

# 深层碎屑岩含油气储层发育特征

张凯逊<sup>1)</sup>, 白国平<sup>1)</sup>✉, 曹斌风<sup>2)</sup>, 金凤鸣<sup>3)</sup>

1) 中国石油大学(北京)油气资源与探测国家重点实验室, 北京 102249 2) 中国科学院油气资源研究重点实验室, 北京 100029

3) 中国石油华北油田公司, 任丘 062552

✉ 通信作者, E-mail: baigp@cup.edu.cn

**摘要** 基于深层油气藏的最新数据, 对世界范围内深层碎屑岩油气藏富集规律及储层发育特征进行了统计分析. 中南美和北美(不包括美国本土48州)深层碎屑岩发现的油气探明和控制(2P)可采储量最多, 其中北美发现的石油2P可采储量最多, 而中南美发现的天然气和凝析油2P可采储量最多. 全球深层碎屑岩油气最富集的六大盆地依次为墨西哥湾、东委内瑞拉、阿拉伯、南里海、塔里木和圣克鲁斯-塔里哈盆地. 在深层条件下, 尽管储层通常表现为物性整体差, 但仍可发育优质储层. 深层油气勘探应立足于对“甜点”的预测, 重点考虑颗粒薄膜、孔隙流体超压和盐岩发育对深层砂岩储层原生孔隙的保存作用.

**关键词** 碎屑岩储层; 地质特征; 油气藏; 统计分析

**分类号** TE122.3

## Geological features of siliciclastic reservoirs in deep petroleum accumulations

ZHANG Kai-xun<sup>1)</sup>, BAI Guo-ping<sup>1)</sup>✉, CAO Bin-feng<sup>2)</sup>, JIN Feng-ming<sup>3)</sup>

1) State Key Laboratory of Petroleum Resources and Prospecting, China University of Petroleum, Beijing 102249, China

2) Key Laboratory of Petroleum Resources Research, Chinese Academy of Sciences, Beijing 100029, China

3) Petro China Huabei Company, Renqiu 062552, China

✉ Corresponding author, E-mail: baigp@cup.edu.cn

**ABSTRACT** Based on the latest data of deep petroleum accumulations, this study aims at documenting distribution patterns and geological features of global siliciclastic reservoirs. Central & South America and North America (excluding the Lower 48 States) host the largest shares of the total proved and probable (2P) oil and gas reserves in deep siliciclastic rocks. North America contains the bulk of 2P oil reserves in deep siliciclastic rocks, whereas Central & South America has the lion's share of gas and condensate reserves. Of all deep petroliferous basins with siliciclastic reservoirs, the 6 most prolific basins are the Gulf of Mexico, East Venezuela, Arabian, South Caspian, Tarim and Santa Cruz-Tarija Basins. Deep siliciclastic reservoirs are generally characterized by poor petrophysics. It is fair to say, however, that high-quality sandstone reservoirs could be developed under favorable geological conditions at deep burials. The key of deep petroleum exploration is the better delineation of "Sweet Spots" in deep layers where grain coatings, fluid overpressure and/or well-developed salts might have preserved the considerable portion of original primary porosity.

**KEY WORDS** siliciclastic reservoirs; geological features; petroleum accumulations; statistical analysis

深层油气藏被定义为现今埋深超过4500 m的油气藏<sup>[1]</sup>. 随着深层油气勘探开发越来越被广泛关注, 全球深层油气的新增储量呈增长趋势. Cao等<sup>[2]</sup>统计

认为世界深层油气探明和控制(2P)可采储量的63.3%分布于碎屑岩, 35.0%分布于碳酸盐岩, 其余的1.7%分布于变质岩和火成岩. 因此, 油气勘探开发向

含油气盆地深层碎屑岩拓展具有非常重要的意义,同时也是实现油气储量新突破,提高资源保障程度的重要途径之一<sup>[3-6]</sup>。

目前,关于深层碎屑岩含油气储层发育特征研究的公开文献屡见不鲜,主要集中在定性总结深层油气分布特征<sup>[1,7]</sup>、概述深埋优质储层成因等<sup>[8-19]</sup>。尽管这些研究均针对某一现象或地区给出了较为合理的解释,但其资料基础需要进一步充实,从而定量地表征深层碎屑岩油气藏的富集规律及辩证地认识深层优质储层的形成机理。基于全球(不包括美国本土 48 州)深层油气藏的最新数据资料,本文试图表征世界深层碎屑岩油气藏的分布规律,

表 1 世界深层碎屑岩油气藏油气 2P 可采储量

Table 1 Summary data of 2P original reserves in deep siliciclastic rocks in the world

含油气大区	石油 2P 可采储量/ $10^6$ t	天然气 2P 可采储量/ $10^8$ m <sup>3</sup>	凝析油 2P 可采储量/ $10^6$ t	折合成吨油当量 <sup>*</sup> / $10^6$ t
前苏联	95	10518	147	1087
欧洲	27	5428	135	598
亚太	178	7696	74	870
北美**	1879	5725	216	2555
中南美	821	19877	223	2641
非洲	28	2114	7	205
中东	308	15150	191	1716
世界总计	3336	66508	993	9672

注: \* 1245 m<sup>3</sup> 天然气相当于 1 t 石油; \*\* 不包括美国本土 48 州。

在全球七个油气区中,中南美深层碎屑岩发现油气最多,2P 可采储量达  $2641 \times 10^6$  t 油当量,占世界深层碎屑岩油气 2P 总可采储量的 27.3%;北美次之,达  $2555 \times 10^6$  t 油当量,占总量的 26.4% (表 1)。北美是深层碎屑岩发现石油最多的地区,2P 可采储量为  $1879 \times 10^6$  t,占全球深层碎屑岩石油 2P 可采储量的 56.3%;这些深层油藏几乎全部富集于墨西哥湾深水区和超深水区。中南美是深层碎屑岩发现天然气和凝析油最多的地区,2P 可采储量分别为  $19877 \times 10^8$  m<sup>3</sup> 和  $223 \times 10^6$  t,各自占世界深层碎屑岩天然气和凝析油 2P 可采储量的 29.9% 和 22.5%。

在全球 74 个深层碎屑岩含油气盆地中,其中 41 个盆地的深层碎屑岩油气 2P 可采储量超过  $5.5 \times 10^6$  t ( $40 \times 10^6$  bbl) 油当量 (图 1),合计占全球深层碎屑岩油气 2P 总可采储量的 99.6%。表 2 总结了油气最富集的前 20 个盆地的深层碎屑岩油气储量情况及储层特征,进而形成了本文统计分析的基础。这些盆地深层碎屑岩油气 2P 可采储量合计占总可采储量的 95.9%,其中最富集的六大盆地依次为墨西哥湾、东委内瑞拉、阿拉伯、南里海、塔里木和圣克鲁斯-塔里哈盆地 (表 2 和图 1),合计占总可采储量的 73.7%。我国陆上深层碎屑岩油气资源潜力大,塔里木盆地和准

揭示深层与中浅层储层特征差异,深刻认识优质储层的发育机理,以期对我国深层碎屑岩油气藏的勘探与开发有所参考。

## 1 全球深层碎屑岩油气藏分布

截至 2012 年底,全球已累计发现深层碎屑岩油气藏 1152 个,这些油气藏分布于全球 349 个含油气盆地的 74 个盆地内 (图 1)。其石油、天然气和凝析油 2P 可采储量分别为  $3336 \times 10^6$  t、 $66508 \times 10^8$  m<sup>3</sup> 和  $993 \times 10^6$  t,合计为  $9672 \times 10^6$  t 油当量 (表 1)。在已发现的深层碎屑岩油气中,石油、天然气和凝析油各自占 34.5%、55.2% 和 10.3%,因此深层以天然气藏为主。

噶尔盆地两大深层勘探区域。

## 2 深层碎屑岩储层特征

盆地深层储层在埋藏过程中往往遭受了多期盆地构造运动改造和多期盆地流体活动变迁,物性演化过程复杂。因此,深层碎屑岩储层发育特征与中浅层存在一定差异,通常表现为高温、高压、物性差、孔隙结构与成因类型复杂、成岩作用强且差异大、非均质性明显等特征。特别是,中浅层储层以原生和次生宏观孔隙为主,而在深层,微孔隙在总孔隙中所占的比重显著上升,次生溶蚀宏观孔隙并非十分发育。一般情况下,沉积期末,砂岩储层以原生宏观孔隙为主,次生孔不发育,微孔隙主要形成于风化的碎屑颗粒和黏土杂基中。从沉积期末到储层埋深至 2000 m (一般为 20 ~ 70 ℃),压实作用造成原生孔隙大大减小。长石遭受大气淡水淋滤产生次生孔隙,高岭石沉淀,发育晶间微孔隙。此外,长石和岩屑溶蚀亦可产生微孔隙。伴随着储层继续埋深至 4500 m (一般为 70 ~ 150 ℃),压实作用继续发生,以塑性颗粒变形和压溶为特征。胶结作用,特别是碳酸盐胶结,导致原生孔隙进一步强烈减少,原生和次生孔隙体积基本相等,这种变化是由压实和胶结作用共同控制的,并非次生孔隙净增加的原因。

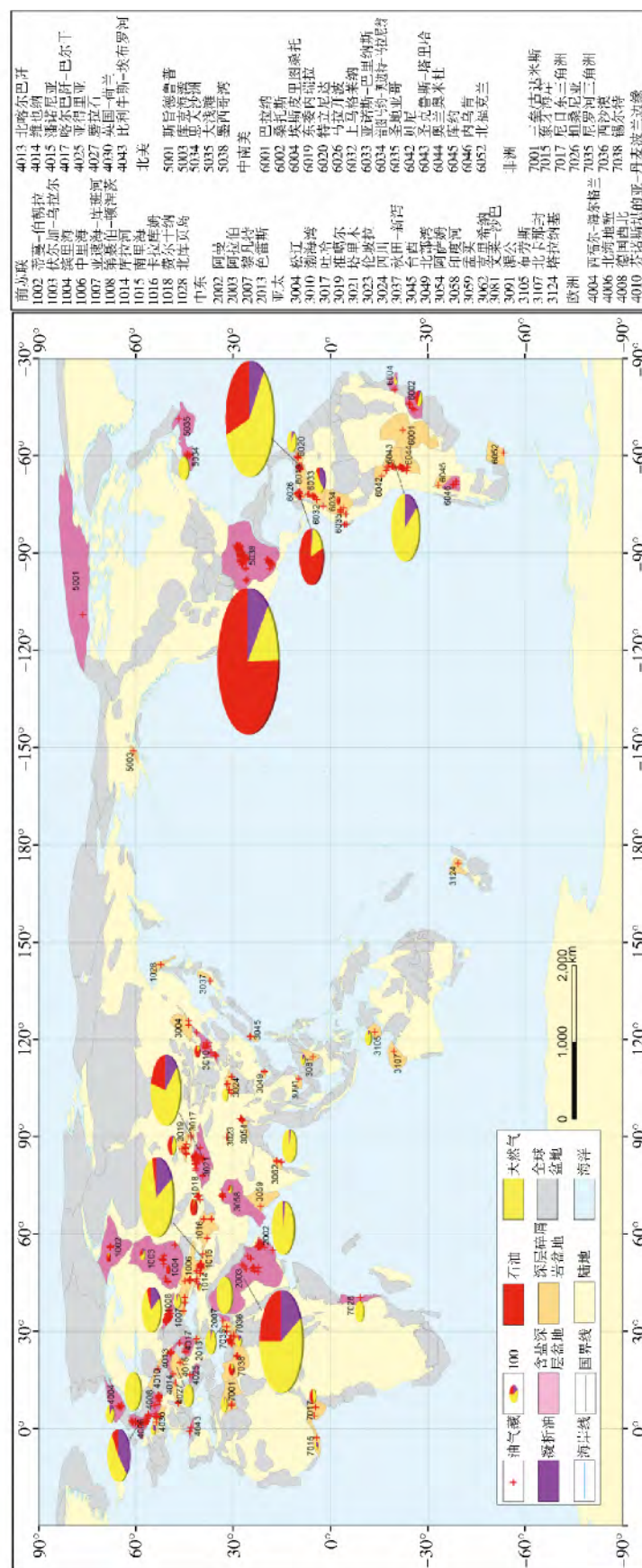


图 1 全球深层碎屑岩含油气盆地和深层碎屑岩油气藏分布

Fig. 1 Distribution of deep siliciclastic petroliferous basins and deep petroleum accumulations

尽管长石溶蚀产生相当的次生孔隙,但多被填充。当砂岩埋藏大于 4500 m ( > 150 ℃ ) ,压溶作用继续进行,长石溶蚀产生的次生孔隙增加并不明显。总孔隙度值基本不发生变化,原生和次生宏观孔隙的减少部分被微孔隙增加所补偿,但孔隙类型继续发生变化且速率很慢(图 2)。

地温与埋深对储层孔隙度变化起到了双重控制作用,但考虑到孔隙度—埋深数据的易获取性和孔隙度—埋深交会图可能呈现与孔隙度—地温交会图相似的统计特征,本文选择了数据较丰富的孔隙度—埋深数据进行统计分析。图 3 呈现了全球碎屑岩含油气储层埋藏顶深和孔隙度的相关性。以 500 m 的间隔,分别计算每个埋深段的孔隙度 P90 值(90% 的孔隙度值不小于此值)、P50 值(中值)和 P10 值。同时,孔隙度最大值随埋深变化趋势线主要是通过定性估算获得,仅有离散的异常值位于该趋势线之外。从该图可以看出:(1)与深层相比,中浅层含油气储层孔隙度值变化范围较

大;(2)孔隙度最大值随埋深呈明显的减小趋势;(3)孔隙度中值在中浅层随埋深减小,随后出现增大再减小的变化趋势,孔隙度 P90 值和 P10 值随埋深的变化与孔隙度中值类似。这样的变化趋势与深层数据缺乏不无关系,但客观地揭示了在深层条件下,尽管物性整体差,但仍发育相对较好的优质储层(表 2)。

在中浅层,碎屑岩含油气储层孔隙度值变化范围较大,这可能受控于 4 个因素:(1)初始孔隙度值;(2)早成岩对孔隙的改造作用;(3)不同岩相对埋藏成岩阶段孔隙度变化控制的差异程度;(4)部分储层经历了从最大埋深到较浅层的抬升作用。尽管如此,最大孔隙度值随埋深减小,反映了压实和胶结的共同作用过程。理论上,在任何埋深段,当储层孔隙度值接近最大孔隙度时,可能反映出:(1)发育有利于保存原生孔隙和早成岩形成的孔隙的岩性(如洁净的石英砂岩);(2)存在克服近地表孔隙损失或促进次生孔隙发育的地质条件。

表 2 已发现深层碎屑岩油气 2P 可采储量(百万吨油当量)前 20 位的盆地深层碎屑岩储层特征

Table 2 Summary of deep siliciclastic reservoir data in the top 20 basins ranked by 2P original reserves of deep petroleum reservoirs

序 号	盆地 代码	盆地名称	含盐盆地 (是/否)	2P 储量/ 10 <sup>6</sup> t	主要储层	储层埋藏顶 深最大值/m	孔隙度/ %	渗透率/ mD	代表性油气田(藏):主力储层; 储层最大埋藏顶深/m
1	5038	墨西哥湾盆地	是	2492	侏罗系和白垩系浅海相砂岩;新生界深海斜坡相砂岩	9661	4~26	9~3595	Mensa: 上中新统砂岩; 4692
2	6019	东委内瑞拉盆地	否	1564	渐新统和中新统海相三角洲和浅海相砂岩	6228	5~21	3~1375	Santa Barbara: 渐新统和中新统砂岩; 5840
3	2003	阿拉伯盆地	是	1224	下泥盆统浅海和河流相砂岩,石炭系和二叠系冰川、河流及风成相砂岩	5180	5.5~22		Ghawar: 下志留统和泥盆系砂岩; 5180
4	1015	南里海盆地	否	739	上新统湖相三角洲砂岩	5950	5~19	0.9~461	Shah Deniz: 中、下上新统砂岩; 5900
5	3021	塔里木盆地	是	582	石炭系潮汐和浅海相砂岩;下白垩统和古近系河流和湖泊相砂岩	7057	3.4~22.6	0.2~1138	克深气田: 下白垩统巴什基奇克组; 8038
6	6043	圣克鲁斯—塔里哈盆地	否	533	下泥盆统浅海相砂岩	6055			Incahuasi x-1 ST: 下泥盆统砂岩; 5973
7	6026	马拉开波盆地	否	368	白垩系浅海相砂岩;始新统河流相砂岩	5516	3~18.3	1~25	Ceuta: 下始新统砂岩; 4550
8	2002	阿曼盆地	是	332	寒武系和奥陶系浅海和風成相砂岩	5278	6~9	0.02~3.7	SaihRawl: 中寒武统砂岩; 4972
9	4006	北海地堑	是	321	三叠系和侏罗系河流、浅海及深海斜坡相砂岩	5918	5~25	0.1~25	Elgin: 中、上侏罗统砂岩; 5212
10	1008	第聂伯—顿涅茨盆地	是	239	密西西比亚系浅海相砂岩	6220			Yablunivske: 密西西比亚系砂岩; 4568
11	4008	西北德国盆地	是	167	下二叠统河流、湖泊及風成相砂岩	5900	8~24	0.1~25	Soehlingen: 下二叠统砂岩; 4943
12	2007	黎凡特盆地	是	159	中新统深海相砂岩	5000			Aphrodite 1: 中新统砂岩; 5000
13	3062	克里希纳盆地	否	130	白垩系和新生界深海相斜坡砂岩	5250	25		UD-1: 渐新统砂岩; 5243
14	6033	亚诺斯—巴里纳斯盆地	否	74	白垩系河流和浅海相砂岩;中新世河流相砂岩	5836	4~20	60~1000	Huron 1: 上中新统砂岩; 4832
15	7035	尼罗河三角洲盆地	否	66	上渐新统和下中新统浅海相砂岩	4844	23~25	200	Satis 2: 上渐新统和下中新统砂岩; 6000
16	5034	思考天沙洲盆地	否	63	中侏罗统—下白垩统海相三角洲和浅海相砂岩	5799	4.8~23.7		Venture: 上侏罗统和下白垩统砂岩; 5550
17	3019	准噶尔盆地	是	60	中、下侏罗统河流和湖泊相砂岩	6051	9.6~20	0.3~17.3	呼图壁气田: 侏罗统砂岩; 7353
18	4015	潘诺尼亚盆地	否	56	下中新统河流相砾岩和砂岩	5500			Mako Trough: 下中新统砾岩和砂岩; 5500
19	7026	坦桑尼亚盆地	是	51	古近系深海相砂岩	4500			Zafarani 1: 古近系砂岩; 4500
20	6020	特立尼达盆地	否	50	新近系海相三角洲和浅海相砂岩	5090	18		Bounty 1: 上新统砂岩; 4600

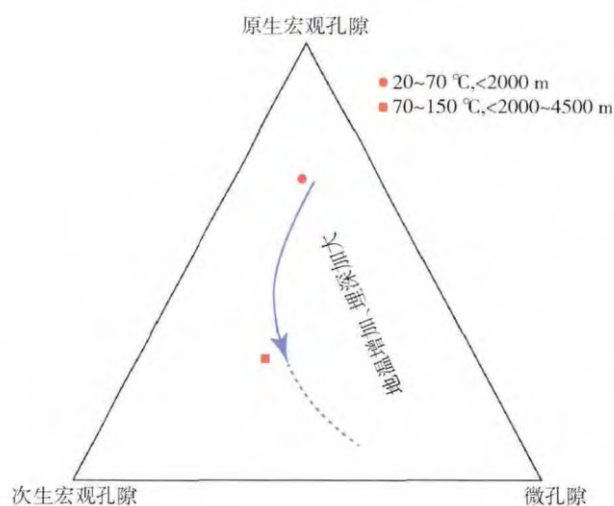


图2 孔隙类型三角图

Fig. 2 Ternary plot illustrating evolution of pore type

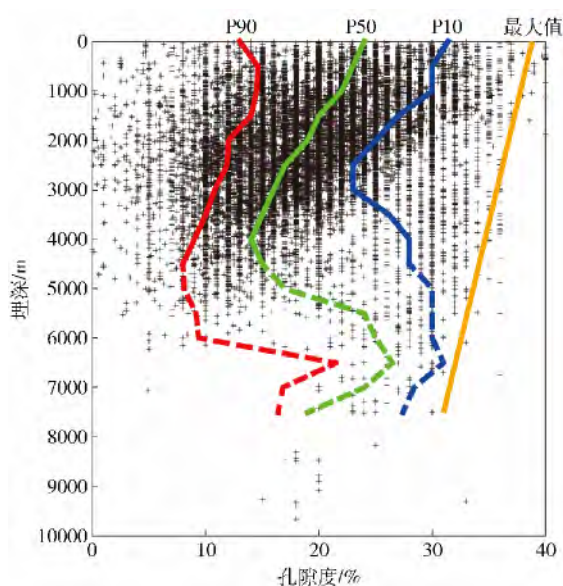


图3 全球碎屑岩含油气储层孔隙度和埋藏顶深的关系

Fig. 3 Cross plot of porosity vs. top depth for global siliciclastic reservoirs

### 3 深层优质砂岩储层发育机理

孔隙度和渗透率往往随埋深(或地温或有效应力)而减小,但物性相对较好的优质砂岩储层在盆地深层发育是客观的事实。勘探实践表明,在深层条件下,优质储层发育是油气富集、高产的关键。不同学者从不同视角探讨过深层优质储层发育的机理<sup>[8-19]</sup>。基于前人的研究成果,本文将辩证地分析讨论颗粒薄膜、早期油气充注、孔隙流体超压、次生孔隙及盐岩发育等5种机理。

#### 3.1 颗粒薄膜

在砂岩储层中,自生石英胶结速率受控于地温、颗粒粒径、可供石英沉淀的颗粒表面积等多种因

素<sup>[20-21]</sup>。颗粒薄膜发育常常会阻止石英胶结物在颗粒表面的广泛成核沉淀。颗粒薄膜主要由自生黏土矿物(多为绿泥石)和微晶石英构成。此外,还包括碎屑黏土镶边和自生的细粉晶碳酸盐矿物(如菱铁矿)。颗粒薄膜对深层砂岩含油气储层孔、渗的改善具有非常重要的作用,常常导致深层高孔、高渗发育,这在北海地堑、阿拉伯、西北德国、亚诺斯-巴里纳斯盆地等均已被证实(表2)。

较之伊利石和混层黏土矿物,自生绿泥石是抑制砂岩中石英胶结发育最重要的颗粒薄膜矿物,这很大程度上是因为绿泥石更易于在碎屑颗粒表面形成连续的黏土层,从而阻碍石英胶结物于其表面广泛沉淀。碎屑黏土镶边,往往由机械渗滤作用形成,与自生黏土薄膜相比,在碎屑颗粒表面连续性较差,因此使得其抑制石英胶结物沉淀作用较差。图4(a)中,黏土层呈同心圆状围绕碎屑石英颗粒生长形成鲕粒,绿泥石呈放射状附着其表面,而且在颗粒边缘,黏土镶边和自生绿泥石薄膜缺失处,石英胶结发育(图4(b))。基于统计分析,Dowey等<sup>[22]</sup>发现:绿泥石薄膜可发育在多种沉积环境中,但主要见于三角洲相,其次为河流相;储层地质时代越新,绿泥石薄膜的发育程度越高;温度和气候对绿泥石薄膜的形成亦有很重要的影响。例如在挪威海哈尔塔班肯(Haltenbanken)地区,侏罗系加姆(Gam)至阿雷(Are)组砂岩均不同程度的发育自生绿泥石薄膜,其中伊莱(Ile)、托夫特(Tofte)和蒂立谷(Tilje)组砂岩大部分孔隙度偏于Ramm和Bjørlykke等<sup>[23]</sup>给出的孔隙度随深度变化趋势线,最厚的孔渗异常段发育在4672.5~4703 m,原因在于这些砂岩形成于受潮汐影响的上临滨和三角洲前缘沉积环境,与其他沉积环境相比绿泥石发育程度更高(图5)<sup>[13]</sup>。此外,微晶石英薄膜亦能够通过抑制粗晶石英加大边的形成,对深层储层原生孔隙的保存起到重要作用<sup>[10]</sup>。

颗粒薄膜控制的深层优质砂岩储层的预测主要依赖于地质经验,同时通过建立沉积和成岩模型,分析目的储层热史、砂岩颗粒粒径、成分对颗粒薄膜发育程度及其分布的影响,有助于优质储层的预测。在砂岩储层中,当碳酸盐、硫酸盐或沸石类胶结为主而石英胶结对储层破坏弱时,颗粒薄膜对原生孔隙保存的意义相对较小。事实上,在成分成熟度相对低的砂岩中,由于石英胶结几乎不发育,所以颗粒薄膜对孔隙保存的作用很小。

#### 3.2 早期油气充注

早期油气充注对储层质量的改善一直以来都是一个富有争议性的问题。在这里,本文仅讨论烃类充注对储层自生矿物胶结、矿物稳定性或溶解度及润湿性的影响。

关于油气充注能否抑制石英和伊利石甚至是高岭



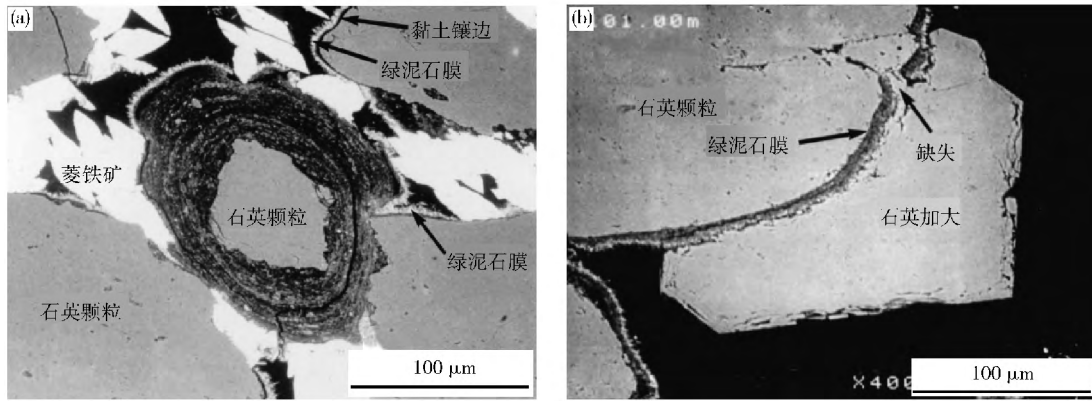


图4 自生薄膜状绿泥石镜下特征<sup>[13]</sup>. (a) 薄层黏土在石英颗粒表面生长; (b) 石英加大在绿泥石薄膜缺失处发育

Fig. 4 Photomicrographs showing authigenic grain-coating chlorite<sup>[13]</sup>: (a) laminated clay accreted on a quartz grain; (b) quartz overgrowth precipitated on a detrital quartz grain where there is a break in the continuity of the thin chlorite coat

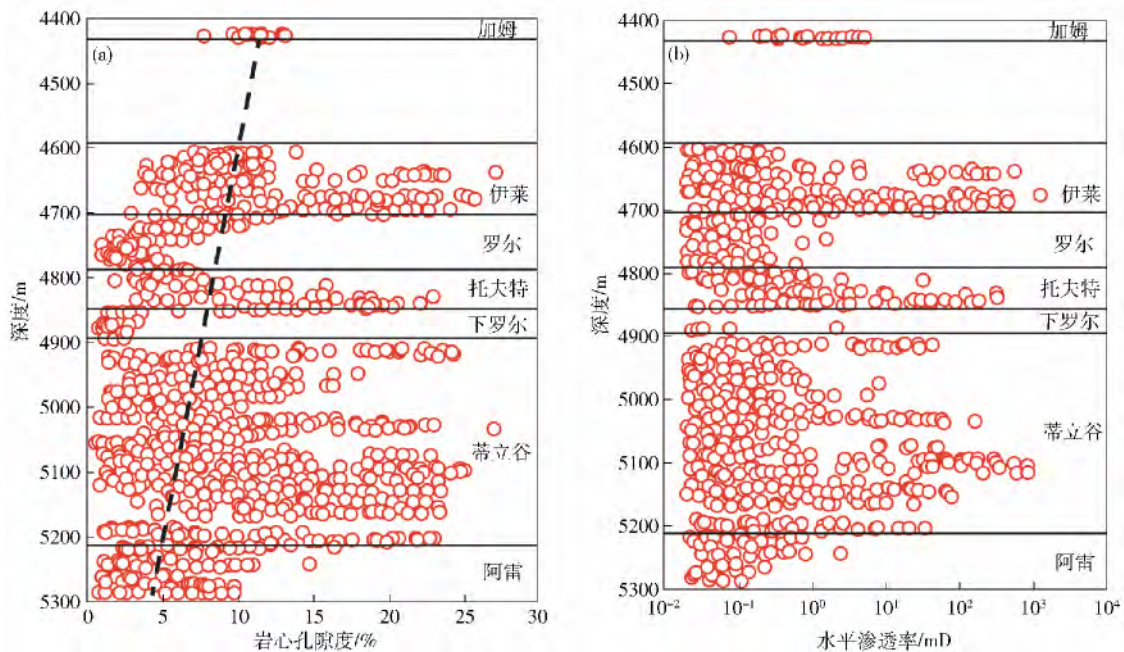


图5 自生绿泥石薄膜对储层孔、渗条件的影响<sup>[13]</sup>. (a) 孔隙与埋深; (b) 渗透率与埋深

Fig. 5 Plots showing the impact of chlorite grain coatings on reservoir quality<sup>[13]</sup>: (a) porosity vs. top depth; (b) permeability vs. top depth

石的沉淀,众说纷纭<sup>[12-29]</sup>. 众多国内储层研究者一直认为油气充注可以抑制自生石英和伊利石生成<sup>[30-33]</sup>,但是 Worden 等<sup>[12]</sup>和 Taylor 等<sup>[17-29]</sup>的研究结果表明烃类流体对石英胶结速率和储层质量没有客观的影响,这一认识目前已被多数人接受. 不过目前有关油气充注能否抑制黏土矿物胶结尚无定论<sup>[14,17,32,34]</sup>.

烃类对长石、碳酸盐、石英等矿物稳定性的影响主要是通过有机酸实现,其中长石溶蚀对储层中次生孔隙的发育有非常重要的意义. 事实上,油田地层水分析表明其中含有的有机酸浓度很低,不足以强烈影响到储层水-岩反应平衡<sup>[35]</sup>.

此外,当原油充注储层,其中极性化合物,特别是

大相对分子质量的胶质和沥青质,容易吸附在固/液界面上,使矿物表面润湿性发生改变<sup>[36-37]</sup>. 一旦矿物表面润湿性由亲水转变为亲油,孔隙中的毛细管力相对于晚期原油而言将成为动力而非阻力<sup>[38]</sup>.

### 3.3 孔隙流体超压

伴随上覆沉积物的增加,储层所遭受的有效应力增大,机械压实作用加强,孔隙度减小. 若孔隙流体超压发育,则造成有效应力削弱,机械压实速率减缓. 墨西哥湾、北海地堑、西非海域、南里海、塔里木、准噶尔盆地等深层储层均不同程度发育超压(表2). 砂岩储层中孔隙流体超压发育往往会保存相当一部分孔隙. 主要机理包括: (1) 机械压实减缓,部分原始孔隙空间得以保存; (2) 超压亦会抑制粒间压溶,阻碍硅离子的

来源,减缓石英胶结作用<sup>[20-21]</sup>。

超压对储层原生孔隙的保存意义取决于砂岩力学性质和超压形成的相对时间。当砂岩储层中塑性组分富集时,孔隙被保存下来的潜力较大,这是因为压实作用对储层质量改善起主导作用。在快速沉降的新生代盆地中,孔隙流体超压发育对储层孔隙的保存具有非常重要的意义。只有当超压持续发育时,储层中才有一部分原生孔隙被保存下来,否则对储层改善意义不大。需要指出的是,由于地层压力发育历史的复杂性和胶结作用对孔隙的破坏,超压对储层孔隙的保存作用也不一定导致优质储层发育。这是因为,如果石英等自生矿物的胶结作用发育,那么在足够长的地质时间内和充分的地质热环境下,石英胶结破坏的孔隙度将抵消掉孔隙流体超压保存的那部分孔隙。

3.4 次生孔隙

薄片下常见到长石、岩屑及碳酸盐胶结物发生溶蚀产生次生孔隙。Taylor等<sup>[17]</sup>统计分析了发育在不同沉积环境、盆地背景、地质时代、地热梯度及热成熟度条件下的砂岩储层的薄片总孔隙度和骨架颗粒溶蚀孔隙度(表3),他们发现在一些地质条件下,尽管颗粒溶蚀普遍,但溶蚀孔隙仅占总孔隙体积的一小部分。实际上,镜下溶蚀孔隙的鉴定没有一个统一的标准<sup>[39-40]</sup>,加之薄片下许多孔径小于薄片厚度(30 μm)的孔隙被统计为微孔隙(孔径0.5 μm),结果造成薄片孔隙度计算出现误差。

Hays和Boles<sup>[41]</sup>曾提出溶蚀产物的有效物质转化或迁移及溶蚀发育规模的问题。实际上,溶蚀及伴随的物质转化或迁移的地化机制一直不清楚<sup>[42-46]</sup>。一种极端情况是骨架颗粒溶解的所有成分,以自生高岭石、伊利石等黏土矿物的形式沉淀在孔隙空间中,导致总孔隙度改变,渗透率减小(图6(a))。另一种极端情况是大多数溶解组分被带出,造成孔隙的净增加,渗透率没有减小(图6(b))。实际地质情况多数接近第一种情况,第二种情况很少发生。

二氧化碳、有机酸及水-岩反应被认为是溶解作用的重要地化机制。Giles和de Boer<sup>[43]</sup>认为在砂岩埋藏成岩过程中,长石溶蚀不需要异常或特殊的酸性孔隙流体参与。在大多数地质情况下,不稳定的长石颗粒与孔隙水发生水-岩相互作用产生化学性质较稳定的自生矿物,如钠长石、高岭石及伊利石。当水-岩相互作用达到平衡时,孔隙水中物质迁移发生,以保持化学反应继续进行。物质迁移的规模决定了储层孔、渗条件的改善程度。Taylor等<sup>[17]</sup>认为多数情况下,在碎屑颗粒溶蚀过程中,砂岩储层孔、渗很少或是几乎没有净增加。例如在墨西哥湾海域的莫比尔湾(Mobile Bay)油田的侏罗系诺夫利特(Norphlet)组砂岩中,尽管地温超过200℃,但没有发现长石蚀变的证据,钾长石自生加大发育<sup>[47]</sup>。究其原因是该油田的地层水属高度含盐的卤水类型( $TDS = \sim 300 \text{ g} \cdot \text{L}^{-1}$ ),同时钾离子质量浓度高,可达 $13 \sim 17 \text{ g} \cdot \text{L}^{-1}$ 。这种富钾的孔隙水与长石达到化学反应平衡,不存在重要的化学驱动力以保证反应继续发生。与长石相似,碳酸盐矿物的溶解是由水-岩相互反应平衡和孔隙空间物质平衡两者共同约束。孔隙水与碳酸盐矿物反应易于较快达到化学平衡,考虑到在深层环境中,压实流体流动速率非常有限<sup>[46,48]</sup>,碳酸盐矿物的溶解对孔隙度改善的贡献较小。

实际上,在埋藏成岩阶段,储层孔隙度的增加,需要其中大量矿物发生溶解,且由孔隙水迁移将其产物带出储层。Bjørlykke和Jahren<sup>[46]</sup>认为在一个封闭的、未受热液活动影响的地化体系中,受控于物质平衡,次生溶蚀孔隙发育及储层孔隙度净增加是不可能的。尽管薄片下见次生孔隙发育,但定量计算成岩某阶段储层中有多少物质被溶解多少被沉淀是很困难的。在浅埋藏阶段,受大气水的淋滤作用,整个储集层是属开放的地化体系,但是对于深层封闭体系,目前仍没有一个地化模型被提出来能较好地解释其中次生孔隙的形成及分布。

表3 砂岩储层薄片统计孔隙度数据<sup>[17]</sup>

Table 3 Summary of petrographic porosity data<sup>[17]</sup>

砂岩储层	薄片总孔隙度/%					颗粒溶蚀孔隙度/%			
	平均	最大	最小	标准差	数量	平均	最大	最小	标准差
墨西哥湾,始新统	17.3	27.0	3.5	6.4	129	1.7	5.0	0	1.1
北海盆地,侏罗系	19.7	29.6	6.6	5.6	101	0.2	9.3	0.1	2.0
墨西哥湾,中新统1	20.3	33.0	0	7.6	116	1.0	5.3	0	1.1
墨西哥湾,中新统2	14.5	29.6	1.3	7.8	66	1.6	6.3	0	1.4
墨西哥湾,侏罗系	9.2	19.0	0	4.8	63	0.2	2.0	0	0.4
北海,三叠系	12.3	23.0	5.0	4.2	68	1.1	3.3	0	0.9
西非,渐新统	22.8	35.0	12.7	5.3	20	1.2	4.3	0	1.0
北海,二叠系	21.1	25.7	15.3	3.4	13	2.9	5.8	0.4	2.2



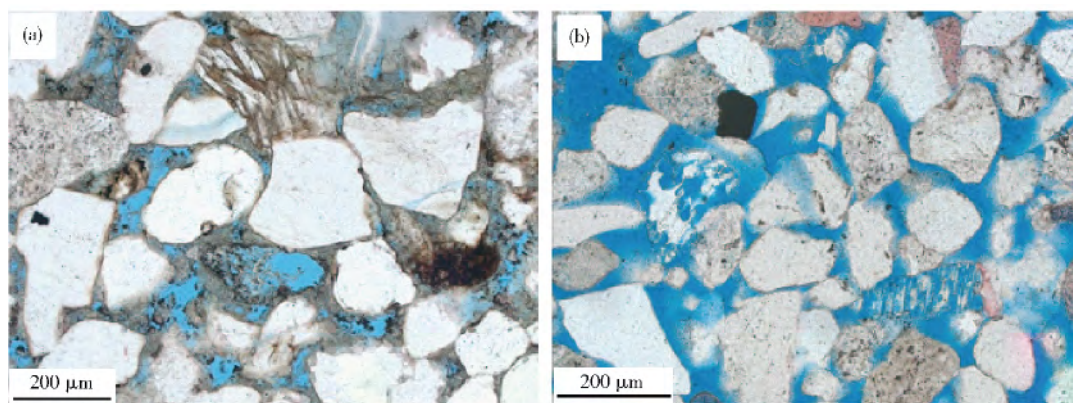


图 6 碎屑颗粒溶蚀<sup>[17]</sup>. (a) 自生黏土部分填充孔隙; (b) 自生黏土迁出

Fig. 6 Thin-section photomicrographs showing framework-grain dissolution<sup>[17]</sup>: (a) authigenic clay partially filling pore space; (b) insignificant amounts of authigenic clay found in pore space

### 3.5 盐岩发育

由于盐与周围沉积物之间较大的热导率差异和盐相关构造的几何形态,盐及其相关构造将盐下和周围沉积物中的热量传导并聚集至盐上,从而引起盐上沉积物的正热异常和盐下沉积物的负热异常.这种负热异常随盐岩沉积厚度和盐相关构造规模加大而向盆地深层延伸相当大的范围,且在时间上可累积<sup>[49-50]</sup>.盐下沉积物负热异常可抑制石英胶结物的沉淀,阻止孔隙的减小.墨西哥湾、阿拉伯、塔里木、阿曼、北海地堑、第聂伯—顿涅茨、西北德国盆地等均为含盐盆地(表 2).

盐岩发育的时间、厚度、埋深及与下伏目的砂岩储层的垂直距离控制着盐下负热异常对石英胶结的抑制程度.在墨西哥湾海域塔希提岛(Tahiti)地区,埋深

5800~7500 m 的中新统砂岩段,钻井测试地温较区域地温趋势低 30℃.而在相隔距离超过 200 km 的波塞冬(Poseidon)地区的 5200~7500 m 中新统砂岩段,盐下地温与相对高的区域性地温一致.薄片定量分析表明塔希提岛地区的砂岩中发育较少的石英胶结物,体积分数仅为 1%~2%,孔隙度介于 21%~24%(图 7(a));而在波塞冬地区,地温较相同深度段塔希提岛砂岩高 40℃,砂岩中石英胶结物体积分数为 2%~7%,孔隙度则为 12%~17%(图 7(b)).换句话说,两个地区砂岩孔隙度的较大差异,可能更多归因于石英胶结程度的不同,这是由它们热历史差异造成的.具体讲,在塔希提岛地区,盐层发育自埋深 1200 m 向下厚度达 3000 m,而在波塞冬地区,盐层厚度仅为 1200 m 左右.

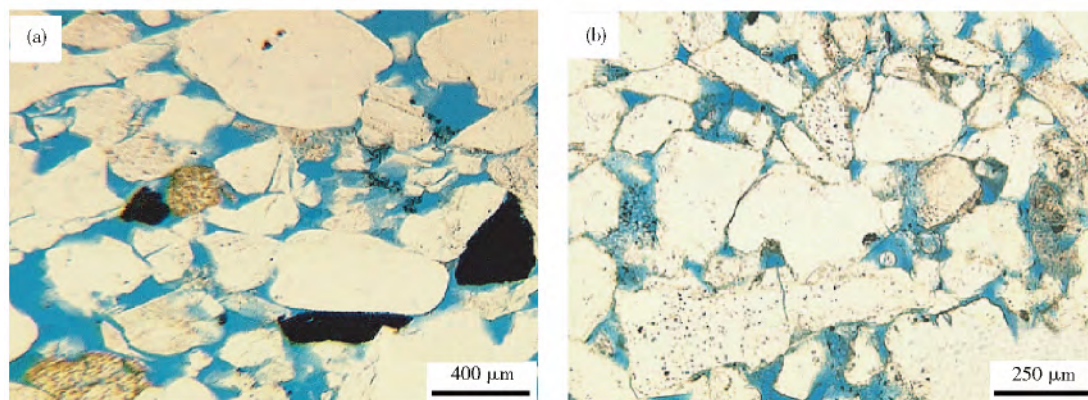


图 7 砂岩储层孔隙度和石英胶结物含量差异<sup>[17]</sup>. (a) 塔希提岛地区; (b) 波塞冬地区

Fig. 7 Thin-section photomicrographs showing that equivalent-aged sands differ in the amount of porosity and quartz cement<sup>[17]</sup>: (a) Tahiti; (b) Poseidon

国外的深层砂岩油气藏主要分布在年轻的单旋回盆地中,而我国深层砂岩油气藏多形成于多期构造及多种过程叠加改造背景下的复杂叠合盆地中.叠合盆地深层砂岩储层往往经历了多期油气充注,成岩和油气充注过程交替进行,储层质量演化过程复杂,需要更

为细致的研究.深层油气勘探应立足于对“甜点”的预测,重点考虑颗粒薄膜、孔隙流体超压和盐岩发育对深层砂岩储层原生孔隙的保存作用.成岩模型、沉积模型和 3D 盆地模拟相结合将在深层优质砂岩储层精准预测方面发挥重要的作用.



## 4 结论

(1) 在已发现的深层碎屑岩油气中, 石油、天然气和凝析油 2P 可采储量分别为  $3336 \times 10^6$  t、 $66508 \times 10^8$  m<sup>3</sup> 和  $993 \times 10^6$  t, 深层油气以天然气为主。中南美和北美深层碎屑岩发现的油气 2P 可采储量最多。北美深层碎屑岩发现的石油 2P 可采储量最多, 而中南美发现的天然气和凝析油 2P 可采储量最多。墨西哥湾、东委内瑞拉、阿拉伯、南里海、塔里木和圣克鲁斯-塔里哈盆地是深层碎屑岩油气最富集的六大盆地。

(2) 深层碎屑岩储层发育特征与中浅层存在一定差异, 通常表现为高温、高压、物性差、孔隙结构与成因类型复杂、成岩作用强且差异大、非均质性显著等特征。与中浅层储层以原生和次生宏观孔隙为主不同, 在深层, 微孔隙在总孔隙中所占比重显著上升, 次生溶蚀宏观孔不一定非常发育。碎屑岩含油气储层孔隙度最大值随埋深呈明显的减小趋势, 而孔隙度中值在中浅层随埋深而减小, 随后增大再减小, 反映出盆地深层可发育物性相对较好优质储层。

(3) 深层油气勘探应立足于对“甜点”的预测, 重点考虑颗粒薄膜、孔隙流体超压和盐岩发育对深层砂岩储层原生孔隙的保存作用。

## 参 考 文 献

- [1] Dyman T S, Crovelli R A, Bartberger C E, et al. Worldwide estimates of deep natural gas resources based on the U. S. geological survey world petroleum assessment 2000. *Nat Resour Res*, 2002, 11(3): 207
- [2] Cao B F, Bai G P, Wang Y F. More attention recommended for global deep reservoirs. *Oil Gas J*, 2013, 111(9): 78
- [3] Tuo J C. Research status and advances in deep oil and gas exploration. *Adv Earth Sci*, 2002, 17(4): 565  
( 妥进才. 深层油气研究现状及进展. 地球科学进展, 2002, 17(4): 565)
- [4] Zhang Z Y. Renew exploration concept and open up frontiers in deep strata. *Oil Gas Geol*, 2005, 26(2): 193  
( 张之一. 更新勘探观念, 开拓深层油气新领域. 石油与天然气地质, 2005, 26(2): 193)
- [5] Zhu G Y, Zhang S C. Hydrocarbon accumulation condition and exploration potential of deep reservoirs in China. *Acta Pet Sin*, 2009, 30(6): 793  
( 朱光有, 张水昌. 中国深层油气成藏条件和勘探潜力. 石油学报, 2009, 30(6): 793)
- [6] Pang X Q. Key challenges and research methods of petroleum exploration in the deep superimposed basins in western China. *Oil Gas Geol*, 2010, 31(5): 517  
( 庞雄奇. 中国西部叠合盆地深部油气勘探面临的重大挑战及其研究方法意义. 石油与天然气地质, 2010, 31(5): 517)
- [7] Wang Y, Su J, Wang K, et al. Distribution and accumulation of global deep oil and gas. *Nat Gas Geosci*, 2012, 23(3): 526  
( 王宇, 苏劲, 王凯, 等. 全球深层油气分布特征及聚集规律. 天然气地球科学, 2012, 23(3): 526)
- [8] Sun L D, Zou C N, Zhu R K, et al. Formation, distribution and potential of deep hydrocarbon resources in China. *Pet Explor Dev*, 2013, 40(6): 641  
( 孙龙德, 邹才能, 朱如凯, 等. 中国深层油气形成、分布与潜力分析. 石油勘探与开发, 2013, 40(6): 641)
- [9] Ehrenberg S N. Preservation of anomalously high porosity in deeply buried sandstones by grain-coating chlorite: examples from the Norwegian Shelf. *AAPG Bull*, 1993, 77(7): 1260
- [10] Aase N E, Bjørkum P A, Nadeau P H. The effect of grain-coating microquartz on preservation of reservoir porosity. *AAPG Bull*, 1996, 80(10): 1654
- [11] 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(5): 803
- [12] Worden R H, Oxtoby N H, Smalley P C. Can oil emplacement prevent quartz cementation in sandstones? *Pet Geosci*, 1998, 4: 129
- [13] Bloch S, Lander R H, Bonnell L. Anomalously high porosity and permeability in deeply buried sandstone reservoirs: origin and predictability. *AAPG Bull*, 2002, 86(2): 301
- [14] Zhong D K, Zhu X M, Wang H J. Characteristics and genetic mechanism of deep buried clastic eureservoir in China. *Sci China Ser D*, 2008, 38(Suppl 1): 11  
( 钟大康, 朱筱敏, 王红军. 中国深层优质碎屑岩储层特征与形成机理分析. 中国科学 D 辑, 2008, 38(增刊 1): 11)
- [15] Liu C, Zhang H L, Han B, et al. Reservoir characteristics and control factors of deep-burial clastic rocks in Dabeizone of Kuche sag. *Nat Gas Geosci*, 2009, 20(4): 504  
( 刘春, 张惠良, 韩波, 等. 库车坳陷大北地区深部碎屑岩储层特征及控制因素. 天然气地球科学, 2009, 20(4): 504)
- [16] Wang Z L, Li J, L Z W, et al. Hydrocarbon accumulation characters and exploration prospects of deep-seated oil-gas reservoirs in Bohai Bay Basin. *Mar Geol Quart Geol*, 2010, 30(3): 105  
( 王宗礼, 李君, 李正文, 等. 渤海湾盆地深层油气藏特征及其勘探前景. 海洋地质与第四纪地质, 2010, 30(3): 105)
- [17] Taylor T R, Giles M R, Hathon L A, et al. Sandstone diagenesis and reservoir quality prediction: models, myths, and reality. *AAPG Bull*, 2010, 94(8): 1093
- [18] Nguyen B T T, Jones S J, Goult N R, et al. The role of fluid pressure and diagenetic cements for porosity preservation in Triassic fluvial reservoirs of the Central Graben, North Sea. *AAPG Bull*, 2013, 97(8): 1273
- [19] Grant N T, Middleton A J, Archer S. Porosity trends in the Skagerrak Formation, Central Graben, United Kingdom Continental Shelf: the role of compaction and pore pressure history. *AAPG Bull*, 2014, 98(6): 1111
- [20] Walderhaug O. Modeling quartz cementation and porosity in Middle Jurassic Brent Group sandstones of the Kvitebjorn field, northern North Sea. *AAPG Bull*, 2000, 84(9): 1325
- [21] Lander R H, Bonnell L M, Larese R E. Toward more accurate

- quartz cement models: the importance of euhedral versus noneuhedral growth rates. *AAPG Bull*, 2008, 92(11): 1537
- [22] Dowe P J, Hodgson D M, Worden R H. Pre-requisites, processes, and prediction of chlorite grain coatings in petroleum reservoirs: a review of subsurface examples. *Mar Pet Geol*, 2012, 32(1): 63
- [23] Ramm M, Bjørlykke K. Porosity/depth trends in reservoir sandstones: assessing the quantitative effects of varying pore pressure, temperature history and mineralogy, Norwegian Shelf area. *Clay Miner*, 1994, 29(4): 475
- [24] Gluyas J G, Robinson A G, Emery D S, et al. The link between petroleum emplacement and sandstone cementation. *Pet Geol Conf Ser*, 1993, 4: 1395
- [25] Saigal G C, Bjørlykke K, Larter S. The effects of oil emplacement in diagenetic processes—examples from the fulmar reservoir sandstone, Central North Sea. *AAPG Bull*, 1992, 76(7): 1024
- [26] Walderhaug O. Kinetic modeling of quartz cementation and porosity loss in deeply buried sandstone reservoirs. *AAPG Bull*, 1996, 80(5): 732
- [27] Worden R H, Morad S. Quartz cementation in oil field sandstones: a review of the key controversies. *Quartz Cementation in Sandstones, International Association of Sedimentologists Special Publication*, 2000, 29: 1
- [28] 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(10): 915
- [29] Taylor T R, Kittridge M G, Winefield P, et al. Reservoir quality and rock properties modeling results—Jurassic and Triassic sandstones: greater shearwater high pressure/high temperature (HPHT) area, United Kingdom central North Sea. *Mar Pet Geol*, 2005, 65: 1
- [30] Cai J G, Zhang Z H, Zhu X M, et al. Hydrocarbon filling and chemical diagenesis evolution of the clastic reservoir of the Paleogene in Dongying Sag. *Pet Explor Dev*, 2003, 30(3): 79  
(蔡进功, 张枝焕, 朱筱敏, 等. 东营凹陷烃类充注与储集层化学成岩作用. 石油勘探与开发, 2003, 30(3): 79)
- [31] Hu H Y. Effect of hydrocarbon emplacement to diagenesis of reservoir. *Mar Origin Pet Geol*, 2004, 9(1-2): 85  
(胡海燕. 油气充注对成岩作用的影响. 海相油气地质, 2004, 9(1-2): 85)
- [32] Yuan Z, Li W H, Guo Y Q. Effects of oil emplacement on diagenetic evolution of sandstone reservoir in Yanchang formation, southeastern Ordos Basin. *Geol J China Univ*, 2011, 17(4): 594  
(袁珍, 李文厚, 郭艳琴. 鄂尔多斯盆地东南缘延长组石油充注对砂岩储层成岩演化的影响. 高校地质学报, 2011, 17(4): 594)
- [33] Cao B F, Sun W. Diagenesis of Chang 6 reservoir in Xuecha Block of Wuqi area. *Nat Gas Geosci*, 2011, 22(6): 951  
(曹斌风, 孙卫. 吴旗地区薛岔区块延长组长6砂岩储层成岩作用研究, 2011, 22(6): 951)
- [34] Wilkinson M, Haszeldine R S, Fallick A E. Hydrocarbon filling and leakage history of a deep geopressured sandstone, Fulmar Formation, United Kingdom North Sea. *AAPG Bull*, 2006, 90(12): 1945
- [35] Lundegard P D, Kharaka Y K. Distribution and occurrence of organic acids in subsurface waters // *Organic Acids in Geological Processes*. New York, 1994: 40
- [36] Barclay S A, Worden R H. Effects of reservoir wettability on quartz cementation in oil fields. *Quartz Cementation in Sandstones, International Association of Sedimentologists Special Publication*, 2000, 29: 103
- [37] Anderson W G. Wettability literature survey: Part 1. Rock/oil/brine interactions and the effects of core handling on wetting. *J Pet Technol*, 1986, 38(1): 1125
- [38] Luo X R, Zhang L P, Yang H, et al. Oil accumulation process in the low-permeability Chang 81 member of Longdong area, the Ordos Basin. *Oil Gas Geol*, 2010, 31(6): 770  
(罗晓容, 张刘平, 杨华, 等. 鄂尔多斯盆地陇东地区长81段低渗油藏成藏过程. 石油与天然气地质, 2010, 31(6): 770)
- [39] Schmidt V, McDonald D A. The role of secondary porosity in the course of sandstone diagenesis. *SEPM Spec Publ*, 1979(26): 175
- [40] Burley S D, Kantorowicz J D. Thin section and SEM textural criteria for the recognition of cement dissolution porosity in sandstone. *Sedimentology*, 1986, 33(4): 587
- [41] Hays M J, Boles J R. Volumetric relations between dissolved plagioclase and kaolinite in sandstones: implications for mass transfer in the San Joaquin Basin, California. *SEPM Spec Publ*, 1992(47): 111
- [42] Bjørlykke K. Formation of secondary porosity: how important is it? *Clastic Diagenesis AAPG Memoir*, 1984, 37: 277
- [43] Giles M R, de Boer R B. Origin and significance of redistributional secondary porosity. *Mar Pet Geol*, 1990, 7(4): 378
- [44] Bjørlykke K. Clay mineral diagenesis in sedimentary basins—a key to the prediction of rock properties, examples from the North Sea Basin. *Clay Miner*, 1998, 33(1): 15
- [45] Chuhan F A, Bjørlykke K, Lowrey C J. Closed system burial diagenesis in reservoir sandstones: examples from the Garn Formation at Haltenbanken area, offshore mid-Norway. *J Sediment Res*, 2001, 71(1): 15
- [46] Bjørlykke K, Jahren J. Open or closed geochemical system during diagenesis in sedimentary basin: constraints on mass transfer during diagenesis and the prediction of porosity in sandstone and carbonate reservoirs. *AAPG Bull*, 2012, 96(12): 2193
- [47] Taylor T R, Stancliffe R, Macaulay C I, et al. High temperature quartz cementation and the timing of hydrocarbon accumulation in the Jurassic Nophlet Sandstone, offshore Gulf of Mexico, USA. *Geol Soc London Spec Publ*, 2004: 237, 257
- [48] Bethke C M. A numerical model of compaction-driven groundwater flow and heat transfer and its application to the paleohydrology of intracratonic basins. *J Geophys Res*, 1985, 90(B8): 6817
- [49] Hao F, Zou H Y, Gong Z S, et al. Hierarchies of overpressure retardation of organic matter maturation: Case studies from petroleum basins in China. *AAPG Bull*, 2007, 91(10): 1467
- [50] Mello U T, Karner G D. Development of sediment overpressure and its effect on thermal maturation: application to the Gulf of Mexico Basin. *AAPG Bull*, 1996, 80(9): 1367