文章编号: 0253-2697(2024)11-1652-10 DOI: 10.7623/syxb202411007

# 页岩油储层压裂液渗吸作用机理

# 左 罗1.2.3 张世昆1.2 沈子齐1.2 许国庆1.2 曾星航1.2 刘学鹏1.2 周 朝1.2 杜 娟1.2

(1.中国石化页岩油气钻完井及压裂重点实验室 北京 102206; 2.中石化石油工程技术研究院有限公司 北京 102206;3.中海油田服务股份有限公司油田生产事业部 天津 300459)

摘要:针对目前四川盆地复兴地区大规模水力压裂后压裂液渗吸(滞留)提采与伤害机制不清、焖井时间界限及高效压裂液体系优 化方向不明确等问题,通过开展不同压裂液渗吸实验,对渗吸前后孔径、孔渗及核磁共振 T<sub>2</sub> 谱进行对比分析,并进行压裂液与页岩 油储层作用的分子动力学模拟,系统研究了页岩油储层压裂液渗吸作用机理。研究结果表明,孔隙度、小孔/微孔发育程度以及黏 土矿物总含量、石英与伊/蒙混层含量对渗吸驱油效果有重要影响,孔隙度越大、小孔/微孔越发育,黏土矿物、石英及伊/蒙混层含 量越高越有利于渗吸驱油;整体上渗吸作用有利于复兴地区页岩油储层扩孔、增渗及提采,优良的驱油压裂液会增加扩孔、增渗及 提采效果 70%及以上;含有氧乙烯基等非离子型官能团的压裂液体系对储层整体孔径分布区间有明显影响,微观上能 100%将页 岩油分子驱散并从有机质孔隙壁面剥离;确保 239 h 的渗吸滞留时间有利于减小储层伤害,使用含有氧乙烯基等非离子型官能团的 压裂液体系会进一步减小储层伤害并提高渗吸驱油效果。

关键词:页岩油;压裂;渗吸;焖井时间;储层伤害;分子模拟

**中图分类号**:TE312 **文献标识码**: A

# Mechanism of fracturing fluid imbibition in shale oil reservoirs

Zuo Luo<sup>1,2,3</sup> Zhang Shikun<sup>1,2</sup> Shen Ziqi<sup>1,2</sup> Xu Guoqing<sup>1,2</sup> Zeng Xinghang<sup>1,2</sup> Liu Xuepeng<sup>1,2</sup> Zhou Chao<sup>1,2</sup> Du Juan<sup>1,2</sup>

(1. Sinopec Key Laboratory of Shale Oil and Gas Drilling and Hydraulic Fracturing, Beijing 102206, China; 2. Sinopec Research Institute of Petroleum Engineering Technology Co., Ltd., Beijing 102206, China; 3. Production Optimization Department, China Oil field Services Limited, Tianjin 300459, China)

Abstract: This paper aims to the problems such as the unclear mechanisms behind fracturing fluid imbibition (retention) and its impact on oil recovery and reservoir damage in Fuxing area, as well as the undefined limits for imbibition time and undetermined direction for optimization of the efficient fracturing fluid systems. Through various imbibition experiments, comparative analyses of pore size, permeability, and NMR  $T_2$  spectra before and after imbibition, and molecular dynamics simulations of interactions between fracturing fluids and shale oil reservoirs, the paper systematically investigates the mechanism of fracturing fluid imbibition in shale oil reservoirs. The results indicate that the porosity, development degree of micropores, total clay mineral content, and mixed-layer illite-smectite (I/S) content can significantly affect the effectiveness of imbibition oil recovery; higher porosity, higher development degree of micropores, and higher contents of clay minerals, quartz, and I/S are more favorable for imbibition oil recovery. Overall, imbibition can enhance pore expansion, permeability, and oil recovery in the Fuxing shale oil reservoir, and these performances can be improved by 70% or more when using effective fracturing fluids. Fracturing fluids containing nonionic functional groups such as oxyethylene have a significant effect on the overall pore size distribution of the reservoir and can microscopically disperse shale oil molecules and strip them from the organic pore walls. Reservoir damage is minimized by ensuring a imbibition time of 239 h, and the use of fracturing fluids containing nonionic functional groups like oxyethylene can further reduces reservoir damage and enhance imbibition oil recovery.

Key words: shale oil; fracturing; imbibition; imbibition time; reservoir damage; molecular simulation

**引用:**左罗,张世昆,沈子齐,许国庆,曾星航,刘学鹏,周朝,杜娟.页岩油储层压裂液渗吸作用机理[J].石油学报,2024,45(11): 1652-1661.

Cite : ZUO Luo, ZHANG Shikun, SHEN Ziqi, XU Guoqing, ZENG Xinghang, LIU Xuepeng, ZHOU Chao, DU Juan. Mechanism of fracturing fluid imbibition in shale oil reservoirs[J]. Acta Petrolei Sinica, 2024, 45(11):1652-1661.

中国页岩油资源丰富,初步评价有利勘探面积 为(41~54)×10<sup>4</sup>km<sup>2</sup>,主要盆地可采资源量达到(10~ 15)×10<sup>8</sup>t<sup>[1]</sup>。目前初步成功开发了鄂尔多斯盆地三 叠系延长组、准噶尔盆地二叠系芦草沟组、松辽盆地白

基金项目:页岩油气富集机理与高效开发全国重点实验室专项(KL22014)资助。

**第一作者及通信作者:**左 罗,男,1988年9月生,2016年获中国科学院大学博士学位,现为中石化石油工程技术研究院有限公司副研究员,主要从 事非常规油气开发及工程技术研究工作。Email:zuoluoxingfeng@163.com

垩系青山口组一泉头组等<sup>[2-7]</sup>,落实了3个10×10<sup>8</sup>t 级页岩油区,页岩油已成为中国非常规油气中最现实 的接替资源之一。

四川盆地复兴地区中侏罗统一下侏罗统主要发育 3 套半深湖亚相泥页岩,其中凉高山组泥页岩层厚度 大、有机质含量高,是页岩油气重要的富集层位[8-10]。 前期勘探发现富有机质泥页岩主要集中在凉高山组一 段的2号、3号小层以及二段的4号小层,主要发育粉 砂质泥岩、灰黑色页岩、灰黑色泥页岩、泥质粉砂岩、灰 色泥岩夹薄层粉砂岩及粉砂岩,局部发育介壳纹层或 条带。3个小层 TOC 为 0.27%~3.03%、平均约为 0.96%,镜质体反射率为0.94%~1.44%,以生凝析 油一轻质油为主;孔隙度为1.45%~4.90%、平均为 3.30%,整体以介孔为主,有利于游离态页岩油富集; 全烃含量为 6.07%~49.46%,含油气性较好。2-4 号小层油烃饱和指数 OSI 烃类物质的含量与岩石中 的总有机碳(TOC)含量的比值]平均在 23.14~ 140.49 mg/g, 烃类具有流动性, 其中 4 号小层流动性 最好,与美国 Eagle Ford 和中国大庆古龙页岩油类 似[11-12]。储层压力系数一般在 1.2~1.4,而且原油黏度 较小(50℃下为9.97mPa•s),含蜡量小于3%,胶质与沥 青质总含量小于1%。因此,凉高山组页岩油可动用 潜力大[13-14],是勘探开发的重点区域。页岩油储层致 密,一般无自然产能,必须经过大规模水力压裂才有可 能实现经济开发,目前最终采收率仍处于较低水平。为 释放页岩油储层的产能,页岩油井在大规模水力压裂后 常进行"焖井",以提高压裂液的渗吸驱油效果,从而提 高压后产量,该技术在矿场实验中取得一定效果[15-18]。

研究表明,压裂液与储层的渗吸作用可以提高储 层采收率<sup>[19-20]</sup>,近年来在页岩油领域主要是通过渗吸 物理模拟实验以及渗吸数学模型研究影响页岩油储层 渗吸的关键因素<sup>[15,21-31]</sup>。研究认为,黏土矿物含量、孔 隙度、层理发育程度、储层孔径大小、渗吸致裂、压裂流 体性能以及储层岩石的润湿性对渗吸有重要影响;采 用使岩心润湿反转的阴离子纳米表面活性剂可以提高 渗吸驱油效率。通过对焖井时间进行定性分析认为, 焖井后渗吸是否致裂对页岩油压后产量有明显影响。 压裂液渗吸能够在一定程度上提高页岩油的采收率, 但针对复兴地区页岩油渗吸机理方面的研究相对较 少,缺少储层矿物特征、孔隙特征对渗吸影响特征的认 识,尚未明确何种类型的压裂液体系有利于提高渗吸 驱油效率以及相关驱油机制,对压裂液滞留伤害特征 及机制也存在认识上的不足。此外,该区块驱油压裂 液体系的优化方向还需要进一步探索。因此,需要深 入研究压裂液与页岩油储层相互作用机制,揭示复兴 地区页岩油储层不同压裂液带压渗吸、滞留伤害等微 观机理。

笔者以复兴地区页岩油储层为研究对象,通过开 展不同压裂液体系渗吸特征研究,以明确相关提采及 伤害机制。

# 1 研究方案

利用复兴地区页岩油储层岩心制作实验平行样品(尽可能确保实验样品的均质统一),在不同压裂液体系下开展柱状岩心(尺寸为 Φ25 mm×50 mm)/粉末样的渗吸实验,通过核磁共振、扫描电镜、低温二氧化碳及液氮吸附、高压压汞分析计算不同条件下的驱油效率及孔径分布数据,以此研究储层孔径分布、矿物组成对渗吸的影响特征,不同压裂液体系的渗吸特征及 渗吸作用对储层孔隙的影响特征等。

实验流体为:①常规滑溜水;②常规滑溜水(不加 防膨剂);③驱油压裂液 A(阴离子 + 非离子体系); ④驱油压裂液 B(阴离子体系);⑤驱油压裂液 C(阴离 子体系)。主体实验研究技术路线如图 1 所示。



图 1 实验技术路线 Fig.1 Experiment roadmap

考虑到储层温度一般约在 70 ℃以及压裂过程中 净压力约在 15 MPa,设置渗吸实验温度在 70 ℃、渗吸 压差为 15 MPa 及 30 MPa。一般情况下页岩储层渗吸 饱和时间为 7~10 d<sup>[32]</sup>,故设置渗吸时间为 168~250 h, 考虑到渗吸滞留伤害研究需要,部分样品渗吸时间最 长设置到 480 h。渗吸实验流体选用目前压裂现场主 流的 5 种压裂液体系,实验方案见表 1。

为研究储层主要矿物对渗吸的影响特征设计了不同矿物类型的表面能测试(表 2),测试方法为 OWRK 法<sup>[33]</sup>,选用水和二碘甲烷两种液体作为测试流体,分

析其在不同矿物表面的接触角,以此计算固体表面张 力的非极性值和极性值,两者相加得到固体表面能。 所用矿物及干酪根由目标储层岩样提取。为分析不同 压裂液体系微观驱油机制差异,设计 70 nm 微孔中不 同压裂液接触角及固液表面张力测试(表 3),并开展 压裂液与页岩油储层作用的分子动力学模拟。

主要涉及的实验仪器有场发射扫描电镜、核磁共振岩心分析仪、流体渗吸装置、电子天平、高压压汞孔 径分析仪、液氮孔径分析仪,低温二氧化碳孔径分析 仪、接触角测量仪等。

表 1	柱状岩心/粉末样的渗吸实验方案
-----	-----------------

Table 1 Experimental schemes for imbibition of columnar core/powder samples

样品编号	样品尺寸	渗吸压裂液	渗吸温度/℃	渗吸压差/MPa	渗吸时间/h
s2		常规滑溜水:0.15%降阻剂+0.10%黏土稳			
s4		定剂(防膨剂)			
1		常规滑溜水(不加防膨剂):0.15%降阻剂		15	
4		常规滑溜水:0.15%降阻剂+0.10%黏土稳			
+		定剂(防膨剂)	_		
5		常规滑溜水(不加防膨剂):0.15%降阻剂			
2		常规滑溜水:0.15%降阻剂+0.10%黏土稳		30	168 - 250
2	①柱塞样:Φ25mm×50mm	定剂(防膨剂)	- 70		108 - 250
3	②碎样/粉末样	驱油压裂液 A:0.15%降阻剂 + 0.10% 黏土	70		
5		稳定剂(防膨剂)+0.10%驱油剂 A			
6		驱油压裂液 B:0.15%降阻剂 + 0.10% 黏土			
0		稳定剂(防膨剂)+0.10%驱油剂 B		15	
9		驱油压裂液 C:0.15% 降阻剂 + 0.10% 黏土		10	
	-	稳定剂(防膨剂)+0.10% 驱油剂 C			
13		席 规 宵 溜 水 :0.15% 降 阻 剂 + 0.10% 貓 土 稳     ☆			480
		定剂(防膨剂)			

### 表 2 不同矿物的表面能测试方案

 Table 2
 Surface energy testing schemes for different minerals

矿物种类	样晶纯度/%	测试流体	测试温度/℃	测试参数
干酪根(Ⅱ型)	95.0			
石英	99.6			
伊利石	95.0	→ 一神田姶	25	田迹田西北市
伊/蒙混层-1(伊蒙比 83:17)	95.0	小、一帜中元	25	回阀介面压力
伊/蒙混层-2(伊蒙比 70:30)	95.0			
伊/蒙混层-3(伊蒙比 50:50)	95.0			

表 3 不同压裂液接触角及固液表面张力测试方案

Table 3 Testing scheme for contact angle and solid liquid surface tension of different fracturing fluids

测试样品	测试样品孔径/nm	测试流体	测试温度/℃	测试参数
单通氧化铝膜	70	常规滑溜水:0.15%降阻剂+0.10%黏土 稳定剂(防膨剂) 驱油压裂液A:0.15%降阻剂+0.10%黏 土稳定剂(防膨剂)+0.10%驱油剂A	25	接触角、 固液界面张力

# 2 实验及模拟结果分析

### 2.1 不同孔径分布下的渗吸特征

从测试数据来看,s2 号样品孔径小于 2 nm 的微 孔主要分布在 0.4~1.0 nm,s4 号样品则主要分布在 1.1~1.6 nm(图 2)。s2 号样品 50 nm 以下孔径的孔 隙对总孔隙体积的贡献大于 s4 号样品(图 3)。 此外,s2 号样品的 BET 比表面积明显高于 s4 号样品的比表面积,3 种方法得出的孔隙体积也是 s2 号样品更大(表 4)。由此可以看出,s2 号样品微 观孔隙发育程度明显好于 s4 号样品。测试结果表 明,s2 号样品的渗吸驱油效率优于 s4 号样品(表 5), 说明同等条件下介孔与微孔越发育越有利于渗吸 驱油。

### 2.2 矿物组成对渗吸的影响特征

固体表面能对流体润湿有较大影响,表面能越 大,流体越容易润湿。采用 OWRK 法分析了黏土矿 物、石英及有机质的表面能发现,石英、伊/蒙混层的 表面能较大(随蒙脱石含量增加而增大),说明储层 中石英、伊/蒙混层含量越高越有利于压裂液的润湿(间接利于驱油)(图 4)。黏土矿物含量越高,渗吸 后产生诱导微裂缝的能力越强(图 5)。





Fig. 2 Pore volume and pore size distribution characterized by liquid nitrogen and low temperature carbon dioxide adsorption





### 2.3 不同压裂液渗吸对孔隙的影响特征

对于大孔(孔径 50 nm 以上孔隙)的变化特征,从 高压压汞孔径测试结果来看(表 6),渗吸作用整体有 利于扩孔,压汞孔隙度增幅为 89%~236%,除驱油剂 C体系外平均孔径增幅为 17.84%~74.59%;整体效 果为:驱油剂 A体系>滑溜水体系>不加防膨剂滑溜 水体系>驱油剂 B体系>驱油剂 C体系。

对于介孔(孔径 2~50 nm 孔隙)的变化特征,从测试结果来看,驱油压裂液 A 及滑溜水体系更有利于提高孔径 11~50 nm 孔隙的体积,驱油压裂液 B 及 C 体系主要影响的是孔径 2~10 nm 的孔隙体积(表 7),不加防膨剂滑溜水体系对介孔的影响较弱。

	表 4	样品的孔隙特征参数
Table 4	Pore ch	aracteristic parameters of samples

样品编号	总进汞体积/ (mL/g)	压汞孔隙度/ %	BET 比表面积/ (m <sup>2</sup> /g)	BET 孔隙体积 (cm <sup>3</sup> /g)	液氮吸附平均孔隙直径/ nm	低温二氧化碳吸附总孔隙体积/ (mL/g)
s2	0.0562	7.279	1.5306	0.006829	17. 721 8	0.00048
s4	0. 026 5	6.325	0.7196	0.003095	17. 223 8	0.00036

	表 5	样品的渗吸驱油效率
Table 5	Oil d	isplacement efficiency of samples

样品编号	温度/ ℃	压力/ MPa	压裂液体系	渗吸时间/ h	驱油效率/ %
s2	70	15	常规滑溜水	168	32.12
s4	70	15	常规滑溜水	100	23.12

对于微孔(孔径 2 nm 及以下孔隙)的变化特征,从 低温二氧化碳孔径分析测试结果来看(表 8),常规滑 溜水作用后微孔孔隙体积增加 17 倍,不加防膨剂增加



Fig. 4 Surface energy of different substances



(a) 黏土含量 48 %

# (b) 黏土含量 43 %

(c) 黏土含量 36%

## 图 5 不同样品渗吸后产生的诱导微裂缝

Fig. 5 Induced microcracks generated after imbibition of different samples

表6 高压压汞孔径分布数据	
---------------	--

### Table 6 Pore size distribution data obtained by high pressure mercury intrusion

编号	压裂液体系	总进汞体积/ (mL/g)	平均孔隙直径/ nm	平均孔隙直径增幅/ %	压汞孔隙度/ %	压汞孔隙度增幅/ %
125	处理前	0.0073	18.5	0	1.8826	0
1	滑溜水(不加防膨剂)	0.0324	21.8	17.84	6. 268 8	233
4	滑溜水	0.0265	25.6	38.38	6.3248	236
3	驱油压裂液 A	0. 029 7	32.3	74.59	5.6763	202
6	驱油压裂液 B	0.0213	23.4	26.49	3.5643	89
9	驱油压裂液 C	0. 032 4	14. 9	- 19. 46	3. 742 4	99

表 7	介孔孔隙体积占比数据
12 /	

Table 7 The proportion of mesoporous pore volume

样且编早	<b>送昭</b> 守哈海休	介孔(2~10 nm)孔隙体积占比/%		介孔(11~50 nm)孔隙体积占比/%		
件时细与	<i>爸</i> 败 头 担 抓 件	渗吸前	渗吸后	渗吸前	渗吸后	
125			75.04		7.61	
1	滑溜水 (不加防膨剂)	75.04	75.69	7.61	15. 55	
4	滑溜水	75.04	78.51	7.61	21.48	
3	驱油压裂液 A	75.04	79.14	7.61	20.86	
6	驱油压裂液 B	75.04	81.32	7.61	18.67	
9	驱油压裂液 C	75.04	81.29	7.61	18.71	
5	滑溜水 (不加防膨剂)	75.04	74.47	7.61	18. 95	
2	滑溜水	75.04	74. 29	7.61	19.22	
8	驱油压裂液 A	75.04	79. 27	7.61	20. 72	

### 表 8 低温 CO2 吸附孔径分布数据

Table 8 Pore size distribution data with low temperature

carbon dioxide adsorption					
编号	温度/ ℃	压力/ MPa	压裂液体系	总孔隙体积/ (cm <sup>3</sup> /g)	
125			处理前	0.00002	
1	70	15	滑溜水(不加防膨剂)	0.00024	
4	70	15	滑溜水	0.00036	
3	70	15	驱油压裂液 A	0.00040	
6	70	15	驱油压裂液 B	0.00021	
9	70	15	驱油压裂液 C	0.00027	

11倍,驱油压裂液 A 增加 19倍,驱油压裂液 B 增加 9.5倍,驱油压裂液C增加12.5倍,说明渗吸同样对 孔径小于2nm的微孔有明显影响。

整体来看,驱油压裂液 A、B 及 C 的加入比较有利 于增大介孔及微孔的体积,驱油压裂液 B 及 C 不利于 增加1~2nm孔隙的体积占比,基本对大于50nm孔 隙的体积占比没有影响,说明两者主要影响的是储层 介孔(2~50 nm)孔隙体积的变化。驱油压裂液 A 则 对储层整个孔径分布区间的孔隙体积均有影响,说明 其对储层的适用性更好。与常规滑溜水相比,驱油压

裂液 A 对 2~10 nm 介孔的影响及小于 1 nm 的微孔影响更大。

从图 2、图 3 可以看出,目标储层 10 nm 及以下的 孔隙占比较大,因此,采用驱油压裂液 A 将比较有利。 此外,加入防膨剂对扩孔的影响较大,防膨剂的加入可 以有效保持孔径。

### 2.4 不同压裂液渗吸驱油特征

从不同条件下的驱油效率来看(表 9),驱油压裂 液 A 在同等或相对劣势条件下的驱油效率均较高,驱 油性能上的差异主要在于驱油剂 A 分子中含有氧乙 烯基等非离子型官能团,其水溶性、洗油性较强,致使 驱油压裂液 A 的表/界面张力低,润湿性强,在小微孔 隙中仍然具有较小的接触角及液固界面张力(表 10、 图 6)。



编号	温度/℃	压力/MPa	压裂液体系	驱油效率/%
1	70	15	常规滑溜水 (不加防膨剂)	28.45
4	70	15	常规滑溜水	23.12
5	70	30	常规滑溜水 (不加防膨剂)	39.14
2	70	30	常规滑溜水	32. 12
3	70	15	驱油压裂液 A	97.22
6	70	15	驱油压裂液 B	96.88
9	70	15	驱油压裂液 C	21.65

### 表 10 不同驱油剂溶液性能参数

Table 10 Performance parameters of different oil displacement

agent solutions

驱油剂 类型	浓度/ %	表面张力/ (mN/m)	界面张力/ (mN/m)	接触角/ (°)
驱油剂 A	0.1	22. 6	<0.1	33.7
驱油剂 B	0.1	30.5	4.0	40.6
驱油剂 C	0.1	29.0	<0.1	51.5

为进一步研究 3 种驱油压裂液在驱油机制方面的 差异,通过 Materials Studio 软件建立了压裂液与页岩 油储层作用的分子动力学模型。页岩孔隙表面分子模 型由伊/蒙混层及 II 型干酪根分子构成,蒙脱石、伊利 石及 II 型干酪根建模参数参考 Skipper、Drits 等的工 作<sup>[34-36]</sup>,以构建的蒙脱石超晶胞及伊利石超晶胞为基 础,按照蒙脱石一伊利石一蒙脱石的层序构建伊/蒙混 层的晶体结构。页岩油分子模型考虑 12 种极性小分 子、12 种非极性小分子及 2 种弱极性小分子,其中极 性组成和非(弱)极性组成约各占 50%<sup>[37]</sup>,各组分摩尔 分数见表 11。



图 6 70 nm 氧化铝膜中不同体系的接触角和界面张力 Fig. 6 Contact angles and interface tension of different agent in 70 nm alumina film

表 11 页岩油分子模型参数

Table 11	Shale o	oil molecular	model	parameters
----------	---------	---------------	-------	------------

极性小分	·子	非(弱)极性小分子		
名 称	摩尔分数/%	名 称	摩尔分数/%	
壬酸	4. 124	正己烷	4. 399	
环己基丙酸	4. 124	正壬烷	2.887	
3-乙基苯甲酸	4. 124	正十二烷	1.375	
壬酮	4. 124	正十八烷	2.995	
丙基苯酚	4. 124	3-甲基己烷	4.192	
正辛基甲基硫醚	4. 124	3-甲基庚烷	3.711	
正辛基甲基二硫醚	4. 124	2-甲基十五烷	3. 299	
壬硫醇	4. 124	甲基环戊烷	2.543	
苯并噻吩	4. 124	乙基环己烷	2.612	
咔唑	4. 124	丙基乙基二环己烷	2.268	
吲哚	4. 124	苯酚	6.942	
哇啉	4. 124	甲基苯酚	5.911	
		二甲基萘	5.430	
		1-乙基-5-甲基芘	1.933	

采用 COMPASS 力场进行处理,在 346.15 K 和 30 MPa 下得到周期性分子团结构。在基础的分子模 型基础上,建立驱油剂分子与水分子的组装模型,模型 中驱油剂分子质量分数占 10.7%,水分子占 89.3%, 通过 COMPASS 力场得到周期性分子团结构。

在页岩孔隙表面模型基础上,将页岩油分子团分 别与3类驱油分子团共同放置在页岩孔隙表面,形成 分子动力学模型(图7)。



图 7 分子动力学模型 Fig. 7 Molecular dynamics model

采用 NVT 系综及 UNIVERSAL 力场对界面模型进行分子动力学模拟,模拟温度为 346.15 K,压力为 30 MPa, 模拟时间为 1000 ps。模拟结果表明,3 种驱油剂压裂液 体系均对页岩油分子团有分散作用,但只有驱油压裂液 A 能有效将页岩油分子驱离有机质孔隙壁面[图 8(a)], 驱油压裂液 B 及 C 无法从有机质孔隙壁面剥离页岩 油分子[图 8(b)、图 8(c)]。因此,驱油压裂液 A 的效 果最好。

从分子层面来看,只有当黏土矿物吸收水分达到 一定程度,层间距大于 1.52 nm 时层间的分离压力才 会改变方向、并逐渐增大,层间距大于 2.05 nm 时,晶 层间才出现扩散双电层<sup>[38]</sup>,渗透水化开始,加速渗吸,





(c)驱油压裂液 C 条件下模拟结果 ● 氢 ◎ 氧 ● 碳 ◎ 硫 ◎ 氮 ◎ 硅 ● 铝 ● 钾 ◎ 纳

图 8 不同驱油压裂液分子团状态模拟结果

Fig. 8 Simulation results of molecular cluster states under different fracturing fluid

促进裂隙产生。因此,渗吸滞留时间至少需要大于 54h,才能抵消黏土矿物引起的不利影响,否则造成 储层伤害。

滑溜水渗吸量在 170 h 后达到饱和,驱油压裂液 A 及 B 基本在 239 h 达到饱和(图 11),3 种体系面孔 率增幅分别为 104.5%、35.5%及 31.9%。A 体系渗 透率增幅为 150%(滑溜水增幅为 22.5%)(图 12),故 确保 239 h(9.96 d)的渗吸时间有利,基本不会造成储 层伤害。



图 9 不同渗吸时间下核磁共振信号幅度

Fig. 9 The amplitude of nuclear magnetic signal at different imbibition time



图 10 渗吸后孔隙体积变化情况





图 11 渗吸量随时间变化趋势

Fig. 11 The trend of imbibition amount over time





不同压裂液体系作用后有不同的最小排驱孔径, 小于该孔径的孔隙中流体无法排出,优良压裂液体系 可降低最小排驱孔径,提高储层流体的采出程度。5种 压裂液对应的最小排驱孔径为0.82~1.17 nm(图 13), 小于该孔径的孔隙体积占总孔隙体积的比例小于 1.2%,故整体上确保最佳渗吸滞留时间下限(239 h) 后5种体系的伤害均较小,其中驱油压裂液 A 的伤害 最小。此外,随着压裂液的注入,地层压力逐渐升高, 最小排驱孔径增大,伤害会进一步减弱。



图 13 不同压裂液作用下地层压力对应的最小排驱孔径 Fig.13 The minimum displacement pore size corresponding to formation pressure under different fracturing fluids

# 3 结 论

(1)四川盆地复兴地区页岩油储层孔隙度越大、 小微孔越发育越有利于渗吸驱油;黏土矿物含量越高, 渗吸诱导微裂缝的能力越强;石英、伊/蒙混层含量越 高越利于压裂液的润湿驱油。

(2) 渗吸作用整体有利于复兴地区页岩油储层扩 孔、增渗及提采,优良驱油压裂液有助于增加扩孔、增 渗及提采效果,压汞孔隙度增幅为 89.0%~236.0%, 平均孔径增幅为 17.8%~74.6%,渗透率增幅为 31.9%~104.5%,总体效果较常规滑溜水提升 70%以上。 (3)不同压裂液驱油机制存在一定差异,宏观上 表现为扩孔增渗的程度不同,对大孔(孔径 50 nm 以上 孔隙)、介孔(孔径 2~50 nm 孔隙)及微孔(孔径 2 nm 及以下孔隙)的影响程度不同;优良压裂液对整个孔径 分布区间有明显影响,微观上能 100%将页岩油分子驱 散并从有机质孔隙壁面剥离,从而提高渗吸驱油效果。

(4)复兴地区页岩油储层确保 239h的渗吸滞留时间能够抵消黏土矿物膨胀的不利影响,从而减小储层伤害;使用含有氧乙烯基等非离子型官能团的压裂液体系会进一步降低储层伤害并提高渗吸驱油效果,建议在该地区推广使用,以提高压后增产效果。

### 参考文献

- [1] 邹才能,杨智,孙莎莎,等."进源找油":论四川盆地页岩油气
  [J].中国科学:地球科学,2020,50(7):903-920.
  ZOU Caineng,YANG Zhi,SUN Shasha,et al. "Exploring petroleum inside source kitchen": shale oil and gas in Sichuan Basin
  [J]. Science China Earth Sciences,2020,63(7):934-953.
- [2] 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.

[3] 付锁堂,金之钩,付金华,等.鄂尔多斯盆地延长组7段从致密油到 页岩油认识的转变及勘探开发意义[J].石油学报,2021,42(5): 561-569.

FU Suotang, JIN Zhijun, FU Jinhua, et al. Transformation of understanding from tight oil to shale oil in the Member 7 of Yanchang Formation in Ordos Basin and its significance of exploration and development[J]. Acta Petrolei Sinica, 2021, 42(5):561-569.

[4] 张君峰,徐兴友,白静,等.松辽盆地南部白垩系青一段深湖相页 岩油富集模式及勘探实践[J].石油勘探与开发,2020,47(4): 637-652.

ZHANG Junfeng, XU Xingyou, BAI Jing, et al. Enrichment and exploration of deep lacustrine shale oil in the first Member of Cretaceous Qingshankou Formation, southern Songliao Basin, NE China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2020, 47(4):637-652.

[5] 周立宏,陈长伟,韩国猛,等.陆相致密油与页岩油藏特征差异性及勘探实践意义:以渤海湾盆地黄骅坳陷为例[J].地球科学, 2021,46(2):555-571.

ZHOU Lihong, CHEN Changwei, HAN Guomeng, et al. Difference characteristics between continental shale oil and tight oil and exploration practice: a case from Huanghua Depression, Bohai Bay Basin[J]. Earth Science, 2021, 46(2):555-571.

[6] 张宇,杜垚,刘耘,等.四川盆地侏罗系大安寨段湖相页岩油气基本特征及勘探方向[J].中国地质,2022,49(1):51-65.
ZHANG Yu, DU Yao, LIU Yun, et al. Basic characteristics and exploration direction of lacustrine shale oil and gas in Da'anzhai Member of Jurassic in Sichuan Basin[J]. Geology in China,2022, 49(1):51-65.

- [7] 何海清,范土芝,郭绪杰,等.中国石油"十三五"油气勘探重大成 果与"十四五"发展战略[J].中国石油勘探,2021,26(1):17-30. HE Haiqing,FAN Tuzhi,GUO Xujie, et al. Major achievements in oil and gas exploration of PetroChina during the 13th Five-Year Plan period and its development strategy for the 14th Five-Year Plan[J]. China Petroleum Exploration,2021,26(1):17-30.
- [8] 胡东风,魏志红,刘若冰,等.四川盆地拔山寺向斜泰页1井页岩 油气重大突破及意义[J].中国石油勘探,2021,26(2):21-32. HU Dongfeng, WEI Zhihong, LIU Ruobing, et al. Major breakthrough of shale oil and gas in Well Taiye 1 in Bashansi syncline in the Sichuan Basin and its significance[J]. China Petroleum Exploration,2021,26(2):21-32.
- [9] 刘忠宝,胡宗全,刘光祥,等.四川盆地东北部下侏罗统自流井组 陆相页岩储层孔隙特征及形成控制因素[J].石油与天然气地 质,2021,42(1):136-145.

LIU Zhongbao, HU Zongquan, LIU Guangxiang, et al. Pore characteristics and controlling factors of continental shale reservoirs in the Lower Jurassic Ziliujing Formation, northeastern Sichuan Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2021, 42(1):136-145.

- [10] 郭彤楼.四川盆地北部陆相大气田形成与高产主控因素[J].石 油勘探与开发,2013,40(2):139-149.
   GUO Tonglou. Key controls on accumulation and high production of large non-marine gas fields in northern Sichuan Basin[J].
   Petroleum Exploration and Development,2013,40(2):139-149.
- [11] ROSS D J K, BUSTIN R M. Characterizing the shale gas resource potential of Devonian-Mississippian strata in the Western Canada sedimentary basin: application of an integrated Formation evaluation[J]. AAPG Bulletin, 2008, 92(1):87-125.
- [12] HICKEY J J.HENK B. Lithofacies summary of the Mississippian Barnett shale, Mitchell 2T. P. Sims well, Wise County, Texas
   [J]. AAPG Bulletin, 2007, 91(4):437-443.
- [13] 孙龙德,刘合,何文渊,等.大庆古龙页岩油重大科学问题与研究 路径探析[J].石油勘探与开发,2021,48(3):453-463.
   SUN Longde,LIU He,HE Wenyuan, et al. An analysis of major scientific problems and research paths of Gulong shale oil in Daqing oilfield,NE China[J]. Petroleum Exploration and Development,2021,48(3):453-463.
- [14] BAI Chenyang, YU Bingsong, LIU Huimin, et al. The genesis and evolution of carbonate minerals in shale oil formations from Dongying depression, Bohai Bay Basin, China [J]. International Journal of Coal Geology, 2018, 189:8-26.
- [15] 韦世明,金衍,夏阳,等. 自发渗吸对页岩油储层压裂后焖井的影响[J]. 石油钻采工艺,2023,45(6):756-765.
  WEI Shiming,JIN Yan,XIA Yang, et al. Influence of spontaneous imbibition on post-fracturing well soaking in shale oil reservoirs[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2023, 45(6): 756-765.
- 【16】 张衍君,徐树参,刘娅菲,等. 吉木萨尔页岩油压裂开发压后焖井时间优化[J]. 新疆石油天然气,2023,19(1):1-7.
  ZHANG Yanjun, XU Shucan, LIU Yafei, et al. Optimization of well shut-in time after fracturing in Jimusar shale oil reservoirs
  [J]. Xinjiang Oil & Gas,2023,19(1):1-7.
- [17] 李凯凯,安然,岳潘东,等.安 83 区页岩油水平井大规模蓄能体积压裂技术[J].石油钻探技术,2021,49(4):125-129.
   LI Kaikai, AN Ran, YUE Pandong, et al. Large-scale energy storage volumetric fracturing technology for horizontal wells in

1661

the An 83 shale oil reservoir[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2021,49(4):125-129.

- [18] 金之钩,王冠平,刘光祥,等.中国陆相页岩油研究进展与关键科 学问题[J].石油学报,2021,42(7);821-835.
   JIN Zhijun, WANG Guanping, LIU Guangxiang, et al. Research progress and key scientific issues of continental shale oil in China
   [J]. Acta Petrolei Sinica,2021,42(7);821-835.
- [19] ZHANG Yanjun, GE Hongkui, SHEN Yinghao, et al. Evaluating the potential for oil recovery by imbibition and time-delay effect in tight reservoirs during shut-in[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2020, 184:106557.
- [20] DUTTA R, LEE C H H, ODUMABO S, et al. Experimental investigation of fracturing-fluid migration caused by spontaneous imbibition in fractured low-permeability sands[J]. SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 2014, 17(1):74-81.
- [21] 于佳尧,葛洪魁,于雪盟,等.页岩油储层自发渗吸特征及影响因 素的实验研究[C]//2019 油气田勘探与开发国际会议论文集. 西安:西安石油大学、陕西省石油学会,2019.

YU Jiayao, GE Hongkui, YU Xuemeng, et al. Experimental study on imbibition characteristics and influencing factors of shale oil [C] // Proceedings of 2019 International Conference on Oil and Gas Field Exploration and Development. Xi'an, Xi'an Shiyou University, Shaanxi Petroleum Society, 2019

- [22] 谢建勇,袁珍珠,代兵,等.页岩油储层层理缝渗吸机制和渗吸模式[J].特种油气藏,2021,28(5):161-167.
  XIE Jianyong, YUAN Zhenzhu, DAI Bing, et al. Imbibition mechanism and model of bedding fractures in shale oil reservoir [J]. Special Oil & Gas Reservoirs,2021,28(5):161-167.
- [23] 张金风,梁成钢,陈依伟,等.表面活性剂对页岩油储层高温高压渗 吸驱油效果的影响因素[J].大庆石油地质与开发,2023,42(3): 167-174.

ZHANG Jinfeng, LIANG Chenggang, CHEN Yiwei, et al. Influence factors of surfactant on high-temperature and high-pressure imbibition displacement effect of shale oil reservoir[J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2023, 42(3):167-174.

[24] 孙庆豪,王文东,苏玉亮,等.页岩储层压裂液渗吸期间微观孔隙 原油动用特征[J].中南大学学报(自然科学版),2022,53(9): 3311-3322.

SUN Qinghao, WANG Wendong, SU Yuliang, et al. Characteristics of oil production in microscopic pores of shale reservoir during fracturing fluid imbibition[J]. Journal of Central South University(Science and Technology),2022,53(9);3311-3322.

[25] 郑澳.复兴地区页岩油藏渗吸提采机理及产能影响因素研究
[D].北京:中国石油大学(北京),2023.
ZHENG Ao. The mechanism of recovery enhancement by imbibition and the factors influencing production capacity of shale oil reservoirs in Fuxing Area[D]. Beijing: China University of Petroleum,2023.

- [26] 杨建,杨斌,王良,等. 川中大安寨段页岩油储层基质孔隙压裂液渗 吸驱油侵入深度研究[J]. 油气地质与采收率,2023,30(5):84-91. YANG Jian,YANG Bin,WANG Liang, et al. Invasion depths of fracturing fluid imbibition displacement in matrix pores of Da'an Zhai shale oil reservoirs in central Sichuan Basin[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency,2023,30(5):84-91.
- [27] 彭中樱,郭继香,张小军,等.页岩油渗吸机理及影响因素研究进展[J].应用化工,2024,53(3):661-666.

PENG Zhongying, GUO Jixiang, ZHANG Xiaojun, et al. Research progress on imbibition mechanism and influencing factors of shale oil [J]. Applied Chemical Industry, 2024, 53(3):661-666.

- [28] 许宁,谷团,陈哲伟,等.纳米驱油剂相渗特征及对页岩油开发方式的影响[J].非常规油气,2024,11(3):84-90.
  XU Ning,GU Tuan,CHEN Zhewei,et al. Relative permeability characteristic of nano-oil displacement agent and its effect on the development of shale oil[J]. Unconventional Oil & Gas,2024,11(3):84-90.
- [29] 郭建春,陶亮,胡克剑,等.页岩储层水相渗吸作用规律实验[J]. 石油学报,2022,43(9):1295-1304.
  GUO Jianchun,TAO Liang,HU Kejian,et al. Experiment on imbibition law of aqueous phase in shale reservoir[J]. Acta Petrolei Sinica,2022,43(9):1295-1304.
- [30] 朱秀川,胡钦红,蒙冕模,等.页岩储层渗吸过程中水的微观分布及 其气测渗透率动态响应特征[J].石油学报,2022,43(4):533-547. ZHU Xiuchuan,HU Qinhong,MENG Mianmo,et al. Microscopic distribution of water in the imbibition process of shale reservoir and dynamic response characteristics of its gas logging permeability[J]. Acta Petrolei Sinica,2022,43(4):533-547.
- [31] 李耀华,宋岩,徐兴友,等.鄂尔多斯盆地延长组7段凝灰质页岩 油层的润湿性及自发渗吸特征[J].石油学报,2020,41(10): 1229-1237.

LI Yaohua, SONG Yan, XU Xingyou, et al. Wettability and spontaneous imbibition characteristics of the tuffaceous shale reservoirs in the Member 7 of Yanchang Formation, Ordos Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 2020, 41(10), 1229-1237.

- [32] 蒋廷学,肖博,沈子齐,等. 陆相页岩油气水平井穿层体积压裂技术[J]. 石油钻探技术,2023,51(5);8-14.
   JIANG Tingxue,XIAO Bo,SHEN Ziqi, et al. Vertical penetration of network fracturing technology for horizontal wells in continental shale oil and gas[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2023,51(5);8-14.
- [33] 范仁俊,张晓曦,周璐,等.利用 OWRK 法预测桃叶表面润湿性能的研究[J].农药学学报,2011,13(1):79-83.
  FAN Renjun,ZHANG Xiaoxi,ZHOU Lu, et al. Research on the wettability of peach leaf surfaces by OWRK method[J]. Chinese Journal of Pesticide Science,2011,13(1):79-83.
- [34] SKIPPER N T, REFSON K, MCCONNELL J D C. Computer simulation of interlayer water in 2 : 1 clays[J]. The Journal of Chemical Physics, 1991, 94(11):7434-7445.
- [35] DRITS V A, WEBER F, SALYN A L, et al. X-ray identification of one-layer illite varieties: application to the study of illites around uranium deposits of Canada[J]. Clays and Clay Minerals, 1993,41(3):389-398.
- [36] UNGERER P.COLLELL J. YIANNOURAKOU M. Molecular modeling of the volumetric and thermodynamic properties of kerogen:influence of organic type and maturity[J]. Energy &. Fuels,2015,29(1):91-105.
- [37] SEDGHI M, PIRI M, GOUAL L. Atomistic molecular dynamics simulations of crude oil/brine displacement in calcite mesopores [J]. Langmuir, 2016, 32(14): 3375-3384.
- [38] KARABORNI S, SMIT B, HEIDUG W, et al. The swelling of clays:molecular simulations of the hydration of montmorillonite [J]. Science, 1996, 271(5252):1102-1104.

(收稿日期 2024-03-29 改回日期 2024-08-19 编辑 王培玺)