2021 年 第21 卷 第35 期
2021, 21(35): 14988-06

科 学 技 术 与 工 程
Science Technology and Engineering

ISSN 1671—1815
CN 11—4688/T

引用格式:刘海成, 王 相. 基于均衡驱替理念的水驱油藏注采设计方法[J]. 科学技术与工程, 2021, 21(35): 14988-14993.
Liu Haicheng, Wang Xiang. Production design methods for water flooding reservoir based on the concept of balanced displacement[J]. Science Technology and Engineering, 2021, 21(35): 14988-14993.

石油、天然气工业

基于均衡驱替理念的水驱油藏注采设计方法

刘海成[1], 王 相[2*]

(1. 中石化股份胜利油田分公司勘探开发研究院, 东营 257001; 2. 常州大学石油工程学院, 常州 213164)

摘 要 制定科学合理的注采方案是水驱油藏的一项核心任务,需要充分考虑油藏储层和开发的动静态非均质特征,影响因素多,量化决策难。为此,从油藏开发基本理论出发,以减小驱替不均衡为目的,推导建立了非均质油藏在定液量和定压差两种不同生产方式下的注采参数设计公式,分析了储层动、静态参数对注采参数设计的影响规律,形成了非均质油藏均衡注采设计新方法。利用算例对比分析了传统方法和新方法的差异,最后开展了矿场应用分析。研究明确了油水井注采设计受井距、孔隙度、渗透率、当前含水饱和度等因素的影响规律,指出高含水期油藏注采设计对于当前含水饱和度的敏感性显著提升;同等条件下,均衡注采设计新方法要优于传统方法。矿场应用实践表明,采用新方法设计的注采方案,目标井组日增油0.9 t,含水下降0.3%,日无效注水减少37.5 m^3,井组吨油耗水量和运行成本也大大降低,有效支撑了油藏经济高效开发。

关键词 均衡驱替; 非均质; 定液量; 定压差; 注采设计

中图法分类号 TE341; **文献标志码** A

Production Design Methods for Water Flooding Reservoir Based on the Concept of Balanced Displacement

LIU Hai-cheng[1], WANG Xiang[2*]

(1. Exploration and Development Research Institute, Shengli Oilfield Branch of Sinopec, Dongying 257001, China;
2. School of Petroleum Engineering, Changzhou University, Changzhou 213164, China)

[**Abstract**] Designing a scientific and reasonable production plan is a core task for water flooding oil reservoirs. The decision need to fully consider the dynamic and static heterogeneity characteristics of the reservoir geology and development. There are many influencing factors, which make quantitative decisions difficult. Therefore, starting from the basic theory of reservoir engineering, aiming at reducing imbalanced displacement, the injection and production parameter design formulas for heterogeneous reservoirs under two different control methods, constant liquid rate and constant bottom hole pressure, were derived. The influence rules of dynamic and static reservoir parameters on injection production design were analyzed. A new method of balanced injection and production design for heterogeneous reservoirs was formed. The difference between the traditional method and the new method was compared and analyzed with an example, and finally the application analysis of an oil field was carried out. The study clarified that the injection-production design of oil-water wells was affected by well spacing, porosity, permeability, current water saturation and other factors, and pointed out that the sensitivity of the high-water-cut oil reservoir injection-production design to the current water saturation was significantly improved. Under the same conditions, the new method was better than the traditional method. The field application practice shows that using the injection-production scheme designed by the new method, the oil rate increases 0.9 t/d for the target well group. The water cut is reduced by 0.3%, the daily ineffective water injection is reduced by 37.5 m^3, and the water consumption per ton of oil and operating cost are also greatly reduced, which effectively supports the economic and efficient development of oil reservoirs.

[**Keywords**] balanced displacement; heterogeneity; constant liquid volume; constant pressure difference; production and injection design

相比于其他介质,水资源容易获取、污染性低,因此,中国大部分油田均采用水驱开发的方式。中国大多数油田目前已经进入了中高含水期甚至特高含水期,如何通过实现有效注水来进一步提高油

收稿日期: 2021-04-12; **修订日期**: 2021-09-13

基金项目: 国家科技重大专项(2016ZX-05011-001);中国石化科技攻关项目(P19008-4)

第一作者: 刘海成(1986—),男,汉族,江苏盐城人,硕士,副研究员。研究方向:整装油藏提高采收率技术。E-mail:liuhaicheng353.slyt@sinopec.com。

* **通信作者**: 王 相(1989—),男,汉族,山东滕州人,博士,讲师。研究方向:油气田开发工程与智能油田。E-mail:xiangwang@cczu.edu.cn。

田采收率意义重大[1-4]。众多研究表明油田开发效果与均衡驱替程度相关[5-8]。均衡驱替理念作为从静态方案设计到动态方案设计的一次突破,学者围绕如何实现水驱油藏的均衡驱替开发开展了一系列研究,取得了一定的成果。王军[9]定义见水时间相同作为均衡驱替的标准,在此基础上研究了对应的配产方法。严科等[10]也将见水时间相同作为均衡驱替的标准,利用数值模拟方法和油藏工程方法研究了均衡驱替的优化方法。韩光明等[11]使用驱替突破系数代替传统的见水时间作为均衡驱替评价标准,考虑了多井干扰,提出了相应的工作制度优化方法。进一步地,王德龙等[12]考虑老油田大都已见水,提出以各方向采出程度相同作为均衡驱替评价标准,借助数值模拟开展了平面均衡驱替探究,更具有普遍适用性。崔传智等[13]、马奎前等[14]从单层油藏平面均衡驱替拓展到多层油藏纵向均衡驱替,分别以各层采出程度相同为评价标准,开展了纵向上的分层配产配注研究。冯其红等[15]从经济角度对均衡驱替理念的科学性进行了详细推导论证。王相等[16]基于该理念开展了面向井组的井距优化设计方法研究。陈存良[17]以耗水率最小为目标开展了多层油藏均衡注水研究。尽管上述研究取得了一定的效果,但是尚未针对注水开发井组形成理论充分、方便快捷的定量化工作制度优化方法。为此,利用渗流力学理论和油藏工程方法,推导建立非均质油藏定液量生产情况下和定压差生产情况下的均衡注采设计新方法。

1　基于均衡驱替理念的非均质油藏井组注采设计

基本假设:油藏为等温油藏;忽略毛管力和重力影响;岩石及流体均为不可压缩;油水两相流符合达西规律,且相渗规律为指数型,即

$$\frac{k_{ro}}{k_{rw}} = d\mathrm{e}^{-cs_w} \tag{1}$$

式(1)中:k_{ro}为油相相对渗透率;k_{rw}为水相相对渗透率;s_w为含水饱和度;c、d为与储层和流体物性有关的常数。

根据物质平衡原理得

$$Q_{ii}^{t_{end}} = Q_{ii}^{t_0} + \Delta Q_{ii} \tag{2}$$

式(2)中:$Q_{ii}^{t_0}$为第i个注采单元在开发起始时刻t_0的累积注入孔隙体积倍数;$Q_{ii}^{t_{end}}$为第i个注采单元在开发终止时刻t_{end}的累积注入孔隙体积倍数;ΔQ_{ii}为第i个注采单元从$t_0 \sim t_{end}$的阶段注入孔隙体积倍数。

根据贝克莱-列维莱特理论,开发起始时刻t_0和开发终止时刻t_{end}对应的累积注入孔隙体积倍数[18]可以表示为

$$Q_{ii}^{t_0} = \bar{s}_{wi}^{t_0} + \frac{\mu_o}{\mu_w}\frac{1}{c}\frac{1}{d}\mathrm{e}^{cs_{wc}}\left[\mathrm{e}^{c(\bar{s}_{wi}^{t_0}-s_{wc})}-1\right] - s_{wc} \tag{3}$$

$$Q_{ii}^{t_{end}} = \bar{s}_{wi}^{t_{end}} + \frac{\mu_o}{\mu_w}\frac{1}{c}\frac{1}{d}\mathrm{e}^{cs_{wc}}\left[\mathrm{e}^{c(\bar{s}_{wi}^{t_{end}}-s_{wc})}-1\right] - s_{wc} \tag{4}$$

式中:$\bar{s}_{wi}^{t_0}$为第i个注采单元在开发起始时刻t_0的平均含水饱和度;μ_o和μ_w分别为油相和水相的黏度,mPa·s;$\bar{s}_{wi}^{t_{end}}$为第i个注采单元在开发终止时刻t_{end}的平均含水饱和度;s_{wc}为束缚水饱和度。

根据注入孔隙体积倍数定义,有

$$\Delta Q_{ii} = \frac{\int_{t_0}^{t_{end}} q_{ii}\mathrm{d}t}{A_i\varphi_i L_i} \tag{5}$$

式(5)中:q_{ii}为注采单元i的注入速度,m^3/d;A_i为注采单元i的横截面积,m^3;φ_i为注采单元i的孔隙度;L_i为注采单元i的井距,m。

将式(3)~式(5)代入式(2),整理得

$$\bar{s}_{wi}^{t_0} + \frac{\mu_o}{\mu_w}\frac{1}{c}\frac{1}{d}\mathrm{e}^{c\bar{s}_{wi}^{t_0}} + \frac{\int_{t_0}^{t_{end}} q_{ii}\mathrm{d}t}{A_i\varphi_i L_i} = \bar{s}_{wi}^{t_{end}} + \frac{\mu_o}{\mu_w}\frac{1}{c}\frac{1}{d}\mathrm{e}^{c\bar{s}_{wi}^{t_{end}}} \tag{6}$$

1.1　定液量下注采设计公式

基于均衡驱替的注采设计是为了使各注采方向上在结束时刻平均含水饱和度尽可能相同。当注采单元采用定液量生产制度时,对式(6)进行变形,得到注采速度的计算公式为

$$q_{ii} = \left(\bar{s}_{wi}^{t_{end}} + \frac{\mu_o}{\mu_w}\frac{1}{c}\frac{1}{d}\mathrm{e}^{c\bar{s}_{wi}^{t_{end}}} - \bar{s}_{wi}^{t_0} - \frac{\mu_o}{\mu_w}\frac{1}{c}\frac{1}{d}\mathrm{e}^{c\bar{s}_{wi}^{t_0}}\right)\frac{A_i\varphi_i L_i}{t_{end}-t_0} \tag{7}$$

由式(7)可知,注采速度的影响因素包括:最终含水饱和度$\bar{s}_{wi}^{t_{end}}$、油水黏度比μ_o/μ_w、相渗参数c和d、当前含水饱和度$\bar{s}_{wi}^{t_0}$、井距L_i、总开发时间$t_{end}-t_0$、注采单元截面积A_i、储层孔隙度φ_i等。其中影响定液量下注采速度的主要因素为井距L_i、孔隙度φ_i、当前含水饱和度$\bar{s}_{wi}^{t_0}$三个参数。均衡驱替的出发点在于,通过合理的工作制度,使得各个注采单元的驱替进程趋于均衡,在开发结束时各注采单元的含水饱和度相同。以包含两个注采单元的一注两采井组为例,实现均衡驱替时两个注采单元的注采速度之比应满足

$$\frac{q_{i1}}{q_{i2}} = \frac{\bar{s}_w^{t_{end}} + \frac{\mu_o}{\mu_w}\frac{1}{c}\frac{1}{d}\mathrm{e}^{c\bar{s}_w^{t_{end}}} - \bar{s}_{w1}^{t_0} - \frac{\mu_o}{\mu_w}\frac{1}{c}\frac{1}{d}\mathrm{e}^{c\bar{s}_{w1}^{t_0}}}{\bar{s}_w^{t_{end}} + \frac{\mu_o}{\mu_w}\frac{1}{c}\frac{1}{d}\mathrm{e}^{c\bar{s}_w^{t_{end}}} - \bar{s}_{w2}^{t_0} - \frac{\mu_o}{\mu_w}\frac{1}{c}\frac{1}{d}\mathrm{e}^{c\bar{s}_{w2}^{t_0}}}\frac{\varphi_1}{\varphi_2}\frac{L_1}{L_2} \tag{8}$$

由于待开发的新油藏,各注采单元的初始含水饱和度相同,其注采速度设计公式可以简化为

$$\frac{q_{i1}}{q_{i2}} = \frac{\varphi_1}{\varphi_2}\frac{L_1}{L_2} \tag{9}$$

1.2 定压差下注采设计公式

同理,整理式(6)得到采用定压差生产制度时,各注采单元的生产压差设计公式,即

$$\Delta p_i = 11.574\left(\bar{s}_{wi}^{t_{end}} + \frac{\mu_o}{\mu_w}\frac{1}{c}\frac{1}{d}e^{cs_{wi}^{t_{end}}} - \bar{s}_{wi}^{t_0} - \frac{\mu_o}{\mu_w}\frac{1}{c}\frac{1}{d}e^{cs_{wi}^{t_0}}\right)\times \left(\int_{t_0}^{t_{end}}\frac{k_{ro}\bar{s}_{wi}}{\mu_o} + \frac{k_{rw}\bar{s}_{wi}}{\mu_w}dt\right)^{-1}\frac{\varphi_i L_i^2}{k_i} \tag{10}$$

由式(10)可知,生产压差的影响因素包括:最终含水饱和度 $\bar{s}_{wi}^{t_{end}}$、油水黏度比 μ_o/μ_w、相渗参数 c 和 d、当前含水饱和度 $\bar{s}_{wi}^{t_0}$、井距 L_i、渗透率 k_i、孔隙度 φ_i、总开发时间 $t_{end}-t_0$、注采单元截面积 A_i等。其中影响定压差开发注采设计的主要因素为当前含水饱和度 $\bar{s}_{wi}^{t_0}$、井距 L_i、渗透率 k_i、孔隙度 φ_i。

类似定产液量注采设计,两个注采单元的生产压差应满足

$$\frac{\Delta p_1}{\Delta p_2} = \frac{\bar{s}_w^{t_{end}} + \frac{\mu_o}{\mu_w}\frac{1}{c}\frac{1}{d}e^{cs_w^{t_{end}}} - \bar{s}_{w1}^{t_0} - \frac{\mu_o}{\mu_w}\frac{1}{c}\frac{1}{d}e^{cs_{w1}^{t_0}}}{\bar{s}_w^{t_{end}} + \frac{\mu_o}{\mu_w}\frac{1}{c}\frac{1}{d}e^{cs_w^{t_{end}}} - \bar{s}_{w2}^{t_0} - \frac{\mu_o}{\mu_w}\frac{1}{c}\frac{1}{d}e^{cs_{w2}^{t_0}}}\times \frac{\int_{t_0}^{t_{end}}\frac{k_{ro}\bar{s}_{w2}}{\mu_o} + \frac{k_{rw}\bar{s}_{w2}}{\mu_w}dt}{\int_{t_0}^{t_{end}}\frac{k_{ro}\bar{s}_{w1}}{\mu_o} + \frac{k_{rw}\bar{s}_{w1}}{\mu_w}dt}\frac{k_2}{k_1}\frac{\varphi_1}{\varphi_2}\frac{L_1^2}{L_2^2} \tag{11}$$

同理,对于新油藏式(11)可以简化为

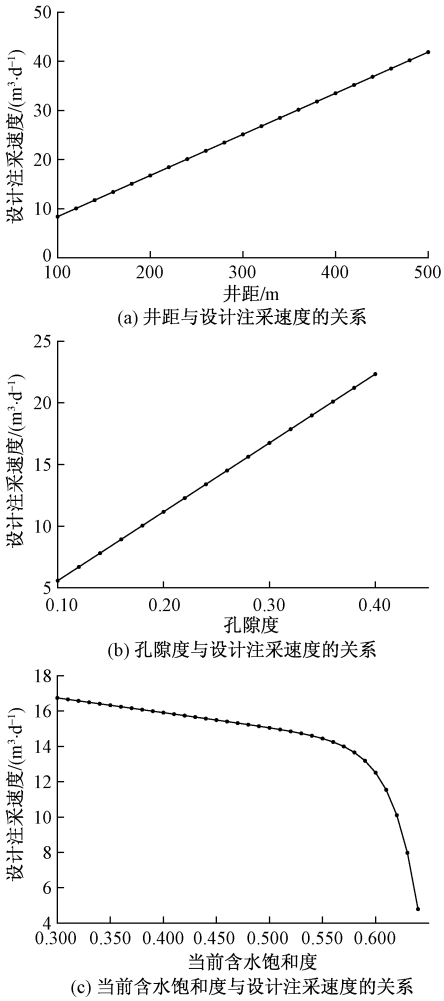
$$\frac{\Delta p_1}{\Delta p_2} = \frac{k_2}{k_1}\frac{\varphi_1}{\varphi_2}\frac{L_1^2}{L_2^2} \tag{12}$$

2 注采设计参数影响规律分析

由注采设计公式可以看出,油藏注采设计与多个因素有关,分析这些参数对注采设计的影响,有利于准确把握变化规律。

2.1 定液量注采设计影响规律分析

油藏采用定液量生产制度时,注采速度与当前含水饱和度 $\bar{s}_{wi}^{t_0}$、井距 L_i、孔隙度 φ_i 相关,通过敏感性分析进一步确定其影响规律。如图1(a)和图1(b)所示,设计液量随着井距和孔隙度的增加而增加。这是由于井距越大、孔隙度越高,该注采方向上孔隙体积越大,相同时间内达到目标含水饱和度所需的总注入水量越大,相应的设计注采速度越大。如图1(c)所示,设计注采速度随着当前含水饱和度的增加而减小,呈现非线性关系:当前含水饱和度较低时,设计注采速度的变化较小,但当前含水饱和度增长到一定程度,油藏进入高含水期,此时设计注采速度开始快速减小。因此,由于油田开发后期对应的当前含水饱和度往往较大,因此产液量变化更剧烈,需要特别关注。



(a) 井距与设计注采速度的关系

(b) 孔隙度与设计注采速度的关系

(c) 当前含水饱和度与设计注采速度的关系

图1 定液量开发时影响因素敏感性分析

Fig. 1 Analysis of influence factors of injection production design under constant liquid rate

2.2 定压差注采设计影响规律分析

油藏采用定液量生产制度时,注采压差设计与当前含水饱和度 $\bar{s}_{wi}^{t_0}$、井距 L_i、渗透率 k_i、孔隙度 φ_i 相关。如图2(a)所示,二者呈正相关关系,井距越大,该注采方向上孔隙体积越大,相同时间内达到目标含水饱和度所需的总注入水量越大,相应的设计注采压差越大,以期获得更快的注采速度。设计注采压差与孔隙度的关系,规律与图1(b)类似。图2(c)展示了设计注采压差与渗透率的关系,渗透率越高,达到相同注采速度所需的注采压差越小,因此设计注采压差随着渗透率的增大而减小。图2(d)展示了设计注采压差与当前含水饱和度的关系,与图1(c)类似,对于高含水期的注采单元,其设计注采压差受当前含水饱和度的影响十分显著,

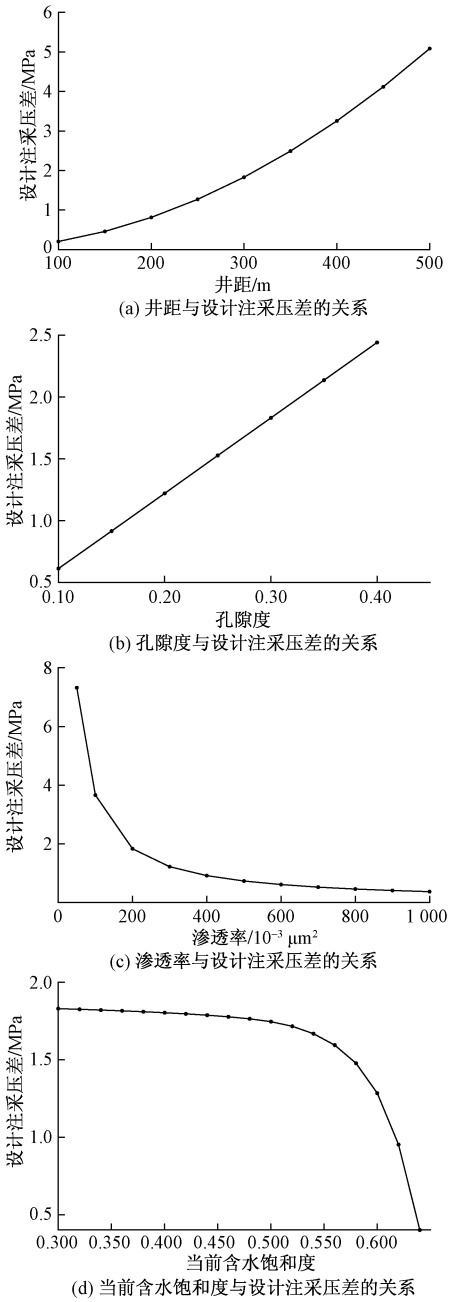


图 2　定压差时影响因素敏感性分析

Fig. 2　Analysis of influencing factors of injection production design under constant pressure difference

在设计时需要更加细致。

3　算例分析及应用

以某油田基本参数为基础建立五点法井组模型,一注四采,注水井位于中心,油井位于四个角上。油田具体参数为:油黏度为 2 mPa·s,水黏度为 0.5 mPa·s,相渗参数为 $c=39.792$,$d=3.411\times10^{8}$,渗透率为 100×10^{-3} μm²,含水饱和度为 0.22,各对角方向孔隙度分别为 0.30、0.25、0.20、0.15,设计生产 20 年。

3.1　定液量下注采设计

传统设计方案下,各注采单元采用一致的注采速度(20 m³/d),根据式(8)计算得到优化方案,各注采方向的最优注采速度分别为 26.67、22.21、17.77、13.33 m³/d。两种方案开发 5 年后含油饱和度分布的对比如图 3 所示。由于储层非均质性的影响,采用传统的设计方案导致各注采单元驱替欠均衡,剩余油集中在物性较好但是驱替不足的方向;而优化方案根据油藏的非均质特性有了针对性的驱替,使得整个井组驱替更加均衡,开发效果更好。

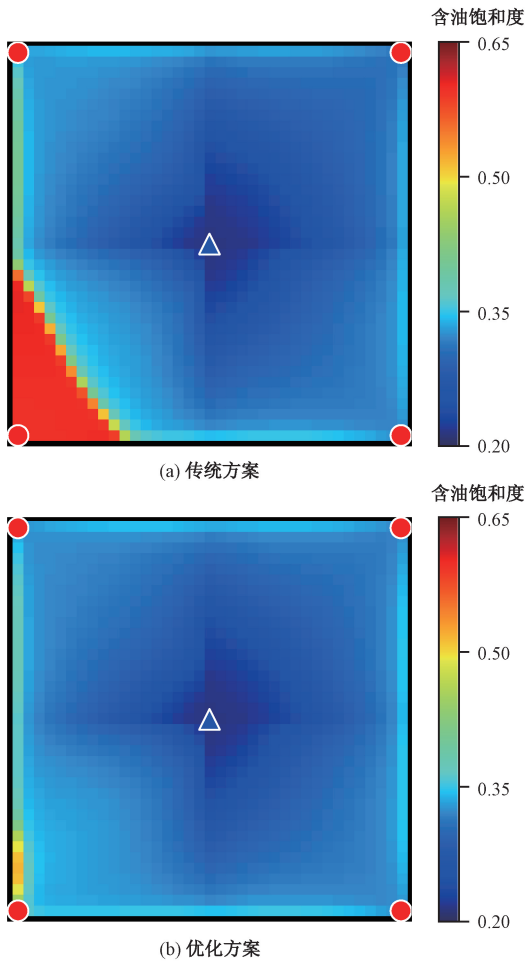


图 3　定液量开发方案效果对比图

Fig. 3　Waterflooding effect comparison of two injection production designs under constant liquid rate

3.2　定压差下注采设计

传统设计方案下,各注采单元采用一致的生产压差,根据式(11)计算得到优化方案,各注采单元的最优注采压差分别为 9.8、4.9、3.2、2.4 MPa。两种方案开发 5 年后含油饱和度分布的对比如图 4 所示。由于储层非均质性的影响,传统设计方案针对各注采单元采用相同生产压差,反而导致物性较好

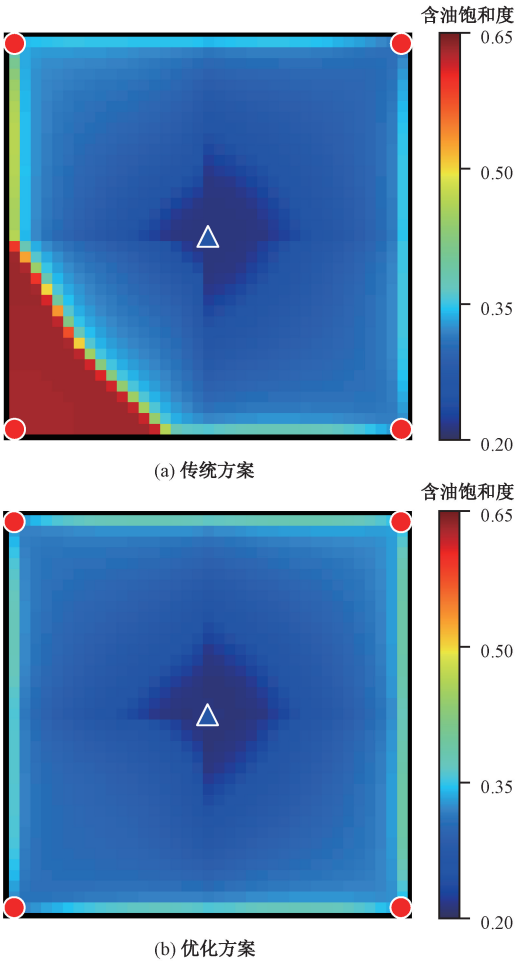


图 4 定压差开发方案效果对比图

Fig. 4 Waterflooding effect comprison of two injection production designs under constant pressure difference

的单元未得到完全驱替,剩余油更集中在该注采单元,因此,各注采单元驱替欠均衡;而优化方案根据油藏的非均质特性有了针对性的驱替,使得整个井组驱替更加均衡,开发效果更好。

3.3 典型井组应用实例分析

如图 5 所示,坨 142 井组共有采油井 2 口、注水井 5 口,调整前井组日注水 604.2 m^3,日产液 564 t,单井平均日产油 3.7 t,含水率 98.7%,为胜坨油田典型的特高含水井组[19]。如表 1 所示,坨 142-16 井日产液 252 t,利用本文方法计算三个注采方向上的注入量分别为 157.3、43.8、53.6 m^3/d,坨 142-3 井日产液 312 t,四个注采方向上注入量分别为 120、108、60、24 m^3/d。

基于均衡驱替的油藏开发理念,以注促产,调控流场。井组实施注采调整后,无效注水和低效产液现象显著减轻,耗水量下降。坨 142 井组日增油 0.9 t,含水下降 0.3%,日无效注水减少 37.5 m^3,大大降低了吨油耗水量和运行成本,起到了较好的增油降水效果和经济效益。

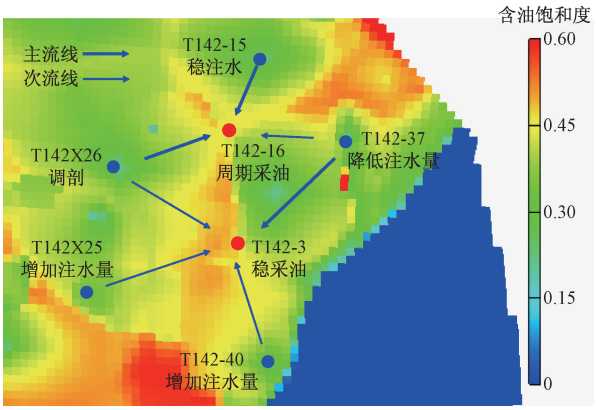


图 5 坨 142-3 井组注采设计方案

Fig. 5 Injection production design scheme of well group Tuo 142-3

表 1 坨 142-3 井组注采设计方案

Table 1 Injection production design scheme of well group Tuo142-3

井号	措施	日注量/m^3		
		调整前	调整后	差值
T142X26	调剖,扩大 T142-3 方向波及	91.0	77.6	-13.4
T142-15	控水	79.7	43.8	-35.9
T142-37	控水	402.0	265.3	-136.7
T142X25	提配	31.5	60.0	28.5
T142-40	扶停	0	120.0	120.0
合计	5 口	604.2	566.7	-37.5

4 结论

(1)考虑储层的非均质分布,以均衡驱替为目标,利用渗流力学理论和油藏工程方法,分别推导建立了定液量生产情况下和定压差生产情况下的非均质油藏注采设计方法。

(2)油水井注采设计受井距、孔隙度、渗透率、当前含水饱和度等因素影响,定液量与定压差开发时各因素的影响规律不同。其中,对于高含水期油藏,当前含水饱和度处于较高水平,对于注采设计影响十分显著,需要特别关注。

(3)矿场实践表明,相同开发条件下,基于均衡驱替理念的注采设计方法的开发效果要优于传统设计方法,是特高含水油藏低成本开发高效技术。

参 考 文 献

[1] 雷 群, 翁定为, 罗健辉, 等. 中国石油油气开采工程技术进展与发展方向[J]. 石油勘探与开发, 2019, 46(1): 139-145.
Lei Qun, Weng Dingwei, Luo Jianhui, et al. Achievements and future work of oil and gas production engineering of CNPC[J]. Petroleum Exploration and Development, 2019, 46(1): 139-145.

[2] 姚秀田. 水驱油藏产量递减主控因素确定与应用[J]. 科学技术与工程, 2021, 21(9): 3582-3587.

Yao Xiutian. Determination and application of main controlling factors of production decline in water drive reservoir[J]. Science Technology and Engineering, 2021, 21(9): 3582-3587.

[3] 胡文瑞. 论老油田实施二次开发工程的必要性与可行性[J]. 石油勘探与开发, 2008, 35(1): 1-5.
Hu Wenrui. Necessity and feasibility of PetroChina mature field redevelopment[J]. Petroleum Exploration and Development, 2008, 35(1): 1-5.

[4] 崔传智, 李 松, 杨 勇, 等. 特高含水期油藏平面分区调控方法[J]. 石油学报, 2018, 39(10): 1155-1161.
Cui Chuanzhi, Li Song, Yang Yong, et al. Planar zoning regulation and control method of reservoir at ultra-high water cut stage[J]. Acta Petrolei Sinica, 2018, 39(10): 1155-1161.

[5] 佟 颖, 贾元元. 基于刻蚀模型的高渗条带控制下剩余油微观赋存特征[J]. 科学技术与工程, 2018, 18(28): 80-86.
Tong Ying, Jia Yuanyuan. Remaining oil microscopic features under the control of high-permeability zone based on etching model[J]. Science Technology and Engineering, 2018, 18(28): 80-86.

[6] 李传亮, 李炼民. 各向异性地层的井距设计研究[J]. 新疆石油地质, 2003, 24(6): 559-561.
Li Chuanliang, Li Lianmin. Well spacing design for anisotropic reservoirs[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2003, 24(6): 559-561.

[7] 王 瑞. 特高含水期多层合采油藏油井液量调配优化方法[J]. 科学技术与工程, 2021, 21(10): 3986-3991.
Wang Rui. Optimization method of oil well fluid allocation in multilayer commingled production reservoir at ultra-high water cut stage[J]. Science Technology and Engineering, 2021, 21(10): 3986-3991.

[8] Wang X, Haynes R D, Feng Q. A multilevel coordinate search algorithm for well placement, control and joint optimization[J]. Computers & Chemical Engineering, 2016, 95: 75-96.

[9] 王 军. 注采井网均衡驱替的产量设计[J]. 特种油气藏, 2005, 12(6): 37-39.
Wang Jun. Flow rate design for equilibrium displacement of flood pattern[J]. Special Oil & Reservoirs, 2005, 12(6): 37-39.

[10] 严 科, 张 俊, 王本哲, 等. 平面非均质油藏均衡水驱调整方法研究[J]. 特种油气藏, 2015, 22(5): 86-89.
Yan Ke, Zhang Jun, Wang Benze, et al. Study on equilibrium water flooding adjustment method for planar heterogeneous reservoir[J]. Special Oil & Reservoirs, 2015, 22(5): 86-89.

[11] 韩光明, 代兆国, 杨建雷, 等. 基于均衡驱替的多井干扰下产液量优化方法[J]. 石油钻采工艺, 2017, 39(2): 254-258.
Han Guangming, Dai Zhaoguo, Yang Jianlei, et al. Liquid producing capacity optimization method under multiwell interference based on equilibrium displacement[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2017, 39(2): 254-258.

[12] 王德龙, 郭 平, 汪周华, 等. 非均质油藏注采井组均衡驱替效果研究[J]. 西南石油大学学报(自然科学版), 2011, 33(5): 122-125.
Wang Delong, Guo Ping, Wang Zhouhua, et al. Study on equilibrium displacement effect of injection-production well group in heterogeneous reservoir[J]. Journal of Southwest Petroleum Institute (Natural Science Edition), 2011, 33(5): 122-125.

[13] 崔传智, 姜 华, 段杰宏, 等. 基于层间均衡驱替的分层注水井层间合理配注方法[J]. 油气地质与采收率, 2012, 19(5): 94-96.
Cui Chuanzhi, Jiang Hua, Duan Jiehong, et al. Reasonable injection rate allocation method of separate-layer water injection wells based on interlayer equilibrium displacement[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2012, 19(5): 94-96.

[14] 马奎前, 陈存良, 刘英宪. 基于层间均衡驱替的注水井分层配注方法[J]. 特种油气藏, 2019, 26(4): 109-112.
Ma Kuiqian, Chen Cunliang, Liu Yingxian. Separate-layer water injection allocation based on inter-layer balanced waterflooding[J]. Special Oil & Reservoirs, 2019, 26(4): 109-112.

[15] 冯其红, 王 相, 王端平, 等. 水驱油藏均衡驱替开发效果论证[J]. 油气地质与采收率, 2016, 23(3): 83-88.
Feng Qihong, Wang Xiang, Wang Duanping, et al. Theoretical analysis on the performance of equilibrium displacement in water flooding reservoir[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2016, 23(3): 83-88.

[16] 王 相, 何岩峰, 冯其红, 等. 基于均衡驱替理念的非均质油藏井组设计方法[J]. 常州大学学报(自然科学版), 2018, 30(6): 41-46.
Wang Xiang, He Yanfeng, Feng Qihong, et al. A well pattern design method for heterogeneous reservoir based on the concept of equilibrium displacement[J]. Journal of Changzhou University (Natural Science Edition), 2018, 30(6): 41-46.

[17] 陈存良. 基于最小耗水率的多层油藏均衡驱替开发[J]. 西安石油大学学报(自然科学版), 2020, 35(4): 63-67, 73.
Chen Cunliang. Demonstration of balanced displacement of water drive multilayer reservoirs based on minimum water consumption rate[J]. Journal of Xi'an Shiyou University (Natural Science), 2020, 35(4): 63-67, 73.

[18] Feng Q H, Wang X, Wang B, et al. A dynamic split method to predict development index in heterogeneous waterflooding oilfield[C]//SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition. Jakarta: Society of Petroleum Engineers, 2013: SPE-165868-MS.

[19] 邓国成. 测井-毛管压力法分析非均质油藏油水分布——以胜坨油田二区沙二段8砂层组油藏为例[J]. 科学技术与工程, 2018, 18(23): 1-7.
Deng Guocheng. Analyses on oil and water distribution in heterogeneous reservoir by logging-capillary pressure method: taking the 8th sand group of s2 section in 2 block of shengtuo oilfield as an example[J]. Science Technology and Engineering, 2018, 18(23): 1-7.