

文章编号:1009-9603(2021)05-0124-07

DOI:10.13673/j.cnki.cn37-1359/te.2021.05.015

油藏-井筒-管网一体化耦合模拟方法及应用

侯玉培¹,杨耀忠²,孙业恒¹,于金彪¹,孙红霞¹,陶国华³

(1.中国石化胜利油田分公司勘探开发研究院,山东东营 257015; 2.中国石化胜利油田分公司,山东东营 257001; 3.中国石化北京埕岛西项目部,山东东营 257000)

摘要:油气田开发生产系统包含油藏、井筒、管网三大生产环节。传统数值模拟方法主要模拟油藏中流体的流动,而油藏-井筒-管网一体化耦合模拟同时反映油藏供液能力、井筒举升能力和管网集输能力,对准确预测生产态势、实现生产系统全流程优化具有重要意义。通过研究井筒-管网模型建立方法及流体多相管流相关式适应性,实现了井筒、管网内流动模拟和流动保障模拟;通过节点链接建立一体化模型,耦合关键节点的流动关系,形成了油藏-井筒-管网一体化耦合模拟方法,实现了油气田开发全流程模拟。基于埕岛油田西A区块,根据海上油田实际生产需求和约束条件,优化生产制度、配产配注等,基于一体化模型进行全流程优化,最大程度提高了油气田开发系统产量效益。

关键词:井筒模型;管网模型;流动保障;一体化模型;耦合模拟方法;全流程优化

中图分类号:TE319

文献标识码:A

Coupling simulation based on reservoir-wellbore-pipe network integration and its application

HOU Yupei¹, YANG Yaoshong², SUN Yeheng¹, YU Jinbiao¹, SUN Hongxia¹, TAO Guohua³

(1.Exploration and Development Research Institute, Shengli Oilfield Company, SINOPEC, Dongying City, Shandong Province, 257015, China; 2.Shengli Oilfield Company, SINOPEC, Dongying City, Shandong Province, 257001, China; 3.Beijing Chengdao West Project Department, SINOPEC, Dongying City, Shandong Province, 257000, China)

Abstract: The reservoir, wellbore and pipe network are major links in a development and production system of oil and gas fields. Traditional numerical simulation methods mainly simulate the fluid flow in the reservoir, while the coupling simulation based on reservoir-wellbore-pipe network integration reflects fluid supply capacity of the reservoir, lifting capacity of the wellbore, and gathering and transportation capacity of the pipe network at the same time. It is of great significance to accurate prediction of the production situation and the whole process optimization of a production system. By studying the construction method of a wellbore-pipe network model and the adaptability of multiphase pipe flow correlations, we realized the flow simulation and flow assurance simulation in the wellbore and the pipe network. An integrated model was built through node links, and the flow relationships between key nodes were coupled to develop a coupling simulation method based on reservoir-wellbore-pipe network integration, enabling the whole process simulation of oil and gas field development. In the West A Block of Chengdao Oilfield, the production system, proration, injection allocation, and other aspects were optimized according to the actual production demand and constraints of offshore oil fields. In addition, the whole process optimization based on the integration model maximized the production benefit of the oil and gas field development system.

Key words: wellbore model; pipe network model; flow assurance; integrated model; coupling simulation method; whole process optimization

油气田开发是一个高度连续的生产系统,涵盖了流体从油藏到井底的渗流、从井底到井口的井筒

收稿日期:2021-03-25。

作者简介:侯玉培(1984—),女,山东肥城人,助理研究员,硕士,从事油气藏数值模拟方法研究。E-mail:hoyupeislyt@sinopec.com。
基金项目:中国石化股份有限公司前瞻课题“基于大数据的油藏井筒一体化智能诊断方法研究”(P20058-1)。

内垂直管流和井口到集输管线的地面集输管流等生产环节,各环节相互依存、相互制约。目前主要通过数值模拟方法模拟地下油藏的供液能力,缺少对井筒举升能力和地面管网集输能力的研究,并且井筒-管网系统中流体流动型态复杂,难以精确模拟流体流动规律。油藏-井筒-管网沿程相互制约的节点多,各节点遵守质量守恒和能量守恒,难以进行一体化模型耦合。油气田开发过程中,流体从油藏到地面的流动需要在协调统一的环境下才能高效运行,如何在局部最优基础上进行全流程优化,获得效率最优的系统开发方案。为此,开展油藏-井筒-管网的一体化耦合模拟和优化方法研究,集成地下油藏、井筒及地面管网等生产系统,实现整个油气田开发系统高效运行及立体优化。一体化的油藏管理作为智能油田建设的核心,随着智能油田的建设需求日益迫切^[1-2],因此研究油藏-井筒-管网一体化耦合模拟方法对智能油田建设具有重要意义。

1 模型建立及模拟方法

一体化模型包括3个基本模型,即油藏模型、井筒模型和管网模型。油藏模型建立以及模型拟合方法相对比较成熟,本次研究重点为井筒和地面管网的模型建立及模拟方法。

1.1 井筒模型建立及举升动态模拟

通过建立井身结构模型、热传导模型,优选多相管流相关式,构建反映井筒举升能力的井筒模型,完成举升动态模拟。

1.1.1 井筒模型建立

井筒模型主要包括基于井筒管柱结构、举升方式和举升参数的井身结构模型及考虑流体能量传递的热传导模型。

井身结构模型 实际井身结构复杂,通过优选井筒内关键节点,设置参数进行模拟(表1),建立精细井身结构模型(图1)。

表1 不同类型井的井身结构关键节点参数
Table1 Key node parameters of casing programs in different types of wells

类型	关键节点	举升参数
自喷井	井口、油管、套管、安全阀、井底、油嘴	油嘴尺寸
电潜泵井	井口、油管、套管、安全阀、井底、电潜泵	泵挂深度、型号、排量、泵径、级数、频率
有杆泵井	井口、油管、套管、安全阀、井底、抽油泵	泵挂深度、冲程、冲次、杆型号、杆等级
气举井	井口、油管、套管、安全阀、井底、气举阀	气举阀深度、尺寸、型号
水力潜油泵井	井口、油管、套管、安全阀、井底、射流泵	泵挂深度、型号、排量、泵径、级数、转速

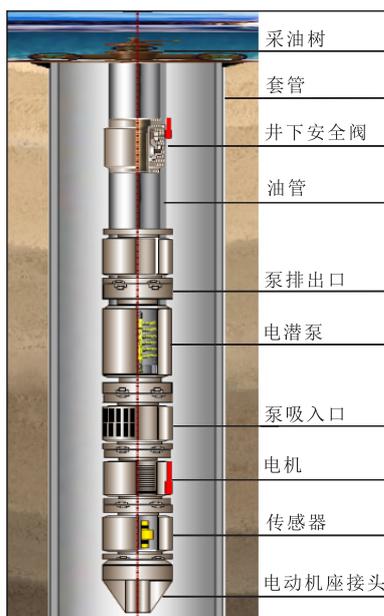


图1 电潜泵井井身结构模型示意

Fig.1 Casing program model of well equipped with electric submersible pump

下降时产生的热量获得,考虑流体能量传递的热传导模型依据文献[3-5]建立。

1.1.2 举升动态模拟

储层及井类型、流体类型、举升方式、流体流动方式、完井方式和防砂方式主要影响井筒内流体多相管流流动型态、流体流入动态。流体流入动态产能计算公式优选及拟合影响油藏模型供液能力,油藏模型建立及模拟依据文献[6-15]。受压力、温度和流速影响,井筒中流体流动是多相管流,具有泡流、雾流、段塞流等多种复杂流动型态,其影响着井筒的举升能力。根据实际井筒内流体流动特点,对不同多相管流相关式适应性进行分析^[16-19](表2),结合井类型、类别和流体特征,优选多相管流相关式,建立反映生产实际的多相管流模型,精确描述井筒内流体流动型态(图2)。在此基础上,以井底为节点,将油藏流入动态作为输入边界条件,分析日产液量与垂直管流压力的关系,生成举升动态曲线(图3),为一体化模型提供井筒举升动态模拟的基础数据。

热传导模型 假定传递的能量是由流体温度

表2 多相管流相关式适应性分析
Table2 Adaptive analysis of multiphase pipe flow correlations

多相管流相关式	适 应 性
Beggs and Brill	可用于水平、垂直和任意倾斜气液两相管流
Petroleum Experts5	改进的多相管流相关式,综合考虑多种多相管流特征,适用于包括凝析油在内的任何流体
Orkiszewski	该方法一般与测试数据的拟合度较高,但存在不连续性,导致压力拟合过程中压力不稳定
Fancher Brown	主要用于检查数据质量,不考虑气体、液体滑脱效应
Hagedorn Brown	主要适用于油井,流动型态为泡流和段塞流
Duns and Ros Original	在低速范围内比较可靠,高速流不够准确
Duns and Ros Modified	主要适用于当流动型态为雾流时,高气油比井和凝析油井,预测的压力偏高

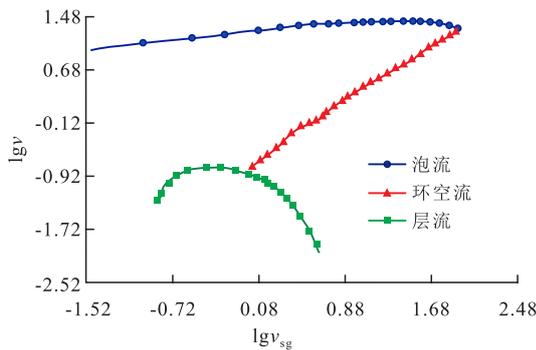


图2 井筒内流体流动型态
Fig.2 Flow pattern in wellbore

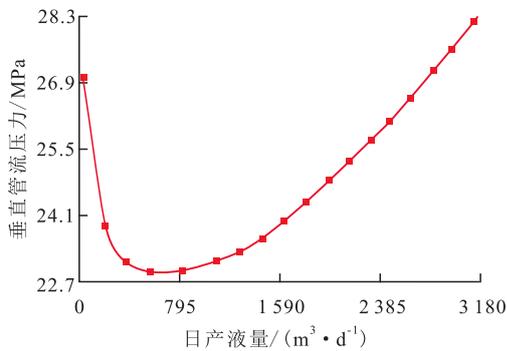


图3 井筒举升动态曲线
Fig.3 Dynamic curve during wellbore lifting

物、管道积液等异常问题,实现管网内实时预警、诊断分析和优化。

砂粒临界运移速度 油井出砂是砂岩油层开采过程中的常见问题之一。当井筒内流体速度大于砂粒临界运移速度时,砂粒被提升到井口,造成油井出砂^[16]。砂粒临界运移速度与砂粒粒径、形状、密度和流体密度有关。

砂粒临界运移速度模型^[17]为:

$$V = \frac{-3N + \left[9N^2 + (gr^2 \rho_f)(\rho_s - \rho_f)(0.014 476 + 0.198 41r) \right]^{0.5}}{\rho_f(0.011 607 + 0.198 81r)} \quad (1)$$

临界侵蚀速度^[19-20]可以表示为:

$$V_e = \frac{C}{\sqrt{\rho_m}} \quad (2)$$

临界携液速度 气井井筒积液主要是由于地层压力下降,导致气体流速降低,没有足够的能量把井筒中产生的液滴携带出井口时,液滴将在井底形成积液,严重影响正常生产^[16]。根据 Tuner 模型^[20],气体能拖动液滴的最小速度为:

$$v_t = 20.4 \times \frac{\sigma^{1/4} (\rho_l - \rho_g)^{1/4}}{\rho_g^{1/2}} \quad (3)$$

1.2 管网模型建立及流动保障模拟

1.2.1 管网模型建立

管网模型包括地面集输管网以及各种地面设备(如分离器、加热器、压缩机、外输泵等)、管线内设备(如各种阀门、管线内分离装置等)。通过定义井、关键设备、管线实际地理位置,确定管线真实拓扑结构、管线长度、高程差,建立管网模型。基于优选水平多相管流相关式如 Beggs and Brill 相关式,给定井口日产液量、含水率、气油比、外输终端压力和温度,计算地面管线沿程节点流量、压力和温度分布,实现管网节点流动模拟。

1.2.2 流动保障模拟

基于管道内流体流动状态,对比临界流量、压力、温度等指标,预测可能发生的出砂、结蜡、水合

1.3 一体化模型建立及耦合模拟

按照节点的流入流出关系将油藏模型、井筒模型、管网模型等链接,建立一体化模型,耦合关键节点(如井底、井口和分离器等)流动关系,实现油藏、井筒、管网等模型上、下游各节点模拟。

根据实际生产需求,建立不同类型的模型,耦合模型之间传递的变量也各不相同(表3)。

油藏-井筒-管网一体化模型中各子系统之间耦合传递是动态耦合。运用油藏模型计算地层压力和饱和度,传递给井筒模型,流入动态曲线(IPR)与井筒模型的垂直管流曲线交点即井底流压和日产液量,根据流体流速、管径、粗糙度计算管网模型

表3 不同耦合模型间传递的变量

Table3 Variables passed between different coupling models

模型	耦合模型间传递的变量
黑油模型	日产液量、井底流压、油气比、含水率
组分模型	质量流量、日产液量、井底流压、摩尔分数
注水模型	日注水量、注入压力
黑油注入模型	日注气量、注入压力
组分注入模型	质量流量、注入压力

的沿程压力降,压力损失误差限制在管网,直到达到管网模型耦合迭代收敛,进而实现一体化系统平衡。

油藏模型为:

$$\frac{\partial^2 p}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \times \frac{\partial p}{\partial r} = \frac{\phi\mu C_t}{K} \times \frac{\partial p}{\partial t} \quad (4)$$

初始条件为:

$$t=0, p = p_i \quad (5)$$

外边界条件为:

$$r=r_e, \frac{\partial p}{\partial r} = 0 \quad (6)$$

内边界条件为:

$$r=r_w, r \frac{\partial p}{\partial r} = \frac{q\mu}{2\pi Kh} \quad (7)$$

井筒模型为:

$$\frac{dp}{dz} = \frac{[\rho_l H_L + \rho_g (1 - H_L)] g \sin\theta + \frac{\lambda G_v}{2DA}}{1 - \frac{[\rho_l H_L + \rho_g (1 - H_L)] v v_{sg}}{p}} \quad (8)$$

管网模型为:

$$\frac{\Delta p}{\gamma} = \lambda \frac{l}{d} \times \frac{v^2}{2g} \quad (9)$$

其中:

$$\lambda = \frac{0.3164}{\sqrt[4]{4Re}} \quad (10)$$

以井底为耦合节点为例,对于计算产量与实际产量存在误差的井,因井口日产液量、压力等数据和管网数据均为实测值,在一体化模型拟合时不需调整管网模型,通过调整油藏模型参数或井筒模型参数来拟合并底流压和日产液量。可调整的油藏模型参数有地层压力和采液指数;井筒模型的调整,可检查举升曲线是否存在外推情况,检查泵效或校正多相管流相关式等。

2 一体化全流程优化

油藏-井筒-管网一体化全流程优化是基于油藏-井筒-管网一体化模型,从油气田开发系统多节

点、全过程、多目标进行全系统优化,最大程度提高系统生产效率,节约运行成本。

一体化全流程优化包括优化目标确定、约束条件设置和控制变量优选3个关键环节,整体思路是根据实际生产设备的能力和生需求,设定节点约束条件、系统约束条件,明确敏感性控制变量,利用最优算法进行系统求解或优化,在此过程中,反复调整敏感性控制变量进行迭代,直到满足整个系统约束条件,达到系统最优目标。

优化目标确定 全流程包括单井、注采源汇端、全局等多层次目标,可以优化产量、效益、热能和集输管线路径等多个目标。

约束条件设置 约束条件包括系统约束、井约束及举升约束等,全流程优化可以同时满足多种约束条件,对于不同的系统和举升方式,依据生产实际选择相应的约束条件(表4)。

表4 约束条件设置

Table4 Constraint setting

类别	约束条件
模型	最高/最低温度、最大/最小压力、
系统、	最大/最小压力降、最大/最小日产液量、
节点	最大/最小日产气量、最大/最小日注水量
气举井	最大/最小日注气量
电潜泵、	最大/最小泵频率(电潜泵井)
水力潜	最大/最小动力液排量(水力潜油电泵井、喷射泵井)
油电泵、	最大/最小速度(水力潜油电泵井、螺杆泵井、有杆泵井)
螺杆泵、	
喷射泵	最高/最低电动机功率

控制变量优选 控制变量是井筒内可控设备的控制参数,控制生产井日产液量或注入井日注水量、日注气量。控制变量的选取要满足约束条件对控制变量的敏感性。不同举升方式的控制变量如表5所示。对于自喷井,控制设备是油嘴,控制变量是井口节流压差;对于抽油机井,控制设备是泵,控制变量是冲次;对于气举井,控制设备是注气设备或气举阀,控制变量是注气速率或井口节流压差。

表5 控制变量优选

Table5 Selection of control variables

类别	控制设备	控制变量
自喷井	油嘴	井口节流压差
抽油机井	泵	冲次
气举井	注气设备 气举阀	注气速率 井口节流压差
电潜泵井	电潜泵	工作频率、井口节流压差
管道可控节流器	节流阀	节流压差
可控压缩机	压缩机	旋转速度
注入井	管汇	注气速率

油藏-井筒-管网一体化全流程优化结果包含油藏、单井、节点、管道、分离器等全流程各节点日产液量、压力、含水率、气油比等参数,具有全面性和实时性特点。

3 实例应用

基于埕岛油田西A区块开展油藏-井筒-管网一体化耦合模拟方法的应用,研究油藏-井筒-管网一体化生产潜力,查找单井生产瓶颈,优化生产制度及科学合理的配产配注方案,实现油藏-井筒-管网一体化全流程最优产油量。

3.1 单井油藏-井筒-管网一体化潜力分析

以埕岛油田西A区块电潜泵井35I井为例,某时刻35I井泵频率为35 Hz,日产液量为46 m³/d。首先建立该井油藏-井筒-管网一体化模型,在模型拟合时,给定井口日产液量、含水率、气油比,调整影响采液指数的参数如渗透率、有效厚度、表皮系数等,拟合并底流压和日产液量(图4);通过调整电泵磨损系数和气体分离效率来拟合泵吸入口、排出口压力(图5),调整总导热系数拟合温度剖面(图5),日产液量、压力、温度拟合好后的油藏-井筒-管网

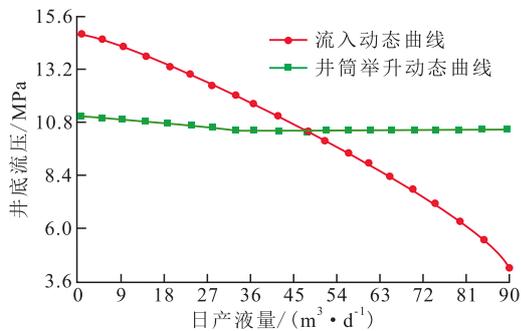


图4 埕岛油田西A区块35I井协调点拟合
Fig.4 Coordination point fitting of Well 35I in Chengdao West A Block

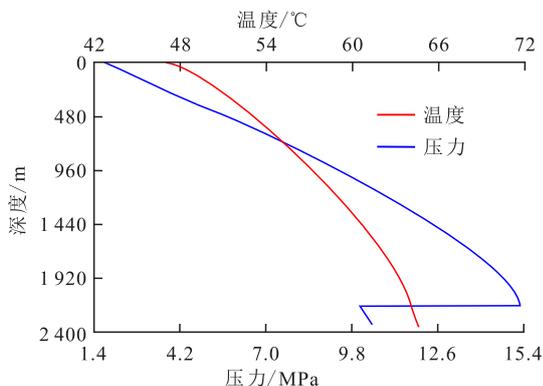


图5 埕岛油田西A区块35I井压力、温度剖面拟合
Fig.5 Pressure/temperature profile fitting of Well 35I in Chengdao West A Block

一体化模型反映了实际生产条件,可以用来进行一体化潜力分析。

井筒方面的单井潜力主要体现在垂直管流曲线上,矿场实际中电潜泵的泵频率可调范围最大为60 Hz,利用一体化模型对泵频率进行敏感性分析,井筒方面单井生产潜力为46~95 m³/d。油藏方面潜力主要体现在流入动态曲线上,日产液量范围受合理生产压差、最小井底流压、最大采液量、采油速度等影响因素限制。采用合理生产压差条件下油藏模型计算结果,油藏方面单井生产潜力为50 m³/d。

一体化模型拟合好后,以单井日产油量最优为目标、以泵频率为控制变量进行优化。单井一体化潜力为油藏潜力和井筒-管网潜力的最小值,单井一体化生产潜力为50 m³/d,对应泵频率为38 Hz。因此,制约单井生产的瓶颈为井筒,提高泵频率至38 Hz,可小幅度提液;当单井日产液量达到50 m³/d后,油藏产能成为制约单井生产的瓶颈,下步可通过采取增产措施、优化注采等提高油藏供液能力,实现单井提质增效。

3.2 注采系统一体化全流程优化

海上油藏在开发初期,平台处理能力有限,应用全流程优化方法,满足处理能力限制的前提下协调整个注采系统,优化生产、注入系统配产配注,达到整个平台产油量最优目标。

以生产系统作为主模型,以注入系统作为关联模型,建立埕岛油田西A区块注采井组的一体化模型,生产系统有2个油藏即油藏A和B,其产量通过井口管汇节点A汇入节点B,最终经分离器节点汇入分离器中(图6a);注入系统的注水量经节点C、节点B和节点A汇入A油藏,通过节点A实现了油藏A注采系统之间的关联(图6b)。

设定一体化模型的优化目标是满足平台处理能力下日产油量最优;设置生产系统地层压力和注入系统注入压力为约束条件;设置生产井、注水井井口节流压差为控制变量,以调整生产井日产液量和注水井日注水量。

优化计算中,利用序列二次规划最优算法,根据生产系统产量和时间步长,通过产量计算亏空量,传递给注水系统,以累积注水量作为注水系统约束条件,结合生产、注水系统约束条件,调整井口节流压差,寻求平台最优产油量。

对比不考虑平台能力的单系统配产配注方案和一体化优化配产配注方案的日产油量(图7a)、日产液量(图7b)和地层压力(图7c)发现,配产配注方案目标同样是日产油量,单系统配产配注方案日

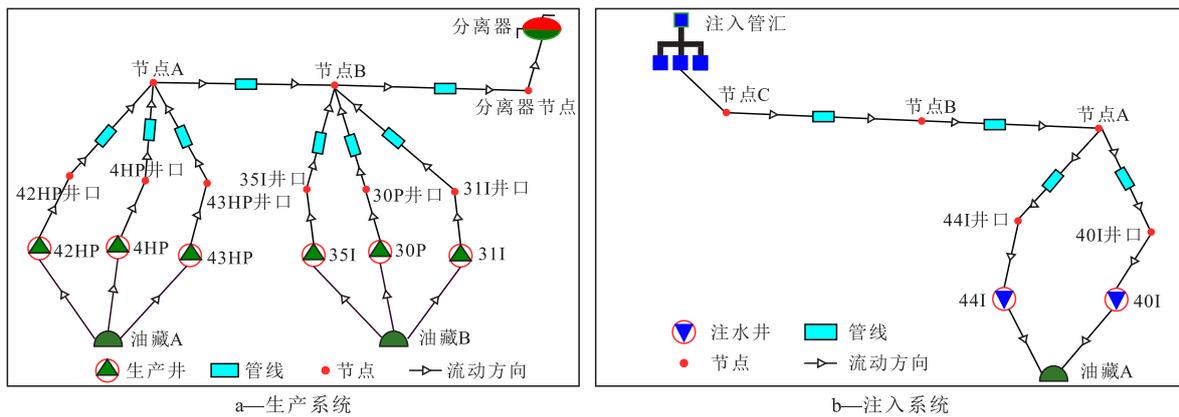


图6 埕岛油田西A区块注采井组的一体化模型

Fig.6 Integrated model of injection-production well group in Chengdao West A Block

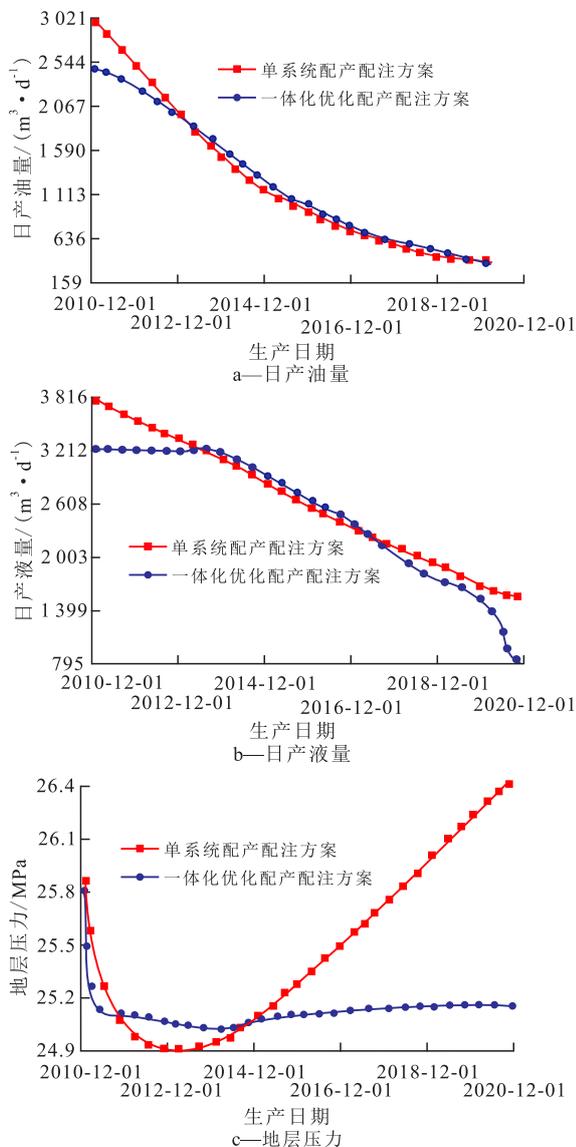


图7 埕岛油田西A区块单系统和一体化优化配产配注方案对比

Fig.7 Comparison between single-system production and injection program and integrated program with optimized proration and injection allocation in Chengdao West A Block

油量比一体化优化配产配注方案高,但其日产液量远超过平台最大处理能力,地层压力也不合理;而一体化优化配产配注方案同时考虑了地层压力、井筒条件、地面注入压力、地面处理能力,更科学、全面、贴近生产实际,实现了井组的高效开发。

4 结论

在井筒模型、管网模型建立及模拟基础上,通过对多系统、多节点耦合模拟,形成了油藏-井筒-管网一体化耦合模拟方法。油藏-井筒-管网一体化耦合模拟消除了单系统模拟时边界条件影响,用更精确、更高频率的井筒及管网实时数据来校正一体化模型,更准确地模拟整个开发生产系统,实现了更贴近生产实际的油气田开发全流程模拟。

基于油藏-井筒-管网一体化耦合模拟,考虑油气田开发系统实际生产目标、约束条件和控制变量,从整个系统多节点、全过程、多目标进行油藏-井筒-管网全流程优化。

基于埕岛油田西A区块,应用一体化全流程优化查找单井生产瓶颈,优化生产制度、优化井组配产配注,实现了油藏-井筒-管网全流程最优,提高油气田开发系统智能化管理水平。

符号解释

- A——管流横截面积, m^2 ;
- C——常数,一般取值为100~250;
- C_t ——综合压缩系数, MPa^{-1} ;
- D——管流直径, m;
- g——重力加速度, cm/s^2 ,取值为980;
- G_v ——混合物质量流量, kg/s ;
- h——油藏厚度, m;
- H_L ——持液率;
- K——油藏渗透率, mD;

l ——管线长度, m;
 N ——流体动态黏度, $\text{mPa}\cdot\text{s}$;
 p ——地层压力, MPa;
 p_i ——原始地层压力, MPa;
 Δp ——沿程压差, MPa;
 q ——日产量, m^3/d ;
 r ——颗粒半径, cm;
 r_e ——泄油半径, m;
 r_w ——井筒半径, m;
 Re ——雷诺数;
 t ——时刻, s;
 μ ——原油黏度, $\text{mPa}\cdot\text{s}$;
 v ——流体流速, m/s;
 v_{sg} ——气体流速, m/s;
 V ——临界运移速度, cm/s;
 V_e ——临界侵蚀速度, cm/s;
 v_t ——气体能拖动液滴的最小速度, m/s;
 z ——井筒内深度, m;
 θ ——管流倾斜角度, ($^\circ$);
 ρ_f ——流体密度, g/cm^3 ;
 ρ_s ——砂粒密度, g/cm^3 ;
 ρ_g ——气体密度, g/cm^3 ;
 ρ_l ——液相密度, g/cm^3 ;
 ρ_m ——混合液密度, g/cm^3 ;
 γ ——重度, N/m^3 ;
 σ ——气液表面张力, N/m ;
 ϕ ——孔隙度;
 λ ——沿程阻力系数。

参考文献

- [1] 梁文福. 油田开发智能应用系统建设成果及展望[J]. 大庆石油地质与开发, 2019, 38(5): 283-289.
LIANG Wenfu. Constructed achievements and prospects of the intelligent application system for the oilfield development[J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2019, 38(5): 283-289.
- [2] 杜金虎, 时付更, 杨剑锋, 等. 中国石油上游业务信息化建设总体蓝图[J]. 中国石油勘探, 2020, 25(5): 1-8.
DU Jinhu, SHI Fugeng, YANG Jianfeng, et al. Overall blueprint of information construction of PetroChina upstream business[J]. China Petroleum Exploration, 2020, 25(5): 1-8.
- [3] SUTTON R P, FARSHAD F. Evaluation of empirically derived PVT properties for Gulf of Mexico crude oils [C]. SPE 13172, 1990.
- [4] BEAL C. The viscosity of air, water, natural gas, crude oil and its associated gases at oil field temperatures and pressures [C]. SPE 946094, 1946.
- [5] CARLAW H S, JEGER J C. Conduction of heat in solids [M]. Oxford: Clarendon Press, 1959: 29-111.
- [6] 秦积舜, 李爱芬. 油层物理学 [M]. 东营: 石油大学出版社, 2003: 76-80.
- [7] 姜瑞忠, 刘秀伟, 崔永正, 等. 非稳态窜流多段压裂水平井井底压力分析[J]. 油气地质与采收率, 2019, 26(5): 86-95.
JIANG Ruizhong, LIU Xiuwei, CUI Yongzheng, et al. Bottomhole pressure analysis of multistage fractured horizontal well during unsteady crossflow [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2019, 26(5): 86-95.
- [8] BEGGS H D, ROBINSON J R. Estimating the viscosity of crude oil systems [C]. SPE 5434, 1975.
- [9] 纪禄军, 赵金洲, 杨承孝, 等. IPR 方程通式中 Vogel 参数与流动效率 R 的计算 [J]. 河南石油, 2000, (4): 13-15, 60.
JI Lujun, ZHAO Jinzhou, YANG Chengxiao. Calculation of Vogel parameter and flow efficiency R in IPR general formula [J]. Henan Petroleum, 2000, (4): 13-15, 60.
- [10] VOGEL J V. Inflow performance relationships for solution gas drive wells [C]. SPE 1476, 1968.
- [11] 张琪. 采油工程原理与设计 [M]. 东营: 石油大学出版社, 2000: 1-15.
ZHANG Qi. Principle and design of oil production engineering [M]. Dongying: Press of University of Petroleum, China, 2000: 1-15.
- [12] FETKOVICH M J. The isochronal testing of oil wells [C]. SPE 4529, 1973.
- [13] JONES L G, BLOUNT E M. Use of short term multiple rate flow tests to predict performance of wells having turbulence [C]. SPE 6133, 1976.
- [14] CINCO LEY H, SAMANIEGO F V, DOMINGUEZ N A. Transient pressure behaviour for a well with a finite-conductivity vertical fracture [C]. SPE 6014, 1976.
- [15] CINCO L H, RAMEY H J, MILLER F G. Pseudo-skin factors for partially-penetrating directionally-drilled wells [C]. SPE 5589, 1975.
- [16] 吴星晔. 储层-井筒-井口一体化动态分析方法研究 [D]. 成都: 西南石油大学, 2017.
WU Xingye. The dynamic analysis method of reservoir-wellboe-wellhead integration [D]. Chengdu: Southwest Petroleum University, 2017.
- [17] WASP E J, KENNY J P, GANDHI R L. Solid-liquid flow slurry pipe line transportation [M]. Houston: Gulf Publishing Company, 1979: 25-122.
- [18] SVEDEMAN S J. Criteria for sizing multiphase flowlines for erosive/corrosive service [C]. SPE 26569, 1994.
- [19] 李学军. 气井冲蚀腐蚀临界速度的计算方法 [J]. 石油石化节能, 1991, (4): 94.
LI Xuejun. Calculation method of critical velocity of erosion and corrosion in gas well [J]. Energy Conservation in Petroleum and Petrochemical Industry, 1991, (4): 94.
- [20] TURNER R G. Analysis and prediction of minimum flow rate for the continuous removal of liquids from gas well [C]. SPE 2198, 1969.