

文章编号:1009-9603(2021)06-0046-08

DOI:10.13673/j.cnki.cn37-1359/te.2021.06.006

中高渗透边水稠油油藏产液能力论证与应用

杜殿发^{1,2},张雪^{1,2},束青林³,王继强⁴,崔文福⁴,官敬涛⁴,白海涛⁴

(1.非常规油气开发教育部重点实验室,山东青岛266580; 2.中国石油大学(华东)石油工程学院,山东青岛266580;
3.中国石化胜利油田分公司,山东东营257001; 4.中国石化胜利油田分公司孤东采油厂,山东东营257237)

摘要:针对孤东油田某边水稠油油藏大幅度提液后综合含水率不增反降的现象,开展了中高渗透边水稠油油藏开发后期产液能力研究。基于渗流力学理论,利用流管法、物质平衡法等推导了边水稠油油藏油水两相渗流产能方程,分析了影响开发效果的主要因素;同时以垦东18-32区块的地质条件为基础建立概念模型,利用数值模拟技术研究了油藏开发后期产液能力适应条件及合理工作制度,形成了一套适用于边水稠油油藏产液能力的评价方法。结果表明:储层厚度、提液井到油水边界距离、井距和提液参数等是影响产液能力的关键因素。在目标区块进行矿场应用的11口井总增油量为 2.47×10^4 t,平均含水率增加0.2%,产出投入比达到3.5:1。

关键词:流管法;数值模拟;产液能力;特高含水后期;稠油油藏

中图分类号:TE345

文献标识码:A

Demonstration and application of liquid-producing capacity in medium-high permeability heavy oil reservoirs with edge water

DU Dianfa^{1,2}, ZHANG Xue^{1,2}, SHU Qinglin³, WANG Jiqiang⁴, CUI Wenfu⁴, GUAN Jingtao⁴, BAI Haitao⁴

(1. Key Laboratory of Unconventional Oil and Gas Development, Ministry of Education, Qingdao City, Shandong Province, 266580, China; 2. School of Petroleum Engineering, China University of Petroleum (East China), Qingdao City, Shandong Province, 266580, China; 3. Shengli Oilfield Company, SINOPEC, Dongying City, Shandong Province, 257001, China; 4. Gudong Oil Production Plant, Shengli Oilfield Company, SINOPEC, Dongying City, Shandong Province, 257237, China)

Abstract: The comprehensive water cut of heavy oil reservoirs with edge water in Gudong Oilfield does not increase but decreases after significant liquid-producing capacity enhancement. With regard to this problem, a study was carried out on the liquid-producing capacity of the middle-high permeability heavy oil reservoirs with the edge water in the late stage of reservoir development. In light of the mechanics of fluid flow through a porous medium, a flow tube method and a material balance method were used to derive the deliverability equation of oil-water two-phase flow in the heavy oil reservoirs with the edge water, and the main factors affecting the development results were analyzed. At the same time, a conceptual model was constructed on the basis of the geological conditions of Kendong Block 18-32, and numerical simulation was employed to study the adaptive conditions and reasonable working system for liquid-producing capacity in the late stage of reservoir development. As a result, a set of evaluation methods suitable for the liquid-producing capacity of heavy oil reservoirs with the edge water were formed. The results demonstrate that reservoir thickness, the distance from the liquid-producing capacity enhancement well to the oil-water boundary, well spacing, and liquid-producing capacity enhancement parameters are the key factors affecting liquid-producing capacity. Field application indicates that the total oil production of 11 wells in the objective block increases by 2.47×10^4 t; and the average water cut grows by 0.2%; further the output-to-input ratio reaches 3.5:1.

Key words: flow tube method; numerical simulation; liquid-producing capacity; late ultra-high water cut stage; heavy oil reservoirs

收稿日期:2021-04-27。

作者简介:杜殿发(1972—),男,河北沧县人,教授,博士,从事油气田开发工程的教学与研究工作。E-mail:dudf@upc.edu.cn。

基金项目:国家科技重大专项“特高含水后期整装油田延长经济寿命期开发技术”(2016ZX05011-001)。

中高渗透边水普通稠油油藏(简称边水稠油油藏)进入特高含水后期,随着边水水侵的加剧,水淹面积会进一步增加,含水率控制难度加大,部分井需增大生产压差,提高单井产液量才能保持稳产^[1-3]。李建国证明了提液增油是水驱油藏开发中后期保持稳产和提高采收率的有效手段^[4];柳东探讨了砂岩油藏高含水期提液时机的确定方法,最大限度解决了高含水后期层间矛盾问题^[5];曹帅元对边底水块状油藏的提液时机、幅度及增油规律展开研究^[6]。上述研究大多数只是通过控制产液能力影响因素中某些单一变量进行敏感性分析,提出相应的提液治理对策与优化方案,但各影响因素之间可能会存在交互作用,采用单个因素的逐项试验设计无法体现因素之间对产液能力的共同影响,因此有必要对影响产液能力的多因素进行系统研究,形成一套完整的边水稠油油藏产液能力评价模板。为此,笔者基于渗流力学理论,利用流管法、物质平衡法等推导了边水稠油油藏的油水两相渗流产能方程,分析了影响产液能力的主要因素,并以垦东18-32区块地质条件为基础建立概念模型,考虑了储层厚度、井距、提液井到油水边界距离和提液参数等影响因素,结合枚举法数学思想设计了4 000余套方案,多角度分析了边水稠油油藏产液能力机理及渗流规律,为同类型油藏开发后期提液调整提供理论及借鉴意义。

1 产能方程的建立及产液机理分析

1.1 产能方程的建立

边水稠油油藏排状井网中设置6口生产井,由于该稠油油藏典型特征是存在较为活跃的边水,其渗流规律与油水边界外侧虚拟1口注水井I形成的一注一采渗流规律相似^[7-10](图1a)。模型基本假设条件为:①刚性多孔介质,流体不可压缩。②非活塞性驱替,油相流动为考虑启动压力梯度的非达西渗流,水相流动符合达西渗流公式。③定压注采。④不考虑重力和毛管压力的影响。

由图1a可知,以提液井 P_5 和虚拟注水井I所在的直线可将流场分为上、下对称的2个区域,由于概念模型中对称区域内的参数设置一致,所以仅研究上方区域即可。将油水边界内侧的井网划分成①,②,③和④共4个区域,由流线演变趋势可以看出,角井 P_1 主要产液量来源于区域④,边井 P_4 主要产液量来源于区域③, P_5 井主要产液量来源于区域②及

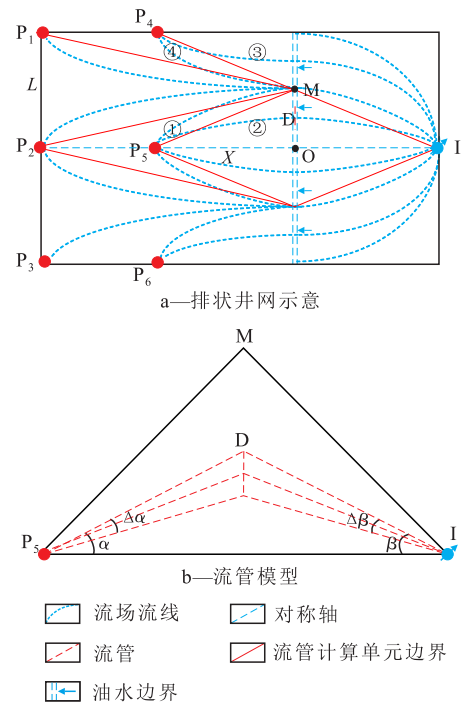


图1 边水稠油油藏概念示意
Fig.1 Conceptual diagram of heavy oil reservoirs with edge water

其对称区域,边井 P_2 主要产液量来源于区域①及其对称区域。在边水稠油油藏正对式排状井网中,仅对靠近油水边界的提液井 P_5 进行大幅度提液,因此研究三角形渗流单元为注采单元 $\triangle MIP_5$ 。

基于流管法和油水两相非达西渗流理论,以三角形渗流单元 $\triangle MIP_5$ 为例,对于任意一个三角形渗流单元均可剖分为 n 根流管(图1b),任意一条流管由线 L_1 和 L_2 组成,每根流管存在一个拐点D, $\angle DP_5I$ 为 α , $\angle DIP_5$ 为 β ,流管中生产井、注水井角度增量分别为 $\Delta\alpha$, $\Delta\beta$,由几何关系可知,从生产井 P_5 到拐点D之间任意一条流管的长度 L_1 的表达式为:

$$L_1 = \frac{d \sin \beta}{\sin(\alpha + \beta)} \quad (1)$$

从注水井I到拐点D之间任意一条流管的长度 L_2 的表达式为:

$$L_2 = \frac{d \sin \alpha}{\sin(\alpha + \beta)} \quad (2)$$

在流管上任意点 ξ 处截面积 $A(\xi)$ 的表达式为:

$$A(\xi) = \begin{cases} 2h\xi \tan \frac{\Delta\alpha}{2} & r_w < \xi < L_1 \\ 2h\xi \tan \frac{\Delta\beta}{2} & r_w < \xi < L_2 \end{cases} \quad (3)$$

此时根据边水稠油油藏渗流示意(图1a)可知:

$$\alpha = \arctan \frac{L}{2X} \quad (4)$$

$$\beta = \arctan \frac{L}{2(d-X)} \quad (5)$$

$$d = 2X \quad (6)$$

$$\frac{\alpha}{\beta} = \frac{\Delta\alpha}{\Delta\beta} = 1 \quad (7)$$

从提液井P₅、注水井I分别到拐点D之间任意一条流管截面积的方程式为:

$$A_1(\xi) = A_2(\xi) = 2h\xi \tan \frac{\Delta\alpha}{2} \quad r_w < \xi < L_1 \quad (8)$$

室内实验表明,在考虑边水稠油油藏存在启动压力梯度条件下的油相流量表达式^[11-12]为:

$$q_o = -\frac{KK_{ro}}{\mu_o} A(\xi) \left(\frac{dp}{d\xi} - G \right) \quad (9)$$

其中:

$$G = 1.398 \left(\frac{K}{\mu_o} \right)^{-1.1874} \quad (10)$$

水相流量为:

$$q_w = -\frac{KK_{rw}}{\mu_w} A(\xi) \frac{dp}{d\xi} \quad (11)$$

将一系列流管微元内的各产油量叠加即可得到提液井总产油量,沿流管积分得任一条流管微元油相流量表达式为:

$$\Delta q_o = -\frac{KK_{ro}}{\mu_o} \times \frac{(dp - GL)}{\int_L A(\xi) d\xi} = \frac{KK_{ro}(S_{we})}{\mu_o} \left[dp - G \frac{d\sin\beta}{\sin(\alpha + \beta)} \right] \frac{1}{\int_{r_w}^{\frac{d\sin\beta}{\sin(\alpha + \beta)}} \frac{1}{2h\xi \tan \frac{\Delta\alpha}{2}} d\xi} \quad (12)$$

通过对提液井P₅角度增量取极限可得到提液井P₅在区域②内的油相流量表达式为:

$$q_o = \int_0^\alpha \frac{KK_{ro}(S_{we})h \left[dp - G \frac{d\sin\beta}{\sin(\alpha + \beta)} \right]}{\mu_o \ln \frac{d\sin\beta}{r_w \sin(\alpha + \beta)}} d\alpha \quad (13)$$

同理可推导出该边水正对排状井网中提液井P₅在区域②内的水相流量表达式为:

$$q_w = \int_0^\alpha \frac{KK_{rw}(S_{we})h dp}{\mu_w \ln \frac{d\sin\beta}{r_w \sin(\alpha + \beta)}} d\alpha \quad (14)$$

所以,在典型的非活塞式水驱油过程中,流体总流量为:

$$q = \int_0^\alpha \frac{KK_{ro}(S_{we})h \left[dp - G \frac{d\sin\beta}{\sin(\alpha + \beta)} \right]}{\mu_o \ln \frac{d\sin\beta}{r_w \sin(\alpha + \beta)}} + \frac{KK_{rw}(S_{we})h dp}{\mu_w \ln \frac{d\sin\beta}{r_w \sin(\alpha + \beta)}} d\alpha \quad (15)$$

由于正对排状井网中,提液井P₅的产能效果主要受区域②及其对称区域控制。同时,根据物质平衡基本原理,取任意相邻2个时间点并且其时间步长足够小,认为此时间段内产量是定值,则对于前后2个相邻时间步的平均地层含水饱和度之间满足的关系式为:

$$\bar{S}_w^{t+1} = \bar{S}_w^t + \frac{2q_o t}{LXh\phi} \quad (16)$$

结合陈元千^[13]、宋兆杰等^[14]研究成果得出,该数学概念模型中平均地层含水饱和度与出口端含水饱和度的关系式为:

$$\bar{S}_w = S_{we} + \frac{1}{3}(1 - S_{or}) \quad (17)$$

根据(16)式和(17)式,最终推导出相邻2个时刻出口端含水饱和度的关系式为:

$$S_{we}^{t+1} = S_{we}^t + \frac{2q_o t}{LXh\phi} \quad (18)$$

1.2 产液机理分析

基于非活塞式水驱油过程中油水两相渗流产能方程的推导结果,以时间单元为步长,设原油黏度为2500 mPa·s,储层厚度分别为3,5,8,10和15 m,井距分别为100,150,200和250 m,提液井到油水边界距离分别为100,200,300,400和500 m,启动压力梯度为0.1919 MPa/m,初始含水饱和度为0.3。通过迭代算法对提液生产区域的平均含水饱和度进行计算,得到相应时刻的出口端含水饱和度,最终确定不同储层厚度、井距和提液井到油水边界距离对产液能力影响规律(图2)。

研究表明边水稠油油藏的产液机理主要是:①由图2a可以看出,随着储层厚度的增加,累积产油量呈增加趋势,同时由于油藏开发效果评价理论计算公式推导过程中未考虑重力作用,所以储层厚度对采出程度及含水率的影响无法体现出来。②由图2b可以看出,随着井距的增加,单井控制储量将大幅度增加,累积产油量呈上升趋势,采出程度呈下降趋势,主要是由于井距过大造成开发井网对储量控制程度不足,导致油藏开发单元的最终采收率降低,经济效益变差。③由图2c可以看出,累积产

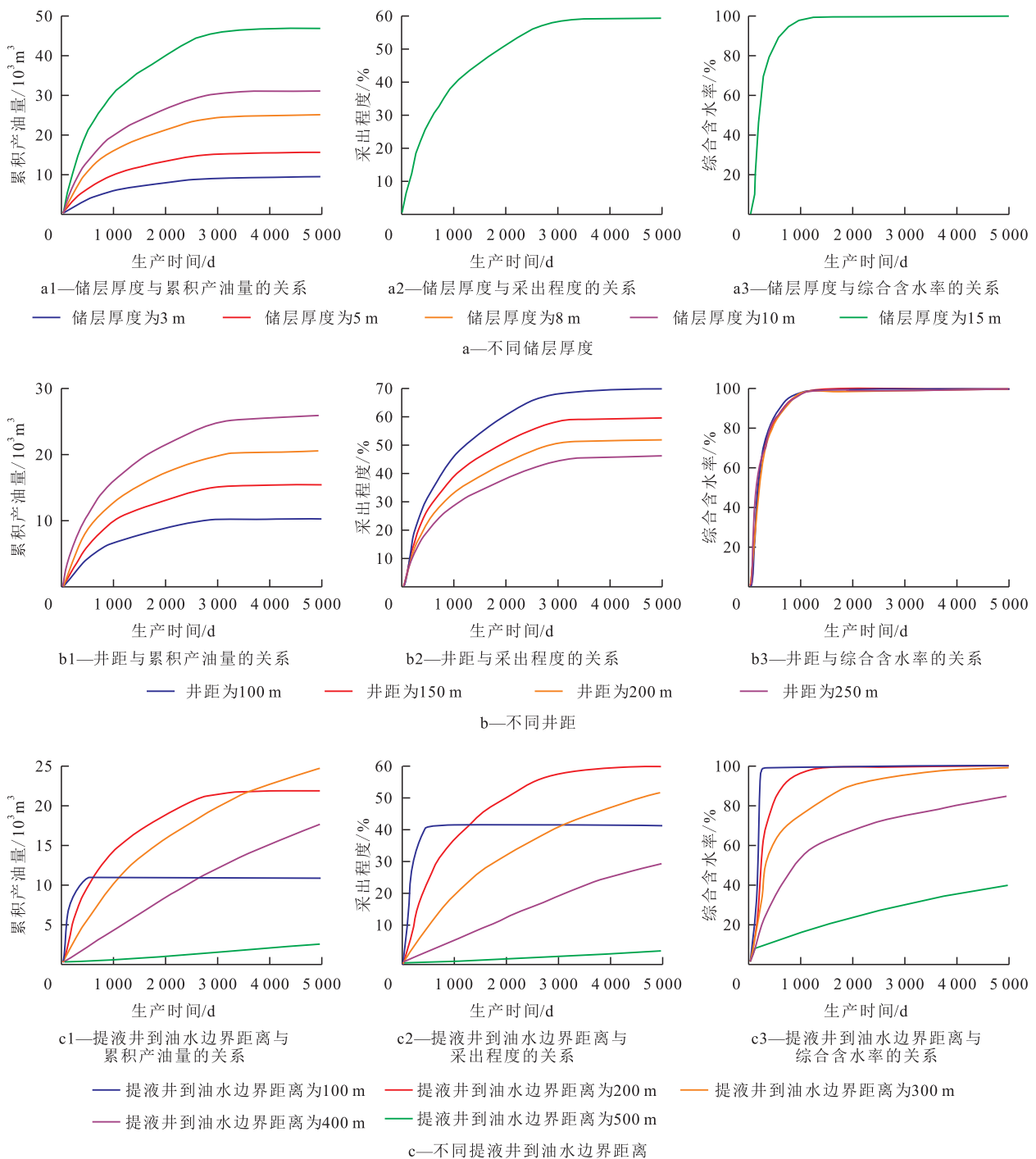


图2 不同储层厚度、井距和提液井到油水边界距离对产液能力影响

Fig.2 Effect of different reservoir thickness, well spacings and distances from liquid-producing capacity enhancement well to oil-water boundary on liquid-producing capacity

油量和采出程度随着提液井到油水边界距离的增加,呈现出先增加后降低的趋势,此时提液井到油水边界最佳距离为200 m,这是由于边水的存在虽可导致含水率上升,但同时也为地层开采提供天然能量,减缓井底流压下降速度,当提液井到油水边界的距离过短时,边水易沿着底部突进形成优势通道,从而导致提液井严重水淹,而距离过大又会造

成提液井能量供给不足,在一定程度上影响开发效果。

2 产液评价数值模拟

为进一步明确特高含水期提液井区的开发规律以及储层厚度、井距、提液井到油水边界距离、提

液参数等因素之间的交互作用对边水稠油油藏产液能力的影响^[15-16],在上述油水两相渗流力学理论研究基础上,以垦东18-32区块地质条件为依据建立一系列概念模型,运用Eclipse数值模拟软件设计4000余次实验。结合大量数值模拟实验数据,通过对边水稠油油藏剩余油动用状况及开采参数调整效果的分析,明确提液前后地层流体渗流变化规律,确定边水稠油油藏开发后期提液井优选条件及适应性。其中,设地层倾角为3°,平均孔隙度为35.7%,平均渗透率为1500 mD,地面平均原油黏度为2500 mPa·s,地层压力为10.7 MPa,且伴有少量溶解气,按照极限含水率为99.5%进行计算。

2.1 地质条件

结合研究区块地质开发特征,确定影响提液效果的地质条件主要是储层厚度、提液井到油水边界距离、井距等,运用数值模拟软件分别对不同储层厚度、提液井到油水边界距离、井距进行数值模拟研究,当综合含水率为90%时进行提液生产,达到极限含水率为99.5%时停止生产。在井距为150 m条件下,储层厚度分别为3,5,8,10和15 m时所对应的提液井到油水边界最佳距离分别为500,400,300,200和100 m;在井距为200 m条件下,储层厚度分别为3,5,8,10和15 m时所对应的提液井到油水边界最佳距离分别为500,400,300,200和200 m(图3)。也就是说提液井到油水边界最佳距离随着储层厚度的增加逐渐减小,即每条曲线上的峰值会随储层厚度的增加逐渐向坐标轴左侧移动。

通过对储层剩余油动用状况流场演变特征的分析,发现地层流体在提液前后渗流规律主要为:
 ①随着储层厚度的增加,在重力分异作用下,边水易沿储层底部的水相渗流优势通道向前突进,井筒附近底水锥进现象严重,造成提液井过早水淹。
 ②对位于油水边界附近的提液井实施大泵提液,可大幅度增加提液井的产油、产液能力。
 ③通过对井网抽稀、加密等调整,可以改变现有的流场方向,增加平面水驱油动用面积,同时也需考虑井间干扰对产液效果的影响。

为了有效地减缓油井的含水率上升速度,明确有效提液控水稳油技术特征,根据模拟计算结果,结合矿场工艺界限,绘制不同地质条件的最佳提液井距优选模板(图4),可以看出,合理井距的取值是由提液井到油水边界距离和储层厚度2个因素共同制约、共同影响的,且随着储层厚度的增加逐渐减小,随提液井到油水边界距离的增加逐渐增大。当已开发的老区进行井网优化调整时,可以根据储层

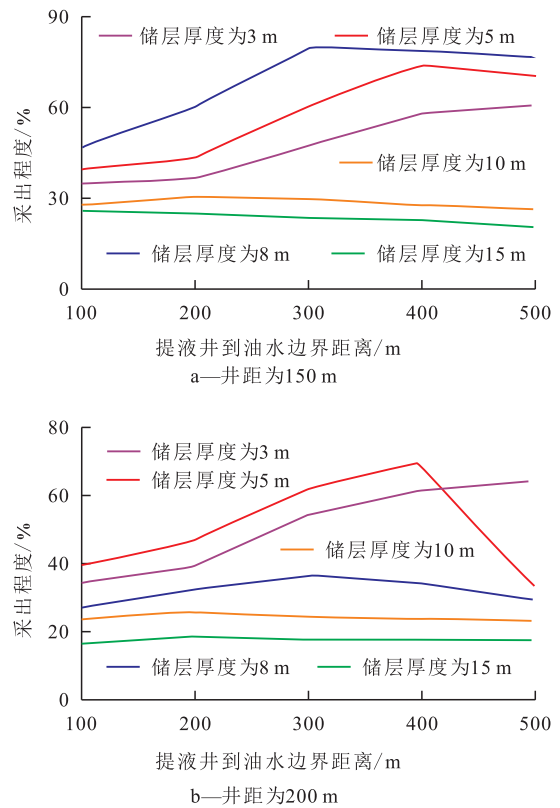


图3 不同储层厚度条件下采出程度与提液井位置关系曲线

Fig.3 Relationship curve between recovery and liquid-producing capacity enhancement well location with different reservoir thicknesses

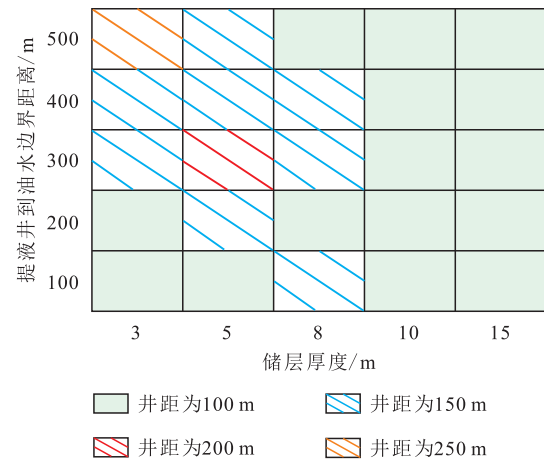


图4 不同地质条件下最佳提液井距优选模板

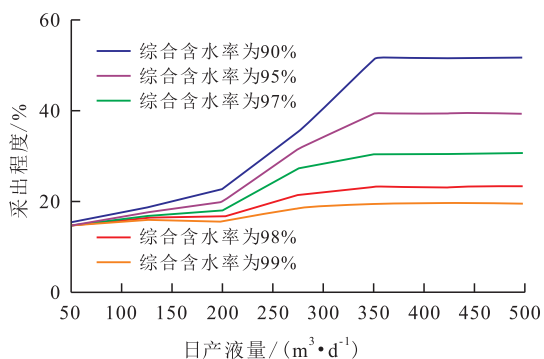
Fig.4 Optimal template for liquid-producing capacity enhancement well spacings under different geological conditions

物性、边水能量的强度判断合理井距,通过井距调整改变井网中流体的固定渗流方向,不仅可以有效地减少油田开发投资及采油成本,而且能够最大限度地控制含水率上升速度,提高低速低效油田的水驱开发效果。

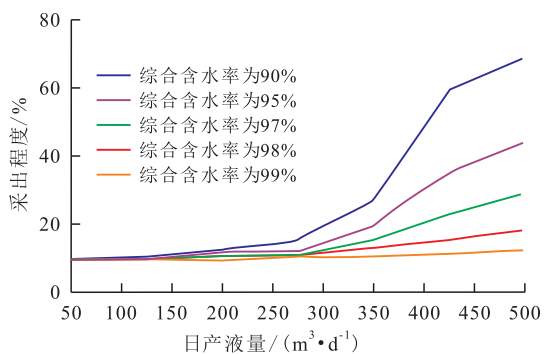
2.2 提液参数

合理的提液时机是影响提液效果的重要因素

之一,利用模型模拟储层厚度为5 m、提液井到油水边界距离为100 m和储层厚度为8 m、提液井到油水边界距离为200 m时不同提液时机(综合含水率分别达到90%,95%,97%,98%和99%时对开发效果的影响)与采出程度的关系(图5)。研究发现,当边水稠油油藏进入特高含水后期时,提液井提液时机越早开发效果越好。分析其原因可知,提液较早可打破在原有较低水驱油速度下的注入水的稳定推进状态,大幅度增加储层动用程度;而提液时机较晚时,大部分注入水以较高驱油速度沿着已形成的



a—储层厚度为5 m, 提液井到油水边界距离为100 m



b—储层厚度为8 m, 提液井到油水边界距离为200 m

图5 提液时机(综合含水率)与采出程度的关系

Fig.5 Relationship between timing of liquid-producing capacity enhancement (comprehensive water cut) and recovery

通过对提液速度的渗流变化规律研究可知,不同储层厚度、井距条件下均存在一个极限提液值,当提液速度超越这个临界点时,高速注入水沿着高渗透带窜流和突进,易引起边水突破过早、含水率上升速率过快的现象,降低了油藏的无水采油期;当提液速度过小时,虽可以有效延缓边水推进速度,但满足不了油田实现高效、高速开发的要求。因此为了保证油田在高效开发的同时,也能稳步控制单井含水率上升速度,利用数值模拟软件对提液井日产液量分别为50,100,150,200,300,400和

500 m³/d进行模拟,研究提液井区的开发规律及合理提液速度。经过数据的统计与处理,最终得到不同储层厚度下合理日产液量与井距的变化关系(图6)。

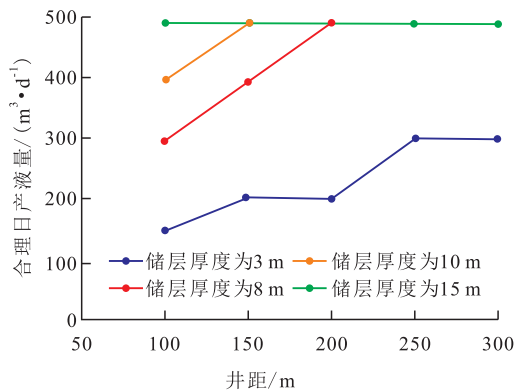


图6 合理日产液量与井距的关系

Fig.6 Relationship between reasonable liquid-producing capacity and well spacing

对实验结果进行分析处理后发现,同一储层厚度下的合理日产液量随井距存在小幅度的波动,因此结合实际现场技术、生产工艺、井管柱和泵的限制,提出了不同井距下日产液量与储层厚度的预测关系式,同时制定出相应的参考合理采液强度,即每米储层厚度的合理日产液量(表1)。

表1 不同井距下日产液量与储层厚度的关系
Table1 Relationship between daily liquid-producing capacity and reservoir thickness with different well spacings

井距/m	合理日产液量与储层厚度预测关系式	参考合理采液强度/(t·d ⁻¹ ·m ⁻¹)
100	$Q=210.12\ln h-179.76$	28.2
150	$Q=250.94\ln h-154.81$	46.0
200	$Q=287.01\ln h-178.01$	55.78
250	$Q=100h$	100
300	$Q=100h$	100

3 现场应用

垦东18-32区块位于新滩油田的中西部,地处垦东凸起之上,四面与凹陷相邻,发育构造-岩性层状稠油油藏,埋藏深度为1 020~1 110 m,区块含油面积为9.8 km²,石油地质储量为2 018.76×10⁴ t,主要含油层系为馆上段5和6砂层组,含油层系的顶、底均为块状砂岩夹薄层泥岩。通过区块的岩心和测井资料,得到该储层孔隙度为33.6%~35.6%,渗透率为1 598~3 348 mD,平均孔隙度为35.17%,平均渗透率为1 816 mD,属于典型的高孔高渗透储

层。

分析垦东18-32区块近几年的油层水淹监测、油层动用程度和动态监测资料可以看出,虽然该开发单元探明储量、可采储量和剩余储量均较大,但随着内部区块压力亏空的加大,边底水将在压差作用下沿着高渗透带或大孔道不断向生产井井底运移,最终造成边底水的水侵,水淹井区含水率急剧上升,目前部分生产井综合含水率已高达98.6%。从开发单元平面上看,长期流线较为固定,无效水循环严重,即便在井网控制程度较高的生产单元,仍存在大范围的死油区。纵向上储量动用不均衡,主力层采出程度相对较高,次要层相对较低,动用较差。同时,边部油井含水率上升速度明显高于内部油井,而内部油井含水率变化趋势基本稳定,此时可通过放大生产压差、提高油井开采速度的增产措施改善含水率上升造成的产量递减情况。结合边水稠油油藏提液前后地层流体渗流变化规律及开发后期提液政策界限,编制了合理的产液调整方案,综合调整思路为:对拟提液井从井网调整、提液时机、提液量等方面进行优化。平面上在剩余油相对富集区域通过井网调整,对边水能量供应充足的生产井实施有效提液;纵向上以扩大纵向波及系数为目的,增加低渗透层动用程度,提高水驱油效率。

结合上述对垦东18-32区块地质与开发情况的分析,选择剩余油相对富集、井况良好、储层厚度适宜的垦东33-3、垦东29-19等11口生产井开展合理提液生产参数设计,并最终确定为提液措施目标井。实施前11口生产井的平均单井日产液量为78.8 t/d,平均单井日产油量为1.6 t/d,平均含水率为97.1%;实施后,平均单井日产液量增加为321.7 t/d,平均单井日产油量为7.6 t/d,含水率为97.3%。优化后的产液策略使平均单井日产油量上升了6.0 t/d,累积增油量为 2.47×10^4 t,产出投入比达到3.5:1,取得了较好的增油效果。

4 结论

通过考虑启动压力梯度的非达西渗流理论、流管法和物质平衡法,建立了边水稠油油藏油水两相渗流产能方程,确定了单井产液量与含水饱和度变化之间的内在联系。基于典型边水稠油油藏垦东18-32区块的地质条件与生产动态资料,结合枚举算法数学思想模拟4 000余套数值模型,对影响提液开发效果的多因素进行系统研究,解决了多数学

者仅对单一因素进行生产效果敏感性分析,而忽略各影响因素之间存在相互制约、协同作用于开发效果的问题,确定了边水稠油油藏开发后期提液井优选条件及适应性提液筛选条件。在实际开发过程中,有效提液要根据边水稠油油藏不同的产液特征和增油规律,来确定提液时机和幅度等提液参数,同时根据具体油藏特征进行合理优化调整。

符号解释

- $A(\xi)$ ——流管上任意点 ξ 处截面积, m^2 ;
 $A_1(\xi)$ ——生产井 P_s 到拐点D之间任意一条流管截面积, m^2 ;
 $A_2(\xi)$ ——注水井I到拐点D之间任意一条流管截面积, m^2 ;
 d ——虚拟注采井距, m ;
 G ——启动压力梯度, 10^{-1} MPa/m;
 h ——储层厚度, m ;
 K ——绝对渗透率, mD ;
 K_m ——油相相对渗透率;
 K_{rw} ——水相相对渗透率;
 L ——井距, m ;
 L_1 ——生产井 P_s 到拐点D之间任意一条流管的长度, m ;
 L_2 ——注水井I到拐点D之间任意一条流管的长度, m ;
 n ——任意一个三角形渗流单元被剖分的流管数, 根;
 p ——生产压差, 10^{-1} MPa;
 q ——流体总流量, m^3/s ;
 q_o ——油相流量, m^3/s ;
 Δq_o ——任一条流管微元油相流量, m^3/s ;
 q_w ——水相流量, m^3/s ;
 Q ——合理日产液量, t/d ;
 r_w ——井筒半径, m ;
 S_{or} ——残余油饱和度, 小数;
 $\overline{S_w}$ ——平均地层含水饱和度, 小数;
 $\overline{S_w}^{t+1}$ —— $t+1$ 时刻下平均地层含水饱和度, 小数;
 $\overline{S_w}^t$ —— t 时刻下平均地层含水饱和度, 小数;
 S_{we} ——出口端含水饱和度, 小数;
 S_{we}^{t+1} —— $t+1$ 时刻下出口端含水饱和度, 小数;
 S_{we}^t —— t 时刻下出口端含水饱和度, 小数;
 t ——生产时间, s ;
 X ——提液井到油水边界距离, m ;
 α ——以生产井为顶点的角度, $(^\circ)$;
 $\Delta\alpha$ ——以生产井为顶点的角增量, $(^\circ)$;
 β ——以注水井为顶点的角度, $(^\circ)$;
 $\Delta\beta$ ——以注水井为顶点的角增量, $(^\circ)$;
 μ_o ——油相黏度, $mPa \cdot s$;
 μ_w ——水相黏度, $mPa \cdot s$;

ξ ——流管上任意位置;

ϕ ——孔隙度,小数。

参考文献

- [1] 侯风华,张在旭,欧阳燕妮.油田增产措施优化方法[J].石油大学学报:自然科学版,2000,24(6):86-90.
HOU Fenghua, ZHANG Zaixu, OUYANG Yanwei. Optimization of measures for increasing output in oilfield development[J]. Journal of the University of Petroleum, China: Edition of Natural Science, 2000, 24(6): 86-90.
- [2] FENG Q, LI S, SU Y, et al. Analyzing edge water drive laws of offshore heavy oil reservoir with physical experiment and numerical simulation[C]. SPE 169988, 2014.
- [3] 冯其红,李尚,韩晓冬,等.稠油油藏边水推进规律物理模拟实验[J].油气地质与采收率,2014,21(5):81-83.
FENG Qihong, LI Shang, HAN Xiaodong, et al. Physical experiment on edge water drive law of offshore heavy oil reservoir[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2014, 21(5): 81-83.
- [4] 李建国.洲城油田开发后期提液增油技术探讨[J].特种油气藏,2010,17(6):120-122.
LI Jianguo. Approach to enhancing liquid for oil increment in the late life of the Zhoucheng oilfield development[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2010, 17(6): 120-122.
- [5] 柳东.水驱砂岩油藏高含水期单井动态分析及提液时机研究——以沈84-安12块为例[J].石油地质与工程,2014,28(6):62-64.
LIU Dong. Single well performance analysis and liquid extraction timing in water drive sandstone reservoirs during high water cut period: taking Shen 84-An 12 block as an example[J]. Petroleum Geology and Engineering, 2014, 28(6): 62-64.
- [6] 曹帅元.水驱开发油藏提液稳产措施分析研究[J].石油化工应用,2018,37(8):68-72.
CAO Shuaiyuan. Analysis and research on measures to stabilize production of liquid extraction in water flooding reservoir development[J]. Petrochemical Industry Application, 2018, 37(8): 68-72.
- [7] 孙强,周海燕,胡勇,等.反九点井网非活塞式水驱面积波及系数计算方法[J].复杂油气藏,2018,11(2):52-56,65.
SUN Qiang, ZHOU Haiyan, HU Yong, et al. Calculation method of area sweep efficiency of non-piston water flooding for inverted 9-spot pattern[J]. Complex Hydrocarbon Reservoirs, 2018, 11(2): 52-56, 65.
- [8] 沈非,程林松,黄世军,等.基于流管法的普通稠油水驱波及系数计算方法[J].石油钻采工艺,2016,38(5):645-649.
SHEN Fei, CHENG Linsong, HUANG Shijun, et al. Calculation of sweep efficiency for water flooding development of conventional heavy oil using the stream-tube method[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2016, 38(5): 645-649.
- [9] 计秉玉,李莉,王春艳.低渗透油藏非达西渗流面积井网产油量计算方法[J].石油学报,2008,29(2):256-261.
JI Bingyu, LI Li, WANG Chunyan. Oil production calculation for areal well pattern of low-permeability reservoir with non-Darcy seepage flow[J]. Acta Petrolei Sinica, 2008, 29(2): 256-261.
- [10] NOAMAN A F, El Khatib, KING Saud U. A new stream-tube model for water-flooding performance in 5-spot patterns [C]. SPE 53186, 1999.
- [11] 张俊廷,贾晓飞,魏舒,等.基于启动压力下稠油油田合理产能及井距研究[J].石油化工应用,2018,37(9):4-8.
ZHANG Juntong, JIA Xiaofei, WEI Shu, et al. Research on reasonable productivity and well spacing in heavy oilfield based on threshold pressure[J]. Petrochemical Industry Application, 2018, 37(9): 4-8.
- [12] 程林松.高等渗流力学[M].北京:石油工业出版社,2011:287-299.
CHENG Linsong. Advanced fluid mechanics in porous media [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2011: 287-299.
- [13] 陈元千.水驱曲线关系式的推导[J].石油学报,1985,6(2):69-78.
CHEN Yuanqian. Derivation of relationships of water drive curves [J]. Acta Petrolei Sinica, 1985, 6(2): 69-78.
- [14] 宋兆杰,李治平,赖枫鹏,等.高含水期油田水驱特征曲线关系式的理论推导[J].石油勘探与开发,2013,40(2):201-208.
SONG Zhaojie, LI Zhiping, LAI Fengpeng, et al. Derivation of water flooding characteristic curve for high water-cut oilfields [J]. Petroleum Exploration and Development, 2013, 40(2): 201-208.
- [15] PERMADI A K, YUWONO I P. Effects of vertical heterogeneity on waterflood performance in stratified reservoirs: A case study in Bangko field, Indonesia [C]. SPE 87016, 2004.
- [16] 刘晨,张金庆,周文胜,等.海上中高含水油田提液潜力动态计算方法[J].油气地质与采收率,2017,24(4):110-115.
LIU Chen, ZHANG Jinqing, ZHOU Wensheng, et al. Dynamic calculation method for liquid production increase potential of offshore oilfield at high water cut stage [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2017, 24(4): 110-115.

编辑 王星