研究,认为环边绿泥石的形成一方面阻碍了石英的次生加大,另一方面也可有效地抵抗上覆地层压力,从而使粒间孔隙保存下来。但是,环边粘土的存在极大地降低了储层的渗透率,即使是很少量的环边粘土,也可使储层的渗透率降低几个到几十个数量级(图3),使本来储层性质比较好的砂岩成为致密砂岩。

4.2.2 压实作用对储层性质的影响

压实作用无疑对储层性质起到很大的破坏作用。Chilingarian(1983)^[37]曾对各种岩石的压实作用和沉积物的压实作用作了详细的总结和讨论。Lundegard(1992)^[38]认为在大多数的砂岩储层中,压实作用可能是孔隙减少的最主要因素。压实作用的主要机制有4种:颗粒的再排列、塑性颗粒的变形、脆性变形和压溶作用。颗粒的再排列可以导致孔隙度降低20%~25%,最高可达27%^[39]。

因此,碎屑颗粒的再排列可能是压实作用早期使孔隙度降低的最重要因素。塑性变形主要发生在塑性颗粒比较富集的岩石。塑性变形与有效应力具有正相关关系,而与胶结作用呈负相关关系。在图5中可以看到塑性颗粒的变形使得储层变得致密。然而,根据Pittman(1991)的实验研究,即使是岩石中含有较多的塑性碎屑,如果存在早期的胶结作用或者异常压力,则能有效地抵抗应力的作用,有利于孔隙度的保存。此外,当在塑性颗粒中发育微孔隙、孔隙中又有孔隙流体时,则可以极大地延缓压实作用对储层性质的影响。脆性变形是指刚性颗粒的破裂,而不包括大的裂缝或者区域裂缝系统或者断裂作用所造成的岩石破裂。脆性变形主要发生在刚性颗粒中,亦即碎屑本身的破裂。多种因素都可造成刚性颗粒的破裂,包括外界应力和颗粒本身的特性(如解理、双晶等),而颗粒的刚性破裂和碎屑的粒度关系比较密切。细粒砂岩通常很少见到颗粒的破裂现象,而粗粒刚性碎屑的破裂现象则比较常见。除了区域应力和构造应力外,仅靠上覆压力造成刚性颗粒的破裂对储层性质的影响深度和范围目前还没有一个深入的了解和明确的结论。压溶作用对储层性质的影响更多的是在刚性碎屑含量比较高的砂岩中,如石英砂岩。在上覆压力下,颗粒接触点发生溶解,溶解的物质可以就近沉淀下来,使得储层性质变差。

5 结论

1) 随着天然气的勘探和开发,致密天然气砂岩储层的重要性更加凸现。更好地了解和研究致密砂岩储层的成因类型和储层性质有助于在致密砂岩储层中寻找更多的天然气储量,而且对于致密砂岩储层性质的了解也有助于在钻井过程中和开发过程中采取有效的保护措施和有效的改造技术,从而降低成本、增加效益。

2) 致密砂岩储层一般来讲是指孔隙度小于10%、渗透率小于 $0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的储层类型。在对致密砂岩储层定义时,考虑更多的是储层的渗透率。与常规砂岩储层相比,致密砂岩储层有着自己的特殊性。

3) 致密砂岩储层根据致密成因可以分为4种类型,不同的成因类型有着不同的沉积背景和独

特的成岩演化历史。尽管致密砂岩储层的成因类型不同、成岩作用历史不同、致密程度不同,但是基本的控制因素是岩石形成的沉积环境,成岩作用在砂岩致密过程中起着重要的作用。了解两种作用的机理和共同作用结果,有助于预测和评价致密砂岩储层的性质。

4) 致密砂岩中依然存在着好的储层类型,而这种好的储层类型的成因到目前为止仍存在许多问题,次生孔隙的争论依然存在。对于不同沉积环境砂岩储层的成因应该区别对待。

致谢:本文能够得以完成,得到了成都理工大学能源学院王允诚教授、周文教授、李仲东教授和邓礼正副教授的热心帮助和大力支持。感谢他们为论文提供相关的资料,感谢中国石化华北分公司允许文章中所涉及的有关资料公开发表,感谢编辑部的同志对文章所提出的修改建议以及所付出的辛勤劳动。

参 考 文 献

- 1 Law B E. Geologic characterization of low-permeability gas reservoirs in selected wells, Greater Green River Basin, Wyoming, Colorado, and Utah [A]. AAPG Studies in Geology #24, 1986. 253 - 269
- 2 Spencer C W. Geologic aspects of tight gas reservoirs in the Rocky Mountain region [J]. Journal of Petroleum Technology, 1985, 37 (8): 1 308 - 1 314
- 3 王允诚, 孔金祥, 李海平. 气藏地质 [M]. 北京: 石油工业出版社, 2004
- 4 Spencer C W. Review of characteristics of low-permeability gas reservoirs in Western United States [J]. AAPG Bulletin, 1989, 73 (5): 613 - 629
- 5 Soeder D J, Randolph P L. Porosity, permeability, and pore structure of the tight Mesaverde Sandstone, Piceance basin, Colorado [A]. SPE Paper 13 134, 1987. 129 - 136
- 6 Byrnes A P. Reservoir characteristics of low-permeability sandstones in the Rocky Mountains [J]. Mountain Geologist, 1997, 34 (1): 39 - 51
- 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 [J]. AAPG Bulletin, 2004, 88 (8): 1 083 - 1 121
- 8 Billingsley R L, Reinert L W E. The Wamsutter sweetspot: a continuing enigma in tight formation gas (abs) [J]. AAPG Annual Meeting Program, 1994, 3 (5): 104 - 105
- 9 丁晓琪, 张哨楠, 周文, 等. 鄂尔多斯盆地北部上古生界致密砂岩储层特征及其成因探讨 [J]. 石油与天然气地质, 2007, 28 (4): 491 - 496
- 10 Schmidt V, McDonald D A. Secondary reservoir porosity in the course of sandstone diagenesis [A]. AAPG Continuing Education Course Note Series #12, 1978. 125
- 11 Schmidt V, McDonald D A. The role of secondary porosity in the course of sandstone diagenesis [A]. In: Scholle P A, Schulger P R, eds. Aspects of diagenesis [C]. SEPM Special Publication No 26, 1979a. 175 - 207
- 12 Schmidt V, McDonald D A. Texture and recognition of secondary porosity in sandstones [A]. In: Scholle P A, Schulger P R, eds. Aspects of diagenesis [C]. SEPM Special Publication No 26, 1979b. 209 - 225
- 13 Carothers W W, Kharaka Y K. Aliphatic acid anions in oilfield water: implications for origin of natural gas [J]. AAPG Bulletin, 1978, 62 (12): 2 441 - 2 453
- 14 Surdam R C, Boese S W, Crossey L J. The chemistry of secondary porosity [A]. AAPG Memoir 37, 1984. 127 - 150
- 15 Lundegard P D, Land L S. Carbonates equilibria and pH buffering by organic acids—responses to change in P_{CO_2} [J]. Chemistry Geology, 1989, 74: 277 - 288
- 16 Bevan J B, Savage D. The effect of organic acids on the dissolution of K-feldspar under conditions relevant to burial diagenesis [J]. AAPG Bulletin, 1989, 53 (12): 415 - 425
- 17 Fein J B. Experimental study of aluminum-calcium and magnesium-acetate complexing at 80°C [J]. Geochemica Cosmochemica Acta, 1991, 55 (4): 955 - 964
- 18 Crossey L J, Surdam R C, Lahann R. Application of organic/inorganic diagenesis to porosity prediction [A]. SEPM Special Publication No 38, 1986. 147 - 155
- 19 Hansley P L, Nuccio V F. Upper Cretaceous Shannon sandstones reservoirs, Powder River Basin, Wyoming: evidence for organic acid diagenesis [J]. AAPG Bulletin, 1992, 76 (6): 781 - 791
- 20 Surdam R C, Jiao Z S, MacGowan D B. Redox reaction involving hydrocarbons and mineral oxidants: a mechanism for significant porosity enhancement in sandstone [J]. AAPG Bulletin, 1993, 77 (9): 1 509 - 1 518
- 21 Surdam R C, Crossey L J, Hagen E S, et al. Organic inorganic interaction and sandstone diagenesis [J]. AAPG Bulletin, 1989, 73 (1): 1 - 23
- 22 Meshri I D. Do the reactivity of carbonic and organic acids and generation of secondary porosity [A]. SEPM Special Publication No 38, 1986. 123 - 128
- 23 Bjørlykke K. Formation of secondary porosity: how important is it? [A]. AAPG Memoir 37, 1994. 277 - 286
- 24 Englund J O, Myhrstad J A. Groundwater chemistry of some selected areas in southeastern Norway [J]. Nordic Hydrology, 1980, 11: 33 - 35
- 25 Manheim F T. Evidence for submarine discharge of water on Atlantic continental slope of southern United States, and suggestions for further research [J]. Transactions of the New York Academy of Sciences, 1967, 11 (29): 839 - 853

(下转第18页)

- 14 龙安明,樊祺诚,孙谦,等. 广西涠洲岛火山喷发特征[J]. 华南地震,2004, 24(2):23~27
- 15 陈洪洲,马宝君,高峰. 镜泊湖全新世火山喷发特征[J]. 中国地震,2005,21(3):361~368
- 16 陈洪洲,樊祺诚,高峰,等. 镜泊湖全新世火山研究成果概述[J]. 国际地震动态,2005, 21(3):17~18
- 17 徐德兵,白志达,张秉良,等. 吉林龙岗火山群火山碎屑基浪堆积特征与成因机理[J]. 沉积学报,2005,23(1):61~66
- 18 Schafer A, Utescher T, Mors T. Stratigraphy of the Cenozoic Lower Rhine Basin, northwestern Germany [J]. On Stratigraphy, 2004, 40:73~110
- 19 Cgnoli B, Ulrych T J. Downflow amplitude decrease of ground penetrating radar reflection in base sure deposit [J]. Journal of Volcanology and Geothermal Research, 2000, 105:25~34
- 20 Fisher R V. Transport and deposition of a pyroclastic surge across an area of high relief: the 18 May 1980 eruption of Mount St. Helens, Washington [J]. Geology Science American Bulletin, 1990, 102:1 038~1 054
- 21 Stuart W B, Cas R A F. Distinguishing base-surge deposits and volcanoclastic fluvial sediments, an ancient example from the Lower Devonian Snowy River Volcanics, South-eastern Australia [J]. Sedimentology, 2000, 47:87~98
- 22 Fisher R V, Waters A C. Base-surge bed forms in maar volcanoes [J]. Journal American Science, 1970, 268:157~180
- 23 Chough S K, Sohn Y K. Depositional mechanics and sequences of base surge, Songaksan tuff ring, Cheju Island, Korea [J]. Sedimentology, 1990, 37:1 115~1 135

(编辑 高 岩)

(上接第10页)

- 26 Gieskes J M. Deep sea drilling interstitial water studies; implication for chemical alteration of the oceanic crust, Layer 1 and 4 [A]. SEPM Special Publication No 32, 1981. 149~167
- 27 Nedkvitne T, Bjørlykke K. Secondary porosity in the Brent Group (Middle Jurassic), Huldra field, North Sea; implication for predicting lateral continuity of sandstones [J]. Journal of Sedimentary Petrology, 1992, 62:23~34
- 28 Scotchman I C, Johnes L H. Wave-dominated deltaic reservoirs of the Brent Group, northwest Hutton field, North Sea [A]. In: Barwis J H, McPherson J G, Studlick J R J, eds. Sandstone petroleum reservoirs [C]. New York, USA, Springer-Verlag, 1990. 227~261
- 29 Bloch S, McGowen J H. Influence of depositional environment on reservoir quality prediction [A]. In: Wilson M D, ed. Reservoir quality assement and prdiction in clastic rocks [C]. SEPM Short Course 30, 1994. 41~57
- 30 Wilson M D, Stanton P T. Diagenetic mechanism of porosity and permeability reduction and enhancement [A]. In: Wilson M D, ed. Reservoir quality assement and prdiction in clastic rocks [C]. SEPM Short Course 30, 1994. 59~118
- 31 McBrid E F. Quartz cement in sandstones; a review [J]. Earth Science Review, 1988, 25(1):34
- 32 王建民,周卓明. 顺宁油田低渗透砂岩储层沉积特征与控油因素[J]. 石油与天然气地质, 2001, 22(2):146~149, 164
- 33 张琴,钟大康,朱筱敏,等. 东营凹陷下第三系碎屑岩储层孔隙演化与次生孔隙成因[J]. 石油与天然气地质, 2003, 24(3): 281~285
- 34 李红,柳益群,刘林玉. 鄂尔多斯盆地西峰油田延长组长⁸低渗透储层成岩作用[J]. 石油与天然气地质, 2006, 27(2): 209~217
- 35 Pittman E D, Larese R E. Compaction of lithic sands; experimental results and applications [J]. AAPG Bulletin, 1991, 75(8): 1 279~1 299
- 36 Pittman E D, Larese R E, Heald M T. Clay coats: occurrence and relevance to preservation of porosity [A]. In: Houseknecht D W, Pittman E D, eds. Origin, Diagenesis, and petrophysics of clay minerals in sandstones [C]. SEPM, Special Publication No 47, 1992. 241~255
- 37 Chilingarian G V. Compaction diagenesis [A]. In: Parker A, Sellwood B W, eds. Sediment diagenesis, Nato ASI Series C, Vol 115 [C]. Dordrecht, Holland; D Reidel Publishing Company, 1983. 57~168
- 38 Lundegard P D. Sandstone porosity loss—a “big picture” view of the important of compaction [J]. Journal of Sedimentary Petrology, 1992, 62(2):250~260
- 39 McBride E F, Diggs T N, Wilson J C. Compaction of Wilcox and Carrizo sandstones (Paleocene – Eocene) to 4 420 m, Texas Gulf Coast [J]. Journal of Sedimentary Petrology, 1991, 61(1):73~85

(编辑 李 军)