

文章编号:1009-9603(2023)01-0153-08

DOI:10.13673/j.cnki.cn37-1359/te.202204008

高含水老油田剩余油再富集质量评价及影响因素

王吉涛^{1,2},李俊键^{1,2},张博文^{1,2},王勇^{1,2},张荣达³,马康⁴,姜汉桥^{1,2}

(1.中国石油大学(北京)石油工程学院,北京 102249; 2.中国石油大学(北京)油气资源与探测国家重点实验室,北京 102249; 3.中国石油大学(北京)经济管理学院,北京 102249; 4.中海油研究总院有限责任公司,北京 100028)

摘要:中国陆上老油田大部分已进入高含水期,基于矿场实践经验,部分油井经过一段时间关井后,含水率明显降低,剩余油在局部的再富集是造成这一现象的主要原因。水驱后剩余油在重力和毛细管力的作用下向油藏低势闭合区的再富集是影响剩余油再分布的重要因素之一。通过含水率分级与分流量曲线建立水驱油藏含水饱和度分级标准,并以此为依据构建剩余油再富集程度指数和动用潜力指数,从富集程度和动用潜力2个角度对剩余油再富集过程进行表征和评价,并基于实验室尺度物理模拟实验考虑重力、水动力2个主导条件,分析不同影响因素下的剩余油再富集效果。研究结果表明:在重力主导条件下,剩余油再富集主要发生在油藏上部及隔层下部,高压梯度时再富集效果更好;而在水动力主导条件下,高压梯度对于剩余油再富集有促进作用,距离构造顶部的距离越大,剩余油再富集空间越大,采收率更高。

关键词:高含水老油田;剩余油;再富集;物理模拟实验;提高采收率

中图分类号:TE327

文献标识码:A

Quality evaluation of remaining oil re-enrichment in high water-cut mature oil reservoirs and its influencing factors

WANG Jitao^{1,2}, LI Junjian^{1,2}, ZHANG Bowen^{1,2}, WANG Yong^{1,2}, ZHANG Rongda³, MA Kang⁴, JIANG Hanqiao^{1,2}

(1. College of Petroleum Engineering, China University of Petroleum (Beijing), Beijing City, 102249, China; 2. State Key Laboratory of Petroleum Resources and Prospecting, China University of Petroleum (Beijing), Beijing City, 102249, China; 3. School of Economics and Management, China University of Petroleum (Beijing), Beijing City, 102249, China; 4. CNOOC Research Institute Co., Ltd., Beijing City, 100028, China)

Abstract: Most mature onshore oilfields in China have entered the high water-cut stage, and the field experience shows that some oil wells have a lower water cut after a certain shut-in period, the reason for which is the remaining oil re-enrichment. The remaining oil re-enrichment in the lower potential closed zones after water flooding under the effect of gravity and capillary force is one of the important factors affecting the of remaining oil re-distribution. In this paper, the water saturation classification standard for waterflooded reservoirs was established by means of the water cut classification and fractional flow curve. On this basis, the indexes for the re-enrichment and the potential producing of remaining oil were constructed to characterize and evaluate the remaining oil re-enrichment. Based on the laboratory-scale physical simulation experiment, The influence of different factors on remaining oil re-enrichment was simulated separately under the dominant conditions of gravity or hydrodynamics. The results show that the remaining oil re-enrichment mainly occurs in the upper part of a reservoir and the lower part of the interlayer under the dominant condition of gravity, and the re-enrichment effect is better at a high-pressure gradient. Under the dominant condition of hydrodynamics, the high-pressure gradient can promote the remaining oil re-enrichment, and a farther distance from well pattern to the top of the structure indicates a larger space for remaining oil re-enrichment and higher recovery.

Key words: high water-cut mature oilfield; remaining oil; re-enrichment; physical simulation experiment; enhanced oil recovery

收稿日期:2022-04-08。

作者简介:王吉涛(1994—),男,江苏如皋人,在读博士研究生,从事油气田开发与提高采收率研究。E-mail:351725442@qq.com。
基金项目:中国石化科研项目“剩余油质量表征及再富集机理实验研究”(31450008-20-ZC0607-0001)。

目前,中国陆上老油田多已进入水驱开发后期,剩余油分布越来越分散,其主要原因是受控于剩余油的再富集过程。因此,如何认识剩余油的再富集规律,如何表征再富集、再富集的控制因素及再富集如何影响后续剩余油动用等,成为迫切需要解决的问题。

高含水期油藏剩余油的典型特征为“高度分散、局部富集”,以往的剩余油潜力分布定量表征方法难以适用。丁帅伟等根据储量丰度提出了生产潜力的概念,考虑油藏可动油饱和度、油藏压力、地层渗透性和距边界的距离等参数对生产的影响,定量化表征了生产潜力和油藏剩余能量^[1]。李本轲基于流体势和油水运移规律,提出剩余油富集主要存在于油藏低势闭合区^[2]。耿站立等通过优势潜力丰度概念定量化表征剩余油分布规律及动用潜力^[3]。屈宏等基于实际油藏模型,考虑构造因素、沉积相及储层连通性,结合油藏生产动态,提出剩余油再富集过程受到沉积相及砂体连通性影响^[4]。杜玉山等基于渗流机理建立了油藏再富集油水渗流数学模型,考虑了渗透率、黏度及重力等参数对剩余油再富集渗流速度和再富集成藏时间的影响^[5]。张建宁等基于油藏数值模拟手段,将剩余油再富集区域确定于油藏构造微高点、砂体顶部、腰部及平面渗透率较高的位置^[6]。李本轲和张建宁等表征了剩余油再富集程度受到重力、油藏内部压力、浮力及毛细管力等因素的共同影响,并考虑了水驱时间、再富集时间、再富集前含油饱和度、原油黏度、非均质性及构造等因素对剩余油再富集规模的影响^[2,6]。高博禹等总结了剩余油形成与分布的研究方法,主要包括开发地质学方法、油藏工程方法、测井方法、数值模拟方法、高分辨率层序地层学方法和微观剩余油分类研究共6种方法^[7]。胡淑琼等基于剩余油微观孔喉模型,考虑微观孔喉结构、岩石润湿性等因素对剩余油微观分布模式的影响^[8]。MINESCU等考虑了再富集过程中压力变化和重力因素的影响,并考虑了运移过程中的能量变化^[9]。吴义志以胜利油区东辛油田断块油藏为例分析了剩余油再富集影响因素,其中储层渗透率为主要影响因素,原油黏度、密度、地层倾角和综合含水率为次要因素^[10]。

前人对于剩余油再富集的研究以油藏数值模拟、数学模型计算及微观孔喉模型研究为主,数据来源以数值模拟分析和实际油藏生产动态为主,缺乏实验数据的验证,更无再富集质量的定量评价方法^[11-16]。为此,笔者基于实验室尺度物理模拟实验,

以水驱后水动力、重力影响下油藏低势闭合区内剩余油再富集为研究对象,通过剩余油再富集程度指数和动用潜力指数2个参数,从富集和动用2个角度对剩余油进行潜力评价,并考虑压力梯度、油水井与构造顶部距离对剩余油再富集的影响,以明确水驱后剩余油分布规律,为油田提高采收率提供理论认识。

1 剩余油再富集质量表征参数

1.1 饱和度分级方法

对剩余油再富集进行评价及表征时,通过研究区相对渗透率得到分流量曲线,再结合含水率分级对分流量曲线进行分区,从而完成饱和度分级标定。基于研究区的相对渗透率曲线(图1a),通过分流量方程(不考虑重力和毛细管力)计算可得该区域的分流量曲线(图1b),其表达式为:

$$f_w = \frac{1}{1 + \frac{K_{ro}(S_o)}{K_{rw}(S_w)} \times \frac{\mu_w}{\mu_o}} \quad (1)$$

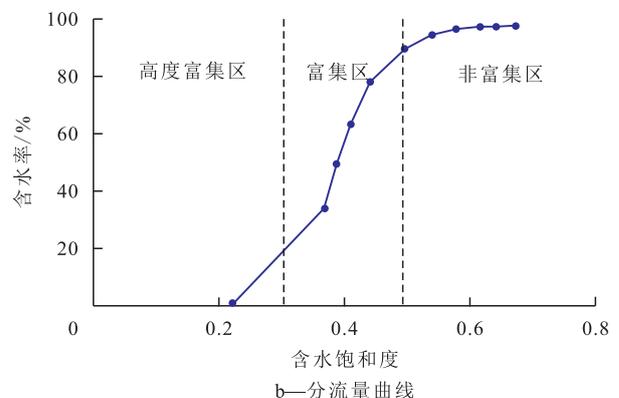
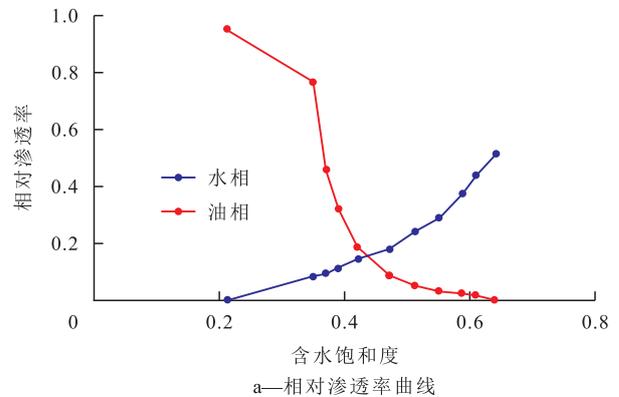


图1 饱和度分区计算

Fig.1 Saturation partition calculation

根据含水率分级标准,将分流量曲线分为3个区域,这3个区域所对应的饱和度点即为含油饱和

度分级的边界点:当含水率为0~20%时,为低含水率,剩余油高度富集,含水饱和度为0.22~0.34;当含水率为20%~90%时,为中高含水率,剩余油富集,含水饱和度为0.34~0.49;当含水率为90%~98%时,为特高含水率,剩余油不富集,含水饱和度为0.49~0.67。

基于含油饱和度分区,对饱和度场进行插值处理,非富集区赋值为0,富集区赋值为1,高度富集区赋值为2,以此作为后续剩余油再富集评价及表征的基础。

1.2 再富集程度指数

剩余油再富集程度指数可以通过剩余油再富集前后饱和度场的差值表示,其计算式为:

$$\Omega = \frac{\sum_{i=1}^N S_i |a_{i后} - a_{i前}|}{\sum_{i=1}^N S_i a_{i前}} \quad (2)$$

根据再富集程度指数,对油藏剩余油再富集程度进行分级:再富集程度指数为0~0.5时,表示油藏剩余油不富集;再富集程度指数为0.5~1.5时,表示油藏剩余油富集;再富集程度指数为1.5~2时,表示油藏剩余油高度富集。

1.3 动用潜力指数

剩余油动用潜力指数是通过剩余油再富集后的饱和度插值场进行计算而得到的,可表示为:

$$\Phi = \sum_{i=1}^3 \left[\frac{1}{\frac{\sum_{j=1}^N S_j}{S_{jmax}} \sigma_{S_i}} \times \left(\frac{\sum_{j=1}^N S_j}{\sum_{i=1}^3 S_j} \times \eta_i \right) \right] \quad (3)$$

根据动用潜力指数,对油藏剩余油再富集动用潜力进行分级:动用潜力指数为0~0.5时,油藏剩余油再富集动用潜力为低动用潜力;动用潜力指数为0.5~1.5时,油藏剩余油再富集动用潜力为中动用潜力;动用潜力指数为1.5~2时,油藏剩余油再富集动用潜力为高动用潜力。

2 剩余油再富集物理模拟实验

2.1 实验原理

岩石电阻率变化范围较大,主要受到孔隙结构、岩石密度、孔隙内流体类型及含量的影响,而孔隙中含油、含水饱和度的变化会反映在岩石电阻率上,因此可通过岩石电阻率反算得到孔隙的含油、含水饱和度。LCR数字电桥测得的是电阻,由岩石电阻率与电阻标定曲线可得关系式为:

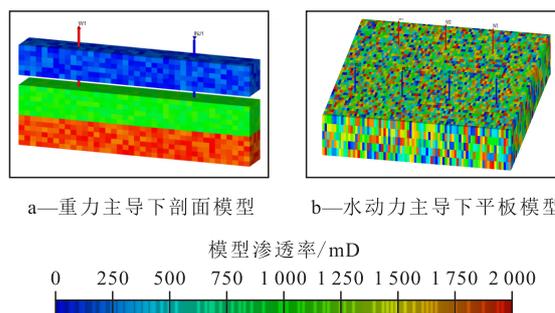
$$R_i = AR - B \quad (4)$$

在已知岩石电阻率的情况下,可通过阿尔奇公式计算岩石含油饱和度为:

$$I = \frac{b}{(1 - S_o)^n} \quad (5)$$

2.2 实验模型

实验所用模型为人造砂岩物理模型,实验用油为染色5号白油,黏度约为5 mPa·s。根据剩余油再富集的主导条件,共设计2类5块平板模型,分别为:①重力主导条件下的剩余油再富集剖面模型。设计三维3层垂向带电极非均质平板模型(图2a),模型尺寸为40 cm×5 cm×20 cm,各层等厚且渗透率以正韵律分布,各层渗透率分别为500,1000和2000 mD。共设置1口采油井,1口注水井,1个隔层,模拟存在稳定隔层时一注一采的开发状况。横向上每隔5 cm、垂向上每隔2 cm共埋入42个电极进行实时监测。②水动力主导条件下的剩余油再富集平板模型。设计三维平面带电极均质平板模型(图2b),渗透率平均为800~1000 mD。模型尺寸为40 cm×20 cm×5 cm,模型倾角为15°。设置3口采油井(W1—W3)和4口注水井(INJ1—INJ4)2排注采井网,注采井网与构造顶部距离分别为5 cm(水动力-近)及7.5 cm(水动力-远),以探究注采井网与构造顶部距离对剩余油再富集程度的影响。通过再富集阶段注采方式的改变,实现剩余油井间再富集。横向、纵向上每隔5 cm共埋入28个电极进行实时监测。



a—重力主导下剖面模型 b—水动力主导下平板模型

模型渗透率/mD
0 250 500 750 1000 1250 1500 1750 2000
图2 人造砂岩物理模型示意

Fig.2 Physical model of artificial sandstone

2.3 实验过程

实验过程主要包括:①烘干。将人造砂岩物理模型放入恒温箱,60℃条件下烘干24 h。②抽真空。人造砂岩物理模型抽真空4 h以上。③饱和水。依次从各个井口注入饱和实验用水,计算孔隙度。④饱和油。依次从各个井口注入实验用油,注入速度为0.5 mL/min,直至采出端不出水为止,提高注入速度分别为1.0,2.0,3.0和4.0 mL/min,继续驱

替;累积计量采出水量,计算原始含油饱和度,老化24 h。⑤水驱。根据相应组条件,以相应驱替速度进行水驱,驱替至对应含水率,过程中计量压力及含水率,并通过电阻法测算水驱后含油饱和度场。⑥剩余油再富集。根据相应组条件,进行剩余油再富集,重力组静置48 h通过重力进行再富集,水动力组改变注采对应关系通过水动力进行再富集,并通过电阻法测算再富集后含油饱和度场。

对于一注一采压力系统,压力梯度表达式为:

$$\frac{dp}{dr} = \frac{p_H - p_w}{\ln \frac{d}{r_w}} \times \frac{d}{2r(d-r)} \quad (6)$$

结合矿场实际生产参数,实际注入量为30 m³/d,注采压差为20 MPa,注采井距为200 m时,最小压力梯度为0.026 3 MPa/m,以此为依据设计2组不同压力梯度对应的注入速度分别为1.0和3.0 mL/min,计算的其他参数列于表1。实验方案主要包括:①测试重力主导条件下,不同压力梯度剩余油再富集效果(方案1,2)。②测试水动力主导条件下,不同压力梯度剩余油再富集效果(方案3,4)。③测试水动力主导条件下,注采井网与构造顶部距离对剩余油再富集的影响(方案3,5)(表2)。

表1 实验参数计算

Table1 Calculation of experimental parameters

压力梯度	注入速度/(mL·min ⁻¹)	注采压差/MPa	注采井距/m	最小压力梯度/(MPa·m ⁻¹)(r=0.5 d时)
低	1.0	0.002 28	0.2	0.003 81
高	3.0	0.070 3	0.2	0.117

表2 实验方案设计

Table2 Design of experimental scheme

序号	方案名称	注入速度/(mL·min ⁻¹)	实验方案
1	重力-低	1.0	水驱至含水率为90%(0.25 PV)+关井静置
2	重力-高	3.0	48 h+后续水驱(0.1 PV)
3	水动力-远-低	1.0	INJ1, INJ2, INJ3井注水, W1, W2, W3井生产至含水率均为90%(0.4 PV)+W1和W2井
4	水动力-远-高	3.0	转注水井, INJ2和INJ3井转采油井, W2关井(0.25 PV)+W1和W2井转采油井, INJ2和INJ3井
5	水动力-近-低	1.0	转注水井, W2开井(0.25 PV)

3 实验结果及分析

3.1 重力主导下的压力梯度影响

对于低压力梯度组,含水率从水驱时的92%降

低到剩余油再富集后的82%,含水率下降10%,最终采收率达到20.75%,其中通过剩余油再富集提高了2.4%;对于高压力梯度组,含水率从水驱时的92%降低到剩余油再富集后的76%,含水率下降16%,最终采收率达到20.10%,其中通过剩余油再富集提高了2.7%。对比发现,高压力梯度组含水率下降较快,低压力梯度组最终采收率较高。

从剩余油分布(图3,图4)可以看出,在水驱阶段,低压力梯度组对上部油相动用能力较差;重力主导下剩余油再富集主要发生在油藏上部及隔层下部;剩余油呈块状富集在油水井两侧,高压力梯度组富集区域较大。

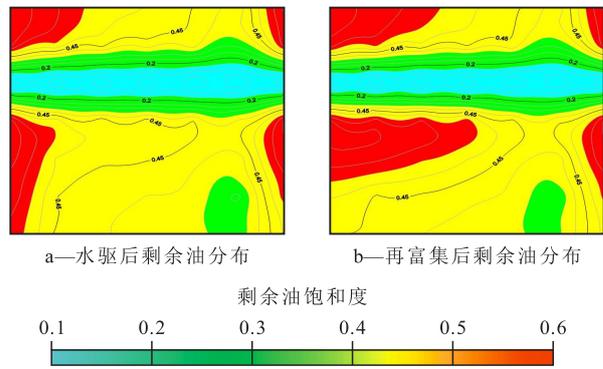


图3 重力-低压力梯度组剩余油饱和度场

Fig.3 Remaining-oil saturation field of gravity-low pressure gradient group

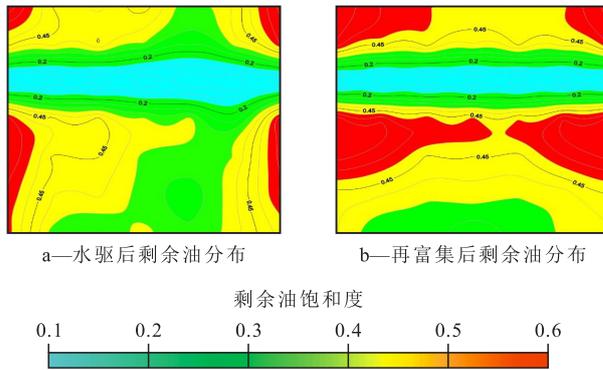


图4 重力-高压力梯度组剩余油饱和度场

Fig.4 Remaining-oil saturation field of gravity-high pressure gradient group

从剩余油再富集质量表征参数计算结果(图5,图6)可以看出,重力主导条件下,低压力梯度组再富集程度指数为0.684 2,属于富集;动用潜力指数为1.107 6,属于中动用潜力;高压力梯度组富集程度指数为1.076 9,属于富集;动用潜力指数为0.986 8,属于中动用潜力。对比统计发现,低压力梯度组动用潜力指数更高,最终采收率更大,高压力梯度组剩余油再富集程度指数较高,含水率下降更快。为此,在重力主导条件下,低压力梯度组更有利于获得较大的最终采收率,而高压力梯度组剩

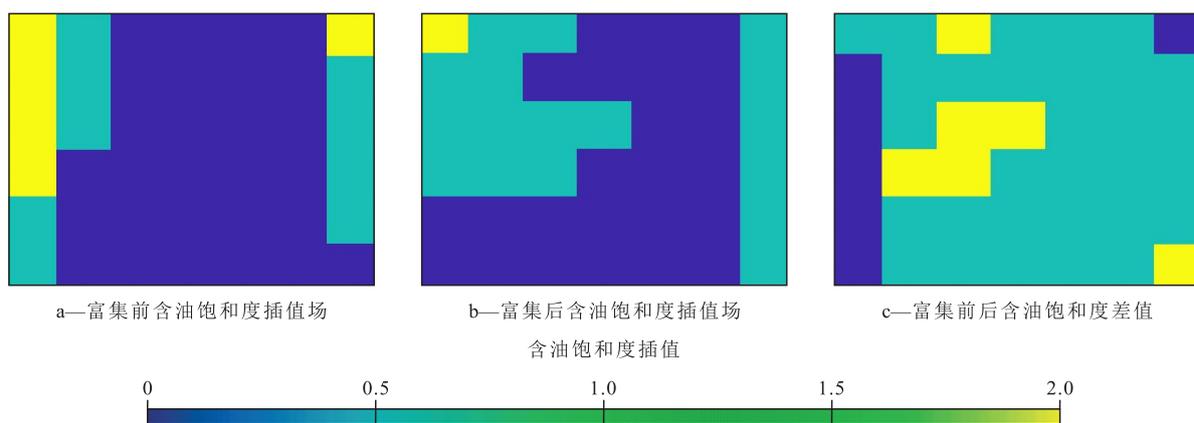


图5 重力-低压力梯度组含油饱和度插值计算结果

Fig.5 Interpolation calculation of oil saturation for gravity-low pressure gradient group

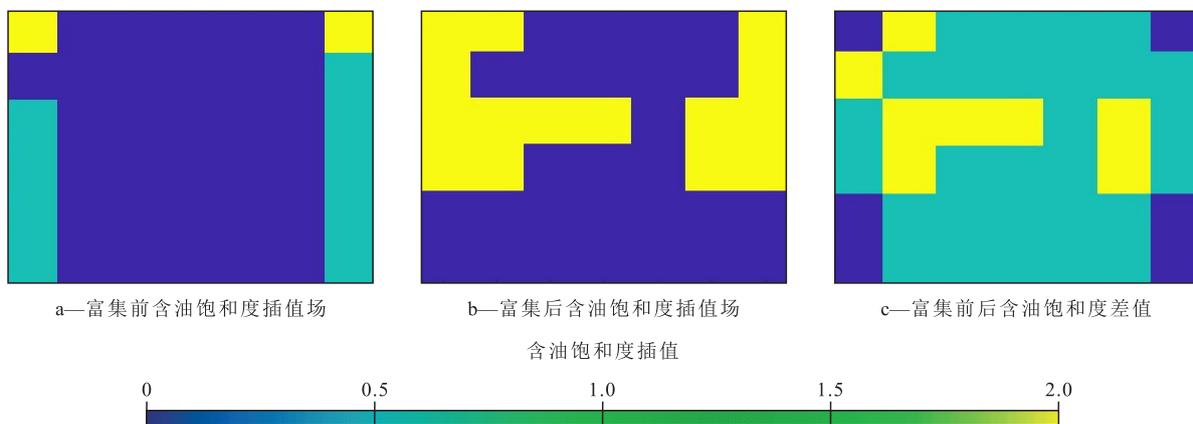


图6 重力-高压压力梯度组含油饱和度插值计算结果

Fig.6 Interpolation calculation of oil saturation for gravity-high pressure gradient group

余油再富集效果更好。

3.2 水动力主导下的压力梯度影响

对于水动力-远-低组, W2井含水率从剩余油再富集前的90%降低至剩余油再富集后的36%, 含水率下降了54%, 最终采收率达到32.61%, 其中通过剩余油再富集提高了4.26%; 对于高压压力梯度组, W2井含水率从剩余油再富集前的90%降低至剩余油再富集后的26%, 含水率下降了64%, 最终采收率达到32.21%, 其中通过剩余油再富集提高了4.44%。对比可以发现, 高压压力梯度组含水率下降较快, 剩余油再富集提高采收率较高, 而低压力梯度组最终采收率较高。

从剩余油分布(图7—图9)可以看出, 随着剩余油再富集压力梯度的增加, 剩余油在低势闭合区富集量随之增加, 富集区含油饱和度及富集面积也增加, 说明高压压力梯度对于剩余油再富集有促进作用。

从剩余油再富集质量表征参数计算结果(图10—图12)可以看出, 水动力-远-低组再富集程度

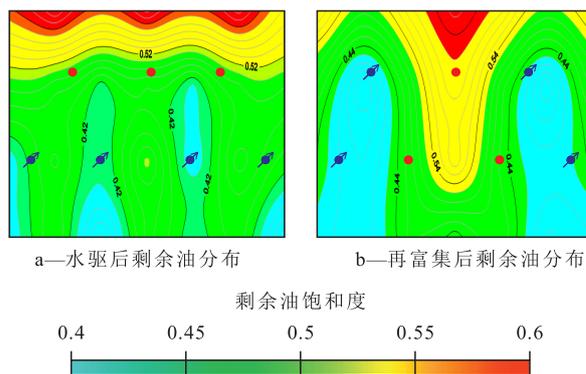


图7 水动力-远-低组剩余油饱和度场

Fig.7 Remaining-oil saturation field of hydrodynamic-far-low group

指数为0.510 0, 属于富集; 动用潜力指数为1.224 6, 属于中动用潜力; 水动力-远-高组再富集程度指数为0.783 3, 属于富集; 动用潜力指数为1.095 4, 属于中动用潜力。对比统计发现, 水动力-远-低组动用潜力指数、最终采收率、高压压力梯度组再富集程度指数均较高, 而水动力-远-高组含水率下降较快。由此, 在水动力主导条件下, 以低压力梯度进行生

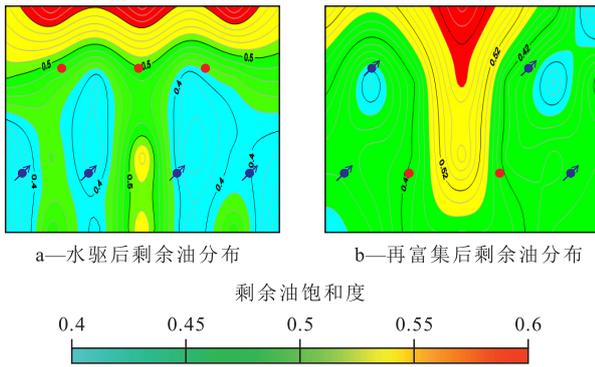


图8 水动力-远-高组剩余油饱和度场
Fig.8 Remaining-oil saturation field of hydrodynamic-far-high group

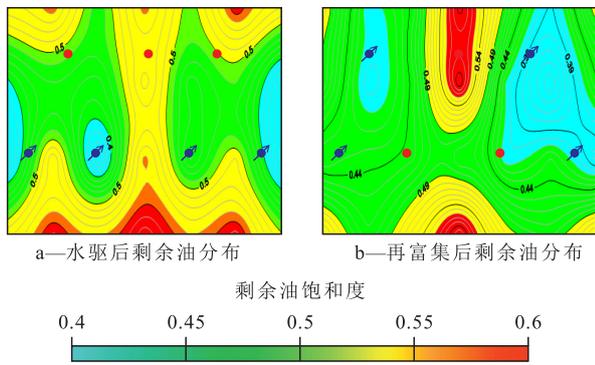


图9 水动力-近-低组剩余油饱和度场
Fig.9 Remaining-oil saturation field of hydrodynamic-near-low group

产及剩余油再富集,可获得较高的采收率,以高压梯度进行生产及剩余油再富集时,含水率下降更快,剩余油再富集效果更好。

3.3 水动力主导下注采井网与构造顶部距离影响

对于水动力-近-低组,含水率从水驱时的90%降低到剩余油再富集后的60%,含水率仅下降30%,而水动力-远-低组剩余油再富集期间含水率下降54%,明显高于水动力-近-低组;水动力-近-低组最终采收率为30.91%,剩余油再富集期间采收率提

高3.17%,明显低于水动力-远-低组。综上所述,距离构造顶部越远,剩余油再富集期间含水率下降得越快,且最终采收率越高。

从剩余油分布(图7—图9)可以看出,水驱之后,水动力-远-低组的剩余油再富集主要集中在油藏顶部附近,连续性较强,水动力-近-低组在油藏底部也有一定富集,连续性较差。而剩余油再富集之后,水动力-远-低组顶部剩余油受到水动力影响,向W2井处集中再富集,水动力-近-低组剩余油也在有一定程度上向W2井集中,但由于与构造顶部距离较近,剩余油再富集规模较小。

从剩余油再富集质量表征参数计算结果(图10—图12)可知,水动力主导条件下,水动力-近-低组再富集程度指数为0.533 3,属于富集;动用潜力指数为0.849 8,属于中动用潜力。水动力-远-低组再富集程度指数为0.510 0,属于富集;动用潜力指数为1.224 6,属于中动用潜力。对比统计发现,水动力-近-低组虽然再富集程度指数较高,但由于其距离构造顶部较近,再富集空间有限,因此含水率下降值和最终采收率均较低,水动力-远-低组动用潜力指数和最终采收率均较高。综上所述,水动力主导条件下,注采井网与构造顶部距离越远,剩余油再富集空间和潜力越大,越有利于提高采收率。

4 结论

从剩余油再富集和动用2个角度构建的再富集程度指数和动用潜力指数可定量表征再富集质量。剩余油饱和度变化越剧烈,剩余油富集程度越高;剩余油再富集越集中,连续性越强,越易被动用,动用潜力越大。重力主导条件下,剩余油再富集主要发生在油藏上部及隔层下部;剩余油成块状富集在

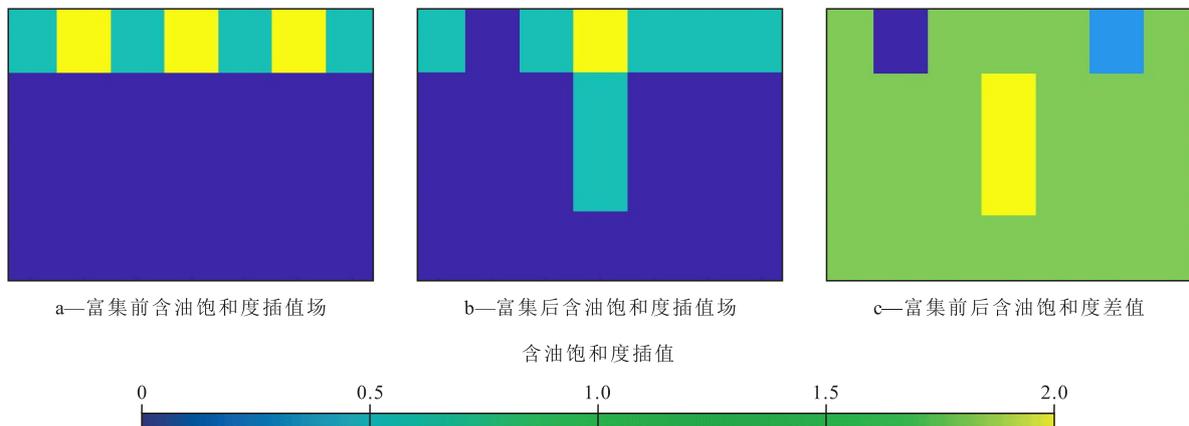


图10 水动力-远-低组含油饱和度插值计算结果

Fig.10 Interpolation calculation of oil saturation for hydrodynamic-far-low group

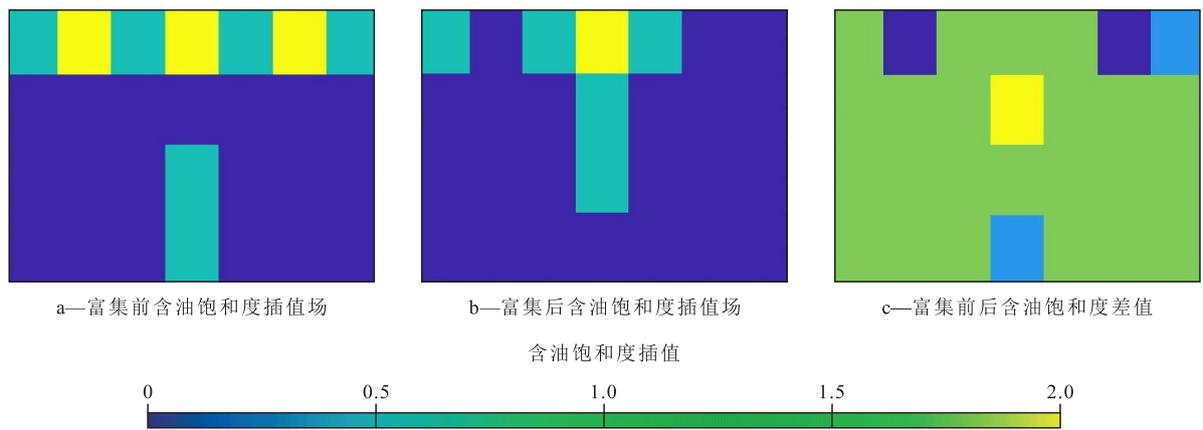


图11 水动力-远-高组合油饱和度插值计算结果

Fig.11 Interpolation calculation of oil saturation for hydrodynamic-far-high group

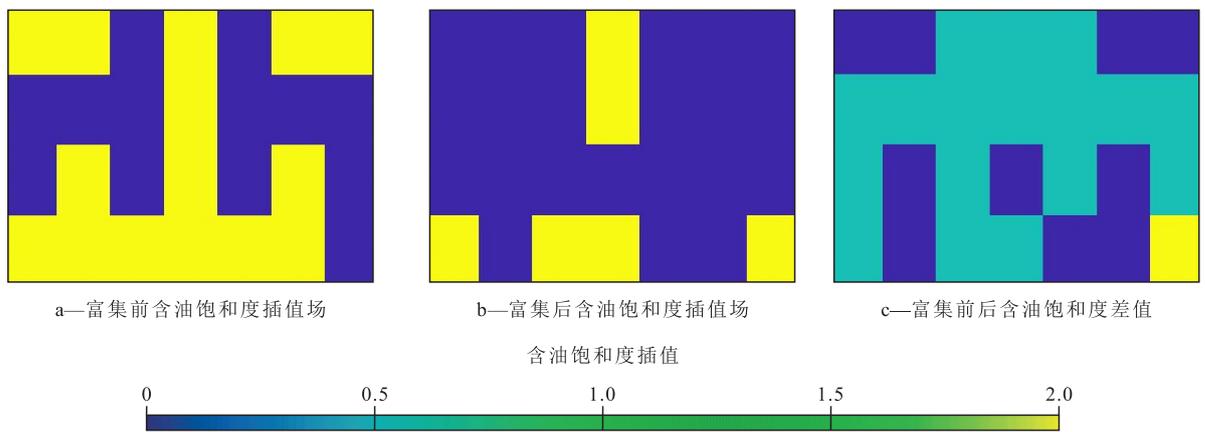


图12 水动力-近-低组合油饱和度插值计算结果

Fig.12 Interpolation calculation of oil saturation for hydrodynamic-near-low group

油水井两侧。低压力梯度组动用潜力指数更高,最终采收率更高,而高压力梯度组再富集程度指数更高,含水率下降值也更高。综合来看,重力主导条件下,低压力梯度组有利于获得更高采收率,而高压力梯度组剩余油再富集效果更好;水动力主导条件下,高压力梯度组富集区含油饱和度及富集面积均明显高于低压力梯度组,说明高压力梯度对于剩余油再富集有促进作用;水动力-远-低组动用潜力指数更高,最终采收率更高,含水率下降值也更高,说明注采井网与构造顶部距离较远,剩余油再富集有更大的空间和潜力,有利于获得更高的采收率。

符号解释

$a_{前}$ ——剩余油再富集前的含油饱和度分级赋值,无量纲;
 $a_{后}$ ——剩余油再富集后的含油饱和度分级赋值,无量纲;
 A, B ——无因次系数;

b, n ——无因次系数,一般只与岩石岩性有关,对于纯砂岩一般取 $b=1, n=2$;
 d ——注采井距, m;
 f_w ——含水率, 无量纲;
 i ——剩余油编号, 无量纲;
 I ——岩石含油电阻率与岩石完全含水电阻率比值, 无因次;
 j ——分区内剩余油数量;
 K_{ro} ——油相相对渗透率, 无量纲;
 K_{rw} ——水相相对渗透率, 无量纲;
 N ——剩余油数量, 无量纲;
 p ——注采压差, MPa;
 p_H ——地层压力, MPa;
 p_w ——井底流压, MPa;
 r ——测压点距注水井距离, m;
 r_w ——井径, m;
 R ——岩石电阻, Ω ;
 R_t ——岩石电阻率, $\Omega \cdot m$;
 S_i ——剩余油面积, m^2 ;

S_j ——研究区面积, m^2 ;
 S_{jmax} ——最大研究区面积, m^2 ;
 S_o ——含油饱和度, 无量纲;
 S_w ——含水饱和度, 无量纲;
 η_i ——油藏剩余油对应的动用潜力权重;
 μ_w ——水相黏度, $mPa \cdot s$;
 μ_o ——油相黏度, $mPa \cdot s$;
 σ_{s_i} ——油藏剩余油的归一化面积方差;
 Φ ——动用潜力指数;
 Ω ——再富集程度指数。

参考文献

- [1] 丁帅伟, 姜汉桥, 周代余, 等. 中高含水期油藏剩余油潜力定量评价新方法及其应用[J]. 复杂油气藏, 2016, 9(1): 41-45.
 DING Shuaiwei, JIANG Hanqiao, ZHOU Daiyu, et al. A new method for quantitatively evaluating the remaining oil potential of reservoir at medium-high water-cut stage and its application [J]. Complex Hydrocarbon Reservoirs, 2016, 9(1): 41-45.
- [2] 李本轲. 双河油田剩余油再富集区分布规律研究[J]. 石油天然气学报, 2008, 30(5): 296-298.
 LI Benke. Study on distribution law of remaining oil re-enrichment area in Shuanghe Oilfield [J]. Journal of Oil and Gas Technology, 2008, 30(5): 296-298.
- [3] 耿站立, 姜汉桥, 陈民锋, 等. 高含水期油藏剩余油潜力定量表征新方法[J]. 油气地质与采收率, 2007, 14(6): 100-102, 118.
 GENG Zhanli, JIANG Hanqiao, CHEN Minfeng, et al. A new method for quantitative characterization on remaining oil potential in high water cut oil reservoirs [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2007, 14(6): 100-102, 118.
- [4] 屈宏, 薛丹, 孙东升, 等. 陈3断块泰州组厚油层油藏高含水期隔夹层控油模式研究[J]. 复杂油气藏, 2019, 12(2): 41-45.
 QU Hong, XUE Dan, SUN Dongsheng, et al. Oil control model of interlayer in thick reservoir of Taizhou Formation in Chen3 fault block at high water cut stage [J]. Complex Hydrocarbon Reservoirs, 2019, 12(2): 41-45.
- [5] 杜玉山, 杨勇, 郭迎春, 等. 低渗透油藏地层压力保持水平对油水渗流特征的影响[J]. 油气地质与采收率, 2015, 22(3): 72-76.
 DU Yushan, YANG Yong, GUO Yingchun, et al. Impact of formation pressure maintenance on oil-water seepage characteristics in low permeability reservoirs [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2015, 22(3): 72-76.
- [6] 张建宁, 孔维军, 周均. 基于灰色关联法的小断块油藏剩余油主控因素研究[J]. 油气藏评价与开发, 2017, 7(5): 32-37.
 ZHANG Jianning, KONG Weijun, ZHOU Jun. Study on main controlling factors of small fault block reservoir based on grey relation degree theory [J]. Reservoir Evaluation and Development, 2017, 7(5): 32-37.
- [7] 高博禹, 彭仕宓, 王建波. 剩余油形成与分布的研究现状及发展趋势[J]. 特种油气藏, 2004, 5(4): 7-11, 22, 122.
 GAO Boyu, PENG Shimi, WANG Jianbo. Research status and development trend of residual oil generation and distribution [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2004, 5(4): 7-11, 22, 122.
- [8] 胡淑琼, 丁圣. 微观剩余油分布模式及控制因素分析[J]. 石化技术, 2016, 23(3): 4, 6.
 HU Shuqiong, DING Sheng. The analysis of the controlling factors and microscopic distribution pattern of remaining oil [J]. Petrochemical Industry Technology, 2016, 23(3): 4, 6.
- [9] MINESCU F, POPA C, GRECU D. Theoretical and practical aspects of tertiary hydrocarbon migration [J]. Petroleum Science and Technology, 2010, 28(6): 555-572.
- [10] 吴义志. 断块油藏剩余油再聚集速度的敏感性影响因素[J]. 中国科技论文, 2022, 17(1): 105-109.
 WU Yizhi. Sensitive influencing factors of re-aggregation rate of remaining oil in fault block reservoirs [J]. China Sciencepaper, 2022, 17(1): 105-109.
- [11] 杨勇. 胜利油田稠油开发技术新进展及发展方向[J]. 油气地质与采收率, 2021, 28(6): 1-11.
 YANG Yong. New progress and next development directions of heavy oil development technologies in Shengli Oilfield [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2021, 28(6): 1-11.
- [12] 王凤兰, 沙宗伦, 罗庆, 等. 大庆油田特高含水期开发技术的进步与展望[J]. 大庆石油地质与开发, 2019, 38(5): 51-58.
 WANG Fenglan, SHA Zonglun, LUO Qing, et al. Progress and prospects of the developing techniques in ultra-high water-cut period of Daqing Oilfield [J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2019, 38(5): 51-58.
- [13] 李伟, 李威, 闫正和, 等. 油田长期停产下的油水运聚平衡解析模型及剩余油分布[J]. 断块油气田, 2021, 28(2): 253-257.
 LI Wei, LI Wei, YAN Zhenghe, et al. Analytical model of oil-water migration & accumulation rebalance and remaining oil distribution of long-term shutdown oilfield [J]. Fault-Block Oil and Gas Field, 2021, 28(2): 253-257.
- [14] 朱彤. 四川盆地陆相页岩油气富集主控因素及类型[J]. 石油实验地质, 2020, 42(3): 345-354.
 ZHU Tong. Main controlling factors and types of continental shale oil and gas enrichment in Sichuan Basin [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2020, 42(3): 345-354.
- [15] 胡林, 金秋月, 杨希冰, 等. 乌石凹陷东区构造演化特征及中浅层油气富集规律研究[J]. 特种油气藏, 2020, 27(5): 68-73.
 HU Lin, JIN Qiuyue, YANG Xibing, et al. Structure evolution and middle-shallow hydrocarbon enrichment patterns in the eastern Wushi Sag [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2020, 27(5): 68-73.
- [16] 葛忠伟, 欧阳嘉穗, 王同, 等. 永川深层页岩气田储层特征及富集规律研究[J]. 油气藏评价与开发, 2021, 11(1): 29-37.
 GE Zhongwei, OUYANG Jiasui, WANG Tong, et al. Reservoir characteristics and enrichment rule of Yongchuan deep shale gas field [J]. Reservoir Evaluation and Development, 2021, 11(1): 29-37.