

薄层特超稠油油藏氮气与降粘剂联合 蒸汽辅助重力泄油物理模拟实验

王传飞,吴光焕,韦涛,孙业恒
(中国石化胜利油田分公司勘探开发研究院,山东 东营 257015)

摘要:常规蒸汽辅助重力泄油技术主要适用于油层厚度较大、原油粘度较高的油藏。针对春晖油田哈浅1块油层厚度相对较薄、原油极稠的特点,在常规蒸汽辅助重力泄油的基础上,采用三维物理模拟实验技术,开展通过加入氮气与降粘剂来改善常规蒸汽辅助重力泄油开发效果的实验研究。实验结果表明:采用氮气与降粘剂联合蒸汽辅助重力泄油,能够减缓蒸汽超覆,降低蒸汽腔压力,扩大蒸汽腔有效波及范围,降粘剂在蒸汽的携带作用下,可增大降粘范围和幅度,使得蒸汽腔的发育形态发生质的变化,有效动用油层下部储量;从动态指标来看,氮气与降粘剂联合蒸汽辅助重力泄油比常规蒸汽辅助重力泄油和氮气联合蒸汽辅助重力泄油的累积油汽比分别提高0.036和0.023 mL/mL,采收率分别提高10.9%和6.9%,说明氮气与降粘剂联合蒸汽辅助重力泄油开发效果较好。

关键词:特超稠油油藏 物理模拟 蒸汽辅助重力泄油 氮气 降粘剂 蒸汽腔

中图分类号:TE357.4

文献标识码:A

文章编号:1009-9603(2017)01-0080-06

Physical simulation experiment of nitrogen gas and dissolve solvent aided SAGD for thin formation and extra-super heavy oil reservoir

Wang Chuanfei, Wu Guanghuan, Wei Tao, Sun Yeheng

(Research Institute of Exploration and Development, Shengli Oilfield Company, SINOPEC, Dongying City,
Shandong Province, 257015, China)

Abstract: Conventional SAGD is aimed mainly for the heavy oil reservoirs with thick formation and high viscosity. Haqian 1 block has the geological features of thin formation and super heavy oil. Based on conventional SAGD, 3D physical simulation experiment technology was applied for the research on adding nitrogen gas and dissolve agent to improve the development effect of the conventional SAGD. The results show that nitrogen gas can release the steam overlap and lower the steam chamber pressure, resulting in expanding the effective sweep area of steam chamber. Dissolve agent can decrease the viscosity further with the steam carrying, leading to quantitative change of steam chamber development and producing the reserves of lower reservoir effectively. Nitrogen gas and dissolve solvent aided SAGD can respectively increase the cumulative oil steam ratio by 0.036, 0.023 mL/mL, and increase the oil recovery by 10.9% and 6.9%, compared with those of convention SAGD and nitrogen gas aided SAGD. In a word, nitrogen gas and dissolve solvent aided SAGD technology can obtain impressive effect.

Key words: extra-super heavy oil reservoir; physical simulation; SAGD; nitrogen gas; dissolve solvent; steam chamber

蒸汽辅助重力泄油(SAGD)是一种适用于油层厚度较大、原油粘度较高油藏的采油技术^[1-4],在中

国风城、辽河油区以及国外油田得到了广泛应用^[5-10]。该技术通过部署在油层下部的注入井连续

收稿日期:2016-10-09。

作者简介:王传飞(1984—),男,山东烟台人,工程师,硕士,从事稠油热采相关的科研与生产工作。联系电话:18678686133, E-mail: wchuanfei@163.com。

基金项目:中国石化科技攻关项目“极浅层特超稠油油藏SAGD开发关键技术研究”(P13055)。

注入高干度蒸汽,利用蒸汽超覆,在油藏中、上部形成蒸汽腔,通过热传导和热对流对原油进行加热,被加热的原油在重力作用下流入生产井。油层厚度越大,流体重力作用越显著,开发效果越好。

春晖油田哈浅1块埋藏浅,岩性复杂,砂砾岩发育,连续油层厚度较薄,仅为10~15 m;且原油极稠,50℃地面原油粘度为 21×10^4 mPa·s,折算油藏温度(23℃)下原油粘度为 1900×10^4 mPa·s,属于罕见的特超稠油油藏。2012年12月至2013年10月,通过成熟的氮气与降粘剂辅助水平井开发技术(HDNS)进行试采,效果较差,说明该技术不适用于哈浅1块的开发。经过深入的调研和分析,认为采用常规SAGD是一种可行方法。但哈浅1块的有效厚度处于SAGD开发筛选标准的下限,因此,采用常规SAGD开发存在一定的不确定性和风险性。在借鉴HDNS技术并调研中外研究的基础上^[11-19],开展在常规SAGD中加入一定量的氮气和降粘剂来改善开发效果的实验研究。通过对比常规SAGD、氮气联合蒸汽辅助重力泄油(氮气辅助SAGD)、氮气与降粘剂联合蒸汽辅助重力泄油(氮气与降粘剂辅助SAGD)共3组三维物理模拟实验,分析三者的温度场和开发指标,明确氮气与降粘剂在SAGD开发中

的作用机理以及蒸汽腔发育状况。实验结果表明,对于薄层特超稠油油藏,采用氮气与降粘剂辅助SAGD开发,可以成为改善该类油藏开发效果的一项可行性技术。

1 实验装置与物理模型

1.1 实验装置

实验采用的是自主研发的多功能蒸汽热采物理模拟装置(图1),该装置的主要功能是依据油藏原型和相似准则,模拟稠油油藏注蒸汽的开发效果以及蒸汽在油层中的渗流规律,研究不同稠油油藏注蒸汽提高采收率的宏观机理。模拟装置主要由模型本体、注入系统、测控系统和产出系统4部分组成。模型本体包括多管模型、拟三维模型和三维模型3部分。注入系统主要由高压氮气瓶、蒸汽发生器、空气压缩机、增压泵、缓冲容器和气体流量计等部分组成,可以实现蒸汽、热采添加剂和气体等同时注入。测控系统由温度和压力数据采集器及计算机等组成,可实时采集实验过程中的温度、压力等数据,可在计算机上直接绘制出温度场图和压力场图。产出系统主要是油水计量装置,可以准确计

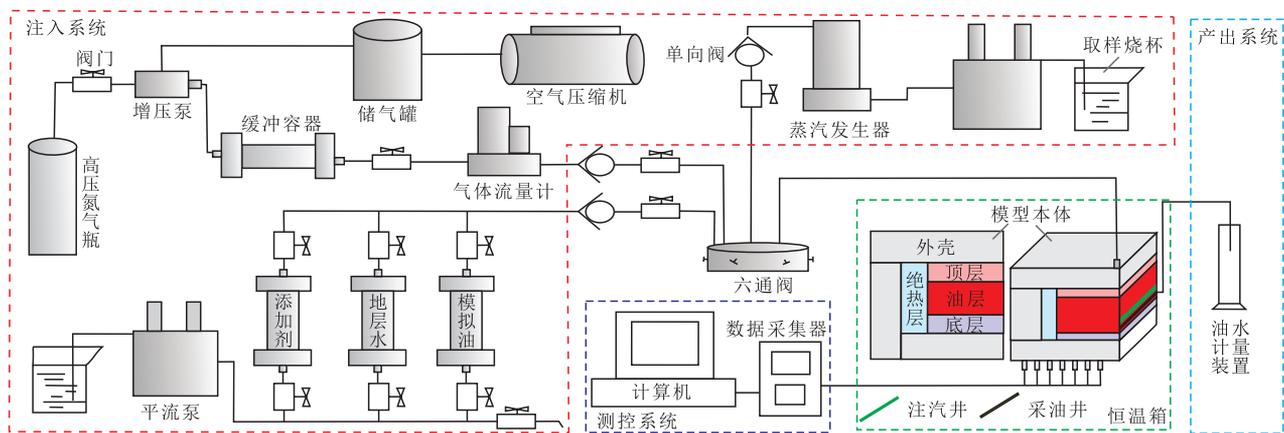


图1 多功能蒸汽热采物理模拟装置

Fig.1 Flow chart of multi-functional steam recovery physical simulation device

量产出液中的油水量。

1.2 物理模型

根据SAGD物理模拟相似准则^[20-23],以春晖油田哈浅1块薄层特超稠油油藏双水平井对为原型,结合油藏地质开发参数,设计SAGD三维物理模型。模型宽度为400 mm,高度为120 mm,采油井与注汽井均为水平井,两者间距为40 mm,上部水平井距离模型顶部56 mm,下部水平井距离模型底部24 mm。模型内纵向设计热电偶6层,每层10个,平面

布置3排,共180个热电偶(图2),用来监测读取温度,以描述蒸汽腔的发育过程。

设计水平井段长度为计算物理模型长度的1/6,这是因为实验模拟的是特超稠油油藏,如果水平井段长度过长,会使模型渗透率过大,填砂时难以实现。模型采用石英砂充填。SAGD三维物理模型注入蒸汽温度为235℃,蒸汽干度为80%,井间操作压力为0.002 MPa。实验用油为哈浅1块哈浅-1平3井原油。实验所采用的降粘剂为GWS-1型水溶性

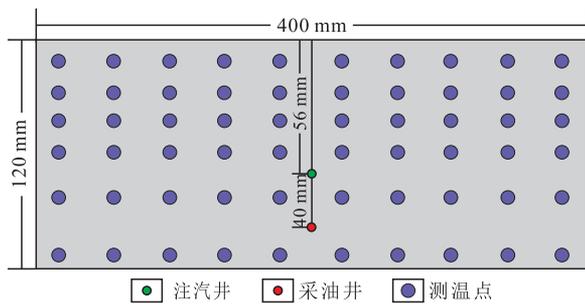


图2 三维物理模型注采井分布及测温点纵向排布示意

Fig.2 Sketch map of injection/production wells distribution and temperature measuring points for 3D physical models

降粘剂。实际油藏与模型模拟参数包括:水平井段长度,实际为300 m,物理模型长度为40 cm;井距,实际为5 m,模型为4 cm;平均有效厚度,实际为15 m,模型为12 cm;孔隙度,实际为29.3%,模型为35%;绝对渗透率,实际为 $0.935 \mu\text{m}^2$,模型为 $31 \mu\text{m}^2$;50 °C地面原油粘度,实际和模型均为 $21 \times 10^4 \text{ mPa} \cdot \text{s}$;原始地层压力,实际和模型均为4.5 MPa;原始地层温度,实际为23 °C,模型为30 °C;饱和蒸汽温度,实际和模型均为235 °C;饱和蒸汽压力,实际和模型均为3 MPa;蒸汽干度,实际为90%,模型为80%;生产时间,实际为1 a,模型为33.65 min;注采压差,实际为0.2 MPa,模型为0.002 MPa。

2 模拟方法

实验方案 设计3组实验方案。方案1为常规SAGD,方案2为氮气辅助SAGD,方案3为氮气与降粘剂辅助SAGD。3组实验中,循环预热阶段各参数取值相同;转入SAGD生产阶段后,在实验装置入口处,将一定量的氮气或降粘剂,连同蒸汽一同注入,来模拟添加氮气或降粘剂后SAGD的开发效果。通过3组实验不同开发阶段的温度场变化和瞬时产油量、累积油汽比以及采出程度等指标,研究氮气和降粘剂在SAGD开发过程中的作用。

实验步骤 实验步骤主要包括:①模型充填。先充填石英砂,待模型封装后抽真空,饱和水测模型孔隙体积和孔隙度,用油驱水法建立束缚水。在油驱水的过程中,为了使模型内部充分饱和和原油并使饱和度分布均匀,需要有次序地变换注入位置和注入方向,尽可能使原油推进均匀,波及更加均衡。②封装模型。油层填砂结束后,用承压容器盖进行封装。模型封装完毕后,用氮气向模型的顶层、底层和油层打压,将压力稳定在3 MPa左右。③建立初始温度场。模型本体安装在恒温箱中,设定

恒温箱加热温度,对模型本体加热,待模型内部各个测温点温度均达到地层温度时,将恒温箱的温度控制在地层温度,直到模型内部各点温度均相等后,即可进行三维物理模拟实验。④模拟3个不同实验方案下的SAGD过程。首先进行预热,预热方式采用上、下水平井同时进行蒸汽吞吐,每个周期预热时间为5 min,预热结束标志为井间温度达到85 °C左右。然后转入SAGD生产阶段,方案1中蒸汽注入速度为116.5 mL/min;方案2中蒸汽和氮气合计注入速度为136.5 mL/min,其中,氮气注入速度为20 mL/min;方案3中蒸汽、氮气和降粘剂合计注入速度为143 mL/min,其中,氮气和降粘剂的注入速度分别为20和6.5 mL/min。实验过程中,实时监测并记录温度变化,同时实时计量油水总量,待实验结束后,对收集到的产出液进行处理、分离,以计量油、水的瞬时产量。

3 实验结果与分析

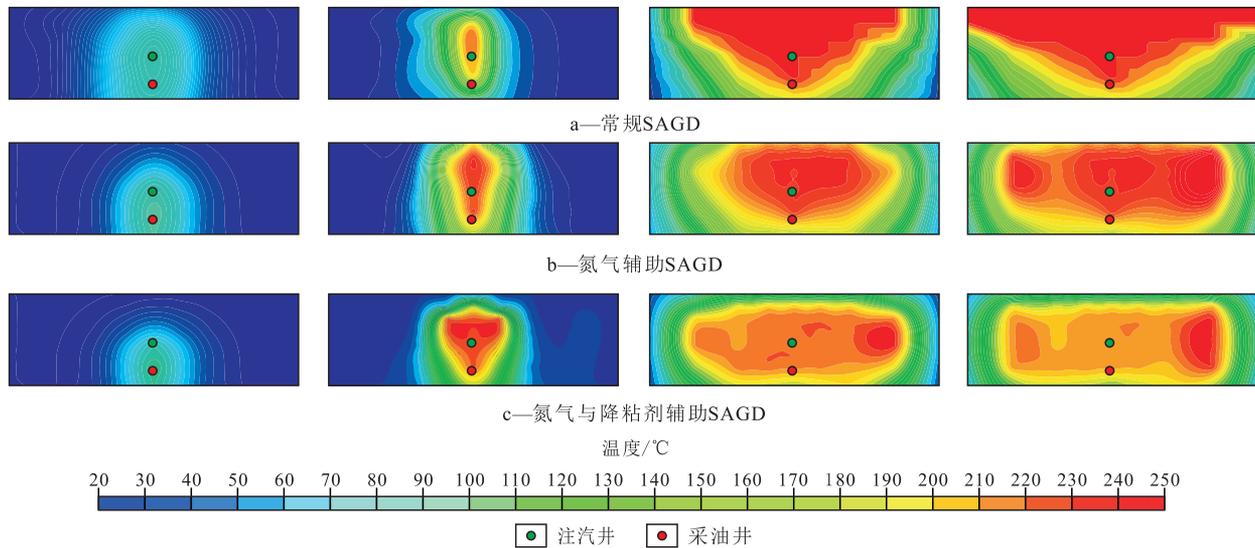
3.1 蒸汽腔变化特点

双水平井SAGD开采分为循环预热阶段和生产阶段2个阶段,根据蒸汽腔的发育过程,生产阶段可细分为蒸汽腔上升阶段、蒸汽腔横向扩展阶段和蒸汽腔下降阶段3个阶段。

循环预热阶段 实验中,循环预热主要是通过上、下水平井蒸汽吞吐进行预热,当井间温度达到85 °C时,即可实现井间热连通,达到预热目的(图3)。在3组实验方案中,由于预热方法和实验参数相同,因此,3组方案模拟得到的温度场没有太明显的差别。

蒸汽腔上升阶段 从3组方案蒸汽腔上升阶段的温度场变化(图3)可以看出,该阶段温度场开始出现明显的差别。方案1蒸汽腔高温区域面积明显小于方案2和方案3,且蒸汽腔形状开始分化。

蒸汽腔横向扩展阶段 分析蒸汽腔横向扩展阶段温度场变化(图3)可知,蒸汽腔形状发生质的分化。方案1中,蒸汽腔形状初步呈现1个典型的倒三角形,蒸汽腔冷凝面近似成直线,斜面泄油是其主要的泄油机理。方案2中,蒸汽腔不再是倒三角形,而呈现近似椭圆形,且油层中、下部蒸汽腔面积较方案1有所扩大。这是因为,根据道尔顿分压定律,氮气的加入使得蒸汽腔内部压力有所下降,进而蒸汽腔面积扩大;同时,由于氮气与湿蒸汽的重力分异作用,氮气分布在蒸汽腔上部,将压力和热量携带到油层上部,并产生持续向下的驱动力,



注：由左到右依次为循环预热阶段、蒸汽腔上升阶段、蒸汽腔横向扩展阶段和蒸汽腔下降阶段

图3 3组方案4个阶段温度场变化

Fig.3 Temperature field variation for the four stages of three laboratory experiments

抑制了蒸汽腔的超覆,促使蒸汽向油层中、下部扩展,进而改变蒸汽腔的形状。方案3中,椭圆形蒸汽腔进一步扩大。分析其原因为:在氮气作用的基础上,降粘剂在高温作用下汽化,在蒸汽的携带作用下,扩大了降粘的范围和幅度,有利于蒸汽腔的进一步扩展。

蒸汽腔下降阶段 该阶段预示着SAGD开发进入末期。由蒸汽腔下降阶段温度场(图3)可以看出,方案1形成了1个非常典型的倒三角形蒸汽腔,方案2椭圆形蒸汽腔进一步扩大,方案3蒸汽腔形状由椭圆形逐步演变成矩形,蒸汽腔冷凝面不再是斜直线,而是呈现1个垂直的斜面和1个曲率的斜面。传统的斜面泄油机理被打破,逐渐衍变成垂直泄油与曲面泄油的共同作用,扩大了泄油面积、提高了泄油能力和泄油速度。

3.2 生产动态特征

3组方案中,因预热方式均采用上、下水平井蒸汽吞吐,循环预热阶段温度场没有明显变化,故重点对SAGD生产阶段生产动态特征进行分析对比。

瞬时产油量 氮气与降粘剂辅助SAGD的瞬时产油量整体明显高于常规SAGD和氮气辅助SAGD(图4)。随着蒸汽的不断注入,由于油层厚度较薄,蒸汽腔迅速达到油层上部,瞬时产油量相应快速上升,达到峰值后,蒸汽腔开始向油层侧向扩展,瞬时产油量逐步减少并趋于稳定,基本保持在10~15 mL/min。这主要是由于氮气与湿蒸汽的密度差异,抑制了蒸汽超覆,有助于蒸汽向油层中、下部扩展,改善蒸汽腔的形状,扩大蒸汽波及区域,同时氮气

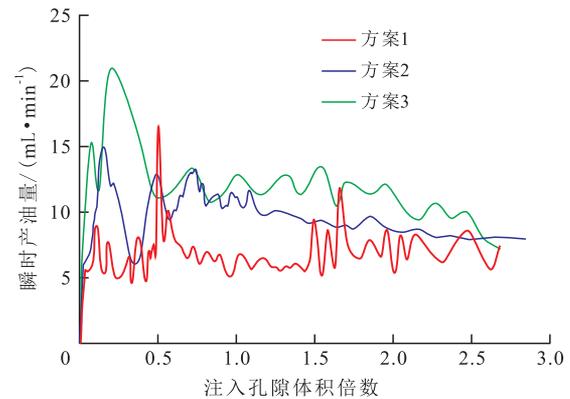


图4 SAGD生产阶段瞬时产油量与注入孔隙体积倍数的关系

Fig.4 Variation of instantaneous oil rate with steam injection pore volume during SAGD production stage

附着于薄层油层的上部,起到了隔热、降低顶部盖层热损失的作用,使得氮气辅助SAGD瞬时产油量高于常规SAGD,加之水溶性降粘剂的降粘作用,与氮气协同作用,大大改善了开发效果,使得氮气与降粘剂辅助SAGD的开发效果好于氮气辅助SAGD。

累积油汽比 累积油汽比可以直接反映注蒸汽热采开发效益,累积油汽比越高,说明蒸汽置换原油的效率越高,成本相对越低,效益越好。从模拟结果(图5)可以看出,氮气与降粘剂辅助SAGD开发的累积油汽比高于常规SAGD和氮气辅助SAGD,且变化趋势与瞬时产油量基本一致,也是先快速升高后缓慢回落并持续保持在0.15~0.17 mL。这是因为:加入氮气和降粘剂后,在氮气与降粘剂共同作用下,提高了产油量,节省了蒸汽用量,从而提高了油汽比,改善了开发效果。

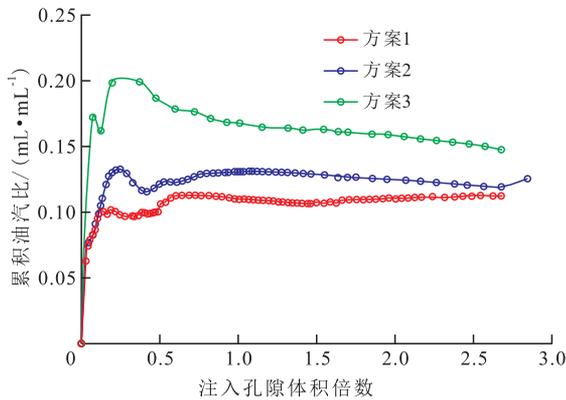


图5 SAGD生产阶段累积油汽比与注入孔隙体积倍数的关系

Fig.5 Variation of cumulative oil steam ratio with steam injection pore volume during SAGD production stage

采出程度 由3组方案的采出程度模拟结果(图6)可以看出,氮气与降粘剂辅助SAGD最终采出程度最高,为45.7%。这是因为,加入氮气后,使得蒸汽腔的形状发生了变化,有效扩大了蒸汽波及体积,同时,降粘剂在蒸汽携带作用下,进一步扩大了降粘范围和降粘幅度,提高了洗油效率,从而提高了采收率,改善了开发效果。

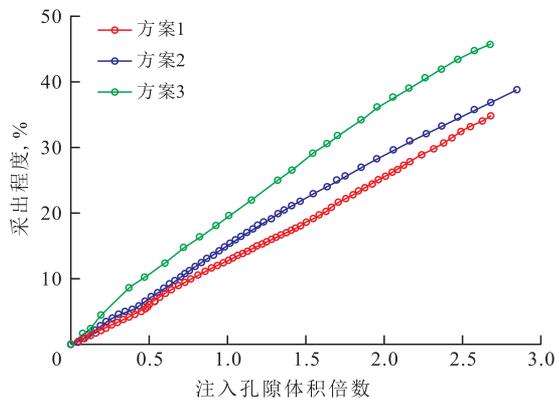


图6 SAGD生产阶段采出程度与注入孔隙体积倍数的关系

Fig.6 Variation of oil recovery with steam injection pore volume during SAGD production stage

3.3 综合定量评价

3组方案开发效果的定量统计结果(表1)表明,采用氮气与降粘剂辅助SAGD开发后,高温蒸汽腔面积得到大幅提高,达到了73.2%,相比常规SAGD和氮气辅助SAGD开发,蒸汽腔面积分别提高18.4%和7.5%,累积产油量分别提高733.1和468.1 mL,累积油汽比分别提高0.036和0.023 mL/mL,采收率分别提高10.9%和6.9%。结果说明,在氮气和降粘剂的共同作用下,有效扩大了蒸汽波及体积,提高了洗油效率,改善了常规SAGD的开发效果。

表1 3组方案开发效果的定量统计结果

Table 1 Statistical result comparison of the three laboratory experiments

方案编号	蒸汽腔面积比例, %	累积产油量/mL	累积油汽比/(mL·mL ⁻¹)	采收率, %
1	54.8	2 338.9	0.112	34.8
2	65.7	2 603.9	0.125	38.8
3	73.2	3 072.0	0.148	45.7

4 结论

SAGD生产过程中加入氮气和降粘剂后,可以改善蒸汽腔的形态,扩大蒸汽波及体积,提高累积油汽比和采收率,明显改善开发效果。由于氮气和湿蒸汽的重力分异作用,能够抑制蒸汽超覆现象,促进蒸汽腔向下扩展;氮气的分压作用扩大了蒸汽波及体积;降粘剂在蒸汽的携带作用下,扩大了降粘的范围和幅度。对于薄层特超稠油油藏,氮气与降粘剂辅助SAGD的主要泄油机理为垂直泄油与曲面泄油共同作用,不同于常规SAGD传统的斜面泄油机理。氮气与降粘剂辅助SAGD是一种具有良好前景的提高采收率技术,尤其对于薄层特超稠油更为适用。

参考文献:

- [1] 张义堂. 热力采油提高采收率技术[M]. 北京: 石油工业出版社, 2006: 207-215.
Zhang Yitang. Thermal recovery for EOR [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2006: 207-215.
- [2] 钟立国, 姜瑜, 林辉, 等. 海上深层特稠油多元热流体辅助重力泄油可行性室内研究[J]. 油气地质与采收率, 2015, 22(5): 79-83.
Zhong Ligu, Jiang Yu, Lin Hui, et al. Laboratory feasibility study of multi-component thermal fluid-assisted gravity drainage in offshore deep extra-heavy oil reservoir [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2015, 22(5): 79-83.
- [3] Albahlani A M. A critical review of the status of SAGD: where are we and what is next [C]. SPE 113283, 2008.
- [4] Bulter R M. Steam-assisted gravity drainage: Concept, development, performance and future [J]. Journal of Canadian Petroleum Technology, 1994, 15(3): 44-55.
- [5] 霍进, 桑林翔, 樊玉新, 等. 风城超稠油双水平井蒸汽辅助重力泄油开发试验[J]. 新疆石油地质, 2012, 33(5): 570-573.
Huo Jin, Sang Linxiang, Fan Yuxin, et al. Test of steam assisted gravity drainage (SAGD) process for super heavy oil exploitation in Fengcheng field by pair of horizontal wells [J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2012, 33(5): 570-573.
- [6] 杨智, 赵睿, 高志谦, 等. 浅层超稠油双水平井SAGD立体井网开发模式研究[J]. 特种油气藏, 2015, 22(6): 104-107.

- Yang Zhi, Zhao Rui, Gao Zhiqian, et al. Study on SAGD stereo well pattern development mode of dual horizontal wells for shallow extra heavy oil[J]. *Special Oil & Gas Reservoir*, 2015, 22(6): 104-107.
- [7] Shin H, Polikar M. Optimizing the SAGD process in three major Canadian oil-sands areas[C]. SPE 95754, 2005.
- [8] George R. Comparison of CSS and SAGD performance in the Clearwater formation at Cold Lake[C]. SPE 79020, 1984.
- [9] Jaime Jimenez. The field performance of SAGD projects in Canada [C]. SPE 12860, 2002.
- [10] Li P, Vink A, Nespov K, et al. Partial SAGD applications in the Jackfish SAGD project [J]. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 2011, 11(5): 19-31.
- [11] 刘晏飞, 唐亮, 熊海云, 等. 化学蒸汽驱不同温度区域的驱油特征[J]. *油气地质与采收率*, 2015, 22(3): 115-118.
- Liu Yanfei, Tang Liang, Xiong Haiyun, et al. Characteristics of oil displacement in different temperature regions of chemical steam flooding[J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2015, 22(3): 115-118.
- [12] 张小波, 郑学男, 邵德军, 等. SAGD添加非凝析气技术研究[J]. *西南石油大学学报: 自然科学版*, 2010, 32(2): 113-117.
- Zhang Xiaobo, Zheng Xuenan, Tai Dejun, et al. The technical research on adding none condensate gas in SAGD [J]. *Journal of Southwest Petroleum University: Science & Technology Edition*, 2010, 32(2): 113-117.
- [13] 高永荣, 刘尚奇, 沈德煌, 等. 氮气辅助SAGD开采技术优化研究[J]. *石油学报*, 2009, 30(5): 717-721.
- Gao Yongrong, Liu Shangqi, Shen Dehuang, et al. Optimization of N₂ injection technology during steam assisted gravity drainage process[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2009, 30(5): 717-721.
- [14] 张运军, 沈德煌, 高永荣, 等. 二氧化碳气体辅助SAGD物理模拟实验[J]. *石油学报*, 2014, 35(6): 1 147-1 152.
- Zhang Yunjun, Shen Dehuang, Gao Yongrong, et al. Physical simulation experiments on CO₂ injection technology during steam assisted gravity drainage process [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2014, 35(6): 1 147-1 152.
- [15] 刘志波, 程林松, 纪佑军, 等. 蒸汽与天然气驱(SAGP)开采特征——与蒸汽辅助重力泄油(SAGD)对比分析[J]. *石油勘探与开发*, 2011, 38(1): 79-83.
- Liu Zhibo, Cheng Linsong, Ji Youjun, et al. Production features of steam and gas push: Comparative analysis with steam assisted gravity drainage [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2011, 38(1): 79-83.
- [16] 李魏. 溶剂-蒸汽辅助重力泄油(ES-SAGD)驱油机理研究[D]. 青岛: 中国石油大学(华东), 2013.
- Li Wei. Study on the displacement mechanism of expanding solvent-steam assisted gravity drainage (ES-SAGD) [D]. Qingdao: China University of Petroleum (East China), 2013.
- [17] Canbolat S, Akin S, Kovscek A R. Noncondensable gas steam-assisted gravity drainage [J]. *Journal of Petroleum Science & Engineering*, 2004, 45(1): 83-96.
- [18] Li Weiqiang, Mamora Daulat D. Solvent type and ratio impacts on solvent aided SAGD process [J]. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 2011, 15(6): 320-330.
- [19] Al-Murayri M T, Harding T G, Maini B B. Impact of noncondensable gas on performance of steam assisted gravity drainage [J]. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 2011, 16(6): 45-54.
- [20] 马云飞, 赵凤兰, 侯吉瑞, 等. 气水同注驱油技术提高采收率物理模拟[J]. *油气地质与采收率*, 2015, 22(5): 89-93, 98.
- Ma Yunfei, Zhao Fenglan, Hou Jirui, et al. Physical simulation of enhancing oil recovery by simultaneous water and gas injection flooding [J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2015, 22(5): 89-93, 98.
- [21] 杨戩, 李相方, 张保瑞, 等. 蒸汽驱三维物理模拟实验及汽窜后接替方式[J]. *大庆石油地质与开发*, 2016, 35(1): 114-119.
- Yang Jian, Li Xiangfang, Zhang Baorui, et al. 3D physical simulating experiment of steam flooding and alternating method after the steam breakthrough [J]. *Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing*, 2016, 35(1): 114-119.
- [22] 李秀峦, 刘昊, 罗健, 等. 非均质油藏双水平井SAGD三维物理模拟[J]. *石油学报*, 2014, 35(3): 536-542.
- Li Xiuluan, Liu Hao, Luo Jian, et al. 3D physical simulation on dual horizontal well SAGD in heterogeneous reservoir [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2014, 35(3): 536-542.
- [23] 彭松, 郭平. 缝洞型碳酸盐岩凝析气藏注水开发物理模拟研究[J]. *石油实验地质*, 2014, 36(5): 645-649.
- Peng Song, Guo Ping. Physical simulation of exploiting fractured-vuggy carbonate gas condensate reservoirs by water injection [J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2014, 36(5): 645-649.

编辑 常迎梅