

一体化压裂液对佳县区块致密气储层伤害实验研究

卢军凯¹, 曾祺俊², 李云子¹, 罗成¹, 孙宏晶¹, 卢聪²

1. 中国石油冀东油田分公司钻采工艺研究院 河北唐山 063000

2. 西南石油大学“油气藏地质及开发工程”全国重点实验室 四川成都 610500

通讯作者: Email: Zeng_qijun@126.com

项目支持: 中国石油冀东油田分公司科技项目“佳县区块致密砂岩气藏高效开发钻采关键技术研究”(CY2022C01)

引用: 卢军凯, 曾祺俊, 李云子, 等. 一体化压裂液对佳县区块致密气储层伤害实验研究[J]. 油气井测试, 2024, 33(2): 9-14.

Cite: LU Junkai, ZENG Qijun, LI Yunzi, et al. Experimental study on damage of integrated fracturing fluid to tight gas reservoirs in Jiaxian block[J]. Well Testing, 2024, 33(2): 9-14.

摘要 为分析压裂液对J区块致密气储层的伤害, 采用压裂液评价实验方法, 从压裂液性能参数、对储层基质的伤害、对填砂裂缝伤害三个方面进行实验评价, 研究了压裂液基液对致密储层基质和填砂裂缝的影响。结果表明, 鄂尔多斯盆地J区块现场所用的一体化变黏压裂液对致密气储层的伤害率为19.83%~29.32%, 伤害还表现出渗透率越低岩心损害率越大的特征; 随着返排压差的增大, 压裂液对岩心的伤害程度明显降低, 返排压差大于6 MPa时, 损害率降低缓慢, 最大可降低至10.96%; 裂缝导流能力伤害率随着闭合应力逐渐增加, 在高闭合应力条件下裂缝导流能力伤害程度大于低闭合应力条件; 低铺砂浓度的裂缝导流能力对压裂液敏感性较强, 相同条件下低铺砂浓度导流能力伤害率更大。研究为鄂尔多斯盆地J区块致密储层改造压裂液体系优化有一定实际意义。

关键词 鄂尔多斯盆地; 致密气储层; 一体化压裂液; 渗透率; 储层伤害; 导流能力; 返排压差

中图分类号: TE353 **文献标识码**: A **DOI**: 10.19680/j.cnki.1004-4388.2024.02.002

Experimental study on damage of integrated fracturing fluid to tight gas reservoirs in Jiaxian block

LU Junkai¹, ZENG Qijun², LI Yunzi¹, LUO Cheng¹, SUN Hongjing¹, LU Cong²

1. Drilling and Production Technology Research Institute of PetroChina Jidong Oilfield Company, Tangshan, Hebei 063000, China

2. State Key Laboratory of Oil and Gas Reservoir Geology and Exploitation, Southwest Petroleum University, Chengdu, Sichuan 610500, China

Abstract: In order to analyze the damage of fracturing fluid to the tight gas reservoirs in J block, by using the fracturing fluid experimental evaluation method, experimental evaluation was performed from three aspects: fracturing fluid performance parameters, damage to reservoir matrix, and damage to proppant-filled fractures. And the influence of base fracturing fluid on the matrix and proppant-filled fractures of tight reservoirs was studied. The results show that the damage rate of the integrated viscosity variable fracturing fluid used in the J block of the Ordos Basin to tight gas reservoirs ranged from 19.83% to 29.32%, and the damage also showed the characteristic that the lower the permeability, the greater the core damage rate. With the increase of flowback pressure difference, the damage degree of fracturing fluid to the core decreased significantly. When the flowback pressure difference was greater than 6 MPa, the damage rate decreased slowly, with a maximum reduction to 10.96%. The damage rate to fracture conductivity increased gradually with the increase of closure stress, and the damage degree to fracture conductivity under high closure stress condition was greater than that under low closure stress condition. Fracture conductivity with low proppant concentration showed stronger sensitivity to fracturing fluid, and under the same conditions, the damage rate of fracture conductivity with low proppant concentration was greater. The research holds a certain practical significance in optimizing fracturing fluid system for the stimulation of tight reservoirs in the J block of the Ordos Basin.

Keywords: Ordos Basin; tight gas reservoir; integrated fracturing fluid; permeability; reservoir damage; conductivity; flowback pressure difference

我国致密气资源量丰富, 致密气储层存在渗透率低、孔喉细小、孔喉结构复杂和高效开发难度大

的问题。压裂改造工艺措施是有效提高致密气资源开发效果的关键手段, 但压裂过程中由于压裂液

滤失、返排不彻底等因素极易造成储层伤害,影响压裂改造效果。徐林静等^[1]在分析胍胶压裂液组分的基础上,采用人造岩心和天然岩心进行了动、静态吸附实验和岩心伤害实验,实验结果表明,胍胶压裂液的破胶液对岩心基质伤害主要分为水相伤害和胍胶滞留伤害。赵金省等^[2]利用压裂液注入实验和导能力测试仪测试了滑溜水压裂液、线性胶压裂液和交联胍胶压裂液的储层基质伤害、滤饼伤害和支撑裂缝导流能力伤害,结合核磁共振技术分析了压裂液滤失的孔径范围,揭示了 3 种压裂液对储层和支撑裂缝的伤害机理。近年来,针对致密气储层大量采用了滑溜水压裂液体系开展大规模压裂施工,一体化压裂液体系具有连续混配、快速起黏、储层伤害小等优点^[3-4]。柳志齐等^[5]针对国内常用的粉末类、油基乳液类和纳米复合类减阻剂配制的滑溜水,在评价减阻性能的基础上,进行了生物毒性和储层伤害方面的试验研究,以探索有效、系统评价滑溜水性能的方法。但对于致密砂岩气藏,其孔喉小、连通性差,滑溜水压裂液体系中的不可降解大分子聚合物以及固相残渣仍会对致密储层基质孔喉以及填砂裂缝造成伤害,降低储层渗透率和导流能力。

对于储层岩石孔隙伤害研究主要通过岩心驱替实验进行,国内学者采用多种手段综合研究压裂液对储层渗透率的伤害特征,BAZIN B 等^[6]采用 X 射线系统,结合驱替实验装置,测量流体侵入和返排条件下的岩心渗透率。刘玉婷等^[7]采用微纳米 CT 技术,从微观角度评价压裂液对储层孔喉结构的堵塞伤害情况。韩学文等^[8]采用核磁共振、CT 扫描技术对岩心可动流体饱和对、渗透率进行研究,直观展示了岩心伤害后的流体分布特征。

目前,针对致密气藏,压裂液对储层的伤害大量学者开展了大量研究。吴凯等^[9]基于鄂尔多斯盆地致密气采用低伤害胍胶压裂液体系、一体化压裂液体系开展了压裂液伤害实验分析,结果表明,低伤害胍胶压裂液岩心伤害在 30% 以上,一体化压裂液岩心伤害为 15%~18%。熊诺林^[10]针对塔里木油田致密气开展胍胶压裂液伤害和滑溜水压裂液固相伤害分析,研究表明胍胶压裂液固相伤害率在 15%~25%,滑溜水压裂液伤害率为 5%。胡艾国等^[11]基于胍胶压裂液,研究致密砂岩气藏压裂液液相侵入损害问题,并探究了优化添加剂后压裂液对储层的伤害特征,结果表明,优化后的添加剂能有

效降低黏土矿物脱落和运移。许冬进等^[12]采用渗析实验、低场核磁等试验手段,研究致密气储层从“压裂-关井-返排”全过程中压裂液对储层的渗吸伤害,定量描述不同时刻的渗吸伤害程度,结果表明,低渗储层由于毛管力作用,对压裂液有较强的滞流作用,因此伤害程度更高。

针对填砂裂缝,诸多学者研究表明,压裂液的侵入以及地层闭合应力的增加会造成支撑剂的破碎和嵌入程度的加剧,导流能力会严重降低,在压裂液破胶液的残渣对进一步加剧填砂裂缝导流能力的降低^[13]。WANG 等^[14]研究了致密砂岩压裂后残留的破胶液对裂缝导流能力的影响,研究表明,破胶液对裂缝导流能力的不利影响主要发生在闭合压力大于 50 MPa 的区域。段方等^[15]通过实验表明传统胍胶压裂液在 256 h 的滞留时间裂缝导流能力损害程度高达 30%~50%。赵玉东^[16]采用低伤害高效清洁滑溜水压裂液对支撑剂裂缝开展伤害实验,实验结果表明,该压裂液体系对支撑裂缝的导流能力伤害率为 7.65%。江锚等^[17]基于疏松砂岩开展多重机制作用下的裂缝导流能力试验,研究表明,泥质含量、含水率、支撑剂粒径对支撑裂缝导流能力有显著影响。

本文基于井下岩心基质渗透率和现场压裂参数开展岩心压裂液伤害实验,分析压裂液对储层和填砂裂缝的伤害程度,深入剖析了造成伤害潜在因素,并提出降低压裂液伤害的措施,对研究区致密气藏储层高效开发具有指导作用。

1 储层基本特征

J 区块位于鄂尔多斯盆地东北部,区块主要开发地层系统如表 1 所示,从表 1 可以看出,J 区块主要开发层系从下到上分别为:本溪组、太原组、山西组、石盒子组。

表 1 区块主要开发地层系统		
Table 1 Main development layers of oil reservoirs		
系	统	组
二叠系	中统	石盒子组
	下统	山西组
		太原组
石炭系	中统	本溪组

总体上,区块储层纵向上物性特征如表 2 所示,平均孔隙度为 6.85%,平均渗透率为 0.608 mD;从区块总体压力系数来看(见表 3),平均压力系数为 0.85,整体上属于低压特低渗储层。

表 2 主要层系物性特征
Table 2 Physical characteristics of main strata

层位	平均孔隙度/%	平均渗透率/mD
盒 ₈	7.7	0.71
山 ₂	6.2	0.85
山 ₁	5.7	0.23
太原	7.8	0.64

表 3 主要层系压力系数
Table 3 Main layer system pressure coefficient

层位	北部	中部	南部
	平均压力系数	平均压力系数	平均压力系数
石盒子	0.83	0.81	0.83
山 2	0.79	0.91	0.81
太原	0.92	0.84	0.78
本溪	0.37	1.04	0.79

偏光薄片可见石英次生加大,可见孔隙中充填有白云石,自生黏土矿物主要为水云母,呈现不均匀充填孔隙状态,整体上孔隙分布不均匀,主要为粒间溶蚀孔隙(见图 1)。

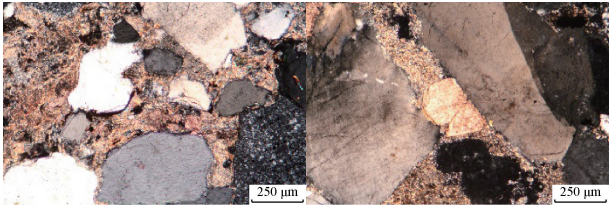


图 1 矿物孔隙类型(X1 井:2 422 m)
Fig.1 Mineral and pore types (well X1:2 422 m)

2 伤害实验

采用破胶后的一体化压裂液,测试了一体化压裂液的破胶性能,设计了压裂液对储层伤害的实验流程。

2.1 压裂液性能参数

将一体化压裂液在储层温度(65 ℃)下充分破胶,按照 SY/T 5107—2016《水基压裂液性能评价标准》,测试破胶液的黏度和残渣含量,测试结果如表 4 所示。

表 4 破胶液性能
Table 4 Gel-breaking property

序号	破胶液性能	
	黏度/(mPa·s)	残渣含量/(mg·L ⁻¹)
1	2.1	498
2	2.0	437

2.2 压裂液基质伤害实验

压裂液在储层基质内的滤失会造成水锁、液体滞留、堵塞孔喉等基质伤害,采用岩心驱替装置开展试验。具体实验步骤如下:①岩心剖缝,获取粗

糙裂缝;②岩心饱和地层水,正向测量基质裂缝原始渗透率 K_1 ;③以恒压方式反向注入压裂液破胶,持续时间 80 min;④采用地层水正向测量伤害后岩心渗透率 K_2 。

$$D_k = \frac{K_1 - K_2}{K_1} \times 100\%$$

式中: D_k 为渗透率损害率,%; K_1 为注入压裂液前测定的渗透率,mD; K_2 为注入压裂液后测定的渗透率,mD。

2.3 填砂裂缝伤害实验

支撑裂缝导流能力的大小直接影响压裂储层改造的效果,利用裂缝导流能力测试仪对 30/50 目石英砂形成的支撑裂缝注入压裂液,测试并分析压裂液残渣对支撑裂缝导流能力的伤害。具体实验步骤如下:①在导流室内加入铺砂浓度为 kg/m^2 的 30/50 目石英砂;②液测原始支撑裂缝不同闭合压力下的导流能力;③注入 5 PV 的压裂液;④再液测不同闭合压力下的导流能力;⑤分析对比注压裂液前后的导流能力。

3 实验结果分析

开展岩心基质渗透率和填砂裂缝导流能力测试,评价一体化压裂液对岩心基质渗透率和裂缝导流能力伤害程度,明确了一体化压裂液对佳县区块致密气储层的伤害特征。

3.1 压裂液对储层的伤害

为确定一体化压裂液对致密储层的伤害程度,采用配制的地层水溶液作为初始流体,按照上述实验方法开展压裂液伤害实验,实验结果如表 5 所示。

表 5 压裂液注入前后渗透率变化
Table 5 Permeability changes before and after fracturing fluid injection

岩心编号	返排压差/MPa	伤害时间/min	注入前渗透率/mD	注入后渗透率/mD	损害率/%
J1	4	80	0.899	0.718	20.14
J2	4	80	0.507	0.358	29.32
J3	4	80	0.837	0.650	22.32
J4	4	80	0.894	0.717	19.83

从表 5 可以看出,压裂液注入后,对储层存在不同程度的伤害,整体岩心损害率为 19.83%~29.32%。如图 2 所示,伤害表现出渗透率越低岩心损害率越大的特征,这是由于渗流通道越窄,压裂液固相残渣和和水锁效应对渗透率影响越大。

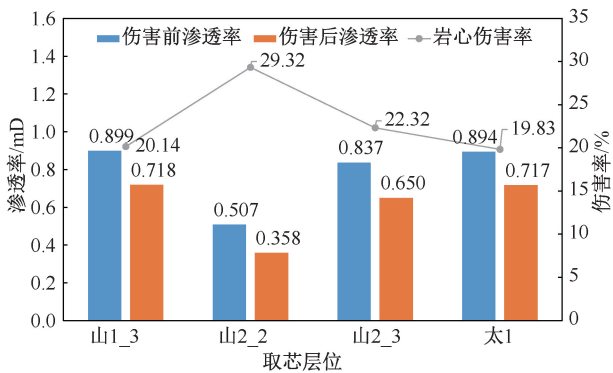


图 2 不同层位岩心伤害情况

Fig. 2 Core damage at different layers

研究表明提高返排压差能有效降低压裂液对储层的伤害和水锁效应,将压裂液伤害后将岩心静置 20 min,模拟压裂结束后至开始返排过程间的压裂液与地层静态伤害,随后采用不同压力的气体去反向驱替岩心,模拟压裂液返排过程,测量返排后岩心的渗透率。对比不同返排压差条件下的岩心伤害程度(见表 6),随着反排压差的增大,压裂液对岩心的伤害程度明显降低,返排压差小于 6 MPa 时,增大反排压差可有效降低储层损害率,返排压差大于 6 MPa 时,损害率降低缓慢,最大可降低至 10.96%。不同返排压差条件下的岩心伤害率整体上表现出幂指数关系(见图 3)。

表 6 不同返排压差渗透率变化

Table 6 Changes in permeability under different backflow pressure differences

岩心 编号	返排压差/ MPa	伤害时间/ min	注入前渗 透率/mD	注入后渗 透率/mD	损害率/ %
J5	2	80	0.944	0.629	33.33
J3	4	80	0.837	0.650	22.32
J6	6	80	0.607	0.520	14.29
J7	8	80	0.689	0.599	12.94
J8	10	80	0.784	0.698	10.96

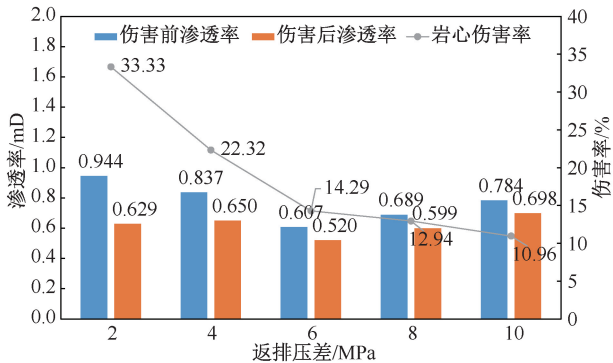


图 3 不同返排压差岩心伤害情况

Fig. 3 Core damage caused by different backflow pressure differences

3.2 压裂液对填砂裂缝的伤害

压裂过程中,裂缝填砂裂缝直接与破胶液接触,一部分破胶液残渣会由于压力扩散滞留在支撑剂充填层内和裂缝表面形成滤饼,降低支撑裂缝的导流能力,进而影响产能。针对此问题,使用区块井下岩心采用巴西劈裂法形成张性破坏粗糙裂缝,选取区块常用的 30/50 目石英砂(耐压 28~35 MPa)充填人工裂缝,实验铺砂浓度为 2~8 kg/m²,采用相同取芯位置的岩心开展试验,其中一块岩心使用一体化压裂液伤害后开展导流能力测试,另一块岩心作为对照组开展导流能力测试。实验闭合应力达到 40 MPa 时的裂缝导流能力测试结果如表 7 所示,在 40 MPa 闭合压力条件下,在铺砂浓度由 2 kg/m² 增加到 8 kg/m² 的条件下,裂缝导流能力损害率由 60.16% 下降到 39.82%,表明提高铺砂浓度能一定程度上维持裂缝导流能力。

表 7 压裂液注入前后导流能力变化

Table 7 Changes in conductivity before and after fracturing fluid injection

岩心 编号	铺砂浓度/ (kg·m ⁻²)	注入前导流能 力/(D·cm)	注入后导流能 力/(D·cm)	损害率/ %
		闭合压力 40 MPa		
J9	2	0.75	/	60.16
J10		/	0.30	
J11	4	1.96	/	47.96
J12		/	1.02	
J13	6	2.87	/	42.86
J14		/	1.64	
J15	8	3.37	/	39.82
J16		/	2.03	

从不同铺砂浓度条件下的导流能力随闭合应力变化的趋势来看(见图 4),总体上导流能力和闭合应力呈线性关系,但在 30~35 MPa 之前导流能力有明显的加速下降,该阶段主要与石英砂耐压强度有关,该阶段支撑剂有大量破碎。

对比不同铺砂浓度条件下的填砂裂缝导流能力伤害程度可以发现(见图 5),同一铺砂浓度条件下,随着闭合应力的增加,裂缝导流能力伤害率逐渐增加,在高闭合应力条件下裂缝导流能力伤害程度大于低闭合应力条件;同一闭合压力条件下,随着铺砂浓度的增加,裂缝导流能力伤害率逐渐减小;总体来说,低铺砂浓度裂缝导流能力对压裂液敏感性较强,主要原因在于低铺砂浓度条件下大量小孔径的流动通道被压裂液残渣所堵塞,随着闭合应力的增加,原有被压裂液残渣所堵塞但具有流动能力的孔道受到压实作用逐渐失去流动能力,导致导流能力下降明显。

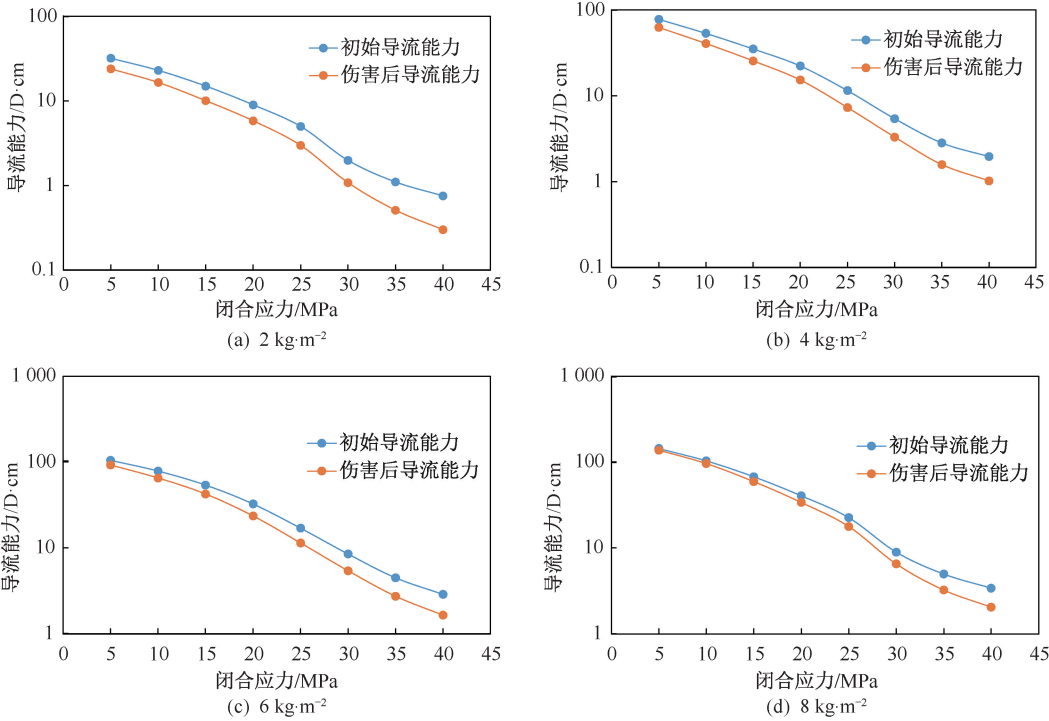


图 4 不同铺砂浓度导流能力

Fig. 4 Changes in conductivity of different sand concentrations

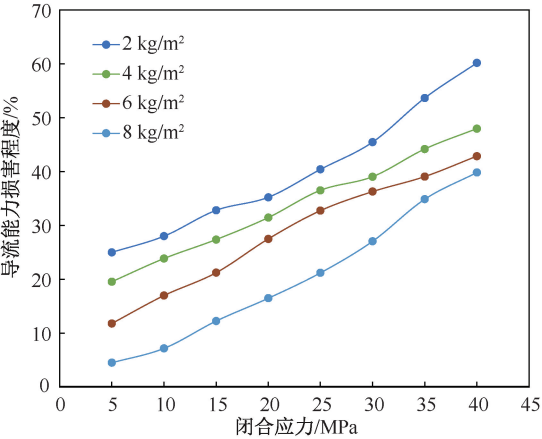


图 5 不同铺砂浓度导流能力伤害程度

Fig. 5 Degree of damage caused by different sand concentration and conductivity

4 结论

(1) 目前 J 区块所采用的一体化压裂液体系对储层的整体岩心损害率为 19.83%~29.32%, 伤害还表现出渗透率越低岩心损害率越大的特征。

(2) 通过设定不同的返排压差发现, 随着反排压差的增大, 压裂液对岩心的伤害程度明显降低, 返排压差小于 6 MPa 时, 增大反排压差可有效降低储层损害率, 返排压差大于 6 MPa 时, 损害率降低缓慢, 最大可降低至 10.96%。

(3) 随着闭合应力的增加, 裂缝导流能力伤害率逐渐增加, 在高闭合应力条件下裂缝导流能力伤害程度大于低闭合应力条件。

(4) 低铺砂浓度裂缝导流能力对压裂液敏感性较强, 随着闭合应力的增加, 原有被压裂液残渣所堵塞但具有流动能力的孔道受到压实作用逐渐失去流动能力, 会导致导流能力下降明显。

致谢: 感谢中国石油冀东油田分公司同意本文公开发表, 感谢南石油大学为本文实验分析做出的支持。

参考文献

[1] 徐林静, 张士诚, 马新仿. 胍胶压裂液对储集层渗透率的伤害特征[J]. 新疆石油地质, 2016, 37(4): 456-459.
XU Linjing, ZHANG Shicheng, MA Xinfang. Characteristics of damage of guar fracturing fluid to reservoir permeability [J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2016, 37(4): 456-459.

[2] 赵金省, 李斌, 马景洋, 等. 致密砂岩油藏压裂液伤害实验研究[J]. 科学技术与工程, 2022, 22(35): 15592-15597.
ZHAO Jinsheng, LI Bin, MA Jingyang, et al. Experimental study on fracturing fluid damage in tight sandstone reservoir [J]. Science Technology and Engineering, 2022, 22(35): 15592-15597.

[3] 常进, 许可, 易新斌, 等. 压裂液对页岩储层伤害机理研

- 究综述[J]. 应用化工, 2023, 52(10): 2920-2923.
- CHANG Jin, XU Ke, YI Xinbin, et al. Research progress on the fracturing fluid damage mechanism on shale reservoir [J]. Applied Chemical Industry, 2023, 52(10): 2920-2923.
- [4] 张颖, 周东魁, 余维初, 等. 玛湖井区低伤害滑溜水压裂液性能评价[J]. 油田化学, 2022, 39(1): 28-32.
- ZHANG Ying, ZHOU Dongkui, YU Weichu, et al. Performance evaluation of low-damage slick water fracturing fluid in mahu well area[J]. Oilfield Chemistry, 2022, 39(1): 28-32.
- [5] 柳志齐, 丁飞, 张颖, 等. 页岩气用滑溜水压裂液体系的储层伤害与生物毒性对比研究[J]. 长江大学学报(自然科学版), 2018, 15(5): 56-60.
- LIU Zhiqi, DING Fei, ZHANG Ying, et al. Comparative study on reservoir damage and biological toxicity of slick water in the fracturing fluid of shale gas [J]. Journal of Yangtze University (Natural Science Edition), 2018, 15(5): 56-60.
- [6] BAZIN B, PEYSSON Y, LAMY F, et al. In-situ water-blocking measurements and interpretation related to fracturing operations in tight gas reservoirs [J]. SPE Production & Operations, 2010, 25: 431-437.
- [7] 刘玉婷, 崔丽, 程芳, 等. 压裂液伤害的计算机断层扫描技术[J]. 无损检测, 2019, 41(1): 18-22.
- LIU Yuting, CUI Li, CHENG Fang, et al. Computed tomography technology for fracturing fluid damage [J]. Nondestructive Testing, 2019, 41(1): 18-22.
- [8] 韩文学, 高长海, 韩霞. 核磁共振及微、纳米 CT 技术在致密储层研究中的应用——以鄂尔多斯盆地长 7 段为例[J]. 断块油气田, 2015, 22(1): 62-66.
- HAN Wenxue, GAO Changhai, HAN Xia. Application of NMR and micrometer and nanometer CT technology in research of tight reservoir: Taking Chang 7 member in Ordos Basin as an example [J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2015, 22(1): 62-66.
- [9] 吴凯, 付鹏, 于世虎. 苏里格二三类储层压裂配套技术优化与应用[J]. 石油化工应用, 2022, 41(5): 45-50.
- WU Kai, FU Peng, YU Shihu. Optimization and application of fracturing matching technology for class II and III reservoir in Sulige [J]. Petrochemical Industry Application, 2022, 41(5): 45-50.
- [10] 熊诺林. 致密砂岩气藏压裂液优选评价及损害机理分析[D]. 长江大学, 2023.
- XIONG Nuolin. Optimization evaluation and damage mechanism analysis of fracturing fluid for tight sandstone gas reservoir [D]. Yangtze University, 2023.
- [11] 胡艾国, 张宇, 左承未, 等. 致密砂岩气藏压裂液滞留伤害保护研究[J]. 石化技术, 2023, 30(6): 170-172.
- HU Aiguo, ZHANG Yu, ZUO Chengwei, et al. Study on fracturing fluid retention damage protection in tight sandstone gas reservoirs [J]. Petrochemical Industry Technology, 2023, 30(6): 170-172.
- [12] 袁旭, 许冬进, 陈世海, 等. 压裂液侵入对页岩储层导流能力伤害[J]. 科学技术与工程, 2020, 20(9): 3591-3597.
- YUAN Xu, XU Dongjin, CHEN Shihai, et al. The damage of fracturing fluid intrusion to the conductivity of shale reservoir [J]. Science Technology and Engineering, 2020, 20(9): 3591-3597.
- [13] 许冬进, 张滨海, 李紫晗, 等. 致密气压裂液与储层全过程渗吸伤害规律研究[J]. 长江大学学报(自然科学版), 2022, 19(1): 79-85.
- XU Dongjin, ZHANG Binhai, LI Zihan, et al. Study on the law of imbibition damage in the whole process of tight gas fracturing fluid and reservoir [J]. Journal of Yangtze University (Natural Science Edition), 2022, 19(1): 79-85.
- [14] WANG J, HUANG YX, ZHANG Y, et al. Study of fracturing fluid on gel breaking performance and damage to fracture conductivity [J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2020, 193: 107443.
- [15] 段方, 钟宝鸿, 李锦锋, 等. 低伤害高效渗吸压裂液体系研究及矿场试验[J]. 石油化工应用, 2023, 42(3): 28-33+45.
- DUAN Fang, ZHONG Baohong, LI Jinfeng, et al. Research and field test of low damage and high efficiency imbibition fracturing fluid system [J]. Petrochemical Industry Application, 2023, 42(3): 28-33+45.
- [16] 赵玉东. 低伤害高效清洁滑溜水压裂液体系研制与应用[J]. 大庆石油地质与开发, 2020, 39(5): 65-71.
- ZHAO Yudong. Research and application of the clean slickwater fracturing fluid system with low damage and high efficiency [J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2020, 39(5): 65-71.
- [17] 江锚, 袁征, 于继飞, 等. 多重伤害机制下的疏松砂岩裂缝导流能力变化规律[J]. 海洋石油, 2023, 43(3): 41-45.
- JIANG Mao, YUAN Zheng, YU Jifei, et al. Variation of fracture conductivity in unconsolidated sands under the multiple damage mechanisms [J]. Offshore Oil, 2023, 43(3): 41-45.

编辑 穆立婷

第一作者简介: 卢军凯, 男, 1984 年出生, 硕士, 毕业于中国石油大学(北京)油气田开发工程专业, 现为中国石油冀东油田公司二级工程师, 主要从事油气田压裂开发研究工作。电话: 0315-8768053; Email: lujunkai@petrochina.com.cn。通信地址: 河北省唐山市冀东油田分公司采油工艺研究院, 邮政编码: 063000。