

# 深层水敏性稠油油藏开发方式评价

孙晓飞<sup>1</sup>,张艳玉<sup>1</sup>,石彦<sup>2</sup>,邢振宇<sup>3</sup>,陈会娟<sup>1</sup>,苏玉亮<sup>1</sup>

(1.中国石油大学(华东)石油工程学院,山东 青岛 266555; 2.中国石油新疆油田分公司 准东采油厂,新疆 阜康 831511; 3.西安石油大学 石油工程学院,陕西 西安 710065)

**摘要:**深层水敏性稠油油藏衰竭式开发效果较差,选择适用于该类油藏地质开发特点的开发方式,进一步提高区块采收率,是目前亟待解决的技术难题。从油藏实际出发,基于室内注水伤害、添加稳定剂注水和注气膨胀等物理评价实验,通过油藏数值模拟手段,开展了对衰竭式、注水、注天然气和氮气吞吐、吞吐转驱和注气驱等开发方式的优化计算和可行性论证。研究表明,注水开发会导致储层渗透率大幅降低,添加防膨稳定剂可在一定程度上改善注水开发效果,比注水开发提高采出程度4.23%,但与注气驱方案相比提高采出程度幅度不大;注气方案中,注天然气吞吐转驱效果最佳,比衰竭式开发增产原油 $9.82 \times 10^4 \text{ m}^3$ ,提高采出程度19.6%,具有较好的经济效益,可作为深层水敏性稠油油藏的有效开发方式。

**关键词:**水敏性 稠油 开发方式 组分模型 相态拟合 注气  
**中图分类号:** TE345 **文献标识码:** A

**文章编号:** 1009-9603(2013)01-0081-04

中国胜利、大港、新疆和四川等油区存在大量水敏性油藏,随着该类油藏的相继发现与深入开发,水敏性油藏越来越受到关注<sup>[1-5]</sup>。新疆油区台3井区齐古组油藏为深层水敏性稠油油藏,其构造为西南倾单斜,地层倾角为 $5^\circ \sim 8^\circ$ ,内部被多条断裂所切割,油层深度为1 978 m,50℃地面原油粘度为3 194.88 mPa·s,具有水敏性特征。依靠天然能量衰竭式开发使油藏地层压力明显下降,油井产油量快速递减,目前采出程度仅为0.74%,选择适用于该类油藏地质开发特点的开发方式,进一步提高其采收率,是目前亟需解决的技术难题。油藏的水敏性特征给注水开发带来较大风险,因此,笔者从注气提高采收率的角度出发,探讨了针对该区块的有效开发方式。

## 1 室内评价实验

### 1.1 注水开发评价实验

注水开发评价实验用于研究注入水对水敏性稠油油藏的影响,以及各类防膨稳定剂的有效性,对评价注水开发深层水敏性稠油油藏的可行性具有重要意义。实验用注入水来自现场,矿化度为194.08 mg/L,水型为 $\text{NaHCO}_3$ ,防膨稳定剂溶液质量分数为0.30%,通过对储层真实岩样进行长期驱替,

得到岩样渗透能力的变化,从而评价现场注入水对储层的伤害程度以及防膨稳定剂的稳定性能。由实验结果(图1)可知:①随着注入量的增加,渗透率损失率整体呈现上升趋势。注入初期,渗透率损失率整体呈现急剧增大的趋势,随着注入量的进一步增加,渗透率损失率上升幅度有所减缓,当注入量为30倍孔隙体积时,渗透率损失率为54.71%,说明油藏具有中等偏强的水敏性特征,注水开发会导致该油藏储层渗透率大幅降低,影响注水开发效果。②随着注入量的增大,加入1号防膨稳定剂溶液的渗透率损失率高于注入水渗透率损失率;加入4号、5号和9号防膨稳定剂溶液的渗透率损失率均低于注入水渗透率损失率。其中加入4号和5号防膨

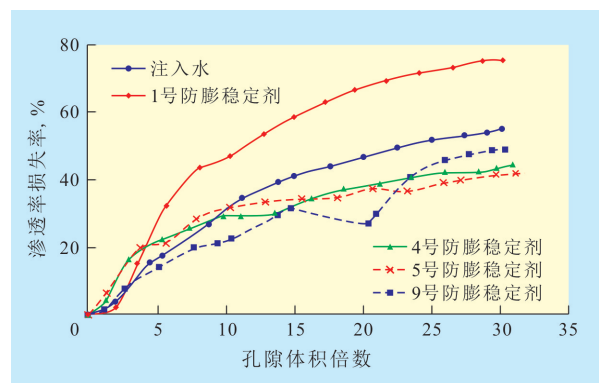


图1 台3井区齐古组油藏注水开发评价实验结果

收稿日期:2012-11-26。

作者简介:孙晓飞,男,在读博士研究生,从事油藏工程和油藏数值模拟方面的研究。联系电话:18954253233, E-mail:sunxiaofei540361@163.com。

基金项目:中央高校基本科研业务费专项资金资助项目“稠油油藏二次泡沫油形成机理及注气提高采收率评价研究”(11CX06022A),国家重点基础研究发展规划“973”项目“温室气体提高石油采收率的资源化利用及地下埋存”(2006CB705804)。

定剂溶液的渗透率损失率略低,防膨稳定效果最好,可见,添加防膨稳定剂可在一定程度上改善深层水敏性稠油油藏的注水开发效果。

### 1.2 注气开发评价实验

室内注气开发评价实验结果是评价注气开发效果的重要依据,通过配样、分析,得到井流物组成(表1)。流体特性参数包括:脱气原油密度为 $0.9517\text{ g/cm}^3$ ,相对分子质量为153.1,气油比为 $36.66\text{ m}^3/\text{m}^3$ ,体积系数为 $1.1024\text{ m}^3/\text{m}^3$ ,饱和压力为 $11.58\text{ MPa}$ ( $49.8\text{ }^\circ\text{C}$ ), $\text{C}_{11+}$ 组分的相对密度为0.989,相对分子质量为266.8。

组分	物质的量分数	组分	物质的量分数
$\text{CO}_2$	0.55	$\text{C}_5$	2.69
$\text{C}_1$	16.43	$\text{C}_6$	11.07
$\text{C}_2$	2.02	$\text{C}_7$	10.86
$\text{C}_3$	6.12	$\text{C}_8$	1.05
$i\text{C}_4$	2.98	$\text{C}_9$	1.44
$\text{C}_4$	6.47	$\text{C}_{10}$	1.13
$i\text{C}_5$	5.57	$\text{C}_{11+}$	31.62

基于上述配样原油,进行了等组成膨胀实验、差异分离实验、注气(氮气和天然气)膨胀实验。

注气膨胀实验所得饱和和压力反映了一次混相压力的大小,膨胀系数反映了原油注气后的膨胀能力。注入气体的物质的量分数越大,体系饱和压力上升越慢,膨胀系数上升越快,则注气开发效果越好。由图2可知,随注入气体的物质的量分数的增加,注入气—原油体系饱和压力和膨胀系数逐渐增加。当注入氮气的物质的量分数为6.211%时,饱和压力为 $34.1\text{ MPa}$ ,超过地层压力( $31.2\text{ MPa}$ ),膨胀系数为1.0298;注入天然气的物质的量分数为21.52%时,膨胀系数为1.1193,即饱和压力超过地层压力时,注入的天然气的物质的量分数大于氮气的物质的量分数。此外,天然气—原油体系饱和压力上升

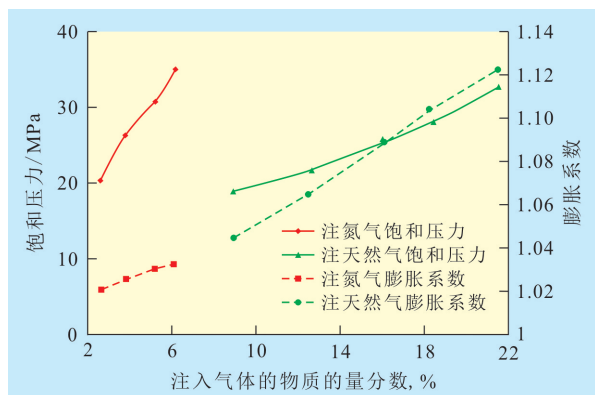


图2 49.8 °C下注气膨胀实验饱和压力和膨胀系数变化

速度慢,膨胀系数上升速度快,说明天然气的溶解与膨胀能力均好于氮气,而且注入天然气还会使原油密度降低(图3)。对于一个油藏,注气提高原油采收率的主要机理为体积膨胀,地层原油密度降低,因此,注天然气开发该区块原油效果较好。

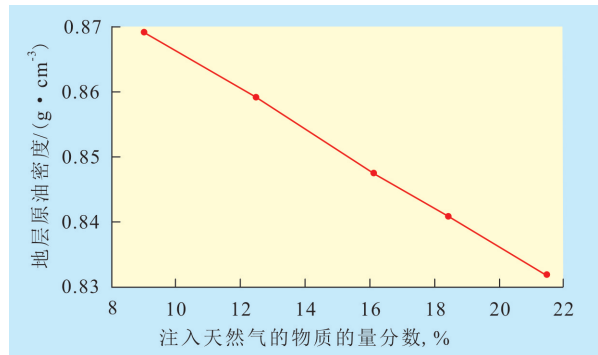


图3 49.8 °C下注入天然气的物质的量分数与地层原油密度的关系

## 2 组分模型的建立及历史拟合

### 2.1 相态拟合

相态拟合过程可以为组分模型中的流体模型提供可靠的状态方程参数<sup>[6]</sup>。以注气开发评价实验为依据,采用CMG油藏数值模拟软件中的Winprop模块对地层流体重组分进行劈分,再根据性质相似原则将多个组分重新归并为6个拟组分。在相态拟合过程中,将以上4个室内注气评价实验所得的膨胀系数等多个参数作为回归计算目标,将重组分的相互作用系数等参数作为回归变量,经过多次参数调整及反复计算,得到了较好的回归计算结果(图4),从而确保组分模拟计算所需流体参数的精确性。

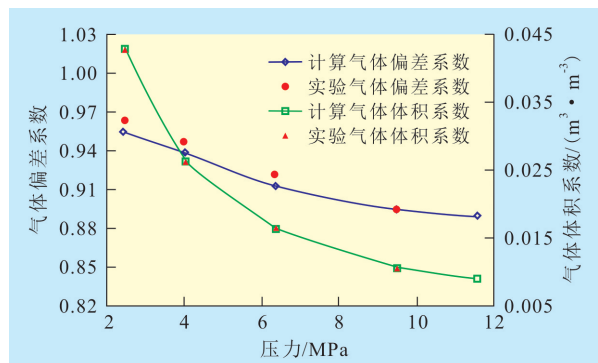


图4 差异分离实验气体偏差系数和体积系数拟合结果

### 2.2 组分模型的建立

根据油藏地质研究成果、相态拟合所得流体参数、高压物性实验以及生产动态数据,通过CMG油藏数值模拟软件的GEM组分模块,依次建立了油藏

的构造模型、属性模型、流体模型及生产动态模型,从而得到了完整的组分模型。构造模型采用角点坐标,划分网格为 $50 \times 23 \times 5$ ,平面上网格规模为 $50 \text{ m} \times 50 \text{ m}$ ,纵向网格大小根据地层厚度而变化。为了较好地反映油藏水敏性特征,模拟水敏储层渗透率的动态变化,提高注水及添加防膨稳定剂注水模拟计算的准确性,模拟注水及添加防膨稳定剂注水时,根据图1所示注入孔隙体积倍数与渗透率损失率的关系、水驱波及范围计算方法<sup>[7]</sup>,建立多个不同模拟时间水敏后渗透率模型,进而反映该类油藏的实际地层条件。

### 2.3 生产历史拟合

在生产历史拟合过程中,首先根据参数的可靠性确定主要可调参数及其调整范围,再将压力、累积产油量、累积产水量和综合含水率作为拟合目

标,对油藏的主要可调参数进行反复调整,最终使单井拟合率达90%以上,满足后续预测的需要。通过历史拟合,用生产动态数据调整了油藏数值模拟模型中的不确定参数,提高了对油藏地质参数的认识程度,为后续的开发方式对比评价奠定了基础。

## 3 开发方式对比评价

### 3.1 方案设计与指标预测

从油藏生产实际出发,以室内评价实验结果为基础,以典型反七点井组为研究对象,设计9个开发方案(表2),用于评价不同开发方式提高油藏采收率的可行性。各方案注采参数是在参数敏感性研究的基础上,通过正交设计方法或多参数优化方法确定的<sup>[8-12]</sup>,各方案模拟计算时间为10 a。

表2 开发方案及模拟计算结果

序号	开发方式	开发方案	累积产油量/ $10^4 \text{ m}^3$	累积产水量/ $10^4 \text{ m}^3$	采出程度/%
1	衰竭式	原有生产条件下衰竭式开发	1.16	0.79	2.31
2	注氮气吞吐	周期注气量为 $100\ 000 \text{ m}^3$ ,产液速度为 $5 \text{ m}^3/\text{d}$ ,注气速度为 $7\ 500 \text{ m}^3/\text{d}$ ,最大注气压力为39 MPa,焖井时间为3 d	2.05	1.34	4.09
3	注天然气吞吐	周期注气量为 $100\ 000 \text{ m}^3$ ,产液速度为 $7.5 \text{ m}^3/\text{d}$ ,注气速度为 $10\ 000 \text{ m}^3/\text{d}$ ,最大注气压力为36 MPa,焖井时间为4 d	2.41	1.92	4.80
4	注氮气吞吐转驱	生产井产液速度为 $12 \text{ m}^3/\text{d}$ ,注气井注氮气吞吐参数同方案2,吞吐5周期后转驱,注气速度为 $7\ 500 \text{ m}^3/\text{d}$	10.11	11.38	20.17
5	注天然气吞吐转驱	生产井产液速度为 $12 \text{ m}^3/\text{d}$ ,注气井注天然气吞吐参数同方案3,吞吐9周期后转驱,注气速度为 $14\ 000 \text{ m}^3/\text{d}$	10.98	11.46	21.91
6	氮气驱	生产井产液速度为 $12 \text{ m}^3/\text{d}$ ,注气井注气速度为 $4\ 000 \text{ m}^3/\text{d}$	9.98	11.26	19.92
7	天然气驱	生产井产液速度为 $12 \text{ m}^3/\text{d}$ ,注气井注气速度为 $14\ 000 \text{ m}^3/\text{d}$	1.07	10.76	21.29
8	注水开发	生产井产液速度为 $12 \text{ m}^3/\text{d}$ ,注采比为1:1	4.77	18.86	9.51
9	添加防膨稳定剂注水	生产井产液速度为 $12 \text{ m}^3/\text{d}$ ,注采比为1:1,注入水中添加5号防膨稳定剂	6.89	15.98	13.74

对比方案1—方案3的模拟结果可知,注气吞吐优于衰竭式开发,且以注天然气吞吐方案最佳,较衰竭式开发增油 $1.25 \times 10^4 \text{ m}^3$ ,提高采出程度2.49%,可见注气吞吐可以改善单井开发效果,但注气吞吐开发为单井作业,研究区域内井网密度较小,控制程度过低,因此注气吞吐方案采出程度较低。

分析方案1—方案9发现:添加防膨稳定剂注水可在一定程度上改善注水开发效果,比注水开发增产原油 $2.12 \times 10^4 \text{ m}^3$ ,提高采出程度4.23%;注气驱方案开发效果均优于注水方案,且以注天然气吞吐转驱方案最佳,比添加防膨稳定剂注水方案增产原油 $4.09 \times 10^4 \text{ m}^3$ ,提高采出程度8.17%,比衰竭式开发增产原油 $9.82 \times 10^4 \text{ m}^3$ ,提高采出程度19.6%。因此,推

荐通过注气的开发方式补充地层能量,提高区块采收率。由于各种注气方式的投资等费用不同,故最佳方案需要通过经济评价确定。

### 3.2 注气开发方案经济评价

根据油田实际投资和生产成本费用等技术经济参数,以衰竭式开发方案为基础,通过有无对比法<sup>[13]</sup>,计算各种注气开发方案的经济效益和风险指标,从而筛选出具有较好经济效益的实施方案。

由表3可知,注天然气吞吐转驱方案的各项财务指标均优于其他注气方案,基准收益率为15%时,财务净现值为 $2\ 080.76 \times 10^4$ 元,财务内部收益率为35.33%,投资回收期为5 a,各项财务指标均高于石油建设工程项目经济评价标准<sup>[14]</sup>。在此基础上,

对该方案进行不确定性分析,即将原油价格、累积产油量、新增建设投资及经营成本在原有基础上增加和减少20%,计算所得财务内部收益率、财务净现值和投资回收期均满足行业要求<sup>[1]</sup>,说明其抗风险能力较强,经济上具有可行性。

表3 开发方案主要财务指标对比

方 案	财务内部 收益率,%	财务净现 值/10 <sup>4</sup> 元	投资回 收期/a
注氮气吞吐	<12	-158.83	>10
注天然气吞吐	<12	-813.01	>10
注氮气吞吐转驱	<12	-48.14	>10
注天然气吞吐转驱	35.33	2 080.76	5
氮气驱	16.46	89.36	10
天然气驱	27.58	1 230.61	6

## 4 结论

新疆油区台3井区齐古组稠油油藏表现出中等偏强的水敏性特征,开采实践表明,衰竭式开发容易使油藏地层压力明显下降,采出程度低,而注水开采风险较大。注气可以使原油膨胀,原油粘度降低,避免储层伤害,是深层水敏性稠油油藏的有效开采方式。

注水开发油藏会导致储层渗透率大幅降低,添加5号防膨稳定剂可以有效降低渗透率损失率,较常规注水开发10 a增产原油 $2.12 \times 10^4 \text{ m}^3$ ,提高采出程度4.23%,在一定程度上可以改善注水开发效果,但与注气驱方案相比提高采出程度幅度不大。

注气开发方案的开发效果均优于注水开发方案与衰竭式开发方案,注气开发方案中又以注天然气吞吐转天然气驱方案的开发效果最佳,比添加5号防膨稳定剂注水方案增油 $4.09 \times 10^4 \text{ m}^3$ ,提高采出程度8.17%,比衰竭式开发增油 $9.82 \times 10^4 \text{ m}^3$ ,提高采

出程度19.6%,且具有较好的经济效益,可作为深层水敏性稠油油藏的有效开发方式。

### 参考文献:

- [1] 柳兴邦,李伟忠,李洪毅.强水敏稠油油藏火烧驱油开发试验效果评价——以王庄油田郑408块沙三段油藏为例[J].油气地质与采油率,2010,17(4):59-62.
- [2] 刘大伟,康毅力,何健,等.碳酸盐岩储层水敏性实验评价及机理探讨[J].天然气工业,2007,27(2):32-34.
- [3] 陈桂华.强水敏性稠油油藏开发技术政策界限——以王庄油田郑36块沙一段为例[J].油气地质与采油率,2006,13(4):68-70.
- [4] 袁明琦.王庄油田强水敏性稠油油藏开发方式研究[J].大庆石油地质与开发,2006,25(6):56-58.
- [5] 邢希金,唐洪明,廖纪佳,等.低渗透强水敏储层防膨剂的筛选方法——以大港油田张东地区沙三段为例[J].油气地质与采油率,2008,15(4):97-99.
- [6] 李菊花,杨红梅,刘滨,等.油藏注气混相驱考虑扩散作用的数值模拟研究[J].油气地质与采油率,2010,17(6):54-57.
- [7] 谷建伟,秦国鲲,张永军.利用数值模拟结果计算油藏水驱波及指标[J].河南石油,2004,18(4):35-36.
- [8] 邵绍献.水驱油藏单井可采储量影响因素权重定量研究[J].油气地质与采油率,2011,18(6):78-81,85.
- [9] 张艳玉,孙文静,孙晓飞.深层稠油油藏天然气吞吐优化方案设计[J].新疆石油地质,2010,31(5):507-508.
- [10] 冯兵,岳湘安,赵仁保,等.涩北气田堵水剂配方优化及封堵效果评价[J].油气地质与采油率,2010,17(1):102-104.
- [11] 唐延彦,李兆敏,苏庆郁,等.油井堵水后地层压力分布及敏感性分析[J].油气地质与采油率,2010,17(4):94-96.
- [12] 姚同玉,常迎梅,李继山.阳离子凝胶选择性堵水机理[J].油气地质与采油率,2009,16(2):58-60.
- [13] 王桂荣,解忠刚,康进军,等.技术经济学[M].东营:石油大学出版社,2001.
- [14] 中国石油规划总院,住房和城乡建设部标准定额研究所.石油建设项目经济评价方法与参数[M].北京:中国计划出版社,2010.

编辑 常迎梅

欢迎广大科技人员踊跃投稿