引用格式：周朝，何祖清，秦星，等.复兴地区侏罗系陆相页岩渗吸规律实验研究[J].油气地质与采收率，2024，31(6)：118-126.
ZHOU Chao，HE Zuqing，QIN Xing，et al.Experimental research on imbibition law of Jurassic continental shale in Fuxing area[J].Petroleum Geology and Recovery Efficiency，2024，31(6)：118-126.

复兴地区侏罗系陆相页岩渗吸规律实验研究

周 朝[1,2,3,4]，何祖清[4]，秦 星[4]，张 炜[5]，徐毓珠[6]，曾星航[4]
（1.中国石化页岩油气钻完井及压裂重点实验室，北京 102206；2.国家能源页岩油研发中心，北京 102206；3.页岩油气富集机理与高效开发全国重点实验室，北京 102206；4.中国石化石油工程技术研究院有限公司，北京 102206；5.中国石化江汉油田分公司 工程技术管理部，湖北 潜江 433124；6.中国石化江汉油田分公司 石油工程技术研究院，湖北 武汉 430035）

摘要：复兴地区侏罗系陆相页岩渗吸规律不明确，为闷井试采带来较大挑战，针对陆相页岩的渗吸规律和影响因素研究仍然欠缺。为此，基于低场核磁共振技术开展了复兴地区侏罗系陆相页岩渗吸规律实验。首先，测试并分析了凉高山组和自流井组东岳庙段页岩物性差异；随后，以渗吸前后孔渗变化作为评价指标参数，开展了不同岩性、流体介质、流体压力和黏土矿物含量对陆相页岩渗吸规律的影响分析，并评价陆相页岩润湿性。实验结果表明：与东岳庙段相比，凉高山组页岩平均孔隙度较小，平均渗透率较大；平均脆性矿物含量较高，平均黏土矿物含量较低；复兴地区侏罗系陆相页岩渗吸过程中黏土水化诱导产生微裂缝，提供了额外的渗吸通道，灰岩渗吸能力弱于页岩，渗吸时无微裂缝产生，储层中的介壳灰岩夹层可能会阻碍页岩渗吸和微裂缝扩展；页岩在水相中诱导微裂缝后，油相可加剧微裂缝扩展，油水复杂相态渗吸可能对页岩储层渗透率的改善有利；与页岩常压渗吸相比，加压渗吸的诱导微裂缝和改善渗透率作用受限，虽然渗吸速率更大，但渗吸平衡时间更早，渗吸量更小，闷井期间须考虑上覆岩层压力对渗吸的影响；高黏土矿物含量页岩的水化诱导微裂缝更显著，改善渗透率的效果更明显；页岩在油相中渗吸速率和渗吸量小于水相，润湿性为亲水。实验揭示了复兴地区侏罗系陆相页岩渗吸规律和水化诱导微裂缝特征，为陆相页岩的闷井与返排试采提供了理论依据。

关键词：陆相页岩；侏罗系；渗吸；核磁共振；润湿性；复兴地区
文章编号：1009-9603(2024)06-0118-09 DOI：10.13673/j.pgre.202309020
中图分类号：TE312 **文献标识码**：A

Experimental research on imbibition law of Jurassic continental shale in Fuxing area

ZHOU Chao[1,2,3,4]，HE Zuqing[4]，QIN Xing[4]，ZHANG Wei[5]，XU Yuzhu[6]，ZENG Xinghang[4]
（1.*SINOPEC Key Laboratory of Drilling Completion and Fracturing of Shale Oil and Gas*，*Beijing City*，102206，*China*；2.*National Energy Shale Oil Research and Development Center*，*Beijing City*，102206，*China*；3.*State Key Laboratory of Shale Oil and Gas Enrichment Mechanisms and Efficient Development*，*Beijing City*，102206，*China*；4.*SINOPEC Research Institute of Petroleum Engineering Co.*，*Ltd.*，*Beijing City*，102206，*China*；5.*Engineering Technology Management Department of SINOPEC Jianghan Oilfield*，*Qianjiang City*，*Hubei Province*，433124，*China*；6.*Research Institute of Petroleum Engineering of SINOPEC Jianghan Oilfield*，*Wuhan City*，*Hubei Province*，430035，*China*）

Abstract: The imbibition law of the Jurassic continental shale in Fuxing area is not clear，which brings great challenges to the production test after well shut-in. In addition，studies on the imbibition law and influencing factors of continental shale are insufficient. Therefore，the experiment on the imbibition law of the Jurassic continental shale in Fuxing area was conducted based on the low-

收稿日期：2023-09-19。
作者简介：周朝(1988—)，男，河北保定人，副研究员，博士，从事采油采气工程和完井工程技术研究。E-mail：zhouchao_joe@163.com。
基金项目：国家科技重大专项子课题“海相碳酸盐岩超深油气井关键工程技术”(2017ZX05005-005)，中国石化“十条龙”项目“复兴侏罗系陆相页岩油气采油气技术”(P21078-8)，中国石化重点实验室专项课题“陆相页岩油渗吸机制与返排制度研究”(KLP24008)。

field nuclear magnetic resonance (NMR). First, the differences in physical properties of shale of Lianggaoshan Formation and Dongyuemiao Member in Ziliujing Formation were tested and analyzed. Then, the changes in permeability and porosity before and after the imbibition were set as the evaluation indexes, and the influences of lithology, fluid, fluid pressure, and clay content on the imbibition law of the continental shale were analyzed. Besides, the wettability of the continental shale was evaluated. The experimental results show that compared with that of Dongyuemiao Member, the average porosity of shale of Lianggaoshan Formation is smaller, and the average permeability is larger; the average brittle mineral content is higher, and the average clay mineral content is lower. During the imbibition process of the Jurassic continental shale in Fuxing area, micro-fractures are induced by clay hydration, which provides additional imbibition channels. However, the imbibition ability of limestone is weaker than that of shale, and there are no micro-fractures during the imbibition; in addition, the shell limestone interlayer in the reservoir may inhibit the imbibition and micro-fracture propagation in the shale. The oil phase will enhance the micro-fracture propagation after the shale induces micro-fractures in the aqueous phase, and the complicated oil-water phase imbibition may be beneficial to the permeability improvement in the shale reservoir. Compared with atmospheric imbibition, pressureed imbibition has a limited effect on inducing micro-fractures and improving permeability, and the imbibition rate is larger; the imbibition equilibrium is earlier, but the imbibition amount is smaller. The influence of confining pressure on imbibition should be considered during well shut-in. The micro-fractures induced by hydration in shale with high clay mineral content are more significant, and the effect of improving permeability is more obvious. The imbibition rate and imbibition amount of shale in the oil phase are smaller than those in the aqueous phase, and the wettability of shale is hydrophilic. The experiment reveals the imbibition law and the characteristics of micro-fractures induced by the hydration of the Jurassic continental shale in Fuxing area, which provides a theoretical basis for the well shut-in and production test of continental shale during flowback.

Key words: continental shale; Jurassic; imbibition; nuclear magnetic resonance; wettability; Fuxing area

页岩油气藏作为一种潜力巨大的非常规资源，对于保障中国能源安全，推进油气增储上产具有重要意义[1]。目前，中国在涪陵、威远、威荣和长宁等海相页岩气田取得了成功的规模化商业开发[2]，陆相页岩油气也取得了一系列的重大勘探突破[3-7]，但是中国陆相页岩油在规模效益开发方面仍面临挑战[8]。川东复兴地区侏罗系陆相页岩具有热演化程度低、黏土矿物含量高、生产过程中油气同出且相态变化复杂的特点[9-10]，页岩渗吸规律不明确，为闷井试采带来较大挑战。为此，有必要开展陆相页岩渗吸实验，探索陆相页岩渗吸规律和影响因素。

渗吸是指多孔介质中润湿相驱替非润湿相的过程[11]。根据润湿相和非润湿相的流动方向，可分为顺相渗吸和逆向渗吸；根据渗吸过程中的压力条件，可分为自发渗吸和强制渗吸[12-13]。渗吸是影响页岩压后返排率和油气产能的重要因素，主要机理包括毛管压力、黏土水化和化学渗透压作用[14]。中外众多学者开展了页岩渗吸实验，评价了实验条件、流体介质、矿物组成和总有机碳含量等参数对渗吸特征的影响[15-23]。但是，目前针对陆相页岩的渗吸规律和影响因素研究仍然比较缺乏，因此，基于低场核磁共振技术，设计并开展了复兴地区侏罗系陆相页岩渗吸规律实验，评价了岩性、流体介质、流体压力和黏土矿物含量等参数对渗吸的影响，揭示了陆相页岩渗吸规律和诱导微裂缝特征，以期为陆相页岩的闷井与返排试采提供理论依据。

1　岩心与流体介质物性参数

1.1　岩心物性参数

实验用柱状岩心取自复兴地区侏罗系凉高山组和自流井组东岳庙段。将岩心在105 ℃下烘干至恒重后，利用CMS300覆压孔渗自动测试系统，在围压为3.45 MPa的条件下，通入氦气测试岩心的孔隙度和渗透率。岩心尺寸参数和孔渗测试结果见表1。

将不同深度的岩心碎料研磨成粒径小于40 μm的粉末，并用X射线衍射仪测试岩心矿物组成，测

表1　岩心尺寸参数和孔渗测试结果

Table1　Geometric parameters, porosity, and permeability of cores after test

岩心编号	长度/cm	直径/cm	孔隙度/%	渗透率/mD
S1	5.914	2.466	4.37	0.012
S2	6.218	2.46	4.23	0.016
S3	6.068	2.418	1.14	0.021
S4	6.232	2.442	4.34	0.018
S5	5.946	2.444	4.05	0.007
S6	4.844	2.456	1.32	0.018
S7	5.486	2.448	1.95	0.008
S8	4.336	2.482	1.69	0.006
S9	4.694	2.486	1.42	0.012

试结果如表2所示。其中S1和S2、S4和S5、S8和S9分别为同一深度的2块岩心。

除了表1中开展渗吸实验所用岩心以外，又取17块页岩岩心开展孔渗和矿物组成测试。分析测试结果可知：凉高山组页岩岩心平均孔隙度为1.27%，平均渗透率为0.017 mD，平均脆性矿物含量为55.1%，平均黏土矿物含量为42%；东岳庙段页岩岩心平均孔隙度为3.57%，平均渗透率为0.011 mD，平均脆性矿物含量为52.0%，平均黏土矿物含量为48%。与东岳庙段相比，凉高山组页岩平均孔隙度较小，而平均渗透率较大；平均脆性矿物含量较高，而平均黏土矿物含量较低。

1.2 流体介质物性参数

实验用流体介质包括质量分数为2%的KCl水溶液、氘水、质量分数为0.5%的防膨剂氘水溶液、氟化油和凝析油，其中，防膨剂和凝析油从复兴地区现场获得。氟化油、氘水和0.5%防膨剂氘水溶液能够抑制低场核磁共振的T_2谱信号。各流体介质的物性参数见表3。

2 实验装置与流程

2.1 低场核磁共振仪

低场核磁共振是一种直接检测地层流体的技术，含氢流体是核磁共振的主要检测目标，因为氢核具有最大的旋磁比，并产生强烈的信号，可以轻易被核磁共振设备检测到[24]。核磁共振的2种弛豫检测方式包括纵向弛豫时间T_1和横向弛豫时间T_2，由于T_2所需的时间更短，因此在页岩核磁共振测量中采用T_2测量法。质子的弛豫受表面弛豫、体积弛豫和扩散弛豫3个过程控制，在页岩多孔介质中表面弛豫占主导[25-27]，则T_2可近似表示为：

$$\frac{1}{T_2}=\rho\frac{S}{V} \tag{1}$$

式中：T_2为横向弛豫时间，ms；ρ为流体所处孔隙表面弛豫率，μm/ms；S为孔隙表面积，μm²；V为孔隙体积，μm³。

渗吸实验采用纽迈电子科技有限公司生产的MACROMR12-150H-G核磁共振仪，主要参数包括：磁场强度为0.35 T，主频率为12 MHz，回波时间间隔为0.1 ms，等待时间为2 000 ms，扫描频次为64，采用CPMG序列获取T_2弛豫时间，得到核磁T_2谱。

2.2 渗吸装置

渗吸装置包括常压和加压渗吸装置。常压渗吸装置为烧杯；加压渗吸装置如图1所示，具备调压和稳压功能，可以为加压容器中的渗吸流体介质最高加压至20 MPa，从而为岩心提供围压条件。实验称重用精度为0.01 mg的电子天平。

2.3 实验流程

将渗吸前后的孔隙度和渗透率变化作为评价指标参数，开展不同岩性、流体介质、流体压力和黏土矿物含量对陆相页岩渗吸规律的影响分析，并评价陆相页岩润湿性。渗吸实验设计见表4。

渗吸实验流程主要分为4个步骤：①用电子天平称量岩心的干重，用低场核磁共振仪测试岩心的核磁T_2谱基底信号。②将岩心放入装有渗吸流体介质的常压或加压渗吸装置中，渗吸流体完全浸没岩心，流体通过岩心端面和侧面进行逆向渗吸，模

表2　岩心XRD矿物组成测试结果

Table2　Mineral composition of cores measured by XRD

岩心编号	矿物含量/%						岩性
	石英	黏土矿物	斜长石	钾长石	方解石	黄铁矿	
S1、S2	38	49	9	4	0	0	页岩
S3	13	11	0	0	73	3	灰岩
S4、S5	35	49	8	4	4	0	页岩
S6	36	43	12	2	0	7	页岩
S7	41	48	11	0	0	0	页岩
S8、S9	43	36	21	0	0	0	页岩

表3　流体介质物性参数

Table3　Physical property of fluids

流体介质	密度/（g/cm³）	黏度/（mPa•s）	表面张力/（mN/m）
2%KCl水溶液	1.02	0.89	72.7
氘水	1.09	1.25	72.8
0.5%防膨剂氘水溶液	1.15	1.35	73.6
氟化油	1.57	1.79	19.1
凝析油	0.76	1.85	20.1

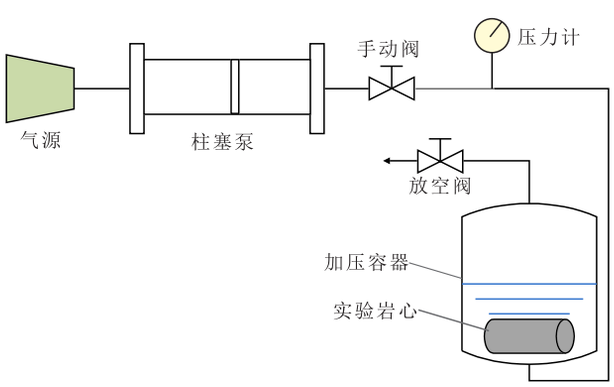


图1　加压渗吸装置示意

Fig.1　Experimental device for pressured imbibition

表4　渗吸实验设计
Table4　Design of imbibition experiment

实验目的	岩心编号	渗吸流体介质	渗吸压力
岩性影响分析	S1	2%KCl水溶液	常压
	S3	2%KCl水溶液	常压
流体介质影响分析	S1	2%KCl水溶液	常压
	S2	氟化油→2%KCl水溶液	常压
流体压力影响分析	S4	2%KCl水溶液	常压→加压
	S5	2%KCl水溶液	加压
黏土矿物含量影响分析	S6	0.5%防膨剂氘水溶液	常压
	S7	0.5%防膨剂氘水溶液	常压
	S8	0.5%防膨剂氘水溶液	常压
润湿性分析	S9	0.5%防膨剂氘水溶液→凝析油→0.5%防膨剂氘水溶液	常压

拟压后闷井阶段，对于加压渗吸，将柱塞泵的压力设置为预定压力，开始加压渗吸实验。③在不同渗吸时间下，从常压渗吸装置中取出岩心，或将加压容器卸压后取出岩心，擦干岩心表面流体后对岩心称重并测试核磁 T_2 谱。如果改变渗吸流体介质，则岩心在一种流体中结束渗吸后，擦干岩心表面流体后对岩心称重并测试核磁 T_2 谱，随后立即将岩心放至另一种流体中。根据不同渗吸时间下的质量和核磁测试结果，绘制岩心的渗吸量曲线和核磁 T_2 谱。④渗吸结束后，用与干岩心孔渗测试相同的流程，测试岩心渗吸后的孔隙度和渗透率。

3　实验结果与分析

3.1　岩性影响

分别取不同岩性的S1页岩岩心和S3灰岩岩心进行常压渗吸实验，在质量分数为2%的KCl水溶液中渗吸20 d。由得到的核磁 T_2 谱（图2）可知，S1页岩岩心的 T_2 谱基底信号呈单峰特征，信号峰值的弛豫时间约为0.3 ms，主要为黏土束缚水，随着渗吸时间的增大，信号峰值持续增大，且在10~100 ms内出现新增的第2个峰，说明渗吸过程中产生了微裂缝[24]。S3灰岩岩心的 T_2 谱基底信号呈双峰特征，2个信号峰值的弛豫时间分别约为0.4和100 ms，随着渗吸时间的增大，左侧信号峰值持续增大，但是信号增幅明显小于页岩，右侧信号峰值几乎没有变化，且没有新的信号范围产生，说明渗吸过程中无微裂缝产生。

S1页岩岩心和S3灰岩岩心的归一化渗吸量计算式为：

$$V_{\mathrm{im}}=\frac{m_{\mathrm{i}}}{\rho_{\mathrm{i}}V_{\mathrm{c}}\phi} \tag{2}$$

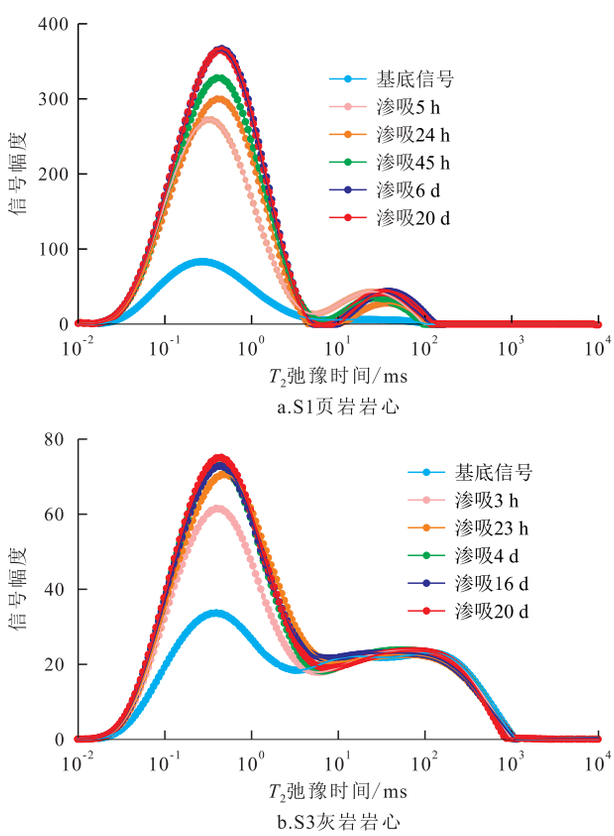


图2　S1页岩岩心和S3灰岩岩心的核磁 T_2 谱
Fig.2　NMR T_2 spectra of S1 shale core and S3 limestone core

式中：V_{im} 为归一化渗吸量，$\mathrm{cm^3/cm^3}$；m_{i} 为渗吸质量，g；ρ_{i} 为渗吸流体密度，$\mathrm{g/cm^3}$；V_{c} 为岩心体积，$\mathrm{cm^3}$；ϕ 为岩心孔隙度，小数。

根据归一化渗吸量曲线，渗吸速率计算式为：

$$v_{\mathrm{im}}=\frac{\Delta V_{\mathrm{im}}}{\Delta t} \tag{3}$$

式中：v_{im} 为渗吸速率，$\mathrm{cm^3/cm^3/d}$；ΔV_{im} 为 Δt 时间间隔的归一化渗吸量，$\mathrm{cm^3/cm^3}$；Δt 为渗吸时间间隔，d。

由图3可知：S1页岩岩心的归一化渗吸量大于1，S3灰岩岩心的归一化渗吸量小于1，页岩的渗吸

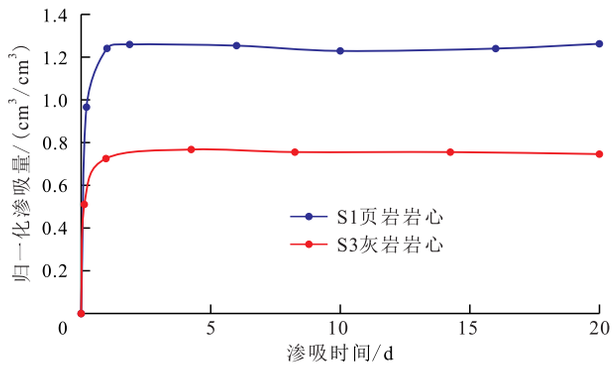


图3　S1页岩岩心和S3灰岩岩心的归一化渗吸量

Fig.3　Normalized imbibition amount of S1 shale core and S3 limestone core

量明显大于灰岩。这是因为：页岩岩心在渗吸过程中产生了水化诱导微裂缝，提供了额外的渗吸通道，并沟通了更多的孔隙与喉道，使得渗吸进入页岩岩心的流体体积大于岩心中的孔隙体积；而灰岩岩心在渗吸过程中无水化诱导微裂缝产生，渗吸进入灰岩岩心的流体体积小于岩心中的孔隙体积。S1页岩岩心和S3灰岩岩心的渗吸平衡时间均为2 d左右。

分析渗吸前后的孔渗变化（图4）可知：S1页岩岩心和S3灰岩岩心渗吸后的孔隙度变化均较小，S1页岩岩心渗吸后的渗透率增大至渗吸前的32.3倍，S3灰岩岩心渗吸后的渗透率增大至渗吸前的3.3倍。可见灰岩渗吸后的渗透率增幅远小于页岩，且复兴地区侏罗系陆相页岩中的介壳灰岩夹层可能阻碍页岩渗吸与微裂缝扩展。

3.2　流体介质影响

取与S1页岩岩心同一深度的S2页岩岩心进行常压渗吸实验，先在氟化油中渗吸20 d，随后在质量分数为2%的KCl水溶液中渗吸20 d。对比S1与S2页岩岩心的核磁T_2谱（图2a，图5）发现，两者形态和信号增幅趋势类似，但是S2页岩岩心在渗吸过程中

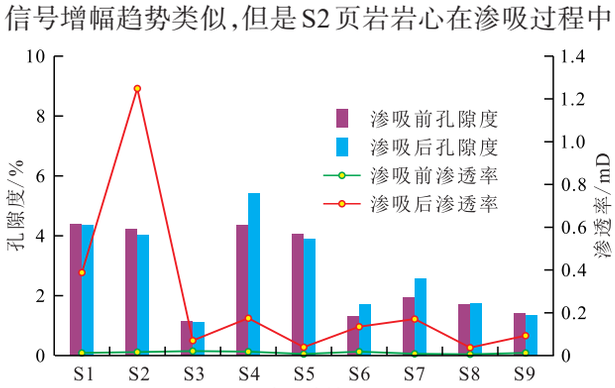


图4　岩心渗吸前后孔渗测试结果对比

Fig.4　Comparison of porosity and permeability of cores before and after imbibition

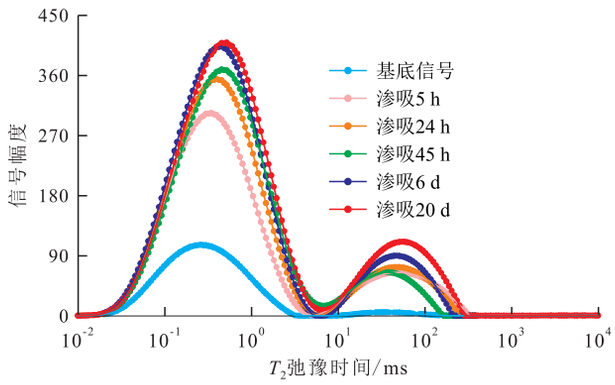


图5　S2页岩岩心的核磁T_2谱

Fig.5　NMR T_2 spectra of S2 shale core

核磁T_2谱增加的信号峰面积更大，渗吸量更大。

分析S1和S2页岩岩心的归一化渗吸量可知：S2页岩岩心在油相中的渗吸速率和渗吸量明显小于水相（图6），且未观测到诱导微裂缝（图7a）；但当S2页岩岩心从油相转为水相渗吸后，观测到明显的诱导微裂缝，且岩心表面剥落掉屑（图7b），同时渗吸速率和渗吸量明显增大，超过了S1页岩岩心的渗吸量。这是因为：油相渗吸可能使页岩岩心中的有机质与无机矿物之间的胶结程度变弱[28]，从而加剧了水相渗吸时的诱导微裂缝扩展。

S2页岩岩心渗吸前后的孔渗变化结果（图4）表明，渗吸后岩心孔隙度变化较小，而渗吸后的渗透

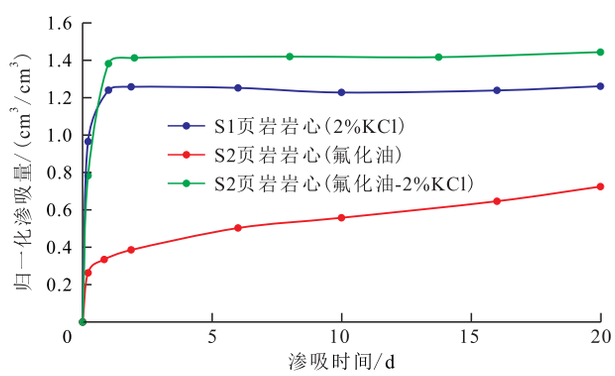
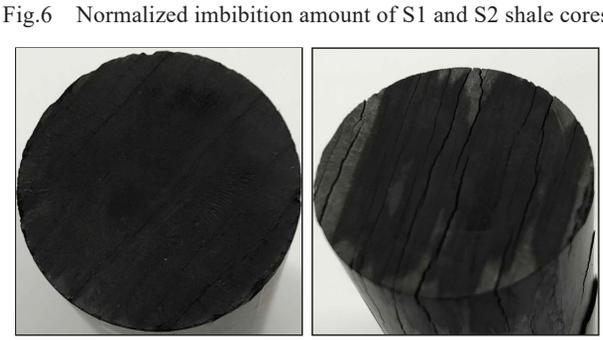


图6　S1和S2页岩岩心的归一化渗吸量曲线

Fig.6　Normalized imbibition amount of S1 and S2 shale cores



a.油相渗吸后　　b.从油相转为水相渗吸后

图7　S2页岩岩心的不同流体渗吸后端面

Fig.7　End face of S2 shale core after imbibition in different fluids

率增大至渗吸前的78.1倍。与S1页岩岩心相比，S2页岩岩心渗吸后的渗透率增幅更大，说明复兴地区侏罗系陆相页岩中的油水复杂相态渗吸可能对储层渗透率的改善有利。

3.3　流体压力影响

分别取同一深度的S4和S5页岩岩心在质量分数为2%的KCl水溶液中渗吸，其中S4页岩岩心常压渗吸20 d，随后5 MPa加压渗吸10 d；S5页岩岩心5 MPa加压渗吸10 d。对比S4和S5页岩岩心渗吸的核磁T_2谱可知，S4页岩岩心常压渗吸阶段的核磁T_2谱（图8a）与S1页岩岩心的核磁T_2谱（图2a）形态和信号增幅趋势类似，当S4页岩岩心转为加压渗吸后核磁T_2谱增加的信号峰面积很小，渗吸量很小；与S4页岩岩心常压渗吸阶段相比，S5页岩岩心加压渗吸的核磁T_2谱信号峰面积增加速率更快（图8b），说明加压渗吸比常压渗吸的渗吸速率更大。

S4和S5页岩岩心的归一化渗吸量曲线（图9）表明，S4页岩岩心从常压渗吸转为加压渗吸后，在压差驱动下渗吸量增幅仍约达5%；与S4页岩岩心常压渗吸相比，S5页岩岩心加压渗吸的渗吸速率更大，渗吸平衡时间更早，但是渗吸量更小，这是由于围压作用，加压渗吸产生的微裂缝开度小于常压渗吸（图10）。

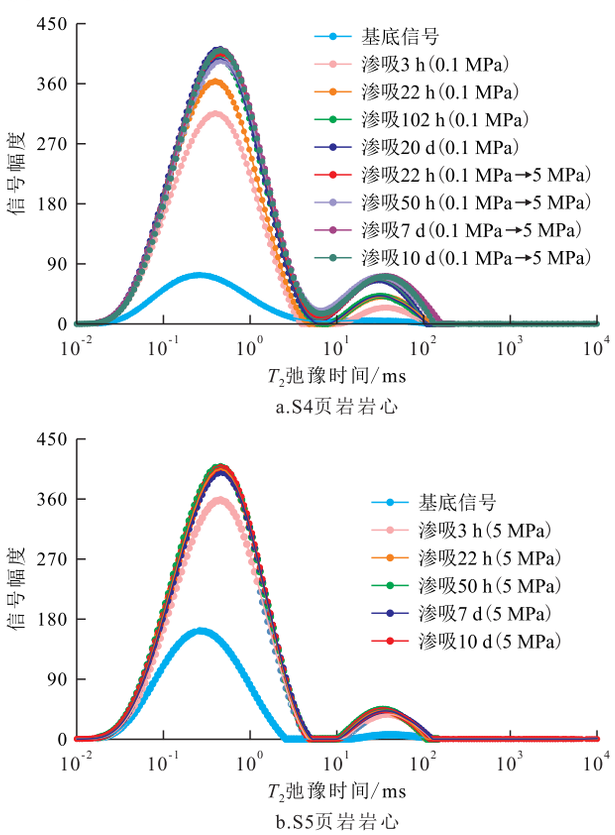


图8　S4和S5页岩岩心渗吸的核磁T_2谱

Fig.8　NMR T_2 spectra of S4 and S5 shale cores

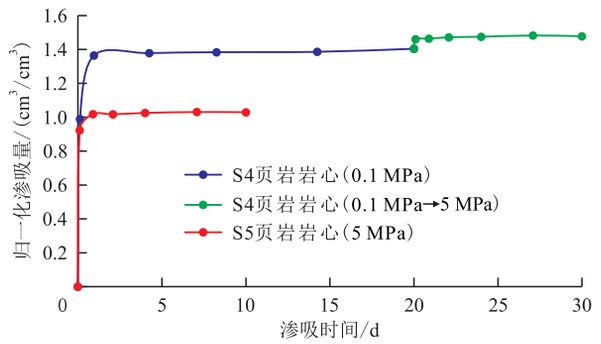


图9　S4和S5页岩岩心的归一化渗吸量曲线

Fig.9　Normalized imbibition amount of S4 and S5 shale cores

a.S4页岩岩心常压渗吸后　　b.S5页岩岩心加压渗吸后

图10　S4和S5页岩岩心不同压力渗吸后端面

Fig.10　End face of S4 and S5 shale cores after imbibition at different pressures

分析S4和S5页岩岩心渗吸前后的孔渗变化结果（图4）发现，渗吸后2块岩心孔隙度变化均较小，而渗吸后渗透率分别增大至渗吸前的9.7倍和5.6倍。可见围压条件下的渗吸诱导微裂缝和改善渗透率作用受限，在复兴地区侏罗系陆相页岩闷井期间，须考虑上覆岩层压力对渗吸的影响。

3.4　黏土矿物含量影响

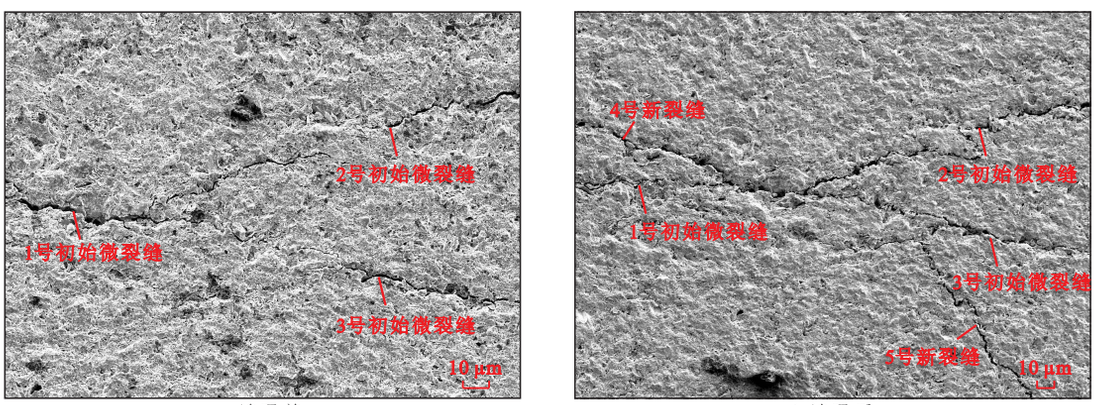
分别取S7、S6和S8页岩岩心进行常压渗吸，黏土矿物含量分别为48%、43%和36%，在质量分数为0.5%的防膨剂氚水溶液中渗吸20 d。由渗吸后的岩心端面照片（图11）可以看出，高黏土矿物含量的S7页岩岩心具有更强的黏土水化作用，渗吸后产生了明显的诱导微裂缝，裂缝密度大于较低黏土矿物含量的S6和S8页岩岩心。

对比分析S6页岩岩心渗吸前后微裂缝扫描电镜图片可知，渗吸前存在3条初始微裂缝（图12a），缝宽约为2 μm；渗吸后1号裂缝部分位置变窄（图12b），但是整体上各初始微裂缝之间的连通性增强，部分缝宽约增至3 μm，并且黏土水化诱导产生2条新裂缝。这是因为黏土水化作用具有正、负两方面的影响：一方面会对微裂缝的部分位置造成堵塞，损害渗透率；另一方面又会诱导产生新裂缝，增大缝宽，改善渗透率；总体来看，黏土水化作用有利于改善陆相页岩基质渗透率。

a.S7页岩岩心　　b.S6页岩岩心　　c.S8页岩岩心

图11　S7、S6和S8页岩岩心常压渗吸后端面

Fig.11　End face of S7, S6, and S8 shale cores after atmospheric imbibition



a.渗吸前　　b.渗吸后

图12　S6页岩岩心渗吸前后微裂缝扫描电镜图片

Fig.12　SEM images of micro-fractures of S6 shale core before and after imbibition

分析S7、S6和S8页岩岩心的归一化渗吸量(图13)可知,高黏土矿物含量的S7页岩岩心与低黏土矿物含量的S6和S8页岩岩心的渗吸量均超过一倍的岩心孔隙体积,渗吸平衡时间分别约为2、2和5 d。由于高黏土矿物含量的S7页岩的水化诱导微裂缝更显著,因此高黏土矿物含量页岩的渗吸量更大。

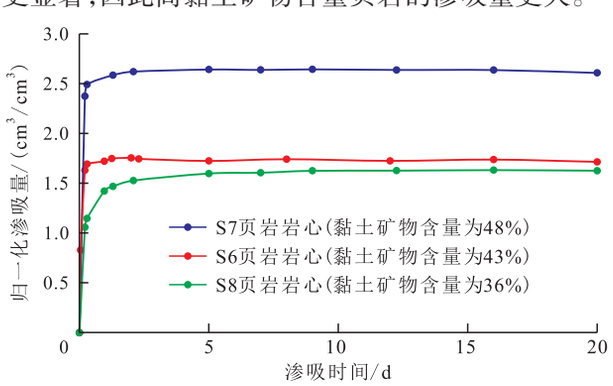


图13　S7、S6和S8页岩岩心的归一化渗吸量曲线

Fig.13　Normalized imbibition amount of S7, S6, and S8 shale cores

分析S7、S6和S8页岩岩心渗吸前后的孔渗变化结果(图4)发现,渗吸后三者的孔隙度变化均较小,渗吸后的渗透率分别增大至渗吸前的21.4倍、7.5倍和6.1倍。可见当黏土矿物含量为36%~48%时,复兴地区侏罗系陆相页岩的黏土矿物含量较高时,水化诱导微裂缝改善基质渗透率的效果更明显。

3.5　润湿性评价

由于页岩的润湿性会影响渗吸速率和渗吸量,通过页岩在水相和油相中交替渗吸的方式,利用水相和油相渗吸速率与渗吸量的差异,可判断页岩的润湿性[29-30]。取S9页岩岩心进行常压渗吸,先在质量分数为0.5%的防膨剂氘水溶液中渗吸20 d,随后在凝析油中渗吸20 d,最后在质量分数为0.5%的防膨剂氘水溶液中渗吸10 d。S9页岩岩心渗吸过程中的质量变化结果(图14)表明,岩心在水相中的渗吸速率和渗吸量均大于油相。从S9页岩岩心在油相渗吸的核磁T_2谱(图15)可知,页岩在油相渗吸时核磁T_2谱增加的信号峰面积小于水相渗吸时核磁T_2谱(图2a)增加的信号峰面积,说明复兴地区侏罗系陆相页岩的亲水孔隙数量多于亲油孔隙数量,润湿性为亲水。

4　结论

(1)复兴地区侏罗系高黏土矿物含量陆相页岩

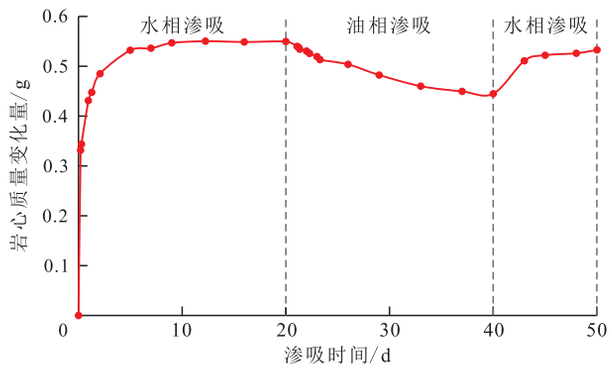


图14　S9页岩岩心渗吸过程中的质量变化曲线
Fig.14　Mass change of S9 shale core in imbibition

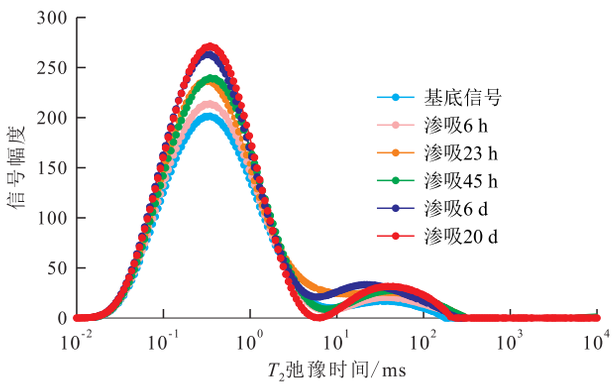


图15　S9页岩岩心渗吸的核磁T_2谱
Fig.15　NMR T_2 spectra of S9 shale core

渗吸能力强，黏土水化诱导产生微裂缝，提供了额外的渗吸通道；灰岩渗吸能力差，渗吸时无微裂缝产生，在储层中可能阻碍页岩渗吸和微裂缝扩展。

（2）复兴地区侏罗系陆相页岩在油相中渗吸速率和渗吸量小于水相，润湿性为亲水。页岩在水相中产生诱导微裂缝后，油相可加剧微裂缝扩展，油水复杂相态渗吸可能对储层渗透率的改善有利。

（3）与复兴地区侏罗系陆相页岩常压渗吸相比，加压渗吸诱导微裂缝和改善渗透率的作用受限，虽然渗吸速率更大，但渗吸平衡时间更早，渗吸量更小，在现场闷井期间须考虑上覆岩层压力对渗吸的影响。

（4）对陆相页岩的复杂相变微观渗吸与诱导微裂缝机理研究仍需加强，建议下一步利用显微CT、低场核磁共振成像等技术手段开展深入研究。

参考文献

[1] 蒋廷学，王海涛.中国石化页岩油水平井分段压裂技术现状与发展建议[J].石油钻探技术，2021，49(4)：14-21.
JIANG Tingxue，WANG Haitao. The current status and development suggestions for Sinopec's staged fracturing technologies of horizontal shale oil wells [J]. Petroleum Drilling Techniques，2021，49(4)：14-21.

[2] 刘合，匡立春，李国欣，等.中国陆相页岩油完井方式优选的思考与建议[J].石油学报，2020，41(4)：489-496.
LIU He，KUANG Lichun，LI Guoxin，et al. Considerations and suggestions on optimizing completion methods of continental shale oil in China [J]. Acta Petrolei Sinica，2020，41(4)：489-496.

[3] 赵文智，朱如凯，张婧雅，等.中国陆相页岩油类型、勘探开发现状与发展趋势[J].中国石油勘探，2023，28(4)：1-13.
ZHAO Wenzhi，ZHU Rukai，ZHANG Jingya，et al. Classification，exploration and development status and development trend of continental shale oil in China [J]. China Petroleum Exploration，2023，28(4)：1-13.

[4] 郭旭升，魏志红，魏祥峰，等.四川盆地侏罗系陆相页岩油气富集条件及勘探方向[J].石油学报，2023，44(1)：14-27.
GUO Xusheng，WEI Zhihong，WEI Xiangfeng，et al. Enrichment conditions and exploration direction of Jurassic continental shale oil and gas in Sichuan Basin [J]. Acta Petrolei Sinica，2023，44(1)：14-27.

[5] 郭旭升，黎茂稳，赵梦云.页岩油开发利用及在能源中的作用[J].中国科学院院刊，2023，38(1)：38-47.
GUO Xusheng，LI Maowen，ZHAO Mengyun. Shale oil development and utilization and its role in energy industry [J]. Bulletin of Chinese Academy of Sciences，2023，38(1)：38-47.

[6] 张方，高阳，李映艳，等.页岩油不同类型甜点对水平井压裂产能影响规律[J].中国海上油气，2022，34(5)：123-131.
ZHANG Fang，GAO Yang，LI Yingyan，et al. Effects of different types of sweet spots on fracturing and productivity of horizontal wells in shale oil reservoirs [J]. China Offshore Oil and Gas，2022，34(5)：123-131.

[7] 荆晓明.苏北盆地溱潼凹陷古近系阜二段页岩油甜点评价[J].非常规油气，2023，10(3)：31-38，45.
JING Xiaoming. Evaluation of shale oil sweet spots in the second member of Paleogene Funing Formation in Qintong Sag，Subei Basin [J]. Unconventional Oil & Gas，2023，10(3)：31-38，45.

[8] 鲜成钢，李国欣，李曹雄，等.陆相页岩油效益开发的若干问题[J].地球科学，2023，48(1)：14-29.
XIAN Chenggang，LI Guoxin，LI Caoxiong，et al. Key evaluation aspects for economic development of continental shale oil [J]. Earth Science，2023，48(1)：14-29.

[9] 李明阳，黎承银，屈大鹏.川东南涪陵地区凉高山组凝析油气藏特征及成因[J].新疆石油地质，2022，43(4)：387-395.
LI Mingyang，LI Chengyin，QU Dapeng. Characteristics and genesis of condensate reservoirs of Lianggaoshan Formation in Fuling area，southeastern Sichuan Basin [J]. Xinjiang Petroleum Geology，2022，43(4)：387-395.

[10] 刘苗苗，付小平，倪楷.岩相组合特征及其对页岩含气性的影响：以涪陵地区凉高山组为例[J].断块油气田，2023，30(1)：1-8.
LIU Miaomiao，FU Xiaoping，NI Kai. Characteristics of lithofacies combinations and its influence on shale gas-bearing property：a case study of the Lianggaoshan Formation in Fuling area [J]. Fault-Block Oil and Gas Field，2023，30(1)：1-8.

[11] HANDY L L. Determination of effective capillary pressures for porous media from imbibition data [J]. Transactions of the AIME, 1960, 219(1): 75-80.

[12] TU J W, SHENG J J. Effect of pressure on imbibition in shale oil reservoirs with wettability considered [J]. Energy Fuels, 2020, 34(4): 4 260-4 272.

[13] 付兰清.致密砂岩动态渗吸排驱核磁共振在线实验:以松辽盆地北部扶余油层为例[J].大庆石油地质与开发,2023,42(3):66-74.
FU Lanqing. NMR online experiment for dynamic imbibition drainage of tight sandstone: A case study of Fuyu reservoir in northern Songliao Basin [J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2023, 42(3): 66-74.

[14] 林魂.页岩气储层压后返排评估研究[D].北京:中国石油大学(北京), 2017.
LIN Hun. Research on post-frac flowback of shale gas reservoirs [D]. Beijing: China University of Petroleum (Beijing), 2017.

[15] MAKHANOV K, DEHGHANPOUR H, KURU E. An experimental study of spontaneous imbibition in Horn River shales [R]. SPE 162650, 2012.

[16] TINNI A, ODUSINA E, SULUCARNAIN I, et al. NMR response of brine, oil, and methane in organic rich shales [R]. SPE 168971, 2014.

[17] ALI M, ALI S, MATHUR A, et al. Organic shale spontaneous imbibition and monitoring with NMR to evaluate in-situ saturations, wettability and molecular sieving [C]// paper URTeC-2020-3096 presented at the Unconventional Resources Technology Conference, 20-22 July 2020, Texas, USA.

[18] TAO L, GUO J C, SHAN J T, et al. A new shut in time optimization method for multi-fractured horizontal wells in shale gas reservoirs [C]// Paper ARMA-20-1736 presented at the 54rd US Rock Mechanics/Geomechanics Symposium, 28 June-1 July 2020, Colorado, USA.

[19] 蒙冕模,葛洪魁,纪文明,等.基于核磁共振技术研究页岩自发渗吸过程[J].特种油气藏, 2015, 22(5):137-140.
MENG Mianmo, GE Hongkui, JI Wenming, et al. NMR study on shale spontaneous imbibition [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2015, 22(5): 137-140.

[20] 张添锦,王延峰,李军,等.注CO_2提高页岩吸附甲烷采收率核磁共振实验[J].特种油气藏,2023,30(5):113-120.
ZHANG Tianjin, WANG Yanfeng, LI Jun, et al. Nuclear magnetic resonance experiment for enhanced recovery of adsorbed methane from shale through carbon dioxide injection [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2023, 30(5): 113-120.

[21] 李颖,李茂茂,李海涛,等.水相渗吸对页岩储层的物化作用机理研究[J].油气藏评价与开发,2023,13(1):64-73.
LI Ying, LI Maomao, LI Haitao, et al. Physicochemical mechanism of water phase imbibition in shale reservoirs [J]. Reservoir Evaluation and Development, 2023, 13(1): 64-73.

[22] 曾星航,祁尚义,许国庆,等.带压渗吸核磁共振实验研究——以江汉盆地潜江凹陷潜江组泥质白云岩为例[J].油气地质与采收率,2023,30(1):122-128.
ZENG Xinghang, QI Shangyi, XU Guoqing, et al. Experimental study on forced imbibition by NMR: A case of argillaceous dolomite of Qianjiang Formation in Jianghan Basin [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2023, 30(1): 122-128.

[23] 王彪,李太伟,虞建业,等.页岩储层表面活性剂渗吸驱油机理及影响因素分析[J].油气地质与采收率, 2023,30(5):1-11.
WANG Biao, LI Taiwei, YU Jianye, et al. Analysis of imbibition mechanism and influencing factors of surfactant displacement in shale oil reservoirs [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2023, 30(5): 1-11.

[24] ODUSINA E, SONDERGELD C, RAI C. An NMR study on shale wettability [R]. SPE 2147371, 2011.

[25] 王为民,叶朝辉,郭和坤.陆相储层岩石核磁共振物理特征的实验研究[J].波谱学杂志,2001, 18(2):113-121.
WANG Weimin, YE Chaohui, GUO Hekun. Experimental studies of NMR properties of continental sedimentary rocks [J]. Chinese Journal of Magnetic Resonance, 2001, 18(2): 113-121.

[26] 孙中良,李志明,申宝剑,等.核磁共振技术在页岩油气储层评价中的应用[J].石油实验地质,2022,44(5):930-940.
SUN Zhongliang, LI Zhiming, SHEN Baojian, et al. NMR technology in reservoir evaluation for shale oil and gas [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2022, 44(5): 930-940.

[27] 卢振东,刘成林,臧起彪,等.高压压汞与核磁共振技术在致密储层孔隙结构分析中的应用:以鄂尔多斯盆地合水地区为例[J].地质科技通报, 2022, 41(3):300-310.
LU Zhendong, LIU Chenglin, ZANG Qibiao, et al. Application of high pressure mercury injection and nuclear magnetic resonance in analysis of the pore structure of dense sandstone: A case study of the Heshui area, Ordos Basin [J]. Bulletin of Geological Science and Technology, 2022, 41(3): 300-310.

[28] 薛华庆,周尚文,蒋雅丽,等.水化作用对页岩微观结构与物性的影响[J].石油勘探与开发,2018, 45(6):1 075-1 081.
XUE Huaqing, ZHOU Shangwen, JIANG Yali. Effects of hydration on the microstructure and physical properties of shale [J]. Petroleum Exploration and Development, 2018, 45(6): 1 075-1 081.

[29] ZHOU Z, HOFFMAN T, BEARINGER D, et al. Experimental and numerical study on spontaneous imbibition of fracturing fluids in the Horn River shale gas formation [J]. SPE Drilling and Completion, 2016, 31(3): 168-177.

[30] 肖文联,杨玉斌,黄矗,等.基于核磁共振技术的页岩油润湿性及其对原油动用特征的影响[J].油气地质与采收率,2023,30(1):112-121.
XIAO Wenlian, YANG Yubin, HUANG Chu, et al. Rock wettability and its influence on crude oil producing characteristics based on NMR technology [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2023, 30(1): 112-121.

编辑　经雅丽