

稠油油藏非均质性对火烧油层开发效果的影响

屈亚光

(中海油研究总院 海洋石油高效开发国家重点实验室,北京 100027)

摘要:由于油藏非均质性的存在,稠油油藏在不同注采方式下火烧油层开发效果存在较大差异。基于某油藏沉积微相分布特征,提出了3类非均质油藏概念地质模型,采用油藏数值模拟方法,建立了3类18个油藏模型,研究了油藏非均质性对火烧油层不同注采方式下开发效果的影响。结果表明:同一模型在同样的生产控制条件下,不同注采方式间的初期产油量和累积产油量之间存在差别;对于渗透率平面非均质性,高采低注火烧油层的开发效果优于高注低采;对于砂体厚度平面非均质性,厚采薄注火烧油层的开发效果优于厚注薄采;对于砂体形态非均质性,宽采窄注火烧油层的开发效果优于宽注窄采。敏感性分析结果表明,砂体形态非均质性对火烧油层开发效果的影响程度最大,厚度非均质性次之,渗透率非均质性的影响程度最小。因此,只有合理部署注采井位,才能有效地提高强非均质性稠油油藏火烧油层的开发效果。

关键词:稠油油藏 非均质性 火烧油层 注采方式 油藏数值模拟 开发效果

中图分类号:TE357.41

文献标识码:A

文章编号:1009-9603(2013)06-0065-04

当原油粘度较大时,油藏条件下原油流动困难,管线回压增加使得抽油机不能正常工作,常规开采稠油油藏很难得到经济产量,可通过降低原油粘度来提高油藏开发效果,目前主要采用热采方法开发稠油油藏^[1-4],火烧油层是稠油热采方法之一。火烧油层是将空气注入到油层中,再将空气在井下加热到可以点燃原油的温度,或者通过空气与原油在油层中自然氧化生热使油层达到燃烧温度,实现油层地下燃烧,地下燃烧过程中燃烧掉一部分原油,所产生的热量将产生降粘、蒸馏等一系列效应,成为原油采出的动力^[5]。火烧油层是一种具有明显技术优势和潜力的热力采油方法,具有驱油效率高、单位热成本与蒸汽相当和油藏适用范围广等特点^[6]。

火烧油层在中国经过几十年的研究和发 展,已成为一种行之有效的强化采油方法,现场也形成了一定的生产规模。前人研究多集中于室内物理模拟和矿场试验研究,研究方向包括火烧驱油机理^[7]、产出液性质及产出气体组成^[8]、火烧试验的主要参数^[9-11]、不同燃烧方式的开发效果及油田应用的可行性^[12-16]。为此,笔者以某稠油油藏为例,建立合理的概念地质模型,采用油藏数值模拟方法,利用实际油藏的原油高压物性和地层传热系数等参数,建

立油藏数值模拟模型,研究了油藏非均质性对火烧油层开发效果的影响,以期为提高火烧油层开发效果提供合理化建议。

1 稠油油藏非均质性分布及数值模型的建立

某稠油油藏为三角洲沉积体系,发育扇三角洲前缘和前扇三角洲亚相。其中扇三角洲前缘亚相又细分为水下分流河道、水下分流河道间、河口砂坝和前缘薄层砂4种沉积微相;前扇三角洲亚相主要为前扇三角洲泥沉积。

油藏非均质性受到沉积微相平面展布的影响,沉积微相的平面展布直接关系到油藏渗透率、储层厚度及储层砂体形态的分布规律,按照油藏的沉积相分布规律及油藏地层参数建立油藏数值模型。该油藏非均质性主要表现为渗透率平面非均质性、厚度非均质性和砂体形态非均质性3种类型,据此建立了3类非均质油藏概念地质模型(图1)。

油藏基本参数包括:油藏原始地层压力为8 MPa,原始地层温度为45℃,地层原油粘度为4 000 mPa·s,地层原油密度为0.987 g/cm³,水下分流河道、水下分流河道间、前缘薄层砂油层厚度分别

收稿日期:2013-09-03。

作者简介:屈亚光,男,工程师,博士,从事油藏数值模拟、海上油气田开发动态研究。联系电话:(010)84523507,E-mail:qyg52122@126.com。

基金项目:国家科技重大专项“海上稠油热采技术”(2011ZX05024-005)。

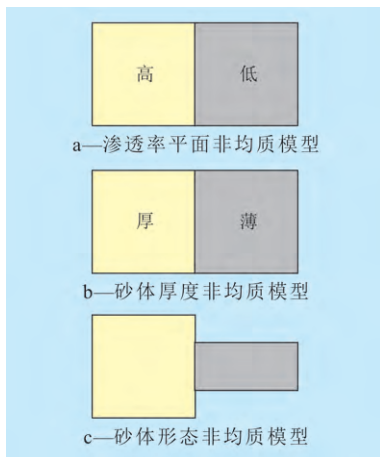


图1 3类非均质油藏概念地质模型

为10, 6和2 m, 水平渗透率分别为 $2\,500 \times 10^{-3}$, $1\,500 \times 10^{-3}$ 和 $500 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 垂向与水平渗透率之比为0.25。从油藏基本参数可以看出, 不同沉积微相中砂体的物性参数是不同的, 那么火烧油层的开发效果必然会受到注采井位部署方式的影响。为了研究注采井位部署方式对开发效果的影响, 依据已建立的概念地质模型, 采用油藏数值模拟方法, 选用实际油藏的原油高压物性参数和地层传热系数等参数建立3类非均质条件下的油藏数值模拟模型。油藏数值模拟基本假设条件包括: 油藏中存在气相、水相、油相和固相共4种相态; 组分包括水、原油的重组分、轻组分、氧气、对化学反应呈惰性的气体(N_2 , CO_2 和 CO 等)和焦炭共6个组分; 化学反应包括重油裂解、重油燃烧、轻油燃烧和焦炭燃烧4个化学反应。

2 火烧油层开发效果影响因素

2.1 渗透率平面非均质性

所研究稠油油藏中沉积微相的接触关系可分为3类: 水下分流河道与水下分流河道间接触、水下分流河道与前缘薄层砂接触、水下分流河道间与前缘薄层砂接触。不同沉积微相内砂体的渗透率存在较大差异, 注采井位部署方式会影响油田火烧油层的开发效果。为此, 基于所建油藏数值模拟模型, 并保证所有模型中砂体的厚度分布和几何形态完全一致, 只改变渗透率, 设计2种不同的注采方式。以水下分流河道与水下分流河道间沉积微相接触为例, 油藏模型中存在2种沉积微相, 且两者面积相同(图1a), 方案I是注气井部署在水下分流河道中, 采油井部署在水下分流河道间, 水下分流河道渗透率高于水下分流河道间, 简称为高注低采;

方案II是将方案I中的注气井和油井部署位置互换, 简称为高采低注。根据沉积微相接触关系, 设计了3个渗透率级差条件下的油藏模型, 渗透率级差分别为1.67, 3和5。在同一个渗透率级差模型下, 设计了高注低采和高采低注2种方案。因此, 对于渗透率平面非均质性, 采用数值模拟方法, 共建立了6个数值模拟模型, 且所有模型的生产控制条件相同, 均为定注采压差生产, 注气井注入压力为10 MPa, 油井井底流压为6 MPa。

数值模拟计算结果(图2)表明: 在相同的生产控制条件下, 3个渗透率级差方案中高采低注的累积产油量均高于高注低采; 在同一渗透率级差下, 高采低注的初期产油量也均高于高注低采, 当渗透率级差为5时, 高采低注的初期产油量比高注低采多 $368 \text{ m}^3/\text{d}$, 随着渗透率级差的减小, 不同注采方式的初期产油量差别也随之变小, 当渗透率级差为3时, 高采低注的初期产油量比高注低采高 $210 \text{ m}^3/\text{d}$, 而当渗透率级差从3降至1.67时, 高采低注的初期产油量比高注低采高 $200 \text{ m}^3/\text{d}$, 与级差为3时的差值差别较小, 说明渗透率级差越大, 初期产油量差别越大; 而高采低注与高注低采的累积产油量差值随渗透率级差线性变化, 渗透率级差越小, 差值也越小。由此可见, 火烧油层的开发效果不但与注采井部署位置有关, 还与渗透率级差相关。

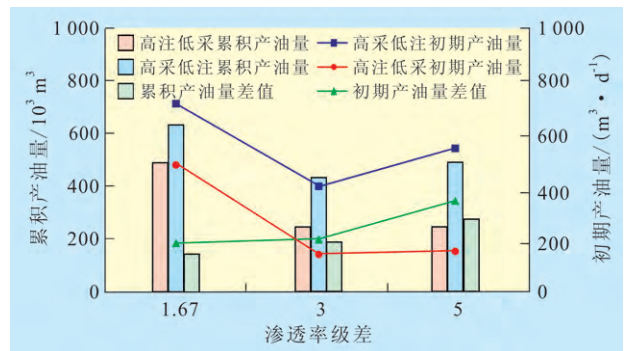


图2 不同注采方式下砂体渗透率非均质性对累积产油量和初期产油量的影响

通过分析地层压力分布(图3)可以看出: 高注低采时, 注入端地层压力明显高于采出端, 地层平均压力高, 流体从高渗透带向低渗透带流动时, 渗流阻力要大于从低渗透带向高渗透带流动的阻力。由于注入井附近流体从高渗透带向低渗透带渗流速度慢, 导致注入井附近压力上升快, 整个地层泄压效果差; 而又由于2种注采方式下注气井注入压力相同, 因此高注低采时的注入量小于高采低注的注入量。从地层温度分布(图4)也可看出, 高采低注时火烧油层的波及面积大于高注低采。综上所述

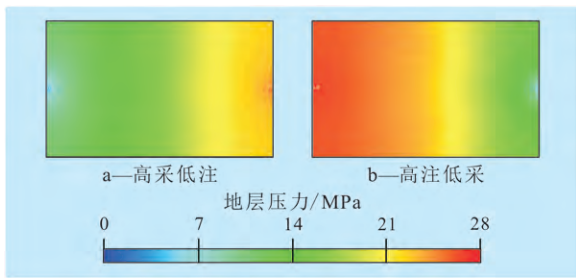


图3 不同注采方式地层压力分布

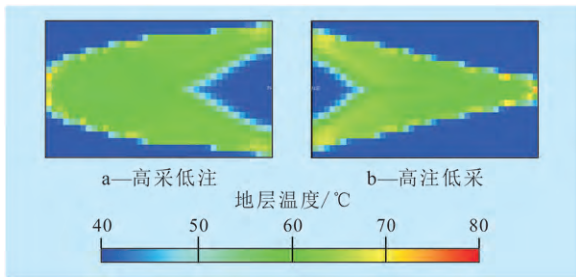


图4 不同注采方式地层温度分布

述,对于渗透率平面非均质性,高采低注火烧油层的开发效果优于高注低采。

2.2 砂体厚度平面非均质性

根据砂体厚度非均质地质模型,基于所建油藏数值模拟模型,并保证所有模型中砂体的渗透率分布与几何形态完全一致,仅改变厚度,同理也设计了2种注采方式。以水下分流河道与水下分流河道间沉积微相接触为例,油藏模型中仅存在2种沉积微相,且二者面积一样(图1b),方案I是注气井部署在水下分流河道中,采油井部署在水下分流河道间,水下分流河道厚度大于水下分流河道间,简称为厚注薄采;方案II是将方案I中的注气井和油井部署位置互换,简称为厚采薄注。根据沉积微相接触关系,建立厚度级差分别为1.67,3和5的地质模型,每类模型采用2种注采方式。因此,对于厚度平面非均质性,采用数值模拟方法建立了6个数值模拟模型,且所有模型的生产控制条件相同,均为定注采压差生产,注气井注入压力为10 MPa,油井井底流压为6 MPa。

由3个厚度级差条件下厚注薄采和厚采薄注的累积产油量和初期产油量(图5)可以看出:在相同的生产控制条件下,3个厚度级差方案中厚采薄注的累积产油量和初期产油量均高于厚注薄采;当厚度级差相同时,厚采薄注与厚注薄采的累积产油量差值随厚度级差线性变化,厚度级差越小,差值也越小,而初期产油量在厚度级差较大时,差值也较大,但随着厚度级差的变小,差值的变化幅度也变小,如当渗透率级差由3减至1.67,初期产油量差值

仅减小了13.8 m³/d。

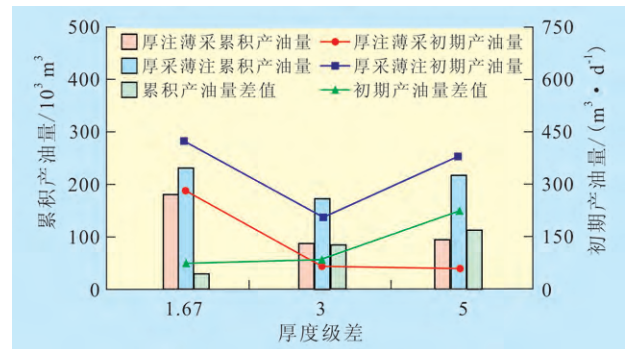


图5 不同注采方式下砂体厚度非均质性对累积产油量和初期产油量的影响

砂体厚度平面非均质性对火烧油层开发效果的影响机理与渗透率平面非均质性类似,主要是不同注采方式下流体从一种沉积微相流动到另一种沉积微相中渗流阻力不同,导致地层压力分布不同,从而会影响开发效果。对于厚度平面非均质性,厚采薄注火烧油层的开发效果优于厚注薄采。

2.3 砂体形态非均质性

根据砂体形态非均质概念地质模型(图1c),砂体形态非均质性在模型中主要通过2个砂体的宽度比值来体现,宽度比值越大,表明砂体形态非均质性越强。基于所建油藏数值模拟模型,并保证所有模型中砂体的渗透率分布和厚度分布完全一致,仅改变砂体形态,设计了2种不同的注采方式。方案I是注气井部署在砂体宽的区域,采油井部署在砂体窄的区域,简称宽注窄采;方案II是将方案I中的注气井和油井部署位置互换,简称为宽采窄注。同理也可建立左右砂体不同宽度级差的地质模型,宽度级差分别为1.67,3和5,每类模型存在2种注采方式。因此,对于砂体形态非均质性,采用数值模拟方法,共建立了6个数值模拟模型,且所有模型的生产控制条件相同,均为定注采压差生产,注气井注入压力为10 MPa,油井井底流压为6 MPa。

对于砂体形态非均质模型,在相同的生产控制条件下,3个宽度级差方案中,宽采窄注累积产油量和初期产油量均高于宽注窄采(图6)。对于初期产油量,宽度级差越大,初期产油量差值也越大,当宽度级差为5时,初期产油量差值最大,约为60 m³/d;对于累积产油量,宽度级差为3与宽度级差为1.67时的累积产油量差值为46.1×10³ m³,而宽度级差为5与宽度级差为3时的累积产油量差值仅为15.5×10³ m³,表明当宽度级差小于3时,其对累积产油量差值的影响程度较大。

砂体形态非均质性对火烧油层开发效果的影

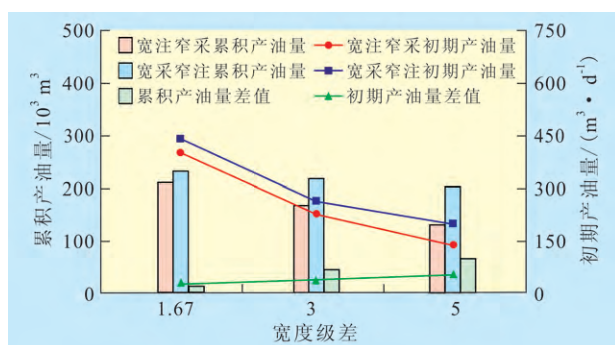


图6 不同注采方式下砂体形态非均质性对累积产油量和初期产油量的影响

响机理与渗透率平面非均质性类似,宽注窄采流体渗流阻力大于宽采窄注,导致注气井附近压力上升快,整个地层泄压效果差;而又由于2种注采方式下注气井注入压力相同,因此宽注窄采时的注入量小于宽采窄注的注入量。因此,综合以上分析可知,对于砂体形态非均质性,宽采窄注火烧油层的开发效果优于宽注窄采。

2.4 敏感性分析

为了进一步研究3种平面非均质性对火烧油层开发效果的影响程度,基于所建3类非均质性油藏数值模拟模型,每一类非均质性模型增加了级差为4,6和7共3种情况,采用数值模拟方法又建立了18个油藏数值模拟模型,并进行了模拟计算。以渗透率平面非均质性为例简述分析过程,首先,以渗透率级差为1.67时的高采低注与高注低采的累积产油量差值为基础值;然后,用渗透率级差为3时的2种注采方式的累积产油量差值减去基础值,渗透率变化幅度为1.33,两者相比,即可得到渗透率平面非均质性变化幅度与不同注采方式间累积产油量差值相对变化幅度的关系;最后,采用同样方法,分别计算砂体厚度平面非均质性和砂体形态非均质性不同级差条件下非均质性变化幅度与不同注采方式间累积产油量差值相对变化幅度的关系。结果(图7)表明,砂体形态非均质性的影响程度最大,厚

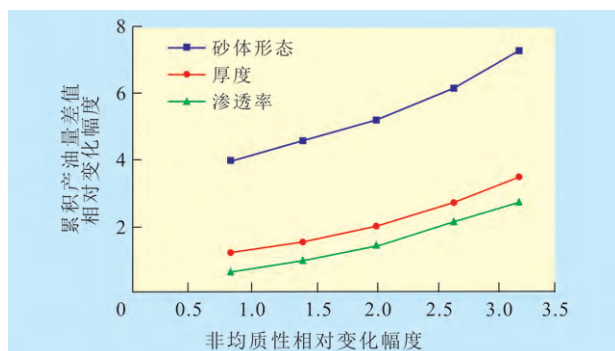


图7 非均质性相对变化幅度与累积产油量差值相对变化幅度的关系

度非均质性次之,渗透率非均质性的影响程度最小。

3 结论

数值模拟结果表明,对于渗透率平面非均质性,高采低注火烧油层的开发效果优于高注低采;对于厚度非均质性,厚采薄注火烧油层的开发效果优于厚注薄采;对于砂体形态非均质性,宽采窄注火烧油层的开发效果优于宽注窄采。基于敏感性分析结果可知,砂体形态非均质性对火烧油层开发效果的影响程度最大,厚度非均质性次之,渗透率非均质性的影响程度最小。

参考文献:

- [1] 刘广友.孤东油田九区稠油油藏化学蒸汽驱提高采收率技术[J].油气地质与采收率,2012,19(3):78-80,83.
- [2] 吴克柳,李相方,王星,等.注气辅助重力泄油开发油藏采收率预测方法[J].油气地质与采收率,2012,19(6):61-65.
- [3] 罗强,吴永锋,李东文,等.空气辅助蒸汽吞吐低温催化氧化实验研究[J].油气地质与采收率,2012,19(5):72-74.
- [4] 东晓虎,刘慧卿,张红玲,等.稠油油藏注蒸汽开发后转热水驱实验与数值模拟[J].油气地质与采收率,2012,19(2):50-53.
- [5] 张敬华,杨双虎,王庆林,等.火烧油层采油[M].北京:石油工业出版社,2000.
- [6] 王弥康,张毅,黄善波,等.火烧油层热力采油[M].东营:石油大学出版社,1998.
- [7] 关文龙,蔡文斌,王世虎,等.郑408块火烧油层物理模拟研究[J].石油大学学报:自然科学版,2005,29(5):58-61.
- [8] 孙明磊,史军,于莉萍.草南95-2井组火烧油层矿场试验研究[J].海洋石油,2005,25(1):41-44.
- [9] 张毅,周志齐,谢志勤.火烧油层湿式燃烧的室内研究[J].西南石油学院学报,2000,15(5):34-36.
- [10] 雷占祥,蒋海岩,张琪,等.火烧油层传热特性室内实验研究[J].油气地质与采收率,2006,13(6):86-88.
- [11] 张毅,谢志勤,王弥康,等.预测火烧油层开发参数的工程计算法[J].油气地质与采收率,2001,8(1):48-50.
- [12] 赵东伟,蒋海岩,张琪.火烧油层干式燃烧物理模拟研究[J].石油钻采工艺,2002,27(1):36-39.
- [13] 袁士宝,孙希勇,蒋海岩,等.火烧油层点火室内实验分析及现场应用[J].油气地质与采收率,2012,19(4):53-55.
- [14] 柴利文,金兆勋.中深厚层稠油油藏火烧油层试验研究[J].特种油气藏,2010,17(3):67-69.
- [15] 刘花军,陈渊,查旋,等.火烧油层在河南浅层稠油油田的可行性研究[J].石油地质与工程,2011,25(2):79-84.
- [16] 刘其成,程海清,张勇,等.火烧油层物理模拟相似原理研究[J].特种油气藏,2013,20(1):111-114.

Wang Weidong. Change rule and control method of sulfate-reducing bacteria in oilfield produced water. *PGRE*, 2013, 20(6): 61-64

Abstract: The correlation between the sulfate-reducing bacteria (SRB) in oilfield produced water and some factors such as oil content or suspended solids is revealed through systematic analysis of the presence of SRB of produced water in the oil production process. The presence of SRB is an inherent feature of the produced water. And, the concentration of SRB always keeps stable in the produced water of a certain reservoir, however, it will vary with each production process. The on-way deterioration of water and viscosity loss of polymer caused by SRB have become the major problems in the development of oilfield. Inhabitation of SRB through adding bactericide can only relieve the deterioration temporarily. For the future oilfield production, some technical ideas and control strategies to the SRB prevention are proposed, the first is to open the treatment systems of re-injected oilfield wastewater, and apply air flotation rather than bactericides as much as possible.

Key words: re-injected oilfield wastewater; sulfate-reducing bacteria; on-way deterioration; viscosity loss; opening treatment system; flotation; control bacteria

Wang Weidong, Oil Production Technology Research Institute, Shengli Oilfield Company, SINOPEC, 257000, China

Qu Yaguang. Development influence on heterogeneity by in-situ combustion in heavy oil field. *PGRE*, 2013, 20(6): 65-68

Abstract: In-situ combustion is one of the effective methods used for heavy crude oil. The reservoir heterogeneity is bound to affect the development performance. Three kinds of heterogeneous model including permeability, thickness and geometry form are proposed based on the distribution characteristics of the sedimentary micro-facies of certain reservoir. Then, 18 reservoir simulation models are built by applying the method of reservoir numerical simulation. The development effectiveness of injection-production pattern caused by heterogeneity is studied. The research result shows that the initial and cumulative production is different due to different injection-production pattern at the same condition. In order to improve the development effectiveness of in-situ combustion, the injection-production pattern should be optimized. And, the impact of geometry form is the biggest, thickness secondly, then the permeability.

Key words: heavy oil field; heterogeneity; in-situ combustion; injection-production pattern; numerical simulation; development performance

Qu Yaguang, State Key Laboratory of Offshore Oil Exploitation, CNOOC Research Institute, Beijing City, 100027, China

Lei Gang, Dong Pingchuan, You Wenhao et al. Water flooding response and its affecting factors in low permeability deformed medium sandstone reservoirs. *PGRE*, 2013, 20(6): 69-72

Abstract: For the threshold pressure gradient and the medium deformation characteristic in low permeability deformed medium sandstone reservoirs, an unsteady-state seepage model, which could predict the flood response time under different affecting factors more accurately, is established on the basis of the flow formula considering threshold pressure gradient and media deformation factor. The average formation pressure in the excited area has been solved by using repeated iteration method. And, the water flooding response calculation model in low permeability deformed medium sandstone reservoirs has also been established according to material balance method. The water flooding response is mainly affected by the well spacing, the average formation pressure in the excited region, the threshold pressure gradient and the media deformation factor. The flood response time sharply increases with the increase of well spacing or excited radius and the increase of water flooding response is getting faster with well spacing's increment. The threshold pressure gradient or the media deformation factor greatly affects the water flooding response, and the greater the threshold pressure gradient or the media deformation factor, the longer the flood response time.

Key words: low permeability sandstone reservoir; deformed media; threshold pressure gradient; excited radius; flood response time

Lei Gang, Key Laboratory of Petroleum Engineering of the Ministry of Education, China University of Petroleum (Beijing), Beijing City, 102249, China

Hu Wei, Yan Chao, Chen Zhengtao et al. Study of reasonable well planning for third infilling in Xing6 Central, Daqing oilfield. *PGRE*, 2013, 20(6): 73-75

Abstract: After forty-three years water flooding development, the reservoir in Xing6 area is in high water cut stage of development, the scatter distribution of remaining oil and the poor development on thin and poor oil layers are present problems. On the basis of elaborate reservoir geological description, and using the skills of comprehensive description of the remaining oil, we analyze the features of remaining oil, as well as all types of layers' washing condition and adjustable sandstone thickness after second infilling in Xing6 area. In response to the sand layers with effective thickness under 0.5 m, the third infilling stage is implemented. Under the "three combinations" policy of optimizing well distribution, and through the adjustment of the well pattern, injection producer distance, well density, water flooding system, etc., the perfect injection and production systems are achieved to fully produce the remaining oil. The good results have been achieved in Xing6 area, and formed the matching infilling techniques.

Key words: poor and thin oil layers; third infilling; well pattern; contingency reserve; middle reservoir of Xing6 area