

文章编号: 0253-2697(2013)04-0733-07 DOI:10.7623/syxb201304014

# 胜利油田超稠油油藏蒸汽驱三维物理模拟与应用

曹嫣斌<sup>1,2</sup> 刘冬青<sup>2</sup> 王善堂<sup>2</sup> 于田田<sup>2</sup> 夏道宏<sup>1</sup>

(1. 中国石油大学化学工程学院 山东青岛 266580; 2. 中国石化胜利油田分公司采油工艺研究院 山东东营 257000)

**摘要:** 针对胜利油田单56区块油藏条件,利用蒸汽驱三维物理模拟装置,开展了20%、40%、60%蒸汽干度条件下反九点井网超稠油油藏蒸汽驱实验。分析了单井及井组生产动态,并在蒸汽驱的基础上研究了采用氮气泡沫的方式改善超稠油蒸汽驱的开发效果。实验结果表明,超稠油油藏汽窜较为严重,综合含水上升较快,蒸汽腔发育不均匀;边井生产效果较好,角井温度场发育较差,产液量和产油量较低,对井组贡献率较低。通过提高蒸汽干度可以有效提高蒸汽驱阶段的采收率,当注入油藏蒸汽干度从20%提高到60%,蒸汽驱阶段的采出程度提高19.86%。段塞注入0.093PV的泡沫体系时,蒸汽汽窜得到有效抑制,边井产液量和综合含水均出现明显下降,角井温度场开始发育,角井产液量和产油量显著增加,阶段综合含水下降7%,提高采收率15%以上。通过提高蒸汽干度和辅助氮气泡沫调剖工艺,超稠油油藏可以转为蒸汽驱进一步提高采收率。

**关键词:** 蒸汽驱;超稠油;三维物模;泡沫;蒸汽干度;汽窜;含水率;蒸汽腔

中图分类号: TE357

文献标识码: A

## 3D physical simulation of steam flooding and applications in ultra-heavy oil reservoirs of Shengli oilfield

CAO Yanbin<sup>1,2</sup> LIU Dongqing<sup>2</sup> WANG Shantang<sup>2</sup> YU Tiantian<sup>2</sup> XIA Daohong<sup>1</sup>

(1. College of Chemical Engineering, China University of Petroleum, Qingdao 266580 China;

2. Oil Production Technology Research Institute, Sinopec Shengli Oilfield Company, Dongying 257000, China)

**Abstract:** A three-dimensional physical simulation on steam flooding of ultra-heavy oil reservoirs for an inverted nine-spot well network was designed according to reservoir conditions of the Shan-56 block in the Shengli oilfield and conducted under conditions of the 20%, 40% and 60% steam dryness respectively, in order to analyze the production status of a single well or well group and improve recovery effects of ultra-heavy oil reservoirs by nitrogen foam injection on the basis of steam flooding. The experimental results show that the steam channeling of ultra-heavy oil reservoirs is relatively severe, the comprehensive water cut rises fast and steam chambers develop unevenly. Edge wells have an increase in production, while corner wells show a poor temperature growth and low level both liquid and crude production, thus contributing a little to the well group output. The steam flooding recovery could be enhanced remarkably by increasing the steam dryness, for instance, the displacement efficiency of steam flooding increased by 19.86% when the dryness of injected steam rose from 20% to 60%. When slug injection was a 0.093 PV foam system on the basis of steam flooding, the steam channeling could be effectively suppressed along with a remarkable decrease in both the liquid production and comprehensive water cut of edge wells. Moreover, a temperature field around corner wells began to develop along with a significant increase in both the liquid and crude production, the comprehensive water cut of intervals decreased by 7%, while the recovery ratio was enhanced by over 15%. Therefore, the enhanced oil recovery of ultra-heavy oil reservoirs can be further increased by increasing the steam dryness in steam flooding associated with an auxiliary profile control technique, nitrogen foam injection.

**Key words:** steam flooding; ultra-heavy oil; 3D physical simulation; foam; steam dryness; steam channeling; water cut; steam chamber

单56区块位于胜利油田单家寺油田,含油层段为Ng<sub>1</sub>-3层,原油黏度为 $(5\sim 10)\times 10^4$  mPa·s,油藏埋深为1080~1150 m,平均有效厚度为30 m,含油面积为2.2 km<sup>2</sup>,探明地质储量为 $873\times 10^4$  t,油水体积比为1,是典型的厚层超稠油油藏。该区块从2001

年开始投入热采开发,目前已进入高轮次吞吐阶段,油藏压力由初期的11 MPa下降到约5 MPa,接近吞吐的开采极限。单56区块转蒸汽驱最大的矛盾在于原油黏度过高,超过蒸汽驱的筛选标准<sup>[1-7]</sup> ( $1\times 10^4$  mPa·s)。针对上述油藏条件和主要开发矛盾,开展了超稠油蒸

基金项目:国家重大科技专项(2011ZX05011-002)资助。

第一作者及通信作者:曹嫣斌,男,1975年5月生,1996年毕业于山东工业大学,2005年获山东大学理学硕士学位,现为中国石油大学(华东)博士研究生、中国石化胜利油田分公司采油工艺研究院高级工程师,主要从事稠油开采技术研究。Email:caoyanbin177.slyt@sinopec.com

汽驱三维物理模拟实验,研究了超稠油蒸汽驱作用机理和化学辅助蒸汽驱提高采收率的程度为现场实施提供理论基础。

1 实 验

1.1 实验装置及参数设置

室内实验采用胜利油田采油工艺研究院研制的蒸汽驱三维物理模拟装置。该装置主要包括模型本体、注入系统、测控系统、产出系统以及辅助系统等。模型本体直径为 60 cm,厚度为 10 cm,平面上共设置 21 组温度传感器和 8 组压力传感器,模型可承受的最高压力为 8 MPa,可承受的最高温度为 300℃。注入系统可以同时模拟注水、注蒸汽、伴注化学添加剂及气体等不同注入方式。采出系统可以实现程序设定不同尾压条件下的生产井定压生产和采出液自动收集。该模型可进行反五点、反九点等不同直井注采井网的注蒸汽及添加化学剂和气体的热采过程模拟。

所述实验模拟单 56 超稠油蒸汽驱先导试验现场采用反九点直井注采井网,模型如图 1 所示,模拟井网如图 2 所示。单 56 蒸汽驱试验井组原油黏度为 45 600~98 500 mPa·s,平均孔隙度为 33%,空气渗透率为 2 786 mD,含油饱和度为 64%,油藏埋深为 1 080~1 150 m,油层厚度为 6~24 m,转驱前油藏压力为 5 MPa。利用 Pujol L,Boberg T C 等人提出的相似准则方法对实验参数进行设计<sup>[8]</sup>,设计吞吐后转蒸汽驱和蒸汽泡沫驱 2 种方式<sup>[9-11]</sup>。模型采用单 56 超稠油蒸汽驱先导试验区块单 56-9-15 井真实脱水脱气油

样,在 50℃条件下原油黏度达到 83 900 mPa·s。采用压缩系数、导热系数等物性参数与地层岩石相近的石英砂进行装填,石英砂经过人工筛选,按照不同目数同渗透率的关系进行配比<sup>[12-13]</sup>。原型和模型主要参数如表 1 所示。

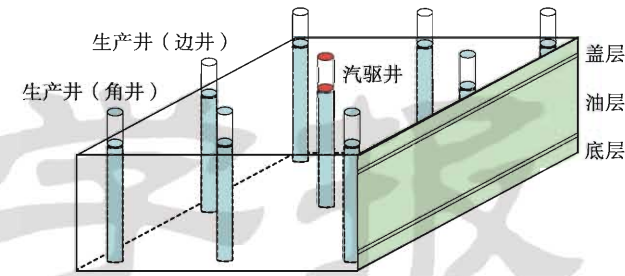


图 1 实验模型本体示意图

Fig. 1 schematic diagram of experimental model body

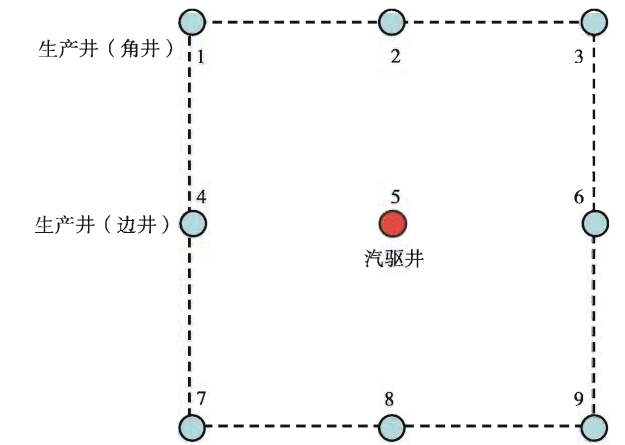


图 2 模拟井网平面示意图

Fig. 2 Plane schematic diagram of well network

表 1 实验模型及原型油藏地质流体参数

Table 1 Reservoir geological fluid parameters of experimental models and prototypes

参数	井距/ (m×m)	有效 厚度/m	渗透率/ D	孔隙度/ %	初始含油 饱和度/%	油藏初始 温度/℃	汽驱初始 压力/MPa	注汽速度/ (m <sup>3</sup> ·d <sup>-1</sup> )	泡沫剂注入速度/ (m <sup>3</sup> ·d <sup>-1</sup> )	泡沫剂 浓度/%	气液比
原型	100×141	20	2.79	33	64	55	5.0	140	20	0.8	80
模型	0.15×0.21	0.06	472	35	76	55	5.0	0.05	0.007	0.8	8

1.2 实验步骤

实验前,油、砂、水按计算比例称量,在高温搅拌釜中充分混合,分层装入模型本体,压实。模型装填完毕后,模型本体首先在恒温舱中恒温 24 h 以上,待模型内部温度传感器测量温度值恒定,并且与油藏初始温度误差小于±1℃时,开始实验。

实验分为 2 个阶段。第 1 阶段为蒸汽吞吐阶段,9 口模拟井分别注入 40% 干度的蒸汽,进行蒸汽吞吐 10 个周期,使各生产井和中心井之间形成有效热联通,为转入蒸汽驱做好准备。吞吐阶段的采出程度为 16%,转汽驱前,模型内各测点温度平均上升 3℃,模型内压

力由 7 MPa 降到 5 MPa。

第 2 阶段为蒸汽驱阶段,吞吐结束后,从中心井注入蒸汽,周围 8 口生产井采油,中心汽驱井注汽速度 35 mL/min,注汽干度设置了 20%、40%、60% 三种情况进行对比,蒸汽驱 160 min 后,伴蒸汽注入氮气泡沫段塞,泡沫剂有效浓度为 0.8%<sup>[14-15]</sup>,氮气注入速度为 40 mL/min,继续汽驱生产 80 min。为了进行对比,实验过程中通过温度、压力传感器对蒸汽驱过程中温度场、压力场的变化进行监测,对不同阶段模型产出液进行计量分析,确定不同阶段采油速度、综合含水、采出程度。实验结束后,对岩心进行取样分析,用含油饱和

度测试仪对岩样含油饱和度进行测量,通过插值还原模型剩余油饱和度场。

## 2 实验结果及分析

### 2.1 不同注汽干度下蒸汽腔平面扩展及生产指标对比

根据实验过程中,模型本体内部温度传感器监测数据,对不同注汽干度条件下,蒸汽腔平面扩展规律进行描述。取油藏平面温度分布数据作温度场图,如图3所示。

超稠油油藏蒸汽驱过程中,蒸汽腔的发育并不均匀,平面温度场主要向边井方向扩展,干度越高,扩展的速度越快,趋势越明显。从图3(a)可以看出,蒸汽驱生产10 min时,20%干度的汽驱实验,4号生产井井底温度上升5℃以上,明显高于其他生产井,说明蒸汽优先流向4号边井方向;40%干度的汽驱实验模型,4口边井井底温度都明显高于角井井底温度2~10℃;60%干度的汽驱实验模型,4号生产井已明显发生汽窜,井底温度达到159℃,必须采取措施抑制汽窜,实

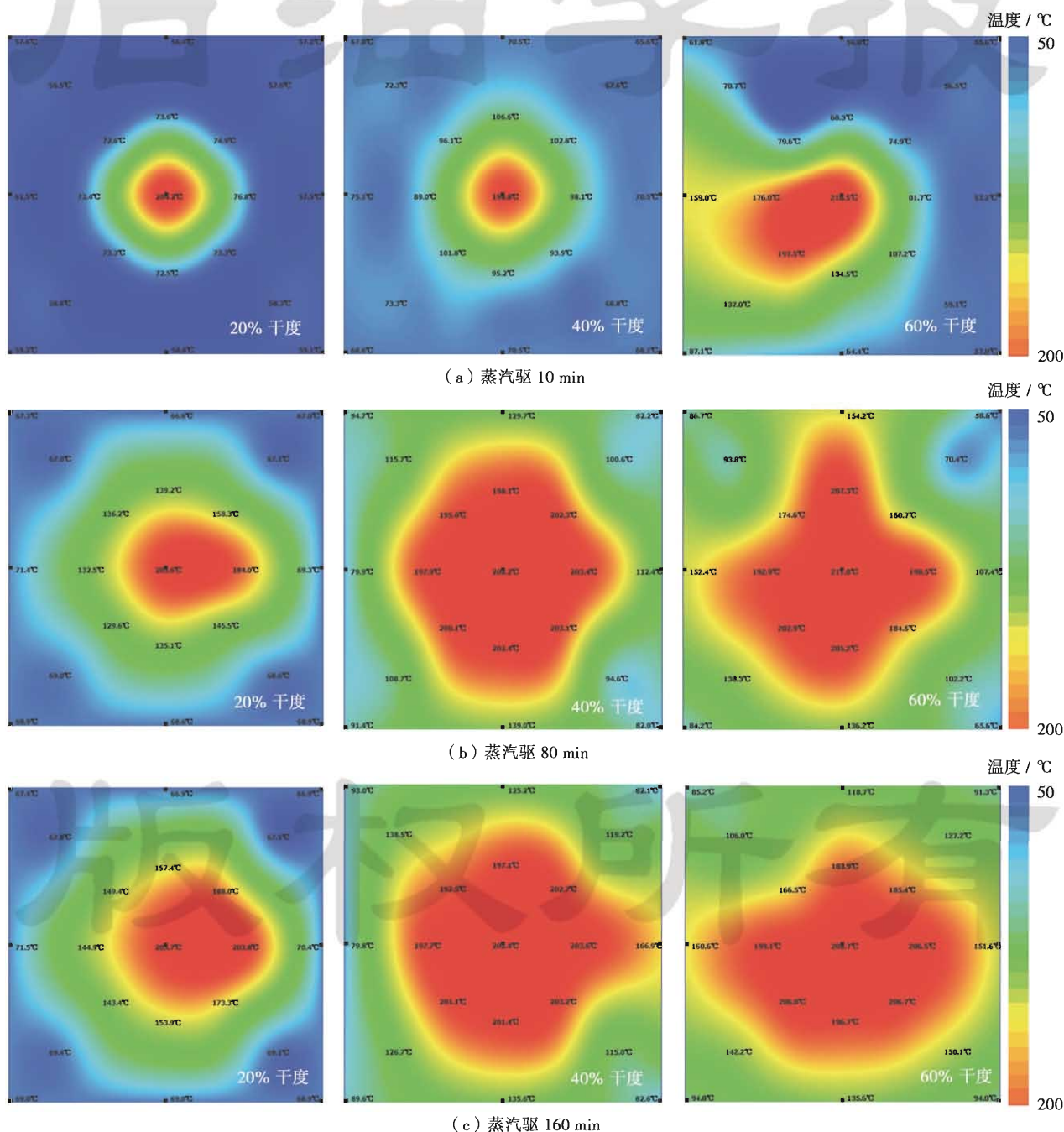


图3 不同干度下蒸汽腔平面扩展变化

Fig. 3 Steam chamber plane expansion in different dryness



实验室的作法是通过程序设定 4 号井暂时关闭 2 min, 其他井仍正常生产。超稠油高黏度和一定的启动压力导致同注入蒸汽之间巨大的流量比差异, 蒸汽极易发生汽窜。从图 3(b) 和图 3(c) 可以看出, 40% 和 60% 干度下注汽, 到蒸汽驱中后期, 随着温度场的扩展, 边井汽窜已非常普遍, 通过人工暂时关井的油藏管理方式, 已无法保证油井正常生产, 必须采取高温堵调的手段对蒸汽剖面进行调整。为方便对比不同条件下模型剩余油饱和度的分布, 20% 干度和 60% 干度汽驱的模型, 汽驱 160 min 后, 再伴蒸汽注入氮气泡沫, 注入质量浓度为 5.6% 的泡沫剂溶液 200 mL, 注入速度为 5 mL/min, 其在蒸汽中的浓度为 0.8%, 注入纯度 98% 的氮气 2 400 mL, 继续汽驱至实验结束; 40% 干度下汽驱的模型不再进行后续实验, 而是待模型冷却后, 直接进行模拟岩心取样分析。

从生产动态分析, 在温度场发育的方向产液量增加明显。以 60% 干度汽驱实验为例, 图 4 是 4 号边井和 3 号角井产液量和含水率变化对比曲线, 当蒸汽驱生产 40 min 时, 边井已经明显受效, 井底温度和产液量大幅上升, 4 号边井的累积产液量达到 455 mL, 而角井受效不明显, 3 号角井的产液量只有 256 mL。从含水率变化来看, 边井和角井都是先下降, 后上升。由于受效较早, 蒸汽驱初期, 边井含水上升速度明显高于角井, 边井一般先进入高含水期(图 4)。4 号边井在蒸汽驱 40 min 后, 含水率就超过 90%, 并在整个蒸汽驱过程中, 一直维持在高含水阶段。图 5 是边井和角井产油量变化对比曲线。在蒸汽驱初期, 边井累积产液量大于角井, 边井贡献的油量也始终高于角井; 到蒸汽驱中后期, 角井的产油量逐渐超过边井, 至转蒸汽泡沫驱前, 角井贡献的油量达到边井的 1.4 倍。

图 6 是不同干度条件下模型汽驱阶段采出程度曲线。图 7 是不同干度条件下模型汽驱累积油汽比和井组综合含水率曲线。从图 6 和图 7 可以看出, 蒸汽驱 160 min, 20% 干度的模型采出程度只提高 12.2%, 综合含水高达 93.4%, 累积油汽比只有 0.05; 40% 干度汽驱, 采出程度提高达 20.3%, 累积油汽比为 0.09, 最高达到 0.13; 60% 干度汽驱, 采出程度提高 32.0%, 累积油汽比为 0.17, 最高达到 0.21。对于 20% 干度蒸汽驱替, 最终能提高采出程度 20% 以上, 但油汽比最高只有 0.05, 按蒸汽驱 0.06 的极限油汽比考虑, 不具备任何经济效益。60% 干度蒸汽驱替在提高采收率程度及油汽比指标均有较大幅度的提高, 平均油汽比达到 0.17, 具有良好的经济效益, 是超稠油蒸汽驱可选择的方式。整个蒸汽驱阶段, 采油速度虽然保持较高水平, 但油汽比低, 高含水阶段采出程度所占比例较高。

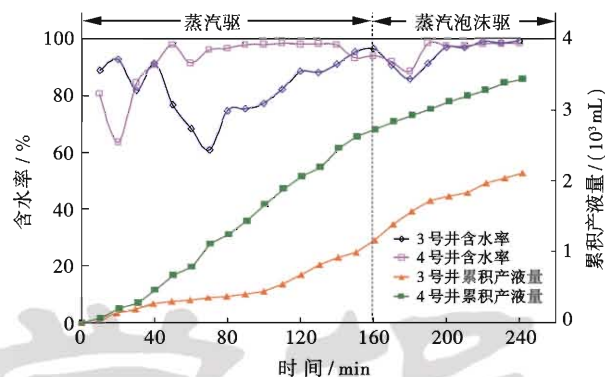


图 4 60% 干度下蒸汽驱 4 号边井和 3 号角井产液量和含水率变化

Fig. 4 Fluid volume and moisture content of edge well 4 and corner well 3 during 60% dryness steam flooding

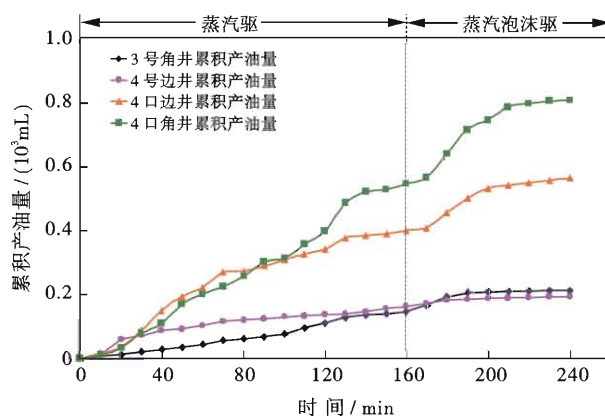


图 5 60% 干度下蒸汽驱边井和角井产油量变化

Fig. 5 Oil production of edge wells and corner wells during 60% dryness steam flooding

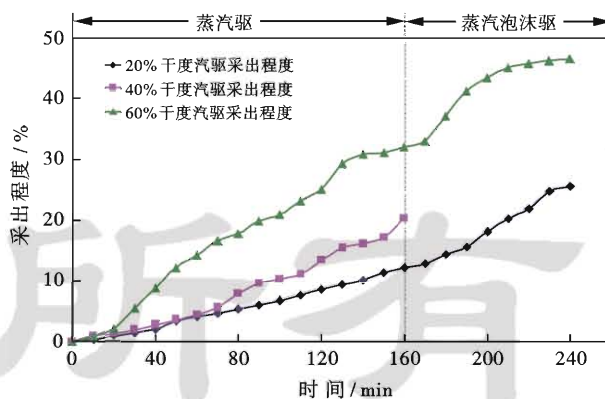


图 6 不同干度下蒸汽驱采出程度曲线

Fig. 6 Steam flooding recovery curves in different dryness

通过对实验后模拟岩心进行取样和含油饱和度测试分析, 得到不同干度下蒸汽驱后剩余油饱和度分布等值线图(图 8)。从图 8(b) 可以看出, 40% 干度蒸汽驱后, 剩余油主要集中在动用较差的角井附近, 中心注汽井以及动用较好的 6 号边井附近剩余油饱和度较低, 最低达到约 0.2, 从实验过程中监测的温度场变化

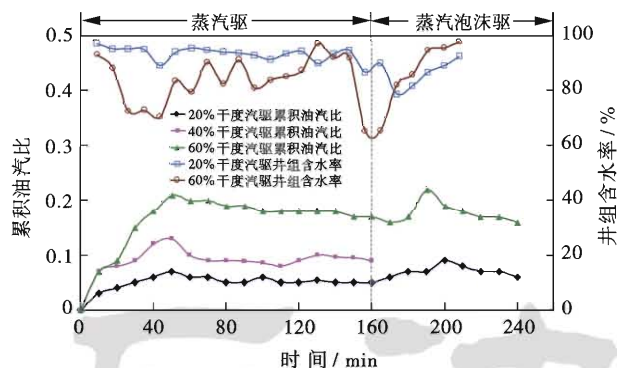


图7 不同干度下蒸汽驱累积油汽比和井组含水率曲线  
Fig. 7 Cumulative oil steam ratio and moisture content curve of the well group in different dryness

来看,6号边井在蒸汽驱后期汽窜最为严重。

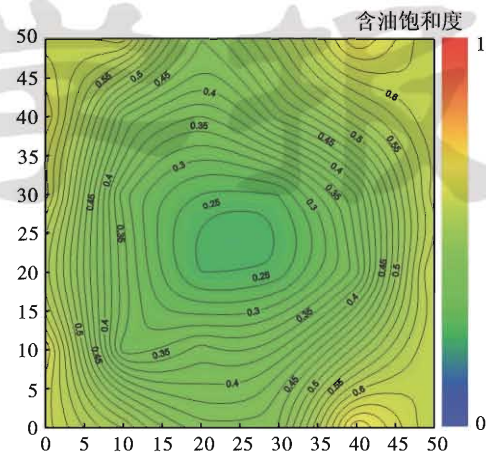
对于超稠油蒸汽驱,从整体过程分析,主要表现为汽腔的发育不均匀,汽窜严重,边井附近动用较好,角井动用程度相对较差,剩余油饱和度较高;从采出程度、综合含水率和油汽比等指标来看,超稠油油藏20%、40%干度蒸汽驱的开发效果并不理想,分别能提高采出程度12%和20%,但油汽比仅约0.05和0.09,不具备经济开发的条件;60%干度蒸汽驱开发效果较好,三维物理模拟实验条件下提高采出程度接近30%,油汽比达到0.17,具有较好的经济性。从实验结果分析,超稠油油藏采用高干度蒸汽驱(油藏条件下蒸汽干度大于60%)可以有效提高热采采收率。

## 2.2 氮气泡沫辅助改善蒸汽驱效果

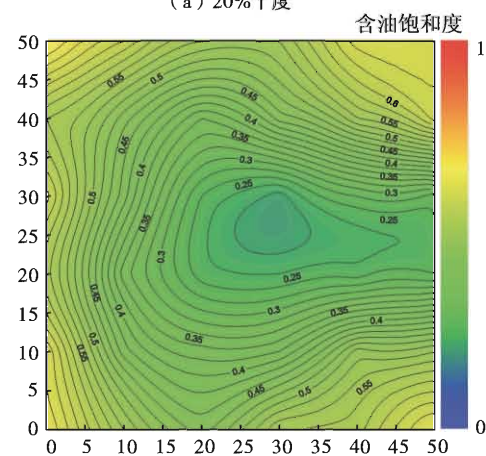
在20%和60%干度蒸汽驱的基础上,继续进行蒸汽泡沫驱三维物理模拟实验。氮气泡沫从中心注汽井与蒸汽混合注入,注入参数如前文所述。图9是60%干度蒸汽驱注入氮气泡沫后蒸汽腔平面扩展变化。通过对比图9和图3注入氮气泡沫前后平面温度场的变化可以看出,氮气泡沫进入油层后,由于泡沫的选择性封堵作用,蒸汽腔发育开始趋于均匀,平面上蒸汽向边井汽窜的趋势有所减缓,蒸汽剖面得到改善,伴随着角井附近温度场的发育,井间剩余油得到有效动用。从图4到图7的生产动态分析,注入氮气泡沫后,边井的产液量有所降低,角井产液量增加,井组综合含水显著降低,最低降至65.4%,然后逐渐恢复至90%以上的高含水水平,角井贡献产油量开始显著高于边井,蒸汽泡沫驱阶段,角井贡献油量达到边井的1.6倍,60%干度蒸汽驱模型蒸汽泡沫驱阶段最高油汽比达到0.22,提高采出程度16.4%,生产效果显著改善。实验最终累积油汽比达到0.16,将泡沫剂、氮气投入折合成本蒸汽油汽比为0.145(按蒸汽430元/t,泡沫剂12000元/t,氮

气2元/ $\text{m}^3$ ),具有较好开发效果。

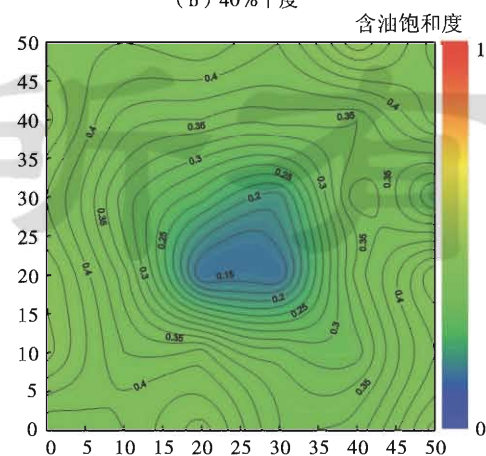
从图8的剩余油饱和度分布来看,由于泡沫的复合驱替作用,汽驱井周围可以达到更低的含油饱和度,在60%干度汽驱模型中心井附近剩余油饱和度最低达到约0.15,在20%干度汽驱模型中心井附近剩余油饱和度最低达到约0.25,与未进行蒸汽泡沫驱的40%干度汽驱模型相当。



(a) 20%干度



(b) 40%干度



(c) 60%干度

图8 不同干度下蒸汽驱后剩余油饱和度分布

Fig. 8 Residual oil saturation distribution after steam flooding in different dryness



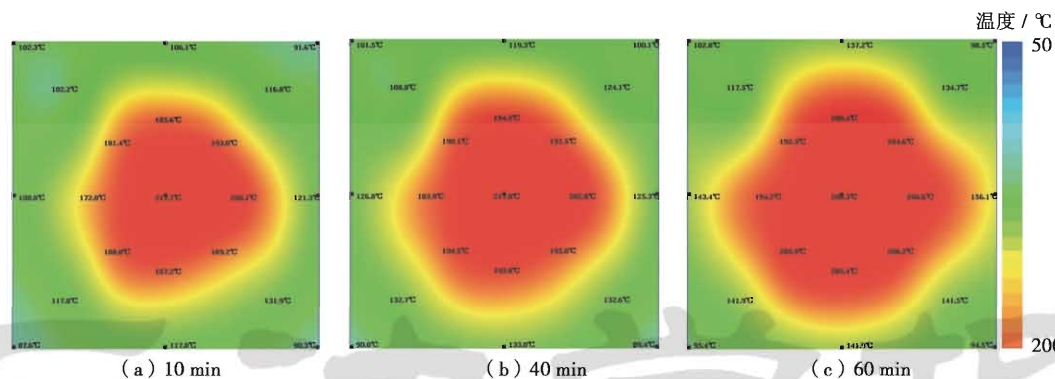


图 9 60%干度蒸汽驱注入氮气泡沫后蒸汽腔平面扩展变化

Fig. 9 Steam chamber plane expansion after inject nitrogen foam during 60% dryness steam flooding

### 3 现场应用

单 56 超稠油蒸汽驱先导试验 4 个汽驱井组, 分别于 2008 年 9 月和 2009 年 2 月转驱, 转驱前采取蒸汽吞吐开发, 采出程度为 21.3%, 预测吞吐采收率为 27.6%。转驱 3 年后, 采出程度达到 30.9%, 采油速度为 3.09%, 阶段油汽比为 0.289, 单井产油量为 6.2 t/d, 综合含水为 83.6%。其中, 单 56-9-N13 井组是单 56 超稠油油藏蒸汽驱先导试验最早转驱的井组之一, 设计注汽速度为 140 t/d, 实际注汽速度为 108 t/d, 注汽温度为 296℃, 锅炉出口蒸汽干度为 88%, 实测井底蒸汽干度为 57%, 转驱 12 个月后, 即开始出现汽窜, 部分生产井井口温度超过 100℃。为有效控制汽窜, 提高蒸汽利用率, 在三维物模基础上, 通过数值模拟优化了氮气泡沫调剖参数, 设计每 3 个月进行一次氮气泡沫调剖, 每次调剖, 泡沫剂注入量为 22 t, 氮气注入量为  $26 \times 10^4 \text{ m}^3$ , 泡沫剂注入速度为 160 L/h, 氮气注入速度为 600 m<sup>3</sup>/h, 泡沫剂与氮气混注, 泡沫剂注 24 h 停 24 h, 氮气采用连续式注入。2011 年初, 单 56-9-N13 井组进行了第一次氮气泡沫调剖, 实际累积注入泡沫剂为 18 t, 累积注入氮气为  $22 \times 10^4 \text{ m}^3$ , 注汽压力由调剖前 5.3 MPa 增加到 6.3 MPa, 井组产液由 373 t/d 下降到 298 t/d, 生产井井口平均温度由 93℃ 下降到 78℃, 含水由 91.5% 下降到 81.3%, 产油由 32.7 t/d 上升到 60.7 t/d, 单井增油为 3.5 t/d, 有效期为 198 d, 措施增油为 2562 t, 投入产出比为 1:11.7, 取得显著效果。

### 4 结 论

(1) 超稠油油藏低干度蒸汽驱替过程中, 温度场发育较差, 由于超稠油较高的启动压力, 温度场不发育单纯依靠压力传递是很难获得好的开采效果, 这点不同于普通稠油油藏蒸汽驱开发动态规律。普通稠油油

藏转蒸汽驱后, 即使温度场尚未有效发育井组产量也会出现上升的趋势。因此, 对于超稠油油藏必须通过进一步提高蒸汽干度的方式促使温度场的均匀发育, 确保蒸汽驱的开发效果。

(2) 蒸汽一般先沿中心井至边井方向突破, 汽窜后蒸汽前缘很难再均匀推进, 具体表现为边井产液温度上升, 综合含水上升。汽驱初期通过关停汽窜井的方式可以控制汽窜方向, 但伴随着汽窜加剧, 汽窜边井数量增加, 单纯依靠关井的方式已无法满足要求, 通过高温氮气泡沫堵调, 可以有效降低汽窜影响程度, 扩大蒸汽的波及效率, 同时提高蒸汽洗油效率, 表现为边井的综合含水明显下降, 角井产液量和产油量增加, 生产效果显著改善, 在蒸汽驱的基础上进一步提高采收率 15%。

(3) 对于和单 56 类似的油藏埋深超过 1000 m、原油黏度大于  $5 \times 10^4 \text{ mPa} \cdot \text{s}$  的中高渗厚层超稠油油藏, 要达到经济的油汽比和较高的采收率, 必须尽可能提高井底蒸汽干度。进入油藏蒸汽干度达到 60% 以上并配合氮气泡沫堵调, 可以达到较好开发效果。

### 参 考 文 献

- [1] 刘文章. 稠油注蒸汽热采工程[M]. 北京: 石油工业出版社, 1997:455-470.  
Liu Wenzhang. The projection of steam injection for thermal recovery of the heavy oil reservoir[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1997:455-470.
- [2] 张义堂, 陈亚平, 刘尚奇, 等. 热力采油提高采收率技术[M]. 北京: 石油工业出版社, 2006:20-24.  
Zhang Yitang, Chen Yaping, Liu Shangqi, et al. EOR technology by thermal recovery[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2006:22-24.
- [3] 张义堂, 李秀峦, 张霞. 稠油蒸汽驱方案设计及跟踪调整四项基本准则[J]. 石油勘探与开发, 2008, 35(6):715-721.

- Zhang Yitang, Li Xiuluan, Zhang Xia, et al. Four fundamental principles for design and follow-up of steam flooding in heavy oil reservoirs[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2008, 35(6): 715-721.
- [4] 石启新, 方开璞. 注蒸汽开发经济极限油汽比及经济可采储量的计算方法及应用[J]. *石油勘探与开发*, 2001, 28(4): 97-98.
- Shi Qixin, Fang Kaipu. The calculating method and application of economic limiting steam/oil ratio for steam flood and steam soak[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2001, 28(4): 97-98.
- [5] 关文龙, 吴淑红, 蒋有伟, 等. 高含水油藏转注蒸汽三维物理模拟研究[J]. *石油学报*, 2009, 30(3): 404-408.
- Guan Wenlong, Wu Shuhong, Jiang Youwei, et al. 3D physical model of steam injection in high water cut reservoir[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2009, 30(3): 404-408.
- [6] 张忠义, 周游, 沈德煌, 等. 直井-水平井组合蒸汽氮气泡沫驱物模实验[J]. *石油学报*, 2012, 33(1): 90-95.
- Zhang Zhongyi, Zhou You, Shen Dehuang, et al. Physical modeling experiments on steam nitrogen foam flooding for a vertical and horizontal well combination[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2012, 33(1): 90-95.
- [7] 杨元亮. 胜利单 56 超稠油油藏蒸汽驱先导性试验[J]. *石油天然气学报*, 2011, 33(1): 142-144.
- Yang Yuanliang. Pilot test of steam flooding in super heavy oil reservoirs in Shan 56 area[J]. *Journal of Oil and Gas Technology*, 2011, 33(1): 142-144.
- [8] Pujol L, Boberg C. Scaling accuracy of laboratory steam flooding models[R]. SPE 4191, 1972.
- [9] 袁士义, 刘尚奇, 张义堂, 等. 热水添加氮气泡沫驱提高稠油采收率研究[J]. *石油学报*, 2004, 25(1): 57-65.
- Yuan Shiyi, Liu Shangqi, Zhang Yitang, et al. Enhancing heavy oil recovery with hot water flooding by adding nitrogen and surfactant[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2004, 25(1): 57-65.
- [10] 吕广忠, 朱桂芳, 张建乔, 等. 氮气泡沫热水驱物理模拟及数值模拟研究[J]. *石油钻采工艺*, 2007, 29(4): 75-79.
- Lü Guangzhong, Zhu Guifang, Zhang Jianqiao, et al. Research on physical and numerical simulation of nitrogen hot-water foam flooding[J]. *Oil Drilling & Production Technology*, 2007, 29(4): 75-79.
- [11] Kular G S, Lowe K, Cmmbe D. Foam application in an oil sands steamflood process[R]. SPE 19690, 1989.
- [12] 范治成, 刘慧卿, 张红玲, 等. 井楼油田稠油油藏氮气泡沫调剖室内实验[J]. *石油钻采工艺*, 2007, 29(4): 75-79.
- Fan Zhicheng, Liu Huiqing, Zhang Hongling, et al. Laboratory study of nitrogen-foam agents profile control technology at heavy oil reservoir in Jinglou oilfield[J]. *Oil Drilling & Production Technology*, 2007, 29(4): 75-79.
- [13] 马昌明, 刘建山, 郝英敏. 化学添加剂提高蒸汽吞吐效果室内研究[J]. *石油钻采工艺*, 2003, 25(8): 14-16.
- Ma Changming, Liu Jianshan, Hao Yingmin. Experiment on chemical additives to improve effect of steam soaking[J]. *Oil Drilling & Production Technology*, 2003, 25(8): 14-16.
- [14] 宫俊峰, 曹嫣斌, 唐培忠, 等. 高温复合泡沫体系提高胜利油田稠油热采开发效果[J]. *石油勘探与开发*, 2006, 33(2): 212-216.
- Gong Junfeng, Cao Yanbin, Tang Peizhong, et al. Improving development efficiency of heavy oil in Shengli oilfield by using high-temperature compounded foaming agent[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2006, 33(2): 212-216.
- [15] 曹嫣斌, 郭省学, 唐培忠, 等. 伴蒸汽注入化学剂提高采收率的室内研究[J]. *油气采收率技术*, 2000, 7(4): 16-19.
- Cao Yanbin, Guo Shengxue, Tang Peizhong, et al. Laboratory study of improved oil recovery by chemical agent injection with steam[J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2000, 7(4): 16-19.

(收稿日期 2012-12-25 改回日期 2013-03-20 责任编辑 黄小娟)

版权所有