

引用格式:姚秀田,徐磊,王冉冉,等.高含水复杂断块油藏单层系边外注水开发模式[J].油气地质与采收率,2024,31(2):155-166.

YAO Xiutian, XU Lei, WANG Ranran, et al. Single-layer outer edge waterflooding development model of complex fault block reservoirs with high water cut[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2024, 31(2): 155-166.

高含水复杂断块油藏单层系边外注水开发模式

姚秀田^{1,2}, 徐磊¹, 王冉冉¹, 闫森¹, 王明鹏¹, 杨琴文¹

(1. 中国石化胜利油田分公司 孤岛采油厂, 山东 东营 257231; 2. 中国地质大学(北京) 能源学院, 北京 100083)

摘要:复杂断块油藏在开发后期面临综合含水率高、地层能量不足、剩余油分布复杂、井网适应性差等问题。以济阳坳陷沾化凹陷中部垦71断块油藏为例,基于水驱油藏的油包水和水包油2种油水分布状态,利用理论模型推导和数值模拟方法,开展了单层系边外注水开发模式研究。结果表明:从采液端和注水端的受力分析可获得单层系开发的合理注水量、合理采液量和合理注采井距,单层系开发的合理注水压差、合理注水量、合理采液量是影响其剩余油饱和度、含水饱和度的关键因素,对油层合理地层压力水平及剩余油二次富集起主要控制作用。通过加大注采井距至油水边界外围,以2.9倍含油条带宽度为合理注采井距的临界值,采用短注长静置的非对称周期注采方式,建立单层系边外注水开发模式,有利于保持单层系的压力系统稳定和提高剩余油波及率,从而提高原油采收率。矿场实践表明,采用单层系边外注水开发模式后,垦71断块油藏日产量提高至254 t/d,含水率控制在93.7%,采收率提高至31.53%,采油速率提高4.9%,显示出良好的增产效果。单层系边外注水开发模式解决了高含水复杂断块油藏开发中的剩余油分布分散、水驱波及率低和井网适应性差等难题,可为复杂断块油藏开发提供指导和借鉴。

关键词:单层系边外注水;开发模式;周期注水;数值模拟;复杂断块油藏

文章编号:1009-9603(2024)02-0155-12

DOI:10.13673/j.pgre.202302010

中图分类号:TE347

文献标识码:A

Single-layer outer edge waterflooding development model of complex fault block reservoirs with high water cut

YAO Xiutian^{1,2}, XU Lei¹, WANG Ranran¹, YAN Sen¹, WANG Mingpeng¹, YANG Qinwen¹

(1. *Gudao Oil Recovery Plant, Shengli Oilfield Company of SINOPEC, Dongying City, Shandong Province, 257231, China;*

2. School of Energy Resources, China University of Geosciences, Beijing City, 100083, China)

Abstract: In the late stage of development, the complex fault block reservoir faces a series of problems, such as high comprehensive water cut, lack of formation energy, complex remaining oil distribution, and poor well pattern suitability. In this paper, based on the oil-water distribution status of the waterflooding reservoir, such as water-in-oil and oil-in-water, the development mode of single-layer outer edge waterflooding was studied through theoretical model derivation and numerical simulation methods by taking Ken71 fault block reservoir in the middle of Zhanhua Sag of Jiyang Depression as an example. The results show that the reasonable water injection volume, fluid production volume, and spacing between injection and production wells during single-layer development can be obtained through the force analysis of the fluid production end and the water injection end. The key factors affecting the remaining oil saturation and the water saturation are reasonable water injection pressure difference, water injection volume, and fluid production volume of single-layer development systems. It is essential in controlling the reasonable formation pressure level and the secondary enrichment of the remaining oil. The spacing between injection and production wells increases to the periphery of the oil-water boundary, and 2.9 times the width of the oil-bearing strip is the critical value of reasonable spacing between injection

收稿日期:2023-02-10。

作者简介:姚秀田(1978—),男,山东日照人,高级工程师,在读博士研究生,从事油田开发研究。E-mail:yxutian@163.com。

基金项目:国家科技重大专项“渤海湾济阳坳陷致密油开发示范工程”(2017ZX05049-004)。

and production wells. An asymmetric periodic injection and production method with short injection and long standing is adopted to establish a single-layer outer edge waterflooding development model, which is beneficial to maintain the stability of the pressure system and increase the sweep efficiency of the remaining oil of the single-layer, so as to improve the oil recovery. Field application shows that after applying the single-layer outer edge waterflooding development model, the daily production of Ken71 fault block increases to 254 t, the water cut is controlled to 93.7%, the recovery increases to 31.53%, and the oil recovery rate is increased by 4.9%, which shows an excellent yield-increasing effect. The single-layer outer edge waterflooding model solves the problems in the development of complex fault block reservoirs with high water cut, such as dispersed remaining oil distribution, low waterflooding sweep efficiency, and poor well pattern suitability and can provide guidance and reference for complex fault block reservoir development.

Key words: single-layer outer edge waterflooding; development model; periodic waterflooding; numerical simulation; complex fault block reservoir

中国东部断块油藏经过几十年的注水开发,历经多轮次井网加密、层系细分或重组、水动力学、三次采油等调整,综合含水率已高达97%以上,可采地质储量的采出程度已超过70%^[1-3],整体进入特高含水高采出阶段,剩余油分布更加分散^[4-5],井网适应性越来越差^[6-7]。复杂断块油藏具有地层倾角大、含油面积小、断裂构造复杂、几何形态各异等特点,其纵向上小层多且油层厚、层间物性及开发状况差异大、油水关系复杂,因而注采井网完善极具挑战^[8-9]。在开发过程中,常面临不注水没能量,注水后水淹快;稳定注水波及范围小,采出程度低^[10];受断层夹角、断边带等油藏边界的限制,驱油效率和波及系数提高困难,开发效益差,持续稳产难度增大等难题。

针对复杂断块油藏特高含水高采出阶段高部位剩余油分散和水窜、水淹严重,中部位水淹区剩余油难以有效动用;注采井网不完善,井间干扰严重,水驱控制程度平面差异大;层间采出状况、水驱控制程度差异较大等问题,前人研发了人工边水驱技术^[11-12],即在油藏低部位部署注水井,制定大井距、大排量注水的开发模式,形成人工强边水驱,从而大幅提高了驱油效率和波及系数,该技术已在济阳拗陷东营拗陷东辛、孤岛等复杂断块油藏取得了显著的应用效果^[13-14]。然而,该技术仍未能解决多层合采时主力油层水窜严重,非主力含油小层注水见效差等层间非均衡驱替问题。根据油层和开发条件,层间差异可归纳为层间储量(剩余油饱和度)差异、物性(岩石物性和流体物性)差异、能量(注水能力和天然能量)差异、综合含水率差异、注采井网(注采井距、射孔方案、井型)差异等,如何利用和解决层间差异是制约剩余油分布和井网优化调整的关键问题。

为此,针对层间差异,笔者从单层系均衡驱替

角度,基于油水两相渗流理论,利用水驱油藏油包水和水包油2种油水分布状态下采液端和注水端的渗流速度模型,以及不同油水井地层压力条件下的单层系合理注采液量模型,采用理论推导、油藏数值模拟等手段,明确影响水驱油藏开发效果的主控因素,进而构建单层系边外注水开发模式,以探索该类油藏挖潜和可持续发展的新途径,为复杂断块油藏的高效开发提供理论支撑和借鉴。

1 油藏概况

垦西油田处于济阳拗陷沾化凹陷中部的孤岛凸起西南倾末端,新生界发育较齐全,由下至上包括古近系孔店组、沙河街组(沙四段、沙三段、沙一段)、东营组和新近系馆陶组、明化镇组,普遍缺失沙二段和东一段,包含垦71、垦72、垦112、垦40等8个含油气断块区^[15]。其中垦71断块是垦西油田的主体开发区,位于垦西断裂带下降盘,受垦西大断层及与之相交的Y字型反向断层控制,形成了东营组逆牵引背斜和馆陶组断鼻组合的复合式构造,断层发育,构造复杂。主力含油层横向连续性较好,为层状构造油藏;非主力含油层连通性差,含油面积主要受北部断层遮挡及其砂体边界和连通情况的影响,边水能量较弱,总体呈条带、土豆状分布(图1)。纵向上砂体发育,含油井段长,含油层数多^[15-17]。

垦71断块是一个典型的断鼻背斜构造油藏,具有边水活跃、低黏度、高渗透性、油层非均质性强等特点。经过40多年开采,综合含水率超过96.7%,已进入高含水阶段^[15-16,18]。在开发过程中,该油藏油水井作业频繁,导致注采井网不完善,井间干扰严重,井网控制程度低,整体呈现有井无网的开发状况。近年来,垦71断块精细地质研究和老井复

查,以及东营组、馆陶组构造高部位油井饱和度测井等成果表明,其采出程度仅为30.2%,与同类型油藏相比,剩余地质储量仍较大,具有较大的开发调整潜力。然而受层间含水饱和度、物性、能量等差异及长期的顶部、腰部注水开发等影响,目前该油藏主力含油层水淹严重,剩余油高度分散;而非主力含油层水驱控制程度、水驱动用程度均较低,剩余油仍相对富集。

2 理论模型构建

为了从微观上明确影响单层系注采开发效果的主控因素,考虑单层系的采液端和注水端两个端元,基于油水两相渗流理论进行渗流速度模型推导,并据此分析单层系采液量、注水量的主要影响因素,为后续注采参数优化奠定基础。对于注水开发油藏,油层采液端主要有地层原油、地层水参与流动,而注水端仅有注入水流动。在不同含水阶段,地层中油水运动规律差异较大。低含水期,注入水进入地层后处于油包水状态,油水分异不明显。中含水期,油层已出现大范围的水淹,油相和水相均形成连续的渗流相,油水混合后,两者均无法阻止对方的运移趋势,但部分高含水饱和度区域

会形成水包油状态,剩余油上浮;而低含水饱和度区域仍处于油包水状态,水有下沉的趋势,出现油水分异。高含水期,剩余油多以分散状分布于水相中形成水包油状态,也具有上浮的趋势,特别是在渗透率高且存在大孔隙通道的油层区域,上浮趋势更加明显。水驱复杂断块油藏的微观孔隙结构中决定油、气、水运移分布的作用力主要包括水动力、浮力、重力、毛细管压力、摩擦力(外摩擦力、内摩擦力、相摩擦力)等5种,其中油井井底流压(或油井附近的地层压力)、注水驱动压力(注水井井底流压或注水井附近的地层压力)等是可以人为控制的作用力^[11,19],其他作用力可以根据自身特征和矿场实际情况加以合理利用。本文仅讨论断块型水湿油藏油包水和水包油2种状态下的水驱油渗流机理。

2.1 渗流速度模型

2.1.1 油包水状态

当油藏含水饱和度小于或等于含油饱和度时,其处于油包水状态,采液端单位体积孔隙中地层可动水驱替排开原油的体积可表示为:

$$S_{wp} = S_w - S_{wi} \quad (1)$$

单位体积孔隙中可动水受到的浮力为:

$$f_w = \rho_o S_{wp} g \quad (2)$$

将(1)式代入(2)式中可得:

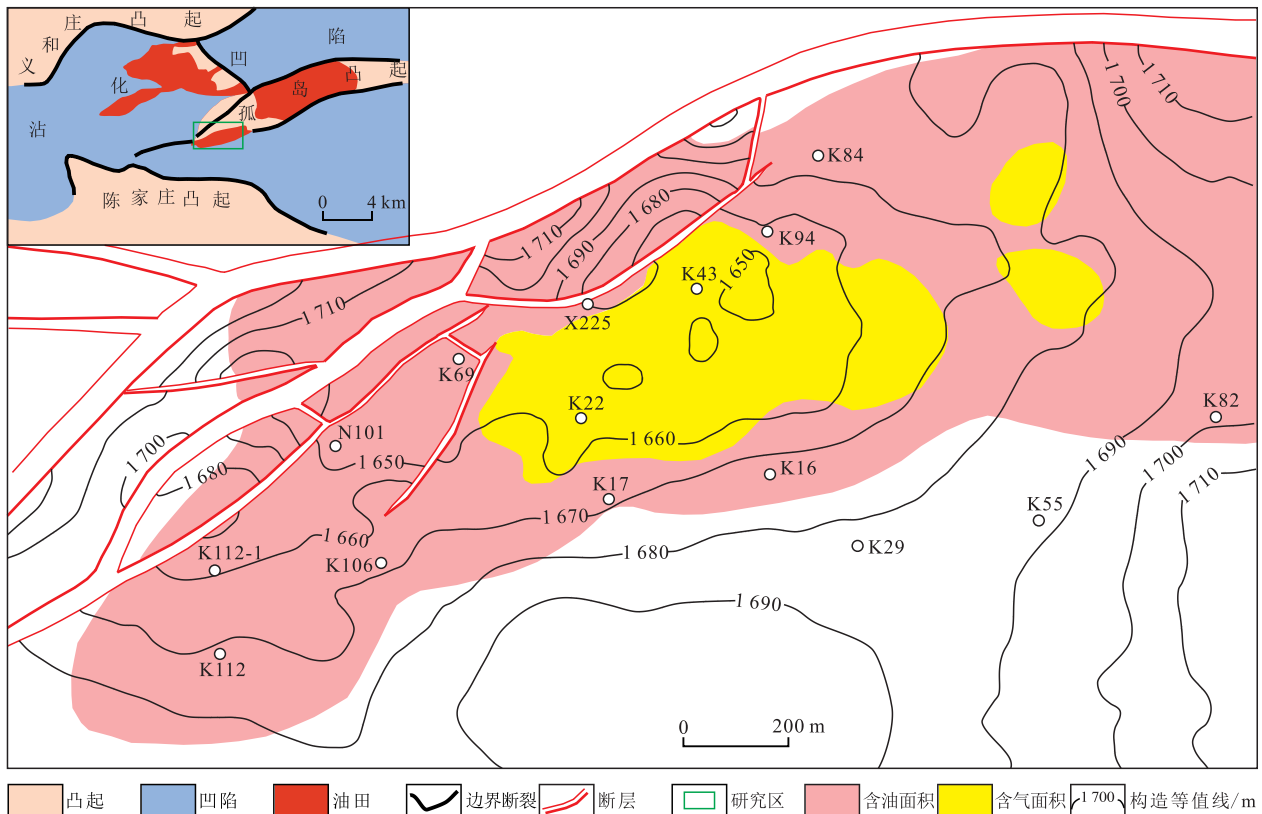


图1 垦西油田垦71断块东二段顶面构造
Fig.1 Structure of top of Ed₂ in Ken71 block, Kenxi Oilfield

$$f_w = \rho_o(S_w - S_{wi})g \quad (3)$$

此时,单位体积孔隙中可动水受到的重力为:

$$G_w = \rho_w(S_w - S_{wi})g \quad (4)$$

则单位体积孔隙中可动水所受浮力与重力之差为:

$$F_w = (\rho_o - \rho_w)(S_w - S_{wi})g \quad (5)$$

单位体积孔隙中可动水在垂向上所受浮力与重力之差的梯度为:

$$\frac{\partial F_w}{\partial h} = (\rho_o - \rho_w)g \quad (6)$$

单位体积孔隙中可动水在地层方向上所受浮力与重力之差的梯度为:

$$\frac{\partial F_w}{\partial x} = (\rho_o - \rho_w)g \sin \theta \quad (7)$$

根据达西定律,可动水与原油在地层方向运移的渗流速度分别为:

$$v_{w\perp} = -\frac{K_{\perp}K_{rw\perp}}{\mu_w} \left[\frac{\partial p_w}{\partial x} + \frac{\partial F_w}{\partial x} \right] \quad (8)$$

$$v_{o\perp} = -\frac{K_{\perp}K_{ro\perp}}{\mu_o} \left[\frac{\partial p_o}{\partial x} + \rho_o g \sin \theta \right] \quad (9)$$

假定水相相对渗透率和油相相对渗透率不存在各向异性,则(8)与(9)式可分别表示为:

$$v_{w\perp} = -\frac{K_{\perp}K_{rw}}{\mu_w} \left[\frac{\partial p_w}{\partial x} + \frac{\partial F_w}{\partial x} \right] \quad (10)$$

$$v_{o\perp} = -\frac{K_{\perp}K_{ro}}{\mu_o} \left[\frac{\partial p_o}{\partial x} + \rho_o g \sin \theta \right] \quad (11)$$

将(7)式代入(10)式中可得水驱油藏单位体积孔隙中可动水在地层方向运移的渗流速度表达式为:

$$v_{w\perp} = -\frac{K_{\perp}K_{rw}}{\mu_w} \left[\frac{\partial p_w}{\partial x} + (\rho_o - \rho_w)g \sin \theta \right] \quad (12)$$

从(11)和(12)式可以看出,对于某一给定的水驱油藏,油包水处的单位体积孔隙中原油在地层方向运移的渗流速度与油相相对渗透率、油相压力梯度相关;单位体积孔隙中可动水在地层方向运移的渗流速度则与水相相对渗透率、水相压力梯度相关。考虑到油相相对渗透率、水相压力梯度均为含水饱和度的函数,可以认为单位体积孔隙中原油在地层方向运移的渗流速度与油相压力梯度、含水饱和度有关;单位体积孔隙中可动水在地层方向运移的渗流速度则与水相相对渗透率、含水饱和度有关。

2.1.2 水包油状态

当油藏含水饱和度大于含油饱和度时,其处于水包油状态,即采液端为高含水饱和度,单位体积

孔隙中的原油驱替排开地层可动水的体积可表示为:

$$S_{op} = S_o \quad (13)$$

则单位体积孔隙中原油受到的浮力为:

$$f_o = \rho_w S_o g \quad (14)$$

此时,单位体积孔隙中原油受到的重力为:

$$G_o = \rho_o S_o g \quad (15)$$

则单位体积孔隙中原油所受浮力与重力之差为:

$$F_o = (\rho_w - \rho_o)S_o g \quad (16)$$

单位体积孔隙中原油在垂向上所受浮力与重力之差的梯度为:

$$\frac{\partial F_o}{\partial h} = (\rho_w - \rho_o)g \quad (17)$$

单位体积孔隙中原油在地层方向上所受浮力与重力之差的梯度可表示为:

$$\frac{\partial F_o}{\partial x} = (\rho_w - \rho_o)g \sin \theta \quad (18)$$

根据达西定律,可动水与原油在地层方向运移的渗流速度分别为:

$$v_{w\perp} = -\frac{K_{\perp}K_{rw\perp}}{\mu_w} \left[\frac{\partial p_w}{\partial x} + \rho_w g \sin \theta \right] \quad (19)$$

$$v_{o\perp} = -\frac{K_{\perp}K_{ro\perp}}{\mu_o} \left[\frac{\partial p_o}{\partial x} - \frac{\partial F_o}{\partial x} \right] \quad (20)$$

假定水相相对渗透率和油相相对渗透率不存在各向异性,则(19)和(20)式可分别表示为:

$$v_{w\perp} = -\frac{K_{\perp}K_{rw}}{\mu_w} \left[\frac{\partial p_w}{\partial x} + \rho_w g \sin \theta \right] \quad (21)$$

$$v_{o\perp} = -\frac{K_{\perp}K_{ro}}{\mu_o} \left[\frac{\partial p_o}{\partial x} - \frac{\partial F_o}{\partial x} \right] \quad (22)$$

将(18)式代入(22)式中可得水驱油藏单位体积孔隙中原油在地层方向运移的渗流速度表达式为:

$$v_{o\perp} = -\frac{K_{\perp}K_{ro}}{\mu_o} \left[\frac{\partial p_o}{\partial x} - (\rho_w - \rho_o)g \sin \theta \right] \quad (23)$$

同理,从(21)和(23)式可以得出,单位体积孔隙中可动水在地层方向运移的渗流速度与水相相对渗透率、水相压力梯度及含水饱和度有关;单位体积孔隙中原油在地层方向运移的渗流速度则与油相相对渗透率、油相压力梯度、含水饱和度有关。因此,水驱油藏中水包油和油包水处的原油和可动水在地层方向运移的渗流速度的影响因素相同。

由(11)和(23)式可知,采液端含油饱和度越大,即含水饱和度越小时,油相压力梯度、油相相对渗透率和采油速率越大,采液端位置应远离水窜、水淹严重的中部绕流油分布区域,而接近或位于构

造高部位剩余油富集分布区域。由(12)和(22)式可知,当注水端含水饱和度越大,即含油饱和度越小时,水相压力梯度、水相相对渗透率和注入速度越大,注水端位置应远离剩余油富集区,接近或位于构造低部位的原生或次生边底水体。因此,当采液端位置越接近或位于构造高部位,注水端位置越接近或位于构造低部位的边底水体时,即采用高部位采油、边外注水,复杂断块油藏可取得显著大幅增油和增注的效果。

2.2 采液量模型

在稳定驱替条件下,单层系中油水界面保持稳定,油水流量平衡;如果发生水窜,说明油藏处于不稳定驱替状态,此时油水界面为不规则曲面,油水流量不平衡。本质上,稳定驱替为不稳定驱替的特例,因此采用针对性的技术手段促使不稳定驱替向稳定驱替发展或逼近,将是大幅度提高油层波及效率和驱替效率的主要方向。

2.2.1 稳定驱替

当油藏采液端处于油包水状态时,由(11)和(12)式可得稳定驱替时采液端的原油产量和可动水产量的表达式分别为:

$$q_{o\angle pro} = -\frac{K_{\angle} K_{r\propto pro} A}{\mu_o} \left[\left(\frac{\partial p_o}{\partial x} \right)_{pro} + \rho_o g \sin \theta \right] \quad (24)$$

$$q_{w\angle pro} = -\frac{K_{\angle} K_{r\propto pro} A}{\mu_w} \left[\left(\frac{\partial p_w}{\partial x} \right)_{pro} + (\rho_o - \rho_w) g \sin \theta \right] \quad (25)$$

当油藏采液端处于水包油状态时,由(21)和(23)式可得稳定驱替时采液端的原油产量和可动水产量的表达式分别为:

$$q_{o\angle pro} = -\frac{K_{\angle} K_{r\propto pro} A}{\mu_o} \left[\left(\frac{\partial p_o}{\partial x} \right)_{pro} - (\rho_w - \rho_o) g \sin \theta \right] \quad (26)$$

$$q_{w\angle pro} = -\frac{K_{\angle} K_{r\propto pro} A}{\mu_w} \left[\left(\frac{\partial p_w}{\partial x} \right)_{pro} + \rho_w g \sin \theta \right] \quad (27)$$

在稳定驱替条件下,则有:

$$q_{o\angle pro} = q_{w\angle pro} = q_i \quad (28)$$

由(24)—(28)式可得出,无论油藏采液端处于油包水状态还是水包油状态下,稳定驱替时的采液量均与油相压力梯度、含水饱和度有关。当含水率为50%时,产油量和产水量相等,因此当采液端的含水饱和度等于含水率为50%时对应的含水饱和度时,即稳定驱替时采液端的采液量仅与油相压力梯度相关,而对于某一给定的水驱油藏,此时的油相压力梯度为常数,因此采液量也为常数。

2.2.2 不稳定驱替

当油藏采液端处于油包水状态时,不稳定驱替时原油产量和可动水产量的表达式同(24)和(25)式;当油藏采液端处于水包油状态时,不稳定驱替时原油产量和可动水产量的表达式同(26)和(27)式。

在不稳定驱替时,采液量为原油产量与可动水产量之和,即:

$$q_i = q_{o\angle pro} + q_{w\angle pro} \quad (29)$$

由(24)—(27)和(29)式可知,不稳定驱替时采液端采液量与油相压力梯度、水相压力梯度、含水饱和度有关。由油水两相渗流理论可知,随着含水饱和度增加,采液量将逐渐增大,但产油量将逐渐减小;且在相同驱替压力梯度下含水饱和度相对较高处的产油量相对较大。

由此可见,单层系中无论是稳定驱替还是不稳定驱替,采液端无论是处于油包水状态还是水包油状态,位于构造高部位的增油效果都较显著。

2.3 注水量模型

2.3.1 稳定驱替

当油藏注水端处于油包水状态时,由(12)式可得稳定驱替时注水端注水量的表达式为:

$$q_{w\angle inj} = -\frac{K_{\angle} K_{r\propto inj} A}{\mu_w} \left[\left(\frac{\partial p_w}{\partial x} \right)_{inj} + (\rho_o - \rho_w) g \sin \theta \right] \quad (30)$$

当油藏注水端处于水包油状态时,由(21)式可得稳定驱替时注水端注水量的表达式为:

$$q_{w\angle inj} = -\frac{K_{\angle} K_{r\propto inj} A}{\mu_w} \left[\left(\frac{\partial p_w}{\partial x} \right)_{inj} + \rho_w g \sin \theta \right] \quad (31)$$

由(30)—(31)式可得出,无论油藏注水端处于油包水状态还是水包油状态,稳定驱替时的注水量均与水相压力梯度、含水饱和度有关。当采液端的含水饱和度等于含水率为50%时对应的含水饱和度时,即稳定驱替时注水端注水量仅与水相压力梯度有关,而对于某一给定的水驱油藏,此时的水相压力梯度为常数,注水量也为常数。

2.3.2 不稳定驱替

当油藏注水端处于油包水状态时,不稳定驱替时的注水量同(30)式。油藏注水端处于水包油状态时,不稳定驱替时的注水量同(31)式。可见,无论油藏注水端处于油包水状态的还是水包油状态,不稳定驱替时的注水量均与水相压力梯度、含水饱和度有关。

因此,单层系中无论是稳定驱替还是不稳定驱替,注水端无论是处于油包水状态还是水包油状

态,位于构造低部位的增注效果都较显著。

2.4 合理注采系统下注采液量模型

单层系合理日采液量与油水井间的压力系统有关^[20-21]。当油水井地层压力相同时,单层系合理日采液量计算公式^[20]为:

$$Q_{\text{promax}} = \frac{n_i J_L I_w \left[(1-f_w) B_o + f_w B_w \right] (p_{\text{inj}} - p_Q - p_\gamma - p_{\text{wf}})}{\left(\sqrt{R_{\text{IP}} J_L \left[\frac{(1-f_w) B_o}{B_w} + f_w \right]} + \sqrt{I_w} \right)^2} \quad (32)$$

当油水井地层压力不同时,单层系合理日采液量计算公式^[21]为:

$$Q_{\text{promax}} = \frac{n_i J_L I_w \left[(1-f_w) B_o + f_w B_w \right] (p_{\text{inj}} - p_Q - \Delta p - p_\gamma - p_{\text{wf}})}{\left(\sqrt{R_{\text{IP}} J_L \left[\frac{(1-f_w) B_o}{B_w} + f_w \right]} + \sqrt{I_w} \right)^2} \quad (33)$$

单层系合理日注水量也与油水井间的压力系统有关。当油水井地层压力相同时,单层系合理日注水量计算公式^[22]为:

$$Q_{\text{injmax}} = \frac{n_i R_{\text{IP}} J_L I_w \left[(1-f_w) B_o + f_w B_w \right] (p_{\text{inj}} - p_Q - p_\gamma - p_{\text{wf}})}{\left(\sqrt{R_{\text{IP}} J_L \left[\frac{(1-f_w) B_o}{B_w} + f_w \right]} + \sqrt{I_w} \right)^2} \quad (34)$$

当油水井地层压力不同时,单层系合理日注水量计算公式^[20,22]为:

$$Q_{\text{injmax}} = \frac{n_i R_{\text{IP}} J_L I_w \left[(1-f_w) B_o + f_w B_w \right] (p_{\text{inj}} - p_Q - \Delta p - p_\gamma - p_{\text{wf}})}{\left(\sqrt{R_{\text{IP}} J_L \left[\frac{(1-f_w) B_o}{B_w} + f_w \right]} + \sqrt{I_w} \right)^2} \quad (35)$$

但在2个不同地层压力系统条件下,单层系合理井网密度的计算公式相同,可以表示为^[21]:

$$S_T = \frac{R_r}{1 + R_r} \frac{n_i \left(\sqrt{R_{\text{IP}} J_L \left[\frac{(1-f_w) B_o}{B_w} + f_w \right]} + \sqrt{I_w} \right)}{A \left\{ R_{\text{IP}} J_L \left[\frac{(1-f_w) B_o}{B_w} + f_w \right] R_r + I_w \right\}} \quad (36)$$

从(32)—(36)式可以看出,对于某一给定单层系而言,其合理采液量、合理注水量、合理井网密度均与含水饱和度、合理注采压力系统密切相关。因此,水驱油藏含水饱和度和压力系统是影响其开发效果的关键因素。在其他条件相同时,当注水井部

署在倾斜油藏构造低部位如边底水体中,其吸水指数增大,注水量增大,合理井网密度减小,注采井距增大,即边外注水开发效果好;当采油井部署在倾斜油藏构造高部位如阁楼油分布区时,其采油指数增大,合理井网密度减小,注采井距增大,即增大注采井距时开发效果显著。由(36)式可知,当水驱油藏处于合理注采系统时,随着含水饱和度升高,吸水指数、采液指数和注采液量增大,合理井网密度减小。

因此,理论上水驱油藏人工注采引起的地层压力分布状态对于合理注采液量的计算结果影响较大,多层合采的层间干扰、腰部边部的不合理注水等都会引起地层压力稳定性问题。而采用单层系开发模式更容易保持地层压力系统稳定性,同时扩大注采井距进行边外注水,可控制水侵速度和含水饱和度的上升速度以提高波及效率,充分动用水包油中的剩余油,使其进行油水二次分异富集,从而增大驱油效率,实现均衡驱替。相较于多层合采,实施单层系开发,在注采系统平衡条件下可易于实现技术上的合理注采,并实现注够水、采够液的目标,缓解多层油藏开发面临的差异问题,综合、立体地改善油藏地质(剩余油饱和度、能量、岩石/流体物性)和开发条件(含水率、注采井网)以促进水驱油田高效开发。

3 单层系边外注水优化模拟

为了研究单层系开发水驱效果的影响规律和注水方式优化,揭示注采液量的主控因素,基于水驱机理考虑增大波及效率和剩余油二次富集速率,采用双向错对排状注采井网,利用数值模拟开展不同注入方式(连续型注采、对称型周期注采、非对称型周期注采)下不同井网(低注高采、五点井网、线排井网、反五点井网)的优化研究。

3.1 基础模型

以垦西油田垦71断块馆陶组疏松砂岩油藏为例建立基础模型(图2),含油条带宽度为600 m,油层埋深为1 200 m,地层倾角为4°,平均孔隙度为31.9%,平均渗透率为3 388.7 mD,模型中采用相对渗透率曲线和毛细管压力曲线(图3)。地层原油黏度为60.9 mPa·s,地层原油密度为0.893 g/cm³,地层水矿化度为11 638.3 mg/L,水型为CaCl₂型。原始油气比为35.8 m³/t,原始地层压力为13.82 MPa,饱和压力为12.13 MPa,地饱压差为1.69 MPa,原始地

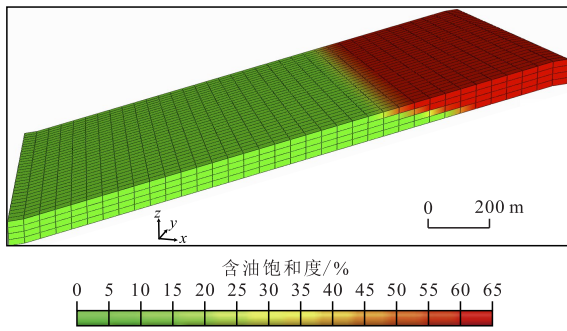


图2 基础模型示意
Fig.2 Basic model

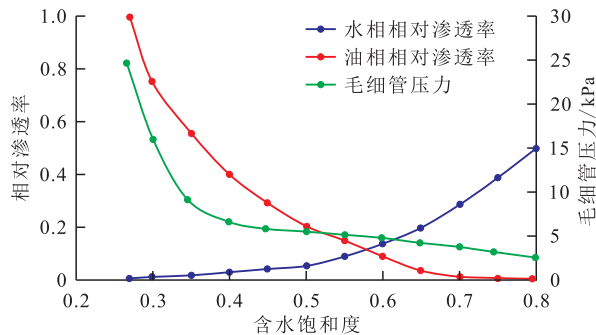


图3 模型相对渗透率曲线和毛细管压力曲线
Fig.3 Relative permeability and capillary pressure curves of model

层温度为 $60 \sim 65 \text{ }^{\circ}\text{C}$, 地温梯度为 $3.2 \text{ }^{\circ}\text{C}/\text{hm}$ 。应用黑油模拟器模拟, 设计2套方案进行优化模拟: 方案1为常规边缘注水直至区块综合含水率达99%, 注采井距为1.4倍含油条带宽度; 方案2为常规边缘注水直至区块综合含水率达97%, 然后关闭油井, 增大注采井距为2~3.5倍含油条带宽度。通过对比不同方案的采收率与含水率等的差异性和规律性, 进行不同注入方式和井网开发效果的综合优化分析。

3.2 模拟结果

借鉴常规水驱开发经验以及前人有关人工边水驱和井网优化的研究成果, 将复杂断块油藏单层系边外注水的主要开发方式分为连续型注采、对称型周期注采和非对称型周期注采, 通过数值模拟技术对不同注采井距和注采周期方案进行逐一模拟, 对比其对提高波及效率、增强二次富集以及提高采收率的效果。

3.2.1 连续型注采

将3组井网进行连续注采模拟(图4), 结果表明, 采用3采2注的五点井网模型的采收率最高, 而3注2采的反五点井网的采收率最低, 线排井网的采收率居中。3种井网模型的注采井距与采收率均呈正相关关系, 随着注采井距增加, 五点井网和反五点井网模型采收率增加速率较大, 线排井网的较

小, 从趋势来看, 3种井网模型在注采井距增至3.2倍含油条带宽度后, 采收率增加变缓, 说明该处出现拐点效应, 应是最佳边外注水位置。

对于采收率增加速率最大的五点井网模型, 在连续注水条件下设计油井停产静置, 停产周期分别为1, 2, 5, 8, 11和14个月。模拟结果(图5)表明, 随着油井停产周期延长, 采收率逐渐降低, 说明在连续注水条件下油井停产周期对于开发效果不利, 停产周期越短越好。本次模拟中以停产周期1个月为最佳, 原因可能是油井生产周期长导致的采收率提高, 而不是剩余油二次富集的影响。同时可以看出, 除了油井停产2个月时略有差异, 各种注采井距条件下采收率与停产周期的曲线高度重合, 说明在连续注水条件下, 油井停产周期与注采井距之间无明显相关性。而对于连续注水油井停产1个月的模拟结果(图6)表明, 随着注采井距增加, 采收率也增加, 但采收率增加幅度很小, 最大值和最小值仅差0.012%, 可见对于采收率的提高非常有限。因此, 在连续注水条件下, 注采井距对于开发效果并没有明显的影响。

3.2.2 对称型周期注采

对称型周期注采针对五点井网模型设计停注停产周期分别为1, 2, 3个月时模拟不同注采井距条件下的开发效果。模拟结果(图7)显示, 随着注采井距增大, 采收率有逐渐增加的趋势, 在注采井距大于2.9倍含油条带宽度后, 采收率表现出一个台阶式增加, 随后平稳变化, 可能反映了注采井距的临界值位置, 即2.9倍含油条带宽度处为最优距离, 其后对开发效果的影响趋于平缓一致。同时随着停注停产周期增加, 采收率台阶式增加幅度越大。分析认为是剩余油二次富集引起的, 静置时间越长, 二次富集程度越高, 导致了较大的采收率增量。

同时可以看出, 随着停注停产周期延长, 采收率降低, 停注停产周期为1个月时的采收率最高, 这种特征可能与连续开采时间长导致累积产油量增幅有关, 而非剩余油二次富集的影响。同时随着停注停产周期延长, 不同注采井距的采收率差异幅度不断加大, 呈现2组不同类型特征, 也显示了合理注采井距有利于增产及提高采收率, 可能也与停产静置过程中的剩余油二次富集有关。

3.2.3 非对称型周期注采

非对称型周期注采针对五点井网模型, 设计油井关井但注水周期为5, 10和20 d以及1, 2和3个月, 然后关井停注停产静置进行二次富集, 分别对

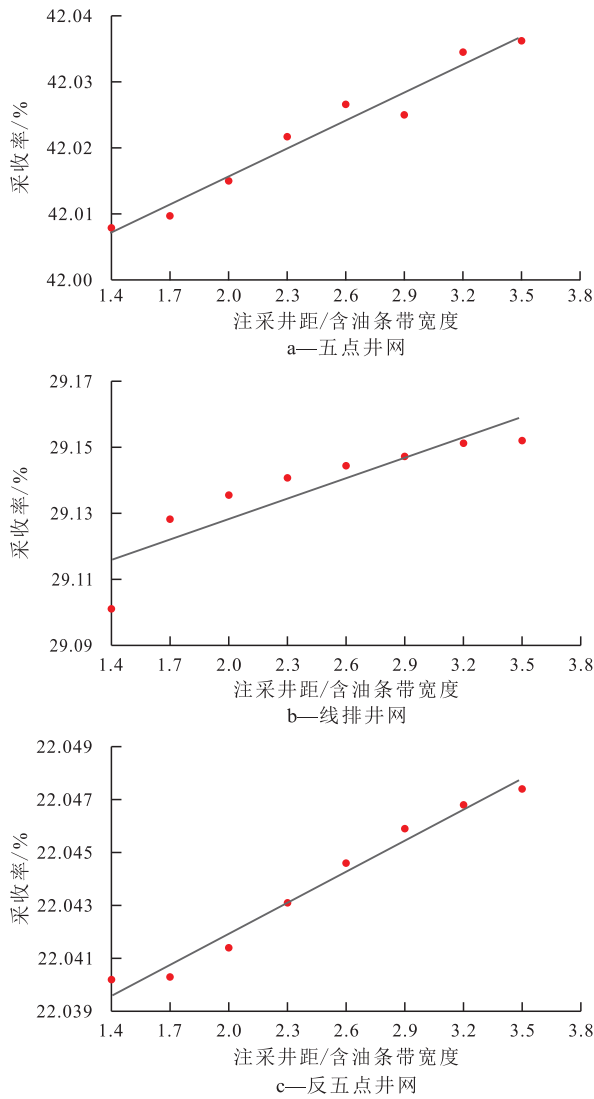


图4 不同井网连续型注采条件下注采井距/含油条带宽度与采收率的关系

Fig.4 Correlations between ratio of spacing between injection and production wells to width of oil-bearing strip and recovery under continuous injection-production conditions with different well patterns

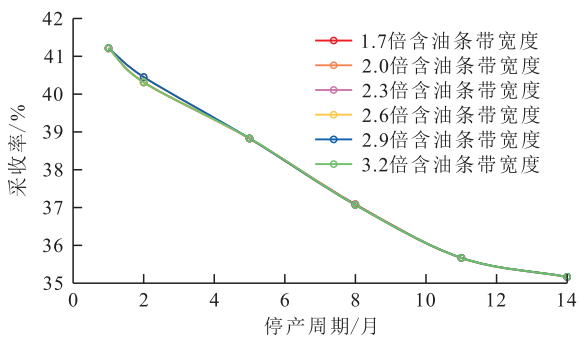


图5 不同注采井距连续注水条件下油井停产周期与采收率的关系

Fig.5 Correlation between oil well shut time and recovery under continuous water injection conditions with different spacings between injection and production wells

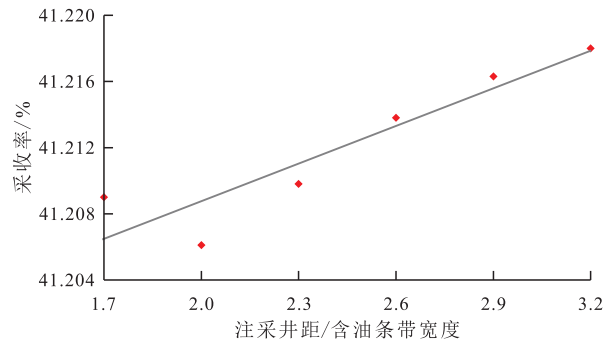


图6 连续注水油井停产1个月条件下注采井距/含油条带宽度与采收率的关系

Fig.6 Correlations between ratio of spacing between injection and production wells to width of oil-bearing strip and recovery under continuous water injection conditions with production well shut for one month

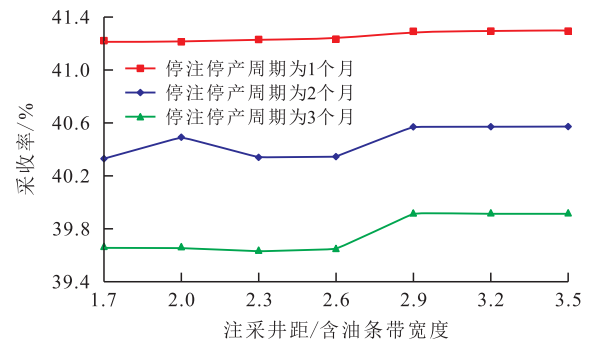


图7 不同停注停产周期条件下注采井距/含油条带宽度与采收率的关系

Fig.7 Correlation between ratio of spacing between injection and production wells to width of oil-bearing strip and recovery under different injection and production shut time conditions

应停产周期为1,2,3,4,5和6个月共计36个模型,逐一进行不同注采井距条件下的开发效果模拟,共模拟252组,将其中21组对称型周期注采模型去除后,剩余231组均为非对称型周期注采模型。模拟结果(图8)表明,非对称型周期注采时,不同注水周期下采收率随着含水率增加而增高,且不同停产周期的采收率和含水率也呈高度正相关关系(图8a),其中注水周期为5和10 d的采收率较高,变化幅度也较窄,说明最佳注水周期不宜过长,以短周期(5~10 d)注水为最佳。如图8b所示,在注水周期为5 d条件下,单个停产周期内,1~4个月周期的采收率随着含水率增高而降低,而5~6个月周期的相关性不明显。但在1~6个月停产周期内,随着停产周期延长,采收率与含水率总体呈正相关关系,采收率不断增高,至5~6个月时达到最高。因此反映出停产周期5个月为最佳,即静置5个月为剩余油二次富集最佳时间。

图9a可知,非对称型周期注采条件下注水周期为5和10 d的采收率最高,同时随着注采井距增

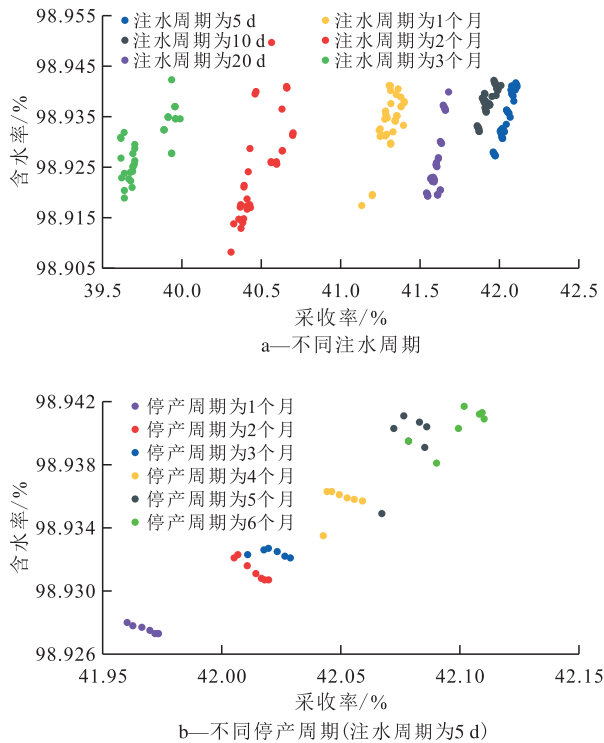


图8 非对称型周期注采条件下采收率与含水率的关系
Fig.8 Correlation between recovery and water cut under asymmetric periodic injection and production conditions

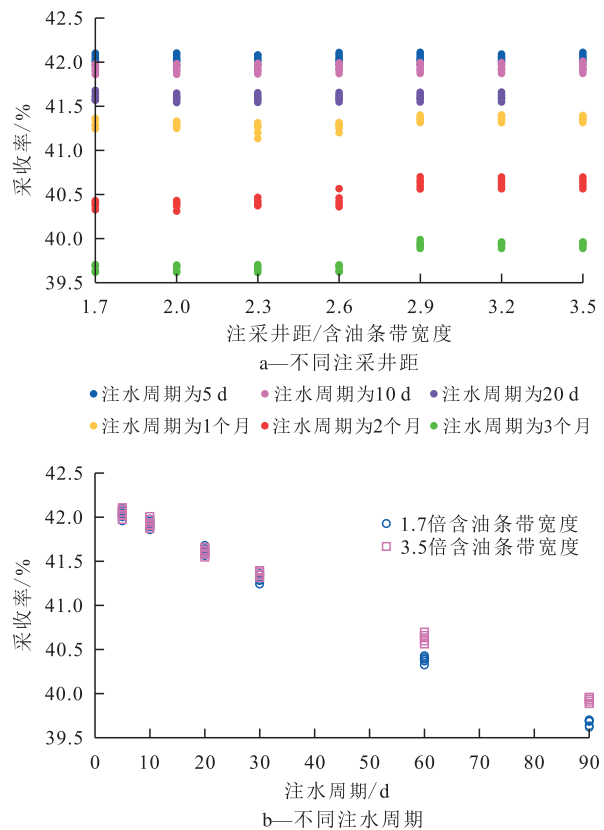


图9 非对称型周期注采条件下不同注采井距/含油条带宽度及注水周期与采收率的关系
Fig.9 Correlations among ratio of spacing between injection and production wells to width of oil-bearing strip, water injection period, and recovery under asymmetric injection and production conditions

加,采收率大致呈增长趋势。与对称型周期注采类似,在注采井距为2.6~2.9倍含油条带宽度区间有个台阶式增幅特征,也反映了注采井距的临界值位置,即2.9倍含油条带宽度处为最优距离,其后对开发效果的影响趋于平缓一致。且注水周期越长,台阶式增加幅度越明显,在注水周期为5,10和20 d时,台阶式增加幅度较小,但采收率较高,而在注水周期为1,2和3个月时,台阶式增加幅度较大,但采收率却较低,分析认为这种台阶式增加特征应是剩余油二次富集引起的。图9b显示随着注水周期延长,采收率线性降低,且在注水周期为1,2和3个月时,注采井距为3.5倍含油条带宽度与1.7倍的条件采收率差异不断加大,这种差异也与剩余油二次富集有关。因此,采取短注(5~10 d)长静置(3~6个月)方案,有利于剩余油二次富集且提高采收率。

4 实例应用

依据单层系边外注水开发策略,将垦71断块油藏旧方案中的边内小井距注水调整为边外注水,在构造低部位、边外整体部署注水井,同时在构造高部位、二次富集区域部署油井,以提高波及效率和加速剩余油二次富集。自2014年以来为控制自然递减,垦71断块油藏实施边外注水井10口,增加日注水量1800 m³/d以补充地层能量,调整油水分布以进行剩余油二次富集,并进一步扩大波及范围,提高水驱动用程度。2020年以来对东营组、馆陶组2个油层完成了单层系开发方案调整,部署新油井22口(其中水平井9口),新注水井2口,重新利用老井3口。图10为垦71断块Ng₄⁷油层单层系边外注水开发井网,包括5口注水井在边外实施注水。单层系边外注水开发方案实施后,新油井初期平均单井日产油量为7 t/d,平均含水率降至64.3%。通过在构造高部位部署单层系采油井网、在边外部署大井距注水井网,垦71断块油藏的油井开井数达94口,形成了较完善的单层系边外注水开发井网,日产油量提高至254 t/d,含水率控制在93.7%,采收率提高至31.53%,采油速率提高4.9%,自然递减率降至-10.8%。从垦71断块Ng₄⁷油层生产曲线(图11)可看出,该油层综合含水率控制在92%~93%,单井日产油量为46~50 t/d,注采比提高至1.01~1.04。因此,矿场应用表明,垦71断块油藏应用单层系边外注水开发方式,总体取得良好的开发效果。

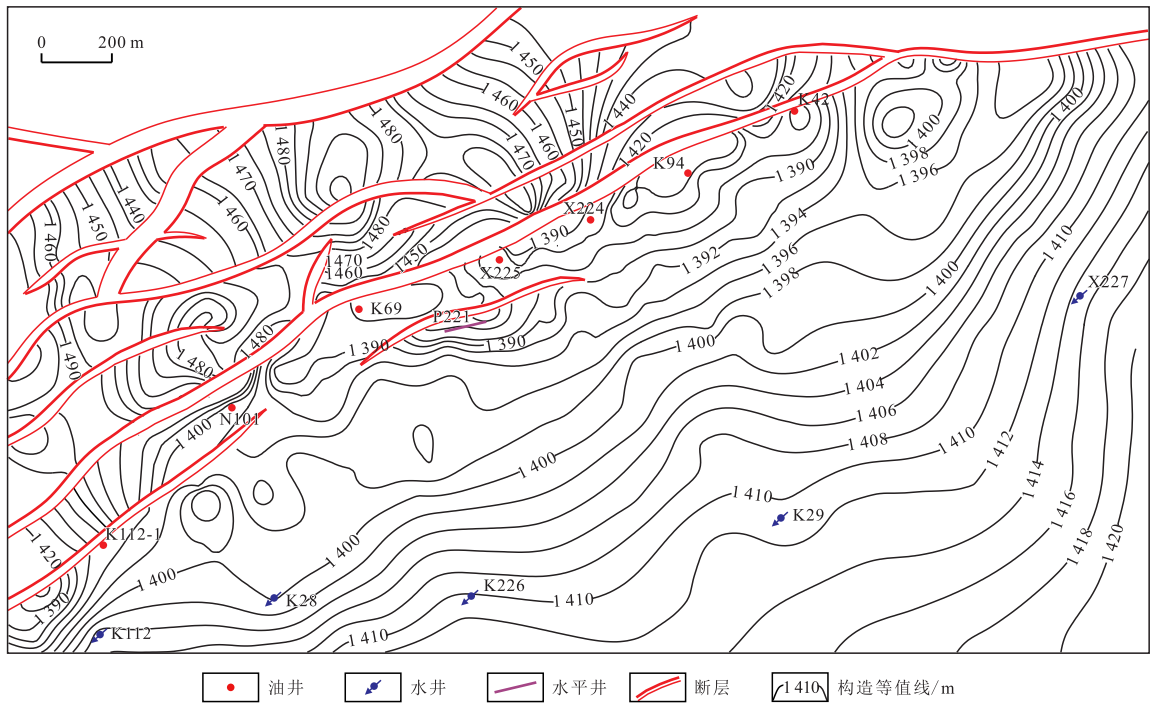


图10 垦71断块Ng₄⁷油层单层系边外注水开发井网

Fig.10 Well pattern of Ng₄⁷ reservoir in Ken71 fault block under single-layer outer edge waterflooding development

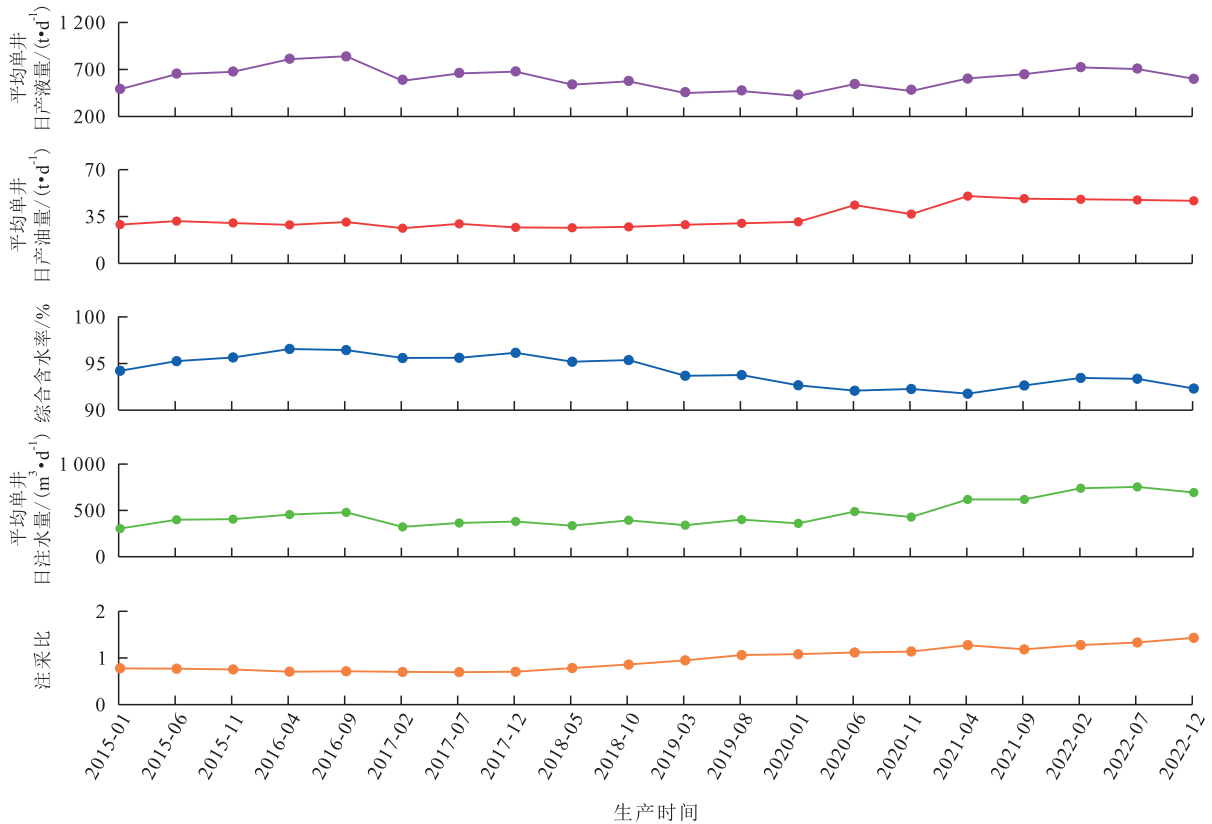


图11 垦71断块Ng₄⁷油层生产曲线

Fig.11 Production curves of Ng₄⁷ reservoir in Ken71 fault block

5 结论

针对复杂断块油田综合含水率高、地层能量不

足、剩余油分布复杂、井网适宜性差等问题,基于达西定律分别从采液端和注水端的油水受力分析,获得了单层系边外注水开发的合理注采液量和合理注采井距,明确了单层系边外注水开发的合理注水

压差、合理注水量、合理采液量是影响目标油层含油饱和度、含水饱和度的关键因素,对油层合理地层压力水平及剩余油二次富集起主要控制作用。应用五点法井网开展短注长静置的非对称型周期注采,加大注采井距至油水边界外围,得出注采井距以2.9倍含油条带宽度为临界值,建立单层系边外注水开发模式,有利于保持单层系的压力系统稳定,提高水驱波及效率。矿场应用表明,采用单层系边外注水井开发,垦71断块油藏日产量提高至254 t/d,含水率控制在93.7%,采收率提高至31.53%,采油速率提高4.9%,取得良好的开发效果。单层系边外注水开发模式,解决了高含水复杂断块油藏开发中剩余油分布分散、水驱波及效率低和井网适宜性差等难题,具有较好应用前景。

符号解释

A —— 面积, m^2 ;
 B_o —— 原油体积系数, 无量纲;
 B_w —— 可动水体积系数, 无量纲;
 f_o —— 单位体积孔隙中原油受到的浮力, N/m^3 ;
 f_w —— 单位体积孔隙中可动水受到的浮力, N/m^3 ;
 F_o —— 单位体积孔隙中原油所受浮力与重力之差, N/m^3 ;
 F_w —— 单位体积孔隙中可动水所受浮力与重力之差, N/m^3 ;
 g —— 重力加速度, m/s^2 ;
 G_o —— 单位体积孔隙中原油受到的重力, N ;
 G_w —— 单位体积孔隙中可动水受到的重力, N ;
 h —— 垂直方向, 无量纲;
 I_w —— 吸水指数, $m^3/(d \cdot MPa)$;
 J_L —— 采液指数, $m^3/(d \cdot MPa)$;
 K_{ro} —— 油相相对渗透率;
 K_{rw} —— 水相相对渗透率;
 K_L —— 地层方向渗透率, mD ;
 K_{roL} —— 地层方向油相相对渗透率;
 K_{rwL} —— 地层方向水相相对渗透率;
 K_{ropro} —— 采液端油相相对渗透率;
 K_{rwpro} —— 采液端水相相对渗透率;
 K_{rwinj} —— 注水端水相相对渗透率;
 n_t —— 油井数, 口;
 p_{inj} —— 注水井井底流压, MPa ;
 p_Q —— 注水井启动压力, MPa ;
 p_o —— 油井附近的地层压力, MPa ;
 p_w —— 水井附近的地层压力, MPa ;
 p_{wf} —— 油井井底流压, MPa ;
 p_f —— 油井启动压力, MPa ;
 Δp —— 注水井和油井附近的地层压力差, MPa ;

q_t —— 总体积流量, m^3 ;
 q_{oLpro} —— 采液端原油产量, m^3 ;
 q_{wLpro} —— 采液端可动水产量, m^3 ;
 q_{wLinj} —— 注水端注水量, m^3 ;
 Q_{injmax} —— 合理日注水量, m^3/d ;
 Q_{promax} —— 合理日产量, m^3/d ;
 R_{ip} —— 注采比, 无量纲;
 R_f —— 合理油水井比值, 无量纲;
 S_o —— 含油饱和度, 小数;
 S_{op} —— 单位体积孔隙中的原油驱替排开地层可动水的体积, m^3/m^3 ;
 S_T —— 合理注采井距, m ;
 S_w —— 含水饱和度, 小数;
 S_{wi} —— 束缚水饱和度, 小数;
 S_{wp} —— 单位体积孔隙中的地层可动水驱替排开原油的体积, m^3/m^3 ;
 v_{oL} —— 原油地层方向运移的渗流速度, m^3/s ;
 v_{wL} —— 可动水地层方向运移的渗流速度, m^3/s ;
 x —— 地层方向, 无量纲;
 θ —— 地层倾角, $(^\circ)$;
 μ_o —— 地面原油黏度, $mPa \cdot s$;
 μ_w —— 可动水黏度, $mPa \cdot s$;
 ρ_o —— 地面原油密度, g/cm^3 ;
 ρ_w —— 可动水密度, g/cm^3 。

参考文献

- [1] 韩大匡. 准确预测剩余油相对富集区提高油田注水采收率研究[J]. 石油学报, 2007, 28(2): 73-78.
HAN Dakuang. Precisely predicting abundant remaining oil and improving the secondary recovery of mature oilfields [J]. Acta Petroli Sinica, 2007, 28(2): 73-78.
- [2] 李菁. 大斜度井挖潜断层边部剩余油实践[J]. 长江大学学报: 自然科学版, 2017, 14(3): 40-42, 93.
LI Jing. Practice of tapping the potential of remaining oil on the edge of faulted zone in big-inclination wells [J]. Journal of Yangtze University: Natural Science Edition, 2017, 14(3): 40-42, 93.
- [3] 刘笑莹. 老油田改善开发效果及提高采收率技术研究[J]. 中国石油和化工标准与质量, 2020, 40(12): 25-26.
LIU Xiaoying. Study on improving development effect and enhancing oil recovery in old oilfields [J]. China Petroleum and Chemical Standard and Quality, 2020, 40(12): 25-26.
- [4] 乐平, 屈思敏, 李丰辉, 等. 高孔高渗高含水稠油油藏剩余油分布特征及动用的主控因素[J]. 非常规油气, 2023, 10(2): 33-42.
YUE Ping, QU Simin, LI Fenghui, et al. Remaining oil distribution characteristics and main controlling factors for use in high porosity, high permeability and high water cut heavy oil reservoirs [J]. Unconventional Oil & Gas, 2023, 10(2): 33-42.
- [5] 周海燕, 张运来, 梁潇, 等. 考虑多因素的多层合采产量模式研究[J]. 油气藏评价与开发, 2022, 12(6): 945-950.

- ZHOU Haiyan, ZHANG Yunlai, LIANG Xiao, et al. Liquid production splitting of multi-layer mining considering multiple factors [J]. *Petroleum Reservoir Evaluation and Development*, 2022, 12(6): 945-950.
- [6] 张磊, 贾兰, 张道连. 强边水小断块油藏聚驱后期开发技术对策研究[J]. *油气藏评价与开发*, 2020, 10(6): 72-77.
- ZHANG Lei, JIA Lan, ZHANG Daolian. Developing technical countermeasures in the late stage of polymer flooding in small fault block reservoirs with strong edge water [J]. *Petroleum Reservoir Evaluation and Development*, 2020, 10(6): 72-77.
- [7] 曾庆桥, 张亮, 刘萍, 等. 基于井间连通性的致密油藏注水井动态裂缝研究[J]. *断块油气田*, 2022, 29(3): 383-389.
- ZENG Qingqiao, ZHANG Liang, LIU Ping, et al. Study on dynamic fracture of injection well based on inter-well connectivity in tight oil reservoir [J]. *Fault-Block Oil & Gas Field*, 2022, 29(3): 383-389.
- [8] 王东, 王良杰, 张凤辉, 等. 渤海油田分层注水技术研究现状及发展方向[J]. *中国海上油气*, 2022, 34(2): 125-137.
- WANG Dong, WANG Liangjie, ZHANG Fenghui, et al. Research status and development direction of separated layer water injection technology in Bohai oilfield [J]. *China Offshore Oil and Gas*, 2022, 34(2): 125-137.
- [9] 成晓君. 特高含水期基于渗流阻力的注水层段重组及配注界限确定方法[J]. *大庆石油地质与开发*, 2022, 41(6): 74-79.
- CHENG Xiaojun. Recombination of water injection interval and determination of injection allocation boundary based on flow resistance in ultra-high water cut stage [J]. *Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing*, 2022, 41(6): 74-79.
- [10] 邸士莹, 程时清, 代力, 等. 致密油藏水平井注水吞吐效果评价方法[J]. *特种油气藏*, 2022, 29(2): 91-97.
- DI Shiyang, CHENG Shiqing, DAI Li, et al. Evaluation method of water-flood stimulation effect of horizontal wells in tight oil reservoirs [J]. *Special Oil & Gas Reservoirs*, 2022, 29(2): 91-97.
- [11] 李祯, 郭奇, 庄天琳, 等. 高含水期油藏油井开发效果评价[J]. *油气地质与采收率*, 2022, 29(2): 85-93.
- LI Zhen, GUO Qi, ZHUANG Tianlin, et al. Evaluation method of producer development effect in high water-cut reservoirs [J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2022, 29(2): 85-93.
- [12] 姚秀田, 苏鑫坤, 郑昕, 等. 特高含水期油藏井网调整开发效果三维物理模拟实验研究[J]. *油气地质与采收率*, 2023, 30(1): 139-145.
- YAO Xiutian, SU Xinkun, ZHENG Xin, et al. 3D physical simulation experiments of development effects after well pattern adjustment in extra-high water cut reservoirs [J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2023, 30(1): 139-145.
- [13] 张戈, 王端平, 孙国, 等. 复杂断块油藏人工边水驱影响因素敏感性[J]. *油气地质与采收率*, 2015, 22(2): 103-106, 111.
- ZHANG Ge, WANG Duanping, SUN Guo, et al. Sensibility study on influencing factors of artificial edge water flooding in complex fault-block reservoir [J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2015, 22(2): 103-106, 111.
- [14] 张戈. 复杂断块油藏人工边水驱提高采收率机理分析[J]. *断块油气田*, 2014, 21(4): 476-479.
- ZHANG Ge. Analysis on IOR mechanism of artificial edge water flooding in complex fault-block reservoir [J]. *Fault-Block Oil & Gas Field*, 2014, 21(4): 476-479.
- [15] 孙淑云, 曾晚丽, 周丽君, 等. 垦西垦71断块特高含水期产能挖潜方向[J]. *国外油田工程*, 2004, 20(8): 40-41, 43.
- SUN Shuyun, ZENG Wanli, ZHOU Lijun, et al. Production potential tapping direction in Kenxi Ken71 fault block during extra high water cut period [J]. *Foreign Oilfield Engineering*, 2004, 20(8): 40-41, 43.
- [16] 陈雨茂, 邓文秀, 滕彬彬. 曲流河点坝内部构型精细解剖——以垦西油田垦71断块馆陶组为例[J]. *油气地质与采收率*, 2011, 18(4): 25-27.
- CHEN Yumao, DENG Wenxiu, TENG Binbin. Internal detailed description on bar sand of meandering river based on multiscale data-case study of Guantao formation, Ken71 fault block, Kenxi oilfield [J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2011, 18(4): 25-27.
- [17] 张本华. 曲流河储层构型中废弃河道的识别及其分布模式——以孤岛油田馆上段为例[J]. *油气地质与采收率*, 2013, 20(3): 18-21, 25.
- ZHANG Benhua. Discussion on abandoned channels recognition and distribution models on meandering river reservoir architecture research-case study of upper member of Guantao formation in Gudao oilfield [J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2013, 20(3): 18-21, 25.
- [18] 王可君. 深层特稠油油藏HDCS开发技术政策界限[J]. *特种油气藏*, 2013, 20(6): 93-95.
- WANG Kejun. Technical limits of HDCS for developing deep extra-heavy oil reservoirs [J]. *Special Oil & Gas Reservoirs*, 2013, 20(6): 93-95.
- [19] 杨勇, 胡罡, 田选华. 水驱油藏剩余油再富集成藏机理[J]. *油气地质与采收率*, 2015, 22(4): 79-86.
- YANG Yong, HU Gang, TIAN Xuanhua. Reservoir forming mechanism of remaining oil re-enrichment in water flooding reservoir [J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2015, 22(4): 79-86.
- [20] 田选华, 陆正元, 胡罡, 等. 水驱油田合理注采压力系统[J]. *石油与天然气地质*, 2015, 36(1): 142-147, 153.
- TIAN Xuanhua, LU Zhengyuan, HU Gang, et al. Rational injection-production pressure system in water-drive oilfields [J]. *Oil & Gas Geology*, 2015, 36(1): 142-147, 153.
- [21] HU G, TIAN X, LIU Q, et al. Quick assessment to ascertain technical rational well spacing density in artificial water flooding oilfield [J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2021, 196: 108087.
- [22] 胡罡, 田选华, 刘全稳, 等. 胜利断块油藏细分注水技术界限研究[J]. *数学的实践与认识*, 2017, 47(3): 102-113.
- HU Gang, TIAN Xuanhua, LIU Quanwen, et al. Study on technology policy limitation of subdivision water injection in complex fault block reservoirs of Shengli Oil Field [J]. *Mathematics in Practice and Theory*, 2017, 47(3): 102-113.