

# 中国陆相页岩油储层水平渗透率与垂直渗透率特征

——以渤海湾盆地济阳坳陷和江汉盆地潜江凹陷为例

沈云琦<sup>1,2</sup>, 金之钧<sup>1,2,3</sup>, 苏建政<sup>1,2,3</sup>, 李志明<sup>1,2,3</sup>, 牛骏<sup>1,2</sup>

(1. 中国石化石油勘探开发研究院, 北京 100083; 2. 中国国家能源页岩油研发中心, 北京 100083;

3. 中国页岩油气富集机理与有效开发国家重点实验室, 北京 100083)

**摘要:**目前,页岩油在北美地区已经实现了商业开发,中国页岩油的勘探开发也有了重大突破。在生产实践中发现水平纹层/层理发育层段产量高于其他层段,推测水平渗透率大于垂直渗透率。针对中国陆相典型页岩油储层渗透率,应用压力脉冲衰减法,对水平渗透率与垂直渗透的变化规律进行定量研究,结果表明:①常压条件下,当层理缝发育时,水平渗透率高于垂直渗透率可达5个数量级;当层理缝不发育时,水平渗透率比垂直渗透率高20~50倍左右;当储层发育切穿层理的构造微裂缝时,水平渗透率与垂直渗透率相差倍数小于1;②围压条件下,与海相页岩油储层相比,陆相页岩油储层的水平渗透率和垂直渗透率变化更为复杂,其中水平渗透率对围压的敏感性更明显;③就水平渗透率与垂直渗透率之比而言,纹层状灰质页岩/纹层状砂质页岩、层状页岩和块状页岩的变化范围分别为1.5~90.0、1.4~46.0和1.3~40.0;④潜江凹陷页岩油储层孔喉半径小,矿物组分复杂,发育硬石膏等特殊矿物,阻塞孔隙,使得江汉油田潜江凹陷页岩油储层渗透率比胜利油田济阳坳陷页岩油储层渗透率低10~100倍。

**关键词:**水平渗透率;垂直渗透率;渗透率各向异性;陆相页岩油;潜江凹陷;济阳坳陷;渤海湾盆地;江汉盆地

中图分类号:TE122.2

文献标识码:A

## Characteristics of horizontal and vertical permeability of continental shale oil reservoirs in China: A case from Jiyang Depression in Bohai Bay Basin and Qianjiang Sag in Jiangnan Basin

Shen Yunqi<sup>1,2</sup>, Jin Zhijun<sup>1,2,3</sup>, Su Jianzheng<sup>1,2,3</sup>, Li Zhiming<sup>1,2,3</sup>, Niu Jun<sup>1,2</sup>

(1. Petroleum Exploration and Production Research Institute, SINOPEC, Beijing 100083, China; 2. State Energy Center for Shale Oil Research and Development, Beijing 100083, China; 3. State Key Laboratory of Shale Oil and Gas Enrichment Mechanisms and Effective Development, Beijing 100083, China)

**Abstract:** At present, commercial development of shale oil has been achieved in North America, and a major breakthrough has been made in the exploration and development of shale oil in China. In practice, it has been found that segments with horizontal beddings contribute more in petroleum production compared with those without beddings, probably indicating a larger horizontal permeability compared with the vertical permeability. The study focuses on quantitative analysis of horizontal and vertical permeability variation pattern in typical continental shale oil reservoirs in China by using pressure-pulse decay method. The results indicate that: (1) under atmospheric pressure, the horizontal permeability is 5 orders of magnitude higher than the vertical permeability in shale oil reservoirs with bedding-parallel fractures, while it is about 20 to 50 times higher than the vertical permeability in those without bedding-parallel fractures. When vertical structural micro-fractures cutting through bedding exist, the ratio of horizontal permeability to vertical permeability is less than 1. (2) Under confining pressure, the variation of horizontal and vertical permeability in continental shale oil reservoirs is more complicated in comparison with marine shale reservoirs, and the horizontal permeability is the more sensitive to the confining pressure. (3) The ratios of horizontal permeability to vertical

收稿日期:2020-11-12;修订日期:2022-01-18。

第一作者简介:沈云琦(1987—),男,博士,石油地质。E-mail: shenyq\_syky@sinopec.com。

通讯作者简介:金之钧(1957—),男,中国科学院院士,石油地质。E-mail: jinzhj\_syky@sinopec.com。

基金项目:国家科技重大专项(2017ZX05049)。

permeability in laminated calcareous shale/laminated arenaceous shale facies, lamellar shale facies, and massive shale facies, vary from 1.5 to 90.0, from 1.4 to 46.0 and from 1.3 to 40.0, respectively. (4) In comparison, the permeability of shale oil reservoirs in Qianjiang Sag in Jiangnan oilfield is 10-100 times lower than that in Jiyang Depression in Shengli oilfield due to smaller pore throat, complex mineral composition and the existence of pore-filling anhydrite.

**Key words:** horizontal permeability, vertical permeability, permeability anisotropy, continental shale oil, Qianjiang Sag, Jiyang Depression, Bohai Bay Basin, Jiangnan Basin

引用格式:沈云琦,金之钧,苏建政,等. 中国陆相页岩油储层水平渗透率与垂直渗透率特征——以渤海湾盆地济阳拗陷和江汉盆地潜江凹陷为例[J]. 石油与天然气地质, 2022, 43(2): 378-389. DOI: 10. 11743/ogg20220211.

Shen Yunqi, Jin Zhijun, Su Jianzheng, et al. Characteristics of horizontal and vertical permeability of continental shale oil reservoirs in China: A case from Jiyang Depression in Bohai Bay Basin and Qianjiang Sag in Jiangnan Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2022, 43(2): 378-389. DOI: 10. 11743/ogg20220211.

近年来,随着美国页岩油的成功勘探与开发,页岩油已然成为当今世界上值得关注的热门非常规油气领域之一。据美国能源信息署<sup>①</sup>公布的报告,截止到2017年底,美国页岩油证实储量为 $27.36 \times 10^8$  t,约占当年美国原油和凝析油总证实储量的48%,预测到2040年,美国页岩油产量将达到 $129.6 \times 10^4$  t/d,占石油总产量约为67.3%。美国能源信息署<sup>[1]</sup>初步估算,中国页岩油可采储量可达 $43.84 \times 10^8$  t,全球排第三位。

中国在多个盆地开展了对陆相页岩油勘探开发的探索<sup>[2-4]</sup>,主要集中在准噶尔盆地、鄂尔多斯盆地、松辽盆地、渤海湾盆地和江汉盆地等泥页岩层段<sup>[5]</sup>。中国页岩油储层主要为陆相页岩,与美国海相页岩油储层有很大差别,主要表现在烃源岩类型多、有机质丰度高、储层岩性复杂、厚度和分布规模及可压性变化大、页岩油流动性和饱和度受热成熟度影响大、沉积相变快,以及非均质性强等方面<sup>[4,6]</sup>。在中国陆相页岩油勘探实践中发现,纹理发育层段往往是页岩油高产层段,渤海湾盆地济阳拗陷有多口探井在沙三(沙河街组三段)下亚段-沙四上亚段页岩中测试到工业油流,峰值日产油可达161 t,江汉盆地潜江凹陷蚌湖地区也在潜江组页岩中测试到工业油流。其中济阳拗陷页岩油储层纹层状泥质灰岩相(灰质泥岩)发育密集水平层理,纹层主要由富有机质粘土纹层和亮晶方解石纹层组成,层间微孔隙和方解石矿物晶间孔发育,有机质丰度高,同时较高的脆性矿物含量,导致裂缝发育,从而沟通孔隙,形成有效的油气储集体<sup>[7]</sup>。潜江凹陷潜江组页岩油储层沉积构造主要以小于1 mm的纹层状和大于等于1 mm层状构造为主,同时包含少量纹层不发育的块状构造<sup>[8]</sup>。由此进一步表明中国陆相页岩油储层中渗透率具有极强的非均质性和明显的各向异性,在前人研究中将页岩储层作为各向同性来处理,与实际情况偏

差较大。因此,本研究的重点是中国陆相页岩油储层渗透率,特别是水平渗透率与垂直渗透率各向异性,即平行层理方向与垂直层理方向渗透率的各向异性。

渗透率的各向异性,即水平渗透率和垂直渗透率是影响油藏驱替特性以及产能的重要变量<sup>[9]</sup>。不同于砂岩,特别是致密砂岩,泥页岩表现出极强的渗透率各向异性,由于泥岩具有层理发育的特点,使得页岩沿层理面形成微裂缝,影响渗透率的各向异性<sup>[10]</sup>。黑色有机页岩的波速具有各向异性特征,因此黑色页岩渗透率各向异性主要由其自身微观结构引起<sup>[11]</sup>。同时,沿层理方向发育的半径较大的孔隙对渗透率贡献较大<sup>[12-13]</sup>。因此,尽管研究页岩渗透率存在很多难点,但是仍有许多学者对这一课题进行了研究,来自美国的密西西比巴奈特页岩,俄克拉荷马州伍德福德页岩,科罗拉多州曼柯斯页岩,阿巴拉契亚山脉马塞勒斯页岩,泥盆系和奥陶系页岩,德国早侏罗系页岩和加拿大合恩河利亚德盆地泥盆系页岩等的研究表明:① 总体渗透率各向异性在2~5个数量级;② 根据页岩内矿物含量的不同,如钙质、硅质和泥质含量的不同,水平渗透率高于垂直渗透率1~4个数量级;③ 随着有效应力的增加,渗透率有下降趋势,呈指数关系,且垂直渗透率更为敏感,降低幅度更大<sup>[14-22]</sup>。

渗透率测试方法有多种。岩屑压力衰减法<sup>[23]</sup>测量过程无围压,测量值偏大,样品、实验过程和计算方法没有统一标准,而且岩屑孔隙结构不代表储层真实情况;岩心柱压力衰减法<sup>[24]</sup>和压力恢复法<sup>[21-22]</sup>无法客观反映微裂缝对渗透率的影响。而本研究试验的部分页岩油储层样品发育层理缝,有些样品发育构造微裂缝。这些裂缝对储层渗透率会有一定的影响,因此这两种方法不适用;脱气法<sup>[25]</sup>主要适用于页岩气储层,而本研究的对象是页岩油储层,因此此方法不适用;稳

① EIA. US crude oil and natural gas proved reserves, year-end 2017[R]. Washington: U. S. Department of Energy, 2018: 1-48.

态法<sup>[26]</sup>虽然原理简单且操作方便,但是在测量过程中易发生气体滑脱效应,影响实验结果;理论公式法和核磁共振法<sup>[28]</sup>均以数学计算为基础,物理模拟不足,客观性较低;压力脉冲衰减法<sup>[29]</sup>自提出以来,经过40多年的发展,已经成为理论成熟、操作方便和求解简单的一种方法。目前,该方法在国内外页岩储层渗透率测量中应用广泛,适用于非均质性强的、含有层理缝和构造微裂缝的页岩油储层渗透率测试,为本研究实验的主要方法。

本研究分析了水平渗透率和垂直渗透率的量化关系以及影响因素,以期获得渗透率关键参数。为此,首先利用压力脉冲衰减法,对中国典型陆相页岩油储层的样品进行测试,再明确影响渗透率的因素,随后讨论不同影响因素下水平渗透率与垂直渗透率的量化关系,最终揭示水平渗透率与垂直渗透率特征,为中国陆相页岩油的有效开发提供基础理论依据。

## 1 地质概况

本研究选取中国渤海湾盆地济阳坳陷和江汉盆地潜江凹陷页岩油储层作为重点研究对象。其中,济阳坳陷是渤海湾盆地内部的一个次级单元,位于其东南部,由于地球动力学背景与渤海湾盆地一致,所以与其有相对一致的构造演化过程。众所周知,渤海湾盆地是一个富油气盆地,济阳坳陷是其油气最为丰富的坳陷之一<sup>[30]</sup>。其东临垦东-青坨子凸起,西北与埕宁隆起区相连,南部相连鲁西隆起区,北部与埕子口凸起相邻(图1),面积大约 $2.9 \times 10^4 \text{ km}^2$ 。从平面展布上看,整体呈东南走向,坳陷收敛方向为西南,撒开方向为东北<sup>[31]</sup>。车镇凹陷、沾化凹陷、惠民凹陷和东营凹陷是济阳坳陷发育的4个次级凹陷。济阳坳陷断陷发育是从古近系孔店组早期开始,活动一直持续到古近系东营组末期结束,共经历了孔店组、沙四段、沙三段-沙二下亚段、沙二上亚段-东营组4个阶段的幕式演化<sup>[32-33]</sup>。本研究的层位为沙四上亚段和沙三下亚段。其中沙四段整体为湖相沉积环境,沙四下亚段岩相为泥岩夹砂岩和灰岩,沙四上亚段岩相主要为半深湖相泥岩和油页岩,同时夹石膏质泥岩、白云岩和杂色泥岩。沙三下亚段沉积时期,盆地下沉强烈,导致盆地的可容空间快速变大,标志着湖盆的发展进入鼎盛时期。在此期间,整个济阳坳陷被湖泊沉积体系覆盖,局部的凸起地区为三角洲沉积环境,并发育三角洲砂体。湖盆整体处于温暖潮湿的气候,并有大量淡水注入湖盆,使得在沙三下亚段沉积了具有较大厚度的半深湖-深湖泥页岩,

岩性主要包括灰褐色油页岩、页岩以及泥岩。

潜江凹陷蕴藏着较为丰富的石油资源,属于新生代内陆断陷盐湖湖盆,整体在中生界和古生界基底之上,地理位置位于江汉盆地中部。凹陷面积约为 $2\,500 \text{ km}^2$ ,北界为潜北断裂带,自西向东与其相接的是荆门凹陷、乐乡关隆起、汉水凹陷和永隆河隆起。凹陷东北部为岳口低凸起,在西南部为丫角新沟低凸起,这两个凸起均以斜坡状与潜江凹陷过渡。通海口断层与通海口凸起为潜江凹陷的东南界<sup>[34-36]</sup>(图2)。潜江凹陷是整个江汉盆地沉降速度最快、基底埋藏深度最深的凹陷,同时也是整个江汉盆地在潜江组沉积时的沉降中心、汇聚中心和浓缩中心,潜江组盐系地层的物源在北部,且为单向供给,盐度高、强蒸发封闭环境是潜江组主要的沉积环境,同时在沉积过程中也伴随着间歇性潮湿环境,在这种沉积环境下,厚度达 $6\,000 \text{ m}$ 的地层中盐韵律层和砂岩段频繁交互,形成了极具特色的陆相盐湖盆的沉积地层组合<sup>[37-38]</sup>。潜江组盐系地层层序结构为鲜明的多韵律,纵向上,潜江组自下而上可分为4段,分别是潜四段( $E_q^4$ )、潜三段( $E_q^3$ )、潜二段( $E_q^2$ )和潜一段( $E_q^1$ )。潜江凹陷北部是以砂泥岩为主的三角洲沉积区,南部是以盐韵律层为主的盐湖沉积区,砂泥岩与盐韵律频繁互层是过渡区的主要岩性特征,在整个潜江组沉积过程中,3个最大湖泛面时期是富有机质页岩的主要发育时期。

## 2 样品、实验设备与实验方法

本研究选取了胜利油田济阳坳陷和江汉油田潜江凹陷14口典型页岩油探井的岩心样品,分别是胜利油田济阳坳陷的FY1井、LY1井、NY1井、L3井、L67井、L69井、Y107井、Y17井、Y282井、Y284井、Y285井、CH108井、B191井,江汉油田潜江凹陷的BYY2(图2),其中BYY2井取样层位是潜四段,其余井取样层位是沙三下亚段-沙四上亚段。样品总计81块,获得水平渗透率和垂直渗透率实验数据总计149个,同时引用了若干四川盆地龙马溪组海相页岩气储层水平以及垂直渗透率作为对比研究<sup>[41-42]</sup>。

压力脉冲衰减法渗透率测试原理主要是对一定规格的柱塞状岩石样品,饱和某一压力的气体,待压力稳定后,可以通过降低下游压力,建立岩心上游端和下游端的压差;在气体渗流过程中,上游压力不断降低,下游压力不断升高,并逐渐趋于平衡;通过建立上下游平均压力与时间的函数关系,计算页岩的渗透率。本研究试验地点是中国石油化工股份有限公司石油勘探开



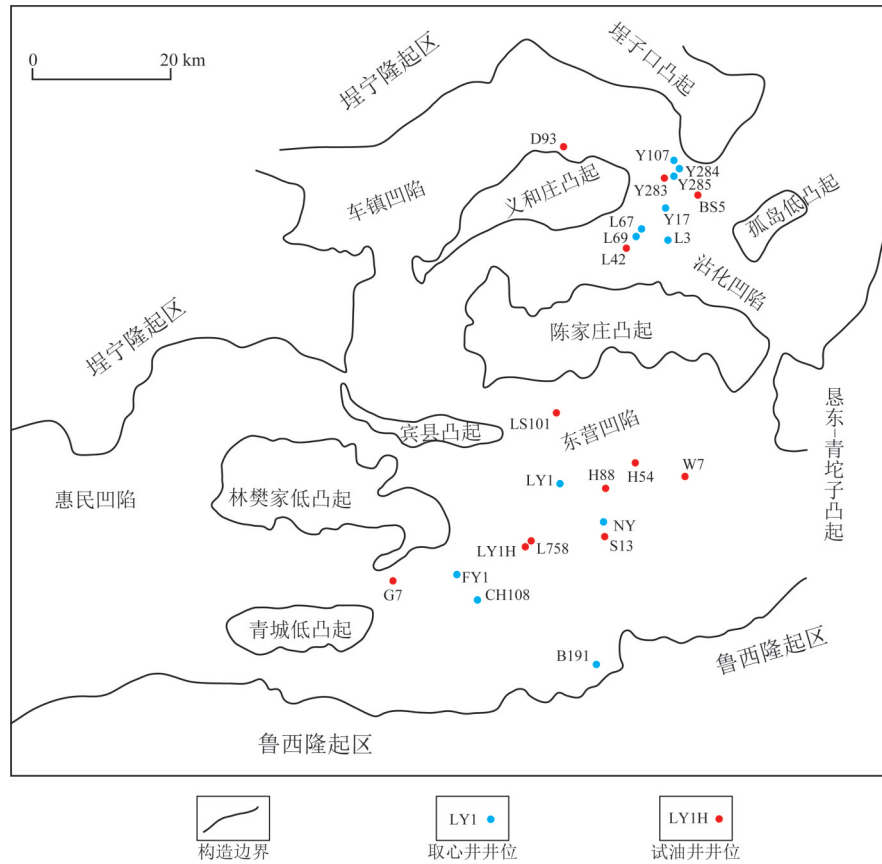


图1 济阳坳陷地质概况示意图(据参考文献[39]和[40]修改)

Fig. 1 Sketch map showing the geological setting of Jiyang Depression (modified after references [39-40])

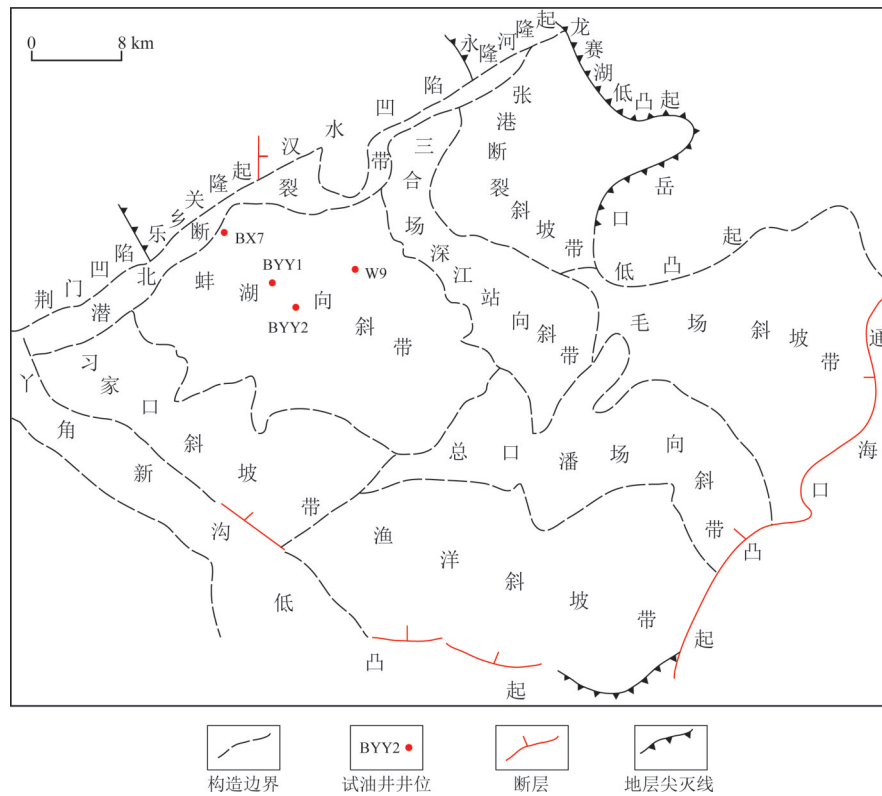


图2 潜江凹陷地质概况示意图

Fig. 2 Sketch map showing the geological setting of Qianjiang Sag

发研究院无锡地质研究所,所用设备是PES ENTERPRISE INC制造的,型号为S-Perm 2000压力脉冲渗透率测试设备,测试气体为氦气。此设备主要由岩心夹持器、上游室、下游室、压力传感器和压差传感器等部件组成,其渗透率测量范围是 $0.000\ 001 \times 10^{-3} \sim 1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ,围压最大可加载到10 000 psi(68.95 MPa),压力精度为0.1 %FS,压差精度0.25 %FS,要求样品尺寸长度为1.27~5.08 cm,直径为2.5~3.8 cm,这些设备参数可满足试验要求以及保证实验数据的可靠性。

### 3 层理缝对陆相页岩水平渗透率与垂直渗透率的影响

针对于江汉油田潜江凹陷的BYY2井页岩油储层,利用脉冲压力衰减法进行渗透率测试,总共测试样品15个,获取水平渗透率垂直渗透率一共17组数据,其中柱塞样品测试13块,样品直径2.5 cm,长度范围在1.6~5.5 cm,有2块柱塞为垂直层理取样,由于制样难度较大,方样制样且测试成功的样品一共2块。通过实验测试得出水平渗透率范围在 $0.000\ 22 \times 10^{-3} \sim 24.900\ 00 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ,垂直渗透率范围在 $0.000\ 02 \times$

$10^{-3} \sim 0.002\ 50 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。针对于胜利油田济阳坳陷页岩油储层,测得水平渗透率和垂直渗透率一共72组数据,其中柱塞样品测试36块,样品直径2.5 cm,长度范围在2.0~5.0 cm。通过实验测试得出水平渗透率范围在 $0.046 \times 10^{-3} \sim 31.000 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ,垂直渗透率范围在 $0.002\ 3 \times 10^{-3} \sim 2.430\ 0 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

层理缝发育程度是决定中国陆相页岩油储层水平渗透率与垂直渗透率的关键因素,按照层理缝发育程度可以分为层理缝不发育、层理缝相对发育以及层理缝发育3种类型的储层,层理缝不发育的储层样品测试周期长,水平渗透率低。随着层理缝的逐渐发育,测试周期也随之缩短,水平渗透率也逐渐增大,增大倍数可达 $10^5$ 倍(图3)。

根据上述原因,本研究选取了层理缝发育和层理缝不发育两种类型样品来进行测试分析。研究表明,潜江凹陷页岩油储层总体水平渗透率高于垂直渗透率,当层理缝发育时,水平渗透率高于垂直渗透率5个数量级;当层理缝不发育时,水平渗透率比垂直渗透率高20倍左右(图4)。

胜利油田济阳坳陷页岩油储层水平渗透率和垂直渗透率的量级关系与潜江凹陷相比更为复杂,整体垂

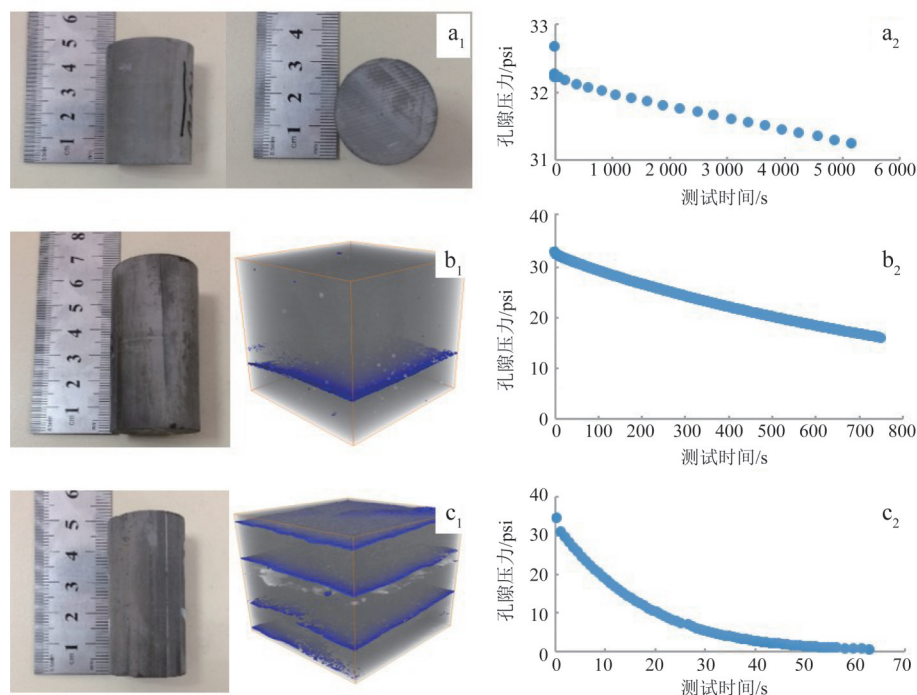


图3 江汉盆地潜江凹陷BYY2井潜四下亚段陆相页岩油储层层理缝发育程度影响渗透率变化

Fig. 3 Influence of bedding-parallel fractures development on permeability variation of continental shale oil reservoirs in the lower submember of Qian 4 Member in Well BYY2, Qianjiang Sag, Jiangnan Basin

a<sub>1</sub>. 层理缝不发育样品,埋深3 597.18 m,水平渗透率为 $0.000\ 43 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ; a<sub>2</sub>. 图a<sub>1</sub>样品测试记录图; b<sub>1</sub>. 层理缝相对发育样品,埋深3 874.76 m,其中右图为微米CT扫描图,分辨率12.55  $\mu\text{m}$ ,水平渗透率为 $0.067\ 03 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ; b<sub>2</sub>. 图b<sub>1</sub>样品测试记录图; c<sub>1</sub>. 层理缝发育样品,埋深3 593.73 m,其中右图为微米CT扫描图,分辨率12.55  $\mu\text{m}$ ,水平渗透率为 $3.855\ 8 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ; c<sub>2</sub>. 图c<sub>1</sub>样品测试记录图

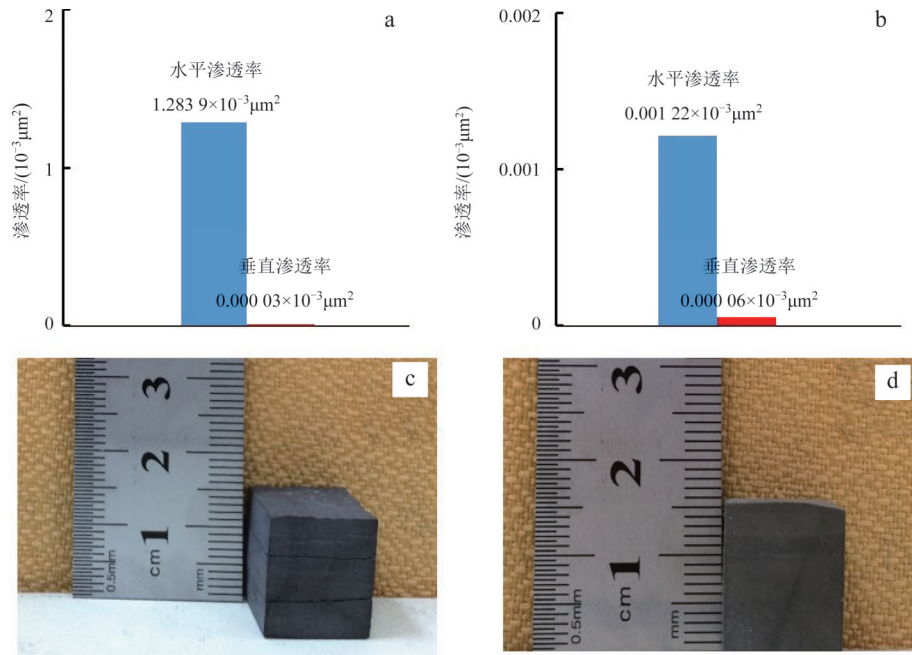


图4 江汉盆地潜江凹陷BYY2井潜四下亚段页岩油储层水平渗透率与垂直渗透率对比

Fig. 4 Comparison of horizontal permeability and vertical permeability of shale oil reservoirs in the lower submember of Qian 4 Member in Well BYY2, Qianjiang Sag, Jiangnan Basin

a. 层理缝发育样品水平渗透率与垂直渗透率; b. 层理缝不发育样品水平渗透率与垂直渗透率;  
c. 层理缝发育样品,埋深3 593.85 m; d. 层理缝不发育样品,埋深3 871.52 m

直渗透率小于水平渗透率,且相差范围较大,但是由于济阳坳陷页岩油储层受到构造活动影响,局部发育构造微裂缝,而且垂向切穿层理,因此垂直渗透率大于水平渗透率,水平渗透率与垂直渗透率量级关系具体表现为:当层理缝发育时,水平渗透率比垂直渗透率大几倍至几百倍不等;当层理缝不发育时,水平渗透率与垂直渗透率相差0.4~50.0倍,其中相差倍数小于1时,

水平渗透率小于垂直渗透率,此时储层发育切穿层理的构造微裂缝(图5,图6)。

#### 4 岩相对陆相页岩水平渗透率与垂直渗透率的影响

本研究以胜利油田济阳坳陷页岩油层系为例。胜

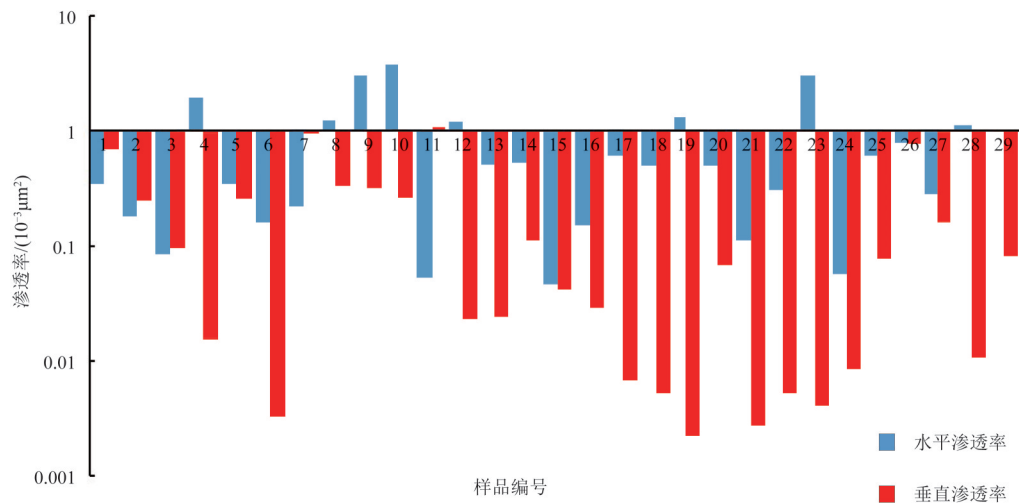


图5 渤海湾盆地济阳坳陷页岩油储层渗透率(水平渗透率 $<5 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ )

Fig. 5 Histogram of shale oil reservoir permeability in the Jiyang Depression, Bohai Bay Basin (horizontal permeability being less than  $5 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ )

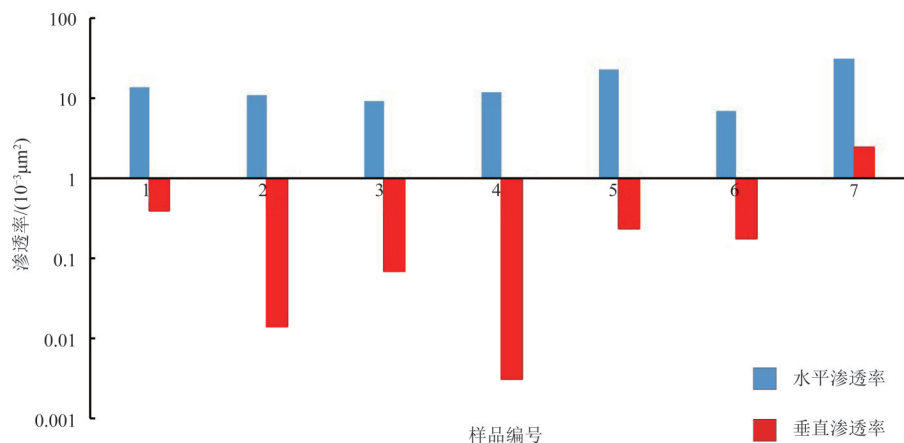


图6 渤海湾盆地济阳坳陷页岩油储层渗透率(水平渗透率 $>5 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ )

Fig. 6 Histogram of shale oil reservoir permeability in the Jiyang Depression, Bohai Bay Basin (horizontal permeability being greater than  $5 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ )

利油田济阳坳陷的页岩油层系岩相可以划分为块状页岩、层状页岩、纹层状灰质页岩和纹层状砂质页岩等。胜利油田济阳坳陷页岩油储层岩相对于水平渗透率与垂直渗透率的影响相对复杂,难以进行单一比较,但是在渗透率各向异性(即水平渗透率/垂直渗透率)的范围是有所不同的,具体表现为,纹层状灰质页岩/纹层状泥灰岩相渗透率各向异性范围在1.5~90.0,层状灰质页岩/层状页岩相渗透率各向异性范围在1.4~46.0,块状灰质页岩相渗透率各向异性范围在1.3~40.0(图7)。造成这种差异的原因是由于不同岩相微观结构的差异,块状灰质页岩相致密,纹层不发育,且较为均质,而纹层状灰质页岩和纹层状砂质页岩相发育纹层,不仅与块状灰质页岩相类似发育溶蚀孔,同时发育微裂隙,这使得纹层状灰质页岩和纹层状砂质页岩渗透率各向异性的范围更大(图8)。

## 5 围压对陆相页岩水平渗透率与垂直渗透率的影响

除了在常压条件下水平渗透率与垂直渗透率有大量级差异,围压条件下水平渗透率与垂直渗透率也有其特有量级特征。以江汉盆地陆相页岩油储层为例,分别对层理不发育的页岩油储层样品、水平层理的页岩油储层样品以及垂直层理的页岩油储层样品进行了不同围压下的渗透率特征研究,同时也与中国四川盆地龙马溪组海相页岩进行了对比研究。

本研究选取了3645号、3647(T)号、3695号3块样品进行测试,都在潜四下亚段取样,且层理缝均不发育,3645号样品埋深3 873.02 m,平行层理取样,3647

(T)号样品埋深3 873.09 m,垂直层理取样,3695号样品埋深3 874.67 m,相对均质,层理不发育。由于岩心本身的特点,围压达到10.0 MPa以后,岩心在测试时会发生断裂,因此围压最大加载到10.0 MPa。通过实验测试,围压在2.8、5.0和10.0 MPa时,3645号平行层理样品渗透率(水平渗透率)分别是 $0.09429 \times 10^{-3}$ ,  $0.00211 \times 10^{-3}$ 和 $0.00122 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ;3647(T)号垂直层理样品渗透率(垂直渗透率)分别是 $0.00185 \times 10^{-3}$ ,  $0.00059 \times 10^{-3}$ 和 $0.00001 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ;3695号层理不发育样品渗透率分别为 $0.00146 \times 10^{-3}$ ,  $0.00067 \times 10^{-3}$ 和 $0.00061 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

海相页岩样品来自四川盆地川东褶皱的龙马溪组海相页岩,围压在3.45 MPa时,水平渗透率范围在 $0.00038 \times 10^{-3} \sim 0.0323 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ,垂直渗透率为 $0.00022 \times 10^{-3} \sim 0.00278 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ,围压在6.9 MPa时,水平渗透率范围在 $0.00031 \times 10^{-3} \sim 0.00179 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ,垂直渗透率为 $0.0002 \times 10^{-3} \sim 0.00144 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ,围压在10.34 MPa时,水平渗透率范围在 $0.0002 \times 10^{-3} \sim 0.00091 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ,垂直渗透率为 $0.00012 \times 10^{-3} \sim 0.00065 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ <sup>[41-42]</sup>。

江汉盆地页岩油储层与四川盆地龙马溪组页岩最大差异是陆相与海相的差异,从矿物组分来看,海相页岩石英含量相对较高,而江汉盆地陆相页岩石英含量相对较低,同时泥质白云岩、白云质泥岩为主要岩相类型,因此龙马溪组海相页岩脆性更好,能有效且有规律地适应围压对矿物颗粒排列、层理压实程度的影响,从而影响页岩的水平渗透率与垂直渗透率。

研究表明,围压对陆相页岩油储层水平渗透率和垂直渗透率的影响更复杂,层理缝发育的储层其渗透



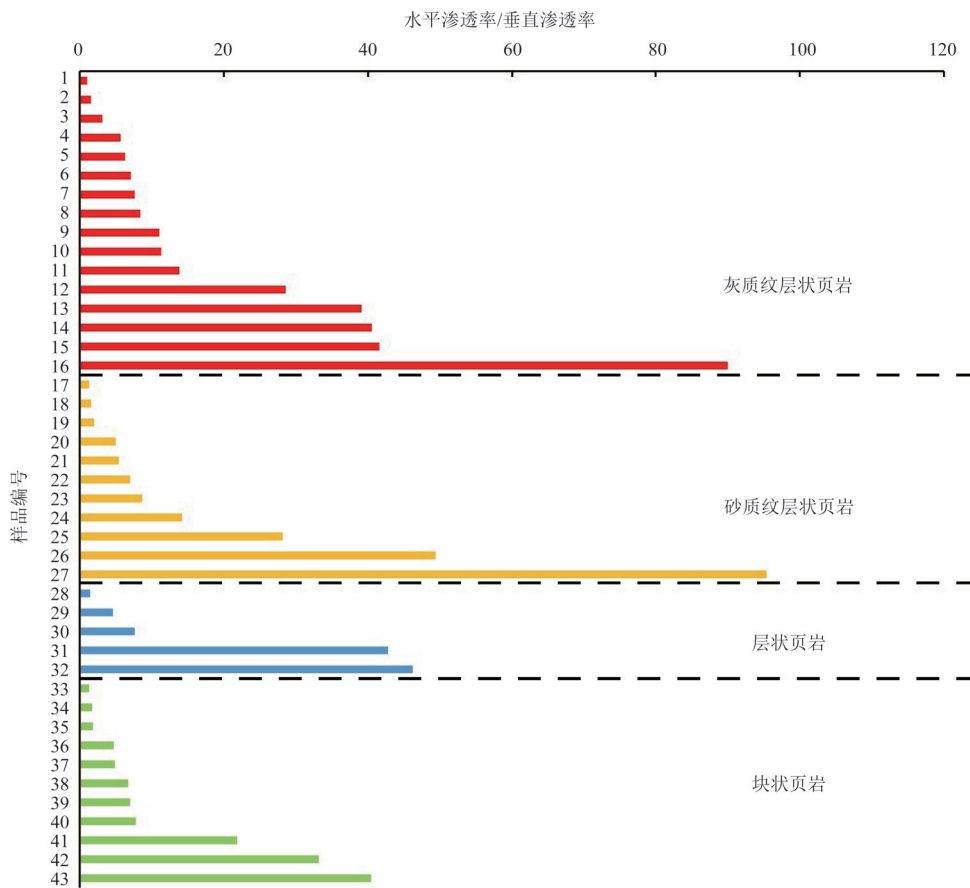


图 7 渤海湾盆地济阳坳陷页岩油储层不同岩相渗透率各向异性直方图

Fig. 7 Histogram of permeability anisotropy for shale oil reservoirs of diverse lithofacies in the Jiyang Depression, Bohai Bay Basin

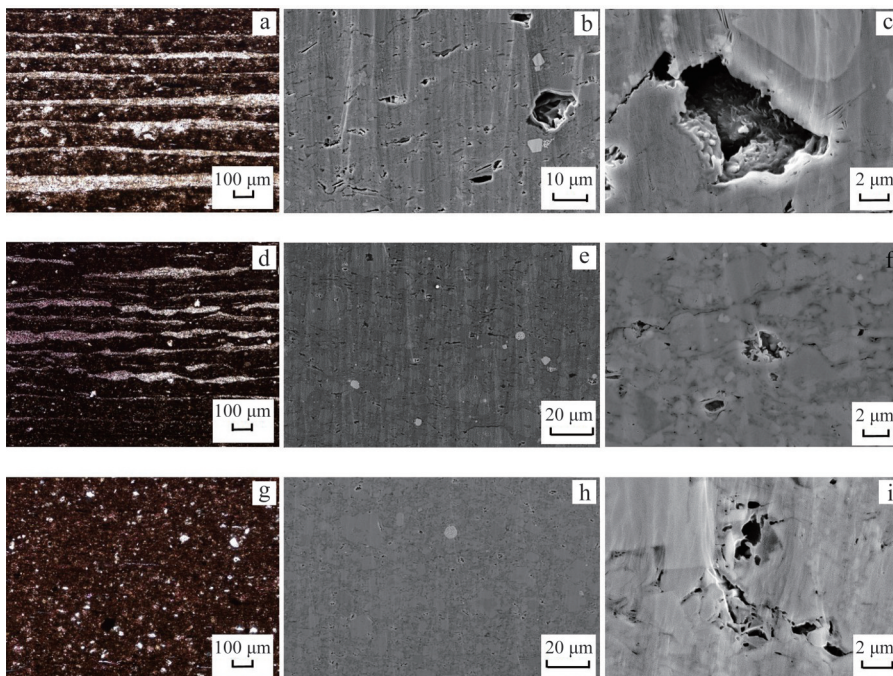


图 8 渤海湾盆地济阳坳陷 FY1 井沙四上亚段页岩油储层不同岩相显微镜下以及扫描电镜图像

Fig. 8 Micrographs and SEM images of shale oil reservoirs of diverse lithofacies in the upper submember of

Sha 4 Member in Well FY1, Jiyang Depression, Bohai Bay Basin

a—c. 纹层状灰质页岩/纹层状泥灰岩相,埋深 3 170.01 m; d—f. 层状灰质页岩/层状页岩相,埋深 3 179.21 m; g—i. 块状灰质页岩相,埋深 3 084.38 m



率对围压的敏感性强于层理不发育的储层。整体上随着围压的增大,层理缝不发育的储层渗透率只降低2.0~2.5倍。而在层理缝发育的储层中,水平和垂向渗透率对围压的敏感性也有很大不同。随着围压的增大,水平渗透率降低70倍左右,而垂向渗透率降低20倍左右(图9)。而四川盆地志留系龙马溪组海相页岩,围压对于水平渗透率以及垂直渗透率影响基本一致,而且水平渗透率与垂直渗透的比值随着围压的增大基本无明显变化,这是由于龙马溪组海相页岩相较于陆相页岩油储层脆性矿物含量更高,脆性更强,不易

发生形变,层理缝相较于陆相页岩油储层压实程度相对较低(图10)。

## 6 特殊矿物对陆相页岩渗透率的影响

中国陆相页岩油储层整体呈现极强的非均质性,其中江汉盆地页岩油储层渗透率与前文所述四川盆地川东褶皱的龙马溪组海相页岩相当。随着取样深度逐渐变浅,渗透率普遍增大,当取样深度相当时,江汉盆地页岩油储层渗透率总体比胜利油田页岩油储层渗透

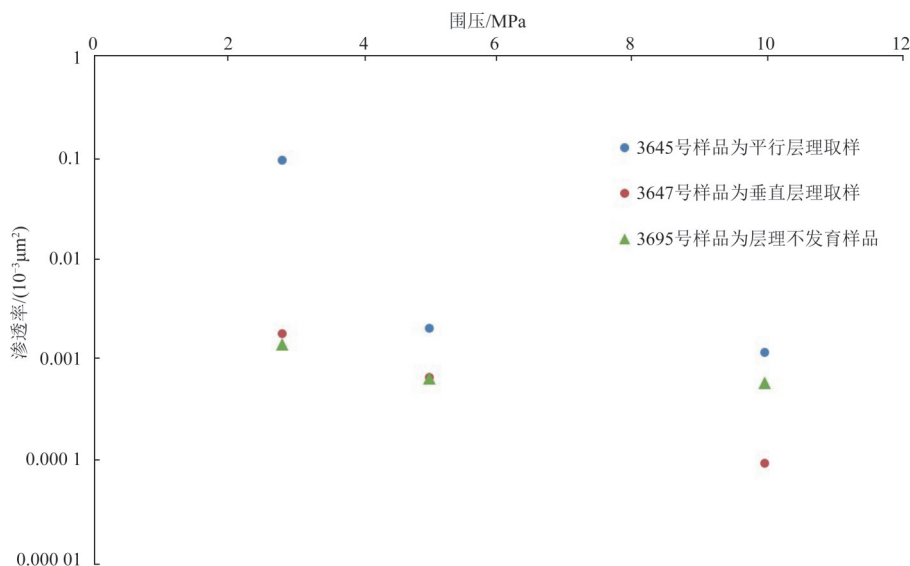


图9 江汉盆地潜江凹陷陆相页岩油储层水平渗透率、垂直渗透率与围压关系

Fig. 9 Correlation of confining pressure with horizontal and vertical permeability of continental shale oil reservoirs in the Qianjiang Sag, Jiangnan Basin

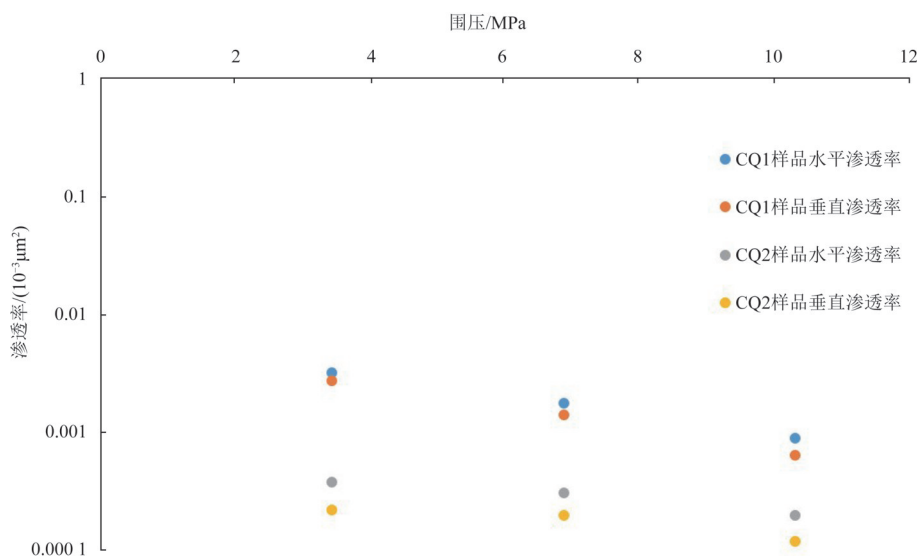


图10 四川盆地志留系龙马溪组海相页岩储层水平渗透率、垂直渗透率与围压关系(数据来源于文献[41]和[42])

Fig. 10 Correlation of confining pressure with horizontal and vertical permeability of marine shale reservoirs of the Silurian Longmaxi Formation, Sichuan Basin (data from references [41-42])

率低10~100倍,造成这种现象的原因主要有两点:

① 江汉盆地潜江凹陷页岩油储层的平均孔喉半径小于济阳凹陷的页岩油储层;② 江汉盆地页岩油储层的矿物组成更为复杂,由于其处于盐湖的沉积环境,页岩的矿物组分中含有一定的硬石膏等矿物,阻塞孔隙,使得渗透率降低。硬石膏充填的储层样品测试周期长,渗透率低;无硬石膏充填的页岩油储层,测试周期也随之缩短,渗透率也逐渐增大。这些现象是中国潜江凹陷陆相页岩油储层的固有特点(图11)。

## 7 讨论

通过上述研究,中国陆相页岩层理发育,且层理对陆相页岩的渗透率有极大的影响,页岩在常压条件下,水平渗透率与垂直渗透率存在较大的差异,此差异可以是几倍和几百倍,甚至可高达5个数量级。随着围压的增大,陆相页岩水平渗透率与垂直渗透率有各自不同的变化规律,同时陆相页岩的矿物组分,特别是特殊矿物的存在,也会对渗透率有着明显影响。

因此证实,中国陆相页岩油在运移过程中,由于在构造缝不发育的部位,水平渗透率大于垂直渗透率,所以侧向运移为优势运移方向,在发育切穿层理构造缝的部位会有垂向的优势运移方向。页岩油的开采主要以压裂作为工程手段,因此,有别于海相页岩,除了压裂形成体积缝网以外,尽可能开启一定规模的层理缝并实现有效支撑也是中国陆相页岩油压裂工程工艺的主要发展方向。所以,中国陆相页岩油储层水平与垂直渗透率特征研究对于陆相页岩油的

勘探开发具有重要的基础理论意义。

## 8 结论

1) 层理缝发育程度是决定中国陆相页岩油储层水平渗透率与垂直渗透率的关键因素,按照层理缝发育程度可以分为层理缝不发育、层理缝相对发育以及层理缝发育3种类型的储层,层理缝不发育的储层样品测试周期长,渗透率低。随着层理的逐渐发育,测试周期也随之缩短,渗透率也逐渐增大,增大倍数可达 $10^5$ 倍。

2) 常压条件下,江汉盆地潜江凹陷页岩油储层,当层理缝发育时,水平渗透率高于垂直渗透率5个数量级;当层理缝不发育时,水平渗透率比垂直渗透率高20倍左右。济阳凹陷页岩油储层,当层理缝发育时,水平渗透率比垂直渗透率大几倍至几百倍不等;当层理缝不发育时,水平渗透率与垂直渗透率相差0.4~50倍,其中相差倍数小于1时,水平渗透率小于垂直渗透率,此时储层发育切穿层理的构造微裂缝。

3) 胜利油田济阳凹陷页岩油储层纹层状灰质页岩/纹层状泥灰岩相渗透率各向异性范围在1.5~90.0,层状页岩相渗透率各向异性范围在1.4~4.0,块状页岩相渗透率各向异性范围在1.3~40.0。

4) 围压条件下,陆相页岩油储层与海相页岩储层对比结果表明,海相页岩围压对于水平渗透率以及垂直渗透率影响基本一致,而陆相页岩水平渗透率与垂直渗透率变化更为复杂,随着围压增大,层理不发育的储层渗透率降低2.0~2.5倍;层理缝发育的页岩油储

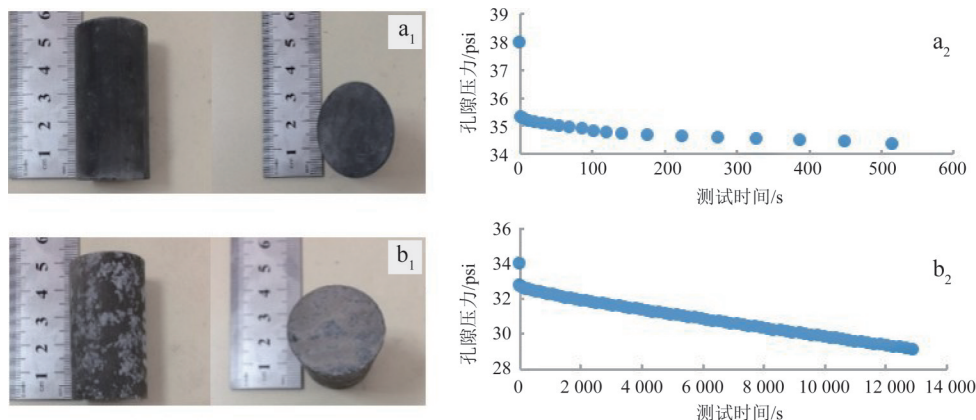


图11 江汉盆地潜江凹陷BYY2井潜四下亚段陆相页岩油储层硬石膏充填程度影响渗透率变化

Fig. 11 Influence of anhydrite filling degree on permeability variation of continental shale oil reservoirs in the lower submember of Qian 4 Member in Well BYY2, Qianjiang Sag, Jiangnan Basin

$a_1$ . 无硬石膏充填样品,埋深3 595.67 m,渗透率为 $0.00547 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ;  $a_2$ . 图  $a_1$  样品测试记录图;

$b_1$ . 硬石膏充填,埋深3 647.71 m,渗透率为 $0.000546 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ;  $b_2$ . 图  $b_1$  样品测试记录图

层,其水平渗透率降低70倍左右,垂直渗透率降低20倍左右,因此,水平渗透率对围压的敏感性更更大。

5) 中国陆相页岩油储层整体呈现极强的非均质性,通过对比江汉油田潜江凹陷和胜利油田济阳凹陷页岩油储层,前者比后者渗透率低10~100倍,这是由于江汉盆地潜江凹陷页岩油储层的平均孔喉半径小于济阳凹陷的页岩油储层,且江汉盆地页岩油储层处于盐湖沉积环境中,其矿物组分复杂,发育硬石膏等矿物,阻塞孔隙,使渗透率降低。

致谢:感谢中石化江汉油田分公司勘探开发研究院和中石化胜利油田分公司勘探开发研究院提供研究所需样品,感谢中石化石油勘探开发研究院无锡所提供实验设备。

### 参 考 文 献

- [1] EIA. Weekly petroleum status report[EB/OL]. (2019-01). <https://www.eia.gov/outlooks/ieo>
- [2] 傅成玉. 非常规油气资源勘探开发[M]. 北京: 中国石化出版社, 2015.  
Fu Chengyu. Exploration and development of unconventional petroleum resources[M]. Beijing: China Petrochemical Press, 2015.
- [3] 金之钧, 白振瑞, 高波, 等. 中国迎来页岩油气革命了吗?[J]. 石油与天然气地质, 2019, 40(3): 451-458.  
Jin Zhijun, Bai Zhenrui, Gao Bo, et al. Has China ushered in the shale oil and gas revolution?[J]. Oil & Gas Geology, 2019, 40(3): 451-458.
- [4] 刘惠民, 张顺, 包书友, 等. 东营凹陷页岩油储集地质特征与有效性[J]. 石油与天然气地质, 2019, 40(3): 512-523.  
Liu Huimin, Zhang Shun, Bao Youshu, et al. Geological characteristics and effectiveness of the shale oil reservoir in Dongying Sag [J]. Oil & Gas Geology, 2019, 40(3): 512-523.
- [5] 邹才能, 朱如凯, 白斌, 等. 致密油与页岩油内涵、特征、潜力及挑战[J]. 矿物岩石地球化学通报, 2015, 34(1): 3-16.  
Zou Caineng, Zhu Rukai, Bai Bin, et al. Significance, geologic characteristics, resource potential and future challenges of tight oil and shale oil[J]. Bulletin of Mineralogy, Petrology and Geochemistry, 2015, 34(1): 3-16.
- [6] 黎茂稳, 马晓潇, 蒋启贵, 等. 北美海相页岩油形成条件、富集特征与启示[J]. 油气地质与采收率, 2019, 26(1): 13-28.  
Li Maowen, Ma Xiaoxiao, Jiang Qigui, et al. Enlightenment from formation conditions and enrichment characteristics of marine shale oil in North America[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2019, 26(1): 13-28.
- [7] 宋国奇, 徐兴友, 李政, 等. 济阳凹陷古近系陆相页岩油产量的影响因素[J]. 石油与天然气地质, 2015, 36(3): 463-471.  
Song Guoqi, Xu Xingyou, Li Zheng, et al. Factors controlling oil production from Paleogene shale in Jiyang Depression[J]. Oil & Gas Geology, 2015, 36(3): 463-471.
- [8] 龙玉梅, 陈曼菲, 陈凤玲, 等. 潜江凹陷潜江组盐间页岩油储层发育特征及影响因素[J]. 油气地质与采收率, 2019, 26(1): 59-64.  
Long Yumei, Chen Manfei, Chen Fengling, et al. Characteristics and influencing factors of inter-salt shale oil reservoirs in Qianjiang Formation, Qianjiang Sag[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2019, 26(1): 59-64.
- [9] Burton D, Wood L J. Geologically-based permeability anisotropy estimates for tidally-influenced reservoirs using quantitative shale data[J]. Petroleum Geoscience, 2013, 48: 3-20.
- [10] Gale J, Holder J. Natural fractures in some U. S. shales and their importance for gas production[C]//Petroleum Geology Conference, London: GSL, 2010: 1131-1140.
- [11] Vernik L, Nur A. Ultrasonic velocity and anisotropy of hydrocarbon source rocks[J]. Geophysics, 1992, 57(5): 727-735.
- [12] 陈天宇, 冯夏庭, 张希巍, 等. 黑色页岩力学特性及各向异性特性试验研究[J]. 岩石力学与工程学报, 2014, 33(9): 1773-1779.  
Chen Tianyu, Feng Xiating, Zhang Xiwei, et al. Experimental study on mechanical and anisotropic properties of black shale[J]. Chinese Journal of Rock Mechanics and Engineering, 2014, 33(9): 1773-1779.
- [13] 杨峰, 宁正福, 胡昌蓬, 等. 页岩储层微观孔隙结构特征[J]. 石油学报, 2013, 34(2): 301-311.  
Yang Feng, Ning Zhengfu, Hu Changpeng, et al. Characterization of microscopic pore structures in shale reservoirs [J]. Acta Petroli Sinica, 2013, 34(2): 301-311.
- [14] Athma R, Bhandari, Peter B. Anisotropy and stress dependence of permeability in the Barnett Shale[J]. Transport in Porous Media, 2015, 108(2): 393-411.
- [15] Ghanizadeh A, Amann-Hildenbrand A, Gasparik M, et al. Experimental study of fluid transport processes in the matrix system of the European organic-rich shales: II. Posidonia Shale (Lower Toarcian, northern Germany)[J]. International Journal of Coal Geology, 2014, 123: 20-33.
- [16] Soeder D J. Porosity and permeability of Eastern Devonian gas shale[J]. SPE Formation Evaluation, 1988, 3(1): 116-124.
- [17] Chalmers G R L, Ross D J K, Bustin R M. Geological controls on matrix permeability of Devonian gas shales in the Horn River and Liard Basins, northeastern British Columbia, Canada[J]. International Journal of Coal Geology, 2012, 103: 120-131.
- [18] Pathi V S M. Factors affecting the permeability of gas shales[D]. Vancouver: University of British Columbia, 2008.
- [19] Mehdi M, Adel A A, Azra N. Stress-dependent permeability anisotropy and wettability of shale resources[C]//SPE/AAPG/SEG Unconventional Resources Technology Conference. Denver: SPE/AAPG/SEG, 2013: 2713-2728.
- [20] Roychaudhuri B, Tsotsis T T, Jessen K. An experimental investigation of spontaneous imbibition in gas shales[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2013, 111: 87-97.
- [21] Metwally Y M, Sondergeld C H. Measuring low permeability of gas-sands and shales using a pressure transmission technique[J]. International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences, 2011, 48(7): 1135-1144.
- [22] Tinni A, Fathi E, Agarwal R, et al. Shale permeability measure-



- ments on plugs and crushed samples[C]//SPE Canadian Unconventional Resources Conference. Calgary: SPE, 2012: 162235.
- [23] Luffel D L, Hopkins C W, Schettler J P D. Matrix permeability measurement of gas productive shales[C]// SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Houston: SPE, 1993: 26633.
- [24] Cui X, Bustin R M. A new method to simultaneously measure in-situ permeability and porosity under reservoir conditions: Implications for characterization of unconventional gas reservoir[C]//Canadian Unconventional Resources and International Petroleum Conference. Calgary: SPE, 2010: 138148.
- [25] Luffel D L, Guidry F K, Curtis J B, et al. Evaluation of devonian shale with new core and log analysis methods[J]. Journal of Petroleum Technology, 1992, 44(11): 1192-1197.
- [26] Sinha S, Braun E M, Passey Q R, et al. Advances in measurement standards and flow properties measurements for tight rocks such as shales[C]//SPE/EAGE European Unconventional Resources Conference and Exhibition. Vienna: SPE/EAGE, 2012: 152257.
- [27] Bryant W R, Hottman W, Trabant P. Permeability of unconsolidated sand and consolidated marine sediments, Gulf of Mexico [J]. Marine Geotechnology, 1975, 1(1): 1-14.
- [28] Christopher M P, Deborah D S, Charles A D. Permeability estimation in tight gas sands and shales using NMR: A new interpretive methodology[C]//AAPG International Conference and Exhibition. Rio de Janeiro: AAPG, 2009.
- [29] Brace W F, Walsh J B, Frangos W T. Permeability of granite under high pressure[J]. Journal of Geophysical Research, 1968, 73(6): 2225-2236.
- [30] 冯有良,周海民,任建业,等. 渤海湾盆地东部古近系层序地层及其对构造活动的响应[J]. 中国科学:地球科学, 2010(10): 1356-1376.
- Feng Youliang, Zhou Haimin, Ren Jianye, et al. Paleogene sequence stratigraphy in the east of the Bohai Bay Basin and its response to structural movement (in Chinese) [J]. Scientia sinica (Terrae), 2010, 40: 1356-1376
- [31] 杨田,操应长,王艳忠,等. 深水重力流类型、沉积特征及成因机制——以济阳坳陷沙河街组三段中亚段为例[J]. 石油学报, 2015, 36(9): 1048-1059.
- Yang Tian, Cao Yingchang, Wang Yanzhong, et al. Types, sedimentary characteristics and genetic mechanisms of deep-water gravity flows: A case study of the middle submember in Member 3 of Shahejie Formation in Jiyang Depression [J]. Acta Petrolei Sinica, 2015, 36(9): 1048-1059.
- [32] 方旭庆,蒋有录,罗霞,等. 济阳坳陷断裂演化与油气富集规律[J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2013, 37(2): 21-27.
- Fang Xuqing, Jiang Youlu, Luo Xia, et al. Relationship between faults evolution and hydrocarbon enrichment in Jiyang Depression [J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2013, 37(2): 21-27.
- [33] 王勇,王学军,宋国奇,等. 渤海湾盆地济阳坳陷泥页岩相与页岩油富集关系[J]. 石油勘探与开发, 2016, 43(5): 696-704.
- Wang Yong, Wang Xuejun, Song Guoqi, et al. Genetic connection between mud shale lithofacies and shale oil enrichment in Jiyang Depression, Bohai Bay Basin [J]. Petroleum Exploration and Development, 2016, 43(5): 696-704.
- [34] 刘宇琦,李建明,刘云生,等. 潜江凹陷潜江组高分辨率层序地层的研究[J]. 石油天然气学报. 2009, 31(2): 219-222.
- Liu Yuqi, Li Jianming, Liu Yunsheng, et al. High-resolution sequence stratigraphy of the Qianjiang Formation in Qianjiang Depression [J]. Journal of Oil and Gas Technology, 2009, 31(2): 219-222.
- [35] 刘刚,周东升. 微量元素分析在判别沉积环境中的应用——以江汉盆地潜江组为例[J]. 石油实验地质, 2007, 29(3): 307-310.
- Liu Gang, Zhou Dongsheng. Application of microelements analysis in identifying sedimentary environment: Taking Qianjiang Formation in the Jiangnan Basin as an example [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2007, 29(3): 307-310.
- [36] 李春荣,陈开远. 潜江凹陷潜江组元素演化特征及其古气候意义[J]. 石油地质与工程, 2007, 21(6): 18-21.
- Li Chunrong, Chen Kaiyuan. Evolutional characteristics and their paleoclimate significance of elements in the Qianjiang Formation, Qianjiang Depression [J]. Petroleum Geology and Engineering, 2007, 21(6): 18-21.
- [37] 贾颖,李培军,付鑫,等. 潜江凹陷潜江组膏盐层特征及其对地层压力的影响[J]. 地质科技情报, 2011, 30(4): 50-54.
- Jia Ying, Li Peijun, Fu Xin, et al. Characteristics of gypsolyte-salt rock and its influence on formation pressure of Qianjiang Formation in Qianjiang Depression [J]. Geological Science and Technology Information, 2011, 30(4): 50-54.
- [38] 漆智先,舒向伟,桑利,等. 潜江凹陷潜江组盐间泥质白云岩形成模式分析[J]. 长江大学学报:自然版, 2012, 9(7): 19-23.
- Qi Zhixian, Shu Xiangwei, Sang Li, et al. The forming pattern of intersalt argillaceous dolomite in Qianjiang Formation of Qianjiang Depression [J]. Journal of Yangtze University (Natural Science Edition), 2012, 9(7): 19-23.
- [39] Li M W, Chen Z H, Ma X X, et al. Shale oil resource potential and oil mobility characteristics of the Eocene-Oligocene Shahejie Formation, Jiyang Super-Depression, Bohai Bay Basin of China [J]. Journal of Coal Geology, 2019, 204, 130-143.
- [40] 宋明水. 济阳坳陷页岩油勘探实践与现状[J]. 油气地质与采收率, 2019, 26(1): 1-12.
- Song Mingshui. Practice and current status of shale oil exploration in Jiyang Depression [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2019, 26(1): 1-12.
- [41] Pan Z J, Ma Y, Danesh N N. Measurement of shale anisotropic permeability and its impact on shale gas production[C]//SPE Asia Pacific Unconventional Resources Conference and Exhibition. Brisbane: SPE, 2015.
- [42] Zhang W, Wang Q. Permeability anisotropy and gas slippage of shales from the Sichuan Basin in South China [J]. International Journal of Coal Geology, 2018, 194, 22-32.

(编辑 梁 慧)