

非均质油藏高含水期注采优化改善开发效果研究

陈红,王涛,刘汝敏,田苗,孟庆超,朱旭晨,田延妮

(中海油田服务股份有限公司油田生产事业部,天津 300450)

摘要:结合油藏开发阶段及特点,利用相控建立高含水期模型,研究平面非均质、层间非均质、注采比、采液速度、高含水关停井及水动力学注采方式对开发效果的影响;在经济评价的基础上,利用综合评价方法明确非均质油藏高含水期影响开发效果的主要因素,并提出科学合理的液流优化对策。研究表明,中渗非均质油藏高含水期周期注水能提高开发效果,不同相带周期注水方式不同。河道-河道注采时,水井通过短注长停方式能减缓含水上升;河道-侧翼注采,水井可通过长注短停方式提高采出程度;侧翼注采,水井采用对称周期注水方式能有效挖潜油层剩余油。典型某区块不同相带合理的采液强度不同,河道相合理采液强度为 $4.0\text{ m}^3/(\text{d}\cdot\text{m})$,河道侧翼合理采液强度为 $3.0\text{ m}^3/(\text{d}\cdot\text{m})$,可达到均衡采出,调整流线、控水稳油的目的。

关键词:中渗非均质油藏;高含水期;影响因素;注采周期

中图分类号:TE341 文献标志码:A

Study on optimization of injection and production for improving development effect of heterogeneous reservoirs at high water cut stage

CHEN Hong, WANG Tao, LIU Rumin, TIAN Miao, MENG Qingchao, ZHU Xuchen, TIAN Yanni

(Oilfield Production Division, China Oilfield Services Co. LTD., Tianjin 300450, China)

Abstract: Combined with the reservoir development stage and characteristics, a high water cut period model is established by using sedimentary facies control to study the effects of planar heterogeneity, inter-layer heterogeneity, injection-production ratio, producing liquid rate, high water cut shut-down wells and hydrodynamic injection-production method on the development effect. Based on economic evaluation, a comprehensive evaluation method is used to clarify the main factors affecting the development of heterogeneous reservoirs during the high water cut period and to propose scientific and reasonable countermeasures for the optimization of fluid flow. The study shows that cyclic water injection in the high water content period of medium-permeability heterogeneous reservoirs can improve the development effect, and the cyclic water injection methods are varied in different facies zones. In channel facies, the water cut rise can be slowed down by short injection and long stop of water wells; in channel facies and channel flanking facies, the degree of oil recovery can be improved by long injection and short stop of water wells; in channel flanking facies, the symmetrical periodic water injection can effectively tap the remaining oil in the reservoir. The reasonable fluid-producing intensity of channel flanking facies and channel flanking facies is $4.0\text{ m}^3/(\text{d}\cdot\text{m})$ and $3.0\text{ m}^3/(\text{d}\cdot\text{m})$ in a typical block, receptivity. This can achieve the purpose of balanced recovery, flow-line adjustment, water control, and oil stability.

Key words: medium permeability heterogeneous reservoir; high water cut stage; influencing factors; injection-production cycle

引用格式:陈红,王涛,刘汝敏,等.非均质油藏高含水期注采优化改善开发效果研究[J].复杂油气藏,2023,16(2):215-219.

CHEN Hong, WANG Tao, LIU Rumin, et al. Study on optimization of injection and production for improving development effect of heterogeneous reservoirs at high water cut stage[J]. Complex Hydrocarbon Reservoirs, 2023, 16(2):215-219.

油田高含水阶段的开发效果受油藏地质条件和开发管理等多种因素的影响,明确高含水期影响油田开发效果的主要因素对于高含水期注采优化及提高油田开发效果至关重要。通过国内外研究现状调研,有关高含水油藏剩余油影响因素的研究一直是科学研究的热点和难点。2016年孙静^[1]以濮城西区沙二上2+3油藏为例,详细开展了厚油层

层内夹层对剩余油控制作用的研究,剖析了夹层影响下的剩余油富集规律;2018年王优杰^[2]对胜利油田整装高含水厚油层剩余油影响因素开展了研究,

收稿日期:2022-07-04;改回日期:2022-09-26。

第一作者简介:陈红(1982—),女,高级工程师,主要从事油气田开发工作。E-mail:chenhong820917@163.com。

分析了渗透率级差、射开程度和非均质性等对剩余油的控制作用。前人取得了一系列重要的科研成果^[3-9],但目前的研究主要片面集中在单一地质因素或单一开发因素上,尤其是在低油价阶段,高含水低效益关井对生产的影响方面研究较少。本文全面统筹分析地质和开发两方面,明确给出影响开发效果的主控因素。以非均质油藏某典型区块为例,在相控的基础上建立模型,重点研究了不同平面非均质、层间非均质、注采比、采液速度以及低效益关停井不同含水阶段的剩余油分布及不同注水方式对开发效果的影响,结合经济评价,明确中渗非均质油藏高含水期影响开发效果的主要因素,为典型单元的低效益井关停及复产提供依据,并提出科学合理的液流优化对策,以实现调整流线、控水稳油的目的。

1 高含水期开发效果影响因素

利用某区块典型非均质油藏的实际参数及流体性质,基于沉积微相特征的差异,利用沉积相控制物性的分布,相控建立8注14采的地质模型。将实际模型概念化,设计不同的油藏参数(见表1)研究影响因素,建立影响因素概念模型(16组56个方案),为开发效果影响因素分析奠定基础。

表1 典型区块基本参数及模型设计

影响因素	典型区块参数	模型设计
平面非均质性	变异系数 0.31~0.85	0.3~0.9
层间非均质性	层间级差 12.9	2~25
采液速度	8%~12%	6%~18%
注采比	0.5~1.2	0.4~1.6

1.1 平面非均质性

选择平面变异系数表征储层的平面非均质性,数值选择范围为0.3~0.9,建立平面变异系数分别为0.3,0.5,0.7,0.9的模型,模拟结果表明,平面变异系数越大,平面非均质性增强,井间滞留型剩余油越显著。平面变异系数大于0.7后,对采收率影响程度加大(见图1);含水高于95%后,平面变异系数的变化对开发效果影响程度增大(见图2)。

1.2 层间非均质性

选择层间级差表征储层的层间非均质性,层间级差数值选择范围为2~25,建立层间级差分别为2,4,6,8,10,12,15,20,25的模型,模拟结果表明,层间非均质性越强,层间差异型剩余油更富集。层间

级差大于6后,对采收率影响程度加大(见图3);含水高于90%后,层间级差对开发效果影响程度增大(见图4)。

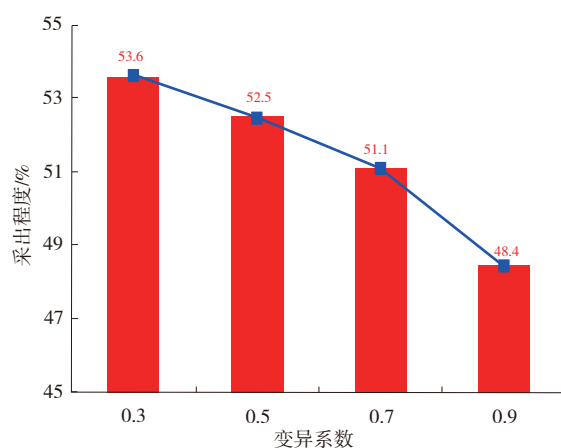


图1 平面变异系数与采出程度关系

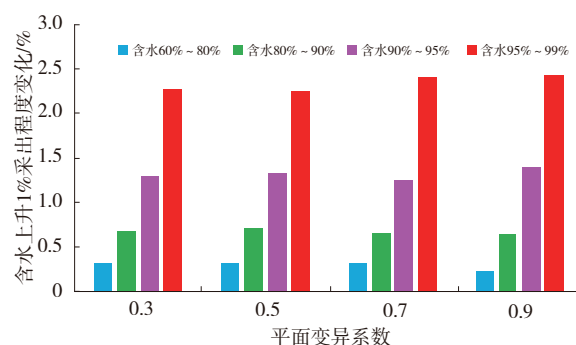


图2 不同含水阶段变异系数与采出程度关系

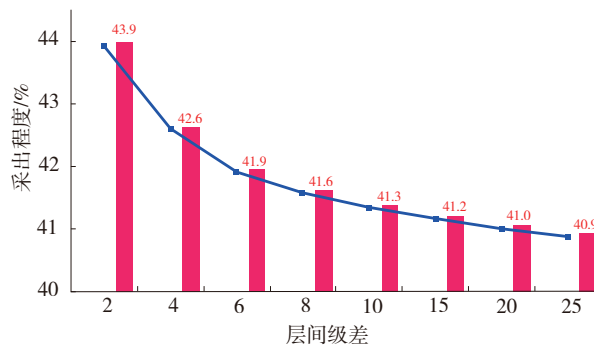


图3 不同级差与采出程度关系

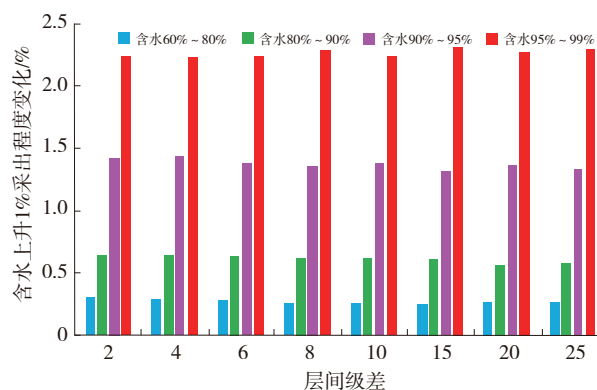


图4 不同含水阶段层间级差与采出程度变化关系

1.3 采液速度

采液速度数值选择范围为6%~18%,模拟不同含水阶段采液速度分别为6%,8%,10%,12%,14%,16%,18%,20%时对开发效果的影响。模拟结果表明,不同含水阶段均有合理采液速度,且随含水上升,合理的采液速度也整体呈上升趋势;含水越高,采液速度的变化对采收率影响越大,采液速度的提高,增加了不同层低渗区流线,使得压力得以有效扩散(见图5)。

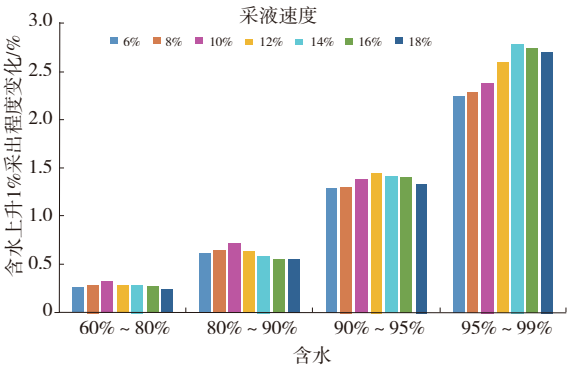


图5 不同含水阶段采液速度与采出程度关系

1.4 注采比

模拟表明,不同含水阶段合理注采比基本为1左右,含水高于95%后,注采比变化对开发效果影响加大(见图6)。

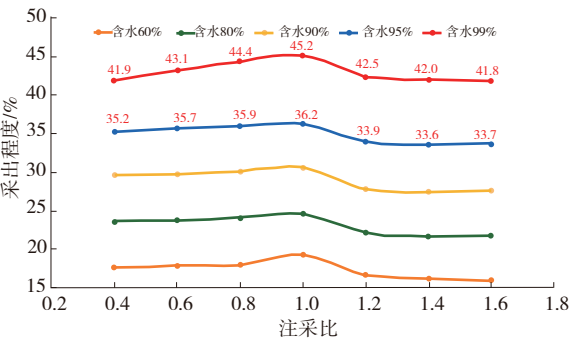


图6 不同含水阶段注采比与采出程度关系

1.5 高含水关停井影响

按照含水阶段控制关井,模拟了不同油价下不同含水时关井对采出程度的影响。研究结果表明,关井时含水越低,影响幅度越大。随着生产时间延长,油价增加,关停低效井对效益的影响明显变大,技术可采、经济可采都不同程度降低。同一油价下,关井时含水越高,损失的技术可采储量、经济可采储量越小,不同油价下逐步关井对油藏长期效果影响幅度高于高含水逐步关井,油价越低影响越大(见图7、表2、表3)。

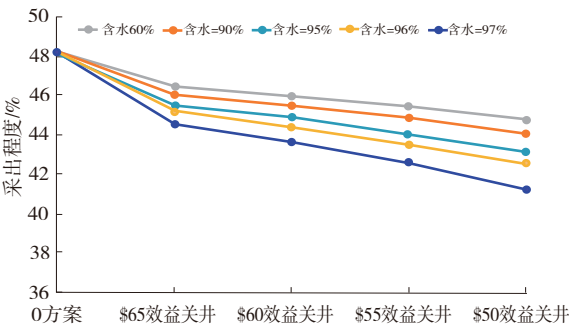


图7 不同含水阶段不同油价下关井对比曲线

为了明确中低渗油藏高含水期影响开发效果的主要因素,因关井对开发效果影响较大,本文只对平面非均质、层间非均质、注采比、采液速度4个因素利用正交设计,设计模拟不同方案。多因素正交试验综合评价结果表明,中低渗油藏高含水期影响因素排序为:平面变异系数>层间级差>注采比>采液速度,若考虑效益,低渗油藏层间非均质影响程度与采液速度基本一致(见图8),但中渗油藏高含水期采液速度影响程度加大,中渗油藏高含水期影响因素排序为:平面变异系数>采液速度>层间级差>注采比(见图9)。高含水期可通过调整注水方式和合理液量控制,实现平面液流方向优化,改善水驱开发效果和效益。

表2 不同油价下关井生产指标对比

油价	关井第1年利润		关井第10年利润		技术可采储量/ 10 ⁴ t	经济可采储量/ 10 ⁴ t
	关井数/口	利润/万元	关井数/口	利润/万元		
\$50	1	-100	7	-8 714	-7.78	-7.74
\$55	1	-102	7	-9 345	-6.27	-6.47
\$60	1	-103	4	-9 418	-5.05	-6.41
\$65	1	-104	4	-8 832	-4.02	-4.08

表3 \$50油价下不同含水关井生产指标对比

含水/%	关井第1年利润		关井第10年利润		技术可采储量/ 10 ⁴ t	经济可采储量/ 10 ⁴ t
	关井数/口	利润/万元	关井数/口	利润/万元		
97.0	1	-104	10	-9 304	-10.41	-9.77
97.5	1	-101	7	-8 645	-7.71	-6.94
98.0	1	-69	4	-7 068	-4.94	-3.15

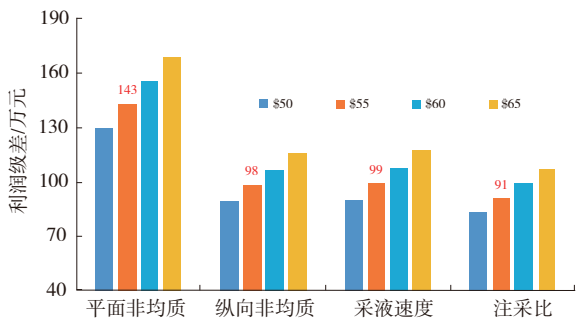


图8 低渗油藏不同油价利润级差

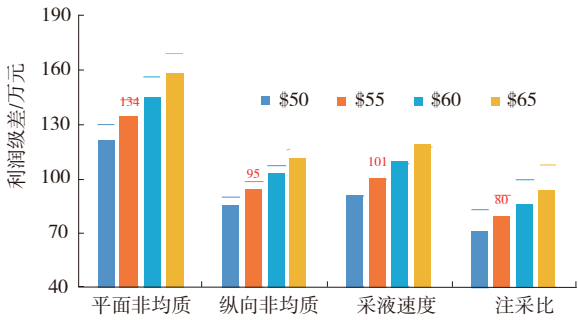


图9 中渗油藏不同油价利润级差

2 水动力学液流优化技术

2.1 水动力学注水方式

目标区油藏的平面及层间非均质性均较强,经过长期注水后,平面上注水优势通道明显,注水利用率降低,含水快速上升,但仍有大量原油滞留于渗透率较小的储层,利用模型研究了不同水动力学方法的注水效果,模拟表明周期注水技术适用于面积相对较大的油藏,因此建议使用周期注水来提高中渗非均质油藏高含水期的采收率。

周期注水通过改变高、低渗层地层压力,形成压差,使其发生油水交渗作用,提高水驱采收率。平面上,停注半周期阶段,高渗区压力下降快,低渗区压力下降慢,压力差促使低渗区的油排入高渗区。注水半周期阶段,高渗层段压力恢复快,低渗层压力恢复慢,高渗区的油被驱向井筒。纵向上,驱出剩余油的机理和平面非均质一样,在高低渗透

带产生压差使得液体流动,能够提高非均质油藏层间动用状况。

2.2 周期注水

利用8注14采典型区块模型在高含水90%时,设计注水周期分别为20,30,40,50,60 d进行周期注水数值模拟研究,结果(见图10)表明,注水周期越长,含水上升越慢,增加的采出程度越多,但大于50 d后变化幅度明显减小,因此建议注水周期为50 d。

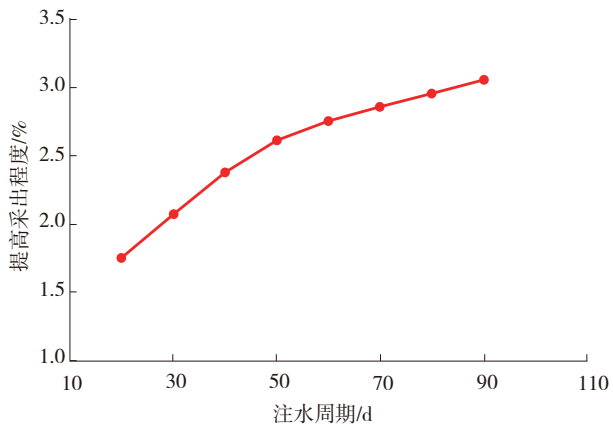


图10 不同注水周期效果统计

在注水周期为50 d的基础上,设计短注长停(注20 d停30 d)、长注短停(注30 d停20 d)、连续注水(注50 d)、对称注水(注25 d停25 d)等不同注水方式,如图11所示,表明不同相带合理周期注水方式不同,河道-河道注采时,水井通过短注长停(注20 d停30 d)周期注水方式能减缓含水的上升;河道-侧翼注采,水井通过长注短停(注30 d停20 d)周期注水方式提高采出程度;侧翼注采,水井采用对称周期注水(注25 d停25 d)方式能有效动用油层潜力。

通过对不同相带设计不同采液强度,结果表明,河道相合理采液强度为4.0 m³/(d·m)时和河道侧翼合理采液强度为3.0 m³/(d·m)时,井组的开发效果好,能够达到液流均衡驱替的效果(见图12)。

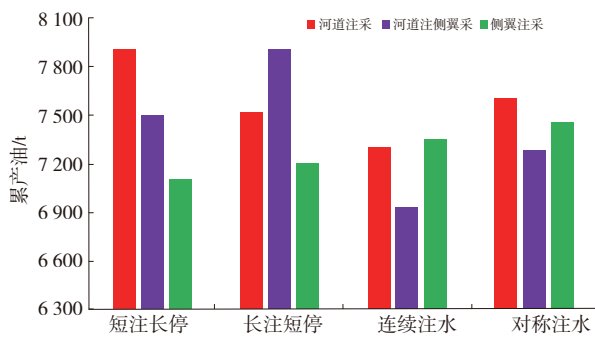


图11 不同注采方式含水和产量曲线

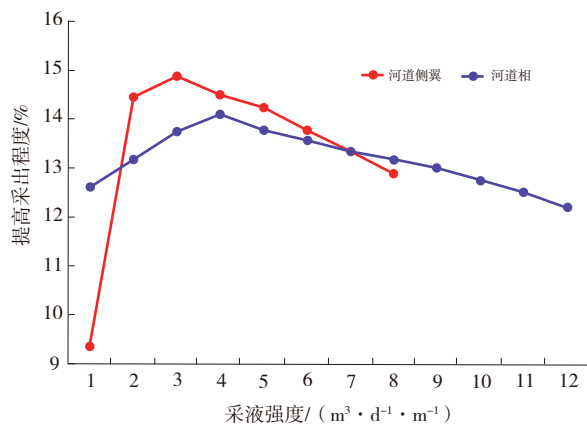


图12 采液强度对采出程度的影响

3 现场应用效果

选取某区块不同相带9个井组实施周期注水,其中4个河道注采井组平均单井日增油0.50 t,含水下降8.3%,累计年增油720 t;河道注侧翼采3个井组平均单井日增油0.46 t,含水下降6.5%,累计年增油508 t;侧翼注采2个井组,平均单井日增油0.38 t,含水下降4.4%,累计年增油286 t;实施后各井组开发效果均有所提高,含水上升趋势得到有效控制。

4 结论

(1)考虑经济效益,中渗油藏高含水期采液速度影响程度加大,影响因素排序为:平面变异系数>采液速度>层间级差>注采比。

(2)高含水期关停井对开发效果影响较大,关

井时含水越低,影响幅度越大。随着生产时间的延长和油价增加,关停低效井对效益的影响明显变大。

(3)为优化液流方向,利用模型研究了不同水动力学方法的注水效果,模拟表明周期注水技术适用于面积相对较大的高含水油藏,使用周期注水来提高采收率对高含水期中渗非均质油藏来说是个不错的选择。

(4)河道-河道注采时,水井可通过短注长停的调整方式减缓含水上升;河道-侧翼注采,水井可采用长注短停的注水方式提高采出程度;侧翼-侧翼注采,水井对称注水方式能有效动用油层。

参考文献:

- [1] 孙静.厚油层夹层分布规律及对剩余油影响研究——以濮城西区沙二上2+3油藏为例[J]. 内蒙古石油化工, 2016, 42(7): 149-151.
- [2] 王优杰.厚油层“油帽子”剩余油富集影响因素分析[J]. 内江科技, 2018, 39(11): 69-70.
- [3] 刘义坤,梁爽,赵春森,等.复杂断块油田中高含水期油水渗流规律研究[J]. 科学技术与工程, 2015, 15(17): 141-144.
- [4] 王立军,侯颖,段强国,等.三角洲前缘相储层剩余油分布特征及挖潜对策研究[J]. 科学技术与工程, 2012, 12(9): 2167-2171.
- [5] 汤明杰.周期注水理论与应用[J]. 内蒙古石油化工, 2013, 39(8): 41-42.
- [6] 何玮.周期注水影响因素分析[J]. 数字化用户, 2018(27): 227-228.
- [7] 胡志成,胡望水,雷秋艳,等.高集油田剩余油影响因素及其分布研究[J]. 石油天然气学报, 2013, 35(12): 50-55.
- [8] 沙尔巴托娃,苏尔古切夫.层状不均质油层的周期注水开发[M]. 王福松,译.北京:石油工业出版社, 1989.
- [9] 刘业文.低渗透油田不稳定注水方案研究[D]. 青岛:中国石油大学, 2007.

(编辑 谢 葵)