

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

高彦芳, 陈勉*, 林伯韬, 金衍, 庞惠文

油气资源与工程国家重点实验室(中国石油大学(北京)), 北京 102249

*通信作者, chenmian@vip.163.com

收稿日期: 2016-10-11

国家杰出青年基金(51325402) 和国家青年科学基金(51404281) 资助

摘要 SAGD 开采预热之前对稠油储层进行基于剪切扩容(剪胀)和张性扩容的微压裂改造有利于提高 SAGD 循环预热效率及蒸汽腔发育速度。微压裂阶段的稠油处于未流动状态, 注水导致油砂骨架被剪胀或等向撑开, 体应变变为负值, 压缩系数(绝对值)增大, 且压缩系数越大代表油砂储层具有更高的扩容量和更好的可注性。论文针对微压裂阶段储层压缩系数的定义、计算及测试等问题, 以新疆风城陆相储层重 1 区齐古组为研究对象, 通过油砂体积压缩实验, 开展微压裂注水阶段储层压缩实验机理研究, 评价考虑不同注压、注液温度等条件下油砂体积变形及压缩规律。实验结果表明, 对于剪切扩容, 油砂软化前的压缩系数随着平均有效应力增加而增加, 软化后则正好相反; 减小有效围压, 降低注液温度, 增加单向变形, 压缩系数增大。对于张性扩容, 平均有效应力越小, 温度越低, 压缩系数越大。该研究成果能够为评价微压裂过程中的储层可注性提供指导。

关键词 稠油; SAGD; 微压裂; 储层压缩系数

0 引言

微压裂技术最早应用在加拿大阿尔伯塔地区油砂的开发中^[1], 该储层为海相沉积, 历史上的冰川作用引起原本相切型的砂粒接触结构发生改变, 形成类似超固结土状态的“互锁结构”^[2-4]。与加拿大油砂的成藏条件不同, 新疆风城油砂储层为陆相沉积, 其结构疏松、非均质物性夹层发育, 且未经历冰川的压实作用^[2,4-5]。蒸汽辅助重力泄油(Steam Assisted Gravity Drainage, 简称 SAGD)是目前风城油田主要的热采方式^[2,5-7], 其关键在于通过预热阶段在储层形成均匀的蒸汽腔。为了缩短预热周期, 尝试在预热阶段注蒸汽

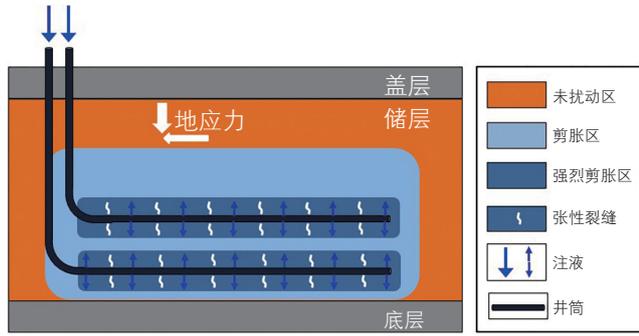
前通过注入高压热液向水平井对间储层施加小型微压裂致使油砂预先扩容^[5,8]。图 1 展示了微压裂注水阶段剪胀和张性扩容过程。

微压裂扩容机理主要有剪切扩容和张性扩容 2 种^[2,4]。剪切扩容又称“剪胀”, 指油砂受剪切作用下砂粒发生翻滚和翻转, 导致其体积增大的现象^[1-2,9]。张性扩容是指在注压过程中, 油砂孔隙压力增大使其体积膨胀; 当孔隙压力超过其抗拉强度时, 砂粒间发生拉张分离形成微裂缝^[1,5]。

国外一些学者认为流体压力和温度综合影响加拿大阿尔伯塔海相油砂储层应力应变演化机制^[10]。Dusseault 等^[11]通过电镜扫描发现紧密的互锁结构和砂

引用格式: 高彦芳, 陈勉, 林伯韬, 金衍, 庞惠文. 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. 石油科学通报, 2017, 02: 240-250

GAO Yanfang, CHEN Mian, LIN Botao, JIN Yan, PANG Huiwen. 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. Petroleum Science Bulletin, 2017, 02: 240-250. doi: 10.3969/j.issn.2096-1693.2017.02.022

图 1 风城 SAGD 油砂储层微压裂物理模型图示^[2,8]Fig. 1 Physical model of micro-fracturing in oil sand reservoirs^[2,8]

粒表面粗糙度是决定油砂剪切扩容潜力的关键。Agar 等^[12]采用双曲线模型模拟了不同温度和压力条件下 Athabasca 油砂应力-应变关系。Wong 等^[13]通过实验观察到 Cold Lake 油砂变形过程中颗粒之间存在弹性变形、滚动、剪胀及颗粒破碎 4 种运动模式。Settari 等^[14]发现低有效围压下油砂的摩擦角对井筒周围扩容区域范围和储层可注性有较大影响。Lin 等^[2]通过室内实验研究了不同温度、围压和孔隙压力下 5 种不同种类油砂的变形规律。国内一些学者主要从实验角度研究稠油储层变形规律。林伯韬等^[5]认为围压越小, 孔压越大, 油砂剪胀扩容量越大。李存宝等^[15]认为常温下油砂偏应力-应变曲线分为弹性、塑性和软化阶段, 不同围压下的体应变变化规律不同。乔丽平等^[16]通过 X 射线衍射、SEM 扫描等获得油砂微观物理力学性质, 通过三轴剪切实验获得不同围压下油砂应力-应变关系和体应变变化特征。

国外研究以加拿大海相油砂剪胀过程中的力学机理为主, 对油砂张性扩容的研究较少。新疆风城油砂为陆相沉积, 其扩容主要为张性扩容^[8]。张性裂缝使井筒附近储层渗透率升高, 注蒸汽时双水平井对间更容易发生汽窜^[17], 通过控制采油速度^[18]、降低注汽压力^[19]等方法可以有效降低 SAGD 循环预热阶段和生产阶段井对间发生汽窜的可能性。国内学者针对陆相油砂微观物理力学做了一些实验研究, 但针对岩芯尺寸、实验方法、实验条件(温度、孔压、围压)等实验因素考虑不足。目前, 国内外尚无关于油砂 SAGD 微压裂阶段储层压缩系数的研究。杨胜来、刘荣和、Fjar 等人^[20-22,24]给出了油气生产阶段常规储层孔隙压缩系数的定义, Xu 等^[26]基于历史拟合建立了用于加拿大海相油砂微压裂过程的有限元模型, Lin 等^[5,8]建立了用于风城陆相油砂微压裂的本构模型。这些文献为研究油砂微压裂阶段的储层压缩系数提供了借鉴。

SAGD 微压裂阶段稠油处于未流动状态, 岩石固

有骨架和未流动的稠油构成储层新骨架, 注水导致油砂新骨架被剪胀或等向撑开, 表现为体应变变为负值, 压缩系数(绝对值, 下同)显著增大。储层压缩系数作为影响油砂微压裂改造的关键因素, 其对储层扩容量和可注性具有重要的工程意义。本文重点研究 SAGD 微压裂注水阶段的稠油储层变形规律, 通过油砂体积压缩实验, 获取应力应变及储层压缩系数变化曲线, 分析 2 种扩容方式下储层压缩系数随储层受力状态和温度的变化规律。该研究能够为评价微压裂过程中的储层可注性提供指导。

1 SAGD 微压裂注水阶段油砂储层压缩系数定义和计算方法

1.1 油砂储层压缩系数的定义

储层岩石由骨架及孔隙内流体组成^[20-22], 视体积 V_{tot} 、流体体积 V_f 和固体体积 V_s 之间的关系为:

$$V_{\text{tot}} = V_f + V_s \quad (1)$$

储层岩石受到外部应力 σ 和内部应力(即孔隙压力 p_p) 的作用^[21-23]。Terzaghi 首先将有效应力 σ' 的概念引入饱和土壤中, 发现若外部静水应力 ($\sigma_1 = \sigma_2 = \sigma_3$) 和孔隙压力都增加同样的量, 则体积几乎不变^[22-23]。Fjar 等^[22-23]在 Terzaghi 的基础上提出有效应力原理, 将有效应力定义为:

$$\sigma' = \sigma - \alpha p_p \quad (2)$$

其中, α 为比奥系数, 对于质地疏松的油砂而言可取 $\alpha = 1$ ^[5,8]。因此, 油砂所受有效应力 σ'_{ij} 表示为:

$$\sigma'_{ij} = \sigma_{ij} - p_p \delta_{ij} \quad (3)$$

其中, σ_{ij} 为施加应力; δ_{ij} 为 Kronecker 符号。三轴剪切实验中用轴向应力 σ_a 模拟上覆岩层压力 σ_v , 张性扩容实验中用围压 σ_c 模拟三向等静水压力 σ_i ($i=1,2,3$), 孔隙压力 p_p 通过孔压增压器实现。根据有效应力原理, 有效轴压 σ'_a 和有效围压 σ'_c 分别定义为:

$$\sigma'_a = \sigma_a - p_p \quad (4)$$

$$\sigma'_c = \sigma_c - p_p \quad (5)$$

油砂等疏松介质无法进行单轴压缩实验, 必须施加一定围压^[5,15-16], 其体积变形由平均有效应力决定^[5,22]。平均有效应力表达式为:

$$p' = \frac{\sigma'_1 + \sigma'_2 + \sigma'_3}{3} \quad (6)$$

三轴剪切扩容实验中平均有效应力表示为:

$$p' = \frac{\sigma'_a + 2\sigma'_c}{3} \quad (7)$$

三轴等向静水压扩容力学实验中, 由于无剪切作用, 平均有效应力表示为:

$$p' = \sigma'_c \quad (8)$$

现阶段国内外压缩系数的定义主要是针对室温下的干岩样, 假设岩石处于单向压缩状态, 测试结束时岩石轴向应变是可变的, 且只给出特定测试条件下的一个固定值^[20-24], 存在与现场实际不一致的情况: 1) SAGD双水平井井壁围岩处于三向应力状态, 岩石变形不仅受到上覆岩层压力的影响, 还与围压有关^[23], 此时岩石的体积应变由平均有效应力控制^[5,22]; 2) 干岩样并不能反映储层的真实状态, 岩石孔隙内的流体对储层压缩系数有一定影响^[22]; 3) 温度对储层压缩性有一定影响^[22]; 4) 应变加载的情况下, 岩石压缩的难易程度与岩石轴向应变大小有关。因此, 储层压缩系数是随有效围压、温度、单向形变和应力加载路径及历史等测试条件的变化而动态变化的, 可将应变加载压缩实验下的SAGD双水平井井壁围岩储层的压缩系数定义为:

$$c_{ij} = (-1)^j \left(\frac{\partial V_i}{V_i \partial \sigma'_j} \right)_{\sigma'_c, T, \varepsilon_a} \quad (9)$$

其中, c_{ij} 中第一个指标 i 代表被压缩的对象, 可取 tot、l、s、fr, 分别代表岩石整体、孔隙流体、固体颗粒和骨架; 第二个指标 j 代表压缩系数计算的参考应力^[22], 取 1 和 2, 分别代表平均有效应力 p' 和孔隙压力 p_p , 如 c_{12} 代表孔隙流体以孔隙压力为参考应力计算得到的压缩系数, MPa^{-1} ; σ'_c 为有效围压, MPa ; T 为储层温度, $^{\circ}\text{C}$; ε_a 为轴向应变。

在稠油开采过程中, 包括岩石固有骨架、未流动的稠油(微压裂阶段可以看作骨架)和孔隙内流体^[25]在内的整个储层以平均有效应力为参考应力计算得到的压缩系数才是关注的重点。在式(9)中, 当 i 取 tot, j 取 1 时, 即得到储层压缩系数 c_{tot} 的定义式:

$$c_{\text{tot}} = \left(-\frac{\partial V_{\text{tot}}}{V_{\text{tot}} \partial p'} \right)_{\sigma'_c, T, \varepsilon_a} \quad (10)$$

其物理意义为: 在一定温度、有效围压和轴向应变下, 平均有效应力降低单位压力时, 单位视体积储层岩石中骨架及孔隙内流体的总体积缩小值。由式(10)可知当体积和应力同时增加或减小时, $\frac{\partial V_{\text{tot}}}{\partial p'}$ 为正值, 压缩

系数为负值; 当体积和应力其中一者增加而另一者减小时, $\frac{\partial V_{\text{tot}}}{\partial p'}$ 为负值, 压缩系数为正值。这说明压缩系数的正负不能完全决定体积扩容与否, 还与应力加载路径有关。应力加载下压缩系数为负值或应力卸载下压缩系数为正值时都发生体积扩容。

1.2 油砂SAGD微压裂阶段储层压缩系数的计算

油砂储层具有以下基本特点: 1) 油砂是砂粒、黏土和沥青的混合物, 刚度小, 质地特别疏松^[2,25]; 2) 粒径为 0.1~1 mm, 主要以砂为主^[2,5]; 3) 油砂绝对渗透率很高, 为 300~4 000 mD^[2,5]。除此之外, 微压裂阶段的油砂储层还有以下特点: 1) 现场微压裂阶段一对 SAGD 双水平井注水量为 320~460 方^[2,6,8]; 2) 微压裂阶段的稠油处于未流动状态, 此时由岩石骨架和未流动稠油构成储层新的骨架^[2]。微压裂阶段油砂储层物化性质决定其孔隙、渗流和注水特性。油砂 SAGD 微压裂阶段通过向储层注水, 利用油砂剪胀和张性扩容特性, 使其孔隙体积扩大, 从而提高储层可注性^[5,6,8]。

稠油储层流固耦合计算方面应采用有效应力原理^[5-6,8,26], 认为微压裂阶段油藏处于水饱和状态, 注入流体导致孔隙的扩容。对于微压裂阶段储层, 重点研究油砂骨架的压缩系数 c_{fr} 。一定温度条件下, 用平均有效应力原理表示的储层骨架本构方程的全微分形式为:

$$dp' = K_{\text{fr}} d\varepsilon_v \quad (11)$$

其中 dp' 为平均有效应力的微小改变量, MPa ; K_{fr} 为油砂骨架的体积模量, MPa ; $d\varepsilon_v$ 为一定温度下应力变化导致的体应变。

由式(11)可知一定温度下油砂骨架体积压缩系数为:

$$c_{\text{fr}} = \frac{1}{K_{\text{fr}}} = \frac{d\varepsilon_v}{dp'} \quad (12)$$

式(12)是式(9)表示的压缩系数中的一种, 在饱和油砂剪切扩容和张性扩容实验情况下, 采用式(12)计算的骨架压缩系数可近似看作微压裂阶段的储层压缩系数。事实上, 对于式(9)当 i 取 fr, j 取 1, 并用 $d\varepsilon_v$ 代替 $-\frac{\partial V_i}{V_i}$ 时, 便可得式(12)。式(12)表示的压缩系数(切线压缩系数)可以反映油砂在任一应力状态下的瞬时压缩程度, 而割线压缩系数($c'_{\text{fr}} = \frac{\Delta\varepsilon_v}{\Delta p'}$)则可以反映油砂从初始状态到某一特定应力状态为止的总体压缩程

度的变化趋势,两者是局部与整体的关系。本文所定义的压缩系数,无论是切线压缩系数还是割线压缩系数都是随测试条件动态变化的,而已有文献^[24]中的测试方法是针对特定测试条件下的割线压缩系数固定值。

2 岩石力学基础实验

2.1 岩样的制作

试样取自新疆风城油田重 1 区齐古组地层,埋深 303~304 m 左右。风城油砂质地疏松,随着温度升高,稠油黏度显著降低,油砂塑性进一步增强。为了保证岩心的完整性,减少岩心原始结构的扰动,防止气体和水分的挥发,对岩心的运输和储存进行全程冷冻处理,将现场和实验用的岩心使用冰块或干冰包裹的方式运输并放置其于 $-20\text{ }^{\circ}\text{C}$ 的冰柜储存^[2,5]。本实验采用液氮取心方式获取 $25\text{ mm}\times 50\text{ mm}$ 尺寸垂向标准岩心。取心过程和取出的岩心如图 2 所示。

2.2 实验仪器

实验所使用仪器为 GCTS 公司的 RTR-1500 高温高压岩石三轴仪^[5,8],如图 3 所示。

2.3 实验目的、流程和步骤

针对剪切扩容的模拟,对试样分别施加① 5.5 MPa 围压和 5 MPa 孔压② 10 MPa 围压和 5 MPa 孔压,研究



图 2 液氮取心过程及取心结果

Fig. 2 Process and results of liquid nitrogen coring

其在① 0.5 MPa 有效围压(简称低有效围压)和② 5 MPa 有效围压(简称高有效围压)下,以 0.03 mm/min 的应变加载速度施加轴向压力逐步进行剪切直至试样破坏(至轴向应变为 9% 左右),同时监测各种形变和应力数值的演变。关于张性扩容的探讨,对试样施加三轴等静水压力 10 MPa,孔压从 5 MPa 以 0.1 MPa/min 的加载速度、0.5 MPa 的压力间隔逐渐增加到 9.8 MPa 来模拟注入压力逐渐增大的过程,同时记录应力应变曲线。每加载 0.5 MPa 孔压后观测应变直至稳定后再进行下一步加载。对于两种扩容实验,分别改变压力室温度为 $20\text{ }^{\circ}\text{C}$ 、 $45\text{ }^{\circ}\text{C}$ 、 $70\text{ }^{\circ}\text{C}$ 和 $100\text{ }^{\circ}\text{C}$,模拟注液温度对油砂压缩性能的影响。



图 3 GCTS RTR-1500 高温高压岩石力学三轴仪

Fig. 3 High pressure and high temperature triaxial test system

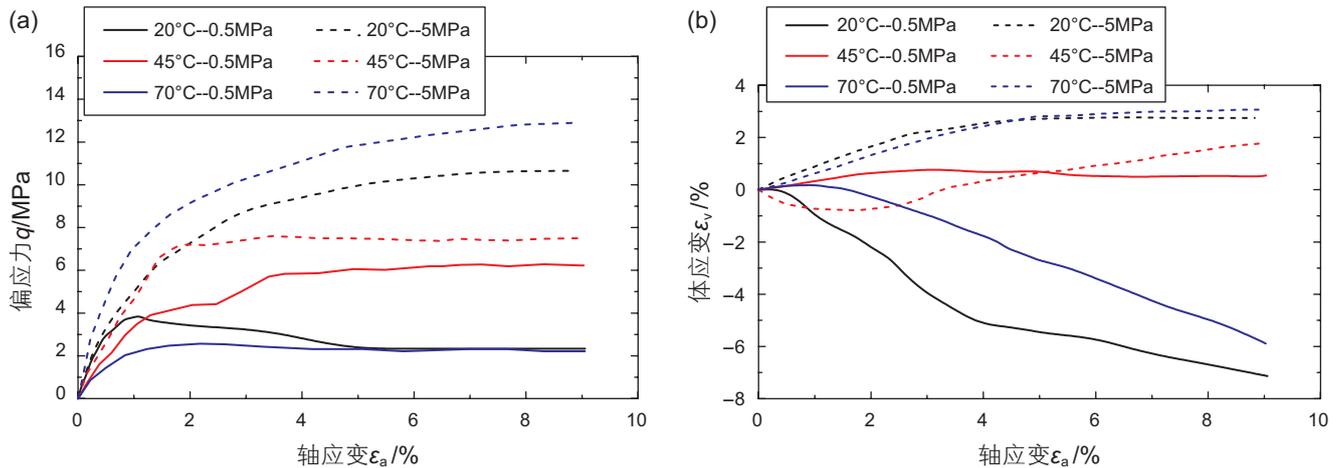


图4 油砂 (a) 偏应力和 (b) 体应变变化曲线

Fig. 4 (a) Deviatoric stress and (b) volumetric strain evolutions of oil sand with axial strain

3 结果和讨论

3.1 剪切扩容实验结果及分析

油砂三轴剪切实验得到的偏应变和体应变曲线如图4所示,其中偏应力 $q = \sigma'_a - \sigma'_c$ 。据图4a,当轴应变小于1%时,偏应力线性增加;轴应变大于1%后,高有效围压下偏应力非线性增加,低有效围压下偏应力反而下降,发生软化现象。由图4b可知,当轴应变为3%时(一般现场条件下轴向变形最大值),高有效围压下油砂70℃的剪缩(体应变为正值)程度与常温相当,而低有效围压下70℃的体应变(绝对值)从常温下的4%降低为1%,剪胀(体应变为负值)程度大为降低。由此可知,降低有效围压和注液温度,增加轴向变形增加了扩容效果。

图4(b)的轴应变-体应变曲线反映了油砂的剪胀扩容规律和体积膨胀率变化情况,但未直接给出油砂剪胀过程中的压缩系数变化。为了进一步分析一定应力条件下油砂的压缩系数,结合式(12),本文求取压缩系数的关键步骤为:①已知轴向应变和偏应力的关系(图4a),在0.5 MPa和5 MPa有效围压下,根据 $q = \sigma'_a - \sigma'_c$ 可得轴向应变与有效轴压的关系,进而根据式(7)可得轴向应变与平均有效应力的关系,如图5;②已知轴向应变和体应变的关系(图4b),联立轴向应变与平均有效应力的关系(图5),可得平均有效应力与体应变的关系,如图6;③由式(12)绘出一定平均有效应力条件下的切线压缩系数,观察平均有效应力对压缩系数的影响,如图7。图5中A、B两点分

别代表0.5 MPa有效围压下20℃和70℃温度的油砂可以承受的平均有效应力的最大值,称之为软化点。由图5可见,温度升高,油砂的最大平均有效应力变小,达到软化点所需的轴向应变变大。图6(a)中A、B两点的含义与图5相同。软化点前,随着平均有效应力增大,体应变缓慢增大;软化点后,平均有效应力增大,体应变急剧增大。为反映全过程应力状态下的压缩程度变化,计算图6曲线上各点切线斜率得到图7的压缩系数。

图7(a)表明0.5 MPa有效围压下,随着平均有效应力变化,压缩系数经历了由正到负再到正三个阶段。第一阶段,随着平均有效应力逐渐增大,油砂孔隙压密,骨架压实,出现轻微的剪缩;第二个阶段,随着平均有效应力逐渐增大,油砂颗粒受到剪切力作用发生翻转、翻滚,体积扩容,至A、B点瞬时的压

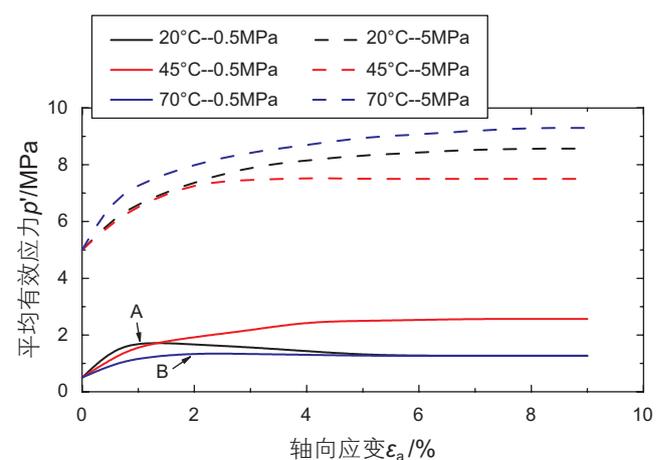


图5 试样应变加载下的平均有效应力变化

Fig. 5 Mean effective stress evolutions under strain loading

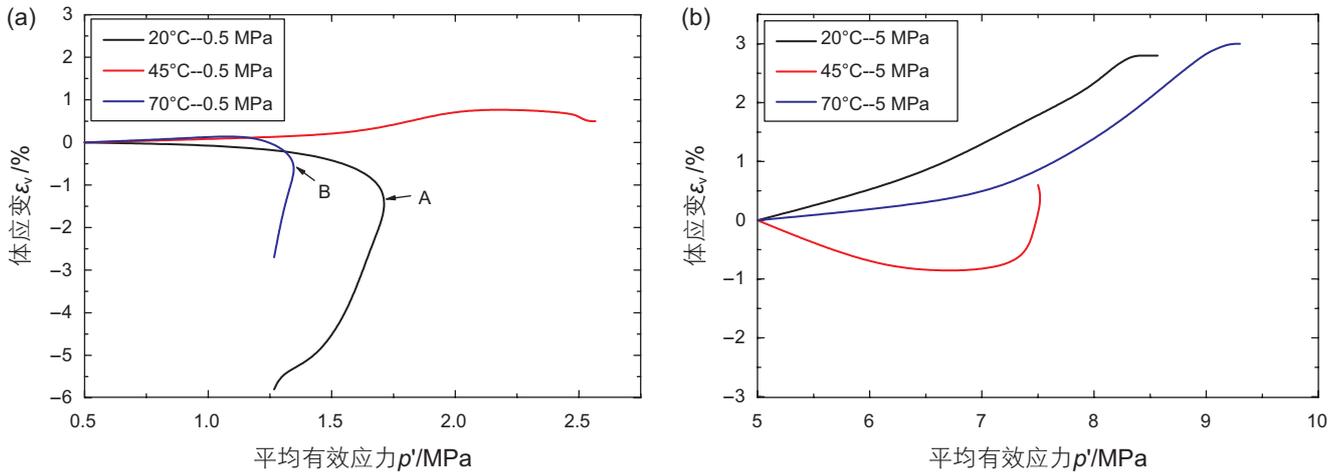


图 6 (a) 0.5 MPa 和 (b) 5 MPa 有效围压下体应变随平均有效应力的变化曲线

Fig. 6 volumetric strain evolutions with mean effective stress under (a) 0.5 MPa and (b) 5 MPa effective confining pressure

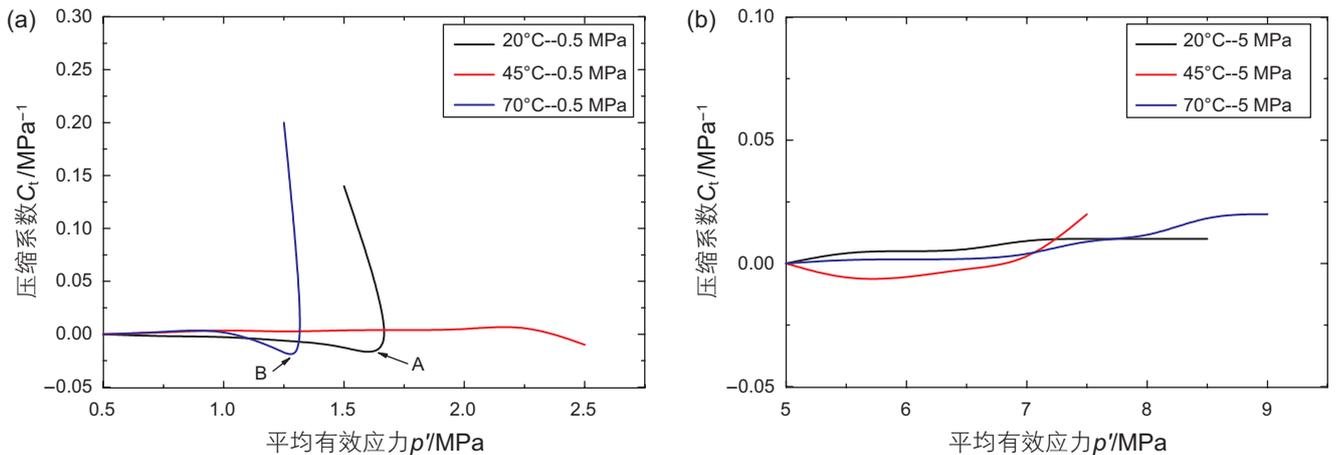


图 7 (a) 0.5 MPa 和 (b) 5 MPa 有效围压下压缩系数随平均有效应力的变化曲线

Fig. 7 Compressibility evolutions with mean effective stress under (a) 0.5 MPa and (b) 5 MPa effective confining pressure

缩系数最大(绝对值); 第三个阶段, 油砂软化后, 体应变仍然增加(图 4b), 但是平均有效应力逐渐减小, 此时压缩系数迅速变为正值。第三个阶段的压缩系数虽然为正值, 但是由于该阶段的应力加载路径为应力逐渐减小, 所以实质上油砂体积仍在膨胀。45 °C 条件下的压缩系数并没有完整经历以上三个阶段, 其曲线较不规整, 且并不是 20 °C 和 70 °C 相应曲线的过渡情况。由此可见, 随着温度升高, 当油砂从刚性往流变性过渡时内部力学过程极其复杂, 在某些温度区间相应机理尚不明确。

由图 7 可知, 5 MPa 有效围压下油砂的压缩系数为正值(45 °C 除外), 应力加载路径为应力增加, 油砂发生剪缩; 0.5 MPa 有效围压下的压缩系数先负值后正值(忽略孔隙压密导致的轻微剪缩), 应力加载路径为先增加后减小, 油砂发生剪胀。这说明相对较

低的有效围压是油砂发生剪胀的前提条件。图 7(a) 显示, 0.5 MPa 有效围压下, 油砂软化前的压缩系数随着平均有效应力增加而增加, 软化后则正好相反。结合图 7(a) 可知油砂在 0.5 MPa 有效围压和 20 °C 温度下的最大平均有效应力为 1.75 MPa 左右, 这说明当现场井口压力较小时油砂可能受到高平均有效应力而发生软化, 此时压缩系数呈指数式增加, 一般都会超过 0.01 MPa⁻¹。

由于剪切扩容实验中油砂出现了应力软化现象, 导致压缩系数(切线压缩系数)变化非常复杂(图 7), 难以分析温度和轴向应变对压缩系数的影响, 同时无法看出油砂到底发生了剪胀还是剪缩。因此, 采用从初始状态到某一特定应力状态为止的割线压缩系数表示该段曲线的等效压缩系数。为了评价在一段相对较长时间内油砂体积的总体扩容或压缩程度, 分析温度

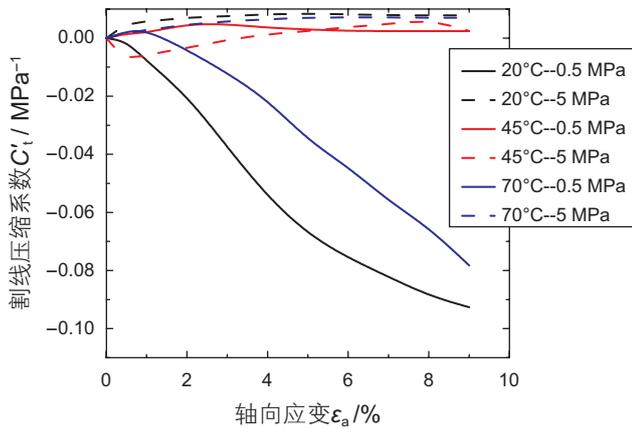


图8 割线压缩系数随轴向应变的变化曲线
Fig. 8 Secant compressibility evolutions with axial strain

和轴向应变对压缩程度的影响, 根据图6过起始点的割线斜率得到从初始状态到任一应力状态为止的割线压缩系数, 同时根据图5轴向应变与平均有效应力的关系, 得到从初始状态到任一单向形变为止的割线压缩系数变化曲线如图8所示。

图8显示, 当温度和单向形变相同时, 有效围压较低时的割线压缩系数为负值, 而应力改变量始终是正的, 故油砂体积发生剪胀, 说明低有效围压是油砂发生剪胀的条件。同时, 油砂在较低有效围压下发生剪胀时, 相同单向形变下的割线压缩系数随温度的增加而减小。0.5 MPa有效围压下20℃的割线压缩系数大于70℃的割线压缩系数, 而5 MPa有效围压下20℃和70℃的割线压缩系数几乎相同。李宝存等^[15]认为高围压下油砂变形存在一个临界温度, 在临界温度上下分别以热膨胀变形和围压产生的压缩变形为主, 低围压下则不存在临界温度。图8表明, 当轴向应变相同时, 低有效围压下油砂剪胀存在一个临界温度(45℃左右), 在临界温度处的压缩系数最小, 高有效围压下油砂剪胀程度与温度关系不大。

图8显示, 油砂发生剪胀时割线压缩系数随单向形变增加而增大。0.5 MPa有效围压下, 20℃和70℃时3%轴向应变下的压缩系数相对原状态分别增加了0.03 MPa⁻¹和0.01 MPa⁻¹左右, 而5 MPa有效围压下的压缩系数受轴向应变影响很小。

相对于历史上受过冰川压实作用、质地密实、砂粒内嵌咬合的加拿大阿尔伯塔油砂, 新疆风城油砂历史上未经历冰川作用, 质地疏松, 砂粒松散分布于沥青-黏土混合胶结基质中, 剪胀角仅为前者的一半甚至更小, 且物性非均质性强, 储层微压裂改造难度大^[2,5-6]。国外学者Agar和Settari等人^[14,25]研究表明, 阿尔伯塔地区Athabasca海相油砂剪胀趋势较大, 但规

律一致。

3.2 张性扩容实验结果及分析

为研究张性扩容对压缩系数的影响, 进行了一组三轴等向静水压扩容力学实验; 与之前的剪切实验不同, 该实验通过改变平均有效应力 p' , 固定偏应力 q 为0(即不施加任何偏应力, 无剪切作用)的形式来实现。其中平均有效应力通过固定围压、增大孔压的方式实现。图9给出不同温度下样品随平均有效应力的体应变曲线, 根据公式(12)可得图9曲线中各点切线斜率即为样品压缩系数变化曲线如图10所示。

由图9和图10可知, 随着注水压力增大, 平均有效应力减小, 体应变和压缩系数变大。平均有效应力从5 MPa降至4 MPa左右, 压缩系数曲线在波动中上

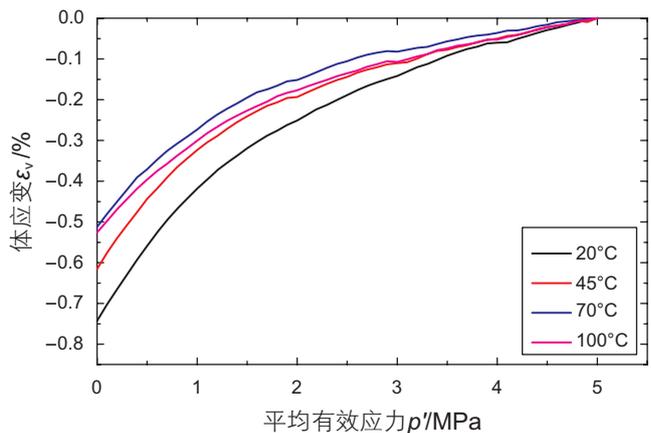


图9 试样体应变变化曲线
Fig. 9 Volumetric strain evolutions with mean effective stress of samples

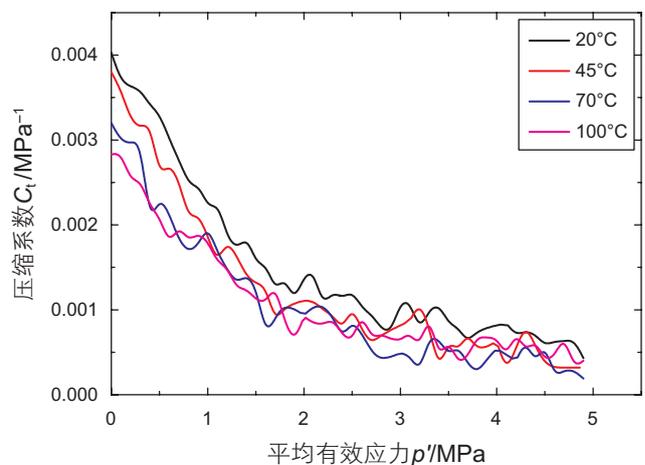


图10 试样压缩系数变化曲线
Fig. 10 Compressibility evolutions with mean effective stress of samples

升了 0.0005 MPa^{-1} 左右,可能是由于实验初始阶段仪器压力系统未稳定以及试样端面不平造成不均匀压缩导致。平均有效应力从 4 MPa 降到 1 MPa 左右时,储层压缩系数近似线性增加了 0.0015 MPa^{-1} 左右。平均有效应力小于 1 MPa 时,储层压缩系数呈指数增加。

随着温度升高,压缩系数变小。这是因为温度升高导致油砂基质的塑性大为增强,砂粒迅速充填张性扩容部分孔隙,骨架压缩性变差;另一方面,温度导致油砂基质体积膨胀,储层变得疏松,压缩性改善——两者形成竞争关系且前者占优势。图 11 给出了平均有效应力分别为 1.0 MPa 、 2.0 MPa 、 3.0 MPa 、 4.0 MPa 时,由于温度变化导致的试样的压缩系数变化情况。由图可见,在一定范围内升温对压缩系数具有抑制作用,在 $50\sim 70^\circ\text{C}$ 左右时的抑制作用最明显。温度为 65°C 左右时,平均有效应力为 3 MPa 和 4 MPa 的压缩系数曲线交叉,说明较高平均有效应力下温度成为影响张性扩容压缩系数的主要因素,而平均有效应力的影响很小。

与加拿大海相油砂相比,风城陆相油砂粒径以砂

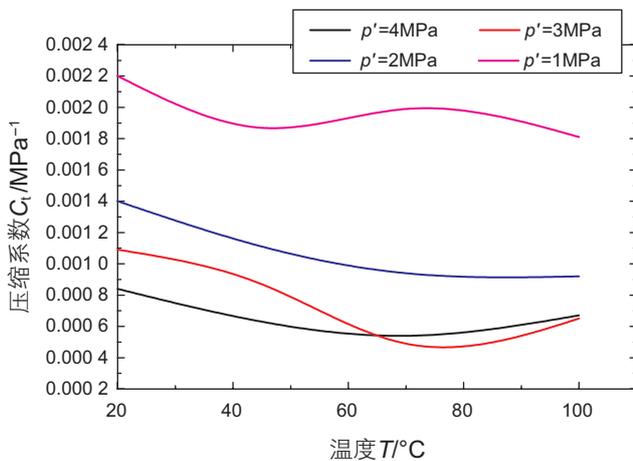


图 11 温度导致的压缩系数变化

Fig. 11 Temperature-induced evolutions of compressibility

表 1 A 井简化后的井口注入压力

Table 1 Simplified wellhead pressures of wellpair A

注压阶段	注压时间/min	起始时间/min	结束时间/min	A-I 井		A-P 井	
				起始压力/kPa	结束压力/kPa	起始压力/kPa	结束压力/kPa
1	150	0	150	0	500	0	793
2	1 200	150	1 350	500	500	793	793
3	600	1 350	1 950	500	1 500	793	1 586
4	1 500	1 950	3 450	1 500	1 500	1 586	1 586
5	150	3 450	3 600	1 500	1 200	1 586	793
6	900	3 600	4 500	1 200	1 200	793	793

为主,砂泥岩夹层发育明显,刚度较大^[5],张性扩容量小,但总体大于剪切扩容量^[8]。Wong 等人^[13]研究表明,阿尔伯塔地区 Cold Lake 海相油砂张性扩容趋势较大,但规律一致。

4 实验结果的应用

本文通过压缩系数的大小评价油砂储层可注性的好坏,压缩系数越大,储层的可注性越好。微压裂注水阶段储层压缩系数的大小与储层岩性、原始地应力和井口压力有关。微压裂施工过程中,储层岩性和原始地应力状态是无法改变的,但可以通过逐步提高井口压力改变储层的有效应力。随着井口压力逐渐提高,井筒附近储层孔压逐渐增加,有效围压和平均有效应力逐渐减小,剪胀和张性扩容导致的压缩系数变化规律分别与图 7 和图 10 类似。

以重 1 区 A 井(注水井 A-I 和生产井 A-P)为例,采用文献^[6,8]的处理方法将现场复杂的井口压力简化为 6 个注压阶段(表 1),并选取其中 3 个注压时间较长的稳压阶段(阶段 2、阶段 4 和阶段 6)计算其对应的储层压缩系数。通过测井资料、小型压裂测试和 Kaiser 声发射试验得到风城重 1 区储层的垂向地应力梯度 σ_v 为 0.021 MPa/m ,水平最小主应力梯度 σ_h 为 0.012 MPa/m ,水平最大主应力梯度 σ_H 为 0.018 MPa/m ^[6]。表 2 为 A-I 井和 A-P 井在 3 个稳压阶段期间井筒附近储层剪胀和张性扩容导致的压缩系数(取绝对值)计算过程及结果。

由表 2 可知,A-I 井和 A-P 井井筒附近储层所处的实际平均有效围压在 $0.144\sim 1.21 \text{ MPa}$ 之间,处于低有效围压下的剪胀和张性扩容状态,其压缩系数变化规律分别可用图 7(a)和图 10 近似描述。

对于注水导致的剪胀过程,随现场井口压力逐步增加,平均有效应力减小,压缩系数逐渐降低,一般

表2 A井稳压阶段储层压缩系数

Table 2 Reservoir compressibility during stage 2, stage 4 and stage 6 of wellpair A

井别	A-I井			A-P井		
垂深 D/m	330			334		
垂向地应力 σ_v/MPa	6.93			7.01		
水平最小主应力 σ_h/MPa	3.96			4.01		
水平最大主应力 σ_H/MPa	5.94			6.01		
井口压力 p/MPa	阶段 2	阶段 4	阶段 6	阶段 2	阶段 4	阶段 6
	0.5	1.5	1.2	0.793	1.586	0.793
液柱压力 p_w/MPa	3.24	3.24	3.24	3.28	3.28	3.28
孔隙压力 p_p/MPa	3.74	4.74	4.44	4.073	4.866	4.073
平均有效围压 σ_c'/MPa	1.21	0.21	0.51	0.937	0.144	0.937
平均有效压力 p'/MPa	1.87	0.87	1.17	1.60	0.81	1.60
剪胀压缩系数 C_{is}/MPa^{-1}	0.018 10	0.003 05	0.007 60	0.016 60	0.002 95	0.016 60
张性扩容压缩系数 C_{it}/MPa^{-1}	0.001 22	0.002 43	0.002 00	0.001 39	0.002 59	0.001 39

在 $0.003\sim 0.02 MPa^{-1}$ 之间。对于注水导致的张性扩容过程,随着现场井口压力逐渐增加,平均有效应力减小,压缩系数增加,一般在 $0.001\sim 0.003 MPa^{-1}$ 之间。

关于微压裂注水过程中何种扩容方式占据主导地位的问题,目前尚无定论,文献^[6,8]进行了部分探讨。本文通过实际注压条件下两种扩容方式单独导致的压缩系数的变化幅度来看,剪胀过程中的压缩系数变化幅度明显大于张性扩容的变化幅度。关于两种扩容方式如何耦合分析以及两种扩容方式导致的压缩系数如何叠加的问题,将是下一步研究的重点。

文献^[27]给出利用压缩系数推算储层弹性能量的方法,若获取整个储层的动态压缩系数场便可以计算储层动态弹性能量。从井筒附近往地层深处延伸,储层岩性、原始地应力和孔隙压力都会发生变化,储层压缩系数显著不同。本文研究的压缩系数仅为井筒附近储层的压缩系数,远井筒储层的压缩系数影响因素复杂,需要结合有限元分析作深入研究。如何由井筒附近储层的局部压缩系数推广到整个储层的压缩系数场,将是评估储层弹性能量的关键。

5 结论

(1)储层压缩系数是随有效围压、温度、单向形变和应力加载路径及历史等测试条件的变化而动态变化的。

(2)SAGD微压裂注水阶段的稠油处于未流动状态,通过向储层注水,利用油砂剪胀和张性扩容特性,使其孔隙体积扩大,从而提高储层可注性。

(3)影响储层压缩系数的主要因素有轴向应变、围

压、孔压、温度。对于剪切扩容,油砂软化前的压缩系数随着平均有效应力增加而增加,软化后则正好相反;减小围压,降低注液温度,增加单向变形,压缩系数增大。对于张性扩容,平均有效应力越小,温度越低,压缩系数越大。

(4)为了增加储层可注性,现场可通过①不间断注水使井壁周围区域有效围压降低,②根据储层埋深逐级提高相应的注入压,从而使储层产生较大单向形变,③尽可能降低注液温度,抑制油砂塑性增强对剪胀造成的负作用。

(5)SAGD开发油藏一般埋深较浅,常规压裂难度较大。对于物性较好的油砂储层,微压裂技术是目前切实可行的方法之一。但是,如果储层存在隔夹层,通过微压裂注水、高压注蒸汽等物理方法难以突破夹层,此时可以借助酸压、ES-SAGD(膨胀溶剂蒸汽辅助重力泄油)以及酸压-溶剂-聚合物/热蒸汽驱等化学方法实现。另外,加拿大SAGD现场操作结果表明,超破裂压力注入会影响盖层稳定性,这要求微压裂注水启动阶段和注蒸汽生产阶段的注入压力略小于破裂压力,这样既保证了注水/汽效果,又保证了盖层的稳定性。

(6)微压裂阶段储层压缩系数对研究油砂扩容,增加储层渗透率,提高可注性具有重要的工程指导意义。该阶段的压缩系数只适用于储层微压裂改造阶段,储层改造结束后,将在 $150\text{ }^{\circ}\text{C}$ 以上高温下注入蒸汽加热稠油至其黏度低于 $2\ 000\text{ mPa}\cdot\text{s}$ 。下一步将重点研究高温下注汽循环预热及注汽生产阶段的压缩系数对SAGD生产的影响,彼时考虑的因素将更加复杂,包括相态变化、毛细管力等。

参考文献

- [1] YUAN Y, YANG B, XU B, et al. Fracturing in the oil sand reservoirs [C]. Canadian Unconventional Resources Conference, 2011, CSUG/SPE 149 308.
- [2] LIN B, JIN Y, PANG H, 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: 1 425–1 439.
- [3] OLDAKOWSKI K. Stress induced permeability changes of Athabasca oil sands [D]. M. Sc. Thesis, Department of Civil Engineering, University of Alberta, 1994.
- [4] YUAN Y, DOU S, ZHANG J, CHEN S, XU B. Consideration of geomechanics for in-situ bitumen recovery in Xinjiang, China. 2013 SPE Heavy Oil Conference-Canada [C]. 2013, SPE 165 414.
- [5] 林伯韬, 陈森, 潘竞军, 等. 风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, 37(6): 74–77. [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, 408.]
- [6] LIN B, JIN Y, CHEN S L. A criterion for evaluating the efficiency of water injection in oil sand[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, DOI: 10. 1016/j. petrol, 2016, 10: 056.
- [7] 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. Technology and application of dual-horizontal SAGD during circulating preheating phase [J]. Xinjiang Oil & Gas, 2012, 8 (supplement): 6–10.]
- [8] 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, June 26–29, 2016.
- [9] LIN B, CHEN S, JIN Y et al. Experimental investigation on dilation mechanism of ultra-heavy oilsands from Xinjiang Oilfield[C]. The 13th International Congress of Rock Mechanics, Montreal, Canada, May 10–13, 2015.
- [10] CHALATURNYK R, SCOTT J D. Geomechanical response of heavy oil reservoirs to the steam assisted gravity drainage process. 1997, SPE 37569, 485–499.
- [11] DUSSEAUULT M B, MORGENSTERN N R. Shear strength of Athabasca oil sands [J]. Canadian Geotechnical Journal, 2011, 15(2): 216–238.
- [12] 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]. Contemporary Security Policy, 1995, 16(5): 192–218.
- [13] WONG R C K, BARR W E, KRY P R. Stress–strain response of Cold Lake oil sands [J]. Canadian Geotechnical Journal, 2011, 30(2): 220–235.
- [14] SETTARI A, ITO Y, FUKUSHIMA N, et al. Geotechnical aspects of recovery processes in oil sands [J]. Canadian Geotechnical Journal, 2011, 30(1): 22–33.
- [15] 李存宝, 谢凌志, 陈森, 等. 油砂力学及热学性质的试验研究[J]. 岩土力学, 2015, 36(8): 2 298–2 305. [LI C B, XIE L Z, CHEN S, et al. Experimental research on mechanical and thermal properties of oil sand [J]. Rock and Soil Mechanics, 2015, 36(8): 2 298–2 305.]
- [16] 乔丽平, 戴建凯, 王者超, 等. 风城油砂微观结构与力学性质实验研究[J]. 土木工程学报, 2015, 48(增 2): 59–63. [QIAO L P, DAI J K, WANG Z C, et al. Experimental investigation on meso-scale structure and mechanical behavior of Fengcheng oil sands [J]. China Civil Engineering Journal, 2015, 48 (supplement 2): 59–63.]
- [17] 郑家朋, 东晓虎, 刘慧卿, 等. 稠油油藏注蒸汽开发汽窜特征研究[J]. 特种油气藏, 2012, 19(6): 72–75. [ZHENG J P, DONG X H, LIU H Q, et al. Steam channeling characteristics of steam injection in heavy oil reservoir [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2012, 19(6): 72–75.]
- [18] 巴特勒. 重油和沥青的热力开采工艺[M]. 北京: 石油工业出版社, 1994: 215. [BUTLER R M. Thermal recovery of oil and bitumen [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1994: 215.]
- [19] ITO Y, IPEK G. Steam fingering phenomenon during SAGD process[C]. SPE International Thermal Operations and Heavy Oil Symposium, 2005, SPE, 97 729.
- [20] 杨胜来, 魏俊之. 油层物理学[M]. 北京: 石油工业出版社, 2004: 130–131. [YANG S L, WEI J Z. Reservoir physics [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2004: 130–131.]
- [21] 刘荣和, 冯文光, 龙玲, 等. 岩石孔隙体积压缩系数实验研究[J]. 石油钻采工艺, 31(4): 79–82. [LIU R H, FENG W G, LONG L, et al. Experimental study on rock pore volume compressibility [J]. Oil Drilling & Production Technology, 2009, 31 (4): 79–82.]
- [22] FJAR E, HOLT RM, RAAEN AM, RISNES R, HORSRUD P. Petroleum related rock mechanics, 2nd edn [M]. Elsevier Science, New York, 2008: 26–37.

- [23] 陈勉, 金衍, 张广清. 石油工程岩石力学[M]. 北京: 科学出版社, 2008: 40. [CHEN M, JIN Y, ZHANG G Q. Petroleum related rock mechanics[M]. Beijing: Science Press, 2008: 40.]
- [24] 油气田开发专业标准化委员会. 岩石孔隙体积压缩系数测定方法: SY/T 5815-2008[S]. 北京: 中国标准出版社, 2008. [National Technical Committee of Standardization for Oil-gas Field Development. Test method of rock pore volume compressibility: SY/T 5815-2008[S]. Beijing: China Standard Press, 2008.]
- [25] AGAR J G, MORGENSTERN N R, SCOTT J D. Geotechnical testing of Alberta oil sands at elevated temperature and pressure [C]. The 24th U. S. Symposium on Rock Mechanics, Texas, June 20-23, 1983.
- [26] XU B, WONG R C K. A 3D finite element model for history matching hydraulic fracturing in unconsolidated sands formation[J]. Can. Petro. Tech., 2010, 49(4): 58-66.
- [27] 姜汉桥, 姚军, 姜瑞忠. 油藏工程原理与方法 [M]. 东营: 中国石油大学出版社, 2006: 229-231. [JIANG H Q, YAO J, JIANG R Z. The fundament and practice of reservoir engineering[M]. Dongying: China University of Petroleum Press, 2006: 229-231.]

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

GAO Yanfang, CHEN Mian, LIN Botao, JIN Yan, PANG Huiwen

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

Abstract Micro-fracturing of the wells before preheating circulation phase can shorten the circulating preheating cycle and improve the propagation of steam chamber in SAGD (Steam Assisted Gravity Drainage) development. Injecting water to the immobile ultra-heavy oil sand reservoir during micro-fracturing phase will cause shear dilation and tensile parting dilation of the framework, which lead to volumetric expansion and increase in compressibility. A larger magnitude in coefficient of compressibility implies a greater volumetric dilation and an improved injectivity. In view of the built-in problems associated the definition, calculation and testing methods related to the compressibility under water injection, the core samples obtained from Middle Jurassic Qigu Formation of Xinjiang Junggar Basin were investigated. In this study, the volume compression/expansion tests were designed to study the compression mechanisms during micro-fracturing phase, based on which the volume change behavior under various pressure and temperature circumstances was investigated. It is revealed that the compressibility of oil sand under shear increases with increasing mean effective stress before softening, but displays an opposite trend after softening. Furthermore, the compressibility under shear dilation increases with decreasing effective confining pressure and temperature, as well as increasing uniaxial strain. The tensile dilation tests revealed that the compressibility is in inverse proportion to the mean effective pressure or temperature. The findings of this study can be used to estimate the injectivity of the reservoir for implementation of micro-fracturing in the field.

Keywords heavy oil; SAGD; micro-fracturing; coefficient of compressibility

doi: 10.3969/j.issn.2096-1693.2017.02.022

(编辑 马桂霞)