

引文:周志军,张国青,崔春雪,等.页岩储层孔隙结构表征及物性下限确定方法及应用[J].特种油气藏,2024,31(4):96-102.
ZHOU Zhijun, ZHANG Guoqing, CUI Chunxue, et al. Methods and applications for characterizing pore structure and determining physical property lower limit in shale reservoirs[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2024, 31(4): 96-102.

页岩储层孔隙结构表征及物性下限 确定方法及应用

周志军¹, 张国青¹, 崔春雪², 暴赫³, 任帅³, 王静怡⁴

- (1. 东北石油大学陆相页岩油气成藏及高效开发教育部重点实验室, 黑龙江 大庆 163318;
2. 中国科学院力学研究所, 北京 100190; 3. 中海石油(中国)有限公司天津分公司, 天津 300452;
4. 中国石油大庆油田有限责任公司, 黑龙江 大庆 163318)

摘要:针对页岩储层孔隙结构和物性下限认识不清,严重制约了页岩油储量计算及高效开发的问题,以济阳拗陷古近系沙河街组新义深9、利页1、樊页1井为研究对象,利用 N_2 吸附、高压压汞、物性测定等实验方法,对页岩储层的孔隙结构进行全尺寸表征,并综合运用束缚水饱和度法、压汞排驱压力法、最小流动孔喉半径法和试油法确定页岩储层的物性下限。研究表明: N_2 吸附实验主要表征页岩样品的小孔,研究区孔隙形态主要有墨水瓶形、过渡形及平板状夹缝形,主要发育纳米级孔隙,孔隙半径为1.50~40.00 nm,平均孔隙半径为16.00 nm;高压压汞实验主要表征页岩样品的中孔和宏孔,孔喉半径为0.03~66.13 μm ;综合计算页岩储层孔隙度下限为1.30%~3.82%,渗透率下限为0.03~0.12 mD,最小流动孔喉半径为14.60~23.50 nm,平均值为17.76 nm。研究成果可为济阳拗陷页岩油的储量计算及储层评价提供参数指标和技术支撑。

关键词:页岩油; 孔隙结构; 物性下限; 济阳拗陷

中图分类号: TE311 **文献标识码:** A **文章编号:** 1006-6535(2024)04-0096-07

DOI: 10.3969/j.issn.1006-6535.2024.04.012

Methods and Applications for Characterizing Pore Structure and Determining Physical Property Lower Limit in Shale Reservoirs

Zhou Zhijun¹, Zhang Guoqing¹, Cui Chunxue², Bao He³, Ren Shuai³, Wang Jingyi⁴

- (1. Key Laboratory of Continental Shale Hydrocarbon Accumulation and Efficient Development (Northeast Petroleum University), Ministry of Education, Daqing, Heilongjiang 163318, China; 2. Institute of Mechanics, Chinese Academy of Sciences, Beijing 100190, China;
3. CNOOC China Limited, Tianjin branch, Tianjin 300452, China;
4. PetroChina Daqing Oilfield Co., Ltd., Daqing, Heilongjiang 163318, China)

Abstract: Inadequate comprehension of the pore structure and physical properties of shale reservoirs impedes precise calculation of shale oil reserves and efficient development seriously. This study focuses on the core holes of Xinyishen-9, Liye-1, and wells Fanye-1 in the Paleogene Shahejie Formation within the Jiyang Depression. The pore structure of shale reservoirs is comprehensively characterized using N_2 adsorption, high-pressure mercury injection, physical properties measurement, and other experimental methods. Additionally, we determined the physical property cutoffs through a comprehensive approach involving irreducible water saturation method, pressed mercury displacement method, minimum flow pore-throat radius method, and oil testing method. The findings indicate that the nitrogen adsorption experiment primarily characterizes the small pores of shale samples. The pore morphology in the study area predominantly comprises ink bottle, transition, and flat types, mainly featuring nano-scale pores with a

收稿日期: 20230412; 改回日期: 20240503

基金项目: 黑龙江省揭榜挂帅科技攻关项目“古龙页岩油压驱机理研究”(DQYT2022-JS-757)

作者简介: 周志军(1966—),男,教授,博士生导师,1990年毕业于大庆石油学院油藏工程专业,2003年毕业于该校油气田开发工程专业,获博士学位,现主要从事油气田数值模拟及页岩油微观流动机理等方向的研究。

通讯作者: 张国青(1998—),女,2020年毕业于山西农业大学软件工程专业,现为东北石油大学石油与天然气工程专业在读博士研究生,主要研究方向为页岩油微观流动机理。

radius ranging from 1.50 to 40.00 nm and an average pore radius of 16.00 nm. Moreover, the high-pressure mercury injection experiment focuses on characterizing mesopores and macropores of shale, revealing a pore throat radius range of 0.03 ~ 66.13 μm . The lower limit of shale reservoir porosity falls within the range of 1.30% to 3.82%, while permeability's cutoff is between 0.03 ~ 0.12 mD, the minimum flow pore-throat radius is 14.60 ~ 23.50 nm and average value is 17.76 nm. The research outcomes offer valuable parameter indexes and technical support for reserve calculation and reservoir evaluation in Jiyang Depression's shale oil exploration.

Key words: shale oil; pore structure; lower limit of physical property; Jiyang Depression

0 引言

随着中国大多数常规油田陆续进入产量递减期,为保障国家能源安全,页岩油是未来非常规石油开发的重要资源^[1-2]。济阳坳陷是中国东部典型的断陷盆地,是非常规油气的重要开发区域,页岩油气藏分布广泛,具有巨大勘探潜力^[3]。古近系沙河街组是济阳坳陷重要的生储组合,油源对比显示该地区原油主要来源于沙四上亚段和沙三下亚段烃源岩,页岩储层具有低孔低渗、非均质性较强的特点^[4-5]。

目前,对于页岩油的有效储层孔隙结构及可动用下限具有不同的认识。大多学者采用多种实验手段对页岩油的赋存状态和孔隙结构进行表征,通过对页岩孔隙结构研究,进而分析储层物性下限对储层评价具有重要意义^[6-7]。王伟明等^[8]引入水膜厚度理论,对辽河油田致密储层物性下限进行理论分析。张鹏飞等^[9]提出采用多种方法综合确定储层物性下限,并对江汉盆地页岩油储层的物性下限与深度的关系进行了研究。景辅泰等^[10]运用经验统计法和压汞参数法对鄂尔多斯盆地物性下限进行了定量表征。通过有效储层的孔隙度下限、渗透率下限和最小流动孔喉半径来表征储层的物性下限,可以确定油层厚度,对区块的储量评价具有重要影响^[11-16]。为进一步探究研究区的物性下限,利用 N_2 吸附和高压压汞实验方法,结合统计法、公式法以及现场试采数据确定页岩储层的物性下限,为渤海湾盆地济阳坳陷储量计算及勘探开发提供依据。

1 材料与仪器

页岩样品选自济阳坳陷沙河街组重点取心井,樊页1井取心深度为3 030~3 444 m,新义深9井取心深度为3 244~3 380 m,利页1井取心深度为3 240~3 640 m(每口井分析2块岩心,用a、b区

分)。

N_2 吸附实验仪器为Quanta Chrome Autosorb-1,页岩样品需洗油后烘干,用研磨钵将样品研磨至80目以下,取样品5 g左右进行测试,以 N_2 作为吸附气体,77 K下测定等温吸附和脱附曲线,通过曲线分析得到孔隙结构参数。高压压汞实验仪器为美国康塔公司生产的PoreMaster60,最高分析压力为400 MPa,对应的喉道半径为1.84 nm,进汞方式采取连续性进汞方式。实验可获得不同压力下的进汞体积、毛细管压力曲线以及孔喉分布。

2 页岩孔隙结构特征

2.1 N_2 吸附实验的孔隙结构表征

通过 N_2 吸附实验可得到压力与吸附量、脱附量曲线(图1)。根据国际理论和应用化学协会(IUPAC)

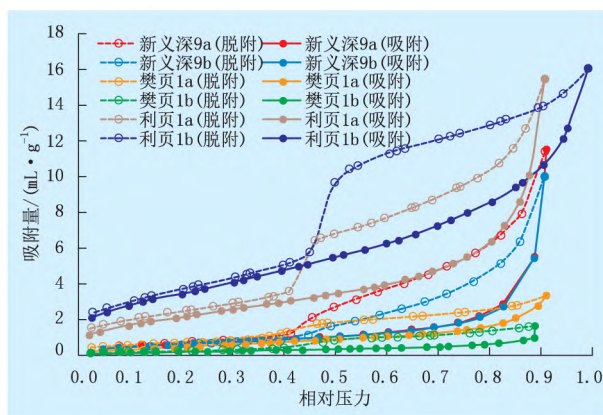


图1 页岩样品的氮气吸附和脱附曲线

的分类标准,按照 N_2 吸附曲线、脱附曲线滞后回环形状,将孔隙类型分为H1、H2、H3和H4四种类型。由图1可知:页岩样品的 N_2 吸附、脱附曲线相对压力小于0.40时,吸附曲线与脱附曲线基本重合,说明此时气体分子在孔隙表面进行单层吸附或填充微孔;相对压力为0.40~0.80时,曲线平滑上升呈近似线性, N_2 在中孔和宏孔中发生多层吸附作用,且中孔占比越高,中段的曲线越平滑;相对压

力大于0.80接近饱和蒸气压时,曲线急剧上升向下凹,平衡压力逐渐接近饱和蒸气压时,未出现吸附饱和现象,表明宏孔发育。相对压力大于0.42时滞后环才出现,表明孔隙中发生毛细凝聚现象。根据滞后环形状,样品孔隙形状为H2(墨水瓶形)、H3(平板状夹缝形)及介于H2和H3之间(过渡形)。

根据BJH理论计算孔隙半径和孔隙体积,图2为孔隙半径与累计孔隙体积曲线。由图2可知:利页、新义深、樊页样品孔隙类型分别为墨水瓶形、过渡形和平板状夹缝形。样品孔隙半径为1.50~40.00 nm,平均孔隙半径为16.00 nm。

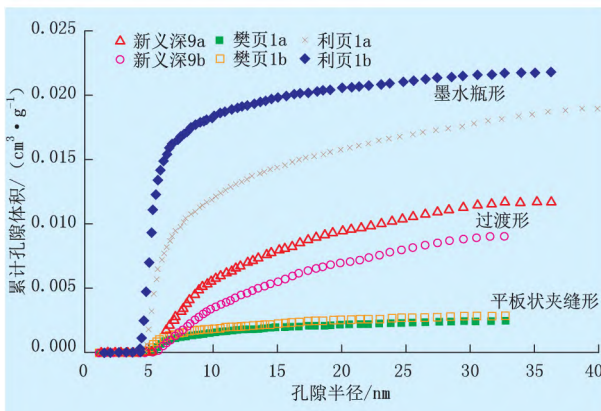


图2 累计孔隙体积与孔隙半径关系

2.2 高压压汞实验的孔隙结构表征

高压压汞实验表征半径在50 nm以上的宏孔具有一定的优势。图3为样品的汞侵入曲线。由图3

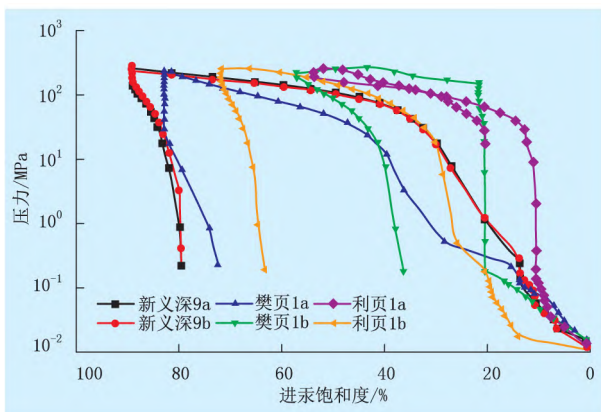


图3 页岩样品高压压汞曲线

可知:随着进汞压力逐渐增加,进汞速度较快,说明岩样中发育较多的宏孔和中孔;当进汞压力大于1 MPa时,新义深9、利页1井样品的汞饱和度增大;对于樊页1井样品,相同压力下,汞饱和度较小,说

明发育大量的微孔。图4为高压压汞孔径分布曲线。由图4可知:研究区页岩的孔喉分布多为双峰分布,表明页岩孔径在微孔、中孔和宏孔广泛分布。左峰是喉道半径分布,右峰是孔隙半径分布。由于页岩储层的非均质性强,孔喉尺寸大小不一,在进行高压压汞实验时,汞优先进入尺寸最大的孔喉,随着进汞压力增加,汞逐渐进入到小孔喉中。因此,高压压汞测试的为页岩连通孔喉的直径。通过实验测得的页岩样品孔喉半径为0.003~66.13 μm,平均孔喉半径为2.96~12.90 μm。

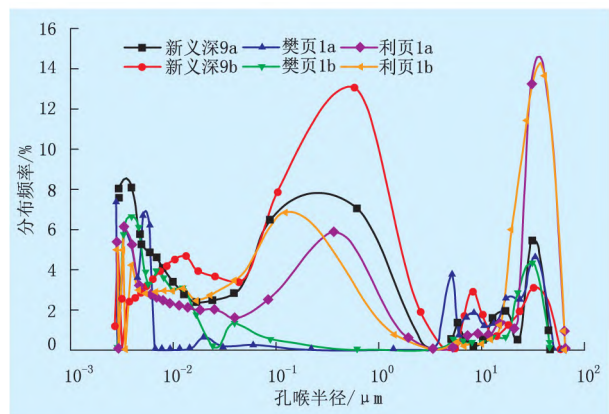


图4 高压压汞孔径分布曲线

3 页岩物性下限研究

3.1 束缚水饱和度法

当储层岩石中束缚水饱和度不小于80%时,储集空间主要为微孔隙,渗流能力较差,因此将束缚水饱和度为80%时所对应的孔隙度及渗透率值作为储层中流体可流动的物性下限值。通过研究区束缚水饱和度测试数据分析,绘制孔隙度和渗透率的分布关系曲线(图5)。由图5可知:随着孔隙度和渗透率的逐渐增加,束缚水饱和度逐渐降低。根据图中束缚水饱和度为80%时对应的物性值可知,沙河街组储层孔隙度下限值为1.3%,渗透率下限值为0.03 mD。

3.2 压汞排驱压力法

排驱压力与储层的孔隙结构有关,通过分析排驱压力与储层的孔隙结构的关系,可有效地确定页岩储层的物性下限^[13]。排驱压力为孔隙中最大连通孔隙所对应的毛细管压力,排驱压力与孔隙度、渗透率呈幂函数关系。将研究区压汞排驱压力数

据与渗透率数据进行交会,随着排驱压力的变化,物性值出现拐点,在拐点左侧,随着渗透率的减小排驱压力缓慢增加,在拐点右侧,排驱压力值随渗

透率变化迅速上升,该点即为研究区物性下限。图 6 为排驱压力与孔隙度及渗透率关系。由图 6 可知:渗透率下限为 0.03 mD,孔隙度下限为 1.70%。

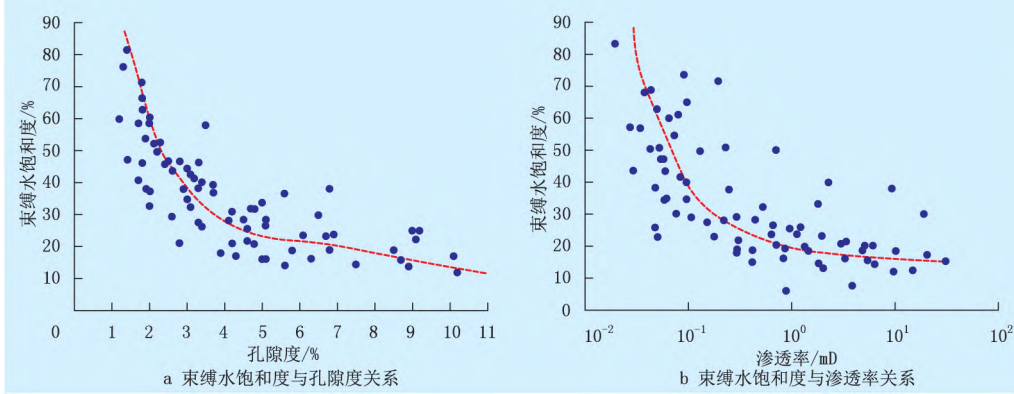


图 5 束缚水饱和度与孔隙度及渗透率关系

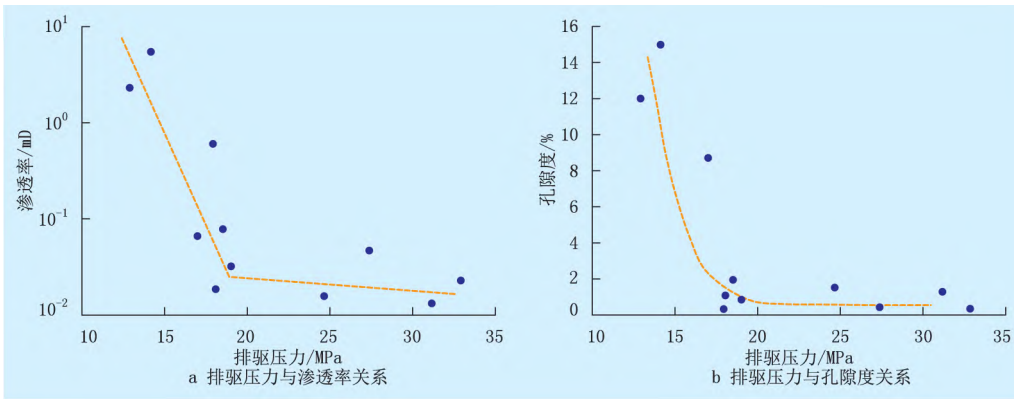


图 6 排驱压力与孔隙度及渗透率关系

3.3 最小流动孔喉半径法

J 函数方法确定最小流动半径是基于压汞实验数据的毛细管压力曲线^[14]。一般来讲,实验室测得的毛细管压力曲线只能表征储层中的一个点,需要通过对储层内所有岩心的毛细管压力进行综合平均,方可得到整个储层的毛细管压力值。

J 函数确定毛细管压力曲线:

$$J(S_w) = \frac{p_c}{\sigma \cos \theta} \sqrt{\frac{K}{\phi}} \quad (1)$$

压汞实验中系统为空气-汞系统,取 σ 为 $0.048 \times 10^{-3} \text{ N/m}$ θ 为 140° 则:

$$p_c = \frac{1}{0.086 \sqrt{\frac{K}{\phi}}} J(S_w) = \frac{1}{C} J(S_w) \quad (2)$$

式中: $J(S_w)$ 为 J 函数; S_w 为岩样的含水饱和度 %; p_c 为毛细管压力, MPa; σ 为界面张力, N/m; θ 为润湿角 $^\circ$; K 为渗透率, D; ϕ 为孔隙度, %; C

为 J 函数因子。

采用 J 函数方法分别对新义深 9、樊页 1、利页 1 井页岩油储层高压压汞资料进行处理,根据各样品的孔隙度和渗透率平均值,计算得到各样品的 J 函数因子 C 分别为 0.077、0.077、0.079。各样品的 J 函数分布曲线如图 7 所示。

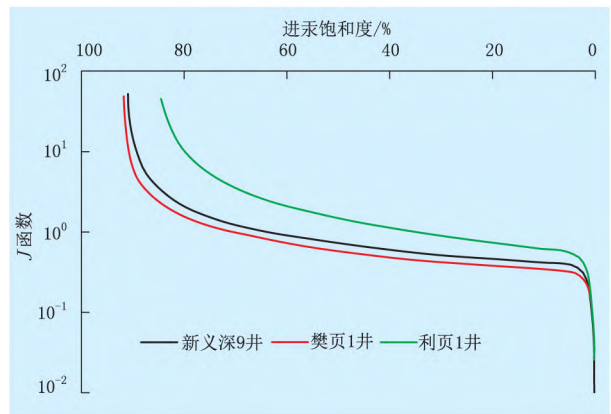


图 7 研究区页岩油储层 J 函数曲线

由于不同岩心样品只能代表对应某点的特征,

因此,将不同样品的毛细管曲线,平均为一条具有代表性的毛细管压力曲线,来反映页岩油储层的储集能力及微观结构特征。为消除孔隙度和渗透率对毛细管压力的影响,采用 J 函数求取平均毛细管压力。不同岩样的 J 函数与岩心的标准化饱和度之间存在如下指数关系:

$$J(S_{wD}) = aS_{wD}^b \quad (3)$$

岩心的标准化饱和度表达式为:

$$S_{wD} = \frac{\max(S_{Hg}) - S_{Hg}}{\max(S_{Hg})} \quad (4)$$

式中: S_{wD} 为岩心的标准化饱和度,%; a 、 b 为回归系数; S_{Hg} 为汞饱和度,%; $\max(S_{Hg})$ 为最大汞饱和度,%。

岩样的束缚水饱和度是在高压压汞过程中汞未侵入的孔喉,这一部分孔喉中的流体难以参与流动。束缚水饱和度的表达式为:

$$S_{wi} = 1 - \max(S_{Hg}) \quad (5)$$

式中: S_{wi} 为岩样的束缚水饱和度,%。

由式(3)、(4)可以得到毛细管压力与汞饱和度的关系:

$$p_c(S_{Hg}) = 11.63a \left(\frac{1 - S_{Hg} - S_{wi}}{1 - S_{wi}} \right)^b \sqrt{\frac{\phi}{K}} \quad (6)$$

对所有的样本进行算术平均,从而建立平均毛细管压力与汞饱和度的关系如下:

$$\bar{p}_c(S_{Hg}) = 11.63\bar{a} \left(\frac{1 - S_{Hg} - \bar{S}_{wi}}{1 - \bar{S}_{wi}} \right)^{\bar{b}} \sqrt{\frac{\bar{\phi}}{\bar{K}}} \quad (7)$$

式中: \bar{p}_c 为平均毛细管压力,MPa; \bar{a} 、 \bar{b} 为平均回归系数; \bar{S}_{wi} 为平均束缚水饱和度,%; $\bar{\phi}$ 为平均孔隙度,%; \bar{K} 为平均渗透率,D。

给定不同的汞饱和度值,由式(7)可求得相应的平均毛细管压力与汞饱和度的关系值,将两者的相应数值绘于直角坐标系上,便可得到具有代表性的实验室平均毛细管压力曲线。实验室条件下(空气-汞系统)的界面张力是 480 mN/m,接触角为 140°;地层条件下(油-水系统)的界面张力是 30 mN/m,接触角为 30°,将实验室内平均毛细管压力换算为油藏条件下毛细管压力的换算系数是 0.070 657。将实验室内平均毛细管压力换算为油藏条件下平均毛细管压力关系式为:

$$(\bar{p}_c)_R = \frac{\sigma_R \cos\theta_R}{\sigma_L \cos\theta_L} (\bar{p}_c)_L \quad (8)$$

油藏条件下的平均毛细管压力与汞饱和度的关系式为:

$$\bar{p}_c(S_{Hg})_R = 0.821741\bar{a} \left(\frac{1 - S_{Hg} - \bar{S}_{wi}}{1 - \bar{S}_{wi}} \right)^{\bar{b}} \sqrt{\frac{\bar{\phi}}{\bar{K}}} \quad (9)$$

式中: $(\bar{p}_c)_R$ 为油藏条件下平均毛细管压力,MPa; σ_R 为油藏条件下界面张力, mN/m; θ_R 为油藏条件下接触角,°; $(\bar{p}_c)_L$ 为实验平均毛细管压力,MPa; σ_L 为实验界面张力, mN/m; θ_L 为实验接触角,°。

Wall 公式法是将储集层孔隙空间划分为等孔隙体积空间,根据孔喉半径与进汞量的关系,反映不同孔隙半径对渗流能力的贡献。当渗透率累计贡献值达到 99.99%时,对应的孔喉半径可作为页岩油储层的最小流动孔喉半径^[15]。计算公式为:

$$\sum_{i=1}^n \Delta K_i = \frac{r_1^2 + 3r_2^2 + \dots + (2n-1)r_n^2}{\sum_{i=1}^n (2i-1)r_i^2} \quad (10)$$

式中: $\sum_{i=1}^n \Delta K_i$ 为累计渗流能力,%; i 、 n 为孔隙体积空间序号; r_i 为 i 区间相应的孔喉半径, μm 。

利用 J 函数曲线,换算得到不同样品的平均毛细管压力曲线(图 8)。

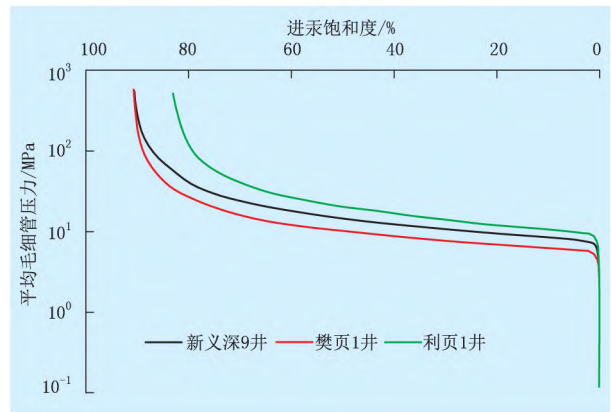


图 8 研究区平均毛细管压力曲线

根据平均毛细管压力曲线,采用 Wall 公式计算新义深 9、樊页 1、利页 1 井样品的页岩油储层最小流动孔喉半径,分别为 15.20、14.60、23.50 nm,平均值为 17.76 nm。由于不同井位岩性、物性不同,对应最小流动孔喉半径不同。

根据以上公式计算的最小孔喉半径与压汞资料中孔隙度资料,建立最小流动孔喉半径与孔隙度之间的关系(图 9)。再与新义深 9、樊页 1、利页 1 井的最小流动孔喉半径进行交会得到孔隙度的下限值,分别为 3.21%、3.83%、4.42%,平均孔隙度

下限值为 3.82%。

结合图 6 即可求取渗透率下限值, 从而获得新义深 9、樊页 1、利页 1 井岩心样品的孔隙度分别为 3.21%、3.83%、4.42%, 平均孔隙度为 3.82%。渗透率下限分别为 0.08、0.11 mD, 渗透率下限值为 0.12 mD。

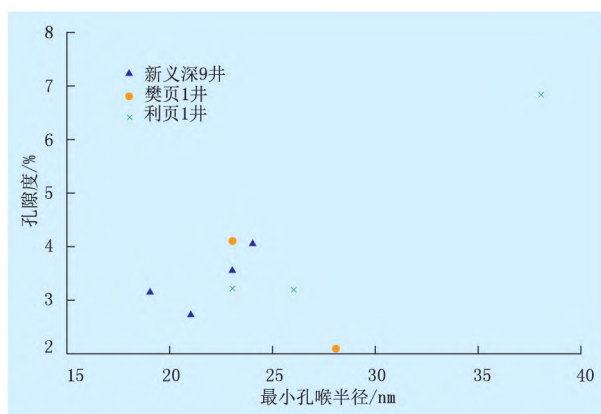


图 9 研究区沙河街组储层最小孔喉半径与孔隙度关系

3.4 试油法

济阳拗陷古近系已有百口探井在页岩储层中见油气显示。根据 9 口取心井、65 口试油井录井资料对典型井的试油段进行分析。通过研究区试油试采经验, 将平均日产油量高于 5 t/d 的储层视为有效储层, 平均日产油量小于 5 t/d 的储层视为无效储层(干层)。研究区典型井试采结果如表 1 所示。页岩储层含油性与岩心物性的关系如图 10 所示。以干层为有效储层与非有效储层之间的界限, 确定研究区沙河街组页岩储层的孔隙度下限为 3.59%, 渗透率下限为 0.09 mD。

由以上分析可知, 运用多种方法对页岩油储层的物性下限值进行研究, 不同研究方法确定的物性下限值有所不同, 孔隙度和渗透率的下限值如表 2 所示。

表 1 研究区典型井试采结果

井号	深度/m	日产油量/(t·d ⁻¹)	试采结果
樊页 1	3198~3210	2.41	干层
利页 1	3666~3668	41.50	油迹
利页 1	3630~3674	0.17	干层
义 186 井	3064~3066	6.65	荧光
新义深 9	3355~3435	38.50	油迹
罗 69	3040~3066	0.85	干层
义 187	3440~3504	156.00	油斑

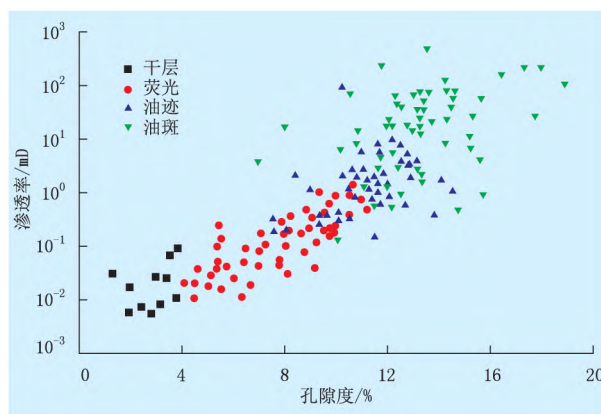


图 10 页岩储层含油性与岩心物性关系

表 2 研究区沙河街组页岩油储层物性下限值

方法	下限值	
	孔隙度/%	渗透率/mD
束缚水饱和度法	1.30	0.03
压汞排驱压力法	1.70	0.03
最小流动孔喉半径法	3.82	0.12
试油法	3.59	0.09

4 结论

(1) N₂ 吸附实验主要表征页岩样品中的小孔, 研究区孔隙形态主要为墨水瓶形, 孔隙半径为 1.50~40.00 nm, 平均孔隙半径为 16.00 nm; 高压压汞实验主要表征页岩中的中孔和宏孔, 孔径为 0.03~66.13 μm。

(2) 利用束缚水饱和度法、压汞排驱压力法和最小流动孔喉半径法确定储层的物性下限, 利用试油法进行验证, 最小流动孔喉半径为 14.60~23.50 nm, 平均值为 17.76 nm, 孔隙度下限为 1.30%~3.82%, 渗透率下限为 0.03~0.12 mD。

参考文献:

- [1] 刘惠民, 张顺, 包友书, 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 shale oil reservoirs in Dongying Sag [J]. Oil & Gas Geology, 2019, 40(3): 512-523.
- [2] 白斌, 戴朝成, 侯秀林, 等. 陆相湖盆页岩自生硅质特征及其油气意义[J]. 石油勘探与开发, 2022, 49(5): 896-907.
BAI Bin, DAI Chaoheng, HOU Xiulin, et al. Authigenic silica in continental lacustrine shale and its hydrocarbon significance [J]. Petroleum Exploration and Development, 2022, 49(5): 896-907.
- [3] 李冲冲, 朱富福, 柯昱江, 等. 电磁辐射下海陆相页岩孔隙结构演化差异研究[J]. 断块油气田, 2023, 30(2): 238-245.

- LI Chongchong ,ZHU Fufu ,KE Yujiang ,et al. Investigation of differences in pore structure evolution between marine and continental shale under electromagnetic radiation[J]. *Fault-Block Oil & Gas Field* 2023 ,30(2) : 238-245.
- [4] 邹才能 ,赵群 ,丛连铸 ,等 . 中国页岩气开发进展、潜力及前景[J]. *天然气工业* 2021 ,41(1) : 1-14.
ZOU Caineng ,ZHAO Qun ,CONG Lianzhu ,et al. Development progress ,potential and prospect of shale gas in China[J]. *Natural Gas Industry* 2021 ,41(1) : 1-14.
- [5] 窦立荣 ,温志新 ,王建君 ,等 . 2021 年世界油气勘探形势分析与思考[J]. *石油勘探与开发* 2022 ,49(5) : 1033-1044.
DOU Lirong ,WEN Zhixin ,WANG Jianjun ,et al. Analysis of the world oil and gas exploration situation in 2021[J]. *Petroleum Exploration and Development* 2022 ,49(5) : 1033-1044.
- [6] 周新锐 ,王喜鑫 ,李少华 ,等 . 陆相混积型页岩储集层孔隙结构特征及其控制因素[J]. *新疆石油地质* 2023 ,44(4) : 411-420.
ZHOU Xinrui ,WANG Xixin ,LI Shaohua ,et al. Pore structure characteristics and controlling factors of continental mixed shale reservoirs[J]. *Xinjiang Petroleum Geology* 2023 ,44(4) : 411-420.
- [7] 崔景伟 ,朱如凯 ,吴松涛 ,等 . 致密砂岩层内非均质性及含油下限——以鄂尔多斯盆地三叠系延长组长 7 段为例[J]. *石油学报* 2013 ,34(5) : 877-882.
CUI Jingwei ,ZHU Rukai ,WU Songtao ,et al. Heterogeneity and lower oily limits for tight sandstones: a case study on Chang 7 oil layers of the Yanchang Formation ,Ordos Basin[J]. *Acta Petrolei Sinica* 2013 ,34(5) : 877-882.
- [8] 王伟明 ,卢双舫 ,田伟超 ,等 . 吸附水膜厚度确定致密油储层物性下限新方法——以辽河油田大民屯凹陷为例[J]. *石油与天然气地质* 2016 ,37(1) : 135-140.
WANG Weiming ,LU Shuangfang ,TIAN Weichao ,et al. A new method to determine porosity and permeability cutoffs of tight oil reservoirs by using thickness of adsorption water film: a case study from the Damintun Sag ,Liaohu Oilfield[J]. *Oil & Gas Geology* , 2016 ,37(1) : 135-140.
- [9] 张鹏飞 ,卢双舫 ,李文浩 ,等 . 江汉盆地新沟嘴组页岩油储层物性下限[J]. *石油与天然气地质* 2016 ,37(1) : 93-100.
ZHANG Pengfei ,LU Shuangfang ,LI Wenhao ,et al. Lower limits of porosity and permeability of shale oil reservoirs in the Xin'gou-zui Formation ,Jianghan Basin[J]. *Oil & Gas Geology* 2016 ,37(1) : 93-100.
- [10] 景辅泰 ,罗霞 ,杨智 ,等 . 页岩层系致密储层物性下限——以鄂尔多斯盆地三叠系延长组长 7 段为例[J]. *天然气地球科学* 2020 ,31(6) : 835-845.
JING Futai ,LUO Xia ,YANG Zhi ,et al. Study on the porosity and permeability cutoffs of tight sandstones in shale stratum: case study of Chang 7 Member of the Triassic Yanchang Formation ,Ordos Basin[J]. *Natural Gas Geosciences* 2020 ,31(6) : 835-845.
- [11] 李焯 ,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 Liqiang ,YAN Jianping ,et al. Determination of petrophysical property cutoffs of tight sandstone gas reservoirs: a case study of T_{3x2} gas reservoirs in P Area of central Sichuan Basin[J]. *Natural gas industry* 2014 ,34(4) : 52-56.
- [12] 付晓燕 ,王华 ,冯炎松 ,等 . 鄂尔多斯盆地东部米脂地区石盒子组 8 段储层特征及物性下限确定[J]. *天然气勘探与开发* , 2022 ,45(1) : 33-39.
FU Xiaoyan ,WANG Hua ,FENG Yansong ,et al. Reservoir characteristics and lower property limits of Shihezi 8 Member ,Mizhi Area ,eastern Ordos Basin[J]. *Natural Gas Exploration and Development* 2022 ,45(1) : 33-39.
- [13] 鲁锋 ,王剑 ,张娟 ,等 . 莫奈湾地区三工河组一段储层特征及有效物性下限[J]. *断块油气田* 2021 ,28(3) : 300-304.
LU Feng ,WANG Jian ,ZHANG Juan ,et al. Characteristics and lower limit of physical properties for reservoirs of 1st Member of Sangonghe Formation in Mosuowan Area[J]. *Fault-Block Oil & Gas Field* 2021 ,28(3) : 300-304.
- [14] 李潮流 ,闫伟林 ,武宏亮 ,等 . 富黏土页岩储集层含油饱和度计算方法及应用——以松辽盆地古龙凹陷白垩系青一段为例[J]. *石油勘探与开发* 2022 ,49(6) : 1-11.
LI Chaoliu ,YAN Weilin ,WU Hongliang ,et al. Calculation of oil saturation in clay-rich shale reservoirs: a case study of Qing 1 Member of Cretaceous Qingshankou Formation in Gulong Sag , Songliao Basin ,NE China[J]. *Petroleum Exploration and Development* 2022 ,49(6) : 1-11.
- [15] 张宸嘉 ,曹剑 ,王俞策 ,等 . 准噶尔盆地吉木萨尔凹陷芦草沟组页岩油富集规律[J]. *石油学报* 2022 ,43(9) : 1253-1268.
ZHANG Chenjia ,CAO Jian ,WANG Yuce ,et al. Enrichment law of shale oil of Lucaogou Formation in Jimusar Sag ,Junggar Basin [J]. *Acta Petrolei Sinica* 2022 ,43(9) : 1253-1268.
- [16] 冯国奇 ,李吉君 ,刘洁文 ,等 . 泌阳凹陷页岩油富集及可动性探讨[J]. *石油与天然气地质* 2019 ,40(6) : 1236-1246.
FENG Guoqi ,LI Jijun ,LIU Jiewen ,et al. Discussion on the enrichment and mobility of continental shale oil in Biyang Depression[J]. *Oil & Gas Geology* 2019 ,40(6) : 1236-1246.

编辑 张耀星