

海上稠油热化学驱三维物理模拟

李兆敏¹, 孙永涛^{1,2}, 鹿 腾¹, 侯大炜¹, 李宾飞¹, 李松岩¹

(1. 中国石油大学(华东)石油工程学院, 山东青岛 266580; 2. 中海油田服务股份有限公司油田生产事业部, 天津 300450)

摘要:依据渤海某稠油油藏的地质特征自主研发设计大型三维物模设备,研究在蒸汽驱过程中伴注化学剂和烟道气等增产措施对稠油热采的强化作用,分析模型温度场和剩余油饱和度场的分布特征,根据三维物模实验条件建立数值模型,验证三维物模实验结果的精确性。结果表明:相比于普通蒸汽驱,热化学驱的单井采收率可提高 5.89%,加入烟道气进行强化热化学驱后,气体的隔热增能作用和泡沫的调堵驱油作用可以大幅度扩大油层的热波及面积,提高原油采收率,模型的单井含水率下降了 28.17%,采收率提高了 37.19%;数值模拟结果与物模实验结果具有良好的拟合程度。

关键词:海上油田;稠油;三维物理模拟;热化学;数值模拟

中图分类号:TE 357 **文献标志码:**A

引用格式:李兆敏,孙永涛,鹿腾,等.海上稠油热化学驱三维物理模拟[J].中国石油大学学报(自然科学版),2020,44(2):85-90.

LI Zhaomin, SUN Yongtao, LU Teng, et al. Three-dimensional physical simulation of thermochemical flooding for offshore heavy oil[J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2020,44(2):85-90.

Three-dimensional physical simulation of thermochemical flooding for offshore heavy oil

LI Zhaomin¹, SUN Yongtao^{1,2}, LU Teng¹, HOU Dawei¹, LI Binfei¹, LI Songyan¹

(1. School of Petroleum Engineering in China University of Petroleum(East China), Qingdao 266580, China;

2. COSL Production Optimization Division, Tianjin 300450, China)

Abstract: A large-scale three-dimensional equipment for physical simulation experiment was designed and manufactured based on the geological characteristics of a heavy oil reservoir of Bohai Sea. The enhancing effect of chemical additives and flue gas on the thermal recovery of heavy oil during steam flooding was studied. And the distribution characteristics of temperature and residual oil saturation in the three-dimensional model were analyzed. Then a numerical model was established according to the conditions of three-dimensional physical model to verify the accuracy of the physical simulation experiment. The results show that the single well recovery of thermochemical flooding increases by 5.89% in comparison with the conventional steam flooding. The enhanced thermochemical flooding by adding flue gas greatly expands the thermal sweep area of the reservoir and improves the oil recovery, due to the heat insulation effect of the flue gas and the plugging effect of the foam. The water cut of the single well decreases by 28.17%, and its oil recovery increases by 37.19%. Meanwhile, the results of numerical simulation fit well with that of physical simulation experiment.

Keywords: offshore oilfield; heavy oil; three-dimensional physical simulation; thermochemical; numerical simulation

渤海油田稠油占中国海洋油田总储量的 68%, 主要分布在旅大、南堡、绥中、埕北等油区^[1-2]。受地质特征、沉积环境等因素的影响,渤海稠油油藏类型丰富,表现出储量规模和黏度范围大、油藏埋藏相对较深、水体类型丰富、部分储层层薄、井距大等特点。

由于稠油中有机质的沉积,原油黏度较高、流动性较差,虽然在常规注水开发初期产能较高,但会很快出现地层能量不足、产能降低的情况^[3-5];对于热采井,随着热采进行,容易出现汽窜、含水率上升等问题,制约着稠油油田的后期开发^[6-9]。目前海上稠油热

收稿日期:2019-11-01

基金项目:国家科技重大专项(2016ZX05012002,2016ZX05031002-004-002);山东省高等学校青创科技支持计划项目(2019KJH002)

作者简介:李兆敏(1965-),男,教授,博士,博士生导师,研究方向为泡沫流体及稠油开采技术。E-mail: lizhm@upc.edu.cn。

采增产增效方面的实验研究主要集中在室内一维岩心一注一采模式驱油机制方面,缺乏对大型三维物模一注多采模式驱油过程的实验研究。笔者依据渤海某稠油油藏的地质特征自主研发设计大型三维物模设备,采用三维物理模拟的实验方法,结合海上稠油油藏的特点,研究在蒸汽驱过程中伴注化学剂和烟道气等增产措施对稠油热采的强化作用,并利用数值模拟的手段对三维物模实验结果进行拟合与检验。

1 实验装置与方法

1.1 实验材料

实验用水:按照渤海某稠油油藏真实地层水的离子组成配制,地层水水型为 NaHCO_3 型,总矿化度为 $1.631\ 94\ \text{g/L}$,其中, $\text{Na}^+ + \text{K}^+ + \text{Ca}^{2+} + \text{Mg}^{2+} + \text{Cl}^- + \text{SO}_4^{2-} + \text{CO}_3^{2-} + \text{HCO}_3^-$ 的质量浓度分别为 $0.479\ 85$ 、 $0.005\ 17$ 、 $0.012\ 53$ 、 $0.138\ 48$ 、 $0.057\ 79$ 、 $0.098\ 48$ 、 $0.839\ 64\ \text{g/L}$ 。

实验用油:渤海某稠油油藏原油, $50\ ^\circ\text{C}$ 下的脱气原油黏度为 $3.6\ \text{Pa}\cdot\text{s}$ 。

实验用气:工业高纯度 CO_2 (纯度为 99.9%),工业高纯度 N_2 (纯度为 99.95%)。

实验用化学剂: α -烯烴磺酸钠 (AOS),生产厂家为国药集团化学试剂有限公司,纯度为 99.5% ,使用质量分数为 0.4% 。

1.2 实验装置

自主研发设计的大型三维高温高压物理模拟实验装置系统,整套系统包括模型系统、高压舱系统、数据采集处理系统、自动控制系统、采出计量系统及辅助系统等,可以实现国内已知最高温度和压力条件下(可满足 $300\ ^\circ\text{C}$ 、 $20\ \text{MPa}$ 以内的实验技术要求)的三维物理模拟,并且在实验过程中使用埋藏在模型不同位置处的热电偶和压力传感器来实现对模型的温度场和压力场实时动态监测,三维高温高压物理模拟实验系统流程如图 1 所示。

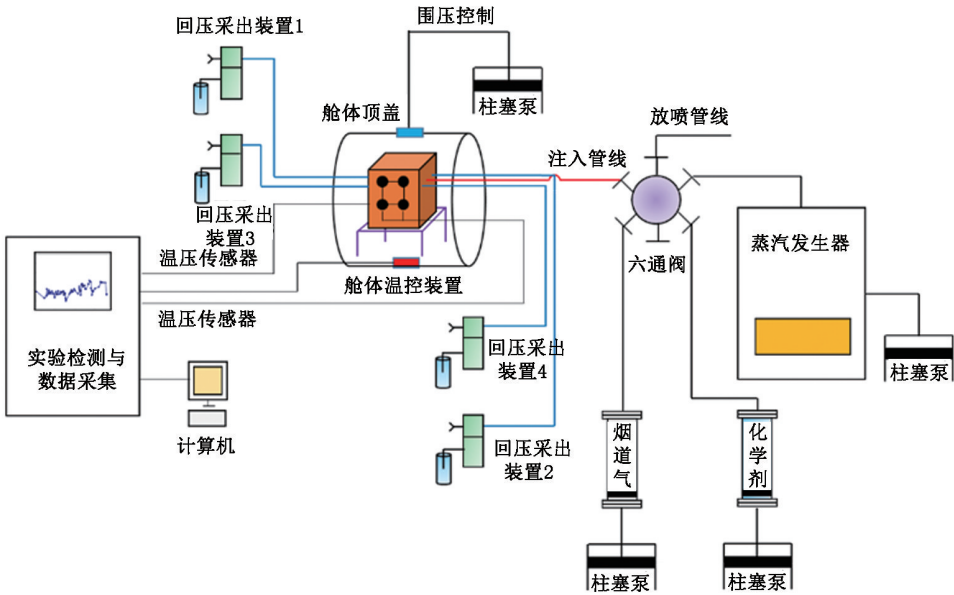


图 1 稠油热采三维高温高压物理模拟实验系统流程
Fig.1 Flow chart of three-dimensional experiment

三维实验模型为人工填制模型,本文中使用粒径为 $0.420\sim0.425\ \text{mm}$ 的玻璃微珠与油水充分混合后(油水体积比为 $4:1$)自下而上逐层填入模型,模型的几何尺寸为 $540\ \text{mm}\times400\ \text{mm}\times540\ \text{mm}$,模型内布有 1 口注入井和 4 口采出井,用于模拟渤海某稠油井区的反五点井网,如图 2 所示。在三维模型入舱后,通过高压舱顶盖向舱体内注水以实现实验模型围压的控制;待舱体内充满水后,通过调节舱底的加热装置来控制实验模型的初始温度。在实验进行过程中,使用保温带将实验舱体及舱体的两端盖裹紧。

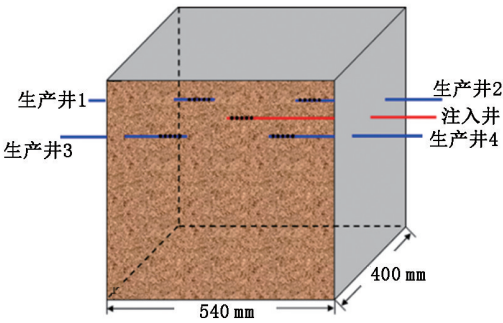


图 2 三维模型井网分布
Fig.2 Well pattern of three-dimensional model

Pujol 等^[10]综合考虑了原油黏度、毛管压力和油藏单位体积的累积注入能量等因素对室内模型和实际储层的影响,并据此制定了稠油热采物模实验的相似准则,本文中参照 Pujol 等的相似准则将模拟的真

实油藏区块参数按比例转化为模型参数,则模型的主要参数如表 1 所示。实验模型参数和注采参数能够很好地反映渤海油田实际的地质条件 and 生产参数。

表 1 三维实验注采井设计参数

模型	注入井水	采出井水平段长度/m				井距/	渗透率/	孔隙	油藏温	地层压	油层厚	驱替速度/
	平段长度/m	井 1	井 2	井 3	井 4	m	10 ⁻³ μm ²	度/%	度/℃	力/MPa	度/m	(m ³ ·d ⁻¹)
原型	275	230	243	279	276	300	2 000	35	56	5.5	8.0	300
本文中模型	0.18	0.15	0.16	0.18	0.18	0.187	4 000	35	56	5.5	0.5	0.057 6

1.3 实验步骤

- (1) 进行模型组装、热电偶和注采井安装、模型装填砂、模型入舱及后续试压等系列准备工作;
- (2) 按图 1 所示连接实验线路并对模型的监测系统 and 数据采集系统进行初步测试;
- (3) 将高压舱温度调至 56 ℃,观察模型内部各点温度相差不超过 0.5 ℃后关闭模型出口,边控制高压舱围压边向模型中注入脱水原油至模型增压至 5.5 MPa(在升压过程中围压与模型内部压力之差不超过 0.5 MPa),观察模型内部各点压力相差不超过 0.1 MPa 且各点压力基本保持不变后将各个采出装置的回压设置为 5.5 MPa,准备进行驱替实验;
- (4) 进行 200 ℃高温蒸汽驱替 0.25V_p(V_p为孔隙体积),然后进行 0.5V_p的热化学驱替(即在蒸汽驱过程中以 4 mL/min 的速度伴注 0.4% 的 AOS 溶液),接着进行 0.8V_p的烟道气强化热化学驱替(即在热化学驱过程中再以 4 mL/min 的速度伴注气体质量比为 CO₂:N₂=2:7 的烟道气);
- (5) 进行后续蒸汽驱直至三维模型各采出端产出液含水率大于 98%;
- (6) 记录驱替过程中模型的温度、压力和产液量等数据。

2 结果分析

由于在实验过程中各井的生产动态较为近似,所以仅以 1 号生产井为例说明驱替情况,如图 3 所示,在蒸汽驱结束时 1 号生产井的采收率仅为 5.18%,而在热化学驱结束时,其采收率却增至 11.07%,较蒸汽驱提高了 5.89%,说明注入化学剂可以有效地起到原油乳化降黏的作用,从而使蒸汽热量得以向油层深部传递。这主要是由于注入的化学剂能够降低油水界面张力,形成水包油的乳液,降低原油黏度,稠油降黏后蒸汽更容易向油藏深部流

动,所以使得蒸汽热量得以向油层深部传递。在烟道气强化热化学驱与后续蒸汽驱结束时,1 号生产井采收率增至 48.26%,较单纯热化学驱又提高了 37.19%,说明烟道气辅助热化学驱的增油效果非常明显,这是因为在伴注烟气后,由于气体的上浮作用和增能作用增加了蒸汽对模型顶部原油的动用程度,大幅度降低了采出液含水率,增加了热化学驱的波及体积和洗油效率,可以发现,烟道气与化学剂的协同作用大幅度提高了蒸汽驱采收率。

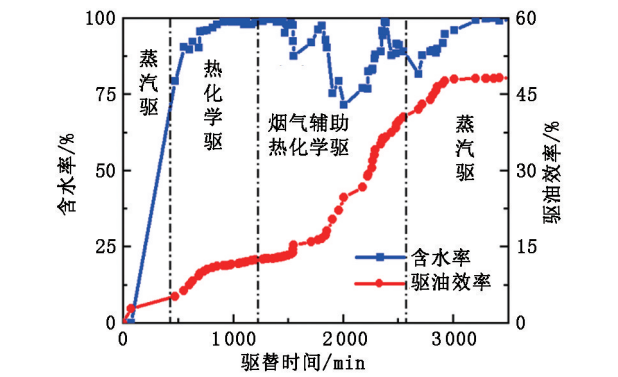


图 3 1 号生产井生产曲线

Fig.3 Production curve of No.1 production well

图 4 为模型中部横切面位置处在不同驱替实验阶段的实测温度场。可以看出,前置蒸汽驱在油层中的作用范围比较有限,等温线主要在注入井附近聚集,远注入井处的高温受效范围较窄,这是因为纯蒸汽在注入油层的过程中受到高黏度原油的层层阻隔易被冷却成热水,而热水所含的热量远不及蒸汽的热量,所以导致前置蒸汽驱的油层热波及面积小;在伴注化学剂后,蒸汽驱的热波及范围明显增大,模型的等温线分布也相对分散,这体现了热化学驱的独特优势,化学剂可以起到原油乳化降黏作用从而使得蒸汽易于向油层深处流动,所以蒸汽在油层中的波及面积变大;烟气则具有抑制蒸汽与油层冷体之间传热的作用,其可以减少蒸汽在流动过程中的热量损失^[11-12],所以烟气辅助热化学驱较普通热化

学驱平均温度更高,此外烟气与化学剂在地层中充分混合后可产生泡沫,泡沫则具有一定的封堵作用^[13-14],所以烟气辅助热化学驱的等温线分布较密;后续注入的蒸汽可以沿着先前被烟气打开的通

道流向油层深处,所以后续蒸汽驱结束时油层的热波及面积要比热化学驱结束时更大。综上所述,热化学驱与烟气辅助热化学驱可以大幅度地增加油层的热波及面积。

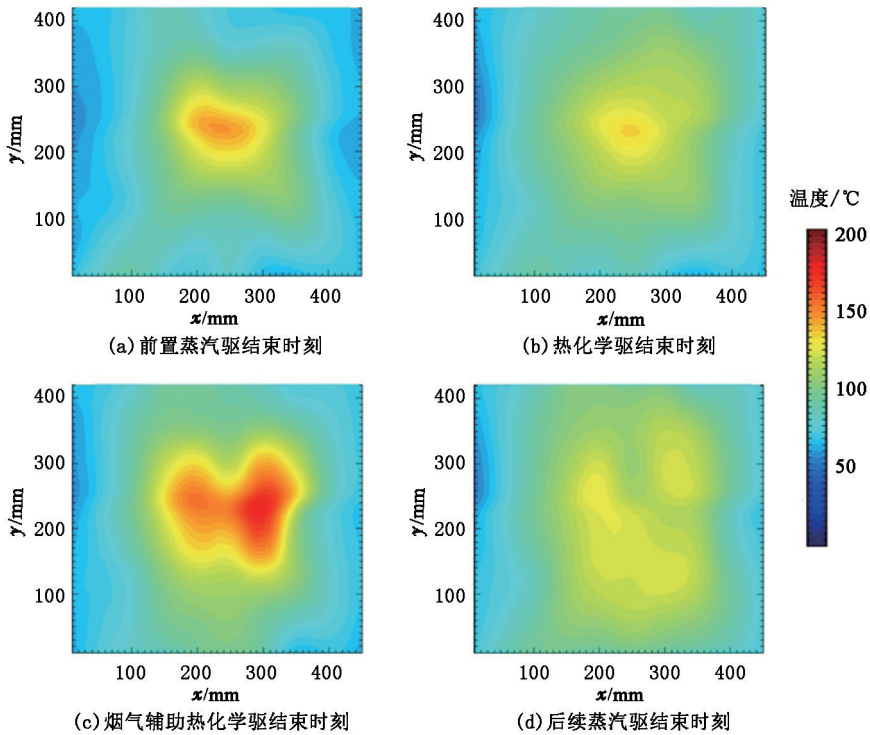


图 4 模型中部横切面温度场

Fig. 4 Temperature field of transverse in the middle of the model

由图 5 看出,在实验结束时,注采井上部的剩余油饱和度明显低于注采井附近和下部,注采井上部的平均温度也要高于注采井附近和下部且高温区域的分布范围更广。这是因为,在烟道气强化热化学驱阶段所注入气体的上浮、增能作用向模型上部带入了大量热量,使得模型上部区域原油的动用量明显高于模型下部。此外,烟道气与化学剂在地层中充分混合后可产生泡沫,泡沫具有一定的封堵高渗层和驱油的作用,其在一定程度上可以扩大蒸汽在油藏中的波及体积,增大热量的波及范围,提高下层原油的采收率^[13-14]。

3 三维热化学驱数值模拟

三维热化学驱数值模拟在物理模拟的基础上,以物理模型为对象,利用数模软件对物理模型设计的各种开发方式、注采参数、井位部署等方案进行数值计算,从而得到模型在不同时刻下的温度、压力和地层流体饱和度的分布状况,实现物理模拟过程的可视化再现和对原型油藏的反演解释。

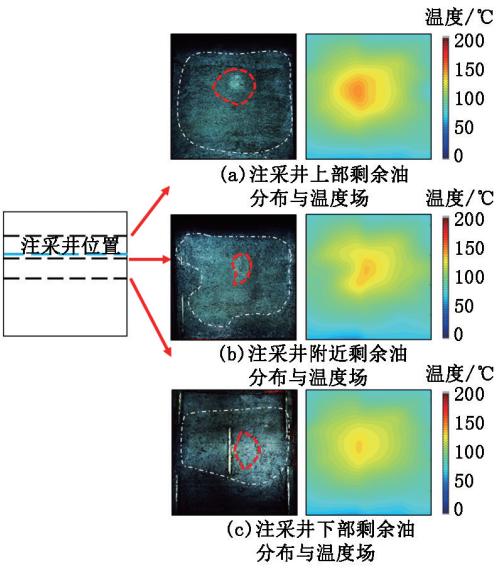


图 5 实验结束时模型不同位置处横切面剩余油分布与温度场

Fig. 5 Residual oil distribution and temperature field at different positions of model at the end of experiment

3.1 模型建立

根据室内三维比例物理模型参数,将建立数值

模型的基本参数输入到 CMG 数模软件中,三维实验模型尺寸为 540 mm×400 mm×540 mm,结合现场实际,数值模型井网布局如图 6 所示,模型网格大小设置为 20 mm×20 mm×60 mm,网格划分后模型网格数为 27×20×9。数值模型其余油藏与生产参数与物模实验参数相同,数值模拟中用的相渗曲线如图 7 所示。

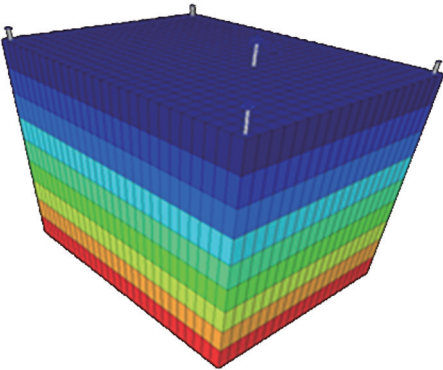


图 6 数值模拟模型
Fig. 6 Numerical simulation model

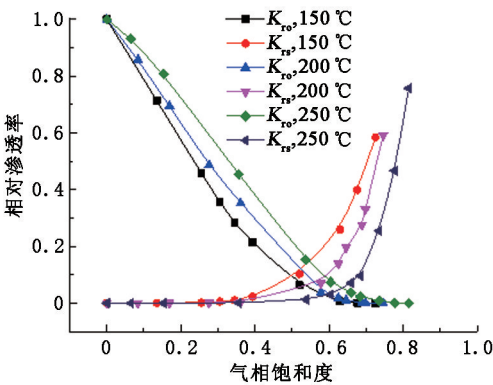


图 7 相对渗透率曲线

Fig. 7 Curves of relative permeability

3.2 物模实验拟合与评价

以 1 号生产井为例,数值模型的累产油量和含水率的动态拟合结果如图 8 所示,从图中可以看出,数值模型的计算结果与物模实验结果拟合较好,说明数值模型可以较好地反应驱替实验过程中物理模型的温度、压力和饱和度场的变化情况。

图 9 对比了驱替实验结束时注采井附近的实际剩余油分布与数值模型模拟的剩余油分布场,可以发现,数模的模拟效果良好。最终数值模型的平均剩余油饱和度为 68.3%,而实际物理模型的平均剩余油饱和度为 64.2%,模拟结果与实际近似,由此可以看出,物模实验结果可以很好的进

行数值模拟反演,将模型尺寸升级到实际油藏尺度,对油田现场实际油藏生产参数进行优化,进而指导矿场试验。

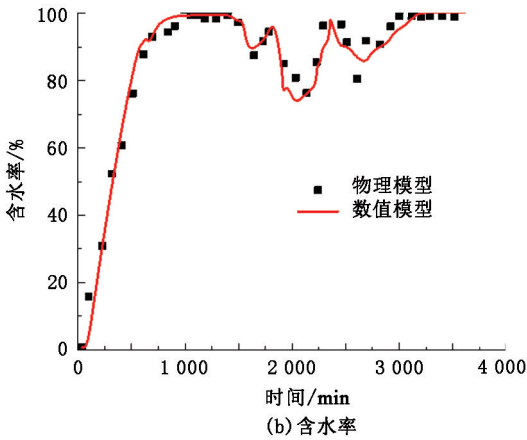
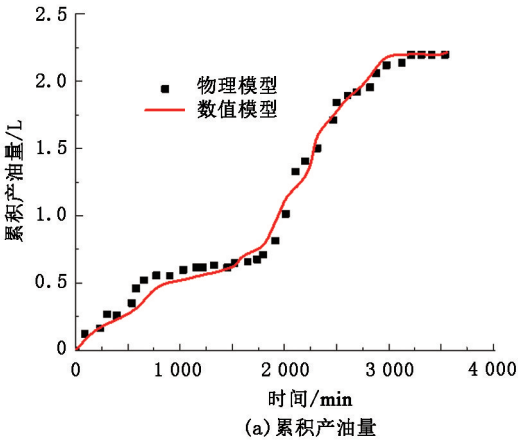


图 8 1 号生产井累产油和含水率拟合结果
Fig. 8 Fitting results of cumulative oil production and water cut in No. 1 production well

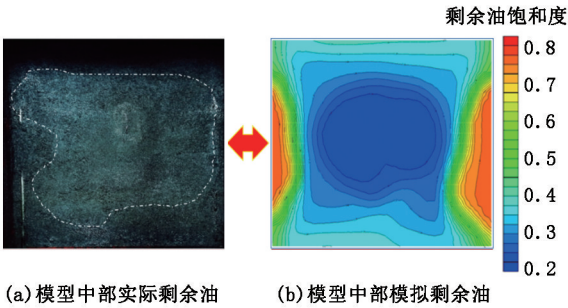


图 9 驱替结束时注采井附近实际剩余油分布与数模剩余油分布
Fig. 9 Distribution of experimental residual oil and simulated residual oil near injection-production well at the end of displacement

4 结 论

(1)在蒸汽驱过程中注入化学剂可以有效地起

到原油乳化降黏作用,从而使蒸汽的热量得以向油层深部传递,相比于普通蒸汽驱,热化学驱的单井采收率可提高5.89%。

(2)加入烟道气进行强化热化学驱后,化学剂的乳化降黏作用、气体的隔热增能作用和泡沫的调堵驱油作用可以大幅度地扩大油层的热波及面积,提高原油采收率,使三维模型的单井产出液含水率下降28.17%,采收率提高了31.79%。

(3)数值模型的计算结果与物模实验结果拟合较好,设计的三维热化学驱物模实验具有良好的数值模拟反演性。

参考文献:

- [1] 喻贵民. 多元热流体热采技术与实践[M]. 北京: 中国石化出版社, 2015: 37-40.
- [2] 于连东. 世界稠油资源的分布及其开采技术的现状与展望[J]. 特种油气藏, 2001, 8(2): 98-103.
YU Liandong. Distribution of world heavy oil reserves and its recovery technologies and future [J]. Special Oil and Gas Reservoirs, 2001, 8(2): 98-103.
- [3] 孙永涛, 赵利昌, 林涛, 等. 海上稠油多元热流体开采技术研究与应用[J]. 中海油田工程技术, 2012, 1(1): 46-48.
SUN Yongtao, ZHAO Lichang, LIN Tao, et al. Research and application of multivariate thermal fluid recovery technology for offshore heavy oil [J]. Engineering Technology of China Offshore Oilfields, 2012, 1(1): 46-48.
- [4] 唐晓旭, 马跃, 孙永涛. 海上稠油多元热流体吞吐工艺研究及现场试验[J]. 中国海上油气, 2011, 23(3): 185-188.
TANG Xiaoxu, MA Yue, SUN Yongtao. Research and field test of complex thermal fluid huff and puff technology for offshore viscous oil recovery [J]. China Offshore Oil and Gas, 2011, 23(3): 185-188.
- [5] 王春智, 李兆敏, 李松岩, 等. 水平井开发底水稠油油藏氮气泡沫和冻胶控水三维物理模拟试验[J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2015, 39(6): 118-123.
WANG Chunzhi, LI Zhaomin, LI Songyan, et al. Experimental study on water control and oil recovery in bottom water driving reservoirs using plugging agents [J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural

Science), 2015, 39(6): 118-123.

- [6] 林涛, 孙永涛, 马增华, 等. 多元热流体中热-气降黏作用初步探讨[J]. 海洋石油, 2012, 32(3): 74-76.
LIN Tao, SUN Yongtao, MA Zenghua, et al. A preliminary study on the thermal-gas viscosity reduction of multivariate thermal fluids [J]. Offshore Oil, 2012, 32(3): 74-76.
- [7] 林涛, 孙永涛, 刘海涛, 等. CO₂, N₂ 与蒸汽混合增效作用研究[J]. 断块油气田, 2013, 20(2): 246-247, 267.
LIN Tao, SUN Yongtao, LIU Haitao, et al. Research on mixing efficiency of carbon dioxide, nitrogen and steam [J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2013, 20(2): 246-247, 267.
- [8] 刘昊, 程林松, 黄世军, 等. 稠油油藏溶剂辅助蒸汽驱前缘预测模型[J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2017, 41(1): 110-117.
LIU Hao, CHENG Linsong, HUANG Shijun, et al. A mathematical model for steam frontier prediction in solvent enhanced steam flooding process [J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2017, 41(1): 110-117.
- [9] 陈明. 海上稠油热采技术探索与实践[M]. 北京: 石油工业出版社, 2012: 152-159.
- [10] PUJOL L, BOBERG T C. Scaling accuracy of laboratory steam flooding models [R]. SPE 4191, 1972.
- [11] WANG Zhuangzhuang, LI Zhaomin. Roles of flue gas in promoting steam flow and heat transfer in multithermal fluid flooding [J]. Mathematical Problems in Engineering, 2019, 2019: 1-8.
- [12] LI Songyan, YU Tingting, LI Zhaomin, et al. Experimental investigation of nitrogen-assisted SAGD in heavy-oil reservoirs: a two-dimensional visual analysis [J]. Fuel, 2019, 257: 1-16.
- [13] LI Songyan, YANG Kang, LI Zhaomin, et al. Properties of CO₂ foam stabilized by hydrophilic nanoparticle and nonionic surfactant [J]. Energy & Fuels, 2019, 33(6): 5043-5054.
- [14] LI Songyan, QIAO Chenyu, LI Zhaomin, et al. Properties of carbon dioxide foam stabilized by hydrophilic nanoparticles and hexadecyltrimethylammonium bromide [J]. Energy & Fuels, 2017, 31(2): 1478-1488.

(编辑 刘为清)