

# 渤海东部疏松砂岩油藏水驱渗流特征及控制因素分析

李 冰<sup>1</sup>, 周 妍<sup>2</sup>, 许万坤<sup>1</sup>, 姜立富<sup>1</sup>, 李媛婷<sup>1</sup>

(1. 中海石油(中国)有限公司天津分公司, 天津 300459; 2. 中国石油集团测井有限公司, 陕西 西安 710077)

**摘要:**为了更好地了解疏松砂岩油藏水驱开发特点, 为提高水驱采收率提供依据, 利用铸体薄片、压汞、扫描电镜、油水相渗、水驱油等测试手段, 深入研究了渤海海域 P 油田馆陶组储层油水相对渗透率和水驱油效率, 分析了疏松砂岩油藏水驱开发动态特征。结果表明: 研究区储层岩石成分以碎屑长石砂岩与长石岩屑砂岩为主, 分选差、磨圆度低; 孔隙类型为原生粒间孔、溶蚀粒间孔; 喉道类型以片状、缩颈状为主; 原油黏度对油水相对渗透率和水驱油效率存在影响, 原油黏度愈高, 油水相相对渗透率愈低, 水驱油效果愈差; 研究区储层黏土矿物含量较高, 喉道以缩颈状为主, 亲水黏土矿物容易发生膨胀堵塞喉道, 在较大的生产压差下易产生速敏, 适当控制压差, 提前注入防膨试剂对注水具有明显效果。

**关键词:**渤海油田; 相对渗透率; 水驱油效率; 影响因素

**中图分类号:** TE341 **文献标志码:** A

## Waterflooding seepage characteristics and control factors for unsolidated sandstone reservoirs in eastern Bohai Sea

LI Bing<sup>1</sup>, ZHOU Yan<sup>2</sup>, XU Wankun<sup>1</sup>, JIANG Lifu<sup>1</sup>, LI Yuanting<sup>1</sup>

(1. Tianjin Branch of CNOOC(China)Co., Ltd., Tianjin 300459, China; 2. CNPC Logging Company, Xi'an 710077, China)

**Abstract:** To better understand the development characteristics of waterflooding in unsolidated sandstone reservoirs, and to provide the basis for improving waterflooding recovery, the oil-water relative permeability and waterflooding efficiency of Guantao Formation in P Oilfield in Bohai Sea was further studied by means of casting slice, mercury injection, scanning electron microscopy, oil-water phase permeability and water displacing oil, and so on. And then it was analyzed the dynamic characteristics of waterflooding development. The results show that the composition of reservoir rocks in the study area is mainly clastic feldspar sandstone and feldspar detrital sandstone, with poor separation and low roundness. The pore types are primary intergranular pores and dissolved intergranular pores, and the throat types are mainly flaky and neck-like. The viscosity of crude oil has an effect on the oil-water relative permeability and the waterflooding efficiency, and the higher the crude oil viscosity, the lower the oil-water relative permeability, the worse the waterflooding efficiency. The clay mineral content of the reservoir is relatively higher, the throat types are mainly neck-like, and the hydrophilic clay minerals are prone to expand and block the throats. Under large production pressure difference, it is easy to produce speed sensitivity. When the anti-swelling reagent is injected in advance, it has obvious effect.

**Key words:** Bohai Oilfield; relative permeability; water flooding efficiency; controlling factors

注水开发是目前国内最普遍、成熟、经济的提高油田的采油速度和采收率的一种开发方式, 是油田稳产最关键、最重要的工作, 如何对储层进行注水显得至关重要<sup>[1-4]</sup>。P 油田为渤海海域高渗稠油油田, 具有物性好、原油黏度高和非均质性强等特点, 且不同层段注水开发效果差异大, 难以获得较高的水驱采收率。因此, 对储层进行精细评价和提高注水开发效果成为重要问题, 且制约着油田下步开发效益。本文以馆陶组储层为研究对象, 通过铸体薄

片、油水相渗、水驱油实验等测试方法, 分析了该油藏油水渗流动态特征, 总结了影响水驱开发效果的主控因素, 为该类油田高效开发提供理论依据。

收稿日期: 2020-01-19; 改回日期: 2020-03-24。

第一作者简介: 李冰(1987—), 硕士, 现主要从事沉积与储层评价。E-mail: libing32@cnooc.com.cn。

基金项目: 国家科技重大专项“渤海油田高效开发示范工程(编号: 2016ZX05058)”。

## 1 研究区地质特征

P油田位于渤海中南部海域渤南低凸起中段东北端,为亿吨级大型背斜构造油田,属于浅水辫状河三角洲沉积,主要含油层位为馆陶组,油藏类型为层状构造油藏,油藏深度1 200~1 500 m。储层原始地层压力13 MPa,孔隙度18%~35%,平均25%;渗透率为 $(100\sim4\,500)\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ ,主峰为 $(800\sim1\,500)\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ ,平均含油饱和度63.5%,平均地面原油密度 $0.952\text{ g/cm}^3$ ,原油黏度30~300 mPa·s。

### 1.1 岩石特征

研究区储层岩石成分以碎屑长石砂岩与长石岩屑砂岩为主,长石砂岩次之(见图1),颗粒主要为细粒,其次为中粒,分选差、次棱角状(见图2a);孔隙类型为原生粒间孔、溶蚀粒间孔;喉道类型以片

状、缩颈状为主(见图2b);填隙物以石英、长石等碎屑颗粒为主;黏土矿物以高岭石、伊利石为主,其次为绿泥石、蒙脱石、伊蒙混层,可见石盐、黄铁矿(见图2c、2d、2e、2f),整体结构成熟度不高。

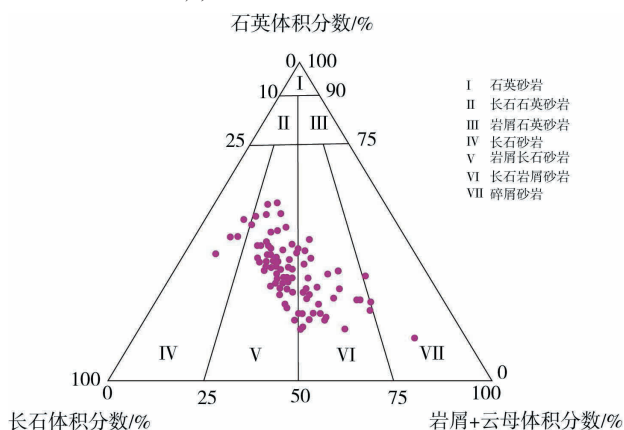
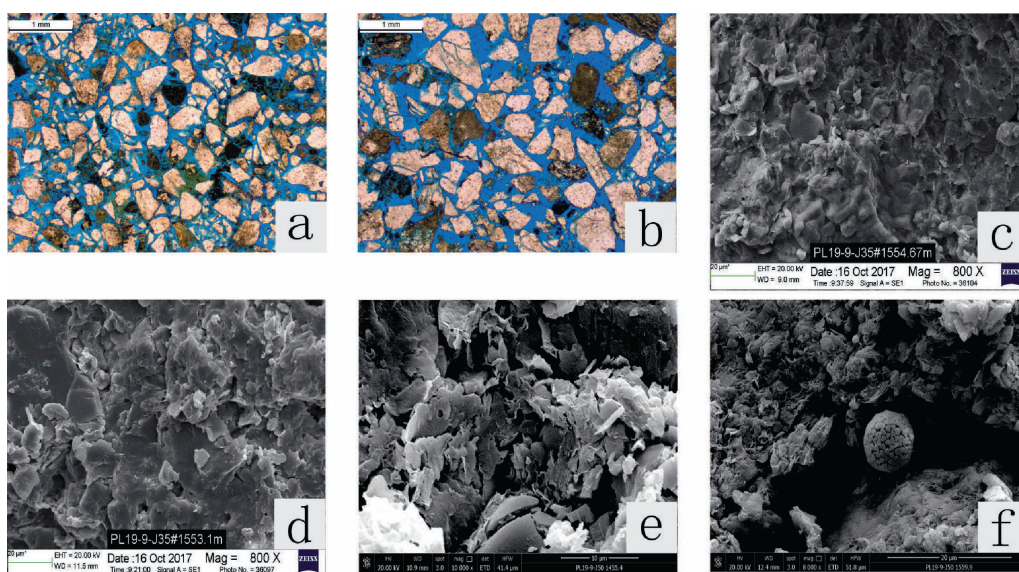


图1 研究区砂岩三角分类



a.分选差,次棱角状,J35井,1 382.12 m;b.片状、缩颈状喉道,J35井,1 551.1 m;c.丝片状伊利石和石盐,J35井,1 554.67 m;d.丝片状伊蒙混层,J35井,1 553.1 m;e.丝状伊利石,J50井,1 455.4 m;f.黄铁矿,J50井,1 559.9 m

图2 研究区储层岩石微观特征

### 1.2 油水相对渗透率

油藏中砂岩及流体的物理、化学性质,如孔隙结构、润湿性、原油黏度,以及油、水两相的渗流特征,均可通过油水相对渗透率曲线得到反映。当砂岩中饱和多相流体时,对于多孔介质和其中多相流体的复杂系统,流体通过砂岩的能力可以用各相的相对渗透率表示<sup>[5-9]</sup>。

对研究区目的层的2个不同砂体进行了油水两相渗透率曲线测定(见表1),其中1号样品有2个实验样品:原油黏度为143.59 mPa·s,平均孔隙度

33.11%,平均气测渗透率 $1\,437\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ ,束缚水饱和度平均值为20.77%,残余油饱和度平均值为33.75%,最大含水饱和度平均值为71.37%;2号样品有1个实验样品:原油黏度为39 mPa·s,孔隙度为33.26%,气测渗透率为 $3\,210\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ ,束缚水饱和度为19.05%,残余油饱和度为49.78%,最大含水饱和度为71.8%。研究区储层具有明显的亲水性,原油黏度、渗透率是影响油水流动的重要参数。1号样品较2号样品亲水特征更明显,两相共渗区较窄,孔隙结构较差(见图3)。

表1 油水相对渗透率实验结果

岩心编号	原油黏度 / (mPa·s)	孔隙度 / %	气测渗透率 / 10 <sup>-3</sup> μm <sup>2</sup>	束缚水饱 和度 / %	束缚水时 油相渗透率 / 10 <sup>-3</sup> μm <sup>2</sup>	残余 油饱和度 / %	残余油时 水相渗透率 / 10 <sup>-3</sup> μm <sup>2</sup>	最大含水 饱和度 / %
1-008A	143.59	33.10	1 360	28.95	914	20.53	0.185	75.5
1-017A	143.59	33.73	1 620	21.40	1 210	37.28	0.078	70.8
2-003A	39.00	33.26	3 210	19.05	1 770	49.78	0.085	71.8

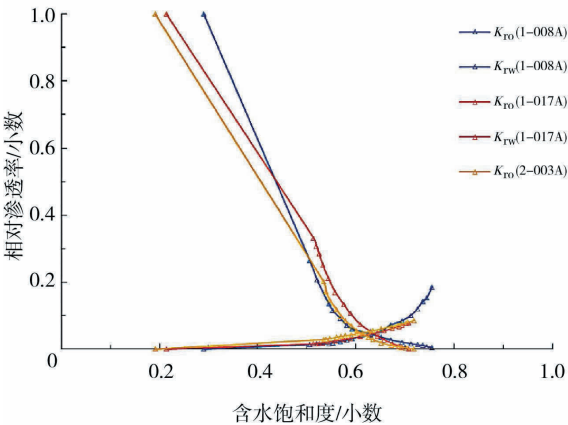


图3 油水相对渗透率曲线

1.3 水驱油效率

水驱油效率应该由室内岩心水驱油实验求得,例如对于长度4.583 cm,直径2.495 cm的长岩心,模拟地层水和实际注水进行恒速驱替直到残余油饱和度,然后计算水驱油效率(见表2)。

由所测试样品的水驱油效率结果可以看出,两个砂体样品的气测渗透率均大于2 000×10<sup>-3</sup> μm<sup>2</sup>,实验采用模拟油黏度 40.228,138.22 mPa·s,与地层原油黏度接近,确定的驱油效率分别为66.3%,73.6%。表2是水驱油实验结果汇总,可以看出:水驱油效率整体较高,主要是由润湿性、复杂孔隙结构和原油黏度等因素共同导致(见图4)。

表2 水驱油效率实验结果

岩心编号	孔隙度 / %	气测渗透率 / 10 <sup>-3</sup> μm <sup>2</sup>	原油黏度 / (mPa·s)	注入水矿化度 / (mg·L <sup>-1</sup> )	束缚水饱和度 / %	驱油效率 / %
1-016C	32.4	2 660	138.22	5 000	17.1	66.3
2-004A	38.4	2 870	40.228	15 000	17.0	73.6

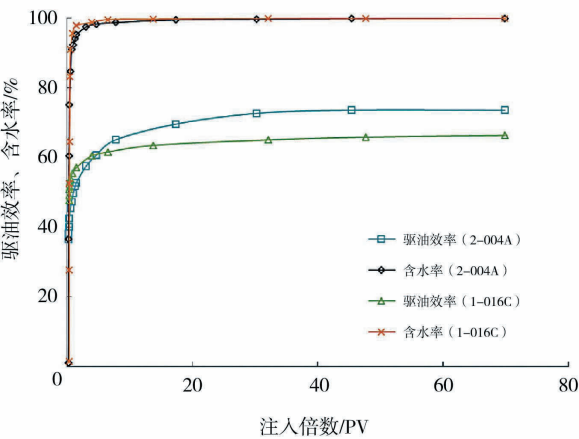


图4 驱油效率及含水率与注入倍数关系曲线

2 水驱渗流特征影响因素分析

储层中油水流动特征是储层物性、孔喉结构特征、黏土矿物等多种因素共同作用的结果,宏观上涉及到沉积作用和成岩演化,微观上涉及到黏土矿

物类型、储层敏感性、胶结类型等<sup>[10-15]</sup>。

2.1 储层物性

孔隙度、渗透率是储层物性的重要参数,是微孔喉结构的直观反映,也是决定流体流过储层的难易程度及水驱效率的重要条件。

研究区储层渗透率较高,但存在较大的非均质性,对储层中流体的动向影响较大,在实验中与两相流体流动性及水驱效果相关性较差,在实际注水中也有明显效果。

由表1、图5分析表明,渗透率与束缚水饱和度相关系数为0.673。当样品渗透率高于2 000×10<sup>-3</sup> μm<sup>2</sup>时,束缚水饱和度低于20%,在亲水岩心更有利于油相的渗流,水驱油效率相对较高。研究区储层粒间孔发育,储层物性较好,在注水开发时容易沿着高渗区流动,会出现沿着条带状水驱,水驱效率降低。保持较小的生产压差对油田稳产、高产具有较好效果。



## 2.2 微观孔喉特征

储层内部的孔隙度、喉道分布不均,利用压汞、铸体薄片、扫描电镜实验参数,对研究区储层孔隙结构分析认为,孔隙喉道的差异造成了水驱油通道的差异,进而引起水驱油效果不同(见图5)。粒间孔和溶孔绝对含量高表明孔隙发育程度好,这些既为水驱提供了较多较好的通道,又减少了驱替过程注入水绕流和油柱卡断现象的产生。

从扫描电镜和铸体薄片上看,粒间孔孔隙中发育自生的片状伊利石,镜下观察到由于硅质胶结作用形成的石英次生加大,使孔隙被充填程度提高,孔隙度降低,喉道缩小,渗流能力变差,使储层局部变得较为致密。更为重要的一点是以点状吼道为主,所以其比以弯片状吼道为主的样品渗流能力更差,驱油效率更低。

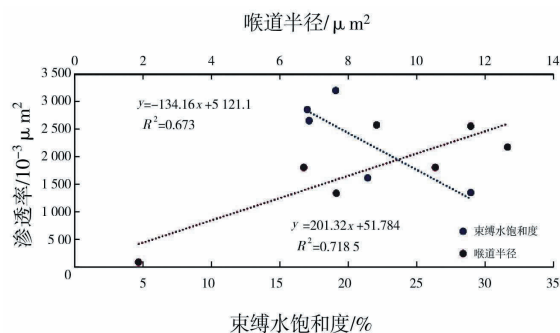


图5 束缚水饱和度和喉道半径及物性的相关性

## 2.3 黏土矿物

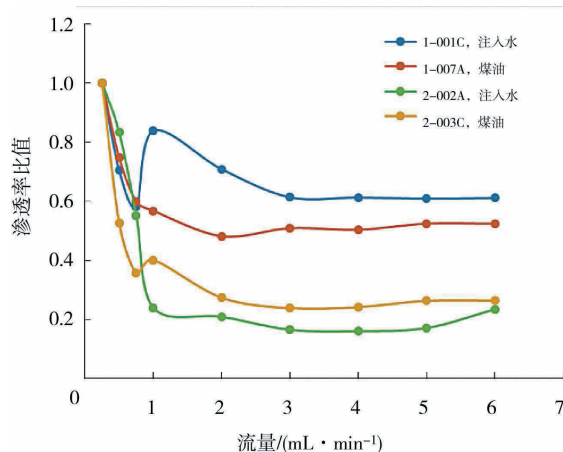
研究区黏土矿物主要有伊利石、高岭石、绿泥石、伊/蒙混层等。这些黏土矿物会在矿物颗粒表面形成薄膜状、丝片状、搭桥状结构,使砂岩原来的孔隙被堵塞、切割形成微小孔隙,其内部地层水基本以束缚水的形式存在;伊/蒙混层遇水容易膨胀,在岩石孔隙中阻碍流体的流动性。

随着矿化度逐渐降低,储层渗透率不断降低,损害率不断增大,原因有:①伊利石和蒙脱石有较高的亲水性和膨胀性,易堵塞喉道;②伊利石多呈丝状和片状结构,使原本喉道较小的储层孔隙更加细微,力学性质不稳定,流体婉转迂回流动过程中更易发生微粒运移而水化脱落,从而损害地层,影响储层渗透率。

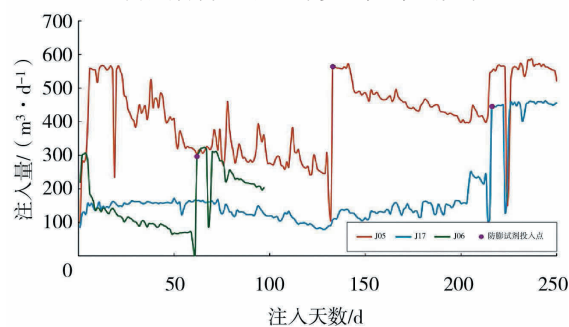
从图6a分析可知,当流速小于0.75 mL/min时,不同介质下流体渗透率变化一致,这与储层的孔喉分布有关系,一定流速下,水先驱动较大孔喉、渗透率较大的地方;当流速大于0.75 mL/min时,受黏土矿物的影响,物性较差的储层表现出明显的强速敏

效应,储层内部形成一定的优势通道,且注入水对渗透率损失影响较小。针对合采井,纵向上储层非均质性较强,控制注采压差可以有效减小储层伤害,提高采收率。

在注水前注入防膨试剂,防止黏土矿物中的亲水矿物发生膨胀堵塞孔喉,适当控制压差,对于注水井的注入效果具有很好效果(见图6b)。



a.不同流体介质下流速与渗透率比值的关系



b.防膨试剂对注水效果的影响

图6 研究区不同流体介质及措施对注水效果的影响变化

## 2.4 原油黏度

针对稠油油藏,原油黏度的差异是影响油田开发的重要因素。研究区原油黏度为40~300 mPa·s,实验表明,原油黏度与束缚水饱和度有正相关关系,随着原油黏度的增加,束缚水饱和度增加,残余油饱和度降低,油相相对渗透率降低,驱油效率较差。

## 3 结论

(1)研究区储层岩石成分以碎屑长石砂岩与长石岩屑砂岩为主,分选差、磨圆度低;孔隙类型为原生粒间孔、溶蚀粒间孔;喉道类型以片状、缩颈状为主。

(2)原油黏度对油水相对渗透率和水驱油效率存在影响,原油黏度愈高,油水相相对渗透率愈低,水驱油效果愈差。

(下转第55页)

## 4 结论

(1)采用概念模型开展了井网再优化技术研究,模拟结果表明在高含水开发后期(拟)均质油藏采用抽稀提液增注,多层油藏采用主力层抽稀、转采非主力层,相控油藏采用抽稀主河道等井网优化模式效果最佳。

(2)相控条件下井网优化模式表明随着主河道与非主河道级差增加,增油效果呈先增加后减少的趋势,级差值在 3~4 时增油效果最佳。

### 参考文献:

- [1] 尤启东,周方喜,张建良.复杂小断块油藏水驱开发效果评价方法[J].油气地质与采收率,2009,16(1):78-81.
- [2] 王洋,王建,徐宁蔚.苏北低渗透注水开发油田开发效果评价[J].油气藏评价与开发,2011,1(5):34-39.
- [3] 黄艳梅,唐韵,李莉等.中低渗油藏水驱后储层变化及

影响因素分析[J].石油天然气学报,2013,35(8):143-147.

- [4] 张建宁,尤启东,郭文敏.高含水停采油藏剩余油再聚集敏感因素研究[J].油气藏评价与开发,2015(03):42-46.
- [5] 武泽,褚庆忠,梁武斌,等.苏北盆地复杂小断块油田剩余油分布规律及开发对策[J].延安大学学报(自然科学版),2014,33(2):58-62.
- [6] 陈晨,李明.复杂断块油藏高含水期剩余油分布规律研究[J].中国石油和化工标准与质量,2014(7):96-96.
- [7] 齐亚东,杨正明,晏军,等.特低渗透断块油藏井网优选数值模拟[J].新疆石油地质,2011,32(4):392-395.
- [8] 张顺康,周方喜,钟思瑛,等.中高含水油藏矢量化井网设计方法研究[J].石油天然气学报,2014,36(1):96-98.
- [9] 关富佳,雷小丽.直角三角形小断块油藏注采井网模拟优化研究[J].特种油气藏,2013,20(1):74-76.

(编辑 谢 葵)

(上接第 50 页) (3) 伊利石和蒙脱石有较高的亲水性和膨胀性,在注水下很容易发生膨胀,堵塞喉道,降低油水相对渗透率和水驱油效率。在实际生产中,控制压差、提前注入防膨试剂对水驱开发具有较好效果。

### 参考文献:

- [1] 童凯军,李波,戴卫华,等.渤海海域变质岩潜山油藏稀井网高效开发技术[J].石油勘探与开发,2017,44(4):590-599.
- [2] 王建忠,于新畅,孙志刚,等.胜利油田低渗透水驱油藏含水变化特征及影响因素[J].石油与天然气地质,2018,39(4):833-838.
- [3] 刘义刚,徐文江,姜维东,等.海上油田调驱技术研究与实践[J].石油科技论坛,2014(3):41-44.
- [4] 路娜,黄骅坳陷长芦油田沙三段储层特征及控制因素[J].中国矿业,2018,27(S1):119-124.
- [5] 姜维东,任艳滨,张运来,等.稠油油田油水相对渗透率和水驱油效率研究[J].大庆石油地质与开发,2008,27(4):50-53.
- [6] 马森,孙卫,刘登科,等.低渗透砂岩储层可动流体赋存特征及影响因素研究—以姬塬油田长6储层为例[J].石油地质与工程,2016,30(6):64-72.
- [7] 杨清彦.两相驱替相对渗透率研究[D].北京:中国地质

大学(北京),2012:8-13.

- [8] 张继成,宋考平.相对渗透率特征曲线及其应用[J].石油学报,2007,28(4):104-108.
- [9] 白云云,孙卫,任大忠.马岭油田致密砂岩储层可动流体赋存特征及控制因素[J].断块油气田,2018,25(4):455-458.
- [10] 李百川,周巨标,丁玉盛,等.不同覆压条件下储层物性变化特征及水驱油实验研究[J].山东科技大学学报,2016,35(2):22-28.
- [11] 李洪生.双河油田聚合物驱后微观剩余油分布特征[J].西安石油大学学报(自然科学版),2018,33(3):69-74.
- [12] 何涛,王芳,汪伶俐.致密砂岩储层微观孔隙结构特征—以鄂尔多斯盆地延长组长7储层为例[J].岩性油气藏,2013,25(4):23-26.
- [13] 崔瑾,郑荣才,蒋宜勤,等.准噶尔盆地阜东斜坡区头屯河组储层特征及敏感性[J].石油与天然气地质,2018,39(2):398-408.
- [14] 郭莉,王延斌,刘伟新,等.大港油田注水开发过程中油藏参数变化规律分析[J].石油实验地质,2006,28(1):85-86.
- [15] 张浩,仲向云,党永潮,等.鄂尔多斯盆地安塞油田长6储层微观孔隙结构[J].断块油气田,2018,25(1):34-38.

(编辑 谢 葵)