



· 青年编委专刊(地球科学) ·

海上油田注水井岩石扩容增注机理与应用

高彦芳¹, 李登科¹, 陈欢², 曹砚锋², 于继飞², 吴绍伟³, 陈霄³, 袁辉³, 陈祖鹏¹

(1. 西北大学地质学系/大陆演化与早期生命全国重点实验室, 陕西西安 710069;

2. 中海石油(中国)有限公司北京研究中心, 北京 100027;

3. 中海石油(中国)有限公司湛江分公司, 广东湛江 524059)

摘要 通过三轴岩石力学渗流耦合实验, 探究了扩容力学参数及渗透率演化规律, 建立了扩容诱导微裂缝形态判断准则, 定义了有效扩容半径评价扩容增渗效果, 并以南海西部油田注水井为例开展扩容数值模拟研究, 揭示了岩石扩容弹塑性变形特性及微裂缝发育规律并评价其扩容增渗效果。研究表明, Athabasca 油砂和渤海疏松砂岩的剪胀潜力最高, 南海西部低渗砂岩的剪胀潜力最低, 饱和样品的剪胀潜力高于非饱和样品, 温度对剪胀潜力的影响不大。根据抗拉强度、黏聚力和内摩擦角三者的关系及地应力状态, 可快速判断海上砂岩扩容微裂缝类型。张性扩容体积应变较小, 但其增渗效果优于剪切扩容。提出了剪胀诱导水的有效渗透率模型、损伤渗透率模型, 定义了基于超孔隙压力、孔隙度(或体应变)、渗透率增幅和微裂缝发育区的(有效)扩容半径, 针对海上低渗油田注水井开展微裂缝形态快速预测和全尺寸井眼数值模拟精细化评价, 发现扩容后产生张剪复合微裂缝, 有效扩容半径达到 12.83 m。研究结果可为海上油田注水扩容技术提供基础理论支撑和施工设计指导。

关键词 岩石力学; 储层改造; 扩容; 增注; 微裂缝; 渗透率

中图分类号: TE5 **DOI:** 10.16152/j.cnki.xdxbr.2025-03-010

Mechanism and application of rock dilation-induced injectivity enhancement in injection wells for offshore oil field

GAO Yanfang¹, LI Dengke¹, CHEN Huan², CAO Yanfeng², YU Jifei², WU Shaowei³, CHEN Xiao³, YUAN Hui³, CHEN Zupeng¹

(1. State Key Laboratory for Continental Evolution and Early Life/Department of Geology,

Northwest University, Xi'an 710069, China;

2. CNOOC (China) Co., Ltd. Beijing Research Center, Beijing 100027, China;

3. CNOOC (China) Co., Ltd. Zhanjiang Branch, Zhanjiang 524059, China)

Abstract To reveal the elastic-plastic deformation characteristics of rock expansion and the development law of microcracks, and evaluate their expansion and permeability effects, this paper conducts triaxial rock mechanics seepage coupling experiments to explore the expansion mechanics parameters and permeability evolution law, establish expansion-induced microcrack morphology judgment criteria, define effective expansion ra-

收稿日期: 2024-12-31

基金项目: 国家自然科学基金(52204048); 陕西省重点研发计划项目(2025CY-YBXM-164); 中海石油(中国)有限公司科研院所联合攻关项目(YSLH-SZ 01 2023)。

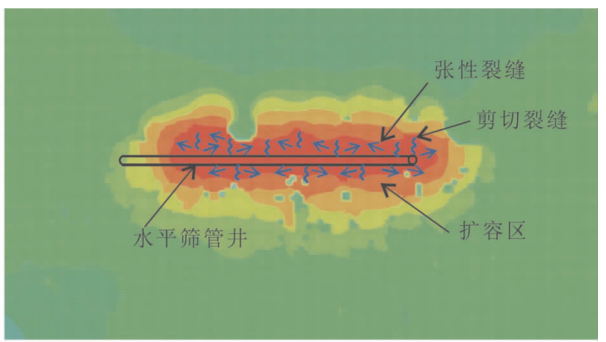
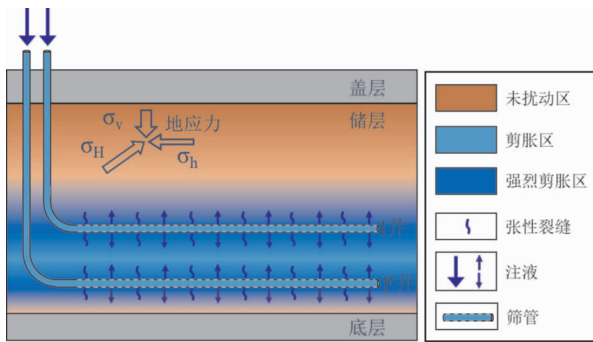
第一作者: 高彦芳, 男, 博士, 副教授, 从事石油工程岩石力学研究, gaoyanfang@nwu.edu.cn。

dius to evaluate expansion and permeability effects, and conduct expansion numerical simulation research using injection wells in the west oilfield of South China Sea as an example. Research has shown that Athabasca oil sands and Bohai loose sandstones have the highest shear dilation potential. In contrast, low-permeability sandstones in the western South China Sea have the lowest shear dilation potential. Saturated samples have higher shear dilation potential than unsaturated samples, and temperature has little effect on shear dilation potential. Based on the relationship between tensile strength, cohesion, internal friction angle, and the state of stress, the type of expansion microcracks in offshore sandstone can be quickly determined. The volumetric strain of tensile expansion is smaller, but its permeability-increasing effect is better than that of shear expansion. The author proposes effective permeability models for water induced by shear dilation, damage permeability models, and permeability evolution models considering interface chemical enhancement. The (effective) dilation radius based on super pore pressure, porosity (or volumetric strain), permeability improvement, and microcrack development zone is defined. Rapid prediction of microcrack morphology and detailed evaluation of full-size wellbore numerical simulation are carried out for water injection wells in low-permeability offshore oil fields. It is found that after expansion, tension shear composite microcracks are generated, with an effective expansion radius of 12.83m. The research results can provide basic theoretical support and construction design guidance for water injection and expansion technology in offshore oil fields.

Keywords rock mechanics; reservoir stimulation; dilation; injectivity enhancement; micro fractures; permeability

海上油田注水开发过程中,存在储层污染造成的近井地带堵塞、注采井间连通性差引起的受效不理想、储层非均质性强等问题,导致注采井组低产、低效。为此,多采用酸化、压裂等工艺,但酸化解堵改造半径有限、措施有效期短,压裂工序复杂、设备多、规模大、成本高,受海上平台空间的限制^[1]。为解决上述问题,受油砂蒸汽辅助重力泄

油(SAGD)井扩容技术启发,提出海上油田注水扩容技术,通过精细控制泵注程序,在不形成宏观主缝的条件下,利用岩石力学、流体压力和水力震荡等扩容作用,诱导近井储层发育复杂张剪微裂缝,形成大体积高破碎扩容区,实现注采井增产增产^[2-3](见图1)。注水扩容技术成为海上油藏高效开发、降本增效的新选择。



(a) SAGD 井

(b) 海上油田水平井

图 1 SAGD 井和海上油田水平井注水扩容诱导的张剪微裂缝区^[4]

Fig. 1 Dilation-induced tensile or shear micro fractures under water injection for SAGD wells and horizontal wells in offshore oil field^[4]

注水扩容技术已在加拿大和新疆油砂 SAGD 井、华北油田、渤海油田和南海西部/东部油田注采井中得以推广应用。加拿大油砂 SAGD 井快速启动开发中,扩容使启动时间缩短 76%,蒸汽量减少 84%,累积汽油比减少 29%^[5]。新疆风城油田 SAGD 井注水快速启动开发中,扩容使循环

预热天数平均缩短 62 d,累积注汽量平均节省 11 136 t,井组热连通程度平均提高 15.5%^[6]。华北油田砂岩油藏开发中,注水扩容技术将日均注水量从 10.8 m³ 提升至 36 m³^[7]。渤海油田疏松砂岩油藏开发中,首次在海上油田进行注水井扩容增产现场试验,取得了良好的应用效果,可提

高注水井注入能力,延长增注有效期。南海西部低渗砂岩油藏开发中,扩容施工注水井注水量从 $320\text{ m}^3/\text{d}$ 提升至 $650\text{ m}^3/\text{d}$,有效期达20个月;扩容施工注采井组的注水井日增注超 80 m^3 ,采油井日增产超 30 m^3 。针对渤海疏松砂岩、南海低渗砂岩、新疆风城超稠油、加拿大超稠油等研究对象,国内外学者通过三轴力学实验、真三轴物理模拟、数值模拟等方法,开展了岩石扩容和渗流评价研究,但对不同研究对象扩容机理的差异、扩容诱导的微裂缝形态、渗透率演化规律等缺乏深入探究。本文通过室内岩石扩容力学及渗流实验,建立扩容力学参数及渗透率演化模型,建立扩容诱导的微裂缝形态判断准则,提出有效扩容半径的概念定量评价扩容增渗效果,并以南海西部油田某定向井为例开展扩容数值模拟研究,为海上油田注水扩容技术提供基础理论支撑和施工设计指导。

1 海上油田砂岩储层扩容力学特性

岩石扩容技术是基于岩石屈服产生的剪切微裂缝、拉伸微裂缝和张剪复合微裂缝的一项新的储层改造技术。岩石扩容与水力压裂技术不同,前者依靠岩石的屈服,后者则依靠岩石的破坏。一般情况下,初始屈服阶段,只产生微裂缝;而破坏是屈服的最终状态,其产生宏观裂缝。岩石扩容主要包括剪切扩容、张性扩容两种。剪切扩容是指颗粒型多孔介质在剪应力作用下颗粒发生翻滚而导致岩石宏观体积增大的现象。张性扩容是

指孔隙流体压力增加过程中,有效应力降低甚至出现拉应力状态,岩石宏观体积膨胀甚至出现拉伸微裂缝的现象。另有学者认为岩石扩容与微压裂的概念相似,可合称“微压裂扩容”,主要包括孔隙弹性、塑性变形和断裂力学三种力学变形机理^[3]。井周储层任意位置处的应力状态可分解为偏应力状态和球应力状态,总变形可采用偏应力状态下的变形和球应力状态下的变形叠加得到。本文采用三轴剪切实验和三轴等向压缩(静水压力)实验,分别研究了偏应力和球应力状态下的变形破坏特征。

1.1 海上油田砂岩储层剪切扩容力学特性

目前,针对陆上油田砂岩储层剪切扩容力学行为的实验研究较多,而海上油田砂岩储层的相关实验较少。通过不同孔隙压力、有效围压、温度等条件下的三轴压缩实验,绘制轴应变-剪应力(或偏应力)、轴应变-体应变曲线,获取岩石弹塑性扩容力学参数。前人实验研究显示,在低有效围压下观测到了明显的应变软化和体积剪胀现象。

目前应用过注水扩容技术的储层主要为油砂储层、海上疏松砂岩、低渗砂岩等。图2为渤海油田疏松砂岩在不同有效围压下的应力应变曲线。该实验开展了室温、 $0.1\sim 5.0\text{ MPa}$ 有效围压下的三轴剪切扩容实验,样品未施加孔隙压力。4块样品均发生了不同程度的应变软化和剪胀现象。有效围压越高,弹性模量越大,样品剪切强度越高。 0.5 MPa 有效围压下,轴向应变为2%时疏松砂岩的剪胀量达到8%左右^[1]。

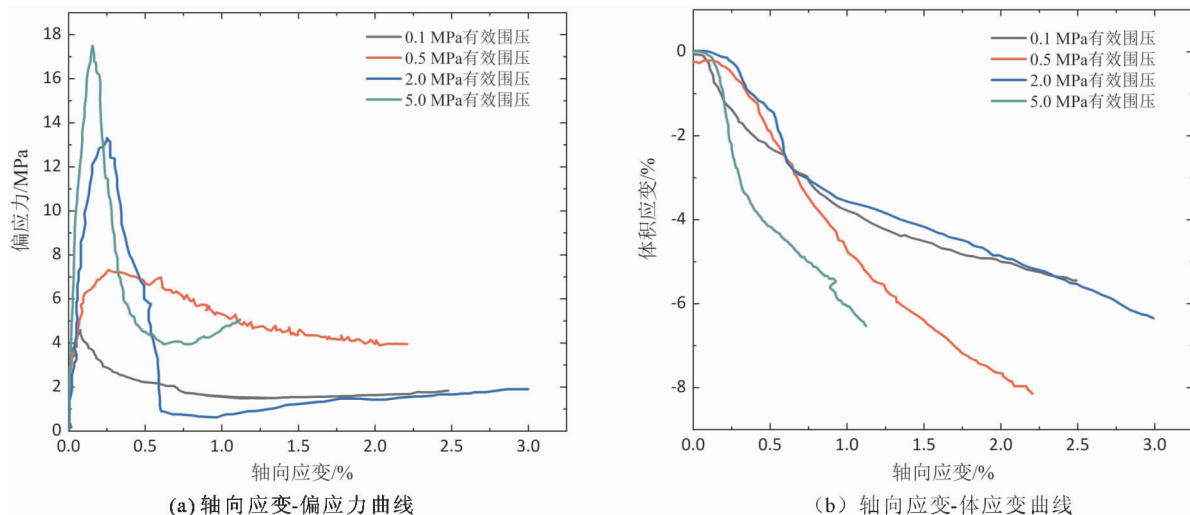


图2 渤海油田疏松砂岩剪切扩容曲线

Fig. 2 Curves of shear dilation for the loose sandstone in Bohai Oilfield

图3为南海西部油田低渗饱和砂岩在不同有效围压下的应力应变曲线。该实验进行了常温、0.2~5.0 MPa有效围压下的三轴剪切扩容实验,为反映近井筒储层的饱和状态,样品施加了5.0 MPa的孔隙压力。在0.2 MPa和0.5 MPa有效围

压下,样品发生了明显的应变软化;0.2 MPa有效围压下发生了显著的剪胀效应,轴向应变为2%时剪胀量达到4%左右。5.0 MPa有效围压下,样品未发生应变软化和剪胀。有效围压越高,剪切强度越高,剪胀量越小^[8]。

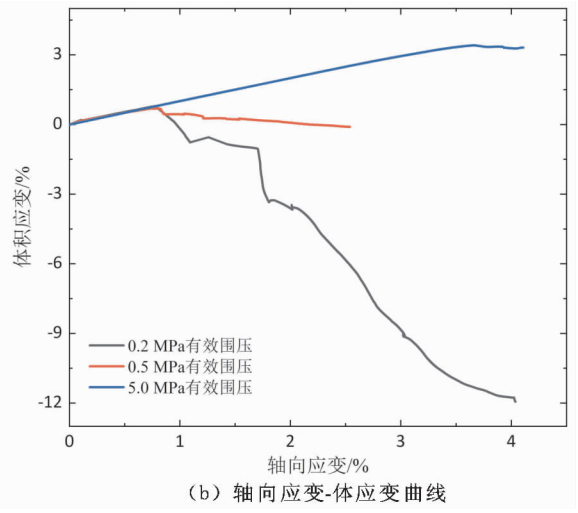
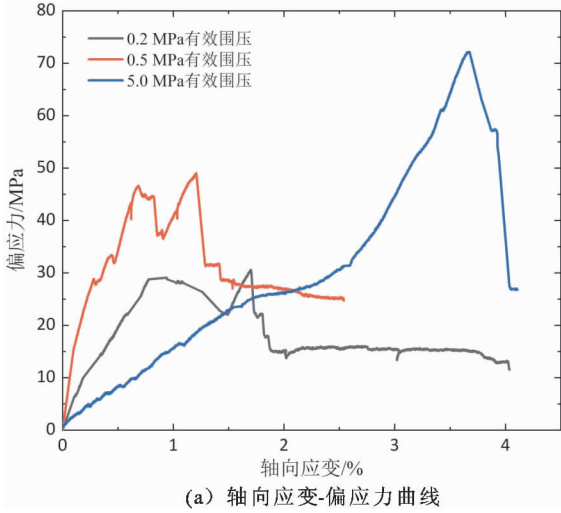


图3 南海西部油田低渗饱和砂岩剪切扩容曲线

Fig. 3 Curves of shear dilation for the saturated low-permeability sandstone in the west oilfield of South China Sea

图4为南海西部油田低渗非饱和砂岩在不同有效围压下的应力应变曲线。该实验进行了常温、1.0~2.0 MPa有效围压下的三轴剪切实验,为反映远井筒储层的非饱和状态,样品未施加孔

隙压力。1.0~2.0 MPa有效围压下,非饱和低渗砂岩应变软化和剪胀不明显;有效围压越高,剪切强度越高,剪胀量越小。

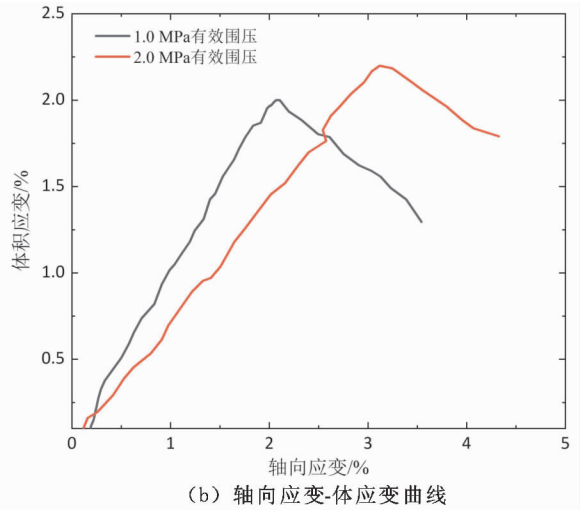
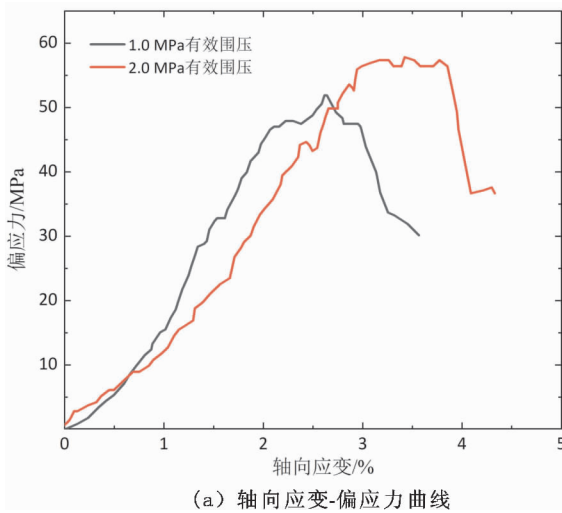


图4 南海西部油田低渗非饱和砂岩剪切扩容曲线

Fig. 4 Curves of shear dilation for the unsaturated low-permeability sandstone in the west oilfield of South China Sea

根据新疆风城油砂和加拿大油砂在不同有效围压下的应力应变曲线发现,油砂样品在低有效围压条件下更易发生剪胀现象,有效围压越低,剪胀效果越明显。新疆风城油砂试样在0.5 MPa有效围压条件下轴向应变为2%时剪胀量达到2%左右^[9];加拿大油砂试样在200℃、4.0 MPa有效

围压下,样品轴向应变为0.75%左右进入塑性流动阶段,剪切强度约为14 MPa,轴向应变为2%时的剪胀量达到0.65%左右^[10]。

海上疏松砂岩、低渗砂岩、风城油砂和 Athabasca 油砂的三轴剪切力学性质存在明显差异,主要体现在不同储层孔隙介质的弹塑性力学参数、

强度参数和体积扩容参数不同。上述介质在合适的温度和有效围压下均诱发了明显的应变软化(或塑性流动)和剪胀扩容现象,这说明剪切扩容技术适用于上述任何岩石类型,但其扩容潜力和特定储层环境下的扩容能力还需定量评估。不同孔隙介质在较低的有效围压下发生剪胀,在较高的有效围压下发生剪缩。本文定义临界有效围压的概念,用来表示能够使岩石介质发生有效剪胀的最大有效围压。临界有效围压越大,现场注水扩容实施难度越低;临界有效围压越小,说明岩石需在井底压力接近破裂压力时才能发生扩容作用。

表1为不同储层孔隙介质的常见扩容力学参数表,对比了孔隙度、渗透率、弹性模量、泊松比、

剪切强度、黏聚力、内摩擦角、D-P黏聚力、D-P内摩擦角和剪胀角的差异。一般地,黏聚力越小,内摩擦角、剪胀角和临界有效围压越大时,岩石的剪切扩容潜力越高。综合分析可知,Athabasca油砂和渤海疏松砂岩的剪胀潜力最高,南海西部低渗砂岩的剪胀潜力最低,风城陆相油砂剪胀潜力中等。饱和样品的剪胀潜力高于非饱和样品,这说明通过向井筒内持续注水增加特定范围内储层的孔隙压力,有利于扩容效果的提升。温度对剪胀潜力的影响不大。剪胀潜力仅为岩石理想状态下的最大剪切扩容能力,在实际注水条件下剪胀潜力能够发挥多少还取决于地层的地应力条件和注水施工参数等外界因素。

表1 不同储层孔隙介质的剪切扩容力学参数表

Tab. 1 Shear dilation related mechanical parameters for different geomaterials

力学参数	渤海疏松砂岩	南海西部低渗砂岩		风城油砂	Athabasca 油砂
		饱和	非饱和		
孔隙度/%	25	7.67 ~ 8.25		28 ~ 35	33 ~ 35
渗透率/mD	500	2.05 ~ 8.60		927 ~ 3 748	5 000 ~ 10 000
弹性模量/GPa	2.81	5.57	3.2	0.2 ~ 0.7	145 ~ 389
泊松比/-	0.21	0.17 ~ 0.18	0.15	0.4 ~ 0.43	0.2
剪切强度/MPa	5 ~ 18	30 ~ 70	50 ~ 60	4 ~ 10	14 ~ 18
黏聚力/MPa	1.0	6.54	10.0	0.93 ~ 1.22	0.07 ~ 0.2
内摩擦角/°	58	48.85	41.38	40 ~ 43	63 ~ 73
剪胀角/°	43 ~ 58	38	31	10 ~ 25	20 ~ 48
临界有效围压/MPa	5	0.5	2	8	

1.2 海上砂岩张性扩容力学特性

图5为南海西部油田低渗砂岩的有效围压-体应变曲线。张性扩容实验主要研究静水压力(或三轴等向压缩)条件下岩石的体积变形情况。该实验中,通过控制恒定的围压(10 MPa)和逐渐增加的孔隙压力(从5.0 MPa增加到9.8 MPa),模拟不同温度注水条件下和球应力状态下有效围压的下降过程。研究表明,在较低的有效围压下体积膨胀量更大,室温下井底压力增加5.0 MPa将会产出0.08%的体积膨胀。温度升高时,张性扩容较弱。与剪切扩容相比,张性扩容的变形量虽然相对较小,但对渗透率的改善效果更好^[8]。

根据新疆风城油砂和加拿大油砂的有效围压-体积应变曲线发现,油砂样品在孔压增加条件下持续发生等向膨胀。通过对新疆油砂进行相关实验发现:随温度升高,张性扩容引起的体积膨胀减小;室温下,有效围压从5 MPa降至破裂压力附近时,体积等向膨胀量最大约为0.6%^[11]。通过对加拿大油砂进行相关实验发现:加拿大油砂在

常温下,有效围压从7.2 MPa降至0.1 MPa,样品体积膨胀量约为1.33%;有效围压从0.1 MPa升至7.2 MPa,样品体积压缩量约为1.23%,略小于应力卸载时的体积膨胀量^[10]。

有效围压卸载条件下,海上低渗砂岩、风城油砂和Athabasca油砂的等向膨胀能力(或不排水条件下的体积应变)存在明显差异。在合适的温度和有效应力卸载条件下,上述介质均发生了不同程度的体积膨胀,说明张性扩容技术适用于上述任何岩石类型。表2为不同储层孔隙介质的常见张性扩容力学参数表,对比了最大体积膨胀量和体积模量的差异。一般地,体积模量越小,岩石的张性扩容潜力越高。分析可知,Athabasca油砂的张性扩容潜力最高,南海西部低渗砂岩的张性扩容潜力最低。温度对岩石张性扩容量有较大的影响,温度越高,张性扩容量越低。张性扩容潜力仅为岩石理想状态下的最大张性扩容能力,在实际注水条件下张性扩容潜力能够发挥多少还取决于地层的地应力条件和注水施工参数等外界因素。

表 2 不同储层孔隙介质的张性扩容力学参数表

Tab. 2 Tensile dilation related mechanical parameters for different geomaterials

实验参数	南海西部油田低渗砂岩				新疆风城油砂				Athabasca 油砂	
	20 ℃	50 ℃	70 ℃	100 ℃	20 ℃	45 ℃	70 ℃	100 ℃	加载	卸载
最大体积膨胀量/%	0.08	0.037	0.03	0.026	0.6	0.53	0.4	0.32	1.33	-1.23
体积模量/MPa	6 000	12 000	15 000	17 000	806	1 000	1 217	1 125	526	569

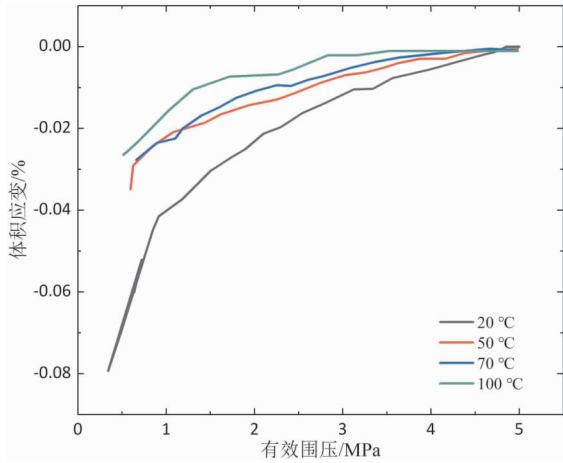


图 5 南海西部油田低渗砂岩张性扩容下的有效围压-体应变曲线

Fig. 5 Curves of effective confining stress vs. volumetric strain under tensile dilation for the low-permeability sandstone in the west oilfield of South China Sea

1.3 海上砂岩微裂缝形态判断准则

裂缝有剪切缝、张性缝(或拉伸缝)和张剪复合缝 3 种类型,具体裂缝形态理论图如图 6 所示。注水扩容技术要求井底压力始终低于破裂压力,利用岩石屈服至破坏之间的过渡阶段造微裂缝。理论上,注水扩容可产生 3 种微裂缝类型,取决于储层地应力状态、孔隙压力、岩石强度及岩石力学性质等。

海上砂岩的屈服面与砂土、浅层油砂的屈服面有很大区别。海上砂岩,尤其是低渗砂岩,具有一定的黏聚力和抗拉强度,其屈服特性不同于砂土或浅层油砂。本文采用摩尔-库伦屈服准则阐述岩石的扩容机理。岩石的屈服面采用三段式,即剪切屈服面、张剪复合屈服面和拉伸屈服面。图 7 ~ 图 9 中的主应力指有效主应力。

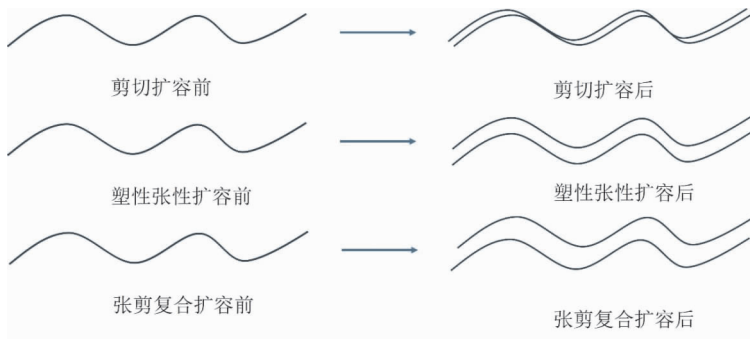


图 6 裂缝形态理论图

Fig. 6 Theoretical diagram of crack morphology

砂土的黏聚力和抗拉强度都约等于 0,屈服面如图 7 所示。因此,对于砂土而言,其只有通过剪切屈服一种方式产生永久性塑性扩容。值得注意的是,任何一种多孔地质材料,除了相应的塑性扩容外,还包括弹性张性扩容,但是这种扩容效果会随着应力的恢复而消失。

浅层油砂的抗拉强度约等于 0,但有一定黏聚力,屈服面如图 8 所示。因此,对于浅层油砂而言,可以通过剪切屈服、拉伸屈服两种方式产生塑性扩容。

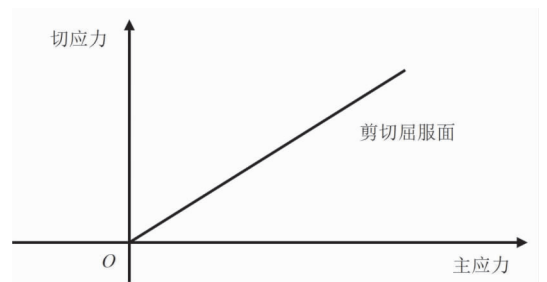


图 7 砂土的剪切屈服面

Fig. 7 Shear yield surface for the sands

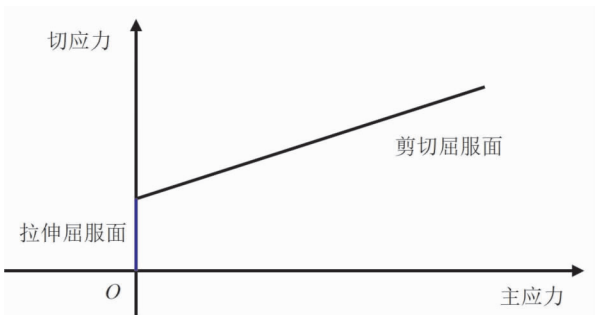


图 8 浅层油砂的剪切屈服面和拉伸屈服面

Fig. 8 Shear and tensile yield surfaces for the shallow oil sands

海上砂岩具有一定的抗拉强度和黏聚力,疏松砂岩的抗拉强度和黏聚力均低于低渗砂岩,其屈服面如图 9 所示。因此,对于海上砂岩而言,可以通过剪切屈服、张剪复合屈服、拉伸屈服 3 种方式产生塑性扩容。

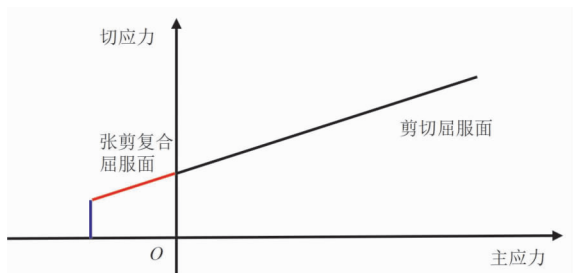


图 9 海上砂岩的剪切屈服面、张剪复合屈服面和拉伸屈服面

Fig. 9 Shear, shear-tensile and tensile yield surfaces for the offshore sandstones

如图 10 所示,岩石的屈服面并不是固定不变的,随着岩石饱和程度的增加,屈服面发生逆时针旋转,黏聚力下降,内摩擦角增加。

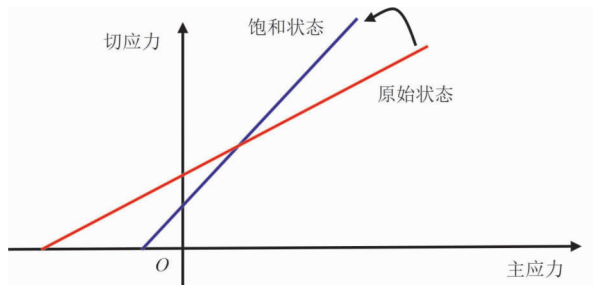


图 10 注水前后屈服面形状

Fig. 10 Yield surfaces before and after water injection

综上,砂土注水扩容诱导剪切微裂缝,浅层油砂注水扩容诱导剪切微裂缝或张性微裂缝,海上砂岩注水扩容诱导剪切微裂缝、张剪复合微裂缝或张性微裂缝。对于海上砂岩而言,注水扩容可能产生剪切微裂缝、张剪复合微裂缝或张性微裂

缝。产生何种微裂缝取决于所研究空间位置点的当前应力莫尔圆与屈服面的相互关系。随着注水进行,若当前应力莫尔圆与屈服面没有相切,莫尔圆仅左移,则发生弹性张性扩容。若当前应力莫尔圆与屈服面相切,则发生屈服和扩容,但到底是何种微裂缝模式,需要进一步讨论。

1.3.1 剪切微裂缝的产生条件

若当前应力莫尔圆与剪切屈服面相切,则发生剪切扩容即剪胀,产生剪切微裂缝。剪切微裂缝的形态如图 6 所示,微裂缝面错位,但是相互接触。如图 11 所示,当所研究空间位置点的最大地应力差足够大的时候产生剪切微裂缝。下面通过数学计算,确定产生剪切微裂缝的临界最大地应力差。

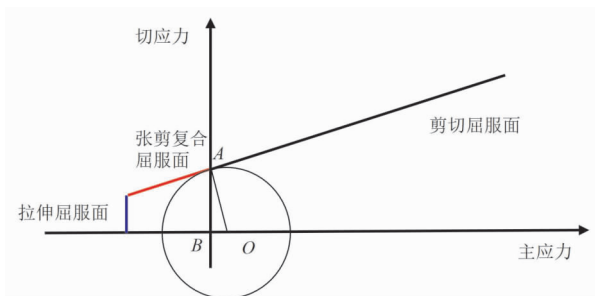


图 11 海上砂岩产生剪切微裂缝的临界应力莫尔圆

Fig. 11 Critical stress Mohr circle for generating shear microcracks

图 11 中的莫尔圆为产生剪切微裂缝的临界莫尔圆,该圆与剪切屈服面在 A 点恰好相切。任意一个比该临界应力莫尔圆大的应力莫尔圆,持续注水后理论上都将产生剪切扩容。

图 11 中, $\angle OAB$ 为内摩擦角 ϕ , 即剪切屈服面与 x 坐标的夹角; AB 为黏聚力 c , 即屈服面与 y 轴的截距。在 $Rt\triangle OAB$ 中, $\cos \phi = AB/OA = c/OA$, 所以 $OA = c/\cos \phi$ 。此时, 产生剪切微裂缝的临界最大主应力差 $= 2OA = 2c/\cos \phi$ 。令该临界最大主应力差为 $\Delta\sigma_{c1}$, 则 $\Delta\sigma_{c1} = 2c/\cos \phi$ 。因此, 结合图 11 可知, 当 $S_1 > c(1 - \sin \phi)/\cos \phi$ 且最大地应力差 $> 2c/\cos \phi$ 时, 产生剪切微裂缝。当 $S_1 \leq c(1 - \sin \phi)/\cos \phi$ 且最大主应力差 $> 2(c/\tan \phi - S_1)\sin \phi/(1 - \sin \phi)$ 时, 也产生剪切微裂缝。

1.3.2 拉伸微裂缝的产生条件

若当前应力莫尔圆与拉伸屈服面相切, 则发生张性扩容, 产生张性微裂缝。如图 6 所示, 张性微裂缝的裂缝面不错位, 也不相互接触。如图 12 所示, 当所研究空间位置点的最大地应力差足够

小的时候,产生张性拉伸微裂缝。下面通过数学计算,确定产生张性拉伸微裂缝的临界最大地应力差 $\Delta\sigma_{c2}$ 。

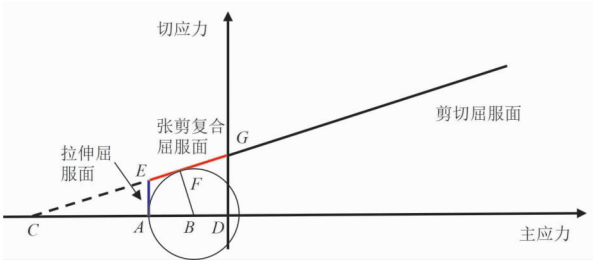


图 12 砂岩抗拉强度较高时产生张性拉伸微裂缝的临界应力莫尔圆

Fig. 12 Critical stress Mohr circle for generating tensile microcracks with high tensile strength

对于某些海上低渗乃至致密砂岩,其抗拉强度较高,即 AD 段较长。因此,图 12 中的莫尔圆为产生张性拉伸微裂缝的临界莫尔圆中的一种,该圆与张剪复合屈服面、拉伸屈服面分别在 F 点、A 点恰好相切。任意一个比该临界应力莫尔圆小的应力莫尔圆,持续注水后理论上都将产生张性拉伸扩容。

图 12 中, $\angle ECA =$ 内摩擦角 ϕ , $AD =$ 抗拉强度 S_t , $GD =$ 黏聚力 c 。在 $Rt\triangle CGD$ 中, $\tan \phi = GD/CD = c/CD$, 因此 $CD = c/\tan \phi$, $CA = CD - AD = c/\tan \phi - S_t$ 。在 $Rt\triangle CFB$ 中, $\sin \phi = FB/(AB + CA) = FB/(FB + CA)$, 因此 $FB = (c/\tan \phi - S_t) \sin \phi / (1 - \sin \phi)$ 。此时的临界最大主应力差 $\Delta\sigma_{c2} = 2FB = 2(c/\tan \phi - S_t) \sin \phi / (1 - \sin \phi)$ 。

对于某些海上疏松砂岩,其抗拉强度较低,即 AD 段较短。因此,除图 12 所示的情况之外,图 13 所示的情况也有可能发生。此时,该临界应力莫尔圆分别与剪切屈服面、张性拉伸屈服面相切于 F 点、A 点。

图 13 中, $AD =$ 抗拉强度 S_t , $GD =$ 黏聚力 c , $\angle FCB =$ 内摩擦角 ϕ 。在 $Rt\triangle FCB$ 中, $BC = BF/\sin \phi$ 。在 $Rt\triangle GCD$ 中, $CD = GD/\tan \phi = c/\tan \phi$ 。 $CA = CD - AD = CD - S_t = c/\tan \phi - S_t$ 。由于 $BC - CA = BA = BF$, 所以 $BF/\sin \phi - (c/\tan \phi - S_t) = BF$, 因此 $BF = (c/\tan \phi - S_t) \sin \phi / (1 - \sin \phi)$ 。此时的临界最大主应力差 $\Delta\sigma_{c3} = 2BF = 2(c/\tan \phi - S_t) \sin \phi / (1 - \sin \phi)$ 。

如图 14 所示,下面通过数学计算,给出图 12 和图 13 的发生条件,即存在一个临界抗拉强度

S_{tc} , 当海上砂岩的抗拉强度高于该临界抗拉强度 S_{tc} 时,出现图 12 所示的情况;当海上砂岩的抗拉强度低于该临界抗拉强度 S_{tc} 时,出现图 13 所示的情况。

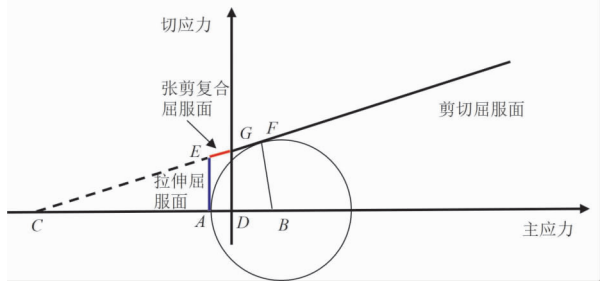


图 13 砂岩抗拉强度较低时产生张性拉伸微裂缝的临界应力莫尔圆

Fig. 13 Critical stress Mohr circle for generating tensile microcracks with low tensile strength

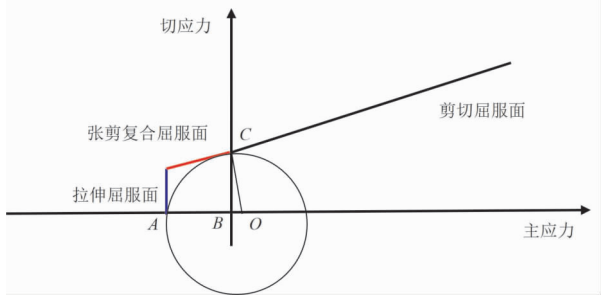


图 14 确定临界抗拉强度的应力莫尔圆

Fig. 14 Stress Mohr circle for determining critical tensile strength

图 14 中, AB 为抗拉强度 S_t , BC 为黏聚力 c , $\angle OCB$ 为内摩擦角 ϕ , 圆 O 分别相切于 C 点和 A 点。

在 $Rt\triangle OCB$ 中, $OC = c/\cos \phi$, $OB = c \tan \phi$ 。由于 $OC = OA = OB + AB$, 所以 $c/\cos \phi = c \tan \phi + S_t$, 求得 $S_t = c(1 - \sin \phi)/\cos \phi$ 。因此: 当 $S_t > c(1 - \sin \phi)/\cos \phi$ 时,发生图 13 所示的情况;当 $S_t \leq c(1 - \sin \phi)/\cos \phi$ 时,发生图 14 所示的情况。

综上所述,当 $S_t > c(1 - \sin \phi)/\cos \phi$ 且最大地应力差 $< 2(c/\tan \phi - S_t) \sin \phi / (1 - \sin \phi)$ 时,或当 $S_t \leq c(1 - \sin \phi)/\cos \phi$ 且最大地应力差 $< 2(c/\tan \phi - S_t) \sin \phi / (1 - \sin \phi)$ 时,产生张性微裂缝。换言之,当最大地应力差 $< 2(c/\tan \phi - S_t) \sin \phi / (1 - \sin \phi)$ 时,产生张性微裂缝。

1. 3. 3 张剪复合微裂缝的产生条件

若当前应力莫尔圆与张剪复合屈服面相切,则发生张剪复合扩容,产生张剪复合微裂缝。根据图 14 可知,当 $S_t > c(1 - \sin \phi)/\cos \phi$ 且最大地

应力差 $> 2(c/\tan \phi - S_1)\sin \phi / (1 - \sin \phi)$ 且 $< 2c/\cos \phi$ 时,产生张剪复合微裂缝。如图6所示,张剪复合微裂缝面错位,且不相互接触。

综上所述,海上砂岩的微裂缝类型判断准则如表3所示。

1) 当 $S_1 > c(1 - \sin \phi) / \cos \phi$ 且最大地应力差 $> 2c/\cos \phi$ 时,或 $S_1 < c(1 - \sin \phi) / \cos \phi$ 且最大

地应力差 $> 2(c/\tan \phi - S_1)\sin \phi / (1 - \sin \phi)$ 时,海上砂岩产生剪切微裂缝。

2) 当最大地应力差 $< 2(c/\tan \phi - S_1)\sin \phi / (1 - \sin \phi)$ 时,产生张性微裂缝。

3) 当 $S_1 > c(1 - \sin \phi) / \cos \phi$,最大主应力差 $> 2(c/\tan \phi - S_1)\sin \phi / (1 - \sin \phi)$ 且 $< 2c/\cos \phi$ 时,产生张剪复合微裂缝。

表3 海上砂岩注水扩容微裂缝类型判断准则

Tab.3 Criteria for determining the types of microcracks in offshore sandstone for water injection

扩容裂缝模式		判断准则	
		抗拉强度、黏聚力、内摩擦角的关系	最大地应力差要求
剪切微裂缝	情况1	$S_1 > c(1 - \sin \phi) / \cos \phi$	$> 2c/\cos \phi$
	情况2	$S_1 < c(1 - \sin \phi) / \cos \phi$	$> 2(c/\tan \phi - S_1)\sin \phi / (1 - \sin \phi)$
张剪复合微裂缝		$S_1 > c(1 - \sin \phi) / \cos \phi$	$> 2(c/\tan \phi - S_1)\sin \phi / (1 - \sin \phi)$ 且 $< 2c/\cos \phi$
张性微裂缝		无	$< 2(c/\tan \phi - S_1)\sin \phi / (1 - \sin \phi)$

2 海上砂岩扩容增渗规律及评价模型

目前,海上低渗砂岩油藏多处于二次开发,储层经历过能量亏损,经过储层改造后岩石力学特征也发生相应改变,因此常规渗透率动态演化模型并不能准确描述海上低渗砂岩岩石扩容后渗流能力。本节通过对海上低渗砂岩岩心进行三轴渗流实验,获得海上砂岩剪切扩容增渗规律和海上砂岩张性扩容增渗规律,结合两种增渗规律和3种裂缝形态推出关于海上低渗砂岩岩石损伤-渗透率动态演化模型。该模型考虑储层岩石经过一次开发后所损失的流体能量对储层渗透率影响,即孔隙坍塌导致的静水压缩损伤因子;储层岩石经过剪切扩容引起的剪切损伤;储层岩石经过张性扩容引起的损伤影响,即拉伸损伤因子。

2.1 海上砂岩剪切扩容增渗规律

针对海上低渗砂岩、新疆油砂和加拿大油砂,采用三轴力学-渗流耦合实验,实时测试不同孔隙压力、有效围压、温度、体积应变等条件下的渗透率,绘制体积应变(或有效应力)-渗透率曲线。图15为南海西部油田低渗饱和和砂岩在不同有效围压条件下剪切扩容过程中各体积应变所引起的渗透率变化曲线,该实验实现了室温条件下,0.5~5.0 MPa有效围压下原位渗透率实验,反映出海上低渗砂岩岩心渗透率变化情况,依据砂岩储层扩容力学特性,对实验岩心施加5.0 MPa孔隙压力。在0.2 MPa和0.5 MPa有效围压条件下,岩心渗透率变大,渗流能力提升,此渗流

规律符合岩石扩容力学特征。0.2 MPa有效围压条件、体积应变-12%时,剪切扩容使海上低渗砂岩渗透提升至7.9 mD,约为该试样初始渗透率2.05 mD的4倍。在高有效围压下(5.0 MPa),岩石处于剪缩状态,渗流能力减弱,体积应变为3.28%时,渗透率减小至5.13 mD,是试样原始渗透率(8.6 mD)的0.6倍^[8]。

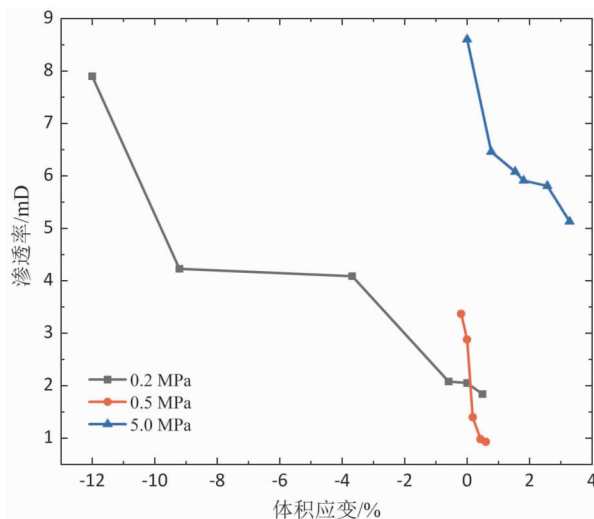


图15 南海西部油田低渗饱和和砂岩剪切扩容体积应变-渗透率曲线

Fig.15 Curves of volumetric strain vs. permeability under shear dilation for saturated low-permeability sandstone in the west oilfield of South China Sea

图16为新疆风城油砂在不同温度条件下的体积应变-渗透率曲线。该实验进行了高有效围压(5.0 MPa)和低有效围压(0.5 MPa)的剪切扩容渗透率实验。低温下(20 °C),当样品处于剪缩

状态下(有效围压为 5.0 MPa)时,体积应变为 2.75%,剪缩后试样渗透率为 1 977.32 μD ,低于原始渗透率,约为原始渗透率的 0.7 倍;当样品处于剪胀状态下(有效围压为 0.5 MPa)时,体积应变为 -4.86%,剪胀后试样渗透率为 4 847.86 μD ,明显高于试样原始渗透率。高温条件下(70 $^{\circ}\text{C}$),新疆风城油砂渗流能力变化规律与低温条件一致,体积应变为 3.09%,剪缩后试样渗透率为 1 650.14 μD ,低于原始渗透率;当样品处于剪胀状态下(有效围压为 0.5 MPa)时,体积应变为 -5.85%,剪胀后试样渗透率为 5 249.06 μD ,约为原始渗透率的 1.85 倍^[12]。

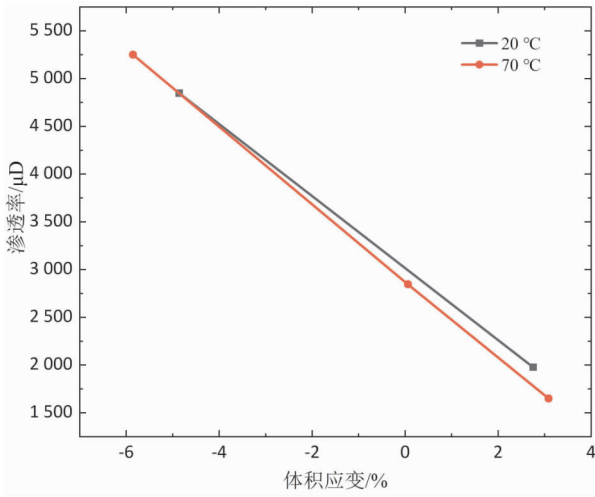


图 16 新疆风城油砂剪切扩容体积应变渗透率曲线
Fig. 16 Curves of volumetric strain vs. permeability under shear dilation for Fengcheng oil sands in Xinjiang

图 17 为加拿大不同区域油砂的体积应变-渗透率曲线。该实验选择不同岩心进行剪切扩容实验和水相渗透率实验,该实验中体积应变正值为体积膨胀,即油砂发生剪胀现象。通过实验发现四组试样在剪胀状态下水相渗透率均增加。Relperm1 试样在体积膨胀至 7.97%时,该试样水相渗透率达 155.00 mD,为试样初始渗透率(0.012 mD)的 12 916.67 倍;Relperm2 试样在体积膨胀至 8.00%时,该试样水相渗透率达 31.48 mD,为试样原始渗透率(0.28 mD)的 112.43 倍;4T 试样在体积膨胀至 6.56%时,该试样水相渗透率达 135.16 mD,为试样原始渗透率(0.036 mD)的 3 754.44 倍;7M 试样在体积膨胀至 2.88%时,该试样水相渗透率达 14.23 mD,为试样原始渗透率(0.42 mD)的 33.88 倍。通过实验结果发现,

该区域油砂在注水扩容后水相渗透率增长倍数均超 2 个数量级,最高可至 5 个数量级,因此,水相渗透率变化倍数是十分可观的^[13]。

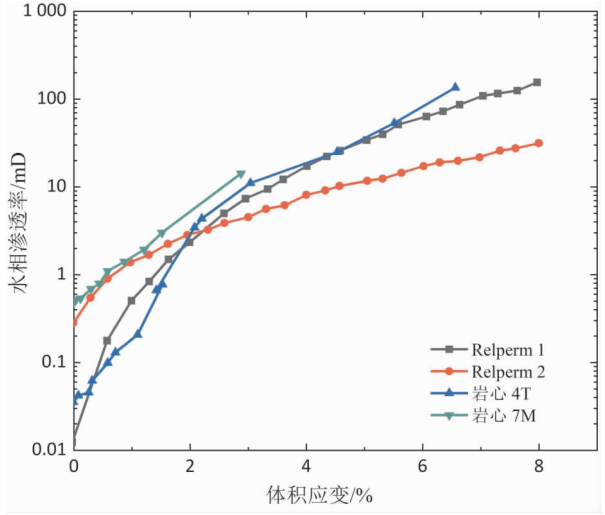


图 17 加拿大油砂剪胀诱导体积应变渗透率曲线
Fig. 17 Curves of volumetric strain vs. permeability under shear dilation for Canada oil sands

如图 15 ~ 图 17 所示,海上低渗砂岩、风城油砂和加拿大不同区域油砂岩心均在剪胀扩容后渗流能力增强,主要体现在岩石渗透率增加,说明剪胀现象存在于上述各种区域介质中,但样品渗透率大小随体积应变增加幅度存在差异。该原因主要体现在不同储层介质初始渗流参数、有效孔隙通道数目和岩石本身特性不同。海上低渗砂岩介质具有较小的初始渗透率,岩石试样中缺乏有效孔隙通道,低渗砂岩在 12% 体积膨胀时渗透率达 7.9 mD,较小的渗透率变化会引起较大的渗透率增长倍数。通过体积应变-渗透率曲线发现,不同介质在剪胀扩容后各自渗透率与自身体积应变存在关联。

表 4 为不同储层孔隙介质剪胀扩容后体积应变与渗透率之间的关系。经过南海西部油田低渗砂岩渗流实验结果对比发现有效围压越低、体积膨胀量越大,渗透率增加倍数就越大,渗流能力提升越多;经过新疆风城油砂渗流实验结果对比发现温度大小对油砂渗流能力影响不大,影响油砂渗流能力变化的主要因素依旧是油砂体积应变;经过加拿大油砂渗流实验结果对比发现试样区域对剪胀扩容的影响也巨大,Relperm1 试样在体积应变膨胀不到 8% 时,渗透率提至原始渗透率的 12 479.87 倍。

表4 不同储层类型剪切扩容增渗参数

Tab.4 Shear dilation-induced permeability enhancement parameters for different reservoirs

实验参数	南海西部油田低渗砂岩			新疆风城油砂		加拿大油砂			
	0.2 MPa	0.5 MPa	5 MPa	20 °C	70 °C	Relperm1	Relperm2	4T	7M
最大体积膨胀量/%	12	0.19	-	4.86	5.85	7.97	8.00	6.56	2.88
渗透率/mD	7.9	3.37	-	4.85	5.25	155.00	31.48	135.16	14.23
渗透率改善倍数	3.85	1.17	-	1.71	1.85	12 479.87	112.43	3 807.32	34.20

2.2 海上砂岩张性扩容增渗规律

图18为南海西部油田低渗饱和砂岩在不同温度条件下各体积应变所引起的渗透率变化曲线,该实验实现了0.5~5.0 MPa有效围压、20 °C~100 °C条件下分别对海上低渗砂岩进行原位渗透率实验,反映出实验岩心渗透率变化情况。实验表征低温条件下(20 °C)、低有效围压(0.5 MPa)条件下,海上低渗砂岩体积膨胀效果更明显、渗透率增加更大、渗流能力提升更为强烈,体积应变可达-0.08%,渗透率增加至267.98 mD,是该试样此温度下初始渗透率(6.62 mD)的40.48倍。在高温条件下(100 °C)、低有效围压(0.5 MPa)条件下,海上低渗砂岩膨胀较小,最大体积膨胀至0.025%,渗透率增加至2.27,是该试样此温度下初始渗透率(0.05 mD)的45.4倍。

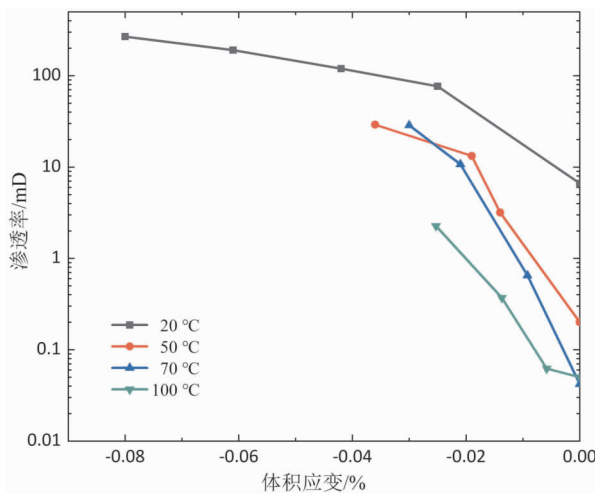
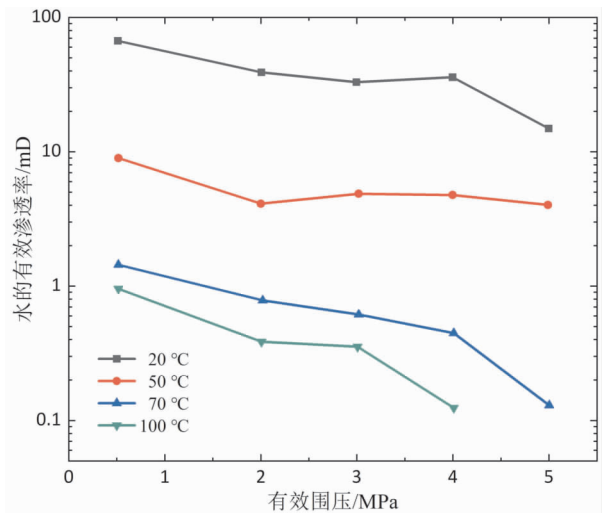


图18 南海西部油田低渗饱和砂岩张性扩容体积应变渗透率曲线

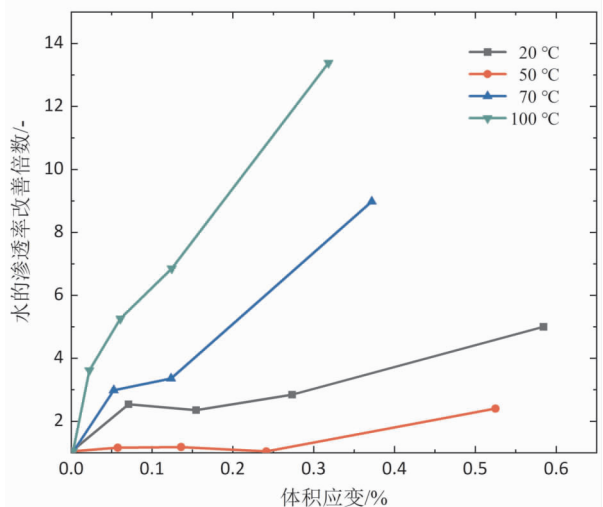
Fig.18 Curves of volumetric strain vs. permeability under tensile dilation for saturated low-permeability sandstone in the west oilfield of South China Sea

图19为新疆风城油砂饱和状态下在不同温度条件下各体积应变所引起的渗透率改善倍数曲线,该实验实现了0.5~5.0 MPa有效围压、20 °C

~100 °C条件下分别进行原位渗透率实验,反映新疆风城油砂岩心渗透率的大小和渗流能力变化,该实验体积应变正值表示体积膨胀。



(a) 有效围压-水的有效渗透率曲线



(b) 体积应变-渗透率改善倍数曲线

图19 新疆风城油砂张性扩容曲线

Fig.19 Curves of tensile dilation for Fengcheng oil sands in Xinjiang

实验表现低温(20 °C)、低有效围压条件下,新疆风城油砂扩容效果更明显、渗透率增加更大、

渗流能力提升更为强烈, 体积膨胀最大可达 0.58%, 渗透率增加至 66.93 mD, 渗透率增大至初始渗透率的 5 倍。在高温(100 ℃)、低有效围压条件下, 体积膨胀至 0.31%, 渗透率增加至 0.96 mD, 增加至初始渗透率的 13.38 倍^[12]。

表 5 不同储层类型张性扩容增渗参数

Tab.5 Tensile dilation-induced permeability enhancement parameters for different reservoirs

实验参数	南海西部油田低渗砂岩				新疆风城油砂			
	20 ℃	50 ℃	70 ℃	100 ℃	20 ℃	50 ℃	70 ℃	100 ℃
最大体积膨胀量/%	0.08	0.036	0.03	0.025	0.58	0.52	0.37	0.31
渗透率/mD	267.98	29.11	28.65	2.27	66.93	8.98	1.44	0.96
渗透率改善倍数	40.48	145.55	682.14	45.4	5.00	2.40	8.98	13.38

2.3 渗透率动态演化模型

2.3.1 渗流经验模型

渗流经验模型包括幂律关系、指数关系和一元二次多项式渗流经验模型, 3 种模型如式(1)~式(3)所示。

幂律关系渗流经验模型为

$$K = K_0 P_e \tag{1}$$

指数关系渗流经验模型为

$$K = K_0 e^{-\beta P_e} \tag{2}$$

一元二次多项式渗流经验模型为

$$K = a P_e^2 + b P_e + K_0 \tag{3}$$

式(1)~式(3)中, K 表示岩石绝对渗透率, mD; P_e 为有效应力, MPa; β 、 a 和 b 均为回归系数, 无量纲; K_0 为初始渗透率, mD。

2.3.2 Kozeny-Poiseuille 渗流模型

高温高压三轴剪切和等向压缩实验过程中, 岩石渗透率和体积应变存在较强的关联性。当试样体积处于膨胀状态时, 渗透率增加; 当试样体积处于压缩状态时, 渗透率减小。为表征试样在不同体积应变状态下的渗透率, 采用 Kozeny-Poiseuille 方程关联体积应变、初始孔隙度、当前渗透率和初始渗透率^[14-16]。

$$\frac{K}{K_0} = \frac{\left(1 + \frac{\varepsilon_v}{\varphi_0}\right)^3}{1 + \varepsilon_v} \tag{4}$$

其中: K 和 K_0 分别为当前渗透率和初始渗透率, mD; ε_v 是体应变, %; φ_0 为初始孔隙度, %。

2.3.3 剪胀诱导水的有效渗透率模型

本研究提出一种四参数形式的轴应变-偏应力、轴应变-体应变模型, 考虑孔隙度和含水饱和度随扩容体积应变的变化, 通过 Kozeny-Poiseuille

如表 5 所示, 低温条件下低渗砂岩渗透率更大, 更有助于扩容增注。张性扩容产生的体积应变明显小于剪切扩容产生的体积应变, 但相同体积应变下张性扩容增渗效果远超剪胀扩容。

方程和 Touhidi-Baghini 方程关联绝对渗透率和孔隙度的关系, 通过油、水两相相渗曲线方程关联水的有效渗透率和含水饱和度的关系, 建立了 3 个剪胀诱导渗透率演化数学模型, 并根据实验数据对各个模型的预测效果进行了评价分析。式(5)为基于 Kozeny-Poiseuille 方程的水的有效渗透率演化模型^[17]。

$$\frac{K}{K_0} = \frac{(\varphi_0 - \varepsilon_v)^3}{\varphi_0^3 (1 - \varepsilon_v)} \left(\frac{\varphi_0 S_{w0} - \varepsilon_v - S_{WR}}{S_{w0} - S_{WR}} \right)^{n_w} \tag{5}$$

其中: K 为油砂试样扩容后渗透率, mD; K_0 为油砂试样扩容前渗透率, mD; S_{w0} 为试样初始含水饱和度; S_{WR} 为试样束缚水饱和度。

2.3.4 岩石损伤 - 渗透率模型

笔者建立一种新的岩石损伤 - 渗流模型, 该渗流模型包含 3 种损伤因子: 剪切微裂缝产生的损伤因子 D_s 、张性拉伸微裂缝产生的损伤因子 D_t 和孔隙坍塌导致的等向压缩损伤因子 D_h 。这 3 种损伤因子分别对应剪切扩容、张性扩容及等向压缩 3 个过程。

$$D = \begin{cases} 1 - (1 - D_t)(1 - D_s)(1 - D_h) & P < 0 \\ 1 - (1 - D_s)(1 - s_c D_h) & P \geq 0 \end{cases} \tag{6}$$

$$K = (1 - D) K_M + D K_D (1 + D \varepsilon_v^p)^3 \tag{7}$$

其中: D 表示岩石总损伤因子; $P < 0$ 表示为试样处于拉伸状态, $P \geq 0$ 表示为试样处于压缩状态, Pa; K_M 为非损伤岩石渗透率, K_D 为损伤岩石渗透率, mD; ε_v^p 为塑性体积应变, %。

3 海上砂岩扩容增渗效果评价方法

通过试样扩容增渗实验, 获得试样扩容增渗

规律,明确试样在饱和状态下渗流能力变化情况。但储层是大尺度地质体,因此注水扩容储层改造技术完成后,井周多大区域被增渗,增渗效果强弱应被定量表征,需讨论注水扩容增渗后储层水力波及半径。水力波及半径为储层钻完井地质参数建立有限元模型,根据有限元模型计算,获得不同施工参数下水力波及范围,通过储层改造后数值模型孔隙度、渗透率、裂缝发育等条件判断扩容半径,从而评判该施工参数优劣。目前常见扩容增渗效果评价方法有以超孔隙压力为标准、孔隙度(或体应变)为标准、渗透率增加幅度为标准和微裂缝发育区为标准,所有标准均需建立地质模型和数值模型,根据数值模拟结果评价扩容增渗效果。

首先,建立目标油田岩石力学扩容物理模型。通过岩石力学参数测试和扩容室内物理模拟试验,描述扩容诱导的多场耦合过程,获得注水过程中地应力演化导致岩石变形和破坏,如岩石弹性变形、剪胀、裂隙、微裂缝等,同时为数值模拟工作奠定基础。下一步,建立目标油田岩石力学扩容数值模型,结合岩石力学测试,采用扩容本构模型,历史拟合三轴测试数据,得到目标油田储层的扩容数值模型,为后续现场条件的数值模拟提供模型基础。将施工参数带入有限元模型中,经过数值模拟计算,获得扩容后储层地质模型和数值模型。最后,根据计算结果和相对应扩容增渗效果评价准则进行水力波及范围、扩容半径等相应参数求解。

3.1 扩容效果评价标准

3.1.1 超孔隙压力扩容效果标准

超孔隙压力为注水过程中,岩石孔隙压力增加,增加部分的压力称为超孔隙压力,超孔隙压力可表明岩石被流体充入的多少,超孔隙压力值越大岩石受到储层改造效果越完全,因此储层超孔隙压力可作为储层改造评判依据。根据有限元模型数值模拟结果,获得注水扩容改造后储层各位置超孔隙压力,以井周超孔隙压力为基准对比,当储层某位置超孔隙压力分别大于井周超孔隙压力的 70%、60% 和 50% 时,该区域分别为储层强扩容区、较强扩容区和扩容区,各个区域标识如图 20 所示,蓝色椭圆区域为强扩容区域,粉色椭圆区域为较强扩容区域,绿色区域为扩容区^[18-20]。

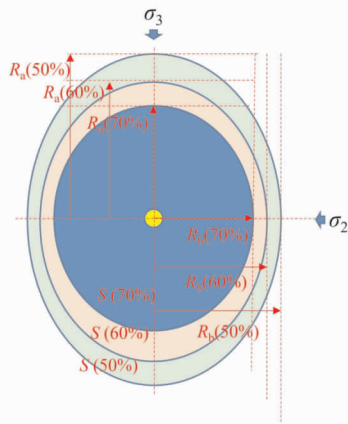


图 20 以超孔隙压力为标准的扩容区域示意图

Fig. 20 Schematic diagram of dilation area based on super pore pressure

3.1.2 体积应变扩容效果标准

体积应变是指岩石在注水扩容后发生膨胀体积的大小,通过储层扩容力学特征与扩容渗流评价规律,发现岩石体积应变会影响岩石力学特征和其渗流能力。由于注水扩容注水压力未超过储层破裂压力,注水后孔隙体积增加量应为储层体积应变,因此岩石体积应变可作为注水扩容储层改造技术评判依据。根据有限元模型数值模拟结果,获得注水扩容改造后储层各位置体积应变,当注水扩容储层改造后储层某位置体积应变分别为 1%、0.7%、0.5% 时,该区域分别为储层强扩容区、较强扩容区和扩容区,各个区域标识如图 21 所示,蓝色椭圆区域为强扩容区域,粉色椭圆区域为较强扩容区域,绿色区域为扩容区^[21-22]。

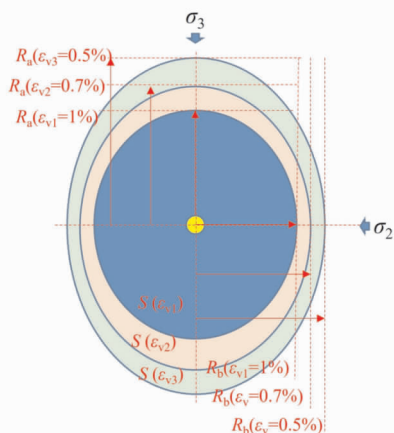


图 21 以体积应变为标准的扩容区域示意图

Fig. 21 Schematic diagram of dilation area based on volumetric strain

3.1.3 渗透率增加幅度为标准

渗透率是指一定压差下流体或气体穿过岩石的能力,也可表征岩石有效通道尺度,岩石渗透率越大表明该岩石孔隙度大、连通性好,流体或气体更容易通过。注水扩容储层改造技术后,岩石孔隙度明显增加,岩石有效通道变好,渗透率增加,因此岩石渗透率增加幅度可作为注水扩容储层改造技术评判依据。根据有限元模型数值模拟结果,获得注水扩容改造后储层各位置渗透率,以注水扩容前储层岩心初始渗透率为基准,当注水扩容储层改造后储层某位置渗透率超过原始渗透率的 20%、15%、10% 时,该区域分别为储层强扩容区、较强扩容区和扩容区,各个区域标识如图 22 所示,蓝色椭圆区域为强扩容区域,粉色椭圆区域为较强扩容区域,绿色区域为扩容区^[1]。

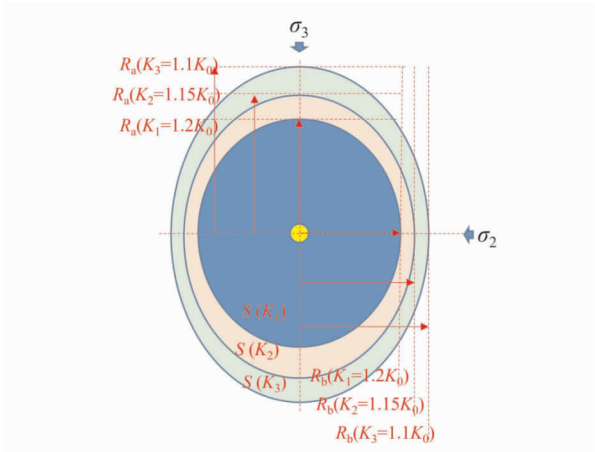


图 22 以渗透率为标准的扩容区域示意图

Fig. 22 Schematic diagram of dilation area based on permeability enhancement

3.1.4 微裂缝发育区为标准

笔者首次提出以微裂缝发育区作为注水扩容储层改造效果评判依据。微裂缝发育区是指岩石在注水扩容储层改造工艺后产生的人工微裂缝群,该区域由剪切微裂缝和张性微裂缝组成,根据储层扩容增渗规律评价模型发现不管何种微裂缝均能使储层渗流能力得到大幅度提升,其中加拿大油砂经过剪切扩容后渗透率达初始渗透率 12 479.87 倍。当裂缝发育区产生后,该区域渗流能力增强周期持久,不再受注入流体影响。

根据有限元模型数值模拟结果,获得注水扩容改造后储层剪切裂缝、张性裂缝边界位置,以注水扩容储层井筒为基准,分别获得剪切微裂缝、张性裂缝到井筒距离,获得剪切扩容半径和张性扩容半径。根据储层扩容力学特征发现,储层经过

注水扩容储层改造技术,张性裂缝相较于剪切裂缝更靠近井筒位置。因此,注水扩容区域应分为剪切扩容区域、张性扩容区域,这两部分区域如图 23 所示,蓝色区域为张性扩容区域,绿色区域为剪切扩容区域。但微裂缝发育区形成困难,基本处于井筒周围,依据该准则对扩容尺度判断获得扩容区域较小。

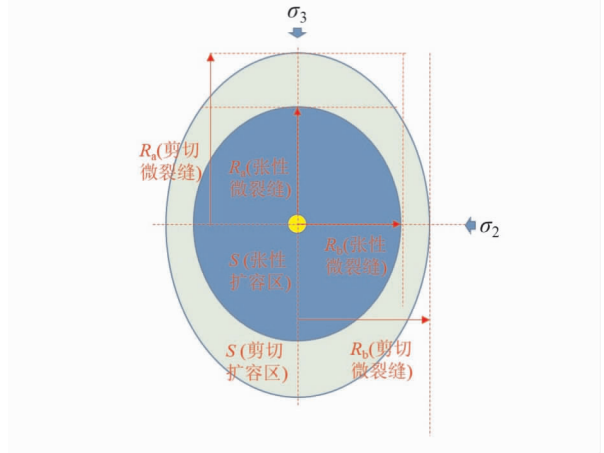


图 23 以微裂缝发育区为标准扩容区域示意图

Fig. 23 Schematic diagram of dilation area based on micro fracture zone

如图 20 ~ 图 23 所示,常见的扩容半径(水力波及半径)评价标准有以超孔隙压力扩容效果为标准、以体积应变效果为标准、以渗透率效果为标准和以微裂缝发育区为标准,不同标准对扩容半径理解不同,且具有不同参数对其判定,4 种标准扩容效果评价方法如表 6 所示。

3.2 扩容半径及有效扩容半径评价

根据储层扩容力学特性发现,岩石在三轴实验时所受应力状态存在多个阶段。以南海西部低渗砂岩在低有效围压条件下(0.2 MPa)三轴实验为例,岩石从初始至破坏共存在 6 个阶段,弹性阶段、局部微破裂阶段、应变软化阶段、应变强化阶段、应变再软化阶段和残余应力扩容阶段,需对弹性阶段扩容区域、塑形阶段扩容区域进行探讨。在石油开采阶段,生产井停止注水,生产井井周孔隙压力明显下降,储层岩石所受有效围压明显上升,生产井井周岩石扩容半径减小。为此,根据张性扩容应力路径设计,模拟油井开采、注水、再开采有效围压及渗透率变化,对比发现,当水井和油井均卸压后试样渗流能力仍存在较大增幅。同时,获得岩石增渗效果具有敏感区和非敏感区,敏感区增渗效果会因生产井井周停止注水消失,非

敏感区域则不会如此。张性加载卸载有效围压-渗透率曲线如图 24 所示,岩心试样初始状态为红色点位,经过生产开发,孔隙压力减小,有效围压来到 40 MPa(橙色点位),经过注水扩容储层改造

技术,储层孔隙压力增加至绿色点位,渗透率明显增加。生产井停止流体泵入,流体进行卸压返排稳定(紫色点位),明显看出注水扩容储层改造技术经生产井停注返排后渗流能力依旧高于初始状态。

表 6 扩容效果评价方法

Tab.6 Evaluation method for dilation effect

评价内容	评价标准	扩容类型
超孔隙压力	超孔隙压力 > 0.7 井周超孔隙压力	强扩容区
	0.7 ≥ 超孔隙压力 > 0.6 井周超孔隙压力	较强扩容区
	0.6 ≥ 超孔隙压力 > 0.5 井周超孔隙压力	扩容区
体积应变	体积应变 > 1%	强扩容区
	1% ≥ 体积应变 > 0.7%	较强扩容区
	0.7% ≥ 体积应变 > 0.5%	扩容区
渗透率	渗透率 > 1.2 初始渗透率	强扩容区
	1.2 初始渗透率 ≥ 渗透率 > 1.15 初始渗透率	较强扩容区
	1.15 初始渗透率 ≥ 渗透率 > 1.1 初始渗透率	扩容区
微裂缝发育形态	张性微裂缝发育区	张性扩容区
	剪切微裂缝发育区	剪切扩容区

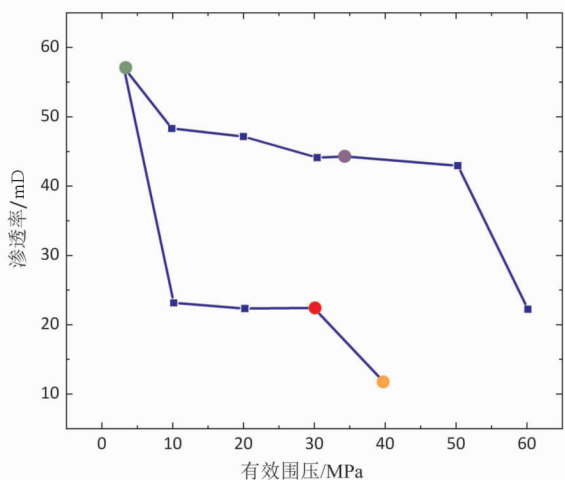


图 24 注水扩容施工及工作液返排过程中的有效围压渗透率关系

Fig. 24 Effective confining pressure vs. permeability during water injection and working fluid backflow processes

通过图 24 发现,当生产井进行停注返排后,储层渗流能力减弱,因此开采初期储层渗流能力不等于注水扩容阶段末期。那么扩容半径、扩容面积也均不相同。为区分这两个阶段扩容效果,本文将扩容半径区分为常规扩容半径和有效扩容半径,通常常规扩容半径应大于有效扩容半径。经过以超孔隙压力、体积应变、渗透率参数条

件对扩容储层改造效果进行评价,获得扩容区域与扩容半径均为常规扩容半径。以微裂缝发育区为扩容评价标准的为有效扩容半径。如图 25 所示,累计注入量在近 3 000 min 时开始减少,此时扩容区域应为常规扩容区域(绿色点位),后经过一段时间返排,累计注入量降低直至稳定,该位置对应扩容区域为有效扩容半径(紫色点位)。

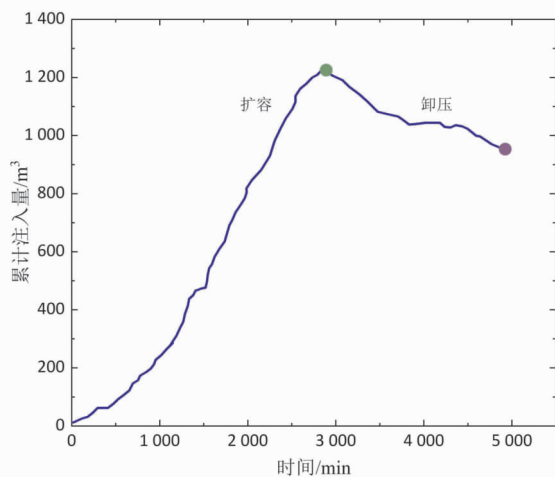


图 25 生产井注水扩容施工及工作液返排过程中的累计注入量曲线

Fig. 25 Accumulated injection volume during water injection and working fluid backflow processes

4 岩石扩容技术在注水井增注中的应用

截至目前,注水技术已在加拿大油砂井、国内新疆油田 SAGD 油砂井、华北油田、南海东部油田注水井中相继得到应用。目前,岩石扩容技术已在南海西部成功应用 4 口井,3 口井实施后超过了油藏的预期。首次在典型 5 井中应用,实施后注水量从 320 m³/d 提升至 650 m³/d,实现翻倍,有效期达到 20 个月。海上首次注采井组的岩石扩容工艺在典型 1 井(采)-16 井(注)实施,措施后注入端日增注超 80 m³/d,采出端从无产出到 30 m³/d,且能平稳生产。岩石水力扩容+扩容转向技术的改造半径可达 60~90 m,储层渗透率提高 2~3 倍,可有效解决井间连通性差、储层污染,优化储层纵向上的应力分布,改善储层非均质性。现场试验表明应用井组增产增注量在 2 倍左右。但是,储层物性差,低孔渗、强非均质(层间、砂体连续性);储层污染严重,钻完井污染,表皮因子较大,达到 5~10;层间矛盾突出,合采合注-注水突进、破裂压力差异性大。典型 22 井扩容后生产动态(生产井,单井)扩容不足,增产效果不明显。

通过对不同海上低渗油田进行储层扩容力学特征及增渗规律评价,发现不同岩石储层地质条件形成裂缝具有确定性。该发现使得现场施工人员采用注水扩容储层改造技术前分析目标储层地质体参数即可获得扩容后目标储层微裂缝形态,判断该区域储层注水扩容潜力^[23]。待现场施工人员发现扩容潜力区后,进行该储层区域全尺寸井眼数值模拟精细评价,该评价可获得精细小层压力、孔隙比(孔隙度)、扩容半径、有效扩容半径、井底压力 BHP 等施工重要参数,成为注水扩容储层改造技术应用的先行手段,合理避免施工后低效、无效、井下事故等。

4.1 微裂缝形态快速预测

海上低渗砂岩采用注水扩容储层改造工艺后,储层可能会产生三种形态微裂缝,剪切微裂缝、张性微裂缝以及张剪复合微裂缝。各种微裂缝形态主要由储层岩石抗拉强度、黏聚力、内摩擦角、最大地应力差等参数有关。因此,根据现场油田获取的岩心进行力学实验,获得 X 油田和 Y 油田确定微裂缝形态的相关参数,并根据相关参数进行计算获得各油田低渗砂岩储层注水扩容后微

裂缝形态。

4.1.1 X 油田

根据现场测井数据获得,X 油田储层平均垂直深度为 2 829 m,经 Kaiser 声发射室内实验和现场钻井施工数据结合获得该油田储层垂向主应力梯度、最大水平主应力梯度和最小水平主应力梯度,分别为 2.16 MPa/100 m、1.85 MPa/100 m 和 1.61 MPa/100 m。

因此,最大地应力差为 $2\ 829 \times (2.16 - 1.61)/100 = 15.55$ (MPa)。

根据海上油田砂岩储层扩容力学特征,通过对 X 油田岩心进行三轴力学室内实验及分析,明确该油田岩石应力-应变曲线,对该岩心进行莫尔圆、屈服面构建,获得该岩心黏聚力、内摩擦角、抗拉强度等力学参数,分别为 6.54 MPa、48.85°和 5 MPa。

根据表 3 海上砂岩微裂缝形态判断准则:

$$\Delta\sigma_{c1} = c(1 - \sin \phi) / \cos \phi = 6.54 \times (1 - \sin(48.85^\circ)) / \cos(48.85^\circ) = 2.39,$$

$$\Delta\sigma_{c2} = 2(c / \tan \phi - S_1) \sin \phi / (1 - \sin \phi) = 2(6.54 / \tan(48.85^\circ) - 5) \sin(48.85^\circ) / (1 - \sin(48.85^\circ)) = 4.3845,$$

$$\Delta\sigma_{c3} = 2c / \cos \phi = 2 \times 6.54 / \cos(48.85^\circ) = 19.88.$$

结合上文 X 油田最大地应力差为 15.55 MPa,即抗拉强度 $S_1 > \Delta\sigma_{c1}$,最大水平主应力差 $> \Delta\sigma_{c2}$ 且 $< \Delta\sigma_{c3}$,因此该油田低渗砂岩储层经注水扩容后应为发育张剪复合微裂缝,如表 7 所示。

表 7 海上低渗砂岩微裂缝形态判别参数表
Tab.7 Identification parameters of micro crack morphology for offshore low-permeability sandstones

微裂缝形态判别参数	X 油田	Y 油田
黏聚力/MPa	6.54	10.00
内摩擦角/(°)	48.85	28.50
抗拉强度/MPa	5	12
最大地应力差/MPa	15.55	14.30
微裂缝发育形态	张剪复合微裂缝	张剪复合微裂缝

4.1.2 Y 油田

根据现场测井数据获得,Y 油田储层平均垂直深度为 2 200 m,经 Kaiser 声发射室内实验和现场钻井施工数据结合获得该油田储层垂向主应力梯度、最大水平主应力梯度和最小水平主应力梯度,分别为 2.26 MPa/100 m、1.81 MPa/100 m,

1. 61 MPa/100 m。

因此,最大地应力差为 $2\ 200 \times (2.26 - 1.61)/100 = 14.3$ (MPa)。

根据海上油田砂岩储层扩容力学特征,通过对 Y 油田岩心进行三轴力学室内实验及分析,明确该油田岩石应力-应变曲线,对该岩心进行莫尔圆、屈服面构建,获得该岩心黏聚力、内摩擦角、抗拉强度等力学参数,分别为 10 MPa、28.85°、12 MPa。

根据表 3 海上砂岩微裂缝形态判断准则:

$$\Delta\sigma_{c1} = c(1 - \sin\phi)/\cos\phi = 10 \times (1 - \sin(28.85^\circ))/\cos(28.85^\circ) = 5.90,$$

$$\Delta\sigma_{c2} = 2(c/\tan\phi - S_1)\sin\phi/(1 - \sin\phi) = 2(10/\tan(28.85^\circ) - 12)\sin(28.85^\circ)/(1 - \sin(28.85^\circ)) = 11.49,$$

$$\Delta\sigma_{c3} = 2c/\cos\phi = 2 \times 10/\cos(28.85^\circ) = 22.83。$$

结合上文 Y 油田最大地应力差为 14.3 MPa,即抗拉强度 $S_1 > \Delta\sigma_{c1}$,最大水平主应力差 $> \Delta\sigma_{c2}$ 且 $< \Delta\sigma_{c3}$,因此该油田低渗砂岩储层经注水扩容后也应为发育张剪复合微裂缝,如表 7 所示。

4.2 全尺寸井眼数值模拟精细评价

建立海上低渗透砂岩油田地质模型,模拟海上低渗透砂岩储层注水模拟效果。根据现场地质资料,模型垂直深度 2 328 ~ 2 770 m,井斜角约 16.5°。分为 37 个小层,包括油层和干层。每层岩石的力学参数和渗透率参数不同。该模型具有 147 186 个 C3D8P 单元网格,模型构建如图 26 所示。

本文建立了海上油田注水井耦合油藏-地质力学数值模型,根据海上已实施注水井扩容的实际注入数据,开展注水井扩容前后全过程数值模拟。图 27 为目标砂岩储层注水扩容后实测井底压力和数值模拟预测井底压力的对比,数据吻合性好,验证了数值模型的可靠性。

如图 28 所示,注水结束后井底压力为 47.12 MPa,孔隙压力从近井筒区域向深部延伸,井周储层发生不同程度的变形,导致注水目标层顶部抬升 5.58 mm,有效扩容半径达到 12.83 m。该典型井在注水扩容后产生张剪复合微裂缝,与 4.1 节微裂缝形态快速预测结果一致。

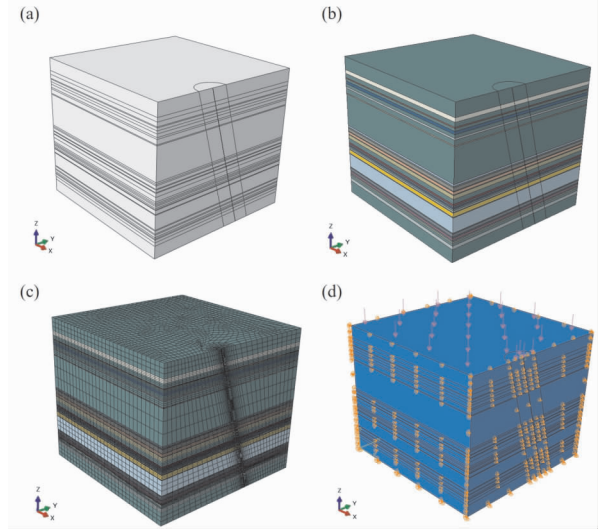


图 26 X 油田典型井全尺寸井眼建模
Fig. 26 Full size wellbore modeling of typical wells in X Oilfield

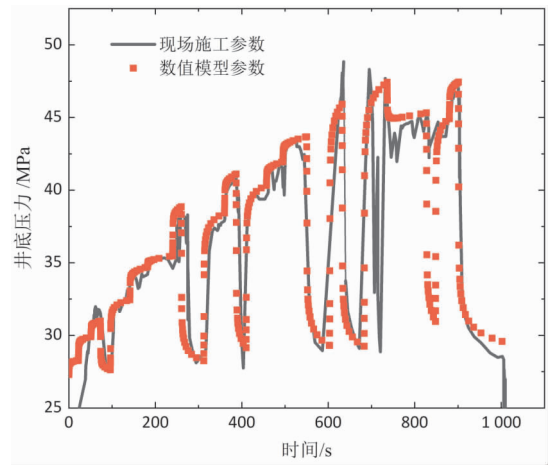
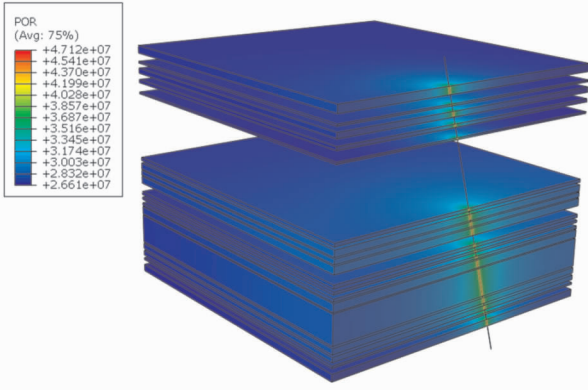
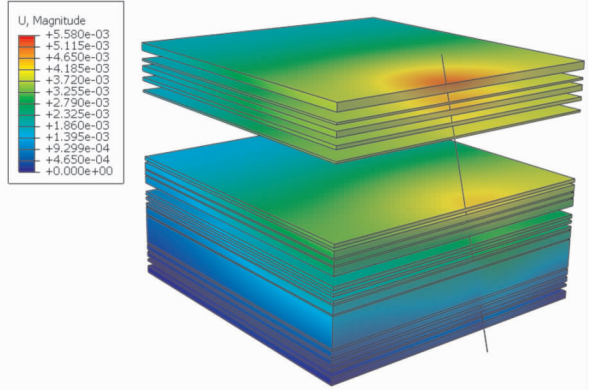


图 27 X 典型井井底压力历史拟合模拟
Fig. 27 Historical fitting of bottom hole pressure for the well in X Oilfield

如图 29 所示,数值模拟结果表明,注水扩容技术对海上低渗透砂岩具有明显的储层改造作用,不仅使储层体积应变发生变化,而且提高了渗透率。根据对 X 油田典型井进行全尺寸井眼数值模拟发现,该典型井在注水扩容后产生张剪复合微裂缝,与依据海上砂岩微裂缝形态判断准则获得的微裂缝形态一致。结合 3.2 节中有效扩容半径定义,对 X 油田典型井进行有效扩容半径精细化评价发现,海上低渗砂岩储层不同层位有效扩容半径存在差异,低渗透层段有效扩容半径较小,高渗透层段有效扩容半径较大,依据不同层位厚度和扩容半径尺寸对该储层有效扩容半径进行综合评价,该储层平均有效扩容半径为 12.83 m。



(a) 孔隙压力分布



(b) 变形量分布

图 28 X 油田典型井孔隙压力分布和变形量分布

Fig. 28 Typical well pore pressure distribution and deformation distribution in X Oilfield

快速预测和全尺寸井眼数值模拟精细化评价,发现扩容后产生张剪复合微裂缝,有效扩容半径达到 12.83 m。

参考文献

[1] 陈欢, 于继飞, 曹砚锋, 等. 海上疏松砂岩注水井扩容增注技术研究及应用[J]. 石油科学通报, 2023, 8(5): 649-659.
CHEN H, YU J F, CAO Y F, et al. Application and research into dilatation and injection enhancement technology for unconsolidated sandstone injectors in an offshore oilfield [J]. Petroleum Science Bulletin, 2023, 8(5): 649-659.

[2] XU B, WONG R C K. Coupled finite-element simulation of injection well testing in unconsolidated oil sands reservoir[J]. International Journal for Numerical and Analytical Methods in Geomechanics, 2013, 37(18): 3131-3149.

[3] 林伯韬. 疏松砂岩储层微压裂机理与应用技术研究[J]. 石油科学通报, 2021, 6(2): 209-227.
LIN B T. Microfracturing mechanisms and techniques in unconsolidated sandstone formations[J]. Petroleum Science Bulletin, 2021, 6(2): 209-227.

[4] 孙林, 徐斌, 熊培祺, 等. 疏松砂岩储层油井岩石扩容增产技术及其应用[J]. 大庆石油地质与开发, 2024, 43(6): 98-105.
SUN L, XU B, XIONG P Q, et al. Rock dilation stimulation technique for production wells in unconsolidated sandstone reservoirs and its application[J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2024, 43(6): 98-105.

[5] ABBATE J P, BARBER C, ELLIOTT C J, et al. Establishing communication between well pairs in oil sands by dilation with steam or water circulation at ele-

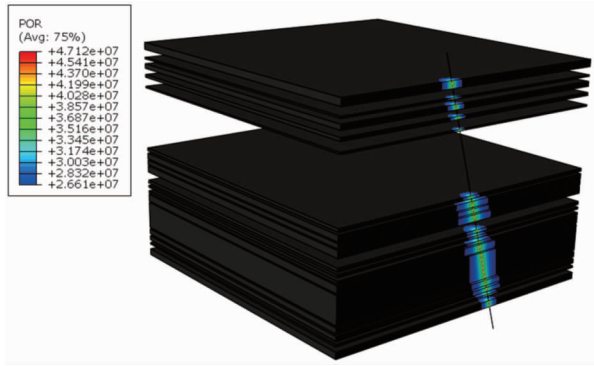


图 29 X 油田典型井有效扩容半径数值模拟

Fig. 29 Numerical simulation of effective expansion radius of typical wells in X Oilfield

5 结论及建议

1) Athabasca 油砂和渤海疏松砂岩的剪胀潜力最高,南海西部低渗砂岩的剪胀潜力最低,饱和样品的剪胀潜力高于非饱和样品,温度对剪胀潜力的影响不大;根据抗拉强度、黏聚力和内摩擦角三者的关系及地应力状态,可快速判断海上砂岩扩容微裂缝类型。

2) 有效围压越低、剪切体积膨胀量越大,渗透率增加倍数就越大;张性扩容产生的体积应变明显小于剪切扩容产生的体积应变,但相同体积应变下张性扩容增渗效果远超剪胀扩容;提出剪胀诱导水的有效渗透率模型、损伤-渗透率模型。

3) 定义基于超孔隙压力、孔隙度(或体应变)、渗透率增幅和微裂缝发育区的(有效)扩容半径,针对海上低渗油田注水井开展微裂缝形态

- vated pressures: U. S. , 8905132[P]. 2014-12-09.
- [6] 石兰香,李秀峦,马德胜,等. 快速均匀启动技术改善蒸汽辅助重力泄油预热效果[J]. 油气地质与采收率, 2017, 24(4): 94-98.
- SHI L X, LI X L, MA D S, et al. Effect of fast and uniform start-up enhancement technology on preheating performance of SAGD[J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2017, 24(4): 94-98.
- [7] 孙林,徐斌,邹信波,等. 海上油田电泵生产井储层岩石扩容增产实践[J]. 大庆石油地质与开发, 2022, 41(1): 77-83.
- SUN L, XU B, ZHOU X B, et al. Practice of reservoir rock dilation to increase production in electric pump production wells in offshore oil fields[J]. *Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing*, 2022, 41(1): 77-83.
- [8] WU S W, YUAN H, CHEN H, et al. Experimental and numerical investigations of low-permeability sandstone under water injection-induced dilation in west oilfield, South China Sea[J]. *Processes*, 2024, 12(11): 2393.
- [9] 高彦芳,陈勉,林伯韬,等. 温度对油砂力学性质的影响规律研究[J]. 岩石力学与工程学报, 2018, 37(11): 2520-2535.
- GAO Y F, CHEN M, LIN B T, et al. Thermal influences on mechanical properties of oil sands[J]. *Chinese Journal of Rock Mechanics and Engineering*, 2018, 37(11): 2520-2535.
- [10] AGAR J G, MORGENSTERN N R, SCOTT J D. Shear strength and stress: Strain behaviour of Athabasca oil sand at elevated temperatures and pressures[J]. *Canadian Geotechnical Journal*, 1987, 24(1): 1-10.
- [11] 高彦芳,陈勉,林伯韬,等. 稠油油藏 SAGD 微压裂阶段储层压缩系数研究:以新疆风城陆相储层重 1 区齐古组为例[J]. 石油科学通报, 2017, 2(2): 240-250.
- GAO Y F, CHEN M, LIN B T, et al. Study on compressibility during micro-fracturing in continental ultra-heavy oil sand reservoirs: Taking the Qigu Formation of Xinjiang Fengcheng Oilfield Z1 Block for instance[J]. *Petroleum Science Bulletin*, 2017, 2(2): 240-250.
- [12] GAO Y F, CHEN M, PANG H W. Experimental investigations on elastoplastic deformation and permeability evolution of terrestrial Karamay oil sands at high temperatures and pressures[J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2020, 190: 107124.
- [13] YALE D P, MAYER T, WANG J L. Geomechanics of oil sands under injection [C]//The 44th US Rock Mechanics Symposium and 5th U. S.-Canada Rock Mechanics Symposium. Salt Lake City UT: ARMA, 2010: 10-257.
- [14] TORTIKE W S, FAROUQ ALI S M. Reservoir simulation integrated with geomechanics[J]. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 1993, 32(5): 28-37.
- [15] TOUHIDI-BAGHINI A. Absolute permeability of McMurray formation oil sands at low confining stresses [D]. Edmonton: University of Alberta, 1998.
- [16] 陈森,林伯韬,金衍,等. SAGD 井微压裂储层渗透率变化规律研究[J]. 西南石油大学学报(自然科学版), 2018, 40(1): 141-148.
- CHEN S, LIN B T, JIN Y, et al. Study on patterns of change in oil reserve permeability during microfracturing of SAGD wells[J]. *Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition)*, 2018, 40(1): 141-148.
- [17] 高彦芳,任战利,姜海龙,等. 考虑剪胀性和应变软化的油砂非线性弹性模型[J]. 地下空间与工程学报, 2023, 19(1): 43-50.
- GAO Y F, REN Z L, JIANG H L, et al. A nonlinear elastic model for oil sands considering shear dilation and strain softening[J]. *Chinese Journal of Underground Space and Engineering*, 2023, 19(1): 43-50.
- [18] GAO Y F, CHEN M, LIN B T, et al. An analytical model of hydraulic dilation area for Karamay oil sand reservoir under water injection in SAGD wells [J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2019, 179: 1090-1101.
- [19] 高彦芳,陈勉,林伯韬,等. SAGD 井挤液扩容水力波及范围模型[J]. 新疆石油地质, 2018, 39(2): 202-208.
- GAO Y F, CHEN M, LIN B T, et al. An analytical model for water swept area in SAGD wells [J]. *Xinjiang Petroleum Geology*, 2018, 39(2): 202-208.
- [20] 何小东,张磊,黄勇,等. 风城 SAGD 油砂微压裂扩容效果评价方法研究[J]. 新疆石油天然气, 2017, 13(3): 29-32.
- HE X D, ZHANG L, HUANG Y, et al. Study on evaluation method of SAGD micro-fracturing expansion effect in Fengcheng oil sands[J]. *Xinjiang Oil & Gas*, 2017, 13(3): 29-32.
- [21] 孙林,熊培祺,朱海涛,等. 海上油田低渗储层岩石扩容低效原因及储层改造工艺[J]. 中国海上油气, 2024, 36(3): 151-158.
- SUN L, XIONG P Q, ZHU H T, et al. Reason for the low efficiency of rock dilation in low-permeability res-

ervoirs and reservoir stimulation technique in offshore oilfields[J]. *China Offshore Oil and Gas*, 2024, 36(3): 151-158.

- [22] 刘成林, 任杨, 孙林, 等. 海上特低渗砂岩储层酸化增效技术研究与应用[J]. *石油机械*, 2022, 50(9): 117-124.

LIU C L, REN Y, SUN L, et al. Research and application of acidizing technology in offshore ultra-low per-

meability sandstone reservoir [J]. *China Petroleum Machinery*, 2022, 50(9): 117-124.

- [23] CHEN H, CAO Y F, YU J F, et al. Dilation potential analysis of low-permeability sandstone reservoir under water injection in the west oilfield of the South China Sea[J]. *Processes*, 2024, 12(9): 2015-2040.

(编辑 张 欢)

作者简介



高彦芳, 山东昌乐人, 西北大学地质学系副教授。主要从事石油工程岩石力学方向的科研与教学工作。中国石油大学(北京)油气井工程博士, 陕西省科协青年托举人才。担任中国岩石力学与工程学会岩石力学测试专业委员会委员, 《石油科学通报》执行编委, 《西北大学学报(自然科学版)》《地质通报》等期刊青年编委。主持国家自然科学基金、陕西省重点研发计划、教育部学位中心主题案例等项目 10 余项。获中国岩石力学与工程学会自然科学奖二等奖, 发表论文 60 余篇(第一/通讯作者 SCI 论文 19 篇), 授权/申请专利 20 余件(已转化 5 件)。