

## 应用物理模拟研究碎屑岩储层物性演化特征： 以胜利油区古近系沙河街组为例

纪友亮<sup>1,2</sup>, 吴浩<sup>1,2</sup>, 王永诗<sup>3</sup>, 周勇<sup>1,2</sup>, 王伟<sup>3</sup>, 侯高峰<sup>1,2</sup>, 张艺楼<sup>1,2</sup>

1. 中国石油大学(北京)地球科学学院, 北京 102249;

2. 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;

3. 中国石化胜利油田公司勘探开发研究院, 东营 257000

**摘要:** 为定量恢复地质历史时期碎屑岩储层物性参数的演化特征, 以胜利油区古近系沙河街组为例, 采用物理模拟实验对纯压实作用下不同的粒度、分选、沉积相类型及不同地层流体性质的砂岩储层孔隙度和渗透率的变化规律进行研究。结果表明: 物源相同时, 分选、磨圆类似的岩石, 随着粒度的增大, 孔隙度减小、渗透率则增大; 而对于粒径范围相同、分选不同的岩石, 其孔隙度和渗透率均同分选呈现较好的正相关性, 即分选越好物性也越好。在不同地层流体条件下, 储层抗压能力不同, 酸性水介质条件下岩石抗压能力最小, 且随着埋深增加孔隙度减少的速率相对较快; 而在碱性水介质下, 其孔隙度随深度的变化速率则相对较慢; 当地层流体介质发生改变时, 即酸碱度降低至中性水介质条件时, 抗压能力则会得到一定程度的恢复。总体上, 碎屑岩储层的孔隙度同埋深基本呈现对数关系, 渗透率与埋深均呈指数关系。模拟实验结果与实际埋深相对较浅的碎屑岩储层(小于2500 m)孔隙度演化特征吻合度较高, 表明在浅层影响储层物性的因素主要为压实作用; 而中深层的储层物性影响因素较多, 其量化研究还需综合考虑其它参数。

**关键词:** 物理模拟; 碎屑岩储层; 孔隙度; 渗透率; 压实作用

中图分类号: TE122.2

文献标识码: A

文章编号: 1006-7493(2017)04-0657-13

## Applying Physical Simulation to Study the Physical Property Evolution in Clastic Reservoirs: A Case from the Paleogene Shahejie Formation in the Shengli Oil Zone, Bohai Bay Basin

Ji Youliang<sup>1,2</sup>, Wu Hao<sup>1,2</sup>, Wang Yongshi<sup>3</sup>, Zhou Yong<sup>1,2</sup>, Wang Wei<sup>3</sup>, Hou Gaofeng<sup>1,2</sup>, Zhang Yilou<sup>1,2</sup>

1. College of Geosciences, China University of Petroleum (Beijing), Beijing 102249, China;

2. State Key Laboratory of Petroleum Resources and Prospecting, China University of Petroleum (Beijing), Beijing 102249, China;

3. Research Institute of Petroleum Exploration & Development, Shengli Oilfield Company, Dongying 257000, China

**Abstract:** Based on a case study in the Paleogene Shahejie Formation in the Shengli oil zone of the Bohai Bay Basin, the variation characteristics of physical property in clastic reservoirs with different grain size, sorting, sedimentary facies and formation fluid under pure compaction were analyzed by using physical simulation experiments. Results show that the larger the granularity of grain, the smaller the porosity and the higher the permeability when the reservoir has the same provenance rock and similar sorting and roundness. As for the reservoir rocks with same grain size range and different sorting, the better the sorting, and the higher the porosity and permeability. Under the condition of different formation fluids, the anti-compaction ability of reservoir is different. The reservoirs

收稿日期: 2017-03-21; 修回日期: 2017-04-19

基金项目: 国家自然科学基金项目(41672098; 41272157); 国家油气重大科技专项(2016ZX05006-006)联合资助

作者简介: 纪友亮, 男, 1962年生, 教授, 博士生导师, 从事沉积学、储层地质学和层序地层学方向的科研和教学工作; E-mail: jiyouliang@cup.edu.cn

with acid fluids have the minimum anti-compaction ability, and the porosity decreases very quickly along with the increase of burial depth. Nevertheless, the change rate of porosity with depth is relatively slow in alkaline fluids. If the pH of the formation fluid is converted to the condition of neutral water medium, the anti-compaction ability of rock will be restored to certain extents. In general, the porosity basically has a logarithmic relationship with the buried depth, and the relationship between permeability and buried depth is exponential. The simulation experiment results are consistent with the porosity evolution characteristics of clastic reservoirs with relatively shallow buried depth (generally less than 2500 m), which indicates that the compaction is the main factor affecting physical property in shallow sandstone reservoirs. However, there are many factors affecting the physical property of moderately to deeply sandstone reservoirs, and the quantitative evaluation of physical property evolution needs to consider other parameters.

**Key words:** physical simulation; elastic reservoir; porosity; permeability; compaction

**First author:** Ji Youliang, Professor; E-mail: jiyouliang@cup.edu.cn

孔隙度和渗透率是储层质量评价、油气藏模拟等重要参数,也是确定储层物性好坏的重要指标(Pittman, 1992; Chuhan et al., 2002; 潘高峰等, 2011; 刘震等, 2012; Bjørlykke and Jahren, 2012; Bjørlykke, 2014)。碎屑物质沉积后受后期沉积与成岩作用的改造,其不断脱离原先沉积环境,并伴随着温度、压力不断升高,碎屑岩的孔隙度和渗透率也逐渐变化着(Bjørlykke, 1999a, b; 2014)。沉积盆地不同位置发育的不同沉积相带,其在岩性特征、埋藏历史、地温条件及流体介质等方面有所差异,其孔隙度和渗透率降低的速率往往不同。因此,在地质历史时期,储层物性的演化是一个复杂的过程,其变化规律受多种因素的影响,如储层岩性、所处沉积相带、储层内部的地层流体性质、盆地的地温梯度和构造埋藏史等都是重要的影响条件(Karner et al., 2003; 寿建峰等, 2005; 纪友亮等, 2007; Bjørlykke, 2014; Nguyen et al., 2014);但是归根结底储层物性质量受控于成岩作用,其对砂岩储层在埋深演化过程中孔隙度和渗透率的产生、破坏和改造起着关键作用(Ceriani et al., 2002)。压实作用作为成岩演化中的重要组成部分,其对预测孔隙度、渗透率和地震属性具有重要意义(Selley, 1978; Chuhan et al., 2002, 2003; Kassab et al., 2014; Bjørlykke, 2014; 纪友亮, 2015)。学者们对压实作用的研究已由定性的简单描述向量化发展。刘国勇等(2006)利用压实模拟实验研究了砂体孔隙度和渗透率的变化与承载压力之间的关系;吴松涛等(2014)利用物理模拟系统,采用单一岩石组成与成岩流体,对压力、温度与时间等在硅质人造砂压实演化中的效应进行了单因素分析;Chuhan等(2002, 2003)和Bjørlykke(2014)模拟了压实条件下不同粒度、不

同矿物成分的储层孔隙度变化特征。而影响压实作用的核心地质因素包括压力、温度、流体与时间等外部因素,及矿物成分、粒度与分选等内部因素(孟元林等, 2003);前人从不同单一地质因素角度出发模拟了压实作用下孔隙度的演化特征,但对在不同沉积相类型、地层流体条件下储层孔隙度和渗透率如何演化的研究相对薄弱,有待进步探讨。

研究储层物性演化特征的方法较多,主要包括统计法、反演法和物理模拟法。其中,根据地质统计资料编制出的各类储层物性演化曲线,由于不同沉积类型的砂体在时间和空间上的分布有所差异,仅通过取芯井的各种测试资料和数据对储层物性演化进行分析,受样品数量及不同样品之间存在的差异等条件的限制,并不能完全掌握储层物性演化规律,只能是一个平均的演化趋势;此外,所获取的测试数据只是反映样品目前状态,而不能反映储层样品实际的物性演化历史。根据反演法定量恢复的物性参数演化历史精确度不够高,往往缺乏机械压实作用对孔隙度演化影响的校正(操应长等, 2013)。尽管在时间上物理模拟很难对漫长的地质历史时期进行刻画,但本次物理模拟目的仅从研究单因素的角度出发,提供一种单因素定量分析的方法和思路;此外,通过对实际地质情况和物理模拟实验结果的对比,得出单因素定量分析的应用边界条件。

本文以胜利油区沙河街组碎屑岩储层为例,采用物理模拟实验研究了纯压实条件下不同的粒度、分选、沉积相类型及不同地层流体性质的砂岩储层孔隙度和渗透率的变化规律,并依据实际储层物性统计数据对物理模拟实验结果进行了验

证，旨在为后期碎屑岩储层物性反演和有利储层预测等提供理论依据。

## 1 实验装置与实验样品

### 1.1 实验装置及流程

为进行本次物理模拟实验，自行设计、定制了一套储层物性测试仪，实验装置主要由加温加压系统、岩芯室和测试系统组成（图1）。通过加温加压系统来真实模拟各种地质条件，利用加温系统模拟地层温度，而加压系统模拟成岩过程中的上覆压力；通过同时测量成岩过程中不同温压条件下孔隙度和渗透率的变化，进而达到模拟储层成岩过程和演化机理的目的（纪友亮等，2007）。测试时首先将样品放入岩芯室，同时设定样品在常温条件下持续施加的上覆压力，然后通入氮气测量砂样孔隙度和渗透率。

### 1.2 实验样品

胜利油区古近系沉积时的母岩类型主要为花岗质的岩浆岩和变质岩，古近系沙河街组碎屑岩储层岩石类型以长石砂岩、岩屑长石砂岩为主，颗粒中石英含量为36%~68.5%，长石含量为15%~46%，岩屑含量为10%~29%，平均碎屑组分含量为 $Q_{40.5}F_{36}R_{23.5}$ （纪友亮等，2007）。鉴于此，本文选取了与本区物源无限接近的青岛地区海滨砂样作为物理模拟源样品；除此之外还从取芯井中选取了一定量的岩心散样，一是作为实验砂样的参照，另外也可以直接用来物理实验测试。应用筛

析法原理（蒋明丽，2009），将源砂样筛析成不同的粒径组，样品的分选较好，磨圆为次棱角状一次圆状（图2）。据此，对应地配比成相应实验条件下的砂样来进行物理模拟。

## 2 物理模拟实验设计

### 2.1 实验条件

物理模拟研究不同的粒度、分选、沉积相类型的砂岩储层孔隙度和渗透率的变化规律，是在常温条件下对所配选的干样进行均匀加压完成；而研究不同地层流体性质的砂岩孔渗变化规律时，将测试液换成不同性质的流体（中性水、含乙酸的流体、含苏打水的碱性流体）。各组实验均在12 h内完成。

### 2.2 不同岩性的碎屑岩储层孔渗变化规律

不同地区的相同沉积相可能有不同的岩性组成，而不同的沉积类型也可能会有相同或相似的岩性组成。所以在研究沉积相对储层物性演化规律的影响时，应先从其对应的岩性特征入手。岩性特征主要由岩石成分成熟度和结构成熟度组成，由于胜利油区古近系沙河街组碎屑岩主要为长石砂岩和岩屑长石砂岩（纪友亮等，2007；朱筱敏等，2013，2015），本文模拟在成分一定的情况下，侧重考虑岩石结构成熟度。

#### 2.2.1 不同粒径岩石孔渗特征实验

前人研究认为原生孔隙度受粒度大小的控制，但粒度对孔隙度的影响，目前还存在争议

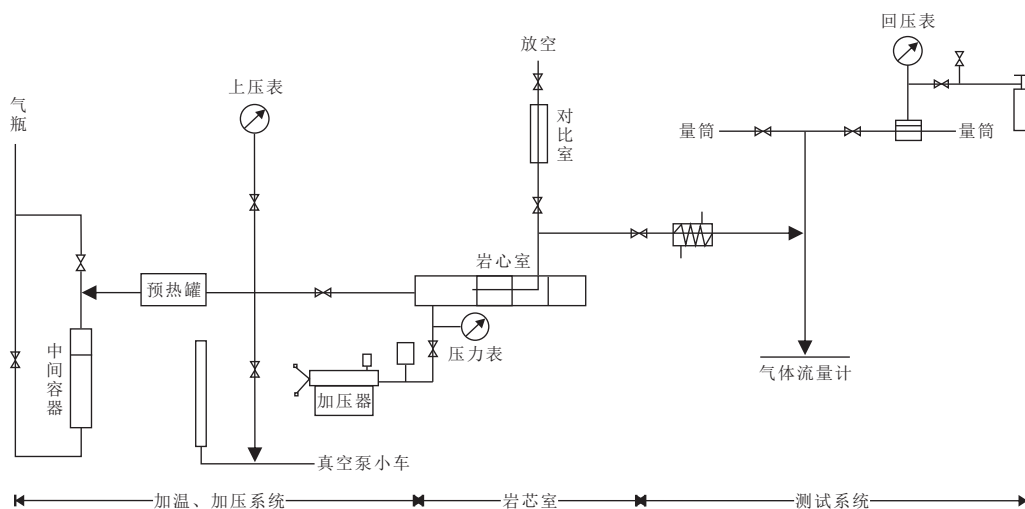
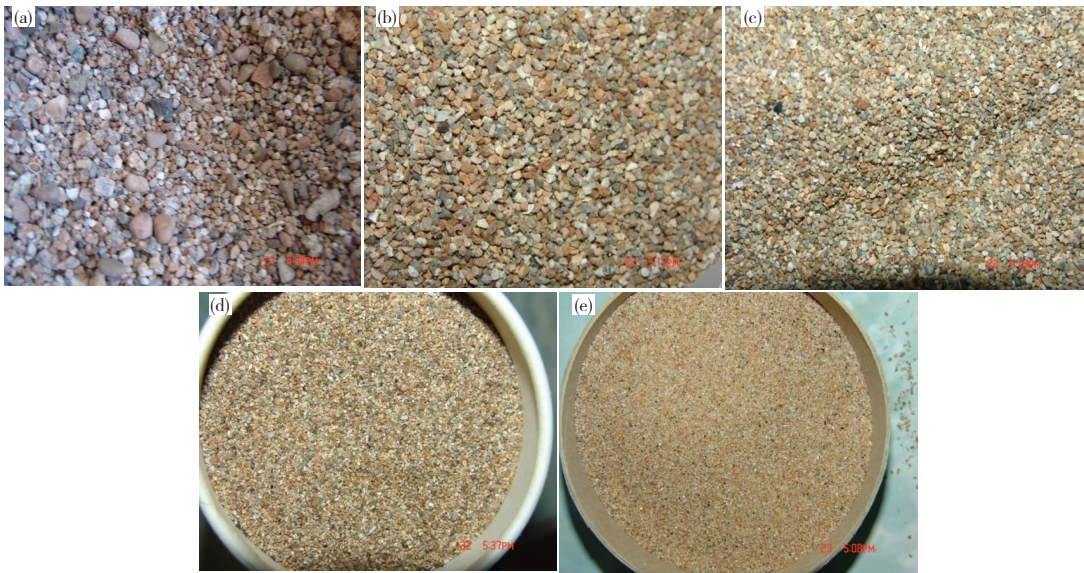


图1 物理模拟实验装置示意图

Fig. 1 Schematic diagram showing the apparatus of physical simulation experiment





(a) 粒径大于2.5 mm (方案1); (b) 粒径2~2.5 mm (方案2); (c) 粒径1~2mm (方案3); (d) 粒径0.5~1 mm (方案4); (e) 粒径0.25~0.5 mm (方案5)  
(a) particle size greater than 2.5 mm (experimental scheme 1); (b) particle size in 2~2.5 mm (experimental scheme 2); (c) particle size in 1~2 mm (experimental scheme 3); (d) particle size in 0.5~1 mm (experimental scheme 4); (e) particle size in 0.25~0.5 mm (experimental scheme 5)

图2 物理模拟实验的砂样

Fig. 2 Sand samples in physical simulation experiments

(赵霞飞等, 2002)。为了进一步明确不同粒度岩石物性的演化规律, 对取自同一物源地筛选成不同粒径的五组砂样进行研究 (图2)。

2.2.2 不同分选岩石孔渗特征实验

同样, 颗粒分选性对储层物性的影响也非常重要 (Gaither, 1953; 纪友亮等, 2014), 依据筛析好的不同粒径砂样 (图2), 对应的配比成分选较好 (分选系数 $S_o=2$ )、分选中等 ( $S_o=3$ ) 和分选较差 ( $S_o=5$ ) 三组砂样, 采用物理模拟实验对这三种不同分选砂样的孔隙度和渗透率变化特征进行了研究, 实验方案见表1。

2.2.3 不同沉积相类型储层孔渗变化单因素模拟实验

在胜利油区油气资源勘探开发中, 研究的沉积类型主要有: 冲积扇、扇三角洲、河流、三角洲、滩坝及湖泊浊流等沉积体系 (表2)。研究表明各沉积体系的岩性特征间并没有严格的界限 (刘瑞娟等, 2011), 且沉积环境决定了碎屑颗粒粒度与分选程度 (苏妮娜等, 2016)。鉴于此, 结合实际资料所获得的粒度和分选数据对每种沉积相类型的储层进行了相应的配样, 采用物理模拟实验对不同沉积类型储层的孔渗随埋深的变化特征进行了研究, 实验方案见表3。

2.3 地层流体性质对储层孔渗变化特征的实验

表1 不同分选的岩石孔渗特征实验方案

Table 1 Experimental scheme of porosity and permeability characteristics of sand samples with different grain sorting

方案 编号	分选系 数/ $S_o$	粒径/mm	0.25~0.5	0.5~1	1~2	2~2.5	>2.5
6	2		2	5	1	1	1
7	3	对应配比	2.5	4.5	1	1	1
8	5		6	1	1	1	1

注: 分选系数  $S_o=P_{25}/P_{75}$ ,  $P_{25}$  和  $P_{75}$  分别代表累积质量曲线上颗粒含量 25% 和 75% 处所对应的颗粒直径

地层流体作为各种成岩作用发生的媒介, 对储层的物性具有重要的影响。前人实验研究认为不同性质的地层流体对物性的影响主要体现在使岩层中的一些矿物发生沉淀形成胶结物、溶蚀岩石矿物形成次生孔隙 (黄思静等, 1995; 刘锐娥等, 2015)。此外, 也有学者认为在整个埋藏成岩过程中, 流体性质的不同也会使岩石的抗压或者抗热能力发生差异 (寿建峰等, 2005)。所以地层流体除了会影响成岩作用类型之外, 对岩石物理性质的改变也是其影响储层物性的重要方面。储层的化学成岩作用受地层流体等多因素的综合控制, 定量模拟困难。因此, 模拟实验仅探讨在纯压实条件下不同地层流体介质对储层孔隙度和渗



表2 胜利油区碎屑岩储层沉积类型及其特征

Table 2 Sedimentary types and corresponding characteristics of clastic rock reservoirs in the Shengli oil zone

沉积体系	地理位置	岩石类型	结构
冲积扇	山前、斜坡带	砾岩为主,其间充填砂-粘土等较细物质	粒度粗,成熟度低,磨圆、分选较差
扇三角洲	陡坡带	砂砾含量高,粒度较冲积扇细	粒度粗,成熟度低,分选差,磨圆较冲积扇好
河流	/	碎屑岩为主,砂、粉砂	分选中等一差,成熟度低
三角洲	缓坡带	砂、粉砂、泥	粒度中—细,成熟度中等,分选较好—中等
滩坝	滨浅湖	中细砂、粉砂	成熟度较高
湖泊浊流	陡坡带深水区	砾岩、砂砾岩,中-粗碎屑岩为主	不等粒结构,磨圆度低,分选差,成熟度低

表3 不同沉积类型储层孔渗特征实验方案

Table 3 Experimental scheme of porosity and permeability characteristics of reservoirs with different types of sedimentary facies

方案 编号	沉积类型	砂样(粒径/mm)配比					参照地区
		> 2.5	2~2.5	1~2	0.5~1	< 0.5	
9	冲积扇扇根	5	2	2	1		永安地区
10	扇三角洲扇中	/	1	4	4	1	北部陡坡
11	河流相河道	/	/	/	1	13	营19井
12	三角洲前缘	/	/	/	4	5	东营凹陷北部陡坡
13	滩坝砂	/	1	8	1	/	惠民凹陷
14	浊流相	5	2	1	1	2	利371,坨36

透率演化的影响。

胜利油区地层水资料统计表明,在700~2040 m深度段地层水pH值为6.2~8.8,多呈弱酸或弱碱性(王伟等,2007)。为研究酸碱性流体条件下储层物性的差异,本次实验提高了流体酸碱度,测试了四组砂样的物性随埋深的变化情况。实验设计方案见表4。

3 物理模拟实验结果与讨论

利用物理模拟实验定量研究了上述不同实验条件下碎屑岩储层物性的变化特征。为直观表征岩石物性与埋深的关系,将实验采取的上覆压力值近似的换算成对应的地层深度;在数据处理时设定地层岩石密度为2.6 g/cm<sup>3</sup>,水的密度为1 g/cm<sup>3</sup>,

1 MPa等于9.8个大气压,1个大气压等于10.336 m水柱;由于地层密度的不均一性,深层的地层密度可能远大于设定数值,但由于目前还没有关于深层岩层密度的借鉴数据,因此实验数据处理过程中均将地层密度设定为2.6 g/cm<sup>3</sup>;实验中岩芯室的供给压力范围从常压到285 MPa,则模拟的地层埋深范围可以从地表到11000 m左右,这是国内类似设计压力较高的模拟装置。实验测试结果见表5。

3.1 不同结构的碎屑岩储层孔渗变化规律

3.1.1 纯压实条件下不同粒径的岩石物性变化特征

依据物理模拟实验结果(表5),通过拟合曲线得到了五组方案砂样孔隙度、渗透率与深度的关系(图3、表6)。数据拟合结果表明孔隙度和深度基本呈对数关系(表6),随着粒径的增大,孔隙度随深度变化的减小速率也有所变小(图3a);且在实验相同上覆压力下,孔隙度随着粒径的增加而减小(表5,图4a),平均减少幅度约在10%~20%。整体上,对于不同粒径的砂样,埋深小于3000 m时孔隙度的减少率约为6%/km,而后随着压实作用的进行,孔隙度减少率降低,且仅有0.5%/Km左右;即孔隙度在浅层变化较大,深层变化则相对较小。同样,渗透率也随着深度的增

表4 不同地层流体的储层孔渗特征实验方案

Table 4 Experimental scheme of porosity and permeability characteristics of sand samples with different formation fluids

方案编号	实验条件
15	砂样在中性水中浸泡
16	pH值为4的酸性水溶液(醋酸)
17	pH值为13的碱性水溶液(苏打水)
18	先在碱性水下浸泡,然后加入酸性水

表5 物理模拟实验测试结果

Table 5 Results of physical simulation experiments of sand samples under different schemes

编号	物性	0.1/Pa	30/MPa	60/MPa	90/MPa	120/MPa	150/MPa	180/MPa	210/MPa	240/MPa	270/MPa	285/MPa
		3.8/m	1153.8/m	2307.7/m	3461.5/m	4615.4/m	5769.2/m	6923.1/m	8076.9/m	9230.8/m	10384.6/m	10961.5/m
1	Φ	37.6	24.6	20.1	18.8	15.7	15.2	13.4	12.6	12.0	11.7	11.4
	K	3437.7	2734.3	1809.8	1386.6	1366.0	1342.7	1191.8	1087.0	984.5	863.9	815.1
2	Φ	44.6	25.7	22.1	19.8	19.1	18.5	17.4	16.7	15.7	15.2	14.4
	K	2046.0	1441.0	1207.1	1021.6	970.6	910.9	776.2	697.2	614.3	537.5	498.3
3	Φ	44.8	30.5	25.3	22.2	21.0	20.2	18.5	17.8	17.0	15.7	15.1
	K	1704.3	1188.7	1030.3	917.0	814.8	672.4	570.9	465.8	386.2	306.5	296.3
4	Φ	48.1	31.8	27.1	25.6	24.3	22.9	21.9	20.1	18.6	17.1	16.4
	K	1554.5	1121.2	957.9	868.3	745.4	626.2	515.8	395.9	353.3	293.6	277.5
5	Φ	50.7	35.0	31.0	29.4	27.9	26.5	24.3	22.4	20.8	19.3	18.5
	K	1087.2	700.3	582.3	552.5	519.5	425.0	384.8	345.2	309.9	273.5	244.8
6	Φ	32.6	28.1	26.4	25.3	24.8	23.3	19.8	17.8	15.1	14.5	13.8
	K	841.8	705.5	664.4	612.4	538.3	510.3	436.9	405	372.2	321.6	302.7
7	Φ	30.7	26.5	25.4	22.6	20.4	19.7	17.5	15.4	14.7	13.8	13.3
	K	820.4	634.5	581.1	532.5	504.1	460.9	431.4	387	358.2	331.9	307.1
8	Φ	29.1	25.7	21.1	20.1	17.7	16.9	15.6	14.4	13.4	12.7	12.1
	K	761.6	594.1	532.9	515	469.5	408	395.3	360	331.8	301.6	276.3
9	Φ	33.9	19.6	15.5	13	12	11.4	10.9	10.4	9.1	6.1	5.5
	K	792.8	616.6	566	534.6	502.8	487	395.8	367	339	299.1	285.9
10	Φ	34.7	23.4	21	18.7	16.4	15.9	15.1	13.9	13.2	12.3	11.4
	K	768.9	605.5	599	527.5	485.2	426	396.6	361.5	345	316.7	299.8
11	Φ	36.8	20.3	18.4	16.0	14.0	13.4	12.2	11.7	11.4	/	10.3
	K	808.0	509.9	459.6	353.8	305.7	269.0	174.7	172.2	170.2	/	58.5
12	Φ	33.2	31.6	27.4	23.9	22.0	20.7	19.9	18.1	16.0	14.2	13.8
	K	757.1	586.8	602.4	549.4	488.0	442.8	410.8	406.3	398.8	395.5	380.5
13	Φ	42.8	29.5	28.1	22.1	21.5	20.5	18.6	16.2	16.2	14.4	13.5
	K	761.2	613.9	576.9	544.3	519.1	432.6	410.4	379.6	350.1	318.8	306.0
14	Φ	43.9	19.0	14.1	11.7	10.1	9.3	8.9	8.0	6.7	4.7	4.4
	K	667.9	453.3	411.1	398.4	336.1	310.1	270.6	236.9	231.1	182.3	160.2
15	Φ	32.6	28.1	26.4	25.3	24.8	23.3	19.8	17.8	15.1	14.5	13.8
	K	841.8	705.5	664.4	612.4	538.3	510.3	436.9	405.0	372.2	321.6	302.7
16	Φ	30.1	23.4	18.4	15.4	13.5	10.7	10.6	8.4	7.1	4.0	3.4
	K	581.6	328.0	302.0	275.3	246.6	230.0	189.8	152.0	124.7	95.2	96.8
17	Φ	32.0	25.7	20.6	18.8	16.9	14.8	14.2	13.1	12.6	10.9	10.6
	K	490.8	374.8	352.9	340.4	319.1	303.5	282.5	240.9	235.3	191.1	174.0
18	Φ	31.5	26.8	23.4	20.7	17.8	17.6	16.4	15.3	13.5	12.9	13.1
	K	397.4	344.4	327.7	308.9	306.4	285.3	281.8	266.8	235.9	221.3	207.7

注: Φ为孔隙度, %; K为渗透率,  $10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。在埋深3.8 m处, 孔隙度48.1%和50.7%大于最大理论孔隙度47.64% (据郭仁炳, 1994), 经分析其与最大理论孔隙度相比误差分别为1%和6%, 这可能是由于实验操作所造成

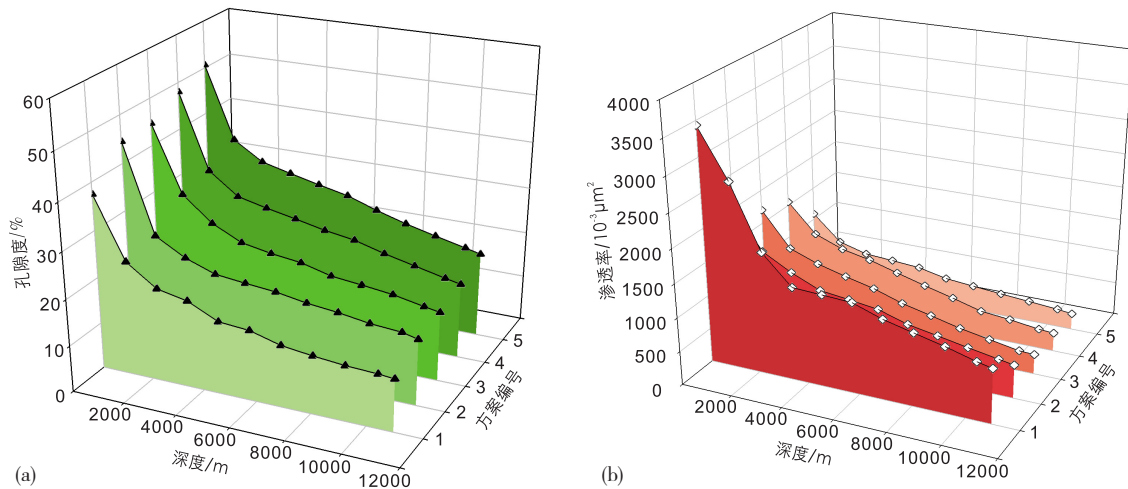


图3 不同粒径砂样孔隙度 (a) 和渗透率 (b) 与埋深的关系

Fig. 3 Relationship between burial depth and porosity (a)–permeability (b) of sand samples with different grain size

表6 不同粒径的样品孔渗 (y) 与深度 (x) 拟合结果

Table 6 Fitting results of depth and porosity-permeability of samples with different grain size

方案 编号	孔隙度与 深度关系	相关系数 $R^2$	渗透率与 深度关系	相关系数 $R^2$
1	$y = -3.32\ln(x) + 43.779$	0.9373	$y = 2694.9e^{-0.0001x}$	0.9010
2	$y = -3.72\ln(x) + 50.22$	0.9913	$y = 1703.7e^{-0.0001x}$	0.9674
3	$y = -3.671\ln(x) + 51.555$	0.9919	$y = 1563.7e^{-0.0002x}$	0.9907
4	$y = -3.805\ln(x) + 54.955$	0.9434	$y = 1447.1e^{-0.0002x}$	0.9926
5	$y = -3.831\ln(x) + 58.062$	0.9114	$y = 869.71e^{-0.0001x}$	0.9571

大而减少 (图 3b), 且渗透率同深度呈指数关系 (表 6)。在研究的粒径范围内, 在相同上覆压力下随着粒径的增加, 渗透率均有所增大 (表 5, 图 4b), 同样在浅层变化较深层明显, 增加量约在 4%~80%; 渗透率与粒径的变化关系同其他学者认识相似 (Gaither, 1953; 寿建峰等, 2001; 刘震等, 2007)。

上述研究表明, 物理模拟实验方法获得的在纯压实条件下颗粒粒度同渗透率的变化关系是确定无疑的, 即二者呈正相关关系; 但是与孔隙度呈现的一定负相关性同大多数学者的认识截然相反 (赵霞飞等, 2002; 马丽娟等, 2002)。首先确定的是所选样品的物源相同, 不同粒级的颗粒分选相当、磨圆类似, 参数选取和实验步骤完全一致。所以造成这种结果差异的原因可能是由于实验所使用的砂样均较松散, 在未被压实的情况下粒度越细其填集程度也越疏松 (Gaither, 1953), 从而造成了它的孔隙度较大。此外, 粒

径小的砂样颗粒表面积较大, 从而抗压能力相对较强, 使得负荷压力几乎全部用来挤压孔隙, 其孔隙度变化相对较快。然而对于粒度大的砂样, 由于颗粒之间接触面积较小, 使得承受压力相对较大, 会减小部分挤压孔隙空间的力, 进而使得埋藏过程中孔隙度的变化相对较小。因此, 在长期的埋藏过程中, 粒度较粗的颗粒因为保存的孔隙多, 自然孔隙度也就较大。总之, 储层孔隙的变化并不是单因素控制的结果, 所测定的某一埋深储层物性参数是多种因素综合的结果。然而, 物理模拟进行定量分析时考虑的因素有限, 如果摒弃其他影响因素, 粒径同孔隙度之间才呈现为反比关系。

### 3.1.2 纯压实条件下不同分选的砂样孔渗变化规律

通过对所设计的 3 组实验结果分析 (表 5、图 5), 表明分选性影响着砂样的孔隙度和渗透率随埋深的关系。从图 5 可看出, 孔隙度和渗透率同深度变化分别呈现较好的对数和指数关系, 对于分



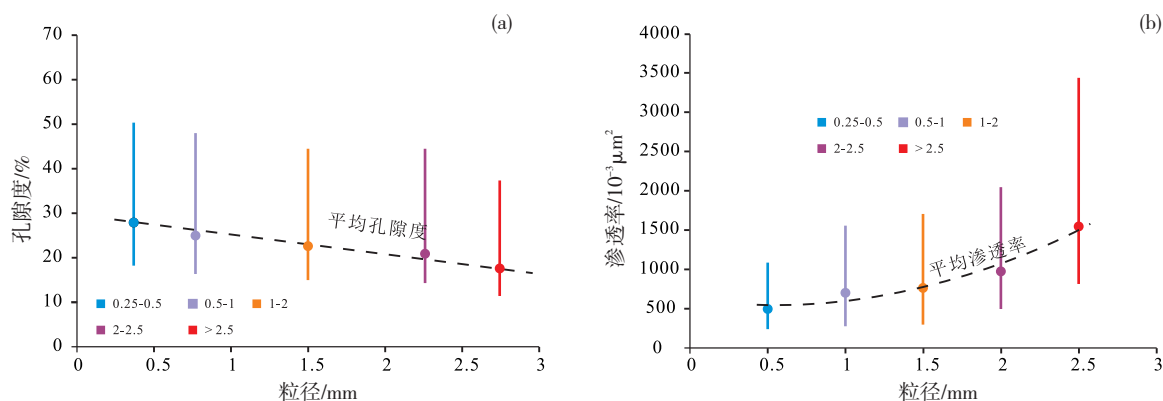


图4 砂样孔隙度 (a) 和渗透率 (b) 与粒径的关系 (不同深度下对应的孔渗平均值演化趋势线)

Fig. 4 Relationship between grain size and porosity (a)-permeability (b) of sand sample

选较好的砂样其物性相对较好。随着砂样的分选系数的逐渐增大,其孔隙度和渗透率呈现一个下降趋势(图6),这个认识与其他学者的研究结论相一致(Beard and Weyl, 1973; 刘瑞娟等, 2011; 纪友亮等, 2014;),即分选同孔隙度和渗透率之间呈现为一种正相关关系,分选越好储层物性越好,反之储层物性相对较差。

### 3.1.3 不同沉积类型储层物性变化规律

从图7a可看出储层孔隙度相对较差的沉积相类型是冲积扇和浊流,而其他几沉积类型的储层孔隙度则相对较高。造成这个结果差异的原因可能是由于相对其他几种沉积相类型,冲积扇和浊流沉积的粒度较粗、分选较差,所以孔隙度相对较低。通过对比不同沉积类型储层的渗透率变化

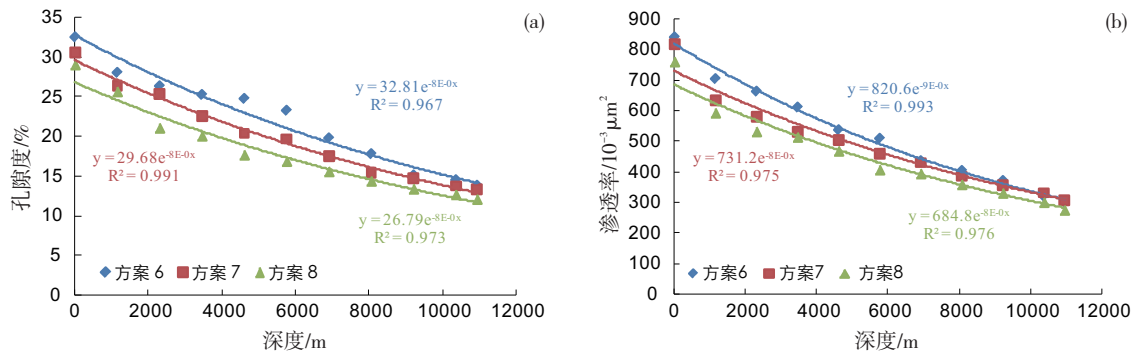


图5 不同分选砂样孔隙度 (a) 和渗透率 (b) 与埋深关系

Fig. 5 Relationship between depth and porosity (a)-permeability (b) of sand samples with different sorting

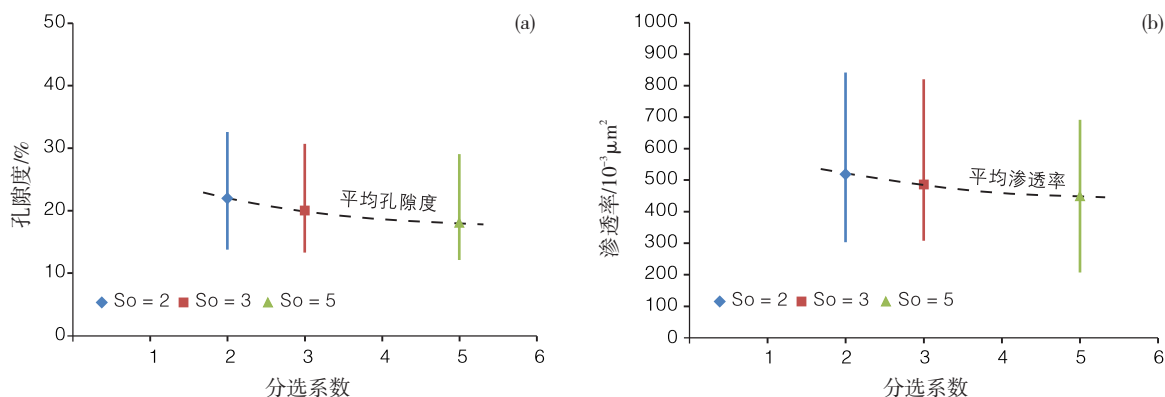


图6 砂样孔隙度 (a) 和渗透率 (b) 与分选系数关系 (不同深度下对应的孔渗平均值演化趋势线)

Fig. 6 Relationship between different sorting coefficient and porosity (a)-permeability (b) of sand samples

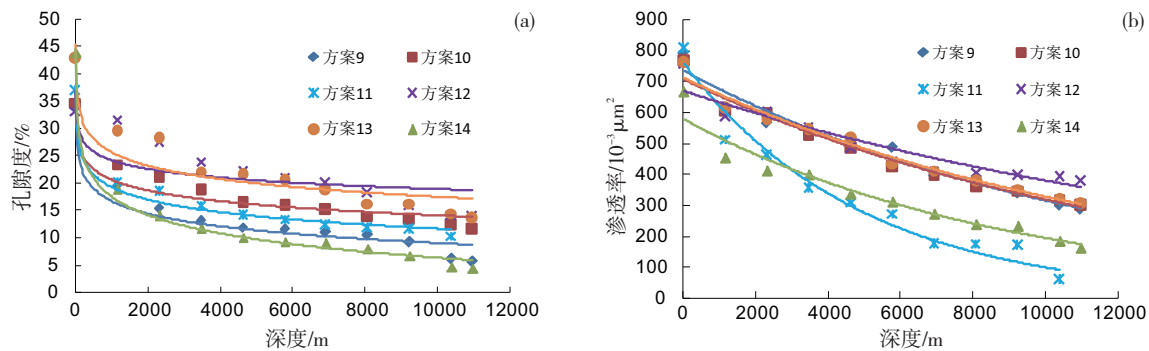


图7 不同沉积类型砂样孔隙度 (a) 和渗透率 (b) 随埋深变化

Fig. 7 Variation of porosity (a) and permeability (b) along with different sedimentary facies of sand samples

特征表明，河流和浊流相储层渗透率相对较差（图7b），这可能由于河流粒度相对较细，而浊流分选较差造成，而其他的几种沉积类型各项参数适中。总体上，这组实验是对前面实验的一种验证，说明了如果单从岩性上来考虑沉积相带物性的差异并不全面。此外，通过分别拟合曲线总结出了每类沉积类型储层孔隙度和渗透率与埋深的实验公式（表7），其中孔隙度与埋深呈现对数关系，渗透率与埋深则为指数关系。

#### 3.1.4 实际储层物性演化实例

岩性参数对碎屑岩储层的成岩作用、储层性质具有显著的影响，是储层质量评价的主要因素之一。通过对东营凹陷不同粒级的岩层孔隙度统计，结果显示以粉砂岩孔隙度随深度的分布相对较分散，这可能是由于其在空间上具有较强的储层非均质性；但是，整体上孔隙度随着深度的增大而减小，变化速率随着粒径的增大也逐渐减小（图8），这同实验条件相类似。

结合实际地质状况，以胜利油区东营凹陷沙河街组沙三段为例，通过分别对陡坡带的扇三角洲相的粗砂岩储层和缓坡带的河流、三角洲相的

中砂岩储层大量实测孔隙度统计，利用相应物理模拟实验结果对其孔隙度参数进行定量化的对比预测（表6）。结果显示，在储层埋深小于2500 m时，实际统计的孔隙度分布结果与物理模拟预测的孔隙度结果吻合度相对较高（图9），但还是具有一定的差异，这可能由于模拟压实的压力是比较理想的正常压力系统，而实际中东营凹陷古压力系统较复杂（刘晖等，2009；邱贻博，2015）。此外，在大于2500 m的深度，模拟结果与实际物性偏差较大，这是由于在浅层影响储层物性的因素主要为压实作用；而中深层的储层物性影响因素较多（Bjørlykke, 2014），因此其定量化研究还需要综合考虑其它参数。

#### 3.2 不同地层流体条件下碎屑岩储层孔渗变化规律

根据实验测试结果（表5），对不同流体介质下的砂样孔隙度和渗透率随埋深的变化进行了分析（图10，表8），结果表明孔隙度与渗透率同埋深均呈指数关系。整体上，砂样在不同流体条件下其抗压能力显著不同。在酸性水介质条件下岩石的抗压能力最小，且孔隙度随着埋深的增大而减少的较明显，碱性水次之（图10a）；这由于在酸性成岩水

表7 不同沉积相类型的砂样孔渗 (y) 与深度 (x) 拟合结果

Table 7 Fitting results of buried depth and porosity-permeability of sand samples with different sedimentary facies

方案编号	孔隙度与深度关系	相关系数R <sup>2</sup>	渗透率与深度关系	相关系数R <sup>2</sup>
9	$y = -3.3451\ln(x) + 39.812$	0.9427	$y = 730.45e^{-8E-05x}$	0.9767
10	$y = -2.8191\ln(x) + 40.088$	0.9243	$y = 706.33e^{-8E-05x}$	0.9819
11	$y = -3.2931\ln(x) + 42.001$	0.9818	$y = 754.12e^{-2E-04x}$	0.9119
12	$y = -2.2751\ln(x) + 39.866$	0.6199	$y = 666e^{-6E-05x}$	0.9041
13	$y = -3.531\ln(x) + 50.012$	0.8815	$y = 710.32e^{-8E-05x}$	0.9843
14	$y = -4.8541\ln(x) + 51.141$	0.9774	$y = 577.08e^{-1E-04x}$	0.9668

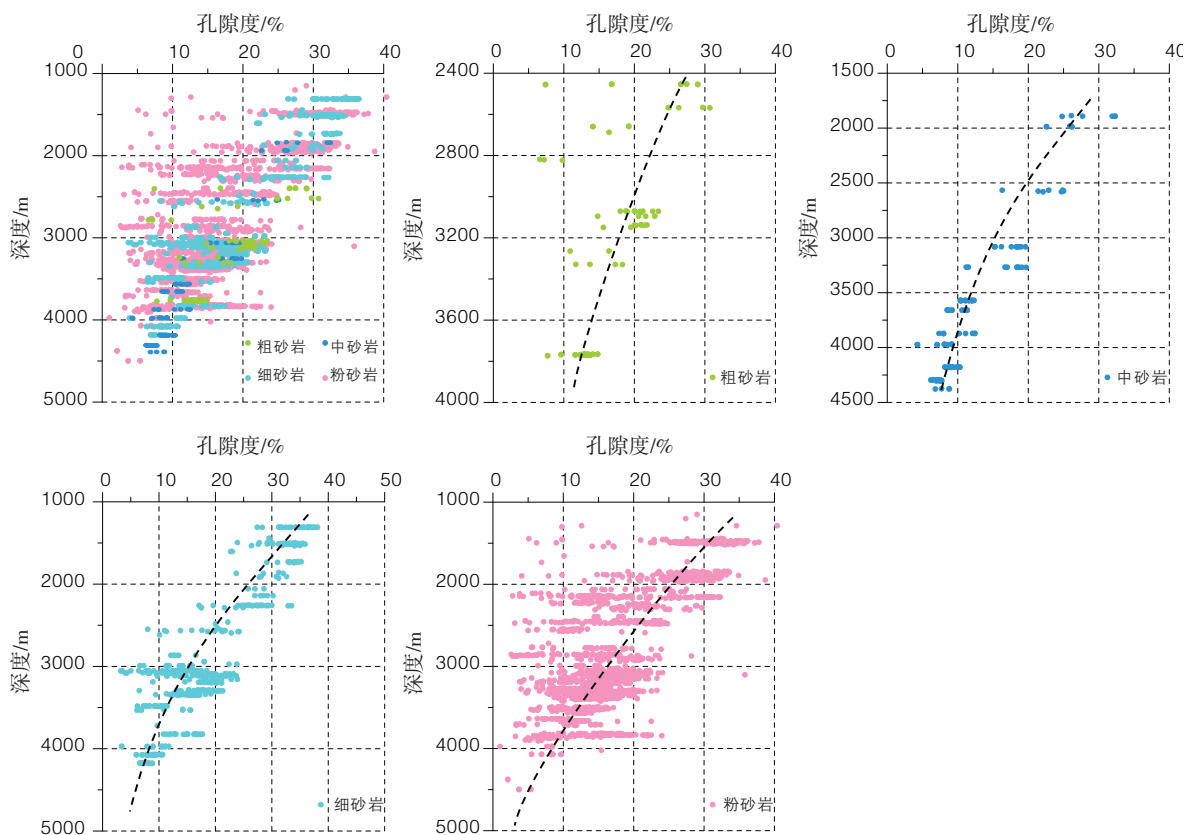
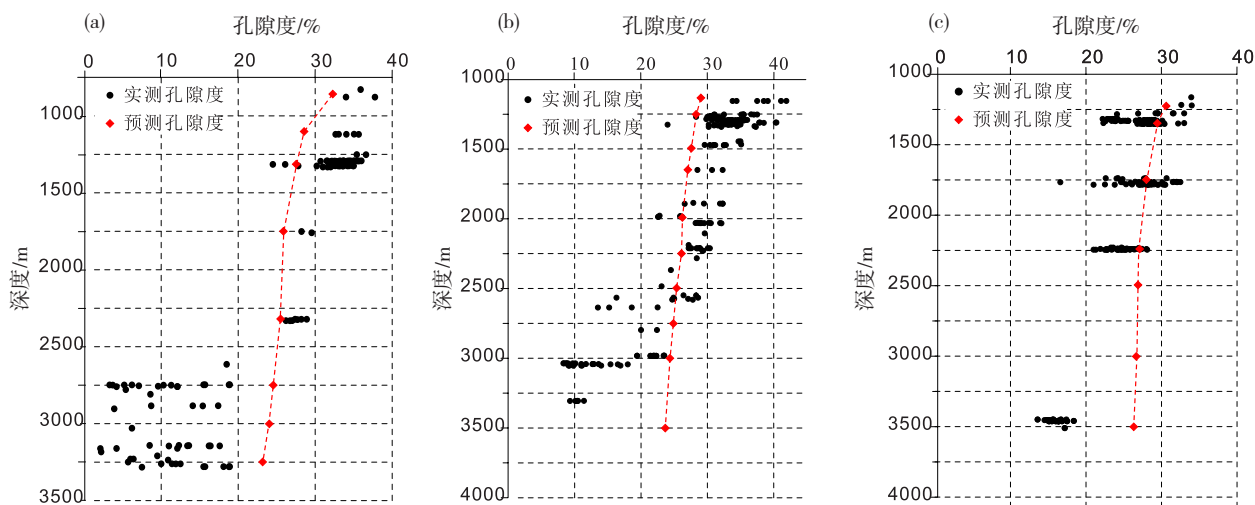


图8 东营凹陷不同粒级岩层孔隙度随深度的演化特征

Fig. 8 Variation of porosity along with different grain size of sandstone in the Dongying sag



(a) 三角洲中砂岩; (b) 河流相中砂岩; (c) 扇三角洲粗砂岩

(a) medium sandstones deposited in delta channel; (b) medium sandstones deposited in fluvial channel; (c) coarse sandstones deposited in fan delta

图9 东营凹陷沙河街组碎屑岩储层孔隙度分布特征与物理模拟预测值

Fig. 9 Distribution of measured porosity and predicted porosity by physical simulation of the Shahejie Formation in the Dongying sag

介质环境下砂样会受到一定程度的溶蚀,使得颗粒产生凹凸不平的表面,这样会使得颗粒之间的接触压力增大,从而降低了其抗压性 (Chuhan et al.,

2002, 2003; Bjørlykke et al., 2004; 寿建峰等, 2006)。当砂样中的流体介质发生改变时,即当酸碱度降低至中性水介质条件时,其抗压实能力则会



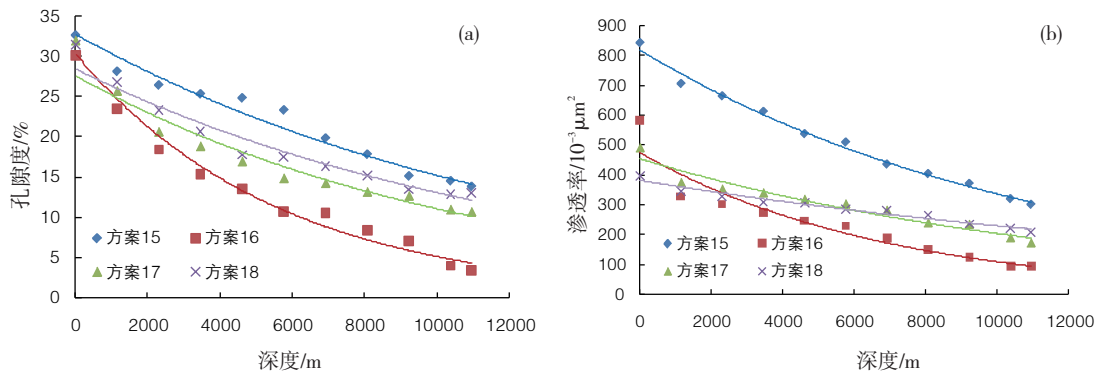


图 10 不同地层流体条件下砂样孔隙度 (a) 和渗透率 (b) 随埋深变化

Fig. 10 Variation of porosity (a) and permeability (b) along with different formation fluids of sand sample

表 8 不同地层流体的砂样孔渗 (y) 与深度 (x) 拟合结果

Table 8 Fitting results of depth and porosity-permeability of sand samples with different formation fluids

方案编号	孔隙度与深度关系	相关系数 $R^2$	渗透率与深度关系	相关系数 $R^2$
15	$y = 32.811e^{-8E-05x}$	0.9673	$y = 820.62e^{-9E-05x}$	0.9939
16	$y = 30.176e^{-2E-04x}$	0.9583	$y = 474.88e^{-1E-04x}$	0.9580
17	$y = 27.506e^{-9E-05x}$	0.9551	$y = 454.14e^{-8E-05x}$	0.9514
18	$y = 28.473e^{-8E-05x}$	0.9615	$y = 381.27e^{-5E-05x}$	0.9624

得到一定程度的恢复。整体上, 这表明酸性流体对样品骨架的破坏较强烈, 碱性流体相对较弱; 而随着地层中的酸碱性流体向中性流体转变, 其对骨架的破坏作用逐渐减弱。储层渗透率在不同地层流体条件下随深度的变化与孔隙度随深度的变化规律相类似 (图 10b)。

实验数据表明在酸性介质条件下, 会使得岩层的抗压能力大幅度下降, 即当地层水 pH 值为 4h, 埋深小于 1000 m 的储层其孔隙度下降幅度约为 7%~15%; 之后随着埋深的逐渐增大, 孔隙度下降幅度可达 30%~75%; 而渗透率的整体下降幅度

也可达 30%~70%。与正常砂样比较, 在 pH 值为 13 的碱性水介质条件下, 1000 m 以上孔隙度下降幅度为 2%~8%, 之后可达 21%~36%, 而渗透率下降幅度则为 35%~46%; 总体上抗压实能力较酸性水介质条件下强。如果降低酸性水介质的 pH (图 11), 那么孔隙度下降幅度在 3%~28%之间, 整体下降幅度较低; 渗透率降幅则在 30%~50%之间, 且下降幅度在浅层较大。

由于胜利油区缺乏完整的地层水酸碱性资料, 无法对本次模拟实验的结果做验证, 但是寿剑锋等 (2005) 针对准噶尔盆地不同流体性质下

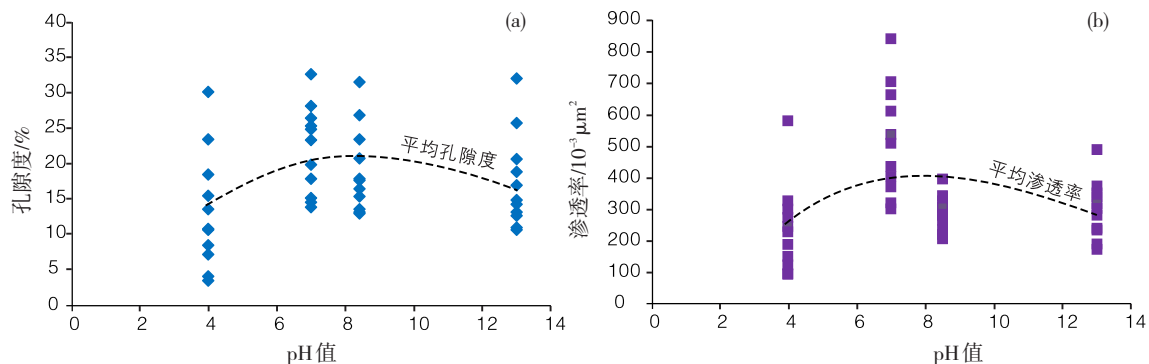


图 11 不同地层流体条件下孔隙度 (a) 和渗透率 (b) 的变化 (不同深度下对应的孔渗平均值演化趋势线)

Fig. 11 Relationship between different nature of formation fluids and porosity (a)–permeability (b) of sand samples

储层物性的演化做过研究,其认为在埋深相同条件下,酸性地层压实量要远远大于碱性地层,压实量相差可达5%~10%,即表明酸性地层的抗压实能力较碱性地层弱(图12)。这个认识与本次物理模拟实验的结果一致,即流体对地层具有一定的压实效应,流体性质的不同会使岩石的抗压或者抗热能力发生显著的差异,进而影响着成岩压实作用的强度。

本次对于不同地层流体条件下碎屑岩储层孔隙变化的研究,由于实验条件简化,考虑因素较少,仅对单因素条件下孔隙度和渗透率变化进行了实测,没有对实验前后的流体成分和矿物成分的变化进行深入研究,因此下步研究过程中将进步细化和完善。

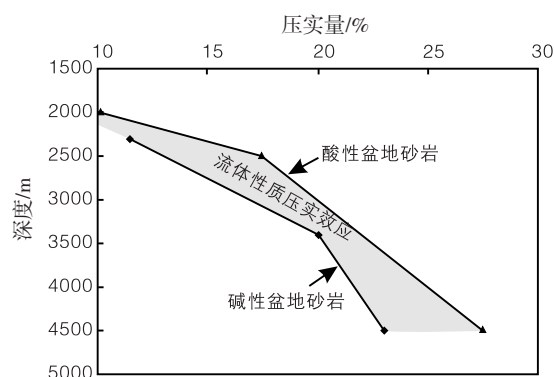


图12 酸性盆地与碱性盆地中砂岩的压实特征对比  
(据寿建峰等, 2005)

Fig. 12 Comparison of the compaction characteristics of sandstones in acidic and alkaline basins

## 4 结论

(1) 模拟实验只是在排除其它因素的干扰之后对单因素的研究,和实际地质条件可能相差甚大。但如果单纯考虑储层岩性条件,在相同物源下,分选、磨圆类似的岩石,随着粒度的增大,孔隙度减小、渗透率则增大;而对于粒径范围相同、分选不同的岩石,其孔隙度和渗透率均同分选呈现较好的正相关性,即分选越好物性也越好。

(2) 从实验角度来模拟沉积相非常片面,因为其很多条件在实验中无法模拟。但如果仅考虑不同沉积条件下岩性的差异,则符合结论1)的论述。总体上,冲积扇和浊流的物性条件相对较差,三角洲和扇三角洲、河流、滩坝砂体物性则

相对较好。模拟实验结果与实际埋深相对较浅的碎屑岩储层(小于2500 m)孔隙度演化特征吻合度较高,表明在浅层影响储层物性的因素主要为压实作用;而中深层的储层物性影响因素则较多,其量化研究需要综合考虑其它参数。

(3) 在不同地层流体条件下,储层的抗压能力不同,以酸性水介质条件下岩石的抗压能力最小,且随着埋深的增加孔隙度减少速率相对较快;而碱性水中浸泡的样品,其孔隙度随深度的变化速率则相对较慢;当地层流体介质发生改变时,即酸碱度降低至中性水介质时,抗压实能力则会得到一定程度的恢复。

## 参考文献(References):

- 操应长, 惠克来, 王艳忠, 等. 2013. 冀中坳陷廊固凹陷河西务构造带古近系沙河街组四段储集层孔隙度演化定量研究[J]. 古地理学报, 15(5): 593-604.
- 郭仁炳. 1994. 规则球粒堆积体的孔隙度[J]. 地球科学—中国地质大学学报, 19(4): 503-508.
- 黄思静, 杨俊杰, 张文正, 等. 1995. 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, 13(1): 7-17.
- 蒋明丽. 2009. 粒度分析及其地质应用[J]. 石油天然气学报(江汉石油学院学报), 31(1): 161-163.
- 纪友亮. 2015. 油气储层地质学[M]. 北京: 石油工业出版社: 70-148.
- 纪友亮, 王伟, 李尊芝, 等. 2007. 地质历史时期储层物性参数变化研究[R]. 东营: 中国石化胜利油田公司.
- 纪友亮, 周勇, 刘玉瑞, 等. 2014. 高邮凹陷古近系阜宁组一段沉积特征对储层成岩作用及物性的影响[J]. 地质学报, 88(7): 1299-1310.
- 刘国勇, 金之钧, 张刘平. 2006. 碎屑岩成岩压实作用模拟实验研究[J]. 沉积学报, 24(3): 407-413.
- 刘晖, 操应长, 姜在兴, 等. 2009. 渤海湾盆地东营凹陷沙河街组四段膏盐层及地层压力分布特征[J]. 石油与天然气地质, 30(3): 287-293.
- 刘瑞娟, 王永诗, 张博, 等. 2011. 博南洼陷浊积砂体岩石学特征及其对储层物性的影响: 以沙三段0—9砂组为例[J]. 油气地质与采收率, 18(6): 32-36.
- 刘震, 邵新军, 金博, 等. 2007. 压实过程中埋深和时间对碎屑岩孔隙度演化的共同影响[J]. 现代地质, 21(1): 125-132.
- 刘震, 黄艳辉, 潘高峰, 等. 2012. 低孔渗砂岩储层临界物性确定及其石油地质意义[J]. 地质学报, 86(11): 1815-1825.
- 刘锐娥, 吴浩, 魏新善, 等. 2015. 酸溶蚀模拟实验与致密砂岩次生孔隙成因机理探讨: 以鄂尔多斯盆地盒8段为例[J]. 高校地质学报, 21(4): 758-766.
- 马丽娟, 解习农, 任建业. 2002. 东营凹陷古构造对下第三系储集体的控制作用[J]. 石油勘探与开发, 29(2): 64-66.
- 孟元林, 王志国, 杨俊生, 等. 2003. 成岩作用过程综合模拟及其应用[J]. 石油实验地质, 25(2): 211-216.
- 潘高峰, 刘震, 赵舒, 等. 2011. 砂岩孔隙度演化定量模拟方法: 以鄂尔多斯盆地镇泾地区延长组为例[J]. 石油学报, 32(2): 249-256.

- 邱贻博. 2015. 东营凹陷压力系统与油气成藏[J]. 特种油气藏, 22(4): 58–61.
- 寿建峰, 斯春松, 朱国华, 等. 2001. 塔里木盆地库车坳陷下侏罗统砂岩储层性质的控制因素[J]. 地质论评, 47(3): 272–277.
- 寿建峰, 张惠亮, 斯春松, 等. 2005. 砂岩动力成岩作用[M]. 北京: 石油工业出版社: 30–80.
- 寿建峰, 张惠良, 沈扬, 等. 2006. 中国油气盆地砂岩储层的成岩压实机制分析[J]. 岩石学报, 22(8): 2165–2170.
- 苏妮娜, 宋璠, 邱隆伟. 2016. 沾化凹陷渤南洼陷沙二段储层特征及主控因素[J]. 中南大学学报(自然科学版), 47(3): 829–838.
- 吴松涛, 孙亮, 崔京钢, 等. 2014. 正演模式下成岩作用的温压效应机理探讨与启示[J]. 地质论评, 60(4): 791–798.
- 赵霞飞, 张塞, 张百灵, 等. 2002. 陆相低渗透储层的形成机制与区域评价[M]. 北京: 地质出版社: 158–175.
- 王伟, 纪友亮, 张善文, 等. 2007. 胜利油区古近系地层水性质对储层物性的影响[J]. 高校地质学报, 13(4): 714–721.
- 朱筱敏, 张守鹏, 韩雪芳, 等. 2013. 济阳坳陷陡坡带沙河街组砂砾岩体储层质量差异性研究[J]. 沉积学报, 31(6): 1094–1104.
- 朱筱敏, 刘芬, 谈明轩, 等. 2015. 济阳坳陷沾化凹陷陡坡带始新统沙三段扇三角洲储层成岩作用与有利储层成因[J]. 地质论评, 61(4): 843–851.
- Beard D C and Weyl P K. 1973. Influence of texture on porosity and permeability of unconsolidated [J]. AAPG Bulletin, 57(2): 349–369.
- Bjørlykke K. 1999a. Principal Aspects of Compaction and Fluid Flow in Mudstones [M] // Aplin A C, Fleet A J, Macquaker J H S (Eds.), Mud and Mudstones: Physical and Fluid Flow Properties. Geological Society Special Publication, 158: 73–78.
- Bjørlykke K. 1999b. An Overview of Factors Controlling Rates of Compaction, Fluid Generation and Fluid Flow in Sedimentary basins [M] // Jamtveit B, Meakin P (Eds.), Growth, Dissolutions and Pattern Formation in Geosystems. Kluwer Academic Publishers, The Netherlands: 381–404.
- Bjørlykke K, Chuhan F, Kjeldstad A, et al. 2004. Modelling of Sediment Compaction During Burial in Sedimentary Basin [M] // Stephansson O, Hudson O, King L. (Eds.), Coupled Thermo-Hydro-Mechanical-chemical Processes in Geo-systems. Fundamentals, Modelling, Experiments and Applications. Geo-Engineering Book Series, 2. Elsevier, London, 699–708.
- Bjørlykke K and Jahren J. 2012. Open or closed geochemical systems during diagenesis in sedimentary basins: Constraints on mass transfer during diagenesis and the prediction of porosity in sandstone and carbonate reservoir [J]. AAPG Bulletin, 96(12): 2193–2214.
- Bjørlykke K. 2014. Relationships between depositional environments, burial history and rock properties. Some principal aspects of diagenetic process in sedimentary basins [J]. Sedimentary Geology, 301: 1–14.
- Ceriani A, Di-Giulio A, Goldstein R H, et al. 2002. Diagenesis associated with cooling during burial: an example from lower Cretaceous reservoir sandstones (Sirt Basin, Libya) [J]. AAPG Bulletin, 86(9): 1573–1591.
- Chuhan F A, Kjeldstad A, Bjørlykke K, et al. 2002. Porosity loss in sand by grain crushing. Experimental evidence and relevance to reservoir quality [J]. Marine and Petroleum Geology, 19: 39–53.
- Chuhan F A, Kjeldstad A, Bjørlykke K, et al. 2003. Experimental compression of loose sands: Relevance to porosity reduction during burial in sedimentary basins [J]. Canadian Geotechnical Journal, 40: 995–1011.
- Gaither A. 1953. A study of porosity and grain relationships in experimental sands [J]. Journal of Sedimentary Petrology, 23(3): 180–195.
- Karner S L, Chester F M, Kronenberg A K, et al. 2003. Subcritical compaction and yielding of granular quartz sand [J]. Tectonophysics, 377: 357–381.
- Kassab M A, Hassanain I M and Salem A M. 2014. Petrography, diagenesis and reservoir characteristics of the Pre-Cenomanian sandstone, Sheikh Attia are, East Central Sinai, Egypt [J]. Journal of African Earth Science, 96: 122–138.
- Nguyen V H, Gland N, Dautriat J, et al. 2014. Compaction, permeability evolution and stress path effects in unconsolidated sand and weakly consolidated sandstone [J]. International Journal of Rock Mechanics and Mining Science, 67: 226–239.
- Pittman E D. 1992. Relationship of porosity and permeability to various parameters derived from mercury injection-capillary pressure curves for sandstone [J]. AAPG Bulletin, 76(2): 191–198.
- Selley R C. 1978. Porosity gradients in North Sea oil-bearing sandstones [J]. Journal of the Geological Society of London, 135: 119–132.