

# 疏松砂岩储层微压裂机理与应用技术研究

林伯韬<sup>1,2,3\*</sup>

1 中国石油大学(北京)油气资源与探测国家重点实验室, 北京 102249

2 中国石油大学(北京)石油工程学院, 北京 102249

3 中国石油大学(北京)人工智能学院, 北京 102249

\* 通信作者, linbotao@cup.edu.cn

收稿日期: 2021-03-26

国家自然科学基金重大项目“天然气水合物储层力学特征及多场耦合工程响应机制”(编号: 51991362)资助

**摘要** 疏松砂岩储层在改造及注水施工中表现出与致密储层压裂迥异的力学变形特征, 亟需特定的力学机理解释其宏微观变形行为, 从而为现场施工提供理论指导。针对疏松砂岩质地松软、塑性强、渗透率高的岩土力学性质, 本文引入土力学的理念, 介绍微压裂这一储层改造与增注技术, 深入分析该类储层在微压裂过程中的扩容及微裂缝起裂机理。在理清微压裂力学机理的基础上, 总结归纳已有的储层微压裂效果评价方法, 包括室内实验、解析分析和数值计算方法, 阐明各类方法的必要性和优缺点。基于力学机理和计算方法, 讨论了微压裂技术在超稠油储层改造、井筒解堵和人工干预地应力场中的应用方法和工程案例。最后, 以超稠油储层改造为例, 提出微压裂效果自动化评价技术。研究发现微压裂为综合孔隙弹性、塑性和断裂多种力学变形的复杂力学机制, 在不同的应用场合实现的功能各异, 但普遍体现为扩容至微裂缝起裂这一过程的局部至全部特征; 分析微压裂作用效果应当考虑多尺度效应, 结合多类数值计算方法开展实际工程案例评价。超稠油储层微压裂改造以井周产生微裂缝、井间储层发生孔隙扩容为主, 加强井间热对流效应, 加速井间连通。微压裂应用于井筒解堵时提供了反洗冲砂、井周扩容与造微裂缝恢复流体通道的作用, 从而延长解堵效果。此外, 微压裂亦可应用于致密储层, 通过人工干预井周、井间、段簇间有效地应力场, 使其利于预期造缝目标。未来的技术攻关应集中在完善自动化、进而发展智能化的微压裂技术, 逐步取代人工决策及控制。

**关键词** 疏松砂岩; 微压裂; 扩容; 裂缝; 解堵; 地应力; 智能

## Microfracturing mechanisms and techniques in unconsolidated sandstone formations

LIN Botao<sup>1,2,3</sup>

1 State Key Laboratory of Petroleum Resources and Prospecting, China University of Petroleum-Beijing, Beijing 102249, China

2 College of Petroleum Engineering, China University of Petroleum-Beijing, Beijing 102249, China

3 College of Artificial Intelligence, China University of Petroleum-Beijing, Beijing 102249, China

**Abstract** Unconsolidated sandstone formations display specific mechanical deformation behavior in their stimulation or injection, which is distinct from that of tight formations upon hydraulic fracturing. In this regard, the mechanical mechanisms must be revealed to interpret the macro and micro-scale deformation, therefore providing theoretical guidance for field practices. Given the

引用格式: 林伯韬. 疏松砂岩储层微压裂机理与应用技术研究. 石油科学通报, 2021, 02: 209–227

LIN Botao. Microfracturing mechanisms and techniques in unconsolidated sandstone formations. Petroleum Science Bulletin, 2021, 02: 209–227. doi: 10.3969/j.issn.2096-1693.2021.02.017

characteristics of an unconsolidated sandstone formation such as soft texture, great plasticity, and high permeability, this article brings in soil mechanics to introduce the formation stimulation and injection augmentation technique known as microfracturing, then delves into the dilation and microfracture initiation mechanisms during microfracturing in such a type of formation. Based on the microfracturing mechanisms, assessment methods of microfracturing efficiency, including laboratory experiments, analytical solutions, and numerical approaches, are discussed, and summarized on their necessity as well as advantages and disadvantages. Based on the mechanical mechanisms and the calculation methods, the applications of microfracturing in the stimulation of ultra-heavy oil formation, plugging-removal in wellbores and artificial interference of the geostress field, are discussed with respect to the detailed approaches and successful case studies. Finally, the automatic evaluation technique of microfracturing efficiency is proposed using ultra-heavy oil formation stimulation as an example. It is found that microfracturing is a complex mechanism that combines the theories and techniques of poroelasticity, plasticity, and fracture mechanics. It demonstrates various functionalities in different engineering scenarios, but generally shows a series of features of the process from dilation to microfracture initiation. It is believed that the analysis of its stimulation efficiency in realistic practices must consider multiscale effects and use multiple numerical approaches. Microfracturing in an ultra-heavy oil formation is mainly characterized by the microfracture generation surrounding the wellbores and the porosity dilation in between the dual wells, which lead to an enhanced effect of thermal convection and subsequently a fast interwell hydraulic communication. Microfracturing in the plug removal of a wellbore results in a back flush of the sand grains, interwell porosity dilation and flow recovery through microfractures, which would extend the efficiency of the removal attempt. Moreover, microfracturing can also provide a means of artificial geostress field interference for the near wellbore, interwell, and inter-stage or inter-cluster regions, which favors the predesigned fracturing goal. Future investigation shall be dedicated to improving the automatic implementation of the microfracturing technique, and to further developing an intelligent decision making and control approach when applying the technique, eventually reducing the need for man-made work efforts.

**Keywords** unconsolidated sandstone; microfracturing; dilation; fracture; plugging removal; geostress; intelligence

**doi:** 10.3969/j.issn.2096-1693.2021.02.017

## 0 引言

疏松砂岩普遍具有弱胶结、高孔高渗、强度低、塑性强的特点, 裂缝起裂与延伸机理较为复杂<sup>[1-5]</sup>; 无法用传统的脆性、线弹性断裂力学理论来解释、预测其压裂裂缝的发育及扩展行为<sup>[6-8]</sup>。虽然“压裂”、“裂缝”常用于描述疏松砂岩的储层改造机理及变形性状, 但其缝尖的扩展延伸与传统强胶结岩石的压裂过程存在本质区别, 体现明显的塑性变形特征。缝尖塑性变形特征越明显, 裂缝起裂的缝内净压力越高, 缝尖区域的剪切破坏作用愈强<sup>[9]</sup>。砂的剪胀性对疏松砂岩岩层的裂缝延伸有重要的影响, 剪胀性(体现为剪胀角)越强, 保持裂缝延伸的压力越高<sup>[10]</sup>。弱胶结疏松砂岩的水力裂缝属于密集型裂缝, 在流体侵蚀和孔隙压力升高的共同作用下使裂缝尖端发生塑性剪切破坏, 随后尖端在拉伸应力的作用下扩展延伸<sup>[11]</sup>。而在较低排量下通过微压裂在疏松砂岩中起裂时, 弱胶结疏松砂岩呈现与地应力方向无特定规律的迂曲微裂缝形态, 宽度为 40  $\mu\text{m}$ ~1 mm<sup>[12]</sup>。为与宏观裂缝/线性裂缝区分, 将宽度小于 1 mm 的裂缝称为微裂缝<sup>[12]</sup>。

微压裂指向裸眼完井、筛管完井或套管射孔完井的井筒控压或控排量分阶段注液, 建立井周扩容带和微裂缝, 以增加井周孔隙度、渗透率, 提高井的可注性, 建立井间的水力连通, 并改变井周地应力原始分

布的工程技术, 目前多用于疏松砂岩储层的改造。通过对疏松砂岩储层开展微压裂施工, 可达到扩容增渗、解堵、及改变原始井周地应力场的作用效果。扩容增渗可提高储层可注性; 解堵能够有效解除井壁污染, 恢复井的注采能力; 改变井周应力场则有利于后续大规模压裂造复杂缝网。

疏松砂岩储层开展微压裂时, 前期注水阶段维持井底压力低于地层破裂压力约 0.5 MPa 内, 在后期造微裂缝阶段, 提高井底压力使其略微高于破裂压力约 0.5 MPa 内<sup>[13-14]</sup>。在微裂缝产生前, 首先在井周产生扩容带, 即孔隙骨架被撑大、渗透率增加的区域; 随着液体持续进入储层, 扩容带动态扩展, 经历一段时间后井周地层起裂产生微裂缝<sup>[15-20]</sup>。井周的扩容带发育程度、微裂缝是否产生与产生时机、以及扩容与造缝的竞争机制, 则取决于疏松砂岩储层的泥质含量、沥青质含量、孔隙度及渗透率、砂岩弹塑性力学属性和施工的压力、排量<sup>[5,21]</sup>。因此, 不能基于单一的储层岩性识别来评价其扩容或微裂缝的机理及程度。

本文引入土力学的概念与方法, 结合地质力学机理, 全面探讨疏松与砂岩储层在微压裂注水过程中储层扩容与井周微裂缝起裂扩展的力学机理。在此基础上, 逐一介绍已有的扩容效果定量计算方法和微裂缝产生情况分析方法, 并阐述微压裂的现场应用技术与成功案例。最后, 特别提出针对储层实时微压裂效果

的自动化评价及预测方法。

## 1 疏松砂岩储层微压裂扩容及微裂缝起裂机理

### 1.1 微压裂扩容及造缝机理

微压裂为井筒注水与地应力差共同作用的结果，目的是在井周撑大孔隙空间、形成扩容带和造微裂缝。井周储层由此产生的力学变形行为包括孔隙弹性、塑性和断裂，如图 1 所示。孔隙弹性变形主要体现为张性扩容的弹性部分，即孔隙骨架的弹性体应变，或近似表达为单元体积流体的增量。塑性变形包括剪切扩

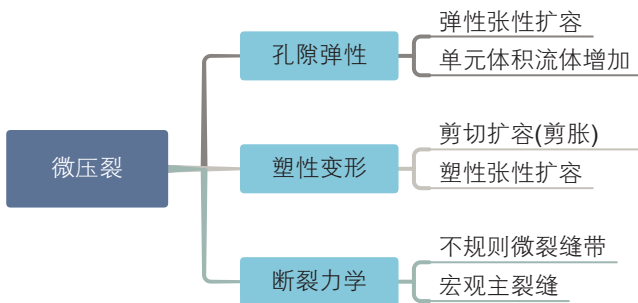


图 1 微压裂力学变形机理分类  
Fig. 1 Classification of mechanical deformation mechanism of microfracturing

容(剪胀)和塑性张性扩容：(1)剪切扩容为剪切作用下砂粒发生不可逆的翻转；(2)塑性张性扩容为增大孔隙压至撑开砂体骨架并产生塑性体应变，实为张性扩容的塑性部分。断裂变形为当井筒注液程度较高时，孔隙压力与地应力差共同作用产生不规则的剪切型、拉张型微裂缝，宽度小于 1 mm。同时存在一临界注液程度(注液量或注液排量)，当超过这一程度时，地层产生类似于致密地层的宏观线性主裂缝。

疏松砂岩储层在微压裂中的扩容力学机理见图 2。为进一步说明微观结构的影响，图 2 列举了两类疏松砂岩，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，两者的扩容行为。出于疏松砂岩结构成分一般性的考量，图 2 中将砂粒简化为圆球，并且暂时忽略胶结物的作用。由图 1 可知，扩容包括孔隙弹性变形和塑性变形两部分，为除裂缝以外的力学变形。

图 2(a)为内嵌咬合、砂粒排列较为紧密的弱胶结疏松砂岩的结构示意图。为方便对比，取平行四边形表示的代表性单元体积展开讨论。图 2(a)中的体积  $V_a=L_aH_a$ 。当发生剪胀时，上下层砂粒错动并发生翻转，平行四边形的体积变为  $V_b=L_bH_b$ (图 2(b))。忽略同层砂粒间的相对位移，则有  $L_b \approx L_a$ ；同时， $H_b > H_a$ ，所以有  $V_b > V_a$ ，对应的体应变即为  $\varepsilon_{v1}=(V_b-V_a)/V_a$ 。图

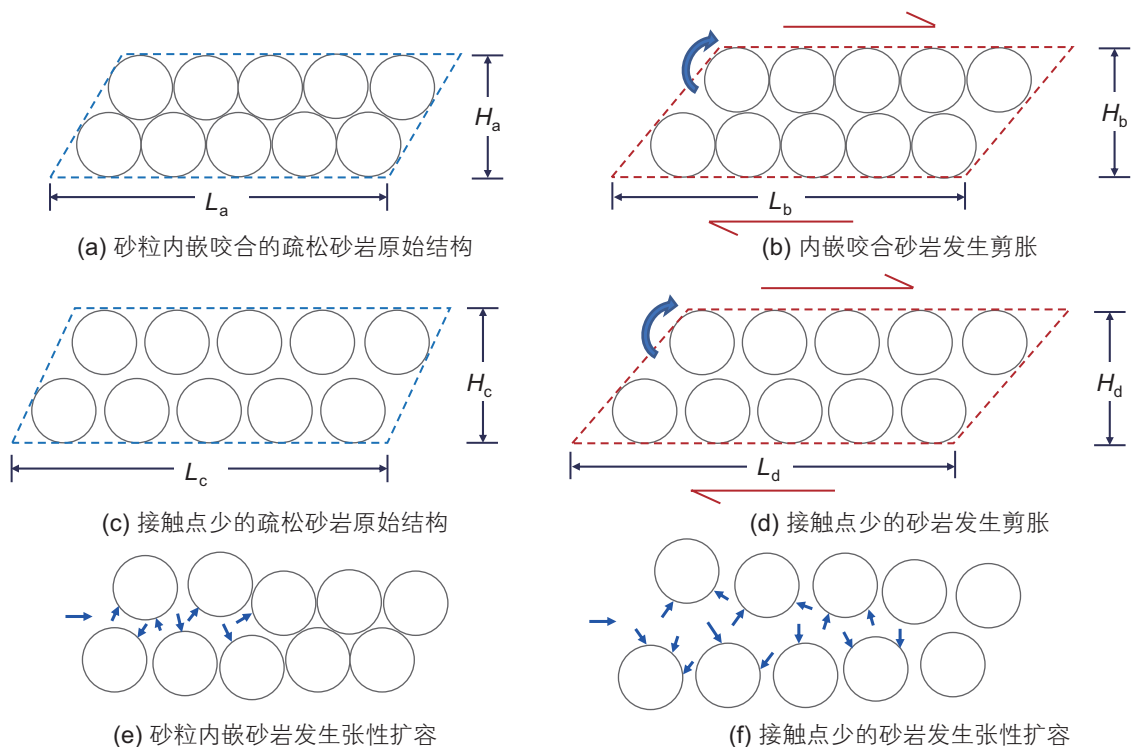


图 2 砂粒内嵌程度高低情况下的剪胀和张性扩容

Fig. 2 Shear dilation and tensile dilation of sand grains when they are either weakly or strongly interlocked

2(c)为砂粒排列松散、彼此接触点少或不接触的疏松砂岩(例如砂粒间为泥、蜡、沥青、胶质等胶结物充填)。类似存在 $L_d \approx L_c$ ,  $H_d > H_c$ , 但 $H_d$ 仅略大于 $H_c$ (对比图2(c)和(d)); 因此,  $V_d$ 仅比 $V_c$ 稍大, 对应的体应变 $\varepsilon_{v2}$ 小于 $\varepsilon_{v1}$ 。图2(e)、(f)分别为两类疏松砂岩的张性扩容图示; 即注液导致孔隙压力增加, 平均有效应力(有效围压)减小, 骨架被等向撑开。由于砂粒不接触的疏松砂岩(图2(f))在排水条件下骨架的体积模量 $K$ 较小, 其对应的弹性张性扩容程度较高(详见1.2节), 后续的塑性张性扩容量也较大。

### 1.2 孔隙弹性机理

若从连续介质力学角度出发(即暂不考虑裂缝的产生), 疏松砂岩储层扩容的弹性部分可采用Biot孔隙弹性力学的理论来描述其物理机理。若不考虑热学及化学作用, 各向同性疏松砂岩孔隙介质的线弹性本构方程(柔度方程)可表示为<sup>[22]</sup>:

$$\varepsilon_v = \frac{1}{K} \sigma + \frac{\alpha}{K} p_p \quad (1)$$

$$\zeta = \frac{\alpha}{K} \sigma + \frac{\alpha}{KB} p_p \quad (2)$$

其中,  $\varepsilon_v$ 为体应变(无量纲);  $\zeta$ 为单位体积的流体体积增量(无量纲);  $\sigma$ 为平均应力(Pa);  $p_p$ 为孔隙压力(Pa);  $K$ 为排水条件下孔隙介质骨架的体积模量(Pa);  $1/K$ 为排水条件下的压缩系数(Pa<sup>-1</sup>);  $\alpha$ 为Biot系数(无量纲);  $B$ 为Skempton系数(无量纲)。式(1)和(2)隐含了有效应力原理的应用, 即只有孔隙介质的骨架上传递的应力才能导致其发生变形。对于疏松砂岩而言, Biot系数 $\alpha$ 可取值为1.0<sup>[23]</sup>, 应用于岩石力学的Biot有效应力原理即简化为土力学中的Terzaghi有效应力原理。在饱和条件下, 其Skempton系数 $B$ 也取值为1.0, 由此, 体应变 $\varepsilon$ 等同于单位体积孔隙流体体积的变化 $\zeta$ 。

孔隙介质力学的应力符号习惯与材料力学一致, 即拉伸应力为正, 压缩应力为负。因此, 式(1)与(2)中的平均应力为负值代表介质受压缩应力作用。由两式可知, 当储层某处的平均应力(围压) $\sigma$ 增加(以负值表达, 绝对值减小)或孔隙压力 $p$ 增大时, 该处 $\varepsilon$ 体应变和体积增量 $\zeta$ 均为正值, 表明此处孔隙体积增大, 流体流入, 且围压减小和孔隙压力增大的作用相等。同时, 压缩系数 $1/K$ 越大(体积模量 $K$ 越小), 储层的弹性扩容程度越高。

### 1.3 塑性变形机理

摩尔—库伦(Mohr—Coulomb, 简称为MC)模型较

适用于剪切变形行为受内聚力—摩擦力控制的材料, 如致密砂岩; 并不适用于描述材料特殊的塑性行为, 包括几乎不能承受拉张应力、只能承受有限围压、膨胀和压缩取决于剪应力与有效围压的比例<sup>[24]</sup>, 且未能考虑中间主应力的作用。在描述疏松砂岩的塑性变形时, 德拉克—普拉格(Drucker—Prager, 简称为DP)模型为较合适的弹塑性力学本构模型, 能克服摩尔库伦模型的上述不足之处, 更加符合疏松砂岩的弹塑性行为表征<sup>[25]</sup>。最常用的DP模型为其线性模式, 屈服面为<sup>[26]</sup>:

$$f_s = q - p \tan \beta - d = 0 \quad (3)$$

式(3)中各参数表达式为<sup>[26]</sup>:

$$p = \frac{1}{3} tr(\sigma) \quad (4)$$

$$q = \frac{1}{2} \sigma_{\text{eff}} \left[ 1 + \frac{1}{\kappa} - \left( 1 - \frac{1}{\kappa} \right) \left( \frac{r}{\sigma_{\text{eff}}} \right)^3 \right] \quad (5)$$

$$\sigma_{\text{eff}} = \sqrt{\frac{3}{2} s_{ij} s_{ij}} \quad (6)$$

$$r = \left( \frac{9}{2} s_{ij} s_{ik} s_{kj} \right)^{\frac{1}{3}} \quad (7)$$

式(3)~(7)中,  $p$ 为应力张量 $\sigma$ 的迹( $tr$ )的平均值, 即平均应力(Pa);  $q$ 为屈服应力(Pa);  $\beta$ 和 $d$ 分别为线性DP模型的摩擦角( $^\circ$ )和黏聚力(Pa);  $\sigma_{\text{eff}}$ 为米泽斯等效应力(Pa);  $r$ 为第三应力不变量(Pa);  $\kappa$ 为表述中主应力 $\sigma_2$ 对屈服面形状影响的系数(无量纲); 如认为常规三轴拉伸和剪切的屈服应力 $q$ 无区别, 则 $\kappa = 1$ ; 在常规三轴实验中,  $q = \sigma_1 - \sigma_3$ ;  $s_{ij}$ 为偏应力分量(Pa)。若考虑孔隙流体的影响, 上述各应力分量均为有效应力。当应力路径未达屈服面时, 岩石仅发生弹性变形, 弹性应变可由式(8)计算<sup>[26]</sup>:

$$\dot{\varepsilon}_{ij}^e = S_{ijkl} \dot{\sigma}_{kl} \quad (8)$$

其中,  $\varepsilon_{ij}^e$ 和 $\sigma_{ij}^e$ 为应变和应力分量的增量,  $S_{ijkl}$ 为柔度张量的分量。当计算塑性应变增量时, 采用非关联的流动法则(流动法则为塑性应变率的度量, 非关联指塑性势面与屈服面不一致)<sup>[27]</sup>:

$$\dot{\varepsilon}_{ij}^p = \dot{\lambda} \frac{\partial g}{\partial \sigma_{ij}} \quad (9)$$

$$g = q - p \tan \psi \quad (10)$$

$$\dot{\lambda} = \frac{\dot{\varepsilon}_{11}^p}{1 - \tan \psi / 3} \quad (11)$$

式(9)~(11)中,  $g$ 为表征塑性势面的函数(Pa);  $\psi$ 为剪胀角( $^\circ$ );  $\lambda$ 为塑性乘子(无量纲);  $\varepsilon_{ij}^p$ 为11方向的塑性增量, 可通过单轴抗压实验(轴向即为11方向)的硬化曲线得出<sup>[26-27]</sup>。剪胀角 $\psi$ 可由曲线的线性拟合的软

化阶段与水平轴的夹角  $\varphi_s$  获取<sup>[26-27]</sup>:

$$\psi = \arcsin\left(\frac{\tan \varphi_s}{2 + \tan \varphi_s}\right) \quad (12)$$

由式(3)可知, 线性DP模型的临界破坏线投影到  $p$ - $q$  平面为一条直线(图3)。排水条件下, 剪胀、剪缩和弹性张性扩容的应力路径亦见图3。

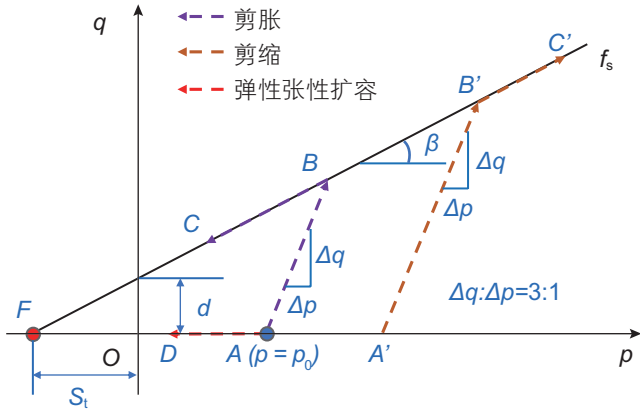


图3 线性DP准则投影到  $p$ - $q$  平面的屈服面及3种应力路径  
Fig. 3 The yield surface of the linear DP criterion when projected to the  $p$ - $q$  plane and the three stress paths

考虑地层某深度具有初始三向应力状态  $\sigma_v$ ,  $\sigma_H$  和  $\sigma_h$ , 地层孔隙压力为  $p_p$ ; 其初始平均围压为  $p_T = (\sigma_v + \sigma_H + \sigma_h)/3 = (\sigma_1 + \sigma_2 + \sigma_3)/3 = \text{tr}(\sigma)/3$ , 初始平均有效围压为  $p = p_T - p_p = p_0$ , 如图3中的点A所示。点A代表地层该深度处的常规三轴力学实验试样, 当对其剪切时, 若初始有效围压  $p_0$  较低, 则试样沿  $AB$  到达破坏线  $f_s$  时发生塑性屈服, 产生剪胀, 应力路径沿  $BC$  行进。若  $p_0$  较高, 则试样 ( $A'$ ) 发生剪缩 (体积随剪切轴应变增加而减小), 应力路径为  $A'B'C'$  (见图3)。剪胀对应应变软化 ( $q$  减小), 而剪缩对应应变硬化 (随着轴应变增加  $q$  增大)。同时,  $AB$  与  $A'B'$  的斜率均为3, 这是因为在常规三轴力学实验进行剪切时, 围压  $\sigma_3$  不变,  $\Delta p = \Delta[(\sigma_1 + 2\sigma_3)/3 - p_p] = \Delta\sigma_1/3$  (排水条件下孔隙压力不变);  $\Delta q = \Delta(\sigma_1 - \sigma_3) = \Delta\sigma_1$ 。当发生等向张性扩容时,  $\sigma_1 = \sigma_3$ ,  $\Delta q = 0$ ,  $\Delta p = \Delta[(\sigma_1 + 2\sigma_3)/3 - p_p] = \Delta p = \Delta(\sigma_3 - p_p)$ , 应力路径沿水平  $AD$  行进。然而, 由于常规三轴力学实验设备的限制, 试样内的孔隙压力不可能大于围压, 因此试样的应力路径最多只能到达  $O$  点(图3)。若现场针对储层某处继续增大孔压, 则应力路径延伸至  $F$  点超过抗拉强度  $S_t$ , 该处产生微裂缝。需要指出的是, 由常规三轴力学实验获取的屈服点拟合的  $f_s$  破坏线与  $p$  轴相交得到的  $S_t$  通常高于实际地层的抗拉强度<sup>[27]</sup>。比如, 新疆风城某区块超稠油储层通过现场微压裂储层改造压力曲线估算出的  $S_t$  为 0.64 MPa, 而DP破坏线拟合出的  $S_t$  值为

1.74 MPa<sup>[4]</sup>; 后者为前者的两倍多。因此, 有学者提出DP模型在拉伸阶段应为内弯的曲线, 这样可使破坏线  $f_s$  更准确地刻画实际的抗拉强度<sup>[27]</sup>。

图3中张性扩容的应力路径  $AD$  在  $f_s$  破坏线下方, 止于  $F$  点, 表示在到达  $F$  前仅发生弹性变形。显然, 线性DP模型无法刻画塑性张性扩容或压实的力学行为。描述塑性张性扩容 (即塑性体应变) 需要借助带盖帽的DP模型; 相关细节可参考Lin等人<sup>[21]</sup>的论述。同时需要指出的是, 实际储层在微压裂阶段处于复杂的有效应力状态, 其变形可能为张性扩容与剪胀或剪缩的混合模式, 不同于图3中纯粹的张性扩容或剪胀、剪缩的模式。

疏松砂岩弹塑性变形带来孔隙体积的变化, 伴随的水相有效渗透率的演化规律可近似采用Kozeny-Poiseuille方程来描述<sup>[21,28]</sup>。考虑热膨胀效应的Kozeny-Poiseuille方程可由式(13)表示<sup>[4,29-30]</sup>。

$$\frac{k_w}{k_{w0}} = \frac{[\phi_0 - \varepsilon_v + \alpha_T \Delta T (1 - \phi_0)]^3}{(1 - \varepsilon_v) \phi_0^3} \quad (13)$$

其中  $k_w$  为水相有效渗透率 ( $\text{m}^2$ );  $k_{w0}$  为初始水相有效渗透率 ( $\text{m}^2$ );  $\phi_0$  为初始孔隙度 (%);  $\alpha_T$  为砂岩骨架的体积热膨胀系数 ( $\text{K}^{-1}$ );  $\Delta T$  为温度增幅 ( $\text{K}$ ); 式(13)中, 体应变  $\varepsilon_v$  压缩为正, 膨胀为负。显然, 式(13)刻画的是渗流各向同性的情况, 所计算的渗透率随扩容和温度动态演变。事实上, 由于地层与地应力的力学各向异性, 在微压裂注液过程中, 疏松砂岩储层中相对井筒各区域的渗透率呈现完全各向异性, 且其大小和方向均随时间发生动态变化。针对渗流的完全各向异性, Lin等<sup>[5]</sup>建立了考虑温度并基于应变张量动态演变的渗透率张量模型, 可用于非均质储层全井段微压裂时的渗透率动态剖面计算。

#### 1.4 断裂力学机理

已有的针对疏松砂岩压裂的研究多集中于研究疏松砂岩裂缝起裂及延伸机理, 最常用的实验手段为拟三轴<sup>[9-10,30-32]</sup>或真三轴<sup>[1-3,33-34]</sup>加载条件下的注液压裂实验, 思路仍近似致密储层压裂的相关研究。上述两类实验的相应文献中<sup>[9-10,30-34]</sup>, 实验样品通常由混合不同比例的高岭土和石英砂而成, 杨氏模量为 1.8~3 GPa, 泊松比为 0.3~0.4, 孔隙度为 37%~42%, 水的有效渗透率为 500 mD~20 D, 平均围压为 0.8~24 MPa, 排量为 7.5~50 mL/min。

在疏松砂岩压裂裂缝形态及扩展规律方面, 诸多学者存在不同的认识。Bohloli等<sup>[10]</sup>认为与致密岩层中

的拉伸裂缝为主导形式不同,疏松砂岩中裂缝以剪切型裂缝为主。强胶结的致密岩层压裂后,裂缝尖端附近为拉张区域,且缝内存在液体的滞后区(压裂液前端滞后于缝尖)。Germanovich等<sup>[35]</sup>采用硅酮/瓜胶压裂细石英砂发现,弱胶结的疏松砂岩压裂后,裂缝附近区域均为受压状态,且不存在液体的滞后区。他们取出压裂后的裂缝体,发现该固结体呈现为包括裂缝开度和壁面滤失/扩容层的“厚裂缝”形式,呈现明显的塑性变形特征。Omori等<sup>[32]</sup>发现井筒割缝附近储层区域具备较高的渗透率时,压裂不会形成裂缝而是造成一个围绕割缝的椭球状扩容体;而当其渗透率较低时,形成附带扩容区域的线性裂缝;后者亦为Ito等<sup>[2]</sup>通过真三轴压裂实验证实。Zhou等<sup>[31]</sup>开展了聚合物压裂人工压实砂样的实验,发现砂样发生剪胀扩容,绝对渗透率的增加幅度达40%;而泵压达到最小外界施加应力2.5倍时其内部才发生线性裂缝的起裂,且裂缝的迂曲度较高。

大量文献资料表明,在胶结强的致密储层中,压裂裂缝以垂直于最小地应力方向的拉张型宏观裂缝为主<sup>[30]</sup>。同样,疏松砂岩储层中裂缝方向一般亦垂直于最小地应力方向,但在高排量或低砂比条件下容易产生多分支缝或雁行短缝<sup>[36-37]</sup>。同时据Saedi等<sup>[38]</sup>统计,加拿大阿尔伯塔地区350 m以上深度具有较高地应力的超稠油储层压裂能够在油砂层中产生垂向裂缝。Yuan等<sup>[18]</sup>则认为,油砂压裂不仅产生井筒周围的微裂缝,还形成类似椭圆状的垂直于水平最小地应力方向的扩容带。由于研究的试样材料和实验条件的区别,和现场压裂裂缝监测资料的匮乏,国内外针对疏松砂岩储层压裂裂缝的形态及扩展规律并未形成统一的认识。

在裂缝起裂扩展的影响因素方面,关键因素包括岩石力学参数、滤失系数(或渗透率)、原位地应力、压裂液类型与黏度、加砂比例与排量<sup>[30,35]</sup>;特别针对砂体材料、压裂液类型、压裂液黏度和压力对裂缝起裂扩展的影响已有较为深入的实验研究。砂粒粒径、级配和黏土的比例对裂缝的延伸具有重要影响,比如在石英砂中混入硅粉则会导致裂缝壁面的滤失性降低、脆度增大、起裂压力减小,而混入黏土会导致滤失和脆度同时降低、起裂压力增高<sup>[35]</sup>。随着砂体中粉土和黏土含量的增加,砂体的渗透率各向异性增强。沥青质与其它胶结物若在孔隙空间存在,造成的砂体(例如油砂)的岩石物理、力学性质与上述石英砂和黏土的混合物存在明显的区别:其杨氏模量仅为282~673 MPa,水的有效渗透率仅为0.008~2.9 mD,

远低于大多疏松砂岩的刚度和渗透率<sup>[4]</sup>。泥质含量对压裂裂缝形态也有显著影响。针对泥质疏松砂岩开展室内真三轴物模实验发现,随着泥质含量增加,岩样塑性增大,裂缝开度变小,形态越来越弯曲,呈现羽状分支缝<sup>[34]</sup>。泥质含量越高,渗透率越低,越容易起裂,且裂缝延伸压力越低,剪切与拉伸破坏同时发生;相反,泥质含量较低的疏松砂岩渗透率较高,滤失量较大,延伸压力一直维持在高于破裂压力的水平<sup>[3]</sup>。在压裂液性质的影响方面,通过对圆柱状砂体施加围压与轴压后(轴压为围压1.5倍)开展压裂实验发现,注入二甲基硅油或交联液在多数情况下会导致井周的滤失、井眼附近剪胀带的形成与井眼的扩张,而注入膨润土泥浆或混合石英粉砂的交联液则容易产生明显的剪切裂缝,同时主裂缝周围伴随有交叉状的细小分支缝。此外,容易在井筒射孔或筛管处造泥饼的压裂液能够憋压造明显的线性缝,而较易渗入砂体内部的压裂液则不容易造缝<sup>[11,30,39-40]</sup>。造壁性能好的高黏压裂液容易在高渗疏松砂岩中造长直缝;相反,低黏度压裂液则倾向于造短弯缝;同时,疏松砂岩裂缝起裂时的缝内净压力一般也较同等围压下的致密储层高;其大小主要决定于围压,围压越大,静压力越高;缝内净压力受储层渗透率、排量、流变性影响微小<sup>[10,35,41]</sup>。此外,亦有学者认为浅层疏松软岩中的裂缝延伸规律主要受岩石断裂韧性而不是压裂液黏度控制<sup>[35,42-43]</sup>。林伯韬等<sup>[12]</sup>通过对稠油油砂试样开展真三轴压裂发现,黏度低时易形成多条垂直缝,而黏度高时倾向于形成单条穿层裂缝和沿界面延伸的线性缝。对于纯砂样而言,裂缝的起裂及延伸仅受泵压而不受压裂液黏度的影响<sup>[31]</sup>。

除了三轴压裂实验,有学者还尝试通过剪切实验研究疏松砂岩的裂缝性状。例如Franquet等<sup>[44]</sup>通过剪切实验和KGD模型分析发现,疏松砂岩水力压裂造成的应力路径能导致储层杨氏模量发生变化;差应力系数越大,杨氏模量减小幅度越大,形成的裂缝越宽。一些学者亦从微观层面通过渗流实验及有限体积、有限差分法模拟研究砂粒在注水过程发生的运移和其造成的砂体侵蚀,发现当局部流体的拖曳力超过临界值时,较小的砂粒开始移动、运移和再沉积,造成微观渗流通道的形成和沿渗流通道区域的孔隙度、渗透率的改变<sup>[45-47]</sup>。值得一提的是,与致密储层形成线性宏观裂缝不同,疏松砂岩储层由于质地松软,颗粒间距大,胶结强度低,支撑剂嵌入严重,裂缝的导流能力未能有效通过支撑剂的作用来保证。

疏松砂岩压裂、微压裂储层力学变形及裂缝扩展

规律可总结如表 1 所示。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定量化表征。此外, 若储层产生微裂缝, 则微裂缝发育区域的水相有效渗透率平均约为未有微裂缝区域的 6 倍左右<sup>[13]</sup>。然而, 针对不同地质类型、不同微裂缝发育程度的疏松砂岩地层, 其水相有效渗透率的增幅情况究竟如何, 还需开展进一步的实验研究。

## 2 微压裂扩容及微裂缝起裂分析方法

### 2.1 实验分析方法

研究微压裂扩容力学行为的实验方法主要借助常规三轴岩石力学实验, 借此分析其弹塑性应力应变特征, 获取相应的力学本构参数和渗流参数, 细节步骤可见 Agar 等<sup>[48]</sup>、Wong 等<sup>[49]</sup>、Lin 等<sup>[21]</sup>的实验工作。探索微裂缝起裂、扩展及扩容带发育规律, 则需要借助真三轴压裂实验, 详见 Ito 等<sup>[2]</sup>、林伯韬等<sup>[12]</sup>、Wang 等<sup>[50]</sup>的实验工作。若要直接观测微裂缝和扩容带, 真三轴压裂实验需要测试小尺寸岩样(例如 100 mm × 100 mm × 100 mm)和同时采用 X 射线 CT 扫描<sup>[8,12]</sup>, 因为疏松砂岩无法通过敲开样品暴露渲染示踪剂的裂缝面。Wang 等<sup>[50]</sup>针对 1050 mm × 410 mm × 410 mm 尺寸的压实油砂试样开展了微压裂实验, 通过温度传感器监测连通系数的增长情况, 间接刻画了扩容带的发育情况。调研与疏松砂岩微压裂力学研究相关的文献<sup>[12,21,50-54]</sup>, 可总结研究该力学行为的实验类型及实验目的列举如表 2 所示。

### 2.2 解析分析方法

若不考虑疏松砂岩的塑性变形、蠕变行为和裂缝发育, 孔隙弹性力学的解析分析方法可用于分析疏松砂岩注水扩容行为, 计算时间域和空间域下的储层单井应力、应变、位移、压力分布。在处理三维各向同性孔隙弹性力学问题上, Detourney 等<sup>[55]</sup>较早推导出了直井在非静水压应力场、定压条件下的井周围岩孔隙弹性响应解析解。Abousleiman 等<sup>[56]</sup>应用 Cui 等<sup>[57]</sup>提出的井周应力边界条件, 建立了可用于定向井和水平井的有限井段定排量注水引发的井周围岩孔隙弹性响应解析解; 进一步地, Chen 等<sup>[58]</sup>给出了更准确的应力边界条件下的解析解(考虑井壁处的径向应力 $\sigma_r$ 不为零)。针对横观各向同性孔隙弹性岩体, Aboueleiman 等<sup>[59]</sup>、Ekbote 等<sup>[60-61]</sup>提出了定压注入情况下, Chen 等<sup>[62]</sup>推导了有限井段定排量注入情况下的解析解; 然而, 该类各向异性的限定条件为井筒必须正交于岩层。在热及化学-力学耦合方面, Cheng<sup>[63]</sup>探讨了各向同性弹性体孔隙热弹性的解析解, 而 Ghassemi 等<sup>[64]</sup>、Ekbote 等<sup>[60-61]</sup>则给出了耦合热传导、化学渗吸力和各向异性(即横观各向同性, 如前所述)形式下的解析解。需要说明的是, 上述解法均为静力条件的解(定压或定排量); Xia 等<sup>[65-66]</sup>考虑运动方程的惯性项, 推导了各向同性孔隙弹性岩体、水泥环、套管组合在 3 种瞬态井筒压力加载(瞬时定压加载、线性加载至定值、三角形脉冲)作用下的动力条件解析解。

上述解析方法在解法上均采用傅立叶变换处理时间域、应用拉普拉斯变换处理空间域问题, 分别将对应的偏微分方程转换为线性方程组求解, 最后用半无

表 1 疏松砂岩压裂/微压裂储层力学变形及裂缝扩展规律汇总

Table 1 Summary of mechanical deformation and fracture propagation principles

因素类型	编号	影响因素	高/好	低/差
地质因素	(1)	胶结程度/断裂韧性	倾向于造宏观线性裂缝	包括滤失带的“厚裂缝”、微裂缝
	(2)	杨氏模量/脆度	易形成宏观线性裂缝, 裂缝较窄	塑性变形明显, 宏观裂缝开启困难, 支撑剂嵌入严重
	(3)	渗透率	滤失形成扩容带, 难造缝	容易在井筒憋压最终造缝
	(4)	泥质含量	塑性变形明显, 不易形成裂缝, 支撑剂嵌入严重, 已造裂缝易闭合	较易起裂造缝, 同(3)
工程因素	(5)	压裂液黏度	倾向于形成垂直缝	倾向于生成单条穿层裂缝
	(6)	压裂排量	同时形成宏观线性裂缝与微裂缝	滤失、扩容为主
	(7)	压裂泵压	同(6)	同(6)
	(8)	井壁泥饼	井筒憋压导致井眼扩大, 最终造明显线性缝	不容易造缝, 而是滤失形成井周扩容带

表2 疏松砂岩微压裂力学研究相关的实验类型及其目的

Table 2 Types and targets of laboratory tests related to investigation on microfracturing behavior in unconsolidated sandstone

序号	实验类型	实验目的	备注
1	标准岩芯制备	获取实验用岩心	井下岩心取小圆心柱、人工制样
2	XRD矿物成分定量分析	砂、黏土和基质矿物信息	全岩+黏土
3	SEM扫描电镜实验	微观结构分析	砂粒嵌套程度等
4	粒度分析	微观结构分析	干法+湿法
5	孔隙度测试	获取孔隙度	含油+不含油
6	渗透率测试	获取渗透率	测试三轴剪切前后渗透率
7	地应力测试分析	三向地应力	Kaiser声发射、现场地破、小型压裂试验解释
8	三轴剪切实验	岩石力学参数	研究剪切扩容行为
9	三轴静水压	岩石力学参数	研究张性扩容行为
10	真三轴压裂实验	扩容区及微裂缝	辅助CT扫描
11	热学实验	热学性质	获取黏温曲线、热膨胀系数等
12	核磁共振	亲水性/亲油性	研究砂体水湿/油湿性质
13	润湿角实验	束缚水含量/润湿性	研究砂体水湿/油湿性质
14	Zeta电位实验	界面分离压/水膜厚度	研究砂体水湿/油湿性质

限积分开展傅立叶反变换和使用Stehfest方法进行拉普拉斯反变换。解析方法的优势是计算迅速快捷,不存在迭代和收敛的系列问题,计算结果可作为数值解的验证基准。在工程应用上,解析方法存在几点明显的局限性:(1)暂时无法应对多井同时注水情况;(2)目前无法解决分阶段注水(比如提压、提排量)的分析问题;(3)地层渗透率为常数,未考虑储层不同区域的渗透率随扩容产生的增幅,也无法刻画渗流的各向异性。在分析疏松砂岩地层时,该局限性容易带来显著的计算误差;(4)无法准确处理离井筒较近的渗流边界问题;(5)无法完全考虑水平井的井周应力各向异性;(6)若考虑地层的弹性力学各向异性,无法处理井眼与地层不正交的情况,也无法处理多地层合压、同时注水情况;(7)暂时无法解决弹塑性力学变形及蠕变问题。这些局限性均可通过数值方法,特别是有限差分、有限元和离散元方法来克服。

### 2.3 有限元及有限差分分析方法

有限元及有限差分是处理岩体流固耦合渗流及变形计算的常用方法,可灵活处理复杂地质构造、岩性分布和工程步骤带来的数值计算问题。Yuan等<sup>[17-18]</sup>、Xu等<sup>[19]</sup>基于扩展型(线性)德拉克-普拉格(DP)弹塑性力学本构模型,采用有限元流固耦合计算分析直井小型压裂引起的疏松砂岩储层孔隙弹塑性力学响应及井周储层变形,由此刻画扩容带的发育特征。Lin等<sup>[25]</sup>评价了线弹性、扩展型和带盖帽的DP模型的计

算结果,发现虽然实验表明疏松砂岩储层如油砂能够呈现明显的剪胀扩容和塑性体应变特征<sup>[21]</sup>,但现场的地应力和排量条件难以引发塑性变形。Lin等<sup>[5]</sup>应用有限元定量评价并展现了疏松稠油砂储层双水平全井段井周三维微压裂扩容效果;采用带盖帽的DP本构模型,考虑了塑性体应变(塑性张性扩容)、沿井段的非均质性和岩体的弹性力学、渗流各向异性,其中渗透率张量为应变张量动态变化的函数。通过将现场施工的分阶段变排量数据作为有限元计算的边界条件,发现有限元预测与现场监测的井底压力BHP吻合良好,由此验证了方法的可靠性<sup>[5]</sup>。如前所述,现场疏松砂岩储层微压裂的排量、压力条件多在微裂缝产生前造成弹性扩容(弹性张性扩容);若在设备条件允许的情况下,继续缓慢增大排量或压力,则最终将在井壁处产生塑性扩容,即剪切扩容(剪胀)和塑性张性扩容<sup>[67]</sup>。

上述研究大多将储层某处的渗透率设为随孔隙度变化(弹塑性扩容)的单调标量函数,未同时考虑变形和渗流的各向异性。Lin等<sup>[5]</sup>的方法能够刻画弹性、塑性和随变形与渗流呈现各向异性的扩容,以及随之产生的各方向的渗透率演变规律;从孔隙介质力学角度来看最接近真实储层的力学行为,但未能模拟微裂缝起裂的行为及其对储层变形、渗流及传热的影响。进一步地, Lin等<sup>[13]</sup>提出了发生剪切屈服和产生微裂缝的两种井周储层破坏模式,有效刻画了扩容、微裂缝起裂与扩展区域、通过微裂缝提升的渗流能力和导致



的热对流作用。该方法基于平面应变几何模型和摩尔库伦力学本构的有限差分法,可适应于多水平井注水、微压裂和分阶段注水的各类工况,但需要进一步拓展为三维情况。

虽然非线性有限元在处理流固及力化耦合方面呈现更强的算力和收敛性,考虑到油藏模拟器多基于有限差分,后者亦有独特的适用性。例如,Chalaturnyk等<sup>[68-69]</sup>在稠油油藏压裂改造和后期热采计算上,开展了地质力学和油藏模拟的有限差分耦合计算;相较于基于有限元的地质力学分析与基于有限差分的油藏模拟耦合<sup>[70-71]</sup>,全部采用有限差分计算方式在地质模型网格划分和节点设置上呈现出更高的一致性。

## 2.4 离散元分析方法

离散元方法是研究疏松砂岩水力压裂的有效手段之一。离散元方法属于非连续数值方法,其优势为无需预设裂缝延伸方向,能真实反映疏松砂岩的非连续性和非均质性<sup>[72]</sup>。Cook等<sup>[73]</sup>应用二维离散元模拟平台MIMES(Modeling Interacting Multibody Engineering Systems)还原了弱胶结疏松砂岩的注液及裂缝扩展过程,发现水力裂缝的走向与水平最大地应力方向一致,仍然呈现致密地层的压裂特征。Gil<sup>[74-75]</sup>通过PFC(Particle Flow Code)建立了疏松砂岩压裂离散元模型,研究剪切及漏失对弱胶结疏松砂岩的影响,显示其剪切破坏较拉伸破坏更为明显。Manchanda<sup>[76]</sup>获得的不同围压作用下弱胶结疏松砂岩微裂缝扩展的离散元计算结果也显示了类似规律。李宁静<sup>[34]</sup>等通过PFC2D模拟不同泥质含量疏松砂岩在流固耦合作用下的压裂裂缝扩展规律,发现泥质含量的升高导致水力裂缝分支作用加强,形成的破碎带愈加明显。针对胶结更弱甚至未固结疏松砂岩的压裂过程及裂缝扩展规律,de Pater等<sup>[30]</sup>,Zhang等<sup>[77]</sup>开展了实验及离散元数值模拟研究,探讨了流体黏度、排量,渗透率及弹性模量等因素对砂岩压裂效果的影响模式。此外,Li等<sup>[78]</sup>建立了描述疏松砂岩水力压裂过程的流-固-热耦合离散元模型,探究了注入流体与地层间的热对流及热传导,揭示了热应力对裂缝起裂延伸及应力交换具有显著影响,展示了离散元方法应用于多场耦合复杂工程问题的可能性。可见,离散元方法在疏松砂岩压裂的研究中具有广泛的适用性,能够反映不同骨架结构及矿物组成的疏松砂岩的力学特征。然而,仅基于离散元方法难以建立特定力学性质的堆积模型,多场耦合理论尚不完善,且计算量大、计算效率低,限制了其大规模的工程应用<sup>[79]</sup>。

从疏松砂岩微压裂力学的角度出发,归纳2.2~2.4节所述各类计算方法的特点、优点、不足之处和处理裂缝扩展的能力,可列表如表3所示。

## 3 微压裂技术的现场应用

目前已有的微压裂技术的现场应用场景主要可分为3块:超稠油储层改造、疏松砂岩井筒解堵和致密地层地应力场主动干预。以下分章节阐述相关技术应用并给出现场的实际工程案例。

### 3.1 在超稠油储层改造中的应用

微压裂最早被应用于超稠油储层的扩容改造中。超稠油储层一般是指油层温度下脱气原油黏度高于 $5 \times 10^4$  mPa·s的稠油储层<sup>[80]</sup>,其泥质含量、密度、黏度高,孔隙骨架充填硅胶质、沥青质及蜡,蒸汽辅助重力泄油(SAGD)热采为主流的开发方式<sup>[20,81]</sup>。SAGD开采主要分为预热与生产两个阶段。在预热阶段,向上下平行的两口筛管完井的水平井(间隔4~5 m,上下井分别称为I、P井)井筒注220~250 °C的蒸汽并使其循环,通过热传导和热对流方式使I、P井附近区域的超稠油降黏至流动状态,形成包围两井的蒸汽腔,为生产阶段提供原油流动条件。该过程通常持续几个月至1年,若超稠油储层泥质含量较高、夹层发育,则预热时间更长。在生产阶段,I井持续注汽,P井转抽采油,蒸汽腔内原油在蒸汽压力和重力双重作用下沿平行于倒水滴状汽腔外缘流向生产井,持续几年至几十年不等<sup>[68,82]</sup>。

超稠油储层渗透率低、非均质性强,导致预热周期长、能耗高、产出液处理成本大,严重制约SAGD预热及开发效果。预热前对双水平井微压裂改造,可有效改善井间区域的孔渗性能,快速建立两井的水力、热力连通,大幅缩短预热周期,从而显著减小经济成本和环境污染。Collins<sup>[15-16]</sup>针对加拿大阿尔伯塔海相超稠油储层最早提出了微压裂储层改造技术,认为通过注液提高井周压力,可利用地应力差造成储层扩容,通过宏观剪切裂缝面与井眼走向的相对角度来探讨井间是否建立连通。Yuan等<sup>[17-18]</sup>,Xu等<sup>[19]</sup>进一步针对该类储层,计算分析了直井注水导致的张性和剪切扩容,通过小型压裂试验的压力曲线开展历史拟合分析,模拟井周孔隙度的动态扩容情况。Lin等<sup>[4-5,13,21]</sup>、林伯韬等<sup>[12,20,67]</sup>针对陆相非均质超稠油储层开展了系列室内力学实验和数值计算分析,揭示了SAGD双水平井分阶段微压裂过程中的储层地质力学响应,分析了油

藏几何形态、储层物性、注液温度、力学及孔渗参数对储层扩容效果(包括孔隙压力、孔隙度、渗透率剖面)的影响,并刻画了井周微裂缝的发育区域,提出了表征井间水力连通程度的系数及其计算方法。超稠油 SAGD 双水平井微压裂导致的储层力学响应如图 4 所示。

虽然常规三轴剪切实验表明新疆风城陆相超稠油

油砂剪胀量可高达 7%,静水压实验表明张性扩容量高达 10%,但现场微压裂的施工压力、排量和总注液量难以造成实验室呈现的扩容效果。林伯韬等<sup>[67]</sup>通过有限元分析新疆风城某均质超稠油储层的现场扩容效果(微裂缝起裂前,已注 102 m<sup>3</sup>)发现,孔隙度增长最大量仅为 0.28%,集中在紧贴井筒处;同时,剪胀程度极低甚至可忽略不计,扩容的主要部分为弹性的

表 3 疏松砂岩微压裂力学研究相关的计算方法对比分析

Table 3 Comparison of calculation methods related to microfracturing in unconsolidated sandstone

计算方法	特点	优点	不足之处	处理裂缝扩展能力
解析法	通过傅立叶变换和拉普拉斯变换求解时空域的偏微分方程	(1)验证数值解的标准 (2)计算快速,结果可靠	(1)不能适应复杂井型及工况 (2)难分析复杂边界条件 (3)无法解决完全各向异性问题	(1)过于简陋、离实际情况差距较大 (2)只能分析简单均一地层单裂缝扩展情况
有限差分	模型为二维或三维方形网格,通过网格边长和时间步长控制精度	(1)建模过程较为简单 (2)方便与油藏模拟软件建模对接	(1)几何边界适应性较差 (2)计算收敛性、精度不及有限元	(1)鲜有文献报道 (2)无法刻画复杂裂缝形态
有限元	采用块体、壳体等多种结构单元,通过形函数开展节点间插值	(1)适应性高,能分析各种复杂的几何、力学与工况,二次开发方便 (2)成熟开展流固热化多场耦合分析 (3)计算精度高	(1)复杂问题计算耗时长 (2)处理非连续介质的能力较差	(1)多采用带黏聚力单元的有限元与扩展有限元 (2)需要预设裂缝平面或裂缝扩展易受网格控制
离散元	采用圆或圆球作为基本组成单元,单元间通过线弹性或黏性方式连接	(1)适合研究微观尺度的结构变形 (2)处理颗粒级变形和位移,特别适用于砂岩、砂砾岩、砾岩的变形分析	(1)计算规模小,无法应对储层尺度的计算量 (2)流固耦合分析不够成熟	(1)裂缝可沿任意薄弱面或点延伸 (2)裂缝形态接近自然实际

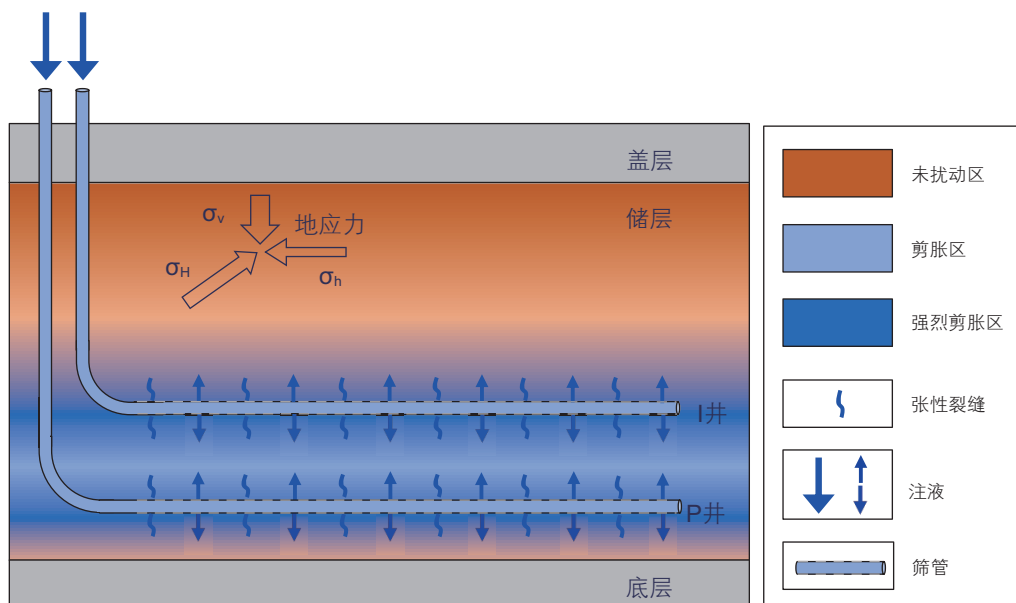


图 4 超稠油 SAGD 双水平井微压裂导致的储层力学响应<sup>[21]</sup>

Fig. 4 Mechanical response of the ultra-heavy oil formation upon microfracturing in SAGD dual wells<sup>[21]</sup>

张性扩容量。即便后期加大注液直至微裂缝产生,最终注入量达 300~400 m<sup>3</sup>,亦难以产生超过 1%的扩容量<sup>[5,13]</sup>。换句话说,在微裂缝产生前,储层的力学响应基本处于孔隙(热)弹性力学响应的范畴。由此可以推测,微压裂的效果并不像早期业界预想那样可高效改造储层,而是通过使原本不连通的束缚水转化为可流动连通的自由水,致使后期开始注汽时,井间连通的孔隙水快速汽化并相互沟通,形成区域的热对流效应。同时,Lin等<sup>[13]</sup>发现,微裂缝的产生显著加快了热对流作用,使得 80℃注入液迅速降至接近地层原始温度(20℃),地层温度增加幅度很小,最大值仅为紧贴井筒的 9.4℃,无法有效降黏沥青质成分,即超稠油的原油介质未发生相变。

微压裂施工后,判断I、P井间的水力连通可通过关闭其中一口井,另一口提压,观测关闭的井的压力响应。比如新疆风城某SAGD双水平井微压裂施工后关闭P井,保持I井注液并提压 400 kPa,在 25 h后观测P井压力升高 350 kPa,则水力连通程度较高,连通系数为 350/400=0.88。两井的热力连通可通过关闭P井,I井继续注液,若P井中预埋的热电偶监测到回温响应,则具备响应的热电偶长度范围对应储层的热力连通效果凸显<sup>[5,13]</sup>。一般来说,水力连通可视为等同于热力连通,因为前者造成的热对流即表现为后者呈现的温度响应(可视后者为前者的另一种表现形式)。若沿储层中井筒方向下入分布式光纤测温传感器,可通过井筒注水、关井回温阶段的温度分布反演沿井筒方向的吸水剖面、地层温度及地层孔隙压力分布<sup>[83]</sup>,由此可动态、定量地评价沿井筒注入流量的分布规律和往储层注液导致的扩容效果。

自 2012年起,超稠油储层的微压裂技术(亦称快速启动技术)在新疆准噶尔盆地风城油田陆续推广应用。该油田 2012 年开始首次现场试验,2014 年起逐步推广微压裂技术。现场采用“循环洗井—低压挤注—提压扩容—连通判断—深化改造”5 阶段启动模式,以压力和流量为核心控制参数,逐步形成扩容高渗带,并力求在井周形成微裂缝。前 3 阶段持续 50~70 h,通过缓慢提压、提排量,控制井底压力增长至小于破裂压力约 0.5 MPa(扩容阶段);在判断连通之后的深化改造阶段持续 10 h 以内,于较短时间内加大排量使得井底压力略微大于破裂压力并小幅波动(造微裂缝)。结合微压裂作业专用的多功能撬装管汇系统及工艺流程,配套压力、排量数据实时采集仪器与分析软件,精细调控施工过程的SAGD注采水平井压差、扩容半径,保障了不同类型的超稠油储层

的高效连通。截止 2020 年,已应用于 5 井区 61 井组(122 井次),以I、II类超稠油油藏为主,施工的SAGD井微压裂成功率 100%,井周形成 3~5 m带微裂缝的高渗扩容带,平均缩短时间 153 天,缩短预热周期 60%,减少蒸汽用量 54%。目前,新疆油田计划加大该技术在非均质性更强、渗透率更低的III类油藏的应用(I、II、III类超稠油油藏主要以原油黏度划分,III类最高)。

III类劣质陆相超稠油储层通常分布大量泥夹层,水测有效渗透率均远低于储层,其可分为泥岩夹层和泥质夹层两类:泥岩夹层的固结成岩程度明显,而泥质夹层的刚度接近储层。例如新疆风城的疏松砂岩储层,泥岩夹层的弹性模量为 1.1~2.5 GPa,而泥质夹层的模量为 282~476 MPa,对应储层的模量为 652~673 MPa<sup>[4,20]</sup>。两类夹层需采用不同的实施方法进行改造。针对泥岩夹层,可在套管完井的直井中的夹层位置下封隔器,在封隔段(夹层厚度范围内)射孔并压裂夹层,施工排量大于 600 L/min。宜采用低黏压裂液,比如邻近SAGD井生产阶段的产出液;同时增加射孔密度,以增强裂缝的复杂度和穿层能力,从而在局部有效沟通上下储层部分<sup>[12]</sup>。需要特别指出的是,从油砂层中压裂无法突破上下方的泥岩夹层<sup>[12]</sup>。即便尝试采用多分支井(鱼骨井)穿透夹层后开展微压裂改造,也仅能影响分支井贯穿夹层附近区域的油砂储层。针对泥质夹层,可在直井中下封隔器封隔包括上储层、夹层和下储层的区域,射孔后开展微压裂,排量可略大于储层微压裂施工的排量,压裂液同样采用前期SAGD产出液<sup>[84]</sup>。

### 3.2 在井筒解堵中的应用

疏松砂岩储层胶结性差,出砂造成的储层孔道严重堵塞和产层砂埋,以及微粒运移造成的近井地带污染,均会对油井生产造成不良影响<sup>[85-87]</sup>。特别是在注水过程中,以点状接触为主的碎屑颗粒在拖曳力作用下克服颗粒间的摩擦力和胶结作用,容易脱落运移;微粒成分尤其是黏土矿物水化分散运移,造成井筒附近储层污染,地层的可注性(地层对注入液的吸收程度,英文为 injectivity)降低。该类地层的解堵方式多用反洗冲砂、酸化解堵、脉冲射流、机械振动等方式。酸化解堵是目前疏松砂岩注水井污染的常用处理方式,如应用稠化酸多级注入、暂堵转向酸化、机械分段酸化等水平井酸化方式<sup>[88]</sup>,但随着注水进行其有效性逐渐降低,且成本高昂<sup>[86-87]</sup>。酸化解堵试图溶蚀井周污染区域,虽然短期内能建立高渗通道,但溶蚀残余的

岩石及黏土微粒随着注水运移,仍倾向于聚集成团并重新造成污染。

应用微压裂技术,可对井筒造成3种解堵作用:(1)注水反洗井筒,流体拖曳黏土等微粒,使其重新从井筒回归储层的孔隙中,如图5(a)所示。(2)利用孔隙弹性力学效应,形成井周扩容带,在压力下降后仍旧能够在较长时间内维持扩容后的井周孔隙体积。(3)预处理井周地应力制造微裂缝网络,形成迂曲高渗通道,在井周局部恢复流体通道。作用(2)、(3)的原理如图5(b)所示。为了更好地刻画微裂缝,采用直井的例子展示。林伯韬等<sup>[12]</sup>发现,疏松砂岩微压裂后微裂缝可同时在 $\sigma_H$ 、 $\sigma_h$ 两个方向产生,且发育不规则;而在 $\sigma_H$ 延伸较广(见图5(b))。然而,这3种作用机理对解堵效果的贡献程度与它们的控制因素尚不明朗,亟待通过设计特定的室内实验来深入研究。

微压裂技术在2016年应用于渤中油田8口注水井的解堵施工中,其中5口注水井的注水量大幅提高,3口注水井的注入压力显著降低,注水量略有提高或保持不变;8口井的视吸水指数提高比在1.5~3之间<sup>[86]</sup>。据与现场工程师沟通了解,这些井扩容增注的有效期大多维持在半年至一年左右。

### 3.3 在人工干预地应力场中的应用

通过往井筒注水改变井周区域地应力的大小及方向已是业内共识<sup>[89]</sup>。微压裂亦可应用于致密储层的压裂改造,其核心思想是通过人工干预井周、井间、段簇间的有效地应力场,使其有利于后期大规模加砂压裂,实现预期造缝目标。针对致密储层,可在射孔后

先行尝试可控小规模注液,使压裂液先行挤入井周储层的层理与天然裂缝等岩体缺陷中,开启层理与天然裂缝面并沟通多个相邻层理或裂缝间的压力。同时逐渐渗入孔隙空间,人工干预井周有效地应力场的分布,促使宏观裂缝朝有利方向扩展。同时,通过在孔壁注液扩容并造微裂缝,亦可降低孔间的应力阴影效应,减小射孔磨阻,降低起裂压力。

本文作者采用前期建立的考虑复杂缝网流固耦合计算的有限元法<sup>[90]</sup>,初步分析了通过微压裂人工干预井间地应力场的现场案例。研究对象为新疆玛湖油田某砂砾岩油藏井区两口已生产5年多的水平井。老井的长期生产会导致老井(母井)之间的地层压力亏空,见图6(a);地应力的大小降低且方向发生偏转,严重的区域地应力方向会发生 $90^\circ$ 转向,见图6(b)。因此,若直接压裂部署在地应力方向严重偏转的加密井(子井),则会导致裂缝沿井筒方向扩展,无法有效改造井周储层。通过应用微压裂技术对加密井区域注水增能,一方面可以补充老井生产导致的地层压力亏空,补充地层能量(图6(c));另一方面可以改造储层地应力,缓解老井长期生产导致的地应力方向偏转(图6(d)),并且可以缩小两向应力差(图7),主动创造更有利于复杂缝网形成的地应力条件。同时,若在老井井壁造微裂缝,亦有助于降低后期重复压裂时的起裂压力,优化压裂施工条件。

## 4 微压裂效果自动化预测及评价技术

地层的可注性不仅受其固有的岩石物理、力学性

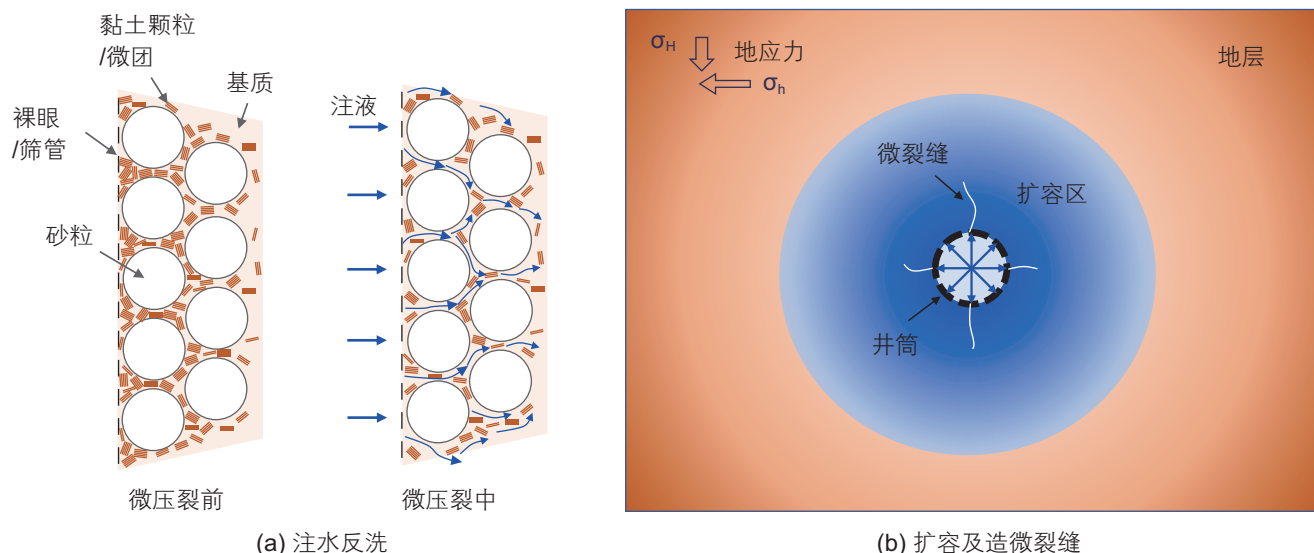


图5 3种微压裂应用于解堵的作用机理

Figure 5 Three mechanisms that occur in plug removal during microfracturing

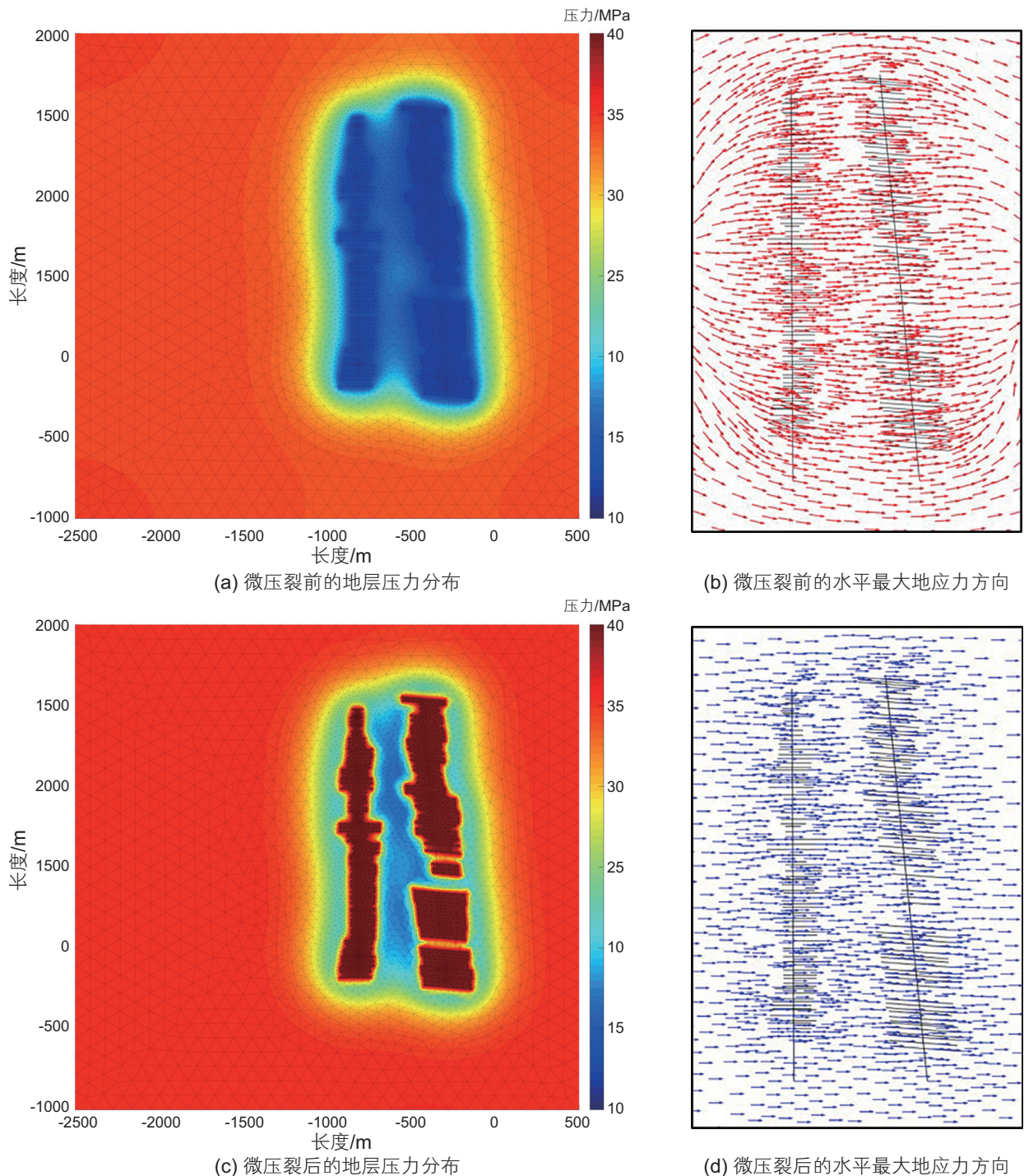


图 6 微压裂对地层压力和地应力方向的影响

Fig. 6 Influences of microfracturing on formation pressure and geostress orientation

质和非均质性影响，还与生产操作息息相关<sup>[90-91]</sup>。地层的可注性(injectivity)通常用吸水指数和视吸水指数表示。前者为日注水量与生产压差的商数；后者为注入量与井口压力的商数。由于井口压力与生产压差相比较易获取，注入液为水时，可适当忽略井筒磨阻，采用视吸水指数来表征地层的可注性。疏松砂岩地层的视吸水指数常常可用于评价注水井的注入效果，或

可注性的高低程度，因此可用于表征储层井周微压裂改造或是解堵的效果。由于井口压力和排量可以实时监测，产生大量的工程数据；因此，可基于物理规律，借助数据分析与处理技术实时、动态地分析视吸水指数(以下简称吸水指数)，定量评价井周储层的微压裂效果。下面以SAGD双水平井微压裂改造储层、建立井间水力连通性为案例，介绍自动化方法在效果评价

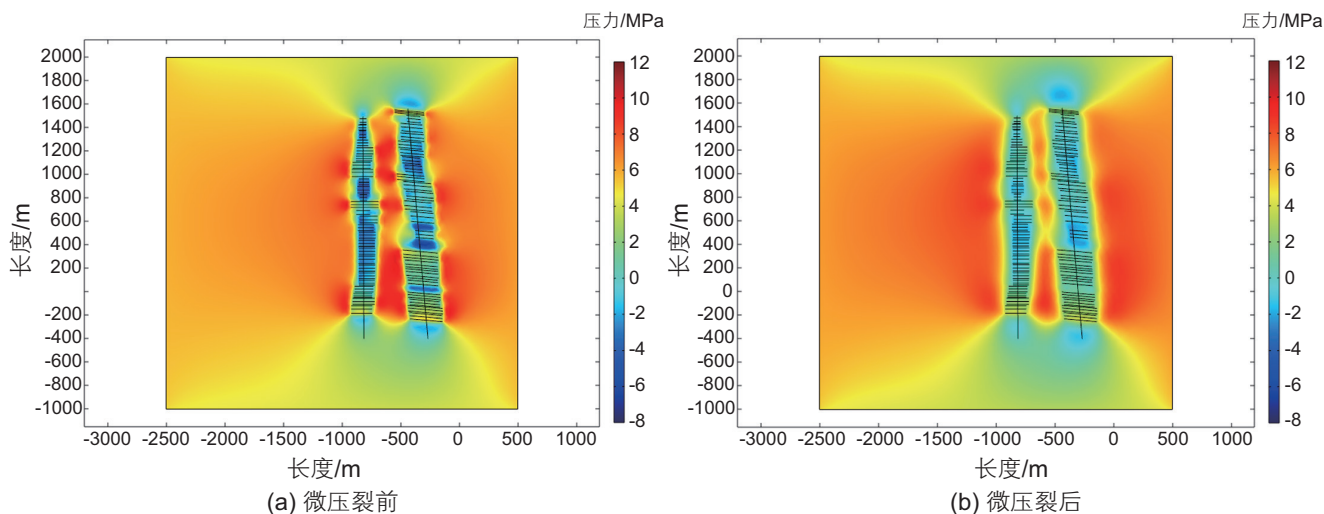


图7 微压裂对水平应力差的影响

Fig.7 Influences of microfracturing on the horizontal stress difference

中的应用。

首先,自动识别扩展型地破试验和小型压裂试验所得的关键压力点,获得破裂压力和水平最大、最小地应力。由于SAGD双水平井所在的超稠油储层质地松软、塑性强,现场测试一般选取较为致密的泥岩夹层中进行,以取得较为典型的试验曲线进行分析。以扩展型地破试验的压力自动识别为例。滤除压力的微小波动,当相邻数据差值小于给定阈值时,视当前数据未发生变化;同时当数据小于另一给定阈值时,视当前数据为零。继而通过排量识别出实际泵注的工作区间,破裂压力与裂缝重张压力即为两次开泵后的数值最高点;滤波处理后的泵注区间内连续出现同一值最频繁处则视为裂缝延伸压力阶段。关井后,取终点为闭合压力,第一个相对平稳段的起点为瞬时停泵压力。

其次,使用Python语言编程数据处理的算法。调用NumPy和Pandas模块,针对现场数据开展数据清洗和数据预处理,去除杂乱无效数据,提取有用参数为后期数据处理做准备。设定微裂缝起裂的准则为:(1)吸水指数显著上升;(2)井口出现明显压降;(3)井底压力短暂超过地层破裂压力。新疆某SAGD井I井垂深366 m,P井垂深371 m,平均深度为368.5 m,水平段长390 m。三向地应力梯度分别为0.021,0.017,0.014 MPa/m,邻近地层扩展型地破试验测得抗拉强度为0.23 MPa。基于传统致密地层计算方法可得破裂压力为6.04 MPa,而基于疏松砂岩计算方法可得破裂压力为6.63 MPa<sup>[13]</sup>。将上述3个准则写成函数程序并通过Matplotlib模块,使吸水指数、井口压力和注液时间的关系曲线自动成图,见图8。程序自动识别在

51~55 h时(见图8中的深红虚线方框),P井同时满足3个准则,在大部分井段产生了微裂缝;I井不满足条件(3)但满足(1)和(2),表明在局部薄弱区域可能造成微裂缝。

该井深化改造后才开展连通判断。I、P井关井后3 h,记录井底压力降至4.94 MPa和4.78 MPa。继而,现场工程师重新打开P井注液,提升井底压力至6.4 MPa,持续20 min后,迅速停止注液并关闭P井。P井井底压力维持在6.1 MPa左右,持续78 min;观察到I井井底压力在20 min内略微上升,从40 kPa升至94 kPa。这说明井间具备压力响应条件,可视为两井局部连通。但是,从上述分析可知,由于I井未能均匀沿全井段产生微裂缝,P井注液未能迅速地传递大部分压力增幅至I井,导致短时间内体现的两井之间的连通系数较低。需要指出的是,若静置等待更长时间,则I井压力会继续上升,连通系数将继续增加。通过NumPy数组计算模块和Pandas数据分析模块,可方便地计算连通系数等效果评价参数。

上述微压裂的应用基本还停留在信息化、自动化程度,由于现实条件的诸多限制,尚未能实现软硬件耦合的智能化方案。未来可尝试在地质及工程资料搜集、现场测试、室内实验及数值模拟分析的基础上,搜集整理大量地质力学数据,综合应用多种机器学习算法,训练这些数据,建立多因素预测变量(如连通系数,或吸水指数)的前馈神经网络(BP-ANN)和预测变量随时间变化的循环神经网络(RNN)。将智能算法写入控制器,可代替人工方式,智能动态监测与控制现场施工设备(如阀门、泵)。同时,实现

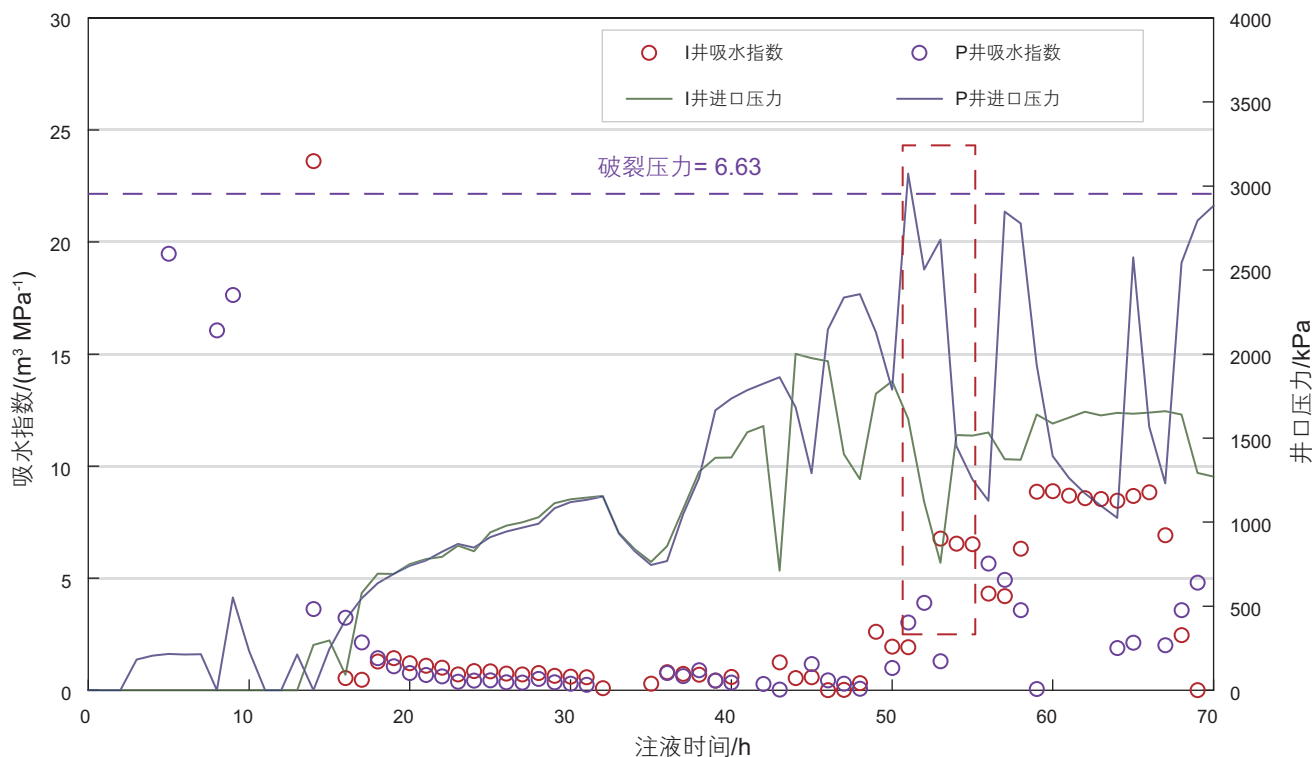


图 8 新疆风城某 SAGD 井的吸水指数随井口压力和注液时间的变化

Fig. 8 Evolution of injectivity indices of a SAGD well in Fengcheng oilfield, Xinjiang, with wellhead pressure and injection time

基于智能专家决策系统的施工日志的自动生成、上传和展示。

## 5 结论

本文系统分析了疏松砂岩储层微压裂的力学机理,阐述了评价微压裂效果的实验及数模研究方法,介绍了微压裂技术在储层改造、解堵、地应力场干预中的应用方法及现场案例;最后,提出了微压裂效果自动化评价技术,引出智能化研究的展望。研究所得主要结论如下。

(1)微压裂指通过控压、控排量方式分阶段向井筒注液扩容井周储层,后期在略高于地层破裂压力的条件下略微压开井周储层造微裂缝,从而达到建立井间连通、解除井壁储层污染、主动干预储层地应力场的目的。其力学变形行为包括孔隙弹性、塑性和断裂变形。孔隙弹性变形为由有效围压改变导致的弹性张性扩容,具备时间效应且受储层渗透率影响。塑性变形包括塑性张性扩容和剪胀。断裂变形为生成剪切及张性微裂缝,体现为形状不规则的微裂缝带。若继续增大排量和注液量,则最终导致宏观线性裂缝的产生。

(2)室内实验为研究微压裂机理不可或缺的步骤。

解析解为数值计算结果验证的标准,但其适用性和鲁棒性较为欠缺。在数值计算上,有限元为评价宏观工程尺度问题的最优手段,但未能描述微裂缝起裂的行为。有限差分可提供与后期油藏模拟完全耦合的网格模型,但计算精度较低。离散元能够刻画微观尺度砂粒的运移和基质的破坏,在微裂缝表征上具备天然优势。针对某一特定工程案例,建议综合应用多种数值方法,以全面分析储层多尺度的微压裂力学行为。

(3)在超稠油 SAGD 双水平井间储层改造的应用中,现有施工的井底压力、排量、注液量和储层油砂的剪胀潜力,使井间区域基本产生弹性张性扩容而不足以激发剪胀作用。短期超过破裂压力的井底压力可在井周造微裂缝,但弹性扩容和微裂缝随井口压降缓慢闭合,因此应在改造结束后立刻对双水平井注汽。此外,微压裂无法通过扩容或微裂缝扩展突破泥岩或泥质夹层。微压裂解堵主要通过反洗井筒、扩容储层和造微裂缝开展,在维持解堵效果上比酸化解堵更为持久,建议将该技术与酸化解堵同时开展。通过微压裂的持续注液可主动干预、改造老井的井周应力场,为新井规模压裂创造有利于造缝的地应力条件。此外,微裂缝的产生可以降低井周的起裂压力,利于重复压裂。

(4)通过数据分析与处理技术,可自动识别扩展型地破试验等现场测试的关键压力点,客观求解水平最大、最小地应力和破裂压力。进一步地,通过开发判断扩容至微裂缝起裂的决策程序,可实时分析井周微裂缝产生事件和井间的连通程度,达到“自动化分

析与评价”的应用阶段。未来需要拓展智能化技术的应用,比如使用机器学习算法实时预测微压裂效果,并结合硬件设备,最终上升至“定制化智能微压裂施工”的应用阶段,全面取代人工决策与操作。

## 参考文献

- [1] ITO T, IGARASHI A, SUZUKI K, et al. Laboratory study of hydraulic fracturing behavior in unconsolidated sands for methane hydrate production[C]. The 2008 Offshore Technology Conference, Houston, USA, May 5–8, OTC 19324.
- [2] ITO T, NARITA H. Laboratory study for pore water effect on hydraulically-induced fracture behavior in unconsolidated sands[C]. The 48th US Rock Mechanics/Geomechanics Symposium, Minneapolis, MN, 2014, ARMA 14–7561.
- [3] 袁文奎, 黄杰, 郭布民, 等. 泥质疏松砂岩裂缝起裂实验研究[J]. 内蒙古石油化工, 2018, 44(04): 107–111. [YUAN W K, HUANG J, GUO B M, et al. Experimental study on crack initiation of argillaceous loose sandstone[J]. Inner Mongolia Petrochemical Industry, 2018, 44(04): 107–111.]
- [4] LIN B T, JIN Y, CHEN S L. A criterion for evaluating the efficiency of water injection in oil sand reservoirs[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering. 2017, 149: 322–330.
- [5] LIN B T, CHEN S L, JIN Y. Evaluation of reservoir deformation induced by water injection in SAGD wells considering formation anisotropy, heterogeneity and thermal effect[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2017, 157: 767–779.
- [6] 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, Jun 27–30, 2010, ARMA 10–257.
- [7] ZHAI Z, SHARMA M M. A new approach to modeling hydraulic fractures in unconsolidated sands[C]. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, Texas, USA, Oct 9–12, 2005, SPE 96246.
- [8] OMORI Y, JIN S, ITO T. Experimental study of hydraulic fracturing in unconsolidated sands using X-ray CT method[C]. The 47th US Rock Mechanics/Geomechanics Symposium, San Francisco, CA, USA, Jun 23–26, 2013, ARMA 13–660.
- [9] KHODAVERDIAN M, MCELFRISH P M. Hydraulic fracturing stimulation in poorly consolidated sand: Mechanisms and consequences[C]. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, Texas, Oct 1–4, 2000, SPE 63233.
- [10] BOHLOLI B, DE PATER C J. Experimental study on hydraulic fracturing of soft rocks: Influence of fluid rheology and confining stress[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2006, 53: 1–12.
- [11] 张卫东, 杨志成, 魏亚蒙. 疏松砂岩水力压裂裂缝形态研究综述[J]. 力学与实践, 2014, 36 (4): 396–402. [ZHANG W D, YANG Z C, WEI Y M. Advances in research of hydraulic fractures in unconsolidated sands[J]. Mechanics in Engineering, 2014, 36 (4): 396–402.]
- [12] 林伯韬, 史璨, 庄丽, 等. 基于真三轴实验研究超稠油储集层压裂裂缝扩展规律[J]. 石油勘探与开发, 2020, 47 (03): 608–616. [LIN B T, SHI C, ZHUANG L, et al. Study on fracture propagation behavior in ultra-heavy oil reservoirs based on true triaxial experiments[J]. Petroleum Exploration and Development, 2020, 47 (03): 608–616.]
- [13] LIN B, MENG H, PAN J J, et al. Porothermoelastic response of an oil sand formation subjected to injection and micro-fracturing in horizontal wells[J]. Petroleum Science, 2020, 17: 687–700.
- [14] COLLINS P M. Injection pressures for geomechanical enhancement of recovery processes in the Athabasca oil sands[C]. SPE/PS-CIM/CHOA International Thermal Operations and Heavy Oil Symposium and International Horizontal Well Technology Conference, Calgary, Alberta, Canada, Nov 4–7, 2002, 79028.
- [15] COLLINS P M. Geomechanical effects on the SAGD process[C]. SPE/PS-CIM/CHOA International Thermal Operations and Heavy Oil Symposium, Nov 1–3, 2005, SPE/PS-CIM/CHOA 97905. PS2005–405.
- [16] COLLINS P M. Geomechanical effects on the SAGD process[J]. SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 2007, 10 (4): 367–375.
- [17] YUAN Y, XU B, YANG B. Geomechanics for the thermal stimulation of heavy oil reservoirs-Canadian experience[C]. SPE Heavy Oil Conference and Exhibition, Kuwait City, Kuwait, Dec 12–14, 2011, SPE 150293.
- [18] YUAN Y, YANG B, XU B. Fracturing in the oil sand reservoirs[C]. Canadian Unconventional Resources Conference, Calgary, Alberta, Canada, Nov 15–17, 2011, CSUG/SPE 149308.
- [19] 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: 3131–3149.
- [20] 林伯韬, 陈森, 潘竞军, 等. 风城陆相超稠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, 408. [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.]
- [21] LIN B T, JIN Y, PANG H W, et al. Experimental investigation on dilation mechanisms of land facies Karamay oil sand reservoirs under water injection[J]. *Rock Mechanics and Rock Engineering*. 2016, 49 (4): 1425–1439.
- [22] WANG H. Theory of linear poroelasticity with applications to geomechanics and hydrogeology[M]. PRINCETON; OXFORD: Princeton University Press, 2000.
- [23] FJAR E, HOLT R M, RAAEN A M, et al. Petroleum related rock mechanics[M], 2nd edition, New York: Elsevier Science, 2008.
- [24] COUSSY O. Poromechanics[M]. the United States: John Wiley & Sons Ltd., 2004.
- [25] LIN B, CHEN S, JIN Y, et al. Evaluating constitutive models for simulation of water injection in land facies Karamay oil sand reservoirs[C]. The 50th US Rock Mechanics / Geomechanics Symposium, Houston, Texas, USA, Jun 26–29, 2016, ARMA 16–200.
- [26] NIELS S O, MATTI R. The mechanics of constitutive modeling[M]. Elsevier Science, 2005.
- [27] ABAQUS. Abaqus theory guide[M], Version 6.16. Providence, RI: Dassault Systèmes Simulia Corp, 2016.
- [28] OLDAKOWSKI K. Stress induced permeability changes of Athabasca Oil Sand. M.Sc. Thesis[M]. University of Alberta: Department of Civil Engineering, 1994.
- [29] TORTIKE W S, FAROUQ ALI S M. Reservoir simulation integrated with geomechanics[J]. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 1993, 32 (5): 28–37.
- [30] DE PATER C J, DONG Y, BOHLOLI B. Experimental study of hydraulic fracturing in sand as a function of stress and fluid rheology[C]. SPE hydraulic fracturing technology conference. College station, Texas, USA, Jan 29–31, 2007, SPE 105620.
- [31] ZHOU J, DONG Y F, DE PATER C J, et al. Experimental study of the impact of shear dilation and fracture behavior during polymer injection for heavy oil recovery in unconsolidated reservoirs[C]. The Canadian Unconventional Resources & International Petroleum Conference, Calgary, Alberta, Canada, Oct 19–21, 2010, CSUG/SPE 137656.
- [32] OMORI Y, JIN S, ITO T. Experimental study of hydraulic fracturing in unconsolidated sands using X-ray CT method[C]. The 47th US Rock Mechanics/Geomechanics Symposium, San Francisco, CA, USA, Jun 23–26, 2013, ARMA 13–660.
- [33] 杨志成. 泥质疏松砂岩水力压裂裂缝起裂与扩展模型研究[D]. 中国石油大学(华东), 2014, 58页. [YANG Z C. Study on the fracture initiation and propagation model for shaly loose sandstone[D]. China University of Petroleum (East China), 2014, 58p.]
- [34] 李宁静. 泥质疏松砂岩水力压裂裂缝扩展机理与模拟研究[D]. 中国石油大学(华东), 2016, 75页. [LI N J. Study on the mechanism and simulation of the hydraulic fracture propagation in the shaly loose sandstone[D]. China University of Petroleum (East China), 2016, 75p.]
- [35] GERMANOVICH L N, HURT R S, AYOUB J A, et al. Experimental study of hydraulic fracturing in unconsolidated materials[C]. SPE International Symposium and Exhibition on Formation Damage Control, Lafayette, Louisiana, USA, Feb 15–17, 2012, SPE 151827.
- [36] GOLOVIN E H, JASAREVIC A, CHUDNOVSKY J W, et al. Observation and characterization of hydraulic fracture in cohesionless sand[C]. The 44th US Rock Mechanics Symposium and the 5th US/Canada Rock Mechanics Symposium, Jun 27–30, 2010, Salt Lake City, UT, USA.
- [37] JASAREVIC H E, GOLOVIN A, CHUDNOVSKY J W, et al. Observation and modeling of hydraulic fracturing initiation in cohesionless sand[C]. The 44th US Rock Mechanics Symposium and the 5th US/Canada Rock Mechanics Symposium, Jun 27–30, 2010, Salt Lake City, UT, USA.
- [38] SAEEDI M, SETTARI A T. SAGD operation in interbedded sands with application of horizontal multistage fracturing: Reservoir engineering aspects[C]. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dubai, UAS, Sep 26–28, 2016, SPE 181511.
- [39] DONG Y, DE PATER C J. Closure of hydraulic fractures visualized by X-Ray CT technique in sand[J]. *Proc Monogr Eng Wate*, 2007, 665–672.
- [40] DONG Y, DE PATER C J. Observation and modeling of the hydraulic fracture tip in sand[C]. The 42th Rock Mechanics Symposium and 2nd US-Canada Rock Mechanics Symposium, San Francisco, Jun 29–Jul 2, 2008, ARMA 08–377.
- [41] KHODAVERDIAN M, MCELFRISH P M. Hydraulic fracturing stimulation in poorly consolidated sand: Mechanisms and consequences[C]. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, Texas, Oct 1–4, 2000, SPE 63233.
- [42] MURDOCH L C. Hydraulic fracturing of soil during laboratory experiments. 2. Propagation[J]. *Geotechnique*, 1993, 43 (2): 267–276.
- [43] MURDOCH L C, SLACK W W. Forms of hydraulic fractures in shallow fine-grained formations[J]. *Journal of Geotechnical and Geoenvironmental Engineering*, 2002, 128: 479–487.
- [44] FRANQUET J A, ECONOMIDES M J. Effect of stress and stress path on Young's modulus and Poisson ratio of unconsolidated rocks: A new idea for hydraulic fracturing[C]. SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, Caracas, Venezuela, Apr 21–23, 1999, SPE 54012.
- [45] MAHADEVAN A, ORPE A V, KUDROLLI A, et al. Flow-induced channelization in a porous medium[J]. *EPL Journal*, 2012, 98: 58003.

- [46] AMEEN S, DAHI TALEGHANI A. Dynamic modeling of channel formation during fluid injection into consolidated formations[J]. SPE Journal, 2015, 689–700.
- [47] BAUTISTA J F, DAHI TALEGHANI A. Prediction of formation damage at water injectors wells due to channelization in unconsolidated formations[C]. SPE International Conference & Exhibition on Formation Damage Control, Lafayette, Louisiana, USA, Feb 24–26, 2016, SPE 179032.
- [48] AGAR J G, MORGENSTERN N R, SCOTT J D. Shear strength and stress-strain behavior of Athabasca oil sand at elevated temperatures and pressures[J]. Canadian Geotechnical Journal, 1987, 24 (1): 1–10.
- [49] WONG R C K. Mobilized strength components of Athabasca oil sand in triaxial compression[J]. Canadian Geotechnical Journal, 1999, 36 (4): 718–735.
- [50] WANG X H, SUN X G, LUO C H, et al. Large-scale triaxial experimental investigation of geomechanical dilation start-up for SAGD dual horizontal wells in shallow heavy oil reservoirs[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2021, 108687.
- [51] 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), 40(1): 143–148. [CHEN S, LIN B, 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.]
- [52] SHI C, LIN B, YU G. Experimental investigation on wetting behavior of terrestrial Karamay oil sand in northwest China[J]. Energy & Fuels, 2018, 32: 12141–12150.
- [53] 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): 2520–2533. [GAO Y F, CHEN M, LIN B, et al. Thermal influences on mechanical properties of oil sands[J]. China Journal of Rock Mechanics and Engineering, 2018, 37(11): 2520–2533.]
- [54] 吴寒, 林伯韬, 潘竞军, 等. 风城油田超稠油藏非均质储集层地应力场特征[J]. 新疆石油地质, 2020, 41(2): 217–222. [WU H, LIN B, PAN J J, et al. Characteristics of in-situ stress field in heterogeneous ultra-heavy oil reservoir of Fengcheng Oilfield[J]. 2020, 41(2): 217–222.]
- [55] DETOURNAY E, CHENG A H D. Poroelastic response of a borehole in a non-hydrostatic stress field[J]. International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences. 1988, 25(3):171–182.
- [56] ABOUSLEIMAN Y N, CHEN S L. Poromechanics response of an inclined borehole subject to in situ stress and finite length fluid discharge[J]. Journal of Mechanics of Materials and Structures. 2010, 5(1): 47–66.
- [57] CUI L, ABOUSLEIMAN Y, CHENG A H D, et al. Time-dependent failure analysis of inclined boreholes in fluid-saturated formations[J]. Journal of Energy Resources and Technology. 1999, 121(1): 31–39.
- [58] CHEN S L. Three-dimensional analytical poromechanical solutions for an arbitrarily inclined borehole subjected to fluid injection[J]. Proceedings of the Royal Society A, 2019, 475: 20180658.
- [59] ABOUSLEIMAN Y N, EKBOTE S. Solutions for the inclined borehole in a porothermoelastic transversely isotropic medium[J]. Journal of Applied Mechanics, 2005, 72(1): 102–114.
- [60] EKBOTE S, ABOUSLEIMAN Y. Porochemoelastic solution for an inclined borehole in a transversely isotropic formation[J]. Journal of Engineering Mechanics, 2005, 131(5): 522–533.
- [61] EKBOTE S, ABOUSLEIMAN Y. Porochemoelastic solution for an inclined borehole in a transversely isotropic formation[J]. Journal of Engineering Mechanics, 2006, 132(7): 754–763.
- [62] CHEN S L, ABOUSLEIMAN Y N. Stress analysis of borehole subjected to fluid injection in transversely isotropic poroelastic medium[J]. Mechanics Research Communications, 2016, 73: 63–75.
- [63] CHENG A H D. Poroelasticity-Theory and application of transport in porous media[M]. Springer, 2016.
- [64] GHASSEMI A, DIEK A. A chemo-poroelastic solution for stress and pore pressure distribution around a wellbore in transversely isotropic shale[C]. SPE/ISRM Rock Mechanics Conference, Irving, Texas, Oct 20–23, 2002. SPE/ISRM 78162.
- [65] XIA Y, JIN Y, CHEN M, et al. Poroelastodynamic response of a borehole in a non-hydrostatic stress field[J]. International Journal of Rock Mechanics & Mining Sciences, 2017, 93: 82–93.
- [66] XIA Y, JIN Y, CHEN M, et al. Dynamic analysis of a cylindrical casing-cement structure in a poroelastic stratum[J]. International Journal for Numerical and Analytical Methods in Geomechanics, 2017, DOI: 10.1002/nag.2680.
- [67] 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): 342–347. [LIN B, 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.]
- [68] CHALATURNYK R, SCOTT J. Geomechanical response of heavy oil reservoirs to the steam assisted gravity drainage process[C]. SPE International Thermal Operations and Heavy Oil Symposium, Bakersfield, California, USA, 1997, SPE 37569.
- [69] CHALATURNYK R J, LI P. When is it important to consider geomechanics in SAGD operations? [J] Journal of Canadian Petroleum Technology. 2004, 43(4): 53–61.
- [70] SETTARI A, WALTERS D A. Advances in coupled geomechanical and reservoir modeling with applications to reservoir compaction[J].

- SPE Journal, 2001, 334–342.
- [71] 王琪琪, 林伯韬, 金衍, 等. SAGD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, 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.]
- [72] TAGHIPOOR S, ROOSTAEI M, VELAYATI A, et al. Numerical investigation of the hydraulic fracturing mechanisms in oil sands[J]. Underground Space, 2021, 6(02):195–216.
- [73] COOK B K, LEE M Y, DIGIOVANNI A A, et al. Discrete element modeling applied to laboratory simulation of near-wellbore mechanics[J]. International Journal of Geomechanics, 2004, 4(1): 19–27.
- [74] GIL I. Hydraulic fracturing of poorly consolidated formations: Considerations on rock properties and failure mechanisms[D]. University of Oklahoma, 2005.
- [75] GIL IR, ROEGIERS J C. The effect of fluid leakoff on rock failure mechanisms during frac-pack treatments[C]. SPE International Symposium and Exhibition on Formation Damage Control. Lafayette, Louisiana, USA, Feb 15–17, 2006, SPE–98170–MS.
- [76] MANCHANDA R, OLSON J E, SHARMA M M. Permeability anisotropy and dilation due to shear failure in poorly consolidated sands[C]. SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference. The Woodlands, Texas, USA, Feb 6–8, 2012, SPE 152432.
- [77] ZHANG F, DAMJANAC B, HUANG H. Coupled discrete element modeling of fluid injection into dense granular media[J]. Journal of Geophysical Research: Solid Earth, 2013, 118(6): 2703–2722.
- [78] LI W, SOLIMAN M, HAN Y. Microscopic numerical modeling of Thermo-Hydro-Mechanical mechanisms in fluid injection process in unconsolidated formation[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2016, 146: 959–970.
- [79] 刘春, 乐天呈, 施斌, 等. 颗粒离散元法工程应用的三大问题探讨[J]. 岩石力学与工程学报, 2020, 39(06): 1142–1152. [LIU C, LE T C, SHI B, et al. Discussion on three major problems of engineering application of the particle discrete element method[J]. China Journal of Rock Mechanics and Engineering, 2020, 39(6): 1142–1152.]
- [80] 刘文章. 稠油注蒸汽热采工程[M]. 北京: 石油工业出版社, 1999. [LIU W Z. Steam injection thermal production in heavy oil reservoir[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1999.]
- [81] 陈森, 窦升军, 游红娟, 等. 双水平井 SAGD 循环预热技术及现场应用[J]. 新疆石油天然气, 2012, 8 (增刊): 6–10. [CHEN S, DOU S J, YOU H J, et al. Application of steam recycle preheating technology to bilateral horizontal well[J]. Xinjiang Oil & Gas, 2012, 8 (S): 6–10.]
- [82] BUTLER R M. Steam assisted gravity drainage-concept, development, performance and future[J]. Journal of Canadian Petroleum Technology, 1994, 33(2): 44–50.
- [83] PIMENOV V, BROWN G, TERTYCHNYI V, et al. Injectivity profiling in horizontal wells through distributed temperature monitoring[C]. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, Texas, USA, Oct 9–12, 2005. SPE 97023.
- [84] 林伯韬, 高彦芳, 金衍, 等. 直井辅助 SAGD 井改造含泥质夹层稠油储层的方法[P]. ZL201810045139.6, 2020–01–17. [LIN B, GAO Y F, JIN Y, et al. A method to stimulate heavy oil formation with mud stringers in SAGD wells aided by vertical well[P]. ZL201810045139.6, 2020–01–17.]
- [85] 李连江, 张子玉, 熊敏, 等. 高泥质含量疏松砂岩油层解堵防砂技术[J]. 石油钻采工艺, 2003, 25 (6): 69–88. [LI L J, ZHANG Z Y, XIONG M, et al. Plugging removing and sand control technology for reservoirs of shaly and loose sandstone[J]. 2003, 25 (6): 69–88.]
- [86] 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.]
- [87] 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.]
- [88] 徐建华, 李勇, 贾小涛, 等. 浅层疏松砂岩油藏水平井解堵技术[J]. 石油钻采工艺, 2007, 29(S0): 62–64. [XU J H, LI Y, JIA X T, et al. Plugging removal technology for shallow horizontal wells of Jidong Oilfield[J]. Oil Drilling and Production Technology, 2007, 29(S0): 62–64.]
- [89] HUANG J, WONG R C K, YEUNG K C. Effect of reservoir permeability and deformability on well injectivity[C]. The 49th Annual Technical Meeting of the Petroleum Society, Calgary, Alberta, Canada, Jun 8–10, 1998. Paper 98–53.
- [90] WEI S M, JIN Y, XIA Y, et al. The flowback and production analysis in sub-saturated fractured shale reservoirs[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2020, 186: 106694.
- [91] PIZARRO JOS, LAKE L W. Understanding injectivity in heterogeneous reservoirs[C]. The 1998 SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium, Tulsa, Oklahoma, April 19–22, 1998. SPE 39697.