

四川盆地侏罗系湖相页岩油气压裂开采技术难点与展望

王光付^{1,2},王海波^{1,2},郭建春³,谢凌志⁴,徐克⁵,李凤霞^{1,2},周彤^{1,2},陈世敬^{1,2}

(1. 中国石化石油勘探开发研究院,北京 102206;2. 页岩油气富集机理与有效开发国家重点实验室,北京 102206;3. 西南石油大学,四川 成都 610500;4. 四川大学,四川 成都 610065;5. 北京大学,北京 100871)

摘要:四川盆地湖相页岩油气资源丰富,总资源量 $6 \times 10^{12} \text{ m}^3$ (气当量),以凝析油气藏为主,主要分布于侏罗系千佛崖组/凉高山组、自流井组东岳庙段和大安寨段的浅湖-半深湖相沉积地层内。与海相页岩气相比,湖相页岩气相特征、黏土矿物含量及气藏类型差异显著,油气开发面临稳产期短、递减快、单井预计最终可采储量(EUR)低等诸多难题,经济效益不高。系统分析研究了侏罗系3类页岩岩相组合,研究表明压裂开采存在三大技术瓶颈:①页岩多岩相组合、强非均质性制约裂缝扩展与支撑剂运移,改造体积提升困难。②高黏土矿物含量引发水化膨胀,缝网长效导流能力难以维持。③多尺度-多重介质-多相态储层中应力-渗流场动态演化,烃类赋存与渗流机制复杂,现有地质-工程模型及数值模拟方法适应性不足。认为亟需攻关强非均质页岩压裂缝网成缝机制、液-岩耦合孔缝结构演化与流体时空分布及多介质多相流体渗流规律等基础研究,构建“多岩相-多重介质-多尺度-多相流体”的页岩油气地质-工程一体化开采优化技术体系,形成“理论突破-技术研发-工程示范”全链条方案,为湖相页岩油气经济开发提供技术支撑。

关键词:渗流;水-岩作用;成缝机制;岩相组合;页岩油气;侏罗系;四川盆地

中图分类号:TE357.1

文献标识码:A

Challenges and prospects of hydraulic fracturing for the Jurassic lacustrine shale oil and gas development, Sichuan Basin

WANG Guangfu^{1,2}, WANG Haibo^{1,2}, GUO Jianchun³, XIE Lingzhi⁴, XU Ke⁵,
LI Fengxia^{1,2}, ZHOU Tong^{1,2}, CHEN Shijing^{1,2}

(1. Petroleum Exploration and Production Research Institute, SINOPEC, Beijing 102206, China; 2. State Key Laboratory of Shale Oil and Gas Enrichment Mechanisms and Effective Development, Beijing 102206, China; 3. Southwest Petroleum University, Chengdu, Sichuan 610500, China; 4. Sichuan University, Chengdu, Sichuan 610065, China; 5. Peking University, Beijing 100871, China)

Abstract: Lacustrine shales in the Sichuan Basin host abundant hydrocarbon resources totaling $6 \times 10^{12} \text{ m}^3$ (gas equivalent), predominantly as condensate reservoirs. Compared to marine shale gas reservoirs, these lacustrine shales display distinctive lithofacies characteristics, elevated clay contents, and unique gas reservoir types, primarily distributed in shallow to semi-deep lacustrine sedimentary environments of the Qianfoya/Liangaoshan formations, as well as the Dongyuemiao and Daanzhai members of the Ziliujing Formation, of the Jurassic. Presently, the Critical development challenges include short production plateau, rapid decline rates, and low estimated ultimate recovery (EUR) per well, undermining economic viability. This study systematically analyzes three Jurassic lithofacies assemblages and identifies critical fracturing constraints as follows. First, Strong heterogeneity arising from multi-lithofacies combinations restricts fracture propagation and proppant transport, limiting the stimulated reservoir volume. Second, the high clay content induces hydration swelling, impairing long-term fracture conductivity. Third, the dynamic stress-seepage coupling in multi-scale, multi-porosity, multi-phase systems complicates hydrocarbon flow mechanisms, highlighting inadequacies in current geoenvironment models and numerical simulations. Essential research priorities, thereby, include fracture network formation in highly heterogeneous shales, fluid-rock coupled pore-fracture evolution incorporating spatiotemporal fluid distribution, and multi-phase flow modeling within complex porous media.

收稿日期:2025-03-27;修回日期:2025-08-19。

第一作者简介:王光付(1965—),男,博士、教授级高级工程师,油气田开发。E-mail:wanggf_syky@sinopec.com。

基金项目:国家自然科学基金联合基金项目(U23B6004)。

Consequently, we propose an integrated “multi-lithofacies/multi-porosity/multi-scale/multi-phase” geoengineering optimization framework (i. s. , “modeling-fracturing-simulation”) to establish a comprehensive “theory-technology-demonstration” solution for economically viable shale resource development.

Key words: seepage, water-rock interaction, mechanism behind fracture formation, lithofacies assemblage, shale oil and gas, Jurassic, Sichuan Basin

引用格式:王光付,王海波,郭建春,等. 四川盆地侏罗系湖相页岩油气压裂开采技术难点与展望[J]. 石油与天然气地质,2025,46(6):2026–2040. DOI:10. 11743/ogg20250618.

WANG Guangfu, WANG Haibo, GUO Jianchun, et al. Challenges and prospects of hydraulic fracturing for the Jurassic lacustrine shale oil and gas development, Sichuan Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2025, 46(6): 2026–2040. DOI: 10. 11743/ogg20250618.

四川盆地湖相页岩油气主要分布于侏罗系凉高山组、千佛崖组和自流井组,这些地层为浅湖–半深湖相沉积,具有“高总有机碳含量(TOC)、高孔隙度、高含气量”的特点,油气资源总量 $6 \times 10^{12} \text{ m}^3$ (气当量),约占四川盆地天然气总资源量的27.7%^[1],以凝析油气藏为主。2020年以来,四川盆地复兴、元坝、普光和平昌等区块在侏罗系多口探井相继取得重大勘探突破。其中,凉高山组平安1井通过水平井分段压裂,采用10 mm直径油嘴测试,获日产原油112.80 m^3 、日产天然气 $11.45 \times 10^4 \text{ m}^3$,实现侏罗系页岩油气领域首次突破;千佛崖组普陆页1HF井日产油3.50 m^3 、日产天然气 $10.40 \times 10^4 \text{ m}^3$;自流井组大安寨段涪页4–2HF井日产油达41.00 m^3 ;东岳庙段涪页10井日产油17.60 m^3 、日产天然气 $5.57 \times 10^4 \text{ m}^3$ 。这些勘探成果充分证实了侏罗系湖相页岩油气资源潜力巨大,是继五峰组–龙马溪组海相页岩气之后最具开发前景的增储上产战略接替层系之一。

这些湖相页岩为浅湖–半深湖相沉积,与海相页岩相比,在岩相特征、黏土矿物含量和气藏类型等方面存在显著差异,导致开发过程中普遍存在产量递减快、稳产期短,单井累积可采储量低等技术难题,难以实现有效经济开发。本文分析了四川盆地侏罗系湖相页岩的3种类型岩相组合,深入探讨了页岩油气压裂开采面临的储层改造体积有限、裂缝网络长效导流能力不足和开发技术策略难制定等技术难题,提出攻关多岩相组合强非均质湖相页岩压裂缝网成缝机制、液–岩耦合作用下湖相页岩孔–缝结构演化与流体时空分布和湖相页岩油气多岩相–多重介质–多相流体渗流规律等基础研究的技术思路。在此基础上,构建“多岩相–多重介质–多尺度–多相流体”的页岩油气地质工程“建模–压裂–数值模拟”开采优化技术体系,最终形成“理论突破–技术研发–示范区工程实践”的全链条解决方案,为四川盆地湖相页岩油气经济高效开发提

供技术支撑。

1 侏罗系页岩油气主要地质特征

四川盆地侏罗纪经历3次大规模湖侵,在下侏罗统自流井组东岳庙段、大安寨段和中侏罗统千佛崖组(与凉高山组同阶)发育3套浅湖–半深湖亚相富有机质页岩。多口探井测试证实侏罗系湖相页岩具有良好的油气富集条件。通过野外露头 and 岩心观察发现,与均质的志留系五峰组–龙马溪组海相页岩相比(图1a),侏罗系湖相页岩储层具有显著的非均质性特征(图1b,c)。根据岩相组合特征,可将其主力含油层系划分3种主要类型:页岩夹灰岩型、页岩夹薄层砂岩型和页岩夹砂岩/灰岩型(图2)。

普光地区优质页岩油气分布于千(千佛崖组)一段2小层和3小层,厚度约为30 m,岩相为黑灰色页岩夹薄层泥质粉砂岩和介壳层^[2]。复兴地区主力页岩油气分布于凉高山组和自流井组。其中,凉(凉高山组)二下亚段厚度为25~30 m,岩相为灰黑色泥页岩夹薄层粉砂岩^[1],与千佛崖组同阶且岩相类似;自流井组东(东岳庙段)一亚段厚度为25~30 m,岩相为灰黑色泥页岩夹薄层的灰色介壳灰岩^[3];自流井组大(大安寨段)二亚段厚度约为30 m,岩相为灰黑色泥页岩夹薄层粉砂岩、灰色介壳灰岩^[4]。

与四川盆地海相页岩气相比,侏罗系湖相页岩油气地质特征明显不同(表1)^[2–4]。

1) 沉积环境差异:海相页岩为均质的黑色页岩,为深水陆棚沉积;湖相页岩非均质性显著,发育3种岩相组合,即页岩夹灰岩、页岩夹薄层砂岩和页岩夹砂岩/灰岩,均为浅湖–半深湖相沉积。

2) 储层特征差异:海相页岩储集空间类型主要以有机孔为主且发育微裂缝,石英矿物含量高达45.0%,黏土矿物含量低于33.0%;湖相页岩储集空间

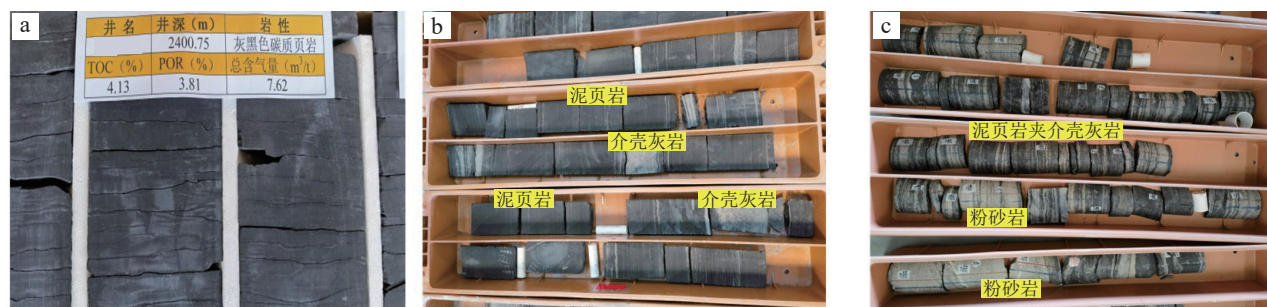


图1 四川盆地侏罗系湖相页岩与志留系海相页岩储层均质性特征对比岩心照片

Fig. 1 Comparison of homogeneity between the Jurassic lacustrine shales and the Silurian marine shales

a. 灰黑色炭质页岩, 志留系海相页岩, X井, 埋深2 400.00~2 400.75 m; b. 灰黑色泥页岩夹薄层的灰色介壳灰岩, 复兴东一亚段湖相页岩, 兴页2井, 埋深2 430.00~2 435.00 m; c. 灰黑色泥页岩夹粉砂岩、灰色介壳灰岩, 复兴大二亚段湖相页岩, 兴页9井, 埋深2 695.00~2 700.00 m

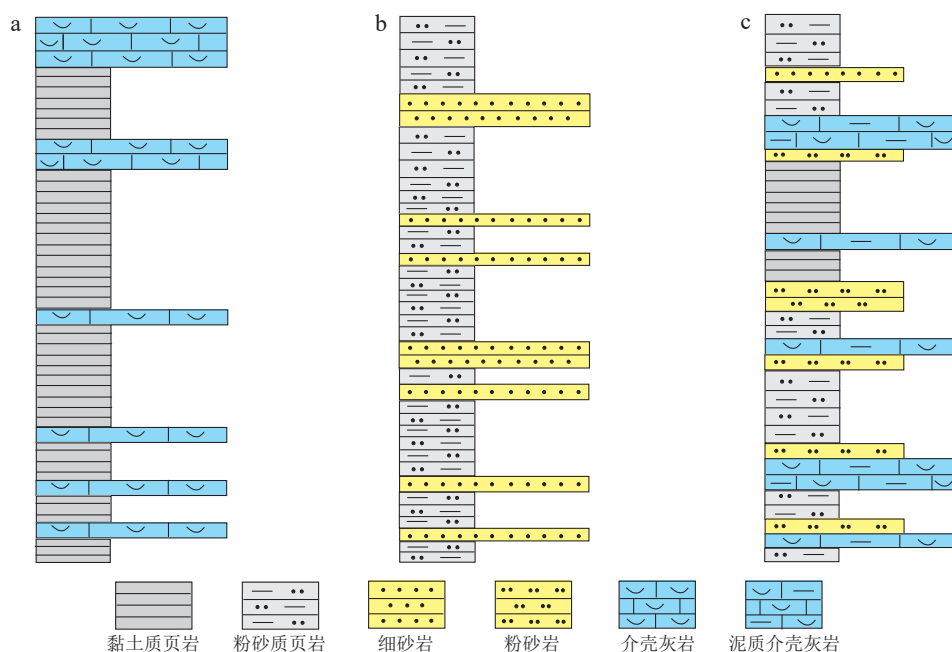


图2 四川盆地侏罗系页岩3种岩相组合示意图

Fig. 2 Schematic diagram of three types of lithofacies associations in Jurassic shale, Sichuan Basin

a. 页岩夹灰岩型; b. 页岩夹砂岩型; c. 页岩夹砂岩/灰岩型

类型主要以无机孔为主且发育微裂缝, 石英矿物含量为20.0%~45.0%, 黏土矿物含量为45.9~68.4%, 其中, 复兴自流井组东一亚段黏土矿物含量最高可达59.0%。

3) 油气演化及油气藏类型差异: 海相页岩 TOC 平均值为2.55%, 含气量为3~5 m³/t, 均明显高于湖相页岩。海相页岩镜质体反射率(R_o)介于2.20%~3.60%, 有机质演化阶段为过成熟阶段, 烃类中甲烷含量达98.30%, 形成干气藏; 湖相页岩 R_o 介于0.98%~2.09%, 有机质演化阶段主要为成熟-高成熟阶段, 烃类中甲烷含量为74.30%~90.58%, 气/油比为425~12 615 m³/m³, 可形成挥发油、凝析油、凝析气和湿气等油气藏, 不同区域油气藏类型不同。

2 湖相页岩油气压裂开采现状

四川盆地侏罗系湖相页岩具有显著的纵向非均质性, 发育粉砂质泥岩、页岩、介壳灰岩、砂岩等多种岩性。针对这一复杂岩相特征, 开展了一系列压裂工艺现场攻关研究。表2展示了复兴东岳庙段、凉高山组和普光千佛崖组的压裂工艺参数及发展历程^[5]。

复兴东岳庙段目前完钻井主要分布在拔山寺南向斜、拔山寺北向斜、梁平向斜3个构造单元, 从2019年至今经历了多轮次的现场压裂探索实践。初期在涪页10HF井采用“超密切割+多级暂堵+增大泄气面积+簇间暂堵簇均衡”的复合压裂技术, 现场取得初步突

表1 四川盆地侏罗系湖相页岩油气地质参数特征

Table 1 Geological parameters of the Jurassic lacustrine shale oil and gas in the Sichuan Basin

参数	志留系龙马溪组 海相页岩气	侏罗系湖相页岩油气			
		普光千佛崖组 千一段3小层	复兴凉高山组 凉二下亚段	复兴自流井组 东一亚段	复兴自流井组 大二亚段
岩相组合类型	黑色页岩	黑灰色页岩夹薄层泥质粉砂岩和 介壳层及介壳屑粉砂岩	灰黑色泥页岩夹薄 层粉砂岩	灰黑色泥页岩夹薄层 的灰色介壳灰岩	灰黑色泥页岩夹薄层粉 砂岩和夹灰色介壳灰岩
沉积相类型	深水陆棚	半深湖	半深湖	半深湖	半深湖
有机质类型	I	II ₁ -II ₂	II ₁ -II ₂	II ₁ -II ₂	II ₂ 或III
TOC/%	2.21~5.63/3.56	1.01~2.39/1.42	1.00~1.68	1.00~4.04	0.33~3.78/1.22
R _o /%	2.20~3.60/2.55	1.95~2.09/2.06	0.98~1.68/1.33	1.26~1.79/1.56	1.11~1.82/1.49
有机质演化阶段	过成熟阶段	高成熟末期-过成熟早期	成熟-高成熟阶段	成熟-高成熟阶段	成熟-高成熟阶段
储层厚度/m	80~100	25	70	25~30	30~80
储集空间类型	有机孔和微裂缝为 主,无机孔为辅	无机孔和层理缝为主, 有机孔次之	无机孔和 微裂缝	无机孔、 有机孔和裂缝	无机孔
孔隙度/%	4.00~6.00/4.80	5.37	3.10	4.05~6.11	1.50~6.70/3.90
石英含量/%	33.00~60.00/45.00	29.30	20.00~44.00	25.70	17.60~49.40/24.90
碳酸盐矿物含量/%	3.40~16.60/9.00	1.70	1.00~8.00	7.20	3.00~50.60/21.60
黏土矿物含量/%	21.00~50.00/33.00	57.30	38.00~59.00/ 45.90	46.00~68.40/56.00	26.00~64.00/46.80
压力系数	1.25~1.45	1.32	1.20	1.70	1.43~2.09
含气量/(m ³ /t)	3.00~5.00	2.06	1.15	0.27~1.61	0.87~1.98/1.49
甲烷含量/%	98.30	87.60~89.00	74.30	81.40(涪页10HF井)	77.45~90.58
气/油比	0	12 615(普陆页1井)	425~2 849	1 850(涪页10HF井)	—
油气藏类型	干气藏	凝析气藏	挥发油藏- 凝析气藏	凝析气藏	凝析气藏-湿气藏

注:表中数值为“最小值~最大值/平均值”。“—”为无数据。

破。为降低压裂施工成本,后续试验转向以“簇改造强度为核心”的压裂方案,但在2口试验井中均未获得理想效果。因此,后续压裂又调整为前期的“超密切割”方案,并引入前置CO₂压裂,遗憾的是仍未取得预期突破。2024年,1002HF井首次采用“极限密切割”工艺,单段压裂簇数为12~14簇,簇间距为2~5 m,用液强度为41.6 m³/m,加砂强度为4.1 t/m,显著提升了压后产量。总体来说,目前复兴东岳庙段探井虽均已取得工业油气流,但各井产量差异较大。

复兴凉高山组的压裂发展历程基本与东岳庙段一致,且主体改造工艺模式未发生较大变化。2020年,泰页1井采用“适度密切割+多尺度裂缝强加砂+投球暂堵”的压裂思路,取得了较好的试油气效果。后续压裂井继承了“适度密切割”的主体工艺思路,并进行了以“提用液强度、提排量、优暂堵、小粒径”为核心的工艺调整与优化,取得了良好的改造效果。其中,兴页9LHF井压后日产油111.56 m³,标志着凉高山组湖相页岩油勘探取得重大突破。

基于建模压模一体化的压裂工艺参数优化,普光工区千佛崖组探索了不同压裂改造模式。2021年,普

陆页1HF井采用“多段多簇密切割+多级双暂堵+定向射孔+一体化变粘防膨滑溜水”复合工艺,压裂改造效果显著。后续,又探索了以“少段多簇密切割+多尺度裂缝强加砂+双暂堵+层内穿层压裂”为核心的新技术模式,但应用效果波动较大。

当前,四川盆地侏罗系湖相页岩普遍采用“细分密切割+组合粒径支撑剂+暂堵转向+大液量”的储层改造模式,已取得初步效果。然而,受湖相页岩特有的“多岩相-多纹层-多岩性界面”特征影响,岩石破裂过程呈现非连续介质非均匀破断特性,导致既有的均质压裂扩展理论模型和海相页岩压裂模型难以有效适用。压裂-开采全周期中,压裂液诱发黏土颗粒非均匀变形,造成孔缝结构动态演化复杂多变,原位环境下多尺度渗流通道的萌生-扩展-闭合机制尚未明晰。现有低黏土均质岩石水化研究成果无法解释湖相页岩内多相流体的时空分布规律,而密集平行分布的微裂缝体系则使经典双重介质渗流模型失去适用基础。同时,微/纳米孔缝内流体相态行为的尺度差异性缺乏跨尺度表征模型,压裂开采过程中孔缝结构的时变特征与渗流规律间耦合机制亦未明确。这些科学问题的存

表2 四川盆地侏罗系湖相页岩储层压裂工艺参数及其发展历程

Table 2 Parameters of fracturing techniques and development history of the Jurassic lacustrine shales in the Sichuan Basin		发展历程				
储层	压力工艺参数	2019年	2021年	2021—2022年	2022—2023年	2023—2024年
复兴东岳庙段	压裂理念	超密切割+多级暂堵+增大泄气面积+提高单井产能+簇间暂堵簇均衡	簇改造强度为核心+提高穿行效率+增加缝长+提高裂缝长期导流	长段密簇+4级暂堵(2球+2剂)+提簇数+提高加砂强度+施工排量	超密切割+多级暂堵+增大泄气面积+提高单井产能+簇间+缝内暂堵簇均衡+前置CO ₂	极限密切+复合暂堵+大排量提净压+高粘造缝穿层+小粒径主加砂+不同小层差异化设计
	工艺参数	超密布缝:32段/(214簇) 簇间距:5.00~6.00 m, 裂缝密度:14.30条/(100 m) 簇间转向:1~2级投球 加砂强度:2.90 t/m	密布缝:32段/总簇数130簇 簇间距:8.00~12.00 m 裂缝密度:8.00条/(100 m) 缝内转向:颗粒暂堵剂 加砂强度:3.91 t/m	总簇数:35段/221~259簇 簇间距:5.00~6.00 m 裂缝密度:14.00条/(100 m) 暂堵:多级暂堵(2球+2剂) 加砂强度2.70~3.63 t/m	超密布缝:40段/216簇 簇间距:5.76 m 裂缝密度:12.20条/(100 m) 簇间缝内转向:3球+2剂 加砂强度:5.50 t/m	极限密切:43段/(536簇) 簇间距:2.00~5.00 m 裂缝密度:21.30条/(100 m) 簇间缝内转向:2球+1剂 加砂强度:4.11 t/m
	压后产量	9.71×10 ⁴ m ³ /d	(1.43~2.19)×10 ⁴ m ³ /d	(0.96~2.63)×10 ⁴ m ³ /d	无压力、无产量	油:6.00~7.00 m ³ /d、 气:3.80×10 ⁴ m ³ /d
复兴凉山高山组	压裂理念	少段多簇+多级暂堵、增大泄气面积,提高单井产能、簇间暂堵簇均衡	少段多簇+多级暂堵、簇间+缝内暂堵簇均衡	少段多簇+多级暂堵、提高用液强度、增加改造体积簇间+缝内暂堵簇均衡		
	工艺参数	布缝:20段/(146簇) 簇间距:9~10 m 裂缝密度:10.50条/(100 m) 簇间转向:1~2级投球 用液强度:28.40 m ³ /m 加砂强度:3.70 t/m	布缝:29段/(229簇) 簇间距:8~9 m 裂缝密度:12.10条/(100 m) 用液强度:32.20 m ³ /m 加砂强度3.76 t/m	布缝:30段/(229簇) 簇间距:7~8 m 裂缝密度:11.10条/(100 m) 簇间转向:2球+2剂 用液强度37.76 m ³ /m 加砂强度4.28 t/m		
	压后产量	油:26.60 m ³ /d、 气:3.60×10 ⁴ m ³ /d	油:9.50~40.80 m ³ /d、气: (0.42~1.40)×10 ⁴ m ³ /d	油:24.80~136.00 m ³ /d、气:(0.44~2.50)×10 ⁴ m ³ /d		
普光千佛崖组	压裂理念	多段多簇密切割+多级双暂堵+定向射孔+一体化变粘防膨滑溜水	密切割+多尺度裂缝强加砂+双暂堵+层内穿层压裂	密切割+一体化变黏滑溜水+多尺度裂缝强加砂+多级暂堵+层内穿层压裂		
	工艺参数	布缝:23段/(111簇) 簇间距:8.80 m 裂缝密度:7.70条/(100 m) 簇间转向:1~2级投球 用液强度:37.00 m ³ /m 加砂强度:3.54 t/m	布缝:24段/(168簇) 簇间距:11.40 m 裂缝密度:8.30条/(100 m) 簇间转向:1球+1剂 用液强度:27.90 m ³ /m 加砂强度:2.65 t/m	布缝:18段/(94簇) 簇间距:10.00 m 裂缝密度:8.10条/(100 m) 簇间转向:1球+1—2例 用液强度:31.60 m ³ /m 加砂强度:3.43 t/m		
	压后产量	油:3.10 m ³ /d、 气:3.80×10 ⁴ m ³ /d	油:6.60 m ³ /d、 气:2.45×10 ⁴ m ³ /d	气:1.50×10 ⁴ m ³ /d		

在,导致实际开发处于单井产量年递减率超过55%、稳产期不足8个月及单井估算最终可采储量(*EUR*)预测值集中在(0.4~0.6)×10⁸ m³的困境,与经济有效开发目标仍存在显著差距。

3 湖相页岩油气压裂开采技术难点

湖相页岩储层因纵向多岩相组合及密集交互纹层弱面、高黏土含量与纳米孔隙-微裂缝复合结构,呈现强非均质性和显著时变效应。液-岩物理化学作用诱

发黏土膨胀(膨胀率15%~30%)及矿物骨架劣化(强度衰减20%~50%),导致孔隙-裂缝动态演化与力学性能持续衰减;微观-宏观多尺度裂缝受非均质岩相与纹层弱面控制,起裂扩展规律复杂且形态多样,压裂破裂机制不清;同时,基质-微裂缝体系渗流行为受纳米孔隙局部相态和各相空间分布、微裂缝网络强流体关联性影响,经典双重介质渗流理论失效。亟需突破多岩相强非均质破裂机理、液-岩耦合时变损伤机制及多尺度多相渗流理论等瓶颈(图3),为压裂开采提供科学依据。

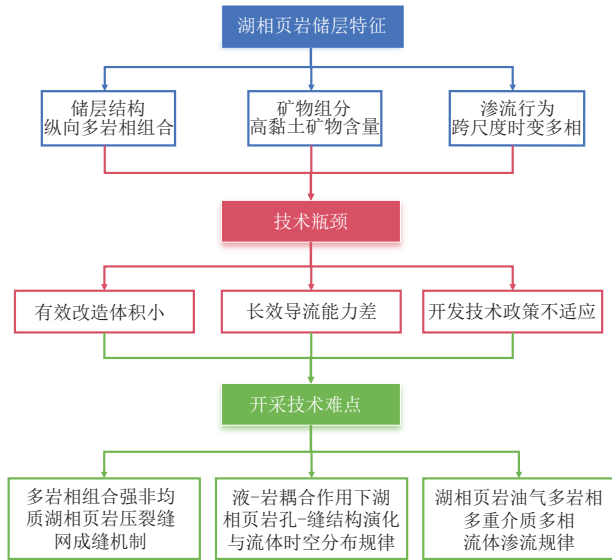


图3 湖相页岩油气压裂开采技术难点

Fig. 3 Technical challenges in fracturing extraction of lacustrine shale oil and gas

3.1 储层改造裂缝控制体积小

侏罗系湖相页岩纵向上岩性变化快,细薄夹层发育且岩相力学性质差异大。东岳庙段发育多套“厘米-分米”级介壳灰岩;凉高山段页岩存在致密砂岩和介壳灰岩隔夹层;大安寨段页岩则为上、下页岩夹持的介壳灰岩和高炭碳酸盐岩(图2)。由于岩相间力学性质及应力非均质性强,导致水力裂缝三维扩展困难、控制体积有限。

微地震事件统计结果表明,复兴地区湖相页岩裂缝延伸扩展耗能高,多口井统计裂缝扩展速率平均值为4.2 m/min,较海相页岩的8.7 m/min显著降低了48%。这一数据表明,湖相页岩裂缝扩展需要消耗更多能量,为实现有效改造,必须大幅增加施工液量和注入时间。

在理论模型方面,目前湖相页岩压裂非连续介质非均匀裂缝扩展模型有待构建。为深化压裂裂缝扩展规律与主控因素,学者们提出了多种数学模型以模拟裂缝扩展过程^[6-8]。目前,常用的裂缝扩展模拟方法主要包括2类:①基于连续介质力学的有限元法、扩展有限元法和位移不连续法;②基于非连续介质力学的离散元法^[9]。其中,连续介质力学方法能准确计算应力场,而非连续介质力学方法则在求解任意裂缝扩展问题更具优势。近年来,围绕页岩等复杂非常规储层类型,逐渐发展了连续与非连续介质的统一模型,包括有限元-非连续变形分析耦合、有限元-离散元耦合、有限差分-离散元耦合等方法^[10]。

作者团队前期基于有限元-离散元耦合法,建立了针对层状强非均质性页岩的复杂裂缝扩展数值模型^[11]。研究表明,页岩中纵向发育的层理/纹层和层间界面,对裂缝高度扩展和裂缝网络复杂程度均具有十分重要的影响。然而,由于缺乏对大量密集交互纹层的定量表征处理方法,现有数值模拟研究仅可考虑纵向少量纹层的影响。而湖相多岩相组合页岩纵向上发育纹层-细薄夹层界面-岩相间界面等多尺度密集交互弱面结构,其成缝机制与缝网扩展规律更加复杂。因此,仍需进一步开展复杂储层结构的裂缝扩展数值模型研究。

在工程实践方面,湖相页岩人工裂缝调控技术有待提升。适配湖相页岩的人工裂缝调控技术是提高压裂改造效果的关键。水平井分段分簇压裂过程中,受地层非均质性及缝间应力干扰作用影响,多簇裂缝呈现非均匀进液情况,部分射孔簇难以有效起裂扩展,严重降低压裂裂缝的复杂程度^[12]。数值模拟研究表明,通过调整排量、增大簇间距和采用非等间距射孔簇等工艺措施,可以有效改善中间簇裂缝被抑制的程度^[13]。部分学者考虑井筒和射孔孔眼摩阻影响,认为调整限流射孔数量、减小孔眼直径、采用各簇非均匀射孔等工艺也是促进各簇裂缝均衡扩展的有效手段^[14]。此外,通过优化暂堵工艺的暂堵时机、暂堵球数量与粒径,对优势扩展裂缝进行封堵,也可实现受限制裂缝的进一步扩展^[15-16]。

作者团队前期形成了一套针对水平井多簇压裂的裂缝竞争扩展模型,并对缝间应力干扰作用规律和人工调控技术进行了研究。然而,湖相页岩地质特征下的复杂三维裂缝扩展形态导致各簇裂缝之间的应力干扰机制更加复杂,这使得传统二维或平面三维模型适用性受限。未来需结合多种检测手段,在进一步明确复杂缝网诱导应力场扰动规律的基础上,探索适合湖相页岩高效压裂改造的人工裂缝调控技术(图4)。

3.2 有效支撑裂缝体积小

四川盆地侏罗系湖相页岩纵向岩性复杂、细薄夹层发育,应力非均质性强,导致裂缝网络纵横交错,纵向缝宽剖面变化快,缝网流体速度差异大,支撑剂受狭窄壁面阻滞效应加剧,纵向运移距离受限。同时,储层天然裂缝发育,压裂液滤失量大。作者团队实验研究表明,低黏滑溜水中支撑剂沉降速度快,横向运移距离受限(图5)。因此,四川盆地侏罗系页岩存在支撑剂铺置高度低、输送距离短、裂缝有效支撑体积极小的工程问题。

为研究页岩压裂复杂裂缝内的支撑剂输送规律,

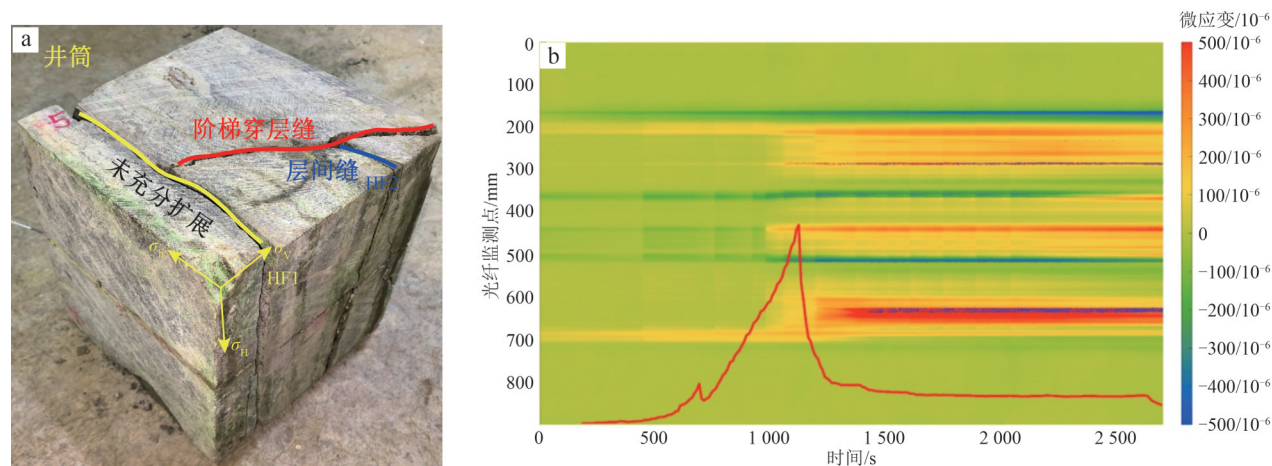


图4 四川盆地侏罗系湖相页岩裂缝扩展与光纤监测联合实验

Fig. 4 Integrated experiment on fracture propagation and fiber-optic monitoring for the Jurassic lacustrine shales in proppant transport experiments

a. 页岩裂缝扩展物理模拟实验样品; b. 压裂实验过程中的光纤动态监测图像

σ_h : 最小水平主应力; σ_H : 最大水平主应力; σ_v : 垂向主应力; HF1, HF2: 水力压裂裂缝

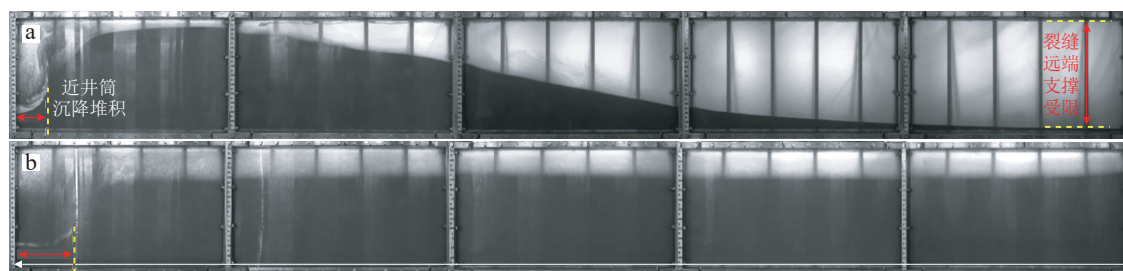


图5 支撑剂输送实验中低黏滑溜水携砂支撑剂运移距离受限现象

Fig. 5 Limited proppant migration distance in low-viscosity slickwater in proppant transport experiments

a. 40/70目石英砂 + 2.5 mPa·s黏度; b. 40/70目石英砂 + 15.0 mPa·s黏度

(装置长10.0 m, 高0.6 m。)

在实验研究方面,学者们先后建立了不同裂缝形态的支撑剂输送实验装置,包括小型窄缝加单条水平裂缝^[17]、多级裂缝复杂缝网等装置^[18-20],但考虑湖相页岩裂缝纵横向非均匀分布特征,特别是缝宽纵向变化的专用实验装置仍属空白。在理论研究方面,目前形成了不同尺度的数值模型。基于格子-玻尔兹曼方法,建立了颗粒在壁面作用下的流-固本构关系^[21-22]。基于计算流体力学-离散元方法^[23-25],实现了颗粒在迂曲狭窄裂缝中转向和旋转运动的模拟。针对工程研究需求,现有数值模拟方法只能将支撑剂视作连续相,采用两流体理论^[26-27],才能实现几十米至百米级的缝内支撑剂运移计算要求。目前,考虑湖相页岩裂缝壁面阻滞效应、裂缝宽度非均匀分布特征的支撑剂入缝与铺置数值模拟研究尚少。

为提高裂缝有效支撑体积,作者团队通过实验探索了低黏度(2.5 mPa·s)条件下微支撑剂(200/400目)在缝内分布情况。结果显示(图6,图7),微支撑剂缝

内沉降堆积减少,能够有效进入主裂缝远端及分支裂缝,前、后分支裂缝充填面积百分比差值由41.28%减小为2.38%,支撑剂非均匀分布现象显著改善。针对湖相页岩裂缝纵横交错、缝宽非均匀变化等复杂结构特征,后续研究将聚焦于支撑剂输运实验装置与多尺度数值模型的协同创新,系统揭示多种工程参数(如支撑剂粒径、压裂液黏度、泵注方式等)作用下的支撑剂分布机制,并深入探索微支撑剂、纤维携砂等新型工艺条件下的输运行为与堆积特征,旨在为湖相页岩压裂泵注程序优化与裂缝有效支撑体积的提升提供理论支撑与技术路径。

3.3 黏土水化效应显著

湖相页岩具有显著的非均质性和高黏土矿物含量(45.9%~68.4%)^[28-29],与水基压裂液作用后,内部黏土矿物发生水化膨胀、崩解、分散等作用,促使页岩微观结构不断演化,加剧页岩内部毛细效应与毛细管力。

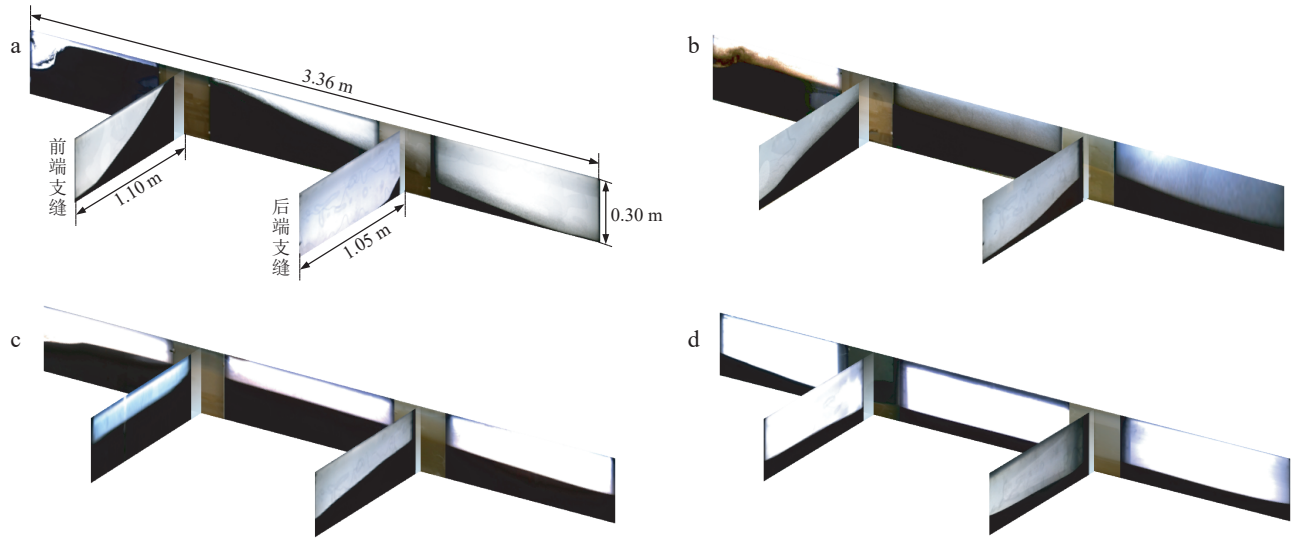


图6 支撑剂输送实验中不同粒径支撑剂的分布结果

Fig. 6 Distribution of proppants with varying particle sizes in proppant transport experiments

a. 40/70 目; b. 70/140 目; c. 100/200 目; d. 200/400 目
(前端支缝宽 3.0 mm, 后端支缝宽 1.0 mm)

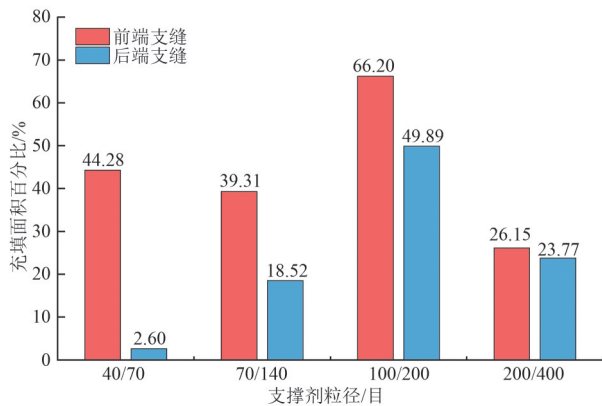


图7 支撑剂输送实验中不同粒径支撑剂分支裂缝中充填面积百分比柱状图

Fig. 7 Bar chart of proppant-filled area percentages in branch fractures for different proppant sizes in transport experiments

水化作用促使矿物颗粒间粘结性能降低,进而导致页岩单轴/三轴抗压强度、剪切强度、弹性模量与断裂韧性等力学关键特征量快速降低^[30-34],最终诱发储层裂缝网络快速闭合,降低裂缝长效导流能力。

作者团队利用扫描电镜分析了湖相页岩水化前、后孔隙结构的变化(图8)。研究发现,样品黏土矿物水化过程中因溶蚀作用产生新的孔隙结构,但同时黏土膨胀又导致原有裂缝逐渐闭合,这种双重作用引起湖相页岩渗透率发生复杂的动态演变。此外,页岩黏土矿物水化膨胀产生的膨胀应力与毛细管力共同作用于裂纹尖端,增大了裂尖应力强度因子,促进微裂纹萌生与扩展^[35-36]。特别值得注意的是膨胀应力一般在垂

直层理方向表现更为显著^[37],导致层理面原始裂隙发生扩展、闭合甚至塌陷等变化,加剧了垂直层理面内微纳米矿物溶蚀孔的松散和破碎,使得微裂纹数量增多、宽度增大^[38],这些变化大大增加了储层缝网动态演化定量表征和长效性刻画难度。

另一方面,高黏土含量页岩受水化作用影响,其内部孔隙结构与孔隙体积演化导致渗吸效应不断改变。这种改变主要体现在两个关键方面:①黏土内部水合离子和表面吸附的离子组成双电层,当压裂液等地层流体与页岩接触时,内外离子浓度差异产生渗透压^[39]。这种渗透压作为额外的驱动力,促进流体通过页岩孔隙和裂缝进入其内部,增强了页岩的渗吸能力。②基于CT扫描、扫描电子显微镜(SEM)和核磁共振(NMR)等技术^[40]的实验结果表明,在高黏土含量页岩中,裂缝的扩展主要由黏土膨胀产生的内应力驱动而非矿物溶解。这种内应力的作用不仅促进了微裂缝的生成、扩展及连通^[41],在改变结构的同时,也为流体提供额外的渗流路径,导致页岩内部流体介质渗流通道不断演化,使得压裂液在储层中的时空分布特征更加复杂难辨。

作者团队开展的渗吸过程DIC实时监测实验结果表明(图9),随着渗吸时间的增加,渗吸流体从样品底部呈活塞式上升,黏土水化膨胀导致样品体积呈现出增加的趋势。随着渗吸时间的延长,水化造成的结构损伤持续增加,导致样品的孔隙体积呈现增大趋势。具体而言,黏土矿物含量为46%的样品其孔隙度从

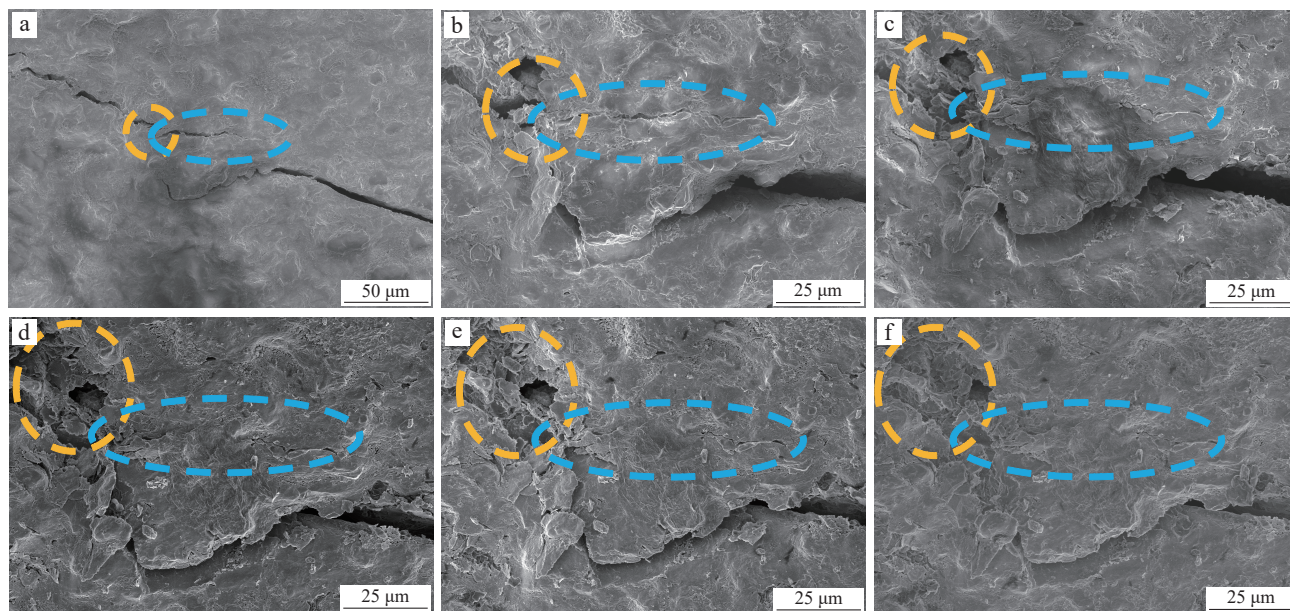


图8 湖相页岩水化实验过程中溶蚀孔隙的产生和水化裂缝的闭合行为扫描电镜照片

Fig. 8 Formation of dissolution pores and closure of hydration-induced fractures during the hydration process of lacustrine shales

a. 水化前(0 d); b. 水化1 d; c. 水化2 d; d. 水化4 d; e. 水化6 d; f. 水化8 d

(图中黄色区域表示不同水化时长情形下溶蚀孔的演化过程,蓝色区域表示不同水化时长情形下的裂缝闭合现象。)

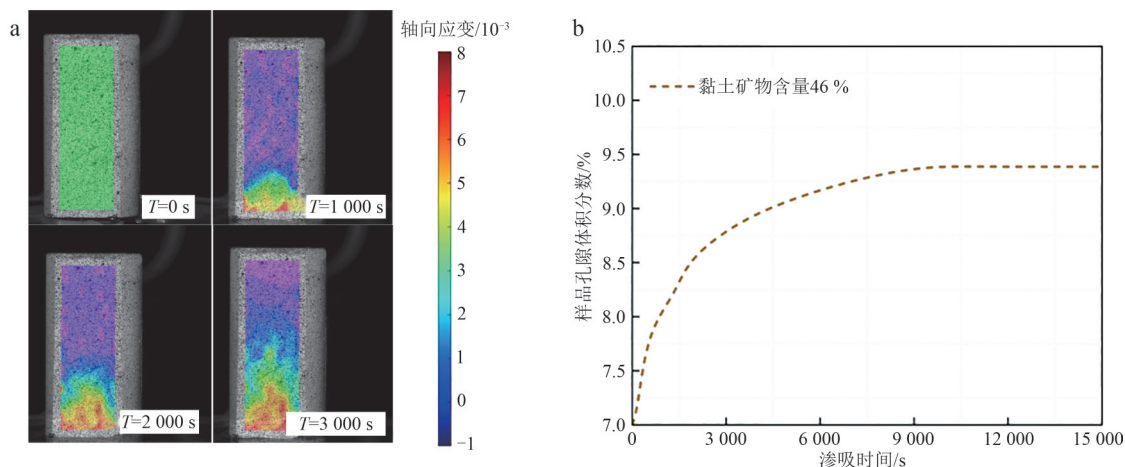


图9 人造岩心渗吸实验中DIC实时监测岩心渗吸过程与孔隙体积变化规律

Fig. 9 Spontaneous imbibition process and pore volume changes in artificial rock cores imbibition experiment based on digital image correlation (DIC) method

a. 轴向应变随渗吸时间的演化规律; b. 孔隙体积随渗吸时间的演化规律

7.0%增长至9.3%,这一数据充分证明了水化作用对储层孔隙结构具有显著影响。

综上所述,在高黏土矿物含量的湖相页岩中,压裂液与岩石接触后会诱发显著的黏土水化膨胀与结构演化。黏土水化不仅会产生额外的渗透压和膨胀应力,促进裂纹在页岩中的扩展,同时也会导致孔隙结构和流体渗吸通道不断演变,加剧储层渗流网络的动态变化。这种演化既可能增大页岩的微裂纹数量和孔隙度,创造新的渗流通道,但同时也可能导致裂缝逐渐闭

合、渗透率降低,从而削弱储层的长期渗流能力。此外,流体渗吸效应进一步增强了流体与页岩的相互作用,形成水化-渗吸-力学演化的耦合机制,加剧储层裂缝网络的动态演变,使得压裂液的滞留和返排行为更加难以预测。

针对湖相页岩高黏土矿物含量诱发的多尺度渗流通道演化机制不明、裂缝壁面软化失效等问题,后续研究应进一步厘清储层环境下黏土水化诱发的多尺度渗流通道动态演化规律,解决储层孔/裂隙多尺度渗流通

道时效性定量表征难题。同时,通过发展针对性的抑制性流体体系,降低储层水化伤害,结合压裂改造、排采制度优化等增强储层长期渗流能力,突破湖相页岩油气产量递减快、稳产期短的瓶颈。

3.4 储层流体相态和渗流规律复杂

四川侏罗系湖相页岩压裂开发过程中,压裂液-地层水-油-气-蜡等多相流体共存,人工裂缝-天然微裂缝-纳米孔隙基质等复杂多重介质相互连通。在这样的多相多尺度体系内,流动机制和相态规律复杂,油气渗流主控因素难以明确。

相态方面,多尺度赋存空间带来了经典模型的尺度不匹配难题。湖相页岩储层内裂缝-纳米孔隙基质中的多相流体相态模型复杂,裂缝和纳米基质穿插交融。裂缝中的流体相态适用经典 pVT 状态方程,而在纳米孔隙页岩基质中,纳米限域效应会导致经典状态方程失效^[42-43],因此必须考虑毛细管力^[44-45]、页岩基质吸附效应^[46-47]等因素进行修正。同时,对于微裂缝-纳米孔隙基质等孔隙差异较大的多孔介质而言,相态分布并非处处均匀,而是会受到界面能的影响,发生气体、高张力组分集中到大孔隙而液体、低张力组分集中在小孔隙的空间分布不均匀现象^[48-50]。因此,对于湖相页岩微裂缝-纳米孔隙基质双重介质,其相态不能简单应用经典 pVT 方程或直接套用纳米限域效应进行修正,而是应该充分考虑其二元甚至多元特征,构建微裂缝-纳米孔隙基质共同存在条件下的、适用于湖相页岩储层的相平衡方程。

渗流方面,多个尺度之间的关联模型复杂。在微裂缝-基质关联层面,湖相页岩具有特殊的密集平行裂缝特征。经典双重介质模型(DPM)^[27]及其改进模型^[34-36]均假设平行裂缝分布均匀且彼此之间相对独立,与湖相多岩相页岩中微裂缝的密集分布特征不符^[37-39];在水力压裂裂缝层面,Li等提出了针对多相渗流的新型嵌入式离散裂缝模型(EDFM)^[40-41],但是其假设了二维不可压两相流,不适用于四川湖相页岩储层油-气共存、生产过程中具有高压梯度体系。

此外,湖相页岩油气渗流过程中流体通道随时间发生显著变化。随着页岩油气开发的进行,储层内流体压力不断下降,有效应力随之增大,可能导致裂缝闭合从而导致产量快速下降^[51-52]。然而,目前基于经验模型的数据拟合拓展性有较大局限^[53-56],而理论模型^[57-58]对裂缝开度-渗透率的关联大多基于平板间流动假设,不适用于具有复杂表面几何形状的真实页岩裂缝。此外,湖相页岩内含量极高的黏土成分会在低

矿化度下溶胀,从而改变多孔介质的渗流通道^[59-60],并导致自发渗吸,经典的Washburn方程不再成立^[61-62]。因此,在湖相页岩油气储层的油藏模拟中必须将上述的渗流通道时变性纳入考虑。

4 湖相页岩油气压裂开采技术关键问题对策

为实现湖相页岩凝析油气的有效开发,重点解决纵向多岩相组合储层“压不好”、高黏土矿物含量储层压裂后“撑不住”、跨尺度时变多相渗流行为造成“采不久”的技术瓶颈,亟需攻关湖相页岩“破裂机制及成缝机理”“压裂缝网有效性演化规律”“压裂液-页岩耦合作用机制”和“多重介质中多相流体的渗流规律”4个基础科学问题,形成“多岩相、多重介质、多尺度、多相流体”的页岩油气压裂和流体流动基础理论和研究新方法。

4.1 多岩相组合页岩成缝机制

湖相页岩具有“多岩相-多纹层-多岩性界面”特征,塑性及各向异性显著,岩石力学性质多变,微观-宏观多尺度裂缝起裂和扩展行为复杂,裂缝展布形态多样化,需针对湖相页岩破裂及成缝机制深化研究,进而提出针对性的工程工艺技术。

在室内压裂模拟实验方面,需开展多岩相组合页岩压裂致裂物理模拟实验研究。考虑湖相页岩多岩相组合、层间应力差异大等特征,优化实验装置,开展分层矩阵应力加载下的湖相页岩致裂及裂缝扩展实验研究。通过实验研究,明确压裂液黏度、排量、簇间距等工程因素影响,结合声发射定位、分布式光纤应变监测、CT扫描技术,揭示多岩相组合页岩水力裂缝动态扩展过程与裂缝展布特征。

在裂缝扩展数值模拟方面,基于湖相页岩本构方程和纹层页岩岩相交界面裂缝扩展判别准则,建立实验尺度的多岩相组合页岩压裂裂缝扩展模型。考虑纵向岩性、应力非均质性,基于实验尺度裂缝扩展模型,采用升尺度方法建立渗流-应力耦合的多岩相组合页岩压裂裂缝扩展模型。采用均质化理论建立压裂工程尺度高精度、高效率计算的网格粗化方法,考虑压裂液滤失及孔弹性效应,建立渗流-应力耦合的多岩相组合页岩压裂裂缝扩展模型。采用三维边界元方法刻画裂缝受力变形特征,引入多簇流量分配调控及裂缝转向控制方程,建立裂缝转向控制技术。明确岩相组合模式、纹层发育、纵向应力分

布、岩相间力学性质及压裂工程参数等对裂缝扩展模式的影响。

侏罗系湖相页岩纵向叠置发育,累积厚度大,单层厚度薄,隔夹层多,总体资源规模大,但资源丰度低,单井产量不高,商业开发难度大。为有效动用地下资源,降低勘探开发成本,采用“超大平台、多层系、立体式”的开发模式是必然发展趋势,关键问题是裂缝穿层扩展和缝间井间应力干扰问题,为此需要攻关穿层立体压裂工艺优化方法。基于室内断裂实验、压裂物模实验明确裂缝穿层扩展准则和界面滑移准则,结合数值模拟方法开展压裂液渗滤条件下的裂缝诱导应力场模拟研究,明确诱导应力场分布规律与缝间/井间裂缝干扰机制。创建物模与数模相结合、裂缝扩展与支撑剂运移相耦合的立体井网多井协同压裂模拟技术,探索湖相页岩立体井网协同压裂缝网构建与人工调控机制。

4.2 压裂缝网有效性量化表征

针对湖相多岩相组合页岩裂缝有效支撑体积小的工程问题,开展支撑剂入缝与铺置规律研究,建立裂缝长效导流能力表征模型,实现缝网有效性量化表征。在裂缝形态研究的基础上,统计裂缝体三维形态特征,识别和抽提水力裂缝典型形态,创建实验装置裂缝形态,基于体视粒子图像测速技术,获得支撑剂入缝过程运动学参数,建立多因素无量纲支撑剂入缝比例计算模型,基于入缝模型,研究多尺度裂缝多级支撑的可行性。考虑多岩相页岩狭窄裂缝壁面阻滞效应,建立基于欧拉-欧拉方法的固液两相流数值模型,结合实验结果验证数值模型后,开展工程尺度支撑剂输送数值模拟,揭示缝网中支撑剂铺置形态时空演化规律,形成提高缝内有效支撑体积的工程调控方法。

考虑不同岩相组合体和液-岩耦合作用,开展裂缝渗流实验和压嵌实验,揭示支撑剂嵌入和裂缝导流能力变化规律。基于接触力学,建立人工裂缝压后缝宽时空演化模型,分析支撑剂嵌入深度、缝面粗糙度等对耦合作用时长、闭合应力的响应规律,阐释支撑剂非线性嵌入演化和自支撑缝闭合机理,明确压后人工裂缝缝宽动态变化机制。基于伪势多相LBM气液多相流理论,建立人工裂缝多相流动流场模型,揭示裂缝等效渗透率的演化规律;结合缝网中支撑剂铺置形态与缝宽演化规律,形成人工裂缝长效导流能力表征模型;结合裂缝形态与导流能力需求,阐释人工裂缝尺寸动态演化与导流能力演变规律,最终实现定量化表征缝网有效性。

4.3 多岩相高含黏土储层液-岩耦合作用机制

侏罗系湖相页岩储层具有多岩相、多纹层及强非均质性、高黏土矿物含量等特征,与压裂液作用后,页岩孔渗结构和裂缝应力场表现出显著的各向异性和时效性演化特点,储层缝网体积及长期有效性等定量表征更为困难,间接影响开采策略制定。

页岩液-岩作用演化机制研究聚焦于多岩相在水化效应下的动态响应规律,系统探究原位环境下不同压裂液与页岩的相互作用,结合高温高压原位实验与数值模拟,定量表征矿物颗粒空间分布及孔隙-裂缝结构的时效演化特征。结合化学-力学-渗流耦合机制,揭示渗流通道的动态演化机制,并优化渗吸模型以量化水化作用对渗吸路径、驱动力和迂曲度的影响。针对不同岩相组合(泥质页岩、泥岩、介壳灰岩等)研究其对液-岩作用的响应差异,优化适配性的渗吸-置换-增能机制,最终明确储层渗吸-置换-增能-增效的内在机理。从液-岩作用的微观机制入手,重点研究矿物溶蚀、黏土水化、矿物相互作用及裂缝扩展之间的动态关系;结合页岩储层中水化诱导的孔缝结构重构过程,明确液体成分(如KCl、表面活性剂及纳米颗粒)对页岩基质孔隙和裂缝网络演化的影响,优化不同类型页岩的渗吸置换模型,以揭示复杂储层中渗吸路径、流体滞留及压力梯度变化的内在机制。

针对页岩水化和毛细效应影响微裂缝网络演化机制不清的难题,应充分考虑不同岩相组合和不同黏土含量,开展针对不同压裂液成分和压裂周期下的页岩水化力学与结构性能表征试验,理清水化损伤-渗流耦合效应,探明裂缝壁面孔隙压力及应力场的动态演化规律,建立页岩储层各向异性应力场动态演化模型和预测页岩水化裂缝扩展行为的数值方法,明确不同时期水化裂缝演化形态,为压裂缝网长期有效性评估提供重要依据,同时为掌握储层缝网动态闭合规律及生产制度优化提供理论支撑。

4.4 多重介质多相渗流规律

湖相页岩储层以微裂缝与纳米孔隙为主要特征,表现出页岩结构的复杂性与渗流规律的独特性。页岩页理微裂缝平行密集发育,基质主要由纳米孔隙构成且黏土矿物含量高,导致孔隙与裂缝间流体关联紧密,油气开采过程中孔-缝结构呈现显著的时变特性。此外,微裂缝和纳米孔隙内流体的相态行为存在显著差异,局部相平衡规则差异大,当前缺乏能够有效表征跨尺度相态行为的模型,限制了对湖相页岩油气藏渗流

规律的全面理解。因此亟需构建包含渗流模型、复合尺度相态模型和时变通道效应的多重介质多尺度多相渗流规律研究的新方法。

在湖相页岩储层多重介质多相渗流模型构建方面,可将页岩人工裂缝-密集平行微裂缝-纳米孔隙基质的三级结构简化为微裂缝-纳米孔隙双重介质和人工裂缝网络两种尺度。针对双重介质,通过精细网格数值模拟与纳米多孔介质实验,研究微裂缝密度、体积分数及纳米孔隙特性对多相渗流的影响;对于人工裂缝网络,通过EDFM方法建立裂缝界面非线性流体交互方程,最终形成多重介质多相渗流模型。在微裂缝-纳米孔隙双重介质相态模型构建方面,可以引入界面能、分离压等关键小尺度物理作用,基于能量最小化原则进行相平衡计算,分析孔体积比和表面性质对相平衡的影响,在经典水-气-油体系 pVT 模型的基础上阐明双重孔隙分布的影响。对于人工裂缝与微裂缝应力响应模型,可以利用3D打印等技术设计拓扑形态可控的裂缝模型,并开发应力加载实验平台,研究裂缝形态和应力条件对渗流特性的影响。进一步结合湖相页岩的多岩相特征,分析裂缝两侧非对称模量对应力敏感规律的影响,建立有效应力、裂缝形态与渗透率的理论模型。

整合上述渗流模型、相态模型及应力响应模型,构建湖相页岩储层的数值模拟方法。通过数值模拟研究典型区域的生产与注入行为,明确功能性注入介质对裂缝网络、基质结构及气油比等因素的作用规律,优化人工裂缝设计与开采参数,为湖相页岩油气藏的高效开发提供理论支撑。

4.5 “湖相页岩油气三维地质工程建模-压裂-数模”一体化优化开采技术

针对湖相页岩,形成了基于地球物理处理、测井解释的高精度天然裂缝识别、复杂岩性岩石物理特征参数表征技术,集成储层天然裂缝、脆性、地应力、地层压力的地质工程双甜点,初步探索研发了地质工程一体化建模技术。

下一步将融合多岩相组合页岩成缝机制、压裂缝网有效性量化表征、多岩相高含黏土储层液-岩耦合作用机制、多重介质多相渗流规律等研究成果,建立多模型多网格融合转换及技术,打通地质-工程数据流,利用三维地质模型实现压裂扩展、支撑剂运移模型及压裂后“闷井-返排-生产”等多阶段数值模型的一体化集成应用,实现湖相页岩凝析油气藏地质工程建模-压裂裂缝扩展-油气藏数值模拟预测产能一体化软件,应用于开发先导试验区并迭代提升。

5 结论

四川盆地湖相页岩油气资源潜力巨大,总资源量达 $6 \times 10^{12} \text{ m}^3$ (气当量),以凝析油气为主,主要赋存于侏罗系千佛崖组/凉高山组、自流井组东岳庙与大安寨亚段浅湖-半深湖相地层。当前勘探评价已取得重大突破,但相较于海相页岩气,其开发面临3大核心挑战:①岩相组合复杂,包括页岩夹灰岩、页岩夹薄层砂岩及页岩与砂岩/灰岩互层三类,导致水力压裂裂缝扩展路径受限,支撑剂运移效率低,改造体积难以提升;②黏土矿物含量高达45.9%~68.4%,压裂液作用后易引发裂缝面水化膨胀,缝网长效导流能力显著衰减;③储层介质多尺度、多相态特征突出,应力-渗流场动态耦合机制复杂,现有地质-工程模型难以精准刻画烃类渗流规律,制约生产制度优化。上述因素致使单井稳产期短、产量递减快,估算最终可采储量(EUR)仅为 $(0.4 \sim 0.6) \times 10^8 \text{ m}^3$,经济开发面临瓶颈。

针对上述难题,研究提出以“多岩相-多重介质-多相流体”为核心的全链条攻关路径。通过物理模拟与数值仿真协同揭示多岩相裂缝扩展机制,创新升尺度渗流-应力全耦合建模技术,建立穿层立体压裂工艺优化方法;研发支撑剂动态监测技术与固液两相流模型,阐明时空演化规律与裂缝闭合机制,形成长效导流技术方案;构建“矿物组分-孔隙结构-渗流通道”多级时效演化模型,量化压裂液-页岩多场耦合作用,实现缝网长效性精准评价;基于EDFM框架开发多重介质非线性渗流模型,集成相态演化与应力敏感特征,攻克跨尺度渗流模拟难题。最终形成地质-工程一体化建模-压裂-数模优化技术体系,为四川盆地湖相页岩油气“理论突破-技术研发-工程示范”提供系统性解决方案,有望推动页岩油气资源高效开发。

参 考 文 献

- [1] 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.
- [2] 张洪安,彭君,王学军,等. 四川盆地普陆页1井侏罗系页岩气勘探突破及意义[J]. 石油学报, 2023, 44(9): 1500-1516, 1551.
ZHANG Hongan, PENG Jun, WANG Xuejun, et al. Breakthrough of Jurassic shale gas exploration in Well Puluye1 of Sichuan Basin and its significance [J]. Acta Petrolei Sinica,

- 2023, 44(9): 1500–1516, 1551.
- [3] 舒志国, 周林, 李雄, 等. 四川盆地东部复兴地区侏罗系自流井组东岳庙段陆相页岩凝析气藏地质特征及勘探开发前景[J]. 石油与天然气地质, 2021, 42(1): 212–223.
- SHU Zhiguo, ZHOU Lin, LI Xiong, et al. Geological characteristics of gas condensate reservoirs and their exploration and development prospect in the Jurassic continental shale of the Dongyuemiao Member of Ziliujing Formation, Fuxing area, eastern Sichuan Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2021, 42(1): 212–223.
- [4] 周德华, 孙川翔, 刘忠宝, 等. 川东北地区大安寨段陆相页岩气藏地质特征[J]. 中国石油勘探, 2020, 25(5): 32–42.
- ZHOU Dehua, SUN Chuanxiang, LIU Zhongbao, et al. Geological characteristics of continental shale gas reservoir in the Jurassic Da'anzhai member in the northeastern Sichuan Basin [J]. China Petroleum Exploration, 2020, 25(5): 32–42.
- [5] 王光付, 李凤霞, 王海波, 等. 四川盆地不同类型页岩气压裂难点和对策[J]. 石油与天然气地质, 2023, 44(6): 1378–1392.
- WANG Guangfu, LI Fengxia, WANG Haibo, et al. Difficulties and countermeasures for fracturing of various shale gas reservoirs in the Sichuan Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2023, 44(6): 1378–1392.
- [6] 刘惠民, 李政, 包友书, 等. 渤海湾盆地济阳坳陷高产页岩油井BYP5页岩地质特征[J]. 石油与天然气地质, 2023, 44(6): 1405–1417.
- LIU Huimin, LI Zheng, BAO Youshu, et al. Geology of shales in prolific shale-oil well BYP5 in the Jiyang Depression, Bohai Bay Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2023, 44(6): 1405–1417.
- [7] 蔚远江, 王红岩, 刘德勋, 等. 中国陆相页岩油示范区发展现状及建设可行性评价指标体系[J]. 地球科学, 2023, 48(1): 191–205.
- YU Yuanjiang, WANG Hongyan, LIU Dexun, et al. Development status and feasibility evaluation index system of continental shale oil demonstration area in China [J]. Earth Science, 2023, 48(1): 191–205.
- [8] 许丹, 胡瑞林, 高玮, 等. 页岩纹层结构对水力裂缝扩展规律的影响[J]. 石油勘探与开发, 2015, 42(4): 523–528.
- XU Dan, HU Ruilin, GAO Wei, et al. Effects of laminated structure on hydraulic fracture propagation in shale [J]. Petroleum Exploration and Development, 2015, 42(4): 523–528.
- [9] 衡帅, 杨春和, 曾义金, 等. 页岩水力压裂裂缝形态的试验研究[J]. 岩土工程学报, 2014, 36(7): 1243–1251.
- HENG Shuai, YANG Chunhe, ZENG Yijin, et al. Experimental study on hydraulic fracture geometry of shale [J]. Chinese Journal of Geotechnical Engineering, 2014, 36(7): 1243–1251.
- [10] TAN Peng, JIN Yan, PANG Huiwen. Hydraulic fracture vertical propagation behavior in transversely isotropic layered shale formation with transition zone using XFEM-based CZM method [J]. Engineering Fracture Mechanics, 2021, 248: 107707.
- [11] 郭建春, 赵志红, 路千里, 等. 深层页岩缝网压裂关键力学理论研究进展[J]. 天然气工业, 2021, 41(1): 102–117.
- GUO Jianchun, ZHAO Zhihong, LU Qianli, et al. Research progress in key mechanical theories of deep shale network fracturing [J]. Natural Gas Industry, 2021, 41(1): 102–117.
- [12] ZOU Yushi, MA Xinfang, ZHANG Shicheng, et al. Numerical investigation into the influence of bedding plane on hydraulic fracture network propagation in shale formations [J]. Rock Mechanics and Rock Engineering, 2016, 49(9): 3597–3614.
- [13] 周彤, 王海波, 李凤霞, 等. 层理发育的页岩气储集层压裂裂缝扩展模拟[J]. 石油勘探与开发, 2020, 47(5): 1039–1051.
- ZHOU Tong, WANG Haibo, LI Fengxia, et al. Numerical simulation of hydraulic fracture propagation in laminated shale reservoirs [J]. Petroleum Exploration and Development, 2020, 47(5): 1039–1051.
- [14] WHEATON B, HAUSTVEIT K, DEEG W, et al. A case study of completion effectiveness in the eagle Ford shale using DAS/DTS observations and hydraulic fracture modeling [C]//SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference. Richardson: Society of Petroleum Engineers, 2016: SPE-179149-MS.
- [15] 周福建, 袁立山, 刘雄飞, 等. 暂堵转向压裂关键技术与进展[J]. 石油科学通报, 2022, 7(3): 365–381.
- ZHOU Fujian, YUAN Lishan, LIU Xiongfei, et al. Advances and key techniques of temporary plugging and diverting fracturing [J]. Petroleum Science Bulletin, 2022, 7(3): 365–381.
- [16] 王博, 刘雄飞, 胡佳, 等. 缝内暂堵转向压裂数值模拟方法[J]. 石油科学通报, 2021, 6(2): 262–271.
- WANG Bo, LIU Xiongfei, HU Jia, et al. Numerical simulation of in-fracture temporary plugging and diverting fracturing (ITPDF) [J]. Petroleum Science Bulletin, 2021, 6(2): 262–271.
- [17] DENNEY D. Proppant transport in slickwater fracturing of shale-gas formations [J]. Journal of Petroleum Technology, 2010, 62(10): 56–59.
- [18] KLINGENSMITH B C, HOSSAINI M, FLEENOR S. Considering far-field fracture connectivity in stimulation treatment designs in the Permian basin [C]//SPE/AAPG/SEG Unconventional Resources Technology Conference. Richardson: Society of Petroleum Engineers, 2015: URTEC-2153821-MS.
- [19] 潘林华, 张焯, 王海波, 等. 页岩复杂裂缝支撑剂分流机制[J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2020, 44(1): 61–70.
- PAN Linhua, ZHANG Ye, WANG Haibo, et al. Mechanism study on proppants' division during shale complex fracturing of shale rocks [J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2020, 44(1): 61–70.
- [20] 温庆志, 段晓飞, 战永平, 等. 支撑剂在复杂缝网中的沉降运移规律研究[J]. 西安石油大学学报(自然科学版), 2016, 31(1): 79–84.
- WEN Qingzhi, DUAN Xiaofei, ZHAN Yongping, et al. Study on settlement and migration law of proppant in complex fracture network [J]. Journal of Xi'an Shiyou University (Natural Science Edition), 2016, 31(1): 79–84.
- [21] FJAESTAD D, TOMAC I. Experimental investigation of sand proppant particles flow and transport regimes through narrow slots [J]. Powder Technology, 2019, 343: 495–511.

- [22] 张涛, 吴春燕, 孙堃, 等. 基于LBM水力裂缝中支撑剂颗粒团簇阻力系数研究[J]. 工程力学, 2024, 41(3): 241-249.
ZHANG Tao, WU Chunyan, SUN Kun, et al. Study on lift coefficient and drag coefficient of proppant particle clusters in hydraulic fractures based on lattice Boltzmann method [J]. Engineering Mechanics, 2024, 41(3): 241-249.
- [23] POŁA J, BANCEWICZ M, KOZA Z. Is Magnus effect relevant for proppant settling in narrow fractures? [J]. Energy Procedia, 2017, 125: 443-449.
- [24] 徐加祥, 丁云宏, 杨立峰, 等. 压裂支撑剂在迂曲微裂缝中输送与分布规律[J]. 石油学报, 2019, 40(8): 965-974.
XU Jiexiang, DING Yunhong, YANG Lifeng, et al. Transportation and distribution laws of proppants in tortuous micro-fractures[J]. Acta Petrolei Sinica, 2019, 40(8): 965-974.
- [25] 王雪飞, 王素玲, 侯峰, 等. 基于CFD-DEM方法的迂曲裂缝中支撑剂运移关键影响因素分析[J]. 特种油气藏, 2022, 29(6): 150-158.
WANG Xuefei, WANG Suling, HOU Feng, et al. Analysis on key influencing factors of proppant migration in tortuous fractures based on CFD-DEM method [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2022, 29(6): 150-158.
- [26] MAO Shaowen, SIDDHAMSHETTY P, ZHANG Zhuo, et al. Impact of proppant pumping schedule on well production for slickwater fracturing[J]. SPE Journal, 2021, 26(1): 342-358.
- [27] 张涛, 蹇胤霖, 何乐, 等. 压裂复杂裂缝中支撑剂输送数值模拟研究[J]. 油气地质与采收率, 2024, 31(3): 123-136.
ZHANG Tao, JIAN Yinlin, HE Le, et al. Numerical simulation study of proppant transport in complex hydraulic fractures [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2024, 31(3): 123-136.
- [28] 朱毅秀, 金振奎, 金科, 等. 中国陆相湖盆细粒沉积岩岩石学特征及成岩演化表征——以四川盆地元坝地区下侏罗统大安寨段为例[J]. 石油与天然气地质, 2021, 42(2): 494-508.
ZHU Yixiu, JIN Zhenkui, JIN Ke, et al. Petrologic features and diagenetic evolution of fine-grained sedimentary rocks in continental lacustrine basins: A case study on the Lower Jurassic Da'anzhai Member of Yuanba area, Sichuan Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2021, 42(2): 494-508.
- [29] 黄东, 段勇, 李育聪, 等. 淡水湖相页岩油气有机碳含量下限研究——以四川盆地侏罗系大安寨段为例[J]. 中国石油勘探, 2018, 23(6): 38-45.
HUANG Dong, DUAN Yong, LI Yucong, et al. Study on the TOC lower limit of shale oil and gas of freshwater lake facies: A case study on the Jurassic Da'anzhai member in the Sichuan Basin[J]. China Petroleum Exploration, 2018, 23(6): 38-45.
- [30] 方朝合, 黄志龙, 葛稚新, 等. 工作液浸泡对页岩裂缝扩展及力学性质影响[J]. 太原理工大学学报, 2015, 46(4): 414-418, 423.
FANG Chaohe, HUANG Zhilong, GE Zhixin, et al. The influence of working fluid on fracture propagation and mechanical properties of shale [J]. Journal of Taiyuan University of Technology, 2015, 46(4): 414-418, 423.
- [31] 贾利春, 连太伟, 李忠飞. 页岩强度弱化规律及对水平井井壁稳定的影响[J]. 钻采工艺, 2017, 40(3): 19-22, 8.
JIA Lichun, LIAN Taiwei, LI Zhongfei. Strength weakening of shale and its effects on wellbore stability in horizontal wells [J]. Drilling & Production Technology, 2017, 40(3): 19-22, 8.
- [32] 熊健, 李羽康, 刘向君, 等. 水岩作用对页岩岩石物理性质的影响——以四川盆地志留统龙马溪组页岩为例[J]. 天然气工业, 2022, 42(8): 190-201.
XIONG Jian, LI Yukang, LIU Xiangjun, et al. Influences of water-rock interaction on the physical and mechanical properties of shales: A case study of the Lower Silurian Longmaxi Formation in the Sichuan Basin [J]. Natural Gas Industry, 2022, 42(8): 190-201.
- [33] 赵志红, 金浩增, 郭建春, 等. 水化作用下深层页岩软化本构模型研究[J]. 岩石力学与工程学报, 2022, 41(增刊2): 3189-3197.
ZHAO Zhihong, JIN Haozeng, GUO Jianchun, et al. Study on softening constitutive model of deep shale under hydration [J]. Chinese Journal of Rock Mechanics and Engineering, 2022, 41(S2): 3189-3197.
- [34] LIU Jingping, YANG Zhi, SUN Jinsheng, et al. Experimental investigation on hydration mechanism of Sichuan shale (China) [J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2021, 201: 108421.
- [35] LIANG Lixi, XIONG Jian, LIU Xiangjun. Experimental study on crack propagation in shale formations considering hydration and wettability [J]. Journal of Natural Gas Science and Engineering, 2015, 23: 492-499.
- [36] 刘向君, 熊健, 梁利喜. 龙马溪组硬脆性页岩水化实验研究[J]. 西南石油大学学报(自然科学版), 2016, 38(3): 178-186.
LIU Xiangjun, XIONG Jian, LIANG Lixi. Hydration experiment of hard brittle shale of the Longmaxi Formation [J]. Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition), 2016, 38(3): 178-186.
- [37] 张保平, 单文文, 田国荣, 等. 泥页岩水化膨胀的实验研究[J]. 岩石力学与工程学报, 2000, 19(增刊1): 910-912.
ZHANG Baoping, SHAN Wenwen, TIAN Guorong, et al. Testing study on the hydration of shale [J]. Chinese Journal of Rock Mechanics and Engineering, 2000, 19(S1): 910-912.
- [38] 刘厚彬, 孟英峰, 李皋, 等. 泥页岩水化作用对岩石强度的影响[J]. 钻采工艺, 2010, 33(6): 18-20.
LIU Houbin, MENG Yingfeng, LI Gao, et al. Theoretical simulation and experimental evaluation of the effect of hydration on the shale rock strength [J]. Drilling & Production Technology, 2010, 33(6): 18-20.
- [39] 许飞. 考虑化学渗透压作用下页岩气储层压裂液的自发渗吸特征[J]. 岩性油气藏, 2021, 33(3): 145-152.
XU Fei. Spontaneous imbibition characteristics of fracturing fluid in shale gas reservoir considering chemical osmotic pressure [J]. Lithologic Reservoirs, 2021, 33(3): 145-152.
- [40] SHEN Yinghao, GE Hongkui, LI Caoxiong, et al. Water imbibition of shale and its potential influence on shale gas recovery—

- A comparative study of marine and continental shale formations [J]. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2016, 35 (Part A): 1121–1128.
- [41] DING Yi, YU Xiaolong, LIU Xiangjun, et al. Investigating dynamic spontaneous imbibition and hydration damage in shale [J]. *Fuel*, 2025, 386: 134243.
- [42] DE CARVALHO JACOBINA DE ANDRADE D, NOJABAEI B. Phase behavior and composition distribution of multiphase hydrocarbon binary mixtures in heterogeneous nanopores: A molecular dynamics simulation study [J]. *Nanomaterials*, 2021, 11(9): 2431.
- [43] ZHANG Yuan, YU Wei, SEPEHRNOORI K, et al. Investigation of nanopore confinement on fluid flow in tight reservoirs [J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2017, 150: 265–271.
- [44] NOJABAEI B, JOHNS R T, CHU L. Effect of capillary pressure on phase behavior in tight rocks and shales [J]. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 2013, 16(3): 281–289.
- [45] ZHANG Yuan, LASHGARI H R, DI Yuan, et al. Capillary pressure effect on phase behavior of CO₂/hydrocarbons in unconventional reservoirs [J]. *Fuel*, 2017, 197: 575–582.
- [46] SONG Zhaojie, SONG Yilei, GUO Jia, et al. Adsorption induced critical shifts of confined fluids in shale nanopores [J]. *Chemical Engineering Journal*, 2020, 385: 123837.
- [47] WANG Peng, HUANG Shijun, ZHAO Fenglan, et al. Modeling phase behavior of nano-confined fluids in shale reservoirs with a modified Soave-Redlich-Kwong equation of state [J]. *Chemical Engineering Journal*, 2022, 433(Part 3): 133661.
- [48] MEHMANI Y, XU Ke. Pore-network modeling of Ostwald ripening in porous media: How do trapped bubbles equilibrate? [J]. *Journal of Computational Physics*, 2022, 457: 111041.
- [49] MEHMANI Y, XU Ke. Capillary equilibration of trapped ganglia in porous media: A pore-network modeling approach [J]. *Advances in Water Resources*, 2022, 166: 104223.
- [50] YU Yuehongjiang, WANG Chuanxi, LIU Junning, et al. Bubble coarsening kinetics in porous media [J]. *Geophysical Research Letters*, 2023, 50(1): e2022GL100757.
- [51] 费繁旭, 高阳, 李映艳, 等. 吉木萨尔页岩油藏人工裂缝渗透率变化规律 [J]. *科学技术与工程*, 2021, 21(20): 8329–8335.
- FEI Fanxu, GAO Yang, LI Yingyan, et al. Permeability variation of artificial fracture in Jimusaer shale reservoir [J]. *Science Technology and Engineering*, 2021, 21(20): 8329–8335.
- [52] 陆朝晖, 贾云中, 汤积仁, 等. 深层页岩剪切滑移裂缝渗透率变化规律 [J]. *天然气工业*, 2021, 41(1): 146–153.
- LU Chaohui, JIA Yunzhong, TANG Jiren, et al. Evolution laws of fracture permeability of deep shale in the process of shear slip [J]. *Natural Gas Industry*, 2021, 41(1): 146–153.
- [53] CHEN T M N, ZHU Wenlu, WONG T F, et al. Laboratory characterization of permeability and its anisotropy of Chelungpu fault rocks [J]. *Pure and Applied Geophysics*, 2009, 166(5): 1011–1036.
- [54] CHO Y, APAYDIN O G, OZKAN E. Pressure-dependent natural-fracture permeability in shale and its effect on shale-gas well production [J]. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 2013, 16(2): 216–228.
- [55] SHI Jiquan, DURUCAN S. Near-exponential relationship between effective stress and permeability of porous rocks revealed in Gangi's phenomenological models and application to gas shales [J]. *International Journal of Coal Geology*, 2016, 154/155: 111–122.
- [56] DONG J J, HSU J Y, WU Wenjie, et al. Stress-dependence of the permeability and porosity of sandstone and shale from TCDP Hole-A [J]. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*, 2010, 47(7): 1141–1157.
- [57] LIU Xinyue, LI Xiang, ZHANG Dongxiao. A statistical thermodynamics-based equation of state and phase equilibrium calculation for confined hydrocarbons in shale reservoirs [J]. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2022, 102: 104579.
- [58] LIU Yuetian, YU Peng, DING Zupeng. Research on stress-sensitivity of fractured porous media [J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2018, 171: 879–889.
- [59] DEHGHANPOUR H, ZUBAIR H A, CHHABRA A, et al. Liquid intake of organic shales [J]. *Energy & Fuels*, 2012, 26(9): 5750–5758.
- [60] MENG Mianmo, GE Hongkui, SHEN Yinghao, et al. The effect of clay-swelling induced cracks on imbibition behavior of marine shale reservoirs [J]. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2020, 83: 103525.
- [61] KVICK M, MARTINEZ D M, HEWITT D R, et al. Imbibition with swelling: Capillary rise in thin deformable porous media [J]. *Physical Review Fluids*, 2017, 2(7): 074001.
- [62] CHANG S, KIM W. Dynamics of water imbibition through paper with swelling [J]. *Journal of Fluid Mechanics*, 2020, 892: A39.

(编辑 王 迪)