

# 快速均匀启动技术改善蒸汽辅助重力泄油预热效果

石兰香<sup>1,2</sup>,李秀峦<sup>1,2</sup>,马德胜<sup>1,2</sup>,周游<sup>1,2</sup>,刘鹏程<sup>3\*</sup>

(1.提高石油采收率国家重点实验室,北京 100083; 2.中国石油勘探开发研究院,北京 100083;  
3.中国地质大学(北京)能源学院,北京 100083)

**摘要:**预热效果对蒸汽辅助重力泄油(SAGD)开发井组的见产速度和生产效果均有直接影响,研究高效的预热方式对提高SAGD开发效果有重要意义。以现场快速均匀启动试验为例,采用数值模拟方法揭示了快速均匀启动技术的高压扩容机理,并优化了快速均匀启动操作压力。研究结果表明:通过在注采井间形成高孔隙度、高渗透率和高含水带,可以加速蒸汽与岩石之间的热对流,从而实现双水平井井间快速均匀热连通;快速均匀启动存在最佳操作压力,该压力与油藏地应力及岩石变形特征相关。进一步结合现场生产动态数据,分析了快速均匀启动技术的实施效果。分析结果表明,实施快速均匀启动井组的预热天数明显减少,预热阶段节省了蒸汽注入量,转产后早期生产效果有显著提高,对指导稠油油藏SAGD高效开发具有重要意义。

**关键词:**稠油油藏 蒸汽辅助重力泄油 快速均匀启动 高压扩容 热连通

中图分类号:TE357.41

文献标识码:A

文章编号:1009-9603(2017)04-0094-05

## Effect of fast and uniform start-up enhancement technology on preheating performance of SAGD

Shi Lanxiang<sup>1,2</sup>, Li Xiuluan<sup>1,2</sup>, Ma Desheng<sup>1,2</sup>, Zhou You<sup>1,2</sup>, Liu Pengcheng<sup>3</sup>

(1.State Key Laboratory of Enhanced Oil Recovery, Beijing City, 100083, China; 2.PetroChina Research Institute of Petroleum Exploration & Development, Beijing City, 100083, China; 3.School of Energy Resources, China University of Geosciences(Beijing), Beijing City, 100083, China)

**Abstract:** Preheating phase of steam assisted gravity drainage(SAGD) has direct effect on its early production response and corresponding performance in heavy oil reservoirs. Therefore, it is important to develop an effective method to improve SAGD performance. A pilot test of the fast and uniform start-up enhancement technology(FUSE) was taken as a case study. The high pressure dilation mechanism of the FUSE was revealed and its related operating pressure was optimized by using numerical simulation method. The results show that a zone with high porosity, high permeability and high water cut was formed between the injector and producer, and the heat convection between steam and reservoir rocks was enhanced, and thus the heat exchange rate and thermal connectivity between double horizontal wells were improved. There was an optimal operating pressure for the FUSE and it was closely related to the in-situ stress and the rock deformation characteristics. Field production data was applied to analyze the performance of the FUSE. The result presents that the number of days for preheating and the steam consumption in the preheating phase are reduced significantly, and the SAGD performance in the early production stage is improved obviously. It has important guiding significance for the realization of efficient SAGD development.

**Key words:** heavy oil reservoir; SAGD; fast and uniform start-up; high pressure dilation; thermal connectivity

收稿日期:2017-03-23。

作者简介:石兰香(1987—),女,福建龙岩人,在读博士研究生,从事稠油油藏开发方面研究。联系电话:(010)83598314, E-mail:slx0416@163.com。

\*通讯作者:刘鹏程(1969—),男,山东成武人,副教授,博士。联系电话:(010)82323127, E-mail:liupengcheng8883@sohu.com。

基金项目:国家科技重大专项“改善SAGD开发效果技术研究与应”(2016ZX05012-002)和“稠油、碳酸盐岩和致密油藏开发主体技术与应用潜力”(2016ZX05016-006)。

蒸汽辅助重力泄油(SAGD)是稠油开采的重要方法之一。近年来,随着中外SAGD先导试验规模的不断扩大,前人对SAGD进行了大量研究,并在现场试验中取得了较好的应用效果<sup>[1]</sup>,但仍存在诸多问题亟待解决。一般来说,SAGD包括预热和生产2个阶段<sup>[2-3]</sup>。预热的目的是诱导注采井间实现热连通,使原油粘度降低,流度增加,且原油在重力作用下能够快速泄流<sup>[2]</sup>,通常可采用吞吐和循环2种方式来实现。开发实践表明,循环预热是实现双水平井SAGD注采井间快速、均匀热连通的有效方式,然而,循环预热阶段越长,蒸汽消耗越多,见产越慢,同时循环采出液的处理量越大,处理难度变大。减少循环预热阶段的时间和注汽量,有助于SAGD井组快速见产,同时节省能耗,从而提高产量及经济效益。为此,开展了SAGD快速均匀启动(简称FUSE™)研究,包括室内实验及现场试验<sup>[4-10]</sup>。快速均匀启动技术是在短时间内对注采水平井同时高压注入脱油热污水,利用岩石力学机理<sup>[11-15]</sup>在井筒周围形成扩容带,快速均匀启动结束后,经短时间循环预热即转入生产阶段。笔者利用室内实验获取稠油油藏岩石力学参数,在此基础上应用数值模拟方法,揭示了快速均匀启动技术的高压扩容机理,并进行了快速均匀启动操作优化研究。进一步结合首个中国稠油油藏现场操作实例,验证了快速均匀启动技术改善SAGD预热效果,该技术的机理也可为其他开采方式提供借鉴及采用。

## 1 快速均匀启动技术的扩容机理

通过短时间、较少量的高压注水(汽)改造,诱导双水平井间形成孔隙度和渗透率均增大的垂向扩容区,井间形成垂向高孔隙度、高渗透率和高含水带,井间含水饱和度由束缚水饱和度转变为可动水饱和度,在后续循环预热过程中由原先的以热传导为主变为以热对流为主,从而加速井间热连通。与压裂不同,流体的注入能够得到有效控制,注入流体之后不填充支撑剂,因此张性裂缝不发育。

为了准确模拟快速均匀启动技术的高压扩容机理,在数值模拟研究中考虑了岩石变形对流体流动产生的影响。根据中外调研结果来看<sup>[16-23]</sup>,稠油油藏岩石变形的模拟通常采用非线性超弹性本构模型,常规热采数值模拟与岩石力学模型之间的耦合参数为孔隙度和渗透率。

考虑孔隙度是温度、压力及岩石平均总应力的函数<sup>[20]</sup>,耦合岩石力学数值模拟孔隙度计算公式为

$$\phi_{n+1}^* = \phi_n^* + c_0(p_{n+1} - p_n) + c_1(T_{n+1} - T_n) + c_2 \Delta \sigma_m \quad (1)$$

渗透率为体积应变的函数<sup>[23]</sup>,耦合岩石力学数值模拟渗透率计算公式为

$$K = K_0 \exp(C_n \varepsilon_v) \quad (2)$$

地应力参数的选取参考室内实验结果和现场监测结果<sup>[24]</sup>,以便较真实地还原地下地应力和储层物性参数的变化过程。研究区储层物性和地下地应力参数主要包括:油藏埋深为270 m,原始地层压力为2.7 MPa,油层厚度为20 m,孔隙度为30%,渗透率为 $2\,000 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ,初始含油饱和度为75%,50℃时地下原油粘度为20 000 mPa·s,油砂初始弹性模量为310 MPa,初始泊松比为0.4,屈服应力为10 000 MPa,初始摩擦角为50°,内聚力为10 kPa,破裂压力为6 MPa,初始水平有效应力为1.736 MPa,初始垂直有效应力为3.896 MPa。

快速均匀启动试验时累积操作2 d,井筒循环压力以及地层循环压力短时间内提升至5.5 MPa,该阶段向地层累积注入热水量为530 m<sup>3</sup>,热水温度为70℃。操作期间,为确保快速均匀启动只发生扩容,不产生裂缝,对井筒压力实施实时监控和调整。操作2 d之后,井筒周围油层物性参数整体变好(图1),孔隙度由初始的30%增加至30.8%,渗透率由初始的 $2\,000 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 提高至 $2\,225 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ,含油饱和度由75%迅速降低至70%。快速均匀启动操作结束之后,进行常规的循环预热,循环预热时间为42 d;当井间已实现温度、压力连通之后,转入半SAGD启动阶段(即注汽井长管注汽,短管停止产液,生产井长管注汽,短管产液),该阶段持续进行56 d;最后转入SAGD开发。结果发现,转入SAGD开发1 000 d内,虽然孔隙度、渗透率在较快速均匀启动操作期间有所降低,但仍比初始阶段高,说明快速均匀启动操作对后续储层仍有一定改造效果。

含水饱和度、孔隙度以及渗透率的提高,有利于加速后续注汽的热对流,从而加速双水平井间的热连通。应当指出的是,经过快速均匀启动操作之后,由于岩石产生的变形为部分不可逆变形,因此产生的扩容效应不会完全消失,对后续注入蒸汽与岩石和原油之间的热对流继续产生有利影响。对比经过和未经过操作的井组在转入SAGD生产前的粘度场可以发现,经过快速均匀启动操作的井组双水平井间原油粘度较低的范围大(空白部分表示原油粘度大于150 mPa·s),且更加均匀,说明快速均匀启动操作有利于实现双水平井间快速均匀热连通(图2)。

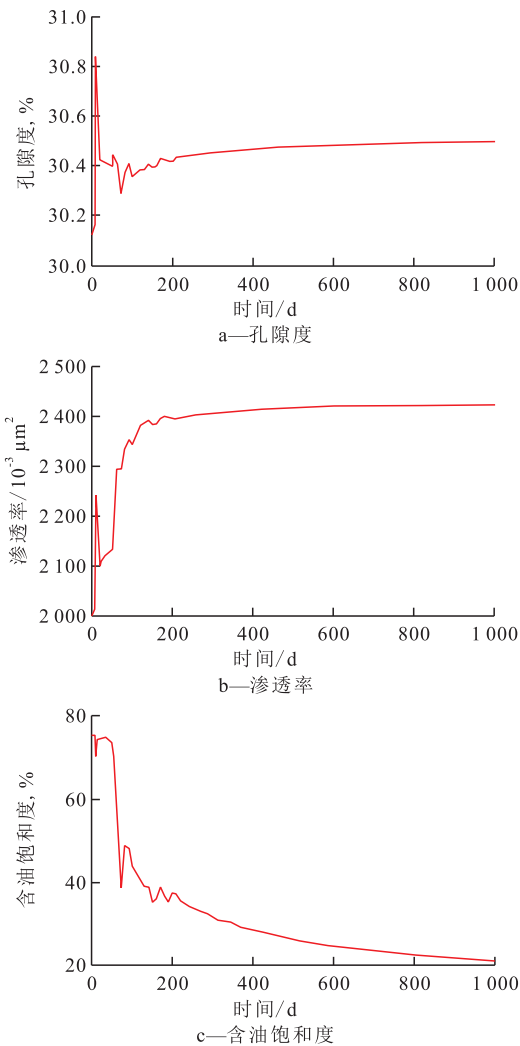


图1 井筒周围孔隙度、渗透率和含油饱和度随时间的变化规律

Fig.1 Variation of porosity, permeability and oil saturation around wellbore with time

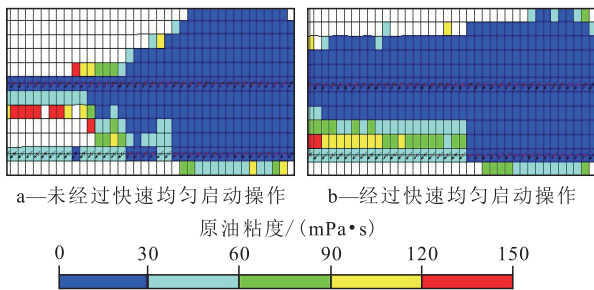


图2 转入SAGD开发前双水平井间原油粘度分布

Fig.2 Oil viscosity distribution between double horizontal wells before SAGD production

## 2 快速均匀启动操作压力优化

转入生产之前,双水平井间的热连通效果越好,则转生产后SAGD井组泄油长度越长,水平段泄油越均匀,即意味着水平段动用程度越高。因此,为了确保SAGD井组生产效果,应尽可能提高热连

通效果。为了优化快速均匀启动效果,在低于破裂压力前提下,进一步研究了不同压力条件下的快速均匀启动效果(图3)。

从图3可以看出,快速均匀启动的操作压力小于5.0 MPa或者大于5.5 MPa时,双水平井周围原油粘度较低的范围小,原油粘度分布差异较大,即热连通范围较小,热连通均匀性较差。当快速均匀启动的操作压力为5.0~5.5 MPa时,能够实现最佳的热连通效果。应当指出的是,快速均匀启动的最佳操作压力与油藏初始地应力以及岩石本身的力学性质是密切相关的,因此快速均匀启动的操作设计必须建立在相关地质力学测试的基础上。

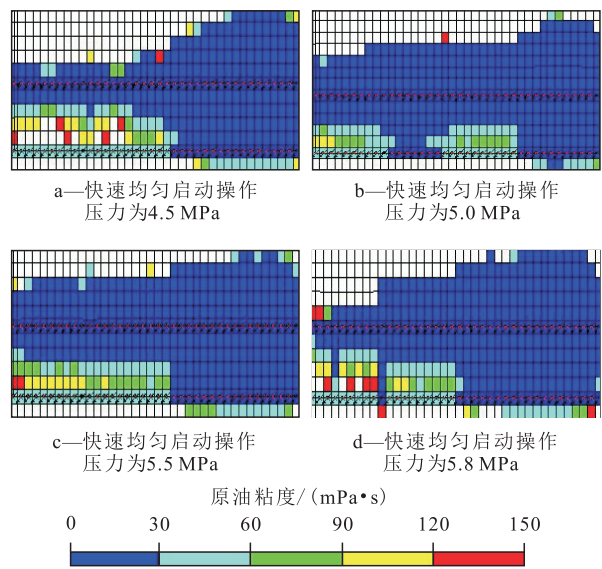


图3 不同快速均匀启动操作压力下转入SAGD开发前双水平井间原油粘度的分布

Fig.3 Oil viscosity distribution between double horizontal wells before SAGD production under different operating pressures

## 3 实例应用及效果分析

SAGD快速均匀启动技术首先在中国某油田Z1井区井组A进行了现场试验。由试验井组A与未实施快速均匀启动的相邻井组B和C的物性参数及生产效果对比(表1)可以看出,试验井组A与相邻井组B和C的物性差异不大,但试验井组A的循环预热天数明显减少,平均节约62 d;节省了循环预热阶段的累积注汽量,平均节约11 136 t。循环预热结束后,试验井组热连通程度高于相邻井组热连通程度,平均高出15.5%。

从转生产后900 d的指标来看,试验井组A平均产油量为36.1 t,累积油汽比为0.25,整体生产效果较好。从转生产后的产油量曲线来看(图4a),转生



表1 试验井组与相邻井组的物性参数及生产效果对比

Table1 Comparisons of physical property parameters and production effect of test well group A and its adjacent well groups

井组	水平段长度/m	渗透率/ $10^{-3} \mu\text{m}^2$	油层厚度/m	循环预热天数/d	循环预热累积注汽量/t	转入SAGD生产前热连通程度,%	生产阶段注汽量/( $\text{t}\cdot\text{d}^{-1}$ )	生产阶段产油量/( $\text{t}\cdot\text{d}^{-1}$ )	生产阶段累积油汽比
A	446	972	17.7	89	10 092	82	144.5	36.1	0.25
B	343	1 031	16.0	135	18 418	70	145.5	33.7	0.23
C	490	993	23.6	167	24 038	63	148.6	36.3	0.25

产约 500 d 以内, 试验井组 A 的产油量比相邻井组大, 之后产油量优势不明显; 从转生产后的油汽比曲线来看(图 4b), 转生产 300 d 以内, 试验井组 A 油汽比比相邻井组大, 之后优势不明显。对比结果表明, 快速均匀启动对循环预热阶段和转 SAGD 生产早期开发效果有较明显的改善, 但是对转 SAGD 后期生产阶段的影响作用有限。这与快速均匀启动技术的扩容机理是相吻合的, 因为高压扩容形成的不是裂缝, 快速均匀启动结束之后, 采用常规注汽压力进行预热和生产, 高压作用下产生的部分岩石变形逐渐恢复, 扩容作用逐渐减弱。

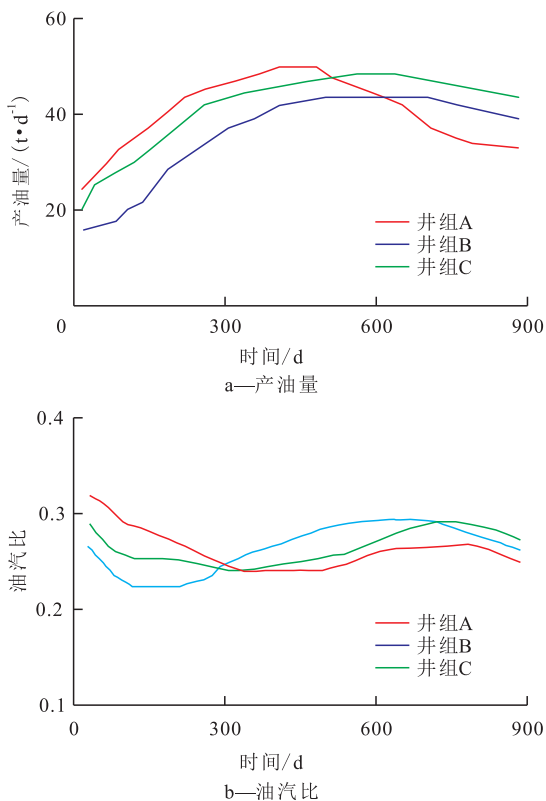


图4 产油量和油汽比与开发时间的关系

Fig.4 Change of oil production rate and oil steam ratio with time

## 4 结论

利用耦合岩石力学数值模拟方法, 模拟了快速均匀启动在 SAGD 预热阶段的作用过程, 揭示了其

岩石高压扩容机理。模拟分析结果表明, 快速均匀启动作业之后, 双水平井间形成高孔隙度、高渗透率和高含水带, 可以加强蒸汽热对流效应, 极大地减少了预热时间并提高了预热均匀性。快速均匀启动存在一个最优的操作压力, 该压力与油藏初始地应力及岩石本身力学性质相关。现场应用表明, 快速均匀启动技术在循环预热阶段效果显著, 实施快速均匀启动的井组循环预热天数明显减少, 节省了循环预热阶段累积注汽量; 实施快速均匀启动井组与相邻井组转生产后生产指标差异较小。对于油砂热采、压裂、快速启动作业时和作业后的生产, 孔隙压力的变化会使得油藏岩石骨架发生较为显著的变形, 导致储层孔隙体积、喉道结构及胶结程度等实时发生变化, 使得油藏孔隙度、渗透率等物性参数发生改变, 在数值模拟研究中有必要耦合岩石力学效应。

### 符号解释:

$\phi_n^*$  ——第  $n$  个时间步长的孔隙度;  $c_0$  ——压力相关压缩系数,  $\text{kPa}^{-1}$ ;  $p_n$  ——第  $n$  个时间步长的压力,  $\text{kPa}$ ;  $c_1$  ——温度相关压缩系数,  $\text{kPa}^{-1}$ ;  $T_n$  ——第  $n$  个时间步长的温度,  $^{\circ}\text{C}$ ;  $c_2$  ——应力相关压缩系数,  $\text{kPa}^{-1}$ ;  $\sigma_m$  ——平均总应力,  $\text{kPa}$ ;  $K$  ——绝对渗透率,  $10^{-3} \mu\text{m}^2$ ;  $K_0$  ——初始绝对渗透率,  $10^{-3} \mu\text{m}^2$ ;  $C_n$  ——渗透率随体积应变的变化系数;  $\varepsilon_v$  ——总的体积应变。

### 参考文献:

[1] Butler R M, McNab G S, Lo H Y. Theoretical studies on the gravity drainage of heavy oil during in-situ steam heating[J]. The Canadian Journal of Chemical Engineering, 1981, 59(4): 455-460.  
 [2] 王学忠, 王金铸, 乔明全. 水平井、氮气及降黏剂辅助蒸汽吞吐技术——以准噶尔盆地春风油田浅薄层超稠油为例[J]. 石油勘探与开发, 2013, 40(1): 97-102.  
 Wang Xuezhong, Wang Jinzhu, Qiao Mingquan. Horizontal well, nitrogen and viscosity reducer assisted steam huff and puff technology: Taking super heavy oil in shallow and thin beds, Chunfeng Oilfield, Junggar Basin, NW China, as an example[J]. Petroleum Exploration and Development, 2013, 40(1): 97-102.  
 [3] 石兰香, 李秀峦, 刘荣军, 等. 夹层对 SAGD 开发效果影响研究

- [J].特种油气藏,2015,22(5):133-136.  
Shi Lanxiang, Li Xiuluan, Liu Rongjun, et al. Research on the effect of interlayers on SAGD development [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2015, 22(5): 133-136.
- [4] 魏绍蕾,程林松,张辉登,等.夹层对加拿大麦凯河油砂区块双水平井蒸汽辅助重力泄油开发的影响[J].油气地质与采收率,2016,23(2):62-69.  
Wei Shaolei, Cheng Linsong, Zhang Huideng, et al. Physical simulation of the interlayer effect on SAGD production by dual horizontal well in Mackay River oil sands block, Canada [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2016, 23(2): 62-69.
- [5] Yuan Y, Xu B, Palmgren C T S. Design of caprock integrity in thermal stimulation of shallow oil-sands reservoirs [R]. Calgary: Canadian Unconventional Resources Conference, 2011.
- [6] Xu B, Yuan Y G, Wang Z C. Thermal impact on shale deformation/failure behaviors—laboratory studies [R]. San Francisco: 45th U S Rock Mechanics/Geomechanics Symposium, 2011.
- [7] Yuan X, Dou S, Zhang J, et al. Consideration of geomechanics for in-situ bitumen recovery in Xinjiang, China [R]. Calgary: SPE Heavy Oil Conference-Canada, 2013.
- [8] 范宁宁,刘鹏程,张胜飞,等.稠油油藏蒸汽蒸馏物理模拟实验[J].油气地质与采收率,2016,23(6):70-75.  
Fan Ningning, Liu Pengcheng, Zhang Shengfei, et al. Physical simulation experiment of steam distillation in heavy oil reservoir [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2016, 23(6): 70-75.
- [9] Liu P, Li W, Shen D. Experimental study and pilot test of urea-and urea-and-foam-assisted steam flooding in heavy oil reservoirs [J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2015, 135: 291-298.
- [10] Liu P, Zheng H, Wu G. Experimental study and application of steam flooding for horizontal well in ultraheavy oil reservoirs [J]. Journal of Energy Resources Technology, 2017, 139(1): 1-9.
- [11] 张世锋,邱正松,汪海阁,等.泥岩流-固-化耦合模型参数的蒙特卡罗估计[J].石油学报,2016,37(7):921-929.  
Zhang Shifeng, Qiu Zhengsong, Wang Haige, et al. Monte Carlo estimation on the parameters of shale chemo-poro-mechanical coupling model [J]. Acta Petrolei Sinica, 2016, 37(7): 921-929.
- [12] Tran D, Settari A, Nghiem L. New iterative coupling between a reservoir simulator and a geomechanics module [J]. SPE Journal, 2004, 9(3): 362-369.
- [13] 郑爱玲,刘德华.应力敏感对低渗致密气藏水平井压裂开采的影响[J].大庆石油地质与开发,2016,35(1):53-57.  
Zheng Ailing, Liu Dehua. Influences of the stress sensitivity on the production of the fractured horizontal well in low-permeability tight gas reservoirs [J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2016, 35(1): 53-57.
- [14] 贺美邦,游俊,高凤英,等.岩石沉积学特征与岩石弹性参数的关系[J].油气地质与采收率,2016,23(1):61-67.  
He Fubang, You Jun, Gao Fengying, et al. Relationship between rock sedimentary feature and its elastic parameters [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2016, 23(1): 61-67.
- [15] 孟艳军,汤达祯,李治平,等.高煤阶煤层气井不同排采阶段渗透率动态变化特征与控制机理[J].油气地质与采收率,2015,22(2):66-71.  
Meng Yanjun, Tang Dazhen, Li Zhiping, et al. Dynamic variation characteristics and mechanism of permeability in high-rank CBM wells at different drainage and production stages [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2015, 22(2): 66-71.
- [16] Shen L, Singhroy V, Samsonov S V. Forward modeling of SAGD-induced heave and caprock deformation analysis [R]. Calgary: SPE Heavy Oil Conference-Canada, 2014.
- [17] Bao X, Deng H, Zhong H, et al. Coupled geomechanical and thermal simulation of SAGD process [R]. Calgary: SPE Heavy Oil Conference-Canada, 2013.
- [18] Duncan J M, Chang C Y. Nonlinear analysis of stress and strain in soils [J]. Journal of the Soil Mechanics and Foundations Division, 1970, 96(5): 1 629-1 653.
- [19] Settari A, Walters D A. Advances in coupled geomechanical and reservoir modeling with applications to reservoir compaction [J]. SPE Journal, 2001, 6(3): 334-342.
- [20] Tran D, Settari A, Nghiem L. New iterative coupling between a reservoir simulator and a geomechanics module [J]. SPE Journal, 2004, 9(3): 362-369.
- [21] Yuan C, Pope G A. A new method to model relative permeability in compositional simulators to avoid discontinuous changes caused by phase-identification problems [J]. SPE Journal, 2012, 17(4): 1 221-1 230.
- [22] Li H Z, Yang D Y. Modified  $\alpha$  function for the Peng-Robinson equation of state to improve the vapour pressure prediction of non-hydrocarbon and hydrocarbon compounds [J]. Energy & Fuels, 2010, 25(1): 215-223.
- [23] Li P, Chalaturnyk R J. Permeability variations associated with shearing and isotropic unloading during the SAGD process [J]. Journal of Canadian Petroleum Technology, 2006, 45(1): 54-61.
- [24] 廖广志.浅层稠油油藏地层破裂压力计算方法探讨[J].石油学报,1992,13(4):76-84.  
Liao Guangzhi. A discussion of the determination of the fracturing pressure in a shallow heavy oil reservoir [J]. Acta Petrolei Sinica, 1992, 13(4): 76-84.

编辑 王星