

海上疏松砂岩注水井扩容增注技术研究及应用

陈欢^{1,2}, 于继飞^{1,2*}, 曹砚锋^{1,2}, 杜孝友^{1,2}, 闫新江^{1,2}, 艾传志^{1,2}

1 中海油研究总院有限责任公司, 北京 100028

2 海洋油气高效开发全国重点实验室, 北京 100028

* 通信作者, yujf2@cnooc.com.cn

收稿日期: 2021-09-07

中海石油(中国)有限公司科研院所联合攻关项目“海上油田注水井物理扩容增注技术研究”(YSLH-SZ 01 2023)资助

摘要 海上油田注水开发过程中普遍存在注入压力高、注水欠注问题, 常规的酸化措施有效期短、作业成本高, 严重影响了油田的开发效果。采用注水扩容技术可提高注水井注入能力, 延长增注有效期。选取海上油田代表性疏松砂岩岩芯, 通过岩石力学实验、扩容室内模拟实验及数值模拟, 研究了海上油田疏松砂岩地层的扩容机理及主控因素, 并在海上油田进行了现场应用。研究结果表明, 海上油田疏松砂岩剪胀角远大于加拿大 Athabasca 油砂, 具备采用扩容注水的基础条件; 慢速注水扩容有利于复杂缝网区的发育, 高速注水容易形成单一张裂缝, 以接近最小主应力进行应力预处理有利于产生复杂裂缝网; 扩容区呈长条状扩展, 扩展方向垂直于最小主应力方向, 在扩容区内剪裂缝和张裂缝共存, 一般为大的剪切破坏区内包含很小的窄带状张性区; 在相同的注水扩容条件下, 油藏埋深越浅, 地层渗透率越大, 剪胀扩容面积越大。该技术解决了海上油田注水难题, 为海上油田注水开发解堵提供施工设计指导, 具有良好的应用前景。

关键词 海上油田; 疏松砂岩; 剪胀扩容; 张性扩容; 解堵; 数值模拟

Application and research into dilatation and injection enhancement technology for unconsolidated sandstone injectors in an offshore oilfield

CHEN Huan^{1,2}, YU Jifei¹, CAO Yanfeng^{1,2}, DU Xiaoyou^{1,2}, YAN Xinjiang^{1,2}, AI Chuazhi^{1,2}

1 CNOOC Research Institute Ltd, Beijing 100028, China

2 National Key Laboratory of Offshore Oil and Gas Exploitation, Beijing 100028, China

Abstract There are widespread problems with high injection pressure and low water injection in the process of water injection development in offshore oilfields. The conventional acidification measures are short-lived and have high operating costs, which seriously affects oilfield development. High-pressure dilation technology can improve the injection rate and extend the effective period of injection. The representative unconsolidated sand core samples were taken from the offshore oilfield for rock mechanics tests, dilation laboratory simulation experiments and numerical simulations, to study the dilation mechanism and main controlling factors of unconsolidated sandstone in offshore oilfields, and the dilation technology has been applied in offshore oilfields. It is shown that the dilation angles of unconsolidated sand in offshore oilfields are much larger than those of the Athabasca oil sand in Canada, which has the basic conditions for applying dilation technology. It is conducive to the development of complex shear and tensile areas with a slow injection rate, but a high injection rate tends to form a single crack. It is beneficial to generate complex

引用格式: 陈欢, 于继飞, 曹砚锋, 杜孝友, 闫新江, 艾传志. 海上疏松砂岩注水井扩容增注技术研究及应用. 石油科学通报, 2023, 05: 649-659
CHEN Huan, YU Jifei, CAO Yanfeng, DU Xiaoyou, YAN Xinjiang, AI Chuazhi. Application and research into dilatation and injection enhancement technology for unconsolidated sandstone injectors in an offshore oilfield. Petroleum Science Bulletin, 2023, 05: 649-659. doi: 10.3969/j.issn.2096-1693.2023.05.061

shear and tensile areas with minimum principal stress. The dilation area expands in a long strip, which is perpendicular to the direction of the minimum principal stress. Shear cracks and tensile cracks coexist in the dilation area, and the large shear area contains small narrow-band tensile areas. Under the same condition of water injection, the shear dilation and tensile dilation areas will increase with shallower reservoir buried depth and greater permeability. The dilation technology can provide guidance for the development of water injection in offshore oilfields, and has good prospects of application.

Keywords offshore oilfield; unconsolidated sandstone; shear dilation; tensile dilation; plugging removal; numerical simulation

doi: 10.3969/j.issn.2096-1693.2023.05.061

0 引言

渤海油田以疏松砂岩储层为主, 地层非均质性严重, 层间矛盾比较突出。目前, 渤海大多数油田以注水开发方式为主, 注水水源类型复杂, 清污混注比例高。随着渤海油田开发的不断深入, 注水井近井地带存在微粒堵塞, 导致注水井注入压力逐年升高, 难以满足油藏配注量要求。

为解决注水压力过高、严重欠注的问题, 海上油田开展了各种解堵措施^[1], 包括酸化、酸压、大修、反循环洗井以及动管柱洗井作业, 其中酸化解堵作业最为常见。但多轮次酸化后增注效果变差, 增注有效期越来越短, 作业成本逐年增加, 作业量大且易污染油层, 严重影响了油田的正常高效生产。而常规压裂技术^[2], 容易发生水窜危害, 成功率低、成本高, 且受海上平台空间限制, 造成大量注水井无法实施作业。针对海上注水井增注需求, 急需探索一种成本低、增注有效期长、作业方便的注水井增注新技术, 受国外“油砂SAGD扩容技术^[3-6]”启发, 首次提出了海上注水井扩容增注技术, 即通过控制注水井井口注入排量和压力, 逐级提压使井筒与地层产生压差, 促使岩石发生剪切扩容和张性扩容, 在注水井周围产生一个包含无数微观张剪裂缝网的高渗区域, 增加注水井近井地带储层的孔隙度、渗透率, 从而提高注水井的注入能力。

扩容技术最早运用在加拿大阿尔伯塔地区Mc-Murray油砂^[7-8]的开发中, 主要解决SAGD实施过程中出现预热周期长、预热不均匀等问题。2013年, 新疆油田借鉴加拿大油砂扩容技术的成功经验, 在风城油田稠油SAGD井上进行了先导试验并推广应用^[9-12]。针对扩容技术, 国内外学者已开展相应的理论、室内实验和数值模拟研究^[9-15]。Rowe^[16]等提出了砂土的强度和扩容理论模型; Bolton^[17]等总结了砂岩的扩容角, 提出了扩容性能和临界强度角的理论关系; Lin^[18-21]等针对新疆风城油田SAGD扩容进行岩石力学实验和数

值模拟分析, 分别阐明了油砂储层扩容的机理及油砂储层SAGD油藏数值模拟结果。海上注水井近井地带堵塞与油砂两口水平井之间的连通性很相似, 但海上注水井远井筒地带和近井地带渗透率差异大, 因此, 不能单方面借鉴加拿大油砂SAGD扩容的经验指导海上注水井解堵, 需要针对海上注水井进行岩石力学实验、扩容室内模拟实验和数值模拟分析, 研究海上油田疏松砂岩地层的扩容机理及主控因素, 为注水井扩容解堵作业提供指导建议和方法。

1 注水扩容机理

扩容现象是孔隙介质的一种变形和微裂缝区扩展现象, 从微观上看, 扩容行为可以被视为砂粒的重新排列。针对疏松砂岩质地松软、塑性强、渗透率高的岩土力学性质, 林伯韬^[22]引入土力学的理念, 系统、深入地分析了疏松砂岩储层在微压裂过程中的扩容及微裂缝起裂机理, 提出微压裂为孔隙弹性、塑性变形和断裂力学等多种力学变形的复杂力学机制, 并列出了砂粒内嵌咬合的疏松砂岩和砂粒接触点少或基本不接触的疏松砂岩等两类疏松砂岩的微观扩容行为。

疏松砂岩压裂、微压裂储层力学变形及裂缝扩展影响因素较多, 由于各因素相互关联且作用复杂, 目前尚未具备多因素影响下刻画裂缝扩展规律的量化表征。针对海上疏松砂岩注水过程, 本文主要考虑孔隙弹性和塑性2种变形机理。

疏松砂岩扩容孔隙介质岩体在受剪应力或者孔隙流体压力增加的荷载作用下, 引起颗粒错动或分开, 产生剪切扩容或流体压力扩容, 形成大体积的微观剪胀裂缝, 如图1所示^[23-24]。当剪切扩容发生的时候, 尽管颗粒间的原始接触位置受到了其相互滚动的扰动, 砂粒仍然互相接触; 在张性破裂阶段, 砂粒之间相互分离而不会互相接触。

注水扩容技术不同于常规的大规模水力压裂, 该技术通过控制井口注入排量和注入压力, 逐级提压使

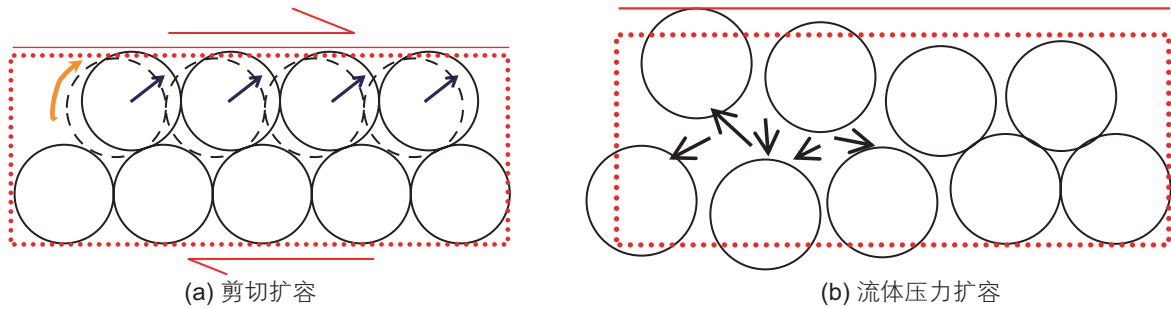


图1 海上疏松砂岩扩容机理^[23]

Fig. 1 Shear dilatation and tensile dilatation of unconsolidated sandstone in offshore oilfield^[23]

井筒与地层产生压差，当井底注入压力在最小地应力和储层破裂压力之间时，会促使岩石发生剪切扩容和张性扩容，从而在井筒周围形成一定规模的扩容带。该区域储层厚度远大于常规线性张裂缝，在流体压力降低后扩容带可继续存在，增加注水井近井地带储层的孔隙度、渗透率，从而提高注水井的注入能力。

2 注水扩容室内实验

2.1 岩石力学参数

砂岩的变形性能通常随着其当前有效应力状态的变化而变化，高的有效应力状态将导致砂岩较低的变形能力(较高的弹性模量)；反之，在低的有效应力状态下，砂岩将表现为比较容易变形(较低的弹性模量)。采用砂土的孔隙介质非线性弹性模型来描述弱固结砂岩的非线性弹性变形行为。

$$\frac{k}{(1+e_0)} \ln\left(\frac{p_0 + p_t^{el}}{p + p_t^{el}}\right) = J^{el} - 1 \quad (1)$$

式(1)中， k 为砂岩的对数体积弹性模量，无量纲； e_0 为砂岩的初始孔隙率，%； p_0 为砂岩的初始平均主应

力，kPa； p 为当前状态的平均主应力，kPa； p_t^{el} 为抗拉强度，kPa； J^{el} 为弹性体积变形，无量纲。

岩石在受到剪应力后的扩容能力通常用剪胀角来衡量。在岩石力学中，剪胀角的定义为砂岩在剪切变形中体积应变和剪切应变的比。通常来说，扩容发生在砂岩临近破坏或者峰后变形，曲线在屈服后直线段的斜率就是岩石的剪胀角。

弱固结砂岩的体积弹性模量是表征材料弹性模量随着其有效应力状态的变化而变化的指标。其值越小，使材料发生弹性变形的应力也越大，即材料刚度越大。

为了研究疏松砂岩扩容的影响，开展岩石力学三轴实验。实验岩芯选取海上B油田东营组疏松砂岩，由于岩石胶结疏松，岩石强度低，为获取高质量实验用岩芯，实验采用了液氮取心的方式，扩容实验所用仪器为GCTS公司的岩石样机。选取有效围压0.1 MPa、0.5 MPa、2.0 MPa和5.0 MPa，孔压为0，测试环境温度为25℃，获得在不同围压下的应力应变曲线和体积应变曲线和在不同围压下的剪胀角，如图2、图3和表1所示。其中，体积应变正值代表压缩，负

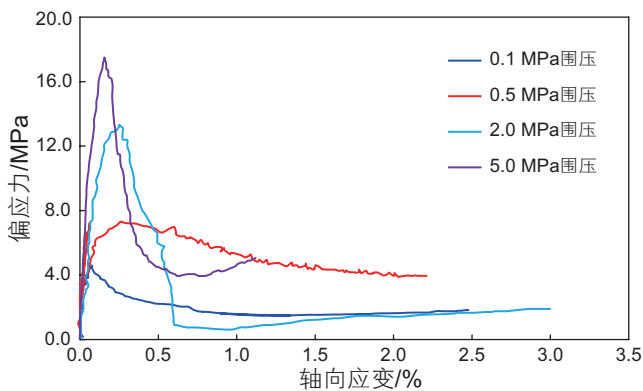


图2 疏松砂岩岩芯在不同围压下的应力应变曲线

Fig. 2 Stress-strain curves of unconsolidated sandstone core under different confining pressures

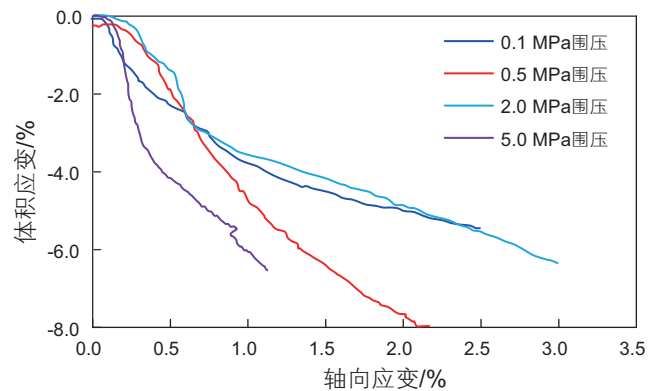


图3 疏松砂岩岩芯在不同围压下的体积应变曲线

Fig. 3 Volumetric strain curve of unconsolidated sandstone core under different confining pressures

表1 海上东营组砂岩弹性模量和剪胀角

Table 1 Elastic modulus and dilatancy angle of Dongying formation in offshore oilfield

序号	岩芯	围压/MPa	孔压/MPa	温度/°C	对数体积弹性模量	剪胀角/°
1	A1	0.1	0	25	0.0056	55
2	A2	0.5	0	25	0.0043	57
3	A3	2.0	0	25	0.0065	43
4	A4	5.0	0	25	0.0058	58
平均					0.0056	53

值代表膨胀。

如图2和图3所示,分别为人造岩芯A1、A2、A3和A4在不同围压条件下的三轴实验。在0.1 MPa、0.5 MPa、2.0 MPa和5.0 MPa围压下,人造岩芯A1、A2、A3和A4的对数体积弹性模量分别为0.0056、0.0043、0.0065和0.0058,剪胀角分别为55°、57°、43°和58°,对应的最大体积应变分别为5.2%、6.0%、8.0%和6.5%。在0.5 MPa围压下,岩芯A2的对数弹性模量为0.0043,小于其它岩芯的对数体积弹性模量,呈现高达8.0%的体积扩容量。由此可见,在低围压条件下疏松砂岩具有较强的剪胀效应。同时,在该围压下的剪胀扩容量随轴向形变的增加而增大。因此,现场可通过不间断注水使井壁周围区域有效围压降低,进而降低围压达到扩容的效果;或者根据地层埋深逐级提高相应的注入压力,从而使疏松砂岩储层产生较大轴向形变来增强扩容效果。

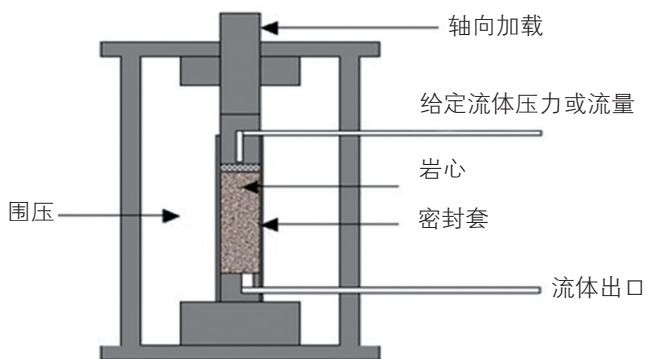
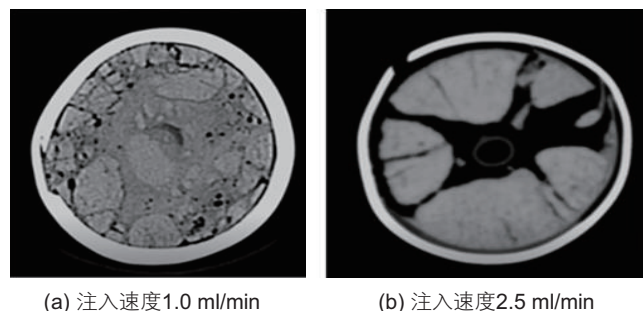
根据海上东营组疏松砂岩弹性模量和剪胀角计算结果,见表1,东营组砂岩对数体积弹性模量在0.0043~0.0065之间,平均对数体积弹性模量为0.0056,远小于加拿大Athabasca油砂弹性模量0.009,砂岩刚度大,砂岩比较容易变形;东营组砂岩剪胀角在43°~58°之间,平均剪胀角为53°,远大于加拿大Athabasca油砂剪胀角(40°~45°),容易产生扩容。综上所述,海上油田疏松砂岩储层中具备注水扩容增注技术的应用基础。

2.2 扩容模拟实验

通过水力扩容室内实验模拟现场注水井井筒注水扩容工况,研究不同排量、压力下扩容区的发展,实验岩芯样品采用直径50 mm、高度100 mm的人造岩芯。实验前,在人造岩芯的顶部钻直径10 mm、深度50 mm的圆孔来模拟直井井眼,采用高强度树脂来密封注入管线和样品上方注入孔之间的间隙,扩容室内实验装置示意图^[24]如图4所示。

在注水扩容过程中,采用柱塞泵对岩芯样品施加围压,注入泵按照给定的压力、排量条件进行水力扩容实验。水力扩容模拟实验的过程包括岩心加工、扩容设备安装、扩容裂缝形态、扩容压力排量曲线,采用CT成像技术对实验后岩芯进行扫描,研究不同流速、不同地应力及应力预处理对扩容裂缝形态的影响,实验结果如图5至图7所示。

从图5可以看出,慢速注入有利于形成复杂缝网,高速注入容易形成单缝。在地层剪应力作用下,慢速

图4 水力扩容实验示意图^[24]Fig. 4 Schematic diagram of hydraulic dilation experiment^[24]

(a) 注入速度1.0 ml/min

(b) 注入速度2.5 ml/min

图5 不同流速对流体扩容区的影响(相同应力条件围压5 MPa、偏应力5 MPa)

Fig. 5 Influences of dilation area on different fluid flow rates(Same stress condition: confining pressure 5 MPa, deviatoric stress 5 MPa)

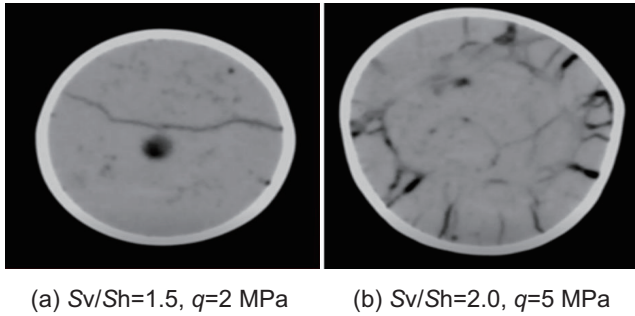


图6 不同地应力各向异性对扩容区形态的影响(相似注入排量 2.0~2.5 ml/min)

Fig. 6 Influences of dilation area on different different in-situ stress anisotropy (Similar injection rate: 2.0~2.5 ml/min)

注入时,岩芯内部的孔隙压力的升高比较缓慢,使其应力状态有一定的时间来调整,有利于复杂缝网区的发育。高速注入时,单缝扩展容易突破盖层的限制,沟通断层,造成地质事故,现场施工中应该避免。大部分相对高速的注水导致实验失败,其原因就是形成了简单的裂缝而导致实验失控。

从图6可以看出,高地应力各向异性有利于复杂缝网区的发育。这是由于原地应力差异大时,地层原始剪应力就较高,当注水使孔压提高时,地应力状态更容易向着岩石屈服面(即剪切扩容开始)靠近,即更容易产生剪切裂缝。

从图7可以看出,以低于最小主应力的恒定压力进行应力预处理有利于形成复杂缝网,即通过低速、高压注水或者水力震荡的方式,提高注水井周围的孔隙压力,改变其地应力状态,清除井周堵塞。由于预处理提高了注水井周围地层的孔隙压力,并改变了注水井周围岩石的微观结构,降低了注水井周围岩石的抗张强度。因此,应力预处理有利于降低扩容区起裂压力,促进扩容区的发展,图7(a)采用应力预处理后形成了复杂的缝网,而图7(b)未采用应力预处理只产生了单裂缝。

3 注水扩容数值模拟

3.1 有限元模拟

通过扩容数值模拟可以预测现场扩容施工作业中扩容区的扩展范围、扩容压力和排量等施工参数,优化水力扩容施工方案。注水扩容数值模拟采用流一固一热耦合软件,根据岩石力学扩容工艺要求划分网格,偏微分控制方程如下。

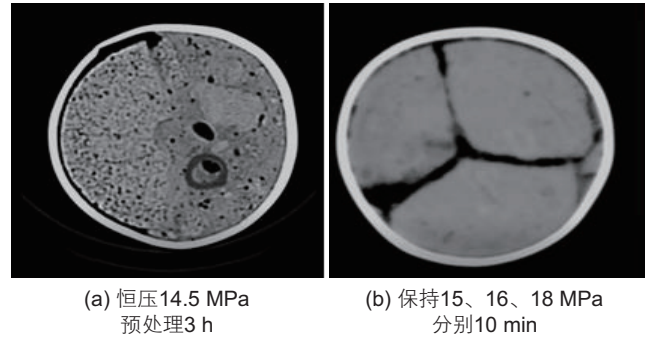


图7 预处理压力对扩容区形态的影响(相同应力条件围压 15 MPa、偏应力 15 MPa)

Fig. 7 Influences of dilation area on pretreatment pressure (Same stress condition: confining pressure 15 MPa, deviatoric stress 15 MPa)

$$\begin{cases} \nabla \cdot \left(\frac{k}{\mu} \nabla p \right) = -\phi \beta_T \frac{\partial T}{\partial t} + \phi \beta_p \frac{\partial p}{\partial t} + (1-\phi) \frac{\partial \varepsilon_v}{\partial t} \\ \nabla \cdot (k_T \nabla T) + q = \rho c_T \frac{\partial T}{\partial t} \\ \nabla \cdot \sigma + b = 0 \end{cases} \quad (2)$$

式(2)中, σ 为总应力张量, kPa; k 为岩石渗透率, $\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$; μ 为流体粘度, mPa·s; ϕ 为岩石孔隙度, %; β_p 和 β_T 为流体在压力和热力作用下的压缩系数, 无量纲; ε_v 为固相体积应变, %; k_T 为热传导系数张量, W/K; c_T 为介质的热容系数, 无量纲; b 为重力, N。

疏松砂岩扩容模拟可以分为固体部分和流体部分,为了正确描述疏松砂岩储层的扩容性状,采用Drucker-Prager塑形模型描述疏松砂岩的弹塑性变形。

$$F = \sqrt{(d_0 - p_t^0 \tan \beta)^2 + q^2} - p \tan \beta - d' = 0 \quad (3)$$

式(3)中, p 为平均有效主应力, kPa; q 为偏应力, kPa; p_t^0 为抗拉强度, kPa; β 为摩擦角, °; d' 为粘聚力, kPa。

针对疏松砂岩的抛物线性D-P模型的材料参数,采用非线性弹性模型来模拟弱固结砂岩的弹性刚度对应力敏感性,流体渗流部分的本构关系采用非线性渗透率模型。

为了准确模拟海上疏松砂岩变形特征及扩容效果,建立了疏松砂岩注水井的耦合有限元模型,如图8所示。其中,有限元模型尺寸为2000 m×2000 m,可视在无限大的地层模型中的注水井模型,注水井直径为20 cm,注水段的射孔高度为20 m,减少了边界条件对注水井的影响。有限元模型采用海上东营组储层物性参数及岩石力学特征参数,见表2。其中,储层物性及地应力参数均为室内实验及现场测试结果,能

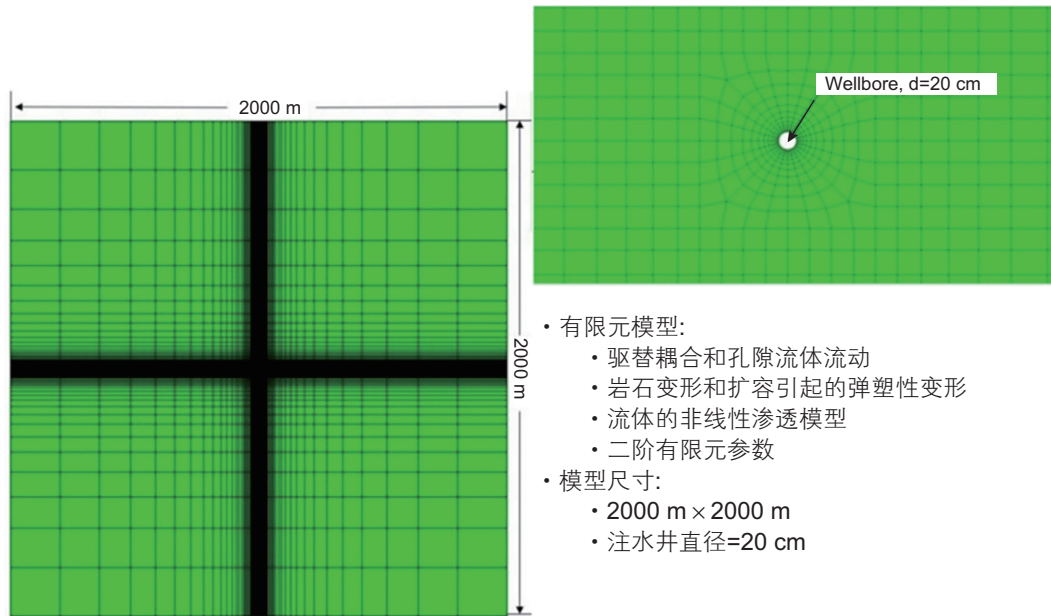


图8 海上疏松砂岩储层高压注水扩容耦合有限元模型

Fig. 8 Coupling FE model of high-pressure injection dilation for unconsolidated sandstone in offshore oilfield

表2 有限元计算岩石变形参数取值

Table 2 Rock deformation parameters of FE calculation

因素	参数名称	数值
岩石变形参数	孔隙率/ f	0.3333
	对数体积模量	0.055
	泊松比	0.21
	摩擦角/ $^{\circ}$	58
	剪胀角/ $^{\circ}$	51
	粘聚力/kPa	1000
	抗拉强度/kPa	100
	水平向最小主应力/MPa	39
	水平向最大主应力/MPa	57.2
	竖向主应力/MPa	58
储层初始条件参数	油藏埋深/m	2600
	水深/m	18.5
	地层压力梯度/(kPa \cdot m $^{-1}$)	10.0
	水平向最小主应力/(kPa \cdot m $^{-1}$)	15.0
	水平向最大主应力/(kPa \cdot m $^{-1}$)	19.0
施工参数	竖向应力梯度/(kPa \cdot m $^{-1}$)	22.5
	平均日排量/(m 3 \cdot d $^{-1}$)	500

够真实反映储层地质条件及岩石力学特征。

注水扩容过程中形成的扩容区形态随着时间的变化如图9所示,“VOIDR”为孔隙率,初始值是0.3333。按照渗透率增量,定义地层渗透率增加20%

的区域截面积为扩容区。扩容区分为张性扩容区和剪切扩容区,当扩容区内张应力大于砂岩抗张强度产生的扩容区为张性扩容区。

从图9中可以看出,扩容区可以近似为长条形椭

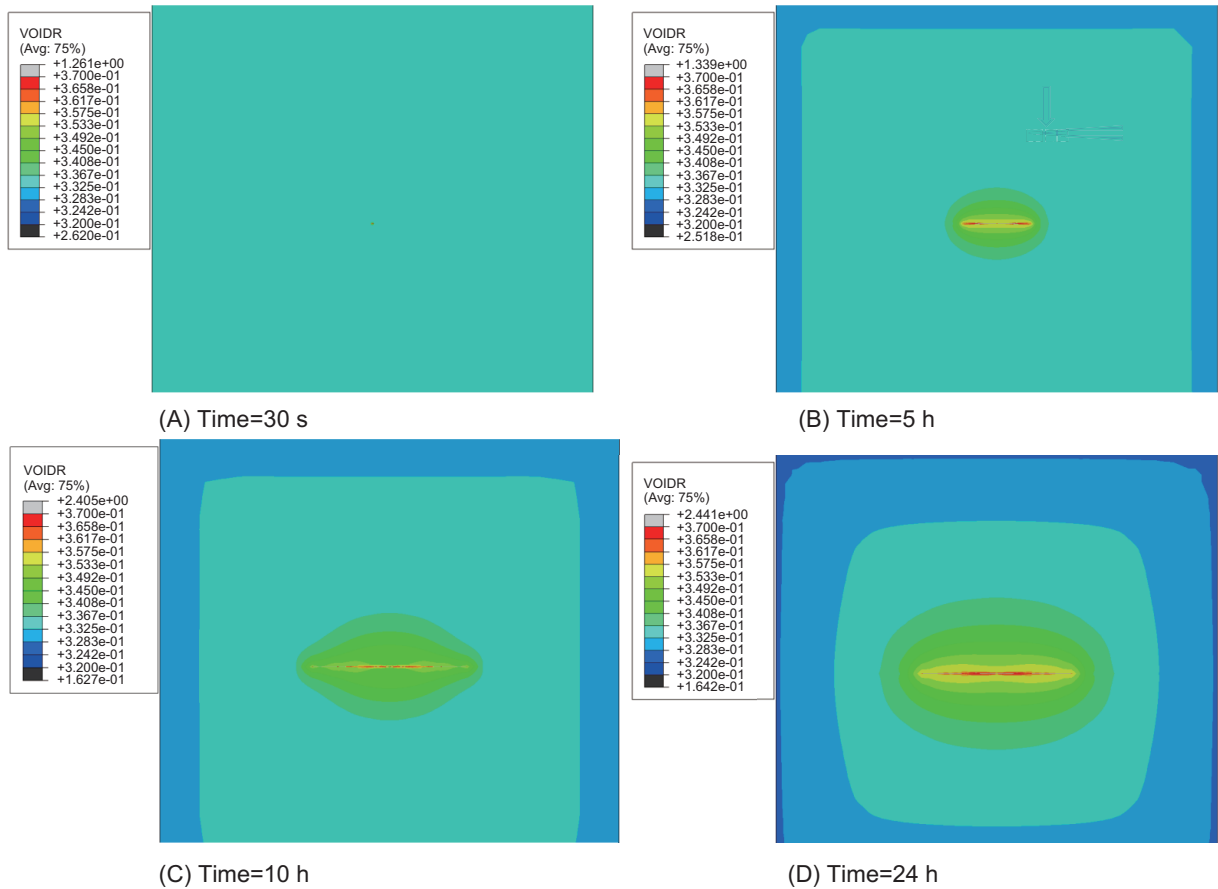


图 9 注水过程扩容区随不同时间的变化

Fig. 9 The dilation area changes with different time during the water injection process

圆，其中，椭圆的长轴平行于地层最大主应力方向，短轴平行于地层最小主应力方向；扩容区为一个大体积的高孔隙度区域；在注水扩容过程中，砂岩地层会同时产生剪切扩容和张性扩容，即扩容区内剪裂缝和张裂缝共存。

在注水扩容的过程中，扩容首先从岩石的剪切破坏开始，即最先产生剪切扩容，这时砂粒之间还相互接触。当注水压力继续升高超过局部的应力条件时，砂粒之间相互脱开而形成张性微裂缝，即产生张性扩容。图 10 中灰色区域为注水井周围的张应力区。

3.2 敏感性分析

为了测试砂岩岩石力学参数、储层初始条件等对注水扩容效果的影响，在上述基础模型之上开展了油藏埋深、地层渗透率、抗剪强度等数值模拟敏感性分析，数模参数选取表 2 所示地应力梯度，其中，垂向应力梯度 $S_v=22.5$ kPa/m，最小水平主应力梯度 $S_{Hmin}=15.0$ kPa/m，最大水平主应力梯度 $S_{Hmax}=19.0$ kPa/m。

(1) 油藏埋深

油藏埋深影响地层的初始地应力状态。开展了在不同油藏埋深(埋深 1800 m、2200 m 和 2600 m)注水扩容区面积随注水时间的变化，如图 11 至图 13 所示。其中，摩擦角 $=58^\circ$ ，剪胀角 $=51^\circ$ ，渗透率 $=0.5 \mu m^2$ 。

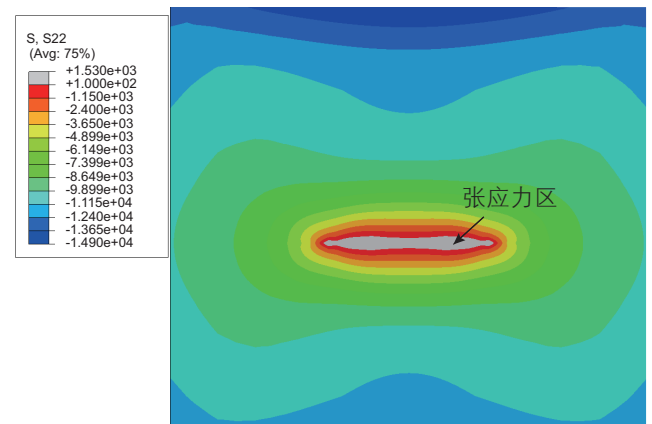


图 10 注水井周围的张应力区 (“S22” 是有效垂向应力，灰色为张应力区)

Fig. 10 Tensile stress area around the injection well (S22 is effective vertical stress, the gray area is the tensile stress area)

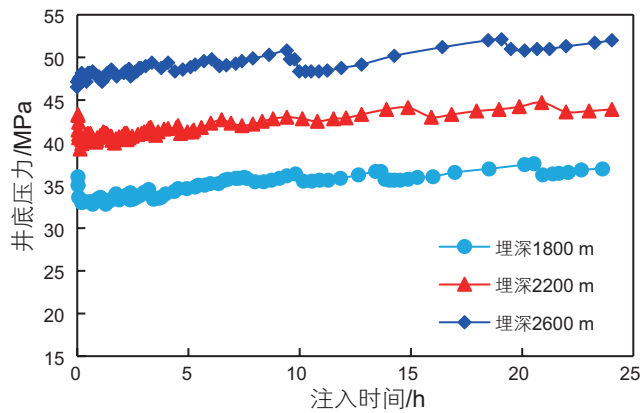


图 11 不同油藏埋深对注水扩容压力的影响
Fig. 11 Influence of different reservoir buried depth on dilation pressure during water injection

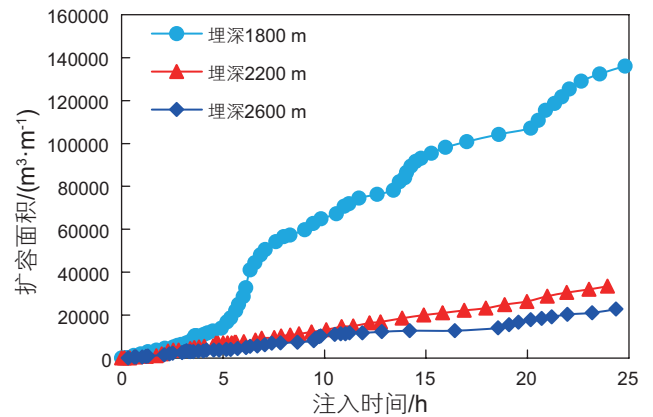


图 13 不同油藏埋深对注水扩容面积的影响
Fig. 13 Influence of different reservoir buried depth on dilation area during water injection

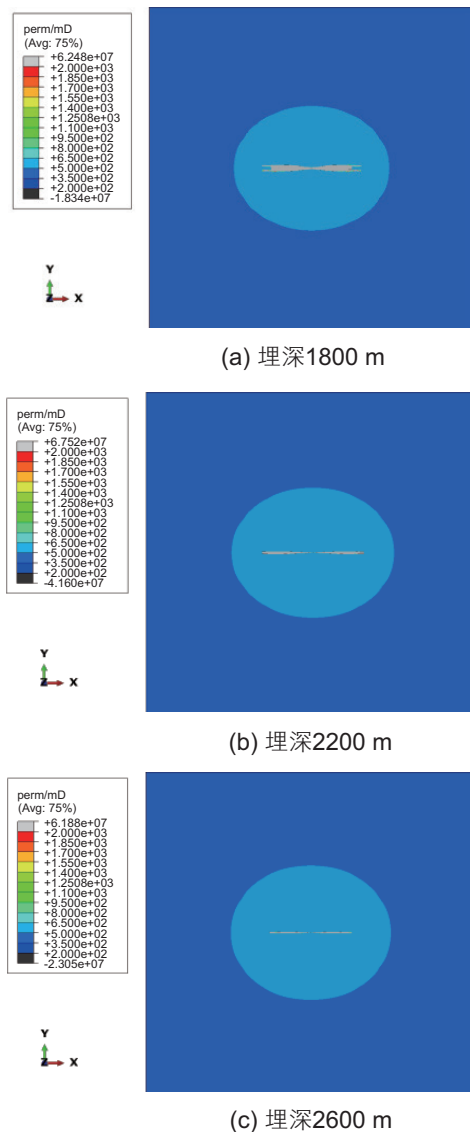


图 12 不同油藏埋深对注水扩容区形态的影响
Fig. 12 Influence of different reservoir buried depth on dilation shape during water injection

从图 11 可以看出，扩容压力是在地层的最小主应力 39 MPa 和最大主应力 57.2 MPa 之间，油藏埋深越浅，注水扩容压力越低。从图 12 和图 13 可以看出，扩容区的面积随着注水扩容时间的增加而增大；在同样的扩容注水量条件下，油藏埋深越浅，地层的平均有效应力低，初应力点离地层的破坏线近，容易扩容，注水扩容面积越大。

(2) 地层渗透率

开展在不同地层渗透率(初始渗透率 $0.1 \mu\text{m}^2$ 、 $0.3 \mu\text{m}^2$ 和 $0.5 \mu\text{m}^2$)下，注水扩容区面积随注水时间的变化对扩容区的影响，如图 14 至图 16 所示。其中，摩擦角 $=58^\circ$ ，剪胀角 $=51^\circ$ ，油藏埋深 $=2600 \text{ m}$ 。

从图 14 可以看出，地层渗透率越低，注水扩容压力越高；刚开始注水扩容压力高于最小主应力，低于最大主应力，15 h 后超过最大主应力值。从图 15 和图

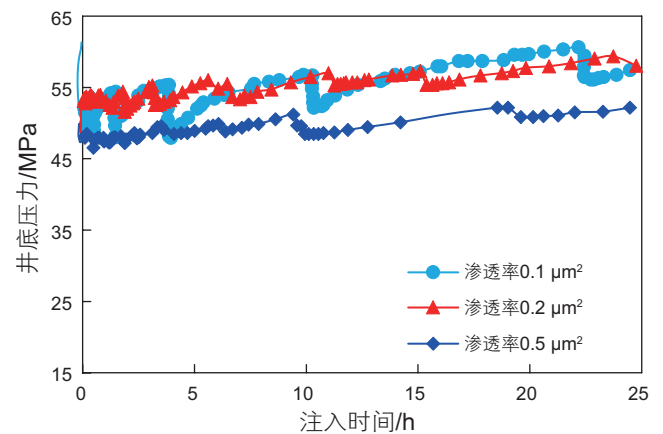


图 14 不同地层渗透率对注水扩容压力的影响
Fig. 14 Influence of different formation permeability on dilation pressure during water injection

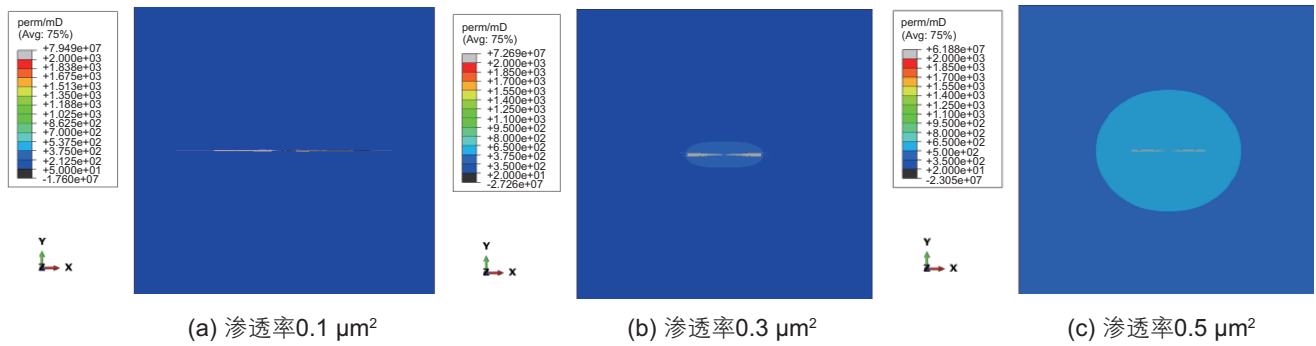


图 15 不同地层渗透率对注水扩容区形态的影响

Fig. 15 Influence of different formation permeability on dilation shape during water injection

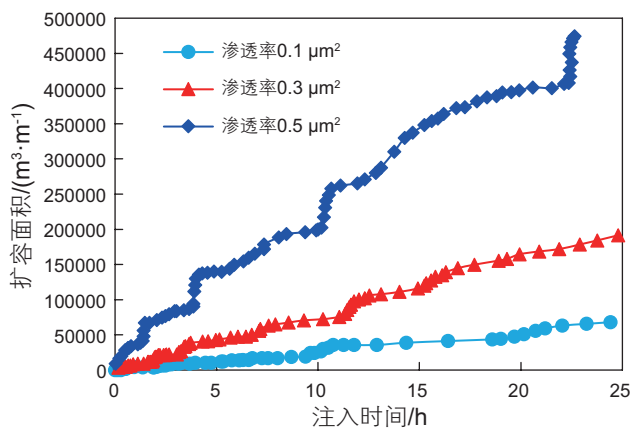


图 16 不同地层渗透率对注水扩容面积的影响

Fig. 16 Influence of different formation permeability on dilation area during water injection

16可以看出,在0.1~0.3 μm²范围内,扩容区的面积随着注水扩容时间的增加而增大;在相同的注水量条件下,地层渗透率越大,孔压增大能够波及到的距离越远,扩容面积越大。

4 注水扩容现场试验

海上B油田在2016年对8口注水井尝试进行了注水扩容技术现场试验,均取得了良好的效果,如表3所示。其中5口注水井注水量大幅度提高,注入压力保持不变或略有降低;3口注水井注水压力显著降低,注水量略有升高或基本不变;8口注水井视吸水指数提高倍比在1.5~3之间,其中80%注水井增加倍比在2倍范围内,扩容增注有效期大部分在173天至368天不等。

扩容增注技术相对常规酸化波及范围广,能有效提高注水井的注入能力。以注水井B16效果最为显著,视吸水指数增加接近3倍,注水量大幅度升高,目前仍在有效期范围内。根据现场试验结果表明8口注水井降压增注效果显著,8口注水井扩容增注施工后注水量提高10%~240%之间,注水压力平均下降幅度在5%~50%之间。

表 3 海上B油田高压注水扩容效果对比

Table 3 Comparison of water injection capacity applying high pressure dilation in offshore oilfield B

井号	层位	扩容前		扩容后		增注比	有效期/d	措施效果
		注水压力/MPa	注入量/(m ³ ·d ⁻¹)	注水压力/MPa	注入量/(m ³ ·d ⁻¹)			
B15		9.6	178	9.6	442	2.5	368	有效
B34		12.5	309	12.5	520	1.7	371	有效
B14	明化镇	10.5	60	10.5	218	3.6	366	有效
B8		10	30	10	80	2.7	26	有效
B3		10	117	10.4	259	2.2	173	有效
B20		11	72	11	163.2	2.3	182	有效
B16	东营组	11.5	124.8	11.5	235.2	1.9	184	有效
B9		10.2	0	10.2	50			有效

5 结论与建议

(1)海上油田疏松砂岩适用注水扩容增注技术,首次海上油田进行注水井扩容增注现场试验,取得了良好的应用效果,可以提高注水井注入能力,延长增注有效期,具有推广应用前景。

(2)慢速注水扩容有利于复杂缝网区的发育,高速注水容易形成单一张裂缝;以接近最小主应力的恒定压力进行应力预处理有利于形成复杂缝网。高地应力各向异性有利于复杂缝网区的发育,以低于最小

主应力的恒定压力进行应力预处理有利于形成复杂缝网。

(3)扩容区呈长条状扩展,扩展方向垂直于最小主应力方向,在扩容区内剪裂缝和张裂缝共存,一般为大的剪切破坏区内包含很小的窄带状张性区。在注水扩容过程中,剪切扩容最先产生,当注水压力超过局部应力条件时,张性扩容产生。

(4)在相同的注水扩容条件下,油藏埋深越浅,地层渗透率越大,扩容压力越低,剪胀扩容面积越大。扩容增注技术相对常规酸化波及范围广,能有效提高注水井的注入能力。

参考文献

- [1] 易飞,赵秀娟,刘文辉,等.渤海油田注水井解堵增注技术[J].石油钻采工艺,2004,26(5):53-56. [YI F, ZHAO X J, LIU W H, et al. He Plugging removal and injection enhancement technology for the water injection wells in Bohai oilfield[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2004, 26(5): 53-56.]
- [2] 黄荣樽.水力压裂裂缝的起裂和扩展[J].石油勘探与开发,1982,8(5):65-77. [HUANG R Z. Initiation and expansion of hydraulic fracturing[J]. Petroleum Exploration and Development, 1982, 8(5): 65-77.]
- [3] SAMIEH A M, WONG R C K. Modelling the Responses of Athabasca Oil Sand in Triaxial Compression Tests at Low Pressure[J]. Canadian Geotechnical Journal, 1998, 35(2): 395-406.
- [4] WONG R C K. Strain-Induced Anisotropy in Fabric and Hydraulic Parameters of Oil Sand in Triaxial Compression[J]. Canadian Geotechnical Journal, 2003, 40 (1): 489-500.
- [5] YUAN Y, YANG B, XU B. Fracturing in the oil sand reservoirs[R]. SPE-149308-MS. Paper presented at Canadian Unconventional Resources Conference, 2011. 15-17 November, Calgary, Alberta, Canada.
- [6] YUAN Y, YANG B, XU B. Fracturing in the oil sand reservoirs[R]. SPE 149308, 2011.
- [7] YUAN Y, XU B, YANG B. Geomechanics for the thermal stimulation of heavy oil reservoirs. SPE 150293, 2011.
- [8] WONG R C K, BARR W E, KRY P R. Stress-Strain Response of Cold Lake Oil Sand[J]. Canadian Geotechnical Journal. 1993, 30(2): 220-235.
- [9] 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.
- [10] XU B, YUAN Y, WONG R C K. Modeling of the hydraulic fractures in unconsolidated oilsands reservoirs[R]. Salt Lake City: BitCan Geosciences & Engineering Inc, 2010, ARMA-10-123.
- [11] ASTM International. Method for consolidated drained triaxial compression test for soils: ASTM D7181-11[S]. West Conshohocken: ASTM International, 2011.
- [12] ASTM International. Standard test methods for compressive strength and elastic moduli of intact rock core specimens under varying states of stress and temperatures: ASTM D7012-14e1[S]. West Conshohocken: ASTM International, 2014.
- [13] ULUSAY R. The ISRM Suggested Methods for Rock Characterization, Testing and Monitoring: 2007-2014[C]. Springer. 2014.
- [14] DUNCAN J M, CHANG C Y. Nonlinear Analysis of Stress and Strain in Soils[J]. Journal of Soil Mechanics (ASCE), 1970, 96(5): 1629-1653.
- [15] XU B. Consideration of geomechanics for in-situ bitu-men recovery in Xinjiang, China[R]. SPE 165414, 2013.
- [16] ROWE P W. The Stress-Dilatancy Relation for Static Equilibrium of an Assembly of Particles in Contact[J]. Proceedings of the Royal Society A-mathematical Physical and Engineering Sciences. 1962. 0193.
- [17] BOLTON M D. The strength and dilatancy of sands[J]. Geotechnique. 1986, 36(1): 65-78.
- [18] 林伯韬,陈森,潘竞军,等.凤城陆相超稠油油砂微压裂扩容机理实验研究[J].石油钻采工艺,2016,38(3):359-364. [LIN B T, CHEN S, PAN J J, et al. Experimental study on dilation mechanism of micro-fracturing in continental ultra-heavy oil sand reservoir, Fengcheng Oilfield[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2016, 38(3): 359-364.]
- [19] 林伯韬,金衍,陈森,等.SAGD井挤液预处理储层扩容效果预测[J].石油钻采工艺,2018,40(3):341-347. [LIN B T, JIN Y, CHEN

- S, et al. Prediction on the reservoir dilatation results by squeeze preprocessing in SAGD wells[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2018, 40(3): 341–347.]
- [20] 林伯韬, 金衍. 新疆风城油田SAGD井挤液扩容效果影响因素评价[J]. 石油钻探技术, 2018, 46(6): 71–76. [LIN B T, JIN Y. Evaluation of the influencing factors of dilatancy effects by squeezing liquids in SAGD wells in the Fengcheng oilfield of Xinjiang oilfield[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2018, 46(6): 71–76.]
- [21] 王琪琪, 林伯韬, 金衍, 等. SAGD井挤液扩容对循环预热及生产的影响[J]. 石油钻采工艺, 2019, 41(3): 387–392. [WANG Q Q, LIN B T, JIN Y, et al. Effects of SAGD well squeeze dilatation on the circulating preheating and production[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2019, 41(3): 387–392.]
- [22] 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.]
- [23] 闫新江, 李孟龙, 范白涛, 等. 渤中油田疏松砂岩注水扩容解堵机理研究[J]. 承德石油高等专科学校学报, 2020, 22(4): 29–34. [YAN X J, LI M L, FAN B T, et al. Mechanism of water injection for capacity expansion and plug removal of unconsolidated sandstone in Bozhong oilfield[J]. Journal of Chengde Petroleum College, 2020, 22 (4): 29–34.]
- [24] 闫新江, 李孟龙, 范白涛, 等. 疏松砂岩扩容力学性质研究[J]. 石油工业技术监督, 2020, 36 (10): 24–26, 31. [YAN X J, LI M L, FAN B T, et al. Study on mechanical properties of unconsolidated sandstone dilatation[J]. Technology Supervision in Petroleum Industry, 2020, 36(10): 24–26+31.]

(编辑 杨雅露)