

引用格式:樊云鹏,文志刚,李桢,等.夹层型页岩油储层自吸排油特征及其主控因素研究[J].油气藏评价与开发,2025,15(5):844-857.

FAN Yunpeng, WEN Zhigang, LI Zhen, et al. Spontaneous imbibition and oil displacement characteristics in interlayered shale oil reservoirs and their key controlling factors[J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2025, 15(5): 844-857.

DOI: 10.13809/j.cnki.cn32-1825/te.2025.05.014

# 夹层型页岩油储层自吸排油特征及其主控因素研究

樊云鹏<sup>1,2</sup>, 文志刚<sup>1,2</sup>, 李桢<sup>3</sup>, 何右安<sup>3</sup>, 田伟超<sup>1,2</sup>, 刘雨航<sup>1,2</sup>

(1. 油气地球化学与环境湖北省重点实验室(长江大学资源与环境学院), 湖北 武汉 430100; 2. 油气资源与勘探技术教育部重点实验室(长江大学), 湖北 武汉 430100; 3. 中国石油长庆油田分公司勘探开发研究院, 陕西 西安 710018)

**摘要:**鄂尔多斯盆地延长组7段(长7段)页岩油是中国典型的夹层型页岩油,现已建成陇东国家级页岩油开发示范基地。自发渗吸排驱油(简称自吸排油)现象贯穿于页岩油储层压裂到原油采出的全过程,对页岩油的产量具有显著影响。明确不同尺寸孔隙中的压裂液自吸排油特征及其控制因素,对于提升长7段页岩油的采收率至关重要。以鄂尔多斯盆地长7段夹层型页岩油储层为研究对象,通过开展孔渗实验、X射线衍射分析、润湿角测定和核磁共振压裂液自吸排油等实验,明确不同类型储层在各尺寸孔隙中的压裂液自吸排油特征,并从物性、矿物组成、润湿性等角度揭示不同类型孔隙自吸排油主控因素。结果表明:①根据核磁共振分形得到的不同类型孔隙占比,可将样品分为I类、II类储层,I类储层大孔占比平均为85.1%,II类储层中孔平均占比为79.0%。②I类储层的储层品质因子、石英含量高于II类储层,黏土矿物含量低于II类储层,润湿角范围为77.3°~103.7°,亲水-亲油储层均有发育,II类储层样品的润湿角为53.2°~63.1°,均为亲水储层。③I类储层平均自吸排油比为17.27%,主要是大孔的贡献,平均为74.1%,中孔贡献的比例为25.5%,II类储层平均自吸排油比为40.74%,主要是中孔的贡献,平均为85.2%。综合分析各影响因素,最终认为矿物组成是自吸排油比最根本的影响因素,其次是孔隙类型、润湿性及岩石物性等参数。

**关键词:**鄂尔多斯盆地;夹层型页岩油;核磁共振;压裂液自吸排油;主控因素

中图分类号:TE122.2

文献标识码:A

## Spontaneous imbibition and oil displacement characteristics in interlayered shale oil reservoirs and their key controlling factors

FAN Yunpeng<sup>1,2</sup>, WEN Zhigang<sup>1,2</sup>, LI Zhen<sup>3</sup>, HE You'an<sup>3</sup>, TIAN Weichao<sup>1,2</sup>, LIU Yuhang<sup>1,2</sup>

(1. Hubei Key Laboratory of Petroleum Geochemistry and Environment, College of Resources and Environment, Yangtze University, Wuhan, Hubei 430100, China; 2. Key Laboratory of Exploration Technologies for Oil and Gas Resources, Ministry of Education, Yangtze University, Wuhan, Hubei 430100, China; 3. Exploration and Development Research Institute, PetroChina Changqing Oilfield Company, Xi'an, Shaanxi 710018, China)

**Abstract:** The seventh member of the Yanchang Formation (Chang 7 member) in the Ordos Basin is a typical interlayered shale oil reservoir in China. A national shale oil development demonstration base has been established in the Longdong area. Spontaneous imbibition and oil displacement are observed throughout the entire process from hydraulic fracturing to crude oil production, exerting a significant impact on shale oil output. Therefore, clarifying the characteristics of spontaneous imbibition and oil displacement of fracturing fluid in pores of different sizes and their controlling factors is crucial for enhancing shale oil recovery in Chang 7. This study took the interlayered shale oil reservoirs of Chang 7 in the Ordos Basin as a case study. A series of experiments was conducted, including porosity-permeability measurements, X-ray diffraction (XRD) analysis, contact angle determination, and nuclear magnetic resonance (NMR)-based spontaneous imbibition and oil displacement experiments with fracturing fluid. These analyses characterized the spontaneous imbibition and oil displacement behavior of fracturing fluid in pores of different sizes across different reservoir types and revealed their key controlling factors from the perspectives of reservoir physical properties, mineral composition, and wettability. The results showed that: (1) based on pore-type proportions obtained from NMR fractal analysis, the samples were classified into Type I and Type II reservoirs. In Type I reservoirs, macropores made up an average of 85.1%, and in Type II reservoirs, mesopores made up an average of 79.0%. (2) Type I reservoirs exhibited higher reservoir quality factors and quartz content than Type II reservoirs, while containing less clay minerals. Their contact angles ranged

收稿日期:2025-02-08。

第一作者简介:樊云鹏(1995—),男,在读博士研究生,主要从事非常规油气地质方向的研究。地址:湖北省武汉市蔡甸区大学路111号,邮政编码:430100。E-mail:201404152@yangtzeu.edu.cn

通信作者简介:田伟超(1990—),男,博士,副教授,主要从事油气地球化学与石油地质学方向的研究。地址:湖北省武汉市蔡甸区大学路111号,邮政编码:430100。E-mail:648493030@qq.com

基金项目:国家自然科学基金“注水吞吐条件下致密油的微观可动机理研究”(42202187)。

from  $77.3^{\circ}$  to  $103.7^{\circ}$ , indicating the development of both hydrophilic and lipophilic reservoirs. In contrast, Type II reservoir samples had contact angles between  $53.2^{\circ}$  and  $63.1^{\circ}$ , showing strong hydrophilicity. (3) The average spontaneous imbibition and oil displacement ratio in Type I reservoirs was 17.27%, primarily contributed by macropores (74.1% on average), with mesopores accounting for 25.5%. In Type II reservoirs, the average ratio was 40.74%, primarily attributed to mesopores (85.2% on average). A comprehensive analysis of all influencing factors indicated that mineral composition was the fundamental factor influencing the ratio of spontaneous imbibition and oil displacement, followed by pore type, wettability, and petrophysical properties.

**Keywords:** Ordos Basin; interlayered shale oil; nuclear magnetic resonance; fracturing fluid spontaneous imbibition and oil displacement; key controlling factors

页岩油是指泥页岩层系内的石油资源,既包括泥页岩中的石油,也包括泥岩层系内致密夹层(薄层砂岩或碳酸盐岩)中的石油<sup>[1-2]</sup>。近年来,中国页岩油的勘探开发在准噶尔盆地、渤海湾盆地、松辽盆地及鄂尔多斯盆等区域取得重大进展<sup>[3-7]</sup>,2023年中国页岩油产量已突破 $400 \times 10^4$  t<sup>[8]</sup>,其中鄂尔多斯盆地延长组7段(长7段)页岩油产量达 $267 \times 10^4$  t,占中国页岩油总产量50%以上,具有极好的开发势头<sup>[8-9]</sup>。根据岩性组合特征,通常将长7段页岩油划分为3种类型:夹层型、纹层型和页理型<sup>[10]</sup>。其中,夹层型页岩油是指发育在富有机质页岩层系内致密砂岩等夹层致密储层的页岩油资源,这类页岩油致密储层物性和含油性都相对较好,且存在油气资源从烃源岩到夹层致密储层的微运移。目前长庆油田页岩油开采的主要目标是长 $7_{1-2}$ 亚段的夹层型页岩油<sup>[11]</sup>。由于长7段夹层型页岩油储层致密、地层压力系数低、天然能量不足,开发方式主要采用长水平井体积压裂后进行“体积开发”<sup>[12-13]</sup>。水力压裂改造后形成的复杂缝网裂缝增加油水置换面积,且为压裂液渗吸置换的原油提供更便捷的通道,促进原油采出<sup>[14-15]</sup>。因此,开展对鄂尔多斯盆地不同尺寸孔隙中压裂液自吸排油特征及其影响控制因素的研究,对夹层型页岩油的高效开发具有重要意义。

核磁共振实验具有快速、无损和高准确度的优点,在采用较低的回波时间时,几乎可以检测到所有连通的孔隙,可用来表征非常规储层的全尺度孔喉尺寸分布,并且与自吸、离心、驱替等方法联用时可以进行流体类型识别,并评价不同流体类型的分布特征<sup>[16-18]</sup>。关于核磁共振实验在自吸排油方面的应用,前人已开展了诸多研究<sup>[19]</sup>。王鑫等<sup>[20]</sup>利用自发渗吸和核磁联用的方法对海相和陆相页岩的渗吸进行研究发现,在自发渗吸的过程中,水优先从小孔道进入,将原油从大孔道驱出。毛管力的大小差异导致不同孔隙中渗吸液填充程度不同,不同孔隙对渗吸采收率的贡献程度也不同。不同学者对渗吸过程中各孔隙贡献认识尚不统一。YANG等<sup>[21]</sup>认为亲水致密样品自吸过程中的可动油主要来自直径大于 $10 \mu\text{m}$ 的孔隙;谷潇雨等<sup>[22]</sup>认为自吸过程中,长8段致密砂岩可动油饱和度的增加主要是由于大于 $1 \mu\text{m}$ 孔隙的贡献;YANG等<sup>[23]</sup>研究表明自吸过程中可动油主要由致密砂岩

的大孔(直径大于 $50 \text{ nm}$ )贡献;也有学者认为渗吸过程中微孔、亚微孔、中孔是渗吸采油的主要贡献者<sup>[24-25]</sup>;还有学者认为不同的孔隙划分方法会导致可动性精细定量表征存在差异性<sup>[26]</sup>。不同大小孔隙的自吸排油特征尚未有定论,有待进一步研究。

渗吸作用提高油气采收率已成国内外的研究热点之一,前期开发实践研究也表明润湿性、孔隙结构、渗透率、矿物含量等因素对自发渗吸采收率均有影响<sup>[13, 23, 27-29]</sup>,其中润湿性作为渗吸发生的前提条件,与孔隙结构、渗透率、矿物含量等因素决定了渗吸作用的程度。各学者对于不同润湿性特征对自吸排油开发效果的影响也有不同认识。王鑫等<sup>[20]</sup>对页岩储层的研究结果表明亲水孔隙能提供渗吸通道,有利于自发渗吸进行,而亲油孔隙中的自发渗吸作用较弱;李倩文<sup>[30]</sup>对渤海湾盆地济阳拗陷东营凹陷古近系沙河街组页岩的研究结果表明弱水湿条件更有利于开采;TIAN等<sup>[31]</sup>认为强亲水性有利于自吸条件下的较高渗吸速率和采收率。也有学者认为润湿性对应不同的界面张力,界面张力保持在合适范围才可获得有利的渗吸采收率,及润湿性转变的影响等<sup>[32-33]</sup>。因此,长7段页岩油储层中润湿性对自吸排油的影响还亟待进一步研究。采用接触角法可快速简便测定样品润湿性。通过测量岩石不同位置润湿性,能有效降低其非均质性的影响。采用4次测试取均值来确定润湿角。

渗透率是影响多孔介质流体渗流的关键参数。有学者指出渗透率越高,自发渗吸采收率就越高<sup>[34]</sup>;但也有学者认为不同润湿性的界面张力条件下,渗透率对渗吸的影响可能并不明显<sup>[13, 35]</sup>。矿物组成方面,有学者认为黏土矿物分布及其遇水变化会影响孔隙结构和储层连通性,从而影响渗吸效果<sup>[23]</sup>;也有学者认为硅质矿物和黏土矿物的增加均能导致储层更加亲水,而钙质矿物则导致储层更加亲油,从而影响采收率<sup>[30]</sup>。由于目前学者们的认识尚未统一,因此,矿物组成对压裂液自吸排油作用的影响也需要进一步探讨。

联合多项实验检测手段,结合压裂液自吸排油的核磁共振实验对长7段夹层型页岩油储层压裂液自吸排油特征进行研究。在区分不同类型储层的基础上,明确不同大小孔隙的排油贡献,并结合储层物性、孔隙类型、

矿物组成、润湿性等参数,讨论压裂液自吸排油比的主控因素,以期对长7段夹层型页岩油的开发提供参考。

### 1 样品及实验方法

#### 1.1 样品基本信息

样品来自鄂尔多斯盆地延长组长7<sub>1</sub>段、长7<sub>2</sub>段夹层型页岩油储层,深度介于1 526.9~2 030.6 m。鄂尔多斯盆地作为中国重要含油气盆地,位于华北克拉通西侧,涵盖晋西挠褶带、西缘逆冲断带、渭北隆起、伊盟隆起、天环坳陷及伊陕斜坡6个构造单元(图1a),研究区主要位于伊陕斜坡。三叠系延长组由下至上依序划分为长10段至长1段,共10个油层组。其中,长7段油层组是页岩油的主要发育层位,可进一步细分为3个亚段:长7<sub>1</sub>段、长7<sub>2</sub>段和长7<sub>3</sub>段(图1b)。长7段湖盆发展到全盛期,主要为深湖一半深湖沉积,整体发育一套泥页岩夹薄层粉细砂岩。其中,粉细砂岩多为重力流沉积,在长7<sub>1</sub>段、长7<sub>2</sub>段较为发育<sup>[36-37]</sup>,是目前夹层型页岩油勘探开发的核心。

采用气测法测定孔隙度与渗透率,X射线衍射(X-Ray Diffraction, XRD)全岩分析法分析矿物成分,运用接触角法测量润湿角,并开展核磁共振与压裂液自吸排油联合实验,详细样品信息见表1。

研究区长7段夹层型页岩油储层样品孔隙度介于6.41%~10.82%,平均为8.55%,渗透率介于(0.047~0.445)×10<sup>-3</sup> μm<sup>2</sup>,平均值为0.170×10<sup>-3</sup> μm<sup>2</sup>。AMAEFULE等<sup>[39]</sup>提出储层品质因子(I<sub>RQ</sub>)并将其作为评价岩心孔隙品质的指标,能够反映样品单位孔隙度的渗透率,同时综合反映储层的孔隙结构品质。指数较高时,一般表示样品的渗透率、孔隙半径和连通性等方面综合特性较好。储层品质因子可通过孔隙度和渗透率计算公式(1)得到。

$$I_{RQ} = 0.0314 \sqrt{\frac{K}{\varphi}} \quad (1)$$

式中:I<sub>RQ</sub>为储层品质因子,单位10<sup>-3</sup> μm;K为渗透率,单位10<sup>-3</sup> μm<sup>2</sup>;φ为孔隙度。

储层品质因子介于(0.74~2.14)×10<sup>-3</sup> μm,平均值为1.32×10<sup>-3</sup> μm。

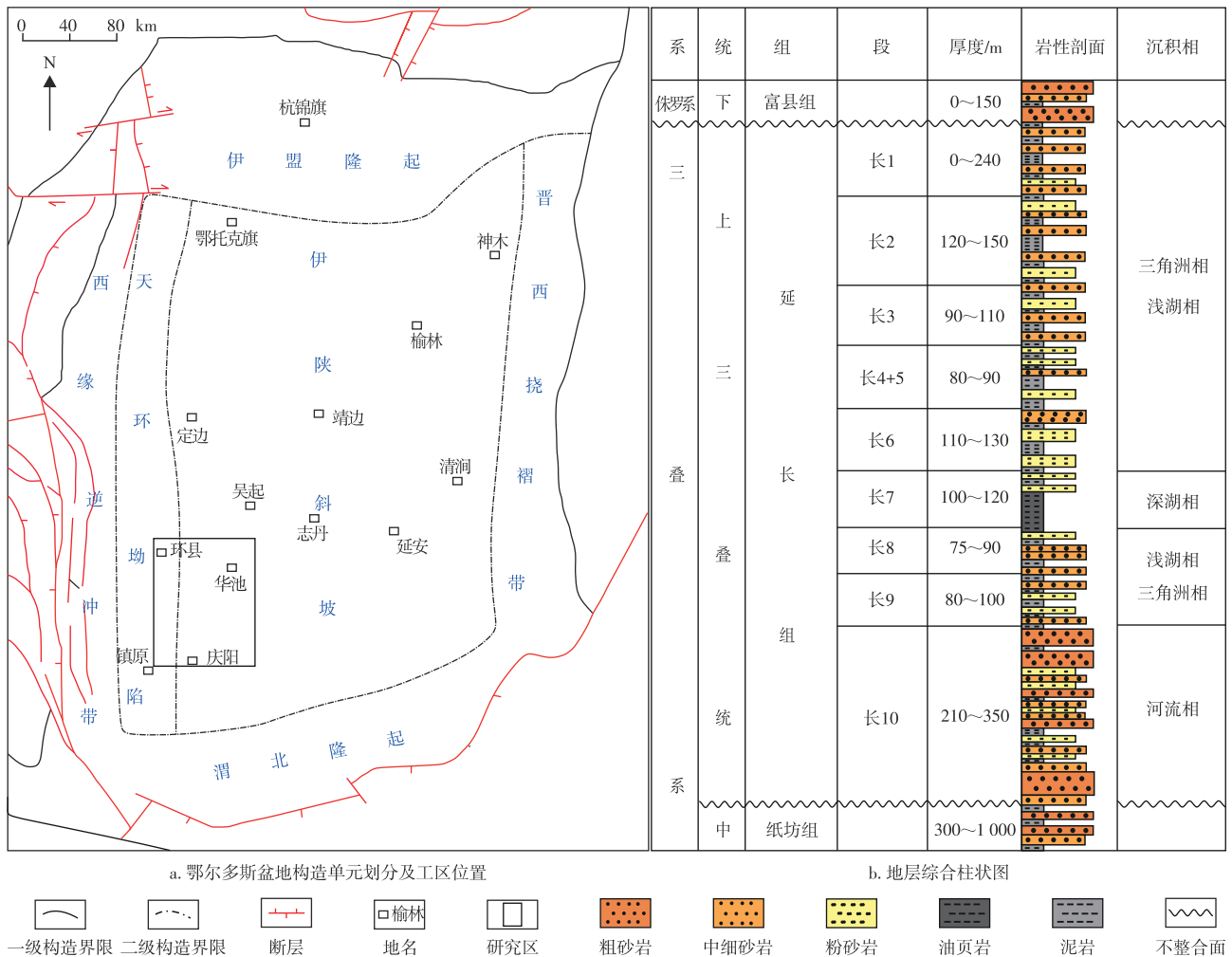


图1 鄂尔多斯盆地构造单元划分及三叠系延长组岩性地层综合柱状图(据文献[38]修改)

Fig. 1 Structural unit division and comprehensive stratigraphic column for lithology in Triassic Yanchang Formation, Ordos Basin (modified from reference [38])

表1 鄂尔多斯盆地长7段页岩油储层基本信息  
Table 1 Basic information of Chang 7 shale oil reservoir, Ordos Basin

样品编号	深度/m	长度/cm	直径/m	孔隙度/%	渗透率/ $10^{-3} \mu\text{m}^2$	储层品质因子/ $10^{-3} \mu\text{m}$	润湿角/(°)	排油比/%
W1	1 998.15	2.49	2.544	8.71	0.062	0.84	99.0	12.16
W2	2 009.18	2.80	2.546	6.41	0.099	1.23	103.7	22.82
W3	2 030.63	3.61	2.488	10.82	0.097	0.95	82.8	11.12
W4	1 727.60	2.92	2.544	8.59	0.047	0.74	73.3	22.96
W5	1 526.92	5.68	2.518	7.02	0.269	1.96	62.1	50.72
W6	2 031.76	5.21	2.518	9.73	0.445	2.14	53.4	30.75

### 1.2 接触角检测法

研究区储层样品的润湿性特征主要采用润湿角检测法来表征。接触角大小与油水和岩石的相对润湿程度有关。根据中华人民共和国石油天然气行业标准《油藏岩石润湿性测定方法》(SY/T 5153—2017),采用DSA25S型润湿角测量仪检测油水岩三相体系中,水在未洗油岩片上的润湿角。为减少非均质性的影响,在岩片不同位置重复测试4次,最终取其平均值作为该样品的润湿角。依据润湿角的大小判断润湿性:当 $\theta < 90^\circ$ 时为亲水, $\theta = 90^\circ$ 时为中性, $90^\circ < \theta < 180^\circ$ 时为亲油。

### 1.3 压裂液自吸排油实验

1) 实验设备: MesoMR23-060H-I核磁共振仪;实验参数:等待时间( $T_w$ )4 000 ms;回波时间( $T_E$ ):0.08 ms;回波数( $N_{ECH}$ ):10 000;扫描次数( $N_s$ ):32;检测标准:中华人民共和国石油天然气行业标准《岩样核磁共振参数实验室测量规范》(SY/T 6490—2023)。

2) 实验材料:未洗油岩心(表1),模拟油(正十二烷)、锰离子溶液(用于屏蔽流体中的氢信号)、压裂液(A液盐酸和B液碳酸钠以0.08%的浓度与自来水配置)。

3) 实验流程:①在低温50 °C下烘干未洗油样品6 h,然后用干燥器冷却至室温,称重后测试原岩 $T_2$ (横向弛豫时间)谱(为保持样品的原始润湿性,故未进行洗油处理);②将岩心饱和模拟油,先抽真空12 h,然后在15 MPa下饱和72 h以上,测量质量和 $T_2$ 谱;③将样品放入加入锰离子的压裂液中开始压裂液自吸,分别在自吸2、24、72、140 h时取出岩样,并测量质量及 $T_2$ 谱。

### 1.4 分形理论

分形理论作为研究不规则形体的自相似性及复杂程度的方法,已被普遍引入油气行业中。也有学者将分形理论用于对储层的裂缝预测、孔隙结构分析和储层非均质性评价方面的研究,认为孔隙结构在一定的孔径范围内具有良好的分形特征<sup>[40-42]</sup>。分形维数可以定量描述孔隙结构的复杂程度和非均质性, $D$ 越接近2,储层均质性

越强; $D$ 越接近3,储层孔隙结构的复杂性越高。

SHAO等<sup>[40]</sup>利用核磁共振(Nuclear Magnetic Resonance, NMR)数据开发了分形维数,相应表达式为:

$$\log_{10}(S_{T_2}) = (3 - D)\log_{10}(T_2) + (D - 3)\log_{10}(T_{2\max}) \quad (2)$$

式中: $S_{T_2}$ 为孔径小于 $T_2$ 的累积孔体积比例,%; $D$ 为分形维数; $T_2$ 为横向弛豫时间,单位ms; $T_{2\max}$ 为 $T_2$ 的最大值,单位ms。

选取饱和状态下核磁 $T_2$ 谱数据,可以利用 $D=3-k$ 进行 $D$ 的计算,其中, $k$ 为斜率。

## 2 样品特征及自吸排油结果

### 2.1 长7段页岩油储层矿物组成及润湿性特征

XRD结果显示,研究区长7段致密砂岩矿物组成以石英和长石(主要是斜长石)为主,质量分数分别介于29.6%~58.1%(平均值为46.7%)和25.4%~57.6%(平均值为32.8%),碳酸盐矿物质量分数介于0.9%~11.8%,平均值为6.4%,黏土矿物质量分数介于7.6%~18.6%,平均值为11.9%;黏土矿物整体上以伊利石、绿泥石和伊/蒙混层为主,质量分数平均值分别为37.0%、30.5%和23.7%,高岭石含量较少(质量分数平均值为8.87%)(图2a、图2b)。研究区油水岩水相润湿角介于53.4°~103.7°,储层表现出亲水—亲油的特征(表1),润湿角与石英呈明显的正相关性( $R^2=0.8787$ ),与长石、黏土矿物呈负相关性( $R^2$ 分别为0.5385和0.1938)(图2c、图2d)。

### 2.2 长7段页岩油储层孔隙结构

从样品的铸体薄片和扫描电镜可观察到4种类型的储集空间:残余粒间孔、溶蚀孔、黏土晶间孔和微裂缝(图3)。残余粒间孔在颗粒分选较好且富含刚性颗粒的致密砂岩中发育。由于储层压实和胶结作用,残余粒间孔的形状极不规则,多呈三角形等其他形状,孔径主要介于1~50  $\mu\text{m}$ (图3a、图3b)。溶蚀孔又分为粒内溶孔和粒间溶孔,是由长石、岩屑或碳酸盐等胶结物溶蚀形成的。其中,长石溶蚀孔在研究区最为发育,溶蚀孔的孔径从纳米级到数十微米(图3a—图3d、图3f)。研究区黏土晶间孔

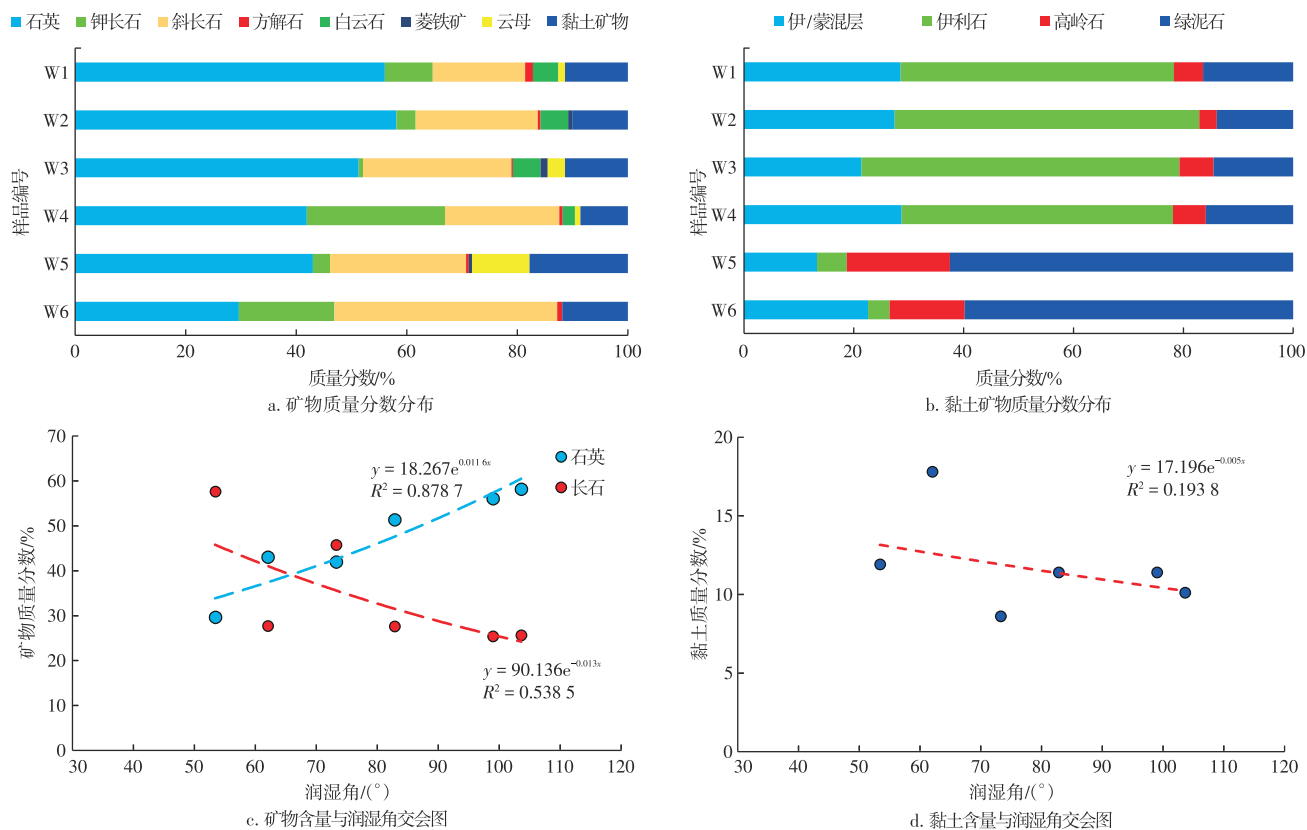
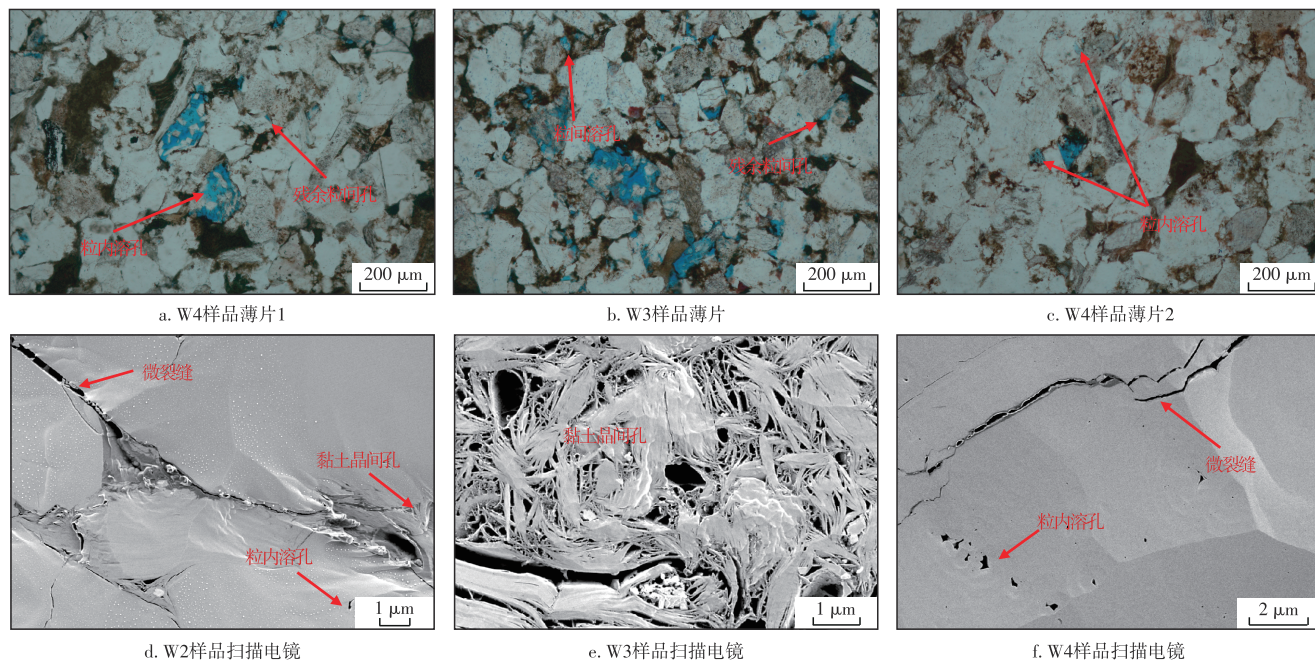


图2 鄂尔多斯盆地长7段页岩油储层矿物组成及矿物与润湿角关系

Fig. 2 Mineral composition and relationship between minerals and contact angle in Chang 7 shale oil reservoir, Ordos Basin



注:a和c是相同条件下,W4样品不同视域下的薄片。

图3 鄂尔多斯盆地长7段页岩油储层典型孔隙类型

Fig. 3 Typical pore types in Chang 7 shale oil reservoir, Ordos Basin

最为发育,直径一般为几十纳米至1微米(图3e)。并且可以观察到微裂缝,构造裂缝宽度在纳米范围内,延伸距离到数十微米甚至更长(图3f)。

### 2.3 基于分形特征的孔隙分类

依据饱和油样品的核磁共振  $T_2$  谱及式(2),得到

$\log_{10}(S_{T_2})$ 与 $\log_{10}(T_2)$ 分布散点图(图4)。长7致密砂岩表现出3级分形特征,2个分界点从左到右分别命名为 $d_1$ 和 $d_2$ ,范围为0.058~0.089 ms(平均值为0.079 ms)和0.334~3.728 ms(平均值为1.935 ms),且各段的相关性系数绝大部分超过0.8,表明分形结果可靠,与LI等<sup>[42]</sup>研究结果相近。在此基础上,参照其分类方法,以 $d_1$ 和 $d_2$ 为分界点,将孔隙划分为小孔、中孔和大孔,对应的分形维数分别命名为 $D1$ 、 $D2$ 和 $D3$ 。

$D1$ 分布范围为-2.97~-2.09,平均值为-2.42,小于三维孔隙结构分形维数的下限,说明小孔不具有分形特征; $D2$ 分布范围为2.02~2.64,平均值为2.35; $D3$ 分布范围为2.83~2.99,平均值为2.91。 $D3$ 值明显大于 $D2$ 值,表明大孔比中孔的非均质性更强。

依据划分的大、中、小孔隙的占比,将研究区6块样品(W1~W6)分为6类。I类储层样品(W1~W4)具有

最高的大孔比例,大孔占比超过80%,平均值为85.1%,中孔平均占比为12.9%;II类储层样品(W5、W6)的大孔占比比较低,平均仅为18.9%,中孔占比最高,平均值为79.0%。采用OriginPro 2024的Correlation Plot插件,Pearson相关性算法,进行渗透率、孔隙度、孔隙类型、分形维数和储层品质因子之间的相关性计算(图5)。圆形大小显示相关性(大小表示相关性强弱,颜色表示正负),用于标记显著性;色阶使用蓝-红渐变,用于映射相关系数,蓝色表示负相关( $-1 < \rho < 0$ ),红色表示正相关( $0 < \rho < 1$ )。

将孔隙度、渗透率、储层品质因子与分形维数进行相关性分析,结果表明: $D3$ 与孔隙度成弱负相关性,相关系数为-0.30;与渗透率呈现出明显的正相关性,相关系数为0.73;与储层品质因子正相关性更高,相关系数为0.77; $D2$ 与孔隙度和渗透率相关性整体更弱,与孔隙度呈弱相关性,相关系数为0.55;与渗透率、储层品质因子

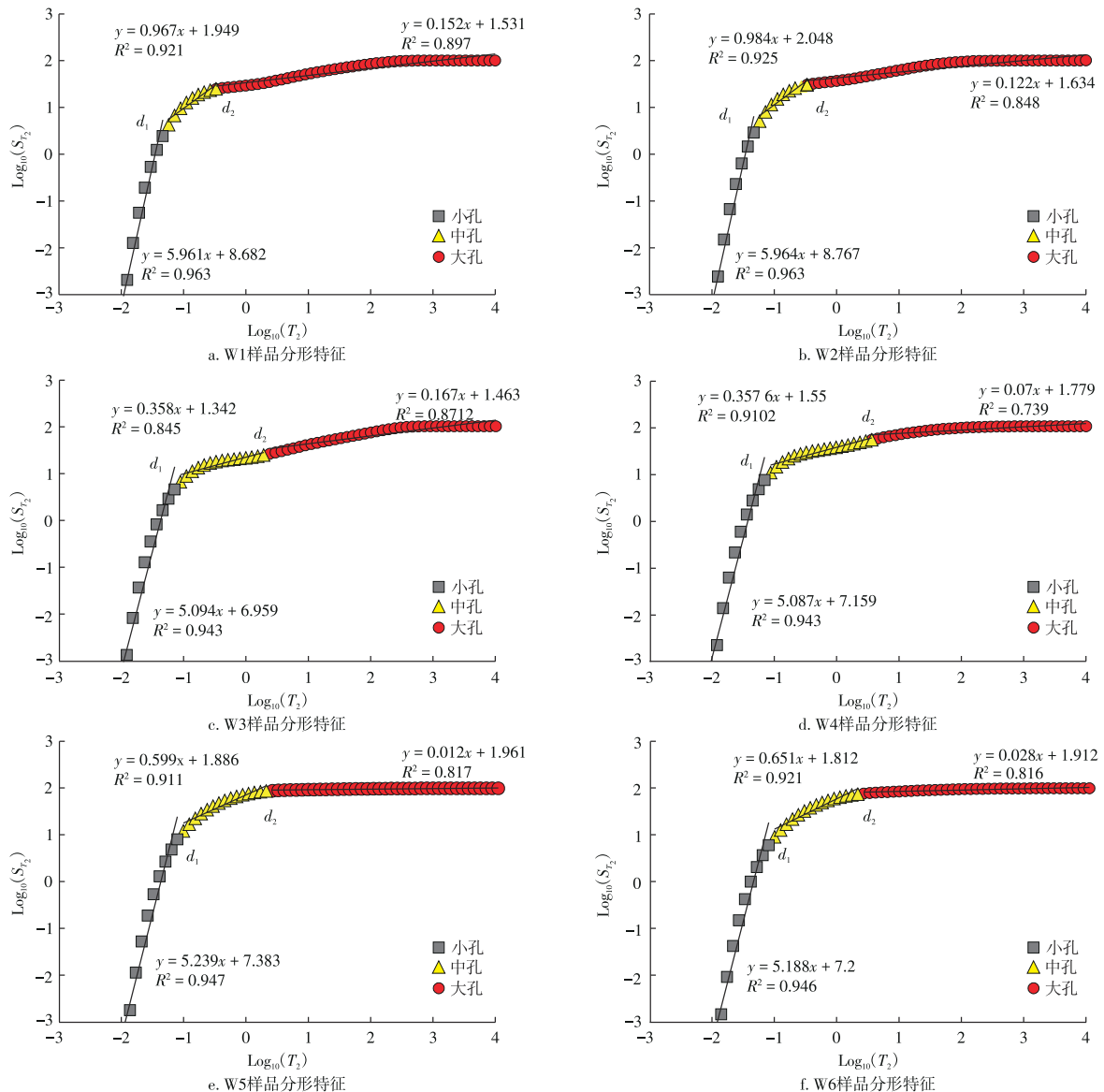


图4 鄂尔多斯盆地长7段页岩油储层核磁共振数据分形特征

Fig. 4 Fractal characteristics of NMR data of Chang 7 shale oil reservoir, Ordos Basin

几乎无相关性,相关系数分别为0.031和-0.076。说明大孔非均质性对储层的品质的影响程度高于小孔。

同时将分形得到的大、中、小孔比例和孔隙度、渗透率、储层品质因子进行分析。孔隙度与大孔相关性最高,相关系数为0.68,与中孔和小孔为负相关,相关系数分别为-0.60和-0.88;渗透率则是与中孔呈正相关,相关系数为0.55,与大孔、小孔呈负相关,相关系数分别为-0.46和-0.16;储层品质因子与大、中、小孔的相关性和渗透率的相关性一致,且相关系数更高(图5)。分析可知:孔隙度主要受大孔影响,渗透率主要受中孔影响。

### 2.4 长7页岩油储层自吸排油结果

压裂液自吸排油实验后,整体上来说样品核磁信号强度均有所下降(图6)。对比饱和油与自吸 $T_2$ 谱可知:

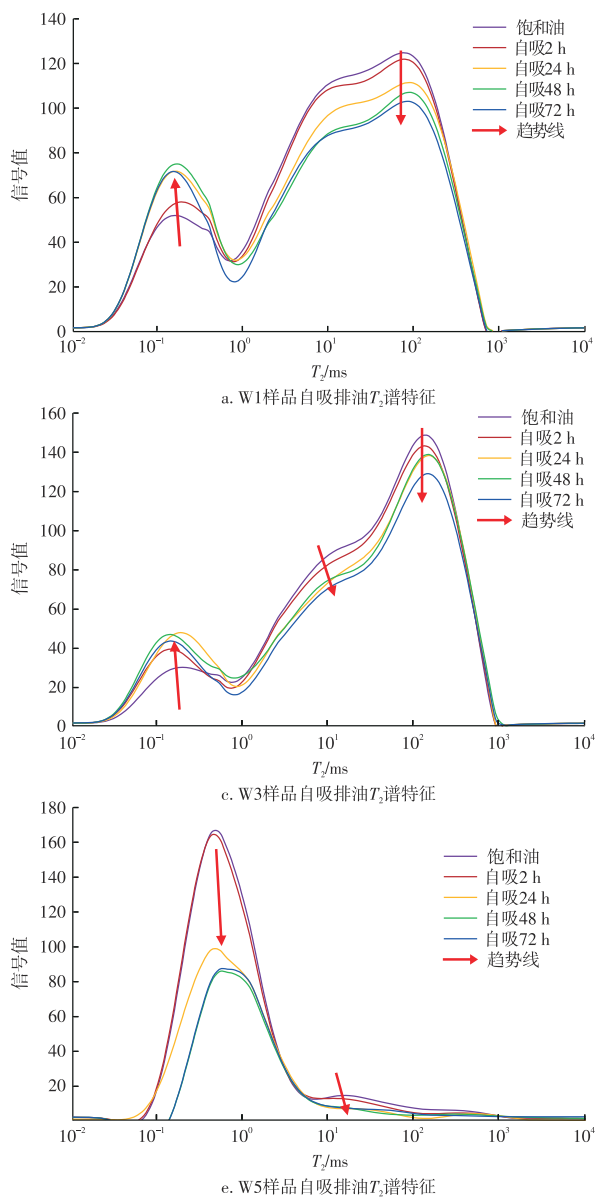


图6 鄂尔多斯盆地长7段页岩油储层压裂液自吸排油核磁共振 $T_2$ 谱变化特征

Fig. 6 NMR  $T_2$  spectrum variation characteristics of fracturing fluid spontaneous imbibition and oil displacement in Chang 7 shale oil reservoir, Ordos Basin

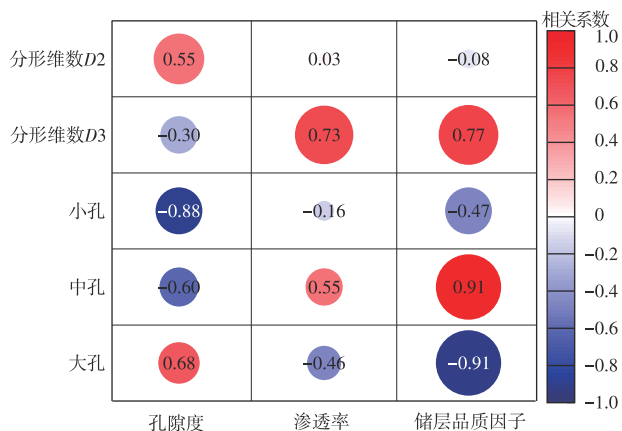
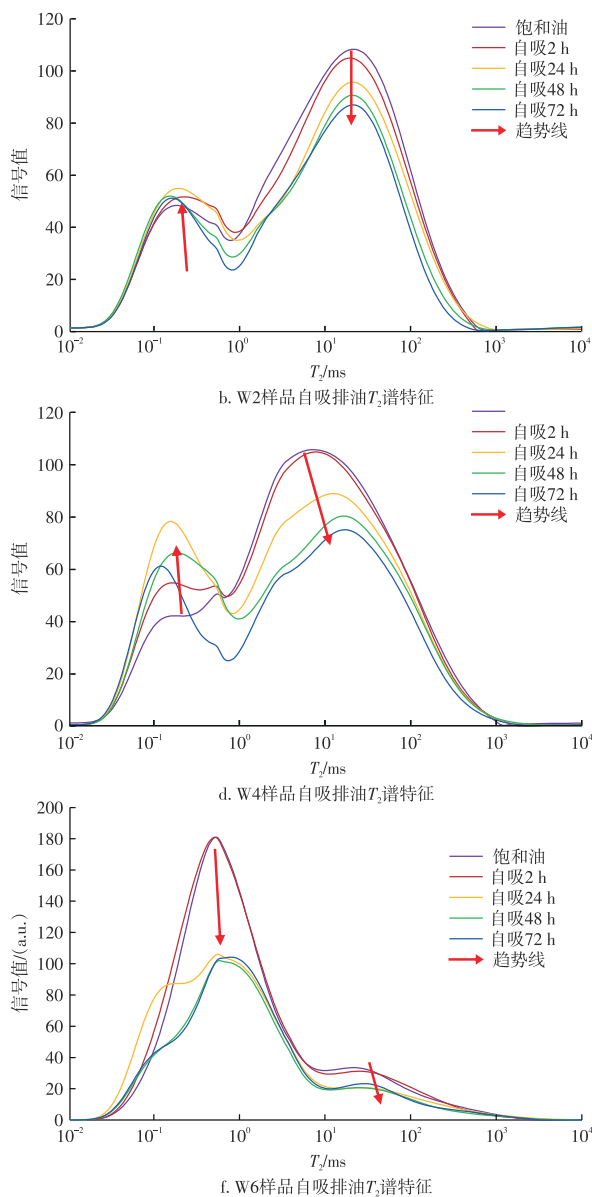


图5 物性参数、分形维数和大、中、小孔关系热图

Fig. 5 Heat map of relationships among physical property parameters, fractal dimension, and proportions of macro-, meso-, and micropores



随着自吸时间增加,各样品核磁信号均呈下降趋势。自吸介于2~24 h的信号差值最大,表明此阶段的自吸比例高;自吸介于24~72 h的信号差值较小,表明此时自吸作用较缓慢;自吸72 h后渐趋稳定(图7)。I类储层样品核磁共振谱图显示中孔、大孔内的油信号有一定幅度降低,小孔内的油信号反而上升(图6a—图6d)。原因可能在于锰离子虽加速水弛豫,但未完全屏蔽水信号,致使部分高 $T_2$ 值范围内的油信号转化到低 $T_2$ 范围中,与原属于此范围内的信号叠加,导致该部分信号的检测结果异常。因此,在对I类储层的样品总排油比计算时,仅考虑较大孔隙中的油信号。II类样品谱图结果显示:小孔、中孔内油信号显著降低,大孔内的油信

号也有所衰减,但幅度较小(见图6e、图6f)。

最终根据上述系列自吸排油实验的核磁共振检测结果,得到各样品不同状态下的信号值(图7),计算得出研究区长7段页岩油储层自吸排油比例介于11.12%~50.72%(表1)。I类样品的自吸排油比相对较低,自吸速率也相对较慢,在自吸72~140 h时仍有小幅度降低,整体自吸排油比介于11.12~31.34%,平均值为17.27%;II类样品自吸排油比较高,且自吸速率相对较快,在72 h之前基本自吸完成,自吸72 h与140 h的信号值变化不大,总自吸排油比分别为30.75%和50.72%,平均值为40.74%。不同大小孔隙的排油特征也有明显不同。I类储层样品主要是大孔的贡献,比例平均为74.1%,中孔贡献

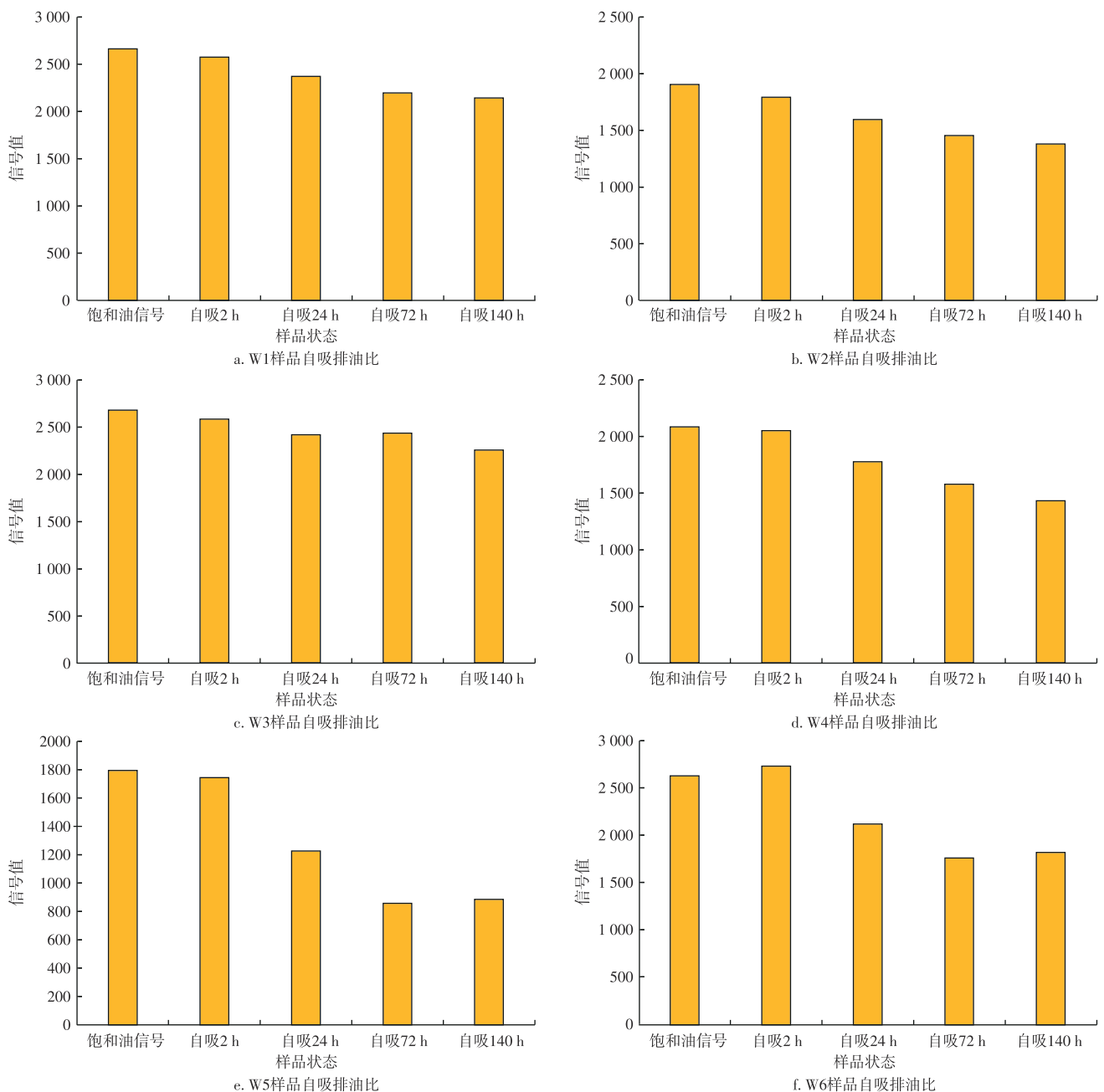


图7 不同样品自吸排油比

Fig. 7 Spontaneous imbibition and oil displacement ratios of different samples

的比例为25.5%,小孔所占比例均值小于1%;Ⅱ类储层样品自吸排油主要是中孔的贡献,平均值为85.2%,且在72 h前基本已经自吸完成,72~140 h中孔自吸基本稳定,大孔贡献排油比为14.70%,小孔贡献比例小于1%(图8)。

### 3 自吸排油影响因素分析

#### 3.1 物性特征

孔隙度表征储层储集的空间,渗透率代表了样品孔隙的连通性,并综合拓展出了储层品质因子参数来表示物性特征,其与自吸排油比均有明显相关性。Ⅰ类储层样品孔隙度与Ⅱ类储层相差不大,渗透率明显低于Ⅱ类

储层,Ⅰ类储层的储层品质因子平均值 $0.94 \times 10^{-3} \mu\text{m}$ ,平均自吸排油比为17.27%;Ⅱ类样品储层品质因子平均值 $2.05 \times 10^{-3} \mu\text{m}$ ,平均自吸排油比为40.74%。孔隙度与自吸排油比呈负相关,相关系数为-0.51;渗透率与自吸排油比呈正相关,相关系数为0.61;储层品质因子与自吸排油比呈正相关,相关系数为0.78。物性参数与自吸排油比均有较好的相关性(图9a,图10),表明物性特征是自吸排油比的影响因素之一。

将孔隙度、渗透率、储层品质因子与分形维数、孔隙类型等其他影响因素进行相关性分析。结果表明,D3与孔隙度呈负相关性,相关系数为-0.30,与渗透率和储层品质因子呈现出明显的正相关性(相关系数分别为0.73和0.77),D2与孔隙度和渗透率相关性整体更弱,仅与孔隙度呈

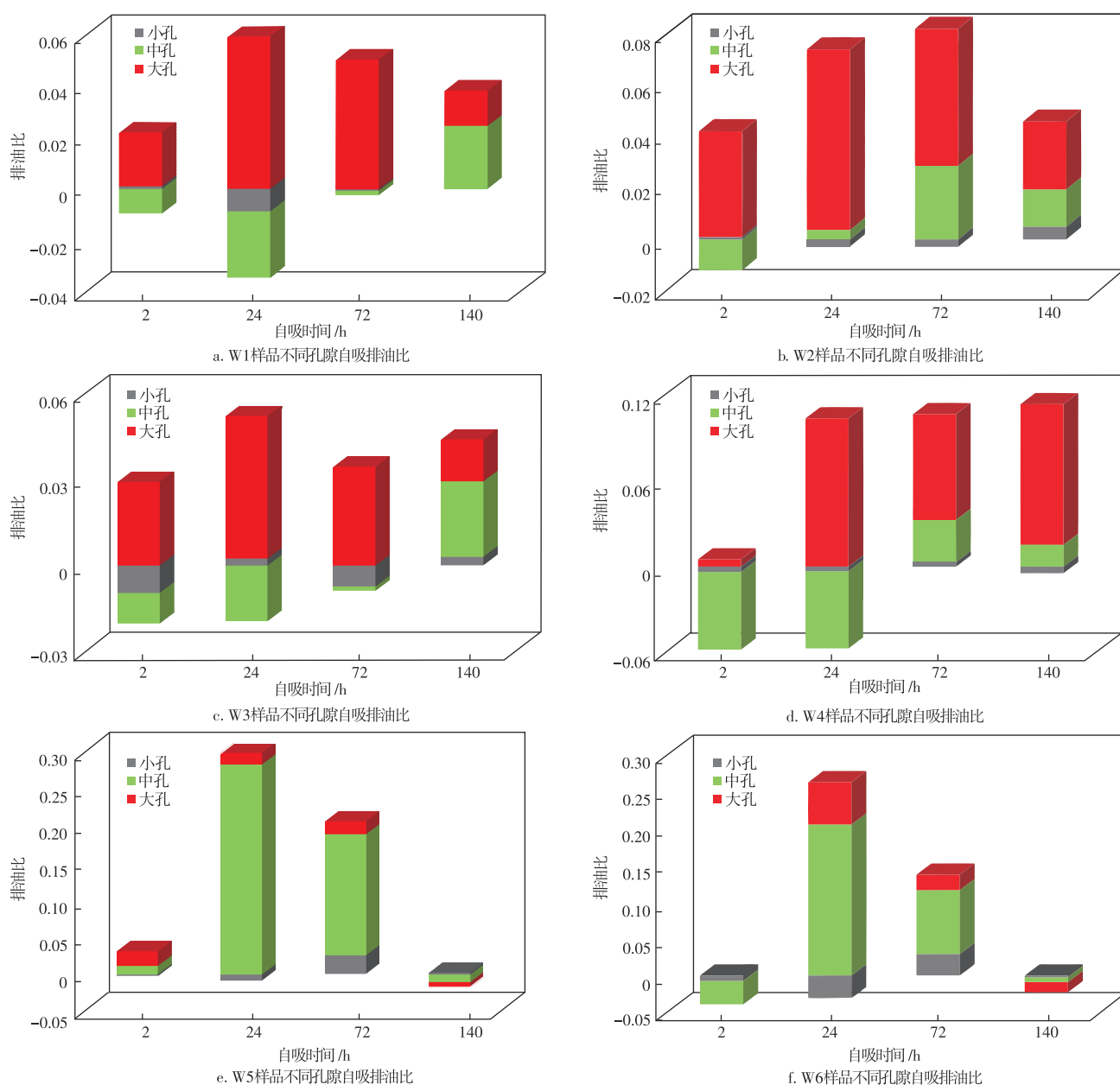


图8 不同孔隙自吸排油比

Fig. 8 Spontaneous imbibition and oil displacement ratios of different pore sizes

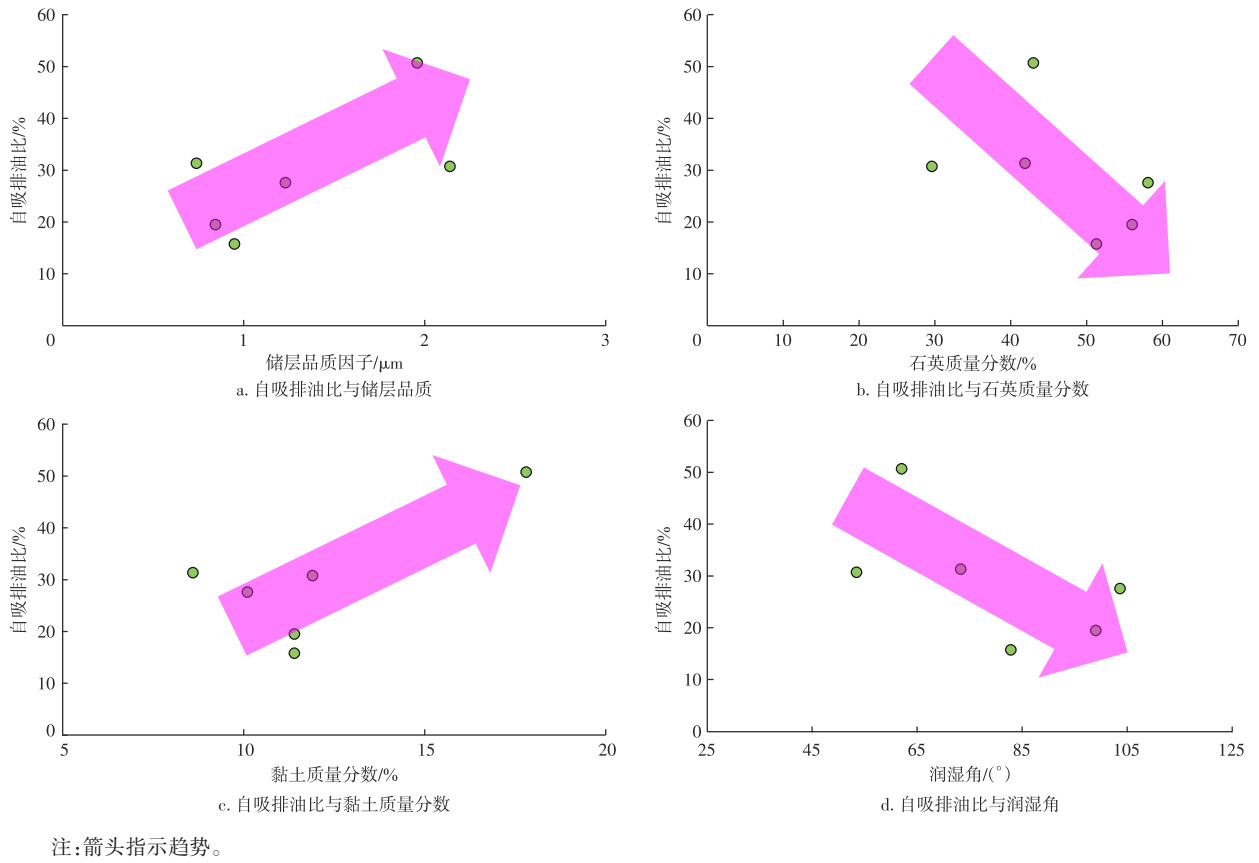


图9 压裂液自吸排油比影响因素分析

Fig. 9 Analysis of factors influencing ratio of fracturing fluid spontaneous imbibition and oil displacement

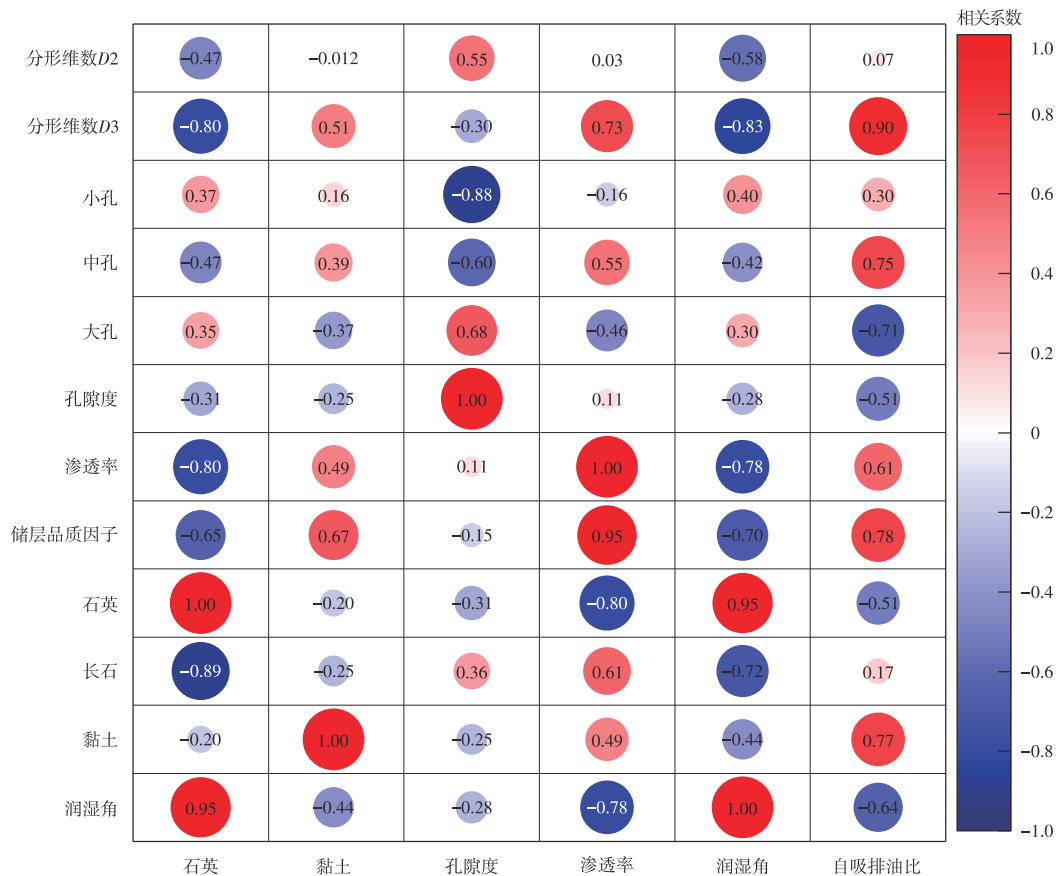


Fig. 10 Heat map of factors influencing ratio of fracturing fluid spontaneous imbibition and oil displacement

弱相关性(相关系数为0.55);大孔占比与孔隙度呈正相关性(相关系数为0.68),与渗透率呈负相关(相关系数为-0.46),中孔占比与孔隙度为负相关(相关系数为-0.60),与渗透率呈正相关(相关系数为0.55),小孔占比与孔隙度呈负相关(相关系数为-0.88),与渗透率呈弱负相关(相关系数为-0.16);石英含量与孔隙度、渗透率等呈负相关性,长石则与之呈正相关,黏土矿物与孔隙度呈负相关,而与渗透率呈正相关;润湿角与孔隙度、渗透率、储层品质因子呈负相关性。

### 3.2 分形维数与孔隙类型

分形维数、孔隙类型与自吸排油比也有明显的相关性关系, I类储层的大孔分形维数 $D_3$ 平均值为2.87,大孔占比为85.1%, II类储层的大孔分形维数 $D_3$ 平均值为2.98,大孔占比为18.9%,中孔平均占比为79.0%。2类储层中孔的分形维数 $D_2$ 无明显差异。

相关性分析结果显示,大孔的分形维数 $D_3$ 与自吸排油比呈正相关性,相关系数为0.90,而中孔的分形维数 $D_2$ 则无明显相关性,相关系数为0.07,表明大孔的非均质性对于自吸排油的影响大于中孔。中孔占比与自吸排油比例的正相关性最强,相关系数为0.94,而大孔、小孔占比则与之呈负相关,相关系数分别为-0.93和-0.53(图10)。

### 3.3 矿物组成与润湿性

不同矿物组成对自吸排油结果有明显影响,石英与黏土矿物的含量与自吸排油比有较强的相关性,长石与碳酸盐矿物与自吸排油比无明显相关性。I类样品石英平均值为51.8%,黏土矿物平均值10.4%; II类储层石英平均值为36.3%,黏土矿物平均值14.9%。结果显示,黏土含量与自吸排油比呈正相关,相关系数为0.77;石英含量则与自吸排油比呈负相关,相关系数为-0.51(图9b—图9c,图10)。

润湿性反映了流体润湿储层的能力和毛细管力大小,是控制储层进行自吸排油的关键因素之一。I类样品润湿角范围为 $77.3^\circ \sim 103.7^\circ$ ,亲水-亲油储层均有发育, II类样品的润湿角为 $53.2^\circ \sim 63.1^\circ$ ,均为亲水储层。结果显示润湿角与自吸排油比呈负相关,相关系数为-0.64,润湿角越小,即亲水性越强的样品,自吸排油比越高,小润湿角对应的毛细管力可能更有利于自吸排油的发生(图9d)。不同矿物组成与润湿性的相关性也不相同,润湿角与石英含量有良好的正相关性,相关系数为0.95,而与长石、黏土则为负相关性,相关系数为-0.72和-0.44(图10)。而研究区页岩油赋存孔径下限为200 nm左右,黏土晶间孔多充填为地层水,即黏土具有更强的亲水性。因此,矿物类型对自吸排油比的影响可能是通过影响润湿性,从而进一步影响自吸排油比例。

### 3.4 主控因素分析

上述各参数对于自吸排油比均有一定的影响作用,但重要程度有所不同,物性特征、分形维数、孔隙类型、矿物组成、润湿性均有其内在联系,因此,需要对主控因素进行分析。

综合分析各影响因素与自吸排油的相关性和各因素的内在关联,认为矿物组成是影响自吸排油比最重要的因素,相关系数最高;孔隙类型和润湿性对自吸排油比的重要程度次之,且孔隙类型、储层润湿性与矿物组成也有内在联系,黏土矿物含量高,储层发育更多的黏土晶间孔,对应更高比例的中孔,且黏土矿物相对更亲水,对应更小的润湿角,这也更有利于自吸排油比的提高;储层物性对自吸排油比也有一定的影响,特别是渗透率高的样品,拥有更好的孔隙连通性,对自吸排油比的提高也有一定的促进作用。据此建立了压裂液自吸排油模式图(图11)。在压裂液自吸排油初始阶段,饱和油样品的孔隙中充满原油,随着压裂液自吸的开始,压裂液受到黏土相关的微小孔隙的毛细

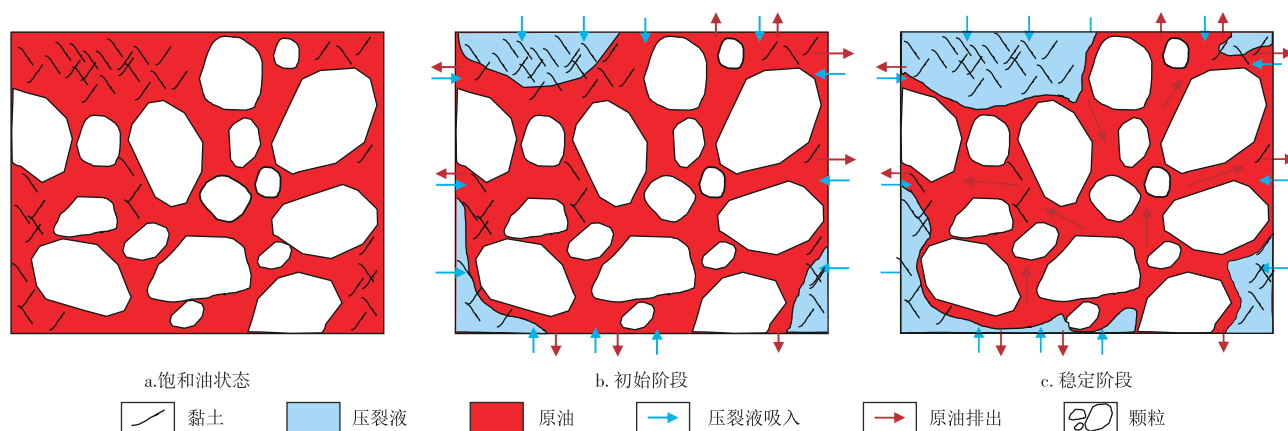


图11 压裂液自吸排油模式

Fig. 11 Modes of spontaneous imbibition and oil displacement of fracturing fluid

管力作用,从小孔隙侵入储层,并将压力传递给原油,使原油逐渐从较大孔隙排出。

## 4 结论与展望

通过对长7段夹层型页岩油储层开展物性、矿物特征、润湿性和核磁共振-压裂液自吸排油等实验,揭示了不同类型储层的压裂液自吸排油特征及其主控因素,建立了不同孔隙级别的自吸排油模式图,取得以下认识:

1) 利用饱和油样品的核磁共振 $T_2$ 谱分形特征,将孔隙分为大孔( $1.935 \leq T_2 < 1\ 000$  ms),中孔( $0.079 \leq T_2 < 1.935$  ms)和小孔( $0 \leq T_2 < 0.079$  ms)。依据各类孔隙占比情况,可将储层分为I类储层和II类储层,I类储层样品大孔占比最高,II类储层样品中孔占比最高。

2) 不同类型储层的物性、矿物组成与润湿性有明显差异。物性参数方面,2类储层孔隙度相差不大,II类储层的渗透率和储层品质因子明显优于I类储层;矿物组成方面,I类储层石英含量更高;润湿角范围为 $77.3^\circ \sim 103.7^\circ$ ,亲水-亲油储层均有发育,而II类储层样品润湿角为 $53.2^\circ \sim 63.1^\circ$ ,均为亲水储层。

3) 不同类型储层自吸排油差异明显。I类储层自吸排油比平均为17.27%,主要是大孔的贡献,其次为中孔贡献;II类自吸排油比平均为40.74%,中孔贡献占据绝对优势,平均值为85.2%。分析自吸排油特征各影响因素的强弱以及各因素内在关联,认为矿物组成是自吸排油比的主控因素,孔隙类型、润湿性和储层物性是次要因素。

4) 明确不同储层类型样品的自吸排油特征及其主控因素,但未考虑到不同温度、压力等多条件作用下,可能对润湿性和自吸排油比的影响。后续可设置不同实验条件,更加全面地模拟揭示地下真实条件下自吸排油机制,同时加以微观测试技术,研究自吸排油过程中的动态演变规律,为提高页岩油的采收率及经济效益提供新思路。

### 参考文献

[1] 杜金虎,胡素云,庞正炼,等. 中国陆相页岩油类型、潜力及前景[J]. 中国石油勘探, 2019, 24(5): 560-568.  
DU Jinhui, HU Suyun, PANG Zhenglian, et al. Types, Potential and Prospects of Continental Shale Oil in China[J]. China Petroleum Exploration 2019, 24 (5): 560-568.

[2] 金之钧,朱如凯,梁新平,等. 当前陆相页岩油勘探开发值得关注的几个问题[J]. 石油勘探与开发, 2021, 48(6): 1276-1287.  
JIN Zhijun, ZHU Rukai, LIANG Xiping, et al. Several issues worthy of attention in current lacustrine shale oil exploration and development[J]. Petroleum Exploration and Development, 2021, 48 (6): 1276-1287.

[3] 郭旭光,何文军,杨森,等. 准噶尔盆地页岩油“甜点区”评价与关键技术应用:以吉木萨尔凹陷二叠系芦草沟组为例[J]. 天然气地球科学, 2019, 30(8): 1168-1179.  
GUO Xuguang, HE Wenjun, YANG Sen, et al. Evaluation and application of key technologies of “sweet area” of shale oil in Junggar Basin: Case study of Permian Lucaogou Formation in Jimusar Depression[J]. Natural Gas Geoscience, 2019, 30(8): 1168-1179.

[4] 柳波,孙嘉慧,张永清,等. 松辽盆地长岭凹陷白垩系青山口组一段页岩油储集空间类型与富集模式[J]. 石油勘探与开发, 2021, 48(3): 521-535.  
LIU Bo, SUN Jiahui, ZHANG Yongqing, et al. Reservoir space and enrichment model of shale oil in the first member of Cretaceous Qingshankou Formation in the Changling Sag, southern Songliao Basin, NE China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2021, 48(3): 521-535.

[5] 支东明,唐勇,何文军,等. 准噶尔盆地玛湖凹陷风城组常规-非常规油气有序共生与全油气系统成藏模式[J]. 石油勘探与开发, 2021, 48(1): 38-51.  
ZHI Dongming, TANG Yong, HE Wenjun, et al. Orderly coexistence and accumulation models of conventional and unconventional hydrocarbons in Lower Permian Fengcheng Formation, Mahu Sag, Junggar Basin[J]. Petroleum Exploration and Development, 2021, 48 (1): 38-51.

[6] 滕建彬,邱隆伟,张守鹏,等. 济阳拗陷古近系沙河街组湖相富有机质页岩白云石成因及成岩演化[J]. 石油勘探与开发, 2022, 49(6): 1080-1093.  
TENG Jianbin, QIU Longwei, ZHANG Shoupeng, et al. Origin and diagenetic evolution of Dolomites in Paleogene Shahejie Formation lacustrine organic shale of Jiyang Depression, Bohai Bay Basin, East China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2022, 49(6): 1080-1093.

[7] 赵贤正,周立宏,蒲秀刚,等. 湖相页岩型页岩油勘探开发理论与技术:以渤海湾盆地沧东凹陷古近系孔店组为例[J]. 石油勘探与开发, 2022, 49(3): 616-626.  
ZHAO Xianzheng, ZHOU Lihong, PU Xiugang, et al. Theories, technologies and practices of lacustrine shale oil exploration and development: A case study of Paleogene Kongdian Formation in Cangdong sag, Bohai Bay Basin, China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2022, 49(3): 616-626.

[8] 付锁堂,姚泾利,李士祥,等. 鄂尔多斯盆地中生界延长组陆相页岩油富集特征与资源潜力[J]. 石油实验地质, 2020, 42(5): 698-710.  
FU Suotang, YAO Jingli, LI Shixiang, et al. Enrichment characteristics and resource potential of continental shale oil in Mesozoic Yanchang Formation, Ordos Basin[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2020, 42(5): 698-710.

[9] 赵文智,卞从胜,李永新,等. 陆相中高成熟页岩油“组分流动”条件及其在提高页岩油产量中的作用[J]. 石油勘探与开发, 2024, 51(4): 720-730.  
ZHAO Wenzhi, BIAN Congsheng, LI Yongxin, et al. “Component flow” conditions and its effects on enhancing production of continental medium-to-high maturity shale oil[J]. Petroleum Exploration and Development, 2024, 51(4): 720-730.

[10] 刘显阳,李士祥,周新平,等. 鄂尔多斯盆地石油勘探新领域、新

- 类型及资源潜力[J]. 石油学报, 2023, 44(12): 2070–2090.
- LIU Xianyang, LI Shixiang, ZHOU, Xiping, et al. New fields, new types, and resource potential of petroleum exploration in the Ordos Basin[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2023, 44(12): 2070–2090.
- [11] 付金华, 李士祥, 牛小兵, 等. 鄂尔多斯盆地三叠系长7段页岩油地质特征与勘探实践[J]. 石油勘探与开发, 2020, 47(5): 870–883.
- FU Jinhua, LI Shixiang, NIU Xiaobing, et al. Geological Characteristics and Exploration Practices of Shale Oil in the Chang 7 Member of the Triassic in the Ordos Basin[J]. *Petroleum Exploration and Development* 2020, 47 (5): 870–883.
- [12] 赵文智, 胡素云, 侯连华, 等. 中国陆相页岩油类型、资源潜力及与致密油的边界[J]. 石油勘探与开发, 2020, 47(1): 1–10.
- ZHAO Wenzhi, HU Suyun, HOU Lianhua, et al. Types and resource potential of continental shale oil in China and its boundary with tight oil[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2020, 47(1): 1–10.
- [13] 吴志宇, 高占武, 麻书玮, 等. 鄂尔多斯盆地长7段页岩油渗吸驱油现象初探[J]. 天然气地球科学, 2021, 32(12): 1874–1879.
- WU Zhiyu, GAO Zhanwu, MA Shuwei, et al. Preliminary study on imbibition and oil displacement of Chang 7 shale oil in Ordos Basin [J]. *Natural Gas Geoscience*, 2021, 32(12): 1874–1879.
- [14] 杨兆中, 袁健峰, 张景强, 等. 四川盆地海相页岩水平井压裂裂缝研究进展及认识[J]. 油气藏评价与开发, 2024, 14(4): 600–609.
- YANG Zhaozhong, YUAN Jianfeng, ZHANG Jingqiang, et al. Research progress and understanding of fracturing fractures in horizontal wells of marine shale in Sichuan Basin[J]. *Petroleum Reservoir Evaluation and Development*, 2024, 14(4): 600–609.
- [15] 胡之肇, 李树新, 王建君, 等. 复杂人工裂缝产状页岩气藏多段压裂水平井产能评价[J]. 油气藏评价与开发, 2023, 13(4): 459–466.
- HU Zhizhao, LI Shuxin, WANG Jianjun, et al. Productivity evaluation of multi-stage fracturing horizontal wells in shale gas reservoir with complex artificial fracture occurrence[J]. *Petroleum Reservoir Evaluation and Development*, 2023, 13(4): 459–466.
- [16] DONG X, SHEN L W, LIU X, et al. NMR characterization of a tight sand's pore structures and fluid mobility: An experimental investigation for CO<sub>2</sub> EOR potential[J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2020, 118: 104460.
- [17] TIAN W, LU S, WEN Z, et al. Quantifying the microdistribution of different fluid types in the multiscale pore throat structure of low-permeability conglomerates[J]. *Energy & Fuels*, 2023, 37(13): 9066–9079.
- [18] XU T, PU J, QIN X, et al. Experimental analysis of matrix moveable oil saturation in tight sandstone reservoirs of the south Ordos Basin, China[J]. *Energy Geoscience*, 2024, 5(1): 100097.
- [19] 陈秀林, 王秀宇, 许昌民, 等. 基于核磁共振与微观数值模拟的CO<sub>2</sub>埋存形态及分布特征研究[J]. 油气藏评价与开发, 2023, 13(3): 296–304.
- CHEN Xiulin, WANG Xiuyu, XU Changmin, et al. CO<sub>2</sub> sequestration morphology and distribution characteristics based on NMR technology and microscopic numerical simulation[J]. *Petroleum Reservoir Evaluation and Development*, 2023, 13(3): 296–304.
- [20] 王鑫, 曾澌辉, 孔祥晔, 等. 页岩孔隙润湿性对自发渗吸的控制作用[J]. 中南大学学报(自然科学版), 2022, 53(9): 3323–3336.
- WANG Xin, ZENG Jianhui, KONG Xiangye, et al. Controlling effect of shale pore wettability on spontaneous imbibition[J]. *Journal of Central South University (Science and Technology)*, 2022, 53(9): 3323–3336.
- [21] YANG P, GUO H, YANG D. Determination of residual oil distribution during waterflooding in tight oil formations with NMR relaxometry measurements[J]. *Energy & Fuels*, 2013, 27(10): 5750–5756.
- [22] 谷潇雨, 蒲春生, 黄海, 等. 渗透率对致密砂岩储集层渗吸采油的微观影响机制[J]. 石油勘探与开发, 2017, 44(6): 948–954.
- GU Xiaoyu, PU Chunsheng, HUANG Hai, et al. Micro-influencing mechanism of permeability on spontaneous imbibition recovery for tight sandstone reservoirs[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2017, 44(6): 1003–1009.
- [23] YANG L, GE H, SHI X, et al. The effect of microstructure and rock mineralogy on water imbibition characteristics in tight reservoirs[J]. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2016, 34: 1461–1471.
- [24] WANG X, PENG X, ZHANG S, et al. Characteristics of oil distributions in forced and spontaneous imbibition of tight oil reservoir[J]. *Fuel*, 2018, 224: 280–288.
- [25] 唐慧莹, 第凯翔, 张烈辉, 等. 基于核磁共振信号标定法的致密油藏渗吸实验研究[J]. 油气藏评价与开发, 2024, 14(3): 402–413.
- TANG Huiying, DI Kaixiang, ZHANG Liehui, et al. Tight oil imbibition based on nuclear magnetic resonance signal calibration method[J]. *Petroleum Reservoir Evaluation and Development*, 2024, 14(3): 402–413.
- [26] 李腾, 高辉, 王美强, 等. 基于核磁共振孔隙划分的致密油藏自发渗吸原油可动性研究[J]. 力学学报, 2023, 55(3): 643–655.
- LI Teng, GAO Hui, WANG Meiqiang, et al. Study on movability of spontaneous imbibition oil recovery from tight reservoirs based on nuclear magnetic resonance pore classification method[J]. *Chinese Journal of Theoretical and Applied Mechanics*, 2023, 55(3): 643–655.
- [27] 杨智, 邹才能. "进源找油": 源岩油气内涵与前景[J]. 石油勘探与开发, 2019, 46(1): 173–184.
- YANG Zhi, ZOU Caineng. "Exploring petroleum inside source kitchen": Connotation and prospects of source rock oil and gas[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2019, 46(1): 173–184.
- [28] 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]. *Petroleum Reservoir Evaluation and Development*, 2023, 13(1): 64–73.
- [29] 周小航, 陈冬霞, 夏宇轩, 等. 鄂尔多斯盆地陇东地区长7段页岩油储层自发渗吸特征及影响因素[J]. 地球科学, 2022, 47(8): 3045–3055.
- ZHOU Xiaohang, CHEN Dongxia, XIA Yuxuan et al. Characteristics and Influencing Factors of Spontaneous Imbibition in Shale Oil Reservoirs of Chang 7 Section in Longdong Area, Ordos Basin[J]. *Earth Science*, 2022, 47(8): 3045–3055.
- [30] 李倩文. 渤海湾盆地东营凹陷古近系沙河街组页岩储层润湿性及其主控因素[J]. 石油与天然气地质, 2024, 45(4): 1142–1154.
- LI Qianwen. Wettability and its major determinants of shale reservoirs in the Shahejie Formation, Dongying Sag, Bohai Bay Basin [J]. *Oil & Gas Geology*, 2024, 45(4): 1142–1154.
- [31] TIAN W, LU S, ZHANG J, et al. NMR characterization of fluid

- mobility in low-permeability conglomerates: An experimental investigation of spontaneous imbibition and flooding[J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2022, 214: 110483.
- [32] 谢坤, 卢祥国, 陈欣, 等. 高温低渗油藏中表面活性剂溶液渗吸效果影响因素研究[J]. *西安石油大学学报(自然科学版)*, 2015, 30(5): 80-84, 10-11.
- XIE Kun, LU Xiangguo, CHEN Xin, et al. Study on influence factors of imbibition effect of surfactant in high temperature and low permeability reservoir[J]. *Journal of Xi'an Shiyou University (Natural Science Edition)*, 2015, 30(5): 80-84, 10-11.
- [33] 刘绪钢, 李国锋, 李雷, 等. 页岩油储层压裂液渗吸驱油机理研究[J]. *油气藏评价与开发*, 2024, 14(5): 756-763.
- LIU Xugang, LI Guofeng, LI Lei, et al. Imbibition displacement mechanism of fracturing fluid in shale oil reservoir[J]. *Petroleum Reservoir Evaluation and Development*, 2024, 14(5): 756-763.
- [34] GUO J, LI M, CHEN C, et al. Experimental investigation of spontaneous imbibition in tight sandstone reservoirs[J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2020, 193: 107395.
- [35] XIA Y, TIAN Z, XU S, et al. Effects of microstructural and petrophysical properties on spontaneous imbibition in tight sandstone reservoirs[J]. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2021, 96: 104225.
- [36] 杨华, 牛小兵, 徐黎明, 等. 鄂尔多斯盆地三叠系长7段页岩油勘探潜力[J]. *石油勘探与开发*, 2016, 43(4): 511-520.
- YANG Hua, NIU Xiaobing, XU Liming, et al. Exploration potential of shale oil in Chang 7 member, Upper Triassic Yanchang formation, Ordos Basin, NW China[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2016, 43(4): 511-520.
- [37] 赵俊峰, 刘池洋, 张东东, 等. 鄂尔多斯盆地南缘铜川地区三叠系延长组长7段剖面及其油气地质意义[J]. *油气藏评价与开发*, 2022, 12(1): 233-245.
- ZHAO Junfeng, LIU Chiyang, ZHANG Dongdong, et al. Description and its hydrocarbon geological implications of outcrop sections of Triassic Chang-7 Member in southern Ordos Basin[J]. *Petroleum Reservoir Evaluation and Development*, 2022, 12(1): 233-245.
- [38] ZHANG Q, LIU Y, WANG B, et al. Effects of pore-throat structures on the fluid mobility in Chang 7 tight sandstone reservoirs of Longdong Area, Ordos Basin[J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2022, 135: 105407.
- [39] AMAEFULE J O, ALTUNBAY M, TIAB D, et al. Enhanced reservoir description: Using core and log data to identify hydraulic (flow) units and predict permeability in uncored intervals/wells[C]// SPE Annual Technical Conference and Exhibition. SPE, 1993: SPE-26436-MS.
- [40] SHAO X, PANG X, LI H, et al. Fractal analysis of pore network in tight gas sandstones using NMR method: A case study from the Ordos Basin, China[J]. *Energy & Fuels*, 2017, 31(10): 10358-10368.
- [41] MENG Z, SUN W, LIU Y, et al. Effect of pore networks on the properties of movable fluids in tight sandstones from the perspective of multi-techniques[J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2021, 201: 108449.
- [42] LI Z, REN Y, CHANG R, et al. Clarifying the contribution of multiscale pores to physical properties of Chang 7 tight sandstones: Insight from full-scale pore structure and fractal characteristics[J]. *Frontiers in Earth Science*, 2024, 12: 1361052.

(编辑 顾丽媛)