

准噶尔盆地中佳地区 砾岩储层应力敏感性特征及微观作用机制

徐苗苗, 兰浩, 钟骏兵, 仇鹏, 陈河青, 郭巧珍, 屈怀林

(中国石油新疆油田分公司 勘探开发研究院, 新疆 克拉玛依 834000)

摘要:以准噶尔盆地中佳地区砾岩储层为研究对象,采用宏观实验、微观成像及CT扫描技术,研究砾岩储层的应力敏感性特征及微观作用机制,揭示在无人造裂缝、非支撑裂缝发育和支撑裂缝发育状态下岩心渗透率的应力敏感性变化规律。结果表明:在2~55 MPa围压加载过程中,无人造裂缝、非支撑裂缝和支撑裂缝岩心的平均应力敏感性损害率分别为94.59%、98.65%和90.82%,其中非支撑裂缝岩心对压力最为敏感。渗透率随围压上升而显著下降,围压为2~10 MPa时,无人造裂缝和非支撑裂缝岩心渗透率下降幅度最大,拐点围压约为10 MPa;支撑裂缝岩心的渗透率下降趋势较缓,拐点围压上移至40 MPa。在高应力条件下,裂缝闭合、孔喉尺寸减小、连通性变差是导致渗透率持续下降的主要因素。该结果为致密油藏的压裂参数设计和开发方案优化提供技术支持。

关键词:砾岩储层;应力敏感性;微观作用机制;CT扫描技术;致密油藏;中佳地区;准噶尔盆地

中图分类号:TE311;TE122 **文献标识码:**A **文章编号:**2095-4107(2025)05-0034-11

0 引言

全球能源需求持续增长,非常规油气资源的勘探与开发日益受到重视,砾岩储层具有独特的储集性能和复杂的孔隙结构,成为非常规油气藏研究中的一个重要方向^[1-4]。在油气藏开发过程中,储层应力敏感性影响孔隙结构和渗透率变化,是油气田开发方案设计、井网布置和增产措施制定的重要参数,对开发效果和经济性具有重要影响^[5-8]。储层应力敏感性是指储层孔隙压力变化导致孔隙结构发生变形,影响储层渗透率的现象;随储层压力的减小,孔隙发生压缩甚至闭合,导致渗透率显著下降^[8-9]。砾岩储层应力敏感性影响油气藏开发的稳定性,高应力敏感性储层在生产过程中易出现渗透率迅速下降的现象,影响产能稳定^[10-11];同时,由于砾岩储层具有复杂的孔隙结构和裂缝网络,对增产措施(如水力压裂和酸化)的响应也表现为较强的敏感性^[12]。研究砾岩储层应力敏感性能够更准确评估储层生产潜力,制定增产措施。

主要采用三种方法研究储层应力敏感性:(1)实验研究,即通过岩石物理实验(三轴实验、压汞实验),直接测量储层的应力敏感性参数^[13];(2)数值模拟,即利用有限元、离散元等方法建立储层模型,模拟应力变化下的储层响应,预测渗透率变化^[14-15];(3)理论模型,即基于弹性力学和流体力学原理,建立储层应力敏感性的理论模型,预测不同条件下的储层物理性质变化^[16-17]。砂岩和页岩是研究储层应力敏感性的主要对象。砂岩储层应力敏感性主要受孔隙胶结物、颗粒排列及孔隙结构的影响,在高应力环境下,孔隙压缩和颗粒滑移导致渗透率下降^[18],主要采用三轴实验方法,测定砂岩的应力敏感性参数,构建预测模型^[19]。页岩储层的层理和裂缝网络对气体流动影响较大,在应力变化下,裂缝的闭合与开启影响页岩储层的渗透率,可以采用成像技术和实验数据分析,揭示页岩储层在应力作用下的裂缝网络变化^[20-21]。碳酸盐岩储层在全球分布广泛,由于储层裂缝发育,具有与砂岩和页岩不同的应力敏感性特征,应力敏感性与裂缝网络的发育程度紧密相关,应力变化对储层内流体流动具有控制作用,通过对裂缝导流能力的表征和应力影响模拟,能够为碳酸盐岩气藏开发提供支持^[22]。砾岩储层孔隙结构复杂,孔隙尺度差异较大,储层应力敏感性难以准确表征,裂缝网络与基质孔隙的相互作用尤为显著,在不同应力条件下,裂缝可能闭合或扩展,对储层渗透率产生非线性影响^[11-12]。

收稿日期:2024-07-31;编辑:朱秀杰

基金项目:中国石油天然气股份有限公司攻关性应用性科技专项(2023ZZ14)

作者简介:徐苗苗(1996—),女,硕士,工程师,主要从事油气藏工程方面的研究。

对于裂缝发育复杂的砾岩储层,在不同应力条件下,裂缝闭合和孔隙压缩等微观特征的演化规律及其对整体储层渗透率的影响不明确。以准噶尔盆地中佳地区砾岩储层为研究对象,采用宏观实验、微观成像和 CT 扫描技术,研究砾岩储层的应力敏感性特征;评估在不同应力条件下岩心渗透率的变化,揭示压力对裂缝和基质渗透率的作用机制;在无人造裂缝、非支撑裂缝发育和支撑裂缝发育状态下,揭示支撑剂在裂缝稳定性中的作用及其对储层渗透率的影响,为优化砾岩储层的开发策略提供支持。

1 区域地质概况

准噶尔盆地为中国西北部重要油气盆地,地质构造复杂,油气资源丰富。中佳地区地处盆地西北缘,位于中拐凸起与沙湾凹陷的结合部位^[2]。中拐凸起是准噶尔盆地的主要构造单元,形成于石炭纪末期,为南东倾伏、北西抬升的鼻状构造,东接达巴松凸起,西邻红车断裂带,北靠玛湖凹陷,南部毗邻沙湾凹陷和盆 1 井西凹陷(见图 1(a)),区域构造运动频繁,地质条件有利于油气聚集,主要烃源岩来自玛湖凹陷和沙湾凹陷的二叠系^[23-24]。中佳地区地层广泛分布,沉积序列完整,主要储层为二叠系佳木河组二段一砂组($P_1j_2^1$),侏罗系八道湾组三段三砂组($J_1b_3^3$)、三工河组二段一砂组($J_1s_2^1$)(见图 1(c))。佳木河组储层为扇三角洲前缘亚相沉积,物源来自中拐扇,储层类型为厚层褐灰色含浊沸石凝灰质砂砾岩,分布广泛,具有复杂的储集空间,包括次生溶蚀孔隙和剩余粒间孔^[24-25],整体为特低孔、特低渗储层,物性较差。其中,

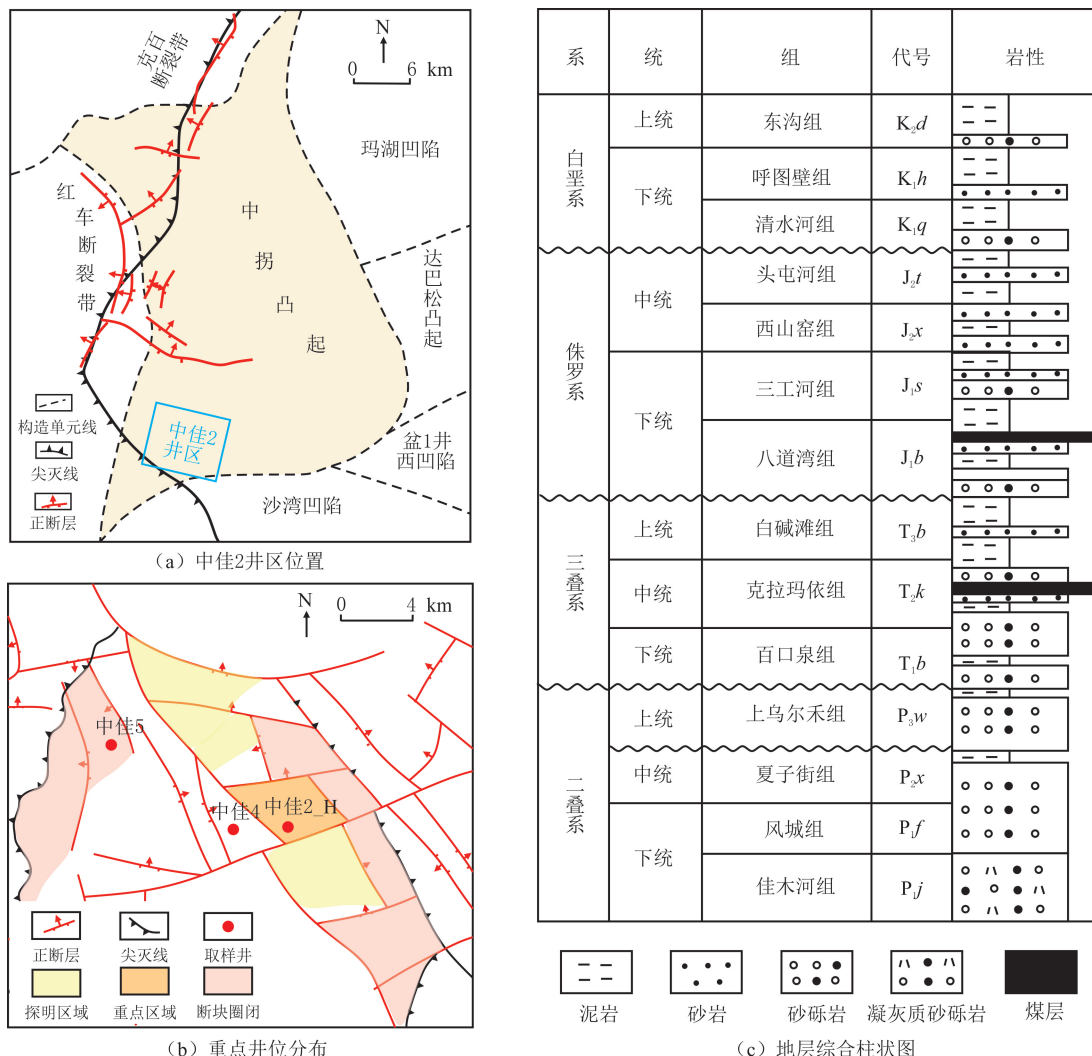


图 1 研究区地质概况(据文献[2]修改)

Fig. 1 Geological profile map of the study area(modified by reference[2])

中佳2_H井的佳木河组储层孔隙度为5.7%~14.1%，平均为9.3%；渗透率为(0.18~7.96) × 10⁻³ μm²，平均为1.57 × 10⁻³ μm²[2]。

以中佳2井区作为主要研究区，中佳4、中佳5及中佳2_H等井位具有佳木河组典型砾岩储层特征(见图1(b))，岩性主要为火山碎屑砾石，夹变质岩块及岩屑砂，填充物包括浊沸石、方解石和石膏，储集空间以次生溶蚀孔隙为主，喉道类型主要为片状和弯片状，在砂岩及砂砾岩储层中占较大比例[24,26]。

2 实验设计与步骤

2.1 应力敏感性实验

分别从中佳4、中佳5及中佳2_H等井位中选取三组致密砾岩岩心(见图2)，测试储层应力敏感性，分析在不同应力条件下储层渗透率变化。研究区砾岩储层岩心样品基础数据见表1，所选储层富含砾石颗粒，因无法钻取直径为25 mm的岩心，只选取直径为38 mm的岩心作为实验样品。采用精密机械线切割，保证岩心端面平整，防止颗粒崩落，且能够在最大程度上保证切口端面平整，满足测试需求。第一组为无人造裂缝岩心(见图2(a))；第二组对无人造裂缝岩心进行造缝处理，获得非支撑裂缝岩心(见图2(b-f))；第三组对无人造裂缝岩心进行造缝处理，加入石英砂支撑剂模拟压裂支撑缝，获得支撑裂缝岩心(见图2(g-j))。石英砂的粒度影响裂缝导流能力、裂缝闭合稳定性及整体应力敏感性，基于支撑裂缝特性与压力条件的优化，选择40~70目的石英砂作为支撑剂。测试不同围压条件下三组岩心的渗透率，计算岩心损害率，进行储层应力敏感性评价。



(a) 无人造裂缝岩心；(b-f) 非支撑裂缝岩心；(g-j) 支撑裂缝岩心

图2 研究区砾岩储层岩心样品照片(直径为38 mm)

Fig. 2 Photographs of core samples from conglomerate reservoirs in the study area(samples are 38 mm in diameter)

表1 研究区砾岩储层岩心样品基础数据

Table 1 Base data of core samples from conglomerate reservoirs in the study area

类别	样品编号	层位	取心井	岩性	有效孔隙度/%	渗透率/10 ⁻³ μm ²
无人造裂缝岩心	1-1	P _{1j2} ¹	中佳5井	灰色砂砾岩	10.1	0.59
	1-2	P _{1j2} ¹	中佳5井	灰色含砾粗砂岩	14.6	2.30
	1-3	P _{1j2} ²	中佳5井	灰色含砾中一细砂岩	7.9	0.35
	1-4	P _{1j2} ¹	中佳5井	灰色砂砾岩	13.1	1.03
	1-5	P _{1j2} ²	中佳4井	绿灰色砂砾岩	12.8	1.21
	1-6	P _{1j2} ²	中佳4井	灰色砂砾岩	13.1	4.18

续表 1

类别	样品编号	层位	取心井	岩性	有效孔隙度/%	渗透率/ $10^{-3} \mu\text{m}^2$
非支撑裂缝岩心	2-1	$P_{1j_2}^1$	中佳 5 井	灰色砂砾岩	13.5	2.89
	2-2		中佳 5 井	灰色砂砾岩	12.9	1.45
	2-3		中佳 5 井	灰色砂砾岩	11.9	1.11
	2-4		中佳 5 井	灰色砂砾岩	13.4	0.82
	2-5		中佳 5 井	灰色含砾中一细砂岩	13.3	0.83
	2-6		中佳 5 井	灰色含砾中一细砂岩	11.4	1.22
	2-7		中佳 5 井	灰色含砾中细砂岩	11.6	0.73
	2-8		中佳 2_H 井	灰色含砾细砂岩	16.0	1.29
	2-9		中佳 2_H 井	灰色含砾细砂岩	15.1	0.86
支撑裂缝岩心	3-1	$P_{1j_2}^1$	中佳 5 井	深灰色砂砾岩	14.5	1.74
	3-2		中佳 5 井	深灰色砂砾岩	11.4	4.95
	3-3		中佳 5 井	深灰色砂砾岩	12.9	1.03
	3-4		中佳 5 井	灰色含砾粗砂岩	14.4	2.14

实验步骤为:

(1)岩心样品准备。对非支撑裂缝岩心及支撑裂缝岩心样品进行精密机械线切割处理,确保端面平整,防止损坏;对非支撑裂缝岩心样品加入 40~70 目的石英砂支撑剂,获得支撑裂缝岩心。

(2)初始渗透率测定。将处理的岩心样品放入夹持器,将围压加载到 2 MPa,入口压力设置为 0.2 MPa,出口连通大气,测试岩心基准渗透率。

(3)围压加载。在恒定内压变围压模式下,保持内压恒定 0.2 MPa,逐步增加围压,设置围压为 10、20、30、40、43、46、49、52 和 55 MPa。

(4)压力稳定和渗透率测试。每次围压加载后稳定 60 min,确保岩心内外压力分布均匀,再进行渗透率测量,以消除压力波动对测量精度的影响。

(5)应力敏感性评价。计算岩心损害率,参照 SY/T 5358—2010《储层敏感性流动实验评价方法》进行储层应力敏感性评价。

(6)数据分析。结合岩心损害率、渗透率与压力变化关系曲线,确定储层渗透率受应力变化影响的敏感程度。

应力敏感性损害程度评价指标参考文献[27],当应力敏感性损害率 $\leq 5\%$ 时,应力敏感性损害程度为无;当应力敏感性损害率介于 $5\% \sim 30\%$ 时,应力敏感性损害程度为弱;当应力敏感性损害率介于 $30\% \sim 50\%$ 时,应力敏感性损害程度为中等偏弱;当应力敏感性损害率介于 $50\% \sim 70\%$ 时,应力敏感性损害程度为中等偏强;当应力敏感性损害率 $> 70\%$ 时,应力敏感性损害程度为强。

2.2 CT 扫描实验

研究区储层应力敏感性普遍表现为中等—强,当围压发生小幅变化时,渗透率可能发生几个数量级的变化^[28]。对中佳地区无人造裂缝及非支撑裂缝岩心样品进行 CT 扫描,获取不同围压下的形貌,构建不同围压下的数字岩心,从微观尺度分析储层应力敏感性。岩心样品来自中佳 5 井 $P_{1j_2}^1$ 层位的灰色砂砾岩,其中无人造裂缝和非支撑裂缝岩心的有效孔隙度分别为 9.7%和 11.6%,渗透率分别为 0.80×10^{-3} 和 $1.02 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

实验步骤为:

(1)将岩心装入夹持器并固定于 CT 装置扫描台,将围压、驱替管线与岩心夹持器连接;

(2)利用 CORETEST 原位亚微米 CT 驱替系统设置加载围压为 5 MPa,12 h 后进行气测渗透率测试,岩心入口端压力为 0.1 MPa,出口端压力为大气压力,然后进行 CT 扫描;

(3)分别将围压加载为 10、15、20、25 和 30 MPa,每一个加载压力保持 12 h,重复步骤(2)的渗透率测

试和 CT 扫描；

(4)分析净压力对三维孔隙结构的影响。

3 应力敏感性特征

3.1 无人造裂缝岩心

测试围压为 2、10、20、30、40、43、46、49、52 及 55 MPa 时的岩心样品渗透率(见图 3)。由图 3(a)可知,岩心样品初始渗透率较低,普遍低于 $12.00 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。随围压由 2 升高至 10 MPa,渗透率大幅下降,降幅为 62.56%~80.43%,平均降幅为 74.60%。当围压超过 10 MPa 后,渗透率下降趋势趋缓,表明 10 MPa 为渗透率变化的拐点围压。受岩心微观孔隙结构的应力压缩效应影响,当围压增加时,基质岩心内部的微裂缝逐渐闭合,孔喉空间发生显著压缩,导致岩心内部有效渗流通道减少,渗透率急剧下降^[29]。在应力从 2 增加至 10 MPa 的过程中,岩心微裂隙和孔喉变形效应明显,表现为渗透率的快速下降。这一过程符合储层孔隙结构在早期应力加载阶段的显著非线性响应,在较低应力条件下,孔隙收缩引起渗透率急速下降^[30]。当围压增加至 10 MPa 以上时,渗透率变化趋缓;当围压在 30 MPa 以上时,渗透率变化减小至 $2.00 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 内(见图 3(b))。当围压超过 10 MPa 后,无人造裂缝岩心样品的微观结构变形趋于稳定,说明渗流通道基本受限,孔隙和裂缝空间压缩接近饱和。在围压由 30 增加至 55 MPa 过程中,未对渗透率产生显著影响,岩心样品渗透率波动在 $0.20 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 内,储层呈“压实化”特征,渗透率基本保持稳定。加压结束后,无人造裂缝岩心样品渗透率最大为 $1.55 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,最小为 $0.05 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,平均为 $0.40 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,平均应力敏感性损害率为 94.59%。

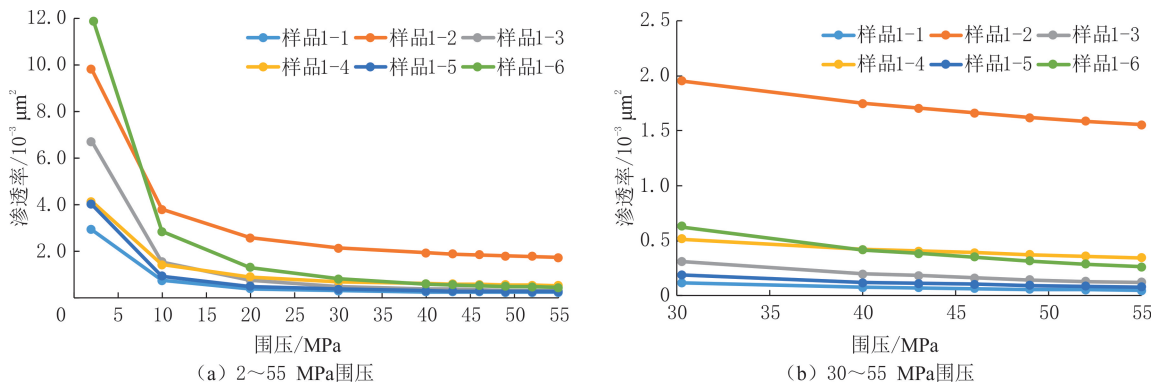


图 3 研究区无人造裂缝岩心样品渗透率与围压关系

Fig. 3 Permeability versus confining pressure of matrix cores in the study area

以模拟地层压力(30 MPa)为评价基准点,无人造裂缝岩心样品的应力敏感性损害率介于 21.13%~71.09%,岩心样品 1-1 到 1-6 的应力敏感性损害率为 68.12%、21.13%、71.09%、37.29%、56.87%、59.01%,平均为 52.25%,表明储层在真实地层压力下的应力敏感性程度为弱—中等偏强,以中等偏强为主。研究区基质储层受应力变化影响明显,在地层压力显著降低条件下,储层渗透率可能大幅衰减,从而影响流体流动和采收率。

3.2 非支撑裂缝岩心

测试围压分别为 2、10、20、30、40、43、46、49、52 和 55 MPa 时的非支撑裂缝岩心样品渗透率(见图 4)。非支撑裂缝岩心样品裂缝由精密机械线切割形成的人造裂缝构成,裂缝未填充支撑剂,初始裂缝开度较小。初始渗透率分布较广,介于 $(9.95 \sim 95.07) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,平均为 $38.72 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,约为无人造裂缝岩心的 4 倍,非支撑裂缝对岩心渗透率具有显著增强作用。当围压为 10 MPa 时,非支撑裂缝岩心渗透率大幅下降,降幅超过 76%,说明岩心在低围压时对应力高度敏感,尤其是岩心样品 2-1,渗透率降低至 $0.12 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,降幅超过 98%;非支撑裂缝岩心样品的平均渗透率下降幅度为 86.07%,比无人造裂缝岩心样品的高出 11.47%,反映裂缝在应力作用下迅速收缩甚至闭合的特点。人造裂缝无支撑剂填充,缺乏裂缝

稳定结构,易受压缩而降低渗透率。裂缝闭合导致周围微裂隙和孔喉结构受挤压而变形,岩心内部的渗流通道被封闭,进一步降低渗透率,表明裂缝渗流通道对压力变化具有高敏感性,即使在较小围压下,裂缝的快速闭合也显著减少渗流通道有效通径^[31]。当围压超过拐点围压 10 MPa 后,渗透率下降幅度明显减缓;当围压增加至 30 MPa 时,渗透率低于 $4.00 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,表明裂缝在较高围压下接近闭合饱和状态,岩心渗透率随压力增加而趋于稳定。

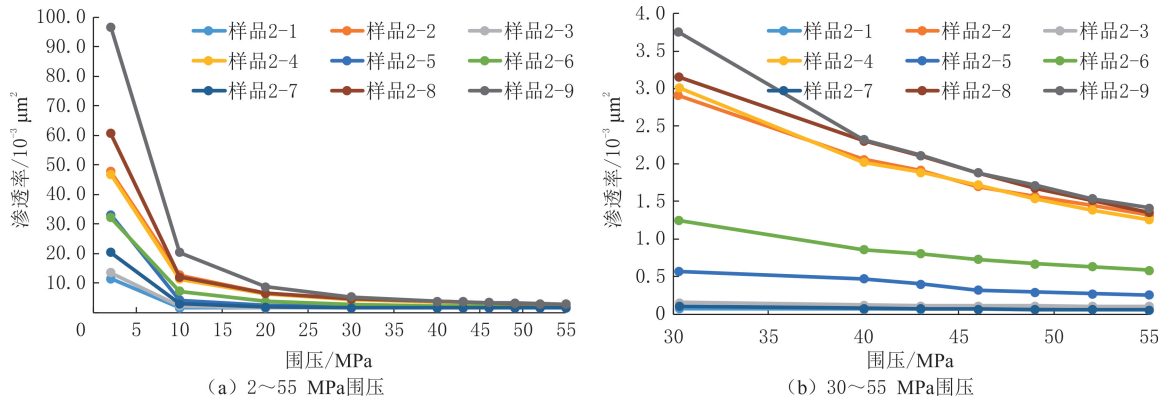


图4 研究区非支撑裂缝岩心样品渗透率与围压关系

Fig. 4 Permeability versus confining pressure of unsupported fracture cores in the study area

由于内部裂缝发育程度不均,岩心样品的最终渗透率存在差异。岩心样品 2-1、2-3、2-5、2-6 和 2-7 的岩心内部残余有效渗流体积小,在围压由 30 增加至 55 MPa 时,渗透率波动小于 $0.70 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,最终渗透率低于 $0.55 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。其余非支撑裂缝岩心样品内部可供流体渗流的体积大,渗透率高,在围压由 30 增加至 55 MPa 过程中,渗透率减小大于 $1.60 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。加压结束后,非支撑裂缝岩心样品渗透率最大为 $1.36 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,最小为 $0.01 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,平均为 $0.66 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,比无人造裂缝岩心样品的高 $0.26 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,平均应力敏感性损害率为 98.65%,说明非支撑裂缝对致密岩心渗透率贡献有限。

以模拟地层压力(30 MPa)为评价基准点,在围压为 55 MPa 时,非支撑裂缝岩心样品 2-1 到 2-9 的应力敏感性损害率为 28.25%、56.13%、47.42%、59.50%、60.41%、55.51%、82.69%、58.32%、63.55%。岩心样品 2-1 内部裂缝发育程度较差,应力敏感性降低;岩心样品 2-7 内部流体渗流通道变形最为严重,应力敏感性强。整体上,非支撑裂缝岩心样品的应力敏感程度为弱—强,以中等偏强为主。相较于无人造裂缝岩心,非支撑人造裂缝的存在增强岩心的应力敏感性,在相同应力条件下,岩心内部裂缝更易闭合,从而降低岩心渗透率。

3.3 支撑裂缝岩心

测试围压分别为 2、10、20、30、40、43、46、49、52 和 55 MPa 时的支撑裂缝岩心样品渗透率(见图 5)。支撑剂的加入增大岩心内部裂缝开度,提升渗流通道比例,岩心样品的初始渗透率为 $(140.58 \sim 554.75) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,平均为 $386.83 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,为非支撑裂缝岩心样品的 10 倍,为无人造裂缝岩心样品的 40 倍,表明支撑剂的填充显著提升岩心样品的初始渗透率。在围压从 2 增加至 40 MPa 过程中,裂缝开度逐渐缩小,渗透率快速下降,平均下降幅度为 85%,在无人造裂缝岩心样品与非支撑裂缝岩心样品之间。岩心样品 3-4 受应力变化影响最为显著,渗透率从初始的 359.55×10^{-3} 降低至 40 MPa 时的 $17.69 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,降幅超过 95%,表明在支撑剂作用下,裂缝受高围压影响而发生一定程度的收缩,导致渗透率显著下降^[32]。当围压超过 40 MPa 时,渗透率下降速率明显减缓,表明 40 MPa 可视为应力敏感性“稳定区”的起点,是渗透率对围压进一步增加响应减弱的拐点压力。当围压在 40~55 MPa 之间时,由于不同岩心样品中裂缝发育不同,渗透率的下降幅度存在差异,平均下降幅度为 40.60%。当围压为 55 MPa 时,支撑裂缝岩心样品的渗透率差异较大,最大为 $104.66 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,最小为 $5.83 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,平均为 $43.55 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,远高于无人造裂缝岩心样品和非支撑裂缝岩心样品的,平均应力敏感性损害率最低,为 90.82%。由于裂缝内部有支撑剂存在,有效维持裂缝的导流能力,保持一定的渗透率,在高应力条件下岩

心样品内部人工裂缝的闭合程度较低,能够提供较好的导流能力^[33-34]。

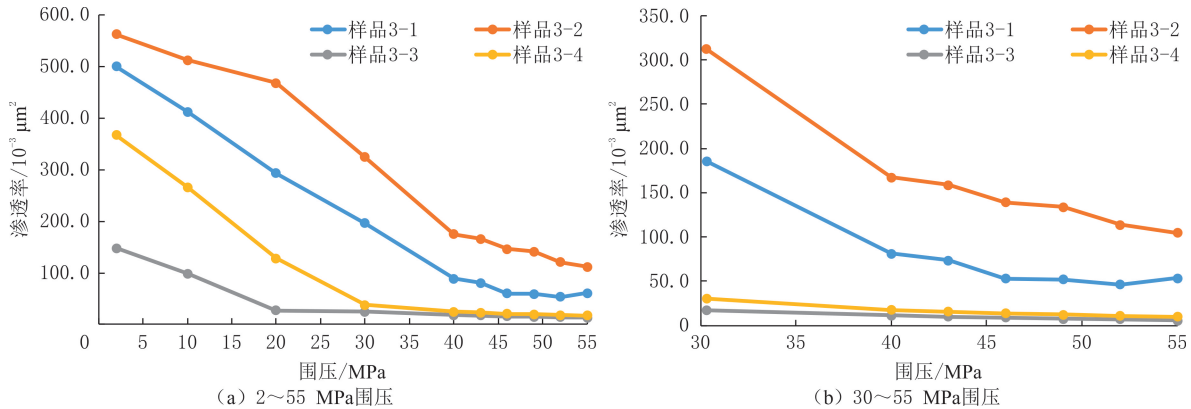


图 5 研究区支撑裂缝岩心样品渗透率与围压关系

Fig. 5 Permeability versus confining pressure of supported fracture cores in the study area

以模拟地层压力(30 MPa)为评价基准点,支撑裂缝岩心样品的应力敏感性损害率在 66.26%~71.56%之间,平均为 67.98%,应力敏感性程度为中等偏强—强,以中等偏强为主。低围压作用下的支撑裂缝的应力敏感损害率高于高围压作用下的,支撑剂弱化支撑裂缝的应力敏感性,是压裂储层能够高产稳产的重要条件。

4 微观作用机制

4.1 无人造裂缝岩心

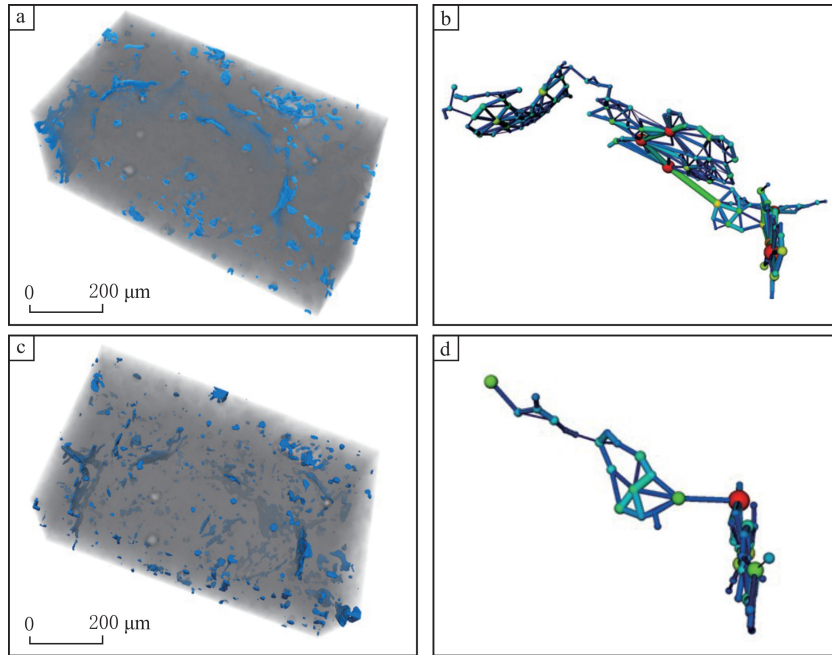
微裂缝对无人造裂缝岩心的渗流能力贡献较大,是无人造裂缝岩心内部的主要渗流通道。利用 CT 扫描技术,可以观测在不同围压作用下岩心样品的孔喉空间、微裂缝的形态及尺度变化过程。分别在围压为 3、25 MPa 条件下对无人造裂缝岩心样品进行 CT 扫描。在加压过程中,微裂缝宽度由初始 3 MPa 条件下的 31、19、25 μm 收缩至 25 MPa 条件下的 18、14、17 μm,开度减小。岩心样品的三维建模及孔隙提取可以反映不同状态下岩心样品内部孔喉体积及其连通性(见图 6)。在 25 MPa 围压作用下,岩心样品内部不可动孔隙受围压作用较小,孔隙体积基本不发生变化,但连通性好的微裂缝开度明显减小,连通孔隙数明显减少,孔隙尺寸变小。当有效压力增大后,岩心样品内部流体流动通道明显减少,导致渗透率降低,流体的流动阻力增大。

在围压为 3、25 MPa 条件下,无人造裂缝岩心的孔隙及喉道半径分布见图 7。孔喉半径分布范围小,介于 0~90 μm,在 0~50 μm 之间分布较为集中,喉道半径主要分布于 0~30 μm。当围压由 3 增加至 25 MPa 时,岩心孔喉半径的分布趋势基本不变,但不同半径的孔喉数急剧减少,下降幅度超过 50%。无人造裂缝岩心内部喉道受应力作用影响更大,在 25 MPa 围压作用下,半径介于 5~20 μm 的喉道数显著减少,降幅超过 75%。由图 7 可知,无人造裂缝岩心的喉道比孔隙更易受应力作用影响而收缩变形,应力敏感性更强。在高有效围压下,无人造裂缝岩心内部微观孔喉半径明显降低,随有效压力的增加,岩心内部流体渗流通道占比明显减小,导致岩心渗透率降低,流动阻力增大,开发效果较差。在实际开发中,应充分考虑储层应力环境,对围压较高区段,可引入化学改性、脉冲激发等辅助增渗手段,以激活或维持微裂缝导流能力,提升整体开发效果。

4.2 人造裂缝岩心

人造裂缝岩心包括非支撑裂缝和支撑裂缝岩心,主要关注围压对裂缝的影响,只考虑非支撑裂缝岩心样品。人工压裂改造的岩心内部发育大开度、高导流能力的人造裂缝,渗流通道占比大,孔喉间连通性较好。分别在围压为 3、25 MPa 条件下对非支撑裂缝岩心进行 CT 扫描,部分人造裂缝明显收缩,甚至闭合。在加压过程中,人造裂缝宽度由初始 3 MPa 条件下的 154、289、117 μm 收缩至 25 MPa 条件下的 72、208、99 μm,裂缝开度减小,部分裂缝闭合至 CT 设备分辨率以下而无法测试。为测试岩心样品的孔喉体

积大小及连通性,分别在围压为 3、25 MPa 条件下对非支撑裂缝岩心样品进行三维建模及孔隙体积提取(见图 8)。由图 8 可知,在 25 MPa 围压条件下,连通孔隙数急剧减少,孔隙体积变小,人造裂缝的应力敏感性极强,人造裂缝收缩甚至闭合,导致内部孔隙连通的范围与孔隙体积非常有限,大部分孔喉呈孤立分布。在高围压阶段,以裂缝作为主要渗流通道的岩心流体运移路径闭塞,可动空间受限,流动阻力增大,导致渗透率大幅降低。



(a) 3 MPa 围压岩心样品 3D 扫描图; (b) 3 MPa 围压岩心样品孔隙体积提取结果; (c) 25 MPa 围压岩心样品 3D 扫描图; (d) 25 MPa 围压岩心样品孔隙体积提取结果; 蓝色部分为孔隙空间, 灰色部分为基质; 球体为孔隙, 球体间连接线为喉道

图 6 研究区无人造裂缝岩心样品应力敏感性 CT 扫描和孔隙体积提取结果
Fig. 6 Stress sensitivity CT scan and pore volume extraction results of core samples without man-made fractures in the study area

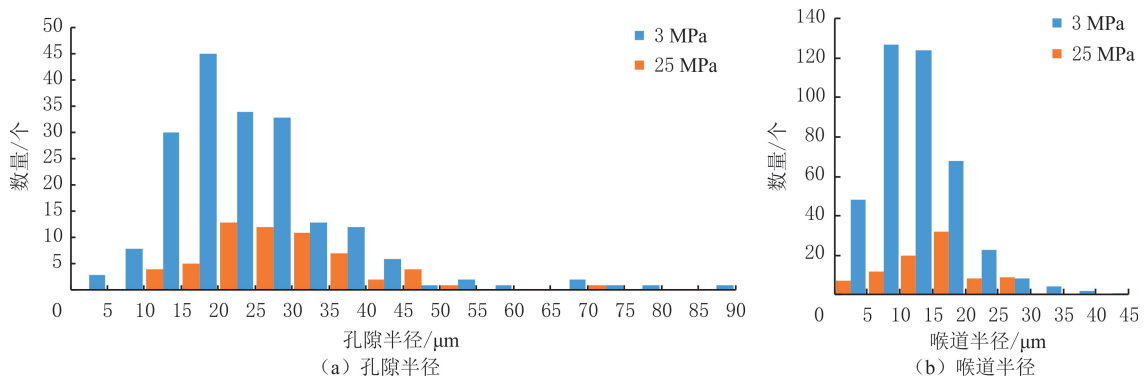
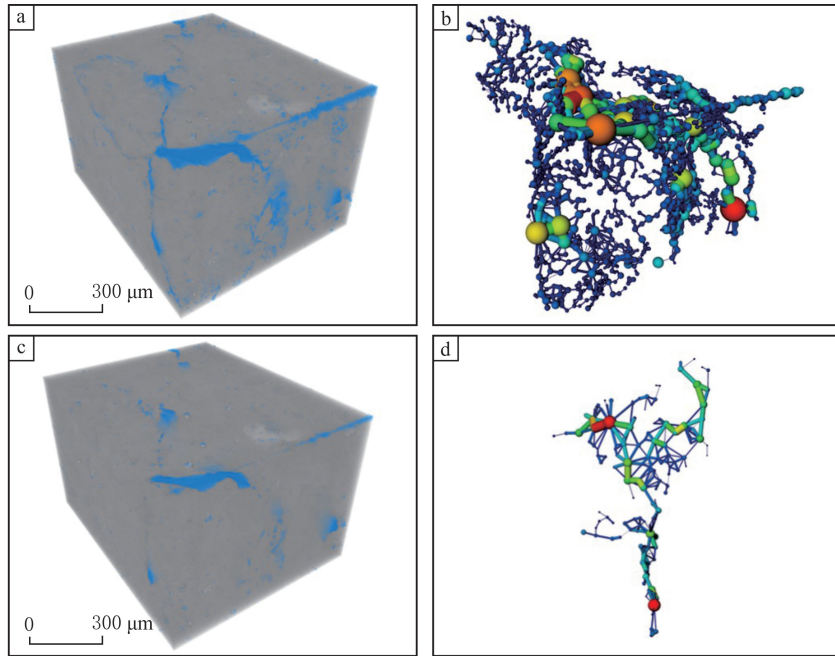


图 7 研究区不同围压下无人造裂缝岩心孔喉半径分布特征

Fig. 7 Characteristics of pore throat radius distribution of cores without man-made fractures at different pressures in the study area

在围压为 3、25 MPa 条件下,非支撑裂缝岩心的孔隙及喉道半径分布见图 9。人造裂缝使岩心孔喉半径分布范围广泛,孔隙半径介于 0~290 μm , 主要分布在 15~90 μm 之间;喉道半径介于 0~190 μm , 主要分布在 0~45 μm 之间。非支撑裂缝岩心的孔喉尺寸远大于无人造裂缝岩心的,有利于流体在微观孔喉内的运移。当围压由 3 增加至 25 MPa 时,岩心内部不同尺寸的孔隙数量下降,半径大于 180 μm 的裂缝完全消失,半径为 20~40 μm 的孔喉数量减少 80% 以上,孔隙空间受压力作用发生严重变形。在围压为

25 MPa 条件下,岩心主要喉道占比约减少 90%,无法有效沟通孔隙,孔隙内的流体无法被有效动用。无固相颗粒支撑条件下,裂缝极易发生闭合,导致孔喉连通性急剧降低,岩心渗透率减小。相同应力条件下,非支撑裂缝岩心孔喉数减少程度大于无人造裂缝岩心的,其中喉道变形程度大于孔隙的,表明致密储层提



(a) 3 MPa围压岩心样品3D扫描图; (b) 3 MPa围压岩心样品孔隙体积提取结果; (c) 25 MPa围压岩心样品3D扫描图; (d) 25 MPa围压岩心样品孔隙体积提取结果; 蓝色部分为孔隙空间,灰色部分为基质; 球体为孔隙,球体间连接线为喉道

图8 研究区非支撑裂缝岩心样品应力敏感性CT扫描和孔隙体积提取结果
Fig.8 Stress sensitivity analysis of unproprioed fracture core samples via CT scanning and pore volume extraction

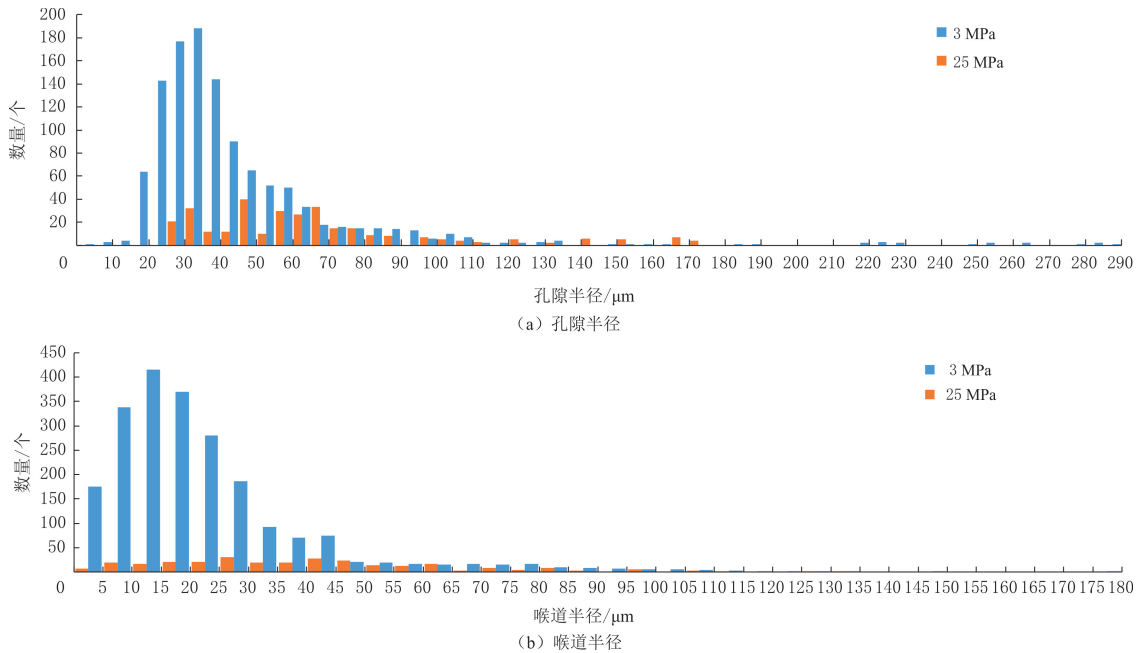


图9 研究区不同压力下非支撑裂缝岩心孔隙及喉道半径分布特征
Fig.9 Characteristics of pore throat radius distribution in unproprioed fractured cores under different pressures in the study area

高储层渗透率的关键是通过压裂制造人造裂缝,并在高应力条件下,采用合适的支撑剂保持裂缝开度。在压裂改造储层的现场设计中,评估地层围压对裂缝导流性能的影响,选择支撑剂强度、粒径及注入量,以增强裂缝的抗压能力,维持长期连通性。特别是在无支撑剂条件下,人造裂缝表现出极高的应力敏感性,若控制不当,则易出现“初期高产、后期快速衰减”的开发问题,严重制约储层产能的持续提高。

5 结论

(1)准噶尔盆地中佳地区砾岩储层应力敏感性影响孔隙结构和渗透率。在2~55 MPa围压加载过程中,无人造裂缝、非支撑裂缝和支撑裂缝岩心平均应力敏感性损害率分别为94.59%、98.65%和90.82%,非支撑人造裂缝受压力的影响更大,在裂缝发育程度较差或非支撑裂缝储层中,应避免快速、过大降低地层压力。高应力敏感性岩心受压力变化影响而导致渗透率急剧下降,易造成采收率显著降低。

(2)当围压为2~10 MPa时,无人造裂缝和非支撑裂缝岩心的渗透率呈大幅下降趋势;当围压超过10 MPa后,渗透率变化不大。受支撑剂作用影响,支撑裂缝岩心渗透率在40 MPa围压后基本保持稳定。支撑剂弱化支撑裂缝应力敏感性,在设计压裂改造方案时,优先选择适当粒径和填充密度的支撑剂,以保证裂缝在高压条件下具有导流能力。

(3)应力对喉道的影响远大于对孔隙的影响。内部裂缝的收缩、孔喉尺寸的减小及连通性的降低是导致储层强应力敏感性的根本原因。随有效压力的增加,流体渗流通道占比减小,导致岩心渗透率降低,储层开发效果较差。可以利用压力控制和裂缝支撑方法,减少裂缝闭合和喉道压实程度,保持流体渗流路径连通。

参考文献(References):

- [1] 邓航,田巍. 储层条件下的应力敏感性研究[J]. 断块油气田, 2023, 30(6): 933-939.
DENG Hang, TIAN Wei. Study on stress sensitivity under reservoir conditions[J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2023, 30(6): 933-939.
- [2] 杨川,李涛,李啸,等. 准噶尔盆地中拐凸起佳木河组储集层物性实测值校正[J]. 新疆石油地质, 2021, 42(6): 749-755.
YANG Chuan, WU Tao, LI Xiao, et al. Correction of measured reservoir physical properties of Jiamuhe Formation in Zhongguai Uplift of Junggar Basin[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2021, 42(6): 749-755.
- [3] 刘晓旭,胡勇,朱斌,等. 储层应力敏感性影响因素研究[J]. 特种油气藏, 2006, 13(3): 18-21.
LIU Xiaoxu, HU Yong, ZHU Bin, et al. Influential factor analysis of reservoir stress sensitivity[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2006, 13(3): 18-21.
- [4] 罗强,李明,李凯,等. 砂砾岩油藏原位乳化提高采收率实验研究[J]. 特种油气藏, 2023, 30(1): 100-106.
LUO Qiang, LI Ming, LI Kai, et al. Experimental study on in-situ emulsification enhanced oil recovery of glutenite oil reservoir[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2023, 30(1): 100-106.
- [5] 窦宏恩,张虎俊,姚尚林,等. 致密储集层岩石应力敏感性测试与评价方法[J]. 石油勘探与开发, 2016, 43(6): 1022-1028.
DOU Hongen, ZHANG Hujun, YAO Shanglin, et al. Measurement and evaluation of the stress sensitivity in tight reservoirs[J]. Petroleum Exploration and Development, 2016, 43(6): 1022-1028.
- [6] TAN Q, KANG Y, YOU L, et al. Stress-sensitivity mechanisms and its controlling factors of saline-lacustrine fractured tight carbonate reservoir[J]. Journal of Natural Gas Science and Engineering, 2021, 88: 103864.
- [7] 王长权,田中敬,王晨晨,等. 基于应力敏感的致密油藏孔隙结构及油水两相渗流特征[J]. 特种油气藏, 2023, 30(4): 131-138.
WANG Changquan, TIAN Zhongjing, WANG Chenchen, et al. Pore structure and oil-water two-phase seepage characteristics of tight oil reservoirs based on stress sensitivity[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2023, 30(4): 131-138.
- [8] LIU K, YIN D, SUN Y. The mathematical model of stress sensitivities on tight reservoirs of different sedimentary rocks and its application[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2020, 193: 107372.
- [9] 熊健,朱梦渊,刘伟,等. 深层致密储层人工裂缝应力敏感性影响因素[J]. 天然气地球科学, 2024, 35(4): 563-572.
XIONG Jian, ZHU Mengyuan, LIU Wei, et al. Factors influencing stress sensitivity of artificial fractures in deep tight reservoirs[J]. Natural Gas Geoscience, 2024, 35(4): 563-572.
- [10] MAHMOODPOUR S, SINGH M, TURAN A, et al. Simulations and global sensitivity analysis of the thermo-hydraulic-mechanical processes in a fractured geothermal reservoir[J]. Energy, 2022, 247: 123511.
- [11] 郝红永,徐常焯,郭晟豪,等. 砂砾岩压缩破坏形态及影响因素分析[J]. 东北石油大学学报, 2022, 46(3): 66-73.

- HAO Hongyong, XU Changzhuo, GUO Shenghao, et al. Analysis on compression failure characteristics and influencing factors of conglomerate[J]. *Journal of Northeast Petroleum University*, 2022,46(3):66-73.
- [12] 唐慧莹,梁海鹏,张烈辉,等. 砾岩储层水力裂缝扩展形态及影响因素[J]. *石油学报*, 2022,43(6):871-884.
TANG Huiying, LIANG Haipeng, ZHANG Liehui, et al. Hydraulic fracture extension patterns of conglomerate reservoirs and relevant influencing factors[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2022,43(6):871-884.
- [13] LIU B, YANG Y, LI J, et al. Stress sensitivity of tight reservoirs and its effect on oil saturation; a case study of Lower Cretaceous tight elastic reservoirs in the Hailar Basin, Northeast China[J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2020,184:106484.
- [14] DENG S, LI H, MA G, et al. Simulation of shale-proppant interaction in hydraulic fracturing by the discrete element method[J]. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*, 2014,70:219-228.
- [15] 李承龙,王宏志,赵欣,等. 低渗透水驱油田面积井网见水时间计算新方法[J]. *石油化工高等学校学报*, 2022,35(3):63-69.
LI Chenglong, WANG Hongzhi, ZHAO Xin, et al. Prediction model of water breakthrough time of area well pattern in low permeability oilfield[J]. *Journal of Petrochemical Universities*, 2022,35(3):63-69.
- [16] 周忠亚. 纹层型页岩油储层裂缝扩展机理及工艺对策[J]. *特种油气藏*, 2023,30(6):141-149.
ZHOU Zhongya. Mechanism of fracture extension and process countermeasures in grain-type shale oil reservoirs[J]. *Special Oil & Gas Reservoirs*, 2023,30(6):141-149.
- [17] 张敏,彭岩,张广清,等. 基于孔边应力集中的页岩渗透率模型及应力敏感性评价[J]. *东北石油大学学报*, 2023,47(6):89-100.
ZHANG Min, PENG Yan, ZHANG Guangqing, et al. Shale permeability model and stress sensitivity analysis base on stress concentration[J]. *Journal of Northeast Petroleum University*, 2023,47(6):89-100.
- [18] 闫国亮,孙建孟,刘学锋,等. 储层岩石微观孔隙结构特征及其对渗透率影响[J]. *测井技术*, 2014,38(1):28-32.
YAN Guoliang, SUN Jianmeng, LIU Xuefeng, et al. Characterization of microscopic pore structure of reservoir rock and its effect on permeability[J]. *Well Logging Technology*, 2014,38(1):28-32.
- [19] 李继强,赵冠群,戚志林,等. 气藏型储气库多周期注采储集层应力敏感效应[J]. *石油勘探与开发*, 2021,48(4):835-842.
LI Jiqiang, ZHAO Guanqun, QI Zhilin, et al. Stress sensitivity of formation during multi-cycle gas injection and production in an underground gas storage rebuilt from gas reservoirs[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2021,48(4):835-842.
- [20] 何元元,谭蓓,梁骁,等. 塔里木盆地大北气田储层原位应力敏感实验研究[C]//2023 油气田勘探与开发国际会议(2023IFEDC)论文集. 武汉:中国地质大学(武汉),西安石油大学,陕西省石油学会, 2023:1-8.
HE Yuanyuan, TAN Bei, LIANG Xiao, et al. Experimental study on in-situ stress sensitivity of the Dabei Gas Field reservoir in Tarim Basin[C]//2023 Proceedings of the International Conference on Oil and Gas Field Exploration and Development(2023IFEDC). Wuhan: China University of Geosciences(Wuhan), Xi'an Shiyou University, Shaanxi Petroleum Society, 2023:1-8.
- [21] 李玉杰. 考虑应力敏感和多尺度流动的页岩气渗流模型[J]. *非常规油气*, 2025,12(1):117-122.
LI Yujie. Shale gas flow model considering stress sensitivity and multi-scale flow[J]. *Unconventional Oil & Gas*, 2025,12(1):117-122.
- [22] 蔡树行,李洪建,郭伦文,等. 储层应力敏感性研究进展[J]. *重庆科技学院学报(自然科学版)*, 2010,12(5):46-48.
CAI Shuxing, LI Hongjian, GUO Lunwen, et al. Research advance of reservoir stress sensitivity[J]. *Journal of Chongqing University of Science and Technology(Natural Science Edition)*, 2010,12(5):46-48.
- [23] 武小宁,钟厚财,林煜,等. 中拐凸起走滑断裂发育特征及对成藏的控制作用[J]. *断块油气田*, 2023,30(2):286-293.
WU Xiaoning, ZHONG Houcai, LIN Yu, et al. The development characteristics of strike-slip faults and its control effect on reservoir accumulation in Zhongguai Uplift[J]. *Fault-block Oil & Gas Field*, 2023,30(2):286-293.
- [24] 李道清,兰浩,郭巧珍,等. 准噶尔盆地中拐凸起南部构造演化及油气地质意义:以中佳地区下二叠统佳木河组为例[J]. *东北石油大学学报*, 2024,48(5):48-61.
LI Daoqing, LAN Hao, GUO Qiaozhen, et al. Structural evolution and geological significance of hydrocarbons in the south of Zhongguai Uplift, Junggar Basin: a case study of the Jiamuhe Formation of the Lower Permian in Zhongjia Area[J]. *Journal of Northeast Petroleum University*, 2024,48(5):48-61.
- [25] 薛丹,张遂安,吴新民,等. 下寺湾油田长7 油层组页岩气储层敏感性实验[J]. *岩性油气藏*, 2019,31(3):135-144.
XUE Dan, ZHANG Suian, WU Xinmin, et al. Sensitivity experiment of shale gas reservoir of Chang 7 Reservoir in Xiasiwan Oilfield [J]. *Lithologic Reservoirs*, 2019,31(3):135-144.
- [26] WU J B, YANG S L, LI Q, et al. Micromechanism and mathematical model of stress sensitivity in tight reservoirs of binary granular medium[J]. *Petroleum Science*, 2024,21(3):1780-1795.
- [27] 国家能源局. 储层敏感性流动实验评价方法:SY/T 5358—2010[S]. 北京:石油工业出版社, 2010:18-21.
National Energy Administration. Formation damage evaluation by flow test: SY/T 5358—2010[S]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2010:18-21.

(下转第 80 页)