

稠油油藏溶剂辅助蒸汽重力泄油 启动物理实验和数值模拟研究

徐振华¹, 刘鹏程^{1*}, 张胜飞², 袁哲¹, 李秀峦², 郝明强², 刘灵灵³

(1.中国地质大学(北京)能源学院,北京 100083; 2.中国石油勘探开发研究院 提高采收率国家重点实验室,北京 100083; 3.中国石化胜利油田分公司技术检测中心,山东 东营 257000)

摘要:蒸汽辅助重力泄油启动阶段注采井间的有效连通对生产阶段影响较大。现场实践表明,常规蒸汽循环预热时间长,蒸汽消耗量大,热损失严重。为此,设计填砂管注溶剂评价实验装置,通过在不同流速下注入二甲苯溶剂,并对填砂管进行浸泡,评价二甲苯的降粘效果。实验结果表明:随着二甲苯含量的增加,原油粘度显著下降,流动性增强,且无沥青质沉淀产生,当溶剂注入量达到一定值后,降粘效果减弱;油相渗透率随着溶剂注入速度的提高而增大,但增幅逐渐减小;通过带压溶剂浸泡,溶剂向四周扩散,使溶剂的波及面积和降粘范围扩大,油相渗透率增大。新疆A油田某区块的应用结果表明,经溶剂浸泡的井组需要的循环预热时间显著降低,相对缩短60 d左右,节省蒸汽注入量约为4 000 m³,转入蒸汽辅助重力泄油生产时,注采井间的连通程度约为85%,取得了较好的连通效果。数值模拟和现场试验结果均表明,蒸汽辅助重力泄油启动阶段注溶剂可缩短蒸汽循环预热时间,减少蒸汽注入量,使注采井间预热均匀,从而提高预热效率和经济效益。

关键词:蒸汽辅助重力泄油 启动阶段 溶剂辅助 井间连通 溶剂浸泡

中图分类号:TE357.41

文献标识码:A

文章编号:1009-9603(2017)03-0110-06

Physical experiment and numerical simulation study for start-up of ES-SAGD in heavy oil reservoir

Xu Zhenhua¹, Liu Pengcheng¹, Zhang Shengfei², Yuan Zhe¹, Li Xiuluan², Hao Mingqiang², Liu Lingling³

(1.School of Energy Resources, China University of Geosciences(Beijing), Beijing City, 100083, China; 2.State Key Laboratory of Enhanced Oil Recovery, PetroChina Research Institute of Petroleum Exploration & Development, Beijing City, 100083, China; 3.Technology Inspection Center, Shengli Oilfield Company, SINOPEC, Dongying City, Shandong Province, 257000, China)

Abstract: The effective connectivity between the producer and injector in start-up period of SAGD has significant effect on production period. Field practice shows that the preheating time of conventional steam circulation is long while steam consumption and heat loss are large. In order to overcome these problems, evaluation experimental apparatus for solvent injection and soak was designed to evaluate the effect of viscosity reduction of xylene through sand pack soak by xylene injection at various flow rates. The results show that the viscosity of heavy oil decreased significantly with the increasing of xylene solvent content without asphaltene precipitation production, and the mobility of oil was enhanced. When the injected solvent content reaches a certain value, viscosity is no longer reduced. The oil phase permeability increases with the increasing of flow rate of the solvent, but the range of increase gradually decreases. After solvent soaking with pressure, the solvent spreads around to improve the sweep area and expand the flowing channel, and the oil permeability will be increased further. The application in a certain block of A oilfield in Xinjiang shows that circulation and preheating time in the solvent-

收稿日期:2017-01-06。

作者简介:徐振华(1993—),男,四川成都人,在读硕士研究生,从事稠油油藏开发物理模拟实验和理论研究。联系电话:18622135577, E-mail: cugbxzh@foxmail.com。

*通讯作者:刘鹏程(1969—),男,山东成武人,副教授,博士。联系电话:13522168398, E-mail: lpc@cugb.edu.cn。

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)。

soaked well group significantly decreases by about 60 d and the injected steam volume decreases by about 4 000 m³. The connectivity degree between the producer and injector is about 85% when ES-SAGD production begins. Numerical simulation and pilot test present that solvent injection of ES-SAGD in start-up period can shorten the preheating time of steam circulation, reduce the injection steam volume, make even preheating between producer and injector and improve the preheating efficiency and economic benefit.

Key words: steam-assisted gravity drainage; start-up period; solvent-assisted; well connectivity; solvent soak

在常规石油储量和产量逐年减小,非常规油气成为追捧焦点的当今,稠油、油砂成为炙手可热的研究领域^[1-2]。这些油藏原油粘度很大,流动性极差,采用常规的注冷水开发已毫无效果,多采用热力采油的方式进行开发。1981年Butler等首次提出蒸汽辅助重力泄油技术(SAGD)开发稠油油藏,取得了较好的现场效果^[3]。随着SAGD在稠油热采开发的广泛应用^[4-5],该技术日益成熟,如何进一步提高采收率 and 经济效益已成为研究重点^[6]。SAGD的生产实践证实,在将注采井转到完全SAGD开采之前,有必要对油藏进行预热,建立2口水平井间的有效连通,为生产阶段提供泄油通道^[7]。但蒸汽循环预热时间长,蒸汽消耗量大,增加了SAGD开发的经济成本。为此,中外众多学者通过数值模拟和现场实践开展了许多研究。赵睿等提出以低压—高压—拟SAGD的循环预热模式控制井间压差,以达到加快连通速度、缩短预热周期的目的^[8]。霍进等将循环预热细分为4个阶段,并确定各阶段关键控制节点及判断依据,大幅度提高了循环预热效果^[9-10]。席长丰等通过数值模拟对循环预热阶段的注汽速度、注汽干度、注汽环空压力、注汽压差产生时机和压差等参数进行了优化^[11]。Nasr等提出溶剂辅助蒸汽重力泄油(ES-SAGD),将碳氢化合物与蒸汽混合注入油藏,降低注汽量,提高产出液含油率^[12]。而后,诸多学者对ES-SAGD的生产效果进行试验研究^[13-15]。Ahmadloo等在启动阶段混合注入溶剂与蒸汽,减少了蒸汽的注入量,降低了热量损失,达到了很好的开发效果^[16]。Wu等通过数值模拟技术,在启动阶段注入柴油,模拟注采井间的连通效果以及转入完全SAGD生产阶段的产油效果,发现注柴油有助于油藏均匀预热,提高热循环效率^[17],但柴油与原油混合后产生少量的沥青质沉淀,阻塞地层渗流通道影响生产。

前人对SAGD启动阶段注采井间蒸汽腔连通的研究主要集中在注采管柱结构、生产工艺措施以及注采关键操作参数等因素的优化方面,但蒸汽的消耗量和热损失仍然巨大。而对于ES-SAGD启动的机理尚不明确。为此,笔者利用新疆A油田某区块

稠油油样,通过填砂管物理实验,研究注入溶剂二甲苯对于原油粘度和油相渗透率的影响以及溶剂浸泡的机理,并通过数值模拟加以论证,以期优化SAGD循环预热实践提供可靠的实验依据。

1 实验器材与方法

1.1 实验装置

ES-SAGD启动填砂管注溶剂评价实验装置如图1所示,主要包括:①ISCO水泵,主要用于向中间容器底部注水,将活塞上部的溶剂压入填砂管内,并施加入口端压力;②中间容器,用于储存实验所用溶剂,容积为200 mL,最高耐压为32 MPa;③填砂管,溶剂从下端入口流入,上端出口流出,最高耐温为300 ℃,最高耐压为20 MPa;④数据采集系统主要包括2个压力传感器和1个数据记录终端,用以采集记录填砂管入口端、出口端的实时压力,并记录水泵的瞬时流速;⑤背压阀,用以保证填砂管出口端的最高压力,控制产出液的流出,确保实验安全。

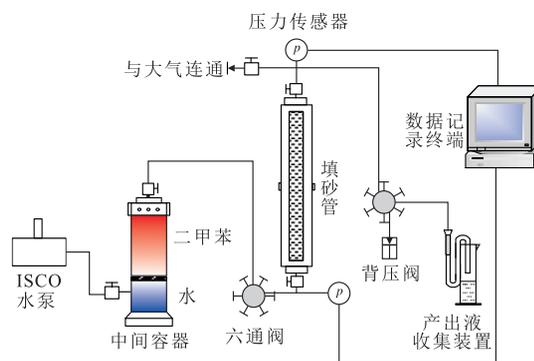


图1 ES-SAGD启动填砂管注溶剂评价实验装置

Fig.1 ES-SAGD evaluation experimental apparatus for solvent injection and soak in start-up period

1.2 实验材料

填砂管 填砂管由120~160目的石英砂制成,填砂管的半径和长度分别为3和50 cm,容积法测得其容积约为350 cm³。通过填砂、加水、搅拌和压实的步骤进行填砂,确保填砂完成后管内无气泡,测得孔隙度为32%,接近油田现场的实际情况。

实验用油 实验用油取自新疆A油田,利用Thermo Scientific HAAKE MARS III模块化流变仪测

定其常温下粘度为 $1\ 176\ 400\ \text{mPa}\cdot\text{s}$,属超稠油范畴。

注入溶剂 实验所用备选溶剂主要包括己烷、柴油和二甲苯。在ES-SAGD启动填砂管注溶剂评价实验开始前,先测试己烷、柴油和二甲苯3种溶剂对原油粘度的影响。由于超稠油中沥青质含量较高,在SAGD生产过程中,在近井地带和水平井段处很容易产生沥青质沉淀,阻塞渗流通道及井筒,这会对油气的流动及开采造成极大的负面影响^[18]。因此选择适合的注入溶剂至关重要。由常温下3种溶剂质量分数与原油粘度的关系(图2)可以看出:随着溶剂质量分数的增大,原油粘度呈近似指数型下降;当溶剂质量分数为50%时,加入己烷的原油粘度降至 $100\ \text{mPa}\cdot\text{s}$,降粘效果最佳,二甲苯次之,降粘效果较好,加入柴油的原油粘度下降到 $1000\ \text{mPa}\cdot\text{s}$,降粘效果最差。由于烷烃与原油反应生成的沥青质沉淀远大于芳香烃^[19],而二甲苯在室温下2 h内就可将原油中的沥青质完全溶解^[20],因此选用二甲苯作为填砂管注溶剂评价实验溶剂。

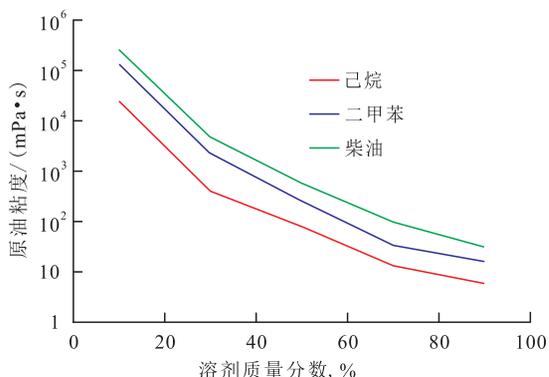


图2 不同溶剂质量分数与原油粘度的关系

Fig.2 Relationship between mass fraction of the solvent and oil viscosity

1.3 实验方法

实验方法为:①将加热后的稠油油样压入填砂管内,驱替管内剩余水,饱和原油,待高温原油冷却至室温后,进行填砂管注溶剂评价实验;②填砂管入口端压力设置为 $5\ 000\ \text{kPa}$,保持入口端定压,不断向填砂管内注入二甲苯,直至出口端有原油与二甲苯的混合液流出;③溶剂突破填砂管后,不再固定入口端压力,分别以 $0.5, 1, 2$ 和 $5\ \text{mL}/\text{min}$ 的速度注入溶剂,记录不同注入速度下填砂管入口端和出口端压力,计算压差,并测定不同注入速度下产出液的粘度,根据达西公式,计算此时填砂管内的渗透率,此为第1阶段;④关闭填砂管入口端和出口端阀门,进行2 d的带压浸泡,并在浸泡后,同样以 $0.5, 1, 2$ 和 $5\ \text{mL}/\text{min}$ 的速度注入二甲苯,并测定不同注入速度下产出液的粘度,此为第2阶段;⑤进行第2

次浸泡,重复步骤④,此为第3阶段;⑥进行第3次浸泡,重复步骤④,此为第4阶段;⑦测定产出液的质量,并加热除去产出液中的二甲苯,测定产出液中原油质量,计算产出液中的溶剂含量。

2 实验结果与分析

分析产出液粘度与溶剂注入量的关系(图3),将该过程分为4个阶段:第1阶段,产出液粘度由 $13.4\ \text{mPa}\cdot\text{s}$ 降至 $7\ \text{mPa}\cdot\text{s}$,此阶段产出液中的溶剂含量很高,产出液粘度较低,这是由于注入溶剂进入填砂管中,初步形成渗流通道,其中的原油首先与二甲苯互溶,产出液粘度显著降低,但溶剂还未扩散到渗流通道以外的区域,填砂模型孔隙中大部分原油未与溶剂相接触,导致产出液中溶剂含量很高。第2阶段,产出液粘度先陡升至 $34.5\ \text{mPa}\cdot\text{s}$,后降至 $6.4\ \text{mPa}\cdot\text{s}$,此阶段对填砂管进行带压溶剂浸泡后,填砂管内剩余溶剂向渗流通道四周孔隙扩散稀释,与更多的原油互溶,溶剂波及面积扩大,导致产出液中原油含量增加,使得产出液粘度在第2阶段初期明显回升,但随着溶剂注入量的不断增加,产出液中原油含量降低,产出液粘度也随之下降,在第2阶段后期粘度下降速度明显减缓。第3阶段,产出液粘度先升至 $18\ \text{mPa}\cdot\text{s}$,后降至 $6\ \text{mPa}\cdot\text{s}$;第4阶段,产出液粘度从 $7.9\ \text{mPa}\cdot\text{s}$ 降至 $6\ \text{mPa}\cdot\text{s}$ 。在第3和第4阶段经过2轮溶剂浸泡后,溶剂继续向填砂管中之前未波及的区域扩散,与更多原油互溶,因此第3和第4阶段产液初期,产出液粘度仍会增加,但幅度依次减小,说明经过多次溶剂浸泡后,产出液中原油增量幅度降低,注入更多的溶剂也无法产出更多的原油,产出液粘度维持在 $6\ \text{mPa}\cdot\text{s}$ 左右,不再大幅度下降。

由填砂管内油相渗透率在不同阶段的变化趋

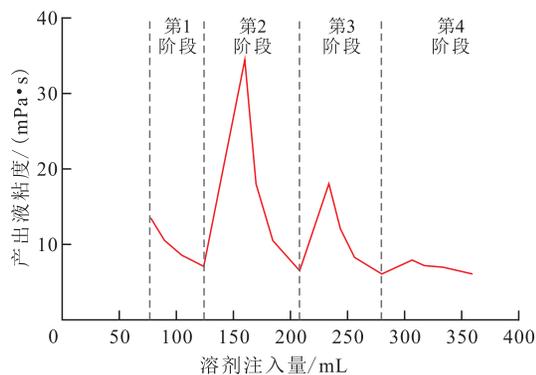


图3 产出液粘度与溶剂注入量的关系

Fig.3 Relationship between viscosity of produced fluid and injection volume of solvent

势(图4)可以看出:当溶剂注入速度由0.5 mL/min提高到5 mL/min时,第1阶段油相渗透率由 $325 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 提高到 $469 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,第2阶段油相渗透率由 $419 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 提高到 $593 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,第3阶段油相渗透率由 $411 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 提高到 $604 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,第4阶段油相渗透率由 $440 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 提高到 $627 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,说明油相渗透率随溶剂注入速度的增大而不断增大,且通过3轮次的浸泡,油相渗透率也显著提高。这主要是因为:在不同溶剂注入速度下,产出液中溶剂含量不同;较高的注入速度促进传质作用,使溶剂更快溶于原油中;溶剂注入速度越大,产出液的含油量和粘度越低,油相渗透率越高。

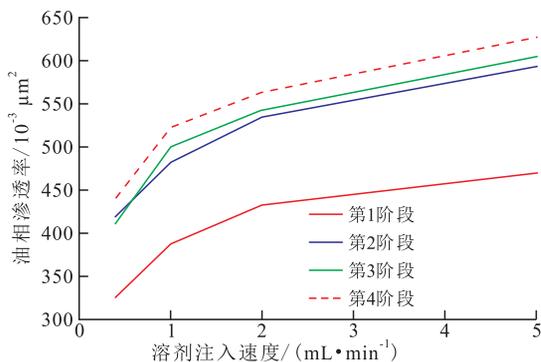


图4 油相渗透率随溶剂注入速度的变化

Fig.4 Relationship between permeability of oil phase and injection rate of solvent

综上所述,经过多轮次溶剂浸泡后,溶剂波及面积进一步扩大,原油流动性增强,促进入口与出

口间的连通,油相渗透率也随之增大;经多轮次溶剂浸泡后,原油粘度不断下降,直至达到最低值后不再变化,但最终只能小幅度地提高油相渗透率,说明注入更多的溶剂也无法再大幅度提高油相渗透率。同时,过长时间的浸泡,溶剂会被溶解稀释,导致溶剂含量降低,使原油粘度回升,从而影响降粘效果。

3 数值模拟结果与分析

为充分研究溶剂浸泡机理及其对SAGD启动阶段的影响效果,以新疆A油田某区块地质参数和流体参数为例,建立数值模拟模型,用以模拟注溶剂、浸泡以及蒸汽循环的过程。

新疆A油田某区块平均孔隙度为30%,平均渗透率为 $2 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,水平井段长度为400 m,注入井与生产井间垂向距离为5 m。初始原油粘度为1 176 400 mPa·s。在溶剂注入阶段,溶剂从注入井与生产井同时注入,并确保水平井段溶剂分布均匀,注入溶剂为二甲苯,注入量为 70 m^3 。

不同时间下溶剂分布模拟结果(图5)表明:当溶剂注入结束时,溶剂仅分布在水平井段周围;当溶剂浸泡结束时,注入的溶剂溶解扩散到地层深处,扩大了溶剂与原油的接触面积;当蒸汽循环结束时,溶剂波及区域的面积随着注采井间蒸汽循环

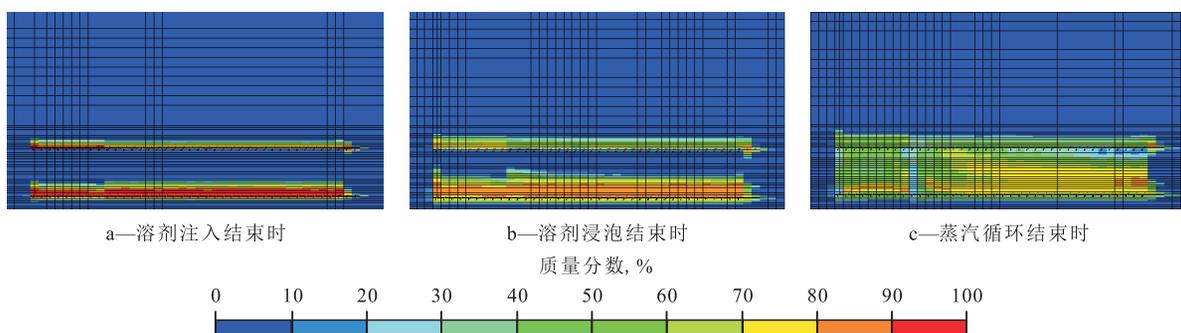


图5 不同时间下溶剂分布模拟结果

Fig.5 Simulation result of solvent distribution at different periods

的进行而继续增大,直到蒸汽循环结束后,溶剂波及区域的面积停止增大。

在蒸汽循环阶段,将高温蒸汽注入地层,提高了地层平均温度和溶剂的传质效率,从而降低了原油粘度。此阶段的目的是确保注采井间建立均匀连通,防止气窜的发生。蒸汽循环结束后,溶剂均匀分布在井间的地层,原油粘度降至 $100 \text{ mPa} \cdot \text{s}$ 左右,地层温度沿水平井段预热均匀,接近 $120 \text{ }^\circ\text{C}$ (图6),说明SAGD启动阶段注入井与生产井间连通性

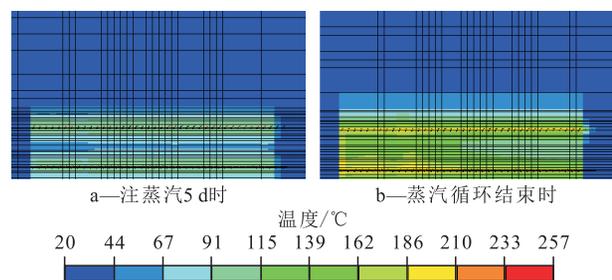


图6 启动阶段不同时间温度分布

Fig.6 Temperature distribution at different time of the start-up period

较好。

由原油粘度在不同时间的变化结果(图7)可见:当溶剂注入结束时,水平井段周围的原油粘度迅速下降,部分网格的粘度降至100 mPa·s左右;当

溶剂浸泡结束时,注采井间的原油粘度明显下降,更多的原油与注入的溶剂相互溶解,低粘度区域不断扩大;当蒸汽循环结束时,随着蒸汽循环的进行,溶剂继续在注采井间蒸汽腔扩散,原油粘度不断下

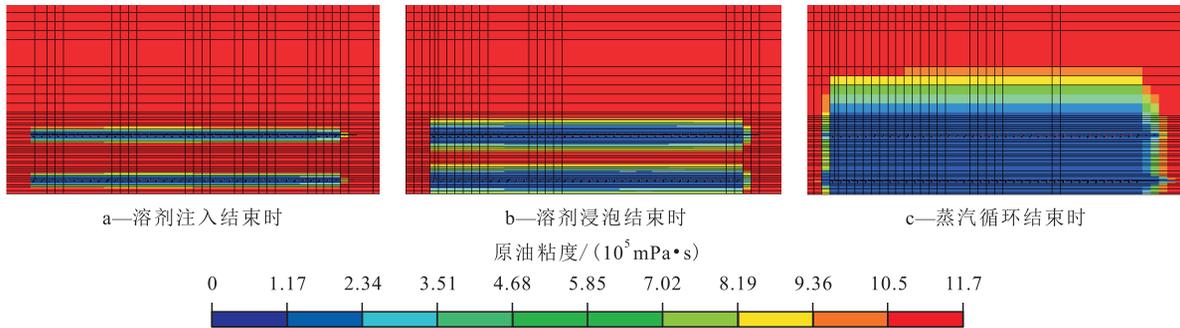


图7 不同时间原油粘度分布

Fig.7 Distribution of oil viscosity at different periods

降,直到蒸汽循环结束后停止下降。

分析图7亦可看出ES-SAGD启动的主要机理为:①减小井筒附近原油的粘度,导致原油的流动性增强,流动阻力减小,进而在蒸汽循环阶段就仅需要较少的蒸汽来再次降低原油粘度,促进注采井间连通;②经溶剂浸泡后,二甲苯向注采井周围地层深处扩散,溶解了更多的原油;但过长时间的浸泡会导致二甲苯溶剂被过多溶解稀释,或溶解于地层更深处,使井筒周围的溶剂含量减小,导致井筒周围原油粘度回升,从而影响降粘效果。

4 现场应用

根据室内实验和数值模拟结果,于2015年7月在新疆A油田某区块进行现场试验。采用ES-SAGD启动模式进行循环预热,并与常规循环预热模式进行对比。在试验初始,向注汽井和生产井中同时注入溶剂二甲苯,3 d内共注入二甲苯114.5 m³;关井进入第1次浸泡阶段,使溶剂与原油充分混溶,并向井间地层扩散促进均匀连通;浸泡3 d后,再次注入56 m³二甲苯,进一步提高溶剂的波及面积,进行第2次浸泡;3 d后,注入过热蒸汽进行常规的蒸汽循环,以进一步降低井间地层中原油粘度,提高地层平均温度,促进井间连通。在蒸汽循环95 d后,井间已经充分连通,转入SAGD生产阶段,生产井转入生产,注汽井继续注蒸汽。当地层温度分布均匀时,井组开始启动完全SAGD生产阶段。将ES-SAGD启动井组的试验结果与常规方式进行对比发现,经溶剂浸泡的井组需要的循环预热时间显著降低,相对缩短60 d左右,节省蒸汽注入量约

4 000 m³。转入SAGD生产时,注采井间的连通程度约为85%,取得了较好的连通效果。

5 结论

稠油油藏ES-SAGD启动的填砂管注溶剂评价实验、数值模拟以及现场试验结果表明,在启动阶段向注采井间注入溶剂,可以初步降低井筒周围地层的原油粘度,提高流动性,减小蒸汽循环阶段注入蒸汽扩散的流动阻力。通过溶剂浸泡,溶剂继续向井间地层扩散,进一步降低原油粘度,提高溶剂的波及面积,大幅度提高油相渗透率,但过长时间的浸泡会导致溶剂扩散稀释,影响溶剂的降粘效果。ES-SAGD启动缩短了蒸汽循环预热的时间,可减少蒸汽注入量,降低传热损失,节约成本,提高预热效率 and 经济效益,并建立注采井间的有效连通。ES-SAGD启动技术具有较高的应用价值,有望成为改善超稠油油藏SAGD效果的可行性技术。

参考文献:

- [1] 崔鑫,李江海,李维波,等.中国东西部油砂矿带成藏对比及勘探启示[J].特种油气藏,2016,23(1):1-5.
Cui Xin, Li Jianghai, Li Wei-bo, et al. Accumulation comparison and exploration inspiration of oilsand zones in eastern and western China[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2016, 23(1): 1-5.
- [2] 黄亮,石军太,李彦尊,等.稠油油藏热采水平井均衡采油新方法[J].油气地质与采收率,2016,23(2):115-120.
Huang Liang, Shi Juntao, Li Yanzun, et al. A novel method for balanced production of horizontal wells for thermal recovery in heavy oil reservoirs [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2016, 23(2): 115-120.
- [3] Butler R M, Stephens D J. The gravity drainage of steam heated to

- parallel horizontal wells[J].Journal of Canadian Petroleum Technology, 1981, 20(2): 90-96.
- [4] 何万军, 木合塔尔, 董宏, 等. 凤城油田重37井区SAGD开发提高采收率技术[J]. 新疆石油地质, 2015, 36(4): 483-486.
- He Wanjun, Muhetaer, Dong Hong, et al. EOR technologies of SAGD development in Zhong-37 wellblock, Fengcheng oilfield, Junggar basin[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2015, 36(4): 483-486.
- [5] 刘敏, 高孝田, 邹剑, 等. 海上特稠油热采SAGD技术方案设计[J]. 石油钻采工艺, 2013, 35(4): 94-96.
- Liu Min, Gao Xiaotian, Zou Jian, et al. SAGD technology conceptual design of thermal recovery explore for offshore extra-heavy oil[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2013, 35(4): 94-96.
- [6] 魏绍蕾, 程林松, 张辉登, 等. 夹层对加拿大麦克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.
- [7] 刘名, 邓琴, 杨文学, 等. 双水平井SAGD循环预热阶段调控及认识[J]. 新疆石油天然气, 2011, 7(2): 38-41, 45.
- Liu Ming, Deng Qin, Yang Wenxue, et al. Controlling and comprehending on dual horizontal well SAGD cyclic warm-up phase[J]. Xinjiang Oil & Gas, 2011, 7(2): 38-41, 45.
- [8] 赵睿, 杨智, 吴永彬, 等. SAGD循环预热阶段加速连通方法的研究及应用[J]. 石油钻采工艺, 2015, 37(2): 67-69.
- Zhao Rui, Yang Zhi, Wu Yongbin, et al. Research and application of accelerated intercommunication method in SAGD cyclic preheating period[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2015, 37(2): 67-69.
- [9] 霍进, 桑林翔, 杨果, 等. 蒸汽辅助重力泄油循环预热阶段优化控制技术[J]. 新疆石油地质, 2013, 34(4): 455-458.
- Huo Jin, Sang Linxiang, Yang Guo, et al. Optimization and control techniques for circulating preheating stage by steam assisted gravity drainage (SAGD) process[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2013, 34(4): 455-458.
- [10] 霍进, 桑林翔, 杨果, 等. 蒸汽辅助重力泄油循环预热启动标志研究[J]. 特种油气藏, 2014, 21(5): 89-91.
- Huo Jin, Sang Linxiang, Yang Guo, et al. Starting signs of steam-assisted gravity drainage by circulatory preheating[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2014, 21(5): 89-91.
- [11] 席长丰, 马德胜, 李秀峦, 双水平井超稠油SAGD循环预热启动优化研究[J]. 西南石油大学学报: 自然科学版, 2010, 23(4): 103-108.
- Xi Changfeng, Ma Desheng, Li Xiuluan. Study on SAGD technology for ultra heavy oil in dual horizontal wells[J]. Journal of Southwest Petroleum University: Science & Technology Edition, 2010, 23(4): 103-108.
- [12] Nasr T N, Beaulieu G, Golbeck H, et al. Novel expanding solvent-SAGD process "ES-SAGD" [J]. Journal of Canadian Petroleum Technology, 2003, 42(1): 13-16.
- [13] 罗健, 李秀峦, 王红庄, 等. 溶剂辅助蒸汽重力泄油技术研究综述[J]. 石油钻采工艺, 2014, 36(3): 106-110.
- Luo Jian, Li Xiuluan, Wang Hongzhuang, et al. Research on ES-SAGD technology [J]. Oil Drilling & Production Technology, 2014, 36(3): 106-110.
- [14] 李文会, 刘鹏程, 沈德煌, 等. 稠油油藏尿素泡沫辅助蒸汽驱三维物理模拟实验[J]. 油气地质与采收率, 2015, 22(4): 118-122.
- Li Wenhui, Liu Pengcheng, Shen Dehuang, et al. Three-dimension physical simulation experiment of urea-foam assisted steam flooding in heavy oil reservoir[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2015, 22(4): 118-122.
- [15] Gates I D. Solvent-aided steam-assisted gravity drainage in thin oil sand reservoirs[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2010, 74(3): 138-146.
- [16] Ahmadloo F, Yang P. Solvent-assisted start-up of SAGD wells in long lake project[C]. SPE 170052, 2014: 1-16.
- [17] Wu Y B, Li X L, Zhao R, et al. Case study of solvent-assisted start-up in Fengcheng SAGD project[C]. SPE 174440, 2015: 1-14.
- [18] 卢贵武, 李英峰, 宋辉, 等. 石油沥青质聚沉的微观机理[J]. 石油勘探与开发, 2008, 35(1): 67-72.
- Lu Guiwu, Li Yingfeng, Song Hui, et al. Micromechanism of petroleum asphaltene aggregation[J]. Petroleum Exploration and Development, 2008, 35(1): 67-72.
- [19] Mukhametshina A, Kar T, Hascakir B. Asphaltene precipitation during bitumen extraction with expanding-solvent steam-assisted gravity drainage: effect on pore-scale displacement [J]. SPEJ, 2016, 21(2): 380-392.
- [20] 赵凤兰, 鄢捷年. 沥青质沉积抑制剂和清除剂研究[J]. 油田化学, 2004, 21(4): 309-313.
- Zhao Fenglan, Yan Jienian. A study on inhibitors and removers for asphaltene deposits from heavy crude oils[J]. Oilfield Chemistry, 2004, 21(4): 309-313.

编辑 常迎梅