

江汉盆地新沟嘴组页岩油储层物性下限

张鹏飞^{1,2}, 卢双舫¹, 李文浩^{1,2}, 胡莹^{1,2}, 薛海涛¹, 李倩^{1,2}, 张晗^{1,2}

[1. 中国石油大学(华东)非常规油气与新能源研究院, 山东 青岛 266580;

2. 中国石油大学(华东)地球科学与技术学院, 山东 青岛 266580]

摘要:江汉盆地新沟嘴组泥质白云岩层系钻获页岩油,开辟了该地区油气勘探的新领域。弄清区内页岩油富集与分布规律,对有效储层物性下限的研究具有重要意义。根据研究区岩心实测孔隙度、渗透率和高压压汞资料,综合应用经验统计法、压汞曲线法和最小流动孔喉半径法,确定了江汉盆地南部新沟嘴组不同深度段(778~890、959~1 070、1 378~1 478、2 093~2 200 m)的页岩油储层物性下限,并建立了物性下限值与深度的相关性方程。结果表明:不同研究方法确定的物性下限值不同。总体上,压汞曲线法和最小流动孔喉半径法确定的物性下限值较高,经验统计方法确定的物性下限值较低。随着储层埋深的增加,不同方法确定的物性下限之间的差异减小。多种方法综合运用能够降低物性下限的不确定性。研究区页岩油储层物性下限值随着深度的增加逐渐降低,其中孔隙度下限值随着深度的增加呈指数函数递减,渗透率下限值随着深度的增加呈幂函数递减。

关键词:物性下限;泥质白云岩;页岩油;新沟嘴组;江汉盆地

中图分类号:TE122.2

文献标识码:A

Lower limits of porosity and permeability of shale oil reservoirs in the Xingouzui Formation, Jianghan Basin

Zhang Pengfei^{1,2}, Lu Shuangfang¹, Li Wenhao^{1,2}, Hu Ying^{1,2}, Xue Haitao¹, Li Qian^{1,2}, Zhang Han^{1,2}

(1. Unconventional Oil & Gas and Renewable Energy Research Institute, China University of Petroleum, Qingdao, Shandong 266580, China; 2. School of Geosciences, China University of Petroleum, Qingdao, Shandong 266580, China)

Abstract: Shale oil resources found in the argillaceous dolomite in the Xingouzui Formation of the Jianghan Basin has opened up a new domain for petroleum exploration. The study on the lower limit of porosity and permeability of effective reservoirs is significant to reveal accumulation and distribution of shale oil in the Basin. According to the porosities, permeabilities and mercury intrusion capillary porosimetry of cores, the lower limits of porosity and permeability of shale oil reservoirs in different depths (778~890, 959~1 070, 1 378~1 478, 2 093~2 200 m) in the Xingouzui Formation in the southern part of the Basin were determined using the empirical statistics, mercury curve and minimal pore throat radius methods. Moreover, the relationships between the lower limits and depths were established. The preliminary findings of this study include the followings: (1) the lower limits determined by the different methods are various; (2) the lower limits determined by the mercury curve and minimal pore throat radius are greater, while that determined by the empirical statistic method are smaller; (3) the errors of lower limits obtained from the different methods decrease with increasing depths, so that a variety of methods should be used to reduce the uncertainty of the lower limits. The lower limits of shale oil reservoirs in the study area reduce with the increase of depths. The lower limits of porosity (permeability) decrease with increasing depth in an exponent (power exponent) manner.

Key words: lower limit of porosity and permeability, argillaceous dolomite, shale oil, Xingouzui Formation, Jianghan Basin

有效储层是指能够储存和渗流流体,且在现有的经济、技术条件下能够产出流体的岩层。确定有效储层的关键是对其下限标准的研究,物性下限是储层分类评价及储量计算的重要参数,对油气勘探和开发具

有重要意义^[1-4]。物性下限是指储集层中有效储层所具有的最小孔隙度和渗透率,通常用孔隙度和渗透率的某个值来表征^[5-7]。

2012年江汉盆地南部丫角-新沟低凸起新沟嘴

收稿日期:2015-01-05;修订日期:2015-12-20。

第一作者简介:张鹏飞(1990—),男,博士研究生,非常规油气储层表征。E-mail:zhangpengfeiupc@163.com。

基金项目:高校自主创新科研计划项目(13CX05013A);国家自然科学基金重点基金项目(41330313);国家自然科学基金青年基金项目(41402122)。

组泥质白云岩层系页岩油勘探获得重大突破,有6口直井和4口水平井获得工业油流。此后,江汉盆地南部各凹陷新沟嘴组泥质白云岩层系页岩油探井均见油气显示或工业油流,页岩油勘探取得了一定的成效。然而,目前江汉盆地页岩油勘探开发尚处于初级阶段,对有效储层物性及微观孔隙结构的研究较为薄弱,缺乏对有效储层物性下限的相关研究,这严重制约了江汉盆地页岩油勘探工作。明确有效储层物性下限及其与深度关系,不仅有助于认识研究区页岩油富集机理与分布规律,也可为研究区页岩油“甜点”预测提供依据。鉴于此原因,本文以江汉盆地南部页岩油相对富集的丫角—新沟低凸起和陈沱口凹陷为目标,根据孔隙度、渗透率 and 高压压汞资料,应用经验统计法、压汞曲线法和最小流动孔喉半径法,探讨了新沟嘴组不同深度段页岩油储层物性下限值分布特征,并拟合了其与深度的回归方程,为江汉盆地页岩油勘探提供地质依据。

1 地质背景

江汉盆地位于中扬子地台中部,北邻秦岭—大别造山带,南近江南—雪峰隆起区,西至黄陵背斜,面积约为28 760 km²,是在古生界海相碳酸盐岩、碎屑岩及中生界陆相含煤碎屑岩基底之上,经燕山运动、喜马拉雅运动发展起来的内陆断陷盐湖盆地^[8]。江汉盆地可划分为潜江、江陵、陈沱口、沔阳等11个凹陷带和岳口低凸起、丫角—新沟低凸起、通海口凸起等4个凸起带,共计15个二级构造单元^[9](图1)。

江汉盆地是一个多旋回沉积盆地,白垩纪—新近纪盆地周缘地势呈现继承性的西北高、东南低的特点,沉积物源主要来自西北方向,沉积地层最大厚度过万米,具有明显的旋回性和韵律性^[10]。新沟嘴组是江汉盆地重要的含油层系,其沉积期盆地西北部砂岩发育,东南部泥质白云岩、泥岩、泥膏岩发育,砂岩较少,平面上由北向南形成了三角洲—湖泊沉积体系。其下段为主要的含油层系,自下而上分为Ⅲ油组、泥隔层、Ⅱ油组、Ⅰ油组和大膏层,泥隔层和大膏层区域内分布稳定,为良好的区域性盖层,Ⅲ油组和Ⅰ油组砂岩发育,发育砂岩油气藏。Ⅱ油组岩性以泥质白云岩为主,夹泥岩等,胶结物以白云质、灰质为主,粘土成分为伊利石和绿泥石,属于特低孔超低渗储层^[11],为江汉盆地主要的页岩油发育层位之一。

2 有效储层物性下限

2.1 经验统计法

经验统计法是美国岩心公司常用的确定储层物性下限的方法,其利用单层物性数据,以低孔隙度(渗透率)段累计储(产)能丢失5%为界限计算有效储层物性下限,但未给出详细的累计储产能计算过程或计算所需参数较难获取^[12-16]。董雪梅等^[17]根据研究区地质特征及资料丰富程度提出了相应的累计储产能丢失计算公式及过程,但并不适用于研究区。因此,笔者以其计算方法和过程为基础,提出了适合研究区且计算更为简洁的累计储产能计算公式及过程。

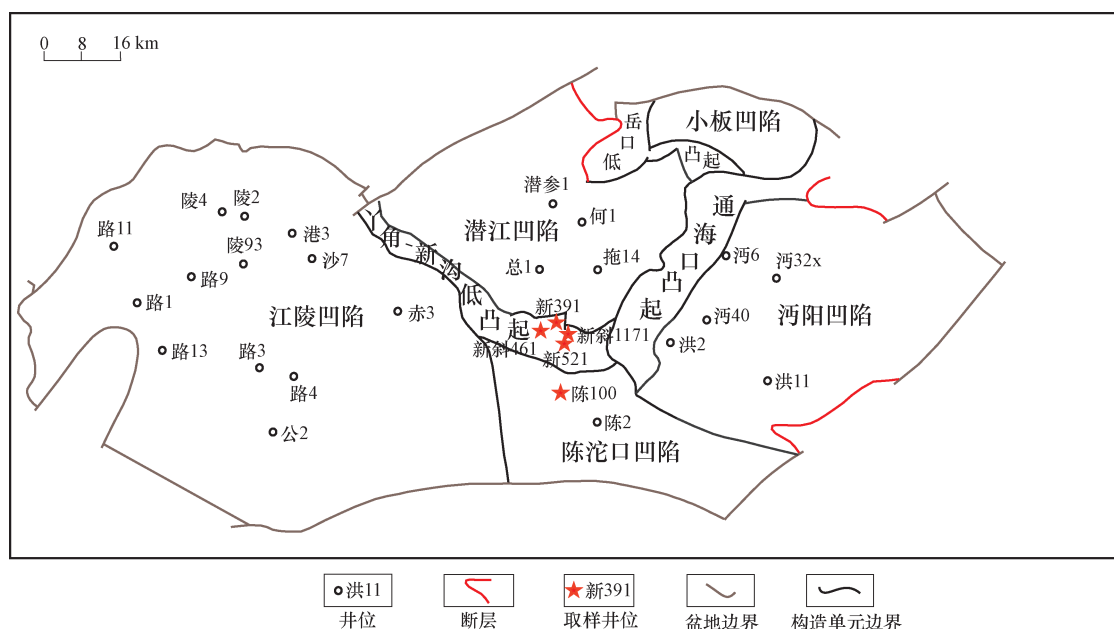


图1 江汉盆二级构造单元划分

Fig. 1 Division of secondary tectonic units of the Jianghan Basin

为了使分析得到的物性下限值更为精确,本文采用间隔1%建立孔隙度分布直方图,并计算相应的累计频率曲线。应用岩心分析数据计算累计储能曲线时,假设取心井取样的体积及间隔相同,储能则可简化为每个孔隙度区间的孔隙度之和。

将取心井所有样品的孔隙度值进行排序,按间隔1%建立孔隙度分布直方图,计算累计频率曲线,根据公式(1)计算各孔隙度区间储能:

$$f_j = \sum_{i=1}^m \Phi_i \quad (1)$$

式中: f_j 为第 j 个孔隙度区间的储能,%; Φ_i 为第 j 孔隙度区间第 i 个样品的孔隙度,%; m 为第 j 个孔隙度区间的样品个数。

计算各孔隙度区间的储能频率:

$$A_j = \frac{f_j}{\sum_{j=1}^n f_j} \times 100\% \quad (2)$$

式中: A_j 为第 j 个区间的储能频率,%; f_j 为第 j 个区间样品储能,%; n 为划分的孔隙度区间总个数。

由公式(3)计算各区间累计储能频率,根据计算结果绘制累计储能丢失曲线:

$$A_k = \sum_{j=1}^k A_j \quad (3)$$

式中: A_k 为1到 $k(1 \leq k \leq n)$ 区间的累计储能频率,%; A_j 为第 j 个区间的储能频率,%。

将计算的 A_k 与对应的孔隙度分布区间绘制成曲线,纵坐标为累计频率,横坐标为孔隙度,确定孔隙度下限时,对应的累计储能丢失率可从累计储能丢失曲线上直接读取。采用相同的方法即可建立渗透率累计频率分布曲线和累计产能丢失曲线(图2)。

根据研究区岩心实测孔隙度和渗透率分析数据分别建立了778~890,959~1 070,1 378~1 478和2 093~2 200 m四个深度段的孔隙度累计频率、累计储能丢失曲线和渗透率累计频率、累计产能丢失曲线。以累计储能丢失曲线5%为界限,首先确定了四个深度段的孔隙度下限值,并读出相应的孔隙度累计频率值;以各深度段确定的累计孔隙度频率值为界限,根据渗透率累计频率分布曲线确定各深度段的渗透率下限值。各深度段孔隙度和渗透率下限值分别为15.6%和 $0.084 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,8.0%和 $0.025 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,7.5%和 $0.026 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 及3.5%和 $0.020 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

2.2 压汞曲线法

不同孔隙结构储层,其物性下限值不同,高压压汞是研究储层孔隙结构的有效方法之一,高压压汞实验可提供一系列孔隙结构参数,能够从不同角度表征储层物性下限^[15,18]。孔隙结构参数排驱压力和中值压

力是储层孔喉大小的宏观体现^[19]。因此,对于有效储层与非有效储层,建立排驱压力与孔隙度和中值压力与孔隙度的关系,利用排驱压力、中值压力评价有效储层与非有效储层,根据拐点,可定性评价储层物性下限^[15]。

根据研究区高压压汞实验资料分别建立了四个深度段的页岩油储层排驱压力、中值压力与孔隙度交会图,根据拐点确定了各深度段的孔隙度下限,其值分别为19.4%,10.4%,9.0%和3.6%(图3)。根据研究区页岩油储层孔隙度与渗透率相关性方程($K = 0.0077e^{0.1672\Phi}$,图4)分别计算了不同深度段与孔隙度下限对应的渗透率下限,其值分别为 0.197×10^{-3} , 0.044×10^{-3} , 0.035×10^{-3} 和 $0.014 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

2.3 最小流动孔喉半径法

储集层孔隙度和渗透率是微观孔隙结构的宏观体现,油气等流体在储集层中能否流动主要取决于岩石的孔喉大小,能够储集和渗流油气的最小孔喉通道称为油气最小流动孔喉半径^[13,20-21]。毛细管压力曲线可以准确地表征岩石孔喉半径大小,通常以其确定储集层最小流动孔喉半径。根据岩心高压压汞实验结果建立孔喉半径与孔隙度交会图,确定的最小流动孔喉半径下的孔隙度值即为孔隙度下限值。

2.3.1 确定平均毛细管压力曲线

“J”函数法是以高压压汞实验数据为基础确定岩石孔喉特征的方法^[22]。实验室测定的毛细管压力曲线只能表征油藏某点的储层特征,同时毛细管压力曲线受到孔隙度和渗透率的影响。因此,为了准确表征储层毛细管压力曲线,本文采用Leverett提出的“J”函数法计算页岩油储层“J”函数分布曲线:

$$J(S_w) = \frac{p_c}{\sigma \cos \theta} \sqrt{\frac{K}{\Phi}} = 0.086 p_c \left(\frac{K}{\Phi} \right)^{0.5} \quad (4)$$

式中: $J(S_w)$ 为“J”函数,无量纲; p_c 为毛细管压力,MPa; σ 为界面张力,N/m; θ 为润湿角,(°); K 为渗透率, $10^{-3} \mu\text{m}^2$; Φ 为孔隙度,%。

采用“J”函数法分别对778~890,959~1 070,1 378~1 478和2 093~2 200 m深度段的页岩油储层压汞资料进行处理,得到相应的“J”函数分布曲线(图5a)。根据各深度段孔隙度和渗透率平均值,计算得到各深度段的“J”因子 C 分别为0.960 2,0.666 1,0.941 6和0.746 9。利用“J”函数曲线,即可换算得到不同深度段的储层平均毛细管压力曲线(图5b):

$$p_c = \frac{1}{C} J(S_w) \quad (5)$$

式中: C 为 $0.086 \left(\frac{K}{\Phi} \right)^{0.5}$ 。

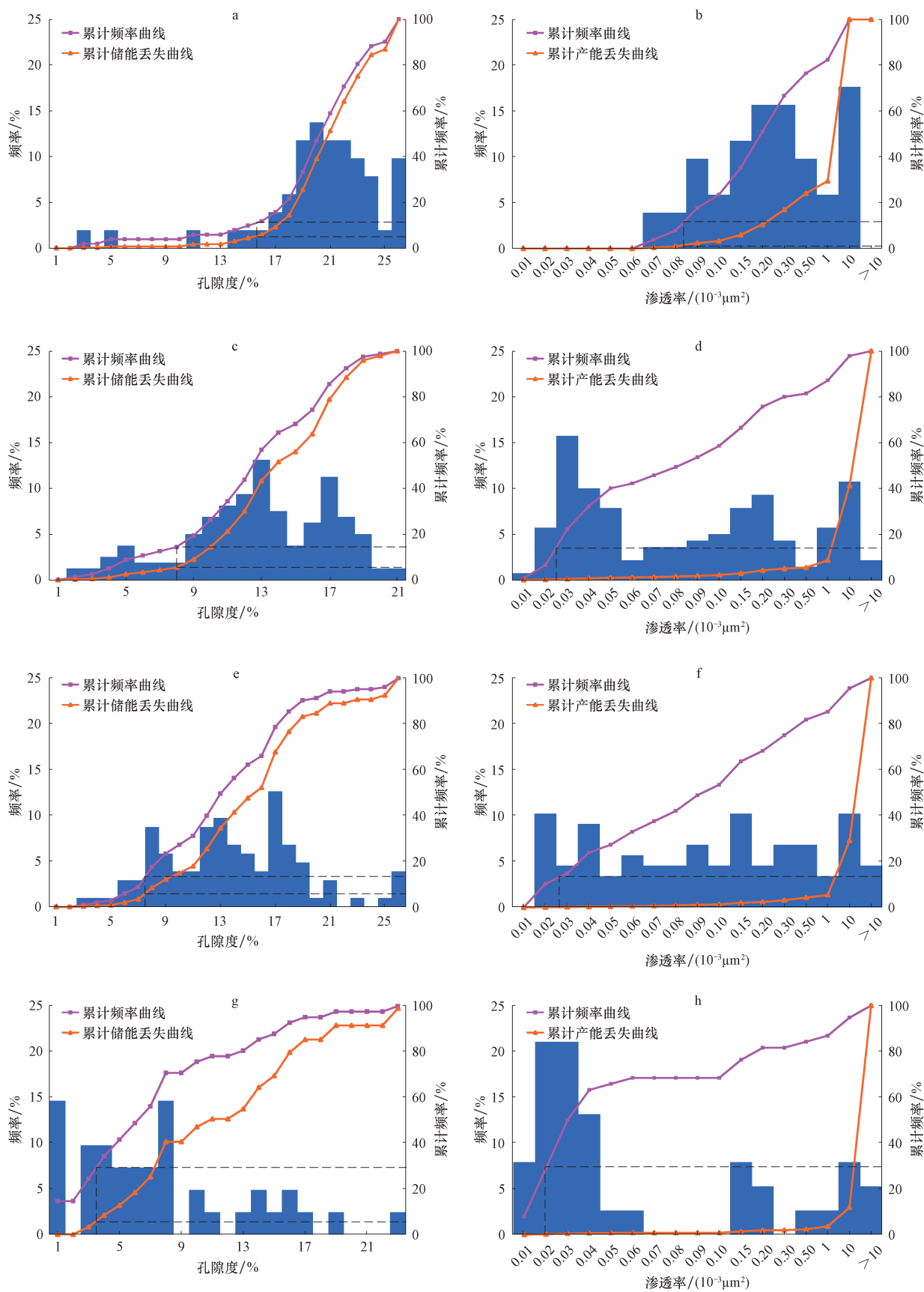


图2 江汉盆地新沟嘴组页岩油储层储产能丢失曲线

Fig. 2 Porosity and permeability losing capability curves of shale oil reservoirs in the Xingouzui Formation of the Jiangnan Basin

a, b. 埋深 778 ~ 890 m; c, d. 埋深 959 ~ 1 070 m; e, f. 埋深 1 378 ~ 1 478 m; g, h. 埋深 2 093 ~ 2 200 m

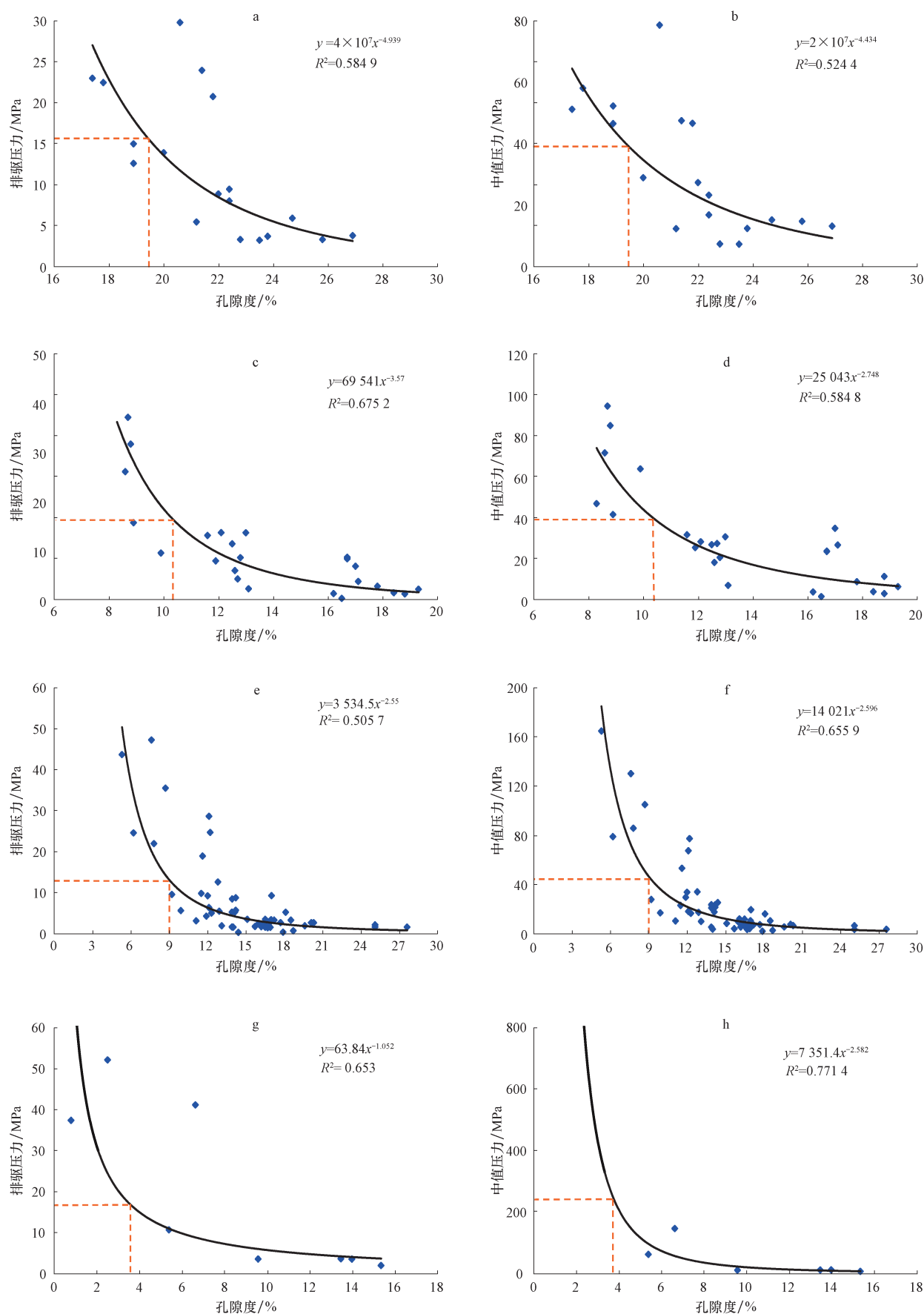


图3 江汉盆地新沟嘴组页岩油储层孔隙度与排驱压力、中值压力相关性

Fig. 3 Relationships of porosity with displacement and median pressure of shale oil reservoirs in the Xingouzui Formation of the Jiangnan Basin

a. b. 埋深 778 ~ 890 m; c. d. 埋深 959 ~ 1 070 m; e. f. 埋深 1 378 ~ 1 478 m; g. h. 埋深 2 093 ~ 2 200 m

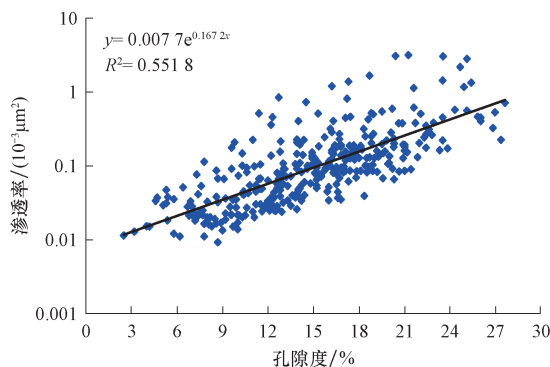


图4 江汉盆地新沟嘴组页岩油储层孔隙度与渗透率相关性(埋深778~2200 m)

Fig. 4 Relationship between porosity and permeability of shale oil reservoirs in the Xingouzui Formation of the Jianghan Basin(778~2200m)

2.3.2 Wall 法确定最小流动孔喉半径

Wall 法将储集层孔隙空间划分为等孔隙体积空间,计算各孔隙体积空间对渗透率的贡献值和累计渗透能力^[23]。Wall 公式为:

$$\Delta K_i = (2i - 1)r_i^2 / \sum [(2i - 1)r_i^2] \times 100 \quad (6)$$

$$\sum K = \sum \Delta K_i \quad (7)$$

式中: ΔK_i 为第 i 个等孔隙体积空间渗透能力,%; $\sum K$ 为累计渗透能力,%; i 为等孔隙体积空间序号,无量

纲; r_i 为等孔隙体积空间相应的孔喉半径, μm 。

根据 Wall 公式,以累计渗透能力达到 99.99% 时的等孔隙体积空间所对应的孔喉半径为储集层最小流动孔喉半径。根据平均毛细管压力曲线采用 Wall 法计算了四个深度段的页岩油储层最小流动孔喉半径,分别为 0.005 7, 0.005 7, 0.009 5 和 0.004 8 μm 。

2.3.3 确定物性下限

以各深度段岩心高压压汞测试分析资料为基础,建立孔喉半径与孔隙度交会图,确定不同深度段孔喉半径与孔隙度相关性方程,即可确定最小流动孔喉半径对应的孔隙度下限值,进一步根据孔渗相关性方程即可求取渗透率下限值,以此得到各深度段的孔隙度、渗透率下限,分别为 17.9% 和 $0.153 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 、11.0% 和 $0.048 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 、10.2% 和 $0.042 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 、2.1% 和 $0.011 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

经验统计法、压汞曲线法和最小流动孔喉半径法确定的同一深度段物性下限值有所差异,总体上压汞曲线法,最小流动孔喉半径法确定的物性下限较高,经验统计法确定的物性下限较低,但均呈现随深度的增加而递减趋势(表 1)。为了获取新沟嘴组页岩油储层各埋藏深度下的有效储层物性下限值,并消除各方法计算储层物性下限的不确定性,对各方法求得的物性下限值与其对应的埋深进行相关性分析(图 6),建立

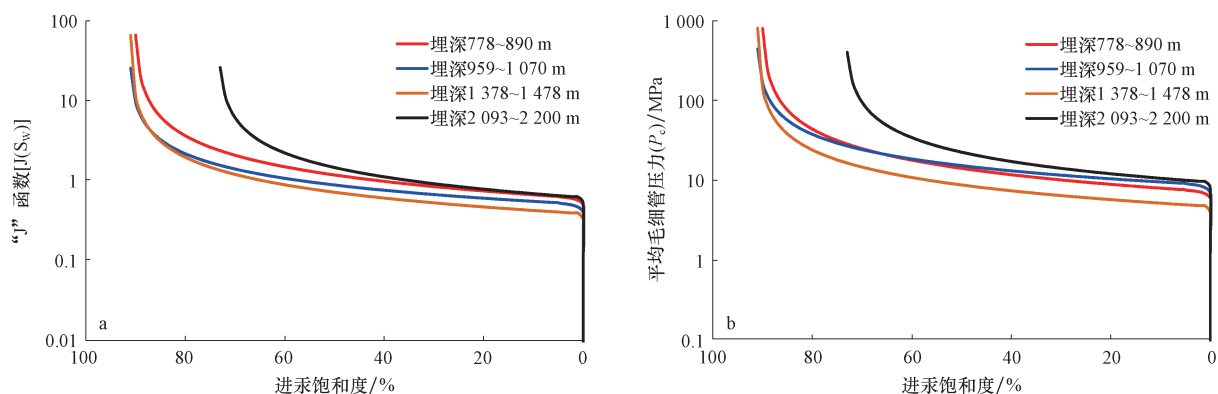


图5 江汉盆地新沟嘴组页岩油储层“J”函数曲线(a)和平均毛细管压力曲线(b)

Fig. 5 J-function curves (a) and averaging capillary pressure curves (b) of shale oil reservoirs in the Xingouzui Formation of the Jianghan Basin

表1 江汉盆地新沟嘴组页岩油储层物性下限值

Table 1 Lower limits of porosity and permeability of shale oil reservoirs in the Xingouzui Formation of the Jianghan Basin

深度/m	孔隙度下限值/%			渗透率下限值/($10^{-3} \mu\text{m}^2$)		
	经验统计法	压汞曲线法	最小流动孔喉半径法	经验统计法	压汞曲线法	最小流动孔喉半径法
778~890	15.6	19.4	17.9	0.084	0.197	0.153
959~1070	8.0	10.4	11.0	0.025	0.044	0.048
1378~1478	7.5	9.0	10.2	0.026	0.035	0.042
2093~2200	3.5	3.6	2.1	0.020	0.014	0.011

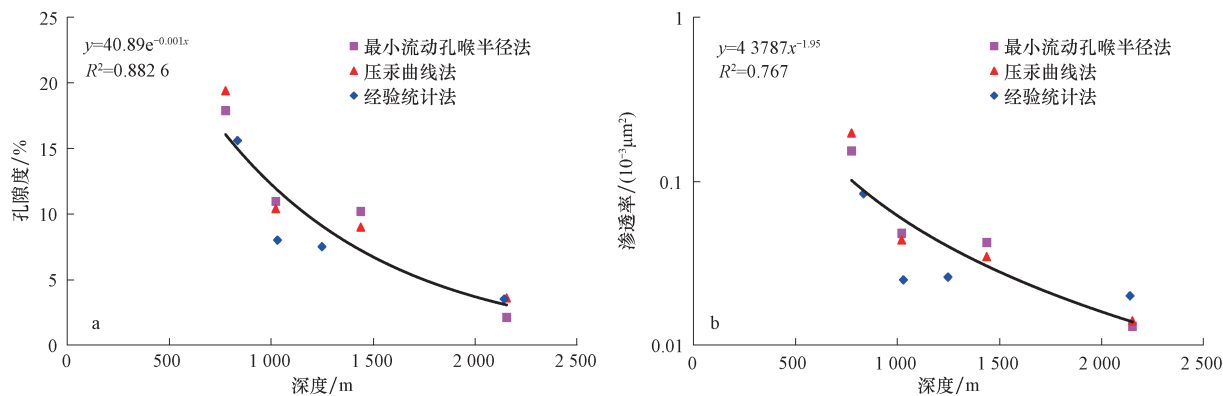


图6 江汉盆地新沟嘴组页岩油储层物性下限与深度关系

Fig. 6 Relationship between petrophysical cutoffs and depth in the Xingouzei Formation of the Jianghan Basin

a. 孔隙度与深度关系; b. 渗透率与深度关系

了物性下限值与埋深的相关性方程。其中孔隙度下限值与埋深的相关性方程为:

$$\Phi_c = 40.89e^{-0.001H} \quad (8)$$

渗透率下限值与深度的相关性方程为:

$$K_c = 43787H^{-1.95} \quad (9)$$

式中: Φ_c 为孔隙度下限值, %; K_c 为渗透率下限值, $10^{-3} \mu\text{m}^2$; H 为储层埋藏深度, m。

3 结论

1) 江汉盆地新沟嘴组页岩油储层 778 ~ 2 200 m 不同深度段不同方法确定的物性下限值不同, 总体上经验统计法确定的物性下限值较低, 压汞曲线法和最小流动孔喉半径法确定的物性下限值较高, 随着储层深度段的增加各方法确定的物性下限差异减小, 应采用多种方法综合分析确定储层物性下限以降低不同方法确定物性下限的不确定性。

2) 研究区新沟嘴组页岩油储层物性下限随着深度的增加逐渐减小, 利用回归分析建立了有效储层物性下限值与深度的定量关系, 其中孔隙度与埋深呈指数函数关系 ($\Phi_c = 40.89e^{-0.001H}$), 渗透率与埋深呈幂函数关系 ($K_c = 43787H^{-1.95}$)。

参 考 文 献

- [1] 李幸运, 郭建新, 张清秀, 等. 气藏储集层物性参数下限确定方法研究[J]. 天然气勘探与开发, 2008, 31(3): 33-38.
Li Xingyun, Guo Jianxin, Zhang Qingxiu, et al. Gas reservoir layer method for determining the lower limit of the physical parameters [J]. Nature gas exploration and development, 2008, 31(3): 33-38.
- [2] 操应长, 王艳忠, 徐涛玉, 等. 东营凹陷西部沙四上亚段滩坝砂体有效储层的物性下限及控制因素[J]. 沉积学报, 2009, 27(2): 230-237.
Cao Yingchang, Wang Yanzhong, Xu Taoyu, et al. The petrophysical parameter cutoff and controlling factors of effective reservoir of beach and bar sandbodies of the upper part of Fourth Member of the Shahejie Formation in West part of Dongying depression [J]. Acta sedimentologica sinica, 2009, 27(2): 230-237.
- [3] 童凯军, 程奇, 聂玲玲, 等. 变质岩潜山储集层有效性评价[J]. 石油与天然气地质, 2015, 36(05): 780-787.
Tong Kaijun, Cheng Qi, Nie Lingling, et al. Evaluation of effectiveness of metamorphosed basement buried hill reservoirs [J]. Oil & Gas Geology, 2015, 36(04): 780-787.
- [4] 秦伟军, 李娜, 付兆辉. 高邮凹陷深层系有效储层形成控制因素[J]. 石油与天然气地质, 2015, 36(5): 788-792.
Qin Weijun, Li Na, Fu Zhaohui. Factors controlling formation of effective reservoirs in deep of the Gao you Sag [J]. Oil & Gas Geology, 2015, 36(5): 788-792.
- [5] 杨通佑, 范尚炯, 陈元千, 等. 石油及天然气储量计算方法[M]. 北京: 石油工业出版社, 1990: 31-32.
Yang Tongyou, Fan Shangjiong, Chen Yuanqian, et al. Petroleum and natural gas reserves calculation method [M]. Beijing: Oil Industry Press, 1990: 31-32.
- [6] 郭睿. 储集层物性下限值确定方法及其补充[J]. 石油勘探与开发, 2004, 31(5): 140-144.
Guo Rui. Supplement to determining method of cut-off value of net pay [J]. Petroleum Exploration and Development, 2004, 31(5): 140-144.
- [7] 王健, 操应长, 高永进, 等. 东营凹陷古近系红层砂体有效储层的物性下限及控制因素[J]. 中国石油大学学报: 自然科学版, 2011, 35(4): 27-33.
Wang Jian, Cao Yingchang, Guo Yongjin, et al. Petrophysical parameter cutoff and controlling factors of effective reservoir of red beds sandbodies of Paleogene in Dongying depression [J]. Journal of China University of Petroleum, 2011, 35(4): 27-33.
- [8] 王必金. 江汉盆地构造演化与勘探方向[D]. 北京: 中国地质大学(北京), 2006.
Wang Binjin. The structure evolution and favorable exploration areas in Jianghan Basin [D]. Beijing: China University of Geosciences (Beijing), 2006.
- [9] 胡涛, 陈素. 江汉盆地东部新下段层序地层格架与油气成藏[J]. 新疆石油地质, 2005, 26(2): 158-161.
Hu Tao, Chen Shu. Relationship between the sequence stratigraphy framework and petroleum accumulation in Lower Member of Xingouzei Formation, Eastern Jianghan Basin [J]. Xinjiang Petroleum

- Geology, 2005, 26(2): 158–161.
- [10] 戴世昭. 中国石油地质志 (卷9) [M]. 北京: 石油工业出版社, 1991: 161–163.
- Dai Shizhao. Petroleum geology of China (Volume 9) [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1991: 161–163.
- [11] 许泓, 陈立欣. 新沟油田新沟嘴组下段 II 油组非常规油气藏研究 [J]. 长江大学学报: 自然科学版, 2013(3): 22–24.
- Xu Hong, Chen Lixin. A study on unconventional oil reservoir of II oil group in lower member of Xingouzui Formation of Xingou oil field [J]. Journal of Yangtze University (Nat Sci Edit), 2013(3): 22–24.
- [12] 耿龙祥, 曹玉珊, 易志伟, 等. 濮城油田砂岩储集层物性下限标准研究 [J]. 石油勘探与开发, 1999, 26(1): 81–83.
- Geng Longxiang, Cao Yushan, Yi Zhiwei, et al. A study on petrophysical property cutoffs of sandstone reservoirs in Pucheng oil field [J]. Petroleum Exploration and Development, 1999, 26(1): 81–83.
- [13] 焦翠华, 夏冬冬, 王军, 等. 特低渗砂岩储层物性下限确定方法——以永进油田西山窑组储集层为例 [J]. 石油与天然气地质, 2009, 30(3): 379–383.
- Jiao Cuihua, Xia Dongdong, Wang Jun, et al. Methods for determining the petrophysical property cutoffs of extra-low porosity and permeability sandstone reservoirs—an example from the Xishanyao Formation reservoirs in Yongjin oilfield [J]. Oil & Gas Geology, 2009, 30(3): 379–383.
- [14] 李烨, 司马立强, 闫建平, 等. 低孔、低渗致密砂岩储层物性下限值的确定——以川中 P 地区须二段气藏为例 [J]. 天然气工业, 2014, 34(4): 52–56.
- Li Ye, Sima Liqing, Yan Jianping, et al. Determination of petrophysical property cutoffs of tight sandstone gas reservoirs: A case study of T3X2 gas reservoirs in P area of central Si-chuan Basin [J]. Nature Gas Industry, 2014, 34(4): 52–56.
- [15] 冯明刚, 严丽, 王雪玲, 等. 元坝气田长兴组气藏有效储层物性下限标准研究 [J]. 石油实验地质, 2012, 34(5): 535–538.
- Feng Minggang, Yan Li, Wang Xueling, et al. Lower limit for physical property of effective reservoir in Changxing Formation, Yuanba Gas Field [J]. Petroleum Geology and Experiment, 2012, 34(5): 535–538.
- [16] 张凤奇, 武富礼, 蒙小灵, 等. 不同类型低渗透储层有效厚度物性下限及其差异性成因——以陕北斜坡中部 S 地区中生界为例 [J]. 石油与天然气地质, 2015, 36(4): 555–562.
- Zhang Fengqi, Wu Fuli, Meng Xiaoling, et al. Porosity and permeability cutoffs for calculating effective thickness of different types of low-permeability reservoirs and causes of their differences: a case study of the Mesozoic in S region of central Shaanbei slope [J]. Oil & Gas Geology, 2015, 36(4): 555–562.
- [17] 董雪梅, 胡婷婷, 霍进杰, 等. 统计法在确定卡拉麦里气田物性下限中的应用 [J]. 新疆地质, 2011, 29(2): 242–245.
- Dong Xuemei, Hu Tingting, Huo Jinjie, et al. Application of statistics method in determination lower bound of property in Kelamaili Gas Field [J]. Xinjiang Geology, 2011, 29(2): 242–245.
- [18] 张凤生. 压汞资料在储层物性下限确定中的应用 [J]. 中国化工贸易, 2013, 5(8): 21–21.
- Zhang Fengsheng. Application of mercury data in determination lower bound of physical property [J]. China Chemical Trade, 2013, 5(8): 21–21.
- [19] 任晓霞, 李爱芳, 王永政, 等. 致密砂岩储层孔隙结构及其对渗流的影响——以鄂尔多斯盆地马岭油田长 8 储层为例 [J]. 石油与天然气地质, 2015, 36(5): 774–779.
- Ren Xiaoxia, Li Aifen, Wang Yongzheng, et al. Pore structure of tight sand reservoir and its influence on percolation—Taking Chang 8 reservoir in Maling oilfield in Ordos Basin as an example [J]. Oil & Gas Geology, 2015, 36(5): 774–779.
- [20] 曾伟, 强平. 川东嘉二段孔隙层下限及分类与评价 [J]. 矿物岩石, 1997, 17(2): 42–48.
- Zeng Wei, Qiang Ping. Reservoir's low limit, classification and evaluation of member II of Jialingjiang formation (lower triassic) in eastern Sichuan [J]. Journal of Mineralogy and Petrology, 1997, 17(2): 42–48.
- [21] 高阳, 蒋裕强, 杨长城, 等. 最小流动孔喉半径法确定低渗储层物性下限 [J]. 科技导报, 2011, 29(11–04): 34–38.
- Gao Yang, Jiang Yuqiang, Yang Changcheng, et al. Minimum flow Pore throat radius for determination of the lower limits of parameters in low permeability reservoir [J]. Technology Review, 2011, 29(11–04): 34–38.
- [22] 廖敬, 彭彩珍, 吕文均, 等. 毛管压力曲线平均化及 J 函数处理 [J]. 特种油气藏, 2009, 15(6): 73–75.
- Liao Jing, Peng Caizhen, Lv Wenjun, et al. Averaging capillary pressure curve and J function processing [J]. Special Oil and Gas Reservoir, 2009, 15(6): 73–75.
- [23] 刘洁, 包世界, 包婷, 等. 利用沃尔公式确定原始含油饱和度的方法 [J]. 长江大学学报: 自然科学版, 2011, 8(5): 52–54.
- Liu Jie, Bao Shijie, Bao Ting, et al. Determine the initial oil saturation by Wall method [J]. Journal of Yangtze University (Nat Sci Edit), 2011, 8(5): 52–54.

(编辑 董立)